＜縮　小　版＞

美浜発電所

発電用原子炉設置許可申請書

（３号炉完本）

本文及び添付書類

令和７年１０月現在

関西電力株式会社

はじめに

電気事業者が原子力発電所を設置しようとする際には、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づき、原子炉設置許可申請を原子力規制委員会に申請し、許可を受けなければならないとされています。

さらに、許可を得た後においても、原子炉施設を変更する場合は、同法律に基づき、変更内容について原子力規制委員会に届出又は原子力規制委員会の許可を得なければならないとされています。

本書は設置時の原子炉設置許可申請書に、現在までの原子炉設置変更許可申請書及び変更届出の内容をすべて反映し、便宜的に「完本」として１冊に編集したものです。

なお、誤植や乱丁がないように努めておりますが、誤りがあった場合には、御容赦願います。

また、号炉間で共用する設備の台数については、合計の台数を記載しています。

美浜発電所第３号機　原子炉設置許可申請書の変更経緯（1／5）

申請回数	申請年月日 （申請番号）	許可年月日 （許可番号）	変更の内容	本文変更箇所	添付書類変更箇所
許	昭和４６年７月１２日 （関原発第１９号）	昭和４７年３月１３日 （４７原第２７２５号）	・3号炉増設		
1	昭和４７年９月２９日 （関原発第３４号）	昭和４８年２月２７日 （４８原第１１６９号）	・原子炉施設の変更 (1) 敷地面積の変更	五の一部	八の2, 12, 15の一部 十の3の全部
2	昭和４９年４月１７日 （関原発第１号）	昭和４９年９月６日 （４９原第７１３５号）	・原子炉施設の変更 (1) 気体廃棄設備に水素再結合装置等の設置 (2) バーナブルポイズン棒の個数等の変更	五の一部	八の3, 10, 14の一部 九の5の一部 十の2, 3の一部
3	昭和４９年１１月２９日 （関原発第９６号）	昭和５０年２月６日 （４９原第１１１１８号）	・使用済燃料の処分の方法の変更	八の全部	
4	昭和５１年１月７日 （関原建発第４６号）	昭和５１年５月４日 （５１安第１５０５号）	・原子炉施設の変更 (1) 雑固体焼却設備及びアスファルト固化装置の設置	五の一部	三の全部 八の2, 10, 13の一部及び11の全部 九の2, 5の一部及び3, 4の全部
5	昭和５１年５月６日 （関原建発第３号）	昭和５１年８月１０日 （５１安（原規）第２４号）	・原子炉施設の変更 (1) 取替燃料濃縮度の変更 (2) 取替炉心におけるバーナブルポイズンの使用 (3) 使用済燃料貯蔵ラックの増設	五の一部	三の全部 八の1, 3, 14の一部及び4の全部 十の2の一部
6	昭和５２年１１月２５日 （関原管発第１３６号）	昭和５３年５月２３日 （５３安（原規）第８５号）	・原子炉施設の変更 (1) 不要鋼材減容炉の新設	五の一部	三の全部 八の10の一部
7	昭和５３年６月２６日 （関原管発第５６号）	昭和５３年９月２日 （５３安（原規）第２６７号）	・原子炉施設の変更 (1) 固体廃棄物貯蔵庫の増設	五の一部	三の全部 八の10, 11の一部 九の2の一部
8	昭和５３年９月５日 （関原管発第９７号）	昭和５３年１０月３日 （５３安（原規）第２９０号）	・原子炉施設の変更 (1) 炉心の主要な熱的制限値の変更	五の一部	十の2の一部

申請回数	申請年月日 （申請番号）	許可年月日 （許可番号）	変更の内容	本文変更箇所	添付書類変更箇所
9	昭和５４年７月２３日 （関原管発第９９号）	昭和５４年７月２８日 （５４資庁第１０２０９号）	・原子炉施設の変更 (1) 非常用炉心冷却設備作動回路に原子炉圧力異常低信号の追加	五の一部	三の全部 八の8の一部 十の2の一部
10	昭和５５年１１月２８日 （関核発第３７号）	昭和５５年１２月１９日 （５５資庁第１４５８７号）	・使用済燃料の処分の方法の変更	八の全部	
11	昭和５６年１０月５日 （関核発第３５号）	昭和５７年２月２４日 （５６資庁第１２７０８号）	・原子炉施設の変更 (1) B型燃料の使用 (2) B型バーナブルポイズンの使用 (3) 新燃料ラックの増設	五の一部	三, 五の全部 八の3, 4, 14の一部 八の3, 4, 14の一部
12	昭和５７年５月１０日 （関原管発第１号）	昭和５７年９月２４日 （５７資庁第９１１６号）	・原子炉施設の変更 (1) 使用済燃料輸送容器保管建屋の新設	五の一部	三, 五の全部 八の2, 11, 13, 15の一部 九の2, 3の一部
13	昭和５８年１月１９日 （関核発第２８号）	昭和５８年１１月２５日 （５８資庁第２４２５号）	・原子炉施設の変更 (1) 取替燃料濃縮度の変更 (2) 最大線出力密度の変更 (3) バーナブルポイズン使用本数の変更	五の一部	五の全部 八の3, 14の一部 十の2の一部
14	平成元年９月１１日 （関原燃発第２１号）	平成２年９月１７日 （元資庁第１１３３５号）	・原子炉施設の変更 (1) 取替燃料集合体最高燃焼度の変更 (2) 取替燃料濃縮度の変更 (3) ガドリニア入り燃料の使用 (4) 出力分布調整用制御棒クラスタの撤去 (5) 不要鋼材減容炉の撤去 ・使用済燃料の処分の方法の変更	五の一部 八の全部	三, 四, 五の全部 六の3の全部 八の1, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 14の一部 九の全部 十の全部

申請回数	申請年月日 （申請番号）	許可年月日 （許可番号）	変更の内容	本文変更箇所	添付書類変更箇所
15	平成５年４月１９日 （関原管発第４号）	平成６年３月９日 （５資庁第５３５２号）	・原子炉施設の変更 (1) 蒸気発生器の取替え (2) 蒸気発生器保管庫の設置 (3) 出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去	五の一部	三, 五の全部 六の3の一部 八の1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15の一部及び 2, 6, 16, 17, 18の一部 九の2, 4, 5の一部 十の全部
16	平成６年１０月１１日 （関原火発第５９号）	平成７年７月３１日 （６資庁第１２１４５号）	・原子炉施設の変更 (1) 原子炉容器上部ふたの取替え (2) 出力分布調整用制御棒クラスタ駆動装置の撤去 (3) 洗浄排水処理装置の設置 (4) 1, 2, 3号炉共用の雑固体処理設備の設置 (5) 1, 2, 3号炉共用の廃樹脂処理装置の設置 (6) 原子炉容器上部ふた等の蒸気発生器保管庫(1, 3号炉共用)への貯蔵保管	五の一部	三, 四, 五の全部 六の3の一部 八の1, 2, 3, 5, 8, 10, 11, 13, 15の一部 九の2, 3, 4, 5の一部
17	平成８年７月２９日 （関原火発第２４号）	平成９年３月１８日 （８資庁第８８９９号）	・原子炉施設の変更 (1) 蒸気発生器保管庫の共用化及び原子炉容器上部ふた等の蒸気発生器保管庫への貯蔵保管	五の一部	三, 五の全部 八の1, 2, 10の一部 九の2, 4の一部
18	平成１０年２月３日 （関原火発第４６号）	平成１０年１１月１０日 （平成10･02･03資第３２号）	・原子炉施設の変更 (1) 使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更 (2) 変更後の使用済燃料貯蔵設備を1号及び2号炉と共用化	五の一部	三, 四, 五の全部 八の1, 2, 3, 4, 6, 8, 16の一部 九の2の一部
19	平成１３年２月２１日 （関原発第７０号）	平成１３年６月２２日 （平成13･02･21原第1号）	・使用済燃料の処分の方法の変更	八の全部	

美浜発電所第３号機　原子炉設置許可申請書の変更経緯（4／5）

申請回数	申請年月日 （申請番号）	許可年月日 （許可番号）	変更の内容	本文変更箇所	添付書類変更箇所
20	平成１５年７月２８日 （関原発第６３号）	平成１６年４月１５日 （平成15･07･28原第40号）	・原子炉施設の変更 （1）燃料集合体最高燃焼度の変更	五の一部	四, 五の全部 六の3の一部 八の1, 3, 4, 6, 9, 10, 11, 14, 16の一部 九, 十の全部
21	平成２０年８月１２日 （関原発第２４０号）	平成２１年８月１３日 （平成20・08・12原第３１号）	・原子炉施設の変更 （1）非常用電源設備のうち蓄電池の負荷の変更	五の一部	三, 四, 五の全部 八の1, 9, 16の一部
22	平成２７年３月１７日 （関原発第２７３号）	平成２８年１０月５日 （原規規発第16100514号）	・発電用原子炉施設の変更 （1）３号炉の重大事故等対処設備の設置及び体制の整備等	五の一部 十の一部	三, 四, 五の全部 六の1, 2, 3, 5の一部及び4, 6, 7, 8, 9の全部 八の1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10の一部及び2の全部 九の2, 4, 5の一部 十の1, 2, 3の一部及び5, 6, 7の全部
23	平成２８年８月１６日 （関原発第２４８号）	平成２８年１１月２日 （原規規発第16110229号）	・１号、２号及び３号発電用原子炉　使用済燃料の処分の方法の変更	八の全部	
24	平成３０年６月１１日 （関原発第１４５号）	平成３１年１月１６日 （原規規発第1901163号）	・発電用原子炉施設の変更 （1）３号炉の柏崎刈羽原子力発電所６号炉及び７号炉の新規制基準適合性審査を通じて得られた技術的知見の反映 （2）３号炉の内部溢水による管理区域外への漏えいの防止に関連する記載事項の変更 （3）３号炉の地震時の燃料被覆管の閉じ込め機能の維持に係る設計方針の追加	五の一部	八の1, 3, 6, 9, 10の一部 十の5の一部

美浜発電所第３号機　原子炉設置許可申請書の変更経緯（5／5）

申請回数	申請年月日 （申請番号）	許可年月日 （許可番号）	変更の内容	本文変更箇所	添付書類変更箇所
25	平成３１年２月８日 （関原発第５０６号）	令和２年１月２９日 （原規規発第2001293号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉における中央制御室、緊急時対策所等に対して、有毒ガスの発生に対する防護方針について記載	五の一部 十の一部	四, 五の全部 八の1, 6, 10の一部 十の5の一部
26	平成３０年４月２０日 （関原発第６４号）	令和２年７月８日 （原規規発第2007083号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉の特定重大事故等対処施設の設置及び体制の整備等 (2) ３号炉の所内常設直流電源設備（３系統目）の設置	五の一部 十の一部	三, 四, 五の全部 六の1, 6の一部 八の1, 2, 6, 10の一部 十の5の一部 十一の全部
27	令和２年７月１７日 （関原発第２０４号）	令和２年１２月２３日 （原規規発第2012235号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉における特定重大事故等対処施設に対して、有毒ガスの発生に対する防護方針について記載	五の一部 十の一部	四, 五の全部 八の1, 10の一部 十の5の一部 十一の全部
28	令和元年９月２６日 （関原発第２３７号）	令和３年５月１９日 （原規規発第2105195号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) 降下火砕物の最大層厚を見直し、関連する記載の一部を変更	五の一部	三, 四, 五の全部 六の7の一部 八の1の一部 十の5の一部 十一の全部
29	令和６年４月１５日 （関原発第２４号）	令和６年１２月１１日 （原規規発第2412112号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉の減容したバーナブルポイズンを、１号、２号及び３号炉共用の蒸気発生器保管庫に貯蔵保管 (2) 法令名称及び関係組織名称等の記載適正化	五の一部 八の一部 九の一部	三, 四, 五の全部 八の1, 7の一部 九の4の一部 十一の全部
30	令和６年７月２５日 （関原発第２３７号）	令和７年６月４日 （原規規発第2506041号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉のタービン動補助給水ポンプの取替え	五の一部 十の一部	三, 四, 五の全部 八の1, 4, 5, 6, 10の一部 十の5の一部 十一の全部
31	令和６年７月１２日 （関原発第２１７号）	令和７年１０月２９日 （原規規発第2510295号）	・発電用原子炉施設の変更 (1) ３号炉の使用済燃料乾式貯蔵施設を設置	五の一部 九の一部	三, 四, 五の全部 六の1, 4, 6の一部 八の1, 4, 7, 8, 10の一部 九の2, 4の一部 十一の全部

一、氏名又は名称及び住所並びに代表者の氏名

氏名又は名称　　関西電力株式会社

住　　所　　大阪市北区中之島３丁目６番１６号

代表者の氏名　　執行役社長　　森　望

二、使用の目的　商業発電用

三、発電用原子炉の型式、熱出力及び基数

型　　式　　濃縮ウラン・軽水減速・軽水冷却型（加圧水型）

熱　出　力　　約2,440MW

基　　数　　1

四、発電用原子炉を設置する工場又は事業所の名称及び所在地

名　　称　　美浜発電所

所　在　地　　福井県三方郡美浜町丹生

五、発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備

イ．発電用原子炉施設の位置

(1) 敷地の面積及び形状

発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）を設置する敷地は福井県三方郡美浜町北部の敦賀半島西側の丹生湾を形成する岬角部に位置する。東側は丹生湾に、西側と南側は若狭湾に面し、北側には山地があり、山地と敷地の間にはアゴ越と呼ばれる低地がある。敷地の大部分は後期白亜紀～古第三紀に貫入したと考えられる江若花崗岩から構成されている。

敷地面積は約 52 万 m^2 である。

地震の発生によって生じるおそれがあるその安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度が特に大きい施設（以下「耐震重要施設」という。）は、その供用中に大きな影響を及ぼすおそれがある地震動（以下「基準地震動」という。）による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

兼用キャスクである使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「使用済燃料乾式貯蔵容器」という。）は、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤により十分に支持されないことにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

耐震重要施設並びに使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設以外の設計基準対象施設については、耐震重要度分類の各クラスに応じて算定する地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を

有する地盤に設置する。

耐震重要施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化及び揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、その安全機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤が変形したことにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

耐震重要施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤に変位が生じることにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

耐震重要施設及び使用済燃料乾式貯蔵容器については、基準地震動による地震力によって生じるおそれがある周辺の斜面の崩壊に対して、その安全機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって

弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類の各クラスに応じて算定する地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化及び揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力によって生じるおそれがある周辺の斜面の崩壊に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

(2) 敷地内における主要な発電用原子炉施設の位置

３号炉は２号炉の北西部約 250m の位置に設置する。

原子炉施設の冷却水取放水施設は、１号炉及び２号炉とは別個に設け、丹生湾奥より取水し外海側へ放水する。淡水は１号炉及び２号炉と同様に敷地より 2～3km の地点を流れる落合川、馬背川流域より取水する。水量は１号炉、２号炉及び３号炉の必要量をまかなうのに十分な量を確保できる。また、１号及び２号炉の原子炉容器に燃料体が装荷されていないことを前提とする。

屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備が設置されている原子炉建屋から 100m の離隔距離を確保するとともに、少なくとも１セットは、屋外の常設重大事故等対

処設備からも 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管、又は屋外の設計基準事故対処設備から 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管する。また、外部起因事象として地震による影響（周辺構築物の倒壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊、道路面の滑り）、その他自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪、降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ及び油圧ショベルを保管及び使用する。

なお、原子炉施設の中心から敷地境界までの最短直線距離は、約 550m である。

(3) 特定重大事故等対処施設の形状と位置

特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

特定重大事故等対処施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化、揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋（以下「原子炉補助建屋等」という。）への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

特定重大事故等対処施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

特定重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

特定重大事故等対処施設を設置するために、

に設置する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ロ．発電用原子炉施設の一般構造

本原子炉施設は、発電用原子炉（以下「原子炉」という。）、一次冷却材設備、二次冷却設備、各種の安全防護施設等からなるが、各設備は、原則、原子炉格納施設、原子炉補助建屋、タービン建屋等に収納するが、一部の設備は屋外に設置する。

原子炉施設のうち主要な施設である原子炉格納施設は、鋼及び鉄筋コンクリート造とし、また、原子炉補助建屋は、鉄筋コンクリート及び鉄骨造とする。敷地の整地面は、E.L.＋3.5m 以上に選定する。

また、取水施設のうち原子炉補機冷却海水設備の海水ポンプについては、E.L.＋3.0m の敷地に設置する。

本原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）等の関係法令の要求を満足するとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」に適合する構造とする。

(1) 耐震構造

本原子炉施設は、次の方針に基づき耐震設計を行い、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」に適合するように設計する。

（ｉ）設計基準対象施設の耐震設計

設計基準対象施設については、耐震重要度分類に応じて、適用する地震力に対して、以下の項目にしたがって耐震設計を行う。

a. 耐震重要施設は、基準地震動 Ss による地震力に対して、安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

b. 設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）は、地震により発生するおそれがある安全機能の喪失及びそれに続く放射線による公衆への影響を防止する観点から、各施設の安全機能が喪失した場合の影響の相対的な程度に応じて、耐震重要度分類を以下のとおり、Ｓクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じた地震力に十分耐えられるように設計する。

Ｓクラス　地震により発生するおそれがある事象に対して、原子

炉を停止し、炉心を冷却するために必要な機能を持つ施設、自ら放射性物質を内蔵している施設、当該施設に直接関係しておりその機能喪失により放射性物質を外部に拡散する可能性のある施設、これらの施設の機能喪失により事故に至った場合の影響を緩和し、放射線による公衆への影響を軽減するために必要な機能を持つ施設及びこれらの重要な安全機能を支援するために必要となる施設、並びに地震に伴って発生するおそれがある津波による安全機能の喪失を防止するために必要となる施設であって、その影響が大きいもの

Ｂクラス　安全機能を有する施設のうち、機能喪失した場合の影響がＳクラス施設と比べ小さい施設

Ｃクラス　Ｓクラスに属する施設及びＢクラスに属する施設以外の一般産業施設又は公共施設と同等の安全性が要求される施設

c. Ｓクラスの施設（e.に記載のものを除く。）、Ｂクラス及びＣクラスの施設は、建物・構築物については、地震層せん断力係数C_iに、それぞれ 3.0、1.5 及び 1.0 を乗じて求められる水平地震力、機器・配管系については、それぞれ 3.6、1.8 及び 1.2 を乗じた水平震度から求められる水平地震力に十分に耐えられるように設計する。建物・構築物及び機器・配管系共に、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。

ここで、地震層せん断力係数C_iは、標準せん断力係数C_0を 0.2 以上とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮して求められる値とする。

ただし、土木構造物の静的地震力は、Ｃクラスに適用される静的地震力を適用する。

Ｓクラスの施設（e.に記載のものを除く。）については、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。鉛直地震力は、建物・構築物については、震度 0.3 以上を基準

とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮して求められる鉛直震度、機器・配管系については、これを 1.2 倍した鉛直震度より算定する。ただし、鉛直震度は高さ方向に一定とする。

d. Ｓクラスの施設（e.に記載のものを除く。）は、基準地震動 Ss による地震力に対して安全機能が保持できるように設計する。建物・構築物については、構造物全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有し、建物・構築物の終局耐力に対し妥当な安全余裕を有するように設計する。機器・配管系については、その施設に要求される機能を保持するように設計し、塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な余裕を有し、その施設に要求される機能に影響を及ぼさないように、また、動的機器等については、基準地震動 Ss による応答に対して、その設備に要求される機能を保持するように設計する。

また、弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。建物・構築物については、発生する応力に対して、建築基準法等の安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。機器・配管系については、応答が全体的におおむね弾性状態にとどまるように設計する。

なお、基準地震動 Ss 及び弾性設計用地震動 Sd による地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。

基準地震動 Ss は、敷地ごとに震源を特定して策定する地震動及び震源を特定せず策定する地震動について、敷地における解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動としてそれぞれ策定する。策定した基準地震動 Ss の応答スペクトルを第 5.1 図及び第 5.2 図に、時刻歴波形を第 5.3 図～第 5.26 図に示す。解放基盤表面は、Ｓ波速度が 1.65km/s 以上となっている E.L.＋0m とする。

また、弾性設計用地震動 Sd は、基準地震動 Ss との応答スペク

トルの比率が目安として 0.5 を下回らないような値とし、さらに「原子炉設置変更許可申請書（平成 21 年 8 月 13 日許可／平成 20・08・12 原第 31 号）」の「添付書類八　変更後における原子炉施設の安全設計に関する説明書　15.3.2　動的解析」における 270gal の地震を踏まえて設定する。具体的には工学的判断により Ss-2～24 に対して係数 0.5 を乗じた地震動、応答スペクトルに基づく地震動評価による基準地震動 Ss-1 に対してはさらに余裕を見込み、係数 0.52 を乗じた地震動を弾性設計用地震動 Sd として設定する。

なお、Ｂクラスの施設のうち、共振のおそれのある施設については、弾性設計用地震動 Sd に 2 分の 1 を乗じた地震動によりその影響についての検討を行う。建物・構築物及び機器・配管系共に、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。

e. 津波防護機能を有する設備（以下「津波防護施設」という。）、浸水防止機能を有する設備（以下「浸水防止設備」という。）及び敷地における津波監視機能を有する施設（以下「津波監視設備」という。）並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、それぞれの施設及び設備に要求される機能が保持できるように設計する。

f. 使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスクが安全機能を損なうかどうかをその設置される位置のいかんにかかわらず判断するために用いる地震力等を定める告示」（以下「兼用キャスク告示」という。）に定める地震力に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。また、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部の金属部への衝突に対してその安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設は、Ｃクラスに準じた設計とする。

g. 耐震重要施設が、耐震重要度分類の下位のクラスに属する施設の波及的影響によって、その安全機能を損なわない設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器は、周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。波及的影響の評価に当たっては、敷地全体を俯瞰した調査・検討を行い、事象選定及び影響評価を行う。なお、影響評価においては、耐震重要施設又は使用済燃料乾式貯蔵容器の設計に用いる地震動又は地震力を適用する。

h. 炉心内の燃料被覆材の放射性物質の閉じ込めの機能については、以下のとおり設計する。

弾性設計用地震動による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、炉心内の燃料被覆材の応答が全体的におおむね弾性状態にとどまるように設計する。

基準地震動による地震力に対して、放射性物質の閉じ込めの機能に影響を及ぼさないように設計する。

（ⅱ）重大事故等対処施設の耐震設計

重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における動的地震力又は静的地震力に対する設計方針を踏襲し、重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等における運転状態及び重大事故等の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、設備分類に応じて、以下の項目にしたがって耐震設計を行う。

a. 重大事故等対処施設について、施設の各設備が有する重大事故等に対処するために必要な機能及び設置状態を踏まえて(a)、(b)及び(c)のとおり分類し、以下の設備分類に応じて設計する。

(a) 常設重大事故防止設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合であって、設計基準事故対処設備の安全機能又は使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却

機能若しくは注水機能が喪失した場合において、その喪失した機能（重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能に限る。）を代替することにより重大事故の発生を防止する機能を有する設備であって常設のもの

(a-1) 常設耐震重要重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの

(a-2) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、(a-1)以外のもの

(b) 常設重大事故緩和設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故が発生した場合において、当該重大事故の拡大を防止し、又はその影響を緩和するための機能を有する設備であって常設のもの

(c) 可搬型重大事故等対処設備

重大事故等対処設備であって可搬型のもの

b. 常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。建物・構築物については、構造物全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有し、建物・構築物の終局耐力に対し妥当な安全余裕を有するように設計する。機器・配管系については、その施設に要求される機能を保持するように設計し、塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な余裕を有し、その施設に要求される機能に影響を及ぼさないように、また、動的機器等については、基準地震動 Ss による応答に対して、その設備に要求される機能を保持するように設計する。

c. 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設は、代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類のクラスに適用される地震力に

十分に耐えることができるように設計する。なお、Ｂクラス施設の機能を代替する施設のうち、共振のおそれのある施設については、弾性設計用地震動 Sd に 2 分の 1 を乗じた地震動によりその影響についての検討を行う。建物・構築物及び機器・配管系共に、静的地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。建物・構築物については、発生する応力に対して、建築基準法等の安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。機器・配管系については、発生する応力に対して、応答が全体的におおむね弾性状態にとどまるように設計する。

d. 常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。建物・構築物については、構造物全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有し、建物・構築物の終局耐力に対し妥当な安全余裕を有するように設計する。機器・配管系については、その施設に要求される機能を保持するように設計し、塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な余裕を有し、その施設に要求される機能に影響を及ぼさないように、また、動的機器等については、基準地震動 Ss による応答に対して、その設備に要求される機能を保持するように設計する。

e. 可搬型重大事故等対処設備は、地震による周辺斜面の崩壊、溢水、火災等の影響を受けない場所に適切に保管する。

f. 重大事故等対処施設に適用する動的地震力は、水平 2 方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。

g. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

h. 上記 b.及び d.の施設は、Ｂクラス及びＣクラスの施設、上記 c.の施設、上記 e.の設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩

和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、その重大事故等に対処するために必要な機能を損なわないように設計する。波及的影響の評価に当たっては、敷地全体を俯瞰した調査・検討を行い、事象選定及び影響評価を行う。なお、影響評価においては、上記 b.及び d.の施設の設計に用いる地震動又は地震力を適用する。

（ⅲ）特定重大事故等対処施設の耐震設計

特定重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における動的地震力又は静的地震力に対する設計方針を踏襲し、特定重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）における運転状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、以下の項目にしたがって耐震設計を行う。なお、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等は、人為的な事象であり確率論的な議論は困難であるが、特定重大事故等対処施設により早期に原子炉格納容器の圧力を低減させ、その後原子炉格納容器を長期的に安定状態に維持するために大規模損壊時の手順を用いた対応に移行し、原子炉格納容器の圧力を大気圧近傍まで低減させることから、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせないこととする。

a. 特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な

機能が損なわれるおそれがないように設計する。

建物・構築物については、構造物全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有し、建物・構築物の終局耐力に対し妥当な安全余裕を有するように設計する。機器・配管系については、その施設に要求される機能を保持するように設計し、塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な余裕を有し、その施設に要求される機能に影響を及ぼさないように、また、動的機器等については、基準地震動 Ss による応答に対して、その設備に要求される機能を保持するように設計する。

また、弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。建物・構築物については、発生する応力に対して、建築基準法等の安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。機器・配管系については、応答が全体的におおむね弾性状態にとどまるように設計する。ただし、特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、特定重大事故等対処施設に求められる地震力に対してその機能を喪失しない設計とする。

b. 特定重大事故等対処施設に適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。

c. 特定重大事故等対処施設を津波から防護するための津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

がないように設計する。

d. 特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備並びに常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なわないように設計する。波及的影響の評価に当たっては、敷地全体を俯瞰した調査・検討を行い、事象選定及び影響評価を行う。なお、影響評価においては、特定重大事故等対処施設の設計に用いる地震動又は地震力を適用する。

(2) 耐津波構造

（ｉ）設計基準対象施設に対する耐津波設計

設計基準対象施設は、その供用中に当該施設に大きな影響を及ぼすおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して、以下の方針に基づき耐津波設計を行い、その安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。基準津波の定義位置を第 5.27 図に、時刻歴波形を第 5.28 図に示す。

また、設計基準対象施設のうち、津波から防護する設備を「設計基準対象施設の津波防護対象設備」とする。

a. 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

(a) 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する

建屋及び区画並びに海水ポンプ室は基準津波による遡上波が到達する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

(b) 上記(a)の遡上波については、敷地及び敷地周辺の地形及びその標高、河川等の存在、設備等の設置状況並びに地震による広域的な隆起・沈降を考慮して、遡上波の回り込みを含め敷地への遡上の可能性を検討する。また、地震による変状又は繰返し襲来する津波による洗掘・堆積により地形又は河川流路の変化等が考えられる場合は、敷地への遡上経路に及ぼす影響を検討する。

(c) 取水路及び放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、流入の可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じ津波防護施設及び浸水防止設備の浸水対策を施すことにより、津波の流入を防止する設計とする。

b. 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

(a) 取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、取水・放水施設及び地下部等における漏水の可能性を検討した上で、漏水が継続することによる浸水範囲を想定（以下「浸水想定範囲」という。）するとともに、同範囲の境界において浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、浸水防止設備を設置することにより浸水範囲を限定する設計とする。

(b) 浸水想定範囲及びその周辺に設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）がある場合は、防水区画化するとともに、必要に応じて浸水量評価を実施し、安全機能への影響がないことを確認する。

(c) 浸水想定範囲における長期間の冠水が想定される場合は、必要に応じ排水設備を設置する。

c. a.、b.に規定するもののほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

d. 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、基準津波による水位の低下に対して、海水ポンプが機能保持でき、かつ冷却に必要な海水が確保できる設計とする。また、基準津波による水位変動に伴う砂の移動・堆積及び漂流物に対して取水路及び海水ポンプ室の通水性が確保でき、かつ取水口からの砂の混入に対して海水ポンプが機能保持できる設計とする。

e. 津波防護施設及び浸水防止設備については、入力津波（施設の津波に対する設計を行うために、津波の伝播特性及び浸水経路等を考慮して、それぞれの施設に対して設定するものをいう。以下同じ。）に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また、津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

f. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計に当たっては、地震による敷地の隆起・沈降、地震（本震及び余震）による影響、津波の繰返しの襲来による影響、津波による二次的な影響（洗掘、砂移動、漂流物等）及び自然条件（積雪、風荷重等）を考慮する。

g. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプの取水性の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、

地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

（ⅱ）重大事故等対処施設に対する耐津波設計

重大事故等対処施設は、基準津波に対して、以下の方針に基づき耐津波設計を行い、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。基準津波の定義位置を第 5.27 図に、時刻歴波形を第 5.28 図に示す。

また、重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の津波から防護する設備を「重大事故等対処施設の津波防護対象設備」とする。

a. 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

(a) 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画並びに海水ポンプ室は基準津波による遡上波が地上部から到達・流入する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

(b) 上記(a)の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「（ｉ）設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

(c) 取水路､放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については、「（ｉ）設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

b. 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の

上、漏水による浸水範囲を限定し、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的には「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

c. a.、b.に規定するもののほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

d. 水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

また、大容量ポンプ、送水車については、基準津波による水位の変動に対して取水性を確保でき、取水口からの砂の混入に対して、ポンプが機能保持できる設計とする。

e. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

f. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプ等の取水性の評価に当たっては、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

(ⅲ) 特定重大事故等対処施設に対する耐津波設計

特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して、以下の方針に基づき耐津波設計を行い、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。基準津波の定義位置を第 5.27 図に、時刻歴波形を第 5.28 図に示す。

また、特定重大事故等対処施設、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の津波から防護する設備を「特定重大事故等対処施設の

津波防護対象設備」とする。

a. 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。さらに、特定重大事故等対処施設は、基準津波を一定程度超える津波に対して頑健性を高める設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

(a)

(b) 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画が設置されている敷地のうち、 は基準津波による遡上波が地上部から到達又は流入する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(c) 上記(b)の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

(d) 取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

b. 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的には「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

c. a.、b.に規定するもののほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。

d. による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。

設計と

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

する。また、[redacted]できる設計とする。

e. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。ただし、基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の機能の保持については、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を基本とする。

f. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに[redacted]の評価に当たっては、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を適用する。ただし、基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の設計に当たっては、「(ⅰ) 設計基準対象施設に対する耐津波設計」を基本とする。

(3) その他の主要な構造

(ⅰ) 本原子炉施設は、(1) 耐震構造、(2) 耐津波構造に加え、以下の基本的方針の基に安全設計を行う。

a. 設計基準対象施設

(a) 外部からの衝撃による損傷の防止

安全施設（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）は、発電所敷地で想定される洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災、高潮の自然現象（地震及び津波を除く。）又はその組合せに遭遇した場合において、自然現象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、自然現象の組合せにおいては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを設計上考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める竜巻及び発電所敷地で想定される森林火災に対して安全機能を損なわない設計とする。

上記に加え、重要安全施設は、科学的技術的知見を踏まえ、当該重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により当該重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生ずる応力を、それぞれの因果関係及び時間的変化を考慮して、適切に組み合わせる。

また、安全施設（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）は、発電所敷地又はその周辺において想定される飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害により原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、確率的要因により設計上考慮する必要はない。また、ダムの崩壊については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、発電所敷地又はその周辺において想定される爆発及び近隣工場等の火災に対して安全機能を損なわない設計とする。

ここで、想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して、安全施設が安全機能を損なわないために必要な安全施設以外の施設又は設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。

(a-1) 安全施設は、竜巻が発生した場合においても安全機能を損なわないよう、最大風速 100m/s の竜巻による風圧力による荷重、気圧差による荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた設計竜巻荷重、並びに安全施設に常時作用する荷重、運転時荷重、そ

の他竜巻以外の自然現象による荷重等を適切に組み合わせた設計荷重に対して、安全施設の安全機能の確保、あるいは竜巻防護施設を内包する区画の構造健全性の確保、飛来物等による損傷を考慮し安全上支障のない期間での修復等並びにそれらを適切に組み合わせた設計を行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。また、安全施設は、過去の竜巻被害の状況及び美浜発電所のプラント配置から想定される竜巻随伴事象に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

竜巻防護対策として、資機材等の設置状況を踏まえ、飛来物となる可能性のあるもののうち、飛来した場合の運動エネルギー及び貫通力が設定する設計飛来物である鋼製材（長さ 4.2m×幅 0.3m×奥行き 0.2m、質量 135kg、飛来時の水平速度 51m/s、飛来時の鉛直速度 34m/s）よりも大きなものの固縛や竜巻襲来が予想される場合の車両の退避等の飛来物発生防止対策、並びに防護ネットや防護鋼板による竜巻飛来物防護対策設備により、飛来物の衝撃荷重による影響から防護する対策を行う。

(a-2) 安全施設は、発電所の運用期間中において発電所の安全機能に影響を及ぼし得る火山事象として設定した最大層厚 22cm、粒径 1mm 以下、密度 0.7g/cm^3（乾燥状態）～1.5g/cm^3（湿潤状態）の降下火砕物に対し、その直接的影響である構造物への静的負荷に対して安全裕度を有する設計とすること、水循環系の閉塞に対して狭隘部等が閉塞しない設計とすること、換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（閉塞）に対して降下火砕物が侵入しにくい設計とすること、水循環系の内部における磨耗及び換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（磨耗）に対して磨耗しにくい設計とすること、構造物の化学的影響（腐食）、水循環系の化学的影響（腐食）及び換気系、電気系及び計装制御系に対する化学的影響（腐食）に対して短期での腐食が発生しない設計とすること、発電所周辺の大気汚

染に対して中央制御室の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さらに外気を遮断できる設計とすること、絶縁低下に対して空気を取り込む機構を有する計装盤の設置場所の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さらに外気を遮断できる設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。また、降下火砕物の間接的影響である 7 日間の外部電源喪失、発電所外での交通の途絶によるアクセス制限事象に対し、発電所の安全性を維持するために必要となる電源の供給が継続でき、安全機能を損なうことのない設計とする。

(a-3) 安全施設は、想定される外部火災において、最も厳しい火災が発生した場合においても安全機能を損なうことのない設計とする。

想定される森林火災については、延焼防止を目的として発電所周辺の植生を確認し、作成した植生データ等により求めた最大火線強度から設定した防火帯（18m 以上）を敷地内に設けた設計とする。

また、森林火災による熱影響については、火炎輻射発散度（500kW/m^2）の影響を考慮した場合においても離隔距離を確保することで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

想定される近隣の産業施設の火災及び爆発については、離隔距離を確保することで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

また、想定される発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災及び発電所港湾内に入港する船舶の火災については、建屋表面温度等を許容温度以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

外部火災による屋外施設への影響については、屋外施設の温度を許容温度以下とすること、また、二次的影響のばい煙及び

有毒ガスに対して、換気空調設備等に適切な防護対策を講じることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

(b) 発電用原子炉施設への人の不法な侵入等の防止

原子炉施設への人の不法な侵入を防止するための区域を設定し、人の容易な侵入を防止できる柵、鉄筋コンクリート造りの壁等の障壁によって防護して、点検、確認等を行うことにより、接近管理及び出入管理を行える設計とする。また、探知施設を設け、警報、映像監視等、集中監視するとともに、外部との通信連絡を行う設計とする。さらに、防護された区域内においても、施錠管理により、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムへの不法な接近を防止する設計とする。

原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件の持込み（郵便物等による発電所外からの爆破物及び有害物質の持込みを含む。）を防止するため、持込み点検を行うことができる設計とする。

不正アクセス行為（サイバーテロを含む。）を防止するため、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムが、電気通信回線を通じた不正アクセス行為を受けることがないように、当該情報システムに対する外部からのアクセスを遮断する設計とする。

(c) 火災による損傷の防止

設計基準対象施設は、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定し、放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区域を火災区域に設定する。設定する火災区域及び火災区画に

対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(c-1) 基本事項

(c-1-1) 火災区域及び火災区画の設定

建屋等の火災区域は、耐火壁により囲まれ他の区域と分離されている区域を、以下の安全機能を有する構築物、系統及び機器並びに壁の配置を考慮して設定する。建屋内のうち、火災の影響軽減の対策が必要な原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器並びに放射性物質の貯蔵、かつ、閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域は、他の火災区域と 3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁により分離する。

屋外の火災区域は、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、以下に示す安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区域を火災区域として設定する。

また、火災区画は、建屋内で設定した火災区域を系統分離等に応じて分割して設定する。

(c-1-2) 安全機能を有する構築物、系統及び機器

「(c) 火災による損傷の防止」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生を防止し、又はこれらの拡大を防止するために必要となるものである設計基準対象施設のうち、原子炉施設において火災が発生した場合に、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するために必要な機能を確保するための構築物、系統及び機器並びに放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を、安全機能を有する構築物、系統及び機器という。

(c-1-3) 火災防護計画

原子炉施設全体を対象とした火災防護対策を実施するため、火災防護計画を策定する。火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、

必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順等について定めるとともに、原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器並びに重大事故等対処施設については、火災の発生防止、火災の早期感知及び消火並びに火災の影響軽減の 3 つの深層防護の概念に基づき、必要な火災防護対策を行うことについて定め、可搬型重大事故等対処設備等のその他の原子炉施設については、設備等に応じた火災防護対策を行うことについて定める。

外部火災については、安全施設を外部火災から防護するための運用等について定める。

(c-2) 火災発生防止

(c-2-1) 火災の発生防止対策

火災の発生防止については、発火性又は引火性物質に対して火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を講じる設計とする。なお、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策は、水素や酸素の濃度が高い状態で滞留及び蓄積することを防止する設計とする。

(c-2-2) 不燃性材料又は難燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器のうち、主要な構造材、建屋内の変圧器及び遮断器の絶縁材料、ケーブル、チャコールフィルタを除く換気空調設備のフィルタ、保温材及び建屋内装材は、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するもの（以下「代替材料」という。）を使用する設計、若しくは、当該構築物、系統及び機器の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合は、当該構築物、系統及び機器における火災に起因して他の安全機能を有する構築物、系統

及び機器において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

このうち、安全機能を有する機器に使用するケーブルは、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とする。ただし、安全機能を有する機器に使用するケーブルのうち、実証試験により延焼性が確認できない非難燃ケーブルについては、難燃ケーブルに引き替えて使用するか、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保することを確認した上で使用する設計とする。

なお、核計装用ケーブルのように実証試験により延焼性が確認できず、代替材料の使用が技術上困難である安全機能を有する機器に使用するケーブルは、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を有する設計とするか、当該ケーブルの火災に起因して他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

(c-2-3) 落雷、地震等の自然現象による火災の発生防止

落雷によって、原子炉施設内の構築物、系統及び機器に火災が発生しないように、避雷設備を設置する設計とする。

安全機能を有する構築物、系統及び機器（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）は、耐震クラスに応じて十分な支持性能をもつ地盤に設置する設計とするとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがい、耐震クラスに応じた耐震設計とする。

(c-3) 火災の感知及び消火

火災の感知及び消火については、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とする。火災感知設備及び消火設備は、地震等の自然現象に

よっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できる設計とする。また、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、原子炉を安全に停止させるための機能を損なうことのない設計とする。

(c-3-1) 火災感知設備

火災感知器は、環境条件や火災の性質を考慮して型式を選定し、固有の信号を発する異なる種類を組み合わせて設置する設計とする。火災感知設備は、外部電源喪失時においても火災の感知が可能なように電源確保を行い、中央制御室で常時監視できる設計とする。

(c-3-2) 消火設備

安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域又は火災区画で、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるところには、スプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置し、消火を行う設計とする。ガス消火設備を設置する場合は、ガスの種類等に応じて動作前に職員等の退出ができるよう警報を発する設計とする。また、原子炉の高温停止及び低温停止に係る構築物、系統及び機器相互の系統分離を行うための消火設備については、動的機器の単一故障も考慮し系統分離に応じた独立性を備えた設計とする。

消火用水供給系は、2 時間の最大放水量を確保し、所内用水系と共用しない消火を優先する設計並びに水源及び消火ポンプは多重性又は多様性を有する設計とする。また、屋内、屋外の消火範囲を考慮し消火栓を配置するとともに、移動式消火設備を配備する設計とする。

消火設備の消火剤は、想定される火災の性質に応じた十分な容量を配備し、管理区域で放出された場合に、放射性物質を含むおそれのある排水の管理区域外への流出を防止する設

計とする。

消火設備は、火災の火炎等による直接的な影響、流出流体等による二次的影響を受けず、火災が発生していない安全機能を有する構築物、系統及び機器に悪影響を及ぼさないよう設置し、外部電源喪失時の電源確保を図るとともに、中央制御室に故障警報を発する設計とする。

なお、消火設備への移動及び操作を行うため、蓄電池を内蔵する照明器具を設置する設計とする。

(c-4) 火災の影響軽減

火災の影響軽減については、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響を軽減するため、互いに相違する系列の火災防護対象機器及び火災防護対象ケーブル（以下「火災防護対象機器等」という。）は、3 時間以上の耐火能力を有する隔壁等で分離する設計、又は水平距離が 6m 以上あり、かつ、火災感知設備及び自動消火設備を設置する設計、又は 1 時間の耐火能力を有する隔壁等で互いの系列間を分離し、かつ、火災感知設備及び自動消火設備を設置する設計とする。系統分離を行うために設置する消火設備は、系統分離に応じた独立性を有する設計とする。

ただし、火災の影響軽減のための措置を講じる設計と同等の設計として、中央制御盤内の火災防護対象機器等に関しては、1 時間の耐火能力を有する隔壁等による分離、火災感知器の設置、常駐する運転員による消火活動等により、上記設計と同等又はそれを上回る設計とする。また、原子炉格納容器内の火災防護対象機器等に関しては、一部ケーブルトレイへの蓋等の設置、火災感知器の設置、消火要員による早期の手動消火活動、多重性を有する格納容器スプレ設備の手動操作等により、上記設計と同等又はそれを上回る設計とする。

(c-5) 火災の影響評価

設備等の設置状況を踏まえた可燃性物質の量等を基に、原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時に機能を失うことなく、原子炉の高温停止及び低温停止が達成できることを、火災影響評価にて確認する。

また、原子炉施設内の火災によって運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生した場合に、それらに対処するために必要な機器の単一故障を考慮しても異常状態を収束できる設計とし、火災影響評価にて確認する。

(c-6) その他

「(c-2) 火災発生防止」から「(c-5) 火災の影響評価」のほか、安全機能を有する構築物、系統及び機器のそれぞれの特徴を考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(d) 溢水による損傷の防止

安全施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

そのために、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計とする。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計とする。溢水の影響を受けて運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生した場合に、それらに対処するために必要な機器の単一故障を考慮しても異常状態を収束できる設計とする。さらに、使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

ここで、これらの機能を維持するために必要な設備を、以下「防護対象設備」という。

なお、原子炉施設内における溢水として、原子炉施設内に設置された機器及び配管の破損（地震起因を含む。）、消火水系（ス

プリンクラーを含む。）等の作動、使用済燃料ピット等のスロッシングその他の事象により発生した溢水を考慮する。

溢水の影響では、溢水源として発生要因別に分類した以下の溢水を想定する。また、溢水評価に当たっては、溢水防護区画を設定し、溢水評価が保守的になるように溢水経路を設定する。現場操作が必要な設備に対しては、必要に応じて環境の温度、放射線量、薬品等による影響を考慮しても、運転員による操作場所までのアクセスが可能な設計とする。

・溢水の影響を評価するために想定する機器の破損等により生じる溢水
・発電所内で生じる異常状態（火災を含む。）の拡大防止のために設置される系統からの放水による溢水
・地震に起因する機器の破損等により生じる溢水
・その他の要因（地下水の流入、地震以外の自然現象に起因して生じる破損等）により生じる溢水

発生を想定するこれらの溢水に対し、浸水防護や検知機能等によって、防護対象設備が没水、被水及び蒸気の影響を受けて、その安全機能を損なうことのない設計とする。

また、溢水評価に当たっては、防護対象設備の機能喪失高さ（溢水の影響を受けて、防護対象設備の安全機能を損なうおそれがある高さ。）、溢水防護区画を構成する壁、扉、堰等については、現場の設備等の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

溢水評価において、溢水影響を軽減することを期待する壁、扉、堰等の浸水防護設備、保護カバー、防護カバー等の設備については、保守管理や水密扉閉止等の運用を適切に実施することにより、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、設計基準対象施設は、原子炉施設内の放射性物質を含む液体を内包する容器、配管その他の設備（ポンプ、弁、使用済燃料ピット及び原子炉キャビティ（キャナル含む。）等）から放射性物質を含む液体があふれ出た場合において、当該液体が管理区

域外へ漏えいしない設計とする。

(e) 誤操作の防止

設計基準対象施設は、プラントの安全上重要な機能に支障をきたすおそれがある機器・弁等に対して、色分けや掲示札の取り付け等の識別管理や人間工学的な操作性も考慮した監視操作エリア・設備の配置、中央監視操作の盤面配置、理解しやすい表示方法とするとともに施錠管理を行い、運転員の誤操作を防止する設計とする。

また、中央制御室は原子炉補助建屋（耐震Ｓクラス）内に設置し、放射線防護措置（遮蔽及び換気空調の閉回路循環運転の実施）、火災防護措置（消火設備の設置）、照明用電源の確保措置を講じ、環境条件を想定しても、運転員が運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対応するための設備を容易に操作することができる設計とするとともに、現場操作において同様な環境条件を想定しても、設備を容易に操作することができる設計とする。

(f) 安全避難通路等

原子炉施設には、位置を明確かつ恒久的に表示することにより容易に識別できる安全避難通路及び電源が喪失した場合においても機能を損なわない避難用照明を設ける設計とする。

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として専用の内蔵電池を備える作業用照明を設ける設計とする。また、現場作業の緊急性との関連において、万一、作業用照明設置箇所以外での対応が必要になった場合や、作業用照明電源の枯渇後の対応等仮設照明の準備に時間的余裕がある場合には、可搬型照明も活用する。

(g) 安全施設

(g-1) 安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得る設計とする。このうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する系統は、原則、多重性又は多様性及び独立性を備える設計とするとともに、当該系統を構成する機器に短期間では動的機器の単一故障、若しくは長期

間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかが生じた場合であって、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能を達成できる設計とする。重要度が特に高い安全機能を有する系統において、設計基準事故が発生した場合に長期間にわたって機能が要求される静的機器のうち、アニュラス空気再循環設備のダクトの一部、安全補機室空気浄化設備のフィルタユニット及びダクトの一部、中央制御室非常用循環設備のフィルタユニット及びダクトの一部、並びに試料採取設備のうち事故時に 1 次冷却材をサンプリングする設備については、単一設計とする。

アニュラス空気再循環設備のダクトの一部並びに安全補機室空気浄化設備のフィルタユニット及びダクトの一部については、当該設備に要求される格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能が単一故障によって喪失しても、単一故障による放射性物質の放出に伴う被ばくの影響を最小限に抑えるよう、想定される最も過酷な条件下においても、安全上支障のない期間に故障を確実に除去又は修復できる設計とし、その単一故障を仮定しない。設計に当たっては、想定される故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とするとともに、設計基準事故時の当該作業期間においても、被ばくを可能な限り低く抑えるよう考慮する。

中央制御室非常用循環設備のフィルタユニット及びダクトの一部については、当該設備に要求される原子炉制御室非常用換気空調機能が単一故障によって喪失しても、単一故障による中央制御室の運転員の被ばくの影響を最小限に抑えるよう、想定される最も過酷な条件下においても、安全上支障のない期間に故障を確実に除去又は修復できる設計とし、その単一故障を仮定しない。設計に当たっては、想定される単一故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易と

なる設計とするとともに、設計基準事故時の当該作業期間においても、被ばくを可能な限り低く抑えるよう考慮する。

試料採取設備のうち事故時に 1 次冷却材をサンプリングする設備については、当該設備に要求される事故時の原子炉の停止状態の把握機能が単一故障によって喪失しても、他の系統を用いてその機能を代替できる設計とし、当該設備に対する多重性の要求は適用しない。

安全施設の設計条件を設定するに当たっては、材料疲労、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能となるよう、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に想定される圧力、温度、湿度、放射線量等各種の環境条件を考慮し、十分安全側の条件を与えることにより、これらの条件下においても期待されている安全機能を発揮できる設計とする。

また、安全施設は、その健全性及び能力を確認するために、その安全機能の重要度に応じ、原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる設計とする。

(g-2) 安全施設は、蒸気タービン等の損壊に伴う飛散物により安全性を損なうことのない設計とする。

蒸気タービン及び発電機は、破損防止対策を行うことにより、破損事故の発生確率を低くするとともに、ミサイルの発生を仮に想定しても安全機能を有する構築物、系統及び機器への到達確率を低くすることによって、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

(g-3) 重要安全施設は、原子炉施設間で原則共用又は相互に接続しないものとするが、安全性が向上する場合は、共用又は相互に接続することを考慮する。

なお、原子炉施設間で共用又は相互に接続する重要安全施設は無いことから、共用又は相互に接続することを考慮する必要はない。

安全施設（重要安全施設を除く。）を共用又は相互に接続す

る場合には、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

補助蒸気連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の補助蒸気の圧力等は同じとし、また、十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

２次系補給水連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の圧力等は同じとし、また、十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

(h) 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の拡大の防止

設計基準対象施設は、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対する解析及び評価を、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」等に基づき実施し、要件を満足する設計とする。

(i) 全交流動力電源喪失時対策設備

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分に対し、十分長い間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性の確保のための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。

(j) 炉心等

設計基準対象施設は、原子炉固有の出力抑制特性を有するとともに、原子炉の反応度を制御することにより、核分裂の連鎖反応を制御できる能力を有する設計とする。

炉心は、通常運転時又は運転時の異常な過渡変化時に原子炉の運転に支障が生ずる場合において、１次冷却系統、原子炉停止系統、反応度制御系統、計測制御系統及び安全保護回路の機能とあわせて機能することにより、燃料要素の許容損傷限界を超えない設計とする。

燃料体、減速材、反射材及び炉心支持構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後に炉心の冷却機能を維持できる設計とする。

燃料体、炉心支持構造物、熱遮蔽材並びに１次冷却系統に係る容器、管、ポンプ及び弁は、１次冷却材又は２次冷却材の循環、沸騰その他の１次冷却材又は２次冷却材の挙動により生ずる流体振動又は温度差のある流体の混合その他の１次冷却材又は２次冷却材の挙動により生ずる温度変動により損傷を受けない設計とする。

燃料体は、通常運転時における圧力、温度及び放射線に起因する最も厳しい条件において、必要な物理的及び化学的性質を保持する設計とする。

燃料体は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における原子炉内の圧力、自重、附加荷重その他の燃料体に加わる負荷に耐えるものとし、輸送中又は取扱中において、著しい変形を生じない設計とする。

(k) 燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設

通常運転時に使用する燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の取扱施設（安全施設に係るものに限る。）は、燃料体等を取り扱う能力を有し、燃料体等が臨界に達するおそれがなく、崩壊熱により燃料体等が溶融せず、使用済燃料からの放射線に対して適切な遮蔽能力を有し、燃料体等の取扱中における燃料体等の落下を防止できる設計とするとともに、使用済燃料ピット周辺の設備状況等を踏まえて、使用済燃料ピットの機能に影

響を及ぼす重量物については落下を防止できる設計とする。

燃料体等の貯蔵施設（安全施設に属するものに限る。）は、燃料体等の落下により燃料体等が破損して放射性物質の放出により公衆に放射線障害を及ぼすおそれがある場合において、放射性物質の放出による公衆への影響を低減するため、燃料貯蔵設備を格納でき、放射性物質の放出を低減でき、燃料体等を必要に応じて貯蔵することができる容量を有するとともに、燃料体等が臨界に達するおそれがない設計とする。

使用済燃料の貯蔵施設は、使用済燃料からの放射線に対して適切な遮蔽能力を有し、貯蔵された使用済燃料が崩壊熱により溶融しないものであって、最終ヒートシンクへ熱を輸送できる設備及びその浄化系を有し、使用済燃料ピットから放射性物質を含む水があふれ、又は漏れないものであって、使用済燃料ピットから水が漏えいした場合において、水の漏えいを検知することができる設計とする。

燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能が損なわれない設計とするとともに、クレーンはワイヤ２重化、フック部外れ止め及び動力電源喪失時保持機能を有しクレーン等安全規則に基づく点検等の落下防止対策を行う設計とする。

使用済燃料ピットの水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量の異常を検知し、それを中央制御室に伝えるとともに、外部電源が使用できない場合においても非常用所内電源からの電源供給により、使用済燃料ピットの温度、水位及び放射線量を監視することができる設計とする。

使用済燃料貯蔵設備から再処理工場への使用済燃料の搬出には、使用済燃料輸送容器を使用する。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料乾式貯蔵容器に収納した使用済燃料の崩壊熱を自然冷却によって外部に放出できる設計とするとともに、使用済燃料から放出される放射線をガンマ線遮

蔽材及び中性子遮蔽材により十分に遮蔽することができる設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器は、適切に放射性物質を閉じ込めることができ、閉じ込め機能を監視できる設計とするとともに、使用済燃料乾式貯蔵容器内の燃料位置等について想定される最も厳しい状態を仮定しても臨界に達するおそれのない設計とする。さらに、貯蔵用緩衝体は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材が、ＪＳＭＥ使用済燃料貯蔵施設規格金属キャスク構造規格（2007 年版）に規定される供用状態Ｄの許容基準を満足するために必要な緩衝性能を有する設計とする。

また、使用済燃料貯蔵設備にて貯蔵する使用済燃料のうち、十分に冷却した使用済燃料は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を維持できることを確認のうえ使用済燃料乾式貯蔵容器に収納し、使用済燃料乾式貯蔵施設へ運搬して貯蔵する。その後、使用済燃料乾式貯蔵容器を用いて再処理工場へ搬出する。

(l) 原子炉冷却材圧力バウンダリ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器（安全施設に属するものに限る。）は、以下を考慮した設計とする。

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に生ずる衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に耐える設計とする。

原子炉冷却材の流出を制限するために隔離装置を有する設計とする。

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬間的破壊が生じないよう、十分なじん性を有する設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有する設計とする。

なお、原子炉冷却材圧力バウンダリに含まれる接続配管の範囲は、以下とする。

（一）通常時開及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉

側からみて、第２隔離弁を含むまでの範囲とする。

（二）通常時又は事故時に開となるおそれがある通常時閉及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第２隔離弁を含むまでの範囲とする。

（三）通常時閉及び事故時閉となる弁を有するもののうち、（二）以外のものは、原子炉側からみて、第１隔離弁を含むまでの範囲とする。

（四）通常時閉及び原子炉冷却材喪失時開となる弁を有する非常用炉心冷却系等も（一）に準ずる。

（五）上記において「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。

なお、通常時閉及び事故時閉となる手動弁のうち個別に施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記（三）に該当することから、１個の隔離弁を設けるものとする。

(m) 蒸気タービン

蒸気タービンは、想定される環境条件において、材料に及ぼす化学的及び物理的影響を考慮した設計とする。また、振動対策、過速度対策等各種の保護装置及び監視制御装置によって、運転状態の監視を行い、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

(n) 非常用炉心冷却設備

非常用炉心冷却設備は、１次冷却材を喪失した場合においても燃料被覆材の温度が燃料材の溶融又は燃料体の著しい破損を生ずる温度を超えて上昇することを防止できる設計とするとともに、１次冷却材を喪失した場合においても、燃料被覆材と冷却材との反応により著しく多量の水素を生じない設計とする。

(o) １次冷却材の減少分を補給する設備

原子炉施設には、通常運転時又は１次冷却材の小規模漏えい時に発生した１次冷却材の減少分を補給する設備（安全施設に属するものに限る。）を設ける設計とする。

(p) 残留熱を除去することができる設備

原子炉施設には、原子炉を停止した場合において、燃料要素の許容損傷限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を維持するために必要なパラメータが設計値を超えないようにするため、原子炉容器内において発生した留熱を除去することができる設備（安全施設に属するものに限る。）を設ける設計とする。

(q) 最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備

最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備は、原子炉容器内において発生した残留熱及び重要安全施設において発生した熱を除去することができる設計とする。また、津波、溢水又は原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある人為的な事象に対して安全性を損なわない設計とする。

(r) 計測制御系統施設

計測制御系統施設は、炉心、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリ並びにこれらに関する系統の健全性を確保するために監視することが必要なパラメータを、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時においても想定される範囲内に制御できるとともに、想定される範囲内で監視できる設計とする。

設計基準事故が発生した場合の状況を把握し、及び対策を講じるために必要なパラメータは、設計基準事故に想定される環境下において十分な測定範囲及び期間にわたり監視できるとともに、原子炉の停止及び炉心の冷却に係るものについては、設計基準事故時においても 2 種類以上監視し、又は推定することができる設計とする。

原子炉の停止及び炉心の冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状況を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても確実に記録され、及び当該記録が保存される設計とする。

(s) 安全保護回路

安全保護回路は、運転時の異常な過渡変化が発生する場合において、その異常な状態を検知し、及び原子炉停止系統その他系統

とあわせて機能することにより、燃料要素の許容損傷限界を超えないとともに、設計基準事故が発生する場合において、その異常な状態を検知し、原子炉停止系統及び工学的安全施設を自動的に動作させる設計とする。

安全保護回路を構成する機械若しくは器具又はチャンネルは、単一故障が起きた場合又は使用状態からの単一の取り外しを行った場合において、安全保護機能を失わないよう、多重性を確保する設計とする。

安全保護回路を構成するチャンネルは、それぞれ互いに分離し、それぞれのチャンネル間において安全保護機能を失わないよう独立性を確保する設計とする。

駆動源の喪失、系統の遮断その他の不利な状況が発生した場合においても、原子炉施設をより安全な状態に移行するか、又は当該状態を維持することにより、原子炉施設の安全上支障がない状態を維持できる設計とする。

安全保護系のデジタル計算機は、不正アクセス行為に対する安全保護回路の物理的分離及び機能的分離を行うとともに、ソフトウェアは設計、製作、試験及び変更管理の各段階で検証と妥当性の確認を適切に行うことで、不正アクセス行為その他の電子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止することができる設計とする。

計測制御系統施設の一部を共用する場合には、その安全機能を失わないよう、計測制御系統施設から機能的に分離した設計とする。

(t) 反応度制御系統及び原子炉停止系統

反応度制御系統（原子炉停止系統を含み、安全施設に係るものに限る。以下において同じ。）としては、制御棒クラスタの位置を制御することによって反応度を制御する制御棒制御系と１次冷却材中のほう素濃度を調整することによって反応度を制御する化学体積制御設備の原理の異なる 2 つの系統を設け、計画的な出力変化に伴う反応度変化を燃料要素の許容損傷限界を超えることな

く制御できる能力を有する設計とする。

反応度制御系統は、通常運転時の高温状態において、2 つの独立した系統がそれぞれ原子炉を未臨界に移行し、未臨界を維持できるものであり、かつ、運転時の異常な過渡変化時の高温状態においても反応度制御系統のうち、少なくとも 1 つは、燃料要素の許容損傷限界を超えることなく原子炉を未臨界に移行し、未臨界を維持できる設計とする。なお、「２次冷却系の異常な減圧」のように炉心が冷却されるような運転時の異常な過渡変化時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ、運転時の異常な過渡変化後において未臨界に維持できる設計とする。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における低温状態において、反応度制御系統のうち少なくとも 1 つは、原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できる設計とする。

原子炉冷却材喪失その他の設計基準事故時において、反応度制御系統のうち少なくとも 1 つは、原子炉を未臨界へ移行することができ、かつ、少なくとも 1 つは、原子炉を未臨界に維持できる設計とする。なお、「主蒸気管破断」のように炉心が冷却されるような設計基準事故時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ設計基準事故後において未臨界を維持できる設計とする。

また、制御棒クラスタは、反応度価値の最も大きな制御棒クラスタ１本が固着した場合においても上述を満足する設計とする。

制御棒クラスタの最大反応度価値及び反応度添加率は、想定される反応度投入事象に対して、原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、かつ、炉心の冷却機能を損なうような炉心、炉心支持構造物及び原子炉容器内部構造物の損壊を起こさない設計とする。

制御棒クラスタ、液体制御材その他の反応度を制御する設備は、

通常運転時における圧力、温度及び放射線に起因する最も厳しい条件において、必要な物理的及び化学的性質を保持できる設計とする。

(u) 中央制御室

中央制御室は、設計基準対象施設の健全性を確認するために必要なパラメータを監視できるとともに、原子炉施設の安全性を確保するために必要な操作を手動により行うことができる設計とする。また、原子炉施設の外部の状況を把握するため、監視カメラ、気象観測設備及びＦＡＸ等を設置し、中央制御室から原子炉施設に影響を及ぼす可能性のある自然現象等を把握できる設計とする。

原子炉施設には、火災その他の異常な状態により中央制御室が使用できない場合において、中央制御室以外の場所から、原子炉を高温停止の状態に直ちに移行させ、及び必要なパラメータを想定される範囲内に制御し、その後、原子炉を安全な低温停止の状態に移行させ、及び低温停止の状態を維持させるために必要な機能を有する装置を設ける設計とする。

１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合に原子炉の運転の停止その他の原子炉施設の安全性を確保するための措置をとるため、従事者が支障なく中央制御室に入ることができるようにするとともに、中央制御室内にとどまり必要な操作、措置を行うことができる設計とする。

中央制御室は、有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、敷地内外において貯蔵施設に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「固定源」という。）及び敷地内において輸送手段の輸送容器に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「可動源」という。）それぞれに対して有毒ガスが発生した場合の影響評価（以下「有毒ガス防護に係る影響評価」という。）を実施す

る。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から有毒化学物質の性状、貯蔵状況等を踏まえ、固定源及び可動源を特定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、運転員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、中央制御室換気設備の隔離等の対策により運転員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

また、中央制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が中央制御室に出入りするための区域は、運転員が過度の被ばくを受けないよう施設し、運転員の勤務形態を考慮し、事故後 30 日間において、運転員が中央制御室に入り、とどまっても、中央制御室遮蔽を透過する放射線による線量、中央制御室に侵入した外気による線量及び入退域時の線量が、中央制御室換気設備等の機能とあいまって、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」に示される 100mSv を下回るように遮蔽を設ける。また、気体状の放射性物質及び中央制御室外の火災により発生する有毒ガスに対する換気空調設備の隔離その他の適切に防護するための設備を設ける設計とする。

また、中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(v) 放射性廃棄物の処理施設

放射性廃棄物を処理する施設（安全施設に係るものに限る。）

は、周辺監視区域の外の空気中及び周辺監視区域の境界における水中の放射性物質の濃度を十分に低減できるよう、原子炉施設において発生する放射性廃棄物を処理する能力を有し、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」を満足できる設計とする。

また、液体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、放射性物質を処理する施設から液体状の放射性廃棄物が漏えいすることを防止し、及び原子炉施設外へ液体状の放射性廃棄物が漏えいすることが防止でき、固体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、放射性廃棄物を処理する過程において放射性物質が散逸し難い設計とする。

(w) 放射性廃棄物の貯蔵施設

放射性廃棄物を貯蔵する施設（安全施設に係るものに限る。）は、放射性廃棄物が漏えいし難い設計とするとともに、固体状の放射性物質を貯蔵する設備を設けるものにあっては、放射性廃棄物による汚染が広がらない設計とする。

(x) 発電所周辺における直接線等からの防護

設計基準対象施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による敷地周辺の空間線量率が、十分に低減（発電所内の使用済燃料乾式貯蔵施設を除く他の施設からのガンマ線と使用済燃料乾式貯蔵施設からの中性子及びガンマ線とを合算し、実効線量で 1 年間当たり 50 マイクロシーベルト以下となるように）できる設計とする。

(y) 放射線からの放射線業務従事者の防護

設計基準対象施設は、外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を低減でき、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、迅速な対応をするために必要な操作ができる設計とする。

放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線管理施設

を設け、放射線管理に必要な情報を中央制御室及びその他当該情報を伝達する必要がある場所に表示できる設備（安全施設に係るものに限る。）を設ける設計とする。

(z) 監視設備

原子炉施設には、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、当該原子炉施設及びその境界付近における放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びに設計基準事故時における迅速な対応のために必要な情報を中央制御室及び緊急時対策所に表示できる設備（安全施設に係るものに限る。）を設ける設計とする。

モニタステーション及びモニタポストは、非常用所内電源に接続し、電源復旧までの期間、電源を供給できる設計とする。さらに、モニタステーション及びモニタポストは、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置を有し、電源切替え時の短時間の停電時に電源を供給できる設計とする。また、モニタステーション及びモニタポストから中央制御室までのデータ伝送系及び緊急時対策所までのデータ伝送系は多様性を有する設計とする。モニタステーション及びモニタポストは、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに中央制御室に警報を発信する設計とする。

重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。重大事故等が発生した場合に発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

(aa) 原子炉格納施設

原子炉格納容器は、１次冷却材管の最も過酷な破断を想定し、これにより放出される１次冷却材のエネルギーによる事故時の

圧力及び温度に耐えるように設計する。

また、出入口及び貫通部を含めて原子炉格納容器全体の漏えい率を許容値以下に保ち原子炉格納容器バウンダリの健全性を保つように設計する。

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時における原子炉格納容器バウンダリの脆性破壊及び破断を防止するために、フェライト系鋼材で製作する部分に対しては、材料の選択、設計、製作及び運転に注意し、鋼材の切欠じん性を確認する。

原子炉格納容器本体、貫通部等は、最低使用温度より 17℃以上低い温度で衝撃試験又は落重試験を行い規定値を満足した材料を使用する。

耐圧部材料のうち、板材は原子力発電用炭素鋼圧延鋼板 4 種を、管材は JIS G 3460 低温配管用鋼管相当品を使用する。

原子炉格納容器を貫通する配管系には、原子炉格納容器の機能を確保するために必要な隔離弁を設ける。

原子炉格納容器を貫通する計装配管のような特殊な細管であって、特に隔離弁を設けない場合には、隔離弁を設置したのと同等の隔離機能を有するように設計する。

主要な配管系に設ける原子炉格納容器隔離弁は、原子炉冷却材喪失時に動作を必要とする非常用炉心冷却設備等の配管の隔離弁を除き、自動隔離弁とし、隔離機能の確保が可能な設計とする。

自動隔離弁は、単一故障の仮定に加え外部電源が利用できない場合でも、隔離機能が達成できる設計とする。

原子炉格納容器の自動隔離弁は、実用上可能な限り原子炉格納容器に近接して設ける設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリに連絡するか、又は原子炉格納容器内に開口し、原子炉格納容器を貫通している各配管は、原子炉冷却材喪失事故時に必要とする配管及び計測配管のような

特殊な細管を除いて、原則として原子炉格納容器の内側に 1 個、外側に 1 個の自動隔離弁を設ける設計とする。

原子炉格納容器の内側又は外側において閉じた配管系については、原子炉格納容器の内側又は外側に少なくとも 1 個の自動隔離弁を設け、自動隔離弁は原子炉格納容器に近接した箇所に設ける設計とする。

原子炉格納容器隔離弁は、閉止後駆動動力源の喪失によっても隔離機能が喪失しない設計とする。また、原子炉格納容器隔離弁のうち、隔離信号で自動閉止するものは、隔離信号が除去されても自動開とはならない設計とする。

原子炉格納容器熱除去系として格納容器スプレ設備を設ける。

格納容器スプレ設備は、１次冷却材管の最も過酷な破断を想定した場合でも放出されるエネルギーによる事故時の原子炉格納容器内圧力及び温度を速やかに下げ、かつ原子炉格納容器の内圧を低く維持することにより、放射性物質の外部への漏えいを少なくする設計とする。

格納容器スプレ設備は、外部電源喪失の状態で、事故発生から注入モード終了までの期間は動的機器の単一故障を仮定しても、また再循環モード以降の期間は、動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても上記の安全機能を満足するよう、多重性及び独立性を有する設計とする。

原子炉格納施設内の雰囲気の浄化系として、アニュラス空気再循環設備及び格納容器スプレ設備を設ける。

アニュラス空気再循環設備は、原子炉冷却材喪失事故時に想定する原子炉格納容器からの漏えい気体中に含まれるよう素を除去し、環境に放出される核分裂生成物の濃度を減少させるように設計する。

本設備の動的機器は、多重性を持たせ、また、非常用母線から給電して十分その機能を果たせるように設計する。

格納容器スプレ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格

納容器内の熱除去系として作動するとともに、よう素吸収効果を持つ添加剤により、原子炉格納容器内のよう素濃度を低減できる機能を持った設計とする。

原子炉冷却材喪失事故後に原子炉格納容器内に蓄積される水素濃度が可燃限界に達するのは、事故後、長期間経過した後であり、水素濃度の上昇割合はきわめて緩慢である。水素濃度が可燃限界に達するまでに原子炉格納容器の健全性を維持するのに必要な処置を実施できる設計とする。

(ab) 保安電源設備

原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系した設計とする。

また、原子炉施設には、非常用電源設備（安全施設に係るものに限る。）を設ける設計とする。

保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用電源設備から安全施設への電力の供給が停止することがないよう、発電機、送電線、変圧器、母線等に保護継電器を設置し、機器の損壊、故障その他の異常を検知するとともに、異常を検知した場合は、ガス絶縁遮断器あるいはメタルクラッド開閉装置等の遮断器が動作することにより、その拡大を防止する設計とする。

特に重要安全施設においては、多重性を有し、系統分離が可能である母線で構成し、信頼性の高い機器を設置することで、非常用所内電源系からの受電時の母線切替操作が容易な設計とする。

また、変圧器１次側において 3 相のうち 1 相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作により）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源

からの受電へ切り替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。

設計基準対象施設に接続する電線路のうち少なくとも 2 回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設を電力系統に連系するとともに、電線路のうち少なくとも 1 回線は、設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できる設計とする。

設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の発電所内の 2 以上の原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの 2 回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの原子炉施設への電力の供給が同時に停止しない設計とする。

非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有する設計とする。

ディーゼル発電機については、7 日間の外部電源喪失を仮定しても、連続運転により必要とする電力を供給できるよう、7 日間分の容量以上の燃料を敷地内の燃料油貯蔵タンクに貯蔵する設計とする。

設計基準対象施設は、他の原子炉施設に属する非常用電源設備及びその附属設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しない設計とする。

(ac) 緊急時対策所

原子炉施設には、1 次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため、緊急時対策所を中央制御室以外の場所に設置する。

緊急時対策所は、有毒ガスが重大事故等に対処するために必

要な指示を行う要員に及ぼす影響により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から有毒化学物質の性状、貯蔵状況等を踏まえ、固定源及び可動源を特定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、緊急時対策所換気設備の隔離等の対策により重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じる。また、必要な情報を把握できる設備及び発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設けるとともに、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

(ad) 通信連絡設備

通信連絡設備は、警報装置、通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）から構成される。

原子炉施設には、設計基準事故が発生した場合において、中

央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉補助建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置（安全施設に属するものに限る。）及び多様性を確保した通信設備（発電所内）（安全施設に属するものに限る。）を設置又は保管する設計とする。また、緊急時対策所へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所内）を設置する設計とする。

原子炉施設には、設計基準事故が発生した場合において、発電所外の原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、通信設備（発電所外）（安全施設に属するものに限る。）を設置又は保管する設計とする。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所外）を設置する設計とする。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

これらの通信連絡設備については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

(ae) 補助ボイラ

原子炉施設には、設計基準事故に至るまでの間に想定される使用条件に応じて必要な蒸気を供給する能力がある補助ボイラ

（安全施設に係るものに限る。）を設置する。補助ボイラは、原子炉施設の安全性を損なわない設計とする。

b. 重大事故等対処施設（原子炉制御室、監視測定設備、緊急時対策所及び通信連絡を行うために必要な設備は、a. 設計基準対象施設に記載）

(a) 重大事故等の拡大の防止等

原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心、使用済燃料ピット内の燃料体等及び運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じた設計とする。

また、重大事故が発生した場合においても、原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な放出を防止するために必要な措置を講じた設計とする。

(b) 火災による損傷の防止

重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、重大事故等対処施設を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定する。設定する火災区域及び火災区画に対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(b-1) 基本事項

(b-1-1) 火災区域及び火災区画の設定

建屋等の火災区域は、耐火壁により囲まれ他の区域と分離されている区域を、重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備並びに壁の配置を考慮して火災区域として設定する。

なお、「(3)(ⅰ)a.(c-1-1) 火災区域及び火災区画の設定」において、火災の影響軽減の対策として設定する火災区域は、他の火災区域と 3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁により分離する。

屋外の火災区域は、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、重大事故等対処施設を設置する区域を、重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備の配置を考慮するとともに、延焼防止を考慮した管理を踏まえて、火災区域として設定する。

また、火災区画は、建屋内で設定した火災区域を重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備の配置等に応じて分割して設定する。

(b-1-2) 火災防護計画

「(3)(ⅰ)a.(c-1-3) 火災防護計画」に定める。

(b-2) 火災発生防止

(b-2-1) 火災の発生防止対策

火災の発生防止については、発火性又は引火性物質に対して火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を講じる設計とする。なお、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策は、水素や酸素の濃度が高い状態で滞留及び蓄積することを防止する設計とする。

(b-2-2) 不燃性材料又は難燃性材料の使用

重大事故等対処施設のうち、主要な構造材、建屋内の変圧器及び遮断器の絶縁材料、ケーブル、チャコールフィルタを除く換気空調設備のフィルタ、保温材及び建屋内装材は、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は、代替材料を使用する設計、若しくは、当該施設の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合は、当該施設における火災に起因して他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

このうち、重大事故等対処施設に使用するケーブルは、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とする。ただし、重大事故等対処施設に使用するケーブルのうち、実証試験により延焼性が確認できない非難燃ケーブルについては、難燃ケーブルに引き替えて使用するか、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保することを確認した上で使用する設計とする。

なお、放射線監視設備用ケーブルのように実証試験により延焼性が確認できず、代替材料の使用が技術上困難である重大事故等対処施設に使用するケーブルは、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を有する設計、若しくは、当該ケーブルの火災に起因して他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。また、通信連絡設備の専用ケーブルのように難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を有するケーブルの使用が技術上困難なケーブルは、当該ケーブルの火災に起因して他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

(b-2-3) 落雷、地震等の自然現象による火災の発生防止

落雷によって、原子炉施設内の構築物、系統及び機器に火災が発生しないように、避雷設備を設置する設計とする。

重大事故等対処施設は、施設の区分に応じて十分な支持性能をもつ地盤に設置する設計とするとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがい、施設の区分に応じた耐震設計とする。

森林火災については、防火帯により、重大事故等対処施設の火災発生防止を講じる設計とする。

竜巻（風（台風を含む。））については、竜巻飛来物防護

対策設備の設置、固縛等により、重大事故等対処施設の火災発生防止を講じる設計とする。

(b-3) 火災の感知及び消火

火災の感知及び消火については、重大事故等対処施設に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とする。火災感知設備及び消火設備は、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できる設計とする。また、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とする。

(b-3-1) 火災感知設備

火災感知器は、環境条件や火災の性質を考慮して型式を選定し、固有の信号を発する異なる種類を組み合わせて設置する設計とする。火災感知設備は、全交流動力電源喪失時においても火災の感知が可能なように電源確保を行い、中央制御室及び[redacted]で常時監視できる設計とする。

(b-3-2) 消火設備

重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画で、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるところには、スプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置し、消火を行う設計とする。ガス消火設備を設置する場合は、ガスの種類等に応じて動作前に職員等の退出ができるよう警報を発する設計とする。

消火用水供給系は、2 時間の最大放水量を確保し、所内用水系と共用しない消火を優先する設計並びに水源及び消火ポンプは多重性又は多様性を有する設計とする。また、屋内、屋外の消火範囲を考慮し、消火栓を配置するとともに、移動

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

式消火設備を配備する設計とする。

消火設備の消火剤は、想定される火災の性質に応じた十分な容量を配備し、管理区域で放出された場合に、放射性物質を含むおそれのある排水の管理区域外への流出を防止する設計とする。

消火設備は、火災の火炎等による直接的な影響、流出流体等による二次的影響を受けず、火災が発生していない重大事故等対処施設に悪影響を及ぼさないよう設置し、全交流動力電源喪失時の電源確保を図るとともに、中央制御室又は[redacted]に故障警報を発する設計とする。

なお、消火設備への移動及び操作を行うため、蓄電池を内蔵する照明器具を設置する設計とする。

(b-4) その他

「(b-2) 火災発生防止」、「(b-3) 火災の感知及び消火」のほか、重大事故等対処施設のそれぞれの特徴を考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(c) 重大事故等対処設備

(c-1) 多様性、位置的分散、悪影響防止等

(c-1-1) 多様性、位置的分散

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系（以下「自然現象等」という。）を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「(2)(ⅱ) 重大事故等対処施設に対する耐津波設計」にて考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

なお、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、可搬型重大事故等対処設備にて考慮する。

設計基準事故対処設備及び常設重大事故防止設備を内包する建屋並びに地中に埋設された燃料油貯蔵タンク及び地中の配管トレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

重大事故緩和設備についても、重大事故防止設備と同様に可能な限り多様性を考慮する。

(c-1-1-1) 常設重大事故等対処設備

常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。ただし、常設重大事故防止設備のうち、計装設備について、重要代替パラメータ（当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器を除く。）による推定は、重要な監視パラメータと異なる物理量（水位、注水量等）又は測定原理とすることで、重要な監視パラメータに対して可能な限り多様性を持った計測方法により計測できる設計とする。重要代替パラメータは重要な監視パラメータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件に

おいて、常設重大事故防止設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については、「(c-3) 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して常設重大事故防止設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して常設重大事故防止設備は、「イ.(1) 敷地の面積及び形状」に基づく地盤上に設置する。地震、津波及び火災に対して常設重大事故防止設備は、「(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」、「(2)(ⅱ) 重大事故等対処施設に対する耐津波設計」及び「(3)(ⅰ)b.(b) 火災による損傷の防止」に基づく設計とする。地震、津波、溢水及び火災に対して常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の常設重大事故防止設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置する。屋外の常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、常設重大事故等対処設備も防護するか、又は設計基準事故対処設備と位置的分散を図り設置する。落雷に対して空冷式非常用発電装置は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して屋外の常

設重大事故防止設備は、侵入防止対策により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の常設重大事故防止設備は、多重性を持つ設計とする。

高潮に対して常設重大事故防止設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

常設重大事故緩和設備についても、可能な限り上記を考慮して多様性及び位置的分散を図る設計とする。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。また、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と可能な限り異なる水源を持つ設計とする。

(c-1-1-2) 可搬型重大事故等対処設備

重大事故防止設備のうち可搬型のものは、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

また、可搬型重大事故等対処設備は、地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響並びに設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、可搬型重大事故等対処設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については「(c-3) 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して可搬型重大事故等対処設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、「イ．(1) 敷地の面積及び形状」に基づき設置された建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足並びに地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。地震及び津波に対して可搬型重大事故等対処設備は、「(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「(2)(ⅱ) 重大事故等対処施設に対する耐津波設計」にて考慮された設計とする。火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、「(3)(ⅰ)b.(b) 火災による損傷の防止」に基づく火災防護を行う。地震、津波、溢水及び火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位

置的分散を図り複数箇所に分散し、溢水量による溢水水位を考慮した高所に保管する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の可搬型重大事故等対処設備は、複数の取水箇所を選定できる設計とする。

高潮に対して可搬型重大事故等対処設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管するとともに、可能な限り設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備が設置されている原子炉建屋から 100m の離隔距離を確保するとともに、少なくとも 1 セットは、屋外の常設重大事故等対処設備からも 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管、

又は屋外の設計基準事故対処設備から 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、重大事故防止設備のうち可搬型のものは設計基準事故対処設備又は常設重大事故防止設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。

(c-1-1-3) 可搬型重大事故等対処設備と常設設備の接続口

可搬型重大事故等対処設備のうち、原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と、常設設備との接続口は、共通要因によって、接続することができなくなることを防止するため、建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能を確実に発揮できる設計とするとともに、建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所、建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。重大事故等時の環境条件における健全性については「(c-3) 環境条件等」に記載する。風（台

風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対しては、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して建屋面に設置する場合は、「イ.(1) 敷地の面積及び形状」に基づく地盤上に、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合は、屋外側は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。屋外に設置する場合は、地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。地震、津波、溢水及び火災に対しては、「(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」、「(2)(ⅱ) 重大事故等対処施設に対する耐津波設計」及び「(3)(ⅰ)b.(b) 火災による損傷の防止」に基づく設計とし、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び故意

による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。生物学的事象のうちネズミ等の小動物に対して屋外に設置する場合は、開口部の閉止により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して接続口は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。電磁的障害に対しては、計測制御回路がないことから影響を受けない。

ただし、蒸気発生器２次側による炉心冷却は補助給水ポンプへの供給源となる復水タンクの補給により行うが、補給先である復水タンクが屋外にあること及び燃料取替用水タンクと隣接していることから、別手段である送水車によるタービン動補助給水ポンプへの海水の直接供給により行う設計とし、その接続口は、復水タンク、燃料取替用水タンクと十分な離隔をもって設置する設計とする。

また、複数の機能で一つの接続口を同時に使用しない設計とする。

(c-1-2) 悪影響の防止

重大事故等対処設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の

他の設備（設計基準対象施設だけでなく、当該重大事故等対処設備以外の重大事故等対処設備も含む。）に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、他設備への系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、重大事故等対処設備は、他の設備に悪影響を及ぼさないように、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすること、通常時の分離された状態から接続により重大事故等対処設備としての系統構成をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。特に放射性物質又は海水を含む系統と、含まない系統を分離する場合は、通常時に確実に閉止し、使用時に通水できるようにディスタンスピースを、又は通常時に確実に取り外し、使用時に取り付けできるようにフレキシブルホースを設けることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、重大事故等対処設備は、要求される機能が複数ある場合は、原則、同時に複数の機能で使用しない設計とする。ただし、可搬型重大事故等対処設備のうち、複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量をあわせた容量とし、兼用できる設計とする。容量の設定根拠については「(c-2) 容量等」に記載する。

地震による影響に対しては、重大事故等対処設備は、地震

により他設備に悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行うとともに、可搬型重大事故等対処設備は、設置場所での固定が可能な設計とする。

地震起因以外の火災による影響に対しては、重大事故等対処設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「(3)(ⅰ)b.(b) 火災による損傷の防止」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、想定する重大事故等対処設備の破損等により生じる溢水により、他設備に悪影響を与えない設計とする。放水砲による建屋への放水により、屋外の設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置又は保管することで、他設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の可搬型重大事故等対処設備については、風荷重を考慮し、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとり、設計基準事故対処設備（防護対象施設）の他、当該設備と同じ機能を有する他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「(c-3) 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。重大事故等対処設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

(c-1-3) 共用の禁止

常設重大事故等対処設備の各機器については、2 以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する常設重大事故等対処設備はなく、共用を考慮する必要はない。

(c-2) 容量等

(c-2-1) 常設重大事故等対処設備の容量等

常設重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展等を考慮し、重大事故等時に必要な目的を果たすために、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、伝熱容量、弁放出流量及び発電機容量並びに計装設備の計測範囲及び作動信号の設定値とする。

事故対応手段の系統設計において、常設重大事故等対処設備のうち異なる目的を持つ設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備の容量等の仕様が、系統の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であることを確認した上で、設計基準事故対処設備の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するもので、重大事故等時に設計基準事故対処設備の容量等を補う必要があるものについては、その後の事故対応手段とあわせて、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備以外の系統及び機器を使用するものについては、常設重大事故等対処設備単独で、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

(c-2-2) 可搬型重大事故等対処設備の容量等

可搬型重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展を考慮し、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、発電機容量、蓄電容量及びボンベ容量並びに計装設備の計測範囲とする。

可搬型重大事故等対処設備の容量等は、系統の目的に応じて 1 セットで必要な容量等を有する設計とする。これを複数セット保有することにより、必要な容量等に加え、十分に余裕のある容量等を有する設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量等をあわせた容量等とし、兼用できる設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給する注水設備及び電源設備は、必要となる容量等を賄うことができる設備を 1 基当たり 2 セット以上持つことに加え、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを発電所全体で確保する。また、可搬型重大事故等対処設備のうち、負荷に直接接続する可搬式整流器、可搬型バッテリ、可搬型ボンベ等は、1 負荷当たり 1 セットに、発電所全体で故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを加えた容量等を確保する。ただし、待機要求のない時期に保守点検を実施、又は保守点検が目視点検等であり保守点検中でも使用可能なものについては、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップを考慮する。

(c-3) 環境条件等

(c-3-1) 環境条件

重大事故等対処設備は、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）・保管場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

重大事故等発生時の環境条件については、重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力及び湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時に海水を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、重大事故等対処設備を設置（使用）・保管する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

原子炉格納容器内の重大事故等対処設備は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。

原子炉補助建屋内、緊急時対策所内及び［　　］の重大事故等対処設備は、重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。このうち、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時又は使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用する設備については、これらの環境条件を考慮した設計とするか、これらの環境影響を受けない区画等に設置する。特に、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用するため、その環境影響を考慮して、空気を供給し冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。操作は中央制御室、異なる区画（フロア）又は離れた場所から若しくは設置場所で可能な設計とする。

屋外の重大事故等対処設備は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計又は設置場所で可能な設計とするか、人が携行して使用可能な設計とする。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては位置的分散を考慮した保管により、機能を損なわない設計とする。また、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。

海水を通水する系統への影響に対しては、常時海水を通水する、海に設置する又は海で使用する重大事故等対処設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時海水を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に海水を通水する又は淡水若しくは海水から選択可能な重大事故等対処設備は、海水影響を考慮した設計とする。また、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、重大事故等対処設備は、重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を失うおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、重大事故等対処設備が溢水によりその機能を喪失しないように、常設重大事故等対処設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置し、可搬型重大事故等対処設備は、必要により想定される溢水水位よりも高所に保管する。

(c-3-2) 重大事故等対処設備の設置場所

重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により設置場所で操作可能な設計とするか、放射線の影響を受けない異なる区画（フロア）又は離れた場所から遠隔で、若しくは中央制御室遮蔽区域内である中央制御室から操作可能な設計とする。

(c-3-3) 可搬型重大事故等対処設備の設置場所

可搬型重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても設置、及び常設設備との接続に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定するが、放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により、当該設備の設置、及び常設設備との接続が可能な設計とする。

(c-4) 操作性及び試験・検査性

(c-4-1) 操作性の確保

(c-4-1-1) 操作の確保

想定される重大事故等が発生した場合においても、重大事故等対処設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「(c-3) 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置するか、操作台を近傍に常設又は配置できる設計とする。また、防護具、照明等は重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具又は取付金具を用いて、確実に作業ができる設計とする。専用工具は、作業場所の近傍又は保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路の近傍に保管できる設計とする。可搬型重大事故等対処設備の運搬・設置が確実に行えるように、人力、車両等による運搬又は移動ができるとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

操作内容として、現場操作については、現場の操作スイッチは、運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とし、現場での操作が可能な設計とする。また、電源操作は、感電防止のため電源の露出部への近接防止を考慮した設計とし、常設重大事故等対処設備の操作に際しては手順どおりの操作でなければ接続できない構造の設計とする。現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。現場での接続作業は、ボルト締めフランジ、コネクタ構造

又はより簡便な接続規格等、接続規格を統一することにより、確実に接続ができる設計とする。ディスタンスピースはボルト締めフランジで取り付ける構造とする等操作が確実に行える設計とする。また、重大事故等に対処するために急速な手動操作を必要とする機器及び弁の操作は、要求時間内に達成できるように中央制御室設置の制御盤での操作が可能な設計とする。制御盤の操作器は運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とする。

(c-4-1-2) 系統の切替性

重大事故等対処設備のうち、本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な弁等を設ける設計とする。

(c-4-1-3) 可搬型重大事故等対処設備の常設設備との接続性

可搬型重大事故等対処設備を常設設備と接続するものについては、容易かつ確実に接続できるように、ケーブルは種別によって規格の統一を考慮したコネクタ又はより簡便な接続規格等を、配管は配管径や内部流体の圧力によって、高圧環境においてはフランジを、小口径配管かつ低圧環境においてはより簡便な接続規格等を用いる設計とする。また、同一ポンプを接続する配管は同口径のフランジ接続とする等、複数の系統での規格の統一も考慮する。

(c-4-1-4) 発電所内の屋外道路及び屋内通路の確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の設計とする。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所

及び接続場所まで運搬するための経路、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬又は移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

電磁的障害に対しては道路・通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。

屋外アクセスルートに対する地震による影響（周辺構築物の倒壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊及び道路面の滑り）、その他自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪並びに降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なルートを

確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ 2 台（予備 1 台）及び油圧ショベル 1 台（予備 1 台）を保管及び使用する。また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する設計とする。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確保する設計とする。想定を上回る万一のガレキ発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。また、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。自然現象のうち凍結及び森林火災、外部人為事象のうち、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対しては、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する設計とする。落雷に対しては避雷設備が必要となる箇所にアクセスルートを設定しない設計とする。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する設計とする。

アクセスルートの地盤については、基準地震動による地震力に対して、耐震裕度を有する地盤に設定することで通行性を確保する設計とする。また、耐震裕度の低い地盤に設定する場合は、道路面の滑りによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する設計とする。不等沈下に伴う段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、

ブルドーザによる段差発生箇所の復旧を行う設計とする。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる設計とする。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、複数のアクセスルートによる迂回や油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

屋内アクセスルートは、地震、津波、その他自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、降灰及び森林火災）及び外部人為事象（近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガス）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する設計とする。

(c-4-2) 試験・検査等

重大事故等対処設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統試験においては、試験及び検査ができるテスト

ライン等の設備を設置又は必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある重大事故等対処設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、この限りとはしない設計とする。また、多様性又は多重性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多様性及び多重性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

運転中における安全保護系に準じる設備である、運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）緩和設備においては、重大事故等対処設備としての多重性を有さないため、検査実施中に機能自体の維持はできないが、原則として運転中に定期的に健全性を確認するための試験ができる設計とするとともに、原子炉停止系及び非常用炉心冷却系等の不必要な動作が発生しない設計とする。

代替電源設備及び可搬型のポンプを駆動するための電源は、系統の重要な部分として適切な定期的試験又は検査が可能な設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

(d) 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材

圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行するために必要な重大事故等対処設備を設置する。

(e) 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(f) 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(g) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(h) 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(i) 原子炉格納容器内の冷却等のための設備

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が

喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(j) 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(k) 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置する。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することで、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する。

(l) 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(m) 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設の水素爆発による損傷を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(n) 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(o) 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

(p) 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(q) 代替電源設備

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(r) 計装設備

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要

なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために必要なパラメータにより、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するための設備を設置又は保管する。

c. 特定重大事故等対処施設

(a) 火災による損傷の防止

特定重大事故等対処施設を構成する設備（以下火災防護において「特定重大事故等対処施設」という。）は、火災により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、特定重大事故等対処施設を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定する。設定する火災区域及び火災区画に対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(a-1) 基本事項

(a-1-1) 火災区域及び火災区画の設定

建屋内等の火災区域は、耐火壁により囲まれ他の区域と分離されている区域を、特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置並びに壁の配置を考慮して火災区域として設定する。

屋外の火災区域は、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、特定重大事故等対処施設を設置する区域を、特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置を考慮するとともに、延焼防止を考慮した管理を踏まえて、火災区域として設定する。

また、火災区画は、建屋内等に設定する火災区域を特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置並びに壁の配置を考慮して分割して設定する。

(a-1-2) 火災防護計画

原子炉施設全体を対象とした火災防護対策を実施するため、火災防護計画を策定する。火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順等について定めるとともに、原子炉施設の特定重大事故等対処施設については、火災の発生防止、火災の早期感知及び消火の深層防護の概念に基づき、必要な火災防護対策を行うことについて定める。

外部火災については、特定重大事故等対処施設を外部火災から防護するための運用等について定める。

(a-2) 火災発生防止

(a-2-1) 火災の発生防止対策

「a. 設計基準対象施設」の「(c-2-1) 火災の発生防止対策」を適用する。

(a-2-2) 不燃性材料又は難燃性材料の使用

特定重大事故等対処施設のうち、主要な構造材、建屋内の変圧器及び遮断器の絶縁材料、ケーブル、チャコールフィルタを除く換気空調設備のフィルタ、保温材及び建屋内装材は、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は、代替材料を使用する設計、若しくは、当該施設の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合は、当該施設における火災に起因して他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

このうち、特定重大事故等対処施設に使用するケーブルは、原則、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とするが、放射線監視設備用ケーブルのように実証試験により延焼性が確認できないケーブルは、

難燃ケーブルと同等以上の性能を有する設計とするか、当該ケーブルの火災に起因して他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。また、通信連絡設備の専用ケーブルのように難燃ケーブルと同等以上の性能を有するケーブルの使用が技術上困難なケーブルは、当該ケーブルの火災に起因して他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

(a-2-3) 落雷、地震等の自然現象による火災の発生防止

落雷によって、特定重大事故等対処施設に火災が発生しないように、建屋等に避雷設備を設置する設計とする。

特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類Ｓクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、十分な支持性能をもつ地盤に設置する設計とするとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがった耐震設計とする。

森林火災については、防火帯により、特定重大事故等対処施設の火災発生防止を講じる設計とする。

竜巻（風（台風を含む。））については、特定重大事故等対処施設を建屋内又は地中トレンチ内に設置すること等により、特定重大事故等対処施設の火災発生防止を講じる設計とする。

(a-3) 火災の感知及び消火

火災の感知及び消火については、特定重大事故等対処施設に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とする。火災感知設備及び消火設備は、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、基準地震動 Ss による地震力に対して、機能を維持できる設計とする。また、

消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とする。

(a-3-1) 火災感知器

火災感知器は、環境条件や火災の性質を考慮して型式を選定し、固有の信号を発する異なる種類を組み合わせて設置する設計とする。火災感知設備は、全交流動力電源喪失時においても火災の感知が可能なように電源確保を行い、[redacted]で常時監視できる設計とする。

(a-3-2) 消火設備

特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画で、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるところには、スプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置し、消火を行う設計とする。ガス消火設備を設置する場合は、ガスの種類等に応じて動作前に職員等の退出ができるよう警報を発する設計とする。

消火用水供給系は、2 時間の最大放水量を確保し、所内用水系と共用しない消火を優先する設計並びに水源及び消火ポンプは多重性又は多様性を有する設計とする。また、屋内の消火範囲を考慮し、消火栓を配置するとともに、移動式消火設備を配備する設計とする。

消火設備の消火剤は、想定される火災の性質に応じた十分な容量を配備し、管理区域で放出された場合に、放射性物質を含むおそれのある排水の管理区域外への流出を防止する設計とする。

消火設備は、火災の火炎等による直接的な影響、流出流体等による二次的影響を受けず、火災が発生していない特定重大事故等対処施設に悪影響を及ぼさないよう設置し、全交流

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

動力電源喪失時の電源確保を図るとともに、[redacted]に故障警報を発する設計とする。

なお、消火設備への移動及び操作を行うため、蓄電池を内蔵する照明器具を設置する設計とする。

(a-4) その他

「(a-2) 火災発生防止」から「(a-3) 火災の感知及び消火」のほか、特定重大事故等対処施設のそれぞれの特徴を考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(b) 特定重大事故等対処施設を構成する設備

(b-1) 多重性又は多様性、独立性、位置的分散、悪影響防止等

(b-1-1) 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地すべり、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「(1)(ⅲ) 特定重大事故等対処施設の耐震設計」及び「(2)(ⅲ) 特定重大事故等対処施設に対する耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

特定重大事故等対処施設を構成する設備を内包する建屋及び地上のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計又は設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた設計とする。

地中に埋設された[redacted]及び地中のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

建屋の地下部及び地中のトレンチについては、地下水によって特定重大事故等対処施設を構成する設備が機能を損なうことのないように、地下水が内部に容易に流れ込まないようコンクリート構造とするとともに、必要に応じて排水設備を設ける設計とする。

環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件を考慮する。原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件における健全性については、「(b-3) 環境条件等」に記載する。

風（台風）、凍結、降水、積雪、火山の影響及び電磁的障害に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

境条件にて考慮し機能が損なわれることのない設計とする。

竜巻のうち風荷重に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環境条件にて考慮し設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがない設計とする。

地震及び地すべりに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「イ．(3) 特定重大事故等対処施設の形状と位置」に基づく地盤上に設置する。

地震、津波及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「(1)(ⅲ) 特定重大事故等対処施設の耐震設計」、「(2)(ⅲ) 特定重大事故等対処施設に対する耐津波設計」及び「(3)(ⅰ)c.(a) 火災による損傷の防止」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、落雷、生物学的事象、森林火災、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、これらの自然現象等による損傷の防止が図られた[redacted]に設置する。

竜巻及び近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）に対して、屋

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた[redacted]、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた[redacted]に設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、[redacted]も防護するか、又は可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。落雷に対して[redacted]は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して[redacted]は、侵入防止対策により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「ヌ．(3)(ix)a．特定重大事故等対処施設に係る意図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項」を考慮して設置する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、特定重大事故等対処施設を構成する設備は設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と可能な限り異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とする。

(b-1-2) 悪影響の防止

特定重大事故等対処施設を構成する設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設及び重大事故等対処設備（当該の特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。））に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他の設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成及び系統隔離をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通

常時の系統構成を変えることなく特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、要求される機能が複数ある場合は、同時に複数の機能で使用しない設計とする。

地震による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、地震により他の設備へ悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行う。

地震起因以外の火災による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「(3)(ⅰ)c.(a) 火災による損傷の防止」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備の破損等により生じる溢水により、他の設備へ悪影響を与えない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られたに設置することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

□は、風荷重を考慮し、固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「(b-3) 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。特定重大事故等対処施設を構成する設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

(b-1-3) 共用の禁止

特定重大事故等対処施設を構成する設備の各機器については、2以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する特定重大事故等対処施設を構成する設備はなく共用を考慮する必要はない。

(b-2) 容量等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損を防止する目的を果たすために、事故対応手段として機能別に設計を行う。原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの 7 日間にわたっての原子炉格納容器の破損防止は、これらの機能の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、弁放出流量、発電機容量、計装設備の計測範囲等とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様が、機能の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ることを確認した上で、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のみの系統及び機器を使用するものについては、機能の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

(b-3) 環境条件等

(b-3-1) 環境条件

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時に□を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

む自然現象の組合せについては、「(1)(ⅲ) 特定重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置（使用）する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

[redacted]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における[redacted]の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、[redacted]から可能な設計とする。

[redacted]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、[redacted]で可能な設計とする。

屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては設計基準事故対処設備の安全機能

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。操作は、[redacted]で可能な設計とする。

[redacted]を通水する系統への影響に対しては、常時[redacted]を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時[redacted]を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に[redacted]を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は、[redacted]影響を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を損なうおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備が溢水によりその機能を損なわないように、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置する。

(b-3-2) 特定重大事故等対処施設を構成する設備の設置場所

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設置場所での操作及び復旧作業に期待する設備の設置場所は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

その他の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、放射線の影響を受けない[redacted]から操作可能な設計とする。

(b-4) 操作性及び試験・検査性

(b-4-1) 操作性の確保

(b-4-1-1) 操作の確保

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても、特定重大事故等対処施設を構成する設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「(b-3) 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置する。また、防護具、照明等は原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具を用いて、確実に作業ができる設計とする。[redacted]に保管できる設計とする。

操作内容として、現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。また、その他の操作を必要とする機器及び弁の操作は、[redacted]での操作が可能な設計とする。[redacted]の操作

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

器は特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の操作性を考慮した設計とし、確実な操作が可能な設計とする。

(b-4-1-2) 系統の切替性

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち、本来の用途以外の用途として原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な弁等を設ける設計とする。

(b-4-2) 試験・検査等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統試験においては、試験及び検査ができるテストライン等の設備を設置又は必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特

性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある特定重大事故等対処施設を構成する設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、この限りとはしない設計とする。また、多重性又は多様性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多重性又は多様性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則、分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

(c) 特定重大事故等対処施設を構成する設備の機能等

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによって、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）が有する原子炉格納容器の破損を防止する機能が喪失した場合に、原子炉格納容器の破損による原子炉施設外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため以下の(c-1)～(c-8)の機能を有する特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置する。

(c-1) 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

(c-2) 炉内の溶融炉心の冷却機能

(c-3) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

(c-4) 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

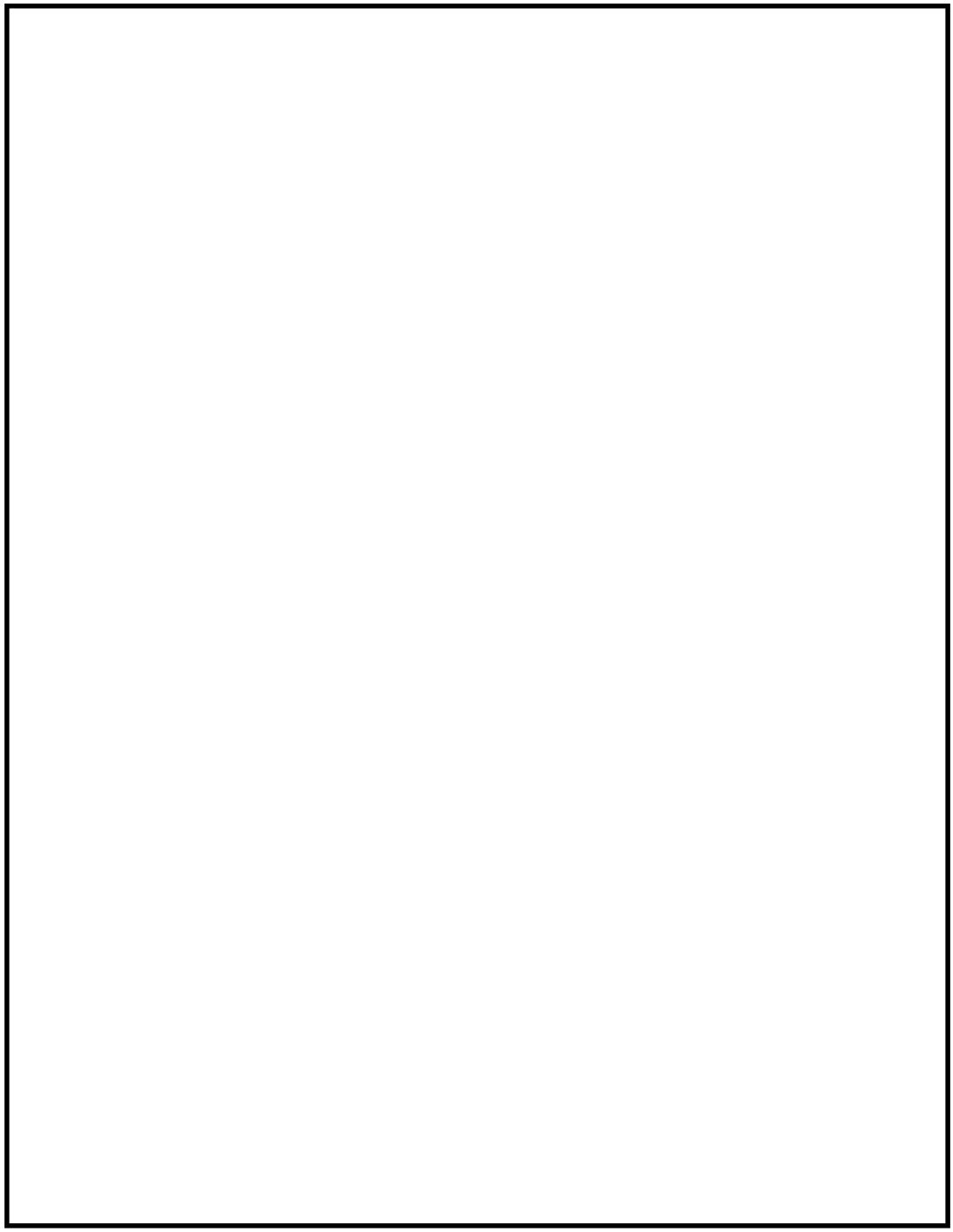
(c-5) 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

(c-6) 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能

(c-7) サポート機能（電源設備、計装設備、通信連絡設備）

(c-8) 上記設備の関連機能（減圧弁、配管等）

また、(c-1)～(c-8)の機能を制御する緊急時制御室を設ける。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ハ．原子炉本体の構造及び設備

燃料、制御材および支持構造物などで炉心を構成し、原子炉容器に収容する。原子炉容器の外側には生体しやへい壁を設ける。

(1) 発電用原子炉の炉心

（ｉ）構　造

a. 炉心は、多数の燃料集合体をほぼ円柱状に配列して構成し、クラスタ状の制御棒を、燃料集合体内の制御棒案内シンブルに挿入する。燃料集合体は下部炉心板の上に配列し、その荷重を下部炉心支持板及び炉心そうにより原子炉容器のフランジで支持する。

また、炉心は、上部炉心板、円筒胴付き上部炉心支持板、上部炉心支持柱、炉心そう、下部炉心板、下部炉心支持板及び下部炉心支持柱からなる炉心支持構造物で支持される。

１次冷却材であり、また、減速材、反射材でもある軽水は、これらの構造物等により形成される流路を流れる。１次冷却材は、１次冷却材入口ノズルから原子炉容器に入り、炉心そうの外側を下方向に流れ、方向を変えて炉心の真下から上方向に炉心内を通り抜け、１次冷却材出口ノズルから出る。

これらの構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において原子炉を安全に停止し、かつ炉心の冷却を確保し得る構造とする。

b. 燃料の取替えは炉心の過剰増倍率の低下に応じて行う。

c. 主要寸法

炉心等価直径　　約 3.0m

炉心有効高さ　　約 3.7m

（ⅱ）燃料体の最大挿入量

燃料集合体の体数　157

炉心全ウラン量　　約73t

（ⅲ）主要な核的制限値

原子炉を安全かつ安定に制御することを目的として、次のような核的制限値を設定する。なお、原子炉は、高温状態以外で臨界としない

設計とする。

a. 反応度停止余裕

最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が、全引き抜き位置のまま挿入できない場合でも、以下に示す反応度停止余裕を持つ設計とする。

高温停止状態　　0.0177△k/k

低温停止状態　　0.010 △k/k

b. 制御棒クラスタによる最大反応度添加率

制御棒クラスタによる最大反応度添加率は、制御棒クラスタが引き抜き手順上可能な最大速度で引き抜かれても、0.00086(Δk/k)/s以下とする。

c. 制御棒クラスタの最大反応度価値

制御棒クラスタの最大反応度価値は、制御棒クラスタが挿入限界位置から飛び出した場合、炉心の状態に応じ、次の値以下とする。

高温全出力時　　0.0015Δk/k

高温零出力時　　0.010 Δk/k

d. 減速材温度係数及びドップラ係数

減速材温度係数は、高温出力運転状態では負になるように設計する。また、ドップラ係数は負になるように設計する。

（ⅳ）主要な熱的制限値

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、安全保護系の作動等とあいまって、被覆管の焼損を起こさず、燃料中心温度をその溶融点未満とするため、次のような通常運転時の熱的制限値を設定する。

a. 最小限界熱流束比（最小ＤＮＢＲ）　2.03

b. 燃料棒最大線出力密度　47.6kW/m

(2) 燃料体

（ｉ）燃料材の種類

二酸化ウラン焼結ペレット（一部ガドリニアを含む）

ウラン 235 濃縮度

初装荷燃料	第 1 領域	約 2.0wt%
	第 2 領域	約 2.7wt%
	第 3 領域	約 3.4wt%
取替燃料		約 4.6wt%以下
		ガドリニア入り燃料については、濃縮度約 3.0wt%以下、ガドリニア濃度約 10wt%以下
ただし、	第 4、第 5 領域	約 3.3wt%
	第 6～第 11 領域	約 2.8wt%
	第 12～第 15 領域	約 3.4wt%
	第 16～第 26 領域	約 4.0wt%～約 3.4wt%
		ガドリニア入り燃料については、濃縮度約 2.5wt%～約 1.9wt%、ガドリニア濃度約 6wt%
ペレットの初期密度		理論密度の約 97%
		ガドリニア入り燃料については、理論密度の約 96%
ただし、	第 1～第 26 領域	理論密度の約 95%

(ⅱ) 燃料被覆材の種類

・ジルカロイ－４の合金成分を調整しニオブ等を添加したジルコニウム基合金

・ジルコニウム－ニオブ合金にスズ及び鉄を添加したジルコニウム基合金

ただし、第 1～第 26 領域燃料については、ジルカロイ－４

(ⅲ) 燃料要素の構造

a. 構　造

燃料要素（燃料棒）は、円筒形被覆管に二酸化ウラン焼結ペレット（一部ガドリニアを含む）を挿入し、両端を密封した構造であり、ヘリウムが加圧充てんされている。

b. 主要寸法

燃料棒外径　　約 11mm
被覆管厚さ　　約 0.6mm 又は約 0.7mm
燃料棒有効長さ　約 3.7m

（ⅳ）燃料集合体の構造

a. 構　造

燃料集合体は、燃料棒、制御棒案内シンブル及び炉内計装用案内シンブルを支持格子により 15 行 15 列の一定ピッチの正方形に配列し、制御棒案内シンブルの上端に上部ノズル、下端に下部ノズルを取り付け、下部ノズルでその荷重を支持する構造とする。

燃料集合体は、原子炉の使用期間中に生じ得る種々の因子を考慮しても、その健全性を失うことがない設計とする。また、燃料集合体は輸送及び取扱い中に過度の変形を生じない設計とする。

b. 主要仕様

燃料集合体における燃料棒配列	15×15
燃料棒ピッチ	約 14mm
燃料集合体当たりの燃料棒本数	204
燃料集合体当たりの制御棒案内シンブル本数	20
燃料集合体当たりの炉内計装用案内シンブル本数	1

（ⅴ）最高燃焼度

燃料集合体最高燃焼度		55,000MWd/t
ただし、	第 1～第 15 領域	39,000MWd/t
	第 16～第 26 領域	48,000MWd/t

(3) 減速材及び反射材の種類

軽　水

(4) 原子炉容器

（ⅰ）構　造

a　構　造

円筒形の胴部に半球形の底部を付した鋼製容器に、半球形の鋼製上部ふたをボルト締めする構造であり、所要ノズル等を取り付ける。

b　主要寸法

内　径　　約 4.0m

全　高　　約 13m

c. 材　料

母　材　低合金鋼（JIS G 3120 相当品及び JIS G 3204 相当品）

肉盛り　ステンレス鋼

d　主要ノズル取付位置

冷却材入口ノズル　胴上部

冷却材出口ノズル　胴上部

e　支持方法

胴の上部に取り付けた支持金具により、原子炉容器周囲のコンクリート壁に支持する。

f　ぜい性破壊に関する考慮

ぜい性遷移温度を考慮して材料を選択する。

（ⅱ）最高使用圧力及び最高使用温度

圧　力　約 175kg/cm^{2}g

温　度　約 343℃

(5) 放射線遮蔽体の構造

主要な生体しやへいは原子炉容器周囲のコンクリート壁および原子炉格納容器外周のコンクリート壁である。

(6) その他の主要な事項

な　し

ニ．核燃料物質の取扱施設及び貯蔵施設の構造及び設備

(1) 核燃料物質取扱設備の構造

核燃料物質取扱設備（燃料取扱設備）は、燃料取替装置、燃料移送装置（一部１号、２号及び３号炉共用）及び除染装置（１号、２号及び３号炉共用）で構成する。

新燃料は、原子炉補助建屋内の新燃料貯蔵設備及び使用済燃料貯蔵設備から燃料取扱設備により、原子炉格納容器内に搬入する。燃料取替えは、原子炉上部のキャビティに水張りし、水中で燃料取扱設備を用いて行う。

使用済燃料は、遮蔽に必要な水深を確保した状態で、水中で燃料取扱設備により原子炉補助建屋内へ移送し、同建屋内の使用済燃料貯蔵設備（１号、２号及び３号炉共用）のほう酸水中に貯蔵する。

燃料取扱設備は、燃料取扱時において燃料が臨界に達することのない設計とする。

また、燃料体等の取扱中における燃料体等の落下を防止できる設計とするとともに、使用済燃料ピット周辺の設備状況等を踏まえて、使用済燃料ピットの機能に影響を及ぼす重量物については落下を防止できる設計とする。

(2) 核燃料物質貯蔵設備の構造及び貯蔵能力

（ⅰ）新燃料貯蔵設備

a. 構　造

新燃料貯蔵設備は、新燃料を新燃料ラックに挿入して貯蔵するものであり、原子炉補助建屋内に設置する。

新燃料貯蔵設備は、想定されるいかなる状態においても燃料が臨界に達することのない設計とする。

b. 貯蔵能力

全炉心燃料の約 61%相当分

（ⅱ）使用済燃料貯蔵設備

a. 構　造

使用済燃料貯蔵設備（１号、２号及び３号炉共用）は、使用済燃

料及び新燃料をほう酸水中の使用済燃料ピットラックに挿入して貯蔵する鉄筋コンクリート造、ステンレス鋼内張りの水槽（使用済燃料ピット）であり、原子炉補助建屋内に設ける。

使用済燃料ピットは、使用済燃料の上部に十分な水深を確保する設計とするとともに、使用済燃料ピット水位、水温及び使用済燃料ピット水の漏えい並びに原子炉補助建屋内の放射線量率を監視する設備等を設け、さらに、万一漏えいを生じた場合には、ほう酸水を注水できる設計とする。

使用済燃料貯蔵設備は、想定されるいかなる状態においても燃料が臨界に達することのない設計とする。

また、使用済燃料ピットには、使用済燃料からの崩壊熱の除去及び使用済燃料ピット水の浄化を行うため、使用済燃料ピット浄化冷却設備を設け、使用済燃料から発生する崩壊熱の除去を行うのに十分な冷却能力を有する設計とする。

使用済燃料貯蔵設備は、燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能が損なわれないように設計する。

燃料貯蔵設備の使用済燃料ピットは、使用済燃料ピットの冷却機能喪失、使用済燃料ピットの注水機能喪失、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合において、燃料の貯蔵機能を確保する設計とする。

また、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいにより使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合に、臨界にならないよう配慮したラック形状及び燃料配置においてスプレイや蒸気条件においても臨界を防止する設計とする。

b. 貯蔵能力

全炉心燃料の約 520%相当分（１号、２号及び３号炉共用）とする。

（iii）使用済燃料乾式貯蔵施設

a. 構造

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料乾式貯蔵容器及び周辺施設である使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備等からなる。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、使用済燃料の原子力発電所敷地外への運搬に使用する容器に兼用することができるものとして、核燃料輸送物設計承認を受けた兼用キャスクをいう。密封境界部は、設計上想定される衝撃力に対して、おおむね弾性状態にとどまる設計とし、貯蔵用緩衝体を装着し蓋部が金属部へ衝突しない設置方法で設置する。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、使用済燃料の収納後にその内部を乾燥させ、使用済燃料を不活性ガスとともに封入する金属製の容器であり、容器本体、蓋部（二重）、バスケット等で構成され、内部にヘリウムガスを封入し、保持できる構造とする。使用済燃料乾式貯蔵容器と貯蔵架台とをトラニオン部で固縛し、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置する。

貯蔵用緩衝体は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材が、ＪＳＭＥ使用済燃料貯蔵施設規格金属キャスク構造規格（2007 年版）に規定される供用状態Ｄの許容基準を満足するために必要な緩衝性能を有する金属製の緩衝体である。

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器を格納し、自然対流による冷却のための給排気口を設けた鉄筋コンクリート造の遮蔽設備である。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料乾式貯蔵容器に収納した使用済燃料の崩壊熱を自然冷却によって外部に放出できる設計とする。使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能を阻害しない設計とするとともに、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の給排気口は積雪及び降下火砕物により閉塞しない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料から放出される放射線をガンマ線遮蔽材及び中性子遮蔽材により十分に遮蔽することができ

る設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器は、適切に放射性物質を閉じ込めることができ、閉じ込め機能を監視できる設計とするとともに、使用済燃料乾式貯蔵容器内の燃料位置等について想定される最も厳しい状態を仮定しても臨界に達するおそれのない設計とする。

b. 貯蔵能力

全炉心燃料の約 130%相当分とする。

c. 使用済燃料乾式貯蔵容器に収納する使用済燃料の燃焼度

48,000MWd/t 以下（ただし、第 1～第 26 領域の燃料集合体に限る）

d. 使用済燃料乾式貯蔵容器に収納する使用済燃料の収納条件

冷却期間　16 年以上

収納体数　21 体以下

崩壊熱量　13.5kW 以下

(3) 核燃料物質貯蔵用冷却設備の構造及び冷却能力

（ｉ）使用済燃料ピット浄化冷却設備

a. 構　造

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、使用済燃料ピットには、使用済燃料からの崩壊熱の除去並びに使用済燃料ピット水の浄化を行うため、ポンプ、冷却器等で構成する使用済燃料ピット浄化冷却設備を設ける。

b. 冷却能力

使用済燃料から発生する崩壊熱の除去を行うのに十分な冷却能力を有する設計とする。使用済燃料ピット浄化冷却設備で除去した熱は、最終的な熱の逃がし場である海へ輸送できる設計とする。

(a) 使用済燃料ピットクーラ

（１号、２号及び３号炉共用）

型　式　　横置Ｕ字管式

基　数　　2

伝熱容量　約 3.2MW 及び約 4.7MW

(b) 使用済燃料ピットポンプ

（１号、２号及び３号炉共用）

台　数　　2

容　量　　約 523m³/h（1 台当たり）

（ⅱ）使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

a. 使用済燃料ピット水位の低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の冷却、放射線の遮蔽及び臨界防止

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピット内燃料集合体等を冷却し、使用済燃料ピットに接続する配管が破損しても、放射線の遮蔽が維持される水位を確保するための設備として以下の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）を設ける。

使用済燃料ピットに接続する配管の破損については、使用済燃料ピット入口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位以下に水位が低下することを防止するため、入口配管上部にサイフォンブレーカを設ける設計とする。使用済燃料ピット出口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位を維持できるように、それ以上の位置に取出口を設ける設計とする。

なお、冷却及び水位確保により使用済燃料ピットの機能を維持し、純水冠水状態で未臨界を維持できる設計とする。

使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラの故障等に

より使用済燃料ピットの冷却機能が喪失、燃料取替用水ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により使用済燃料ピットの注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管の破損等により使用済燃料ピット水の小規模な漏えいにより使用済燃料ピットの水位が低下した場合の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）として、海水を送水車により使用済燃料ピットへ注水する設計とする。

b. 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和、臨界防止及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合に、燃料損傷の進行を緩和し、臨界にならないよう配慮したラック形状及び燃料配置において、スプレイや蒸気条件においても未臨界を維持できることにより臨界を防止し、燃料損傷時に使用済燃料ピット全面にスプレイすることによりできる限り環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）として、海を水源とした送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイを行う設計とする。

c. 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合には原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水することにより、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水できる設計とし、建屋の損壊等により開口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。

d. 使用済燃料ピットに係るパラメータの監視

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、重大事故等時に使用済燃料ピットに係る監視に必要な設備として以下のパラメータを計測する計測設備（使用済燃料ピットの監視）を設ける。

使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定可能な設計とする。使用済燃料ピットに係る重大事故等時の使用済燃料ピットの状態を使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視できる設計とする。また、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、その環境影響を考慮して使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置にて冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。

これらの設備は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より給電できる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係の評価及び各設置場所間での関係性を把握し、測定結果の傾向を確認することで、使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定できる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、「チ．(1)(ⅰ)放射線監視設備」に記載する。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

使用済燃料ピット水位（広域）

個　数　　1

使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）

個　数　　1

使用済燃料ピットエリア監視カメラ

個　数　　1

［可搬型重大事故等対処設備］

送水車

（「使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m^3/h（1 台当たり）

吐出圧力　　約 1.3MPa[gage]

スプレイヘッダ

（「使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備」、「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

個　数　　1（予備 1）

大容量ポンプ（放水砲用）

（「使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備」、「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　1（予備 1※1）

容　量　　約 1,440m^3/h

吐出圧力　　約 1.2MPa[gage]

※1 原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用

放水砲

（「使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備」、「発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

型　式　　移動式ノズル

台　数　　1（予備 1）

可搬型使用済燃料ピット水位

個　数　　1（予備 1）

使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置

個　数　　1（予備 1）

(ⅲ) 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

「リ．(3)(ⅱ)e. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」に記載する。

(ⅳ) 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

「リ．(3)(ⅱ)f. 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」に記載する。

ホ．原子炉冷却系統施設の構造及び設備

原子炉冷却系統施設は１次冷却設備、２次冷却設備およびその他の設備よりなり、炉心の発生熱を除去する。

(1) 一次冷却材設備

１次冷却設備は３つの閉回路よりなり、それぞれの回路には１次冷却材ポンプを有し、１次冷却材は原子炉で加熱されたのち蒸気発生器に入り、ここで２次冷却材と熱交換を行ないふたたび原子炉に還流する。なお３回路のうちの１回路に１次冷却材圧力を調整するために加圧器を設ける。

（ｉ）冷却材の種類

軽　水（ほう素含有）

（ⅱ）主要な機器及び管の個数及び構造

一次冷却材設備（１次冷却設備）は、3 つの閉回路からなり、それぞれの回路には冷却材ポンプを有し、１次冷却材は原子炉で加熱された後蒸気発生器に入り、ここで２次冷却材と熱交換を行い再び原子炉に還流する。なお、3 回路のうちの 1 回路には１次冷却材圧力を調整するための加圧器を設ける。

１次冷却設備は関連設備とあいまって、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、炉心からの発生熱を除去できる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリは、原子炉容器、１次冷却設備及びそれに接続される配管等から構成され、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において原子炉停止系の作動等とあいまって、圧力及び温度変化に対し十分に耐え、その健全性を確保する設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管系には適切に隔離弁を設ける設計とし、また、１次冷却材の漏えいを早期に検出するため、漏えい監視設備を設ける。

なお、冷却材ポンプは電源喪失の際にも、１次冷却材流量の急速な減少を防ぎ、熱除去能力が急速に失われるのを防止できる設計とする。

１次冷却設備の蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

a. 蒸気発生器

（「一次冷却材設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

型　式		たて置U字管式熱交換器型
基　数		3
蒸気発生量		約 1,600t/h（1 基当たり） （定格出力時）
寸　法		
外　径	胴上部	約 4.5m
	胴下部	約 3.4m
全　高		約 21m
伝熱管内径		約 20mm
伝熱管厚さ		約 1.3mm
材　料		
本　体		低合金鋼
伝熱管		ニッケル・クロム・鉄合金

b. 冷却材ポンプ

型　式	電動機駆動漏えい制御軸封式たて置斜流型
台　数	3
容　量	約 20,100m^3/h（1 台当たり）

c. １次冷却材管

材　料	ステンレス鋼（ASTM A376 TP316 相当）

内　径　　冷却材ポンプ・原子炉容器間　約 0.70m
原子炉容器・蒸気発生器間　約 0.74m
蒸気発生器・冷却材ポンプ間　約 0.79m

d. 加圧器

型　式　　たて置円筒上下半球鏡容器
基　数　　1
圧力制御方式　電熱及びスプレ
使用材料　　母　材　　マンガンモリブデン鋼
（ASTM A533 GR.A CL. I 相当）
内張り　　ステンレス鋼（SUS27 相当）

安全弁

（「一次冷却材設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

型　式　　ばね式（平衡型）
個　数　　3
容　量　　約 157t/h（1 個当たり）
吹出場所　　加圧器逃がしタンク

逃がし弁

（「一次冷却材設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

型　式　　空気作動式
個　数　　2
吹出場所　　加圧器逃がしタンク

e. 漏えい監視設備

漏えい監視設備　　一式

(iii) 冷却材の温度及び圧力

原子炉容器出口における温度　約 322℃（定格出力時）

原子炉容器入口における圧力　約 157kg/cm^{2}g

(2) 二次冷却設備

２次冷却設備は蒸気発生器を介して１次冷却設備と熱交換を行ない、発生蒸気によつてタービンを駆動する閉回路である。

（ｉ）冷却材の種類

水

（ⅱ）主要な機器の個数及び構造

二次冷却設備（２次冷却設備）は、蒸気発生器を介して１次冷却設備と熱交換を行い発生蒸気によって蒸気タービンを駆動する閉回路である。

a. 主蒸気管

内径×厚さ	約 0.70m×約 33mm
材　料	炭素鋼

b. 蒸気タービン

型　式	横置串型４車室６分流排気再熱再生型
台　数	1
出　力	約 826,000kW

c. タービンバイパス設備

タービンバイパス設備により、必要に応じて２次冷却設備の蒸気を復水器に放出し、１次冷却設備中に蓄積されている熱を除去する。

タービンバイパス弁

型　式	空気作動式
個　数	8
容　量	約 250t/h（1 個当たり）

d. 主蒸気安全弁及び主蒸気逃がし弁

(a) 主蒸気安全弁

（「二次冷却設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

型　式	ばね式
個　数	21

容　量　　約 240t/h（1 個当たり）

(b) 主蒸気逃がし弁

（「二次冷却設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

ただし、作動後における漏えい量は、全体で 5m³/d 以下（蒸気発生器 1 基当たり、設定圧力相当飽和蒸気において）とする。

e. 主蒸気止弁

（「二次冷却設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

型　式　　空気作動型スイングディスク式

個　数　　3

f. 主給水ポンプ

台　数　　3

容　量　　約 2,700m³/h（1 台当たり）

g. 補助給水ポンプ

(a) タービン動補助給水ポンプ

（「二次冷却設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m^3/h

(b) 電動補助給水ポンプ

（「二次冷却設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m^3/h（1 台当たり）

h. 復水タンク

（「二次冷却設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m^3

i. 復水器

基　数　　3

(3) 非常用冷却設備

この設備は、1 次冷却材喪失事故等の際に炉心にほう酸水を注入して炉心の冷却を行なうためのもので、高圧および低圧の安全注入系と蓄圧注入系で構成する。高圧および低圧注入系は、それぞれ高圧の注入ポンプ（充てんポンプを使用）と低圧の注入ポンプ（余熱除去ポンプを使

用）を使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉内に注入して炉心の冷却を行なうが、このタンクの貯留水がなくなるまえに低圧注入ポンプの吸込側を原子炉格納容器サンプに切替え、クーラ（余熱除去クーラを使用）で冷却して再循環できる設備とする。また蓄圧注入系は、蓄圧タンク内にほう酸水を貯えて加圧しておき原子炉圧力が低下する場合に自動的にほう酸水を原子炉内に注入する。

（ⅰ）冷却材の種類

軽　水（ほう素含有）

（ⅱ）主要な機器及び管の個数及び構造

a. 非常用炉心冷却設備

非常用炉心冷却設備は、工学的安全施設の一設備で、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系から構成する。１次冷却材喪失時等には、直ちにアキュムレータ及び燃料取替用水タンクのほう酸水を各１次冷却材管を経て原子炉に注水し原子炉の冷却を行うことにより燃料の重大な損傷を防止する。また、燃料取替用水タンクの貯留水がなくなる前に、格納容器再循環サンプにたまったほう酸水を再循環させる。

(a) 高圧注入系

a) 充てん／高圧注入ポンプ

（「高圧注入系」、「化学・体積制御設備」、「非常用制御設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 150m^3/h（1 台当たり）

揚　程　　約 730m

b) 燃料取替用水タンク

（「高圧注入系」、「低圧注入系」、「格納容器スプレ設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」、「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」及び「火災防護設備」と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m^3

ほう素濃度　2,600ppm 以上

c) ほう酸注入タンク

（「高圧注入系」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 3.4m^3

ほう素濃度　20,000ppm 以上

(b) 低圧注入系

余熱除去ポンプ

（「低圧注入系」、「余熱除去設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却

するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 850m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 73m

(c) 蓄圧注入系

アキュムレータ

（「蓄圧注入系」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」及び「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」と兼用）

基　数　　3

容　量　　約 41m³（1 基当たり）

加圧ガス圧力　約 4.4MPa[gage]

b. 重大事故等対処設備

(a) 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁の故障等により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアン

ドブリード）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へのほう酸水の注水を行い、加圧器逃がし弁を開操作することでフィードアンドブリードを行う設計とする。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能を回復できる設計とする。主蒸気逃がし弁については、機能回復のため現場において専用工具を用いて人力で操作できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器２次側による炉心冷却)として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

［常設重大事故等対処設備］

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 150m^3/h（1 台当たり）

（安全注入時及び再循環運転時）

揚　程　　約 730m　（安全注入時及び再循環運転時）

加圧器逃がし弁（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　2

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m^3

タービン動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m^3/h

電動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m^3/h（1 台当たり）

主蒸気逃がし弁（ホ．(2)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m^3

蒸気発生器（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　たて置Ｕ字管式熱交換器型

基　数　　3

タービン動補助給水ポンプ起動弁

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」と兼用）

型　式　　電気作動式

個　数　　2

アキュムレータ（ホ．(3)(ⅱ)a.(c)他と兼用）

基　数　　3

容　量　　約 41m^3（1 基当たり）

アキュムレータ出口電動弁

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」と兼用）

型　式　　電気作動式

個　数　　3

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 850m^3/h（1 台当たり）

（再循環運転時）

約 680m^3/h（1 台当たり）

（余熱除去運転時）

揚　程　　約 73m（再循環運転時）

約 82m（余熱除去運転時）

余熱除去クーラ

（「低圧注入系」、「余熱除去設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備」と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプ

（「高圧注入系」、「低圧注入系」、「格納容器スプレ設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダ

リ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備」と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプスクリーン

（「高圧注入系」、「低圧注入系」、「格納容器スプレ設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」、「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備」と兼用）

個　数　　2

容　量　　約 1,700m³/h（1 個当たり）

［可搬型重大事故等対処設備］

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

(b) 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、１次冷却系の減圧のための設備及び１次冷却系の減圧とあわせて炉心を冷却するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧及び１次冷却系のフィードアンドブリード）を設ける。また、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧のための設備として以下の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク

及び主蒸気逃がし弁の故障等により蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁は、開操作することにより１次冷却系を減圧できる設計とする。また、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へほう酸水を注水できる設計とする。

加圧器逃がし弁の故障等により１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側での炉心冷却による１次冷却系の減圧を行う設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの機能回復のための設備として以下の重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能回復できる設計とする。

復水タンクへの補給不能により 2 次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器 2 次側による炉心冷却)として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補

助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器 2 次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器 2 次側による炉心冷却によって、1 次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に 1 次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、主蒸気逃がし弁の機能回復のための設備で窒素ボンベ等の可搬型重大事故防止設備と同等以上の効果を有する措置として以下の重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）として、主蒸気逃がし弁は、現場において可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベ等を接続するのと同等以上の作業の迅速性、駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性及び空気作動に対する多様性を有するため、手動設備として設計する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した加圧器逃がし弁の機能回復のための設備として以下の可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）として、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び可搬式整流器は、加圧器逃がし弁の電磁弁へ給電し、かつ、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、加圧器逃がし弁に空気を供給し、空気作動弁である加圧器逃がし弁を動作させることで 1 次冷却系を減圧できる設計とする。可搬式整流器は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、炉心溶融時における高圧溶融物放出及び原子炉格納容器内雰囲気直

接加熱を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁を使用する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、蒸気発生器伝熱管破損発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制、インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を使用する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、余熱除去系の隔離に使用する余熱除去ポンプ入口弁は、遠隔駆動機構を用いることで離れた場所から遠隔操作できる設計とする。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である加圧器逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合に使用する窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の容量の設定も含めて、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である主蒸気逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合の手動操作も含めて、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計及び設置場所での専用工具の操作により可能な設計とする。

可搬式整流器及び空冷式非常用発電装置については、「ヌ.(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

加圧器逃がし弁（ホ. (1) 他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　2

充てん／高圧注入ポンプ（ホ. (3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 150m³/h（1 台当たり）
（安全注入時及び再循環運転時）

揚　程　　約 730m（安全注入時及び再循環運転時）

燃料取替用水タンク（ホ. (3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m³

電動補助給水ポンプ（ホ. (2)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m³/h（1 台当たり）

タービン動補助給水ポンプ（ホ. (2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m³/h

主蒸気逃がし弁（ホ. (2)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

蒸気発生器（ホ. (1)他と兼用）

型　式　　たて置Ｕ字管式熱交換器型

基　数　　3

復水タンク（ホ. (2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

アキュムレータ（ホ．(3)(ⅱ)a.(c)他と兼用）

基　数　　3

容　量　　約 41m³（1 基当たり）

アキュムレータ出口電動弁（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)と兼用）

型　式　　電気作動式

個　数　　3

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 850m³/h（1 台当たり）（再循環運転時）

約 680m³/h（1 台当たり）（余熱除去運転時）

揚　程　　約 73m（再循環運転時）

約 82m（余熱除去運転時）

余熱除去クーラ（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプスクリーン

（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

個　数　　2

容　量　　約 1,700m³/h（1 個当たり）

タービン動補助給水ポンプ起動弁

（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)と兼用）

型　式　　電気作動式

個　数　　2

余熱除去ポンプ入口弁

型　式　　電気作動式

個　数　　2

［可搬型重大事故等対処設備］

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）

本　数　　4（予備 2）

容　量　　約 7Nm³（1 本当たり）

可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 14.4m³/h（1 台当たり）

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）

個　数　　1（予備 1）

容　量　　約 780Wh

送水車

（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(c-1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時における原子炉の冷却

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（代替炉心注水、代替再循環運転、炉心注水及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。また、炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見ら

れた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）として、送水車を使用した海水を水源とす

る可搬式代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプは駆動源を電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の故障等により余熱除去設備の再循環運転による炉心冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替再循環運転）として、格納容器再循環サンプを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、Ａ内部スプレクーラ及び格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して代替再循環運転できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（低圧代替再循環運転）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（高圧代替再循環運転）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補

機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

運転中及び運転停止中において、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに運転中及び運転停止中において全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。電動補助給水ポンプは、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて人力による弁の操作ができる設計とする。

運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水及び代替炉心注水）として、アキュムレータは、原子炉へ注水できる設計とする。

(c-2) 炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合における原子炉容器内の残存溶融デブリの冷却

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉容器に残存溶融デブリが存在する場合、原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ）により残存溶融デブリを冷却し、原子炉

格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

(c-3) 炉心の著しい損傷が発生した場合における溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延及び防止

原子炉の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止することで、原子炉格納容器の破損を防止する設備として以下の重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タン

クを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプは、原子炉に注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に対して、多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とす

ることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプと、屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプの接続箇所は、原子炉補助建屋の

異なる面の隣接しない位置に、複数箇所設置する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した代替炉心注水は、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転に対して異なる水源を持つ設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは屋外に設置することで、原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車を使用した代替炉心注水は、送水車により海水を水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転、Ａ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水及び燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプ並びに原子炉格納容器内のアキュムレータと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

代替炉心注水時において恒設代替低圧注水ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。

代替炉心注水時においてＣ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、自己冷却でき、かつ安全注入ラインを介さず充てんラインを用いて原子炉に注水できることで、余熱除去ポンプを使用した炉心注水に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、Ｃ充てん／高圧注入ポンプの自己冷却は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口配管から分岐した自己冷却ラインによりＣ充てん／高圧注入ポンプを冷却できることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置することで、１次系冷却水ポンプ及び屋外の海水ポンプと位置的分散を図る設計とする。

代替炉心注水時の電源に使用する電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、専用の電源として可搬式代替低圧注水ポンプに給電でき、発電機を空冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機及び空冷式非常用発電装置を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、屋外の空冷式非常用発電装置並びに原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管及び可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管は、水源から安全注入配管との合流点までの系統について、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプを使用した代替炉心注水配管は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口の安全注入配管と充てん配管との分岐点からの充てんラインについて、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の多様性及び位置的分散によって、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して、重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

内部スプレポンプ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「格納容器スプレ設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」、「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」及び「火災防護設備」と兼用）

台　数　4（代替炉心注水時及び代替再循環運転時Ａ、Ｂ号機使用）

容　量　約 420m³/h（1 台当たり）

揚　程　約 120m

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　1

容　量　約 1,700m³

恒設代替低圧注水ポンプ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

原子炉下部キャビティ注水ポンプ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

格納容器再循環サンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプスクリーン

（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

個　数　　2

容　量　　約 1,700m³/h（1 個当たり）

内部スプレクーラ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「格納容器スプレ設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備」、「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」及び「火災防護設備」と兼用）

基　数　　2（代替炉心注水時及び代替再循環運転時Ａ

号機使用）

Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）

型　式　　電気作動式

個　数　　1

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3（代替炉心注水時Ｃ号機使用、代替再循環運転時Ｂ号機使用）

容　量　　約 34m³/h（1 台当たり）
（最大充てん時）
約 150m³/h（1 台当たり）
（安全注入時及び再循環運転時）

揚　程　　約 1,770m（最大充てん時）
約 730m（安全注入時及び再循環運転時）

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　2（代替再循環運転時Ｂ号機使用）

容　量　　約 850m³/h（1 台当たり）
（安全注入時及び再循環運転時）

揚　程　　約 73m（安全注入時及び再循環運転時）

電動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m³/h（1 台当たり）

タービン動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m³/h

主蒸気逃がし弁（ホ．(2)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

蒸気発生器（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　たて置Ｕ字管式熱交換器型

基　数　　3

アキュムレータ（ホ．(3)(ⅱ)a.(c)他と兼用）

基　数　　3

容　量　　約 41m³（1 基当たり）

［可搬型重大事故等対処設備］

可搬式代替低圧注水ポンプ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 150m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 150m

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 610kVA（1 台当たり）

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.3MPa[gage]

大容量ポンプ

（「原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」、「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」、「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備」及び「重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.2MPa[gage]

(d) 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

「リ．(3)(ⅱ)f. 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」に記載する。

(4) その他の主要な事項

その他の主要な設備として次のものを設ける。

（ⅰ）化学・体積制御設備

１次冷却設備の１次冷却材量の調節、１次冷却材のほう素濃度の調整並びに同冷却材中の核分裂生成物及び腐食生成物の除去を行うため化学・体積制御設備を設ける。

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 34m³/h（1 台当たり）

（最大充てん時）

ほう酸ポンプ

（「化学・体積制御設備」、「非常用制御設備」及び「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 17m³/h（1 台当たり）

（ⅱ）余熱除去設備

原子炉停止時炉内圧力が低下した後の原子炉冷却のため余熱除去設備を設ける。

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 850m³/h（1 台当たり）

余熱除去クーラ（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

基　数　　2

（ⅲ）原子炉補機冷却設備

a. 原子炉補機冷却水設備

余熱除去クーラ、内部スプレクーラ、使用済燃料ピットクーラ等の冷却を行うため、原子炉補機冷却水設備を設ける。

原子炉補機冷却水設備は、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ等で構成し、原子炉補機から発生した熱を原子炉補機冷却海水設備に伝達する設計とする。

また、１次系冷却水クーラには、原子炉補機の冷却を行うのに十分な伝熱容量を持たせる設計とする。

１次系冷却水ポンプ

（「原子炉補機冷却水設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」及び「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 1,150m^3/h（1 台当たり）

１次系冷却水クーラ

（「原子炉補機冷却水設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」及び「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」と兼用）

基　数　　3

１次系冷却水タンク

（「原子炉補機冷却水設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」及び「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」と兼用）

基　数　　1

b. 原子炉補機冷却海水設備

１次系冷却水クーラ等へ冷却海水を供給するため、原子炉補機冷却海水設備を設ける。

原子炉補機冷却海水設備は、海水ポンプ等で構成し、１次系冷却水クーラ等を介する熱交換により伝達された熱を最終的な熱の逃がし場である海に輸送する設計とする。

海水ポンプ

（「原子炉補機冷却海水設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」及び「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 3,200m^3/h（1 台当たり）

(iv) 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備のうち、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送するための設備として以下の重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却）を設ける。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場で人力による操作ができることで、蒸気発生器２次側での除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができる設計とする。全交流動力電源喪失時においても電動補助給水ポンプは代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における１次冷却材喪失事象時を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管

（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替補機冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプの原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却は、タービン動補助給水ポンプを蒸気駆動とし、電動補助給水ポンプの電源を設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、さらに主蒸気逃がし弁は専用工具を設け、手動操作とすることにより、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した最終ヒートシンクへの熱の輸送に対して、多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する補助給水系及び主蒸気系は、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した系統に対して多

様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置し、復水タンクは屋外の海水ポンプと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

機器の多様性及び系統の独立並びに位置的分散によって、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

電動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m³/h（1 台当たり）

タービン動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m³/h

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

主蒸気逃がし弁（ホ．(2)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

蒸気発生器（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　たて置Ｕ字管式熱交換器型

基　数　　3

格納容器循環冷暖房ユニット

（「最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備」、「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」、「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」及び「格納容器換気設備」と兼用）

型　式　　冷却コイル内蔵型

基　数　　1（格納容器内自然対流冷却時A号機使用）

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　1（代替補機冷却時B号機使用）

容　量　　約 150m^3/h（再循環運転時）

揚　程　　約 730m（再循環運転時）

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　1（代替補機冷却時B号機使用）

容　量　　約 850m^3/h（再循環運転時）

揚　程　　約 73m（再循環運転時）

［可搬型重大事故等対処設備］

大容量ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m^3/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.2MPa[gage]

へ．計測制御系統施設の構造及び設備

原子炉の反応度制御は制御棒クラスタの位置調整ならびに１次冷却材のほう素濃度調整の2方式により行なう。通常運転中の蒸気発生器入口および出口における１次冷却材温度の平均値は出力に応じた値をとるように制御する。

(1) 計　装

原子炉を適切かつ安全に運転するために炉外および炉内核計装とプロセス計装を設ける。

（ｉ）核計装の種類

a　炉外中性子束計装

中性子束は原子炉容器外周に設置する検出装置により３領域に分けて測定する。

中性子源領域	比例計数管	約２個
中間領域	ガンマ線補償型電離箱	約２個
出力領域	非補償型電離箱	約８個

b　炉内中性子束計装

中性子束は可動小型検出器を使用して特定の燃料集合体の中で適時、遠隔操作により測定する。

核分裂型小型検出器	約５個
炉心内に検出器を導く案内管	約50本

（ⅱ）その他の主要な計装の種類

原子炉施設のプロセス計装制御のため、原子炉圧力、加圧器水位、１次冷却材流量及び温度、蒸気発生器水位、制御棒クラスタ位置、反応度停止余裕等の計測装置を設ける。

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために必要なパラメータにより、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するための設備を設置又は保管する。

当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータは、「十、ハ．第 10.1 表 重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータとする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するためのパラメータは、「十、ハ．第 10.1 表 重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータとする。

重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータは、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握するための能力（最高計測可能温度等（設計基準最大値等））を明確にする。

原子炉施設の状態の把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を推定する手段を有する設計とする。

重要な監視パラメータ又は有効な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）の計測が困難となった場合又は計測範囲を超えた場合の推定は、「十、ハ．第 10.1 表 重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の計器故障時のパラメータ推定又は計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定の対応手段等により推定ができる設計とする。

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測するとともに、重要代替パラメータが複数ある場合は、推定する重要な監視パラメータとの関係性がより直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を踏まえた確からしさを考慮し、優先順位を定める。

直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータとして、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものに

ついて、乾電池を電源とした可搬型計測器により計測できる設計とする。

可搬型計測器による測定においては、測定対象の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか 1 つの適切なパラメータを選定し測定又は監視できる設計とする。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか 1 つの適切なパラメータを選定し測定又は監視できる設計とする。

原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要となる重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータが計測又は監視及び記録ができる設計とする。

(2) 安全保護回路

安全保護回路は、独立したチャンネルからなる多重チャンネル構成とし、測定変数に対して「2 out of 3」方式等の回路を形成し、原子炉トリップ及び非常用炉心冷却設備作動等を行う。

安全保護回路は、不正アクセス行為その他の電子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止する設計とする。

（ｉ）原子炉停止回路の種類

次に示す信号により原子炉をトリップさせる原子炉停止回路を設ける。

・中性子束高（中性子源領域及び中間領域）
・中性子束高（出力領域）
・中性子束変化率高（出力領域）
・安全注入
・過大温度ΔＴ高
・過大出力ΔＴ高
・加圧器圧力高
・加圧器圧力低
・加圧器水位高
・冷却材流量低
・冷却材ポンプ母線電圧低

・冷却材ポンプ母線周波数低
・冷却材ポンプしゃ断器開
・タービントリップ
・蒸気発生器水位異常低
・蒸気発生器主給水流量低
・地震
・手動

（ⅱ）その他の主要な安全保護回路の種類

以下に示す信号により工学的安全施設作動設備を作動させる回路を設ける。

a. 安全注入信号

1次冷却材の確保あるいは過度の反応度添加を抑え、炉心の損傷を防止する。

・加圧器圧力低と加圧器水位低の一致
・加圧器圧力異常低
・主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致
・主蒸気差圧高
・格納容器圧力高
・手動

b. 主蒸気隔離信号

主蒸気管破断時に、健全側の蒸気発生器からの蒸気流出を防ぎ、1次冷却系統の除熱能力を確保する。

・格納容器圧力異常高
・主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致
・手動

c. 内部スプレ信号

1次冷却系統の破断又は原子炉格納容器内での主蒸気管破断時に、原子炉格納容器の減圧及びよう素除去のため、格納容器スプレ設備

を起動する。

・格納容器圧力異常高

・手動

d. 格納容器隔離信号

原子炉冷却材喪失事故及び原子炉格納容器内での主蒸気管破断事故後に放射性物質の放出を防止するため、原子炉格納容器の隔離弁を閉操作する。

・安全注入信号

・内部スプレ信号

・手動

(3) 制御設備

（ｉ）制御材の個数及び構造

a. 制御棒クラスタ

ｉ　個　数　　48

炉心全体にわたって一様に分布配置する。

ⅱ　吸収材の種類

銀－インジウム－カドミウム合金

ⅲ　構　造

制御棒クラスタは 20 本の制御棒の上端をスパイダで固定し駆動軸に連結するもので、これを燃料集合体内の制御棒案内シンブルにそう入する。各制御棒は中性子吸収材をステンレス鋼管にほぼ全長にわたって入れる構造とする。

b. ほう素

1 次冷却材中のほう素濃度を調整することにより、燃料の燃焼、低温停止等のような比較的緩やかな反応度変化を補償する。

ほう素濃度は化学体積制御設備によって調整する。

出力運転時ほう素濃度　1,900ppm 以下

c. バーナブルポイズン

ｉ　個　数　　初装荷炉心　　896 本

取替炉心　　896 本以下

ⅱ　吸収材の種類　　ほう素

ⅲ　構　造

バーナブルポイズンは、ほうけい酸ガラス又はほう素入りアルミナペレットを耐食性の合金管に充てんしたバーナブルポイズン棒をクラスタ状にしたもので、制御棒クラスタが入っていない燃料集合体の制御棒案内シンブルに挿入できる構造とする。

(ⅱ) 制御材駆動設備の個数及び構造

a　制御棒クラスタ駆動装置

ⅰ　個　数　　約 48

ⅱ　構　造

駆動装置は内部ラツチアセンブリ、圧力ハウジング、動作コイル、駆動軸アセンブリなどで構成し、動作コイルとラツチ機構によつて制御棒クラスタ駆動軸を駆動ならびに保持する構造である。

ⅲ　取付箇所

原子炉容器上部ふた

ⅳ　駆動方式

通常運転時　　ラツチ式磁気ジヤツク駆動

スクラム時　　重力による落下

ⅴ　そう入時間および駆動速度

そう入時間（スクラム時）　　約 2sec

通常そう入・引き抜き最大速度　　約 114cm/min

b. ほう素濃度の調整

1 次冷却材のほう素濃度調整は化学・体積制御設備により、1 次冷却材のほう素濃度に応じてフイード・アンド・ブリード方式またはイオン交換処理方式によつて行なう。

(ⅲ) 反応度制御能力

a. 制御棒クラスタ

制御する最大過剰反応度は約 0.03Δk/k とし、その場合の反応度制御能力は約 0.05Δk/k とする。

（最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引き抜き位置

のまま挿入できない場合）

b. ほう素濃度調整

0.17Δk/k 以上

(4) 非常用制御設備

（ⅰ）制御材の個数及び構造

非常用制御設備として、化学体積制御設備を構成するほう酸タンク、ほう酸ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ等を使用することにより１次冷却設備へ高濃度のほう酸水を注入し、原子炉を停止する。

これらの設備は制御棒クラスタ及び制御棒駆動装置とは独立して設ける設計とする。

系統数　　1

中性子吸収材　　ほう素

（ⅱ）主要な機器の個数及び構造

a. ほう酸タンク

（「化学・体積制御設備」、「非常用制御設備」、「緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備」と兼用）

基　数　　2

容　量　　約 30m^3（1 基当たり）

b. ほう酸ポンプ（ホ.(4)(ⅰ) 他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 17m^3/h（1 台当たり）

c. 充てん／高圧注入ポンプ（ホ.(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 34m^3/h（1 台当たり）

（最大充てん時）

（ⅲ）反応度制御能力

非常用制御設備は、全制御棒クラスタが挿入不能の場合でも、原子炉を低温停止できる能力を持つ設計とする。

停止時実効増倍率　　0.99 以下

負の反応度添加速度　0.0011（Δk/k）/min 以上

（ⅳ）緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行するために必要な重大事故等対処設備を設置する。

緊急停止失敗時に原子炉を未臨界にするための設備のうち、原子炉を未臨界とするための設備として以下の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止及びほう酸水注入）を設ける。また、１次冷却系の過圧防止及び原子炉出力を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）を設ける。

原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止）として、原子炉トリップスイッチは、手動による原子炉緊急停止ができる設計とする。

原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラック及び原子炉トリップしゃ断器の故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、ＡＴＷＳ緩和設備は、作動によるタービントリップ及び主蒸気止弁の閉止により、１次冷却系から２次冷却系への除熱を過渡的に悪化させることで１次冷却材温度を上昇させ、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制できる設計とする。また、ＡＴＷＳ緩和設備は、復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプを自動起動させ、蒸気発生器水位の低下を抑制するとともに、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止することで、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持できる設計とする。

ＡＴＷＳ緩和設備から自動信号が発信した場合において、原子炉の出力を抑制するために必要な機器等が自動動作しなかった場合の重大

事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、中央制御室での操作により、手動で主蒸気止弁を閉操作することで原子炉出力を抑制するとともに、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプを手動で起動し、補助給水を確保することで蒸気発生器水位の低下を抑制し、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止できる設計とする。

制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、ほう酸タンクを水源としたほう酸ポンプは、緊急ほう酸注入弁を介して充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

ほう酸ポンプが故障により使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、ほう酸注入タンクを介して原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

さらに、ほう酸注入タンクが使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

［常設重大事故等対処設備］

原子炉トリップスイッチ

個　数　　2

ＡＴＷＳ緩和設備

個　数　　1

主蒸気止弁（ホ．(2)と兼用）

個　数　　3

電動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 85m^3/h（1 台当たり）

タービン動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m³/h

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

加圧器逃がし弁（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　2

加圧器安全弁（ホ．(1)と兼用）

型　式　　ばね式（平衡型）

個　数　　3

主蒸気逃がし弁（ホ．(2)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　3

容　量　　約 170t/h（1 個当たり）

主蒸気安全弁（ホ．(2)と兼用）

型　式　　ばね式

個　数　　21

蒸気発生器（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　たて置Ｕ字管式熱交換器型

基　数　　3

ほう酸タンク（ヘ．(4)(ⅱ)a.他と兼用）

基　数　　2

容　量　　約 30m³（1 基当たり）

ほう酸ポンプ（ホ．(4)(ⅰ) 他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 17m³/h（1 台当たり）

緊急ほう酸注入弁

型　式　　電気作動式

個　数　　1

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3

容　量　　約 34m³/h（1 台当たり）

（最大充てん時）

約 150m³/h（1 台当たり）

（安全注入時）

ほう酸注入タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 3.4m³

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m³

(5) その他の主要な事項

（ⅰ）１次冷却材温度制御設備

１次冷却材温度制御設備は、通常運転中の原子炉の出力を制御するもので、負荷に比例するプログラム値に１次冷却材平均温度を保つよう制御する。すなわち蒸気発生器入口および出口の１次冷却材の温度の平均値を、負荷に比例するプログラム値に維持するために制御棒クラスタを操作し、炉出力の増減を行なう。

（ⅱ）加圧器制御設備

加圧器により通常運転中１次冷却材の圧力を設定値に保ち、正常な負荷過渡変化に伴う１次冷却材の熱膨張および収縮による圧力変化を許容範囲内に制限する。圧力調整は電熱器による加熱とスプレによる冷却とによつて行なう。

(ⅲ) 制御棒クラスタ引抜阻止回路

出力の異常な上昇を未然に防止するため、制御棒クラスタの自動及び手動引抜きを阻止する機能を設ける。

(ⅳ) 警報回路

中性子束、圧力、温度、流量、水位等のプロセス変数が異常値にな

った場合、原子炉格納容器排気、復水器真空ポンプ排気等の放射能が異常に高くなった場合、原子炉の反応度停止余裕が警報値以下になった場合、制御棒クラスタが落下した場合、その他原子炉の安全性に関連する設備が動作した場合に、警報を発信する回路を設ける。

（ｖ）中央制御室

中央制御室は、設計基準対象施設の健全性を確認するために必要なパラメータを監視できるとともに、原子炉施設の安全性を確保するために必要な操作を手動により行うことができる設計とする。また、原子炉施設の外部の状況を把握するため、監視カメラ、気象観測設備及びＦＡＸ等を設置し、中央制御室から原子炉施設に影響を及ぼす可能性のある自然現象等を把握できる設計とする。

原子炉施設には、火災その他の異常な状態により中央制御室が使用できない場合において、中央制御室以外の場所から、原子炉を高温停止の状態に直ちに移行させ、及び必要なパラメータを想定される範囲内に制御し、その後、原子炉を安全な低温停止の状態に移行させ、及び低温停止の状態を維持させるために必要な機能を有する装置を設ける設計とする。

気体状の放射性物質及び中央制御室外の火災により発生する有毒ガスに対する換気空調設備の隔離その他の適切に防護するための設備を設ける設計とする。

１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合に原子炉の運転の停止その他の原子炉施設の安全性を確保するための措置をとるため、従事者が支障なく中央制御室に入ることができるようにするとともに、中央制御室内にとどまり必要な操作、措置を行うことができる設計とする。

中央制御室は、有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から有毒化学物質の性状、貯蔵状況等を踏まえ、固定源及び可動源を特定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、運転員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、中央制御室換気設備の隔離等の対策により運転員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

また、中央制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が中央制御室に出入りするための区域は、運転員が過度の被ばくを受けないよう施設し、運転員の勤務形態を考慮し、事故後 30 日間において、運転員が中央制御室に入り、とどまっても、中央制御室遮蔽を透過する放射線による線量、中央制御室に侵入した外気による線量及び入退域時の線量が、中央制御室換気設備等の機能とあいまって、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」に示される 100mSv を下回るように遮蔽を設ける。室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

中央制御室は、プラントの状況に応じた必要な情報を共有しながら、事故処置を含む総合的な運転管理を図ることができるよう居住性に配慮した設計とする。

中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、重大事故等時において中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。

中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備及び中央制御室遮蔽の機能とあわせて、運転員の実効線量が 7 日間で 100mSv を超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。可搬型の酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、室内の酸素及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できる設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。

重大事故等が発生し、中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、運転員が中央制御室の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設ける設計とする。また、以下の重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）を設ける。

重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）として、照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。身体サーベイの結果、運転員の汚染が確認された場合は、運転員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設けることができるよう考慮する。

中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機

に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）を設ける。

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）として、アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする放射性物質等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することで放射性物質の濃度を低減する設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。

中央制御室遮蔽は、「チ．(1)(ⅲ) 遮蔽設備」に記載する。

中央制御室換気設備は、「チ．(1)(ⅳ) 換気設備」に記載する。

アニュラス空気再循環設備は、「リ．(4)(ⅱ) アニュラス空気再循環設備」に記載する。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

酸素濃度計

個　数　　1（予備 2）

二酸化炭素濃度計

個　数　　1（予備 2）

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

［可搬型重大事故等対処設備］

可搬型照明（ＳＡ）

個　数　　6（予備 1）

(vi) 制御用空気設備

空気を駆動源とする弁等に乾燥した清浄な圧縮空気を供給するため、制御用空気設備を設ける。

制御用空気設備　　一式

ト．放射性廃棄物の廃棄施設の構造及び設備

放射性廃棄物は気体、液体および固体に分けて処理する。廃棄施設は放射性廃棄物を十分に処理および貯蔵する能力があるものとする。

(1) 気体廃棄物の廃棄施設

（ｉ）構　造

a　構　造

気体廃棄物廃棄設備は主として１次冷却設備より排出される放射性廃ガスを処理するためのガス圧縮機、水素再結合装置、ガス減衰タンクおよびこれらを結ぶ配管、ダクトなどよりなり、排気を原子炉補助建屋排気設備に導く。

b　主要な機器

ガス圧縮機

台　数　　4

水素再結合装置

基　数　　1

ガス減衰タンク

台　数　　8

（ⅱ）廃棄物の処理能力

ガス減衰タンクは平常時発生する気体廃棄物のうち放射能減衰を要するものを約 45 日間貯留する能力があるものとする。

（ⅲ）排気口の位置

排気筒位置	原子炉格納容器アニユラス部
排気筒地上高さ	約 85m（海面からの高さ　約 89m）

(2) 液体廃棄物の廃棄設備

（ｉ）構　造

液体廃棄物の廃棄設備（液体廃棄物処理設備）は、廃棄物の性状に応じて処理するため、主要なものとしてほう酸回収系、廃液処理系及び洗浄排水処理系で構成する。

a．ほう酸回収系は、ホールドアップタンク、ほう酸回収装置、イオン交換器、モニタタンク等で構成する。

本系統で処理後、回収したほう酸及び蒸留水は原則として再使用する。

b. 廃液処理系は、廃液ホールドアップタンク、廃液蒸発装置、イオン交換器、廃液蒸留水タンク等で構成する。

本系統で処理後の蒸留水は、放射性物質濃度が低いことを確認して、復水器冷却水の放水口から放出する。

c. 洗浄排水処理系は、洗浄排水タンク、洗浄排水処理装置、洗浄排水モニタタンク等で構成する。

本系統で処理済液は、放射性物質濃度が低いことを確認して、復水器冷却水の放水口から放出する。

これら液体廃棄物処理設備の主要機器は独立した区域に設けるか、せきを設置する等、放射性物質の漏えいを防止する設計とする。

（ⅱ）廃棄物の処理能力

液体廃棄物処理設備の各タンク類の容量及び蒸発装置等の処理容量は、１次冷却材中のほう素濃度調整及び原子炉の起動停止の態様を考慮して、発生廃液量が最大と予想される場合に対して、十分対処できるものとする。

蒸発装置、イオン交換器等の除染能力は、蒸留水等の所内再使用又は所外放出を可能とするのに十分な設計とする。

（ⅲ）排水口の位置

３号炉のタービン復水器冷却水放水路又は１，２号炉のタービン復水器冷却水放水路

(3) 固体廃棄物の廃棄設備

（ⅰ）構　造

固体廃棄物の廃棄設備（固体廃棄物処理設備）は、廃棄物の種類に応じて処理するため、濃縮廃液等のドラム詰装置（一部１号、２号及び３号炉共用）、圧縮可能な雑固体廃棄物を圧縮するためのベイラ（一部１号、２号及び３号炉共用）、焼却可能な雑固体廃棄物を焼却するための雑固体焼却設備（１号、２号及び３号炉共用）、雑固体廃棄物を溶融・充てん固化処理するための雑固体処理設備（１号、２号

及び３号炉共用）、イオン交換器廃樹脂を処理するための廃樹脂処理装置（１号、２号及び３号炉共用）、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク、固体廃棄物貯蔵庫（１号、２号及び３号炉共用）、蒸気発生器保管庫（１号、２号及び３号炉共用、既設、並びに１号、２号及び３号炉共用）等で構成する。また、固体廃棄物貯蔵庫及び蒸気発生器保管庫の津波による浸水を防止するために、外周防潮堤及び廃棄物貯蔵庫周辺防潮堤を設置する。

濃縮廃液等は固化材（アスファルト又はセメント）と共にドラム詰めを行い貯蔵保管する。雑固体廃棄物は必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後ドラム詰め等を行い貯蔵保管する。その後溶融・充てん固化処理をする場合は雑固体処理設備で処理を行い貯蔵保管する。イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクを経て廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵し、その後廃樹脂処理装置で処理する。処理後の樹脂は雑固体廃棄物として取り扱い焼却する。処理後の濃縮廃液は廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵保管する。

また、使用済制御棒等の放射化された機器は使用済燃料ピットラック又は使用済燃料乾式貯蔵容器に貯蔵する。

固体廃棄物処理設備は、圧縮、焼却、溶融、固化等の処理過程における、放射性物質の散逸等を防止する設計とする。

発生したドラム詰め等固体廃棄物は、所要の遮蔽設計を行った発電所内の固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

また、蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器等、原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた等、炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物等及び減容したバーナブルポイズンは、所要の遮蔽設計を行った発電所内の蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。

（ⅱ）廃棄物の処理能力

廃樹脂タンクの容量は、約 8.5m^3 であり、廃樹脂貯蔵タンクの容量は、約 80m^3 である。廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクの容量は、約 56m^3 とする。

固体廃棄物貯蔵庫は、200ℓ ドラム缶約 35,000 本相当を貯蔵保管する能力を有する。

これらは、必要がある場合には増設を考慮する。

蒸気発生器保管庫は、１号炉、２号炉及び３号炉の蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器 7 基等、１号炉、２号炉及び３号炉の原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた 3 基等、３号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物 1 基等、並びに３号炉の減容したバーナブルポイズンを十分貯蔵保管する能力を有する。

チ．放射線管理施設の構造及び設備

発電所周辺の一般公衆及び放射線業務従事者等の安全管理を確実に行うため、次の放射線管理施設を設ける。

(1) 屋内管理用の主要な設備の種類

（ⅰ）放射線監視設備

原子炉施設には、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、当該原子炉施設における各系統の放射性物質の濃度、原子炉格納容器内、燃料取扱場所等の管理区域内等の主要箇所の外部放射線に係る線量当量率を監視、測定するために、エリアモニタリング設備、プロセスモニタリング設備、放射線サーベイ設備を設ける。

エリアモニタリング設備及びプロセスモニタリング設備については、設計基準事故時における迅速な対応のために必要な情報を中央制御室及び緊急時対策所に表示できる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタについては、使用済燃料ピットに係る重大事故等により、使用済燃料ピット区域の空間線量率が変動する可能性のある範囲にわたり測定可能な設計とするとともに代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータである原子炉格納容器内の放射線量率を計測又は監視及び記録することができる格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）を設置する。

さらに、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを保管する。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

エリアモニタリング設備及びプロセスモニタリング設備
一式
放射線サーベイ設備　　一式
格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
個　数　　2
格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
個　数　　2

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

［可搬型重大事故等対処設備］

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ
個　数　　2（予備 1）
緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
個　数　　1（予備 1）
緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
個　数　　1（予備 1）

(ⅱ) 放射線管理設備

従業員の被ばく管理、従業員及び一般人の出入管理、汚染の管理及び放射線分析業務等を行うため、出入管理設備、汚染管理設備、試料分析関係設備及び個人管理関係設備を設ける。

なお、一部の設備は、既設である 1 号炉及び 2 号炉のものを共用する。

(ⅲ) 遮蔽設備

放射線業務従事者等の被ばく線量を低減するため、遮蔽設備を設ける。

a. 中央制御室遮蔽

中央制御室遮蔽は、原子炉冷却材喪失等の設計基準事故時に、中央制御室にとどまり必要な操作、措置を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設し、事故後 30 日間において、運転員が中央制御室に入り、とどまっても、中央制御室遮蔽を透過する放射線によ

る線量、中央制御室に侵入した外気による線量及び入退域時の線量が、中央制御室換気設備等の機能とあいまって、100mSv を下回るよう設計する。

中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備の機能とあわせて、運転員の実効線量が 7 日間で 100mSv を超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。

中央制御室遮蔽　　一式

中央制御室遮蔽は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

b. 緊急時対策所遮蔽

緊急時対策所遮蔽は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。

［常設重大事故等対処設備］

緊急時対策所遮蔽　　一式

(ⅳ) 換気設備

通常運転時、設計基準事故時及び重大事故等時に発電所従業員に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質の除去低減並びに中央制御室外又は緊急時対策所外の火災により発生する有毒ガス等に対する隔離が可能な換気空調設備を設ける。

a. 中央制御室換気設備

中央制御室等の換気及び冷暖房を行うための中央制御室換気設備を設ける。

中央制御室換気設備には、通常のラインのほか、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設

け、事故時には外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。

中央制御室外の火災により発生する有毒ガス等に対し、中央制御室換気設備の外気取入れを手動で遮断し、閉回路循環方式に切り替えることが可能な設計とする。

中央制御室換気設備は、片系列単独で中央制御室遮蔽とあいまって中央制御室の居住性を維持できる設計とする。

重大事故等時において、中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。

中央制御室換気設備は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ. (2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

中央制御室非常用循環ファン

台　数　　2

制御建屋送気ファン

台　数　　2

制御建屋循環ファン

台　数　　2

中央制御室非常用循環フィルタユニット

型　式　　粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型

基　数　　1

制御建屋冷暖房ユニット

型　式　　粗フィルタ、蒸気加熱コイル及び冷却コイル内蔵型

基　数　　2

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

b. 緊急時対策所換気設備

緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所遮蔽の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計に当たっては、緊急時対策所の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。また、緊急時対策所外の火災により発生する有毒ガス等に対する換気設備の隔離その他の適切に防護するための設備を設ける設計とする。

緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置を保管する設計とする。

［可搬型重大事故等対処設備］

緊急時対策所非常用空気浄化ファン

台　数　　1（予備 2）

容　量　　約 25m^3/min

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット

型　式　　微粒子フィルタ／よう素フィルタ

基　数　　1（予備 2）

容　量　　約 25m^3/min

効　率

単体除去効率　　99.97%以上（0.15μm 粒子）／

95%以上

総合除去効率　99.99%以上（0.7μm粒子）／99.75%以上

空気供給装置

型　式　空気ボンベ

本　数　360本以上（予備1）

c. 補助建屋換気設備

補助建屋換気設備は、一般補機室、安全補機室、及び使用済燃料ピットに外気を供給し、その排気を排気口から放出する。

(2) 屋外管理用の主要な設備の種類

原子炉施設には、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、発電所外へ放出する放射性物質の濃度、周辺監視区域境界付近の放射線量を監視するために、排気用モニタ、排水用モニタ、移動式放射能測定装置（モニタ車）、固定モニタリング設備及び気象観測設備を設ける。

排気用モニタ、排水用モニタ及び固定モニタリング設備のうちモニタステーション及びモニタポストについては、設計基準事故時における迅速な対応のために必要な情報を中央制御室及び緊急時対策所に表示できる設計とする。

モニタステーション及びモニタポストは、非常用所内電源に接続し、電源復旧までの期間、電源を供給できる設計とする。さらに、モニタステーション及びモニタポストは、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置を有し、電源切替え時の短時間の停電時に電源を供給できる設計とする。また、モニタステーション及びモニタポストから中央制御室までのデータ伝送系及び緊急時対策所までのデータ伝送系は多様性を有する設計とする。モニタステーション及びモニタポストは、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに中央制御室に警報を発信する設計とする。

重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放

射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。重大事故等が発生した場合に発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度及び放射線量の測定）を設ける。

重大事故等対処設備（放射線量の測定）として、可搬式モニタリングポストを使用する。可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、モニタステーション及びモニタポストが機能喪失した場合の代替手段として発電所敷地境界付近の放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とし、原子力災害対策特別措置法第10条及び第15条に定められた事象の判断に必要な十分な個数を保管する。

また、可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、発電所海側敷地境界方向（緊急時対策所用と兼用）を含む原子炉格納施設を囲む8方位において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とする。

可搬式モニタリングポストの指示値は、無線（衛星系回線）により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。

設計基準事故対処設備であるモニタステーション及びモニタポストは、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

移動式放射能測定装置（モニタ車）のダスト・よう素サンプラ、汚染サーベイメータ又はよう素モニタが機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（放射性物質の濃度の測定）として、可搬型放射線計測装置を使用する。可搬型放射線計測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中）を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるよ

うに測定値を表示する設計とし、移動式放射能測定装置（モニタ車）の測定機能を代替し得る十分な個数を保管する。

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度及び放射線量の測定）として、可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるように測定値を表示する設計とし、発電所の周辺海域においては、小型船舶を用いる設計とする。

これらの設備は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損が発生した場合に放出されると想定される放射性物質の濃度及び放射線量を測定できる設計とする。

重大事故等時に発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備として以下の重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件を測定）を設ける。

気象観測設備が機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件を測定）として、可搬型気象観測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる設計とする。

可搬型気象観測装置の指示値は、無線により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

排気用モニタ　一式
排水用モニタ　一式
移動式放射能測定装置（モニタ車）
（１号、２号及び３号炉共用）　二式
固定モニタリング設備
（１号、２号及び３号炉共用）　一式
気象観測設備（１号、２号及び３号炉共用）　一式

なお、上記に加えて環境放射能測定装置及び移動式放射能測定装置

（モニタ車）は当社の環境モニタリングセンターの設備を用いる。

［可搬型重大事故等対処設備］

可搬式モニタリングポスト

（「放射線管理施設」及び「緊急時対策所」と一部兼用）

個　数　　10（予備 1）

可搬型放射線計測装置　　一式

電離箱サーベイメータ

個　数　　2（予備 1）

小型船舶

台　数　　1（予備 1）

可搬型気象観測装置

個　数　　1（予備 1）

リ．原子炉格納施設の構造及び設備

原子炉格納容器およびその外周コンクリート壁などで、原子炉格納施設を構成し、その基礎を直接基岩で支持する。原子炉格納容器と外周のコンクリート壁との間は密閉構造のアニュラス部を構成する。

(1) 原子炉格納容器の構造

（ｉ）原子炉格納容器

型　式	上部半球形下部さら形鏡円筒型	
材　料	炭素鋼（ASTM A516 GR70 A300 相当）	
寸　法	内　　径	約 38m
	全　　高	約 81m

（ⅱ）外周コンクリート壁

型　式	たて置円筒上部ドーム型	
材　料	鉄筋コンクリート	
寸　法	内　　径	約 42m
	地上高さ	約 83m

(2) 原子炉格納容器の設計圧力及び設計温度並びに漏えい率

設計圧力	0.235MPa[gage]
設計温度	122℃
漏えい率	原子炉格納容器内空気重量の 0.1%/d 以下 （常温、設計圧力の空気において）

原子炉格納容器は、重大事故等時において設計圧力及び設計温度を超えることが想定されるが、その機能が損なわれることのないよう、原子炉格納容器限界圧力及び限界温度までに至らない設計とする。

(3) 非常用格納容器保護設備の構造

（ｉ）格納容器スプレ設備

格納容器スプレ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器内の温度及び圧力の減少を図るとともに、浮遊するよう素等の除去を行う。格納容器スプレ設備は２系統設ける。

a. 内部スプレポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 420m^3/h（1 台当たり）

揚　程　　約 120m

b. 内部スプレクーラ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

基　数　　2

(ⅱ) 重大事故等対処設備

a. 原子炉格納容器内の冷却等のための設備

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(a) 原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用

圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポ

ンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

(b) 炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度の低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源

とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納

容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイは、炉心損傷防止目的と原子炉格納容器破損防止目的を兼用する設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却は、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）並びに内部スプレポンプ

及び燃料取替用水タンクを用いた格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の冷却に対して多様性を持った設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは原子炉格納容器内に設置し、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク及び窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は原子炉補助建屋内の内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）と異なる区画に設置し、海水ポンプは屋外の燃料取替用水タンクと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレイは、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した格納容器スプレイに対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合の代替格納容器スプレイ時において恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する送水車の駆動源は、車両のエンジンを利用したディーゼル駆動とすることにより、内部スプレ

ポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

送水車は、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する大容量ポンプの駆動源は、水冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

大容量ポンプは、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

送水車の接続箇所は、共通要因によって接続できなくなることを防止するため、2 箇所設置する。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレ配管は、水源から格納容器スプレ配管との合流点までの系統について、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

格納容器内自然対流冷却において使用する原子炉補機冷却系は、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の独立性及び位置的分散によって、内部スプレポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

格納容器循環冷暖房ユニット（ホ．(4)(ⅳ)他と兼用）

型　式　　冷却コイル内蔵型

基　数　　1（格納容器内自然対流冷却時A号機使用）

1次系冷却水ポンプ（ホ．(4)(iii)a.他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 1,150m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 60m

1次系冷却水クーラ（ホ．(4)(iii)a.他と兼用）

基　数　　3

1次系冷却水タンク（ホ．(4)(iii)a.他と兼用）

基　数　　1

海水ポンプ（ホ．(4)(iii)b.他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 3,200m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 30m

恒設代替低圧注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

原子炉下部キャビティ注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m³

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

［可搬型重大事故等対処設備］

窒素ボンベ（1次系冷却水タンク加圧用）

（「原子炉格納容器内の冷却等のための設備」及び「原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」と兼用）

本　数　　1（予備 1）

容　量　　約 7Nm^3

大容量ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m^3/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.2MPa[gage]

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m^3/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.3MPa[gage]

b. 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポ

ンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続する

ことで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

内部スプレポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 420m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 120m

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m³

格納容器循環冷暖房ユニット（ホ．(4)(ⅳ)他と兼用）

型　式　　冷却コイル内蔵型

基　数　　1（格納容器内自然対流冷却時Ａ号機使用）

１次系冷却水ポンプ（ホ．(4)(ⅲ)a.他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 1,150m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 60m

１次系冷却水クーラ（ホ．(4)(ⅲ)a.他と兼用）

基　数　　3

１次系冷却水タンク（ホ．(4)(ⅲ)a.他と兼用）

基　数　　1

海水ポンプ（ホ．(4)(ⅲ)b.他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 3,200m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 30m

恒設代替低圧注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

原子炉下部キャビティ注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

［可搬型重大事故等対処設備］

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）

（リ．(3)(ⅱ)a と兼用）

本　数　　1（予備 1）

容　量　　約 7Nm³

大容量ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.2MPa[gage]

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　約 1.3MPa[gage]

c. 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置する。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することで、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する。

原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するための設備として以下の原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、格納容器スプレイ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。

原子炉格納容器下部注水設備（原子炉下部キャビティ直接注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは燃料取替用水系を介して、原子炉下部キャビティに注水することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

原子炉格納容器下部注水設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、代替格納容器スプレ

イ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ、原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、原子炉下部キャビティ注水ポンプとあわせて、原子炉下部キャビティに長期的に十分な水量を蓄水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

なお、原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止するための設備として重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。これらの設備は、「ホ.(3)(ⅱ)b.(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」と同じであり、詳細は「ホ．(3)(ⅱ)b.(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」に記載する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水とは互いに多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水に対して異なる水源を持つ設計とする。内部スプレポンプは、系統として多重性を持つ設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンクは、互いに隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、同時

にその機能が損なわれない設計とする。

内部スプレポンプは、多重性を持ったディーゼル発電機から給電できる設計とする。

原子炉格納容器下部注水において原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、互いに独立性を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、原子炉補助建屋内の恒設代替低圧注水ポンプ出口配管と格納容器スプレ配管との合流点から原子炉格納容器内のスプレリングまでの配管を除いて互いに独立性を持つ設計とする。

連通管を含むスプレノズルから原子炉下部キャビティへの流入経路は、原子炉格納容器内に様々な経路を設けることで、多重性を持った設計とする。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

内部スプレポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　4

容　量　　約 420m^3/h（1 台当たり）

揚　程　　約 120m

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m^3

恒設代替低圧注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m³

原子炉下部キャビティ注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

d. 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素爆発による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するための設備として以下の水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設ける。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設けることから、水素ガスを原子炉格納容器外に排出する設備は設けない。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、静的触媒式水素再結合装置は、ジルコニウムー水反応等で短期的に発生する水素及び水の放射線分解等で長期的に緩やかに発生し続ける水素を除去することにより、原子炉格納容器内の水素濃度を継続的に低減できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は中央制御室にて静的触媒式水素再結合装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「ヌ．

(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、原子炉格納容器水素燃焼装置は、炉心の著しい損傷に伴い事故初期に原子炉格納容器内に大量に放出される水素を計画的に燃焼させ、原子炉格納容器内の水素濃度ピークを制御できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は中央制御室にて原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定するための設備として以下の監視設備（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は格納容器ガス試料採取系統設備に接続することで、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置にて供給された原子炉格納容器内の雰囲気ガスの水素濃度を可搬型格納容器内水素濃度計測装置で測定し、中央制御室にて原子炉格納容器内の水素濃度を監視できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においては、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプを原子炉補機冷却系に接続することで、サンプリングガスを冷却するための１次系冷却水を供給できる設計とする。また、24 時間経過した後のサンプリングガスの冷却として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置及び可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプは、ディーゼル発電機に加え

て、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。その他、重大事故等時においては格納容器ガス試料採取系統設備を使用する。

［常設重大事故等対処設備］

静的触媒式水素再結合装置

基　数　　5

再結合効率　約 1.2kg/h（1 基当たり）

（水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa[abs]時）

静的触媒式水素再結合装置温度監視装置

計測範囲　　0℃～800℃

原子炉格納容器水素燃焼装置

方　式　　ヒーティングコイル方式

個　数　　12（予備 1（ドーム部））

容　量　　約 550W（1 個当たり）

原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置

計測範囲　　0℃～800℃

格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器

型　式　　たて置円筒型

基　数　　1

容　量　　約 22ℓ

格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器

型　式　　二重管式

基　数　　1

容　量　　約 3.0kW

［可搬型重大事故等対処設備］

可搬型格納容器内水素濃度計測装置

個　数　　1（予備 1）

可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ

台　数　　1（予備 1）

容　量　　約 1m^3/h

可搬型格納容器ガス試料圧縮装置

台　数　　1（予備 1）

容　量　　約 4m^3/h

吐出圧力　　約 0.6MPa[gage]

大容量ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m^3/h（1 台当たり）

吐出圧力　　約 1.2MPa[gage]

e. 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合における発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、海を水源とした送水車は、スプレイヘッダを介して原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において、海洋への放射性物質の拡散を抑制する設備として、重大事故等対処設備（海洋への拡散抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（海洋への拡散抑制）として、シルトフェンスは、汚染水が発電所から海洋に流出する 2 箇所（取水口側 1 箇所、放水口側 1 箇所）に設置できる設計とする。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災に対応するための設備として以下の重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）を設ける。

重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）と接続し、泡消火剤と混合しながら原子炉格納容器周辺へ放水できる設計とする。

［可搬型重大事故等対処設備］

大容量ポンプ（放水砲用）（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　1（予備 1※1）

容　量　　約 1,440m³/h

吐出圧力　　約 1.2MPa[gage]

※1 原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用

放水砲（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　1（予備 1）

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　　約 1.3MPa[gage]

スプレイヘッダ（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

個　数　　1（予備 1）

泡混合器

台　数　　1（予備 1）

シルトフェンス

型　式　　フロート式（カーテン付）

(a) 取水口側

組　数　　2（予備 1※1）

幅　　約 80m（幅約 20m／本を 4 本で 1 組として 2 組を保管）

高　さ　　約 10m（1 組当たり）

(b) 放水口側

組　数　　2（予備 1※2）

幅　　約 20m（幅約 10m／本を 2 本で 1 組として 2 組を保管）

高　さ　　約 6m（1 組当たり）

※1 取水口側用として予備 1 組
（幅約 20m／本を 4 本で 1 組として保管）

※2 放水口側用として予備 1 組
（幅約 10m／本を 2 本で 1 組として保管）

f. 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等の収束に必要となる水の供給設備のうち、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するための設備として以下の重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接

供給、海から復水タンクへの補給、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、海から使用済燃料ピットへの注水、代替再循環運転）及び代替水源を設ける。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である１次冷却系のフィードアンドブリードの水源として、代替水源である燃料取替用水タンクを使用する。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクへの補給が不能となった場合の代替手段である重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給）として送水車及びタービン動補助給水ポンプを使用する。送水車は、可搬型ホースを介してタービン動補助給水ポンプへ水を供給できる設計とする。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇した場合の重大事故等対処設備（海から復水タンクへの補給）として、送水車を使用する。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。また、充てん／高圧注入ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。

格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉又は原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。また、充てん／高圧注入ポンプは原子炉へ水を注水する設計とする。また、原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。送水車は、可搬型ホース

を介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプの電源は全交流動力電源が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

また、充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である送水車、可搬式代替低圧注水ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）を使用する。送水車により可搬型ホースを介して、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプは、余熱除去系を介して、原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプの駆動源は、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。

重大事故等により、炉心注水及び格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇した場合の重大事故等対処設備（復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給）として、復水タンク及び送水車を使用する。復水タンクは、復水タンクから燃料取替用水タンクへの移送ラインにより、燃料取替用水タンクへ水頭圧にて補給できる設計とする。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により再循環機能が喪失した場合の代替再循環設備（代替再循環運転）として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用する。

格納容器再循環サンプを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、Ａ内部スプレクーラを介して、代替再循環運転できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部ス

プレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（高圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び大容量ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（低圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び大容量ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設

計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

重大事故等により、使用済燃料ピットへの水の注水手段の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の重大事故等対処設備（海から使用済燃料ピットへの注水）として、送水車を使用する。海を水源とした送水車は、可搬型ホースにより使用済燃料ピットへ水を注水する設計とする。

重大事故等の収束に必要となる水の供給設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合に、使用済燃料ピットへ十分な量の水を注水するための設備、できる限り燃料損傷の進行を緩和し放射性物質の放出を低減するための設備及び発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）及び放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）又は放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、送水車及びスプレイヘッダを使用する。

送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水を行う設計とする。

放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲を使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できる設計とするとともに、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊等により開

口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。

復水タンク枯渇又は破損時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、脱気器タンク及び燃料取替用水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

復水タンク枯渇時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク及びＡ、Ｂ淡水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における炉心注水のための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における炉心注水のための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における使用済燃料ピット注

水のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び１次系純水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい時は、海を水源として使用できる設計とする。

代替水源からの移送ルートを確保し、移送ホース及びポンプについては、複数箇所に分散して保管する。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラにより再循環運転できることで、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転に対して多重性を持つ設計とする。

高圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

低圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプへの代替補機冷却は大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

電源設備の多様性については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、スプレイヘッダ、可搬型ホ

ース及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水にて使用する大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び可搬型ホースは、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

燃料取替用水タンク（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 1,700m^3

距　離　　約 60m（炉心より）

タービン動補助給水ポンプ（ホ．(2)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 170m^3/h

復水タンク（ホ．(2)他と兼用）

基　数　　1

容　量　　約 700m^3

距　離　　約 60m（炉心より）

内部スプレポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（代替再循環運転時Ａ、Ｂ号機使用）

容　量　　約 420m^3/h（1 台当たり）（再循環運転時）

揚　程　　約 120m（再循環運転時）

内部スプレクーラ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

基　数　　1（代替再循環運転時Ａ号機使用）

格納容器再循環サンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

基　数　　2

格納容器再循環サンプスクリーン（ホ．(3)(ⅱ)b.(a)他と兼用）

個　数　　2

容　量　　約 1,700m³/h（1 個当たり）

余熱除去ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(b)他と兼用）

台　数　　1（代替再循環運転時Ｂ号機使用）

容　量　　約 850m³/h（再循環運転時）

揚　程　　約 73m（再循環運転時）

充てん／高圧注入ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)a.(a)他と兼用）

台　数　　3（代替再循環運転時Ｂ号機使用）

容　量　　約 34m³/h（1 台当たり）
（最大充てん時）
約 150m³/h（1 台当たり）
（安全注入時及び再循環運転時）

揚　程　　約 1,770m（最大充てん時）
約 730m　（安全注入時及び再循環運転時）

恒設代替低圧注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

原子炉下部キャビティ注水ポンプ
（リ．(3)(ⅱ)a.他と兼用）

台　数　　1

容　量　　約 120m³/h

揚　程　　約 165m

加圧器逃がし弁（ホ．(1)他と兼用）

型　式　　空気作動式

個　数　　2

［可搬型重大事故等対処設備］

送水車（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 300m³/h（1 台当たり）

大容量ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 1,440m³/h（1 台当たり）

吐出圧力　　約 1.2MPa[gage]

スプレイヘッダ（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

個　数　　1（予備 1）

大容量ポンプ（放水砲用）（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　1（予備 1※1）

容　量　　約 1,440m³/h

吐出圧力　　約 1.2MPa[gage]

※1 原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用。

放水砲（ニ．(3)(ⅱ)他と兼用）

台　数　　1（予備 1）

可搬式代替低圧注水ポンプ（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 150m³/h（1 台当たり）

揚　程　　約 150m

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

（ホ．(3)(ⅱ)b.(c)他と兼用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 610kVA（1 台当たり）

(4) その他の主要な事項

（ⅰ）格納容器換気設備

格納容器換気設備は送風機、排風機、ダンパおよびダクトからなり、燃料取替えの場合等原子炉格納容器への立入りに先立ち原子炉格納容器内の換気を行なう。

送風機

台　数　　2

排風機

台　数　　2

（ⅱ）アニュラス空気再循環設備

a. 設計基準事故時

アニュラス空気再循環設備は、よう素フィルタを含むフィルタユニット及び循環ファンからなり、原子炉冷却材喪失事故時にアニュラス部を負圧に保ち、また原子炉格納容器からアニュラス部へ漏えいした空気を浄化再循環し、放射性物質の除去低減を行う。

アニュラス循環ファン

（「中央制御室」、「アニュラス空気再循環設備」及び「水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備」と兼用）

台　数　　2

容　量　　約170m^3/min（1台当たり）

アニュラス循環フィルタユニット

（「中央制御室」、「アニュラス空気再循環設備」及び「水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備」と兼用）

よう素除去効率　　95%以上

b. 重大事故等時

炉心の著しい損傷が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するための設備及び原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設の水素爆発による損傷を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減及び水素の排出）を設ける。

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減及び水素の排出）として、アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする放射性物質及び水素等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することで、放射性物質の濃度を低減するとともに水素を排出する設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放

することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

アニュラス循環ファン（リ．(4)(ⅱ)a.他と兼用）

台　数	2
容　量	約170m³/min（1台当たり）

アニュラス循環フィルタユニット（リ．(4)(ⅱ)a.他と兼用）

型　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基　数	2
容　量	約170m³/min（1基当たり）
よう素除去効率	95%以上
粒子除去効率	99%以上（0.7μm粒子）

［可搬型重大事故等対処設備］

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）

（「中央制御室」、「アニュラス空気再循環設備」及び「水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備」と兼用）

本　数	1（予備1）
容　量	約7Nm³

(ⅲ) 安全補機室空気浄化設備

安全補機室空気浄化設備は、よう素フィルタを含むフィルタユニット及び排気ファンで構成し、原子炉冷却材喪失事故時には、安全補機室（内部スプレポンプ室、余熱除去ポンプ室等）からの排気中の放射性物質の除去低減を行う。

補助建屋よう素除去排気ファン

台　数	2
容　量	約 425m³/min（1 台当たり）

補助建屋よう素除去排気フィルタユニット

よう素除去効率	95%以上

（ⅳ）水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷により原子炉格納容器内に水素が発生した場合にアニュラスの水素濃度を低減することで水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する。格納容器内自然対流冷却、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の圧力及び温度低下機能と、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置による水素濃度低減機能とあいまって、水素爆発を防止するとともに、貫通部からアニュラスに漏えいし、アニュラス内で混合された可燃限界濃度未満の水素を含む空気の放射性物質を低減し、排出できる設備として以下の水素排出設備（アニュラスからの水素排出）を設ける。

水素排出設備（アニュラスからの水素排出）として、アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする水素等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することでアニュラス内に水素が滞留しない設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器からアニュラスに漏えいした水素濃度を推定するため、想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で推定できる設備として以下の監視設備

（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、アニュラス内の雰囲気ガスの水素濃度を測定し、中央制御室にてアニュラス内の水素濃度を監視できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［常設重大事故等対処設備］

アニュラス循環ファン（リ．(4)(ⅱ)a.他と兼用）

台　数	2
容　量	約170m³/min（1台当たり）

アニュラス循環フィルタユニット（リ．(4)(ⅱ)a.他と兼用）

型　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基　数	2
容　量	約170m³/min（1基当たり）
よう素除去効率	95%以上
粒子除去効率	99%以上（0.7μm粒子）

［可搬型重大事故等対処設備］

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）

（リ．(4)(ⅱ)b.他と兼用）

本　数	1（予備1）
容　量	約 7Nm³

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置

個　数	1（予備 1）

ヌ．その他発電用原子炉の附属施設の構造及び設備

(1) 常用電源設備の構造

（ⅰ）主発電機

個　数　　1

容　量　　約 920,000kVA

（ⅱ）外部電源系

275kV　　4 回線（1 号、2 号及び 3 号炉共用）
（「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用）

77kV　　1 回線（1 号、2 号及び 3 号炉共用）
（「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用）

主発電機、外部電源系の故障又は発電機に接続している送電線のじょう乱により発生する短絡や地絡、母線の低電圧や過電流に対し、検知できる設計とする。

(ⅲ) 変圧器

a. 主変圧器

個　数　　1

容　量　　約 860,000kVA

電　圧　　22kV／275kV（1 次／2 次）

b. 所内変圧器

個　数　　2

容　量　　約 42,000kVA
約 21,600kVA

電　圧　　22kV／6.9kV（1 次／2 次）

c. 起動変圧器

個　数　　1

容　量　　約 45,000kVA

電　圧　　262.5kV／6.9kV（1 次／2 次）

d. 予備変圧器（1 号、2 号及び 3 号炉共用）

個　数　　1

容　量　　約 30,000kVA

電　圧　　77kV／6.9kV（１次／２次）

(2) 非常用電源設備の構造

（ｉ）受電系統

275kV　　４回線（１号、２号及び３号炉共用）
（ヌ．(1)（ⅱ）と兼用）

77kV　　１回線（１号、２号及び３号炉共用）
（ヌ．(1)（ⅱ）と兼用）

（ⅱ）ディーゼル発電機

a. ディーゼル発電機

（「ディーゼル発電機」及び「代替電源設備」と兼用）

台　数　　2

出　力　　約 3,900kW（1 台当たり）

起動時間　約 10 秒

b. 燃料油貯蔵タンク

（「ディーゼル発電機」及び「代替電源設備」と兼用）

基　数　　2

容　量　　約 200m^3（1 基当たり）

（ⅲ）蓄電池

a. 蓄電池（安全防護系用）

（「蓄電池」及び「代替電源設備」と兼用）

型　式　　鉛蓄電池

組　数　　2

容　量　　約 2,200A・h（1 組当たり）

（ⅳ）代替電源設備

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等の対応に必要な電力を供給するための設備として以下の

代替電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型直流電源設備、所内常設直流電源設備（３系統目）及び代替所内電気設備を設ける。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」時に必要な交流負荷へ電力を供給する常設代替電源設備として、空冷式非常用発電装置を使用する。

空冷式非常用発電装置は、中央制御室の操作にて速やかに起動し、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に最低限必要な設備に電力を供給する可搬型代替電源設備として電源車を使用する。

電源車は、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

電源車は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する所内常設蓄電式直流電源設備として、蓄電池（安全防護系用）を使用する。この設備は、負荷切離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計とする。また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）は運転コンソールへ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失及び蓄電

池の枯渇）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する可搬型直流電源設備として、電源車及び可搬式整流器を使用する。これらの設備は、直流母線へ接続することにより、24 時間にわたり電力を供給できる設計とする。

更なる信頼性を向上するため、設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給するため、特に高い信頼性を有する所内常設直流電源設備（３系統目）として、蓄電池（３系統目）を使用する。この設備は、負荷切り離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計とする。

また、蓄電池（３系統目）は、特に高い信頼性を有する直流電源設備とするため、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことに加え、弾性設計用地震動 Sd による地震力または静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、おおむね弾性状態に留まる範囲で耐えられるように設計する。

所内電気設備は、2 系統の非常用母線等により構成することにより、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも 1 系統は電力供給機能の維持及び人の接近性の確保を図る設計とする。これとは別に上記 2 系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給する代替所内電気設備として、空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用する。

代替所内電気設備は、空冷式非常用発電装置を代替所内電気設備変圧器に接続し、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器より電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃

料を補給できる設計とする。

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、屋外の適切な離隔距離を持った位置に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、少なくとも 1 台は屋外の空冷式非常用発電装置から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、空冷式非常用発電装置に対して位置的分散を図る設計とする。

電源車の接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、空冷式のディーゼル発電機を使用し、原子炉補助建屋内の蓄電池（安全防護系用）及び[redacted]の蓄電池（３系統目）に対して、電源車は原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管し、可搬式整流器は原子炉補助建屋内の異なる区画に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）に対して、[redacted]に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管する電源車及び原子炉補助建屋内の可搬式整流器を用いた可搬型直流電源設備に対して、[redacted]に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、電源を空冷式非常用発電装置とし、原子炉補助建屋内の所内電気設備である 2 系統の非常用母線と異なる区画に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

可搬式オイルポンプ及びタンクローリーは、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び燃料油移送ポンプに対して位置的分散を図る設計とする。

燃料油貯蔵タンクの燃料油取出口は、隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

空冷式非常用発電装置を使用した代替電源系統は、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車を使用した代替電源系統は、電源車から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、電源車から直流き電盤までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）を使用した電源系に対して独立した設計とする。

蓄電池（３系統目）を使用した直流電源は、蓄電池（３系統目）から直流き電盤までの系統において独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）並びに電源車及び可搬式整流器を用いた電源系統に対して独立した設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、独立した電路で系統構成することにより、所内電気設備である 2 系統の非常用母線に対して独立した設計とする。

［常設重大事故等対処設備］

空冷式非常用発電装置

台　数　　2

容　量　　約 1,825kVA（1 台当たり）

燃料油貯蔵タンク（ヌ．(2)(ⅱ)と兼用）

基　数　　2

容　量　　約 200m^3（1 基当たり）

ディーゼル発電機（ヌ．(2)(ⅱ)と兼用）

台　数　　2

容　量　　約 3,900kW（1 台当たり）

燃料油移送ポンプ(※1)

型　式　　歯車式

台　数　　2

容　量　　約 3.0m^3/h 以上（1 台当たり）

吐出圧力　　約 0.5MPa〔gage〕

※1 燃料油移送ポンプは、ディーゼル発電機に含む。

蓄電池（安全防護系用）（ヌ．(2)(ⅲ)と兼用）

型　式　　鉛蓄電池

組　数　　2

容　量　　約 2,200A・h（1 組当たり）

蓄電池（３系統目）

型　式　　鉛蓄電池

組　数　　1

容　量　　約 3,000A・h

計器用電源（無停電電源装置）

個　数　　4

容　量　　約 20kVA（1 個当たり）

代替所内電気設備変圧器

個　数　　1

容　量　　約 750kVA

代替所内電気設備分電盤

個　数　　3

電　圧　　440V

［可搬型重大事故等対処設備］

タンクローリー

台　数　　2（予備 1）

容　量　　3m^3 以上（1 台当たり）

電源車

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 610kVA（1 台当たり）

電　圧　　6,600V

可搬式整流器

個　数　　2（予備 1）

最大出力　　約 15kVA（1 個当たり）

可搬式オイルポンプ

型　式　　歯車式

台　数　　1（予備 1）

容　量　　約 1.2m^3/h 以上

吐出圧力　　約 1.0MPa[gage]

(3) その他の主要な事項

（ⅰ）使用済燃料輸送容器保管建屋（１号，２号及び３号炉共用）

使用済燃料装填前あるいは装填後の輸送容器を必要に応じて一時保管するため、使用済燃料輸送容器保管建屋を設ける。

使用済燃料輸送容器保管建屋

構　造　　鉄筋コンクリート造（一部鉄骨造）

面　積　　約 1,100m^2

使用済燃料輸送容器保管容量　　最大 8 基

（ⅱ）火災防護設備

a. 設計基準対象施設

火災防護設備は、火災区域及び火災区画を考慮し、火災感知及び消火並びに火災の影響軽減の機能を有するものとする。

火災感知設備は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や火災の性質を考慮し、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置することを基本とし、中央制御室で常時監視可能な火災受信機盤を設置する設計とする。

消火設備は、破損、誤動作又は誤操作により、安全機能を有する構築物、系統及び機器の安全機能を損なうことのない設計とし、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮し、スプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置する設計とする。

火災の影響軽減の機能を有するものとして、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響を軽減するため、火災耐久試験で確認された 3 時間以上の耐火能力を有する隔壁等又は 1 時間の耐火能力を有する隔壁等を設置する設計とする。

b. 重大事故等対処施設

火災防護設備は、火災区域及び火災区画を考慮し、火災感知及び消火の機能を有するものとする。

火災感知設備は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や火災の性質を考慮し、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置することを基本とし、中央制御室及び［　　］で常時監視可能な火災受信機盤を設置する設計とする。

消火設備は、破損、誤動作又は誤操作により、重大事故等対処施設の重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とし、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮し、スプリンクラー、ハロン消火

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置する設計とする。

c. 特定重大事故等対処施設

火災防護設備は、火災区域及び火災区画を考慮し、火災感知及び消火の機能を有するものとする。

火災感知設備は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や火災の性質を考慮し、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置することを基本とし、[redacted]で常時監視可能な火災受信機盤を設置する設計とする。

消火設備は、破損、誤動作又は誤操作により、特定重大事故等対処施設の原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とし、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮し、スプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置する設計とする。

(iii) 浸水防護設備

a. 津波に対する防護設備

設計基準対象施設は、基準津波に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならないこと、また、重大事故等対処施設は、基準津波に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならないことから、防潮堤、屋外排水路逆流防止設備、海水ポンプ室浸水防止蓋、海水ポンプエリア止水壁、海水管トレンチ浸水防止蓋、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、ディーゼル建屋水密扉、防潮堤貫通部止水処置等により、津波から防護する設計とする。

防潮堤

個　数　　1

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

屋外排水路逆流防止設備

個　数　　16

海水ポンプ室浸水防止蓋

個　数　　56

海水ポンプエリア止水壁

個　数　　1

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

海水管トレンチ浸水防止蓋

個　数　　3

中間建屋水密扉

個　数　　4

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

制御建屋水密扉

個　数　　2

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

ディーゼル建屋水密扉

個　数　　2

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

防潮堤貫通部止水処置

個　数　　一式

b. 内部溢水に対する防護設備

安全施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。そのために、原子炉施設内に設置された機器及び配管の破損（地震起因を含む。）、消火水系（スプリンクラーを含む。）等の作動、使用済燃料ピット等のスロッシングその他の事象による溢水が発生した場合においても、

原子炉施設内における壁、扉、堰等により、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。また、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

屋外、タービン建屋にて発生する溢水に対して、タービン建屋を経由し屋外排水路逆流防止設備（排水路）からの排水により、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。また、泥水による海水ポンプ取水性への影響がない設計とする。

補助建屋水密扉

個　数　　1

中間建屋水密扉

個　数　　7

制御建屋水密扉

個　数　　2

ディーゼル建屋水密扉

個　数　　5

海水ポンプエリア止水壁

個　数　　1

屋外排水路逆流防止設備（排水路）

個　数　　4

泥水対策壁

個　数　　2

c. 特定重大事故等対処施設の津波に対する防護設備

(a) 特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならないことから、「a. 津波に対する防護設備」に加え、[redacted]により、津波から防護する設計とする。

(b) 特定重大事故等対処施設は、基準津波を一定程度超える津波に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならないことから、「a. 津波に対する防護設備」に加え、

の貫通部止水処置により、津波から防護する設計とする。

（「特定重大事故等対処施設の津波に対する防護設備」及び「特定重大事故等対処施設を構成する設備」と兼用）

個　数　1

個　数　3

貫通部止水処置

個　数　一式

(ⅳ) 補機駆動用燃料設備（非常用電源設備及び補助ボイラに係るものを除く。）

重大事故等に対処するために使用する可搬型又は常設設備の動作に必要な駆動燃料を貯蔵及び補給する燃料設備として軽油用ドラム缶、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプを設ける。燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプについては、「ヌ. (2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

［可搬型重大事故等対処設備］

軽油用ドラム缶

型　式　　円筒形容器

個　数　　31（予備 1）

容　量　　約 200ℓ（1 個当たり）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

（ｖ）補助ボイラ

補助ボイラ（１号、２号及び３号炉共用）は、想定される条件下において、必要な蒸気を供給する能力を有するとともに原子炉施設の安全性に影響を与えないよう設計する。

(vi) 非常用取水設備

設計基準事故に対処するために必要となる原子炉補機冷却海水系の冷却用の海水を確保するために海水ポンプ室を設置する。

非常用取水設備の海水ポンプ室は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

この設備は容量に制限がなく３号炉に必要な取水容量を十分に有している。

海水ポンプ室

個　数　　1

海水ポンプ室は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

(vii) 緊急時対策所

１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため、緊急時対策所を中央制御室以外の場所に設置する。

緊急時対策所は、有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から有毒化学物質の性状、貯蔵状況等を踏まえ、固定源及び可動源を特定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、緊急時対策所換気設備の隔離等の対策により重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

緊急時対策所は、異常等に対処するために必要な指示を行うための要員を収容できる設計とする。また、異常等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに正確かつ速やかに把握できる設備として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。また、発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うために必要な設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、運転指令設備、電力保安通信用電話設備、加入電話、加入ファクシミリ、無線通話装置及び社内ＴＶ会議システムを設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、その機能に係る設備を含め、基準地震動による地震力に対し、機能を喪失しないようにするとともに、基準津波の影響を受けない設計とする。地震及び津波に

対しては、「ロ．(1)(ⅱ) 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「ロ．(2)(ⅱ) 重大事故等対処施設に対する耐津波設計」に基づく設計とする。また、緊急時対策所の機能に係る設備は、中央制御室との共通要因により同時に機能喪失しないよう、中央制御室に対して独立性を有する設計とするとともに、中央制御室とは離れた場所に設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含め、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができる設計とする。

重大事故等が発生し、緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、対策要員が緊急時対策所の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設置する設計とする。

身体サーベイの結果、対策要員の汚染が確認された場合は、対策要員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設置することができるよう考慮する。

重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、緊急時対策所の居住性を確保するための設備として、以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、緊急時対策所遮蔽、緊急時対策所換気設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを使用する。

緊急時対策所の居住性については、想定する放射性物質の放出量等を東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と同等とし、かつ、緊急時対策所内でのマスクの着用、交代要員体制及び安定よう素剤の服用がなく、仮設設備を考慮しない条件においても、緊急時対策所にと

どまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えないことを判断基準とする。

緊急時対策所遮蔽は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。

緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所遮蔽の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計に当たっては、緊急時対策所の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置を保管する設計とする。

緊急時対策所には、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管するとともに、室内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを保管する設計とする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備として、以下の重大事故等対処設備（情報の把握）を設ける。

重大事故等対処設備（情報の把握）として、重大事故等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに緊急時対策所において把握できる情報収集設備を使用する。

緊急時対策所の情報収集設備として、事故状態等の必要な情報を把握するために必要なパラメータ等を収集し、緊急時対策所で表示でき

るよう、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。

原子炉補助建屋に設置する安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための設備として、以下の重大事故等対処設備（通信連絡）を設ける。

重大事故等対処設備（通信連絡）として、緊急時対策所から中央制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、通信連絡設備を使用する。

緊急時対策所の通信連絡設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、代替電源設備からの給電を可能とするよう、以下の重大事故等対処設備（電源の確保）を設ける。

全交流動力電源が喪失した場合、代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）を使用する。

代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）は、1 台で緊急時対策所に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて 3 台保管することで、多重性を有する設計とする。

緊急時対策所遮蔽は、「チ．(1)(ⅲ) 遮蔽設備」に記載する。

緊急時対策所換気設備は、「チ．(1)(ⅳ) 換気設備」に記載する。

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、「チ．(1)(ⅰ) 放射線監視設備」に記載する。

可搬式モニタリングポストは、「チ．(2)屋外管理用の主要な設備の種類」に記載する。

空冷式非常用発電装置は、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

運転指令設備
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
電力保安通信用電話設備
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
加入電話
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
加入ファクシミリ
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
無線通話装置
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
社内ＴＶ会議システム
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式

［常設重大事故等対処設備］
緊急時対策所情報収集設備
安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
安全パラメータ伝送システム
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
ＳＰＤＳ表示装置
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
衛星電話（固定）
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
緊急時衛星通報システム
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　一式

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、ＳＰＤＳ表示装置、衛星電話（固定）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

［可搬型重大事故等対処設備］

酸素濃度計

個　数　　1（予備 2）

二酸化炭素濃度計

個　数　　1（予備 2）

衛星電話（携帯）

（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　　一式

衛星電話（可搬）

（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　　一式

携行型通話装置

（「緊急時対策所」及び「通信連絡設備」と兼用）　　一式

電源車（緊急時対策所用）

台　数　　2（予備 1）

容　量　　約 220kVA（1 台当たり）

酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び携行型通話装置は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

(viii) 通信連絡設備

通信連絡設備は、警報装置、通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）から構成される。

原子炉施設には、設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉補助建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置である事故一斉放送装置及び多様性を確保した通信設備（発電所内）である運転指令設備、電力保安通信用電話設備等を設置又は保管する設計とする。また、緊急時対策所へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装

置を設置する設計とする。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

原子炉施設には、設計基準事故が発生した場合において、発電所外の原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、加入電話、衛星電話（携帯）等の通信設備（発電所外）を設置又は保管する設計とする。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムを設置する設計とする。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所内）及び緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）を設ける。

通信設備（発電所内）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所内）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）は、原子炉補助建屋に設置し、ＳＰＤＳ表示装置は、緊急時対策所に設置する設計とする。

衛星電話（固定）は、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。

トランシーバーの電源は、充電池又は乾電池を使用しており、充電池を用いるものについては、充電池の残量が少なくなった場合は、別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。また、乾電池を用いるものについては、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続して通話ができる設計とする。

携行型通話装置の電源は、乾電池を使用しており、予備の乾電池と交換することにより、７日間以上継続して通話ができる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、ＳＰＤＳ表示装置については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所外）及び発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）を

設ける。

通信設備（発電所外）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所外）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムは、原子炉補助建屋に設置する設計とする。

衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムは、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は、別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。

衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムの電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へのデータ伝送の機能に係る設備及び緊急時対策所の通信連絡機能に係る設備としての、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、固縛又は転倒防止処置を講じ、基準地震動による地震力に対し、機能喪失しない設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「ヌ．(2)(ⅳ) 代替電源設備」に記載する。

電源車（緊急時対策所用）については、「ヌ．(3)(ⅶ) 緊急時対策所」に記載する。

事故一斉放送装置	一式
運転指令設備（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
加入電話（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
加入ファクシミリ（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
携帯電話	一式
電力保安通信用電話設備（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
社内ＴＶ会議システム（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
衛星電話（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
無線通話装置（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
トランシーバー	一式
携行型通話装置（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
緊急時衛星通報システム（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
安全パラメータ伝送システム（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式
ＳＰＤＳ表示装置（ヌ．(3)(ⅶ)と兼用）	一式

携行型通話装置、トランシーバー、衛星電話、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、緊急時衛星通報システム、安全パラメ

ータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、設計基準事故時及び重大事故等時共に使用する。

(ix) 特定重大事故等対処施設を構成する設備

a. 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

c. 炉内の溶融炉心の冷却機能

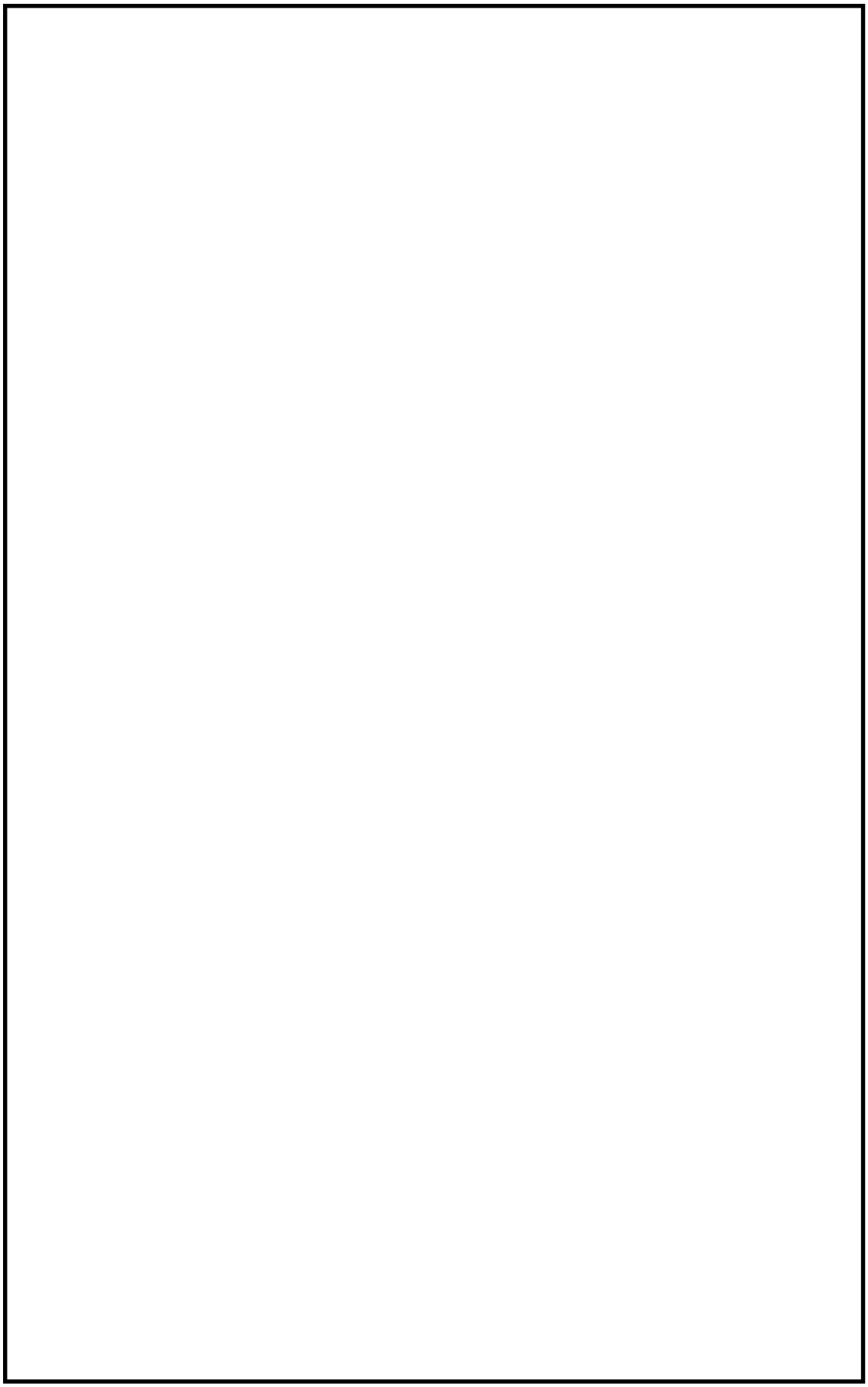
d. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

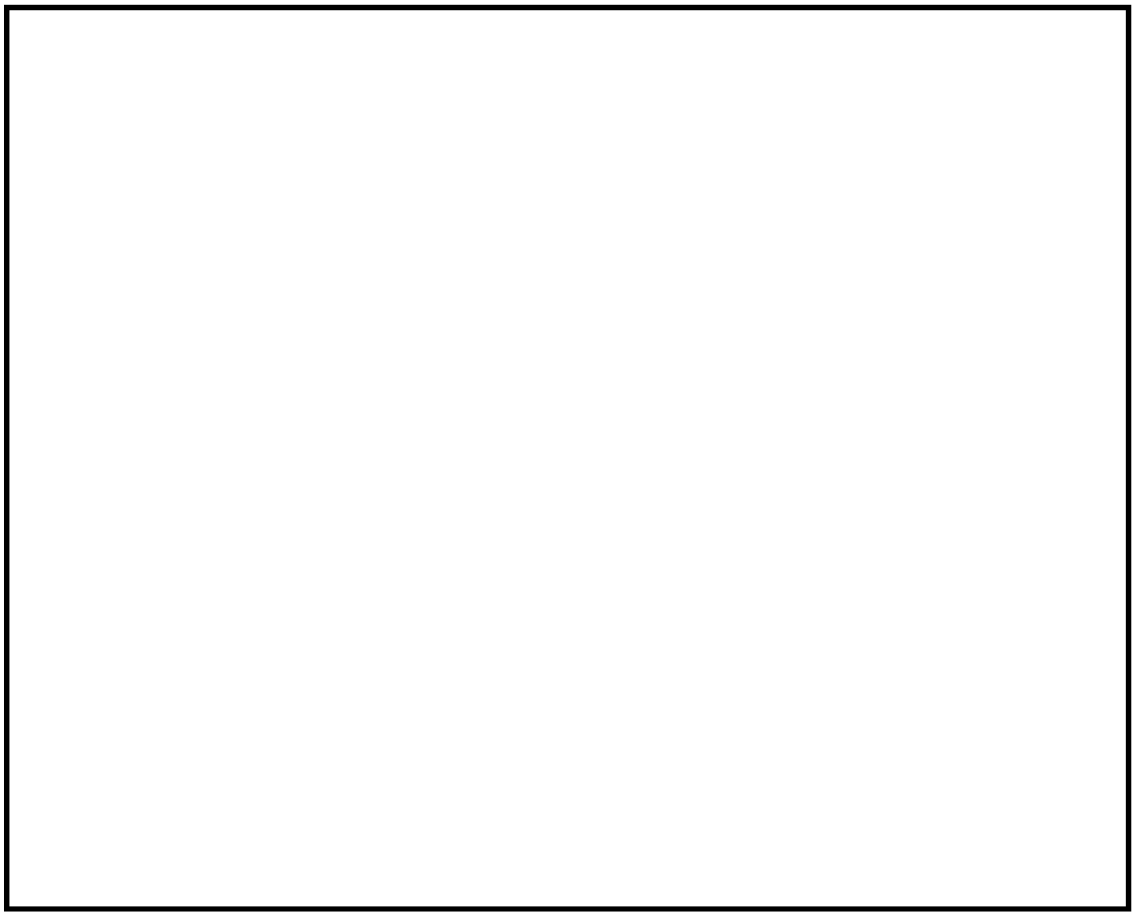
e. 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

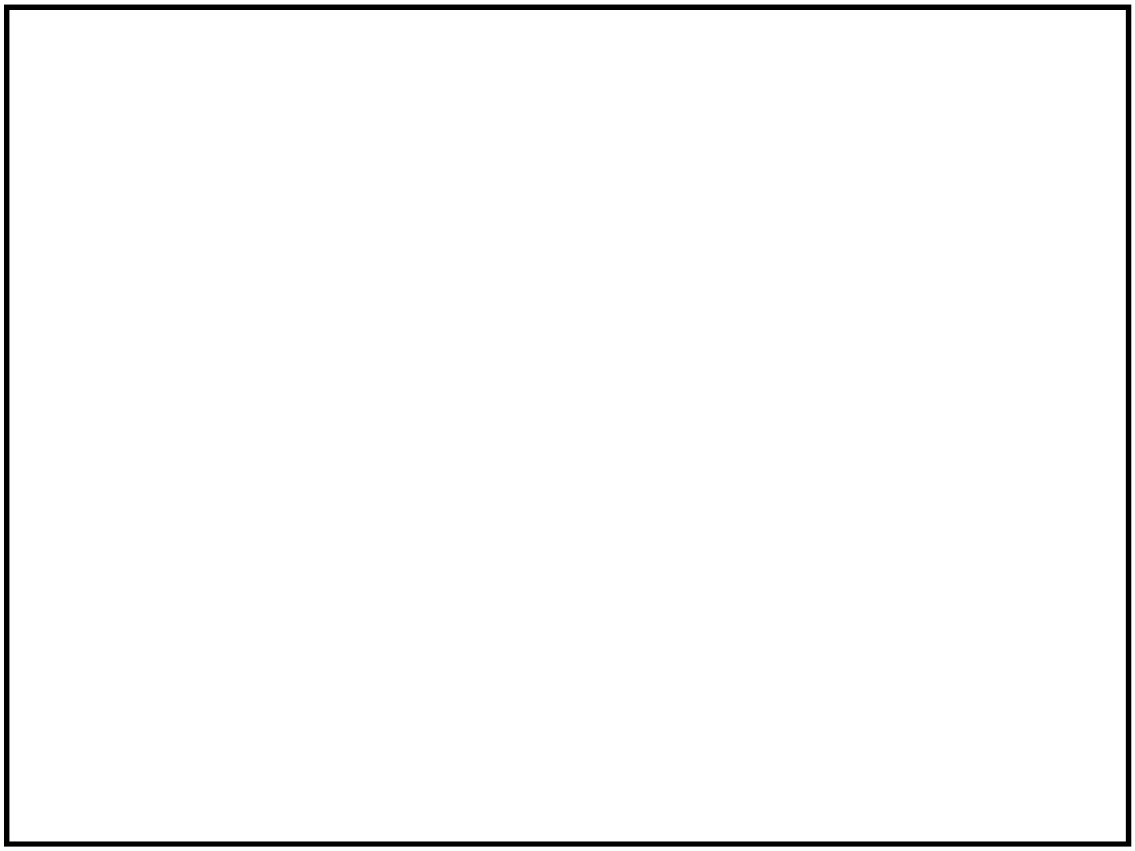
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



g. 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

h. 電源設備

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

i. 計装設備

j. 通信連絡設備

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

k. 緊急時制御室

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

は、有毒ガスが特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員に及ぼす影響により、特定重大事故等対処施設を

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

操作するために必要な要員の対処能力が著しく低下し、特定重大事故等対処施設の機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から有毒化学物質の性状、貯蔵状況等を踏まえ、固定源及び可動源を特定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、[redacted]の換気空調設備の隔離等の対策により特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員を防護できる設計とする。

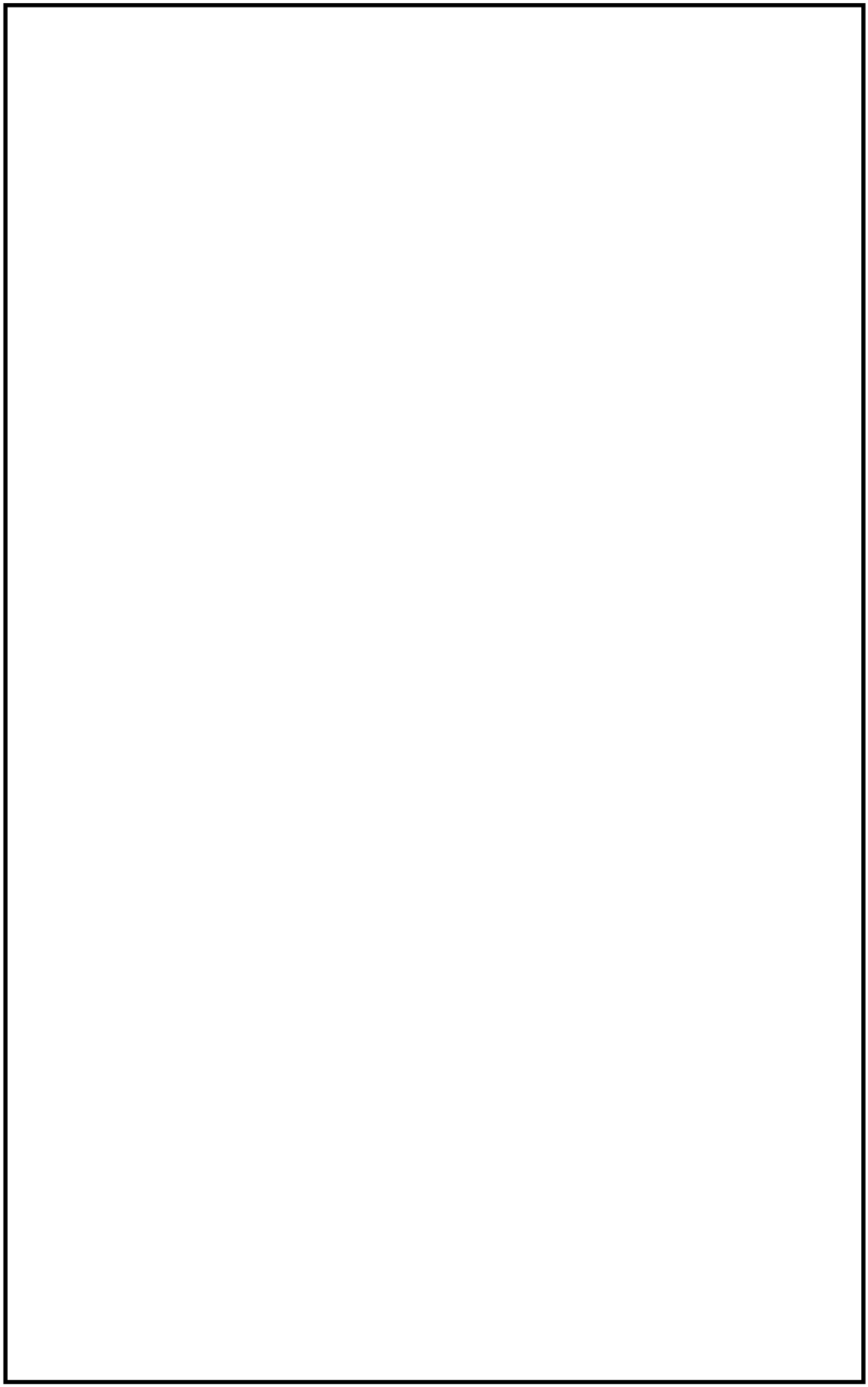
有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて施設管理及び運用管理を適切に実施する。

[redacted]

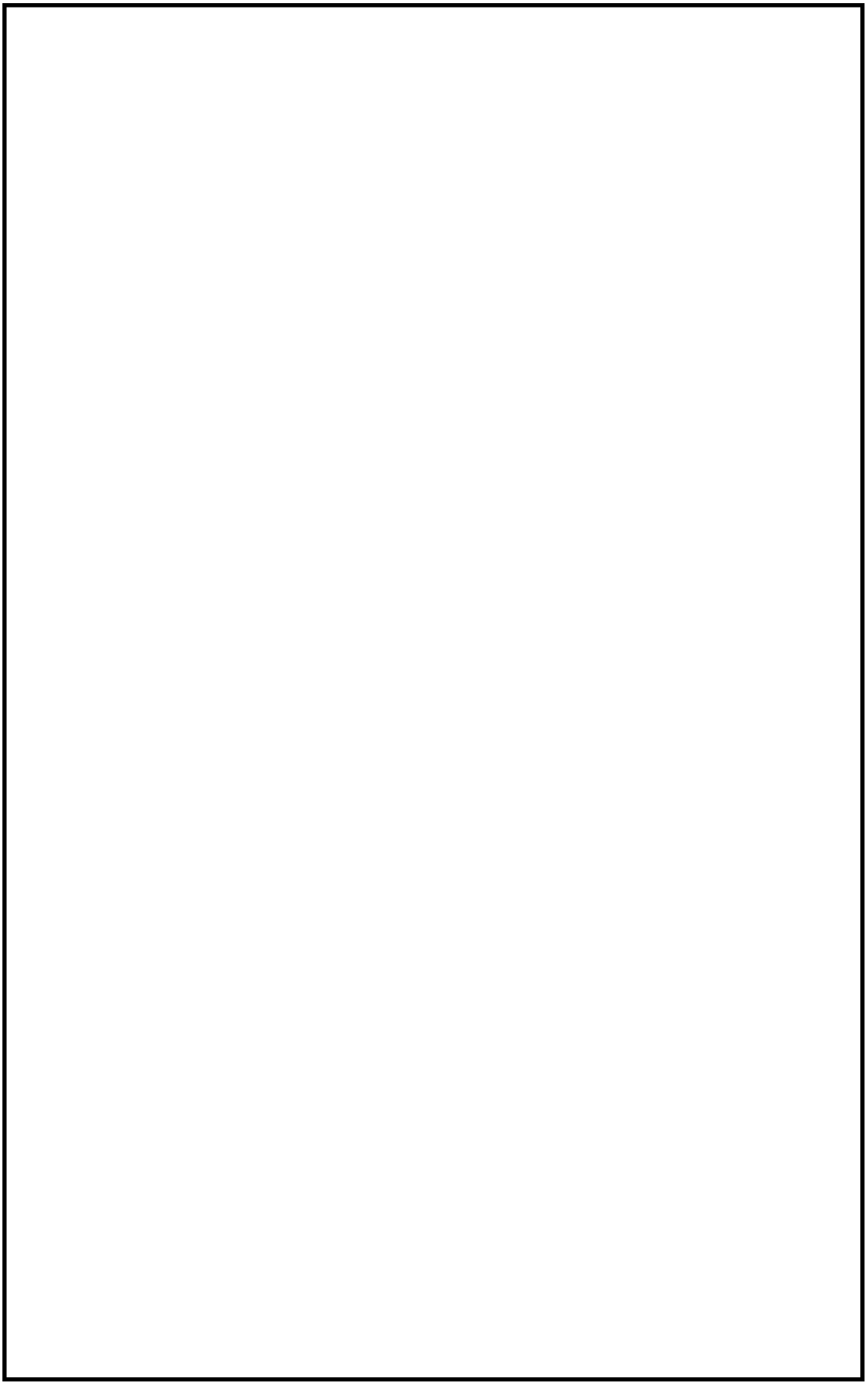
[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

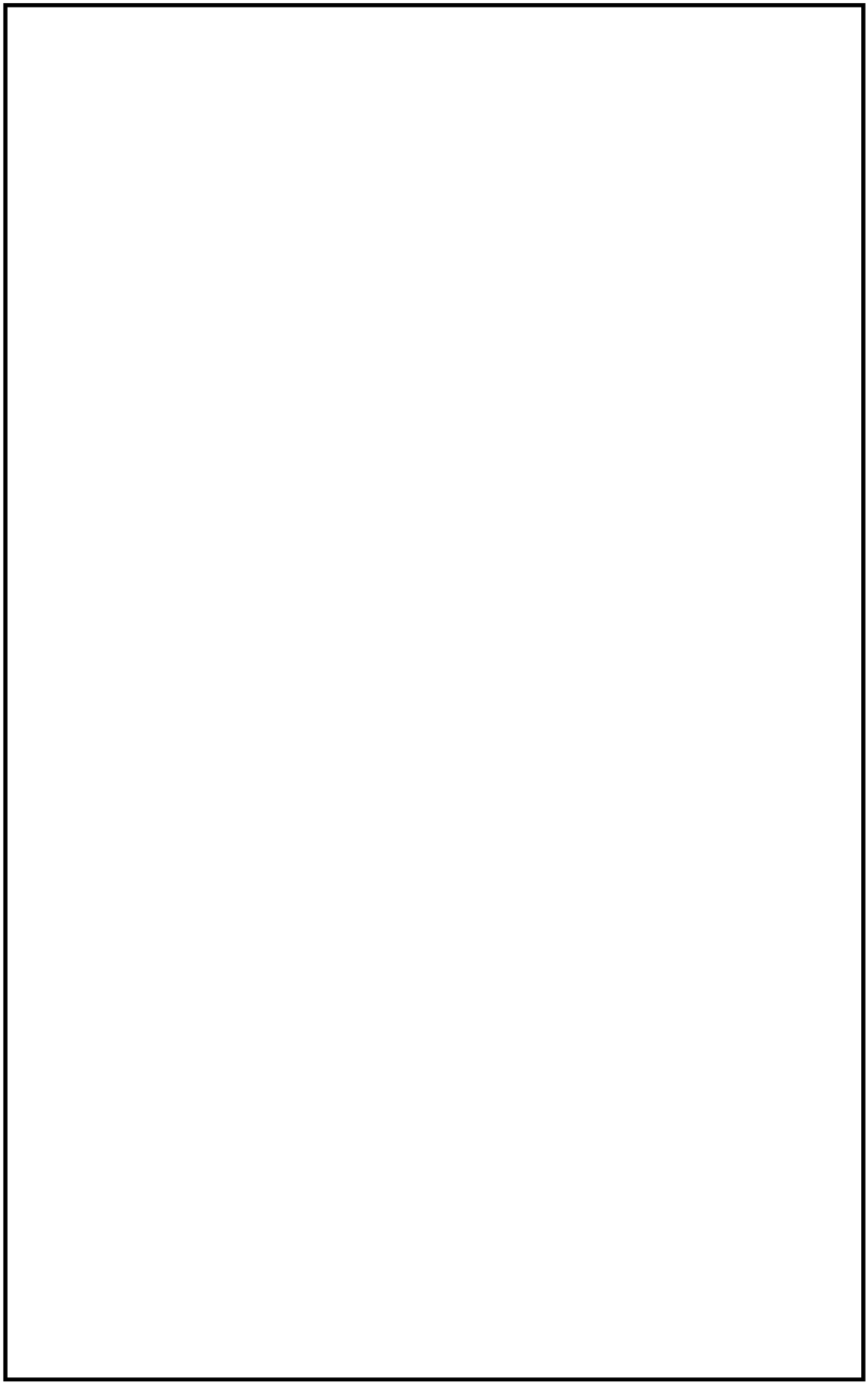
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



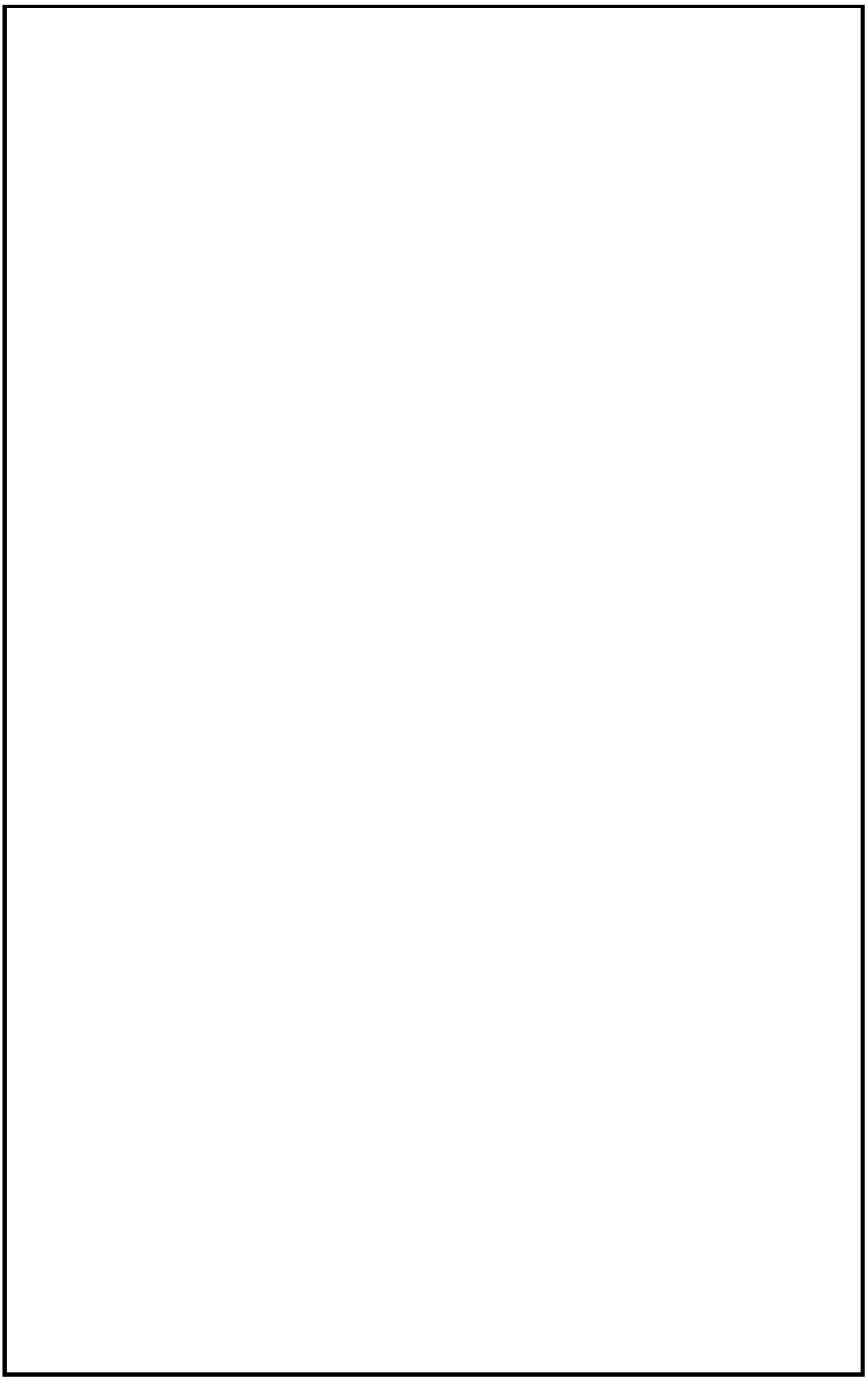
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



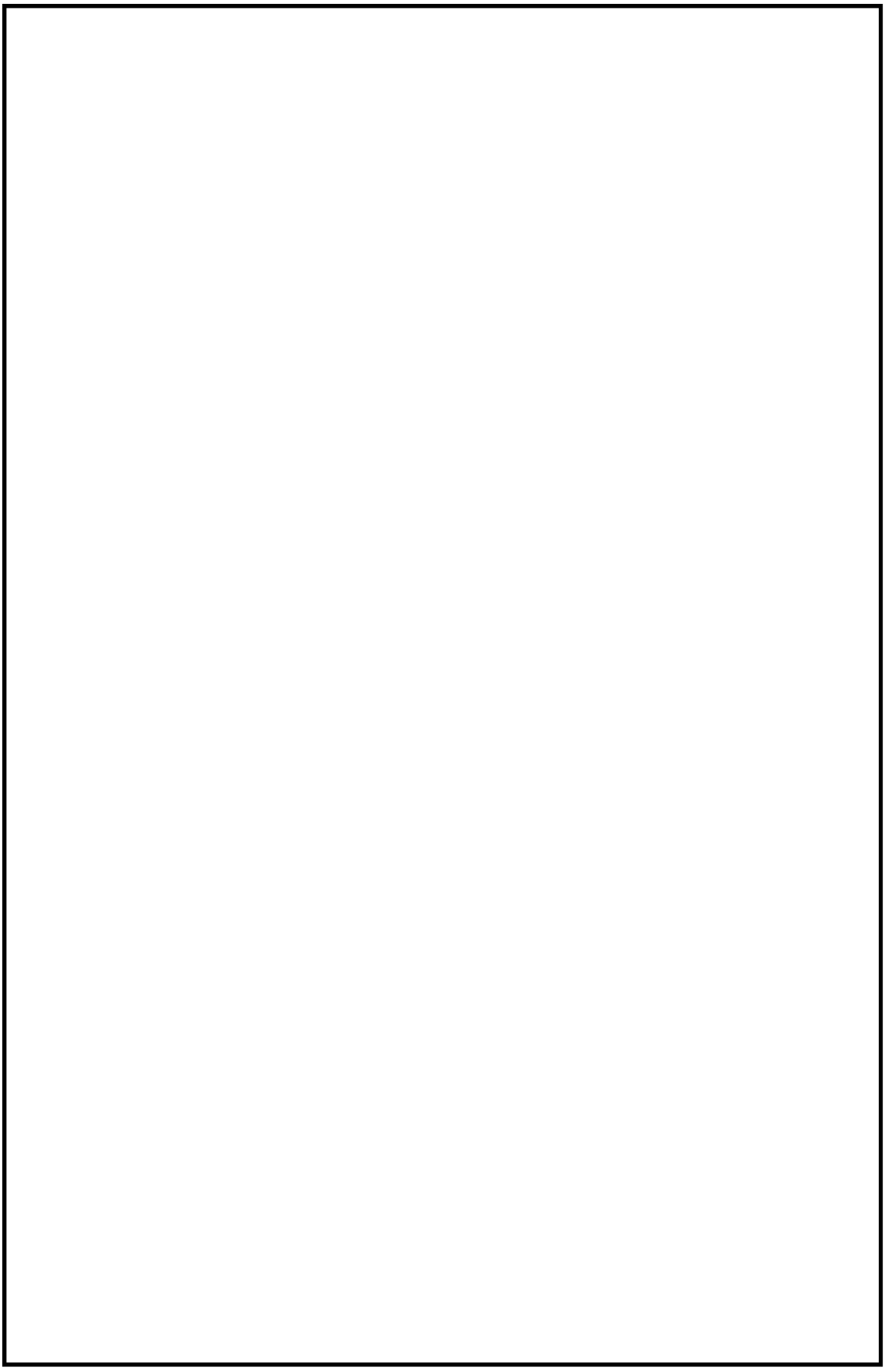
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



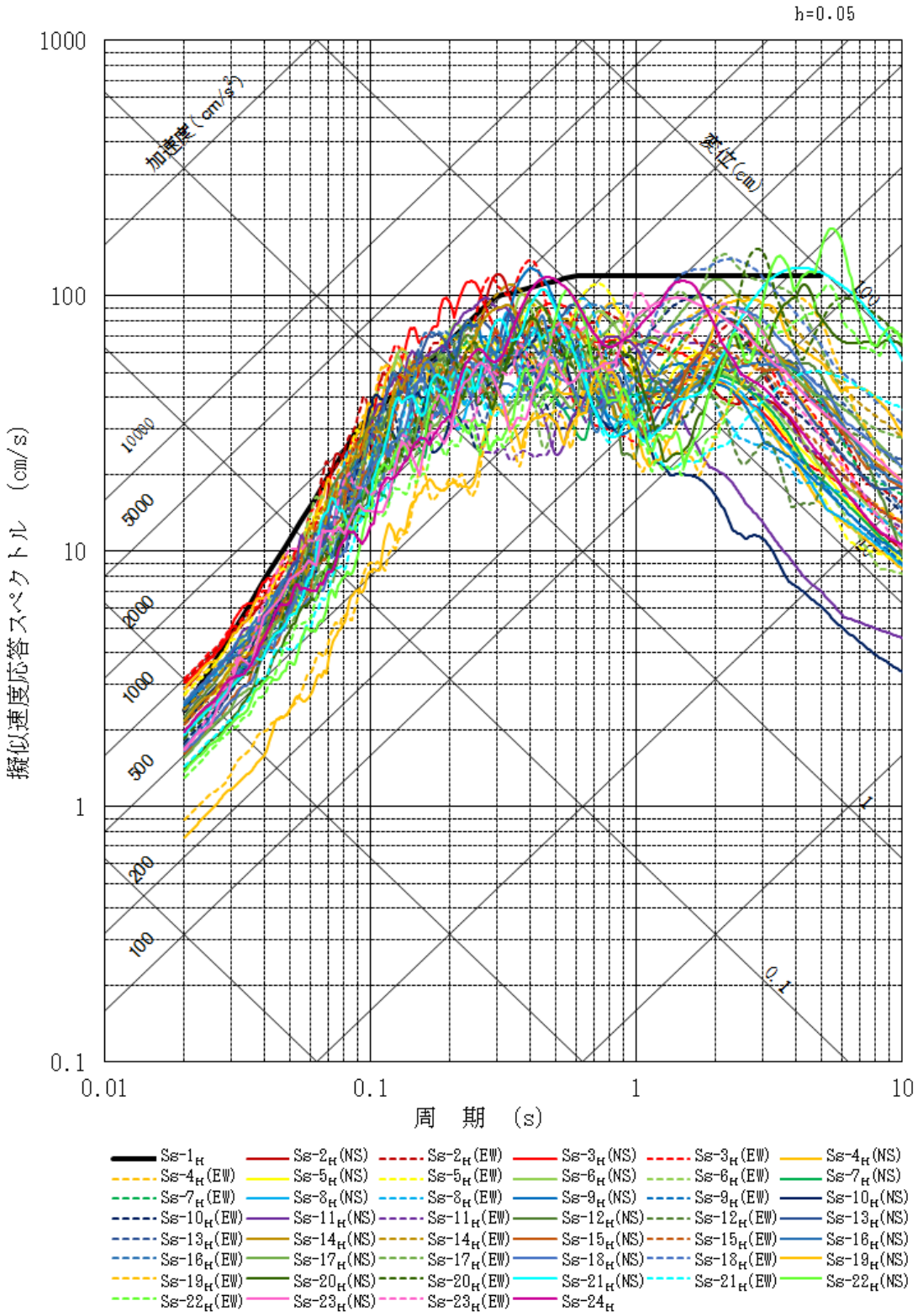
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



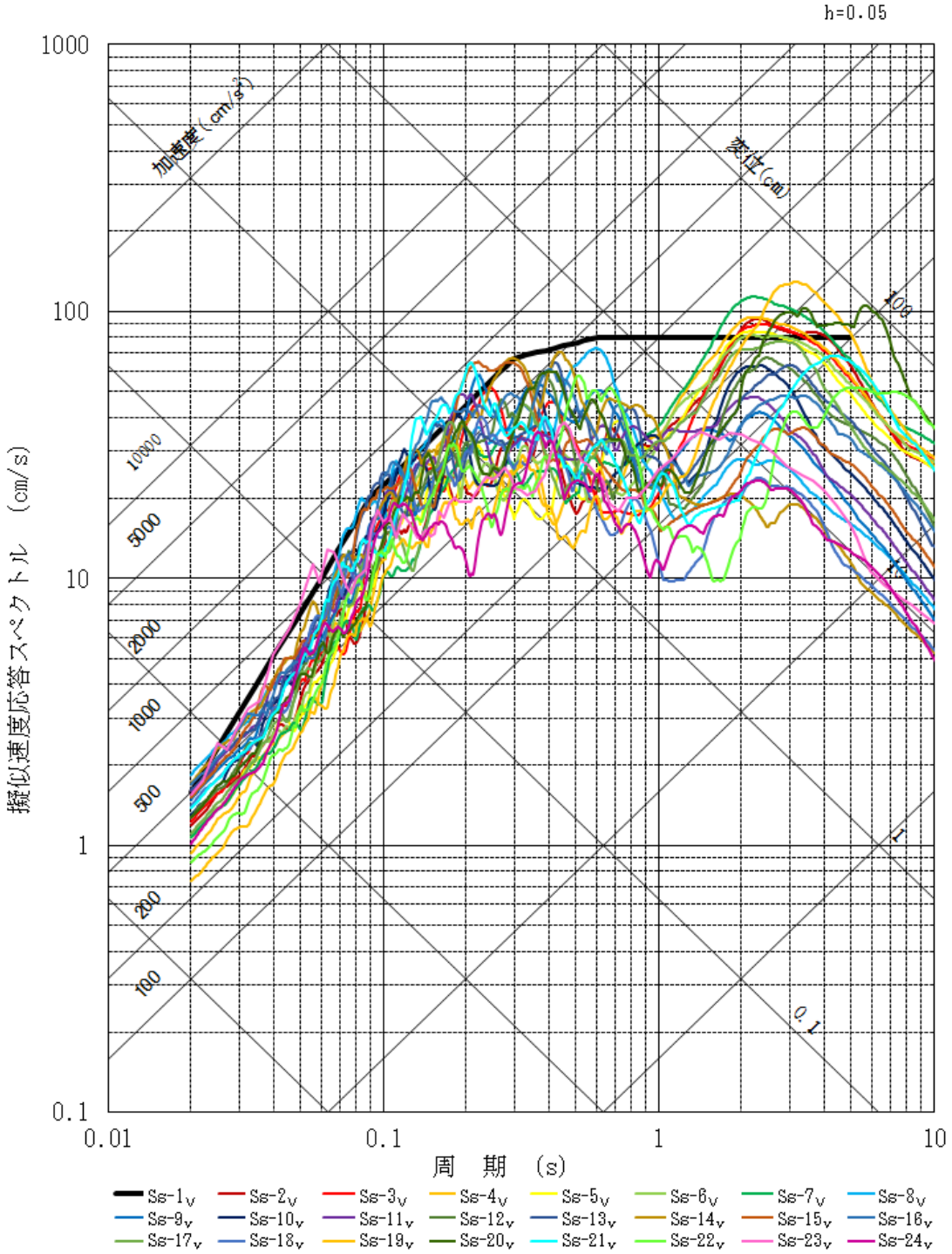
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



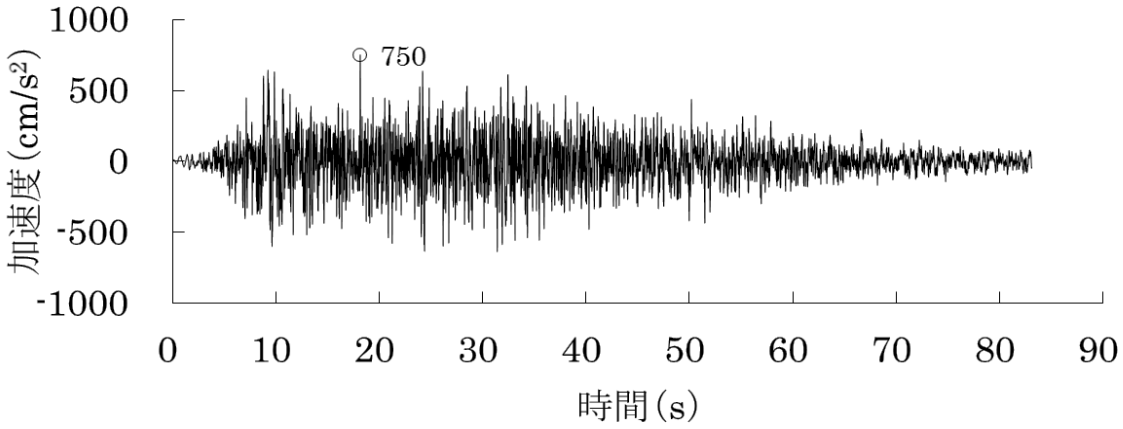
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



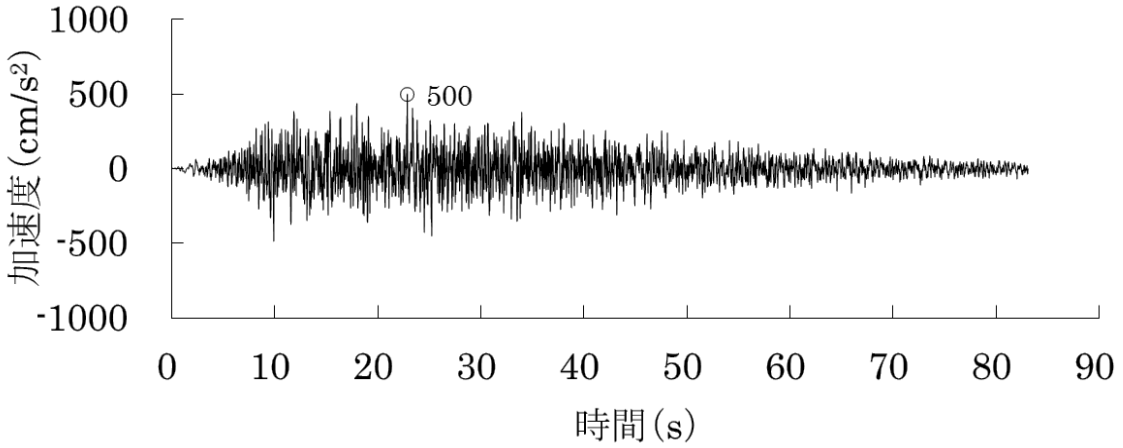
第 5.1 図　基準地震動 Ss の応答スペクトル（水平方向）



第 5.2 図　基準地震動 Ss の応答スペクトル（鉛直方向）

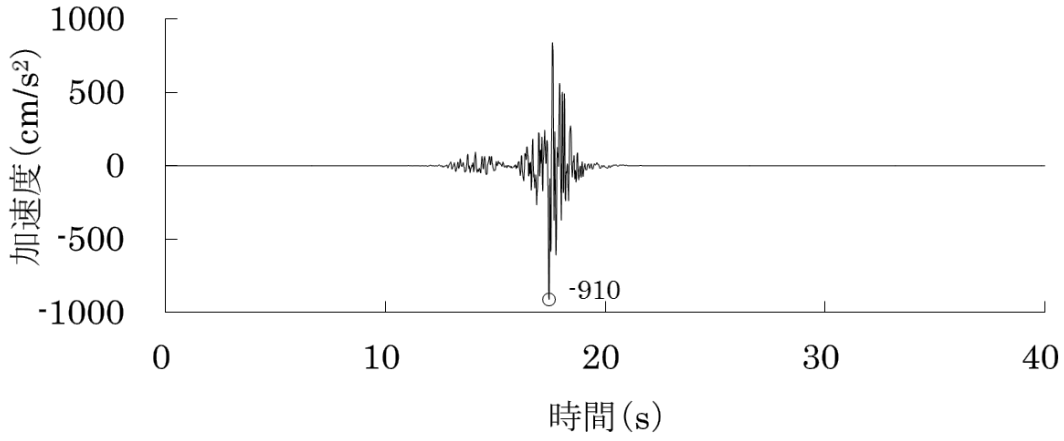


加速度（水平方向：$Ss\text{-}1_H$）

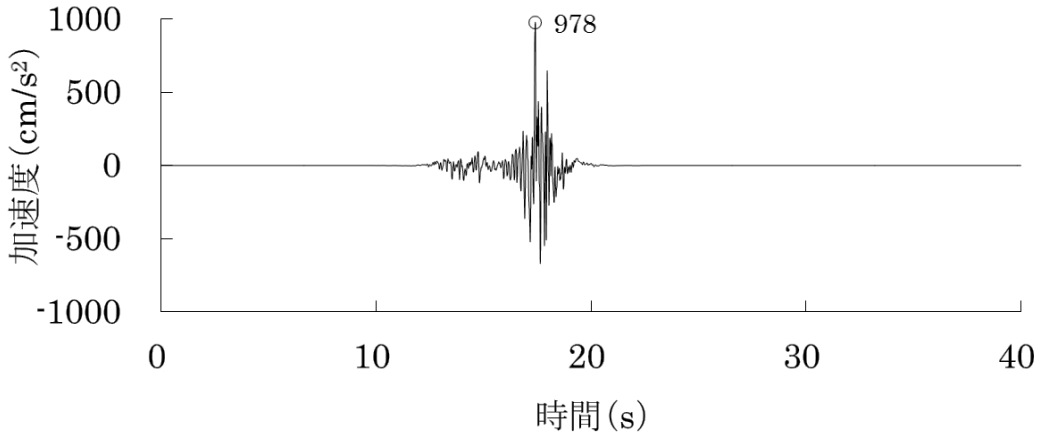


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}1_V$）

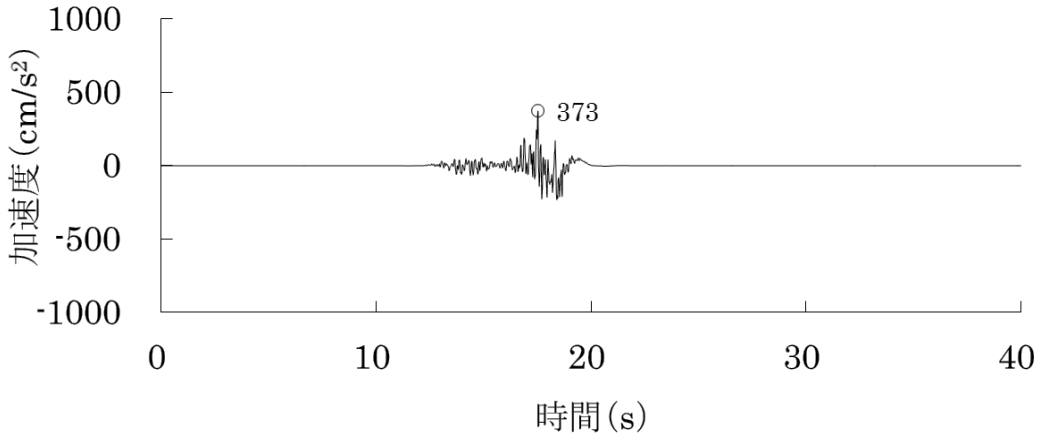
第5.3図　基準地震動Ss-1の設計用模擬地震波の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}2_H(NS)$）

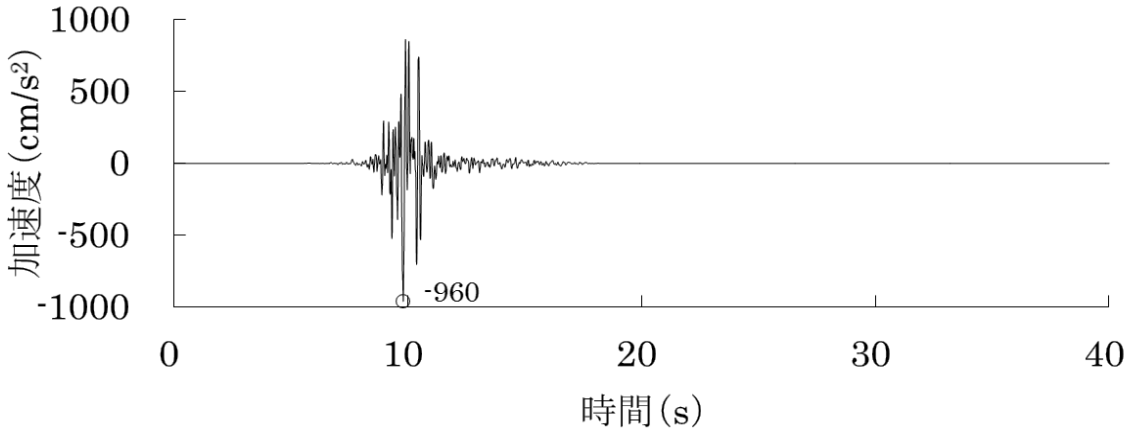


加速度（水平方向：$Ss\text{-}2_H(EW)$）

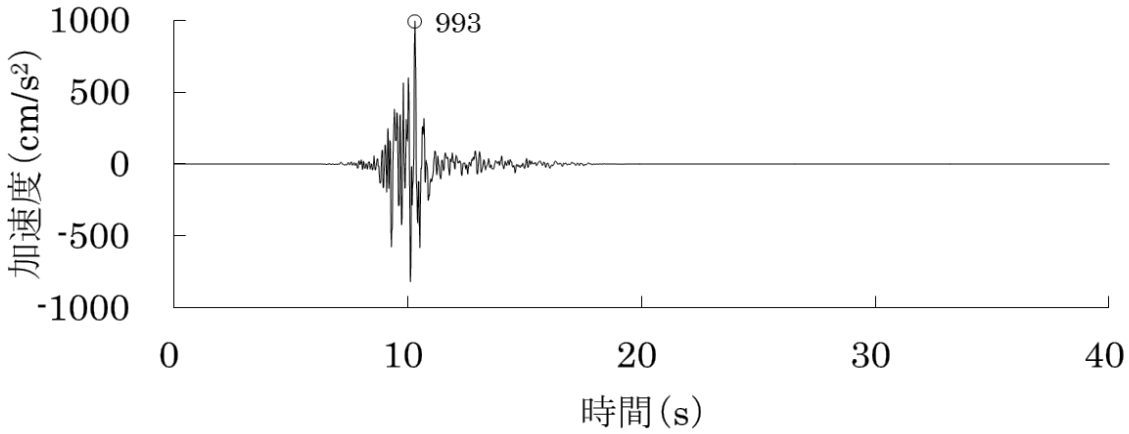


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}2_V$）

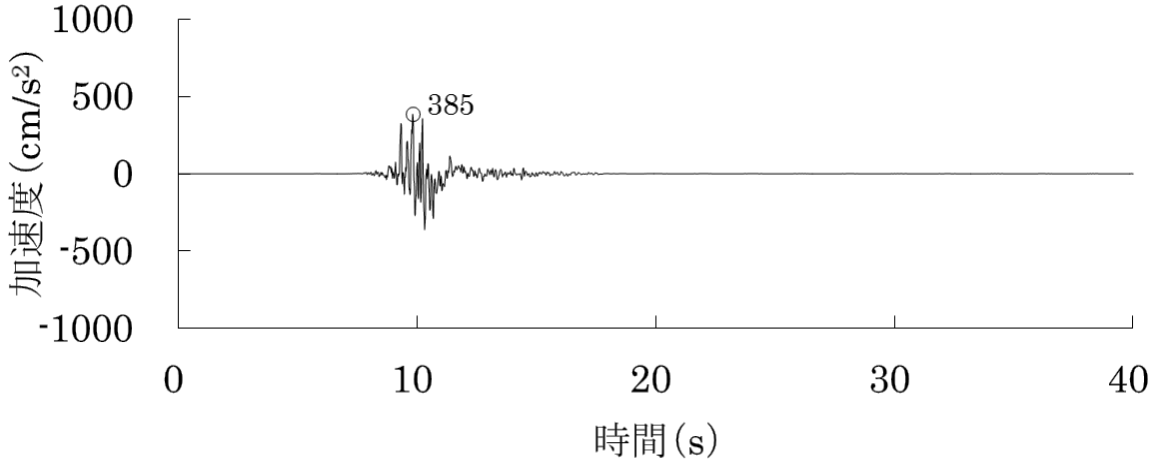
第5.4図　基準地震動Ss-2の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}3_H$(NS)）

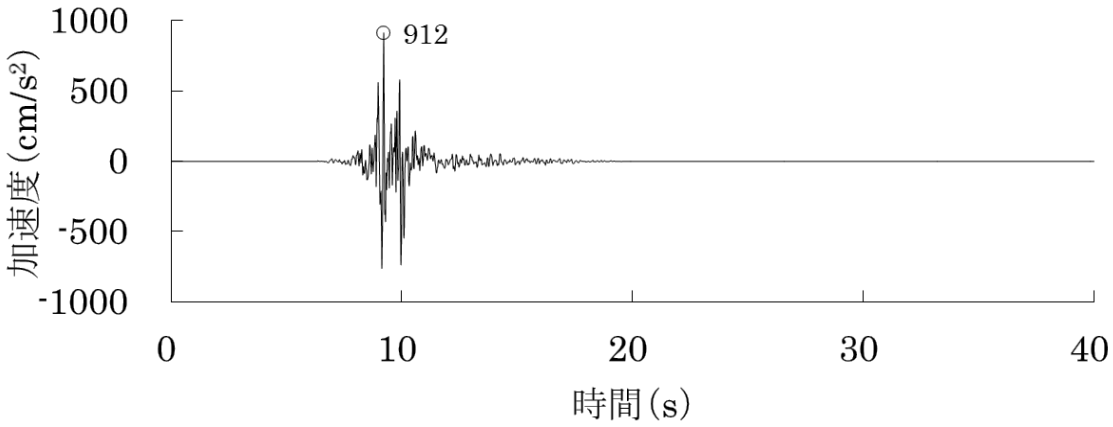


加速度（水平方向：$Ss\text{-}3_H$(EW)）

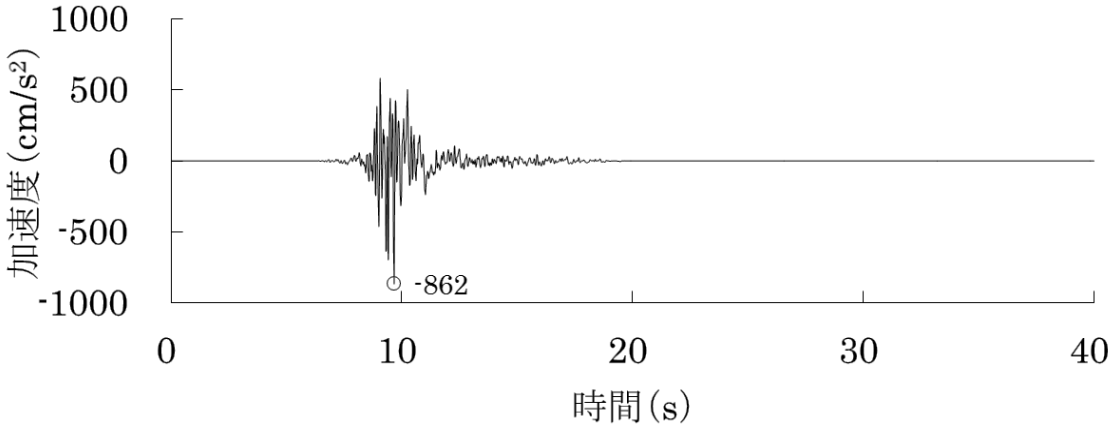


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}3_V$）

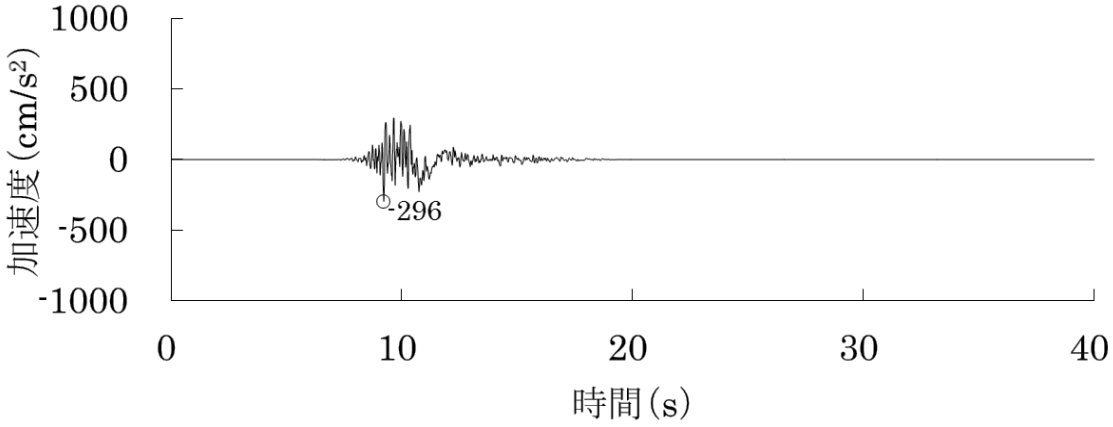
第5.5図　基準地震動Ss-3の時刻歴波形



加速度（水平方向：Ss-4$_H$(NS)）

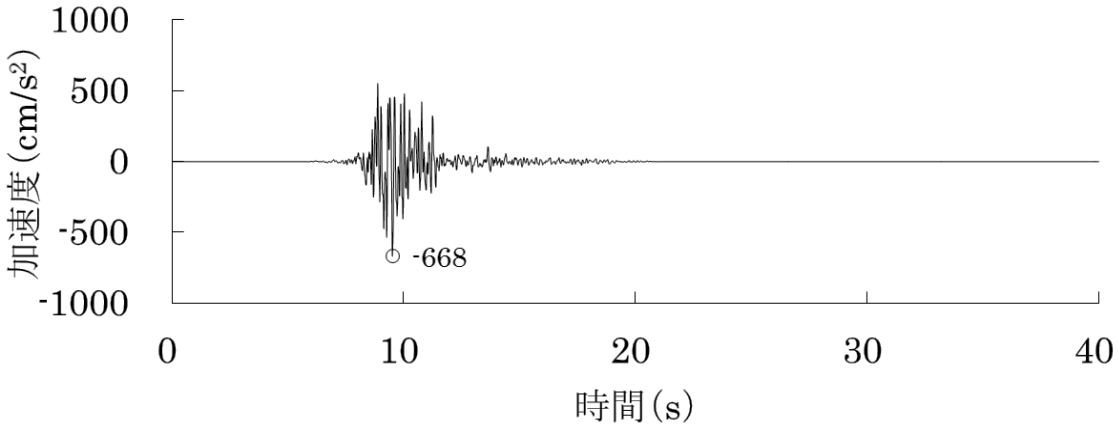


加速度（水平方向：Ss-4$_H$(EW)）

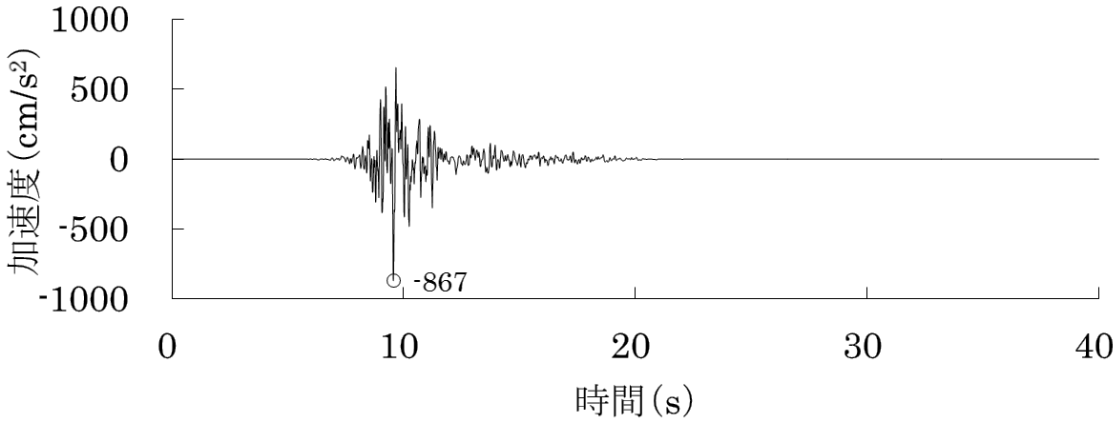


加速度（鉛直方向：Ss-4$_V$）

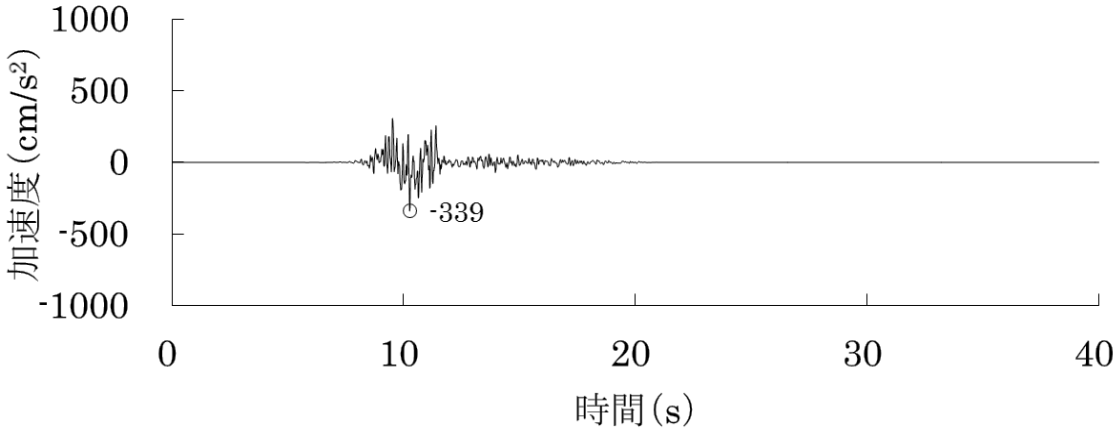
第5.6図　基準地震動Ss-4の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}5_H(NS)$）

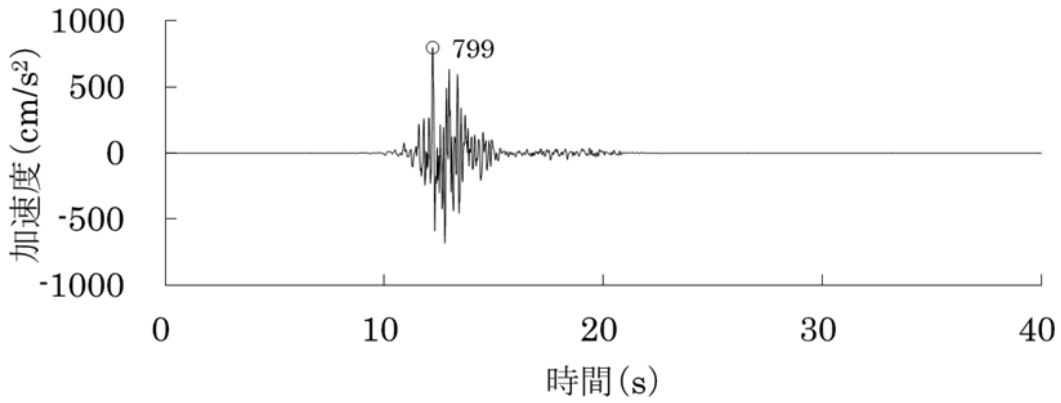


加速度（水平方向：$Ss\text{-}5_H(EW)$）

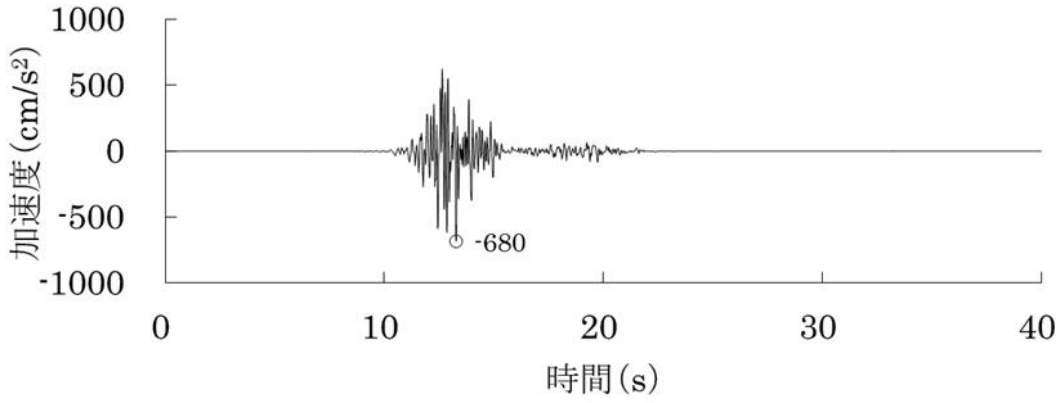


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}5_V$）

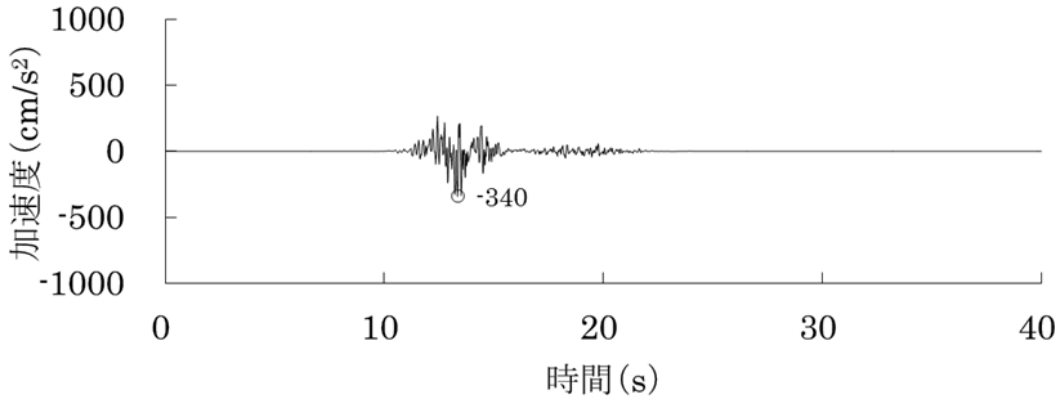
第5.7図　基準地震動Ss-5の時刻歴波形



加速度（水平方向：Ss-6$_H$(NS)）

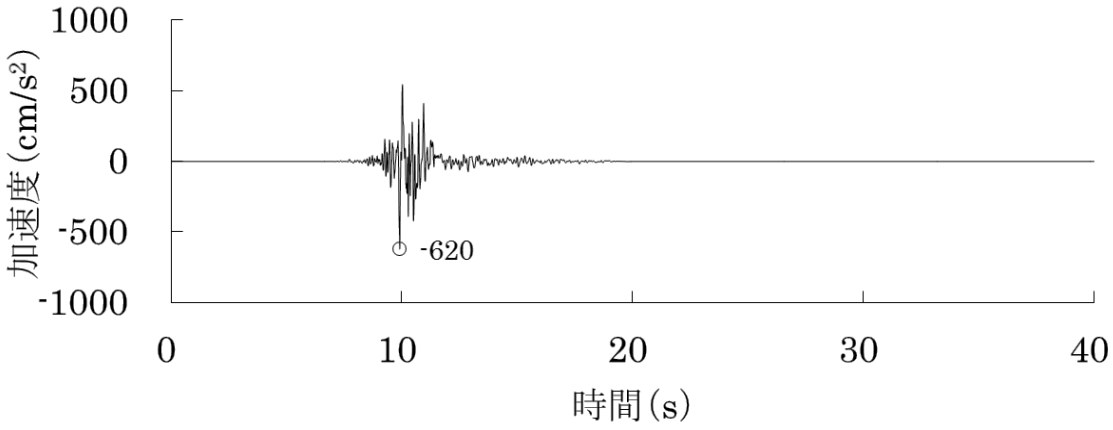


加速度（水平方向：Ss-6$_H$(EW)）

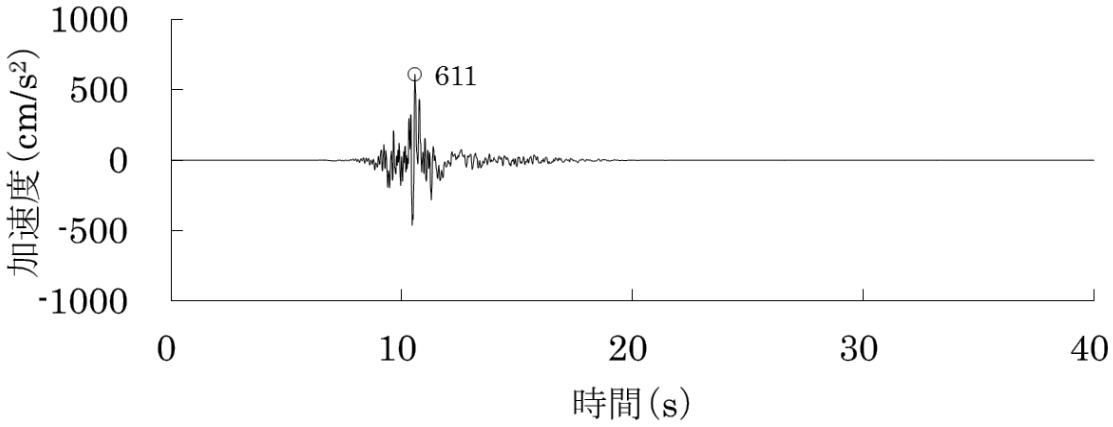


加速度（鉛直方向：Ss-6$_V$）

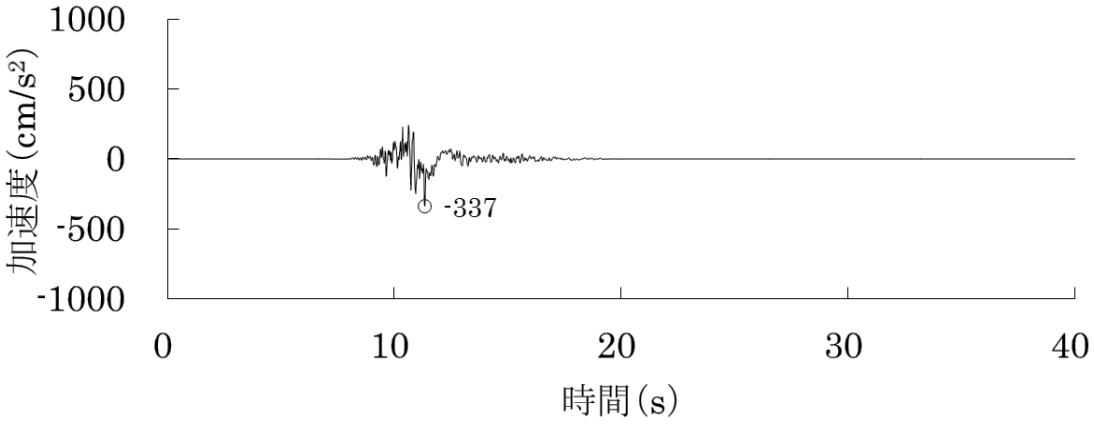
第5.8図　基準地震動Ss-6の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}7_H$(NS)）

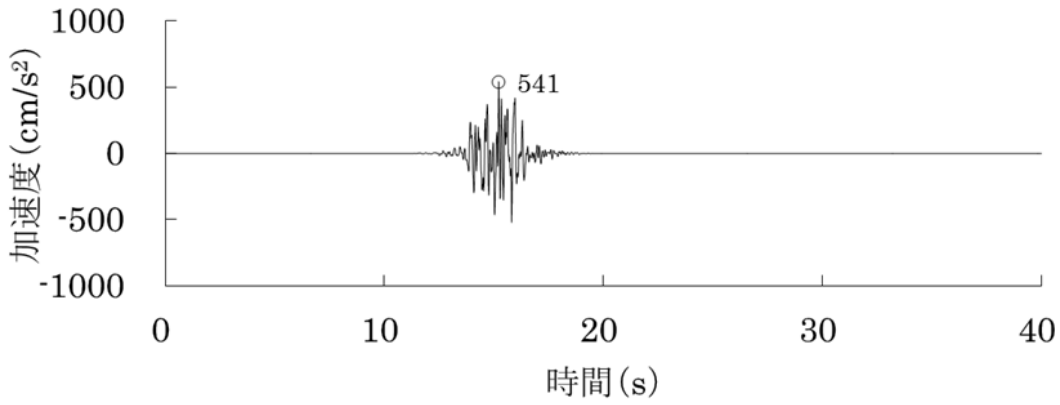


加速度（水平方向：$Ss\text{-}7_H$(EW)）

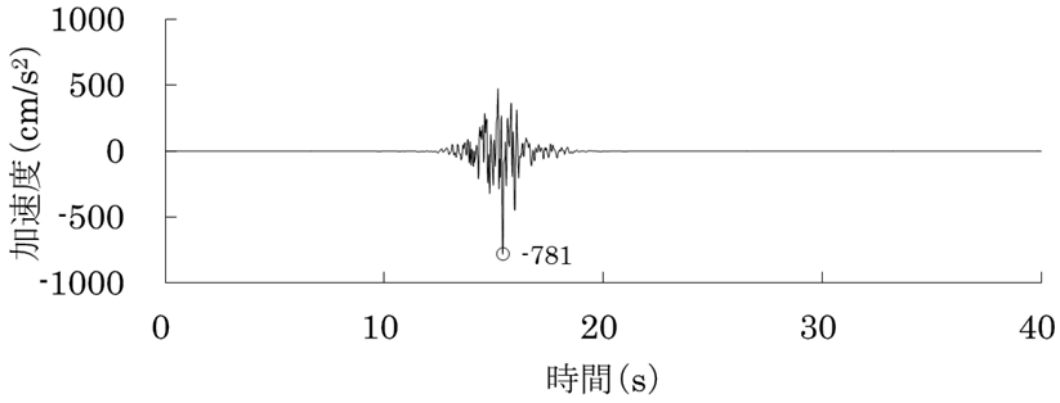


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}7_V$）

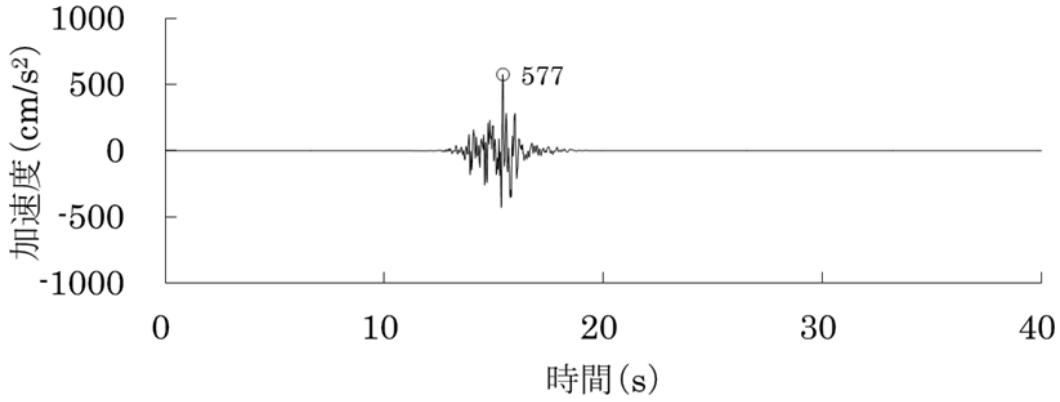
第5.9図　基準地震動Ss-7の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}8_H(NS)$）

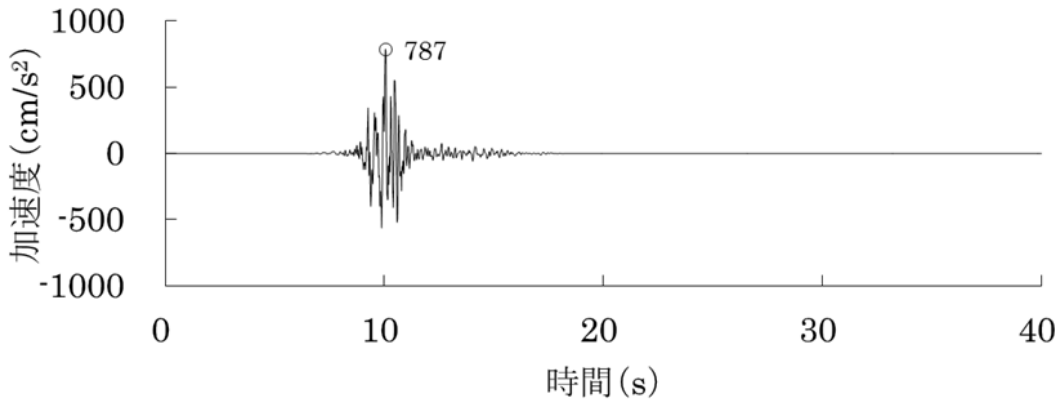


加速度（水平方向：$Ss\text{-}8_H(EW)$）

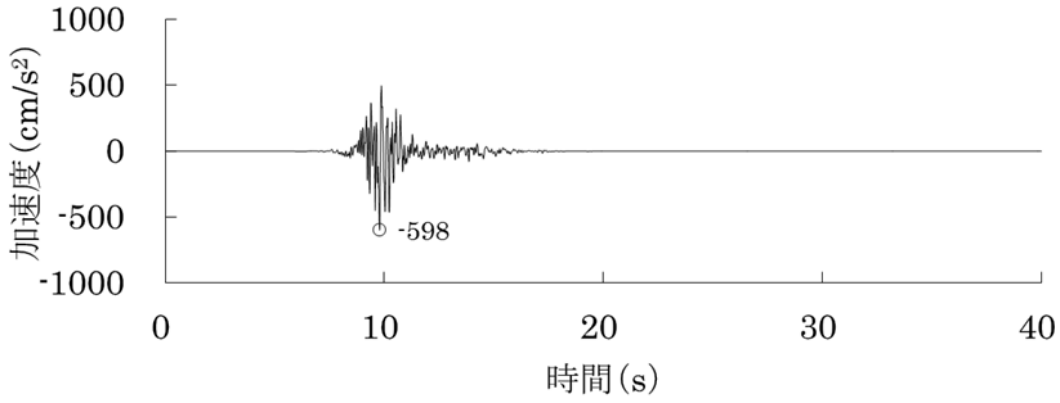


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}8_V$）

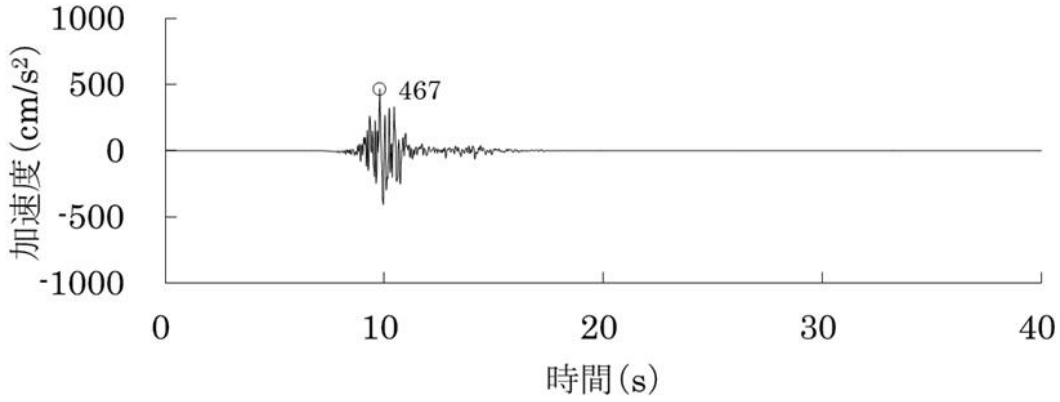
第5.10図　基準地震動Ss-8の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}9_H(NS)$）

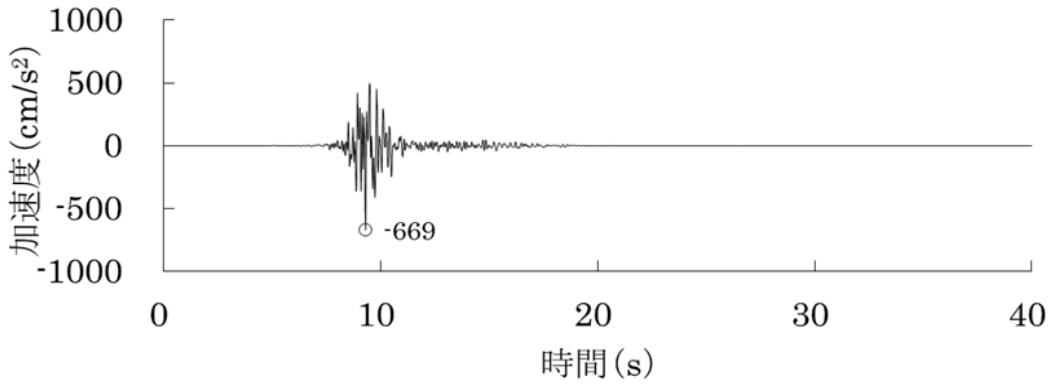


加速度（水平方向：$Ss\text{-}9_H(EW)$）

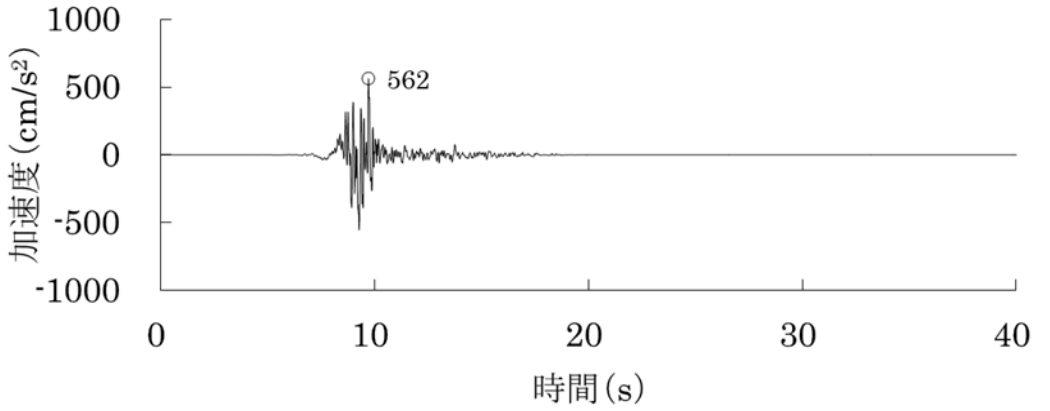


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}9_V$）

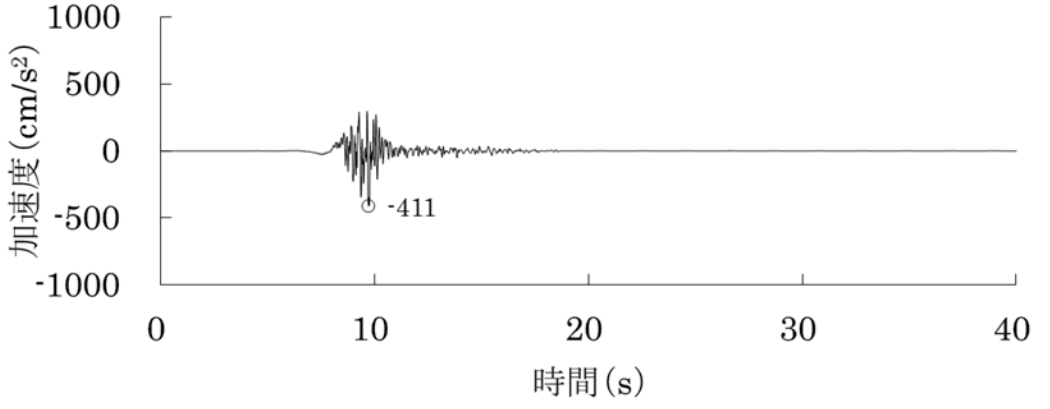
第5.11図　基準地震動Ss-9の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}10_H$(NS)）

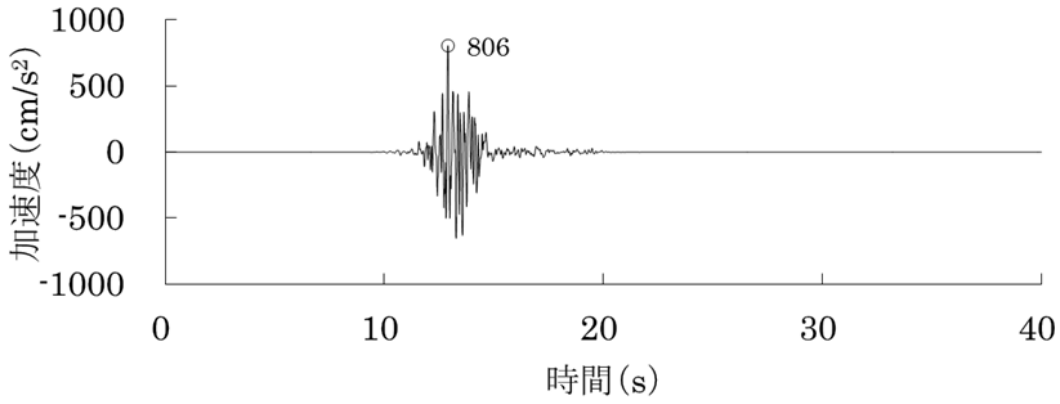


加速度（水平方向：$Ss\text{-}10_H$(EW)）

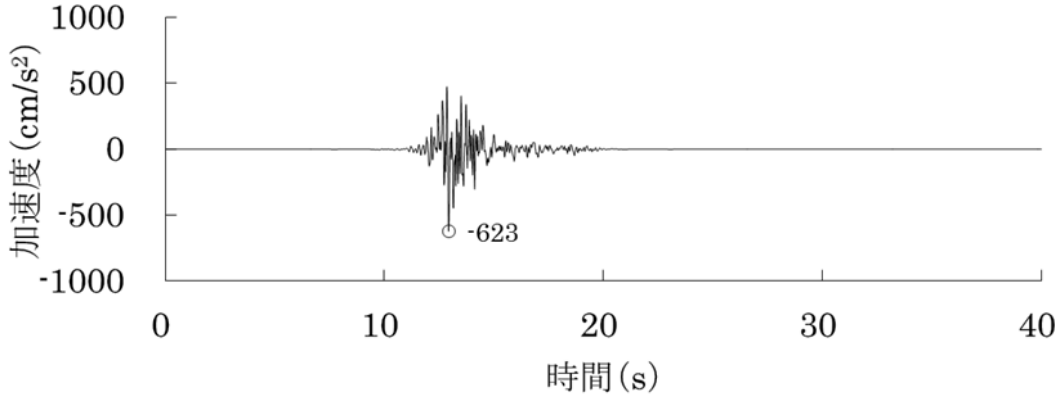


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}10_V$）

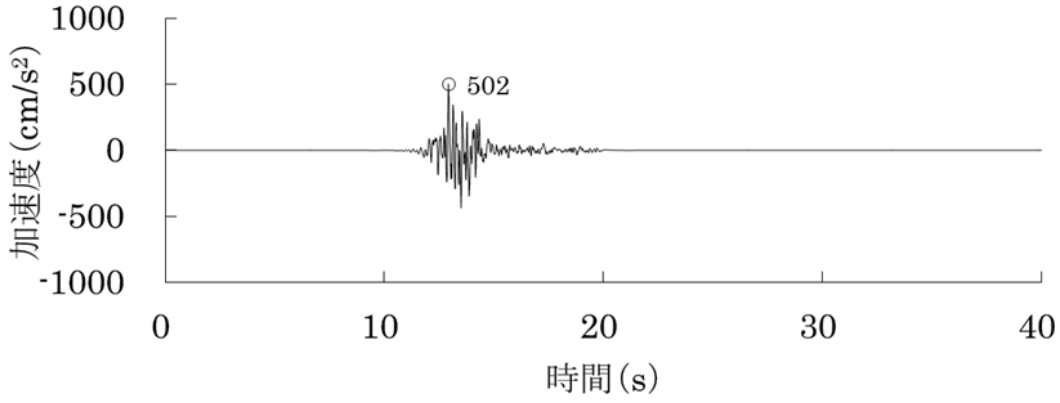
第5.12図　基準地震動Ss-10の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}11_H$(NS)）

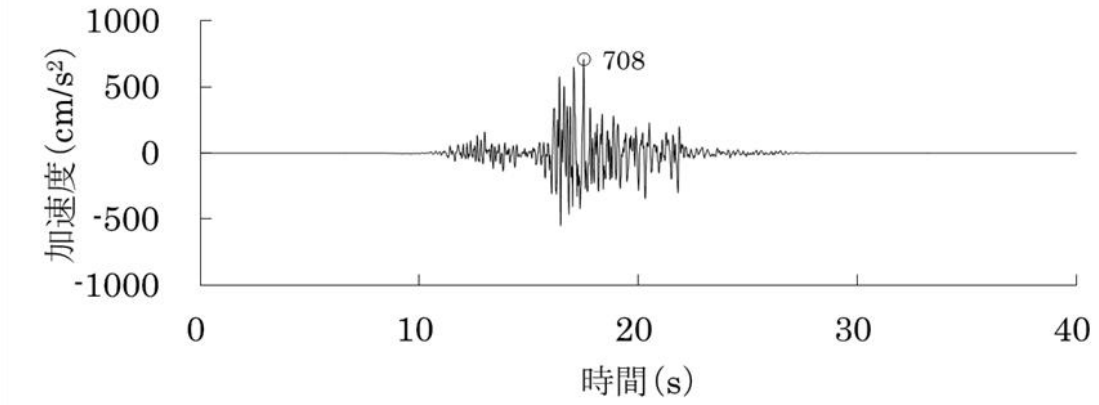


加速度（水平方向：$Ss\text{-}11_H$(EW)）

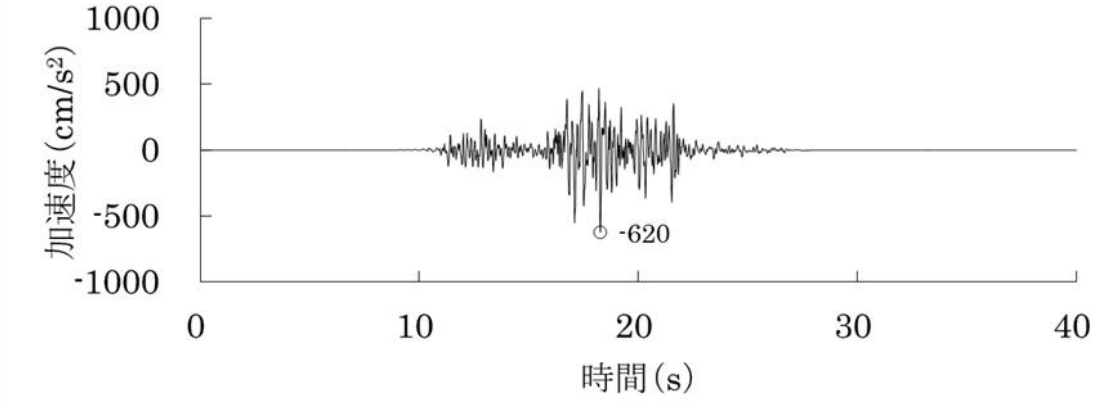


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}11_V$）

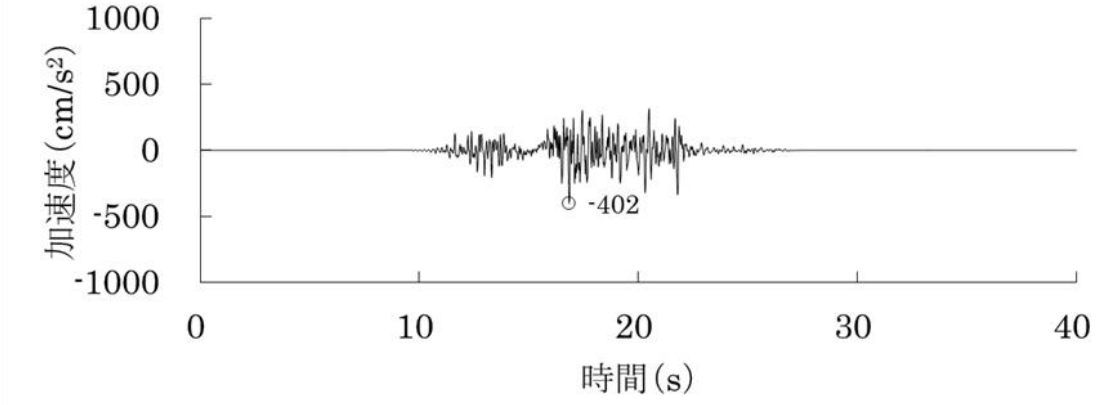
第5.13図　基準地震動Ss-11の時刻歴波形



加速度（水平方向：Ss-12$_H$(NS)）

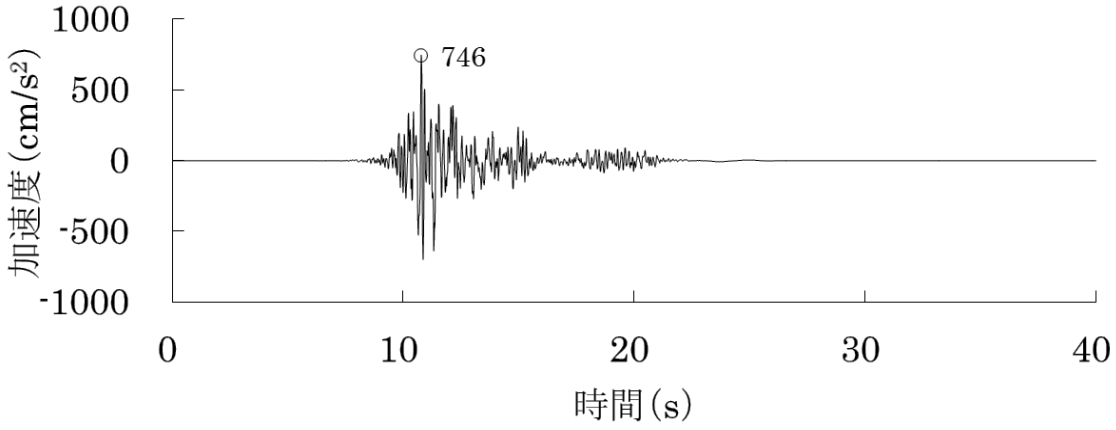


加速度（水平方向：Ss-12$_H$(EW)）

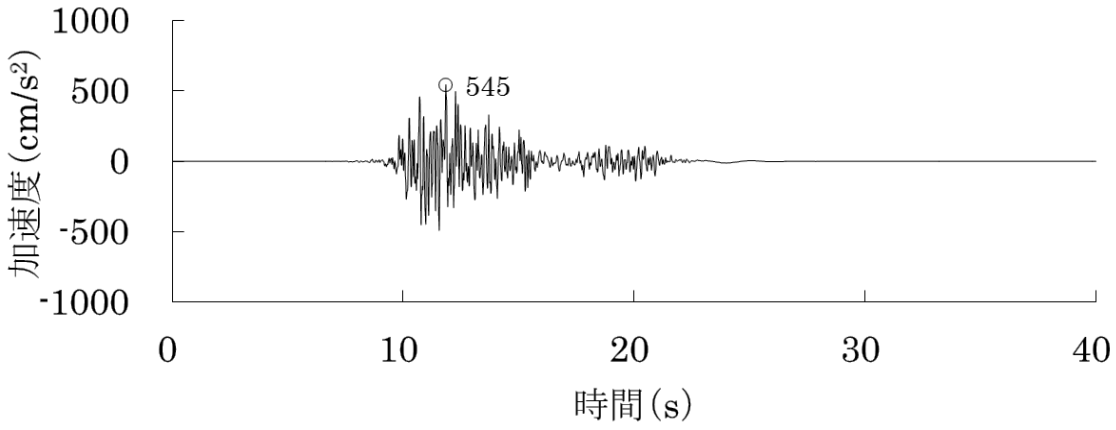


加速度（鉛直方向：Ss-12$_V$）

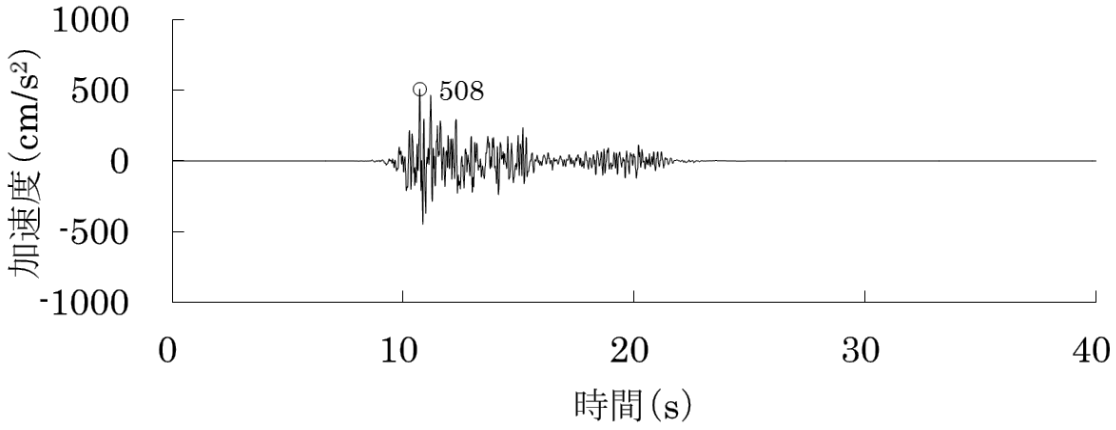
第5.14図　基準地震動Ss-12の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}13_H(NS)$）

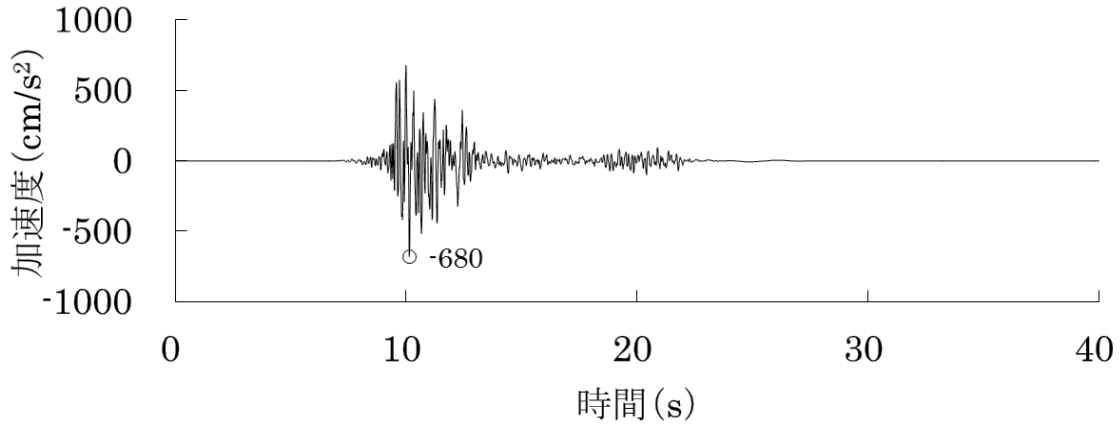


加速度（水平方向：$Ss\text{-}13_H(EW)$）

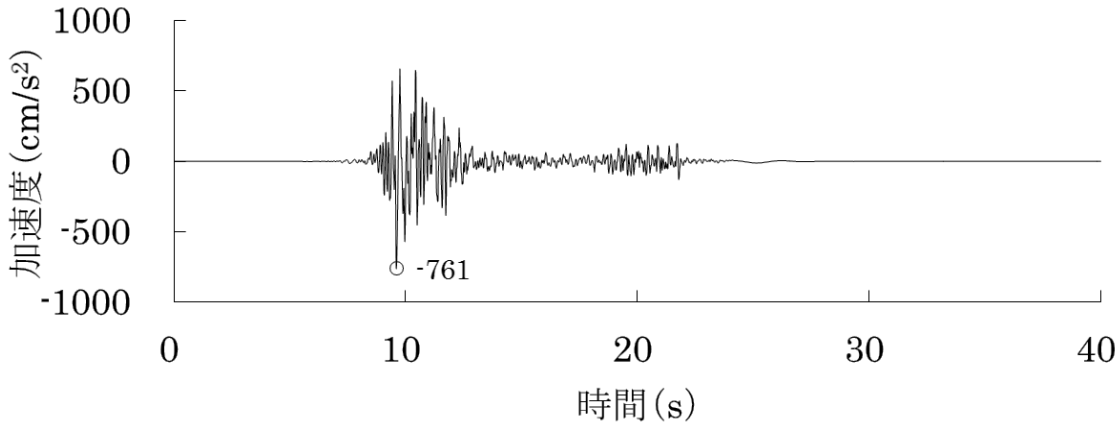


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}13_V$）

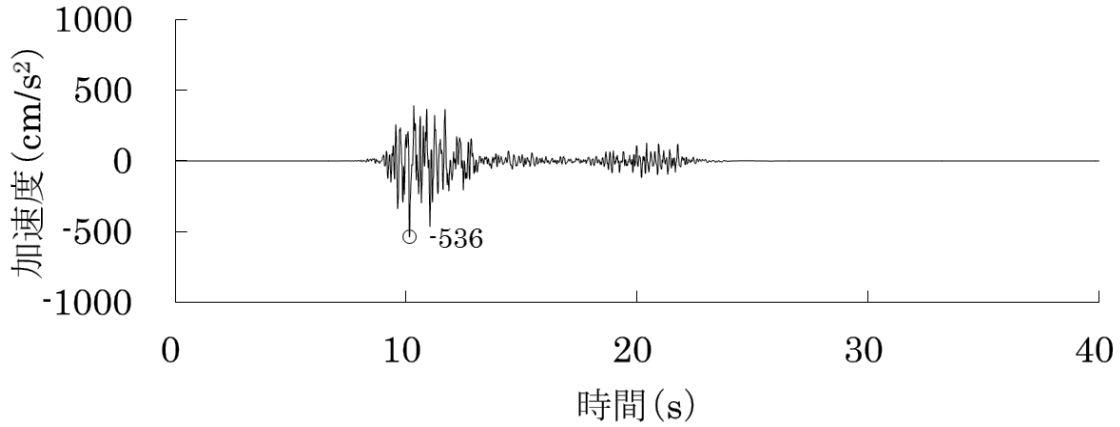
第5.15図　基準地震動Ss-13の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}14_H$(NS)）

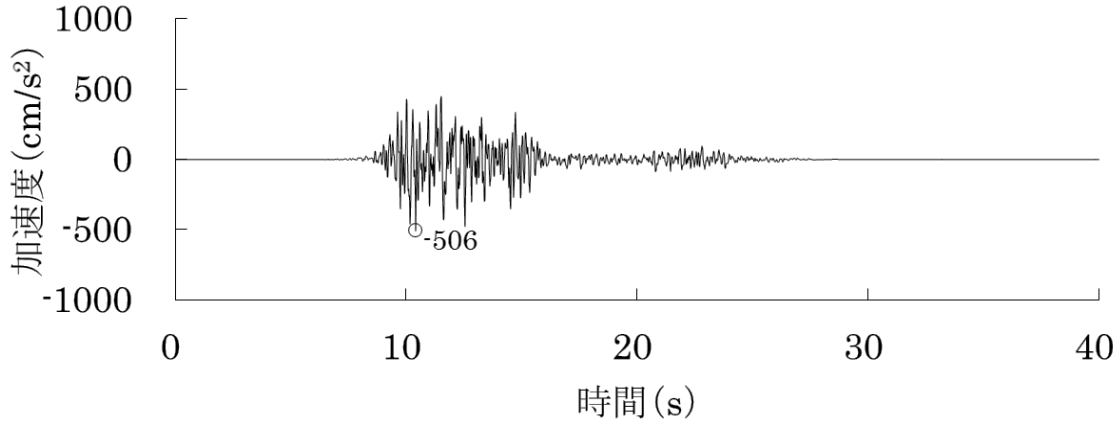


加速度（水平方向：$Ss\text{-}14_H$(EW)）

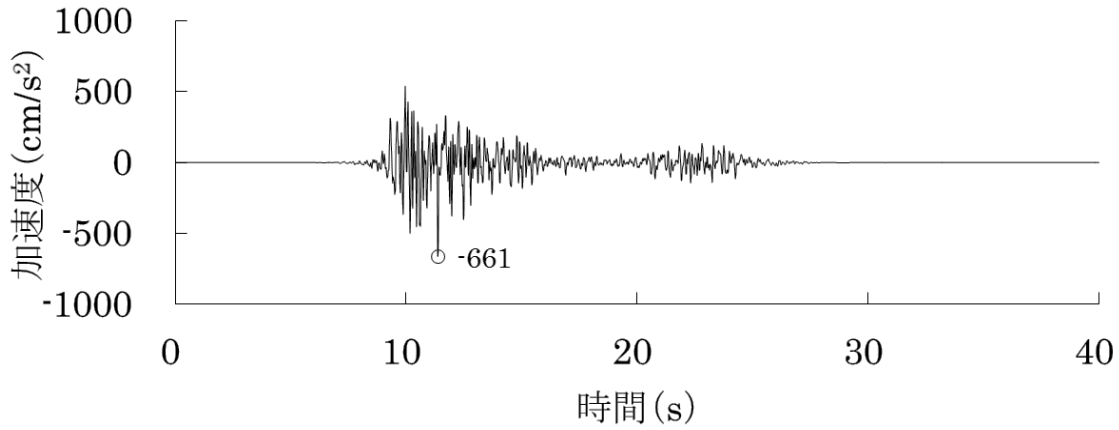


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}14_V$）

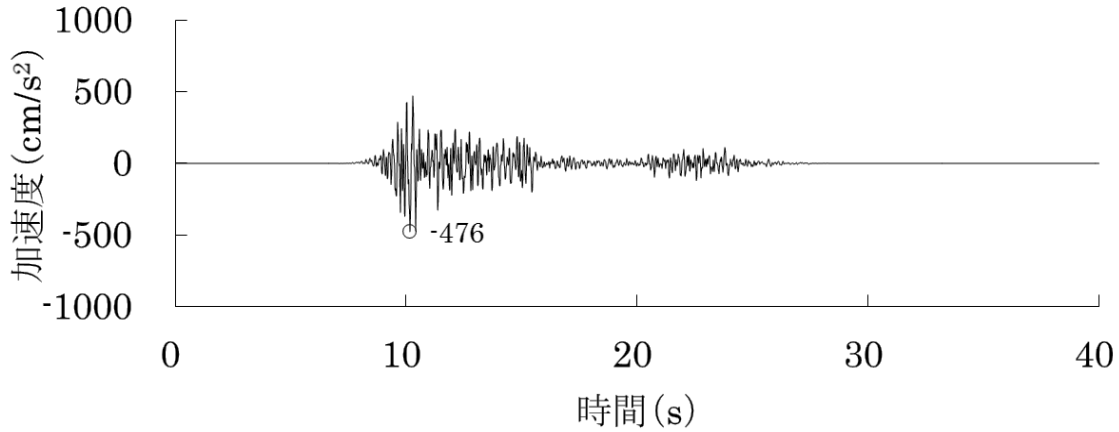
第5.16図　基準地震動Ss-14の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}15_H$(NS)）

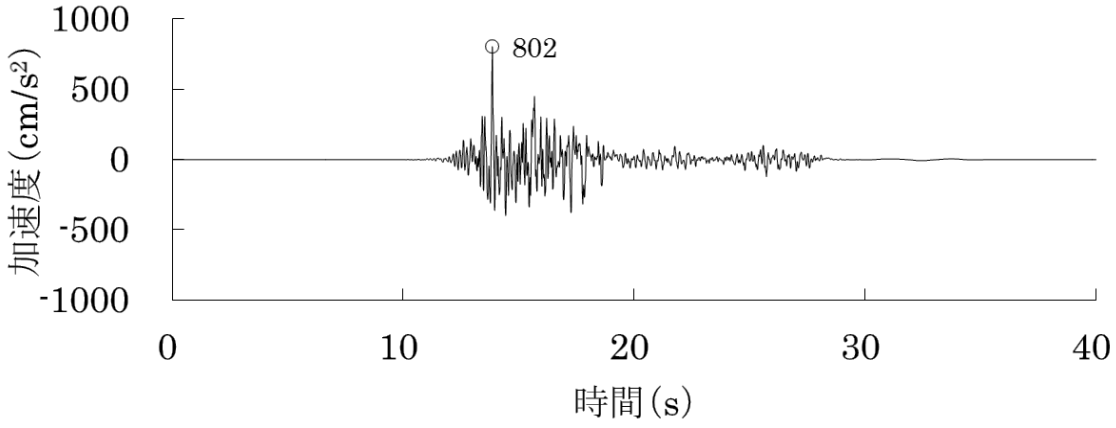


加速度（水平方向：$Ss\text{-}15_H$(EW)）

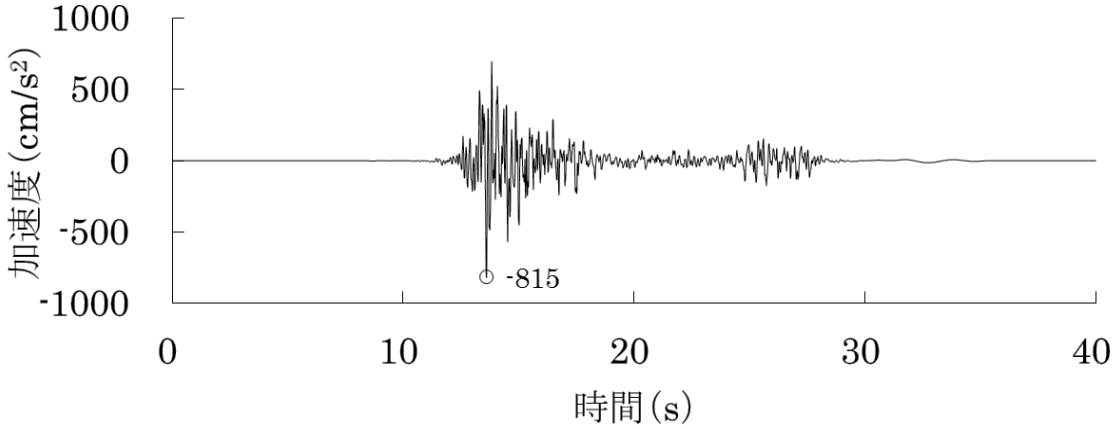


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}15_V$）

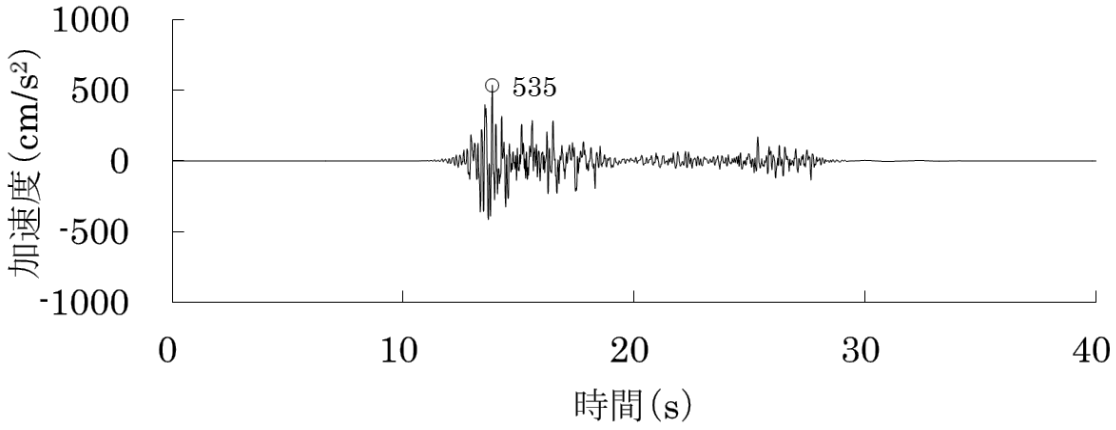
第5.17図　基準地震動Ss-15の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}16_H$(NS)）

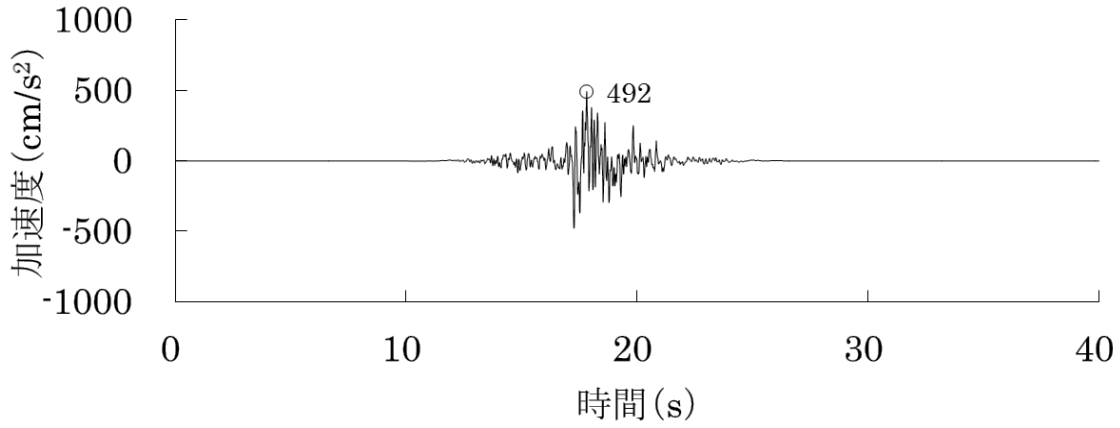


加速度（水平方向：$Ss\text{-}16_H$(EW)）

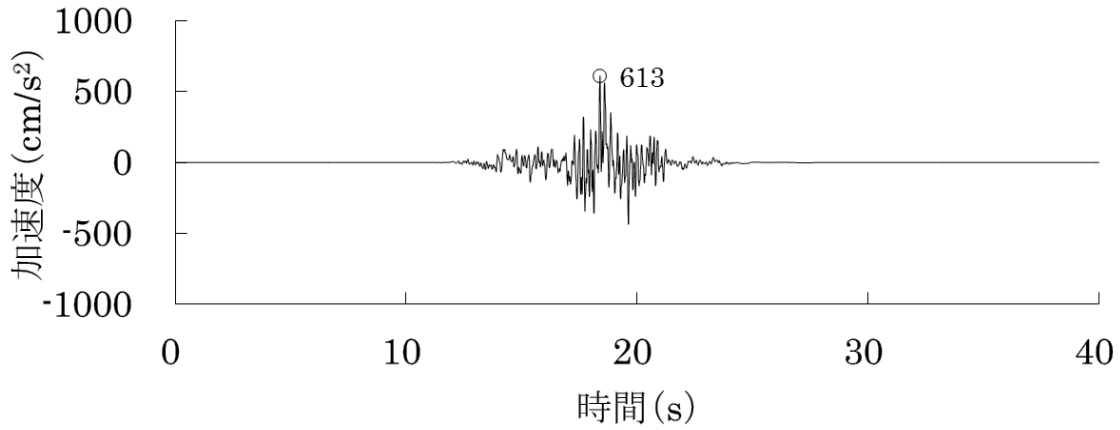


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}16_V$）

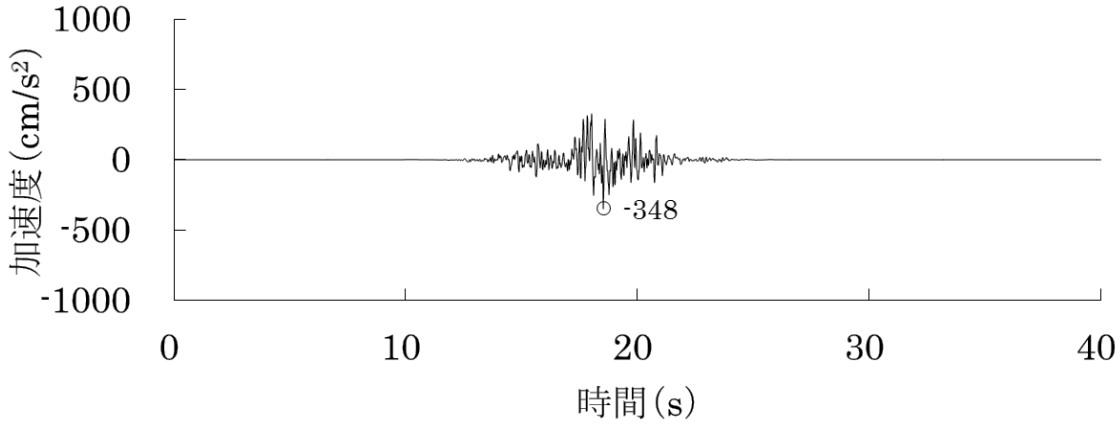
第5.18図　基準地震動Ss-16の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}17_H(NS)$）

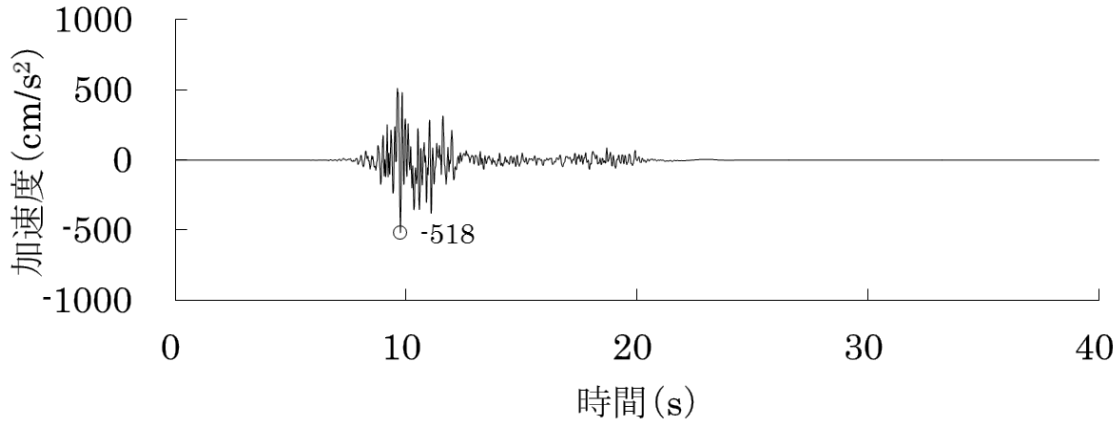


加速度（水平方向：$Ss\text{-}17_H(EW)$）

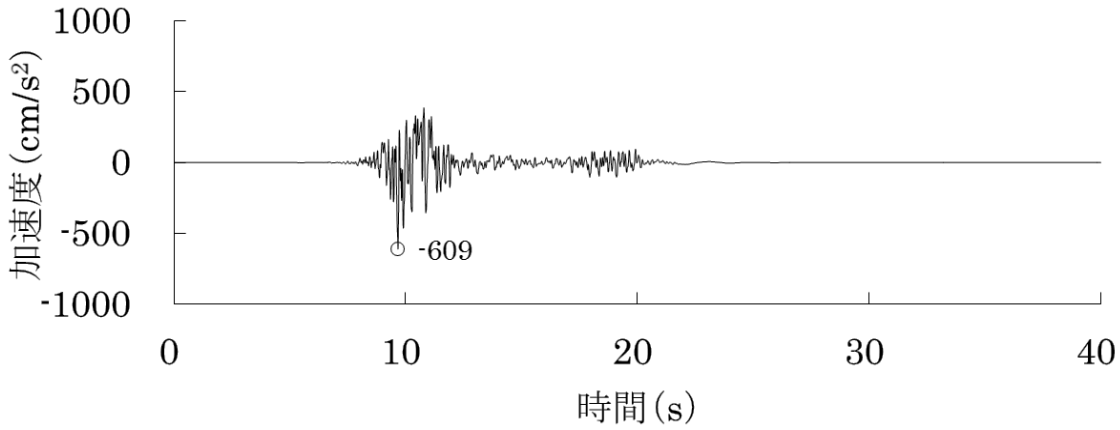


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}17_V$）

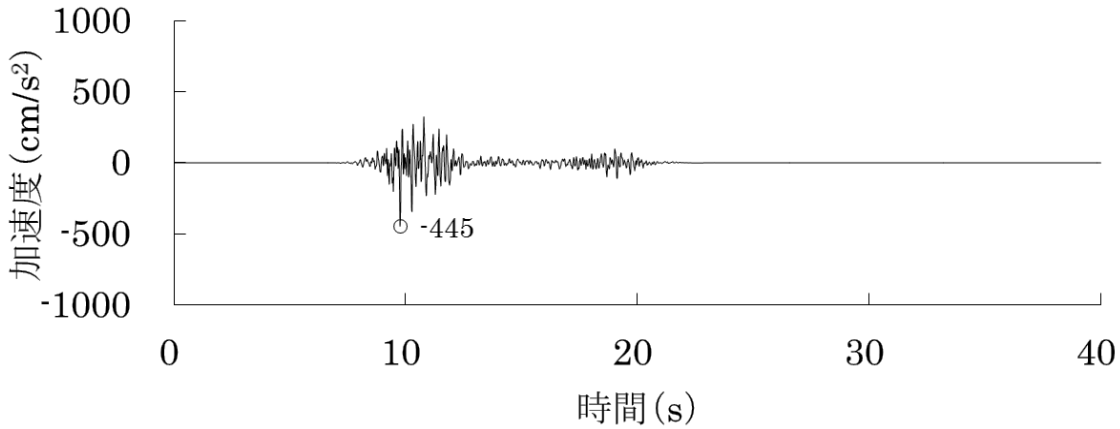
第5.19図　基準地震動Ss-17の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}18_H$(NS)）

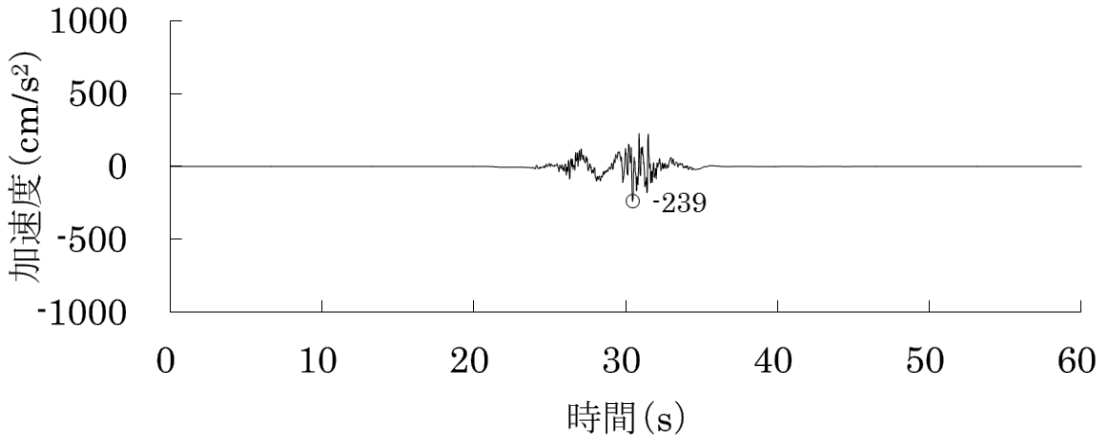


加速度（水平方向：$Ss\text{-}18_H$(EW)）

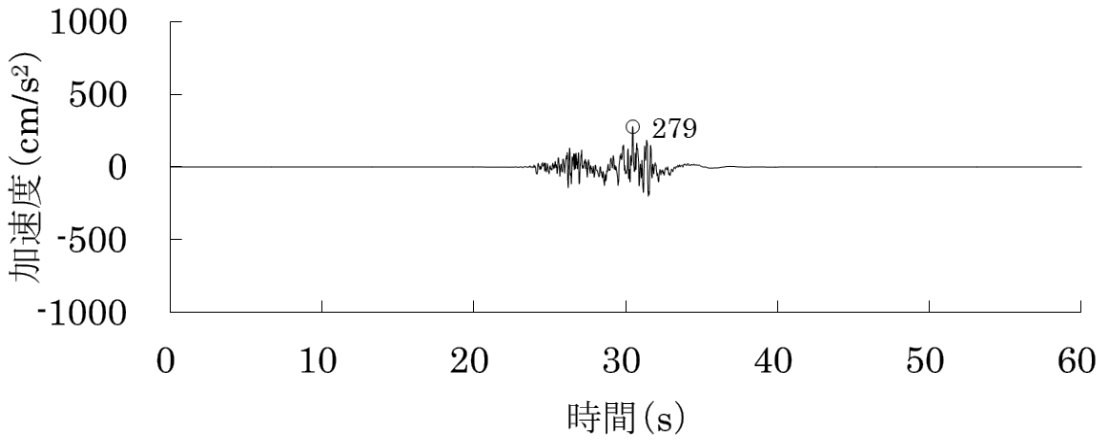


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}18_V$）

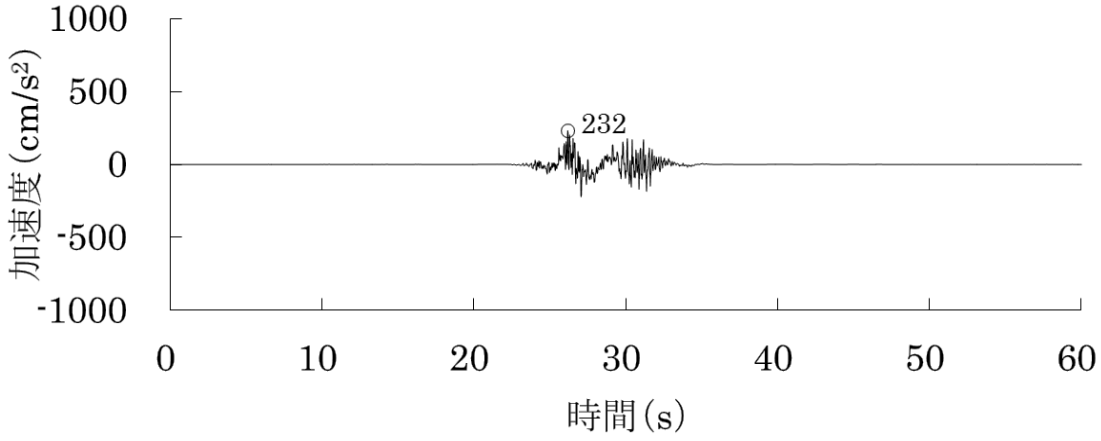
第5.20図　基準地震動Ss-18の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}19_H$(NS)）

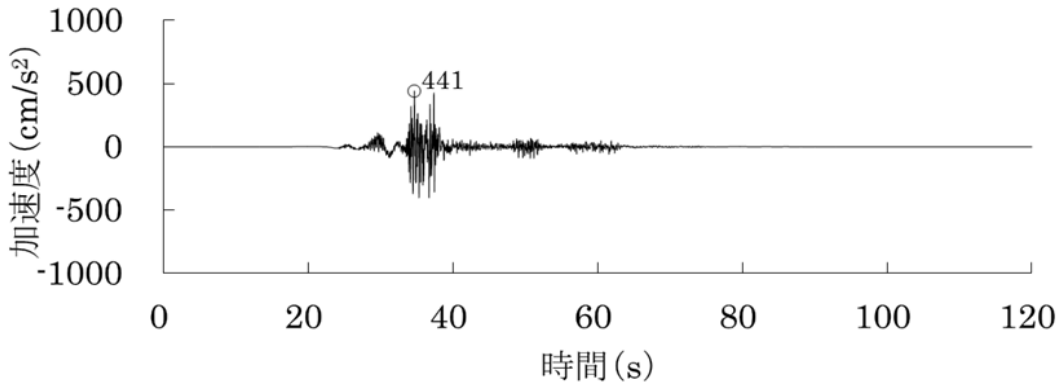


加速度（水平方向：$Ss\text{-}19_H$(EW)）

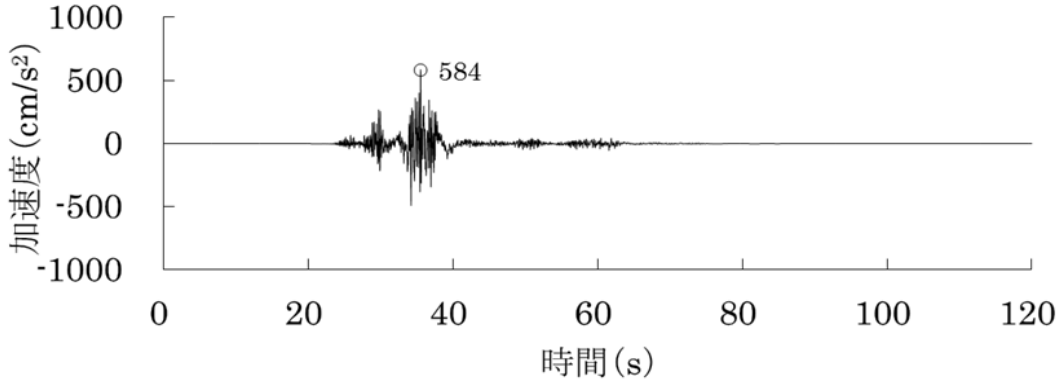


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}19_V$）

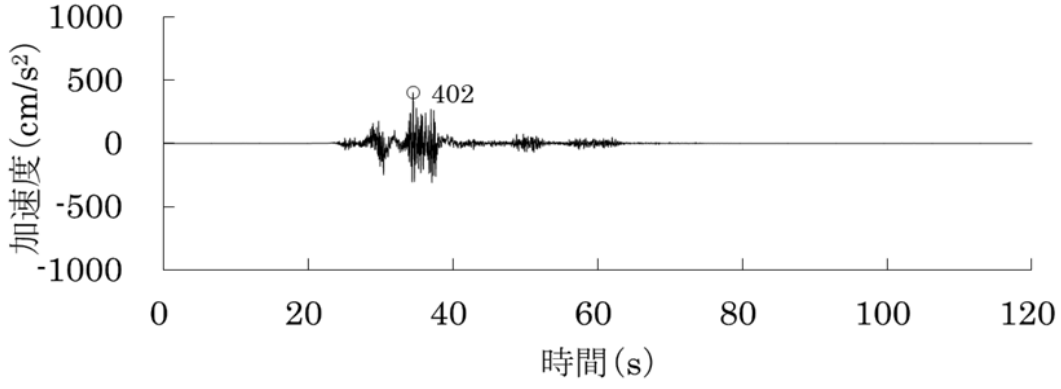
第5.21図　基準地震動Ss-19の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}20_H$(NS)）

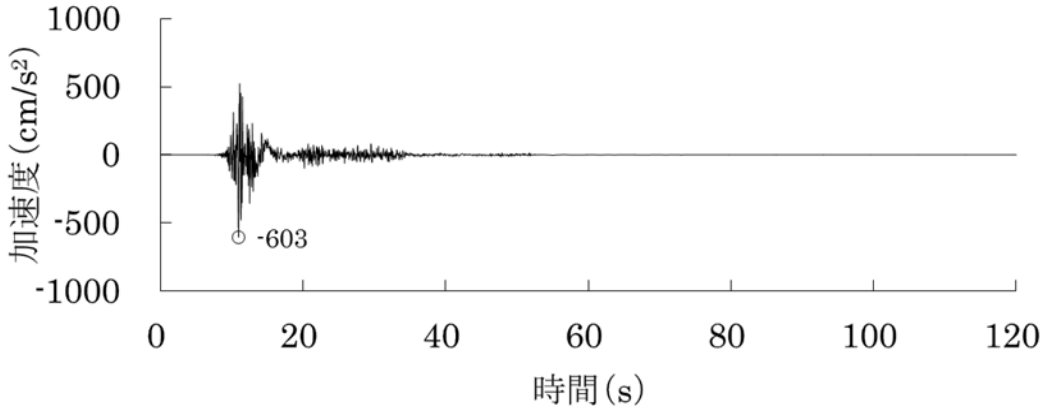


加速度（水平方向：$Ss\text{-}20_H$(EW)）

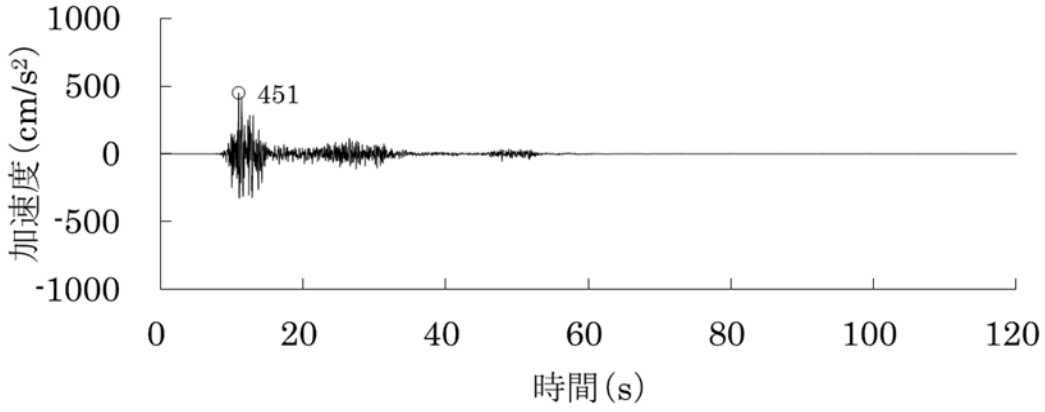


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}20_V$）

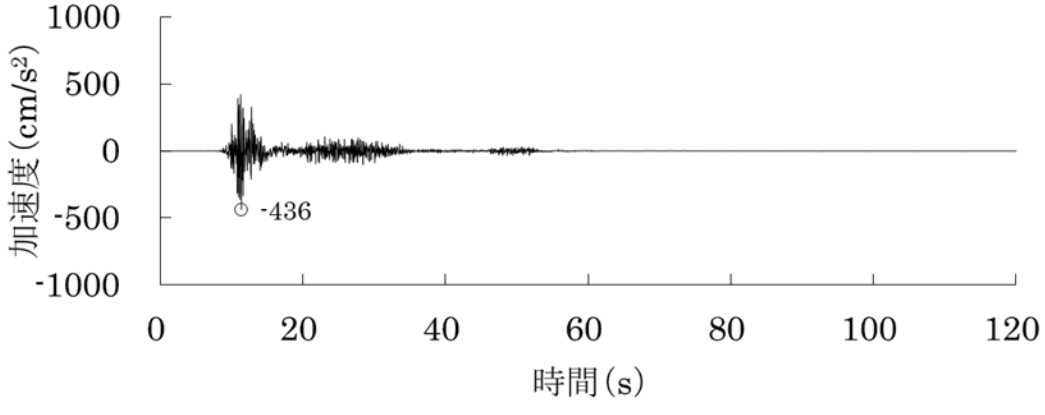
第5.22図　基準地震動Ss-20の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}21_H$(NS)）

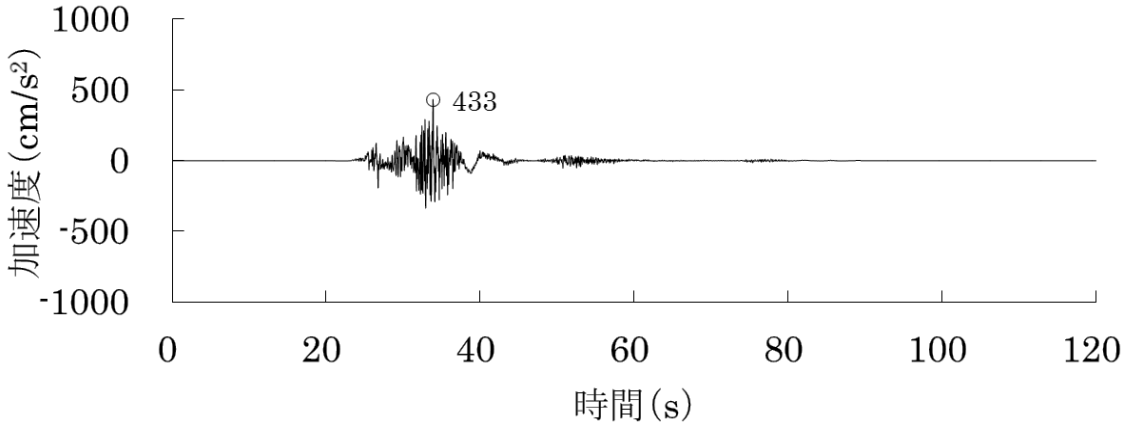


加速度（水平方向：$Ss\text{-}21_H$(EW)）

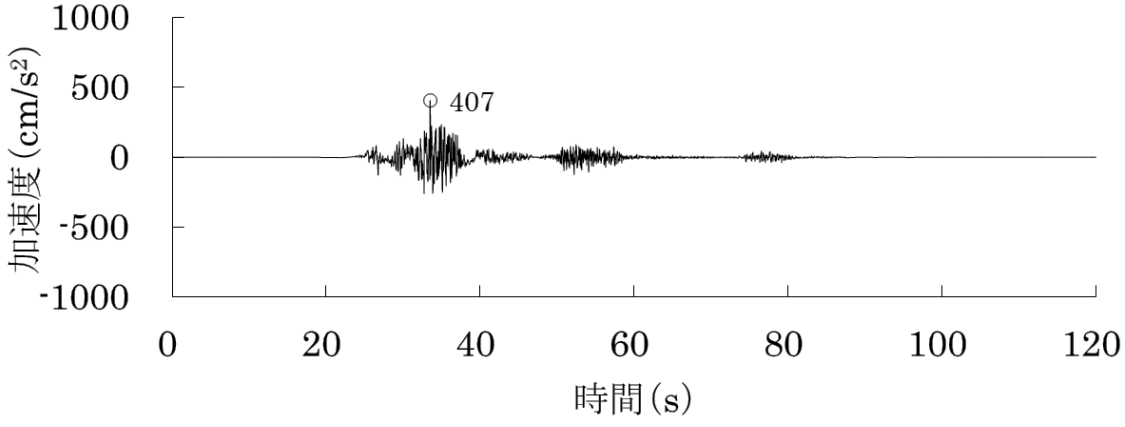


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}21_V$）

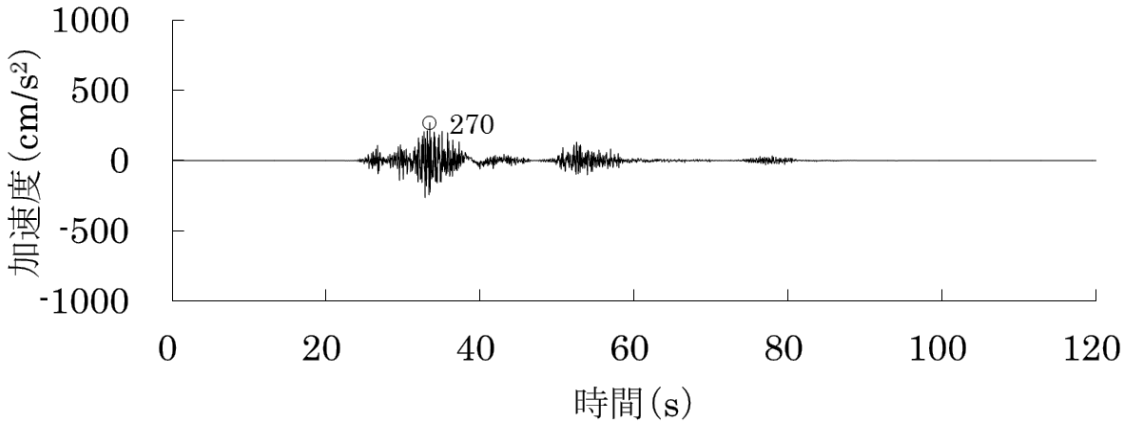
第5.23図　基準地震動Ss-21の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}22_H$(NS)）

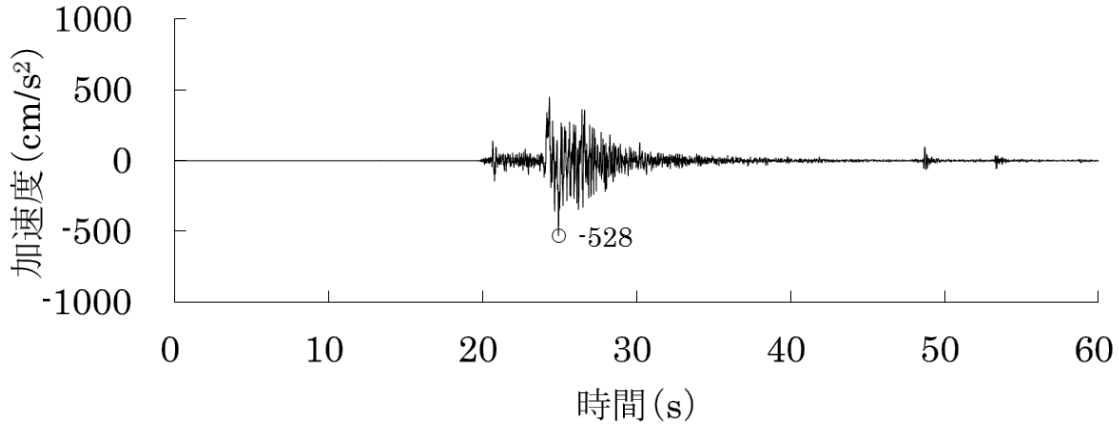


加速度（水平方向：$Ss\text{-}22_H$(EW)）

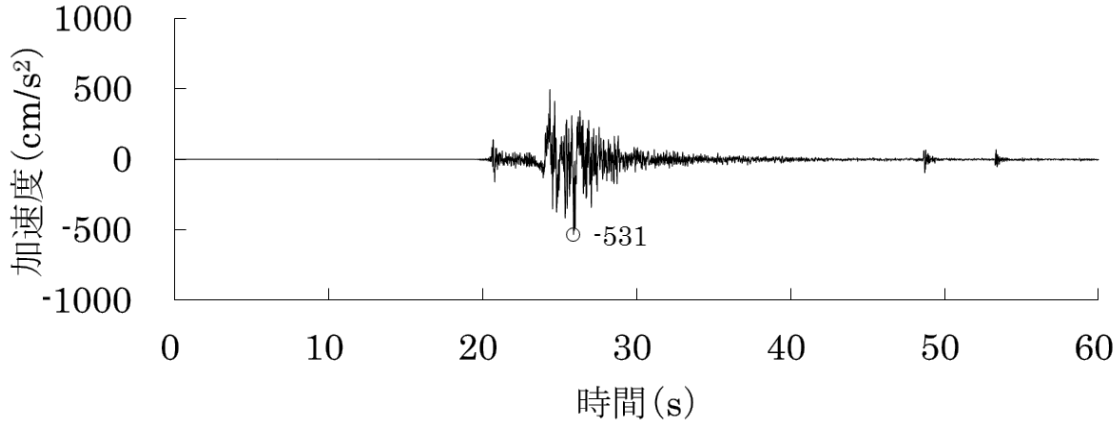


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}22_V$）

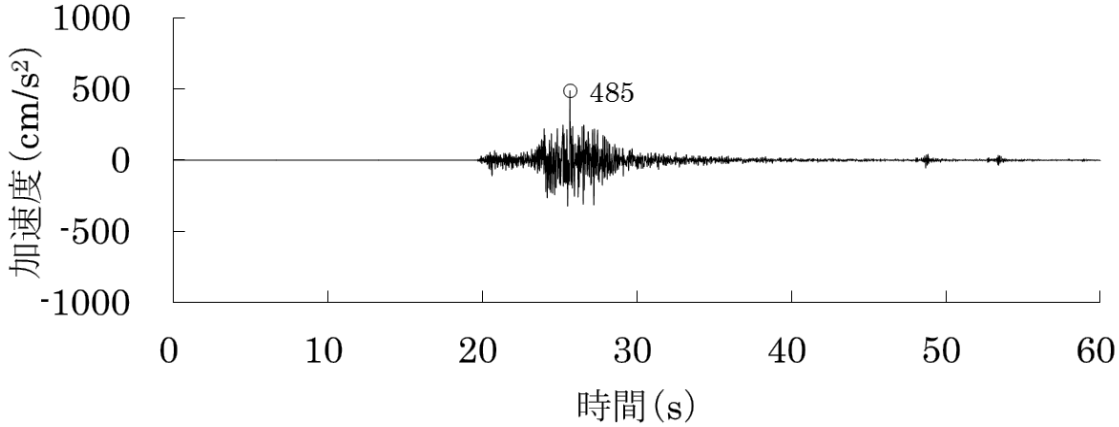
第5.24図　基準地震動Ss-22の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Ss\text{-}23_H$(NS)）

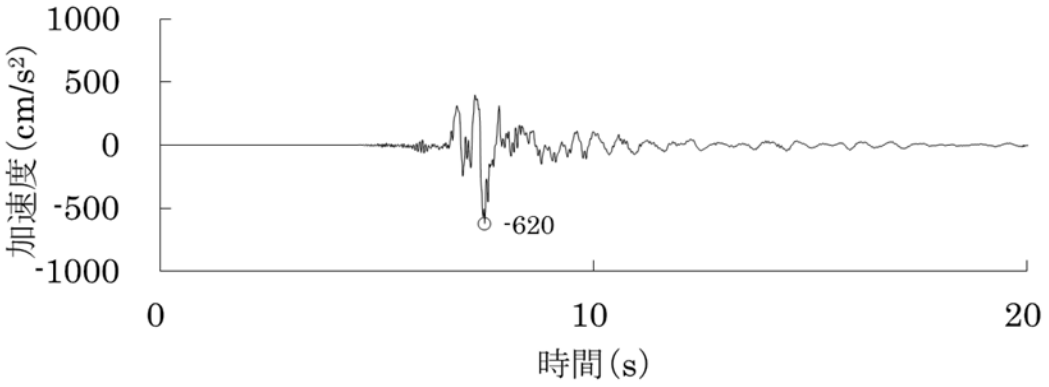


加速度（水平方向：$Ss\text{-}23_H$(EW)）

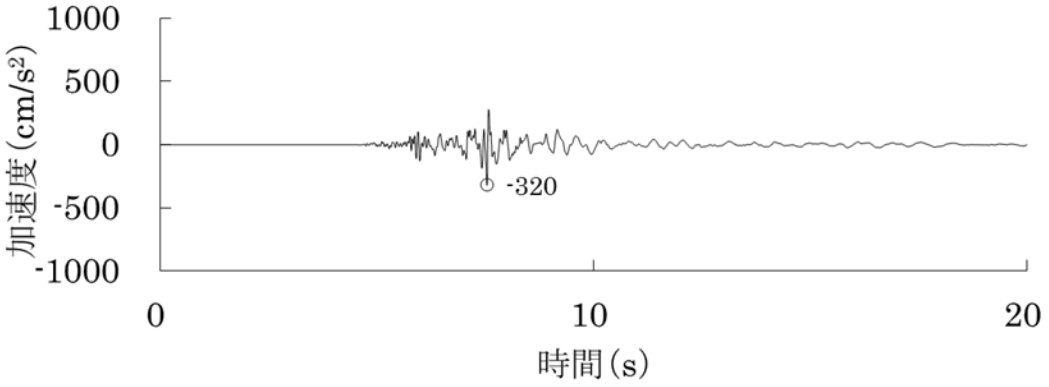


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}23_V$）

第5.25図　基準地震動Ss-23の時刻歴波形

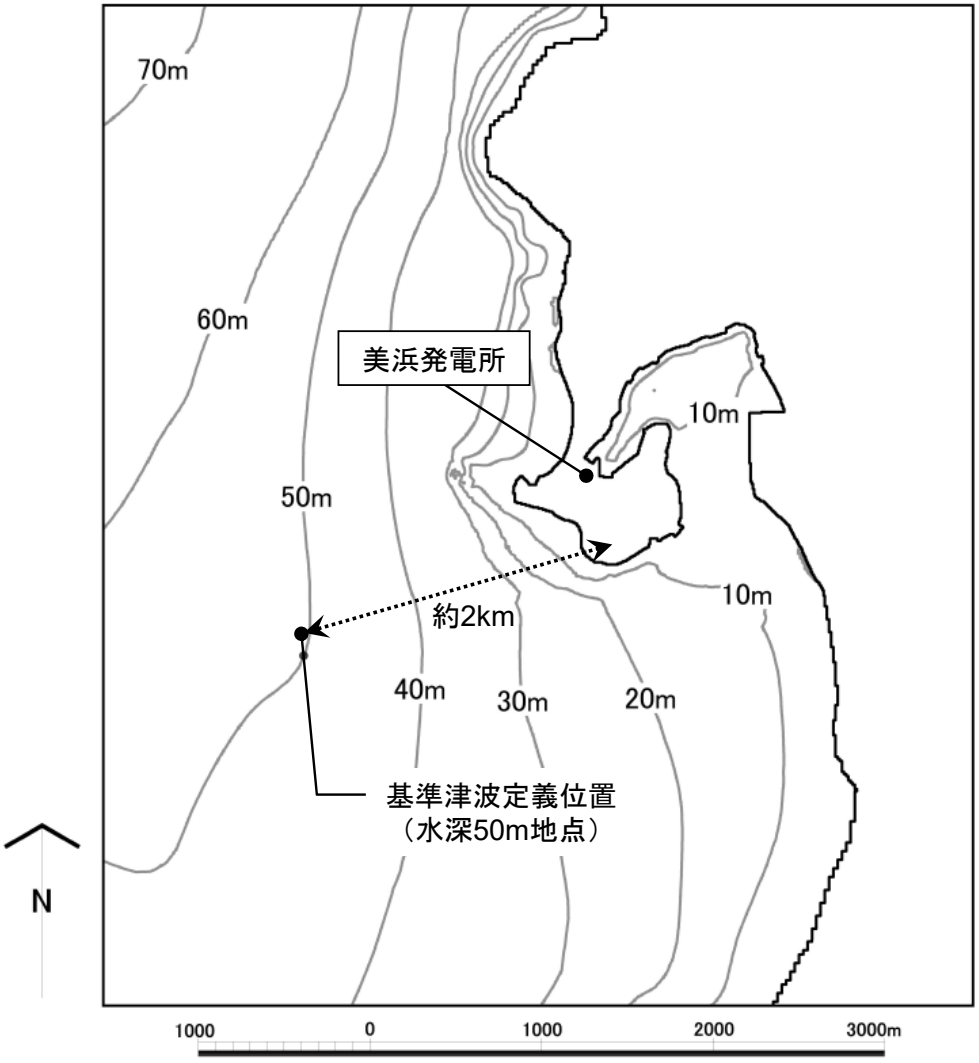


加速度（水平方向：$Ss\text{-}24_H$）

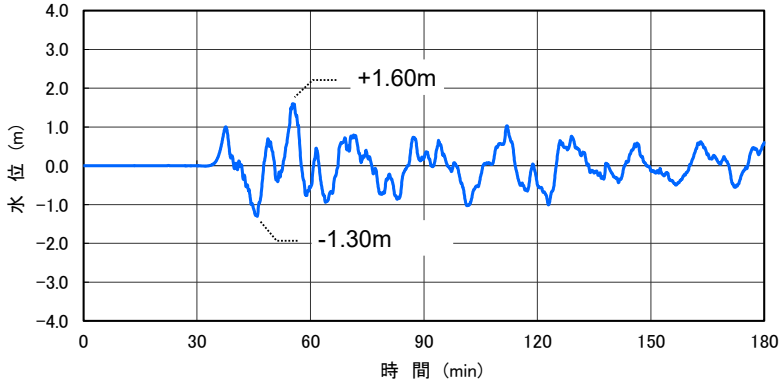


加速度（鉛直方向：$Ss\text{-}24_V$）

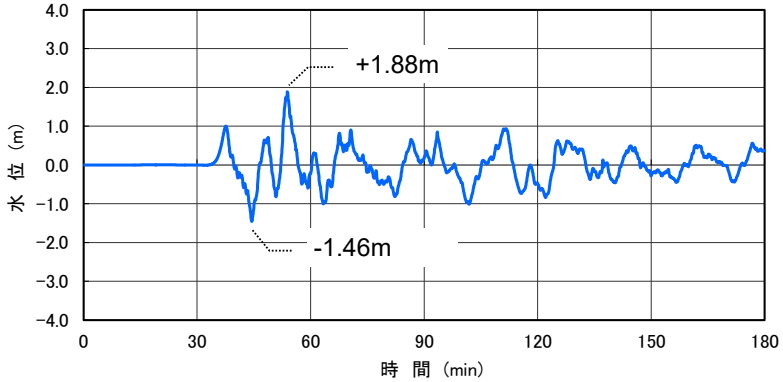
第 5.26 図　基準地震動 Ss-24 の時刻歴波形



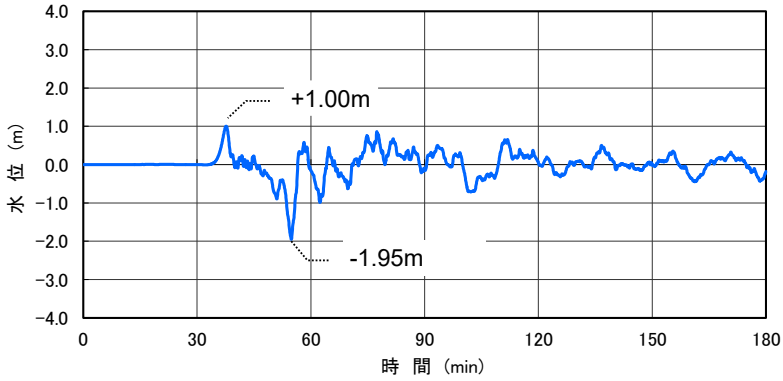
第5.27図　基準津波定義位置



基準津波１　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）を波源とする時刻歴波形

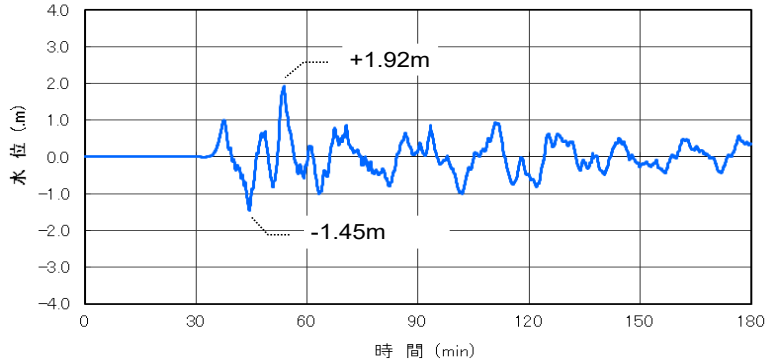


基準津波２　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）を波源とする時刻歴波形

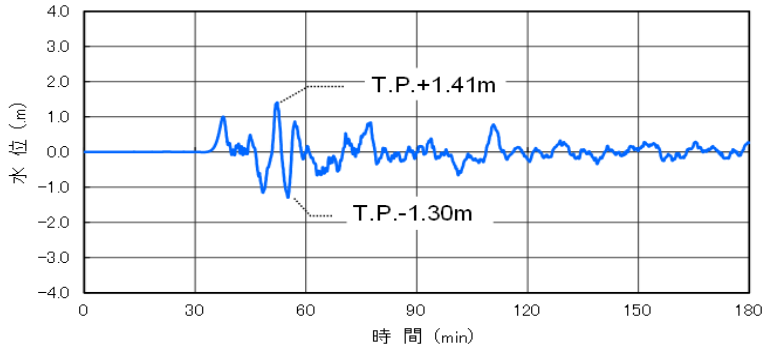


基準津波３　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）を波源とする時刻歴波形

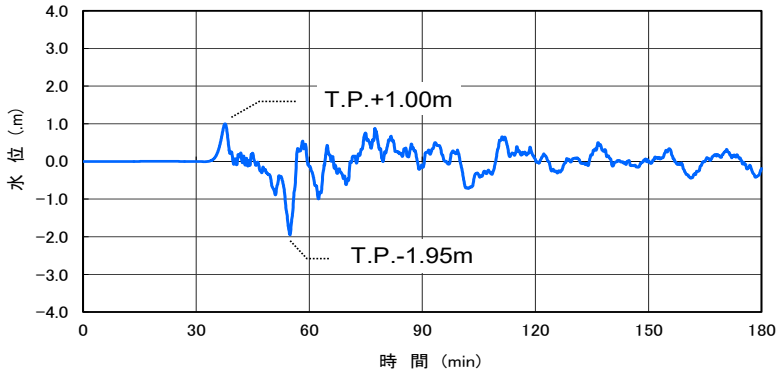
第 5.28 図(1/2)　基準津波の時刻歴波形



基準津波４　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）を波源とする時刻歴波形

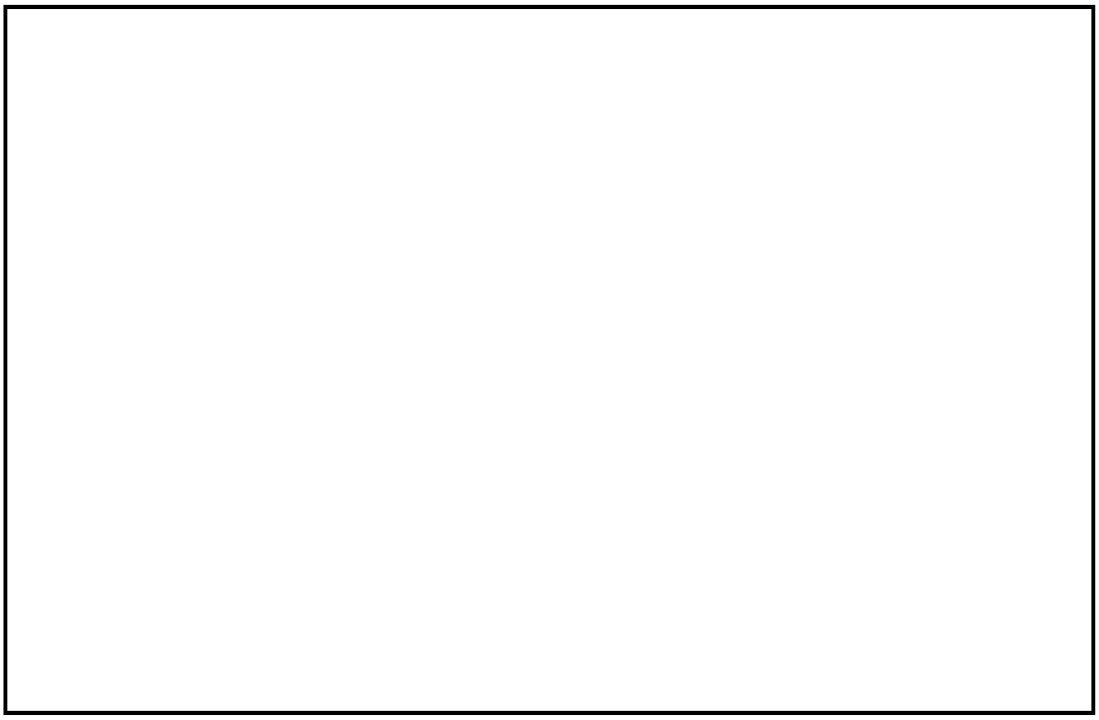


基準津波５　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）を波源とする時刻歴波形

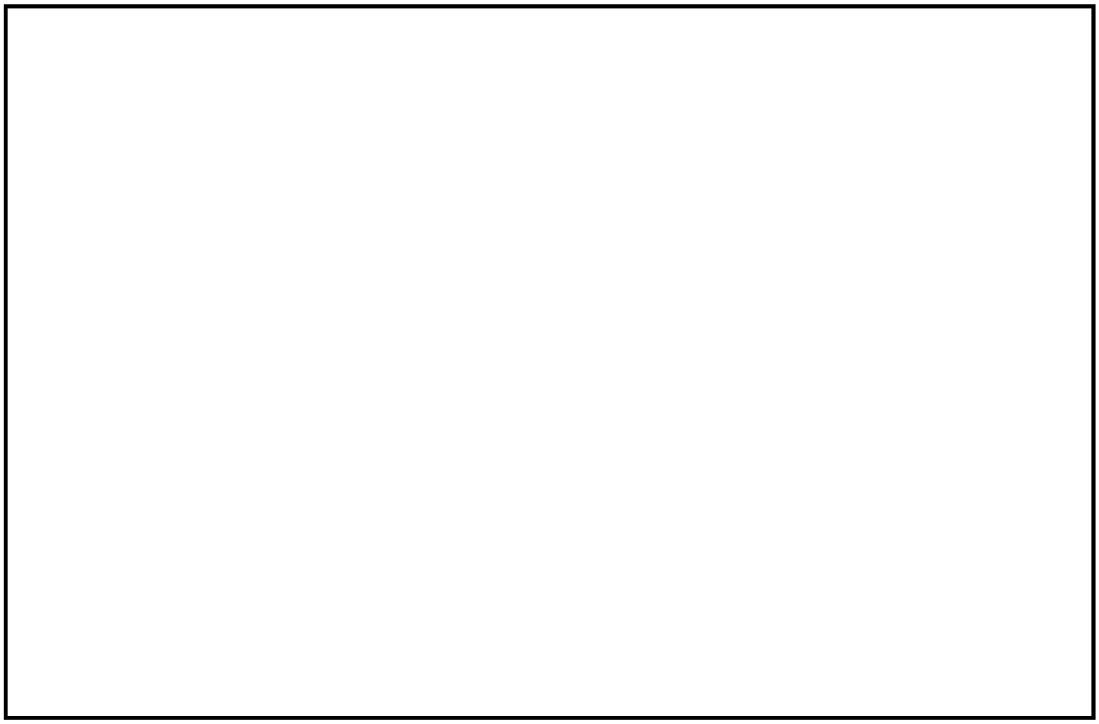


基準津波６　若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）を波源とする時刻歴波形

第5.28図(2/2)　基準津波の時刻歴波形



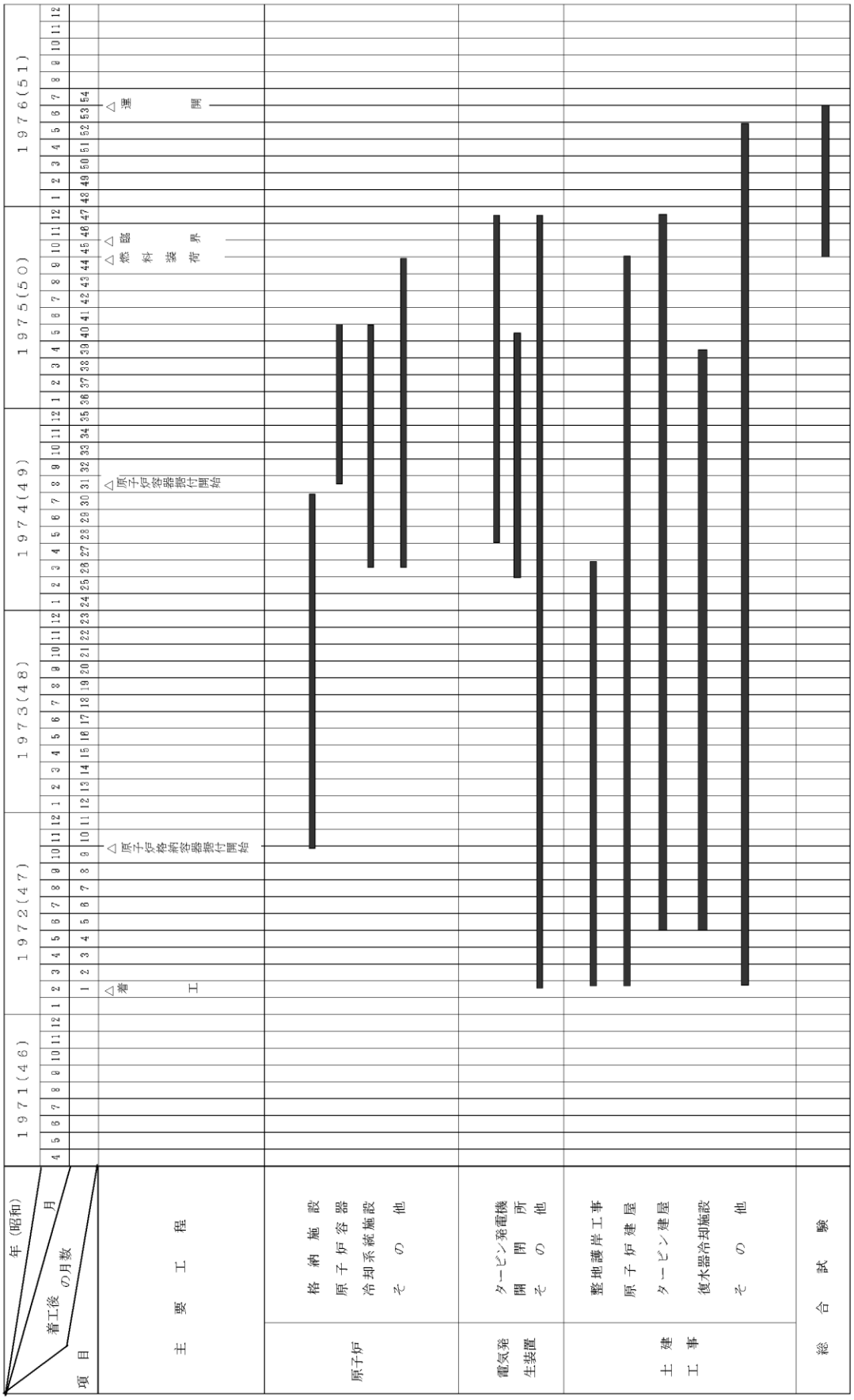
第 5.29 図　衝撃荷重曲線



第 5.30 図　衝撃荷重の入力面積

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

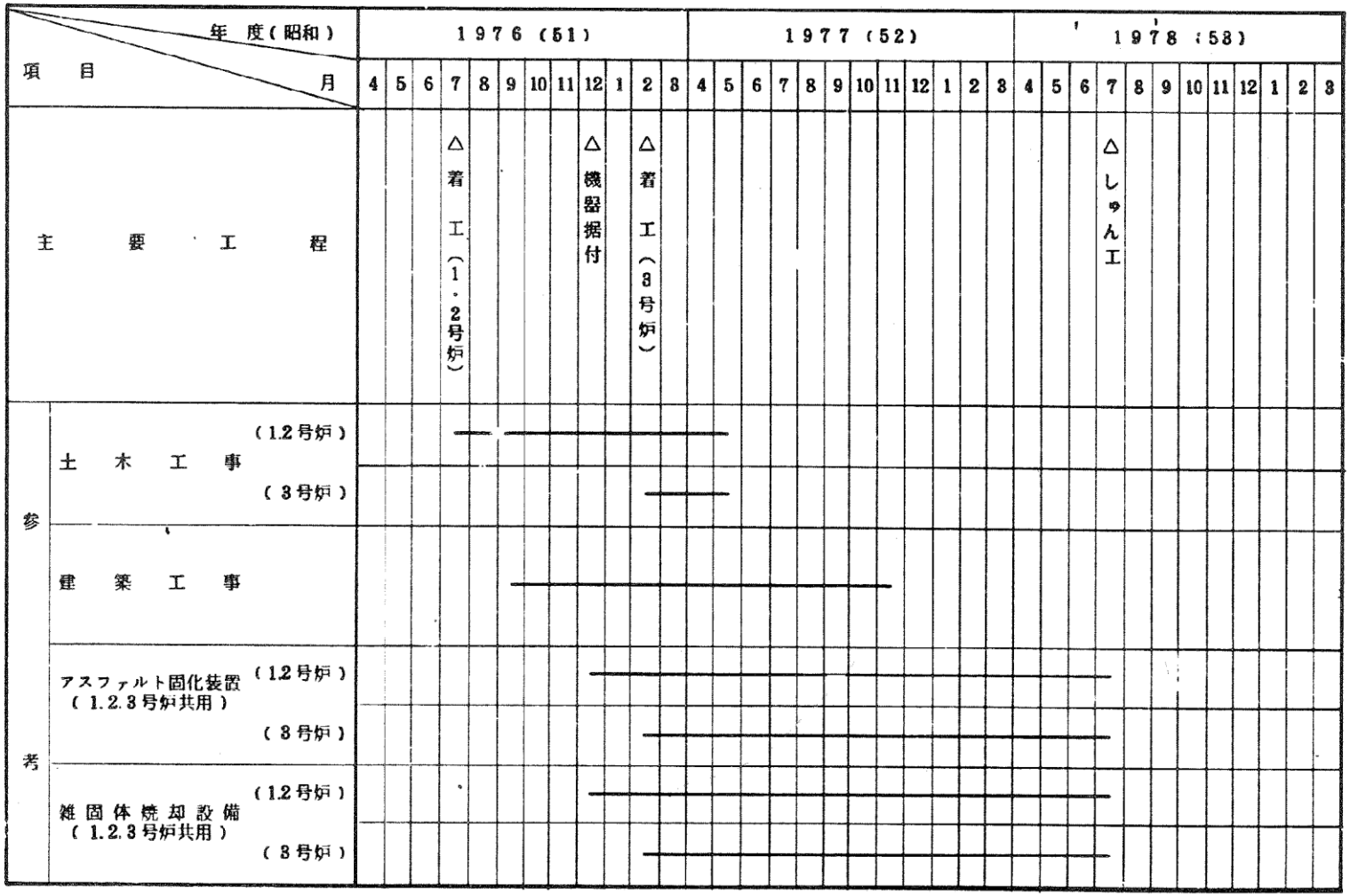
六、発電用原子炉施設の工事計画　　＜S47.3.13追加＞



<S51.5.4追加>

工事計画

項目		年度(昭和)	1976 (51)												1977 (52)												1978 (53)											
		月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
主要工程						△着工(1・2号炉)					△機器据付		△着工(3号炉)																	△しゅん工								
参考	土木工事	(1.2号炉)																																				
		(3号炉)																																				
	建築工事																																					
	アスファルト固化装置(1.2.3号炉共用)	(1.2号炉)																																				
		(3号炉)																																				
	雑固体焼却設備(1.2.3号炉共用)	(1.2号炉)																																				
		(3号炉)																																				

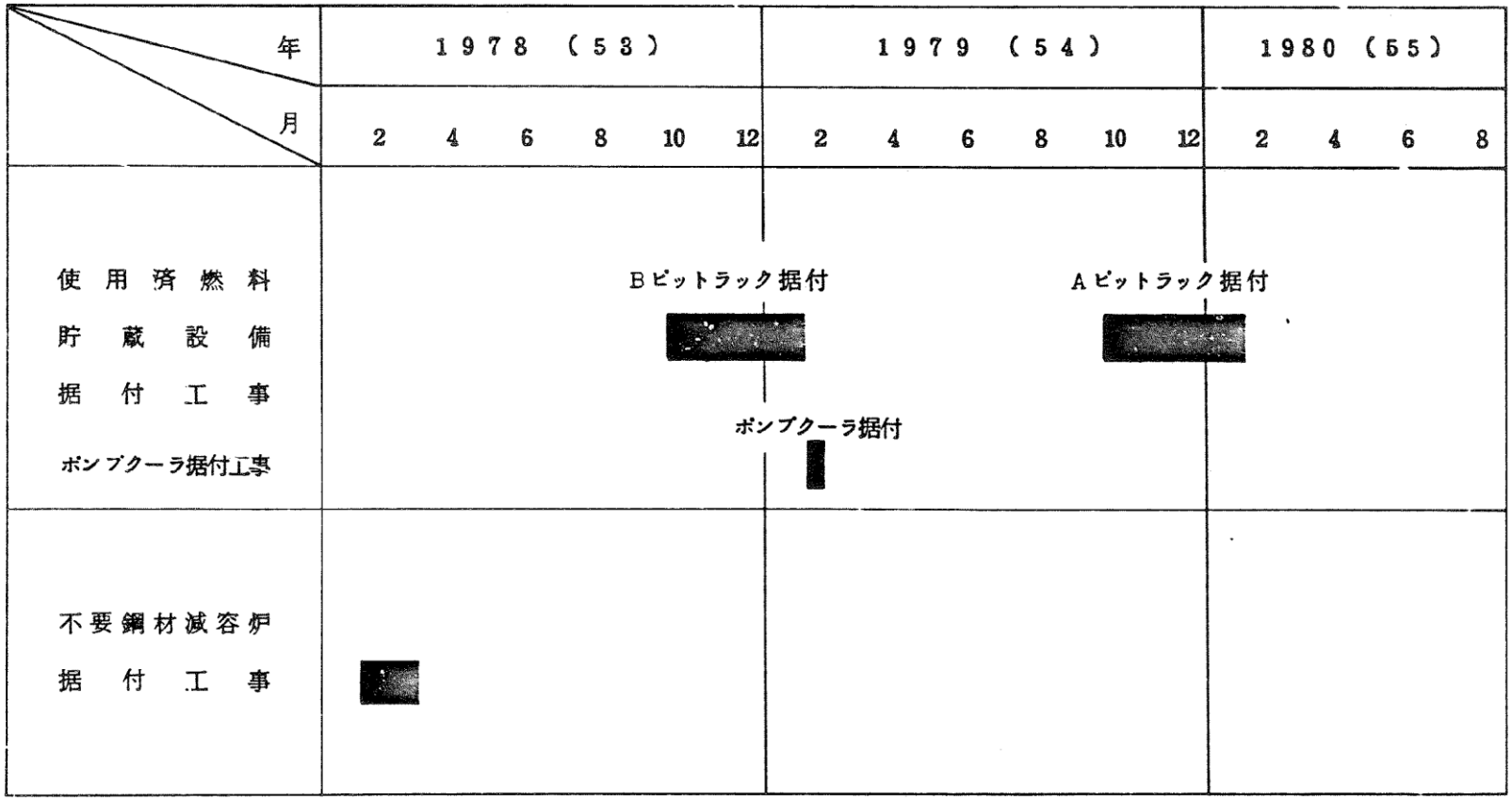


＜S51.8.10追加＞

工　事　計　画

年度（昭和）／月／項目	1976（51）		
	9	10	11
使用済燃料貯蔵設備据付工事	———		

工　事　計　画



<S53.5.23追加>

＜S53.9.2追加＞

工　事　計　画

年度(昭和) / 項目 / 月	1978(53)				1979 (54)											
	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
固体廃棄物貯蔵庫増設工事					━	━	━	━	━	━	━	━	━	━	━	━

＜S54.7.28追加＞

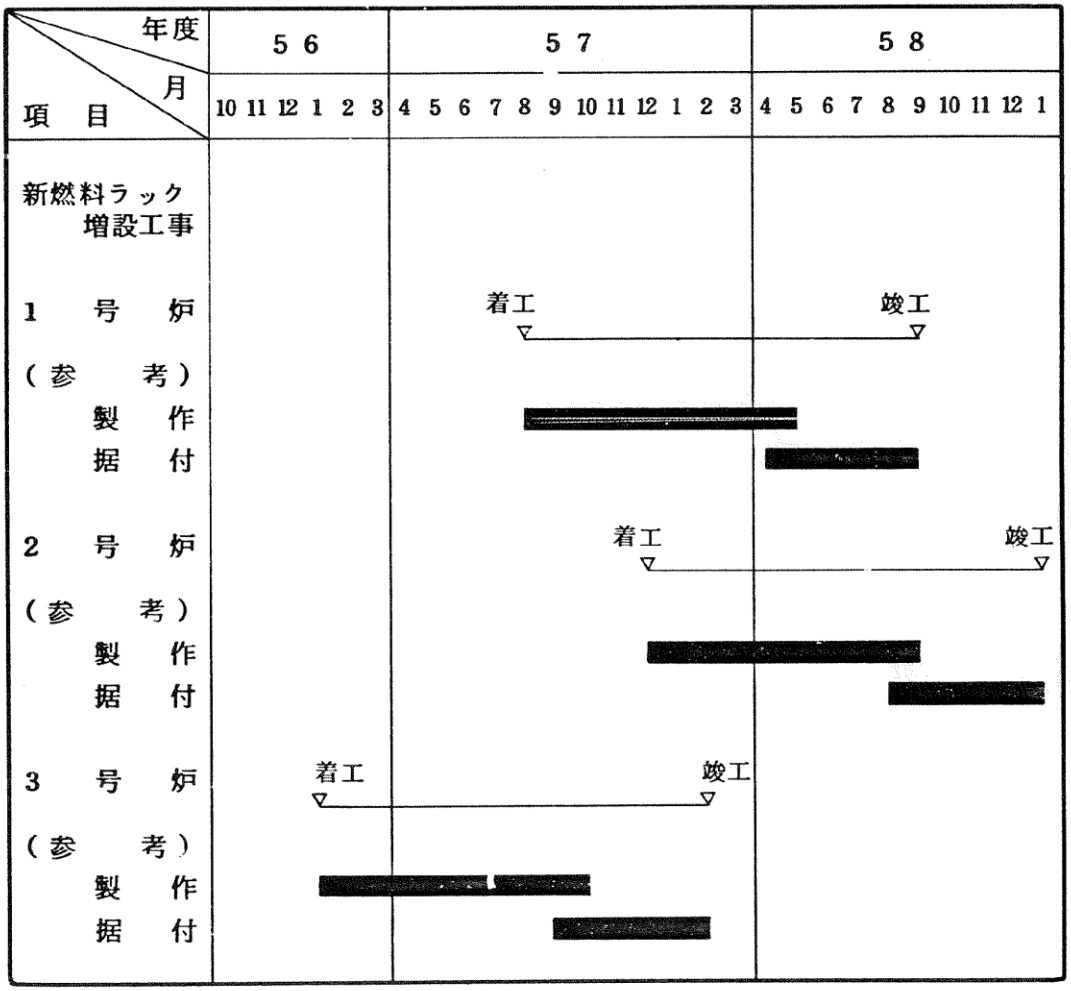
工　　事　　計　　画

1号、2号及び3号炉

年度 / 項目 / 月	54											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
非常用炉心冷却設備作動回路の変更工事					[redacted]							

＜S57.2.24追加＞

工　事　計　画



＜S57.9.24追加＞

工　　事　　計　　画

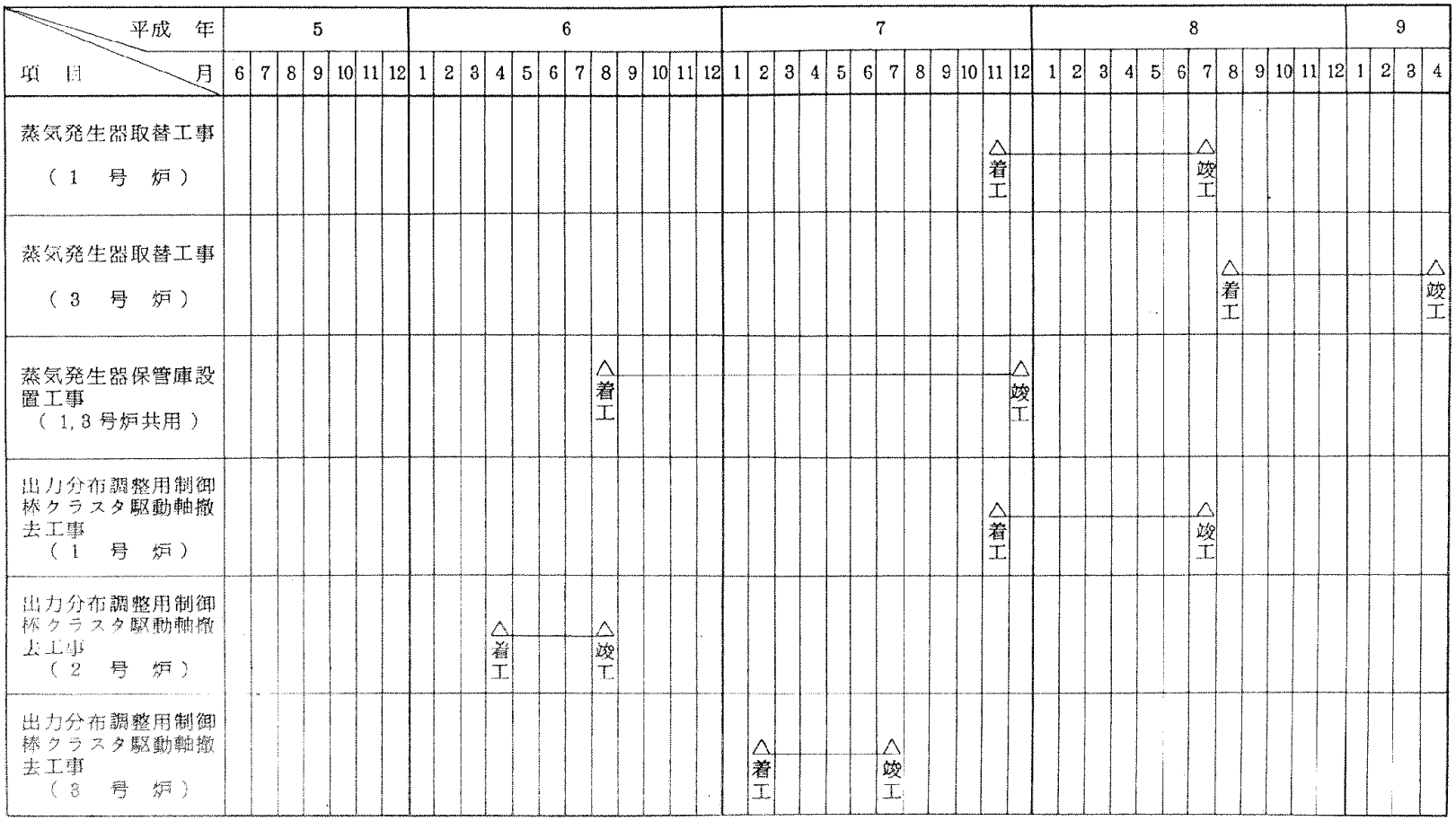
項目 ＼ 年度・月	57												58												59											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
使用済燃料輸送容器保管建屋設置工事							▽着工																													▽竣工

＜H2.9.17追加＞

工　　事　　計　　画

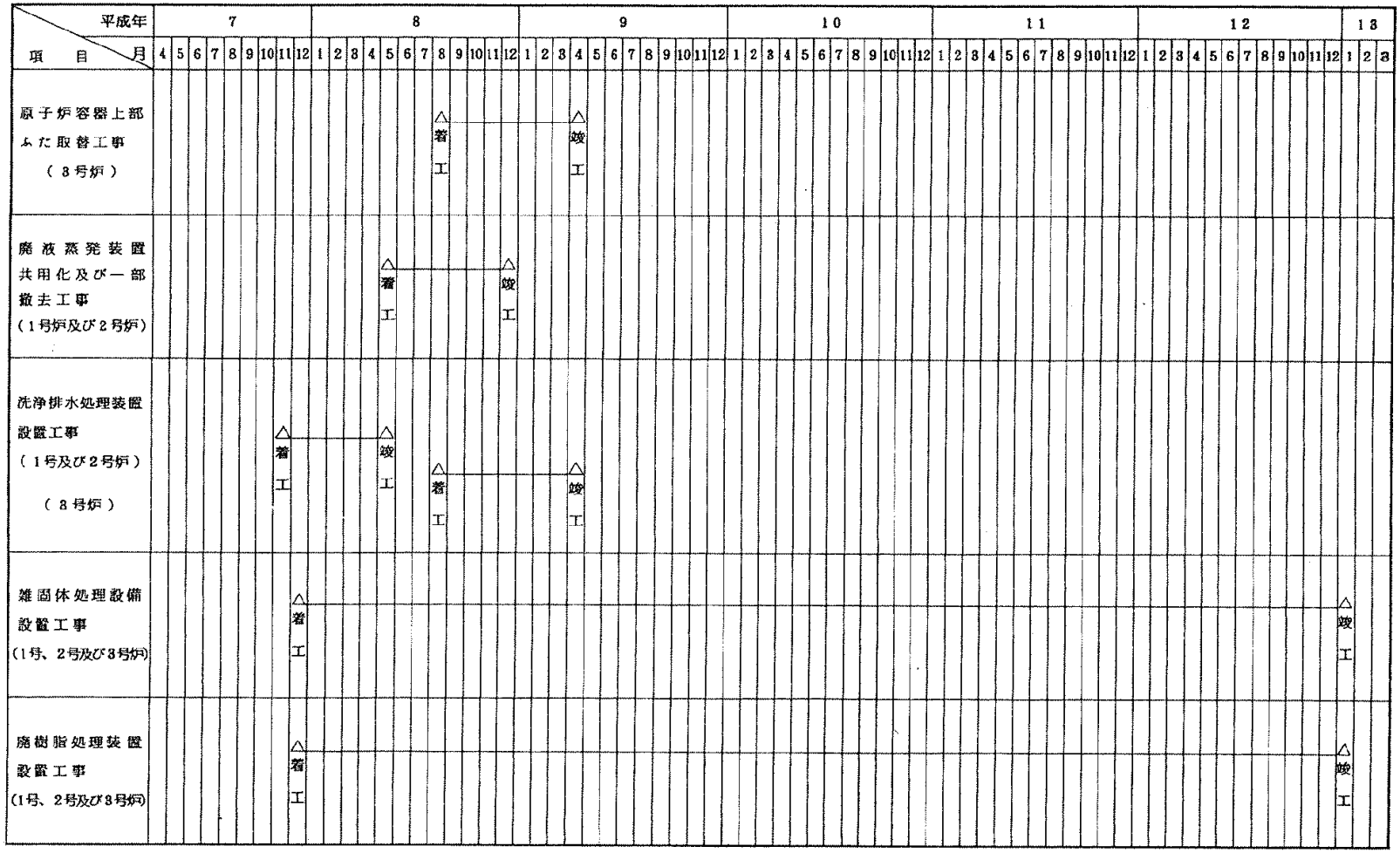
項目 ＼ 平成 年 月	2									3					
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
出力分布調整用制御棒クラスタ撤去工事 3　号　炉										△着工				△竣工	
不要鋼材減容炉撤去工事 1, 2, 3 号炉共用			△着工	△竣工											

工　事　計　画


平成　年
項　目　月
5 6 7 8 9 10 11 12
6 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
7 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
8 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
9 1 2 3 4
蒸気発生器取替工事（１　号　炉）
△着工
△竣工
蒸気発生器取替工事（３　号　炉）
△着工
△竣工
蒸気発生器保管庫設置工事（１,３号炉共用）
△着工
△竣工
出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸撤去工事（１　号　炉）
△着工
△竣工
出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸撤去工事（２　号　炉）
△着工
△竣工
出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸撤去工事（３　号　炉）
△着工
△竣工

<H6.3.9追加>

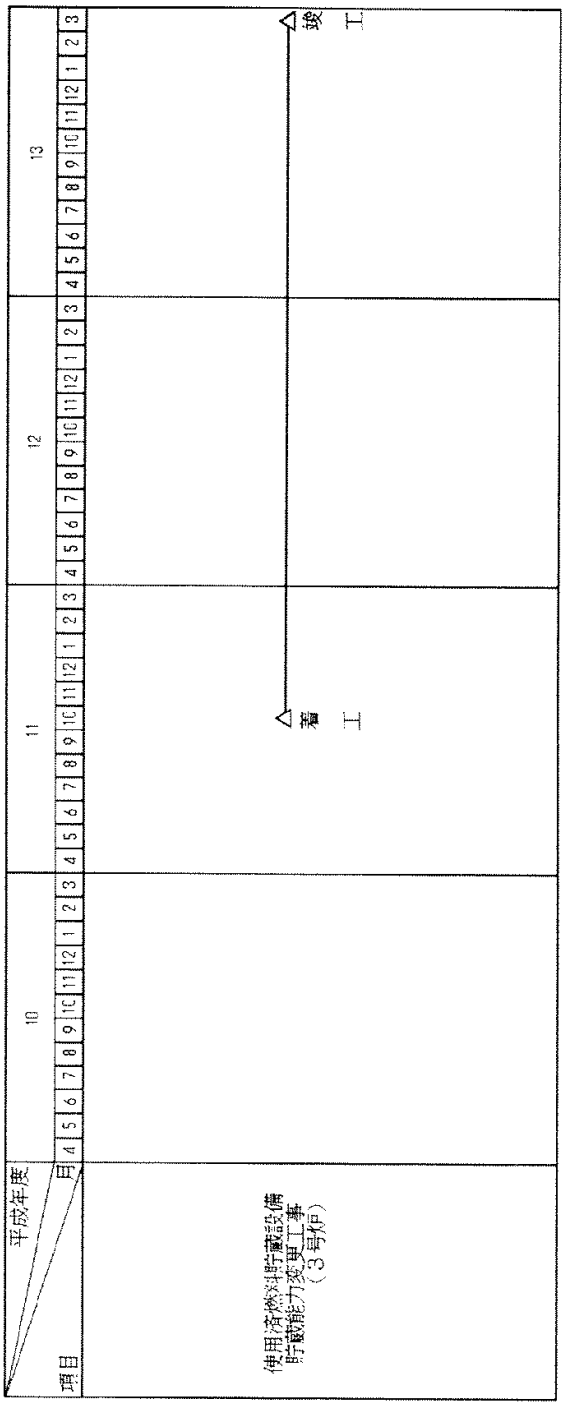
工　　事　　計　　画



<H7.7.31追加>

＜H10.11.10追加＞

工　事　計　画



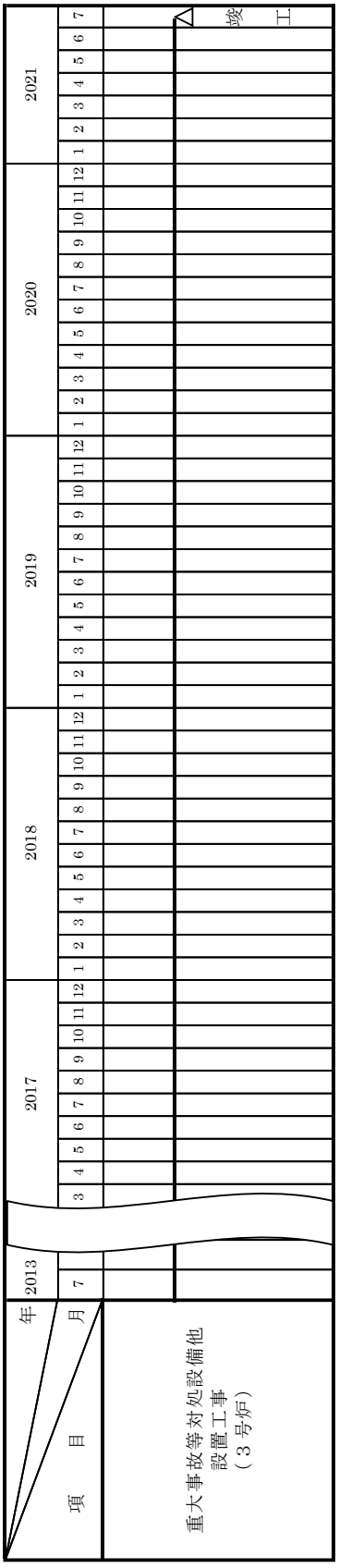
＜H21.8.13追加＞

工　事　計　画

項目	平成年月	24												25												26											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
蓄電池負荷 移設工事(3号炉)									△着工																			△竣工										

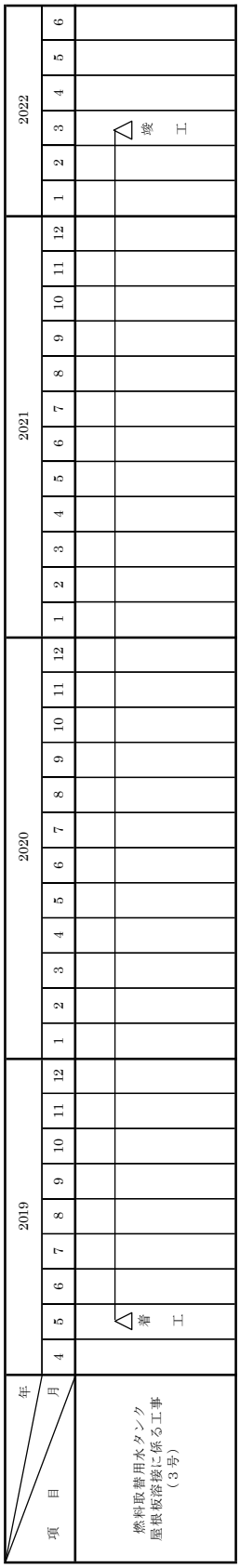
＜R3.5.21追加＞

工　事　計　画



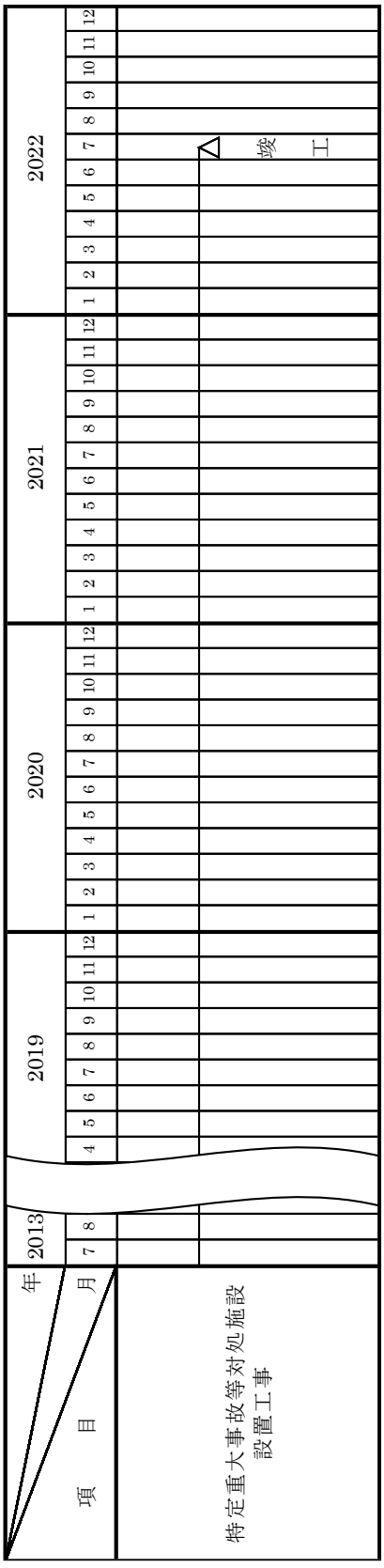
＜R3.7.9追加＞

工 事 計 画


年
月
項 目
2019
2020
2021
2022
4 5 6 7 8 9 10 11 12 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 1 2 3 4 5 6
燃料取替用水タンク
屋根板溶接に係る工事
（３号）
着 工
竣 工

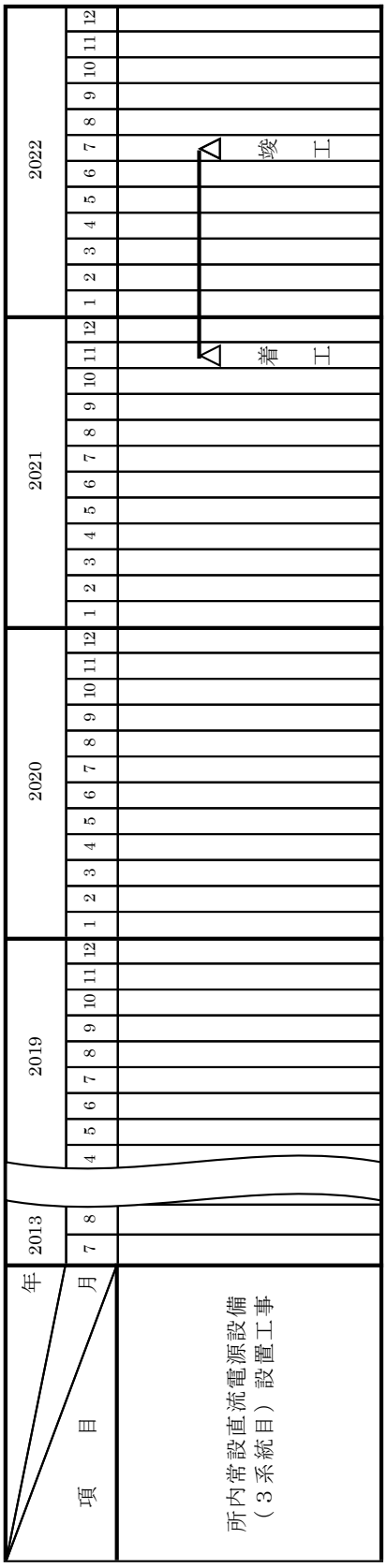
＜R4.6.17追加＞

工　事　計　画



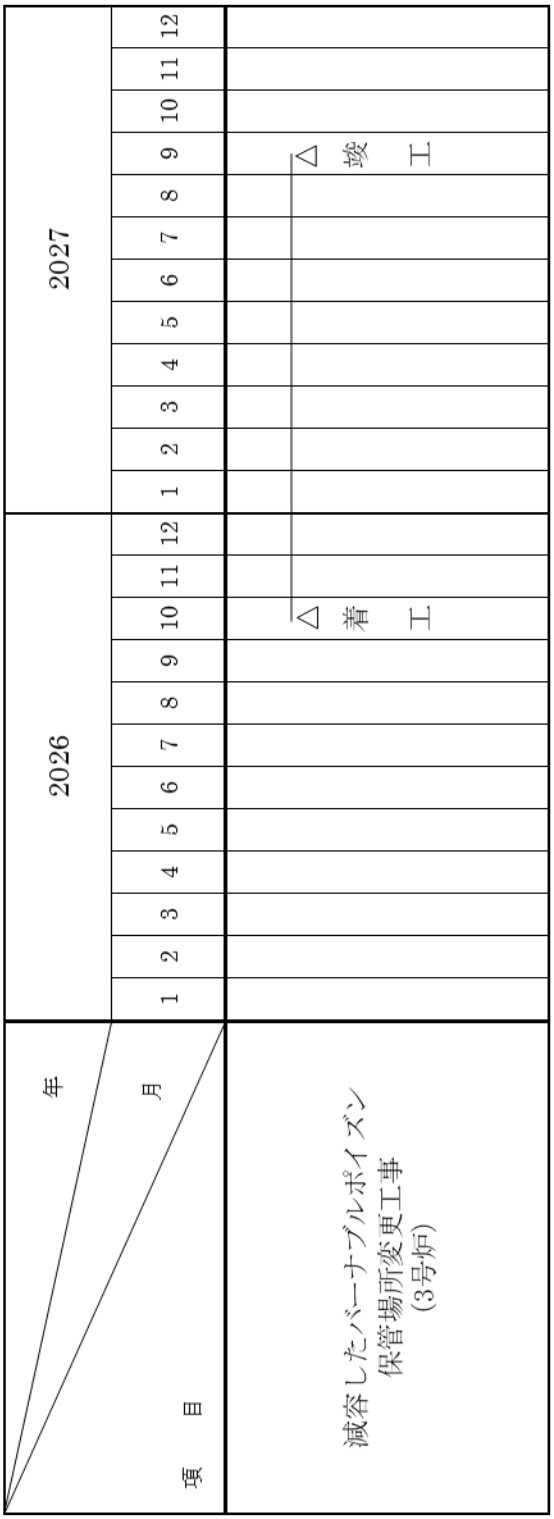
＜R4.6.17追加＞

工　事　計　画



＜R6.12.11 追加＞

工　事　計　画



<R7.6.4 追加>

工　事　計　画

項目 ＼ 年	2027												2028											
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
タービン動補助給水ポンプ取替工事（３号炉）								△着工						△竣工										

＜R7.10.29 追加＞

工　事　計　画

項目＼年	2026	2027	2028	2029	2030以降
3号炉の使用済燃料乾式貯蔵施設	△ 着工				2030年頃 △ 貯蔵開始 （1基目）

七、発電用原子炉に燃料として使用する核燃料物質の種類及びその年間予定使用量

イ．種　類

二酸化ウラン焼結ペレット（一部ガドリニアを含む）

ロ．年間予定使用量

現在予定している燃料取替方式では年間平均約14tである。

ただし、次の条件を仮定している。

設備利用率　80%

取替燃料集合体平均燃焼度　約49,000MWd/t

（ウラン235濃縮度　約4.6wt%）

八、使用済燃料の処分の方法

使用済燃料は、原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施及び廃炉の推進に関する法律（以下「再処理法」という。）に基づく再処理等拠出金の納付先である使用済燃料再処理・廃炉推進機構から受託した、原子炉等規制法に基づく指定を受けた国内再処理事業者において再処理を行うことを原則とする。

再処理法に基づき使用済燃料再処理・廃炉推進機構に使用済燃料再処理等積立金が引き渡されるまでの間又は再処理等拠出金を納付するまでの間は、当該積立金又は再処理等拠出金に係る使用済燃料を適切に貯蔵・管理する。

また、使用済燃料再処理等積立金が引き渡され又は再処理等拠出金を納付した後であっても、再処理事業者に引き渡されるまでの間は、脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律により改正される前の原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律に基づく拠出金を納付したものも含め、使用済燃料を適切に貯蔵・管理する。

海外において再処理が行われる場合は、再処理法の下で我が国が原子力の平和利用に関する協力のための協定を締結している国の再処理事業者において実施することとする。

海外再処理によって得られるプルトニウムは国内に持ち帰ることとする。

また、再処理によって得られるプルトニウムを海外に移転しようとするときは、政府の承認を受けることとする。

ただし、上記以外の取り扱いを必要とする使用済燃料が生じた場合には、平成１３年６月２２日付けで許可を受けた記載を適用する。

九、発電用原子炉施設における放射線の管理に関する事項

イ．核燃料物質及び核燃料物質によって汚染された物による放射線被ばくの管理の方法

（１）放射線防護に関する基本方針・具体的方法

放射線の被ばく管理及び放射性廃棄物の廃棄に当たっては、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）及び「労働安全衛生法」を遵守し、本発電所に起因する放射線被ばくから周辺監視区域外の公衆並びに放射線業務従事者及び一時立入者（以下「放射線業務従事者等」という。）を防護するため十分な放射線防護対策を講じる。

さらに、発電所周辺の一般公衆に対する線量については、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」（以下「線量目標値に関する指針」という。）に基づき、合理的に達成できる限り低くすることとする。

具体的方法については、以下のとおりとする。

(i) 本発電所に係る放射線被ばくを合理的に達成できる限り低減する方針で、遮蔽設備、換気設備、放射線管理施設及び放射性廃棄物廃棄施設を設計し、運用する。

(ii) 放射線被ばくを合理的に達成できる限り低くするために、管理区域を設定して立ち入りの制限を行い、外部放射線に係る線量当量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を監視する。

(iii) 放射線業務従事者に対しては、線量を測定評価し線量の低減に努める。

(iv) 管理区域の外側には、周辺監視区域を設定して、人の立ち入りを制限する。

(v) 気体及び液体廃棄物の放出については、放出管理目標値を定め、これを超えないように努める。

なお、発電用原子炉施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による敷地境界外の空間放射線量率が十

分に低減できるものとする。

（２）管理区域及び周辺監視区域の設定

(i) 管理区域

炉室、使用済燃料の貯蔵施設、放射性廃棄物の廃棄施設等の場所であって、その場所における外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度又は放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が、「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」（以下「線量限度等を定める告示」という。）に定められた値を超えるか又は超えるおそれのある区域は、すべて管理区域とする。

(ii) 周辺監視区域

外部放射線に係る線量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度が、「線量限度等を定める告示」に定められた値を超えるおそれのある区域を周辺監視区域とする。

実際には管理上の便宜も考慮して周辺監視区域境界を設定する。

（３）管理区域内の管理

(i) 管理区域については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（以下「実用炉規則」という。）に基づき、次の措置を講じる。

a. 壁、柵等の区画物によって区画するほか、標識を設けることによって明らかに他の場所と区別し、かつ、放射線等の危険性の程度に応じて人の立入制限、鍵の管理等の措置を講じる。

b. 放射性物質を経口摂取するおそれのある場所での飲食及び喫煙を禁止する。

c. 床、壁その他人の触れるおそれのある物であって放射性物質によって汚染されたものの表面の放射性物質の密度が、「線量限度等を定める告示」に定める表面密度限度を超えないようにする。

d. 管理区域から人が退去し、又は物品を持ち出そうとする場合には、その者の身体及び衣服、履物等身体に着用している物並びにその持ち出そうとする物品（その物品を容器に入れ又は包装した

場合には、その容器又は包装）の表面の放射性物質の密度が「イ．（３）(i) c．」の表面密度限度の十分の一を超えないようにする。

(ii) 管理区域内は、場所により外部放射線に係る線量当量率、放射線業務従事者等の立入頻度等に差異があるため、これらのことを考慮して以下に述べるように適切な管理を行う。

a. 放射線業務従事者等を不必要な外部被ばくから防護するため、遮蔽を維持管理する。

b. 放射線業務従事者等を放射性物質での汚染による被ばくから防護するため、換気設備を維持管理する。

c. 管理区域は、外部放射線に係る線量に起因する管理区域と、空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度に起因する管理区域とに区分し、段階的な出入管理を行うことにより管理区域へ立ち入る者の被ばく管理等が容易かつ確実に行えるようにする。

d. 放射線業務従事者等の線量の管理が、容易かつ確実に行えるようにするため、プロセスモニタリング設備、エリアモニタリング設備、放射線サーベイ設備等により、管理区域の外部放射線に係る線量当量率等の状況を把握する。

（４）周辺監視区域内の管理

周辺監視区域については、「実用炉規則」に基づき、人の居住を禁止し、境界に柵又は標識を設ける等の方法により、周辺監視区域に業務上立ち入る者以外の者の立ち入りを制限する。

周辺監視区域の外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度及び表面の放射性物質の密度は、「線量限度等を定める告示」に定める値以下に保つ。

具体的には、管理区域内に遮蔽設備を設けること等により、管理区域の外側における外部放射線に係る線量が、3 月間につき 1.3mSv 以下になるように管理する。

また、空気中及び水中の放射性物質については、管理区域との境界を壁等によって区画するとともに、管理区域内の放射性物質の濃度の

高い空気及び水が、容易に流出することのないよう換気系統及び排水系統を管理する。

表面の放射性物質の密度については、人及び物品の出入管理を十分に行う。

（５）個人被ばく管理

放射線業務従事者の個人管理は、線量を測定・評価するとともに定期的及び必要に応じて健康診断を実施し、身体的状態を把握することによって行う。

なお、放射線業務従事者以外の者で管理区域に一時的に立ち入る者には、必要に応じて外部被ばく及び内部被ばくによる線量の測定を行う。

（６）放射性廃棄物の放出管理

気体及び液体廃棄物の放出に当たっては、周辺監視区域外の空気中及び水中の放射性物質の濃度が「線量限度等を定める告示」に定める値を超えないように厳重な管理を行う。さらに、「線量目標値に関する指針」に基づき、発電所から放出される放射性物質について放出管理の目標値を定め、「発電用軽水型原子炉施設における放出放射性物質の測定に関する指針」に基づく測定を行い、これを超えないように努める。

(i) 気体廃棄物

平常運転時に気体廃棄物を放出する場合は、排気中の放射性物質の濃度を排気筒ガスモニタによって常に監視する。

(ii) 液体廃棄物

平常運転時に液体廃棄物を放出する場合には、あらかじめタンクにおいてサンプリングし、放射性物質の濃度を測定する。

また、液体廃棄物中の放射性物質の濃度は、液体廃棄物処理設備排水モニタによって常に監視する。

（７）周辺監視区域境界及び周辺地域の放射線監視

前項で述べたように、放射性廃棄物の放出にあたっては、厳重な管理を行うが、異常がないことを確認するため、周辺監視区域境界付近及び周辺地域の放射線監視を行う。

(i) 空間放射線量等の監視

空間放射線量及び空間放射線量率について、測定頻度及び測定点を定めて監視を行う。

なお、モニタリングポスト及びモニタリングステーションによる空間放射線量率の測定は、中央制御室で監視する。

(ii) 環境試料の放射能監視

周辺環境試料について、種類、頻度、測定核種を定めて放射能監視を行う。

(iii) 異常時における測定

放射性廃棄物の放出は、排気筒ガスモニタ及び液体廃棄物処理設備排水モニタにより常に監視し、その指示に万一異常があれば適切な措置をとるものとする。

万一異常放出があった場合及び必要に応じ、モニタリングポスト及びモニタリングステーションにより測定するほか、移動式放射能測定装置（モニタ車）により緊急時対策所又は中央制御室と連絡を取りつつ敷地周辺の放射能測定を行い、その範囲、程度等の推定を迅速かつ確実に行う。

ロ．放射性廃棄物の廃棄に関する事項

（１）放射性廃棄物処理の基本的考え方

放射性廃棄物廃棄施設の設計及び管理に際しては、「実用炉規則」を遵守するとともに、「線量目標値に関する指針」の考え方に基づくものとする。

（２）気体廃棄物の発生源及び放出管理目標値

気体廃棄物の主なものは、ガス減衰タンクの排気、原子炉格納容器換気空気、原子炉補助建屋の換気空気等である。

放射性希ガス（以下「希ガス」という。）及び放射性よう素（以下「よう素」という。）の放出管理目標値を「線量目標値に関する指針」に基づき、以下のように設定する。

気体廃棄物として放出される希ガス及びよう素の年間放出量は、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下「線量目標値に対する評価指針」という。）に基づき、以下により計算する。

(i) ガス減衰タンクから放出される希ガス

ガス減衰タンクから放出される希ガスの放出量は、1 次冷却材中の放射性物質の濃度、ほう酸回収装置で処理される 1 次冷却材抽出水量、ガス減衰タンクの保持時間等を考慮して計算する。

(ii) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、原子炉格納容器内 1 次冷却材の漏えい率、原子炉格納容器内で漏えいした 1 次冷却材中の放射性物質が空気中に移行する割合等を考慮して計算する。

(iii) 原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素

原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、原子炉格納容器内 1 次冷却材の漏えい率、原子炉格納容器内で漏えいした 1 次冷却材中の放射性物質が空気中に移行する割合等を考慮して計算する。

(iv) 原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素

原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素の放出量は、原子炉補助建屋での 1 次冷却材の漏えい率、原子炉補助建屋で漏えいした 1 次冷却材中の放射性物質が空気中に移行する割合等を考慮して計算する。

(v) 定期検査時に放出されるよう素（Ｉ－131）

定期検査時に放出されるＩ－131 の放出量は、(ii)～(iv)で求められた放出量の 4 分の 1 が定期検査期間中に放出されるものとして計算する。

この年間放出量の計算結果から、気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）を次のように設定し、これを超えないように努める。

放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

2.1×10^{15}Bq/y（希ガス）

7.3×10^{10}Bq/y（よう素（Ｉ－131））

（３）液体廃棄物の発生源及び放出管理目標値

液体廃棄物の主なものは、１次冷却材抽出水、冷却材ドレン、機器ドレン、格納容器床ドレン、補助建屋床ドレン、薬品ドレン及び洗浄排水等である。

液体廃棄物は、ほう酸回収系、廃液処理系等で処理を行った後、再使用又は復水器冷却水等と混合、希釈して放水口から放出する。液体廃棄物を放出する場合には、放水口における水中の放射性物質の濃度が、「線量限度等を定める告示」に定める濃度限度以下になるようにする。

液体廃棄物の放出管理目標値を「線量目標値に関する指針」に基づき、以下のように設定する。

平常運転時に発生する液体廃棄物中の放射性物質量は、先行炉の運転実績等を踏まえた発生廃液量及び放射性物質濃度から求める。年間放出量については、上記の値を基礎に、液体廃棄物処理系の性能（処理容量、除染係数等）、処理水の運用方法等を考慮して計算する。

液体廃棄物による実効線量評価を行う際には、液体廃棄物処理設備運用の変動を考慮して設定した年間放出量に基づき実効線量の計算を行う。

この結果から、液体廃棄物の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）を次のように設定し、これを超えないように努める。

放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

1.1×10^{11}Bq/y（トリチウムを除く）

（４）固体廃棄物の保管管理

固体廃棄物の主なものは、廃液蒸発装置の濃縮廃液、雑固体廃棄物（ウエス、金属、機材、使用済フィルタ等）及びイオン交換器廃樹脂がある。

上記のほか、使用済制御棒等の放射化された機器が発生することがある。これらは、使用済燃料ピットラック又は使用済燃料乾式貯蔵容器に貯蔵し、放射能の減衰を図ることとする。

ドラム詰め、こん包等の措置を講じた固体廃棄物は、固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

また、１号炉、２号炉及び３号炉の取り外した蒸気発生器等、１号炉、２号炉及び３号炉の取り外した原子炉容器上部ふた等、３号炉の取り外した炉内構造物等、並びに３号炉の減容したバーナブルポイズンは、蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。

イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図る。

固体廃棄物貯蔵庫及び蒸気発生器保管庫は管理区域とし、定期的に周辺の放射線サーベイ等を行い厳重に管理する。

ハ．周辺監視区域の外における実効線量の算定の条件及び結果

「線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガスのγ線、液体廃棄物中に含まれる放射性物質（よう素を除く。）並びに気体廃棄物中及び液体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量を、「線量目標値に対する評価指針」及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価する。

（１）線量の評価条件

(i) 気体廃棄物中の希ガスのγ線に起因する実効線量

a. 年間放出量及びγ線実効エネルギー

(a) ガス減衰タンクからの排気

希ガスの年間放出量及びγ線実効エネルギーは、それぞれ 3.1×10^{14}Bq/y 及び 3.6×10^{-2}MeV/dis（１号炉）、4.4×10^{14}Bq/y 及び 3.6×10^{-2}MeV/dis（２号炉）並びに 8.2×10^{14}Bq/y 及び 3.7×10^{-2}MeV/dis（３号炉）とする。

(b) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

希ガスの年間放出量及びγ線実効エネルギーは、それぞれ 3.9×10^{13}Bq/y 及び 4.5×10^{-2}MeV/dis（１号炉）、4.9×10^{13}Bq/y 及び 4.5×10^{-2}MeV/dis（２号炉）並びに 5.0×10^{13}Bq/y 及び 4.5×10^{-2}MeV/dis（３号炉）とする。

(c) 原子炉格納容器減圧時の排気

希ガスの年間放出量及びγ線実効エネルギーは、それぞれ 8.6×10^{12}Bq/y 及び 4.6×10^{-2}MeV/dis（１号炉）、1.1×10^{13}Bq/y 及び 4.6×10^{-2}MeV/dis（２号炉）並びに 6.5×10^{12}Bq/y 及び 4.6×10^{-2}MeV/dis（３号炉）とする。

(d) 原子炉補助建屋の換気

希ガスの年間放出量及びγ線実効エネルギーは、それぞれ 1.3×10^{14}Bq/y 及び 8.9×10^{-2}MeV/dis（１号炉）、1.6×10^{14}Bq/y 及び 8.8×10^{-2}MeV/dis（２号炉）並びに 1.7×10^{14}Bq/y 及び 9.1×10^{-2}MeV/dis（３号炉）とする。

b. 気象条件

気象条件は、現地における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの観測による実測値を使用する。

c. 計算地点

実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、２号原子炉を中心として 16 方位に分割したうちの陸側 10 方位の敷地境界外について行い、希ガスのγ線による実効線量が最大となる地点での線量を求める。

(ii) 液体廃棄物中に含まれる放射性物質に起因する実効線量

a. 年間放出量

液体廃棄物の放出量はトリチウムを除き、１号、２号及び３号各炉 3.7×10^{10}Bq/y、トリチウムについては、１号及び２号各炉 3.7×10^{13}Bq/y、３号炉 5.6×10^{13}Bq/y とする。

b. 海水中における放射性物質の濃度

海水中の放射性物質の濃度は、１号炉及び２号炉並びに３号炉の放射性物質の年間放出量をそれぞれの年間の復水器冷却水等の量で除した放水口における濃度とする。

なお、年間の復水器冷却水等の量は、放水口（１号及び２号炉共用）において１号炉 5.25×10^{8}m^3/y、２号炉 9.18×10^{8}m^3/y、放水口（３号炉用）において 1.28×10^{9}m^3/y を用いる。

また、前面海域での拡散による希釈効果は考慮しない。

(iii) 気体廃棄物中に含まれるよう素に起因する実効線量

a. 年間放出量

(a) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気

よう素の年間放出量は、Ｉ－131 について 1.2×10^{9}Bq/y（１号炉）、1.7×10^{9}Bq/y（２号炉）及び 2.1×10^{9}Bq/y（３号炉）、Ｉ－133 について 1.2×10^{9}Bq/y（１号炉）、1.6×10^{9}Bq/y（２号炉）及び 1.9×10^{9}Bq/y（３号炉）とする。

(b) 原子炉格納容器減圧時の排気

よう素の年間放出量は、Ｉ－131 について 9.6×10^{9}Bq/y（１号炉）、1.4×10^{10}Bq/y（２号炉）及び 9.7×10^{9}Bq/y（３号炉）、

Ｉ－133 について 2.9×10^{9}Bq/y（１号炉）、3.9×10^{9}Bq/y（２号炉）及び 2.7×10^{9}Bq/y（３号炉）とする。

(c) 原子炉補助建屋の換気

よう素の年間放出量は、Ｉ－131 について 5.2×10^{9}Bq/y（１号炉）、7.3×10^{9}Bq/y（２号炉）及び 8.9×10^{9}Bq/y（３号炉）、Ｉ－133 について 9.5×10^{9}Bq/y（１号炉）、1.3×10^{10}Bq/y（２号炉）及び 1.5×10^{10}Bq/y（３号炉）とする。

(d) 定期検査時に放出されるよう素

よう素の年間放出量は、Ｉ－131 について 4.0×10^{9}Bq/y（１号炉）、5.6×10^{9}Bq/y（２号炉）及び 5.2×10^{9}Bq/y（３号炉）とする。

b. 気象条件

「ハ．（１）(i) b. 気象条件」と同じとする。

c. 計算地点

呼吸及び葉菜摂取による実効線量を求める場合には、２号原子炉を中心として 16 方位に分割したうちの陸側 10 方位の敷地境界外であって、年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

牛乳摂取による実効線量を求める場合には、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点とする。

（２）線量の評価結果

敷地境界外における１号炉、２号炉及び３号炉からの気体廃棄物中の希ガスのγ線に起因する実効線量、液体廃棄物中（よう素を除く。）に含まれる放射性物質に起因する実効線量及びよう素に起因する実効線量は、それぞれ年間約3.1μSv、年間約3.6μSv及び年間約1.2μSvとなり、合計は年間約7.9μSvである。

この値は、「線量目標値に関する指針」に示される線量目標値の年間50マイクロシーベルトを下回る。

なお、発電用原子炉施設の設計及び管理によって、通常運転時において原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による実効線量が、人の居住の可能性のある敷地境界外において年間50マイクロシーベル

トを下回るようにする。

十、発電用原子炉の炉心の著しい損傷その他の事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する事項

イ．運転時の異常な過渡変化

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

（１）基本方針

(i) 評価事象

本原子炉において評価する「運転時の異常な過渡変化」は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）に基づき、原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」（以下「ＭＳ」という。）に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、加圧水型である本原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

a. 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

(a) 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

(b) 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

(c) 制御棒の落下及び不整合

(d) 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

b. 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

(a) 原子炉冷却材流量の部分喪失

(b) 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

(c) 外部電源喪失

(d) 主給水流量喪失

(e) 蒸気負荷の異常な増加

(f) ２次冷却系の異常な減圧

(g) 蒸気発生器への過剰給水

c. 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

(a) 負荷の喪失

(b) 原子炉冷却材系の異常な減圧

(c) 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

(ii) 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

a. 最小限界熱流束比（以下「最小ＤＮＢＲ」という。）が許容限界値以上であること。

b. 燃料被覆管の機械的破損が生じないよう、燃料中心最高温度は燃料ペレットの溶融点未満であること。

c. 燃料エンタルピは許容限界値以下であること。

d. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.1 倍の圧力 18.88MPa[gage]以下であること。

(iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当たって考慮する主要なものを以下に示す。

a. ＭＳ－１

(a) 原子炉の緊急停止機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）

(b) 未臨界維持機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系

非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）

(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能

加圧器安全弁（開機能）

(d) 原子炉停止後の除熱機能

補助給水系

主蒸気安全弁

(e) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能

安全保護系

(f) 安全上特に重要な関連機能

非常用電源系

b. ＭＳ－３

(a) タービントリップ機能

タービントリップ

（２）解析条件

(i) 主要な解析条件

a. 初期定常運転条件

原子炉出力の初期値として、定格値（2,440MWt）に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差（定格値の±2%）を考慮した値を用いる。また、１次冷却材平均温度の初期値は、定格値（305.7℃）に定常運転時の誤差（±2.2℃）を考慮した値、原子炉圧力の初期値は、定格値（15.41MPa[gage]）に定常運転時の誤差（±0.21MPa）を考慮した値を用いる。

これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、ＤＮＢＲの評価では改良統計的熱設計手法を使用するため、初期定常運転状態の誤差の効果は最小ＤＮＢＲの許容限界値に含まれており、初期値として定格値を用いる。

b. 安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間を以下に示す。

出力領域中性子束高（高設定）

118%（定格出力値に対して）（応答時間 0.5 秒）

出力領域中性子束高（低設定）

35%（定格出力値に対して）（応答時間 0.5 秒）

過大温度ΔＴ高

１次冷却材平均温度等の関数（第 10.1 図参照）（応答時間 6.0 秒）

過大出力ΔＴ高

１次冷却材平均温度等の関数（第 10.1 図参照）（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力高

16.61MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

原子炉圧力低

12.83MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

１次冷却材流量低

87％（定格流量に対して）（応答時間 1.0 秒）

１次冷却材ポンプ電源電圧低

65％（定格値に対して）（応答時間 1.2 秒）

蒸気発生器水位異常低

狭域水位検出器下端水位（応答時間 2.0 秒）

タービントリップ

－（応答時間 1.0 秒）

工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を以下に示す。

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

11.66MPa[gage]（圧力）

水位検出器下端水位（水位）（応答時間 2.0 秒）

原子炉圧力異常低

10.97MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致

－（流量）

（主蒸気管破断で使用するが、この場合、主蒸気流量高は瞬時に発生するため、作動限界値は不要）

3.35MPa[gage]（圧力）（応答時間 2.0 秒）

原子炉格納容器圧力高

0.032MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

(b) 主蒸気ライン隔離信号

主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致

－（流量）

（主蒸気管破断で使用するが、この場合、主蒸気流量高は瞬時に発生するため、作動限界値は不要）

3.35MPa[gage]（圧力）（応答時間 2.0 秒）

(c) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器圧力異常高

0.140MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

c. 原子炉トリップ特性

原子炉のトリップの効果を期待する場合においては、トリップを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なトリップ遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。

トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度の添加は、第 10.2 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%挿入までの時間を 1.8 秒とする。

d. 反応度係数

減速材密度係数は、出力運転状態からの解析では、サイクル初期からサイクル末期を含み、0～0.37(Δk/k)/(g/cm^3)の範囲の値を使用し、ドップラ出力係数は第 10.3 図に示す値を用いる。

e. 解析期間

各事象の解析は、原則として事象が収束し、補助給水系又は主給水系による蒸気発生器保有水の確保、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御設備によるほう素の添加、さらには余熱除去系の作動により、支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行うものとする。

(ii) 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

a. 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

原子炉の起動時に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制

御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 原子炉出力の初期値は定格値の 10^{-13} とする。

(b) 初期温度条件は高温零出力状態の温度として、286.1℃とする。また、初期の実効増倍率は 1.0 とする。

(c) 反応度添加率は 8.6×10^{-4}(Δk/k)/s とする。

(d) 実効遅発中性子割合（βeff）は 0.75％を使用する。

(e) ドップラ係数は、燃料実効温度の関数として考慮し、絶対値が小さめの値とする。

(f) 減速材温度係数は 5.0×10^{-5}(Δk/k)/℃とする。

(g) 原子炉は、「出力領域中性子束高（低設定）」信号により自動停止するものとする。

(h) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピ解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値とする。

b. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第 10.3 図の下限の値とする。

(c) 制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率は 8.6×10^{-4}(Δk/k)/s とする。

(d) 原子炉は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号又は「過大温度 ΔＴ高」信号のトリップ限界値に達すると、自動停止するものとする。

(e) 燃料中心温度の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102％とし、最も厳しい解析結果をもたらす燃焼度を仮定する。

c. 制御棒の落下及び不整合

原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障等により、炉心に挿入されている制御棒クラスタの配置に異常が生じ、炉心内の出力分布が変化する制御棒クラスタの落下と不整合の事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第 10.3 図の下限の値とする。

(c) 添加される負の反応度は 2.5×10^{-3}Δk/k とし、瞬時に加わるものとする。

(d) 制御用制御棒クラスタは、自動制御運転である場合及び手動制御運転である場合の両方について解析する。

(e) 制御棒クラスタの落下後の核的エンタルピ上昇熱水路係数 ($F^N_{\Delta H}$)として、1.80 を使用する。

(f) 制御棒クラスタの不整合は、制御棒クラスタのバンクDが挿入限界に位置し、うち1本の制御棒クラスタが全引き抜き位置にあるものとする。

d. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

原子炉の起動時又は出力運転中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水され、1次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を想定する。

(a) プラント起動時の異常な希釈

a) 1次冷却材の体積は、加圧器等を除いた1次冷却系の有効体積(201m^3)を用いる。

b) 1次冷却系への純水補給最大流量は、1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量(81.8m^3/h)とする。

c) 1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水（ほう素濃度 2,600ppm）で満たされているものとする。

d) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

(b) 出力運転時の異常な希釈

a) 1次冷却材の体積は、プラント起動時と同様の有効体積を用いる。

b) 1次冷却系への純水補給最大流量は、充てん／高圧注入ポンプ3台運転時の全容量(37.5m^3/h)とする。

c) 初期ほう素濃度は1,900ppmとする。

d) 反応度停止余裕は0.0177Δk/kとする。

(iii) 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

a. 原子炉冷却材流量の部分喪失

原子炉の出力運転中に、1次冷却材を駆動する1次冷却材ポンプの故障等により、炉心の冷却材流量が減少する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第10.3図の上限の値とする。

(c) 原子炉の自動停止は、「1次冷却材流量低」信号によるものとする。

(d) 1次冷却材流量コーストダウン曲線の計算に使用する1次冷却材ポンプの慣性モーメントは、3,110kg･m^2を使用する。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

1次冷却材ポンプ1台が停止しており、原子炉が部分負荷で運転中に、ポンプ制御系の故障、誤操作等により停止中のポンプが起動され、停止ループ中の比較的低温の冷却材が炉心に注入されて反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は1ループ停止時の最大運転出力である40%とする。また、炉心冷却材平均温度の初期値は40%出力運転時の値とし、原子炉圧力の初期値は定格値とする。

(b) 停止している1次冷却材ポンプの起動に伴い、停止ループ中の流量は10秒で定格流量に達するものとする。

(c) 減速材密度係数は0.37(Δk/k)/(g/cm^3)とする。

(d) ドップラ出力係数は第 10.3 図の下限の値とする。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

c. 外部電源喪失

原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により外部電源が喪失する事象を想定する。

(a) 「イ．（２）(iii) d. 主給水流量喪失」及び「ロ．（２）(ii) b. 原子炉冷却材流量の喪失」解析と同様である。

d. 主給水流量喪失

原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、すべての蒸気発生器への給水が停止し、原子炉からの除熱能力が低下する事象を想定する。

(a) 初期値として原子炉出力は定格出力の 102%、加圧器保有水量は最大値（62%）、蒸気発生器水位は定格出力運転時設定水位とする。

(b) 事象発生後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。

(c) 原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、１次冷却材は、１次冷却材ポンプの停止後コーストダウンし、その後自然循環するものとする。

(d) 電動補助給水ポンプ 1 台が原子炉トリップ 60 秒後に自動起動し、3 基の蒸気発生器に合わせて 74m^3/h の流量で給水するものとする。タービン動補助給水ポンプによる補助給水は解析では無視する。

(e) タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作せず、主蒸気安全弁のみ動作するものとする。

(f) 以下の 2 ケースに分けて解析を実施する。

a) 原子炉圧力の評価では、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値はそれぞれ最高温度及び最低圧力とし、加圧器ス

プレイ及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。

b) 加圧器水位の評価では、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値はそれぞれ最低温度及び最高圧力とし、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。

e. 蒸気負荷の異常な増加

原子炉の出力運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 以下の4ケースに分けて解析する。

ケースA：手動運転・サイクル初期

ケースB：手動運転・サイクル末期

ケースC：自動運転・サイクル初期

ケースD：自動運転・サイクル末期

(c) 減速材密度係数はサイクル初期では $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$とし、サイクル末期では $0.37(\Delta k/k)/(g/cm^3)$とする。

(d) ドップラ出力係数は第10.3図の下限の値とする。

(e) 原子炉を定格出力で運転中に、蒸気流量が10%急増するものとする。

f. 2次冷却系の異常な減圧

原子炉の高温停止中に、タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等の2次冷却系の弁が誤開放し、1次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。

(a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は $0.0177\Delta k/k$ とする。1次冷却材中のほう素濃度は0ppmを仮定する。

(b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第10.4図に示すよう

に密度の関数として与える。

(c) 1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ286.1℃及び15.41MPa[gage]とする。

(d) タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等2次冷却系の弁のうち、最大容量を持った弁が1個全開するものとする。

蒸気の放出量は、7.48MPa[gage]にて403t/hとする。

(e) 炉心反応度の評価では、1台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度20,000ppmのほう酸水を1次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原子炉圧力の評価では、2台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

また、ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、充てん／高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び1次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(f) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(g) 外部電源はあるものとする。

g. 蒸気発生器への過剰給水

原子炉の出力運転中に、給水制御系の故障、誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、1次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は0.37(Δk/k)/(g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第10.3図の下限の値とする。

(c) 主給水制御弁が1個全開し、蒸気発生器1基に定格流量の200%で給水されるものとする。

(d) 「蒸気発生器水位異常高」信号で、タービンは自動停止し、引き続き「タービントリップ」信号によって原子炉は自動停止する。

また、この「蒸気発生器水位異常高」信号によって、主給水隔離弁等が全閉し、給水は停止される。

(iv) 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

a. 負荷の喪失

原子炉の出力運転中に、外部送電系統又はタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し原子炉圧力が上昇する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は、ＤＮＢＲの評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では定格出力の 102%とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第 10.3 図の上限の値とする。

(c) 負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。また、この場合、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作しないものとし、主蒸気安全弁が動作するものとする。

(d) 以下の 2 つの場合を考慮する。

a) ＤＮＢＲ評価では、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。

b) 原子炉圧力評価では、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

b. 原子炉冷却材系の異常な減圧

原子炉の出力運転中に、１次冷却系の圧力制御系の故障等により、原子炉圧力が低下する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/(g/cm^3)とする。また、反応度帰還又は炉心出力分布に関してボイドの発生による効果は考慮しない。

(c) ドップラ出力係数は第 10.3 図の上限の値とする。

(d) １次冷却材の吹出し流量は、加圧器逃がし弁 1 個の定格容量の 120%とする。

(e) 制御棒制御系は自動制御されているものとする。

(f) 出力ピーキング係数は変化しないものとする。

c. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

原子炉の出力運転中に、非常用炉心冷却系が誤起動する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は $0(\Delta k/k)/(g/cm^3)$とする。

(c) ドップラ出力係数は第 10.3 図の下限の値とする。

(d) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(e) 原子炉が出力運転中に、2 台の充てん／高圧注入ポンプにより、ほう素濃度 20,000ppm のほう酸水が各ループの低温側配管に注入されるものとする。なお、注入水の流量は１次冷却系の圧力とポンプの特性によって定まる値に余裕をみた値を仮定する。

(f) 原子炉の自動停止は「原子炉圧力低」信号によるものとする。

（３）評価結果

判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

a. 最小ＤＮＢＲについては、これが最も厳しくなる「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」において約 1.5 であり、許容限界値である 1.35 を下回ることはない。

b. 燃料中心最高温度については、これが最も厳しくなる「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」において約 2,400℃であり、設計に当たっての制限値である 2,570℃を下回っており、溶融点未満である。

c. 燃料エンタルピの最大値については、「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」において約 360kJ/kg･UO_2 であり、燃料の許容設計限界である 712kJ/kg･UO_2（「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」（以下「ＲＩＥ評価指針」という。）に示す 170cal/g･UO_2 に相当。）を下回っている。

なお、ピーク出力部燃料エンタルピの最大値は約 170 kJ/kg･UO_2 であり、浸水燃料の存在を仮定しても、この過渡変化による燃料棒の

破裂は生じない。

また、ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値は約 93 kJ/kg･UO_2 であり、ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上 75,000MWd/t 程度までのペレット／被覆管機械的相互作用を原因とする破損（以下「ＰＣＭＩ破損」という。）のしきい値のめやすである 167kJ/kg･UO_2（「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」（以下「ＲＩＥ報告書」という。）に示す 40cal/g･UO_2 に相当。）を下回っており、燃料の健全性が損なわれることはない。

d. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「負荷の喪失」において約 18.1MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.1 倍である 18.88MPa[gage]を下回っている。

ロ．設計基準事故

事故に対処するために必要な施設並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

（１）基本方針

(i) 評価事象

本原子炉において評価する「設計基準事故」は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてＭＳに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、加圧水型である本原子炉施設の安全設計の基本方針に照らして、代表的な事象を選定する。具体的には以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

a. 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

(a) 原子炉冷却材喪失

(b) 原子炉冷却材流量の喪失

(c) 原子炉冷却材ポンプの軸固着

(d) 主給水管破断

(e) 主蒸気管破断

b. 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

(a) 制御棒飛び出し

c. 環境への放射性物質の異常な放出

(a) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

(b) 蒸気発生器伝熱管破損

(c) 燃料集合体の落下

(d) 原子炉冷却材喪失

(e) 制御棒飛び出し

d. 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

(a) 原子炉冷却材喪失

(b) 可燃性ガスの発生

(ii) 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心の溶融あるいは著しい損傷のおそれがなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような２次的損傷が生じず、さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。なお、判断基準の適用にあたっては、「安全評価指針」に従い、事象毎に選定して用いる。

a. 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であること。

b. 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]以下であること。

d. 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力（設計圧力の 1/0.9 倍）0.261MPa[gage]以下であること。

e. 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

(iii) 事故に対処するために必要な施設

事故に対処するために必要な施設の安全機能のうち、解析に当たって考慮する主要なものを以下に示す。

a. ＭＳ－１

(a) 原子炉の緊急停止機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）

(b) 未臨界維持機能

制御棒クラスタ及び制御棒駆動系

非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）

(c) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能

加圧器安全弁（開機能）

(d) 原子炉停止後の除熱機能

補助給水系

主蒸気安全弁

主蒸気隔離弁

主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能）

(e) 炉心冷却機能

非常用炉心冷却系

(f) 放射性物質の閉じ込め機能、放射線の遮蔽及び放出低減機能

原子炉格納容器

アニュラス

原子炉格納容器隔離弁

原子炉格納容器スプレイ系

アニュラス空気再循環系

安全補機室空気浄化系

(g) 工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能

安全保護系

(h) 安全上特に重要な関連機能

非常用電源系

b. ＭＳ－２

(a) 異常状態の緩和機能

加圧器逃がし弁（手動開閉機能）

c. ＭＳ－３

(a) タービントリップ機能

タービントリップ

（２）解析条件

(i) 主要な解析条件

イ．（２）(i)と同様である。

(ii) 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

a. 原子炉冷却材喪失

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管又はこれに付随する機器等の破損等により、１次冷却材が系外に流出し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

(a) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－大破断－

a) 配管の破断は低温側配管（冷却材ポンプ出口から原子炉入口ノズルまでの間）に起こるものとする。破断規模は1次冷却材管（内径約 0.70m、肉厚約 69mm のステンレス鋼）の両端破断が瞬時に発生するものとし、破断口における流出係数は 1.0～0.4 までの範囲について検討する。

b) 原子炉出力は定格出力の 102%とし、熱流束熱水路係数は 2.25、燃料棒の最大線出力密度は 45.7kW/m の 102%とする。また、軸方向の出力分布は熱流束熱水路係数 2.25 に基づいたコサイン分布を用いる。

c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系のアキュムレータの保持圧力

4.04MPa[gage]

蓄圧注入系のアキュムレータの保有水量

29.0m^3（1基当たり）

高圧注入系及び低圧注入系の作動時間遅れ

30 秒

非常用炉心冷却設備作動信号は、「原子炉格納容器圧力高」信号、「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号又は「原子炉圧力異常低」信号のうち、早い方の信号により発信するものとする。

d) 単一故障の仮定として、低圧注入系 1 系列を不作動とする。

また、外部電源の喪失により、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

e) ブローダウン期間に蓄圧注入系より注水される水は、原子炉容器のダウンカマ部での蒸気の上昇流が十分に弱まり、注入水が上昇流に対向して下部プレナムに落下できるようになるまで、原子炉容器内残存水量として有効に作用しないものとする。

f) 再冠水解析においては、冷却材ポンプの駆動軸が固着して動かないものとする。

g) 原子炉格納容器内圧の計算に際しては、内圧が低めになるような条件を選定する。

h) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。

i) 事故発生時の燃料棒内の蓄積エネルギーの評価に当たっては、燃焼度や燃料ペレットの焼きしまりの影響を考慮する。

j) 原子炉容器頂部の初期の 1 次冷却材温度は、高温側配管冷却材温度に等しいと仮定する。

k) 蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%とする。

(b) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－小破断－

小破断事故では、次に述べる条件を除いて、すべて大破断解析の条件と同じである。

a) 破断位置は低温側配管とし、破断面積については、一般的な感度解析の結果を踏まえて、最も厳しい場合をサーベイする。また、気相部破断については、加圧器気相部に接続する最大口径配管破断を解析する。

b) 単一故障の仮定として、ディーゼル発電機 1 台を不作動とする。

c) 非常用炉心冷却設備の高圧注入系の作動時間遅れは 25 秒とする。

d) 原子炉出力は定格出力の 102%とし、熱流束熱水路係数は 2.25、燃料棒の最大線出力密度は 45.7kW/m の 102%とする。また、軸方向の出力分布は第 10.6 図に基づいたものを用いる。

b. 原子炉冷却材流量の喪失

原子炉の出力運転中に、1 次冷却材の流量が定格出力時の流量から自然循環流量にまで大幅に減少する事象を想定する。

(a) 初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm³)とし、ドップラ出力係数は第 10.3 図の上限の値とする。

(c) 原子炉の自動停止は、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。

(d) 1 次冷却材流量のコーストダウン曲線の計算に使用する 1 次冷却材ポンプの慣性モーメントは、3,110kg･m² を使用する。

(e) 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

c. 原子炉冷却材ポンプの軸固着

原子炉の出力運転中に、1 次冷却材を駆動するポンプの回転軸が固着し、1 次冷却材の流量が急激に減少する事象を想定する。

(a) ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 減速材密度係数は 0(Δk/k)/ (g/cm³)とし、ドップラ出力係数は第 10.3 図の上限の値とする。

(c) 原子炉の自動停止は、「1 次冷却材流量低」信号によるものとする。

(d) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102％とし、加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁及びタービンバイパス弁は不動作とし、原子炉停止後の蒸気発生器への給水は行われないものとする。

(e) 燃料被覆管の温度評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102％とし、燃料と被覆管とのギャップ熱伝達係数は、過渡変化時に 79.49kW/m²･℃の値とする。

(f) ＤＮＢＲが許容限界値以下となった場合、熱伝達係数は、膜沸騰状態に対する Bishop-Sandberg-Tong の相関式を用いる。

(g) 燃料被覆管温度が約 980℃以上になると、ジルコニウムー水反応が顕著となるが、このジルコニウムー水反応量の計算には、Baker-Just の式を使用する。

d. 主給水管破断

原子炉の出力運転中に、給水系配管に破断が生じ、2 次冷却材

が喪失し、原子炉の冷却能力が低下する事象を想定する。

(a) 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102%とする。

(b) すべての蒸気発生器への主給水は、主給水管破断発生と同時に停止するものとする。

(c) 主給水管 1 本が瞬時に両端破断すると仮定するが、給水リングの開口部にて臨界流となるものとする。破断流量の計算にはMoody のモデルを使用するものとする。

(d) 原子炉は破断側の「蒸気発生器水位異常低」信号で自動停止するものとする。

(e) 原子炉停止と同時に外部電源は喪失するものとする。

(f) 事象発生後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。

(g) 運転員は事故の発生を検知してから 10 分後に健全側蒸気発生器 2 基に、タービン動補助給水系の単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台分の補助給水を供給する操作を行うものとする。

(h) ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

e. 主蒸気管破断

原子炉の高温停止時に、2 次冷却系の破断等により、1 次冷却材の温度が低下し、反応度が添加される事象を想定する。

(a) 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は 0.0177Δk/k とする。1 次冷却材中のほう素濃度は 0ppm を仮定する。

(b) 解析はサイクル末期について行う。

減速材密度変化による反応度効果は、第 10.4 図に示すように、減速材の密度の関数として与える。また、ドップラ出力係数に

よる反応度効果は、第 10.5 図に示すように出力の関数として与える。

(c) 1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、それぞれ 286.1℃及び 15.41MPa[gage]とする。

(d) 主蒸気管 1 本の瞬時の両端破断を仮定し、以下の 2 ケースについて解析する。

ケースＡ　　外部電源あり

ケースＢ　　外部電源なし

(e) 主蒸気逆止弁の効果は無視し、主蒸気管の隔離は主蒸気隔離弁によって行うものとする。

(f) ＤＮＢＲの評価では、1 台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度 20,000ppm のほう酸水を１次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原子炉圧力の評価では、2 台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び１次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

(g) 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

(h) 主蒸気管破断時の蒸気流量の計算には、Moody のモデルを使用する。

(i) ＤＮＢＲの計算には、Ｗ－３相関式を使用する。

(j) 非常用炉心冷却設備作動信号発信後 10 分の時点で蒸気放出が継続している蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行うものとする。

(iii) 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

a. 制御棒飛び出し

原子炉が臨界又は臨界近傍にあるときに、制御棒駆動系あるいは圧力ハウジングの破損等により制御棒クラスタ 1 本が炉心外に

飛び出し、急激な反応度の添加と出力分布変化を生ずる事象を想定する。

(a) 解析は以下の 4 ケースについて実施する。

サイクル初期高温全出力

サイクル末期高温全出力

サイクル初期高温零出力

サイクル末期高温零出力

(b) 高温全出力のケースでは、

a) 原子炉出力及び 1 次冷却材平均温度の初期値は、圧力解析の場合にはそれぞれ定格出力の 102%及び 307.9℃とする。なお、ＤＮＢＲ評価の場合には初期値は定格値とする。

b) 原子炉圧力の初期値は、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値、ＤＮＢＲ評価の場合には定格値とする。

c) 制御グループの制御棒クラスタのバンクＤは、制御棒挿入限界位置にあると仮定し、その位置からバンクＤに属する制御棒クラスタ 1 本が飛び出すものとする。

d) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号によるものとする。

(c) 高温零出力のケースでは、

a) 原子炉出力及び 1 次冷却材平均温度の初期値は、燃料エンタルピ解析及び圧力解析の場合にはそれぞれ定格出力の 10^{-9} 及び 288.3℃とする。

b) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピ解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には正の定常誤差を考慮した値とする。

c) 制御グループの制御棒クラスタのバンクＤは全挿入位置、その他のバンクは制御棒挿入限界位置にあると仮定し、その位置からバンクＤに属する制御棒クラスタ 1 本が飛び出すものとする。

d) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（低設定）」

信号によるものとする。

(d) 原子炉圧力の評価においては、燃料から冷却材への熱伝達、金属－水反応、冷却材中での熱発生を考慮し、圧力ハウジングの破損による減圧効果を無視する。

(e) 制御棒クラスタの飛び出しによって、以下の反応度が 0.1 秒の間に添加されるものとする。

サイクル初期高温全出力	0.15%	Δk/k
サイクル末期高温全出力	0.15%	Δk/k
サイクル初期高温零出力	0.75%	Δk/k
サイクル末期高温零出力	1.0 %	Δk/k

(f) 実効遅発中性子割合（β eff ）は以下の値を使用する。

サイクル初期	0.49%
サイクル末期	0.44%

(g) ギャップ熱伝達係数は、燃料エンタルピ解析では、小さめのギャップ熱伝達係数をコード内部で計算し、初期値から一定として使用する。

(h) 燃料被覆管表面熱伝達係数は以下に示す相関式により計算する。

a) サブクール状態　Dittus-Boelter の式

b) 核沸騰状態　Jens-Lottes の式

c) 膜沸騰状態　Bishop-Sandberg-Tong の式

解析ではいったんＤＮＢに達すれば、その後は膜沸騰状態が持続するものとする。

(i) ドップラ反応度帰還は、燃料実効温度の関数として考慮する。

圧力ハウジングの破損に伴う減圧沸騰による負の反応度効果は、考慮しないものとする。

(j) 制御棒クラスタ飛び出し直後の熱流束熱水路係数は以下の値を使用する。また、その後の熱流束熱水路係数は、高温全出力のケースについては一定とし、高温零出力のケースについては、制御棒クラスタ飛び出し後の反応度帰還効果による出力分布の変化を考慮する。

サイクル初期高温全出力　　5.0

サイクル末期高温全出力　　5.0

サイクル初期高温零出力　　14

サイクル末期高温零出力　　25

(k) 反応度投入による急激な発熱量の増加により、浸水燃料の破裂及び／又はＰＣＭＩ破損が生じる場合には、両者の影響を重畳して発生する機械的エネルギを評価する。

浸水燃料の破裂限界及びＰＣＭＩ破損しきい値のめやすは以下の値を用いる。

a) 浸水燃料の破裂限界

ピーク出力部燃料エンタルピが 272kJ/kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 65cal/g･UO_2 に相当。）を超える燃料棒の被覆は破裂したものとする。

b) ＰＣＭＩ破損しきい値のめやす

ピーク出力部燃料エンタルピの増分が、「ＲＩＥ報告書」に示されたＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを超えた場合、ＰＣＭＩ破損が生じるものとする。

(iv) 環境への放射性物質の異常な放出

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

放射性気体廃棄物処理設備の一部が破損し、ここに貯留されていた気体状の放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 原子炉は事故直前まで定格出力の 102%で運転していたものとする。

(b) 1 次冷却材中の希ガス濃度は燃料被覆管欠陥率を 1%として評価し、1 次冷却材から抽出された放射性希ガスは、体積制御タンクでその全量が水素によってパージされ、水素再結合装置ガス減衰タンクに貯蔵されるものとする。

(c) プラント稼動率は 100%とする。

(d) 4 基のタンクの切替えを考慮し、タンク 1 基当たりの貯蔵量が最大となる時点で破損するものとし、瞬時にタンク中の放射

能全量が原子炉補助建屋内に放出されると仮定する。

(e) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対線量（Ｄ／Ｑ）を用いる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損

原子炉の出力運転中に、蒸気発生器の伝熱管が破損し、２次冷却系を介して１次冷却材が原子炉格納容器外に放出される事象を想定する。

(a) 事故経過の解析

a) 初期原子炉出力は定格出力の 102%とする。

b) 1 基の蒸気発生器の伝熱管の 1 本が、瞬時に両端破断を起こしたものとする。流出流量の算出に当たっては、初期値を 130t/h とした１次冷却系と２次冷却系の差圧の平方根に比例する式を用いる。

c) 原子炉は、「原子炉圧力低」信号又は「過大温度ΔＴ高」信号により自動停止するものとする。

d) 充てん／高圧注入ポンプ 2 台が作動するものとする。

また、補助給水ポンプはタービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台が作動するものとする。

e) 主蒸気逃がし弁が自動動作するものとする。

f) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

g) 事故終止のための運転員操作としては、以下のとおりとする。

① 破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作を行うとともに、破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行う（原子炉トリップ後 10 分）。

② 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、原子炉トリップの 10 分後に閉止操作を開始し、原子炉トリップ後

20 分で閉止するものとする。

③ 健全側の主蒸気逃がし弁を開き、1 次冷却系の冷却を開始する（原子炉トリップ後 25 分）。

④ 1 次冷却材を高温零出力温度以下に十分減温した後、加圧器逃がし弁を開き、1 次冷却系を減圧する。原子炉圧力が、破損側蒸気発生器の 2 次側圧力まで低下した時点で、加圧器逃がし弁を閉じる（解析では、1 次冷却材高温側配管温度が 274℃に減温された時点で減圧を開始する。）。

⑤ 加圧器逃がし弁の閉止後、原子炉圧力の再上昇を確認した後、非常用炉心冷却設備を停止する（解析では、原子炉圧力の再上昇の幅は 0.98MPa とする。）。

h) ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(b) 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

a) 原子炉は、事故直前まで定格出力の 102%で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

b) 破損側蒸気発生器は、事故発生後 47 分で隔離されるものとし、この間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する 1 次冷却材量は 90t とする。また、流出した 1 次冷却材を含む 2 次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中へ放出される蒸気量は 30t とする。

c) 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、2 次冷却系へ流出する放射能源として、以下の 2 通りを仮定する。

① 燃料被覆管欠陥率 1%を用いて計算した 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約 6.4×10^{13} Bq、希ガス約 3.1×10^{14} Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）。

② ①項の損傷燃料棒から新たに 1 次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約 1.1×10^{15} Bq、希ガス約 3.0×10^{15} Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）。

追加放出量は、事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例して１次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は 1.43×$10^{-2}min^{-1}$とする。

d) この１次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に１次冷却系から２次冷却系へ流出する放射能量は、１次冷却材中の濃度に依存するものとする。

e) ２次冷却系に流出してきた希ガスについては、全量が大気中へ放出されるものとする。

f) ２次冷却系に流出してきたよう素については、気液分配係数 100 で蒸気とともに大気に放出されるものとする。

g) 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

h) 破損側蒸気発生器隔離後も、２次冷却系の弁からの蒸気漏えいにより、よう素が大気中に放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後 $5m^3/d$ とし、その後は２次冷却系圧力が 24 時間で直線的に大気圧まで低下すると仮定し、この２次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

i) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

c. 燃料集合体の落下

原子炉の燃料交換時に、何らかの理由によって燃料集合体が落下して破損し、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 燃料取扱いに際し、使用済燃料ピット内で取扱い中の燃料集合体 1 体が操作上の最高の位置から落下し、落下した燃料集合体の全燃料棒の 10%の燃料棒の被覆管が破損するものとする。

(b) 原子炉停止時の燃料ギャップ内の核分裂生成物の量は、原子

炉が定格出力の 102%で運転された取替炉心のサイクル末期の最大出力集合体（運転時間 40,000 時間）のものとする。

(c) 燃料取替作業は、原子炉停止後 100 時間において開始され、この時点で落下事故が生じるものとする。

(d) 損傷した燃料棒の燃料ギャップ内の核分裂生成物の全量が、使用済燃料ピット水中に放出されるものとする。

(e) 使用済燃料ピット水中に放出された希ガスの水中への溶解を無視し、全量が燃料取扱室内に放出されるものとする。

(f) 使用済燃料ピット水中に放出されたよう素の水中での除染係数は 500 とする。

(g) 燃料取扱室内に放出された希ガス及びよう素は、直接大気中に放出されるものとする。

(h) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、現地における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

d. 原子炉冷却材喪失

「ロ．(1)(i)a.(a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス	1%
よう素	0.5%

(c) 放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素の形態をとるものとする。

(d) 原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。

(e) 格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率は等価半減期 50 秒とする。

ただし、事故発生後、無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は 7 分とする。

(f) 単一故障の仮定として、ディーゼル発電機 1 台を不作動とする。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

(g) 原子炉格納容器からの漏えい率は、事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率を下回らないような値とし、以下の表の漏えい率とする。

漏えい率 (%/d)	時間区分 (s)		
0.130	0	～	12
0.132	12	～	20
0.130	20	～	170
0.132	170	～	290
0.130	290	～	620
0.125	620	～	1,200
0.120	1,200	～	2,000
0.115	2,000	～	13,000
0.110	13,000	～	21,000
0.105	21,000	～	29,000
0.100	29,000	～	40,000
0.095	40,000	～	54,000
0.090	54,000	～	74,000
0.085	74,000	～	110,000
0.080	110,000	～	160,000
0.075	160,000	～	250,000
0.070	250,000	～	390,000
0.065	390,000	～	650,000
0.060	650,000	～	1,200,000
0.055	1,200,000	～	2,500,000
0.050	2,500,000	～	2,592,000

なお、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合は、以下の表の漏えい率とする。

漏えい率 (%/d)	時間区分 (s)		
0.130	0	～	12
0.132	12	～	20
0.130	20	～	78
0.134	78	～	240
0.130	240	～	390
0.125	390	～	580
0.120	580	～	800
0.115	800	～	1,100
0.110	1,100	～	1,900
0.105	1,900	～	3,400
0.100	3,400	～	5,500
0.095	5,500	～	8,100
0.090	8,100	～	12,000
0.085	12,000	～	16,000
0.080	16,000	～	23,000
0.075	23,000	～	34,000
0.070	34,000	～	60,000
0.065	60,000	～	86,000
0.070	86,000	～	90,000
0.075	90,000	～	98,000
0.080	98,000	～	110,000
0.085	110,000	～	230,000
0.080	230,000	～	340,000
0.075	340,000	～	510,000
0.070	510,000	～	780,000
0.065	780,000	～	1,300,000
0.060	1,300,000	～	2,300,000
0.055	2,300,000	～	2,592,000

(h) 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものとする。

(i) 事故発生後、非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気再循環設備が起動し、アニュラス部の負圧達成時間は25分とする。

その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気

体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

また、負圧達成後も、アニュラス排気風量の切替え（事故発生後 30 分）までは、アニュラス内空気の再循環は考慮しない。

(j) 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は、アニュラス空気再循環設備を経て再循環するが、その一部は、アニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。このとき、アニュラス部内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。

(k) アニュラス空気再循環設備のよう素フィルタの効率は 95%とする。

(l) 希ガスに対するアニュラス空気再循環設備のフィルタ効果及び格納容器スプレイ水による除去効果等は無視する。

(m) 事故後の非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系（以下「再循環系」という。）からは、事故期間中（30 日間）安全補機室内へ $3\times10^{-3}m^3/h$ の漏えいがあるものとする。

(n) 再循環水中の放射能量は事故発生直後、(b)項と同量のよう素が無機よう素として溶解しているものとする。

(o) 再循環水体積は $1,100m^3$ とする。

(p) 再循環系から安全補機室に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は 5%とし、安全補機室内でのよう素沈着率は 50%とする。

(q) 安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率は 95％とする。

(r) 原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量については、以下の条件にしたがって評価する。

a) 事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、すべて原子炉格納容器内に均一に分布するものと仮定し、原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。

b) 核種の選定に当たって、よう素に関しては、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいもの以外の核種、希ガスに関しては、半減期 10 分以上の核種、その他の核種については、原子炉格納容器から外部遮蔽ドーム部を透過したγ線の空気との散乱によるスカイシャイン線量及び原子炉格納容器から外部遮蔽円筒部を透過したγ線による直接線量の計算に寄与するような十分高いエネルギーを持ち、半減期が 10 分以上の核種を対象とする。

c) 核分裂生成物によるγ線エネルギーは以下のエネルギー範囲別に区分する。

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)
0.4	E ≦ 0.4
0.8	0.4 ＜ E ≦ 1.0
1.3	1.0 ＜ E ≦ 1.5
1.7	1.5 ＜ E ≦ 1.8
2.5	1.8 ＜ E

(s) 事故の評価期間は 30 日間とする。

(t) 環境への核分裂生成物の放出については、排気筒から放出されるものとする。

(u) 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、現地における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの気象観測による実測値及び実効放出継続時間より求めた相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

e. 制御棒飛び出し

「ロ．（1）(i) b. (a) 制御棒飛び出し」で想定した制御棒飛び出しの際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(a) 破損する燃料棒割合としては、「ロ．（2）(iii) a. 制御棒飛び出し」で評価した値のうち最も厳しい値である 7%を使用する。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス　　0.24%

よう素　　0.12%

(c) 非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気再循環設備が起動する。事故発生後、アニュラス部の負圧達成時間は23 分とし、その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

(d) 原子炉格納容器スプレイ設備は事故発生後 30 分で起動するものとする。

(e) 原子炉格納容器からの漏えい率は、次のように仮定する。

事故後 24 時間まで　　0.12%/d

その後 29 日間　　0.06%/d

(f) その他の条件は、「ロ．（２）(iv) d. 原子炉冷却材喪失」と同様である。

(v) 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

a. 原子炉冷却材喪失

「ロ．(1) (i) a. (a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に 1 次冷却材が系外に流出し、原子炉格納容器内の温度及び圧力が異常に上昇する事象を想定する。

(a) 配管の破断は、蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断で、流出係数 1.0 の場合を解析する。

(b) 原子炉出力は定格出力の 102%とする。

(c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系のアキュムレータの保持圧力

4.04MPa[gage]

蓄圧注入系のアキュムレータの保有水量

29.0m^3（1基当たり）

また、高圧注入系及び低圧注入系からの注水は、ブローダウン終了と同時に開始されると仮定する。

(d) 単一故障の仮定として、格納容器スプレイ設備 1 系列を不作

動とする。

また、外部電源の喪失により常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、１次系冷却水クーラについて、全3基を事故後24時間以内に、1基と2基にトレン分離することを踏まえ、事故後24時間時点での2基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

(e) ブローダウン期間に蓄圧注入系より注水される水は、原子炉容器のダウンカマ部及び下部プレナムに注水されるものとする。

(f) 再冠水解析においては、冷却材ポンプはその特性にしたがって動くものとする。

(g) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102％で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。

b. 可燃性ガスの発生

「ロ．(1) (i) a. (a) 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。

(a) 原子炉は事故直前まで定格出力の 102％で運転していたものとする。

(b) 水素の発生源としては、炉心水及びサンプ水の放射線分解、ジルコニウムー水反応並びにその他の金属の腐食反応を考慮する。

(c) 事故時のジルコニウムー水反応割合は「ロ．（２）(ii) a. (a) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－大破断－」で得られた値の 5 倍の 1.5％とする。

(d) 炉心内の核分裂生成物の内蔵量のうち、ハロゲン 50％、並びに、希ガス及びハロゲンを除く核分裂生成物の 1％が、原子炉格納容器内の液相中に存在するものとする。さらに、他の核分

裂生成物は、希ガスを除き、すべて炉心部に存在するものとする。

(e) 放射線分解により発生する水素ガスの生成割合（G値）は、炉心水に対し 0.4 分子/100eV、サンプ水に対し 0.3 分子/100eV とする。

(f) 単一故障の仮定として、低圧注入系 1 系列を不作動とする。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、１次系冷却水クーラについて、全3基を事故後24時間以内に、1基と2基にトレン分離することを踏まえ、事故後24時間時点での2基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

（３）評価結果

判断基準に対する解析結果は以下のとおりである。

a. 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であることについては、「原子炉冷却材喪失」の場合が最も厳しく、以下のとおり、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」に示された基準を満たす。

(a) 燃料被覆管温度の最高値は約 1,120℃であり、制限値の 1,200℃を下回る。

(b) 燃料被覆管の局所的最大ジルコニウムー水反応量は燃料被覆管厚さの約 4.6%であり、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下である。

(c) 全炉心平均ジルコニウムー水反応量は 0.3%以下であり、反応に伴い発生する水素の量は原子炉格納容器の健全性確保の見地から十分低い。

(d) 再冠水開始以降、燃料被覆管の一部がバーストしている燃料棒でも、熱除去は順調に行われており、その後は、再循環モードの確立によって、長期にわたる炉心の冷却が可能である。

b. 燃料エンタルピの最大値については、「制御棒飛び出し」において約 490kJ/kg･UO_2 であり、791kJ/kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 230cal/g･UO_2 に対して燃焼が最も進んだペレットの融点低下及び

ガドリニア添加によるペレット融点低下を考慮した燃料エンタルピ。）を下回っている。

また、ＰＣＭＩ破損及び浸水燃料の破裂に伴う機械的エネルギの影響については、「ＲＩＥ報告書」添付４に示された同規模の炉心における影響評価に包含される。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「主給水管破断」において約 19MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回っている。

d. 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、「原子炉冷却材喪失」において約 0.24MPa[gage]であり、最高使用圧力である 0.261MPa[gage]を下回っている。なお、原子炉格納容器内温度は、最高使用温度を超えない。

また、可燃性ガスの発生に伴う原子炉格納容器内の水素最大濃度については、事故発生後30日時点で約2.0%であり、可燃限界である4%を下回っている。

e. 敷地等境界外における実効線量については、これが最も厳しくなる「蒸気発生器伝熱管破損」において約 0.86mSv であり、周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えるものではない。

ハ．重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。）又は重大事故

事故に対処するために必要な施設及び体制並びに発生すると想定される事故の程度及び影響の評価を行うために設定した条件及びその評価の結果

(1) 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた設備強化等の重大事故等対策に加え、重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の大規模な損壊（以下「大規模損壊」という。）が発生するおそれがある場合又は発生した場合における以下の重大事故等対処設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し、運用面での対策を行う。また、１号炉及び２号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていないことを前提とする。

「(ⅰ) 重大事故等対策」について手順を整備し、重大事故等の対応を実施する。「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a. 可搬型設備等による対応」は、「(ⅰ) 重大事故等対策」の対応手順を基に大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合の様々な状況においても、事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し、大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合に対処する。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「原子炉等規制法」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。）で規定する内容に加え、「実用発電

用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 10.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等を適切に整備する。

（ⅰ）重大事故等対策

a. 重大事故等対処設備に係る事項

(a) 切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし、本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作又は工具等の使用により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに、確実に行えるよう訓練を実施する。

(b) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するため、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬又は移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、

洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。考慮すべき自然現象のうち、洪水に対しては敷地付近に河川がないこと、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。また、外部人為事象のうち、飛来物（航空機落下）に対しては防護設計の要否判断の基準を超えないこと、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災に対しては該当する施設がないこと、ダムの崩壊に対しては近傍にダムがないこと、船舶の衝突に対しては敷地配置により、電磁的障害に対しては道路及び通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。万一、これらの影響を受けないとしている現象について、対応が必要となった場合においても、洪水、高潮及びダムの崩壊に対しては、津波と同様に対応し、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災に対しては、森林火災と同様に対応する。

なお、可搬型重大事故等対処設備の保管場所については、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り保管し、屋外の可搬型重大事故等対処設備は複数箇所に分散して保管する。

重大事故等が発生した場合、事故収束に迅速に対応するため、屋外の可搬型重大事故等対処設備の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認、海水等の取水ポイントの状況確認、ホース敷設ルートの状況確認を行い、あわせて燃料油貯蔵タンク、空冷式非常用発電装置、その他の屋外設備の被害状況の

把握を行う。

屋外アクセスルートに対する、地震による影響（周辺構造物の損壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊、道路面のすべり）、その他の自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪及び降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ 2 台（予備 1 台）及び油圧ショベル 1 台（予備 1 台）を保管及び使用し、それを運転する要員を確保する。

また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確保する。想定を上回る万一のガレキ発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。

屋外アクセスルートについては、考慮すべき自然現象のうち落雷、凍結及び森林火災、外部人為事象のうち近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートの周辺構造物、周辺機器の倒壊による障害物については、ブルドーザによる撤去あるいは転倒による閉塞がないルートを通行する。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行う。

耐震裕度の低い地盤にアクセスルートを設定する場合は、道路面のすべりによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する。

不等沈下等による段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、ブルドーザによる段差発生箇所の復旧を行う。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、複数のアクセスルートによる迂回又は油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

アクセスルート上の台風及び竜巻による飛来物、積雪、降灰については、ブルドーザによる撤去を行う。なお、想定を上回る積雪、降灰が発生した場合は、除雪、除灰の頻度を増加させることにより対処する。

重大事故等が発生した場合において、屋内の可搬型重大事故等対処設備の保管場所へ要員が移動するアクセスルートの状況確認を行い、あわせて恒設代替低圧注水ポンプ、その他の屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内のアクセスルートは、地震、津波、その他の自然現象による影響及び外部人為事象に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内のアクセスルート上には、転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛、転倒防止措置により支障をきたさない措置を講じる。

機器からの溢水に対しては、適切な放射線防護具を着用することでアクセスルートを通行する。

アクセスルートの確保に当たっては、アクセスルートを選定し、ルート近傍の資機材を管理し、固縛等の対策を実施すること及び万一の際には迂回することにより通行性を確保する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況

に応じて着用する。また、停電時及び夜間時においては、確実に運搬、移動ができるように、可搬型照明を配備する。

b. 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

(a) 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能を回復することが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替え可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

・短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
・単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。
・復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品等の確保に努める。

また、予備品の取替え作業に必要な資機材等として、ガレキ撤去等のためのブルドーザ、油圧ショベル、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他の作業環境を想定した資機材を確保する。

(b) 保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩壊、敷地下斜面のすべり、津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所

に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(c) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

設備の復旧作業に支障がないよう、複数のアクセスルートを確保する等、a.(b)アクセスルートの確保と同じ運用管理を実施する。

c. 支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内であらかじめ用意された重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後 7 日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。

また、関係機関等と協議及び合意の上、外部からの支援計画を定め、協力体制が整い次第、プラントメーカー及び建設会社からは設備の設計根拠、機器の詳細な情報、事故収束手段及び復旧対策等の提供、協力会社からは、事象進展予測及び放射線影響予測等の評価結果の情報提供、並びに事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援、燃料供給会社からは燃料の供給並びに迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与、環境放射線モニタリングの支援を受けられるほか、原子力緊急事態支援組織からは、被ばく低減のための遠隔操作可能なロボット等の資機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

さらに、発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備、予備品及び燃料等について支援を受けることによって、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料の確保を行い、継続的な重大事故等対策を実施できるように事故発生後 6 日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また、原子力事業所災害対策支援拠点から、災害対策支援に必要な資機材として、食料、その他の消耗品、汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材が継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

d. 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等発生時に的確かつ柔軟に対処できるよう、手順書を整備し、教育及び訓練を実施するとともに、要員を確保する等の必要な体制を整備する。

(a) 手順書の整備

重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

また、手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。）、緊急時対策本部が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）及び緊急時対策本部のうち支援組織が使用する手順書（以下「支援組織用手順書」という。）を整備する。

(a-1) すべての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障等の過酷な状態において、限られた時間の中で原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、手順を整備する。

原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるよう、パラメータを計測する計器故障時に原子炉施設の状態を把握するための手順、パラメータの把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を整備する。

具体的には、第 10.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

(a-2) 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため

に、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準を明確にした手順を以下のとおり整備する。

炉心損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損防止の対処に迷うことなく移行できるよう、原子炉格納容器への注水を最優先する判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損を防止するために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては、迷わず海水注水を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

全交流動力電源喪失時等において、準備に長時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため、準備に掛かる時間を考慮の上、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷時において水素爆発を懸念し、水素濃度制御設備の必要な起動時期を見失うことがないよう、水素濃度制御設備を速やかに起動する判断基準を明確にした手順を整備する。

その他、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作については、重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時において、設計基準事故に用いる操作の制限事項が継続して適用されることで事故対応に悪影響を及ぼさないよう手順を区別するとともに、重大事故等発生時には速やかに移行できるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

(a-3) 重大事故等対策の実施において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において、当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を運転手順書に整備する。

重大事故等発生時の発電所の緊急時対策本部活動において重大事故等対策を実施する際に、発電所の緊急時対策本部長が、

財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部用手順書に整備する。

(a-4) 重大事故等対策時に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に重大事故等対策を実施するため、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める。

運転手順書は、重大事故等対策を的確に実施するために、事故の進展状況に応じて構成し定める。

緊急時対策本部用手順書に、体制、通報及び緊急時対策本部内の連携等について明確にし、その中に支援組織用手順書を整備し、支援の対応等、重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

なお、運転手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

事故発生時は、故障及び設計基準事故に対処する運転手順書により事象判別及び初期対応を行う。多重故障等により設計基準事故を超えた場合は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する事象ベースの運転手順書に移行する。

事象判別及び初期対応を行っている場合又は事象ベースの運転手順書にて事故対応操作中は、安全機能パラメータを常に監視し、あらかじめ定めた適用条件が成立すれば、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する安全機能ベースの運転手順書に移行する。

ただし、原因が明確でかつその原因除去あるいは対策が優先されるべき場合は、安全機能ベースの運転手順書には移行せず、その原因に対する事象ベースの運転手順書を優先する。

多重故障が解消され安全機能が回復すれば、故障及び設計基

準事故に対処する運転手順書に戻り処置を行う。

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する運転手順書による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書に移行し対応処置を実施する。

(a-5) 重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力、温度等の計測可能なパラメータを整理し、運転手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを、あらかじめ選定し、重要な監視パラメータと有効な監視パラメータに位置づけ運転手順書に明記する。通常使用するパラメータが故障等により計測不能な場合は、代替パラメータにて当該パラメータを推定する方法を運転手順書に明記する。なお、記録が必要なパラメータ及び直流電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能なパラメータをあらかじめ選定し、運転手順書に明記する。

また、重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について、運転員が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし、運転手順書に整理する。

また、有効性評価等にて整理した有効な情報について、発電所緊急時対策本部要員（以下「緊急時対策本部要員」という。）が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし、支援組織用手順書に整理する。

(a-6) 前兆事象として把握ができるか、重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発令された場合、原則として原子炉を停止し、冷却操作を行う手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、気象情報の収集、巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

(a-7) 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては、換気空調設備の隔離等により、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員が事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員のうち初動対応を行う者に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合、通信連絡設備により、有毒ガスの発生を発電所内の必要な要員に周知する手順を整備する。

(b) 教育及び訓練の実施

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、原則、重大事故等発生時の発電所原子力緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）の体制を通常時の組織の業務と対応するように定め、通常時の実務経験を通じて付与される力量に加え、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより運転員（当直員）、緊急安全

対策要員及び緊急時対策本部要員の力量の維持及び向上を図る。

緊急安全対策要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年 1 回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。
・各要員が力量の維持及び向上を図るためには、各要員に応じた複数の教育及び訓練項目を受ける必要がある。複数の教育及び訓練項目で、手順が類似する項目については、年 1 回以上、毎年繰り返すことにより、各手順を習熟し、力量の維持及び向上を図る。
・重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について第 10.2 表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な要員数及び想定時間にて対応できるように、教育及び訓練を効率的かつ確実に実施する。

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるよう、各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

(b-1) 重大事故等対策は、幅広い原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

(b-2) 運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の各役割に応じて、重大事故等よりも厳しいプラント状態と

なった場合でも対応できるよう過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急安全対策要員が、作業に習熟し必要な対応ができるよう、運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習等を定期的に計画する。

(b-3) 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために、普段から保守点検活動を社員自らも行って部品交換等の実務経験を積むこと等により原子炉施設及び予備品等について熟知する。

(b-4) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練、夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

(b-5) 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

(c) 体制の整備

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、以下の基本方針に基づき整備する。

(c-1) 重大事故等対策を実施する実施組織及び支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、原子力防災体制等を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、発電所に自らを本部長とする発

電所対策本部を設置して対処する。

発電所対策本部に、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成し、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した作業班の構成を行う。また、各班の役割分担、責任者である班長を定め、指揮命令系統を明確にし、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において、その職務に支障をきたすことがないよう、独立性が確保できる組織に配置する。発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合、重大事故等対策における原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故時等において、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部の本部長は、その指示を踏まえ方針を決定する。

時間外、休日（夜間）に重大事故等が発生した場合、緊急時対策本部要員は、発電用原子炉主任技術者が原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるよう、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は、その情報連絡を受け、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、連絡により発電所に非常召集する。重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に駆けつけられるよう、非常召集可能圏内に発電用原子炉主任技術者を１名配置する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって、保安上必要な事項について確認を行う。

(c-2) 実施組織を、運転員等により事故拡大防止のための措置を実施する班及び応急対策の立案を実施する班により構成し、必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

(c-3) 実施組織は、重大事故等が発生した場合において以下のとおり対応できる組織とする。

発電所対策本部は、被災の場合において、本部長の指示により指名した指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行う。

緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保し、被災等が発生した場合においても、確保した緊急安全対策要員により、重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は、プラント状況把握及び事故対策に専念することにより、指示を的確に実施する。

発電用原子炉主任技術者は、被災時に、保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

(c-4) 発電所対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、事故状況の把握・評価及び事故時影響緩和操作の検討を行う班、放射線・放射能の測定、状況把握及び災害対策活動に伴う放射線防護措置等を行う班、運営支援組織は、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整えるため発電所対策本部の運営及び動員、輸送手段の確保を行う班、報道機

関の対応を行う班、社内外対策本部との情報受理・伝達及び国・自治体等関係者との連絡調整を行う班で構成する。

(c-5) 重大事故等対策の実施が必要な状況において、原子力防災体制等を発令し、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の非常召集連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

時間外、休日（夜間）においては、重大事故等が発生した場合、速やかに対策の対応を行うため、発電所内及び発電所近傍に緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を常時確保し、体制を強化する。

なお、地震により緊急時呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも地震の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員は、原子力防災組織の統括管理及び全体指揮を行う全体指揮者、ユニット指揮者、通報連絡を行う通報連絡者並びに各重大事故等対策に係る現場での調整を行う現場調整者の緊急時対策本部要員４名、運転操作指揮を行う当直課長及び運転操作対応を行う３号炉の運転員８名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は６名）、１号炉及び２号炉の運転員４名、運転支援活動、電源復旧活動、注水活動、設備対応、消防活動及びガレキ除去活動を行う緊急安全対策要員 33 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 27 名）の計 49 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）並びに被災後６時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員５名（以下「召集要員」という。）の、合計 54 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 46 名）を確保する。なお、ユニッ

ト指揮者は、重大事故等対策の初動後対策において、必要に応じて現場の指揮を行う。

また、火災発生時の初期消火活動に対応するため、消火活動要員についても発電所に常時確保する。

重大事故等が発生した場合、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員は、緊急時対策所に参集し、通報連絡、注水確保及び電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行う。

重大事故等の対応については、高線量下の対応においても、当社社員及び協力会社社員を含め要員を確保する。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の重大事故等対策要員（運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員にて構成される。以下同じ。）に欠員が生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め重大事故等対策要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた重大事故等対策要員の体制に係る管理を行う。

重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき時間外、休日（夜間）を含めて必要な要員を非常召集できるよう、定期的に通報連絡訓練を実施する。

(c-6) 重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記(c-2)項及び(c-4)項のとおり明確にするとともに、各班に責任者である班長及び副班長を配置する。

(c-7) 発電所対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長の所長（原子力防災管理者）及び班長が欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にする。

(c-8) 実施体制が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り

迅速に対応することが必要なことから、支援組織が、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等（テレビ会議システムを含む。）を備えた緊急時対策所を整備する。さらに、実施組織が中央制御室、緊急時対策所及び現場との連携を図るため、携行型通話装置等を整備する。

(c-9) 支援組織は、原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本店緊急時対策本部（以下「本店対策本部」という。）等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように衛星電話（携帯）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等を配備し、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

社内外対策本部との情報受理・伝達及び国・自治体等関係者との連絡調整を行う班が、本店対策本部と発電所対策本部間において発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、報道発表及び外部からの問い合わせ対応等については、本店対策本部の広報活動を行う班で実施することにより、発電所対策本部が事故対応に専念でき、また、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

(c-10) 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所における原子力防災体制発令の報告を受け、本店における原子力防災体制を発令した場合、速やかに本店対策本部（原子力施設事態即応センター含む。）を中之島及び若狭に設置する。社長は、原子力災害対策活動を実施するため本店対策本部長としてその職務を行う。

また、原子力緊急事態宣言が発出された場合又はそのおそれがある場合は、本店対策本部長である社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、災害対策活動の指揮を執る。社長が移動する場合は、定められた代行者が本店対策本部の指揮

を執る。なお、移動中の社長への連絡については、携帯電話等を使用する。

本店対策本部（中之島）においては、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制により発電所対策本部の支援を行い、本店対策本部（若狭）は、原子力部門による発電所対策本部への技術的支援を行う。

具体的には、発電所対策本部が事故対応に専念できるよう、本店対策本部（若狭）には、社内外情報の収集・連絡・記録、事故状況の把握・評価の支援、アクシデントマネジメントの支援、事故拡大防止策に関する支援、事故原因の究明・除去に関する支援及び復旧対策に関する支援等を行う班を設置し、本店対策本部（中之島）は、外部電源や通信設備に関する復旧等を行う班、本店対策本部の設営・運営、本部要員の召集並びに資機材及び食料の調達運搬等を行う班、自治体及び報道対応を行う班を設置し、発電所対策本部の災害対策活動の支援を行う。

本店対策本部は、原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し、必要な要員を派遣するとともに、災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店対策本部は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

(c-11) 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等発生時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて、機能喪失した設備の保

守を実施するための放射線量低減及び放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水の処理等の事態収束活動を円滑に実施するため、平時から必要な協力活動体制を継続して構築する。

（ⅱ）大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

a. 可搬型設備等による対応

大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合における体制の整備に関し、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、また、当該手順書にしたがって活動を行うための体制及び資機材を整備する。

一　大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。

二　大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

三　大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。

四　大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

五　大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するための対策に関すること。

(a) 大規模損壊発生時の手順書の整備

大規模損壊発生時の手順書を整備するに当たっては、大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象として、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定する。

大規模な自然災害については、多数ある自然災害の中から原子炉施設に大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害により、重大事故又は大規模損壊等が発生する可能性を考慮し対応手順書を整備する。

これに加え、確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスへの対応を含む手順書として、また、発生確率や地理的な理由により発生する可能性が極めて低いとして抽出していない外部事象に対しても緩和措置が行えるよう整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、大規模損壊を発生させる可能性の高い事象であることから、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを前提とした対応手順書を整備する。

(a-1) 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害への対応における考慮

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を想定するに当たっては、国内外の基準等で示されている外部事象を網羅的に収集し、その中から考慮すべき自然災害に対して、設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定し、原子炉施設の安全性に与える影響及び重畳することが考えられる自然災害の組合せについても考慮する。

また、事前予測が可能な自然災害については、影響を低減させるための必要な安全措置を講じることを考慮する。さらに、事態収束に必要と考えられる機能の状態に着目して事象の進展を考慮する。

(a-2) 故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における考慮

テロリズムには様々な状況が想定されるが、その中でも施設の広範囲にわたる損壊、不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定し、その上で流用性を持たせた柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

(a-3) 大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊発生時の対応手順書については、(a-3-3)項に示す5つの項目に関する緩和等の措置を講じるため、可搬型重大事故等対処設備による対応を中心とした多様性及び柔軟性を有するものとして、また、(a-3-3)項に示すとおり重大事故等対策において整備する手順等に対して、更なる多様性を持たせたものとして整備する。

大規模損壊によって原子炉施設が受ける被害範囲は不確定性が大きく、重大事故等対策のようにあらかじめシナリオ設定した対応操作は困難であると考えられる。よって、施設の損壊状況等の把握を迅速に試みるとともに断片的に得られる情報、確保できる要員及び使用可能な設備等により、原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減等のために効果的な対応操作を速やかにかつ臨機応変に選択及び実行する必要があることから、原子炉施設の被害状況を把握するための手段及び各対応操作の実行判断を行うための手段を手順として定め整備する。

また、当該の手順書については、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突が原子炉施設に及ぼす影響等、様々な状況を想定した場合における事象進展の抑制及び緩和対策の実効性を確認し整備する。

(a-3-1) 大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と判断フロー

大規模損壊発生時は、原子炉施設の状況把握が困難な場合、状況把握がある程度可能な場合を想定し、状況に応じた対応が可能となるよう判断フローを整備する。また、手順書を有効かつ効果的に活用するため、適用開始条件を明確化するとともに、緩和操作を選択するための判断フローを明示することにより必要な個別対応手段への移行基準を明確化する。

(a-3-1-1) 大規模損壊発生の判断及び対応要否の判断基準

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突について、緊急地震速報、大津波警報等又は衝撃音、衝突音等により検知した場合、中央制御室の状況、プラント状態の

大まかな確認及び把握を行うとともに、大規模損壊発生（又は発生が疑われる場合）の判断を当直課長又は原子力防災管理者が行う。また、以下の適用開始条件に該当すると当直課長又は原子力防災管理者が判断すれば、大規模損壊時に対応する手順に基づき事故の進展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

(a-3-1-1-1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突等により原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合

・プラント監視機能又は制御機能が喪失（中央制御室の喪失を含む。）
・使用済燃料ピットが損傷し漏えいが発生
・炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模損壊が発生
・大型航空機の衝突による大規模な火災が発生

(a-3-1-1-2) 当直課長が重大事故等発生時に期待する安全機能が喪失し、事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合

(a-3-1-1-3) 原子力防災管理者が大規模損壊時に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合

(a-3-1-2) 緩和操作を選択するための判断フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応を判断後、原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いて施設の損壊状況及びプラントの状態等を把握し、各対応操作の実行判断を行うための手段に基づいて、事象進展に応じた対応操作を選定する。緩和操作を選択するための判断フローは、中央制御室のプラント監視機能又は制御機能の喪失により状況把握が困難な場合には、外からの目視による確認又は可搬型計測器による優先順位にしたがった建屋内部の状況確認を順次行い、必要の都度緩和措置を行う。また、中央制御室又は緊急時対策所での監視機能の一部が健全であり、速やかな安全機能等の状況把握が可能な場合には、建屋内

部の状況から全体を速やかに把握し、優先順位を付けて喪失した機能を回復又は代替させる等により緩和措置を行う。また、適切な個別操作を速やかに選択できるように、当該フローに個別操作への移行基準を明確化する。

なお、個別操作を実行するために必要な重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備の使用可否については、大規模損壊時に対応する手順に基づく当該設備の状況確認を実施することにより判断する。

(a-3-2) 優先順位に係る基本的な考え方

環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、炉心損傷の潜在的可能性を最小限にすること、炉心損傷を少しでも遅らせることに寄与できる初期活動を行うとともに、事故対応への影響を把握するため、火災の状況を確認する。また、対応要員及び残存する資源等を基に有効かつ効果的な対応を選定し、事故を収束させる対応を行う。また、設計基準事故対処設備の安全機能の喪失、大規模な火災の発生及び運転員（当直員）を含む重大事故等対策要員等が被災した場合も対応できるようにするとともに、可搬型重大事故等対処設備等を活用することによって、(a-3-3)項の(a-3-3-1)項に示す 5 つの項目に関する緩和等の措置について、人命救助を行うとともに要員の安全を確保しつつ並行して行う。

さらに、環境への放射性物質の放出低減を最優先とする観点から、事故対応を行うためのアクセスルートの確保、操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

対応の優先順位については、把握した対応可能要員数、使用可能設備及び施設の状態に応じて選定する。

・原子炉施設の状況把握が困難な場合

プラント監視機能が喪失し、原子炉施設の状況把握が困難な場合においては、外観より施設の状況を把握する

とともに、対応可能な要員の状況を可能な範囲で把握し、原子炉格納容器又は使用済燃料ピットから環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、大規模な火災の発生に対しても迅速に対応する。また、監視機能を復旧させるため、代替電源による給電により、監視機能の復旧措置を試みるとともに、可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的に状態把握に努める。

外観より原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の破損が確認され、周辺の線量率が上昇している場合は、放射性物質の放出低減処置を行う。

外観より原子炉格納容器が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は原子炉格納容器破損の緩和処置を優先して実施し、炉心が損傷していないこと等を確認できた場合には、炉心損傷緩和の処置を実施する。

使用済燃料ピットへの対応については、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置及び漏えい抑制等の措置を行うとともに、常設設備又は可搬型設備による注水を行う。また、水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部又は外部からのスプレイを行う。

・原子炉施設の状況把握がある程度可能な場合

プラント監視機能が健全である場合には、運転員（当直員）等により原子炉施設の状況を速やかに把握し、判断フローに基づいて「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」機能の確保を基本とし、状況把握が困難な場合と同様に、環境への放射性物質の放出低減を目的に、優先的に実施すべき対応操作とその実効性を総合的に判断し、必要な緩和処置を実施する。

なお、部分的にしかパラメータ等を確認できない場合は、可搬型計測器等により確認を試みる。

上記の各対策の実施に当たっては、重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に、被害状況を確認し、早急に復旧可能なルートを選定し、ブルドーザ及び油圧ショベルを用いて法面崩壊による土砂、建屋の損壊によるガレキ等の撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。また、事故対応の支障となるアクセスルート及び操作場所が火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

(a-3-3) 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生した場合に対応する手順については、(a-3-3-1)項の 5 つの活動を行うための手順書として重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて、事象進展の抑制及び緩和に資するための多様性を持たせた手順等を適切に整備する。

また、(a-3-3-2)項から(a-3-3-14)項の手順等を基に共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合でも対応できるよう現場にてプラントパラメータを監視するための手順、重大事故等対策と異なる判断基準により事故対応を行うための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

(a-3-3-1) 5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書

・大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として、故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し、放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必

要な設備を配備する。

また、地震及び津波のような大規模な自然災害によって施設内の油タンク火災等の大規模な火災が発生した場合においても、同様な対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順書については、以下の(a-3-3-12)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに、早期に準備が可能な化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車、又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃、あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

また、重大事故等対策要員による消火活動を行う場合は、事故対応とは独立した通信手段を用いるために、別のトランシーバーの回線を使用することとし、発電所対策本部との連絡については衛星電話（携帯）を使用して、発電所対策本部長の指揮により対応を行う。

・炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-2)項から(a-3-3-6)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

炉心の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において１次冷却材喪失事象が発生している場合は、多様な炉心注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。また、１次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

・原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却には大容量ポンプを使用するための準備に時間がかかることから、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

・原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-3)項から(a-3-3-10)項、(a-3-3-13)項及び(a-3-3-14)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィー

ドアンドブリードを行う。また、１次冷却系を減圧する手段により、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する。

・炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合は、原子炉格納容器の破損を緩和するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器に注水し、原子炉容器内の残存溶融デブリを冷却する。

・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

・原子炉格納容器内の冷却又は破損を緩和するため、格納容器内自然対流冷却、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

・溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止するため、多様な格納容器スプレイ手段及び原子炉下部キャビティ注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により、溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する。また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。

・さらに、原子炉格納容器内に水素が放出された場合

においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を実施し、水素が原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を実施する。

・使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-11)項及び(a-3-3-13)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置等の措置を行うとともに、早期に準備が可能な常設設備による注水を優先して実施し、常設設備による注水ができない場合は、可搬型設備による注水を行う。水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は、建屋内部からのスプレイを行う。また、使用済燃料ピットの近傍に立ち入ることができない場合は、建屋外部からのスプレイを実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲により燃料体の著しい損傷の進行を緩和する。

・放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯

蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順書については、以下の(a-3-3-11)項及び(a-3-3-12)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

放射性物質の放出を低減するための対策が必要な場合における対応手順の優先順位は、原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失した場合は、格納容器スプレイが実施可能であれば、早期に準備が可能な常設設備によるスプレイを優先して実施し、常設設備によるスプレイができない場合は可搬型設備によるスプレイを実施する。格納容器スプレイが使用不能な場合又は放水砲による放水が必要と判断した場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合は、建屋外部からのスプレイにより放射性物質の放出低減を実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

(a-3-3-2) 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.2 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない場合に、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブ

リードにより原子炉を冷却する手順

(a-3-3-3)「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.3 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない場合に、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を減圧する手順

(a-3-3-4)「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.4 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、すべての炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉に注水する手順

(a-3-3-5)「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.5 の手順を用いた手順を整備する。

(a-3-3-6)「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.6 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-7)「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.7 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-8)「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.8 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・すべての格納容器スプレイ及び炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順及び原子炉に注水する手順

(a-3-3-9)「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.9 の手順を用いた手順を整備する。

(a-3-3-10)「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.10 の手順を用いた手順を整備する。

(a-3-3-11)「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.11 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットへの注水による水位維持が不可能又は不明と判断した場合若しくは原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は損壊が不明な場合において、

原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、送水車及びスプレイヘッダの運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットへの建屋外部からスプレイを行う手順

・送水車による使用済燃料ピットへのスプレイの手順が使用できない場合に、化学消防自動車をスプレイヘッダに接続し、使用済燃料ピットへの建屋内部又は外部からのスプレイを行う手順

(a-3-3-12)「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.12 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・原子炉格納容器、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）等が破損している場合又は破損が不明な場合に、建屋周辺の線量率が上昇している場合は、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器へスプレイする手順

・すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順

(a-3-3-13)「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.13 の手順に加えて、以下の手順を整備する。

・大規模な火災や長期間にわたり大津波警報が発令されている状況等を考慮し、被災状況、場所により適切なルートで淡水（消火水タンク等）又は海水の水源を確保する手順

(a-3-3-14)「1.14 電源の確保に関する手順等」

重大事故等対策にて整備する 1.14 の手順を用いた手順

を整備する。

(a-3-4) (a-3-3)項に示す大規模損壊への対応手順書は、中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるよう整備するが、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能に期待できる可能性も十分に考えられることから、運転員が使用する手順書も並行して活用した事故対応も考慮したものとする。

(b) 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

大規模損壊発生時の体制については、組織が最も有効に機能すると考えられる通常の緊急時対策本部の体制により対応することを基本としつつ、通常とは異なる対応が必要となる状況においても流動性を持って対応できるように整備する。

また、重大事故等を超えるような状況を想定した大規模損壊発生時の対応手順にしたがって活動を行うことを前提とし、中央制御室が機能喪失するような通常とは異なる体制で活動しなければならないような場合も対応できるよう教育、訓練及び体制の整備を実施する。

(b-1) 大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練

大規模損壊時への対応のための重大事故等対策要員（協力会社を含む。）への教育及び訓練については、重大事故等対策にて実施する教育及び訓練を基に大規模損壊発生時における各要員の役割に応じた任務を遂行するに当たり必要となる力量を習得及び維持するため、教育及び訓練を実施する。また、通常の指揮命令系統が機能しない場合を想定した指揮者等の個別の教育訓練を実施する。さらに、要員の役割に応じて付与される力量に加え、流動性をもって対応できるような力量を確保していくことにより、期待する要員以外の要員でも対応できるよう教育訓練の充実を図る。

(b-2) 大規模損壊発生時の体制

原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故

原因の除去並びに原子力災害の拡大防止及び緩和その他の必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため、通常の原子力防災組織の体制を基本とする原子力防災組織を設置し、発電所に緊急時対策本部の体制を整える。

また、重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生した場合にも、速やかに対応を行うため、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における時間外、休日（夜間）においても発電所内に消火活動要員 7 名を含む重大事故等対策要員 49 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）を確保し、大規模損壊の発生により中央制御室（運転員（当直員）を含む。）が機能しない場合においても、対応できるよう体制を整備する。

さらに、発電所構内に常時確保する対応要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

(b-3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方

大規模損壊発生時には、通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても、対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるよう、大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。

・時間外、休日（夜間）における副原子力防災管理者を含む常駐者は、地震、津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合にも対応できるよう、分散して待機する。また、建物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても、構内に勤務している他の要員を発電所対策本部での役務に割り当てる等の措置を講じる。

・プルーム放出時、最低限必要な要員は緊急時対策所にとどまり、プルーム通過後、活動を再開する。その他の要員は発電

所外へ一時避難し、その後、交替要員として発電所へ再度非常召集する。

・大規模損壊と同時に大規模な火災が発生している場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、消火活動要員は消火活動を実施する。また、発電所対策本部長が、事故対応を実施及び継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、重大事故等対策要員を火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。

(b-4) 大規模損壊発生時の支援体制の確立

(b-4-1) 本店対策本部体制の確立

原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の本店からの支援を実施するため、社長を本店の本部長とする本店対策本部が速やかに確立できるよう体制を整備する。

原子力緊急事態が発出された場合又はそのおそれがある場合は、社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、原子力災害の指揮を執る。原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時においては、状況に応じて両者を統合した原子力緊急時対策・非常災害対策統合本部（以下「統合本部」という。）を設置する。

統合本部を設置した場合は、統合本部の本部長は原子力緊急時対策本部長とする。本部長は必要に応じて原子力災害を除く災害対応の指揮を本部長が指名する者に代行させる。

(b-4-2) 外部支援体制の確立

他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ応援要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

協力会社より現場作業や資機材輸送等に係る要員の派遣を要請できる体制、プラントメーカー及び建設会社による技術的支援を受けられる体制を整備する。

(c) 大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備

大規模損壊の発生に備え、大規模損壊発生時の対応手順にした

がって活動を行うために必要な重大事故等対処設備及び資機材を配備する。

(c-1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応に必要な設備の配備及び当該設備の防護の基本的な考え方

可搬型重大事故等対処設備は、重大事故等対策で配備する設備の基本的な考え方を基に同等の機能を有する設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失することのないよう外部事象の影響を受けにくい場所に保管する。また、大規模損壊の共通要因で、同時に複数の可搬型重大事故等対処設備が機能喪失しないように配慮する。

・可搬型重大事故等対処設備は、基準地震動を一定程度超える地震動に対して、地震により生ずる敷地下斜面のすべり、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。また、基準津波を一定程度超える津波に対して、裕度を有する高台に保管するとともに、竜巻により同時に機能喪失させないよう、位置的分散を図り複数箇所に保管する。

・屋外の可搬型重大事故等対処設備は、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとって当該建屋と同時に影響を受けない場所に分散して配備する。

・可搬型重大事故等対処設備同士の距離を十分に離して複数箇所に分散して保管するとともに、常設設備への接続口、アクセスルートを複数設ける。また、速やかに消火及びガレキ撤去できる資機材を当該事象による影響を受けにくい場所に保管する。

(c-2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については、重大事

故等対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に高線量の環境、大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また、そのような状況においても使用を期待できるよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとった場所に分散して配備する。

・炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において事故対応するために着用するマスク、高線量対応防護服及び個人線量計等の必要な資機材を配備する。

・地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災、又は故意による大型航空機の衝突に対して大規模な航空機燃料火災の発生時において、必要な消火活動を実施するために着用する防護具、消火剤等の資機材及び消火設備を配備する。

・大規模損壊の発生時において、指揮者と現場間、発電所外等との連絡に必要な通信手段を確保するため、多様な通信手段を複数整備する。また、消火活動専用の通信設備としてトランシーバー、衛星電話（携帯）を配備する。

b. 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋（以下「原子炉補助建屋等」という。）への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより炉心の著しい損傷が発生するおそれがある場合又は炉心の著しい損傷が発生した場合（以下、上記により発生する事故を「原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等」という。）において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう整備する。

また、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備に関して、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、その活動を行うための手順書に関する教育及び訓練を実施するとともに、必

要な資機材を整備する。

一　特定重大事故等対処施設を用いた原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の抑制に関すること。

なお、「(ⅰ) 重大事故等対策」は共通事項を含む重大事故等の対応に関する事項を、「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a. 可搬型設備等による対応」は大規模損壊が発生した場合の可搬型設備等による対応を示しており、ここでは特定重大事故等対処施設に関する事項について特記すべき内容を示す。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「原子炉等規制法」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

(a) 特定重大事故等対処施設の手順書の整備

特定重大事故等対処施設の手順書を整備するに当たっては、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合を想定する。

手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書、緊急時対策本部が使用する手順書及び特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員（以下「特重施設要員」という。）が使用する手順書を整備する。

(a-1) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合への対応における考慮

(a-1-1) 原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等が発生し、中央制御室及び緊急時対策所が機能喪失する過酷な状態において、原子炉施設の状態の把握及び原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等対策の適切な判断を行うため、必要な情報が速やかに得られるように情報

の種類及び入手方法を整理するとともに、判断基準を明確にし、手順書にまとめる。

(a-1-2) 原子炉格納容器の破損を防ぐために、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準をあらかじめ明確にした手順書を以下のとおり整備する。

特定重大事故等対処施設の使用については、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作について、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

フィルタベントについては、フィルタでは除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気を大気へ放出する手順であるが、原子炉格納容器の破損を防止するためにフィルタベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタベントを用いた放射性物質の放出を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

(a-1-3) 特定重大事故等対処施設による対応において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

特定重大事故等対処施設による対応において、原子力防災管理者及び当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部が使用する手順書及び運転員が使用する手順書に整備する。また、特重施設要員が躊躇せず操作できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を特重施設要員が使用する手順書に整備する。

特定重大事故等対処施設による対応時の発電所原子力緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）活動において特定重大事故等対処施設による対応を実施する際に、発電所対策本部長が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保

護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部が使用する手順書に整備する。

(a-1-4) 特定重大事故等対処施設による対応に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に特定重大事故等対処施設による対応を実施するため、特重施設要員、運転員及び緊急時対策本部が使用する手順書を適切に定める。

緊急時対策本部が使用する手順書に、体制、通報及び発電所対策本部内の連携等について明確にした手順を定める。

特重施設要員及び運転員が使用する手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

(a-1-5) 特定重大事故等対処施設による対応の判断基準として確認される水位、圧力等の計測可能なパラメータを整理し、手順書に明記する。

原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを、あらかじめ選定し、手順書に明記する。

パラメータが故障等により計測不能な場合は、代替パラメータ及び代替確認手段にて当該パラメータを推定する方法を手順書に明記する。

また、特定重大事故等対処施設による対応におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価にて整理した有効な情報について、特重施設要員及び発電所緊急時対策本部要員（以下「緊急時対策本部要員」という。）が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及びパラメータ挙動予測並びに影響評価のための判断情報とし、特重

施設要員及び緊急時対策本部が使用する手順書に整理する。

(a-1-6) 原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムの前兆事象を把握ができるか、それにより想定される重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して、特定重大事故等対処施設の機能の維持及び事故の緩和対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合又は発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合、原則として原子炉の停止及び冷却操作を行う手順を整備する。

(a-1-7) 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるよう、特重施設要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては、特重施設要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては、換気空調設備の隔離等により、特重施設要員が事故対策に必要な各種の操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても、特重施設要員に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

(a-1-8) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においては、特定重大事故等対処施設による対応を行う。なお、並行して「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a. 可搬型設備等による対応」で整備した可搬型設備等による対応準備も行い、柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

(a-2) 特定重大事故等対処施設の対応手順書の整備及びその対応操作

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合の特定重大事故等対処施設による対応（以下「特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応」という。）については、以下に示す項目を目的とした特定重大事故等対処施設を構成する設備（以下「ＥＳ設備」という。）の操作を実施するための手順を整備する。

・特定重大事故等対処施設の準備操作
・原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作
・炉内の溶融炉心の冷却
・原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却
・格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減
・原子炉格納容器の過圧破損防止
・[redacted]の居住性
・電源設備
・計装設備
・通信連絡設備

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。）として原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作等により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに、確実に行えるよう訓練を実施する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる大規模損壊時については、原子炉補助建屋等と特定重大事故等対処

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

施設は同時に破損しない設計としており、特定重大事故等対処施設の被害状況の確認は実施しない。

なお、大規模損壊発生時のプラント全体のアクセスルートの確保及び被害状況の把握については、フィルタベント手動操作時の現場手動操作機構へのアクセスルートを含めて「(ⅰ) 重大事故等対策」の「a.(b) アクセスルートの確保」及び「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(a-3-2) 優先順位に係る基本的な考え方」に示すとおり、発電所内の道路及び通路ができる限り確保できるよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保するとともに、障害物を除去可能なブルドーザ及び油圧ショベルを保管し、それらを運転できる要員を確保する等、実効性のある運用管理を行う。

また、大規模な火災への対応は、「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(a-3-3-1) 5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書」と同じ運用管理を実施する。

前兆事象を確認し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合は、中央制御室運転員及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。

(a-2-1) 特定重大事故等対処施設の対応手順書の適用条件と判断フロー

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時に特定重大事故等対処施設を有効かつ効果的に活用することが可能となるよう判断フローを整備する。

(a-2-1-1) 特定重大事故等対処施設による対応要否の判断基準

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その

他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合又は発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合、中央制御室運転員及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。特重施設要員は、特定重大事故等対処施設による対応の指示を受けた後は、その後発電所対策本部長から指示がなくとも手順着手の判断基準に基づき手順にしたがった対応を行い、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制する。ただし、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による対応が可能となり、特定重大事故等対処施設による対応を実施する必要がないと発電所対策本部長が判断した場合は、発電所対策本部長の指揮のもと、通常のプラント停止操作又は「a. 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の手順を用いた対応に移行する。

なお、必要に応じて発電所対策本部と[　　]は通信連絡設備を用いて情報共有を行う。

(a-2-1-2) 特定重大事故等対処施設が有する機能を選択するための判断フロー

原子力防災管理者又は当直課長が、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応を判断後、特重施設要員は手順にしたがった対応を行う。

(a-2-2) 優先順位に係る基本的な考え方

(a-2-2-1) 特定重大事故等対処施設による対応と可搬型設備等による対応

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる大規模損壊発生時には、特定重大事故等対処施設による対応と並行して、可搬型設備等による対応準備も行うが、特定重大事故等対処施設を用いた対応

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

を優先する。

(a-2-2-2) 特定重大事故等対処施設における各手順の基本的考え方

特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応においても、可搬型設備等を用いた対応と同様に、大気への放射性物質の放出低減を最優先に考える。このため、使用する手順の順番としては、原子炉への注水、原子炉格納容器へのスプレイによる冷却・減圧、原子炉格納容器内雰囲気のフィルタを介した大気放出の順で実施することとする。

また、フィルタベントについては、フィルタでは除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気を大気へ放出する手順であることから、フィルタベントの開始については放射性物質の減衰期間を考慮して、可能な範囲で遅い時期に開始することを基本とする。また、原子炉格納容器の破損を防止するためにフィルタベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタベントを用いた放射性物質の放出を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

なお、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に、設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による対応が可能となり、フィルタベントを実施する必要がないと発電所対策本部長が判断した場合は、発電所対策本部長の指揮のもと、「a. 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の手順を用いた対応に移行する。

(a-2-3) 特定重大事故等対処施設による対応を行うために必要な手順書

特定重大事故等対処施設による対応については、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。）

で規定する内容に加え、「設置許可基準規則」に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 10.4 表に示す「特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要」を含めて手順書を適切に整備する。

(b) 特定重大事故等対処施設による対応の体制の整備

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう整備する。また、(a)における特定重大事故等対処施設の手順書を用いた活動を行うための教育及び訓練を実施するとともに、必要な資機材を整備する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの 7 日間、特定重大事故等対処施設は必要な設備が機能できるようにする。なお、特定重大事故等対処施設は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突に対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものとするため、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等及び特定重大事故等対処施設に衝突することによってこれらが同時に破損することを防ぐ設計とするとともに、信頼性向上を図る設計であることから、特定重大事故等対処施設の復旧作業及びそのために必要な体制の整備は不要である。

(b-1) 特定重大事故等対処施設による対応のための要員への教育及び訓練の実施

特定重大事故等対処施設による対応のための要員は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等

対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより要員の力量の維持及び向上を図る。

要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

・要員に対し必要な教育及び訓練項目を年 2 回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて迅速かつ円滑に対処できるよう要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、特定重大事故等対処施設の運用開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

(b-1-1) 特定重大事故等対処施設については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対処する施設であることを踏まえ、特定重大事故等対処施設からの操作による原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

(b-1-2) 要員の役割に応じて、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するための迅速かつ円滑な対

処ができるよう過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するため、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、発電所対策本部の指揮者、運転員（当直員）及び特重施設要員の連携等を確認するための演習等を定期的に計画する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、必要に応じて事象進展による悪条件（高線量下、夜間及び悪天候（降雨、強風等）及び照明機能低下等）等を想定し、必要な防保護具等を使用した訓練も実施する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、特重施設要員は、役割に応じて特定重大事故等対処施設について熟知しておく必要があるため、現場を含めた模擬訓練を行う。また、通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき、設備の定期点検及び運転に必要な操作を自らが行う。

保修課員は、原子力研修センターにてポンプ、弁設備等の分解点検、調整、部品交換の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに、設備の点検においては、保守実施方法をまとめた作業手順書に基づき、現場に立ち、巡視点検、分解機器の状況確認、組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに、作業手順書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らも行う。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備する。特重施設要員は、それらの情報及びマニュアルを用いて、事故時対応訓練を行うことで、設備資機材の保管場所、保管状態を把握し、取扱いの習熟を図るとともに、情報

及びマニュアルの管理を実施する。

(b-2) 特定重大事故等対処施設による対応の体制

(b-2-1) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するため、「(ⅰ) 重大事故等対策」の「d.(c) 体制の整備」、「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(b-2) 大規模損壊発生時の体制」及び「a.(b-3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方」にて整備される体制のもと、特重施設要員は実施組織として、(a)における特定重大事故等対処施設の対応手順書にしたがって活動を行う。

なお、特定重大事故等対処施設設置に伴う基本的な体制は、特定重大事故等対処施設設置を踏まえた対応を行う。

(b-2-2) 特定重大事故等対処施設による対応における指示者は、事象発生前については原子力防災管理者又は当直課長であり、発電所対策本部設置後においては、所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部長として全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理する。

発電所対策本部は、複数号炉の同時被災の場合において、発電所対策本部長の指示により指名した指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行い、重大事故等対策を実施する。

また、発電所対策本部長の指示により指名された指揮者は、特重施設指揮者として、特重施設要員に指示を行い、特定重大事故等対処施設による対応を実施する。

特重施設要員を特定重大事故等対処施設内に常時確保し、複数号炉の同時被災が発生した場合においても、確保した特重施設要員により、特定重大事故等対処施設による対応を実

施できる体制とする。特重施設要員は指揮者の指示のもと、特定重大事故等対処施設による対応を実施する。

(b-2-3) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な特重施設要員として、[redacted]（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は要員の確保の必要なし。）を確保する。また、「（ｉ）重大事故等対策」の「d.(c) 体制の整備」で整備される重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、必要な要員を確保した上で、特重施設要員[redacted]（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は要員の確保必要なし。）を確保する。

なお、特重施設要員を特定重大事故等対処施設内に常時確保し、中央制御室（運転員（当直員）を含む。）又は重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による格納容器破損防止対策が有効に機能しなくなる場合においても、対処できるよう体制を整備する。

(b-2-4) 病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の特重施設要員に欠員が生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め特重施設要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた特重施設要員の体制に係る管理を行う。

特重施設要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

(b-2-5) フィルタベント時における対応として、フィルタベントの開始前には、最低限必要な要員（重大事故等対策要員）は緊急時対策所にとどまり、フィルタベントによる被ばくの影響が低下すれば、活動を再開する。その他の要員はＰＲ館等で屋内待機させるか発電所外に一時退避し、その後の交代要員

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

として発電所へ再度参集する。

また、特重施設要員はフィルタベント時及びプルーム放出時においても［　　］にとどまる。

(b-3) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の支援体制の確立

(b-3-1) 本店対策本部体制の確立

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の本店対策本部体制において「(ⅰ) 重大事故等対策」の「d.(c) 体制の整備」及び「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(b-4-1) 本店対策本部体制の確立」と同じ運用管理を実施する。

(b-3-2) 外部支援体制の確立

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するため、特定重大事故等対処施設内であらかじめ用意された資機材及び燃料等、［　　］にとどまり対応するために必要な飲料及び食料等により、特定重大事故等対処施設による対応を実施し、発電所の外部からの支援が受けられるまでの 7 日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるようにする。

また、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の外部支援体制の確立においては、プラントメーカー、協力会社、建設会社、燃料供給会社、他の原子力事業者等関係機関と協議及び合意の上、外部支援計画及び発電所外に保有している重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）と同種の設備、予備品、燃料等により、事象発生後 6 日間までに支援を受けられる計画等を定める「(ⅰ) 重大事故等対策」の「c. 支援に係る事項」及び「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(b-4-2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

外部支援体制の確立」と同じ運用管理を実施する。

(c) 特定重大事故等対処施設の資機材の配備に関する基本的な考え方

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの 7 日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持するため、特重施設要員[redacted]が要員の交代なしに 7 日間、[redacted]にとどまり対応活動が可能なよう資機材を配備する。

・外部支援が受けられない場合も[redacted]で対応可能なように、飲料水、食料等を[redacted]に備蓄する。

・特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制に係る資料を配備する。

・[redacted]は居住性を確保した設計とするためマスク等の個人が用いる防護具は必要ないが、万一のための防護具としてマスク及び呼吸用ボンベを配備する。

・要員の交代を行う場合でも対応可能なように、必要な防護具等、チェンジングエリア用資機材等を配備する。

また、緊急時対策所等の資機材の配備において「(ⅰ) 重大事故等対策」の「c. 支援に係る事項」及び「(ⅱ) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「a.(c-2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方」と同じ運用管理を実施する。

(2) 有効性評価

(ⅰ) 基本方針

a. 評価事象

本原子炉施設が安全確保のために設計基準として設けた設備について、その機能が喪失した場合であっても、重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故（以下「重大事故等」という。）に対する対策により、事象進展を防止あるいは放射性物質の放出を抑制できることを示し、重大事故等に対する対策の有効性を確認する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

重大事故等に対する対策の有効性は「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」等（以下「規則等」という。）に基づき評価を実施し、有効性があることを確認する見地から、以下のとおり代表的な事象を選定する。

なお、選定に当たっては、確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の知見を踏まえ、規則等で想定する事故シーケンスグループ（運転停止中を含む。）、格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらすものが新たに抽出されないことを確認する。

また、１次冷却材管の破断による原子炉冷却材喪失（以下「ＬＯＣＡ」という。）を想定する場合の配管の破断規模については、非常用炉心冷却設備（以下「ＥＣＣＳ」という。）の特徴を踏まえたＰＲＡ上の取扱いに従い、以下のとおり分類する。

・大破断ＬＯＣＡ

１次冷却材管の両端破断のように、事象初期に急激な１次冷却系の減圧を生じるもので、蓄圧注入系及び低圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

・中破断ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡと比較して破断口が小さく、１次冷却系の減圧が比較的緩やかで、蓄圧注入系及び高圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

(a) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故に対する炉心損傷防止対策の評価事象は、対応が可能な範囲を明確にした上で、事故シーケンスグループごとに炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

なお、事故シーケンスグループのうち、炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものについては、国内外の先進的な対策と同等のものを講じていることを確認する。

(a-1) ２次冷却系からの除熱機能喪失

主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故

(a-2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び冷却材ポンプシール部からの１次冷却材の流出（以下「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」という。）が発生する事故並びに外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

(a-3) 原子炉補機冷却機能喪失

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故

(a-4) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(a-5) 原子炉停止機能喪失

主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故及び負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故

(a-6) ＥＣＣＳ注水機能喪失

中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故

(a-7) ＥＣＣＳ再循環機能喪失

大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故

(a-8) 格納容器バイパス

１次冷却系の圧力が原子炉格納容器外の低圧系に付加されるために発生するＬＯＣＡ（以下「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」という。）及び蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(b) 運転中の原子炉における重大事故

運転中の原子炉における重大事故に対する格納容器破損防止対策の評価事象は、原子炉施設の特性等を考慮し、工学的に発生すると考えられる範囲を明確にした上で、格納容器破損モードごとに原子炉格納容器への負荷等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

(b-1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

(b-1-1) 格納容器過圧破損

大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(b-1-2) 格納容器過温破損

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故

(b-3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

(b-4) 水素燃焼

大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故

(b-5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

本原子炉施設においては、工学的に発生しない。

(b-6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

(c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故に対する使用済燃料ピット内の燃料損傷防止対策の評価事象は、規則等で想定された以下の事故とする。

(c-1) 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故（以下「想定事故１」という。）

(c-2) サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故（以下

「想定事故２」という。）

(d) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故に対する原子炉内の燃料損傷防止対策の評価事象は、事故シーケンスグループごとに燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕等を考慮して選定した結果、以下の事故とする。

(d-1) 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故

(d-2) 全交流動力電源喪失

燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故

(d-3) 原子炉冷却材の流出

燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故

(d-4) 反応度の誤投入

原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故

b. 評価項目

(a) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

炉心損傷防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(a-1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。

(a-2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力で

ある 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]を下回ること。

(a-3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力 0.261MPa[gage]又は限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回ること。

(a-4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度 122℃又は限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(b) 運転中の原子炉における重大事故

格納容器破損防止対策について、以下の項目を概ね満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(b-1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.261MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回ること。

(b-2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(b-3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(b-4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。

(b-5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。

(b-6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol%以下であること。

(b-7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(b-1)の要件を満足すること。

(b-8) 溶融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

(c) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料の損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(c-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(c-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(c-3) 未臨界が維持されていること。

(d) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

運転停止中の原子炉内の燃料損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

(d-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(d-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(d-3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

c. 事故に対処するために必要な施設

「(1) 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」で整備する施設のうち、「(2) 有効性評価」において重大事故等に対処するために必要な施設を第 10.3 表に示す。

（ⅱ）評価条件

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。この際、解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設

定する。

a. 主要な解析条件

(a) 評価に当たって考慮する事項

(a-1) 安全機能の喪失に対する仮定

有効性評価で対象とする事象に応じ、適切に安全機能の喪失を考慮する。

(a-2) 外部電源に対する仮定

重大事故等に対する対策の有効性評価に当たっては、外部電源の有無の影響を考慮する。

(a-3) 単一故障に対する仮定

重大事故等は、設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

(a-4) 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、適切な時間余裕を設定する。

また、運転員等操作時間は、操作現場までのアクセスルートの状況、操作現場の状況等を踏まえ、訓練実績等に基づき設定する。

(b) 共通評価条件

(b-1) 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(b-1-1) 初期条件

・炉心熱出力の初期値は、原則として、定格値(2,432MWt)に正の定常誤差（定格値の＋2%）を考慮した値を用いる。（事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）

・１次冷却材平均温度の初期値は、原則として、定格値（305.7℃）に正の定常誤差（＋2.2℃）を考慮した値を用

いる。

（事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）

・１次冷却材圧力の初期値は、原則として、定格値（15.41MPa[gage]）に正の定常誤差（＋0.21MPa)を考慮した値を用いる。

（事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く。）

・１次冷却材流量は熱設計流量を用いる。

・炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料の装荷を考慮する。

・炉心バイパス流量割合は設計値として 4%を用いる。

・即発中性子寿命、遅発中性子割合、減速材密度係数、ドップラ係数等の核的パラメータは、原則としてウラン燃料の装荷を考慮した炉心運用を包絡する値を用いる。

・加圧器保有水量の初期値は、全出力運転状態における保有水量に基づき 60%体積とする。

・蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%を考慮する。また、蒸気発生器２次側保有水量は 1 基当たり設計値として 51t を用いる。

・原子炉格納容器自由体積は、設計値に余裕を考慮した小さい値として 69,500m^3 を用いる。

・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値に余裕を考慮した小さい値を用いる。

・原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は、設計値として 47℃及び 12.0kPa[gage]を用いる。

・主要機器の形状に関する条件は、以下の値を用いる。

・加圧器、蒸気発生器、冷却材ポンプ、１次冷却材管及び原子炉格納容器は設計値を用いる。

・原子炉容器は標準値を用いる。

(b-1-2) 事故条件

１次冷却材管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について、炉心損傷防止対策の有効性評価においては低温側とする。

(b-1-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

・トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、余裕を考慮した値を使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%落下までの時間を 1.8 秒とする。

・安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

過大温度ΔＴ高

１次冷却材平均温度等の関数（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力低

12.83MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

１次冷却材ポンプ電源電圧低

65%（定格値に対して）（応答時間 1.2 秒）

蒸気発生器水位異常低

蒸気発生器狭域水位 11%（応答時間 2.0 秒）

工学的安全施設作動信号のうち、非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

11.66MPa[gage]（圧力）及び水位検出器下端水位（水位）の一致（応答時間 2.0 秒）

原子炉圧力異常低

10.97MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

（事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」及び「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」を除く。）

・原子炉制御設備は作動しないものとする。ただし、加圧

器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁は自動動作するものとする。なお、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」のうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び給水制御系は自動作動するものとする。

・加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を使用する。また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の動作圧力については設計値に余裕を考慮した高い値を使用する。

・加圧器逃がし弁容量： 95t/h（1 個当たり）

・加圧器安全弁容量　：157t/h（1 個当たり）

・主蒸気逃がし弁容量：定格主蒸気流量
（ループ当たり）の 10%

・主蒸気安全弁容量　：定格主蒸気流量
（ループ当たり）の 100%

・冷却材ポンプ回転数等の冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いる。

・格納容器循環冷暖房ユニットは 1 基動作し、1 基当たり設計値に余裕を考慮した小さい除熱特性（100℃～約 153℃、約 8.1MW～約 13.9MW）で原子炉格納容器を除熱するものとする。

・燃料取替用水タンクの水量は 1,325m^3 を用いる。

(b-2) 運転中の原子炉における重大事故

(b-2-1) 初期条件

(b-1-1)に同じ。ただし、格納容器破損モード「水素燃焼」については、原子炉格納容器内に分散し配置した重大事故等対処施設の有効性を評価する観点から設計値に基づく条件とし、原子炉格納容器のヒートシンク及び初期圧力は、以下の値を用いる。

・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値に余裕を考慮した大きい値を用いる。

・原子炉格納容器の初期圧力は 0kPa[gage]を用いる。

(b-2-2) 事故条件

１次冷却材管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について、格納容器破損防止対策の有効性評価においては、高温側とする。

(b-2-3) 重大事故等対策に関連する機器条件

(b-1-3)に同じ

(b-3) 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

(b-3-1) 初期条件

・使用済燃料ピットの熱負荷は、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組み合わせで貯蔵されている場合を想定して、7.638MW を用いる。

・事象発生前使用済燃料ピット水温は 40℃を用いる。

・使用済燃料ピットに隣接するピットの状態として、使用済燃料ピット、原子炉補助建屋内キャナル及びキャスクピットは接続状態とする。なお、水温が 100℃まで上昇する時間の評価は、使用済燃料ピットのみの水量を考慮する。

・使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

(b-3-2) 重大事故等対策に関連する機器条件

・放射線の遮蔽が維持できる使用済燃料ピット水位としては、燃料頂部から 4.23m とする。

(b-4) 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(b-4-1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

・炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料の装荷を

考慮する。

・事象は、原子炉停止の 72 時間後に発生するものとする。

・１次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。

・１次冷却材高温側温度の初期値は 93℃とする。

・１次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを 100mm 上回る高さとする。

・１次冷却系開口部は、加圧器安全弁が 3 個取り外され、加圧器のベント弁が 1 個開放されているものとする。

・主要機器の形状に関する条件は以下の値を用いる。

・加圧器、蒸気発生器、１次冷却材管、冷却材ポンプ及び原子炉格納容器は設計値を用いる。

・原子炉容器は標準値を用いる。

b. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(a-1) 起因事象として、主給水流量喪失が発生するものとする。

(a-2) 安全機能としては、補助給水系の機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はあるものとする。

(a-4) フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、最小注入特性（高圧注入特性（0m³/h～約 140m³/h、0MPa[gage]～約 16.8MPa[gage]））を用いるものとする。

(a-5) フィードアンドブリードにおける 1 次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁 2 個を使用し、1 個当たりの容量は 95t/h とする。

(a-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-6-1) フィードアンドブリードは、蒸気発生器広域水位が 0%に到達した時点から 5 分後に開始する。

(b) 全交流動力電源喪失

(b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) ＲＣＰシール部からの漏えい率は、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合は、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 109m³/h とし、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮する。ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合は、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m³/h とし、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮する。

(b-5) タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 75m³/h の流量で注水するものとする。

(b-6) ２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(b-7) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m³（1 基当たり）

(b-8) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量は、１次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することとし、30m³/h を設定する。

(b-9) ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合において、冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である 0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

(b-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-10-1) ２次冷却系強制冷却は、事象発生の 40 分後に開始するものとする。

(b-10-2) 代替交流電源は、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては事象発生の 60 分後に確立するものとし、ＲＣＰ

シールＬＯＣＡが発生しない場合においては交流電源が 24 時間使用できないものとして、事象発生の 24 時間後に確立するものとする。

(b-10-3) １次冷却材温度の維持は、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(b-10-4) アキュムレータ出口電動弁の閉操作は、１次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10 分後に実施するものとする。

(b-10-5) ２次冷却系強制冷却の再開は、アキュムレータ出口電動弁の閉止から 10 分後に再開し、１次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(b-10-6) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(b-10-7) ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては、１次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

「(b) 全交流動力電源喪失」と同様である。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

(d-1) 起因事象として、中破断ＬＯＣＡが発生するものとし、破断口径は約 0.1m（4 インチ）とする。

(d-2) 安全機能としては、格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(d-3) 外部電源はあるものとする。

(d-4) 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、10.97MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(d-5) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台動作し、最大注入特性（高圧注入特性（0m^3/h～約 220m^3/h、

0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）、低圧注入特性（0m³/h～約 1,740m³/h、0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

(d-6) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

(d-7) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m³（1 基当たり）

(d-8) 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 32.2%到達後に行われるものとする。

(d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(d-9-1) 格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却の開始は、原子炉格納容器の最高使用圧力 0.261MPa[gage]到達から 30 分後とする。

(e) 原子炉停止機能喪失

(e-1) 炉心熱出力の初期値は、定格値(2,432MWt)を用いる。

(e-2) １次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。

(e-3) １次冷却材平均温度の初期値は、定格値（305.7℃）を用いる。

(e-4) 減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより－13pcm/℃（標準値）に設定する。

(e-5) ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。

(e-6) 対象炉心は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(e-4)、(e-5)の特性を考慮した炉心を用いる。

(e-7) 起因事象として、以下のいずれかが発生するものとする。

・主給水流量喪失

・負荷の喪失

(e-8) 安全機能としては、原子炉停止機能が喪失するものとする。

(e-9) 外部電源はあるものとする。

(e-10) ＡＴＷＳ緩和設備の作動信号は「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし、水位は狭域水位 7%を作動設定点とする。

(e-11) 主蒸気ライン隔離は、ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点到達の 17 秒後に隔離完了するものとする。

(e-12) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台は、ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

(f) ＥＣＣＳ注水機能喪失

(f-1) 起因事象として、中破断ＬＯＣＡが発生するものとし、破断口径は、約 0.15m（6 インチ）、約 0.1m（4 インチ）及び約 0.05m（2 インチ）とする。

(f-2) 安全機能としては、高圧注入機能が喪失するものとする。

(f-3) 外部電源はないものとする。

(f-4) 炉心への注水は、余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、最小注入特性（低圧注入特性 0m^3/h～約 740m^3/h、0MPa[gage]～約 0.7MPa[gage]）を用いるものとする。

(f-5) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

(f-6) 2 次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(f-7) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下

の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m^3（1 基当たり）

(f-8) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(f-8-1) 非常用炉心冷却設備作動信号発信の 10 分後に 2 次冷却系強制冷却操作を開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(f-8-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) ＥＣＣＳ再循環機能喪失

(g-1) 起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとし、破断口径は、1 次冷却材管（約 0.70m（27.5 インチ））の完全両端破断とする。

(g-2) 安全機能としては、ＥＣＣＳ再循環機能が喪失するものとする。

(g-3) 外部電源はあるものとする。

(g-4) 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位低(32.2%)到達時に行い、ＥＣＣＳ再循環切替に失敗することを想定する。

(g-5) 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、10.97MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-6) 原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.140MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(g-7) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台動作し、最大注入特性（高圧注入特性（0m^3/h～約 220m^3/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）、低圧注入特性（0m^3/h～約 1,740m^3/h、0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

(g-8) 内部スプレポンプは 4 台動作し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、再循環時には 2 台動作し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

(g-9) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

(g-10) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m^3（1 基当たり）

(g-11) 内部スプレポンプ 2 台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、200m^3/h を設定する。

(g-12) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(g-12-1) 内部スプレポンプによる代替再循環の開始は、ＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後とする。

(h) 格納容器バイパス

(h-1) インターフェイスシステムＬＯＣＡ

(h-1-1) 起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-2) 1 次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。

(h-1-3) 破断口径は、以下のとおり設定する。

・原子炉格納容器外の余熱除去クーラ出口逃がし弁
（等価直径約 3.3cm（約 1.3 インチ）相当）

・原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁
（等価直径約 11cm（約 4.2 インチ）相当）

・原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等
（等価直径約 4.1cm（約 1.6 インチ）相当）

(h-1-4) 安全機能としては、余熱除去機能が喪失するものとする。

(h-1-5) 外部電源はないものとする。

(h-1-6) 炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、最大注入特性（高圧注入特性（0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]））を用いるものとする。

(h-1-7) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

(h-1-8) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力	4.04MPa[gage]
アキュムレータの保有水量	29.0m³（1 基当たり）

(h-1-9) ２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(h-1-10) 余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(h-1-11) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-1-11-1) 主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却操作は、非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

(h-1-11-2) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(h-1-11-3) 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-1-11-4) 非常用炉心冷却設備停止条件が成立又は原子炉トリップ後 1 時間経過すれば、アキュムレータを隔離し、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充

てん注入に切り替えるものとして、4 分の操作時間を考慮するものとする。

(h-1-11-5) 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

(h-2) 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(h-2-1) 起因事象として、1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

(h-2-2) 安全機能としては、破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。

(h-2-3) 外部電源はないものとする。

(h-2-4) 炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、最大注入特性（高圧注入特性（0m^3/h～約 220m^3/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]））を用いるものとする。

(h-2-5) 電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

(h-2-6) 2 次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものとし、容量は各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(h-2-7) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(h-2-7-1) 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作、破損側蒸気発生器

への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気止弁の閉止操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

(h-2-7-2) 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

(h-2-7-3) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(h-2-7-4) 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(h-2-7-5) 非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに 2 分の操作時間を考慮するものとする。

(h-2-7-6) 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

(h-2-7-7) 余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

c. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

(a-1) 格納容器過圧破損

(a-1-1) 事故進展解析の条件

(a-1-1-1) 起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとし、破断口径は、1 次冷却材管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断とする。

(a-1-1-2) 安全機能としては、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(a-1-1-3) 外部電源はないものとする。

(a-1-1-4) 水素の発生については、ジルコニウム－水反応を考慮する。

(a-1-1-5) タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、事象発生の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 75m³/h の流量で注水するものとする。

(a-1-1-6) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m³（1 基当たり）

(a-1-1-7) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、120m³/h とする。

(a-1-1-8) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量は、120m³/h とする。

(a-1-1-9) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(a-1-1-10) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-1-1-10-1) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生の 24 時間後に停止するものとする。

(a-1-1-10-2) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%到達後に停止するものとする。

(a-1-1-10-3) 大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は、

事象発生の 24 時間後とする。

(a-1-2) 放射性物質（Ｃｓ－１３７）の放出量評価の条件

(a-1-2-1) 事象発生直前まで、定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、ウラン燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

(a-1-2-2) 原子炉格納容器内に放出されるＣｓ－１３７の量は、炉心全体の内蔵量に対して、75%の割合で放出されるものとする。

(a-1-2-3) 原子炉格納容器内に放出されたＣｓ－１３７は、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。

(a-1-2-4) 評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても確認する。

(a-1-2-5) 原子炉格納容器からの漏えい率は、評価期間中一定の 0.16%/d とする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.12%/d とする。

(a-1-2-6) 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものとする。

(a-1-2-7) アニュラス空気再循環設備の微粒子フィルタの効率は 99%とする。

(a-1-2-8) アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生の 106 分後とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたＣｓ－１３７はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

(a-2) 格納容器過温破損

(a-2-1) 事故解析の条件

(a-2-1-1) 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。

(a-2-1-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(a-2-1-3) 外部電源はないものとする。

(a-2-1-4) ＲＣＰシール部の漏えい率として、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m³/h とし、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。

(a-2-1-5) 水素の発生については、ジルコニウム－水反応を考慮する。

(a-2-1-6) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m³（1 基当たり）

(a-2-1-7) 1 次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁 2 個を使用するものとし、1 個当たりの容量は 95t/h とする。

(a-2-1-8) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量は、120m³/h とする。

(a-2-1-9) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量は、120m³/h とする。

(a-2-1-10) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(a-2-1-11) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-2-1-11-1) 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧は、炉心溶融開始の 10 分後に開始するものとする。

(a-2-1-11-2) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）69%到達（原子炉格納容器保有水量 1,700m³ 相当）、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用

圧力到達の 30 分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生の 24 時間後に停止するものとする。

(a-2-1-11-3) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%到達後に停止するものとする。

(a-2-1-11-4) 大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は、事象発生の 24 時間後とする。

(b) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-2) 格納容器過温破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(b-1) リロケーションは、炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b-2) 原子炉容器は、最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(c-1) 原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径は、計装用案内管の径と同等とする。

(c-2) エントレインメント係数は、Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値とする。

(c-3) 溶融炉心と水の伝熱面積は、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の粒子径の最確値より算出された面積とする。

(d) 水素燃焼

(d-1) 起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとし、破断口径は、１次冷却材管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断とする。

(d-2) 安全機能としては、高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失するものとする。

(d-3) 外部電源はあるものとする。

(d-4) 炉心内の金属―水反応による水素発生量は、ＭＡＡＰによる評価結果に基づき全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正する。また、水の放射線分解及び金属腐食による水素の発生を考慮する。水の放射線分解では、水素の生成割合を、炉心水については 0.4 分子／100eV、サンプ水については 0.3 分子／100eV とする。金属腐食では、アルミニウム及び亜鉛を考慮する。

(d-5) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与するものとする。

(d-6) 静的触媒式水素再結合装置は、5 個の設置を考慮する。また、1 個当たりの処理性能については設計値に基づき 1.2kg/h（水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa[abs]）とする。

(d-7) 原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(d-8) 内部スプレポンプは 4 台動作し、最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

(e) 溶融炉心・コンクリート相互作用

「(a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）(a-1) 格納容器過圧破損」と同様であるが、以下の条件を適用する。

(e-1) 溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がりについては、原子炉下部キャビティ床底面の全面とする。

(e-2) 溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限は、大気圧条件で 0.8MW/m^2 相当とする。

(e-3) 溶融炉心とコンクリートの伝熱として、伝熱抵抗を考慮せず、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定する。

d. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

(a) 想定事故１

(a-1) 事象発生前使用済燃料ピット水位については、燃料頂部より 7.13m とする。

(a-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はないものとする。

(a-4) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量は、15m^3/h を設定する。

(a-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-5-1) 送水車による注水は、事象発生の 4.5 時間後に開始するものとする。

(b) 想定事故２

(b-1) 使用済燃料ピット冷却系配管の破断によって想定される初期水位については、使用済燃料ピット出口配管下端（燃料頂部より 5.82m）まで低下するものとする。また、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮する。

(b-2) 安全機能としては、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量は、15m^3/h を設定する。

(b-5) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-5-1) 送水車による注水は、事象発生の 4.5 時間後に開始するものとする。

e. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(a) 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能

喪失）

(a-1) 起因事象として、余熱除去ポンプ 1 台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。

(a-2) 安全機能としては、運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、充てん／高圧注入機能が喪失するものとする。

(a-3) 外部電源はないものとする。

(a-4) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　1.0MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m^3（1 基当たり）

(a-5) 恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水流量は 20m^3/h とする。

(a-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(a-6-1) アキュムレータによる炉心注水操作は、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。

(a-6-2) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、2 基目のアキュムレータによる注水以降とし、事象発生の 91 分後に開始するものとする。

(b) 全交流動力電源喪失

(b-1) 起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b-2) 安全機能としては、非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(b-3) 外部電源はないものとする。

(b-4) アキュムレータの初期の保持圧力及び保有水量として、以下の値を用いる。

アキュムレータの保持圧力　　1.0MPa[gage]

アキュムレータの保有水量　　29.0m^3（1 基当たり）

(b-5) 恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水流量は $20m^3/h$ とする。

(b-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-6-1) アキュムレータによる炉心注水操作は、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。

(b-6-2) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、2 基目のアキュムレータの注水以降とし、事象発生の 91 分後に開始するものとする。

(c) 原子炉冷却材の流出

(c-1) 起因事象として、余熱除去系統から 1 次冷却材が流出するものとする。

(c-2) 1 次冷却材の流出流量を $600m^3/h$ とする。さらに、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとし、流出口径は約 0.2m（8 インチ）相当とする。

(c-3) 安全機能としては、1 次冷却系水位が 1 次冷却材管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらに運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c-4) 外部電源はないものとする。

(c-5) 充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水流量は $20m^3/h$ を設定する。

(c-6) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(c-6-1) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は、余熱除去機能喪失の 20 分後に開始するものとする。

(d) 反応度の誤投入

(d-1) 制御棒位置は全挿入状態とする。

(d-2) 1 次冷却系の有効体積は、$201m^3$ とする。

(d-3) 原子炉停止中の 1 次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、ほう素濃度は 2,600ppm とする。

(d-4) 臨界ほう素濃度は 1,650ppm とする。

(d-5) 起因事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、１次冷却材中に純水が注水されるものとする。

(d-6) １次冷却系への純水注水最大流量は 81.8m³/h とする。

(d-7) 外部電源はあるものとする。

(d-8) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値は停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

(d-9) 事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(d-9-1) 希釈停止操作は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から 10 分後に開始し、操作に 1 分を要するものとする。

(ⅲ) 評価結果

評価項目となるパラメータに対する評価結果は以下のとおりであり、原則、事故シーケンスグループ、格納容器破損モード及び想定事故ごとに選定した評価事象のうち、発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定し、評価項目となるパラメータに対して最も厳しくなる原子炉施設の事故の結果を記載する。

a. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(a) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であることについては、これが最も厳しくなる「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」において、不確かさを考慮しても以下のとおり評価項目となるパラメータを満足する。なお、「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」の事象初期において、設計基準事故時の評価結果を参照した場合は、燃料被覆管温度の最高値は約 1,120℃、燃料被覆管の酸化量は約 4.6%となる。

(a-1) 燃料被覆管温度の最高値は約 770℃であり、不確かさを考慮しても 1,200℃以下である。

(a-2) 燃料被覆管の酸化量は約 0.1%であり、不確かさを考慮しても酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下である。

(b) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において約 19MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 1.2 倍である 20.59MPa[gage]を下回る。

(c) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.31MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.261MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回る。

(d) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器温度の最高値は約 130℃であり、不確かさを考慮しても 200℃を下回る。

b. 運転中の原子炉における重大事故

(a) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.31MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力 0.261MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回る。

(b) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、原子炉格納容器温度の最高値は約 140℃であり、不確かさを考慮しても 200℃を下回る。

(c) 放射性物質の総放出量については、これが最も厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、Ｃｓ－１３７の総放出量は、事故発生後から 7 日後までの間で約 5.2TBq、100 日後ま

でを考慮したとしても約 5.3TBq であり、不確かさを考慮しても放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響を小さくとどめている。

(d) 原子炉容器の破損時の原子炉冷却材圧力については、これが最も厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において約 0.23MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても 2.0MPa[gage]を下回る。

(e) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については、工学的に発生する可能性がある圧力スパイクの観点で最も厳しい「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」に原子炉格納容器内注水を考慮した事故において、圧力上昇は見られるものの、不確かさを考慮しても熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失することはない。

(f) 水素濃度については、水素の放出時期と放出速度の観点で最も厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故」において、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度の最大値は約 11vol%であり、不確かさを考慮しても 13vol%以下である。また、水の放射線分解等によって発生する水素を考慮しても、原子炉格納容器内に設置する静的触媒式水素再結合装置の効果により、原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少することから爆轟に至ることはない。

(g) 全炉心内のジルコニウム量の 75%と水が反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は約 0.38MPa[gage]であり、不確かさを考慮しても最高使用圧力の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回る。

(h) 溶融炉心・コンクリート相互作用については、最も炉心溶融が早期に生じる「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」においても、恒

設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水により、溶融炉心からの崩壊熱は除去され、原子炉下部キャビティのコンクリートは有意に侵食されることはなく、不確かさを考慮しても原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失することはない。

c. 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

初期水位の観点から最も厳しい想定事故２において、事故発生から使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h に相当する水位まで低下するのに要する時間は約 1.0 日であり、事故を検知し、送水車を配備し注水を行うまでに十分な時間余裕があることから、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。さらに、使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.968 であり、未臨界性を確保できる設計としている。この実効増倍率は使用済燃料ピット内の水の沸騰による水密度の低下に伴って低下することから、未臨界は維持される。このため、不確かさを考慮しても燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに未臨界は維持される。

d. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から最も厳しい「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」及び「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたが閉止されている状態であるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射

線の遮蔽を維持できる。また、炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により、１次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。運転停止中において、炉心は高濃度のほう酸水で満たされており、ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.9%Δk/k であり、未臨界を維持できる。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、取替炉心を考慮しても炉心は露出することはなく、未臨界は維持され、また、原子炉容器上部ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。

e. 重大事故等に対処するために必要な要員及び資源

重大事故等に対処するために必要な要員及び資源については、要員、水源、燃料及び電源が確保され、重大事故に対処できる。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(1/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、手動による原子炉緊急停止、原子炉出力抑制（自動）、原子炉出力抑制（手動）により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持する手順等を整備する。また、原子炉の出力抑制を図った後にほう酸水注入により原子炉を未臨界に移行する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td rowspan="3">フロントライン系機能喪失時</td><td>手動による原子炉緊急停止</td><td>運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により、原子炉を緊急停止する。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（自動）</td><td>ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、ＡＴＷＳ緩和設備の自動作動による主蒸気止弁の閉により、１次冷却材温度が上昇し減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないこと、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（手動）</td><td>ＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動操作によりタービン手動トリップ操作、主蒸気止弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで、１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備のほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及び充てん／高圧注入ポンプによりほう酸タンク水を原子炉へ注入するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。 ほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸濃縮ラインが使用できない場合は、代替手段として充てん／高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入し原子炉を未臨界状態へ移行させる。安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。 ほう酸水注入は燃料取替ほう素濃度になるまで継続する。なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。
配慮すべき事項	優先順位		ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号によるＡＴＷＳ緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を行う。 中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。 原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(2/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、１次冷却系のフィードアンドブリード又は蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>１次冷却系のフィードアンドブリード</td><td>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位となれば再循環運転に切り替える。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより低温停止とする。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	復水タンク及び多様性拡張設備である２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから多様性拡張設備である２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、多様性拡張設備である海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。

対応手順等	サポート系機能喪失時	補助給水ポンプの機能回復	常設直流電源系統喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 全交流動力電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合、空冷式非常用発電装置による非常用母線の回復により電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 なお、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。 補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。
		主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合は、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

対応手順等	監視及び制御		原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの動作状況を補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合は、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。
配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系機能喪失時	補助給水の機能が回復すれば、蒸気発生器への注水を確認し主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作により蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等		全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等による非常用母線への給電を確認し起動する。 電動補助給水ポンプ起動後は、長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

配慮すべき事項	主蒸気逃がし弁操作時の環境条件	蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項	全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。加圧器逃がし弁の開操作準備の手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。
	１次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。 １次冷却系のフィードアンドブリードを開始するすべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記の校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	タービン動補助給水ポンプ起動弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作できる。 主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(3/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、１次冷却系のフィードアンドブリード、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を減圧する手順等を整備する。
また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、１次冷却系を減圧する手順等を整備する。
さらに、蒸気発生器伝熱管破損又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、１次冷却系を減圧する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>１次冷却系のフィードアンドブリード</td><td>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になり、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系のフィードアンドブリードにより１次冷却系を減圧する。燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位となれば再循環運転に切り替える。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行い、低温停止とする。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。 なお、補助給水ポンプの優先順位は、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源（交流）からの給電時は燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 復水タンク及び多様性拡張設備である２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから多様性拡張設備である２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、多様性拡張設備である海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧が行われていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開いていなければ中央制御室にて開操作する。

対応手順等	サポート系機能喪失時	補助給水ポンプの機能回復	常設直流電源系統喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 全交流動力電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合、空冷式非常用発電装置による非常用母線の回復により電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。
		弁の機能回復	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧を行う。 全交流動力電源喪失時において、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）から空気配管に窒素を供給し、中央制御室から加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却系の減圧を行う。 また、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復が不能時は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。 常設直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合は、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。常設蓄電池が機能喪失した場合又は24 時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供給し、中央制御室から開操作し１次冷却系の減圧を行う。

対応手順等	高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱防止	炉心損傷時、１次冷却材圧力が 2.0MPa〔gage〕以上である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する。
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。 破損側蒸気発生器を１次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。 破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続し破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。 １次冷却系を減圧後、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を安全注入から充てんに切り替え、余熱除去系により炉心を冷却する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡが発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。 １次冷却材圧力、加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断し、格納容器外への１次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に発見し隔離する。 破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の格納容器外への漏えいを抑制する。 低温停止に移行するに当たり、余熱除去系による原子炉の冷却が困難な場合、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系機能喪失時	補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等		常設直流電源喪失時、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで、中央制御室から遠隔操作を行う。常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「１.１４ 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項		全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。
	環境条件		蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。 加圧器逃がし弁を確実に動作させるために、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の設定圧力は、有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器圧力を考慮した上で余裕を持たせた値に設定する。

配慮すべき事項	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の漏えい箇所について	インターフェイスシステムＬＯＣＡの漏えい箇所の特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ、火災報知器等により行う。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。
	１次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。 １次冷却系のフィードアンドブリードを開始する、すべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	タービン動補助給水ポンプ起動弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作できる。 主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

第10.1表　重大事故等対策における手順書の概要(4/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、１次冷却材喪失事象が発生している場合は代替炉心注水、代替再循環運転により、１次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却により、運転停止中の場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器２次側による炉心冷却により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また、１次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、格納容器の破損を防止するため、格納容器水張りにより原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>１次冷却材喪失事象が発生している場合</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>代替炉心注水</td><td>非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。

代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、準備時間の短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	代替再循環運転	非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びA内部スプレクーラにより格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。 再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合は、炉心の著しい損傷を防止するために余熱除去ポンプ 1 台運転とし流量を低下させ再循環運転を継続する。再循環運転できない場合は、燃料取替用水タンクを水源とし充てん／高圧注入ポンプ 1 台により原子炉への注水を行う。燃料取替用水タンクへの補給に成功している場合は、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水又は恒設代替低圧注水ポンプ等による代替炉心注水により原子炉への注水を行う。 また、格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却及び原子炉補機冷却水を使用し格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内の冷却を行う。 原子炉への注水は、格納容器内水位が格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さとなれば停止する。

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	代替炉心注水	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に原子炉への注水機能が喪失し、1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉へ海水を注水する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、注水流量が大きく、準備時間の短い恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にC充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるA、B内部スプレポンプ（自己冷却）（RHRS－CSS連絡ライン使用）等を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。
			代替再循環運転	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合、大容量ポンプによる代替補機冷却水の確保及び代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されていることを確認する。また、空冷式非常用発電装置より受電したB余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。 原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、多様性拡張設備であるが準備時間の短いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にB余熱除去ポンプ（海水冷却）又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	格納容器水張り	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合、格納容器圧力と温度又は格納容器循環冷暖房ユニット出入口の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であり原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へ注水する。 ・内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。 ・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水の必要がないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。なお、格納容器への注水量は、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでとする。 格納容器へのスプレイするために使用する補機の優先順位は、内部スプレポンプを優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの順とする。
	1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系機能喪失時 サポート系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 全交流動力電源喪失等により、中央制御室から主蒸気逃がし弁を操作できない場合は、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却により1次冷却系の減圧を行う。 主蒸気逃がし弁による2次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	炉心注水／代替炉心注水	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・アキュムレータ水を原子炉に注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。 炉心注水、代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室で操作可能である充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を行う。充てん／高圧注入ポンプが使用できない場合は、アキュムレータを使用する。 上記による原子炉への注水不能の場合は、準備時間の短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を使用し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。
			代替再循環運転	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラを用いた代替再循環運転により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による２次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

対応手順等	運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	代替炉心注水	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・アキュムレータ水を原子炉へ注水する。 ・空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが、電源回復しない場合でも注水が可能な燃料取替用水タンクからの重力注水を優先する。空冷式非常用発電装置から受電後は、準備時間が短いアキュムレータを使用する。並行して継続的に原子炉に注水するために恒設代替低圧注水ポンプを準備し、準備が整えば使用する。次にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）等による代替炉心注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。

対応手順等	運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	代替再循環運転	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時は、大容量ポンプにより代替補機冷却水が確保され、空冷式非常用発電装置より受電したＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。 原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが準備時間が短いＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。
			蒸気発生器２次側による炉心冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に１次冷却系に開口部がない場合、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保された場合は、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による２次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。
配慮すべき事項	１次冷却材喪失事象が発生している場合	優先順位	フロントライン系機能喪失時	非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。
			サポート系機能喪失時	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉への注水機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。

配慮すべき事項	１次冷却材喪失事象が発生している場合	格納容器隔離弁の閉止		全交流動力電源喪失時、ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、ＲＣＰシール部から１次冷却材が漏えいするおそれがあるため、封水戻り第２隔離弁等を閉操作する。 隔離は、空冷式非常用発電装置より電源を確保すれば、中央制御室にて封水戻り第２隔離弁を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。
		恒設代替低圧注水ポンプの注水先について		フロントライン系機能喪失時又は、全交流動力電源喪失時若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う。 炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う。なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。また、全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が重畳した場合は、その後、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。
		残存デブリ冷却時	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 炉心の著しい損傷、溶融が発生時に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	残存デブリ冷却時	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。なお、炉心の著しい損傷、溶融が発生時に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
			残存デブリ冷却時の1次冷却材圧力監視について	原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器水張り操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材圧力が格納容器圧力より高い場合は、溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と格納容器内を均圧させる。
			残存デブリ冷却時の注水量ついて	格納容器への注水量は、原子炉格納容器水位計、内部スプレクーラ出口流量計、格納容器スプレ流量積算計、内部スプレ系連絡消火水流量積算計、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計、原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計及び燃料取替用水タンク水位計の収支により注水量を把握する。 残存デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は、残存デブリを冷却し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでとする。
			炉心損傷後の再循環運転について	炉心が損傷した場合において、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え、内部スプレポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ等により、格納容器圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施可否を検討する。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	再循環不能時の格納容器内の冷却	代替再循環運転により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水できない場合、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の開操作不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、充てん／高圧注入ポンプ等により燃料取替用水タンク水を原子炉に注水するとともに、格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。

配慮すべき事項	運転停止中の場合	優先順位	フロントライン系機能喪失時	運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を優先する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、炉心注水又は代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。
			サポート系機能喪失時	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を実施する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。
		格納容器内からの退避		運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は１次冷却材が流出した場合に、燃料取替用水タンクの保有水を充てん／高圧注入ポンプ等にて原子炉へ注水して開放中の加圧器安全弁から格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、格納容器内の雰囲気悪化から格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。 また、運転停止中に１次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、臨界になる可能性があるため格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。
	復旧に係る手順等			全交流動力電源が喪失した場合、設計基準事故対処設備を代替電源（交流）からの給電により起動し十分な期間の運転を継続させる。
	電源確保			空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）及びアキュムレータ出口電動弁へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

配慮すべき事項	燃料補給	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ 以上（1 基当たり）、2 基）を管理する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として 6,200ℓ 以上を管理する。
	作業性	C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(5/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、蒸気発生器２次側による炉心冷却、格納容器内自然対流冷却、代替補機冷却、大容量ポンプによる代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td rowspan="3">フロントライン系機能喪失時</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作することで、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う。
補助給水ポンプについては、電動補助給水ポンプを優先して使用し、電動補助給水ポンプが使用できなければ、タービン動補助給水ポンプを使用する。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した状態において、１次冷却材喪失事象が発生した場合、大容量ポンプを配置、接続し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
<tr><td>代替補機冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプにより、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。</td></tr>
</table>

対応手順等	サポート系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ又は空冷式非常用発電装置から受電した電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作することで、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う。 補助給水ポンプについては、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。
		格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
		大容量ポンプによる代替補機冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプによりＢ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。

配慮すべき事項	作業性	主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。 大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。
	主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件	蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により電動補助給水ポンプへ給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(6/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>炉心損傷前</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合又は格納容器スプレイ再循環運転時に内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	炉心損傷前	フロントライン系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、代替炉心注水に使用していないことを確認して恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。
		サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、１次冷却材喪失事象が発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、代替炉心注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置から受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・空冷式非常用発電装置から受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

対応手順等	炉心損傷前	サポート系機能喪失時	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。

対応手順等	炉心損傷後	フロントライン系機能喪失時	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
			代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

対応手順等	炉心損傷後	サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失による格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上となった場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。
			格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。

配慮すべき事項	優先順位		炉心損傷前及び炉心損傷後のフロントライン系機能喪失時は、継続的な冷却実施の観点及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、サポート系機能喪失時の格納容器内自然対流冷却では大容量ポンプを使用するため準備に時間を要することから、使用を開始するまでの間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は代替格納容器スプレイを使用する。
	炉心損傷前	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。
	炉心損傷後	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	炉心損傷前	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
	炉心損傷後	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却及び溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却を目的とした格納容器へのスプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで達すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

配慮すべき事項	放射性物質濃度低減	炉心損傷後において、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。
	作業性	大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保	空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプに給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(7/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">対応手順等</td><td rowspan="4">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全</td><td>格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプが起動していない場合、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
<tr><td>代替格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。

・格納容器圧力が最高使用圧力以上、かつ内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、大容量ポンプを配置、接続し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
		代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上の場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

配慮すべき事項	優先順位	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器の圧力及び温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを優先する。次に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。
		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却は大容量ポンプの使用準備に時間を要することから、この間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。
	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全又は全交流動力電源喪失若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全又は全交流動力電源喪失若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器へのスプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

配慮すべき事項	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さになれば格納容器スプレイを停止し格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。
	作業性		大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。 格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにおける現場への移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。
	電源確保		空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(8/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水（原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイ）により、溶融し格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり格納容器バウンダリへの接触を防止する手順等を整備する。
また、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、炉心注水及び代替炉心注水により、原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</td><td rowspan="2">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全</td><td>格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位を確保し、維持する。</td></tr>
<tr><td>原子炉下部キャビティ注水</td><td>原子炉下部キャビティ直接注水</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、以下の手順により原子炉下部キャビティへ直接注水する。

・内部スプレポンプ 3 台以上の故障等により、必要な格納容器へのスプレイ流量が確認できず、格納容器内への注水機能が喪失し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを停止する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・注水完了後に、原子炉下部キャビティの水位が確認できない場合は、原子炉下部キャビティへの直接注水を再開する。</td></tr>
</table>

対応手順等	格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	原子炉下部キャビティ注水	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、内部スプレポンプ全台の故障等により格納容器内への注水機能が喪失し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、以下の手順により原子炉下部キャビティへ直接注水する。 ・空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを停止する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・注水完了後に、原子炉下部キャビティの水位が確認できない場合は、原子炉下部キャビティへの直接注水を再開する。
				代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

対応手順等	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水ができない場合、充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
			代替炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により、原子炉への注水ができない場合に、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプの故障等により、充てんラインを使用した原子炉への注水ができない場合に、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

対応手順等	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	代替炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。
配慮すべき事項	優先順位	格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する手段の優先順位は、内部スプレポンプを使用する格納容器スプレイを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを使用する。
		溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は、中央制御室操作により早期に運転可能な充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを用いた原子炉への注水を優先する。次にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水、充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを用いた炉心注水、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。
	原子炉下部キャビティの水位監視			溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を監視するため、格納容器へのスプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水時は原子炉下部キャビティ水位計により確認する。

配慮すべき事項	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は、全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。 ・炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。 ・炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 ・炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 ・炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。なお、炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。
	作業性		Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるように作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保		空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプに給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(9/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解による水素が、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出された場合においても水素爆発による格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">水素濃度低減</td><td>静的触媒式水素再結合装置</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の動作状況を、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の指示値を確認する。</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器水素燃焼装置</td><td>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置からの給電後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。また、原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の指示値を確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	水素濃度監視	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	炉心出口温度が 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示が 1×10^{5}mSv/h 以上に到達した場合、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。 全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時は、空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度を確認する。
配慮すべき事項	電源確保		全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。代替電源設備により給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(10/19)

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等		
方針目的		炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素が原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。
対応手順等	水素排出	非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス循環ファンを運転し、アニュラス内の水素を含むガスがアニュラスからアニュラス循環フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Ｂアニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から代替制御用空気を供給するための系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Ｂアニュラス循環ファンを運転する。
	水素濃度監視	炉心の損傷を判断した場合、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を起動後、アニュラス内の水素濃度を確認する。 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を起動後、アニュラス内の水素濃度を確認する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、アニュラス内の水素濃度を確認する。
配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気再循環設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(11/19)

<table>
<tr><td colspan="3">1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合、使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するため使用済燃料ピットへの注水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するため使用済燃料ピットへのスプレイ、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>海水から使用済燃料ピットへの注水</td><td>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生し、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L. ＋31.79m 以下まで低下している場合であって、かつ燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクの機能が喪失した場合又は燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクからの注水を実施しても水位低下が継続する場合、送水車により海水を使用済燃料ピットへ注水する。
使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先する。送水車は、使用準備に時間を要することから、あらかじめ送水車等の運搬、設置及び接続を行い、燃料取替用水タンク等の注水手段がなければ使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	使用済燃料ピットへのスプレイ及び放水	使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合、以下の手段により、使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする。 ・原子炉補助建屋の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により原子炉補助建屋に近づけない場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。
	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時、又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時、常設設備である使用済燃料ピット水位（広域）、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより使用済燃料ピットの監視を行う。また、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L.＋31.79m 以下まで低下している場合、可搬型設備である可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットの監視を行う。 使用済燃料ピットの監視は、常設設備により行うが、計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型設備の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を各計器がオーバーラップして監視する。直流電源が喪失している場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、可搬型設備の指示を確認する。 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価し、各設置場所間での関係性を把握し、指示値の傾向を確認することで使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定する。 使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、使用済燃料ピットエリア監視カメラの耐環境性向上のため、空気を供給し冷却を行う。

配慮すべき事項	作業性	海水から使用済燃料ピットへの注水にかかる可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。 送水車による使用済燃料ピットへのスプレイにかかる可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。
	電源確保	全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、使用済燃料ピットの状態を監視するため、代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）への重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。 送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給に関する手順は「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(12/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.12 工場外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の損傷又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への拡散抑制、海洋への拡散抑制により工場等外（以下「発電所外」という。）への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。
また、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合に、航空機燃料火災への泡消火により、火災に対応する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損</td><td>大気への拡散抑制</td><td>炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が 1×10^{5}mSv/h 以上となり、原子炉格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水する。</td></tr>
<tr><td>海洋への拡散抑制</td><td>原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する 2 箇所（取水口側 1 箇所、放水口側 1 箇所）にシルトフェンスを設置する。
大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、取水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に放水口側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、取水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。</td></tr>
</table>

対応手順等	貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷	大気への拡散抑制	使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、建屋内部の損壊等により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）内に立ち入ることが出来ない場合において、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値の著しい上昇及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊がなく、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づける場合、送水車及びスプレイヘッダにより原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。 使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇、又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づけない場合、送水車及びスプレイヘッダよりも射程距離が長い大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。
		海洋への拡散抑制	原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する2箇所（取水口側1箇所、放水口側1箇所）にシルトフェンスを設置する。 送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、取水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に放水口側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、取水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。
	航空機燃料火災への泡消火		原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲を用いて、海水を泡混合器で泡消火剤と混合しながら放水することで航空機燃料火災へ泡消火を実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の準備が完了するまで多様性拡張設備である化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃により、アクセスルートの確保、要員の安全確保、航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のために泡消火を実施する。

配慮すべき事項	操作性	放水砲による放水については、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状にするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の抑制効果があることから、なるべく噴霧状を使用する。 原子炉格納容器の損壊箇所が確認できる場合は、放水砲の噴射位置を原子炉格納容器損壊部に調整するが、確認できない場合は格納容器頂部へ調整する。 放水砲は、最も効果的な方角から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水する。 スプレイヘッダによる原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水については、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所が確認できる場合は、スプレイヘッダの噴射位置を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊部に調整する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車への燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
	作業性	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制又は航空機燃料火災への泡消火に係る可搬型ホース取付け等については速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを保管する。 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制に係る可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるよう送水車の保管場所に使用工具及び可搬型ホース等を保管する。
	燃料補給	大容量ポンプ（放水砲用）への給油は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の給油は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。 送水車への給油は、燃料の給油が必要になれば軽油用ドラム缶を用いて適宜実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(13/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故の収束に必要な水源である燃料取替用水タンク、復水タンク等とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源として、淡水源及び海水等を確保する。
設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給、炉心注水及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転、使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）への水の供給、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水並びに炉心の著しい損傷及び格納容器破損時の格納容器及びアニュラス部への放水のための水の供給について手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給</td><td>復水タンクへの供給ができない場合の代替手段</td><td>重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、蒸気発生器への注水ができない場合、以下の手段により原子炉を冷却する。

・送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給による蒸気発生器への注水により原子炉を冷却する。
・燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により格納容器内部への１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

復水タンクが使用できない場合は、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な２次系純水タンクを優先して使用する。他の多様性拡張設備による蒸気発生器への注水ができない場合は、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給により蒸気発生器への注水を行う。
蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に、すべての水源が使用不可能で蒸気発生器水位が低下した場合には、１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。</td></tr>
</table>

対応手順等	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給	復水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、送水車により海水を水源として復水タンクへ補給する。 復水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な２次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。

対応手順等	炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、以下の手段により、原子炉に注水する。 ・復水タンクを水源とし恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水により原子炉に注水する。 ・燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替えができない場合、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始し、他の多様性拡張設備による淡水の供給手段が使用できない場合は、海水を水源とし可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉に注水する。
		燃料取替用水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。 燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。
	格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生により、格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、復水タンクを水源として恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより格納容器へスプレイする。 また、送水車により復水タンクに海水を補給する。

対応手順等	格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。 燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。
		格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転	重大事故等の発生による格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転において、余熱除去ポンプの故障等により、再循環運転による原子炉への注水機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転により原子炉へ注水する。 ・全交流動力電源が喪失し、原子炉冷却機能が喪失した場合は、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水を確保し、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転により原子炉へ注水する。
		使用済燃料ピットへの水の供給	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合、海水を水源として送水車により使用済燃料ピットへ注水する。 使用済燃料ピットへの注水の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で実施可能な２次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。

対応手順等	使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水	重大事故等の発生により、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい等が発生し、使用済燃料ピットの機能が喪失した場合に、使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端以下で水位低下が継続する場合、以下の手順により使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へスプレイ及び放水する。 ・送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。なお、海水を使用する際、取水箇所は３号炉取水口、海水ポンプ室及び３号炉放水口付近から取水箇所を選定し使用する。
	炉心の著しい損傷及び格納容器破損時の格納容器及びアニュラス部への放水	重大事故等が発生し、炉心出口温度が 350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が 1×10^{5}mSv/h 以上となり、格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水する。
配慮すべき事項	作業ルート確保	構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。
	切替性	当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないように、最終的には海水から取水することで水の供給が中断することなく、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。 淡水又は海水を復水タンクへ補給することにより、継続的な蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を成立させるため、復水タンクの保有水量を 513m^3 以上に管理する。 淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、及び可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水により、継続的な炉心注水及び代替炉心注水を成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を 1,325m^3 以上に管理する。 淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、燃料取替用水タンクから復水タンクへ水源切替と復水タンクへの海水補給により、継続的な格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイを成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を 1,325m^3 以上に管理する。

配慮すべき事項	成立性	海水取水時は、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく水を供給する。
	作業性	復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。
	燃料補給	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(14/19)

<table>
<tr><td colspan="3">1.14 電源の確保に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため代替電源（交流）、代替電源（直流）及び代替所内電気設備から給電するための手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td>代替電源（交流）の給電</td><td>全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用高圧母線へ代替電源（交流）から給電し、電圧計により受電確認する。

・空冷式非常用発電装置から受電準備を行った後、空冷式非常用発電装置により給電する。
・電源車から受電準備を行った後、電源車を起動し給電する。

代替電源（交流）の給電手順の優先順位は、空冷式非常用発電装置、電源車の順で使用する。</td></tr>
<tr><td>代替電源（直流）の給電</td><td>全交流動力電源が喪失した場合は、蓄電池（安全防護系用）により非常用直流母線へ給電する。あわせて、全交流動力電源喪失発生後 1 時間を目安に中央制御室で不要直流負荷の切り離しを行う。
蓄電池（安全防護系用）の電圧が低下する前までに、代替電源（交流）及び可搬式整流器により非常用直流母線へ給電する。
また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソールを復旧する。
さらに、蓄電池（安全防護系用）の電圧が低下する前までに、蓄電池（３系統目）からの直流給電を実施する。
蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（３系統目）の電圧が低下する前までに、代替電源（交流）及び可搬式整流器により非常用直流母線へ給電する。</td></tr>
<tr><td>代替所内電気設備による電源給電</td><td>所内電気設備が共通要因で機能を失った場合、少なくとも 1 系統は機能の維持及び人の接近性を確保するために、空冷式非常用発電装置から代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。</td></tr>
</table>

配慮すべき事項	負荷容量	空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、空冷式非常用発電装置の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に供給する。 電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の負荷に給電する。
	悪影響防止	空冷式非常用発電装置や電源車により電力を供給する際、中央制御室及び現場で受電後の補機の自動起動を防止するため、補機の操作器を「引断」又は「切」にする。 受電後の蓄電池の充電による水素発生防止のため、蓄電池（安全防護系用）を用いた場合には、バッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパを「開」とし、バッテリ室換気ファンの起動により、バッテリ室の換気を行う。蓄電池（３系統目）を用いた場合には、蓄電池室（３系統目用）の換気を行う。
	成立性	所内直流電源設備から給電されている 24 時間以内に、常設代替電源（交流）である空冷式非常用発電装置により、十分な余裕を持って非常用直流母線に繋ぎ込み給電する。また、可搬型代替電源設備（交流）である電源車についても 24 時間以内に十分な余裕を持って給電する。
	作業性	暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。
	燃料補給	空冷式非常用発電装置又は電源車への給油は、負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば空冷式非常用発電装置については燃料油貯蔵タンク及び可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用い、電源車については燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の給油は、負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」及び「1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（重油）も含め、燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(15/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.15　事故時の計装に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>監視機能の喪失</td><td>計器故障時のパラメータ推定</td><td>パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、以下の手段により当該パラメータを推定する。

・発電用原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。
・パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。

○同一物理量で推定（温度、圧力、水位、流量、放射線量）
○水位を注水源若しくは注入先の水位変化又は注水量から推定
○流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定
○除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定
○１次冷却系からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視することにより推定
○圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定
○ほう素濃度と炉心の未臨界性から推定
○装置の動作特性により推定
○あらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定</td></tr>
</table>

対応手順等	監視機能の喪失	計器故障時のパラメータ推定	計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。 重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。
	監視機能の喪失	計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定	原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位である。 原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。 ・原子炉圧力容器内の温度のパラメータである 1 次冷却材温度が計測範囲を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を計測し、換算表を用いて温度へ変換する。多様性拡張設備である炉内温度が健全である場合は、炉内温度による計測を優先する。 ・原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位が低下して計測範囲以下となった場合は、原子炉水位で計測する。

対応手順等	計器電源の喪失	計器電源の喪失時の対応	直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手段は、以下のとおり。 ・全交流動力電源喪失時により計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車及び可搬式整流器等の運転により、計器へ給電する。 ・代替電源の供給ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。 また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。 可搬型計測器による計測においては、計測の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し、計測又は監視する。
	記録		パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線線量率等）は、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置又は可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

配慮すべき事項	パラメータの選定	炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力審査基準 1.1～1.10、1.13、1.14 のパラメータより選定する。 選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下のとおり分類する。 ・重要な監視パラメータ　：主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。 ・有効な監視パラメータ　：主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。 ・補助的な監視パラメータ：原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。 さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。 ・重要代替パラメータ　：重要な監視パラメータの代替パラメータのうち、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

配慮すべき事項	原子炉施設の状況把握	設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲並びに計器の個数を明確化した運転手順書を整備する。
	確からしさの考慮	圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にないとパラメータに不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。 原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。 アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。 なお、代替パラメータによる推定に当たっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。
	電源確保	全交流動力電源及び直流電源喪失時は、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車及び可搬式整流器等の運転により、計器へ給電する。 給電の手順は、「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(16/19)

1.16 原子炉制御室の居住性に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減に係る手順等を整備する。	
対応手順等	居住性の確保	重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないよう、中央制御室遮蔽及び中央制御室換気設備の外気を遮断した状態で閉回路循環運転（以下「中央制御室換気隔離モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護するとともにマネジメント（マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。 ・非常用炉心冷却設備作動信号発信又は中央制御室エリアモニタ指示上昇により中央制御室換気隔離信号の発信を確認した場合、中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードで運転中であることを確認する。全交流動力電源喪失により、中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードにできない場合は、手動によるダンパの開操作により中央制御室換気隔離モードの系統構成を行い、代替交流電源設備による給電後、中央制御室換気設備を運転する。 ・中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度又は二酸化炭素濃度が制限値を満足できない場合は、外気の取入れを実施する。 ・全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備による給電後、可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源に接続し中央制御室の照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用し、中央制御室非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）を使用する。 ・炉内温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合、炉心損傷の兆候が見られた場合又は発電所対策本部長が必要と判断した場合は、運転員等の内部被ばくを低減するため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。 ・運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、当直課長は発電所対策本部長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。また、交代要員は運転員等の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。

対応手順等	汚染の持ち込み防止	原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。なお、チェンジングエリアの区画を恒設化し、速やかに使用できるようにする。 全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、可搬型照明（ＳＡ）を電源に接続しチェンジングエリアの照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、常設の多様性拡張設備であるチェンジングエリア非常用照明を優先して使用し、チェンジングエリア非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）を使用する。
	放射性物質の濃度低減	非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス循環ファンを運転し、原子炉格納容器から漏えいした空気がアニュラスから放射性物質低減機能を有するアニュラス循環フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Ｂアニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から代替制御用空気を供給するための系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Ｂアニュラス循環ファンを運転する。
配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリアでは、現場作業を行う運転員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。除染により廃水が発生した場合は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気再循環設備に給電する。給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(17/19)

<table>
<tr><td colspan="3">1.17 監視測定等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため風向、風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>放射性物質の濃度及び放射線量の測定</td><td>通常時よりモニタステーション及びモニタポストにて放射線量を連続測定していることから、重大事故等時に設備が健全である場合は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストを優先し、機能が喪失した場合は、重大事故等対処設備である可搬式モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し、代替交流電源設備による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。
原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合、発電所海側敷地境界方向を含み原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量は、可搬式モニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録する。ただし、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストが使用できる場合の当該 4 方位（モニタステーション及びモニタポストの設置場所が 2 方位について重なるため 4 方位となる。）の測定については、モニタステーション及びモニタポストを優先して使用する。
重大事故等時の放射性物質の濃度（空気中）は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ）により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空気中）を測定する優先順位は、多様性拡張設備である移動式放射能測定装置（モニタ車）を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ）を使用する。
重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における、放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータ）及び電離箱サーベイメータにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。
発電所の周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。</td></tr>
</table>

対応手順等	風向、風速その他の気象条件の測定	重大事故等時の風向、風速その他気象条件は、可搬型気象観測装置により測定し、及びその結果を記録する。風向、風速その他気象条件を測定する優先順位は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用する。
配慮すべき事項	測定頻度	重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については、モニタステーション及びモニタポストが使用できなくなった場合の放射線量の測定は、可搬式モニタリングポストにより連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空気中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1 回／日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。 重大事故等時の風向、風速その他気象条件の測定は、連続測定を行う。
	バックグラウンド低減対策	重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出により、モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。 重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測装置が測定不能になった場合、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。
	他の機関との連携体制	重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国、地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画にしたがい、資機材及び要員の動員、放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電される。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(18/19)

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	
方針目的	緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な、居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。
居住性の確保	重大事故等が発生した場合、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（以下「緊急時対策所可搬型空気浄化装置」という。）による放射性物質の侵入低減、空気供給装置による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。 ・緊急時対策所を立ち上げる場合、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を緊急時対策所に接続し、起動するとともに、緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じ、空気流入量を調整する。また、プルーム放出時の緊急時対策所換気設備切替えに備え、空気供給装置の系統構成等の準備を行う。 ・原子力災害対策特別措置法第 10 条事象が発生した場合、緊急時対策所内可搬型エリアモニタを緊急時対策所内へ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタを原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置し、放射線量の測定を開始する。 ・緊急時対策所外可搬型エリアモニタ等の指示上昇や炉心損傷が生じる等、プルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化及び緊急時対策所換気設備切替えのための要員配置を行う。 ・原子炉格納容器からプルームが放出され、原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置した緊急時対策所外可搬型エリアモニタ、緊急時対策所付近に設置した可搬式モニタリングポスト又は緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が上昇した場合、速やかに緊急時対策所における緊急時対策所換気設備を緊急時対策所空気浄化装置から空気供給装置へ切り替えるとともに、緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定結果に応じ、空気流入量を調整する。その後、原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置した緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が低下し、緊急時対策所周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所換気設備を空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置へ切り替える。

必要な指示及び通信連絡	重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所に整備する。当該資料は常に最新となるよう通常時から維持、管理する。 重大事故等が発生した場合、緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。通信連絡に関わる手順等は「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。
必要な数の要員の収容	緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。 ・重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の対策要員の装備(線量計、マスク等)を配備し、維持、管理し、重大事故等時にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。 ・緊急時対策所への汚染の持込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを通常時から設置し、緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。 ・外部からの支援なしに 1 週間活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。
代替電源（交流）の給電	非常用母線からの給電喪失時には、電源車（緊急時対策所用）を起動し緊急時対策所へ給電する。代替交流電源として電源車（緊急時対策所用）は、緊急時対策所立ち上げ時にケーブルの接続を行う。 緊急時対策所立ち上げ時には、待機側の電源車（緊急時対策所用）のケーブル接続も行う。故障等により電源車（緊急時対策所用）の切替えが必要になった場合には、速やかに待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動し切り替える。

配置	重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレ等を整備する。
放射線管理	チェンジングエリア内では現場作業を行う要員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。汚染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、切替えが必要となった場合、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを待機側へ切り替え、線量に応じ、交換、保管する。 現場作業を行う要員等が身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所内で待機する。
電源確保	全交流動力電源喪失時は、原子炉補助建屋に設置する安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、空冷式非常用発電装置により給電される。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。
燃料補給	電源車（緊急時対策所用）への給油は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ 以上（1 基当たり）、2 基）を管理する。

第 10.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(19/19)

1.19 通信連絡に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備、発電所外（社内外）との通信連絡設備により通信連絡を行う手順等を整備する。	
対応手順等	発電所内との通信連絡	重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。 重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所内）により、緊急時対策所へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置を使用する。 直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策所との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。

対応手順等	発電所外（社内外）との通信連絡	重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所の緊急安全対策要員が、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。 重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムを使用する。 直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により、衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置へ給電する。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(1/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水	1.13にて整備する。		
	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	26分
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.3にて整備する。		
1.3	送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水	1.13にて整備する。		
	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	1.2にて整備する。		
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	4	26分
	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	36分
	可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	36分
1.4	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	19分
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	30分
	可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	8.5時間
		緊急安全対策要員	18	

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(2/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.4	C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水		運転員等（中央制御室、現場）	4	90 分
			緊急安全対策要員	3	
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出		1.3にて整備する。（主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復と同様）		
	アキュムレータによる炉心注水		運転員等（中央制御室、現場）	2	30 分
	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給		緊急安全対策要員	2	2.3 時間
	大容量ポンプへの燃料補給	タンクローリー（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		タンクローリー及び燃料油移送ポンプ使用時（E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
	送水車への燃料補給		緊急安全対策要員	2	75 分
1.5	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復		1.3にて整備する。		
	大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7にて整備する。		
	大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水		運転員等（中央制御室、現場）	3	6 時間
			緊急安全対策要員	10	
1.6	A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7にて整備する。		
	大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7にて整備する。		

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(3/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室、現場）	2	90分
		緊急安全対策要員	2	
	大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室、現場）	3	6時間
		緊急安全対策要員	10	
1.8	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	1.4にて整備する。		
	Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	1.4にて整備する。		
1.9	可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視	運転員等（中央制御室、現場）	4	50分
1.10	水素排出（アニュラス空気再循環設備）全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合の操作手順	運転員等（中央制御室、現場）	2	30分
	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定	運転員等（中央制御室）	1	50分
		緊急安全対策要員	1	

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(4/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	海水から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	5	2時間
	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	緊急安全対策要員	5	2時間
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	1.12にて整備する。 （大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	緊急安全対策要員	4	2時間
1.12	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
	シルトフェンスによる海洋への拡散抑制	緊急安全対策要員	6	4 時間
	送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制	緊急安全対策要員	5	2 時間
	大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
1.13	復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）	運転員等 （中央制御室、現場）	2	2.1 時間
		緊急安全対策要員	5	
	海水を用いた復水タンクへの補給	緊急安全対策要員	5	2 時間
	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（炉心注水時）	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.5 時間
		緊急安全対策要員	3	
	海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	海水を用いた復水タンクへの補給と同様。		
	燃料取替用水タンクから海水への水源切替（炉心注水時）	1.4 にて整備する。 （可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水と同様）		

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(5/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.13	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（格納容器スプレイ時）		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.5 時間
			緊急安全対策要員	3	
	復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.2 時間
			緊急安全対策要員	3	
	海水から使用済燃料ピットへの注水		1.11 にて整備する。		
	送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ		1.11、1.12 にて整備する。（送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ、送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制と同様）		
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水		1.11、1.12 にて整備する。（大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水		1.12 にて整備する。		
1.14	空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電		運転員等（中央制御室、現場）	4	19 分
	電源車による代替電源（交流）からの給電		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.8 時間
			緊急安全対策要員	2	
	蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電	不要直流負荷切離し	運転員等（中央制御室）	1	10 分
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電	必要直流負荷への切り替え	運転員等（中央制御室、現場）	2	21 分
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電	可搬式整流器接続	運転員等（現場）	1	2.2 時間
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）		運転員等（中央制御室、現場）	2	3.8 時間
			緊急安全対策要員	2	
	可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料（重油）補給		緊急安全対策要員	4	2 時間

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(6/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.14	タンクローリーによる電源車等への燃料（重油）補給	E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用時	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		E.L.+32.0m燃料油取出口を使用時	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
1.15	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視		緊急安全対策要員	2	30 分
1.16	中央制御室換気設備の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合）		運転員等（中央制御室）	1	70 分
			緊急安全対策要員	2	
	アニュラス空気再循環設備の運転手順等（全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合）		運転員等（中央制御室、現場）	2	30 分
1.17	可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定		緊急安全対策要員	4	3.3 時間
	可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定		緊急安全対策要員	4	60 分※1
	可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	70 分
	可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	100 分
	可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	60 分
	海上モニタリング測定		緊急安全対策要員	3	2 時間※2
	モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策		緊急安全対策要員	3	3 時間
	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定		緊急安全対策要員	6	2.2 時間

※1：可搬式モニタリングポストによる代替測定でカバーできない 4 方位に設置した場合に想定される作業時間。

※2：小型船舶が海面に着水するまでの時間を記載した。その後の一連の作業（1 箇所当たり）の所要時間は、約 100 分。

第 10.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(7/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.18	緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順		緊急安全対策要員	1	19 分
	空気供給装置による空気供給準備手順		緊急安全対策要員	1	43 分
	緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順		緊急安全対策要員	2	47 分
	空気供給装置への切替準備手順		緊急時対策本部要員	3	4 分
	空気供給装置への切替手順		緊急時対策本部要員	3	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順		緊急時対策本部要員	2	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順		緊急時対策本部要員	1	4 分
	電源車（緊急時対策所用）準備手順		緊急安全対策要員	2	14 分
	電源車（緊急時対策所用）起動手順		緊急安全対策要員	2	5 分
	電源車（緊急時対策所用）の切替手順		緊急時対策本部要員	1	6 分
	電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料補給手順	タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
1.19	—		—	—	—

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「２次冷却系からの除熱機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水系の機能喪失の判断及び喪失時の対応	－	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
１次冷却系のフィードアンドブリード	主蒸気逃がし弁 充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位 蒸気発生器水位（広域）
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
高圧再循環運転への切替え	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ 加圧器逃がし弁	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 安全注入流量
蒸気発生器水位回復の判断	－	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ アキュムレータ出口電動弁	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位
1次冷却系のフィードアンドブリード停止	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」(1/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 主蒸気圧力
タービン動補助給水ポンプの起動及び 補助給水流量確立の確認	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
１次冷却材漏えいの判断	－	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
補助給水系機能維持の判断	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
冷却材ポンプシール戻り 隔離弁等の閉操作	－	－	－

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「全交流動力電源喪失」(2/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
不要直流電源負荷切離し	蓄電池（安全防護系用）	－	－
蒸気発生器２次側による炉心冷却	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	送水車 軽油用ドラム缶	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
アニュラス循環系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環 フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環 フィルタユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	窒素ボンベ（アニュラス 循環系ダンパ作動用） 可搬式オイルポンプ	－
アキュムレータ出口電動弁閉操作	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
蒸気発生器２次側による 炉心冷却の再開	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
恒設代替低圧注水ポンプによる 代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「全交流動力電源喪失」(3/3)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却並びに 高圧代替再循環運転及び 低圧代替再循環運転	燃料取替用水タンク Ｂ余熱除去ポンプ （海水冷却） Ｂ充てん／高圧注入ポンプ （海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット 入口温度／出口温度 （ＳＡ）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
蒸気発生器２次側による 炉心冷却の継続	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	送水車 軽油用ドラム缶	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
原子炉補機冷却系の復旧作業	－	－	－

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「原子炉補機冷却機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉補機冷却機能喪失及び プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水ポンプの起動及び 補助給水流量確立の確認	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
原子炉補機冷却機能及び 制御用空気供給機能の回復操作	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失時の対応	－	－	－
１次冷却材漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
補助給水系機能維持の判断	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
冷却材ポンプシール戻り 隔離弁等の閉操作	－	－	－
蒸気発生器２次側による炉心冷却	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 復水タンク	送水車 軽油用ドラム缶	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「原子炉補機冷却機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス循環系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環 フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環 フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス 循環系ダンパ作動用）	－
アキュムレータ出口電動弁閉操作	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
蒸気発生器２次側による 炉心冷却の再開	主蒸気逃がし弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
恒設代替低圧注水ポンプによる 代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算
格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	燃料取替用水タンク Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） Ｂ充てん／高圧注入ポンプ （海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
原子炉補機冷却系の復旧作業	－	－	－

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「原子炉格納容器の除熱機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
１次冷却材の漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
格納容器スプレイ機能喪失の判断	－	－	格納容器スプレ流量積算 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
格納容器スプレイ機能喪失時の対応	－	－	１次系冷却水タンク水位 １次系冷却水タンク 加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度 （ＳＡ）用） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
燃料取替用水タンク補給操作	－	－	燃料取替用水タンク水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「原子炉格納容器の除熱機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
高圧及び低圧再循環運転への切替え	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量
格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） １次系冷却水タンク 加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度 （ＳＡ）用）
再循環運転及び 格納容器内自然対流冷却	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ Ａ格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） １次系冷却水タンク 加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度 （ＳＡ）用） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） 余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「原子炉停止機能喪失」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉自動トリップ不能の判断	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
ＡＴＷＳ緩和設備の作動及び作動状況確認	ＡＴＷＳ緩和設備 主蒸気止弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	－	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
緊急ほう酸濃縮及び ほう酸希釈ラインの隔離	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸注入弁	－	ほう酸タンク水位
原子炉未臨界状態の確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
１次冷却系減温、減圧	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 加圧器水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「ＥＣＣＳ注水機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
１次冷却材の漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
高圧注入系の機能喪失の判断	－	－	安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
高圧注入系の機能喪失時の対応	－	－	－

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「ＥＣＣＳ注水機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器２次側による炉心冷却	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認及び アキュムレータ出口電動弁閉操作	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
炉心注水開始の確認	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算
燃料取替用水タンク補給操作	－	－	燃料取替用水タンク水位
低圧再循環運転への切替え	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
格納容器スプレイ作動状況の確認	燃料取替用水タンク 内部スプレポンプ	－	格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器スプレ流量積算
１次冷却材漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
高圧及び低圧再循環運転への切替え	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量
高圧及び低圧再循環運転への切替失敗の判断	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応	－	－	１次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域）
代替再循環運転による炉心冷却	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位
原子炉格納容器の健全性維持	Ｃ、Ｄ内部スプレポンプ Ｂ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
蓄圧注入系動作の確認	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
余熱除去系統からの漏えいの判断	－	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位
余熱除去系統の隔離	－	－	余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作	－	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
蒸気発生器２次側による炉心冷却	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
高圧注入から充てん注入への切替え	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
アキュムレータ出口電動弁閉操作	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	余熱除去ポンプ入口弁	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	－	－	主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 加圧器水位 冷却材圧力（広域）
補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 復水タンク水位
破損側蒸気発生器の隔離	主蒸気止弁	－	－
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	－	－	主蒸気圧力 冷却材圧力（広域） 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 加圧器水位
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 燃料取替用水タンク水位
加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
アキュムレータ出口電動弁閉操作	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
高圧注入から充てん注入への切替え	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去系による炉心冷却	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 余熱除去クーラ出口流量
1次冷却系のフィードアンドブリード	充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
代替再循環運転への切替え	A、B内部スプレポンプ A内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環 サンプスクリーン 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 1次冷却材低温側広域温度 1次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－
１次冷却材漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
補助給水系の機能喪失の判断	－	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内 水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機 冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器 ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ）
炉心損傷の判断	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ）

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
水素濃度監視	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	－
１次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）	冷却材圧力（広域）
代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算
アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－
１次冷却材漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
補助給水系の機能喪失の判断	－	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
炉心損傷の判断	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
水素濃度監視	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	－
１次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）	冷却材圧力（広域）
代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算
アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」と同様である。

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「水素燃焼」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
全交流動力電源喪失の判断	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－
１次冷却材漏えいの判断	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）
補助給水系の機能喪失の判断	－	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内 水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機 冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器 ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－
可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ）

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「水素燃焼」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	－	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジ エリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジ エリアモニタ（低レンジ）
原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置 温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
水素濃度監視	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー	－
1次冷却系強制減圧	加圧器逃がし弁	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）	冷却材圧力（広域）
代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算
アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 1次系冷却水タンク 加圧ライン圧力

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「溶融炉心・コンクリート相互作用」

本格納容器破損モードに対応する事故対処のために必要な施設は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様である。

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「想定事故１」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
使用済燃料ピット水温及び水位の確認	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット注水操作	－	送水車 軽油用ドラム缶	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ（使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「想定事故２」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット水温上昇の確認	－	－	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
使用済燃料ピット注水操作	－	送水車 軽油用ドラム缶	使用済燃料ピット温度（AM用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ（使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去機能喪失の判断	－	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	－	－	－
余熱除去機能回復操作	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	－	－	－
充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水	－	－	加圧器水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
燃料取替用水タンクによる炉心注水	－	－	－
炉心注水及び１次冷却系保有水確保操作	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁 燃料取替用水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	加圧器水位 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス循環系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタ ユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器圧力
代替再循環運転による １次冷却系の冷却	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク A、B内部スプレポンプ A内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 代替再循環配管	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算
格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク C、D内部スプレポンプ B内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） １次系冷却水タンク 加圧ライン圧力 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域）

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（運転停止中）」(1/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の判断	－	－	－
早期の電源回復不能判断及び対応	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－
余熱除去機能喪失の判断	－	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	－	－	－
燃料取替用水タンクによる炉心注水	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	－	－	－
炉心注水及び １次冷却系保有水確保操作	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁 恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	加圧器水位 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（運転停止中）」(2/2)

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス循環系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタ ユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット	窒素ボンベ （アニュラス循環系 ダンパ作動用）	格納容器圧力
低圧代替再循環による炉心冷却	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算
格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度 （ＳＡ）用）
原子炉補機冷却系の復旧作業	－	－	－

第10.3表　事故対処するために必要な施設

「原子炉冷却材の流出」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却系の水位低下による 余熱除去機能喪失の判断	－	－	余熱除去クーラ出口流量
余熱除去機能喪失時の対応	－	－	－
原子炉格納容器からの退避指示及び 格納容器エアロックの閉止	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	－	－	－
充てん／高圧注入ポンプによる 炉心注水及び１次冷却系保有水確保	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	加圧器水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位
アニュラス循環系及び 中央制御室非常用循環系の起動	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタ ユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタ ユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器圧力
代替再循環運転による １次冷却系の冷却	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプ スクリーン 代替再循環配管	－	余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位 （広域） 格納容器再循環サンプ水位 （狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ｃ、Ｄ内部スプレポンプ Ｂ内部スプレクーラ	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） １次系冷却水タンク 加圧ライン圧力

第10.3表　事故対処するために必要な施設
「反応度の誤投入」

判断及び操作	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬設備	計装設備
反応度の誤投入の判断	－	－	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	－	－	－
希釈停止操作	－	－	－
ほう酸濃縮操作	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸注入弁	－	ほう酸タンク水位 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
未臨界状態の維持確認	－	－	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束

第10.4表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（1/11）

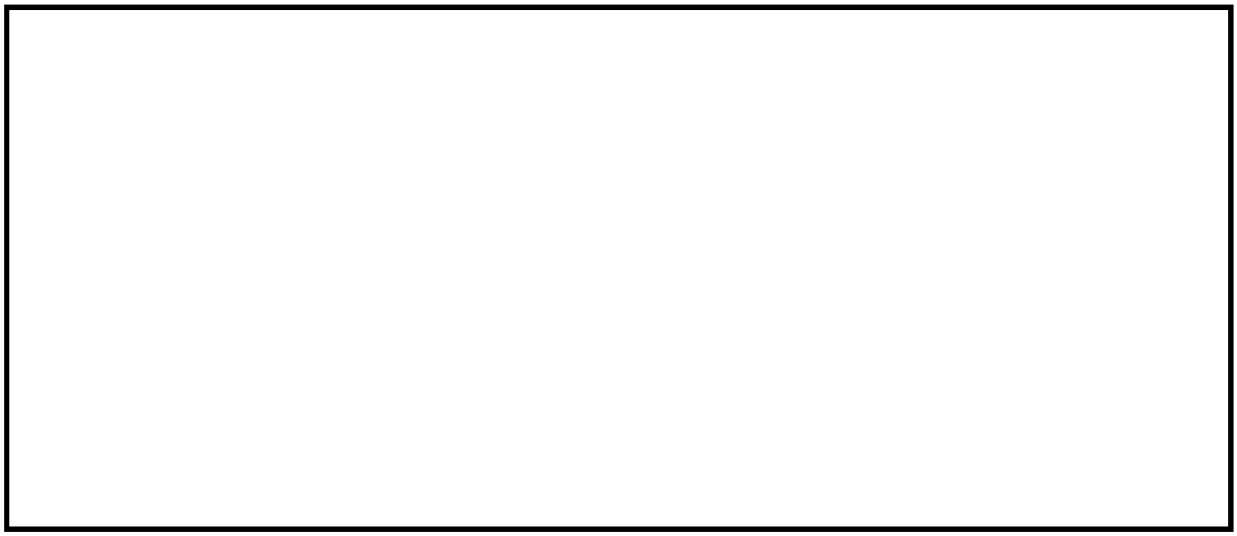
a. 特定重大事故等対処施設の準備操作の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（2/11）

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（3/11）

c. 炉内の溶融炉心の冷却の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（4/11）

d. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（5/11）

e. 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減の手順

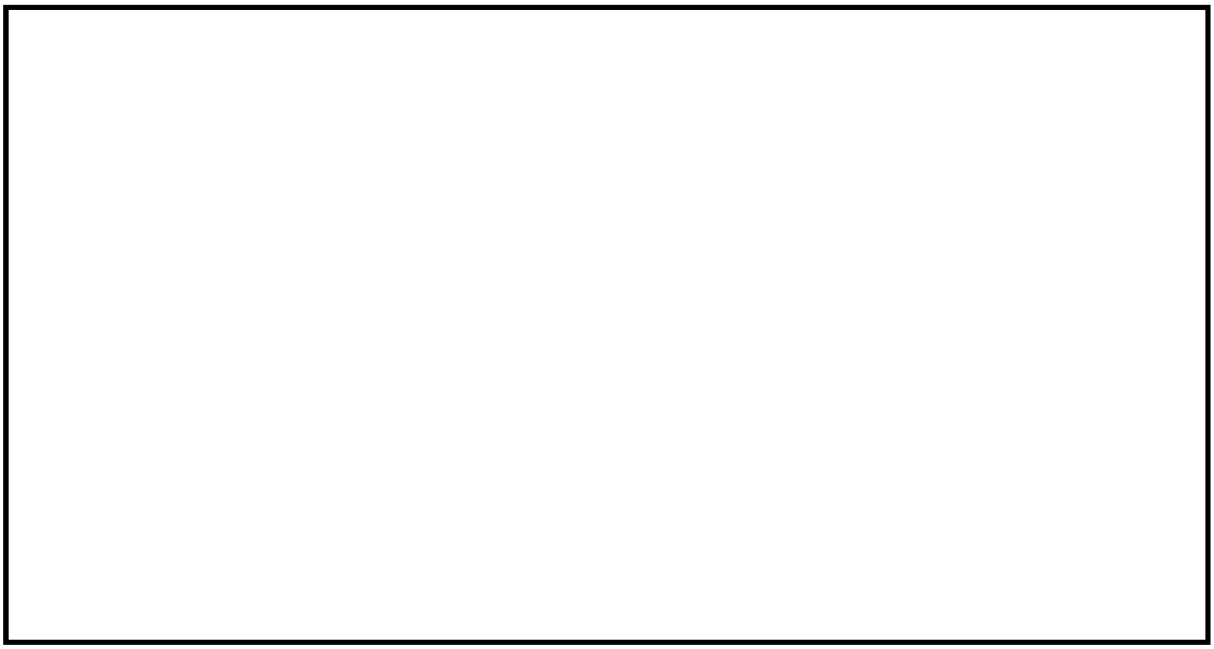
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（6/11）

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

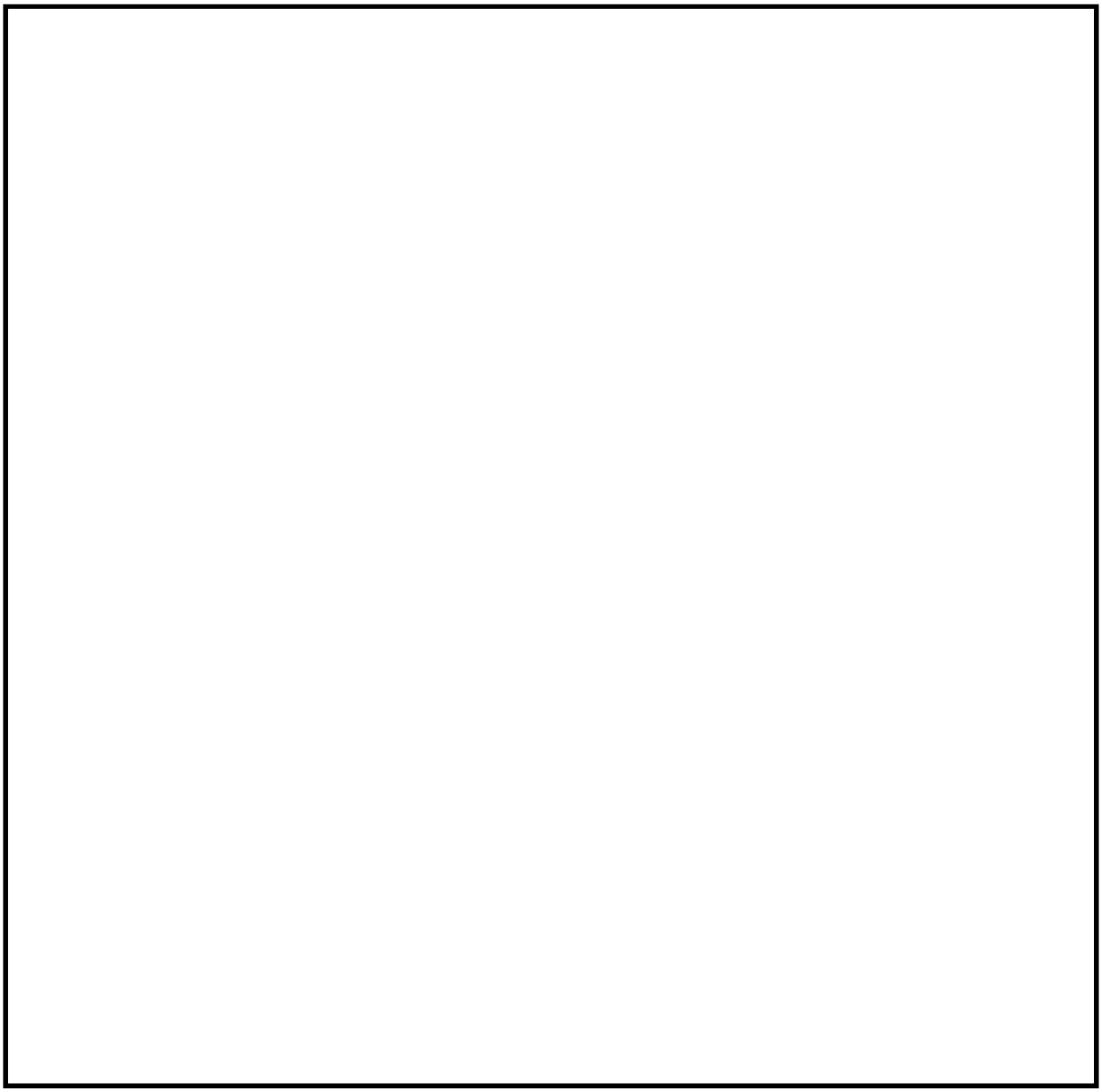


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（7/11）

g. [redacted]の居住性に関する手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（8/11）

h. 電源設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（9/11）

i. 計装設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（10/11）

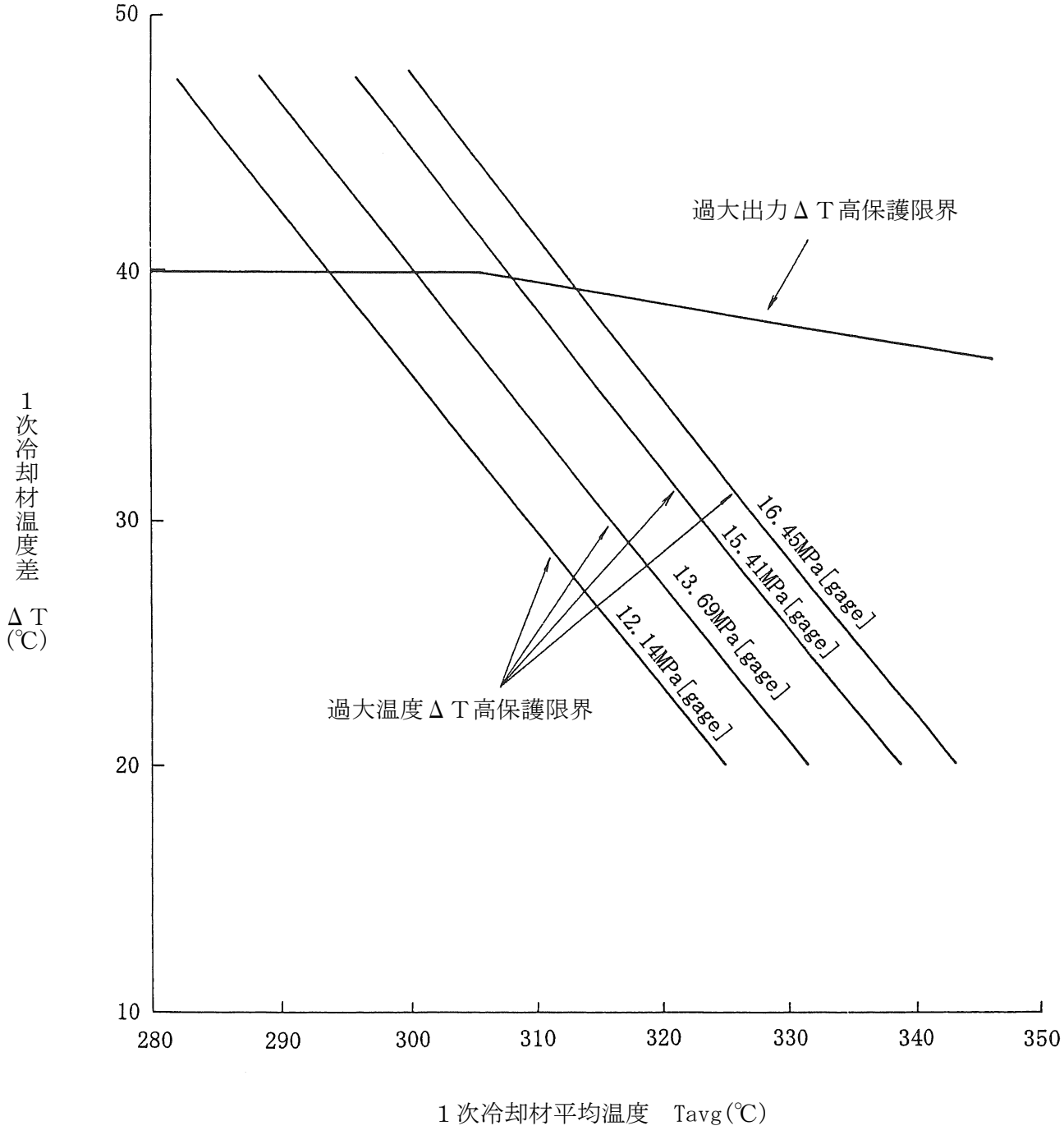
j. 通信連絡設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

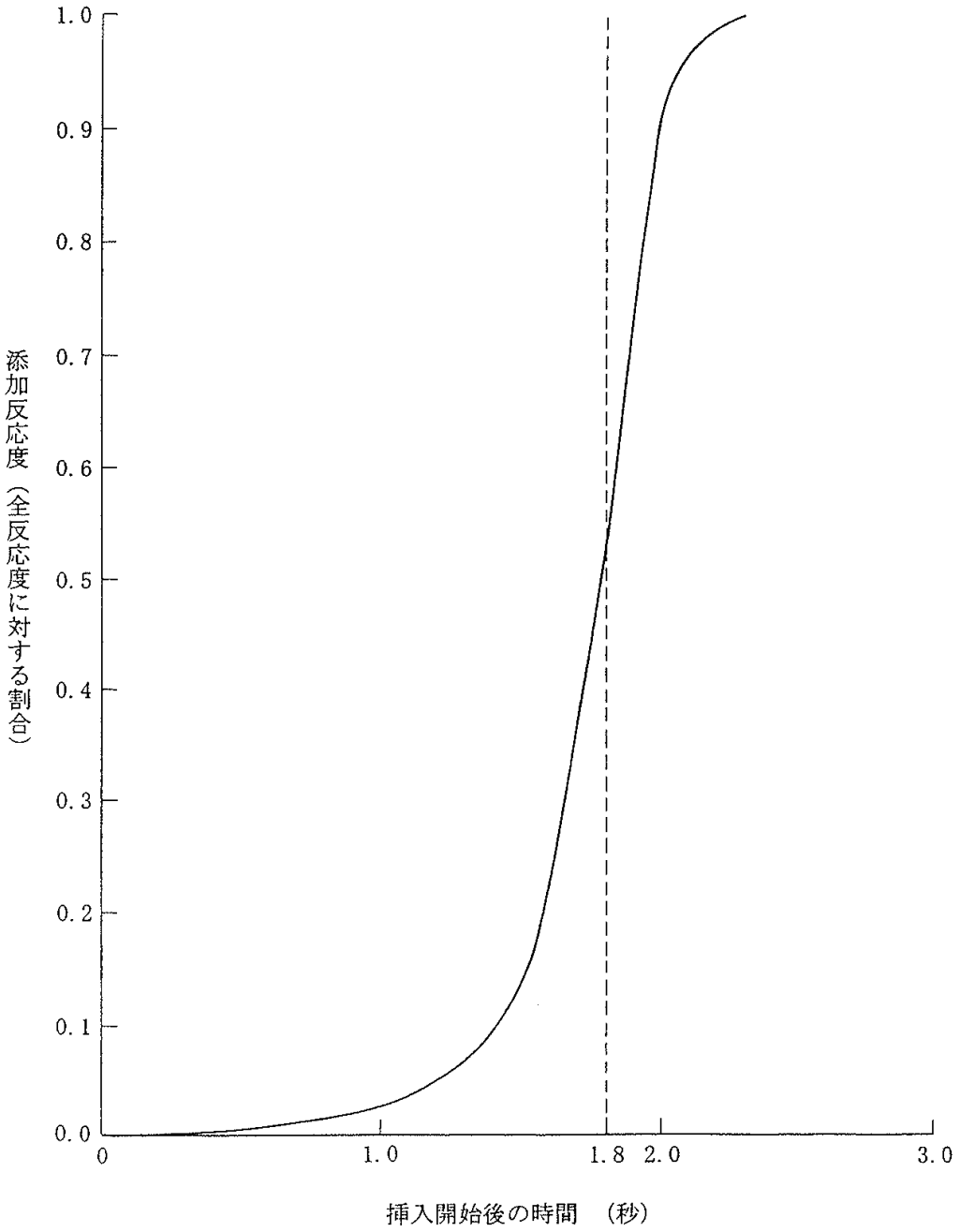
第 10.4 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（11/11）

k. 原子炉格納容器を長期的に安定状態に維持するための手順

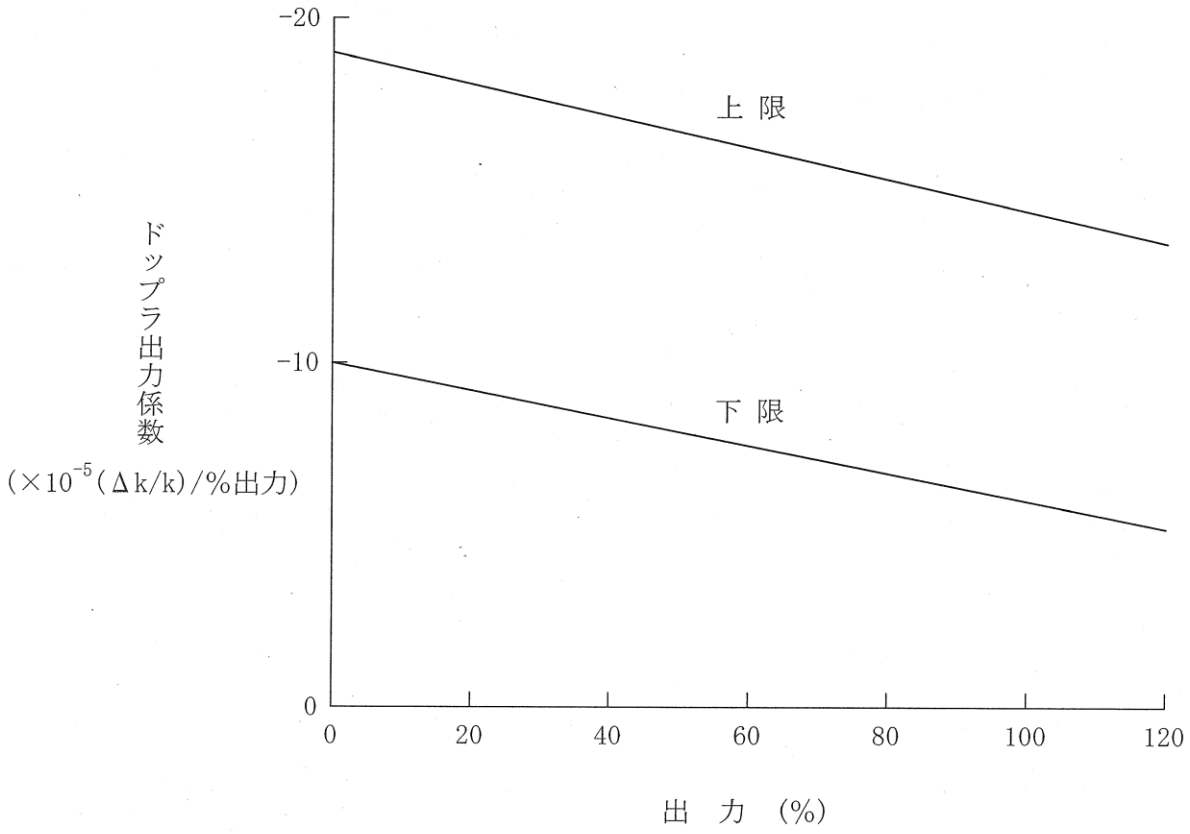
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



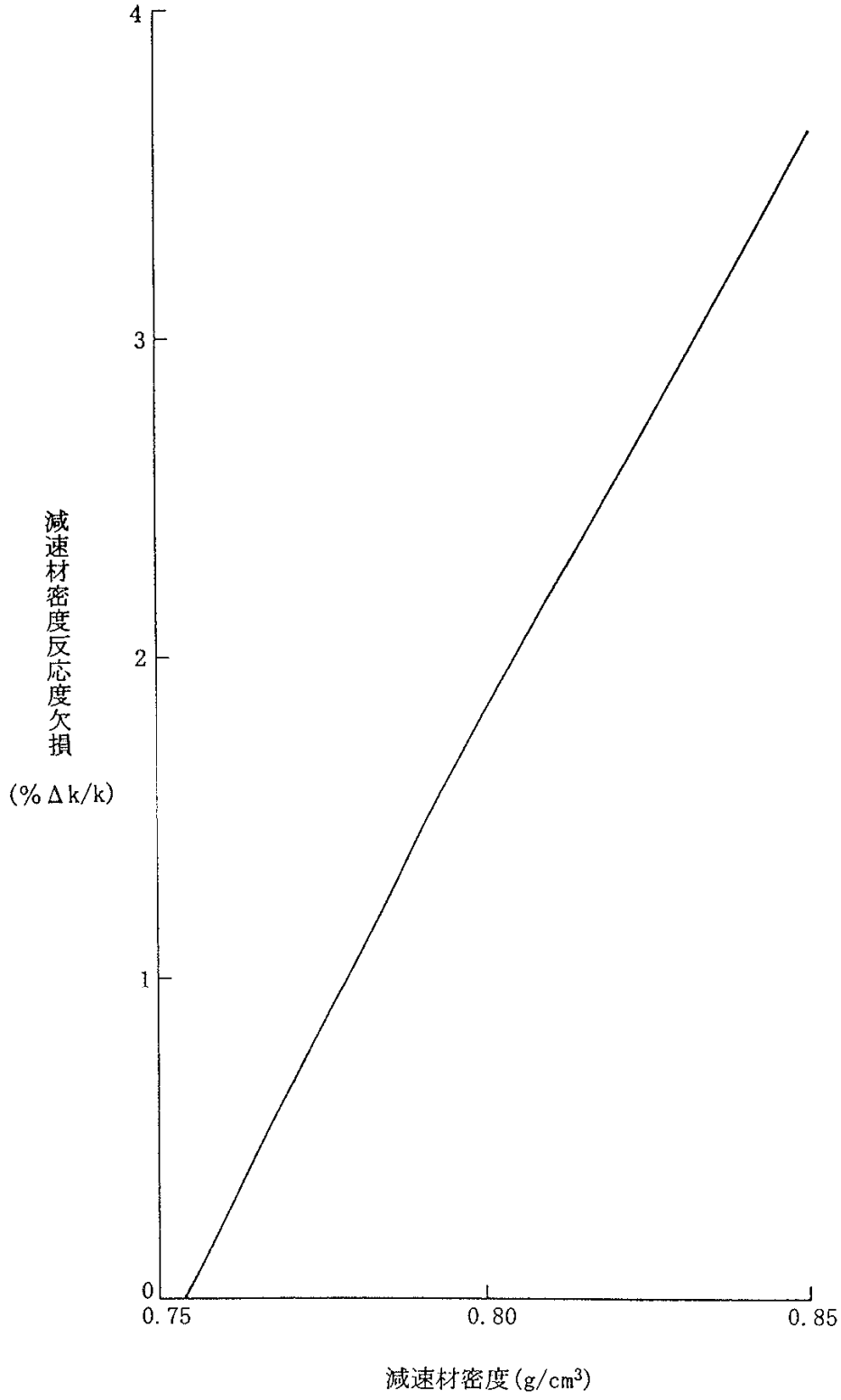
第10.1図　過大出力ΔT高及び過大温度ΔT高による保護限界図（代表例）



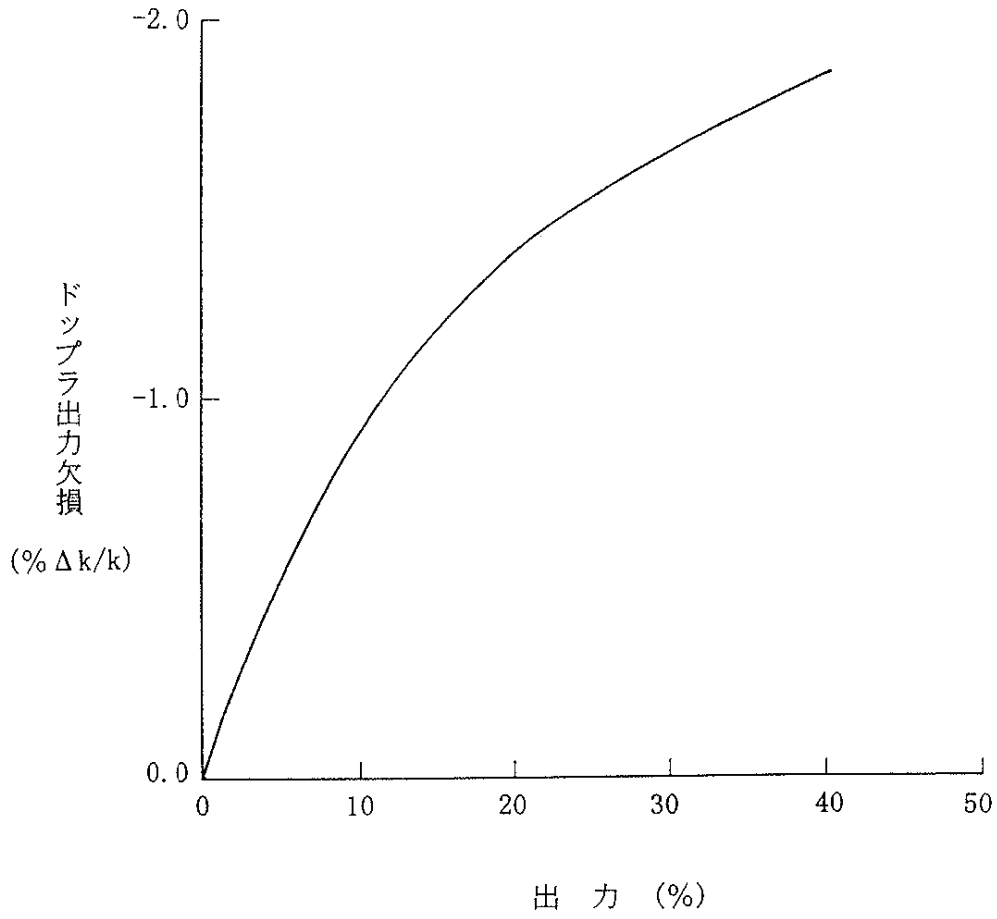
第10.2図　トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線



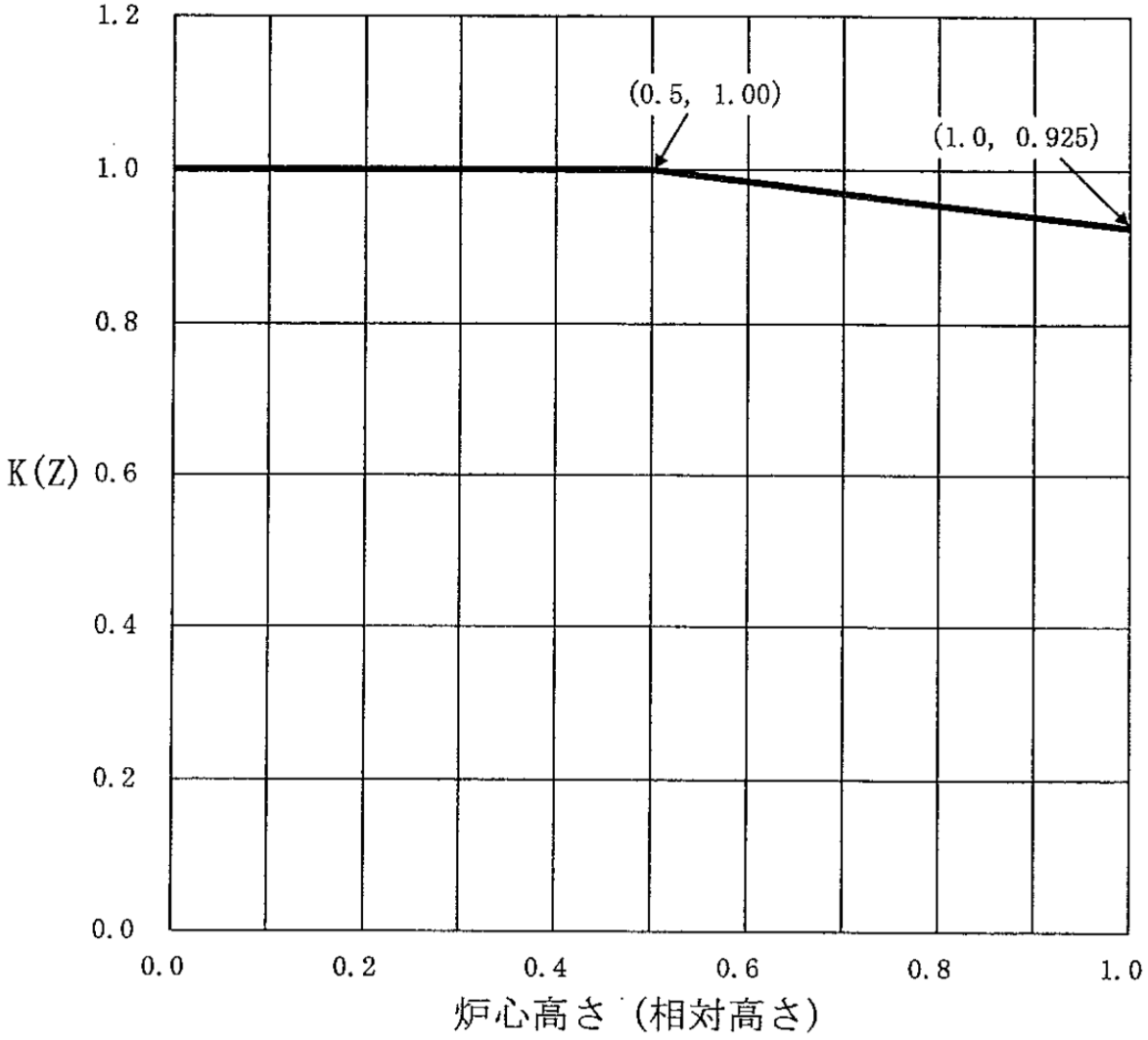
第 10.3 図　解析に使用したドップラ出力係数



第10.4図　解析に使用した減速材密度反応度欠損



第10.5図　解析に使用したドップラ出力欠損



第 10.6 図　F_Q 制限係数

十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項を以下のとおりとする。

1. 目的

発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「品質管理に関する事項」という。）は、発電所の安全を達成・維持・向上させるため、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」（以下「品管規則」という。）に基づく品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的に改善することを目的とする。

2. 適用範囲

品質管理に関する事項は、美浜発電所の保安活動に適用する。

3. 定義

品質管理に関する事項における用語の定義は、次に掲げるもののほか品管規則に従う。

(1) 原子炉施設

核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第４３条の３の５第２項第５号に規定する発電用原子炉施設をいう。

(2) 原子力部門

当社の品質マネジメントシステムに基づき、原子炉施設を運営管理（運転開始前の管理を含む。）する各組織（組織の最小単位）の総称をいう。

4. 品質マネジメントシステム

4.1 品質マネジメントシステムに係る要求事項

(1) 原子力部門は、品質管理に関する事項にしたがって、品質マネジメントシステムを確立し、実施するとともに、その実効性を維持するため、その改善を継続的に行う。

(2) 原子力部門は、保安活動の重要度に応じて品質マネジメントシステム

を確立し、運用する。この場合、次に掲げる事項を適切に考慮する。

a. 原子炉施設、組織、又は個別業務の重要度及びこれらの複雑さの程度

b. 原子炉施設若しくは機器等の品質又は保安活動に関連する原子力の安全に影響を及ぼすおそれのあるもの及びこれらに関連する潜在的影響の大きさ

c. 機器等の故障若しくは通常想定されない事象の発生又は保安活動が不適切に計画され、若しくは実行されたことにより起こり得る影響

(3) 原子力部門は、原子炉施設に適用される関係法令（以下「関係法令」という。）を明確に認識し、品管規則に規定する文書その他品質マネジメントシステムに必要な文書（記録を除く。以下「品質マネジメント文書」という。）に明記する。

(4) 原子力部門は、品質マネジメントシステムに必要なプロセスを明確にするとともに、そのプロセスを原子力部門に適用することを決定し、次に掲げる業務を行う。

a. プロセスの運用に必要な情報及び当該プロセスの運用により達成される結果を文書で明確にする。

b. プロセスの順序及び相互の関係を明確にする。

c. プロセスの運用及び管理の実効性の確保に必要な原子力部門の保安活動の状況を示す指標（以下「保安活動指標」という。）並びに当該指標に係る判定基準を明確に定める。

d. プロセスの運用並びに監視及び測定（以下「監視測定」という。）に必要な資源及び情報が利用できる体制を確保する（責任及び権限の明確化を含む。）。

e. プロセスの運用状況を監視測定し分析する。ただし、監視測定することが困難である場合は、この限りでない。

f. プロセスについて、意図した結果を得、及び実効性を維持するための措置を講ずる。

g. プロセス及び原子力部門の体制を品質マネジメントシステムと整合的なものとする。

h. 原子力の安全とそれ以外の事項において意思決定の際に対立が生じた場合には、原子力の安全が確保されるようにする。

(5) 原子力部門は、健全な安全文化を育成し、及び維持する。

(6) 原子力部門は、機器等又は個別業務に係る要求事項（関係法令を含む。以下「個別業務等要求事項」という。）への適合に影響を及ぼすプロセスを外部委託することとしたときは、当該プロセスが管理されているようにする。

(7) 原子力部門は、保安活動の重要度に応じて、資源の適切な配分を行う。

4.2 品質マネジメントシステムの文書化

4.2.1 一般

原子力部門は、保安活動の重要度に応じて次に掲げる文書を作成し、当該文書に規定する事項を実施する。

(1) 品質方針及び品質目標

(2) 品質マニュアル

(3) 実効性のあるプロセスの計画的な実施及び管理がなされるようにするために、原子力部門が必要と決定した文書

(4) 品管規則の要求事項に基づき作成する手順書、指示書、図面等（以下「手順書等」という。）

4.2.2 品質マニュアル

原子力部門は、品質マニュアルに次に掲げる事項を定める。

(1) 品質マネジメントシステムの運用に係る組織に関する事項

(2) 保安活動の計画、実施、評価及び改善に関する事項

(3) 品質マネジメントシステムの適用範囲

(4) 品質マネジメントシステムのために作成した手順書等の参照情報

(5) プロセスの相互の関係

4.2.3 文書の管理

(1) 原子力部門は、品質マネジメント文書を管理する。

(2) 原子力部門は、要員が判断及び決定をするに当たり、適切な品質マネジメント文書を利用できるよう、品質マネジメント文書に関する次に掲げる事項を定めた手順書等を作成する。

a. 品質マネジメント文書を発行するに当たり、その妥当性を審査し、発行を承認すること。

b. 品質マネジメント文書の改訂の必要性について評価するとともに、改訂に当たり、その妥当性を審査し、改訂を承認すること。

c. 品質マネジメント文書の審査及び評価には、その対象となる文書に定められた活動を実施する原子力部門内における各組織の要員を参画させること。

d. 品質マネジメント文書の改訂内容及び最新の改訂状況を識別できるようにすること。

e. 改訂のあった品質マネジメント文書を利用する場合においては、当該文書の適切な制定版又は改訂版が利用しやすい体制を確保すること。

f. 品質マネジメント文書を、読みやすく容易に内容を把握することができるようにすること。

g. 原子力部門の外部で作成された品質マネジメント文書を識別し、その配付を管理すること。

h. 廃止した品質マネジメント文書が使用されることを防止すること。この場合において、当該文書を保持するときは、その目的にかかわらず、これを識別し、管理すること。

4.2.4 記録の管理

(1) 原子力部門は、品管規則に規定する個別業務等要求事項への適合及び品質マネジメントシステムの実効性を実証する記録を明確にするとともに、当該記録を、読みやすく容易に内容を把握することができ、かつ、検索することができるように作成し、保安活動の重要度に応じてこれを管理する。

(2) 原子力部門は、(1)の記録の識別、保存、保護、検索及び廃棄に関し、所

要の管理の方法を定めた手順書等を作成する。

5. 経営責任者等の責任

5.1 経営責任者の原子力の安全のためのリーダーシップ

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、責任を持って品質マネジメントシステムを確立させ、実施させるとともに、その実効性を維持していることを、次に掲げる業務を行うことによって実証する。

(1) 品質方針を定めること。

(2) 品質目標が定められているようにすること。

(3) 要員が、健全な安全文化を育成し、及び維持することに貢献できるようにすること。

(4) 5.6.1に規定するマネジメントレビューを実施すること。

(5) 資源が利用できる体制を確保すること。

(6) 関係法令を遵守することその他原子力の安全を確保することの重要性を要員に周知すること。

(7) 保安活動に関する担当業務を理解し、遂行する責任を有することを、要員に認識させること。

(8) すべての階層で行われる決定が、原子力の安全の確保について、その優先順位及び説明する責任を考慮して確実に行われるようにすること。

5.2 原子力の安全の確保の重視

社長は、原子力部門の意思決定に当たり、機器等及び個別業務が個別業務等要求事項に適合し、かつ、原子力の安全がそれ以外の事由により損なわれないようにする。

5.3 品質方針

社長は、品質方針が次に掲げる事項に適合しているようにする。

(1) 原子力部門の目的及び状況に対して適切なものであること。

(2) 要求事項への適合及び品質マネジメントシステムの実効性の維持に

社長が責任を持って関与すること。

(3) 品質目標を定め、評価するに当たっての枠組みとなるものであること。

(4) 要員に周知され、理解されていること。

(5) 品質マネジメントシステムの継続的な改善に社長が責任を持って関与すること。

5.4 計画

5.4.1 品質目標

(1) 社長は、原子力部門内における各組織において、品質目標（個別業務等要求事項への適合のために必要な目標を含む。）が定められているようにする。

(2) 社長は、品質目標が、その達成状況を評価し得るものであって、かつ、品質方針と整合的なものとなるようにする。

5.4.2 品質マネジメントシステムの計画

(1) 社長は、品質マネジメントシステムが4.1の規定に適合するよう、その実施に当たっての計画が策定されているようにする。

(2) 社長は、品質マネジメントシステムの変更が計画され、それが実施される場合においては、当該品質マネジメントシステムが不備のない状態に維持されているようにする。この場合において、保安活動の重要度に応じて、次に掲げる事項を適切に考慮する。

a. 品質マネジメントシステムの変更の目的及び当該変更により起こり得る結果

b. 品質マネジメントシステムの実効性の維持

c. 資源の利用可能性

d. 責任及び権限の割当て

5.5 責任、権限及びコミュニケーション

5.5.1 責任及び権限

社長は、原子力部門内における各組織及び要員の責任及び権限並びに原子力部門内における各組織相互間の業務の手順を定めさせ、関係する要員が責任を持って業務を遂行できるようにする。

5.5.2 品質マネジメントシステム管理責任者

(1) 社長は、品質マネジメントシステムを管理する責任者に、次に掲げる業務に係る責任及び権限を与える。

a. プロセスが確立され、実施されるとともに、その実効性が維持されているようにすること。

b. 品質マネジメントシステムの運用状況及びその改善の必要性について、社長に報告すること。

c. 健全な安全文化を育成し、及び維持することにより、原子力の安全の確保についての認識が向上するようにすること。

d. 関係法令を遵守すること。

5.5.3 管理者

(1) 社長は、次に掲げる業務を管理監督する地位にある者（以下「管理者」という。）に、当該管理者が管理監督する業務に係る責任及び権限を与える。

a. 個別業務のプロセスが確立され、実施されるとともに、その実効性が維持されているようにすること。

b. 要員の個別業務等要求事項についての認識が向上するようにすること。

c. 個別業務の実施状況に関する評価を行うこと。

d. 健全な安全文化を育成し、及び維持すること。

e. 関係法令を遵守すること。

(2) 管理者は、(1)の責任及び権限の範囲において、原子力の安全のため

のリーダーシップを発揮し、次に掲げる事項を確実に実施する。

a. 品質目標を設定し、その目標の達成状況を確認するため、業務の実施状況を監視測定すること。

b. 要員が、原子力の安全に対する意識を向上し、かつ、原子力の安全への取組を積極的に行えるようにすること。

c. 原子力の安全に係る意思決定の理由及びその内容を、関係する要員に確実に伝達すること。

d. 常に問いかける姿勢及び学習する姿勢を要員に定着させるとともに、要員が、積極的に原子炉施設の保安に関する問題の報告を行えるようにすること。

e. 要員が、積極的に業務の改善に対する貢献を行えるようにすること。

(3) 管理者は、管理監督する業務に関する自己評価を、あらかじめ定められた間隔で行う。

5.5.4 組織の内部の情報の伝達

(1) 社長は、原子力部門の内部の情報が適切に伝達される仕組みが確立されているようにするとともに、品質マネジメントシステムの実効性に関する情報が確実に伝達されるようにする。

5.6 マネジメントレビュー

5.6.1 一般

(1) 社長は、品質マネジメントシステムの実効性を評価するとともに、改善の機会を得て、保安活動の改善に必要な措置を講ずるため、品質マネジメントシステムの評価（以下「マネジメントレビュー」という。）を、あらかじめ定められた間隔で行う。

5.6.2 マネジメントレビューに用いる情報

原子力部門は、マネジメントレビューにおいて、少なくとも次に掲げる情報を報告する。

(1) 内部監査の結果
(2) 原子力部門の外部の者の意見
(3) プロセスの運用状況
(4) 使用前事業者検査及び定期事業者検査（以下「使用前事業者検査等」という。）並びに自主検査等の結果
(5) 品質目標の達成状況
(6) 健全な安全文化の育成及び維持の状況
(7) 関係法令の遵守状況
(8) 不適合並びに是正処置及び未然防止処置の状況
(9) 従前のマネジメントレビューの結果を受けて講じた措置
(10) 品質マネジメントシステムに影響を及ぼすおそれのある変更
(11) 原子力部門内における各組織又は要員からの改善のための提案
(12) 資源の妥当性
(13) 保安活動の改善のために講じた措置の実効性

5.6.3 マネジメントレビューの結果を受けて行う措置

(1) 原子力部門は、マネジメントレビューの結果を受けて、少なくとも次に掲げる事項について決定する。
  a. 品質マネジメントシステム及びプロセスの実効性の維持に必要な改善
  b. 個別業務に関する計画及び個別業務の実施に関連する保安活動の改善
  c. 品質マネジメントシステムの実効性の維持及び継続的な改善のために必要な資源
  d. 健全な安全文化の育成及び維持に関する改善
  e. 関係法令の遵守に関する改善
(2) 原子力部門は、マネジメントレビューの結果の記録を作成し、これを管理する。
(3) 原子力部門は、(1)の決定をした事項について、必要な措置を講じる。

6. 資源の管理

6.1 資源の確保

原子力部門は、原子力の安全を確実なものにするために必要な次に掲げる資源を明確に定め、これを確保し、及び管理する。

(1) 要員

(2) 個別業務に必要な施設、設備及びサービスの体系

(3) 作業環境

(4) その他必要な資源

6.2 要員の力量の確保及び教育訓練

(1) 原子力部門は、個別業務の実施に必要な技能及び経験を有し、意図した結果を達成するために必要な知識及び技能並びにそれを適用する能力（以下「力量」という。）が実証された者を要員に充てる。

(2) 原子力部門は、要員の力量を確保するために、保安活動の重要度に応じて、次に掲げる業務を行う。

a. 要員にどのような力量が必要かを明確に定めること。

b. 要員の力量を確保するために教育訓練その他の措置を講ずること。

c. 教育訓練その他の措置の実効性を評価すること。

d. 要員が自らの個別業務について、次に掲げる事項を認識しているようにすること。

(a) 品質目標の達成に向けた自らの貢献

(b) 品質マネジメントシステムの実効性を維持するための自らの貢献

(c) 原子力の安全に対する当該個別業務の重要性

e. 要員の力量及び教育訓練その他の措置に係る記録を作成し、これを管理すること。

7. 個別業務に関する計画の策定及び個別業務の実施

7.1 個別業務に必要なプロセスの計画

(1) 原子力部門は、個別業務に必要なプロセスについて、計画を策定するとともに、そのプロセスを確立する。

(2) 原子力部門は、(1)の計画と当該個別業務以外のプロセスに係る個別業務等要求事項との整合性を確保する。

(3) 原子力部門は、個別業務に関する計画（以下「個別業務計画」という。）の策定又は変更を行うに当たり、次に掲げる事項を明確にする。

a. 個別業務計画の策定又は変更の目的及び当該計画の策定又は変更により起こり得る結果

b. 機器等又は個別業務に係る品質目標及び個別業務等要求事項

c. 機器等又は個別業務に固有のプロセス、品質マネジメント文書及び資源

d. 使用前事業者検査等、検証、妥当性確認及び監視測定並びにこれらの個別業務等要求事項への適合性を判定するための基準（以下「合否判定基準」という。）

e. 個別業務に必要なプロセス及び当該プロセスを実施した結果が個別業務等要求事項に適合することを実証するために必要な記録

(4) 原子力部門は、策定した個別業務計画を、その個別業務の作業方法に適したものとする。

7.2 個別業務等要求事項に関するプロセス

7.2.1 個別業務等要求事項として明確にすべき事項

原子力部門は、次に掲げる事項を個別業務等要求事項として明確に定める。

a. 原子力部門の外部の者が明示してはいないものの、機器等又は個別業務に必要な要求事項

b. 関係法令

c. a. b.に掲げるもののほか、原子力部門が必要とする要求事項

7.2.2 個別業務等要求事項の審査

(1) 原子力部門は、機器等の使用又は個別業務の実施に当たり、あらかじめ、個別業務等要求事項の審査を実施する。

(2) 原子力部門は、個別業務等要求事項の審査を実施するに当たり、次

に掲げる事項を確認する。

a. 当該個別業務等要求事項が定められていること。

b. 当該個別業務等要求事項が、あらかじめ定められた個別業務等要求事項と相違する場合においては、その相違点が解明されていること。

c. 原子力部門が、あらかじめ定められた個別業務等要求事項に適合するための能力を有していること。

(3) 原子力部門は、(1)の審査の結果の記録及び当該審査の結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

(4) 原子力部門は、個別業務等要求事項が変更された場合においては、関連する文書が改訂されるようにするとともに、関連する要員に対し変更後の個別業務等要求事項が周知されるようにする。

7.2.3 組織の外部の者との情報の伝達等

原子力部門は、原子力部門の外部の者からの情報の収集及び原子力部門の外部の者への情報の伝達のために、実効性のある方法を明確に定め、これを実施する。

7.3 設計開発

7.3.1 設計開発計画

(1) 原子力部門は、設計開発（専ら原子炉施設において用いるための設計開発に限る。）の計画（以下「設計開発計画」という。）を策定するとともに、設計開発を管理する。

(2) 原子力部門は、設計開発計画の策定において、次に掲げる事項を明確にする。

a. 設計開発の性質、期間及び複雑さの程度

b. 設計開発の各段階における適切な審査、検証及び妥当性確認の方法並びに管理体制

c. 設計開発に係る各組織及び要員の責任及び権限

d. 設計開発に必要な原子力部門の内部及び外部の資源

(3) 原子力部門は、実効性のある情報の伝達並びに責任及び権限の明確な割当てがなされるようにするために、設計開発に関与する各者間の連絡を管理する。

(4) 原子力部門は、(1)により策定された設計開発計画を、設計開発の進行に応じて適切に変更する。

7.3.2 設計開発に用いる情報

(1) 原子力部門は、個別業務等要求事項として設計開発に用いる情報であって、次に掲げるものを明確に定めるとともに、当該情報に係る記録を作成し、これを管理する。

a. 機能及び性能に係る要求事項

b. 従前の類似した設計開発から得られた情報であって、当該設計開発に用いる情報として適用可能なもの

c. 関係法令

d. その他設計開発に必要な要求事項

(2) 原子力部門は、設計開発に用いる情報について、その妥当性を評価し、承認する。

7.3.3 設計開発の結果に係る情報

(1) 原子力部門は、設計開発の結果に係る情報を、設計開発に用いた情報と対比して検証することができる形式により管理する。

(2) 原子力部門は、設計開発の次の段階のプロセスに進むに当たり、あらかじめ、当該設計開発の結果に係る情報を承認する。

(3) 原子力部門は、設計開発の結果に係る情報を、次に掲げる事項に適合するものとする。

a. 設計開発に係る個別業務等要求事項に適合するものであること。

b. 調達、機器等の使用及び個別業務の実施のために適切な情報を提供するものであること。

c. 合否判定基準を含むものであること。

d. 機器等を安全かつ適正に使用するために不可欠な当該機器等の特

性が明確であること。

7.3.4 設計開発レビュー

(1) 原子力部門は、設計開発の適切な段階において、設計開発計画にしたがって、次に掲げる事項を目的とした体系的な審査（以下「設計開発レビュー」という。）を実施する。

a. 設計開発の結果の個別業務等要求事項への適合性について評価すること。

b. 設計開発に問題がある場合においては、当該問題の内容を明確にし、必要な措置を提案すること。

(2) 原子力部門は、設計開発レビューに、当該設計開発レビューの対象となっている設計開発段階に関連する各組織の代表者及び当該設計開発に係る専門家を参加させる。

(3) 原子力部門は、設計開発レビューの結果の記録及び当該設計開発レビューの結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

7.3.5 設計開発の検証

(1) 原子力部門は、設計開発の結果が個別業務等要求事項に適合している状態を確保するために、設計開発計画にしたがって検証を実施する。

(2) 原子力部門は、設計開発の検証の結果の記録及び当該検証の結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

(3) 原子力部門は、当該設計開発を行った要員に当該設計開発の検証をさせない。

7.3.6 設計開発の妥当性確認

(1) 原子力部門は、設計開発の結果の個別業務等要求事項への適合性を確認するために、設計開発計画にしたがって、当該設計開発の妥当性確認（以下「設計開発妥当性確認」という。）を実施する。

(2) 原子力部門は、機器等の使用又は個別業務の実施に当たり、あらか

じめ、設計開発妥当性確認を完了する。

(3) 原子力部門は、設計開発妥当性確認の結果の記録及び当該設計開発妥当性確認の結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

7.3.7 設計開発の変更の管理

(1) 原子力部門は、設計開発の変更を行った場合においては、当該変更の内容を識別することができるようにするとともに、当該変更に係る記録を作成し、これを管理する。

(2) 原子力部門は、設計開発の変更を行うに当たり、あらかじめ、審査、検証及び妥当性確認を行い、変更を承認する。

(3) 原子力部門は、設計開発の変更の審査において、設計開発の変更が原子炉施設に及ぼす影響の評価（当該原子炉施設を構成する材料又は部品に及ぼす影響の評価を含む。）を行う。

(4) 原子力部門は、(2)の審査、検証及び妥当性確認の結果の記録及びその結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

7.4 調達

7.4.1 調達プロセス

(1) 原子力部門は、調達する物品又は役務（以下「調達物品等」という。）が、自ら規定する調達物品等に係る要求事項（以下「調達物品等要求事項」という。）に適合するようにする。

(2) 原子力部門は、保安活動の重要度に応じて、調達物品等の供給者及び調達物品等に適用される管理の方法及び程度を定める。この場合において、一般産業用工業品については、調達物品等の供給者等から必要な情報を入手し当該一般産業用工業品が調達物品等要求事項に適合していることを確認できるように、管理の方法及び程度を定める。

(3) 原子力部門は、調達物品等要求事項にしたがい、調達物品等を供給する能力を根拠として調達物品等の供給者を評価し、選定する。

(4) 原子力部門は、調達物品等の供給者の評価及び選定に係る判定基準

を定める。

(5) 原子力部門は、(3)の評価の結果の記録及び当該評価の結果に基づき講じた措置に係る記録を作成し、これを管理する。

(6) 原子力部門は、調達物品等を調達する場合には、個別業務計画において、適切な調達の実施に必要な事項（当該調達物品等の調達後におけるこれらの維持又は運用に必要な技術情報（原子炉施設の保安に係るものに限る。）の取得及び当該情報を他の原子力事業者等と共有するために必要な措置に関する事項を含む。）を定める。

7.4.2 調達物品等要求事項

(1) 原子力部門は、調達物品等に関する情報に、次に掲げる調達物品等要求事項のうち、該当するものを含める。

a. 調達物品等の供給者の業務のプロセス及び設備に係る要求事項

b. 調達物品等の供給者の要員の力量に係る要求事項

c. 調達物品等の供給者の品質マネジメントシステムに係る要求事項

d. 調達物品等の不適合の報告及び処理に係る要求事項

e. 調達物品等の供給者が健全な安全文化を育成し、及び維持するために必要な要求事項

f. 一般産業用工業品を機器等に使用するに当たっての評価に必要な要求事項

g. その他調達物品等に必要な要求事項

(2) 原子力部門は、調達物品等要求事項として、原子力部門が調達物品等の供給者の工場等において使用前事業者検査等その他の個別業務を行う際の原子力規制委員会の職員による当該工場等への立入りに関することを含める。

(3) 原子力部門は、調達物品等の供給者に対し調達物品等に関する情報を提供するに当たり、あらかじめ、当該調達物品等要求事項の妥当性を確認する。

(4) 原子力部門は、調達物品等を受領する場合には、調達物品等の供給者に対し、調達物品等要求事項への適合状況を記録した文書を提出さ

せる。

7.4.3 調達物品等の検証

(1) 原子力部門は、調達物品等が調達物品等要求事項に適合しているようにするために必要な検証の方法を定め、実施する。

(2) 原子力部門は、調達物品等の供給者の工場等において調達物品等の検証を実施することとしたときは、当該検証の実施要領及び調達物品等の供給者からの出荷の可否の決定の方法について調達物品等要求事項の中で明確に定める。

7.5 個別業務の管理

7.5.1 個別業務の管理

原子力部門は、個別業務計画に基づき、個別業務を次に掲げる事項（当該個別業務の内容等から該当しないと認められるものを除く。）に適合するように実施する。

(1) 原子炉施設の保安のために必要な情報が利用できる体制にあること。

(2) 手順書等が必要な時に利用できる体制にあること。

(3) 当該個別業務に見合う設備を使用していること。

(4) 監視測定のための設備が利用できる体制にあり、かつ、当該設備を使用していること。

(5) 8.2.3に基づき監視測定を実施していること。

(6) 品質管理に関する事項に基づき、プロセスの次の段階に進むことの承認を行っていること。

7.5.2 個別業務の実施に係るプロセスの妥当性確認

(1) 原子力部門は、個別業務の実施に係るプロセスについて、それ以降の監視測定では当該プロセスの結果を検証することができない場合（個別業務が実施された後にのみ不適合その他の事象が明確になる場合を含む。）においては、妥当性確認を行う。

(2) 原子力部門は、(1)のプロセスが個別業務計画に定めた結果を得るこ

とができることを、(1)の妥当性確認によって実証する。

(3) 原子力部門は、妥当性確認を行った場合は、その結果の記録を作成し、これを管理する。

(4) 原子力部門は、(1)の妥当性確認の対象とされたプロセスについて、次に掲げる事項（当該プロセスの内容等から該当しないと認められるものを除く。）を明確にする。

a. 当該プロセスの審査及び承認のための判定基準

b. 妥当性確認に用いる設備の承認及び要員の力量を確認する方法

c. 妥当性確認の方法

7.5.3 識別管理及びトレーサビリティの確保

(1) 原子力部門は、個別業務計画及び個別業務の実施に係るすべてのプロセスにおいて、適切な手段により、機器等及び個別業務の状態を識別し、管理する。

(2) 原子力部門は、トレーサビリティ（機器等の使用又は個別業務の実施に係る履歴、適用又は所在を追跡できる状態をいう。）の確保が個別業務等要求事項である場合においては、機器等又は個別業務を識別し、これを記録するとともに、当該記録を管理する。

7.5.4 組織の外部の者の物品

原子力部門は、原子力部門の外部の者の物品を所持している場合においては、必要に応じ、記録を作成し、これを管理する。

7.5.5 調達物品の管理

(1) 原子力部門は、調達した物品が使用されるまでの間、当該物品を調達物品等要求事項に適合するように管理（識別表示、取扱い、包装、保管及び保護を含む。）する。

7.6 監視測定のための設備の管理

(1) 原子力部門は、機器等又は個別業務の個別業務等要求事項への適合性

の実証に必要な監視測定及び当該監視測定のための設備を明確に定める。

(2) 原子力部門は、(1)の監視測定について、実施可能であり、かつ、当該監視測定に係る要求事項と整合性のとれた方法で実施する。

(3) 原子力部門は、監視測定の結果の妥当性を確保するために、監視測定のために必要な設備を、次に掲げる事項に適合するものとする。

a. あらかじめ定められた間隔で、又は使用の前に、計量の標準まで追跡することが可能な方法（当該計量の標準が存在しない場合にあっては、校正又は検証の根拠について記録する方法）により校正又は検証がなされていること。

b. 校正の状態が明確になるよう、識別されていること。

c. 所要の調整がなされていること。

d. 監視測定の結果を無効とする操作から保護されていること。

e. 取扱い、維持及び保管の間、損傷及び劣化から保護されていること。

(4) 原子力部門は、監視測定のための設備に係る要求事項への不適合が判明した場合においては、従前の監視測定の結果の妥当性を評価し、これを記録する。

(5) 原子力部門は、(4)の場合において、当該監視測定のための設備及び(4)の不適合により影響を受けた機器等又は個別業務について、適切な措置を講じる。

(6) 原子力部門は、監視測定のための設備の校正及び検証の結果の記録を作成し、これを管理する。

(7) 原子力部門は、監視測定においてソフトウェアを使用することとしたときは、その初回の使用に当たり、あらかじめ、当該ソフトウェアが意図したとおりに当該監視測定に適用されていることを確認する。

8. 評価及び改善

8.1 監視測定、分析、評価及び改善

(1) 原子力部門は、監視測定、分析、評価及び改善に係るプロセスを計画し、実施する。

(2) 原子力部門は、要員が(1)の監視測定の結果を利用できるようにする。

8.2 監視及び測定

8.2.1 組織の外部の者の意見

(1) 原子力部門は、監視測定の一環として、原子力の安全の確保に対する原子力部門の外部の者の意見を把握する。

(2) 原子力部門は、(1)の意見の把握及び当該意見の反映に係る方法を明確に定める。

8.2.2 内部監査

(1) 原子力部門は、品質マネジメントシステムについて、次に掲げる要件への適合性を確認するために、保安活動の重要度に応じて、あらかじめ定められた間隔で、客観的な評価を行う各組織その他の体制により内部監査を実施する。

a. 品質管理に関する事項に基づく品質マネジメントシステムに係る要求事項

b. 実効性のある実施及び実効性の維持

(2) 原子力部門は、内部監査の判定基準、監査範囲、頻度、方法及び責任を定める。

(3) 原子力部門は、内部監査の対象となり得る各組織、個別業務、プロセスその他の領域（以下「領域」という。）の状態及び重要性並びに従前の監査の結果を考慮して内部監査の対象を選定し、かつ、内部監査の実施に関する計画（以下「内部監査実施計画」という。）を策定し、及び実施することにより、内部監査の実効性を維持する。

(4) 原子力部門は、内部監査を行う要員（以下「内部監査員」という。）の選定及び内部監査の実施においては、客観性及び公平性を確保する。

(5) 原子力部門は、内部監査員又は管理者に自らの個別業務又は管理下にある個別業務に関する内部監査をさせない。

(6) 原子力部門は、内部監査実施計画の策定及び実施並びに内部監査結果の報告並びに記録の作成及び管理について、その責任及び権限並び

に内部監査に係る要求事項を、手順書等に定める。

(7) 原子力部門は、内部監査の対象として選定された領域に責任を有する管理者に内部監査結果を通知する。

(8) 原子力部門は、不適合が発見された場合には、(7)の通知を受けた管理者に、不適合を除去するための措置及び是正処置を遅滞なく講じさせるとともに、当該措置の検証を行わせ、その結果を報告させる。

8.2.3 プロセスの監視測定

(1) 原子力部門は、プロセスの監視測定を行う場合においては、当該プロセスの監視測定に見合う方法によりこれを行う。

(2) 原子力部門は、(1)の監視測定の実施に当たり、保安活動の重要度に応じて、保安活動指標を用いる。

(3) 原子力部門は、(1)の方法により、プロセスが5.4.2(1)及び7.1(1)の計画に定めた結果を得ることができることを実証する。

(4) 原子力部門は、(1)の監視測定の結果に基づき、保安活動の改善のために、必要な措置を講じる。

(5) 原子力部門は、5.4.2(1)及び7.1(1)の計画に定めた結果を得ることができない場合又は当該結果を得ることができないおそれがある場合においては、個別業務等要求事項への適合性を確保するために、当該プロセスの問題を特定し、当該問題に対して適切な措置を講じる。

8.2.4 機器等の検査等

(1) 原子力部門は、機器等に係る要求事項への適合性を検証するために、個別業務計画にしたがって、個別業務の実施に係るプロセスの適切な段階において、使用前事業者検査等又は自主検査等を実施する。

(2) 原子力部門は、使用前事業者検査等又は自主検査等の結果に係る記録を作成し、これを管理する。

(3) 原子力部門は、プロセスの次の段階に進むことの承認を行った要員を特定することができる記録を作成し、これを管理する。

(4) 原子力部門は、個別業務計画に基づく使用前事業者検査等又は自主

検査等を支障なく完了するまでは、プロセスの次の段階に進むことの承認をしない。ただし、当該承認の権限を持つ要員が、個別業務計画に定める手順により特に承認をする場合は、この限りでない。

(5) 原子力部門は、保安活動の重要度に応じて、使用前事業者検査等の独立性（使用前事業者検査等を実施する要員をその対象となる機器等を所管する各組織に属する要員と組織を異にする要員とすることその他の方法により、使用前事業者検査等の中立性及び信頼性が損なわれないことをいう。）を確保する。

(6) 原子力部門は、保安活動の重要度に応じて、自主検査等の独立性（自主検査等を実施する要員をその対象となる機器等を所管する各組織に属する要員と必要に応じて組織を異にする要員とすることその他の方法により、自主検査等の中立性及び信頼性が損なわれないことをいう。）を確保する。

8.3 不適合の管理

(1) 原子力部門は、個別業務等要求事項に適合しない機器等が使用され、又は個別業務が実施されることがないよう、当該機器等又は個別業務を特定し、これを管理する。

(2) 原子力部門は、不適合の処理に係る管理並びにそれに関連する責任及び権限を手順書等に定める。

(3) 原子力部門は、次に掲げる方法のいずれかにより、不適合を処理する。

a. 発見された不適合を除去するための措置を講ずること。

b. 不適合について、あらかじめ定められた手順により原子力の安全に及ぼす影響について評価し、機器等の使用又は個別業務の実施についての承認を行うこと（以下「特別採用」という。）。

c. 機器等の使用又は個別業務の実施ができないようにするための措置を講ずること。

d. 機器等の使用又は個別業務の実施後に発見した不適合については、その不適合による影響又は起こり得る影響に応じて適切な措置を講ずること。

(4) 原子力部門は、不適合の内容の記録及び当該不適合に対して講じた措置（特別採用を含む。）に係る記録を作成し、これを管理する。

(5) 原子力部門は、(3)a.の措置を講じた場合においては、個別業務等要求事項への適合性を実証するための検証を行う。

8.4 データの分析及び評価

(1) 原子力部門は、品質マネジメントシステムが実効性のあるものであることを実証するため、及び当該品質マネジメントシステムの実効性の改善の必要性を評価するために、適切なデータ（監視測定の結果から得られたデータ及びそれ以外の関連情報源からのデータを含む。）を明確にし、収集し、及び分析する。

(2) 原子力部門は、(1)のデータの分析及びこれに基づく評価を行い、次に掲げる事項に係る情報を得る。

a. 原子力部門の外部の者からの意見の傾向及び特徴その他分析により得られる知見

b. 個別業務等要求事項への適合性

c. 機器等及びプロセスの特性及び傾向（是正処置を行う端緒となるものを含む。）

d. 調達物品等の供給者の供給能力

8.5 改善

8.5.1 継続的な改善

原子力部門は、品質マネジメントシステムの継続的な改善を行うために、品質方針及び品質目標の設定、マネジメントレビュー及び内部監査の結果の活用、データの分析並びに是正処置及び未然防止処置の評価を通じて改善が必要な事項を明確にするとともに、当該改善の実施その他の措置を講じる。

8.5.2 是正処置等

(1) 原子力部門は、個々の不適合その他の事象が原子力の安全に及ぼす

影響に応じて、次に掲げるところにより、速やかに適切な是正処置を講じる。

a. 是正処置を講ずる必要性について次に掲げる手順により評価を行う。

(a) 不適合その他の事象の分析及び当該不適合の原因の明確化

(b) 類似の不適合その他の事象の有無又は当該類似の不適合その他の事象が発生する可能性の明確化

b. 必要な是正処置を明確にし、実施する。

c. 講じたすべての是正処置の実効性の評価を行う。

d. 必要に応じ、計画において決定した保安活動の改善のために講じた措置を変更する。

e. 必要に応じ、品質マネジメントシステムを変更する。

f. 原子力の安全に及ぼす影響の程度が大きい不適合に関して、根本的な原因を究明するために行う分析の手順を確立し、実施する。

g. 講じたすべての是正処置及びその結果の記録を作成し、これを管理する。

(2) 原子力部門は、(1)に掲げる事項について、手順書等に定める。

(3) 原子力部門は、手順書等に基づき、複数の不適合その他の事象に係る情報から類似する事象に係る情報を抽出し、その分析を行い、当該類似の事象に共通する原因を明確にした上で、適切な措置を講じる。

8.5.3 未然防止処置

(1) 原子力部門は、原子力施設その他の施設の運転経験等の知見を収集し、自らの組織で起こり得る不適合の重要性に応じて、次に掲げるところにより、適切な未然防止処置を講じる。

a. 起こり得る不適合及びその原因について調査する。

b. 未然防止処置を講ずる必要性について評価する。

c. 必要な未然防止処置を明確にし、実施する。

d. 講じたすべての未然防止処置の実効性の評価を行う。

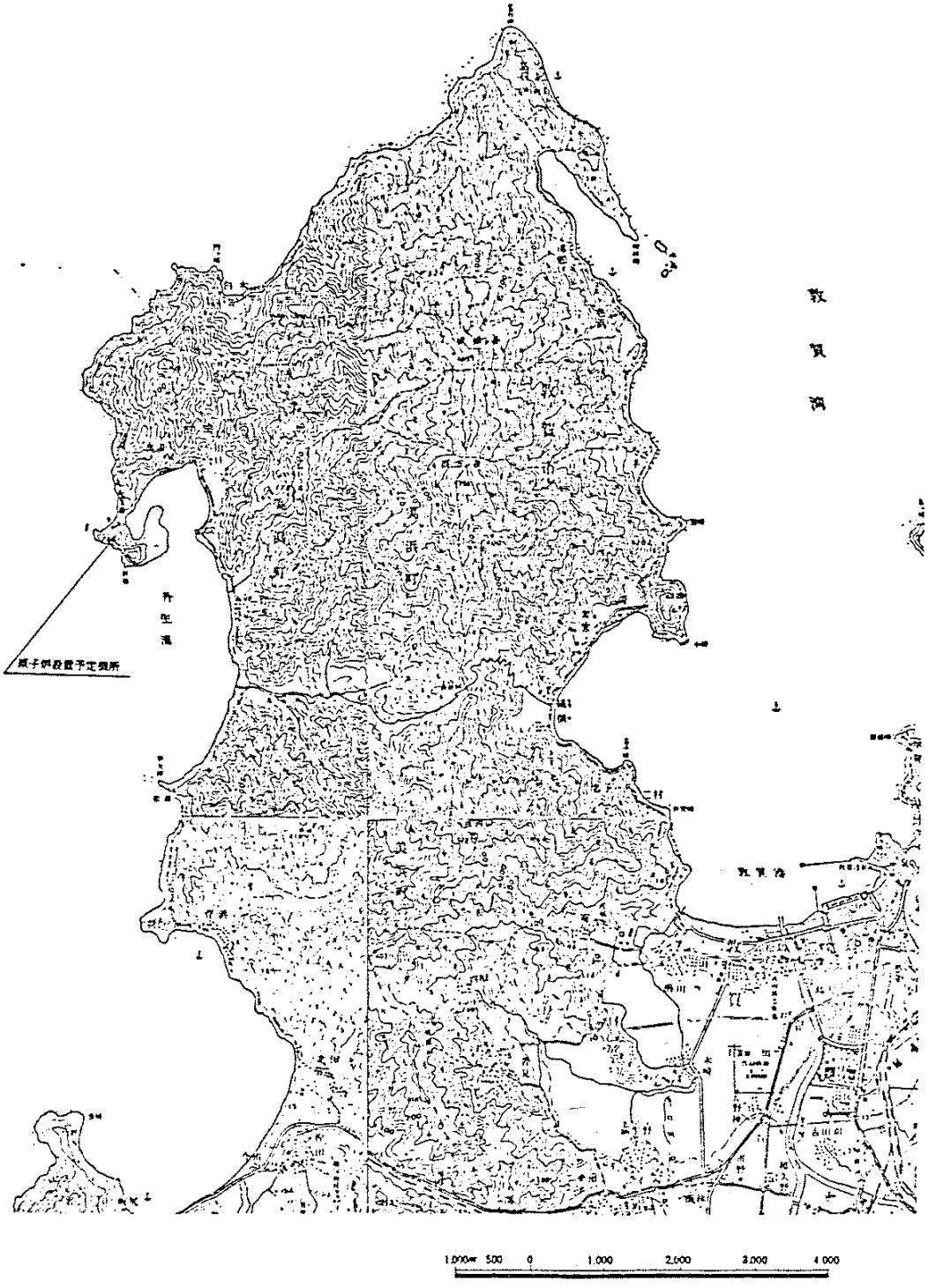
e. 講じたすべての未然防止処置及びその結果の記録を作成し、これ

を管理する。

(2) 原子力部門は、(1)に掲げる事項について、手順書等に定める。

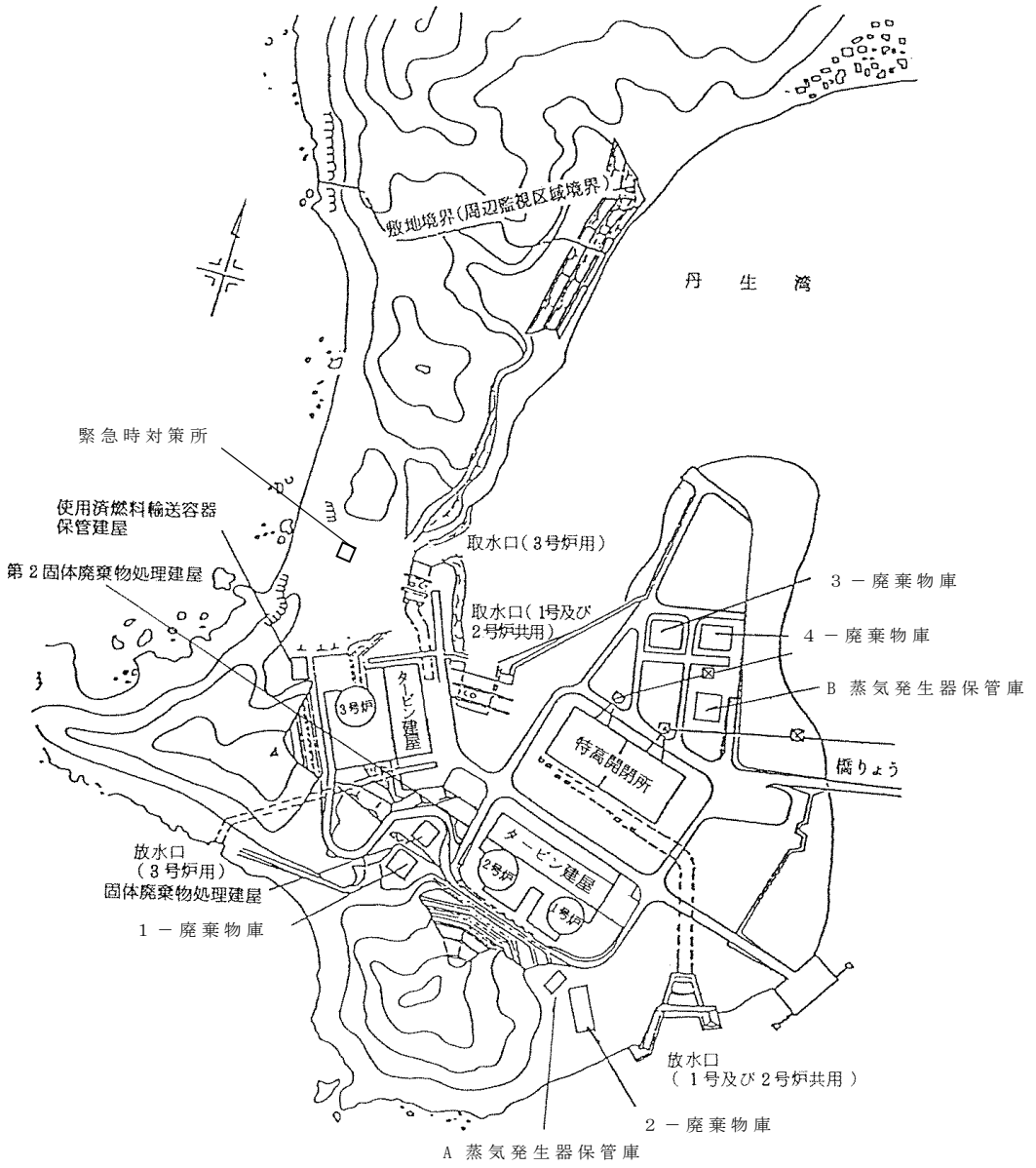
申　請　書　添　付　参　考　図　面　目　録

第1図　　発電所敷地附近地図
第2図　　発電所全体配置図
第3図　　主要建屋平面図（1階、地下1階）
第4図　　主要建屋平面図（2階）
第5図　　主要建屋平面図（3階）
第6図　　主要建屋平面図（4階）
第7図　　主要建屋平面図（5階）
第8図　　主要建屋断面図（Ａ～Ａ断面）
第9図　　主要建屋断面図（Ｂ～Ｂ断面）
第10図　原子炉容器内構造説明図
第11図　炉心断面図
第12図　燃料集合体構造概要図
第13図　発電所フローダイヤグラム
第14図　制御棒クラスタ制御系統図
第15図　制御棒クラスタ構造説明図
第16図　制御棒クラスタ駆動装置断面図
第17図　制御棒クラスタ駆動装置説明図
第18図　放射性廃棄物の廃棄施設の流路線図
第19図　原子炉格納容器換気設備系統説明図
第20図　非常用炉心冷却設備系統説明図
第21図　原子炉格納容器スプレ設備系統説明図
第22図　気体廃棄物処理系統図（換気系を含む）
第23図　液体廃棄物処理系統図（３号炉）
第24図　液体廃棄物の年間推定発生量とその放射性物質の濃度（３号炉）
第25図　発電所全体配置図（特定重大事故等対処施設を含む。）

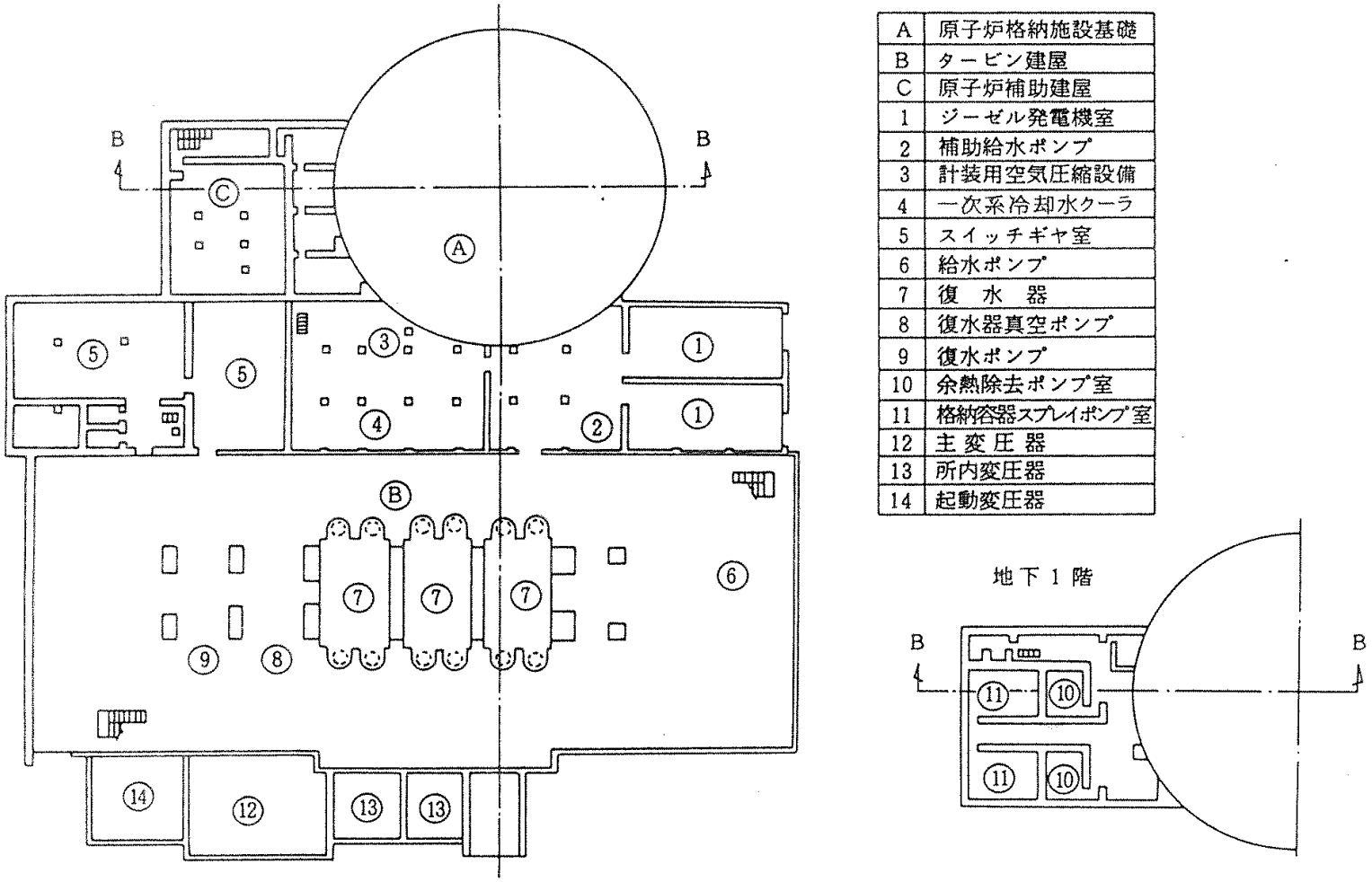


この地図は国土地理院の承認を得て、同院発行の５万分の１の地図を複製したものである。（承認番号昭４６第３３２号）

第１図　発電所敷地附近地図（参考用）

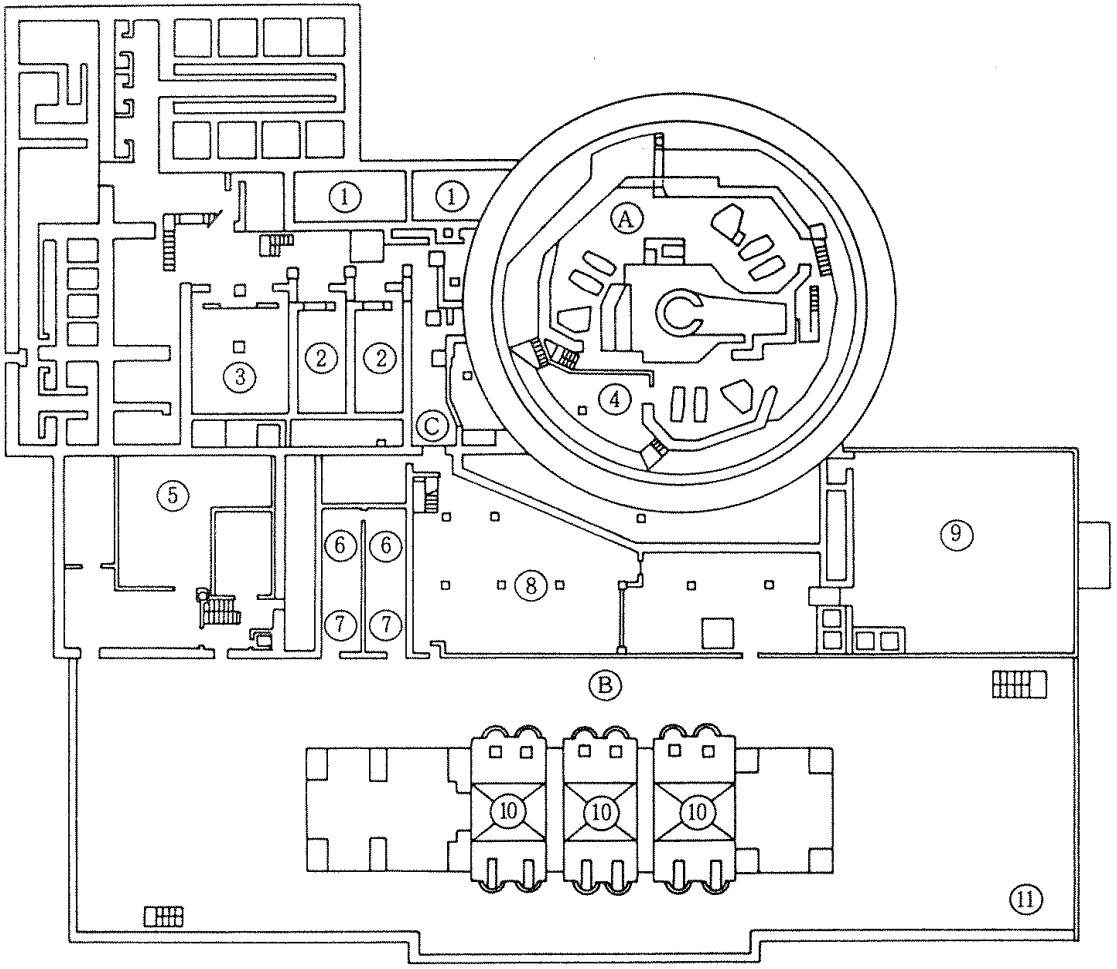


第２図　発電所全体配置図（添付書類八 第 2.1 図）



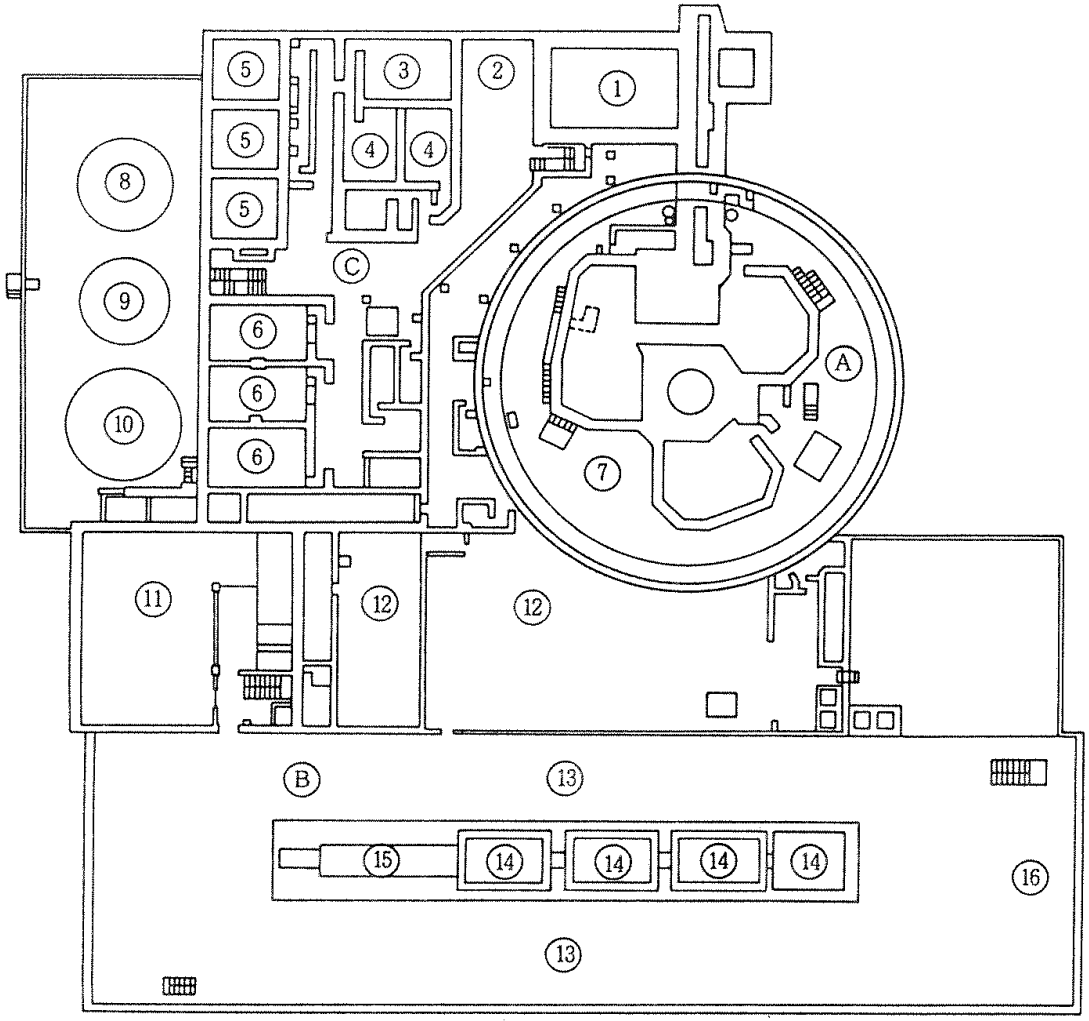
A	原子炉格納施設基礎
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	ジーゼル発電機室
2	補助給水ポンプ
3	計装用空気圧縮設備
4	一次系冷却水クーラ
5	スイッチギヤ室
6	給水ポンプ
7	復　水　器
8	復水器真空ポンプ
9	復水ポンプ
10	余熱除去ポンプ室
11	格納容器スプレイポンプ室
12	主 変 圧 器
13	所内変圧器
14	起動変圧器

第３図　主要建屋平面図（１階、地下１階）（参考用）



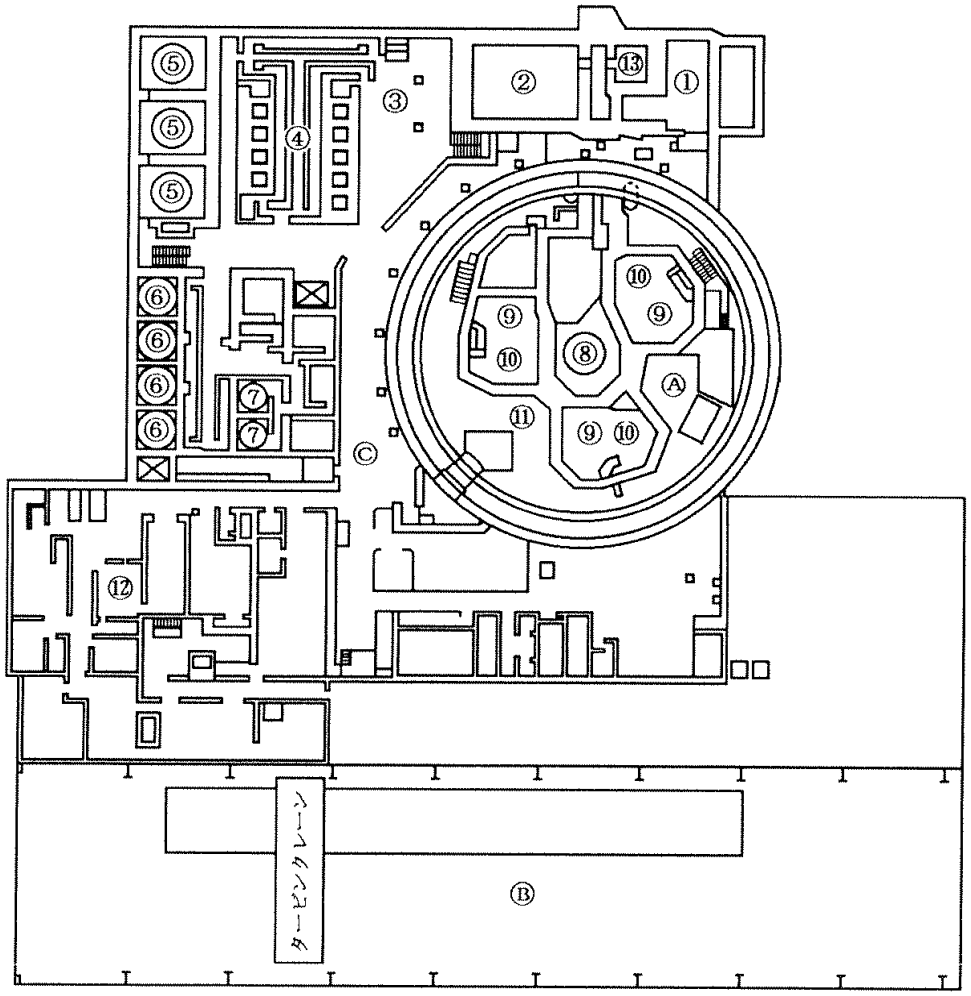
A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	廃液ホールドアップタンク室
2	余熱除去クーラ室
3	格納容器スプレイクーラ室
4	原子炉格納容器空気再循環設備
5	リレー室
6	バッテリ室
7	バッテリ充電室
8	一次系冷却水ポンプ
9	主蒸気ヘッダ室
10	復水器
11	給水加熱器

第４図　主要建屋平面図（２階）（参考用）



A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	使用済燃料ピット
2	使用済燃料ピットクーラ
3	ほう酸回収装置，脱ガス装置
4	廃液蒸発装置室
5	ホールドアップタンク室
6	充てん/高圧注入ポンプ室
7	原子炉格納容器空気再循環設備
8	一次系純水タンク
9	復水タンク
10	燃料取替用水タンク
11	中央制御室
12	換気装置室
13	湿分分離加熱器
14	タービン
15	発電機
16	給水加熱器

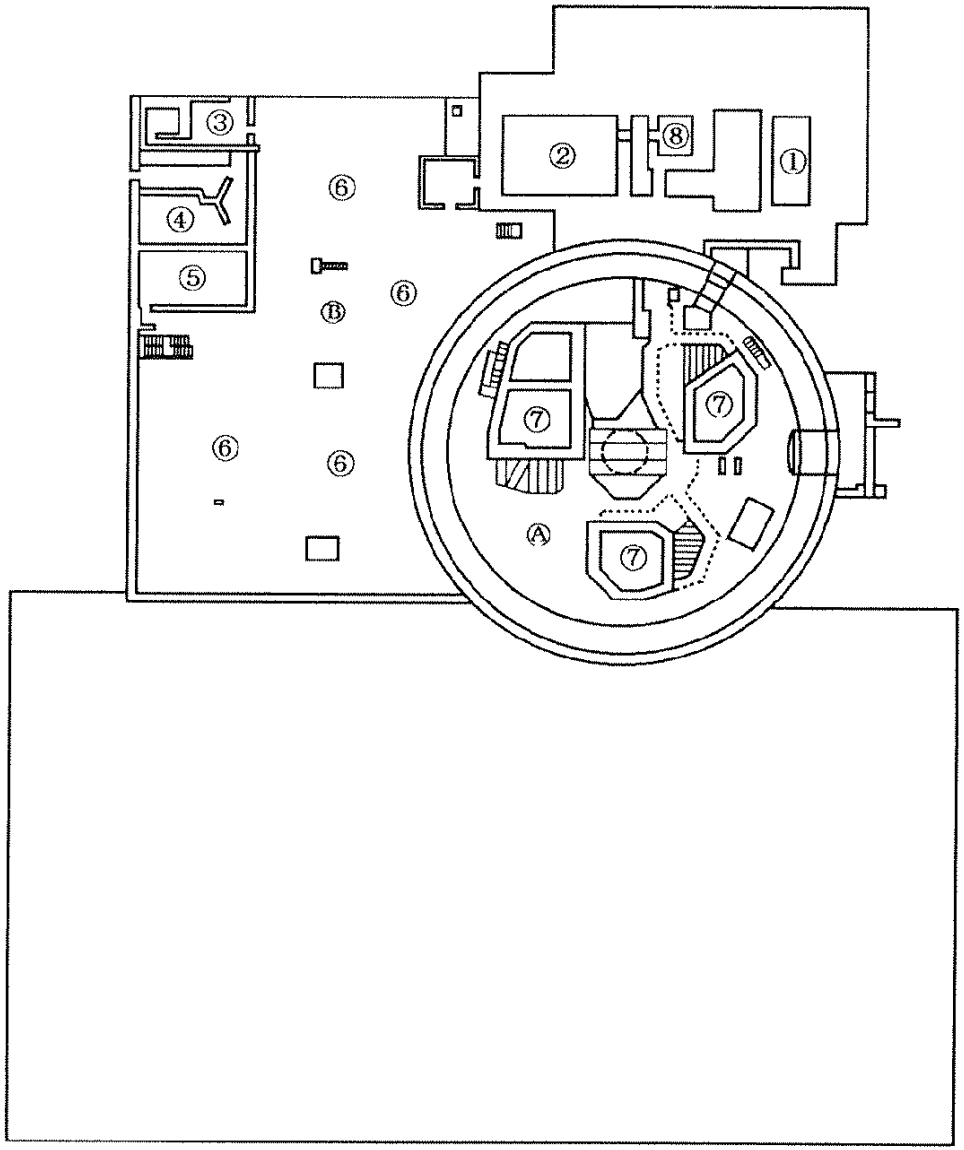
第5図　主要建屋平面図（3階）（参考用）



A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	除染区域
2	使用済燃料ピット
3	モニタタンク
4	脱塩塔室
5	ホールドアップタンク室
6	ガス減衰タンク室
7	圧縮装置室
8	原子炉容器
9	蒸気発生器
10	一次冷却材ポンプ
11	原子炉格納容器空気再循環設備
12	放射線管理室
13	キャスクピット

(添付書類八 第2.0-5図)

第６図　主要建屋平面図（４階）

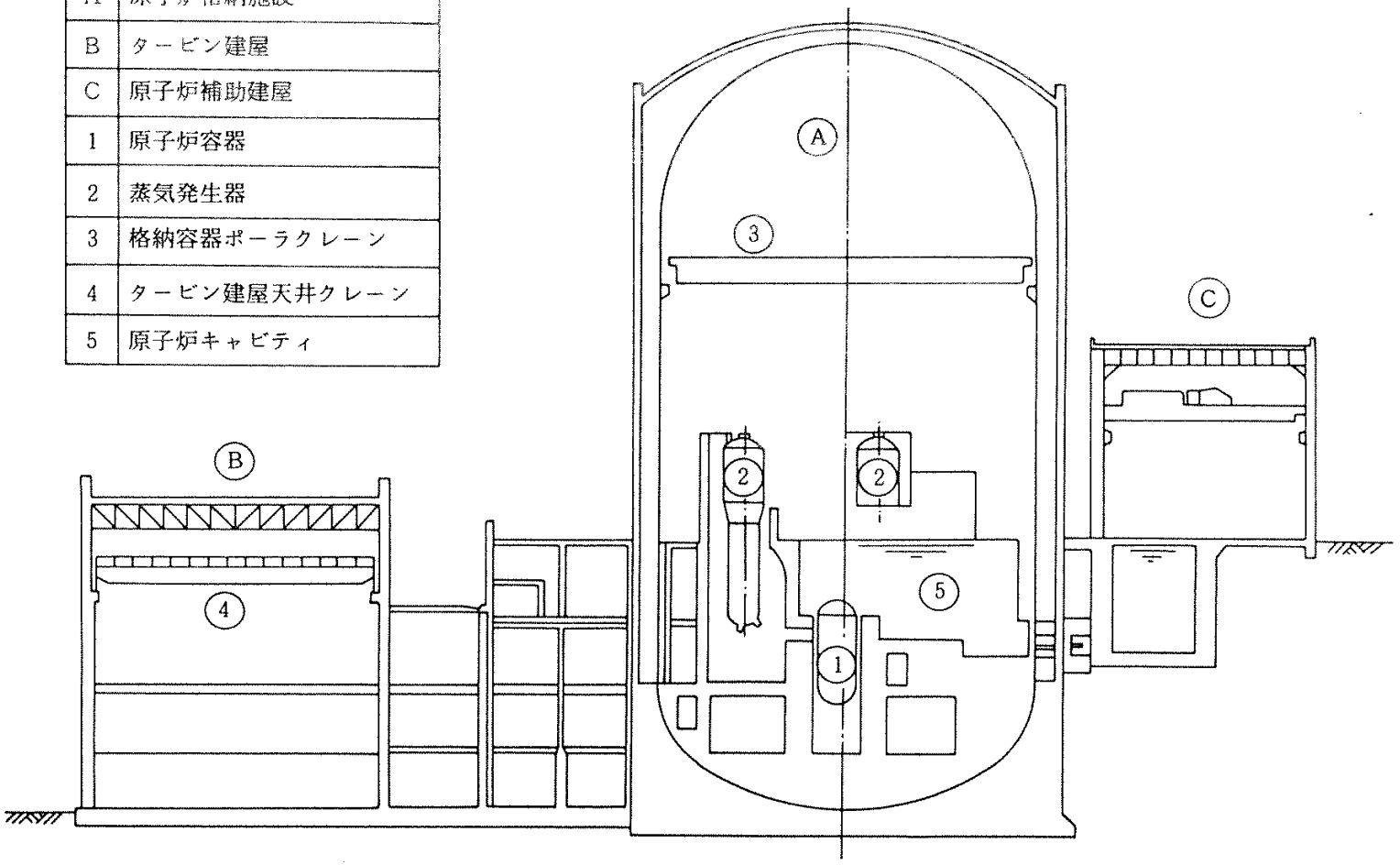


A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	新燃料貯蔵庫
2	使用済燃料ピット
3	水素及び窒素貯蔵区域
4	ドラム詰室
5	ほう酸タンク室
6	換気装置
7	蒸気発生器
8	キャスクピット

(添付書類八 第2.0-6図)

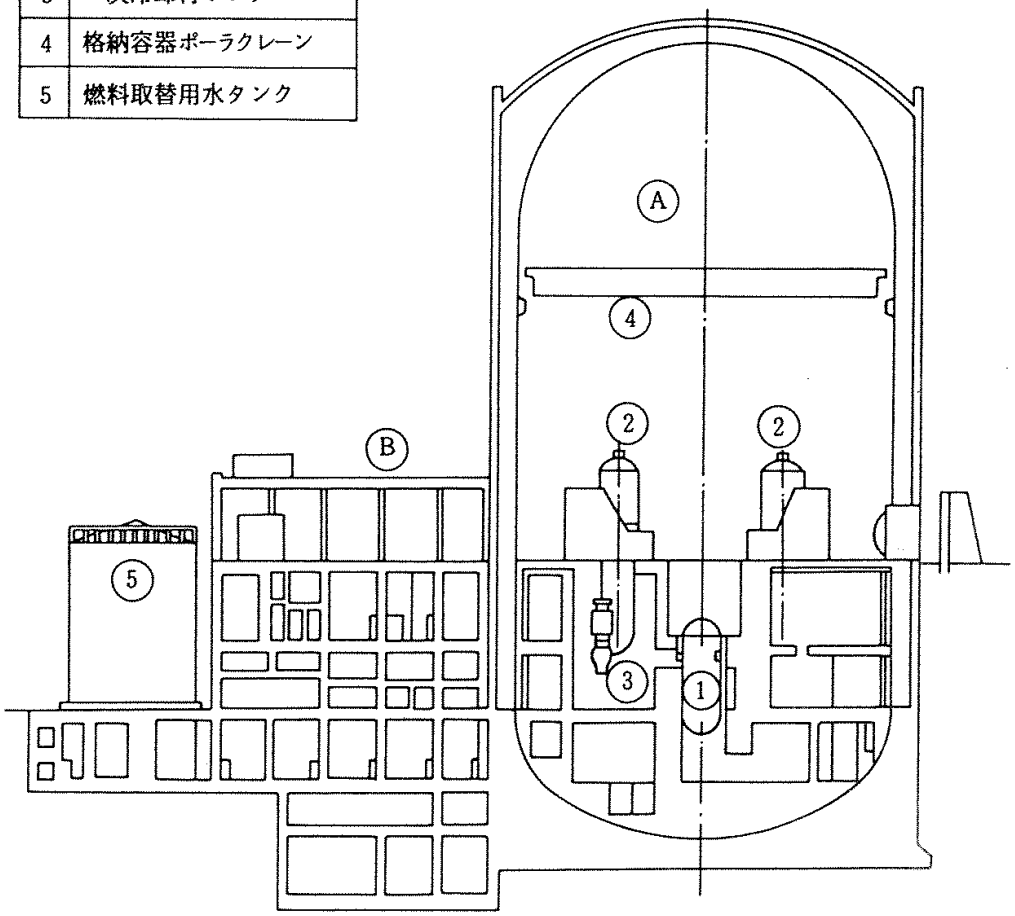
第７図　主要建屋平面図（５階）

A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	格納容器ポーラクレーン
4	タービン建屋天井クレーン
5	原子炉キャビティ

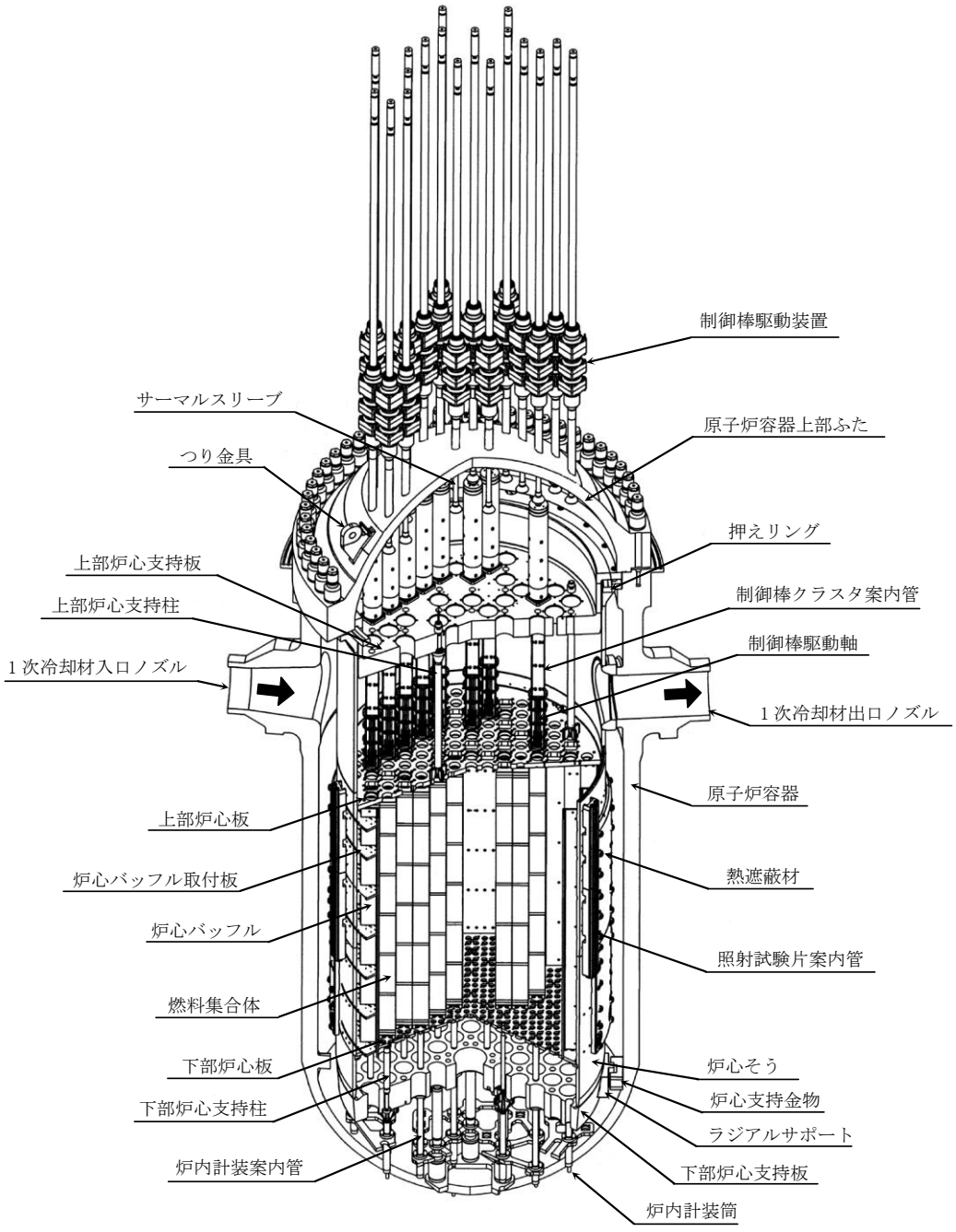


第８図　主要建屋断面図（Ａ～Ａ断面）（参考用）

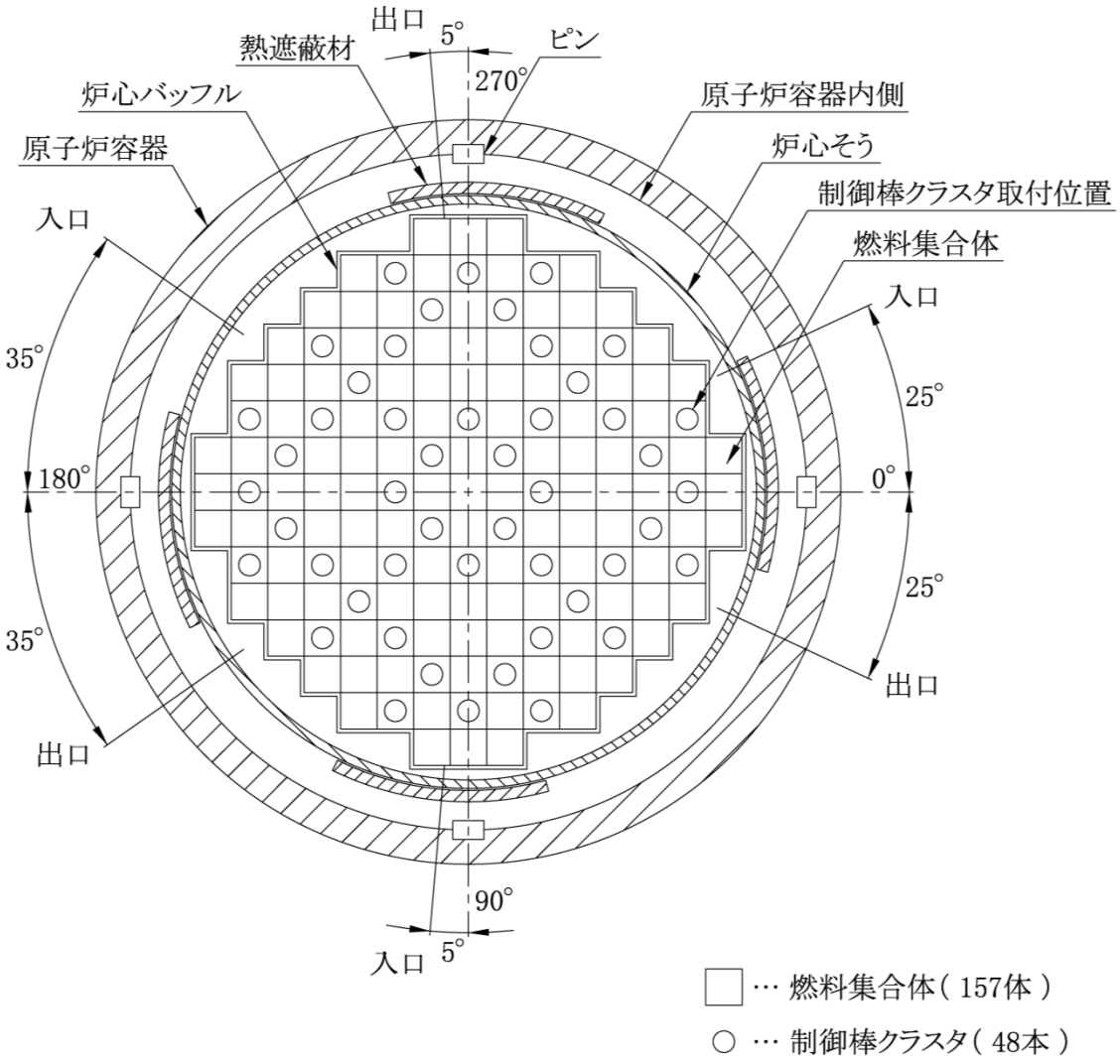
A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	一次冷却材ポンプ
4	格納容器ポーラクレーン
5	燃料取替用水タンク



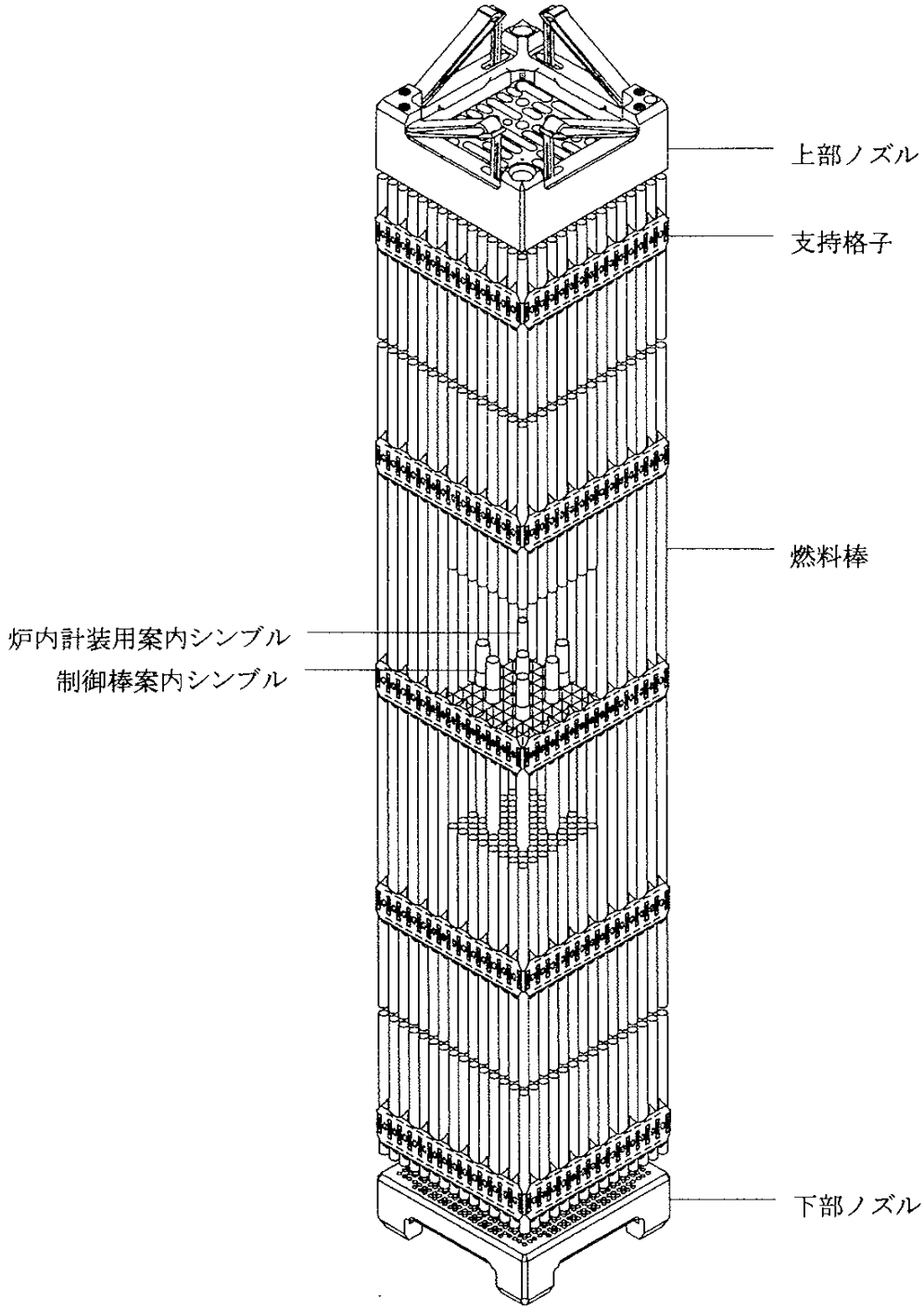
第９図　主要建屋断面図（Ｂ～Ｂ断面）（参考用）



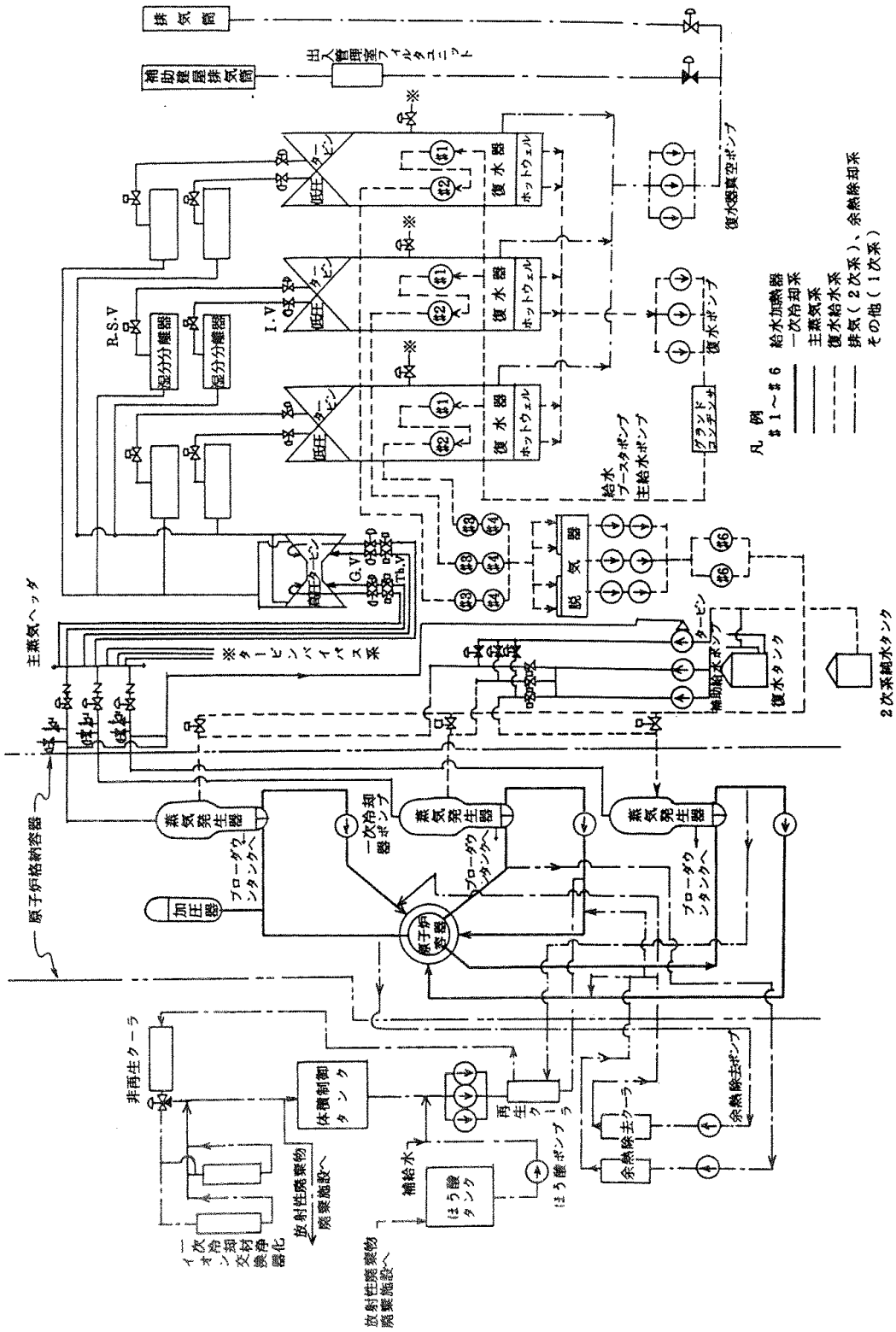
第 10 図　原子炉容器内構造説明図（添付書類八 第 3.1.1 図）



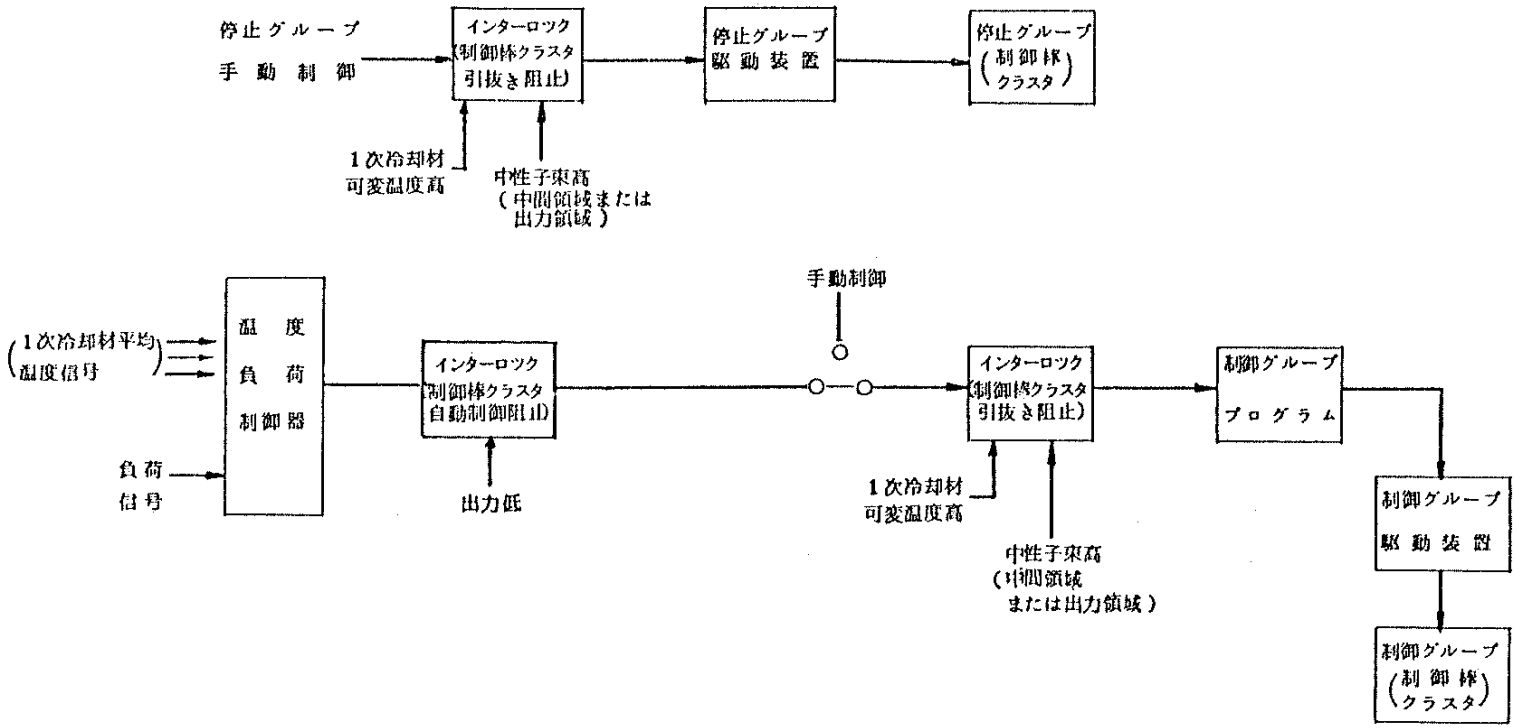
第11図　炉心断面図（添付書類八 第3.1.2図）



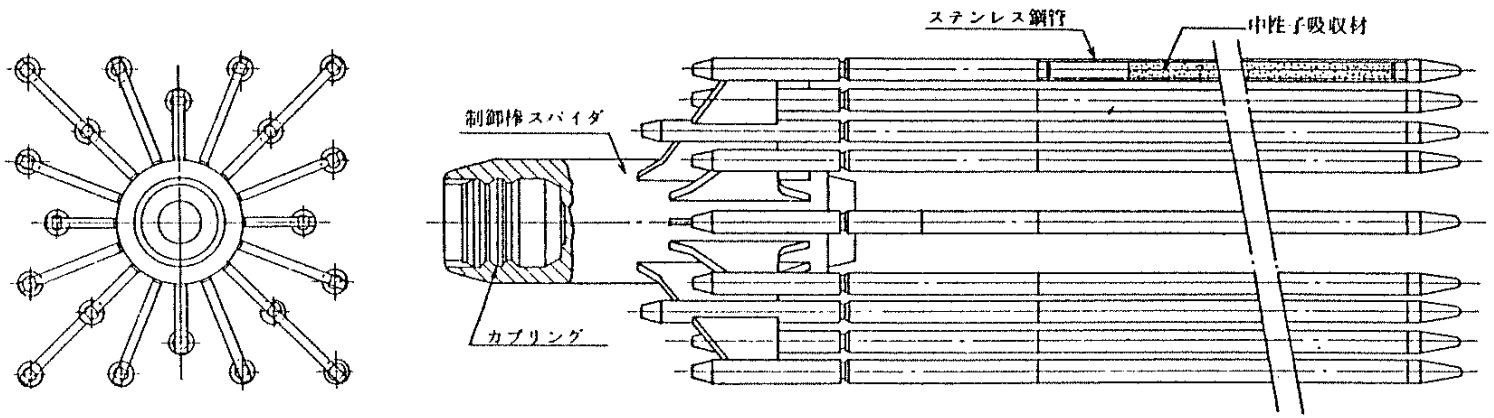
第12図　燃料集合体構造概要図（添付書類八 第3.2.3(1)図）



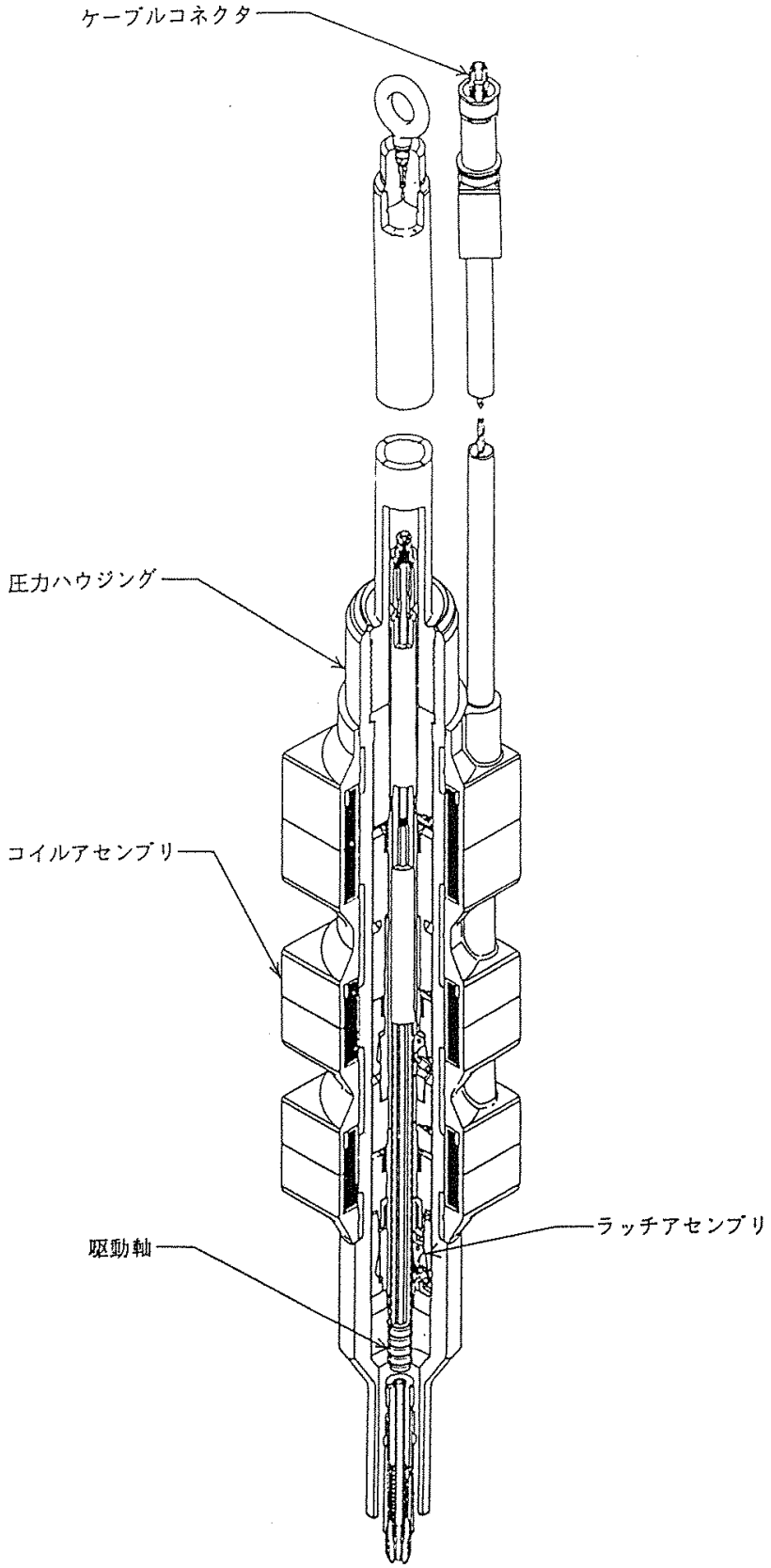
第１３図　発電所フローダイヤグラム（参考用）



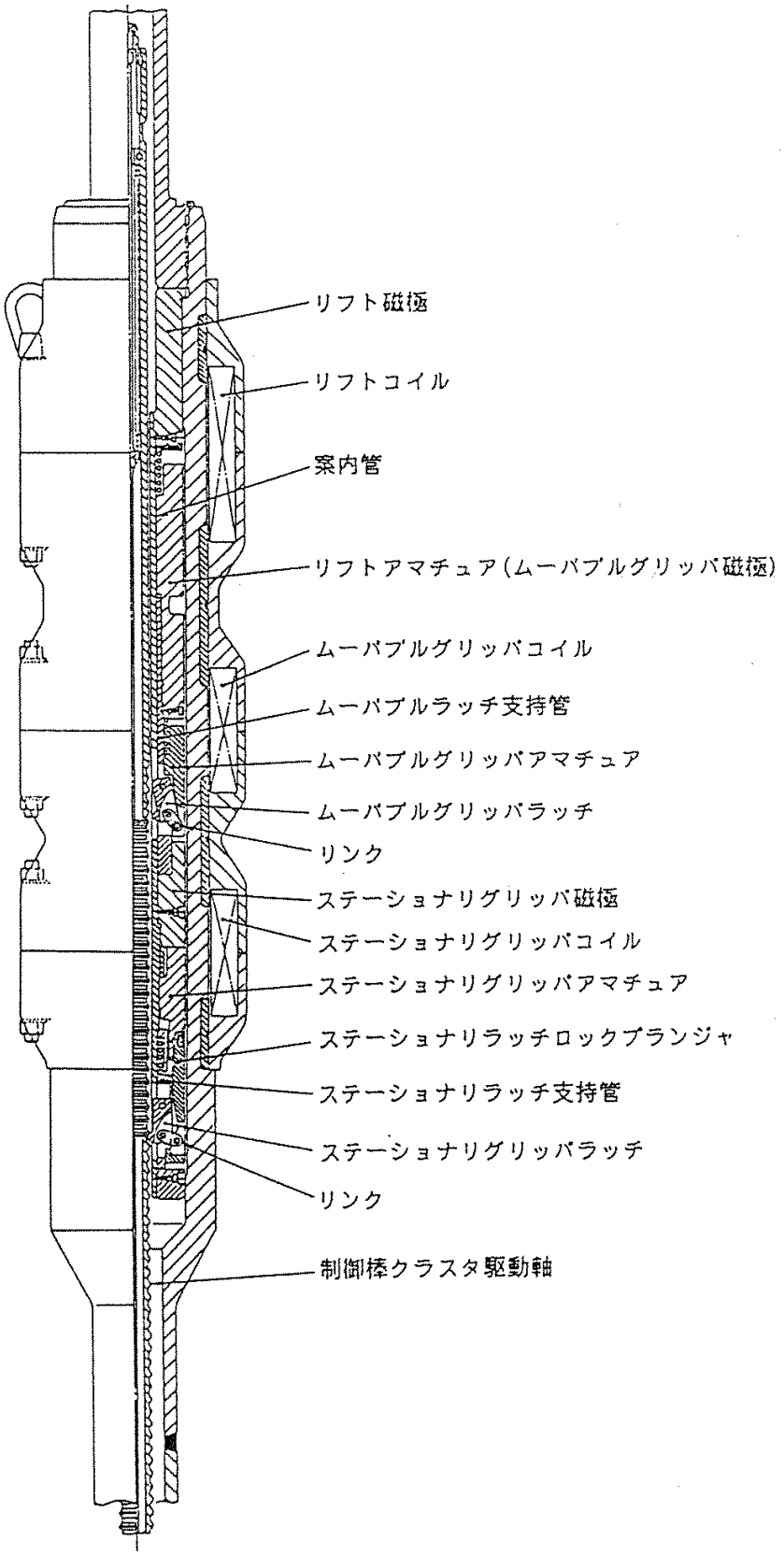
第14図　制御棒クラスタ制御系統図（参考用）



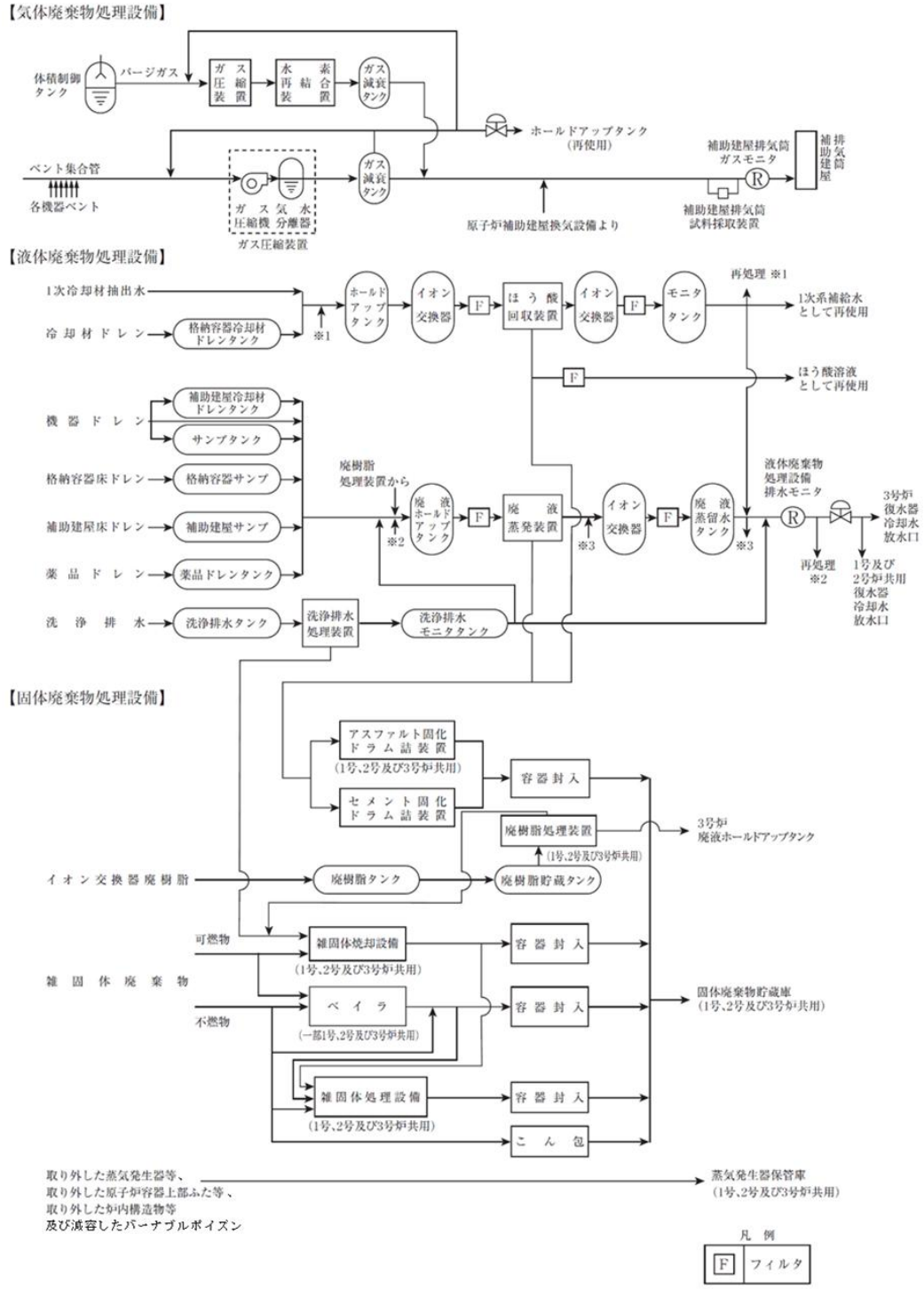
第１５図　制御棒クラスタ構造説明図（参考用）



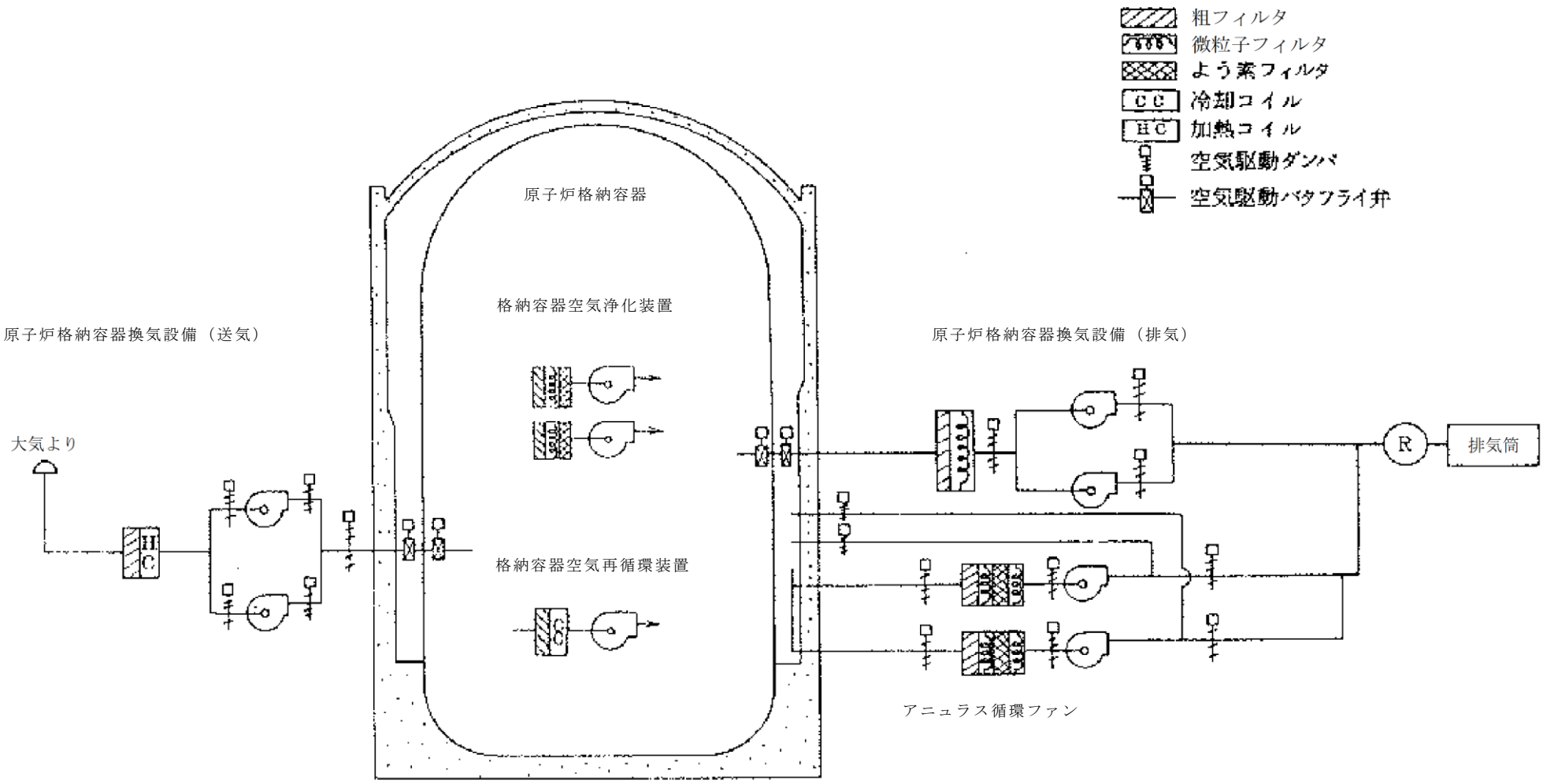
第16図　制御棒クラスタ駆動装置断面図（添付書類八 第3.3.2図）



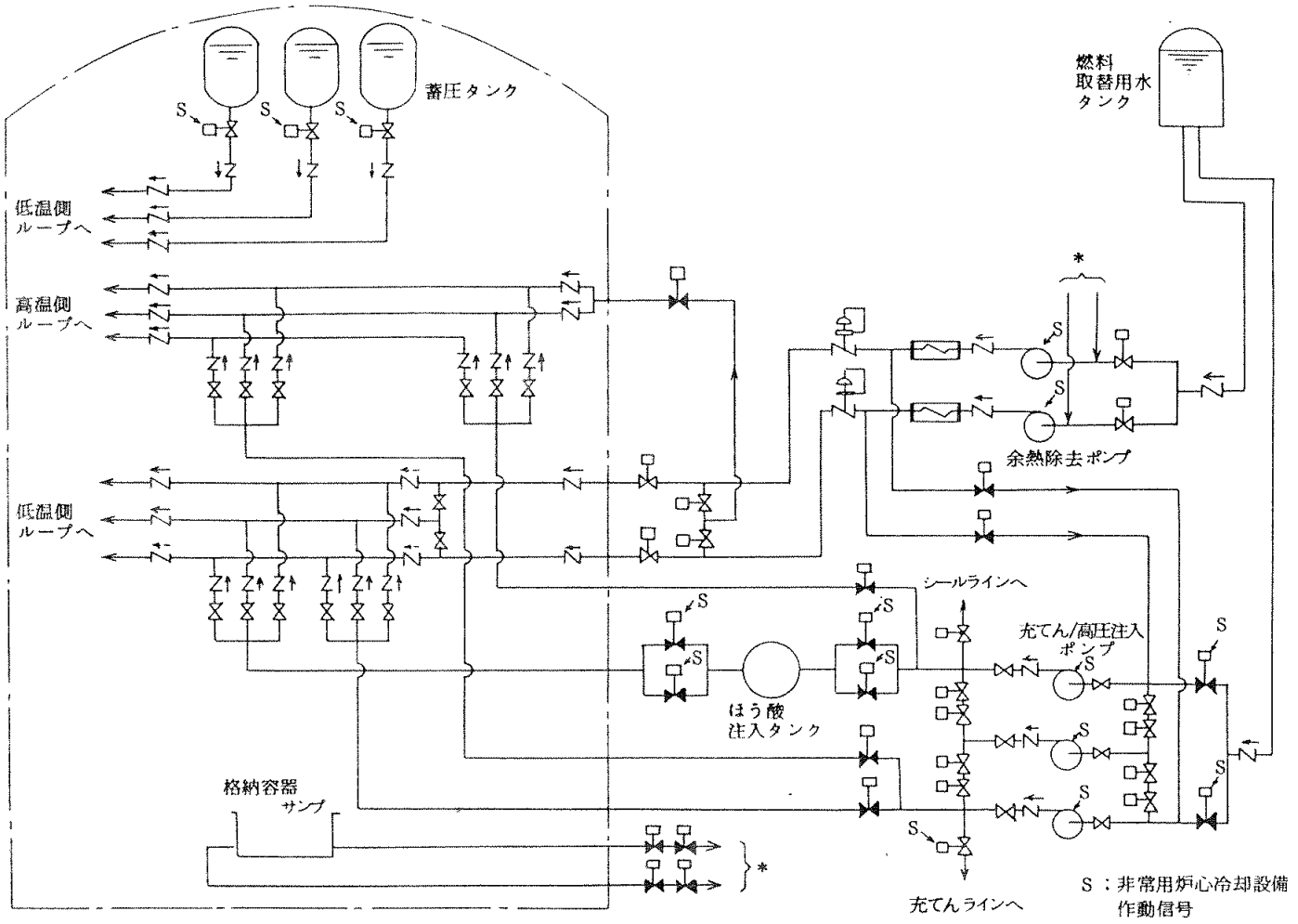
第17図　制御棒クラスタ駆動装置説明図（添付書類八 第3.3.3図）



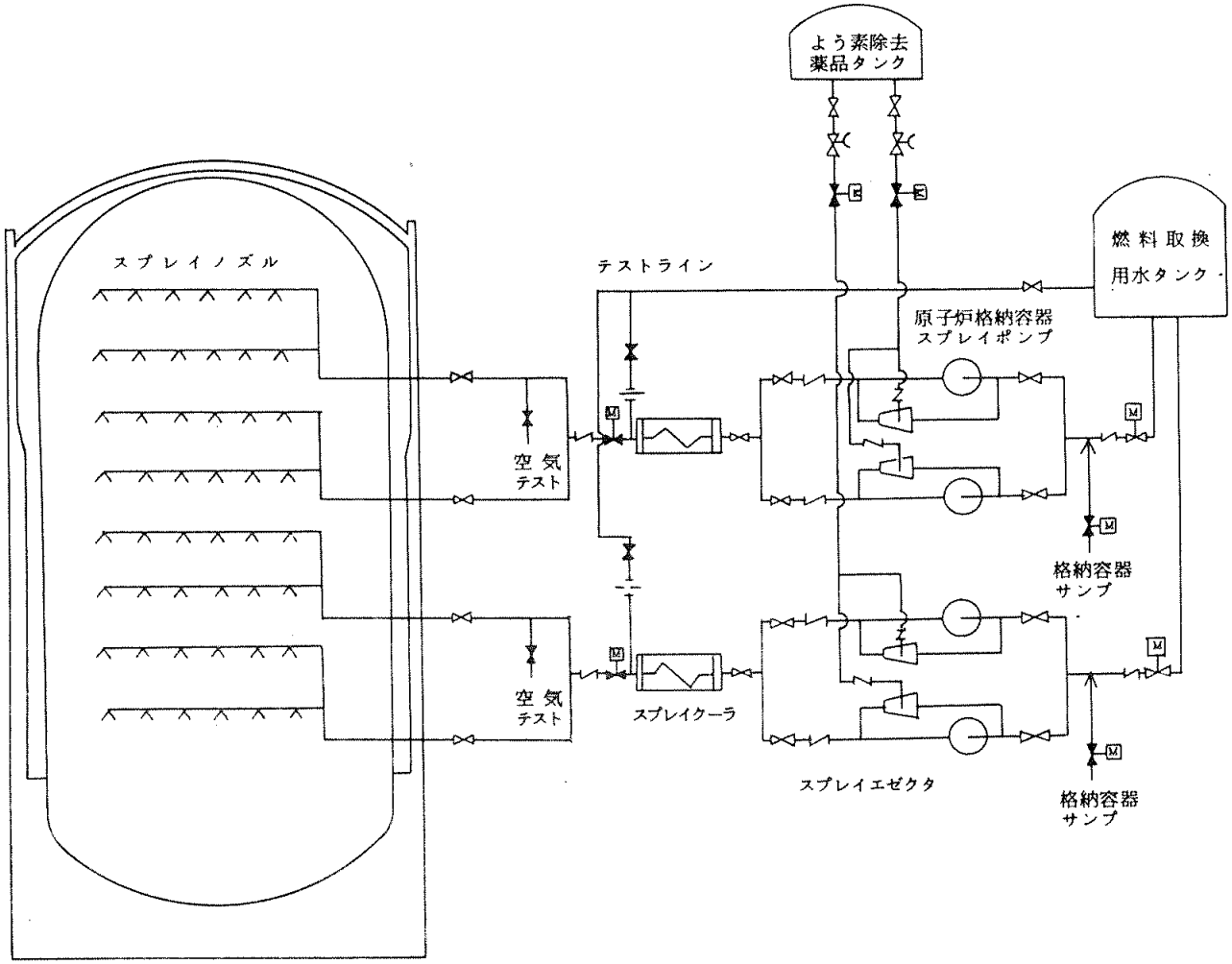
第 18 図　放射性廃棄物の廃棄施設の流路線図（添付書類八 第 7.1 図）



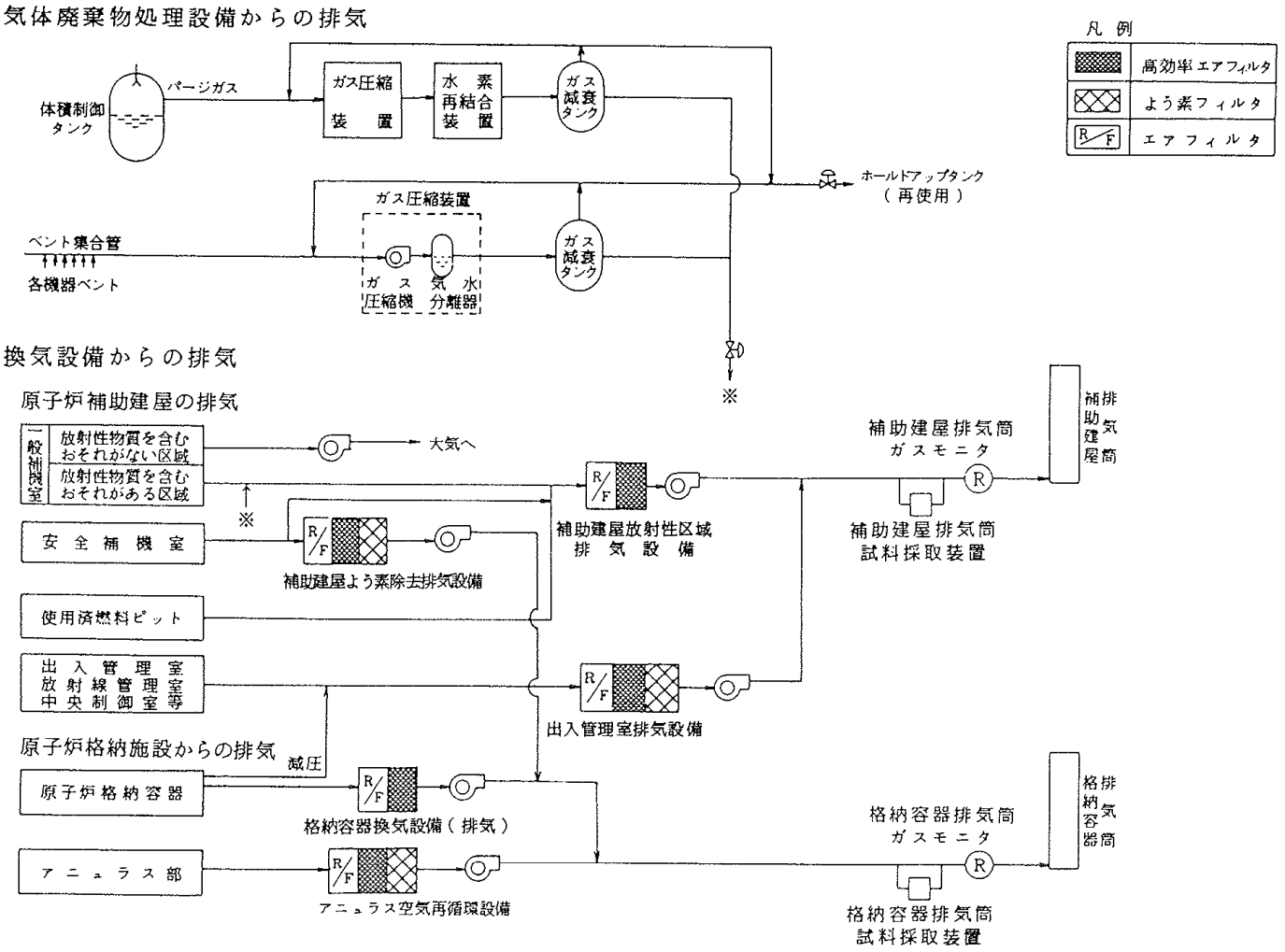
第 19 図　原子炉格納容器換気設備系統説明図（添付書類八　第 9.3.1 図）



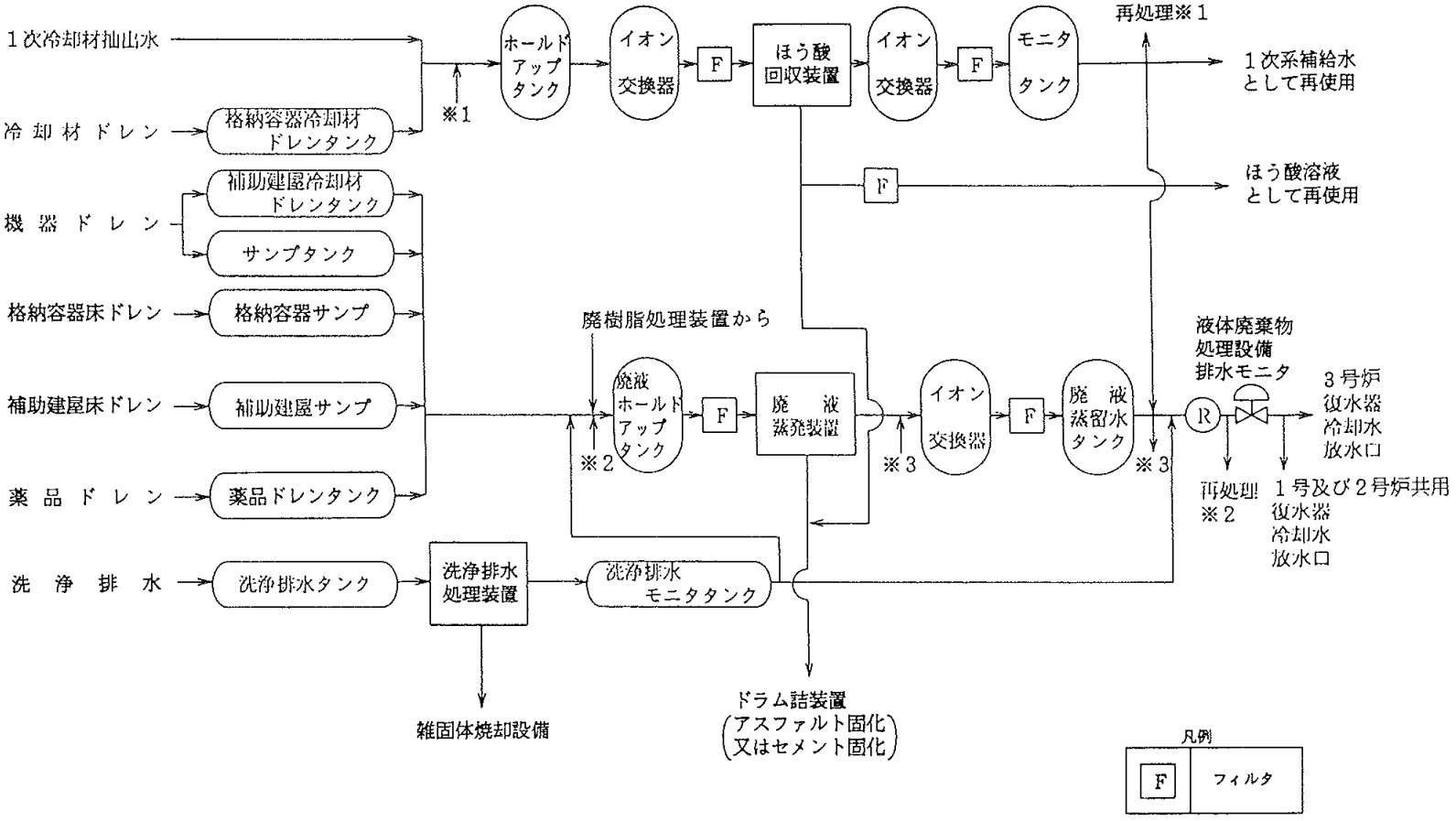
第２０図　非常用炉心冷却設備系統説明図（参考用）



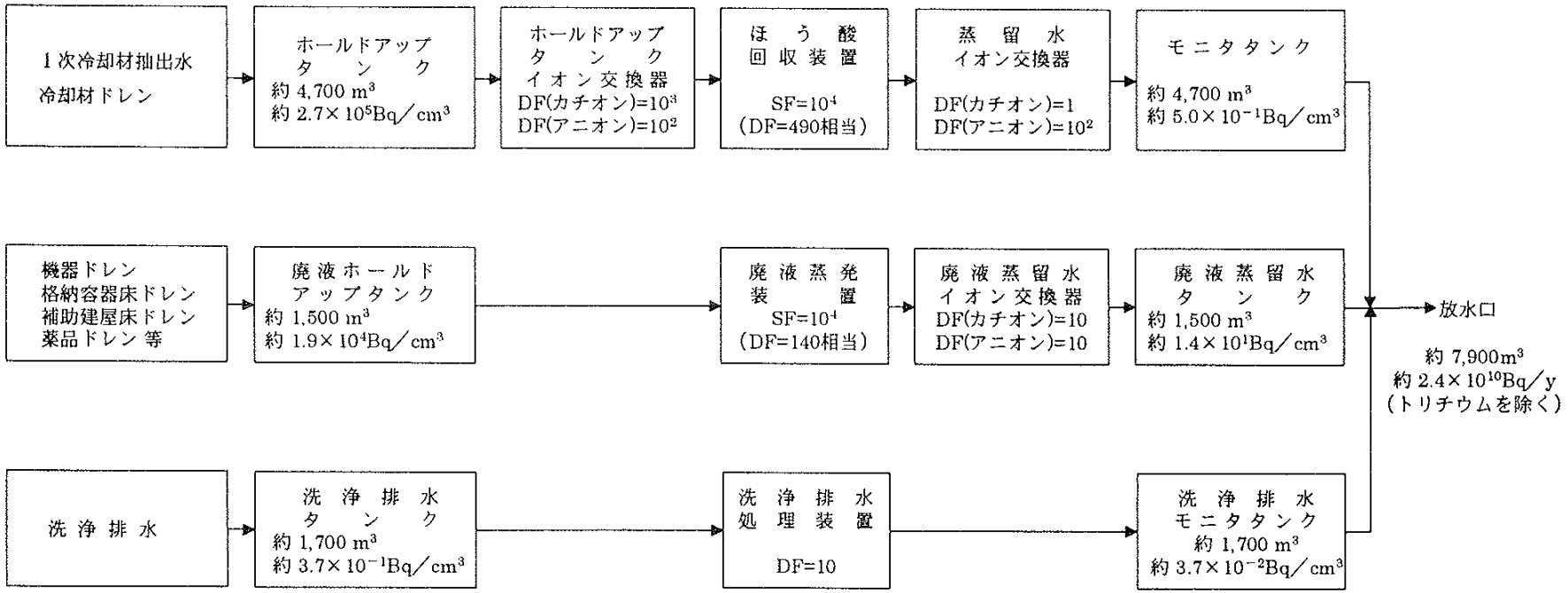
第２１図　原子炉格納容器スプレ設備系統説明図（参考用）



第22図　気体廃棄物処理系統図（換気系を含む）（添付書類九 第4.1.1図）

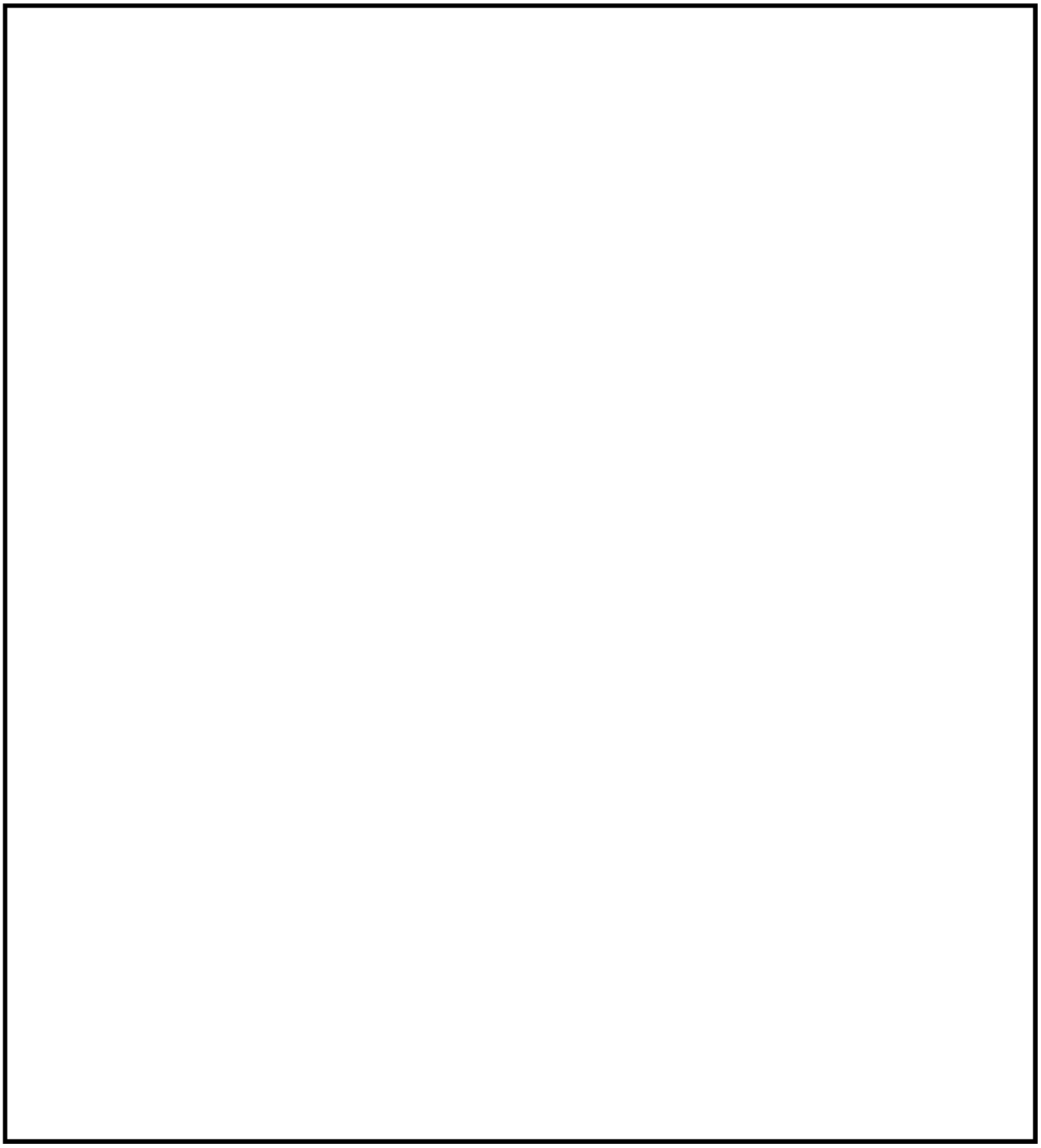


第23図　液体廃棄物処理系統図（３号炉）（添付書類九 第4.1.2図）



(注) DF : 出口濃度に対する入口濃度の比
SF : 出口濃度に対する濃縮液濃度の比

第24図　液体廃棄物の年間推定発生量とその放射性物質の濃度（３号炉）（添付書類九 第4.3.1図）



第 25 図　発電所全体配置図（特定重大事故等対処施設を含む。）

（添付書類八　第 2.9 図）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

添 付 書 類 目 次

添付書類一　変更後における発電用原子炉の使用の目的に関する説明書

添付書類二　変更後における発電用原子炉の熱出力に関する説明書

添付書類三　変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

添付書類四　変更後における発電用原子炉の運転に要する核燃料物質の取得計画を記載した書類

添付書類五　変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

添付書類六　変更に係る発電用原子炉施設の場所に関する気象、地盤、水理、地震、社会環境等の状況に関する説明書

添付書類七　変更に係る発電用原子炉又はその主要な附属施設の設置の地点から20キロメートル以内の地域を含む縮尺20万分の1の地図及び5キロメートル以内の地域を含む縮尺5万分の1の地図

添付書類八　変更後における発電用原子炉施設の安全設計に関する説明書

添付書類九　変更後における発電用原子炉施設の放射線の管理に関する説明書

添付書類十　変更後における発電用原子炉施設において事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する説明書

添付書類十一　変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

添　付　書　類　一

変更後における発電用原子炉の使用の目的に関する説明書

美浜発電所３号炉は、美浜発電所１号、２号炉、高浜発電所、大飯発電所の場合と同様に商業発電用として使用するものである。

1. 設置理由

当社は、わが国のエネルギー事情からみて原子力発電の導入により、エネルギー源の多様化を計ることが必要と考え、且つ原子炉技術を詳細に検討した結果、原子力発電設備の安全性、信頼性および経済性についても十分な確認を得るに至つたので、昭和41年12月に美浜発電所１号炉の建設に着手し、昭和45年11月から営業運転を開始し現在まで高い負荷率でもつて順調に運転が続けられている。この間も増大する電力需要に対処して昭和43年 5月に美浜発電所２号炉、昭和44年12月に高浜発電所１号炉、さらに昭和45年12月に同２号炉の建設に着手し、さらに昭和46年 1月に大飯発電所１号，２号炉の設置許可申請を行ない、2月には準備工事に着手している。今回、その後引き続き急増を続ける電力需給に対する供給力を確保するため、昭和47年 2月着工、昭和51年 7月運転開始の予定で美浜発電所３号炉を増設するものである。

なお、この計画に当つては、当社の系統的規模からみた運用上の問題の有無等を吟味した結果、高浜発電所１号，２号炉と同型式同容量の原子炉を採用した。

2. 運転計画

美浜発電所３号炉は、原則として基底負荷運転を行なう予定である。

添　付　書　類　二

変更後における発電用原子炉の熱出力に関する説明書

1. 概　　要

本ユニツトの原子炉の熱出力は約2,440MWとする。

この出力は、諸外国における最近の発電所設置計画に多数採用されているものであり、高浜１，２号機と同一である。

2. 熱　出　力

2.1 原子炉および原子炉冷却系統

１次冷却材は原子炉の発生熱を蒸気発生器で２次冷却材へ伝達し、１次冷却材ポンプにより再び原子炉へ戻る。２次冷却材は１次冷却材からの伝達熱により蒸気となつて蒸気タービン発電機を駆動し電力を発生する。排気は復水器の冷却海水に放熱して復水となり蒸気発生器に戻る。１次冷却設備および２次冷却設備は原子炉熱出力約2,440MWを十分冷却、除去する能力を有する。

2.2 熱出力および熱平衡

１次冷却材が蒸気発生器により２次冷却材へ伝達する熱は、原子炉内で発生する熱に１次冷却材ポンプからのエネルギーを加え、これから原子炉および１次冷却設備の放射熱損失と原子炉補助設備の熱損失を差引いたものであり、これを原子炉熱出力とする。

定格出力運転時には２次冷却設備の蒸気タービン発電機は原子炉熱出力のうち約34%に相当する約826MWを電力に変換する。残り約66%は復水器冷却海水の熱損失と２次冷却設備の放射熱損失である。

＜S47.3.13追加＞

添 付 書 類 3

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1．工事に要する資金の額（初装荷燃料費を含まず）

項　　目	総　　額 ×１０^{6}円	建設工事費合計に対する百分率 %
土　　地	290	0.5
建　　物	3,571	5.8
構　築　物	1,909	3.1
機械装置	46,391	75.4
諸　装　置	275	0.4
仮　設　備	1,531	2.5
総　係　費	2,277	3.7
建設中利子	4,669	7.6
分担関連費	237	0.4
予　備　費	350	0.6
建設工事費合計	61,500	100.0

2．工事に要する資金の調達計画

開銀資金、自己資金および一般借入金により調達する予定である。

＜S51.5.4追加＞

添付書類三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

変更の工事に要する資金約１８億円は、開銀資金、自己資金、及び一般借入金により調達する予定である。

＜S51.8.10追加＞

添付書類三

変更の工事に要する資金及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

約 3 億 円

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

自己資金および一般借入金により調達する予定である。

＜S53.5.23追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

使用済燃料貯蔵ラック改造工事	約	15	億　円
不要鋼材減容炉設置工事	約	0.3	億　円

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

自己資金及び一般借入金により調達する予定

＜S53.9.2追加＞

添 付 書 類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

約6億円

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜S54.7.28追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1号，2号及び3号炉

1. 変更の工事に要する資金の額

非常用炉心冷却設備作動回路の変更に伴う資金は約1.5億円（1,2,3号炉合計）である。

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

自己資金及び一般借入金より調達する予定である。

＜S57.2.24追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

　　約　7億円

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

　　自己資金および一般借入金により調達する計画である。

＜S57.9.24追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

　　約　６５億円

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

　　自己資金および一般借入金により調達する計画である。

＜H2.9.17追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

本変更のうち、工事を要する3号炉の出力分布調整用制御棒クラスタの撤去については、約0.3億円。また、1,2,3号炉共用の不要鋼材減容炉の撤去については、約0.06億円。

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

本変更のうち、工事を要する3号炉の出力分布調整用制御棒クラスタの撤去及び1,2,3号炉共用の不要鋼材減容炉の撤去については、自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜H6.3.9追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

本変更に係る蒸気発生器の取替工事及び蒸気発生器保管庫の設置工事に要する資金は約４３０億円である。また、出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去工事に要する資金は約 1.5 億円である。

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

本変更に係る蒸気発生器の取替工事及び蒸気発生器保管庫の設置工事並びに出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去工事に要する資金は、自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜H7.7.31追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1. 変更の工事に要する資金の額

本変更に係る原子炉容器上部ふたの取替工事に要する資金は、約３０億円である。廃液蒸発装置の共用化及び一部撤去工事に要する資金は、約１３億円である。また、洗浄排水処理装置の設置工事、雑固体処理設備の設置工事及び廃樹脂処理装置の設置工事に要する資金は、約１２０億円である。

2. 変更の工事に要する資金の調達計画

本変更に係る原子炉容器上部ふたの取替工事、廃液蒸発装置の共用化及び一部撤去工事、洗浄排水処理装置の設置工事、雑固体処理設備の設置工事並びに廃脂樹処理装置の設置工事に要する資金は、自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜H10.11.10追加＞

添　　付　　書　　類　　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

1．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力変更工事に要する資金は約３５億円である。

2．変更の工事に要する資金の調達計画

本変更に係る使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力変更工事に要する資金は、自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜H21.8.13追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る３号炉の蓄電池の負荷変更工事に要する資金は約2億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

本変更に係る３号炉の蓄電池の負荷変更工事に要する資金は、自己資金及び一般借入金により調達する予定である。

＜H28.10.5追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る３号炉の重大事故等対処設備他設置工事に要する資金は、合計約１，６５０億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達する。

＜R2.7.8追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る３号炉の特定重大事故等対処施設及び所内常設直流電源設備（３系統目）の設置工事に要する資金は、合計約７４９億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達する。

＜R3.5.19追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る燃料取替用水タンク屋根板溶接に係る工事（３号）に要する資金は、合計約０．３億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達した。

添　付　書　類　三　　＜R6.12.11追加＞

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る３号炉の減容したバーナブルポイズン保管場所変更工事に要する資金は、合計約１６億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達する。

＜R7.6.4追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る３号炉のタービン動補助給水ポンプ取替工事に要する資金は、合計約１２億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達する。

＜R7.10.29追加＞

添　付　書　類　三

変更の工事に要する資金の額及び調達計画を記載した書類

１．変更の工事に要する資金の額

本変更に係る使用済燃料乾式貯蔵施設設置工事に要する資金は、合計約２００億円である。

２．変更の工事に要する資金の調達計画

変更の工事に要する資金については、自己資金、社債及び借入金により調達する。

添　付　書　類　四

変更後における発電用原子炉の運転に要する核燃料物質の取得計画を記載した書類

当社の原子力発電所の運転に要する核燃料物質（ウラン）については、Orano Mining 社等とのウラン精鉱購入契約等によって確保しているウラン精鉱等及び使用済燃料の再処理により回収される減損ウランから充当する予定である。これによるウラン精鉱等及び減損ウランの確保済の量は、現時点では、当社の全累積で 2033 年度約 83,313t U_3O_8 であり、これに対し、当社の全累積所要量は 2033 年度約 83,044t U_3O_8 と予想される。したがって、３号炉の当面の運転に必要なウランについては十分まかなえる量を確保済であり、それ以降の所要ウランに関しても、今後の契約により確保する予定である。

UF_6 への転換役務については、アメリカの ConverDyn 社、フランスの Orano Chimie-Enrichissement 社等との転換役務契約等により当面の所要量を確保しており、それ以降の所要量に関しても、今後の契約により確保する予定である。

UF_6 の濃縮役務については、フランスの Orano Chimie-Enrichissement 社、日本の日本原燃株式会社等との濃縮役務契約等によって当面の所要量を確保しており、それ以降の所要量に関しても、今後の契約により確保する予定である。

３号炉用燃料の成型加工役務については、国内外事業者との契約により確保する予定である。

＜S47.3.13追加＞

添　付　書　類　5

原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、原子力発電所の建設、運転に備えて、早くから下記のごとく技術的能力の涵養および要員の養成に努めてきた。

a　「原子力発電研究委員会」（昭和31年4月設立、略称APT）による各型式の原子力発電所の設計演習。

b　日本原子力研究所および日本原子力発電株式会社への技術者出向ならびに研修派遣による原子力発電所の建設、運転に関する実務の習熟。

c　海外における研究機関および原子力発電所への技術者派遣による原子力発電所の設計、建設、運転に関する知識の修得。

d　各種海外派遣調査団および国内研究会等への参加。

上記により培つてきた原子力発電に関する技術的能力のほかに、火力発電所の大規模な開発によつて得た経験をいかし、さらに内外の教育、研究機関を利用して放射線管理技術者の養成をはかるなど、一層技術的能力の向上をはかつている。

この結果、昭和41年12月に建設に着手した美浜発電所第1号機は、昭和45年11月から営業・運転を開始し、現在まで高い負荷率でもつて順調に運転が続けられている。

さらに、昭和43年5月に着工した美浜発電所第2号機の建設、昭和44年12月に着工した高浜発電所第1号機の建設および昭和45年12月に着工した同発電所第2号機の建設工事のいずれも、ウエスチングハウス社の技術指導ならびに協力を得て極めて円滑に進捗している。

美浜発電所第3号機の建設、運転ならびに保守に当つては、美浜、高浜両発電所での技術経験を生かすよう経験者の一部を充当するとともに、今後とも国内外での研修、訓練により、技術要員の育成拡充を行なうこととする。

以下に当社の技術者の現状と養成計画について概要を示す。

1．技術者の現状

原子炉施設の設置および運転に関する業務に携わる当社の課長職以上の人的構成は第1表に示すとおりである。（昭和46年6月1日現在）

第　1　表

役　職　名	氏　名	最　終　学　歴

□ 内は個人情報のため公開できません。

役　　職　　名	氏　　名	最　　終　　学　　歴

□ 内は個人情報のため公開できません。

役　　職　　名	氏　　名	最　　終　　学　　歴

□ 内は個人情報のため公開できません。

当社の原子力関係技術者としては、昭和46年6月現在本店業務に約110名（うち原子力部門約80名、土木建築部門約30名）、美浜発電所に約140名、美浜原子力発電所建設事務所に約40名、高浜発電所建設事務所に約70名、大飯原子力発電所建設事務所に17名およびニューヨーク事務所に1名、合計約380名が業務に従事している。

このほかに動力炉・核燃料開発事業団に10名、日本原子力発電会社に4名、電力中央研究所に1名、電気事業連合会に1名、計16名を出向させており、またウエスチングハウス社にも1名派遣している。

昭和46年6月における原子力関係技術者の内訳は第2表に示す通りである。

第　2　表

昭和46年6月現在

所属			電気	物理	化学	原子核	機械	溶接	小計	建築	土木	小計	合計
本店	原子力部	大学卒程度	29	1	3	5	13	1	52	－	－	－	52
		高校卒程度	12	－	1	－	13	－	26	－	－	－	26
	建設部	大学　〃	－	－	－	－	－	－	－	8	9	17	17
		高校　〃	－	－	－	－	－	－	－	5	8	13	13
美浜発電所		大学　〃	20	－	3	2	6	－	31	－	－	－	31
		高校　〃	81	－	5	－	26	－	112	－	－	－	112
美浜原子力発電所建設事務所		大学　〃	4	－	－	1	5	－	10	3	4	7	17
		高校　〃	12	－	－	－	3	－	15	4	2	6	21
高浜原子力発電所建設事務所		大学　〃	7	－	1	－	11	1	20	5	4	9	29
		高校　〃	16	－	－	－	11	－	27	6	7	13	40
大飯原子力発電所建設準備所		大学　〃	4	－	－	－	2	－	6	－	3	3	9
		高校　〃	1	－	－	－	2	－	3	－	5	5	8
社外出向者		大学　〃	8	－	－	2	4	－	14	－	－	－	14
		高校　〃	1	－	－	－	1	－	2	－	－	－	2
合計			195	1	13	10	97	2	318	31	42	73	391

当社の原子力関係技術者中すでに海外ならびに国内の主な機関で原子力技術を修得したものは第3表の通りである。

第　3　表

訓練箇所	既訓練者数	備考
(1) 海外機関		
ハーウエル原子炉学校	8	
コールダー原子炉運転学校	5	
オークリツジ原子炉学校	2	
アルゴンヌ国立研究所	1	
サクレイ原子力研究所	1	
GE・Training Course	4	
WH・Training Course	27	
デトロイト・エジソン社	2	
APDA社	1	
W・H社、APD	5	
G・E社、APED	2	
チヨークリバー原子炉学校	1	
シヨツピングポート原子力発電所訓練課程	5	
ハンターストン発電所実習	1	
ドレスデン発電所実習	1	
サクストン発電所実習	14	
バレシトス研究所	1	
ガリリアノ発電所実習	1	
計	延べ82	実数47
(2) 国内機関		
日本原子力研究所（JPDR）	31	JPDRの建設、運転
日本原子力研究所（JPDR以外）	8	保健物理部、JRR-2,JRR-3
放射線医学総合研究所	2	8名のうち4名はJPDKと重複
日本原子力発電会社	26	
計	延べ67	実数62

当社原子力関係技術者中、原子炉主任技術者、放射線取扱主任者の資格を有するものは第4表のとおりである。

第　4　表

資　格　名　称	有資格者数
原子炉主任技術者	9
原子炉主任技術者 （筆記試験のみ合格）	6
放射線取扱主任者（1種）	12
放射線取扱主任者（2種）	5

2．養　成　計　画

前述のごとく、当社は早くより要員の養成に努めて来たが、原子力発電の開発計画にあわせて今後も国内外諸機関を活用して養成訓練を行なう。

美浜発電所第3号機の運開予定年度（昭和51年度）には、本店、建設所、発電所を含めて原子力関係で約700名の技術者が必要である。

このうち、本発電所の建設ならびに運転に必要な約160名については、美浜、高浜両発電所の建設および運転経験者の一部を当てると共に、火力発電所の経験者も配置し、さらにウエスチングハウス社の技術援助や教育訓練などにより万全を期する。

なお、発電所の運転については、美浜・高浜両発電所における教育訓練に加え、福井県内に設置される予定のPWR訓練用シミュレータも活用して十分な運転要員訓練を実施するよう計画している。

＜S57.2.24追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設備及び運転に関する技術的能力に関する説明書

(一)　本件３号炉変更に係る設計の一部異なる燃料（Ｂ型）の設計、製作は核燃料部（核燃料技術課）において行い、この燃料が装荷されうる取替炉心の設計は原子炉管理部（炉心管理課）及び福井原子力事務所（核燃料管理課）において行い、また原子炉施設の運転及び炉心管理は、美浜発電所（運転室及び安全管理課）において行う。

以上のとおり、本件変更は、その内容が従来燃料（Ａ型）のほかに設計の一部異なる燃料（Ｂ型）を使用するものであるので、美浜発電所全体として設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

(二)　本件３号炉変更に係る設計の一部異なるバーナブル・ポイズン（Ｂ型）の設計、製作は原子力管理部（炉心管理課）において行い、このバーナブル・ポイズンが使用されうる取替炉心の設計は原子力管理部（炉心管理課）及び福井原子力事務所（核燃料管理課）において行い、また原子炉施設の運転及び炉心管理は美浜発電所（運転室及び安全管理課）において行う。

以上のとおり、本件変更は、その内容が従来のバーナブル・ポイズン（Ａ型）のほかに設計の一部異なるバーナブル・ポイズン（Ｂ型）を使用するものであるので美浜発電所全体として設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

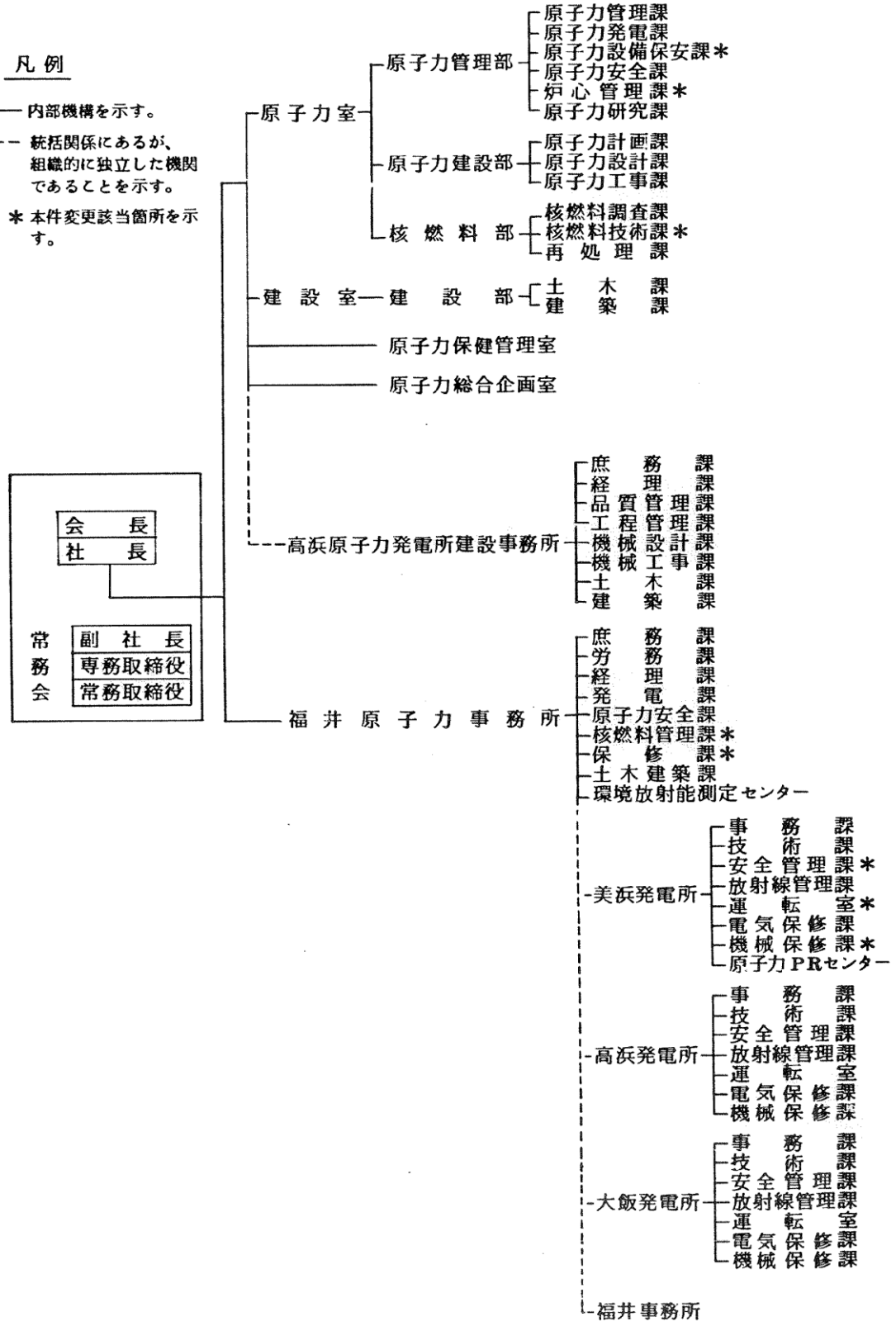
㈢　本件１号、２号及び３号炉変更に係る新燃料貯蔵設備の設計は、原子力管理部（炉心管理課、原子力設備保安課）及び福井原子力事務所（保修課）において行い、現地工事は、福井原子力事務所（保修課）及び美浜発電所（機械保修課）が行う。また管理は、美浜発電所（安全管理課及び機械保修課）において行う。

以上のとおり本件変更は、その内容が新燃料貯蔵設備の増強のため新燃料ラックを増設するものであるので、美浜発電所全体として設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

なお参考として第１図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

（昭和５６年７月１日現在）



＜S57.9.24追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設備及び運転に関する技術的能力に関する説明書

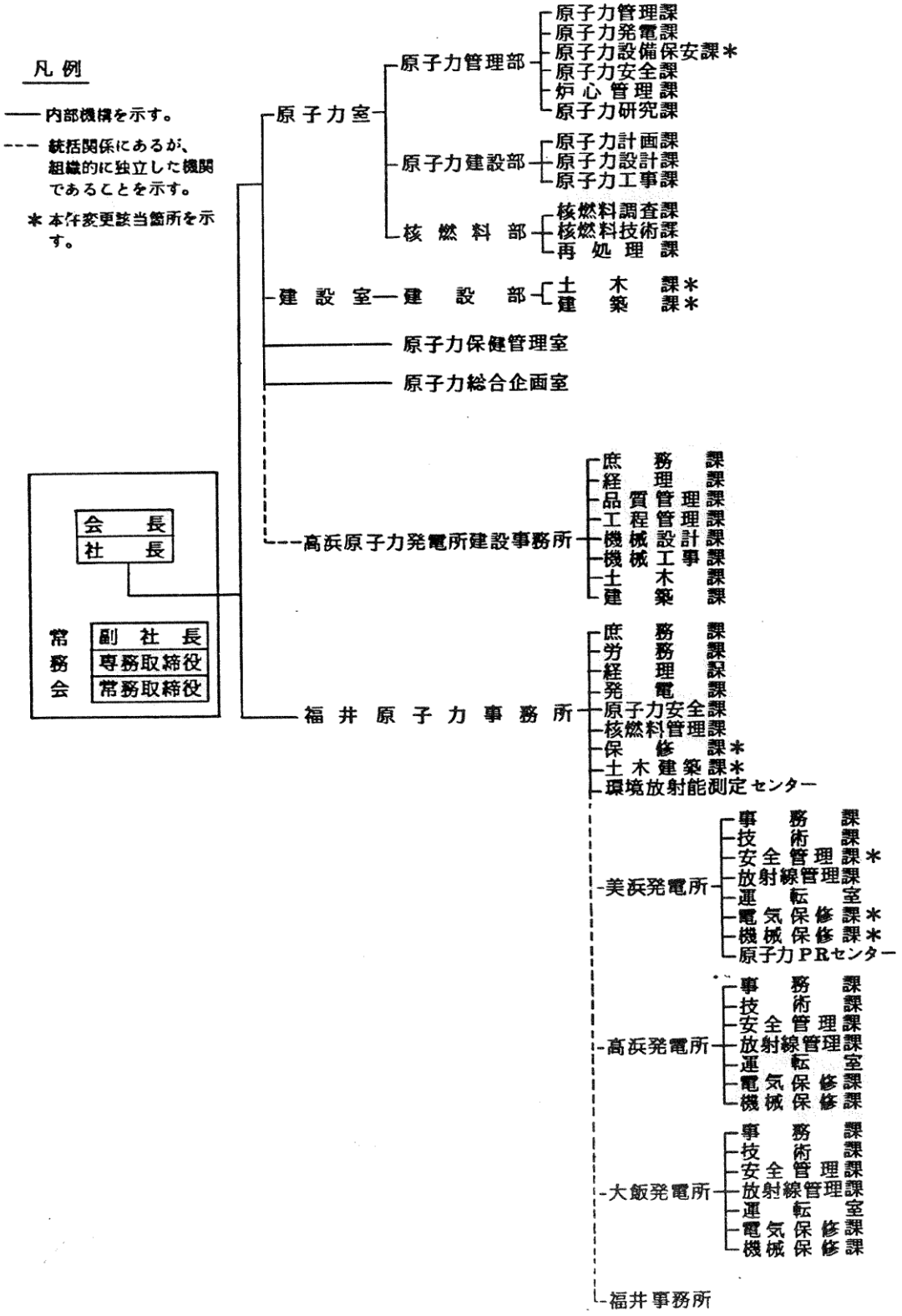
(一)　本件変更に係る使用済燃料輸送容器保管建屋の設計は、原子力管理部（原子力設備保安課）、建設部（土木課、建築課）及び福井原子力事務所（保修課、土木建築課）が行う。また管理は、美浜発電所（安全管理課、電気保修課、機械保修課）において行う。

以上のとおり本件変更は、その内容が使用済燃料輸送を円滑に行うため、使用済燃料輸送容器保管建屋を新設するものであるので、美浜発電所全体として設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

なお、参考として第1図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

（昭和５７年 ５ 月 １ 日現在）



＜S58.11.25追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設備及び運転に関する技術的能力に関する説明書

(一)　本件3号炉変更に係る濃縮度の異なる燃料の設計、製作は核燃料部（核燃料技術課）、それに伴う原子炉の安全性評価は原子力管理部（原子力安全課）において行い、この燃料が装荷されバーナブル・ポイズンが使用されうる取替炉心の設計は原子力管理部（炉心管理課）及び福井原子力事務所（核燃料管理課）において行い、また原子炉施設の運転及び炉心管理は、美浜発電所（運転室及び安全管理課）において行う。

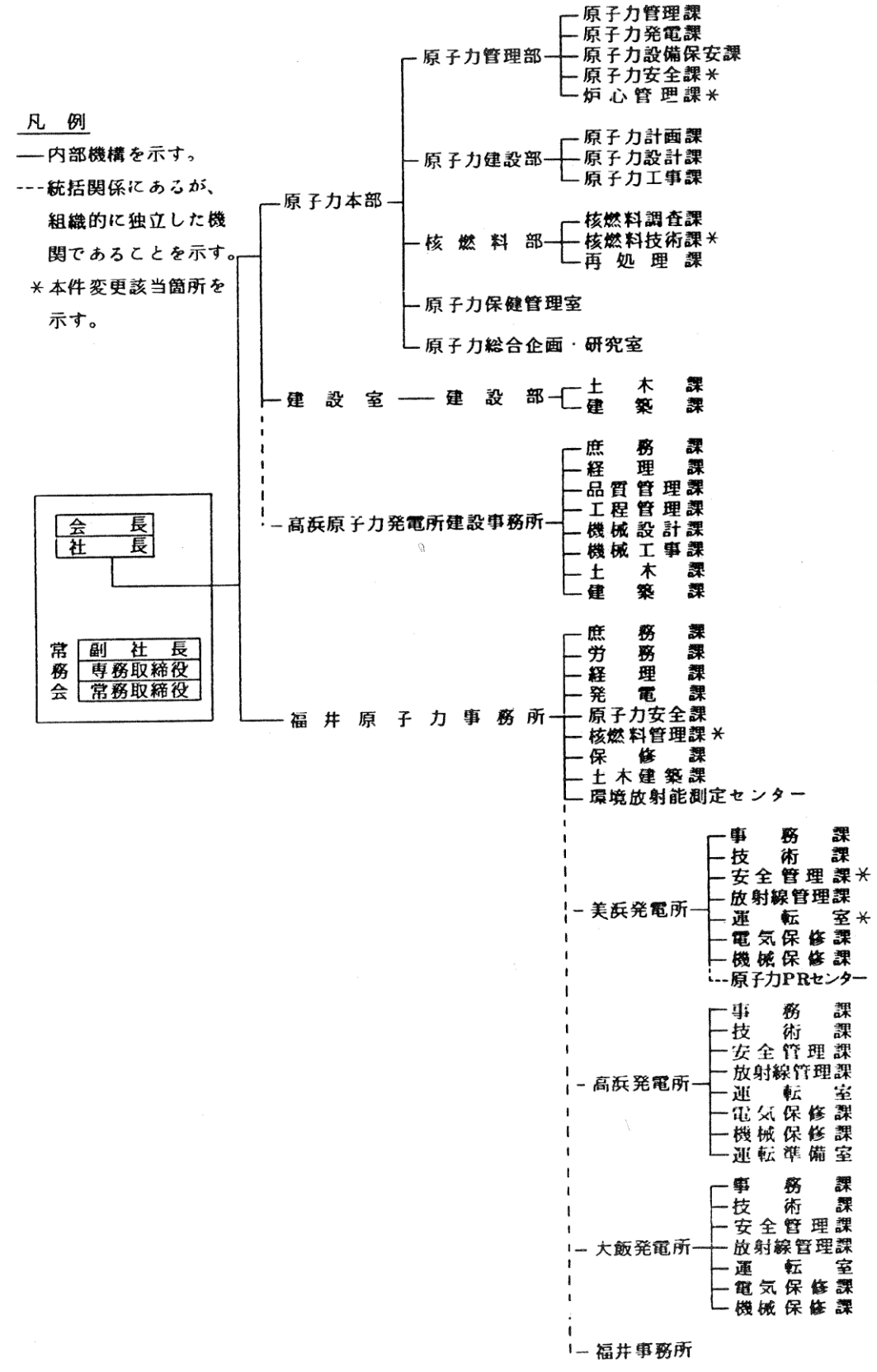
以上のとおり、本件変更は、その内容が取替燃料に濃縮度の異なる燃料を使用し、更に取替炉心においてもバーナブル・ポイズンの使用を可能にするものであるので、美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

(二)　本件3号炉変更に係る非常用炉心冷却系の性能評価は原子力管理部（原子力安全課）において行い、燃料棒最高線出力密度の運転管理は、美浜発電所（運転室及び安全管理課）において行う。

以上のとおり、本件変更は、その内容が非常用炉心冷却系の性能評価結果に基づき、燃料棒最高線出力密度を変更するものであるので、美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

なお参考として第1図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図　　（昭和５７年１２月１日現在）



＜H2.9.17追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和２９年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

そして、当社は昭和４５年１１月に美浜発電所１号炉（電気出力３４０ＭＷ）の営業運転を開始し、以来今日、以下のごとく運転中の原子炉は９基（総電気出力7,４０８ＭＷ）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所１号炉	昭和４５年１１月２８日
２号炉	昭和４７年　７月２５日
高浜発電所１号炉	昭和４９年１１月１４日
２号炉	昭和５０年１１月１４日
美浜発電所３号炉	昭和５１年１２月　１日
大飯発電所１号炉	昭和５４年　３月２７日
２号炉	昭和５４年１２月　５日
高浜発電所３号炉	昭和６０年　１月１７日
４号炉	昭和６０年　６月　５日

さらに、当社は、大飯発電所３号炉、４号炉を現在建設中であり、これらの原子炉の建設経験と約２０年に及ぶ運転経験を有している。

(一) 本変更に係る燃料集合体最高燃焼度及び濃縮度の異なる燃料（ガドリニア入り燃料を含む）の設計は原子燃料部（原子燃料技術課）において行い、この燃料が装荷される取替炉心の設計は原子力管理部（原子力安全課）及び福井原子力事務所（原子燃料管理課）において行い、また原子炉施設の運転及び炉心管理は、美浜発電所（運転室及び安全管理課）において行う。

(二) 本変更に係る出力分布調整用制御棒クラスタの撤去に関する評価は原子力管理部（原子力設備保安課及び原子力安全課）及び福井原子力事務所（原子燃料管理課及び保修課）において行い、現地工事は福井原子力事務所（原子燃料管理課及び保修課）が行う。また管理は、美浜発電所（放射線管理課及び機械保修課）において行う。

(三) 本変更に係る不要鋼材減容炉の撤去に関する評価は原子力管理部（原子力設備保安課及び放射線管理課）において行い、現地工事は福井原子力事務所（保修課）が行う。また管理は、美浜発電所（放射線管理課及び機械保修課）において行う。

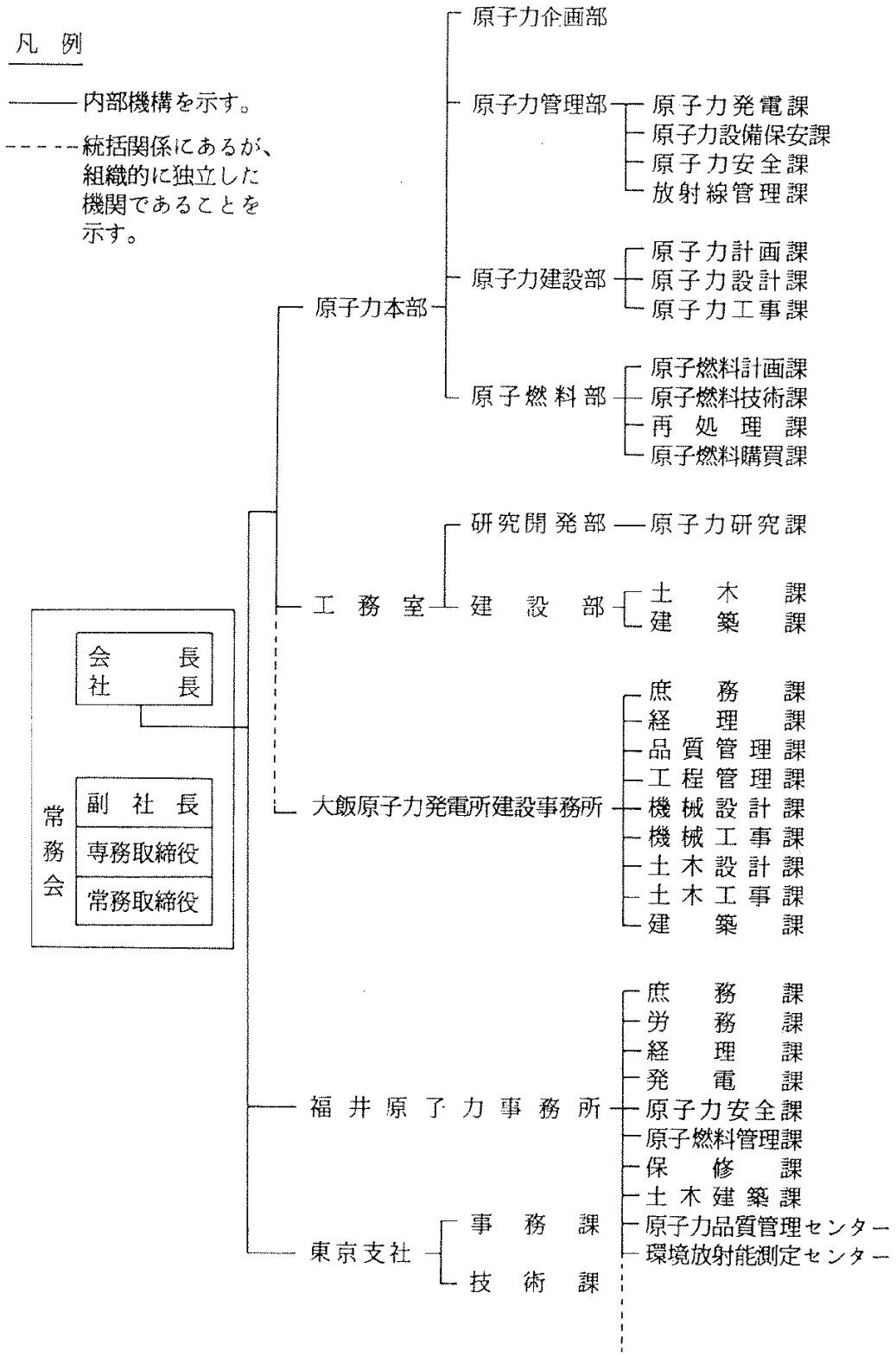
また、本変更に係る原子力発電所の安全性、信頼性を確保するために行う品質保証活動に対する責任と分担は、それぞれの担当課が責任をもって業務を遂行するものであるが、本活動の統括、推進は原子燃料部長又は原子力管理部長が行い、福井原子力事務所においては、所長が本活動の統括、推進を行い、また、原子力発電所においては、所長が本活動に基づき業務責任を明確にして確実に実施する。

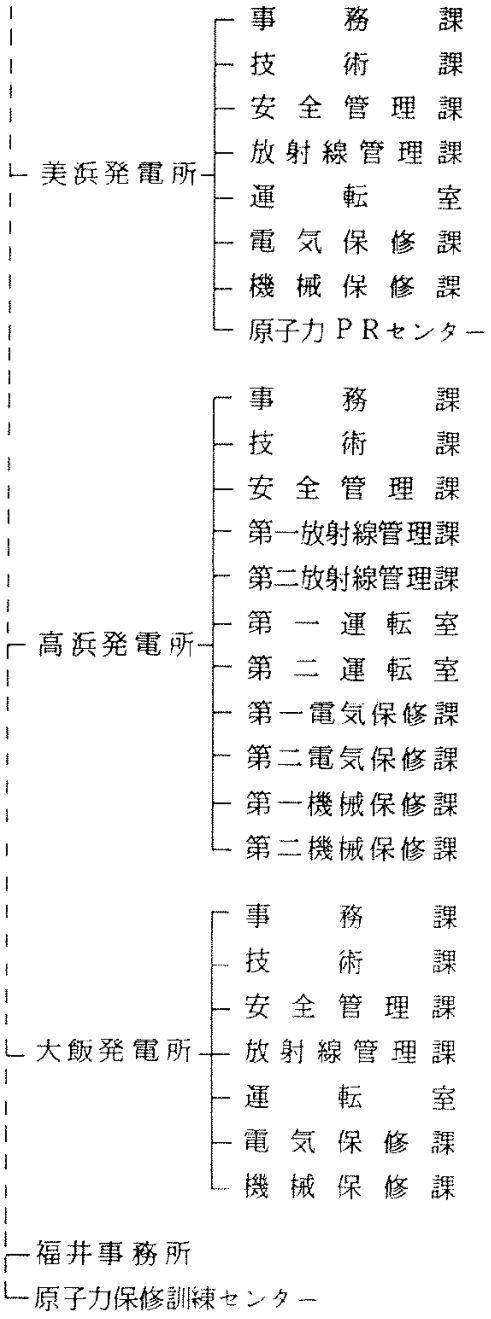
以上のとおり、本変更は、原子燃料部、原子力管理部、福井原子力事務所及び美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

参考として第１図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

（平成元年９月１日現在）




美浜発電所
事務課
技術課
安全管理課
放射線管理課
運転室
電気保修課
機械保修課
原子力ＰＲセンター
高浜発電所
事務課
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一運転室
第二運転室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯発電所
事務課
技術課
安全管理課
放射線管理課
運転室
電気保修課
機械保修課
福井事務所
原子力保修訓練センター

＜H6.3.9追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和２９年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

昭和４５年１１月に美浜発電所１号炉（電気出力３４０ＭＷ）の営業運転を開始し、以来今日、以下のごとく運転中原子炉１１基（総電気出力 9,７６８ＭＷ）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所１号炉	昭和４５年１１月２８日
２号炉	昭和４７年　７月２５日
高浜発電所１号炉	昭和４９年１１月１４日
２号炉	昭和５０年１１月１４日
美浜発電所３号炉	昭和５１年１２月　１日
大飯発電所１号炉	昭和５４年　３月２７日
２号炉	昭和５４年１２月　５日
高浜発電所３号炉	昭和６０年　１月１７日
４号炉	昭和６０年　６月　５日
大飯発電所３号炉	平成　３年１２月１８日
４号炉	平成　５年　２月　２日

当社は、これらの原子炉の建設経験と約２０年に及ぶ運転経験を有している。

(1) 本変更に関する評価のうち、取替用蒸気発生器の設計に関する評価は、原子力・火力本部（原子力安全課、放射線管理課及びＳＧ取替チーム）、土木建築室（建築課）及び福井原子力事務所（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行い、蒸気発生器の取替えに関する現地工事は福井原子力事務所（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行う。また、施工管理は美浜発電所（リフレッシュ工事センター）が行い、運転管理は美浜発電所（放射線管理課、発電室及び機械保修課）において行う。

(2) 本変更に関する評価のうち、蒸気発生器保管庫の設計に関する評価は、原子力・火力本部（放射線管理課及びＳＧ取替チーム）、土木建築室（建築課）及び福井原子力事務所（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行い、蒸気発生器保管庫の設置に関する現地工事は福井原子力事務所（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行う。また、管理は美浜発電所（リフレッシュ工事センター）において行う。

(3) 本変更に関する評価のうち、出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去の設計に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課）及び福井原子力事務所（保修課）において行い、出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去に関する現地工事は福井原子力事務所（保修課）において行う。また、施工管理は美浜発電所（電気保修課）において行う。

また、本変更に係る美浜発電所の安全性、信頼性を確保するために行う品質保証活動については、設計、製作、施工、運転の各段階において社内基準に基づき、組織、権限を明確にし実施する。その責任と分担は、それぞれの担当課が責任をもって業務を遂行するものであるが、本活動の統括、推進は原子力管理部長、土木部長及び建築部長が行い、福井原子力事務所において

は、所長が本活動の統括、推進を行い、美浜発電所においては、所長が本活動に基づき業務責任を明確にして確実に実施する。以上の品質保証に係わる品質監査については、原子力部門とは独立した企画室（品質監査グループ）が行う。

以上のとおり、本変更は、原子力・火力本部、企画室、土木建築室、福井原子力事務所及び美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

参考として第１図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

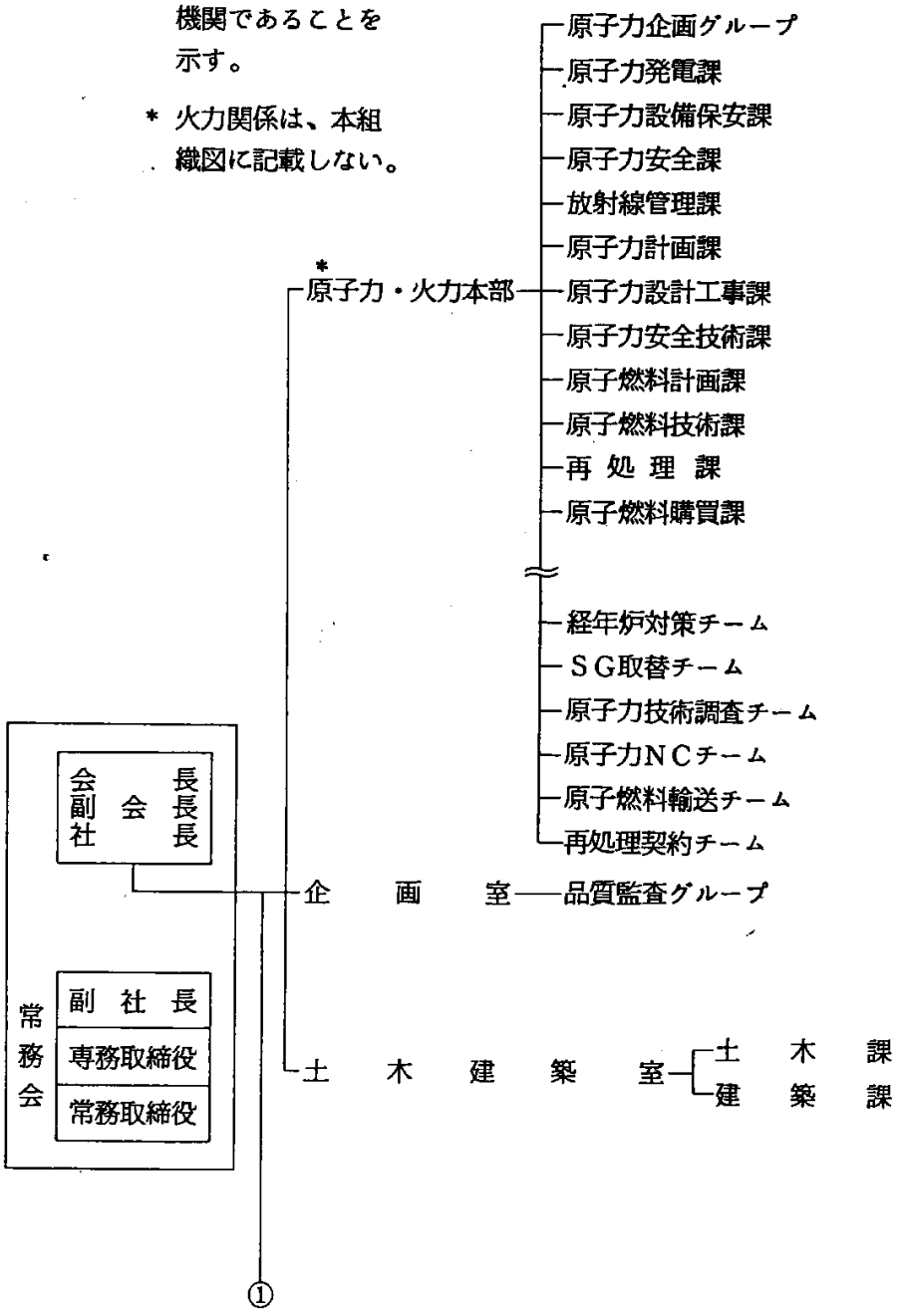
（平成５年６月２９日現在）

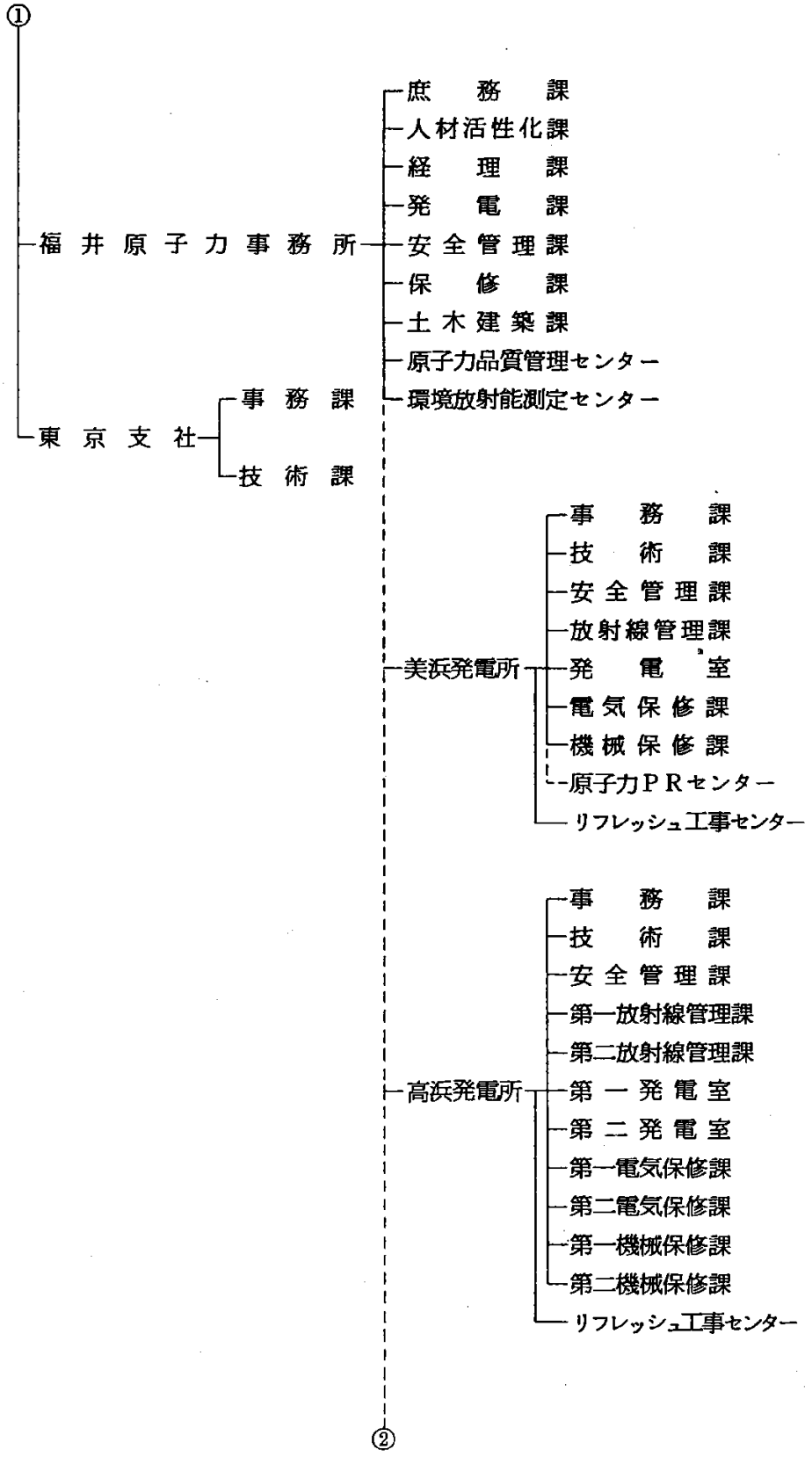
凡　例

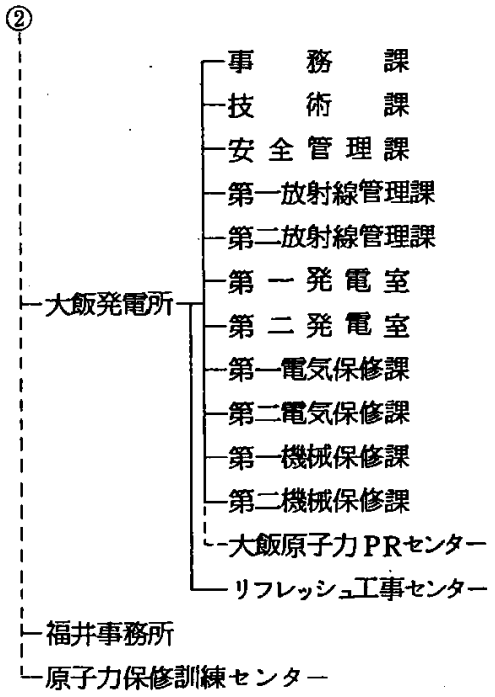
――― 内部機構を示す。

- - - - - 統括関係にあるが、組織的に独立した機関であることを示す。

＊ 火力関係は、本組織図に記載しない。




①
福井原子力事務所
庶務課
人材活性化課
経理課
発電課
安全管理課
保修課
土木建築課
原子力品質管理センター
環境放射能測定センター
東京支社
事務課
技術課
美浜発電所
事務課
技術課
安全管理課
放射線管理課
発電室
電気保修課
機械保修課
原子力ＰＲセンター
リフレッシュ工事センター
高浜発電所
事務課
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
リフレッシュ工事センター
②


②
大飯発電所
事　務　課
技　術　課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯原子力PRセンター
リフレッシュ工事センター
福井事務所
原子力保修訓練センター

＜H7.7.31追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和２９年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

昭和４５年１１月に美浜発電所１号炉（電気出力３４０ＭＷ）の営業運転を開始し、以来今日、以下のごとく運転中原子炉１１基（総電気出力9,768ＭＷ）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所１号炉	昭和４５年１１月２８日
２号炉	昭和４７年　７月２５日
高浜発電所１号炉	昭和４９年１１月１４日
２号炉	昭和５０年１１月１４日
美浜発電所３号炉	昭和５１年１２月　１日
大飯発電所１号炉	昭和５４年　３月２７日
２号炉	昭和５４年１２月　５日
高浜発電所３号炉	昭和６０年　１月１７日
４号炉	昭和６０年　６月　５日
大飯発電所３号炉	平成　３年１２月１８日
４号炉	平成　５年　２月　２日

当社は、これらの原子炉の建設経験と約２０年に及ぶ運転経験を有している。

(1) 本変更に関する評価のうち、原子炉容器上部ふたの取替えの設計に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課、経年炉対策チーム及び放射線管理課）、土木建築室（建築課）及び若狭支社（保修課及び土木建築課）において行い、原子炉容器上部ふたの取替えに関する現地工事は若狭支社（保修課及び土木建築課）において行う。また、管理は美浜発電所（電気保修課及び機械保修課）において行う。

(2) 本変更に関する評価のうち、廃液蒸発装置の共用化及び一部撤去の設計に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課及び放射線管理課）、土木建築室（建築課）及び若狭支社（発電課、保修課及び土木建築課）において行い、廃液蒸発装置の共用化及び一部撤去に関する現地工事は若狭支社（保修課及び土木建築課）において行う。また、管理は美浜発電所（機械保修課）において行う。

(3) 本変更に関する評価のうち、洗浄排水処理装置、雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置の設計に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課及び放射線管理課）、土木建築室（土木課及び建築課）及び若狭支社（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行い、洗浄排水処理装置、雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置の設置に関する現地工事は若狭支社（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行う。また、施工管理は美浜発電所（電気保修課及び機械保修課）が行い、運転管理は美浜発電所（放射線管理課、発電室、電気保修課及び機械保修課）において行う。

また、本変更に係る美浜発電所の安全性、信頼性を確保するために行う品質保証活動については、設計、製作、施工、運転の各段階において社内基準に基づき、組織、権限を明確にし実施する。その責任と分担は、それぞれの担当課が責任をもって業務を遂行するものであるが、本活動の統括、推進は

原子力管理部長、土木部長及び建築部長が行い、若狭支社においては、支社長が本活動の統括、推進を行い、美浜発電所においては、所長が本活動に基づき業務責任を明確にして確実に実施する。以上の品質保証に係る品質監査については、原子力部門とは独立した企画室（品質監査グループ）が行う。

以上のとおり、本変更は、原子力・火力本部、企画室、土木建築室、若狭支社及び美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

参考として第１図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

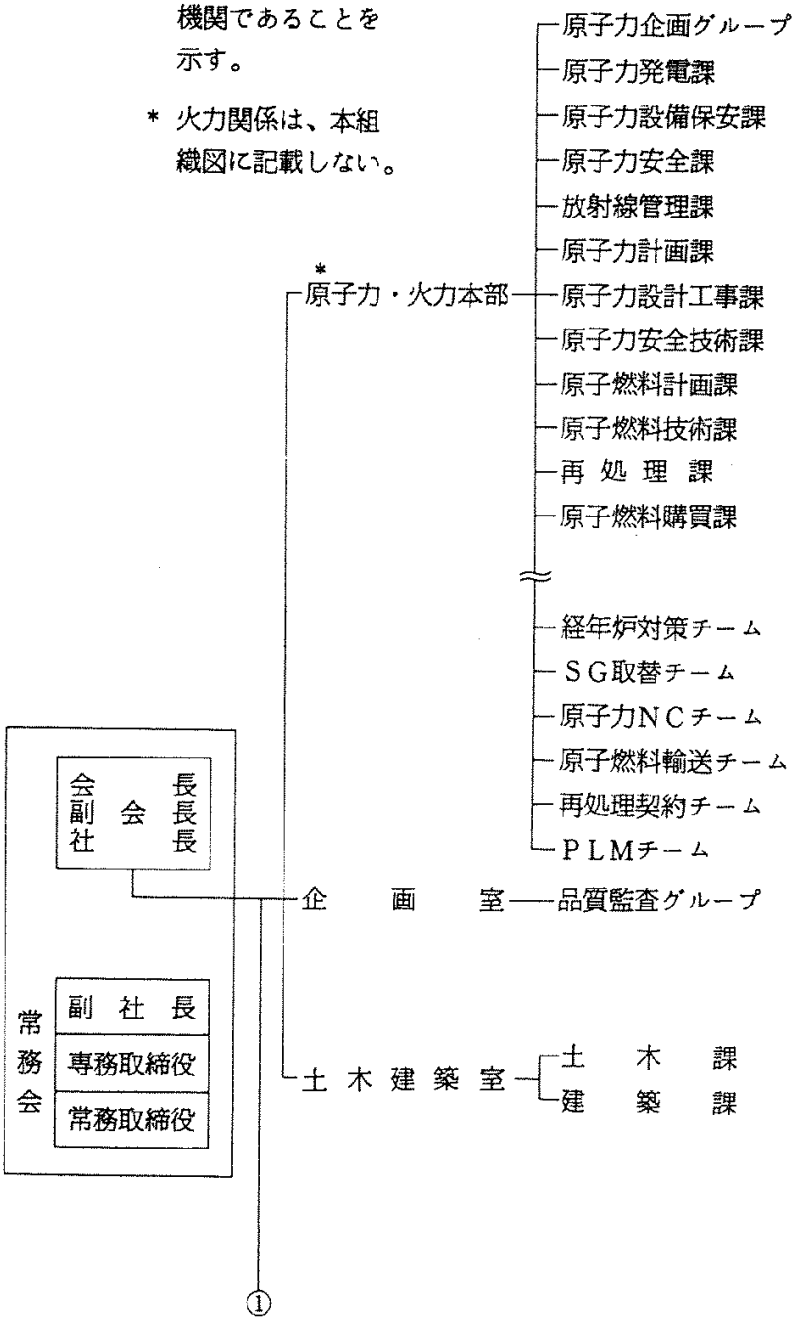
（平成６年１０月１日現在）

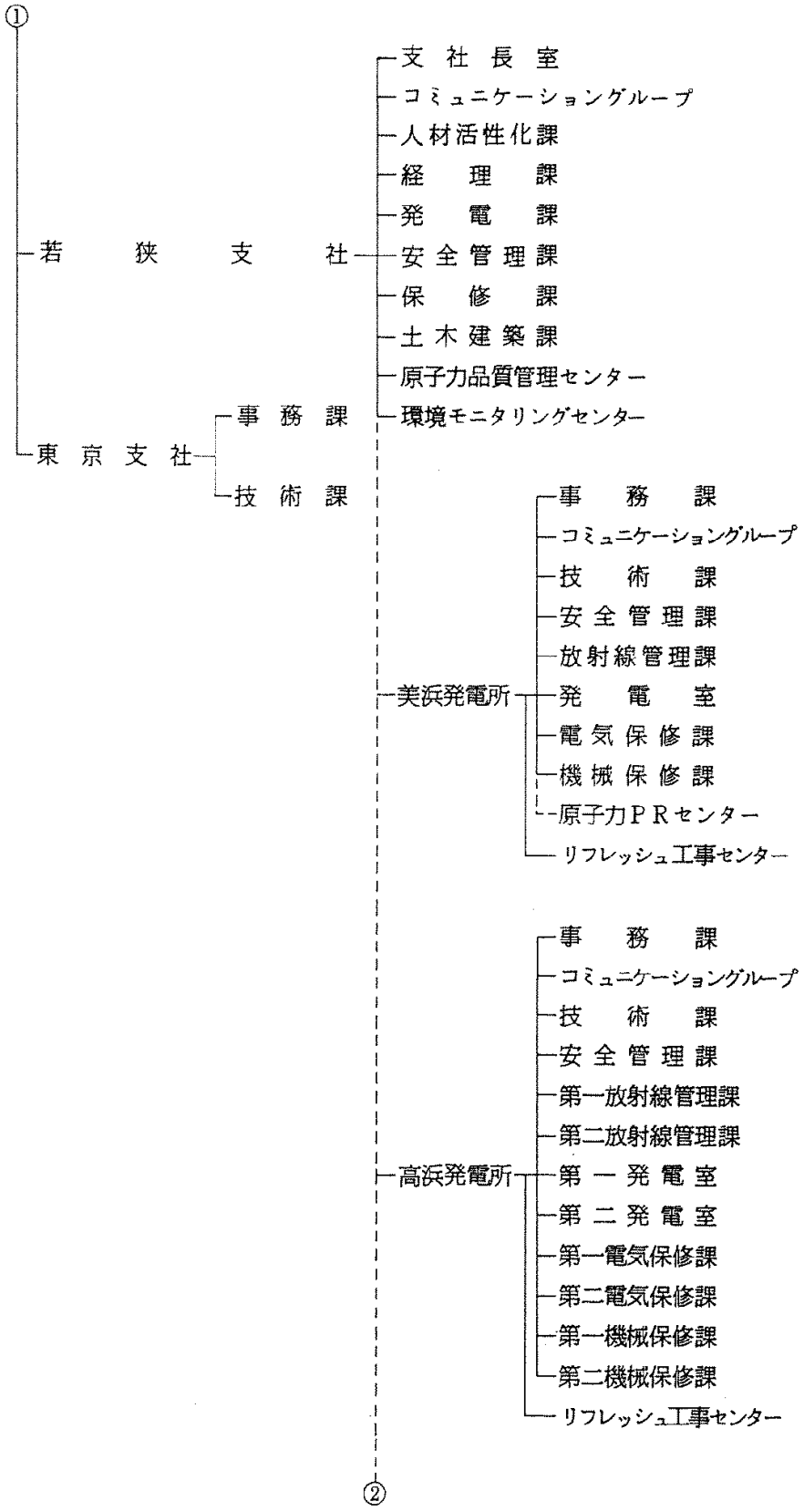
凡　例

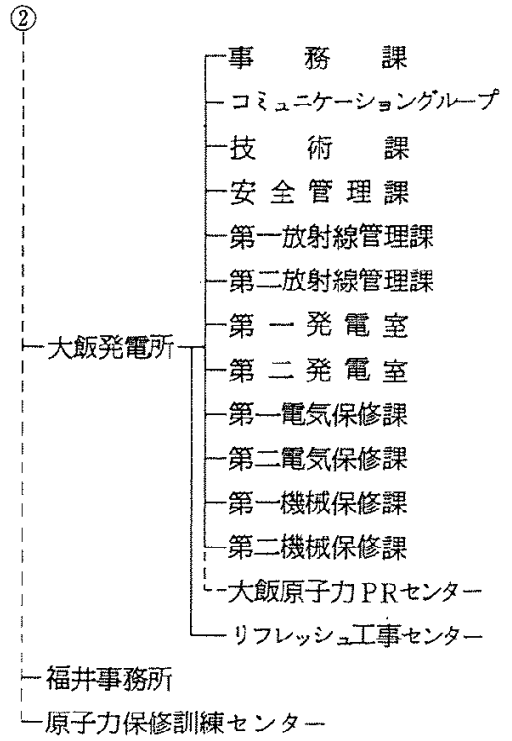
――― 内部機構を示す。

- - - - - 統括関係にあるが、組織的に独立した機関であることを示す。

＊ 火力関係は、本組織図に記載しない。




①
若狭支社
支社長室
コミュニケーショングループ
人材活性化課
経理課
発電課
安全管理課
保修課
土木建築課
原子力品質管理センター
環境モニタリングセンター
東京支社
事務課
技術課
美浜発電所
事務課
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
放射線管理課
発電室
電気保修課
機械保修課
原子力PRセンター
リフレッシュ工事センター
高浜発電所
事務課
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
リフレッシュ工事センター
②


②
大飯発電所
事　務　課
コミュニケーショングループ
技　術　課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯原子力PRセンター
リフレッシュ工事センター
福井事務所
原子力保修訓練センター

＜H9.3.18追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和２９年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

昭和４５年１１月に美浜発電所１号炉（電気出力３４０ＭＷ）の営業運転を開始し、以来今日においては、以下のごとく運転中原子炉１１基（総電気出力9,７６８ＭＷ）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所１号炉	昭和４５年１１月２８日
２号炉	昭和４７年　７月２５日
高浜発電所１号炉	昭和４９年１１月１４日
２号炉	昭和５０年１１月１４日
美浜発電所３号炉	昭和５１年１２月　１日
大飯発電所１号炉	昭和５４年　３月２７日
２号炉	昭和５４年１２月　５日
高浜発電所３号炉	昭和６０年　１月１７日
４号炉	昭和６０年　６月　５日
大飯発電所３号炉	平成　３年１２月１８日
４号炉	平成　５年　２月　２日

当社は、これらの原子炉の建設経験と約２５年に及ぶ運転経験を有している。

本変更に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課及び放射線管理課）、土木建築室（建築課）及び若狭支社（保修課及び土木建築課）において行い、原子炉容器上部ふたの取替えに関する現地工事は若狭支社（保修課及び土木建築課）において行う。また、施工管理は美浜発電所（電気保修課及び機械保修課）において行う。

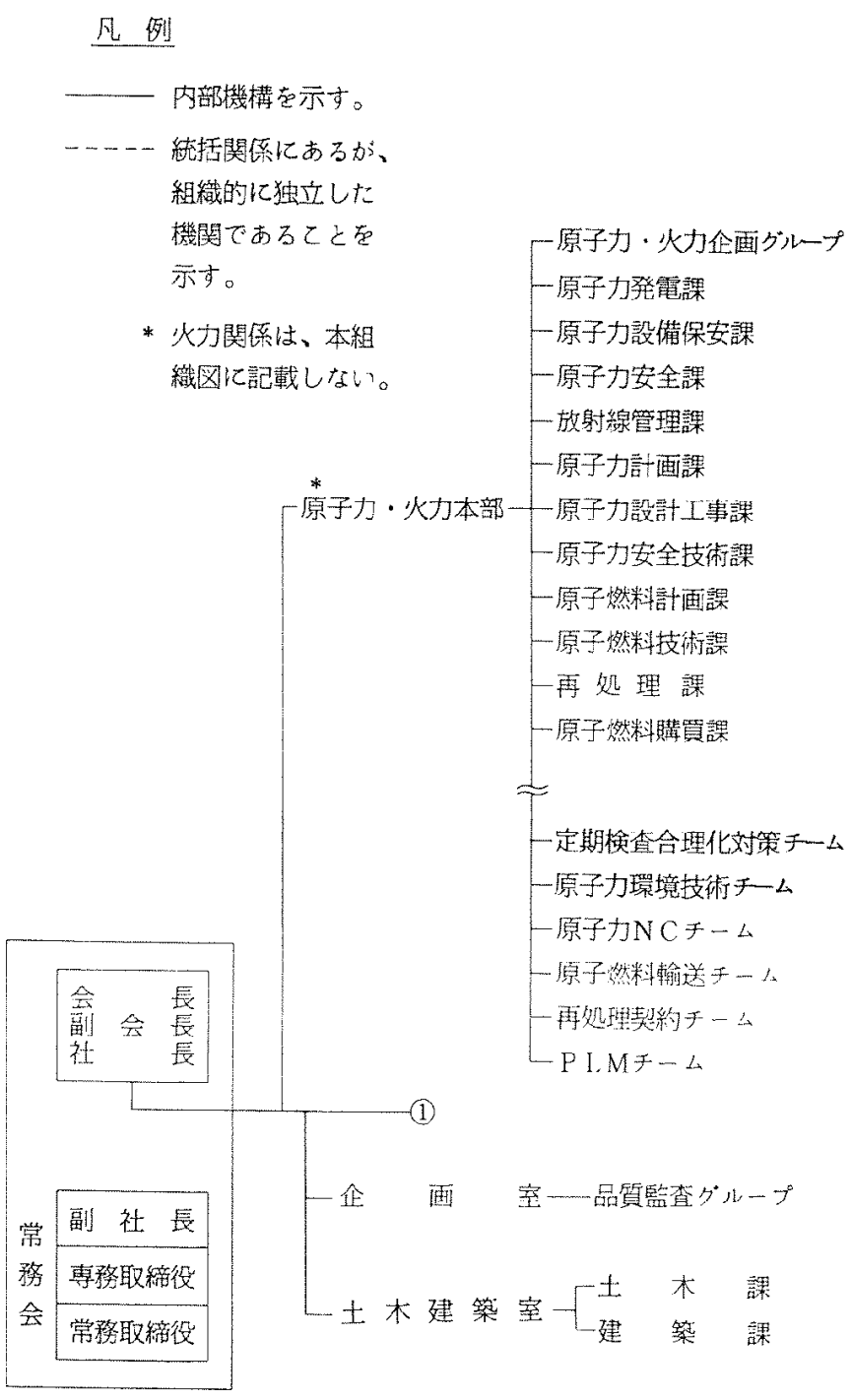
また、本変更に係る美浜発電所の安全性、信頼性を確保するために行う品質保証活動については、設計、製作、施工、運転の各段階において社内基準に基づき、組織、権限を明確にし実施する。その責任と分担は、それぞれの担当課が責任をもって業務を遂行するものであるが、本活動の統括、推進は原子力・火力本部部長（原子力管理）、土木建築室部長（建築）が行い、若狭支社においては、支社長が本活動の統括、推進を行い、美浜発電所においては、所長が本活動に基づき業務責任を明確にして確実に実施する。以上の品質保証に係る品質監査については、原子力部門とは独立した企画室（品質監査グループ）が行う。

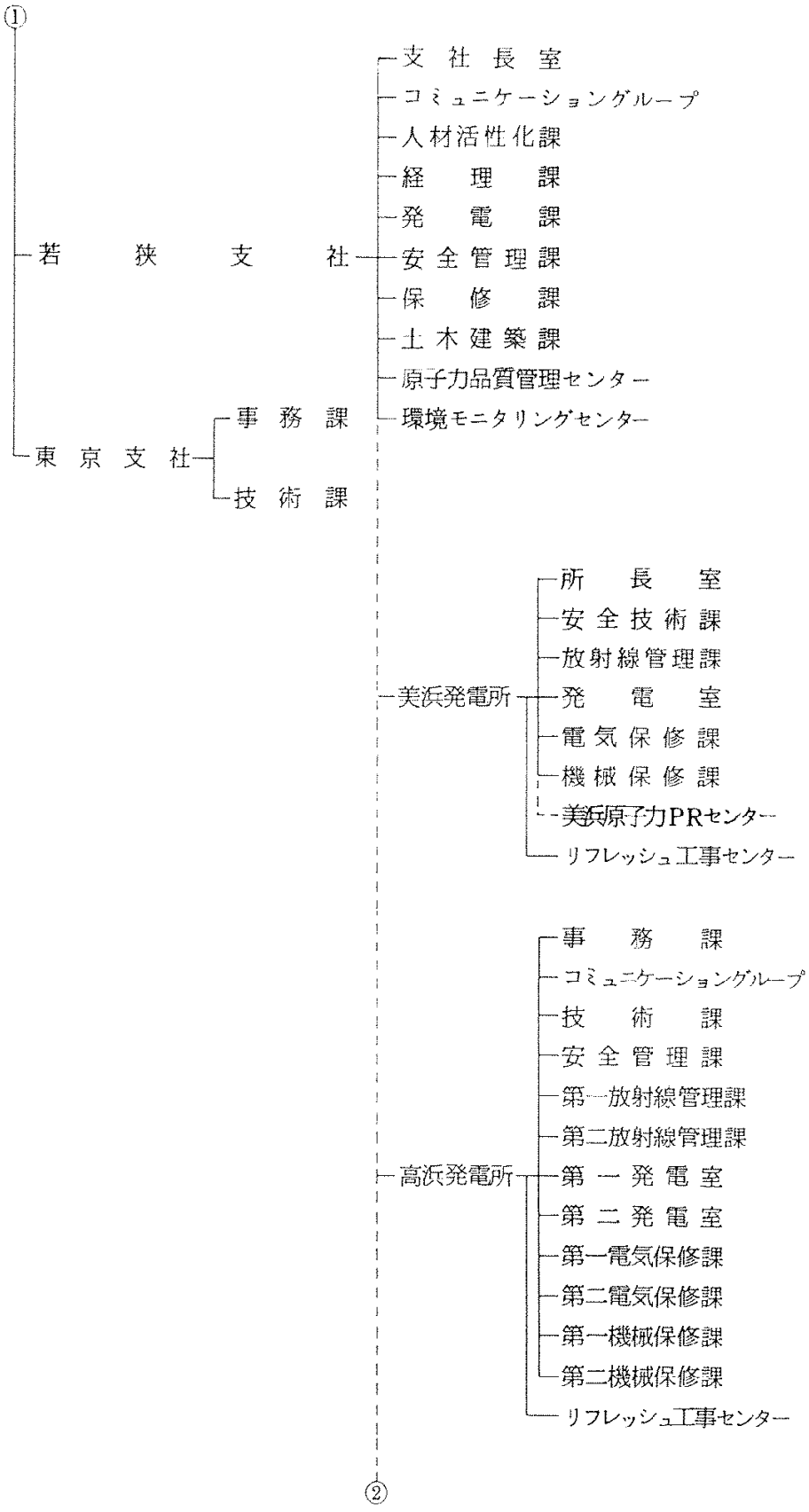
以上のとおり、本変更は、原子力・火力本部、企画室、土木建築室、若狭支社及び美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

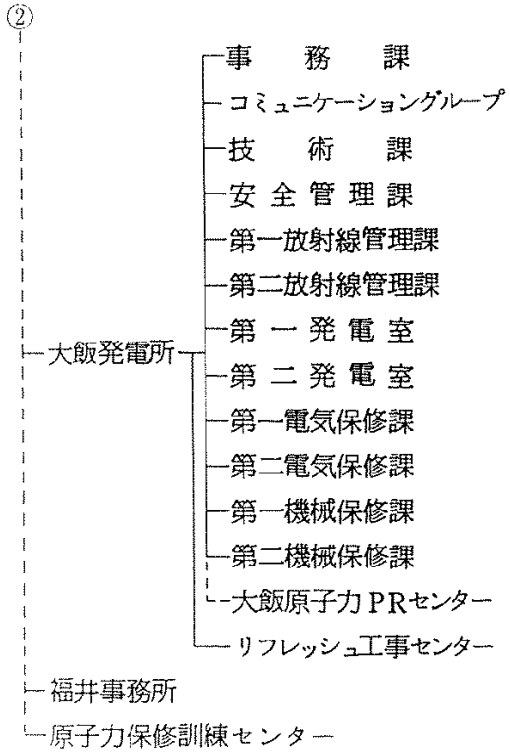
参考として第1図に原子力関係組織図を示す。

第１図　原子力関係組織図

（平成８年７月１日現在）




①
若狭支社
支社長室
コミュニケーショングループ
人材活性化課
経理課
発電課
安全管理課
保修課
土木建築課
原子力品質管理センター
環境モニタリングセンター
東京支社
事務課
技術課
美浜発電所
所長室
安全技術課
放射線管理課
発電室
電気保修課
機械保修課
美浜原子力PRセンター
リフレッシュ工事センター
高浜発電所
事務課
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
リフレッシュ工事センター
②


②
大飯発電所
事　務　課
コミュニケーショングループ
技　術　課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯原子力PRセンター
リフレッシュ工事センター
福井事務所
原子力保修訓練センター

＜H10.11.10追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和２９年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

昭和45年11月に美浜発電所１号炉（電気出力340MW）の営業運転を開始し、以来今日においては、以下のごとく運転中原子炉11基（総電気出力9,768MW）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所１号炉	昭和45年11月28日
２号炉	昭和47年 7月25日
高浜発電所１号炉	昭和49年11月14日
２号炉	昭和50年11月14日
美浜発電所３号炉	昭和51年12月 1日
大飯発電所１号炉	昭和54年 3月27日
２号炉	昭和54年12月 5日
高浜発電所３号炉	昭和60年 1月17日
４号炉	昭和60年 6月 5日
大飯発電所３号炉	平成 3年12月18日
４号炉	平成 5年 2月 2日

当社は、これらの原子炉の建設経験と約25年に及ぶ運転経験を有している。

本変更に関する評価は、原子力・火力本部（原子力設備保安課、原子力安全課及び再処理課）、土木建築室（建築課）及び若狭支社（安全管理課、保修課及び土木建築課）において行い、使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力変更に関する現地工事は若狭支社（保修課及び土木建築課）において行う。また、施工管理は、美浜発電所（安全管理課、発電室、電気保修課及び機械保修課）において行う。

また、本変更に係る美浜発電所の安全性、信頼性を確保するために行う品質保証活動については、設計、製作、施工、運転の各段階において社内基準に基づき、組織及び権限を明確にし実施する。その責任と分担は、それぞれの担当課が責任をもって業務を遂行するものであるが、本活動の統括、推進は原子力・火力本部部長（原子力管理）、土木建築室部長（建築）が行い、若狭支社においては、支社長が本活動の統括、推進を行い、美浜発電所においては、所長が本活動に基づき業務責任を明確にして確実に実施する。以上の品質保証に係る品質監査については、原子力部門とは独立した企画室（品質監査グループ）が行う。

以上のとおり、本変更は、原子力・火力本部、企画室、土木建築室、若狭支社及び美浜発電所全体の設置、運転関係業務の中で十分対応できるものである。

参考として、平成9年11月1日現在における原子力・火力本部、若狭支社及び美浜発電所の技術者の人数等を第1表、並びに原子力関係組織図を第1図に示す。

第１表　原子力・火力本部、若狭支社及び美浜発電所の技術者の人数等

平成9年11月1日現在

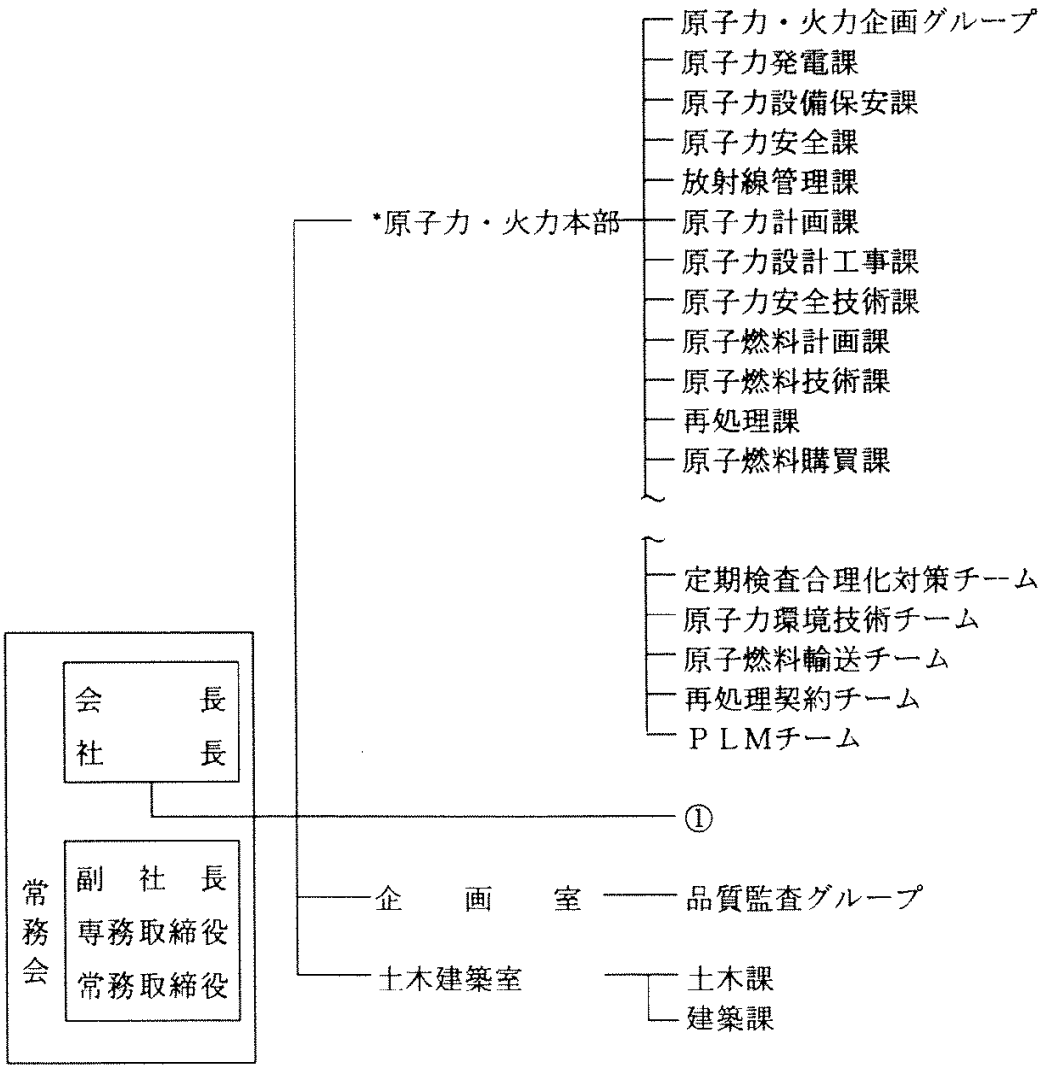
	技術者の総人数	技術者の内管理者の人数	技術者の内有資格者等の人数		
			原子炉主任技術者有資格者の人数	第一種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者認定資格者の人数
原子力・火力本部*	175	86	44	45	1
若狭支社	103	20	4	11	0
美浜発電所	359	28	7	13	25

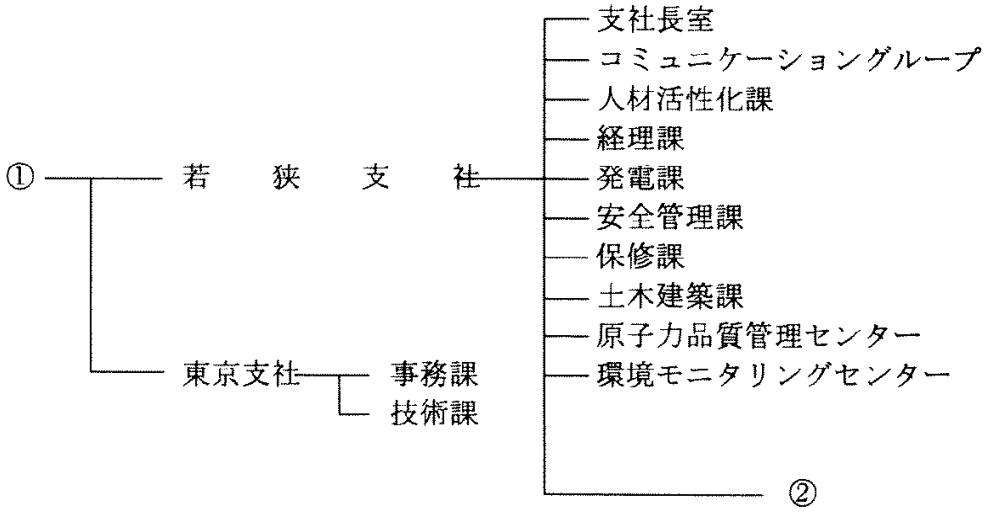
＊　火力関係を除く

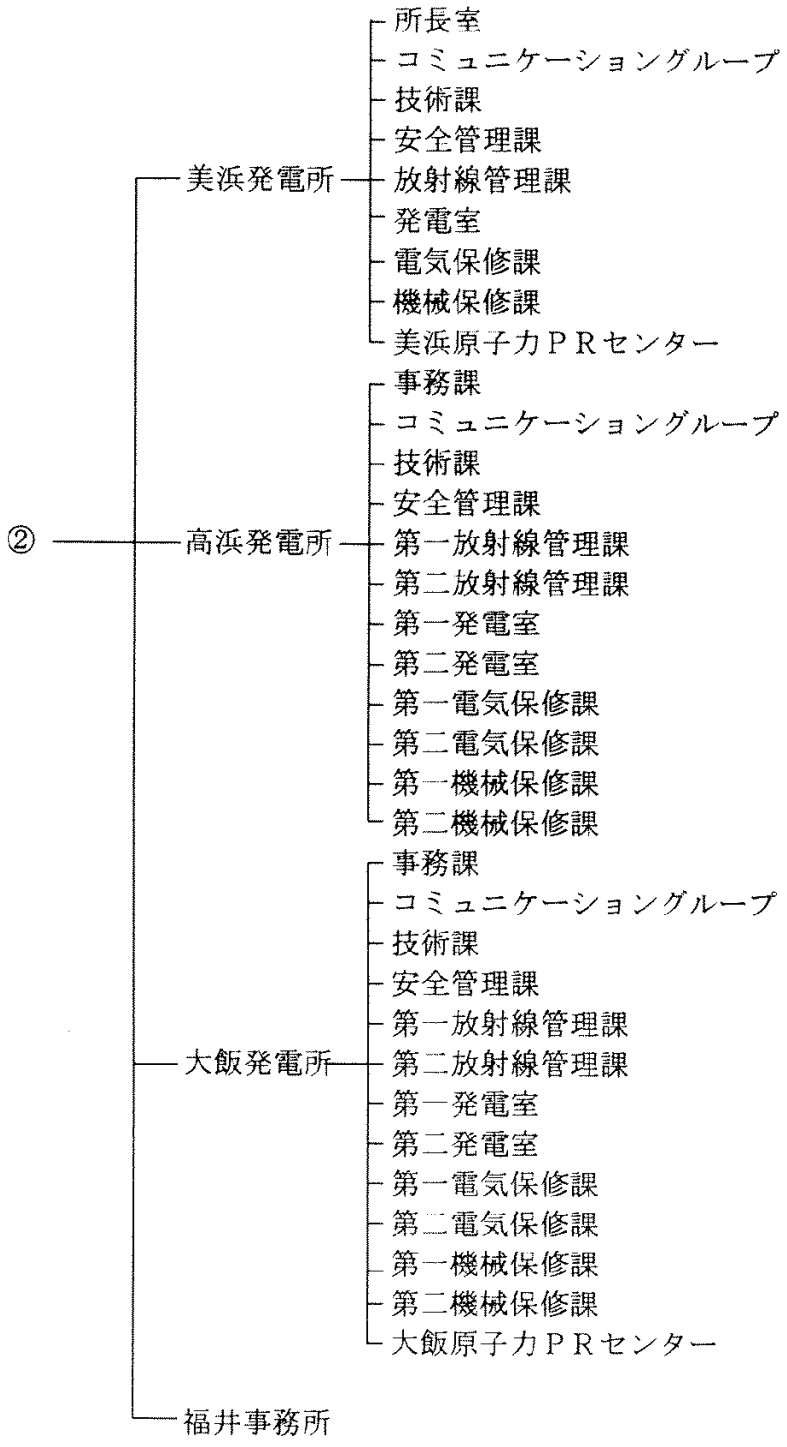
第１図　原子力関係組織図

（平成9年11月1日現在）

＊火力関係は、本組織
図に記載しない。




①
若　狭　支　社
東京支社
事務課
技術課
支社長室
コミュニケーショングループ
人材活性化課
経理課
発電課
安全管理課
保修課
土木建築課
原子力品質管理センター
環境モニタリングセンター
②


②
美浜発電所
所長室
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
放射線管理課
発電室
電気保修課
機械保修課
美浜原子力ＰＲセンター
高浜発電所
事務課
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯発電所
事務課
コミュニケーショングループ
技術課
安全管理課
第一放射線管理課
第二放射線管理課
第一発電室
第二発電室
第一電気保修課
第二電気保修課
第一機械保修課
第二機械保修課
大飯原子力ＰＲセンター
福井事務所

＜H16.4.15追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

当社は、昭和29年以来、原子力発電関係の諸調査、諸準備などを進め、技術者を国内及び国外の原子炉関係諸施設へ多数派遣し、研究、調査、建設、運転等を通じ、技術的能力の蓄積に努めてきた。

昭和45年11月に美浜発電所1号炉（電気出力340MW）の営業運転を開始し、以来今日においては、以下のごとく運転中原子炉11基（総電気出力9,768MW）となっている。

原子炉の名称	営業運転の開始
美浜発電所1号炉	昭和45年11月28日
2号炉	昭和47年　7月25日
高浜発電所1号炉	昭和49年11月14日
2号炉	昭和50年11月14日
美浜発電所3号炉	昭和51年12月　1日
大飯発電所1号炉	昭和54年　3月27日
2号炉	昭和54年12月　5日
高浜発電所3号炉	昭和60年　1月17日
4号炉	昭和60年　6月　5日
大飯発電所3号炉	平成　3年12月18日
4号炉	平成　5年　2月　2日

当社は、これらの原子炉の建設経験と約33年に及ぶ運転経験を有している。

本変更に関する評価は、原子力事業本部（燃料技術グループ、保安管理グループ及び安全技術グループ）において行い、この燃料が装荷される取替炉心の設計は、若狭支社（燃料管理グループ）及び美浜発電所（技術課）において行い、また、原子炉施設の運転及び炉心管理は、美浜発電所（発電室及び技術課）において行う。

また、本変更に係る美浜発電所の安全性及び信頼性を確保するために行う品質保証活動については、設計、製作、施工及び運転管理の各段階において社内基準に基づき、組織及び権限を明確にし実施する。その責任と分担は、それぞれの担当箇所が責任をもって業務を遂行するものであるが、原子力事業本部長が本活動の統括及び推進を行い、若狭支社においては、支社長が本活動の統括及び推進を行い、美浜発電所においては、所長が本活動の統括及び推進を行う。

以上の品質保証に係る監査については、原子力部門とは独立した品質・安全監査室（原子力監査グループ）が行う。

以上のとおり、本変更は、原子力事業本部、品質・安全監査室、若狭支社及び美浜発電所全体の設置及び運転関係業務の中で十分対応できるものである。

参考として、平成 15 年 7 月 16 日現在における原子力事業本部、若狭支社及び美浜発電所の技術者の人数等を第 1 表、並びに原子力関係組織図を第 1 図に示す。

第１表　原子力事業本部、若狭支社及び美浜発電所の技術者の人数等

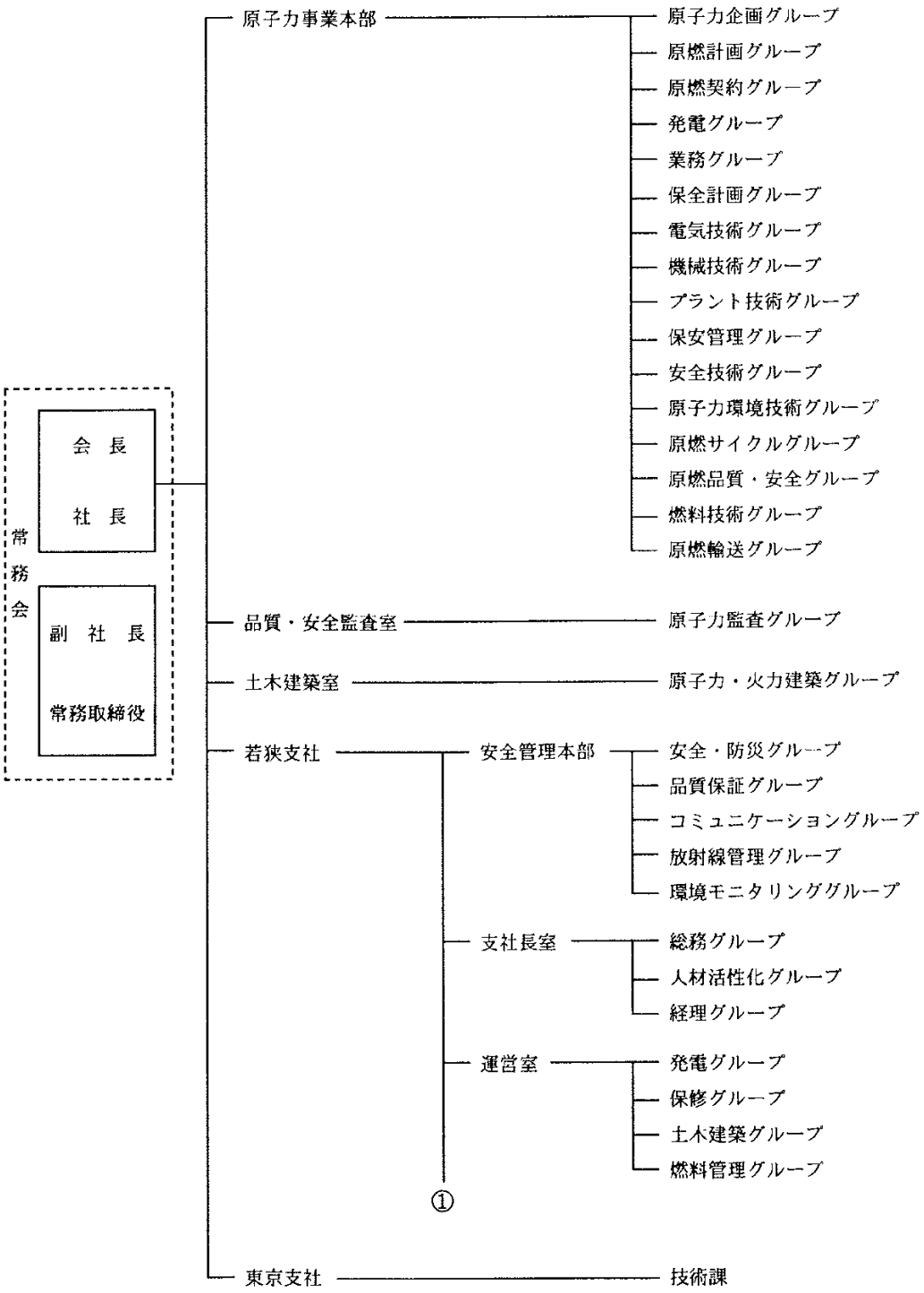
平成 15 年 7 月 16 日現在

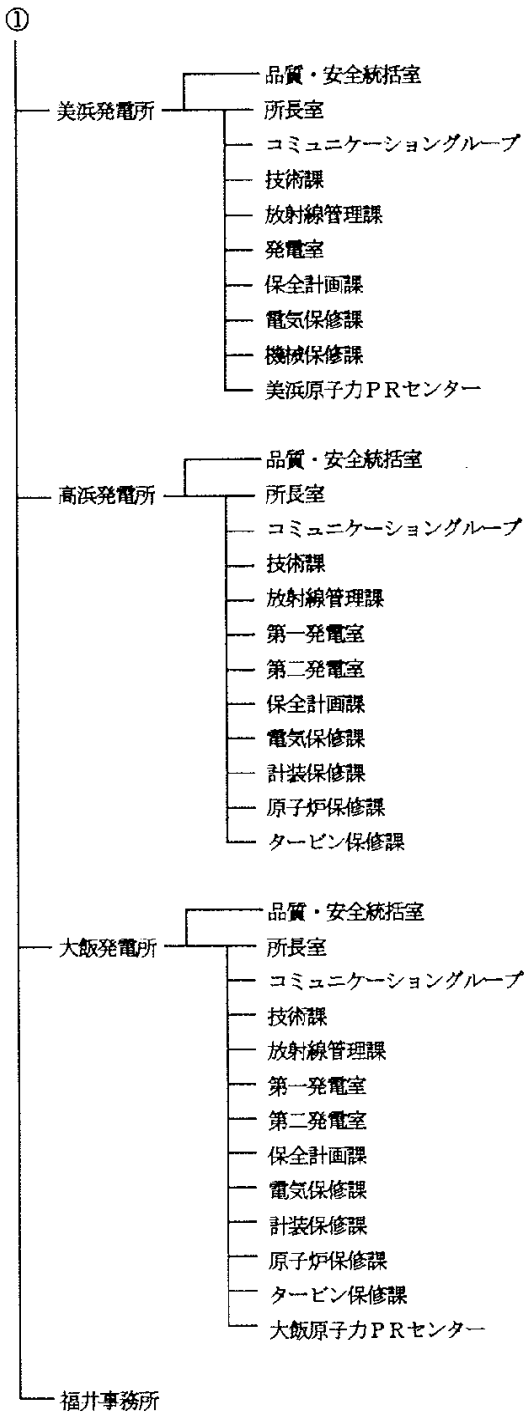
	技術者の総人数	技術者の内管理者の人数*	技術者の内有資格者等の人数		
			原子炉主任技術者有資格者	第一種放射線取扱主任者有資格者	運転責任者として経済産業大臣が定める基準に適合した者
原子力事業本部	175	79(79)	39	32	0
若狭支社	146	25(25)	9	20	0
美浜発電所	341	31(31)	5	10	17

＊（　）内は、管理者のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。

第1図　原子力関係組織図

（平成15年7月16日現在）




①
美浜発電所
品質・安全統括室
所長室
コミュニケーショングループ
技術課
放射線管理課
発電室
保全計画課
電気保修課
機械保修課
美浜原子力ＰＲセンター
高浜発電所
品質・安全統括室
所長室
コミュニケーショングループ
技術課
放射線管理課
第一発電室
第二発電室
保全計画課
電気保修課
計装保修課
原子炉保修課
タービン保修課
大飯発電所
品質・安全統括室
所長室
コミュニケーショングループ
技術課
放射線管理課
第一発電室
第二発電室
保全計画課
電気保修課
計装保修課
原子炉保修課
タービン保修課
大飯原子力ＰＲセンター
福井事務所

＜H21.8.13追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下、「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．設計及び運転等のための組織

平成 21 年 3 月 1 日現在における原子力関係組織図は、第１図に示すとおりである。これらの組織は定められた業務分掌に基づき明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を行っている。

本変更に係る設計及び工事の主な業務については、原子力事業本部及び美浜発電所において実施する。

蓄電池負荷の変更に係る計画、設計及び仕様の策定は原子力事業本部（原子力技術部門）において実施する。また、現地工事は美浜発電所（保全計画課、電気保修課及び電気工事グループ）において実施する。

運転及び保守のための組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 37 条第１項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下、「保安規定」という。）で明確にしており、この組織において本変更に係る業務を遂行する。本変更に係る美浜発電所の原子炉施設の運転は発電室が、電気設備に係る保守管理は電気保修課及び電気工事グループが実施する。

また、施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置しており、本変更に係る保安上の必要な事項について審議する。

２．設計及び運転等に係る技術者の確保

(1) 技術者数

平成21年3月1日現在における原子力事業本部及び美浜発電所の技術者数は668名であり、このうち、10年以上の経験を有する管理者が142名在籍している。

原子力事業本部及び美浜発電所の技術者の人数は、第1表に示すとおりである。

(2) 有資格者数

平成21年3月1日現在における有資格者数は、前掲第１表に併せて示したとおり、原子力事業本部及び美浜発電所において、原子炉主任技術者の有資格者が51名、放射線取扱主任者（第1種）の有資格者が68名、ボイラー・タービン主任技術者（第1種）の有資格者が15名、電気主任技術者（第1種）の有資格者が11名、運転責任者として経済産業大臣が定める基準に適合した者が18名である。

今後とも設計及び運転等を適切に行い安全の確保を図るため、必要な教育及び訓練による技術者の確保と各種資格取得を奨励し、必要な有資格者数を確保していく。

３．設計及び運転等の経験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めてきた。また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、今日においては、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行っている。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
２号炉（1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
高浜発電所１号炉（2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
美浜発電所３号炉（2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
大飯発電所１号炉（3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
２号炉（3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
高浜発電所３号炉（2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所３号炉（3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事を通して豊富な経験を有し、技術力を維持している。また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 38 年に及ぶ運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

蓄電池負荷の変更については、美浜１号炉以降、全ての原子炉に設置している蓄電池の設計及び設置工事に係る経験を通じて、類似の設計及び工事並びに運転及び保守の経験を十分に有している。

４．設計及び運転等に係る品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、保安規定において「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2003）」に基づく品質マニュアルを定め、これに従い原子力発電所の安全を達成、維持及び向上するための品質マネジメントシステムを確立し、文書化し、実施し、かつ維持するとともに、システムの有効性を継続的に改善している。

(1) 品質保証活動の仕組み及び体制

当社は、文書化された品質マニュアルに基づき、社長をトップマネジメントとし、実施部門である本店及び発電所における各部署並びに監査部門である経営監査室にて品質保証体制を構築している。

社長は、品質保証活動の実施に関する責任と権限を有し、最高責任者として品質方針を設定し、原子力安全の重要性を組織内に周知する。

実施部門の各チーフマネジャー、センター所長及び発電所長は、品質方針を念頭に各部署の品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その状況を実施部門の管理責任者である原子力事業本部長へ報告し、原子力事業本部長はそれらを取りまとめて社長へ報告する。

個々の業務における品質保証活動は、業務に対する要求事項を満足するように定めた業務計画や規程類に基づき、各チーフマネジャー、各課長等が責任をもって実施し、必要な記録を残すことにより品質マネジメントシステムの効果的運用に努める。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し社長へ報告する。

社長は、品質保証活動の有効性を継続的に改善することに関する責任と権限を有し、品質保証活動の実施状況及び改善の必要性の有無についてマネジメントレビューを実施し、評価し、品質保証活動の有効性を継続的に改善する。

本店に品質保証会議を設置し、品質マネジメントシステムの基本事項を審議する。また、美浜発電所においては、発電所レビューを設置し、発電所の品質マネジメントシステムの細部事項を審議する。これらの審議結果は、適宜業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る品質保証活動

設計及び工事を適確に遂行するため、設計に関する要求事項を明確にし、必要な製品及び役務を調達する。また、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう、調達に関する要求事項を明確に提示し、供給者に対する監査等により品質保証活動の実施状況の確認及び改善を図る。さらに、検査・試験等により調達製品等が要求事項を満足していることを確認する。

運転及び保守を適確に遂行するため、運転管理、保守管理等において、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、必要に応じて改善を行う。

なお、不適合が発生した場合は、不適合の原因を明確にし、原因を除去する等の措置を行う。

５．技術者に対する教育・訓練

原子力部門に配属された技術系社員は、原則として入社後一定期間、当社原子力発電所において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練及び機器配置、プラントシステム等の現場教育・訓練を受け、原子力発電に関する基礎知識を習得する。

原子力部門の技術系社員の教育・訓練は、当社原子力研修センター、原子力運転サポートセンターのほか、国内の原子力関係機関（独立行政法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識、技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき対象者、教育内容、教育時間等について保安教育実施計画を立てそれに従って教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術系社員に対しては、必要な教育を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

美浜発電所の運転に際しては、原子炉主任技術者を選任し原子炉の運転に関し保安の監督を誠実に行い、かつ保安のための指示が適切に遂行できる配置としている。

原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者の中から選任し、本店の保安に関する役職者 2 名としている。また、原子炉主任技術者は、情報入手を容易にし保安の監督を迅速かつ的確に行うため、品質保証室長、品質保証室課長、安全・防災室長及び安全・防災室課長の何れかを兼任し、内 1 名は品質保証室長または安全・防災室長としている。また、代行者を課（室）長以上から選任し、職務遂行に万全を期している。運転責任者は経済産業大臣が定める基準に適合した者の中から選任し、当直課長の職位としている。

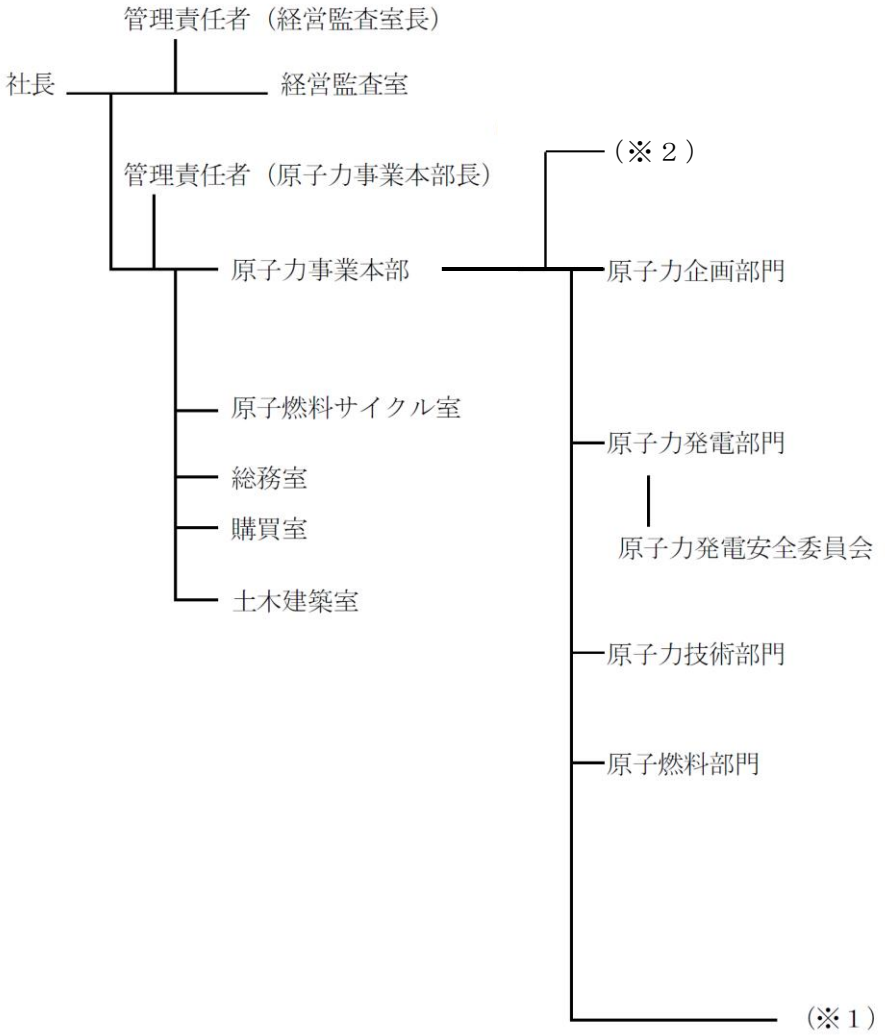
第１表　原子力事業本部及び美浜発電所の技術者の人数

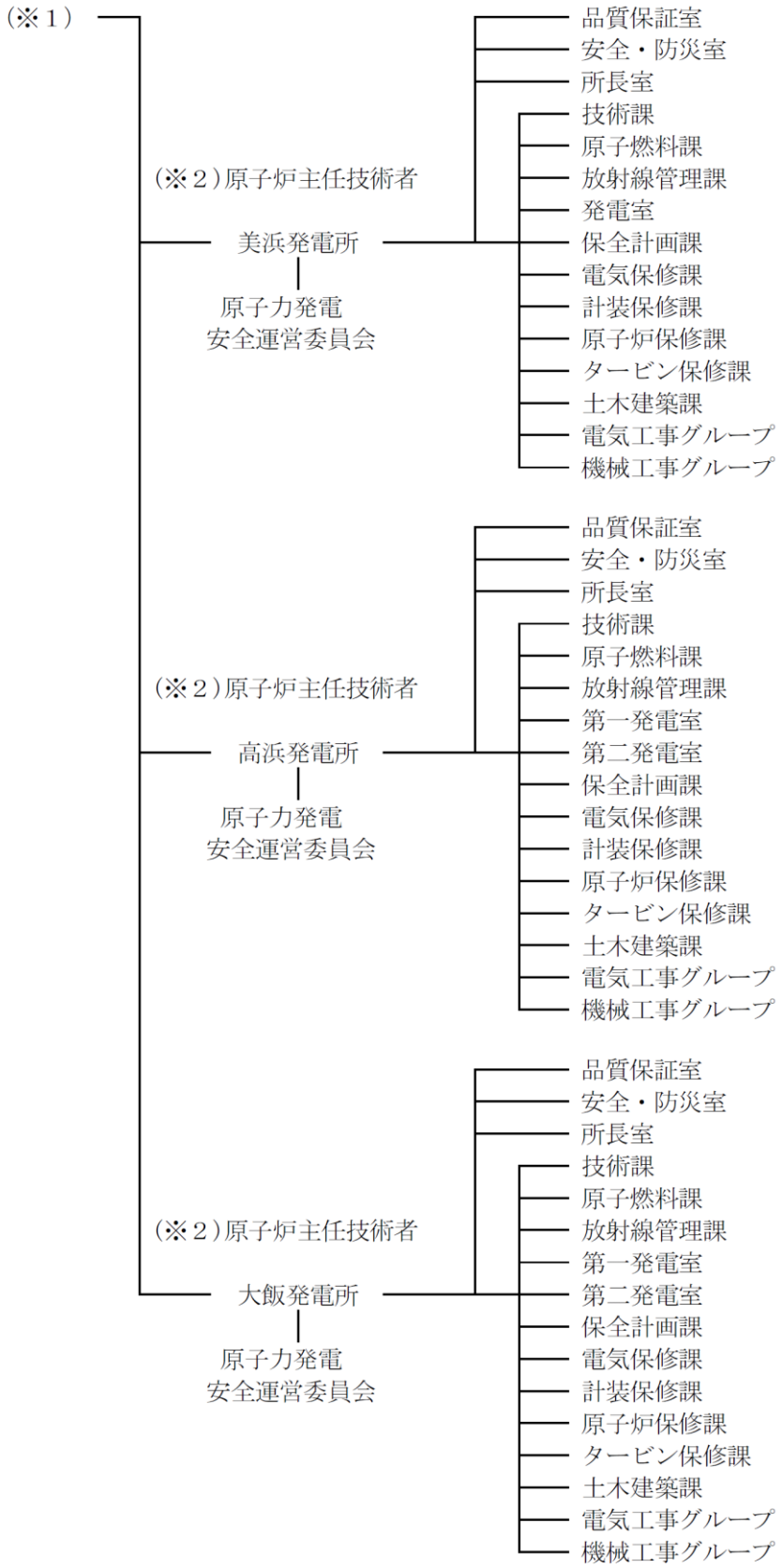
（平成 21 年 3 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理者の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部	273	104 (104)	43	51	0	12	9
美浜発電所	395	38 (38)	8	17	18	3	2

注:（　）内は、管理者のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。

第１図　原子力関係組織図（平成 21 年 3 月 1 日現在）




（※１）
（※２）原子炉主任技術者
美浜発電所
原子力発電
安全運営委員会
品質保証室
安全・防災室
所長室
技術課
原子燃料課
放射線管理課
発電室
保全計画課
電気保修課
計装保修課
原子炉保修課
タービン保修課
土木建築課
電気工事グループ
機械工事グループ
（※２）原子炉主任技術者
高浜発電所
原子力発電
安全運営委員会
品質保証室
安全・防災室
所長室
技術課
原子燃料課
放射線管理課
第一発電室
第二発電室
保全計画課
電気保修課
計装保修課
原子炉保修課
タービン保修課
土木建築課
電気工事グループ
機械工事グループ
（※２）原子炉主任技術者
大飯発電所
原子力発電
安全運営委員会
品質保証室
安全・防災室
所長室
技術課
原子燃料課
放射線管理課
第一発電室
第二発電室
保全計画課
電気保修課
計装保修課
原子炉保修課
タービン保修課
土木建築課
電気工事グループ
機械工事グループ

＜H28.10.5追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第 1 図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 第 1 項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全部門、原子力発電部門、原子力技術部門、原子燃料部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の保守管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ及び機械工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、初期消火活動のための体制の整備に関する業務は所長室が、原子力防災、出入管理等に関する業務は安全・防災室が実施する。

運転及び保守の業務のうち、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。自然災害が発生した場合は非常災害対策本部が、

本部長が原子力防災体制を発令した場合は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

原子力防災組織を第 2 図に示す。

この組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力災害への移行時には、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。自然災害や重大事故等が重畳した場合は、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所外から参集した召集要員が役割分担に応じて対処する。また、自然災害と重大事故等が重畳した場合には、原子力防災組織にて適確に対応する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更、保安規定変更及び発電用原子炉施設の定期的な評価の結果等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、平成28年2月1日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は877名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は353名である。

このうち、10年以上の経験年数を有する管理職が212名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における平成28年2月1日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	52名（ 6名）
放射線取扱主任者（第１種）	73名（11名）
ボイラー・タービン主任技術者（第１種）	6名（ 3名）
電気主任技術者（第１種）	12名（ 5名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	20名（20名）

また、本変更に当たっては、自然災害や重大事故等の対応として資機材の運搬等を行うこととしており、大型けん引免許等を有する技術者についても確保している。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第1表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 45 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には３号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力変更等の工事を順次実施している。

また、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等１次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等に

ついて工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2009）」及び「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の設計及び工事に係る品質管理の方法及びその検査のための組織の技術基準に関する規則」にしたがい、安全文化を醸成するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第1図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、品質保証体制の有効性を継続的に改善することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力安全の重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の効果的運用の証拠を示すために必要な記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第1図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に対する重要性に応じた是正処置を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長

はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社能力開発センター（原子力研修センター含む。）、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社能力開発センター（原子力研修センター含む。）、原子力運転サポートセンターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を 3 年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職を配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職（本店に勤務する保安に関する役職者を含む。）から選任し、職務遂行に万全を期している。

本店に勤務する保安に関する役職者を、発電用原子炉主任技術者の代行者として選任する場合は、発電所に勤務する発電用原子炉主任技術者と同等の職務遂行を可能とする措置を講じる。

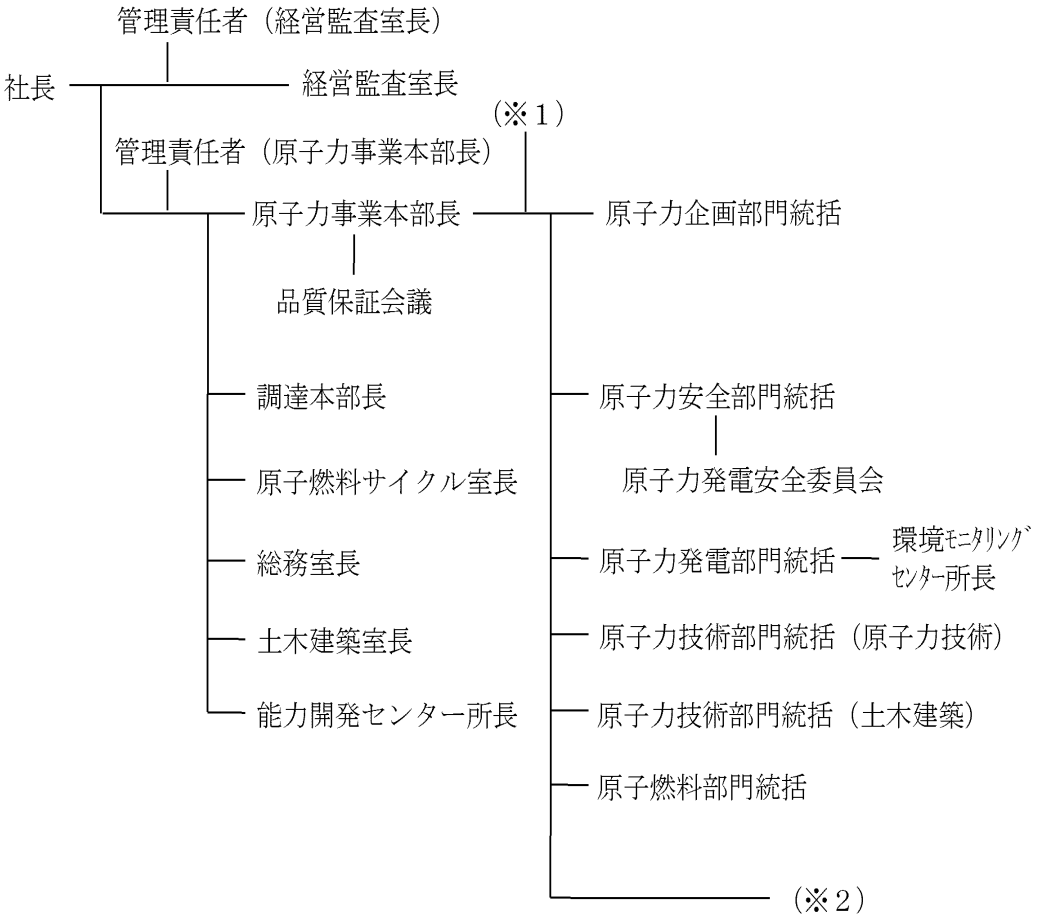
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

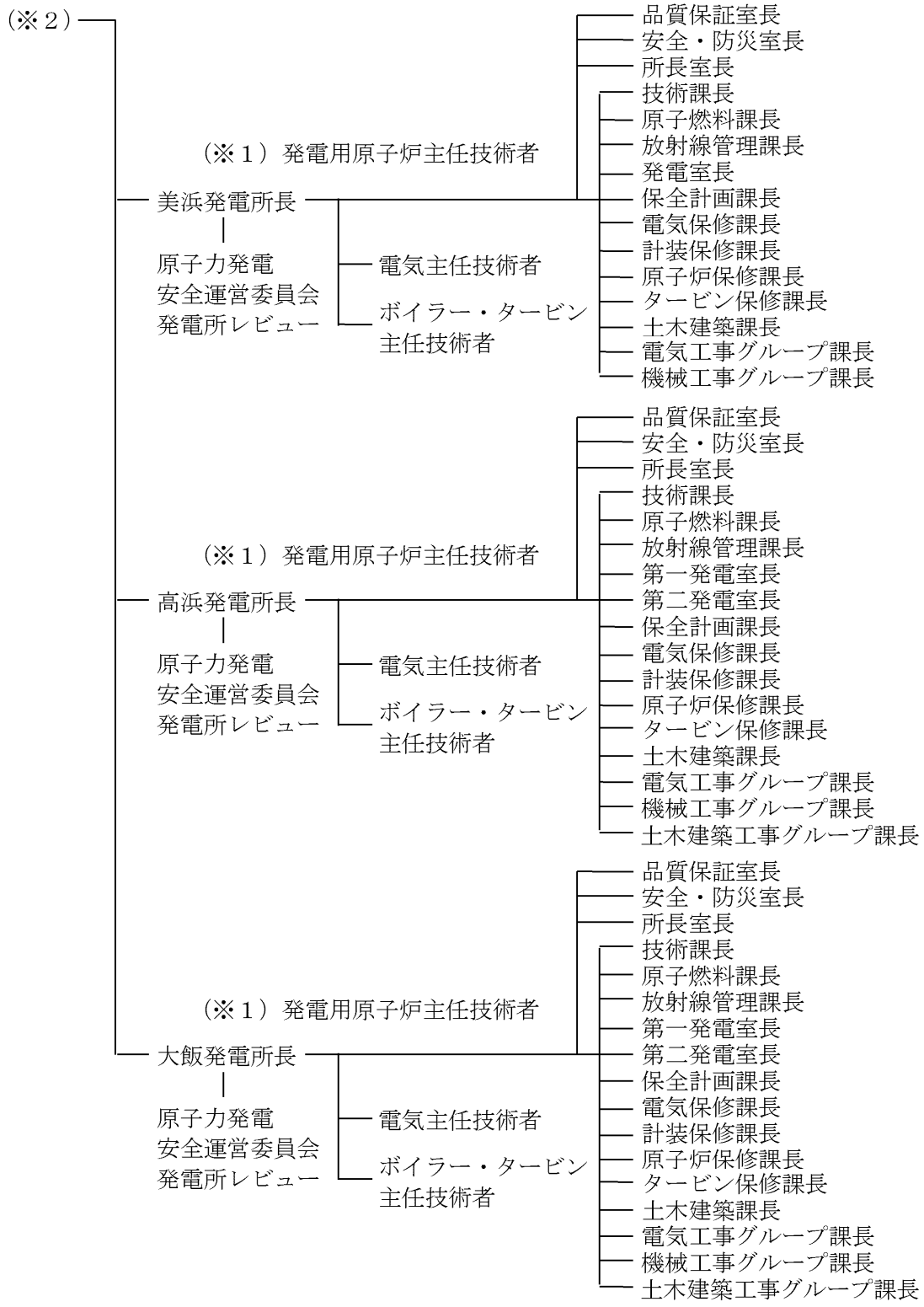
（平成 28 年 2 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部原子力企画部門	38	24 (24)	12	7	0	1	1
原子力事業本部原子力安全部門	46	16 (16)	13	10	0	0	0
原子力事業本部原子力発電部門	215	59 (59)	9	28	0	1	3
原子力事業本部原子力技術部門	166	47 (47)	8	4	0	1	3
原子力事業本部原子燃料部門	36	16 (16)	4	13	0	0	0
美浜発電所	353	41 (41)	6	11	20	3	5
土木建築室	23	9 (9)	0	0	0	0	0

注:（　）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。

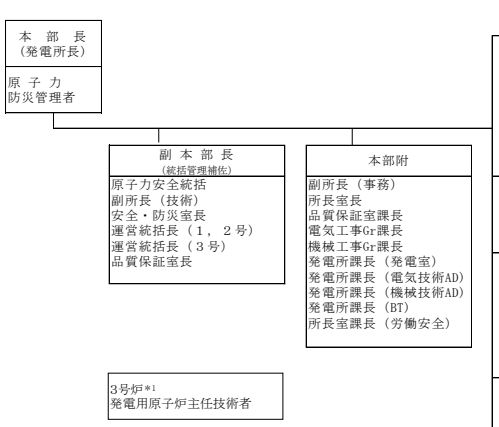


第１図　原子力関係組織図(1/2)（平成 28 年 2 月 1 日現在）



第1図　原子力関係組織図(2/2)（平成28年2月1日現在）

（美浜発電所警戒本部及び発電所対策本部の組織）



班	班長	副班長	主な職務 警戒体制	主な職務 原子力防災体制
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長（ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．警戒本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．緊急医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．緊急医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動（緊急時プレスを含む） 4．原子力防災センターにおける活動の支援
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内警戒本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．放射能影響範囲の推定 5．発電所構内の警備、立入制限 6．防護施設の運用 7．原子力防災センターにおける活動の支援
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、当直主任	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 タービン保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応

＊1：原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2図　原子力防災組織図（平成28年2月1日現在）

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		１次文書	２次文書		
４．２．３ ４．２．４	文書管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原総通達 第３号
８．２．２	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成１８ 経営原通達 第１号
８．３ ８．５．２	不適合管理 是正処置		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第１号
８．５．３	予防処置		予防処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原発電通達 第２号

※１：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成１５規程第５号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第２号
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２５ 原品証通達 第１号
5．4 5．5．3 6．2．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第３号
5．5．3	プロセス責任者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原総通達 第３号
5．5．4 5．6	内部コミュニケーション		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第４号
6．1	資源の提供		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第１号
6．1 6．2	力量、教育・訓練および認識		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第２号
6．1 6．3 6．4 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原発電通達 第１号
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原燃保通達 第１号
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第１号
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第２号
	保守管理		保守管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原保修通達 第１号
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原危管通達 第１号
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原安管通達 第１号
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門	平成１８ 原燃品通達 第１号
			廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原廃計通達第１号
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原発電通達第１号
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力技術部門	平成１７ 原プ技要綱 第２号

※１：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成１５規程第５号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
7．2．2 7．2．3 8．2．1	外部とのコミュニケーション 原子力安全の達成	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原発電通達 第3号
7．3	設計・開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第2号
7．4 7．5．5	調達 調達製品の保存		原子力部門における調達管理通達	調達本部	平成27 調原通達 第1号
7．6	監視機器および測定機器の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第3号
8．2．3	プロセスの監視および測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第3号
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成18 経営原通達 第1号
7．6 8．2．4	検査および試験		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第4号
8．4	データの分析		データ分析通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第5号

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成15規程第5号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(3/3)

＜R02.1.29追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第１図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第43条の３の24第１項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全部門、原子力発電部門、原子力技術部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の保守管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ、機械工事グループ及び土木建築工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、初期消火活動のための体制の整備に関する業務は所長室が、原子力防災、出入管理等に関す

る業務は安全・防災室が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第 2－1 図、原子力防災組織を第 2－2 図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更、保安規定変更及び発電用原子炉施設の定期的な評価の結果等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、平成 30 年 7 月 1 日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は 842 名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は 350 名である。

このうち、10 年以上の経験年数を有する管理職が 198 名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における平成 30 年 7 月 1 日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	38 名（5 名）
放射線取扱主任者（第 1 種）	63 名（11 名）
ボイラー・タービン主任技術者（第 1 種）	8 名（4 名）
電気主任技術者（第 1 種）	7 名（3 名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	17 名（14 名）

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第 1 表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 48 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2009）」及び「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の設計及び工事に係る品質管理の方法及びその検査のための組織の技術基準に関する規則」にしたがい、安全文化を醸成するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第１図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、品質保証体制の有効性を継続的に改善することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力安全の重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対

する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の効果的運用の証拠を示すために必要な記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計

及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に対する重要性に応じた是正処置を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センター、原子力運転サポートセンターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を３年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職を配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

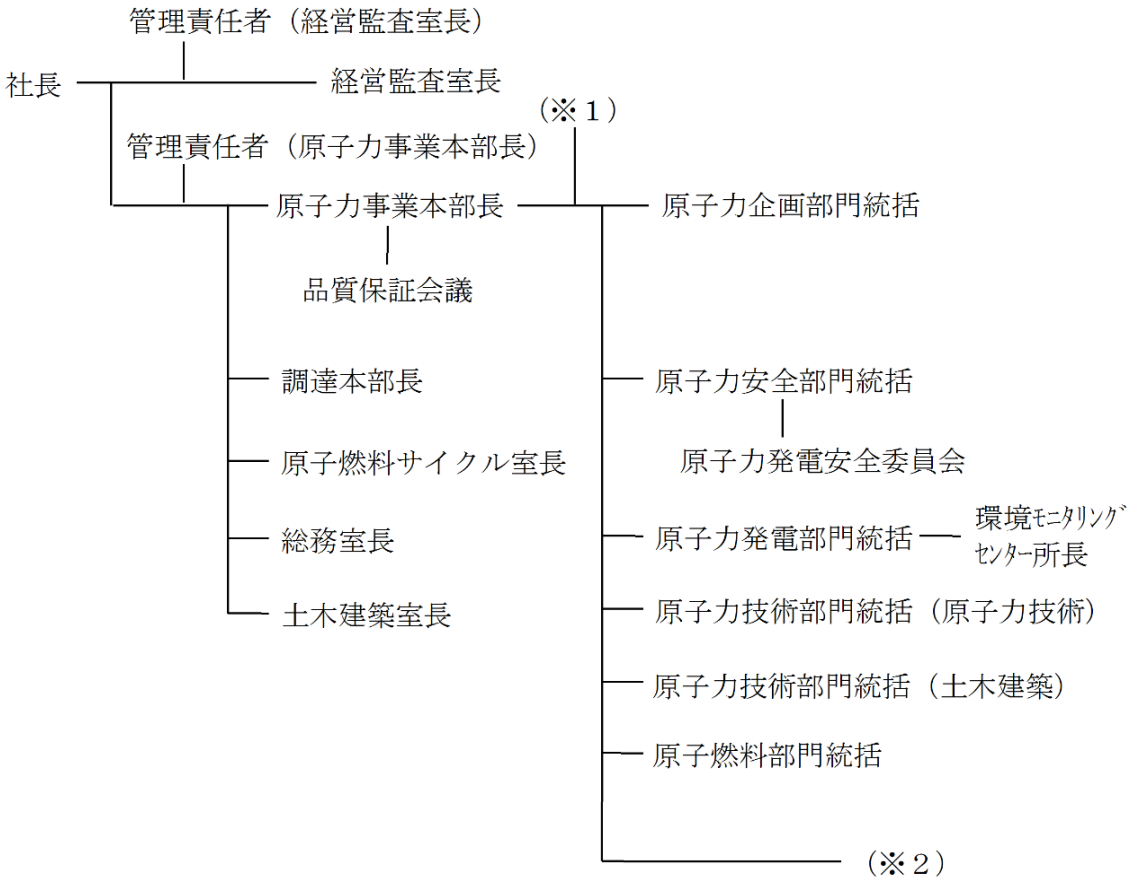
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

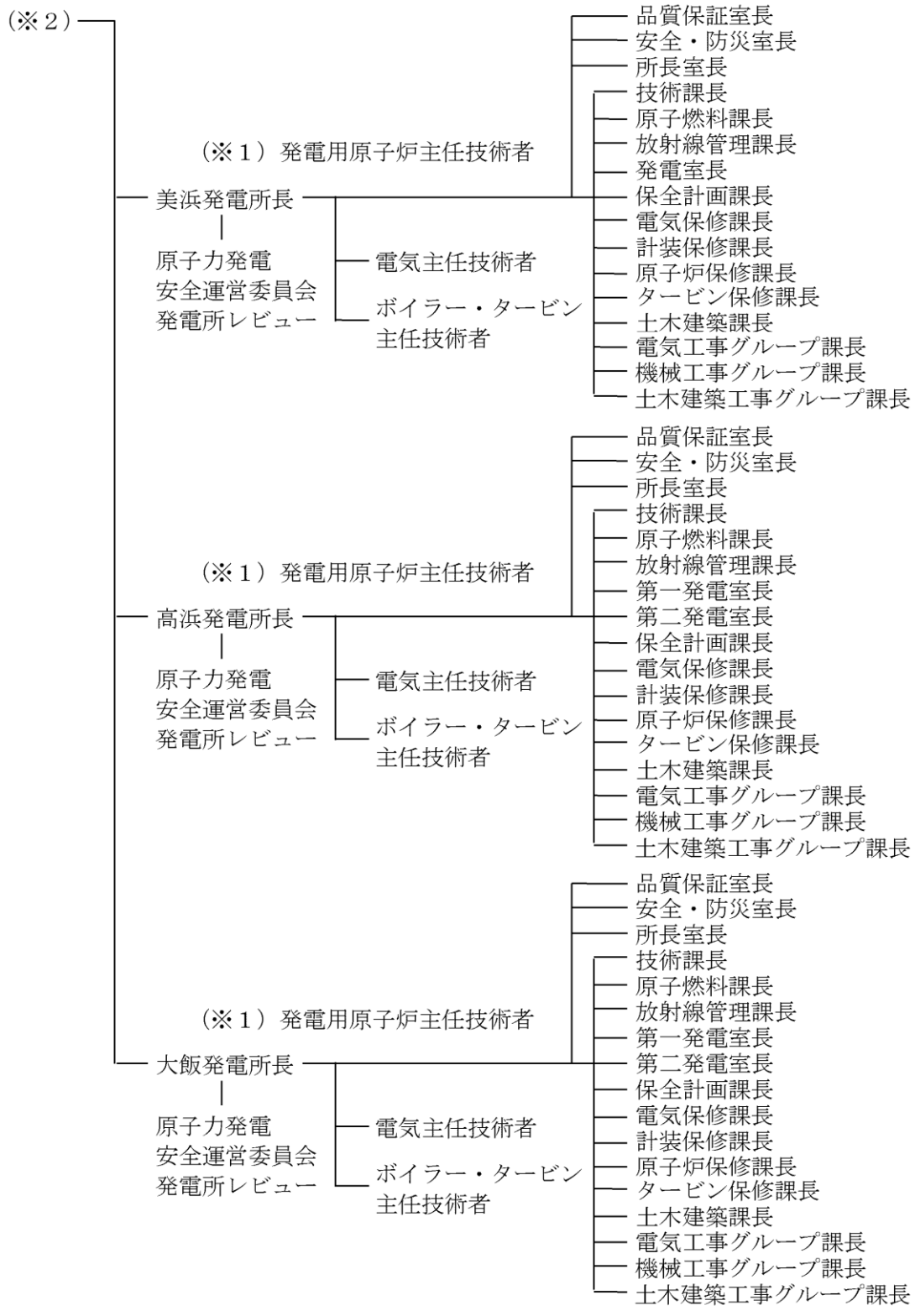
（平成 30 年 7 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者のにしの基準適合した者の人数	第１種ラタンビン・ボイラー主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部原子力企画部門	47	30 (30)	8	10	0	0	0
原子力事業本部原子力安全部門	50	13 (13)	8	9	0	0	0
原子力事業本部原子力発電部門	211	49 (49)	6	18	3	2	3
原子力事業本部原子力技術部門	132	42 (42)	6	2	0	2	1
原子力事業本部原子燃料部門	34	14 (14)	5	13	0	0	0
美浜発電所	350	43 (43)	5	11	14	4	3
土木建築室（原子力関係）	18	7 (7)	0	0	0	0	0

注:（　）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。



第１図　原子力関係組織図(1/2)（平成 30 年 7 月 1 日現在）



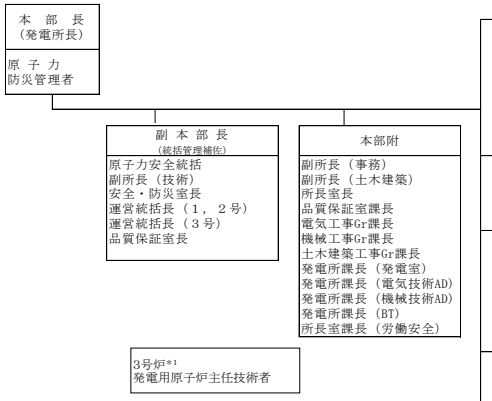
第１図　原子力関係組織図(2/2)（平成 30 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所防災組織）



第 2－1 図　防災組織図（平成 30 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所警戒本部及び発電所対策本部の組織）



班	班長	副班長	主な職務 警戒体制	主な職務 原子力防災体制
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長（ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．警戒本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内警戒本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、当直主任	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 タービン保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応

＊1：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－2図　原子力防災組織図（平成30年7月1日現在）

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		１次文書	２次文書		
４．２．３ ４．２．４	文書管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原総通達 第３号
８．２．２	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成１８ 経営原通達 第１号
８．３ ８．５．２	不適合管理 是正処置		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第１号
８．５．３	予防処置		予防処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原発電通達 第２号

※１：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成１５規程第５号とする。

第３図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第２号
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２５ 原品証通達 第１号
5．4 5．5．3 6．2．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第３号
5．5．3	プロセス責任者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原総通達 第３号
5．5．4 5．6	内部コミュニケーション		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第４号
6．1	資源の提供		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第１号
6．1 6．2	力量、教育・訓練および認識		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第２号
6．1 6．3 6．4 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原発電通達 第１号
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原燃保通達 第１号
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第１号
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第２号
	保守管理		保守管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原保修通達 第１号
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原危管通達 第１号
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原安管通達 第１号
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門	平成１８ 原燃品通達 第１号
			廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原廃計通達第１号
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原発電通達第１号
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力技術部門	平成１７ 原プ技要綱 第２号

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成１５規程第５号とする。

第３図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
7．2．2 7．2．3 8．2．1	外部とのコミュニケーション 原子力安全の達成	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原発電通達 第3号
7．3	設計・開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第2号
7．4 7．5．5	調達 調達製品の保存		原子力部門における調達管理通達	調達本部	平成27 調原通達 第1号
7．6	監視機器および測定機器の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第3号
8．2．3	プロセスの監視および測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第3号
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成18 経営原通達 第1号
7．6 8．2．4	検査および試験		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第4号
8．4	データの分析		データ分析通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第5号

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成15規程第5号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(3/3)

＜R02.7.8追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

1. 組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第 1 図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 第 1 項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全部門、原子力発電部門、原子力技術部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の保守管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ、機械工事グループ及び土木建築工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、初期消火活動のための体制の整備に関する業務は所長室が、原子力防災、出入管理等に関する業務は安全・防災室が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第2－1図、原子力防災組織を第2－2図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更、保安規定変更及び発電用原子炉施設の定期的な評価の結果等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

2. 技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、平成 30 年 7 月 1 日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は 842 名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は 350 名である。

このうち、10 年以上の経験年数を有する管理職が 198 名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における平成 30 年 7 月 1 日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	38 名（5 名）
放射線取扱主任者（第 1 種）	63 名（11 名）
ボイラー・タービン主任技術者（第 1 種）	8 名（4 名）
電気主任技術者（第 1 種）	7 名（3 名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	17 名（14 名）

特定重大事故等対処施設を運用する上で必要となる特殊な資格はない。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第 1 表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

3. 経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所 1 号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所 1 号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
2 号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
3 号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所 1 号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
2 号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
3 号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
4 号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所 1 号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
2 号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
3 号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
4 号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 47 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には 3 号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所 3 号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等 1 次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

4. 品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2009）」及び「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の設計及び工事に係る品質管理の方法及びその検査のための組織の技術基準に関する規則」にしたがい、安全文化を醸成するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第 3 図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、品質保証体制の有効性を継続的に改善することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力安全の重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって

個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の効果的運用の証拠を示すために必要な記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが引き続き、適切、妥当かつ有効であることをレビューする。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

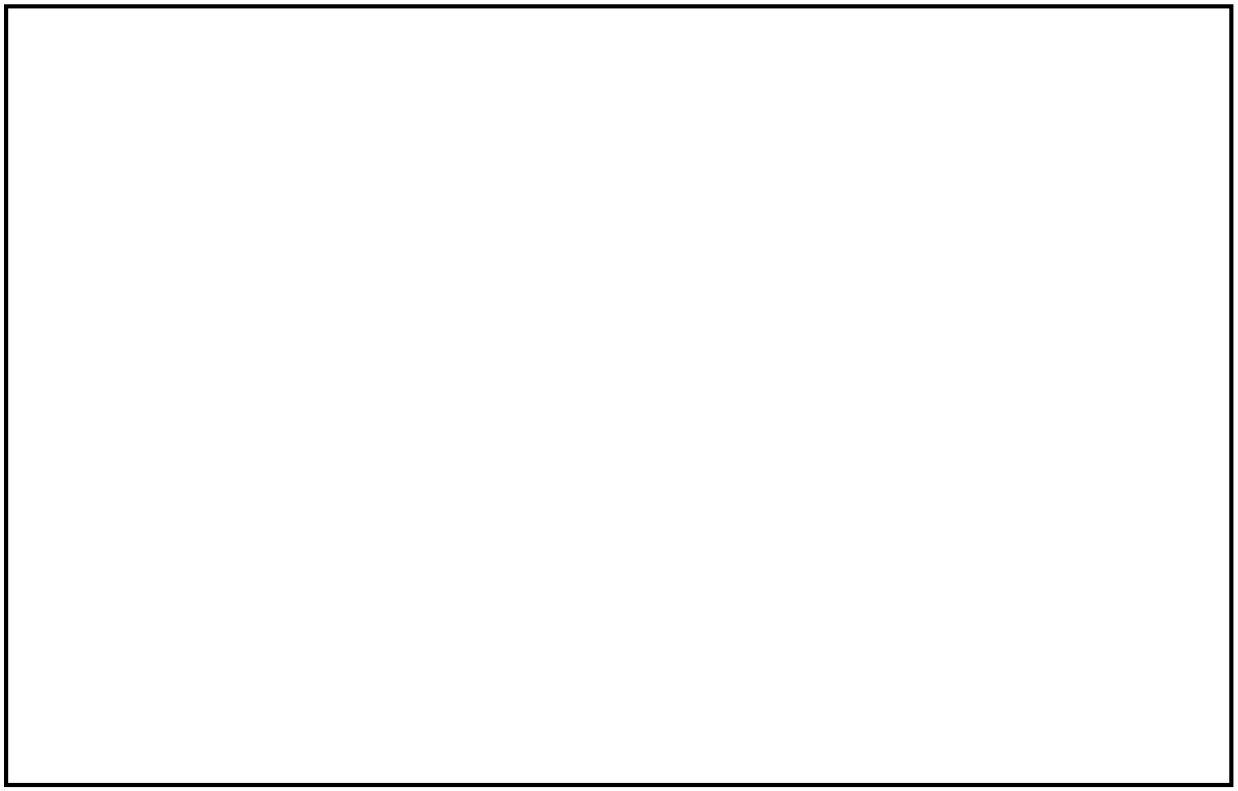
各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に対する重要性に応じた是正処置を実施する。また、製品及び役務を

調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

なお、本申請における設計及び運転等の各段階における品質保証活動のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき申請された発電用原子炉施設保安規定施行後の活動については、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい実施する。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

5. 教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センター、原子力運転サポートセンターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

6. 有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の工事又は保守管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を 3 年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職を配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

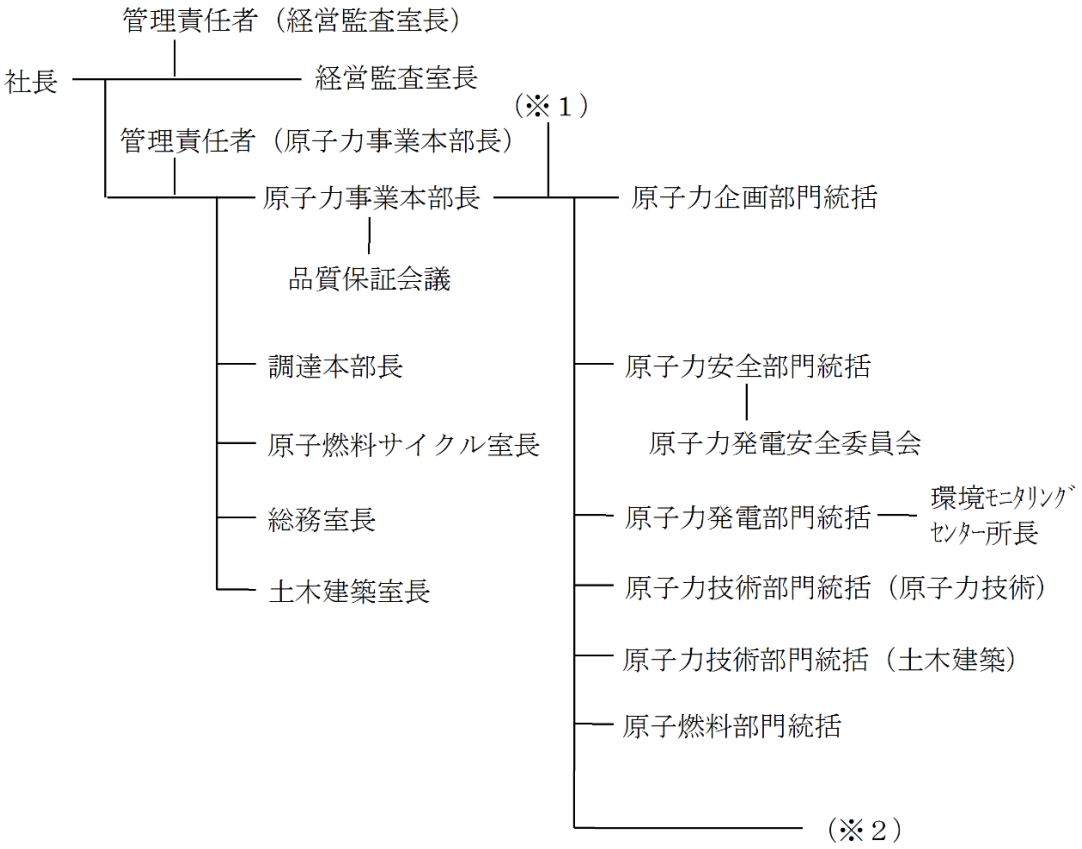
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

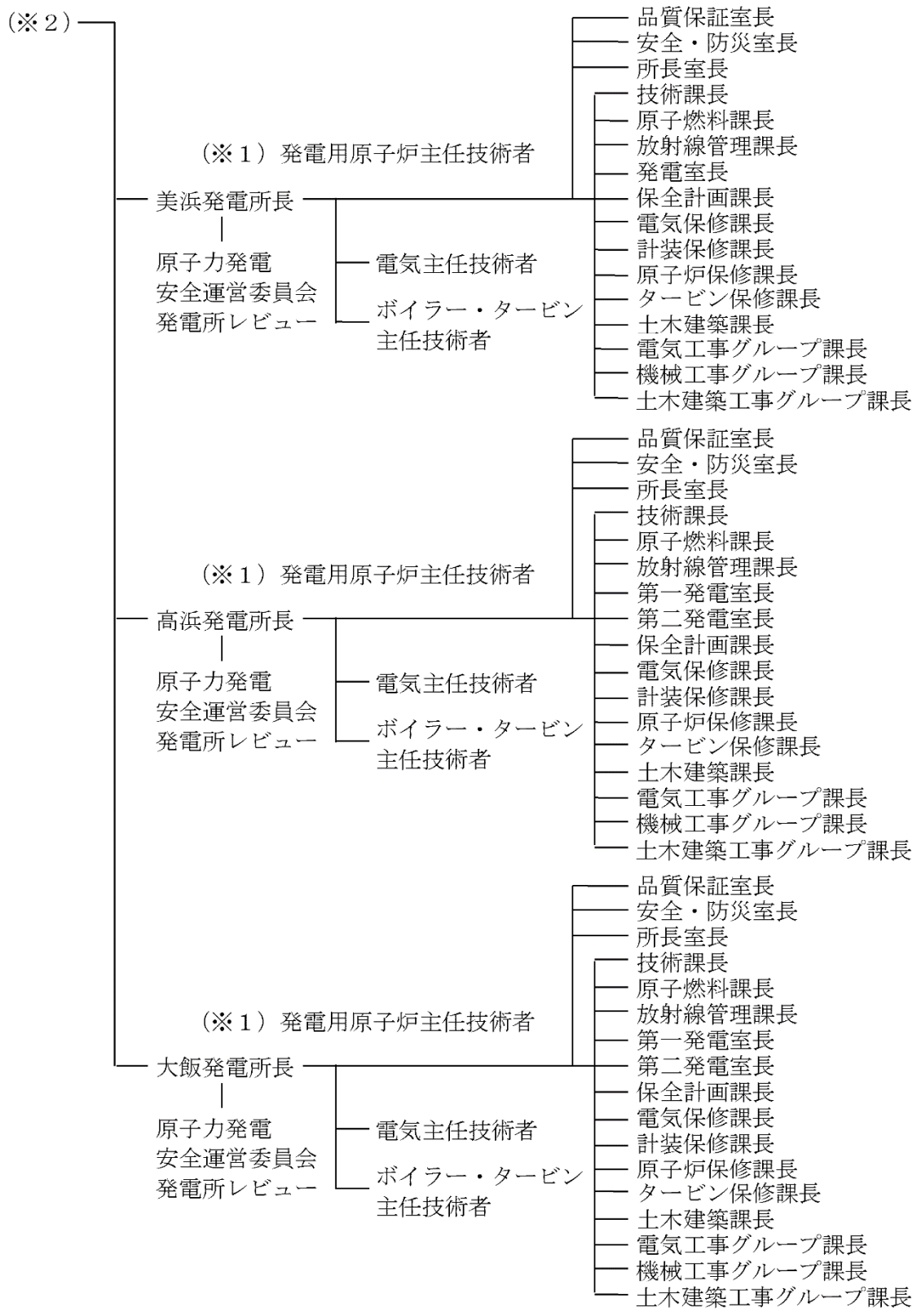
（平成 30 年 7 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者資格の人数	第一種放射線取扱主任者資格の人数	責任者の運転基準に適合した者の人数	第一種ボイラー・タービン主任技術者資格の人数	第一種電気主任技術者資格の人数
原子力事業本部原子力企画部門	47	30 (30)	8	10	0	0	0
原子力事業本部原子力安全部門	50	13 (13)	8	9	0	0	0
原子力事業本部原子力発電部門	211	49 (49)	6	18	3	2	3
原子力事業本部原子力技術部門	132	42 (42)	6	2	0	2	1
原子力事業本部原子燃料部門	34	14 (14)	5	13	0	0	0
美浜発電所	350	43 (43)	5	11	14	4	3
土木建築室（原子力関係）	18	7 (7)	0	0	0	0	0

注:（　）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。

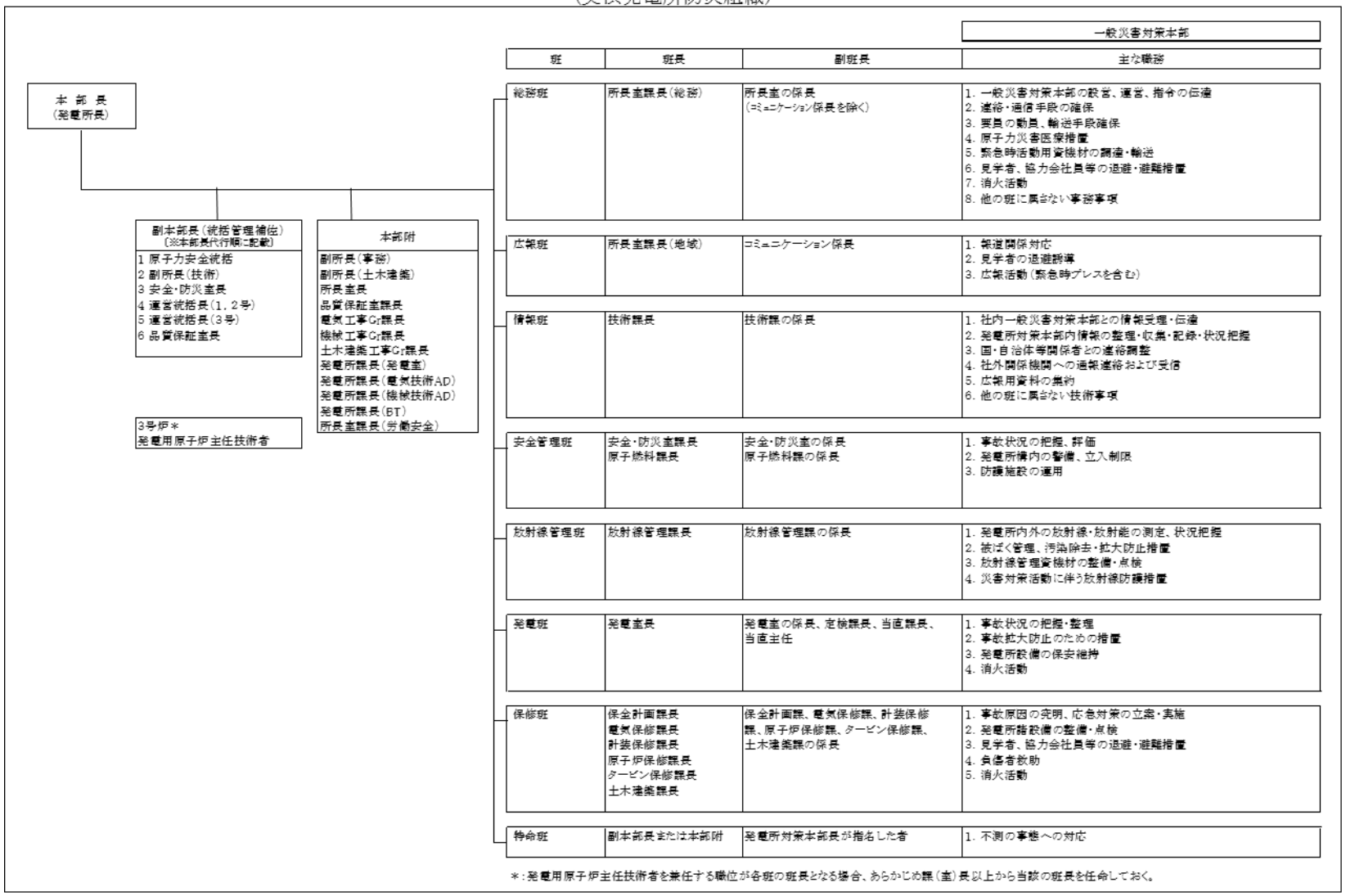


第１図　原子力関係組織図(1/2)（平成30年7月1日現在）



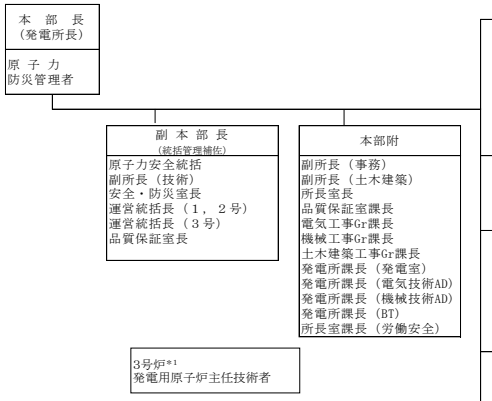
第１図　原子力関係組織図(2/2)（平成 30 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所防災組織）



第2－1図　防災組織図（平成30年7月1日現在）

（美浜発電所警戒本部及び発電所対策本部の組織）



班	班長	副班長	主な職務 警戒体制	主な職務 原子力防災体制
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長（ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．警戒本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内警戒本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、当直主任	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 タービン保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応

＊1：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－2図　原子力防災組織図（平成30年7月1日現在）

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
4．2．3 4．2．4	文書管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成18 原総通達 第3号
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成18 経営原通達 第1号
8．3 8．5．2	不適合管理 是正処置		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第1号
8．5．3	予防処置		予防処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原発電通達 第2号

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成15規程第5号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第２号
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２５ 原品証通達 第１号
5．4 5．5．3 6．2．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第３号
5．5．3	プロセス責任者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原総通達 第３号
5．5．4 5．6	内部コミュニケーション		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原品証通達 第４号
6．1	資源の提供		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第１号
6．1 6．2	力量、教育・訓練および認識		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門	平成１８ 原原企通達 第２号
6．1 6．3 6．4 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原発電通達 第１号
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原燃保通達 第１号
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第１号
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原放管通達 第２号
	保守管理		保守管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成１８ 原保修通達 第１号
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原危管通達 第１号
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全部門	平成２６ 原安管通達 第１号
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門	平成１８ 原燃品通達 第１号
			廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原廃計通達第１号
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成２７ 原発電通達第１号
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力技術部門	平成１７ 原プ技要綱 第２号

※１：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室であり、文書番号は平成１５規程第５号とする。

第３図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質保証計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所	文書番号
		1次文書	2次文書		
7．2．2 7．2．3 8．2．1	外部とのコミュニケーション 原子力安全の達成	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原発電通達 第3号
7．3	設計・開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第2号
7．4 7．5．5	調達 調達製品の保存		原子力部門における調達管理通達	調達本部	平成27 調原通達 第1号
7．6	監視機器および測定機器の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第3号
8．2．3	プロセスの監視および測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第3号
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室	平成18 経営原通達 第1号
7．6 8．2．4	検査および試験		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原保修通達 第4号
8．4	データの分析		データ分析通達	原子力事業本部 原子力発電部門	平成18 原品証通達 第5号

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室で
あり、文書番号は平成15規程第5号とする。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(3/3)

＜R02.12.23追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第 1 図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 第 1 項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全部門、原子力発電部門、原子力技術部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ、機械工事グループ及び土木建築工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、原子力防災、出入管理等に関する業務並びに火災発生時、内部溢水発生時、その他自然災害発生時等、重大事故等発生時及び大規模損壊発

生時の体制の整備に関する業務は安全・防災室が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第2－1図、原子力防災組織を第2－2図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更、保安規定変更及び発電用原子炉施設の定期的な評価の結果等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、2020 年 7 月 1 日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は 787 名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は 363 名である。

このうち、10 年以上の経験年数を有する管理職が 183 名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における 2020 年 7 月 1 日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	46 名（6 名）
放射線取扱主任者（第 1 種）	68 名（12 名）
ボイラー・タービン主任技術者（第 1 種）	4 名（2 名）
電気主任技術者（第 1 種）	5 名（2 名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	19 名（17 名）

特定重大事故等対処施設を運用する上で必要となる特殊な資格はない。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第 1 表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 49 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所3号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい、健全な安全文化を育成し及び維持するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

なお、本申請における設計及び運転等の各段階における品質保証活動のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した活動については、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2009）」及び「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の設計及び工事に係る品質管理の方法及びその検査のための組織の技術基準に関する規則」にしたがい実施している。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第１図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、品質保証体制の実効性を維持することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力の安全を確保することの重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にするとともに、要員が健全な安全文化を育成し及び維持することに貢献できるようにする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の実効性を実証する記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重

要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力の安全に及ぼす影響に応じた是正処置等を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を 3 年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職を配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

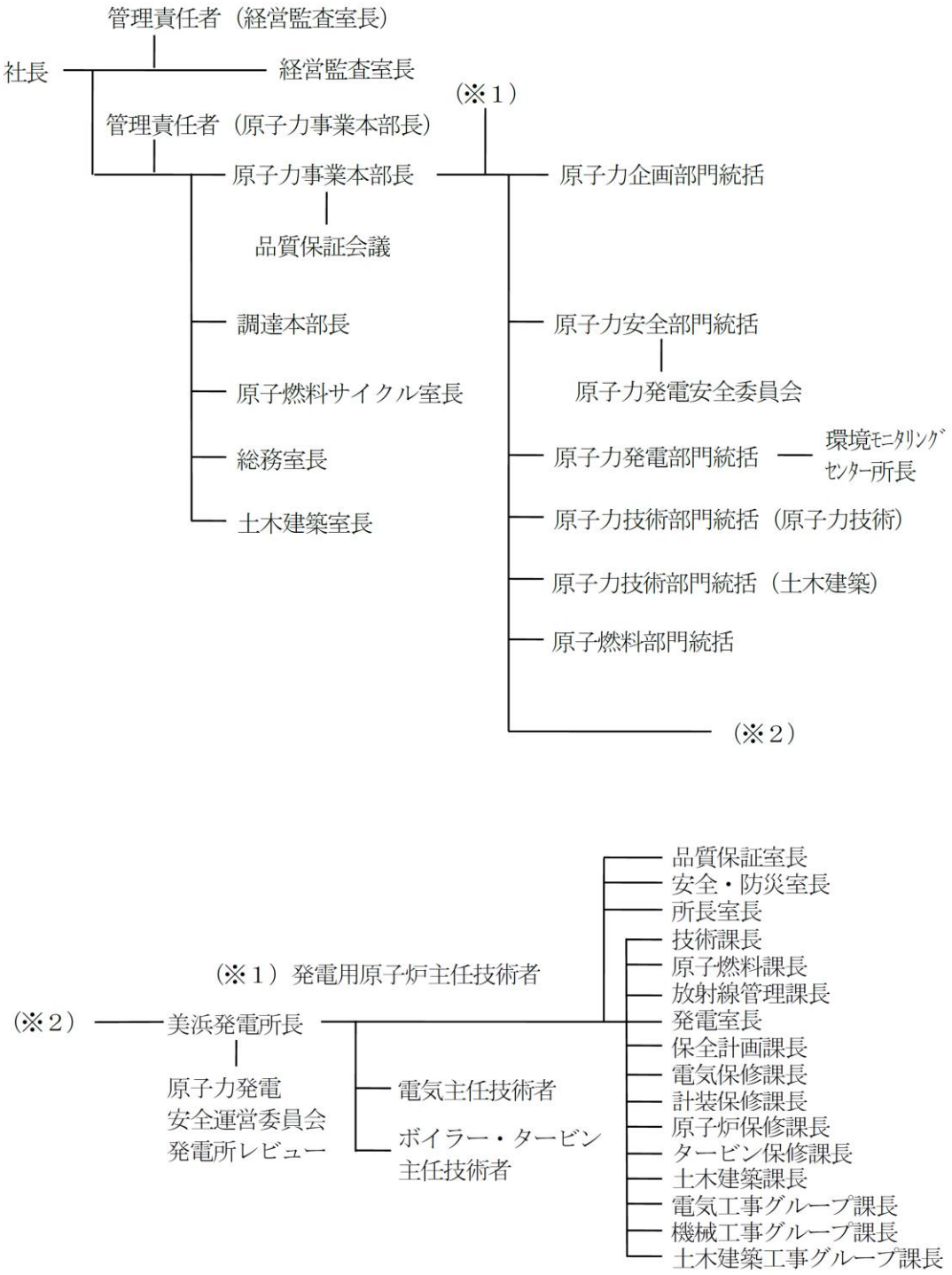
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

（2020 年 7 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者資格人数	第１種放射線取扱主任者資格人数	運転責任者基準適合者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者資格人数	第１種電気主任技術者資格人数
原子力事業本部 原子力企画部門	51	27 (27)	15	11	2	0	0
原子力事業本部 原子力安全部門	47	13 (13)	10	10	0	0	0
原子力事業本部 原子力発電部門	166	46 (46)	7	20	0	1	2
原子力事業本部 原子力技術部門	108	34 (34)	4	3	0	1	1
原子力事業本部 原子燃料部門	32	12 (12)	4	12	0	0	0
美浜発電所	363	44 (44)	6	12	17	2	2
土木建築室 （原子力関係）	20	7 (7)	0	0	0	0	0

注:（　）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。



第１図　原子力関係組織図　(2020 年 7 月 1 日現在)

（美浜発電所防災組織）



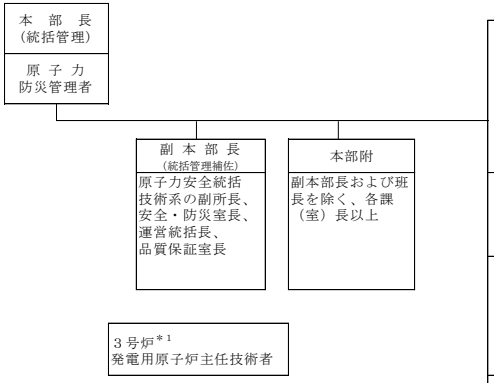
一般災害対策本部

班	班長	副班長	主な職務
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長 （ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．一般災害対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．緊急医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	コミュニケーション係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動（緊急時プレスを含む）
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内一般災害対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、 当直主任	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 タービン保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修 課、原子炉保修課、タービン保修課、 土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1．不測の事態への対応

＊：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第２－１図　防災組織図（2020 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所警戒本部及び美浜発電所原子力緊急時対策本部の組織）



			警戒体制	原子力防災体制
班	班長	副班長	主　な　職　務	
総務班	所長室課長(総務)	所長室の係長（ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長(地域)	ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援
発電班	発電室長	発電室の係長 定検課長(発災) 当直課長(発災) 当直主任(発災)	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．初期消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．初期消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 ﾀｰﾋﾞﾝ保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、ﾀｰﾋﾞﾝ保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作
特命班	副本部長または本部附	指名された者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応

＊1：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－2図　原子力防災組織図（2020年7月1日現在）

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．2．3 4．2．4	文書の管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室
8．3 8．5．2	不適合の管理 是正処置等		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．5．2 8．5．3	是正処置等 未然防止処置		未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力発電部門
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力発電部門
5．4 5．5．3 6．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門
5．5．3	管理者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．4 5．6	組織の内部の情報の伝達		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
6．1	資源の確保		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．2	要員の力量の確保及び教育訓練		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	施設管理		施設管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全部門
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全部門
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門
			廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力技術部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
7．2．3 8．2．1	組織の外部の者との情報の伝達等 組織の外部の者の意見	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．3	設計開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．4 7．5．5	調達 調達物品の管理		原子力部門における調達管理通達	調達本部
7．6	監視測定のための設備の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．2．3	プロセスの監視測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．6 8．2．4	機器等の検査等		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．4 8．5．2	データの分析及び評価		データ分析通達	原子力事業本部 原子力発電部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系（3/3）

＜R03.05.19追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第１図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第43条の３の24第１項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全部門、原子力発電部門、原子力技術部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ、機械工事グループ及び土木建築工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、初期消火活動のための体制の整備に関する業務は所長室が、原子力防災、出入管理等に関す

る業務は安全・防災室が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第 2－1 図、原子力防災組織を第 2－2 図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更、保安規定変更及び発電用原子炉施設の定期的な評価の結果等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、2020 年 7 月 1 日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は 787 名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は 363 名である。

このうち、10 年以上の経験年数を有する管理職が 183 名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における 2020 年 7 月 1 日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	46 名（6 名）
放射線取扱主任者（第 1 種）	68 名（12 名）
ボイラー・タービン主任技術者（第 1 種）	4 名（2 名）
電気主任技術者（第 1 種）	5 名（2 名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	19 名（17 名）

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第 1 表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転了）
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転了）
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 50 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所3号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい、健全な安全文化を育成し及び維持するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

なお、本申請における設計及び運転等の各段階における品質保証活動のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した活動については、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（ＪＥＡＣ4111-2009）」及び「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の設計及び工事に係る品質管理の方法及びその検査のための組織の技術基準に関する規則」にしたがい実施している。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第１図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、品質

保証体制の実効性を維持することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力の安全を確保することの重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にするとともに、要員が健全な安全文化を育成し及び維持することに貢献できるようにする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の実効性を実証する記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を

調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力の安全に及ぼす影響に応じた是正処置等を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

本変更に係る業務に従事する技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を３年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職を配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

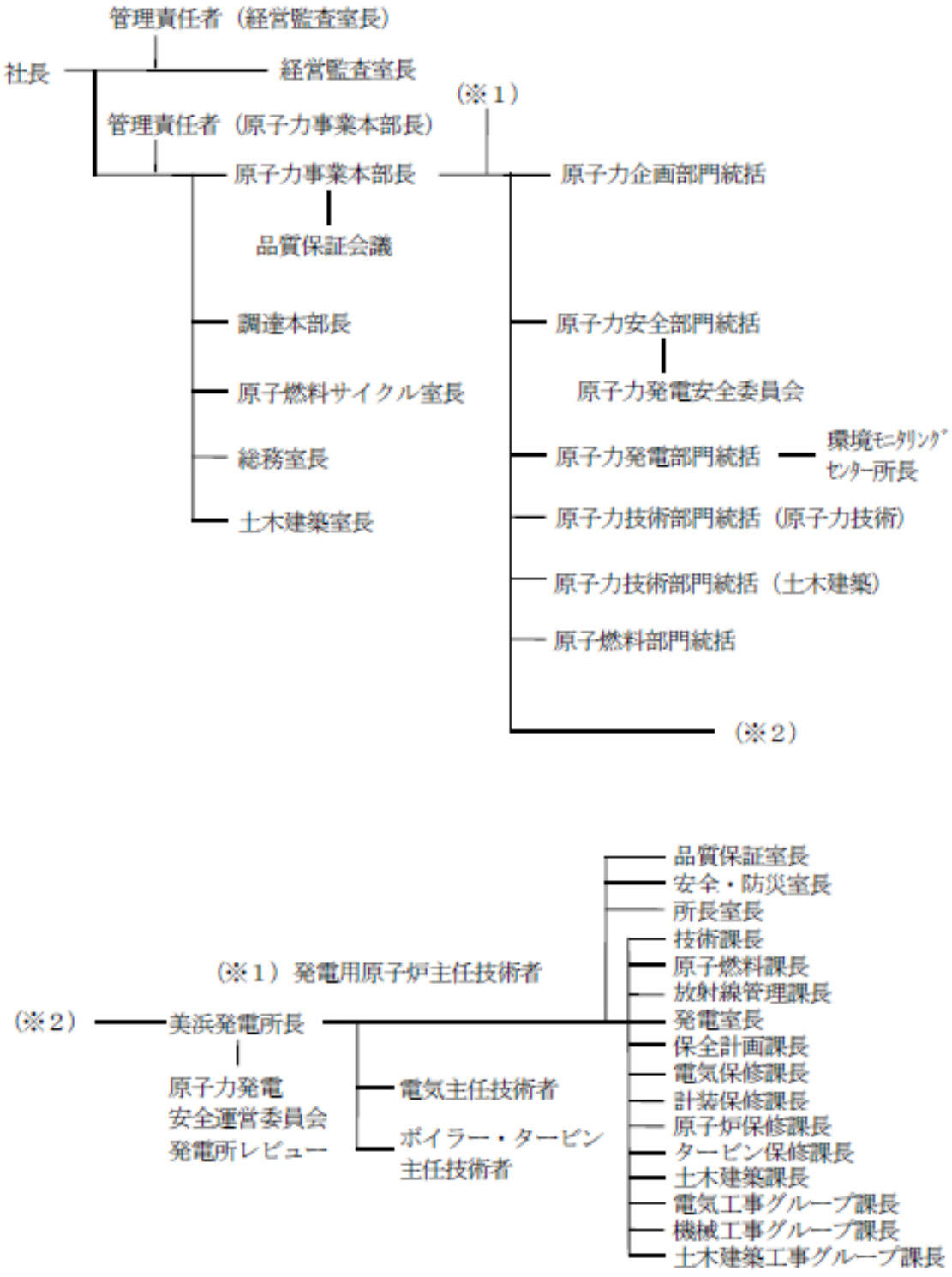
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

（2020 年 7 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部 原子力企画部門	51	27 (27)	15	11	2	0	0
原子力事業本部 原子力安全部門	47	13 (13)	10	10	0	0	0
原子力事業本部 原子力発電部門	166	46 (46)	7	20	0	1	2
原子力事業本部 原子力技術部門	108	34 (34)	4	3	0	1	1
原子力事業本部 原子燃料部門	32	12 (12)	4	12	0	0	0
美浜発電所	363	44 (44)	6	12	17	2	2
土木建築室 （原子力関係）	20	7 (7)	0	0	0	0	0

注:（　）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。



第1図　原子力関係組織図　(2020年7月1日現在)

（美浜発電所防災組織）



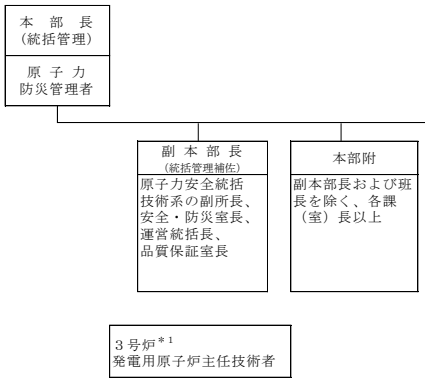
一般災害対策本部

班	班長	副班長	主な職務
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長 （ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．一般災害対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．緊急医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	コミュニケーション係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動（緊急時プレスを含む）
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内一般災害対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、 当直主任	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 タービン保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修 課、原子炉保修課、タービン保修課、 土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．消火活動
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1．不測の事態への対応

＊：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第２－１図　防災組織図（2020 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所警戒本部及び美浜発電所原子力緊急時対策本部の組織）



班	班長	副班長	警戒体制 主な職務	原子力防災体制 主な職務
総務班	所長室課長（総務）	所長室の係長（ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長を除く）	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項
広報班	所長室課長（地域）	ｺﾐｭﾆｹｰｼｮﾝ係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・自治体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援
発電班	発電室長	発電室の係長 定検課長（発災） 当直課長（発災） 当直主任（発災）	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．初期消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．初期消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 計装保修課長 原子炉保修課長 ﾀｰﾋﾞﾝ保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、ﾀｰﾋﾞﾝ保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作
特命班	副本部長または本部附	指名された者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応

＊1：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－2図　原子力防災組織図（2020年7月1日現在）

品質 マネジメント システム 計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次 文書	2次文書	
4．2．3 4．2．4	文書の管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室
8．3 8．5．2	不適合の管理 是正処置等		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．5．2 8．5．3	是正処置等 未然防止処置		未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力発電部門
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力発電部門
5．4 5．5．3 6．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門
5．5．3	管理者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．4 5．6	組織の内部の情報の伝達		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
6．1	資源の確保		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．2	要員の力量の確保及び教育訓練		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	施設管理		施設管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全部門
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全部門
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門
			廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力技術部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
7．2．3 8．2．1	組織の外部の者との情報の伝達等 組織の外部の者の意見	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．3	設計開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．4 7．5．5	調達 調達物品の管理		原子力部門における調達管理通達	調達本部
7．6	監視測定のための設備の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．2．3	プロセスの監視測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．6 8．2．4	機器等の検査等		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．4 8．5．2	データの分析及び評価		データ分析通達	原子力事業本部 原子力発電部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系（3/3）

＜R06.12.11追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第 1 図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 第 1 項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全・技術部門、原子力発電部門、原子燃料部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課、電気工事グループ及び機械工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、原子力防災、出入管理等に関する業務並びに重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の体制の整備に

関する業務は安全・防災室が、火災発生時、内部溢水発生時及びその他自然災害発生時等に関する業務は保全計画課が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第 2－1 図、原子力防災組織を第 2－2 図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更及び保安規定変更等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、2024年7月1日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は584名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は269名である。

このうち、10年以上の経験年数を有する管理職が135名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における2024年7月1日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	28名（8名）
放射線取扱主任者（第１種）	46名（8名）
ボイラー・タービン主任技術者（第１種）	5名（4名）
電気主任技術者（第１種）	10名（2名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	15名（11名）

また、自然災害や重大事故等の対応として資機材の運搬等を行うこととしており、大型けん引免許等を有する技術者についても確保している。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第1表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

3．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所 1 号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所 1 号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
2 号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
3 号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所 1 号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
2 号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
3 号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
4 号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所 1 号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
2 号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
3 号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
4 号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 53 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所におい

て平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所3号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい、健全な安全文化を育成し及び維持するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第 3 図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、品質保証体制の実効性を維持することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力の安全を確保することの重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にするとともに、要員が健全な安全文化を育成し及び維持することに貢献できるようにする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもっ

て個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の実効性を実証する記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に及ぼす影響に応じた是正処置等を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行される

よう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

さらに、技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

6．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を 3 年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職から配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

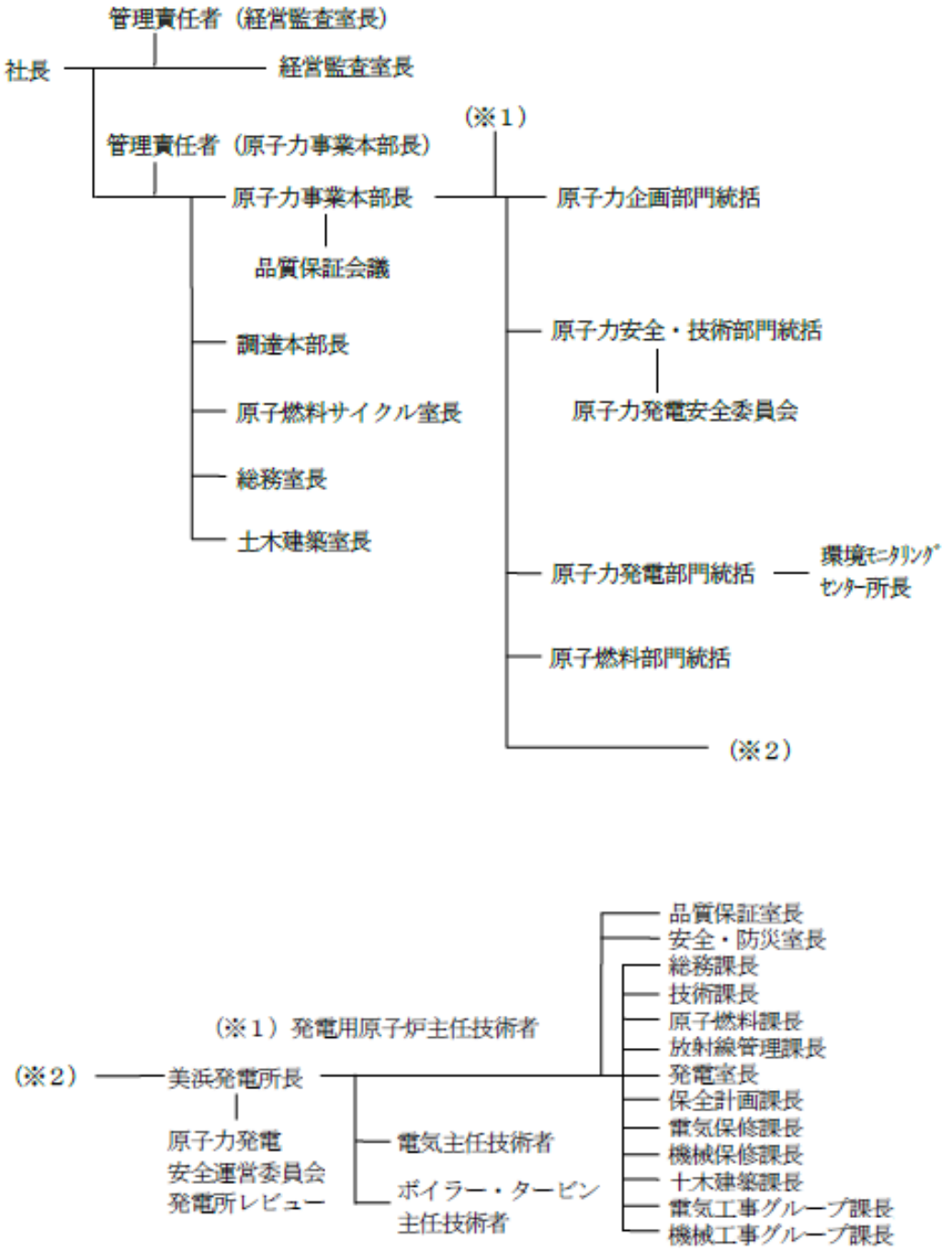
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

（2024 年 7 月 1 日現在）

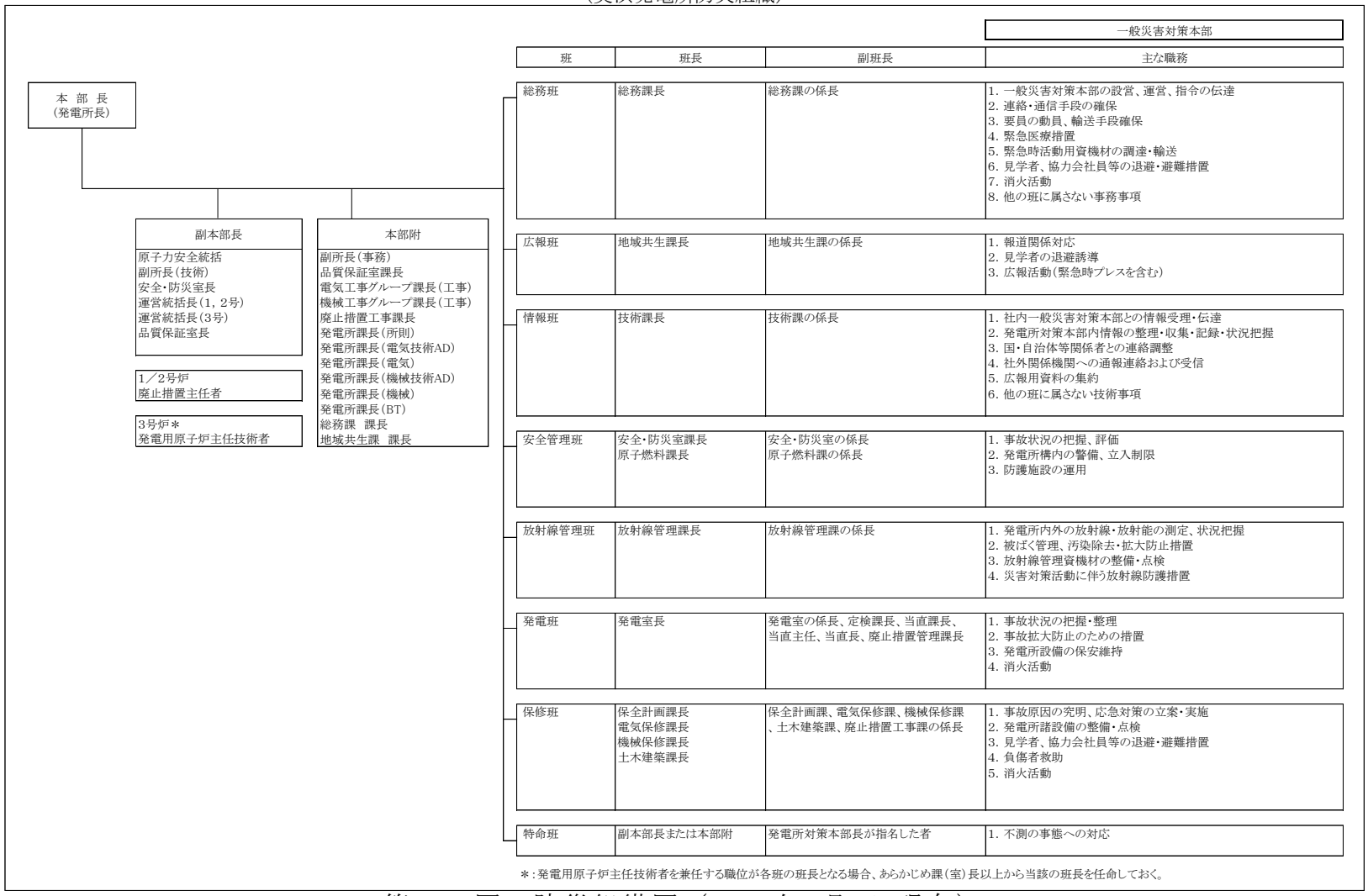
	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部 原子力企画部門	46	24 (24)	7	8	1	1	2
原子力事業本部 原子力安全・技術部門	80	23 (23)	5	3	0	0	0
原子力事業本部 原子力発電部門	136	33 (33)	3	14	3	0	6
原子力事業本部 原子燃料部門	43	19 (19)	5	13	0	0	0
美浜発電所	269	32 (32)	8	8	11	4	2
土木建築室 （原子力関係）	10	4 (4)	0	0	0	0	0

注: (　)内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が10年以上の人数を示す。



第1図　原子力関係組織図（2024年7月1日現在）

（美浜発電所防災組織）



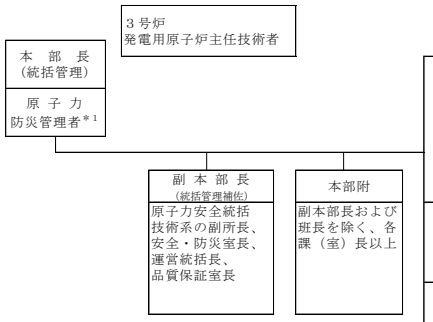
一般災害対策本部

班	班長	副班長	主な職務
総務班	総務課長	総務課の係長	1. 一般災害対策本部の設営、運営、指令の伝達 2. 連絡・通信手段の確保 3. 要員の動員、輸送手段確保 4. 緊急医療措置 5. 緊急時活動用資機材の調達・輸送 6. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7. 消火活動 8. 他の班に属さない事務事項
広報班	地域共生課長	地域共生課の係長	1. 報道関係対応 2. 見学者の退避誘導 3. 広報活動（緊急時プレスを含む）
情報班	技術課長	技術課の係長	1. 社内一般災害対策本部との情報受理・伝達 2. 発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3. 国・自治体等関係者との連絡調整 4. 社外関係機関への通報連絡および受信 5. 広報用資料の集約 6. 他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1. 事故状況の把握、評価 2. 発電所構内の警備、立入制限 3. 防護施設の運用
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1. 発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2. 被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3. 放射線管理資機材の整備・点検 4. 災害対策活動に伴う放射線防護措置
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、 当直主任、当直長、廃止措置管理課長	1. 事故状況の把握・整理 2. 事故拡大防止のための措置 3. 発電所設備の保安維持 4. 消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課 、土木建築課、廃止措置工事課の係長	1. 事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2. 発電所諸設備の整備・点検 3. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4. 負傷者救助 5. 消火活動
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1. 不測の事態への対応

＊：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－1図　防災組織図（2024年7月1日現在）

（美浜発電所警戒本部および美浜発電所原子力緊急時対策本部の組織）



班	班長*2	副班長	主な職務		人数*3
			警戒体制	原子力防災体制	
総務班	総務課長	総務課の係長	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	4
広報班	地域共生課長	地域共生係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援	2
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	2
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援	6
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援	3
発電班	発電室長	発電室の係長 定検課長（発災注） 当直課長（発災注） 当直主任（発災注）	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．初期消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．初期消火活動	16*4
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作	17
特命班	副本部長または 本部附	指名された者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応	—

発電所原子力防災組織には、「別表２５ 原子力防災組織業務の一部を委託するもの」を含む。

＊１：原子力防災管理者は、複数号機で同時に特定事象が発生した場合または特定事象に至ると判断した場合、以下の対応を行う。
・副本部長または本部附から号機ごとの指揮者を指名して必要な対応にあたらせる。
・号機ごとの対応者を明確にするよう発電所対策本部の各班長に指示する。
＊２：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。
＊３：警戒体制等発令時において標準的に配置する人数を示す。
＊４：発電班以外の要員（特重施設要員）を含む。
注１：原子力災害が発生しているユニットを担当する要員

第2－2図　原子力防災組織図（2024年7月1日現在）

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．2．3 4．2．4	文書の管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室
8．3 8．5．2	不適合の管理 是正処置等		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．5．2 8．5．3	是正処置等 未然防止処置		未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力企画部門
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．4 5．5．3 6．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．3	管理者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．4 5．6	組織の内部の情報の伝達		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1	資源の確保		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．2	要員の力量の確保および教育訓練		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子燃料部門
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	施設管理		施設管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
	廃止措置管理		廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力安全・技術部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
7．2．3 8．2．1	組織の外部の者との情報の伝達等 組織の外部の者の意見	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．3	設計開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．4 7．5．5	調達 調達物品の管理		原子力部門における調達管理通達	調達本部
7．6	監視測定のための設備の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．2．3	プロセスの監視測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．6 8．2．4	機器等の検査等		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．4 8．5．2	データの分析および評価		データ分析通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系（3/3）

＜R07.06.04追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第 1 図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 第 1 項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全・技術部門、原子力発電部門、原子燃料部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課、電気工事グループ及び機械工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、原子力防災、出入管理等に関する業務並びに重大事故等発生時及び大規模損壊発生時の体制の整備に

関する業務は安全・防災室が、火災発生時、内部溢水発生時及びその他自然災害発生時等に関する業務は保全計画課が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はその恐れがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第 2－1 図、原子力防災組織を第 2－2 図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震などの自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更及び保安規定変更等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、2024年7月1日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は584名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は269名である。

このうち、10年以上の経験年数を有する管理職が135名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における2024年7月1日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	28名（8名）
放射線取扱主任者（第１種）	46名（8名）
ボイラー・タービン主任技術者（第１種）	5名（4名）
電気主任技術者（第１種）	10名（2名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	15名（11名）

また、自然災害や重大事故等の対応として資機材の運搬等を行うこととしており、大型けん引免許等を有する技術者についても確保している。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第1表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 53 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所におい

て平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所3号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい、健全な安全文化を育成し及び維持するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第1図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、品質保証体制の実効性を維持することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力の安全を確保することの重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にするとともに、要員が健全な安全文化を育成し及び維持することに貢献できるようにする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもっ

て個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の実効性を実証する記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第1図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に及ぼす影響に応じた是正処置等を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行される

よう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

さらに、技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

6．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を 3 年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職から配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

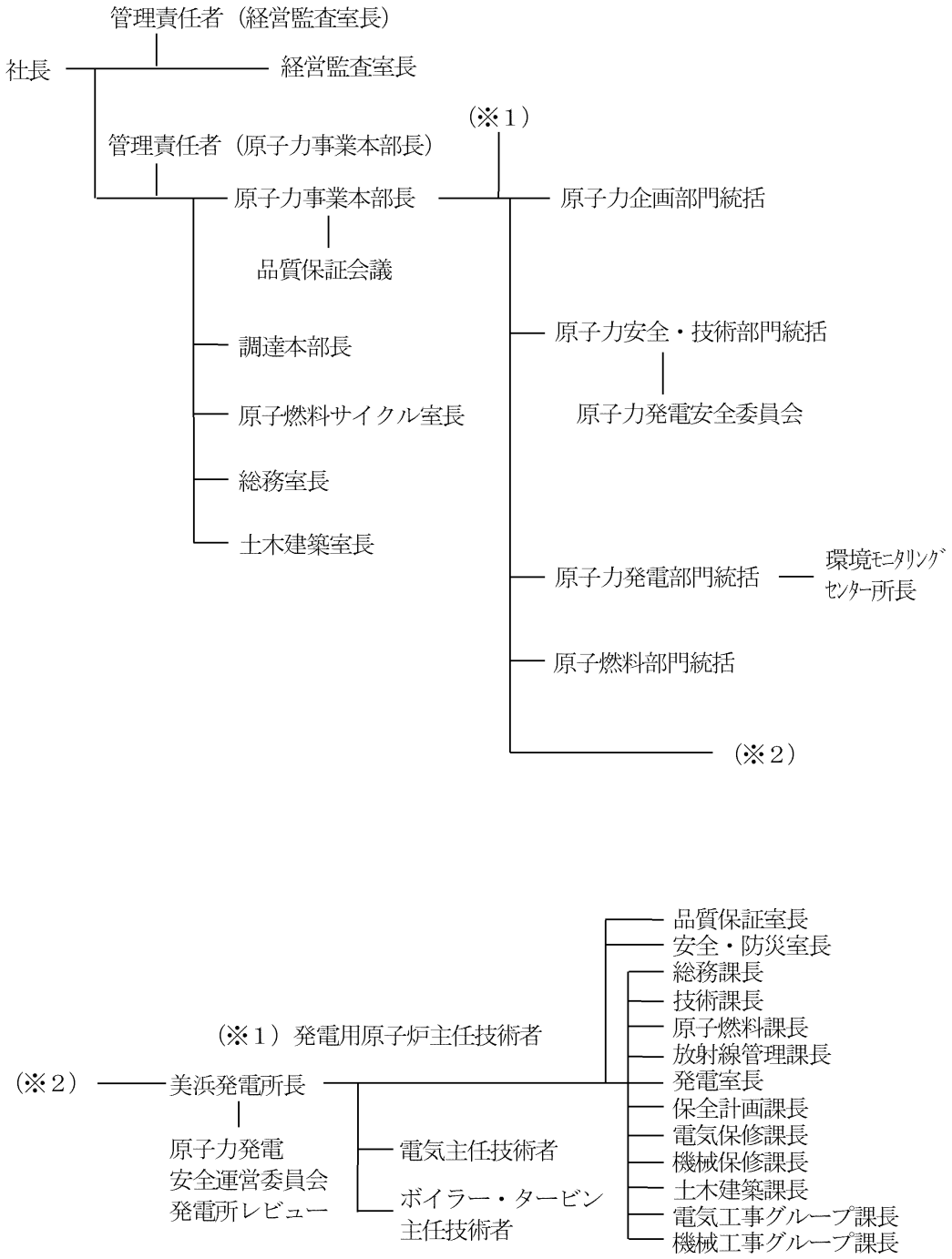
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

（2024 年 7 月 1 日現在）

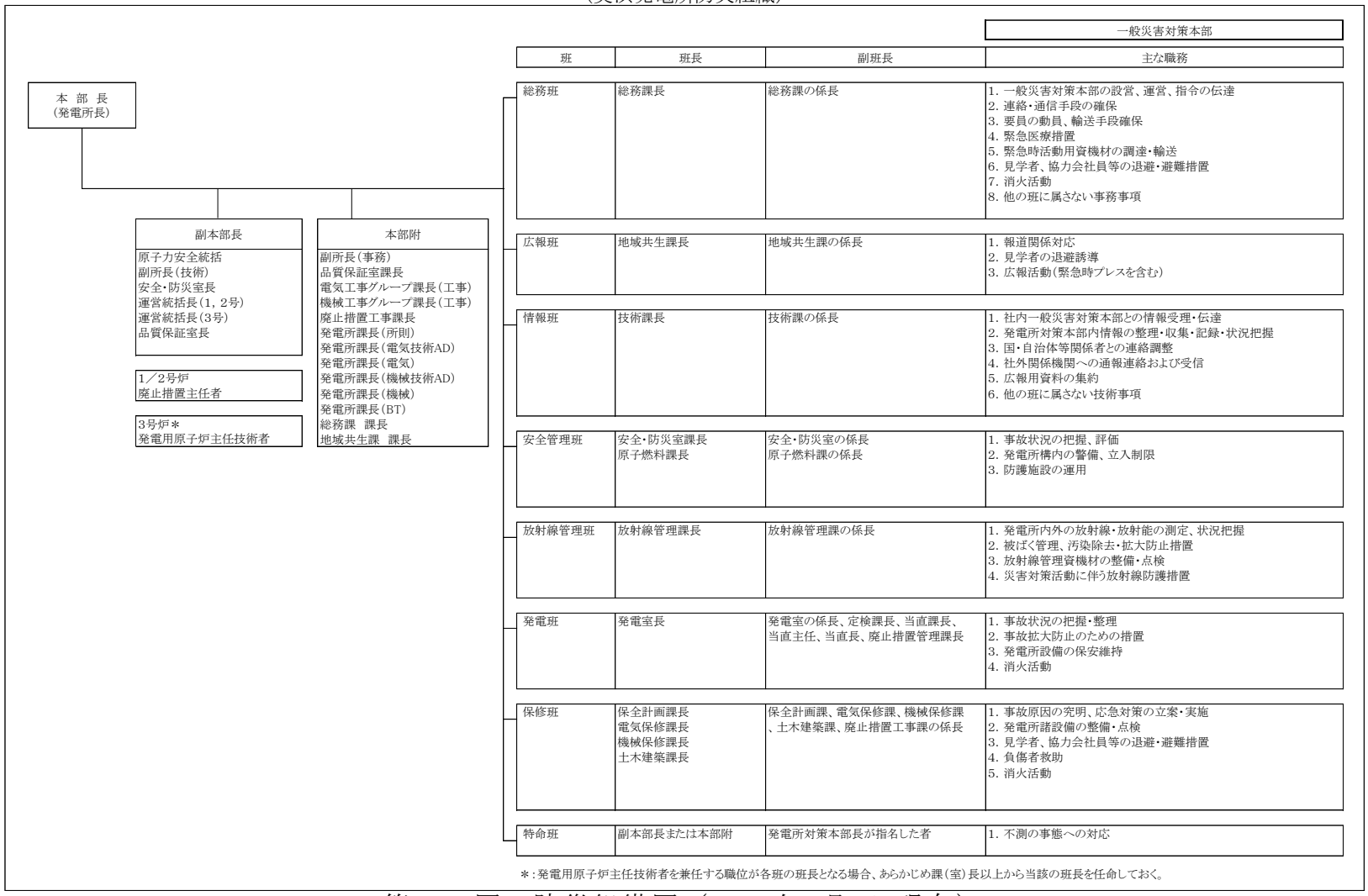
	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部 原子力企画部門	46	24 (24)	7	8	1	1	2
原子力事業本部 原子力安全・技術部門	80	23 (23)	5	3	0	0	0
原子力事業本部 原子力発電部門	136	33 (33)	3	14	3	0	6
原子力事業本部 原子燃料部門	43	19 (19)	5	13	0	0	0
美浜発電所	269	32 (32)	8	8	11	4	2
土木建築室 （原子力関係）	10	4 (4)	0	0	0	0	0

注:（ ）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が10年以上の人数を示す。



第1図　原子力関係組織図（2024年7月1日現在）

（美浜発電所防災組織）



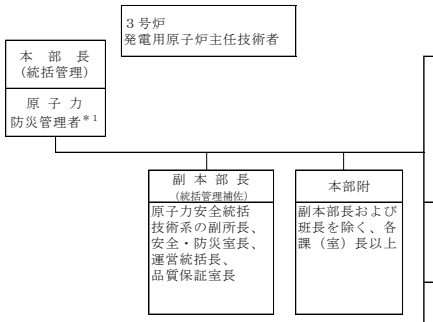
一般災害対策本部

班	班長	副班長	主な職務
総務班	総務課長	総務課の係長	1. 一般災害対策本部の設営、運営、指令の伝達 2. 連絡・通信手段の確保 3. 要員の動員、輸送手段確保 4. 緊急医療措置 5. 緊急時活動用資機材の調達・輸送 6. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7. 消火活動 8. 他の班に属さない事務事項
広報班	地域共生課長	地域共生課の係長	1. 報道関係対応 2. 見学者の退避誘導 3. 広報活動（緊急時プレスを含む）
情報班	技術課長	技術課の係長	1. 社内一般災害対策本部との情報受理・伝達 2. 発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3. 国・自治体等関係者との連絡調整 4. 社外関係機関への通報連絡および受信 5. 広報用資料の集約 6. 他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1. 事故状況の把握、評価 2. 発電所構内の警備、立入制限 3. 防護施設の運用
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1. 発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2. 被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3. 放射線管理資機材の整備・点検 4. 災害対策活動に伴う放射線防護措置
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、 当直主任、当直長、廃止措置管理課長	1. 事故状況の把握・整理 2. 事故拡大防止のための措置 3. 発電所設備の保安維持 4. 消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課 、土木建築課、廃止措置工事課の係長	1. 事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2. 発電所諸設備の整備・点検 3. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4. 負傷者救助 5. 消火活動
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1. 不測の事態への対応

＊：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第2－1図　防災組織図（2024年7月1日現在）

（美浜発電所警戒本部および美浜発電所原子力緊急時対策本部の組織）



班	班長*2	副班長	主な職務		人数*3
			警戒体制	原子力防災体制	
総務班	総務課長	総務課の係長	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	4
広報班	地域共生課長	地域共生係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援	2
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	2
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援	6
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援	3
発電班	発電室長	発電室の係長 定検課長(発災注) 当直課長(発災注) 当直主任(発災注)	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．初期消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．初期消火活動	16*4
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作	17
特命班	副本部長または 本部附	指名された者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応	—

発電所原子力防災組織には、「別表２５ 原子力防災組織業務の一部を委託するもの」を含む。

＊１：原子力防災管理者は、複数号機で同時に特定事象が発生した場合または特定事象に至ると判断した場合、以下の対応を行う。
・副本部長または本部附から号機ごとの指揮者を指名して必要な対応にあたらせる。
・号機ごとの対応者を明確にするよう発電所対策本部の各班長に指示する。
＊２：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。
＊３：警戒体制等発令時において標準的に配置する人数を示す。
＊４：発電班以外の要員（特重施設要員）を含む。
注１：原子力災害が発生しているユニットを担当する要員

第2－2図　原子力防災組織図（2024年7月1日現在）

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．2．3 4．2．4	文書の管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室
8．3 8．5．2	不適合の管理 是正処置等		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．5．2 8．5．3	是正処置等 未然防止処置		未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力企画部門
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．4 5．5．3 6．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．3	管理者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．4 5．6	組織の内部の情報の伝達		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1	資源の確保		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．2	要員の力量の確保および教育訓練		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子燃料部門
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	施設管理		施設管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
	廃止措置管理		廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力安全・技術部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
7．2．3 8．2．1	組織の外部の者との情報の伝達等 組織の外部の者の意見	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．3	設計開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．4 7．5．5	調達 調達物品の管理		原子力部門における調達管理通達	調達本部
7．6	監視測定のための設備の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．2．3	プロセスの監視測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．6 8．2．4	機器等の検査等		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．4 8．5．2	データの分析および評価		データ分析通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系（3/3）

＜R7.10.29追加＞

添　付　書　類　五

変更に係る発電用原子炉施設の設置及び運転に関する技術的能力に関する説明書

本変更に係る発電用原子炉施設の設計及び工事、並びに運転及び保守（以下「設計及び運転等」という。）のための組織、技術者の確保、経験、品質保証活動、技術者に対する教育・訓練及び有資格者等の選任・配置については次のとおりである。

１．組　　織

本変更に係る設計及び運転等は第１図に示す既存の原子力関係組織にて実施する。

これらの組織は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第43条の３の24第１項の規定に基づく美浜発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等で定められた業務所掌に基づき、明確な役割分担のもとで美浜発電所の設計及び運転等に係る業務を適確に実施する。

本変更に係る設計及び工事の業務について、設計方針については原子力事業本部の原子力安全・技術部門、原子力発電部門、原子燃料部門及び土木建築室にて定め、現場における具体的な設計及び工事の業務は美浜発電所において実施する。

本変更に係る運転及び保守の業務について、美浜発電所の発電用原子炉施設の運転に関する業務は発電室が、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務は原子燃料課、放射線管理課、保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課、電気工事グループ及び機械工事グループが、燃料管理に関する業務は原子燃料課が、放射線管理に関する業務は放射線管理課が、原子力防災、出入管理等に関する業務並びに重大事故等発生時及び大規模損壊発生時

の体制の整備に関する業務は安全・防災室が、火災発生時、内部溢水発生時及びその他自然災害発生時等に関する業務は保全計画課が実施する。

運転及び保守の業務について、自然災害や重大事故等にも適確に対処するため、あらかじめ、発電所長を本部長とした防災組織及び原子力防災組織を構築し、発生する事象に応じて対応する。

自然災害が発生した場合は防災組織として一般災害対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。また、原子力災害が発生した場合又はそのおそれがある場合は、原子力防災組織として発電所警戒本部又は発電所緊急時対策本部が設置され、平時の業務体制から速やかに移行される。

防災組織を第 2－1 図、原子力防災組織を第 2－2 図に示す。

これらの組織は、美浜発電所の組織要員により構成され、原子力防災の体制に移行したときには、本店の原子力防災組織と連携し、外部からの支援を受けることとする。

森林火災や地震等の自然災害の重畳時には、一般災害対策本部による活動となるが、自然災害から重大事故等が発生した場合、及び自然災害と重大事故等が重畳した場合、並びに重大事故等が重畳した場合には発電所緊急時対策本部にて対応することとし、重大事故等対策要員にて初動活動を行い、重畳して発生している自然災害の対応は、本部長の指示のもと、発電所緊急時対策本部の役割分担に応じて対処する。

発電用原子炉施設の保安に関する事項を審議するものとして、保安規定に基づき本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置している。原子力発電安全委員会は、法令上の手続きを要する発電用原子炉設置（変更）許可申請書本文事項の変更及び保安規定変更等を審議し、美浜発電所の原子力発電安全運営委員会は、発電所で作成すべき手順書の制定・改正等の発電用原子炉施設の保安運営に関する具体的重要事項を審議することで役割分担を明確にしている。

２．技術者の確保

(1) 技術者数

技術者とは技術系社員のことを示しており、2025 年 7 月 1 日現在、原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における技術者の人数は 600 名であり、そのうち美浜発電所における技術者の人数は 266 名である。

このうち、10 年以上の経験年数を有する管理職が 147 名在籍している。

(2) 有資格者数

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室における 2025 年 7 月 1 日現在の有資格者は次のとおりであり、そのうち美浜発電所における有資格者を括弧書きで示す。

発電用原子炉主任技術者	27 名（5 名）
放射線取扱主任者（第 1 種）	50 名（6 名）
ボイラー・タービン主任技術者（第 1 種）	8 名（7 名）
電気主任技術者（第 1 種）	8 名（2 名）
運転責任者として原子力規制委員会が定める基準に適合した者	15 名（13 名）

また、自然災害や重大事故等の対応として資機材の運搬等を行うこととしており、大型けん引免許等を有する技術者についても確保している。

原子力事業本部の各部門、美浜発電所及び土木建築室の技術者及び有資格者の人数を第 1 表に示す。現在、確保している技術者数にて本変更に係る設計及び運転等の対処が可能であるが、今後とも設計及び運転等を適切に行い、安全を確保し、円滑かつ確実な業務遂行を図るため、必要な教育及び訓練を行うとともに、採用を通じ、必要な有資格者数と技術者数を継続的に確保し、配置する。

３．経　　験

当社は、昭和 29 年以来、原子力発電に関する諸調査、諸準備等を進めるとともに、技術者を国内及び国外の原子力関係諸施設へ多数派遣し、技術的能力の蓄積に努めている。

また、昭和 45 年 11 月に美浜発電所１号炉の営業運転を開始して以来、計 11 基の原子力発電所を有し、順調な運転を行ってきた。

原子力発電所（原子炉熱出力）	営業運転の開始
美浜発電所１号炉（約 1,031MW）	昭和 45 年 11 月 28 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
２号炉（約 1,456MW）	昭和 47 年 7 月 25 日
	（平成 27 年 4 月 27 日運転終了）
３号炉（約 2,440MW）	昭和 51 年 12 月 1 日
高浜発電所１号炉（約 2,440MW）	昭和 49 年 11 月 14 日
２号炉（約 2,440MW）	昭和 50 年 11 月 14 日
３号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 1 月 17 日
４号炉（約 2,660MW）	昭和 60 年 6 月 5 日
大飯発電所１号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 3 月 27 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
２号炉（約 3,423MW）	昭和 54 年 12 月 5 日
	（平成 30 年 3 月 1 日運転終了）
３号炉（約 3,423MW）	平成 3 年 12 月 18 日
４号炉（約 3,423MW）	平成 5 年 2 月 2 日

当社は、これら原子力発電所の建設時及び改造時の設計及び工事をとおして豊富な経験を有し、技術力を維持している。

また、営業運転開始以来、計 11 基の原子力発電所において、約 54 年間運転を行っており、運転及び保守について十分な経験を有している。

本変更に関して、設計及び工事の経験として、美浜発電所において平成 13 年には3号炉の使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の変更等の工事を順次実施している。

また、美浜発電所3号炉において、耐震裕度向上工事として、平成 20 年には電気計装盤類、平成 22 年には加圧器等1次冷却系の機器及び燃料取替用水タンク、平成 23 年には原子炉盤等について工事を実施しており、設備の設計検討及び工事を継続して実施している。

更なる安全性向上の観点からアクシデントマネジメント対策として、代替再循環、代替補機冷却、格納容器内自然対流冷却及び格納容器内注水の設備改造を検討し、対策工事を実施している。

また、経済産業大臣の指示「平成 23 年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）（平成 23･03･28 原第 7 号 平成 23 年 3 月 30 日付）」に基づき実施した緊急安全対策により、空冷式非常用発電装置、電源車、消防ポンプ等の配備に関する設計検討を行い、対策工事を実施している。

運転マニュアルの改正対応や習熟訓練による運転の知識・技能の向上を図るとともに、工事に関連する保守経験を継続的に積み上げている。

また、運転の経験として、当社で発生したトラブル対応や、国内外のトラブル情報の水平展開要否に係る判断等を通じて、トラブルに関する経験や知識についても継続的に積み上げている。

さらに、重大事故等の対応の検討、対策の実施及び訓練の実施により経験や知識を継続的に積み上げている。

以上のとおり、本変更に係る同等及び類似の設計及び運転等の経験を十分に有しており、今後も継続的に経験を積み上げていく。

４．品質保証活動

設計及び運転等の各段階における品質保証活動は、原子力発電所の安全を達成、維持及び向上させるために、「原子力施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の基準に関する規則」にしたがい、健全な安全文化を育成し及び維持するための活動、関係法令及び保安規定の遵守に対する意識の向上を図るための活動を含めた品質マネジメントシステムを確立し、実施し、評価確認し、継続的改善を行うことにより実施している。

この品質マネジメントシステムに基づき品質保証活動を実施するための基本的実施事項を、「原子力発電の安全に係る品質保証規程」（以下「品質マニュアル」という。）に定めている。

(1) 品質保証活動の体制

当社における品質保証活動は、品質マニュアルに基づく社内標準を含む文書及びこれらの文書の中で明確にした記録で構成する文書体系を構築し、実施する。品質保証活動に係る文書体系を第3図に示す。

また、品質マニュアルに基づき、社長を最高責任者とし、実施部門である第１図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）における品質保証活動に係る体制及び監査部門である経営監査室における品質保証活動に係る体制を構築している。

社長は、原子力の安全のためのリーダーシップを発揮し、品質保証体制の実効性を維持することの責任と権限を有し、品質方針を設定し、原子力の安全を確保することの重要性が組織内に伝達され、理解されることを確実にするとともに、要員が健全な安全文化を育成し及び維持することに貢献できるようにする。

各業務を主管する組織の長は、品質方針にしたがい、品質保証活動の計画、実施、評価及び改善を行い、その活動結果について、実施部門の管理責任者である原子力事業本部長がマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

各業務を主管する組織の長は、業務の実施に際して、業務に対

する要求事項を満足するように定めた社内標準を含む文書に基づき、責任をもって個々の業務を実施し、要求事項への適合及び品質保証活動の実効性を実証する記録を作成し管理する。

経営監査室長は、監査部門の管理責任者として、実施部門と独立した立場で内部監査を実施し、結果をマネジメントレビューのインプットとして社長へ報告する。

社長は報告内容を基にマネジメントレビューを実施し、品質方針の見直しや品質保証活動の改善のための指示を行う。

本店の品質保証会議では、第 1 図に示す原子力関係組織（経営監査室を除く。）の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。また、美浜発電所の発電所レビューでは、美浜発電所の品質マネジメントシステムが実効性のあることを評価する。

これらのレビュー結果により保安規定や社内標準を改正する必要がある場合は、別途、原子力発電安全委員会を開催し、その内容を審議し、その審議結果は、業務へ反映させる。

(2) 本変更に係る設計及び運転等の品質保証活動

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る設計及び工事を品質マニュアルにしたがい、その重要度に応じて実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者において品質保証活動が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、製品及び役務やその重要度に応じた管理を行う。なお、許認可申請等に係る解析業務を調達する場合は、通常の調達要求事項に加え、特別な調達管理を行う。各業務を主管する組織の長は、検査及び試験等により調達製品が要求事項を満足していることを確認する。

各業務を主管する組織の長は、本変更に係る運転及び保守を適確に遂行するため、品質マニュアルにしたがい、関係法令等の要求事項を満足するよう個々の業務を計画し、実施し、評価を行い、継続的に改善する。また、製品及び役務を調達する場合は、設計及び工事と同様に管理する。

各業務を主管する組織の長は、設計及び運転等において不適合

が発生した場合、不適合を除去し、再発防止のために原因を特定した上で、原子力安全に及ぼす影響に応じた是正処置等を実施する。また、製品及び役務を調達する場合は、供給者においても不適合管理が適切に遂行されるよう要求事項を提示し、不適合が発生した場合には、各業務を主管する組織の長はその実施状況を確認する。

上記のとおり、品質マニュアルを定めた上で、品質保証活動に必要な文書を定め、調達管理を含めた品質保証活動に関する計画、実施、評価及び改善を実施する仕組み及び役割を明確化した体制を構築している。

５．教育・訓練

技術者は、原則として入社後一定期間、当社原子力研修センター、原子力発電所等において、原子力発電所の仕組み、放射線管理等の基礎教育・訓練並びに機器配置及びプラントシステム等の現場教育・訓練を受け、各職能、目的に応じた基礎知識を習得する。

技術者の教育・訓練は、当社原子力研修センターのほか、国内の原子力関係機関（国立研究開発法人日本原子力研究開発機構、株式会社原子力発電訓練センター等）において、各職能、目的に応じた実技訓練や机上教育を計画的に実施し、一般及び専門知識・技能の習得及び習熟に努めている。

また、美浜発電所においては、原子力安全の達成に必要な技術的能力を維持・向上させるため、保安規定に基づき、対象者、教育内容、教育時間等について教育の実施計画を立て、それにしたがって教育を実施する。

さらに、技術者、事務系社員及び協力会社社員に対しては、各役割に応じた自然災害等発生時、重大事故等発生時、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の対応に必要となる技能の維持と知識の向上を図るため、計画的かつ継続的に教育・訓練を実施する。

６．有資格者等の選任・配置

発電用原子炉主任技術者は、原子炉主任技術者免状を有する者のうち、発電用原子炉施設の施設管理に関する業務、運転に関する業務、設計に係る安全性の解析及び評価に関する業務、燃料体の設計又は管理に関する業務の実務経験を３年以上有する者の中から職務遂行能力を考慮した上で発電用原子炉ごとに選任する。

発電用原子炉主任技術者は、発電用原子炉施設の運転に関し保安の監督を誠実かつ最優先に行い、保安のための職務が適切に遂行できるよう独立性を確保した上で、本店の保安に関する管理職から配置する。

本店の保安に関する管理職が、発電所の他の職位と兼務する場合は、兼務する職位としての判断と発電用原子炉主任技術者としての判断が相反しない職位とするとともに、相反性を確実に排除させる措置を講じる。

発電用原子炉主任技術者不在時においても、発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な指示ができるよう、代行者を発電用原子炉主任技術者の選任要件を満たす管理職から選任し、職務遂行に万全を期している。

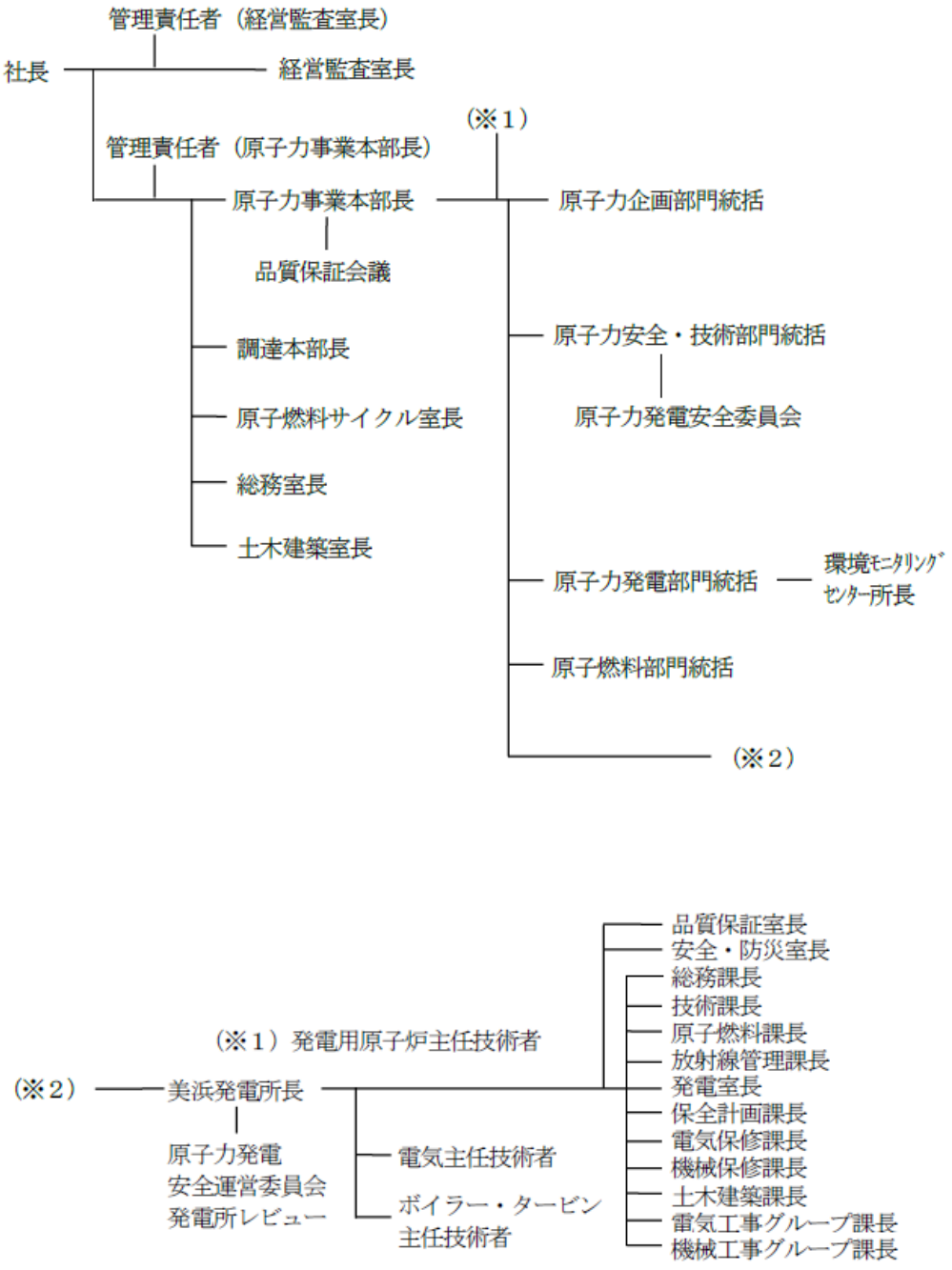
運転責任者は、原子力規制委員会が定める基準に適合した者の中から選任し、原子炉の運転を担当する当直の責任者である当直課長の職位としている。

第１表　原子力事業本部、美浜発電所及び土木建築室の技術者の人数

（2025 年 7 月 1 日現在）

	技術者の総人数	技術者のうち管理職の人数	技術者のうち有資格者の人数				
			発電用原子炉主任技術者有資格者の人数	第１種放射線取扱主任者有資格者の人数	運転責任者の基準に適合した者の人数	第１種ボイラー・タービン主任技術者有資格者の人数	第１種電気主任技術者有資格者の人数
原子力事業本部 原子力企画部門	50	26 (26)	3	3	0	1	2
原子力事業本部 原子力安全・技術部門	79	23 (23)	4	5	0	0	0
原子力事業本部 原子力発電部門	131	33 (33)	9	21	2	0	4
原子力事業本部 原子燃料部門	42	20 (20)	6	15	0	0	0
美浜発電所	266	31 (31)	5	6	13	7	2
土木建築室 （原子力関係）	32	14 (14)	0	0	0	0	0

注:（ ）内は、管理職のうち、技術者としての経験年数が 10 年以上の人数を示す。



第１図　原子力関係組織図（2025 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所防災組織）



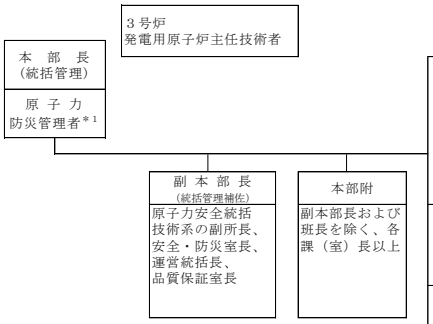
一般災害対策本部

班	班長	副班長	主な職務
総務班	総務課長	総務課の係長	1. 一般災害対策本部の設営、運営、指令の伝達 2. 連絡・通信手段の確保 3. 要員の動員、輸送手段確保 4. 緊急医療措置 5. 緊急時活動用資機材の調達・輸送 6. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7. 消火活動 8. 他の班に属さない事務事項
広報班	地域共生課長	地域共生課の係長	1. 報道関係対応 2. 見学者の退避誘導 3. 広報活動（緊急時プレスを含む）
情報班	技術課長	技術課の係長	1. 社内一般災害対策本部との情報受理・伝達 2. 発電所対策本部内情報の整理・収集・記録・状況把握 3. 国・自治体等関係者との連絡調整 4. 社外関係機関への通報連絡および受信 5. 広報用資料の集約 6. 他の班に属さない技術事項
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1. 事故状況の把握、評価 2. 発電所構内の警備、立入制限 3. 防護施設の運用
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1. 発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2. 被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3. 放射線管理資機材の整備・点検 4. 災害対策活動に伴う放射線防護措置
発電班	発電室長	発電室の係長、定検課長、当直課長、 当直主任、当直長、廃止措置管理課長	1. 事故状況の把握・整理 2. 事故拡大防止のための措置 3. 発電所設備の保安維持 4. 消火活動
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課 、土木建築課、廃止措置工事課の係長	1. 事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2. 発電所諸設備の整備・点検 3. 見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4. 負傷者救助 5. 消火活動
特命班	副本部長または本部附	発電所対策本部長が指名した者	1. 不測の事態への対応

＊：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。

第 2－1 図　防災組織図（2025 年 7 月 1 日現在）

（美浜発電所警戒本部および美浜発電所原子力緊急時対策本部の組織）



班	班長*2	副班長	主な職務		人数*3
			警戒体制	原子力防災体制	
総務班	総務課長	総務課の係長	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	1．対策本部の設営、運営、指令の伝達 2．連絡・通信手段の確保 3．要員の動員、輸送手段確保 4．原子力災害医療措置 5．緊急時活動用資機材の調達・輸送 6．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 7．初期消火活動 8．他の班に属さない事務事項	4
広報班	地域共生課長	地域共生係長	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動	1．報道関係対応 2．見学者の退避誘導 3．広報活動 4．原子力防災センターにおける活動の支援	2
情報班	技術課長	技術課の係長	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所警戒本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	1．社内対策本部との情報受理・伝達 2．発電所対策本部内情報の整理・収集･記録･状況把握 3．国・地方公共団体等関係者との連絡調整 4．社外関係機関への通報連絡および受信 5．広報用資料の集約 6．他の班に属さない技術事項	2
安全管理班	安全・防災室課長 原子燃料課長	安全・防災室の係長 原子燃料課の係長	1．事故状況の把握、評価 2．発電所構内の警備、立入制限 3．防護施設の運用	1．原子力災害合同対策協議会との情報交換 2．事故状況の把握、評価 3．事故時影響緩和操作の検討 4．発電所構内の警備、立入制限 5．防護施設の運用 6．原子力防災センターにおける活動の支援	6
放射線管理班	放射線管理課長	放射線管理課の係長	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置	1．発電所内外の放射線・放射能の測定、状況把握 2．被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置 3．放射線管理資機材の整備・点検 4．災害対策活動に伴う放射線防護措置 5．原子力防災センターにおける活動の支援	3
発電班	発電室長	発電室の係長 定検課長(発災注1) 当直課長(発災注1) 当直主任(発災注1)	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．初期消火活動	1．事故状況の把握・整理 2．事故拡大防止のための措置 3．発電所設備の保安維持 4．原子力災害合同対策協議会における情報収集 5．初期消火活動	16*4
保修班	保全計画課長 電気保修課長 機械保修課長 土木建築課長	保全計画課、電気保修課、機械保修課、土木建築課の係長	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動	1．事故原因の究明、応急対策の立案・実施 2．発電所諸設備の整備・点検 3．見学者、協力会社員等の退避・避難措置 4．負傷者救助 5．初期消火活動 6．遠隔操作が可能な装置等の操作	17
特命班	副本部長または本部附	指名された者	1．不測の事態への対応	1．不測の事態への対応	—

発電所原子力防災組織には、「別表２５ 原子力防災組織業務の一部を委託するもの」を含む。

＊１：原子力防災管理者は、複数号機で同時に特定事象が発生した場合または特定事象に至ると判断した場合、以下の対応を行う。
・副本部長または本部附から号機ごとの指揮者を指名して必要な対応にあたらせる。
・号機ごとの対応者を明確にするよう発電所対策本部の各班長に指示する。
＊２：発電用原子炉主任技術者を兼任する職位が各班の班長となる場合、あらかじめ課（室）長以上から当該の班長を任命しておく。
＊３：警戒体制等発令時において標準的に配置する人数を示す。
＊４：発電班以外の要員（特重施設要員）を含む。
注１：原子力災害が発生しているユニットを担当する要員

第２－２図　原子力防災組織図（2025年７月１日現在）

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．2．3 4．2．4	文書の管理 記録の管理	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．2．2	内部監査		原子力部門における内部監査通達	経営監査室
8．3 8．5．2	不適合の管理 是正処置等		不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
8．5．2 8．5．3	是正処置等 未然防止処置		未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(1/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
4．1	重要度分類	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	グレード分け通達	原子力事業本部 原子力企画部門
4．1	安全文化		安全文化通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．4 5．5．3 6．2	品質目標		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．3	管理者		原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
5．5．4 5．6	組織の内部の情報の伝達		内部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1	資源の確保		要員・組織計画通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．2	要員の力量の確保および教育訓練		教育・訓練通達	原子力事業本部 原子力企画部門
6．1 7．1 7．2 7．5 7．6 8．2．4	運転管理		運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	燃料管理		原子燃料管理通達	原子力事業本部 原子燃料部門
	放射性廃棄物管理		放射性廃棄物管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	放射線管理		放射線管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	施設管理		施設管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	非常時の措置		非常時の措置通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
	廃止措置管理		廃止措置管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
	その他		安全管理通達	原子力事業本部 原子力安全・技術部門
			原子燃料サイクル通達	原子力事業本部 原子燃料部門
			火災防護通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力技術業務要綱	原子力事業本部 原子力安全・技術部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系(2/3)

品質マネジメントシステム計画関連条項	項　目	社内標準名		所管箇所
		1次文書	2次文書	
7．2．3 8．2．1	組織の外部の者との情報の伝達等 組織の外部の者の意見	原子力発電の安全に係る品質保証規程※1	外部コミュニケーション通達	原子力事業本部 原子力発電部門
7．3	設計開発		設計・開発通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			原子力部門における文書・記録管理通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．4 7．5．5	調達 調達物品の管理		原子力部門における調達管理通達	調達本部
7．6	監視測定のための設備の管理		監視機器・測定機器管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．2．3	プロセスの監視測定		品質目標通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			原子力部門における内部監査通達	経営監査室
			運転管理通達	原子力事業本部 原子力発電部門
			不適合管理および是正処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
			未然防止処置通達	原子力事業本部 原子力企画部門
7．6 8．2．4	機器等の検査等		検査・試験通達	原子力事業本部 原子力発電部門
8．4 8．5．2	データの分析および評価		データ分析通達	原子力事業本部 原子力企画部門

※1：原子力発電の安全に係る品質保証規程の所管箇所は、原子力事業本部、総務室及び経営監査室である。

第3図　品質保証活動に係る文書体系（3/3）

添　付　書　類　六

変更に係る発電用原子炉施設の場所に関する気象、地盤、水理、地震、社会環境等の状況に関する説明書

目　次

項　目

1. 地　盤 ……6-1-1
1.1 敷地の概況 ……6-1-1
1.2 調査の経緯 ……6-1-2
1.3 敷地周辺の地質・地質構造 ……6-1-3
1.4 敷地近傍の地質・地質構造 ……6-1-108
1.5 敷地の地質・地質構造 ……6-1-134
1.6 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地質・地質構造及び地盤 ……6-1-139
1.7 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地盤の安定性評価 ……6-1-160
1.8 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質・地質構造及び地盤……6-1-171
1.9 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地盤の安定性評価 ……6-1-184
1.10 地質調査に関する実証性 ……6-1-191
1.11 参考文献 ……6-1-193
2. 水　理 ……6-2-1
2.1 陸　水 ……6-2-1
2.2 海　象 ……6-2-2
2.3 利水計画 ……6-2-4
3. 気　象 ……6-3-1
3.1 美浜地方の気象 ……6-3-1
3.2 最寄りの気象官署等の資料による一般気象 ……6-3-3
3.3 敷地における気象観測 ……6-3-5

3.4　敷地における気象観測結果 ……6-3-7
3.5　安全解析に使用する気象条件 ……6-3-13
3.6　参考文献 ……6-3-20
4.　地　　震 ……6-4-1
4.1　概要 ……6-4-1
4.2　敷地周辺の地震発生状況 ……6-4-2
4.3　地震の分類 ……6-4-6
4.4　敷地地盤の振動特性 ……6-4-8
4.5　基準地震動Ss ……6-4-10
4.6　参考文献 ……6-4-22
5.　社会環境 ……6-5-1
5.1　人口分布 ……6-5-1
5.2　付近の部落および特殊施設 ……6-5-2
5.3　産業活動 ……6-5-3
5.4　交　　通 ……6-5-5
5.5　外部火災影響施設 ……6-5-6
5.6　参考文献 ……6-5-7
6.　津　　波 ……6-6-1
6.1　敷地周辺に影響を及ぼした過去の津波 ……6-6-1
6.2　基準津波の策定 ……6-6-2
6.3　津波に対する安全性 ……6-6-28
6.4　参考文献 ……6-6-30
7.　火　　山 ……6-7-1
7.1　検討の基本方針 ……6-7-1
7.2　原子力発電所に影響を及ぼし得る火山の抽出 ……6-7-2
7.3　運用期間における火山活動に関する個別評価 ……6-7-4
7.4　設計対応が不可能な火山事象の評価 ……6-7-15
7.5　火山事象の影響評価 ……6-7-17
7.6　参考文献 ……6-7-26
8.　竜　　巻 ……6-8-1

8.1　竜巻 ……6-8-1
8.2　参考文献 ……6-8-12
9.　生　　物 ……6-9-1
9.1　海生生物 ……6-9-1
9.2　植生 ……6-9-1

1. 地盤

1.1 敷地の概況

美浜発電所敷地は、東径135° 58′ 、北緯35° 42′ 、敦賀駅の西北約12km、福井市の南西約45kmの位置にあり、福井県三方郡美浜町に属する。

敷地は、敦賀半島西側北端の丹生湾の最奥部にあたり、面積は約560,000m^{2}である。敷地の大部分は丘陵地で、東側は丹生湾に面している。３号炉の南東それぞれ350mおよび250mの位置に１号炉および２号炉がある。

1.2 調査の経緯

敷地周辺、敷地近傍及び敷地の調査については、以下のとおり実施した。

なお、敷地周辺及び敷地近傍の調査は、日本原子力発電株式会社（以下「日本原電」という。）及び国立研究開発法人日本原子力研究開発機構（以下「原子力機構」という。）と協調して実施し、調査結果を共有し、以下の評価に用いた。

1.2.1 敷地周辺の調査

敷地周辺の地質及び地質構造を把握するため、陸域については、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、ボーリング調査、トレンチ調査、段丘面調査、離水生物遺骸調査及び物理探査を実施した。また、海域については、文献調査の他、海上音波探査、他機関によって実施された海上音波探査記録の再解析等を行い、地質・地質構造の検討を実施した。

1.2.2 敷地近傍の調査

敷地近傍の地質・地質構造を把握するため、敷地を中心とする半径約5km の範囲について、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、ボーリング調査、トレンチ調査、海上音波探査等を実施し、地質・地質構造の検討を実施した。

1.2.3 敷地の調査

敷地の地質・地質構造を把握するため、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、ボーリング調査等を実施し、地質・地質構造の検討を実施した。

1.2.4 原子炉施設設置位置付近の調査

原子炉施設設置位置付近の基礎地盤の性状及び地質・地質構造を把握するためボーリング調査、試掘坑調査等を実施した。

その結果、原子炉施設設置位置は、原子力発電所の設置に十分適していることを確認した。

1.3 敷地周辺の地質・地質構造

1.3.1 調査内容

1.3.1.1 文献調査

敷地周辺の陸域の地形及び地質・地質構造に関する主要な文献としては、通商産業省工業技術院地質調査所（現　国立研究開発法人産業技術総合研究所地質調査総合センター、以下「地質調査所」という。）発行の 5 万分の 1 地質図幅「近江長浜」(1956)[1]、「鋸崎」(1957a)[2]、「小浜」(1957b)[3]、「熊川」(1998)[4]、「敦賀」(1999)[5]、「横山」(2000)[6]、「竹生島」(2001)[7]、「西津」(2002)[8]、「福井」(2007)[9]及び「今庄及び竹波」(2013)[10]、20 万分の 1 地質図幅「宮津（第 2 版）」(2022)[11]、「岐阜」(1992a)[12]及び「金沢」(1999)[13]、50 万分の 1 地質図幅「岡山」(1973)[14]、「金沢（第 2 版）」(1974)[15]及び「京都（第 4 版）」(1982)[16]、50 万分の 1 活構造図「岡山」(1985a)[17]、「金沢」(1985b)[18]、及び「京都（第 2 版）」(2002)[19]、200 万分の 1 地質編集図「日本活断層図」(1978)[20]、「全国主要活断層活動確率地図」(2005)[21]、10 万分の 1 構造図「柳ケ瀬－養老断層系ストリップマップ」(1994)[22]、100 万分の 1「日本地質図（第 3 版）」(1992)[23]、20 万分の 1「日本シームレス地質図」(2014)[24]並びに同所編の「日本地質アトラス（第 2 版）」(1992b)[25]、経済企画庁（現　内閣府）発行の 20 万分の 1 土地分類図「福井県」(1974)[26]、国土庁（現国土交通省）発行の 20 万分の 1 土地分類図「滋賀県」(1975a)[27]及び「岐阜県」(1975b)[28]、福井県建設技術公社発行の 10 万分の 1「福井県地質図（2010 年版）」(2010)[29]、国土開発技術研究センター発行の 20 万分の 1「近畿地方土木地質図」(2003)[30]等がある。

この他、活断層の分布等を示したものとして、活断層研究会編「新編　日本の活断層」(1991)[31]、岡田・東郷編「近畿の活断層」(2000)[32]、池田他編「第四紀逆断層アトラス」(2002)[33]、今泉他編「活断層詳細デジタルマップ［新編］」(2018)[34]、国土地理院発行の 2.5 万分の 1 都市圏活断層図「京都西北部」(1996a)[35]、「京都東北部（第 2 版）」(2009)[36]、「京都東南部」(1996b)[37]、「福井」

(2001)[38]、「大垣」(2005a)[39]、「敦賀」(2005b)[40]、「熊川」(2005c)[41]、「長浜」(2005d)[42]及び「北小松」(2005e)[43]、「三方」(2012a)[44]、同院技術資料である「三方断層帯とその周辺「三方」解説書」(2012b)[45]、地震調査研究推進本部地震調査委員会（以下「地震調査委員会」という。）による全国の主要活断層を対象とした「活断層の長期評価」[46][47][48][49][50]等がある。

敷地周辺の海域の地形及び地質・地質構造に関する主要な文献としては、海上保安庁水路部（現　海上保安庁海洋情報部）発行の 5 万分の 1 沿岸の海の基本図「若狭湾東部」(1980a)[51]及び「若狭湾西部」(1980b)[52]並びに沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」(2004)[53]、地質調査所発行の 20 万分の 1 海洋地質図「ゲンタツ瀬海底地質図」(2000)[54]、「経ヶ岬(きょうがみさき)沖海底地質図」(1993)[55]、100 分の 1 海洋地質図「日本海中部海域広域海底地質図」(1981)[56]並びに同所編「日本地質アトラス（第 2 版）」(1992b)[25]、活断層研究会編「新編　日本の活断層」(1991)[31]、地震調査委員会の「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）－近畿地域・北陸地域北方沖－」(2025)[190]等がある。

敷地周辺の重力異常に関する主要な文献としては、地質調査所発行の「10 万分の 1　福井地域重力構造図」(2006)[57]並びに地質調査総合センター発行の「日本重力 CD-ROM 第 2 版」(2004)[58]及び「日本重力データベース」(2013)[59]、河野・古瀬「100 万分の 1 日本列島重力異常図」(1989)[60]、山本・志知「日本列島重力アトラス　西南日本および中央日本」(2004)[61]等がある。

地殻変動に関する主要な文献としては、鷺谷(2002)[62]等がある。

これらの主要な文献のほか、研究論文、学会誌等の論文についても調査を実施した。これらの文献により、敷地周辺の地形及び地質・地質構造の概要を把握した。

1.3.1.2 地質・地質構造の調査

(1) 敷地周辺陸域の調査

文献調査の結果を踏まえて、発電所を中心とする半径約 30km の

範囲の陸域（以下「敷地周辺陸域」という。）及びその周辺の陸域において、変動地形学的調査、地表地質調査等を実施し、地質・地質構造を検討した。

変動地形学的調査としては、主に国土地理院で撮影された縮尺 1 万分の 1、2 万分の 1 及び 4 万分の 1 の空中写真並びに同院発行の縮尺 2 万 5 千分の 1 及び 5 万分の 1 の地形図等を使用して空中写真判読等を行った。空中写真判読においては、敷地周辺陸域の地質・地質構造を考慮して作成した変動地形・リニアメント判読基準を用いて、変動地形学的視点により変動地形の可能性がある地形を抽出し、必要に応じてその詳細を航空レーザー測量等により検討した。

地表地質調査等としては、変動地形学的調査に使用した空中写真、地形図及び変動地形の可能性がある地形の分布図を使用し、日本原電及び原子力機構において実施されたデータも含めて地質・地質構造の検討を行い、敷地周辺陸域の地質図、地質断面図等を作成した。変動地形の可能性がある地形の周辺については、稠密な地表踏査を実施し、必要に応じてトレンチ調査、ピット調査、ボーリング調査、剥ぎ取り調査及び反射法地震探査を行い、地質・地質構造の検討を行った。また、露頭で粘土状破砕部が確認された場合には、ブロックサンプリングを行い、研磨片・岩石薄片を作成するとともに変形組織の観察及び条線観察を行い、最新活動時の運動センスと現在の広域応力場における運動センスとの関係を比較検討した。変形組織の観察に当たっては、狩野・村田(1998)[63]を参考にした。

越前海岸付近において、段丘面調査及び離水生物遺骸調査を行い、断層の活動性、活動時期及び単位変位量の検討を行うとともに、粟田(1999)[64]及び松田他(1980)[65]を参考に、単位変位量から想定される断層長さを検討した。

これらの調査結果に基づき、原縮尺 2 万 5 千分の 1 の地形調査結果図、地質図、地質断面図等を作成した。

(2) 敷地周辺海域の調査

文献調査の結果によると、敷地を中心とする半径約 30km の範囲

の海域（以下「敷地前面海域」という。）及びその周辺の海域（以下「敷地周辺海域」という。）において、地質調査所、海上保安庁水路部等によって詳細な調査が実施されており、これらの海上音波探査記録の再解析を行った。

当社は、海底の地形及び地質・地質構造に関する資料を得るため、敷地前面海域において海上音波探査、海底地形調査及び海上ボーリング調査を実施した。また、日本原電及び原子力機構においても詳細な調査が実施されており、これら海上音波探査記録等もあわせて地質・地質構造の検討を行った。

海上音波探査の測線図を第 1.3.1 図に示す。なお、図中の動力炉・核燃料開発事業団及び独立行政法人日本原子力研究開発機構は、国立研究開発法人日本原子力研究開発機構の前身である。（以下同様）

1.3.2 敷地周辺の調査結果

敷地を中心とする半径約 30km の範囲及びその周辺における地形及び地質・地質構造は、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、海上音波探査等の結果によると以下のとおりである。

1.3.2.1 敷地周辺の地形

敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地形図を第 1.3.2 図に示す。

敷地周辺陸域は福井県の中央付近にあり、南部及び東部は滋賀県及び岐阜県の一部が含まれる。北西側は若狭湾に、南側の一部は琵琶湖に面している。

敷地周辺陸域の地形は、主として丹生（にゅう）山地及び南条（なんじょう）山地からなる地域並びに野坂山地及び伊吹（いぶき）山地からなる地域に区分される。

敷地前面海域の海底面は概ね NE－SW 方向に延びる水深約 120m～約 130m 付近の傾斜変換線を境として、それ以浅の大陸棚及びそれ以深の斜面とそれに続く平坦な縁辺台地（岩淵(1973)[66]）に分けられる。

敷地は、敦賀半島の西側に位置し、若狭湾に面している。敦賀半島

の東側には敦賀湾が広がる。

(1) 丹生山地及び南条山地からなる地域

本地域は、起伏の緩やかな丹生山地及び南条山地と武生盆地等の低地からなる。

丹生山地は本地域の北西部に位置し、南条山地は本地域の南東部に位置している。両山地は明瞭な境をなさずに稜線を連ねている。稜線の標高は約 300m～約 800m で、主な山は六所山（標高 698m）、日野山（標高 794m）、唐木岳（標高 738m）、ホノケ山（標高 737m）、船ヶ洞山（標高 808m）等である。中央部には日野川が北流している。丹生山地の東側には福井平野～武生盆地があり、福井平野の北側に加越台地、東側に加賀越前山地～越前中央山地が位置している。

若狭湾に面する海岸は、直線的な海岸で、越前岬、干飯崎等の岬からなる。この海岸に沿って海成段丘が分布し、海成段丘面の分布標高から、東方に傾き下る傾動が推定される。また、丹生山地は干飯崎以南では西麓が急峻であり、六所山から福井平野及び武生盆地に向かい標高が徐々に低下しており、山地の地形からも東方に傾き下る傾動が推定される。

(2) 野坂山地及び伊吹山地からなる地域

本地域は、やや起伏の大きな野坂山地及び伊吹山地と敦賀平野等の低地からなる。北側の南条山地とは、福井県と岐阜県及び福井県と滋賀県の境界をなす分水嶺により区分される。

野坂山地は、本地域の中部から西部に位置する。主要な稜線の標高は約 700m～約 1,000m 程度で、主な山は雲谷山（標高 786m）、野坂岳（標高 914m）、三重嶽（標高 974m）、乗鞍岳（標高 865m）等である。

伊吹山地は、本地域の東部に位置し、西側の野坂山地とは余呉川及びその北方の河谷により境される。稜線の標高は約 1,100m～約 1,300m で、主な山は三周ヶ岳（標高 1,292m）、横山岳（標高 1,132m）等である。

若狭湾に面する海岸は複雑に入り組むリアス海岸で、敦賀半島、常神半島等の幾つかの半島と敦賀湾等の小湾からなる。これらの湾奥には敦賀平野や三方五湖南方等の低地が分布している。

(3) 海底地形

敷地前面海域に分布する大陸棚の幅は、南部では最大約 20km に達しており、北部に向かってしだいに狭くなり、越前岬沖では約 2km となる。また、大陸棚の海底面は、全般的に起伏に乏しく、約 2/1,000～約 4/1,000 の勾配で沖合に向かって緩やかに傾斜している。敦賀半島の北方及び西方沖では、トークリ、大グリ等の礁や堆が点在する。また、陸域近傍では急傾斜地形が見られ、干飯崎付近から南条郡南越前町大谷付近に至る区間の越前海岸及び敦賀半島周辺の沿岸部は、それぞれ最大約 60/1,000 及び最大約 50/1,000 の勾配で急傾斜を示し、沖合側の大陸棚の平坦面と接している。

縁辺台地は、大陸棚から比高約 70m～約 80m の斜面を経て水深約 200m 以深に発達し、約 2/1,000～約 5/1,000 の勾配で北西方向に向かって緩やかに傾斜している。海底面は、最深部が水深約 280m に達している。

1.3.2.2 敷地周辺の地質

敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地質図を第 1.3.3 図に、敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地質断面図を第 1.3.4 図に示す。

(1) 敷地周辺陸域の地質

敷地周辺陸域及びその周辺における陸域の地質層序表を第 1.3.1 表に示す。

丹生山地及び南条山地からなる地域では、北部と南部で地層の分布に違いが見られる。北部にはペルム紀に形成された唐木岳層及び東俣層、ジュラ紀に貫入した船津花崗岩類、白亜紀に形成された足羽層群、白亜紀～古第三紀に形成された面谷流紋岩類、白亜紀～古第三紀に貫入した丹生花崗岩、古第三紀～新第三紀に形成された西谷流紋岩類、並びに新第三紀に形成された糸生層、竹田層、国見

層、荒谷層、市ノ瀬層、国見岳安山岩等が分布し、南部には石炭紀～ジュラ紀に形成された美濃－丹波帯中・古生層が分布する。本地域の若狭湾に面する海岸沿い及び丹生山地には海成段丘堆積物及び河成段丘堆積物が分布し、河川沿いには古期扇状地堆積物及び新期扇状地堆積物が分布する。また、武生盆地には沖積層が分布する。

野坂山地及び伊吹山地からなる地域には石炭紀～ジュラ紀に形成された美濃－丹波帯中・古生層が広く分布し、野坂山地中部及び敦賀半島には白亜紀～古第三紀に貫入した江若花崗岩及び白亜紀に貫入した雲谷山花崗岩が、伊吹山地には白亜紀に貫入した貝月山花崗岩が、野坂山地北東部には新第三紀に貫入した鉢伏山花崗岩が分布する。三方五湖南方及び琵琶湖西方の山麓部には第四紀に形成された能登野層及び古琵琶湖層群が、河川沿いには河成段丘堆積物、古期扇状地堆積物及び新期扇状地堆積物が分布する。敦賀平野や三方五湖南方等には沖積層が分布する。

a. 中・古生界

(a) 美濃－丹波帯中・古生層

美濃－丹波帯中・古生層は、南条山地、伊吹山地及び野坂山地に広く分布する。本層は東俣層とは断層で接し、江若花崗岩、雲谷山花崗岩、貝月山花崗岩及び鉢伏山花崗岩に貫入され、面谷流紋岩類、西谷流紋岩類、糸生層、能登野層及び古琵琶湖層群に不整合に覆われている。

本層は、主に泥岩及び砂岩からなり、珪質泥岩、チャート、石灰岩及び緑色岩と混在して分布している。泥岩及び砂岩は堆積構造が失われ混在岩の産状を示し、泥岩には鱗片状へき開が発達する場合が多いが、部分的に成層構造を保存している場合もある。珪質泥岩、チャート、石灰岩及び緑色岩は泥岩及び砂岩からなる地層中にブロック状～シート状に分布しており、地層の連続性は乏しい。

栗本他(1999)[5]等によると、本層は、泥岩からジュラ紀前期～後期、珪質泥岩から三畳紀後期～ジュラ紀中期、チャートから

ペルム紀前期～ジュラ紀中期を示す放散虫化石、石灰岩から石炭紀後期～三畳紀後期を示す紡錘虫化石及びコノドント化石を産することから、石炭紀後期～ジュラ紀後期の地層とされている。なお、本層は海洋プレートが大陸縁で沈み込むことにより形成された付加体とされている。

(b) 唐木岳層

唐木岳層は、南条山地北東部の唐木岳付近に分布する。本層は、船津花崗岩類に貫入され、足羽層群、面谷流紋岩類及び糸生層に不整合に覆われている。東俣層とは断層で接している。

本層は、主に泥岩、砂岩、石灰岩及び緑色岩からなる。

脇田他(1992a)[12]によると、本層は、飛騨外縁帯ペルム系に対比されることからペルム紀の地層とされている。

(c) 東俣層

東俣層は、南条山地北東部の岩谷(いわたに)山付近から今立(いまだて)郡池田町東俣付近にかけて分布する。本層は、足羽層群及び面谷流紋岩類に不整合に覆われており、唐木岳層及び美濃－丹波帯中・古生層とは断層で接している。

本層は、主に砂岩及び砂岩・泥岩互層からなる。

Nakae(2012)[67]によると、本層は、泥岩から産する放散虫化石からペルム紀中期～後期の地層とされている。

(d) 船津花崗岩類

船津花崗岩類は、越前市街地周辺及び南条山地北東部の唐木岳北方付近に分布する。本花崗岩類は、唐木岳層に貫入し、面谷流紋岩類、西谷流紋岩類及び糸生層に不整合に覆われている。足羽層群とは断層で接している。

本花崗岩類は、主に花崗閃緑岩からなり、一部花崗岩等が認められる。

柴田・野沢(1984)[68]によると、本花崗岩類は、ルビジウム－ストロンチウム法及びカリウム－アルゴン法の年代値が 180Ma 前後であることからジュラ紀前期に貫入したとされている。

(e) 足羽層群

足羽層群は、南条山地北東部の野見(のみ)ヶ岳付近、唐木岳東方付近等に分布する。本層群は唐木岳層及び東俣層を不整合に覆い、面谷流紋岩類に整合に、糸生層に不整合に覆われている。船津花崗岩類とは断層で接している。

本層群は、主に砂岩、泥岩、砂岩・泥岩互層、凝灰岩及び礫岩からなる。

松尾・喜田(1953)[69]によると、本層群は、植物化石から白亜紀後期の地層とされている。

(f) 面谷流紋岩類

面谷流紋岩類は、丹生山地の若須(わかす)岳付近及び鬼ヶ岳付近、丹生郡越前町山田付近並びに南条山地北部の日野山付近に分布する。本流紋岩類は、足羽層群を整合に、唐木岳層、東俣層、船津花崗岩類及び美濃－丹波帯中・古生層を不整合に覆い、丹生花崗岩に貫入されている。

本流紋岩類は、主に流紋岩及び流紋岩質火砕岩からなる。

中島・岩野(1987)[70]によると、本流紋岩類は、フィッション・トラック法の年代値が約 63.6Ma～約 71.1Ma であることから白亜紀後期～古第三紀の地層とされている。

b. 白亜系～古第三系

(a) 雲谷山花崗岩

雲谷山花崗岩は、野坂山地西部の雲谷山付近に分布し、久々子(くぐし)湖付近にも小規模に分布する。本花崗岩は、美濃－丹波帯中・古生層に貫入している。

本花崗岩は、主に黒雲母花崗岩からなる。

中江他(2002)[8]によると、本花崗岩は、カリウムーアルゴン法の年代値が黒雲母花崗岩で約 92.8Ma、白雲母花崗岩で約 91.5Ma であることから白亜紀後期に貫入したとされている。

(b) 貝月山花崗岩

貝月山花崗岩は、伊吹山地の金糞岳(かなくそだけ)東方に分布する。本花崗

岩は、美濃－丹波帯中・古生層に貫入している。

本花崗岩は、主に黒雲母花崗岩及び花崗閃緑岩からなる。

斎藤・沢田(2000)[6]によると、本花崗岩は、カリウムーアルゴン法の年代値が約 94.6Ma～約 98.8Ma、沢田他(1994)[71]によると、本花崗岩のルビジウムーストロンチウム法年代測定値は約 94.1Ma～約 96.4Ma とされていることから白亜紀後期に貫入したとされている。

(c) 江若花崗岩

江若花崗岩は、野坂山地中部から敦賀半島にかけて広く分布する。本花崗岩は、美濃－丹波帯中・古生層に貫入している。

本花崗岩は、主に黒雲母花崗岩からなる。

本花崗岩のカリウムーアルゴン法の年代値は、栗本他(1999)[5]によると約 62.9Ma、河野・植田(1966)[72]によると約 59Ma とされている。また、田結庄他(1999)[73]によると、本花崗岩のルビジウムーストロンチウム法の年代値は約 57.4Ma、末岡他(2016)[74]によると、本花崗岩のウランー鉛法の年代値は約 68.5Ma とされている。また、カリウムーアルゴン法による年代測定値として、梅田他(2013)[75]による約 62.0Ma～約 66.7Ma が報告されていることから、本花崗岩は、白亜紀後期～古第三紀に貫入したと判断される。

(d) 丹生花崗岩

丹生花崗岩は、丹生山地中部に分布する。本花崗岩は、面谷流紋岩類に貫入し、糸生層に不整合に覆われている。

本花崗岩は、主に黒雲母花崗岩からなる。

中島他（1990)[76]によると、本花崗岩は、ルビジウムーストロンチウム法の年代値が約 69.2Ma であることから白亜紀後期～古第三紀に貫入したとされている。

(e) 岩脈

岩脈は、野坂山地中部に分布している。これらの岩脈は、美濃－丹波帯中・古生層、江若花崗岩等に貫入している。

岩脈は、主に花崗斑岩、石英閃緑斑岩等からなる。

栗本他(1999)[5]及び斎藤・沢田(2000)[6]によると、これらの岩脈のカリウム・アルゴン法年代測定値は約 56.2Ma～約 70.1Ma であることから白亜紀後期～古第三紀に貫入したとされている。

c. 新第三系

(a) 西谷流紋岩類

西谷流紋岩類は、南条山地北西部、干飯崎付近及び越前中央山地に分布する。本流紋岩類は、美濃－丹波帯中・古生層及び船津花崗岩類を不整合に覆い、糸生層に不整合に覆われている。

本流紋岩類は、主に流紋岩及び流紋岩質火砕岩からなる。

中島他(1983)[77]等によると、本流紋岩類は、フィッション・トラック法の年代値が約 21.7Ma～約 27.2Ma であることから漸新世後期～中新世前期の地層とされている。

(b) 糸生層及び相当層

糸生層は、丹生山地北部、加賀越前山地から越前中央山地、干飯崎から南条郡南越前町甲楽城(かぶらぎ)付近等に広く分布している。本層は、船津花崗岩類、足羽層群、美濃－丹波帯中・古生層、面谷流紋岩類、丹生花崗岩及び西谷流紋岩類を不整合に覆い、国見層に整合に覆われている。

本層は、主に安山岩、安山岩質火砕岩、デイサイト及びデイサイト質火砕岩からなり、一部に泥岩等を挟んでいる。また、加賀越前山地では、礫岩、砂岩及び泥岩からなる竹田層を同時異相の関係で挟んでいる。

鹿野他(2007)[9]によると、フィッション・トラック法の年代値が約 15.4Ma～約 20.2Ma、中島他(1990)[78]によると、カリウム－アルゴン法の年代値が約 14.1Ma～約 17.1Ma であることから、本層は中新世前期の地層とされている。

(c) 竹田層及び相当層

鹿野他(1999)[13]によると、竹田層は、加賀越前山地に分布している。本層は、糸生層中に挟まれて分布しており、同時異相

の関係にある。

本層は、主に礫岩、砂岩及び泥岩からなる。

(d) 国見層及び相当層

国見層は、丹生山地北部及び加賀越前山地北端部に分布する。本層は、糸生層を整合に覆っている。

本層は、主に礫岩からなり、凝灰岩及び凝灰質泥岩を挟んでいる。

鹿野他(2007)[9]によると、フィッション・トラック法の年代値が約 15.8Ma～約 17.5Ma、中島他(1990)[78]によると、カリウムーアルゴン法の年代値が約 16.4Ma であること並びに貝化石（Nakagawa(1998)[79]等）及び植物化石（Yabe(2008)[80]等）から、本層は中新世前期～中期の地層とされている。

(e) 荒谷層

鹿野他(1999)[13]によると、荒谷層は、丹生山地北端部に分布する。本層は、国見層を整合に覆っている。

本層は、泥岩、砂岩、凝灰岩等からなる。

中島他(1990)[78]によると、カリウムーアルゴン法の年代値が約 15.7Ma であること及び有孔虫化石（中川・田原(1991)[81]等）から、本層は中新世中期の地層とされている。

(f) 市ノ瀬層

鹿野他(1999)[13]によると、市ノ瀬層は、丹生山地北端部に分布する。本層は、国見層及び荒谷層を不整合に覆っている。

本層は、安山岩～流紋岩質火砕岩、礫岩、砂岩及び泥岩からなる。

鹿野他(2007)[9]によると、フィッション・トラック法の年代値が約 15.7Ma、中島他(1990)[78]によると、カリウムーアルゴン法の年代値が約 14.4Ma～約 15.3Ma であることから、本層は中新世中期の地層とされている。

(g) 国見岳安山岩及び相当層

鹿野他(1999)[13]によると、国見岳安山岩が丹生山地北端部及

び加越台地に分布する。これら安山岩類は、糸生層、国見層、荒谷層及び市ノ瀬層を不整合に覆っている。

本安山岩等は、安山岩及び安山岩質火砕岩からなる。

中島他(1990)[78]によると、カリウムーアルゴン法の年代値が約 13.0Ma～約 15.0Ma、東野・清水(1987) [82]によると、カリウムーアルゴン法の年代値が約 12.4Ma～約 13.2Ma であることから、本安山岩類等は中新世中期の地層とされている。

(h) 鉢伏山花崗岩

鉢伏山花崗岩は、野坂山地北東部の鉢伏山付近に分布する。本花崗岩は、美濃ー丹波帯中・古生層に貫入している。

本花崗岩は、主に花崗閃緑岩からなる。

伊藤(2006)[83]によると、フィッション・トラック法の年代値が約 20.0Ma であることから、本花崗岩は中新世前期に貫入したとされている。

(i) 岩脈

岩脈は主に安山岩からなり、南条山地西部、伊吹山地北西部、野坂山地北東部等に分布している。また、閃緑岩岩脈は野坂山地北東部に分布している。これらの岩脈は、美濃ー丹波帯中・古生層に貫入している。

安山岩岩脈等の年代値については、斎藤・沢田(2000)[6]によるとカリウムーアルゴン法の年代値は約 16.5Ma、Hoshi and Takagawa(2009)[84]によるとカリウムーアルゴン法の年代値は約 18.9Ma～約 19.0Ma、伊藤(2006)[83]によると閃緑岩岩脈等のフィッション・トラック法の年代値は約 21.4Ma～約 22.8Ma とされている。末岡他(2016)[74]及び梅田他(2013)[75]によると、もんじゅ敷地内のドレライトのカリウムーアルゴン法の年代値が約 18.8Ma～約 19.1Ma とされている。このことから、これらの岩脈は中新世前期に貫入したと判断される。

d. 第四系

(a) 能登野層及び古琵琶湖層群

能登野層は、三方五湖南方の三方上中郡若狭町能登野付近に分布する。本層は、礫、砂及びシルトからなり、礫は著しく風化し、くさり礫化している。また、中江他(2001)[7]によると、琵琶湖西方の山麓部には同様の堆積物が小規模に分布しており、古琵琶湖層群とされている。

中江・吉岡(1998)[4]、中江他（2001[7]、2002[8]）によると、本層は未固結であること、著しく赤色風化していること、段丘面を形成しないこと等から、前期更新世～中期更新世の地層とされており、太田他(2004)[85]によれば、本層に挟まれる火山灰のフィッション・トラック法による年代測定値は約 0.68Ma、小松原・古澤(2004)[86]によれば、本層に挟まれる火山灰は佐川Ⅲ火山灰層（約 60 万年前：岡田(2012b)[45]）に類似するとされ、中期更新世の地層とされている。

(b) 段丘堆積物及び古期扇状地堆積物

段丘堆積物及び古期扇状地堆積物は、海岸及び河川に沿って分布する。段丘堆積物は、河成段丘堆積物及び海成段丘堆積物からなる。河成段丘堆積物は河川に沿って小規模に分布するが、丹生山地内では比較的広く分布し、河成高位段丘堆積物、河成中位段丘堆積物及び河成低位段丘堆積物に区分される。海成段丘堆積物は主として越前海岸沿い及び三方五湖東方に分布し、海成高位段丘堆積物、海成中位段丘堆積物 1、海成中位段丘堆積物 2 及び海成中位段丘堆積物 3 に区分される。古期扇状地堆積物は山麓に分布し、古期扇状地堆積物 1 及び古期扇状地堆積物 2 に区分される。

河成高位段丘堆積物は、丹生山地中部、南条山地北西部、三方郡美浜町佐田、三方上中郡若狭町気山、長浜市西浅井町沓掛等に分布する。北陸第四紀研究グループ(1969)[87]は丹生山地中部に分布する堆積物を宿堂層、気山に分布する堆積物を三方礫層と呼称し、東郷(1974)[88]は沓掛に分布する堆積物を沓掛層と呼称している。宿堂層は栗本他(1999)[5]により、三方礫層は黒田

(1968)[11]により、沓掛層は脇田他(1992a)[12]により、いずれも中期更新世の堆積物とされている。本堆積物は、礫、砂及びシルトからなり、礫は風化し、一部でくさり礫化している。これらの堆積物と上位の風化火山灰層からなる高位段丘面は著しく開析されており、丹生山地東部の丹生郡越前町寺(てら)で本堆積物中に阿蘇(あそ)1 テフラ（Aso-1：約 25 万年前～約 27 万年前：町田・新井(2011)[89]）を挟在し、本堆積物を覆う風化火山灰層は佐田では厚さ約 2m で、この風化火山灰層の中部に鬼界葛原(きかいとづらはら)テフラ（K-Tz：約 9.5 万年前：町田・新井(2011)[89]）を挟在し、下部は著しく風化していることから、本堆積物は中期更新世の堆積物と判断される。

海成高位段丘堆積物は、越前海岸の北部の福井市白浜(しらはま)町～大味(おおみ)町にかけて分布する。本堆積物は砂からなる。この堆積物からなる段丘面は著しく開析されている。本堆積物は、厚さ約 0.2m～約 1.2m の風化火山灰層に覆われており、この風化火山灰層は鬼界葛原テフラ(K-Tz)を挟在し、遊離酸化鉄分析を行った結果、赤色土に区分された。また、大味町における海成砂層には高山 Ng1 テフラ（Tky-Ng1：約 29 万年前～約 30 万年前：町田・新井(2011)[89]）を挟在する。以上より、本堆積物は中期更新世の堆積物と判断される。

河成中位段丘堆積物は、丹生山地中部、武生盆地北部、南越前町橋立(はしたて)、美浜町佐田等に分布する。本堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。これらの堆積物からなる段丘面は開析されている。丹生山地中部の河成中位段丘堆積物を覆う風化火山灰層の厚さは約 1m で、上部に姶良(あいら)Tn テフラ（AT：約 2.6 万年前～約 2.9 万年前：町田・新井(2011)[89]）、中部に大山倉吉(だいせんくらよし)テフラ（DKP：約 5.8 万年前～約 5.9 万年前：入谷他(2005)[90]、約 5.5 万年前：町田・新井(2011)[89]）を挟在する。橋立では河成中位段丘堆積物を覆う風化火山灰の厚さは約 1m で、上部に姶良 Tn テフラ(AT)、中部から下部に大山倉吉テフラ(DKP)及び鬼界葛原

テフラ(K-Tz)を確認している。また、佐田では河成中位段丘堆積物を覆う風化火山灰層の厚さは約 1m で、本層の上部に姶良 Tn テフラ(AT)、下部に阿蘇 4 テフラ（Aso-4：約 8.5 万年前～約 9.0 万年前：町田・新井(2011)[89]）を挟在する。これらのことから本堆積物は、後期更新世の堆積物と判断される。

海成中位段丘堆積物 1、海成中位段丘堆積物 2 及び海成中位段丘堆積物 3 は、越前海岸沿い及び若狭町気山付近に分布する。三浦他(1969)[91]は、気山に分布する堆積物を気山層とし、岡田(1984)[92]はこの堆積物を最終間氷期の高海水準期に形成されたものとしている。Yasuno(1991)[93]は、気山層の基底部付近に挟在される美浜テフラを報告しており、加藤他(2013)[94]は、美浜テフラのフィッション・トラック法による年代測定値約 0.16Ma を得ている。三浦・藤田(1967)[95]は、丹生山地の海岸に沿って高位段丘（海抜 80m～120m）及び中位段丘（海抜 30m～70m）が断続的に分布し、両海成段丘の高度は南方に向かって大きくなる傾向を示すとしている。三浦(1991)[96]は、越前海岸に沿って狭小な高位段丘堆積物の分布域を図示している。山本他(1996)[97]は、三浦・藤田(1967)[95]及び三浦(1991)[96]の中位段丘及び高位段丘をまとめて中位段丘群とした上で、越前海岸に分布する海成段丘をM1 段丘面、M2 段丘面及びM3 段丘面に区分し、M2 段丘堆積物の最上部に三瓶木次（さんべきすぎ）テフラ（SK：約 11.0 万年前～約 11.5 万年前：町田・新井(2011)[89]）を認めており、段丘面の分布高度及び挟在するテフラからM1 段丘面は南関東の下末吉（しもすえよし）面に、M2 段丘面は南関東の小原台（おばらだい）面に、M3 段丘面は三崎（みさき）面に対比されるとしている。これらの堆積物は、礫、砂及びシルトからなり、礫は主に円礫からなる。これらの堆積物と上位の風化火山灰層からなる段丘面はいずれも開析されている。海成中位段丘堆積物 1 を覆う風化火山灰層は厚さ約 0.5m～約 3.6m で、姶良 Tn テフラ(AT)、大山倉吉テフラ(DKP)、及び鬼界葛原テフラ(K-Tz)を挟在する。海成中位段丘堆積物 2 を覆う風

化火山灰層は厚さ約 0.5m で、姶良 Tn テフラ(AT)、大山倉吉テフラ(DKP)、及び鬼界葛原テフラ(K-Tz)を挟在する。これらの特徴から、海成中位段丘堆積物 1、海成中位段丘堆積物 2 及び海成中位段丘堆積物 3 は後期更新世の堆積物と判断され、海成中位段丘面 1 は南関東の下末吉面に、海成中位段丘面 2 は南関東の小原台面に対比される。また、海成中位段丘面 3 は海成中位段丘面 2 より下位に分布し、比高がそれほどないことから南関東の三崎面に相当すると判断される。

河成低位段丘堆積物は、丹生山地中部、三方郡美浜町興道寺(こうどうじ)及び佐田付近に分布する他、日野川等の比較的規模の大きな河川に沿って断片的に分布する。本堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。これらの堆積物と上位の風化火山灰層からなる河成低位段丘面はやや開析されている。興道寺での堆積物の上部に姶良 Tn テフラ(AT)を挟在することから、本堆積物は後期更新世末期の堆積物と判断される。

古期扇状地堆積物 1 は、余呉川等の河川に沿う低地の山際や敦賀市野坂等に部分的に分布する。本堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。これらの堆積物からなる扇状地面は開析されている。本堆積物を覆う風化火山灰層は、野坂では厚さ約 1m で、上部にのみ姶良 Tn テフラ(AT)を含んでおり、下部は風化している。また、余呉川に沿う長浜市余呉町中河内(なかかわち)北方では、堆積物上部に含まれる木片の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は 44,810±810y.B.P.を示すことから、本堆積物は後期更新世の堆積物と判断される。

古期扇状地堆積物 2 は、余呉川等の河川に沿う低地や敦賀平野等の低地の山際にまとまって分布する。岡田(1978)(98)、杉山他(1998a)(99)、杉山(1997)(100)及び栗本他(1999)(5)によると、敦賀平野南部の扇状地面について、堆積物中の木片等の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値が 2 万年前頃を示すこと等から、約 2 万年前～約 2.5 万年前に形成されたと推定している。本堆積物は、礫、

砂及びシルトからなる。これらの堆積物からなる扇状地面はやや開析されている。野坂山地の赤坂山西方及び余呉川沿いでは堆積物の上部に姶良 Tn テフラ(AT)を挟在することから、本堆積物は後期更新世末期の堆積物と判断される。

(c) 新期扇状地堆積物及び沖積層

新期扇状地堆積物は日野川、余呉川等の河川に沿う低地の山際に分布し、沖積層は沿岸部及び河川に沿う低地に分布し、特に武生盆地、敦賀平野、三方五湖周辺等に広く分布する。

本堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。

(2) 敷地前面海域の地質

敷地前面海域の地層区分を第 1.3.2 表に示す。

敷地前面海域の地層は、上位から、A層、B層、C層（C_1層、C_2層、C_3層及びC_4層）、D層及びR層の 5 層に区分される。

A層は、陸域近傍や礁・堆を除く水深約 120m～約 130m 以浅の大陸棚上に広く分布する。本層は、全般に白く抜けるパターン及びほぼ水平な平行層理パターンを示し、一部で緩やかに傾斜するプログラデーションパターンを示す。層厚は、全般に約 15m 以下であり、日向湖(ひるが)沖付近では最も厚く約 40m である。下位層とは顕著な不整合関係で接する。本層は、未固結の泥、砂及び礫からなる堆積層と推定される。

B層は、陸域近傍や礁・堆を除く敷地前面海域のほぼ全域に分布し、水深約 120m～約 130m 以浅の大陸棚においては上位層のA層に覆われており、福井港沖の一部を除き海底面には露出しない。本層は、陸域近傍では断続的な平行層理パターンを示す。大陸棚では沖合方向に傾斜するプログラデーションパターンを示し、外縁付近では一部で散乱パターンを伴う。縁辺台地では、ほぼ水平な連続する平行層理パターンを示す。また、局所的に散乱パターンを伴う。層厚は、大陸棚においては約 40m～約 80m であり、北西沖の縁辺台地においては最大約 120m である。大陸棚では下位層と顕著な不整合関係で接し、大陸棚外縁付近では下位層と整合関係、又はオンラッ

プ不整合関係で接する。本層は、未固結～半固結の泥、砂及びそれらの互層からなる堆積層で、局所的に礫層を挟在すると推定される。

C層は、陸域近傍や礁・堆を除く敷地前面海域のほぼ全域に分布し、ほぼすべてを上位層に覆われており、海底面には露出しない。本層は、大陸棚ではほぼ水平で連続する平行層理パターン、又は沖合方向に傾斜するプログラデーションパターンを示し、縁辺台地ではほぼ水平な連続する平行層理パターンを示す。層厚は、大陸棚においては約 50m～約 250m であり、北西沖の縁辺台地においては最大で約 300m 以上である。下位層とは傾斜不整合関係、又はオンラップ不整合関係で接している。また、層内の軽微な不整合により、C_1層、C_2層、C_3層及びC_4層の 4 層に細分される。本層は、半固結～固結した泥、砂及びそれらの互層からなり、局所的に礫岩層を挟在すると推定される。

D層は、敷地前面海域北西沖の音響基盤（R層）隆起部の北側、越前堆列（安島岬西方）の北西側等に分布し、大部分を上位層に覆われているが、越前堆列の北西側の一部では海底面に露出する。本層は、ほぼ水平か西方向に傾斜した平行層理パターンを示す。層厚は、約 150m である。下位層とは不整合関係で接し、下位層の隆起部付近ではオンラップ不整合関係で接する。本層は、固結した泥岩、砂岩及びそれらの互層からなると推定される。

R層は、敷地前面海域の音響基盤で、全域に分布し、大部分を上位層に覆われているが、陸域近傍や礁・堆周辺では海底に露出する。本層は、陸域近傍及び礁周辺では無層理パターンを示し、沖合部においては、沖合方向に傾斜する平行層理パターンを示す。本層の上面は陸域近傍及び礁周辺で起伏に富み、その沖合ではやや平坦になっている。本層は、堅硬な泥岩、砂岩、礫岩、凝灰岩等の堆積岩類及び火成岩類からなると推定される。

各地層の地質年代対比は、当社が丹生湾及び小浜湾内で実施した海上ボーリング調査の結果、日本原電による明神崎南東海域で実施された海上ボーリング調査の結果の他、海上保安庁水路部(1980a[51]、

1980b[52])、海上保安庁海洋情報部(2004)[53]、山本他(1993[55]、2000[54])による地質年代をあわせて検討した。その結果、A層は完新世の地層、B層は後期更新世の地層、C層は鮮新世後期～中期更新世の地層、D層は鮮新世前期後半～鮮新世後期の地層、R層は先鮮新世～鮮新世初頭の地層にそれぞれ対比される。

敷地前面海域を含む周辺海域の海底地質については、上記の文献以外に、田中・小草(1981)[101]、福井県(1997)[102]等を参照している。

敷地周辺陸域と敷地前面海域の地層対比の結果について、第 1.3.3 表に示す。

1.3.2.3 敷地周辺の地質構造

(1) 敷地周辺陸域の地質構造の概要

敷地周辺陸域の主要な基盤岩をなす美濃－丹波帯中・古生層は、海洋プレートが沈み込む際に形成された付加体であり、その形成には衝上(しょうじょう)断層が深く関与している。そのため、美濃－丹波帯中・古生層中には地質境界として図示される衝上断層以外にも各地層内にも衝上断層が存在している。これらの多くは付加体形成後（白亜紀以降）に活動を停止したと考えられる。また、本地域の美濃－丹波帯中・古生層には褶曲(しゅうきょく)構造が顕著に認められる。大局的には、NW－SE～N－S 方向の褶曲軸を有する。それらのうち、最も顕著なものは、柳ヶ瀬断層に沿うもので、断層はアンチフォーム軸部に位置している。また、調査地域南部には E－W 方向のシンフォーム軸を有するものも見られる。一方、敷地周辺の北部には新第三系中新世の地層が広く分布している。この地域の新第三系下の基盤岩は飛騨帯及び飛騨外縁帯と呼ばれており、美濃－丹波帯中・古生層が付加する以前から存在した古い地層からなっている。

新期の断層構造としては、美濃－丹波帯中・古生層に見られる褶曲構造、美濃－丹波帯中・古生層に貫入した花崗岩類及び北部に分布する新第三系を切断する高角度の断層構造が顕著に認められる。これらの断層構造は NW－SE 方向、NE－SW 方向及び N－S 方向の

ものが卓越している。美濃－丹波帯と飛騨帯及び飛騨外縁帯との境界付近には E－W 方向の油坂（あぶらざか）－高佐（たかさ）構造線があるが、これを境に北部と南部で断層走向の卓越方向が異なっている。油坂－高佐構造線以北では NNW－SSE～N－S 方向の断層が卓越し、NE－SW 方向の断層が丹生山地内に発達している。一方、油坂－高佐構造線以南では、NW－SE 方向及び NE－SW 方向が卓越し、N－S 方向のものを伴っている。これらのうち著名な断層としては、NW－SE～NNW－SSE 方向の柳ヶ瀬断層、甲楽城断層、野坂断層等、NE－SW～NNE－SSW 方向の敦賀断層、花折（はなおれ）断層等、N－S 方向の三方断層が知られている。

活断層研究会編(1991)[31]、岡田・東郷編(2000)[32]及び今泉他編(2018)[34]によれば、敷地周辺陸域には、第 1.3.5 図～第 1.3.7 図に示すような活断層、推定活断層、リニアメント等が示されている。

(2) 敷地前面海域の地質構造の概要

敷地前面海域は、地質構造の特徴から、常神岬以東の海域、常神岬以西の海域及び沖合海域の 3 海域に区分される。敷地前面海域の等深線図（R 層上面）を第 1.3.8 図に、敷地前面海域の等深線図（C 層上面）を第 1.3.9 図に、敷地前面海域の断層一覧表を第 1.3.4 表に示す。

常神岬以東の海域は大陸棚に位置し、越前岬付近から大谷付近に至る区間の越前海岸及び敦賀半島周辺の沿岸部並びに同半島西方海域に見られる R 層の顕著な隆起部で特徴付けられ、その上面が沖方向に緩やかに傾斜している。一方、敦賀半島先端から N－S 方向に延びる隆起部と同半島西方沖の NW－SE 方向に延びる隆起部との間においては、R 層上面が N－S 方向の構造によって階段状を呈しており、これを不整合に覆う C 層上面についても同様な形状が認められる。

常神岬以西の海域は大陸棚に位置し、R 層の相対的な沈降域であり、厚く堆積した C 層及び B 層で特徴付けられる。R 層は、沿岸付近では礁周辺等で島状の高まりが点在しており、起伏に富み複雑な上面形状を示すが、その沖合では起伏に乏しく沖方向に緩やかに傾

斜している。

沖合海域は縁辺台地に位置し、安島岬から干飯崎の西方沖ではR層上面深度が深いため、沿岸部を除き構造は不明である。一方、越前岬西方沖では ENE－WSW 方向の軸を有するR層の隆起部があり、南翼が急傾斜を示す非対称な褶曲構造を示している。C層及びB層は、下位層上面の起伏を埋積するように堆積しており、沈降部では最大層厚を示し、隆起部では非常に薄くなる傾向を示している。

敷地前面海域には、海上保安庁水路部(1980a[51]、1980b[52])、活断層研究会編(1991)[31]、福井県(1997)[102]、山本他(2000)[54]等の文献によれば、第 1.3.10 図に示すような活断層、推定活断層等が示されている。

(3) 敷地周辺陸域及び敷地前面海域の断層

社団法人土木学会原子力土木委員会(1999)[103]及び井上他(2002)[104]を参考として変動地形・リニアメント判読基準を作成し、空中写真判読等により敷地周辺陸域について変動地形学的調査を実施した。変動地形・リニアメント判読基準を第 1.3.5 表に、変動地形・リニアメントを抽出した結果を第 1.3.11 図に示す。

また、海上音波探査記録の解析結果によると、敷地前面海域において連続性を有する断層及び撓曲（本解析ではB層以上の地層に変形のみが認められるものを「撓曲」として図示し、断層とあわせて以下「断層」という。）が認められる（第 1.3.3 図）。

文献調査結果、変動地形学的調査結果及び海上音波探査記録の解析結果に基づき、断層の規模、敷地からの距離等を考慮すると、敷地周辺陸域及び敷地前面海域における主要な断層としては、安島岬沖断層、福井市和布町沖から干飯崎沖にかけての海域断層群（以下「和布－干飯崎沖断層」という。）、甲楽城断層、甲楽城沖の海域断層群（以下「甲楽城沖断層」という。）、柳ヶ瀬断層、浦底－内池見断層、ウツロギ峠北方－池河内断層、敦賀断層、野坂断層、大グリから北西方に認められる海域断層群（以下「B断層」という。）、B断層北方の大陸棚外縁付近の海域断層群（以下

「大陸棚外縁断層」という。）及び三方断層が挙げられる。

これらの断層については、破壊の最小単位となる活動セグメント（固有地震を繰り返し発生させる基本単位）の性状（活動履歴、変位センス、変位量等）を明らかにし、隣接する活動セグメントとの性状や幾何学的関係の類似性に着目して震源として考慮する活断層の範囲を評価した。震源として考慮する活断層の評価については、中田・後藤(1998)[105]、地震調査委員会(2005a)[106]、土木学会(2004)[107]、吉岡他(2005)[21]及び Wesnousky(2006)[108]等を参考とした考え方に基づき区分した。

a. 安島岬沖断層、和布－干飯崎沖断層、甲楽城断層

(a) 文献調査結果

和布町北方沖の断層に関する主な文献は以下のとおりである。

海上保安庁水路部(2004)[53]は、和布町北方沖に、最大長さ4.5km、N－S 方向の断層としてF13、背斜構造としてA11 及び撓曲構造としてM6 を示し、これらの活動は少なくともⅢ層（更新統の下部）まで及んでいるとしている。

産業技術総合研究所・福井大学(2013)[109]は、鮎川沖から東尋坊沖にかけて実施した海上音波探査結果から、和布断層の北端について、陸棚～陸棚斜面を横断して北北西に連続することが確認され、さらにマツダシ東方の南北性背斜の西側へ連続し、マツダシ、大グリなどからなる越前堆列の NE－SW 方向の活断層・背斜と会合するところまで延びているとしている。また、最新活動時期として、安島岬沖北西区間は海上音波探査の結果から後期更新世以降、福井港沖区間は堆積物採取調査の結果からおおよそ 8 千年前以降の完新世と推定されるとしている。阿部他(2011)[110]は、エアガンを音源としたマルチチャンネル音波探査を実施及び検討し、産業技術総合研究所・福井大学(2013)[109]が示した断層分布とほぼ同様の位置に断層を図示している。

和布断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、和布町付近に、長さ 0.5km、ENE－WSW 方向で、北側隆起の確実度Ⅱの活断層を和布断層とし、その活動度をＣ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の図示する和布断層に対応する位置に、図から判読される長さ約 0.3km、ENE－WSW 方向で、北側隆起の活断層を示している。

山本・加藤(1997)[111]は、和布町付近に、長さ約 1km、ENE－WSW 方向で、M2 段丘面が 4m～5m 北西側隆起する活断層を示し、その活動度をＣ級としている。

また、駒沢(2006)[57]によると、丹生山地に高重力域、福井平野に低重力域が認められる。

鮎川(あゆかわ)断層に関する主な文献は以下のとおりである。

加藤・杉山(1985b)[18]は、福井市鮎川町付近に、図から判読される長さ約 4.0km、NE－SW 方向で、西側隆起の活断層を示している。

活断層研究会編(1991)[31]は、鮎川町付近に、長さ約 4.7km、NNE－SSW 方向で、西側隆起の確実度Ⅰの活断層を鮎川断層群とし、その活動度をＢ～Ｃ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の図示する鮎川断層群に対応する位置に、図から判読される長さ約 3.7km、NE－SW 方向で、西側隆起の活断層を示している。

太田(1973)[112]は、鮎川町から福井市小丹生(こにゅう)町付近の海成段丘面上にリニアメントを判読し、西側隆起の活断層によるものとしている。

山本・加藤(1997)[111]は、活断層研究会(1991)[31]の図示する鮎川断層群の北端部付近における露頭調査において、見かけ西方に数十度傾斜した断層面を境に西側に分布する基盤岩の酸性凝灰岩が、M1 段丘面を覆う大山倉吉テフラ(DKP)及び姶良 Tn テフラ(AT)を含む火山灰質土壌と断層を境に接しているとしている。

太田(1999)[113]は、これらの西側隆起の逆断層は西方海域に予想される東上がりの逆断層から派生した枝断層に当たるものと解釈している。また、M1 段丘面の旧汀線高度分布から東方に傾き下る傾動が推定できるとしている。

小池・町田(2001)[114]は、九頭竜川左岸から越前海岸を経て干飯崎に至る丹生山地の西麓に、海成段丘がほぼ連続的に分布し、M1 段丘面の旧汀線高度分布から東方に傾き下る傾動が推定できるとしている。また、小丹生、鮎川町付近に小規模であるが海成段丘を変位させる NE－SW 方向で、西側隆起の活断層があるとし、これらの断層は東側隆起の主断層からの分岐である可能性があるとしている。

山本他(2000)[54]は、若狭湾域は全体的に見ると東に傾動しながら沈降しており、隆起する丹生山地と沈降する若狭湾の境界をなしているのが、越前海岸に沿って通っていると推察された活断層であるとしている。

甲楽城断層に関する主な文献は以下のとおりである。

福井県(1997)[102]は、越前岬北方に、図から判読される長さ約 5km、N－S 方向で、東側隆起の推定断層Ｆ－1（第 1.3.10 図において「Fp-1」とする。）を示し、その活動度をＢ級としている。越前岬から干飯崎にかけて、図から判読される長さ約 7km、N－S 方向で、東側隆起の断層Ｆ－2（第 1.3.10 図において「Fp-2」とする。）を示し、その活動度をＢ級としている。また、干飯崎北方の海岸沿いに、図から判読される長さ約 2km、N－S 方向で、東側隆起の推定断層Ｆ－3（第 1.3.10 図において「Fp-4」とする。）を示し、その活動度をＣ級としている。さらに干飯崎西方から大谷南東方に、長さ約 20km、NW－SE 方向で、主に東側隆起の推定断層Ｆ－０（第 1.3.10 図において「Fp-5」とする。）を示しており、その活動度をＢ級としている。その北方延長には長さ約 4km の撓曲Ｔ－０（第 1.3.10 図において「Fp-3」とする。）を示し、その活動度をＢ級としてい

る。陸域部については、大谷南東方の沢口付近で、数万年前の扇状地堆積物に変位が認められず、その上流部ではほぼ連続して健岩が露出するとしている。また、甲楽城断層に沿う越前海岸に分布する海成中位段丘群の平均隆起速度は 0.7m／千年としている。

山本他(2000)[54]は、福井県(1997)[102]のＦ－1 断層に対応する位置に、図から判読される長さ約 6km、N－S 方向で、東側隆起の伏在断層を示している。Ｆ－2 断層に対応する位置に、図から判読される長さ約 8km、N－S 方向で、東側隆起で一部が伏在する断層を示している。Ｆ－3 断層に対応する位置に、図から判読される長さ約 5km、N－S 方向で、東側隆起の一部が伏在する推定断層を示している。Ｆ－０断層に対応する位置に、図から判読される長さ約 16km、NW－SE 方向で、東側隆起の一部が伏在する推定断層を示している。その北方延長にはＴ－０撓曲に対応する位置に、図から判読される長さ約 4km の撓曲を示している。

さらに越前岬北東方の海岸沿いに、図から判読される長さ約 11km、NE－SW 方向で、南東側隆起の推定断層を示している。

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、越前岬西方に、最大長さ約 13km、N－S 方向で、西側隆起の伏在断層群を示し、逆断層と見られるところがあるとしている。また、干飯崎西方から大谷北西方に、全長約 15km、NW－SE 方向で、北東側隆起の伏在推定断層を示している。

加藤・杉山(1985b)[18]は、干飯崎南東方から大谷南東方に、図から判読される長さ約 17km、NW－SE 方向で、西落ちの推定活断層を図示し、平均変位速度は 1m／千年未満としている。

活断層研究会編(1991)[31]は、越前岬西方から大谷南東方に、N－S～NW－SE 方向で、東側隆起の湾曲する長さ約 30km の活断層及び推定活断層を示しており、このうち陸域については、確実度Ⅱ、活動度Ｂ級の甲楽城断層を、海域については推定活断

層のＳ$_1$断層を示している。

杉山他(1994)[22]は、甲楽城西方から大谷南東方に、NW－SE方向で、陸域部は約 1.5km の推定活断層を、海域部は東側隆起の約 8km の伏在推定活断層を示している。

岡田・東郷編(2000)[32]は、甲楽城西方から大谷南西方に、長さ 9km 以上、NW－SE 方向で、北東側隆起の確実度Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の甲楽城断層に対応する位置の大谷南東方に、図から判読される長さ約 1.6km、NW－SE 方向で、推定活断層を示している。

山本他(1996)[97]は、越前海岸に沿って分布する海成中位段丘群の段丘面形成時期、分布高度及び推定される古海面高度から、大味町から南条郡南越前町河野(こうの)にかけての平均隆起速度を 0.6m／千年～1.2m／千年とし、これらの隆起は、甲楽城断層等の海岸に沿う一連の断層による東側ブロックの隆起運動と関連するものとしている。

脇田他(1992b)[25]は、越前岬西方から大谷沖に、図から判読される長さ約 33km、N－S～NW－SE 方向で、左横ずれ断層を示している。

伊藤他(2002)[115]は、河野地区の海食洞内に遺物として多数認められたサザエのフタについて放射性炭素年代を測定し、2,920±70y.B.P.[BC799～722]という年代値を示している。

日野川断層に関する主な文献は以下のとおりである。

礒見(1955)[116]は、福井県日野川上流地域の美濃－丹波帯中・古生層を調査し「日野川沿いの断層」によって北部地域と南部地域に区分されると述べている。

西田(1962)[117]は、礒見(1955)[116]の「日野川沿いの断層」とほぼ同じ位置に断層を図示し、日野川断層と呼んでいる。

活断層研究会編(1991)[31]は、西田(1962)[117]の日野川断層にほぼ対応する南条郡南越前町大桐(おおぎり)付近から南条郡南越前町八飯(やい)付

近に、長さ約 7km、WNW－ESE 方向の確実度Ⅲのリニアメントを示している。

脇田他(1992a)[12]では、美濃－丹波帯中・古生層中の砂岩及び砂岩優勢な砂岩・泥岩互層と泥岩混在岩との境界の西田(1962)[117]の日野川断層に対応する位置に断層を示している。

岡田・東郷編(2000)[32]も、活断層研究会編(1991)[31]とほぼ同様の位置の大桐付近から南条郡南越前町孫谷(まごたに)付近に、長さ約 4km、WNW－ESE 方向の断層組織地形を示している。

山中断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、山中峠北西方から南条郡南越前町板取(いたどり)北西方に、長さ 5km、NW－SE 方向で、左横ずれの確実度Ⅱの活断層を山中断層とし、その活動度をＣ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、大谷南方から板取北西方に、長さ 5.5km、NW－SE 方向で、主に左横ずれの確実度Ⅱの活断層を山中断層とし、その活動度をＣ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の山中断層に対応する位置の大谷付近から南条郡南越前町二ッ屋(ふたつや)西方に、図から判読される長さ約 5km、御所ヶ谷(ごしょがだに)中流付近に長さ約 1.2km、NW－SE 方向で、主に左横ずれの 2 条の活断層を示している。

杉山他(1994)[22]は、大谷南東方から板取北西方に、図から判読される長さ約 5km、NW－SE 方向で、主に左横ずれの活断層及び推定活断層を山中断層として示している。

福井県(1997)[102]は、山中断層については、屈曲が指摘されている谷を挟む尾根や斜面にリニアメントが判読できず、美濃－丹波帯中・古生層や貫入岩類が大きな変位もなく分布していることから、活断層であることは疑わしいとしている。

中江他(2013)[10]は、リニアメント周辺で、NW－SE～NNE－SSW 走向の未固結～弱固結のガウジを伴う断層を報告しており、山中断層沿いに総変位量の比較的大きな断層が存在する可能性を否定することはできないとしている。

地震調査委員会(2004)[49]は、福井県福井市鮎川から越前岬沖の若狭湾東縁を通り滋賀県長浜市木之本町を経て、岐阜県不破郡垂井町に至る約 100km の断層群を柳ヶ瀬・関ヶ原断層帯主部とし、鮎川断層群、甲楽城断層、山中断層、柳ヶ瀬断層、鍛冶屋断層、醍醐断層、大清水断層、関ヶ原断層及び門前断層からなり、断層帯北端の鮎川から山中峠南東付近までの北部、山中峠南東付近から椿坂峠付近までの中部及び椿坂峠から断層帯南端の垂井町に至る南部の 3 つの区間に区分している。北部は東側隆起の逆断層で、南半分は左横ずれを伴う。中部は左横ずれの断層である。南部は左横ずれを主体とし、一部東側隆起の逆断層からなるとしている。将来の活動性については、3 つの区間に分かれて活動すると推定されるが、北部と中部又は中部と南部を併せた区間が活動する可能性や断層帯全体が一つの区間として同時に活動する可能性もあるとしている。

国土交通省・内閣府・文部科学省の日本海における大規模地震に関する調査検討会報告書(2014) [118]及び同海底断層ワーキンググループ報告書(2014) [119]によれば、日本海の日本列島側の全領域において、発生する可能性のある最大クラスの津波断層モデルを網羅的に検討されており、美浜発電所敷地前面海域では、安島岬沖断層、和布－干飯崎沖断層、甲楽城断層に相当する断層（長さ約 70km、東傾斜、逆断層）が図示されている。なお、その北側には異なるグループの断層として、F_G1 断層に相当する断層（逆断層、西傾斜、長さ約 48km）が図示されている。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.12 図に示す。

越前海岸沿いには、海成高位段丘面、海成中位段丘面 1、海成中位段丘面 2、海成中位段丘面 3、海成最低位段丘面、河成高位段丘面、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が判読される。

越前海岸北部では鮎川町付近に、主に逆向き低断層崖からな

る NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。

活断層研究会編(1991)[31]等により陸域に甲楽城断層が示されている位置付近には、大谷南東方から山中峠北西方に至る区間に、直線谷からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。リニアメント北方延長部の古期扇状地面 2 に変位・変形は認められない。

大桐西方付近から南条郡南越前町広野(ひろの)付近に至る区間には、鞍部、直線谷、尾根・河谷の左屈曲等からなるリニアメントが判読され、尾根・河谷の左屈曲は部分的である。また、屈曲部の尾根には南西側隆起の高度不連続及び局所的に三角末端面状の崖が認められる。橋立付近では河成中位段丘面がリニアメントを横断して分布しており、この段丘面に変位地形は認められない。

大谷北方から板取北西方に至る区間(Loc.K-1)には、今泉他編(2018)[34]が示す活断層に対応する位置に、尾根の傾斜変換線、鞍部、急崖及び尾根・河谷の屈曲からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。尾根・河谷の屈曲は系統的ではなく、屈曲や傾斜変換線が判読されない尾根・河谷等もあり、リニアメントは断続的である（第 1.3.13 図）。

甲楽城断層南端付近において、変動地形に関する詳細な検討を行うため、航空レーザー測量による地形図を作成し、空中写真判読とあわせて詳細に検討した結果、大谷南東方から山中峠北西方に至る区間に、直線谷からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読されるが、日野川断層にかけて連続するようなリニアメントは判読されない（第 1.3.14 図、第 1.3.15 図）。

(c) 地表地質調査結果

地表地質調査結果に基づき作成した地質図を第 1.3.16 図に、地質断面図を第 1.3.17 図に示す。

越前海岸沿いの地質は、干飯崎付近に位置する E－W 走向の油坂－高佐構造線を境に北部と南部で地質・地質構造が異なる。

南部では、下位から美濃－丹波帯中・古生層、西谷流紋岩類及び糸生層が分布し、西谷流紋岩類及び糸生層はほぼ N－S 走向、西傾斜である。一方、北部では、下位から美濃－丹波帯中・古生層、面谷流紋岩類、丹生花崗岩、糸生層、国見層、荒谷層、市ノ瀬層及び国見岳安山岩が分布し、糸生層から上位の地層は、NE－SW 走向、北西傾斜である。油坂－高佐構造線は、糸生層堆積以降に見かけ北側隆起の変位をしている。これらの地層を覆って、第四系の海成中位段丘堆積物 1、海成中位段丘堆積物 2、海成中位段丘堆積物 3、河成高位段丘堆積物、河成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

和布－干飯崎沖断層から甲楽城断層の段丘面調査結果を第 1.3.18 図に示す。段丘面の認定は、文献調査、航空レーザー測量による DEM を用いた詳細な地形判読結果、火山灰分析結果及び Maejima et al.(2002)(120)による遊離酸化鉄分析結果、周辺の地形面の分布状況を踏まえ、総合的に評価して行った。

海成高位段丘面に対応する地形面として、H2 面（MIS9 相当）が福井市大味町（OM1、標高約 139m）、H3 面（MIS7 相当）が福井市鮎川町（AY1、標高約 108m）、福井市白浜町（SH1、標高約 84m）、福井市大丹生町（ON1、標高約 93m）及び福井市小丹生町（KN1、標高約 90m）に認められた。

海成中位段丘堆積物 1 に対応する M1 面（MIS5e 相当）は、福井市浜別所町（HB1、標高約 35m）、鮎川町（AY2、標高約 89m）、越前町玉川（TM1、標高約 113m）、越前町米ノ（KM1、標高約 62m）及び南越前町甲楽城（KB1、標高約 43m）に認められた。

海成中位段丘堆積物 2 に対応する M2 面（MIS5c 相当）は、鮎川町（AY3、標高約 64m）及び越前町道口（MC1、標高約 54m）に認められた。

越前海岸沿いの海成段丘面の分布標高を第 1.3.19 図に示す。

M1 面の標高は、越前岬付近で約 110m、鮎川町付近で約 90m のピークが認められるが、後述するように、活動セグメントの端部にかけて低くなる。白浜町以南では、標高約 80m より高い位置に高位段丘面が認められる。また、M2 面及び H3 面の標高分布も、M1 面の標高分布と類似している。なお、干飯崎付近以南では海成段丘面はほとんど認められず、甲楽城付近のみに限定して M1 面（標高約 45m）が認められる。

和布－干飯崎沖断層による最新活動時期等を明らかにするために実施した離水生物遺骸調査の結果を第 1.3.20 図に示す。離水生物遺骸調査に当たっては、松島・大嶋(1974)[121]、雨宮・大島 (1933)[122] 、 茅 根 他 (1987)[123] 、 新 川 (1956)[124] 、 今 島 (1979)[125]及び西畑他(1988)[126]を参考にした。和布地区 MR-2 地点（海食洞）では、海食洞内の標高約 2m～約 4m にヤッコカンザシ、ケガキ、キクザルガイ等の離水生物遺骸が断続的に認められ、群集の組みあわせに着目して調査を行った結果、3 回の離水イベントを認定した。旧汀線の指標となるヤッコカンザシ等を対象とした離水生物遺骸の炭素放射性年代測定の結果、各離水イベントの年代は下位から約 1,600calAD～約 1,700calAD、約 700calAD～約 1,300calAD 及び約 200calAD と想定された。各離水イベントの鉛直変位量は、最近のイベントから順に、約 2.1m、約 1.2m 及び 0.6m 以上であった。また、和布地区の海食洞で認められた最新の離水イベントに対応する離水生物遺骸が亀島地区（GM、標高約 2m）、弁慶の洗濯岩（KN、標高約 2m）、玉川地区（TM、標高約 3.7m）で認められた。以上より、AD1600 年頃に最大隆起量約 4m、平均隆起量約 2m の隆起イベントの存在が明らかとなった。最新の離水イベントの隆起量分布は、後期更新世に形成された海成段丘の高度分布と一致することから、後期更新世以降において同様の隆起パターンが繰り返し発生していたと推定される。

大谷南東方のリニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生

層の泥岩、砂岩、チャート及び緑色岩、安山岩岩脈及び流紋岩岩脈並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

大谷南東方から山中峠北西方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。日本原電敦賀発電所 2 号炉の建設時点の調査によれば、大谷南東方(Loc.K-2)で確認した断層面の条線は、高角度のものが卓越していることが確認されている。また、リニアメント北西方延長部には古期扇状地堆積物 2 が分布しており、これを覆う土壌の下部に姶良 Tn テフラ(AT)が確認されている（第 1.3.21 図）。

後述する海上音波探査の結果、大谷付近沿岸海域には後期更新世以降の活動性が認められる断層（F-14b・15b）が認められた。この断層の南東延長部付近の大谷地区においてはぎ取り調査を実施した結果、NW 走向の断層が認められた（第 1.3.22 図）。火山灰分析の結果、断層を挟んだ後期更新世以降の地層（美浜テフラ混在）の上下変位量は約 20cm でほぼ終息していることから、海域の断層（F-14b・15b）の端部に近いと考えられる（第 1.3.23 図）。なお、断層は姶良 Tn テフラ(AT)を含む地層に変位を与えていない。

山中峠北西方付近(Loc.Kt-1)では、美濃－丹波帯中・古生層に貫入した安山岩岩脈がリニアメントを横断して NE－SW 方向に連続的に分布している。安山岩岩脈Ａは、露頭で確認した貫入面の走向及び傾斜から、リニアメントを横断して NE－SW～NNE－SSW 方向に連続して分布し、顕著な変位は認められない。安山岩岩脈Ｂについては、露頭で確認した貫入面の走向及び多数の安山岩の転石から、リニアメントを横断して N－S 方向に連続し、顕著な変位は認められない（第 1.3.24 図）。

安山岩岩脈のさらに南部(Loc.Kt-2-1)では、美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。断層破砕帯は幅約 1m で、角礫状破砕部及び固結した角礫状破砕部からなり、幅約 1cm～約 2cm

の膨縮する粘土状破砕部（主断層面の走向傾斜：N32°W／90°）を伴っている。粘土状破砕部は幅が膨縮し、周囲の破砕部と漸移的であり、断層面は不明瞭で湾曲し、破砕部の組織を明瞭に切断する平面的な断層面は認められない。また、断層北東側の健岩と破砕部との境界面は凹凸が激しく、割れ目は健岩内部にも分岐している。さらに、断層北東側の健岩と破砕部とを境する断層面には北西方向に緩く傾斜した条線（条線角度約25°NW。以下、条線角度はレイクを示す。）が認められる（第1.3.25 図、第 1.3.26 図）。粘土状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 8°SE を示す（第 1.3.27 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では左横ずれ・逆断層センスを示す変形指標が認められるものの、最新面に沿って粘土鉱物が晶出し、最新面が不明瞭になっている。また、最新面付近では、繰り返し活動を示唆する層状構造は認められない（第 1.3.28 図、第 1.3.29 図）。最新面に分布する粘土鉱物について電子顕微鏡観察を行った結果、最新面にはイライトあるいは緑泥石の可能性が高い針状の粘土鉱物が連結し、結晶成長後に連結を切る断層活動は起こっていない（第 1.3.30 図）。なお、Hoshi and Takagawa(2009)(84)によれば、河野付近から松ヶ崎付近に至る区間に、新第三紀の安山岩岩脈（カリウムーアルゴン法の年代値：約 19Ma）を報告されていることから、最新面で確認されたイライト又は緑泥石は、新第三紀の安山岩の貫入時（約 19Ma 又はそれ以前）の熱水変質により生成されたものと推定される。

Loc.Kt-2-1 より約 40m 南東側の直線状谷において、砂岩の健岩中に幅数 10cm の破砕帯が認められた（Loc.Kt-2-2）。破砕帯は、角礫状破砕部及び礫混じり粘土状破砕部からなり、直線性が高く、明瞭な断層面は認められない。また、条線も不明瞭で認められない（第 1.3.31 図）。礫混じり粘土状破砕部中に不明瞭な断層面を 1 条確認し、ブロックサンプリング、CT 画像解析

及び条線観察を実施した（第 1.3.32 図）。CT 画像解析の結果、最新面は不明瞭であり、顕著な密度低下は認められない。条線観察の結果、CT 画像解析で確認した最新面は凹凸が激しく、条線は不明瞭であった。薄片観察の結果、最新面は網目状に分布する粘土鉱物によって不明瞭となり、薄片内でせん滅することから、熱水変質により複合面構造が失われている可能性がある（第 1.3.33 図）。

これらのことから、Loc.Kt-2-1 及び Loc.Kt-2-2 で認められた断層は、少なくとも後期更新世以降活動していないと評価する。

大桐西方付近から広野付近に至る WNW－ESE 方向に判読されるリニアメントにほぼ一致して、幅数 m の断層破砕帯が複数地点で確認される。この断層破砕帯は日野川断層と考えられる。

橋立西方(Loc.Ht-3)において、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に、WNW－ESE 方向の断層が認められる。この断層の東南東延長に分布する河成中位段丘面に変位・変形は認められない（第 1.3.34 図）。この段丘面を構成する段丘堆積物を覆って厚さ約 1m の風化火山灰層が分布し、その上部に姶良 Tn テフラ(AT)、中部から下位に向かって順に大山倉吉テフラ(DKP)、鬼界葛原テフラ(K-Tz)を含む。

大谷から板取北西方にかけてのリニアメントの周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート及び緑色岩、新第三系の鉢伏山花崗岩、安山岩岩脈及び流紋岩岩脈並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

今泉他編(2018)[34]で左屈曲が一部の河谷で認められる大谷付近(Loc.Kt-3)では、リニアメント付近に連続する露頭が認められるが、規模の大きな破砕帯は認められない。美濃－丹波帯中・古生層のへき開面、安山岩岩脈の貫入面の走向はリニアメント方向に一致するものが卓越していることから、リニアメントは、美濃－丹波帯中・古生層の地質構造に起因した組織地形と判断

する（第 1.3.35 図）。

また、山中峠東方付近に判読されたリニアメント付近(Loc.Kt-4)では、林道に沿って連続的に露頭が観察でき、数箇所で小規模な破砕帯が認められる（第 1.3.36 図）。直線谷からなる NW－SE 方向のリニアメント直下に、安山岩と美濃－丹波帯中・古生層の混在岩の破砕帯が河床で接している(Loc.Kt-4-1)。断層破砕帯は幅約 2.5m で、固結した角礫状破砕部及び角礫状破砕部からなり、幅約 2cm 以下の礫混じり粘土状破砕部（主断層面の走向傾斜：N10° W／88° E）が膨縮かつ不連続に挟在する（第 1.3.37 図、第 1.3.38 図）。粘土状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 80° S を示す（第 1.3.39 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、研磨片及び薄片を連続して横断する断層面は認められず、微小断層面に沿って右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた。これは、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。また、微小断層面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、繰り返し活動を示唆する層状構造は認められない（第 1.3.40 図、第 1.3.41 図）。

河谷の大きな左屈曲が認められる付近(Loc.Kt-5)において剥ぎ取り調査を実施し、幅約 50m にわたり連続的に露頭(Loc.Kt-5-1)を観察した結果、リニアメント直下には断層が認められない（第 1.3.42 図～第 1.3.44 図）。

いずれの文献でも山中断層が指摘されている山中峠南東方の鞍部(Loc.Kt-11)では、剥ぎ取り調査を実施し、幅約 50m にわたり連続的に露頭(Loc.Kt-7)を観察した。岩盤は、美濃－丹波帯中・古生層の混在岩（泥岩を主体とし、砂岩のレンズを含む。）とそれに貫入する安山岩岩脈（一部流紋岩）からなる。これら岩盤中には小規模な破砕帯が数箇所で認められた。いずれの破砕帯も走向はリニアメント方向とは一致せず、破砕帯は膨縮、湾曲し、活断層の破砕帯に特徴的な明瞭な面構造のある

粘土状破砕部や連続性の良い平面的な断層は認められない（第 1.3.45 図～第 1.3.48 図）。このうち、リニアメントの方向に比較的近い走向を持つ安山岩岩脈と混在岩の境界においてブロック試料を採取し、詳細な観察結果を行った結果、安山岩岩脈と混在岩の境界は非常に凹凸し、安山岩岩脈に破砕は認められないことから、貫入関係にあると判断する。また、混在岩と砂礫混じり粘土状破砕部及び粘土混じり砂礫状破砕部中においても、これらの組織を切断する明瞭で平面的な断層面は認められない（第 1.3.49 図～第 1.3.51 図）。

山中峠南東方の直線谷(Loc.Kt-8)では、小規模な破砕帯は認められるが、破砕帯の組織を明瞭に切断する平面的な断層は認められない（第 1.3.52 図）。

また、リニアメント付近に複数の流紋岩岩脈と安山岩岩脈が認められ、これらの岩脈の分布走向はいずれも NE－SW 方向が卓越している。これらの岩脈の一部は、河谷の屈曲等から判読されたリニアメントを横断して NE－SW 方向に連続して分布している。これら岩脈の分布に関するボーリング調査等の詳細な調査結果によれば、流紋岩岩脈Ａ(Loc.Kt-9)及び流紋岩岩脈Ｂ(Loc.Kt-10)の分布は、リニアメントを横断して、NE－SW 方向に連続しており、少なくとも地形調査において見られる河谷の屈曲量に相当するような変位はないと判断される（第 1.3.42 図、第 1.3.53 図～第 1.3.55 図）。南方の安山岩岩脈の分布についてもリニアメントを横断して NE－SW 方向に連続している。

今泉他編(2018)[34]では、御所ヶ谷中流付近で二つの河川に屈曲を判読し活断層を図示しているが、屈曲した二つの河川に挟まれた尾根には屈曲は認められない。また、NE－SW 方向に安山岩岩脈が横断して連続している。

(d) 海上音波探査結果

越前海岸付近の断層周辺陸域及び海域の地質図を第 1.3.56 図に、海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.3.57 図に示す。ま

た、海上音波探査記録の解析から得られたＲ層上面及びＣ層上面の等深線図を第 1.3.58 図及び第 1.3.59 図に、Ａ層・Ｂ層の等層厚線図を第 1.3.60 図に、鉛直変位量分布図を第 1.3.61 図に、傾斜角分布図を第 1.3.62 図に示す。

Ｒ層上面は、大局的には越前海岸に沿って東側が隆起しており、越前岬沖で最も深くなり、深度約 800m に達する。越前岬北方では比較的緩やかに北西方向に深度を増し、越前岬から干飯崎の間には台地状の広がりが認められ、また干飯崎南方では直線的な海岸線に沿って急傾斜面が連続している。干飯崎付近では、Ｒ層が海岸線から西方沖数 km まで半ドーム状に張り出すように分布し、その南西方ではＲ層上面、Ｃ層上面ともに北西に向かい深度を急激に増している。Ａ層・Ｂ層の厚さも干飯崎の南西方付近を境にして、北西に向かい層厚を急激に増す同様の傾向を示している。

和布町北方沖にはＲ層上面に Ｎ－Ｓ 方向に延びる小規模な高まりが認められ、その西縁にＦ－233、Ｆ－236 及びＦ－237 断層が北に開くように分岐して分布している。これらは後期更新世以降の活動が認められる。

産業技術総合研究所・福井大学(2013)[109]が実施した海上音波探査記録の再解析を行った結果、Ｆ－233 断層の北西方に NNW－SSE 方向に延びるＦ－236b 断層が認められた。さらにその北方には Ｎ－Ｓ 方向の背斜が認められ、その西縁にＦ－213 断層が分布している。Ｆ－236b 断層は背斜を伴わないことから横ずれが卓越する断層と考えられ、Ｆ－213 断層は背斜を伴う撓曲構造で特徴づけられる東側に傾斜する逆断層として認められる。これらは後期更新世以降の活動が認められる。

和布町沖から越前岬の間ではＣ層上面が比較的緩やかに北西方向に深度を増しており、海岸に沿って NNE－SSW 方向のＦ－0 及びＦ－2 断層が明瞭なステップを伴い分布している。これらの断層は後期更新世以降の活動が認められる。

越前岬から干飯崎の間にはＲ層上面及びＣ層上面に台地状の広がりが認められ、その西縁に Ｎ－Ｓ 方向のＦ－4･5･6･7･8･9･11 断層が分布し、後期更新世以降の活動が認められる。同断層の北中部では、変形幅の広い撓曲構造で特徴付けられる東側に低角度で傾斜する逆断層が認められるが、南方へ向かうにしたがって変形幅は徐々に狭くなる。

沿岸部に見られる海成段丘面の分布については、和布町沖から干飯崎沖の間に認められる断層の隆起運動を反映したものと考えられる。

一方、干飯崎より南方ではＲ層上面及びＣ層上面は、直線的な海岸線に沿って沖合に向かって急傾斜しており、この急傾斜部には NW－SE 方向の Ｆ－12b 及び Ｆ－14b・15b 断層が分布し、その沖合に Ｆ－12・13、Ｆ－12c、Ｆ－14 及び Ｆ－15 断層が雁行状に分布している。これらの断層は後期更新世以降の活動が認められる。また、同断層は高角度でフラワー構造を呈していることから、横ずれが卓越する断層と考えられる。

徳橋(1995)[127]によれば、海上音波探査記録中に見られるダウンラップ面は相対的な海水準のサイクルが海進期から高海面期への転換したことを意味するとされている。また、Saito(1994)[128]によれば、日本列島周辺では最終氷期以降の海水準は約 6,000 年前頃に最高海水準に達したとされている。Ｆ－4･5･6･7･8･9･11 断層はＡ層中のダウンラップ面及び上位の高海水準期堆積体（約 6,000 年前以降）に変形を及ぼしており、海底面にもシャープな変形が認められることから、最新活動時期は約 6,000 年前以降と考えられる（第 1.3.63 図）。この調査結果は離水生物遺骸調査結果と整合している。

Ｃ層上面の鉛直変位量は、安島岬沖北部に分布する Ｎ－Ｓ 方向のＦ－213 断層では両端部に向かって小さくなる。一方、南部のＦ－236b 断層は、走向が NW－SE 方向であり、Ｆ－213 断層に比べて鉛直変位量が小さい。和布町北方沖から干飯崎沖では、

Ｆ－0 断層とＦ－2 断層の境界付近において鉛直変位量の食い違いが認められる。Ｆ－0 断層の鉛直変位量は北方に向かって終息している。また、Ｆ－2 断層は、南方のＦ－4･5･6･7･8･9･11 断層で最大の鉛直変位量を示すが、干飯崎沖付近に向かって終息している。

また、Ａ層・Ｂ層の等層厚線図によれば、干飯崎付近以北では、層厚が約 110m～約 140m に及んでいるが、干飯崎以南では 80m 前後であり、後期更新世以降の堆積環境の場に大きな違いが認められる。このことは断層の運動様式の違いを反映した結果と考えられる。

NW－SE 方向の断層については、大谷付近で実施されたベイケーブル調査の結果から陸域の甲楽城断層に連続するものと考えられる。

(e) 総合評価

本地域の特徴としては、越前海岸沿いの海成段丘面の分布高度等から、これら段丘面を隆起させる東方への傾動運動が推定される。この海成段丘面の分布に調和する逆断層が和布町沖から干飯崎沖にかけて推定又は確認され、干飯崎沖から大谷南東にかけては海岸線にほぼ平行する横ずれが卓越する断層が確認された。また、和布町北方沖には小規模な高まりの西縁にＦ－236 断層等が分岐しており、その北西方には NNW－SSE 方向に延びる横ずれが卓越する断層（Ｆ－236b 断層）が確認された。さらにその北方の安島岬沖には N－S 方向の背斜を伴う東側傾斜の逆断層（Ｆ－213 断層）が確認された。これら安島岬沖から和布町北方沖の断層、和布町北方沖から干飯崎沖の断層及び干飯崎沖から大谷南東の断層については、後期更新世以降の活動が認められる。

安島岬沖から和布町北方沖に分布するＦ－213 とＦ－236b 断層は、変位センスが逆断層と横ずれ断層で異なり、走向も異なることから、これらは異なるセグメントと判断した。

Ｆ－236b 断層と和布町北方沖の断層（Ｆ－236 断層）及び和布町沖から大味南方沖の断層（Ｆ－0 断層）は、変位センスが横ずれ断層と逆断層で異なり、不連続であることから、これらは異なる活動セグメントと判断した。

和布町北方沖の断層（Ｆ－236 断層）及び和布町沖から大味南方沖の断層（Ｆ－0 断層）と大味南方沖から干飯崎沖の断層（Ｆ－2 断層、Ｆ－4･5･6･7･8･9･11 断層）は、大味南方沖に明瞭なステップが認められ、陸域の段丘面分布及び海域断層の鉛直変位量の終息や食い違いが認められることから、これらは異なる活動セグメントと判断した。

大味南方沖から干飯崎沖の断層と干飯崎沖から大谷南東の断層（Ｆ－12・13、Ｆ－12c、Ｆ－14 及び Ｆ－15 断層）は、変位センスが逆断層と横ずれ断層で異なり、干飯崎付近において走向が大きく異なり、陸域の段丘面分布及び海域断層の鉛直変位量の終息や食い違いが認められることから、これらは異なる活動セグメントと判断した。

これらのことから、活動セグメントについては、安島岬沖に分布する約 12km のＦ－213 断層を安島岬北西沖セグメント、約 11km のＦ－236b 断層を安島岬南西沖セグメント、和布町北方沖から大味南方までの約 25km を和布－干飯崎沖北部セグメント、大味南方から干飯崎沖までの約 17km を和布－干飯崎沖南部セグメント、干飯崎沖から大谷南東方までの約 19km を甲楽城セグメントと評価する。

最新活動時期については、安島岬北西沖セグメントは後期更新世、安島岬南西沖セグメントは約 8,000 年前以降、和布干飯崎沖北部セグメントは約 1,600calAD～約 1,700calAD、和布－干飯崎沖南部セグメントは約 1,600calAD、甲楽城セグメントは約 3,000 年前と評価する。

安島岬北西沖セグメントと安島岬南西沖セグメントは、変位センス及び走向が異なるが、断層分布に明瞭なステップ等が認

められないことから、両セグメントをあわせた約 22km を安島岬沖断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。和布－干飯崎沖北部セグメントと和布－干飯崎沖南部セグメントは、大味南方付近で断層分布に明瞭なステップは認められるものの、断層の走向等に類似性が認められることから、両セグメントをあわせた約 41km を和布－干飯崎沖断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。甲楽城セグメントは甲楽城断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

安島岬沖断層、和布－干飯崎沖断層及び甲楽城断層の連動性について検討した結果、和布－干飯崎沖断層の活動セグメント長さ及び起震断層長さは、単位変位量と断層長さの関係式（粟田(1999)[64]、松田他(1980)[65]）から推定される規模（活動セグメント長さ：約 20km、起震断層長さ：約 40km）と整合的であるものの、和布－干飯崎沖断層と甲楽城断層の境界では断層分布が連続していること、和布－干飯崎沖断層の最新活動時期が約 1,600calAD であり、断層の応力蓄積は小さいと考えられるが、対応する歴史地震は不明であることから、これらの断層が連動する可能性は否定できず、3 断層全ての連動（約 76km）を考慮するものとする。

なお、文献が示す山中断層に対応するリニアメントは、判読される尾根・河谷の屈曲が系統的ではなく、屈曲や傾斜変換線が判読されない尾根・河谷もあり、リニアメントを横断して新第三系の安山岩岩脈及び流紋岩岩脈が連続して分布している。また、いずれの文献でも山中断層が指摘されている鞍部では約 50m にわたる連続露頭(Loc.Kt-7)で断層が認められない。リニアメント直下においても約 50m にわたる連続露頭(Loc.Kt-5-1)で断層が認められない。安山岩と美濃－丹波帯中・古生層の混在岩が接する断層(Loc.Kt-4-1)の最新活動時の運動センスは、現在の広域応力場から推定される運動センスと調和しない右横ずれ・正断層センスを示すことを確認した。これらのことから、

このリニアメントは小規模な破砕帯に起因する岩質の差による差別浸食及び古い断層によって生じた組織地形と判断し、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

また、日野川断層は、断層の東南東延長に分布する河成中位段丘面に変位・変形を与えていないことから、少なくとも後期更新世以降の活動は認められず、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

b. 柳ヶ瀬断層

(a) 文献調査結果

柳ヶ瀬断層に関する主な文献は以下のとおりである。

加藤・杉山(1985b)[18]及び水野他(2002)[19]は、二ッ屋西方から長浜市湖北町二俣北西方に、NNW－SSE 方向で、主に西落ちで一部左横ずれの活断層及び推定活断層を示し、平均変位速度は1m／千年未満としている。図から判読される長さは約 34km である。

活断層研究会編(1991)[31]は、大桐西方から長浜市内保付近に、長さ 37km、NNW－SSE 方向で、主に東側隆起で一部左横ずれの確実度Ⅰ～Ⅲの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、二ッ屋北西方から木之本付近に、長さ 29km、NNW－SSE 方向で、主に東側隆起で一部左横ずれの確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。なお、南方延長部に、長さ 7.7km の断層組織地形を示している。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の柳ヶ瀬断層に対応する位置の二ッ屋西方から木之本付近に、図から判読される長さ約 28km、NNW－SSE 方向で、主に左横ずれ活断層を示している。

岡田他(2005b)[40]は、活断層研究会編(1991)[31]の柳ヶ瀬断層に対応する位置の中河内付近から木之本東方に、主に縦ずれからなり、南端部付近で走向を NW－SE 方向に変え、また南東方に開くように分岐する断層を示している。なお、北端については

図幅範囲外である。

武藤他(1981)[129]は、二ッ屋付近から木之本付近までの 28km 区間を断層として認め、椿坂峠以北は活断層であったとしても活動度はＣ級又はそれ以下とし、椿坂峠以南はＢ級の活断層と評価している。中河内北方では、美濃－丹波帯中・古生層に破砕帯が見られるが、これを不整合に覆って分布している扇状地性堆積物は断層変位を受けていないとし、この堆積物に含まれる木片の放射性炭素〔^{14}Ｃ〕年代測定値が、34,250y.B.P.以前であるとしている。また、長浜市余呉町下余呉から柳ヶ瀬トンネル坑口付近の間で断層変位を受けた第四系を確認しており、このうち柳ヶ瀬トンネル坑口付近で変位を受けている腐植土層の放射性炭素〔^{14}Ｃ〕年代測定値は、4,180±140y.B.P.、4,180±150y.B.P.としている。

杉山他(1993)[130]は長浜市余呉町椿坂南方におけるトレンチ調査において、最新活動に伴って生じた凹地を埋積した堆積物に含まれる植物遺体の放射性炭素〔^{14}Ｃ〕年代測定値は、570y.B.P.～630y.B.P.に集中するとしており、最新活動は西暦 1200 年代後半～西暦 1400 年代初頭に起きた可能性が高く、正中地震（1325 年）に対応するとしている。また、トレンチの断層面における礫の擦痕から、垂直変位を上回る左横ずれ変位を持つ可能性が高いとしている。

杉山他(1994)[22]は、柳ヶ瀬断層について、二ッ屋西方から木之本北方までの活断層、木之本北方から南東に向かう推定活断層と南南東に向かう活断層及び伏在推定活断層を長浜市小谷丁野町で示している。断層の変位形態は、断層南部では西落ちで、長浜市余呉町中之郷から田上山区間では尾根・河谷の系統的な左横ずれを示している。図から判読される長さは、推定伏在活断層を含め約 34km である。

福井県(1998)[131]は、栃ノ木峠北方のトレンチ調査において、美濃－丹波帯中・古生層と中位段丘堆積物の境界をなす断層を

確認している。しかし、近接する約 10 万年前の崖錐性堆積物には下位の中位段丘堆積物で見られるような断層変形は認められないこと等から、約 10 万年前以降の断層活動の存在は疑わしいとしている。また、柳ヶ瀬断層は椿坂峠付近を境として北部と南部に区別でき、北部は南部に比べ活動的ではないとしている。

吉岡他(1998a)[132]は、椿坂峠北方のトレンチ調査から、断層変位を受けた地層の年代を 6,260±100y.B.P.、6,270±80y.B.P.とし、断層は鬼界アカホヤテフラ（K-Ah：約 7,300 年前：町田・新井(2011)[89]）を含む地層に覆われているとしている。

栗本(1999)[5]は、本断層の走向が屈曲する椿坂峠南方を境として北部と南部に区分できるとし、活動度は北部ほど低いとしている。また、断層の長さは約 28km としている。

狩野(2002)[133]は、柳ヶ瀬断層は美濃－丹波帯中・古生層の北に凸の屈曲構造のヒンジ面に位置し、活断層としては既存の弱面を利用して活動しているとし、断層両側で岩相が大きく異なり、断層主部での横ずれ変位量は数 km 又はそれ以上としている。

岡田(2004)[134]は、柳ヶ瀬断層南部における第四紀後期の累積変位量と平均変位速度について検討しており、中之郷付近における約 40 万年間の累積変位量は東側隆起約 300m、左横ずれ 400m～500m、平均変位速度は上下 0.75m～1m/千年、左ずれ 1.0m～1.5m/千年程度となるとしている。また、柳ヶ瀬断層と鍛冶屋断層とは地形・地質及び幾何学的なセグメントが異なること、木之本南方における伏在断層の存在等について指摘している。

日本国有鉄道岐阜工事局(1963)[135]は、北陸本線敦賀・今庄間北陸ずい道工事の工事記録から約 600m の区間を柳ヶ瀬断層とそれに付随した破砕領域としている。

斎藤・磯谷(1973)[136]及び磯谷(1975)[137]は、北陸自動車道建設前の地表踏査、弾性波探査及びボーリング調査の結果から、甲楽城－柳ヶ瀬断層間に主要断層としてＦ－1、Ｆ－2 及びＦ－3

断層を指摘している。

鍛冶屋断層に関する主な文献は以下のとおりである。

水野他(2002)[19]は、長さ 10km、左横ずれの鍛冶屋断層を示し、平均変位速度は 1m／千年未満としている。

活断層研究会編(1991)[31]は、長浜市高月町高野から米原市吉槻南方付近に、長さ 12km、WNW－ESE 方向で、主に左横ずれで一部南側隆起の確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を鍛冶屋断層とし、その活動度をＢ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、高野から吉槻南方付近に、長さ 11km、WNW－ESE 方向で、主に左横ずれで一部南側隆起の確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を鍛冶屋断層とし、その活動度をＢ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]の鍛冶屋断層に対応する位置の高野から米原市上板並付近に、図から判読される長さ約 11km、WNW－ESE 方向で、主に左横ずれの活断層を示している。

東郷他(2005d)[42]は、活断層研究会編(1991)[31]の鍛冶屋断層に対応する位置の高野から上板並東方に、図から判読される長さ約 12km、主に左横ずれで一部南側隆起の活断層を示している。

池田他(1991)[138]は、鍛冶屋断層について、低位段丘堆積物に変位を与えている断層露頭を報告している。

杉山他(1994)[22]は、鍛冶屋断層については泥岩中の断層破砕帯を報告している。

石村(2010)[139]は、関ヶ原周辺の段丘の年代及び活断層の活動性について検討しており、鍛冶屋断層の活動度はＢ級の可能性があるとしている。

吉岡他(2011)[140]は、長浜市鍛冶屋町でトレンチ調査を実施し、最新活動は AD1049 年以降としている。

醍醐断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、長浜市鍛冶屋町から長浜市今荘

町付近に、長さ 4km、N－S 方向で、東側隆起の確実度Ⅱの活断層を醍醐断層とし、その活動性をＢ～Ｃ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、鍛冶屋町から米原市伊吹付近に、長さ 7km、NNW－SSE 方向で、主に東側隆起の確実度Ⅱの活断層を醍醐断層としている。

今泉他編(2018)[34]は、岡田・東郷編(2000)[32]の醍醐断層に対応する位置の長浜市岡谷町から米原市伊吹付近に、図から判読される長さ約 7km、NNW－SSE 方向で、東側隆起の推定活断層を示している。

東郷他(2005d)[42]は、活断層研究会編(1991)[31]の醍醐断層に対応する位置の岡谷町から今荘町付近に、図から判読される長さ約 5km、東側隆起の活断層を示している。

石村(2010)[139]は、関ヶ原周辺の段丘の年代及び活断層の活動性について検討しており、醍醐断層の活動度はＢ級の可能性があるとしている。

関ヶ原断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、今荘町から岐阜県不破郡垂井町付近に、長さ 17km、WNW－ESE 方向で、主に北側隆起で一部左横ずれの確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を関ヶ原断層とし、その活動度をＡ～Ｂ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、米原市上平寺から垂井町付近に、長さ 8km、WNW－ESE 方向で、主に左ずれで一部北側隆起の確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を関ヶ原断層とし、その活動度をＡ～Ｂ級としている。

今泉他編(2018)[34]は、岡田・東郷編(2000)[32]の関ヶ原断層に対応する位置の上平寺から垂井町付近に、図から判読される長さ約 9km、WNW－ESE 方向で、左横ずれの活断層を示している。

鈴木他(2005a)[39]は、岡田・東郷編(2000)[32]の関ヶ原断層に対応する位置の上平寺から垂井町付近に、図から判読される長さ

約 10km、左横ずれの活断層を示している。

池田他(1991)[138]は、鍛冶屋断層及び関ヶ原断層について、低位段丘堆積物に変位を与えている断層露頭を報告している。

杉山他(1994)[22]は、関ヶ原断層については、泥岩中の断層破砕帯及び固結した礫層と泥岩を境する断層破砕帯を報告している。

岐阜県(1996)[141]は、不破郡関ヶ原町でトレンチ調査を実施し、約 1.6 万年前～約 1.7 万年前以降の活動はないとしている。

地震調査委員会(2004)[49]は、「1.3.2.3 (3) a. (a) 」に示すとおりである。

石村(2010)[139]は、関ヶ原周辺の段丘の年代及び活断層の活動性について検討しており、関ヶ原断層の活動度はＡ級の可能性があるとしている。

吉岡他(2011)[140]は、関ヶ原町秋葉でトレンチ調査を実施し、最新活動は約 19,000 年前以前としている。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.64 図に示す。

活断層研究会編(1991)[31]等により柳ヶ瀬断層が示されている位置付近には、二ッ屋西方から椿坂峠を経て長浜市木之本町古橋(ふるはし)西方にかけて概ね NNW－SSE 方向の直線的な谷、崖地形が明瞭に認められる。椿坂峠付近を境にリニアメントの東側と西側の山地高度、低地分布及び崖地形の形状等に相違が認められる。これらは南部ほど顕著になる傾向があり、東側隆起、西側沈降の変位が南ほど卓越することを示唆する（第 1.3.65 図）。リニアメントを横断する尾根・河谷が少ないため、横ずれ変位については不明な地点が多いが、中之郷以南では、リニアメントは数条に分岐し、山地内に位置する東側のリニアメントについては、尾根・河谷の左屈曲が認められる。

リニアメント付近には河成高位段丘面、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 1、古期扇状地面 2 及び新期扇状地

面が判読される。

二ッ屋西方付近(Loc.Yt-8)には、尾根の傾斜変換線、鞍部、直線谷及び急崖からなるNNW－SSE方向のリニアメントが判読され、このうち北部のリニアメントは直線性に乏しく、北方延長部を横断する尾根・河谷には系統的な屈曲は認められない（第1.3.66図）。

板取南西方から椿坂峠北方に至る区間には、孫谷川及び高時(たかとき)川の直線的な河谷に沿い、急崖、尾根の傾斜変換線及び直線谷からなるN－S～NNW－SSE方向のリニアメントが判読される。中河内北方では、リニアメントを横断して分布する古期扇状地面1に変位・変形は認められない。なお、板取南西方には、この区間のリニアメントとやや斜交して、尾根の傾斜変換線、鞍部及び急崖からなるリニアメントが判読される。このリニアメントの北方延長部に分布する古期扇状地面2に変位・変形は認められない。

岡田・東郷編(2000)[32]は、二ッ屋北西方までリニアメントを記載しているため、柳ヶ瀬断層北端付近について航空レーザー測量による地形図を作成し、空中写真判読とあわせて詳細に検討した結果、北陸自動車道を横断して北方に連続する変動地形・リニアメントは判読されない（第1.3.67図）。

椿坂峠北方から田上山北方に至る区間には、主に余呉川の直線的な河谷に沿い、急崖、鞍部、低崖、尾根・河谷の屈曲及び尾根の傾斜変換線からなるNNW－SSE方向のリニアメントが判読される。長浜市余呉町椿坂南方では、リニアメントを横断して分布する古期扇状地面2を開析する河谷に約20mの左屈曲が判読される。また、長浜市余呉町坂口付近(Loc.Y-1)に判読される尾根・河谷の系統的な左屈曲は約20m～約200mである（第1.3.68図）。なお、坂口付近には、南方に向かって分岐する複数のリニアメントが判読される。長浜市余呉町中之郷から坂口付近には山麓部に古期扇状地面1が分布し、これらの西側にも

急斜面からなる東側隆起のリニアメントが認められる。

田上山北方から長浜市木之本町古橋西方に至る区間には、急崖、直線谷及び尾根の傾斜変換線からなる NNW－SSE～E－W 方向に湾曲するリニアメントが判読される。この辺りでリニアメントは走向を NW－SE 方向に変え、また南東方に開くように分岐している。なお、航空レーザー測量による DEM を用いた詳細な地形判読結果においても、南東方にリニアメントが分岐していることを確認した（第 1.3.69 図）。

古橋付近にはリニアメント延長部に河成中位段丘面及び河成低位段丘面が分布しているが、これらの段丘面に変位・変形は認められない。

活断層研究会編(1991)[31]等により鍛冶屋断層が示されている位置付近には、古橋付近から鍛冶屋町を経て伊吹山北方に至る区間に、概ね WNW－ESE 方向にリニアメントが判読される。長浜市高月町高野付近では、複数条のリニアメントが西方に開くように分岐している。

リニアメント付近には河成高位段丘面、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 1、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が判読される。リニアメントは、主に山地内に認められる。尾根・河谷の系統的な左屈曲が複数地点で判読される。また、全体として南側隆起が認められるが、西部の長浜市谷口町以西では北側隆起が認められる。

(c) 地表地質調査結果等

地表地質調査結果等に基づき作成した地質図を第 1.3.70 図に、地質断面図を第 1.3.71 図に示す。

柳ヶ瀬断層から鍛冶屋断層にかけてのリニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート、石灰岩及び緑色岩、新第三系の鉢伏山花崗岩及び安山岩岩脈並びにこれらを覆う第四系の河成高位段丘堆積物、河成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、

新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

柳ヶ瀬断層の両側では、地質分布及び地質構造に違いが認められ、東側地域には緑色岩が広く分布するが、西側地域では小規模である。また、柳ヶ瀬断層の東側では、泥岩に発達するへき開面の走向、チャート等の分布の方向は、NNW－SSE～NW－SE 方向で、西側では N－S～NE－SW 方向のものが多い。柳ヶ瀬断層は美濃－丹波帯中・古生層に認められる北に凸の褶曲構造（アンチフォーム）の褶曲軸に位置しており、褶曲軸部が弱面となり、柳ヶ瀬断層が形成されたと考えられる。断層が存在する部分では断層両側でのへき開面の走向の変化は非常に鋭角的であるが、二ッ谷南西方から大桐南方付近になると断層位置が軸部からややずれていたり、断層両側でのへき開面の走向の変化が緩やかになっており、美濃－丹波帯中・古生層の変形の程度が北方に向かって減少していると考えられる。

二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-1)では、柳ヶ瀬断層北端部のリニアメント付近に断層露頭が 3 箇所で認められ、これらの走向はほぼ NNW－SSE 方向で、高角度の断層で、柳ヶ瀬断層に対応するものと判断される。これらの破砕帯には、軟弱な粘土を伴う連続性の良い平面性の高い断層面が認められることから、新期の活動が示唆される（第 1.3.72 図）。

二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-2-1)では、ボーリング調査による詳細な調査の結果、美濃－丹波帯中・古生層及び安山岩からなる幅約 15m の断層破砕帯が認められた（第 1.3.73 図）。ボーリングコアで認められる粘土状～シルト状破砕部の研磨片観察の結果、断層面の走向が柳ヶ瀬断層の方向と一致すると仮定した場合、破砕部の変形組織から左ずれの変位センスが推定されることから、新期の活動の可能性を否定できない（第 1.3.74 図）。

二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-2-1)より約 300m 南方付近(Loc.Yt-2-2)では、リニアメント直下に美濃－丹波帯中・古生層中の断層が認められる。断層破砕帯は幅約 3m 以上で、主断層面上には水

平の条線が認められる（第 1.3.75 図）。粘土状破砕部（主断層面の走向傾斜：N15° W／68° E）でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 5° SE を示す（第 1.3.76 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では左横ずれ・逆断層センスを示す変形指標が認められ、最新面に沿って繰り返し活動の特徴と考えられる層状構造が認められる（第 1.3.77 図～第 1.3.78 図）。以上の検討結果より、この断層は新期の活動の可能性を否定できない。

二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-2-1)より約 1.7km 北方の二ッ屋西方付近(Loc.Yt-2-3)において、岡田・東郷編(2000)[32]が示すリニアメント直下付近で剥ぎ取り調査及び地表踏査を実施した。その結果、美濃－丹波帯中・古生層の混在岩、チャート及び安山岩岩脈には断層が認められない（第 1.3.79 図）。

今泉他編(2018)[34]が示す断層が通過する二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-4)で実施した幅約 40m にわたる剥ぎ取り調査の結果、岩盤は美濃－丹波帯中・古生層の砂岩及び混在岩（泥岩を主体とし、ブロック～レンズ状のチャート等を含む。）からなり、これら岩盤中には小規模な破砕帯が数箇所で認められた。破砕帯の走向は概ねリニアメントの方向と一致するものが多いが、破砕帯は膨縮、湾曲し、活断層の破砕帯に特徴的な明瞭な面構造のある粘土状破砕部や連続性の良い平面的な断層面は認められない（第 1.3.80 図）。今泉他編(2018)[34]が示す断層が通過する二ッ屋南西方付近(Loc.Yt-5)で実施したボーリング調査の結果、破砕帯が認められるが、破砕帯の向きは NNE－SSW 走向、約 70° 西傾斜であり、今泉他編(2018)[34]が示す断層の方向とは斜交している。

栃ノ木峠北方の露頭では、中位段丘堆積物と美濃－丹波帯中・古生層を境する断層が認められる。その南方の中河内北方(Loc.Y-3)では、日本原電敦賀発電所２号炉の建設時点の調査によれば、基盤岩中の断層を直接覆って分布する古期扇状地堆積

物 1 が変位を受けていないことが確認されている。この堆積物に含まれる木片の放射性炭素〔14C〕年代測定値は、44,810±810y.B.P.とされている（第 1.3.81 図）。

椿坂峠北方から田上山北方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。日本原電敦賀発電所 2 号炉の建設時点の調査によれば、椿坂南東方の露頭(Loc.Y-4)で、縄文土器を含む腐植土層及び砂礫層が変位していることが確認されており（第 1.3.82 図）、中之郷北東方の古期扇状地堆積物 2 に含まれる腐植物及び木片の放射性炭素〔14C〕年代測定値は、17,780±130 y.B.P.～22,310±650y.B.P.とされている。

椿坂地点(Loc.Ys-2)のトレンチ調査の結果によれば、変位を受けている河川成堆積物に含まれる炭質物の放射性炭素〔14C〕年代測定値は 910±30 y.B.P.～1,070±30y.B.P.であり、その上位で断層全体を覆って水平に分布する土石流堆積物に含まれる炭質物の放射性炭素〔14C〕年代測定値は 290±30 y.B.P～300±30y.B.P であり、最新活動時期は約 Cal BP 800 以降、約 Cal BP 400 以前と判断される（第 1.3.83 図）。

田上山北方から古橋西方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。木之本東方付近(Loc.Y-5)では、断層はほぼリニアメントに一致し、走向は NW－SE～E－W 方向である（第 1.3.84 図）。

古橋付近(Loc.Y-6)には、断層延長部に河成中位段丘面及び河成低位段丘面が分布しており、これらに変位・変形は認められない。河成中位段丘堆積物を覆う風化火山灰層には、鬼界葛原テフラ(K-Tz)を含む（第 1.3.85 図）。

鍛冶屋断層のリニアメント付近では、美濃－丹波帯中・古生層に NW－SE 方向の軸を持つ褶曲構造が認められ、鍛冶屋断層はこの構造を変位させており、美濃－丹波帯中・古生層中の地質境界を見かけ数 km 左横ずれさせている。鍛冶屋断層について

は、リニアメント位置に断層が複数地点で確認される。これらのうち、長浜市小谷上山田町北東方(Loc.KJt-1)、長浜市高月町高野東方(Loc.KJt-2)等で確認された断層は、第四系に変位を与えている（第 1.3.86 図、第 1.3.87 図）。鍛冶屋断層は、高野付近で北西方に分岐したリニアメントに対応して断層が確認されており、断層末端の特徴を有している。

柳ヶ瀬断層と鍛冶屋断層との連続性を検討するために、両断層間を流れる高時川に沿った沖積低地(Loc.Yt-6)において反射法地震探査及びボーリング調査を行った。反射法地震探査の結果、高野測線の中央部等に凹地状の構造が認められ、堆積物中の反射面には撓曲状の構造が認められるが、明瞭な断層構造は認められない。また、ボーリング調査の結果、堆積物の層厚は概ね 90m で、ほぼ砂礫からなり、標高約 25m 以深は美濃－丹波帯中・古生層の泥岩からなる基盤であり、標高約 110m において、粘土層には厚さ約 1cm の姶良 Tn テフラ(AT)を挟在している（第 1.3.88 図）。

(d) 総合評価

本地域の特徴として、美濃－丹波帯中・古生層に北に凸の褶曲構造（アンチフォーム）が認められ、この軸部に柳ヶ瀬断層が位置している。断層両側で岩相が大きく異なり、柳ヶ瀬断層の横ずれ変位量は数 km 又はそれ以上である。鍛冶屋断層については、美濃－丹波帯中・古生層中の地層境界を数 km 変位させている。これらの断層については、後期更新世以降の活動が認められる。

二ッ屋西北西方から椿坂峠北方の断層と椿坂峠付近から古橋付近の断層は、椿坂峠付近を境に北部と南部で最新活動時期に差が認められることから、これらは異なる活動セグメントと判断する。

このことから、活動セグメントについては、二ッ屋西北西方から椿坂峠付近までの約 15km を柳ヶ瀬北部セグメントと、椿

坂峠から古橋までの約 16km を柳ヶ瀬南部セグメントと評価する。

最新活動時期については、柳ヶ瀬北部セグメントは約 7,300 年前、柳ヶ瀬南部セグメントは西暦 1200 年代後半～西暦 1400 年代初頭と評価する。

柳ヶ瀬北部セグメントと柳ヶ瀬南部セグメントは、活動性が異なるものの変位量等の不連続が確認できないこと等から、両セグメントをあわせた約 31km を柳ヶ瀬断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

柳ヶ瀬断層以南に位置し、敷地からの距離が約 30km 以上の鍛冶屋断層及び関ヶ原断層については、文献調査の結果に基づき、長浜市高月町高野から米原市吉槻南方付近までの約 12km を鍛冶屋断層、今荘町から岐阜県不破郡垂井町付までの約 17km を関ヶ原断層とし、いずれも震源として考慮する活断層と評価する。

c. 甲楽城沖断層、浦底－内池見断層、ウツロギ峠北方－池河内断層、柳ヶ瀬山断層

(a) 文献調査結果

浦底断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、立石岬（たていし）から猪ヶ池（いのがいけ）西方を経て明神崎に至る山地の西縁部に、長さ 3km、NW－SE 方向で、北東側隆起の確実度Ⅰの活断層を示し、浦底断層としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、立石岬から猪ヶ池西方を経て明神崎沖の水島に至る山地の西縁部に、長さ 3.5km、NW－SE 方向で、北東側隆起の確実度Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ～Ｃ級としており、浦底断層としている。

今泉他編(2018)[34]もこれら文献とほぼ同様の位置に、図から判読される長さ約 4km の左横ずれの活断層を示している。

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、明神崎南東方 1.5km に、長さ約 2km、NW－SE 方向で、北東側隆起の伏在推定断層を示し

ている。また、敦賀湾内の岡崎の沖合約 1km に、N－S 方向で、西側隆起の断続する伏在推定断層を示している。図から判読される長さは全長約 7km である。

ウツロギ峠・池河内断層及び柳ヶ瀬山断層に関する主な文献は以下のとおりである。

活断層研究会編(1991)[31]は、敦賀市江良付近からウツロギ峠を経て越坂北方に、長さ約 3km、敦賀市樫曲東方から敦賀市池河内南東方に、長さ約 4km 及び敦賀市杉箸北方から長浜市余呉町椿坂西方に、長さ約 3km、いずれも NW－SE 方向で、確実度Ⅲのリニアメントを示し、これら 3 条のリニアメントは江良付近から椿坂西方に至る区間で雁行状に配列している。また、これらリニアメントの南方の椿坂西方から長浜市余呉町柳ヶ瀬付近に、長さ 4km、NNW－SSE 方向で、西側隆起の確実度Ⅱの柳ヶ瀬山断層を示し、その活動度をＢ～Ｃ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、江良付近から樫曲東方に、長さ 5.5km 及び樫曲東方から杉箸東方に、長さ 7km、いずれも NW－SE 方向で、左横ずれの主に確実度Ⅱ、一部確実度Ⅰの連続する活断層を示し、前者をウツロギ峠（断層）、後者を池河内断層と呼び、それぞれを南西側隆起及び北東側隆起としている。また、これらリニアメントの南方の椿坂北西方から柳ヶ瀬付近に、長さ 4.5km、NNW－SSE 方向で、東側隆起の確実度Ⅱの柳ヶ瀬山断層を示している。

今泉他編(2018)[34]は、敦賀市五幡付近から池河内南東方に、図から判読される長さ約 9km、NW－SE 方向で、左横ずれの活断層を示しているが、活断層研究会編(1991)[31]等により柳ヶ瀬山断層が示されている位置付近には、活断層又は推定活断層を示していない。

岡田他(2005b)[40]は、樫曲東方から椿坂西方を経て柳ヶ瀬付近に、NW－SE～NNW－SSE 方向で、一部左横ずれの活断層を示し、その南部について柳ヶ瀬山断層としている。なお、北端に

ついては図幅範囲外である。

田結(たい)・内池見(うちいけみ)リニアメントに関する主な文献は以下のとおりである。

岡田・東郷編(2000)[32]は、敦賀市余座(よざ)付近に、長さ 1.8km、N－S 方向で、東側隆起の内池見リニアメントを示している。また、敦賀市田結付近に、長さ 1.4km、NW－SE 方向で、北東側隆起の田結リニアメントを示している。

今泉他編(2018)[34]は、岡田・東郷編(2000)[32]の田結リニアメントと内池見リニアメントに対応する位置付近に、図から判読される長さ約 3km、N－S 方向東側隆起の推定活断層を示している。

岡田他(2005b)[40]は、岡田・東郷編(2000)[32]の内池見リニアメントに対応する位置の余座付近に、N－S 方向で、主に東側隆起で一部伏在する断層を示している。なお、北端については図幅範囲外である。

Okada(1978)[142]は、中池見付近の袋状埋積谷は東側の山地が隆起することによって形成されたとしている。

岡田(2000)[143]は、既往のボーリング調査等の結果から岡田・東郷編(2000)[32]が示す田結・内池見リニアメントについて、断層の存否を特定することは困難としている。また、断層が存在するとしても活動性は低く、N－S 走向で東上がりであり横ずれを伴わない逆断層が想定されることから、敦賀断層から分岐した断層とは考えられず、一連の断層を想定する必要はないとしている。

山田他(2015)[144]は、内池見においてボーリング調査等を実施し、断層両側の地層の対比による上下変位から、池見断層の活動について、池見断層は 7ka 以降に活動した可能性が高いとしている。

地震調査委員会(2004)[49]は、柳ヶ瀬・関ヶ原断層帯主部の西側を並走する敦賀市の立石岬付近から滋賀県長浜市余呉町に至

る約 25km の断層群を浦底－柳ヶ瀬山断層帯とし、浦底断層、ウツロギ峠（断層）、池河内断層及び柳ヶ瀬山断層からなるとし、また本断層は、NW－SE 方向に延びる左横ずれを主体とする断層であるとしている。柳ヶ瀬・関ヶ原断層帯主部との関係について、非常に近接して分布していることから、断層帯主部の一部と浦底－柳ヶ瀬山断層帯との活動に関連がある可能性もあり、両断層帯の地下の断層面の形状等を明らかにする必要があるとしている。

杉山他(2012)[145]は、浦底－柳ヶ瀬山断層帯は、浦底、田結・内池見、ウツロギ峠北方及びウツロギ峠・池河内・柳ヶ瀬山の 4 つの形状セグメントから構成され、甲楽城沖形状セグメントも浦底－柳ヶ瀬山断層帯の構成要素と見ることができるとしている。また、甲楽城沖セグメントは高角北東傾斜の断層であり、逆断層的な性格と左横ずれ成分を有する甲楽城断層の前縁断層としての性格も併せ持つとしている。

中江他(2013)[10]では、ウツロギ峠南方の断層露頭スケッチを記載している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.89 図に示す。

活断層研究会編(1991)[31]等により浦底断層が示されている位置付近には、立石岬から猪ヶ池西方に至る区間に山地と低地の境界を通り、急崖、鞍部、直線谷及び河谷の屈曲からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。

浦底断層北方延長海域部における海底地形面調査の結果、水深約 30m までの海底地形には、陸域で認められるリニアメントの北西方延長部付近に NW－SE 方向に延びる北東側隆起の直線状の高度不連続（延長約 300m、比高約 3m）が認められる（第 1.3.90 図）。

活断層研究会編(1991)[31]等によりウツロギ峠（断層）、池河内断層及び柳ヶ瀬山断層が示されている位置付近には、江良付

近から椿坂北西方に至る区間に、NW－SE 方向のリニアメントが雁行状に配列して判読される。リニアメント付近には、河成高位段丘面、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が判読される。

江良付近からウツロギ峠を経て敦賀市獺河内（うそごうち）南東方に至る区間には、急崖、鞍部、直線谷及び低崖からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。江良付近、ウツロギ峠付近及び敦賀市田尻（たじり）付近に判読される尾根・河谷の系統的な左屈曲の屈曲量は、約 25m～約 75m である。このうち、ウツロギ峠付近では、リニアメントを横断して分布する河成高位段丘面に低崖が認められ、同面を開析する河谷には左屈曲が認められる。山麓部に河成高位段丘面及び河成中位段丘面が分布し、これらの北東側にも急斜面からなる南西側隆起のリニアメントが認められる。

獺河内南方から池河内南東方に至る区間には、直線谷、鞍部及び急崖からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。池河内付近に判読される尾根・河谷の系統的な左屈曲の屈曲量は、約 30m～約 50m である。

杉箸北西方から椿坂北西方に至る区間には、直線谷及び鞍部からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。杉箸北西方の一部では、河谷に左屈曲が認められるが、屈曲量は小さく系統的ではない。

岡田・東郷編(2000)[32]等に示される柳ヶ瀬山断層は、山頂小起伏面の高度不連続をリニアメントとして判読されている。本断層周辺(Loc.Ut-1)について国土地理院の 50ｍメッシュデータを用いて、岡崎(1967)[146]の山頂小起伏面認定基準にしたがい抽出した山頂小起伏面の高度は、柳ヶ瀬山断層を挟んで断面Ｂ及び断面Ｃでは南西方へ、断面Ａでは逆に北方へ緩やかに高くなっており、柳ヶ瀬山断層位置で急変はしていない（第 1.3.91 図）。また、柳ヶ瀬山断層が示されている位置(Loc.Ut-2)には、N－S～NW－SE 方向の河谷が認められるが、直線性に乏しいこ

と、谷の側壁は開析が進んでいること及び横ずれを示唆する地形も認められないことからリニアメントは判読されない（第1.3.92 図）。

岡田・東郷編(2000)[32]により田結リニアメントと内池見リニアメントが示されている位置には、中池見等の凹地が南北方向に分布しており、東側の山地が隆起することによって形成された閉塞地形からなるリニアメントが判読される。

(c) 地表地質調査結果

地表地質調査結果に基づき作成した地質図を第 1.3.93 図に、地質断面図を第 1.3.94 図に示す。

立石岬から猪ヶ池西方に至るリニアメント周辺は、江若花崗岩等とこれらを覆う第四系が分布する。敦賀発電所敷地内のボーリング調査、トレンチ調査等の詳細な調査の結果によれば、リニアメントに対応して NW－SE 方向の北東側を隆起させる左横ずれを伴う逆断層を確認されており、トレンチ調査（地点 B）の結果によれば、最新活動は約 4,000 年前以降と判断される（第 1.3.95 図）。

江良付近から椿坂北西方に至るリニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート、石灰岩及び緑色岩、新第三系の閃緑岩岩脈並びにこれらを覆う第四系の河成高位段丘堆積物、河成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

江良付近から獺河内南東方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。ウツロギ峠西方では、リニアメントを境して、北東側に閃緑岩岩脈が、南西側に美濃－丹波帯中・古生層が分布し、田尻付近では、北東側に美濃－丹波帯中・古生層が、南西側に閃緑岩岩脈が分布している。ウツロギ峠南西方の露頭(Loc.U-1)では、北東側の美濃－丹波帯中・古生層と南西側の崖錐性堆積物とを境する断層が認められ、この堆積物中に含まれる腐植質シルトの放射性炭素〔14

C〕年代測定値は 5,060±110y.B.P.である（第 1.3.96 図）。ウツロギ峠付近では、河成高位段丘面を開析する河谷に約 45m の左屈曲が認められ、河成高位段丘堆積物を覆う地層には、鬼界葛原テフラ(K-Tz)が含まれる。

樫曲東方から池河内南東方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。樫曲東方の露頭(Loc.U-2)に見られる断層は、姶良 Tn テフラ(AT)を含む崖錐性堆積物に変位を与えているが、鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を含む砂質礫層に変位を与えていない（第 1.3.97 図）。

杉箸北西方から椿坂北西方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められる。杉箸北東方の露頭(Loc.U-3)に見られる断層は、軟質な粘土状破砕部を伴い、断層面も平面的で連続性が良いが、断層を覆う崖錐性堆積物に変位を与えていない（第 1.3.98 図）。

杉箸北東方地点(Loc.Ut-3)のボーリング調査では、基盤岩である美濃－丹波帯中・古生層とそれらを覆う第四系が認められる。美濃－丹波帯中・古生層中には、破砕帯が認められており、一部で軟質な粘土状破砕部を挟在している。第四系は、層相から下位よりｃ層～ａ層の 3 層に区分され、ｂ層の中部は姶良 Tn テフラ(AT)を、ｂ層の最上部は鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を含む。ボーリング Sg－12 孔の深度約 19m 及びボーリング Sg－11 孔の深度約 9m に破砕帯が認められること、並びにｂ層の厚さが急変することから断層の位置を判断している。断層を覆うｂ層の基底面には南側隆起の変位が認められるが、ｂ層の最上部の鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)層準には不連続や傾斜の変換は認められない。これらのことから、リニアメントに対応する断層の最新活動時期については、姶良 Tn テフラ(AT)降灰以降、鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)降灰以前であると考えられる（第 1.3.99 図）。

リニアメント東南東延長部(Loc.Ut-4)には、美濃－丹波帯中・古生層の砂岩及び泥岩が分布している。泥岩に発達する鱗片状

へき開面の走向は、NNW－SSE 方向でリニアメントとは斜交している。また、幅数 m の粘土混じり角礫状破砕部が数地点で認められるが、同様に NNW－SSE 走向でリニアメントとは斜交しており、これらは同走向で近接して分布する柳ヶ瀬断層の一部であると考えられる。これらには幅数 cm の粘土状破砕部が一部で認められるが、破砕部の組織を明瞭に切断する平面的な断層面は認められない（第 1.3.100 図）。

柳ヶ瀬山断層周辺には、主に泥岩基質の混在岩からなる美濃－丹波帯中・古生層が分布している。文献で示されるリニアメントの位置付近で、複数の断層露頭が確認された。杉箸東方の露頭(Loc.Ut-5)では、東側の塊状砂岩と西側の泥岩基質の混在岩の境界に幅約 1m～約 1.5m の礫～砂状破砕部があり、数条の幅数 cm の粘土状破砕部があるが、破砕部の組織を明瞭に切断する平面的な断層面は認められない。本露頭では、断層を境に異なる岩相の地層が接しており、この境界部が断層本体と考えられる（第 1.3.101 図）。柳ヶ瀬北西方の露頭(Loc.Ut-6)では、幅約 20m の泥岩及び砂岩からなる露頭のほぼ中央部に、幅約 1.3m の細片～鱗片状破砕部があり、この破砕部を切断して幅数 cm の粘土状破砕部が認められるが、分岐、湾曲し、破砕部の組織を明瞭に切断する平面的な断層面は認められない（第 1.3.102 図）。本露頭は、幅約 20m に渡って連続し、断層はその部分にしか存在しないので、観察できた破砕帯が柳ヶ瀬山断層本体と考えられる。杉箸東方の露頭(Loc.Ut-7)では、幅約 1.5m の主に粘土混じり角礫状破砕部があり、幅数 cm の粘土状破砕部が認められるが、平面的な断層面は認められない（第 1.3.103 図）。柳ヶ瀬北西方の露頭(Loc.Ut-8)では、幅約 1m 以上の角礫状～鱗片状破砕部があり、幅数 cm の砂～粘土状破砕部が数条認められるが、連続せず非常に不明瞭である（第 1.3.104 図）。柳ヶ瀬山断層の南方延長部(Loc.Ut-9)では、チャートの健岩露頭が広く分布している。チャートの南側には泥岩が分布しているが、両者の境界は

概ね NE－SW 方向に連続し、変位は認められない（第 1.3.105 図）。

岡田・東郷編(2000)[32]により田結リニアメントと内池見リニアメントが示されている位置には、泥岩、砂岩、チャート等からなる美濃－丹波帯中・古生層が分布する。リニアメント周辺には、断層露頭は認められないが、岡田(2000)[143]に示されているボーリング調査等の結果からは、敦賀市中池見では断層の存在を否定できない。

(d) 海上音波探査結果

断層周辺陸域及び海域の地質図を第 1.3.106 図に、海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.3.107 図に示す。また、海上音波探査記録の解析から得られたＲ層上面及びＣ層上面の等深線図を第 1.3.108 図及び第 1.3.109 図に、鉛直変位量分布図を第 1.3.110 図に、傾斜角分布図を第 1.3.111 図に示す。

敦賀半島の北東側及び敦賀湾内の海域には、Ｒ層上面及びＣ層上面の高まりが認められる。この高まりの南西縁は、立石岬北方沖から浦底断層を経て田結崎北方沖まで連続している。また、この高まりの東縁は、河野南西方沖から五幡西方沖まで連続している。

甲楽城から大谷にかけての西方沖合には、杉山他(2012)[145]の甲楽城沖断層に対応して、高角度のＦ－17・18・19、Ｆ－28、Ｆ－29 及びＦ－30 断層が分布し、いずれも後期更新世以降の活動が認められる。これらの断層の走向は概ね NW－SE 方向であるが、北部のＦ－17・18・19 断層は北東側隆起の、南部のＦ－30 断層は南西側隆起の断層である。これらの断層は、いずれもＲ層、Ｃ層及びＢ層上面の鉛直変位量は小さく、累積性もほとんど認められない。

Ｃ層上面を基準とする断層の鉛直変位量は、Ｆ－17・18・19 断層は北方に向かって、Ｆ－30 断層は南方に向かって終息する。

立石岬北方沖から田結崎北方沖には、陸域の浦底断層を挟ん

で北方にＦ－22 及びＦ－23・24 断層が、南方にＦ－39・40、Ｆ－39b、Ｆ－41、Ｆ－44、Ｆ－44b、Ｆ－44c、Ｆ－44d 及びＦ－44e 断層が位置している。これらの断層はいずれも後期更新世以降の活動が認められる。

また、Ｆ－22、Ｆ－23・24、Ｆ－39・40 及びＦ－39b 断層の走向は概ね NW－SE 方向であるが、Ｆ－41、Ｆ－44、Ｆ－44b、Ｆ－44c、Ｆ－44d 及びＦ－44e 断層の走向は概ね NNW－SSE 方向である。これらの断層は高角度で北東に傾斜する北東側隆起の断層であり、浦底断層の構造と調和的である。

また、Ｃ層上面を基準とする断層の鉛直変位量は、Ｆ－22 及びＦ－23・24 断層は北方に向かって、Ｆ－39・40 断層は南方に向かって終息する。Ｆ－41 断層は北方に向かって終息するが、Ｆ－44 及びＦ－44b 断層は南方に向かって終息する傾向が認められないことから、これらの断層は、南方延長陸域の田結リニアメント及び内池見リニアメントに連続するものと考えられる。

河野南西方沖から五幡西方沖には、走向はＮ－Ｓ方向で、西側に傾斜する西側隆起のＦ－32・45 断層が位置している。これらの断層は後期更新世以降の活動が認められる。

また、Ｃ層上面を基準とするＦ－32・45 断層の鉛直変位量は、北方に向かって終息するが、南方に向かっては終息する傾向が認められないことから、南方延長陸域のウツロギ峠（断層）及び池河内断層に連続するものと考えられる。

(e) 総合評価

本地域の特徴としては、敦賀半島の北東側から敦賀湾湾奥部にかけて、Ｒ層上面及びＣ層上面に高まりが認められる。甲楽城から大谷にかけての西方沖合には NW－SE 走向の断層が分布している。立石岬北方沖から田結岬北方沖の断層群は、走向・隆起方向等から文献に示される田結リニアメントと内池見リニアメントに連続すると考えられる。また、河野南西方沖から五幡西方沖の断層群は、走向・隆起方向等からその南端部に近接

するウツロギ峠（断層）及び池河内断層を経て柳ヶ瀬山断層に連続していると考えられる。これらのうち、柳ヶ瀬山断層を除く断層については、後期更新世以降の活動が認められる。

甲楽城から大谷にかけての西方沖合に位置するＦ－17・18・19 とＦ－30 断層とは、断層の相対的沈降側及び活動履歴が異なることから、異なる活動セグメントと判断される。立石岬北方沖に位置するＦ－23・24 断層から浦底断層を経てＦ－39・40 断層に至る断層と、田結崎北方沖に位置するＦ－41、Ｆ－44 及びＦ－44b 断層から田結リニアメント及び内池見リニアメントに至る断層とは、走向が異なること、Ｆ－39・40 断層の鉛直変位量が南に向かって、Ｆ－41 断層の鉛直変位量が北に向かって終息することから、これらは異なる活動セグメントと判断される。また、河野南西方沖から五幡西方沖に位置するＦ－32・45 断層とウツロギ峠（断層）及び池河内断層とは、走向が異なることから、異なる活動セグメントと判断される。

これらのことから、活動セグメントについては、Ｆ－17・18・19 断層の約 7km を甲楽城沖北部セグメント、Ｆ－28、Ｆ－29 及びＦ－30 断層の約 6km を甲楽城沖南部セグメント、Ｆ－22 断層からＦ－39・40 断層までの約 13km を浦底セグメント、Ｆ－41 断層、Ｆ－44 断層及びＦ－44b 断層並びに文献で示される田結リニアメント及び内池見リニアメントの約 10km を田結・内池見セグメント、Ｆ－32・45 断層の約 11km をウツロギ峠北方セグメント、江良付近から椿坂北西方までの約 13km をウツロギ峠・池河内セグメントとそれぞれ評価する。

最新活動時期については、甲楽城沖北部セグメントは完新世、甲楽城沖南部セグメントは後期更新世、浦底セグメントは約 4,000 年前以降、田結・内池見セグメントは約 7,000 年前以降、ウツロギ峠北方セグメントは完新世、ウツロギ峠・池河内セグメントは約 5,000 年前以降と評価する。

甲楽城沖北部セグメントと甲楽城沖南部セグメントは相対的

沈降側及び活動履歴は異なるが、連続して分布し、走向に著しい違いは認められないことから、両セグメントをあわせた約13km を甲楽城沖断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

浦底セグメント及び田結・内池見セグメントは、走向が異なるものの互いに近接して分布することから、両セグメントをあわせた約 21km を浦底－内池見断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

ウツロギ峠北方セグメントとウツロギ峠・池河内セグメントは、走向が異なるものの互いに近接して分布することから、両セグメントをあわせた約 24km をウツロギ峠北方－池河内断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

甲楽城沖断層と浦底－内池見断層は不連続であり、甲楽城沖南部セグメントと浦底セグメントの活動履歴が整合しないことから、これらは異なる活動セグメントと推定される。

活断層研究会編(1991)[31]及び岡田・東郷編(2000)[32]において柳ヶ瀬山断層が記載された位置には、積極的に活断層の存在を示唆するデータは得られていない。ただし、破砕部性状の観察結果等の詳細なデータが得られておらず、活断層の存在は否定できないことから、池河内断層との交点から南方にチャートが横断して分布する地点までの約 4km を柳ヶ瀬山セグメント（柳ヶ瀬山断層）とし、震源として考慮する活断層と評価する。

甲楽城沖断層、浦底断層（浦底セグメント）、池河内断層（ウツロギ峠・池河内セグメント）及び柳ヶ瀬山断層の連動性について検討した結果、甲楽城沖断層、浦底セグメント及びウツロギ峠・池河内セグメントは断層分布が不連続であること、甲楽城沖南部セグメントと浦底セグメントの活動履歴が整合しないこと、活断層研究会編(1991)[31]及び岡田・東郷編(2000)[32]において柳ヶ瀬山断層が記載された位置には、積極的に活断層の存在を示唆するデータは得られていないことから、これらの

断層が連動する可能性は低いと判断するが、4 断層全ての連動（約 36km）を考慮するものとする。

d. 敦賀断層

(a) 文献調査結果

敦賀断層に関する主な文献は以下のとおりである。

加藤・杉山(1985b)[18]は、敦賀市越坂北東方から三国山西方に、NNE－SSW 方向で、一部で西落ち又は右横ずれの活断層及び推定活断層を示し、平均変位速度は 1m／千年未満としている。図から判読される長さは約 21km である。

活断層研究会編(1991)[31]は、敦賀市新保（しんぼ）南西方から三重嶽南方に、図から判読される長さ約 30km、NNE－SSW 方向で、一部で東側隆起又は右横ずれの確実度Ⅰ～Ⅲの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、越坂付近から三重嶽東方に長さ 25.1km、NE－SW 方向で、一部で東側隆起又は右横ずれの確実度Ⅰ～Ⅱの敦賀断層帯を示し、その活動度をＢ～Ｃ級としている。

池田他編(2002)[33]は、敦賀市雨谷（あまだに）南東方から三重嶽東方に、NNE－SSW 方向で、一部で右横ずれの活断層を示している。北東端については図幅範囲外である。

今泉他編(2018)[34]は、越坂付近から大谷山西方に、図から判読される長さ約 24km、NNE－SSW 方向で、一部で右横ずれ又は南東側隆起の敦賀断層帯を示し、その活動度をＢ級としている。

岡田他(2005b)[40]は、岡田・東郷編(2000)[32]の敦賀断層に対応する位置の樫曲から三重嶽東方に、NE－SW 方向で、北部は伏在する活断層で一部東側隆起の活断層を、南部は主に右横ずれで一部東側隆起の活断層を示している。北東端については図幅範囲外である。

杉山(1997)[100]及び杉山他(1998b)[147]は、北部の敦賀市樫曲北

方の鞍部では、断層が存在せず、敦賀市井川(いがわ)における反射法地震探査結果及びボーリング調査の結果では、敦賀断層北部は少なくとも最近の 3 万年間は活動しておらず、断層そのものが存在しない可能性も高いとしている。一方、南部の黒河(くろこ)川最上流域でのトレンチ調査結果では、断層に切られる堆積物の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は 1,460±50y.B.P.、最新活動により形成された低湿地の堆積物の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は約 600 y.B.P.～約 800y.B.P.としている。また、敦賀断層南部の平均上下変位速度は約 0.5m／千年～約 0.6m／千年としている。これらのことから、敦賀断層は雨谷付近を境に北部と南部で活動性等が大きく異なるとしている。

栗本他(1999)[5]は、敦賀市谷口付近から赤坂山西方に、敦賀断層を示している。雨谷付近を境にして北部及び南部に区分し、北部を伏在推定断層、南部を活断層としている。なお、北部は断層そのものが存在しない可能性も考えられるとしている。

地震調査委員会(2003c)[48]は、湖北山地断層帯を二つの起震断層からなるとし、敦賀市から滋賀県高島市今津(いまづ)町に至る長さ約 25km の断層群を湖北山地断層帯北西部、敦賀市南部の滋賀県境界付近から今津町に至る約 16km の断層群を湖北山地断層帯南東部としている。湖北山地断層帯北西部については、敦賀断層、深山寺(みやまでら)断層、三国山北方断層及び赤坂山西方断層からなるとし、また本断層帯は、概ね NE－SW 方向に延びており、右横ずれかつ南東側が相対的に隆起する逆断層であるとしている。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.112 図に示す。

活断層研究会編(1991)[31]等により敦賀断層が示されている位置付近には、越坂付近から大谷山南西方に至る区間に、NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。越坂付近から雨谷付近にかけて、NNE－SSW 方向に急崖等が断続的に認められ、北西側は敦賀平野、南東側は山地が分布している。山地の縁辺部に

は扇状地の形成が顕著で、南東側隆起、北西側沈降の変位を示唆する。さらに、雨谷付近から大谷山南西方にかけての山地内には、急崖、鞍部等が NNE－SSW 方向に断続的に続き、一部の尾根・河谷には系統的な右屈曲も認められる。

また、リニアメント付近には、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 1、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が判読される。

越坂付近から谷口付近に至る区間には、急崖、尾根の傾斜変換線及び鞍部からなる NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。なお、樫曲西方には、急崖及び尾根の傾斜変換線からなる N－S 方向のリニアメントが判読される。

井川南方から敦賀市山東方に至る区間には、急崖からなる NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。山東方では、リニアメントを横断して分布する古期扇状地面 2 に変位・変形は認められない。また、敦賀市高野付近には、活断層研究会編(1991)[31]の高野断層に対応する位置に、この区間のリニアメントと並走して急崖、尾根・河谷の屈曲、鞍部及び直線谷からなる N－S～NE－SW 方向のリニアメントが判読される。

雨谷南方から赤坂山北西方に至る区間には、鞍部、尾根・河谷の屈曲、逆向き低崖、急崖、低崖及び尾根の傾斜変換線からなる NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。折戸谷上流部に判読される尾根・河谷の系統的な右屈曲の屈曲量は約 50～約 140m である。また、粟柄谷東方には、尾根の傾斜変換線からなる NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。黒河川支流では、同一面と考えられる沖積面、低位段丘面及び山腹斜面上に逆向低崖が認められる。

三国山北方から大谷山南西方に至る区間には、尾根の傾斜変換線、直線谷、尾根・河谷の屈曲、鞍部及び急崖からなる NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。大谷山西方では、リニアメントを横断して分布する古期扇状地面 2 に変位・変形は

認められない。

(c) 地表地質調査結果等

地表地質調査結果等に基づき作成した地質図を第 1.3.113 図に、地質断面図を第 1.3.114 図に示す。

リニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート、石灰岩及び緑色岩、白亜系～古第三系の江若花崗岩及び花崗斑岩の岩脈、新第三系の閃緑岩岩脈及び安山岩岩脈並びにこれらを覆う第四系の河成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

リニアメント南部の折戸谷付近では、リニアメントを境して、東側に江若花崗岩が、西側に美濃－丹波帯中・古生層が分布している。

越坂付近から山東方にかけては、リニアメント付近に断層は確認されない。樫曲北東方付近の鞍部(Loc.T-1)では、リニアメントを横断して安山岩岩脈が NNE－SSW 方向に連続している（第 1.3.115 図）。幅約 70m にわたり剥ぎ取り調査を行い、連続的に露頭を観察した結果、リニアメントと調和的な方向を示す断層が認められた。断層破砕帯は幅約 15cm～20cm で、角礫状破砕部（N64° E／52° S）からなる（第 1.3.115 図、第 1.3.116 図）。角礫状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 45° S を示す（第 1.3.117 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められ、これは現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。また、繰り返し活動を示唆する層状構造は認められない（第 1.3.118 図、第 1.3.119 図）。

以上の分析結果より、樫曲北東方付近の鞍部(Loc.T-1)で認められた断層は、少なくとも後期更新世以降活動していないと評価する。

井川南方から敦賀市山東方に至る区間ではNNE－SSW方向のリニアメントが判読される。また、敦賀平野には段丘が発達しないのに対し、笙の川扇頂部より上流側には段丘が発達することから、第1.3.120図に示す矢印を結んだ付近を境に、隆起・沈降境界が想定される。したがって、想定した隆起・沈降境界を横断するように、反射法地震探査（P波、S波）及びボーリング調査を実施した（第1.3.120図）。

反射法地震探査の結果を第1.3.121図、P波について弾性波トモグラフィー解析を行った結果を第1.3.121図に示す。

反射法地震探査測線に沿って4本のボーリング調査を実施した。Br-S1孔及び舞鶴若狭自動車道笙の川橋の橋脚基礎ボーリング（中日本高速道路株式会社より提供）における基盤岩上面深度は、反射法地震探査記録により推定される基盤岩上面深度と整合する。Br-S3孔の基盤岩上面深度は11.5mであり、P波速度の低速度部から測線東端にかけて基盤岩上面に顕著な落差は認められない。一方、P波速度の低速度部西側のBr-S4孔では深度33mまで掘削したが、堆積物のみが認められ、基盤岩は出現しなかった（第1.3.122図）。これらのことから隆起・沈降境界に相当する位置（P波：CMP1300付近）に東側隆起の断層が推定される。Br-S3孔では、深度75.5mに主断層が確認された。この主断層（見かけの傾斜64°）のCT画像解析の結果、右横ずれ・逆断層センスを示す変形指標が認められる（第1.3.123図）。条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は42°NEを示す（第1.3.124図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれ・逆断層センスを示す変形指標が認められ、最新面に沿って繰り返し活動の特徴と考えられる層状構造が認められる（第1.3.125図、第1.3.126図）。主断層面の走向が敦賀断層の一般走向に一致すると仮定すると、現在の広域応力場から推定される運動センスと調和的であることから、本断層は敦賀断層に対応する活断層であると判断される。なお、Br-S4と

Br-S2 の扇状地性の礫層に着目すると、Br-S4 では後氷期の扇状地性礫層しか認められないのに対し、Br-S2 ではより古い扇状地性礫層が厚く堆積している。このことから、Br-S4 と Br-S2 間に派生断層が推定される（第 1.3.122 図）。

反射法地震探査、ボーリングで確認された敦賀断層が確認された位置の上盤側に相当する笙の川に沿って段丘調査を行い、敦賀断層の活動性について検討した。その結果、Mf 面（河成中位段丘面：MIS6）と L2 面（低位段丘面：MIS2）の比高（TT 値（吉山・柳田(1995)[148]））は、約 12m であり、その隆起速度は 0.12m/kyr となる。一方、断層下盤に相当する敦賀平野では、Br-S2 孔において扇状地堆積物に挟まれる深度 23.6m 付近の細粒堆積物中に大山最下部火山灰（約 23 万年前）に対比される火山灰が検出された。この結果からは、敦賀平野は沈降傾向にあると推定され、その沈降速度は、約 0.1m/kyr となる。以上より、敦賀断層の鉛直方向の平均変位速度は約 0.12m/kyr～約 0.22m/kyr となる（第 1.3.127 図、第 1.3.128 図）。また、1948 年米軍撮影の空中写真を使った地形判読によれば、笙の川右岸の坂下付近に敦賀断層の一般走向とほぼ同じ走向の低崖（比高約 3m）が認められる。この低崖は河川の流下方向とほぼ直交するが、成因は不明である。仮に沖積面に変位を与える断層崖であるとすると、後氷期以降に最新活動があった可能性がある。

以上の調査結果より、リニアメント判読位置に敦賀断層が通過すると判断した。

雨谷南方から赤坂山北西方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層及び江若花崗岩中に断層が認められ、古期扇状地堆積物 2 及び新期扇状地堆積物に変位を与えている。雨谷南方(Loc.T-2)では、古期扇状地堆積物 2 と江若花崗岩を境する断層が認められ、断層を挟んだ両側で古期扇状地堆積物 2 中に狭在する腐植質シルト・砂互層に約 4.5m の高度差が認められる。このシルト層に含まれる腐植物の放射性炭素〔^{14}C〕年代

測定値は 20,340±220 y.B.P.～23,510±160y.B.P.である（第 1.3.129 図）。折戸谷上流部(Loc.T-3)では、南東側の江若花崗岩と北西側の美濃－丹波帯中・古生層の混在岩を境する断層が認められる（第 1.3.130 図）。断層面は非常に平面性が高く連続性も良く、その上部を覆う新期扇状地堆積物に変位が認められる（第 1.3.131 図、第 1.3.132 図）。主断層面の走向・傾斜は N49° E／78° W、破砕幅は約 26m であり、約 20cm の粘土状破砕部を伴う。粘土状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 15° NE を示す（第 1.3.133 図、第 1.3.134 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれセンスを示す変形指標が認められ、最新面に沿って繰り返し活動の特徴と考えられる層状構造が認められる（第 1.3.135 図、第 1.3.136 図）。

雨谷南方から赤坂山北西方に至るリニアメントの南西方には、断層が連続しており、粟柄谷中流部では幅約 200m の花崗斑岩岩脈を約 300m 右横ずれ変位させている。その北西部の敦賀断層南端部付近の赤坂山南西方(Loc.Tt-1)では、美濃－丹波帯中・古生層のチャートの健岩に挟まれた NE－SW 方向、約 50° 南傾斜で、幅約 10m の破砕帯が認められる（第 1.3.137 図、第 1.3.138 図）。破砕帯の両端に粘土脈(Loc.Tt-2)や粘土の薄層(Loc.Tt-3)が認められるが、破砕部の組織を明瞭に切断する平面的な断層は認められない（第 1.3.139 図～第 1.3.142 図）。破砕帯の北北西端（Loc.Tt-2：N23° E／64° E）及び南南西端（Loc.Tt-3：N29° E／70° E）に認められる連続性に富む面構造においてブロック試料を採取し、ＣＴ画像解析を行った結果、連続する断層面及び複合面構造は認められない（第 1.3.143 図～第 1.3.146 図）。

以上の観察・分析結果より、赤坂山南西方（Loc.Tt-2、Loc.Tt-3）で認められた断層は、少なくとも後期更新世以降活動していないと評価する。

三国山北方から大谷山南西方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層及び江若花崗岩中に断層が認められ、一部の第四系に変位が認められる。リニアメント南西端部付近(Loc.Tt-6)の露頭では、美濃－丹波帯中・古生層中で幅約 10m の区間に破砕帯が数条認められる（第 1.3.147 図）。この露頭(Loc.Tt-7)では幅約 80cm の断層破砕帯が認められ、主断層面（N33° E／38° W）に沿って膨縮の激しい粘土化した破砕部が認められる。この破砕部の幅は約 4cm 未満である（第 1.3.148 図、第 1.3.149 図）。この粘土化した破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 25° SW～30° SW を示す（第 1.3.150 図）。

研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では左ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められ、これは現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない（第 1.3.151 図、第 1.3.152 図）。

以上の観察・分析結果より、リニアメント南西端部付近(Loc.Tt-6)の露頭(Loc.Tt-7)で認められた断層は、少なくとも後期更新世以降活動していないと評価する。

(d) 総合評価

本地域の特徴としては、越坂付近から雨谷付近にかけて、NNE－SSW 方向に急崖等が断続的に認められ、北西側は敦賀平野、南東側は山地が分布している。この南方の山地内には、雨谷付近から折戸谷を経て粟柄谷中流部にかけて、また三国山北方から大谷山南西方にかけて、それぞれ断層が認められる。これらの断層については、後期更新世以降の活動が認められる。

樫曲北東方から雨谷南方の断層と雨谷南方から折戸谷を経て粟柄谷中流部の断層は、雨谷付近で活動履歴が異なることから、これらは異なる活動セグメントと判断する。

雨谷南方から折戸谷を経て粟柄谷中流部の断層とその東側に位置する三国山北方から大谷山南西方の断層は、三国山北方付

近で近接し、南方にかけて並走する関係にあり、またそれぞれの断層の傾斜角がほぼ鉛直であり、両断層は深部で収斂する可能性が考えられることから、同一の活動セグメントと判断する。

これらのことから、活動セグメントについては、樫曲北東方から雨谷南方までの約 11km を敦賀北部セグメントと、雨谷南方から大谷山南西方までの約 13km を敦賀南部セグメントと評価する。

最新活動時期については、敦賀北部セグメントは後氷期以降、敦賀南部セグメントは 12 世紀後半～14 世紀末と評価する。

敦賀北部セグメントと敦賀南部セグメントは、活動履歴以外に顕著な差が認められないことから、両セグメントをあわせた約 23km を敦賀断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

e. 野坂断層、Ｂ断層、大陸棚外縁断層

(a) 文献調査結果

野坂断層に関する主な文献は以下のとおりである。

加藤・杉山(1985b)[18]は、関峠北西方から山北西方に、WNW－ESE 方向で、一部で南落ち又は左横ずれの活断層及び推定活断層を示し、平均変位速度は 1m／千年未満としている。図から判読される長さは約 6km である。

活断層研究会編(1991)[31]は、関峠北西方から山北西方に、長さ 6km、WNW－ESE 方向で、主に南側隆起、一部で北側隆起又は左横ずれの確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。また、その南西側の関付近から長谷付近に、長さ 2km、WNW－ESE 方向で、北側隆起の確実度Ⅰ～Ⅱの野坂南断層を示し、その活動度をＣ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、三方郡美浜町北田西方から山付近に、長さ 6.8km、NW－SE 方向で、主に南西側隆起、一部で北東側隆起又は左横ずれの確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。

池田他編(2002)[33]は、北田西方から山付近に、図から判読される長さ約 7km、WNW－ESE 方向で、一部で北側隆起又は左横ずれの活断層を示している。

今泉他編(2018)[34]は、北田西方から山北西方に、図から判読される長さ約 7km、WNW－ESE 方向で、一部で左横ずれ、南側隆起又は北側隆起の活断層を示している。

堤他(2005c)[41]は、関峠北西方から長谷に、WNW－ESE 方向で、主に左横ずれ、一部北東側隆起の活断層又は伏在する断層を示している。なお、西端については図幅範囲外である。

東郷(1974)[88]は、長谷付近において、扇状地上に急崖及び谷の屈曲を認め、扇状地面形成以降の変位量は、北東側隆起は数 m 程度、左横ずれ量は少なくとも 60m 程度としている。

杉山(1997)[100]及び杉山他(1998a)[99]は、長谷付近における反射法探査結果及びボーリング調査結果から、約 22,000 y.B.P.～約 24,000y.B.P.の地層に約 5m～約 7m の上下変位が認められるとしている。また、トレンチ調査の結果から、最新活動は 510 年 BP～230 年 BP 頃（西暦 1425 年～1665 年頃）とし、約 2 万年前の地層に約 2m の上下変位が認められるとしている。これらのことから、平均変位速度を約 0.1／千年～約 0.3m／千年としている。なお、トレンチ調査で認められた断層構造から横ずれ変位が示唆されるとしている。

栗本他(1999)[5]は、野坂断層東部を活断層として示し、長さ約 7km としている。

小松原他(2000)[149]は、海上音波探査の結果から撓曲構造を認め、野坂断層は 3.6km 北西沖合へ連続するとしている。

杉山他(2014)[150]は、音波探査とボーリング調査の結果から、野坂断層帯海域部において、完新世に 3 回～4 回の断層活動を推定し、1 回当たりの変位量を約 1.7m～約 3.5m としている。

Ｂ断層に関する主な文献は以下のとおりである。

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、佐田北西方沖に、全長約

17km、NW－SE 方向の推定断層及び伏在推定断層を示している。これらの断層群については右雁行していることから左横ずれ断層としている。

活断層研究会編(1991)[31]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、長さ約 13km、NW－SE 方向で、北東側隆起の雁行する推定活断層を示し、若狭湾断層群Ｓ$_8$としている。

脇田他(1992b)[25]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、図から判読される長さ約 19km、NW－SE 方向で、左横ずれの断層を示している。

山本他(2000)[54]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、長さ約 17km、NW－SE 方向で、北東側隆起の断層を示している。

小松原他(2000)[149]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]の推定断層及び伏在推定断層をＢ断層系とし、野坂断層との間の約 4km 区間では明確な活構造が確認されないが、この区間でも断層が連続していると考えた場合、あわせた断層長は約 30km となるとしている。

大陸棚外縁断層に関する主な文献は以下のとおりである。

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、干飯崎西方から南西方に延びる、長さ約 6.5km、NE－SW 方向で、南東側隆起の断層を示している。

活断層研究会編(1991)[31]は、越前岬沖から敦賀半島北西沖の大陸棚外縁部付近に、図から判読される長さ約 30km、NE－SW 方向で、南東側隆起の活撓曲を示している。

脇田他(1992b)[25]は、敦賀半島北西沖の大陸棚外縁部付近に、図から判読される長さ約 23km、NE－SW 方向で、南東傾斜の逆断層を示している。

山本他(2000)[54]は、敦賀半島北西沖の大陸棚外縁部付近に、図から判読される長さ約 9km、NE－SW 方向で、南東側隆起の断層を示している。

地震調査委員会(2003b)[47]は、若狭湾から三方郡美浜町を経て滋賀県長浜市西浅井町に至る断層群を野坂・集福寺断層帯とし、湖北山地断層帯北西部がこれらを切って北東側に延びている可能性があることから、野坂断層帯と集福寺断層の二つの起震断層に区分されるとしている。野坂断層帯については、野坂断層、野坂南方断層及び野坂断層北西方延長海域に示されるＢ断層系からなるとし、NW－SE 方向に延びており、左横ずれかつ北東側が隆起する逆断層で、その長さを約 31km としている。また、海域のＢ断層系と野坂断層の海底延長部との間は、約 4km にわたって断層の存在が確認されていないとしている。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.153 図に示す。

陸域においては、関峠以東では敦賀平野の南西縁に野坂山地が分布し、その平野と山地は、NW－SE 方向の比較的直線的な境界をなしている。山地の縁辺部には段丘が発達し、南西側隆起、北東側沈降を示唆する。また、関峠以西では、崖地形は山地内に認められるが、リニアメントを挟んで山地高度には顕著な高度差は認められない。一方、海底地形の特徴としては、特牛崎（こってさき）西方沖に位置する大グリ付近から大陸棚外縁付近まで、北東側が隆起する NW－SE 方向に延びる高度不連続が認められ、この東側の高まりは比較的平坦な面をなし北西方に向かって緩やかに深度を増している（第 1.3.2 図）。

活断層研究会編(1991)[31]等により野坂断層が示されている位置付近には、北田南方から長谷南東方に至る区間に、WNW－ESE 方向のリニアメントが判読される。リニアメント付近には、河成高位段丘面、河成中位段丘面、河成低位段丘面、古期扇状地面 1、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が判読される。

北田南方から関南東方に至る区間には、急崖からなる WNW－ESE 方向のリニアメントが判読される。また、リニアメント北西端部付近の西側には、尾根の傾斜変換線、尾根・河谷の屈曲

及び直線谷からなる E－W 方向のリニアメントが判読されるが、西方延長部に分布する河成中位段丘面に変位・変形は認められない。丘陵周辺(Loc.N-1)の河成中位段丘面、河成低位段丘面のそれぞれの標高に高度差は認められない（第 1.3.154 図）。

関南東方から長谷南東方に至る区間には、尾根・河谷の屈曲、急崖、逆向き低崖、凹地、尾根の傾斜変換線及び鞍部からなる NW－SE 方向のリニアメントが判読される。

航空レーザー測量による地形データと、航空写真による人工改変前の地形データを接合し、地形判読を行った結果を第 1.3.155 図に示す。長谷付近の古期扇状地面 1 上には、逆向き低崖、河川の屈曲及び断層凹地からなる NW－SE 方向のリニアメントが認められる。なお、本リニアメントの南東方延長部の黒河川対岸に発達する古期扇状地面 2 には、変位・変形は認められない。野坂南方付近の山麓部には、古期扇状地面 1 が分布しており、これらの北東側に急斜面からなるリニアメントが認められる。なお、このリニアメントの南西側には、活断層研究会編(1991)[31]の野坂南断層に対応する位置に、尾根の傾斜変換線、鞍部及び尾根の屈曲からなるリニアメントが判読される。

野坂断層の南東末端付近の黒河（くろこ）川の支流に沿って、野坂断層とほぼ直交する NE－SW 走向のリニアメント（野坂岳南東方リニアメント）が判読される。このリニアメントは、長さは約 2.5km 程度と短い。主に山地斜面や河成低位段丘面上の明瞭な逆向崖によって構成され、一部では河谷の右屈曲もみられる。これらの変位地形は、南西の末端部に向かって次第に不明瞭になる（第 1.3.155 図）。

(c) 地表地質調査結果

地表地質調査結果に基づき作成した地質図を第 1.3.156 図に、地質断面図を第 1.3.157 図に示す。

リニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート及び緑色岩、白亜系～古第三系の江若花崗岩並び

にこれらを覆う第四系の河成高位段丘堆積物、河成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び沖積層が分布する。

野坂南西方では、リニアメントを境に北側に江若花崗岩が、南側に美濃－丹波帯中・古生層が分布している。

関南東方から長谷南東方にかけては、野坂西方(Loc.N-4)においてリニアメント付近に古期扇状地堆積物 1 と美濃－丹波帯中・古生層を境する断層が認められる（第 1.3.158 図）。リニアメント南東方延長部の山付近の山地内(Loc.N-5)においては、江若花崗岩の健岩が連続的に分布しており、リニアメント方向に直交又は斜交する江若花崗岩中の節理は多く認められるが、断層は認められない（第 1.3.159 図）。

野坂岳南東方リニアメント直下(Loc.N-6)に花崗岩と堆積層が接する断層（N53° E／80° E）が認められた（第 1.3.160 図、第 1.3.161 図）。この断層を覆う上載層について放射性炭素〔^{14}C〕年代を測定した結果、最新活動時期はＧ層（1,110±20y.B.P.）堆積後、Ｃ層～Ｆ層（100 y.B.P.～390 y.B.P.）堆積以前である。この結果は、杉山他(1998a)[99]による野坂断層の最新活動年代と整合している。なお、野坂岳南東方リニアメント南西部の直線谷(Loc.N-7)において礫混じり粘土状破砕部（約 5cm、主断層面の走向傾斜：N38° E／85° NW）を含む破砕幅約 80cm 以上の断層が認められた（第 1.3.162 図、第 1.3.163 図）。詳細に露頭観察を行った結果、礫混じり粘土状破砕部には複合面構造は認められない。礫混じり粘土状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 30° NE を示す（第 1.3.164 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では左横ずれ・逆断層センスを示す変形指標が認められ、繰り返し活動を示唆する層状構造は認められない。また、最新活動面は、変質に伴う粘土鉱物が発達し、やや不明瞭になっている（第 1.3.165 図、第 1.3.166 図）。

(d) 海上音波探査結果

断層周辺陸域及び海域の地質図を第 1.3.167 図に、海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.3.168 図に示す。また、海上音波探査記録の解析から得られたＲ層上面及びＣ層上面の等深線図を第 1.3.169 図及び第 1.3.170 図に、鉛直変位量分布図を第 1.3.171 図に、傾斜角分布図を第 1.3.172 図に示す。

この海域のＲ層上面及びＣ層上面の特徴としては、特牛崎西方沖に位置する大グリ付近から大陸棚外縁付近まで、海底地形と調和的な東側隆起の高まりが認められる。これらの高まりは比較的平坦な面をなし北西方に向かって緩やかに深度を増しており、南西縁には NW－SE 方向の断層群が分布している。一方、大グリ南方では、顕著な高度差は認められない。また、大陸棚外縁部には、大陸棚に調和的な北西傾斜の斜面が認められ、この斜面に沿って NE－SW 方向の断層群が分布している。

大グリ付近から大陸棚外縁付近に認められる高まりの南西縁の断層群は、NNW－SSE～NW－SE 方向のＦ－69・70a、Ｆ－71・72・75 及びＦ－75・76・78 断層からなり、一部区間を除いて後期更新世以降の活動が認められる。同断層の南部は、走向が NW－SE 方向で、断層傾斜角は高角度となっている。同断層の北部は、走向を NNW－SSE 方向に変え、北方に向かって変形幅を広げる撓曲構造で特徴付けられ、東側に傾斜する断層が推定される。同断層のＲ層上面及びＣ層上面を基準とした鉛直変位量は、南方で小さく、北方に向かって変位量を増す傾向が認められる。

大陸棚外縁部の北西縁の断層群は、Ｆ－67 及びＦ－68 断層からなり、Ｆ－67 断層とＦ－68 断層東部については後期更新世以降の活動が認められる。また、Ｆ－67 断層の北東方には、音波散乱層の影響等で不明瞭な部分が存在するが、福井県(1997)[102]で実施された海上音波探査測線(Line6)によれば、同断層延長部付近に断層による変位・変形は認められない。Ｆ－68 断層の南

西方には、R層内に記録パターンの異なる境界面が認められ、同断層の南西方へ続いている。C層上面を基準としたF－67 及びF－68 断層の鉛直変位量は、北方及び南方に向かってが終息する。同断層とF－69・70a 断層とは、大陸棚付近においてT字状に接している。

また、陸域の野坂断層の北西方延長の沖合には、NW－SE 方向で高角度のF－81 断層が認められる。F－81 断層とF－75・76・78 断層との間にはR層の高まりが南西に張り出しており、その東縁にはN－S 方向で西側隆起のF－G 断層が認められる。F－81 断層及びF－G 断層については、後期更新世以降の活動が認められる。

(e) 総合評価

本地域の特徴としては、陸域においては、敦賀平野の南西縁に野坂山地が分布し、その平野と山地は、NW－SE 方向の比較的直線的な境界をなしている。一方、海底地形の特徴としては、特牛崎西方沖に位置する大グリ付近から大陸棚外縁付近まで、北東側が隆起する NW－SE 方向に延びる高度不連続が認められ、この東側の高まりは比較的平坦な面をなし北西方に向かって緩やかに深度を増している。陸域の野坂断層、海域の大グリ付近から大陸棚外縁付近に認められるR層上面等の高まりの南西縁の断層群（F－69・70a、F－71・72・75 及びF－75・76・78 断層）と北西縁の断層群（F－67 及びF－68 断層）については、後期更新世以降の活動が認められる。

陸域の野坂断層と海域のF－81 断層は、いずれも横ずれ断層と判断され、断層の傾斜角がほぼ鉛直であり、同走向で直線的に配置していること等から、同一の活動セグメントと判断する。

F－81 断層とR層上面等の高まりの南西縁に位置する断層群は不連続であり、両断層の間にR層の高まりが南西に張り出していること、その東縁に認められるF－G 断層が北西方に向かって分岐しておりF－81 断層の末端形状を示していること、南

西縁に位置する断層群の断層変位量が南方に向かい終息すること及び大グリ南方でR層上面及びC層上面の分布形状に相違が認められるから、これらは異なる活動セグメントと判断する。

R層上面等の高まりの南西縁に位置する断層群と北西縁に位置する断層群は、断層同士がT字状に接していること、南西縁の断層が北方に向かって変形幅を大きく広げる断層端部の特徴を有することから、これらは異なる活動セグメントと判断する。

これらのことから、活動セグメントについては、陸域の野坂断層からF－81 断層までの約 12km を野坂セグメント、F－75・76・78 断層からF－69・70a 断層までの約 21km をBセグメント、F－67 断層からF－68 断層及びその北東方延長部において断層構造が認められないことが明確な福井県(1997)[102]で実施された海上音波探査測線(Line6)までの約 14km を大陸棚外縁セグメントと評価する。

最新活動時期については、野坂断層は西暦 1425 年～1665 年頃、B断層は完新世、大陸棚外縁断層は完新世と評価する。

野坂セグメント、Bセグメント及び大陸棚外縁セグメントは、それぞれ野坂断層、B断層及び大陸棚外縁断層とし、いずれも震源として考慮する活断層と評価する。

野坂断層、B断層及び大陸棚外縁断層の連動性について検討した結果、B断層の北端を除いて、各断層の端部で鉛直変位量が終息すること、野坂断層とB断層の間にR層の張出しが認められるものの、走向傾斜は調和的であり、一直線上に分布していること、B断層は北西端で変形幅を広げ、大陸棚外縁断層とはT字状に接していること、野坂断層の最新活動時期は 15 世紀～17 世紀と推定されるものの、明確にはなっていないことから、これらの断層が連動する可能性は否定できず、3 断層全ての連動（約 49km）を考慮するものとする。

f. 三方断層

(a) 文献調査結果

三方断層に関する主な文献は以下のとおりである。

加藤・杉山(1985b)[18]及び水野他(2002)[19]は、三方郡美浜町久々子から三方上中郡若狭町新道北東方に、N－S 方向で、西落ちの活断層及び推定活断層を示し、平均変位速度は 1m／千年未満としている。図から判読される長さは約 17km である。

活断層研究会編(1991)[31]は、久々子付近から新道北東方に、長さ 15km、N－S 方向で、主に東側隆起の確実度Ⅰ及びⅢの活断層を示し、その活動度をＢ級としている。

岡田・東郷編(2000)[32]は、久々子付近から新道東方に、長さ 18km、N－S 方向で、主に東側隆起の確実度Ⅰ～Ⅱの活断層を示し、その活動度をＢ～Ｃ級としている。また、三方上中郡若狭町上野付近から新道に並走する活断層を示し、倉見峠断層と呼び、両者をあわせて三方断層帯と呼んでいる。

池田他編(2002)[33]は、久々子付近から新道東方に、長さ約 18km、N－S 方向で、主に東側隆起の活断層を示している。なお、三方断層南部には、岡田・東郷編(2000)[32]の倉見峠断層に対応する位置の倉見峠南方から新道北方に、N－S 方向の活断層を示している。図から判読される長さは約 3km である。

今泉他編(2018)[34]は、久々子東方から新道東方に、図から判読される長さ約 18km、N－S 方向で、主に東側隆起の活断層及び推定活断層を示し、岡田・東郷編(2000)[32]に示される日向断層とあわせて、三方断層帯としている。

岡田(1984)[92]は、三方五湖低地の形成過程と地殻運動について全般的に述べている。また、三方上中郡若狭町相田において急傾斜する能登野層と美濃－丹波帯中・古生層が断層で接するとし、寛文地震と三方断層との関係を論じている。

中江・吉岡(1998)[4] 及び中江他(2002)[8]では、久々子湖東岸付近から倉見峠南東方にかけて長さ約 15km の活断層を示し、断層の南端は新道北東方約 1.5km 地点としている。

水野他(1999)[151]は、久々子湖南岸のボーリング調査において

気山層相当層を確認し、断層両側における気山層の分布高度の差から、三方断層の平均上下変位速度は約 0.2m／千年～約 0.3m／千年としている。

小松原他(1999a)[152]は、気山のトレンチ調査において、平安時代の遺物を含む土石流堆積物の基底部が 40cm 西落ちに変位しており、最新活動時期は平安時代以降であるとしている。久々子湖南方のトレンチでは、約 4,000 年前～約 6,000 年前の地層が約 40cm 西落ちに変位しているとしている。

小松原他(2000)[149]は、三方断層北方延長部の海域における海上音波探査結果から、三方断層の北端部は久々子集落北方の沿岸海域までは到達していないとしている。

金田他(2000)[153]は、三方五湖周辺における 1662 年寛文地震時の地殻変動について検討し、海食洞の高さ分布状況から久々子付近の海岸全体は 2m～3m 程度隆起したと考えられるとしている。

石村他(2010)[154]及び岡田他(2010)[155]は、三方湖東岸付近で行われたボーリング調査から、三方湖東岸の堆積物は上方粗粒化ユニットの繰り返しから構成されており、その成因として想定される三方断層帯の活動による沈降イベントの平均発生間隔は 7.7kyr と推定され、これは三方断層帯の活動間隔の上限を示すと考えられるとしている。

海域の断層に関する主な文献は以下のとおりである。

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、久々子湖沖合に、長さ約 5.5km、N－S 方向で、主に東側隆起の推定断層又は伏在推定断層を示している。

活断層研究会編(1991)[31]は、久々子湖沖合に、図から判読される長さ約 4km、N－S 方向で、東側隆起の推定活断層を示している。

脇田他(1992b)[25]は、久々子湖沖合に、N－S 方向で、東側隆起の逆断層を示している。図から判読される長さのうち海上部

は約 6km である。この断層については、最新活動時期を第四紀以降としている。

小松原他(2000)[149]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、長さ約 6km、N－S 方向で、東側隆起の断層を示し、A断層系としている。また、日向断層とA断層系の雁行部には幅約 2km 程度の緩やかな西傾斜の傾動が存在するとし、日向断層は日向湖北方約 1.5km まで追跡できるとしている。

井上他(2014)[156]は、音波探査とボーリング調査の結果から、三方断層帯海域部（A断層系）は更新世末以降、複数回（3 回以上）の断層活動があり、1 回当たりの上下変位量は約 2m～約 3m、平均活動間隔は 2000 年～4000 年程度と推定している。

小松原・水野(2009)[157]は、史料やトレンチ調査結果から日向断層と花折断層北部は寛文地震時に活動したと考えられるとし、これらの断層の間に位置する三方断層（平安時代以降に活動）も中世以降豊富な史料が残されている若狭地方中部でほかに大きな被害地震が知られていないことから、寛文地震時に活動した可能性が高いとしている。

地震調査委員会(2003a)[46]は、若狭湾から京都盆地南東部に至る断層群を三方・花折断層帯とし、断層の位置・形状から三方断層帯と花折断層帯の二つの起震断層に区分されるとしている。三方断層帯については、日向断層、三方断層、倉見峠断層及び日向断層北方延長海域に示されるA断層系からなり、長さ約 26km で、ほぼ南北方向に延びており、断層の東側が西側に対して相対的に隆起する逆断層であるとしている。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.3.173 図に示す。

久々子付近から南方の三方上中郡若狭町熊川（くまがわ）にかけて、N－S 方向に延びる急崖地形が認められる。この西側には三方五湖をはじめとする低地が分布し、その東側は野坂山地となっており、縁辺部には段丘面や扇状地面が発達している。この崖地形を境

に西側は沈降、東側は隆起が示唆される。一方、北方海域の海底地形は、起伏に乏しく北方に向かって緩やかに深度を増している。また、日向湖北方には、N－S 方向で、東側隆起の緩やかな高度不連続が認められる（第 1.3.2 図）。久々子南方から新道北東方に至る区間に、N－S 方向の主に急崖からなるリニアメントが判読される。

活断層研究会編(1991)[31]等により三方断層が示されている位置付近には、河成高位段丘面、海成中位段丘面 1、河成低位段丘面、古期扇状地面 1、古期扇状地面 2、新期扇状地面及び砂丘が判読される。

久々子南方から上野付近に至る区間には、急崖、低崖、鞍部及び尾根の傾斜変換線からなる N－S 方向のリニアメントが判読される。このうち久々子南方から気山付近では、リニアメントの西側には沖積低地、東側には河成高位段丘面、海成中位段丘面 1 及び古期扇状地面 2 が分布し、直線的な崖で境されている。また、気山付近から上野付近では古期扇状地面 1、古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が分布し、これら扇状地面の一部に低崖が判読される。

上野東方から新道北東方に至る区間には、急崖、尾根の傾斜変換線、鞍部及び直線谷からなる N－S 方向のリニアメントが判読される。リニアメントを境に両側の山地高度の差は、気山付近から倉見付近で大きいが、倉見峠より南方で認められなくなる（第 1.3.174 図）。また、この区間の西側には上野南東方から倉見峠南西方に至る区間に、尾根の傾斜変換線及び鞍部からなるリニアメントが判読される。

上野南東方以南には、上記リニアメントのさらに西側にもリニアメントが判読され、倉見付近の扇状地に小崖が認められる。さらに南方の末野付近では倉見峠以南の東側の山地隆起によって形成されたと推定される閉塞地形が判読され、倉見峠から南方の新道北部間の谷部に断層の存在が推定される。

(c) 地表地質調査結果等

地表地質調査結果等に基づき作成した地質図を第 1.3.175 図に、地質断面図を第 1.3.176 図に示す。

リニアメント周辺には、美濃－丹波帯中・古生層の泥岩、砂岩、チャート、石灰岩及び緑色岩、白亜系の雲谷山花崗岩並びにこれらを覆う第四系の能登野層、河成高位段丘堆積物、海成中位段丘堆積物、河成低位段丘堆積物、古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物、砂丘堆積物及び沖積層が分布する。

リニアメント中部の三方上中郡若狭町南前川以南では、リニアメントを境して西側に能登野層が分布し、東側に美濃－丹波帯中・古生層が分布している。

日向～久々子付近において離水生物遺骸調査を実施した結果、標高約 2m～約 3m でヤッコカンザシ等の生物遺骸が認められ、放射性炭素〔^{14}C〕年代を測定した結果、約 1,600calAD～約 1,700calAD の年代値が得られた。これは、日向～久々子付近における 1662 年寛文地震時の隆起量を示すと考えられる（第 1.3.177 図）。

日向断層については、小松原他(2000)[149]が日向湖で実施した音波探査の記録を再解析した結果によれば、H1 測線において深部構造が把握されていないため断層に起因する構造か否かは不明であるが、両岸付近の浅部反射面に中央部方向への急傾斜が認められることから、深部に断層の存在する可能性がある（第 1.3.178 図）。

久々子南方から上野付近にかけては、日本原電敦賀発電所 2 号炉の建設時点の調査によれば、リニアメント南部の相田南方(Loc.M-1)で、リニアメント付近に能登野層と美濃－丹波帯中・古生層を境する断層が認められ、幅数 cm～10 数 cm の粘土状破砕部を伴っている。能登野層の層理面は断層に近づくにしたがって急傾斜となり、断層近傍では約 60° 西側に急傾斜している

（第 1.3.179 図）。

地形判読の結果、上野から成願寺にかけて、新期扇状地面に撓曲崖・低崖が、丘陵－扇状地境界の東側に西傾斜の高位段丘面が認められる。この両者の地形を形成したと推定される断層の活動性を明らかにすることを目的として、成願寺において第 1.3.180 図に示すとおり反射法地震探査（S 波）、ボーリング調査及びトレンチ調査を実施した。

反射法地震探査の結果、新期扇状地面に判読される低崖付近（CMP370 付近）を頂部とする背斜が認められ、その西側翼部に伏在断層が推定された（第 1.3.181 図）。

ボーリング調査の結果、Br-J6 孔において西側の伏在断層に対応する断層が、Br-KP3 孔及び Br-KP4 孔において丘陵－扇状地境界に対応する断層が認められた（第 1.3.182 図）。火山灰分析の結果、姶良(あいら)Tn テフラ(AT)の出現深度は Br-KP4 孔で約 2.3m、Br-J5 孔で約 8m であり、2 条の断層の下盤側で出現深度が深く、断層活動を示唆する（第 1.3.183 図）。

トレンチ調査の結果、K トレンチでは、西側に緩く傾斜する堆積層中に 3-c 層まで変位を与え、2b-c 層に覆われる小断層が認められた。放射性炭素〔^{14}C〕年代測定の結果、この小断層の最新活動時期は 9,690±40y.B.P.以降、8,880±30y.B.P.以前である（第 1.3.184 図）。一方、C トレンチでは K トレンチで出現したような小断層は認められないが、シルト層が緩く西側に傾斜していることを確認した（第 1.3.185 図）。

上野東方から新道北東方にかけては、リニアメント付近の美濃－丹波帯中・古生層中に断層が認められ、リニアメント南方延長部にも断層は連続し、南方に位置する WNW－ESE 方向の熊川断層に接すると考えられる。

倉見峠付近から南方にかけて、航空レーザー測量による DEM を用いた詳細な地形判読を実施した結果、倉見峠付近から南方では、リニアメントが東西 2 条に枝分かれする（第 1.3.186 図）。

2 条のリニアメントの直下(Loc.M-3、Loc.M-4)及び直下付近(Loc.M-2)において地表地質調査を実施した。

Loc.M-2 では、下盤側に能登野層、上盤側に緑色岩(美濃－丹波帯)が分布し、崖錐堆積物に覆われる逆断層センスの断層が認められる。断層面は下盤側で比較的明瞭であるが、直線性に乏しく、上部で不明瞭となっている。断層面の走向は N30°W で、高角度の南傾斜である（第 1.3.187 図）。

Loc.M-3 では、美濃･丹波帯の混在岩分布地に、幅 5cm～15cm で砂状破砕部が挟在し、下盤側に 2mm 程度の粘土状破砕部が連続する断層（N7°W／88°E）が認められる（第 1.3.188 図）。露頭で確認された粘土状破砕部下盤側の条線は 80°L であった。粘土～砂状破砕部上でブロック試料を採取し、ＣＴ画像解析及び薄片観察を行った結果、主断層面では正断層センスを示す変形指標が認められ、これは現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない（第 1.3.189 図、第 1.3.190 図）。

Loc.M-4 では、美濃－丹波帯中・古生層の砂岩と混在岩に挟まれた断層露頭が認められる（第 1.3.191 図）。破砕帯の幅は約 2.5m であり、固結した角礫状破砕部中に網目状に分布する粘土脈が数条認められた。認められた粘土脈のうち、最も明瞭・直線的な粘土脈上（N20°W／70°W）でブロック試料を採取し、ＣＴ画像解析及び条線観察を実施した。ＣＴ画像解析の結果、三次元的に他の構造に切られず、直線性・連続性が相対的に富む断層面は認められない。また、条線観察の結果、条線は認められない（第 1.3.192 図、第 1.3.193 図）。

また、リニアメントのさらに南方(Loc.Mt-1)には同方向の破砕帯が確認されており、南方に位置する WNW－ESE 方向の熊川断層に接すると考えられる。岡田・東郷編(2000)[32]に示されるリニアメントの南端付近については、リニアメントを横切る尾根部の林道法面には緑色岩が分布しているが、顕著な破砕は認められない。さらに南方のリニアメント谷部でも顕著な破砕は

認められない（第 1.3.194 図）。

三方断層の南方には同走向の花折断層が分布しているが、花折断層の北端部は東方に約 3km ステップしている。熊川断層は三方断層の南方延長部及び花折断層北方延長部を横断して WNW－ESE 方向に連続しており、両断層は熊川断層を越えて連続していない。

(d) 海上音波探査結果等

海底地形図を第 1.3.195 図に、海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.3.196 図に示す。また、海上音波探査記録の解析から得られたＲ層上面及びＣ層上面の鉛直変位量分布図を第 1.3.197 図に示す。

日向～久々子付近の海岸において 1662 年寛文地震時の隆起量が約 2m～約 3m であることが明らかとなったため、この隆起量の北方延長海域への連続性を把握するため、詳細な海底地形調査を実施した。その結果、Ａ断層による海底地形の崖地形はＢ断層の南側まで認められるが、Ｂ断層に連続するような崖地形は認められない（第 1.3.195 図）。

日向～久々子付近の北方延長海域のＲ層上面及びＣ層上面の特徴として、東側が隆起する高度不連続が認められる（第 1.3.169 図、第 1.3.170 図）。

この高まりの西縁の小松原他(2000)[149]に示されるＡ断層系に対応する位置に、Ｎ－Ｓ 方向のＦ－84・86 断層が分布しており、後期更新世以降の活動が認められる。同断層は南に変形幅を広げる撓曲構造で特徴付けられ、この南方には左雁行して陸域の三方断層が位置している。同断層のＣ層上面を基準とする断層の変位量は、北方に向かって小さくなる（第 1.3.197 図）。断層の傾斜角については、有効なデータが得られていない。陸域の三方断層の北方延長、久々子沖合ではＣ層上面に断層による変位・変形は認められない。

なお、この断層のさらに北方には、Ｂ断層が分布しているが、

両者は走向が著しく異なり、両断層間に断層構造は認められないことから、連続しないものと判断される。

(e) 総合評価

本地域の特徴としては、久々子沖合から南方の熊川付近にかけて、N－S 方向に延びる急崖地形の基部に断層が認められる。一方、甲ヶ崎北方沖には、N－S 方向で、R層上面及びC層上面の東側隆起の緩やかな高度不連続が認められ、その西縁に断層が認められる。これらの断層は、後期更新世以降の活動が認められる。

甲ヶ崎北方沖のＦ－84・86 断層及び日向湖を経由して菅湖以南に分布する日向断層と、久々子沖合から新道北東方に認められる断層は、明瞭にステップしていることから、これらは異なる活動セグメントと判断する。

このことから、活動セグメントについては、Ｆ－84・86 断層及び日向断層をあわせた約 16km をＡ－日向セグメント、久々子湖沖合から新道北東方までの約 19km を三方セグメントと評価する。

最新活動時期については、Ａ－日向セグメント及び三方セグメントはともに 1662 年寛文地震と評価する。

Ａ－日向セグメントと三方セグメントは、明瞭なステップ等が認められるものの、いずれも走向が N－S 方向で、東側隆起の逆断層であることから、両セグメントをあわせた約 27km を三方断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

(4) 敷地を中心とする半径 30km 以遠の主な断層

a. 陸域の主な断層

活断層研究会編(1991)[31]、佃他(1985a)[17]、加藤・杉山(1985b)[18]、水野他(2002)[19]等によれば、敷地を中心とする半径約 100km の範囲の陸域には、第 1.3.198 図及び第 1.3.199 図に示すような活断層や地震断層等が示されている。断層の規模及び敷地からの距離を考慮すると、敷地を中心とする半径 30km 以遠の陸

域における主な断層として花折断層及び琵琶湖西岸断層系があり、地震断層として濃尾地震断層系がある。

(a) 花折断層

活断層研究会編(1991)[31]は、花折断層を滋賀県高島市今津町水坂峠付近から京都市左京区吉田山付近に、長さ 44km、NNE－SSW 方向で、右ずれ卓越、一部で西側又は東側隆起、確実度Ⅰ及びⅢ、活動度Ｂ級としている。岡田他(1996a[35]、1996b[37]、2009[36])、堤他(2005c)[41]、宮内他(2005e)[43]、岡田・東郷編(2000)[32]、吉岡他(2000a)[158]、今泉他編(2018)[34]等の文献においてもほぼ同じ位置に同断層を示している。また、活断層研究会編(1991)[31]は、同断層の南方の京都市左京区瓜生山南方から京都市伏見区桃山町南西方に、N－S 方向で、東側隆起、確実度Ⅰ～Ⅱ、活動度Ｃ級の鹿ヶ谷断層、清水山西断層及び桃山断層を示している。花折断層から桃山断層までの図から判読される長さは約 58km である。

岡田他(1996b[37]、2009[36])は、桃山断層を京都市東山区粟田口付近から南方の桃山町南西方付近まで、N－S 方向に延びる東側隆起の活断層及び活撓曲を図示している。池田他編(2002)[33]は、花折断層の南端部、鹿ヶ谷断層、桃山断層等、比叡山地・東山山地・桃山丘陵の西縁に位置する南北性の活断層群を図示し、一括して京都盆地東縁断層帯としている。京都市消防局防災対策室(2001)[159]は、桃山断層を横断する反射法地震探査の結果から、大阪層群中の断層面を推定した結果、60°～70°東傾斜であるとしている。京都市地域活断層調査委員会(2004)[160]は、反射法地震探査結果等から桃山断層の南端を桃山町南西方付近とし、宇治川を越えてさらに南方には延びないとしている。

活動性について、吉岡他(1998b)[161]は、今津町で行った花折断層北部の途中谷トレンチ調査から、最新活動時期を 15 世紀～17 世紀とし、1662 年の寛文地震の可能性が高いとしている。ま

た、東郷他(1997)[162]は、同じく途中谷で行ったトレンチ調査の結果から花折断層の最新活動はおおよそ 1,100 年前以降、すなわち、AD875-AD1028 年（平安時代前期中頃）以降にあったとしている。内閣府中央防災会議(2005) [163]は、吉岡他(1998b)[161]及び東郷他(1997)[162]を引用し、花折断層北部は寛文地震時に活動したことはほぼ確実であるとしている。一方、花折断層南部については寛文地震の際に活動した可能性は低いとされた（吉岡他(1998b)[161]）。これを受け、杉山他(1999)[164]、地質調査所活断層研究グループ(2000)[165]は断層の北部と南部で活動履歴が異なると推定し、断層トレースが屈曲する花折峠を境に北部の途中谷セグメント（長さ 27km）と南部と桃山断層等を含む北白川セグメント（長さ 30km）とに分けている。その後、花折断層南部の修学院トレンチ調査で、約 1,500 年前～約 2,500 年前の最新活動時期（吉岡他(2002)[166]）が明らかにされ、水野他(2002)[19]、吉岡他(2005)[21]は同区分を引用している。

地震調査委員会(2003a)[46]は、若狭湾から京都盆地南東部に至る断層群を三方・花折断層帯とし、断層の位置・形状から三方断層帯と花折断層帯の二つの起震断層に大別し、花折断層帯を花折断層北部（長さ約 26km）と中部（長さ約 20km）に二分し、さらに同断層南方の銀閣寺－南禅寺（断層）、桃山断層及び桃山断層の東方でほぼ南北方向に並行する及び花山（かざん）－勧修寺（かんしゅうじ）断層・黄檗（おうばく）断層を南部（長さ約 15km）とし、全長を約 58km としている。花折断層北部の最新活動時期は 15 世紀～17 世紀、花折断層中部以南では約 2,800 年前以降、約 1,400 年前以前に活動した可能性があることから、将来においても少なくとも二つの区間に分かれて活動すると推定されるとしている。

以上のことから、花折断層は今津町水坂峠付近から桃山町南西方に至る区間について震源として考慮する活断層とし、その長さを約 58km と評価する。

(b) 琵琶湖西岸断層系

活断層研究会編(1991)[31]は、滋賀県高島市マキノ町石庭付近から滋賀県大津市大平付近までのほぼ N－S 方向に、酒波断層、饗庭野断層、上寺断層、拝戸断層、比良断層、堅田断層、比叡断層、膳所断層等の西側隆起で、確実度Ⅰ～Ⅱ、活動度Ｂ～Ｃ級の活断層群を示している。水野他(1997)[167]は、これらの断層を琵琶湖西岸断層系とした。岡田・東郷編(2000)[32]、今泉他編(2018)[34]、岡田他(1996b[37]、2009[36])、堤他(2005c)[41]、宮内他(2005e)[43]、池田他編(2002)[33]等の文献においても、ほぼ同じ位置に断層群を示している。池田他編(2002)[33]は、琵琶湖西岸断層帯を西傾斜の逆断層群で、全長約 60km とし、南端部に位置する短い膳所断層を除くと、知内川－饗庭野－上寺断層、比良断層、堅田－比叡断層の三つの断層群で構成されているとしている。琵琶湖西岸断層系を対象とした水野他(1997)[167]、水野・小松原(1999)[168]及び小松原他(1998a[169]、1998b[170]、1999b[171]、2001[172]、2002[173])の一連の調査をまとめた水野他(2002)[19]及び吉岡他(2005)[21]は、琵琶湖西岸起震断層をその分布形状から酒波（知内）断層、饗庭野断層、上寺断層及び拝戸（勝野）断層からなる饗庭野セグメント（長さ 29km：吉岡他(2005)[21]）と西岸湖底断層、比良断層、堅田断層、比叡断層及び膳所断層からなる比良セグメント（長さ 43km：吉岡他(2005)[21]）の二つに大別し、全長を 66km（吉岡他(2005)[21]）としている。西岸湖底断層系については、植村・太井子(1990)[174]は、マキノ町海津沖から和邇川河口沖までの約 45km 間に西岸湖底断層系が連続するとしているが、水野・小松原(1999)[168]は、北部の今津－高島沖の湖底調査で断層が見当たらないことから、比良山地東岸沖にのみ断層を推定している。文部科学省研究開発局他(2007)[175]は反射法地震探査の結果、和邇から野洲間の琵琶湖下において断層運動に起因している可能性が高い西傾斜の単斜構造が認められ、西岸湖底断層系の南方延長に相当するとしている。

活動性については、小松原他(1999b)[171]は、断層帯北部の饗庭野断層の最新活動時期が約 2,400 年前～約 3,000 年前である可能性を、吉岡他(2000b)[176]も約 2,800 年前～約 3,000 年前に酒波断層で何らかの活動があったことを推定している。これに対し、東郷(2000)[177]は、条里制地割のない地形面上に拝戸（勝野）断層による断層変位を認め、この地形面が条里制以降に形成されたと考え、最新活動時期を条里制の始まった 7 世紀中葉以降の可能性を指摘している。産業技術総合研究所(2007)[178]は、断層帯南部の堅田断層でのボーリング・ジオスライサー調査結果から、最新活動時期は西暦 1060 年～1260 年の間にほぼ限定され、1185 年元暦京都地震に対比される可能性が極めて高いとしている。

地震調査委員会(2009)[50]は、産業技術総合研究所(2007)[178]の知見を基に琵琶湖西岸断層帯の再評価を行った。マキノ町から大津市まで、NNE－SSW 方向に延びる西岸湖底断層を含む西側隆起の琵琶湖西岸断層帯が、過去の活動時期の違いから北部と南部に区分されるとしている。断層帯北部はほぼ南北方向に延びる知内断層、饗庭野断層、上寺断層及び勝野断層からなり、その長さを約 23km、断層帯南部は西岸湖底断層、比良断層、堅田断層、比叡断層及び膳所断層からなり、その長さは約 38km で、断層帯全体の長さは約 59km としている。その位置は、活断層研究会編(1991)[31]、岡田・東郷編(2000)[32]に示されたものにほぼ一致する。最新活動時期については、断層帯北部では約 2,800 年前以降、約 2,400 年前以前で、断層帯南部では 1185 年元暦京都地震であった可能性があるとしている。断層帯の将来の活動については、北部と南部の二つの区間に分かれて活動すると推定されるが、断層帯全体が一つの区間として同時に活動する可能性もあるとしている。

以上のことから、琵琶湖西岸断層系は、文献に示される断層の長さをもとに考慮し、酒波（知内）断層北端の高島市石庭北

方から膳所断層南端の大津市大平付近に至る区間について震源として考慮する活断層とし、その長さを約 60km と評価する。

(c) 濃尾地震断層系

濃尾地震断層系は、1891 年の濃尾地震の際に活動した地震断層であり、活断層研究会編(1991)[31]においては、温見断層、根尾谷断層、梅原断層等に沿って出現した地震断層を福井県今立郡池田町野尻南方から岐阜県可児市長洞付近までの総延長 70km～80km として示している。なお、加藤・杉山(1985b)[18]、水野他(2002)[19]等においても、これとほぼ同じ位置に示されている。

地震調査委員会(2005b)[179]は、池田町から福井県大野市南部、岐阜県本巣市、山県市、岐阜市北部、関市を経て美濃加茂市と加茂郡坂祝町の境界付近に至る濃尾断層帯について、温見断層（長さ約 36km）、濃尾断層帯主部（根尾谷断層帯、梅原断層帯及び三田洞断層帯からなり、長さ約 55km）、揖斐川断層帯（長さ約 24km）及び武儀川断層（長さ約 29km）に区分している。これらの断層帯はいずれも概ね NW－SE 方向に延びる。濃尾地震の際には、温見断層北西部と濃尾断層帯主部のうち根尾谷断層帯と梅原断層帯の約 76km が活動したとしている。

以上のことから、濃尾地震断層系は、文献に示される断層の長さをもとに考慮し、野尻南方から長洞付近に至る区間について震源として考慮する活断層とし、その長さを約 80km と評価する。

b. 敷地周辺海域の主な断層

敷地周辺海域には、海上保安庁水路部(1980a[51]、1980b[52])、玉木他(1981)[56]、活断層研究会編(1991)[31]、脇田他(1992b)[25]、山本他(1993[55]、2000[54])、徳山他(2001)[180]、海上保安庁水路部(2004)[53]等の文献に示される断層及び撓曲が記載されており、主な断層について第 1.3.200 図(1)に示す。また、地震調査委員会(2025)[190]に記載された断層を第 1.3.200 図(2)に示す。

文献に示される断層のうち、敷地に与える影響が大きいと考えられる断層としては、脇田他(1992b)[25]に示される若狭湾北方の縁辺台地の断層（$F_{GA}3$、$F_{GA}4$）、大島半島沖の断層（$F_{GA}7$）、郷村断層（$F_{GA}11$）、玉木他(1981)[56]に示される安島岬西方のゲンタツ瀬付近の断層（$F_{G}1$）及び脇田他(1992b)[25]に示される隠岐舟状海盆付近の断層（$F_{GA}12$）、活断層研究会編(1991)[31]に示される隠岐舟状海盆付近の断層（$F_{AR}19$、$F_{AR}20$、$F_{AR}21$、$F_{AR}22$）及び徳山他(2001)[180]に示される香住北方沖の断層（$F_{W}2$）がある。

また、地震調査委員会(2025)[190]では、沖ノ礁北方断層（全長25km）、経ヶ岬沖断層（全長 36km）、小浜沖断層（全長33km）、浦島礁北方北断層（全長 40km）、若狭海丘列北縁断層（全長 21km）、越前岬西方沖北断層（全長 38km）、浦島礁北東断層（全長 23km）、ゲンタツ瀬・大グリ南東縁断層帯（全長52km）、加佐ノ岬沖断層（全長 25km）、伊笹岬沖断層（全長6km）、香住沖断層（全長 9km）、万十北断層（全長 18km）、浦島礁南方断層（全長 17km）、浦島礁北方南断層（全長 15km）、浦島礁北方東断層（全長 13km）、美浜湾断層（全長 19km）、越前岬西方沖南断層（全長 19km）、越前岬西方沖中断層（全長17km）、ゲンタツ瀬南方断層（全長 13km）、ゲンタツ瀬南東断層（全長 11km）が示されている。

これらの断層について、地質調査所、海上保安庁水路部等の海上音波探査記録等に基づき検討した結果を第 1.3.6 表及び第1.3.201 図に示す。

$F_{GA}3$ 及び$F_{GA}4$ については、地質調査所、海上保安庁水路部及び日本原電の海上音波探査記録によって検討した。越前岬西方のR層上面の高まりの南東縁に沿って、ENE－WSW 走向の断層群（F－87、F－89・102、F－93・95、F－94、F－96、F－97、F－98、F－99、F－99b、F－100・101 及びF－232 断層）が分布し、これらの南西方には同走向の断層群（F－106、F－107、

Ｆ－108・110・111、Ｆ－109 及びＦ－112 断層）が、南方には Ｅ－Ｗ 走向の断層群（Ｆ－92、Ｆ－103、Ｆ－104 及びＦ－105 断層）が分布する（以下、本段落においてこれらの断層群を、それぞれ「東部の断層群」、「西部の断層群」及び「南部の断層群」という）。東部の断層群及び西部の断層群は、北西側隆起で、変形幅が広い撓曲構造で特徴付けられ、このうち、東部の断層群は、西部の断層群に比べてＲ層上面に見られる比高は大きく、西方に向かって終息する傾向が認められる。これらは、Ｆ－87、Ｆ－89・102 及びＦ－112 断層並びにＦ－106 断層の一部区間及びＦ－108・110・111 断層の一部区間を除き、後期更新世以降の活動が認められる。南部の断層群は、変形幅が狭く、Ｒ層上面の比高は小さく、隆起方向が一様ではない。これらは、Ｆ－104 断層、Ｆ－92 断層の一部区間及びＦ－105 断層の一部区間を除き、後期更新世以降の活動が認められる。以上のことから、東部の断層群については、一連の断層構造として、約 31km の区間を$F_{GA}3$ 東部断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。西部の断層群については、一連の断層構造として、約 21km の区間を$F_{GA}3$ 西部断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。また、両断層は近接し、北側隆起で特徴が類似していることから、両断層をあわせた約 51km を$F_{GA}3$ 断層と評価する。南部の断層群については、Ｆ－92 断層とＦ－104 断層の間に後期更新世以降の活動が認められない区間があることから、約 7km の区間を$F_{GA}4$ 東部断層、約 23km の区間を$F_{GA}4$ 西部断層及び約 17km の区間を$F_{GA}4$ 北部断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。また、$F_{GA}4$ 西部断層は、西側に約 9km の Fo－201 断層及び東側に$F_{GA}4$ 東部断層が近接することから、これらの断層との連動（約 39km）を考慮する。

$F_{GA}7$ については、関西電力株式会社「大飯発電所の発電用原子炉の設置変更許可申請書（３号及び４号発電用原子炉施設の変更）（平成 29 年 5 月 24 日許可）」より、海上音波探査の結果、

同断層はＦＯ－Ａ断層及びＦＯ－Ｂ断層からなり、後期更新世以降の活動が認められ、両断層は同時活動するものとし、両断層をあわせた約 35km を震源として考慮する活断層と評価する。また、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ断層南端から ESE 延長方向の陸域に分布する熊川断層については、地表地質調査等の結果、長さ約 14km を震源として考慮する活断層と評価する。熊川断層の海域への延長の可能性に関する検討結果から、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ断層と熊川断層は約 15km の離隔を有し、両断層が連続するような地質構造等は認められていない。

$F_{GA}11$ については、関西電力株式会社「大飯発電所の発電用原子炉の設置変更許可申請書（３号及び４号発電用原子炉施設の変更）（平成 29 年 5 月 24 日許可）」より、郷村断層は陸域及び海域合わせた約 34km の区間を震源として考慮する活断層と評価する。

$F_{G}1$ については、地質調査所及び海上保安庁水路部の海上音波探査記録によって検討を行った。安島岬西方には、大グリ、松出（まつだし）シ及びゲンタツ瀬付近でＲ層上面の顕著な高まりが認められる。大グリ及び松出シの南西方にゲンタツ瀬はステップして分布する。大グリ、松出シの南東縁には、NE－SW 走向の断層群が、ゲンタツ瀬の高まりの南東縁には、同走向の断層（以下、本段落においてこれらの断層群を、それぞれ「東部の断層群」及び「西部の断層」という。）が分布する。東部の断層群は後期更新世以降の活動が認められ、西部の断層については中期更新世以降の活動が認められる。以上のことから、東部の断層群については、一連の断層構造として、約 38km の区間を$F_{G}1$ 東部断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。また、西部の断層については、約 29km の区間を$F_{G}1$ 西部断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。また、両断層は近接し、北西側隆起で特徴が類似していることから、両断層をあわせた約 60km を$F_{G}1$ 断層と評価する。なお、この評価については、「6.2.2.1.5 行政機関の波源モデ

ルによる津波」にて詳述する。

$F_{GA}12$ 及び$F_{AR}22$ については、地質調査所及び石油公団（現独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構、以下「石油公団」という。）の海上音波探査記録によって検討を行った。その結果、文献断層付近に約 33 km の区間で断層の可能性がある反射面の曲がりが認められ、そのうち約 12km 区間では堆積層の浅部まで反射面の曲がりが認められる。したがって、約 12km の区間を$F_{AR}22$ 西部断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。なお、この評価については、「6.2.2.1.5 行政機関の波源モデルによる津波」にて詳述する。

$F_{AR}19$ については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。その結果、丹後縁辺台地から隠岐舟状海盆にかけて北傾斜の急斜面が認められるものの、この斜面と調和的で累積性を有する曲がりは認められない。したがって、活断層研究会(1991)[31]に示された$F_{AR}19$ は震源として考慮する活断層ではないと評価する。

$F_{AR}20$ については、地質調査所及び石油公団の海上音波探査記録によって検討を行った。その結果、隠岐海嶺から隠岐舟状海盆にかけて音響基盤の上面に断層による変位・変形は認められず、隠岐舟状海盆の堆積層は隠岐海嶺側の音響基盤にアバットしていることを確認した。したがって、活断層研究会(1991)[31]に示された$F_{AR}20$ の位置には、探査深度範囲には断層は認められない。

$F_{AR}21$ については、地質調査所及び石油公団の海上音波探査記録によって検討を行った。その結果、文献断層付近に約 41km の区間で断層の可能性がある反射面の曲がりが認められ、そのうち約 38km 区間では堆積層の浅部まで反射面の曲がりが認められる。したがって、約 38km 区間を$F_{AR}21$（西部・中央・東部）断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。なお、この評価については、「6.2.2.1.5 行政機関の波源モデルによる津波」にて詳述する。

Ｆ$_{W}$2 のうち東部については、地質調査所及び海上保安庁水路部の海上音波探査記録によって検討を行った。香住北方沖に Ｅ－Ｗ走向の断層群が分布する。本断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、香住北方断層として約 37km の区間を震源として考慮する活断層と評価する。なお、西部については、中国電力株式会社「島根原子力発電所の発電用原子炉の設置変更（２号発電用原子炉施設の変更）（令和３年９月 15 日許可）」より、鳥取沖東部断層として約 50km の区間を震源として考慮する活断層と評価する。

沖ノ礁北方断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。経ヶ岬付近から NNW－SSE 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 31km の区間をＦ$_{J}$１断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

経ヶ岬沖断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。経ヶ岬付近から NE－SW 走向の断層群が分布する。本断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、約 40km の区間を経ヶ岬北方断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

小浜沖断層については、位置、長さ等からＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ断層に相当する断層であると評価する。

浦島礁北方北断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NNW－SSE 走向の断層群が分布する。本断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、約 49km の区間をＦ$_{J}$４断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

若狭海丘列北縁断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。地震調査委員会(2025)[190]が示す位置に断層による変位・変形は認められないものの、地震調査委員会(2025)[190]に示された若狭海丘列北縁断層（約 21km）を震源として考慮する活断層と評価する。

越前岬西方沖北断層については、位置、長さ等からＦ$_{GA}$３断層に相当する断層と評価する。

浦島礁北東断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NNW－SSE 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 30km の区間をＦ$_{J}$７断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

ゲンタツ瀬・大グリ南東縁断層帯については、位置、長さ等からＦ$_{G}$１断層に相当する断層と評価する。

加佐ノ岬沖断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NE－SW 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 26km の区間をＦ$_{J}$９断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。また、Ｆ$_{J}$９断層は、南西方にあるＦ$_{G}$１断層と一部並走し断層面が深部で近づく関係にあることから、Ｆ$_{G}$１断層との連動（約 86km）を考慮する。

伊笹岬沖断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。WNW－ESE 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 11km の区間をＦ$_{J}$ａ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

香住沖断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NE－SW 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 12km の区間をＦ$_{J}$ｂ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

万十北断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NE－SW 走向の断層群が分布する。本断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、約 21km の区間をＦ$_{J}$ｃ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

浦島礁南方断層については、地質調査所及び海上保安庁水路部の海上音波探査記録によって検討を行った。地震調査委員会(2025)[190]が示す位置に断層による変位・変形は認められないもの

の、地震調査委員会(2025)[190]に示された浦島礁南方断層（約17km）を震源として考慮する活断層と評価する。

浦島礁北方南断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NNW－SSE 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 24km の区間をＦ$_{J}$ｅ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

浦島礁北方東断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。E－W 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 17km の区間をＦ$_{J}$ｆ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

美浜湾断層については、「1.4.2.3 敷地近傍の地質構造(2) 敷地近傍の断層及びリニアメント」に評価結果を詳述する。

越前岬西方沖南断層については、位置、長さ等からＦ$_{GA}$４西部断層に相当する断層であると評価する。

越前岬西方沖中断層については、位置、長さ等からＦ$_{GA}$４北部断層に相当する断層であると評価する。

ゲンタツ瀬南方断層については、地質調査所の海上音波探査記録によって検討を行った。NNW－SSE 走向の断層が分布する。本断層は後期更新世以降の活動が認められることから、約 17km の区間をＦ$_{J}$ｊ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

ゲンタツ瀬南東断層については、地質調査所及び海上保安庁水路部の海上音波探査記録によって検討を行った。NNW－SSE 走向の断層群が分布する。本断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、約 17km の区間をＦ$_{J}$ｋ断層と呼び、震源として考慮する活断層と評価する。

(5) 基準地震動及び基準津波の検討対象とする海域の断層

文献調査、海上音波探査及び他機関によって実施された海上音波探査記録の再解析の結果、第 1.3.202 図に示す敷地前面海域及び敷地周辺海域の断層を敷地に与える影響が小さくない可能性のある断層とし、基準地震動及び基準津波の検討対象とする。ただし、第

1.3.202 図に示す断層のうち白木－丹生断層、C断層及び美浜湾断層については、「1.4.2.3 敷地近傍の地質構造(2) 敷地近傍の断層及びリニアメント」に評価結果を記載する。

なお、$F_{AR}22$ 西部断層（約 12km）については、同断層より断層長さが長く、敷地に近接する地震調査委員会(2025)[190]で示された約21km の若狭海丘列北縁断層を代表断層として検討対象とする。

(6) その他の断層

敷地を中心とする半径約 30km の範囲及びそれ以遠には、前述の断層以外にも文献調査結果により、活断層、推定活断層、リニアメント等が示されており、変動地形学的調査結果や海上音波探査の解析結果によっても、文献で示されている位置付近に活断層、リニアメント等が認められるが、これらの断層、リニアメント等については、長さと敷地からの距離を考慮すると、敷地に与える影響は小さいものと判断した。

1.4 敷地近傍の地質・地質構造

1.4.1 調査内容

敷地を中心とする半径約 5km の範囲（以下「敷地近傍」という。）及びその周辺においては、不明瞭若しくは小規模な変動地形を含めて地形及び地質・地質構造を詳細に把握するため、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、ボーリング調査、トレンチ調査、海上ボーリング調査、海上音波探査等を実施した。

敷地近傍の地形及び地質・地質構造に関する主要な文献としては、陸域については、福井県建設技術公社(2010)[29]、栗本他(1999)[5]、脇田他(1992b)[25]、活断層研究会編(1991)[31]、岡田・東郷編(2000)[32]、今泉他編(2018)[34]等がある。海域については、海上保安庁水路部(1980a)[51]、活断層研究会編(1991)[31] 、地震調査委員会(2025)[190]等がある。これらの文献により、敷地近傍の地形及び地質・地質構造の概要を把握した。

変動地形学的調査については、敷地周辺陸域と同様に実施した。調査に当たっては、主に国土地理院で撮影された縮尺 1 万分の 1、2 万分の 1 及び 4 万分の 1 の空中写真、同院発行の縮尺 2 万 5 千分の 1 の地形図、航空レーザー測量により作成した 2,000 分の 1 の地形図等を用いて、変動地形学的視点により変動地形の可能性がある地形を抽出するとともに地形面区分を行い、その分布図を作成した。

地表地質調査は、文献調査及び変動地形学的調査の結果に基づき、変動地形の可能性がある地形の周辺については稠密に実施し、詳細に地質・地質構造を把握した。

敷地近傍の海底の地形及び地質・地質構造を把握するために、海上ボーリング調査及び海上音波探査を実施した。

これらの調査結果に基づき、敷地近傍について、原縮尺 1 万分の 1 の詳細な変動地形学的調査結果図、地質図、地質断面図等を作成した。

1.4.2 調査結果

敷地近傍における地形及び地質・地質構造は、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、海上音波探査等の結果によると以下のとおりで

ある。

1.4.2.1 敷地近傍の地形

敷地近傍の地形図を第 1.4.1 図に示す。

敦賀半島の地形は、主として山地からなり、山地を刻む河谷の中～下流には扇状地が、丹生湾及び浦底湾の湾奥並びに海岸沿いには低地が分布している。

山地は、主に蠑螺(さざえ)が岳（標高 686m）から西方(さいほう)が岳（標高 714m）に連なる尾根が、若狭湾及び敦賀湾に向かって高度を減じる。

半島内の河川沿いには、河成中位段丘面、河成低位段丘面及び沖積低地面や扇状地面が分布する。その他、崖錐面や沖積低地面が、半島内の山地の一部や河川中～下流部及び海岸沿いに分布する。

敷地近傍の地形調査の結果によれば、前述した浦底断層に相当するリニアメントの他にＬ－1～Ｌ－8 リニアメントが判読される。敷地近傍の地形調査結果を第 1.4.2 図に示す。

1.4.2.2 敷地近傍の地質

敷地近傍陸域の地質層序表を第 1.4.1 表に示す。また、敷地近傍陸域の地質図を第 1.4.3 図に、地質断面図を第 1.4.4 図に示す。

敦賀半島の地質は、北部と南部で地層の分布に違いが見られる。半島の北部では、江若花崗岩が分布し、これに貫入するドレライト及びこれらを覆って分布する第四系より構成される。南部では、美濃－丹波帯中・古生層とこれに貫入する石英閃緑岩及び花崗閃緑岩並びにこれらを覆って分布する第四系より構成される。江若花崗岩と美濃－丹波帯中・古生層の境界は凹凸があり、直線的ではない。

なお、敷地近傍の海域の地層は、前述した敷地周辺海域のうち、下位からＲ層、Ｃ層（C_1層、C_2層及びC_3層）、Ｂ層及びＡ層の 4 層が分布している。海上ボーリング調査の結果、Ａ層からは鬼界(きかい)アカホヤテフラ（K-Ah：約 7,300 年前：町田・新井(2011)[89]）及び鬱陵隠岐(うつりょうおき)テフラ（U-Oki：約 10,700 年前：町田・新井(2011)[89]）、Ｂ層からは姶良(あいら)

Tn テフラ（AT：約 2.6 万年前～約 2.9 万年前：町田・新井(2011)[89]）及び OkT1 テフラ（OkT1：約 12.5 万年前：佐々木他(2006)[181]）に対比される未詳 N1 テフラ、C_1層最上部付近からは美浜テフラが検出された。

(1) 江若花崗岩

江若花崗岩は、敦賀半島に広く分布する。本花崗岩は、美濃－丹波帯中・古生層に貫入している。

本花崗岩は、主に粗粒黒雲母花崗岩からなり、浦底湾北西方、三方郡美浜町丹生南部及び三方郡美浜町竹波（たけなみ）から馬背峠（まじょうとうげ）にかけての限られた範囲には細粒黒雲母花崗岩が分布している。石英斑岩が江若花崗岩と美濃－丹波帯中・古生層の境界部付近に貫入している。

(2) ドレライト

ドレライトは、立石岬西方付近、敦賀市白木（しらき）から丹生西方付近等で確認され、いずれも幅数 cm～数 m 程度である。主に暗緑色～緑灰色を呈し、斜長石及び輝石からなり不透明鉱物を伴っている。

敷地で認められたドレライトのカリウムーアルゴン法の年代値が約 19.6Ma であること、末岡他(2016)[74]及び梅田他(2013)[75]によると、もんじゅ敷地内のドレライトのカリウムーアルゴン法の年代値が約 18.8Ma～約 19.1Ma、敦賀発電所敷地内のドレライトのカリウムーアルゴン法の年代値は約 21.1Ma とされていることから、ドレライトの貫入時期は新第三紀中新世と判断される。

(3) 美濃－丹波帯中・古生層

美濃－丹波帯中・古生層は、敦賀半島南西部に分布する。

本層は、主に泥岩及び砂岩からなり、珪質泥岩、チャート、石灰岩及び緑色岩と混在して分布している。泥岩及び砂岩は堆積構造が失われ混在岩の産状を示し、泥岩には鱗片状へき開が発達する場合が多いが、部分的に成層構造を保存している場合もある。珪質泥岩、チャート、石灰岩及び緑色岩は、泥岩及び砂岩からなる地層中にブロック状～シート状に分布しており、地層の連続性は乏しい。

(4) 閃緑岩類

閃緑岩類は、敦賀半島の南西部の美濃－丹波帯中・古生層及び江若花崗岩の一部に石英閃緑岩～花崗閃緑岩が岩脈状に貫入している。

栗本他(1999)[5]及び中江他(2001)[7]は、本岩脈は、江若花崗岩に貫入していることから古第三紀以降に貫入したとしている。

(5) 第四系

a. 段丘堆積物及び古期扇状地堆積物

河成中位段丘堆積物及び河成低位段丘堆積物は、佐田北東方に分布する。本堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。

古期扇状地堆積物は河川に沿う山麓に分布し、古期扇状地堆積物 1 及び古期扇状地堆積物 2 に区分される。これらの堆積物からなる扇状地面は開析されている。古期扇状地堆積物 1 は、礫、砂及びシルトからなり、下部は鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び阿蘇 4 テフラ(Aso-4)を含み、上部には姶良 Tn テフラ(AT)を含む。また、古期扇状地堆積物 2 は、礫、砂及びシルトからなり、下部に姶良 Tn テフラ(AT)を含む。

b. 新期扇状地堆積物、崖錐堆積物、砂丘堆積物及び沖積層

新期扇状地堆積物は河川に沿う低地の山際に分布し、崖錐堆積物は山地斜面の下部に分布する。砂丘堆積物は敦賀半島西側の海岸にごくわずかに分布する。また、沖積層は河川に沿う低地に分布する。これらの堆積物は、礫、砂及びシルトからなる。

1.4.2.3 敷地近傍の地質構造

(1) 敷地近傍の地質構造の概要

敷地近傍陸域の江若花崗岩に認められる破砕帯の走向は、N－S～NE－SW 方向が卓越し、一部に NW－SE 方向のものが認められ、いずれも中～高角度で東、又は西に傾斜している。

敦賀半島南西部に分布する美濃－丹波帯中・古生層中の泥岩に発達するへき開面の走向、チャート等の分布の方向は、NW－SE 方向が卓越している。

江若花崗岩及び美濃－丹波帯中・古生層に貫入する閃緑岩類の分

布方向は、NW－SE 方向が卓越している。また、敦賀半島北東部及び白木から丹生西方に分布するドレライトの分布方向は、NE－SW 方向が卓越している。

敷地近傍海域では、R 層上面及びC層上面の分布高度から、白木沖や敦賀半島の北西方沖の N－S 方向に延びる東側が隆起する構造が顕著に認められる。

(2) 敷地近傍の断層及びリニアメント

変動地形学的調査結果から認められた 8 条のリニアメントに加えて、敷地前面海域において実施した海上音波探査の結果、並びに既往の海上音波探査記録の再解析結果により認められた敦賀半島の北西方沖の断層群（以下「C断層」という。）について、以下に述べるように詳細な検討を実施し、評価した。

a. L－1 リニアメント

(a) 文献調査結果

判読した本リニアメント位置付近に、変動地形やリニアメントを示した文献は認められない。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.5 図に示す。

蠑螺（さざえ）が岳西方から竹波北東方に至る区間に ENE－WSW～NE－SW 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線及び鞍部からなり、北東側では北側隆起、南西側は南東側隆起である。

北東側のリニアメントは、主として南側の緩傾斜の段丘面と北部の山地の地形境界部付近に判読される。

また、南西側のリニアメントは、古期扇状地面 2 と新期扇状地面との間に人工改変の影響が考えられるものの、若干の高度不連続が認められる。南端部付近では、古期扇状地面 2 に南側上がりの崖地形が認められる。この付近において実施した地形測量の結果を第 1.4.6 図に示す。リニアメント付近を横断する扇状地面の地形測量の結果、A 測線ではリニアメント付近の古期扇

状地面 2 に高度不連続は認められず、B 測線ではリニアメント付近の古期扇状地面 2 に約 3m の高度差が認められ、C 測線ではリニアメント付近の新期扇状地面には高度不連続は認められない。また、地形測量の結果からは各扇状地面には撓曲や傾動は認められない。このように、判読された高度不連続は、地形測量の結果、リニアメント方向に連続しないことを確認している。なお、同様の規模の高度不連続が本扇状地上流側にも認められ、扇状地堆積物の分布形状と一致する。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－1 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.7 図に示す。

Ｌ－1 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩と、これらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び崖錐堆積物が分布する。

Ｌ－1 リニアメントの北東側の b 地点においては、リニアメントを横断して連続露頭が分布している（第 1.4.8 図）。この連続露頭に破砕帯は認められず、リニアメントの方向に調和的な節理密集部が認められる（第 1.4.9 図）。

Ｌ－1 リニアメントの南西側の d 地点～e 地点間においては、扇状地堆積物が認められる。本堆積物は、巨礫を多く含んでいることもあり、扇状地面は局所的には平坦でない。古期扇状地堆積物 2 は、姶良 Tn テフラ(AT)を含む。本堆積物には、古期扇状地面 2 を構成する扇状地堆積物の末端の分布形状による局所的な高度不連続が認められる。また、一部には古期扇状地堆積物 1 が認められ、本堆積物は鬼界葛原テフラ(K-Tz)を含む（第 1.4.6 図）。

(d) 総合評価

Ｌ－1 リニアメントの北東部は、リニアメント付近に破砕帯が認められず、リニアメントの方向と調和的な走向の節理密集部が見られることから、節理による組織地形であると判断する。

また、Ｌ－1 リニアメントの南西部は、リニアメントを横断する古期扇状地面 2 の一部に認められる高度不連続については、リニアメント方向に連続せず、扇状地堆積物の末端形状に対応している。また、古期扇状地面 1 を縦断する地形面測量結果に高度差が認められない。

以上のことから、Ｌ－1 リニアメントは、節理密集部による組織地形（北東部）及び扇状地堆積物の末端に対応する地形（南西部）であり、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

b. Ｌ－2 リニアメント

(a) 文献調査結果

活断層研究会編(1991)[31]は、西方が岳西方を通り、図から判読される長さ約 4km、NW－SE 方向で、確実度Ⅲのリニアメントを示している。

岡田・東郷編(2000)[32]は、活断層研究会編(1991)[31]に対応する位置に、長さ約 2km、NW－SE 方向で、南西側隆起で左横ずれの、確実度Ⅱ、活動度Ｃ級の西方ヶ岳リニアメントを示している。

今泉他編(2018)[34]は、活断層研究会編(1991)[31]に対応する位置に、図から判読される長さ約 3km、NW－SE 方向で、左横ずれの南西側隆起の推定活断層を示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.10 図に示す。

白木東方から西方が岳を経て敦賀市常宮北西方に至る区間に、NW－SE 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線、鞍部、河谷の屈曲及び直線谷からなる。

リニアメントは、北部では主として直線谷及び鞍部からなり、南部では鞍部及び河谷の下流方向への左屈曲が一部で認められる。また、中央部には古期扇状地面 2 が分布しており、変動地形・リニアメントは判読されない。

(c) 地表地質調査結果等

Ｌ－2 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.11 図に示す。

Ｌ－2 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩と、これらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物、崖錐堆積物及び沖積層が分布する。

Ｌ－2 リニアメント北部の a 地点～b 地点の詳細ルートマップを第 1.4.12 図に示す。

本地点では、2 か所において破砕帯露頭が認められる。

a 地点北方露頭では、第四系に覆われる黒雲母花崗岩中に破砕帯が認められる（第 1.4.13 図）。この破砕帯は NNW－SSE 方向、約 74° 西傾斜、幅約 30cm～約 1m で、主として固結した弱破砕変質部からなり、これを切る平面性の高い幅数 cm の未固結の粘土状破砕部が認められた。本破砕帯を覆う第四系には変位が認められない。第四系は、礫、砂及びシルトからなる。第四系の基底部には、姶良 Tn テフラ(AT)が含まれる。

粘土状破砕部を含むよう採取したブロック試料では、破砕部は地表面付近を除き固結している。条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 67° N を示す（第 1.4.14 図）。薄片観察を行った結果、固結した粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部の境界をなす主せん断面では右横ずれ成分を含む正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.15 図）。

a 地点南方露頭では、第四系に覆われる黒雲母花崗岩中に破砕帯が認められる（第 1.4.16 図）。この破砕帯は NW－SE 方向、約 84° 南西傾斜、幅約 20cm で、主として固結した角礫状破砕部からなる。本破砕帯を覆う第四系には変位が認められない。第四系は、礫、砂及びシルトからなる。第四系の下位層（砂混じりシルト）には、姶良 Tn テフラ(AT)及び鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)が含まれ、約 7,300 年前以降の堆積物と考えられる。また、細粒堆積物中に含まれる土壌の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値から、約 1,100 年前～約 2,300 年前の堆積物と考えられる。

固結した角礫状破砕部と弱破砕変質部の境界を含むよう採取したブロック試料では、両岩相境界に見られる主せん断面に沿って、未固結の砂質粘土の薄層が部分的に認められた。ブロック試料の条線は不明瞭であり、露頭で確認された条線にほぼ平行な水平面の薄片観察を行った結果、未固結の砂質粘土では右横ずれセンスを示す変形指標が認められた（第 1.4.17 図）。

Ｌ－2 リニアメント北部の b 地点南方の詳細ルートマップを第 1.4.18 図に示す。本地点では、リニアメント方向の破砕帯は認められず、主に走向が NW－SE 方向で、高角度北東傾斜の幅約 10cm～約 60cm の節理密集部が認められる（第 1.4.19 図）。

また、c 地点～d 地点までの間には、リニアメント延長部付近に健岩露頭が分布しており破砕帯は認められない（第 1.4.20 図）。

Ｌ－2 リニアメントの南部の e 地点～h 地点の詳細ルートマップを第 1.4.21 図に示す。本地点では、鞍部、河谷及び尾根の左屈曲からなるリニアメントが認められ、鞍部付近（e 地点）においてトレンチ調査を実施した。その結果、トレンチ内では、第四系に覆われる粗粒黒雲母花崗岩中に破砕帯が認められる（第 1.4.22 図）。この破砕帯は、NNW－SSE 方向、約 80° 東傾斜、幅約 2m で、主として固結した角礫状の破砕部からなり、これを切る平面性の高い幅約 1cm の固結したシルト状破砕部が認められた。このシルト状破砕部の連続性を追跡した結果、この破砕部はトレンチ内でせん滅することが確認された。本破砕帯を覆う第四系には変位が認められない。第四系は、礫、砂及びシルトからなり、本層は層相から大きく 2 層に区分される。下位層（5 層及び 6 層）には、鬼界葛原テフラ(K-Tz)を散在して含むが、姶良 Tn テフラ(AT)を含まない。上位層（1 層～4 層）の下部は姶良 Tn テフラ(AT)を散在して含み、上部は鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を挟在する。トレンチ内の破砕帯に認められる面構造の分布や石英脈の配置から右ずれの変位センスが推定され、現在

の広域応力場から推定される左ずれの変位センスとは整合しない。

固結したシルト状破砕部でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、No.1 ブロックの断層面（N26°W／86°E）の条線角度は 50°SE 、No.2 ブロックの断層面（N38°W／64°E）の条線角度は 70°SE を示す（第 1.4.23 図）。

薄片観察を行った結果、No.1 及び No.2 ブロックの断層面は、ともに右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.24 図）。

(d) 総合評価

リニアメント北部では、リニアメントの方向を挟む 2 方向の節理系と、NNW－SSE 方向の破砕帯及び NW－SE 方向の節理密集部が認められる。破砕帯は右ずれ及び右ずれ成分を含む正断層を示す変形指標が見られ、現在の広域応力場とは調和しない変位センスであり、未固結の粘土状破砕部の連続性が乏しいか、認められない。

リニアメント南部では、トレンチにおいて、固結した破砕帯に平面性の高い面構造が認められたが、その連続性は乏しい。また、トレンチの破砕帯に見かけ右ずれを示す面構造及び石英脈の配列が見られ、現在の広域応力場とは調和しない変位センスであり、破砕帯を覆う姶良 Tn テフラ(AT)以前の第四系には変位が認められない。

以上のことから、Ｌ－2 リニアメントは、少なくとも後期更新世以降の活動は認められず、震源として考慮する活断層ではないと評価する。なお、本リニアメントは、節理、節理密集部及び古い断層による組織地形であると評価する。

c. Ｌ－3 リニアメント

(a) 文献調査結果

判読した本リニアメント位置付近に、変動地形やリニアメントを示した文献は認められない。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.25 図に示す。

白木東方から丹生北東方に至る区間に、NE－SW 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線、鞍部及び直線谷からなる。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－3 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.26 図に示す。

Ｌ－3 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩とこれを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物及び崖錐堆積物が分布する。

b 地点及び e 地点南西方では、リニアメントを横断する健岩露頭が認められ、リニアメントに対応する破砕帯は認められない（第 1.4.27 図～第 1.4.30 図）。これら健岩露頭には、リニアメントの走向と調和的な NE－SW 方向で、高角度の節理密集部が認められる。

(d) 総合評価

本リニアメントは、リニアメント付近に破砕帯が認められず、健岩露頭が連続して分布しており、リニアメント方向と調和的な節理密集部が認められる。

以上のことから、Ｌ－3 リニアメントは、節理密集部による組織地形であると判断し、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

d. Ｌ－4 リニアメント（白木－丹生断層）

(a) 文献調査結果

活断層研究会編(1991)[31]は、白木から丹生に至る山地の西縁部に、長さ約 4km、N－S 方向で、東側隆起の確実度Ⅲ、活動度Ｂ～Ｃ級の白木－丹生リニアメントを示している。

岡田・東郷編(2000)[32]は、活断層研究会編(1991)[31]に対応する位置に、長さ約 3.3km、NNE－SSW 方向で、東側隆起の断層組織地形リニアメントを示し、白木－丹生リニアメントとして

いる。

今泉他編（2018）[34]は、活断層研究会編(1991)[31]に対応する位置に、長さ約 4km、NNE－SSW 方向で、東側隆起又は西側隆起の活断層又は推定活断層を示している。

白木－丹生リニアメントの北方延長海域に、海上保安庁水路部(1980a)[51]は、図から判読される長さ全長約 8km、N－S 方向で、東側隆起の、断続する推定断層及び伏在推定断層を示している。

活断層研究会編(1991)[31]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]が示す位置付近に、長さ 5km、N－S 方向で、東側隆起の断続する推定活断層を示し、若狭湾断層群S_2としている。

山本他(2000)[54]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]が示す位置付近に、図から判読される最大長さ約 6km、N－S 方向で、東側隆起の断層を示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.31 図に示す。

白木から丹生に至る区間に、概ね NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線及び鞍部からなる。

リニアメントは、北部では低地と東側の山地の境界付近に判読され、白木峠の鞍部に連続する。また、南部では、リニアメントは山地内に判読され、新期扇状地面には変動地形・リニアメントは判読されない。

(c) 地表地質調査結果

L－4 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.32 図に、地質断面図を第 1.4.33 図に示す。

L－4 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩と、これらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、砂丘堆積物、新期扇状地堆積物、崖錐堆積物及び沖積層が分布する。

e 地点(Loc.L4-1)では、粗粒黒雲母花崗岩中に NNE－SSW 方向で、約 60° 東傾斜の破砕帯が認められる。この破砕帯は幅約 2m～約 3m で、褐色及び灰白色の明瞭で平面的な粘土状破砕部を伴う（第 1.4.34 図）。

e 地点(Loc.3)における群列ボーリング調査の結果、粗粒黒雲母花崗岩からなる基盤及びそれを不整合に覆う第四系が認められ、粗粒黒雲母花崗岩中に破砕帯が認められる。この破砕帯は幅約 1m～約 2m で、その中に幅約 1cm～約 2cm の軟質な暗褐色粘土状破砕部を挟在する。ボアホールカメラ調査によれば、破砕帯は N－S 方向で約 60° 東傾斜である。第四系は、層相により下位から、３層、２層及び１層に区分される。１層は鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び姶良 Tn テフラ(AT)を挟在する。この破砕帯は、２層にまで変位を与えていると判断される（第 1.4.35 図）。

a 地点(Loc.8)における群列ボーリング調査の結果、粗粒黒雲母花崗岩からなる基盤及びそれを不整合に覆う第四系が認められ、東側の粗粒黒雲母花崗岩と西側の第四系との境界に断層が認められる。粗粒黒雲母花崗岩中に認められた破砕帯は幅約 40cm で、幅約 1cm の軟質な暗褐色粘土状破砕部を挟在し、ボアホールカメラ調査によれば、その方向は N－S で、約 50° 東傾斜となっている。第四系は、砂、礫及びシルトからなり、層相及び堆積年代から、下位より６層、５層、４層、３層、２層及び１層に区分される。このうち、６層は三瓶木次テフラ(SK)を、４層は鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び大山倉吉テフラ(DKP)を、３層は姶良 Tn テフラ(AT)を、２層は鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を挟在する。確認された破砕帯は、少なくとも３層にまで変位を与えている（第 1.4.36 図）。SNLB-11 のボーリングコアで確認された主すべり層上盤側の観察の結果、約 50° ～約 60° で北落ちの条線が認められ、右ずれ成分を含む（第 1.4.37 図）。

c 地点(Loc.2)における群列ボーリング調査の結果、粗粒黒雲母花崗岩からなる基盤及びそれを不整合に覆う第四系が認められ、

東側の粗粒黒雲母花崗岩と西側の第四系との境界に断層が認められる。粗粒黒雲母花崗岩中に認められた破砕帯は幅約 0.6m～約 1.0m で、幅約 1cm～約 2cm の軟質な暗褐色粘土状破砕部を挟在し、ボアホールカメラ調査によれば、その方向は N－S 方向で、約 60° 東傾斜となっている。第四系は、層相及び堆積年代により下位から、４層、３層、２層及び１層に区分される。４層は鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び大山倉吉テフラ(DKP)を、３層及び２層は姶良 Tn テフラ(AT)を、１層は鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を挟在する。確認された破砕帯は、２層にまで変位を与えている（第 1.4.38 図）。Loc.2-4 のボーリングコアで確認された白木－丹生断層の中軸部の観察の結果、繰り返し活動を示唆する層状構造が認められる（第 1.4.39 図）。

c 地点(Loc.2)において実施したトレンチ調査の結果、粗粒黒雲母花崗岩からなる基盤とそれを不整合に覆う第四系が認められる。第四系は、礫、砂及びシルトからなり、層相及び堆積年代から、下位より５層、４層、３層、２層及び１層が分布する。４層は鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び大山倉吉テフラ(DKP)を、３層は姶良 Tn テフラ(AT)を、１層は鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)を挟在する。また、２層及び１層中に含まれる炭質物の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は、それぞれ 9,010±50y.B.P.～9,810±50y.B.P.及び 3,730±40y.B.P.～7,720±50y.B.P.を示している。トレンチでは、東側の粗粒黒雲母花崗岩中、西側の第四系中及び粗粒黒雲母花崗岩と第四系の境界において 3 条の断層が認められる。最も西側に見られるごく低角度の断層であるＦ3 は、４層下部に変位を与え、４層上部に覆われている。粗粒黒雲母花崗岩と第四系を境するＦ2 は、NNE－SSW 方向で約 25° 東側に傾斜し、その東側のＦ1 は NNE－SSW 方向で約 30° 東側に傾斜し、いずれも２層以下に変位・変形を与え、１層に覆われている（第 1.4.40 図）。

(d) 海上音波探査結果

海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.4.41 図に示す。また、海上音波探査記録の解析から得られた鉛直変位量分布図を第 1.4.42 図に、傾斜角分布図を第 1.4.43 図に示す。

Ｌ－4 リニアメントの北方延長海域のＲ層上面及びＣ層上面の特徴としては、白木北方沖にＲ層上面及びＣ層上面に東側が隆起する高度不連続が認められ、この高まりの西縁にＮ－Ｓ走向のＦ－21 及びＦ－50・51 断層が分布し、これらの断層はいずれもＢ層以下の地層に変位・変形を与えていることから、後期更新世以降の活動が認められる。Ｆ－21 及びＦ－50・51 断層のＣ層上面を基準とした鉛直変位量は 20m 程度であり、北方に向かって終息するものの、南方に向かって終息する傾向は認められない。また、断層の傾斜は約 60°東傾斜となっている。

一方、Ｌ－4 リニアメントの南方の丹生湾には、Ｎ－Ｓ 走向のＦ－Ｆ 断層が分布し、一部でＢ層以下の地層に変位・変形を与えていることから、後期更新世以降の活動が認められる。また、Ｃ層上面を基準としたＦ－Ｆ 断層の鉛直変位量は南方に向かって終息する。

(e) 総合評価

本地域の特徴としては、白木北方海域においてＲ層上面及びＣ層上面に東側隆起の高まりが認められ、この高まりの西縁にＮ－Ｓ 走向で東側に傾斜するＦ－21 及びＦ－50・51 断層が分布している。これらの南方陸域には、Ｎ－Ｓ 走向で東側傾斜の断層が分布し、さらに南方海域にはＦ－Ｆ 断層が分布し、いずれも後期更新世以降の活動が認められる。

これらの断層は連続的に位置し、走向・傾斜も調和的であり、鉛直変位量分布に顕著な不連続が認められないことから、Ｆ－21 断層から陸域の断層を経てＦ－Ｆ 断層までの約 15km を白木－丹生セグメントとし、その最新活動時期については、約 9,000 年前以降、約 7,700 年前以前と評価する。

白木－丹生セグメントは白木－丹生断層とし、震源として考

慮する活断層と評価する。

(f) Ｌ－４リニアメント（白木－丹生断層）と敷地間の地質・地質構造

2011 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震を契機に、敷地内における複数の破砕帯と敷地から約 1km 東に位置する震源として考慮する活断層の白木－丹生断層との地質構造上の関連性が不明確であるとの議論があったことを踏まえ、白木－丹生断層から敷地に向かって派生する活断層の有無を念のため確認するため、丹生地区北方山地を対象とした高精度の航空レーザー測量から作成した地形図に基づく地形判読及び判読結果に基づく地表地質調査、丹生地区における反射法地震探査（S 波）及びボーリング調査、敷地内における反射法地震探査（S 波）及びボーリング調査、丹生湾内における海上音波探査、海上ボーリング調査及び海底堆積物調査、また、丹生湾北縁部におけるベイケーブル調査及びボーリング調査を行った。調査位置図を第 1.4.44 図に示す。

地形判読の結果、丹生地区北方山地では、凹地、鞍部及び傾斜変換点からなる微弱な線状構造が認められた（第 1.4.45 図）。線状構造の直下付近において、剥ぎ取り調査を行った結果、一部を除き破砕部が認められた。また、破砕部の走向は線状構造の走向とは一部で斜交する。これらの破砕部の薄片観察を行った結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。（第 1.4.46 図）。

反射法地震探査及びベイケーブル調査の結果、基盤岩上面と推定される明瞭な反射面及びその上位の堆積層中の反射面に、断層による変位・変形は認められない（第 1.4.47 図～第 1.4.49 図）。

海上音波探査の結果、C_1層上面に断層による変位・変形は認められない（第 1.4.50 図）。

丹生湾の湾奥に見られる音波散乱層分布域付近において、海

底堆積物調査（柱状採泥）を行い、採取したコア試料を用いてガス分析を実施した。その結果、音波散乱の原因は、有機物の微生物分解により生成された地下浅部のメタンガスの影響であって、断層等の活構造の存在を示唆する地下深部の地熱による熱分解起源のものは認められない（第 1.4.51 図）。

丹生地区、敷地内及び丹生湾内で実施したボーリング調査の柱状図を第 1.4.52 図に、地質対比図を第 1.4.53 図に示す。

ボーリング調査の結果、鬼界アカホヤテフラ(K-Ah)、鬱陵隠岐テフラ(U-Oki)、姶良 Tn テフラ(AT)、OkT1 テフラに対比される未詳 N1 テフラ、美浜テフラ等が検出された。また、花粉分析結果とあわせて、地質対比の検討を行った結果、堆積層の境界（MIS1／MIS2 境界、MIS5／MIS6 境界）や基盤岩上面は滑らかに連続している（第 1.4.53 図）。

山地平野境界付近で実施したボーリング調査の結果、破砕部を確認したが、薄片観察を行った結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない（第 1.4.54 図～第 1.4.60 図）。

以上より、白木－丹生断層から敷地に向かって派生する活断層は認められないと評価する。

e. Ｌ－5 リニアメント

(a) 文献調査結果

岡田・東郷編(2000)[32]は、白木南西方から丹生西方に、図から判読される長さ約 2km、NE－SW 方向の断層組織地形リニアメントを示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.61 図に示す。

白木南西方から丹生西方に至る区間に、NE－SW 方向の並走する 2 条のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線、鞍部、河谷の屈曲及び直線谷からなる。

西側のリニアメントは、直線谷と河谷の下流方向への右屈曲が認められ、東側のリニアメントは、主として傾斜変換線から

なる。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－5 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.62 図に示す。

Ｌ－5 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物、崖錐堆積物及び沖積層が分布する。

西側のリニアメント付近の f 地点～g 地点間の谷底部に破砕帯が認められる（第 1.4.63 図、第 1.4.64 図）。この破砕帯は、NE－SW～ENE－WSW 方向で、南に高角度に傾斜する。破砕帯は固結した角礫状～礫混じり粘土状からなり、固結しており、平面的な断層面は認められない。粘土状～角礫状破砕部（N49°E／82°S）を含むでブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 70°SW を示す（第 1.4.65 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.66 図、第 1.4.67 図）。h 地点～i 地点では、リニアメントを横断して健岩露頭が分布している（第 1.4.68 図）。露頭には破砕帯が認められず、NE－SW～NNE－SSW 方向で、約 60°南傾斜の幅約 1m の節理密集部が認められる（第 1.4.69 図）。

東側のリニアメントの k 地点～l 地点において、リニアメントを横断して健岩露頭が認められる（第 1.4.70 図）。リニアメント付近の露頭に破砕帯は認められず、リニアメントと調和的な NE－SW 方向の高角度で東側に傾斜する節理が認められる。

(d) 総合評価

Ｌ－5 リニアメントは、西側のリニアメント付近には固結した破砕部が認められ、最新活動時の運動センスは、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。また、その南西延長部には節理密集部が認められる。

東側のリニアメント付近には、リニアメントを横断する露頭

では破砕部は認められず、リニアメント方向と調和的な節理が認められる。

以上のことから、西側のリニアメントは節理密集部及び古い断層による組織地形であり、また、東側のリニアメントは節理による組織地形であると判断し、それぞれ震源として考慮する活断層ではないと評価する。

f. Ｌ－6 リニアメント

(a) 文献調査結果

活断層研究会編(1991)[31]は、馬背峠南西方から敦賀市縄間(のうま)付近に、図から判読される長さ約 3km、ENE－WSW 方向で、確実度Ⅲのリニアメントを示している。

岡田・東郷編(2000)[32]は、活断層研究会編(1991)[31]に対応する位置に、図から判読される長さ約 3km、ENE－WSW 方向の断層組織地形リニアメントを示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.71 図に示す。

縄間から馬背峠を経て美浜町弁天崎東方に至る区間に、ENE－WSW 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線、鞍部及び直線谷からなる。

リニアメント東部（a 地点～b 地点）では、リニアメントを横断して古期扇状地面 1 が分布している。古期扇状地面 1 の地形測量の結果、リニアメント付近の地形面に高度不連続は認められない（第 1.4.72 図）リニアメントの中央部では、リニアメントを横断して古期扇状地面 2 及び新期扇状地面が分布しており、高度不連続は認められない。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－6 リニアメント付近の地質図を第 1.4.73 図に示す。

Ｌ－6 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物、崖錐堆積物

及び沖積層が分布する。大局的には、本リニアメントの北側には細粒黒雲母花崗岩が、南側には粗粒黒雲母花崗岩が分布する。

リニアメント東部でリニアメントを横断して分布する古期扇状地堆積物 1 は、鬼界葛原テフラ(K-Tz)及び阿蘇 4 テフラ(Aso-4)を挟在する。

b 地点～c 地点の区間では、リニアメント付近に ENE－WSW 方向の破砕帯が認められる。b 地点南西方(Loc.L6-1)では、粗粒黒雲母花崗岩中に、ENE－WSW 方向で、約 80° 南傾斜の固結した幅約 1m の破砕帯が認められる（第 1.4.74 図、第 1.4.75 図）。

粘土状破砕部（主断層面の走向傾斜：N63 ° E／78° S）でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 84° SW を示す（第 1.4.76 図）。

研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.77 図、第 1.4.78 図）。

a 地点の南東方約 300m の g 地点の谷底の露頭(Loc.L6-2)では、岡田・東郷編(2000)[32]が示したリニアメントに対応して破砕帯が認められる。NNE－SSW 方向で、約 70° 南傾斜の連続的な粘土状破砕部が認められる。破砕部近傍の岩盤中に認められる小規模なせん断面の変形組織からは、左ずれ及び正断層の変位センスが推定され、現在の広域応力場に対応する右ずれの変位センスを示す構造は認められない（第 1.4.79 図、第 1.4.80 図）。

粘土状破砕部（主断層面の走向傾斜：N55 ° E／68° S）でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 90° を示す（第 1.4.81 図）。

研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.82 図、第 1.4.83 図）。

(d) 総合評価

本リニアメントを横断して分布する古期扇状地面 1 には変

位・変形が認められず、また、リニアメント付近に認められた破砕部はいずれも固結しており、その最新活動時の運動センスは、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。

以上のことから、Ｌ－6 リニアメントは、少なくとも後期更新世以降の活動は認められず、震源として考慮する活断層ではないと評価する。なお、本リニアメントは、古い断層による組織地形であると評価する。

g. Ｌ－7 リニアメント

(a) 文献調査結果

岡田・東郷編(2000)[32]は、馬背峠西方から三方郡美浜町菅浜（すがはま）北方に、図から判読される長さ約 1km、NNE－SSW 方向の断層組織地形リニアメントを示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.84 図に示す。

馬背峠西方から菅浜北方に至る区間に、NNE－SSW 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線、鞍部及び直線谷からなる。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－7 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.85 図に示す。

Ｌ－7 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩及び細粒黒雲母花崗岩、美濃－丹波帯中・古生層の混在岩・泥岩、砂岩、砂岩・泥岩互層及びチャート並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 1、古期扇状地堆積物 2、新期扇状地堆積物、崖錐堆積物及び沖積層が分布する。

a 地点～b 地点付近の詳細ルートマップを第 1.4.86 図に示す。リニアメント付近の谷底部の粗粒黒雲母花崗岩中にリニアメント方向と調和的な NNE－SSW 走向で幅約 1m～約 1.5m の石英脈が分布し、石英脈に沿って固結した角礫状破砕部が認められる。破砕帯は、NNE－SSW 方向で約 80° 西傾斜、幅約 2.5m で、

固結した角礫状破砕部を切る平面性の高い軟質な灰白色粘土状破砕部が認められるが、露頭内においてせん滅している（第 1.4.87 図、第 1.4.88 図）。固結した角礫状破砕部（N17°E／78°W）でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 65°SW を示す（第 1.4.89 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では左横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.90 図、第 1.4.91 図）。

(d) 総合評価

本リニアメント付近において、リニアメントの方向と調和的な破砕帯が認められたが、角礫状破砕部は固結しており、角礫状破砕部を切る軟質な粘土状破砕部は露頭内でせん滅している。また、その最新活動時の運動センスは、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。

以上のことから、Ｌ－7 リニアメントは、少なくとも後期更新世以降の活動は認められず、震源として考慮する活断層ではないと評価する。なお、本リニアメントは、古い断層による組織地形であると評価する。

h. Ｌ－8 リニアメント

(a) 文献調査結果

岡田・東郷編(2000)[32]は、三方郡美浜町寺山南東方から敦賀市沓見（くつみ）北方に、図から判読される長さ約 2km、NW－SE 方向の断層組織地形リニアメントを示している。

(b) 変動地形学的調査結果

変動地形学的調査結果を第 1.4.92 図に示す。

弁天崎東方から寺山南東方を経て沓見北方に至る区間に、NW－SE 方向のリニアメントが判読される。リニアメントは、傾斜変換線及び鞍部からなる。

(c) 地表地質調査結果

Ｌ－8 リニアメント周辺の地質図を第 1.4.93 図に示す。

Ｌ－8 リニアメント周辺には、江若花崗岩の粗粒黒雲母花崗岩

及び細粒黒雲母花崗岩、美濃－丹波帯中・古生層のチャート、砂岩・泥岩互層及び砂岩、ドレライト等の岩脈並びにこれらを覆う第四系の古期扇状地堆積物 2 及び新期扇状地堆積物が分布する。

Ｌ－8 リニアメント北西側の a 地点及び b 地点では、リニアメントを横断して連続露頭が分布している。これらの連続露頭には破砕帯は認められず、リニアメントの方向に調和的な節理が認められる（第 1.4.94 図～第 1.4.97 図）。

Ｌ－8 リニアメント南東側の d 地点では、リニアメント付近の直線谷の谷底部に破砕帯が認められる（第 1.4.98 図）。破砕帯の幅は約 0.5m～約 1m で、固結しており、WNW－ESE 方向で約 80° 南側に傾斜する連続性が乏しい幅約 1cm～約 3cm の固結した灰白色～淡褐色礫混じり粘土状破砕部を伴う（第 1.4.99 図、第 1.4.100 図）。固結した粘土状破砕部（N68° W／84° SW）でブロック試料を採取し、条線観察を行った結果、主断層面の条線角度は 78° NW を示す（第 1.4.101 図）。研磨片・薄片観察を行った結果、主断層面では右横ずれ・正断層センスを示す変形指標が認められた（第 1.4.102 図、第 1.4.103 図）。

(d) 総合評価

本リニアメントの北西部では、リニアメントを横断する露頭に破砕部が認められず、リニアメント方向と調和的な節理が認められる。また、南東部の直線谷の谷底部に、リニアメント方向と調和的な走向の固結した破砕帯が認められ、粘土状破砕部に見られる条線の方向は、現在の広域応力場から推定される変位センスとは調和しない。

以上のことから、Ｌ－8 リニアメントは、少なくとも後期更新世以降の活動は認められず、震源として考慮する活断層ではないと評価する。なお、本リニアメントは、古い断層による組織地形であると評価する。

i. Ｃ断層（敦賀半島北西方の海域断層群）

(a) 文献調査結果

海上保安庁水路部(1980a)[51]は、敦賀半島の北西方の沖合に、最大長さ約 17km の並走する N－S 走向で、一部 NE－SW 走向の東側隆起の推定断層群を示している。

小松原他(2000)[149]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、N－S 走向に延びる総延長約 16km で、西落ちの断層群をC断層系（仮称）として示している。

活断層研究会編(1991)[31]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、長さ 2km～8km、N－S～NE－SW 走向で、東側又は南東側隆起の推定活断層群を示し、若狭湾断層群S_3～S_7としている。

山本他(2000)[54]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]が示す位置付近に、図から判読される最大長さ約 11km、主に N－S 走向及び NE－SW 走向で、東側隆起の伏在断層群を示している。

地震調査委員会(2025)[190]は、海上保安庁水路部(1980a)[51]に対応する位置に、N－S 走向、一部 NE－SW 走向及び NNW－SSE 走向に延びる断層群を美浜湾断層（全長 19km）として示し、左横ずれ断層と推定している。

(b) 海上音波探査結果

海上音波探査記録及び地質断面図を第 1.4.104 図に示す。また、海上音波探査記録の解析から得られた鉛直変位量分布図を第 1.4.105 図に示す。

特牛崎北西方沖に、R層上面及びC層上面に東側が隆起する二列の N－S 走向に延びる高度不連続が認められ、これら各層の面は比較的平坦で、北方に向かって緩やかに深度を増している。西側の高度不連続にはF－48 及びF－58 断層が分布し、東側の高度不連続にはF－49 断層が分布する。これらの断層は、一部区間を除いて後期更新世以降の活動が認められる。また、特牛崎沿岸部のR層上面及びC層上面は、北西方に急傾斜を示し、2km 程度沖合で緩やかとなる。この傾斜の変換部にF－52・

56・64a 断層が分布し、後期更新世以降の活動が認められる。

Ｃ層上面を基準とした鉛直変位量は、Ｆ－48 断層では最大 20m 程度で、北方及びＦ－58 断層の南方に向かって終息する傾向が認められ、Ｆ－49 断層についても同様に、断層端部に向かって終息する傾向が認められる。また、Ｆ－52・56・64a 断層では 10m 程度で、端部で 20m 程度と大きくなる傾向が認められる。

Ｆ－54・55 断層はＡ層中の高海水準期堆積体（約 6,000 年前以降）に変形を及ぼしており、海底面にもシャープな変形が認められることから、最新活動時期は約 6,000 年前以降と考えられる（第 1.4.106 図）。

断層の傾斜角は、エアガンを音源とする音波探査結果から 80°程度と高角である。

Ｆ－48 断層の西方には NNW－SSE 走向、西側隆起のＦ－47 断層が分布し、後期更新世以降の活動が認められる。

(c) 総合評価

本地域の特徴としては、特牛崎北西方沖において、Ｒ層上面及びＣ層上面に東側が隆起する二列の南北走向に延びる高度不連続が認められ、各層の面が北方に向かって緩やかに深度を増している。

これらの高度不連続に沿って N－S～NNE－SSW 走向の二列の断層群が認められ、Ｆ－48、Ｆ－49、Ｆ－52・56・64a、Ｆ－54・55、Ｆ－56b、Ｆ－57、Ｆ－58、Ｆ－61、Ｆ－62a 及びＦ－64b 断層では、後期更新世以降の活動が認められる。

Ｃ層上面を基準とする断層の鉛直変位量は、Ｆ－48 断層で北方に、Ｆ－58 断層で南方に向かってそれぞれ終息する傾向が認められる。Ｆ－49 断層についても同様に、断層端部に向かって終息する傾向が認められる。また、Ｆ－52・56・64a 断層とは、走向が異なることから、これらは異なる活動セグメントと判断される。

これらのことから、Ｆ－48 断層からＦ－58 断層までの約 11km をＣ北西部セグメント、Ｆ－49 断層の約 7km をＣ北東部セグメント、Ｆ－52・56・64a 断層からＦ－64b 断層までの約 11km をＣ南部セグメントと評価し、その最新活動時期については、Ｃ北西部セグメントは完新世、Ｃ北東部セグメントは完新世、Ｃ南部セグメントは約 6,000 年前以降と評価する。

これらのセグメントは、屈曲や分岐等の特徴を有する複数の小断層からなり、その断層分布にはステップや不連続が認められるものの、近接して分布していることから一連の起震断層として評価し、Ｃ北西部セグメント及びＣ南部セグメント並びにＣ北東部セグメント及びＣ南部セグメントをそれぞれあわせた約 18km をＣ断層とし、震源として考慮する活断層と評価する。

一方、地震調査委員会(2025)[190]は、Ｆ－47 断層から C 南部セグメントにかけた区間に美浜湾断層を示していることから、地震動評価及び津波評価に当たっては、地震調査委員会(2025)[190]に示された美浜湾断層（約 19km）についても震源として考慮する活断層と評価する。

1.5 敷地の地質・地質構造

1.5.1 調査内容

敷地の地質・地質構造を把握するため、文献調査、変動地形学的調査、地表地質調査、ボーリング調査、トレンチ調査、試掘坑調査等を実施した。その結果に基づき、敷地の地質・地質構造について検討を実施した。

敷地内の地質調査位置図を第 1.5.1 図に示す。

1.5.1.1 地表地質調査

敷地の地質及び地質構造を把握するため、地表地質調査を実施した。また、文献調査、変動地形学的調査、ボーリング調査等の調査結果とあわせて、原縮尺 5 千分の 1 の地質図を作成して検討を行った。

1.5.1.2 ボーリング調査

敷地の地質及び地質構造についての資料を得るため、第 1.5.1 図に示す位置に 448 本、総延長約 17,490m のボーリング調査を実施した。

採取したボーリングコアは、詳細な観察を行い地質柱状図を作成するとともに、地質構造を詳細に把握するために必要に応じてボアホールテレビ調査を行い、地質断面図を作成した。

1.5.1.3 試掘坑調査

敷地の地質及び地質構造を直接観察するため、第 1.5.1 図に示す位置に掘削した。

これらの試掘坑において、地質の分布、構成岩石、岩質、地層の走向・傾斜、破砕帯の分布等を直接観察して、原縮尺 100 分の 1 の試掘坑展開図を作成した。

1.5.1.4 トレンチ調査及び剥ぎ取り調査

敷地内の破砕帯の性状等を検討するため、第 1.5.1 図に示す位置でトレンチ調査及び剥ぎ取り調査を実施した。

1.5.2 調査結果

1.5.2.1 敷地の地形

航空レーザー測量により作成した敷地の地形図を第 1.5.2 図に示す。また、発電所建設前の敷地の地形面区分図を第 1.5.3 図に示す。

敷地は、敦賀半島西側の丹生湾を形成する岬角(こうかく)部に位置する。

敷地の西部にあたる美浜発電所 1 号炉及び 2 号炉の南西から 3 号炉の北方にかけて、標高 82m、76m 及び 61m の三つの丘陵がほぼ南北に連なっており、後 2 者間にアゴ越と呼ばれる標高 5m 余りの低地があった。敷地の東部は西部の丘陵に続いて、南から北に丹生湾内に突出する砂嘴様沖積低地となっていた。この沖積低地の南北の長さは約 700m、東西の幅は最大約 300m であった。また、山間の河谷に沿って崖錐面・小扇状地面が分布していた。

丹生湾で実施したサイドスキャンソナー及びマルチビーム測深により作成した海底地形図を第 1.5.4 図に示す。沖積低地の丹生湾湾口部は、幅が約 400m であり、水深は約 3m と比較的浅い。一方、丹生湾湾奥部は、湾口部に比べて幅が広がり、最大水深は約 13m である。

1.5.2.2 敷地の地質

調査結果に基づき作成した敷地の地質図及び地質断面図をそれぞれ第 1.5.5 図及び第 1.5.6 図に、敷地の地質層序表を第 1.5.1 表に示す。また、敷地内の熱水による変質区分を第 1.5.2 表に示す。

敷地の地質は、江若花崗岩とこれに貫入するドレライト及びこれらを覆って分布する第四系より構成される。江若花崗岩中には多くの節理がある。また、敷地内は全体的に熱水変質作用を被っており、破砕帯の近傍では特に強く熱水変質作用を被っている。当該地域においては、ドレライト貫入時期以降の熱水活動は知られておらず、また、第四紀火山は存在しないことから、少なくとも後期更新世以降の熱水活動はないと判断される。

(1) 江若花崗岩

敷地で確認できる江若花崗岩は、細粒黒雲母花崗岩及び粗粒黒雲

母花崗岩である。

細粒黒雲母花崗岩は敷地全体に広く分布し、細粒の完晶質等粒状で、石英、カリ長石、斜長石及び少量の黒雲母からなるものと、完晶質斑状で、粗粒の石英、カリ長石及び斜長石の斑晶とこれらの間を充填する細粒の石英、カリ長石、斜長石及び黒雲母からなるものがある。両者の境界は、漸移的で分布形状に規則性を持たない。新鮮部では、灰緑色～灰色、風化部では黄褐色を呈する。また、熱水変質作用を被り、局所的に粘土化が進んだ箇所も見られる。

粗粒黒雲母花崗岩は敷地の西部及び北部に分布し、完晶質斑状で、石英、カリ長石、斜長石及び少量の黒雲母からなる。新鮮部では灰色～淡桃色、風化部では褐色を呈する。

細粒黒雲母花崗岩についてカリウムーアルゴン法による年代測定を実施した結果、約 64.0Ma～約 64.9Ma であることから、後期白亜紀～古第三紀に貫入したと判断される。

(2) ドレライト

ドレライトは黒色を呈し、斜長石及び輝石の斑晶が認められる緻密で健硬な岩石である。岩脈として江若花崗岩に貫入し、小規模に分布する。境界部には細粒となった急冷周縁相が見られる。

カリウムーアルゴン法による年代測定を実施した結果、約 19.6Ma であることから、新第三紀中新世に貫入したと判断される。

(3) 第四系

第四系は、主に沖積層からなる。

沖積層は、沖積低地に分布しており、砂及びシルトを主体としている。

1.5.2.3 敷地の地質構造

敷地に分布する江若花崗岩には、多くの節理があり、これらの走向は NE－SW 方向が卓越している。地表地質調査の結果、以下のとおり江若花崗岩中の破砕部露頭が確認された。主に節理の卓越方向と同じ NE－SW 方向の破砕部である。節理、破砕部のいずれも中～高角度で

傾斜している。

３号炉北東方の露頭(AMS-21)では、幅約 80cm の固結した角礫状破砕部（N28° E／72° NW）が認められた。破砕部を覆う礫層に変位・変形は認められない（第 1.5.7 図）。

３号炉北方の露頭(AMUK-5)では、幅約 20cm～約 80cm の固結した角礫状破砕部（N43° E／71° SE）が認められた。連続性に富む主断層面は認められない（第 1.5.8 図）。

３号炉西方の露頭(AMS-19)では、幅約 15cm～約 80cm の固結した角礫状破砕部（N30° E／81° E）が認められた。この破砕部は、海蝕洞の約 20m 奥で幅数 mm 程度に狭くなる（第 1.5.9 図）。また、露頭(AMS-20)では、幅約 0.2cm～約 40cm の固結した角礫状破砕部（N46° E／72° E）が認められた。露頭上部及び下部の岩盤中で破砕幅が縮小し、下部では幅約 0.2cm～約 2cm の固結砂状破砕部に移行する（第 1.5.10 図）。

３号炉南西方の露頭(AMS-16)では、幅約 0.1cm～約 50cm の固結した角礫状破砕部（N46° E／68° S）が認められた。破砕部の左縁に沿って約 0.1cm～約 0.5cm の暗褐灰色粘土が狭在している。この破砕部は、露頭の上方で N30° E 方向の節理に移行し、下部も節理に沿って幅が狭くなる（第 1.5.11 図）。

３号炉北方のアゴ越付近では粘土状破砕部が 2 箇所（AG-1、AG-2）認められた。

西側の破砕部露頭(AG-1)は、走向・傾斜 N73° E／85° N であり、破砕幅は約 7cm～約 15cm、粘土状破砕部と粘土混じり角礫状破砕部からなる（第 1.5.12 図）。露頭において条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 70° SW を示す（第 1.5.13 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は左横ずれを伴う正断層センスである。薄片観察を行った結果、最新面及びその周辺には粘土鉱物が網目状に発達し、最新面を横断する粘土鉱物脈が認められ、変形していない（第 1.5.14 図、第 1.5.15 図）。

粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、スメク

タイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.5.16 図）。

東側の破砕部露頭(AG-2)は、走向・傾斜 N56° E／85° N、破砕幅は約 0.3cm～約 14cm、粘土状破砕部と粘土混じり角礫状破砕部からなり、最新面に直交する方向に粘土脈が分布している（第 1.5.17 図、第 1.5.18 図）。条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 45° NE を示す（第 1.5.19 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は右横ずれを伴う正断層センスを示す（第 1.5.20 図）。薄片観察を行った結果、最新面及びその周辺には粘土鉱物が網目状に発達し、最新面を横断する粘土鉱物脈が認められ、変形していない（第 1.5.21 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.5.22 図）。

以上のことから、敷地で認められた破砕部（AMS-21、AMUK-5、AMS-19、AMS-20、AMS-16、AG-1、AG-2）は、その性状から少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、震源として考慮する活断層ではないものと評価する。

1.6 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地質・地質構造及び地盤

その他の特定重大事故等対処施設の地質・地質構造及び地盤については、「1.8 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質・地質構造及び地盤」に記載する。

1.6.1 調査内容

(1) 地表弾性波探査

原子炉施設設置位置付近の地層の概略分布を検討するため、敷地内において 10 測線、延長約 3.3km の弾性波探査を実施した。このうち、原子炉施設設置位置付近で実施した弾性波探査は、第 1.6.1 図に示すとおりである。

地表の測線上に約 5m 間隔で受振器を設け、少量のダイナマイト爆発によって生じる弾性波の伝播速度を測定した。

(2) ボーリング調査

地質及び地質構造についての資料を得るため、敷地内においてボーリング調査を実施した。このうち、原子炉施設設置位置付近で実施したボーリングは、第 1.5.1 図に示すとおりである。

掘削はロータリー型ボーリング機を使用し、孔径 66mm～86mm のオールコアボーリングとした。また、掘進速度等の管理を厳密に行いコア採取率の向上を図った。

採取したボーリングコアの結果に基づいて地質断面図を作成し、地質及び地質構造についての検討を行った。

なお、地震計設置並びに地下深部までの地質及び地盤物性を把握するため、地下約 1,100m までのボーリングを実施した。

(3) 試掘坑調査

発電所の重要施設の基礎岩盤を直接観察することにより地質及び地

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

質構造の調査精度を上げるため、試掘坑による調査を実施した。試掘坑は第 1.5.1 図に示すように、E.L.＋0m の位置に延長約 260m 掘削した。

(4) トレンチ調査及び剥ぎ取り調査

原子炉施設設置位置付近の地質及び地質構造についての資料を得るため、第 1.5.1 図に示す位置において、トレンチ調査及び剥ぎ取り調査を実施した。

(5) 反射法地震探査

原子炉施設設置位置付近の 3 次元地下構造を把握するため、2 測線、延長約 1.3km の反射法地震探査を実施した。

探査は、震源車を用いて人工的に振動を発生させ、測線上に約 10m 間隔に受振器を設けて実施した。なお、発振点は約 10m 間隔で行い、垂直重合数は 4 回～6 回とした。探査測線及び解析断面位置は第 1.6.2 図に示すとおりである。

(6) 地下水調査

地下水位及び地下水勾配を把握するために、第 1.6.3 図に示すボーリング孔を利用して、地下水位を測定した。

(7) 岩石試験

原子炉施設設置位置付近における岩盤の物理的及び力学的性質を明らかにするため、ボーリングにより得られた試料から、物理試験及び力学試験を実施した。

a. 試料

(a) 試料の採取位置

第 1.6.4 図に示す位置において、ボーリングにより試料を採取し、これから円柱供試体を作成した。

(b) 供試体

一軸圧縮試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 10cm、引張試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 5cm、三軸圧縮試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 10cm のものをそれぞれ標準として用いた。

b. 試験項目

物理試験としては、密度、吸水率、有効間隙率及び超音波伝播速度を測定し、力学試験としては、一軸圧縮強度、引張（圧裂）強度等を測定した。また、三軸圧縮試験により、せん断強度及び内部摩擦角を測定した。

c. 試験方法

(a) 一軸圧縮試験

2006 年度に実施したボーリングにより得られた試料については、JIS M 0302（岩石の圧縮強さ試験方法）に準拠した。

(b) 引張試験

試験は JIS M 0303（岩石の引張強さ試験方法）に準拠した。

(c) 三軸圧縮試験

試験は JGS 2531（岩石の非圧密非排水（ＵＵ）三軸圧縮試験方法）に準拠した。

周圧は 2.0N/mm^2、4.9N/mm^2、9.8N/mm^2、14.7N/mm^2 及び 19.6N/mm^2 の 5 段階とした。

(8) 岩盤試験

原子炉施設設置位置付近における〔C_L〕級以上の岩盤の弾性波速度、各種弾性係数等の特性値を調べて基礎岩盤としての適性を検討し、あわせて設計及び施工上の基礎資料を得るため、第 1.5.1 図に示す位置の試掘坑内において、弾性波探査、平板載荷試験、支持力試験及びロックせん断試験を実施した。また、ボーリング孔を利用してＰＳ検層を実施した。

a. 坑内における弾性波探査

構築物の設計に必要な岩盤の動的性質を求めるために、３号炉試掘坑内で弾性波探査を行い、基礎岩盤のＰ波及びＳ波の伝播速度並びに動弾性係数を求めた。

試掘坑側壁を測線として約 2.5m 間隔に受振器を設け、少量のダイナマイト爆発によって生じるＰ波及びＳ波の伝播速度を測定した。

また、坑間のＰ波平均伝播速度についても測定した。

b. 平板載荷試験

基礎岩盤の静的変形特性を調べるため、平板載荷試験を１号及び２号炉背後斜面試掘坑内で実施した。

試験位置は第 1.6.5 図に示すとおりである。載荷方向は水平及び鉛直で、〔C_M〕級岩盤は直径 60cm、〔C_L〕級岩盤は直径 30cm の円形載荷板を用いて実施した。

載荷パターンは第 1.6.6 図に、試験装置は第 1.6.7 図に示すとおりである。

c. 支持力試験

基礎岩盤の支持力特性を調べるため、支持力試験を１号及び２号炉背後斜面試掘坑内で実施した。

試験位置は第 1.6.8 図に示すとおり 6 箇所を選定し、直径 30cm の円形載荷板を用いて実施した。載荷方向は鉛直で、載荷パターンは第 1.6.9 図に、試験装置は第 1.6.10 図に示すとおりである。

d. せん断試験

基礎岩盤のせん断破壊特性を調べるため、ロックせん断試験を１号及び２号炉背後斜面試掘坑内で実施した。

ロックせん断試験の試験内容は第 1.6.1 表及び第 1.6.2 表に、試験位置は第 1.6.11 図に、試験装置は第 1.6.12 図に示すとおりである。ロックせん断試験用ブロックの大きさは、幅約 60cm、長さ約 60cm、高さ約 30cm である。

e. ＰＳ検層

原子炉施設設置位置付近の地盤の深さ方向の動的変形特性を把握するために、ボーリング孔を利用してＰＳ検層を実施した。

測定は、ボーリング孔の孔壁に受振器を固着し、地表にてＰ波、Ｓ波を起振して孔内で受振するダウンホール法及びボーリング孔内に孔中受振計を浮遊させた状態で、孔内水を媒介としてＰ波、Ｓ波を起振及び受振するサスペンション法によって岩盤のＰ波及びＳ波の伝播速度を求めた。

ＰＳ検層実施孔は、10 孔、延長約 1,280m で、測定深度の間隔はいずれも 1m である。サスペンション法の測定方法は、第 1.6.13 図

に、測定位置は第 1.6.14 図に示すとおりである。

(9) 〔D〕級岩盤、破砕帯及び土質材料に関する試験

原子炉施設設置位置付近の〔D〕級岩盤、破砕帯及び堆積物・埋戻土・盛土等の土質材料の物理的及び力学的性質を明らかにし、設計及び施工上の基礎資料を得るため、物理試験、三軸圧縮試験等の力学試験及びＰＳ検層を実施した。

a. 物理試験

〔D〕級岩盤及び土質材料の物理特性を調べるため密度試験を実施した。

試料の採取位置は、第 1.6.15 図に示すとおりである。

b. 強度試験

〔D〕級岩盤及び土質材料の強度及び変形特性を調べるため、ブロックせん断試験及び三軸圧縮試験を実施した。試験の実施位置は、第 1.6.16 図に示すとおりである。

ブロックせん断試験用ブロックの大きさは、幅約 30cm、長さ約 30cm、高さ約 30cm である。

三軸圧縮試験の供試体は、直径約 5cm、高さ約 10cm に整形したものを用い、周圧は 0.05N/mm^2、0.10N/mm^2、0.20N/mm^2 及び 0.39N/mm^2 の 4 段階とした。

また、破砕帯の強度及び変形特性を調べるため、中型三軸圧縮試験を実施した。

中型三軸圧縮試験における試料の採取位置は、第 1.6.16 図に示すとおりである。

中型三軸圧縮試験の供試体は、直径約 10cm、高さ約 20cm に整形したものを用い、周圧は 0.05N/mm^2、0.10N/mm^2、0.20N/mm^2 及び 0.39N/mm^2 の 4 段階とした。

c. 動的変形試験

〔D〕級岩盤、破砕帯及び土質材料の動的変形特性を調べるため、ＰＳ検層、繰返し三軸試験及び動的単純せん断試験を実施した。

ＰＳ検層の測定はダウンホール法及びサスペンション法によって

Ｐ波及びＳ波の伝播速度を求めた。実施孔は第 1.6.14 図に示すとおりである。

繰返し三軸試験における試料の採取位置は、第 1.6.17 図に示すとおりである。

繰返し三軸試験は、圧密非排水状態で周波数 1.0Hz の正弦波の繰返し荷重を段階的に載荷した。〔Ｄ〕級岩盤の供試体は、直径約 5cm、高さ約 10cm、に整形したものを用いた。

動的単純せん断試験における試料の採取位置は、第 1.6.17 図に示すとおりである。

動的単純せん断試験は、圧密非排水状態で周波数 1.0Hz の正弦波を 11 波載荷した。供試体は、直径約 5cm、高さ約 2cm に整形したものを用いた。

1.6.2 調査結果

(1) 地質

ボーリング調査結果等に基づき作成した原子炉施設設置位置付近の地質水平断面図及び地質鉛直断面図をそれぞれ第 1.6.18 図及び第 1.6.19 図に示す。また、原子炉直下付近の主要ボーリングの地質柱状図を第 1.6.20 図、試掘坑の地質展開図を第 1.6.21 図及び地下約 1,100m までのボーリング調査結果（S1100 孔）を第 1.6.22 図に示す。

原子炉施設設置位置付近の地質は、主に細粒黒雲母花崗岩からなり、ドレライトが一部に貫入し、これらを覆って第四系の堆積物が分布する。

主要ボーリングにおけるボーリングコアの採取率はほぼ 100%であり、基礎岩盤は非常に安定した岩盤であると考えられる。

(2) 地質構造

原子炉施設設置位置付近の破砕帯の評価に当たっては、耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設との位置関係に留意することとする（「耐震重要施設」とは設計基準対象施設のうち、耐震設計上の重要度分類 S クラスの機器及び系統を支持する建物及び構築物をいう。また、「常設重大事故等対処施設」とは常設耐震重要重大事故防止設備

又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設をいう。）。

耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設を設置する地盤及びその近傍では、比較的規模が大きく、連続性が確認されているものとして、Ｂ破砕帯（Ｂ破砕帯から派生するＢ北破砕帯を含む。）、Ｃ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯、Ⅱ－Ｓ－４破砕帯、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯及びＦ－Ｍ３－９破砕帯が認められた。

これらの破砕帯と耐震重要施設及び常設重大事故等対所施設の位置関係を第 1.6.23 図に示す。

破砕帯の性状を詳細に確認するため、剥ぎ取り調査を行った。その結果、敷地に分布する江若花崗岩は全体的に変質 2 以上の熱水変質作用を被っており、上記破砕帯の近傍では特に強い熱水変質作用（変質 3 又は変質 4）を被っている。（第 1.6.24 図）

破砕部から採取した試料で作成した薄片を観察した結果、最新ゾーンは熱水変質により網目状に粘土鉱物が分布し、その変質の範囲は最新ゾーンの外側にまで広がっている。熱水変質は、破砕部及びその近傍ほど強くなっている。また、最新ゾーンと最新面を横断する粘土鉱物脈は、顕微鏡下では光学特性に差が認められず、組織も類似しているため、同一の鉱物群で構成されているものと判断される（第 1.6.25 図）。

これら破砕部の主成分組成をエレクトロンプローブ・マイクロアナライザーによる分析（以下、「EPMA 分析」という。）で確認すると、最新ゾーンと最新面を横断する粘土鉱物脈には分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた粘土鉱物は混在していると考えられる（第 1.6.26 図）。

粘土状破砕部、風化部及び新鮮な花崗岩から採取した試料で X 線回折法を行った結果、粘土状破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、スメクタイト、雲母粘土鉱物等の粘土鉱物が生成していることから、熱水変質を受けていると判断できる（第 1.6.3 表）。

破砕部からの距離に応じた曹長石化の程度を比較するために EPMA 分析を行った結果、破砕部近傍および周辺は、母岩と比較してアルバイト率が大きく、熱水変質を受けて曹長石化したと判断される（第 1.6.27 図）。

また、破砕部近傍の雲母粘土鉱物について、カリウムーアルゴン法による年代測定を実施した結果、約 59Ma であり、花崗岩より多少若い程度の年代が得られている。

以上より、破砕部の粘土鉱物は熱水変質作用により生成したものであり、熱水変質作用は江若花崗岩の形成やドレライト貫入時期とほぼ同時期であると考えられ、少なくとも後期更新世以降の熱水活動ではない（第 1.6.28 図）。

a. ３号炉設置位置付近の破砕帯

３号炉付近には、試掘坑調査等の結果から、卓越節理と調和的な NE－SW 方向で東に傾斜するＢ破砕帯、Ｃ破砕帯、Ｄ破砕帯及びＥ破砕帯が認められた。また、ボーリング調査の結果から、Ｂ破砕帯から派生するＢ北破砕帯（西傾斜）が認められた。

剥ぎ取り調査の結果及び変質区分に基づく結果を第 1.6.29 図に示す。

(a) Ｂ破砕帯

Ｂ破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.4 孔の掘進長 22.4m 付近（N37° E／64° SE、粘土を伴う礫混じり砂状破砕部）、No.5 孔の掘進長 60.6m 付近（N24° E／84° E、砂混じり粘土状破砕部）に認められた（第 1.6.30 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、Ｂ破砕帯は 3UNB 剥ぎ取り部測点 20m 付近（3UNB-B1 破砕部、N33° E／70° S）において強い変質を伴って出現し（第 1.6.31 図）、条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 70° SW 及び 80° NE を示す（第 1.6.32 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.6.33 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認めら

れず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を横断する粘土鉱物脈もあり、変形していない（第 1.6.34 図、第 1.6.35 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、3UNB-B1 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.36 図）。破砕部の最新面に分布する粘土鉱物について電子顕微鏡観察を行った結果、最新面には粘土鉱物（スメクタイト）が晶出し、これらの結晶は破砕されていない（第 1.6.37 図）。

3 号炉背面の山頂付近においてトレンチ調査を実施した結果、3UT トレンチにおいてドレライトを切る破砕部（3UT-B1 破砕部、N46° E／62° SE）として出現した（第 1.6.38 図）。条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 70° SW を示す（第 1.6.39 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.6.40 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は右横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面およびその周辺に粘土鉱物が網目状に発達している。また、最新面を斜めに横切る粘土鉱物脈もあり、最新面が不連続になっている（第 1.6.41 図、第 1.6.42 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.43 図）。破砕部の最新面に分布する粘土鉱物について電子顕微鏡観察を行った結果、最新面には粘土鉱物（スメクタイト）及びアルカリ性熱水変質作用により晶出した繊維状の沸石が晶出し、これらの結晶は破砕されていない（第 1.6.44 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるＢ破砕帯の最適すべり

角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、B 破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

(b) C 破砕帯

C 破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.5 孔の掘進長 18.6m 付近（N46° E／54° SE、固結した砂混じり角礫状破砕部）、M3-13 孔の掘進長 47.4m 付近（N78° E／58° SE、固結した砂状破砕部）、No.6 孔の掘進長 72.5m 付近（N35° E／60° SE、固結した角礫状破砕部）に認められた（第 1.6.45 図）。No.5 孔及び No.6 孔の C 破砕帯について条線観察を実施した結果、条線角度はそれぞれ 90° 及び 80° NE を示す（第 1.6.46 図、第 1.6.47 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、C 破砕帯は 3UK 剥ぎ取り部測点 26m 付近（3UK-B2 破砕部、N43° E／52° S）に出現した。条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 85° NE を示す（第 1.6.48 図）。CT 画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は左横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を横断する粘土鉱物脈もあり、変形していない（第 1.6.49 図～第 1.6.52 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成していることから、3UK-B2 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断さ

れる（第 1.6.53 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるＣ破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、Ｃ破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

(c) Ｄ破砕帯

Ｄ破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.5 孔の掘進長 9.98m 付近（N29° E／63° SE、粘土混じり角礫状破砕部）、M3-13 孔の掘進長 29.25m 付近（N54° E／51° S、砂混じり角礫状破砕部）に認められた（第 1.6.54 図）。No.6 孔では掘進長 59m 付近での出現が想定されるが、深度 57.2m～58.8m 付近に変質部が認められるのみで、破砕部は認められないことから、Ｄ破砕帯は深度方向には No.6 孔まで延伸していない。No.5 孔のＤ破砕帯について条線観察を実施した結果、条線角度は 90°を示す（第 1.6.55 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、Ｄ破砕帯は強く変質を被った 3UK 剥ぎ取り部測点 2m 付近（3UK-B1 破砕部、N20° E／62° SE）に出現し（第 1.6.56 図）、条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 50° NE 及び 69° NE を示す（第 1.6.57 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は左横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造は認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を横断する粘土鉱物脈もあり、変形していない（第 1.6.58 図～第 1.6.61 図）。粘

土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成している。これらより、3UK-B1 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.62 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるD破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、D破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

(d) E破砕帯

E破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.6 孔の掘進長 17.3m 付近（N40° E／68° SE、礫混じり砂状破砕部）に認められた（第 1.6.63 図）。No.6 孔のE破砕帯について条線観察を実施した結果、最新活動時の運動センスは正断層センス、条線角度は 65° SW を示す（第 1.6.64 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、E破砕帯は強く変質を被った 3UNA 剥ぎ取り部測点 42m 付近（3UNA-B3 破砕部、N55° E／40° S）に出現した（第 1.6.65 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は右横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を横断する粘土鉱物脈もあり、変形していない（第 1.6.66 図～第 1.6.69 図）。粘土状破砕部から採取した試料で

X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、3UNA-B3 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.70 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるＥ破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、Ｅ破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

b. その他の破砕帯

(a) １号炉及び２号炉付近の破砕帯

１号炉及び２号炉付近には、試掘坑調査等の結果として、１号炉と２号炉の間に Ｎ－Ｓ 又は NNW－SSE 走向のⅡ－Ｓ－３破砕帯及びⅡ－Ｓ－４破砕帯が認められた。Ⅱ－Ｓ－３破砕帯は、地表付近では西傾斜、深部では東傾斜している。また、Ⅱ－Ｓ－４破砕帯は西傾斜している。

剥ぎ取り調査の結果及び変質区分に基づく結果を第 1.6.71 図に示す。剥ぎ取り調査及びボーリング調査の結果、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯はⅡ－Ｓ－４破砕帯を超えて延伸していない。

ア. Ⅱ－Ｓ－３破砕帯

Ⅱ－Ｓ－３破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.19 孔の掘進長 22.7m 付近（N32° E／82° SE、礫混じり粘土状破砕部）、M1-13 孔の掘進長 23.1m 付近（N23° E／63° E、粘土混じり角礫状破砕部）及び M1-10 孔の掘進長 66.7m 付近（N24° E／73° E、礫混じり粘土状破砕部）に認められた（第 1.6.72 図）。

No.19 孔のⅡ－Ｓ－３破砕帯について条線観察を実施した結

果、最新面における条線角度は 70° NE を示し、運動センスは左横ずれを伴う正断層センスを示す（第 1.6.73 図）。

変形組織の観察の結果、最新活動時の運動センスは左横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造は認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を斜めに横断する粘土鉱物脈もあり、最新面が不連続になっている（第 1.6.74 図）。破砕部の最新面に分布する粘土状破砕部の鉱物組成について X 線回析法による分析を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が少なく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、No.19 孔の掘進長 22.7m 付近の破砕部は、熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.75 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるⅡ－Ｓ－３破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないこと、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯はⅡ－Ｓ－４破砕帯を超えて延伸していないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

イ．Ⅱ－Ｓ－４破砕帯

Ⅱ－Ｓ－４破砕帯は、ボーリング調査の結果、M1-14 孔の掘進長 10.75m 付近（N19° E／75° W、粘土状破砕部）、No.17 孔の掘進長 16.5m 付近（N14° W／60° W、粘土状破砕部）及び M1-13 孔の掘進長 77.1m 付近（N22° E／68° W、粘土状破砕部）に認められた（第 1.6.76 図）。No.17 孔のⅡ－Ｓ－４破

砕帯について条線観察を実施した結果、条線角度は 90°、正断層センスを示す（第 1.6.77 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、Ⅱ－Ｓ－４破砕帯は強く変質を被っている 1･2U 剥ぎ取り部測点 18m 付近（1･2U-B2 破砕部、N5° E／65° W）に出現し（第 1.6.78 図）、条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 70° NE を示し、運動センスは正断層センスを示す（第 1.6.79 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.6.80 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は右横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面及び最新ゾーン中のＹ面を横断する粘土鉱物脈もあり、変形していない（第 1.6.81 図、第 1.6.82 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト及び雲母粘土鉱物を生成していることから、1･2U-B2 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.83 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるⅡ－Ｓ－４破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、Ⅱ－Ｓ－４破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

(b) ２号炉と３号炉の間の破砕帯

ボーリング調査等の結果から、２号炉と３号炉の間にＦ－Ｍ１－１及びＦ－Ｍ３－９破砕帯が認められた。

ア．Ｆ－Ｍ１－１破砕帯

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.20 孔の掘進長 45.45m 付近（N56° E／56° SE、粘土状破砕部）に認められた（第 1.6.84 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、強く変質を被った 3UH 剥ぎ取り部（B ブロック）測点 8m 付近（3UH-B1 破砕部、N53° E／63° S）に出現した（第 1.6.85 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められ、その断層面において条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 45° SW 及び 70° SW を示す（第 1.6.86 図、第 1.6.87 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は右横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーンには繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を斜めに横断する粘土鉱物脈もあり、最新面が不連続になっている（第 1.6.88 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト及びカオリン鉱物を生成していることから、3UH-B1 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.6.89 図）。

また、現在の広域応力場から算定されるＦ－Ｍ１－１破砕帯の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.6.4 表、第 1.6.5 表）。

以上より、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が

認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

イ．Ｆ－Ｍ３－９破砕帯

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯は、ボーリング調査の結果、No.11 孔の掘進長 119.65m 付近（N53° E／79° SE、砂混じり粘土状破砕部）に認められた（第 1.6.90 図）。No.11 孔のＦ－Ｍ３－９破砕帯について条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 85° SW～90° を示す（第 1.6.91 図）。

剥ぎ取り調査を行った結果、強く変質を被った 3US 剥ぎ取り部測点 33m 付近（3US-B1 破砕部、N63° E／73° S）に出現した。3US-B1 破砕部を覆う上載層に含まれる有機物等の放射性炭素〔^{14}Ｃ〕年代測定値は 29,970±190y.B.P. 及び 31,230±210y.B.P.であり、3US-B1 破砕部はこの地層に変位・変形を与えていない。（第 1.6.92 図）また、トレンチ調査を行った結果、3US-B1 破砕部を覆う AT 降灰層準を含む地層（C 層）及びそれ以前の地層（D 層）に変位・変形を与えていない（第 1.6.93 図）。3US-B1 破砕部について条線観察を実施した結果、最新面における条線角度は 74° NE 及び 90° を示す（第 1.6.94 図）。ＣＴ画像観察の結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.6.95 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は左横ずれを伴う正断層センスを示す。最新ゾーン（カタクレーサイト）には繰り返し活動を示唆する層状構造が認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。また、最新面を横断している粘土鉱物脈もあり、変形していない。また、最新面に沿って黒雲母が塑性変形している（第 1.6.96 図、第 1.6.97 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲

母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成している。これらより、3US-B1 破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第1.6.98 図）。

以上より、Ｆ－Ｍ３－９破砕帯は、最新活動時の運動センスが正断層センスであり、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しないこと、最新の熱水変質作用以降の活動が認められないことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

(c) 緊急時対策所設置位置付近の破砕部

３号炉北方の緊急時対策所設置位置付近では、ボーリング調査を行った結果、破砕部を 3 箇所確認したが、いずれも破砕幅は約 1cm～約 2cm と小さい。また、緊急時対策所設置位置には固結した角礫状破砕部が 1 箇所認められた。これらの破砕部は、いずれも隣接するボーリング孔に連続しない。緊急時対策所設置位置の固結した角礫状破砕部について研磨片を作成して観察した結果、正断層センスの引きずり構造が認められ、現在の広域応力場から推定される運動センスとは調和しない。

以上より、緊急時対策所設置位置付近には、将来活動する可能性のある断層等はないと評価する。

(3) 地表弾性波探査及び反射法地震探査の結果

a. 地表弾性波探査

地表における弾性波探査の結果は、第 1.6.99 図に示すとおりである。

各層は概ね地表面と同様の傾斜で、上層から下層にいくにしたがって厚くなっている。

原子炉施設設置位置付近の E.L.＋1.0m では、弾性波速度 2.3 km/s～3.4 km/s の堅硬な基礎岩盤が広く存在することを確かめた。

b. 反射法地震探査

反射法地震探査の結果、敷地は主として花崗岩からなる地質であり、地表付近の風化程度によって反射面の傾きが確認されるが、褶

曲構造や極端な落ち込み構造等は確認されず、特異な構造は認められなかった。反射法地震探査結果を第 1.6.100 図に示す。

(4) 地下水位調査の結果

地下水位調査の結果は、第 1.6.101 図に示すとおりである。

原子炉施設設置位置海側の既埋立地付近の地下水位は、ほぼ E.L.＋0.6m、原子炉施設設置位置付近の地下水位は、ほぼ E.L.＋4.9m、原子炉の背後斜面の地下水位は、ほぼ E.L.＋26.0m の位置にあり、山が高くなるにしたがって、地下水位も高くなっている。

地下水勾配は、地山の最も高い位置で地下水位も高く、ほぼ地形線に沿って低下しているものと考えられる。

(5) 岩石試験の結果

原子炉施設設置位置付近における岩石試験結果の一覧表は第 1.6.6 表に示すとおりである。

(6) 岩盤試験の結果

a. 坑内における弾性波探査

弾性波探査により得られた試掘坑内の弾性波速度分布は、第 1.6.102 図に示すとおりである。また、これから求めた動弾性係数は、第 1.6.7 表に示すとおりである。

原子炉設置位置の試掘坑内の弾性波速度値は、P 波で 3.88km/s、S 波で 1.65km/s の値を示し、これから求めた動弾性係数は 19,500N/mm^2(199,250kg/cm^2)である。

なお、試掘坑間の弾性波速度分布は、第 1.6.103 図に示すとおりであり、方向による顕著な差異は認められない。

b. 平板載荷試験

試験結果は第 1.6.8 表に示すとおりである。

c. 支持力試験

荷重－変位曲線は第 1.6.104 図に示すとおりである。

荷重－変位曲線からみると、〔C_M〕級岩盤及び〔C_L〕級岩盤ともに最大載荷荷重 991kN(101.1t)（載荷強さ 14.0N/mm^2(143kg/cm^2)）までの範囲では破壊に至らず、変曲点も認

められない。したがって、岩盤の極限支持力は14.0N/mm²(143kg/cm²)以上である。

d. せん断試験

〔C_M〕級岩盤について、1号及び2号炉背後斜面試掘坑内の10箇所でロックせん断試験を実施した結果から求めた岩盤のせん断強度は第1.6.105図に示すとおりである。

〔C_L〕級岩盤について、1号及び2号炉背後斜面試掘坑内の4箇所でロックせん断試験を実施した結果から求めた岩盤のせん断強度は第1.6.106図に示すとおりである。

また、〔C_M〕～〔C_L〕級岩盤における残留強度試験結果は第1.6.107図及び第1.6.108図に示すとおりである。

e. ＰＳ検層

原子炉施設設置位置付近のボーリング孔において実施したＰＳ検層結果による岩級毎の平均速度は、第1.6.9表に示すとおりである。

(7) 〔D〕級岩盤、破砕帯及び土質材料に関する試験結果

a. 物理試験

〔D〕級岩盤の単位体積重量は19.8kN/m³、土質材料の単位体積重量は18.1kN/m³である。

b. 強度試験

〔D〕級岩盤について、ブロックせん断試験結果から求めた岩盤のせん断強度は第1.6.109図に示すとおりである。

また、三軸圧縮試験結果から求めた残留強度は第1.6.110図に示すとおりである。

土質材料について、三軸圧縮試験結果から求めたせん断強度は第1.6.111図に示すとおりである。

破砕帯について、三軸圧縮試験結果から求めたせん断強度は第1.6.112図に示すとおりである。

c. 動的変形試験

原子炉施設設置位置付近のボーリング孔において実施したＰＳ検層結果による岩級毎の平均速度は、第1.6.9表に示すとおりである。

〔D〕級岩盤を主体とする区間では、P 波速度が約 2.0km/s、S 波速度が約 0.5km/s、土質材料を主体とする区間では、P 波速度が約 1.4km/s、S 波速度が約 0.2km/s である。

〔D〕級岩盤及び土質材料について、繰返し三軸試験結果から求めたせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性は第 1.6.113 図及び第 1.6.114 図に示すとおりである。

破砕帯について、動的単純せん断試験結果から求めたせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性は第 1.6.115 図に示すとおりである。

1.7 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地盤の安定性評価

その他の特定重大事故等対処施設の地盤の安定性評価については、「1.9 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地盤の安定性評価」に記載する。

1.7.1 設計基準対象施設の地盤及び周辺斜面の安定性評価

耐震重要施設等の基礎地盤及び周辺斜面の安定性評価について検討を実施した。第 1.7.1 図に示す施設のうち耐震重要施設である 12 施設及び使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設について評価を実施した。

1.7.1.1 基礎地盤の安定性評価

(1) 地震力に対する基礎地盤の安定性評価

a. 解析条件

(a) 解析断面

津波監視カメラ（原子炉格納施設側）は原子炉格納施設に、燃料取替用水タンク及び復水タンクは原子炉補助建屋に支持されている。海水ポンプ、津波監視カメラ（海水ポンプ室側）、潮位計（海水ポンプ室側）及び海水ストレーナは海水ポンプ室に支持されている。燃料移送管及び燃料油戻り管の大部分は燃料油貯蔵タンク基礎に支持されている。潮位計（防潮堤側）は防潮堤に支持されている。

防潮堤は直接岩着する区間、海水ポンプ室上に設置される区間及び海水ポンプ室補強のためのマンメイドロック（以下「MMR（コンクリート）」という。）上に設置される区間から形成される。海水ポンプ室上に設置される区間及び海水ポンプ室補強のための MMR（コンクリート）上に設置される区間は海水ポンプ室の評価に包含される。屋外排水路逆流防止設備は海

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

水ポンプ室補強のための MMR（コンクリート）内に設置されることから海水ポンプ室の評価に包含される。

上記を踏まえ、基礎地盤の安定性評価のための評価対象施設を絞り込み、絞り込んだ評価対象施設について、施設の配置、施設周辺の地形、地形に伴う岩盤分類の変化及び破砕帯の位置を考慮し、評価対象断面を設定した。評価対象施設及び評価対象断面の位置は第 1.7.2 図に示すとおりである。

評価対象断面について、各評価対象施設の最小すべり安全率を簡便法により算出した結果、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋の最小すべり安全率が最小となることから、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋を代表施設として、以下の地震応答解析による基礎地盤の安定性評価を実施した。簡便法によるすべり安全率一覧表を第 1.7.1 表に示す。

なお、第 1.7.1 図に示すとおり、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋の解析断面として、3 号炉の炉心で直交する 2 断面を選定した。

(b) 解析モデル及び境界条件

ボーリング調査等の結果に基づいて作成した地質断面図を基に、第 1.7.3 図及び第 1.7.4 図に示す解析用要素分割図を作成した。

原子炉格納施設、原子炉補助建屋及びタービン建屋の解析用モデルは、質点系モデルを基に振動特性を一致させるように有限要素モデルを作成した。

静的解析における境界条件は、モデル下端を固定境界、側方を鉛直ローラ境界とした。また、動的解析における境界条件は、モデル下端を粘性境界、側方をエネルギー伝達境界とした。境界条件を第 1.7.5 図に示す。

(c) 物性値の設定

岩石・岩盤試験等から得られた各種物性値を基に、解析用物性値を設定した。解析用物性値は第 1.7.2 表及び第 1.7.6 図～第 1.7.8 図に示すとおりである。

(d) 入力地震動

入力地震動は、解放基盤表面で定義される基準地震動 Ss を、一次元波動論によって地震応答解析モデルの入力位置で評価したものを用いた。入力地震動の考え方を第 1.7.9 図に示す。断層モデルを用いた手法による地震動（Ss－2～Ss－22）に関しては、検討断面方向に方位補正を行って解析モデルに入力した。また、応答スペクトルに基づく地震動（Ss－1）については水平地震動及び鉛直地震動の位相反転、震源を特定せず策定する地震動（Ss－23 及び Ss－24）については水平地震動の位相反転を考慮した場合についても検討した。

(e) 地下水位

解析用地下水位は、地下水位観測結果を考慮し、斜面部については〔C_L〕級岩盤上端に設定した。また、建屋部については建屋基礎底面、その他の箇所については地表面に設定した。解析用地下水位を第 1.7.10 図及び第 1.7.11 図に示す。

b. 解析内容

基準地震動 Ss に対する地震応答解析を二次元動的有限要素法により行った。地震応答解析は周波数応答解析手法を用い、等価線形化法によりせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存性を必要に応じて考慮した。

地震時の応力は、静的解析による常時応力と、地震応答解析による動的応力を重ねあわせることにより求めた。常時応力は地盤の自重計算により求まる初期応力、建物基礎掘削に伴う解放力並びに建屋及び埋戻土の荷重を考慮し、動的応力は水平地震動及び鉛直地震動による応答の同時性を考慮して求めた。

これらの手法により、基礎地盤の支持力、すべり及び基礎底面の傾斜に対する安全性を検討した。

c. 解析結果

(a) 支持力に対する安全性

支持力については、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋の基

礎底面における地震時最大接地圧と岩盤の極限支持力により評価を実施した。

原子炉格納施設の基礎底面における地震時最大接地圧は 4.1N/mm² であり、原子炉補助建屋の基礎底面における地震時最大接地圧は 8.1N/mm² である。基礎底面の支持力に対する解析結果を第 1.7.3 表及び第 1.7.4 表に示す。

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋の大部分は、〔C_M〕級岩盤及び〔C_L〕級岩盤で支持されている。岩盤の支持力試験結果から、〔C_M〕級岩盤及び〔C_L〕級岩盤の極限支持力はいずれも 14.0N/mm² 以上であると評価できるので、基礎地盤は十分な支持力を有している。

以上のことから、基礎地盤は十分な支持力を有している。

(b) すべりに対する安全性

すべり安全率は、想定すべり面上の応力状態を基に、すべり面上のせん断抵抗力の和をすべり面上のせん断力の和で除して求めた。想定すべり面は建屋底面を通るすべり面、破砕帯沿いすべり面及び局所安全係数やモビライズド面の向きを考慮したすべり面について検討した。

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋の基礎地盤の最小すべり安全率は 3.2 であり、すべり安全率の評価基準値 1.5 を上回っている。

また、地盤物性のばらつきを考慮し、地盤物性のうちせん断強度について「平均値－1.0×標準偏差（σ）」とした場合の安定解析結果についても、最小すべり安全率は評価基準値 1.5 を上回っている。すべり安全率一覧表を第 1.7.5 表及び第 1.7.6 表に示す。

以上のことから、基礎地盤はすべりに対して十分な安全性を有している。

(c) 基礎底面の傾斜に対する安全性

基礎底面の傾斜は、基礎底面両端の鉛直方向の相対変位を基

礎底面幅で除して求めた。地震時における原子炉格納施設基礎底面の最大傾斜は 1/9,800 であり、原子炉補助建屋基礎底面の最大傾斜は 1/3,500 である。基礎底面両端の鉛直方向の最大相対変位・最大傾斜を第 1.7.7 表及び第 1.7.8 表に示す。基礎底面に生じる傾斜は、評価基準値の目安である 1/2,000 を下回っていることから、重要な機器・系統の安全機能に支障を与えるものではない。

以上のことから、基礎地盤は傾斜に対して十分な安全性を有している。

(2) 周辺地盤の変状による施設への影響評価

耐震重要施設については、掘り込み、地盤改良又は MMR（コンクリート）による置き換え等により、岩盤に岩着する設計としていることから、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはない。

(3) 地殻変動による基礎地盤の変形の影響評価

敷地内には、将来活動する可能性のある断層等が分布しないことを確認していることから、敷地において地殻の広域的な変形による著しい地盤の傾斜が生じることはないが、断層と敷地との距離、断層長さ、断層のずれ方向と敷地の位置との関係を考慮して選定したＣ断層及び白木－丹生断層のうち、影響の大きいＣ断層の活動に伴い生ずる地盤の傾斜について評価を実施した。地殻変動量は Okada(1992) [187]の手法により算出した。その結果、地盤の最大傾斜は 1/5,200 であり、地震動による傾斜との重畳を考慮した場合においても、基礎底面の最大傾斜は原子炉格納施設で 1/3,390、原子炉補助建屋で 1/2,090 であり、評価基準値の目安である 1/2,000 を下回っていることから、重要な機器・系統の安全機能に支障を与えるものではない。

1.7.1.2 周辺斜面の安定性評価

(1) 解析条件

a. 解析断面

安定性評価の対象とする斜面は、耐震重要施設等と斜面との離隔距離及び斜面高さを考慮して抽出した。

離隔距離を考慮するに当たっては、「原子力発電所耐震設計技術指針　JEAG4601-1987」(188)及び土砂災害防止法(189)を参考とし、評価対象斜面として原子炉格納施設周辺斜面、燃料油貯蔵タンク周辺斜面及び使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設に係る周辺斜面を抽出した。評価対象斜面を第 1.7.12 図に示す。

なお、原子炉格納施設周辺斜面については E.L.＋67m 以上の山頂部及び既存法面両縁の〔D〕級岩盤部を掘削除去、また、燃料油貯蔵タンク周辺斜面については燃料油貯蔵タンク近傍の既存盛土部を掘削除去し周辺斜面の安定性を確保する設計とする。

燃料油貯蔵タンク周辺斜面については、原子炉格納施設周辺斜面と同様の岩盤で構成されており、斜面高さが低く、斜面勾配は同程度であり、簡便法による最小すべり安全率も原子炉格納施設周辺斜面に比べて大きいことから、原子炉格納施設周辺斜面を代表斜面として、以下の地震応答解析による周辺斜面の安定性評価を実施した。簡便法によるすべり安定性の検討結果を第 1.7.1 表に示す。

原子炉格納施設周辺斜面について、周辺斜面の斜面高さ、勾配、風化岩層の厚さ及びすべりの方向を考慮して、山頂を通る断面、斜面勾配が急な断面等、最も厳しい評価となると想定される断面を選定し解析断面とした。解析断面位置を第 1.7.12 図に示す。

一方で、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設に係る周辺斜面については、西側斜面及び南西側斜面に区分した上で評価した。使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設と西側斜面及び南西側斜面との位置関係図を第 1.7.17 図に示す。

西側斜面は、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設のための敷地造成を行うことにより、造成後の斜面高さが約 6m となり、「原子力発電所耐震設計技術指針　JEAG4601-1987」(188)及び土

砂災害防止法(189)を参考とし、斜面法尻からは斜面高さの 2 倍以上である約 13m の十分な離隔距離を確保できる設計とする。また、南西側斜面は、斜面高さ、勾配、すべりの方向を考慮し、南西側斜面（１）と南西側斜面（２）の２箇所を選定した上で、簡便法の結果を考慮することによって、最も厳しい評価となると想定される断面を選定し、解析断面を抽出した。評価対象斜面及び解析断面位置を第 1.7.12 図に示す。

b. 解析モデル及び境界条件

解析用要素分割図を第 1.7.13 図及び第 1.7.14 図に示す。解析モデル及び境界条件の考え方については、「1.7.1.1(1)a.(b) 解析モデル及び境界条件」の記載に同じ。

c. 物性値の設定

「1.7.1.1(1)a.(c) 物性値の設定」の記載に同じ。

d. 入力地震動

「1.7.1.1(1)a.(d) 入力地震動」の記載に同じ。

e. 地下水位

解析用地下水位は、地下水位観測結果を考慮し、斜面部については〔CL〕級岩盤上端に設定した。また、建屋部については建屋基礎底面、その他の箇所については地表面に設定した。解析用地下水位を第 1.7.15 図に示す。

ただし、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設の南西側斜面の解析断面は建屋と隣接しているため、安全側に斜面部及びその他の箇所の地表面に設定した。解析用地下水位を第 1.7.16 図に示す。

(2) 解析内容

基準地震動 Ss に対する地震応答解析を二次元動的有限要素法により行った。地震応答解析は周波数応答解析手法を用い、等価線形化法によりせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存性を必要に応じて考慮した。

地震時の応力は、静的解析による常時応力と、地震応答解析によ

る動的応力を重ねあわせることにより求めた。常時応力は地盤の自重計算により求まる初期応力、建物基礎掘削に伴う解放力並びに建屋及び埋戻土の荷重を考慮し、動的応力は水平地震動及び鉛直地震動による応答の同時性を考慮して求めた。

これらの手法により、周辺斜面のすべりに対する安全性を検討した。

(3) 解析結果

すべり安全率は、想定すべり面上の応力状態を基に、すべり面上のせん断抵抗力の和をすべり面上のせん断力の和で除して求めた。想定すべり面は円弧すべりを想定し、すべり面法により岩盤分類及び破砕帯の位置を考慮しつつ、最小すべり安全率を示すすべり面及び局所安全係数やモビライズド面の向きを考慮したすべり面について検討した。

原子炉格納施設周辺斜面における最小すべり安全率は 1.7、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設の南西側斜面は 3.8 であり、すべり安全率の評価基準値 1.2 を上回っている。

また、地盤物性のばらつきを考慮し、地盤物性のうちせん断強度について「平均値－1.0×標準偏差（σ）」とした場合の安定解析結果についても、最小すべり安全率は評価基準値 1.2 を上回っている。すべり安全率一覧表を第 1.7.9 表及び第 1.7.10 表に示す。

以上のことから、周辺斜面は、すべりに対して十分な安全性を有している。

1.7.2 常設重大事故等対処施設の地盤及び周辺斜面の安定性評価

常設重大事故等対処施設の基礎地盤及び周辺斜面について以下の検討を実施した。

なお、耐震重要施設を兼ねる常設重大事故等対処施設及び耐震重要施設を支持する常設重大事故等対処施設については、「1.7.1 設計基準対象施設の地盤及び周辺斜面の安定性評価」において基礎地盤及び周辺斜面の安定性評価を実施していることから、空冷式非常用発電装置及び緊急時対策所の基礎地盤及び周辺斜面の安定性について評価を実施した。

1.7.2.1 基礎地盤の安定性評価

(1) 地震力に対する基礎地盤の安定性評価

a. 解析条件

(a) 解析断面

空冷式非常用発電装置及び緊急時対策所について、施設の配置、施設周辺の地形、地形に伴う岩盤分類の変化及び破砕帯の位置を考慮し、評価対象断面を設定した。評価対象断面の位置図は第 1.7.2 図に示すとおりである。評価対象断面について、各評価対象施設の最小すべり安全率を簡便法により算出した結果、第 1.7.1 表に示すとおり、空冷式非常用発電装置及び緊急時対策所の最小すべり安全率は原子炉格納施設及び原子炉補助建屋に比べて大きいことから、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋を代表施設として、以下の地震応答解析による基礎地盤の安定性評価を実施した。

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋を対象とした解析断面の考え方については、「1.7.1.1(1)a.(a) 解析断面」の記載に同じ。

(b) 解析モデル及び境界条件

「1.7.1.1(1)a.(b) 解析モデル及び境界条件」の記載に同じ。

(c) 物性値の設定

「1.7.1.1(1)a.(c) 物性値の設定」の記載に同じ。

(d) 入力地震動

「1.7.1.1(1)a.(d) 入力地震動」の記載に同じ。

(e) 地下水位

「1.7.1.1(1)a.(e) 地下水位」の記載に同じ。

b. 解析内容

「1.7.1.1(1)b. 解析内容」の記載に同じ。

c. 解析結果

(a) 支持力に対する安全性

「1.7.1.1(1)c.(a) 支持力に対する安全性」の記載に同じ。

(b) すべりに対する安全性

「1.7.1.1(1)c.(b) すべりに対する安全性」の記載に同じ。

(c) 基礎底面の傾斜に対する安全性

「1.7.1.1(1)c.(c) 基礎底面の傾斜に対する安全性」の記載に同じ。

(2) 周辺地盤の変状による施設への影響評価

空冷式非常用発電装置については、岩盤に支持されていることから、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはない。また、緊急時対策所については、掘り込み及び MMR（コンクリート）による置き換えにより、岩盤に支持される設計としていることから、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはない。

(3) 地殻変動による基礎地盤の変形の影響評価

「1.7.1.1(3) 地殻変動による基礎地盤の変形の影響評価」の記載に同じ。

1.7.2.2 周辺斜面の安定性評価

(1) 解析条件

a. 解析断面

常設重大事故等対処施設と斜面との離隔距離及び斜面高さを考慮して、評価対象斜面として原子炉格納施設周辺斜面を抽出した。評価対象斜面を第 1.7.12 図に示す。

なお、緊急時対策所については、事務棟及び可搬型重大事故等対所設備保管場所のための敷地造成を行うことから、造成後の斜面と緊急時対策所との離隔距離が十分に確保できる設計とする。

原子炉格納施設周辺斜面を対象とした解析断面の考え方については、「1.7.1.2(1)a. 解析断面」の記載に同じ。解析断面位置を第 1.7.12 図に示す。

b. 解析モデル及び境界条件

「1.7.1.2(1)b. 解析モデル及び境界条件」の記載に同じ。

c. 物性値の設定

「1.7.1.1(1)a.(c) 物性値の設定」の記載に同じ。

d. 入力地震動

「1.7.1.1(1)a.(d) 入力地震動」の記載に同じ。

e. 地下水位

「1.7.1.2(1)e 地下水位」の記載に同じ。

(2) 解析内容

「1.7.1.2(2) 解析内容」の記載に同じ。

(3) 解析結果

「1.7.1.2(3) 解析結果」の記載に同じ。

1.8 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質・地質構造及び地盤

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、[redacted]に設置する。[redacted]の地質・地質構造及び地盤については、「1.6 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地質・地質構造及び地盤」に記載のとおりである。

1.8.1 調査内容

(1) 踏査

特定重大事故等対処施設設置位置付近について、地質分布及び地質構造を把握する資料を得るため、詳細な地表踏査を実施した。また、文献や空中写真の判読により調査内容を向上させた。

(2) ボーリング調査

特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質及び地質構造についての資料を得るため、第 1.8.1 図に示す位置に 19 本、総延長約 2,080m のボーリング調査を実施した。掘削はロータリー型ボーリング機を使用し、孔径 66mm～86mm のオールコアボーリングとした。また、掘進速度等の管理を厳密に行いコア採取率の向上を図った。

採取したボーリングコアの結果に基づいて地質断面図を作成し、地質及び地質構造についての検討を行った。

(3) 地下水位調査

地下水位、地下水勾配を把握するために、第 1.8.2 図に示すボーリング孔を利用して、地下水位を測定した。

(4) 岩石試験

特定重大事故等対処施設設置位置付近の地盤の物理的、力学的性質を明らかにするため、ボーリングにより得られた試料から、密度等の物理試験及び一軸圧縮強度等の力学試験を実施した。

a. 試料

(a) 試料の採取位置

試料は、特定重大事故等対処施設設置位置付近において実施し

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

たボーリングにより採取し、これから円柱供試体を作成した。

試料の採取位置は第 1.8.3 図に示すとおりである。

(b) 供試体

一軸圧縮試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 10cm、引張試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 5cm、三軸圧縮試験用供試体は、直径約 5cm、長さ約 10cm のものをそれぞれ標準として用いた。

b. 試験項目

物理試験としては、密度、吸水率及び有効間隙率を測定し、力学試験としては、一軸圧縮強度、引張強度等を測定した。また、三軸圧縮試験により、せん断強度及び内部摩擦角を測定した。

c. 試験方法

(a) 一軸圧縮試験

試験は JIS M 0302（岩石の圧縮強さ試験方法）に準拠した。

(b) 引張試験

試験は JIS M 0303（岩石の引張強さ試験方法）に準拠した。

(c) 三軸圧縮試験

試験は JGS 2531（岩石の非圧密非排水（ＵＵ）三軸圧縮試験方法）に準拠した。拘束圧は 2.0N/mm^2(20kg/cm^2)、4.9N/mm^2(50kg/cm^2)、9.8N/mm^2(100kg/cm^2)、14.7N/mm^2(150kg/cm^2)及び 19.6N/mm^2(200kg/cm^2)の 5 段階とした。

(5) ＰＳ検層

特定重大事故等対処施設設置位置付近の地盤の深さ方向の動的変形特性を把握するために、ボーリング孔を利用してＰＳ検層を実施した。

測定は、ボーリング孔内に孔中受振計を浮遊させた状態で、孔内水を媒介としてＰ波、Ｓ波を起振及び受振するサスペンション法によって岩盤のＰ波及びＳ波の伝播速度を求めた。

ＰＳ検層実施孔は、5 孔、延長約 330m で、測定深度の間隔はいずれも 1m である。サスペンション法の測定方法は、第 1.6.13 図に、測定位置は第 1.8.4 図に示すとおりである。

1.8.2 調査結果

(1) 地質

[redacted]設置位置中心付近のボーリング柱状図を第 1.8.5 図に示す。また、特定重大事故等対処施設設置位置付近の原縮尺 2,500 分の 1 の E.L.＋0m における地質水平断面図を第 1.8.6 図に、地質鉛直断面図を第 1.8.7 図に示す。

特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質は、主に細粒黒雲母花崗岩からなり、一部に貫入したドレライトが認められる。

[redacted]の岩盤では、ボーリングコアの採取率は約 100%であり、R.Q.D.は第 1.8.1 表に示すとおり、約 7%～約 99%（平均約 50%）である。岩石は硬質であり、基礎岩盤は非常に安定した岩盤であると考えられる。

(2) 地質構造

[redacted]

[redacted]は、NNE-SSW 方向で東に傾斜する破砕帯である。[redacted]は NE-SW 方向で東に傾斜する破砕帯である。[redacted]は、NE-SW 方向で西に傾斜する破砕帯である。「1.6.2(2)地質構造」に記載する破砕帯及び特定重大事故等対処施設設置位置付近の 3 条の

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕帯について、走向傾斜による類型化を行った結果、[redacted]N-S 走向の高角に、[redacted]は NE-SW 走向の中角に、[redacted]は NE-SW 走向の高角に分類でき、それぞれ「1.6.2(2)地質構造」に記載するいずれかの破砕帯と同じ走向傾斜の分類に位置づけられることを確認した（第 1.8.3 表）。

敷地に分布する江若花崗岩は全体的に変質 2 以上の熱水変質作用を被っており、上記破砕帯の近傍では特に強い熱水変質作用（変質 3 又は変質 4）を被っている（第 1.8.14 図）。破砕部の主成分組成をエレクトロンプローブ・マイクロアナライザーによる分析（以下、「EPMA 分析」という。）で確認すると、最新ゾーンの粘土鉱物脈は分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた粘土鉱物は混在していると考えられる（第 1.8.15 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、粘土状破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、スメクタイト、雲母粘土鉱物等の粘土鉱物が生成していることから、熱水変質を受けていると判断できる（第 1.8.2 表）。破砕部からの距離に応じた曹長石化の程度を比較するために EPMA 分析を行った結果、特定重大事故等対処施設設置位置周辺の破砕部近傍及び周辺も敷地内と同様に新鮮岩と比較してアルバイト率が大きいことから、熱水変質を受けて曹長石化したと判断される（第 1.8.16 図）。以上より、破砕部の粘土鉱物は熱水変質作用により生成したものであり、熱水変質作用は江若花崗岩の形成やドレライト貫入時期とほぼ同時期であると考えられ、少なくとも後期更新世以降の熱水活動ではない。

a. [redacted]は、ボーリング調査の結果、[redacted]孔の深度 104.80m 付近（N43° E／64° SE、粘土状破砕部）、[redacted]孔の深度 22.30m 付近（N28° E／77° E、粘土状破砕部）、[redacted]孔の深度 150.90m 付近（N31° E／74° SE、粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部）及び[redacted]孔の深度 15.15m 付近（N24° E／77° E、礫混じり粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部）に認められた（第 1.8.17

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

図）。

[redacted]孔の深度 150.90m 付近の破砕部の CT 画像観察を実施した結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.8.18 図）。CT 画像観察における断層面において条線観察を実施した結果、断層面における条線角度は 84° S を示す（第 1.8.19 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は正断層センスを示す。最新ゾーンには敷地近傍の白木－丹生断層で認められる繰り返し活動を示唆する層状構造は認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.20 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ、斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、[redacted]孔の深度 150.90m 付近の破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.8.21 図）。薄片を作成したチップを用いて、EPMA 分析を行い、破砕部の最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成の比較を行った。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる（第 1.8.15 図）。

[redacted]孔の深度 104.80m 付近の破砕部の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片を観察した結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.22 図）。

[redacted]の深度 15.15m 付近の破砕部の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片を観察した結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.23 図）。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

また、[redacted]と走向傾斜が類似する破砕帯[redacted]では、粘土鉱物脈の横断が明瞭であることを確認した（第 1.8.3 表）。

また、現在の広域応力場から算定される[redacted]の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.4 表）。

以上のことを総合的に判断し、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する（第 1.8.5 表）。

b. [redacted]

[redacted]は、ボーリング調査の結果、[redacted]孔の深度 7.94m 付近（N75° E／49° S、粘土状破砕部）、[redacted]孔の深度 80.65m 付近（N45° E／37° SE、粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部）、[redacted]孔の深度 32.35m 付近（N60° E／48° S、粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部）及び[redacted]孔の深度 16.63m 付近（N28° E／62° E、礫混じり粘土状破砕部）に認められた（第 1.8.24 図）。

[redacted]孔の深度 32.35m 付近の破砕部の CT 画像観察を実施した結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.8.25 図）。CT 画像観察における断層面において条線観察を実施した結果、断層面における条線角度は 88° N を示す（第 1.8.26 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は正断層センスを示す。最新ゾーンには敷地近傍の白木－丹生断層で認められる繰り返し活動を示唆する層状構造は認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.27 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ、斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、[redacted]孔の深度 32.35m 付近の破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.8.28

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

図）。薄片を作成したチップを用いて、EPMA 分析を行い、破砕部の最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成の比較を行った。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる（第 1.8.15 図）。破砕部の最新面に分布する粘土鉱物について電子顕微鏡観察を行った結果、最新面には粘土鉱物が晶出し、これらの結晶は破壊されていない（第 1.8.29 図）。

[redacted]孔の深度 80.65m 付近の破砕部 CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片を観察した結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.30 図）。

[redacted]孔の深度 16.63m 付近の破砕部の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片を観察した結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.31 図）。

また、[redacted]と走向傾斜が類似する破砕帯[redacted]では、粘土鉱物脈の横断が明瞭であることを確認した（第 1.8.3 表）。

また、現在の広域応力場から算定される[redacted]の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.4 表）。

以上のことを総合的に判断し、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する（第 1.8.5 表）。

c. [redacted]

[redacted]は、ボーリング調査の結果、[redacted]孔の深度 87.08m 付近（N35° E／47° NW、粘土状破砕部と砂状破砕部）、[redacted]孔の深度 228.91m 付近（N53° E/76° NW（周辺の節理より推定）、粘土状破砕部と砂状破砕部）及び[redacted]孔の深度 109.4m 付近（N49°

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

E／67° NW、粘土状破砕部）に認められた（第 1.8.32 図）。

□孔の深度 228.91m 付近の破砕部の CT 画像観察を実施した結果、三次元的に直線性・連続性が相対的に富む断層面が認められた（第 1.8.33 図）。CT 画像観察における断層面において条線観察を実施した結果、断層面における条線角度は 88° N を示す（第 1.8.34 図）。変形組織の観察を実施した結果、最新活動を示す断層面の変形組織は正断層センスを示す。最新ゾーンには敷地近傍の白木－丹生断層で認められる繰り返し活動を示唆する層状構造は認められず、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.35 図）。粘土状破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ、斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、□孔の深度 228.91m 付近の破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.8.36 図）。また、薄片を作成したチップを用いて、EPMA 分析を行い、破砕部の最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成の比較を行った。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる（第 1.8.15 図）。

□孔の深度 87.08m 付近の破砕部の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片を観察した結果、自生の方解石が認められ、破砕されていない（第 1.8.37 図）。

また、□と走向傾斜が類似する破砕帯□では、粘土鉱物脈の横断が明瞭であることを確認した（第 1.8.3 表）。

また、現在の広域応力場から算定される□の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.4 表）。

以上のことを総合的に判断し、少なくとも後期更新世以降活動し

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

ていないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する（第 1.8.5 表）。

d. その他の破砕部

特定重大事故等対処施設設置位置付近において、その他の破砕部として[redacted]（以下、「破砕部①」という）、[redacted]（以下、「破砕部②」という）、[redacted]（以下、「破砕部③」という）、[redacted]孔の深度 37.76m 付近の破砕部（以下、「破砕部④」という）、[redacted]孔の深度 26.55m～27.25m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑤」という）、[redacted]孔の深度 28.55～28.90m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑥」という）、[redacted]孔の深度 37.70m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑦」という）、[redacted]孔の深度 216.70m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑧」という）、[redacted]孔の深度 18.80m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑨」という）、[redacted]孔の深度 39.05m～39.25m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑩」という）、[redacted]孔の深度 71.50m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑪」という）、[redacted]孔の深度 71.78m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑫」という）、[redacted]孔の深度 80.35m～80.40m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑬」という）、[redacted]孔の深度 85.65m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑭」という）、[redacted]孔の深度 45.90m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑮」という）、[redacted]孔の深度 46.08m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑯」という）、[redacted]孔の深度 48.40m～48.50m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑰」という）、[redacted]孔の深度 58.75m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑱」という）及び[redacted]孔の深度 5.20m 付近の破砕部（以下、「破砕部⑲」という）の計 19 か所の破砕部が認められた。これらは連続性（平面的な広がり）が認められず、変質区分は変質 2～変質 4 と熱水変質作用を被っている（第 1.8.6 表）。その他の破砕部は大部分がボーリングでのみ確認されており、露頭や剥ぎ取り面による観察を行っていないことから、走向傾斜による類型化を行い、詳細な観察をした上で同様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

の走向傾斜を有する破砕帯に活動性評価を代表させた。

設置許可基準規則第 38 条の対象となる破砕部について走向傾斜による類型化を行った結果、活動性評価を代表する破砕帯と走向傾斜が類似する破砕部である破砕部①、破砕部⑥、破砕部⑦、破砕部⑧、破砕部⑨、破砕部⑩、破砕部⑰及び破砕部⑲と走向傾斜が異なる破砕部である破砕部⑤及び破砕部⑯に分類できた（第 1.8.7 表）。破砕部⑦、破砕部⑧及び破砕部⑲は N-S 走向の高角に分類でき、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯及びⅡ－Ｓ－４破砕帯と同じ分類である。破砕部①、破砕部⑥、破砕部⑨、破砕部⑩及び破砕部⑰は NE-SW 走向の高角に分類でき、Ｂ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯及びＦ－Ｍ３－９破砕帯と同じ分類である。

破砕部①、破砕部⑥、破砕部⑦、破砕部⑧、破砕部⑨、破砕部⑩、破砕部⑰及び破砕部⑲は活動性評価を代表する破砕帯と同様な性状（熱水変質を被っている破砕部（変質 2～変質 4））であることを確認した。また、現在の広域応力場から算定される各破砕部の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.38 図、第 1.8.8 表）。以上より、破砕部①、破砕部⑥、破砕部⑦、破砕部⑧、破砕部⑨、破砕部⑩、破砕部⑰及び破砕部⑲の活動性評価は、活動性評価を代表する破砕帯（Ｂ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯、Ｆ－Ｍ３－９破砕帯、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯及びⅡ－Ｓ－４破砕帯）に代表させることで、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

破砕部⑤及び破砕部⑯の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片観察を行った結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない（第 1.8.39 図、第 1.8.40 図）。破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ、斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタ

イト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、各破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.8.2 表）。薄片を作成したチップを用いて、EPMA 分析を行い、破砕部の最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成の比較を行った。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる（第 1.8.41 図）。また、現在の広域応力場から算定される各破砕部の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.8 表）。以上のことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、将来活動する可能性のある断層等ではないと評価する。

設置許可基準規則第 39 条の対象となる破砕部について走向傾斜による類型化を行った結果、活動性評価を代表する破砕帯と走向傾斜が類似する破砕部②、破砕部③、破砕部⑪、破砕部⑫、破砕部⑬、破砕部⑭及び破砕部⑱と走向傾斜が異なる破砕部④及び破砕部⑮に分類できた（第 1.8.9 表）。破砕部⑫は N-S 走向の高角に分類でき、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯及びⅡ－Ｓ－４破砕帯と同じ分類である。破砕部⑬及び破砕部⑭は NE-SW 走向の中角に分類でき、Ｃ破砕帯と同じ分類である。破砕部②、破砕部③、破砕部⑪及び破砕部⑱は NE-SW 走向の高角に分類でき、Ｂ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯及びＦ－Ｍ３－９破砕帯と同じ分類である。

破砕部②、破砕部③、破砕部⑪、破砕部⑫、破砕部⑬、破砕部⑭及び破砕部⑱は活動性評価を代表する破砕帯と同様な性状（熱水変質を被っている破砕部（変質 2～変質 4））であることを確認した。また、破砕部の規模が小さい（粘土幅が破砕帯と比較して小さい）ことを確認した（第 1.8.9 表）。以上より、破砕部②、破砕部③、破砕部⑪、破砕部⑫、破砕部⑬、破砕部⑭及び破砕部⑱の活動性評価は、活動性評価を代表する破砕帯（Ｂ破砕帯、Ｃ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、Ｆ－Ｍ１－１破砕帯、Ｆ－Ｍ３－９破砕帯、Ⅱ－Ｓ－３破砕帯及びⅡ－Ｓ－４破砕帯）に代表させることで、少なくとも後

期更新世以降活動していないと考えられ、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

破砕部④の CT 画像観察及び条線観察を実施した上で薄片観察を行った結果、最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっており、そのうち最新面を横断する粘土鉱物脈は、変形していない。さらに、最新ゾーン中に自生の方解石が生成し、破砕されていない（第 1.8.42 図）。破砕部から採取した試料で X 線回折法を行った結果、新鮮な花崗岩に比べ、斜長石やカリ長石の割合が小さく、スメクタイト、雲母粘土鉱物及びカオリン鉱物を生成していることから、破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される（第 1.8.2 表）。薄片を作成したチップを用いて、EPMA 分析を行い、破砕部の最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成の比較を行った。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、X 線回折法で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる（第 1.8.43 図）。また、現在の広域応力場から算定される破砕部の最適すべり角と条線観察結果から得られた条線角度とのミスフィット角は大きいため、現在の広域応力場とは調和しない（第 1.8.8 表）。以上のことから、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

破砕部⑮については、走向傾斜が類似する破砕部⑯で最新面と熱水変質の痕跡との関係及び活動センスを確認しており、粘土幅は破砕部⑮（幅 5mm）よりも破砕部⑯（幅 10mm）の方が、規模が大きいことを確認した（第 1.8.9 表）。以上より、破砕部⑮の活動性評価は、破砕部⑯に代表させることで、少なくとも後期更新世以降活動していないと考えられ、震源として考慮する活断層ではないと評価する。

以上のことから、特定重大事故等対処施設設置位置付近で認められたその他の破砕部のうち設置許可基準規則第 38 条対象の破砕部は将来活動する可能性のある断層等ではないと評価し、設置許可基準

規則第 39 条対象の破砕部は、震源として考慮する活断層ではないと評価する（第 1.8.10 表）。

(3) 地下水位調査の結果

[redacted]設置位置付近の地下水位調査の結果は、第 1.8.44 図に示すとおりである。

(4) 岩石試験の結果

[redacted]設置位置付近のボーリング孔から採取した試料による表面乾燥飽和状態の岩石試験結果は第 1.8.11 表に示すとおりである。

(5) ＰＳ検層の結果

[redacted]設置位置付近のボーリング孔で実施したＰＳ検層により得られたＰ波及びＳ波は第 1.8.12 表に示すとおりである。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

1.9 特定重大事故等対処施設設置位置付近の地盤の安定性評価

1.9.1 基礎地盤の安定性評価

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、[redacted]に設置する。[redacted]の地盤の安定性評価については、「1.7 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地盤の安定性評価」に記載のとおりである。[redacted]については、概ね〔C_L〕級以上の岩盤内に位置する地下構造物であることから、基礎地盤は十分な支持性能を有しており、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはないと評価している。また、[redacted]及び[redacted]については、[redacted]に比べて規模が小さく、かつ[redacted]に近接することから[redacted]の評価に代表させるものとする。

以下、[redacted]の基礎地盤の安定性評価を実施した。

1.9.1.1 地震力に対する基礎地盤の安定性評価

(1) 解析条件

a. 解析断面

施設の設置位置並びに施設周辺の地形及び地質を考慮し、[redacted]に対する解析断面として、[redacted]を通る 2 断面を選定した。解析断面位置を第 1.9.1 図に示す。

b. 解析モデル及び境界条件

ボーリング調査等の結果に基づいて作成した地質断面図を工学的見地にたって検討を行い、第 1.9.2 図及び第 1.9.3 図に示す解析用要素分割図を作成した。

[redacted]の解析用モデルは、想定される荷重を考慮し平面ひずみ要素としてモデル化した。また、[redacted]及び[redacted]は、それぞれ[redacted]及び[redacted]に対して解析断面の奥行方向に連続することからモデル化することとし、その解析用モデルは、内空を考慮し平面

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

ひずみ要素としてモデル化した。静的解析における境界条件は、モデル下端を固定境界、側方を鉛直ローラ境界とした。また、動的解析における境界条件は、モデル下端を粘性境界、側方をエネルギー伝達境界とした。

境界条件を第 1.9.4 図に示す。

c. 物性値の設定

岩石・岩盤試験等から得られた各種物性値を基に、解析用物性値を設定した。解析用物性値は第 1.9.1 表、第 1.9.5 図～第 1.9.7 図に示すとおりである。

d. 入力地震動

入力地震動は、解放基盤表面で定義される基準地震動 Ss を、一次元波動論によって地震応答解析モデルの入力位置で評価したものを用いた。入力地震動の考え方を第 1.9.8 図に示す。断層モデルを用いた手法による地震動（Ss－2～Ss－22）に関しては、検討断面方向に方位補正を行って解析モデルに入力した。また、応答スペクトルに基づく地震動（Ss－1）については水平地震動及び鉛直地震動の位相反転、震源を特定せず策定する地震動（Ss－23 及び Ss－24）については水平地震動の位相反転を考慮した場合についても検討した。

e. 地下水位

解析用地下水位は、地下水位観測結果を考慮し、斜面部については〔C_L〕級岩盤上端に設定した。また、建屋部についてはMMR（コンクリート）等の底面、その他の箇所については地表面に設定した。なお、[redacted]、安定性評価においては[redacted]を考慮する。解析用地下水位を第 1.9.9 図に示す。

(2) 解析内容

基準地震動 Ss に対する地震応答解析を二次元動的有限要素法により行った。地震応答解析は周波数応答解析手法を用い、等価線形化

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

法によりせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存性を必要に応じて考慮した。

地震時の応力は、静的解析による常時応力と、地震応答解析による動的応力を重ね合わせることにより求めた。常時応力は地盤の自重計算により求まる初期応力、建物基礎掘削に伴う解放力及び建屋・ＭＭＲ（コンクリート）の荷重を考慮し、動的応力は水平地震動及び鉛直地震動による応答の同時性を考慮して求めた。

これらの手法により、基礎地盤の支持力、すべり及び基礎底面の傾斜に対する安全性を検討した。

(3) 解析結果

a. 支持力に対する安全性

[redacted]の基礎底面における地震時最大接地圧により評価を実施した。

[redacted]の基礎底面における地震時最大接地圧は、1.6N/mm² である。基礎底面における支持力に対する解析結果を第 1.9.2 表及び第 1.9.3 表に示す。

[redacted]は、[redacted]に支持させる。ＭＭＲ（コンクリート）の支持力度は、社団法人日本道路協会(2012)[186]に基づき 8.1N/mm² であると評価できるので、基礎地盤は十分な支持力を有している。

以上のことから、基礎地盤は十分な支持力を有している。

b. すべりに対する安全性

すべり安全率は、想定すべり面上の応力状態を基に、すべり面上のせん断抵抗力の和をすべり面上のせん断力の和で除して求めた。なお、すべり安全率を算出する際には、[redacted]及び[redacted]のせん断抵抗力は期待しないものとした。想定すべり面は、[redacted]の底面を通るすべり面、ＭＭＲ（コンクリート）の中を通るすべり面、岩盤の中を通り構造物の上下を通るすべり面、岩盤及びＭＭＲ（コンクリート）の中を通るすべり面、構造物の中を通るすべり面、破砕帯沿

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

いすべり面並びに局所安全係数やモビライズド面の向きを考慮したすべり面について検討した。

[redacted]基礎地盤の最小すべり安全率は 1.7 であり、すべり安全率は評価基準値 1.5 を上回っている。

また、地盤物性のばらつきを考慮し、地盤物性のうちせん断強度について「平均値－1.0×標準偏差（σ）」とした場合の安定解析結果についても、最小すべり安全率は評価基準値 1.5 を上回っている。すべり安全率一覧表を第 1.9.4 表及び第 1.9.5 表に示す。

以上のことから、基礎地盤はすべりに対して十分な安全性を有している。

c. 基礎底面の傾斜に対する安全性

基礎底面の傾斜は、基礎底面両端の鉛直方向の相対変位を基礎底面幅で除して求めた。地震時における[redacted]基礎底面の最大傾斜は 1/10,000 である。

基礎底面両端の鉛直方向の最大相対変位及び最大傾斜を第 1.9.6 表及び第 1.9.7 表に示す。基礎底面に生じる傾斜は、評価基準値の目安である 1/2,000 を下回っている。

以上のことから、基礎地盤は傾斜に対して十分な安全性を有している。

1.9.1.2 周辺地盤の変状による施設への影響評価

[redacted]については、[redacted]に支持させることから、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはない。

また、[redacted]及び[redacted]については、概ね〔C_L〕級以上の岩盤上に支持させることから、揺すり込み沈下や液状化による不等沈下の影響を受けるおそれはない。

1.9.1.3 地殻変動による基礎地盤の変形の影響評価

敷地内には、将来活動する可能性のある断層等が分布しないことを

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

確認していることから、敷地において地殻の広域的な変形による著しい地盤の傾斜が生じることはないが、断層と敷地との距離、断層長さ、断層のずれ方向と敷地の位置との関係を考慮して選定したC断層及び白木―丹生断層のうち、影響の大きいC断層の活動に伴い生ずる地盤の傾斜について評価を実施した。地殻変動量は Okada(1992)[187]の手法により算出した。その結果、地盤の最大傾斜は 1/4,500 であり、地震動による傾斜との重畳を考慮した場合においても、基礎底面の最大傾斜は[　　]で 1/3,100 であり、評価基準値の目安である 1/2,000 を下回っている。

以上のことから、基礎地盤は傾斜に対して十分な安全性を有している。

1.9.2 周辺斜面の安定性評価

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、[　　]に設置する。このうち、周辺斜面を有しているのは[　　]である。[　　]の評価については、「1.7 原子炉施設（特定重大事故等対処施設を除く）設置位置付近の地盤の安定性評価」に記載のとおりである。

以下、[　　]の周辺斜面の安定性評価を実施した。

(1) 解析条件

a. 解析断面

安定性評価の対象とする斜面は[　　]と周辺斜面との離隔距離及び施設との位置関係を考慮して抽出した。

離隔距離を考慮するに当たっては、「原子力発電所耐震設計技術指針　JEAG4601-1987」[188]及び土砂災害防止法[189]を参考とし、評価対象斜面として[　　]周辺斜面を抽出した。評価対象斜面位置

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

図を第 1.9.10 図に示す。

評価対象斜面について、周辺斜面の斜面高さ、勾配、風化岩層の厚さ、すべりの方向を考慮して、最も厳しい評価結果が想定される断面を選定し解析断面とした。解析断面位置図を第 1.9.10 図に示す。

b. 解析モデル及び境界条件

ボーリング調査等の結果に基づいて作成した地質断面図を工学的見地にたって検討を行い、第 1.9.2 図に示す解析用要素分割図を作成した。

静的解析における境界条件は、モデル下端を固定境界、側方を鉛直ローラ境界とした。また、動的解析における境界条件は、モデル下端を粘性境界、側方をエネルギー伝達境界とした。

c. 物性値の設定

「1.9.1.1(1)c. 物性値の設定」の記載に同じ。

d. 入力地震動

「1.9.1.1(1)d. 入力地震動」の記載に同じ。

e. 地下水位

「1.9.1.1(1)e. 地下水位」の記載に同じ。

(2) 解析内容

基準地震動 Ss に対する地震応答解析を二次元動的有限要素法により行った。地震応答解析は周波数応答解析手法を用い、等価線形化法によりせん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存性を必要に応じて考慮した。

地震時の応力は、静的解析による常時応力と、地震応答解析による動的応力を重ね合わせることにより求めた。常時応力は地盤の自重計算により求まる初期応力、建物基礎掘削に伴う解放力及び建屋・ＭＭＲ（コンクリート）の荷重を考慮し、動的応力は水平地震動及び鉛直地震動による応答の同時性を考慮して求めた。

これらの手法により、周辺斜面のすべりに対する安全性を検討した。

(3) 解析結果

すべり安全率は、想定すべり面上の応力状態を基に、すべり面上の

せん断抵抗力の和をすべり面上のせん断力の和で除して求めた。想定すべり面は円弧すべりを想定し、すべり面法により岩級区分等各条件における最小すべり安全率を示すすべり面及び局所安全係数やモビライズド面の向きを考慮したすべり面について検討した。

[redacted]周辺斜面における最小すべり安全率は 1.5 であり、すべり安全率の評価基準値 1.2 を上回っている。

また、地盤物性のばらつきを考慮し、地盤物性のうちせん断強度について「平均値－1.0×標準偏差（σ）」とした場合の安定解析結果についても、最小すべり安全率は評価基準値 1.2 を上回っている。すべり安全率一覧表を第 1.9.8 表に示す。

以上のことから、周辺斜面は、すべりに対して十分な安全性を有している。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

1.10 地質調査に関する実証性

1.10.1 地質調査の計画

地質調査に当たっては、国の基準等に準拠して、総合的に調査計画を策定し、実施した。

調査計画内容の主要なものについては、社外の学識経験者及び一般財団法人電力中央研究所から必要に応じて意見聴取して作成した。

1.10.2 地質調査実施に当たっての管理体制

地質調査の実施に当たって、当社の管理体制としては、本店及び現場に担当者を置き、地質調査の作業管理にあたった。管理に当たっては、現場における作業について評価上のポイントとなる場合等、必要の都度同行し、地質状況を直接確認し、地質調査資料の信頼性の確保に努めた。

また、実施会社の管理体制としては、地質調査の実施に当たり、現場代理人及び主任技術者を常駐させ、適切に調査の管理を行った。また、責任技術者が、総括的な技術指導及び管理を行った。

責任技術者、主任技術者は、調査着手前に経歴書を添付して当社へ届出しており、当社はそれを審査し、適任者であることを確認している。

1.10.3 作業管理及び指導

調査会社の選定において、調査会社は、調査の目的に応じ、その経歴、技術内容等を配慮して選定した。調査を実施した地質調査の会社一覧表を第 1.10.1 表に示す。

また、調査会社の指導として、調査会社の調査実施体制及び調査方法については、委託仕様書によって指示するとともに、調査会社の提出する実施計画書を承認している。作業関係者に対しては、調査会社の責任者によりその周知徹底を図らせた。

さらに、調査関係資料の取扱い、調査会社の調査関係資料の提出、保管等については、情報管理責任者を置き、取扱いを厳正にするよう留意させた。

1.10.4 地質調査結果の評価・とりまとめ

地質調査データ取得後、諸資料については、社外の学識経験者及び一般財団法人電力中央研究所から助言を得て検討し、十分な評価を経て取りまとめを行った。

1.11 参考文献

(1) 磯見博(1956)：5 万分の 1 地質図幅「近江長浜」及び同説明書（地域地質研究報告）,地質調査所

(2) 広川治・黒田和男(1957a)：5 万分の 1 地質図幅「鋸崎」及び同説明書,地質調査所

(3) 広川治・磯見博・黒田和男(1957b)：5 万分の 1 地質図幅「小浜」及び同説明書,地質調査所

(4) 中江訓・吉岡敏和(1998)：熊川地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,地質調査所

(5) 栗本史雄・内藤一樹・杉山雄一・中江訓(1999)：敦賀地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,地質調査所

(6) 斎藤眞・沢田順弘(2000)：横山地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,地質調査所

(7) 中江訓・吉岡敏和・内藤一樹(2001)：竹生島地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,地質調査所

(8) 中江訓・小松原琢・内藤一樹(2002)：西津地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,産業技術総合研究所地質調査総合センター

(9) 鹿野和彦・山本博文・中川登美雄・駒澤正夫(2007)：福井地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,産業技術総合研究所地質調査総合センター

(10) 中江訓・小松原琢・高橋裕平・吉川敏之(2013)：今庄及び竹波地域の地質,地域地質研究報告（5 万分の 1 地質図幅）,産業技術総合研究所地質調査総合センター

(11) 中江　訓・辻野　匠・小松原　琢・高木哲一・宮川歩夢(2022)：20 万分の 1 地質図幅「宮津」（第 2 版）,産業技術総合研究所　地質調査総合センター

(12) 脇田浩二・原山智・鹿野和彦・三村弘二・坂本亨・広島俊男・駒沢正夫・中島和敏(1992a)：20 万分の 1 地質図幅「岐阜」,地質調査所

(13) 鹿野和彦・原山智・山本博文・竹内誠・宇都浩三・駒沢正夫・広島俊男・須藤定久(1999)：20 万分の 1 地質図幅「金沢」,地質調査所

(14) 広川治・服部仁・猪木幸男・一色直記・坂本亨・寺岡易司・上村不二雄・山田直利・小野千恵子(1973)：50 万分の 1 地質図幅「岡山」,地質調査所
(15) 山田直利・坂本亨・野沢保・遠田朝子(1974)：50 万分の 1 地質図幅「金沢」（第 2 版）,地質調査所
(16) 田中啓策・山田直利・坂本亨・吉田史郎・宮村学(1982)：50 万分の 1 地質図幅「京都」（第 4 版）,地質調査所
(17) 佃栄吉・寒川旭・水野清秀(1985a)：50 万分の 1 活構造図「岡山」,地質調査所
(18) 加藤碩一・杉山雄一(1985b)：50 万分の 1 活構造図「金沢」,地質調査所
(19) 水野清秀・寒川旭・関口春子・駒沢正夫・杉山雄一・吉岡敏和・佐竹健治・苅谷愛彦・栗本史雄・吾妻崇・須貝俊彦・粟田泰夫・大井田徹・片尾浩・中村正夫・森尻理恵・広島俊男・村田泰章・牧野雅彦・名和一成(2002)：50 万分の 1 活構造図「京都」（第 2 版）及び同説明書,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(20) 垣見俊弘・衣笠善博・加藤碩一(1978)：200 万分の 1 地質編集図「日本活断層図」及び同解説書,地質調査所
(21) 吉岡敏和・粟田泰夫・下川浩一・杉山雄一・伏島祐一郎(2005)：全国主要活断層活動確率地図,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(22) 杉山雄一・粟田泰夫・吉岡敏和(1994)：10 万分の 1 柳ヶ瀬－養老断層系ストリップマップ,地質調査所
(23) 地質調査所(1992)：100 万分の 1 日本地質図（第 3 版）,地質調査所
(24) 産業技術総合研究所地質調査総合センター(2014)：20 万分の 1 日本シームレス地質図データベース　2014 年 1 月 14 日版,産業技術総合研究所研究情報公開データベース DB084,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(25) 脇田浩二・岡村行信・粟田泰夫(1992b)：300 万分の 1 日本地質構造図,日本地質アトラス（第 2 版）,地質調査所編,朝倉書店
(26) 経済企画庁総合開発局(1974)：20 万分の 1 土地分類図「福井県」

(27) 国土庁土地局(1975a)：20 万分の 1 土地分類図「滋賀県」
(28) 国土庁土地局(1975b)：20 万分の 1 土地分類図「岐阜県」
(29) 福井県建設技術公社(2010)：10 万分の 1 福井県地質図及び同説明書（2010 年版）,財団法人福井県建設技術公社
(30) 近畿地方土木地質図編纂委員会(2003)：20 万分の 1 近畿地方土木地質図及び同解説書,財団法人国土開発技術研究センター
(31) 活断層研究会編(1991)：新編　日本の活断層　分布図と資料,東京大学出版会
(32) 岡田篤正・東郷正美編(2000)：近畿の活断層,東京大学出版会
(33) 池田安隆・今泉俊文・東郷正美・平川一臣・宮内崇裕・佐藤比呂志編(2002)：第四紀逆断層アトラス,東京大学出版会
(34) 今泉俊文・宮内崇裕・堤浩之・中田高編(2018)：活断層詳細デジタルマップ［新編］,東京大学出版会
(35) 岡田篤正・東郷正美・中田高・植村善博・渡辺満久・鬼木史子(1996a)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「京都西北部」,国土地理院
(36) 岡田篤正・東郷正美・中田高・植村善博・渡辺満久(2009)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「京都東北部（第 2 版）」,国土地理院
(37) 岡田篤正・東郷正美・中田高・植村善博・渡辺満久(1996b)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「京都東南部」,国土地理院
(38) 東郷正美・岡田篤正・堤浩之・石山達也・小野塚良三(2001)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「福井」,国土地理院
(39) 鈴木康弘・池田安隆・後藤秀昭・東郷正美・宮内崇裕(2005a)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「大垣」,国土地理院
(40) 岡田篤正・今泉俊文・熊原康博・千田昇・東郷正美・中田高(2005b)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「敦賀」,国土地理院
(41) 堤浩之・熊原康博・千田昇・東郷正美・平川一臣・八木浩司(2005c)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「熊川」,国土地理院
(42) 東郷正美・岡田篤正・澤祥・鈴木康弘・堤浩之・平川一臣(2005d)：2.5 万分の 1 都市圏活断層図「長浜」,国土地理院
(43) 宮内崇裕・岡田篤正・堤浩之・東郷正美・平川一臣(2005e)：2.5 万分

の 1 都市圏活断層図「北小松」,国土地理院
(44) 岡田篤正・金田平太郎・杉戸信彦・鈴木康弘・中田高(2012a)：1:25,000 都市圏活断層図　三方断層帯とその周辺「三方」,国土地理院
(45) 岡田篤正(2012b)：1:25,000 都市圏活断層図三方断層帯とその周辺「三方」解説書,国土地理院技術資料 D1－No.605
(46) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2003a)：三方・花折断層帯の長期評価について
(47) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2003b)：野坂・集福寺断層帯の長期評価について
(48) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2003c)：湖北山地断層帯の長期評価について
(49) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2004)：柳ヶ瀬・関ヶ原断層帯の長期評価について
(50) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2009)：琵琶湖西岸断層帯の長期評価の一部改訂について
(51) 海上保安庁水路部(1980a)：沿岸の海の基本図（5 万分の 1）「若狭湾東部」及び同報告
(52) 海上保安庁水路部(1980b)：沿岸の海の基本図（5 万分の 1）「若狭湾西部」及び同報告
(53) 海上保安庁海洋情報部(2004)：沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」資料整理作業報告書
(54) 山本博文・上嶋正人・岸本清行(2000)：海洋地質図「ゲンタツ瀬海底地質図」（20 万分の 1）及び同説明書,地質調査所
(55) 山本博文・上嶋正人・岸本清行(1993)：海洋地質図「経ヶ岬沖海底地質図」（20 万分の 1）及び同説明書,地質調査所
(56) 玉木賢策・本座栄一・西村清和・村上文敏(1981)：100 万分の 1 海洋地質図「日本海中部海域広域海底地質図」,地質調査所
(57) 駒沢正夫(2006)：10 万分の 1 福井地域重力構造図,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(58) 地質調査総合センター編(2004)：日本重力 CD-ROM 第 2 版,数値地

質図 P-2,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(59) 地質調査総合センター編(2013)：日本重力データベース DVD 版,数値地質図 P-2,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(60) 河野芳輝・古瀬慶博(1989)：100 万分の 1　日本列島重力異常図,東京大学出版会
(61) 山本明彦・志知龍一(2004)：日本列島重力アトラス　西南日本および中央日本,東京大学出版会
(62) 鷺谷威(2002)：明治期以降の歪み集中帯,日本海東縁の活断層と地震テクトニクス,東京大学出版会,p.133－p.150
(63) 狩野謙一・村田明広(1998)：構造地質学,朝倉書店
(64) 粟田泰夫(1999)：日本の地震断層におけるセグメント構造とカスケード地震モデル（試案）,平成 10 年度活断層・古地震研究調査概要報告書,地質調査所速報,EQ/99/3,p.275－p.284
(65) 松田時彦・山崎晴雄・中田高・今泉俊文(1980)：1896 年陸羽地震の地震断層,東京大学地震研究所彙報,Vol.55,No.3,pp.795－p.855
(66) 岩淵義郎(1973)：日本海南東部の海底地形,月刊海洋科学,Vol.5,No.12,p.19－p.23
(67) Nakae, S(2012)：Geology of the Permian Higashimata Complex in the Nanjō Mountains, Fukui Prefecture, Southwest Japan, Bulletin of the Geological Survey of Japan, vol. 63 (9/10), p.269－p.281.
(68) 柴田賢・野沢保(1984)：船津花崗岩類の同位体年代,岩石鉱物鉱床学会誌,Vol.79,p.289－p.298
(69) 松尾秀邦・喜田惣一郎(1953)：福井縣足羽川上流における足羽植物群（上部白堊系）の産出及び Angiosperm series について（演旨）,地質学雑誌,Vol.59,No.694,p.324
(70) 中島正志・岩野英樹(1987)：音海流紋岩と面谷流紋岩の外部ディテクター法によるフィッション・トラック年代,地質学雑誌,Vol.93,No.12,p.925－p.928
(71) 沢田順弘・加々美寛雄・松本一郎・杉井完治・中野聰志・周琵琶湖花崗岩団体研究グループ(1994)：琵琶湖南部白亜紀環状花崗岩体と湖東

コールドロン,地質学雑誌,Vol.100,No.3,p.217－p.233
(72) 河野義礼・植田良夫(1966)：本邦産火成岩の K－A dating（V）－西南日本の花崗岩類－,岩石鉱物鉱床学会誌,vol.56,p.191－p.211
(73) 田結庄良昭・加々美寛雄・柚原雅樹・中野聡・澤田一彦・森岡幸三郎(1999)：高 Sr 同位体比初生値を有する近畿地方の白亜紀～古第三紀花崗岩類,地質学論集,No.53,p.309－p.321
(74)末岡茂・梅田浩司・安江健一・丹羽正和・島田耕史・石丸恒存・檀原徹・岩野英樹・八木公史(2016)：複数の熱年代学的手法に基づいた江若花崗岩　敦賀岩体の冷却・削剥史,地学雑誌,Vol.125,No.2,p.201－p.219
(75) 梅田浩司・安江健一・丹羽正和・石丸恒存・島田耕史(2013)：山陽帯東部,江若花崗岩体とドレライト岩脈の K-Ar 年代,日本地質学会第 120 年学術大会講演要旨
(76) 中島利秀・加々美寛雄・石渡明(1990)：福井市南西方,丹生花崗岩体の地質と Rb－Sr 年代,日本地質学会第 97 年学術大会講演要旨,p.439
(77) 中島正志・森本祐一郎・鈴木由紀江・渡邊勇・三浦静(1983)：福井県第三系のフィッション・トラック年代,福井大学教育学部紀要Ⅱ（自然科学）,Vol.33,p.53－p.65
(78) 中島正志・沢田順弘・中川登美雄・林昌代・板谷徹丸(1990)：福井県北部新第三系の K-Ar 年代と古地磁気－西南日本ブロックの回転に関して,岩石鉱物鉱床学会誌,Vol.85,p.45－p.59
(79) Nakagawa, T(1998) : Miocene molluscan fauna and paleo-environment in the Niu Mountains, Fukui Prefecture, central Japan, Science Report, Inst. Geoscience,Univ. Tsukuba, Sec. B,Vol.19,p.61－p.185.
(80) Yabe, A(2008) : PLANT MEGAFOSSIL ASSEMBLAGE FROM THE LOWER MIOCENE ITO-O FORMATION, FUKUI PREFECTURE, CENTRAL JAPAN, Memoir of the Fukui Prefectural Dinosaur Museum 7, p.1－p.24.
(81) 中川登美雄・田原憲博(1991)：福井県丹生山地北部中新統の岩相層序,

三浦静教授退官記念論文集,p.11－p.27
(82) 東野外志男・清水智(1987)：福井県三国海岸に産出する火山岩類の K－Ar 年代,石川県白山自然保護センター研究報告,Vol.14,p.25－p.30
(83) 伊藤久敏(2006)：フィッション・トラック法から推定される柳ヶ瀬断層北部周辺の前期中新世における火成活動と断層活動への制約,地質学雑誌,Vol.112,No.10,p.612－p.615
(84) Hoshi, H and Takagawa, M(2009) : Early Miocene parallel dike swarms in the Tsuruga Bay area, back-arc side of central Japan. Jour. Geol. Soc. Japan,Vol.115,No.2,p.96－p.99.
(85) 太田陽子・成瀬敏郎・田中眞吾・岡田篤正－編(2004)：日本の地形 6 近畿・中国・四国,東京大学出版会
(86) 小松原琢・古澤明(2004)：福井県三方町の能登野層からの佐川Ⅲテフラの産出,日本第四紀学会講演要旨集,No.34,p.125－p.126
(87) 北陸第四紀研究グループ(1969)：北陸地方の第四系,地団研専報,No.15,p.263－p.297
(88) 東郷正美(1974)：琵琶湖北岸・野坂山地の変動地形,地理学評論,Vol.47,No.11,p.669－p.683
(89) 町田洋・新井房夫(2011)：新編　火山灰アトラス,東京大学出版会
(90) 入谷剛・北川陽一・大井信夫・古沢明・宮脇理一郎(2005)：長野県北部,上部更新統高野層のテフラと花粉分析に基づく環境変遷,第四紀研究,Vol.44,No.6,p.323－p.338
(91) 三浦静・若狭団体研究グループ(1969)：福井県若狭地方の洪積統,福井大学教育学部紀要Ⅱ（自然科学）,No.19,p.57－p.70
(92) 岡田篤正(1984)：三方五湖低地の形成過程と地殻運動,鳥浜貝塚縄文前期を主とする低湿地遺跡の調査 4,若狭歴史民族資料館,p.9－p.42
(93) Yasuno, T(1991) : Discovery of Molluscan Fossils and a Tephra Layer from the Late Pleistocene Kiyama Formation in West of Fukui Prefecture, Central Japan, Bull. Fukui Mus. Nat. Hist., No.38, p.9－p.14.
(94) 加藤茂弘・石村大輔・檀原徹・岩野英樹・平田岳史・岡田篤正・竹村

恵二(2013)：気山層最下部に挟在する美浜テフラの LA-ICP-MS-FT 年代と大山火山起源のテフラとの対比,日本第四紀学会講演要旨集,No.43,p.140－p.141

(95) 三浦静・藤田節子(1967)：北陸地方における火山灰堆積物(予報).福井大学教育学部紀要,II(自然科学),Vol.17,No.5,p.93－p.101

(96) 三浦静(1991)：福井県の地形・地質概観.三浦静教授退官記念論文集,p.1－p.9

(97) 山本博文・中川登美雄・新井房夫(1996)：越前海岸に発達する海成中位段丘群の対比と隆起速度,第四紀研究,Vol.35,No.2,p.75－p.85

(98) 岡田篤正(1978)：若狭湾岸地域における主に最終氷期以後の海水準変動と地形発達,地理学評論,Vol.52,No.2,p.131－p.146

(99) 杉山雄一・寒川旭・吉岡敏和・佐竹健治(1998a)：野坂断層の活動履歴調査,地質調査所速報,No.EQ／98／1（平成 9 年度活断層・古地震研究調査概要報告書）,p.113－p.124

(100) 杉山雄一(1997)：敦賀断層系の活動性調査,地質調査所研究資料集 No.303（平成 8 年度活断層研究調査概要報告書）,p.1－p.11

(101) 田中隆・小草欽治(1981)：山陰沖における中期中新世以降の構造運動,地質学雑誌,Vol.87,No.11,p.725－p.736

(102) 福井県(1997)：平成 8 年度地震調査研究交付金　柳ヶ瀬断層帯（柳ヶ瀬断層,山中断層,甲楽城断層）に関する調査　成果報告書

(103) 土木学会原子力土木委員会編(1999)：原子力発電所の立地多様化技術（追補版）

(104) 井上大榮・宮腰勝義・上田圭一・宮脇明子・松浦一樹(2002)：2000 年鳥取県西部地震震源域の活断層調査,地震第 2 輯,Vol.54,p.557－p.573

(105) 中田高・後藤秀昭(1998)：活断層はどこまで割れるのか？－横ずれ断層の分岐形態と縦ずれ変位分布に着目したセグメント区分モデル－,活断層研究,Vol.17,p.43－p.53

(106) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2005a)：基盤的調査観測対象活断層の評価手法－これまでの長期評価のとりまとめ－

(107) 社団法人土木学会原子力土木委員会(2004)：原子力発電所の活断層系評価技術　－長大活断層系のセグメンテーション－
(108) Steven G. Wesnousky(2006) : Predicting the endpoints of earthquake ruptures,Nature,Vol.444,p.358－p.360.
(109) 産業技術総合研究所・福井大学(2013)：沿岸海域における活断層調査 柳ヶ瀬・関ヶ原断層帯主部／北部（海域部）成果報告書
(110) 阿部信太郎・伊藤谷生・山本博文・荒井良祐・中山貴隆・岡村行信(2011)：福井平野東縁断層帯海域延長部における断層分布と活動性について,活断層・古地震研究報告,No.11, p.151－p.175
(111) 山本博文・加藤亜希子(1997)：福井県嶺北地域の活断層,福井大学積雪研究室紀要「日本海地域の自然と環境」,No.4,p.1－p.35
(112) 太田陽子(1973)：海成段丘面上の活断層－丹生山地西縁および佐渡島の例－,お茶の水地理,Vol.14,p.10－p.15
(113) 太田陽子(1999)：変動地形を探るⅠ　日本列島の海成段丘と活断層の調査から,古今書院
(114) 小池一之・町田洋(2001)：日本の海成段丘アトラス,東京大学出版会
(115) 伊藤大輔・木下慶之・山本博文(2002)：越前海岸にみられる海食洞と旧汀線高度について,福井大学教育地域科学部紀要Ⅱ（自然科学 地学編　第２集）,Vol.54,p.19－p.46
(116) 礒見博(1955)：福井縣日野川上流地域の石炭紀層および二畳紀層とその紡錘虫化石,地質調査所月報,Vol.6,No.1,p.19－p.22
(117) 西田一彦(1962)：福井県南条山地の地質,地学研究,Vol.13,No.2,p.40－p.46
(118) 国土交通省・内閣府・文部科学省(2014)：日本海における大規模地震に関する調査検討会報告書
(119) 国土交通省・内閣府・文部科学省(2014)：日本海における大規模地震に関する調査検討会海底断層ワーキンググループ報告書
(120) Yuji Maejima, Shizuo Nagatsuka and Teruo Higashi(2002) : Application of the Crystallinity Ratio of Free Iron Oxides for Dating Soils Developed on the Raised Coral Reef Terraces of Kikai and

Minami-Daito
(121) 松島義章・大嶋和雄(1974)：縄文海進期における内湾の軟体動物群集,第四紀研究,Vol.13,No.3,p.135－p.159
(122) 雨宮育作・大島泰雄(1933)：岩石穿孔二枚貝に就て,植物及動物,Vol.1,No.9,p.1271－p.1282
(123) 茅根創・山室真澄・松本 英二(1987)： 房総半島南東岸における旧汀線指標としてのヤッコカンザシ.第四紀研究,Vol.26,No.1,p.47－p.57
(124) 新川英明(1956)：向宇品におけるケガキ・マガキの生態学的研究,日本生態学会誌,Vol.6,No.3,p.124－p.127
(125) 今島実(1979)：付着動物の種類査定法(1)管棲多毛類,付着生物研究,Vo.l.1,No.1,p.29－p.35
(126) 西畑正文・山室真澄・茅根創(1988)：三浦半島西岸および南岸における旧汀線指標のヤッコカンザシとベンチ，第四紀研究，Vol.27,No.1,p.31－p.38.
(127) 徳橋秀一(1995)：海水準変動と堆積作用：シーケンス層序学序論,地質ニュース,No.487,p.26－p.35
(128) Yoshiki Saito(1994)：Shelf sequence and characteristic bounding surfaces in a wave-dominated setting: Latest Pleistocene-Holocene examples from Northeast Japan,Marine Geology,Vol.120,p.105－p.127
(129) 武藤章・豊蔵勇・松浦一樹・池戸正行(1981)：活断層調査の例－柳ヶ瀬断層,応用地質,Vol.22,No.1,p.32－p.51
(130) 杉山雄一・粟田泰夫・佃栄吉・吉岡敏和(1993)：1992 年柳ヶ瀬断層（椿坂地区）トレンチ調査,活断層研究,Vol.11,p.100－p.109
(131) 福井県(1998)：平成 9 年度地震関係基礎調査交付金　柳ヶ瀬断層帯（柳ヶ瀬断層,山中断層,甲楽城断層）に関する調査　成果報告書
(132) 吉岡敏和・杉山雄一・細矢卓志・逸見健一郎・渡辺俊一・田中英幸(1998a)：柳ヶ瀬断層の最新活動－滋賀県余呉町椿坂峠におけるトレンチ発掘調査－,地震第 2 輯,Vol.51,p.281－p.289
(133) 狩野謙一(2002)：美濃－丹波帯に発達する急傾斜した軸を持つ地質

図規模の褶曲－基盤構造からみた柳ヶ瀬断層の起源－,地質学雑誌,Vol.108,No.9,p.591－p.605
(134) 岡田篤正(2004)：柳ヶ瀬断層南部における第四紀後期の累積変位量と平均変位速度,活断層研究,Vol.24,p.129－p.138
(135) 日本国有鉄道岐阜工事局(1963)：北陸本線敦賀・今庄間北陸ずい道工事誌,p.19－p.37
(136) 斎藤薫・磯谷勇輔(1973)：換気を重視した線形－敦賀トンネルの紹介－,トンネルと地下,Vol.4,No.9,p.39－p.42
(137) 磯谷勇輔(1975)：敦賀地区のトンネル群－北陸自動車道－,トンネルと地下,Vol.6,No.10,p.43－p.49
(138) 池田碩・大橋健・植村善博(1991)：滋賀県・近江盆地の地形,滋賀県自然誌,滋賀県自然保護財団,p.105－p.236
(139) 石村大輔(2010)：関ヶ原周辺における段丘編年と活断層の活動性,第四紀研究,Vol.49,No.5,p.225－p.270
(140) 吉岡敏和・佐護浩一・山根博(2011)：柳ヶ瀬－養老断層系,鍛冶屋,関ヶ原および宮代断層の古地震調査,活断層・古地震研究報告,No.11,p.177－p.195
(141) 岐阜県活断層調査委員会(1996)：関ケ原断層に関する調査報告書
(142) Okada, A(1978) : Structure of the waste filled valleys and associated crustal movements at the eastern part of the Tsuruga Plain. Paleolimnology of Lake Biwa and Japanese Pleistocene,Vol.6,p.66－p.80.
(143) 岡田篤正(2000)：敦賀市東方,中池見凹地の地形・地質調査（概要版）,大阪ガス株式会社敦賀ＬＮＧ基地建設予定地地質調査結果説明会資料
(144) 山田圭太郎・加藤茂弘・岡田篤正・石村大輔(2015)：福井県敦賀市内池見における池見断層の地下形状と活動性,活断層研究,Vol.42,p.55－p.71
(145) 杉山雄一・坂本泉・滝野義幸・宇佐見琢哉・岸本弘樹・永田高弘(2012)：浦底－柳ヶ瀬山断層帯の形状・規模と過去の活動に関する検

討,活断層・古地震研究報告,No.12,p.149－p.193

(146) 岡崎セツ子(1967)：日本各地の山地内に認められる浸食平坦面の性質とその成因に対する考察,お茶の水女子大学人文科学紀要,Vol.20,p.193－p.204

(147) 杉山雄一・吉岡敏和・寒川旭・佐竹健治(1998b)：敦賀断層の活動履歴調査,地質調査所速報,No.EQ／98／1（平成 9 年度活断層・古地震研究調査概要報告書）,p.101－p.112

(148) 吉山昭・柳田誠(1995)：河成地形面の比高分布からみた地殻変動,地学雑誌,Vol.104,No.6,p.809－p.826

(149) 小松原琢・杉山雄一・水野清秀(2000)：若狭湾中部,三方断層および野坂断層北方延長部の音波探査,地質調査所速報,No.EQ／00／2,平成 11 年度活断層・古地震研究調査概要報告書,p.89－p.118

(150) 杉山雄一・井上卓彦・村上文敏・坂本 泉・滝野義幸・永田高弘・細矢卓志・宇佐見琢哉(2014)：福井県美浜町菅浜沖,野坂断層海域部の更新世末期以降の活動,活断層・古地震研究報告,No.14, p.57－108

(151) 水野清秀・小松原琢・山崎晴雄(1999)：音波探査及びボーリングによる三方五湖低地帯の地下構造調査,地質調査所速報,No.EQ／99／3,平成 10 年度活断層・古地震研究調査概要報告書,p.187－p.195

(152) 小松原琢・水野清秀・寒川旭・山崎晴雄(1999a)：三方断層のトレンチ調査と寛文地震時の地殻変動に関する検討,地質調査所速報,No.EQ／99／3,平成 10 年度活断層・古地震研究調査概要報告書,p.197－p.213

(153) 金田平太郎・岡田篤正・小松原琢(2000)：若狭湾岸・三方五湖周辺における 1662 年寛文地震時の地殻変動,月刊地球号外,No.28,p.119－p.126

(154) 石村大輔・加藤茂弘・岡田篤正・竹村恵二(2010)：三方湖東岸のボーリングコアに記録された三方断層帯の活動に伴う後期更新世の沈降イベント,地学雑誌,Vol.119,No.5,p.775－p.793

(155) 岡田篤正・加藤茂弘・石村大輔・斎藤真(2010)：福井県,三方湖および中山低地の地下地質と三方断層帯の活動解明,地学雑誌,Vol.119,No.5,p.878－p.891

(156) 井上卓彦・杉山雄一・村上文敏・坂本泉・滝野義幸・永田高弘・細矢卓志・宇佐見琢哉(2014)：福井県美浜町日向沖,三方断層帯海域部（A 断層系）の更新世末期以降の活動,活断層・古地震研究報告,No.14,p.109－p.156

(157) 小松原琢・水野清秀(2009)：琵琶湖西岸断層帯と三方－花折断層帯,日本地質学会編,日本地方地質誌,近畿地方,p.314－p.317

(158) 吉岡敏和・長秋雄・木村克己・中江訓(2000a)：2.5 万分の 1 花折断層ストリップマップ,地質調査所

(159) 京都市消防局防災対策室(2001)：京都の活断層,京都市

(160) 京都市地域活断層調査委員会(2004)：京都盆地の地下構造を南北に分ける宇治川断層の第四紀断層活動,活断層研究,Vol.24,p.139－p.156

(161) 吉岡敏和・苅谷愛彦・七山太・岡田篤正・竹村恵二(1998b)：トレンチ発掘調査に基づく花折断層の最新活動と 1662 年寛文地震,日本地震学会,地震第 2 輯,Vol.51,p.83－p.97

(162) 東郷正美・佐藤比呂志・嶋本利彦・堤昭人・馬勝利・中村俊夫(1997)：花折断層の最新活動について,活断層研究,No.16,p.44－p.52

(163) 内閣府中央防災会議(2005)：1662 寛文近江・若狭地震報告書,災害教訓の継承に関する専門調査会

(164) 杉山雄一・下川浩一・粟田泰夫・佐竹健治・水野清秀・吉岡敏和・小松原琢・七山太・苅谷愛彦・吾妻崇・伏島祐一郎・佃栄吉・寒川旭・須貝俊彦(1999)：近畿三角地帯における主要活断層の調査結果と地震危険度,地質調査所速報,No.EQ／99／3,平成 10 年度活断層・古地震研究調査概要報告書,p.285－p.309

(165) 地質調査所活断層研究グループ(2000)：近畿三角帯における活断層調査－主要活断層の活動履歴と地震危険度－,第四紀研究,Vol.39,No.4,p.289－p.301

(166) 吉岡敏和・宍倉正展・細矢卓志・徳田博明・山口弘志(2002)：花折断層南部の過去 2 回の活動時期－京都市修学院地区におけるトレンチ調査結果,活断層研究,Vol.21,p.59－p.65

(167) 水野清秀・小松原琢・七山太・寒川旭・山崎博史(1997)：琵琶湖西

岸断層系の活動性調査,地質調査所研究資料集 No.303（平成 8 年度活断層研究調査概要報告書）,p.23－p.35

(168) 水野清秀・小松原琢(1999)：琵琶湖西岸断層系堅田断層及び今津－高島沖湖底断層の補備調査,地質調査所速報,No.EQ／99／3（平成 10 年度活断層・古地震研究調査概要報告書）,p.215－p.224

(169) 小松原琢・水野清秀・寒川旭・七山太(1998a)：琵琶湖西岸断層系・饗庭野断層のトレンチ掘削調査（補備調査）,地質調査所速報,No.EQ／98／1（平成 9 年度活断層・古地震研究調査概要報告書）,p.125－p.136

(170) 小松原琢・水野清秀・寒川旭・七山太・木下博久・松木宏彰・新見健・吉村辰朗・井上基・居川信之・葛原秀雄・中村美重・図司高志・横井川博之(1998b)：琵琶湖西岸活断層系北部,饗庭野断層の第四紀後期の活動,地質調査所月報,Vol.49,No.9,p.447－p.460

(171) 小松原琢・水野清秀・寒川旭・七山太・木下博久・新見健・間野道子・吉村辰朗・井上基・葛原秀雄・図司高志・中村美重・横井川博之(1999b)：琵琶湖西岸活断層系北部・饗庭野断層の活動履歴,地震第 2 輯,Vol.51,p.379－p.394

(172) 小松原琢・水野清秀・松山紀香(2001)：琵琶湖西岸活断層系南部,特に堅田断層の補備調査,活断層・古地震研究報告,No.1,p.115－p.131

(173) 小松原琢・水野清秀・松山紀香・細矢卓志・徳田博明・藤根久(2002)：琵琶湖西岸活断層系南部・堅田断層の活動履歴調査,活断層・古地震研究報告,No.2,p.91－p.107

(174) 植村善博・太井子宏和(1990)：琵琶湖湖底の活構造と湖盆の変遷,地理学評論,Ser.A,,Vol.63,No.11,p.722－p.740

(175) 文部科学省研究開発局・東京大学地震研究所・京都大学防災研究所・独立行政法人防災科学技術研究所(2007)：大都市大震災軽減化特別プロジェクト Ⅰ 地震動（強い揺れ）の予測「大都市圏地殻構造調査研究」（平成 18 年度）成果報告書,822p

(176) 吉岡敏和・宮下由香里・杉山雄一(2000b)：琵琶湖西岸断層系酒波断層の活動履歴調査,地質調査所速報,No.EQ／00／2（平成 11 年度活断

層・古地震研究調査概要報告書）,p.119－p.126
(177) 東郷正美(2000)：微小地形による活断層判読,古今書院
(178) 産業技術総合研究所(2007)：琵琶湖西岸断層帯の活動性および活動履歴調査「基盤的調査観測対象断層帯の追加・補完調査」成果報告書,No.H18-5
(179) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2005b)：濃尾断層帯の長期評価について
(180) 徳山英一・本座栄一・木村政昭・倉本真一・芦寿一郎・岡村行信・荒戸裕之・伊藤康人・徐垣・日野亮太・野原壮・阿部寛信・坂井眞一・向山建二郎(2001)：日本周辺海域の中新世最末期以降の構造発達史（200 万分の 1）及び同説明書,海洋調査技術学会海域地質構造マップワーキンググループ,vol.13,no.1,p.27－p.53
(181) 佐々木俊法,須貝俊彦,柳田誠,守田益宗,古澤明,藤原治,守屋俊文,中川毅,宮城豊彦(2006)：東濃地方内陸小盆地埋積物の分析による過去 30 万年間の古気候変動,第四紀研究,Vol.45,No.4,p.275－p.286
(182) 財団法人日本建設情報総合センター(1999)：ボーリング柱状図作成要領(案)解説書
(183) 日本地質学会編(2009)：日本地方地質誌 5　近畿地方,朝倉書店
(184) 竹内章(2010）：北陸および信越地方における後期新生代の地質構造発達史,地質学雑誌　第 116 巻第 11 号,p.624-635
(185) 社団法人土木学会(2013)：コンクリート標準示方書　ダムコンクリート編　2013 年制定,p.34-35
(186) 社団法人日本道路協会(2012)：道路橋示方書（Ⅰ共通編・Ⅳ下部構造編）・同解説　平成 24 年 3 月,p.150-164
(187) Okada, Y. (1992) : Internal deformation due to shear and tensile faults in a half-space. Bulletin of the Seismological Society of America, vol.82-2, p.1018－p.1040.
(188) 社団法人日本電気協会電気技術基準調査委員会編(1987)：原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1987,p.89,p.170,p.184
(189) 土砂災害警戒区域等における土砂災害防止対策の推進に関する法律

（平成十二年五月八日法律第五十七号）
(190) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2025)：日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―

第1.3.1表　敷地周辺陸域の地質層序表

地質時代 ＼ 地域	地層名		主な岩相	
	丹生山地及び南条山地	野坂山地及び伊吹山地	丹生山地及び南条山地	野坂山地及び伊吹山地
新生代 第四紀 完新世	新期扇状地堆積物及び沖積層		礫，砂及びシルト	
新生代 第四紀 更新世	段丘堆積物（低位段丘堆積物／中位段丘堆積物／高位段丘堆積物）及び古期扇状地堆積物		礫，砂及びシルト	
新生代 新第三紀 鮮新世	能登野層及び古琵琶湖層群			礫，砂及びシルト
新生代 新第三紀 中新世 後期				
新生代 新第三紀 中新世 中期	国見岳安山岩及び相当層		安山岩及び安山岩質火砕岩	
	市ノ瀬層及び相当層		安山岩～流紋岩質火砕岩，礫岩，砂岩，泥岩	
	荒谷層及び相当層		泥岩，砂岩，凝灰岩等	
	国見層及び相当層	鉢伏山花崗岩	礫岩，凝灰岩及び凝灰質泥岩	花崗閃緑岩
新生代 新第三紀 中新世 前期	竹田層及び相当層	糸生層及び相当層	礫岩，砂岩，泥岩	安山岩，安山岩質火砕岩，デイサイト，デイサイト質火砕岩，泥岩等
	西谷流紋岩類		流紋岩及び流紋岩質火砕岩	
新生代 新第三紀 古第三紀	丹生花崗岩	江若花崗岩	黒雲母花崗岩	黒雲母花崗岩
中生代 白亜紀 後期	面谷流紋岩類	貝月山花崗岩	流紋岩及び流紋岩質火砕岩	黒雲母花崗岩，花崗閃緑岩
	足羽層群	雲谷山花崗岩	砂岩，泥岩，砂岩・泥岩互層，凝灰岩及び礫岩	黒雲母花崗岩
中生代 白亜紀 前期	船津花崗岩類		花崗閃緑岩，花崗岩等	
中生代 ジュラ紀	美濃–丹波帯中・古生層		泥岩，砂岩，珪質泥岩，チャート，石灰岩及び緑色岩	
中生代 三畳紀				
古生代 ペルム紀	唐木岳層	東俣層	泥岩，砂岩，石灰岩及び緑色岩	砂岩及び砂岩・泥岩互層
古生代 石炭紀				
新生代新第三紀 中新世～古第三紀	岩脈		安山岩，流紋岩，閃緑岩及び花崗斑岩	

凡例　整合境界　不整合境界　貫入境界　下限不明

第 1.3.2 表　敷地前面海域の地層区分

地層名		記録パターンの特徴	地層境界	推定される地質	分 布 範 囲
A 層		全般に白く抜けるパターン及びほぼ水平な平行層理パターンを示す。 一部で緩やかに傾斜するプログラデーションパターンを示す。	下位層と顕著な不整合関係で接する。	未固結の泥、砂及び礫。	陸域近傍や礁・堆を除く水深約120m～約130m以浅の大陸棚上に広く分布する。
B 層		陸域近傍では断続的な平行層理パターンを示す。 大陸棚では沖合方向に傾斜するプログラデーションパターンを示し、大陸棚外縁付近では一部で散乱パターンを伴う。 縁辺台地ではほぼ水平な連続する平行層理パターンを示し、局所的に散乱パターンを伴う。	大陸棚では下位層と顕著な不整合関係で接し、大陸棚外縁付近では下位層と整合関係、又はオンラップ不整合関係で接する。	未固結～半固結の泥、砂及びそれらの互層（局所的に礫層を挟在）。	陸域近傍や礁・堆を除く敷地前面海域のほぼ全域に分布し、水深約120m～約130m以浅の大陸棚においては上位層のA層に覆われており、福井港沖の一部を除き海底面には露出しない。
C 層	C_1層	大陸棚ではほぼ水平で連続する平行層理パターン又は沖合方向に傾斜するプログラデーションパターンを示す。 縁辺台地ではほぼ水平な連続する平行層理パターンを示す。	下位層と傾斜不整合関係又はオンラップ不整合関係で接する。 層内の軽微な不整合関係により、C_1層、C_2層、C_3層及びC_4層の4層に細分される。	半固結～固結した泥岩、砂岩及びそれらの互層（局所的に礫岩層を挟在）。	陸域近傍や礁・堆を除く敷地前面海域のほぼ全域に分布し、ほぼすべてを上位層に覆われている。
	C_2層				
	C_3層				
	C_4層				
D 層		ほぼ水平か西方向に傾斜した平行層理パターンを示す。	下位層と不整合関係で接する。 下位層の隆起部付近ではオンラップ不整合関係で接する。	固結した泥岩、砂岩及びそれらの互層。	敷地前面海域北西沖の音響基盤（R層）隆起部の北側、越前堆列（安島岬西方）の北西側等に分布する。 大部分を上位層に覆われているが、越前堆列の北西側の一部では海底面に露出する。
R 層		陸域近傍及び礁周辺では無層理パターンを示す。 沖合部においては、沖合方向に傾斜する平行層理パターンを示す。	上面は陸域近傍及び礁周辺で起伏に富み、その沖合ではやや平坦になっている。	堅硬な泥岩、砂岩、礫岩、凝灰岩等の堆積岩類及び火成岩類。	敷地前面海域の音響基盤で、全域に分布し、大部分を上位層に覆われているが、陸域近傍、礁や堆周辺では海底に露出する。

（音響層序区分は、不整合等の地層境界を示す音響的反射面を追跡し、これに基づき区分された各層の分布状況を把握することによって行った。）

第 1.3.3 表　敷地周辺陸域と敷地前面海域の地層対比表

区分			陸域	海域									
文献名 / 地質時代			関西電力㈱	関西電力㈱	関西電力㈱	日本原子力発電㈱	海上保安庁水路部 ※1		海上保安庁海洋情報部	地質調査所 ※2		福井県	田中・小草
			美浜発電所敷地周辺	美浜発電所敷地前面	大飯発電所敷地前面	敷地前面	若狭湾東部 (1980a)	若狭湾西部 (1980b)	加賀-福井沖 (2004)	経ヶ岬沖 (1993)	ゲンタツ瀬 (2000)	柳ヶ瀬断層帯 (1997)	山陰沖 (1981)
第四紀	完新世		沖積層 新期扇状地堆積物	A	A	A	I_W	I_W	I	T2 F.	T2 F.	P_1	e
	更新世	後期	段丘堆積物 古期扇状地堆積物	B	B	B	II_W	II_W	II				
		中期		C_1	C	C_1						P_2	
		前期	能登野層 古琵琶湖層群	C_2		C_2			III			P_3	
				C_3		C_3						P_4	
新第三紀	鮮新世	後期		C_4		C_4	III_W	III_W		T1 F.	T1 F.		d_2
		前期		D		D			IV	H2 F. / H1 F.	H2 F. / H1 F.		d_1
	中新世	後期		R	R	R			V	K2 F.	K2 F.	B	c
		中期	国見岳安山岩及び相当層 市ノ瀬層 荒谷層				IV_W	IV_W	VI				b
		前期	国見層及び相当層 糸生層及び相当層 竹田層及び相当層 西谷流紋岩類 鉢伏山花崗岩						VII	K1 F.	K1 F.		a
先新第三紀			美濃－丹波帯 中・古生層 江若花崗岩等				V_W	V_W					

※1：現 海上保安庁海洋情報部　　※2：現 産業技術総合研究所

第1.3.4表(1)　敷地前面海域の断層一覧表（その1）

項目＼断層名	Ｆ－0	Ｆ－2	Ｆ－2b	Ｆ－3	Ｆ－3b	Ｆ－4･5･6･7･8･9･11	Ｆ－10a	Ｆ－10b	Ｆ－12･13	Ｆ－12b
長　　さ	最　大 16.6km	最　大 6.2km	最　大 3.6km	最　大 4.5km	最　大 1.7km	10.8km以上	最　大 3.2km	最　大 1.0km	最　大 4.5km	0.5km以上
相対的落下側	WNW	W	WNW	WSW ～WNW	WNW	W～SW	NE	ENE	WSW	SW
走　　向	NNE－SSW	N－S	NNE－SSW	NNW-SSE ～NNE-SSW	NNE－SSW	N－S ～NW-SE	NW－SE	NNW－SSE	NNW－SSE	NW－SE
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	Ａ層	北部：Ｂ層 南部：Ａ層 （海底）	Ｂ層	北端部：Ａ層 北　部：Ａ層下部 南　部：Ｂ層	Ｂ層	Ａ層（海底）	北西部：C_2層 中央部：C_1層 南東部：Ｂ層	Ｂ層 一部でＢ層下部	Ａ層	Ｂ層
断層により変位又は変形を受けていない地層	なし	北部：Ａ層 南部：なし	Ａ層	北端部：なし 北　部：Ａ層上部 南　部：Ａ層	Ａ層	なし	北西部：Ａ層，Ｂ層，C_1層 中央部：Ａ層，Ｂ層 南東部：Ａ層	Ａ層 一部でＢ層上部	なし	Ａ層

項目＼断層名	Ｆ－12c	Ｆ－14	Ｆ-14b･15b	Ｆ－15	Ｆ－15c	Ｆ－17･18･19	Ｆ－21	Ｆ－22	Ｆ－23･24	Ｆ－28
長　　さ	1.8km以上	最　大 1.7km	9.4km以上	最　大 4.1km	最　大 1.1km	最　大 6.7km	最　大 2.0km	最　大 2.9km	2.9km以上	最　大 2.3km
相対的落下側	WSW	SW	SW	SW	SW	SW	W	SW	SW	W
走　　向	NNW－SSE	NW－SE	NW－SE	NW－SE	NW－SE	NW－SE	N－S	NW－SE	NW－SE	N－S
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	北西部：Ａ層 南東部：Ａ層下部	Ａ層下部	Ｂ層	北西部：Ｂ層 中央部：Ａ層 南東部：Ｂ層	Ｂ層	Ｂ層下部	Ｂ層	Ｂ層	北　部：Ｂ層 中央部：Ａ層 南　部：Ｂ層	Ｂ層下部
断層により変位又は変形を受けていない地層	北西部：なし 南東部：Ａ層上部	Ａ層上部	Ａ層	北西部：Ａ層 中央部：なし 南東部：Ａ層	Ａ層	Ａ層，Ｂ層上部	Ａ層	Ａ層	北　部：Ａ層 中央部：なし 南　部：Ａ層	Ａ層，Ｂ層上部

項目＼断層名	Ｆ－29	Ｆ－30	Ｆ－31	Ｆ－32･45	Ｆ－38	Ｆ－39･40	Ｆ－39b	Ｆ－41	Ｆ－42	Ｆ－43
長　　さ	最　大 3.7km	最　大 6.7km	最　大 0.7km	10.2km以上	最　大 1.0km	3.6km以上	0.6km以上	2.2km以上	最　大 2.8km	最　大 0.9km
相対的落下側	W	ENE	W	E	NNE	SW	WSW	W	NW	SW
走　　向	N－S	NNW－SSE	N－S	N－S	WNW－ESE	NW－SE	NNW－SSE	N－S	NE－SW	NW－SE
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	北部：C_1層 南部：C_1層下部	北部：C_1層 南部：C_2層下部	C_1層下部	北端部：Ｂ層下部 北　部：Ｂ層 南　部：Ａ層下部 南端部：Ｂ層下部	Ｂ層下部	Ａ層下部	Ａ層下部	北部：Ｂ層 南部：Ａ層下部	C_1層	Ｂ層下部
断層により変位又は変形を受けていない地層	北部：Ａ層，Ｂ層 南部：Ａ層，Ｂ層，C_1層上部	北部：Ａ層，Ｂ層 南部：Ａ層，Ｂ層，C_1層，C_2層上部	Ａ層，Ｂ層，C_1層上部	北端部：Ｂ層上部 北　部：Ａ層 南　部：Ａ層上部 南端部：Ｂ層上部	Ａ層，Ｂ層上部	Ａ層上部	Ａ層上部	北部：Ａ層 南部：Ａ層上部	Ａ層，Ｂ層	Ａ層，Ｂ層上部

第1.3.4表(2)　敷地前面海域の断層一覧表（その2）

項目＼断層名	F－44	F－44b	F－44c	F－44d	F－44e	F－47	F－48	F－49	F－50･51
長　　さ	最　大 2.7km	1.3km以上	最　大 0.7km	最　大 0.8km	最　大 1.2km	最　大 6.8km	最　大 8.8km	最　大 7.3km	8.0km以上
相対的落下側	WSW	WSW	SW	SW	WSW	ENE	W	W	W
走　　向	NNW－SSE	NNW－SSE	NW－SE	NW－SE	NNW－SSE	NNW－SSE	N－S	N－S	N－S
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	B層下部	C_1層	A層	B層	B層	B層下部	北　部：B層下部 中央部：A層 （一部で海底） 南　部：B層下部	北　部：B層下部 中央部：A層（海底） 南　部：B層下部 南端部：C_1層	北　部：A層(海底) 中央部：A層 南　部：B層 南端部：B層
断層により変位又は変形を受けていない地層	A層，B層上部	A層，B層上部	なし	A層	A層	B層上部	北　部：B層上部 中央部：なし 南　部：B層上部	北　部：A層， B層上部 中央部：なし 南　部：A層， B層上部 南端部：B層	北　部：なし 中央部：なし 南　部：A層 南端部：なし

項目＼断層名	F－52･56･64a	F－54･55	F－56b	F－57	F－58	F－59	F－60	F－61	F－62a
長　　さ	最　大 8.7km	最　大 1.5km	最　大 1.0km	最　大 1.0km	最　大 2.6km	最　大 2.2km	最　大 0.7km	最　大 1.6km	最　大 1.4km
相対的落下側	WNW ～W	W	WNW	WNW	WSW	W	SW	WNW	W
走　　向	NNE－SSW ～N-S	N－S	NNE－SSW	NNE－SSW	NNW－SSE	N－S	NW－SE	NNE－SSW	N－S
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	北 端 部：B層下部 北　　部：A層（海底） 中央部北：B層下部，一部でB層 中央部南：C１層 南　　部：B層下部 南 端 部：C１層	北部：A層 （海底） 南部：B層下部	B層下部	B層下部	北部：B層下部 中部：B層 南部：B層， 一部でB層下部	C_1層 一部でC_1層下部	C_1層下部	北部：B層下部 南部：C_1層	北部：B層下部 南部：C_2層
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	北 端 部：A層，B層上部 北　　部：なし 中央部北：A層，B層上部，一部でA層 中央部南：A層，B層 南　　部：A層，B層上部 南 端 部：B層	北部：なし 南部：B層上部	A層，B層上部	A層，B層上部	北部：B層上部 中部：なし 南部：A層， 一部でB層上部	A層，B層 一部でA層，B層， C_1層上部	A層，B層， C_1層上部	北部：A層， B層上部 南部：A層，B層	北部：A層， B層上部 南部：A層，B層

項目＼断層名	F－62b	F－63	F－64b	F－65	F－67	F－68	F－69・70a	F－70b	F－71･72･75	F－73
長　　さ	最　大 0.6km	最　大 1.6km	最　大 2.6km	最　大 1.7km	最　大 8.5km	最　大 10.6km	最　大 6.7km	最　大 2.6km	最　大 10.6km	最　大 2.8km
相対的落下側	WSW	WSW	W	NE	NW	NW	WSW	WSW	WSW	WSW
走　　向	NNW－SSE	NNW－SSE	N－S	NW－SE	NE－SW	NE－SW	NNW－SSE	NNW－SSE	NNW－SSE	NNW－SSE
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	北部：C_2層下部 南部：C_1層	北部：C_1層 南部：C_2層	B層	北部：C_2層 南部：C_2層下部	B層下部	北東部：B層下部 （海底） 南西部：C_2層	北　部：C_1層 中央部：A層（海底） 南　部：B層下部	C_1層	北端部：C_1層 中南部：A層（海底）	北部：B層下部 南部：B層
断層により変位又は変形を受けていない地層	北部：A層，B層， C_2層上部 南部：A層，B層	北部：B層 南部：B層	なし	北部：A層，B層， C_1層 南部：A層，B層， C_1層， C_2層上部	B層上部	北東部：なし 南西部：B層，C_1層	北部：A層，B層上部 中央部：なし 南部：A層，B層上部	A層，B層	北端部：A層，B層 中南部：なし	北部：A層， B層上部 南部：なし

第1.3.4表(3)　敷地前面海域の断層一覧表（その3）

項目＼断層名	F－74	F－75･76・78	F－81	F－83	F－84･86	F－85	F－91	F－92	F－104	F－105
長　　さ	最　大 1.6km	最　大 5.6km	最　大 2.6km	最　大 1.2km	7.2km以上	最　大 1.0km	最　大 4.8km	最　大 7.3km	最　大 4.5km	最　大 21.4km
相対的落下側	W	SW	SW	WSW	W	WNW	E	S	NNE	SSE
走　　向	N－S	NW－SE	NW－SE	NNW－SSE	N－S	NNE－SSW	N－S	E－W	WNW－ESE	ENE－WSW
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	B層 （一部で海底）	北西部：A層（海底） 南東部：B層下部 南東端：C１層	A層	C_2層下部	A層	B層下部	B層下部	中東部：B層下部 西　部：C_2層下部	C_1層	東部：C_1層 西部：B層下部
断層により変位又は変形を受けていない地層	なし	北西部：なし 南東部：A層， B層上部 南東端：A層，B層	なし	A層，B層，C_1層， C_2層上部	なし	B層上部	B層上部	中東部：B層上部 西　部：B層，C_1層， C_2層上部	B層， C_1層上部	東部：B層 西部：B層上部

項目＼断層名	F－A	F－B	F－C	F－D	F－E	F－F	F－G	F－213	F－233	F－236
長　　さ	最　大 0.8km	最　大 2.0km	最　大 0.9km	最　大 0.7km	最　大 0.7km	最　大 1.0km	最　大 2.5km	11.2km以上	最　大 5.6km	最　大 6.9km
相対的落下側	W	E	WSW	SW	SW	W	E	W	WSW	W
走　　向	N－S	N－S	NNW－SSE	NW－SE	NW－SE	N－S	N－S	N－S	NNW－SSE	N－S
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	C_1層	A層下部	B層下部	C_1層下部	北西部：B層下部 南東部：C_1層	北　部：A層 中央部：A層 南　部：C層	B層	B層	A層	A層
断層により変位又は変形を受けていない地層	A層，B層	A層上部	A層，B層上部	A層，B層， C_1層上部	北西部：A層， B層上部 南東部：A層，B層	北　部：なし 中央部：なし 南　部：A層，B層	A層	なし	なし	なし

項目＼断層名	F－236b	F－237
長　　さ	5.5km以上	最　大 4.7km
相対的落下側	SW	W
走　　向	NW－SE	N－S
断層により変位又は変形の可能性がある最上位層	B層	B層
断層により変位又は変形を受けていない地層	なし	なし

第 1.3.5 表　変動地形・リニアメント判読基準

分類 (ランク)	山地・丘陵内		段丘面，扇状地等の平坦面上	
	崖・鞍部等	尾根・水系の屈曲	崖・溝状凹地	撓み・傾斜面
A 判読要素の内容から(断層の運動センスや累積性等が推定され)断層の存在がかなり確実に想定できる.	・新鮮な崖等の連続からなり，山地高度・丘陵高度に一様な高度差が認められるものでかつ，延長上の段丘面に同方向の崖が認められるもの.	・尾根・水系が長い区間で同方向に屈曲し，かつ屈曲は鮮明であり，河川の規模と屈曲量との相関あるいは閉塞丘，風隙等の特異な地形が認められるもの.	・崖，溝状凹地等からなり，方向が水系の側刻方向と異なり，かつ， (1)時代の異なる複数の段丘面に連続し，古い段丘面ほど比高が大きいもの. (2)崖面が段丘面の傾斜方向とは逆向きを示すもの. (3)山地・丘陵内の明瞭な崖等に連続するもの.	・撓み量，傾斜角が大きく，延長が長いものあるいは延長は短いが，撓み量，傾斜角が大きく，段丘面の傾斜方向とは逆向きであるもの.
B 判読要素の内容から(断層の運動センスや累積性等が推定され)断層の存在も想定できる.	・崖等の連続からなり，山地高度・丘陵高度に一様な高度差が認められるもので， (1)地形形態は鮮明であるものが，段丘面との関係が不明なもの. (2)地形形態はやや不鮮明であるが，延長上の段丘面に同方向の崖が認められるもの.	・尾根・水系が同方向に屈曲し，かつ屈曲は鮮明であり， (1)連続区間も長いが，河川の規模と屈曲量との相関あるいは閉塞丘，風隙等の特異な地形のいずれも認められないもの. (2)連続区間は短いが，河川の規模と屈曲量との相関あるいは閉塞丘，風隙等の特異な地形のいずれかが認められるもの.	・崖，溝状凹地からなり，方向が水系の側刻方向であるが， (1)時代の異なる複数の段丘面に連続し，古い段丘面ほど比高が大きいもの. (2)崖面が段丘面の傾斜方向とは逆向きを示すもの. (3)山地・丘陵内の明瞭な崖等に連続するもの.	・撓み量，傾斜角は小さいが，段丘面の傾斜方向とは逆向きのもの. ・撓み量，傾斜角が大きいが，延長は短く，段丘面の傾斜と同方向であるもの.
C 判読要素の内容から(断層の運動センスや累積性等が推定され)断層の存在が疑われる.	・崖等の連続からなり，山地高度・丘陵高度に一様な高度差があるが，地形形態は一部で不鮮明かあるいは不連続となるもの.	・尾根・水系が同方向に屈曲するが，河川の規模と屈曲量との相関が認められないもので， (1)連続区間は長いが，屈曲は不鮮明なもの. (2)屈曲は鮮明であるが，連続区間が短いもの.	・崖，溝状凹地等からなり，比高が小さく，一部で不鮮明かあるいは不連続となるもの.	・撓みの形態が不鮮明あるいは傾斜角は小さく，段丘面の傾斜と同方向であるもの.
D 判読要素の内容から(断層の運動センスや累積性等が推定され)断層の存在が完全に否定できない.	・崖等の連続からなるが，山地高度・丘陵高度にみられる高度差は局所的で一様でないもの.	・尾根・水系が同方向に屈曲しているが，連続区間が極めて短いもの.	・崖，溝状凹地等からなり，不鮮明なもの.	・撓みの形態が不鮮明あるいは傾斜角は小さく，短いもの.

第 1.3.6 表　敷地周辺海域の主要断層評価一覧表

<table>
<tr><th>断層名
項目</th><th colspan="2">$F_{GA}3$ 及び$F_{GA}4$</th><th colspan="4">$F_{G}1$</th></tr>
<tr><td rowspan="2">音波探査記録の解析結果</td><td>上部更新統
以上への影響</td><td>（東部の断層群）
約 10km（F－93・95）、約 7km（F－94）、約 8km（F－96）、約 8km（F－97）、約 4km（F－98）、約 11km（F－99）、約 3km（F－99b）、約 22km（F－100・101）及び約 4km（F－232）において、断層が認められるか、推定される。

（西部の断層群）
約 4km（F－106）、約 9km（F－107）、約 21km（F－108・110・111）及び約 8km（F－109）において、断層が認められるか、推定される。

（南部の断層群）
約 7km（F－92）、約 17km（F－103）及び約 17km（F－105）において、断層が認められるか、推定される。</td><td>上部更新統
以上への影響</td><td>（東部の断層群）
約 4km、約 10km 及び約 23km において、断層が認められるか、推定される。</td><td>中部更新統
以上への影響</td><td>（西部の断層）
約 29km において、断層が認められるか、推定される。</td></tr>
<tr><td>中部更新統
以下への影響</td><td>（東部の断層群）
約 2km（F－87）、約 11km（F－89・102）、約 10km（F－93・95）、約 7km（F－94）、約 8km（F－96）、約 8km（F－97）、約 4km（F－98）、約 11km（F－99）、約 3km（F－99b）、約 22km（F－100・101）及び約 4km（F－232）において、断層が認められるか、推定される。

（西部の断層群）
約 17km（F－106）、約 9km（F－107）、約 23km（F－108・110・111）、約 8km（F－109）及び約 13km（F－112）において、断層が認められるか、推定される。

（南部の断層群）
約 8km（F－92）、約 17km（F－103）、約 5km（F－104）及び約 22km（F－105）において、断層が認められるか、推定される。</td><td>中部更新統
以下への影響</td><td>（東部の断層群）
約 4km、約 13km 及び約 23km において、断層が認められるか、推定される。</td><td>下部更新統
以下への影響</td><td>（西部の断層）
約 29km 区間において、断層が認められるか、推定される。</td></tr>
<tr><td>評　価</td><td colspan="2">（東部の断層群）
上部更新統以上への影響が認められる断層については、一連の断層構造として、約 31km の区間を$F_{GA}3$ 東部とし、耐震設計上考慮する。
（西部の断層群）
上部更新統以上への影響が認められる断層については、一連の断層構造として、約 21km の区間を$F_{GA}3$ 西部とし、耐震設計上考慮する。
$F_{GA}3$ 東部と$F_{GA}3$ 西部は近接し、北側隆起で特徴が類似していることから、両断層をあわせた約 51km を$F_{GA}3$ 断層と評価する。
（南部の断層群）
上部更新統以上への影響が認められる断層については、約 7km、約 23km 及び約 17km の区間を$F_{GA}4$ 東部断層、$F_{GA}4$ 西部断層及び$F_{GA}4$ 北部断層とし、耐震設計上考慮する。
また、$F_{GA}4$ 西部断層は、西側に約 9km の Fo－201 断層及び東側に$F_{GA}4$ 東部断層が近接することから、これらの断層との連動（約 39km）を考慮する。</td><td colspan="4">（東部の断層群）
上部更新統以上への影響が認められる断層については、一連の断層構造として、約 38km の区間を$F_{G}1$ 東部断層とし、耐震設計上考慮する。
（西部の断層）
中部更新統以上への影響が認められる断層については、約 29km の区間を$F_{G}1$ 西部断層とし、耐震設計上考慮する。
$F_{G}1$ 東部と$F_{G}1$ 西部は近接し、北西側隆起で特徴が類似していることから、両断層あわせた約 60km を$F_{G}1$ 断層と評価する。</td></tr>
</table>

第1.4.1表　敷地近傍の地質層序表

<table>
<tr><th colspan="3">地質年代</th><th colspan="2">地層名</th><th>主な岩相・層相</th></tr>
<tr><td rowspan="12">新生代</td><td rowspan="8">第四紀</td><td rowspan="4">完新世</td><td colspan="2">沖積層</td><td>礫・砂・シルト</td></tr>
<tr><td colspan="2">崖錐堆積物</td><td>礫・砂</td></tr>
<tr><td colspan="2">新期扇状地堆積物</td><td>礫・砂</td></tr>
<tr><td colspan="2">砂丘堆積物</td><td>砂</td></tr>
<tr><td rowspan="4">更新世</td><td colspan="2">河成低位段丘堆積物</td><td>礫・砂</td></tr>
<tr><td colspan="2">古期扇状地堆積物2</td><td>礫・砂</td></tr>
<tr><td colspan="2">河成中位段丘堆積物</td><td>礫・砂・シルト</td></tr>
<tr><td colspan="2">古期扇状地堆積物1</td><td>礫・砂・シルト</td></tr>
<tr><td>新第三紀</td><td>中新世</td><td rowspan="3">岩脈</td><td>ドレライト</td><td>ドレライト</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">古第三紀</td><td>閃緑岩類</td><td>石英閃緑岩及び花崗閃緑岩</td></tr>
<tr><td>石英斑岩</td><td>石英斑岩</td></tr>
<tr><td rowspan="3">中生代</td><td colspan="2" rowspan="2">白亜紀後期</td><td rowspan="2">江若花崗岩</td><td>細粒黒雲母花崗岩</td><td>細粒黒雲母花崗岩</td></tr>
<tr><td>粗粒黒雲母花崗岩</td><td>粗粒黒雲母花崗岩</td></tr>
<tr><td rowspan="4">古生代</td><td colspan="2" rowspan="4">白亜紀前期～石炭紀</td><td rowspan="4">美濃-丹波帯中・古生層</td><td>混在岩</td><td>混在岩</td></tr>
<tr><td>砂岩</td><td>砂岩</td></tr>
<tr><td>砂岩泥岩互層</td><td>砂岩泥岩互層</td></tr>
<tr><td>チャート</td><td>チャート</td></tr>
</table>

第1.5.1表　敷地の地質層序表

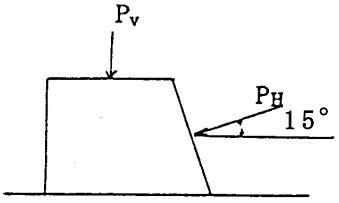
地質年代			地層名		主な岩相・層相
新生代	第四紀	完新世	沖積層		礫・砂・シルト
		更新世			
	新第三紀	中新世	岩　脈		ドレライト
	古第三紀		江若花崗岩	細粒黒雲母花崗岩	細粒黒雲母花崗岩
中生代	白亜紀後期			粗粒黒雲母花崗岩	粗粒黒雲母花崗岩 （一部中粒黒雲母花崗岩）

第 1.5.2 表　敷地内の熱水による変質区分対応表

変質区分	ボーリング調査での区分※	剥ぎ取り調査での区分
変質１	肉眼的に変質鉱物の存在が認められないもの。	全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質２	原岩組織を完全に残し、変質程度（脱色）が低いもの。あるいは非変質部の割合が高いもの(肉眼で 50%以上)。	原岩組織を残し、弱く脱色している程度。長石の変質（淡桃色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質３	肉眼で変質が進んでいると判定できるが、原岩組織を明らかに残し、原岩判定が容易なもの。又は非変質部を残すものおよび網目状変質部。	原岩組織を残すが、長石の強い変質（濃桃色化)、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質４	構成鉱物、岩片等が変質鉱物で完全に置換され、原岩組織を全く～殆ど残さないもの。	原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。あるいは珪化している。

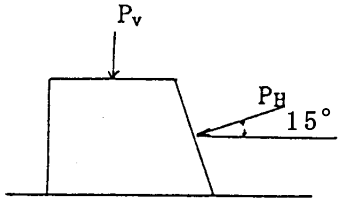
※財団法人日本建設情報総合センター(1999)[182]の変質区分を参照

第1.6.1表　ロックせん断試験内容（〔C_M〕級）

試験No.	岩級	Pv（N/mm²）	
R-1	C_M	0.10	 $\sigma_N = \frac{Pv + P_H \sin 15°}{A}$
R-2	C_M	0.50	
R-3	C_M	1.00	
R-4	C_M	1.50	
R-5	C_M	0.10	
R-6	C_M	0.50	
R-7	C_M	1.50	
R-8	C_M	0.10	
R-9	C_M	0.50	
R-10	C_M	1.00	

（σ_N：鉛直応力　A：せん断面積）

第1.6.2表　ロックせん断試験内容（〔C_L〕級）

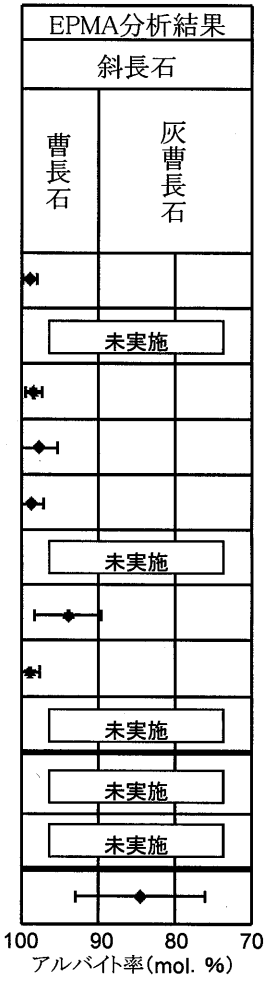
試験No.	岩級	Pv（N/mm²）	
R-11	C_L	0.10	 $\sigma_N = \frac{Pv + P_H \sin 15°}{A}$
R-12	C_L	0.50	
R-13	C_L	1.00	
R-14	C_L	1.50	

（σ_N：鉛直応力　A：せん断面積）

第 1.6.3 表　破砕部の XRD 分析結果

		試料 No.	スメクタイト 面指数 (0 0 1)	雲母粘土鉱物 面指数 (0 0 2)	カオリン鉱物 面指数 (0 0 1)	緑泥石 面指数 (0 0 1)	ハロイサイト 面指数 (0 0 1)	石英 面指数 (0 1 1)	斜長石 面指数 (0 0 2)	カリ長石 面指数 (0 1 1)
敷地内破砕帯※	B	3UNB-B1	△	○	○			◎		－
	B	3UT-B1	◎	○	△			◎		－
	C	3UK-B2	△	△	○			◎	△	○
	D	3UK-B1	○	・	－			○		△
	E	3UNA-B3	△	△	－			◎		－
	Ⅱ－S－3	No19 22.7m	○	－	○			◎		－
	Ⅱ－S－4	1・2U-B2	◎	－				◎	－	○
	F－M1－1	3UH-B1	◎		－			◎	△	△
	F－M3－9	3US-B1	－	・	－			◎	△	△
風化部	強風化花崗岩	強風化花崗岩②		△		－	・	◎	△	○
	風化花崗岩	風化花崗岩④		・		・	・	◎	○	○
新鮮岩		M1-granite		－				◎	◎	◎

※XRD分析は粘土状破砕部で実施
EPMA分析は粘土状破砕部では斜長石がほとんどないため、破砕部近傍試料（破砕部極近傍の変質した母岩）で実施



－XRD分析結果の凡例－
◎：多い
○：ある
△：少ない
－：疑わしい
・：水簸のみで確認

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

－EPMA分析結果の凡例－
アルバイト率の平均
（エラーバーは±1σ）

第 1.6.4 表　破砕帯の最新の運動センスと現在の広域応力場との関係

	破砕帯	破砕部	走向/傾斜	条線角度 ( )内は露頭データ	運動センスの履歴					備考
					粘土状破砕部		カタクレーサイト			
					活動時期 ③※	活動時期 ②※	活動時期 ①※			
敷地内破砕帯	B	3UNB-B1	N33E/70S	(70° SW, 80° NE)	正	—	正	—	—	
		3UT-B1	N46E/62SE	70° SW,(60° SW)	右・正	—	—	—	—	
	C	3UK-B2	N43E/52S	(85° NE)	左・正	—	正	—	—	
	D	3UK-B1	N20E/62SE	50° NE, 69° NE, (80° NE)	左・正	—	—	—	—	
	E	3UNA-B3	N55E/40S	65° SW	右・正	—	正	—	—	条線角度はボーリングNo.6孔のデータ
	Ⅱ－S－3	No.19孔	N32E/82SE	70° NE	左・正	逆	正	逆	—	
	Ⅱ－S－4	1・2U-B2	N5E/65W	70° NE (80° SW, 85° NE)	右・正	—	正	—	—	カタクレーサイト中に黒雲母の塑性変形あり
	F－M1－1	3UH-B1	N53E/63S	45° SW, 70° SW	右・正	逆	－	逆	正	カタクレーサイト中に黒雲母の塑性変形あり
	F－M3－9	3US-B1	N63E/73S	74° NE, 90°	—	—	左・正	逆	—	カタクレーサイト中に黒雲母の塑性変形あり

注）横ずれセンスと縦ずれセンスを併記している場合、卓越方向のセンスをアンダーバーで示している。 運動センスが観察できたもの以外は、“－”で示している。

※古い時期から活動時期①、②、③とする。

第 1.6.5 表　破砕帯の条線観察結果と現在の応力場に対する最適すべり角

	破砕帯	破砕部	走向/傾斜	条線の角度 ( )内は露頭データ	条線情報			最適すべり角	ミスフィット角
					STRIKE	DIP	RAKE		
					(°)	(°)	(°)	(°)	(°)
敷地内破砕帯	B	3UNB-B1	N33E/70S	(70° SW)	33.0	70.0	250.0	155.6	94.4
				(80° NE)	33.0	70.0	280.0	155.6	124.4
		3UT-B1	N46E/62SE	70° SW	46.0	62.0	250.0	160.5	89.5
	C	3UK-B2	N43E/52S	(85° NE)	43.0	52.0	275.0	148.2	126.8
	D	3UK-B1	N20E/62SE	50° NE	20.0	62.0	310.0	125.3	175.3
				69° NE	20.0	62.0	291.0	125.3	165.7
	E	No.6　17.3m付近	N40E/68SE	65° SW	40.0	68.0	245.0	160.5	84.5
	Ⅱ－S－3	No.19　22.7m付近	N32E/82SE	70° NE	32.0	82.0	290.0	171.9	118.1
	Ⅱ－S－4	1･2U-B2	N5E/65W	70° NE	185.0	65.0	250.0	106.2	143.8
	F－M1－1	3UH-B1	N53E/63S	45° SW	53.0	63.0	225.0	168.1	56.9
				70° SW	53.0	63.0	250.0	168.1	81.9

第1.6.6表　岩石試験結果平均値表

採取位置	H+2	I+2	M3-3
密度（g/cm³）	2.560	2.585	2.569
吸水率（%）	0.87	0.59	1.39
有効間隙率（%）	2.22	1.52	3.52
P波速度（km/s）	4.88	5.47	5.00
S波速度（km/s）	2.40	2.93	2.54
動弾性係数（×10⁵kg/cm²）	4.01	5.83	4.49
動的ポアソン比	0.34	0.30	0.33
引張強度（kg/cm²）	-	-	45
一軸圧縮強度（kg/cm²）	883	1,565	473
静弾性係数（×10⁵kg/cm²）	-	-	4.29
静的ポアソン比	-	-	0.24
せん断強度（kg/cm²）	-	-	50
内部摩擦角	-	-	51.9°

第1.6.7表　P波速度、S波速度及び動弾性係数

調査箇所	P波速度 Vp（km/s）	S波速度 Vs（km/s）	動弾性係数 （kg/cm²）
A坑	4.23	1.67	209,000
B坑	3.88	1.65	199,250
D坑	3.60	1.50	165,000

第1.6.8表(1)　平板載荷試験による静弾性係数一覧表

（載荷板直径60cm）

試験位置	岩級	載荷方向	割線弾性係数 (N/mm²)
CM-PV1	C_M	鉛直	9,360
CM-PV2	C_M	鉛直	6,030
CM-PH1	C_M	水平	3,780
CM-PH2	C_M	水平	2,920
CM-PH3	C_M	水平	7,140

第1.6.8表(2)　平板載荷試験による静弾性係数一覧表

（載荷板直径30cm）

試験位置	岩級	載荷方向	割線弾性係数 (N/mm²)
CL-PV1	C_L	鉛直	600
CL-PV2	C_L	鉛直	760
CL-PH1	C_L	水平	1,190
CL-PH2	C_L	水平	470
CL-PH3	C_L	水平	980

第1.6.9表　ＰＳ検層結果

岩級	Ｐ波速度 Ｖｐ(km/s)	Ｓ波速度 Ｖｓ(km/s)
土質材料	1.44	0.24
Ｄ級	2.04	0.54
C_L級	3.09	1.20
C_M級	4.44	2.15
C_H級	4.92	2.56

第1.7.1表　簡便法によるすべり安全率一覧表

	評価対象施設	評価対象断面	簡便法による 最小すべり安全率
基礎地盤の安定性評価	原子炉格納施設及び 原子炉補助建屋	D－D’	10.5
		E－E’	7.5
	空冷式非常用発電装置※1	F－F’	56.0
	海水ポンプ室※2	I－I’	18.4
		J－J’	20.0
	海水管トレンチ	K－K’	31.1
	燃料油貯蔵タンク基礎		
	緊急時対策所※1	L－L’	24.3
		M－M’	16.5
	防潮堤	D－D’	29.7
周辺斜面の安定性評価	原子炉格納施設周辺斜面	F－F’	13.9
	燃料油貯蔵タンク 周辺斜面	K－K’	31.2

※1　常設重大事故等対処施設として評価する。

※2　海水ポンプ室は常設重大事故等対処施設に分類されるが、耐震重要施設である海水ポンプ等を支持する建物・構築物でもあるため、耐震重要施設として評価する。

第 1.7.2 表（１）　解析用物性値（その１）

		物理性		静的変形特性		動的変形特性			減衰定数
		単位体積重量 (kN/m^3)		静弾性係数 (N/mm^2)	静ポアソン比	初期せん断弾性係数 (N/mm^2)		動ポアソン比	
		原子炉格納施設基礎地盤及び周辺斜面	使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設のうち南西側斜面			原子炉格納施設基礎地盤及び周辺斜面	使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設のうち南西側斜面		
花崗岩ドレライト※	CH級	25.5	同左	5,800	0.27	17,000	同左	0.31	0.03
	CM級	25.2		5,800	0.27	11,000		0.35	0.03
	CL級	22.9		800	0.39	3,300		0.41	0.03
	D級	19.8	20.4	30	0.49	590 G/Go～γ曲線は第1.7.6図参照	610 G/Go～γ曲線は第1.7.6図参照	0.46	H～γ曲線は第1.7.6図参照
堆積物・埋戻土・盛土等		18.1	—	13	0.49	100 G/Go～γ曲線は第1.7.7図参照	—	0.49	H～γ曲線は第1.7.7図参照
破砕帯		19.8	20.4	20	0.48	590 G/Go～γ曲線は第1.7.8図参照	610 G/Go～γ曲線は第1.7.8図参照	0.46	H～γ曲線は第1.7.8図参照

G（N/mm^2）：せん断弾性係数，Go（N/mm^2）：初期せん断弾性係数，γ：せん断ひずみ　h：減衰定数

※ドレライトについては花崗岩の物性値を流用

第1.7.2表(2)　解析用物性値（その2）

		強度特性（平均値）			強度特性（地盤物性のばらつきを考慮※1）		
		せん断強度 (N/mm^2)	内部摩擦角 (度)	残留強度 (N/mm^2)	せん断強度 (N/mm^2)	内部摩擦角 (度)	残留強度 (N/mm^2)
花崗岩 ドレライト※2	CH級	2.3	52	$1.64\sigma_n^{0.76}$	1.5	52	$1.30\sigma_n^{0.76}$
	CM級	2.3	52	$1.64\sigma_n^{0.76}$	1.5	52	$1.30\sigma_n^{0.76}$
	CL級	1.7	52	$1.52\sigma_n^{0.67}$	1.4	52	$1.31\sigma_n^{0.67}$
	D級	0.27	38	$0.23+\sigma_n \cdot \tan 38°$	0.20	38	$0.07+\sigma_n \cdot \tan 38°$
堆積物・ 埋戻土・盛土等		0.23	34	$\sigma_n \cdot \tan 34°$	0.21	34	$\sigma_n \cdot \tan 34°$
破砕帯		0.07	26	$\sigma_n \cdot \tan 26°$	0.05	26	$\sigma_n \cdot \tan 26°$

σ_n (N/mm^2) ：すべり面に対する直応力

※1 地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率については、せん断強度及び残留強度を1σ低減した物性値で算出

※2 ドレライトについては花崗岩の物性値を流用

第1.7.3表　支持力に対する解析結果（Ｄ－Ｄ’）

対象建屋	基準地震動	地震時最大接地圧 （N/mm²）
原子炉格納施設	Ss－1（＋，－）	3.7 〔24.55〕
原子炉補助建屋	Ss－3	2.4 〔10.48〕

※1　基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、
（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。

※2　〔〕は発生時刻（秒）を示す。

※3　地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

第1.7.4表　支持力に対する解析結果（Ｅ－Ｅ’）

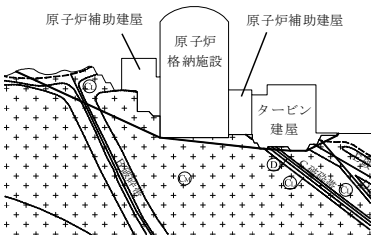
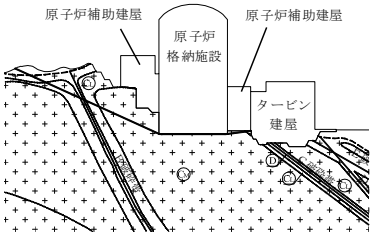
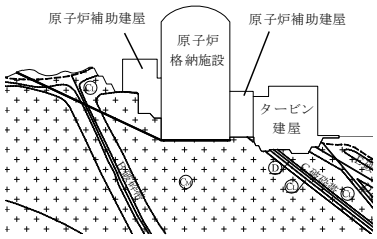
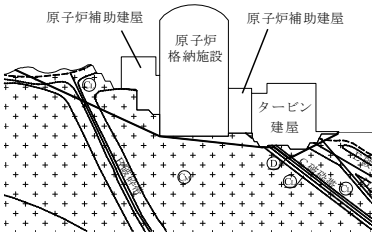
対象建屋	基準地震動	地震時最大接地圧 （N/mm²）
原子炉格納施設	Ss－3	4.1 〔9.85〕
原子炉補助建屋	Ss－3	8.1 〔9.86〕

※1　基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、
（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。

※2　〔〕は発生時刻（秒）を示す。

※3　地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

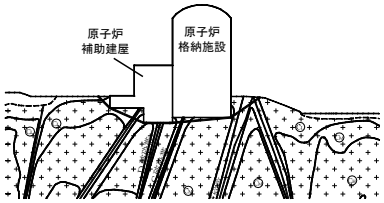
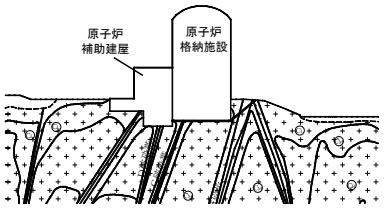
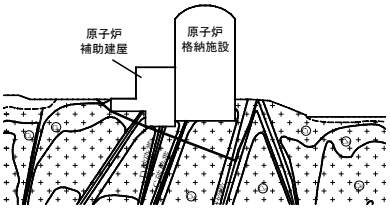
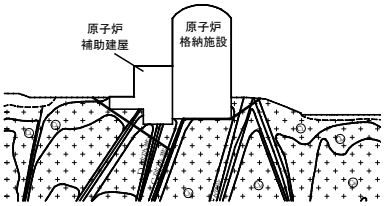
第1.7.5表 すべり安全率一覧表（Ｄ－Ｄ’）

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－14	3.8 〔9.64〕
2		Ss－1(－，－)	3.3 〔18.18〕
3		Ss－15	(3.2) 〔10.19〕 (2.3)
4		Ss－1(－，－)	3.6 〔18.18〕

凡例　——— すべり面　(　) すべり安全率の最小値

※1 基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。
※2 すべり安全率の〔 〕内は発生時刻、（ ）内は、地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率を示す。
※3 最小すべり安全率は最小値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

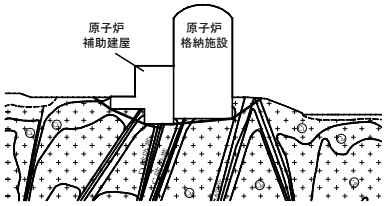
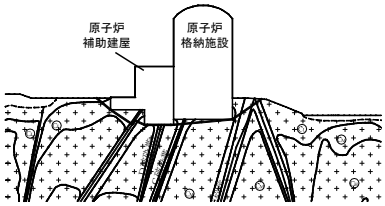
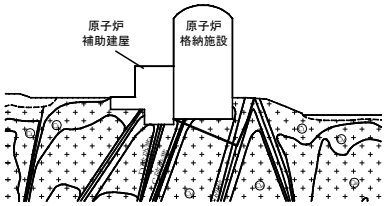
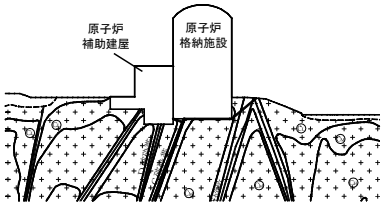
第1.7.6表(1) すべり安全率一覧表（Ｅ－Ｅ’）（その1）

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－9	(3.3) 〔10.11〕 (2.9)
2		Ss－13	5.2 〔10.85〕
3		Ss－9	3.6 〔10.11〕
4		Ss－13	7.1 〔10.85〕

凡例　——— すべり面　(　) すべり安全率の最小値

※1 基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。
※2 すべり安全率の〔 〕内は発生時刻、（ ）内は、地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率を示す。
※3 最小すべり安全率は最小値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

第1.7.6表(2) すべり安全率一覧表（Ｅ－Ｅ’）（その2）

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
5		Ss－9	3.8 〔10.11〕
6		Ss－9	4.2 〔10.10〕
7		Ss－13	7.1 〔10.84〕
8		Ss－13	6.2 〔10.85〕

凡例　すべり面　すべり安全率の最小値

※1 基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。
※2 すべり安全率の〔 〕内は発生時刻、（ ）内は、地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率を示す。
※3 最小すべり安全率は最小値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

第1.7.7表　基礎底面の最大相対変位量及び最大傾斜（Ｄ－Ｄ’）

対象建屋	基準地震動	最大相対変位量 $\lvert \delta Ay - \delta By \rvert$	最大傾斜 $\frac{\lvert \delta Ay - \delta By \rvert}{L}$
原子炉 格納施設	Ss－16	0.41cm (T=13.89秒)	1/10,800 (L=44.30m)
原子炉 補助建屋	Ss－16	0.17cm (T=13.89秒)	1/8,800 (L=15.00m)

※1　基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。

※2　最大相対変位量、最大傾斜は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

※3　T:最大相対変位量及び最大傾斜の発生時刻（秒）、L:基礎底面幅(m)

第1.7.8表　基礎底面の最大相対変位量及び最大傾斜（Ｅ－Ｅ’）

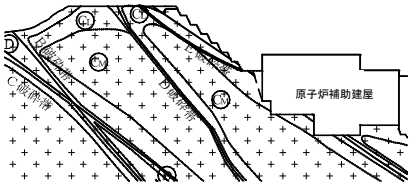
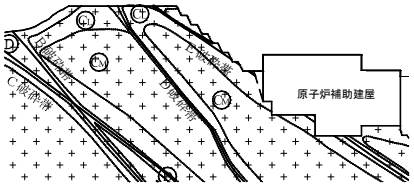
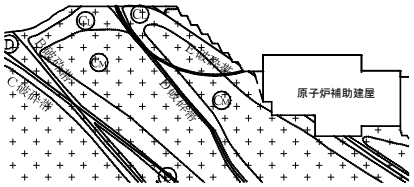
対象建屋	基準地震動	最大相対変位量 $\lvert \delta Ay - \delta By \rvert$	最大傾斜 $\frac{\lvert \delta Ay - \delta By \rvert}{L}$
原子炉 格納施設	Ss－2	0.45cm (T=18.14秒)	1/9,800 (L=44.30m)
原子炉 補助建屋	Ss－2	1.36cm (T=17.56秒)	1/3,500 (L=47.50m)

※1　基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。

※2　最大相対変位量、最大傾斜は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

※3　T:最大相対変位量及び最大傾斜の発生時刻（秒）、L:基礎底面幅(m)

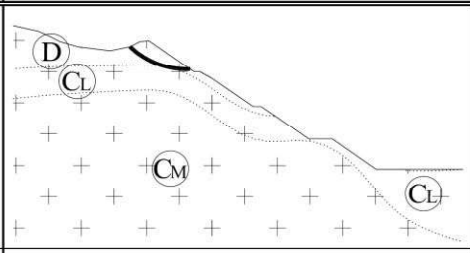
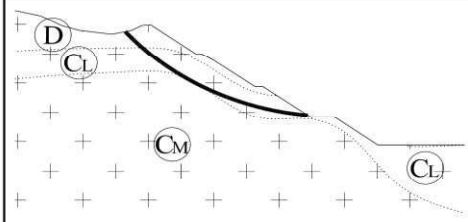
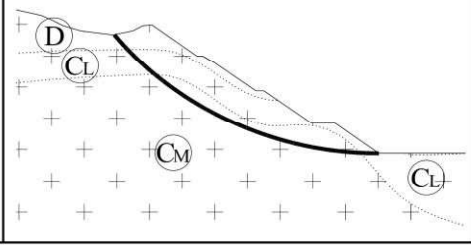
第1.7.9表　すべり安全率一覧表（Ｆ－Ｆ’）

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－3	(1.7) 〔10.18〕 (1.4)
2		Ss－3	2.8 〔10.18〕
3		Ss－1（＋，＋）	1.9 〔24.38〕

凡例　すべり面　すべり安全率の最小値

※1 基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。
※2 すべり安全率の〔 〕内は発生時刻、（ ）内は、地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率を示す。
※3 最小すべり安全率は最小値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

第 1.7.10 表　すべり安全率一覧表（N－N’）

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－15	3.8 〔10.18〕 (1.4)
2		Ss－5	7.9 〔9.56〕
3		Ss－5	9.0 〔9.56〕

凡例　　すべり面　　すべり安全率の最小値

※1　基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。

※2　すべり安全率の〔〕は発生時刻（秒）、()内は地盤物性のばらつきを考慮したすべり安全率を示す。

※3　すべり安全率は最小値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

第 1.8.1 表　ボーリングコアの R.Q.D

[redacted]	深度 (m)	0～5	5～10	10～15	15～20	20～25	25～30	30～35	35～40	40～45	45～50	
	R.Q.D (%)	27.6	53.2	40.6	22.2	16.6	6.6	11.6	33.6	70.8	24.8	
	深度 (m)	50～55	55～60	60～65	65～70	70～75	75～80	80～85	85～90	90～95	95～100	
	R.Q.D (%)	28.2	30.6	81.6	57.2	37.6	15.0	34.0	64.0	31.4	56.0	
	深度 (m)	100～105	105～110	110～115	115～120	120～125	125～130	130～135	135～140	140～145	145～150	平均値
	R.Q.D (%)	59.8	32.4	45.0	86.2	83.6	77.8	88	99.4	94.6	91.2	50.0

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.2 表　粘土鉱物の成因の検討（破砕部の XRD 分析結果）

		試料 No.	スメクタイト 面指数 (0 0 1)	雲母粘土鉱物 面指数 (0 0 2)	カオリン鉱物 面指数 (0 0 1)	緑泥石 面指数 (0 0 1)	ハロイサイト 面指数 (0 0 1)	石英 面指数 (0 1 1)	斜長石 面指数 (0 0 2)	カリ長石 面指数 (0 1 1)	方解石 面指数 (1 0 4)	黄鉄鉱 面指数 (2 0 0)	石膏 面指数 (0 2 0)	ドロマイト 面指数 (1 0 4)
花崗岩	破砕部	[redacted] 150.90m	－	－	△			◎		－		△		
		[redacted] 32.35m	・	－	－			◎		－		－		
		[redacted] 228.91m	△	△	－			○		－		○	△	
	38条対象のその他の破砕部	⑤[redacted] 27.2m	◎	△	◎			◎		－				
	38条対象のその他の破砕部	⑯[redacted] 46.08m	△	－	△			◎		－				
	39条対象のその他の破砕部	⑮[redacted] 45.90m	△	△		△		◎		－		－		
	39条対象のその他の破砕部	⑱[redacted] 58.75m	・	－	－			◎		－		◎		
	38条対象のその他の破砕部	①[redacted]	◎	△	△			◎	－	△				
	風化部 強風化花崗岩	強風化花崗岩②		△		－	・	◎	△	○				
	風化花崗岩	風化花崗岩④		・		・	・	◎	○	○				
	新鮮岩	M1-granite		－				◎	◎	◎				
ドレライト	破砕部 39条対象のその他の破砕部	④[redacted] 37.76m	◎	・		◎		△			◎			
	新鮮岩	[redacted] 38.0m	△			◎			◎	－	◎			△

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　－:疑わしい　・:水簸のみで確認

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.3 表　破砕帯の活動性評価結果

破砕帯	破砕部の走向/傾斜※1（粘土幅 mm）	破砕部周辺の変質区分	同じ走向傾斜の分類で鉱物脈が鮮明な破砕帯※2	①最新面と熱水変質の痕跡との関係			②最新の運動センスと現在の広域応力場との関係		その他の観察事実
				粘土鉱物脈が最新面を横断しており、変形していない	粘土鉱物が網目状に発達し最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている	高温環境下で生成した粘土鉱物が最新ゾーンに混在している	最新運動センス条線のレイク	整合性（ミスフィット角）	
□	N31E/74SE（20）	変質3	N-S走向 高角 □	○	○	○	右横ずれを伴う正断層 84° S	整合しない（105.1°）	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。
□	N60E/48S（10）	変質4	NE-SW走向 中角 □	○	○	○	左横ずれを伴う正断層 88° N	整合しない（107.8°）	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。 ・電子顕微鏡観察の結果、最新面上に粘土鉱物が生成しており、結晶は破壊されていない。
□	N53E/76NW（2）	変質4	NE-SW走向 高角 □	○	○	○	右横ずれを伴う正断層 88° N	整合しない（101.7°）	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。 ・最新ゾーン中に自生の方解石が認められ、破砕されていない。

※1 □

※2 □については、露頭や剥ぎ取り面による観察を行っていないことから、走向傾斜による類型化を行い、各破砕帯と走向傾斜が類似する既許可の破砕帯では、鉱物脈の横断が比較的明瞭であることを確認。

第 1.8.4 表　破砕帯の条線観察結果と現在の応力場に対する最適すべり角

	破砕帯	破砕部		走向/傾斜	条線のレイク	条線情報			最適すべり角	ミスフィット角
		Br孔名	深度			STRIKE	DIP	RAKE		
						(°)	(°)	(°)	(°)	(°)
敷地内破砕帯	□	□	150.90m	N31E/74SE	84° S	31	74	264	158.9	105.1
	□	□	32.35m	N60E/48S	88° N	60	48	272	164.2	107.8
	□	□	228.91m	N53E/76NW※	88° N	233	76	268	166.3	101.7

※ 周辺の節理より推定

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.5 表　破砕帯の活動性評価結果一覧

位置づけ	条文	破砕帯 破砕部	確認箇所	走向／傾斜	条線	性状	最大 粘土幅 (mm)	変質区分	最新面と熱水変質の痕跡との関係			最新の運動センスと 現在の広域応力場との関係		同じ走向傾斜の分類で鉱物脈が鮮明な破砕帯※1	その他の観察事実
									最新面を横断	最新面が充填され不明瞭	高温環境下で生成した粘土鉱物が最新ゾーンに混在している	最新運動センス	整合性 (ミスフィット角)		
破砕帯	39条		150.90m	N31E/74SE	84° S	固結した角礫状 粘土状	20	変質3	○	○	○	右横ずれを伴う 正断層センス	整合しない (105.1°)	N-S走向※2 高角	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。
			104.80m	N43E/64SE	88° S	粘土状	5	変質4	○	○	－	－	－		
			15.15m	N24E/77E	60° S	固結した角礫状 粘土状	5	変質3	○	○	－	－	－		
	38条		32.35m	N60E/48S	88° N	固結した角礫状 粘土状	10	変質4	○	○	○	左横ずれを伴う 正断層センス	整合しない (107.8°)	NE-SW走向 中角	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。 ・電子顕微鏡観察の結果、最新面上に粘土鉱物が生成しており、結晶は破壊されていない。
			80.65m	N45E/37SE	58° S	固結した角礫状 粘土状	3	変質3	○	○	－	－	－		
			16.63m	N28E/62E	84° S	礫混じり粘土状	40	変質4	○	○	－	－	－		
	39条		228.91m	N53E/76NW	88° N	砂状 粘土状	2	変質4	○	○	○	右横ずれを伴う 正断層センス	整合しない (101.7°)	NE-SW走向 高角	・白木－丹生断層と比較し、層状構造は認められない。 ・最新ゾーン中に自生の方解石が認められ、破砕されていない。
			87.08m	N35E/47NW	80° S	砂状 粘土状	5	変質3	－	－	－	－	－		

※1 の各破砕帯と走向傾斜が類似する既許可の破砕帯では、鉱物脈の横断が比較的明瞭であることを確認

※2 を通る面の走向傾斜（N20E/67E）として分類

凡例　○：確認した　－：確認していない　ハッチング箇所：活動性評価の根拠とした詳細観察事項

薄灰色ハッチング箇所：粘土鉱物が最新面を横断していることを確認したが、既許可の破砕帯に比べやや不明瞭

第 1.8.6 表　その他の破砕部一覧表

連続性検討結果（既往の露頭調査）

破砕部	確認箇所	走向/傾斜	条線 レイク	性状	粘土幅 (mm)	変質区分	連続性	条文
①		N46E/68SE N35E/82SE	－ 85° N	固結した角礫状 粘土を伴う	5	変質3または4		38条
②		N30E/81SE	－	固結した角礫状	なし	変質3または4	－	39条
③		N46E/72SE	－	固結した角礫状	なし	変質3または4	－	39条

連続性検討結果（ボーリング調査）

破砕部	確認箇所		走向/傾斜	条線 レイク	性状	粘土幅 (mm)	変質区分	連続性	条文
	孔名	深度							
④		37.76m	N47W/24SW	88° L	粘土状	5	変質2		39条
⑤		26.55～27.25m	N35W/66SW	82° R	固結した角礫状	なし	変質3		38条
⑥		28.55～28.90m	N29E/67W	45° L	礫混じり粘土状	10	変質4		38条
⑦		37.70m※1	N18E/78E	88° R	礫混じり粘土状	10	変質4		38条
⑧		216.70m※1	N16E/59E	82° R	礫混じり粘土状	8	変質4		38条
⑨		18.80m	N63E/77SE	83° L	礫混じり粘土状	5	変質4		38条
⑩		39.05～39.25m	N48E/69NW	86° L	固結した角礫状	なし	変質3		38条
⑪		71.50m	N26E/86W	－	固結した角礫状	なし	変質3		39条
⑫		71.78m	N22E/86E	－	固結した角礫状	なし	変質4		39条
⑬		80.35～80.40m	N35E/55SE	－	粘土状	5	変質3		39条
⑭		85.65m	N23E/54W	－	固結した角礫状	なし	変質3		39条
⑮		45.90m	N84E/73SE	－	粘土状	5	変質4		39条
⑯		46.08m	N68E/74SE	82° R	粘土状	10	変質4		38条
⑰		48.40～48.50m	N56E/64SE	78° R	固結した角礫状	なし	変質4		38条
⑱		58.75m	N61E/76NW	－	砂状	なし	変質3		39条
⑲		5.20m	N12E/65E	74° L	粘土状	15	変質4		38条

※1　平面的な広がりを確認できないため、その他の破砕部と評価

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.7 表　設置許可基準規則第 38 条の対象となるその他の破砕部

名称	条文	走向※2	傾斜※2	活動性評価を代表する破砕帯※1（最大粘土幅、条線レイクの範囲） 各分類の中で鉱物脈が明瞭な破砕帯を**太字下線表記**	該当する破砕部（第1.8.6表参照）	条線※2	活動性評価手法	個別評価
その他の破砕部	38条対象	N-S走向 （N-S走向からE,Wそれぞれ22.5°の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	
			中角		なし	－	－	
			高角	Ⅱ－S－3、**Ⅱ－S－4** （10cm、70°→縦ずれ卓越）	⑦⑧※3⑲	⑦88°R ⑧82°R ⑲74°L （縦ずれ卓越）	・活動センス※4	
		E-W走向 （E-W走向からN,Sそれぞれ22.5°の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	・破砕帯の活動（最新面）と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス※5
			中角		なし	－	－	
			高角		⑯※6	⑯82°R （縦ずれ卓越）	・個別評価	
		NE-SW走向 （N-S走向とE-W走向範囲を除くNE-SW走向の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	
			中角	**C** （2cm、85°→縦ずれ卓越）	なし	－	－	
			高角	B、D、E、F－M1－1、**F－M3－9** （35cm、45～90°→縦ずれ卓越）	①⑥⑨⑩⑰	①85°R ⑥45°L ⑨83°L ⑩86°L ⑰78°R （縦ずれ卓越）	・活動センス※4	
		NW-SE走向 （N-S走向とE-W走向範囲を除くNW-SE走向の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	・破砕帯の活動（最新面）と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス※5
			中角		なし	－	－	
			高角		⑤※6	⑤82°R （縦ずれ卓越）	・個別評価	

※1　B、C、D、E、F－M3－9、F－M1－1、Ⅱ－S－3、Ⅱ－S－4破砕帯を指す。

※2　走向傾斜の分類は全体の傾向で分類した。　走向の定義は上記シュミットネットのハッチング範囲参照　低角：0～29°　中角：30～59°　高角：60～90°　横ずれ卓越：条線レイクが0～44°の範囲　縦ずれ卓越：条線レイクが45～90°の範囲

※3　⑦，⑧は連続する場合の走向傾斜としてN17E/70Eとして分類。連続する破砕部（⑦、⑧）については念のため最新面と熱水変質の痕跡を⑦で確認。

※4　活動性評価を代表する破砕帯と同様な性状（熱水変質を被っている破砕部（変質2～4）であること及び現在の広域応力場と調和しないこと）であることを踏まえて破砕帯の活動性評価で代表。

※5　現在の広域応力場と調和しないかどうかを確認する。

※6　特重施設設置位置付近における破砕帯及び破砕部についてEPMA分析を実施した。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると評価。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.8 表　その他の破砕部の条線観察結果と現在の応力場に対する最適すべり角

破砕部	確認箇所	走向/傾斜	条線のレイク	条線情報			最適すべり角	ミスフィット角	備考
				STRIKE (°)	DIP (°)	RAKE (°)			
①	[redacted]	N35E/82SE	85° N	35	82	275	173.6	101.4	
④	37.76m	N47W/24SW	88° N	133	24	268	48.6	140.6	
⑤	26.55～27.25m	N35W/66SW	82° S	145	66	278	22.4	104.4	
⑥	28.55～28.90m	N29E/67W	45° N	209	67	225	147.2	77.8	
⑦	37.70m	N18E/78E	88° N	18	78	272	148.0	124.0	連続する場合の走向傾斜(N17E/70E)におけるミスフィット角は142.1°(条線が⑦の場合)
⑧	216.70m	N16E/59E	82° N	16	59	278	114.7	163.3	
⑨	18.80m	N63E/77SE	83° S	63	77	263	184.5	78.5	
⑩	39.05～39.25m	N48E/69NW	86° N	228	69	266	161.5	104.5	
⑯	46.08m	N68E/74SE	82° N	68	74	278	187.4	90.6	
⑰	48.40～48.50m	N56E/64SE	78° N	56	64	282	171.6	110.4	
⑲	5.20m	N12E/65E	74° S	12	65	254	111.7	142.3	

第 1.8.9 表　設置許可基準規則第 39 条の対象となるその他の破砕部

名称	走向※2	傾斜※2	活動性評価を代表する破砕帯※1 または38条対象の破砕部 （最大粘土幅、条線レイクの範囲） 各分類の中で鉱物脈が明瞭な破砕帯を**太字下線表記**	該当する破砕部 （第1.8.6表参照）	その他の破砕部の 最大粘土幅(mm)	活動性評価手法	個別の評価
その他の破砕部	N-S走向 （N-S走向からE,Wそれぞれ22.5°の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	
		中角		なし	－	－	
		高角	Ⅱ－S－3、**<u>Ⅱ－S－4</u>** （10cm、70°→縦ずれ卓越）	⑫	⑫:なし	・破砕帯の活動性評価で代表※3	
	E-W走向 （E-W走向からN,Sそれぞれ22.5°の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	⑮については、走向傾斜が類似する38条対象の破砕部（⑯）で最新面と熱水変質の痕跡との関係及び活動センスを確認している。（粘土幅は⑮よりも⑯の方が大きい）
		中角		なし	－	－	
		高角	⑯ （1cm、82°→縦ずれ卓越）	⑮※4	⑮:5	・個別評価	
	NE-SW走向 （N-S走向とE-W走向範囲を除くNE-SW走向の範囲） 	低角	なし	なし	－	－	
		中角	**<u>C</u>** （2cm、85°→縦ずれ卓越）	⑬⑭	⑬:5、⑭:なし	・破砕帯の活動性評価で代表※3	
		高角	B、D、E、F－M1－1、**<u>F－M3－9</u>** （35cm、45～90°→縦ずれ卓越）	②③⑪⑱	②:なし、③:なし、 ⑪:なし、⑱:なし	・破砕帯の活動性評価で代表※3	
	NW-SE走向 （N-S走向とE-W走向範囲を除くNW-SE走向の範囲） 	低角	なし	④※4	④:5	・個別評価	④については、以下を確認 ・破砕帯の活動（最新面）と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス
		中角		なし	－	－	
		高角		なし	－	－	

※1　B、C、D、E、F－M3－9、F－M1－1、Ⅱ－S－3、Ⅱ－S－4破砕帯を指す。

※2　走向傾斜の分類は全体の傾向で分類した。 走向の定義は上記シュミットネットのハッチング範囲参照　低角：0～29°　中角：30～59°　高角：60～90°　横ずれ卓越：条線レイクが0～44°の範囲　縦ずれ卓越：条線レイクが45～90°の範囲

※3　活動性評価を代表する破砕帯と同様な性状（熱水変質を被っている破砕部（変質2～4）である）であることや、破砕部の規模が小さい（粘土幅も破砕帯と比較して小さい）ことを踏まえて破砕帯の活動性評価で代表。

※4　特重施設設置位置付近における破砕帯及び破砕部についてEPMA分析を実施した。分析の結果、最新ゾーンには分帯が認められないことから、雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると評価。

第 1.8.10 表　その他の破砕部の活動性評価結果一覧

【38条対象のその他の破砕部】

位置づけ	条文	破砕部	確認箇所	走向／傾斜	条線	性状	最大粘土幅(mm)	変質区分	活動性評価を代表させる破砕帯	最新面と熱水変質の痕跡との関係			最新の運動センスと現在の広域応力場との関係		個別評価
										最新面を横断	最新面が充填され不明瞭	高温環境下で生成した粘土鉱物が最新ゾーンに混在している	最新運動センス	整合性(ミスフィット角)	
その他の破砕部	38条	⑦		N18E/78E	88° N	礫混じり粘土状	10	変質4	N-S走向　高角 Ⅱ－S－3、Ⅱ－S－4	○※1	○※1	－	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(124.0°)	
		⑧		N16E/59E	82° N	礫混じり粘土状	8	変質4		－	－	－	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(163.3°)	
		⑬		N12E/65E	74° S	粘土状	15	変質4		－	－	－	右横ずれを伴う正断層センス	整合しない(142.3°)	
		①		N46E/68SE	－	固結した角礫状粘土を伴う	5	変質3または4	NE-SW走向　高角 B、D、E、F－M1－1、F－M3－9	－	－	－	－	－	
				N35E/82SE	85° N			変質3または4		－	－	○	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(101.4°)	
		⑥		N29E/67W	45° N	礫混じり粘土状	10	変質4		－	－	－	右横ずれを伴う正断層センス	整合しない(77.8°)	
		⑨		N63E/77SE	83° S	礫混じり粘土状	5	変質4		－	－	－	右横ずれを伴う正断層センス	整合しない(78.5°)	
		⑩		N48E/69NW	86° N	固結した角礫状	なし	変質3		－	－	－	右横ずれを伴う正断層センス	整合しない(104.5°)	
		⑰		N56E/64SE	78° N	固結した角礫状	なし	変質4		－	－	－	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(110.4°)	
		⑤		N35W/66SW	82° S	固結した角礫状	なし	変質3	NW-SE走向　高角 に活動性評価を代表させる破砕帯なし	○	○	○	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(104.4°)	・破砕帯の活動(最新面)と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス
		⑯		N68E/74SE	82° N	粘土状	10	変質4	E-W走向　高角 に活動性評価を代表させる破砕帯なし	○	○	○	左横ずれを伴う正断層センス	整合しない(90.6°)	・破砕帯の活動(最新面)と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス

※1　連続する破砕部(⑦、⑧)については念のため最新面と熱水変質の痕跡も⑦で確認。連続する場合の走向傾斜(N17E/70E)におけるミスフィット角は142.1°（条線が⑦の場合）

【39条対象のその他の破砕部】

位置づけ	条文	破砕部	確認箇所	走向／傾斜	条線	性状	最大粘土幅(mm)	変質区分	活動性評価を代表させる破砕帯または38条対象の破砕部	最新面と熱水変質の痕跡との関係			最新の運動センスと現在の広域応力場との関係		個別評価
										最新面を横断	最新面が充填され不明瞭	高温環境下で生成した粘土鉱物が最新ゾーンに混在している	最新運動センス	整合性(ミスフィット角)	
その他の破砕部	39条	⑫		N22E/86E	－	固結した角礫状	なし	変質4	N-S走向　高角 Ⅱ－S－3、Ⅱ－S－4	－	－	－	－	－	
		⑬		N35E/55SE	－	粘土状	5	変質3	NE-SW走向　中角 C	－	－	－	－	－	
		⑭		N23E/54W	－	固結した角礫状	なし	変質3		－	－	－	－	－	
		②		N30E/81SE	－	固結した角礫状	なし	変質3または4	NE-SW走向　高角 B、D、E、F－M1－1、F－M3－9	－	－	－	－	－	
		③		N46E/72SE	－	固結した角礫状	なし	変質3または4		－	－	－	－	－	
		⑪		N26E/86W	－	固結した角礫状	なし	変質3		－	－	－	－	－	
		⑱		N61E/76NW	－	砂状	なし	変質3		－	－	○	－	－	
		④		N47W/24SW	88° N	粘土状	5	変質2※2	NW-SE走向　低角 に活動性評価を代表させる破砕帯なし	○	○	○	右横ずれを伴う正断層センス	整合しない(140.6°)	・破砕帯の活動(最新面)と熱水変質の痕跡との関係 ・活動センス ・最新ゾーン中に自生の方解石が生成し、破砕されていない。
		⑮		N84E/73SE	－	粘土状	5	変質4	E-W走向　高角 ⑯	－	－	○	－	－	走向傾斜が類似する38条対象の破砕部(⑯)で最新面と熱水変質の痕跡との関係及び活動センスを確認している。(粘土幅は⑮よりも⑯の方が大きい)

※2　ドレライト中の破砕部であり、変質区分は変質2であるもののXRD分析、EPMA分析の結果から破砕部は高温の熱水変質を被っていることを確認。

凡例　○：確認した　－：確認していない　ハッチング箇所：活動性評価の根拠とした詳細観察事項　薄灰色ハッチング箇所：粘土鉱物が最新面を横断していることを確認したが、既許可の破砕帯に比べやや不明瞭

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.11 表　岩石試験結果平均表

採取位置						
密度 (g/cm^3)	乾燥	2.479	—	2.577	2.475	—
	飽和	2.531	—	2.592	2.525	—
吸水率 (%)		2.10	—	0.60	2.03	—
有効間隙率(%)		5.17	—	1.54	4.98	—
P波速度 (km/s)		4.04	3.87	4.23	4.34	4.54
S波速度 (km/s)		1.47	1.62	1.83	1.73	2.00
動弾性係数 ($\times10^5 kg/cm^2$)		0.55	—	0.87	0.76	—
動的ポアソン比		0.42	0.39	0.39	0.41	0.38
引張強度 (kg/cm^2)		36	—	61	5	—
一軸圧縮強度 (kg/cm^2)		144	—	1488	581	—
静弾性係数 ($\times10^5 kg/cm^2$)		1.12	—	5.43	3.62	—
静的ポアソン比		0.38	—	0.18	0.30	—
せん断強度 (kg/cm^2)		110	—	171	—	—
内部摩擦角（度）		39	—	48	—	—

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.12 表　ＰＳ検層結果

ボーリング孔番号	層区分	P波速度 Vp(km/s)	S波速度 Vs(km/s)
□	〔D〕級	3.4	0.9
	〔C_L〕級	3.7	1.3
	〔C_M〕級	4.3	1.7
	〔C_H〕級以上	4.8	2.0
□	〔D〕級	3.1	1.1
	〔C_L〕級	3.5	1.3
	〔C_M〕級	4.2	1.8
	〔C_H〕級以上	4.7	2.2
□	〔D〕級	3.2	1.2
	〔C_L〕級	3.9	1.6
	〔C_M〕級	4.7	2.3
	〔C_H〕級以上	5.2	2.3
□	〔D〕級	4.2	1.7
	〔C_L〕級	4.1	1.7
	〔C_M〕級	4.5	1.7
	〔C_H〕級以上	4.6	1.8
□	〔D〕級	3.9	1.4
	〔C_L〕級	4.3	1.8
	〔C_M〕級	4.6	2.1
	〔C_H〕級以上	5.3	2.7

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.1 表(1)　解析用物性値(1)

		物理特性	静的変形特性		動的変形特性		減衰定数
		単位体積重量 (kN/m^3)	静弾性係数 (N/mm^2)	静ポアソン比	初期せん断弾性係数 (N/mm^2)	動ポアソン比	
花崗岩 ドレライト※1	CH級	25.5	5,800	0.27	17,000	0.31	0.03
	CM級	25.2	5,800	0.27	11,000	0.35	0.03
	CL級	22.9	800	0.39	3,300	0.41	0.03
	D級	19.8	30	0.49	590 G/G_0～γ曲線は第1.9.5図参照	0.46	h～γ曲線は第1.9.5図参照
堆積物・埋戻土・盛土等		18.1	13	0.49	100 G/G_0～γ曲線は第1.9.6図参照	0.49	h～γ曲線は第1.9.6図参照
破砕帯		19.8	20	0.48	590 G/G_0～γ曲線は第1.9.7図参照	0.46	h～γ曲線は第1.9.7図参照
MMR（コンクリート） (f'_{ck}=18 N/mm^2)		23.0	22,000	0.20	9,170	0.20	0.05

G（N/mm^2）：せん断弾性係数，G_0（N/mm^2）：初期せん断弾性係数，γ：せん断ひずみ　h：減衰定数　f_{ck}：設計基準強度

※1 ドレライトについては花崗岩の物性値を流用

第 1.9.1 表(2)　解析用物性値(2)

		強度特性			強度特性（地盤物性のばらつき考慮）		
		せん断強度 (N/mm^2)	内部摩擦角 (度)	残留強度 (N/mm^2)	せん断強度 (N/mm^2)	内部摩擦角 (度)	残留強度 (N/mm^2)
花崗岩 ドレライト※1	CH級	2.3	52	$1.64\sigma_n^{0.76}$	1.5	52	$1.30\sigma_n^{0.76}$
	CM級	2.3	52	$1.64\sigma_n^{0.76}$	1.5	52	$1.30\sigma_n^{0.76}$
	CL級	1.7	52	$1.52\sigma_n^{0.67}$	1.4	52	$1.31\sigma_n^{0.67}$
	D級	0.27	38	$0.23+\sigma_n \cdot \tan 38°$	0.20	38	$0.07+\sigma_n \cdot \tan 38°$
堆積物・ 埋戻土・盛土等		0.23	34	$\sigma_n \cdot \tan 34°$	0.21	34	$\sigma_n \cdot \tan 34°$
破砕帯		0.07	26	$\sigma_n \cdot \tan 26°$	0.05	26	$\sigma_n \cdot \tan 26°$

σ_n（N/mm^2）：すべり面に対する直応力　f'ck：設計基準強度

※1 ドレライトについては花崗岩の物性値を流用
※2 社団法人土木学会(2013)(185)に基づき設定

	せん断強度(N/mm^2)
MMR（コンクリート） (f'_{ck}=18 N/mm^2)	3.6※2

第 1.9.2 表　支持力に対する解析結果 [redacted]

対象建屋	基準地震動	地震時最大接地圧 (N/mm^2)
[redacted]	Ss－3	1.17 〔10.11〕

第 1.9.3 表　支持力に対する解析結果 [redacted]

対象建屋	基準地震動	地震時最大接地圧 (N/mm^2)
[redacted]	Ss－3	1.58 〔10.37〕

※1 〔　〕内は発生時刻（秒）を示す。
※2 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.4 表(1) すべり安全率一覧表 [　　] (1)

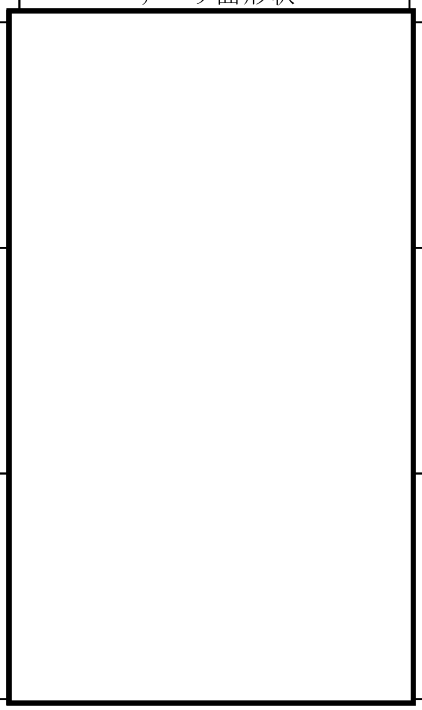
すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－2	13.6 〔17.60〕
2		Ss－16	8.6 〔13.87〕
3		Ss－2	9.0 〔17.59〕
4		Ss－4	4.1 〔9.22〕
5		Ss－4	4.0 〔9.22〕
6		Ss－1 （＋，－）	9.7 〔24.40〕

凡例　——— すべり面　◯ すべり安全率の最小値

※1 基準地震動の（＋，＋）は位相反転なし、（－，＋）は水平反転、（＋，－）は鉛直反転、（－，－）は水平反転かつ鉛直反転を示す。
※2 〔　〕内は発生時刻（秒）を示す。
※3 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.4 表(2) すべり安全率一覧表 [　　] (2)

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
7		Ss－2	3.5 〔17.60〕
8		Ss－4	(3.4) 〔9.22〕 (2.82)
9		Ss－3	5.3 〔9.84〕

凡例　——— すべり面　(　) すべり安全率の最小値

※1 〔　〕内は発生時刻（秒）を示す。
※2 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.5 表(1) すべり安全率一覧表 [ ] (1)

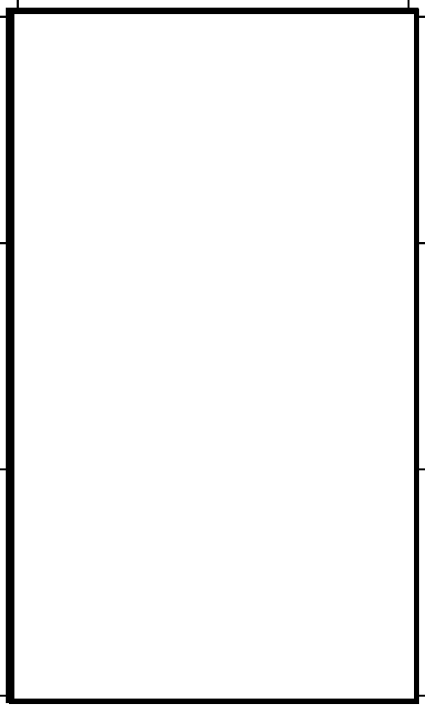
すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－2	9.6 〔17.41〕
2		Ss－2	7.6 〔17.41〕
3		Ss－3	5.2 〔10.52〕
4		Ss－15	2.1 〔11.38〕
5		Ss－15	1.9 〔11.38〕
6		Ss－2	7.3 〔17.40〕

凡例　―― すべり面　○ すべり安全率の最小値

※1 〔 〕内は発生時刻（秒）を示す。
※2 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.5 表(2) すべり安全率一覧表 [　　] (2)

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
7		Ss－3	(1.7) 〔10.32〕 (1.51)
8		Ss－3	1.9 〔10.31〕
9		Ss－2	6.0 〔17.40〕

凡例　―― すべり面　(　) すべり安全率の最小値

※1 〔　〕内は発生時刻（秒）を示す。
※2 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.6 表　基礎底面の最大相対変位量及び最大傾斜

[redacted]

対象建屋	基準地震動	最大相対変位 $\lvert \delta Ay - \delta By \rvert$	最大傾斜 $\frac{\lvert \delta Ay - \delta By \rvert}{L}$
[redacted]	Ss－16	0.403cm (T=13.91秒)	1/10,000 (L=40.00m)

第 1.9.7 表　基礎底面の最大相対変位量及び最大傾斜

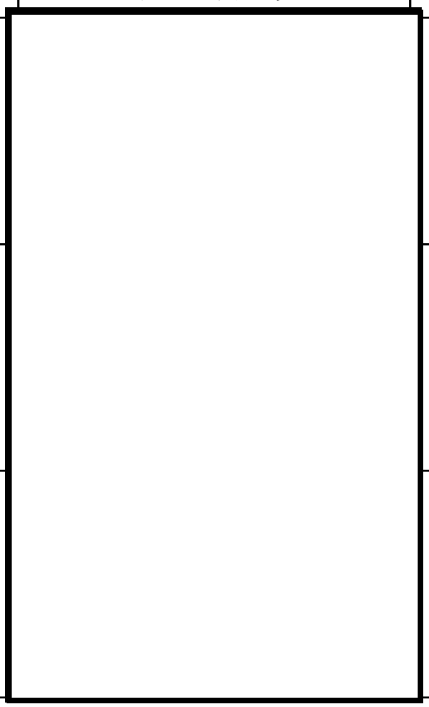
[redacted]

対象建屋	基準地震動	最大相対変位 $\lvert \delta Ay - \delta By \rvert$	最大傾斜 $\frac{\lvert \delta Ay - \delta By \rvert}{L}$
[redacted]	Ss－3	0.242cm (T=10.36秒)	1/18,800 (L=45.10m)

※1 最大相対変位量、最大傾斜は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。
※2 T：最大相対変位量及び最大傾斜の発生時刻（秒）、L：基礎底面幅(m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.9.8 表　すべり安全率一覧表

すべり面番号	すべり面形状	基準地震動	最小すべり安全率
1		Ss－4	1.5 〔9.23〕 (1.29)
2		Ss－3	2.3 〔9.93〕
3		Ss－4	5.0 〔9.25〕

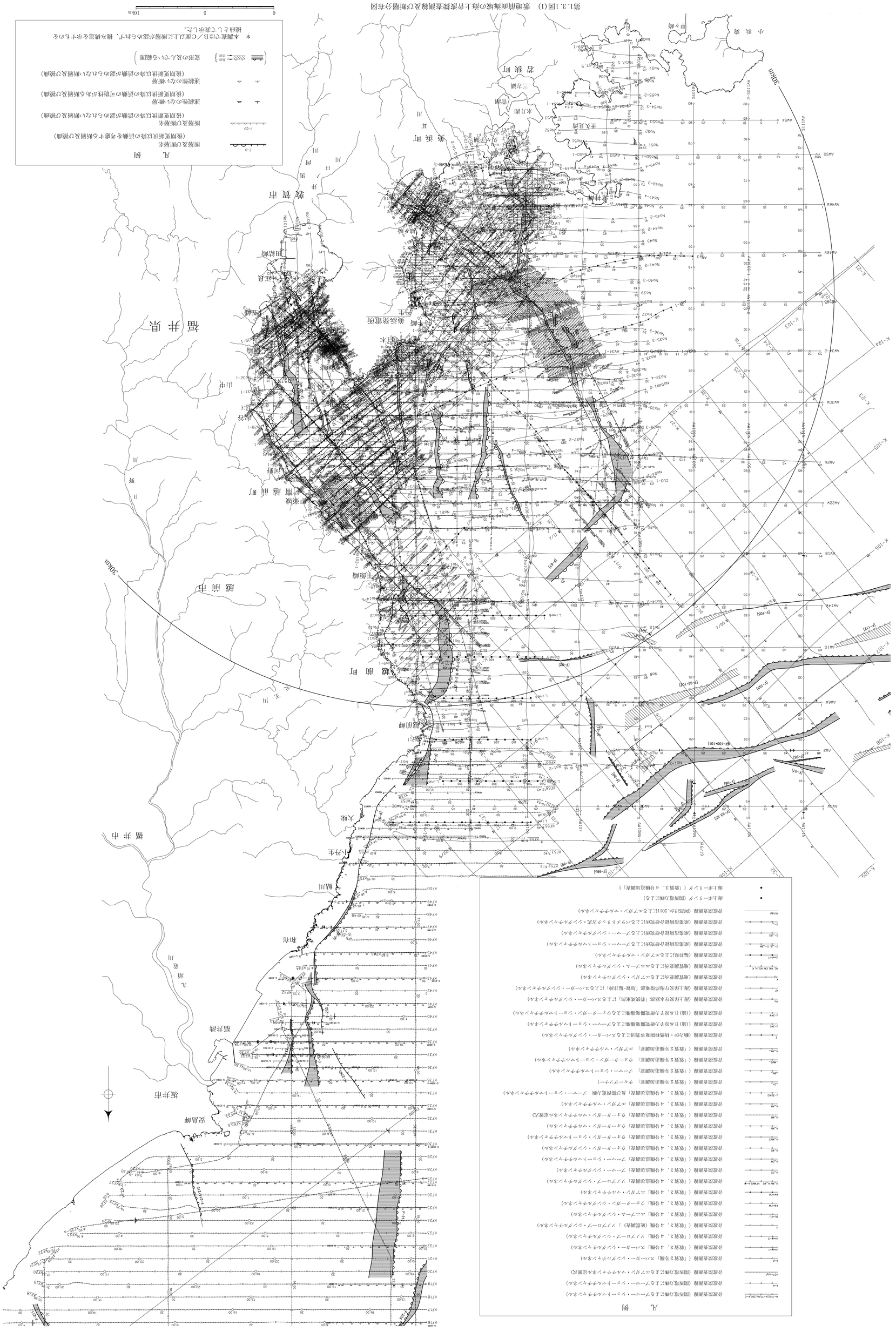
凡例　——— すべり面　　すべり安全率の最小値

※1 〔　〕内は発生時刻（秒）を示す。
※2 地震時最大接地圧は最大値を示す基準地震動、発生時刻における値を記載。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.10.1 表　地質調査会社一覧表

調査名	実施年度	会社名	適用
地質調査	2006 年度 2008 年度～2009 年度 2012 年度 2015 年度 2017 年度	株式会社環境総合テクノス	敷地内
	2007 年度～2012 年度 2015 年度	株式会社ニュージェック	敷地内 敷地近傍陸域 敷地周辺陸域
	2006 年度～2008 年度 2012 年度～2019 年度	株式会社ダイヤコンサルタント	敷地内 敷地近傍陸域 敷地周辺陸域
	2006 年度～2007 年度 2009 年度～2012 年度	総合地質調査株式会社	敷地前面海域
	2006 年度	財団法人地域地盤環境研究所	敷地周辺陸域・海域
	2014 年度～2015 年度	株式会社阪神コンサルタンツ	敷地周辺陸域 敷地近傍海域・陸域



第1.3.1図(1)　敷地前面海域の海上音波探査測線及び断層分布図

凡　　例

A-O	音波探査測線（「敦賀２号機」スパーカー・シングルチャンネル）
Line#-1	音波探査測線（「敦賀３，４号機」スパーカー・シングルチャンネル）
Line#-2	音波探査測線（「敦賀３，４号機」ソノブローブ・シングルチャンネル）
U	音波探査測線（「敦賀３，４号機（底質調査）」ソノブローブ・シングルチャンネル）
EU-FU	音波探査測線（「敦賀３，４号機」ユニブーム・シングルチャンネル）
AW-FW	音波探査測線（「敦賀３，４号機」ウォーターガン・シングルチャンネル）
AM-FM	音波探査測線（「敦賀３，４号機」エアガン・マルチチャンネル）
N_SW N_WS NFWS-#-■	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ソノブローブ・シングルチャンネル）
N_GM	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ブーマー・ショートマルチチャンネル）
N_WS	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ウォーターガン・シングルチャンネル）
N_WMS	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ウォーターガン・ショートマルチチャンネル）
N_WM	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ウォーターガン・マルチチャンネル）
N_WB	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」ウォーターガン・マルチチャンネル定置式）
N_AM	音波探査測線（「敦賀３，４号機追加調査」エアガン・マルチチャンネル）
No.	音波探査測線（海上保安庁水路部「若狭湾東部」によるスパーカー・シングルチャンネル）
-D-	音波探査測線（「敦賀２号機追加調査」 チャープソナー）
-BM-	音波探査測線（「敦賀２号機追加調査」 ブーマー・ショートマルチチャンネル）
-WMS-	音波探査測線（「敦賀２号機追加調査」 ウォーターガン・ショートマルチチャンネル）
N-AM-	音波探査測線（「敦賀２号機追加調査」 エアガン・マルチチャンネル）
No.B	海上ボーリング（「敦賀３，４号機追加調査」）

凡　　例

F-#	断層及び断層名 （後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
F-29	断層及び断層名 （後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
	連続性のない断層 （後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
	連続性のない断層 （後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
隆起 沈降	変形の及んでいる範囲

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

0　1km

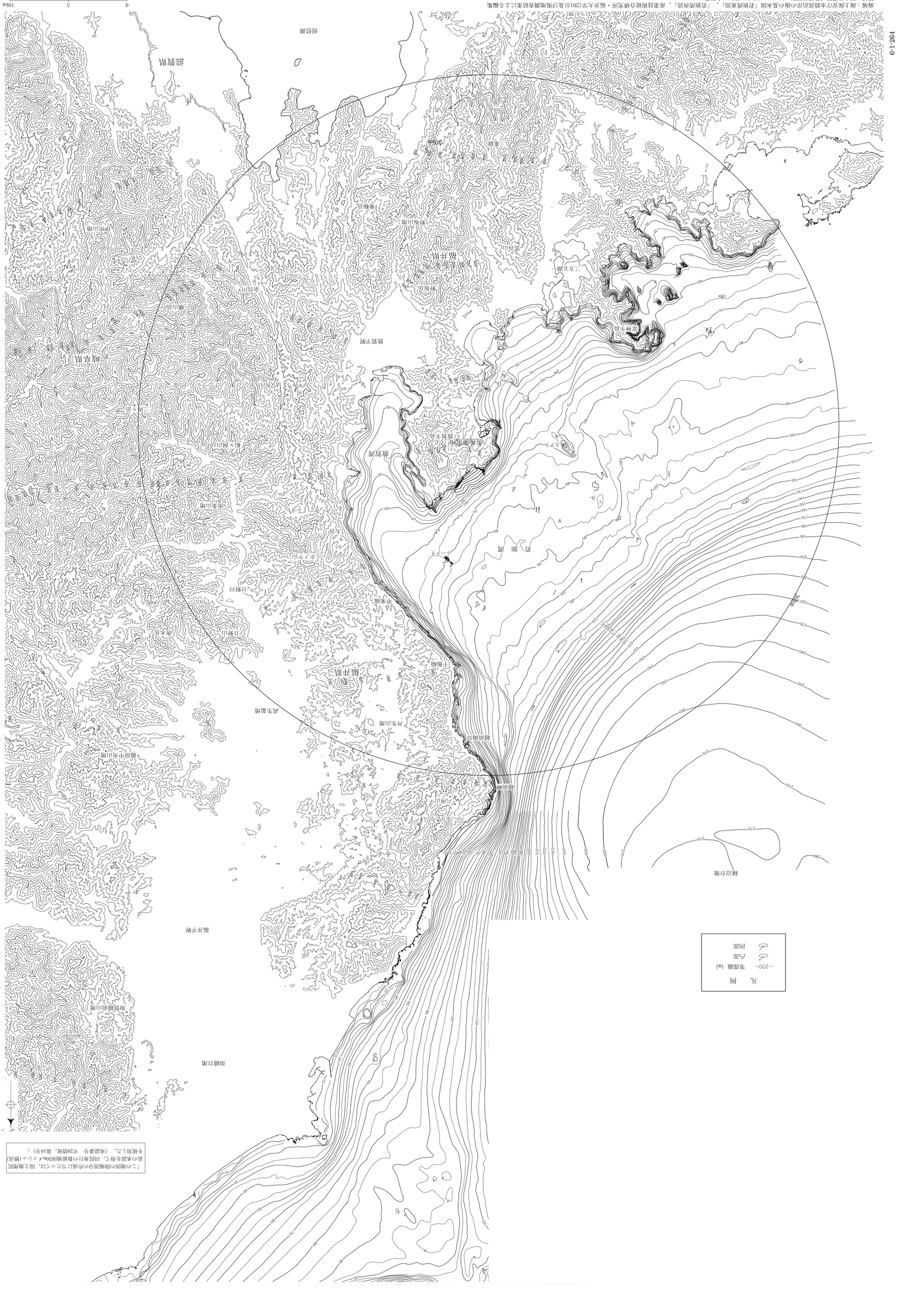
立石岬
明神崎
色浜
敦賀湾
岡崎
五幡
江良
田結崎

[F-29] [F-30] [F-31] [F-32・45] [F-A] [F-B] [F-C] [F-D] [F-E] [F-38] [F-39・40] [F-39b] [F-41] [F-42] [F-43] [F-44] [F-44b]

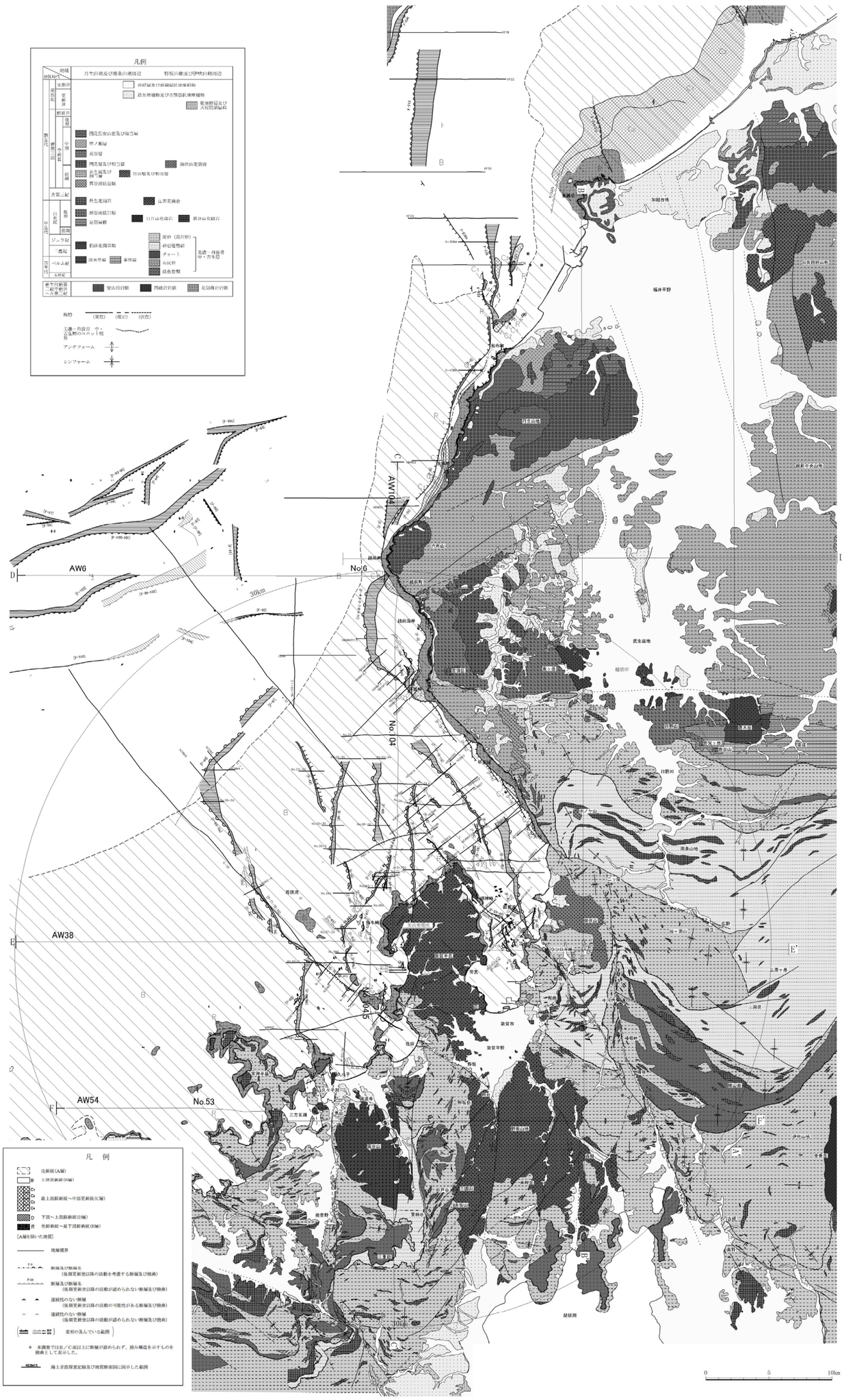
No.1孔　No.2孔

第1.3.1図(2)　敷地前面海域の海上音波探査測線及び断層分布図（敦賀湾）

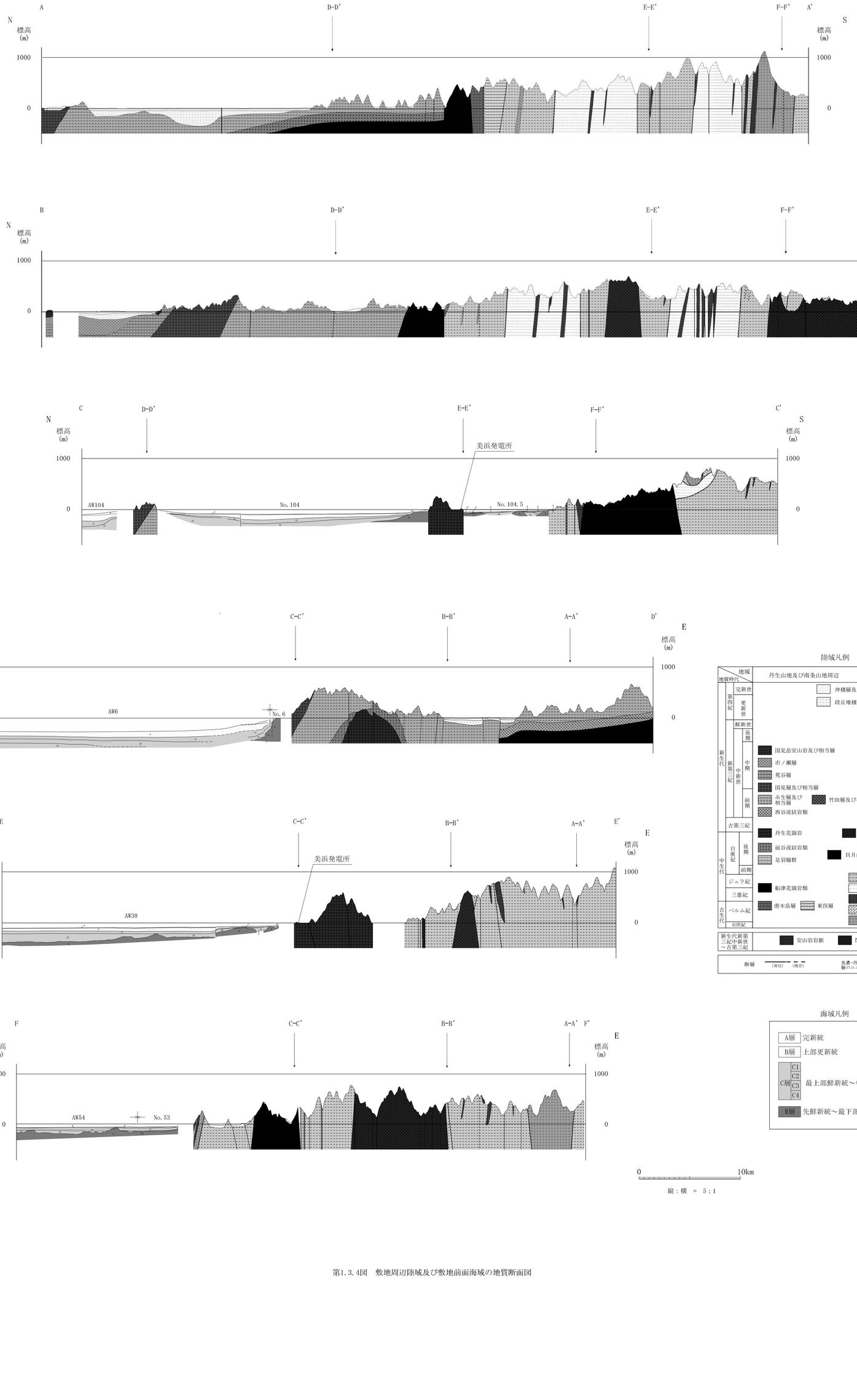
第1.3.2図　敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地形図



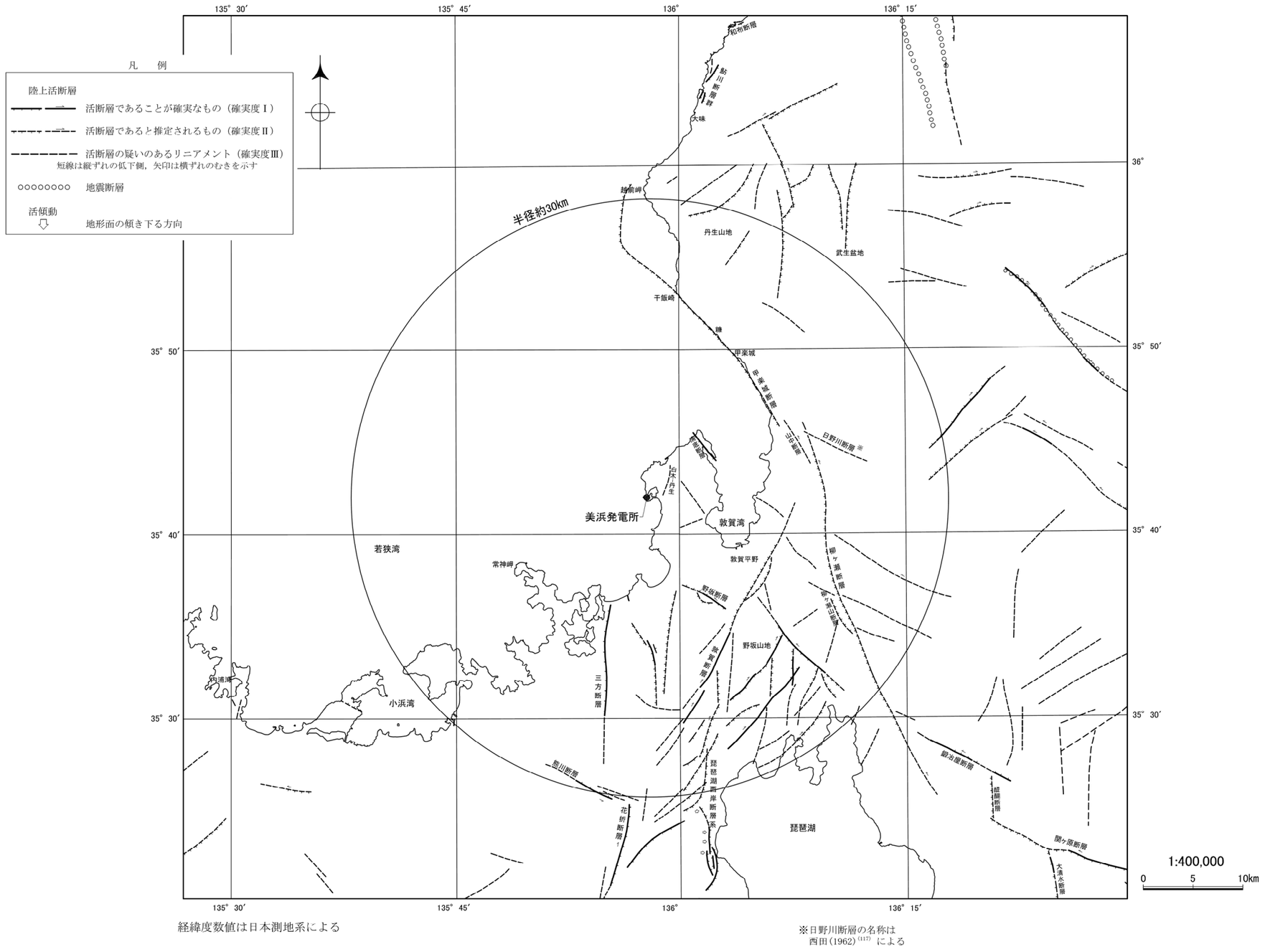
「この地図の陸域部分の作成に当たっては，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図50mメッシュ（標高）を使用した。（承認番号　平28情使，第16号）」



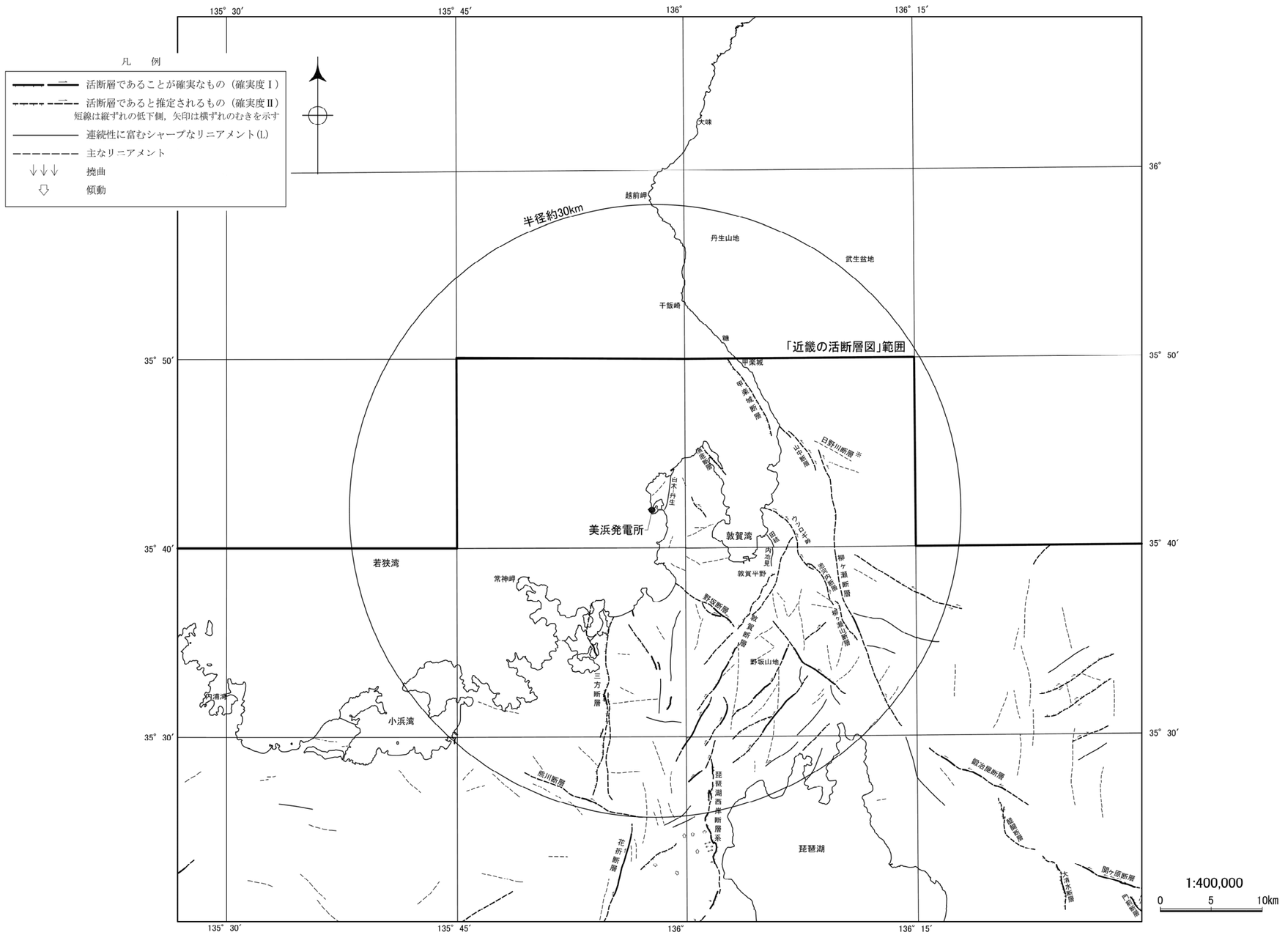
第 1.3.3 図　敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地質図



第1.3.4図　敷地周辺陸域及び敷地前面海域の地質断面図



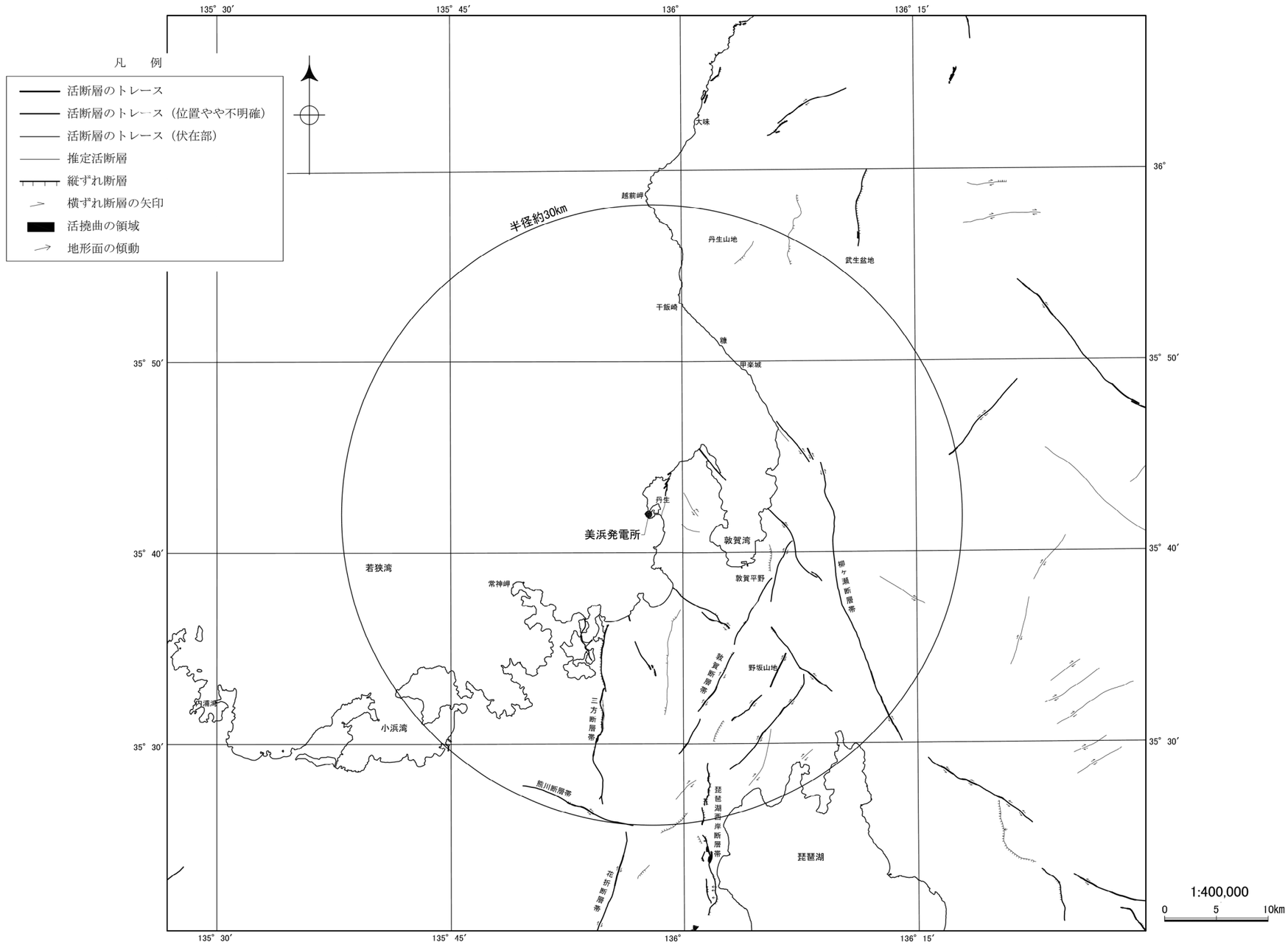
第 1.3.5 図　敷地周辺陸域の活断層分布図　活断層研究会編「新編日本の活断層」(1991)(31)



経緯度数値は日本測地系による

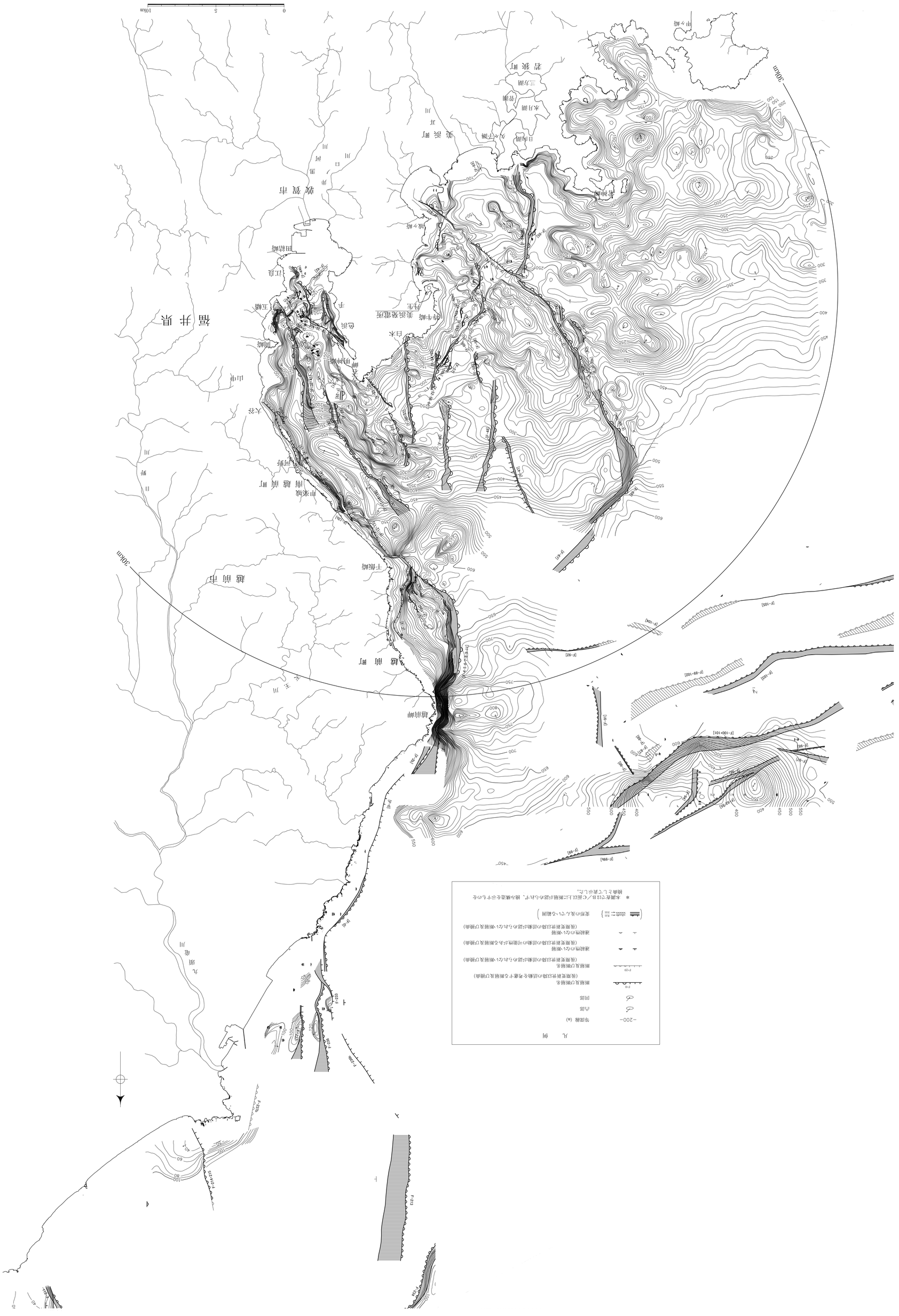
※日野川断層の名称は
西田(1962)[117] による

第 1.3.6 図　敷地周辺陸域の活断層分布図　岡田・東郷編「近畿の活断層」(2000)[32]



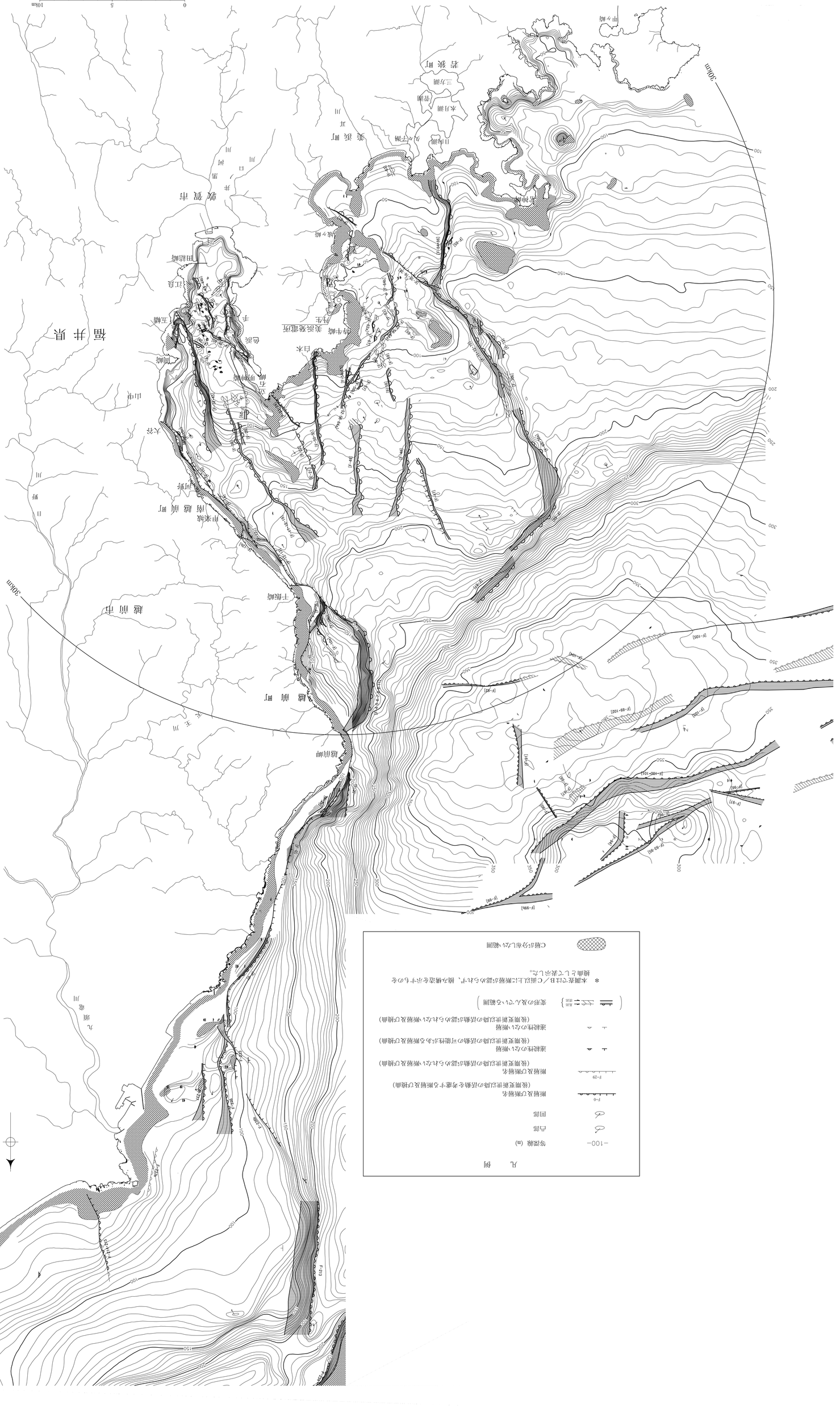
経緯度数値は日本測地系による

第 1.3.7 図　敷地周辺陸域の活断層分布図　今泉他編「活断層詳細デジタルマップ［新編］」（2018）[34]



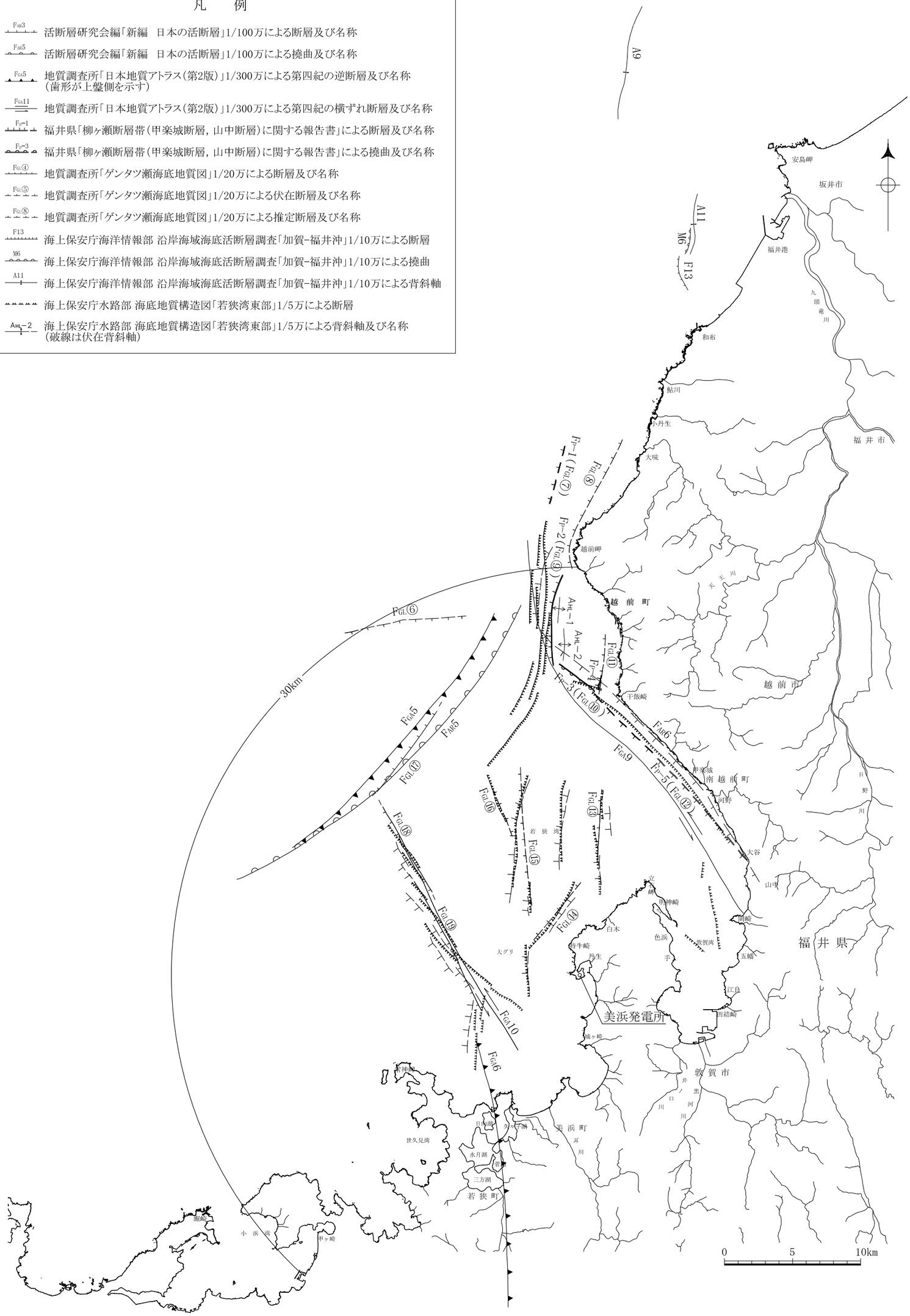
第1.3.8図　敷地前面海域の等深線図（R層上面）

第1.3.9図　敷地前面海域の等深線図（C層上面）

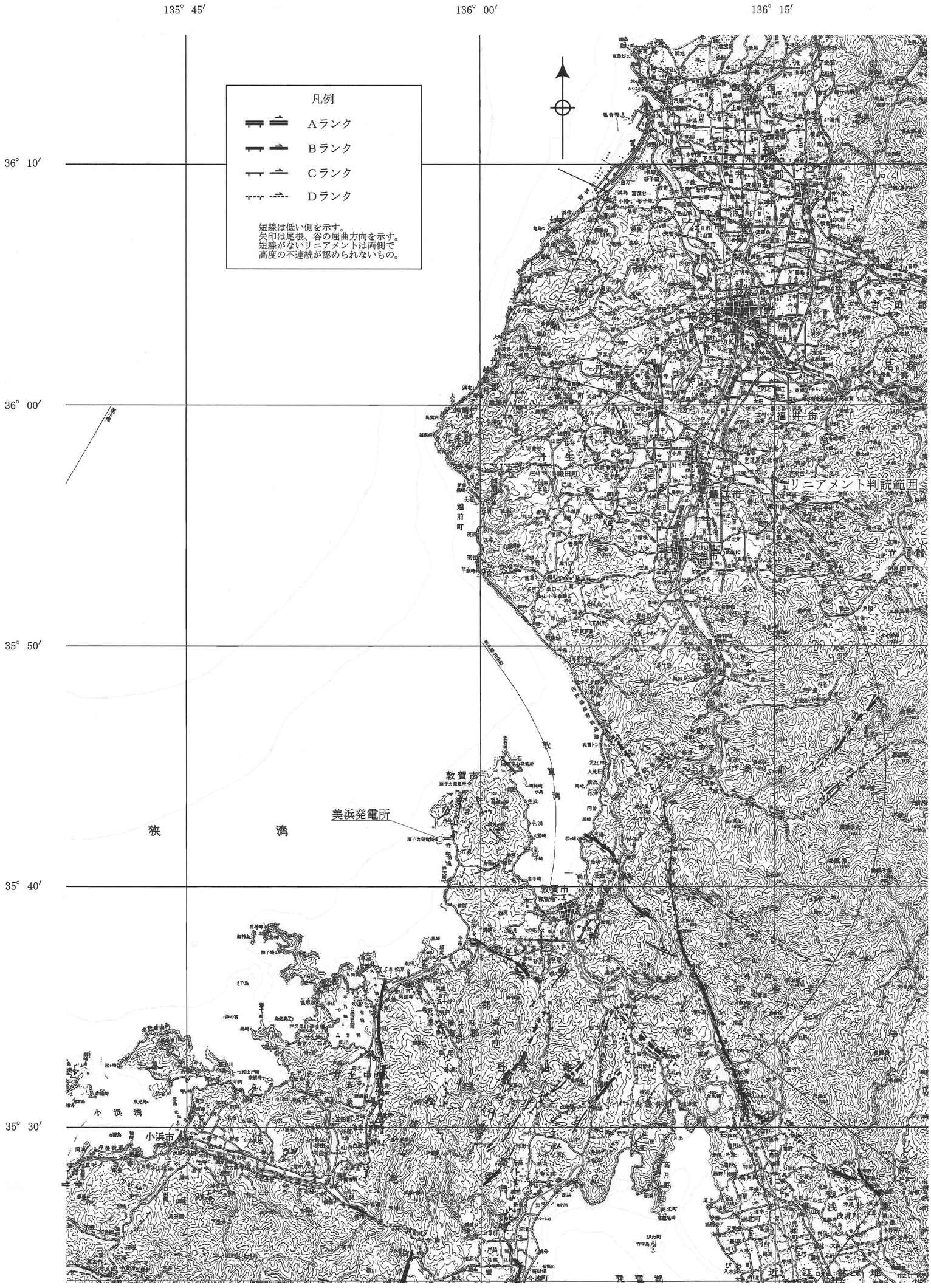


凡　例

- 活断層研究会編「新編　日本の活断層」1/100万による断層及び名称
- 活断層研究会編「新編　日本の活断層」1/100万による撓曲及び名称
- 地質調査所「日本地質アトラス（第2版）」1/300万による第四紀の逆断層及び名称（歯形が上盤側を示す）
- 地質調査所「日本地質アトラス（第2版）」1/300万による第四紀の横ずれ断層及び名称
- 福井県「柳ヶ瀬断層帯（甲楽城断層，山中断層）に関する報告書」による断層及び名称
- 福井県「柳ヶ瀬断層帯（甲楽城断層，山中断層）に関する報告書」による撓曲及び名称
- 地質調査所「ゲンタツ瀬海底地質図」1/20万による断層及び名称
- 地質調査所「ゲンタツ瀬海底地質図」1/20万による伏在断層及び名称
- 地質調査所「ゲンタツ瀬海底地質図」1/20万による推定断層及び名称
- 海上保安庁海洋情報部 沿岸海域海底活断層調査「加賀−福井沖」1/10万による断層
- 海上保安庁海洋情報部 沿岸海域海底活断層調査「加賀−福井沖」1/10万による撓曲
- 海上保安庁海洋情報部 沿岸海域海底活断層調査「加賀−福井沖」1/10万による背斜軸
- 海上保安庁水路部 海底地質構造図「若狭湾東部」1/5万による断層
- 海上保安庁水路部 海底地質構造図「若狭湾東部」1/5万による背斜軸及び名称（破線は伏在背斜軸）



第1.3.10図　敷地前面海域の主要断層分布図

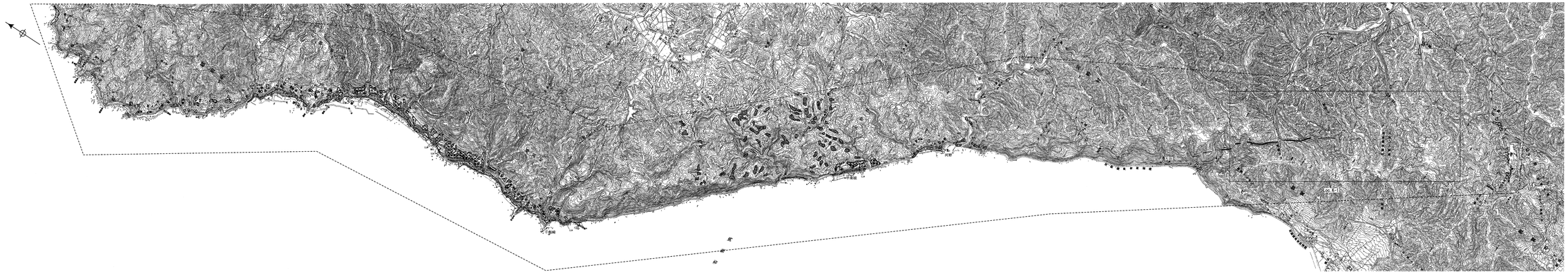


「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図200000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

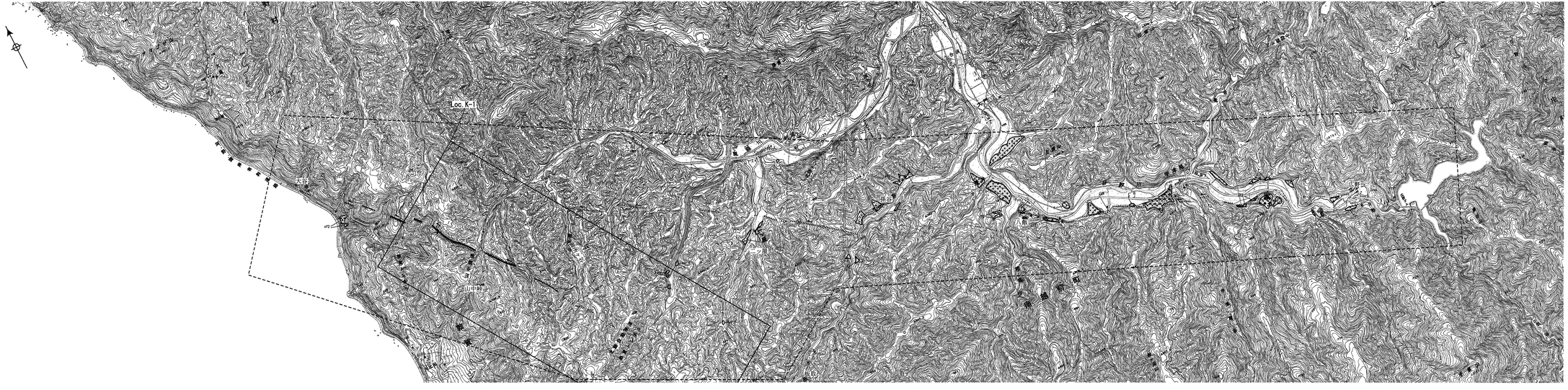
第1.3.11図　敷地周辺陸域の変動地形・リニアメント分布図



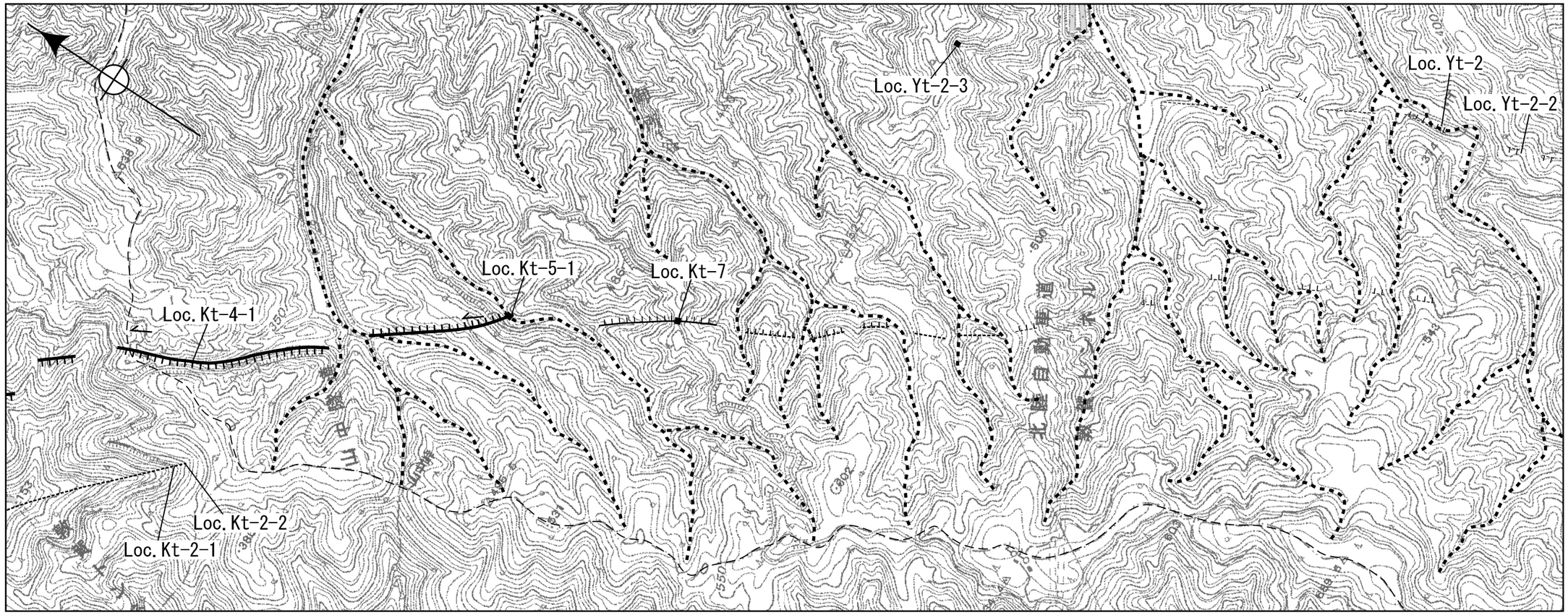
第1.3.12図(1)　和布－千倉崎沖断層，甲楽城断層周辺陸域の地形調査結果（その1）



第1.3.12図(2)　和布～千般崎沖断層、甲楽城断層周辺陸域の地形調査結果（その2）



第1.3.12図(3)　和布－千振崎沖断層，甲楽城断層周辺陸域の地形調査結果（その3）



「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

変動地形・リニアメントの凡例

Bランク

Cランク

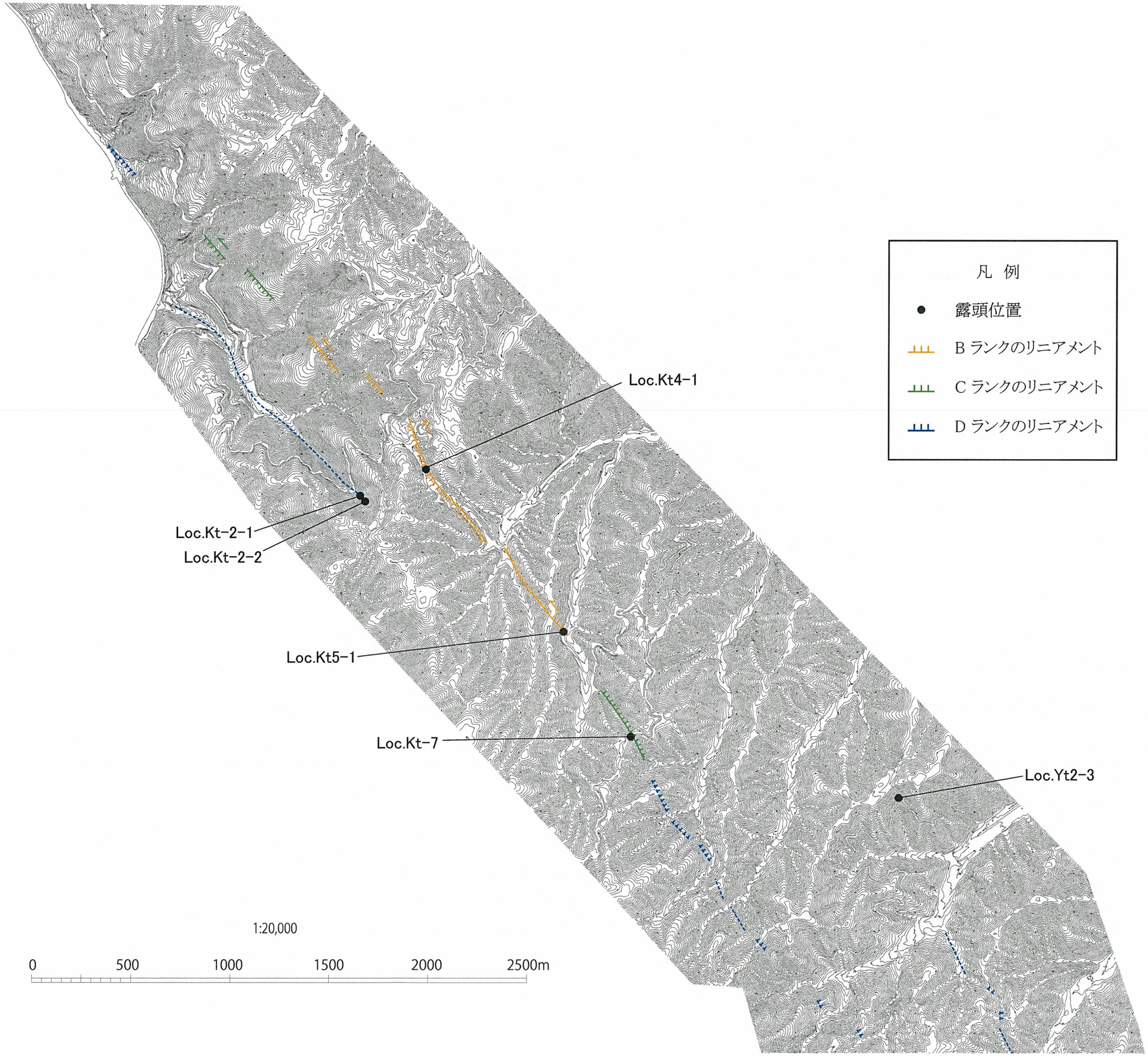
Dランク

短線は低い側を示す。矢印は尾根、谷の屈曲方向を示す。
短線がないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。

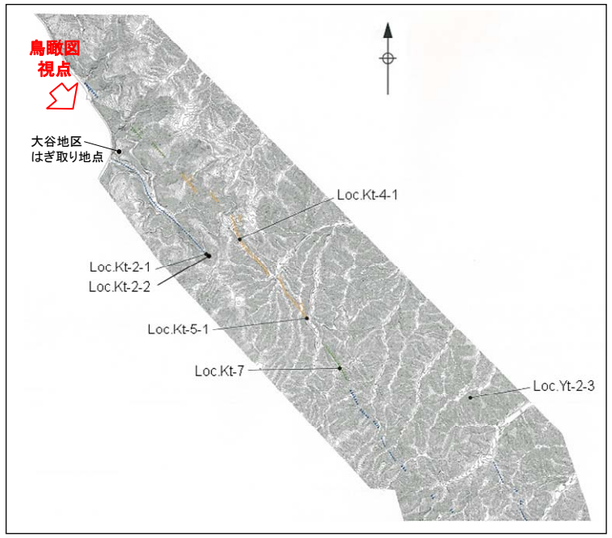
水系

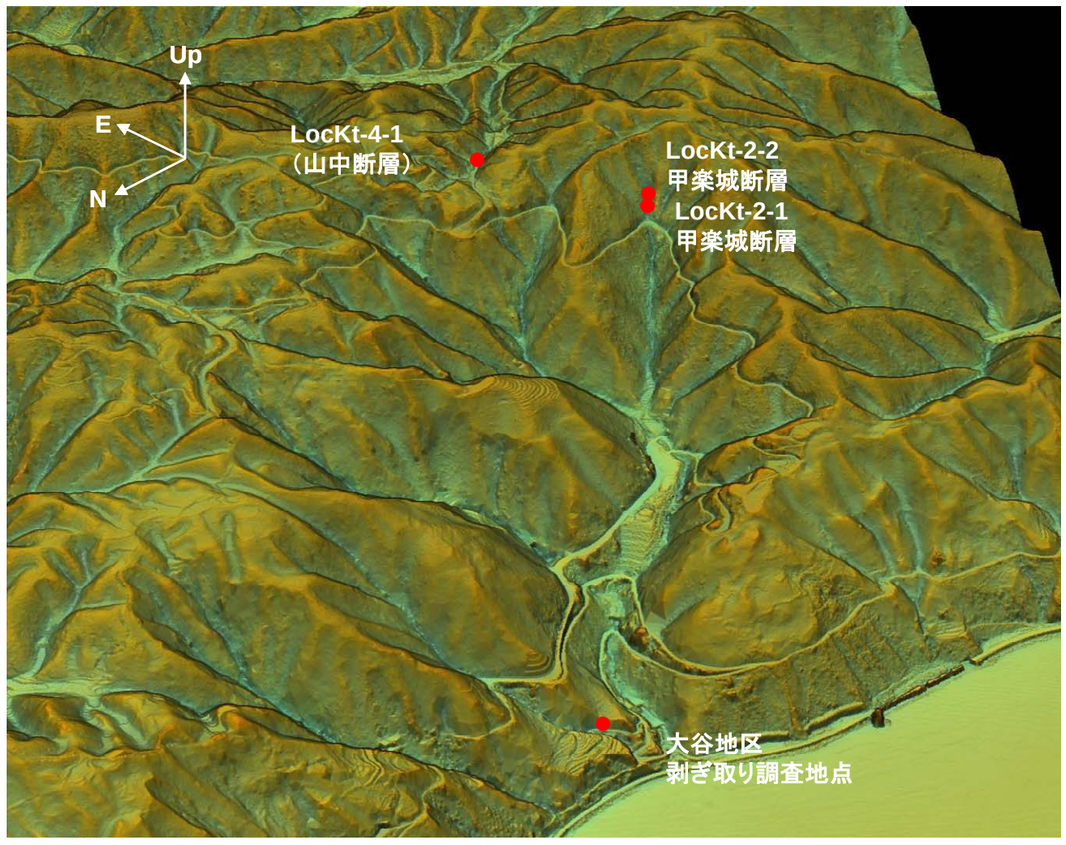
分水嶺

第1.3.13図　山中断層付近の地形図（Loc.K-1）

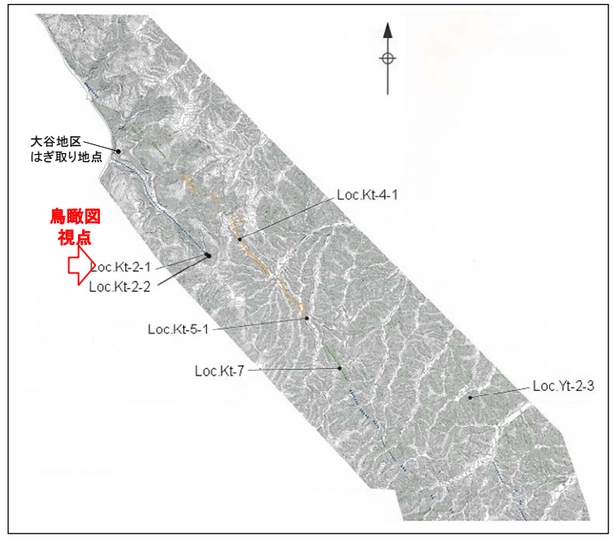


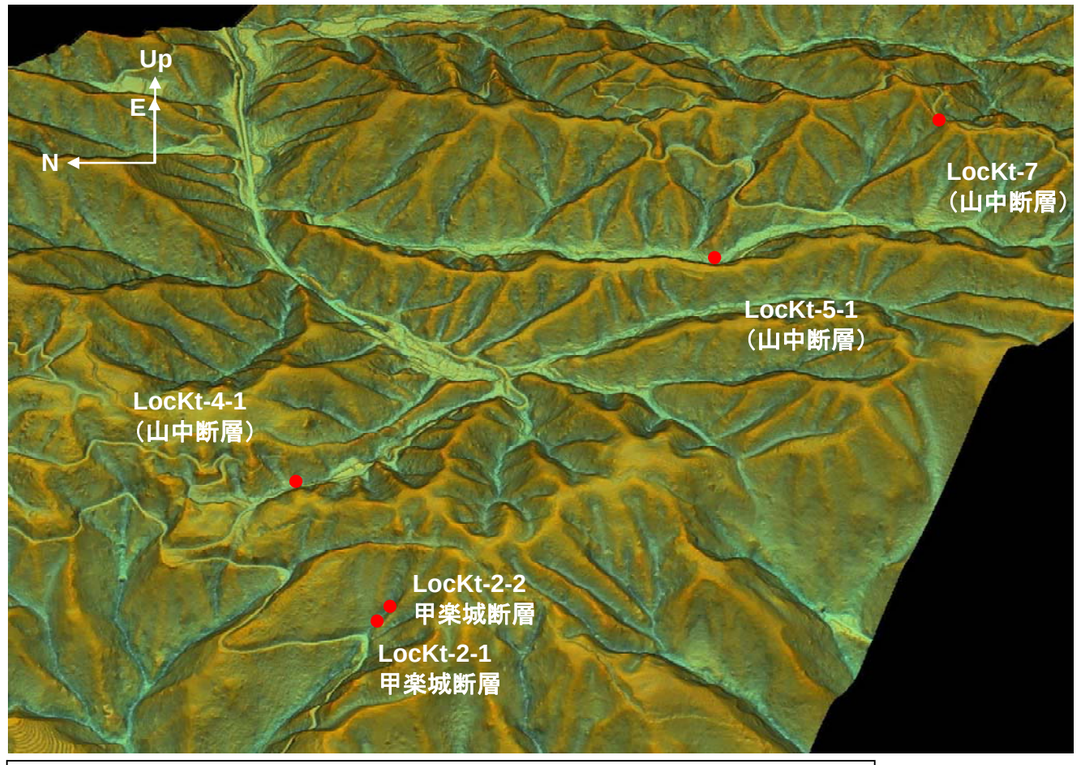
第1.3.14図　甲楽城断層南端付近　航空レーザー測量により作成した地形図





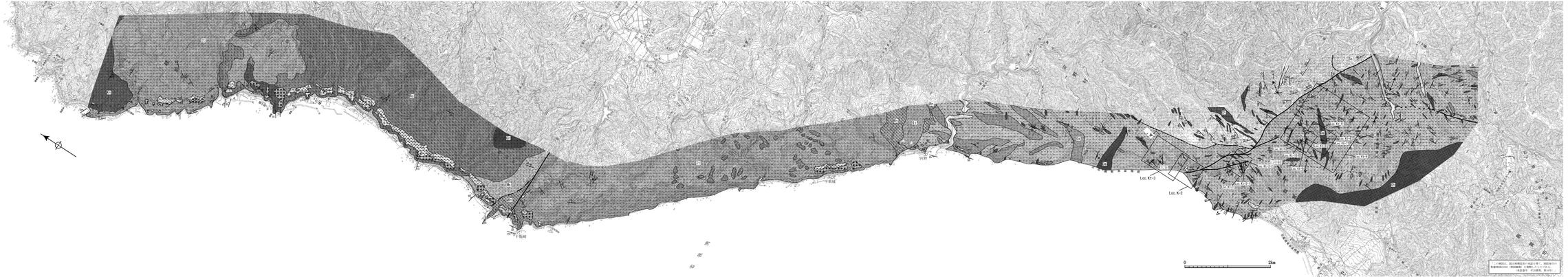
大谷地区剥ぎ取り地点からLoc.Kt-2-1にかけて、直線谷からなるNW－SE方向のリニアメントが判読されるが、Loc.Kt-2-1以南では変動地形は認められない。





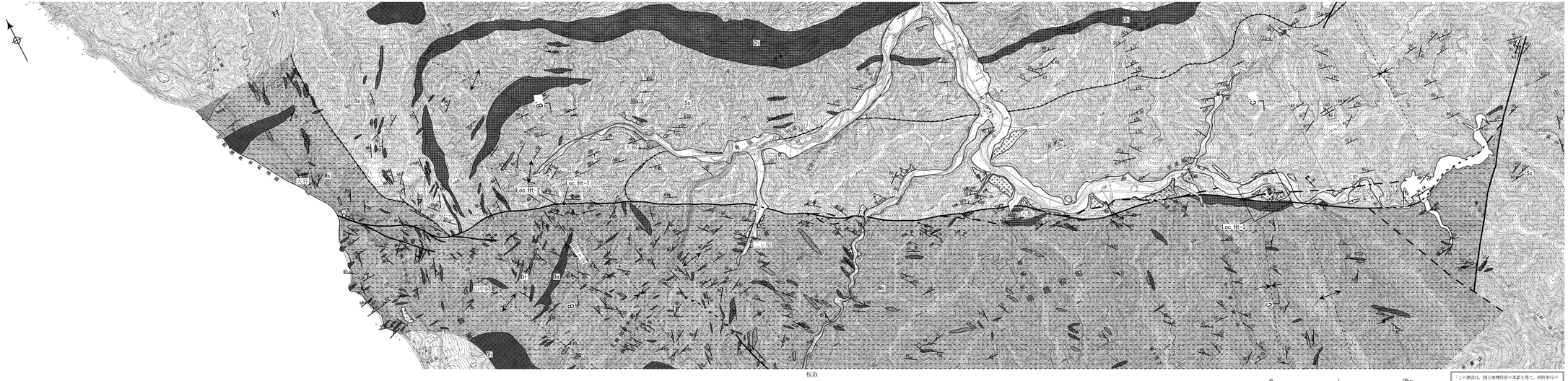
大谷地区剥ぎ取り地点からLoc.Kt-2-1にかけて、直線谷からなるNW－SE方向のリニアメントが判読されるが、Loc.Kt-2-1以南では変動地形は認められない。

第 1. 3. 15 図　甲楽城断層南端付近　航空レーザー測量により作成した鳥瞰図

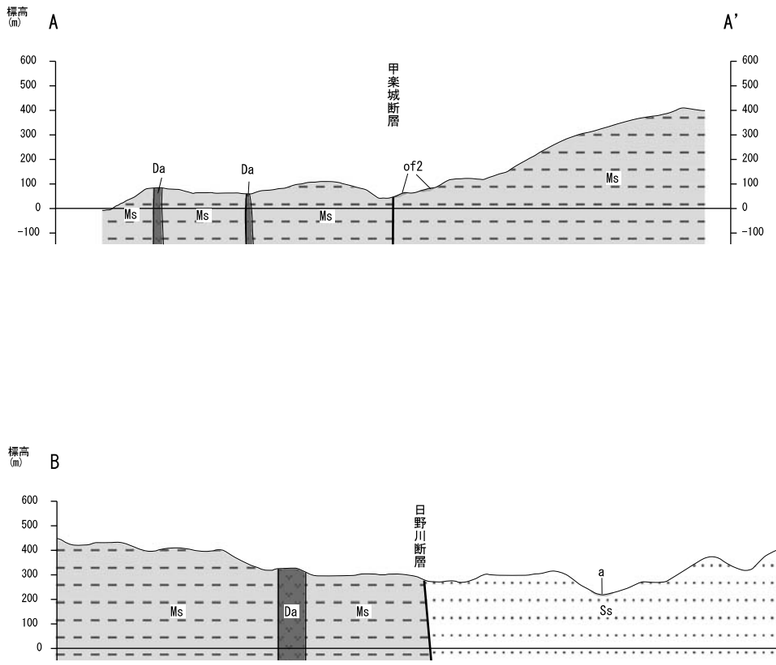


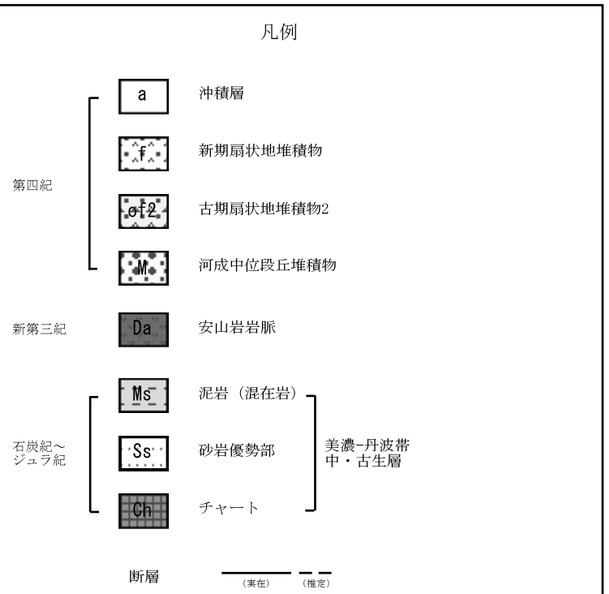
第1.3.16図(1)　和布－干飯崎沖断層、甲楽城断層周辺陸域の地質図（その1）

0-1-290



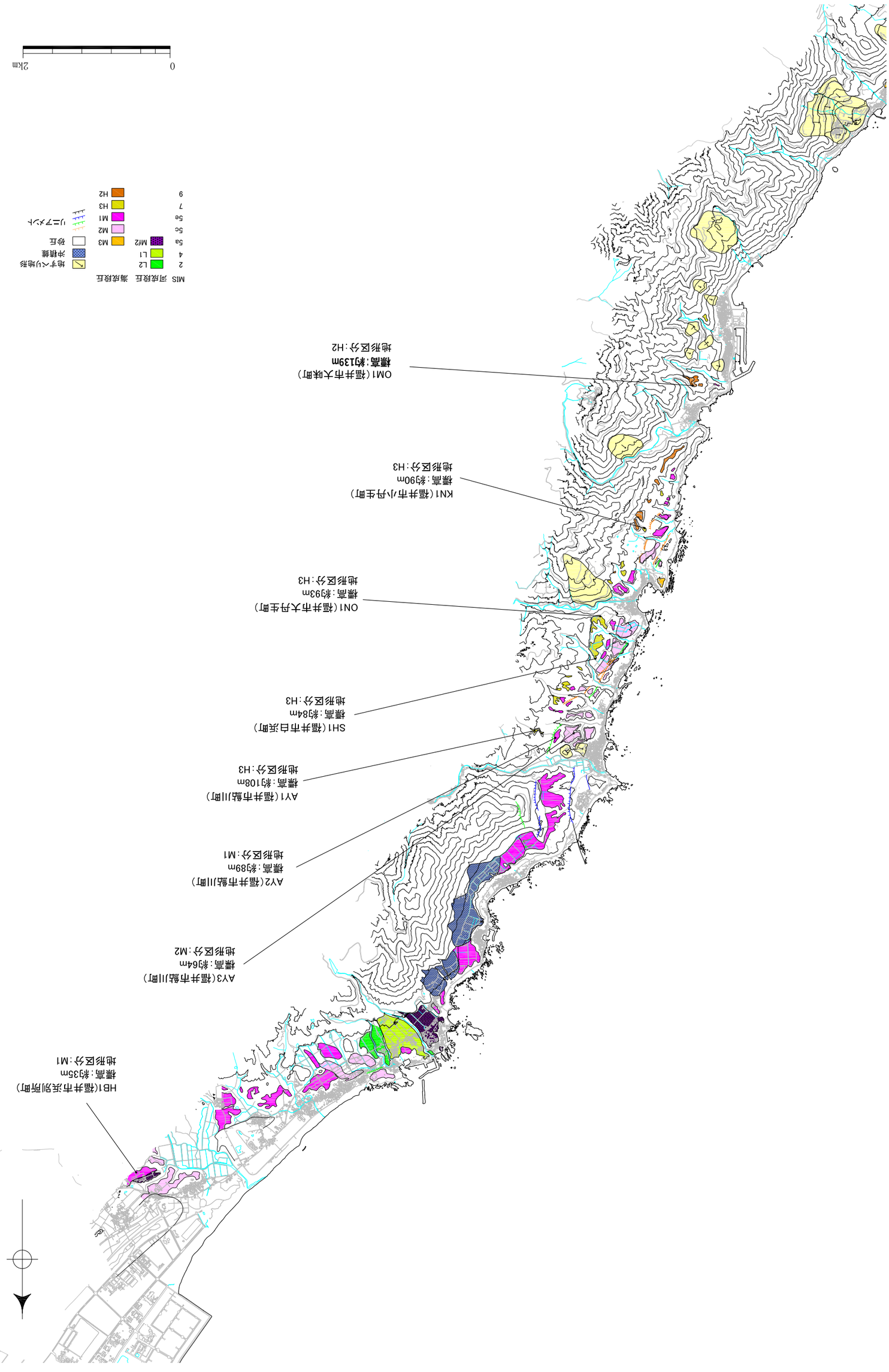
第1.3.16図(2)　和布－于飯崎沖断層，甲楽城断層周辺陸域の地質図（その2）





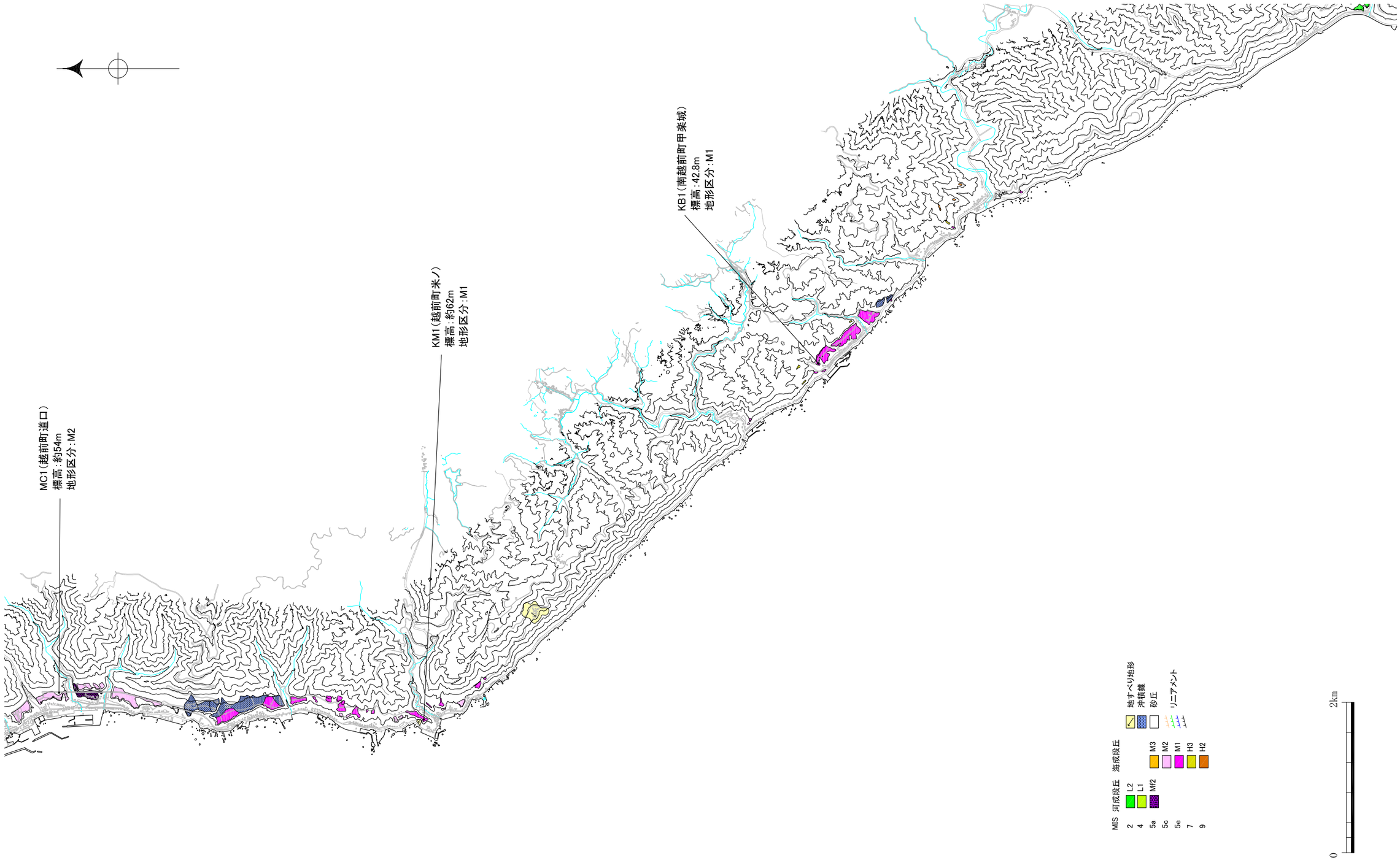
第1.3.17図　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層周辺陸域の地質断面図

第1.3.18図(1)　和布－千飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（その1）





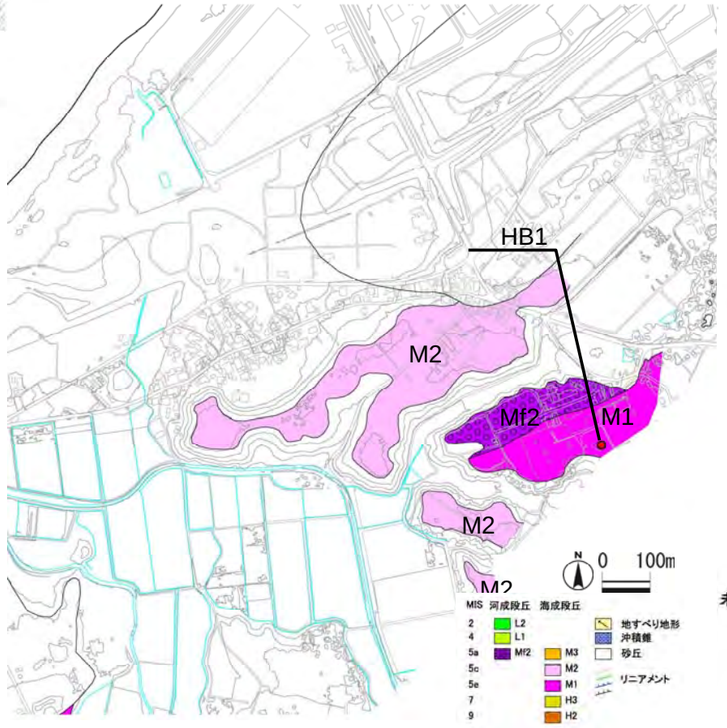
第1.3.18図(2)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（その2）

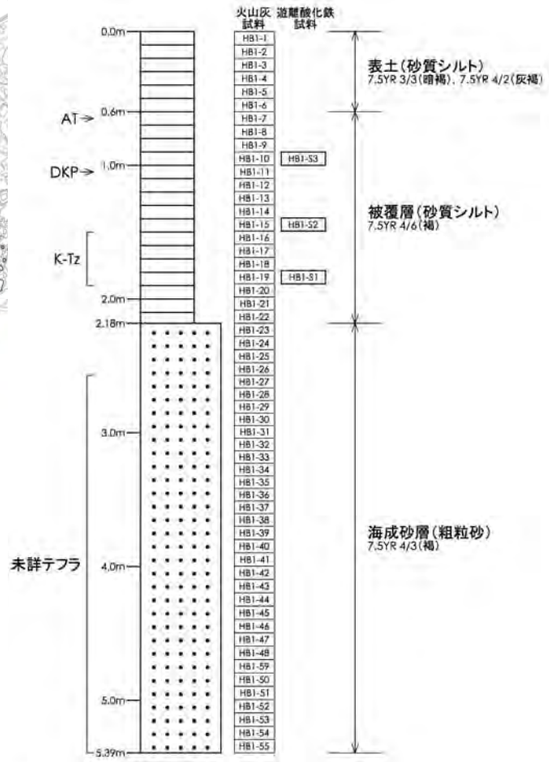


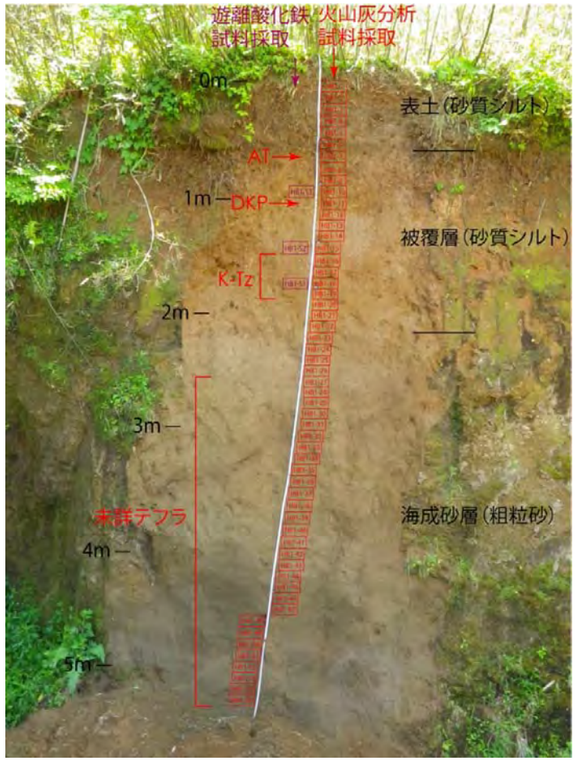
第1.3.18図(3)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（その3）

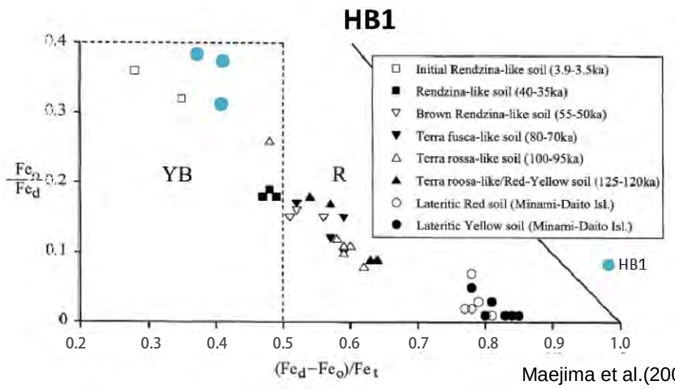
段丘面調査結果（福井市浜別所町、HB1、標高約35m）











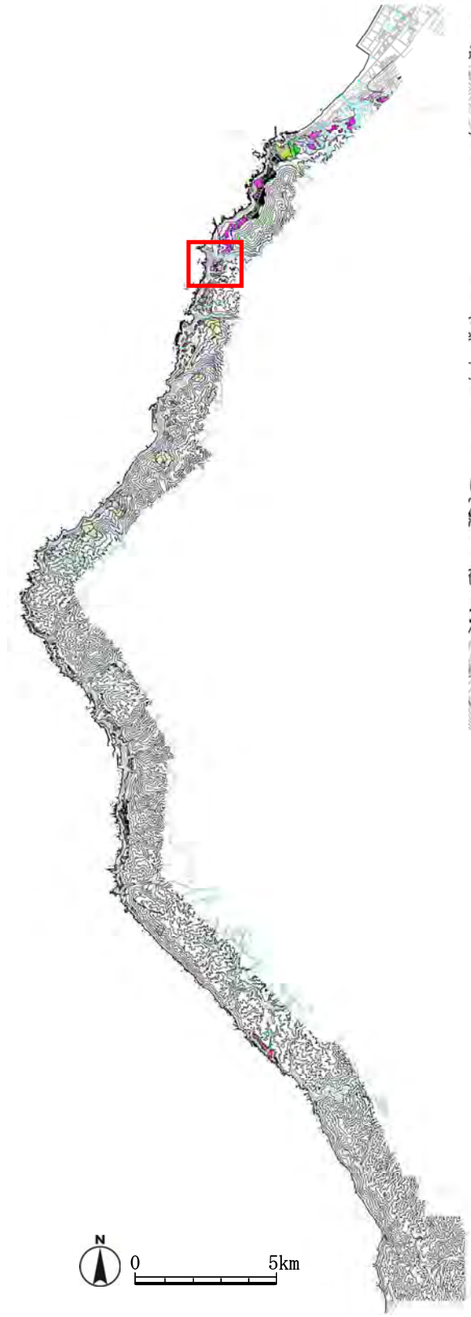
Maejima et al.(2002)※に加筆

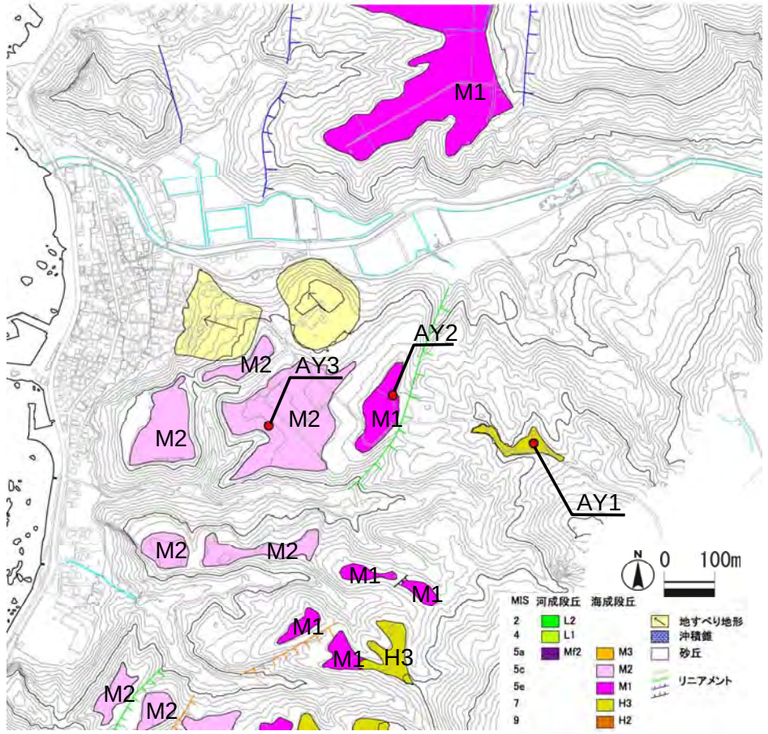
※Yuji Maejima, Shizuo Nagatsuka and Teruo Higashi：
Application of the Crystallinity Ratio of Free Iron Oxides for Dating Soils Developed on the Raised Coral Reef Terraces of Kikai and Minami-Daito Islands, Southwest Japan,
第四紀研究(The Quaternary Research)
41(16)p.485-493 Dec. 2002

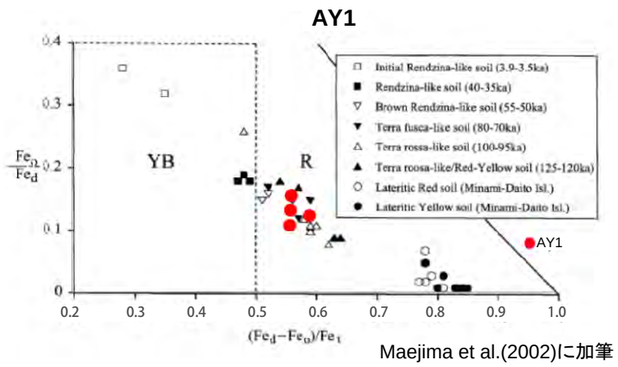
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、浜別所町（HB1）に中位段丘面（M1面）を判読した。
・浜別所町（HB1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、AT（約2.6万年前～約2.9万年前）、DKP（約5.5万年前）及びK－Tz（約9.5万年前）が検出された。
・被覆層について遊離酸化鉄分析を行った結果、YB（黄褐色森林土）に区分された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM1面（中位段丘面）と評価。

第 1.3.18 図(4)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（HB1）

段丘面調査結果（福井市鮎川町、AY1、標高約108m）







Maejima et al.(2002)に加筆



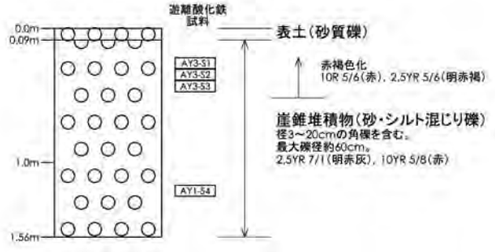
AY1（福井市鮎川町）_試料採取位置全景



AY1（福井市鮎川町）_試料採取位置
（AY1-S1～S3）



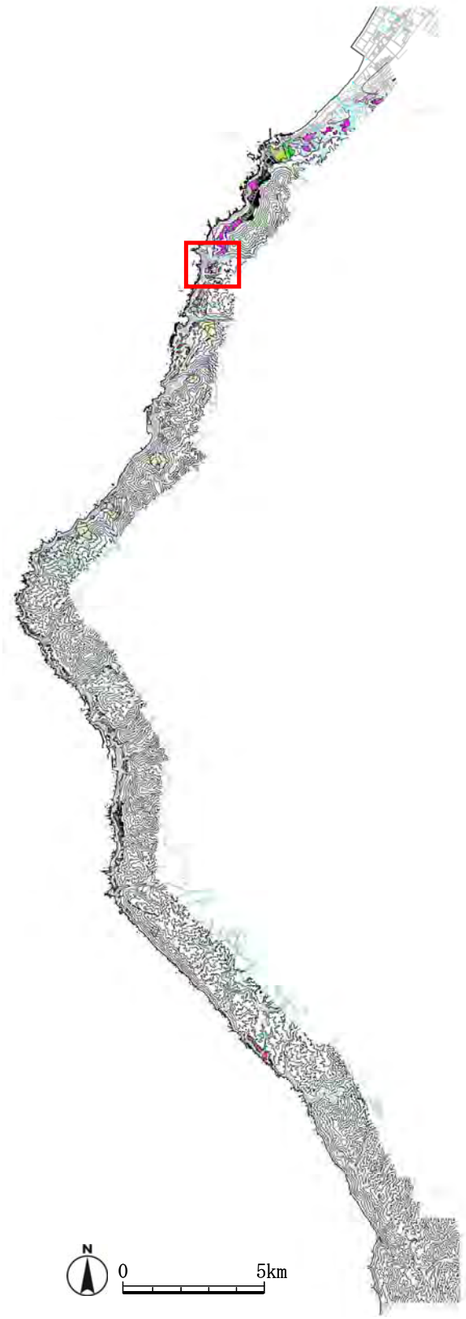
AY1（福井市鮎川町）_試料採取位置
（AY1-S4）

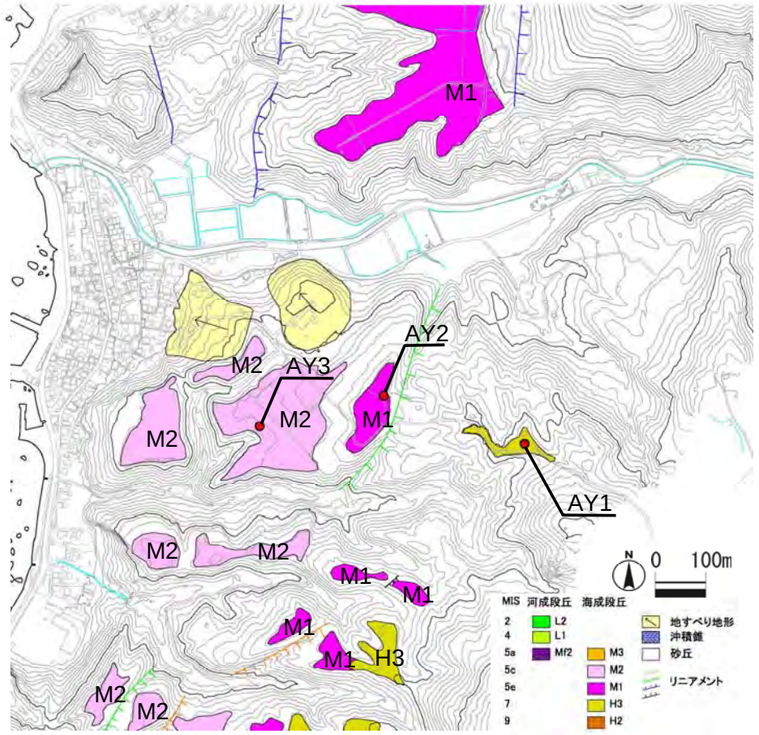


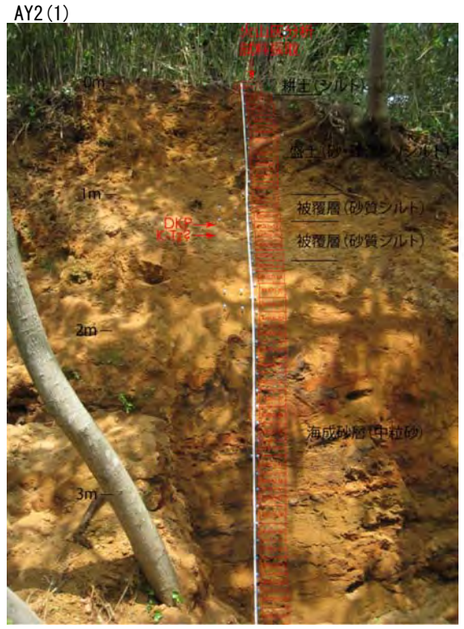
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、鮎川町（AY1）に高位段丘面（H3面）を判読した。
・鮎川町（AY1）における剥ぎ取り調査の結果、崖錐堆積物が認められた。
・崖錐堆積物について遊離酸化鉄分析を行った結果、R（赤色土）に区分された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をH3面（高位段丘面）と評価。

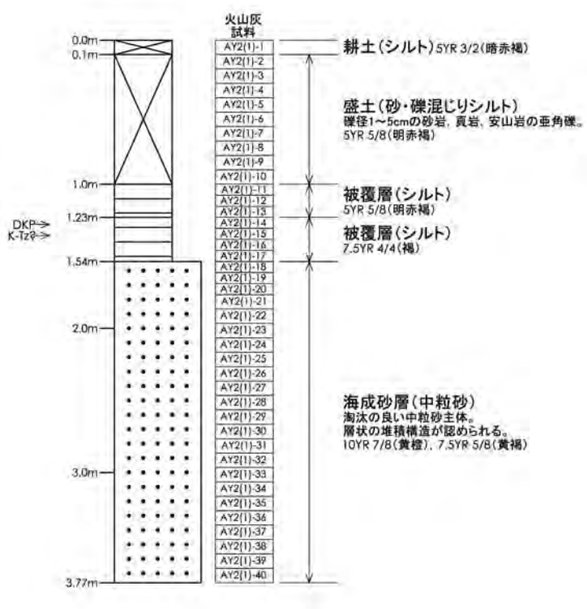
第 1.3.18 図(5)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（AY1）

段丘面調査結果（福井市鮎川町、AY2、標高約89m、その1）









・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、鮎川町（AY2）に中位段丘面（M1面）を判読した。
・鮎川町（AY2(1)）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、盛土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、DKP及びK－Tzが検出された。

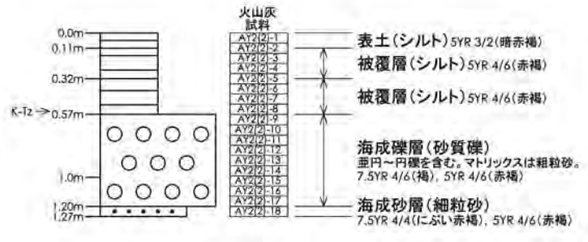


第 1.3.18 図(6)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（AY2）（1）

段丘面調査結果（福井市鮎川町、AY2、標高約89m、その2）

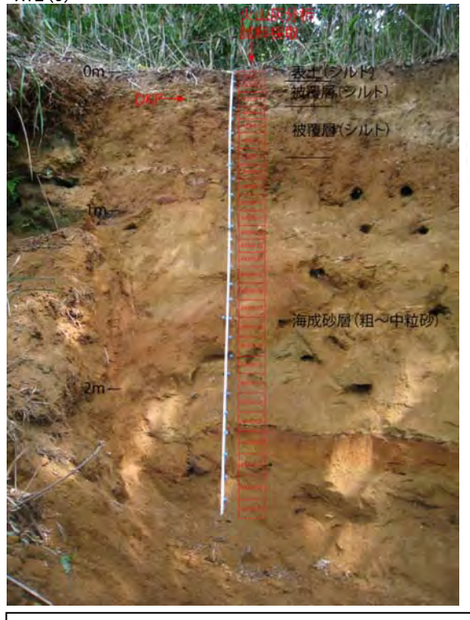
AY2(2)

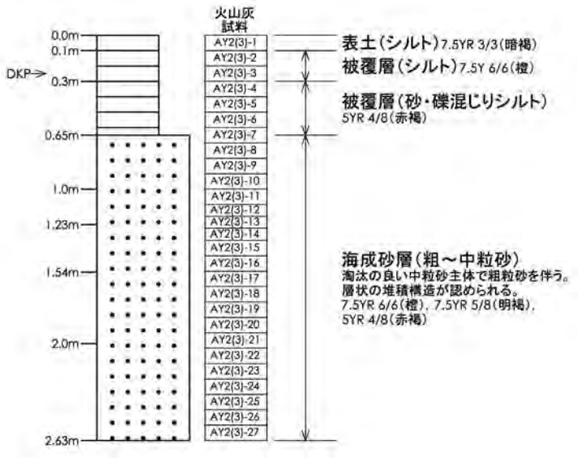




・鮎川町（AY2(2)）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、K－Tzが検出された。

AY2(3)

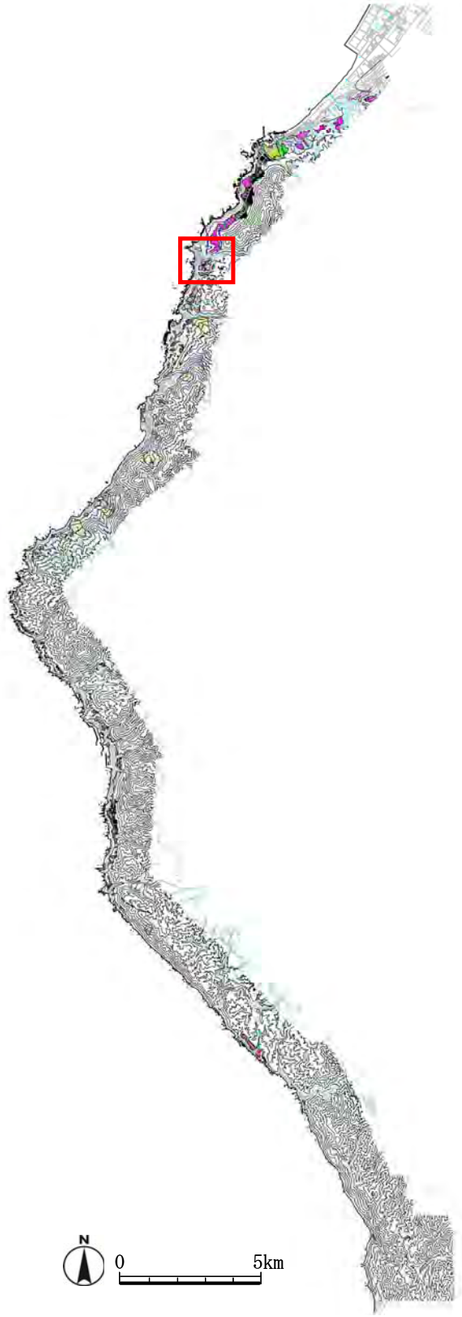


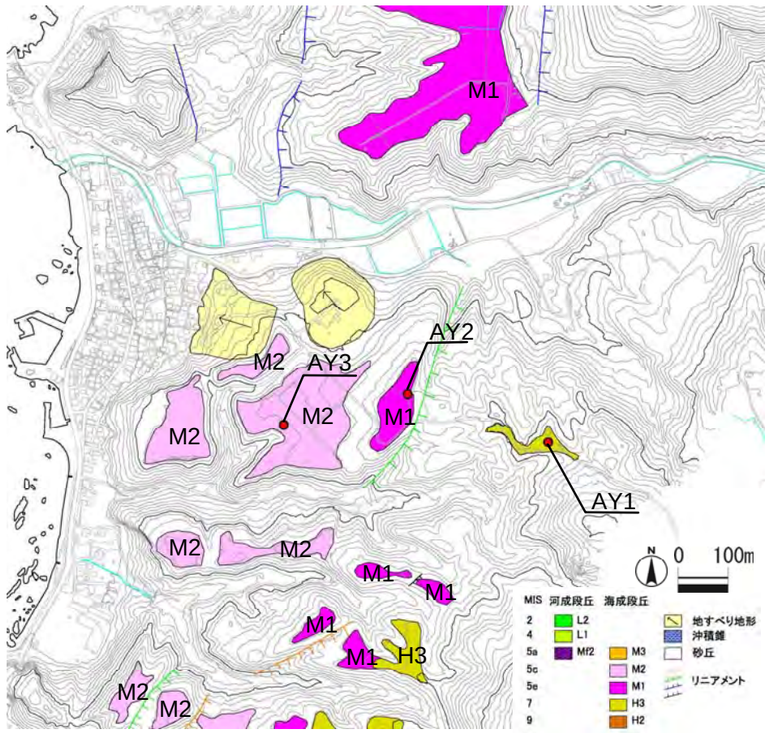


・鮎川町（AY2(3)）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、DKPが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM1面（中位段丘面）と評価。

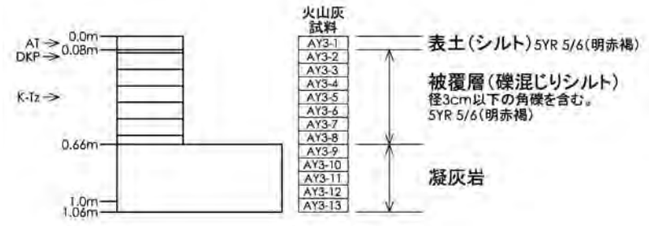
第 1.3.18 図(7)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（AY2）(2)

段丘面調査結果（福井市鮎川町、AY3、標高約64m）







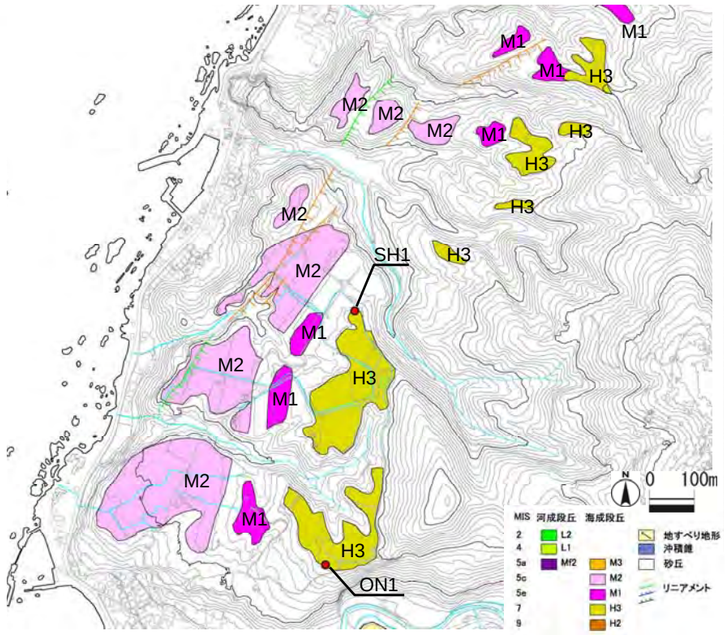


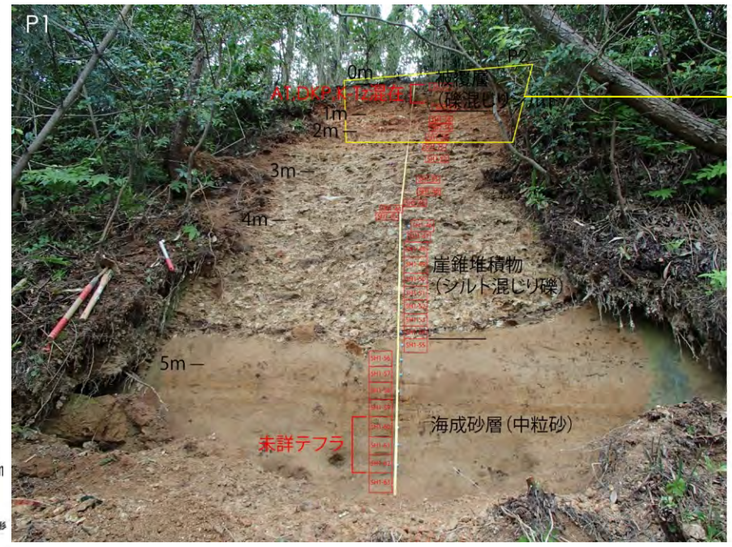
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、鮎川町（AY3）に中位段丘面（M2面）を判読した。
・鮎川町（AY3）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び凝灰岩が認められた。
・火山灰分析の結果、AT、DKP及びK－Tzが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM2面（中位段丘面）と評価。

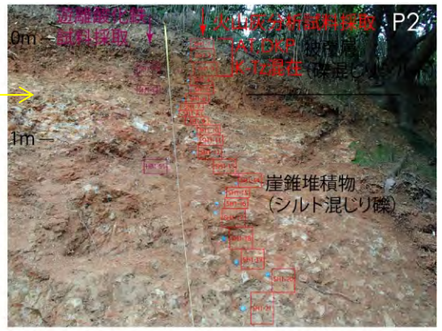
第 1.3.18 図(8)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（AY3）

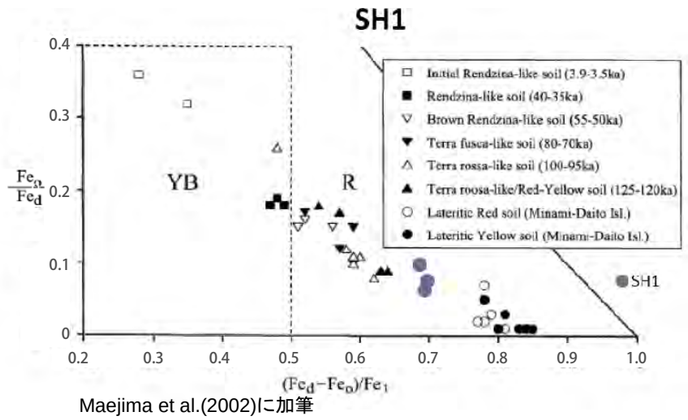
段丘面調査結果（福井市白浜町、SH1、標高約84m）









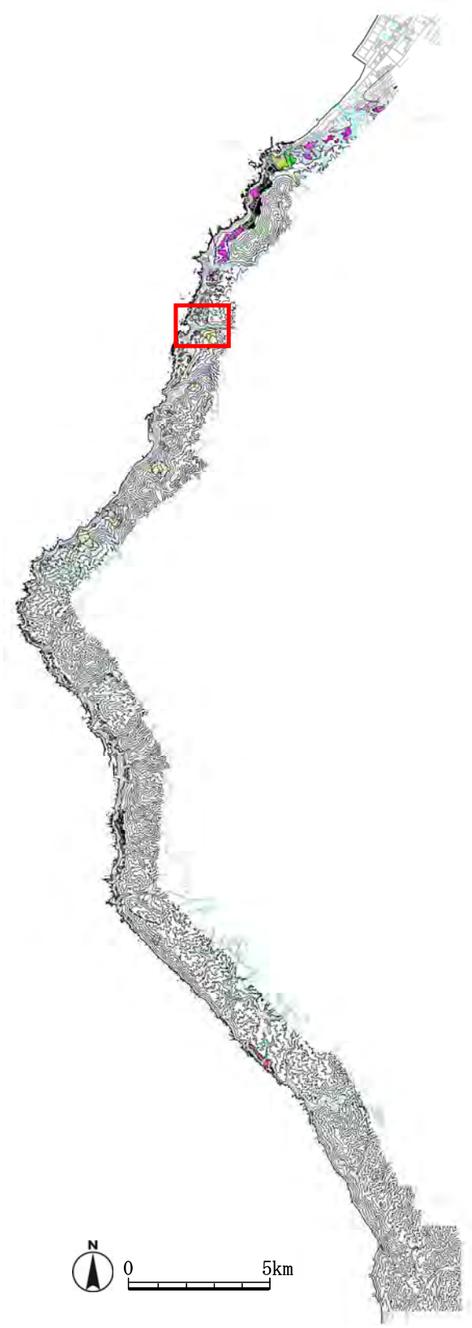


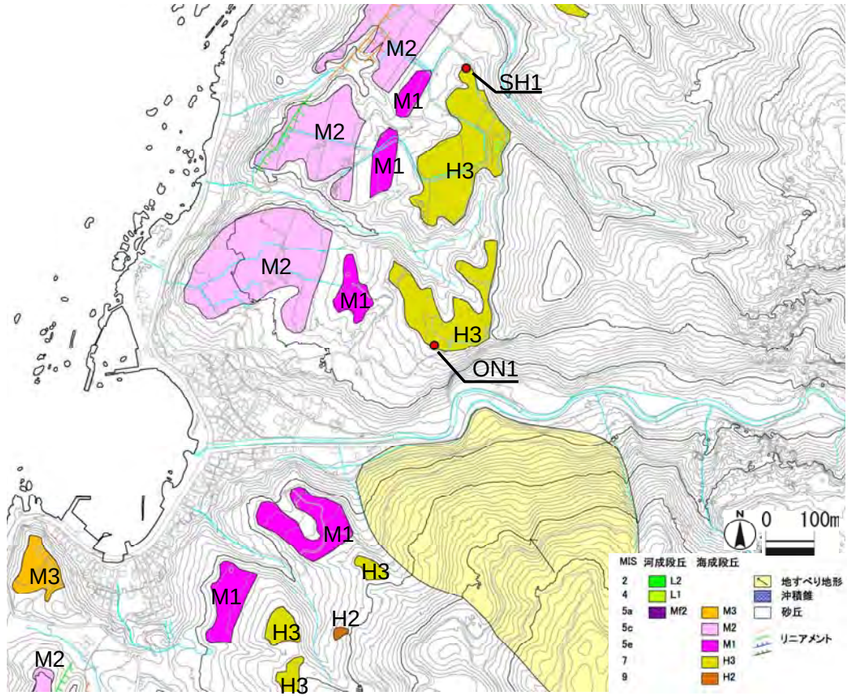
Maejima et al.(2002)に加筆

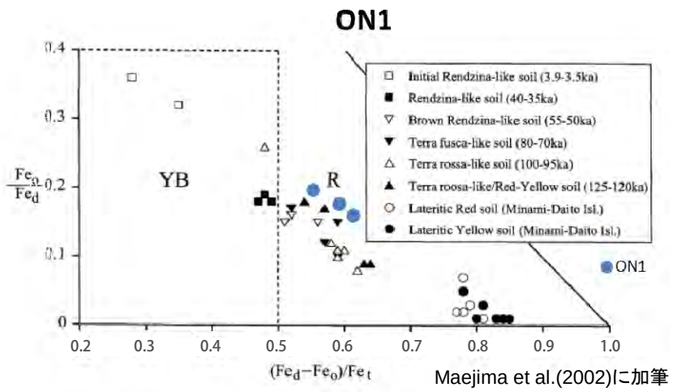
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、白浜町（SH1）に高位段丘面（H3面）を判読した。
・白浜町（SH1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より被覆層、崖錐堆積物及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、AT、DKP、K－Tz及び未詳テフラが検出された。
・被覆層及び崖錐堆積物について遊離酸化鉄分析を行った結果、R（赤色土）に区分された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をH3面（高位段丘面）と評価。

第 1. 3. 18 図(9)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（SH1）

段丘面調査結果（福井市大丹生町、ON1、標高約93m）

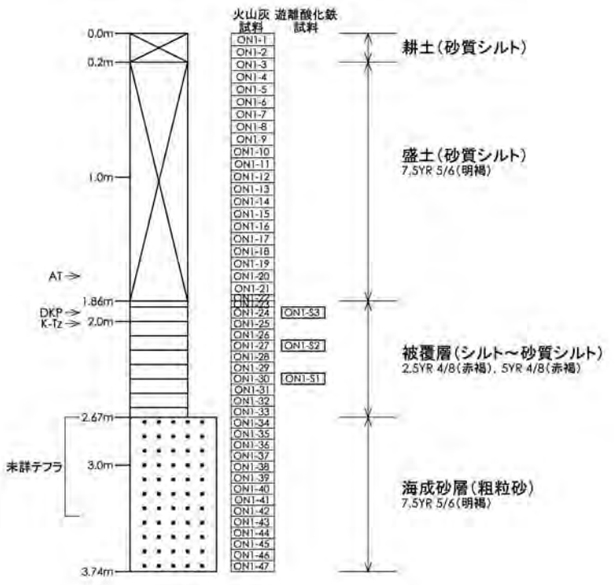






Maejima et al.(2002)に加筆

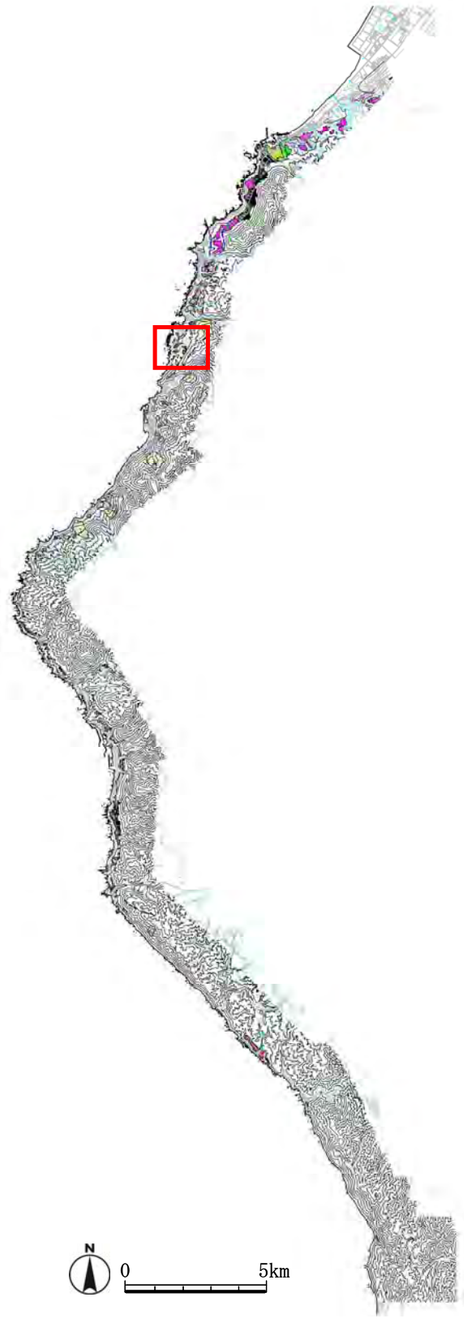


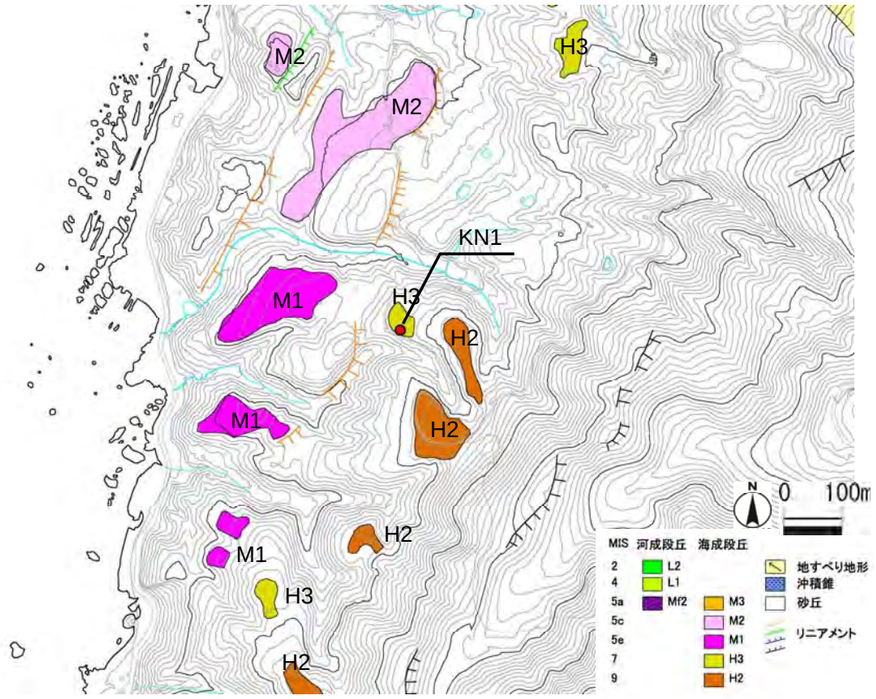


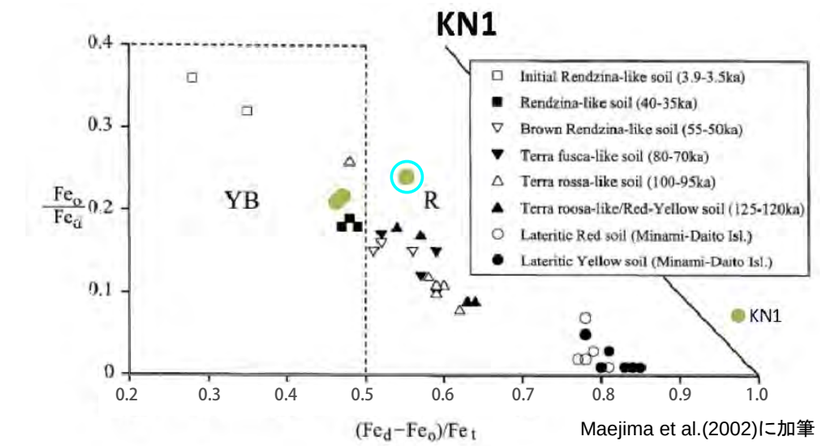
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、大丹生町（ON1）に高位段丘面（H3面）を判読した。
・大丹生町（ON1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より耕土、盛土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、AT、DKP、K－Tz及び未詳テフラが検出された。
・被覆層について遊離酸化鉄分析を行った結果、R（赤色土）に区分された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をH3面（高位段丘面）と評価。

第 1. 3. 18 図（10）　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（ON1）

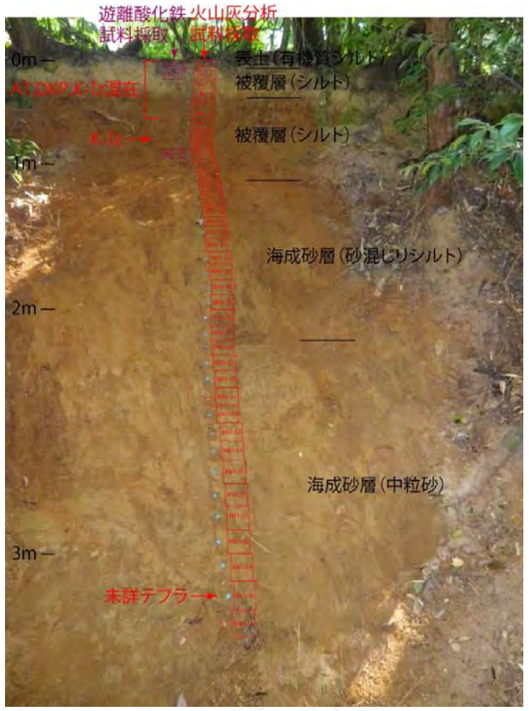
段丘面調査結果（福井市小丹生町、KN1、標高約90m）

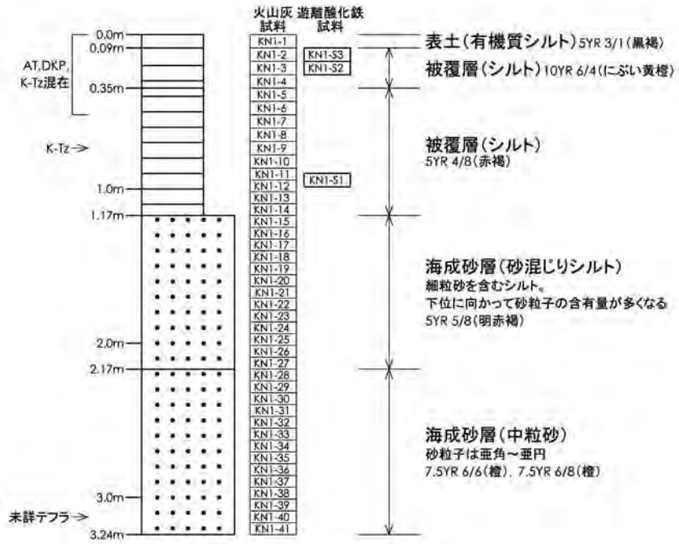






Maejima et al.(2002)に加筆

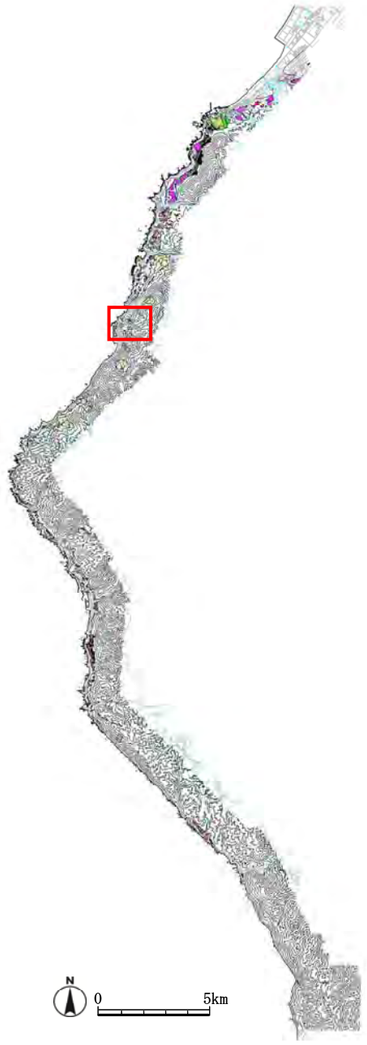


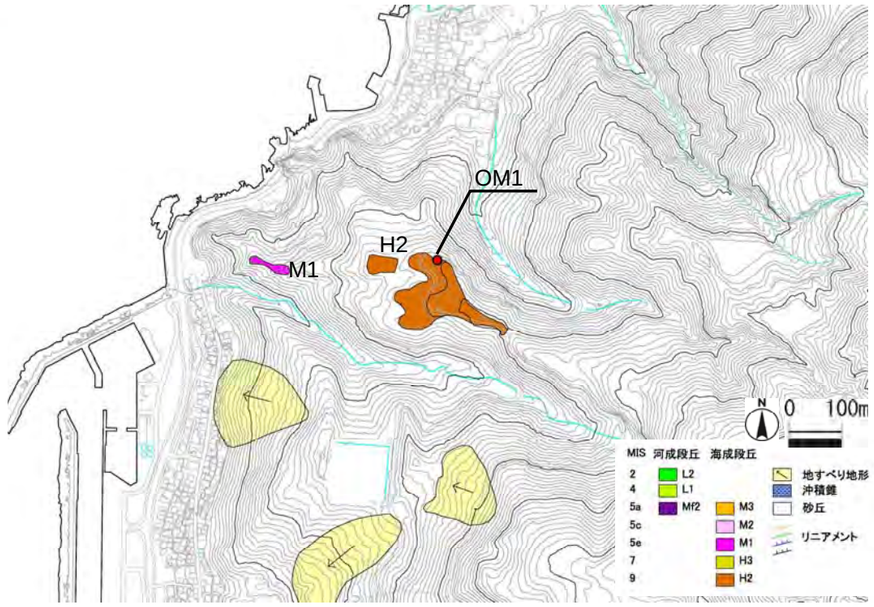


・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、小丹生町（KN1）に高位段丘面（H3面）を判読した。
・小丹生町（KN1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、AT、DKP、K－Tz及び未詳テフラが検出された。
・被覆層について遊離酸化鉄分析を行った結果、R（赤色土、KN1-S1）に区分された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をH3面（高位段丘面）と評価。

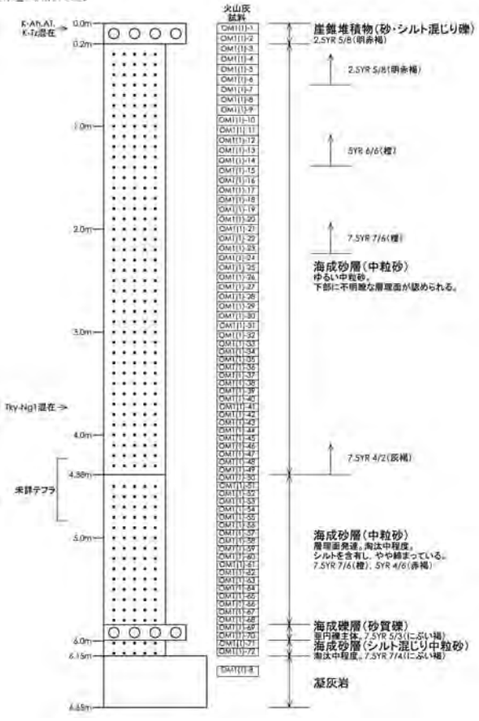
第 1.3.18 図(11)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（KN1）

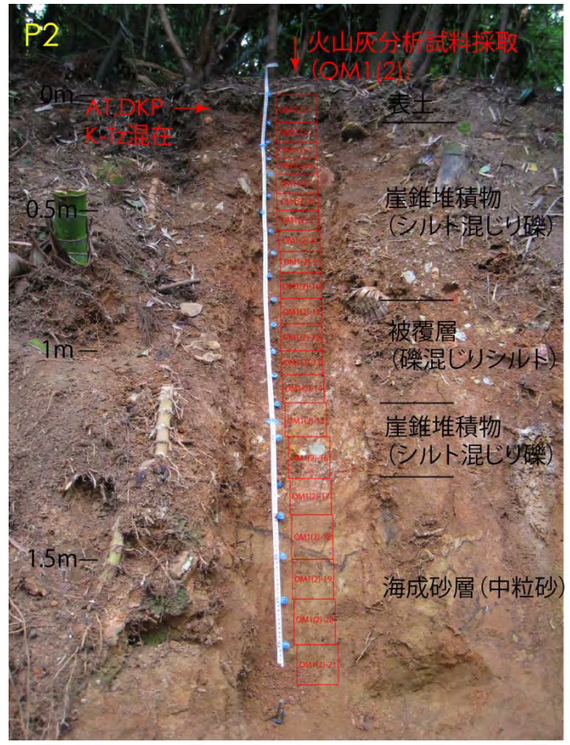
段丘面調査結果（福井市大味町、OM1、標高約139m）

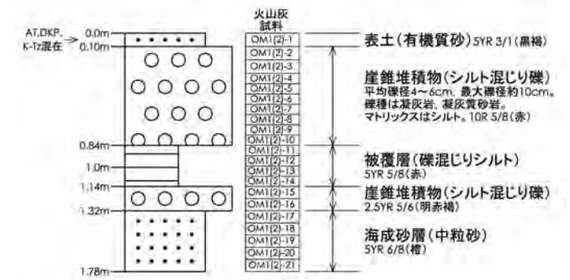








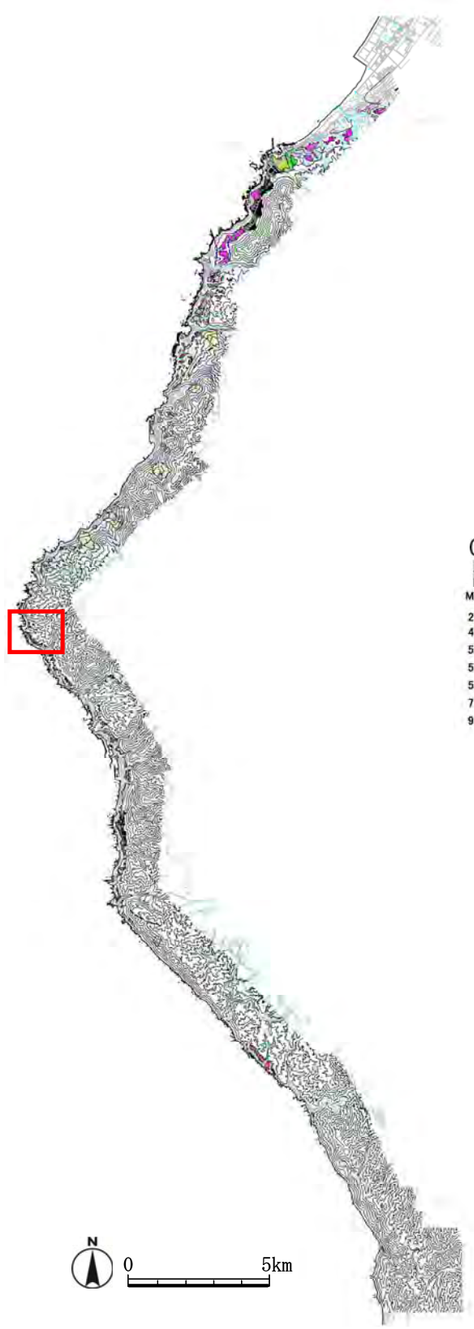


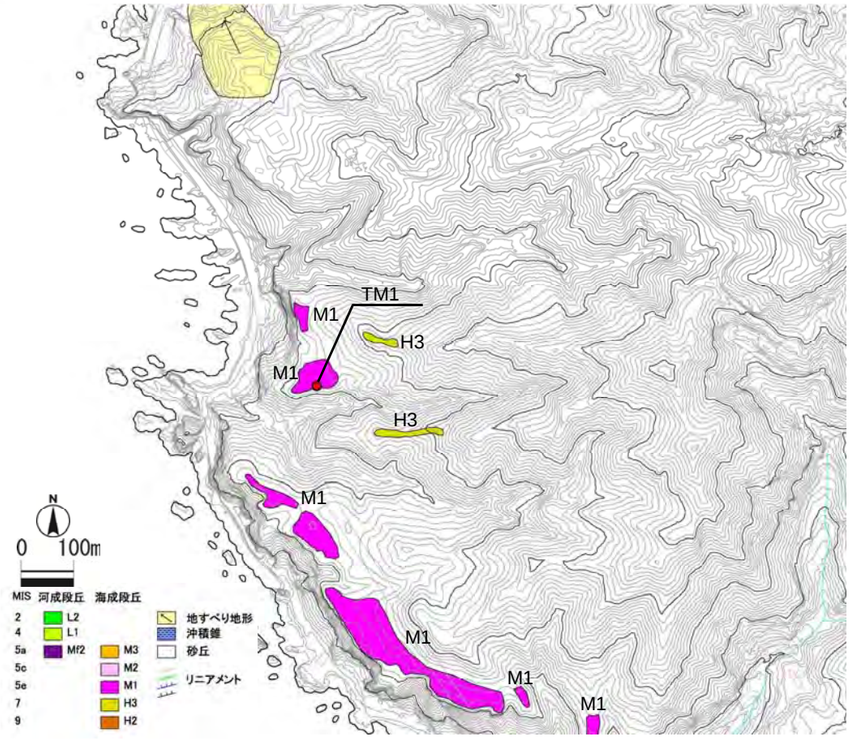


・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、大味町（OM1）に高位段丘面（H2面）を判読した。
・大味町（OM1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、崖錐堆積物、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、K－Ah、AT、DKP、K－Tz、Tky－Ng1テフラ（約29万年前～約30万年前）及び未詳テフラが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をH2面（高位段丘面）と評価。

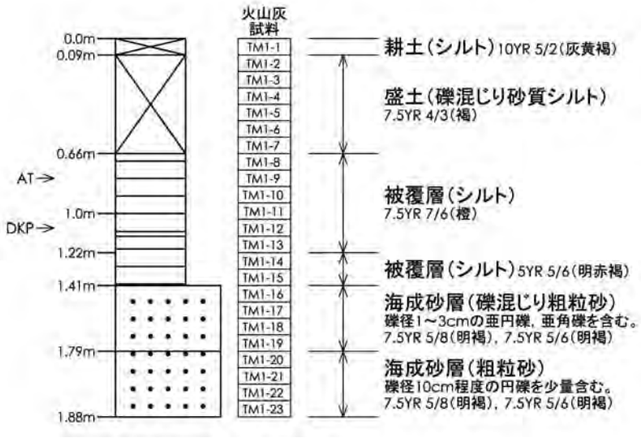
第 1.3.18 図(12)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果(OM1)

段丘面調査結果(越前町玉川、TM1、標高約113m)





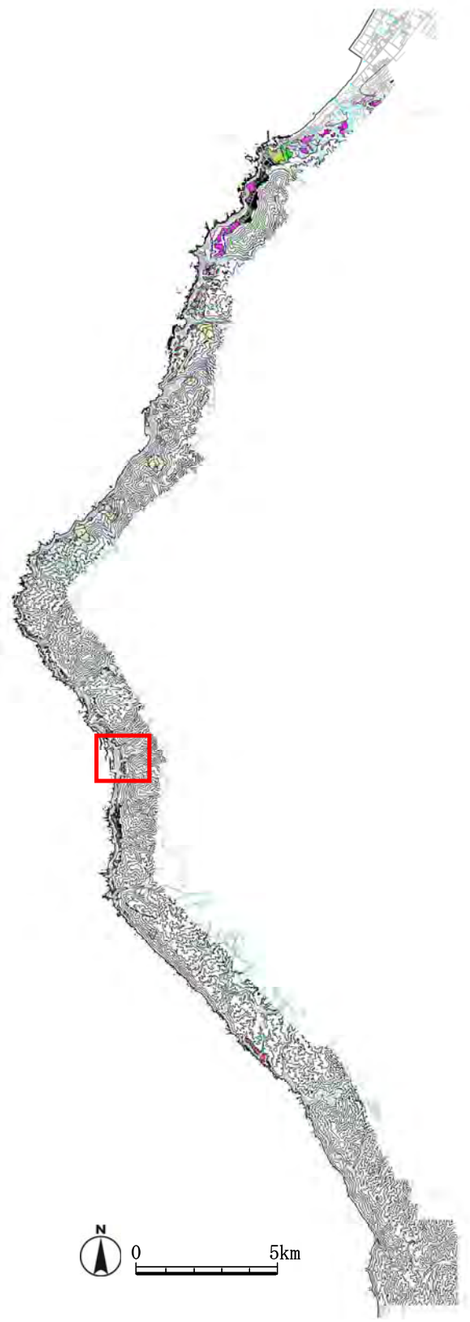


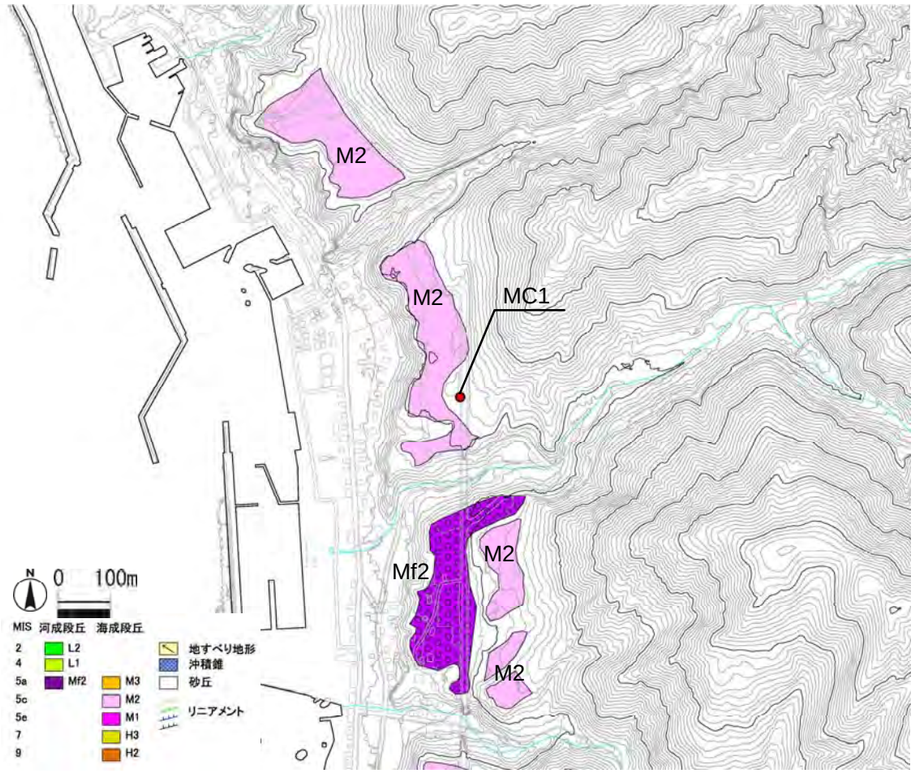


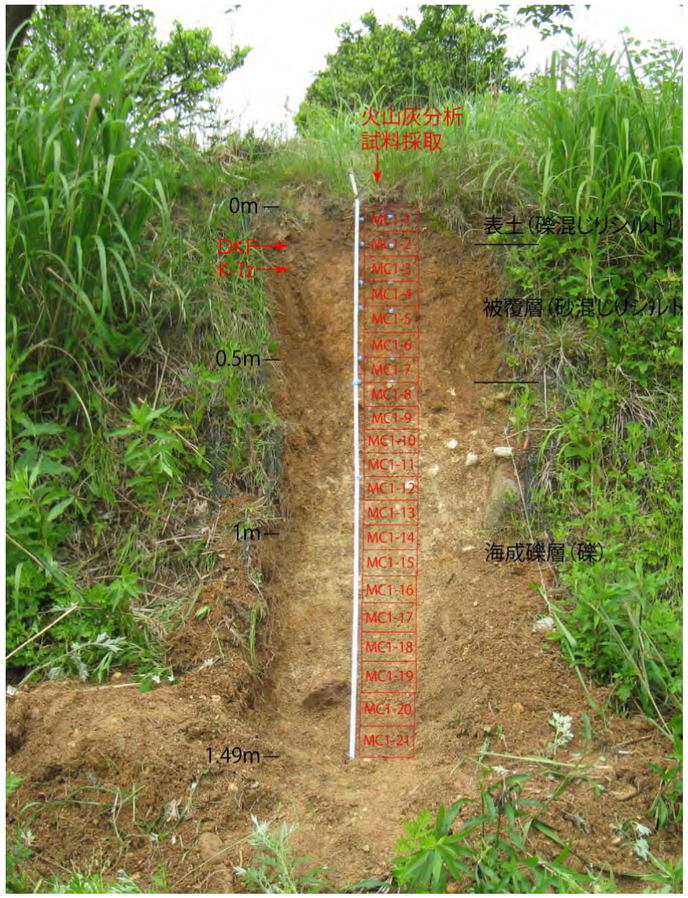
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、越前町玉川(TM1)に中位段丘面(M1面)を判読した。
・越前町玉川(TM1)における剥ぎ取り調査の結果、上位より耕土、盛土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、AT、DKPが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM1面(中位段丘面)と評価。

第 1.3.18 図(13)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果(TM1)

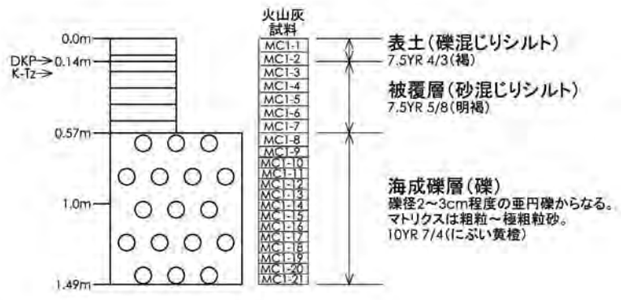
段丘面調査結果(越前町道口、MC1、標高約54m)





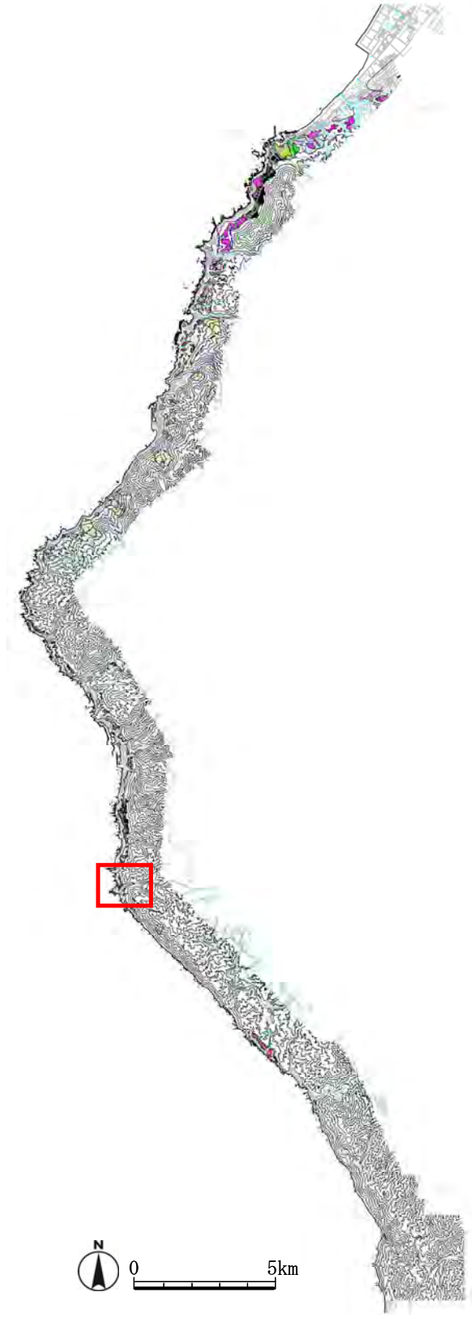


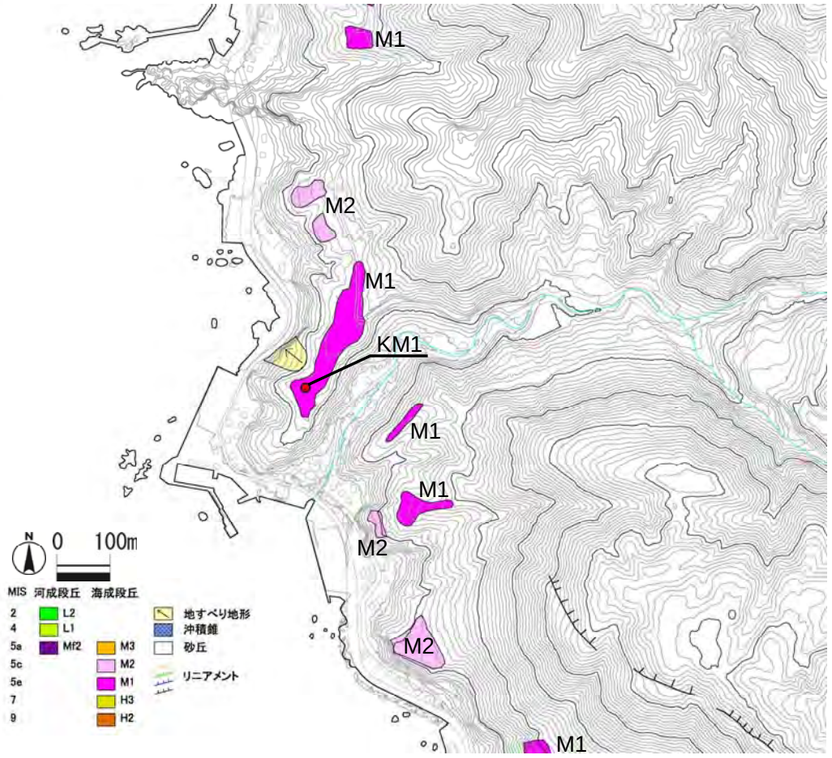
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、越前町道口(MC1)に中位段丘面(M2面)を判読した。
・越前町道口(MC1)における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層及び海成砂層が認められた。
・火山灰分析の結果、DKP及びK－Tzが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM2面(中位段丘面)と評価。



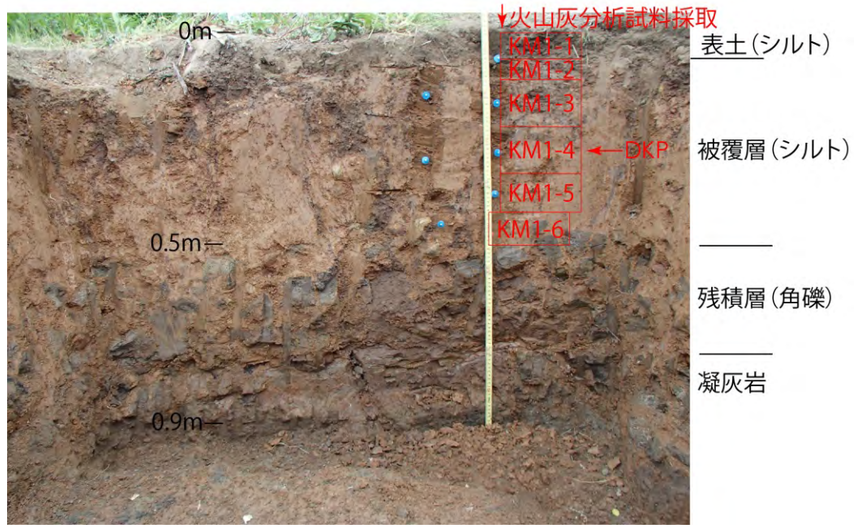
第 1.3.18 図(14)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果(MC1)

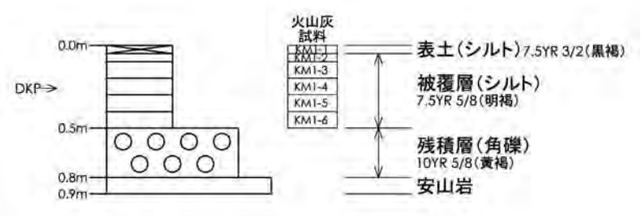
段丘面調査結果（越前町米ノ、KM1、標高約62m）









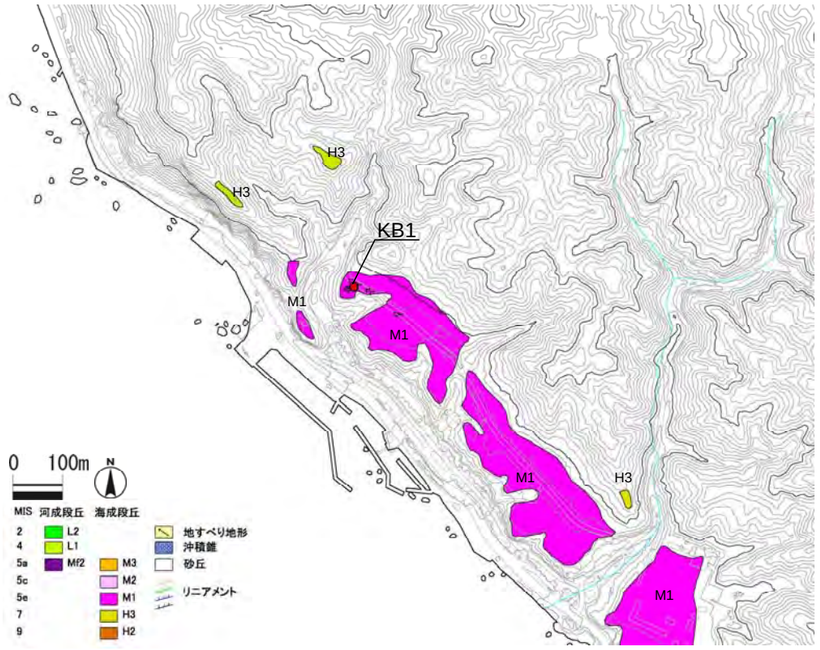


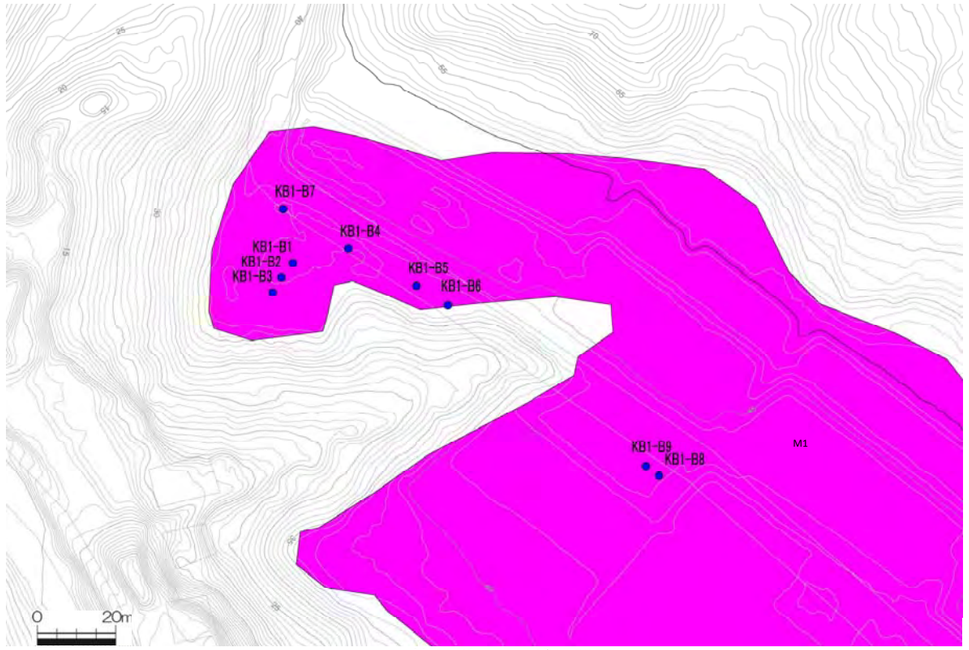
・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、越前町米ノ（KM1）に中位段丘面（M1面）を判読した。
・越前町米ノ（KM1）における剥ぎ取り調査の結果、上位より表土、被覆層、残積層及び安山岩が認められた。
・火山灰分析の結果、DKPが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM1面（中位段丘面）と評価。

第 1.3.18 図(15)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果(KM1)

段丘面調査結果（南越前町甲楽城、KB1、標高約43m）







簡易ボーリング位置図

KB1-B1（0.00m～4.90m）



KB1-B2（0.00m～1.65m）



KB1-B3（0.00m～1.45m）



KB1-B4（0.00m～4.70m）



KB1-B5（0.00m～4.85m）



KB1-B6（0.00m～4.47m）



KB1-B7（0.00m～4.27m）



KB1-B8（0.00m～4.00m）

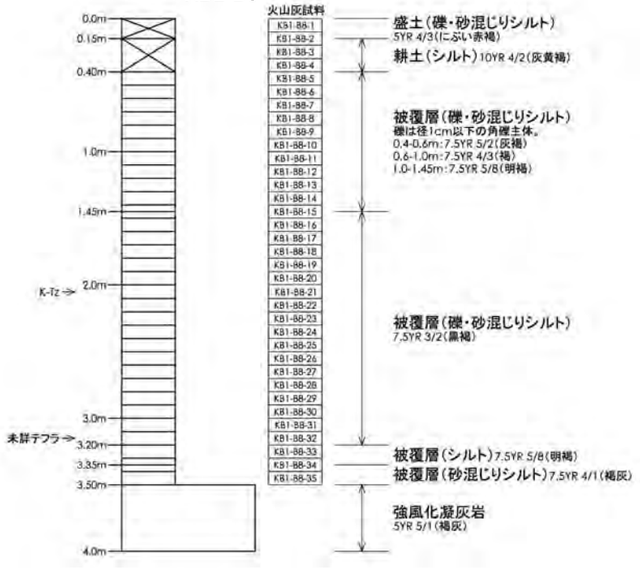


KB1-B9（0.00m～4.50m）

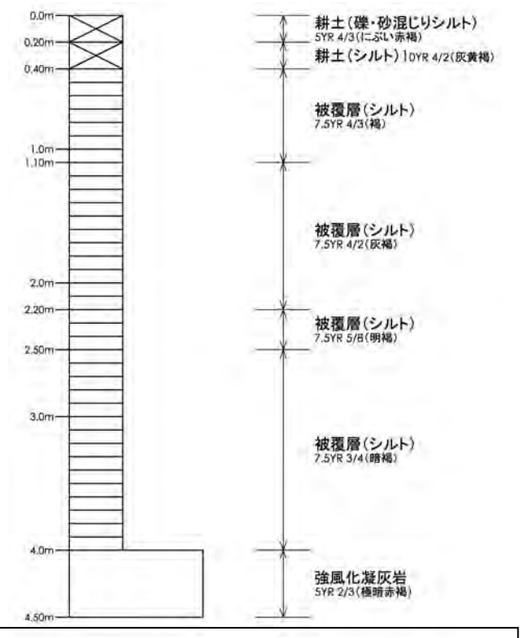


簡易ボーリングコア写真

KB1-B8

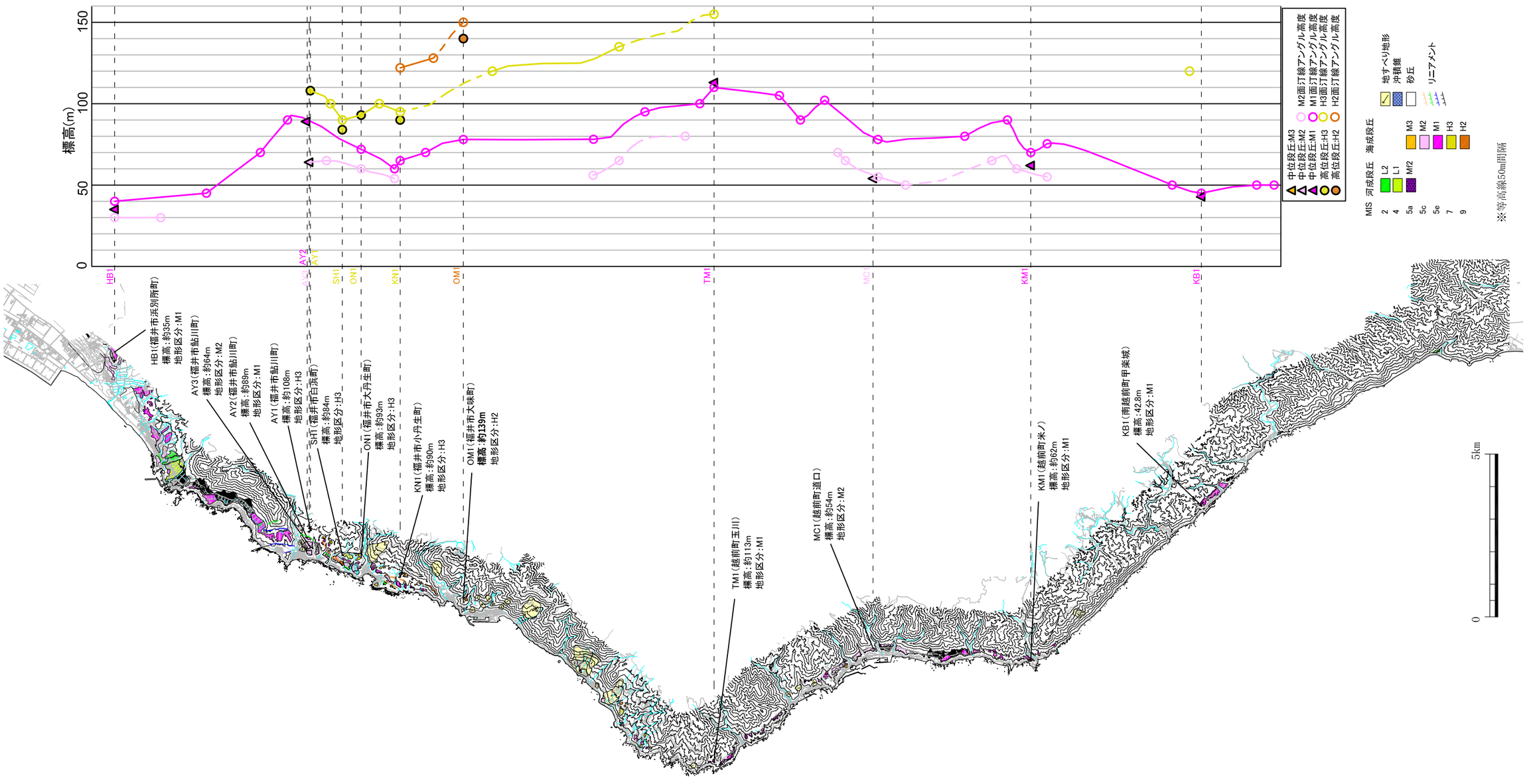


KB1-B9



・航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読の結果、南越前町甲楽城（KB1）に中位段丘面（M1面）を判読した。
・南越前町甲楽城（KB1）における簡易ボーリング調査の結果、上位より盛土、耕土、被覆層及び強風化凝灰岩が認められた。
・火山灰分析の結果、K－Tz及び未詳テフラが検出された。
・以上の分析結果及び周辺の地形面の分布状況を踏まえ、本地点の地形面をM1面（中位段丘面）と評価。

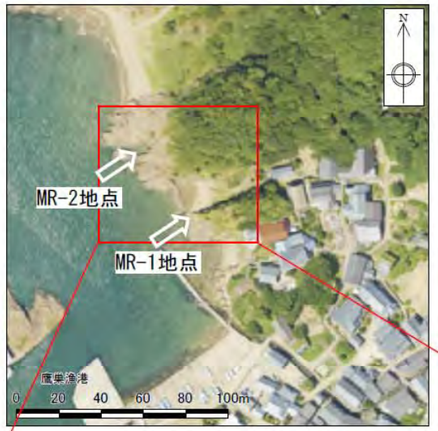
第 1.3.18 図(16)　和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層　段丘面調査結果（KB1）



第1.3.19図　越前海岸沿いの海成段丘面の分布標高図

和布_MR-1, MR-2 地点







MR-1、MR-2地点全景



MR-2地点海食洞入口全景



MR-2地点海食洞内
生物遺骸付着状況例

第 1.3.20 図(1)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(1)

和布_MR-1 地点 試料採取位置







MR-1-C1:ヤッコカンザシ

14C試料: MR-1-C1 ヤッコカンザシ





MR-1-C2:ヤッコカンザシ?

14C試料: MR-1-C2 ヤッコカンザシ?

和布_MR-1地点 14C試料標本写真



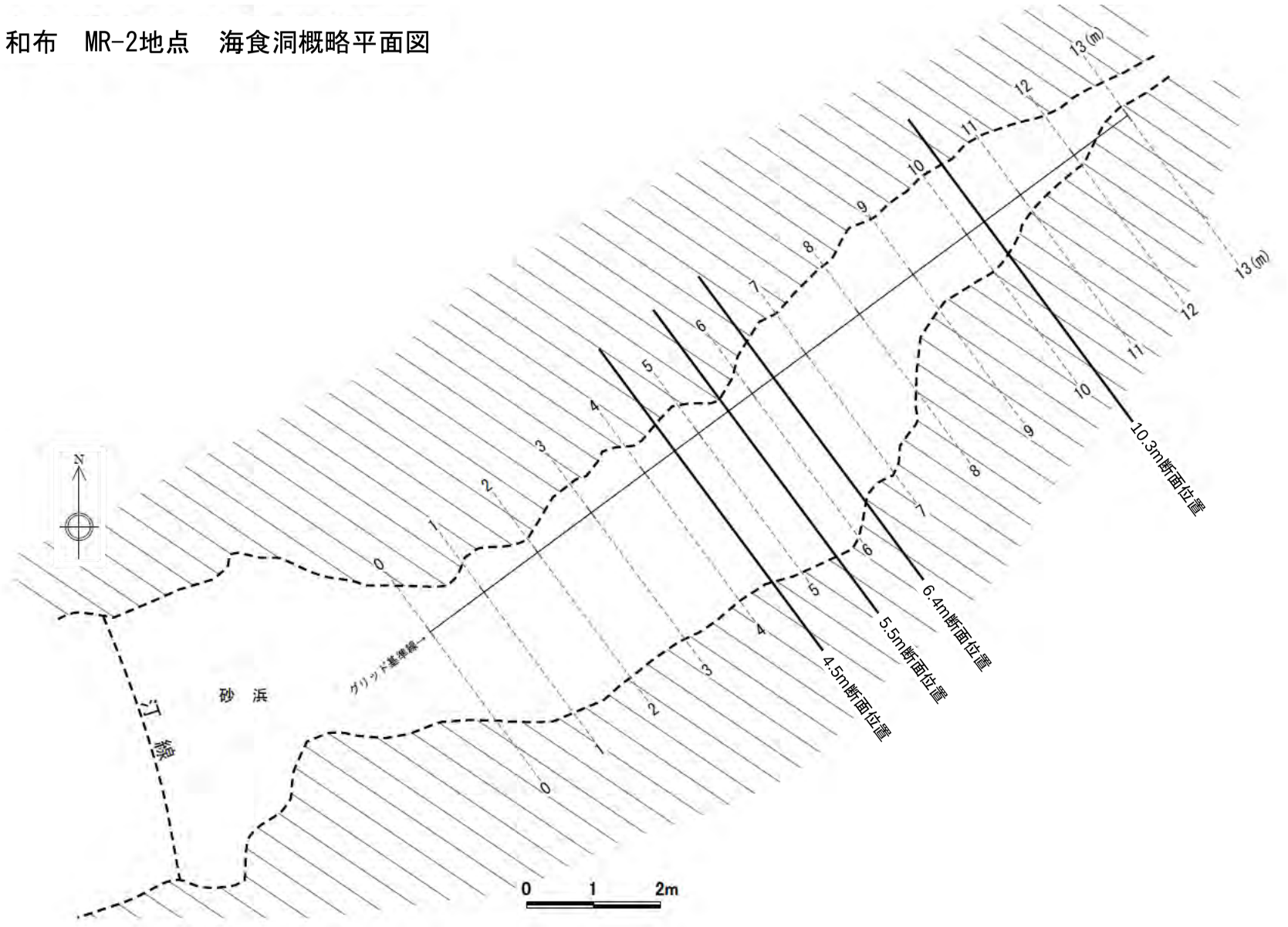
MR-1-C1：ヤッコカンザシ



MR-1-C2：ヤッコカンザシ?

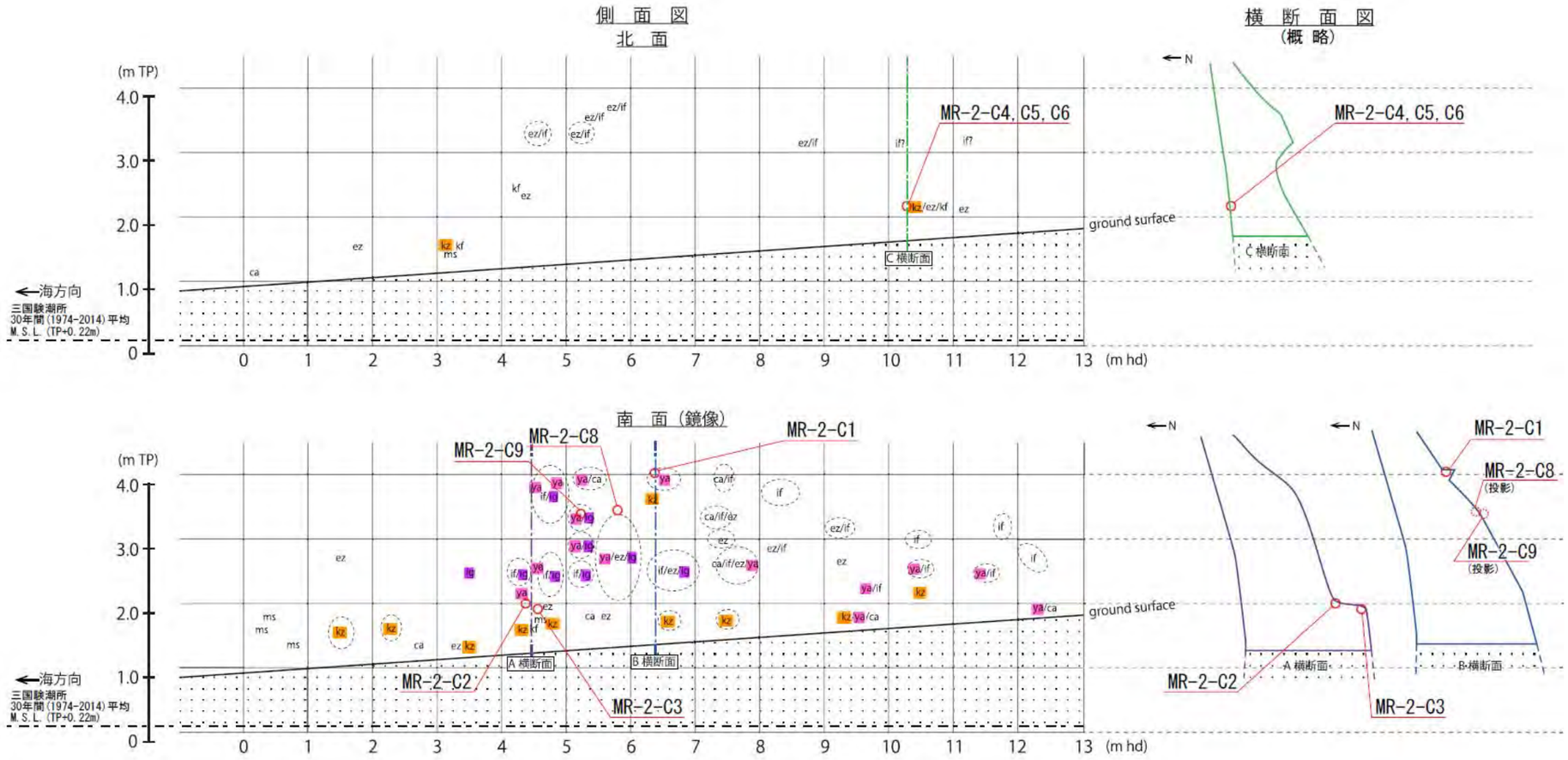
第 1.3.20 図(2)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(2)

和布　MR-2地点　海食洞概略平面図



第 1.3.20 図(3)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(3)

和布_MR-2地点 海食洞生物遺骸分布状況および試料採取位置



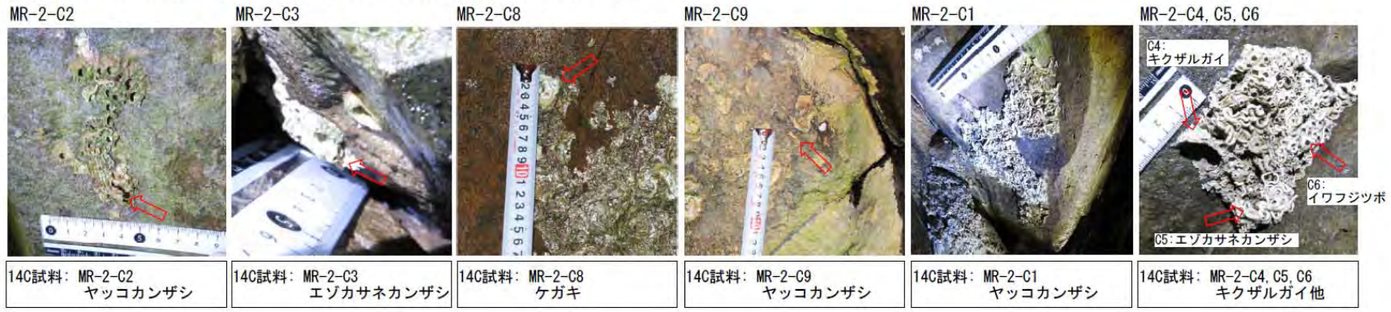
kz…イワガキ・ケガキ　kz…キクザルガイ　kf…クロフジツボ　if…イワフジツボ　ya…ヤッコカンザシ　ez…エゾカサネカンザシ
ms…ムツサンゴ　ca…石灰藻

・重なって分布する場合，上位 / 下位 として表現
・破線の範囲はまとまった分布箇所を示す

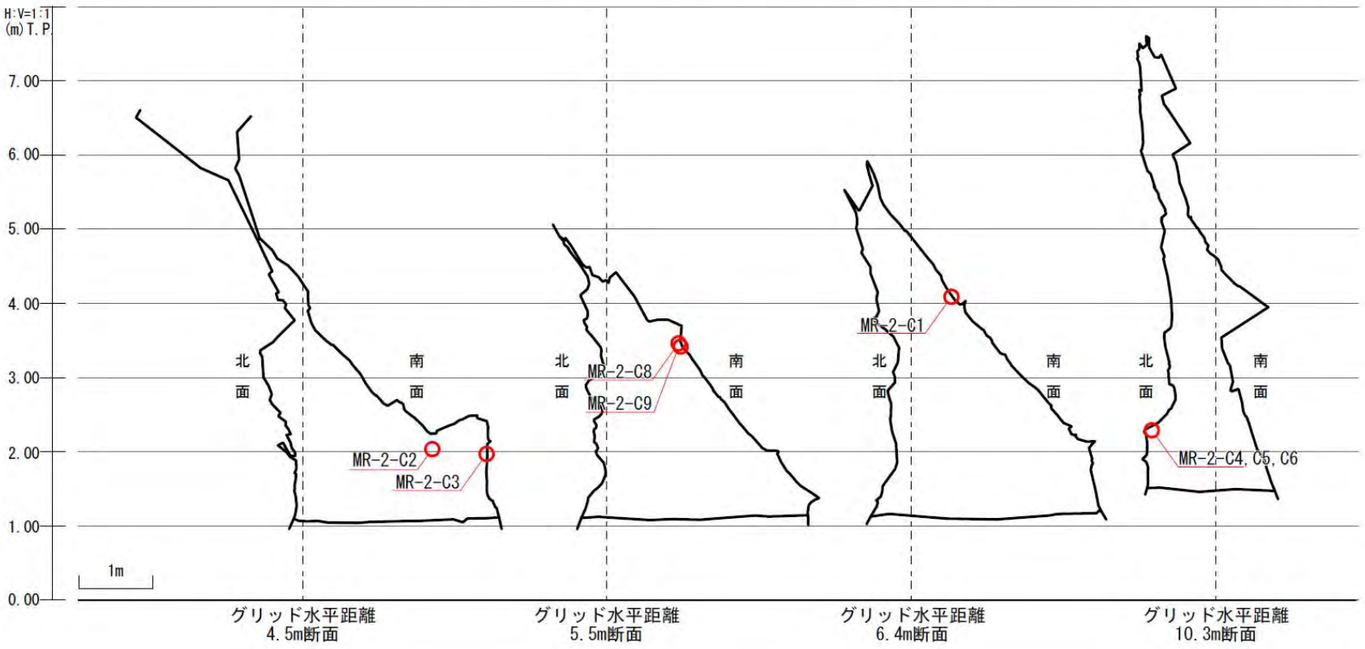
海食洞内の標高約2m～約4mに断続的に離水生物遺骸が認められ、
群集の組み合わせから複数の旧汀線を認定することができた。

第 1.3.20 図(4)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(4)

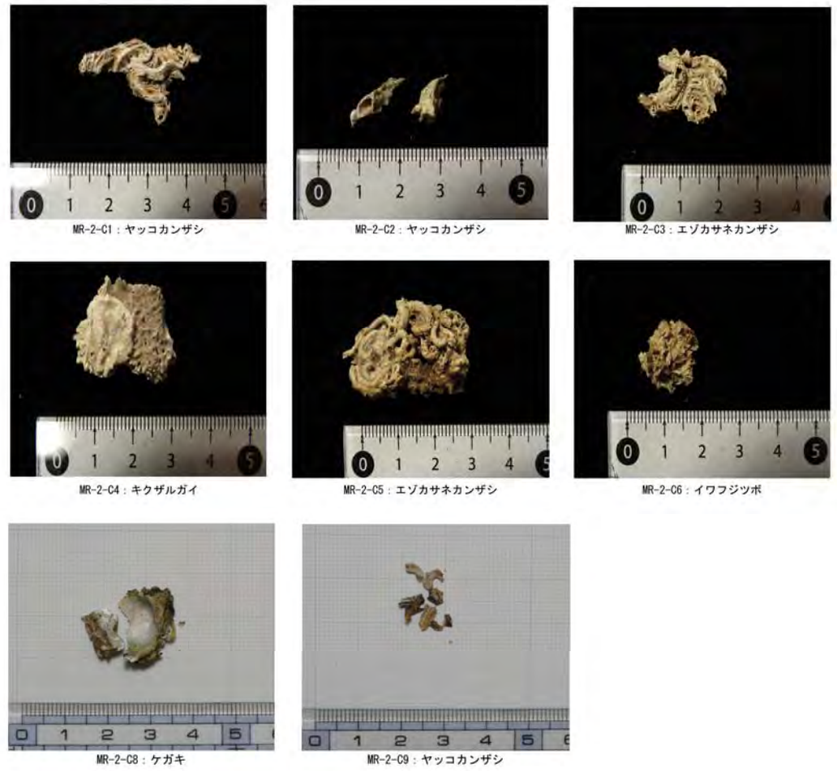
和布_MR-2地点 海食洞横断面及び試料採取位置



14C試料：MR-2-C2 ヤッコカンザシ	14C試料：MR-2-C3 エゾカサネカンザシ	14C試料：MR-2-C8 ケガキ	14C試料：MR-2-C9 ヤッコカンザシ	14C試料：MR-2-C1 ヤッコカンザシ	14C試料：MR-2-C4, C5, C6 キクザルガイ他



和布_MR-2地点 14C試料標本写真

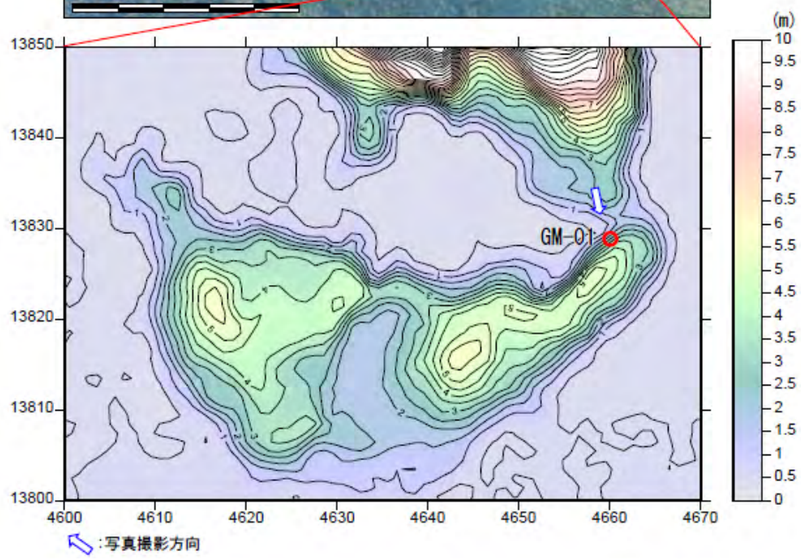


第 1.3.20 図(5)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(5)

亀島_GM-01 地点







旧汀線の指標となるヤッコカンザシの生物遺骸が標高約2mに認められた。



GM-01地点全景



GM-01-C1:ヤッコカンザシ

14C試料: GM-01-C1 ヤッコカンザシ

亀島_GM-01地点 14C試料標本写真



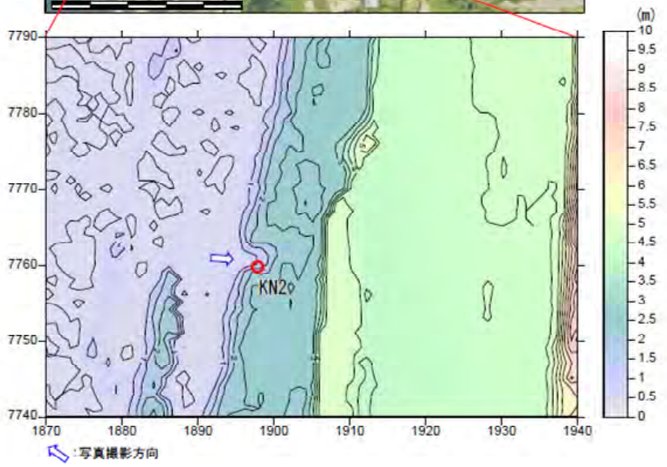
GM-01-C1 : ヤッコカンザシ

第 1.3.20 図(6)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(6)

弁慶の洗濯岩_KN2 地点







旧汀線の指標となるヤッコカンザシの生物遺骸が標高約2mに認められた。





KN2-S1:ヤッコカンザシ

14C試料: KN2-S1 ヤッコカンザシ



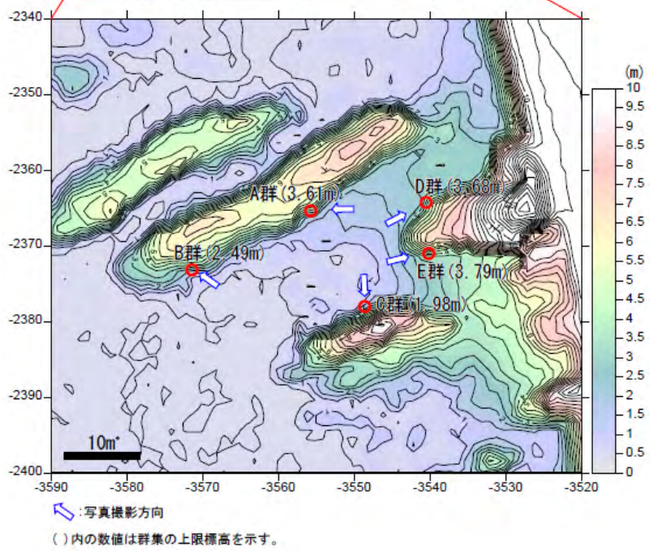
KN2-S1 : ヤッコカンザシ

第 1.3.20 図(7)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(7)

玉川_TM-1 地点







( )内の数値は群集の上限標高を示す。



A群位置全景



D群位置全景



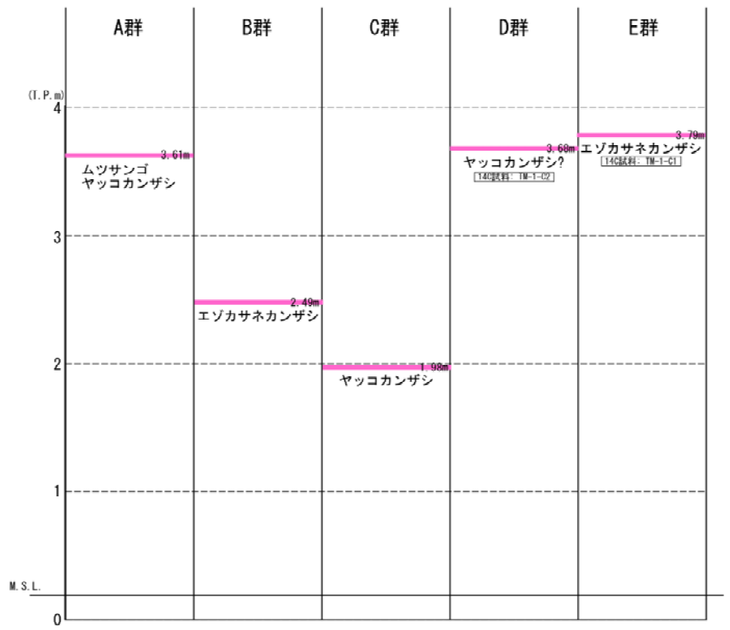
B群位置全景



E群位置全景

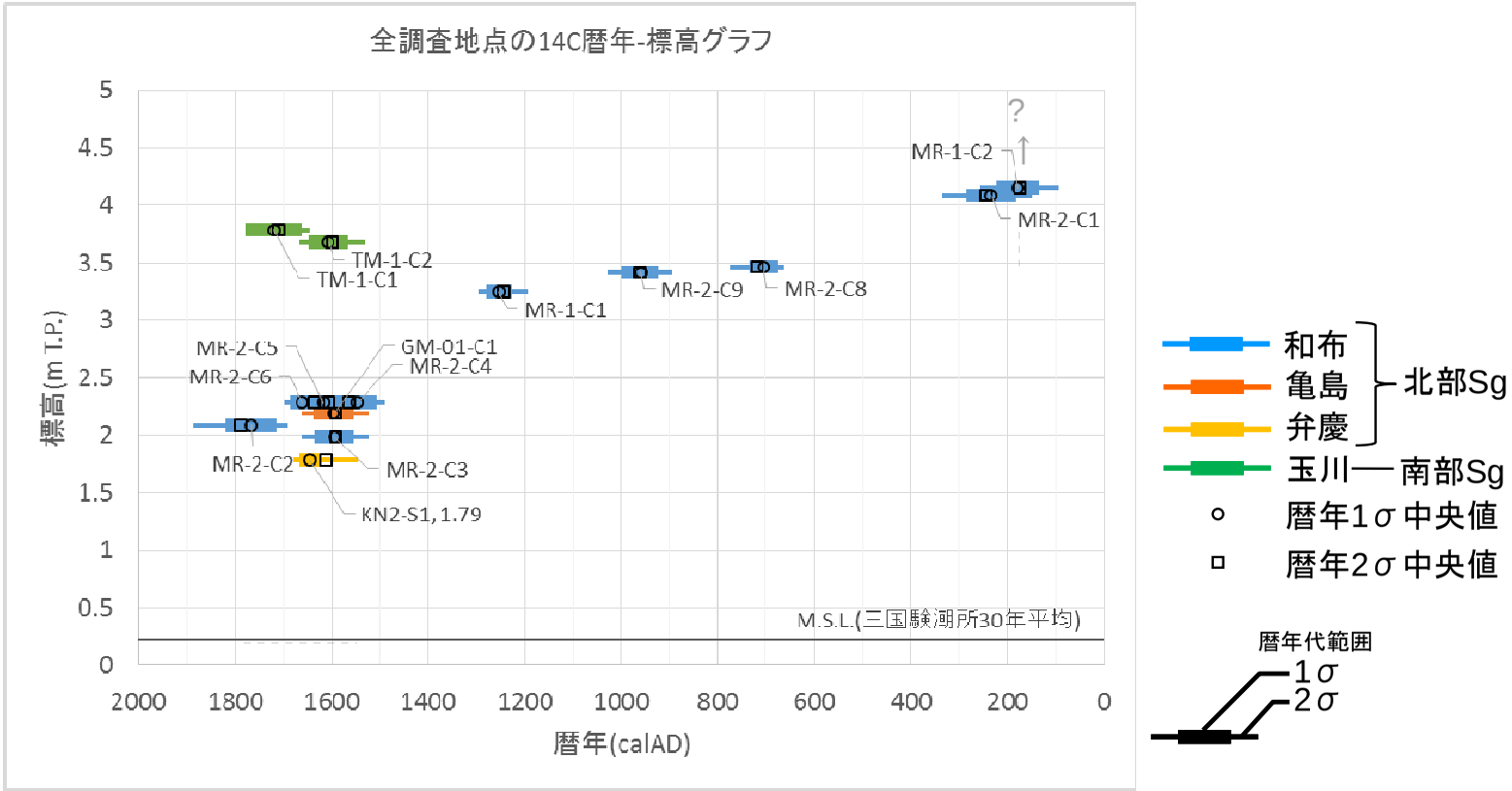


C群位置全景



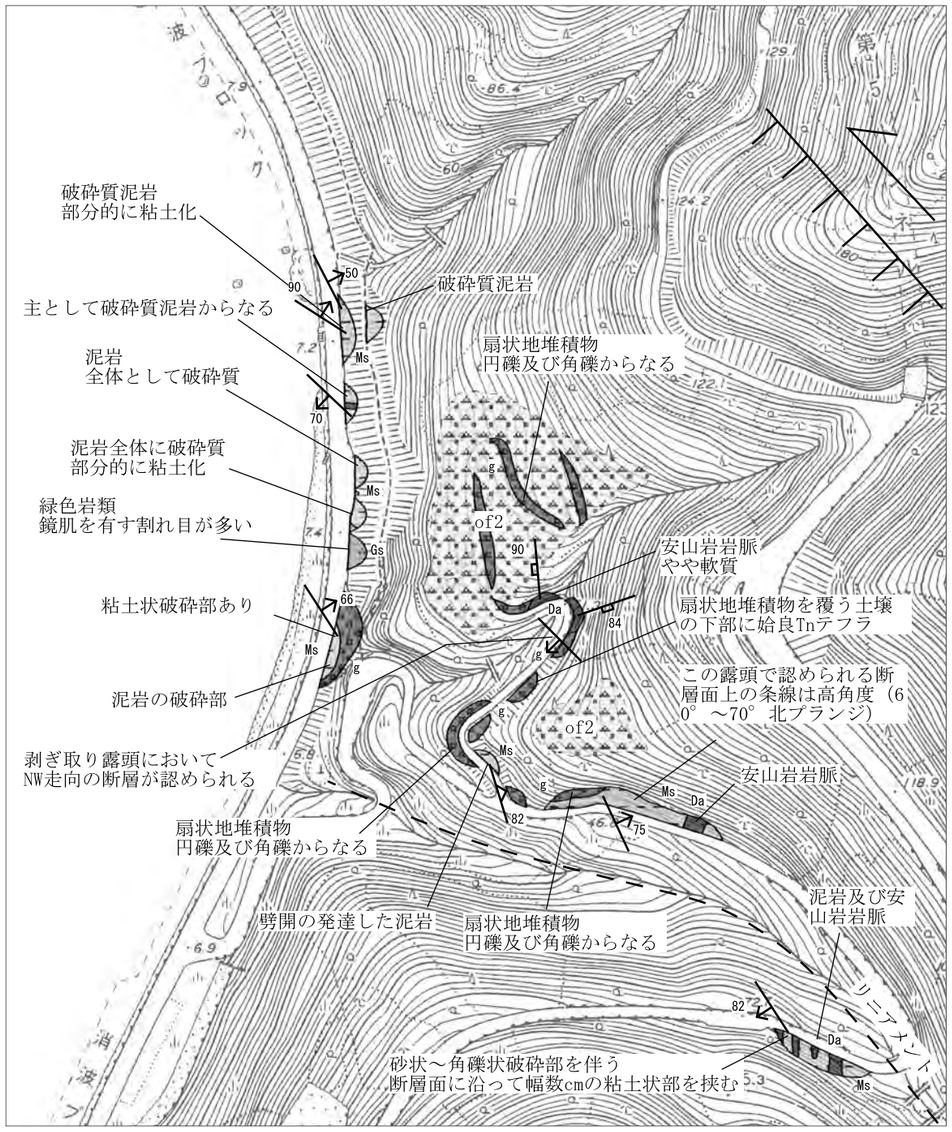
旧汀線の指標となるヤッコカンザシの生物遺骸が標高約2m～3.7mに認められた。

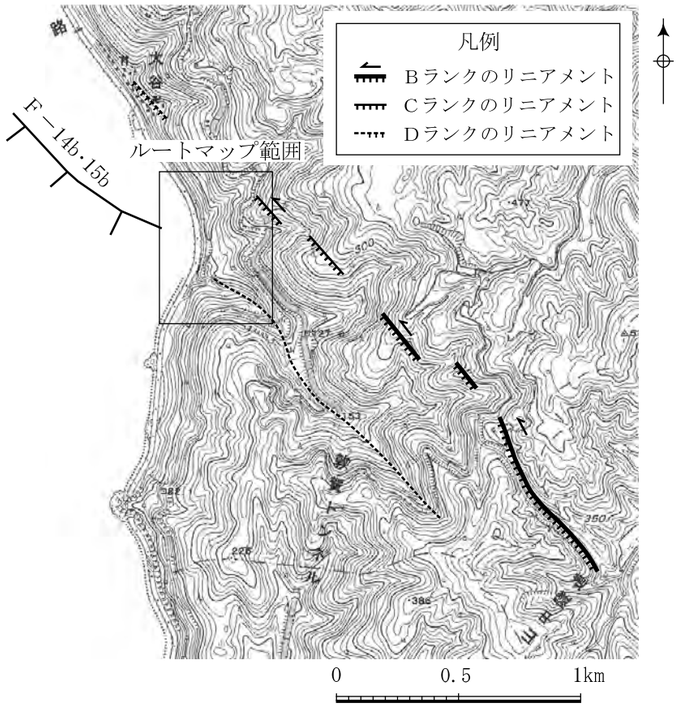
第 1.3.20 図(8)　和布-干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(8)



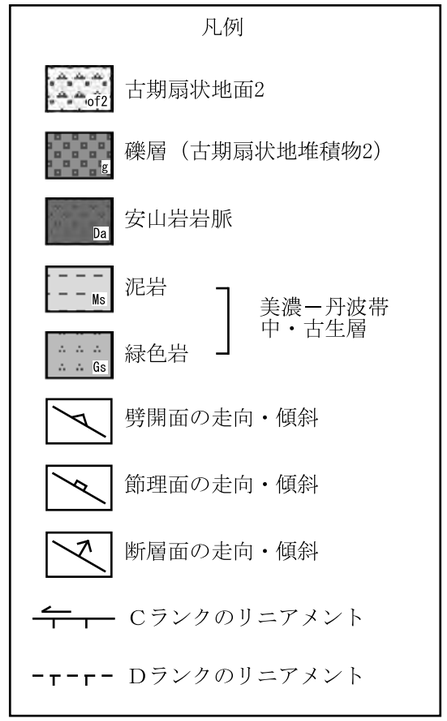
【和布(MR-1、MR-2)、亀島(GM)】
・和布の海食洞では、標高約2m～約4mに認められた離水生物遺骸群集の組み合わせにより、複数の旧汀線を認定することができ、それぞれの旧汀線より採取した試料の炭素年代測定値には有意な年代差が認められた。
・3回の離水イベントが認められ、その年代は旧汀線の指標となるヤッコカンザシ等を対象とした放射性炭素年代を測定により、下位から約1,600calAD～約1,700calAD、約700calAD～約1,300calAD、約200calADであった。
・各イベントの鉛直変位量は、隆起後の余効変動の影響がないとすると、最近のイベントから順に、約2.1m、約1.2m、0.6m以上であった。
【弁慶の洗濯岩(KN)】
・ヤッコカンザシについて放射性炭素年代測定を行った結果、標高約2mの試料から和布・亀島の最新活動と整合する約1,600calADの年代値が得られた。
【玉川(TM)】
・標高約3.7mで認められたヤッコカンザシ等について放射性炭素年代測定を行った結果、約1,600calADの年代値が得られた。
・標高約2mでもヤッコカンザシ等の生物遺骸が認められることから、標高3.7mより下位にも旧汀線が認定される可能性がある。

第 1.3.20 図(9)　和布−干飯崎沖断層　離水生物遺骸調査結果(9)





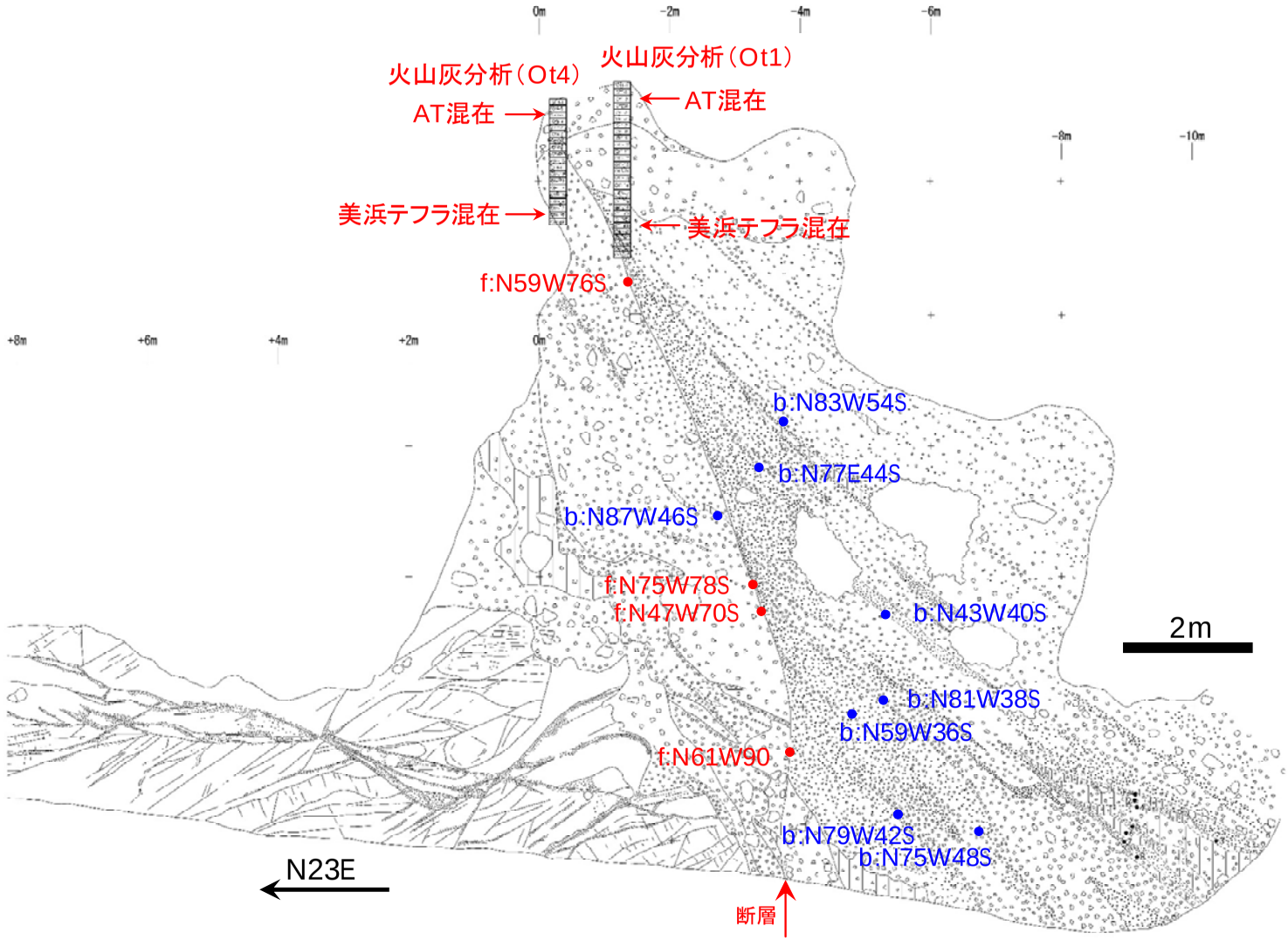
「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」



第1.3.21図　大谷南東方付近のルートマップ（Loc.K-2）

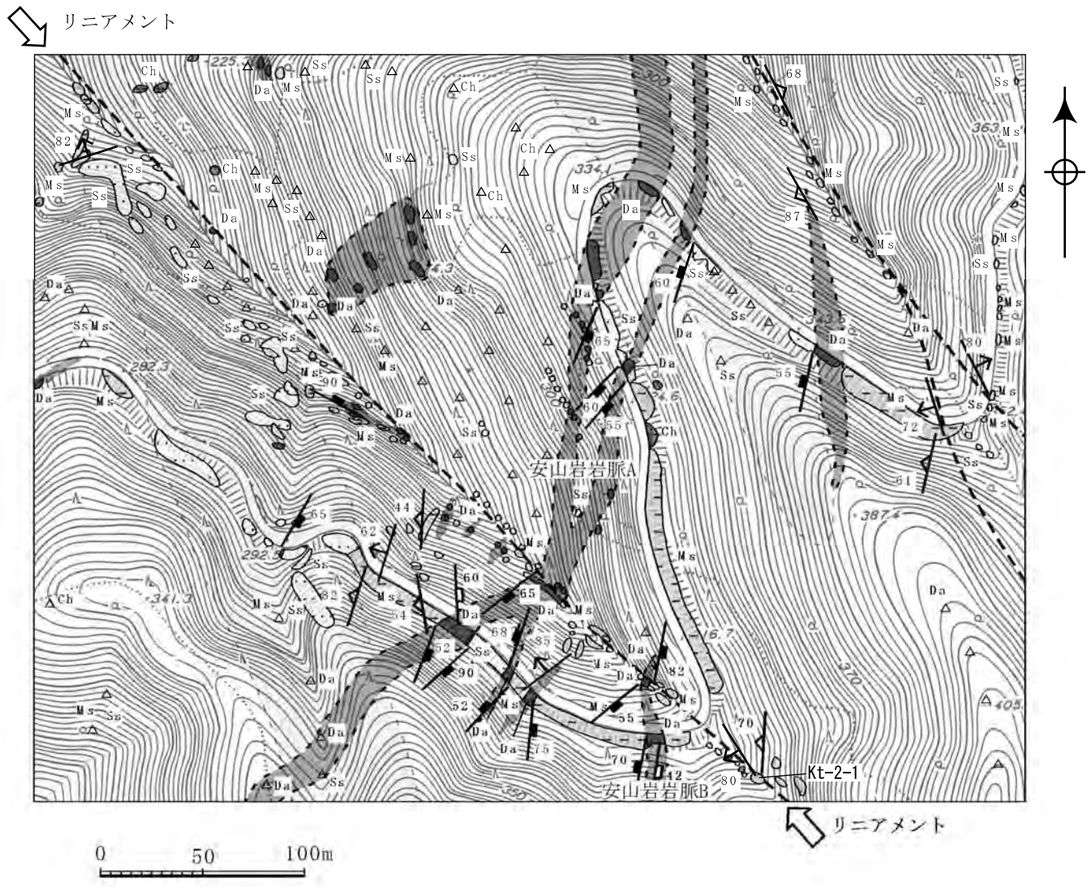


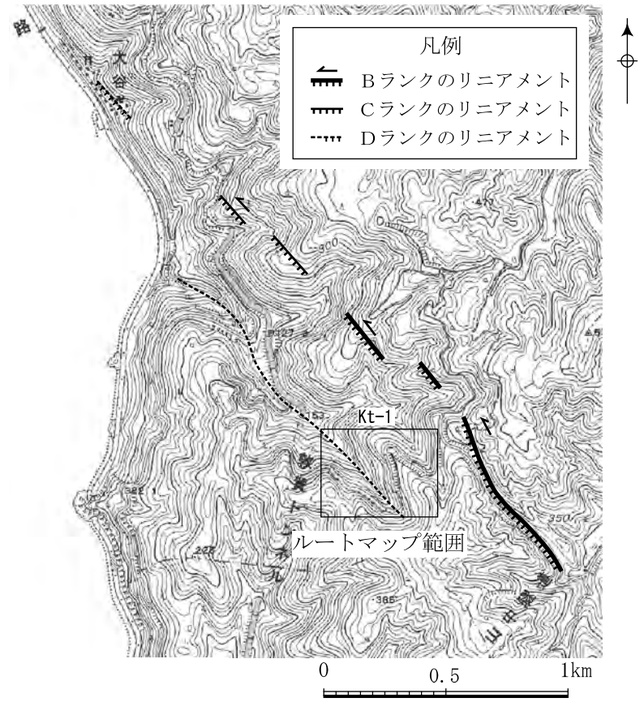
第 1.3.22 図　大谷地区の破砕帯の露頭写真



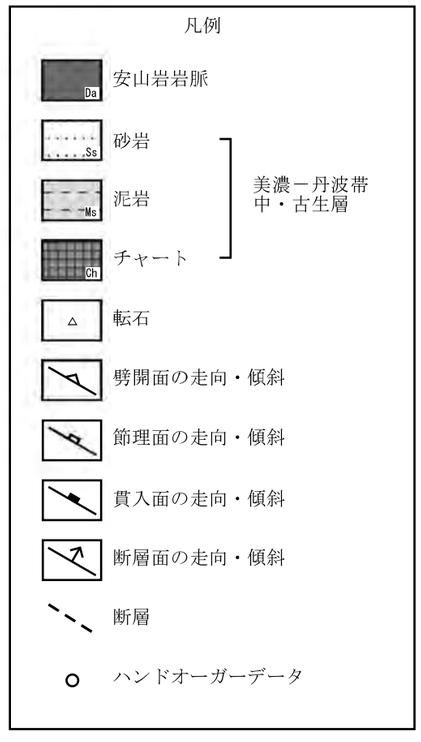
はぎ取り調査の結果　NW走向の断層が認められた。断層を挟んで後期更新世以降の地層に上下変位約20cmが認められ、ほぼ終息していることから、断層端部に近いと考えられる。

第 1.3.23 図　大谷地区の破砕帯の露頭スケッチ





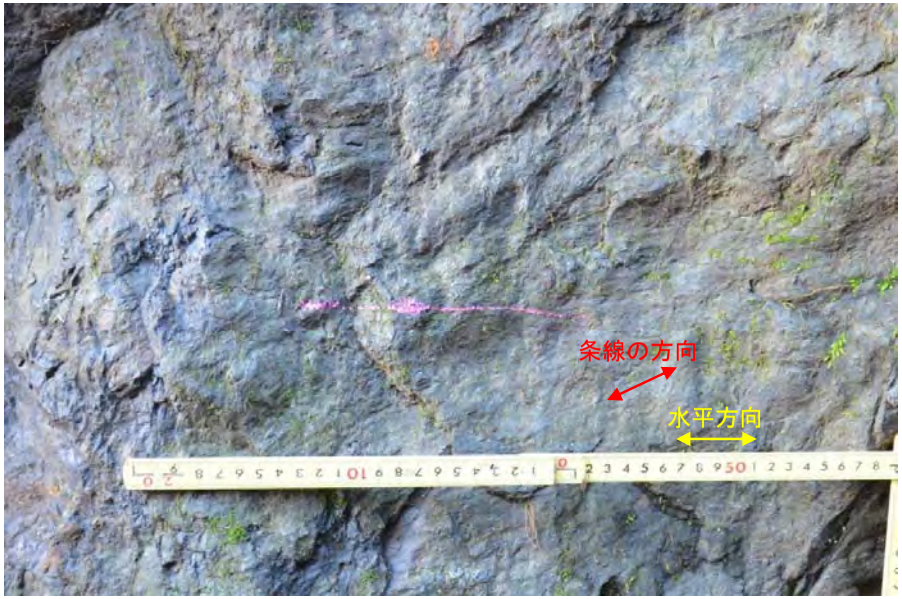
「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の
数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」



第1.3.24図　甲楽城断層南端付近　山中峠西方のルートマップ（Loc.Kt-1）

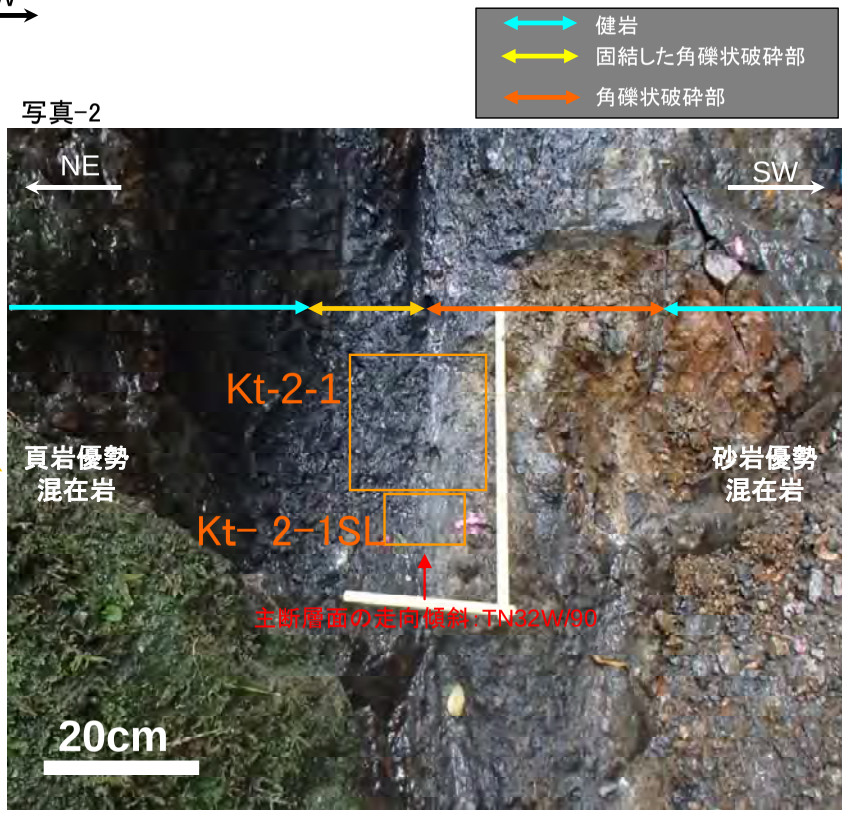
写真-1





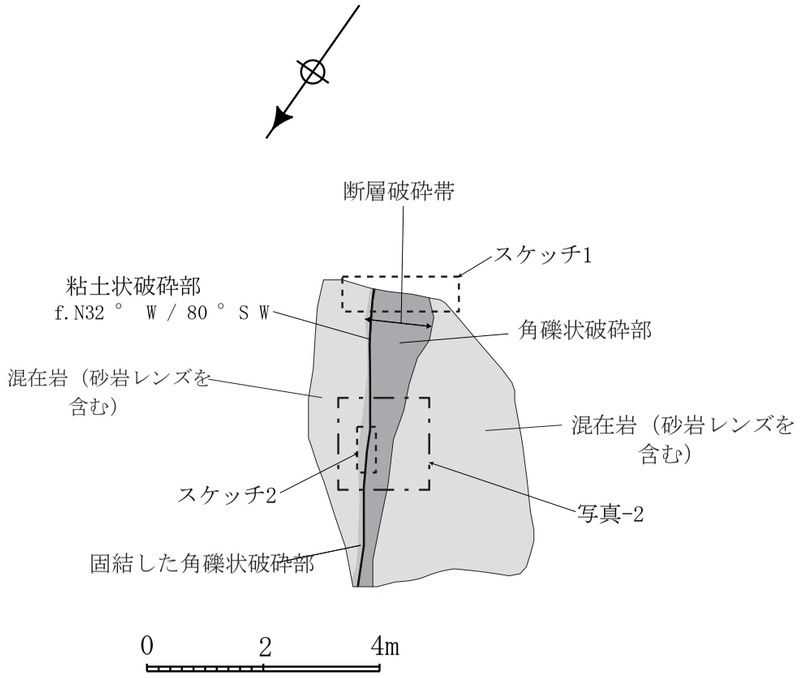
写真a 固結した角礫状破砕部中の断層面上に25° NWの条線が認められる。
観察面は断層面を挟んで西から東を臨む。

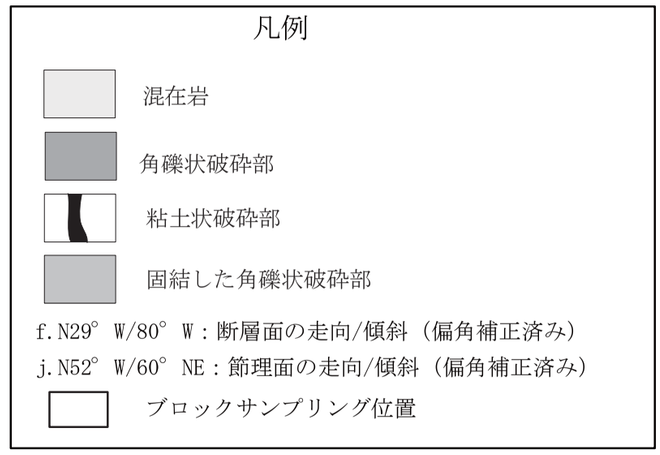
写真-2

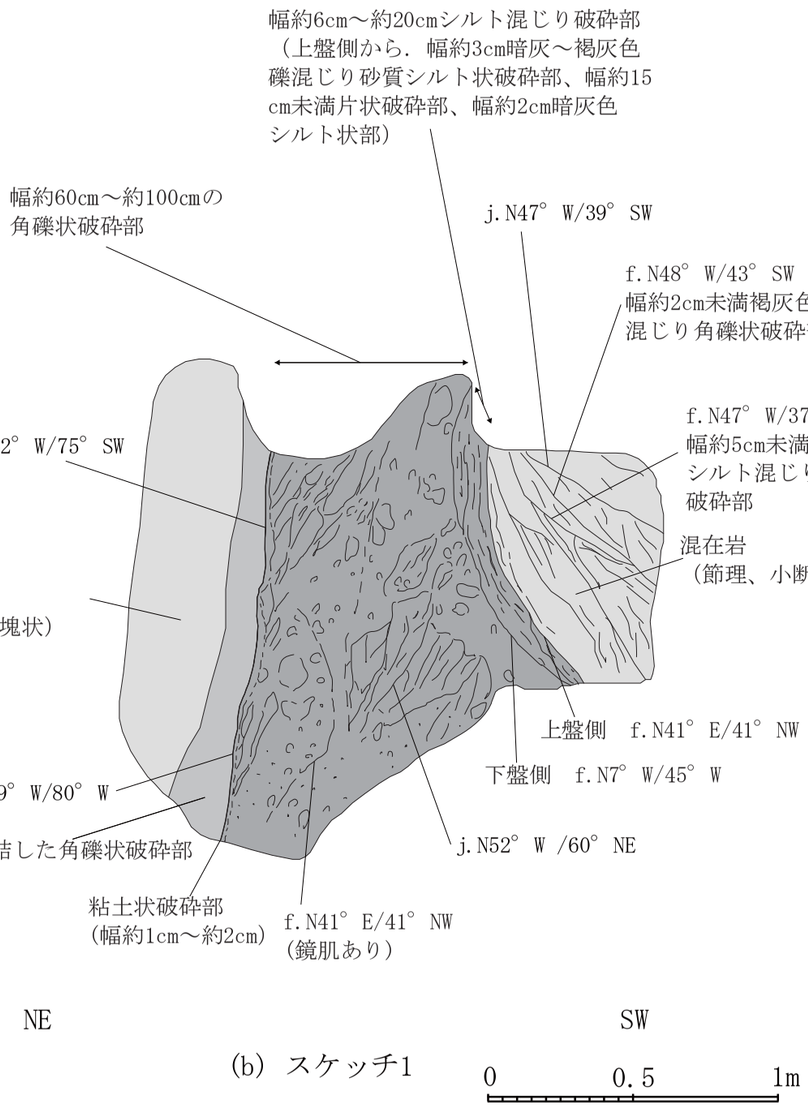


破砕幅：約50～約70cm。膨縮する。
幅：固結した角礫状破砕部（約15cm未満）、角礫状破砕部
（約50cm未満）
主断層面に沿っては、膨縮する幅約2cm未満の粘土状破砕部（一部で途切れる）
が認められる。

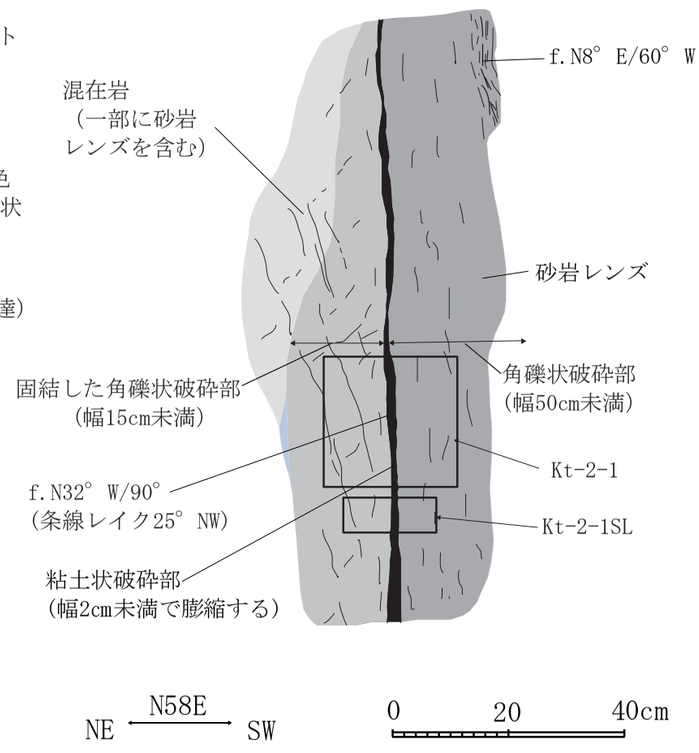
第 1.3.25 図　甲楽城断層南端　山中峠西方の露頭写真（Loc. Kt-2-1）







(b) スケッチ1

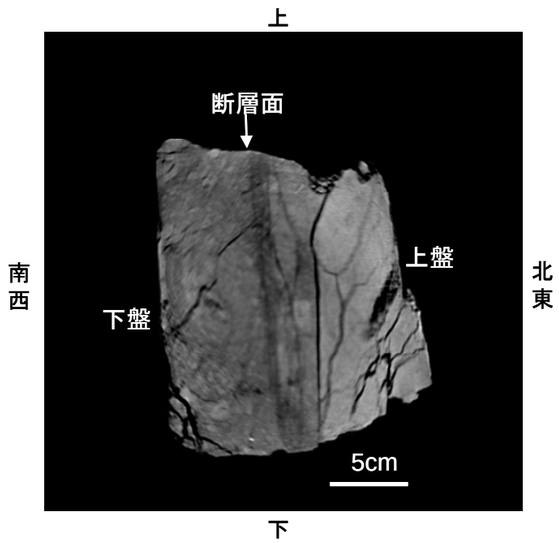


(c) スケッチ2

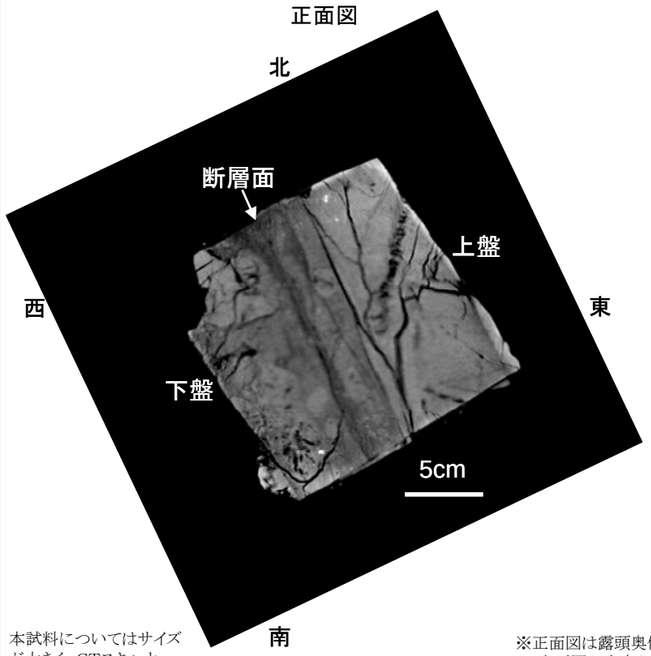
リニアメント位置の美濃－丹波帯中・古生層に断層が認められる。断層の走向はリニアメント方向に一致し、甲楽城断層の破砕帯と考えられる。
この露頭では断層面は湾曲し、粘土状破砕部が不連続に挟在する。

第1.3.26図　甲楽城断層南端　山中峠西方の露頭スケッチ（ Loc.Kt-2-1 ）

CT画像(Kt-2-1)



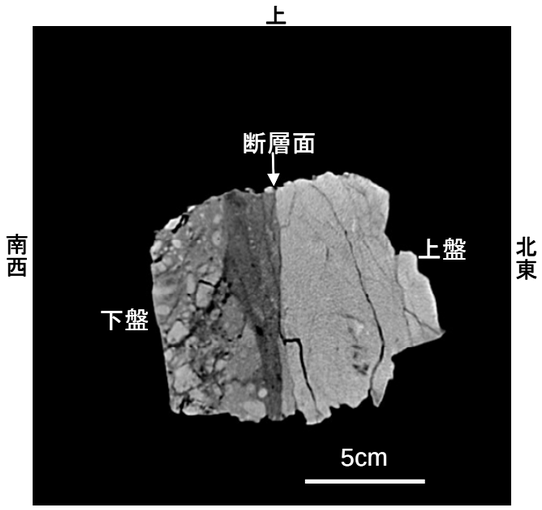
正面図



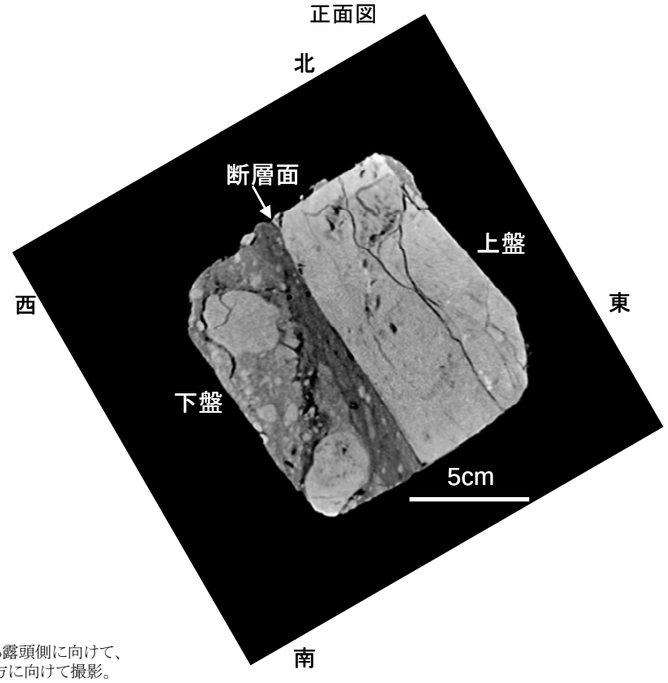
水平図

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

CT画像(Kt-2-1SL)



正面図



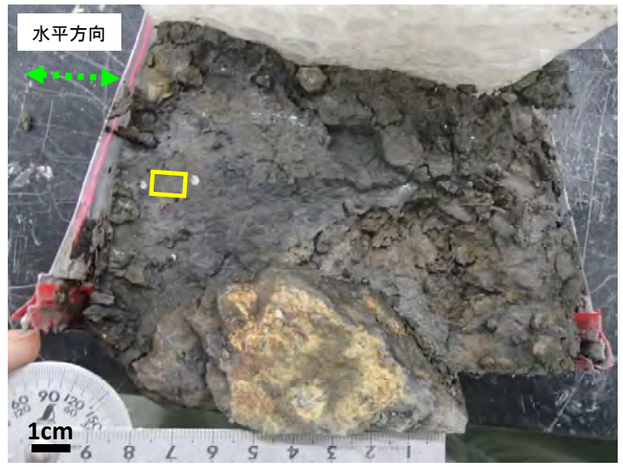
※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

水平図

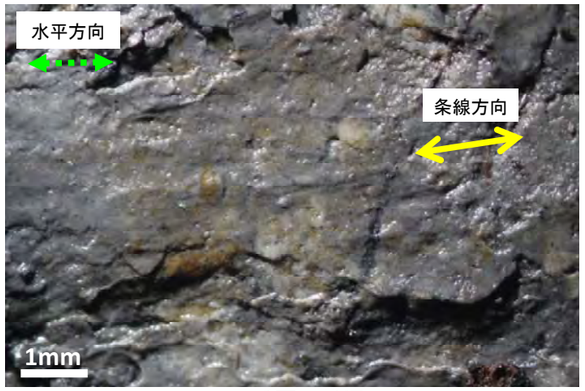
断層面の走向傾斜: TN32W/90
縦ずれ成分:東側低下、横ずれ成分:左
ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。
この断層面はやや湾曲する。
断層面沿いの密度は周囲よりやや低下する。
この低密度部は膨縮が激しい。

断層面の走向傾斜: TN32W/90
縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:左
ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。
この断層面はやや湾曲する。
断層面沿いの密度は周囲よりやや低下する。
この低密度部は膨縮が激しい。

条線観察(Kt-2-1SL)

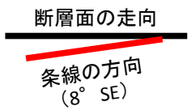


下盤上面(北東から南西を臨む)



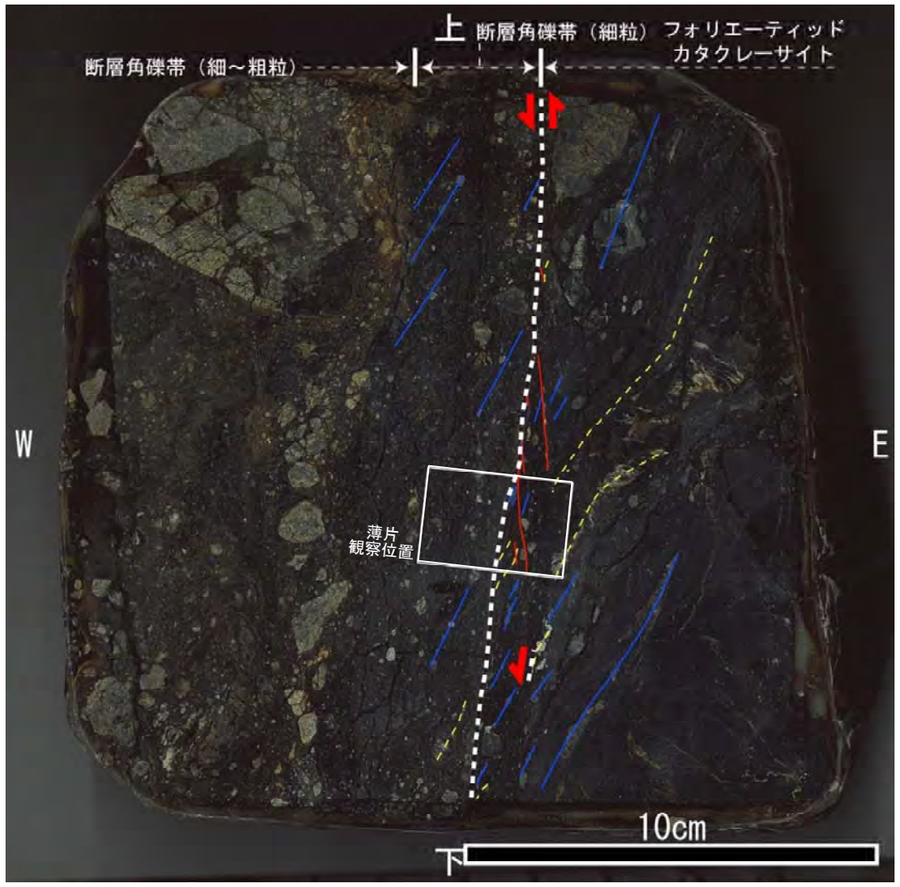
最新面の状況

センス不明



第 1.3.27 図　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc.Kt-2-1）

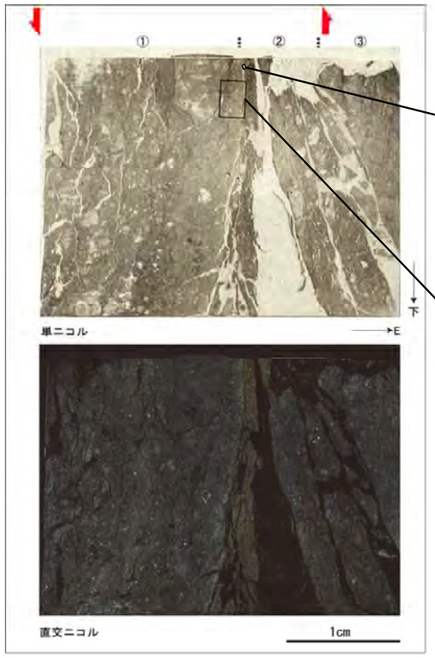


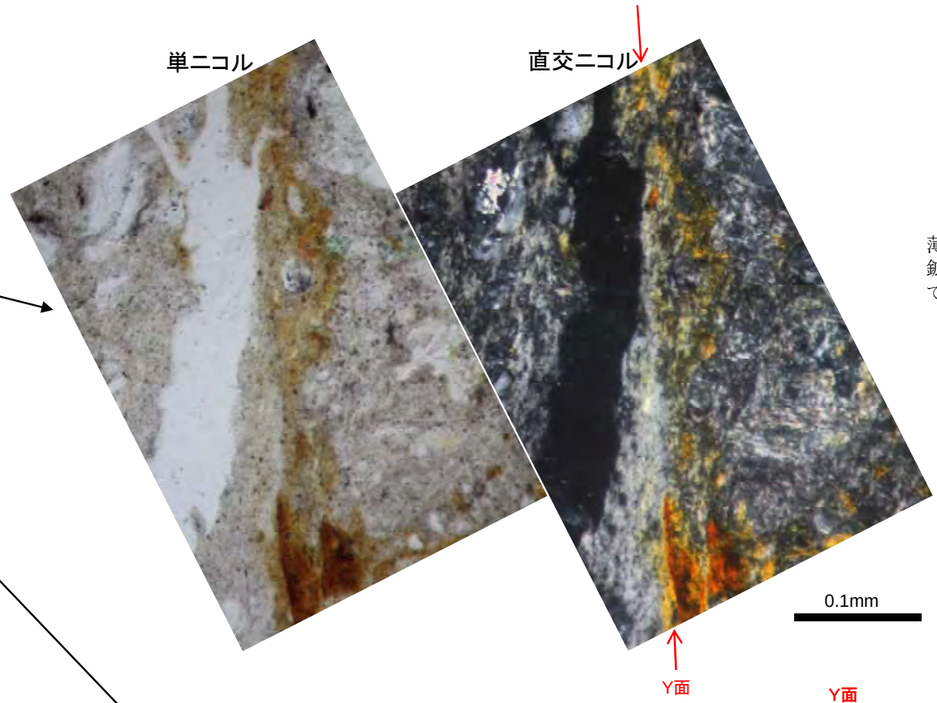


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

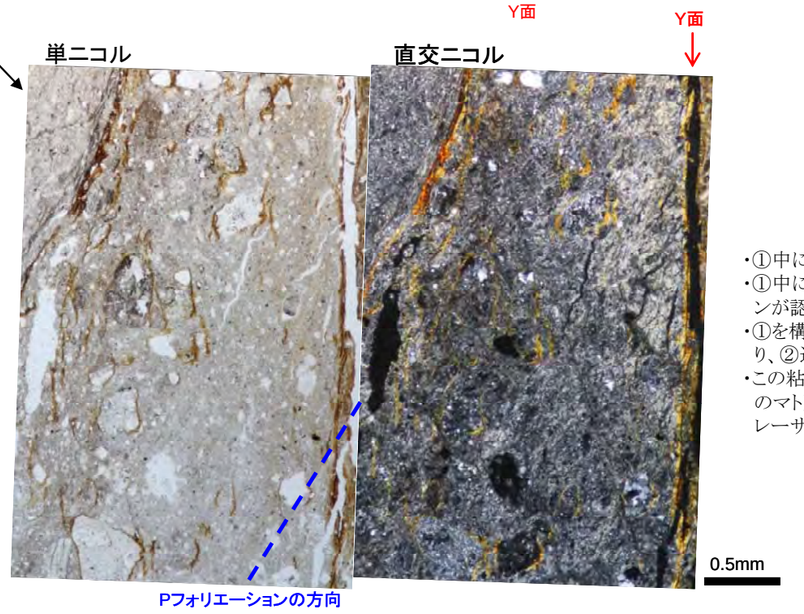
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には主に断層角礫帯とフォリエーティッドカタクレーサイトが認められる。
・研磨片を横断するY面（最新面）が断層角礫帯（細粒）とフォリエーティッドカタクレーサイトを境界付ける。このY面以外のY面は連続性に欠ける。最新面に沿って、幅5mm以下の膨縮する粘土状破砕部が認められ、断層角礫帯とは漸移的な関係である。
・左横ずれ東側隆起のセンスを示す変形指標が顕著に認められる。

第 1.3.28 図　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.Kt-2-1）





薄片を横断するY面に沿って粘土鉱物が晶出し、Y面が不明瞭になっている。



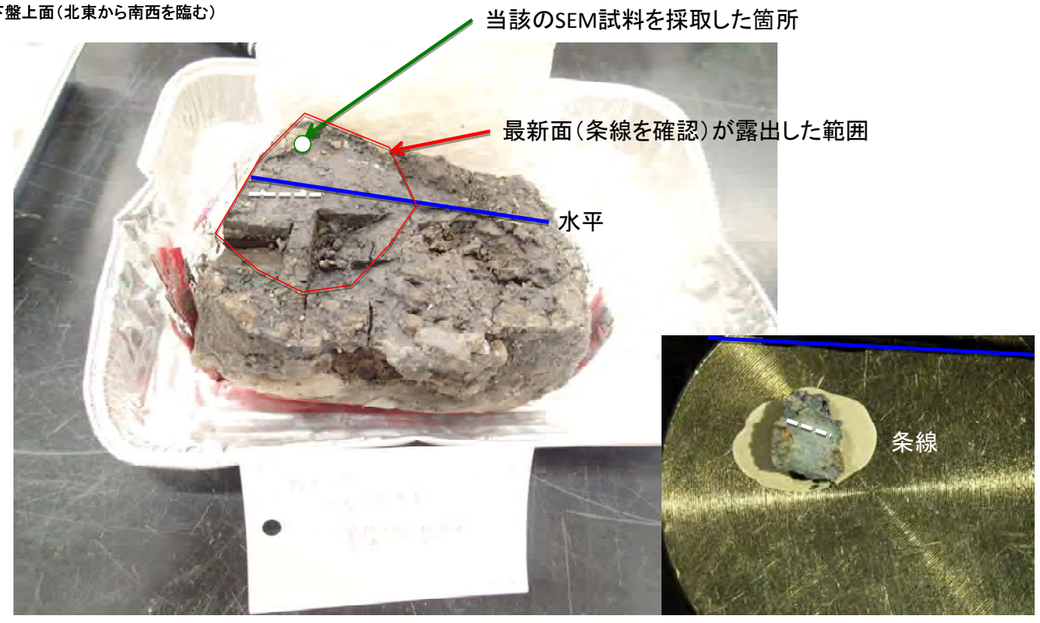
- ①中には層状構造は認められない。
- ①中に左横ずれ逆断層センスを示すPフォリエーションが認められる。
- ①を構成するマトリックスの多くは細粒砕屑物からなり、②近傍ほど粘土鉱物が発達する。
- この粘土鉱物が発達するゾーンは膨縮が激しく、①のマトリックスは細粒砕屑物を多く伴うことから、カタクレーサイトが変質粘土化した可能性がある。

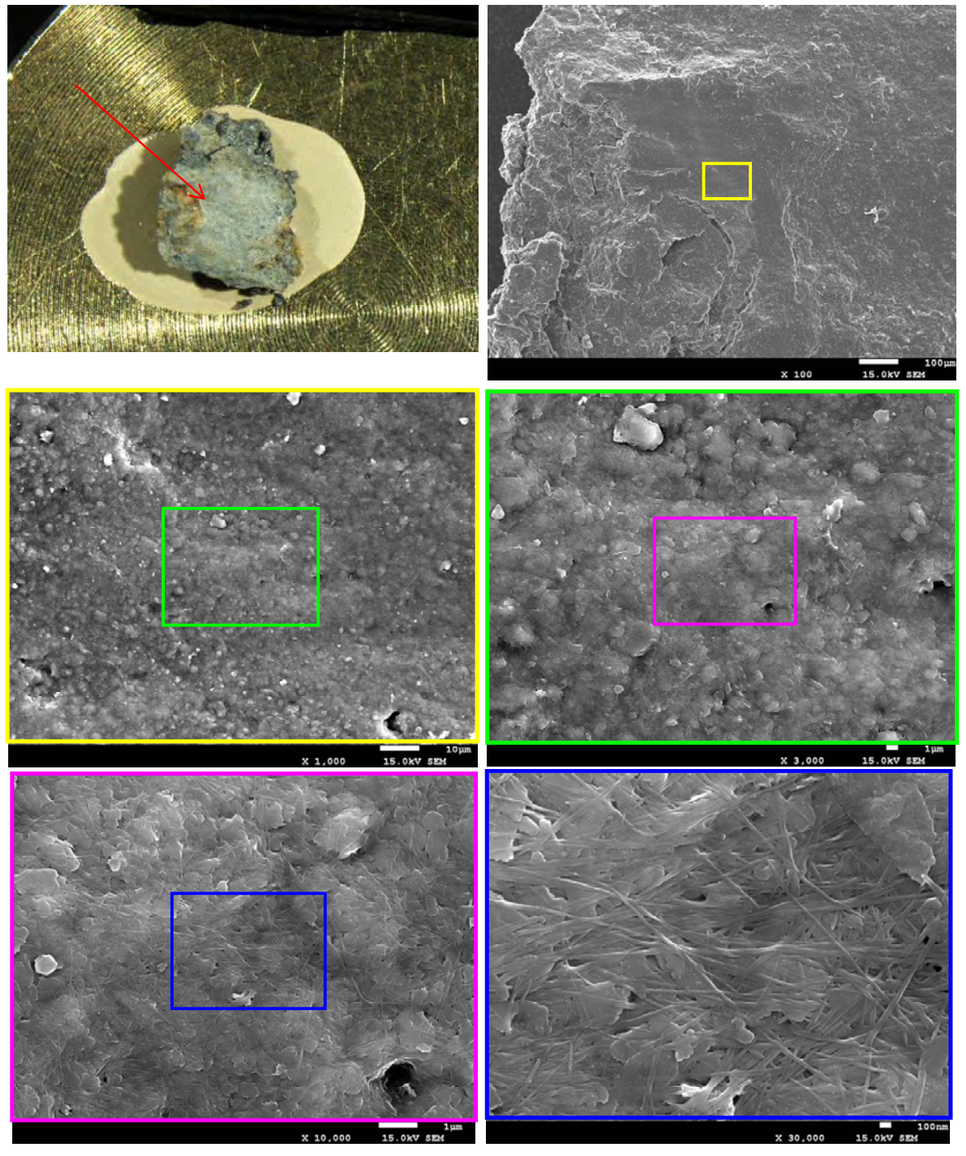
薄片観察結果
- 分帯:①断層角礫帯、②変質フォリエーティッドカタクレーサイト(細～中粒フラグメント)、③フォリエーティッドカタクレーサイト(中粒フラグメント)
- 分帯はテクスチャーに基づく。
- 薄片を横断するY面は①と②の境界に認められる。このY面沿いに粘土鉱物が晶出しているため、Y面は不明瞭である。さらに、このY面沿いは褐色化しており、酸化鉄が晶出していると考えられる(水道)。①と②に左横ずれ東側隆起のセンスを示す変形指標が顕著に認められる。
- ①:フラグメントは主に石英からなり、一部でイライト・セリサイトを含む。石英には一部でポリクウォーツ化や波動消光が認められ、カタクレーサイト起源のフラグメントが混じる。①と②境界のY面近傍ほどフラグメントは細粒である。マトリックスは細粒砕屑物と細粒な粘土鉱物からなり、①と②境界のY面近傍ほど粘土鉱物が顕著に認められる。この粘土鉱物が発達するゾーンは膨縮が激しく、①のマトリックスは細粒砕屑物を多く伴うことから、カタクレーサイトが変質粘土化した可能性がある。層状構造は認められない。
- ②:フラグメントは主に石英からなり、一部でセリサイトを含む。石英には一部でポリクウォーツ化や波動消光が認められ、③起源のフラグメントが混じる。マトリックスは細粒砕屑物からなり、①近傍ほど変質・粘土化が激しい。
- ③:フラグメントは石英や斜長石からなり、一部でイライト・セリサイトを含む。マトリックスは細粒砕屑物からなり、変質・粘土化しセリサイトが認められる。セリサイトは破砕されていない。破砕流動が認められる。

第 1.3.29 図　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Kt-2-1）



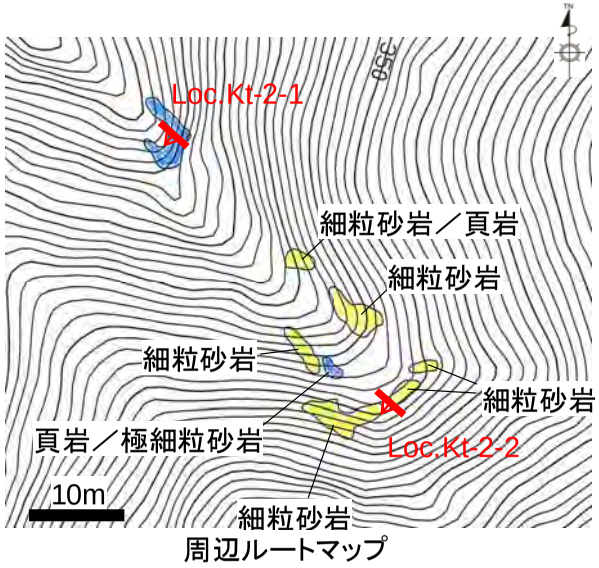
下盤上面（北東から南西を臨む）



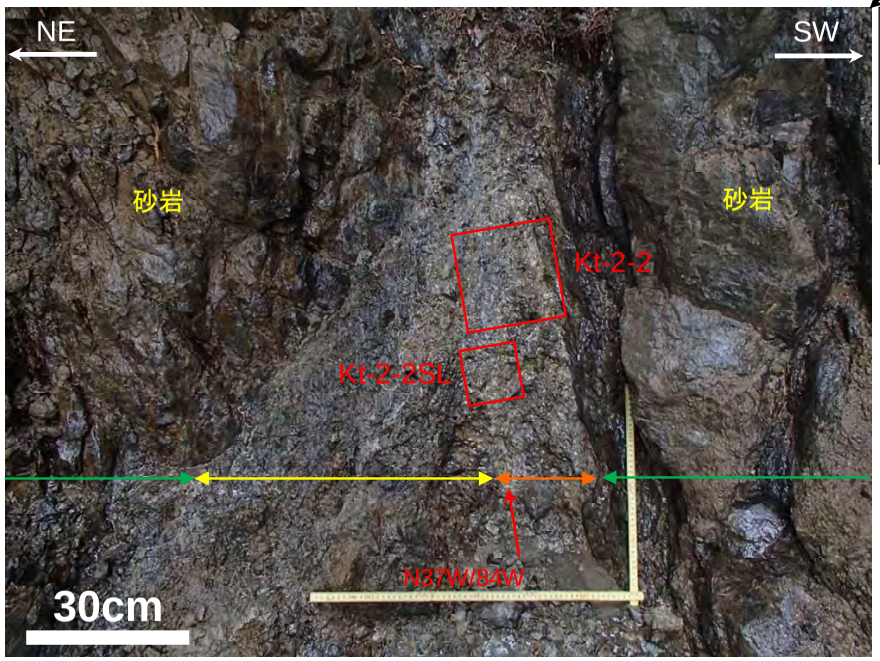


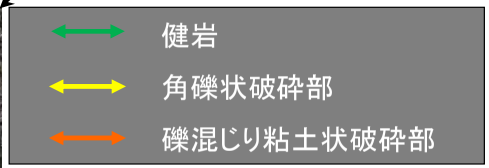
・最新面上に針状の粘土鉱物が認められる。
・針状の鉱物は連結しており、結晶成長後に連結を切る断層活動は起こっていない。

第 1.3.30 図　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の電子顕微鏡観察結果（Loc.Kt-2-1）









Loc.Kt-2-1より約40m南東側の直線状谷において、砂岩の健岩中に幅数10cmの破砕帯が認められた(Loc.Kt-2-2)。

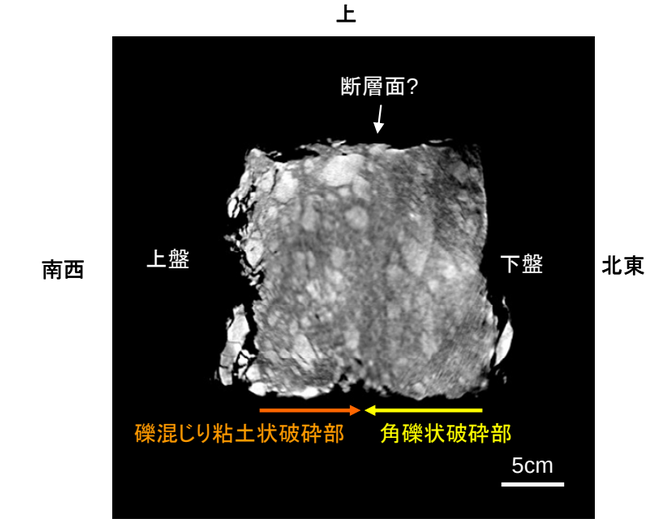
破砕帯は、角礫状破砕部及び礫混じり粘土状破砕部からなり、直線性が高く、明瞭な断層面は認められない。

条線は不明瞭。

礫混じり粘土状破砕部中に不明瞭な断層面を1条確認しブロックサンプリング、CT・条線観察を実施した。

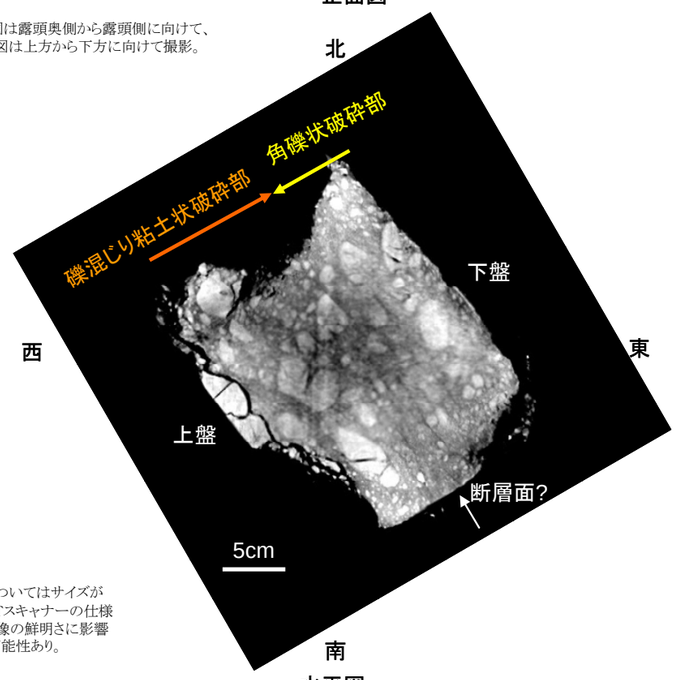
第 1.3.31 図　甲楽城断層南端　山中峠西方の露頭写真（Loc.Kt-2-2）

CT画像(Kt-2-2)



正面図

※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。



本試料についてはサイズが
大きく、CTスキャナーの仕様
により、画像の鮮明さに影響
している可能性あり。

水平図

断層の走向傾斜:N37W/84W(現場での計測データ)

縦ずれ成分:正断層(東傾斜)、横ずれ成分:左横ずれ

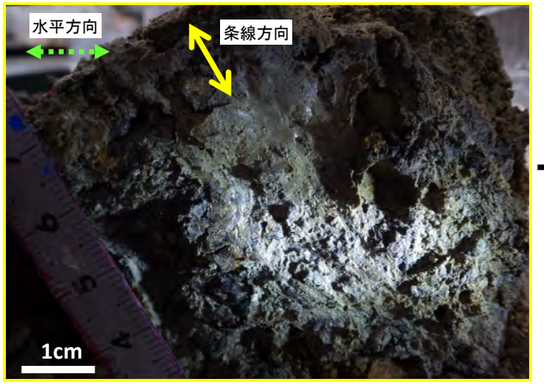
最新面は不明瞭。

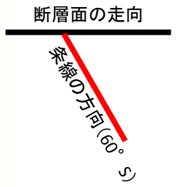
顕著な密度低下は認められない

条線観察(Kt-2-2)



Kt2-2SL(下盤上面)

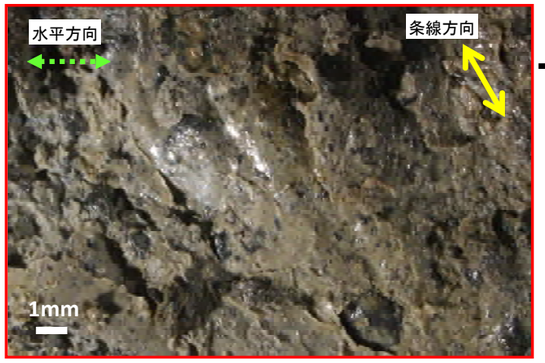


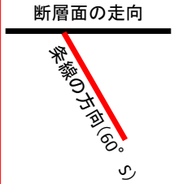


断層面の状況(最新面近傍の断層面:下盤側)

センス不明

CT画像解析で確認した断層面は凹凸が激しく条線は不明瞭。
一部の平坦部には条線のような構造が認められる。



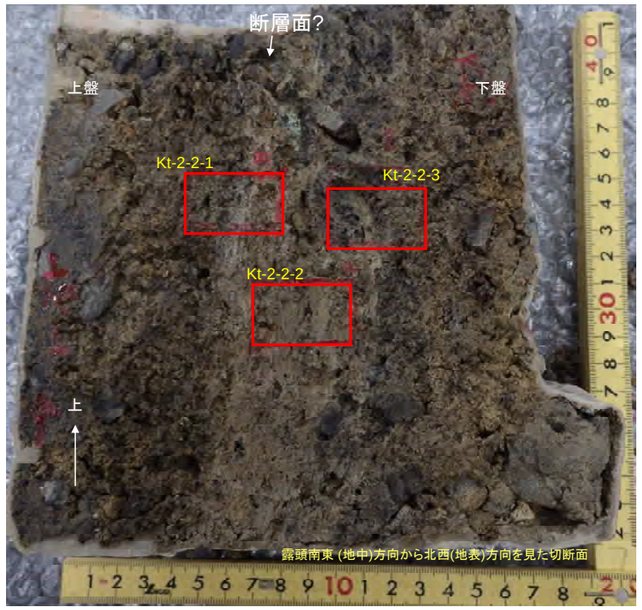


断層面の状況(最新面近傍の断層面:下盤側)

センス不明

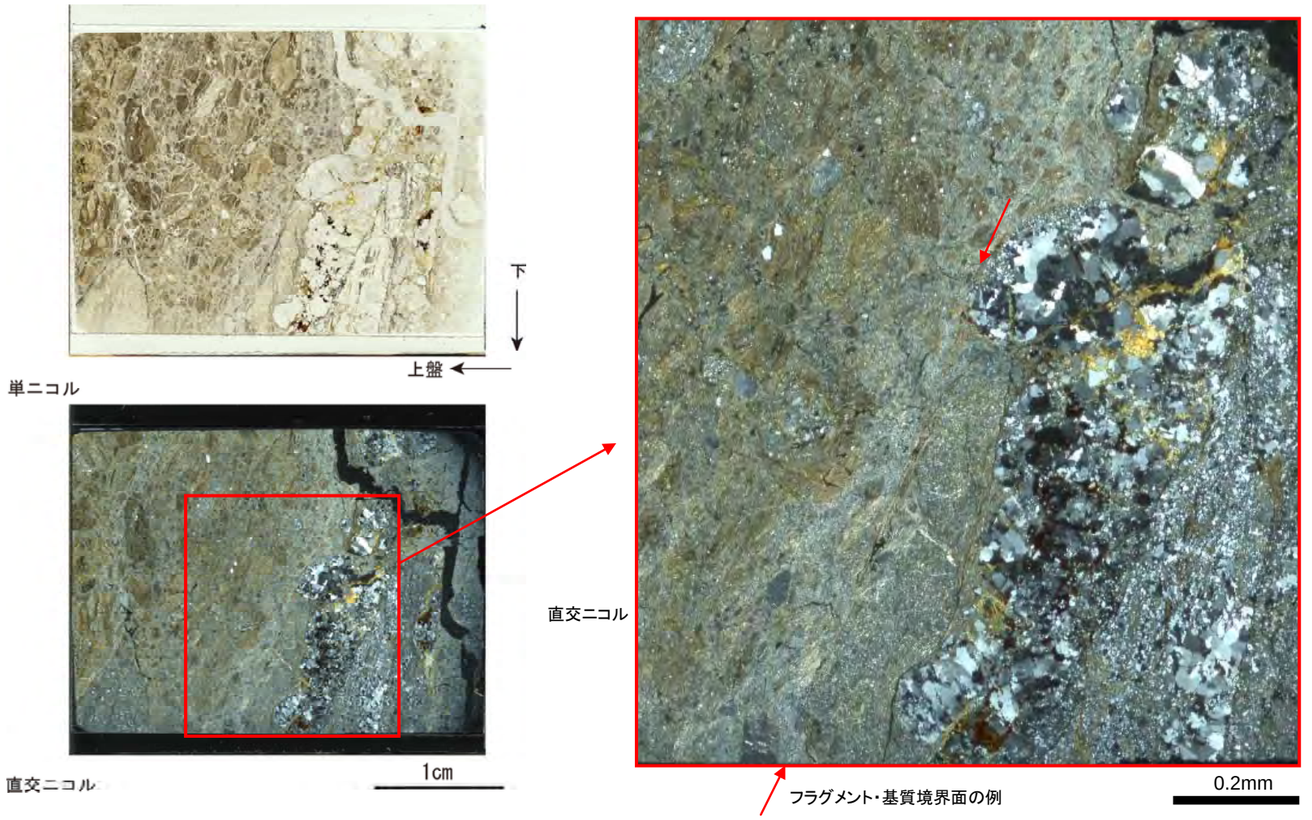
第 1.3.32 図　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果 (Loc.Kt-2-2)

ブロック試料　Kt-2-2　薄片作成位置



条線に平行方向(60° S)にブロックを切断し、断層面に直交方向で薄片を3箇所作成。

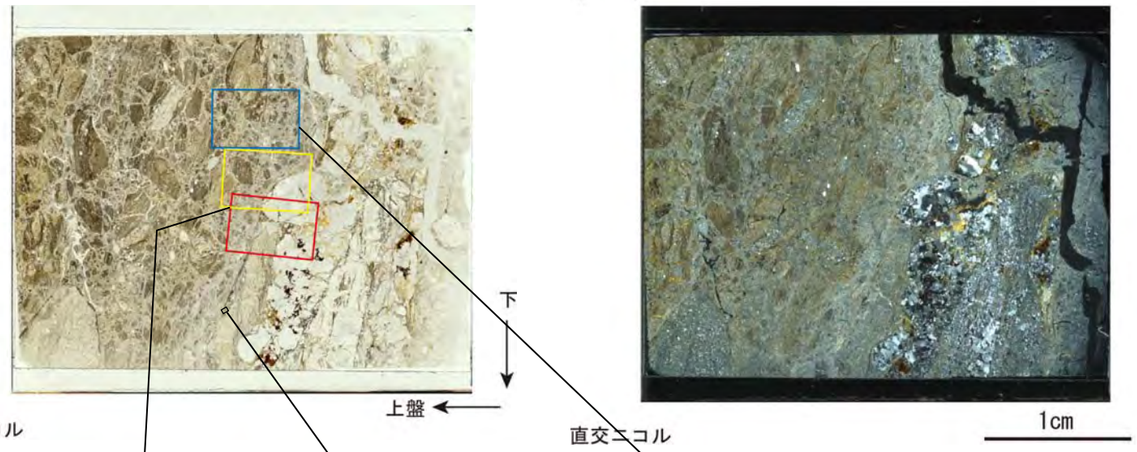
Kt-2-2-1

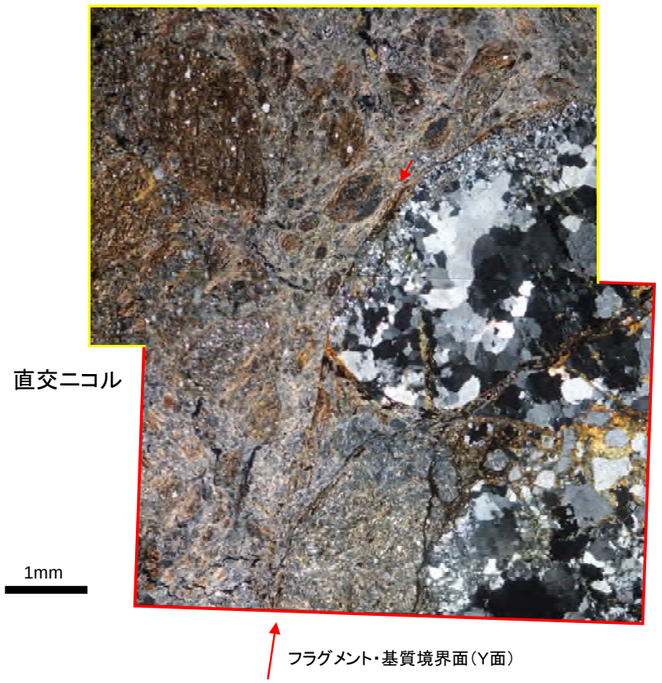


薄片観察結果
・Y面は、網目状に分布する粘土鉱物によって不明瞭となり、薄片内でせん滅する。
・Y面は、フラグメントと基質の境界面であり、連続しない。
・Pフォリエーション、R1面等の複合面構造は認められない。
・新第三紀の安山岩の貫入時の熱水変質により、複合面構造が失われている可能性がある。

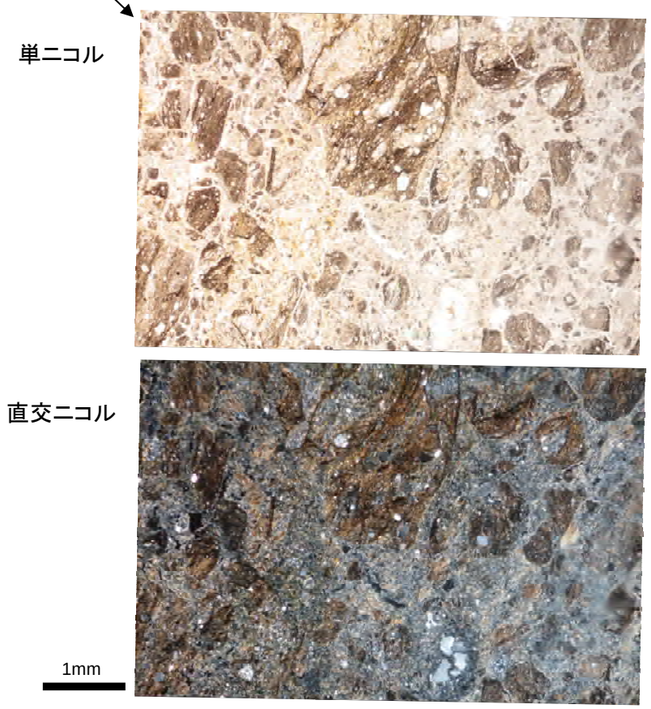
第 1.3.33 図(1)　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Kt-2-2）(1)

Kt-2-2-1

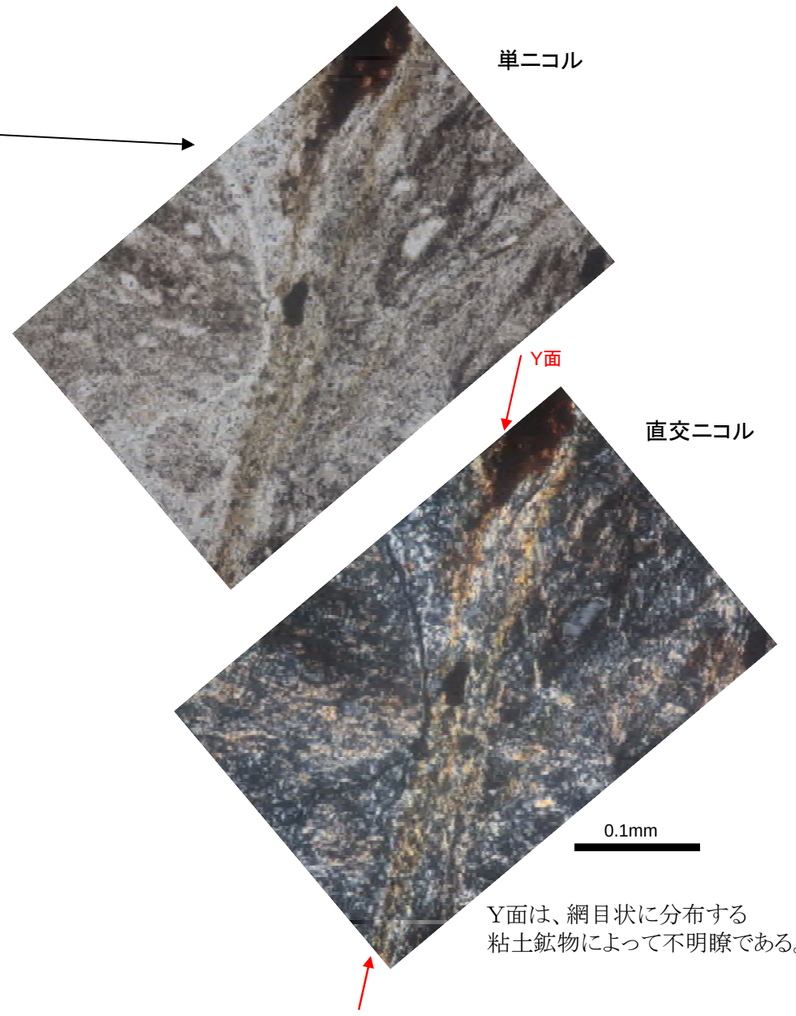




・Y面は、フラグメントと基質の境界面であり、連続しない。
・フラグメント等にPフォリエーション、R1面等の複合面構造は認められない。



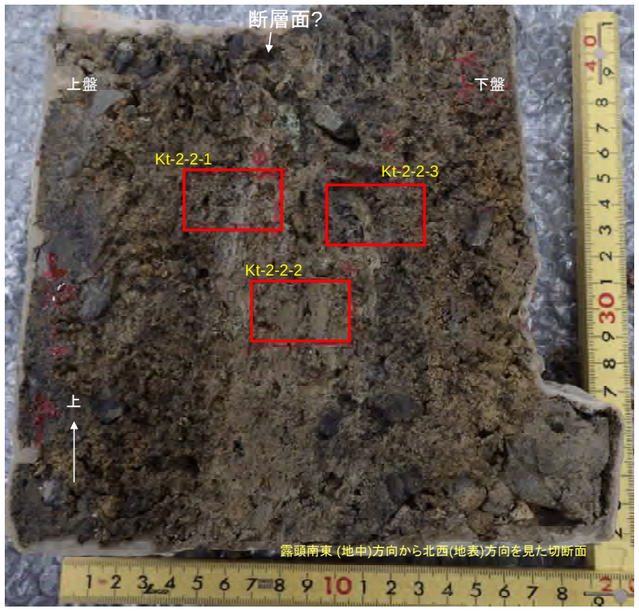
・Y面の上方延長には、面構造は認められない。



Y面は、網目状に分布する
粘土鉱物によって不明瞭である。

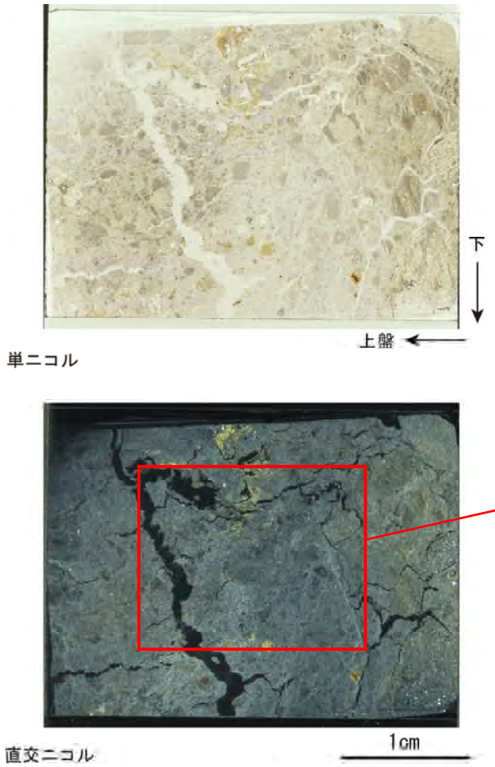
第 1.3.33 図(2)　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Kt-2-2）(2)

ブロック試料　Loc.Kt-2-2　薄片作成位置



条線に平行方向(60° S)にブロックを切断し、断層面に直交方向で薄片を3箇所作成。

Kt-2-2-2

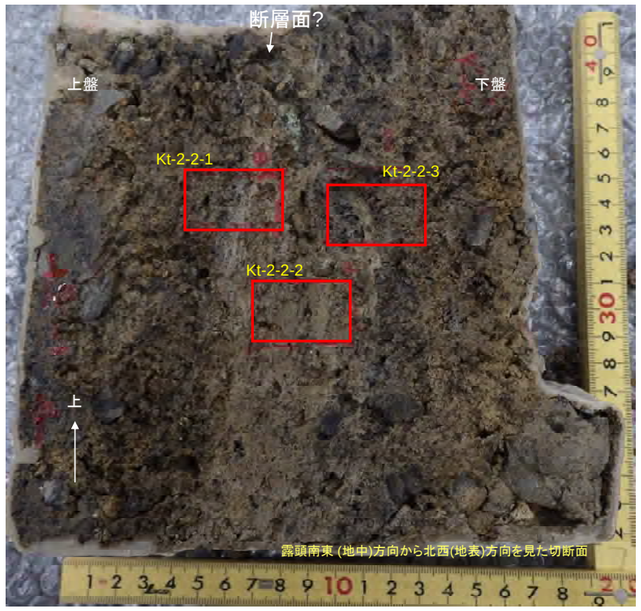




薄片観察結果
・Y面(せん断面)は認められない。

第 1.3.33 図(3)　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果 (Loc.Kt-2-2) (3)

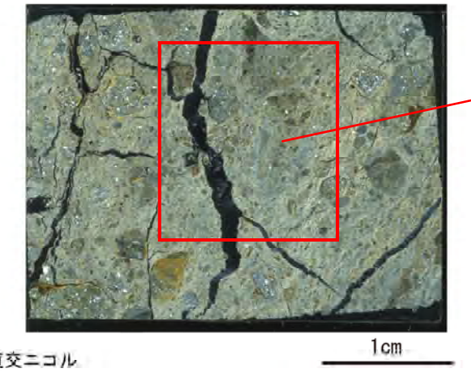
ブロック試料　Kt-2-2　薄片作成位置



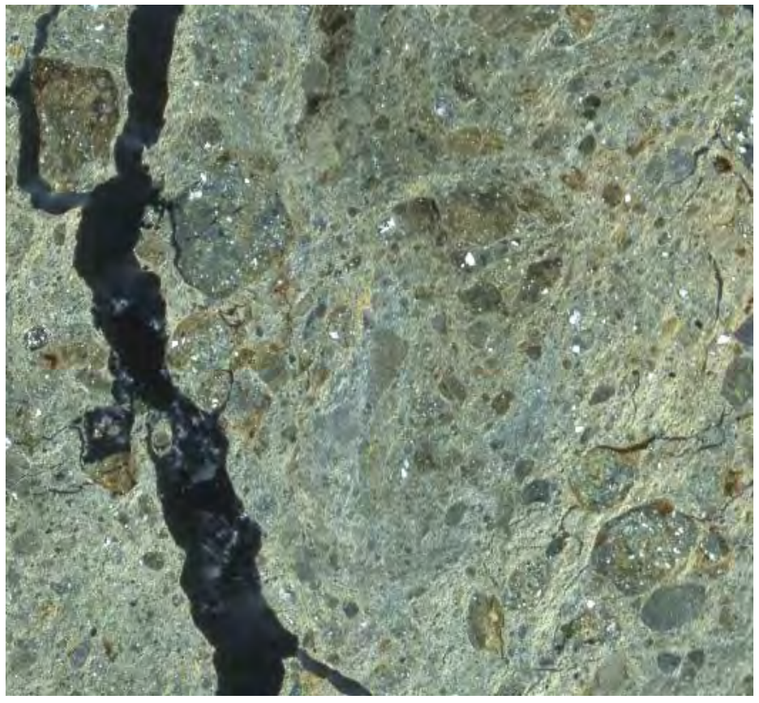
条線に平行方向(60° S)にブロックを切断し、断層面に直交方向で薄片を3箇所作成。

Kt-2-2-3



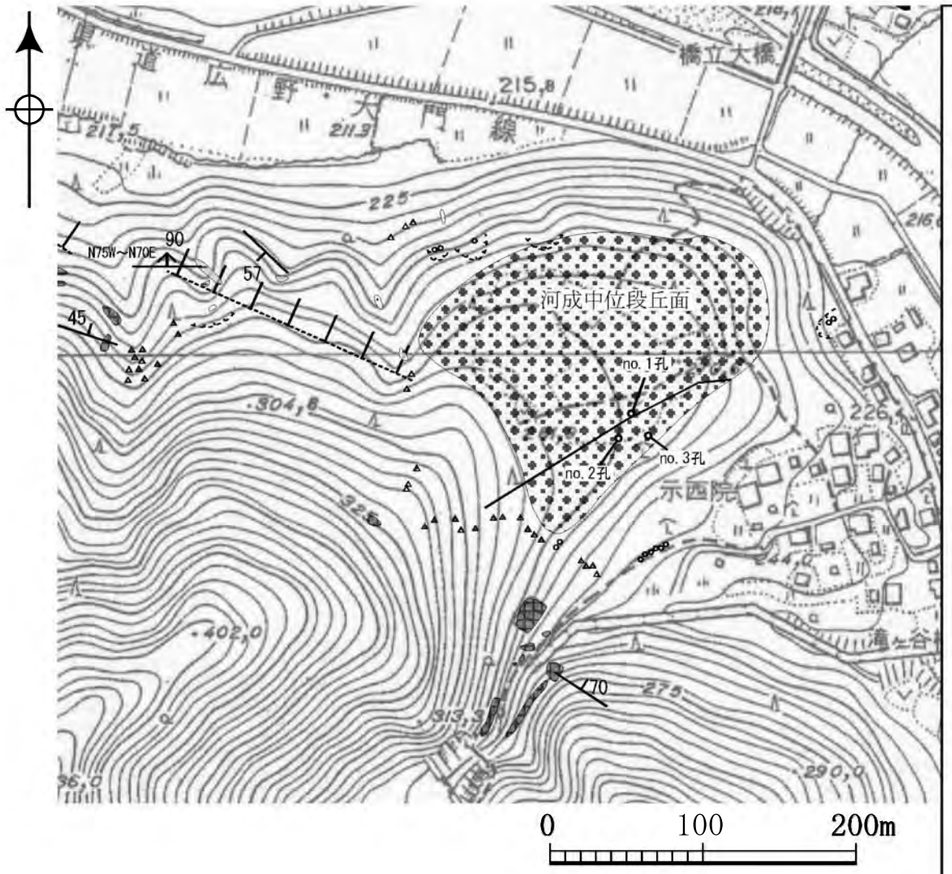


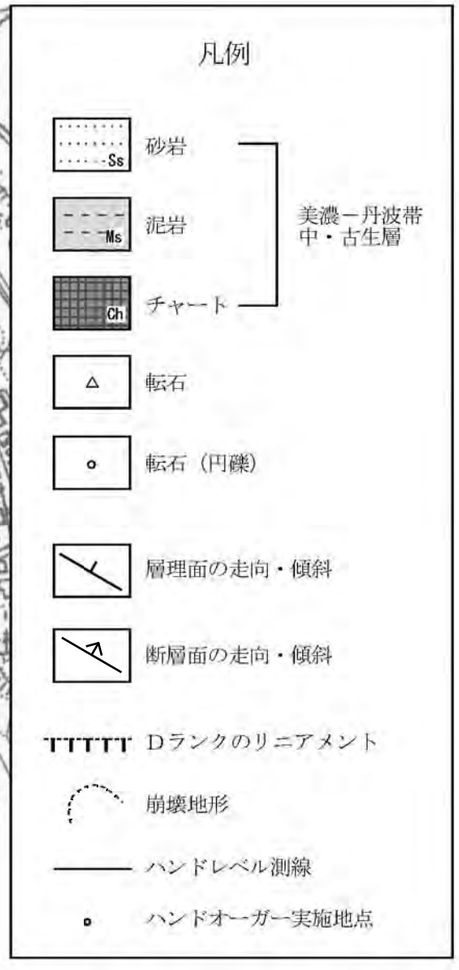
直交ニコル

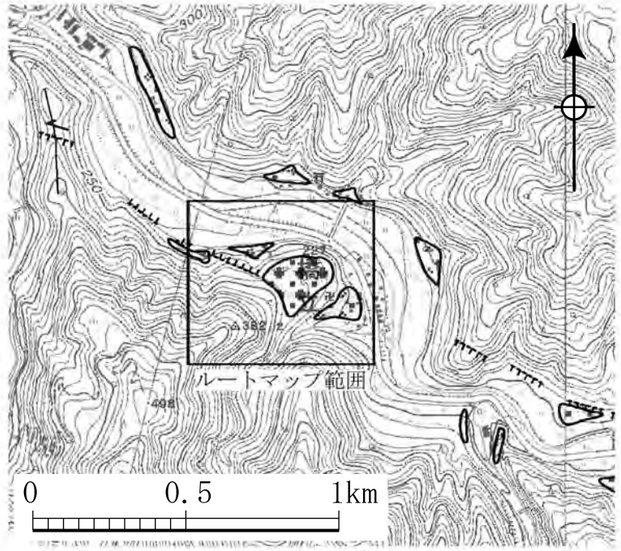


薄片観察結果
・Y面(せん断面)は認められない。

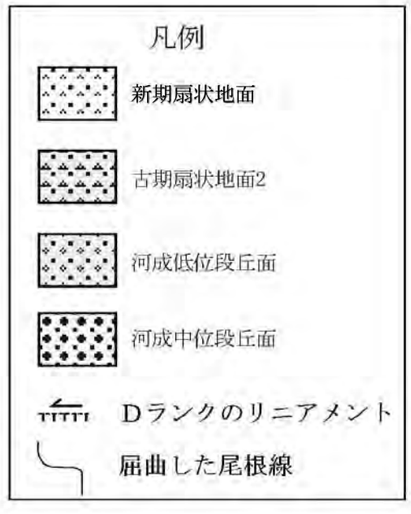
第 1.3.33 図(4)　甲楽城断層南端　山中峠北西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果 (Loc.Kt-2-2) (4)

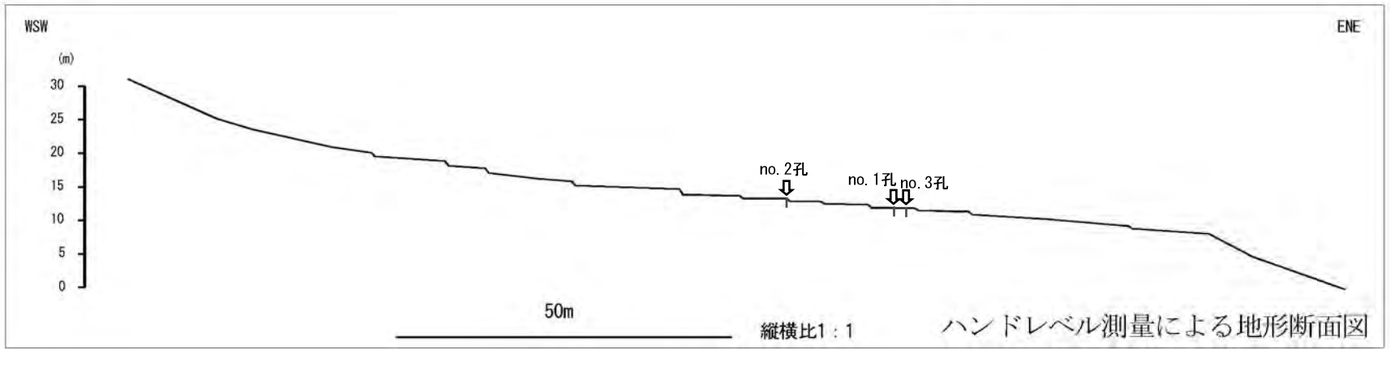






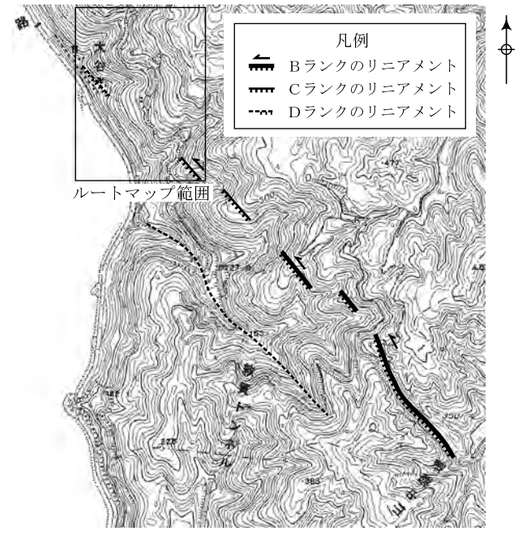
「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」



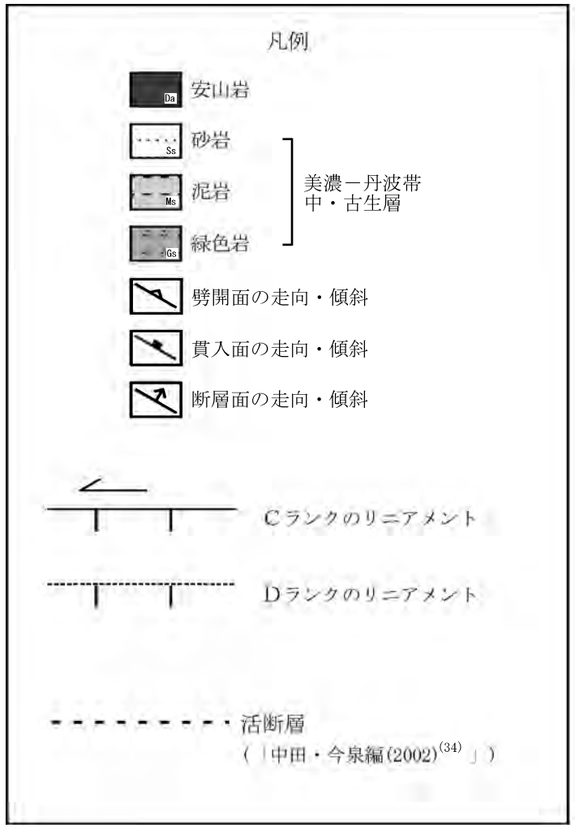


第1.3.34図　日野川断層南東端付近　橋立西方のルートマップ（Loc.Ht-3）

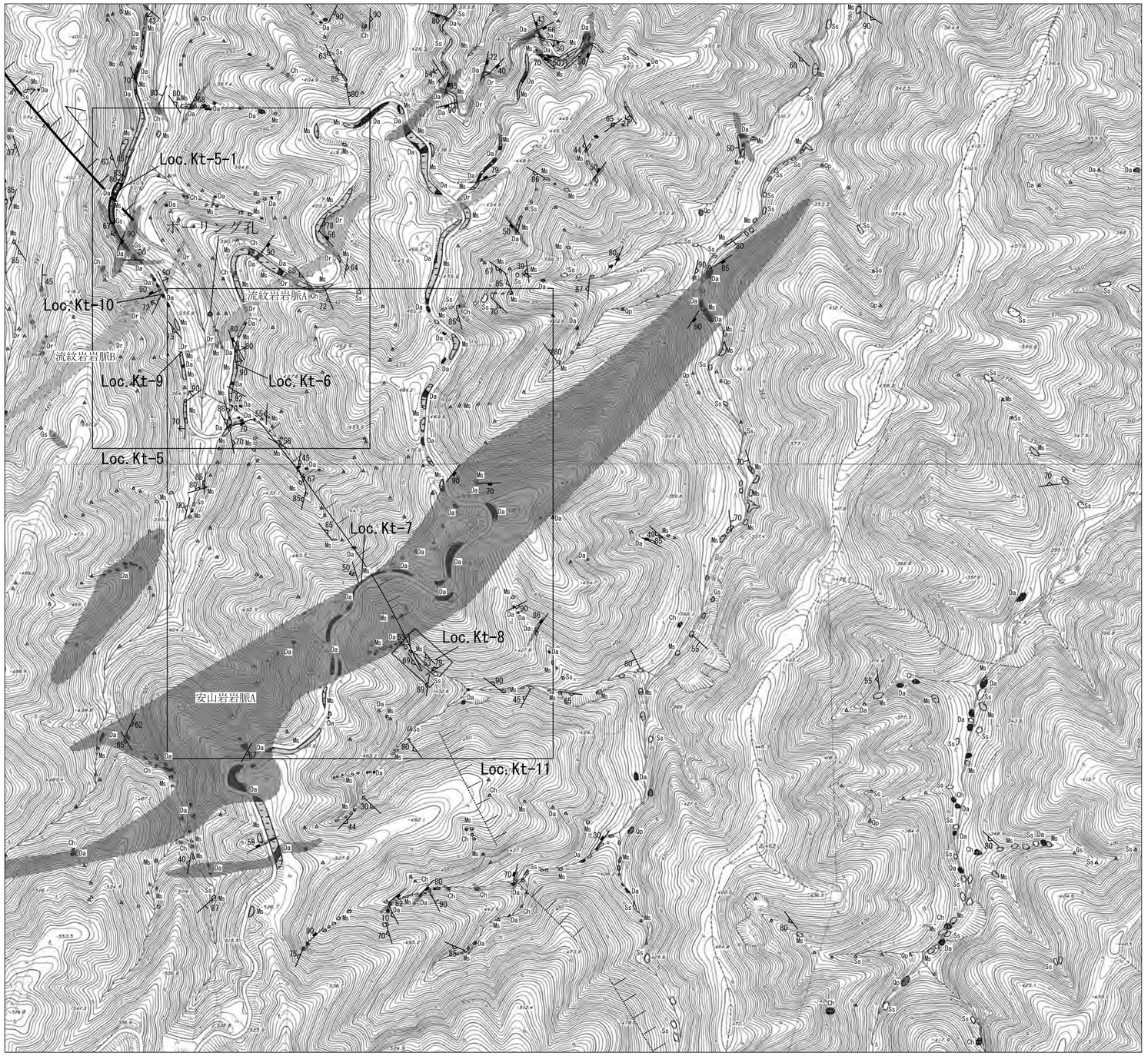


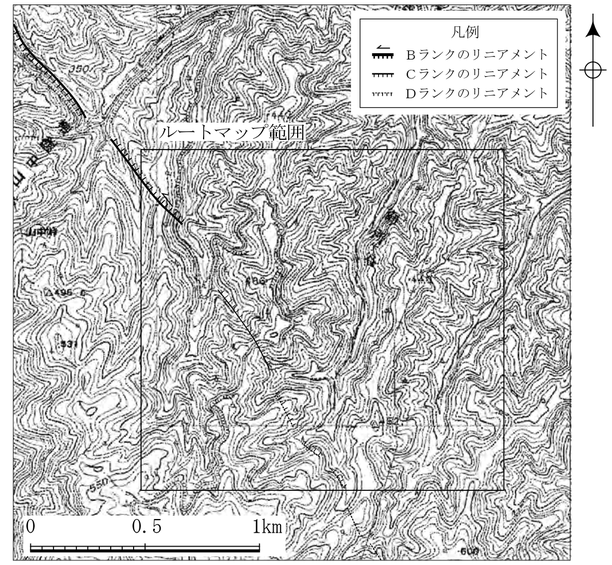


「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」



第1.3.35図　山中断層北方延長部　大谷付近の拡大ルートマップ（Loc.Kt-3）





「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の
数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

凡例

- 石英斑岩岩脈 (Qp)
- 流紋岩岩脈 (Dr)
- 安山岩岩脈 (Da)
- 砂岩 (Ss)
- 泥岩 (Ms)
- チャート (Ch)
- 緑色岩 (Gs)
- 美濃－丹波帯 中・古生層
- 転石
- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- 節理面の走向・傾斜
- 貫入面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- 詳細調査範囲
- ボーリング孔投影位置
- Bランクのリニアメント
- Cランクのリニアメント
- Dランクのリニアメント

第1.3.36図　山中断層　山中峠東方付近のルートマップ（Loc.Kt-4）

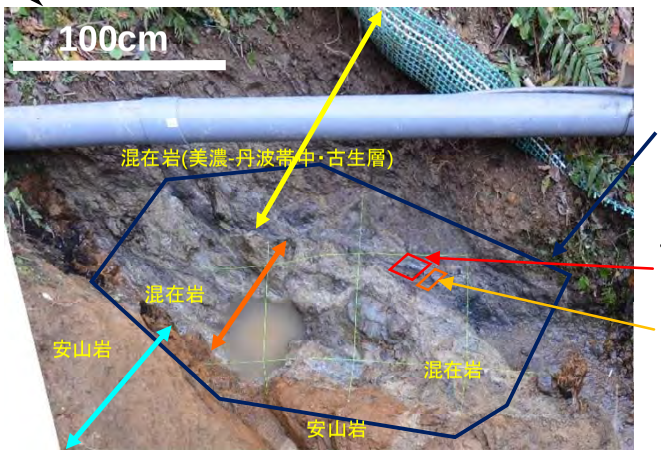
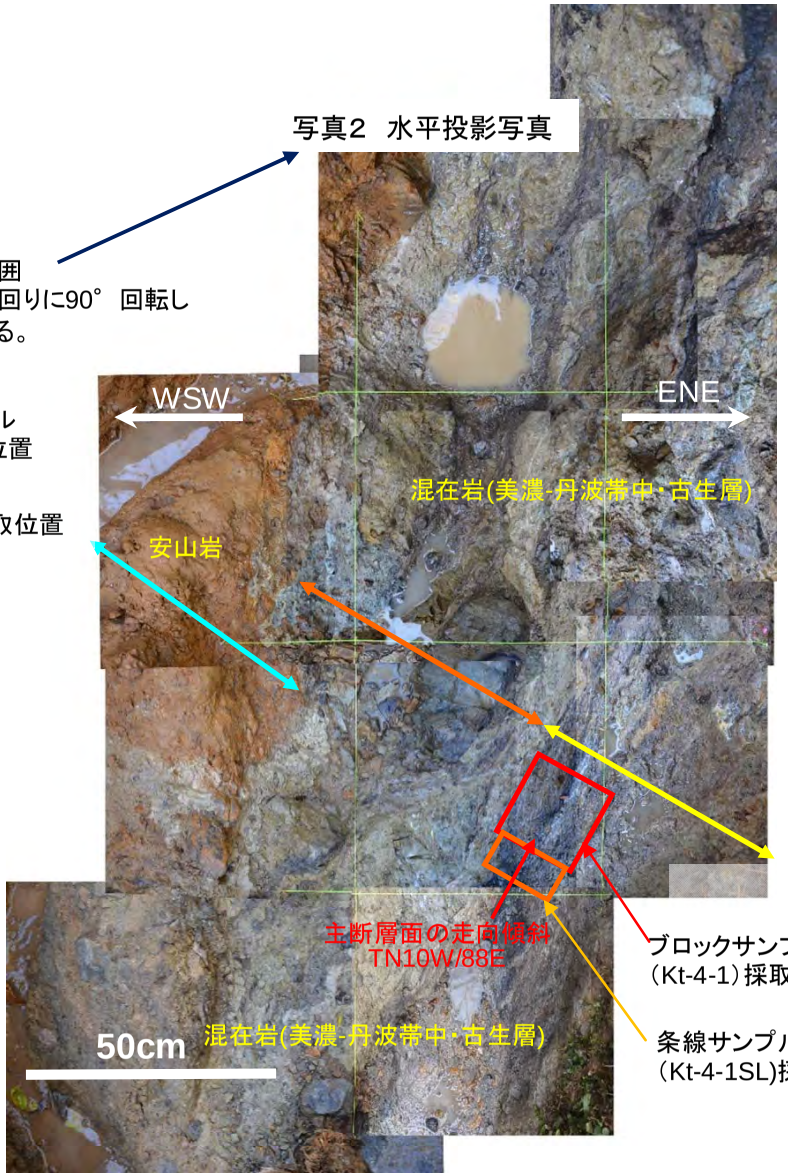


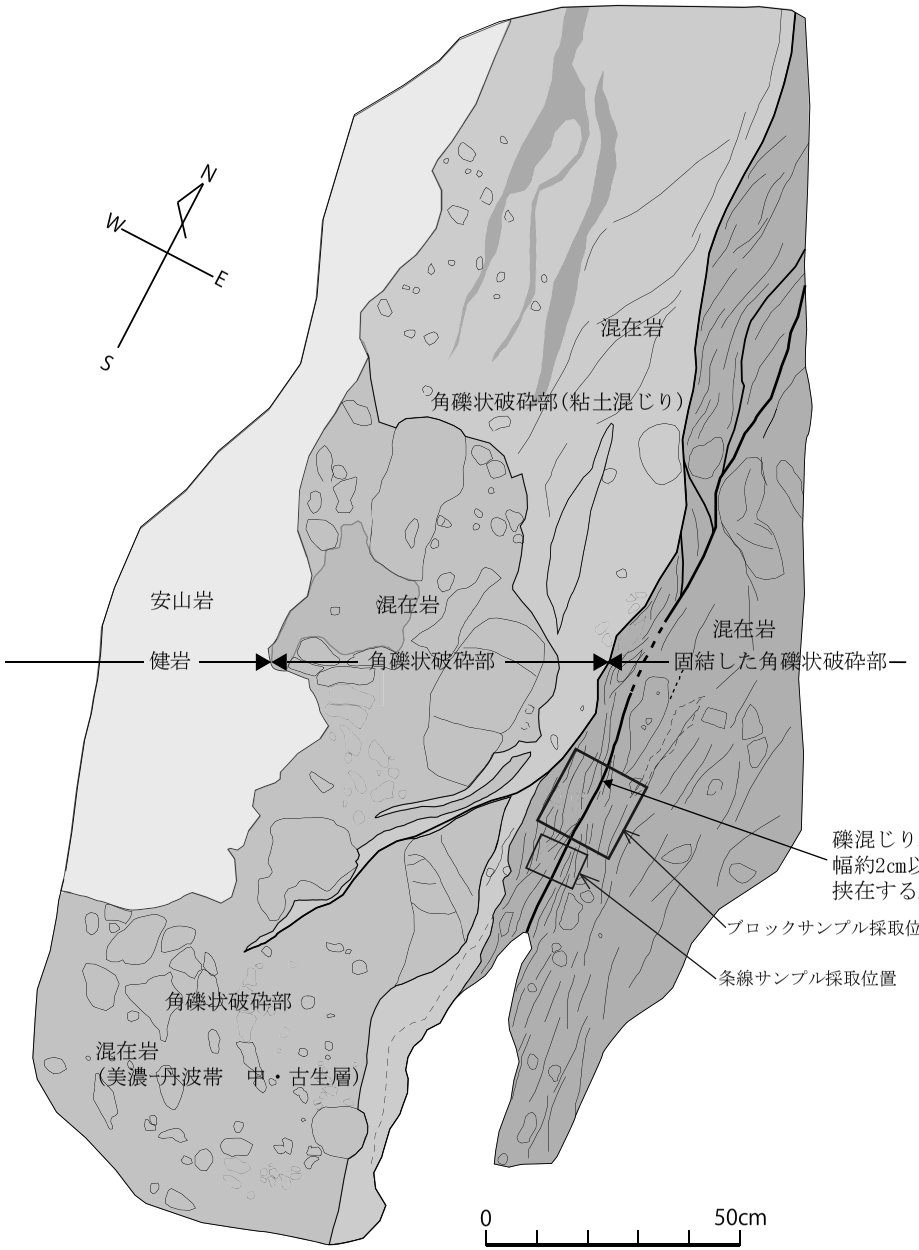
写真1　河床部露頭状況

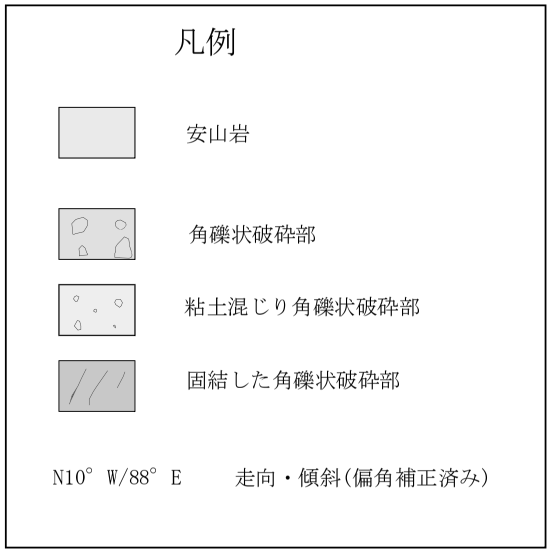


健岩
固結した角礫状破砕部
角礫状破砕部

西側の安山岩の健岩と、混在岩(美濃ー丹波帯　中・古生層)の破砕帯(幅2．5m程度)が、河床で接している。 安山岩とは幅50cm～60cmの角礫状破砕部が接しているが、その境界は非常に湾曲している。主断層面はその東側の固結した角礫状破砕部中にある。固結した角礫状破砕部の幅は約2m。主断層面に沿って幅約2cm以下で礫混じり粘土状破砕部(TN10°　W/88°　E)が膨縮かつ不連続に挟在する。

第 1.3.37 図　山中断層　山中峠東方付近の露頭写真（Loc.Kt-4-1）

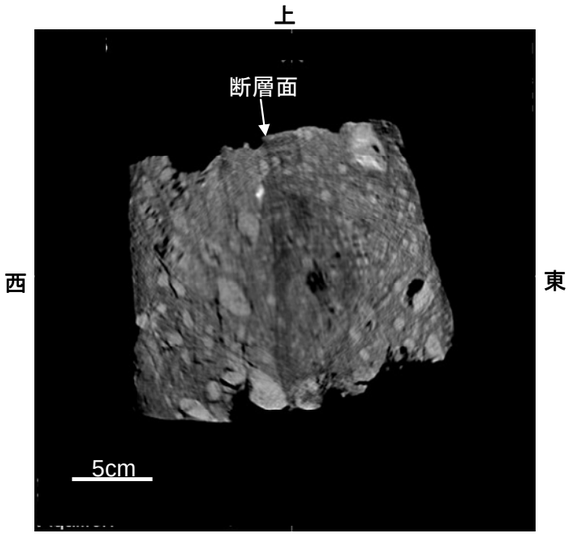




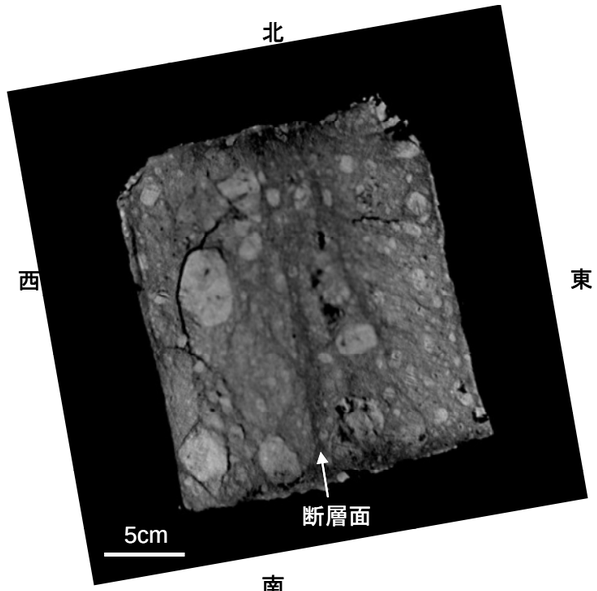
西側の安山岩の健岩と、混在岩(美濃-丹波帯　中・古生層)の破砕帯（幅2.5m程度)が河床で接している。　安山岩とは幅50cm～60cmの角礫状破砕部が接しているが、その境界は非常に湾曲している。主断層面はその東側の固結した角礫状破砕部中にある。固結した角礫状破砕部の幅は約2m。主断層面に沿って幅約2cm以下で礫混じり粘土状破砕部(N10° W/88° E)が膨縮かつ不連続に挟在する。

第1.3.38図　山中断層　山中峠東方付近の露頭スケッチ（Loc.Kt-4-1）

CT画像（Kt-4-1）



正面図



水平図

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

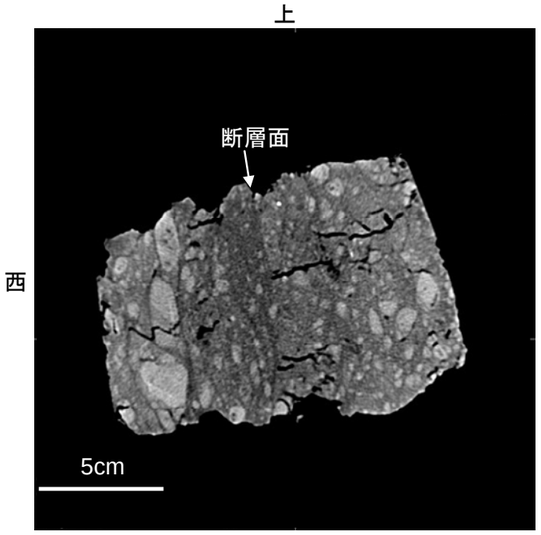
断層面の走向傾斜：TN10W/88E

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：右

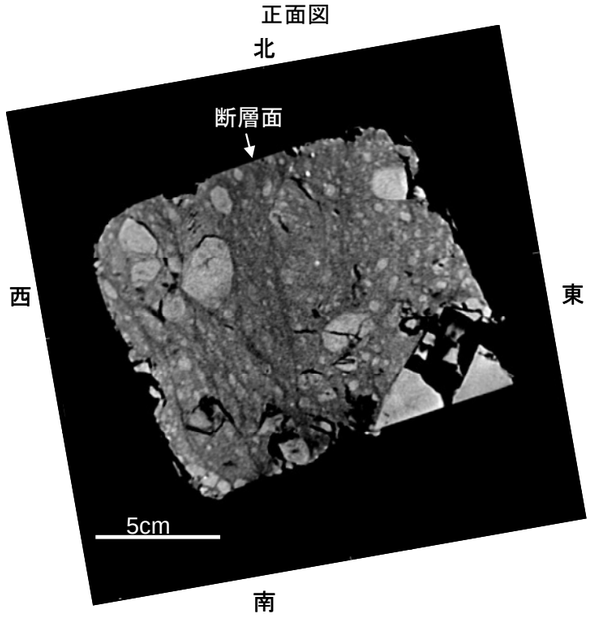
ブロックを横断する断層面が一条認められる。この断層面は連続性にややかける（やや不明瞭である）。

この断層面に沿って、1cm未満の不連続な低密度部が認められる。

CT画像（Kt-4-1SL）



正面図



水平図

※正面図は南側から北側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

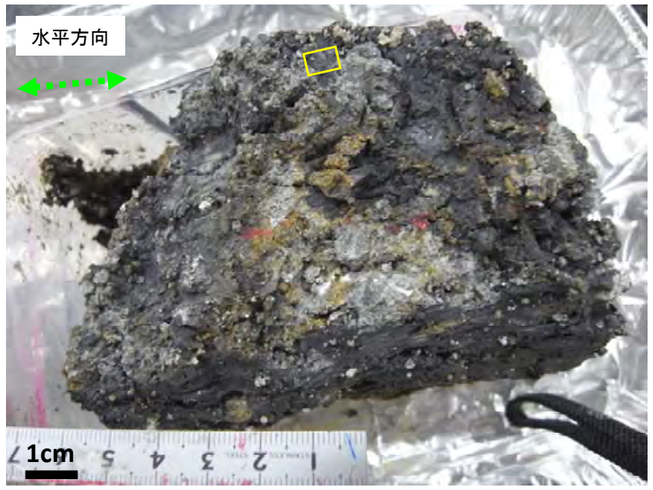
断層面の走向傾斜：TN10W/88E

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：右

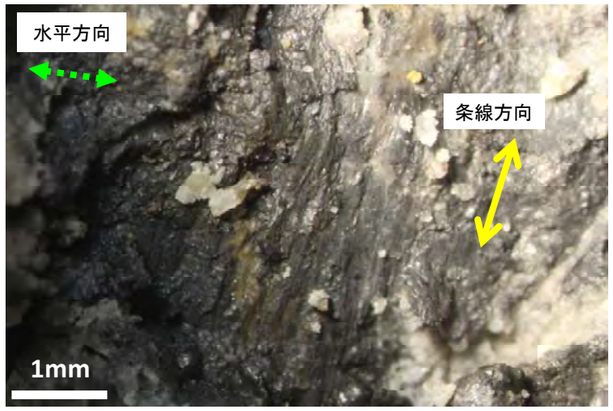
ブロックを横断する断層面が一条認められる。この断層面は連続性にややかける（やや不明瞭である）。

顕著な密度変化は認められないが、断層面近傍ほど密度が漸移的に低下する。

条線観察（Kt-4-1SL）

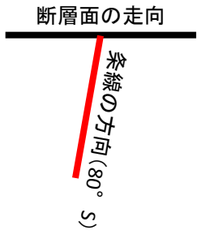


上盤下面

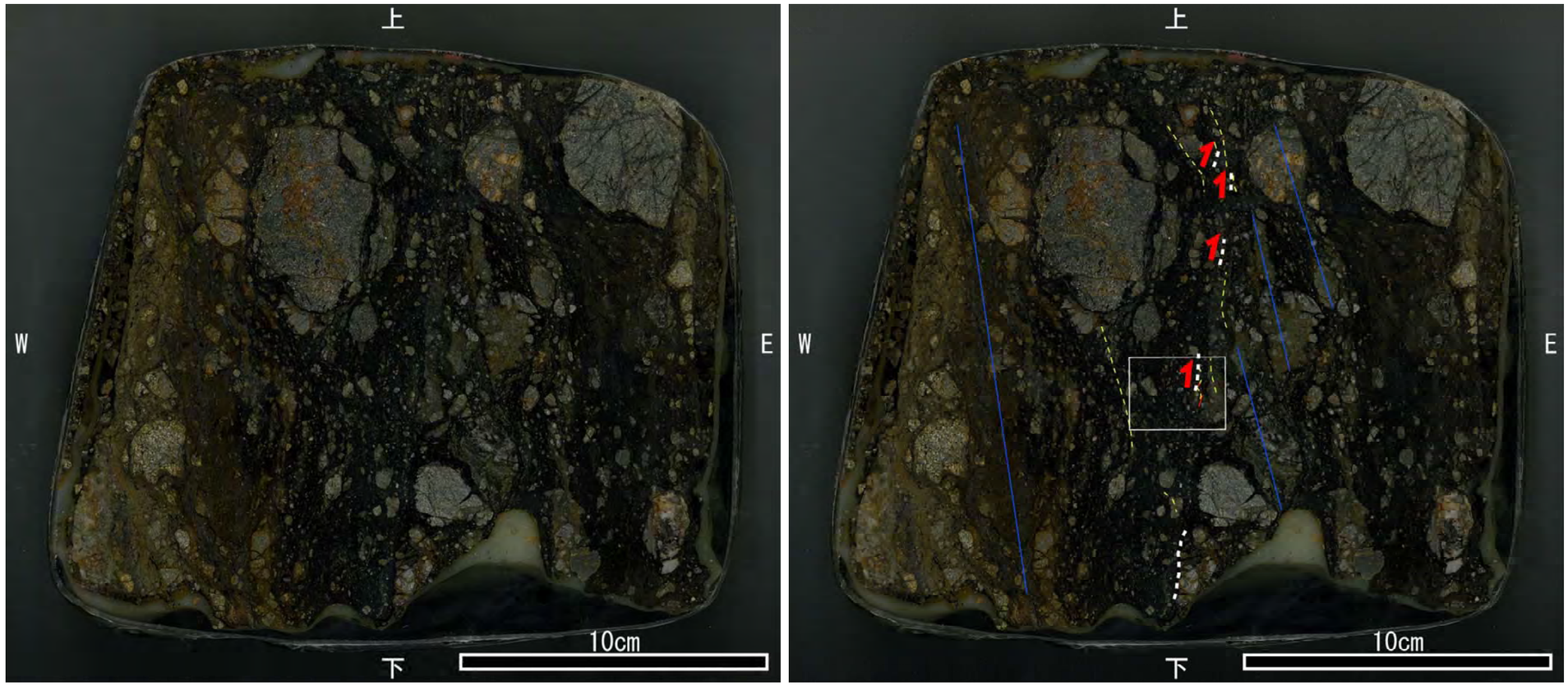


断層面の状況

センス不明



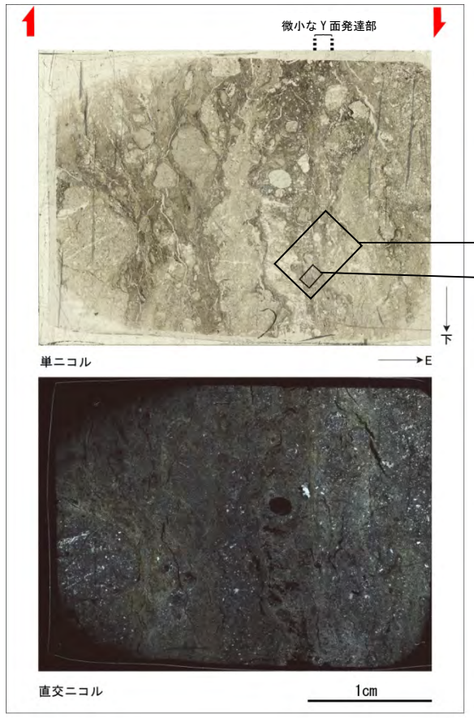
第 1.3.39 図　山中断層　山中峠東方付近の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc.Kt-4-1）

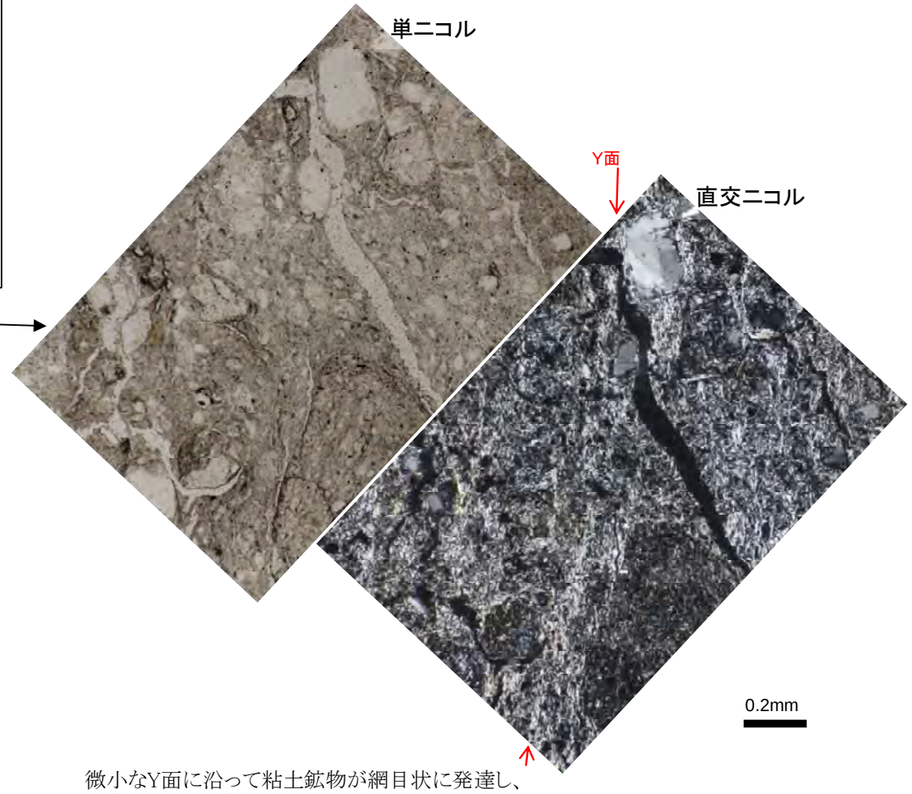


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

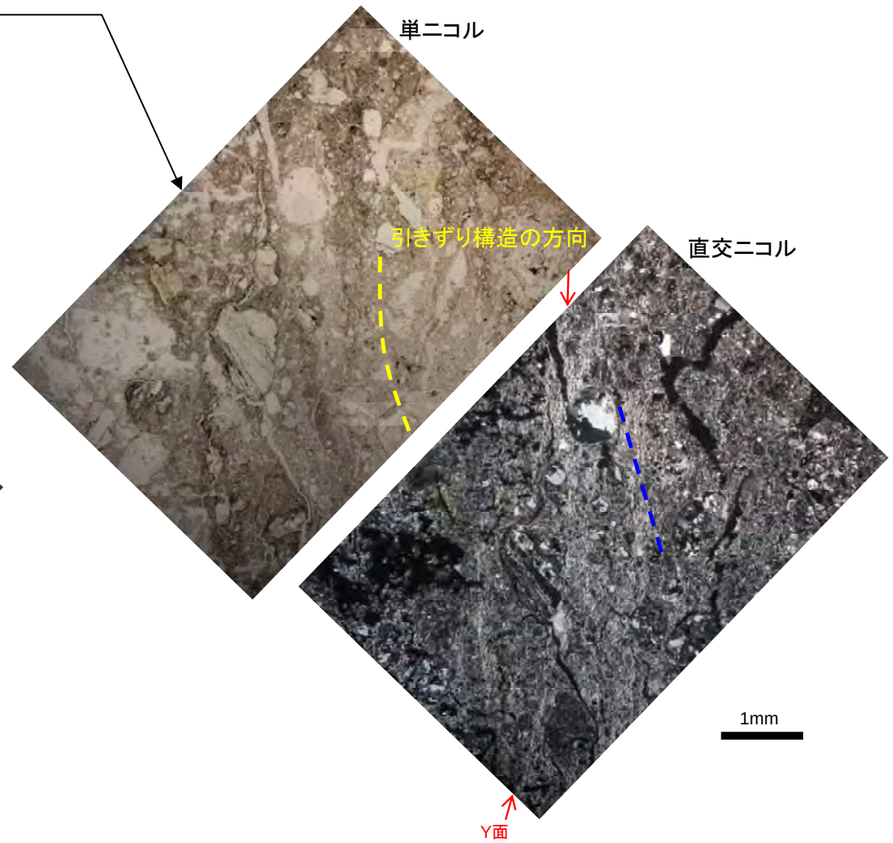
研磨片観察結果
・分帯:研磨片中には断層角礫帯が認められる。
・研磨片を連続して横断するY面は認められない。微小なY面が研磨片中央部に発達する。
・研磨片中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が顕著に発達する。この変形指標は研磨片中央部ほど顕著であり、研磨片中央部の微小なY面が発達する部分に歪が集中している。

第 1.3.40 図　山中断層　山中峠東方付近の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.Kt-4-1）





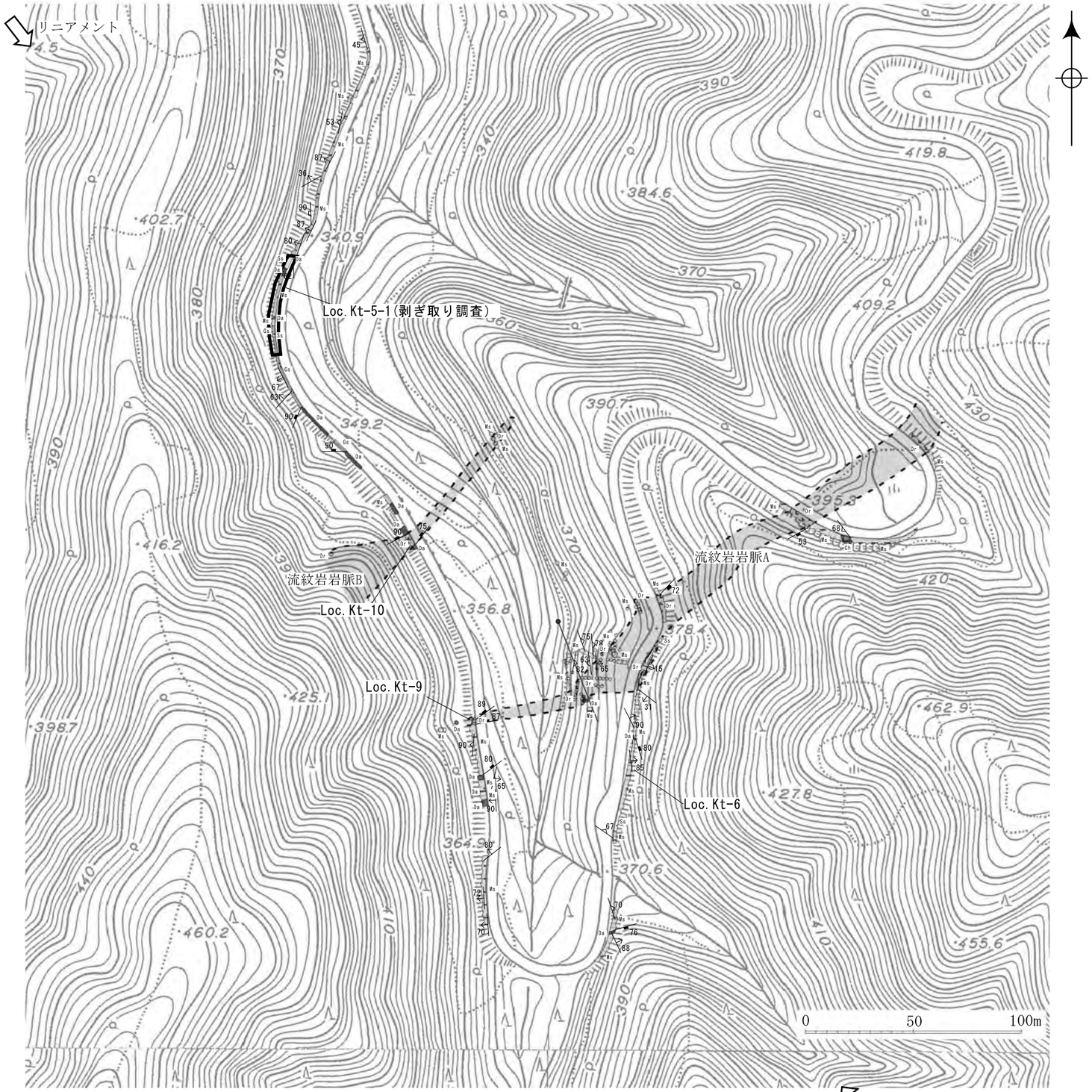
微小なY面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、
最新面が不明瞭になっている。層状構造は認められない。

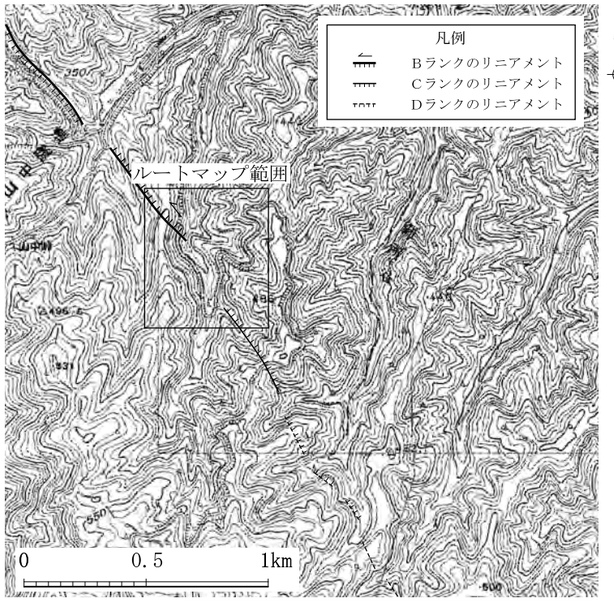


右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。

薄片観察結果
・薄片中には砂岩起源の断層角礫帯が認められる。
・薄片を横断するY面は認められない。薄片右側に微小なY面が多数発達したゾーンが認められる。周囲の歪は微小なY面発達部に集中しているように見える。いずれのY面も連続性・直線性に乏しく、Y面に沿って粘土鉱物が網目状に発達しているため不明瞭になっている。②中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。
・フラグメントは砂岩の原岩構造を残しているものが多く、石英や斜長石、カリ長石、緑泥石、イライト・セリサイトから構成される。多くの石英はポリクウォーツ化している。マトリックスは細粒砕屑物や細粒粘土鉱物からなる。

第 1.3.41 図　山中断層　山中峠東方付近の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Kt-4-1）





「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

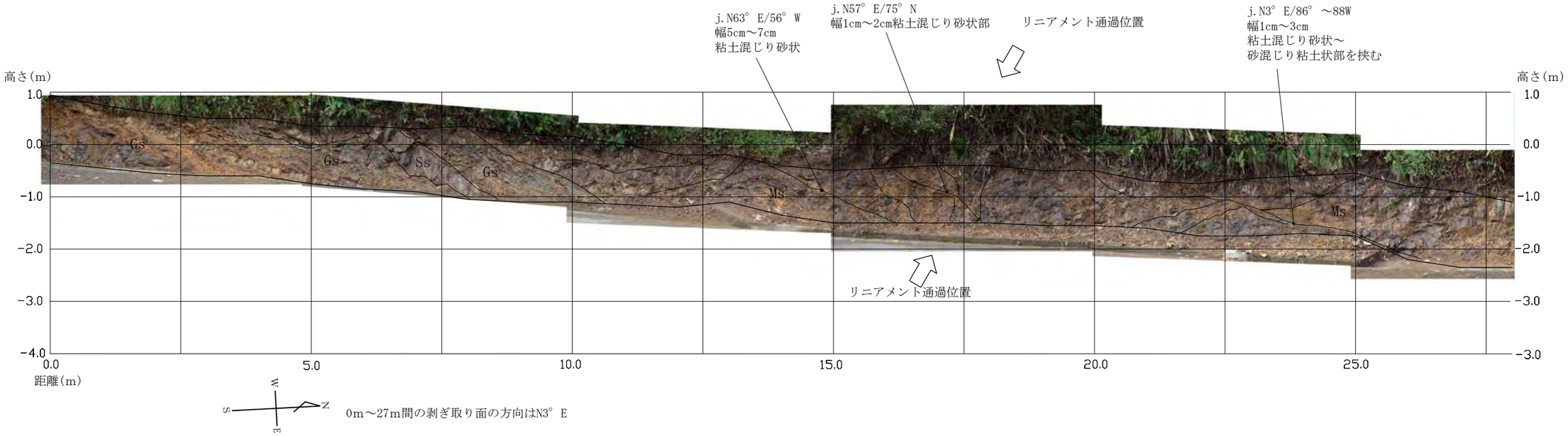
凡例

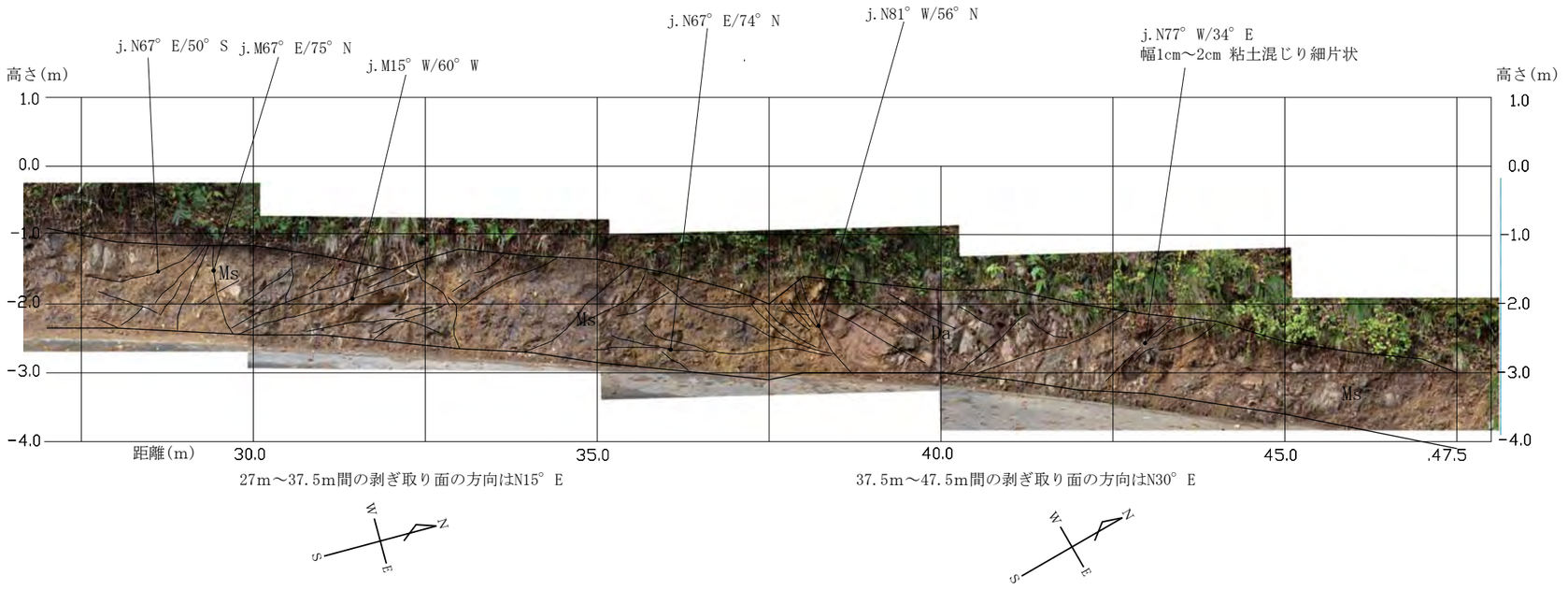
- 流紋岩岩脈 (Dr)
- 安山岩岩脈 (Da)
- 砂岩 (Ss)
- 泥岩卓越部 (Ms)
- チャート (Ch)
- 緑色岩 (Gs)

（砂岩・泥岩卓越部・チャート・緑色岩：美濃-丹波帯 中・古生層）

- 劈開面の走向・傾斜
- 節理面の走向・傾斜
- 貫入面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- ハンドオーガーデータ
- ボーリング孔投影位置

第1.3.42図　山中断層　山中峠東方付近ボーリング地点の拡大ルートマップ（Loc.Kt-5）





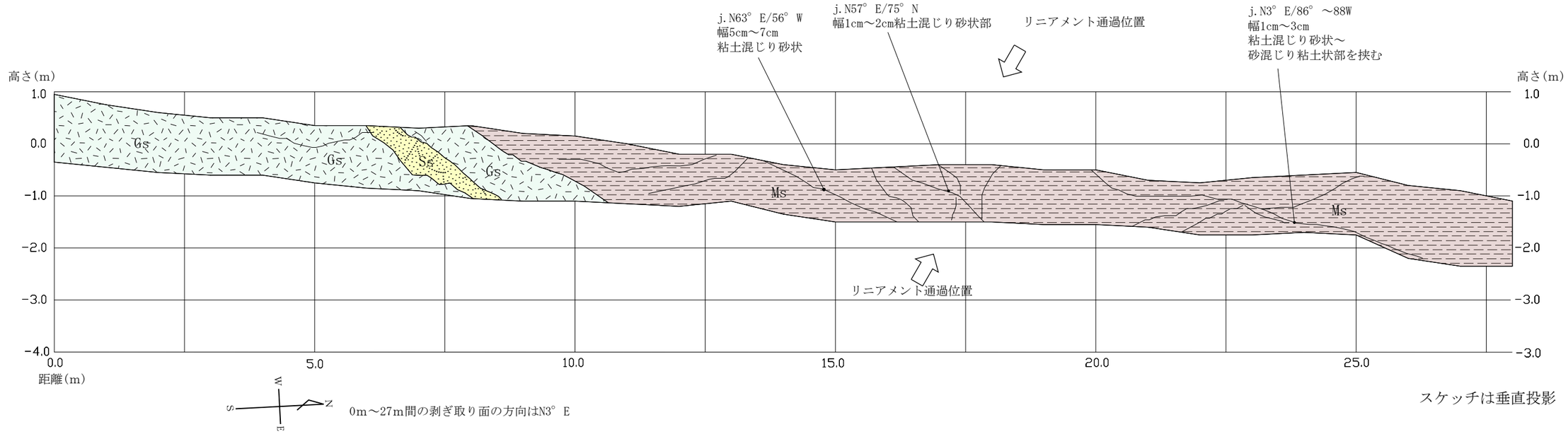
凡　例

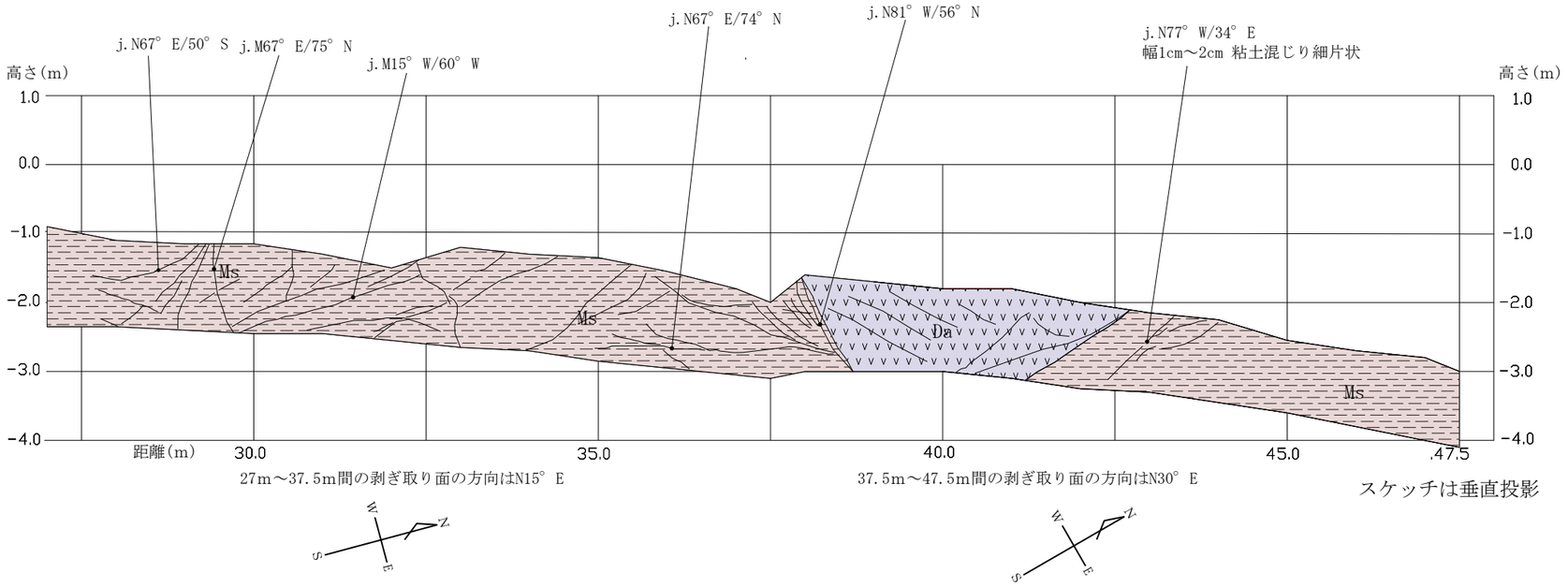
Da	安山岩岩脈	
Ms	泥岩優勢混在岩	美濃－丹波帯 中・古生層
Ss	砂岩	
Gs	緑色岩	
	割れ目	

j.N63° W/34° E　割れ目の走向/傾斜 偏角補正済み

幅約50mにわたり連続的に露頭を観察した。
剥ぎ取り部には、美濃-丹波帯 中･古生層の堆積岩および安山岩岩脈が分布する。
リニアメント付近には、ENE-WSW方向の割れ目が見られるが、
リニアメントの方向(NW-SE)と調和的な断層は認められない。

第1.3.43図　山中断層　山中峠東方付近リニアメント直下の剥ぎ取り写真（Loc.Kt-5-1）





凡　例

- Da　安山岩岩脈
- Ms　泥岩優勢混在岩
- Ss　砂岩
- Gs　緑色岩

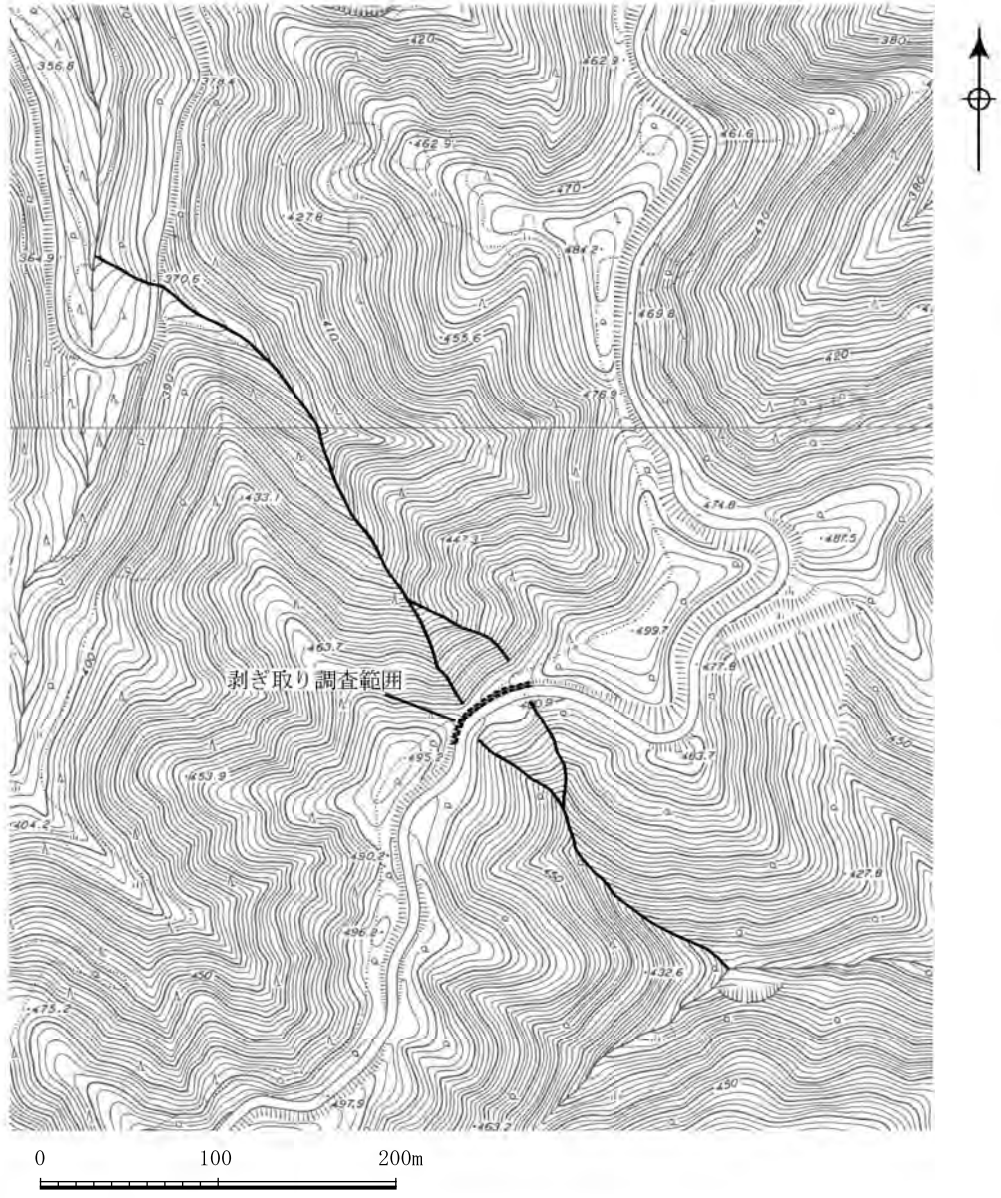
美濃－丹波帯 中・古生層

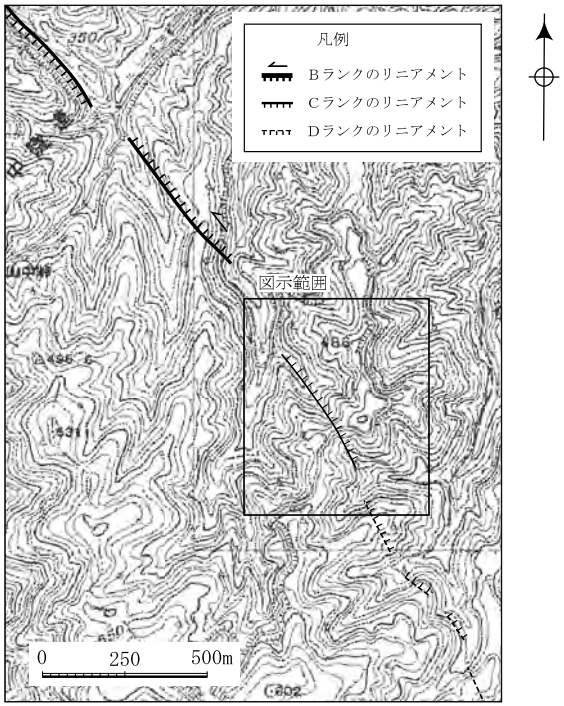
割れ目

j.N63° W/34° E　割れ目の走向/傾斜 偏角補正済み

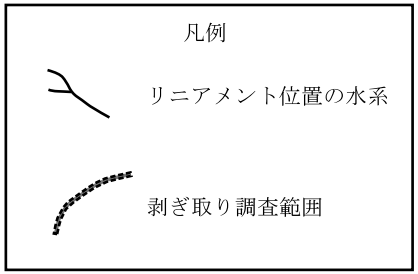
幅約50mにわたり連続的に露頭を観察した。
剥ぎ取り部には、美濃-丹波帯 中･古生層の堆積岩および安山岩岩脈が分布する。
リニアメント付近には、ENE-WSW方向の割れ目が見られるが、
リニアメントの方向(NW-SE)と調和的な断層は認められない。

第1.3.44図　山中断層　山中峠東方付近リニアメント直下の露頭スケッチ(Loc.Kt-5-1)



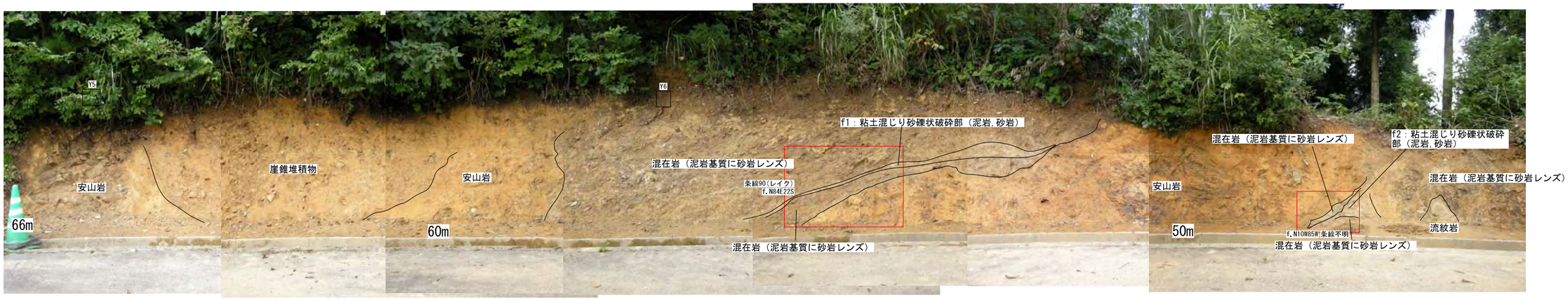


「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の
数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」



第1.3.45図　山中断層　山中峠南東方付近の剥ぎ取り調査位置図（Loc.Kt-11）

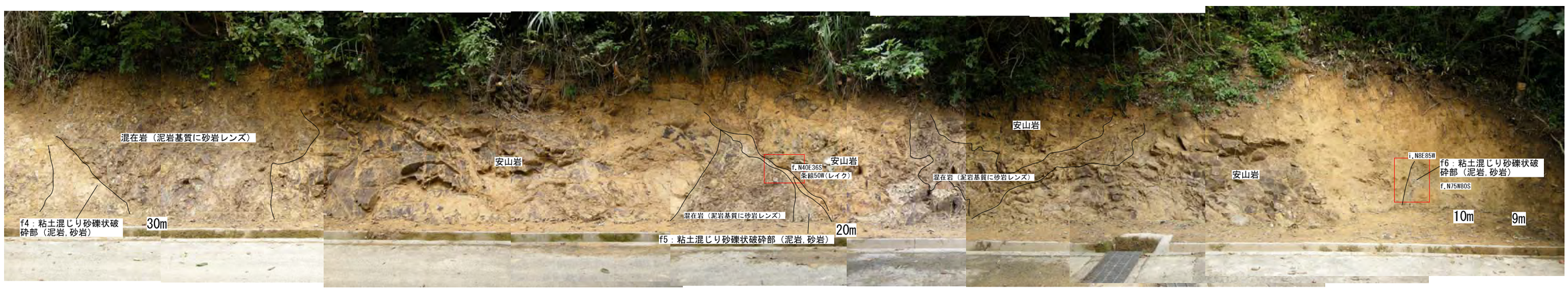
W E



W E



W E

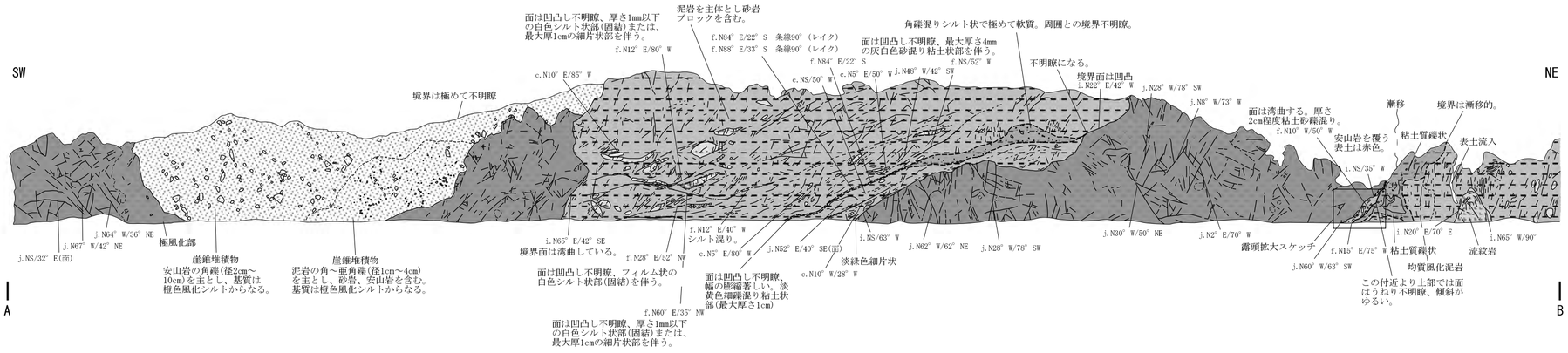


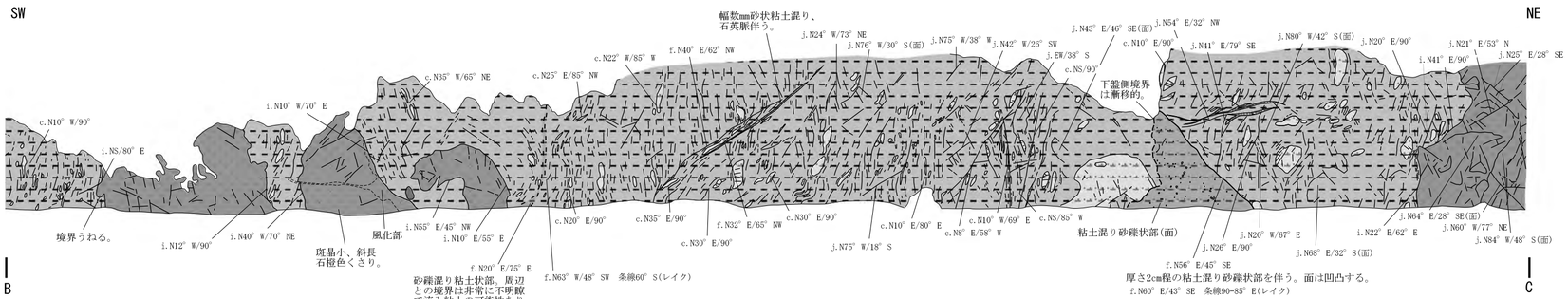
凡　例

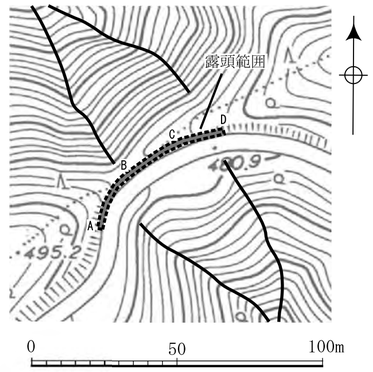
f.N40E82W:断層面の走向・傾斜

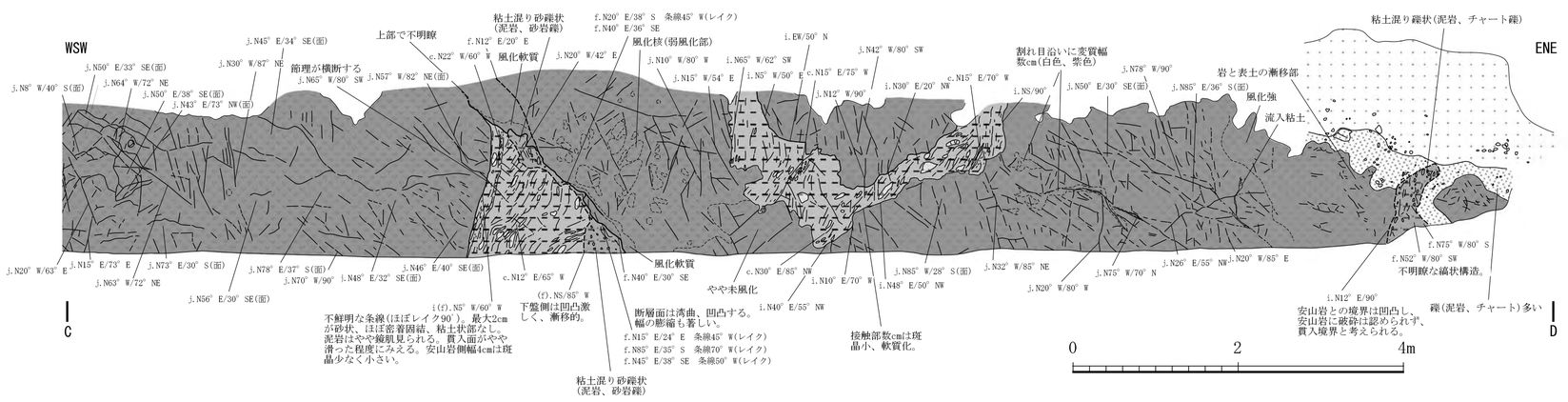
約2m

第1.3.46図　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の露頭写真（Loc.Kt-7）









凡例

- 暗黄褐色表土（礫混じり砂質シルト）
- 崖錐堆積物
- 流紋岩
- 安山岩
- 混在岩（泥岩中に砂岩レンズを含む。）
- 粘土混じり砂礫状破砕部

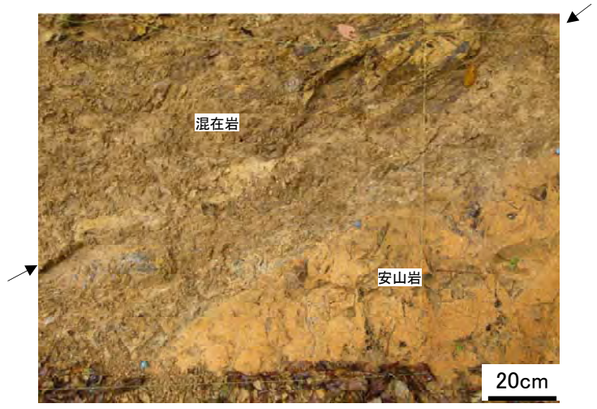
c.N30° E/85° NW：劈開面の走向/傾斜（偏角未補正）
i.N10° E/70° W ：貫入面の走向/傾斜（偏角未補正）
j.N32° W/85° NE：節理面の走向/傾斜（偏角未補正）
f.N40° E/30° SE：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

「j.N85° W/28° S(面)」の(面)は露頭方向とほぼ平行なためスケッチでは線として表現していないもの。

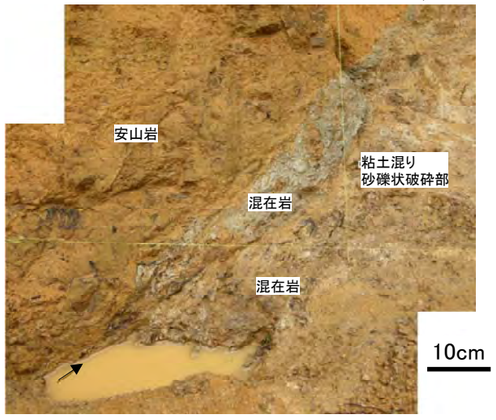
リニアメントを横断する林道法面において剥ぎ取り調査を実施し、約50m間に岩盤が連続して露出した。岩盤は美濃-丹波帯の中・古生層の混在岩（泥岩を主体とし、砂岩のレンズを含む。）とそれに貫入した安山岩岩脈（一部流紋岩）からなる。これら岩盤中には小規模な破砕帯が数箇所で認められた。いずれの破砕帯も走向はリニアメント方向とは一致せず、破砕帯は膨縮、湾曲し、活断層の破砕帯に特徴的な明瞭な面構造のある粘土状破砕部、連続性の良い平面的な断層面は認められない。

第1.3.47図　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の露頭スケッチ（Loc.Kt-7）

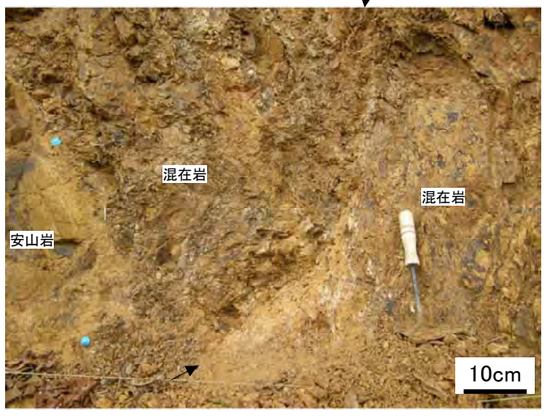




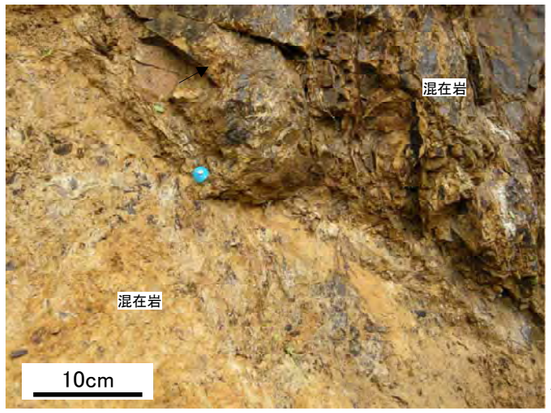
f1:粘土混じり砂礫状破砕部（走向N84°E、傾斜22°S）



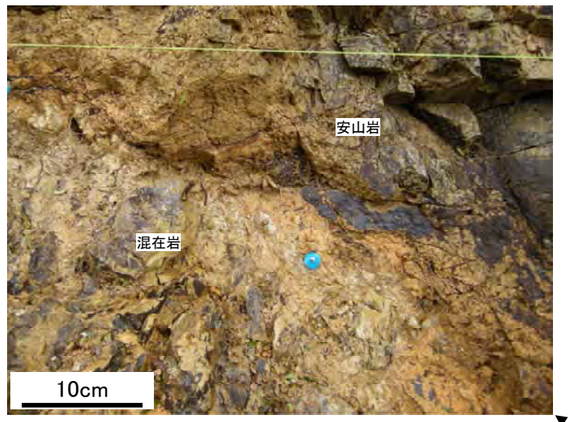
f2 :粘土混じり砂礫状破砕部（走向N10°W、傾斜85°W）



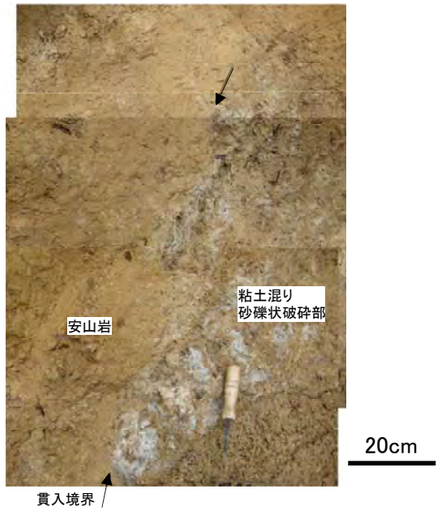
f3:粘土混じり砂礫状破砕部（走向N20°E、傾斜75°E）



f4:粘土混じり砂礫状破砕部（走向N56°E、傾斜45°S）



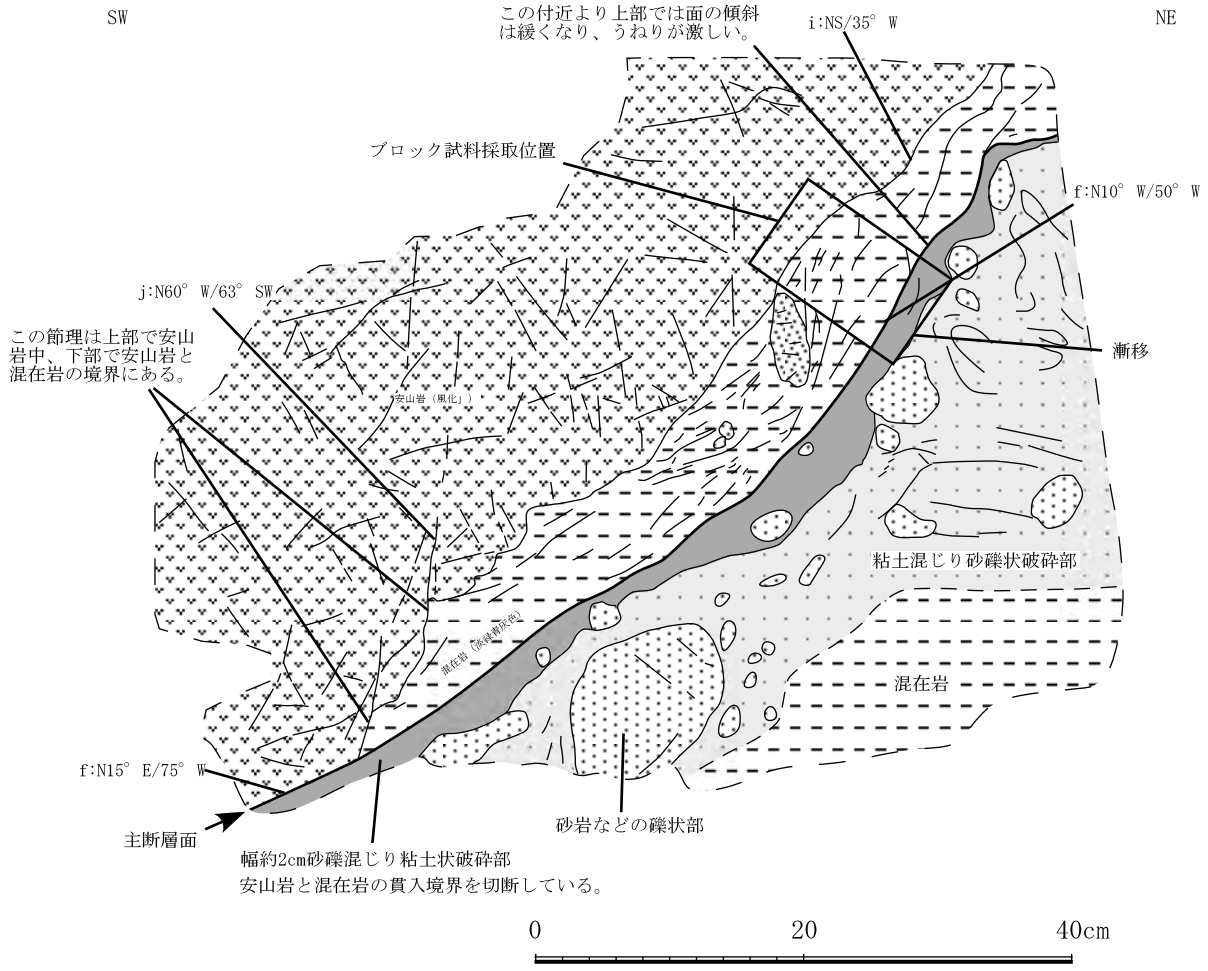
f5:粘土混じり砂礫状破砕部（走向N40°E、傾斜36°S）



f6:粘土混じり砂礫状破砕部（走向N75°W、傾斜80°S）

破砕部の走向はリニアメント方向とは一致せず、破砕部は膨縮、湾曲し、活断層の破砕部に特徴的な明瞭な面構造のある粘土状破砕部、連続性の良い平面的な断層面は認められない。

第 1.3.48 図　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の露頭拡大写真（Loc.Kt-7 の破砕帯）



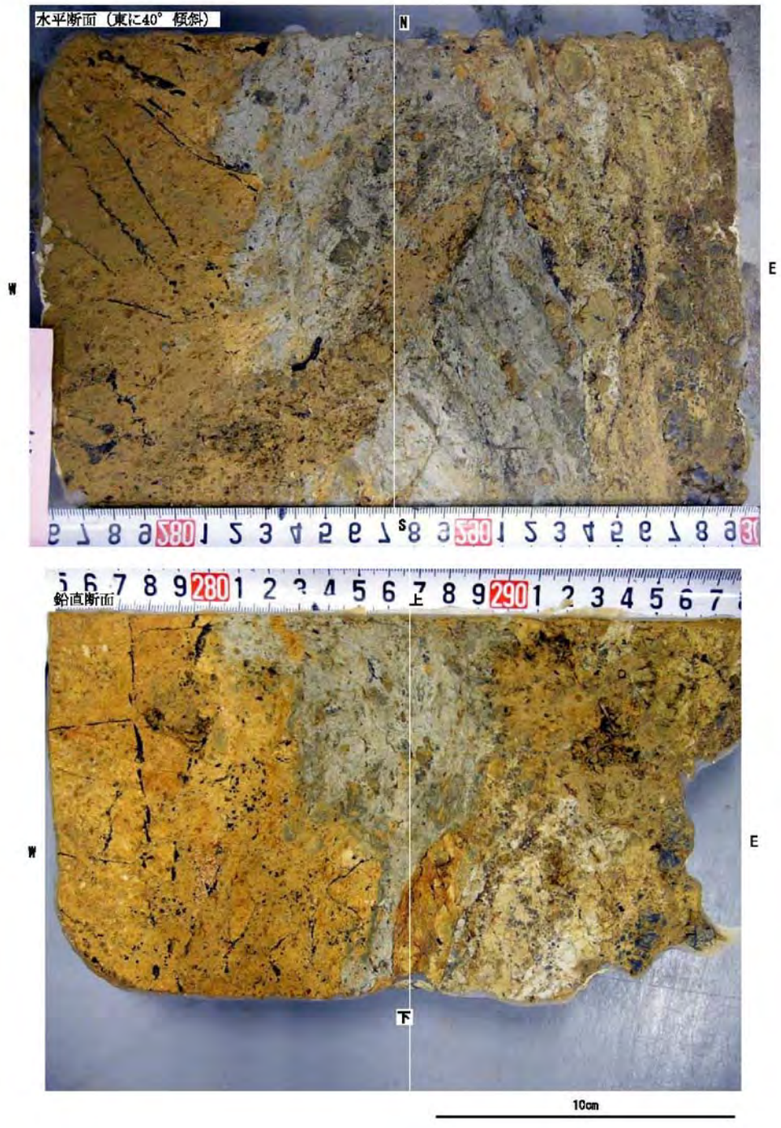
凡例

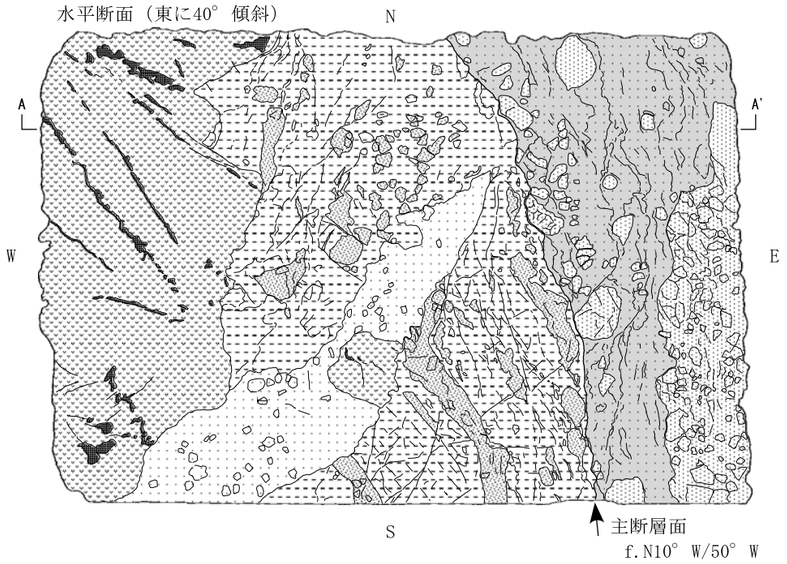
- 安山岩岩脈
- 混在岩（泥岩及び砂岩レンズ）— 美濃-丹波帯中・古生層
- 砂礫混じり粘土状破砕部
- 粘土混じり砂礫状破砕部

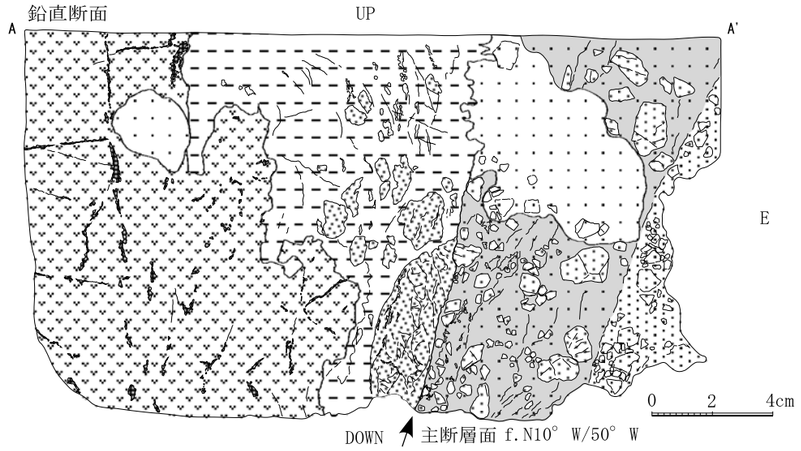
j.N60° W/63° SW：節理面の走向/傾斜（偏角未補正）
f.N10° W/50° W：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）
i.NS/35° W：貫入面の走向/傾斜（偏角未補正）

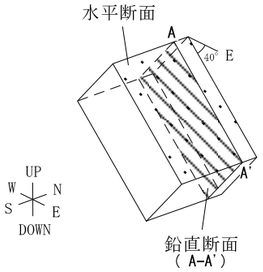
岩盤中には小規模な破砕帯が数箇所で認められた。破砕帯の走向はリニアメント方向とは一致せず、破砕帯は膨縮、湾曲し、活断層の破砕帯に特徴的な明瞭な面構造のある粘土状破砕部、連続性の良い平面的な断層面は認められない。

第1.3.49図　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の露頭拡大スケッチ（f2破砕部、Loc.Kt-7）









凡例

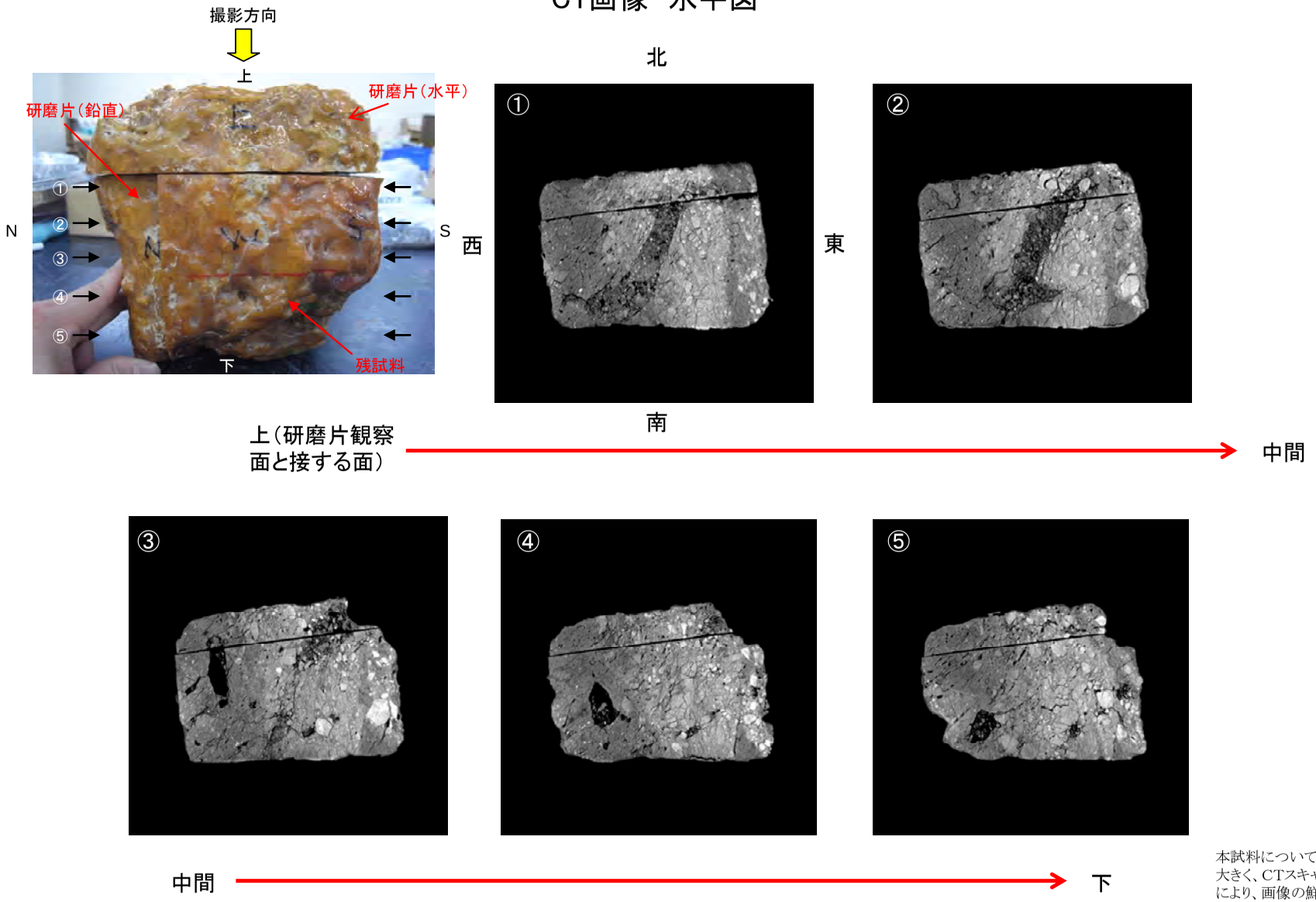
- 植物根沿いの流入表土
- 安山岩岩脈
- 混在岩（泥岩及び砂岩レンズ）— 美濃-丹波帯 中・古生層
- 砂礫混じり粘土状破砕部
- 粘土混じり砂礫状破砕部
- 安山岩節理沿いの酸化鉄

f.N10° W/50° W：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

西側から安山岩岩脈、混在岩、砂礫混じり粘土状破砕部及び粘土混じり砂礫状破砕部からなる。安山岩岩脈と混在岩の境界は非常に凹凸し、安山岩岩脈に破砕は認められないので、貫入関係にあると判断される。混在岩と砂礫混じり粘土状破砕部の境界の主断層面は、凹凸で明瞭な面構造を伴わない。砂礫混じり粘土状破砕部及び粘土混じり砂礫状破砕部中においてもこれらの組織を切断する明瞭で平面的な断層面は認められない。

第1.3.50図　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所のf2破砕部　ブロック試料の写真及びスケッチ（Loc.Kt-7）

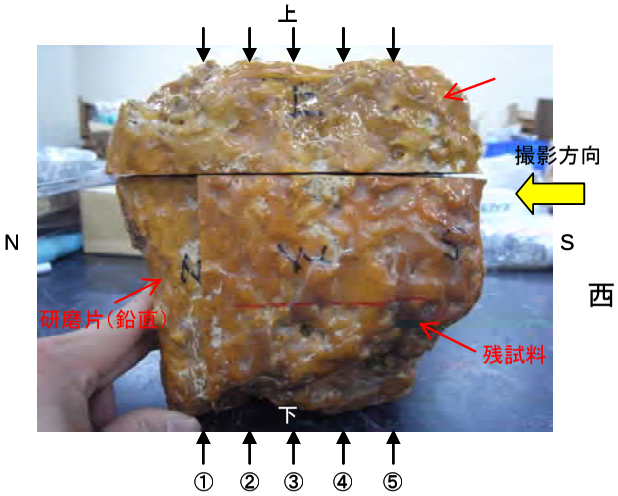
CT画像　水平図

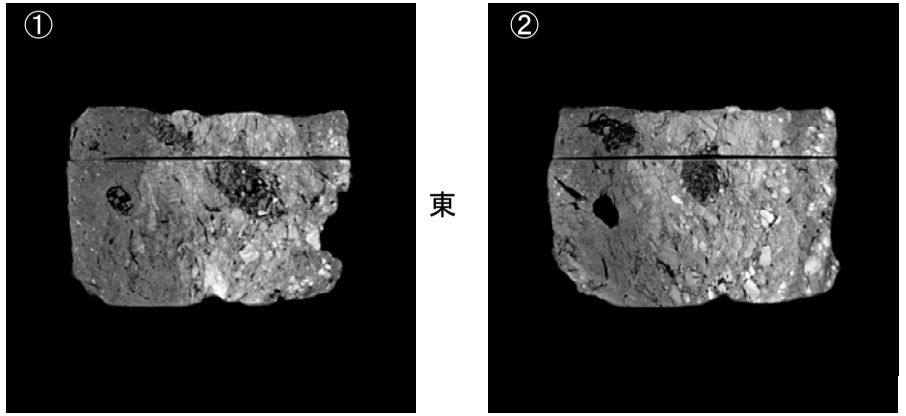


・断層面および複合面構造は認められない。

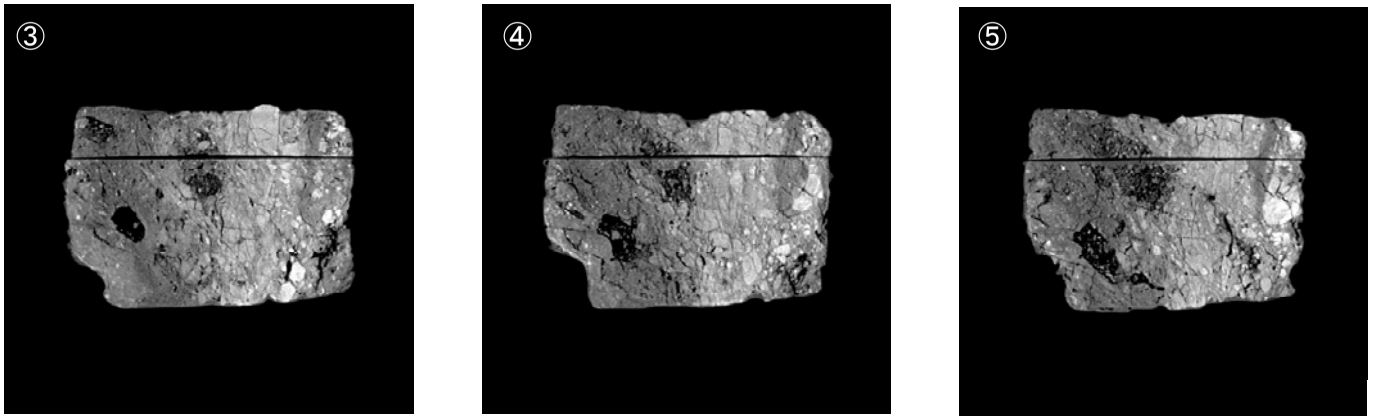
第 1.3.51 図(1)　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の f2 破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.Kt-7）(1)

CT画像　正面図





北(研磨片観察面と接する面)　→　中間

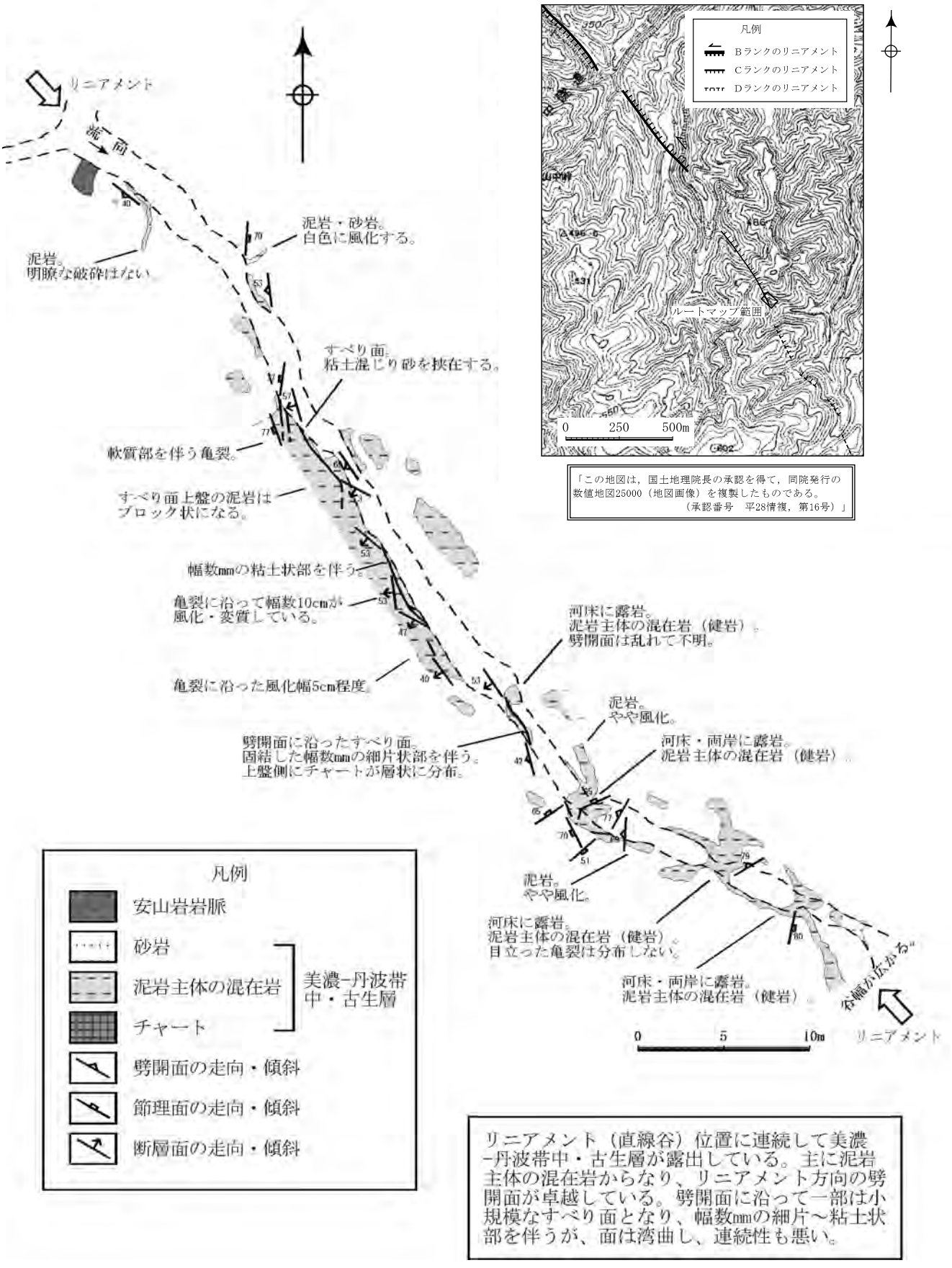


中間　→　南

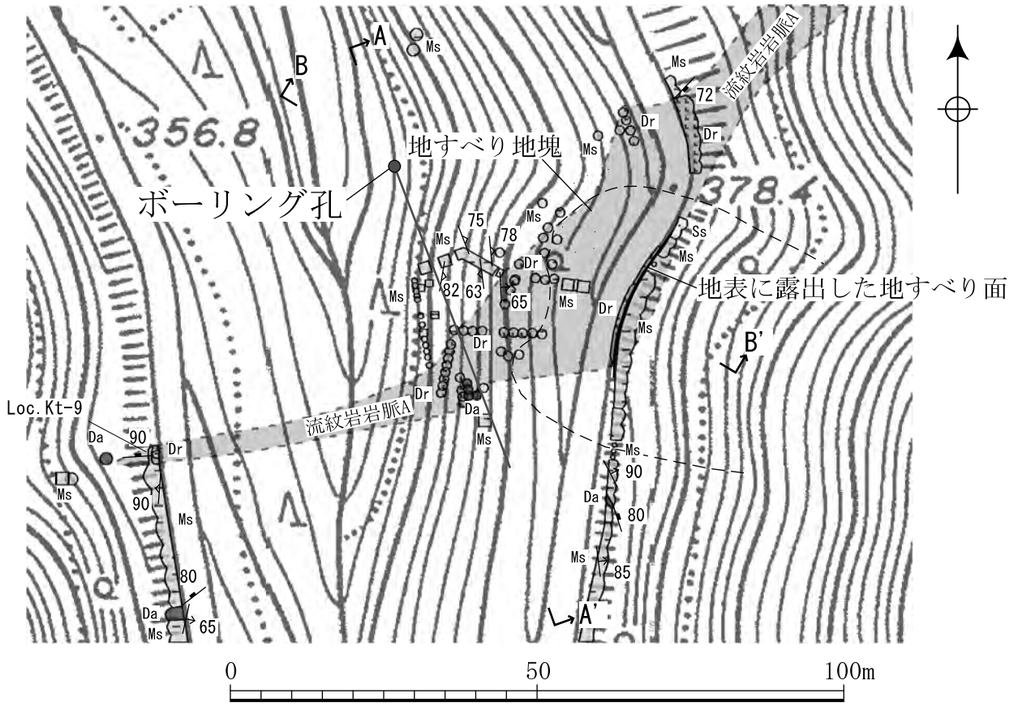
本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

・断層面および複合面構造は認められない。

第 1.3.51 図(2)　山中断層　山中峠南東方付近剥ぎ取り箇所の f2 破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.Kt-7）(2)

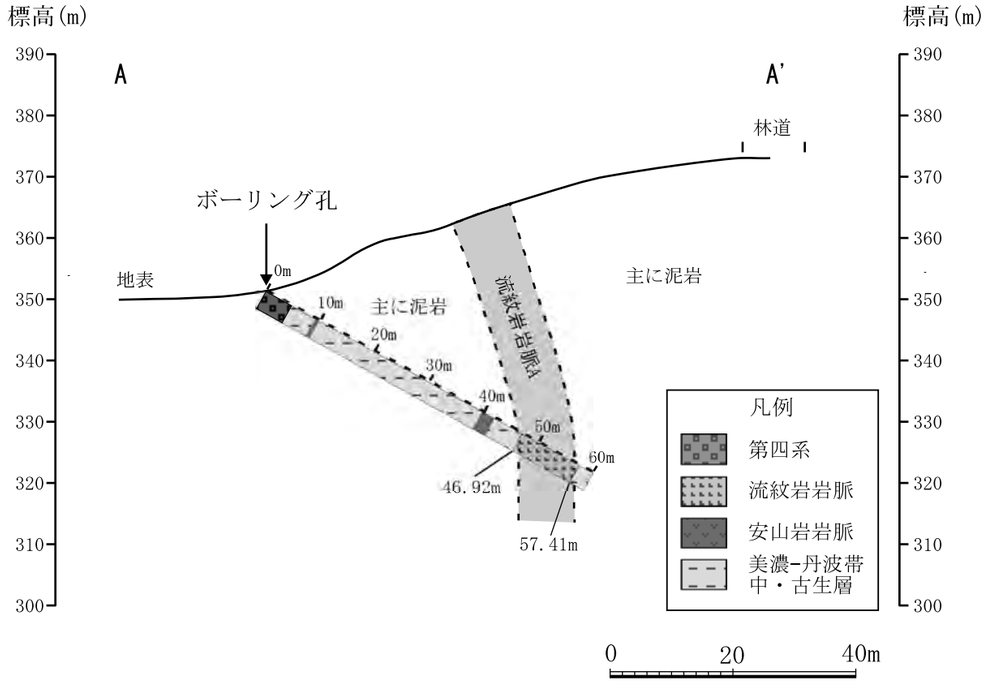


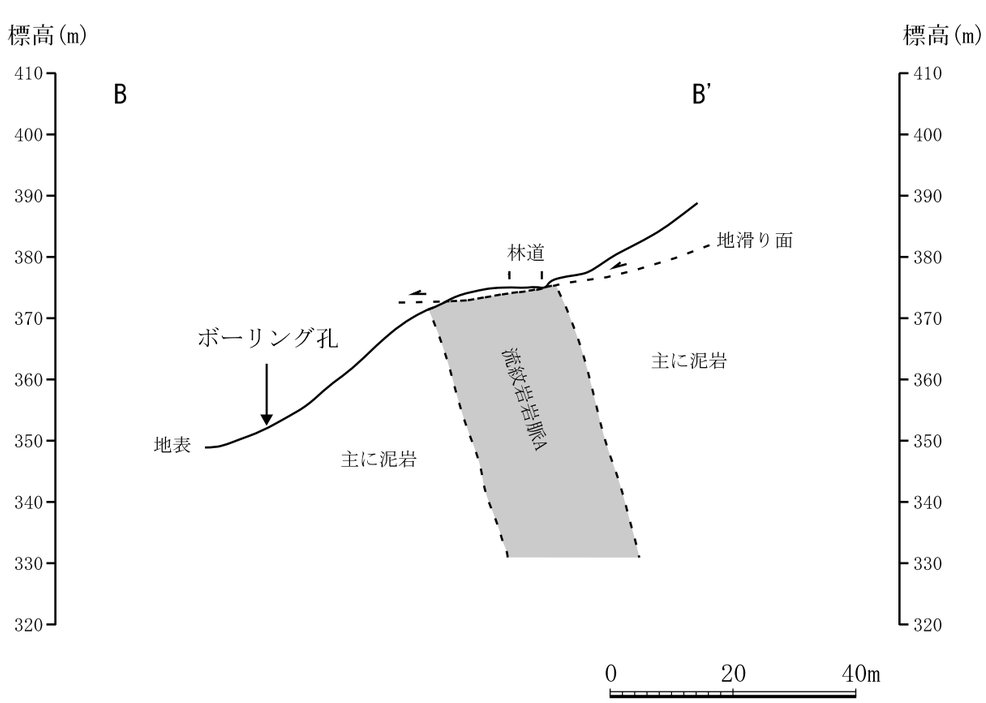
第1.3.52図　山中断層　山中峠東方ボーリング地点
南東方の拡大ルートマップ（Loc.Kt-8）



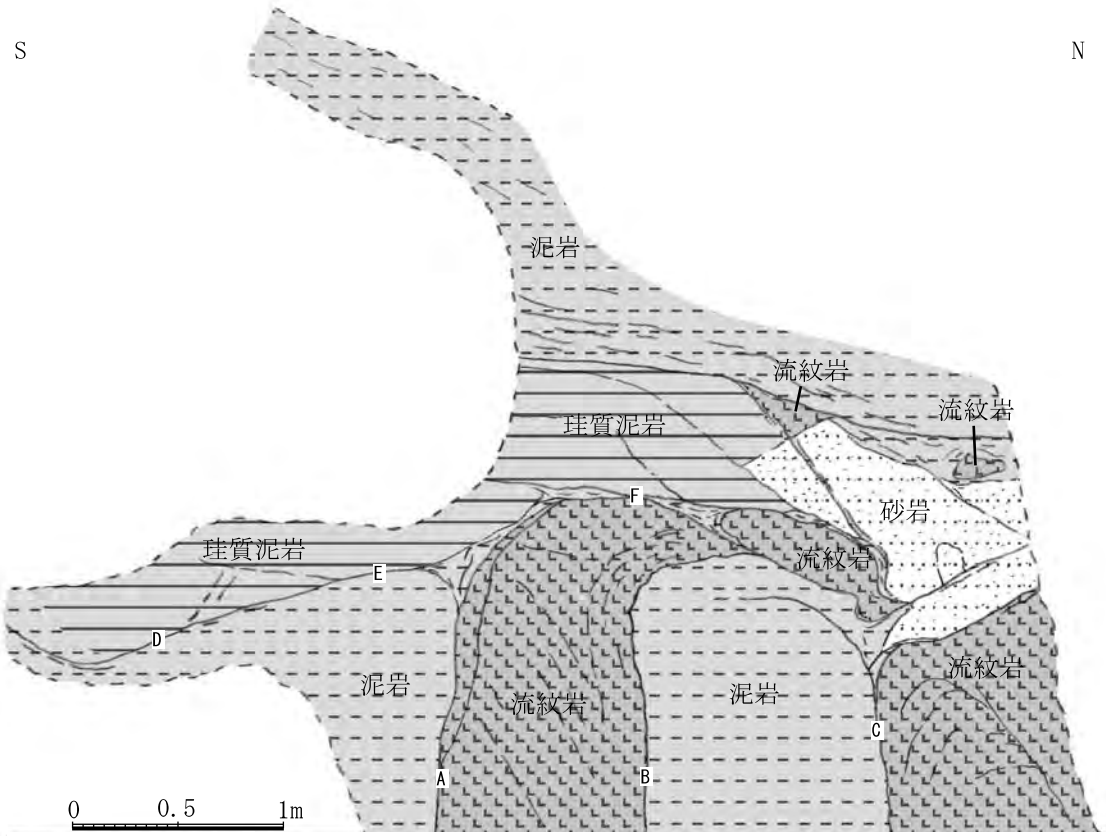
凡例

- Dr 流紋岩岩脈
- Da 安山岩岩脈
- Ss 砂岩
- Ms 泥岩
- 美濃-丹波帯 中・古生層
- 劈開面の走向・傾斜
- 貫入面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- ○ ハンドオーガーデータ
- ボーリング孔投影位置
- 地質断面図作成位置





第1.3.53図　山中断層　山中峠東方ボーリング地点の地質断面図



凡例

流紋岩岩脈

砂岩

泥岩

珪質泥岩

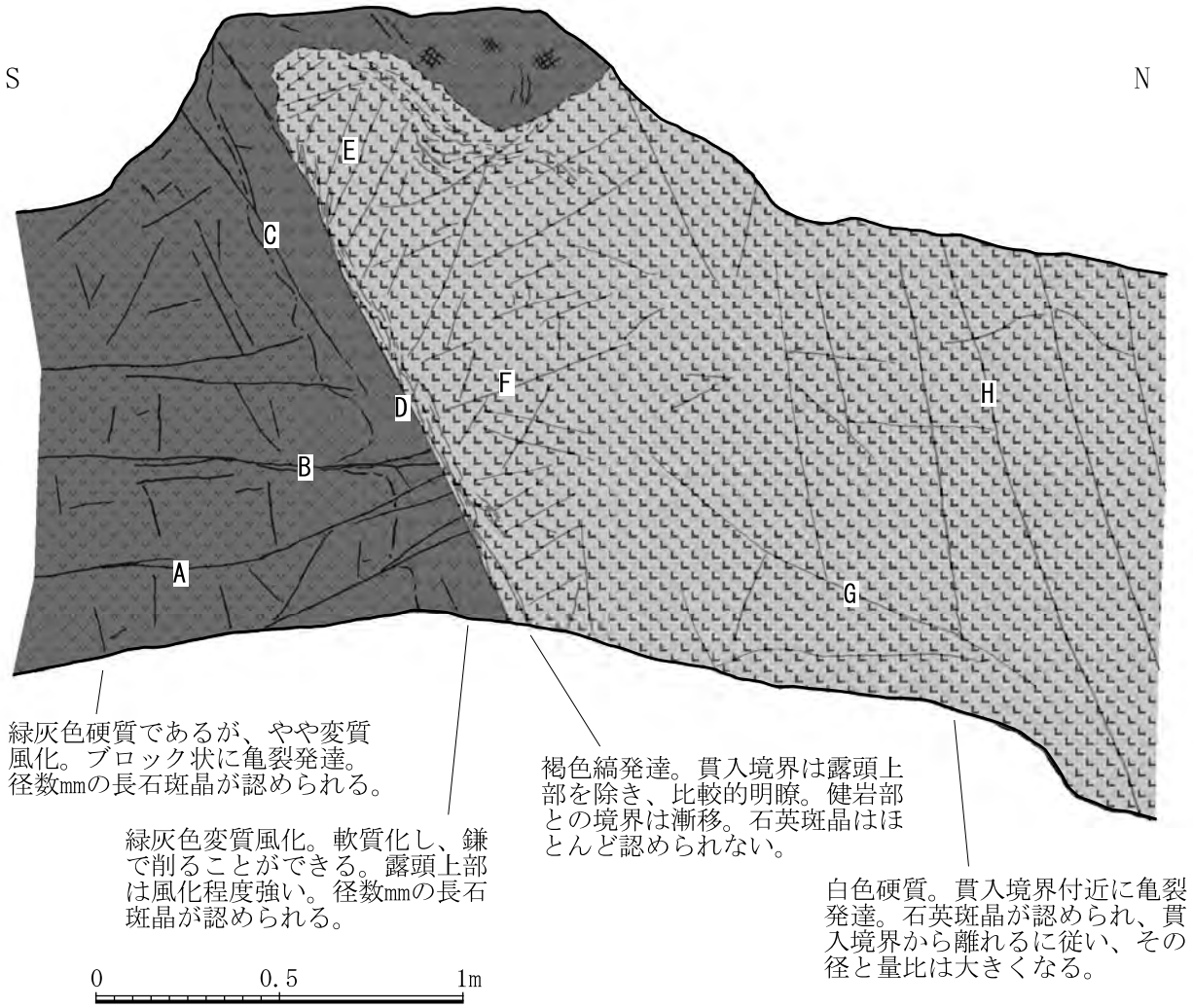
美濃-丹波帯
中・古生層

i.N86° E/87° N：貫入面の走向/傾斜（偏角未補正）
f.N5° W/60° W：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

A：i.N86° E/87° N
B：i.N79° W/87° N
C：i.N61° E/89° NW
D：f.N5° W/60° W
E：f.N13° W/51° W
（幅数cm白色礫混じり粘土状破砕部）
F：f.N13° E/70° W

山中断層リニアメントの西側山地斜面において、流紋岩岩脈の露頭が認められる。岩脈は複雑な形状で美濃－丹波帯に貫入しているが、貫入面の走向は概ねＥＮＥ－ＷＳＷである。

第1.3.54図　山中断層　山中峠東方ボーリング地点付近の
流紋岩岩脈Ａ（Loc.Kt-9）の露頭スケッチ

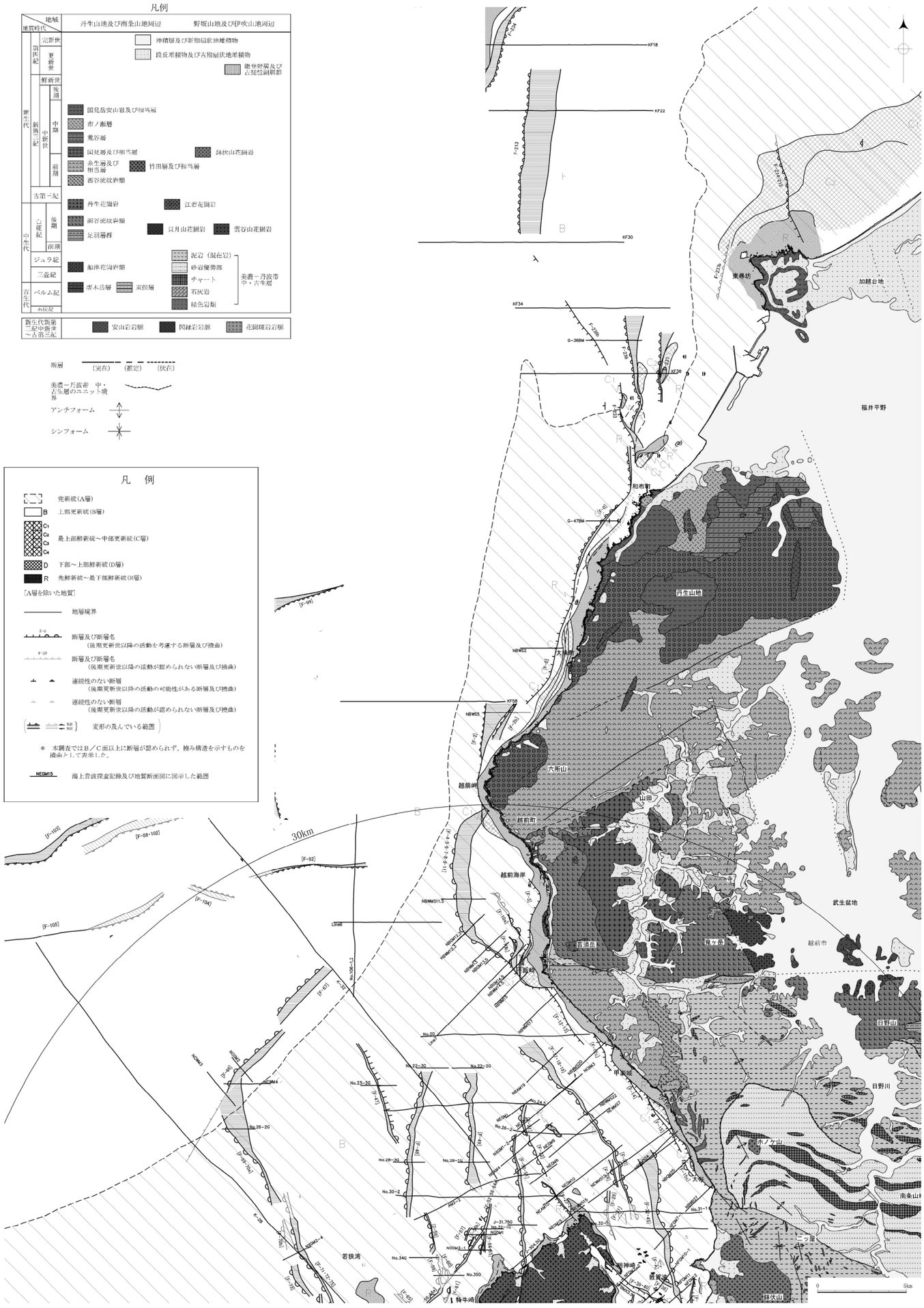




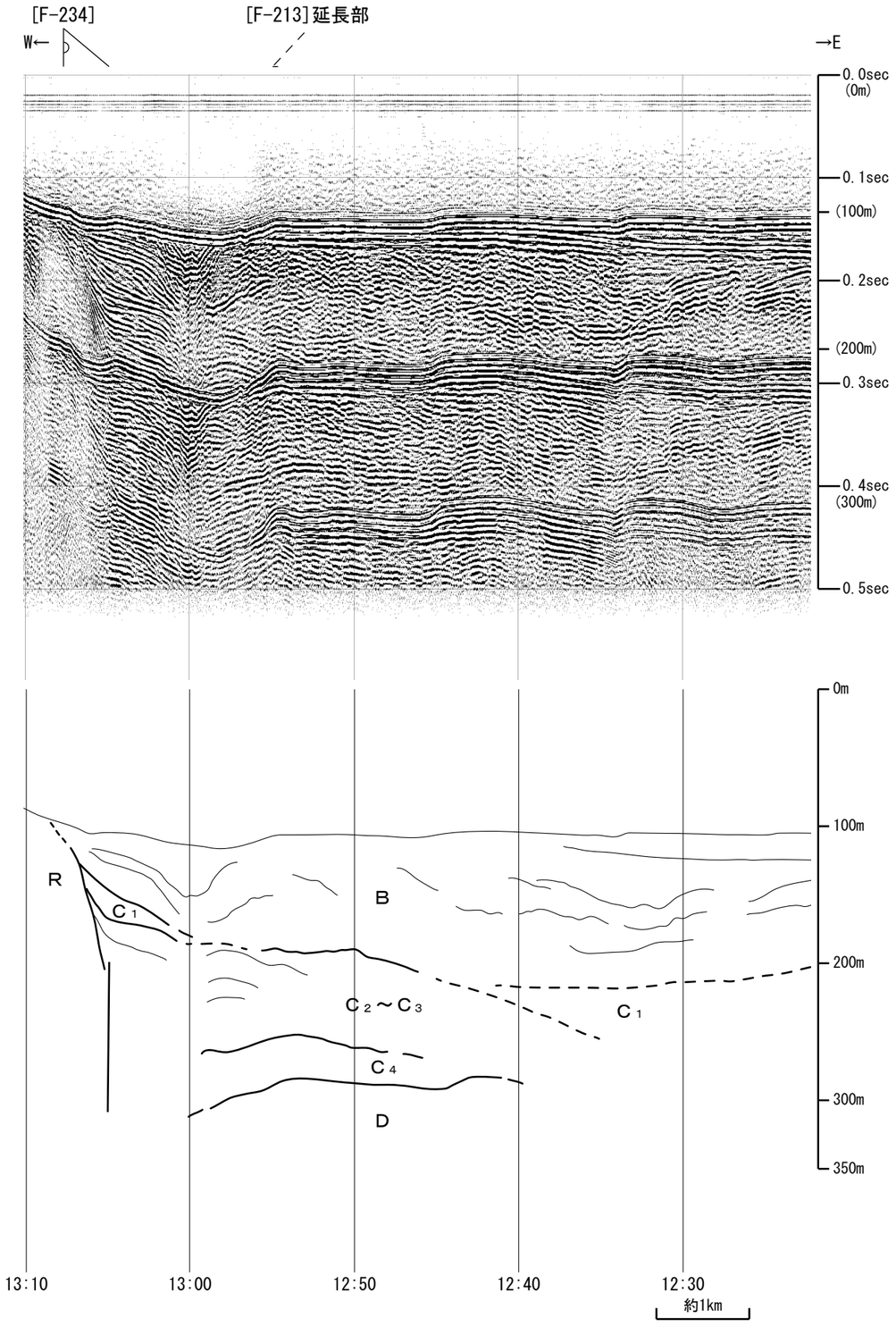
A：j.N38° W/50° SW
B：j.N38° W/59° SW
C：j.N27° E/90°
D：i.N43° E/75° NW
E：j.N56° E/59° SE
F：j.N44° W/37° SW
G：j.N14° W/85° E
H：j.N42° E/80° NW

林道法面の露頭で流紋岩と安山岩が接触している。両者の境界はＮＥ－ＳＷである。安山岩が変質し、境界近くまで径数mmの長石斑晶を含んでいるのに対して、流紋岩は境界付近では緻密で、石英斑晶も少なくなっていることから、流紋岩が安山岩に対して貫入したと考えられる。

第1.3.55図　山中断層　山中峠東方ボーリング地点付近の
流紋岩岩脈Ｂ（Loc.Kt-10）の露頭スケッチ


凡例
地域
地質時代
丹生山地及び南条山地周辺
野坂山地及び伊吹山地周辺
第四紀
完新世
更新世
鮮新世
後期
中期
前期
新第三紀
中新世
古第三紀
後期
前期
中生代
ジュラ紀
三畳紀
ペルム紀
石炭紀
古生代
新生代新第三紀中新世～古第三紀
神積原及び新期扇状地堆積物
段丘堆積物及び古期扇状地堆積物
能登野累及び古琵琶湖層群
国見岳安山岩及び相当層
市ノ瀬層
荒谷層
国見層及び相当層
糸生層及び相当層
竹田層及び相当層
西谷流紋岩類
丹生花崗岩
江若花崗岩
面谷流紋岩類
足羽層群
貝月山花崗岩
雲谷山花崗岩
船津花崗岩類
唐木田層
変侵層
泥岩（混在岩）
砂岩優勢部
チャート
石灰岩
緑色岩類
美濃ー丹波帯中・古生層
安山岩岩脈
閃緑岩岩脈
花崗斑岩岩脈
断層
（実在）
（推定）
（伏在）
美濃ー丹波帯　中・古生層のユニット境界
アンチフォーム
シンフォーム
凡　例
完新統(A層)
上部更新統(B層)
最上部鮮新統～中部更新統(C層)
下部～上部鮮新統(D層)
先鮮新統～最下部鮮新統(R層)
[A層を除いた地質]
地層境界
断層及び断層名
（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
断層及び断層名
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
連続性のない断層
（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
連続性のない断層
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
変形の及んでいる範囲
＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。
海上音波探査記録及び地質断面図に図示した範囲
30km
KF18
KF22
KF30
KF34
KF36
KF58
F-213
F-219
F-238
F-239
F-240
F-241
F-242
F-243
F-244
F-245
F-246
F-247
F-248
F-249
F-250
F-251
F-252
F-253
F-254
F-255
F-256
F-257
F-258
F-259
F-260
F-261
F-262
F-263
F-264
F-265
F-266
F-267
F-268
F-269
F-270
F-271
F-272
F-273
F-274
F-275
F-276
F-277

KF18
海保(2005)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

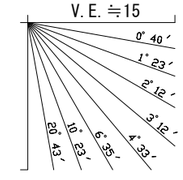
[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統
B　B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統
D　D層　下部～上部鮮新統
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統
断層
推定断層
地層境界
推定地層境界

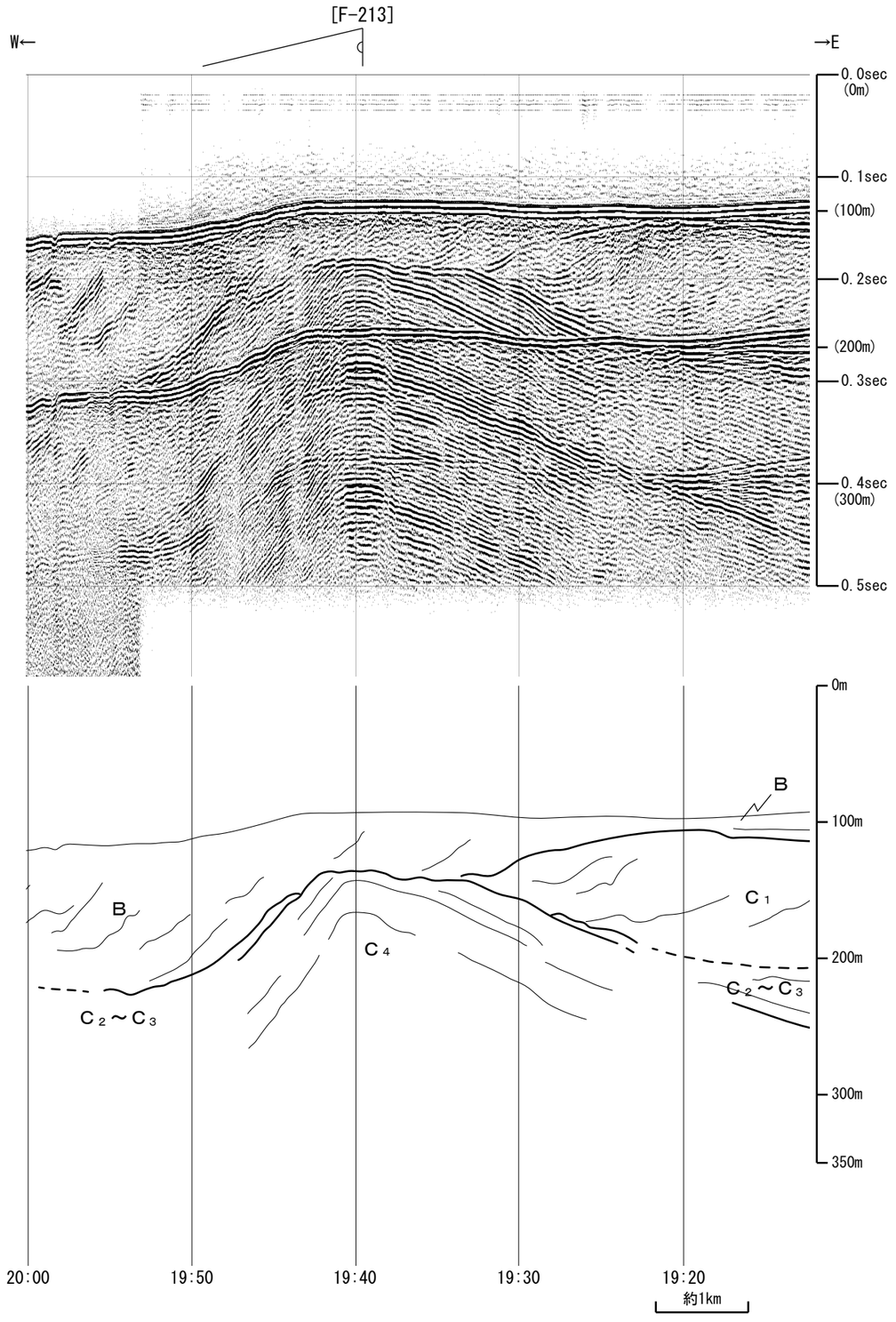


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(1)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF18）

KF22
海保(2005)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

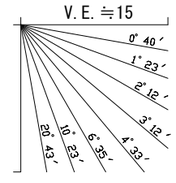
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

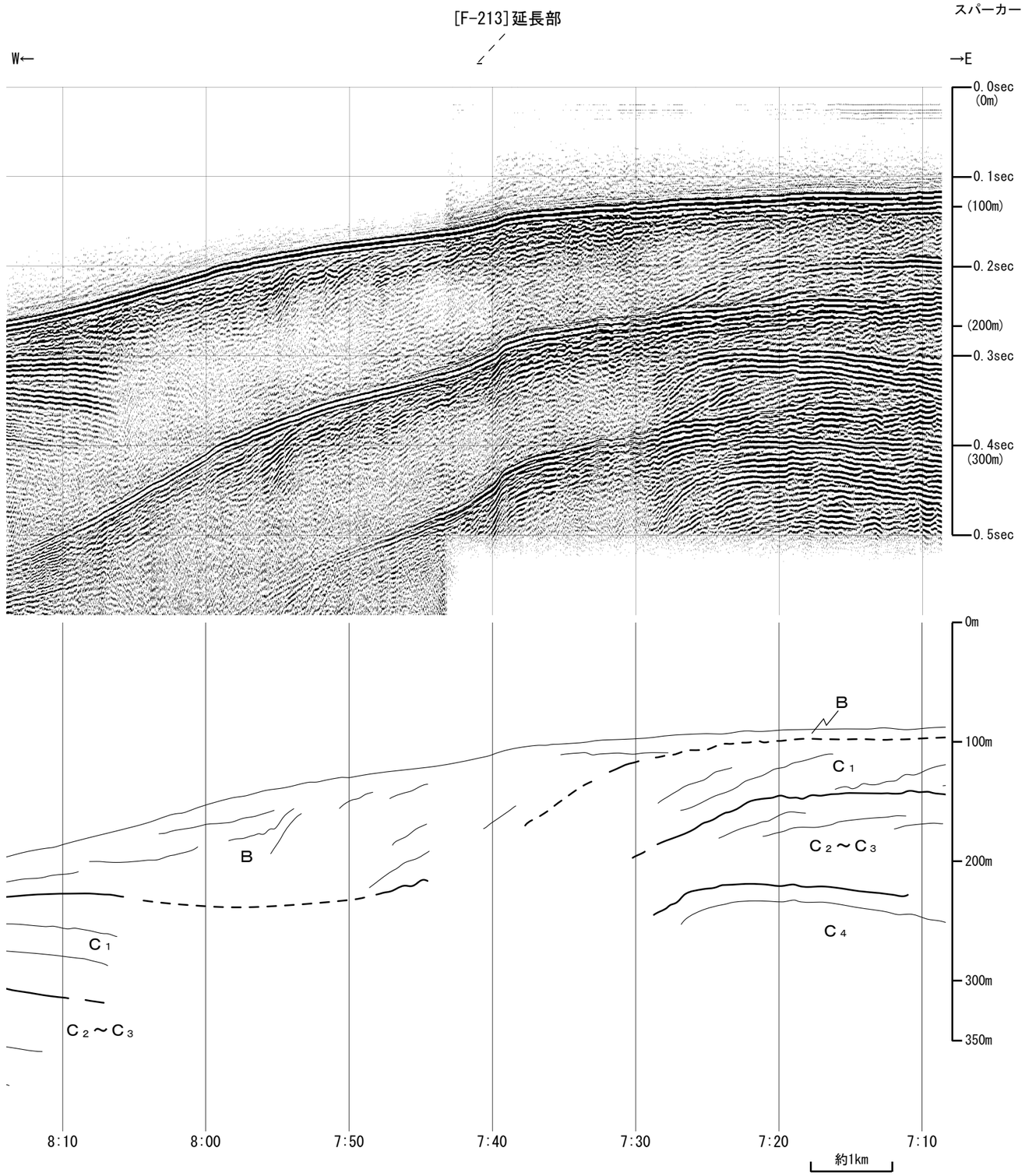


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(2)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF22）

KF30
海保(2005)
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

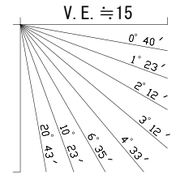
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

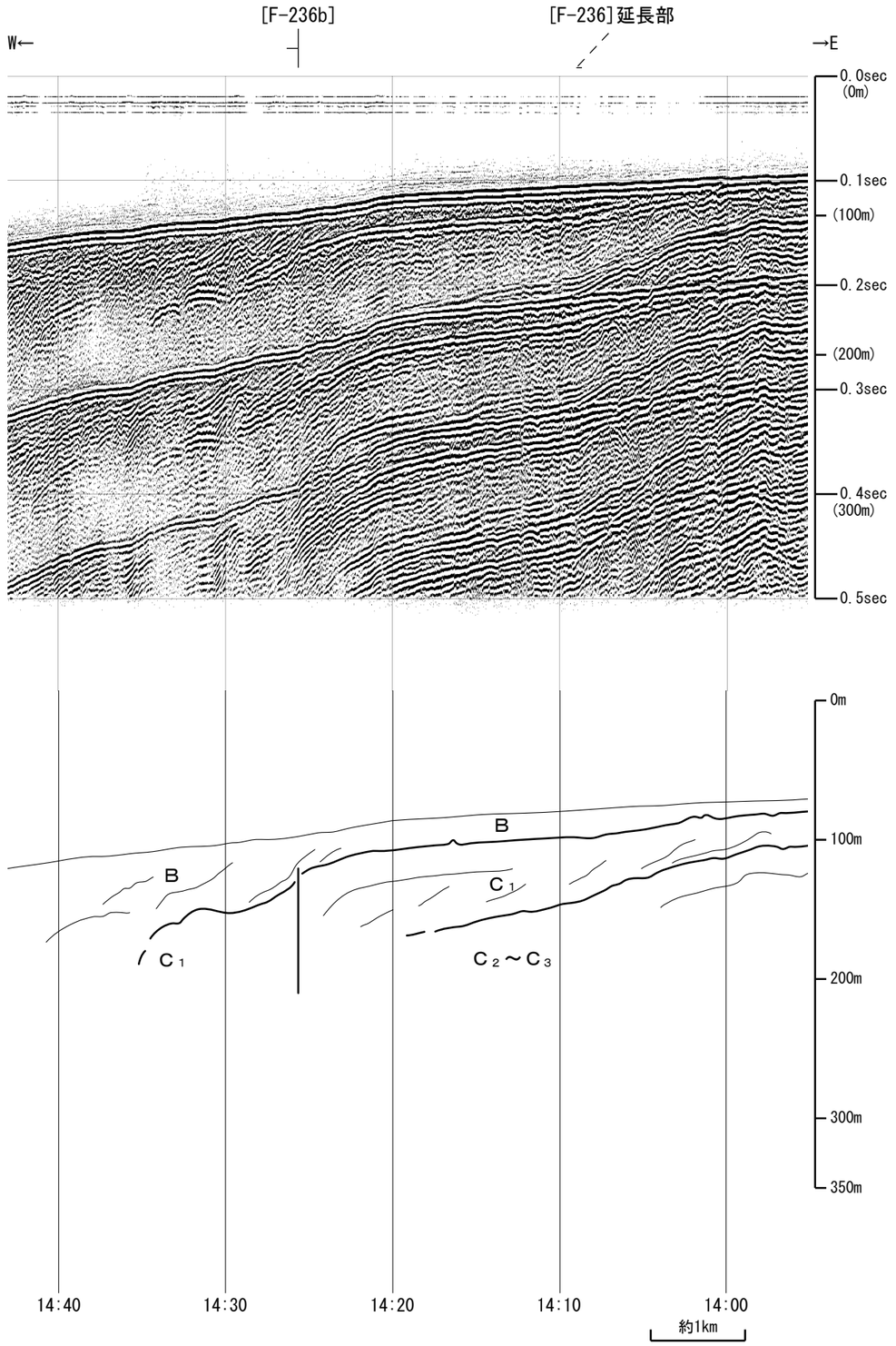
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

第1.3.57図(3)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF30）

KF34
海保(2005)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

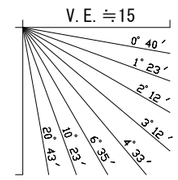
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

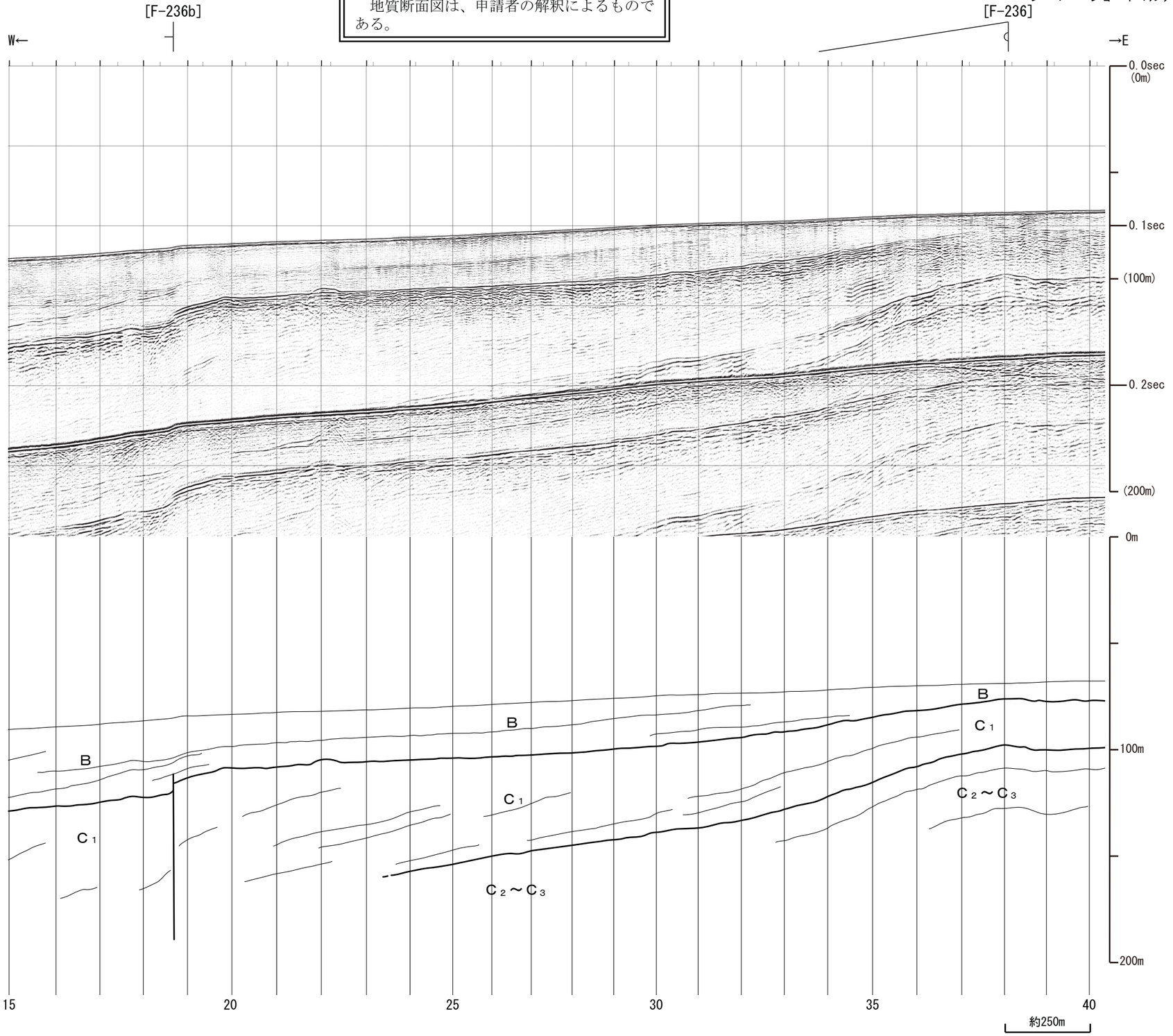


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(4)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF34）

音波探査記録は、杉山他(2013)の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

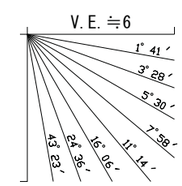


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部／頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置	断層または撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C（C₁ C₂ C₃ C₄）	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

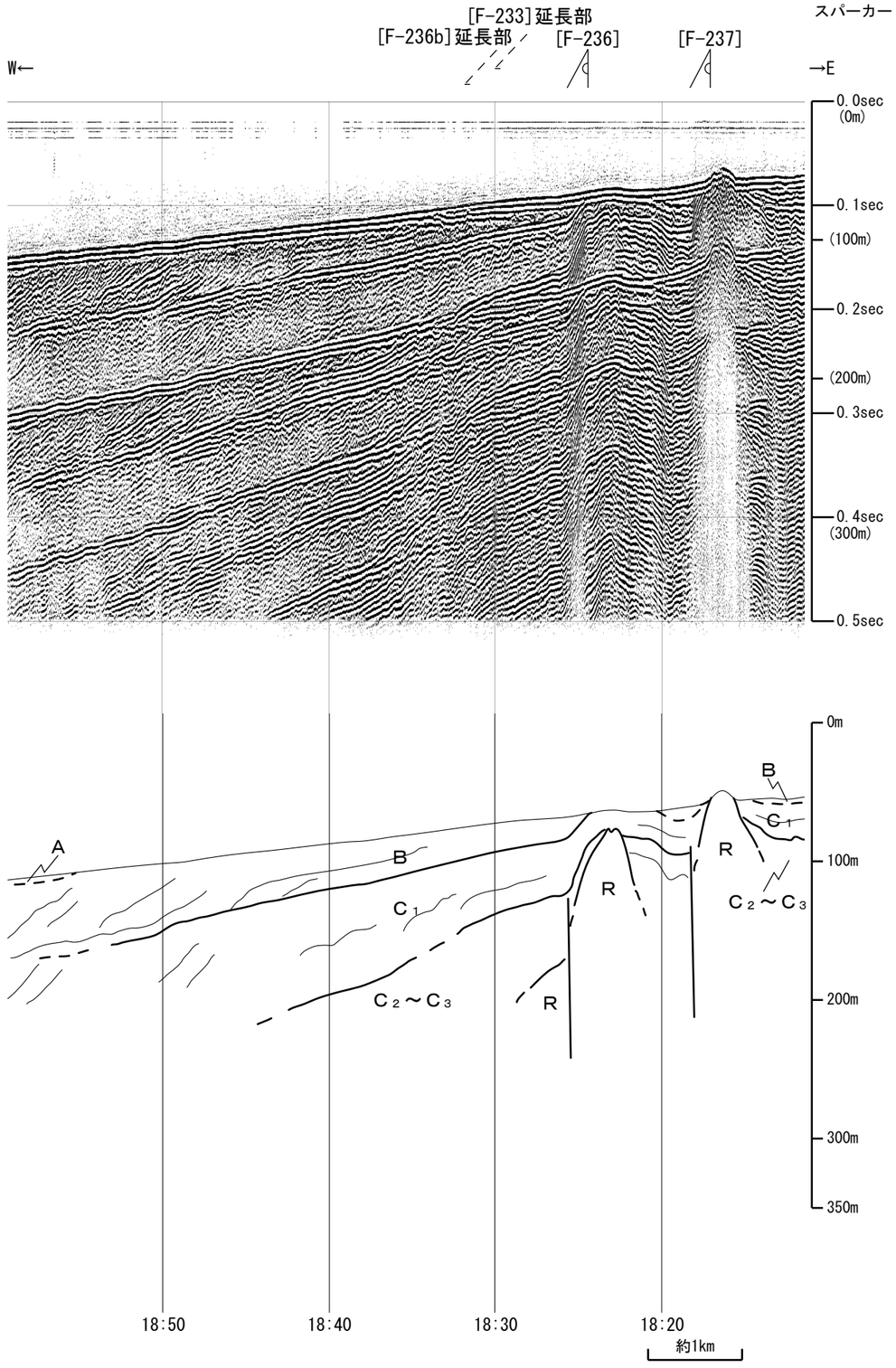


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(5)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（G-36BM）

KF38
海保(2005)
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

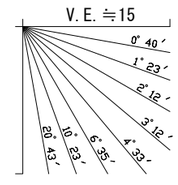
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

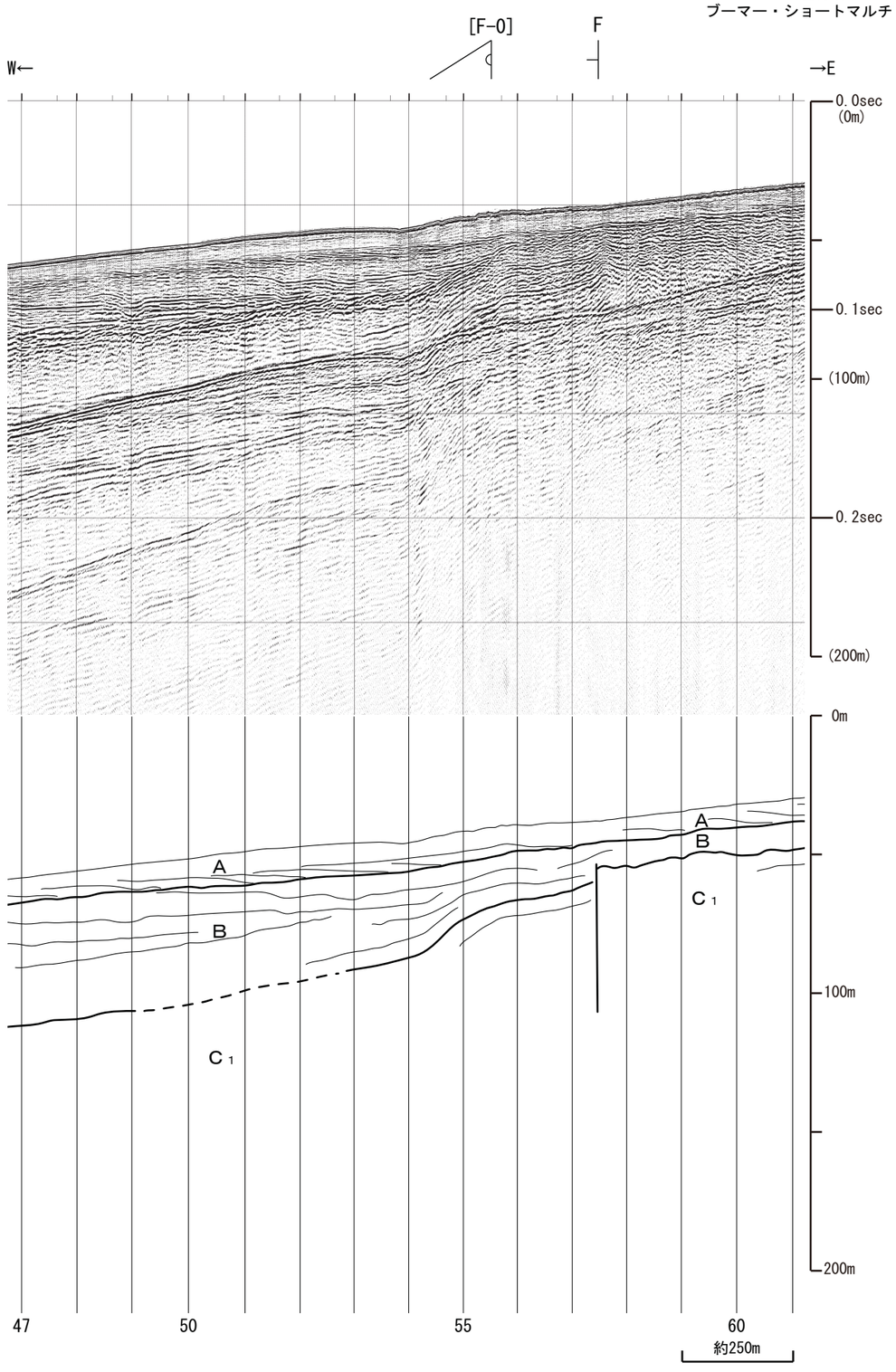
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

第1.3.57図(6)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF38）

G-47BM

産総研(2013)
ブーマー・ショートマルチ



音波探査記録は、杉山他(2013)の原資料（データ）を出力したものである。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

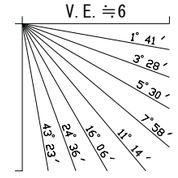
[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層または撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統
B　B層　上部更新統
C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統
D　D層　下部～上部鮮新統
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統
断層
推定断層
地層境界
推定地層境界

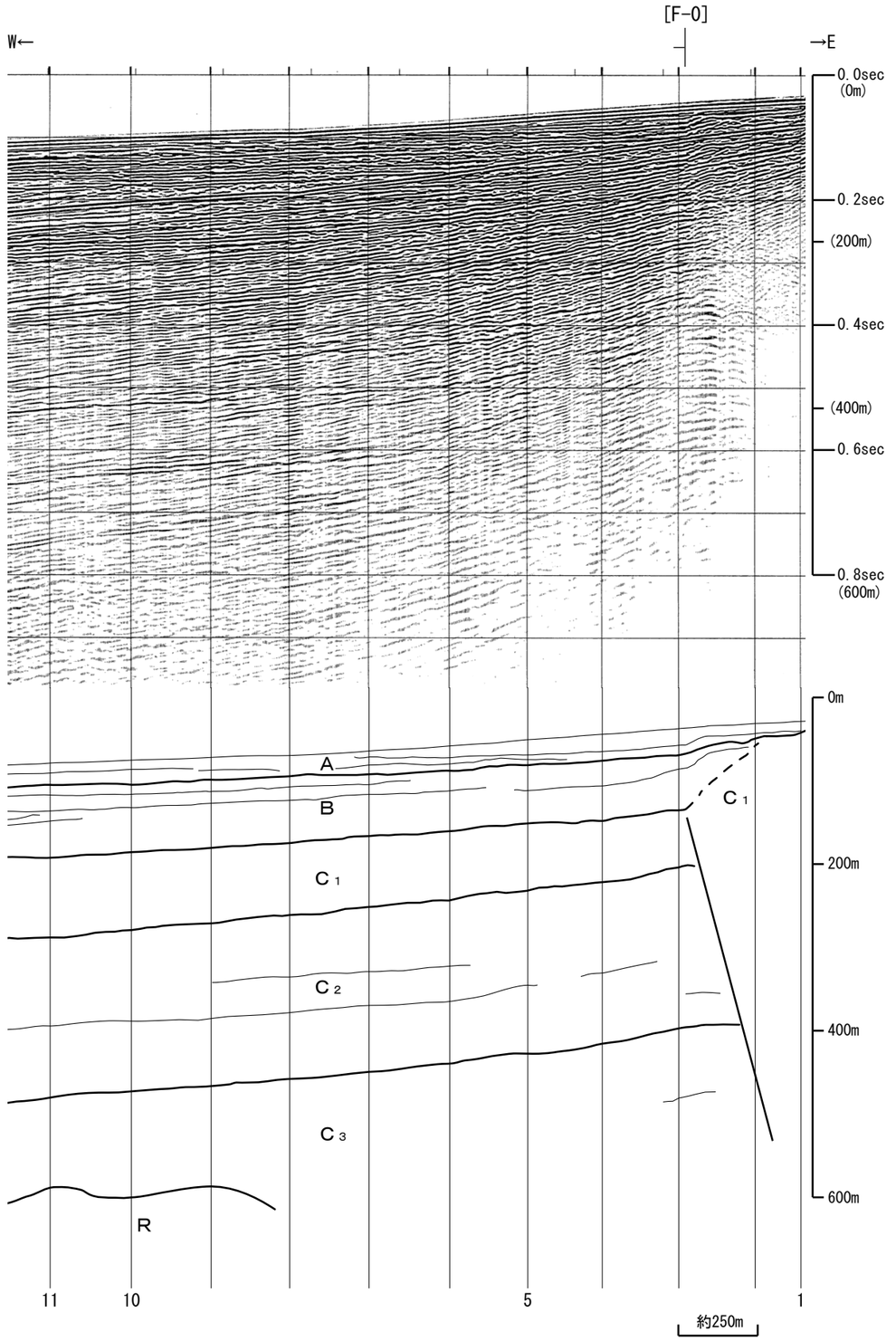


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(7)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（G-47BM）

NBWS2
日本原電2005
ウォーターガン



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C（C1 C2 C3 C4）　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

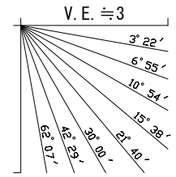
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

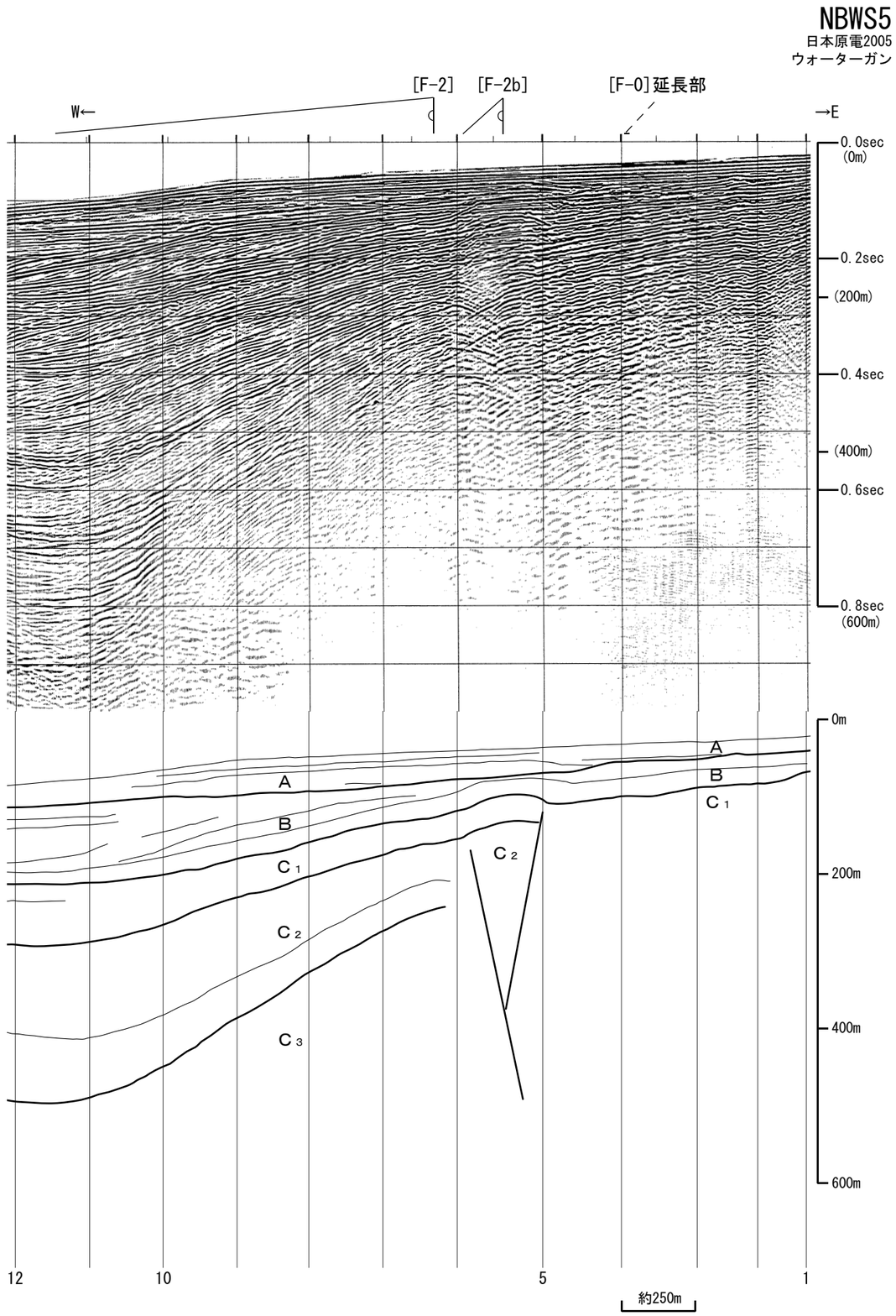
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(8)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWS2）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

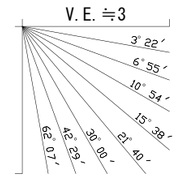
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

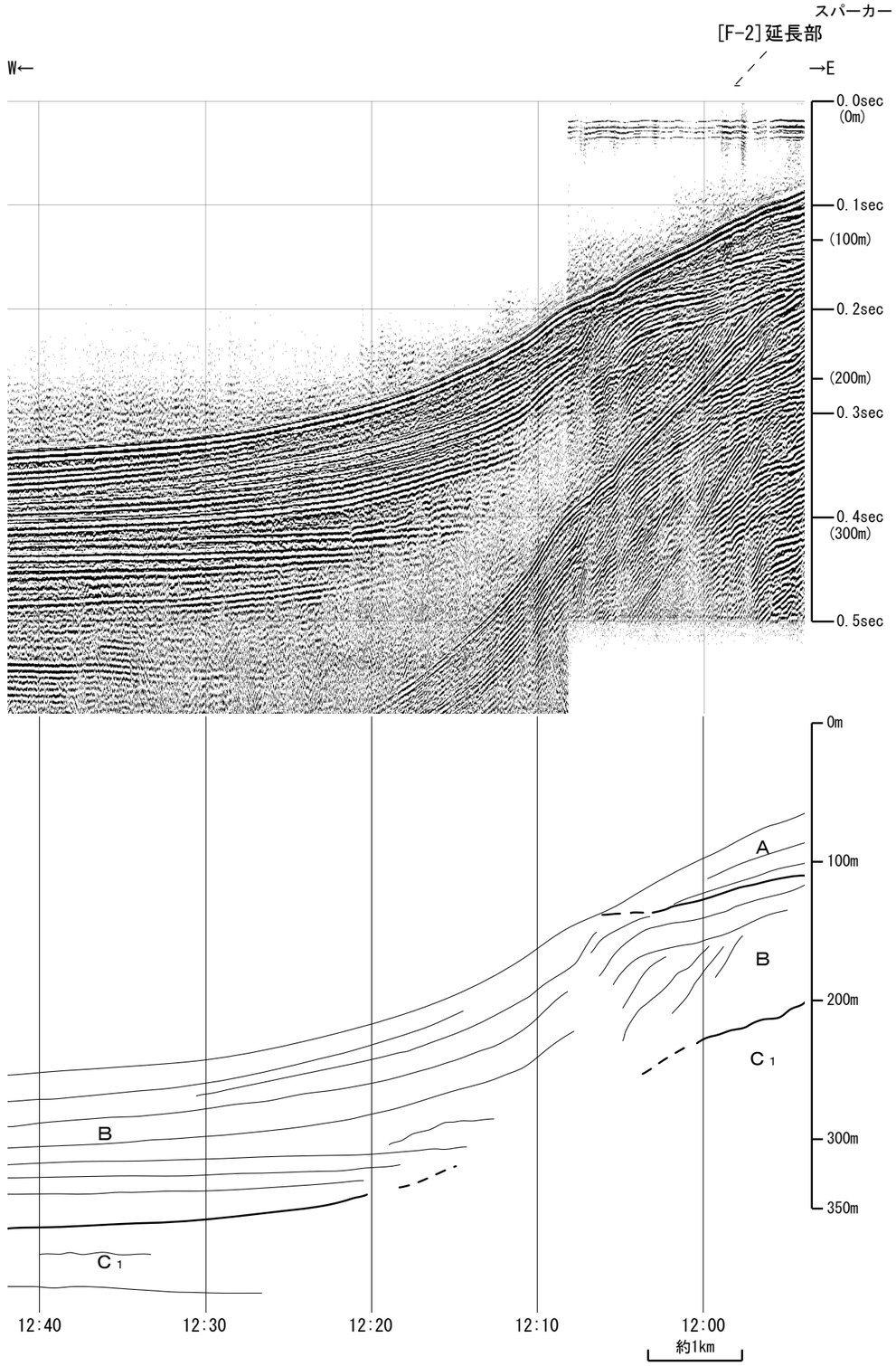


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(9)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWS5）

KF58
海保(2005)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁海洋情報部の沿岸海域海底活断層調査「加賀－福井沖」の原資料（データ）を出力したものである。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C（C1, C2, C3, C4）　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

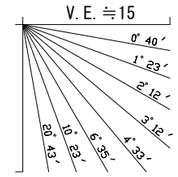
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

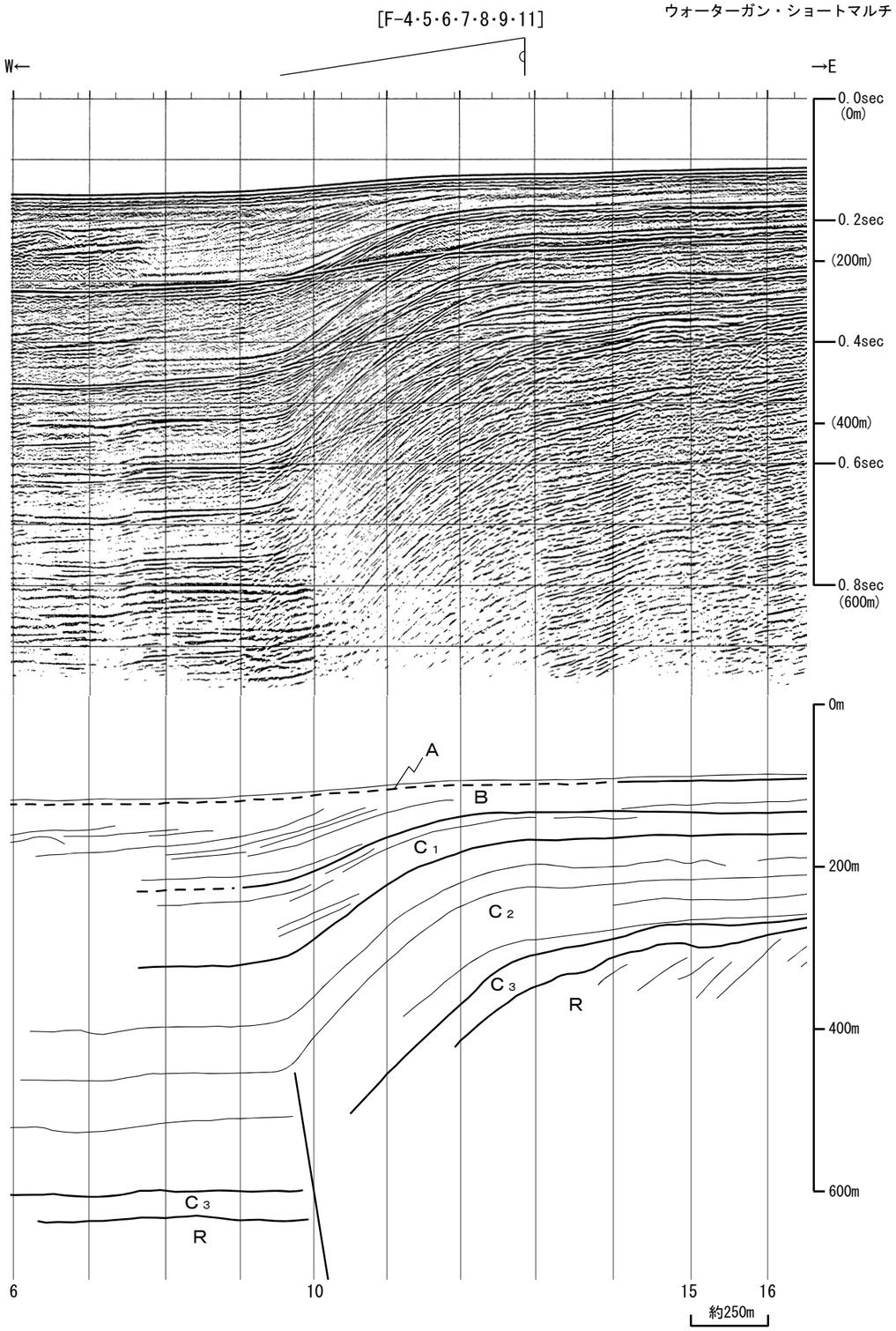


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(10)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（KF58）

NBWMS11.5
日本原電2005
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

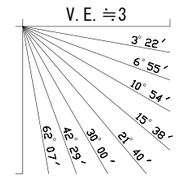
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

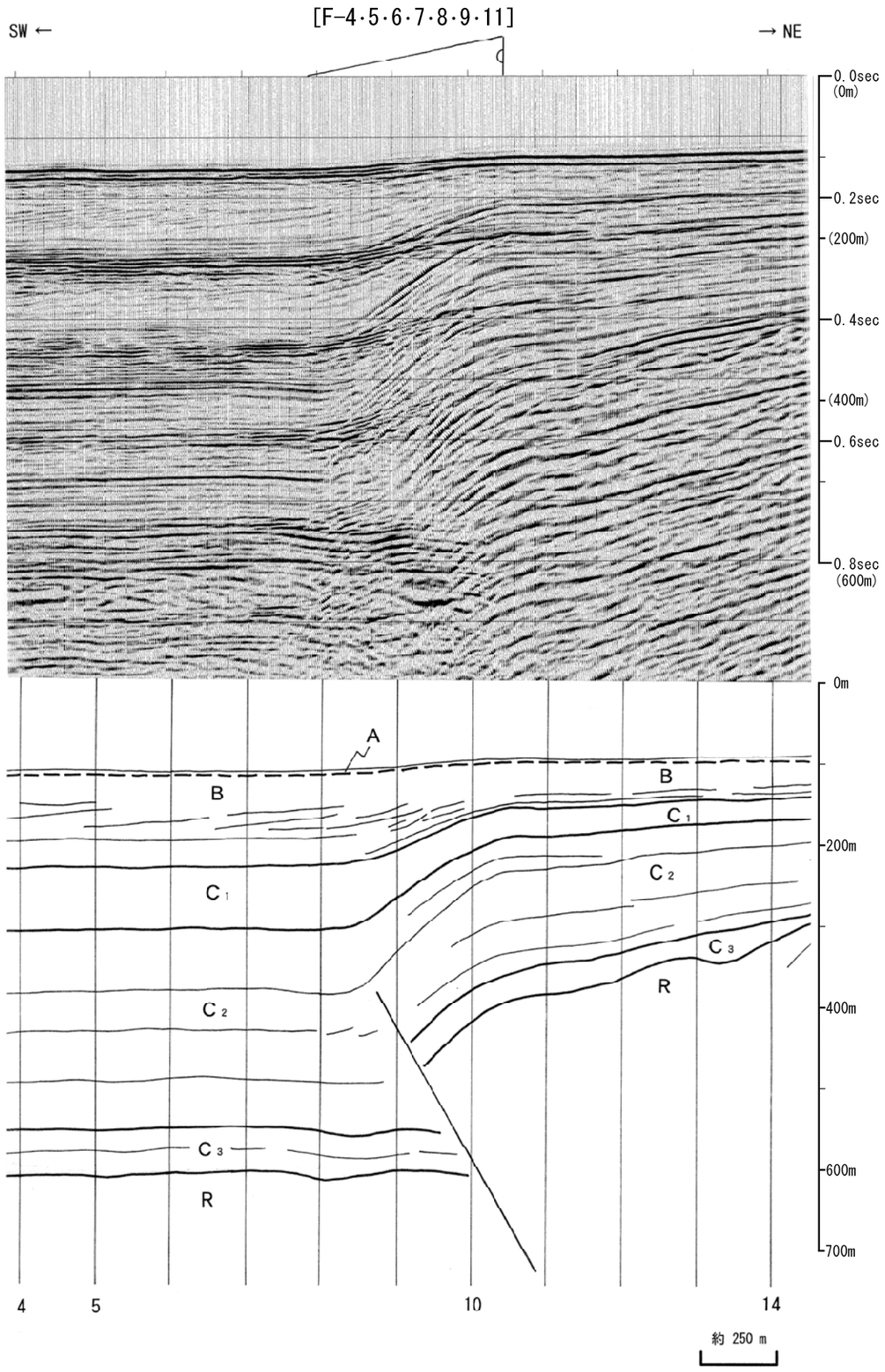


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(11)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWMS11.5）

NBWM12.3
日本原電2005
ウォーターガン・マルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

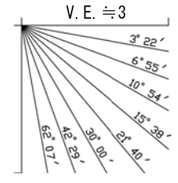
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

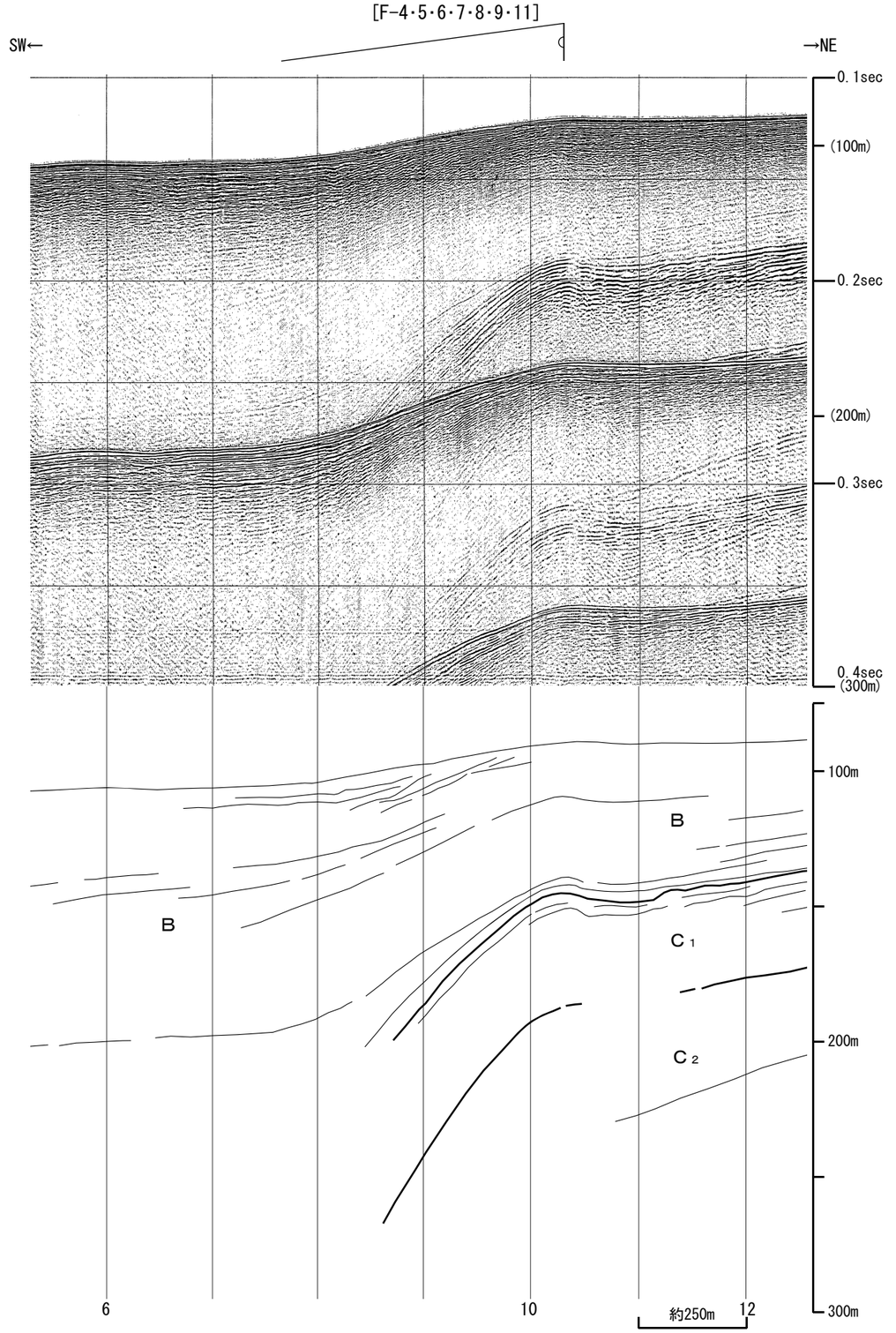
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(12)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWM12.3）

NBGM12.3

日本原電2005

ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

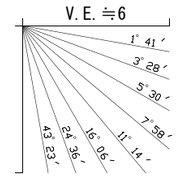
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



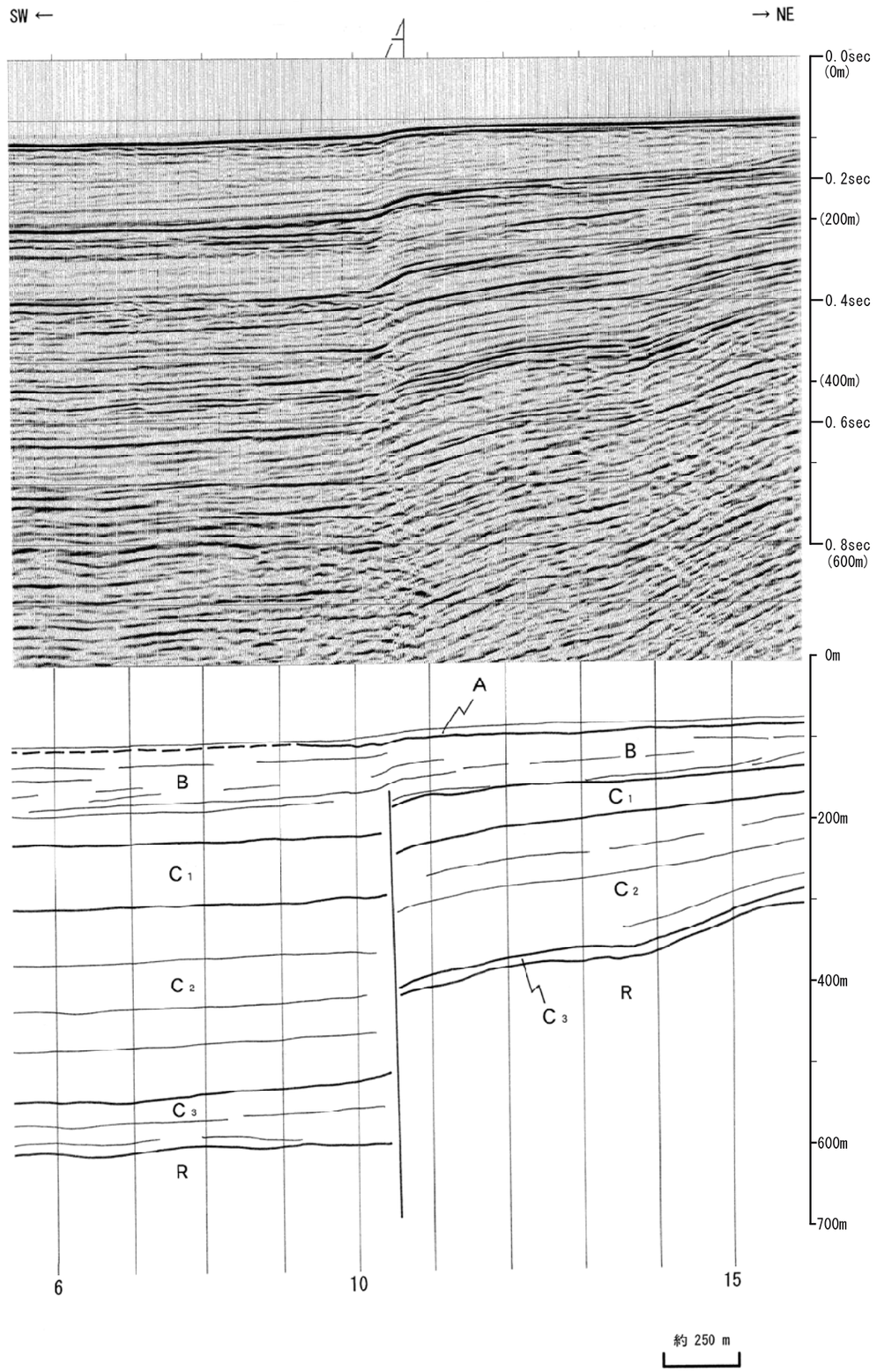
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(13)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBGM12.3）

NBWM13
日本原電2005
ウォーターガン・マルチ

[F-4·5·6·7·8·9·11]



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

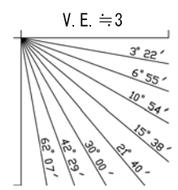
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



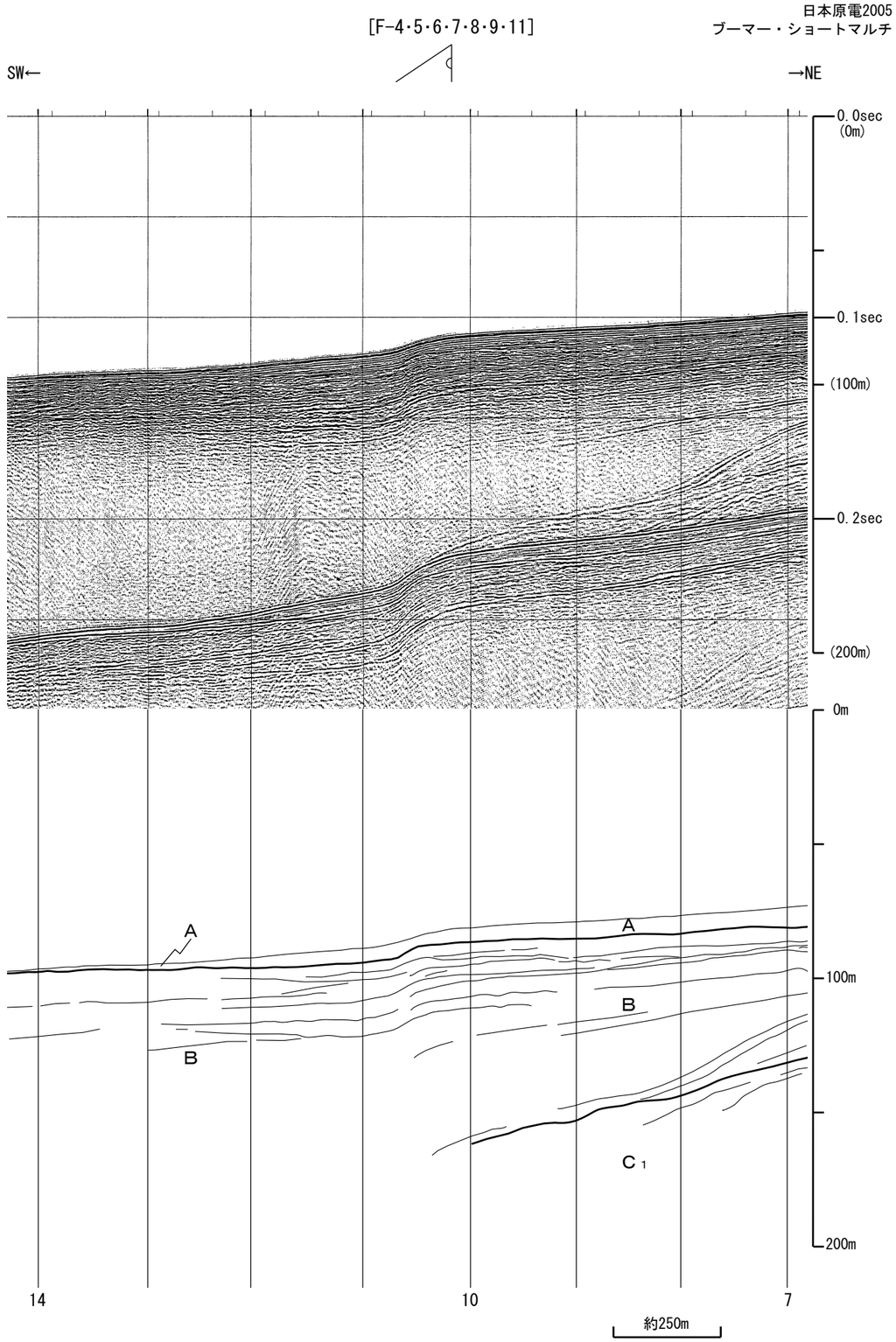
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(14)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWM13）

NBGM13.5

日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ

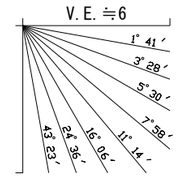


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部／頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C（C1 C2 C3 C4）	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

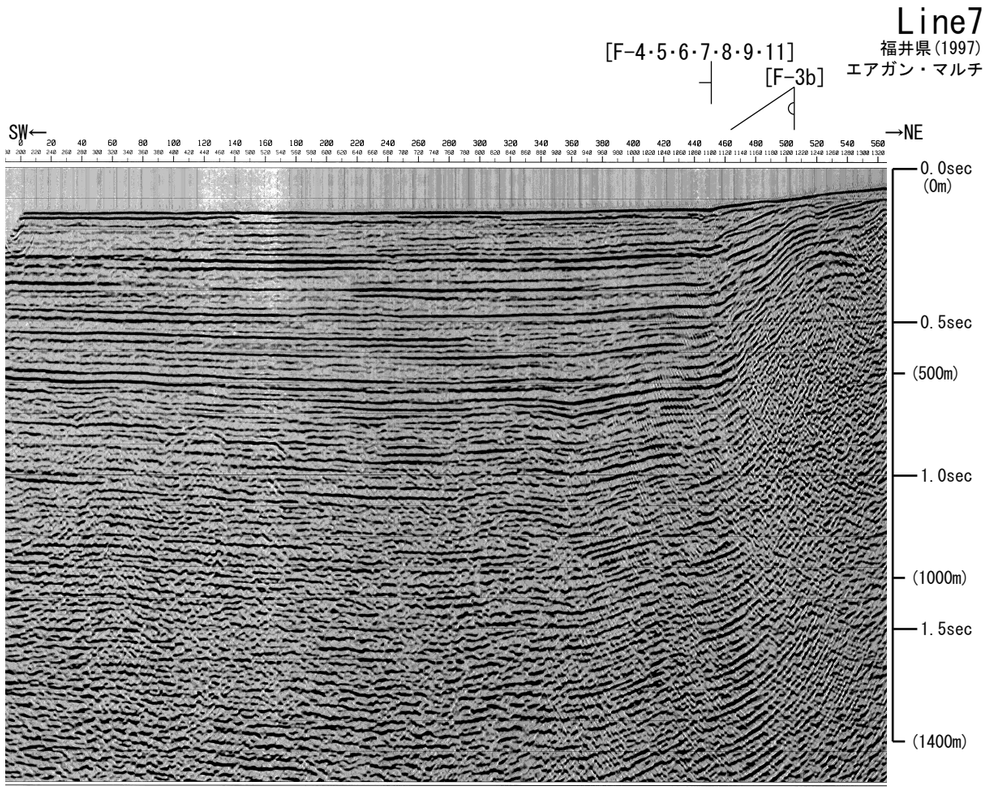


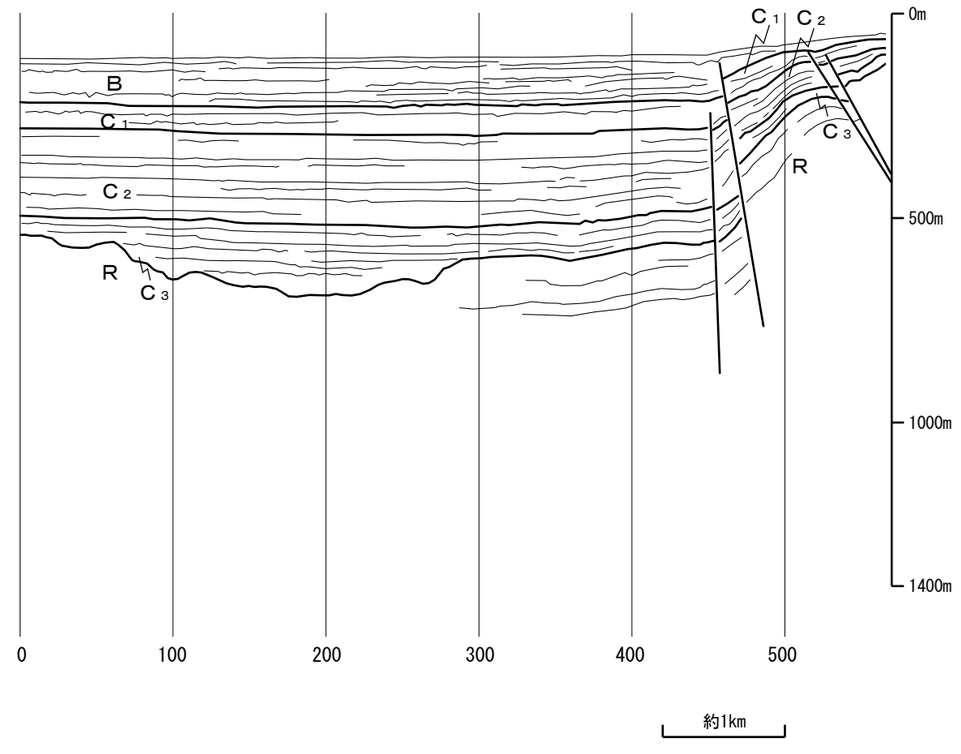
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(15)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBGM13.5）

音波探査記録は，福井県(1997)「柳ヶ瀬断層帯（柳ヶ瀬断層，山中断層，甲楽城断層）に関する調査成果報告書」の原資料である。
地質断面図は，申請者の解釈によるものである。





凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

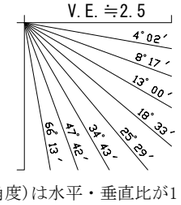
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

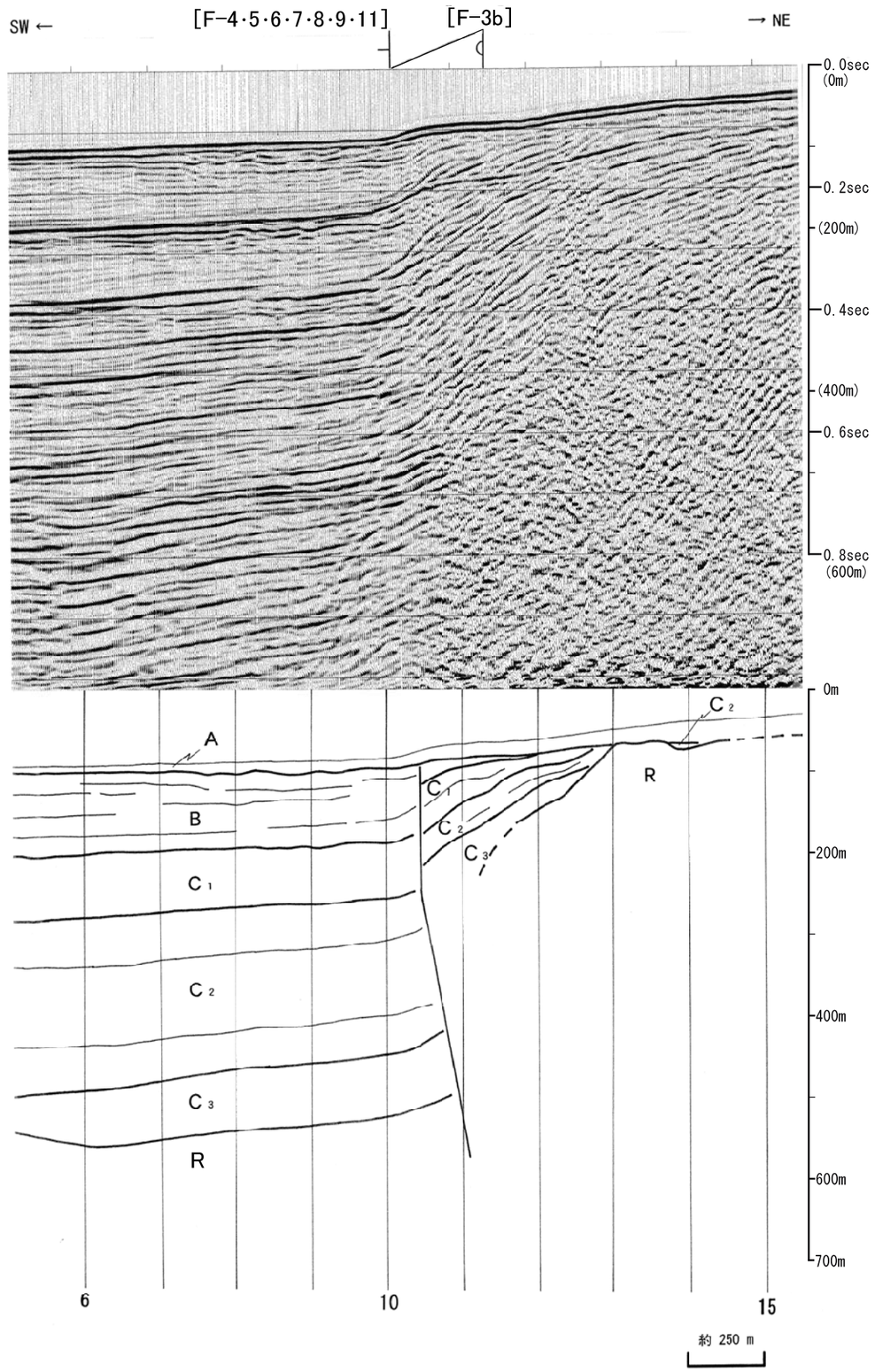


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(16)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（Line7）

NBWM14.5
日本原電2005
ウォーターガン・マルチ

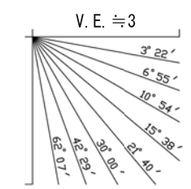


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C (C1 C2 C3 C4)	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

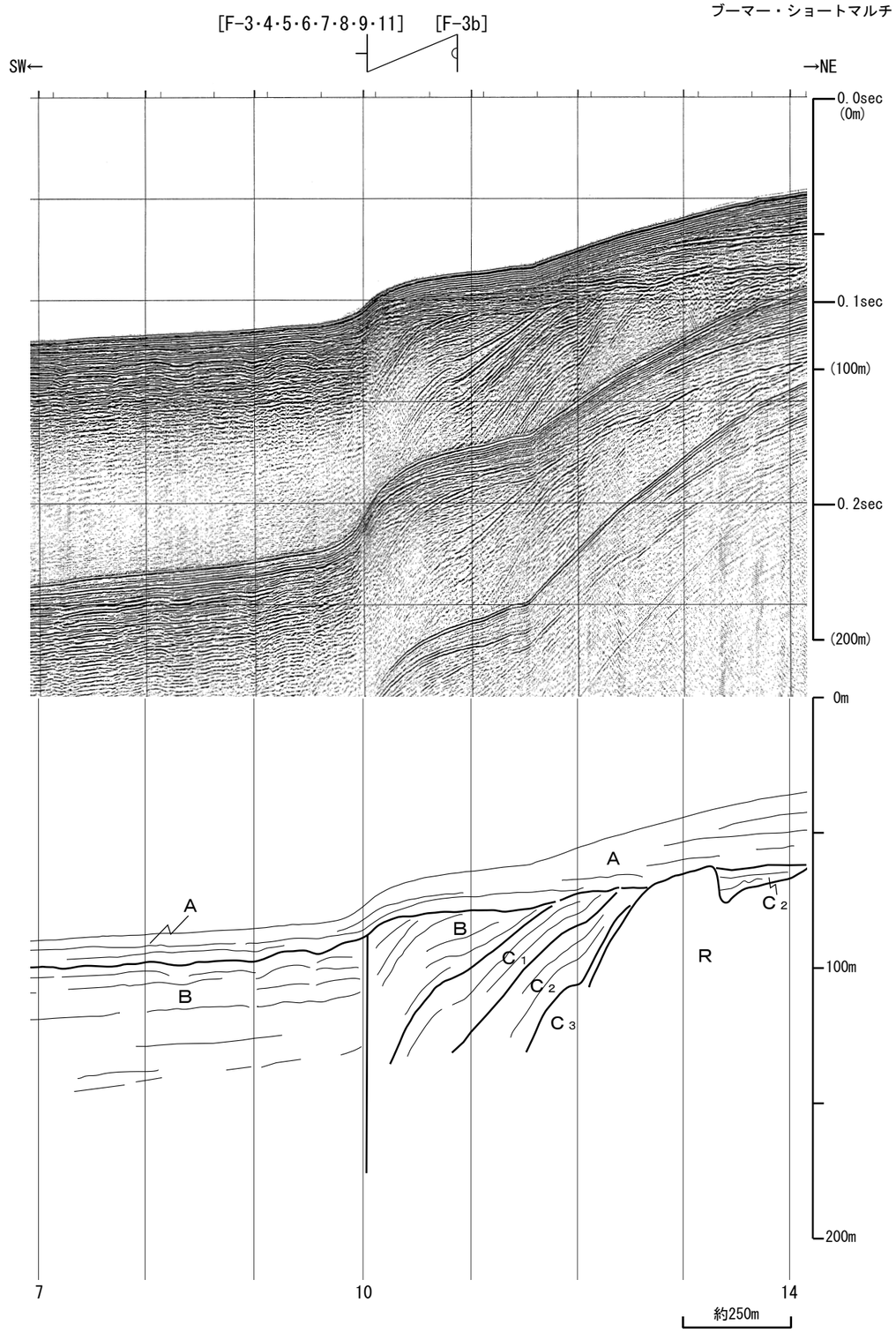


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(17)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWM14.5）

NBGM14.5
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

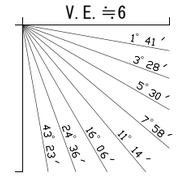
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

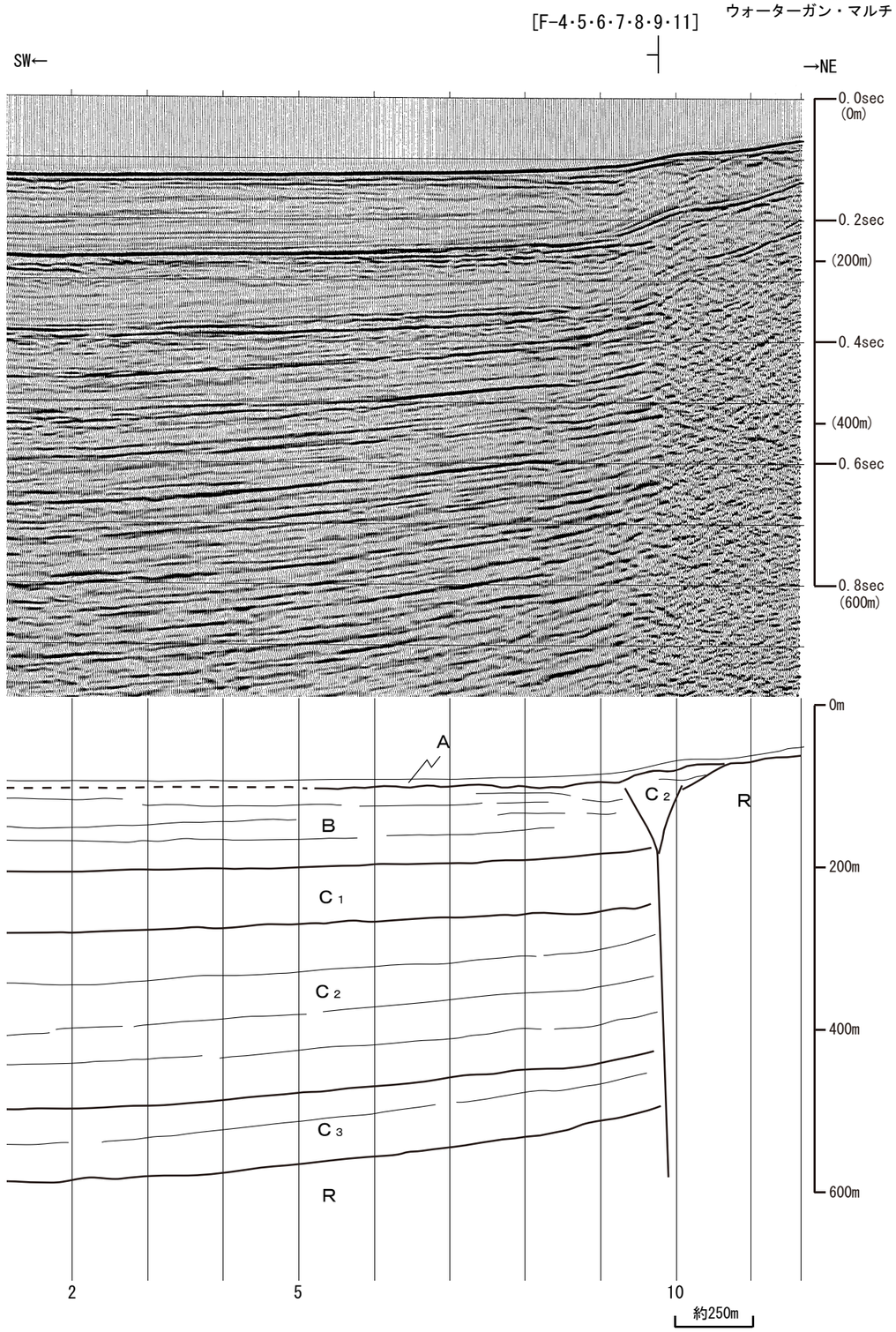


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(18)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBGM14.5）

NBWM15
日本原電2005
ウォーターガン・マルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

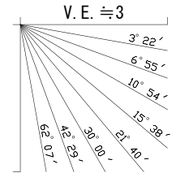
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

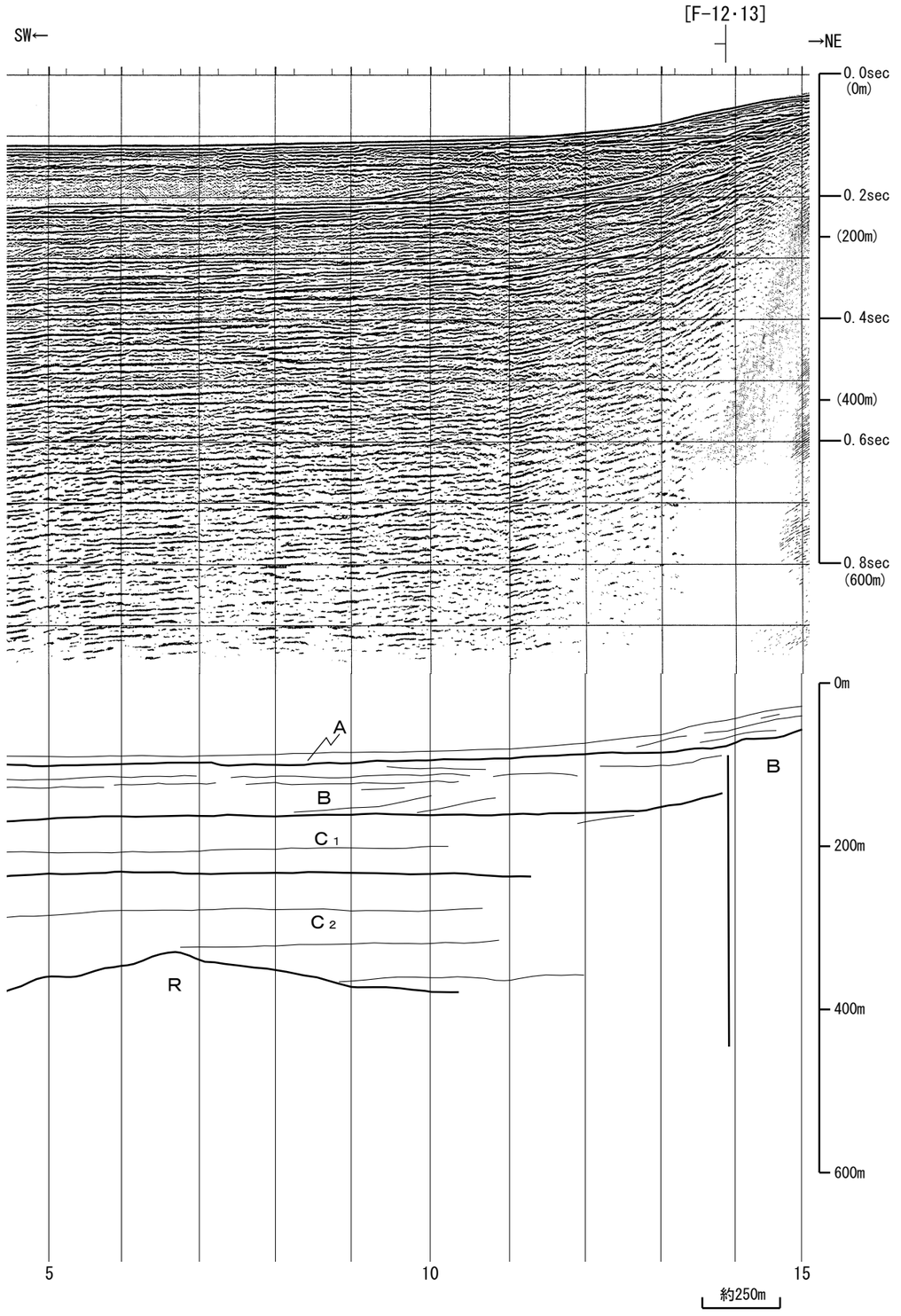
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(19)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWM15）



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

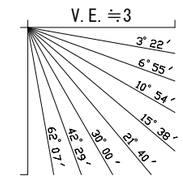
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

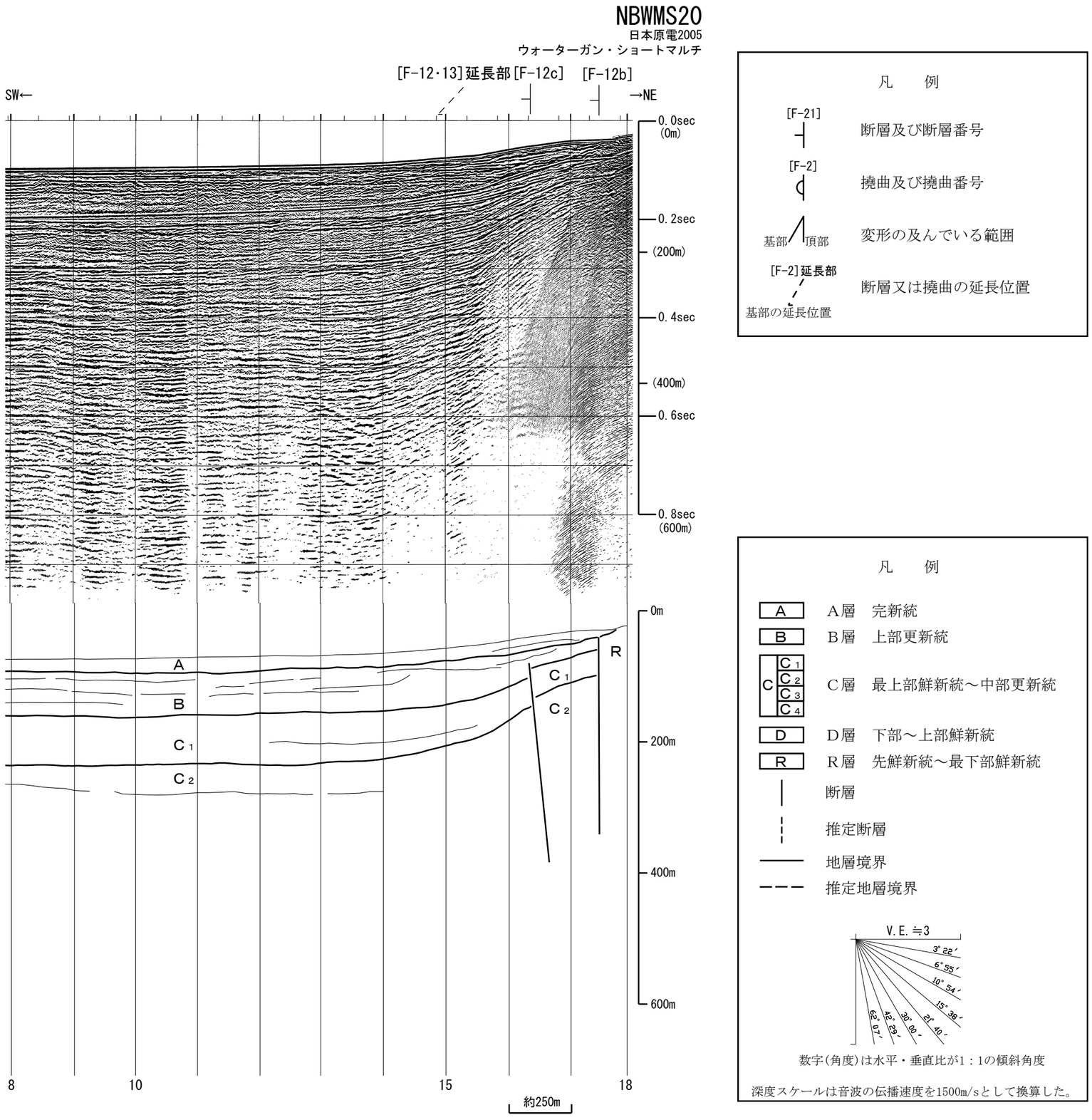
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

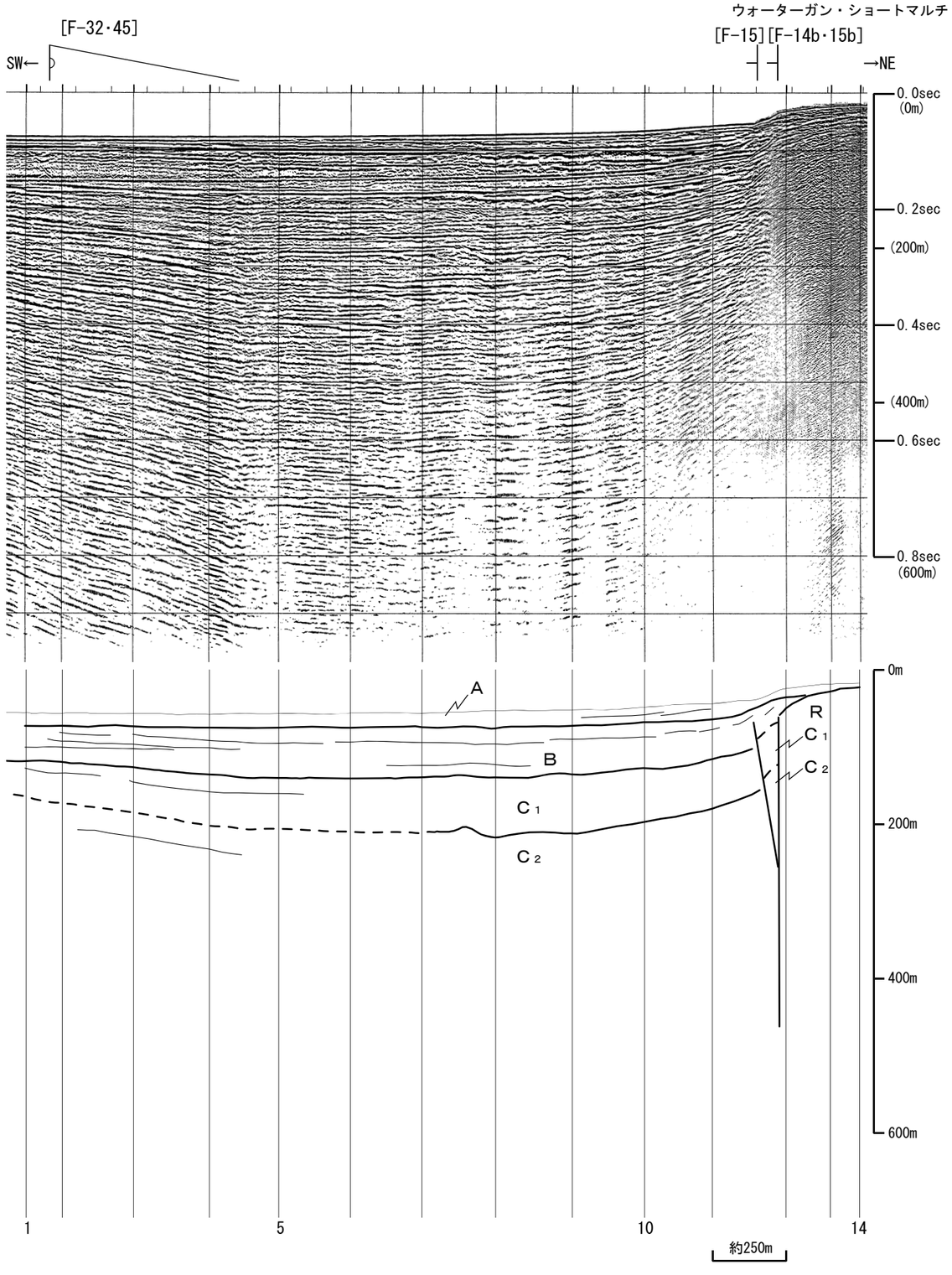
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(20)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWMS17）



第1.3.57図(21)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWMS20）

NBWMS24
日本原電2005
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

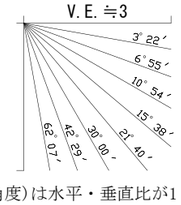
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

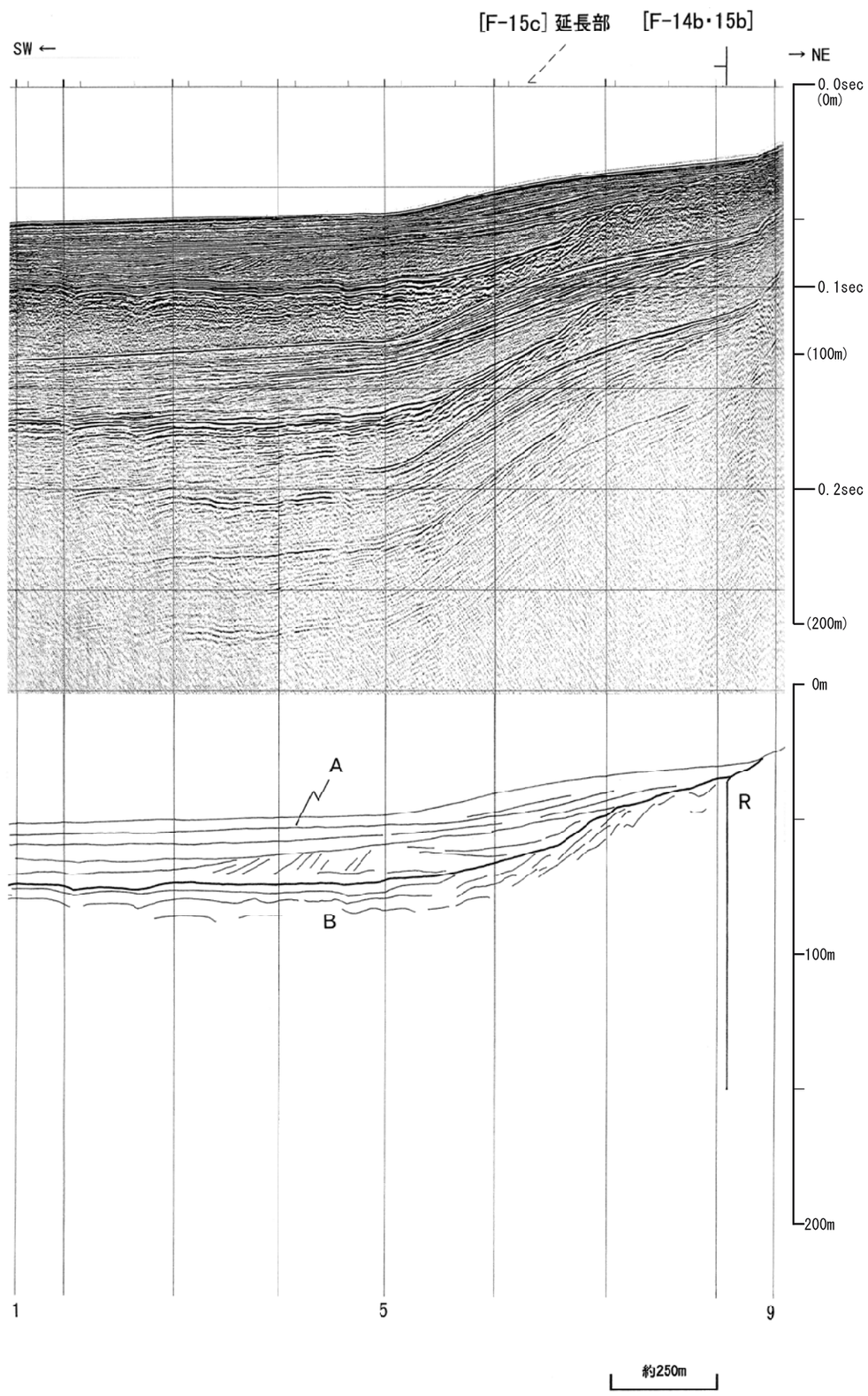


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(22)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWMS24）

NBGM25
日本原電2005
ブーマ・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

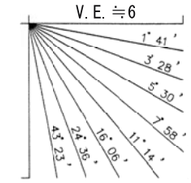
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

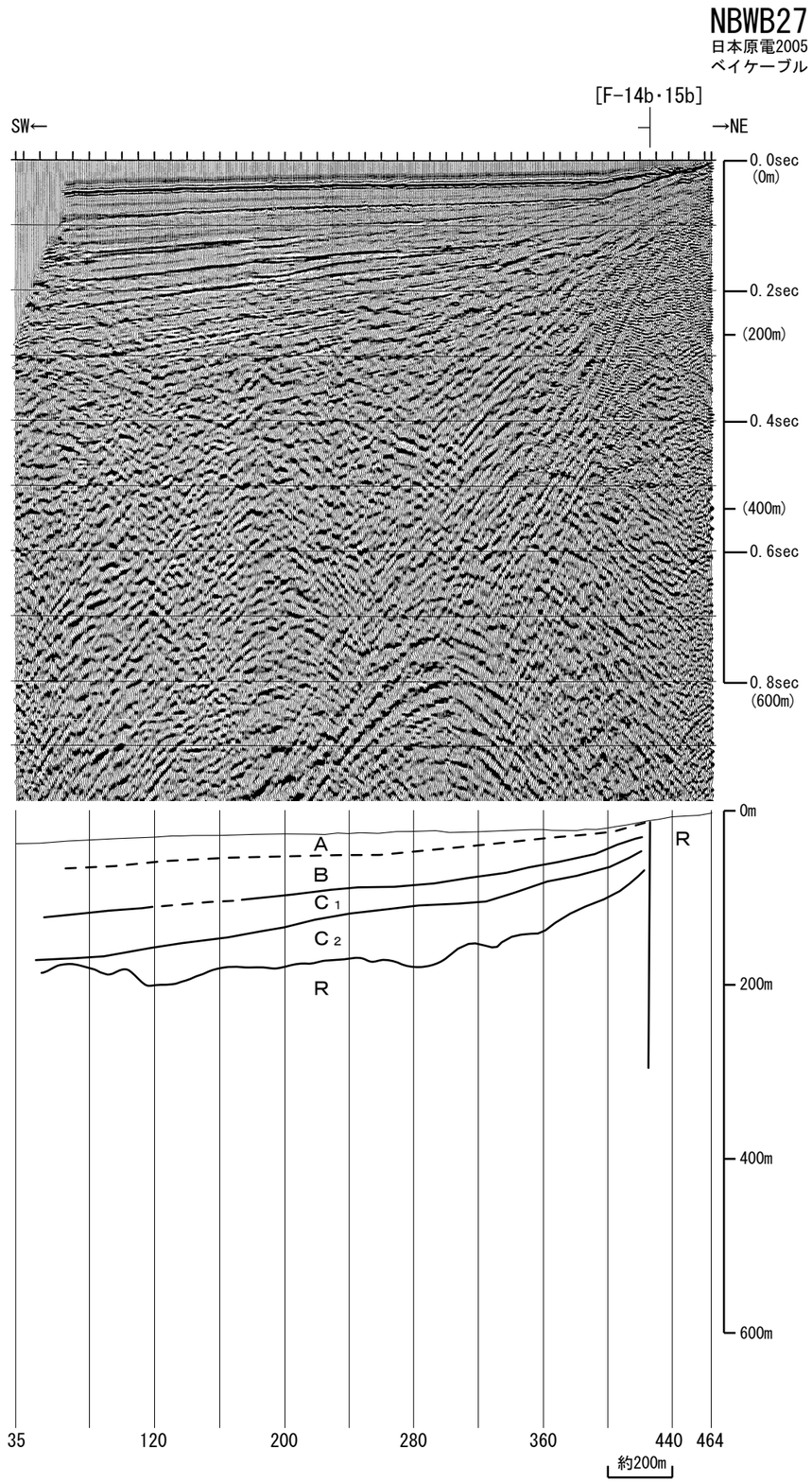
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(23)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBGM25）



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部
基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

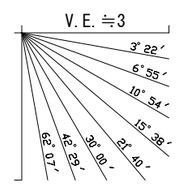
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.57図(24)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWB27）

凡　例

−200−　等層厚線（m）

凸部

凹部

断層及び断層名
（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）

断層及び断層名
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

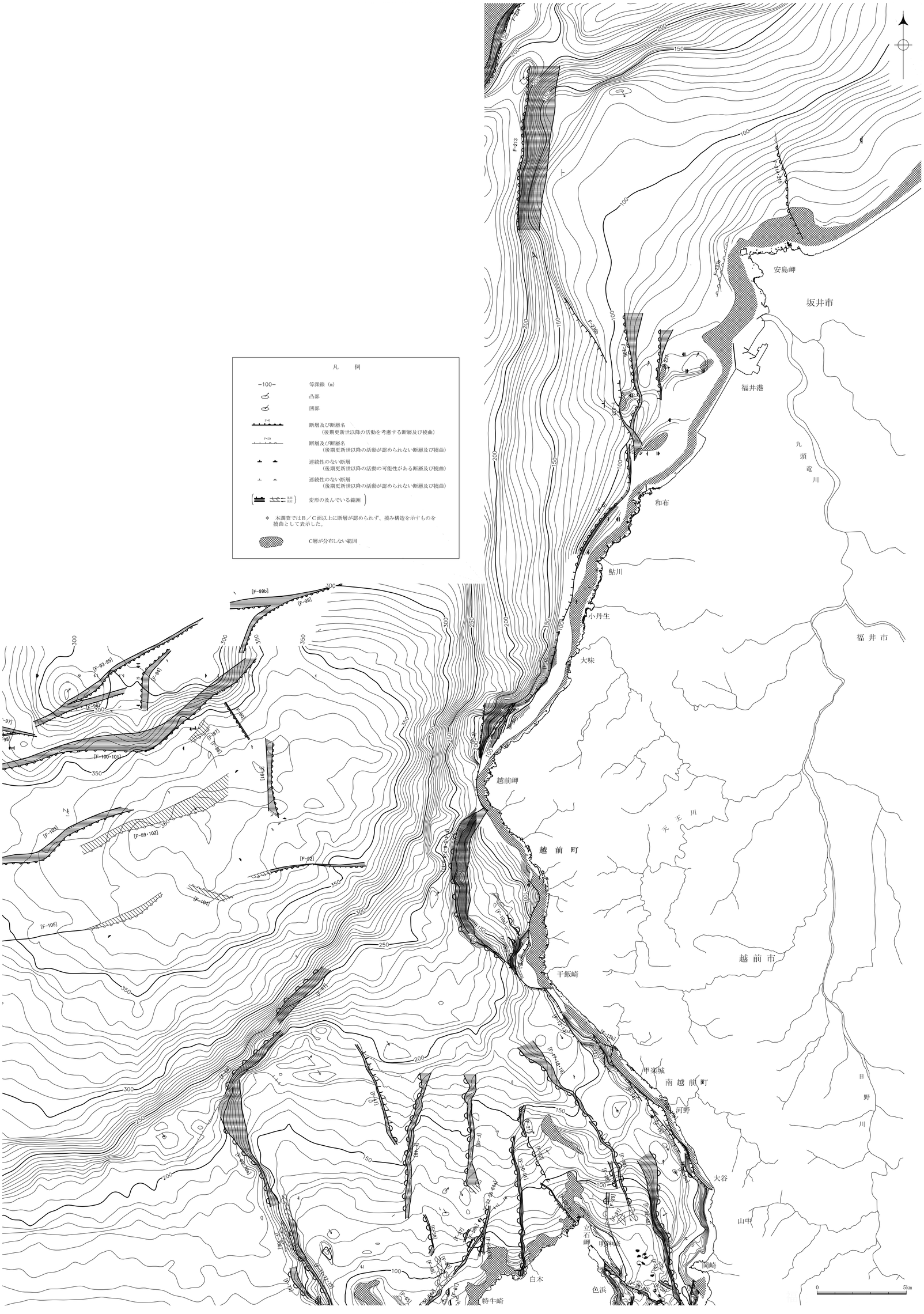
変形の及んでいる範囲

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

安島岬
坂井市
福井港
九頭竜川
和布
鮎川
小丹生
福井市
大味
越前岬
越前町
水underline川
越前市
干飯崎
甲楽城
南越前町
河野
日野川
大谷
山中
立石岬
明神崎
岡崎
白木
色浜
特牛崎

0　5km

第1.3.58図　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層周辺の等深線図（R層上面）



第1.3.59図　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層周辺の等深線図（C層上面）

凡　例

−100−　等層厚線（m）

薄い

厚い

断層及び断層名
（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）

断層及び断層名
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）

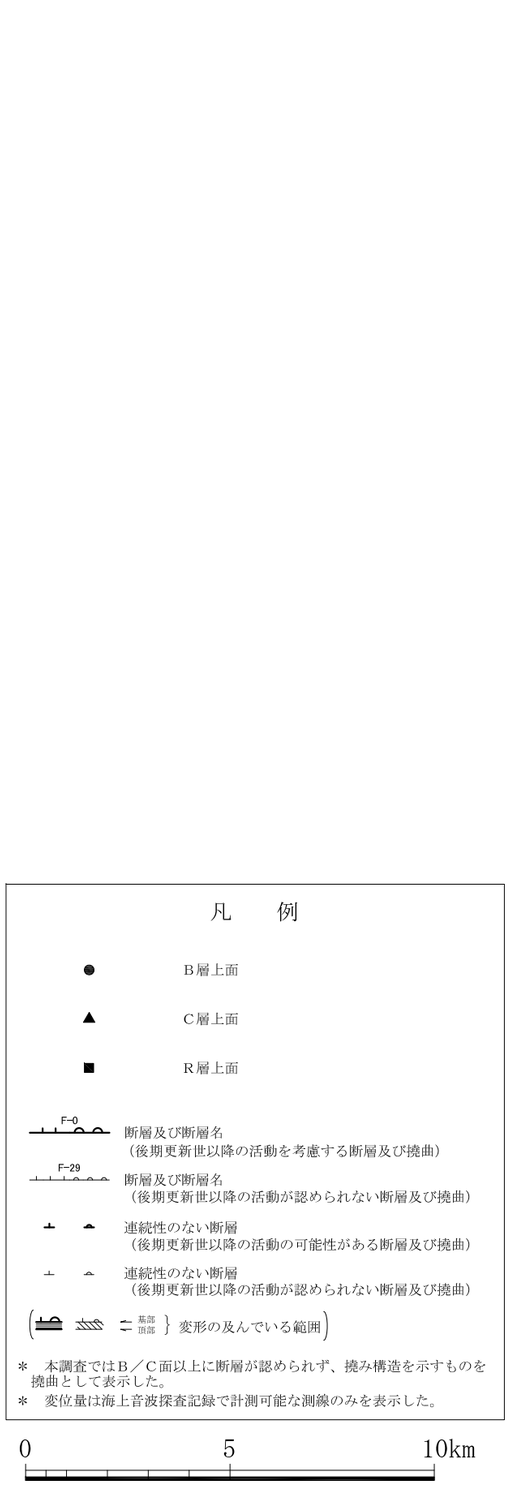
連続性のない断層
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

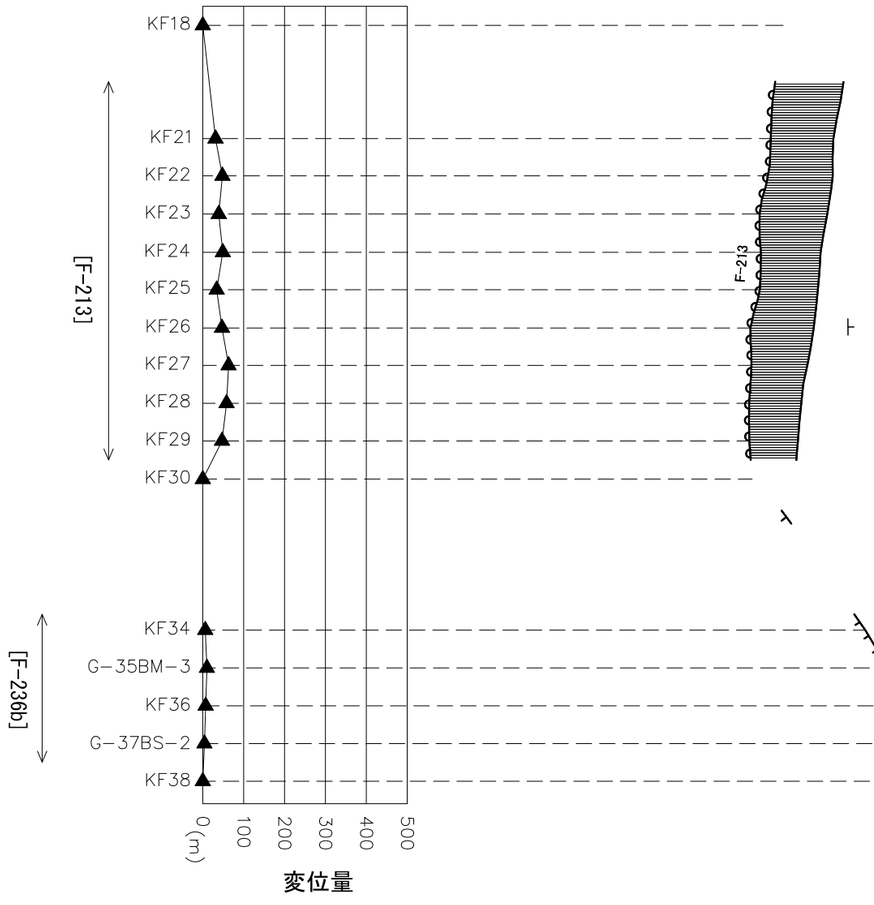
変形の及んでいる範囲

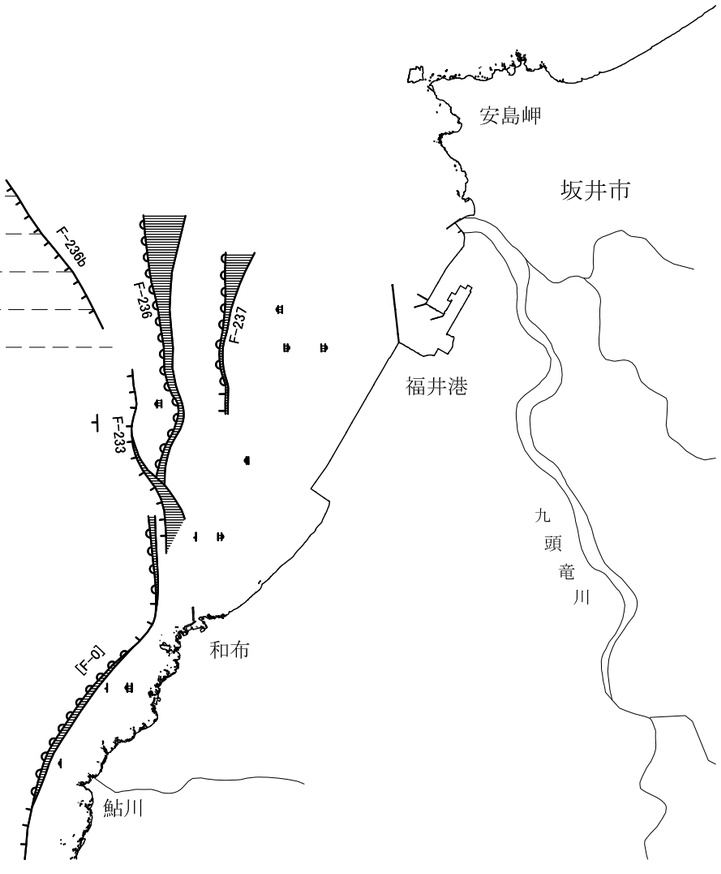
＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

安島岬
坂井市
福井港
九頭竜川
和布
鮎川
小丹生
大味
福井市
越前岬
越前町
水上川
越前市
干飯崎
甲楽城
南越前町
河野
日野川
大谷
山中
立石岬
岡崎
白木
色浜
特牛崎
0　5km

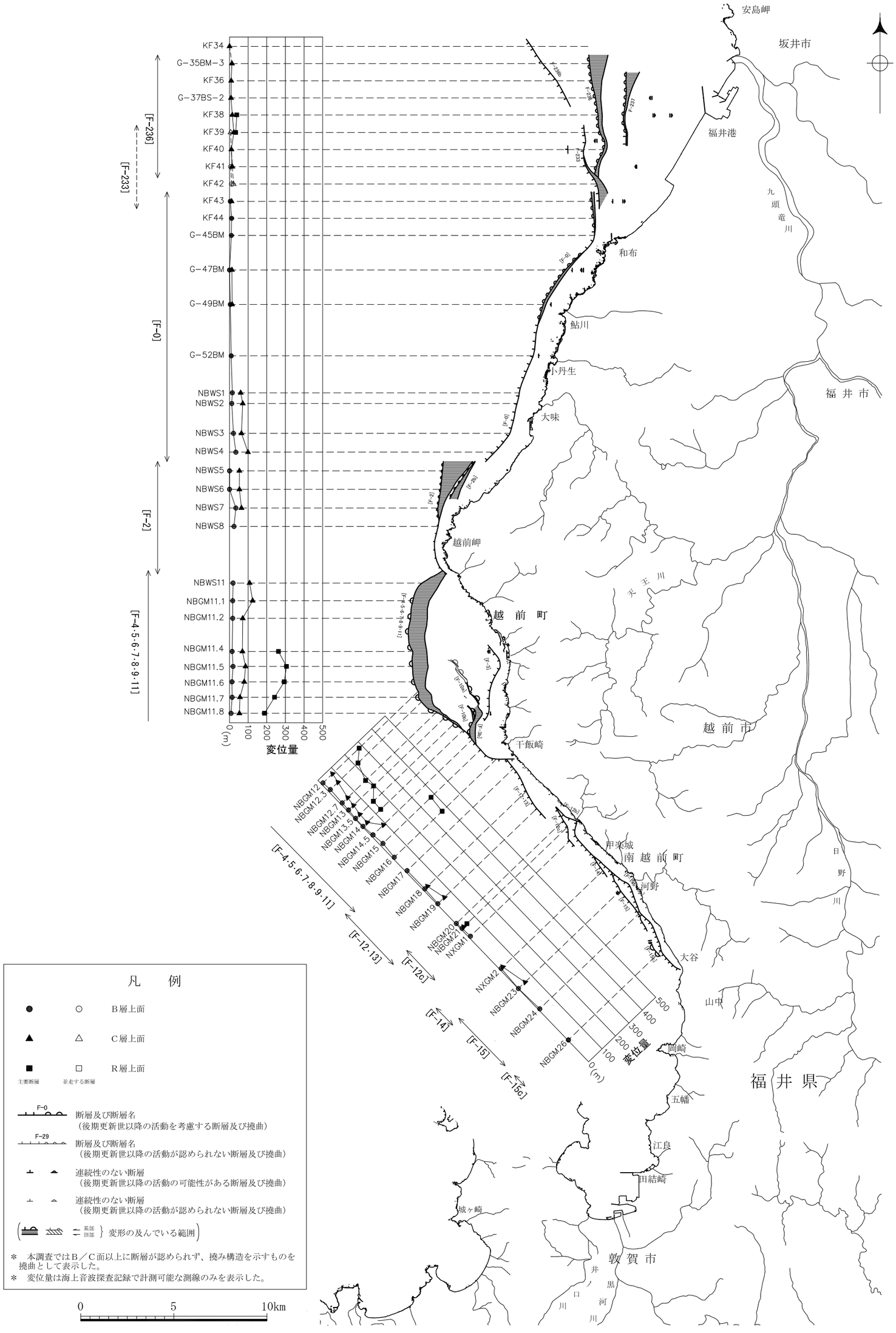
第1.3.60図　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層周辺のＡ層・Ｂ層の等層厚線図



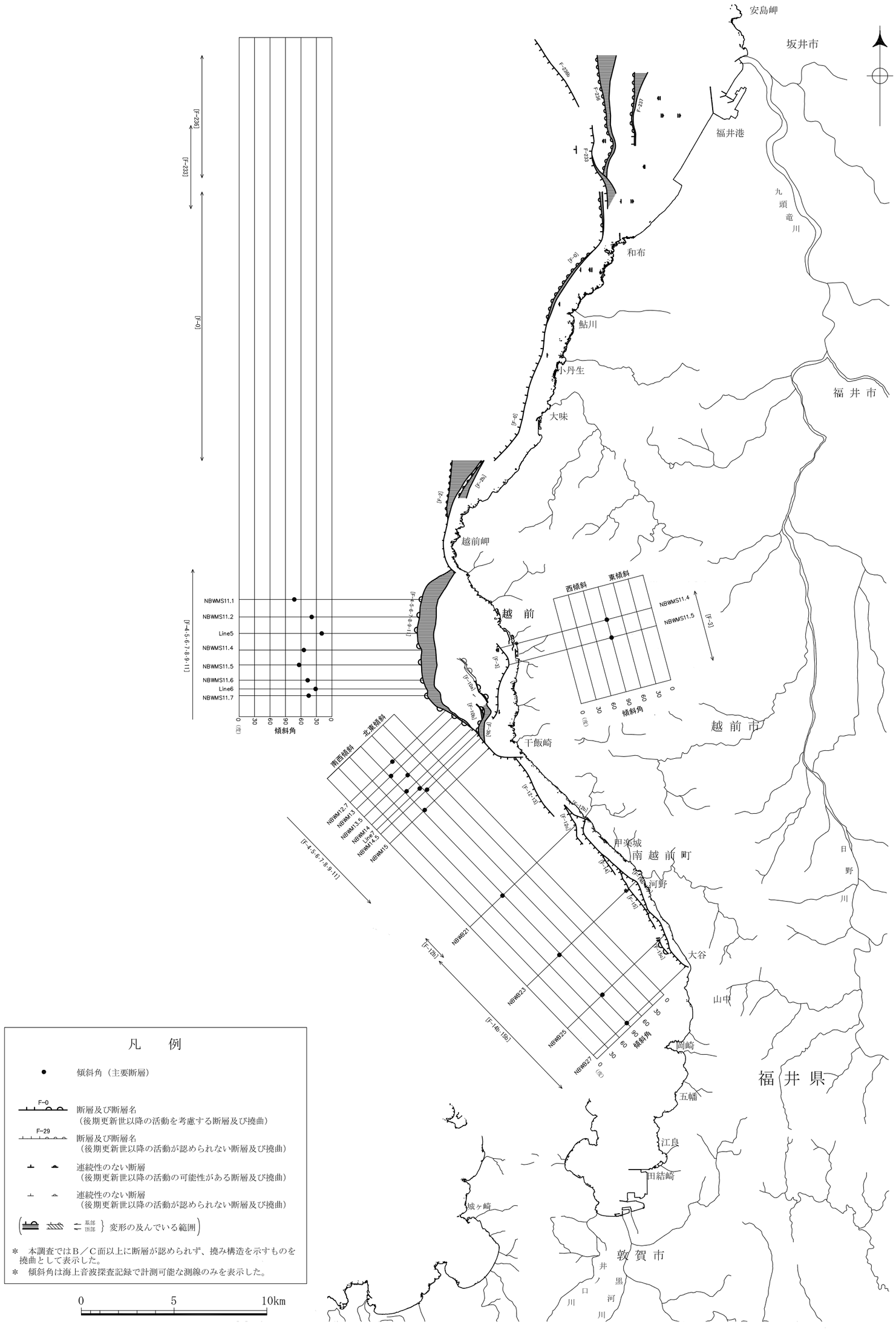




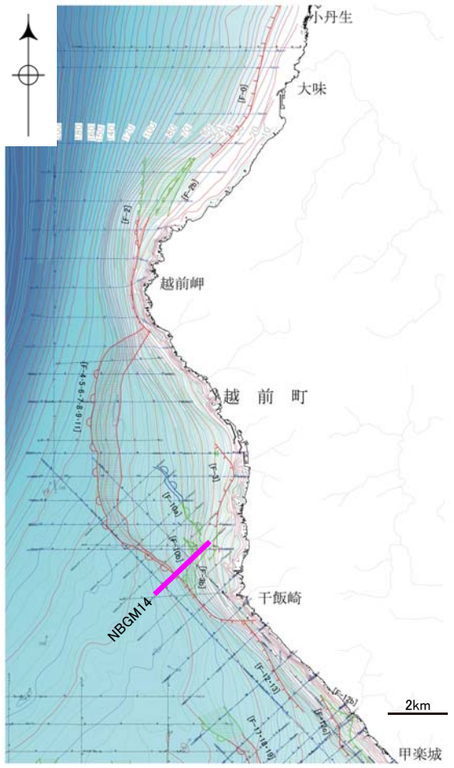
第1.3.61図(1)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の変位量分布図(1)

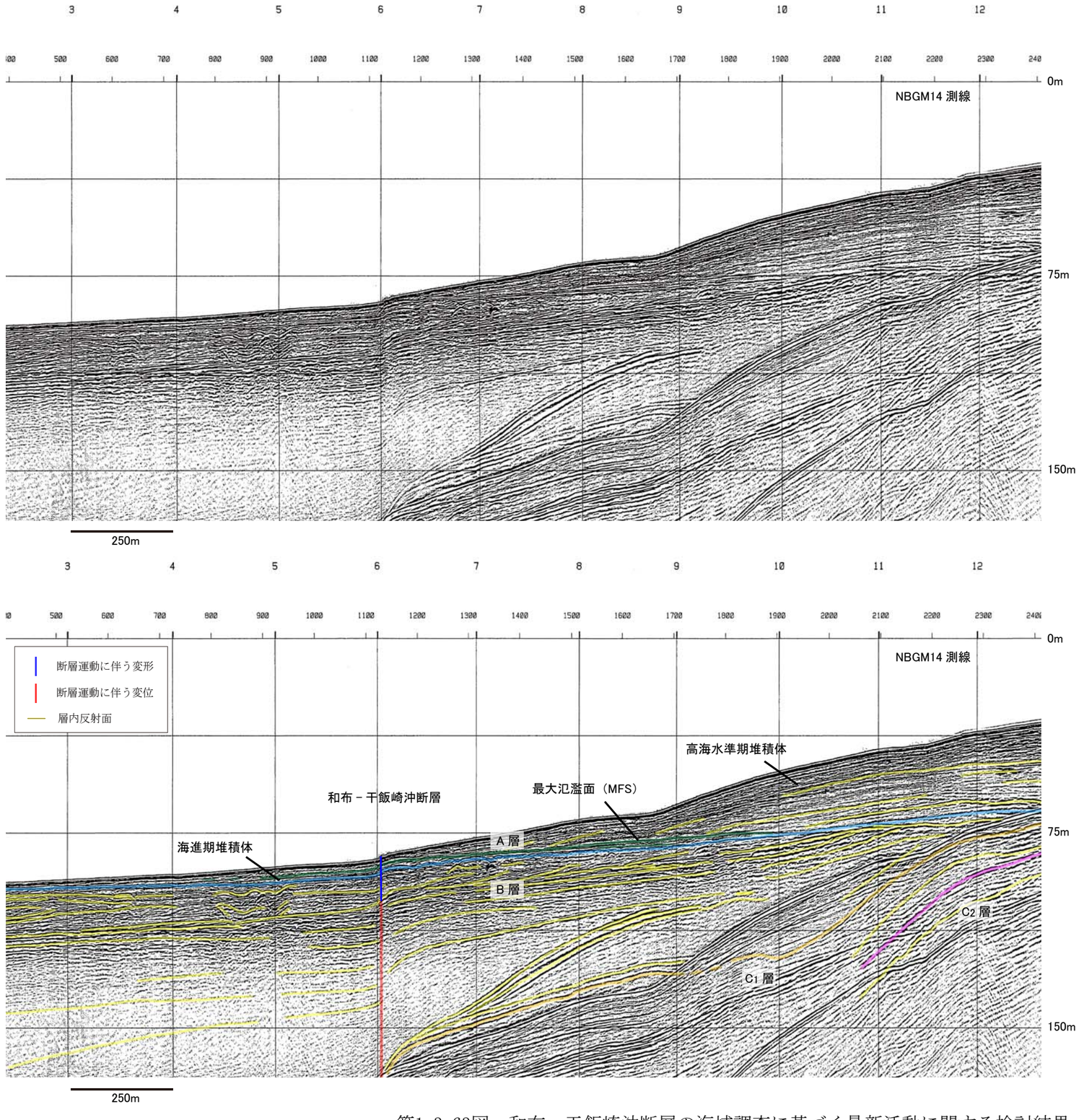


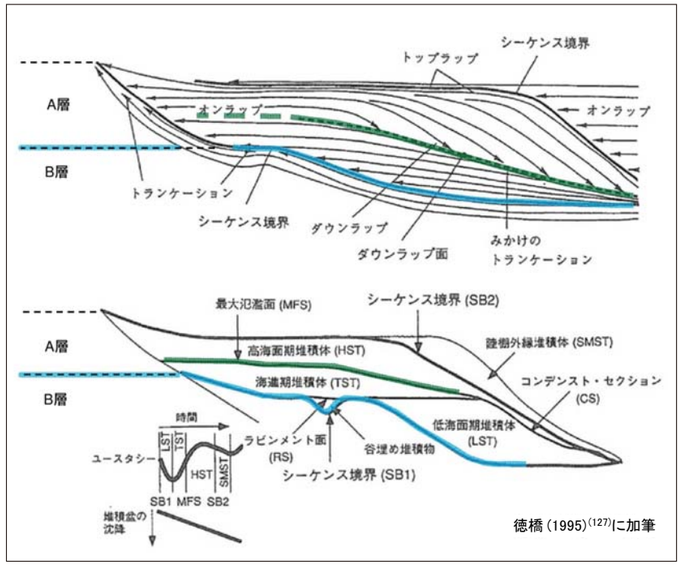
第1.3.61図(2)　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の変位量分布図（2）



第1.3.62図　安島岬沖断層，和布－干飯崎沖断層，甲楽城断層の傾斜角分布図

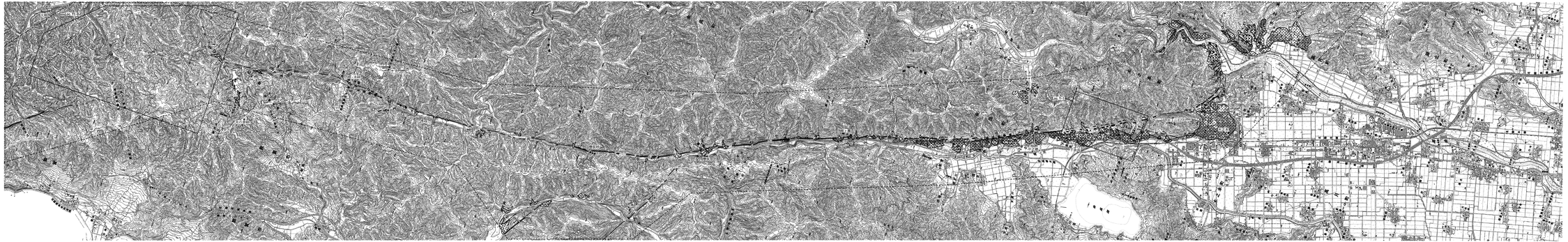






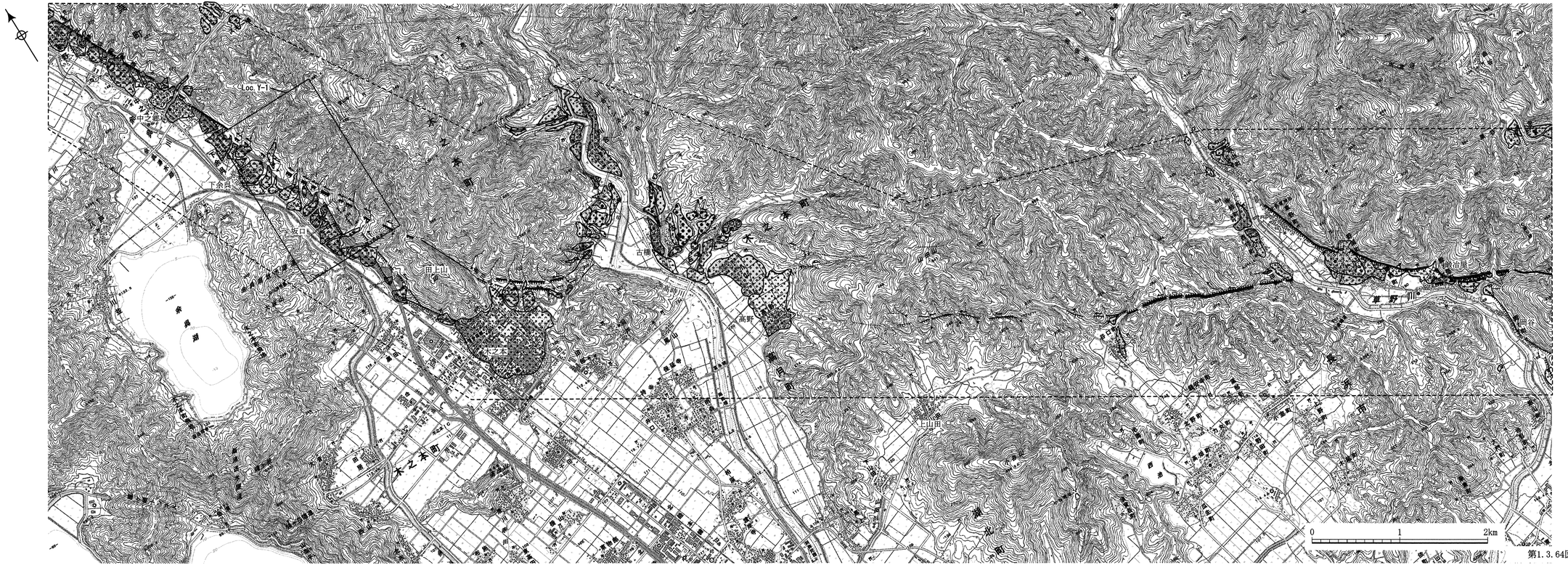
和布－干飯崎沖断層は、ダウンラップ面（最大氾濫面）及び高海水準期（約 6,000 年前以降）の堆積物に変形を及ぼしており、海底面にも明瞭な変形が認められる。

第1.3.63図　和布－干飯崎沖断層の海域調査に基づく最新活動に関する検討結果



第1.3.64図(1)　柳ヶ瀬断層周辺の地形調査結果（その1）

6-1-380



地形面の凡例

- 新期扇状地面
- 古期扇状地面2
- 古期扇状地面1
- 河成低位段丘面
- 河成中位段丘面
- 河成高位段丘面

変動地形・リニアメントの凡例

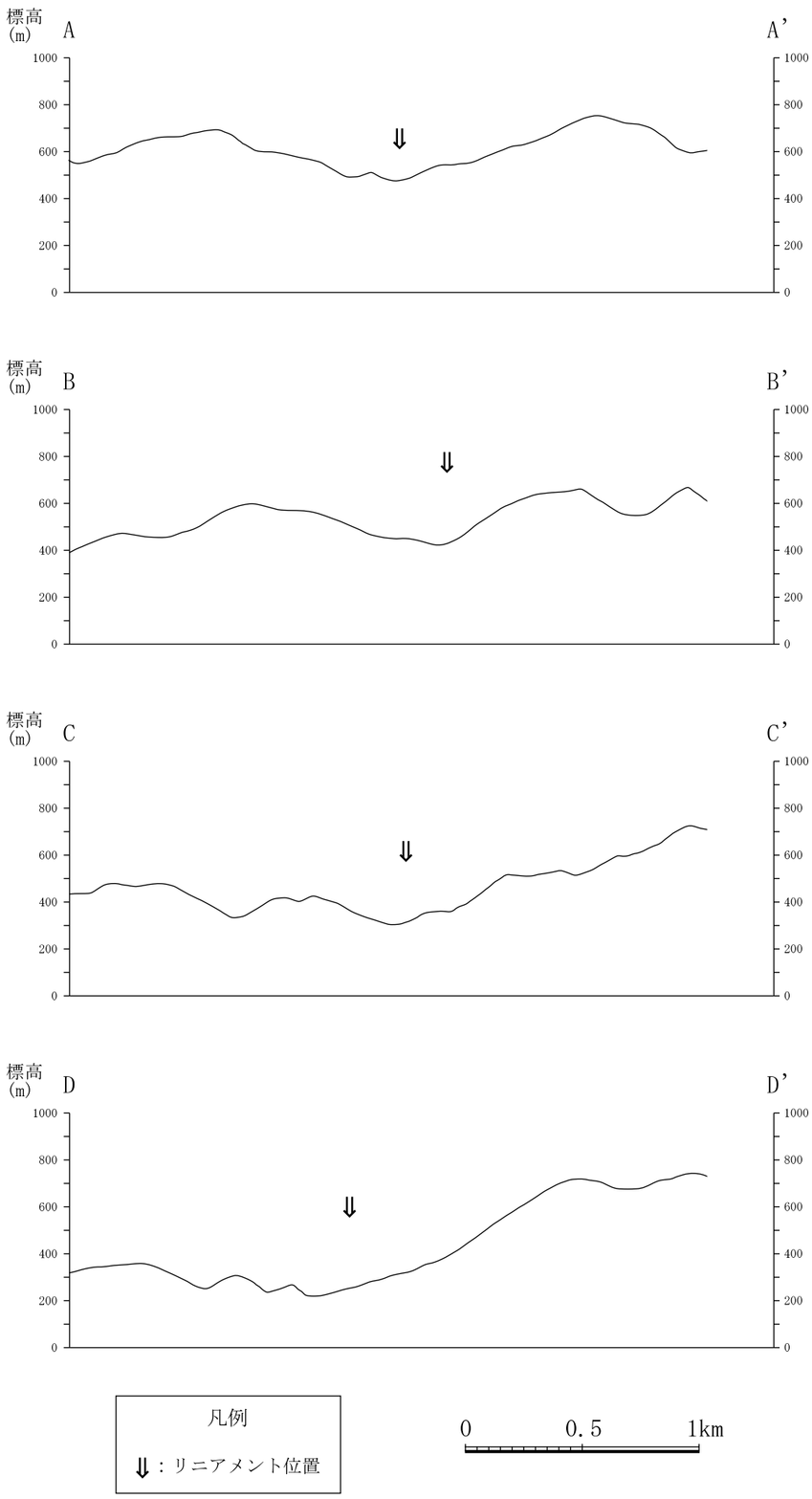
- Aランク
- Bランク
- Cランク
- Dランク

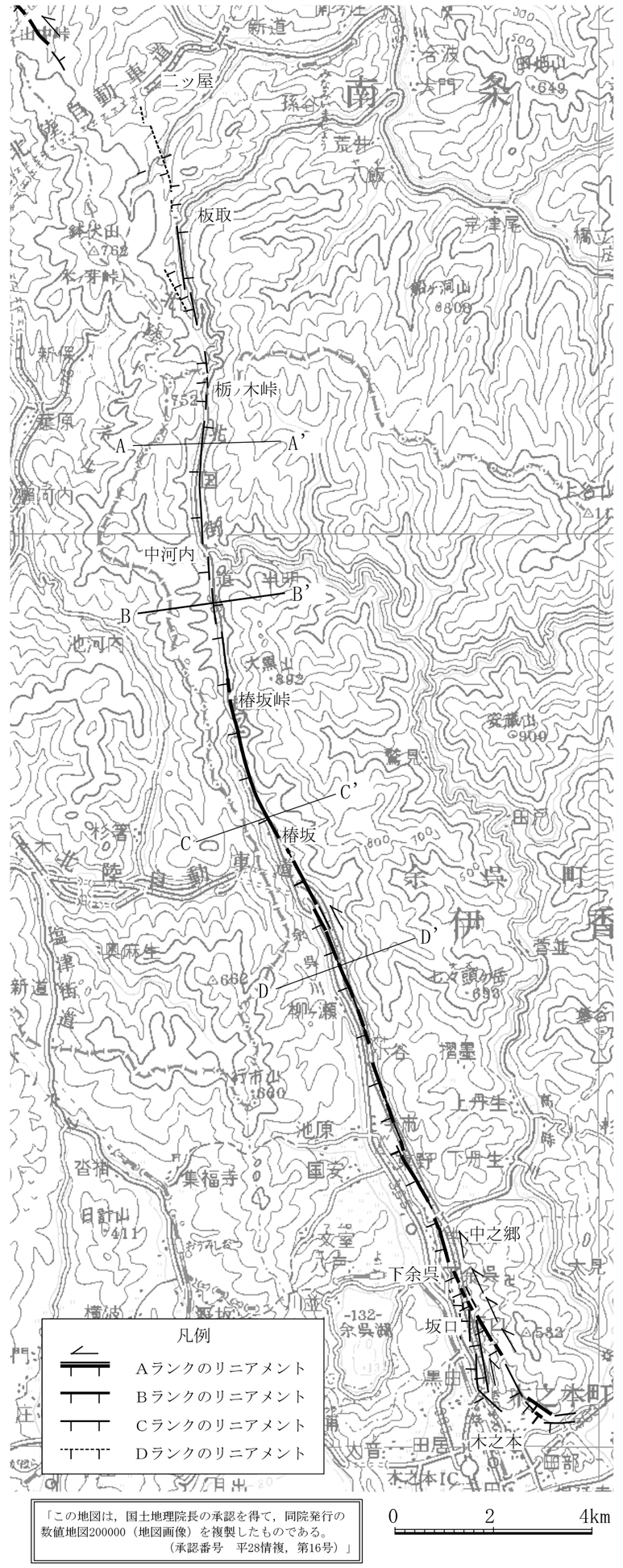
組織は低い側を示す。矢印は屈曲、谷の屈曲方向を示す。組織のないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。

- 屈曲した谷線
- 表示範囲

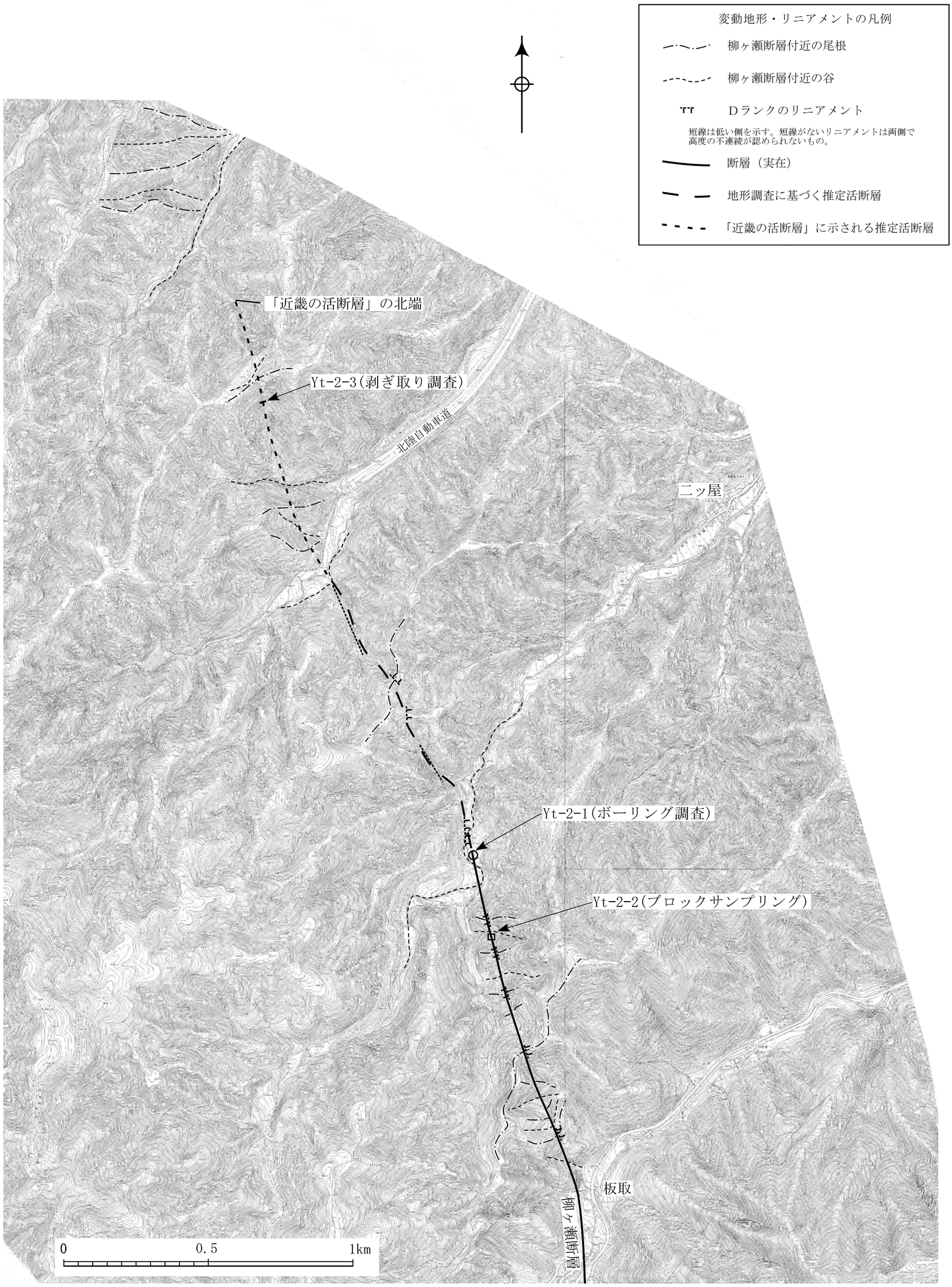
「この地図は、国土地理院長の承認を得て、同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複、第16号）」

第1.3.64図(2)　柳ヶ瀬断層周辺の地形調査結果（その2）



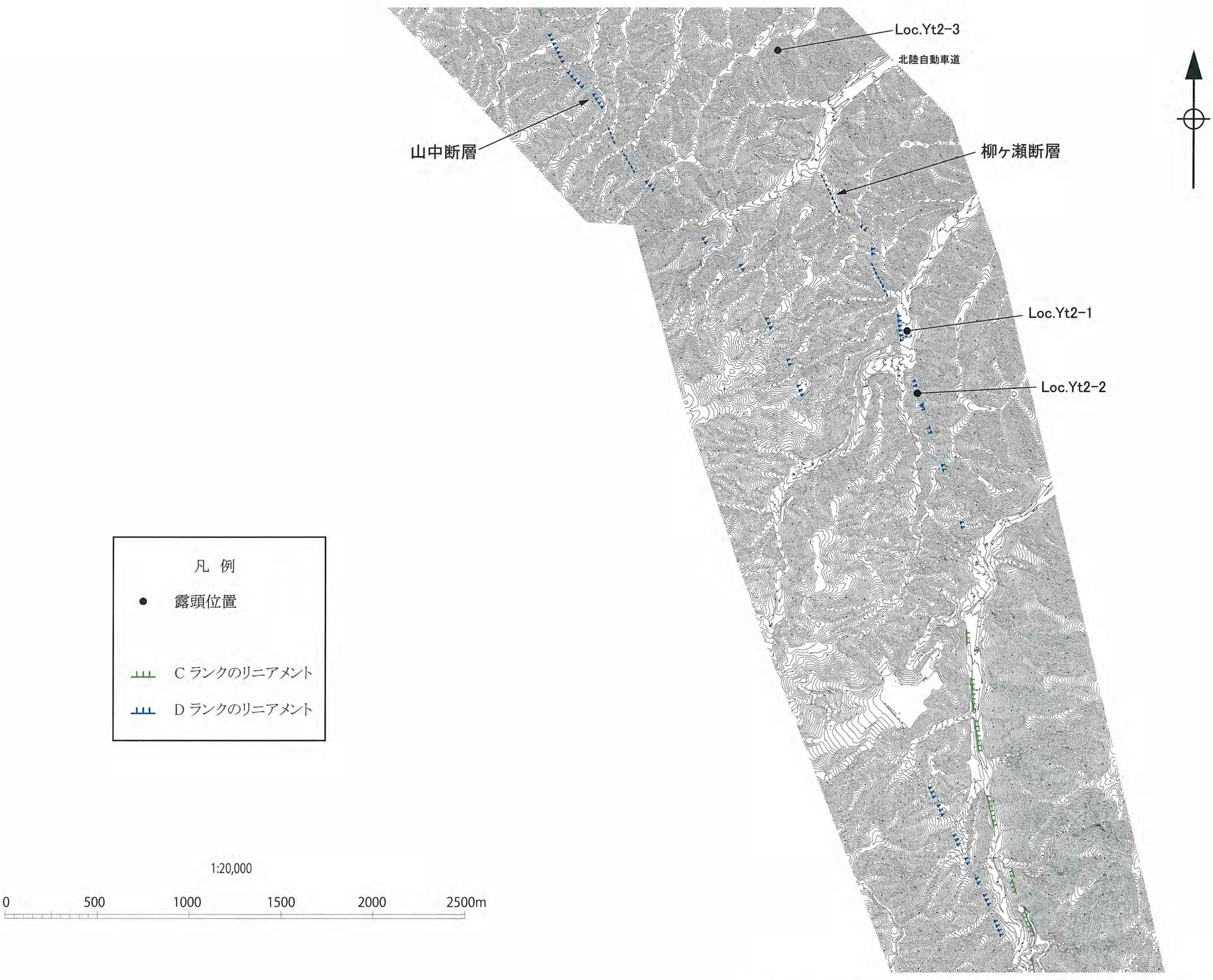


第1.3.65図　柳ヶ瀬断層沿いの地形断面図

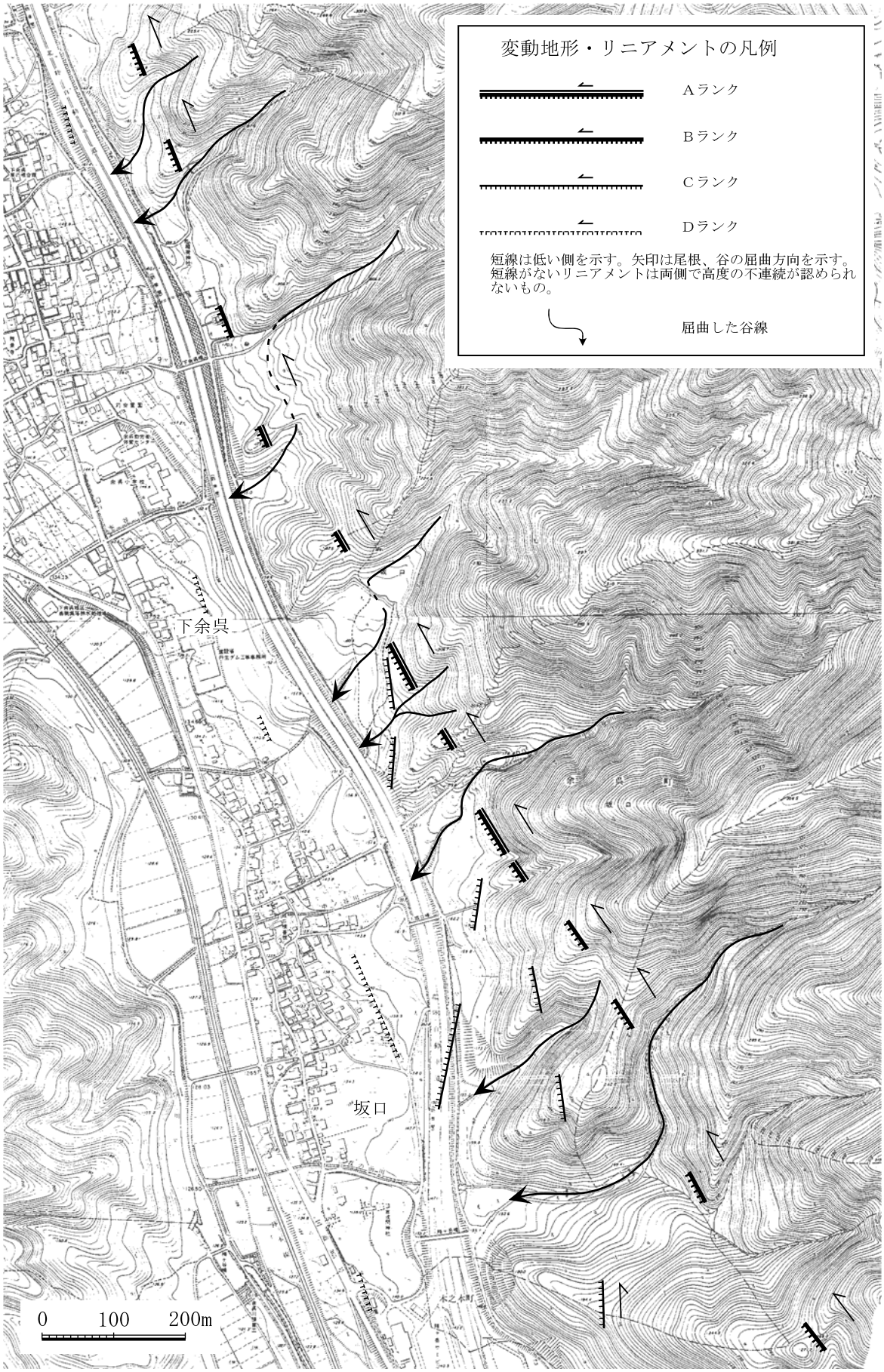


地形調査によれば北陸自動車道横断地点付近までは尾根、河谷の屈曲が否定できない。「近畿の活断層」では、さらに北方延長約1km区間に推定活断層を図示している。

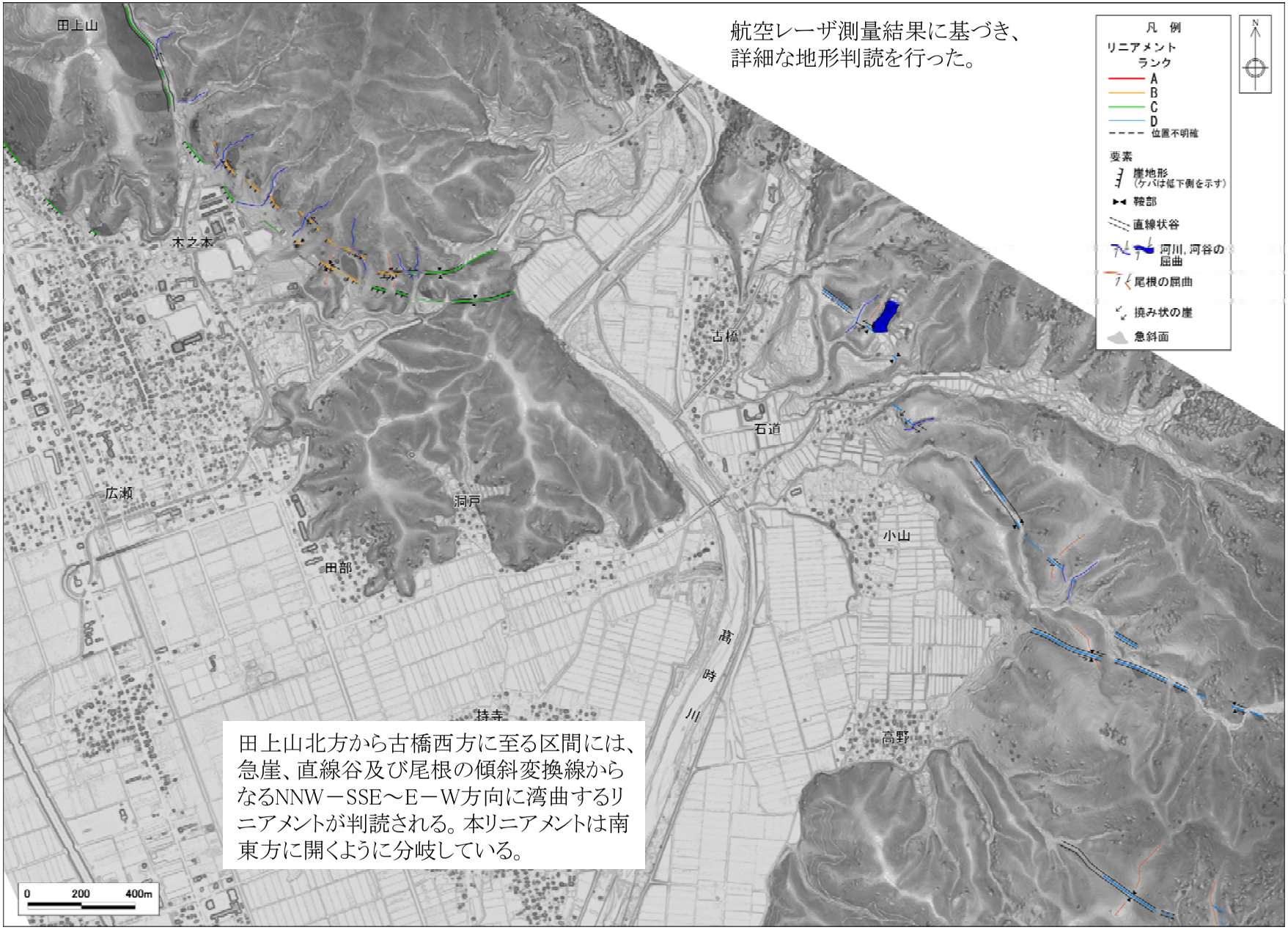
第1.3.66図　柳ヶ瀬断層　二ッ屋西方付近の地形調査結果（Loc.Yt-8）



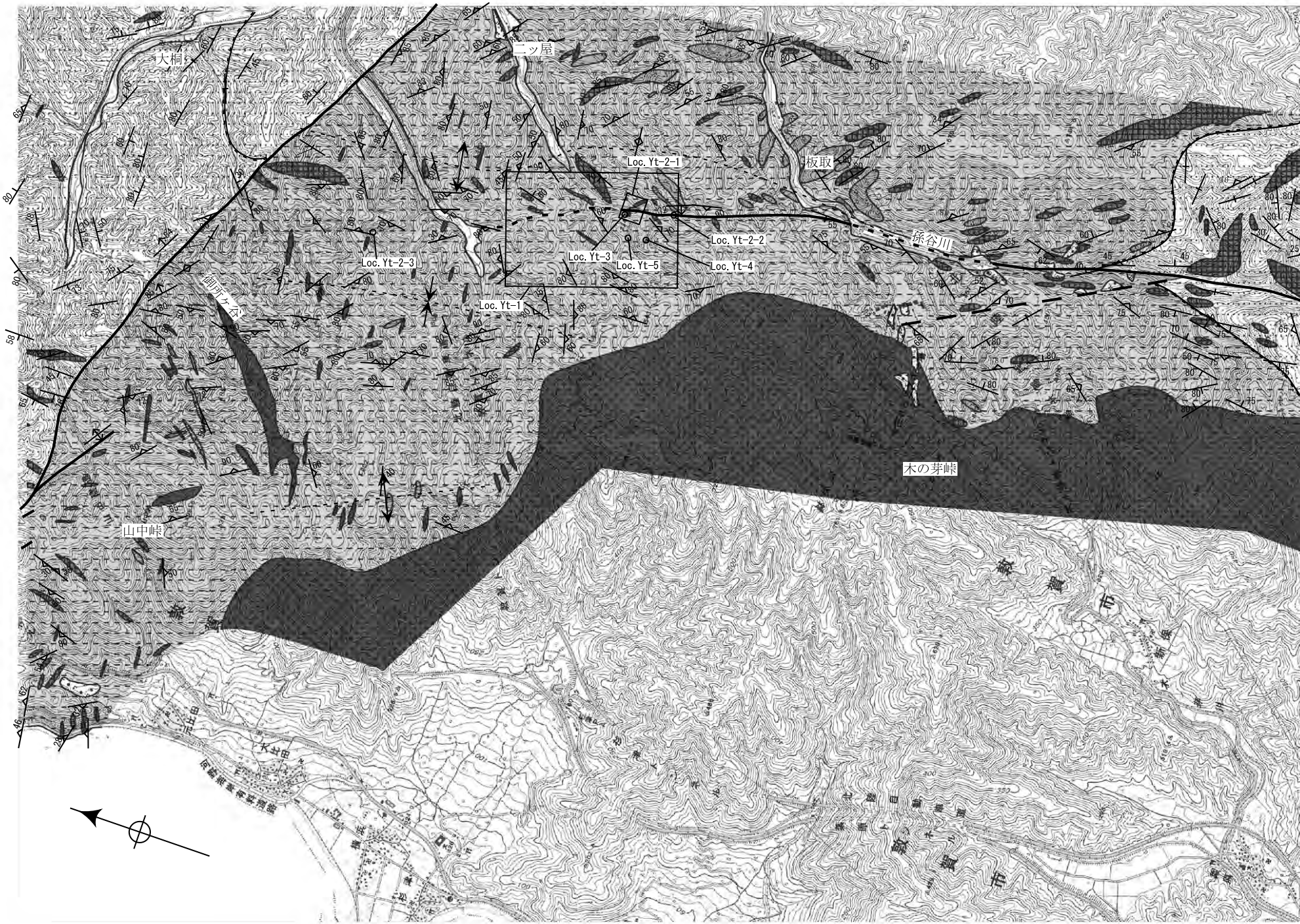
第1.3.67図　柳ヶ瀬断層北端付近　航空レーザー測量により作成した地形図

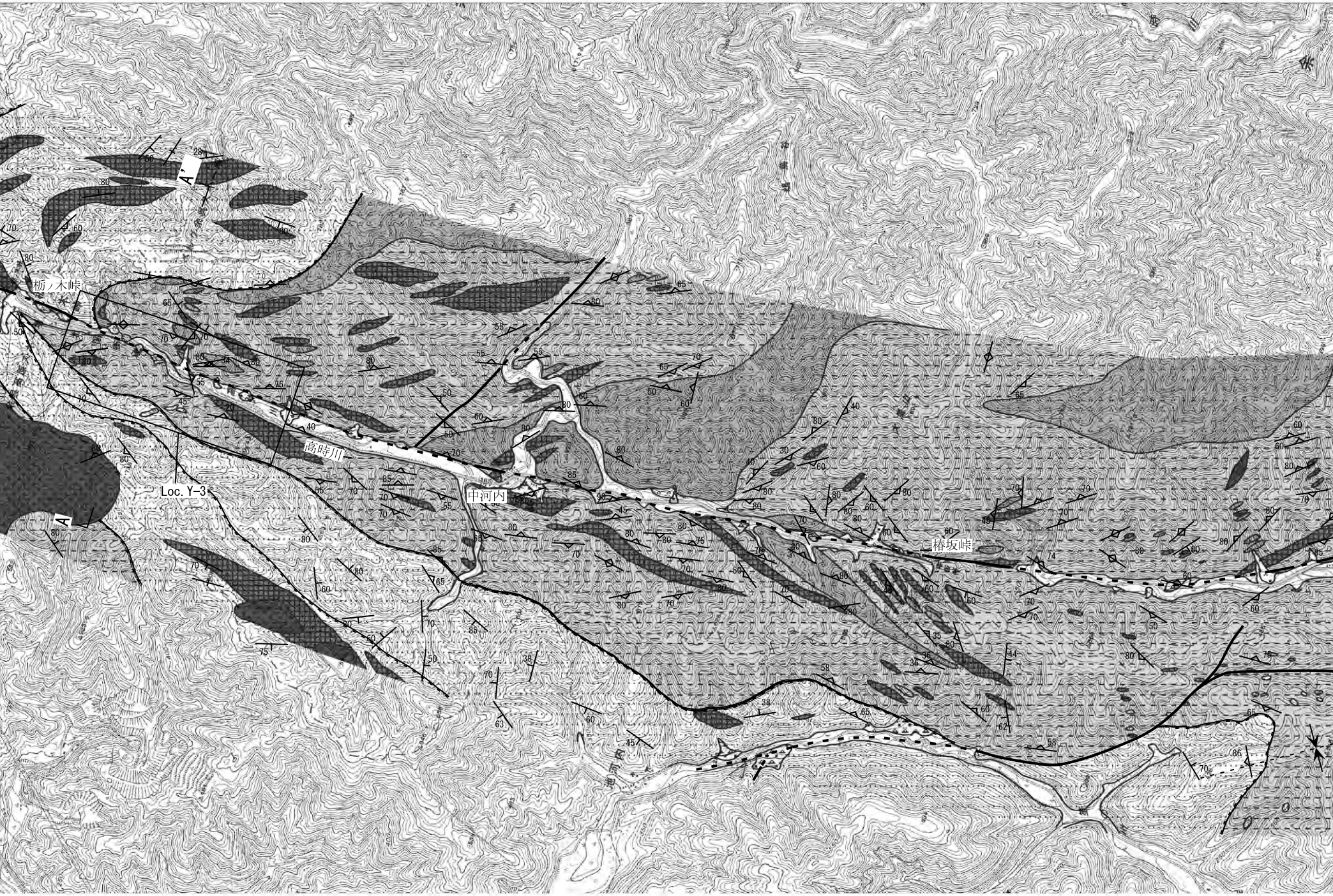


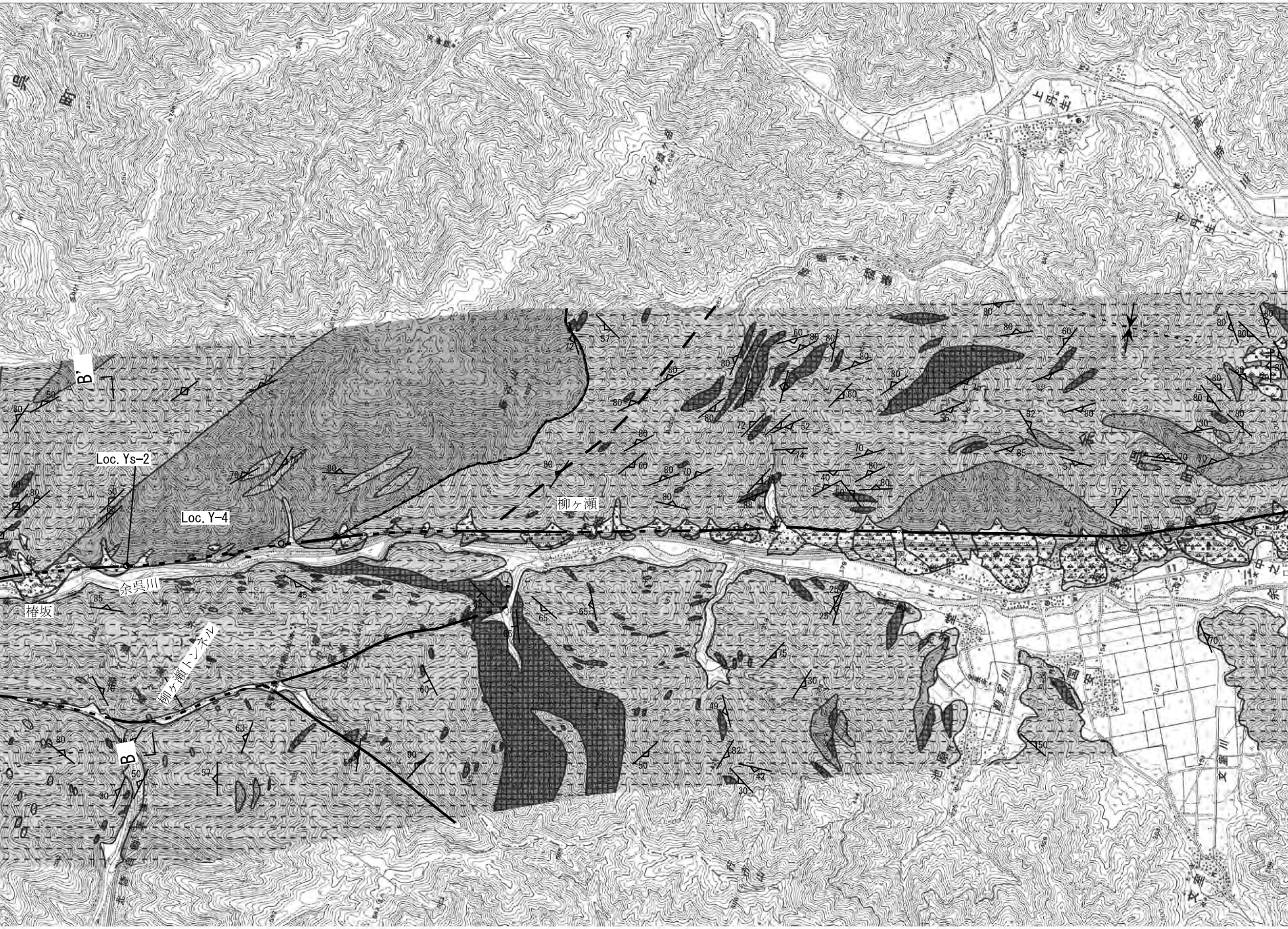
第1.3.68図　柳ヶ瀬断層　坂口付近の地形調査結果（Loc.Y-1）

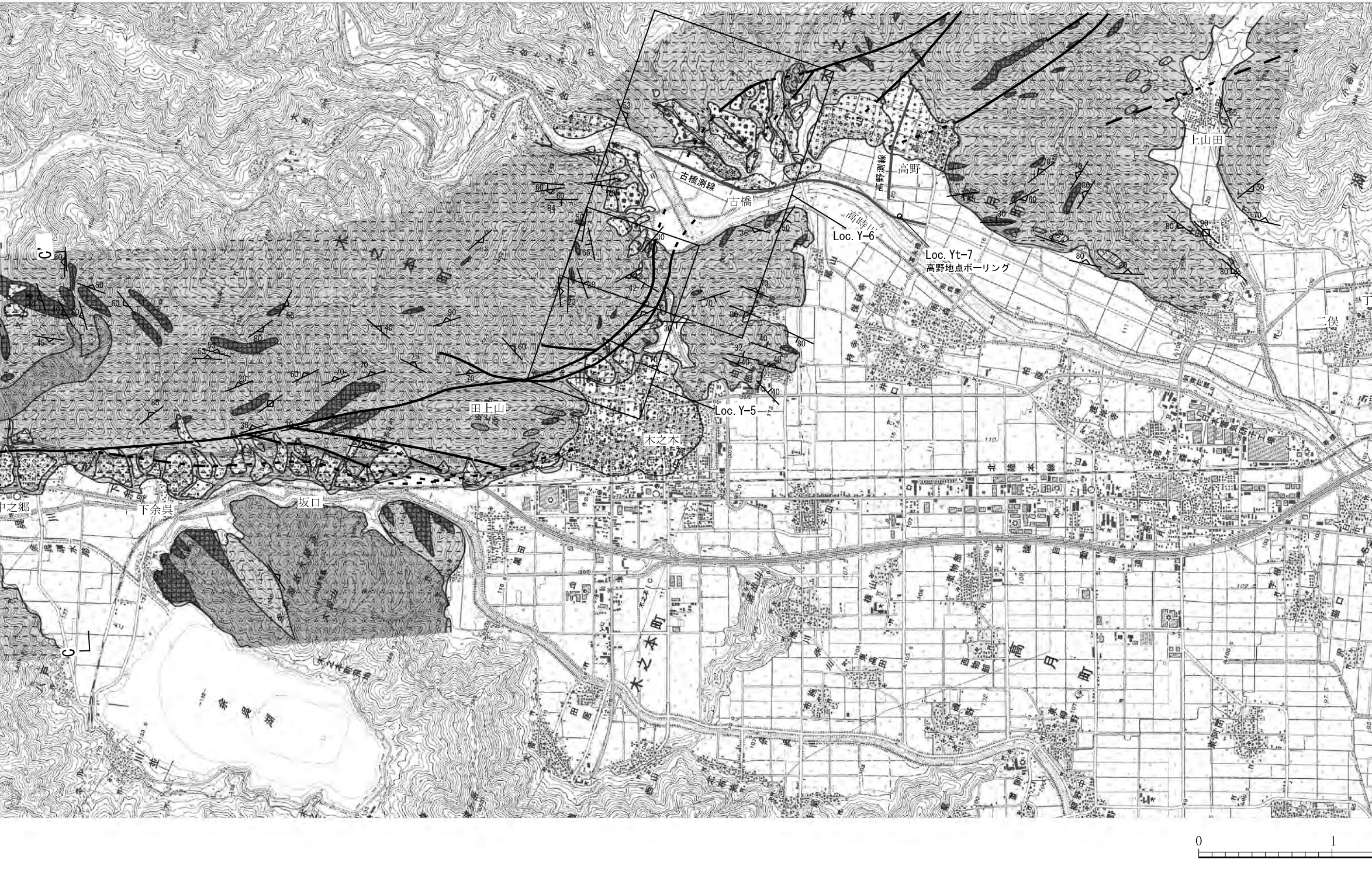


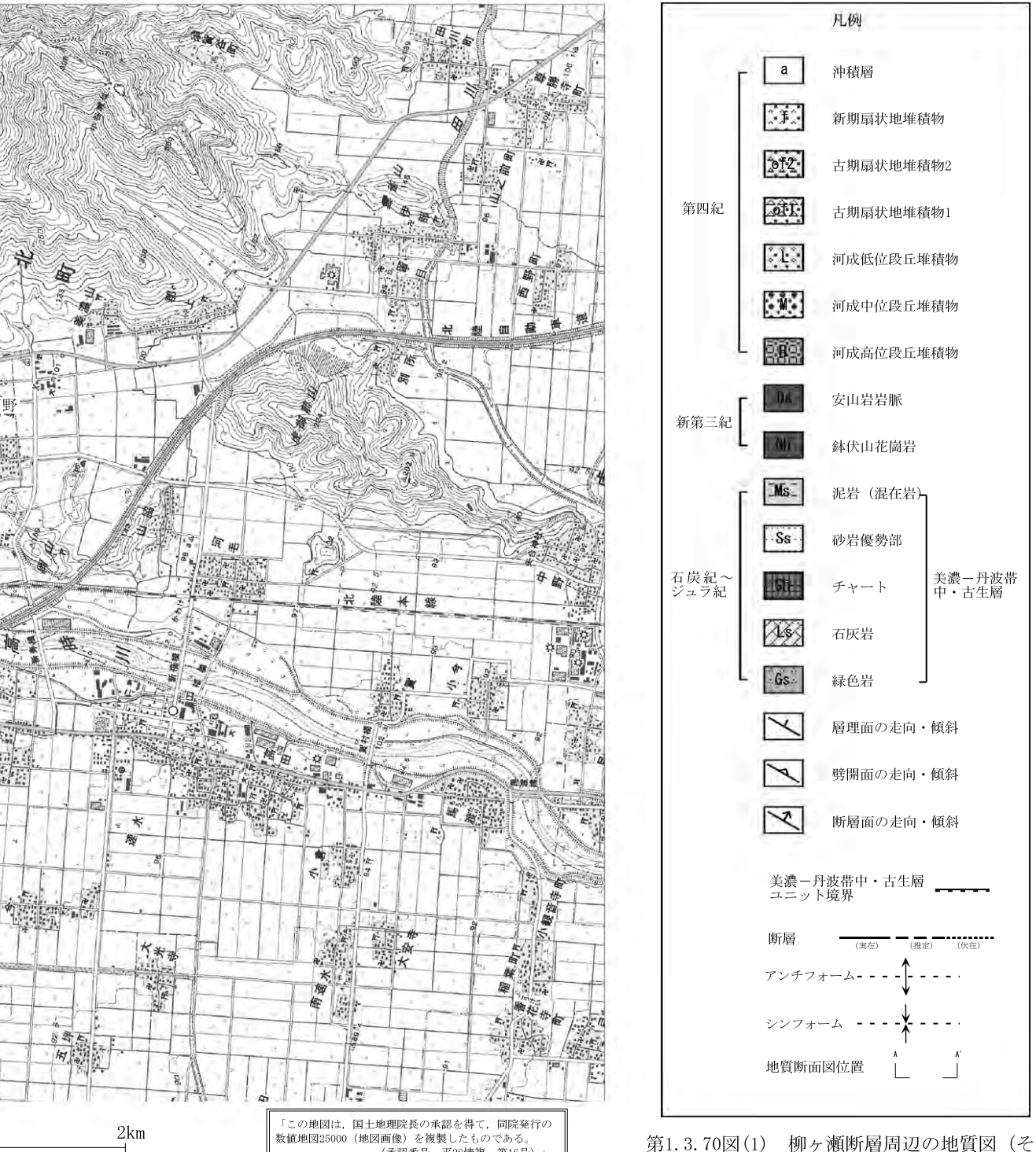
第 1.3.69 図　柳ヶ瀬断層南端付近　航空レーザー測量により作成した地形図


大桐
二ッ屋
板取
孫谷川
御所ヶ谷
山中峠
木の芽峠
Loc. Yt-1
Loc. Yt-2-1
Loc. Yt-2-2
Loc. Yt-2-3
Loc. Yt-3
Loc. Yt-4
Loc. Yt-5
敦賀市


A'
栃ノ木峠
高時川
Loc. Y-3
A
中河内
椿坂峠

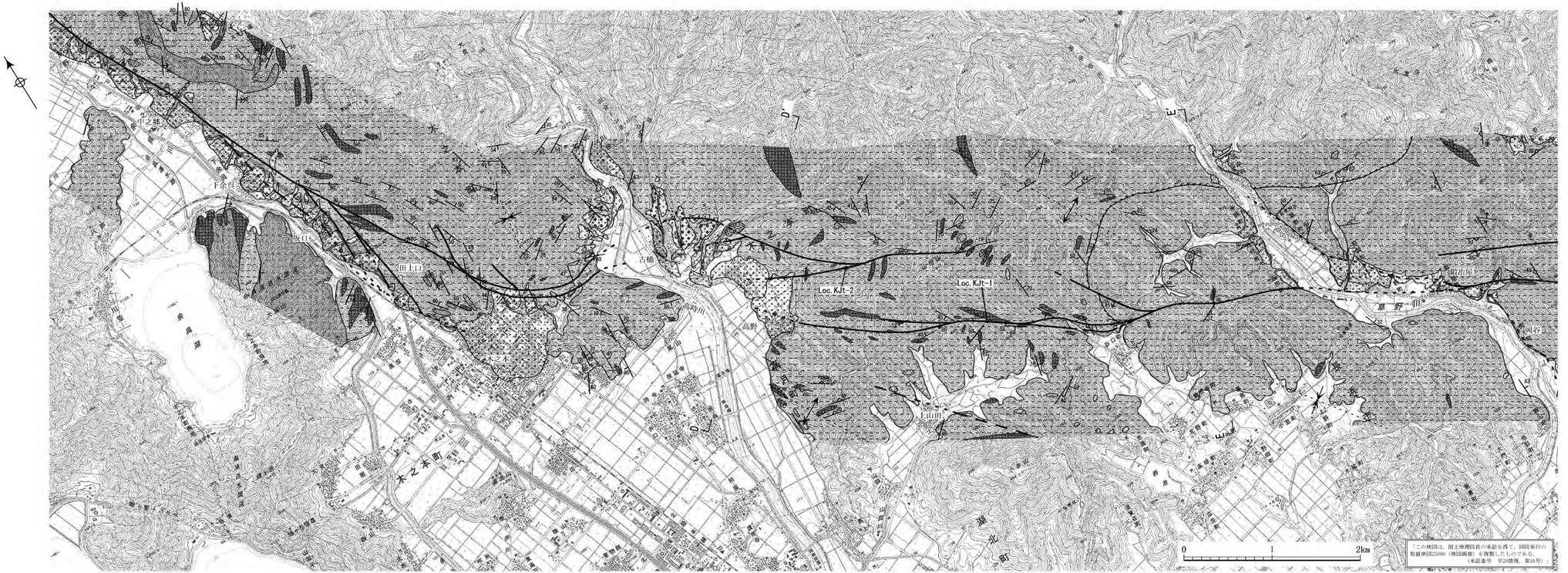

呉
町
上丹生
下丹生
七々頭ヶ岳
B'
Loc. Ys-2
Loc. Y-4
柳ヶ瀬
余呉川
椿坂
柳ヶ瀬トンネル
B
中之郷
国安
文室川


C'
古橋測線
古橋
高野測線
高野
上山田
高時川
Loc. Y-6
Loc. Yt-7
高野地点ボーリング
二俣
田上山
Loc. Y-5
木之本
中之郷
下余呉
坂口
木之本町
高月町
余呉湖
C
0
1


凡例
第四紀
a 沖積層
f 新期扇状地堆積物
of2 古期扇状地堆積物2
of1 古期扇状地堆積物1
L 河成低位段丘堆積物
M 河成中位段丘堆積物
H 河成高位段丘堆積物
新第三紀
Da 安山岩岩脈
Gr 鉢伏山花崗岩
石炭紀～ジュラ紀
Ms 泥岩（混在岩）
Ss 砂岩優勢部
Ch チャート
Ls 石灰岩
Gs 緑色岩
美濃－丹波帯中・古生層
層理面の走向・傾斜
劈開面の走向・傾斜
断層面の走向・傾斜
美濃－丹波帯中・古生層ユニット境界
断層
（実在）
（推定）
（伏在）
アンチフォーム
シンフォーム
地質断面図位置
A
A'
2km
高時川
北陸本線
北陸自動車道
田川
河毛
高田
小谷
大安寺
西野町
馬渡
雨森

「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

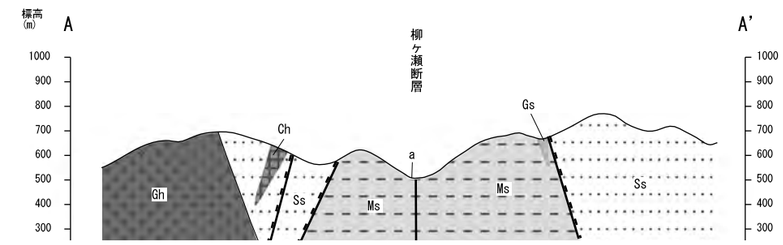
第1.3.70図(1)　柳ヶ瀬断層周辺の地質図（その1）

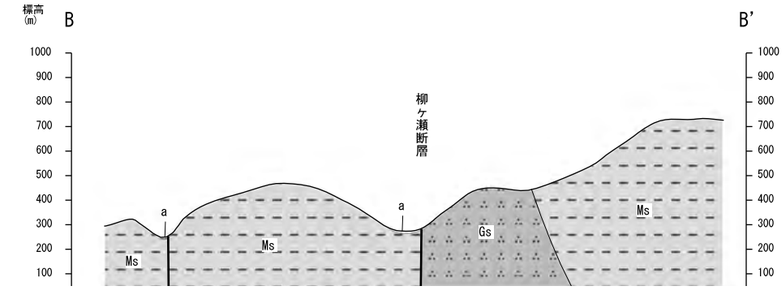


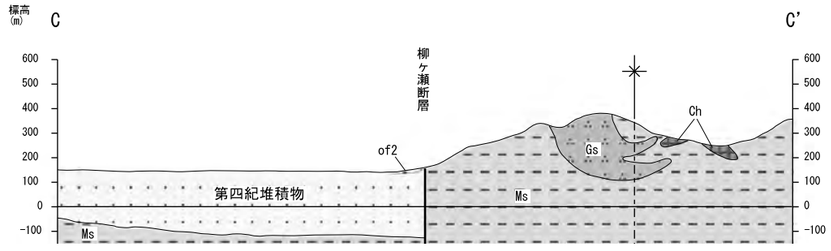
凡例

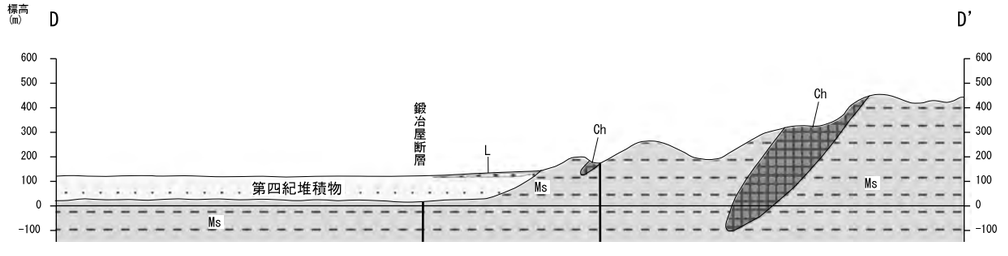
- 第四紀
  - a　沖積層
  - 3　新期扇状地堆積物
  - 2　古期扇状地堆積物2
  - 1　古期扇状地堆積物1
  - L　河成低位段丘堆積物
  - M　河成中位段丘堆積物
  - H　河成高位段丘堆積物
- 新第三紀
  - Dn　安山岩岩脈
- 石炭紀～ジュラ紀（美濃－丹波帯中・古生層）
  - Ms　泥岩（混在岩）
  - Ch　チャート
  - Ls　石灰岩
  - Gs　緑色岩
- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- 美濃－丹波帯中・古生層ユニット境界
- 断層（実線：確実，破線：推定，点線：伏在）
- アンチフォーム
- シンフォーム
- 地質断面図位置（A　A'）

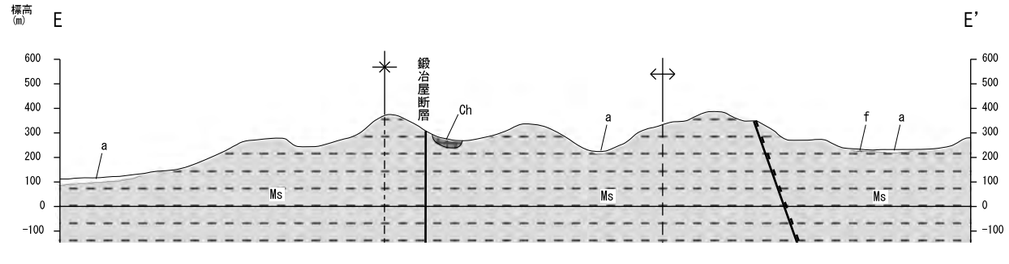
第1.3.70図(2)　柳ヶ瀬断層周辺の地質図（その2）

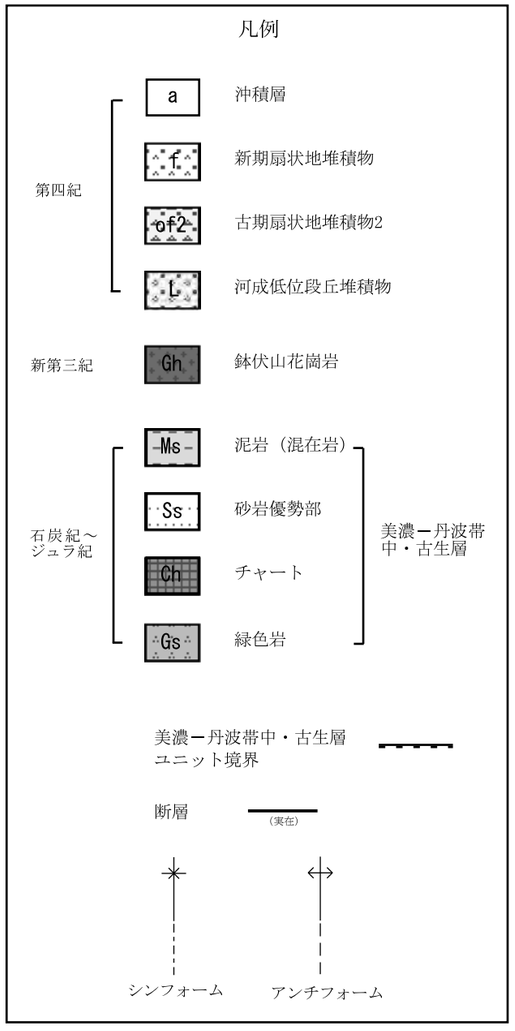




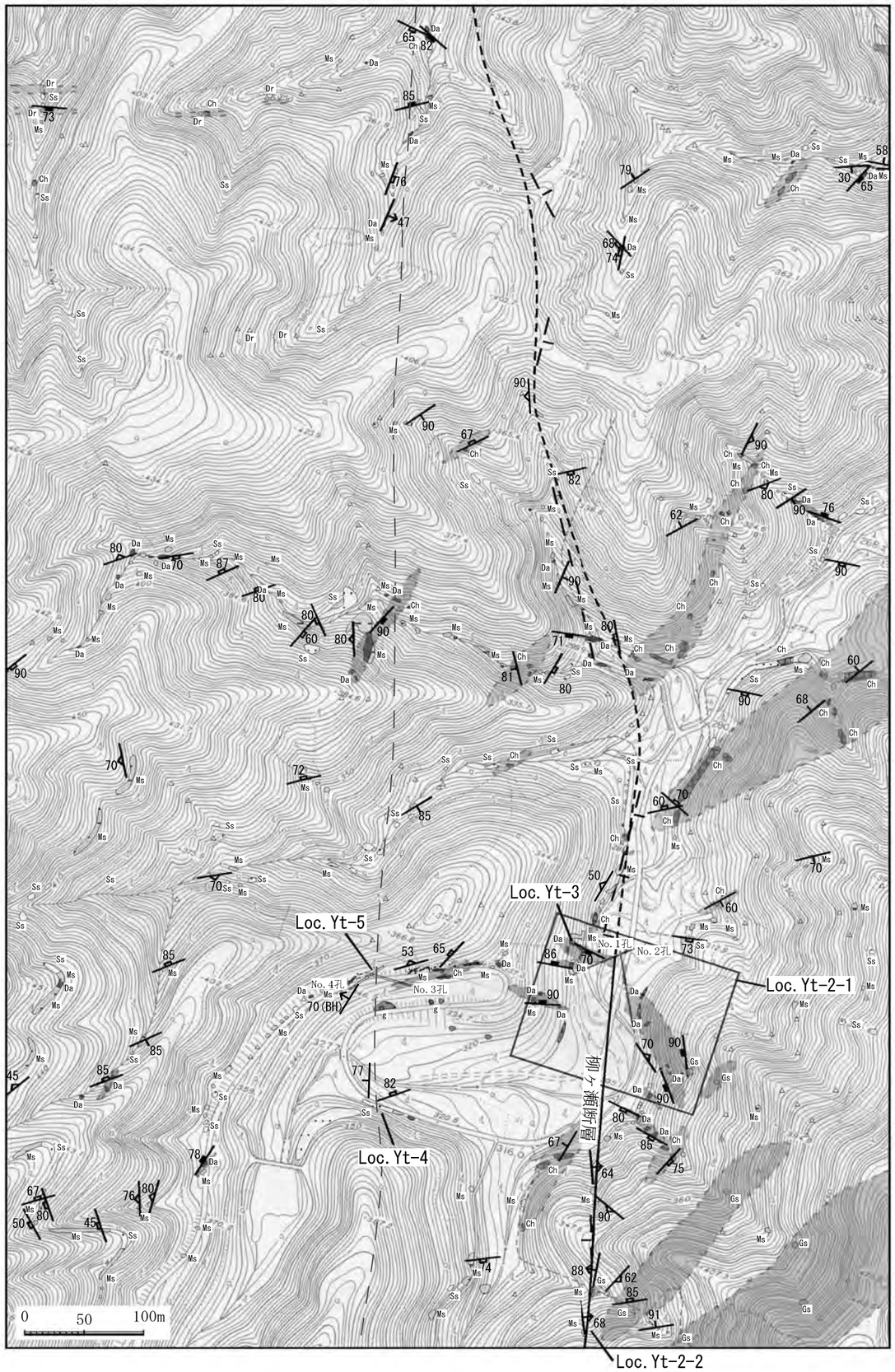


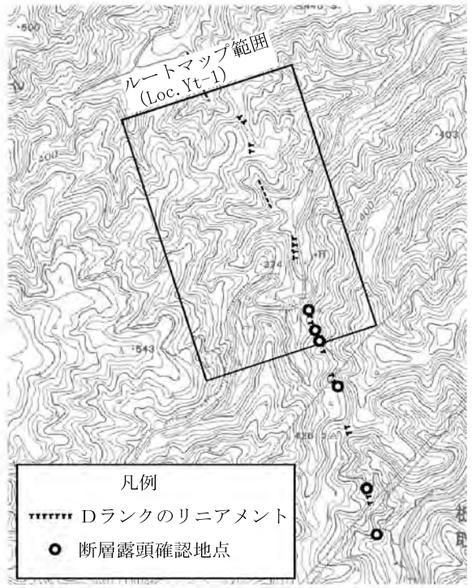






第1.3.71図　柳ヶ瀬断層周辺の地質断面図





「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。（承認番号　平28情複，第16号）」

凡例

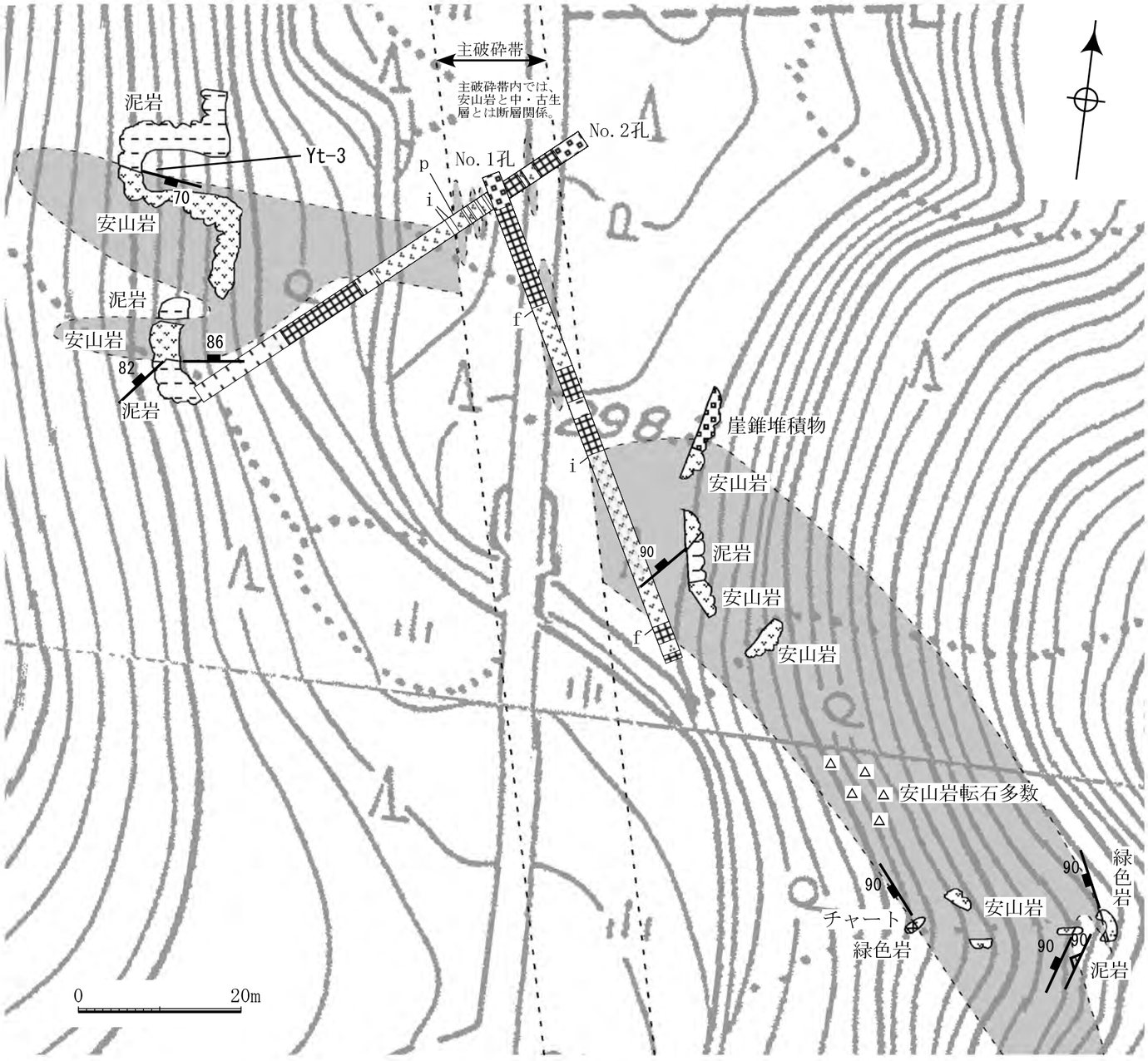
- 礫層
- 流紋岩岩脈
- 安山岩岩脈
- 砂岩
- 泥岩
- チャート～珪質泥岩
- 緑色岩
- 転石

美濃－丹波帯中・古生層

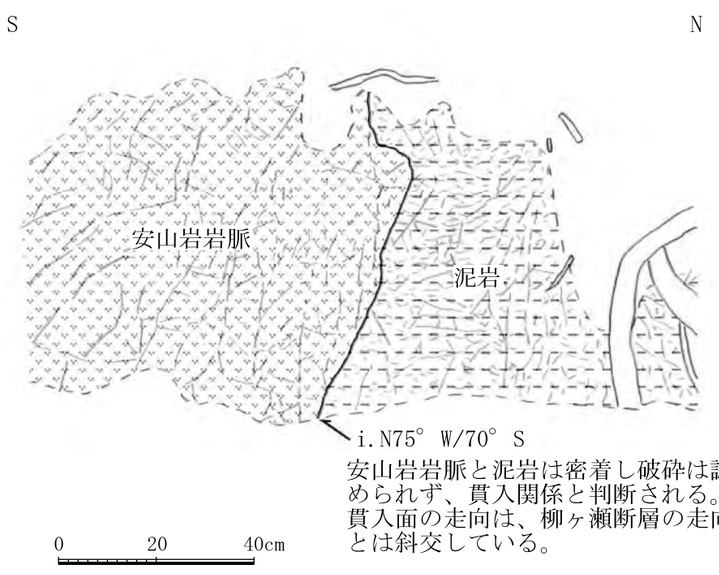
- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- 節理面の走向・傾斜
- 貫入面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- 断層（実在）（推定）
- 「活断層詳細デジタルマップ」の活断層
- Dランクのリニアメント
- No. 1孔 ボーリング

走向・傾斜の(BH)はボアホールカメラによる計測結果

第1.3.72図　柳ヶ瀬断層　二ッ屋南西方付近のルートマップ（Loc. Yt-1）



(a)　拡大ルートマップ（Loc.Yt-2-1）



安山岩岩脈と泥岩は密着し破砕は認められず、貫入関係と判断される。貫入面の走向は、柳ヶ瀬断層の走向とは斜交している。

(b) 露頭スケッチ（Yt-3）

凡例

- 崖錐堆積物
- 安山岩岩脈
- 泥岩卓越部
- チャート
- 緑色岩

（美濃-丹波帯 中・古生層）

- 劈開面の走向・傾斜
- 貫入面の走向・傾斜

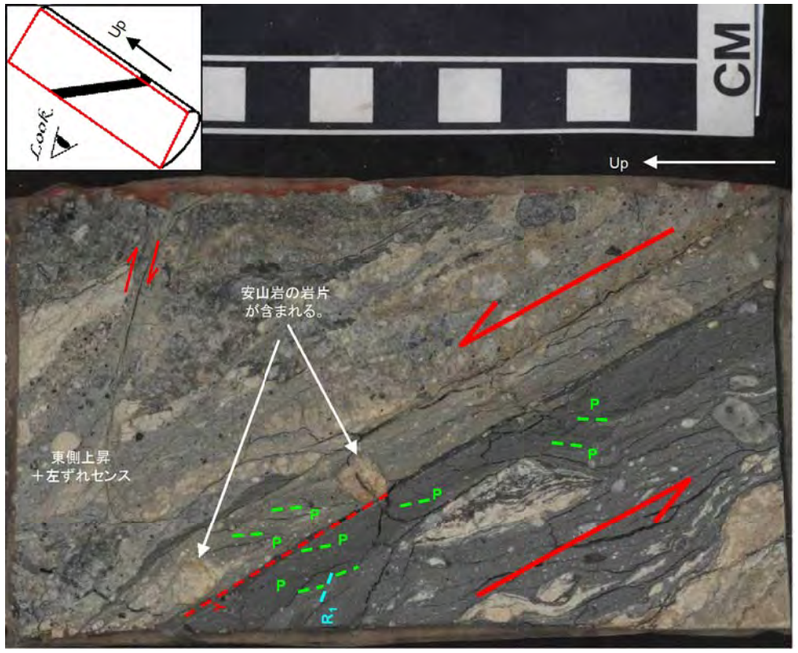
i.N75° W/70° S：貫入面の走向/傾斜（偏角未補正）

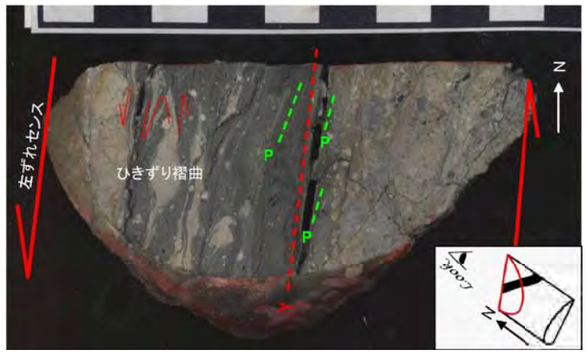
ボーリングコアにおける安山岩と中・古生層との境界のうち、「i」は貫入関係、「f」は断層関係、記号の無いものは関係不明を示す。

「p」は研磨片観察コア試料採取位置

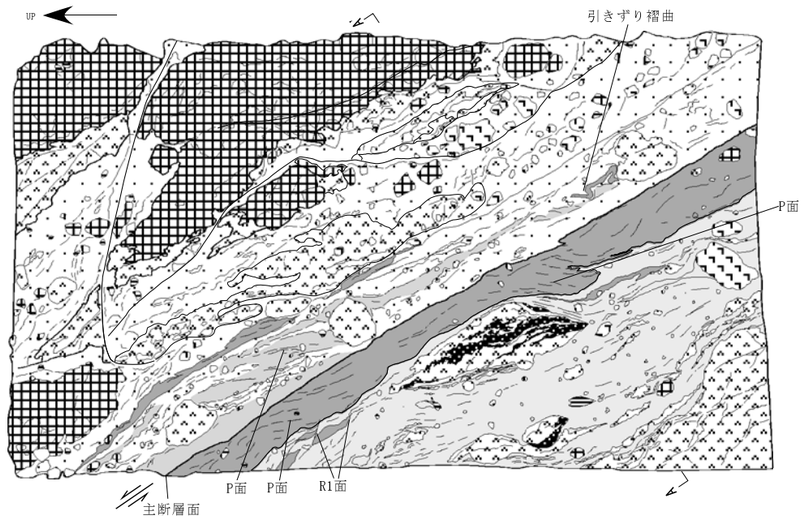
ボーリング調査の結果、露頭間の地下に安山岩が分布しているが、幅約15mの断層破砕帯が認められ、安山岩も変位・変形を受けており、安山岩貫入後の柳ヶ瀬断層による変位・変形を否定できない。

第1.3.73図　柳ヶ瀬断層　二ッ屋南西方付近の拡大ルートマップ（Loc.Yt-2-1）及び露頭スケッチ（Loc.Yt-3）

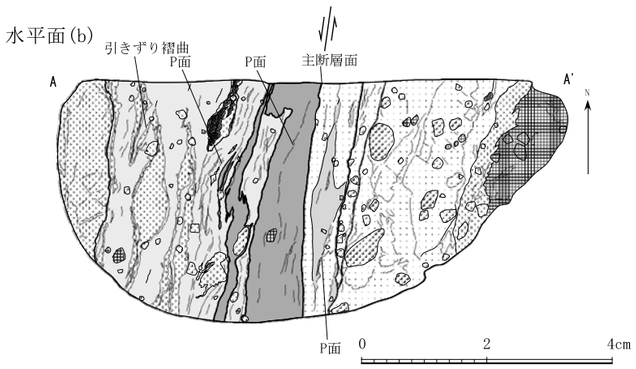


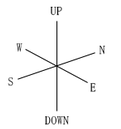


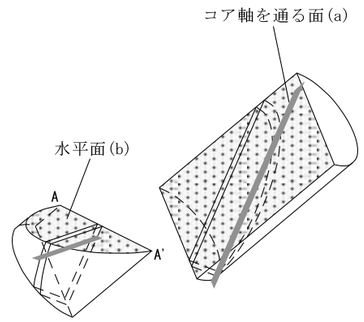
コア軸を通る面(a)



水平面(b)







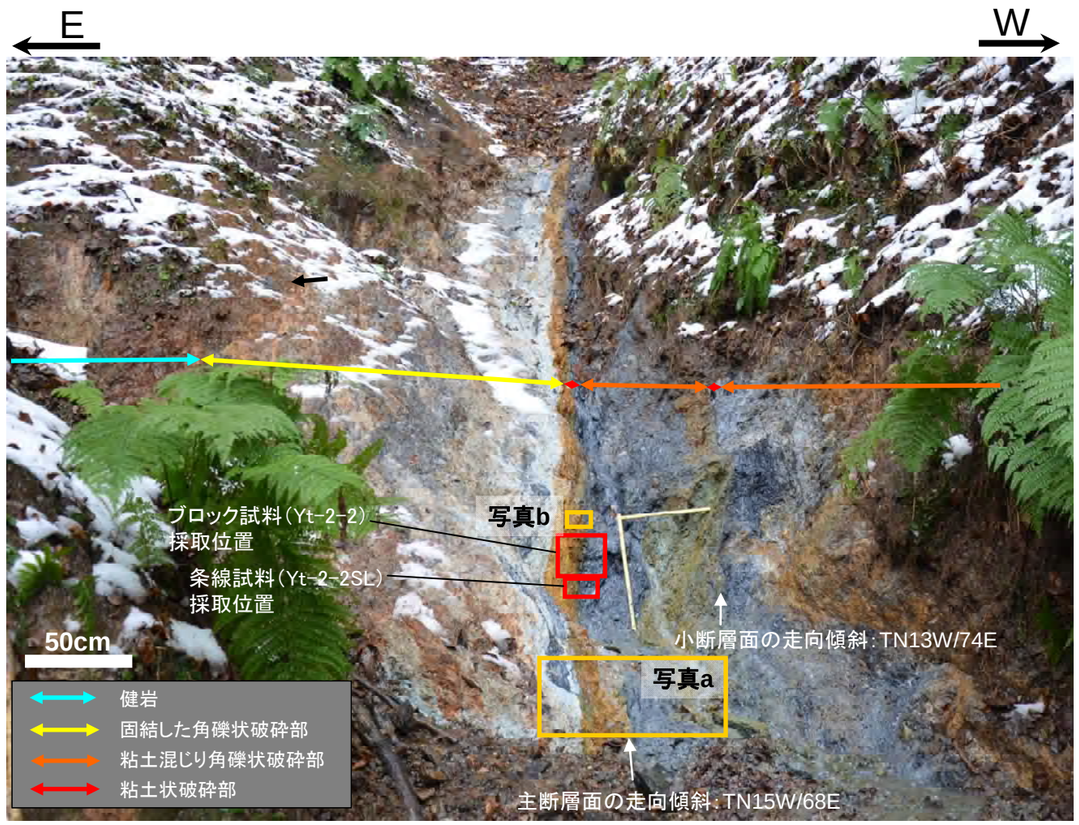
ボーリングの掘削方向は、方位S60° W、傾斜下向き45°

凡例

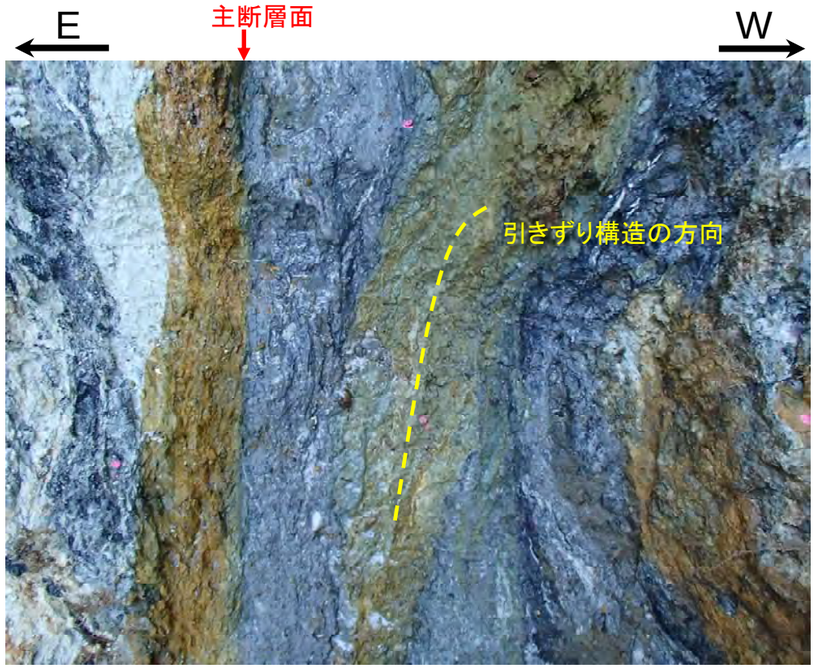
- 暗灰色粘土状破砕部
- 灰色シルト状破砕部
- 緑灰色シルト状破砕部
- オリーブ灰色シルト状～砂状破砕部
- 安山岩（変質）の砂礫状破砕部及び破砕岩片
- 安山岩珪化部の砂礫状破砕部及び破砕岩片
- 石英（主にチャート）の砂礫状破砕部及び破砕岩片
- 泥岩の破砕岩片
- 安山岩中の黄鉄鉱

ボーリングNo.2孔の25.85m付近には縞状構造を有する粘土状～シルト状破砕部が認められ、断層面の向きを柳ヶ瀬断層の向きと仮定し、せん断センスの検討を行った。粘土状～シルト状破砕部の葉片状構造（P面）は、主断層面に対して時計回りに約20° 程度斜交する部分が多く認められる。また、一部で葉片状構造を左ずれに変位させ、主断層面に対して反時計回りに約40° 程度斜交するせん断面（R1面）及び左ずれを示す引きずり褶曲が認められる。これらの特徴から、粘土状～シルト状破砕部には左横ずれ成分が含まれることを否定できない。

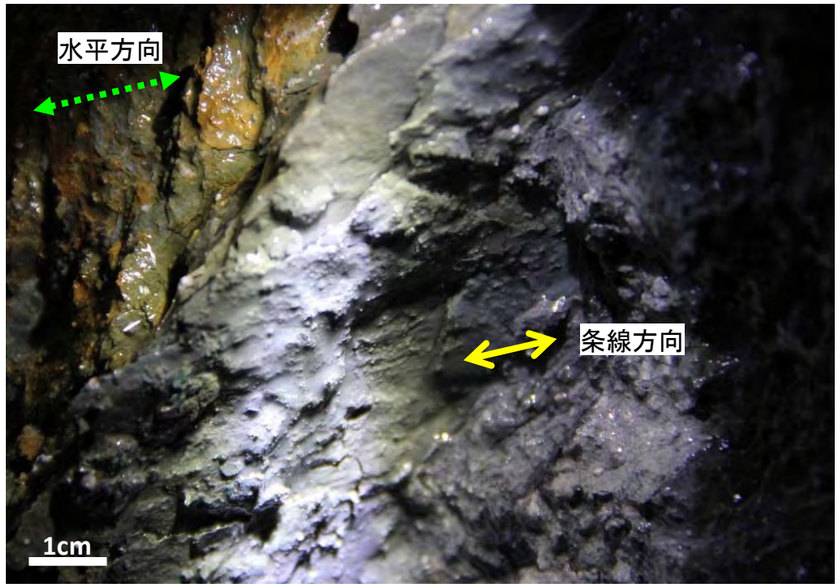
第1.3.74図　柳ヶ瀬断層　二ッ屋南西方付近のボーリングコアの破砕部　研磨片写真及びスケッチ（Loc.Yt-2-1）



破砕帯の幅は約3m以上であり、破砕帯は固結した角礫状破砕部、粘土状破砕部及び粘土混じり角礫状破砕部から構成される。
各断層岩の幅：固結した角礫状破砕部（約2m）、粘土状破砕部（主断層面沿い：約2cm、小断層面沿い：数mm）、粘土混じり角礫状破砕部（断層面に挟まれたゾーン：約70cm、露頭西端：約40cm以上）。固結した角礫状破砕部は主断層面に近づくにつれ、剪断構造が顕著になる。断層面に挟まれた粘土混じり角礫状破砕部は左横ずれ成分を示す変形指標が顕著である。露頭西端の粘土混じり角礫状破砕部は変形指標は不明瞭であり、小断層面近傍ほど粘土化が激しい。



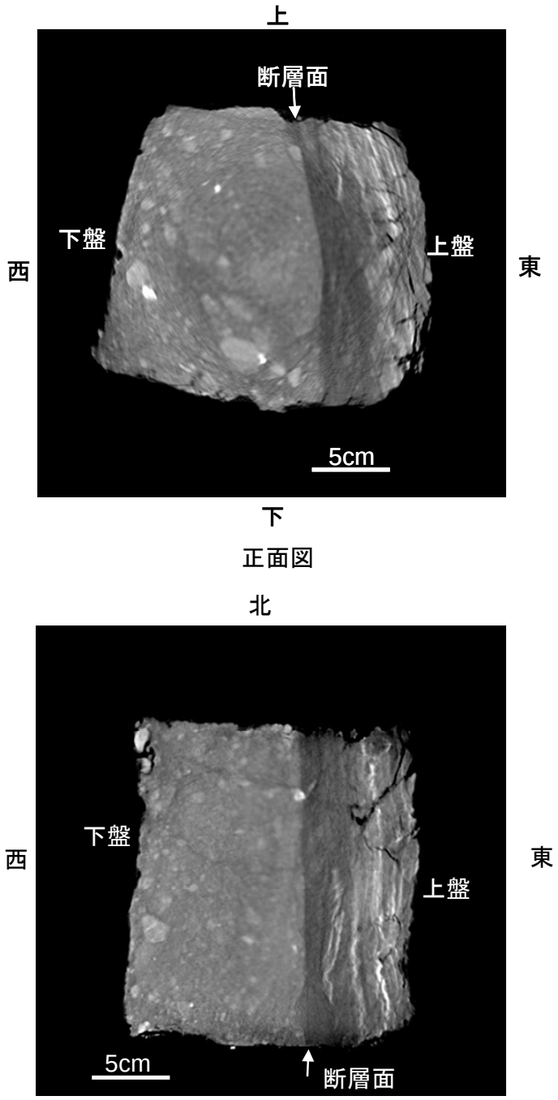
写真a：断層面に挟まれた粘土混じり角礫状破砕部中には左横ずれ成分を示す引きずり構造が顕著である。



写真b：主断層面上に水平の条線が認められる。観察面は上盤下面である。

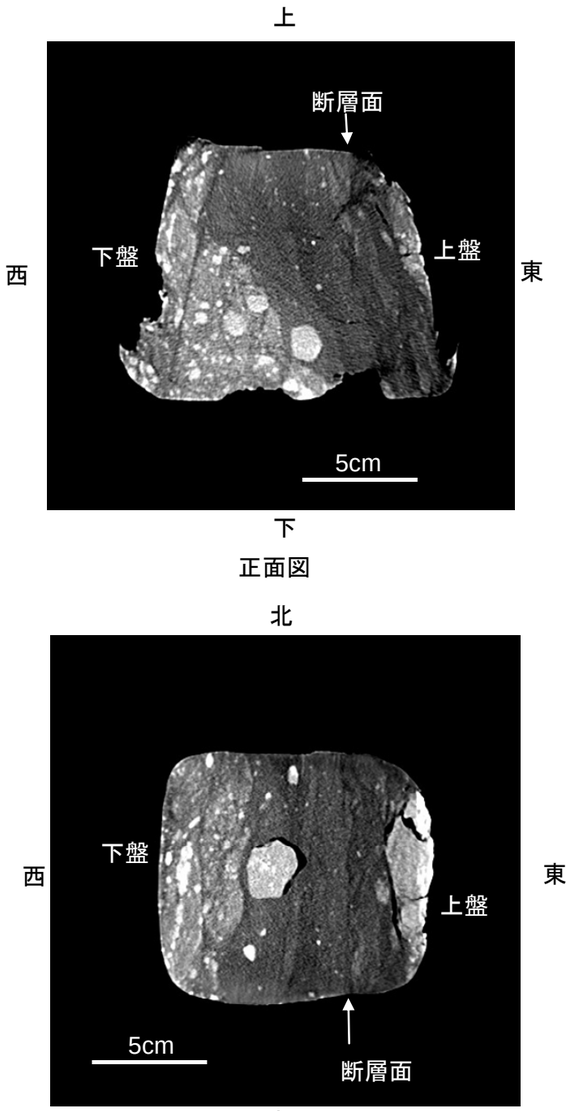
第 1.3.75 図　柳ヶ瀬断層　二ツ屋南西方付近の剥ぎ取り箇所の露頭写真（Loc.Yt-2-2）

CT画像(Yt-2-2)



本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

CT画像(Yt-2-2SL)

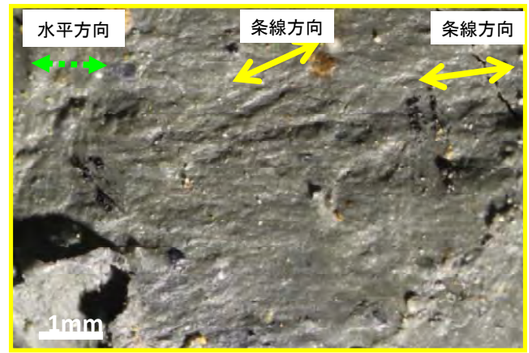


※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

条線観察(Yt-2-2SL)



下盤上面



最新面の状況

断層面の走向

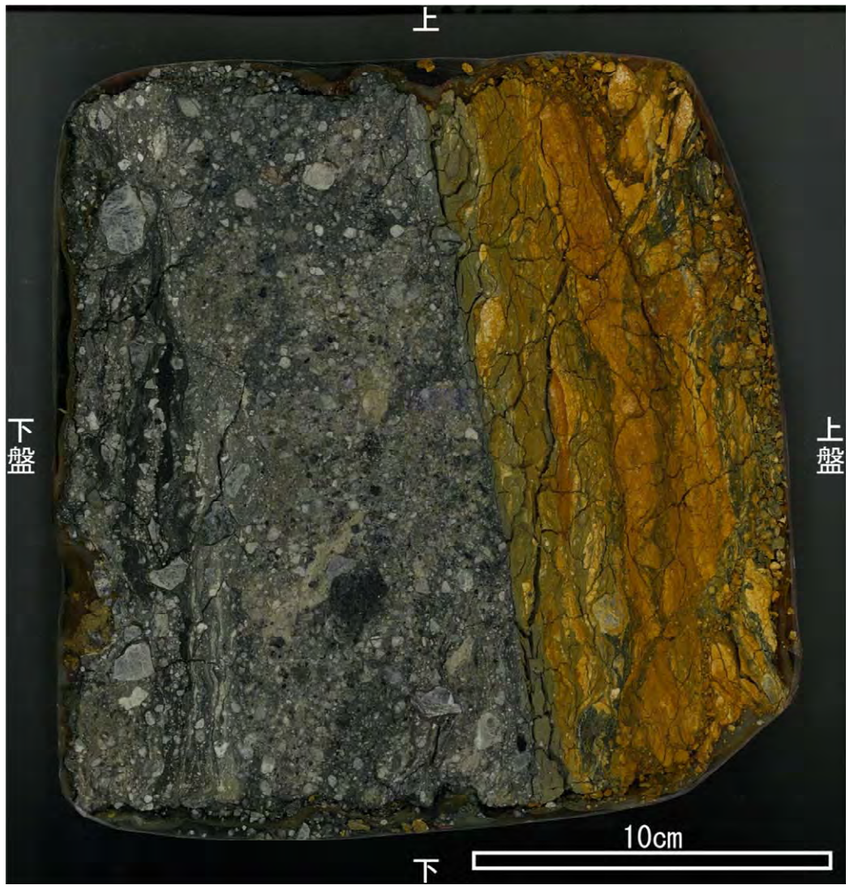
条線の方向(5° SE)

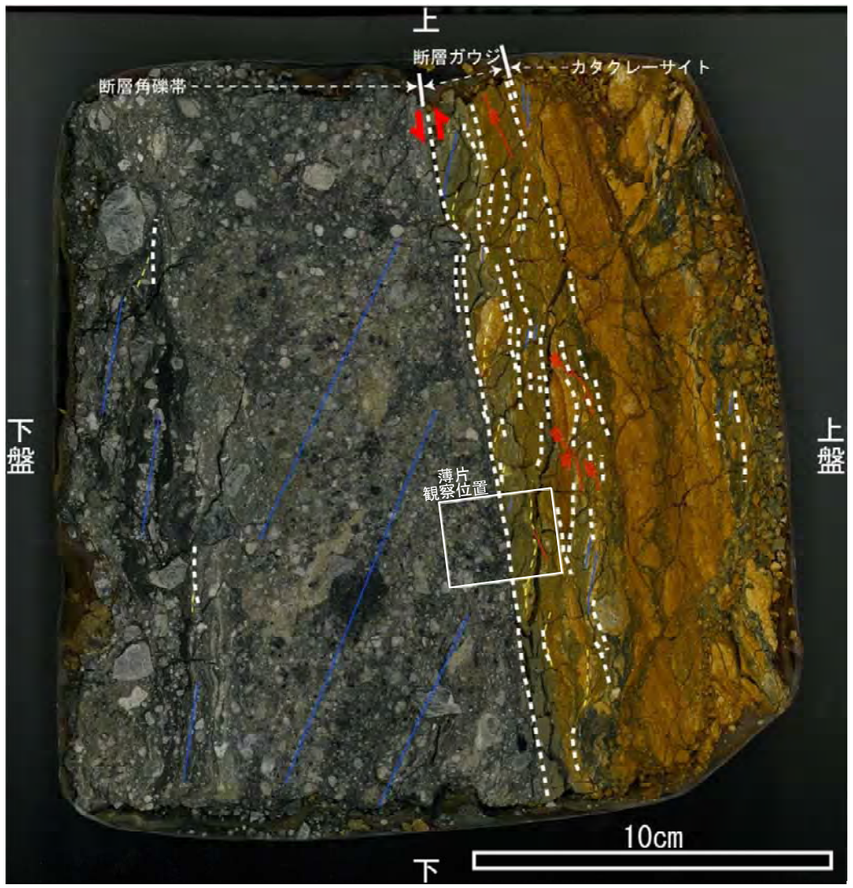
やや不明瞭・センス不明
20° SEの条線は5° SEの条線に切られる。

断層面の走向傾斜:TN1W/84E
縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:左
ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。
この断層面は直線性に富み、微小断層面や層状構造などの顕著な面構造を伴う。
この断層面に沿う幅3cm程度で密度が低下する。
以上のことから、この断層面を最新活動面に認定する。

断層面の走向傾斜:TN1W/84E
縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:左
ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。
この断層面は直線性に富み、微小断層面や層状構造などの顕著な面構造を伴う。
この断層面を境に、低密度部がブロック東側に分布する。

第 1.3.76 図　柳ヶ瀬断層　二ツ屋南西方付近の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. Yt-2-2）

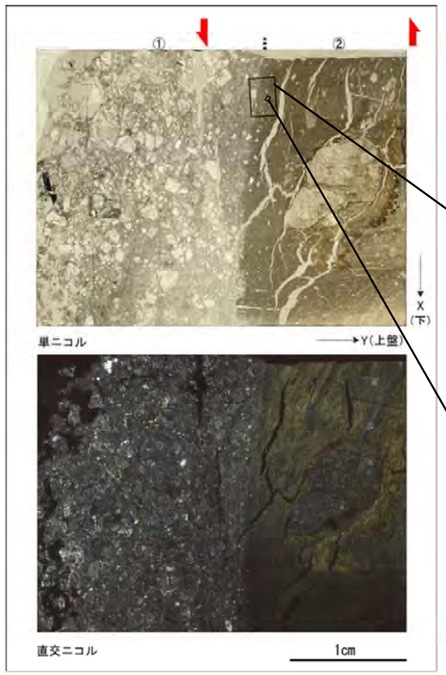


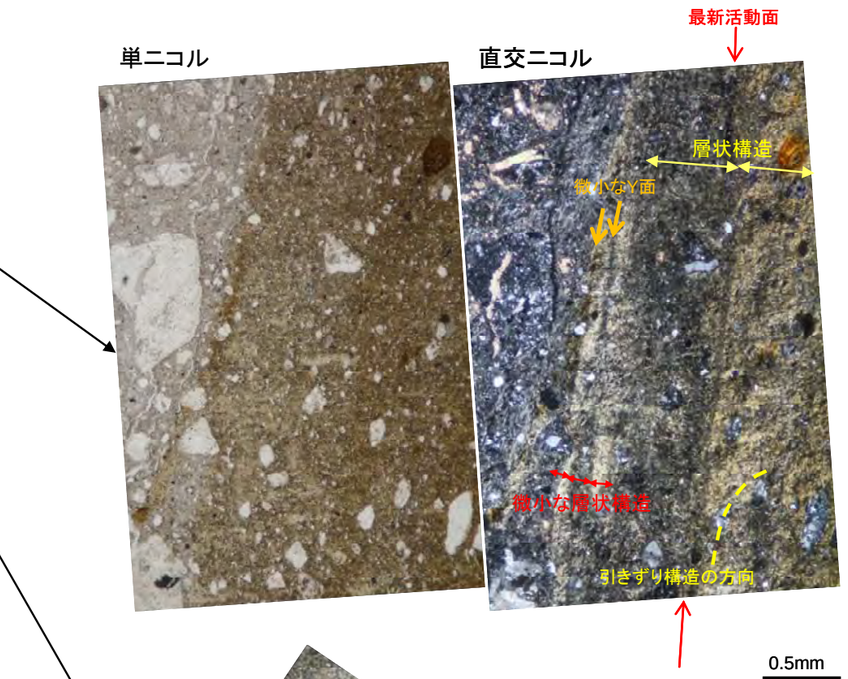


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

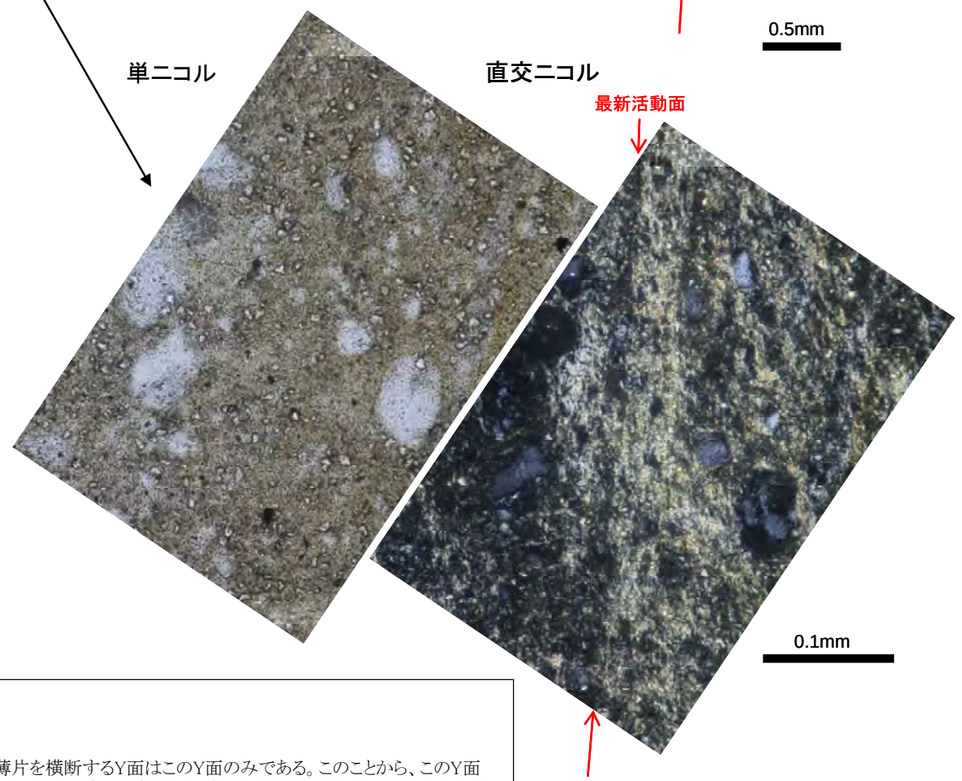
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には断層ガウジやカタクレーサイト、断層角礫帯が認められる。
・研磨片を横断するY面が断層ガウジと断層角礫帯の境界近傍に認められる。このY面以外のY面は、いずれも連続性に欠ける。
　断層ガウジ中には軽微な層状構造と多数の微小な断層が発達している。
・左横ずれセンスを示す変形指標が顕著に認められる。

第 1.3.77 図　柳ヶ瀬断層　二ツ屋南西方付近の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.Yt-2-2）





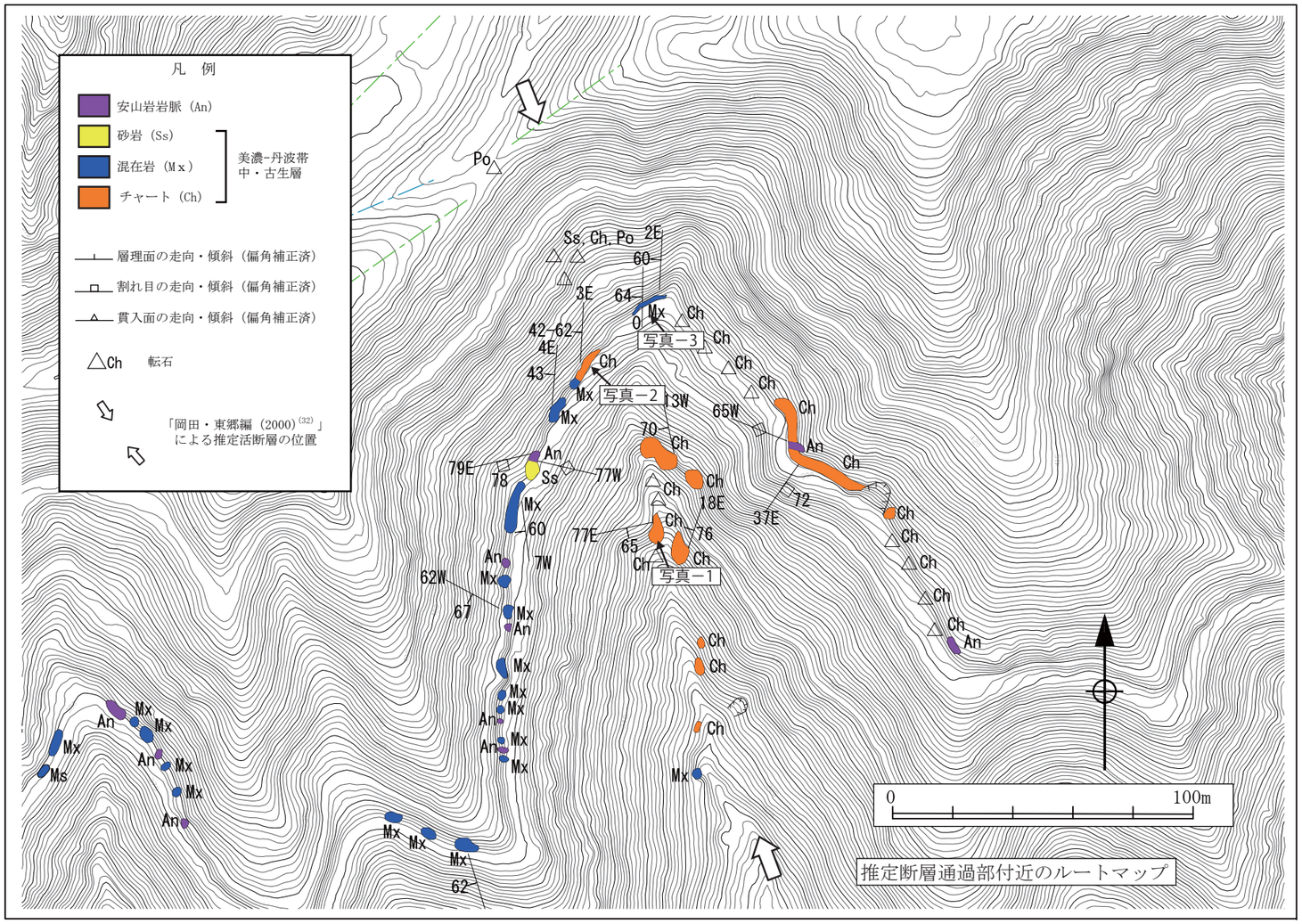
・連続性・直線性に富む最新面に沿って、左横ずれ逆断層センスを示す引きずり構造が認められる。
・層状構造が認められる。
・微小なY面に沿って、微小な層状構造が認められる。

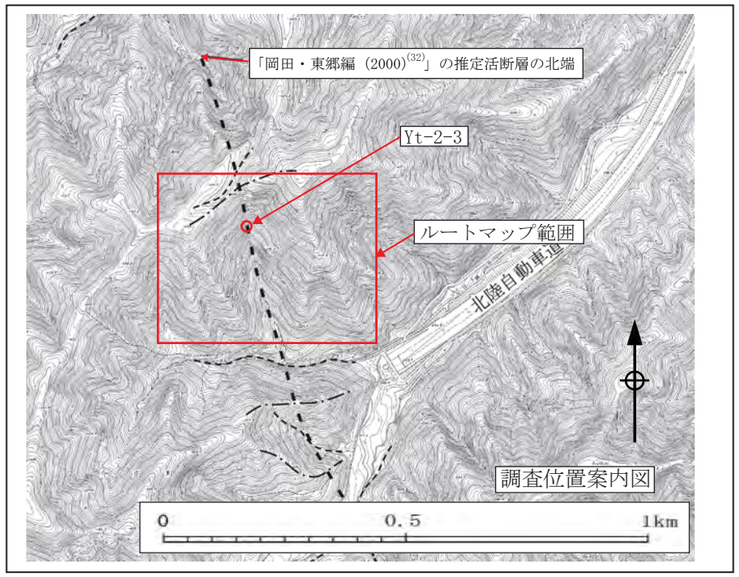


・最新活動面に沿う粘土鉱物の晶出は認められない。

薄片観察結果
・分帯：①断層角礫帯、②断層ガウジ
・分帯はテクスチャーに基づく。
・①と②の境界近傍に②を横断する1条のY面が認められ、このY面は直線性に富む。薄片を横断するY面はこのY面のみである。このことから、このY面が最新活動面であると考えられる。最新活動面に平行に分布する微小なY面が数条認められる。②や、②近傍の①、最新活動面近傍に左横ずれ逆断層センスを示す変形指標が認められる。
・①：フラグメントは主に石英や方解石からなる。石英の多くはポリクウォーツ化しており、波動消光しているものも認められる。一部のフラグメントはセリサイト化が激しい。フラグメントは②近傍ほど細粒化する。マトリックスは細粒砕屑物と細粒な粘土鉱物からなる。
・②：フラグメントは石英、斜長石からなり、一部でセリサイトを含む。フラグメントのほとんどがカタクレーサイト起源である。マトリックスは細粒の粘土鉱物からなる。2層程度の層状構造が認められる。さらに、微小なY面に沿って、微小な層状構造が形成される。

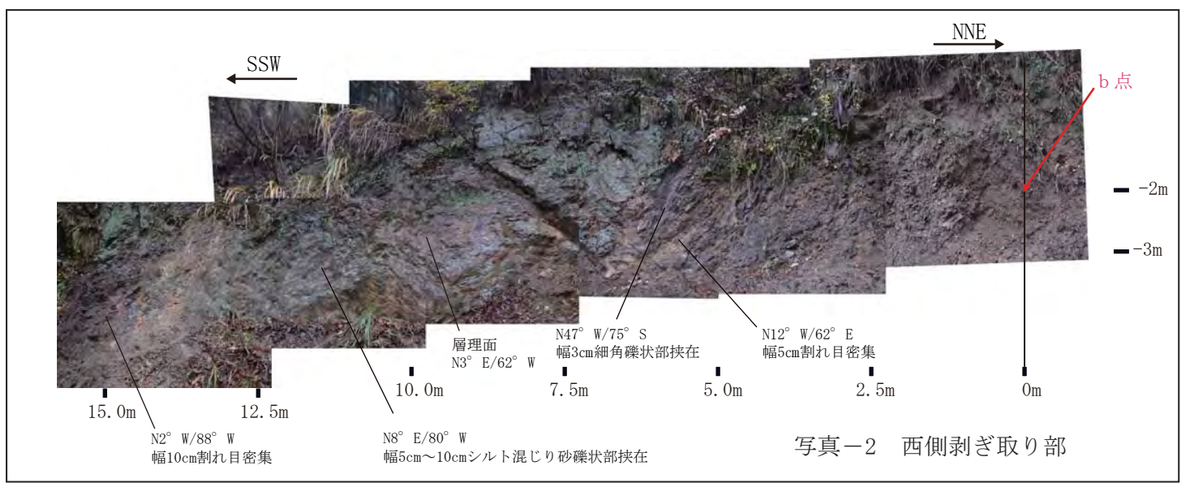
第 1.3.78 図　柳ヶ瀬断層　二ツ屋南西方付近の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Yt-2-2）



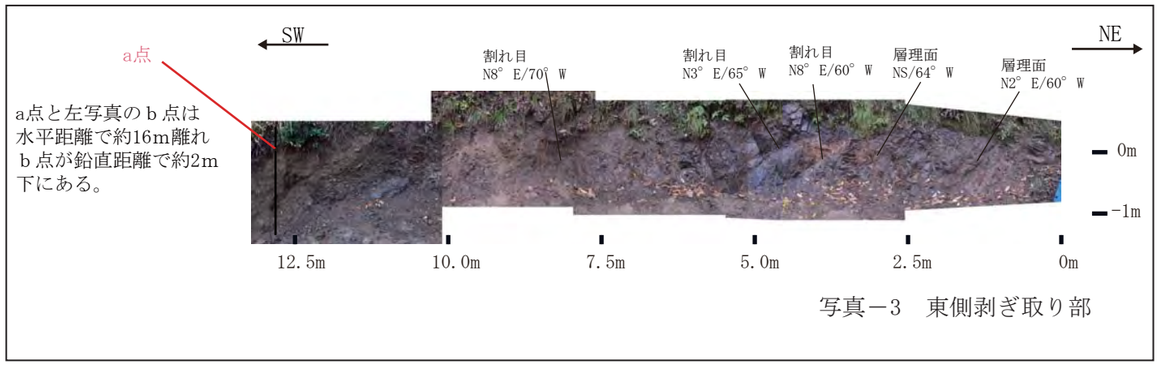




写真－1　推定断層通過部付近の谷底部
チャートの健岩が分布する



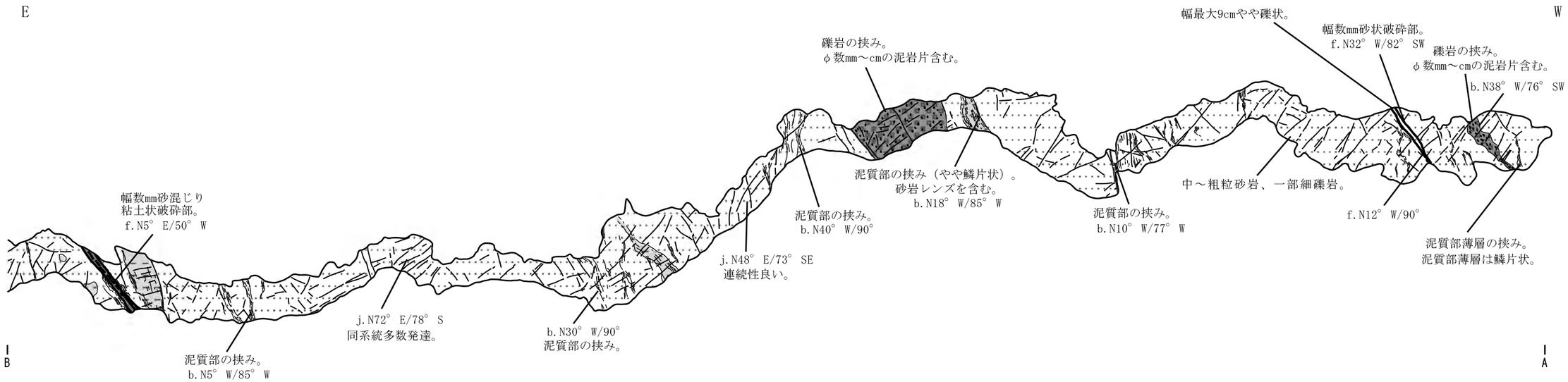
写真－2　西側剥ぎ取り部

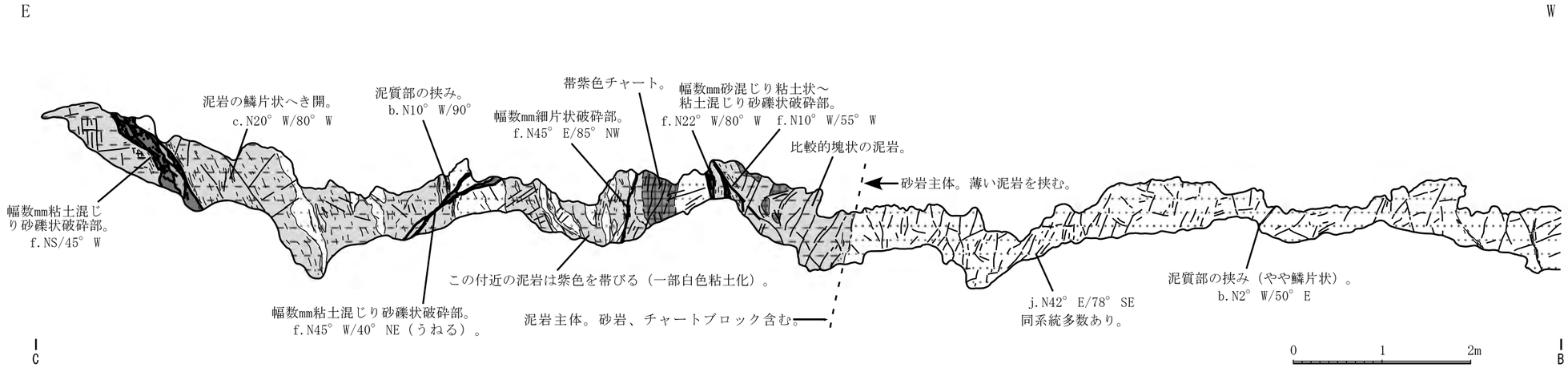


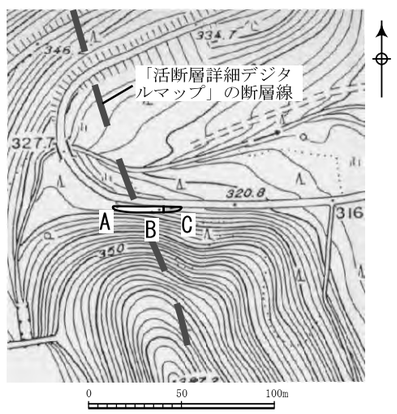
写真－3　東側剥ぎ取り部

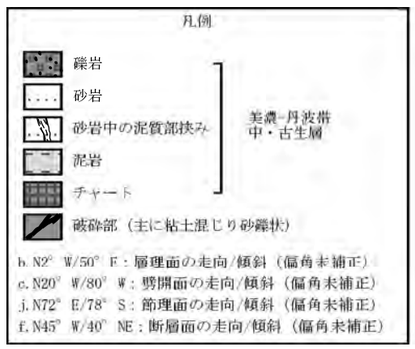
「岡田・東郷編（2000）[32]」による推定活断層の通過部付近の谷底部には、美濃-丹波帯中･古生層のチャートの健岩が分布する(写真-1)。推定活断層通過部の林道沿いで実施した剥ぎ取り調査(Loc. Yt-2-3)(写真-2、写真-3)では、美濃-丹波帯中･古生層の混在岩およびチャートの健岩を確認した。混在岩およびチャートには、破砕帯は見られない。

第1.3.79図　柳ヶ瀬断層　二ツ屋西方付近のルートマップ及び露頭写真（Loc. Yt-2-3）



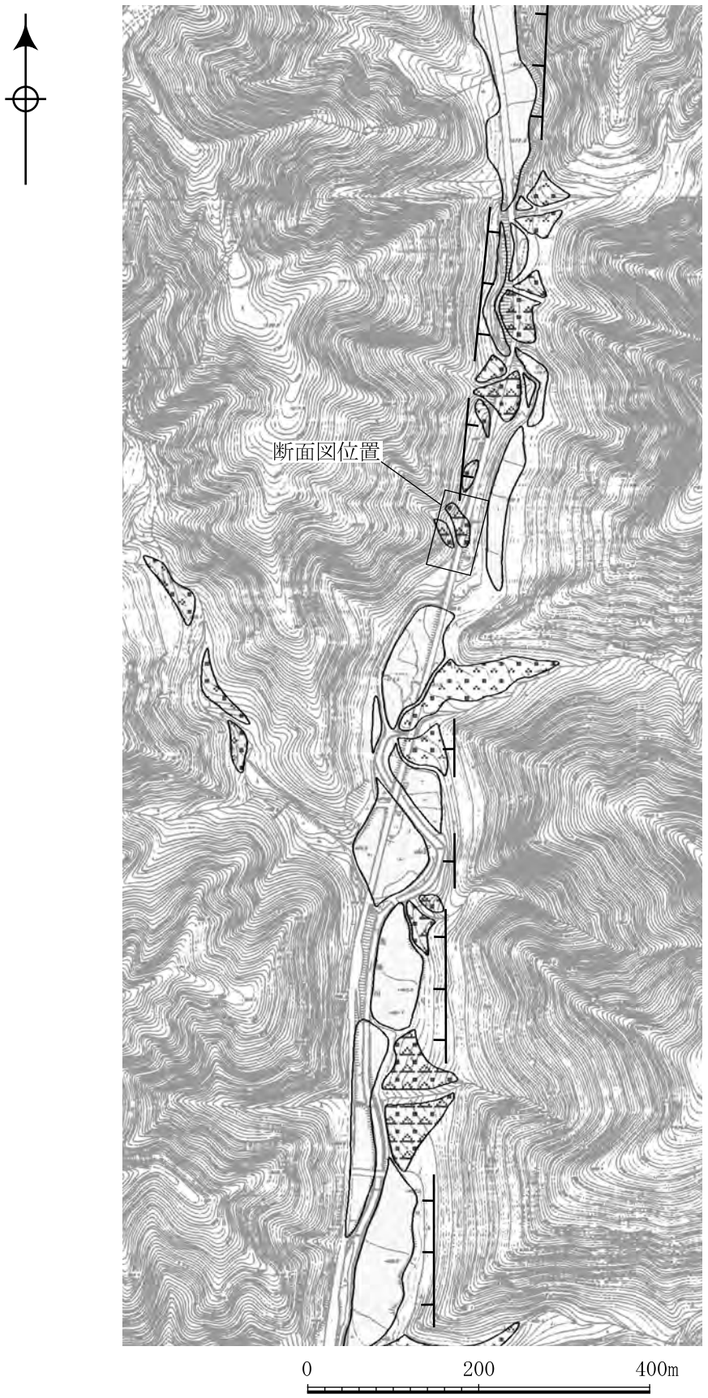


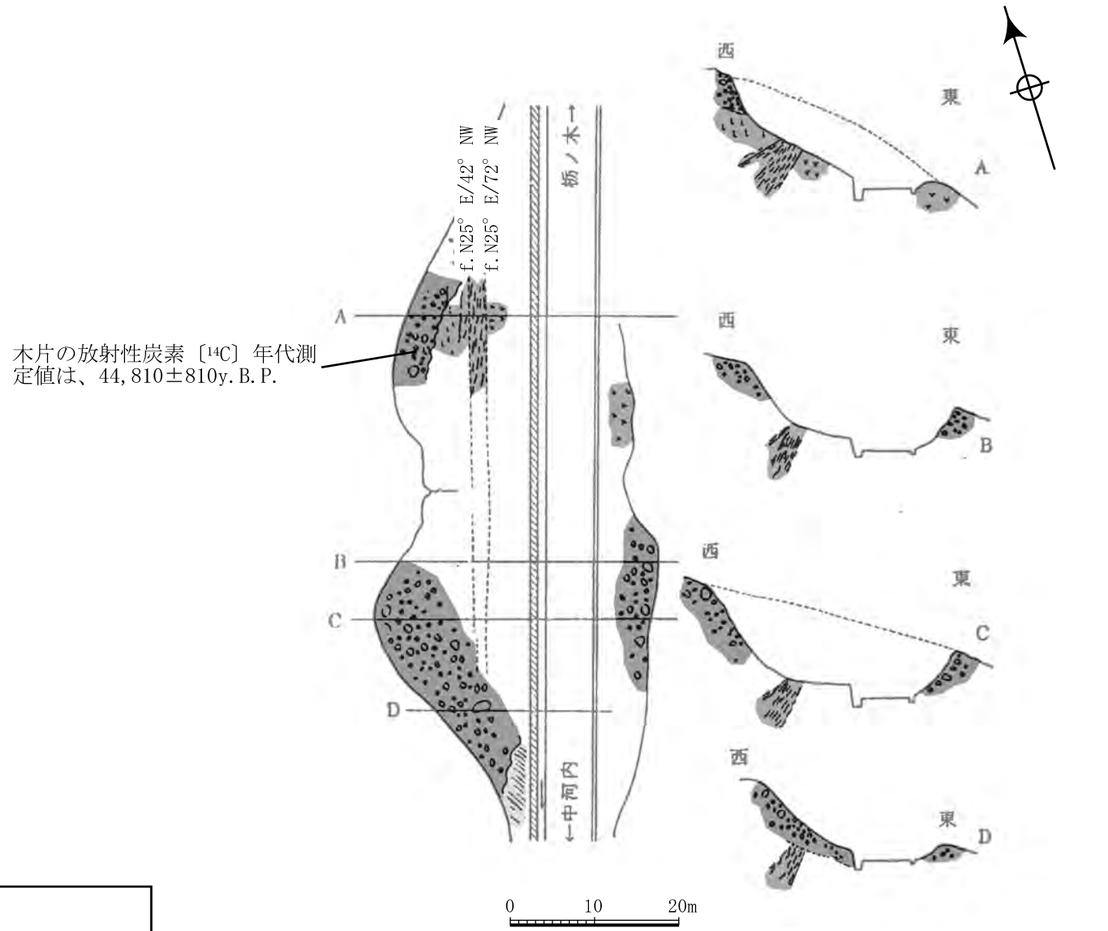




「活断層詳細デジタルマップ」の推定活断層を横断する林道法面において、剥ぎ取り調査を実施し、約40m間に岩盤が連続して露出した。岩盤は美濃-丹波帯の中・古生層の砂岩及び混在岩（泥岩を主体とし、チャート等のブロック～レンズを含む。）からなる。これら岩盤中には小規模な破砕帯が数箇所で認められた。破砕帯の走向は概ねリニアメント方向と一致するものが多いが、破砕帯は膨縮、湾曲し、活断層の破砕帯に特徴的な明瞭な面構造のある粘土状破砕部、連続性の良い平面的な断層面は認められない。

第1.3.80図　柳ヶ瀬断層　二ッ屋南西方の露頭スケッチ（Loc.Yt-4）





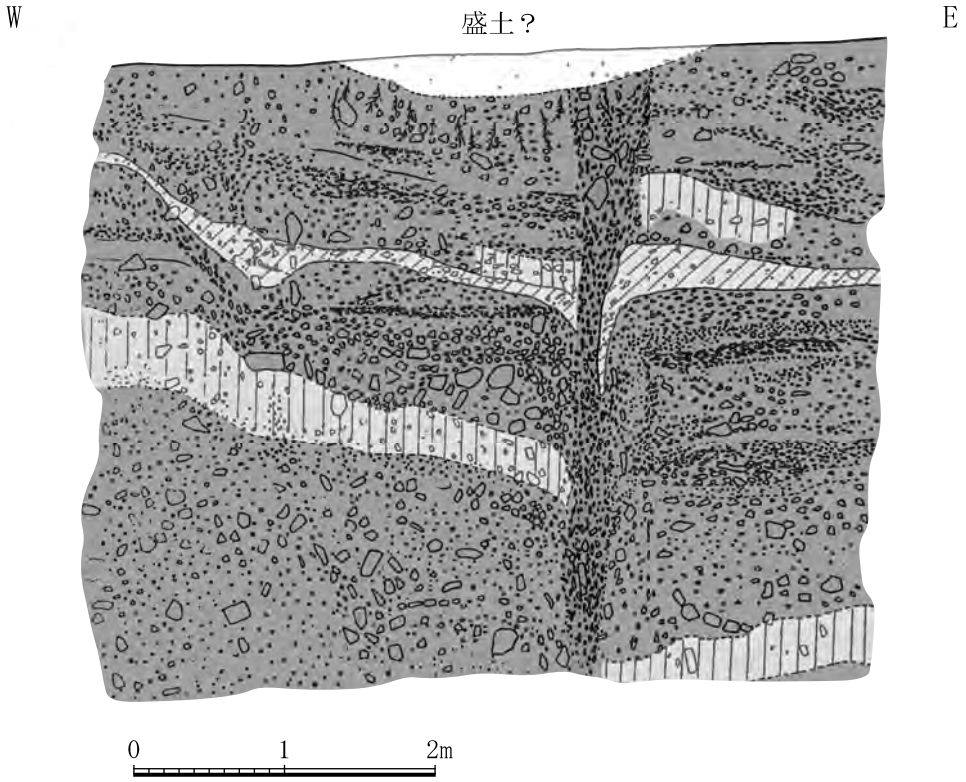
凡例

- 古期扇状地面1
- 古期扇状地面2
- 河成低位段丘面
- 新期扇状地面
- 沖積面
- Cランクのリニアメント

凡例

- 古期扇状地堆積物1
- 美濃-丹波帯中・古生層
- 安山岩～流紋岩岩脈
- 断層破砕部
- f. N25° E/72° NW：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

第1.3.81図　柳ヶ瀬断層　中河内北方付近の地形面区分及び地質断面図（Loc. Y-3）



凡例

- 砂礫層
- 礫混じり黄褐色土
- 腐植土
- 断層擾乱部

沖積層中に断層が認められる。堆積物に見られる変形構造は横ずれ変位を示唆する。腐植土の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は、4,180 ±150y.B.P. 及び4,180 ±140y.B.P.である。また、腐植土中には縄文土器が含まれていた。

第1.3.82図　柳ヶ瀬断層　椿坂南東方付近の露頭スケッチ（Loc.Y-4）

W

E

N

S

300±30 y.B.P.

1,070±30 y.B.P.

4,690±40 y.B.P.
(試料不足のため同位体補正未実施)

0 2m

走向・傾斜
①：断層面：f.N18° W74° W(面に凹凸あり、断層粘土なし、主要断層の走向)
②：断層面：f.N3° W70° W(D1層とD2層の境界、礫は配列するが、断層面は不明瞭)
③：断層面：f.N27° W87° E(面に凹凸あり、断層粘土なし、分岐断層系の走向)
④：剪断面：f.N39° W87° E(みかけ左横ずれ、東上がり)
⑤：剪断面：f.N25° W90° (みかけ左横ずれ、東上がり)
⑥：剪断面：f.N8° W74° W(みかけ左横ずれ、西上がり)

凡例

- A 表土
- B1 シルト混じり砂礫層
- B2a シルト混じり砂礫層
- B2b シルト混じり砂礫層
- B2c 砂混じりシルト層
- B3 砂混じりシルト層
- B4 シルト混じり砂礫層

（土石流堆積物）

- C1,C2 巨礫混じり砂礫層 (C2：中～粗粒砂のレンズ)
- D1 シルト混じり砂礫層
- D2 シルト層
- E 砂礫層

（河川成堆積物）

- G1 緑色岩 岩片状破砕部
- G2 泥質岩 岩片状破砕部

（美濃－丹波帯 中・古生層）

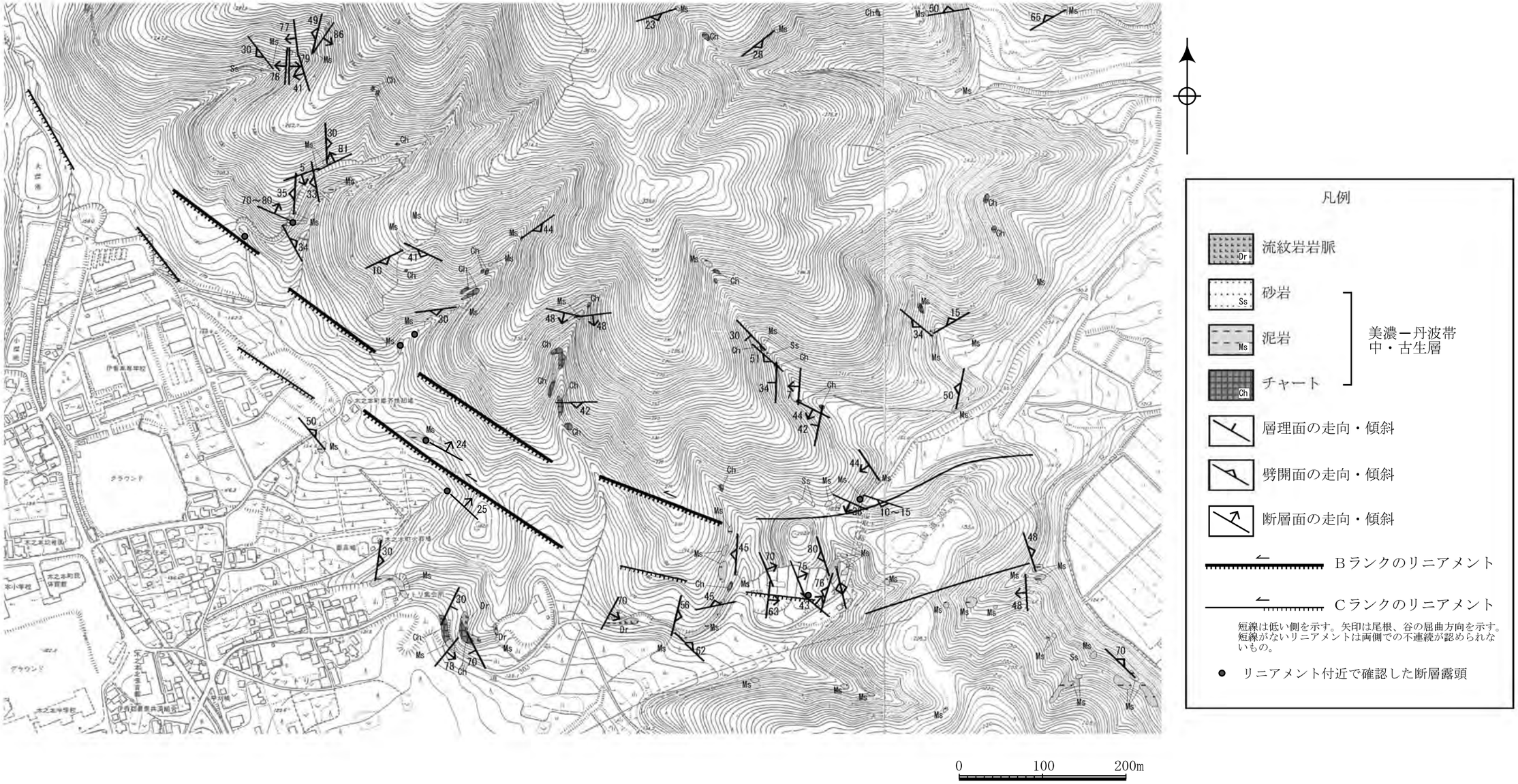
- 断層

f.N27° E80° W：断層面の走向・傾斜（偏角未補正）
1,070±30 y.B.P.：放射性炭素[^{14}C]年代測定値

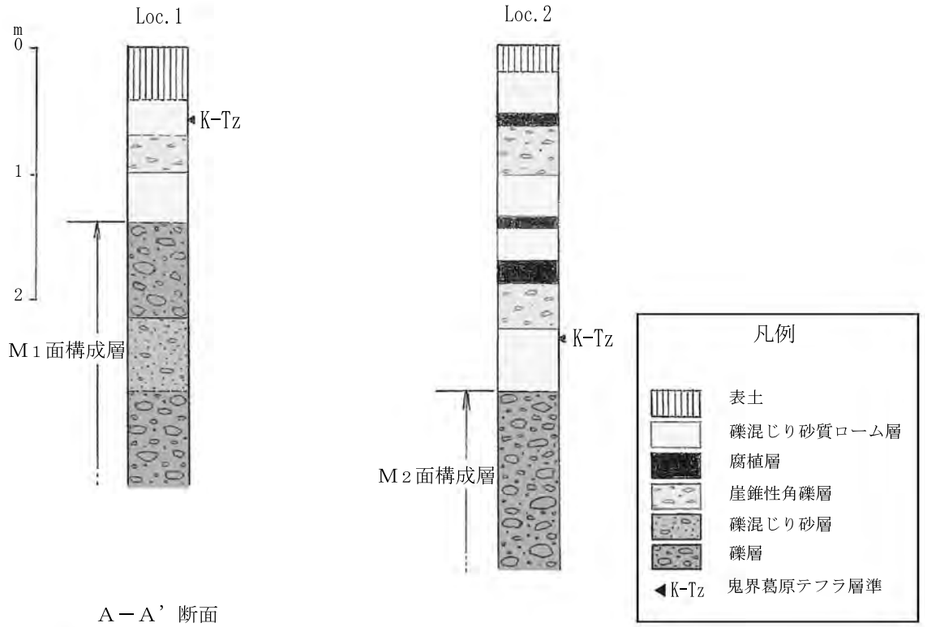
走向・傾斜
①：断層面：f.N18° W74° W(面に凹凸あり、断層粘土なし)
②：剪断面：f.N31° W74° W(みかけ左横ずれ、西上がり)
③：剪断面：f.N21° W80° W(みかけ左横ずれ、西上がり)
④：剪断面：f.N31° W81° E(みかけ右横ずれ、東上がり)
⑤：剪断面：f.N49° W71° W(みかけ左横ずれ、西上がり)

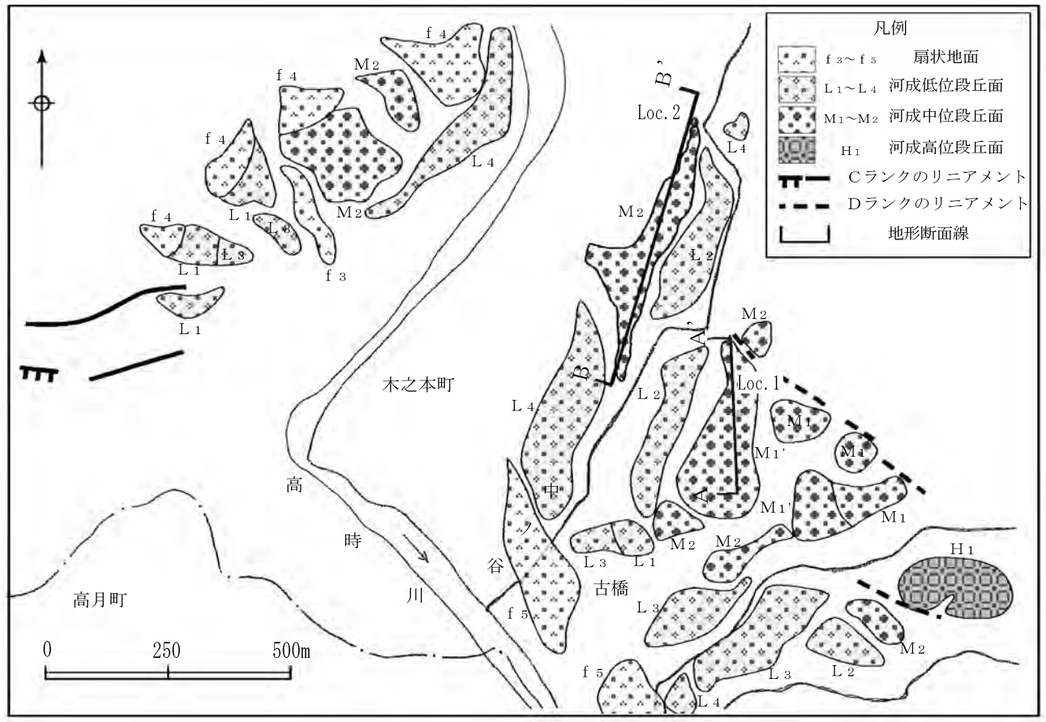
300±30 y.B.P.
320±30 y.B.P.
600±30 y.B.P.
510±30 y.B.P.
910±30 y.B.P.
920±30 y.B.P.
930±30 y.B.P.
290±30 y.B.P.
3,430±30 y.B.P.
290±30 y.B.P.
400±30 y.B.P.
40±40 y.B.P.
120±30 y.B.P.
370±30 y.B.P.
5,840±30 y.B.P.
770±30 y.B.P.
350±30 y.B.P.

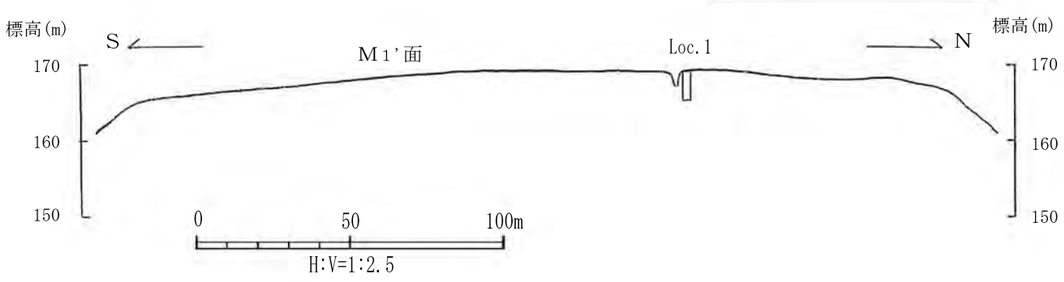
第1.3.83図　柳ヶ瀬断層　椿坂地点のトレンチ調査結果（Loc.Ys-2）

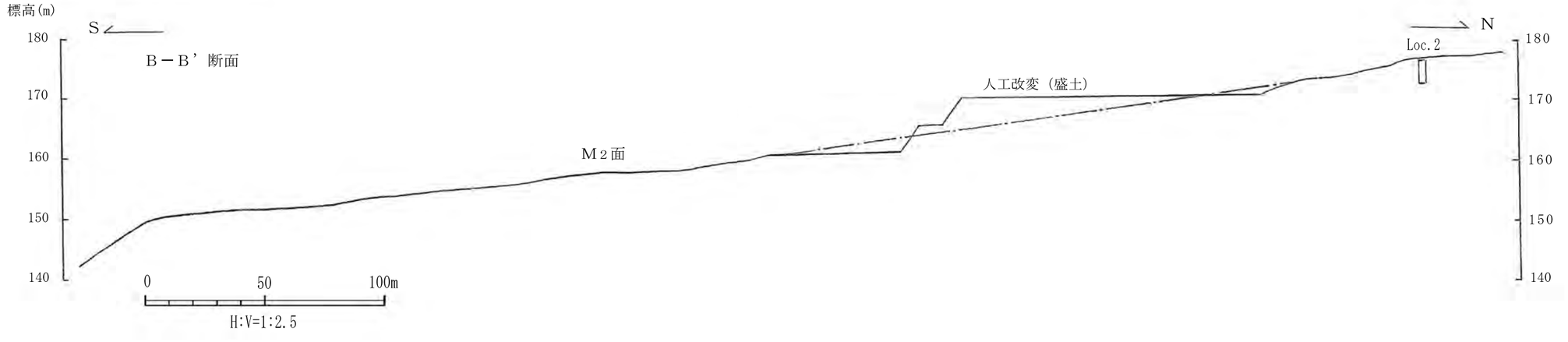


第1.3.84図　柳ヶ瀬断層　木之本東方付近のルートマップ（Loc.Y-5）

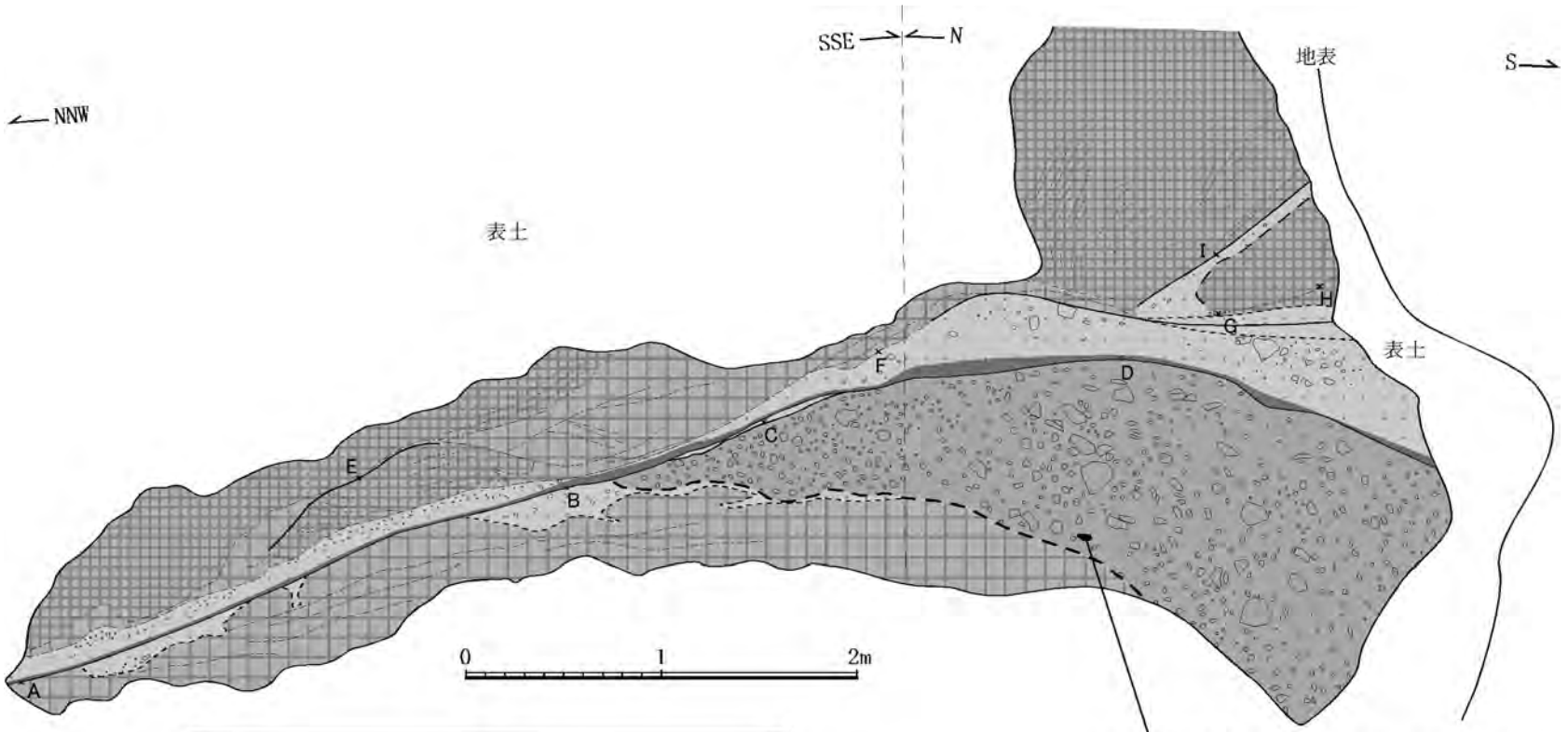




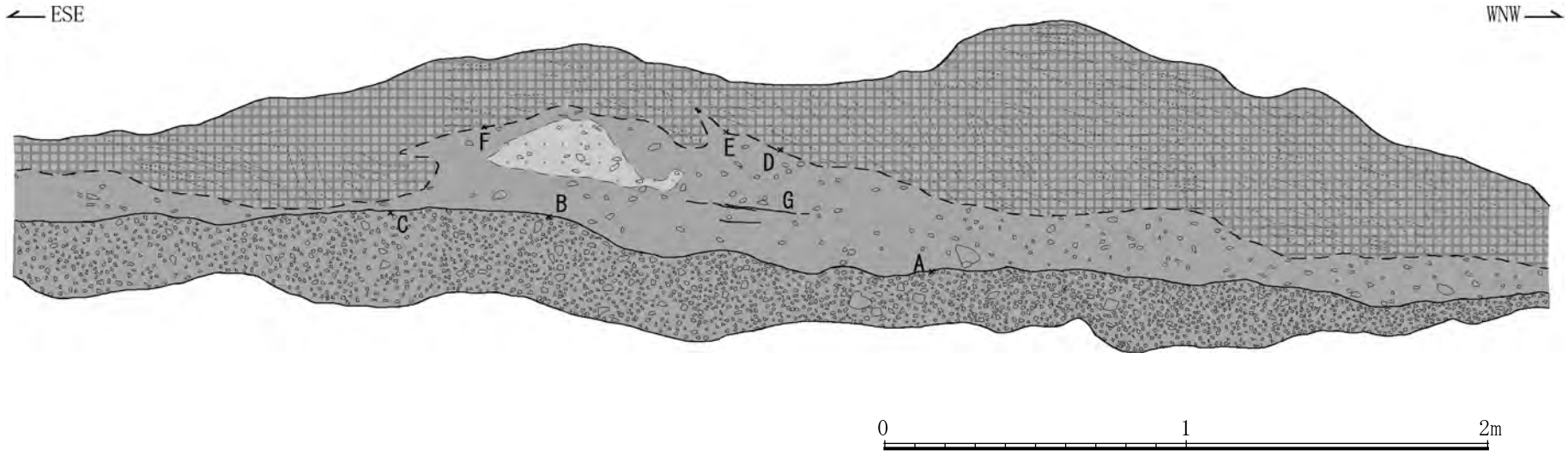




第1.3.85図　柳ヶ瀬断層　古橋付近のルートマップ（Loc.Y-6）



第1.3.86図　鍛冶屋断層　上山田北東方付近の露頭スケッチ（Loc.KJt-1）



凡例

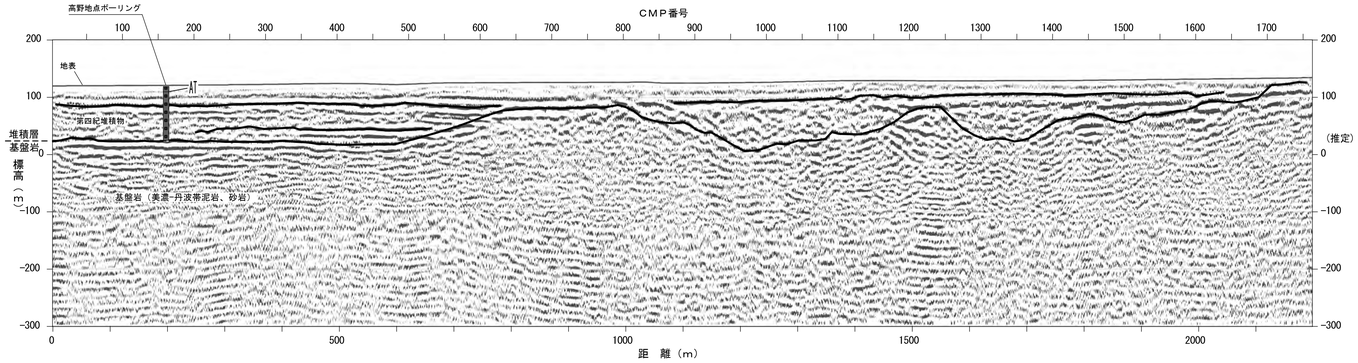
- 崖錐堆積物
- チャート(美濃-丹波帯中・古生層)
- 礫混じり粘土状破砕部
- 角礫状破砕部

f.N66° E/12° NW：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

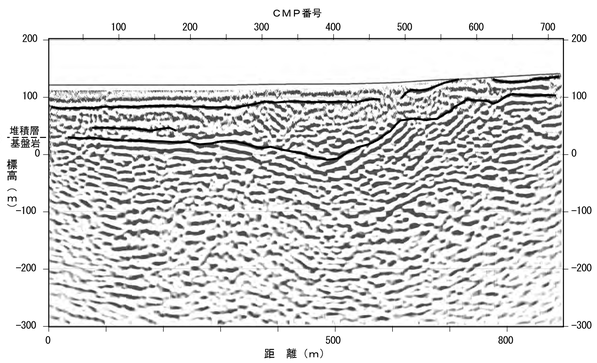
A：f.N66° E/12° NW
B：f.EW/16° N
C：f.N50° W/10° NE
D：f.N52° E/8° NW
E：f.N62° E/18° NW
F：f.N25° W/16° NE
G：f.EW/35° N

リニアメント付近においてに美濃ー丹波帯中・古生層と第四系が接する断層が認められる。断層の走向は、おおむねＥＳＥーＷＮＷ方向で、幅数10cmの礫混じり粘土状破砕部を伴っている。

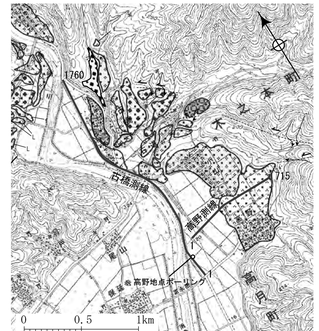
第1.3.87図　鍛冶屋断層　高野東方付近の露頭スケッチ（Loc.KJt-2）



【古橋測線】



【高野測線】



「この地図は、国土地理院長の承認を得て、同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。（承認番号　平29情複、第16号）」

地形面の凡例

- 新期扇状地面
- 河成低位段丘面
- 河成中位段丘面
- 河成高位段丘面

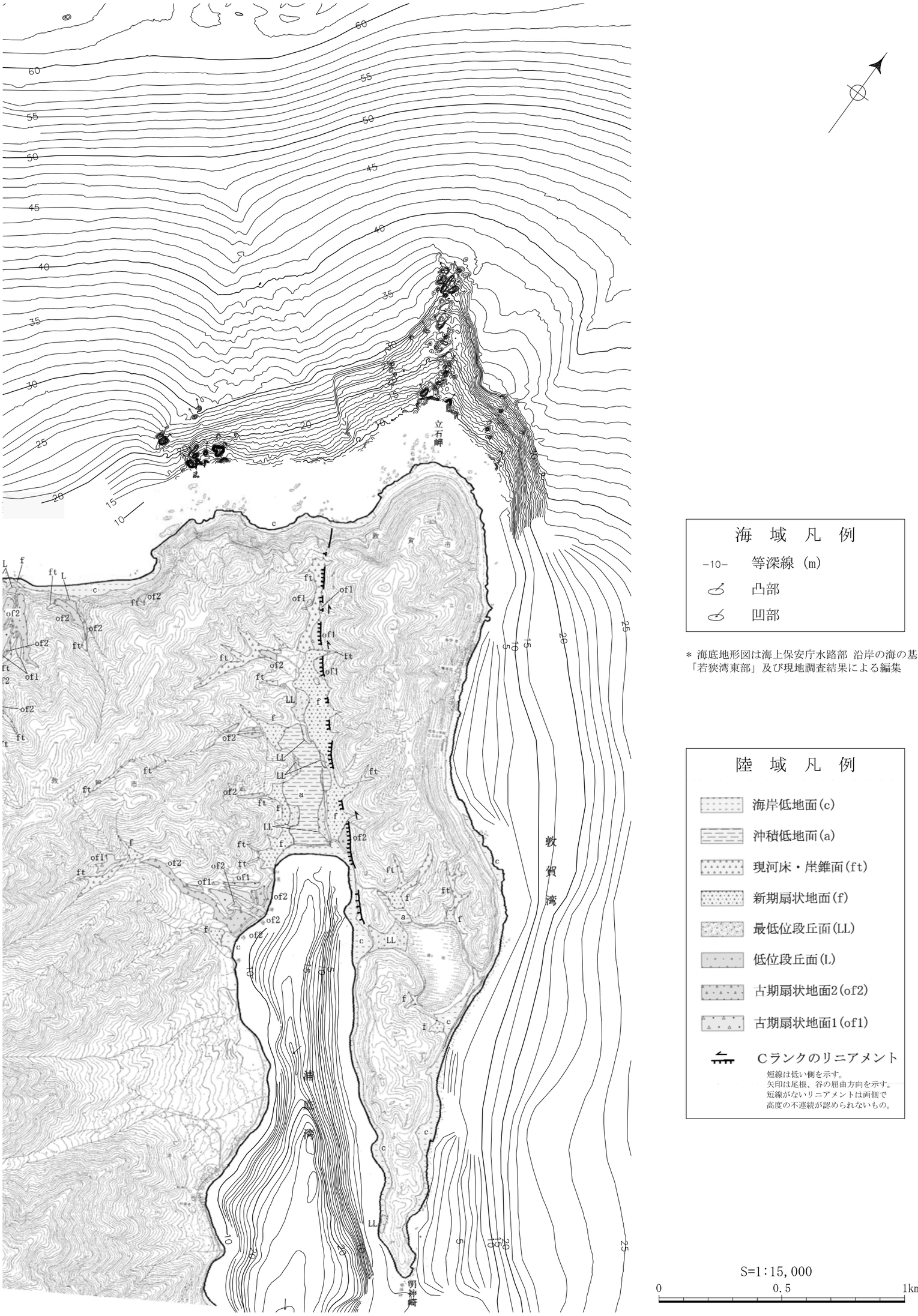
変動地形・リニアメントの凡例

- Cランク
- Dランク
- 矢印は尾根、谷の屈曲方向を示す。
- 屈曲した谷線

第1.3.88図　柳ヶ瀬断層　古橋付近の反射法地震探査の解析断面図（Loc.Yt-6）

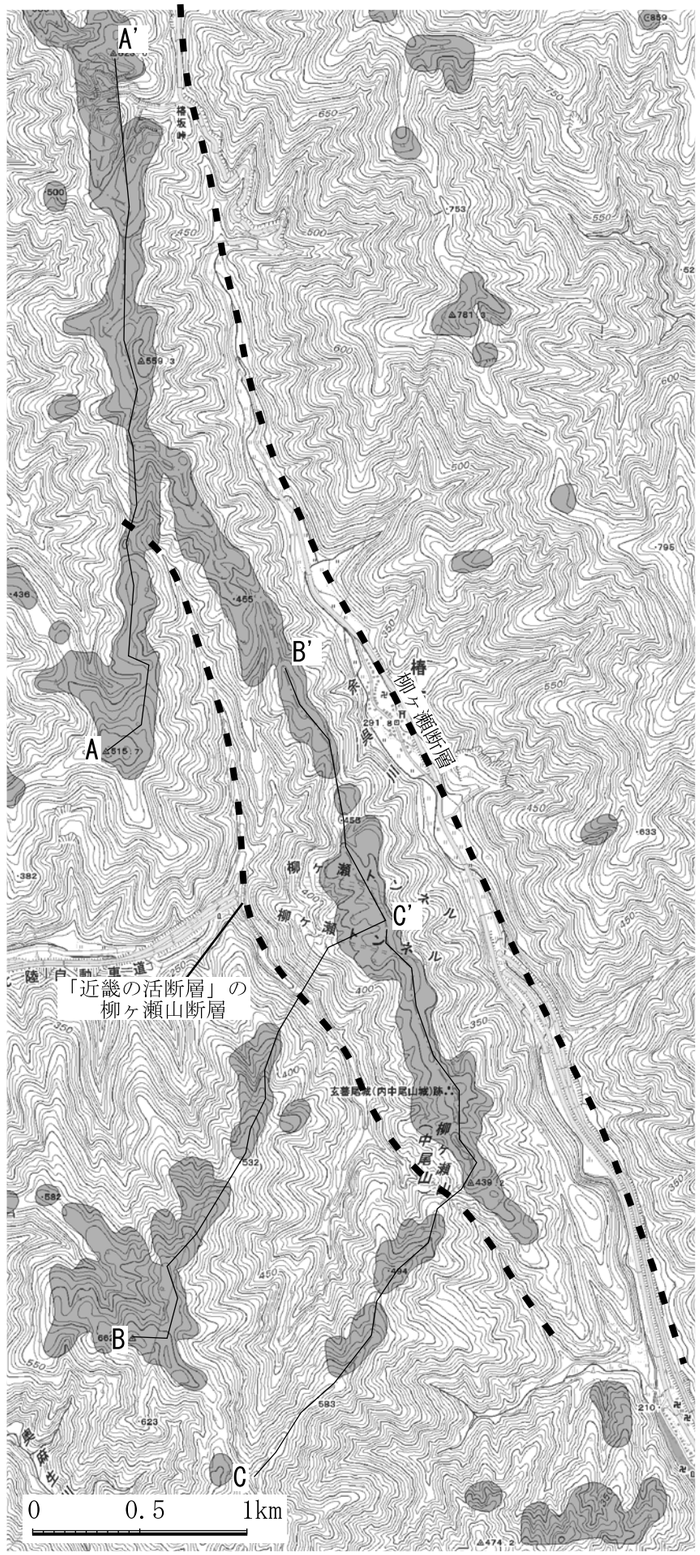


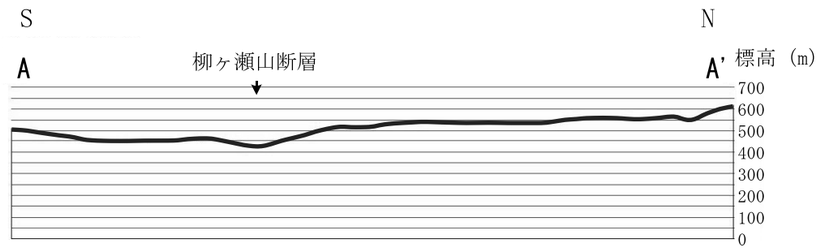
第1.3.89図　浦底－内池見断層，ウツロヶ峠北方－池河内断層周辺陸域の地形調査結果

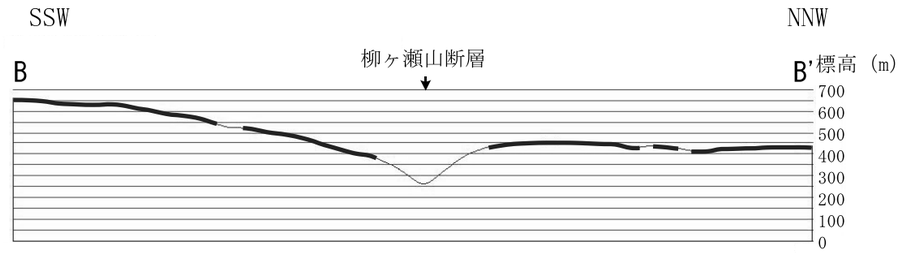


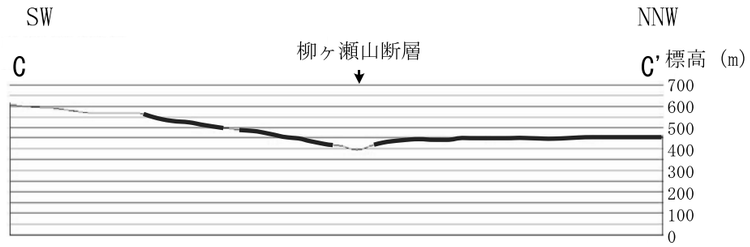
＊ 海底地形図は海上保安庁水路部 沿岸の海の基本図「若狭湾東部」及び現地調査結果による編集

第1.3.90図　浦底－内池見断層　立石岬付近の海底地形図









「この断面図の作成に当たっては，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図50mメッシュ（標高）を使用した。
（承認番号　平28情使，第16号）」

凡例

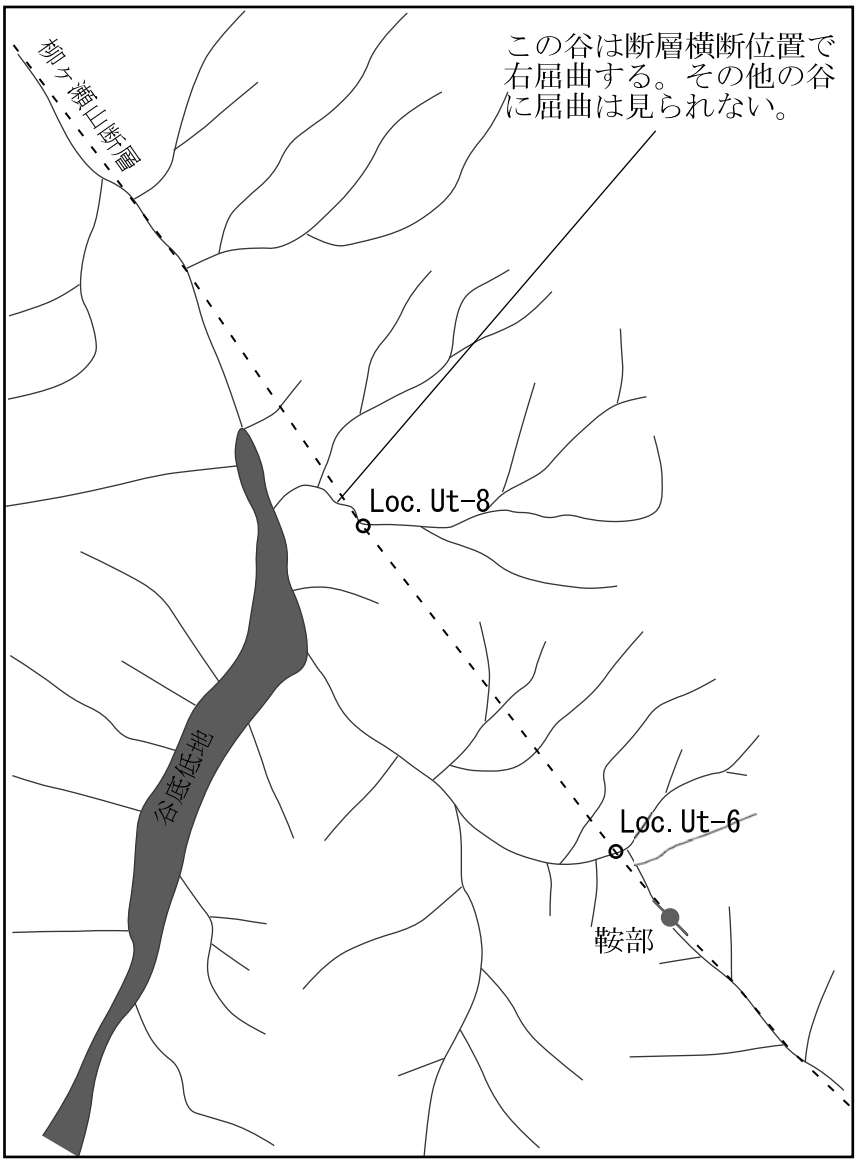
山頂小起伏面（傾斜20°未満で、山頂、稜線に分布する幅100m以上の部分）

山頂小起伏面（地形断面）

「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

柳ヶ瀬山断層周辺において、国土地理院の50mメッシュデータを用い、岡崎(1967)の山頂小起伏面認定基準に従い、山頂及び稜線に分布する傾斜20度以下、幅が100m以上の地形面を抽出し平面分布図、地形縦断面図を作成した。山頂小起伏面の高度は、柳ヶ瀬山断層を挟んで断面Ｂ、断面Ｃでは南西方へ、断面Ａでは逆に北方へ緩やかに高くなっており、柳ヶ瀬山断層位置で急変はしていない。仮に山頂小起伏面の現在見られる高度分布が第四紀における変位の結果であるとしても、柳ヶ瀬山断層位置で急変していないので、柳ヶ瀬山断層の活動を示唆するものではない。

第1.3.91図　柳ヶ瀬山断層周辺の地形断面図（Loc.Ut-1）



凡例

水系

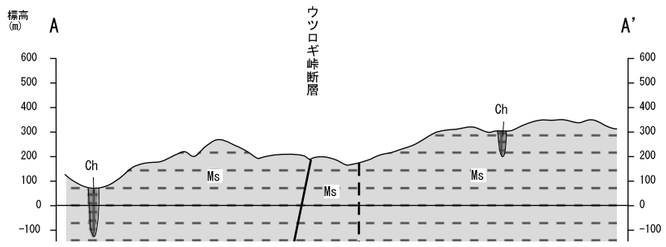
断層

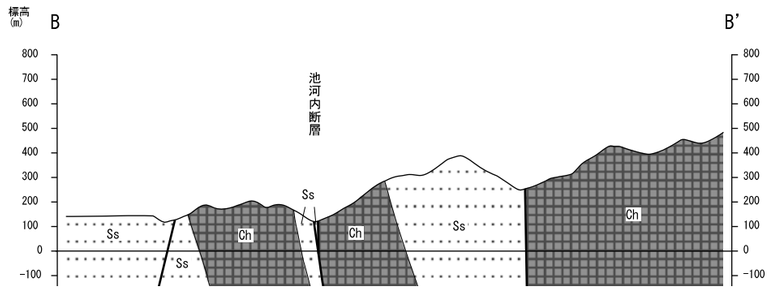
柳ヶ瀬山断層はおおむね谷底に一致し、断層を横断する河谷が少ないが、断層露頭Loc.Ut-6及び8付近では、複数の枝沢が断層を横断している。Loc.Ut-8近傍の谷は右屈曲するが、その他の谷に顕著な屈曲は認められない。柳ヶ瀬山断層が第四紀後期に繰り返し活動していれば、断層の走向から断層を横断する谷には左屈曲が認められることが予想されるが、そのような特徴は認められない。

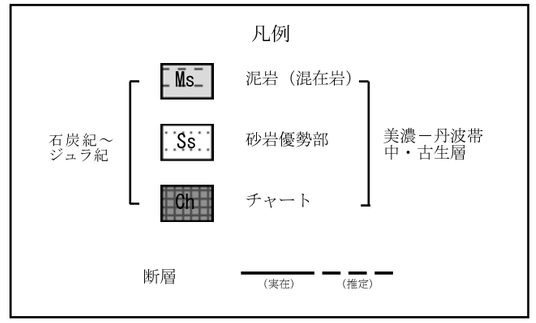
第1.3.92図　柳ヶ瀬山断層周辺の水系図（Loc.Ut-2）



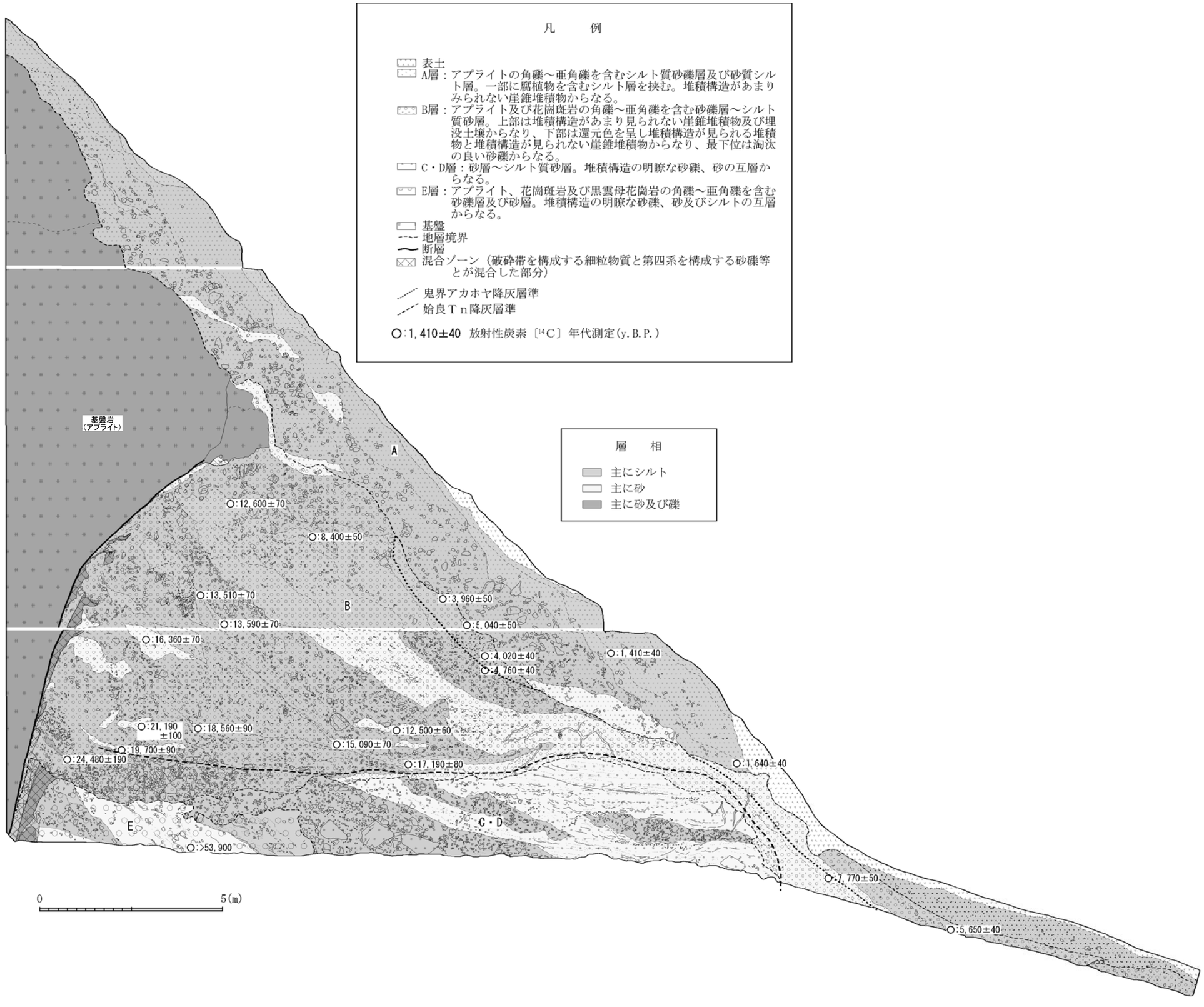
第1．3．93図　浦底ー内池見断層，ウツロギ峠北方ー池河内断層周辺地域の地質図



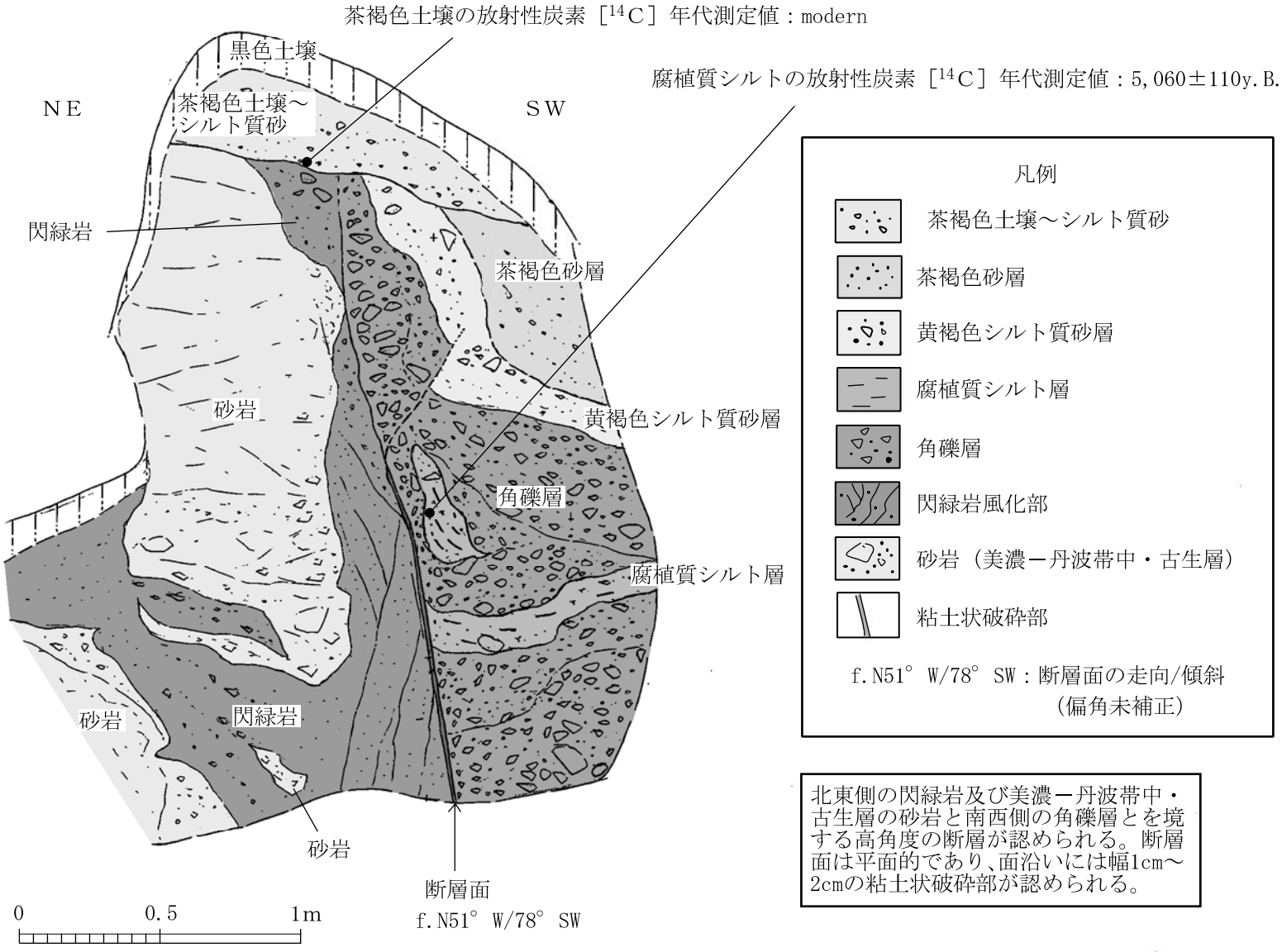




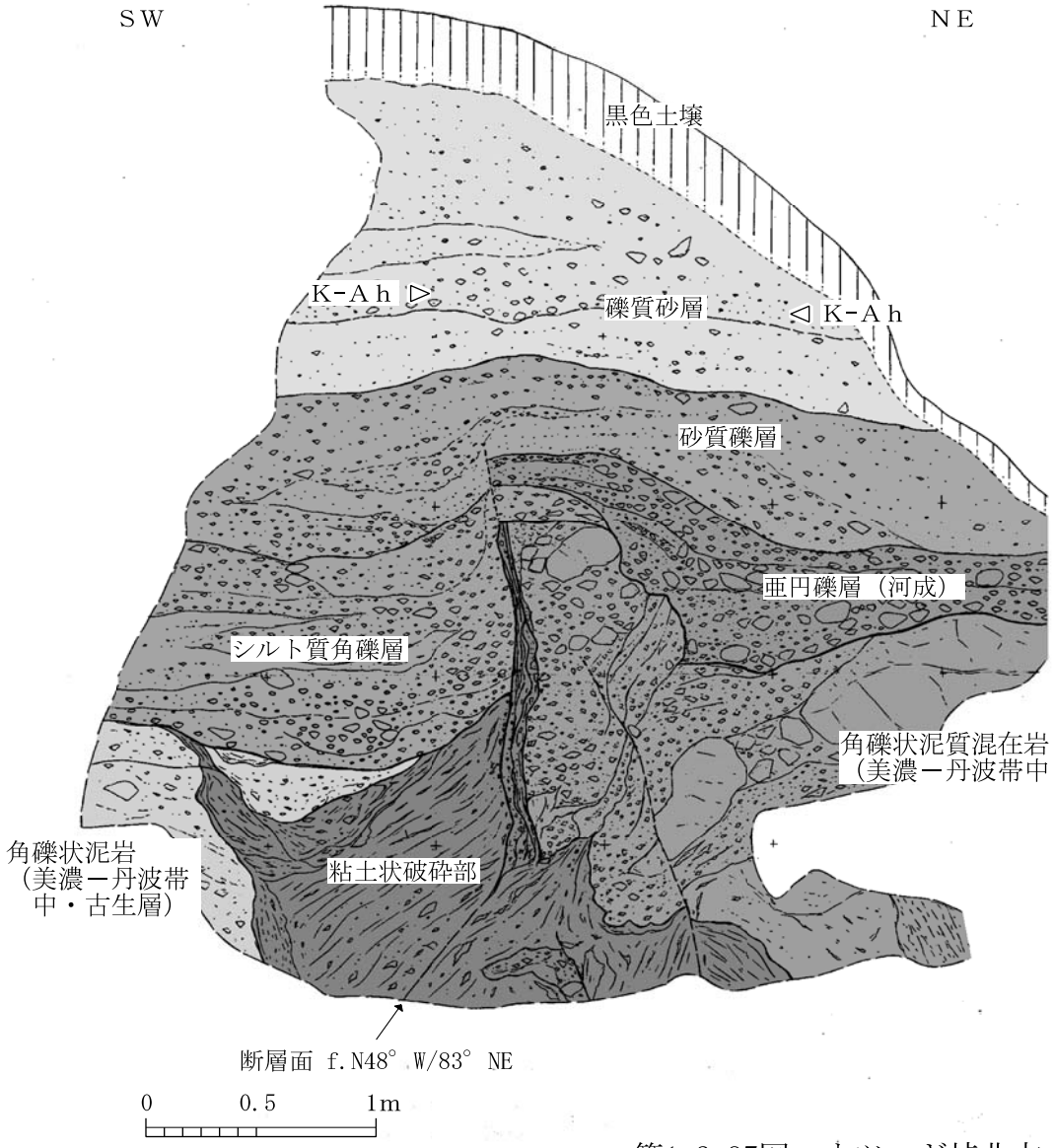
第1.3.94図　浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層周辺陸域の地質断面図



第1.3.95図　浦底－内池見断層　敦賀発電所敷地内トレンチ調査結果(地点B)



第1.3.96図　ウツロギ峠北方ー池河内断層　ウツロギ峠南西方付近の露頭スケッチ（Loc.U-1）



凡例

- 礫質砂層
- 砂質礫層
- 亜円礫層
- シルト質角礫層
- 角礫状泥岩
- 角礫状泥質混在岩

（角礫状泥岩・角礫状泥質混在岩：美濃－丹波帯中・古生層）

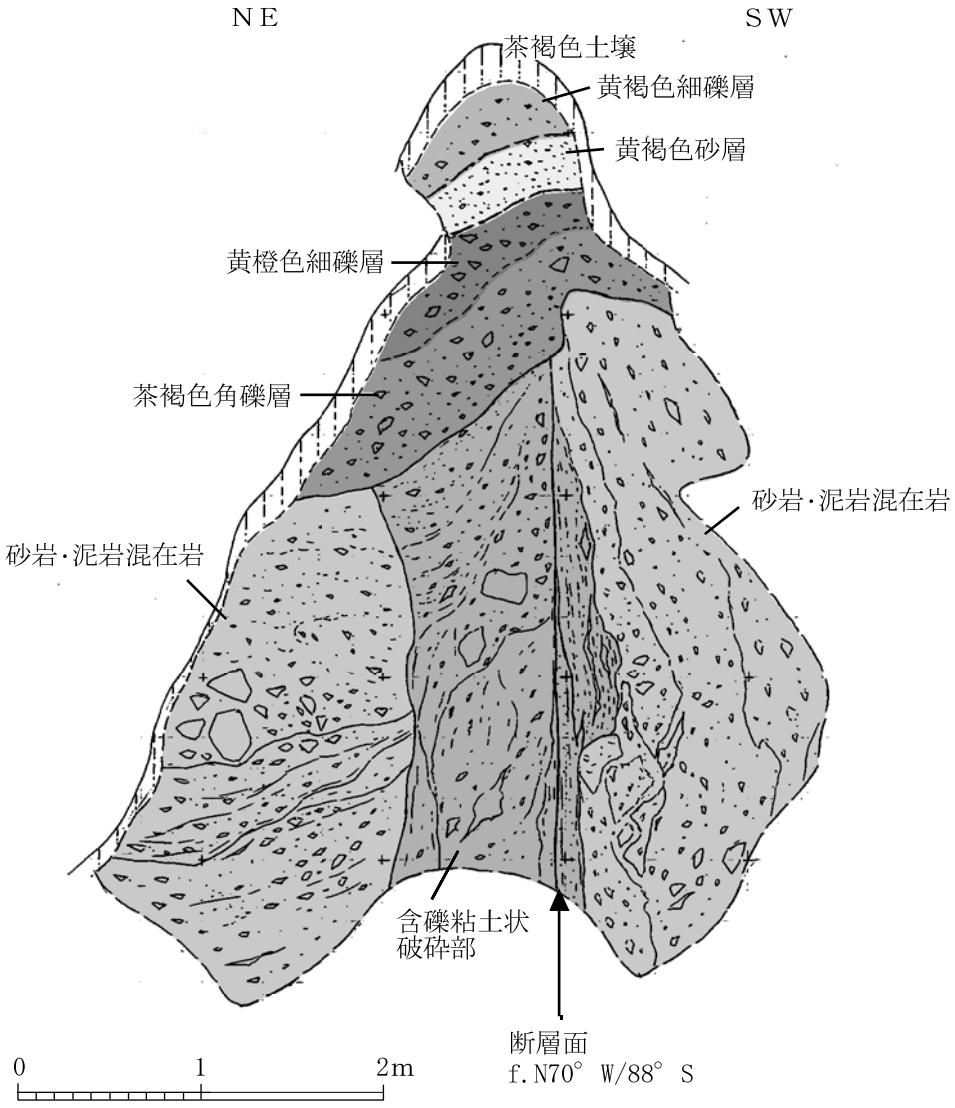
- 粘土状破砕部

◁ K-Ah 鬼界アカホヤテフラ層準

f.N48° W/83° NE：断層面の走向・傾斜（偏角未補正）

美濃－丹波帯中・古生層内に断層が認められる。断層破砕帯は幅1.5m～2m程度の粘土状破砕部を伴い、基盤を覆う礫層を主とする堆積物の基底面に約1mの南西側落ちの変位が認められる。断層による変位は始良Tnテフラを挟在する砂質礫層まで認められるが、その上位の鬼界アカホヤテフラを挟在する礫質砂層に変位は認められない。

第1.3.97図　ウツロギ峠北方－池河内断層　獺河内南方付近の露頭スケッチ（Loc.U-2）



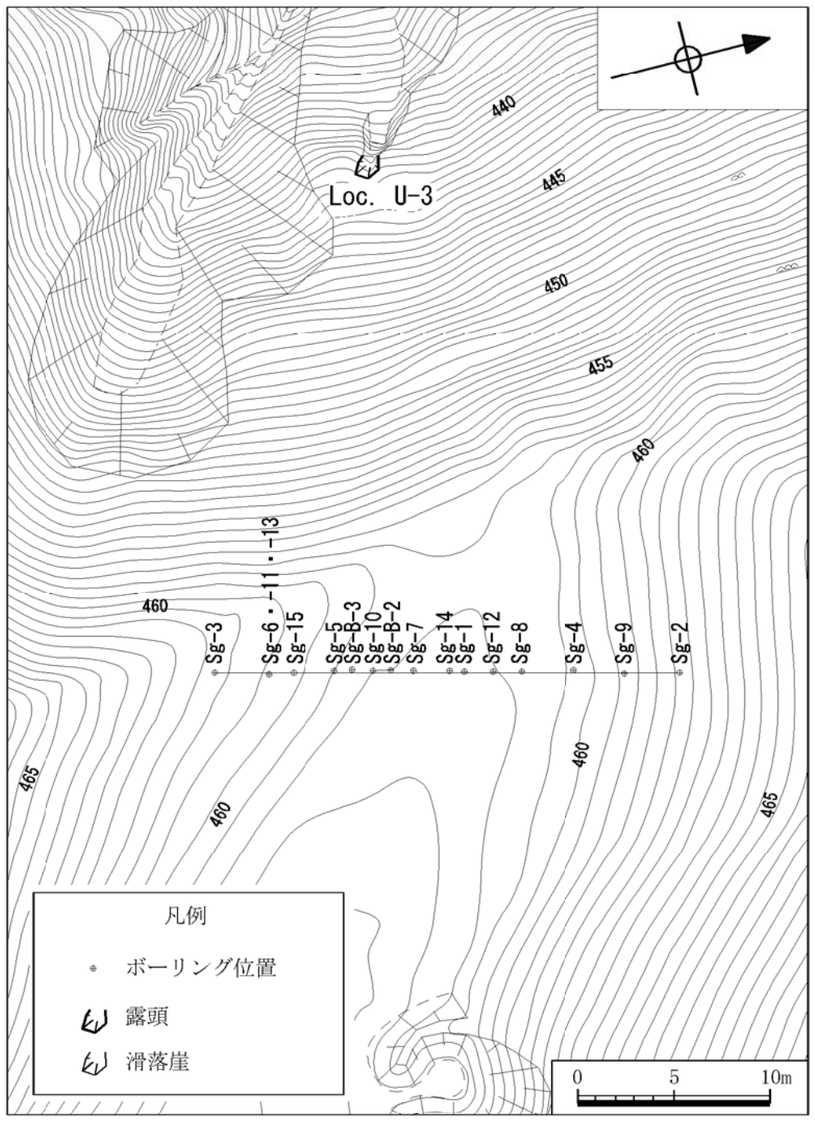
凡例

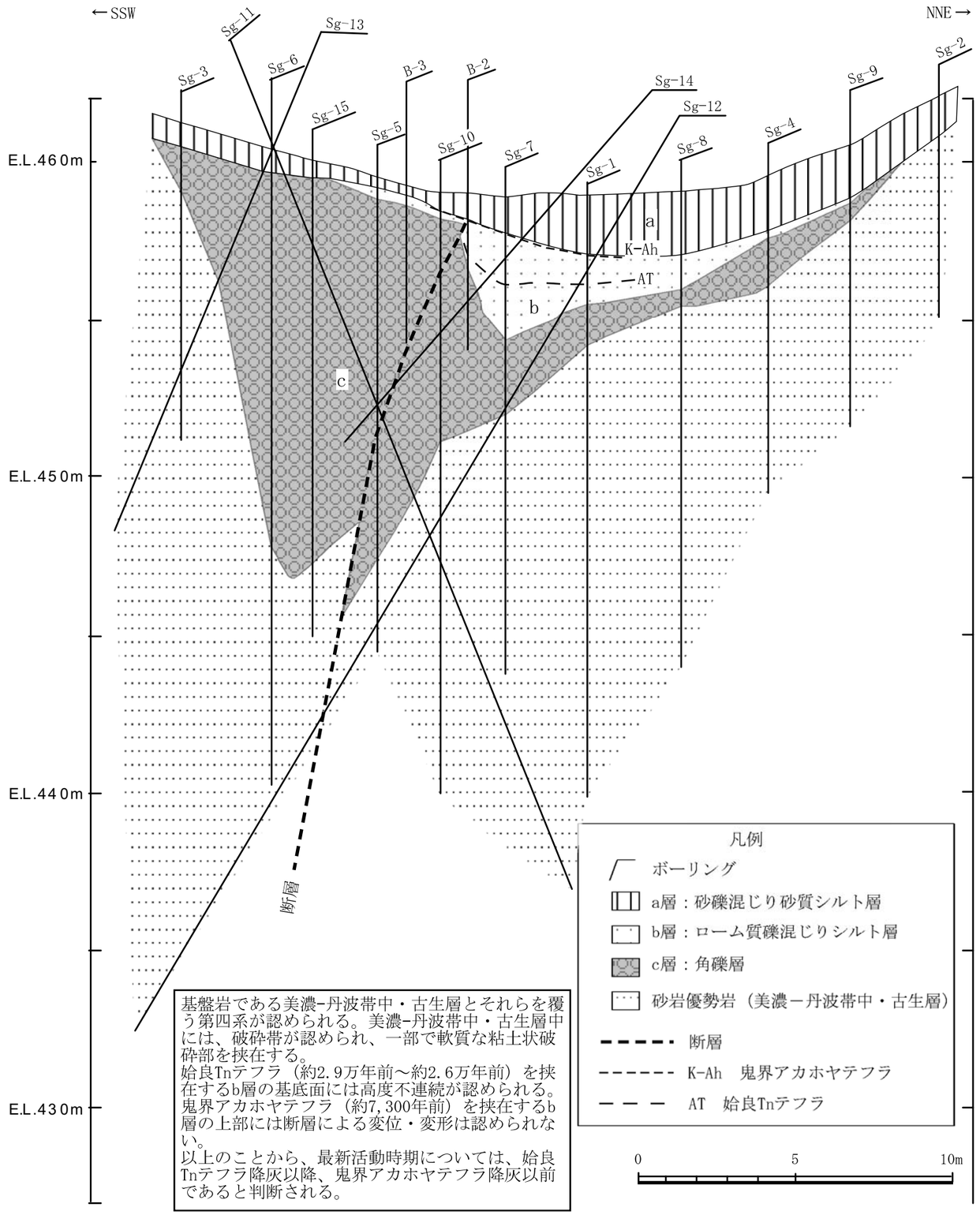
- 黄褐色細礫層
- 黄褐色砂層
- 黄橙色細礫層
- 茶褐色角礫層
- 砂岩･泥岩混在岩（美濃－丹波帯中・古生層）
- 含礫粘土状破砕部

f.N70° W/88° S：断層面の走向･傾斜
（偏角未補正）

美濃－丹波帯中・古生層の砂岩・泥岩混在岩内に断層が認められる。幅約90cmが軟質な含礫粘土状破砕部となっており、同破砕部南西縁には平面的で連続の良い高角度の断層面が認められる。断層面を覆って角礫層を主とする堆積物が分布するが、同堆積物基底面に変位は認められない。

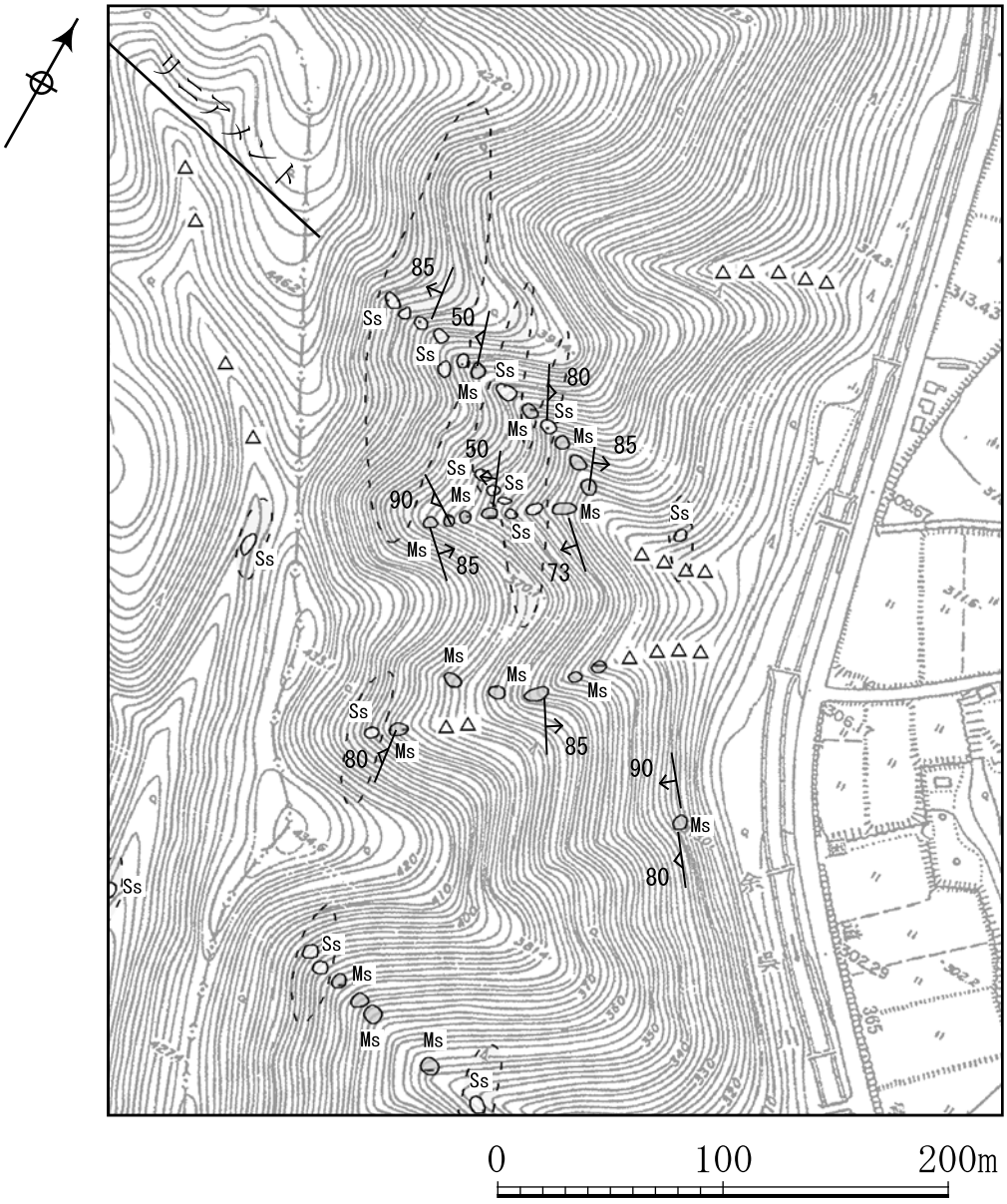
第1.3.98図　ウツロギ峠北方－池河内断層　杉箸北東方付近の露頭スケッチ（Loc.U-3）





基盤岩である美濃-丹波帯中・古生層とそれらを覆う第四系が認められる。美濃-丹波帯中・古生層中には、破砕帯が認められ、一部で軟質な粘土状破砕部を挟在する。
姶良Tnテフラ（約2.9万年前～約2.6万年前）を挟在するb層の基底面には高度不連続が認められる。
鬼界アカホヤテフラ（約7,300年前）を挟在するb層の上部には断層による変位・変形は認められない。
以上のことから、最新活動時期については、姶良Tnテフラ降灰以降、鬼界アカホヤテフラ降灰以前であると判断される。

第1.3.99図　ウツロギ峠北方－池河内断層　杉箸北東方付近のボーリング調査結果（Loc.Ut-3）

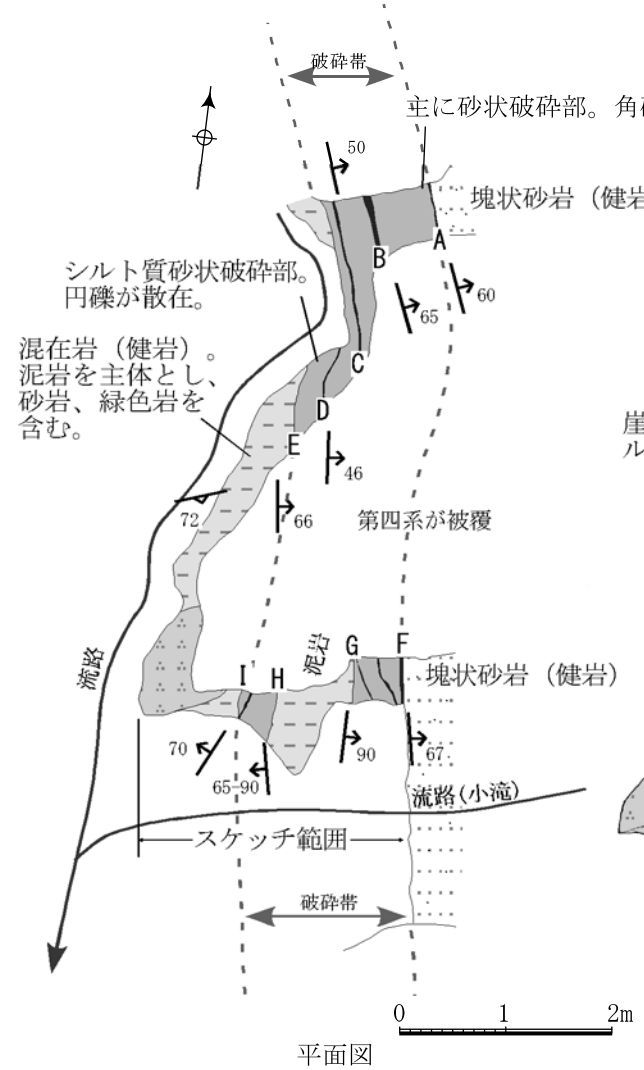


凡例

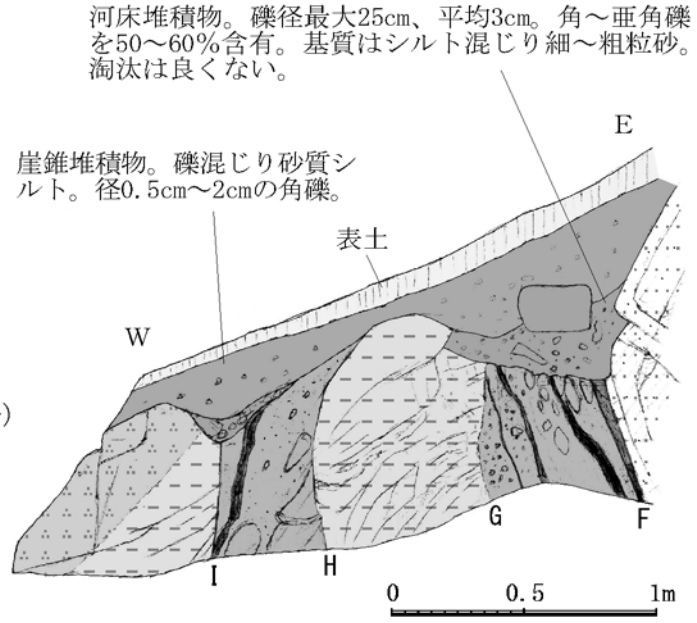
- 砂岩 (Ss)
- 泥岩 (Ms)
- 美濃-丹波帯中・古生層
- 転石
- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜

WNW-ESE方向のリニアメント東南東延長付近には、美濃-丹波帯中・古生層の砂岩・泥岩が分布しており、泥岩に発達する鱗片状劈開面は、NNW-SSE走向で、リニアメントとは斜交している。また、幅数mの粘土混じり角礫状破砕部が数地点で認められるが、同様にNNW-SSE走向で、リニアメントとは斜交している。これらには東側近傍に位置する柳ヶ瀬断層の走向（NNW-SSE）と一致しており、柳ヶ瀬断層の幅広い破砕帯を構成する周辺破砕部と考えられる。なお、これらには幅数cmの粘土状破砕部もあるが、平面的な断層面は認められない。

第1.3.100図　ウツロギ峠北方ー池河内断層　椿坂北西方付近のルートマップ（Loc.Ut-4）



平面図



露頭スケッチ

凡例

- 表土
- 崖錐堆積物
- 河床堆積物
- 砂岩
- 泥岩主体の混在岩
- 緑色岩

（砂岩～緑色岩：美濃-丹波帯中・古生層）

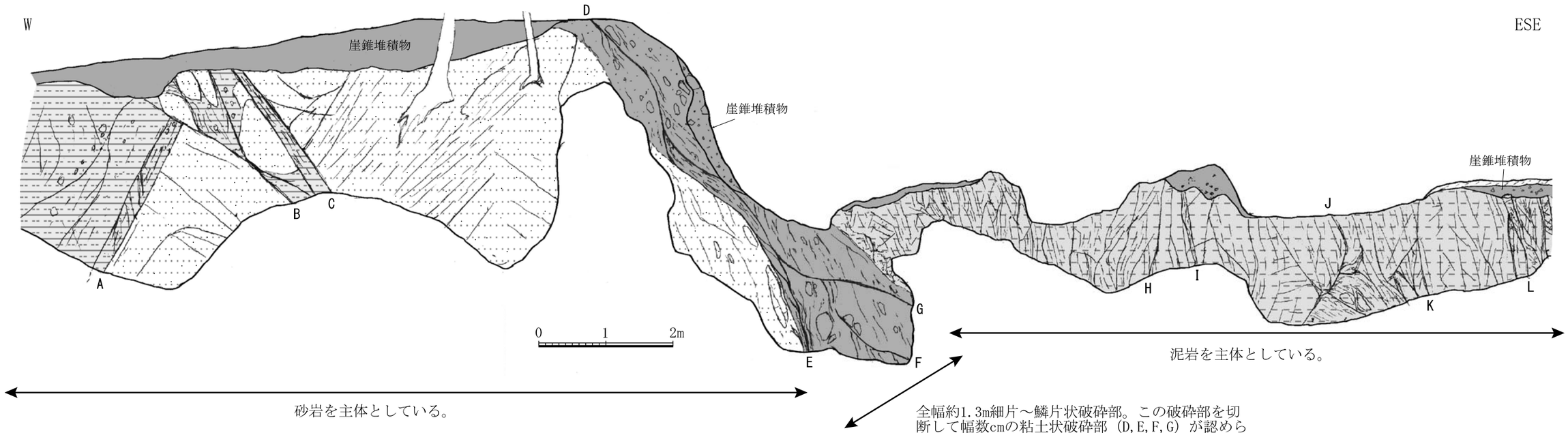
- 礫～砂状破砕部
- 粘土状破砕部
- 劈開面の走向/ 傾斜
- 断層面の走向/ 傾斜

f.N4° W/67° E：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

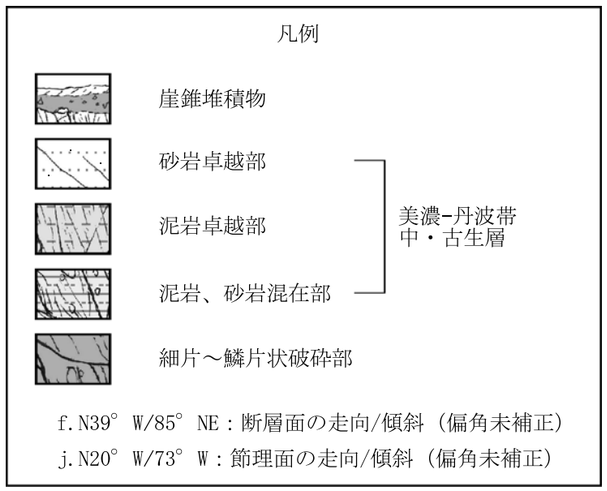
A：f.N15° W/60° E
B：f.N16° W/65° E（面は非常に不明瞭、粘土状破砕部。）
C：f.N12° W/50° E（破砕を受けた方解石脈が認められる。）
D：f.N2° E/46° E
E：f.NS/66° E
F：f.N4° W/67° E
G：f.N7° E/90°
H：f.N5° W/65° W～90°
I：f.N33° E/70° NW

文献のリニアメントに一致して、美濃-丹波帯中・古生層に断層が認められる。破砕帯は全幅約1m～約1.5m、礫～砂状破砕部及び粘土状破砕部からなる。断層面は不明瞭で、湾曲し、これらの破砕部を切断する平面的な断層面は認められない。

第1.3.101図　柳ヶ瀬山断層　杉箸東方付近の露頭スケッチ（Loc.Ut-5）

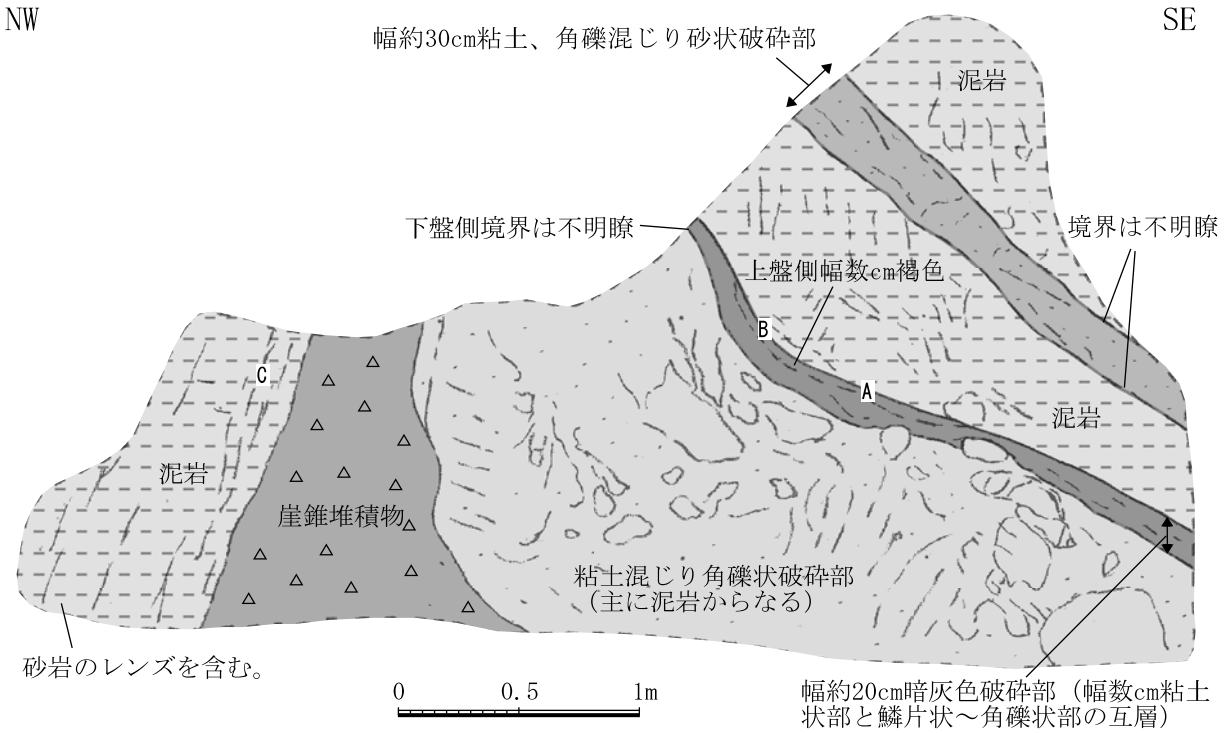


A: f.N10° E/75° W
B: f.N43° W/81° NE（砂状破砕部0.7cm）
C: f.N53° W/85° SW（幅30cm細片状破砕部）
D: f.N56° W/86° NE（1cm～2cmの灰色粘土状破砕部）
E: f.N39° W/85° NE（粘土～砂状破砕部、幅10cm程度）
F: f.N60° W/80° SW（数cm～1cm程度の暗灰色粘土状破砕部）
G: f.N66° W/72° NE（1cm程度の暗灰色粘土状破砕部）
H: j.N20° W/73° W
I: f.N23° W/77° SW（7cm程度のシルト質砂状破砕部）
J: f.N67° E/65° SE（幅1cm暗黄灰色砂状破砕部）
K: N40° E/55° SE
L: 下盤　f.N32° W/87° NE（幅14cm～16cmシルト混じり砂礫状破砕部、上下盤付近細礫混じり砂質シルト状破砕部）
上盤　f.N23° W/68° NE
（下盤にレイク65° Sの条線、上盤にレイク10° ～20° Sの条線）



文献のリニアメント位置（鞍部からNW方向に約100m離れた地点）には、泥岩及び砂岩からなる幅約20mの露頭があり、露頭のほぼ中央部にリニアメント方向に調和的な走向の破砕帯（幅約1.3m）が認められる。リニアメントと露頭との位置関係及びこの露頭内ではこの破砕帯以外に顕著な破砕帯が認められないことから、この破砕帯は柳ヶ瀬山断層本体と考えられる。この破砕帯は粘土状破砕部は認められるが、湾曲、分岐し、平面的な断層面は認められない。

第1.3.102図　柳ヶ瀬山断層　柳ヶ瀬北西方の露頭スケッチ（Loc.Ut-6）



凡例

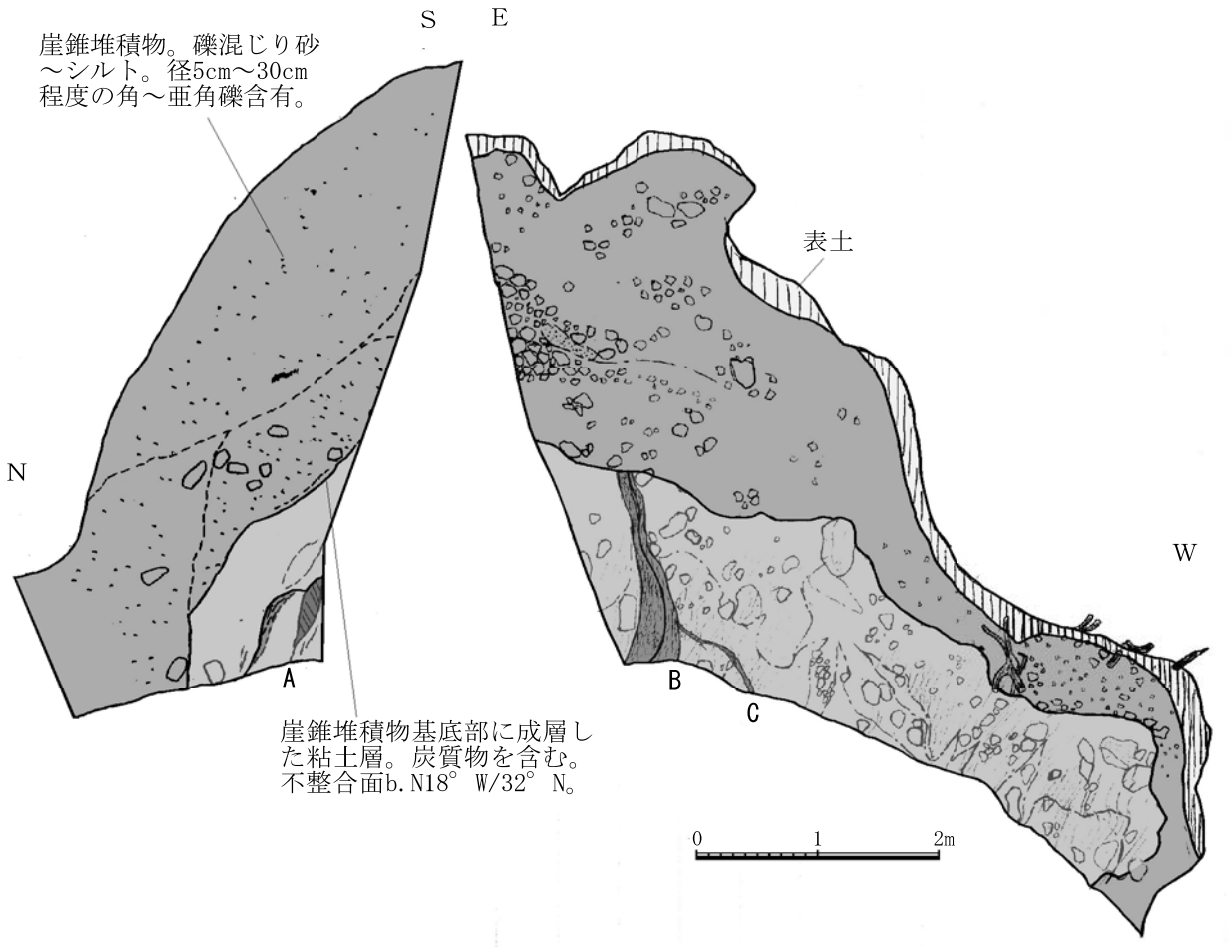
- 崖錐堆積物
- 泥岩卓越部(美濃-丹波帯中・古生層)
- 粘土混じり角礫状破砕部
- 角礫混じり砂状破砕部
- 粘土状部と鱗片状～角礫状部の互層

f.N4° W/76° E：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）
c.NS/80° W：劈開面の走向/傾斜（偏角未補正）

A：f.N4° W/76° E
B：f.N4° E/66° E
C：c.NS/80° W

文献のリニアメントに一致して、美濃-丹波帯中・古生層に断層が認められる。破砕帯は幅約1.5m、主に角礫～鱗片状破砕部及び砂～粘土状破砕部からなる。断層面は不明瞭で、湾曲し、これらの破砕部を切断する平面的な断層面は認められない。

第1.3.103図　柳ヶ瀬山断層　杉箸東方付近の露頭スケッチ（Loc.Ut-7）



凡例

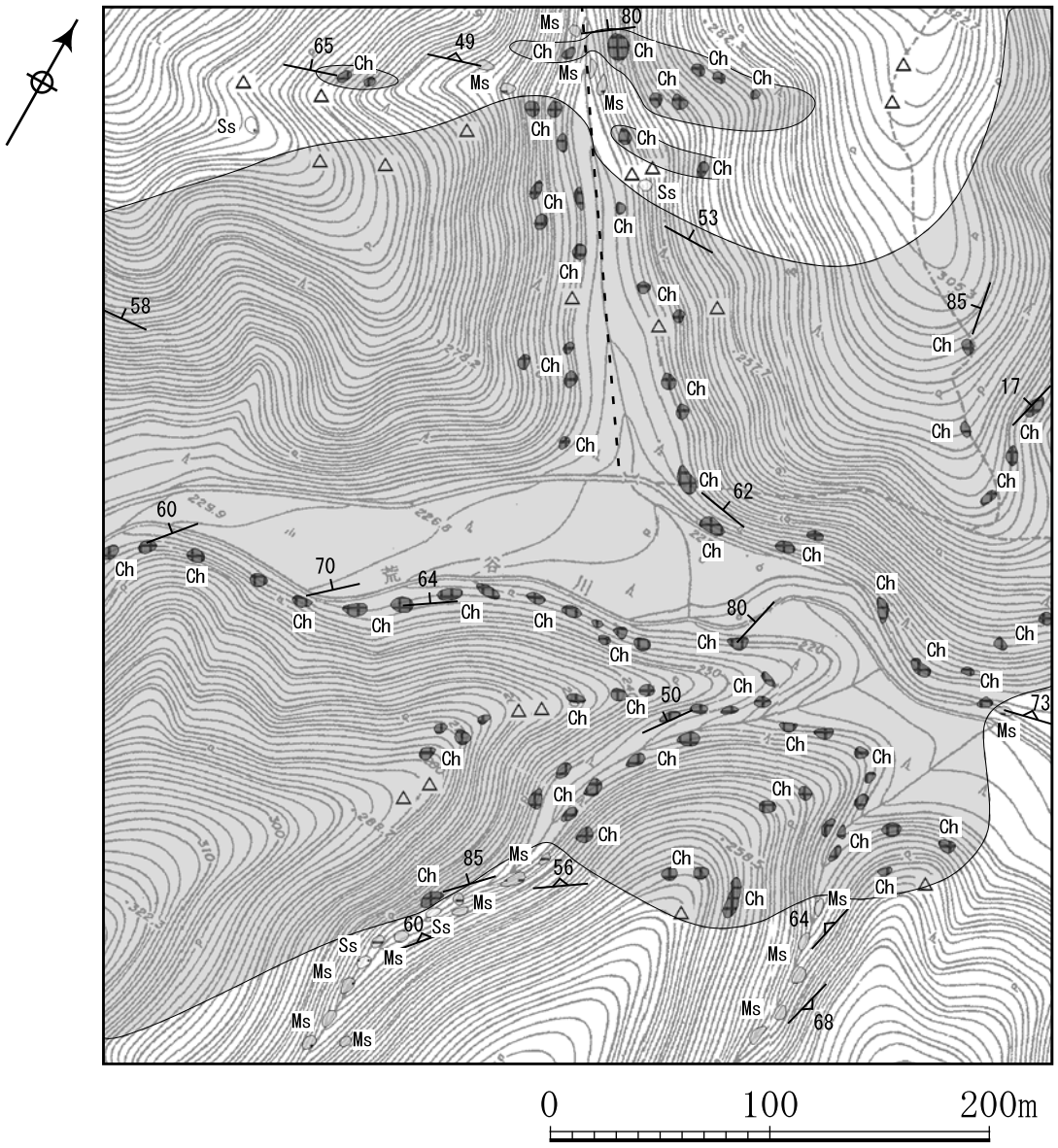
- 表土
- 崖錐堆積物
- 角礫状～鱗片状破砕部
- 砂～粘土状破砕部

f.N40° E/80° NW：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

A：f.N60° E/90° （幅1cm粘土状破砕部）
B：f.N40° E/80° NW
C：f.N20° W/40° E（幅数cm粘土状破砕部）

美濃-丹波帯中・古生層に断層が認められる。文献のリニアメント位置とややずれる（約100m）が、断層の走向は文献が示すリニアメント方向に一致し、Loc.Ut-6断層露頭の北方延長部に位置するので、柳ヶ瀬山断層の破砕帯と考えられる。断層面は不明瞭で湾曲し、平面的な断層面は認められない。

第1.3.104図　柳ヶ瀬山断層　柳ヶ瀬北西方の露頭スケッチ（Loc.Ut-8）

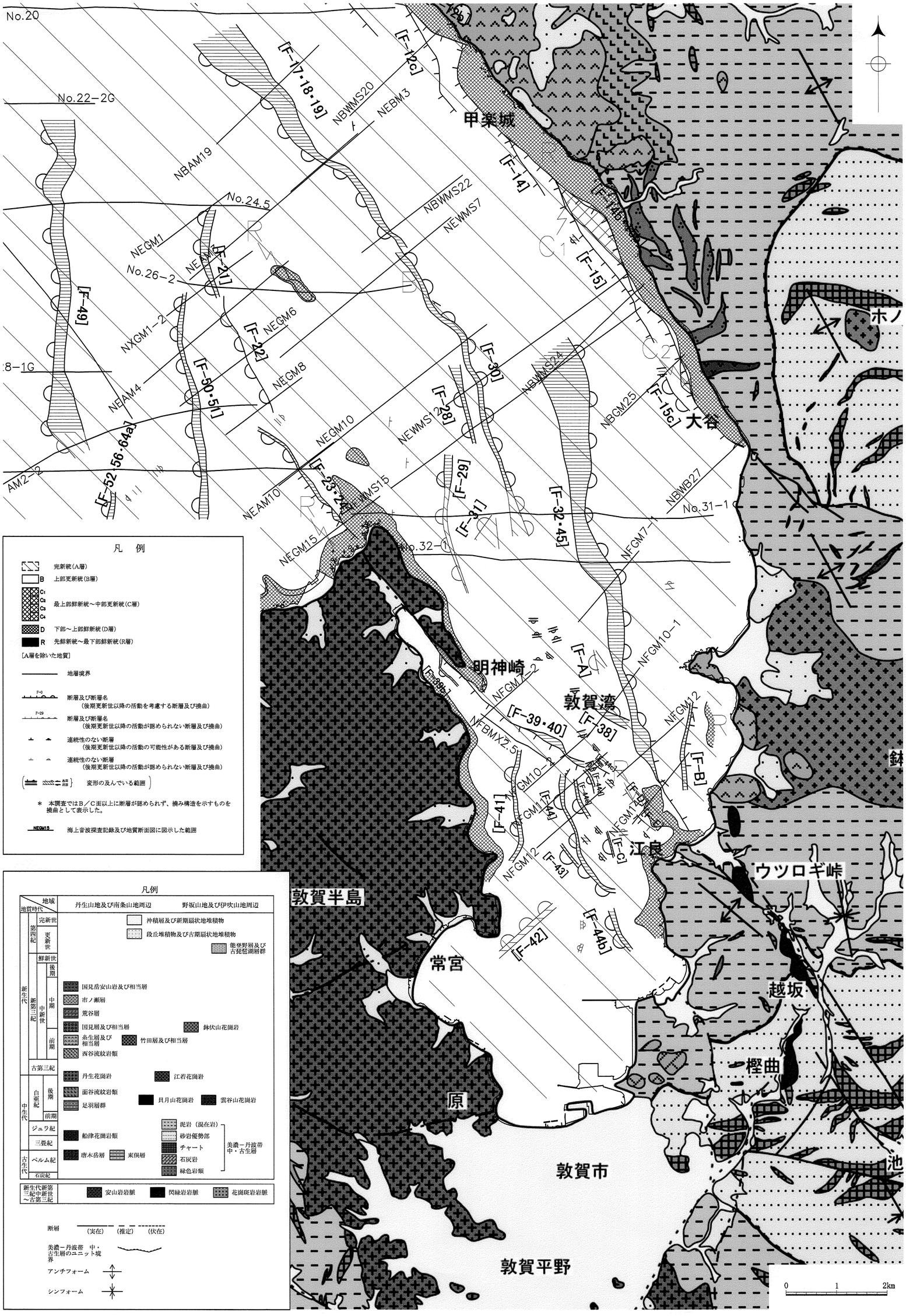


凡例

- 砂岩 (Ss)
- 泥岩 (Ms)
- チャート (Ch)
- 美濃-丹波帯 中・古生層
- 転石
- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- - - 推定断層

文献が示すＮＷ-ＳＥ方向のリニアメント（直線谷）の南方延長にはチャートの健岩露頭が広く露出している。このチャートと南側に分布する泥岩の境界は概ねＮＥ-ＳＷ方向に連続している。

第1.3.105図　柳ヶ瀬山断層南端部付近のルートマップ（Loc.Ut-9）



凡　例

- 完新統(A層)
- B 上部更新統(B層)
- C1 C2 C3 最上部鮮新統～中部更新統(C層)
- D 下部～上部鮮新統(D層)
- R 先鮮新統～最下部鮮新統(R層)

[A層を除いた地質]

- 地層境界
- 断層及び断層名（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
- 断層及び断層名（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 変形の及んでいる範囲

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

NEGM15 海上音波探査記録及び地質断面図に図示した範囲

凡例

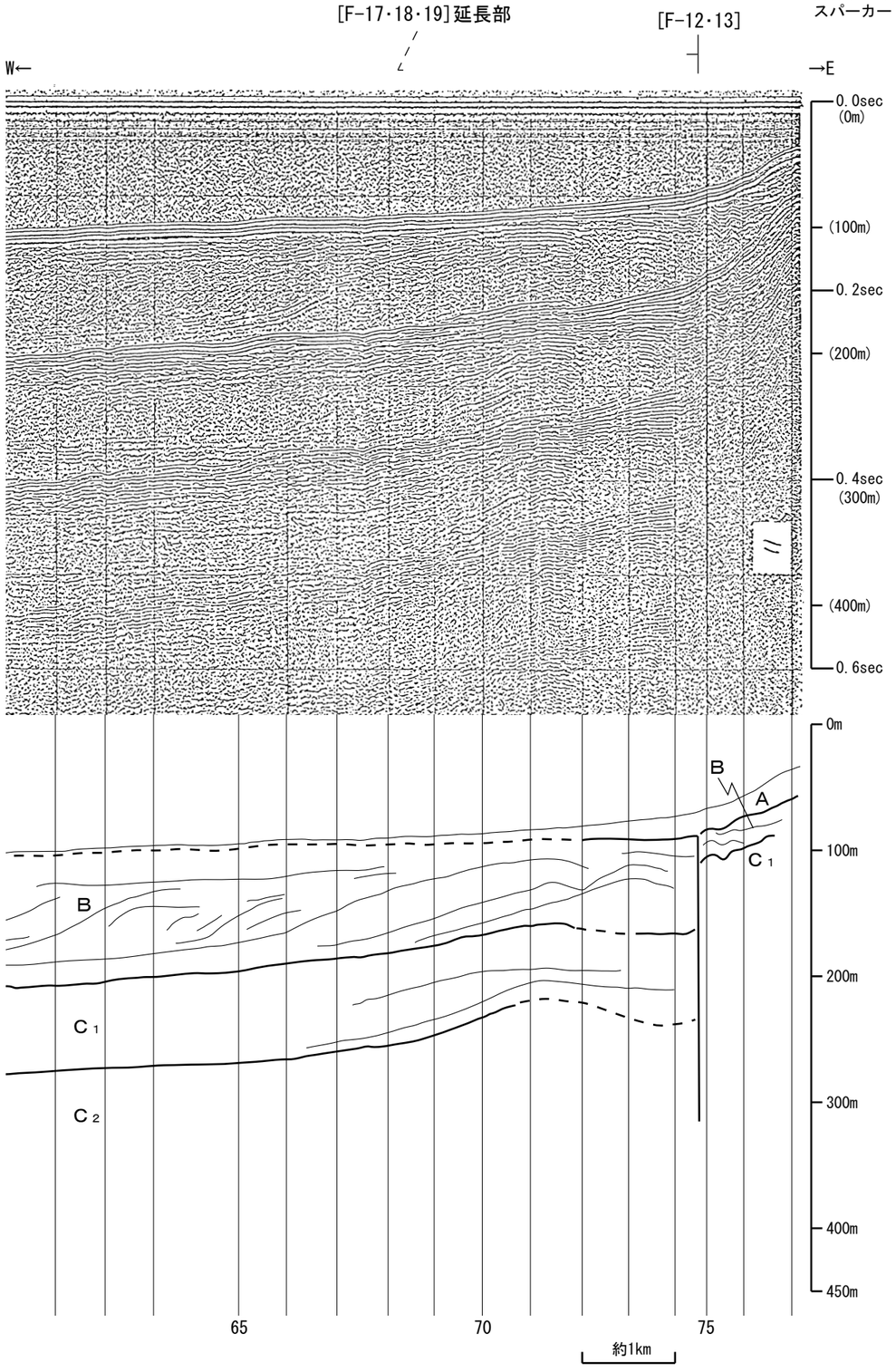
地質時代 ＼ 地域	丹生山地及び南条山地周辺	野坂山地及び伊吹山地周辺
第四紀 完新世	沖積層及び新期扇状地堆積物	
第四紀 更新世	段丘堆積物及び古期扇状地堆積物	
第四紀 更新世	能登野層及び古琵琶湖層群	
新生代 新第三紀 鮮新世 後期	国見岳安山岩及び相当層	
新生代 新第三紀 中新世 中期	市ノ瀬層	
新生代 新第三紀 中新世 中期	荒谷層	
新生代 新第三紀 中新世 前期	国見層及び相当層	鉢伏山花崗岩
新生代 新第三紀 中新世 前期	糸生層及び相当層 / 竹田層及び相当層	
新生代 新第三紀 中新世 前期	西谷流紋岩類	
新生代 古第三紀	丹生花崗岩	江若花崗岩
中生代 白亜紀 後期	面谷流紋岩類	
中生代 白亜紀 後期	足羽層群	貝月山花崗岩 / 雲谷山花崗岩
中生代 白亜紀 前期		
中生代 ジュラ紀	船津花崗岩類	泥岩（混在岩）/ 砂岩優勢部 / チャート / 石灰岩 / 緑色岩類（美濃－丹波帯中・古生層）
中生代 三畳紀		
古生代 ペルム紀	唐木岳層 / 東俣層	
古生代 石炭紀		

新生代新第三紀中新世～古第三紀	安山岩岩脈	閃緑岩岩脈	花崗斑岩岩脈

- 断層 ——— (実在) – – – (推定) ····· (伏在)
- 美濃－丹波帯 中・古生層のユニット境界
- アンチフォーム
- シンフォーム

第1.3.106図　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層周辺陸域及び海域の地質図

No. 20
海保(1980)
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

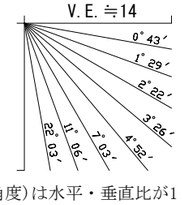
基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

A　A層　完新統
B　B層　上部更新統
C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統
D　D層　下部～上部鮮新統
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統
断層
推定断層
地層境界
推定地層境界

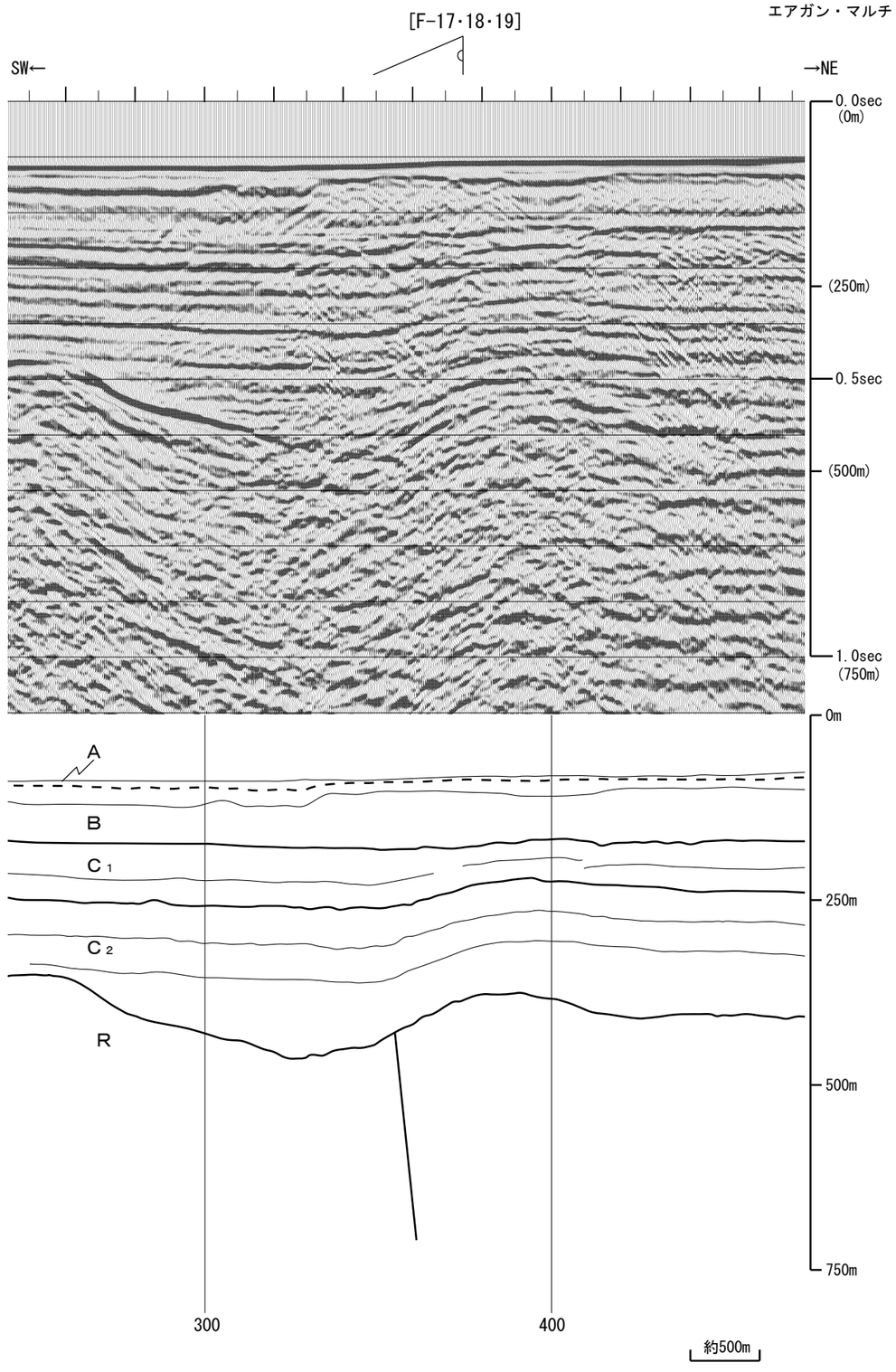


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(1)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.20）

NBAM19
日本原電2012
エアガン・マルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

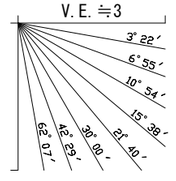
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

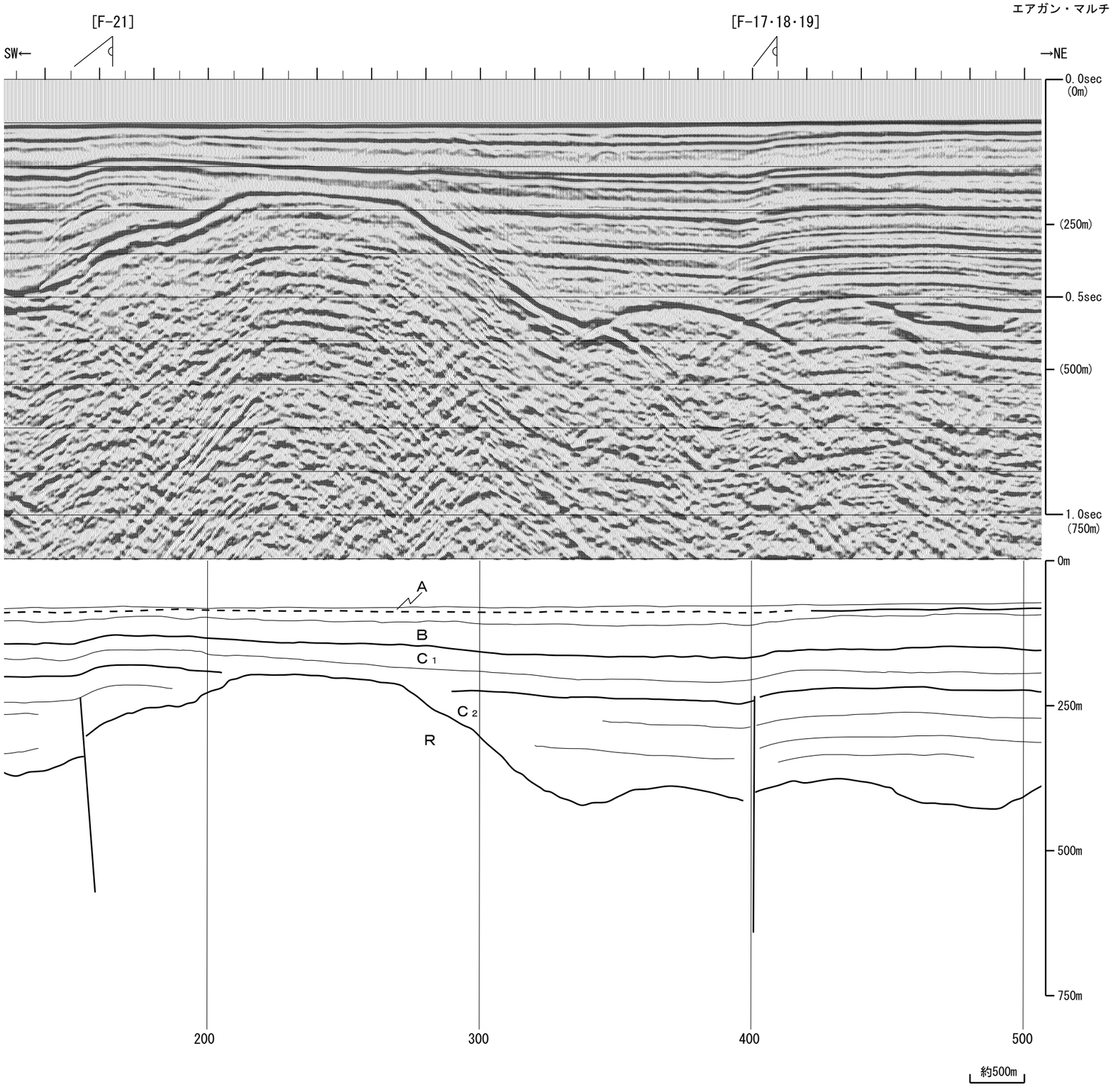


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(2)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBAM19）

NEAM3
日本原電2012
エアガン・マルチ

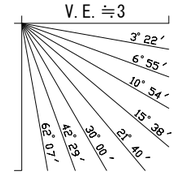


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C 1 / C 2 / C 3 / C 4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

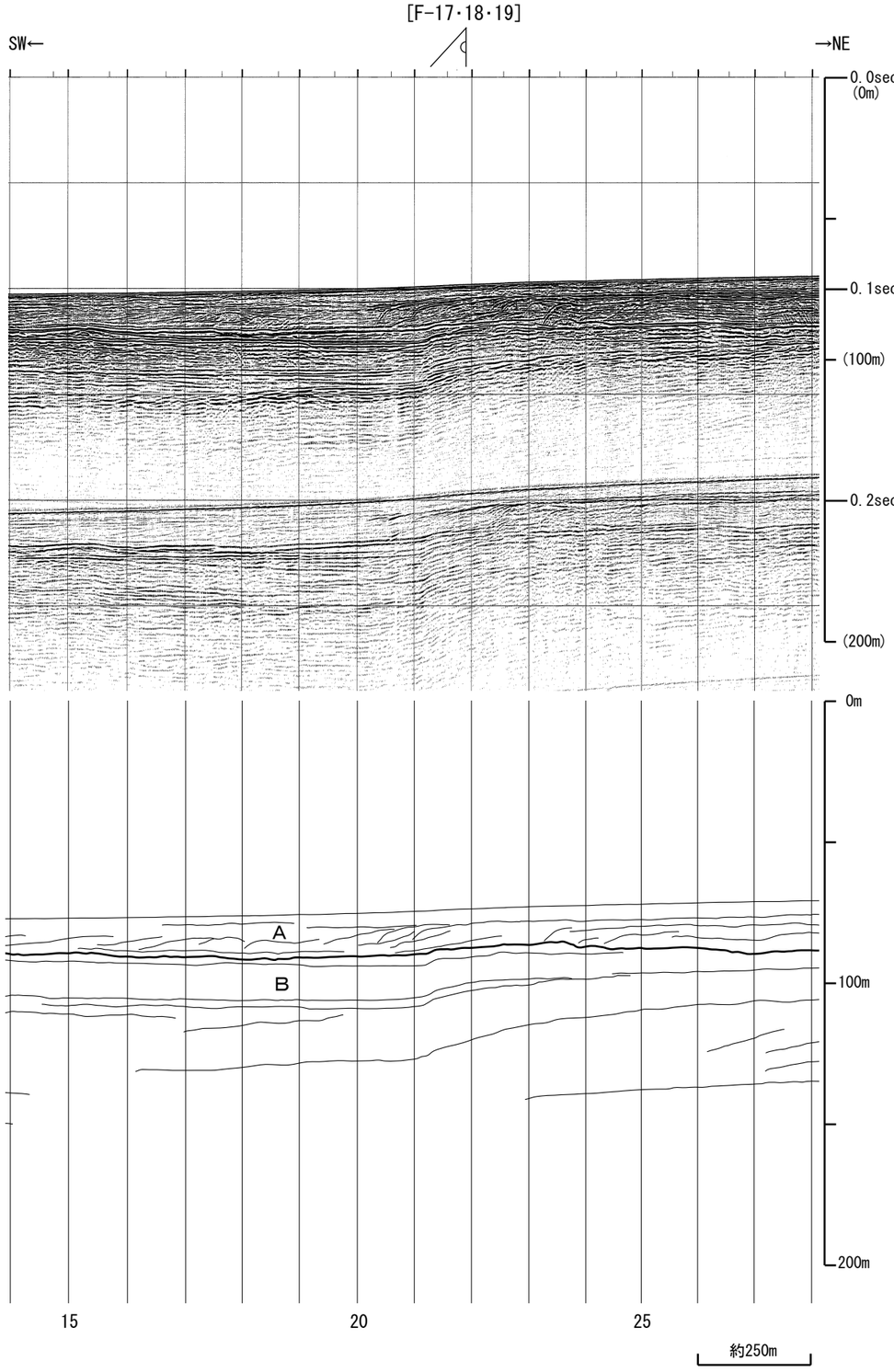


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(3)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEAM3）

NEBM3
日本原電2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

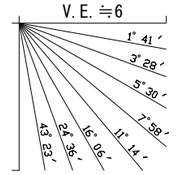
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

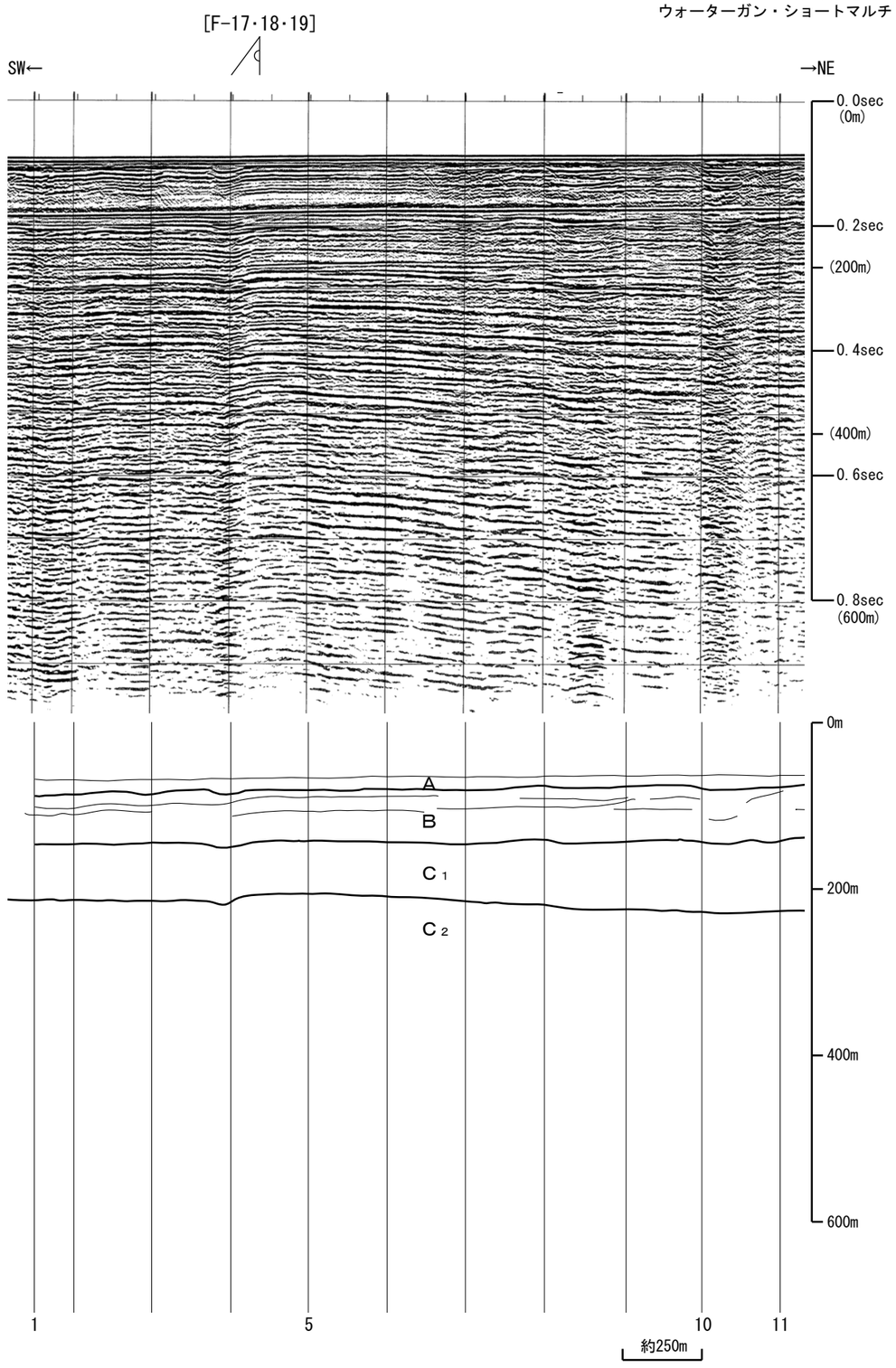


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(4)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEBM3）

NBWMS22
日本原電2005
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

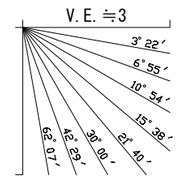
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

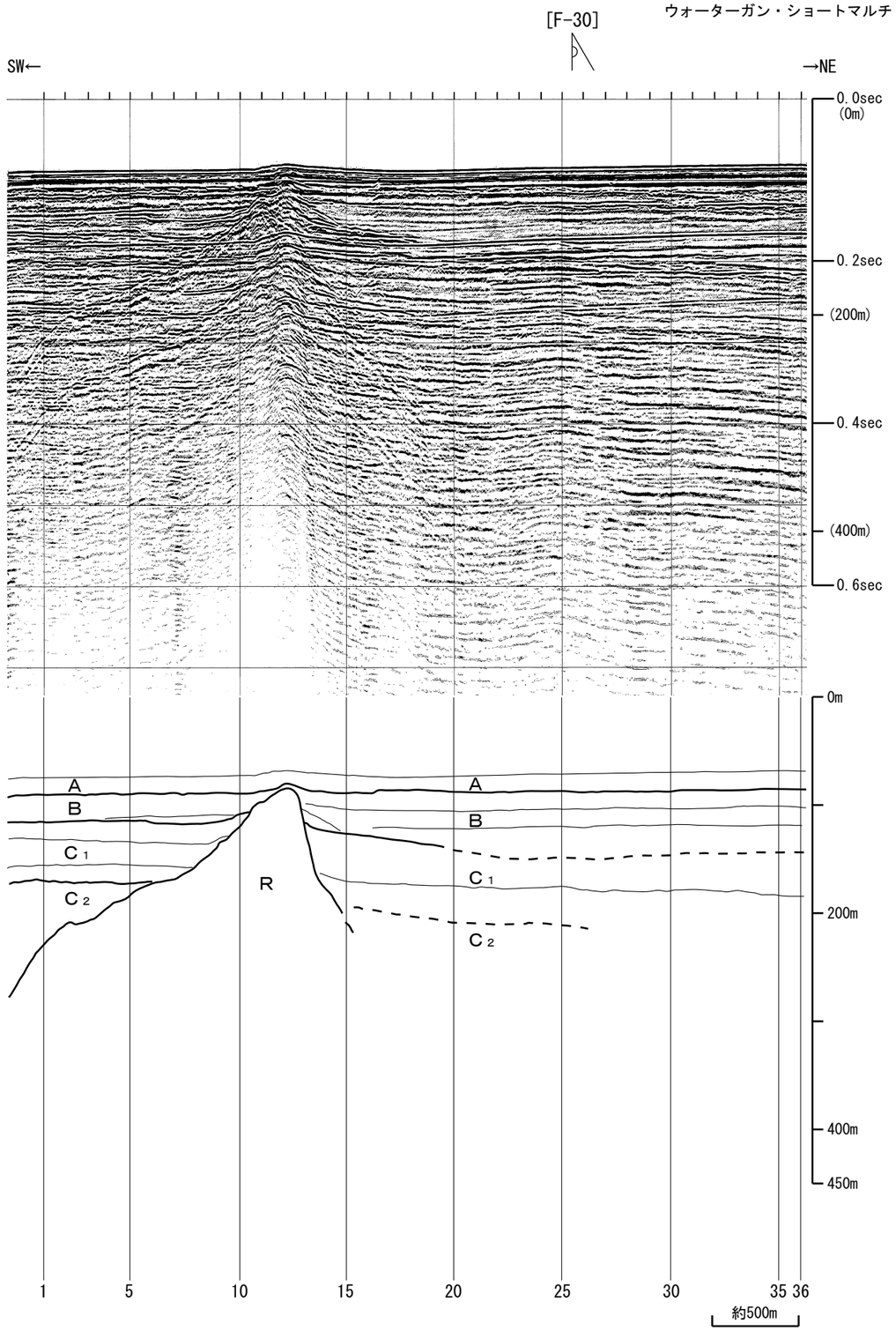


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(5)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NBWMS22）

NEWMS7
日本原電2012
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

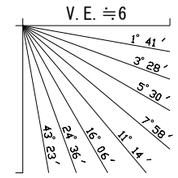
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

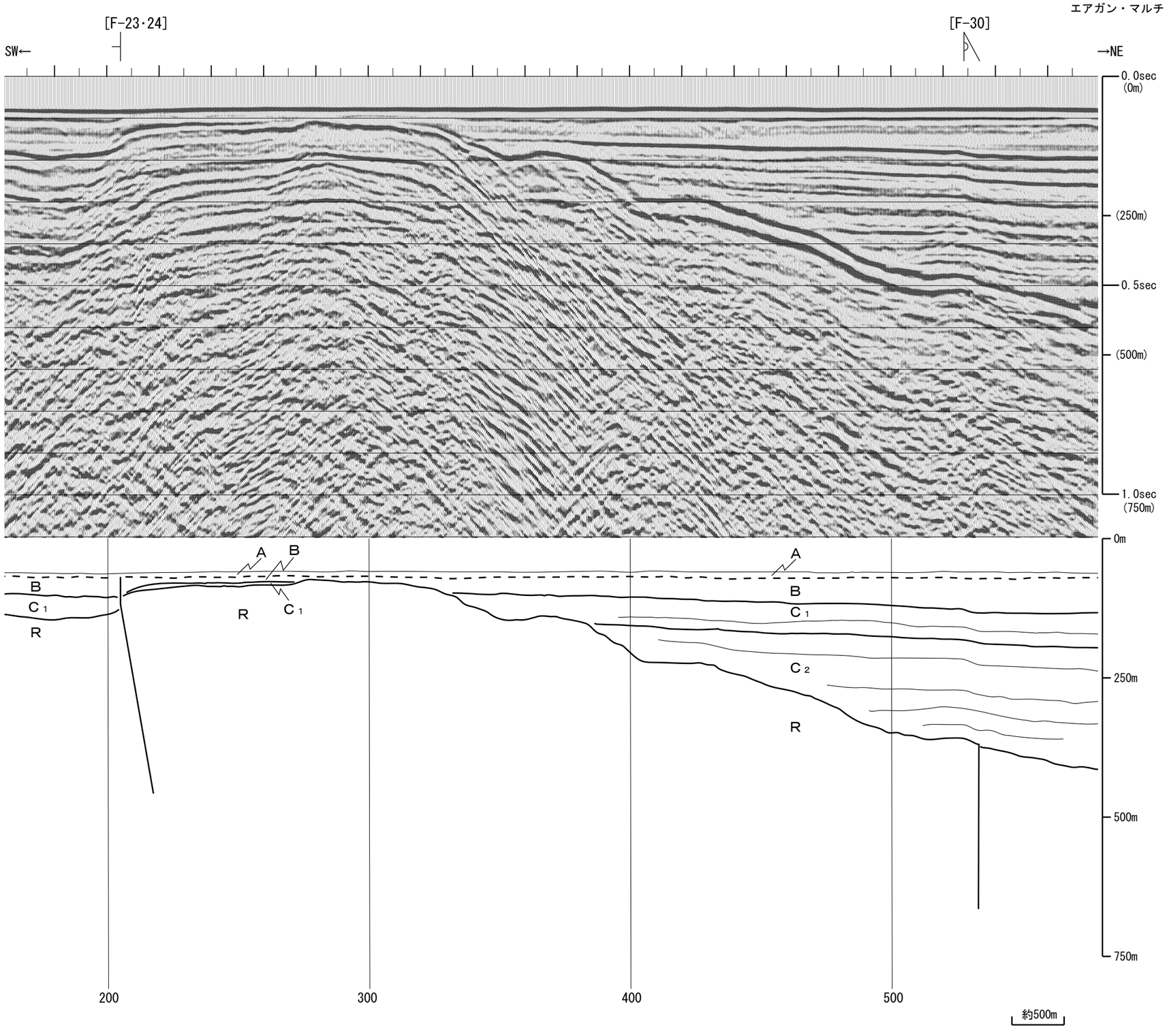


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(6)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEWMS7）

NEAM10
日本原電2012
エアガン・マルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

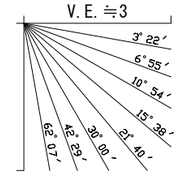
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

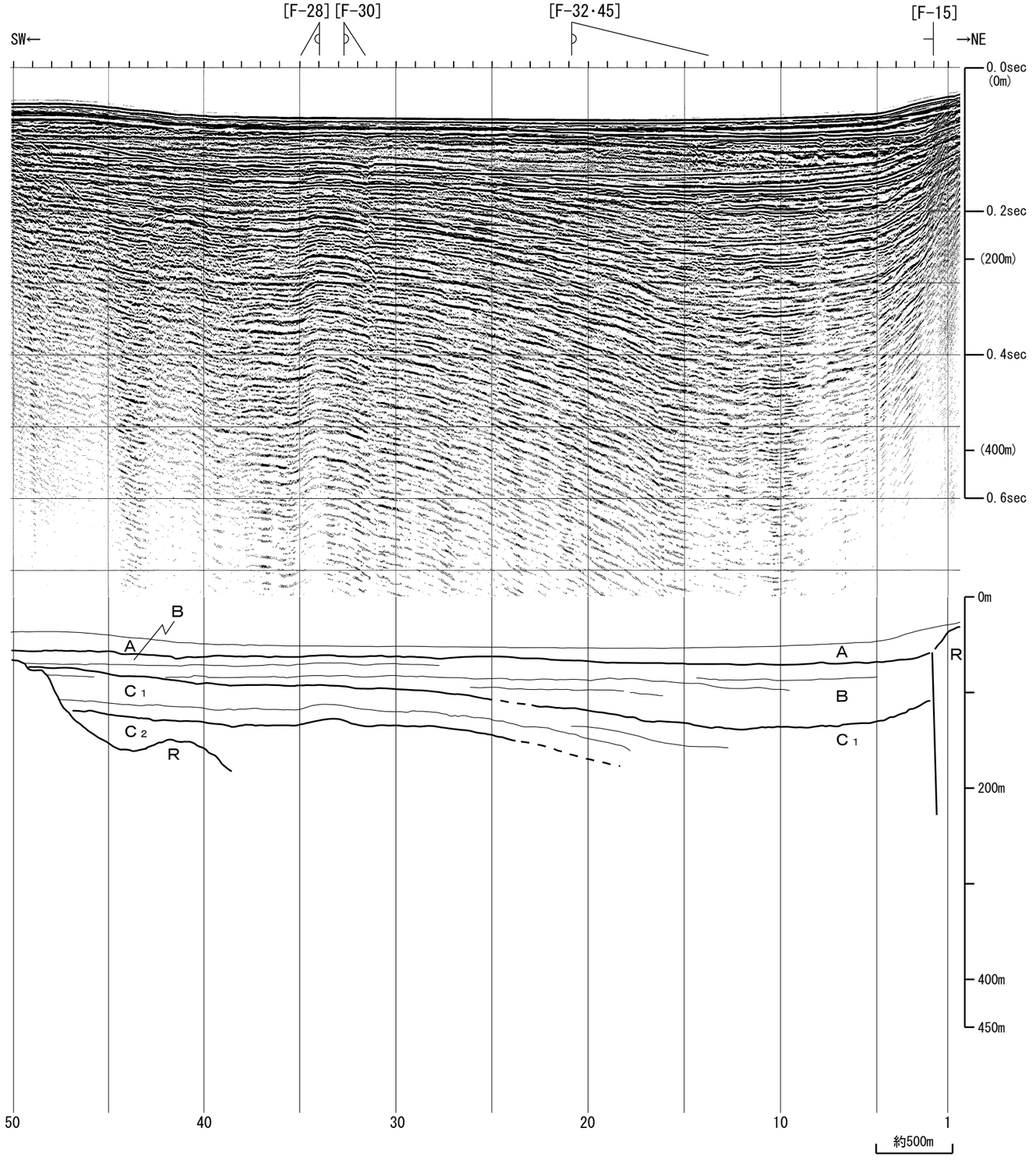


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(7)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEAM10）

NEWMS15
日本原電2012
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

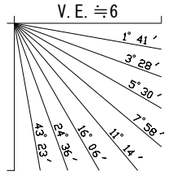
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



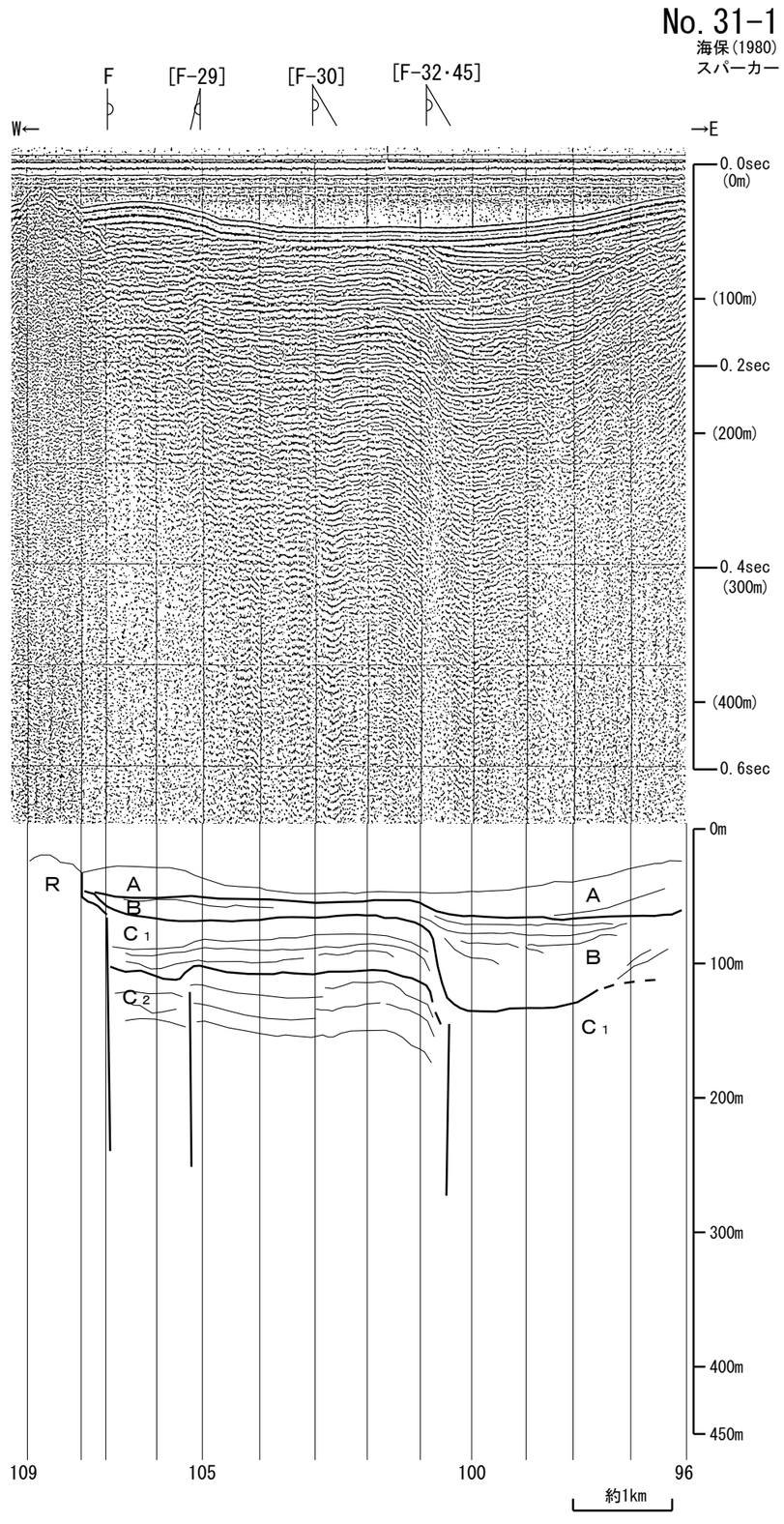
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(8)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEWMS15）

音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

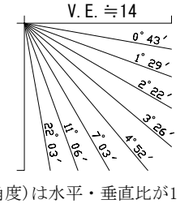
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



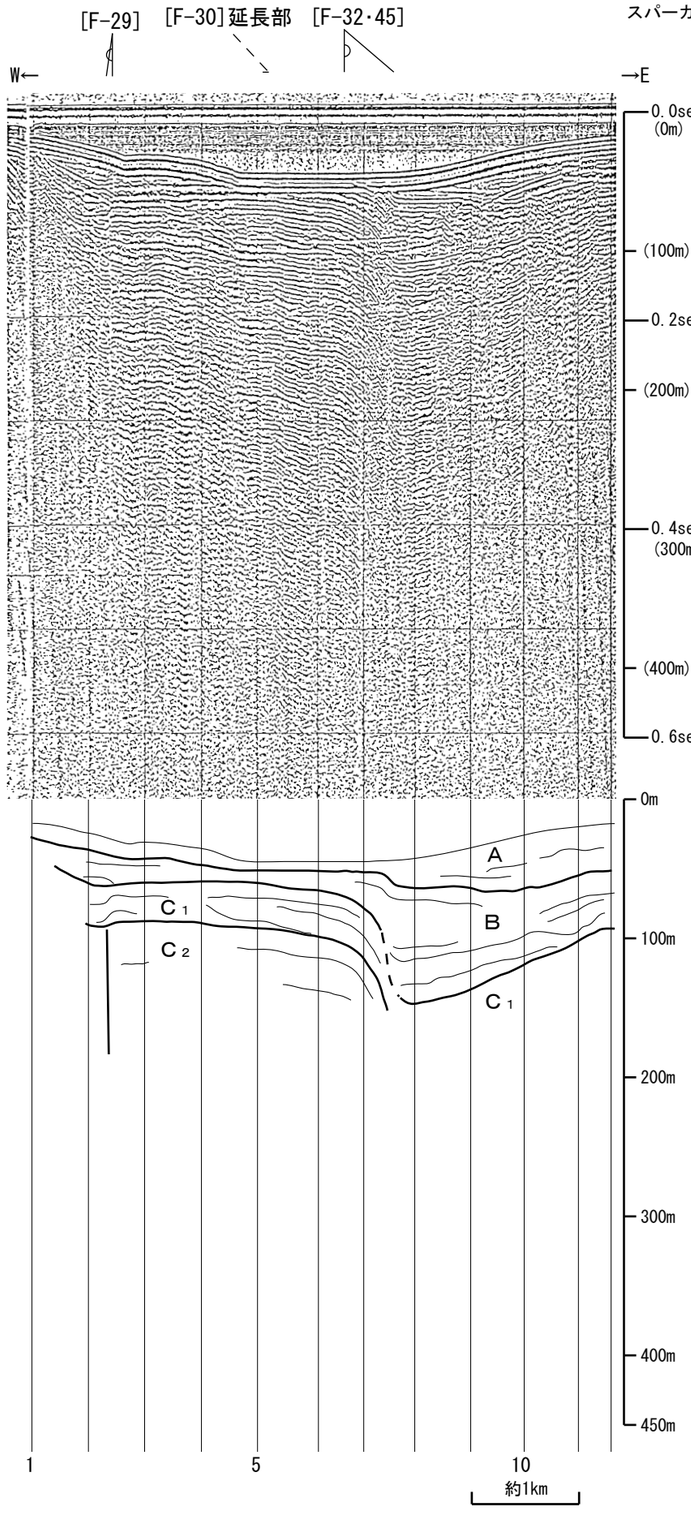
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(9)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.31-1）

No. 32-1

海保(1980)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

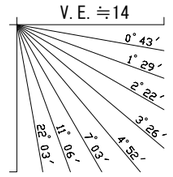
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

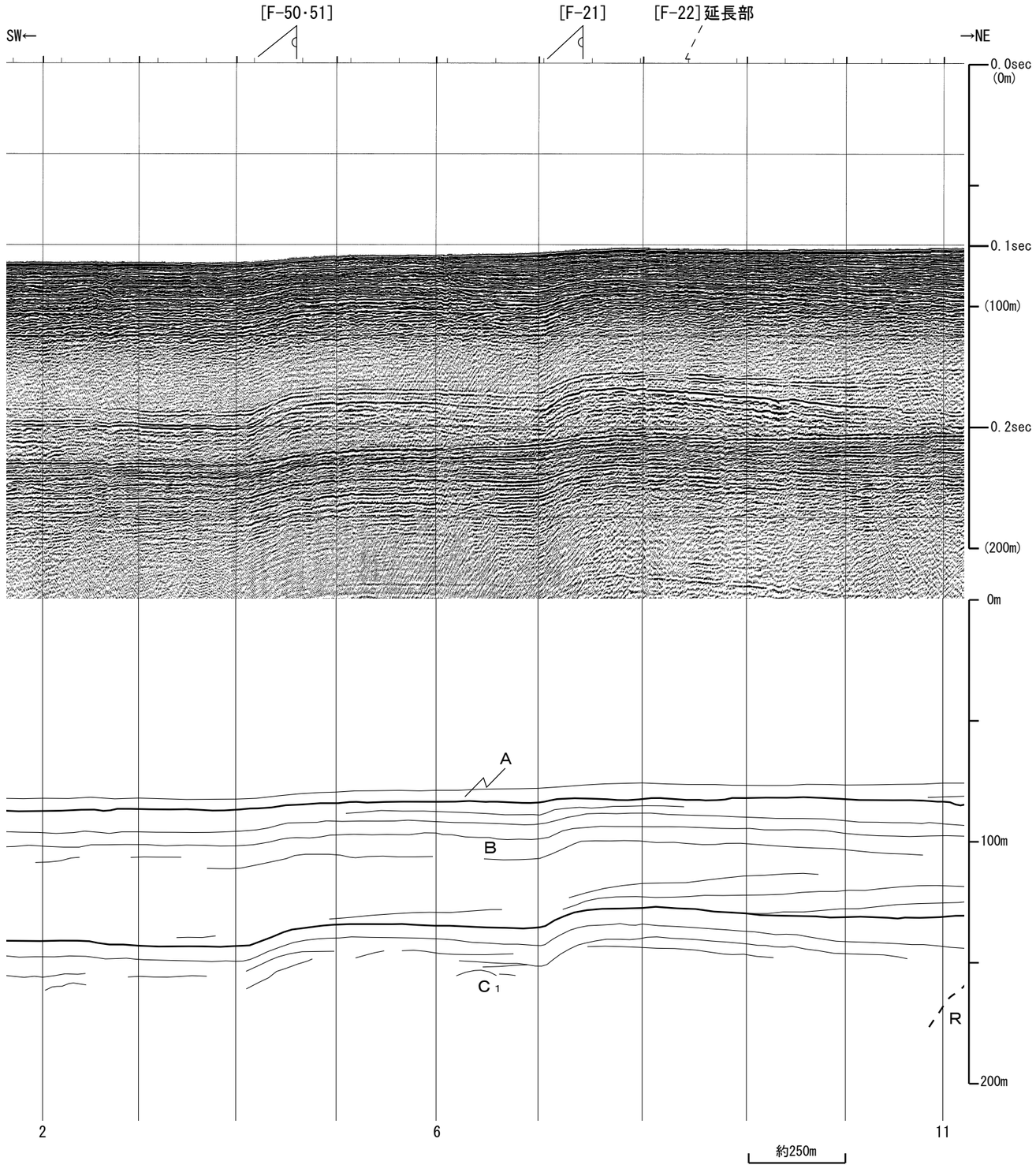


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(10)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.32-1）

NXGM1-2
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

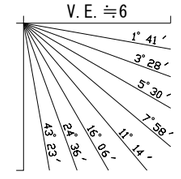
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



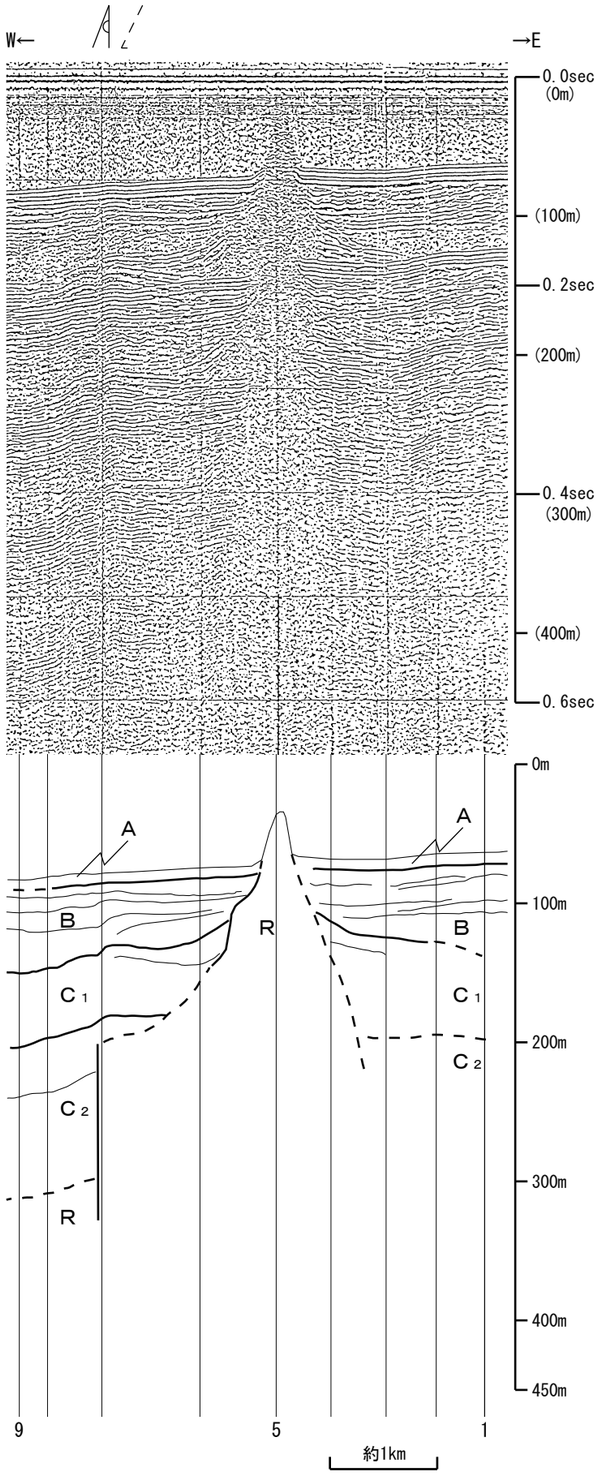
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(11)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NXGM1-2)

No. 26-2

海保(1980)
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

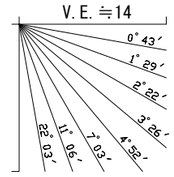
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



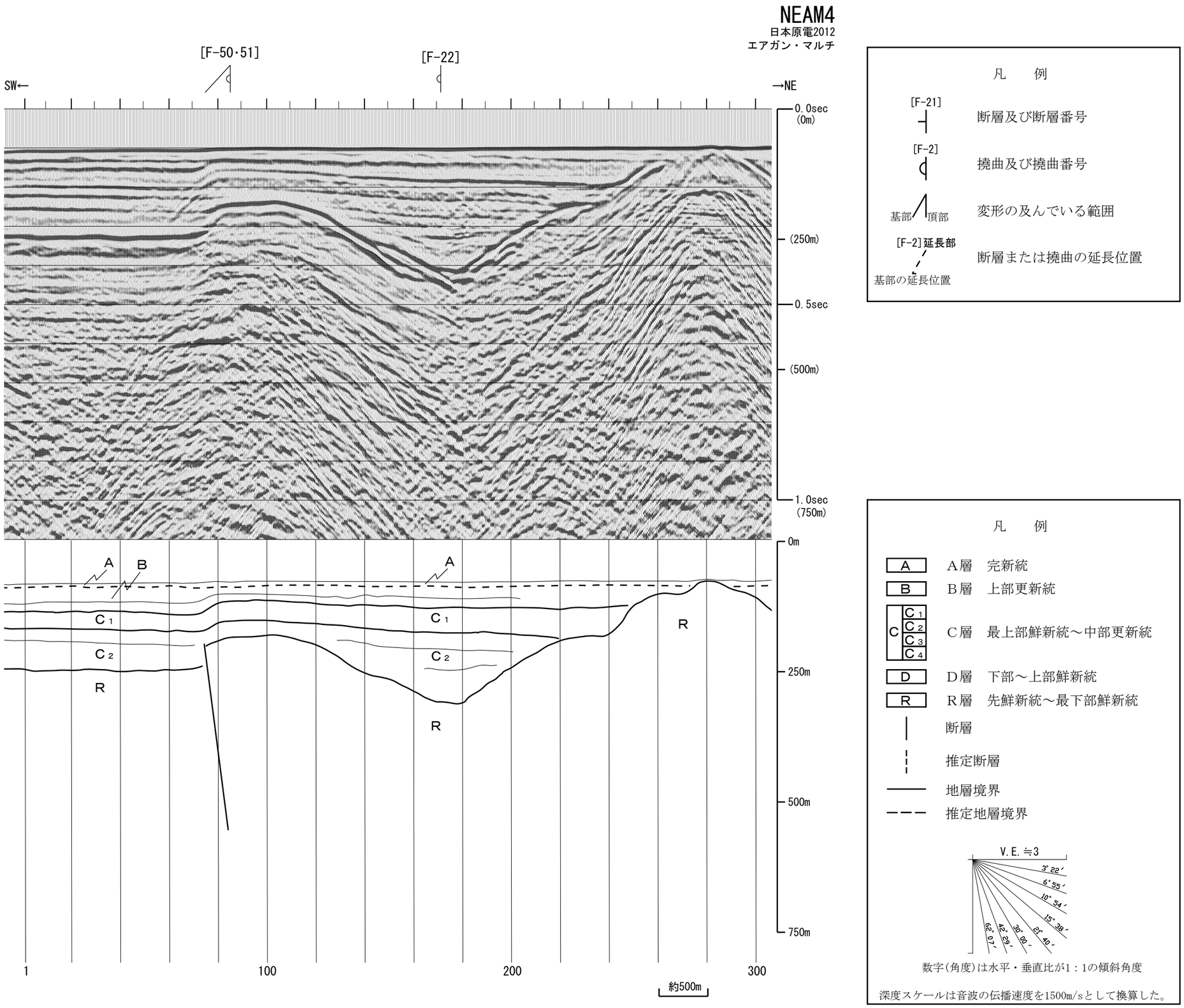
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

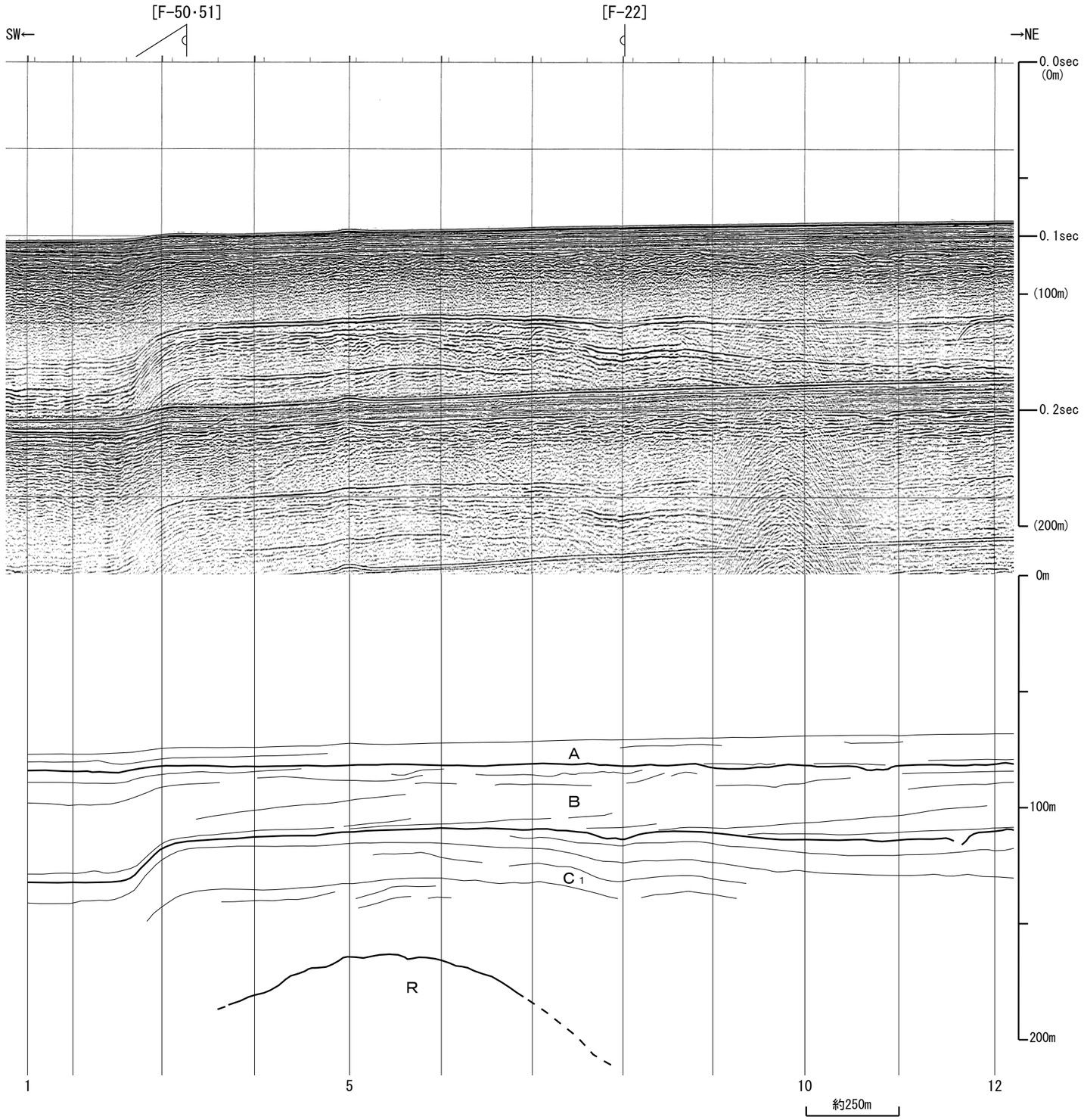
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

第1.3.107図(12)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(No.26-2)



第1.3.107図(13)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NEAM4)

NEGM6
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

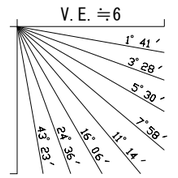
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

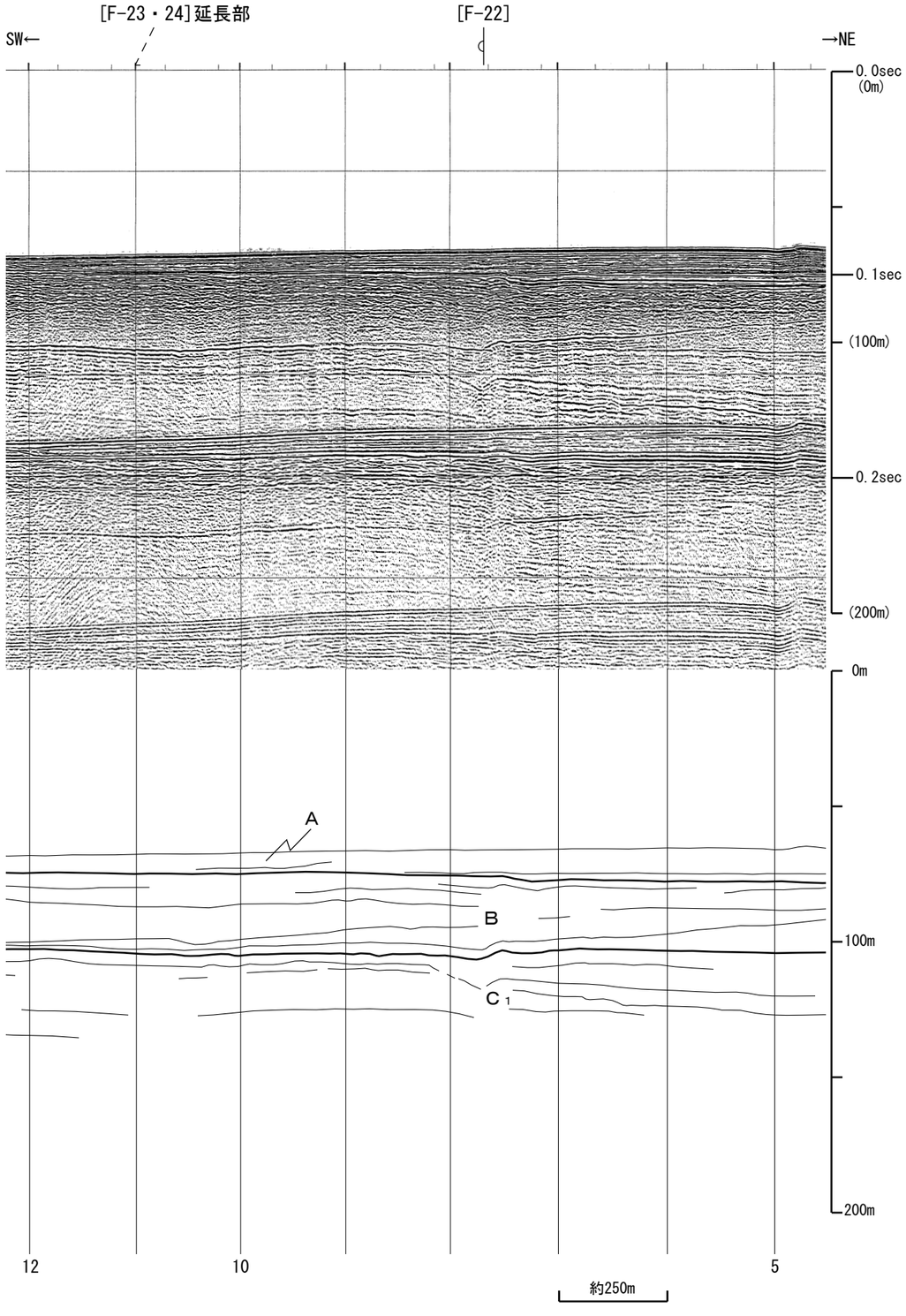


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(14)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NEGM6)

NEGM8
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

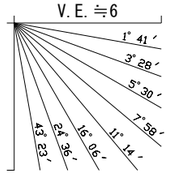
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

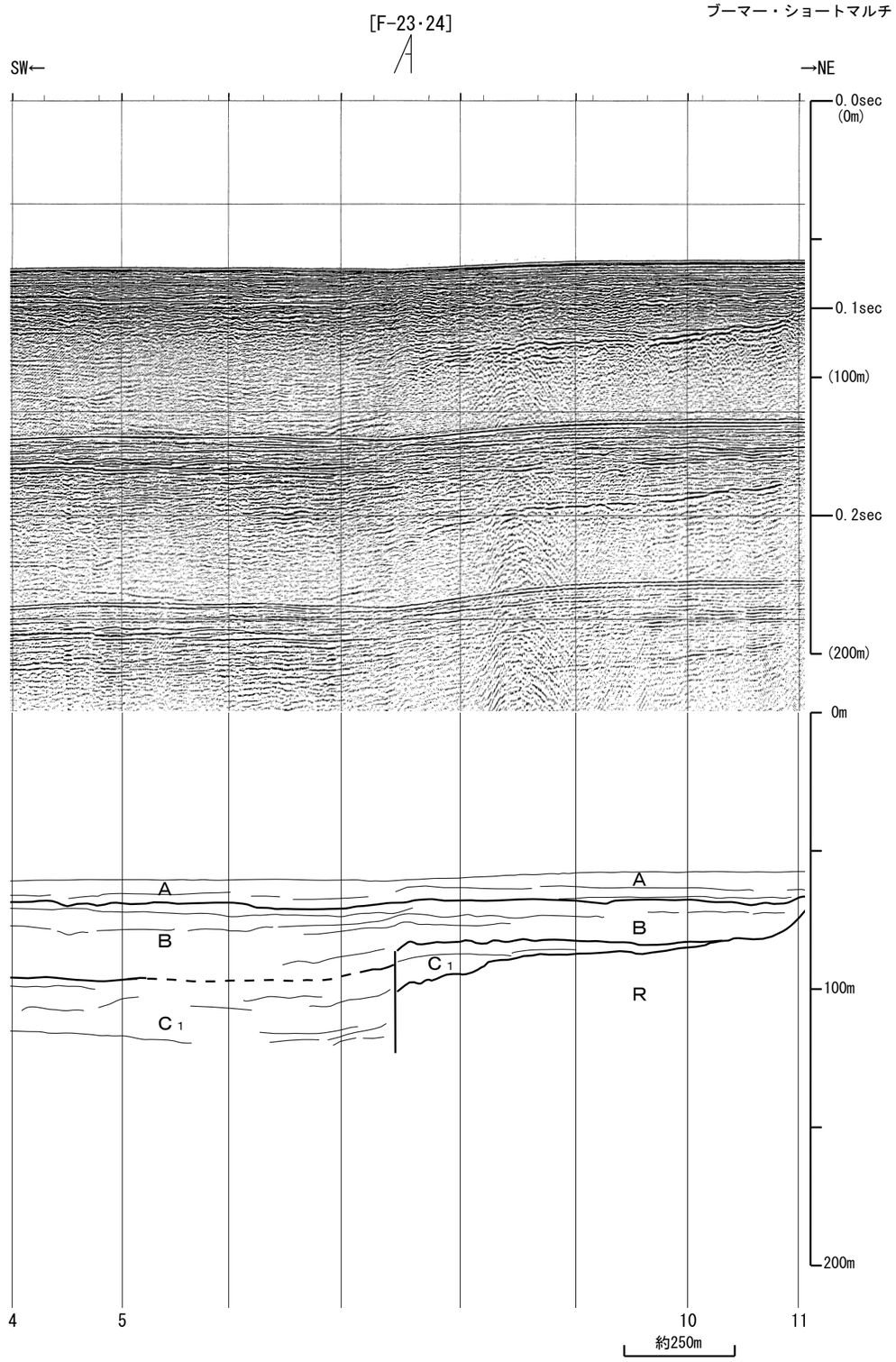


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(15)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NEGM8)

NEGM10
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

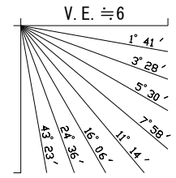
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

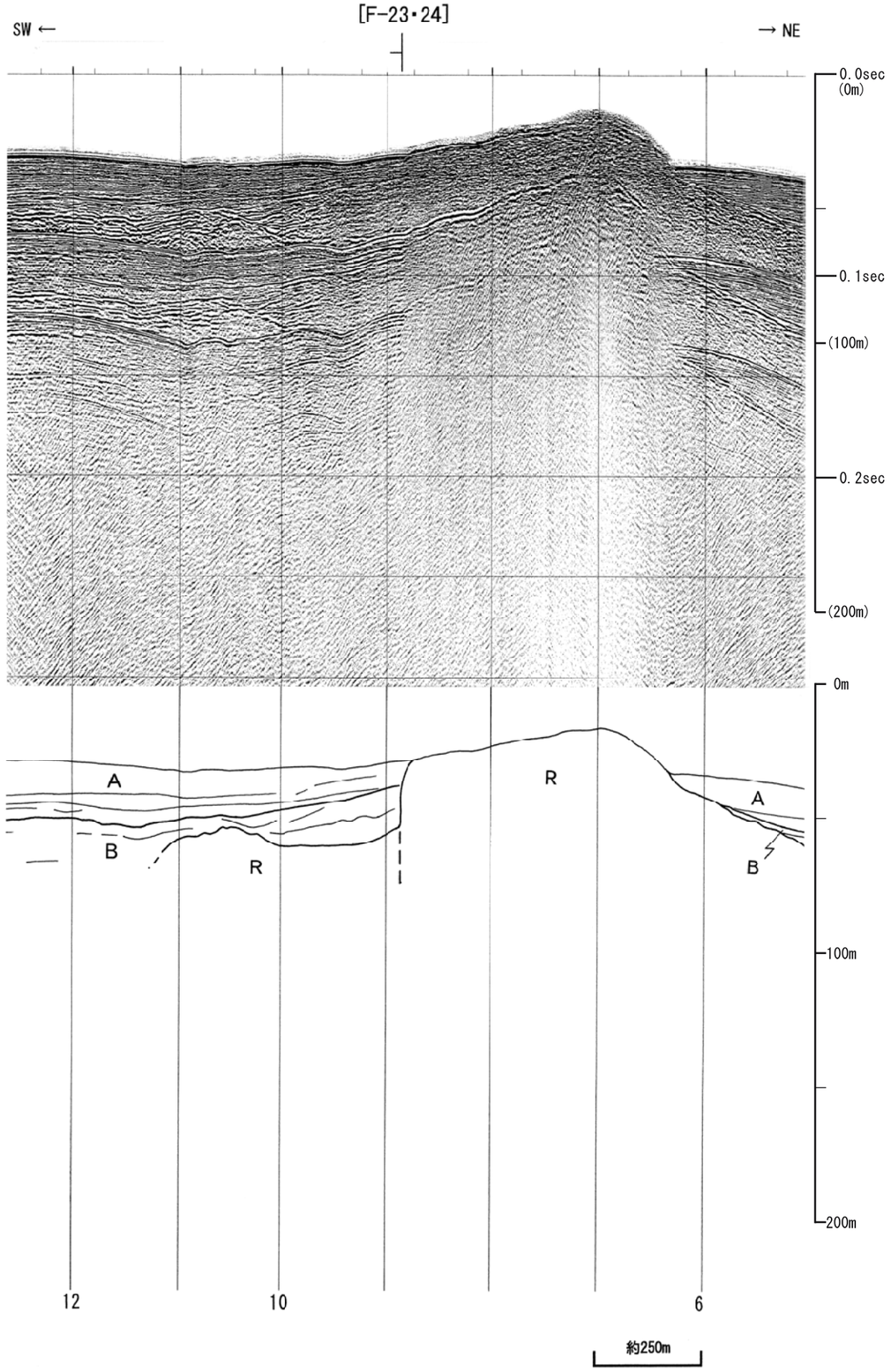


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(16)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEGM10）

NEGM15
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

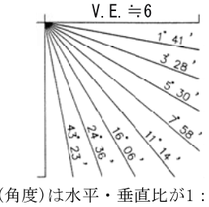
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

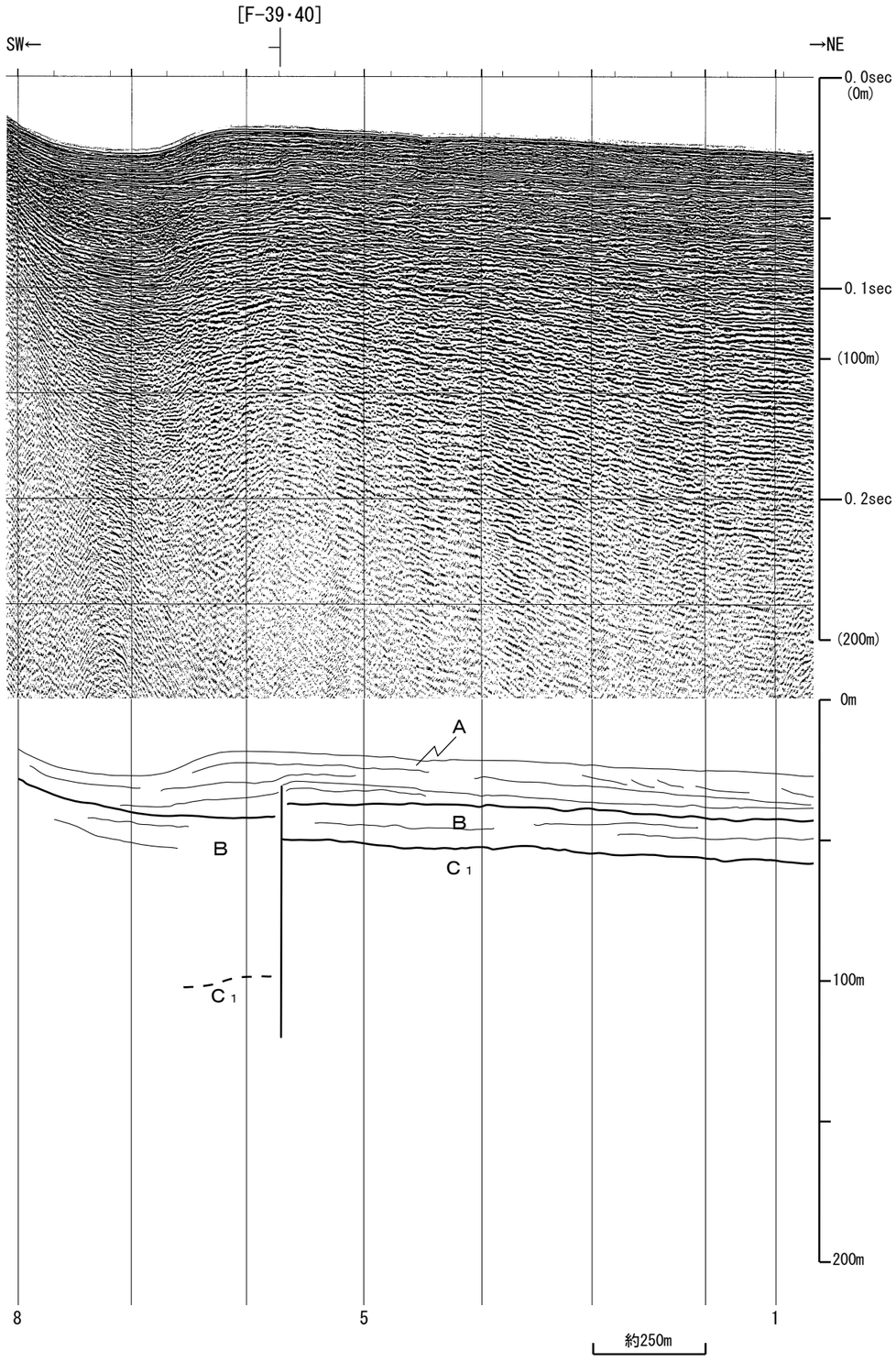


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(17)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEGM15）

NFGM7-2
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

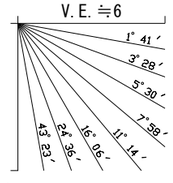
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



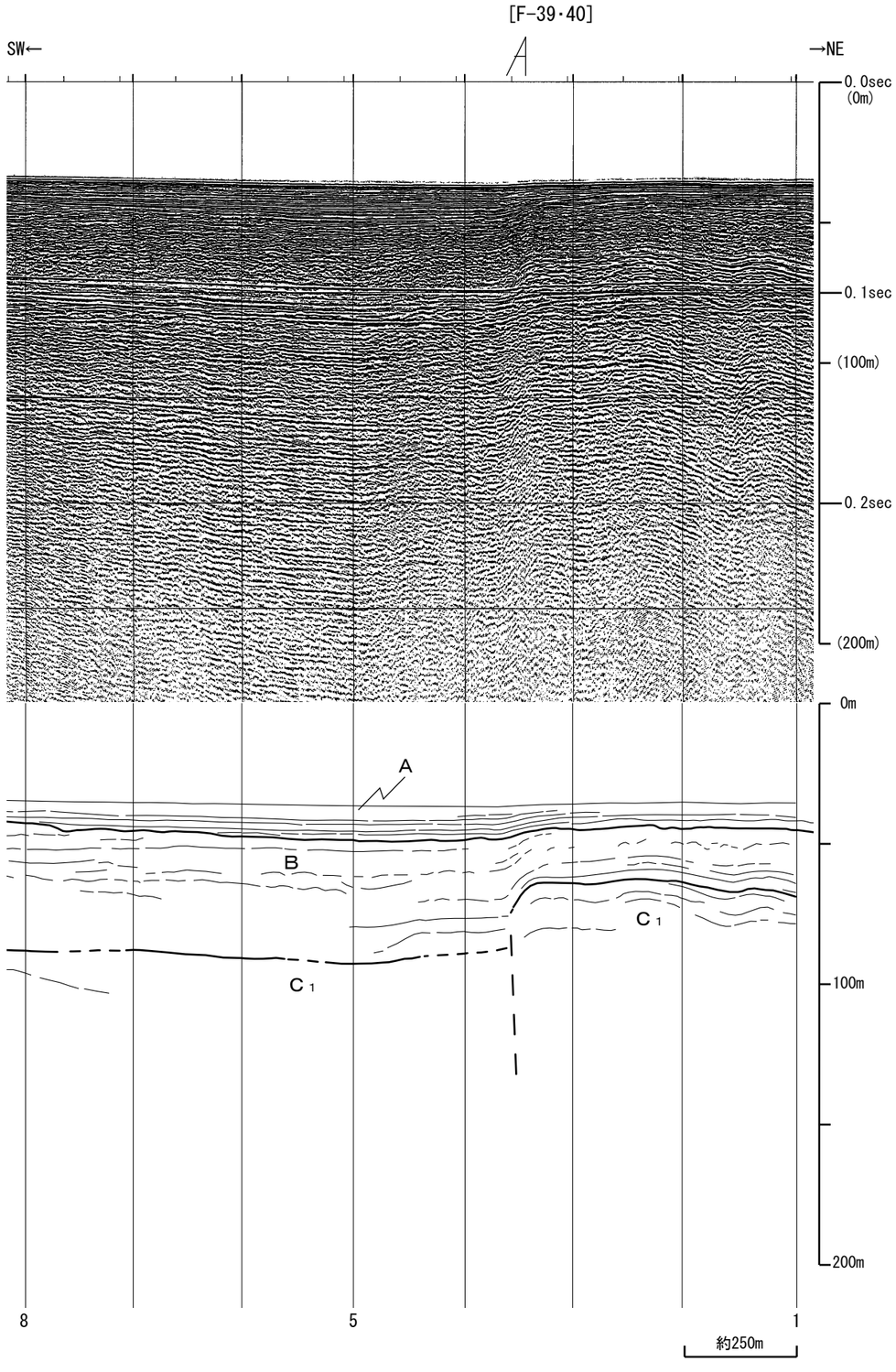
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(18)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM7-2）

NFGM10-2

日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

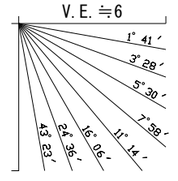
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

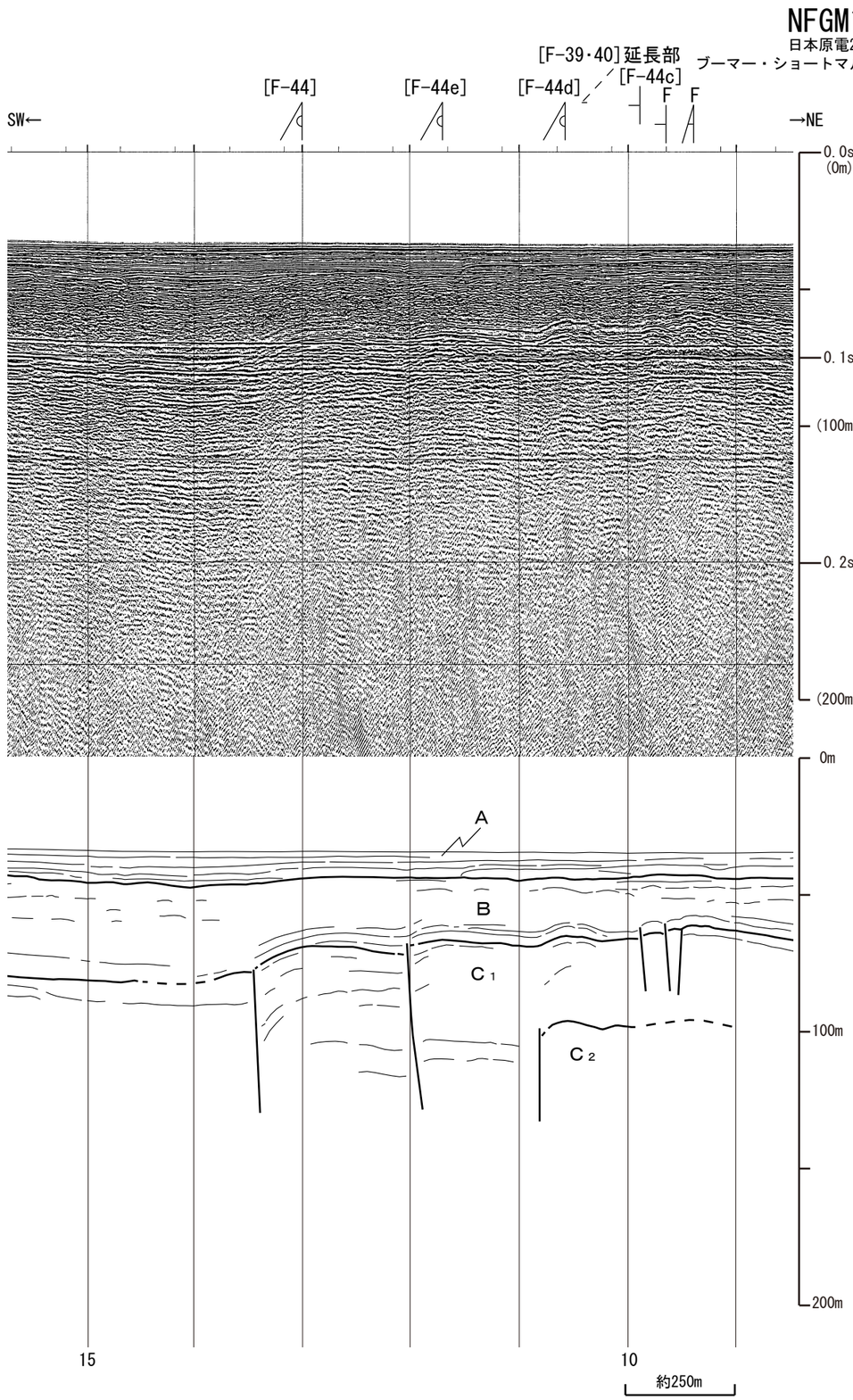
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(19)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM10-2）



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

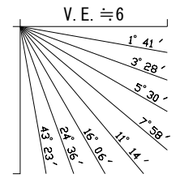
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



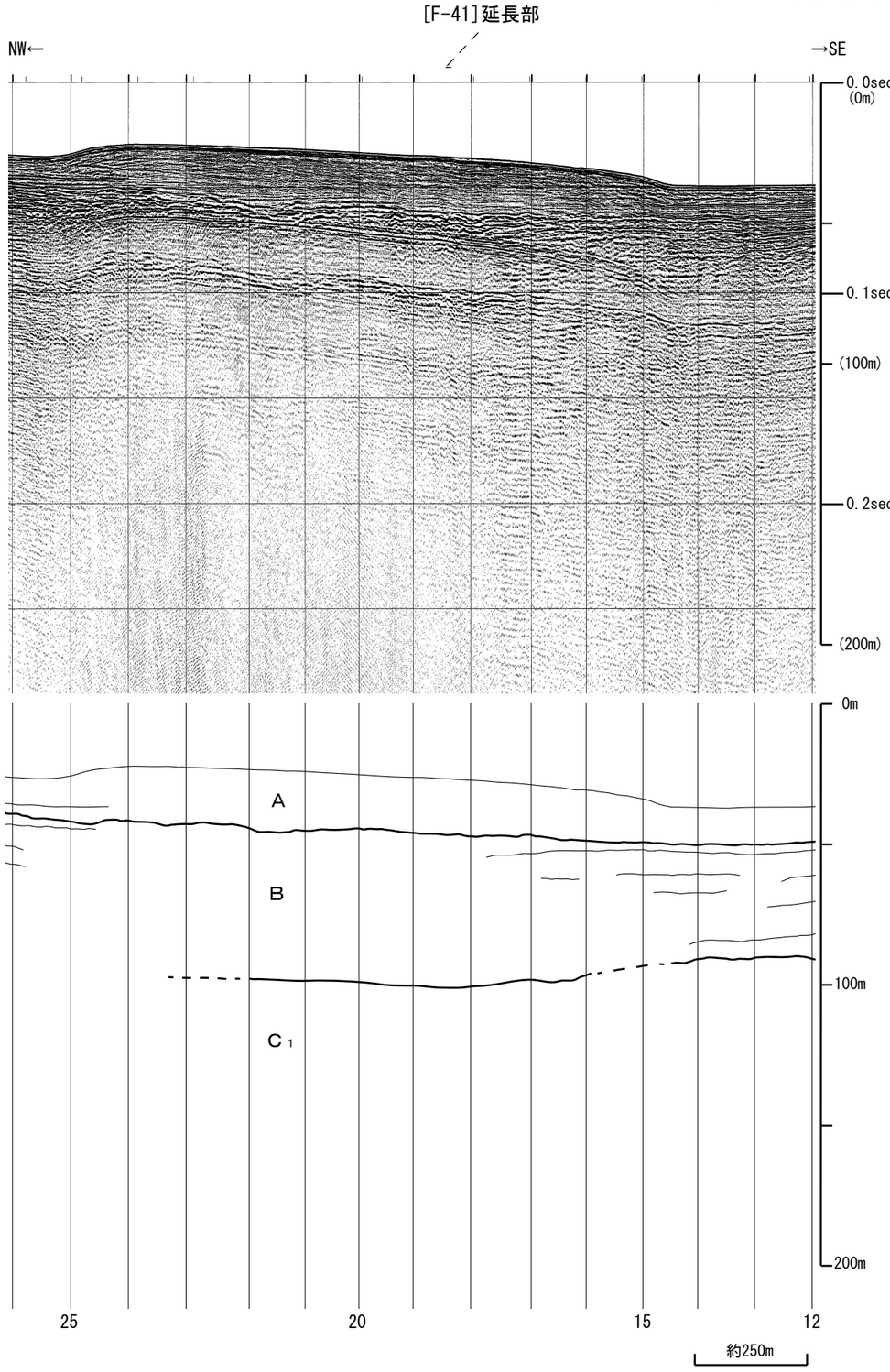
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(20)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NFGM11)

NFBMX2.5

日本原電2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

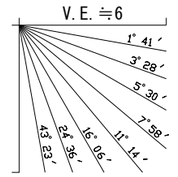
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

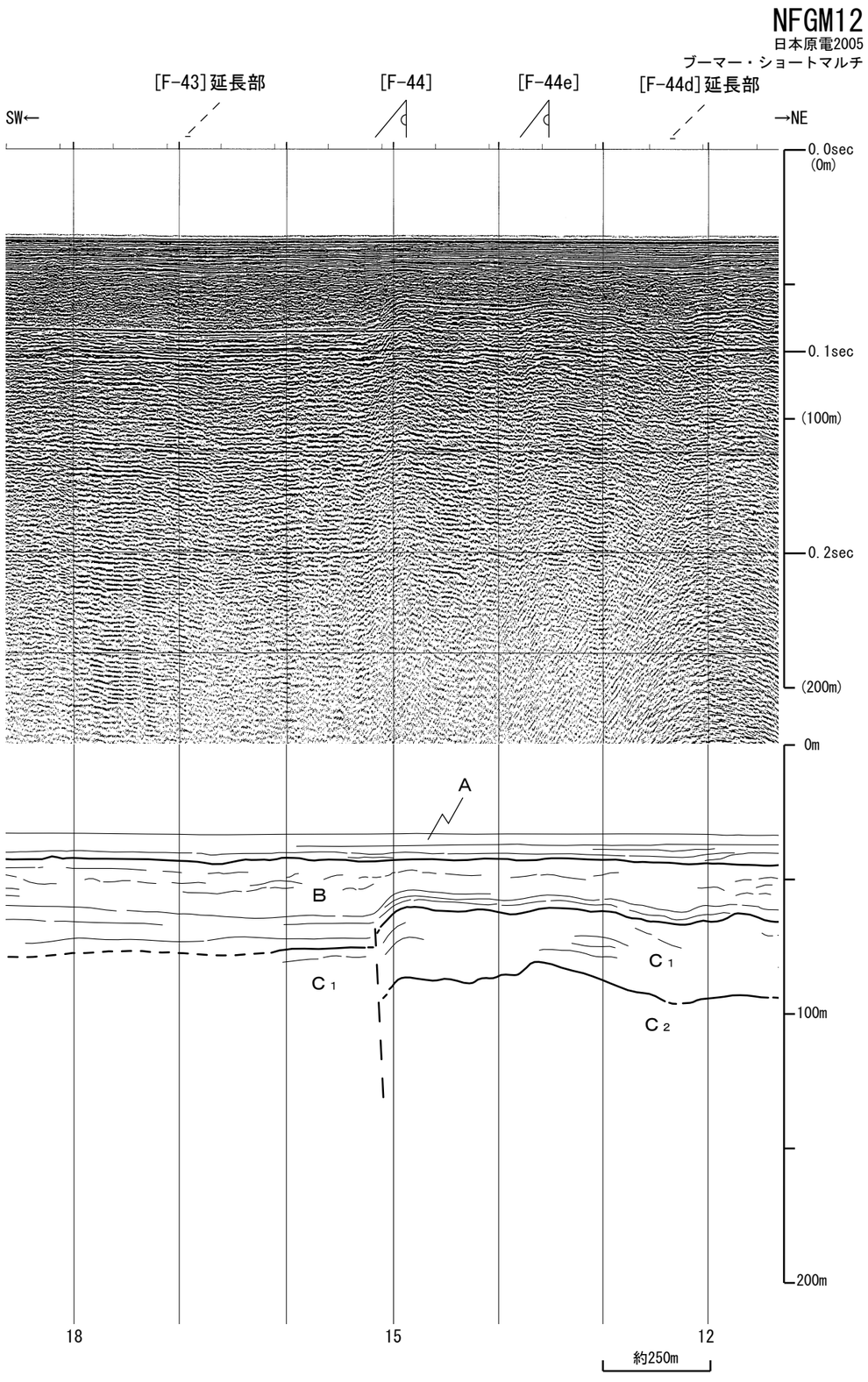
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(21)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFBMX2.5）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

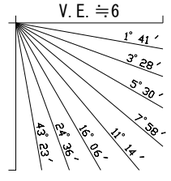
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

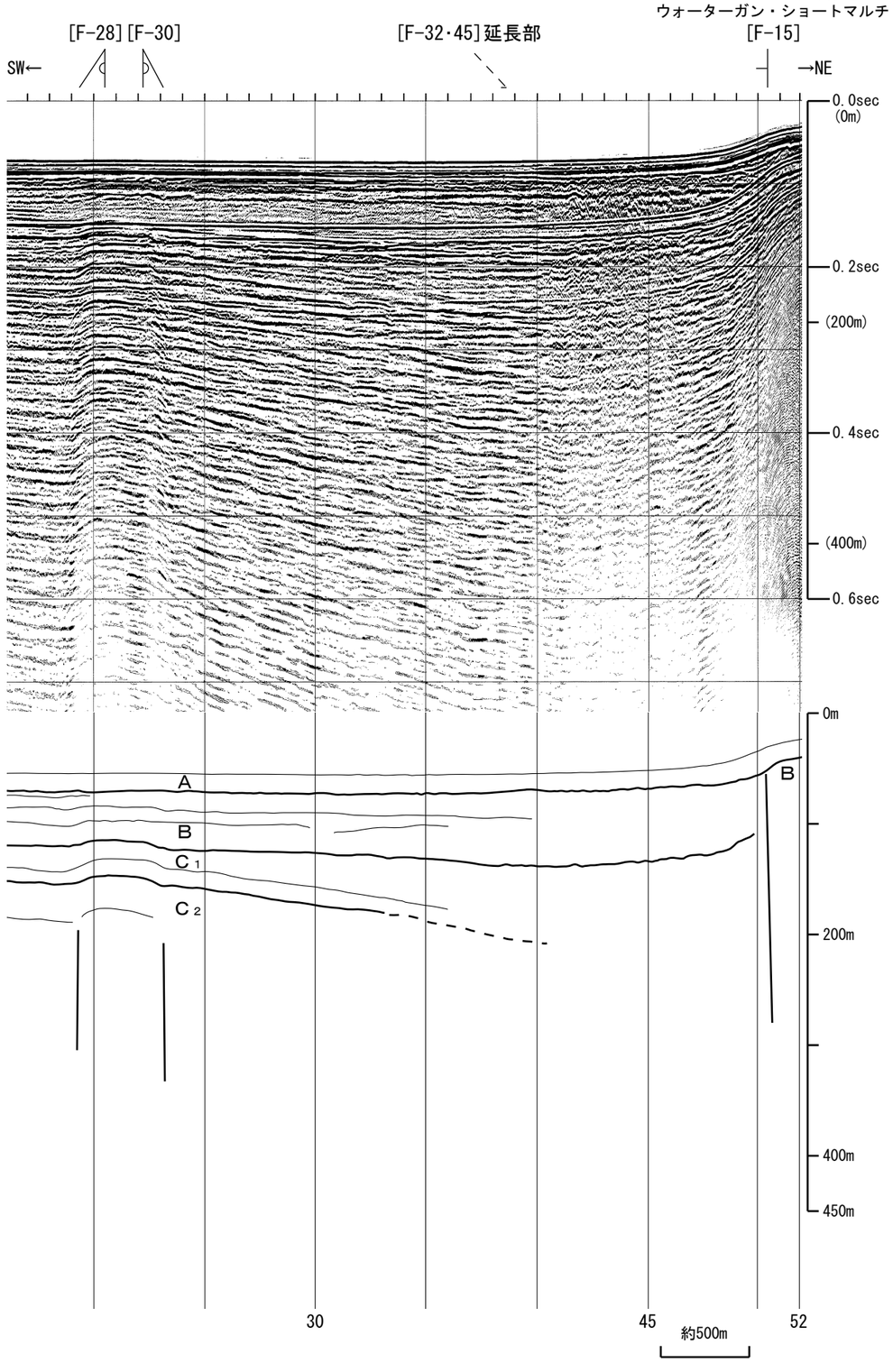


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(22)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM12西部）

NEWMS12
日本原電2012
ウォーターガン・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

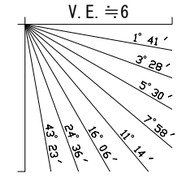
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

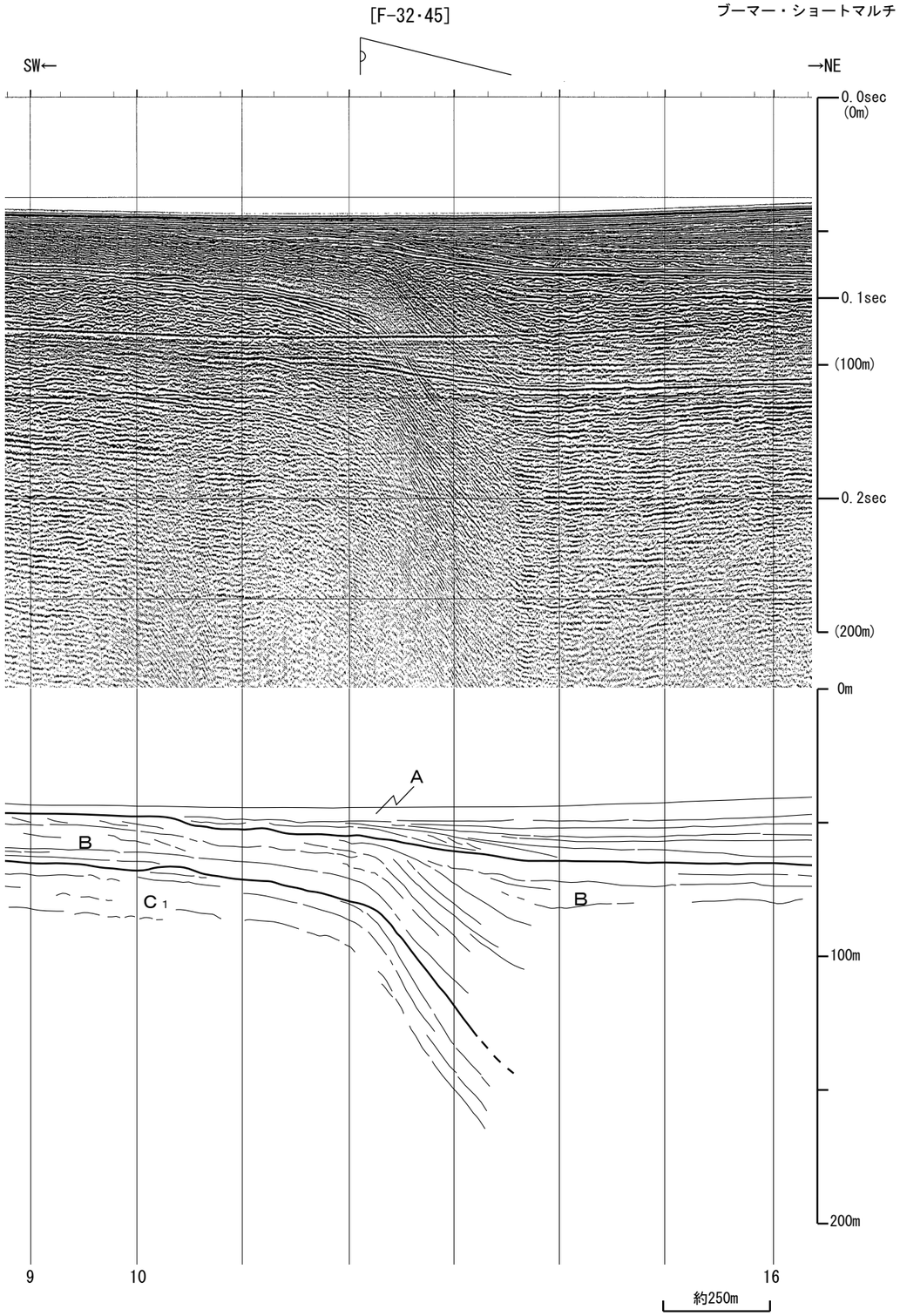


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(23)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEWMS12）

NFGM7-1
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

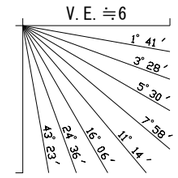
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



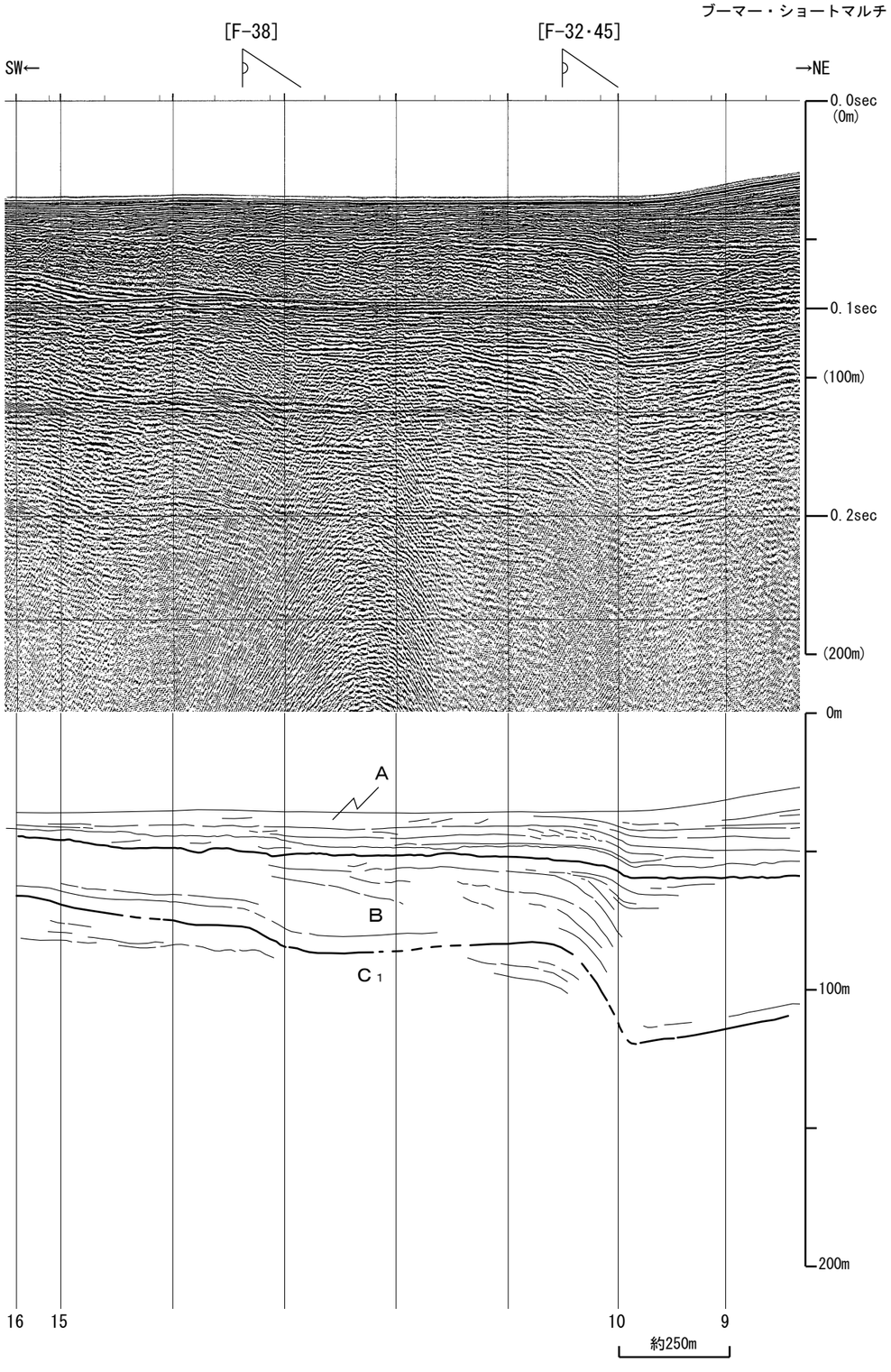
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(24)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM7-1）

NFGM10-1

日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

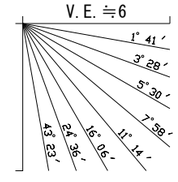
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



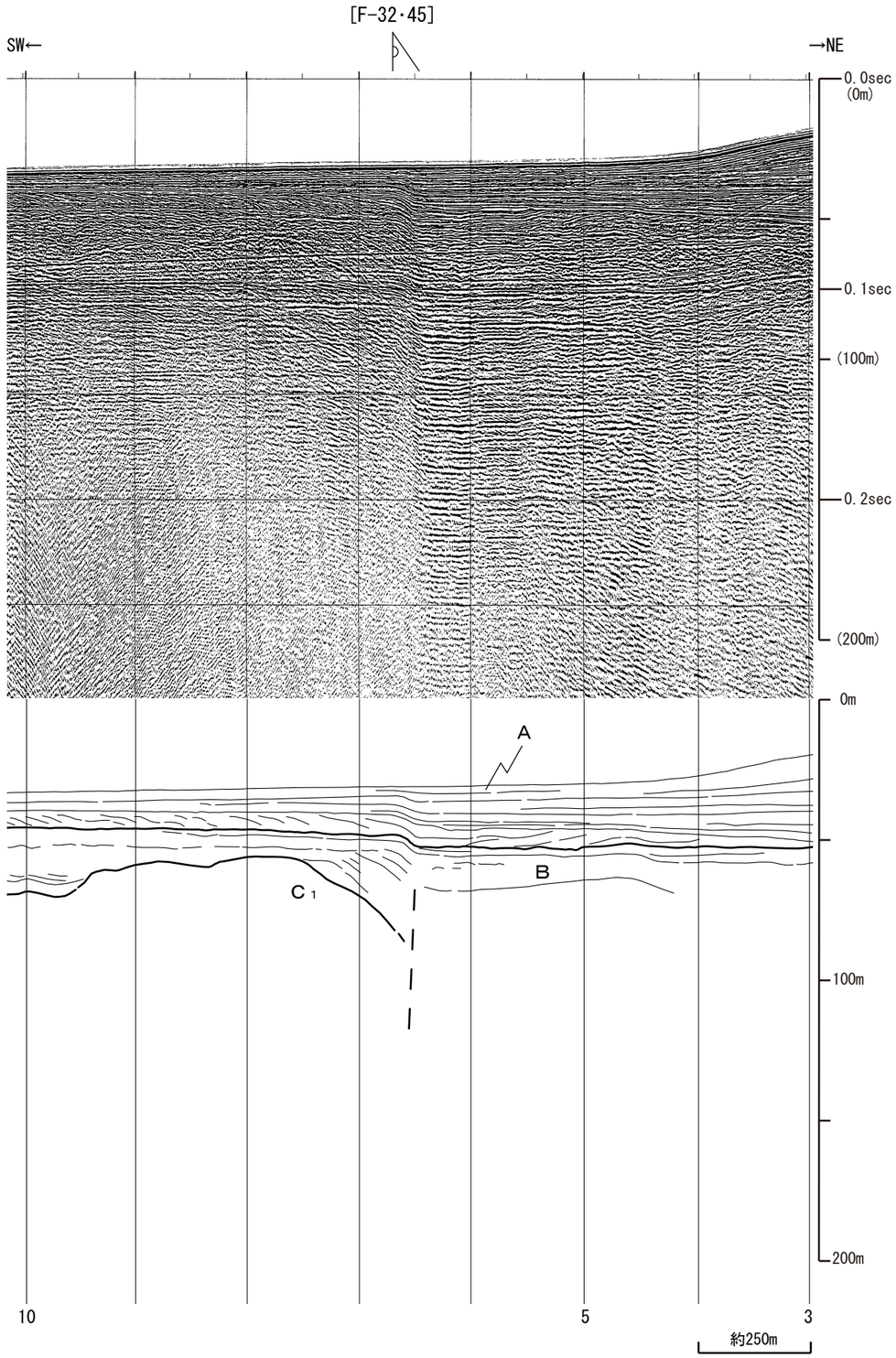
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(25)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM10-1）

NFGM12

日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ

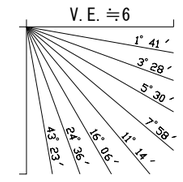


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

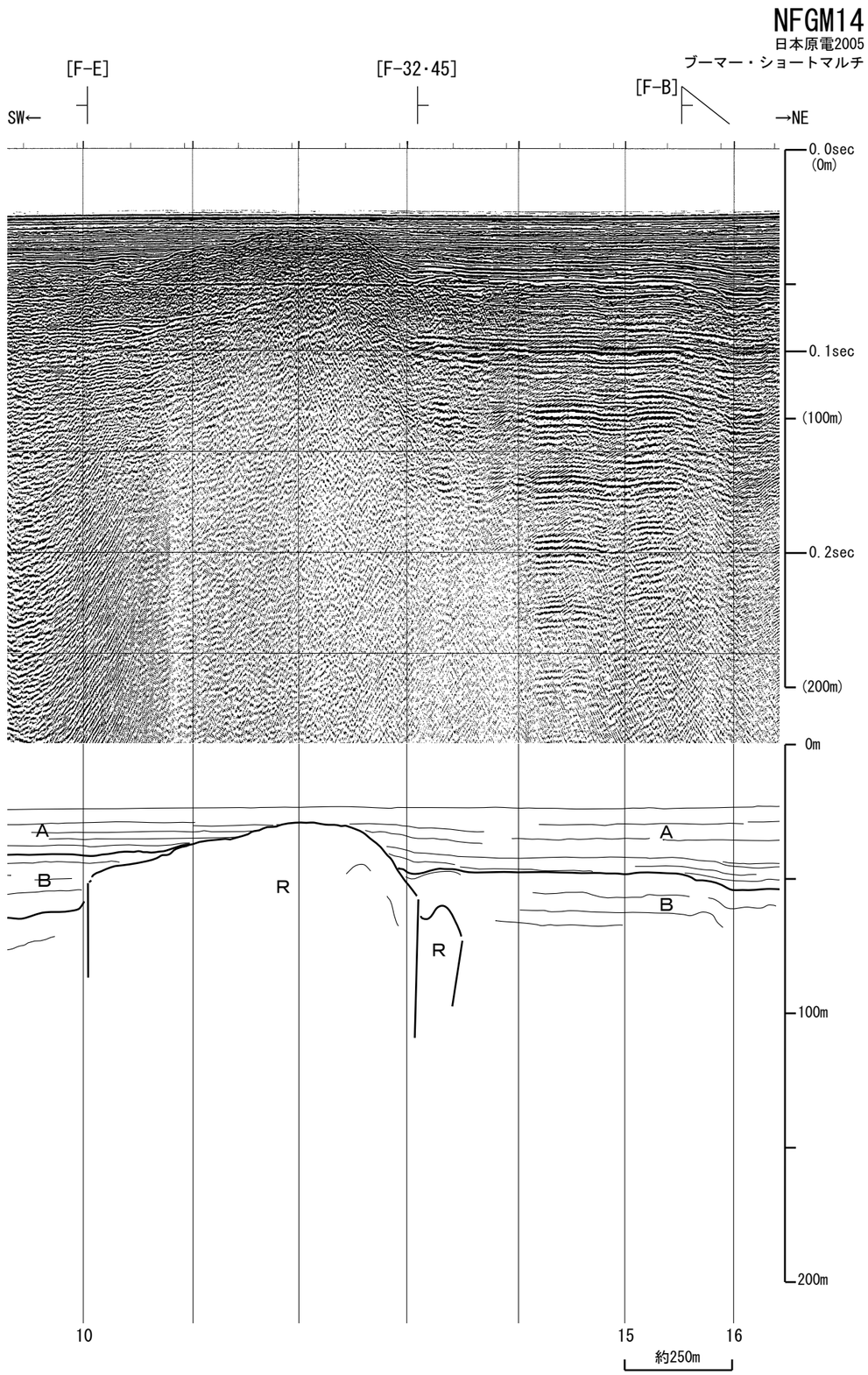
A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C (C1 C2 C3 C4)	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.107図(26)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM12東部）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

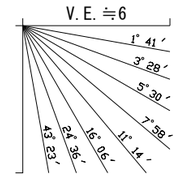
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

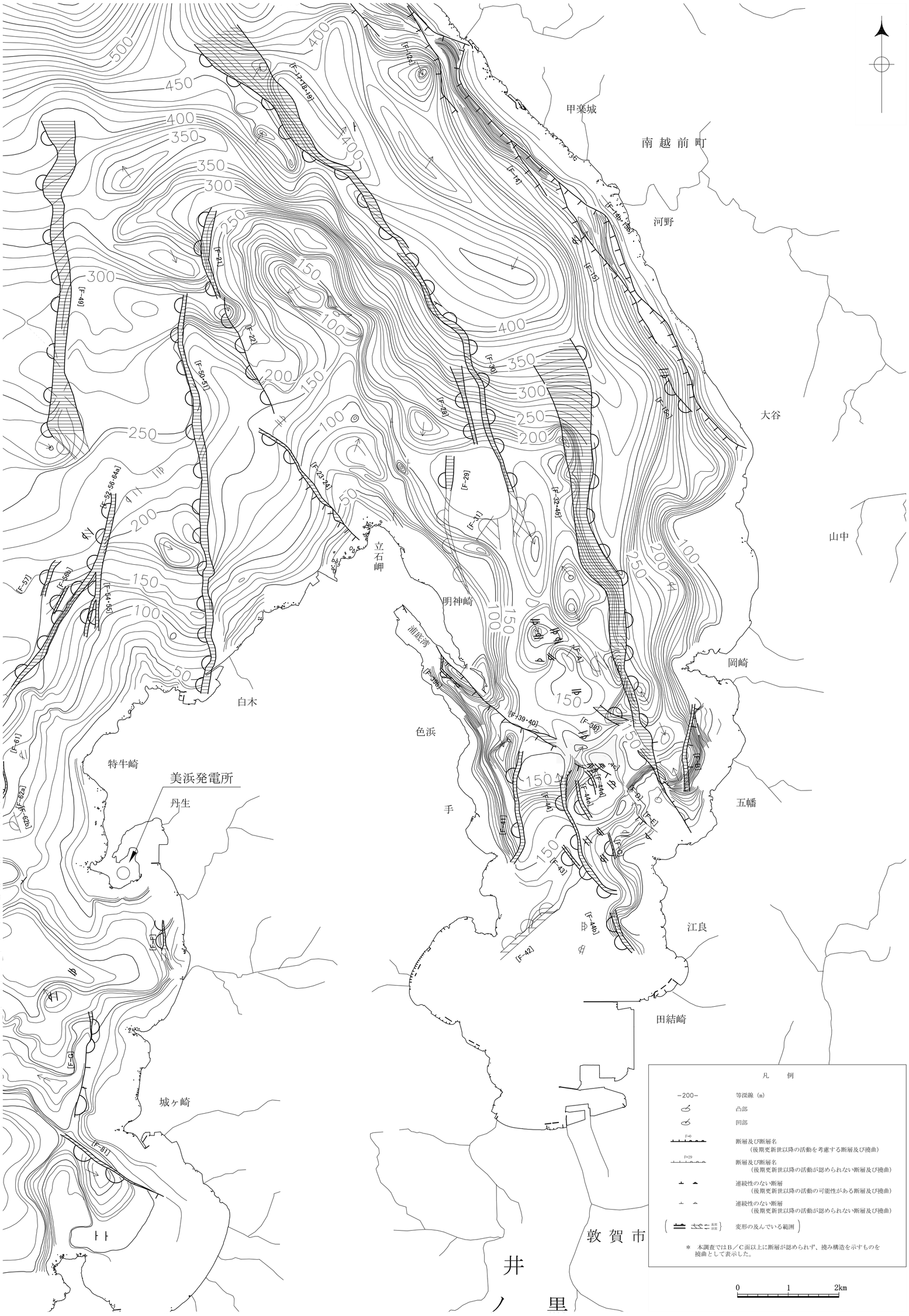
推定地層境界



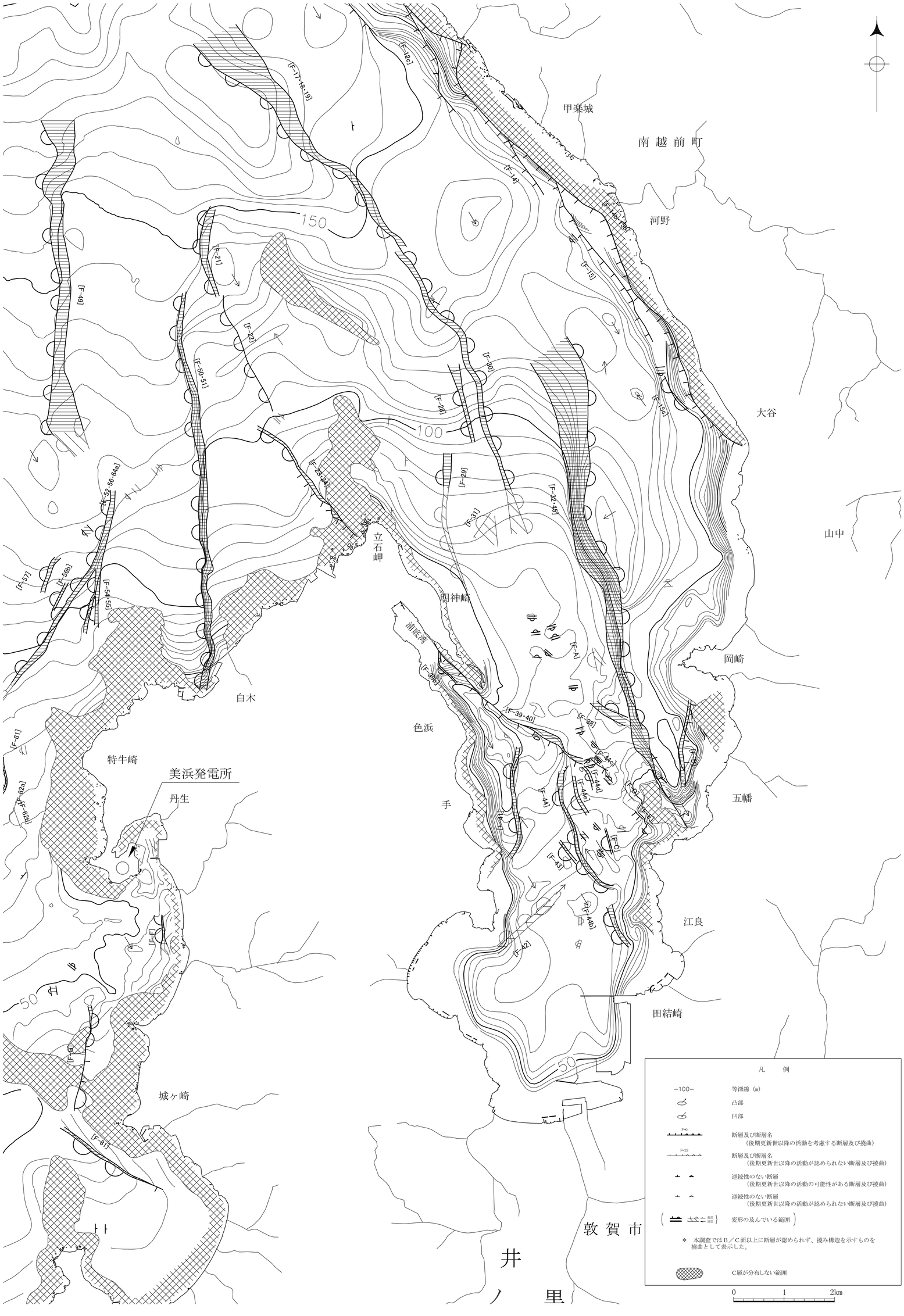
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

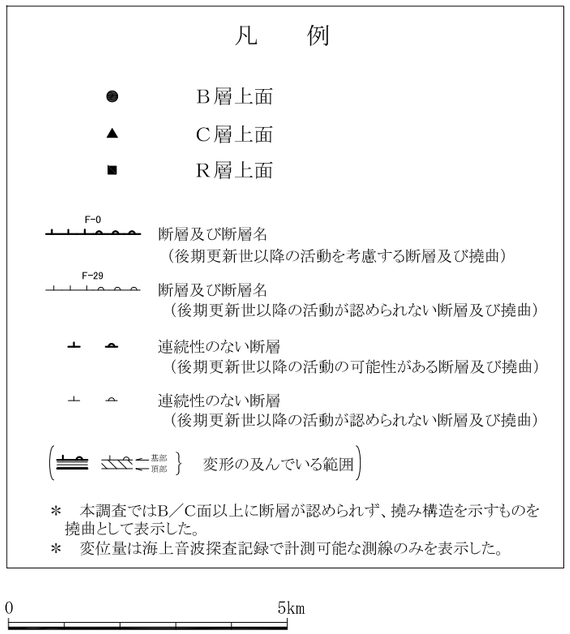
第1.3.107図(27)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NFGM14）

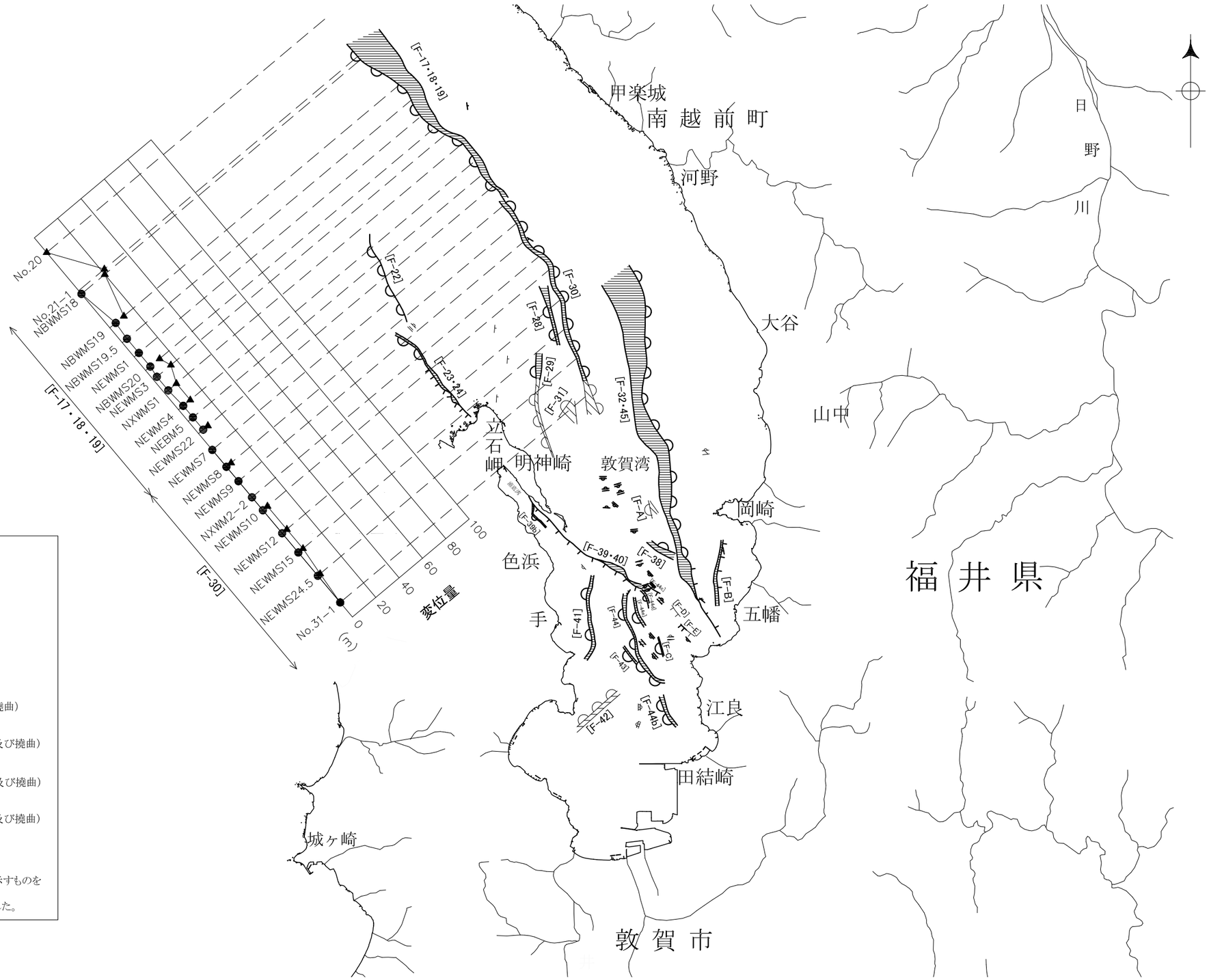


第1.3.108図　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層周辺の等深線図（R層上面）

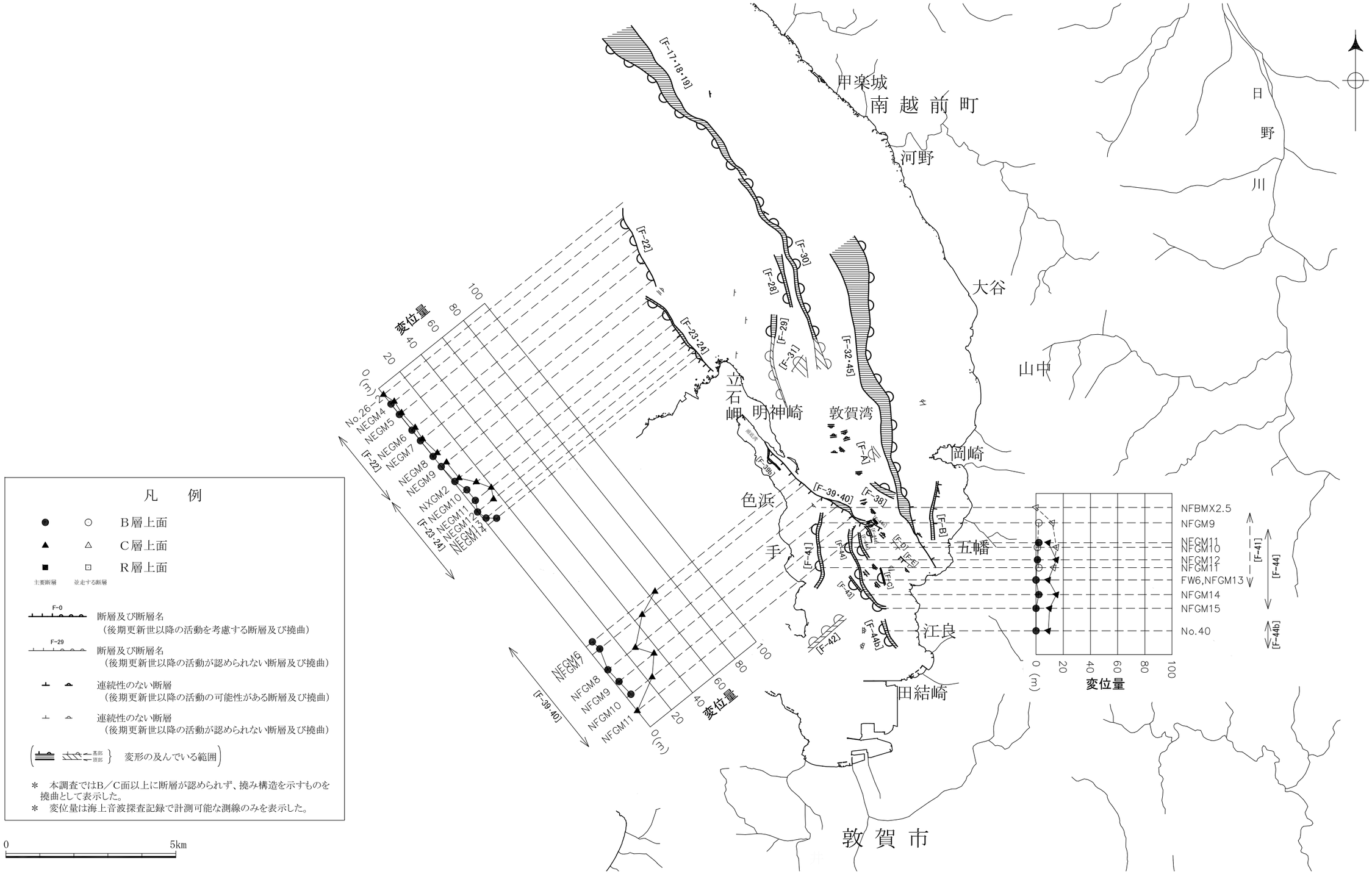


第1.3.109図　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層周辺の等深線図（C層上面）

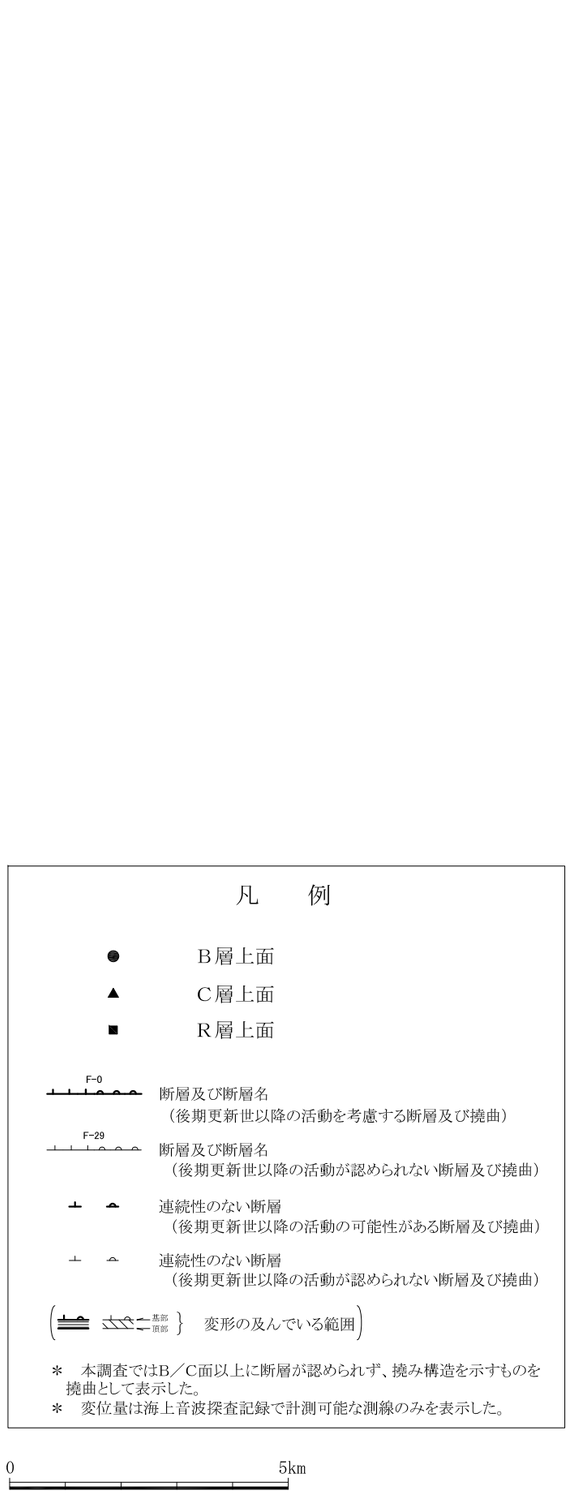


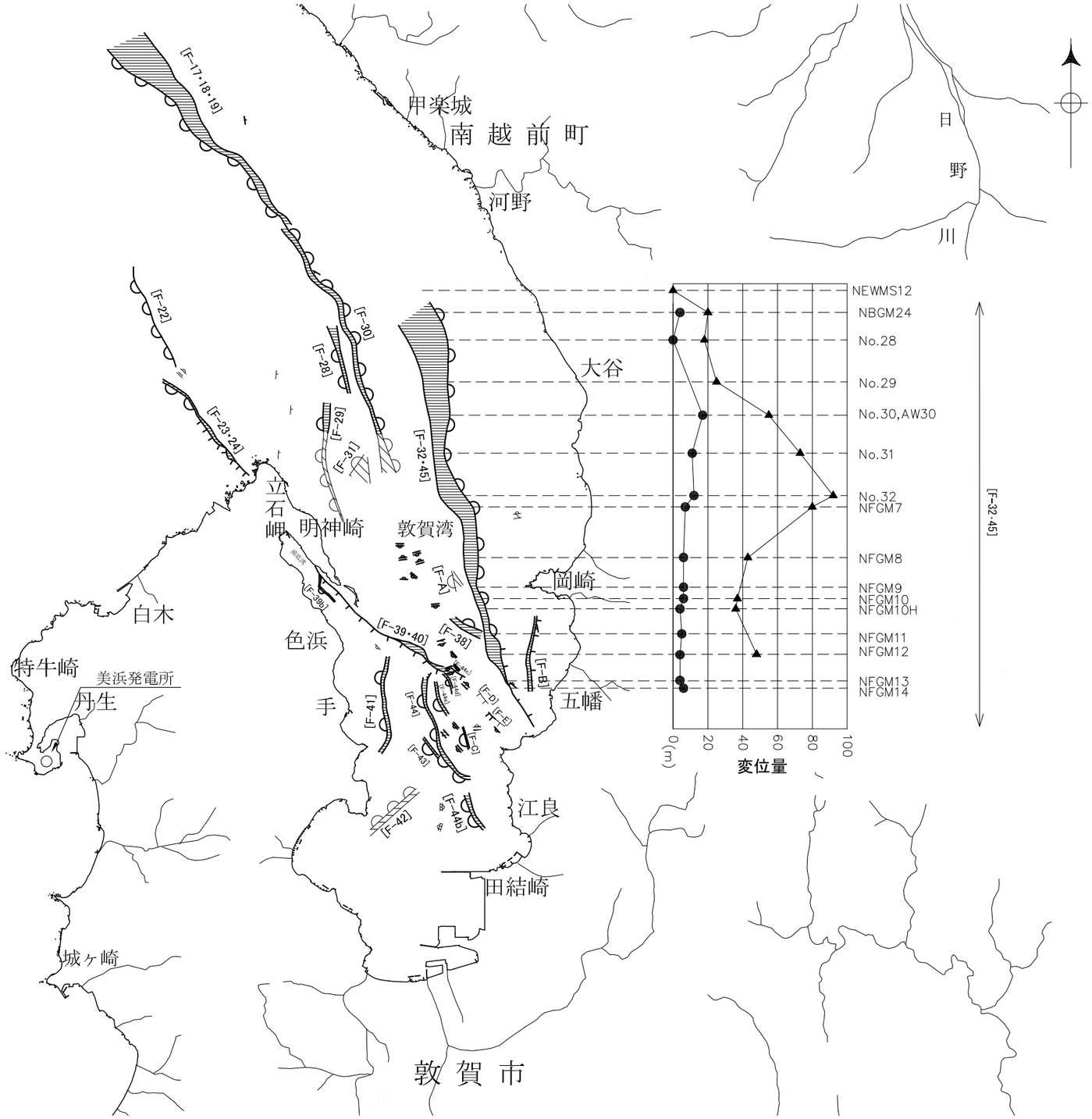


第1.3.110図(1)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の変位量分布図(1)

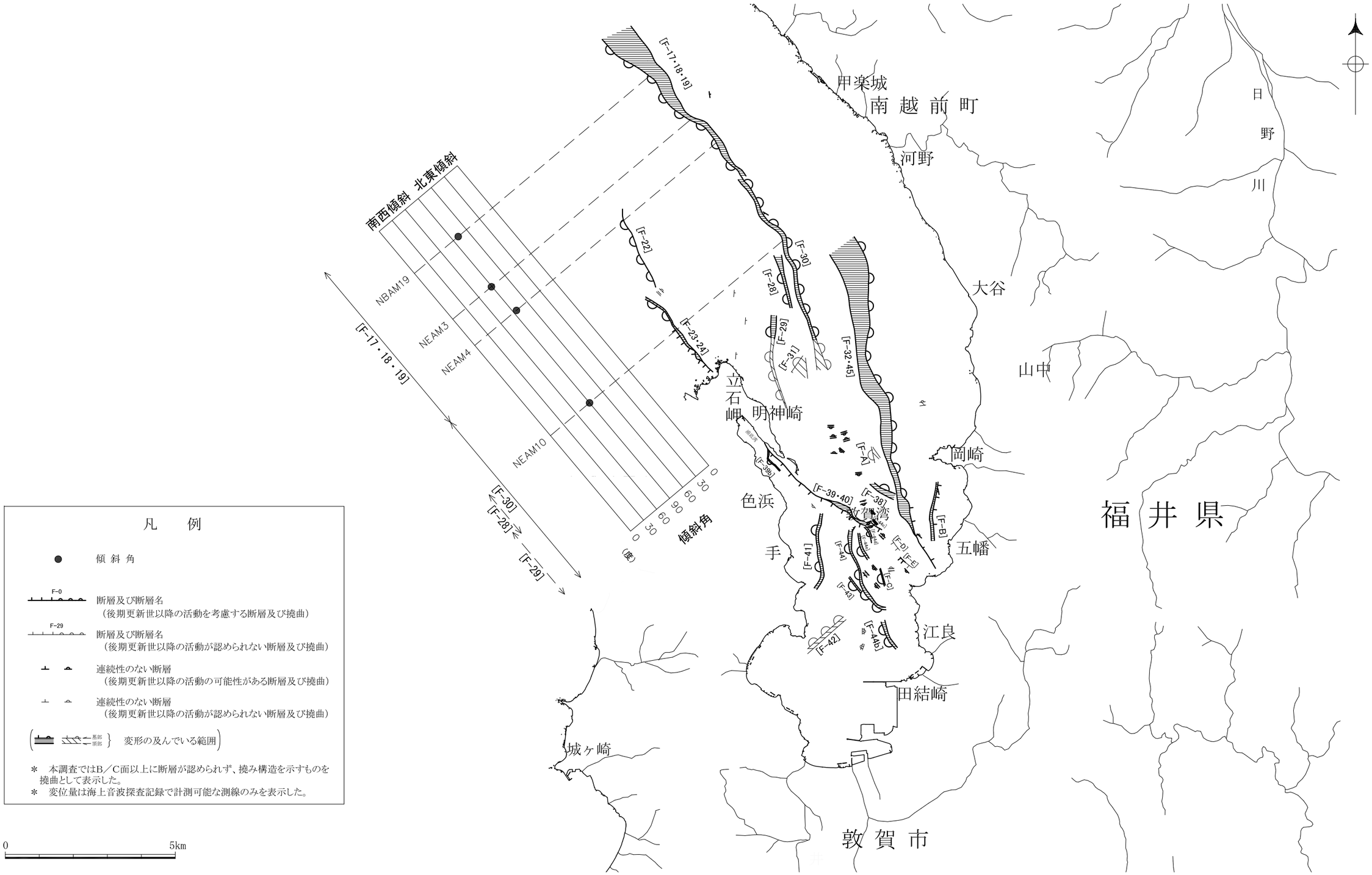


第1.3.110図(2)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の変位量分布図(2)





第1.3.110図(3)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の変位量分布図(3)



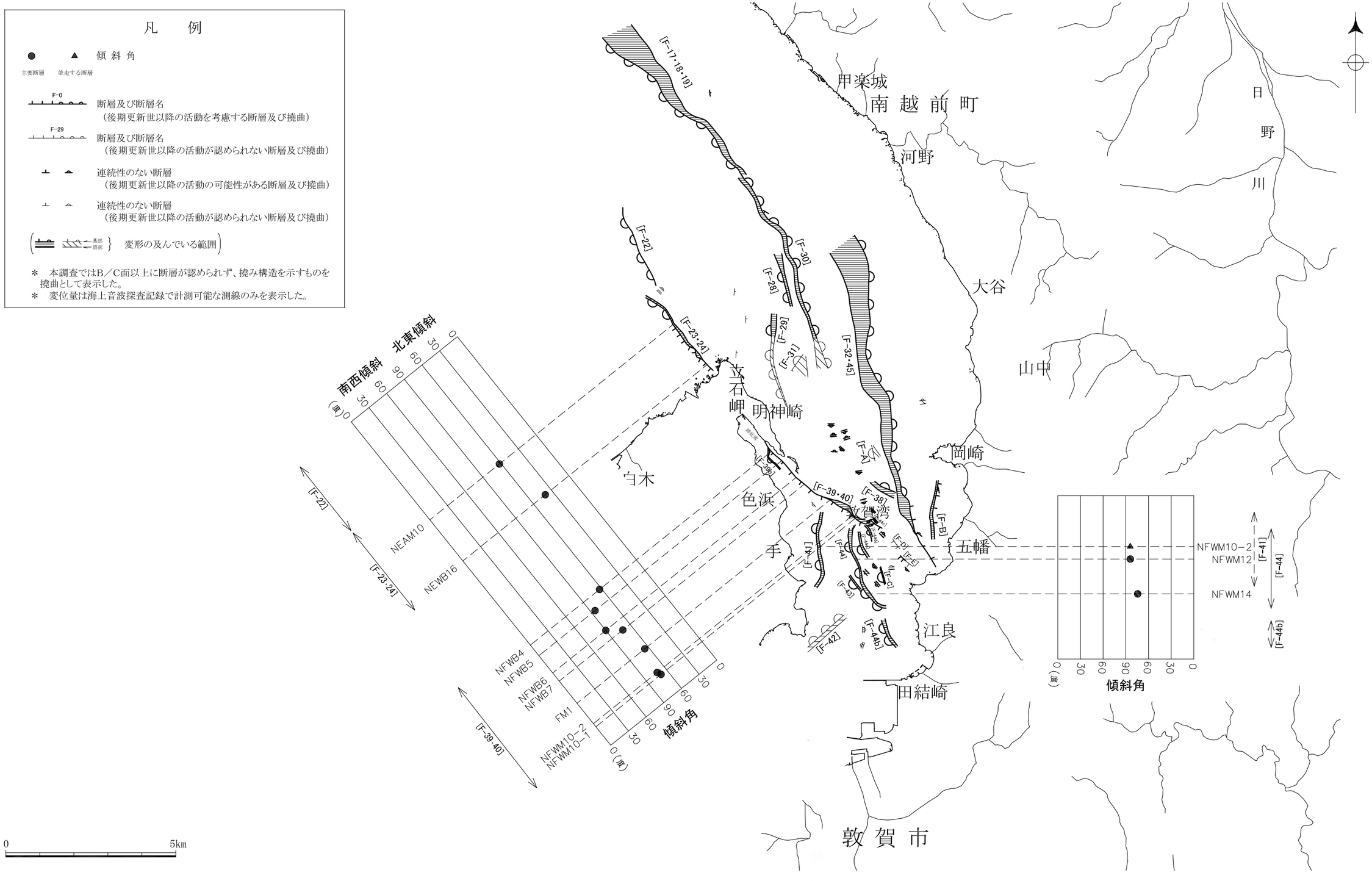
凡　例

- 傾斜角
- F-0 断層及び断層名（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
- F-29 断層及び断層名（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 変形の及んでいる範囲（基部 頂部）

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。
＊　変位量は海上音波探査記録で計測可能な測線のみを表示した。

0　5km

第1.3.111図(1)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の傾斜角分布図(1)

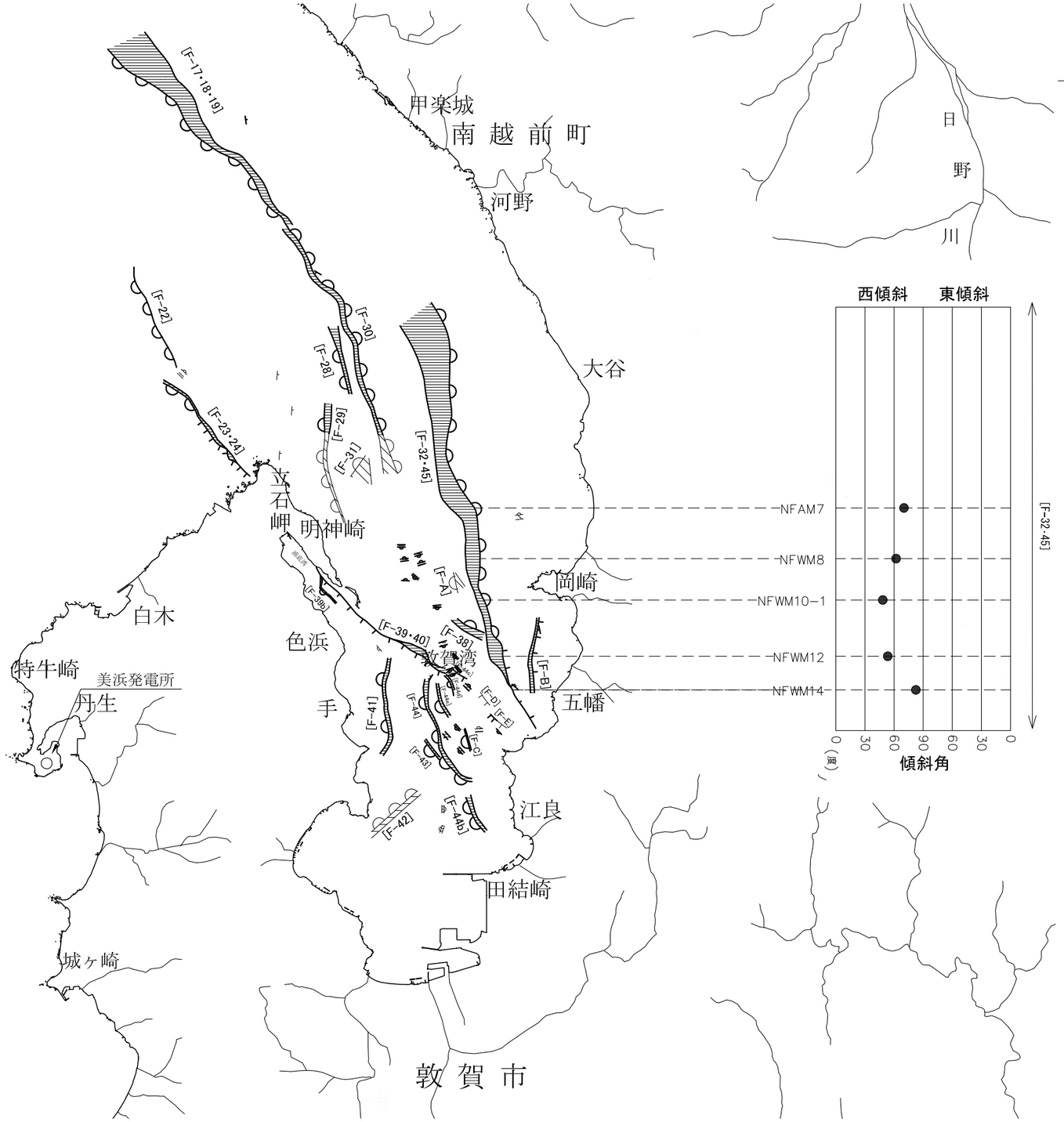


第1.3.111図(2)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の傾斜角分布図(2)

凡　例

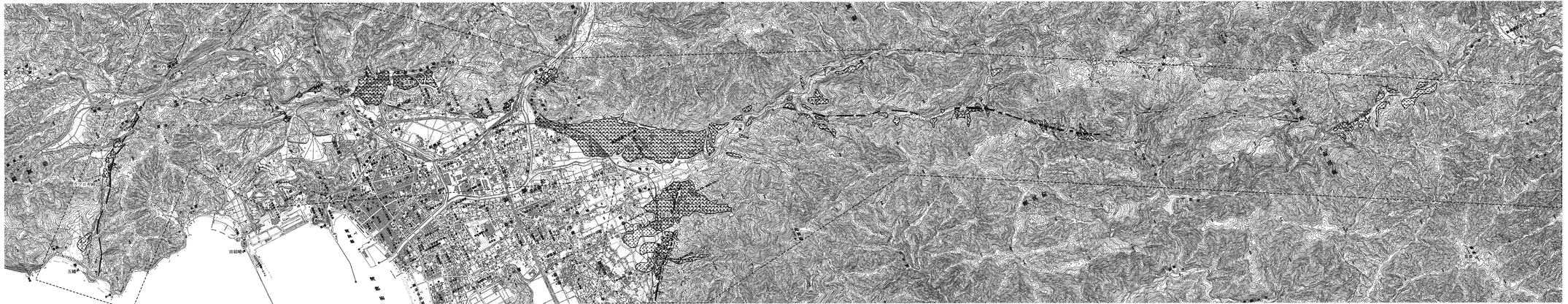
- 傾斜角
- F-0 断層及び断層名（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
- F-29 断層及び断層名（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 基部 頂部 変形の及んでいる範囲

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。
＊　変位量は海上音波探査記録で計測可能な測線のみを表示した。

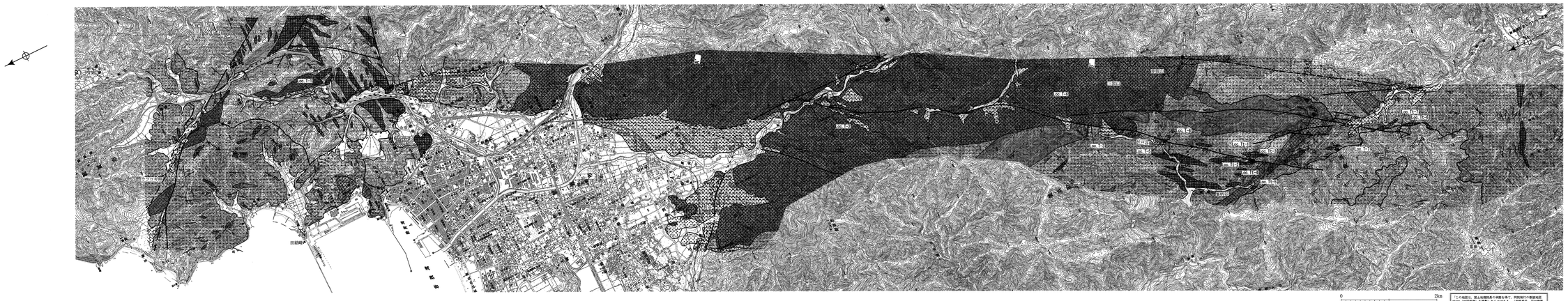


0　5km

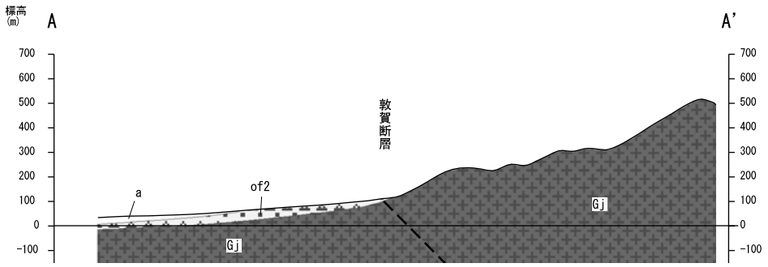
第1.3.111図(3)　甲楽城沖断層，浦底－内池見断層，ウツロギ峠北方－池河内断層の傾斜角分布図(3)

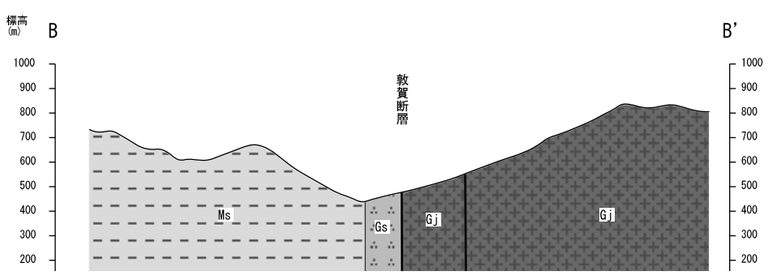


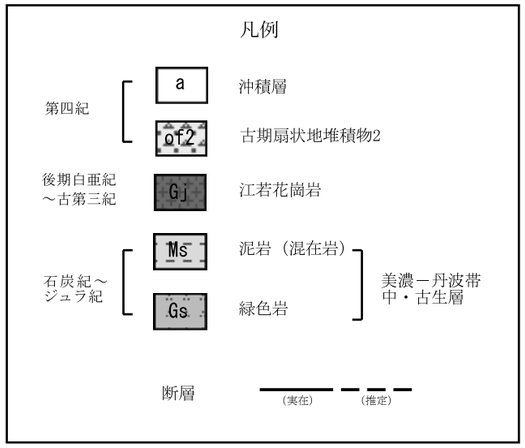
第1.3.112図　敦賀断層周辺の地形調査結果



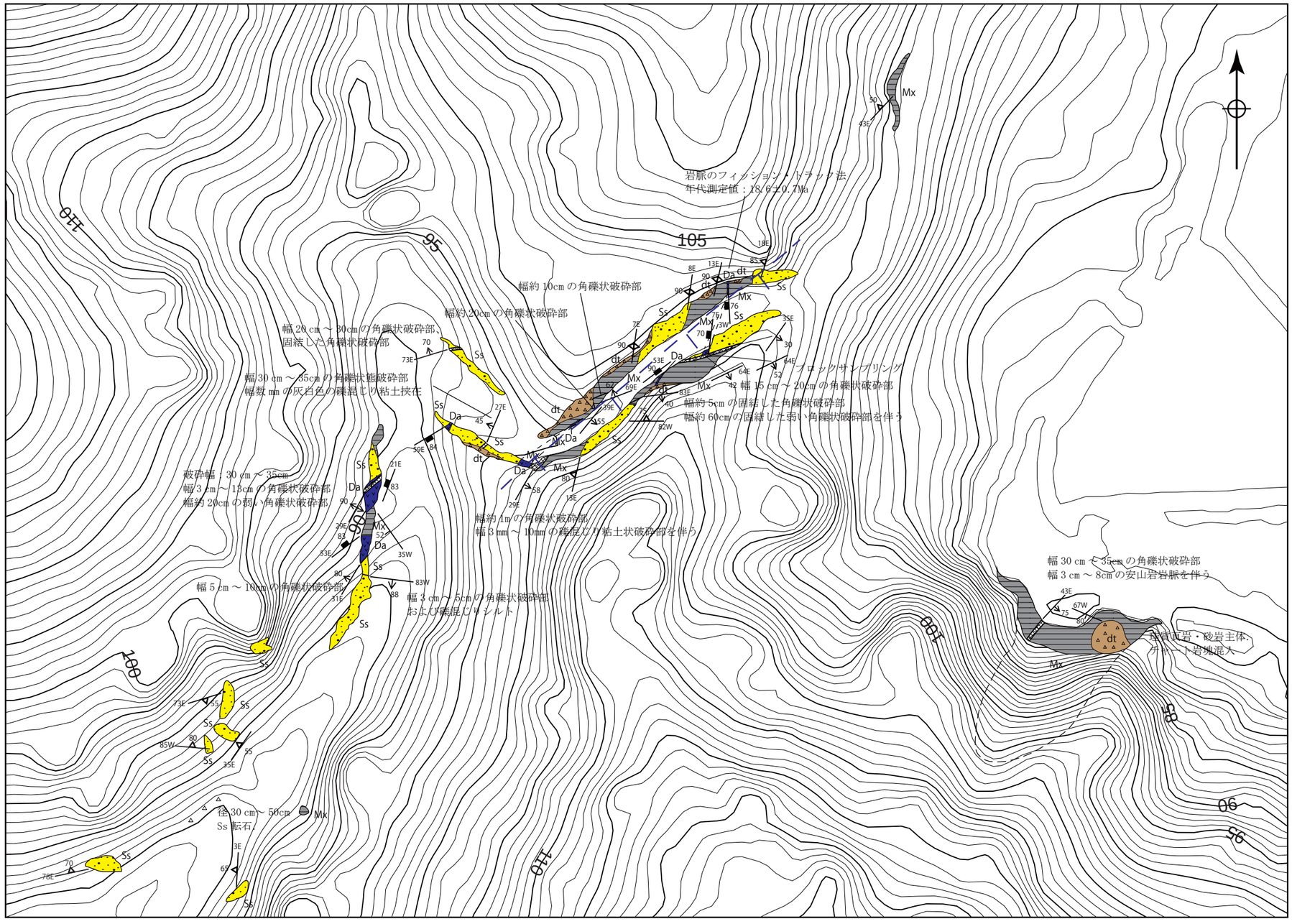
第1.3.113図　教賀断層周辺の地質図







第1.3.114図　敦賀断層周辺の地質断面図





「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の
数値地図 25000（地図画像）を複製したのもである。
（承認番号　平 28情複，第１６号）」

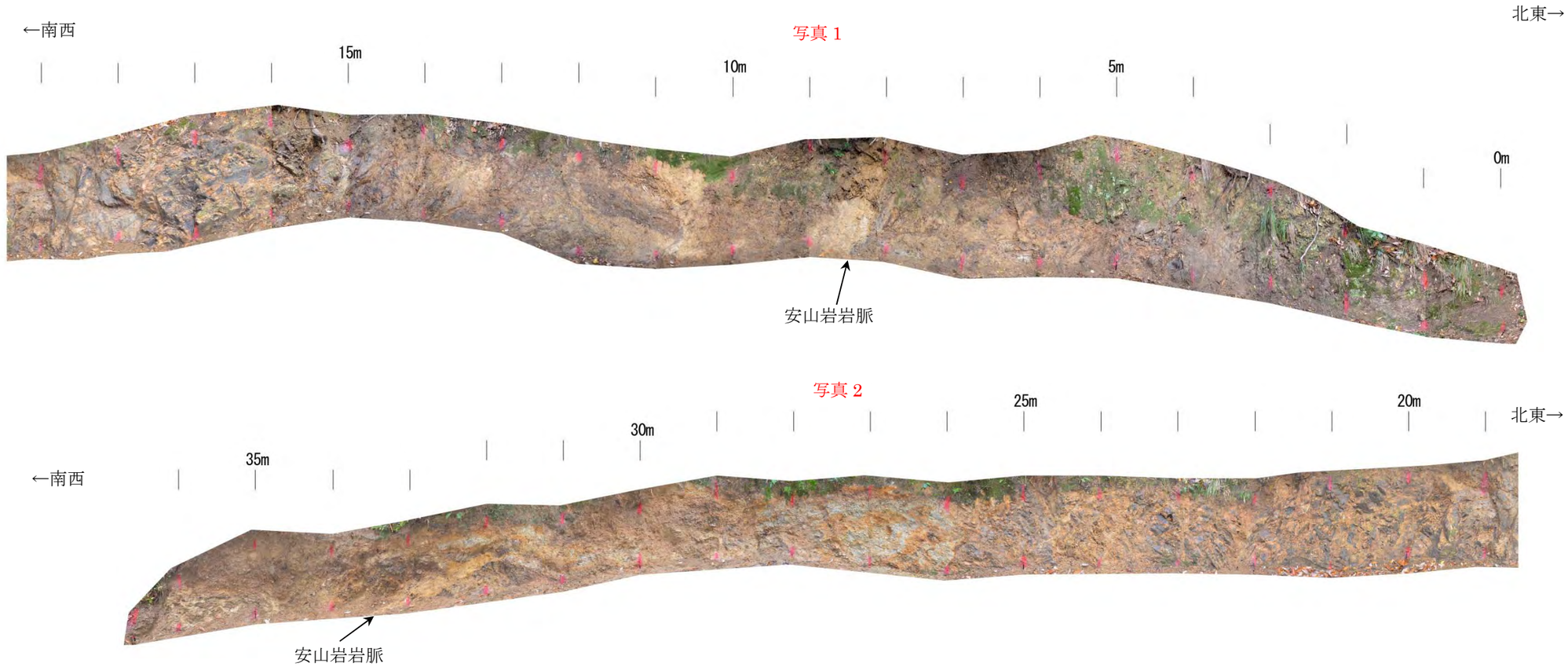
凡　例

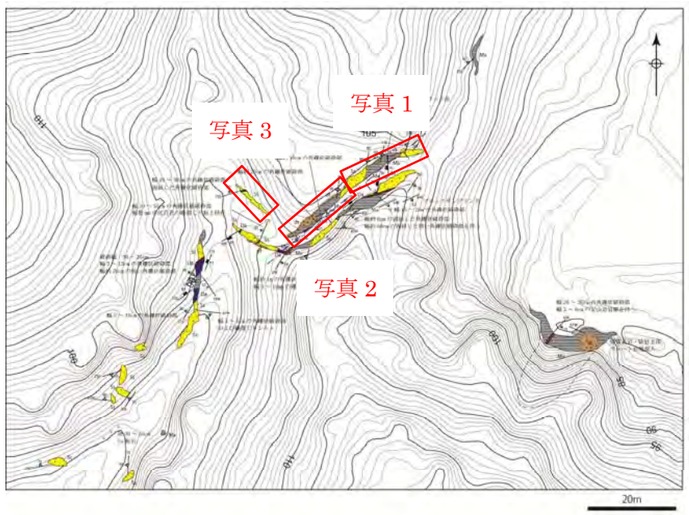
- 崖錐堆積物（dt）
- 砂岩（Ss）
- 混在岩（Mx）
- 安山岩（Da）

美濃－丹波帯 中生層

- 破砕帯
- 破砕帯
- 層理面の走向・傾斜（偏角補正済）
- 割れ目の走向・傾斜（偏角補正済）
- 貫入面の走向・傾斜（偏角補正済）
- 断層面の走向・傾斜（偏角補正済）
- リニアメント

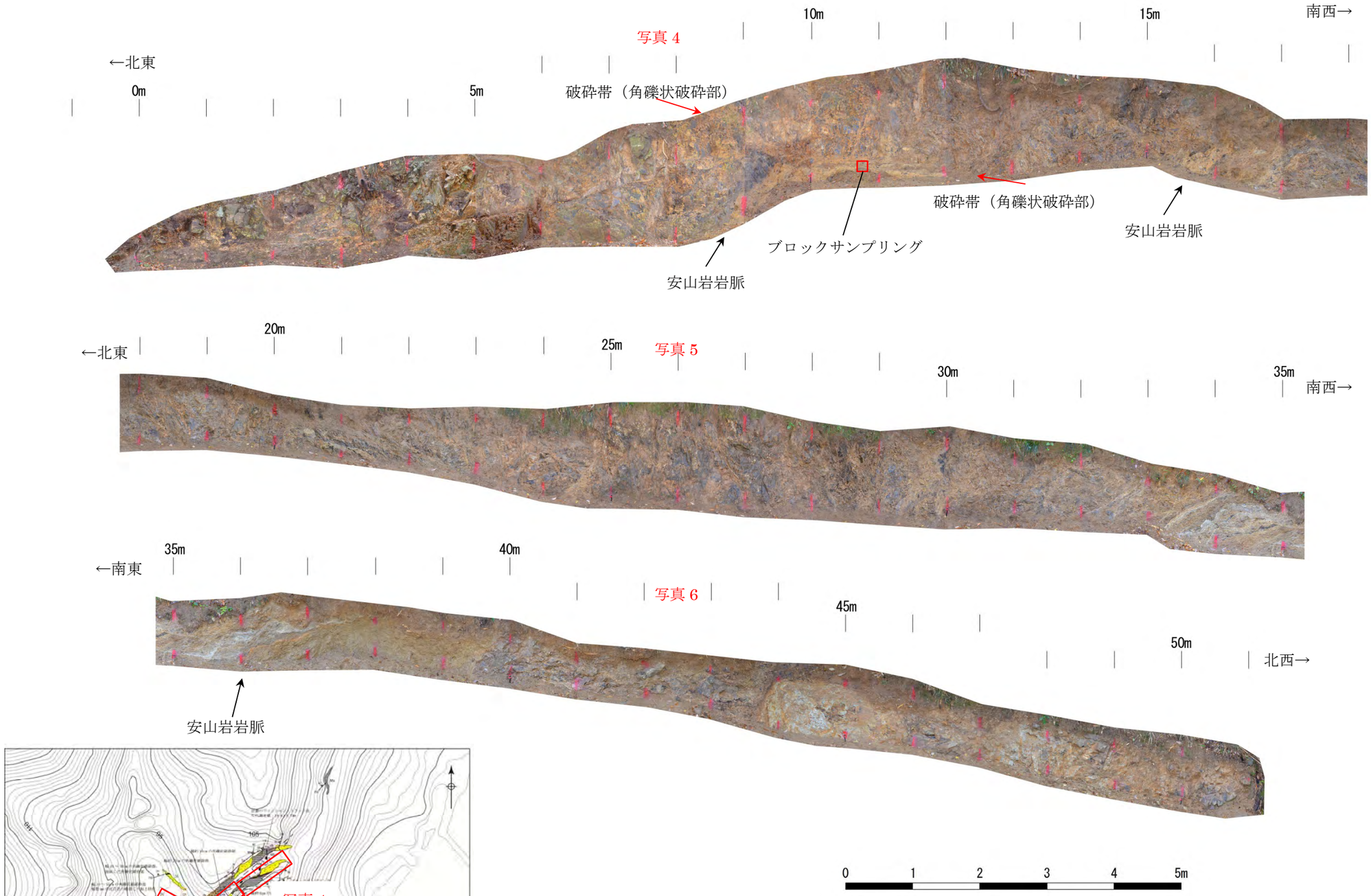
第 1.3.115図　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近のルートマップ（Loc.T-1）



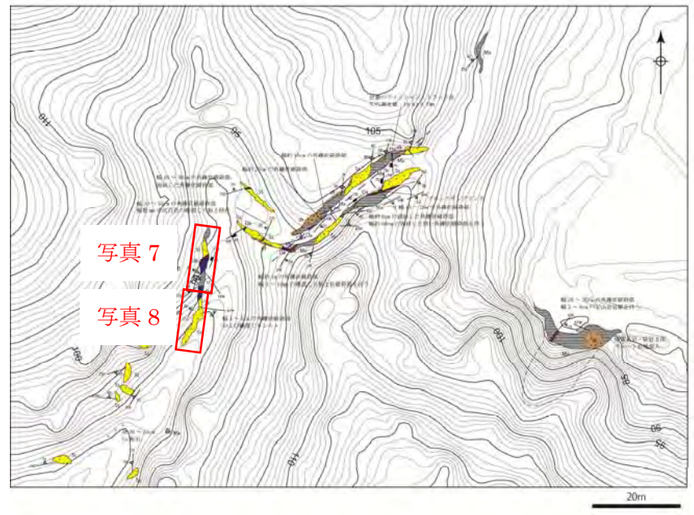


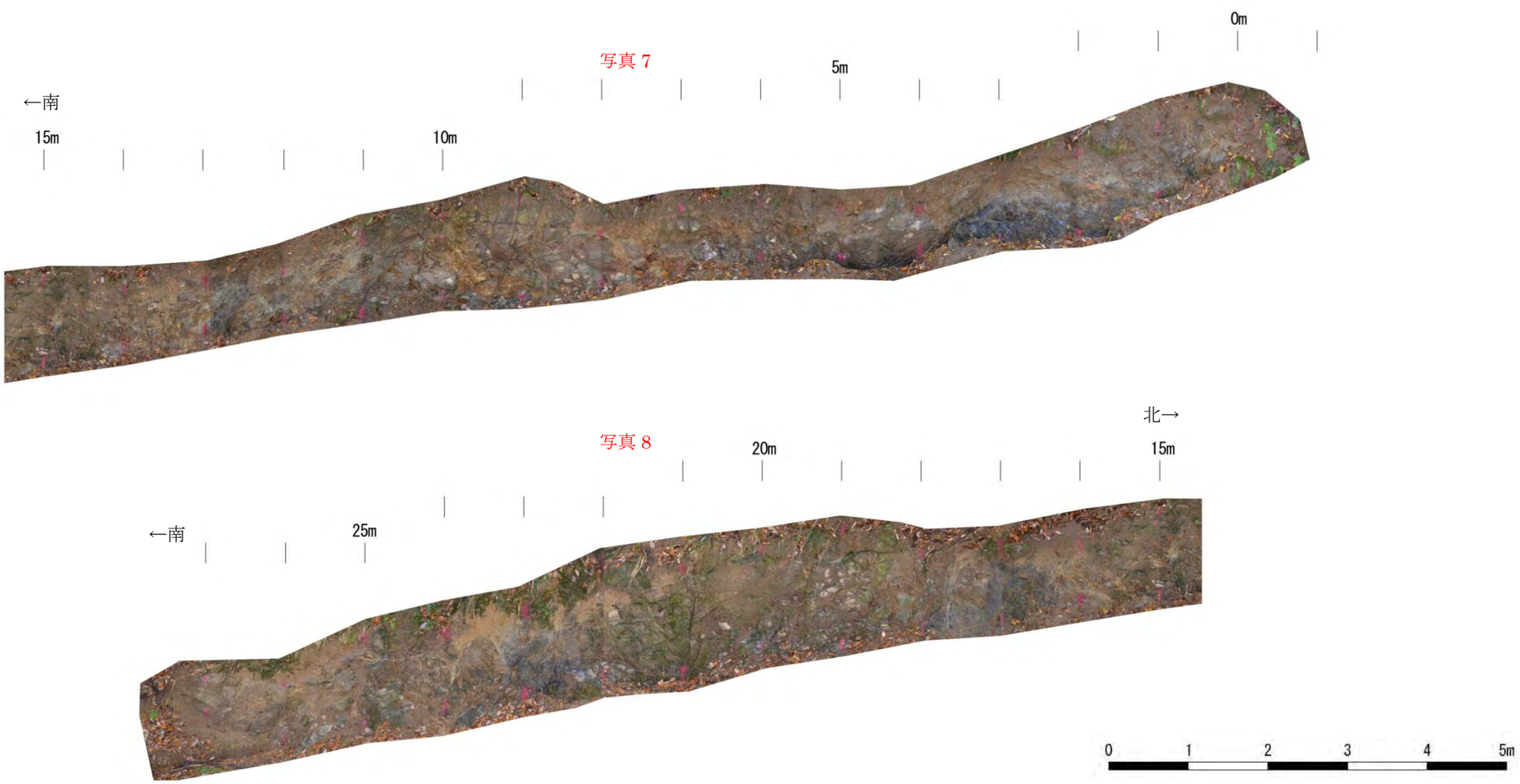


第 1.3.116 図(1)　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の露頭写真（Loc.T-1 北側法面）



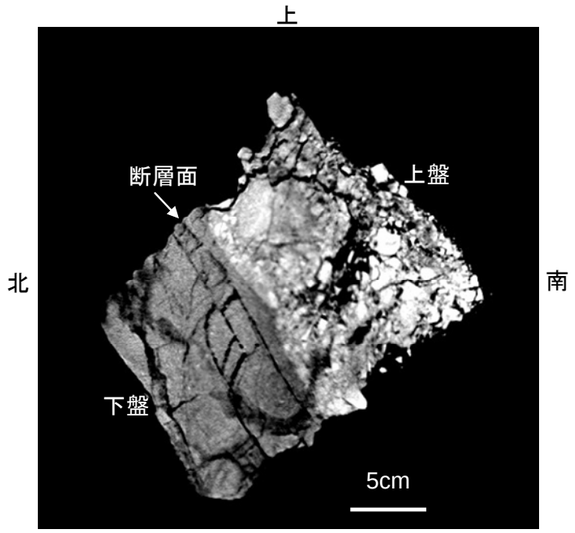
第 1.3.116 図(2)　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の露頭写真（Loc.T-1 南側法面）



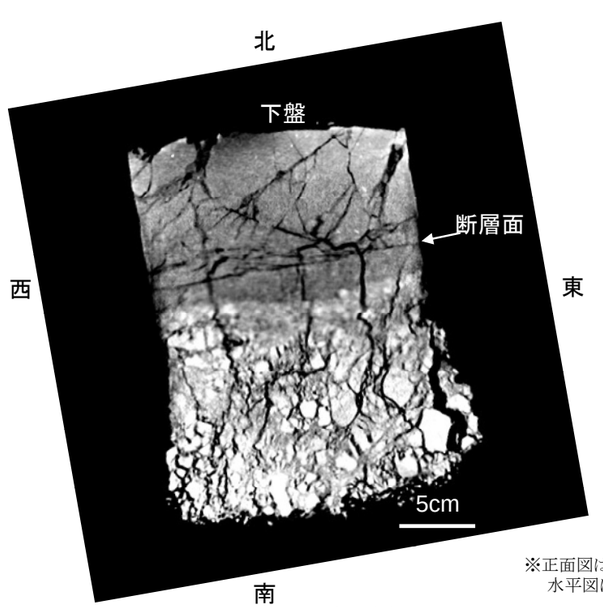


第 1.3.116 図(3)　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の露頭写真（Loc.T-1 西側法面）

CT画像(T-1)



正面図



水平図

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

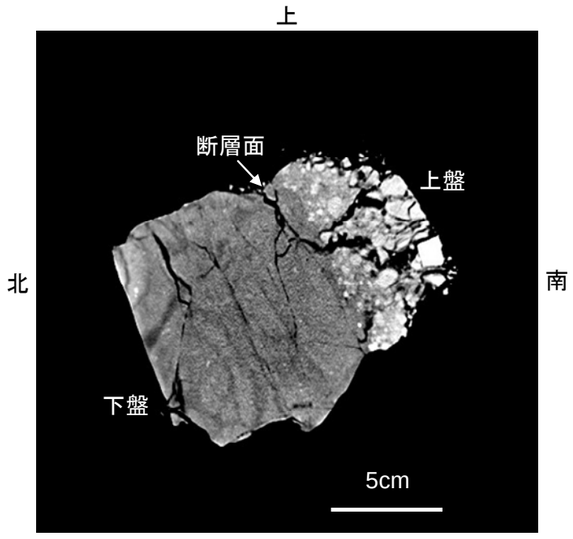
断層面の走向傾斜:TN64E/52S

縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

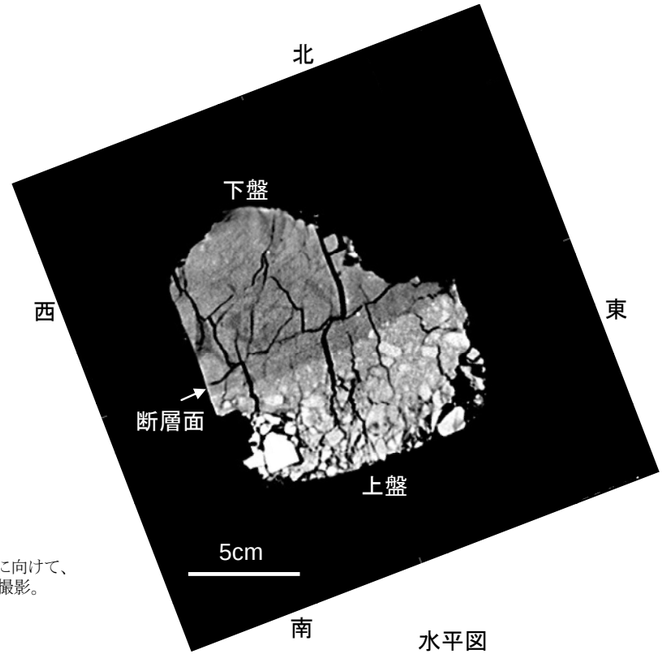
ブロックを横断する断層面が一条認められる。

顕著な密度変化・破砕構造は認められない。

CT画像(T-1SL)



正面図



水平図

※正面図は露頭南西側から北東側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜:TN64E/52S

縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

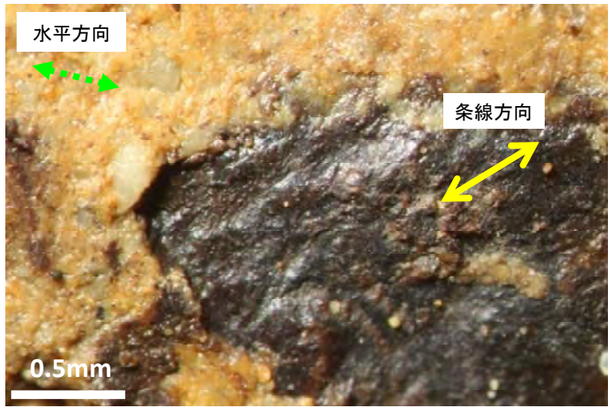
ブロックを横断する断層面が一条認められる。この断層面は水平図で不明瞭である。

顕著な密度変化・破砕構造は認められない。

条線観察　T-1SL



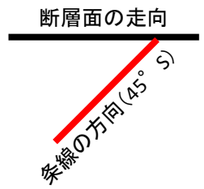
下盤上面



断層面の状況

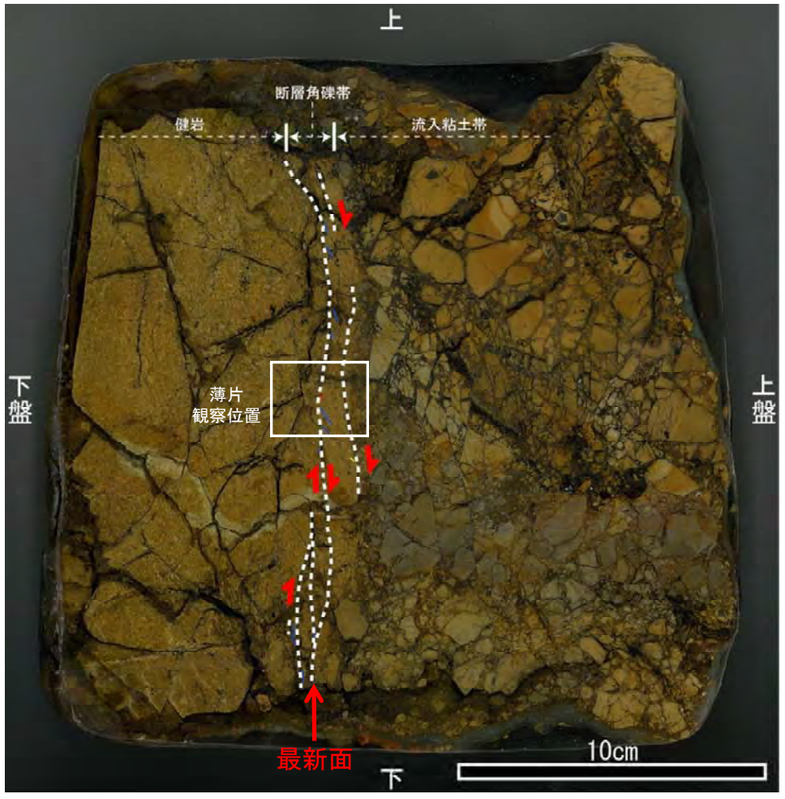
条線はやや不明瞭である。

センス不明



第 1. 3. 117 図　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. T-1）

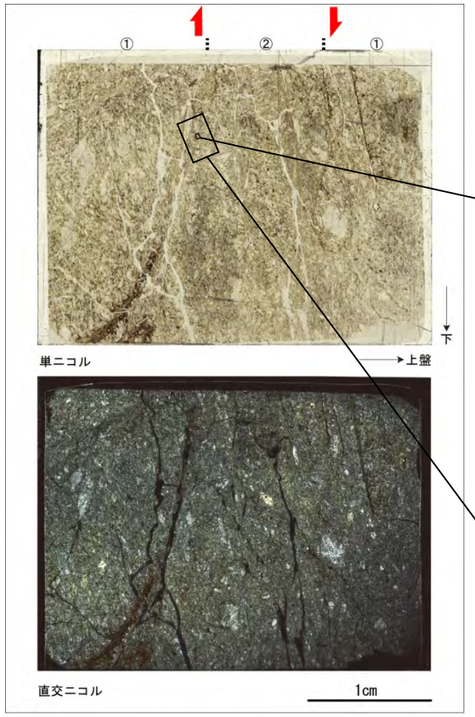


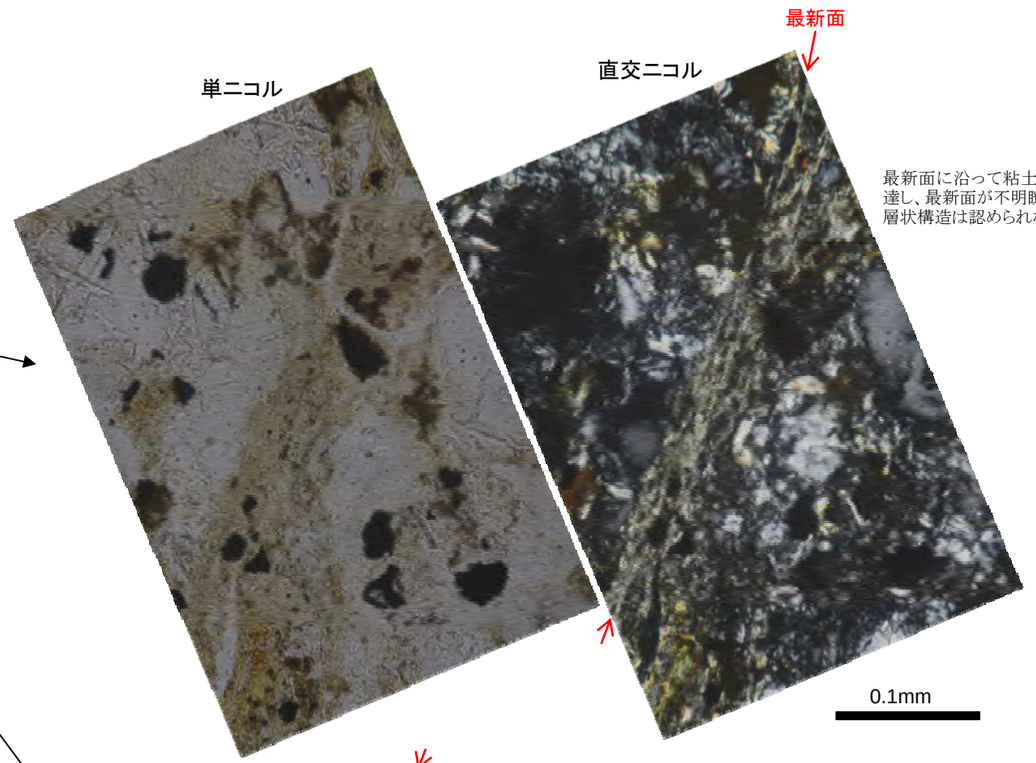


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

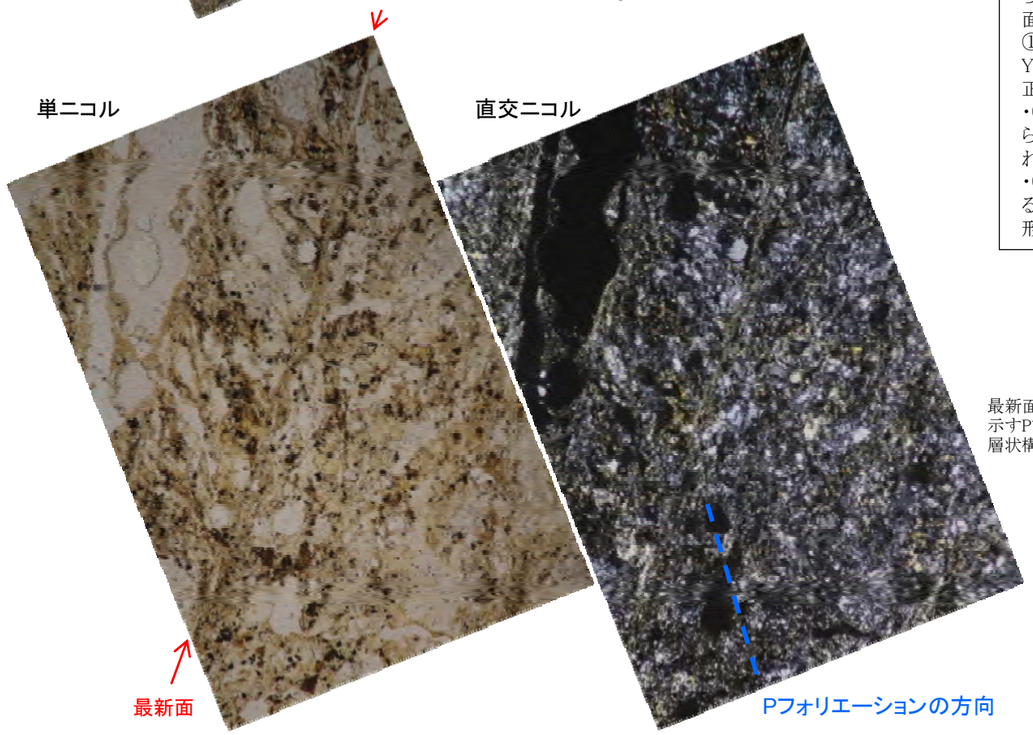
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には健岩と断層角礫帯、流入粘土帯が認められる。
・断層角礫帯の破砕度は低く、複合面構造は軽微であり、原岩構造を多く残す。流入粘土帯中の礫はジグゾーパズル状にかみ合っており、礫中に複合面構造は認められない。研磨片を横断する1条のY面が研磨片中央部に認められた。このことから、このY面が最新面であることが考えられる。最新面は主に断層角礫帯と健岩を境界付ける。
・研磨片中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。

第 1.3.118 図　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc. T-1）





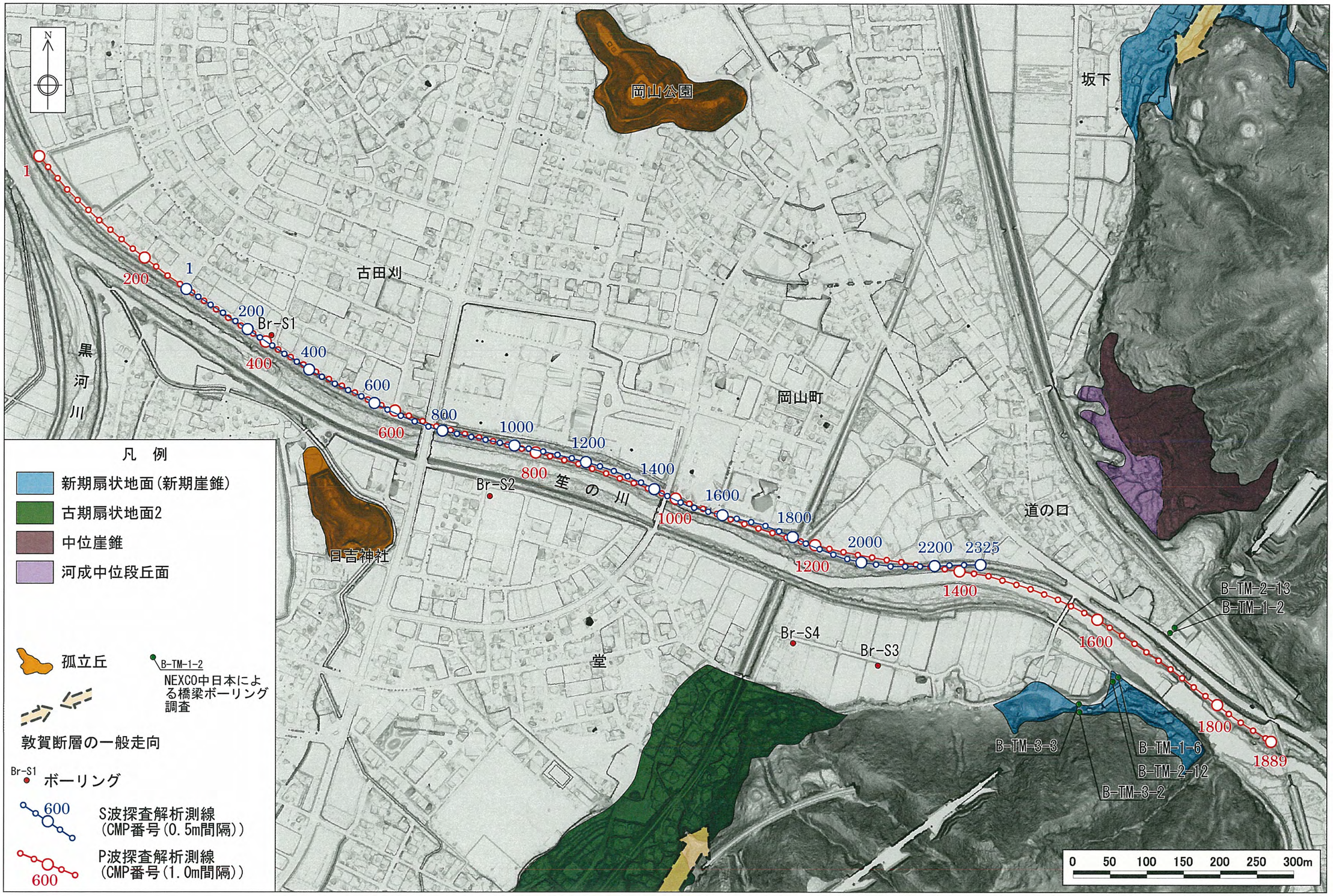
最新面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が不明瞭になっている。
層状構造は認められない。



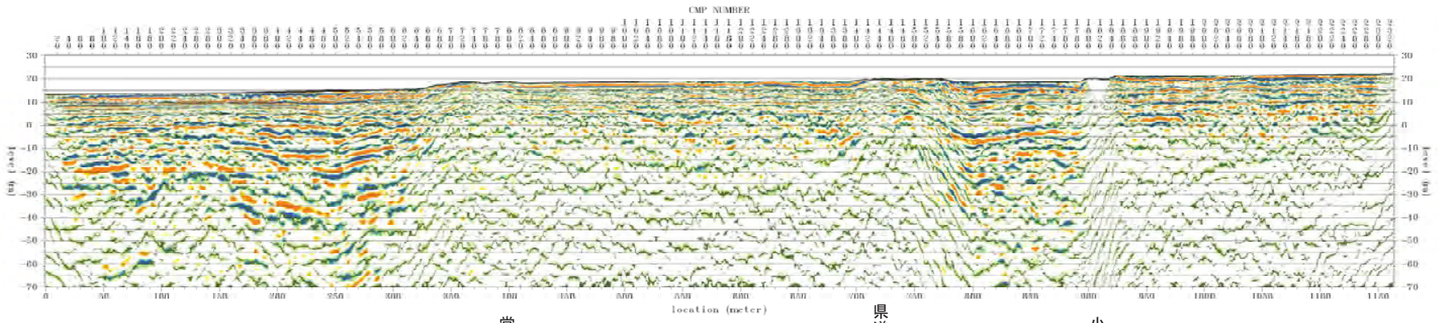
最新面に沿って右横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。
層状構造は認められない。

薄片観察結果
・分帯:①健岩(一部でせん断面が発達し、弱破砕する)、②断層角礫帯
・分帯はテクスチャーに基づく。
・全体的に変質・黄色化(不透明鉱物晶出:黄鉄鉱と思われるキューブが見られる)している。研磨片中で認めた2条の断層面は中央部に分布し、最新面は②と薄片左側の①の境界部近傍に分布する。さらに、最新面は一部で①と②を境界付けている。これらのY面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、Y面が不明瞭になっている。層状構造は認められない。②中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。
・①:斑晶は主に石英や粘土鉱物(斜長石起源のセリサイトと考えられる)からなり、石基は主に細粒鉱物からなり一部で粘土鉱物(セリサイト)が認められる。
・②:フラグメントは主に石英や粘土鉱物(斜長石起源のセリサイトと考えられる)からなり、マトリックスは細粒砕屑物や粘土鉱物(セリサイト)からなる。自形の礫が多く残るが、Y面近傍ほど破砕・細粒化している。

第 1.3.119 図　敦賀断層北端付近　樫曲北東方付近の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.T-1）

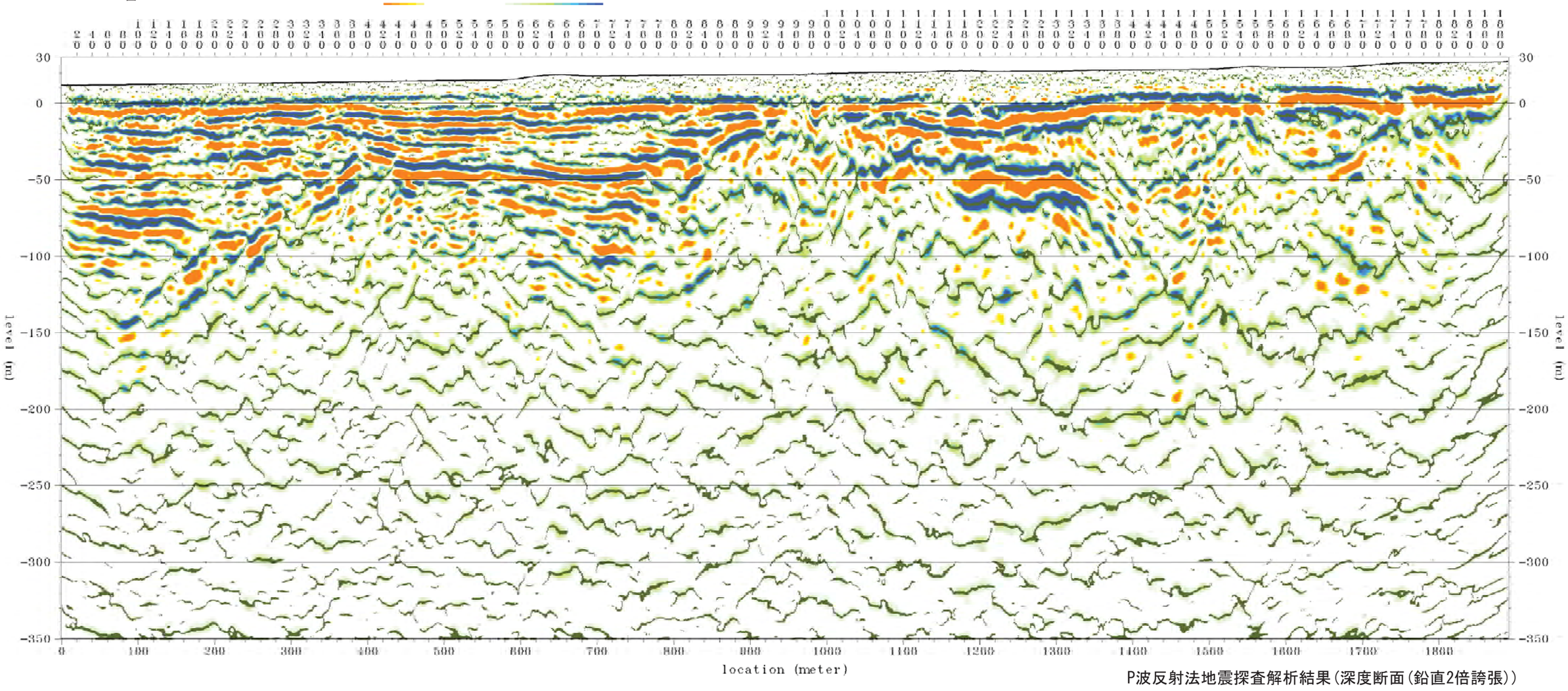


第1.3.120図　敦賀断層　笙の川沿い付近の調査位置図



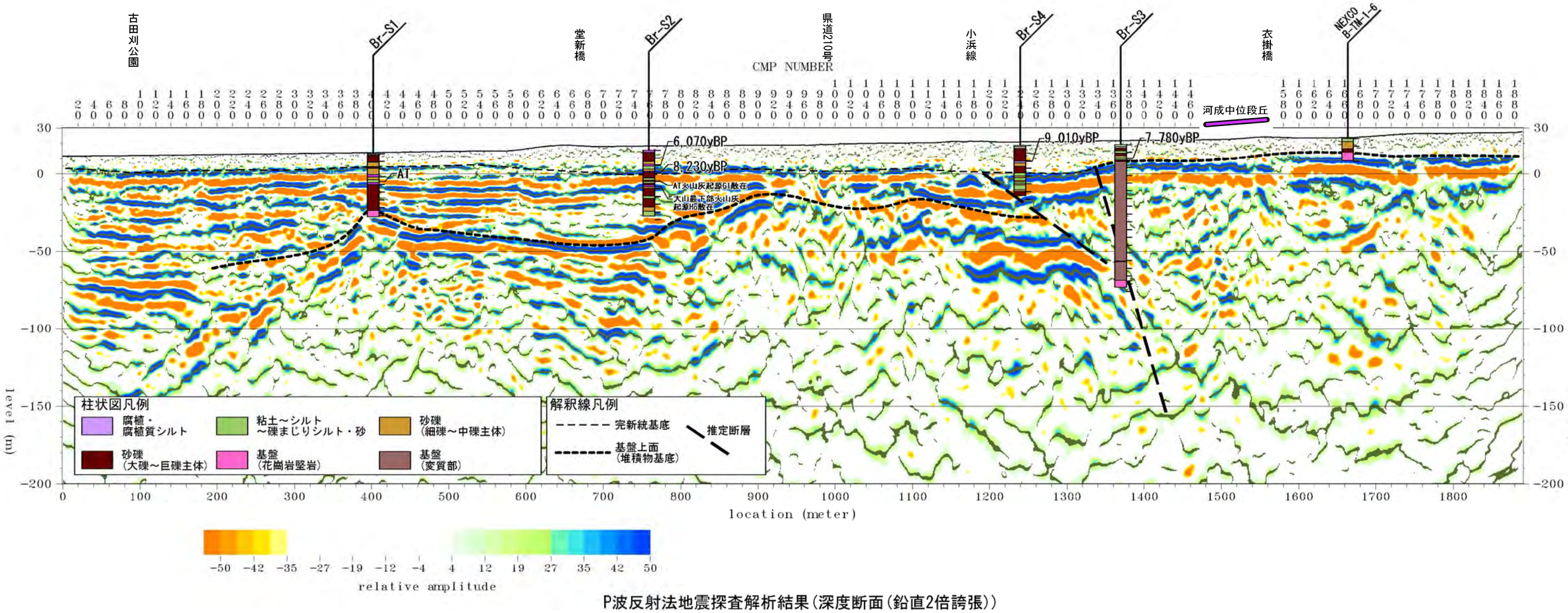
S波反射法地震探査解析結果
（深度断面（鉛直2倍誇張））

古田刈公園　堂新橋　県道210号　小浜線　衣掛橋

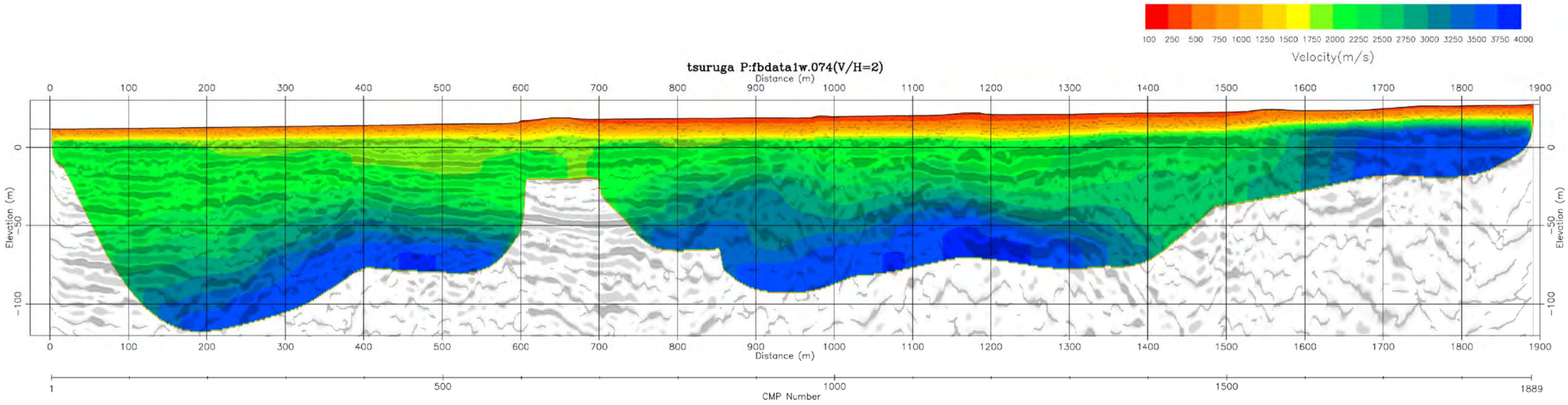


P波反射法地震探査解析結果（深度断面（鉛直2倍誇張））

第1.3.121図　敦賀断層　笙の川付近の反射法地震探査記録（Ｐ波及びＳ波）

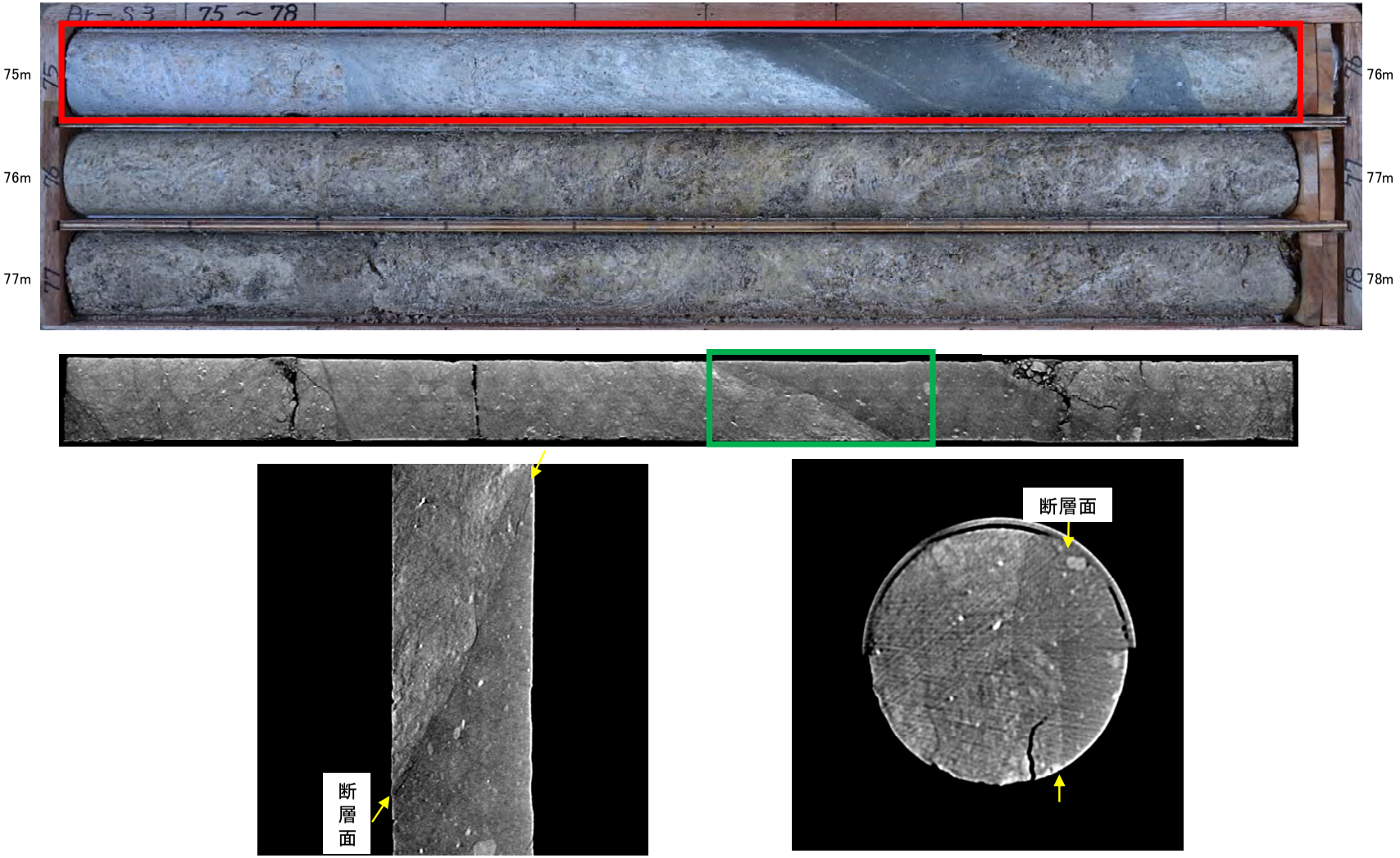


P波反射法地震探査解析結果（深度断面（鉛直2倍誇張））



P波屈折法地震探査解析による表層速度分布（鉛直2倍誇張）
（反射深度断面に重ね合せ）

第1.3.122図　敦賀断層　笙の川付近の弾性波トモグラフィー解析（Ｐ波）の結果及びボーリング調査結果

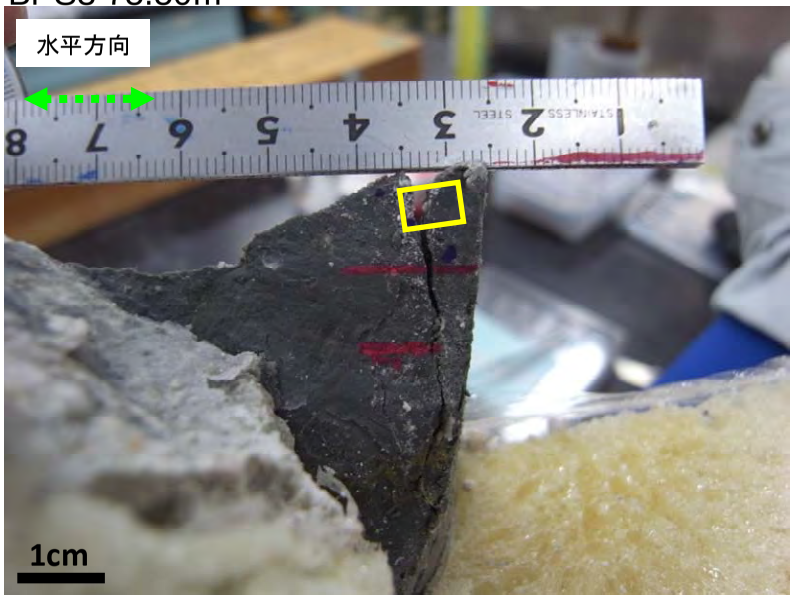


最大傾斜方向の断面　　コア軸直交方向の断面

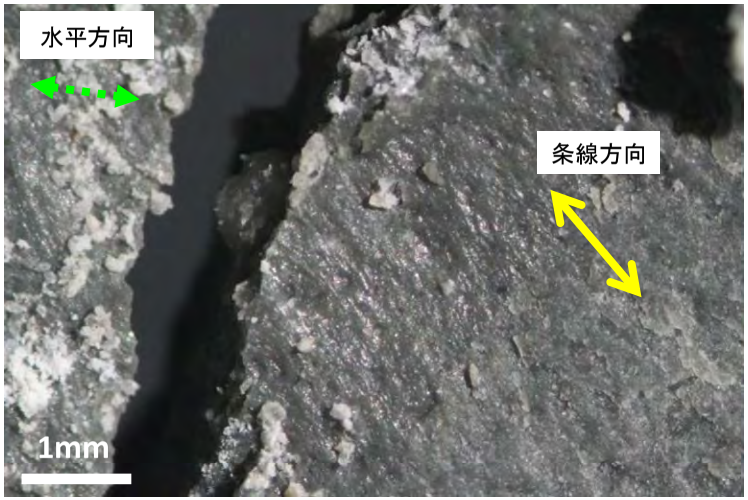
断層面は直線性に優れる。右横ずれ逆断層センスを示す変形指標が認められる。
コア下部で明瞭な低密度帯が認められ（断層ガウジ）、特に断層近傍で密度が低下する。
見かけの傾斜は64° である。

第 1.3.123 図　敦賀断層　笙の川付近のボーリングコアのＣＴ画像観察結果（Br-S3）

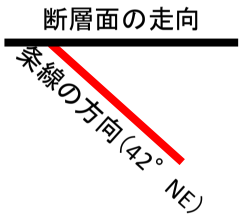
Br-S3 75.50m



下盤上面



断層面の状況

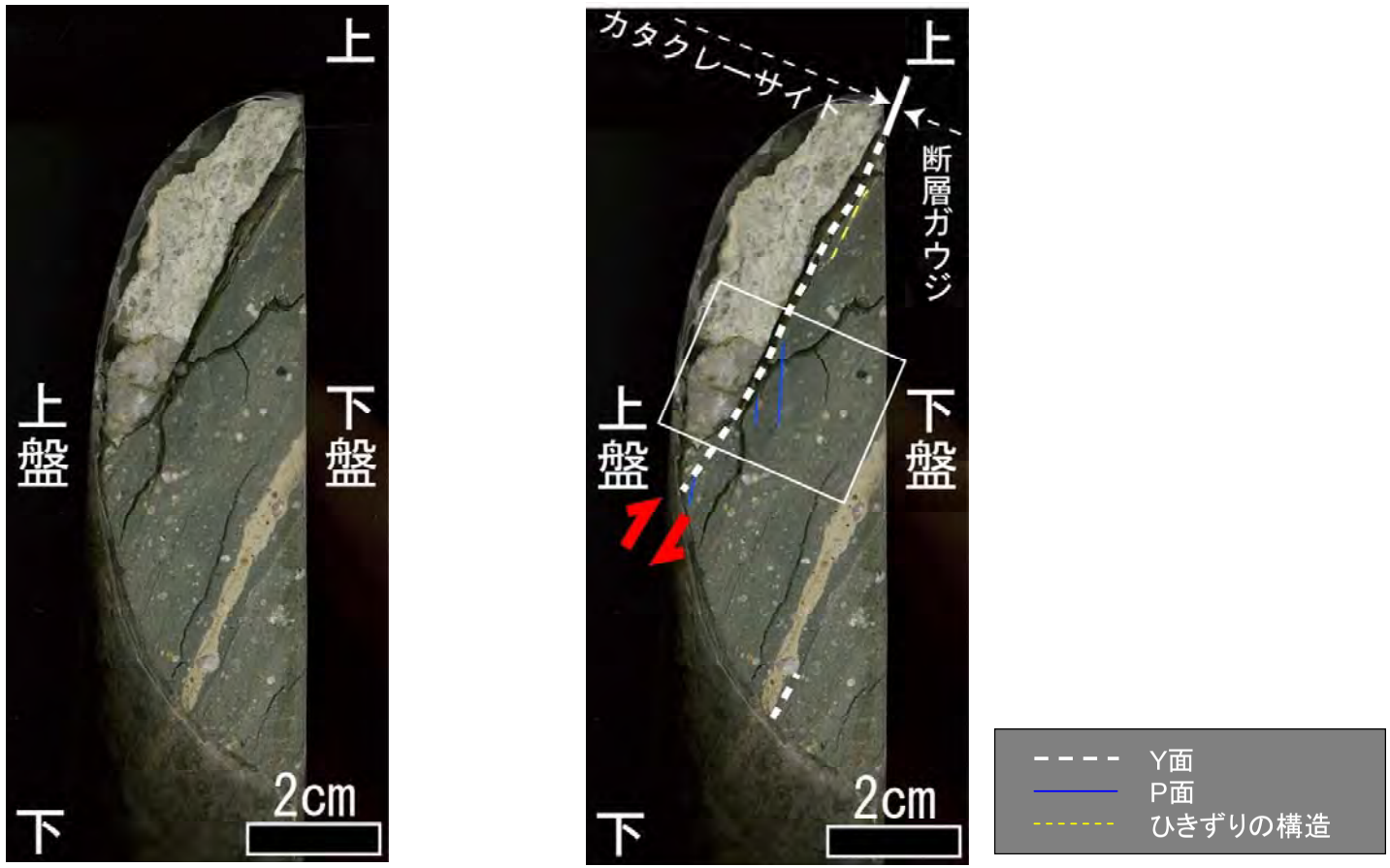


センス不明

主断層面の条線は、42° NE

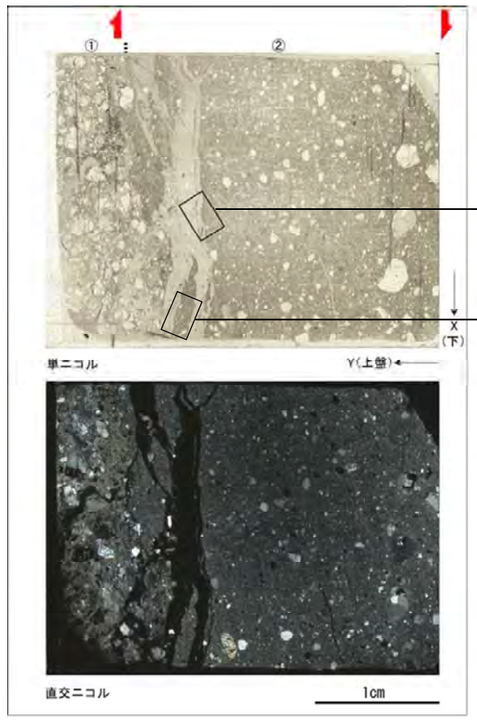
第 1.3.124 図　敦賀断層　笙の川付近のボーリングコアの条線観察結果（Br-S3）

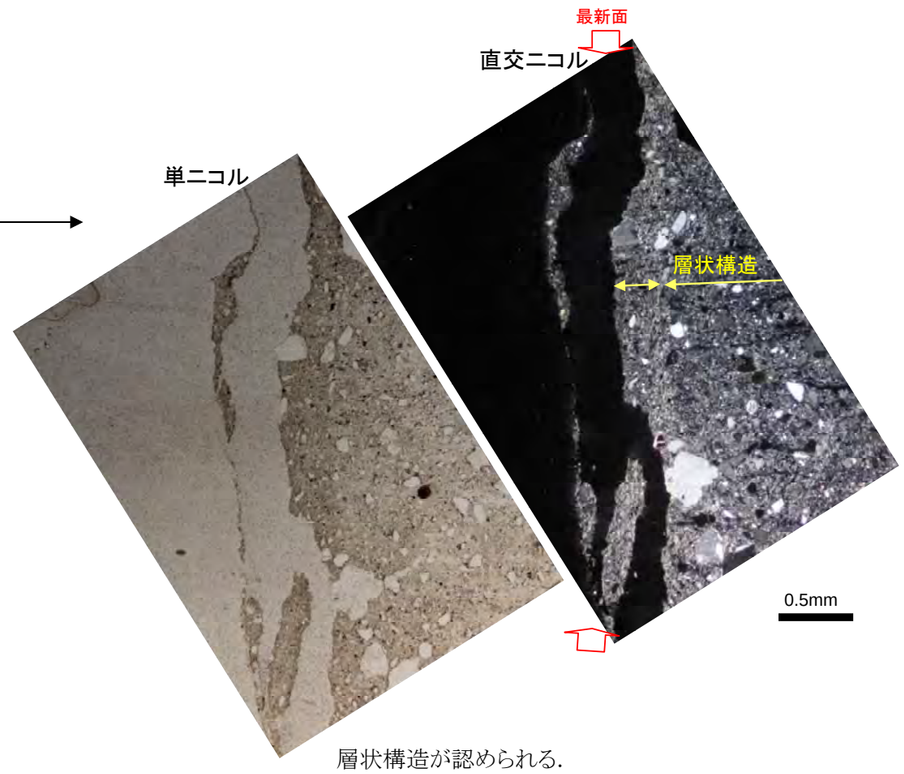
（Br-S3 75.50m）



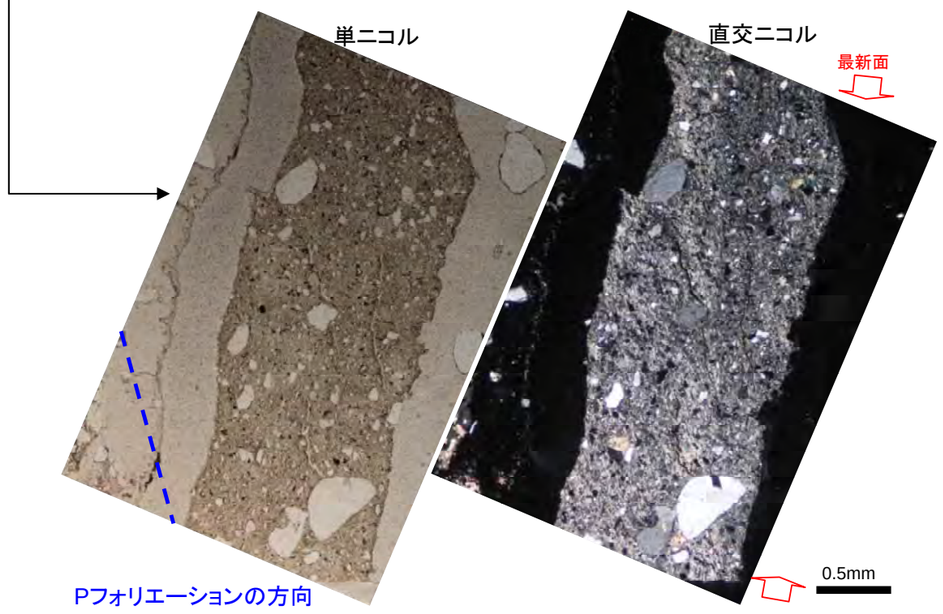
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には断層ガウジとカタクレーサイト（コア観察の結果：断層角礫帯中のフラグメント）が認められる。
・研磨片を横断するY面が1条認められる。このY面は直線性に優れ、主に断層ガウジとカタクレーサイトの境界部付近を通過し、コア中央部で断層ガウジ中を通過する。研磨片を横断するY面は断層ガウジをせん断することから、最新面に認定した。
・研磨片中には右横ずれ逆断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。
・断層ガウジ中のフラグメントは非常に細粒であり、Y面に水平に配列するものが認められる。層状構造が認められる。

第 1.3.125 図　敦賀断層　笙の川付近のボーリングコアの研磨片観察結果（Br-S3）





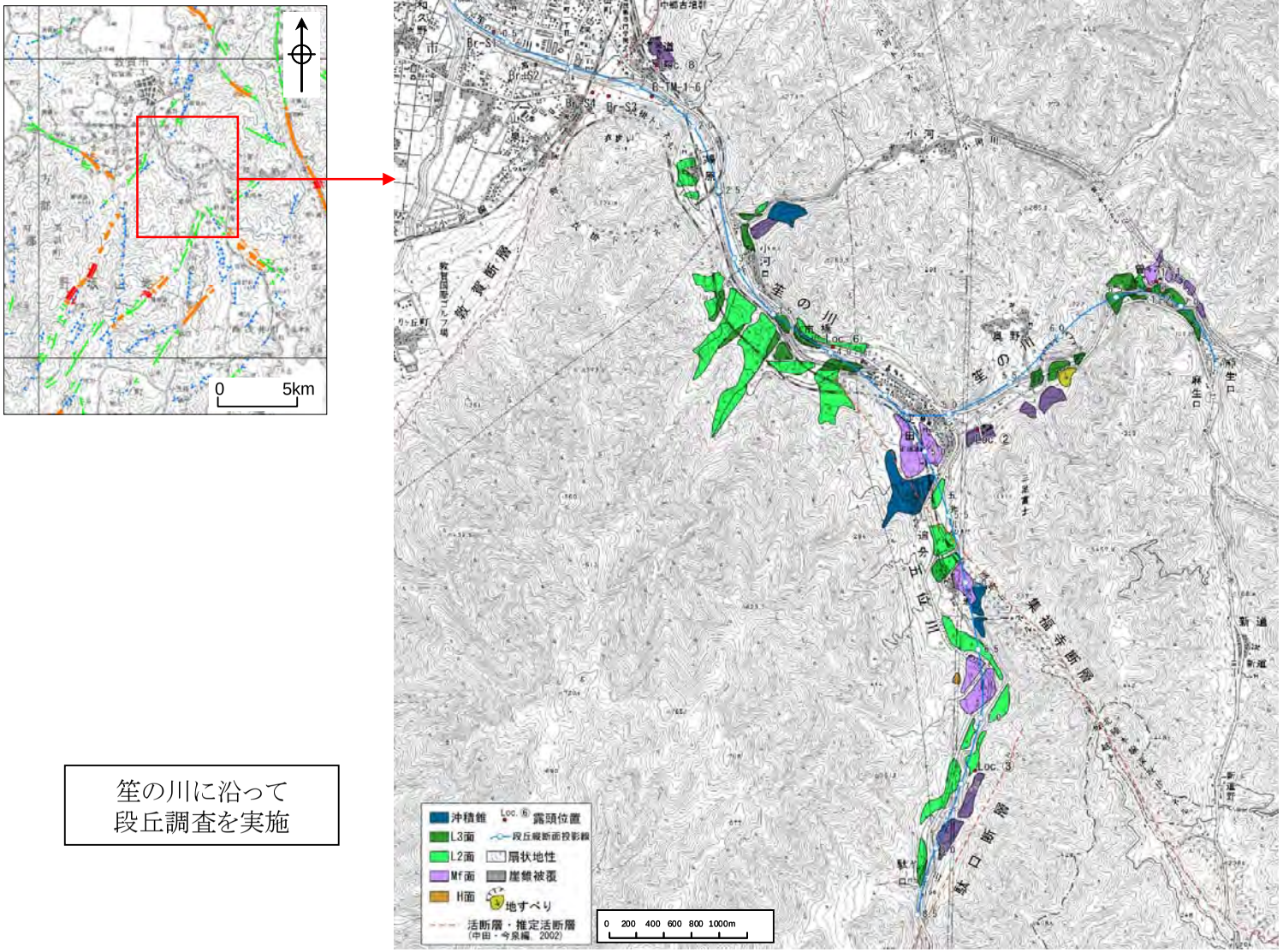
層状構造が認められる.



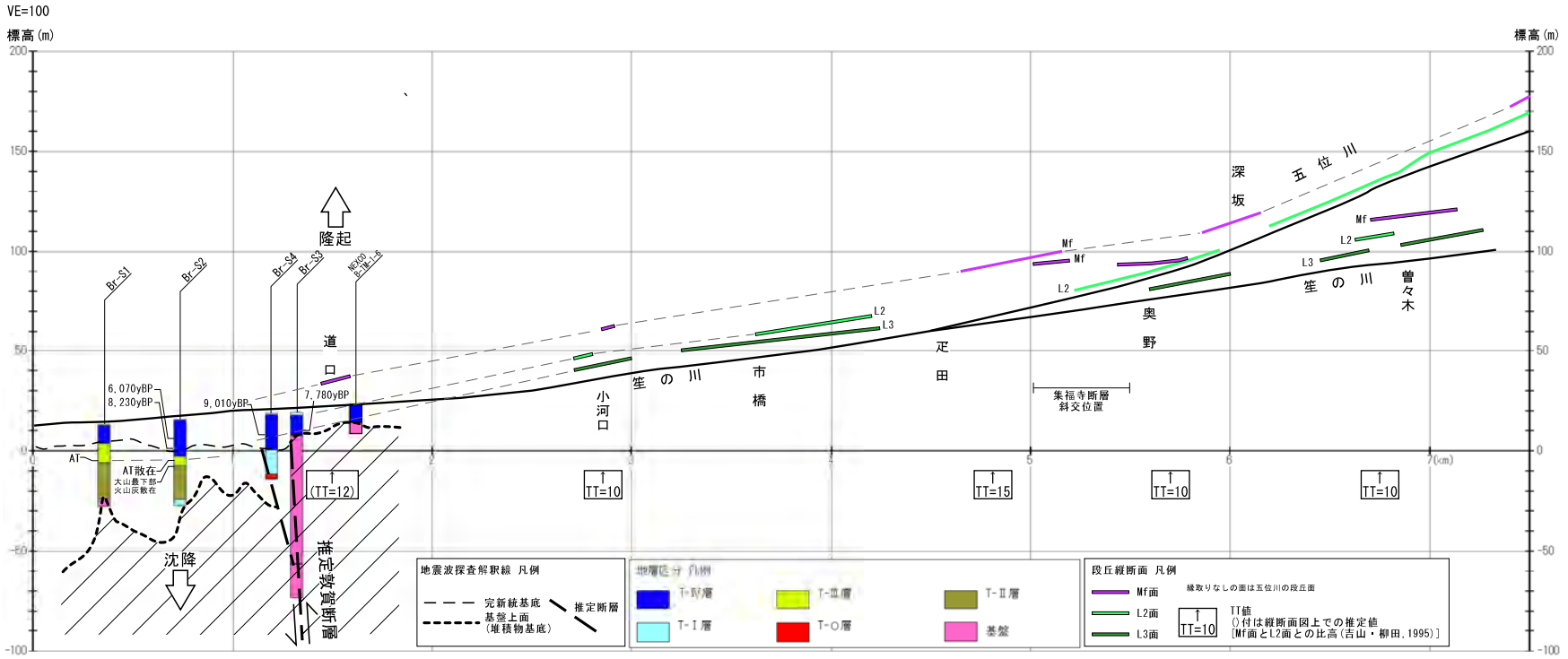
②中に右横ずれ逆断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

薄片観察結果
・分帯:①カタクレーサイト、②断層ガウジ
・分帯はテクスチャーに基づく。
・CT、条線および研磨片観察で認定した断層面(Y面)は①と②の境界部付近の②中(薄片開口部)を通過する。②中に右横ずれ逆断層センスを示す変形指標と層状構造が認められる。
・①:フラグメントは主に石英からなり、カリ長石や斜長石も認められる。一部のフラグメントは方解石やセリサイトを含み、セリサイトは斜長石で顕著に認められる。フラグメントは主に細粒な方解石に埋められる。破砕流動や波動消光が顕著に認められる。
・②:フラグメントは石英やカリ長石、方解石、セリサイトからなる。カタクレーサイト起源のフラグメントも認められる。マトリックスは細粒の粘土鉱物からなる。

第 1.3.126 図　敦賀断層　笙の川付近のボーリングコアの薄片観察結果（Br-S3）

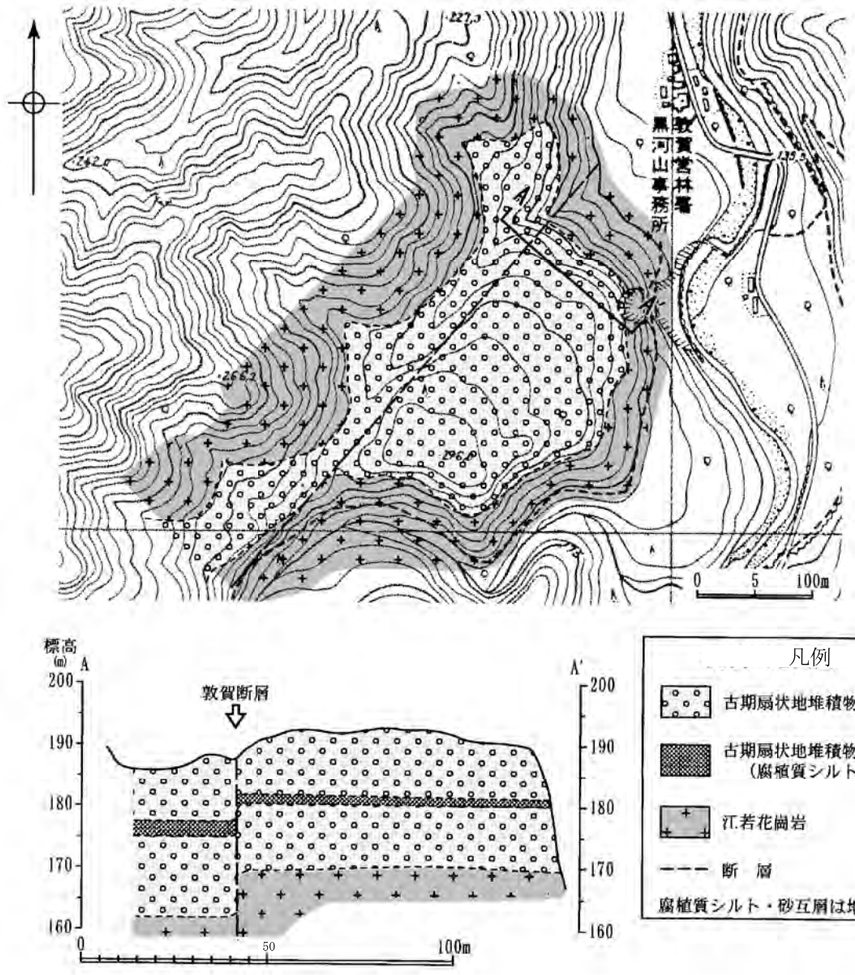


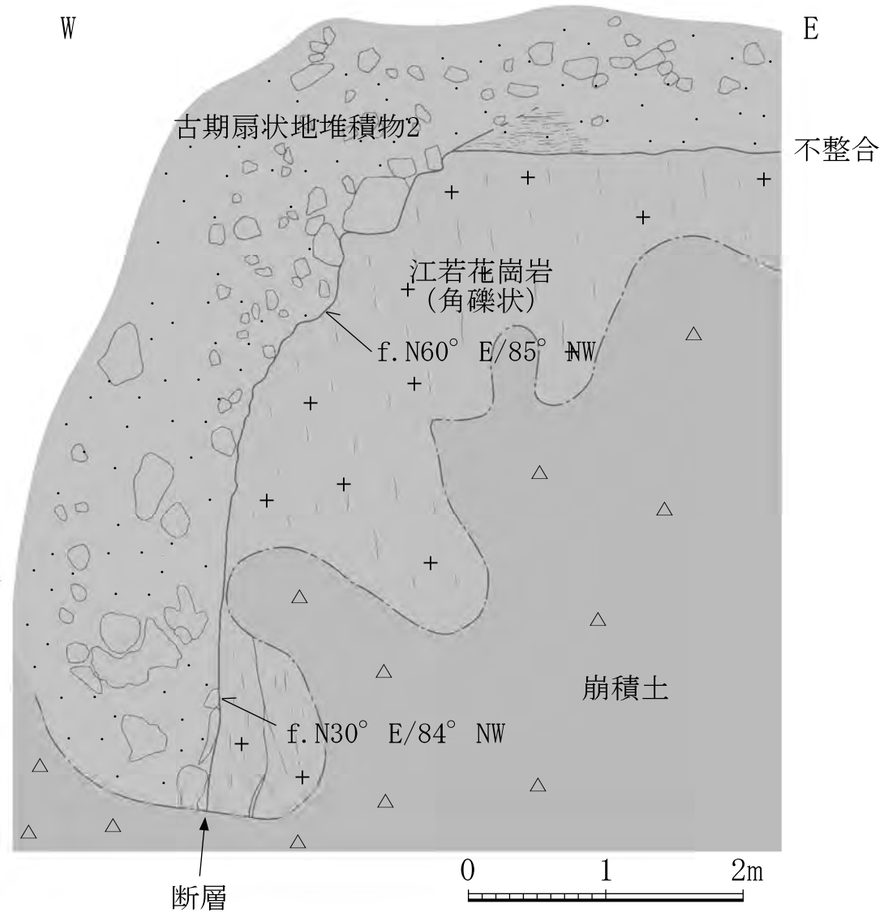
第 1.3.127 図　敦賀断層　笙の川沿いの段丘面調査結果

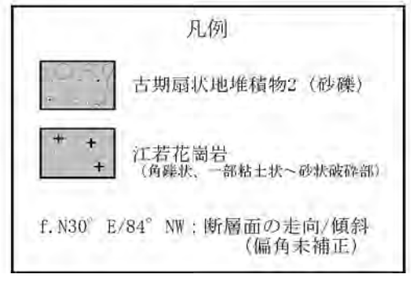


○反射法地震探査、ボーリングで確認された敦賀断層が確認された位置の上盤側に相当する笙の川沿いの段丘調査により、Mf面（河成中位段丘面：MIS6）とL2面（低位段丘面：MIS2）の比高（TT値）は、約12mであり、その隆起速度は0.12m/kyrとなる。
○一方、断層下盤に相当する敦賀平野では、Br-S2孔において扇状地堆積物に挟まれる深度23.6m付近の細粒堆積物中に大山最下部火山灰（約23万年前）に対比される火山灰が検出された。この結果からは、敦賀平野は沈降傾向にあると推定され、その沈降速度は、約0.1m/kyrとなる。
○以上のことから、隆起側（12m/10万年＝0.12m/kyr）と沈降側（24m/23万年=0.1m/kyr）を踏まえて平均変位速度は約0.12m/kyr～約0.22m/kyrとなる。

第1.3.128図　敦賀断層　笙の川沿いのボーリング調査及び段丘面調査結果に基づく活動性

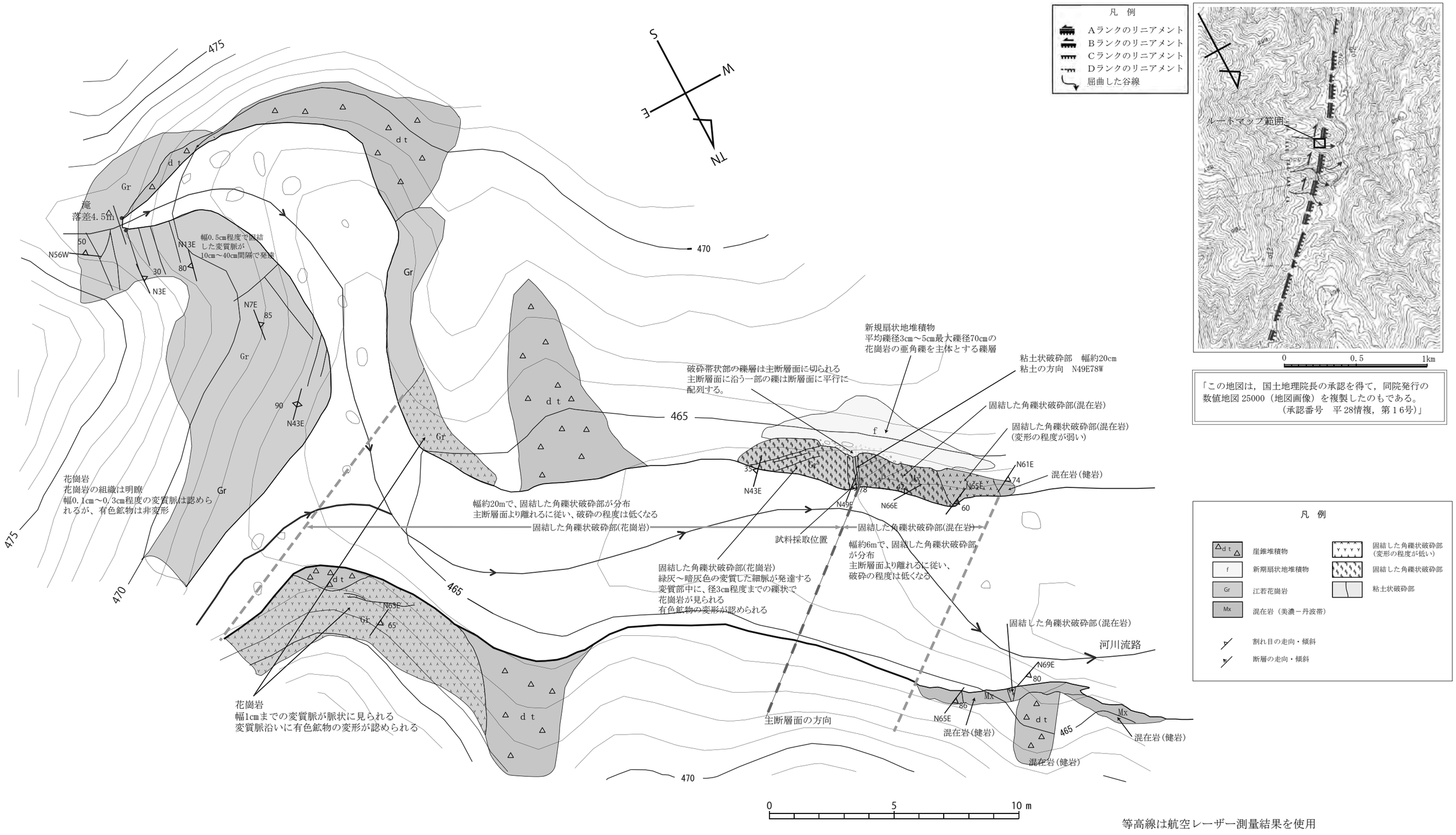






古期扇状地堆積物2と江若花崗岩を境する断層が認められ、断層を挟んだ両側で古期扇状地堆積物2中に狭在する腐植質シルト・砂互層に約4.5mの高度差が認められる。このシルト層に含まれる腐植物の放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値は23,510±160y.B.P.～20,340±220y.B.P.である。

第1.3.129図　敦賀断層　雨谷南方付近の露頭スケッチ（Loc.T-2）

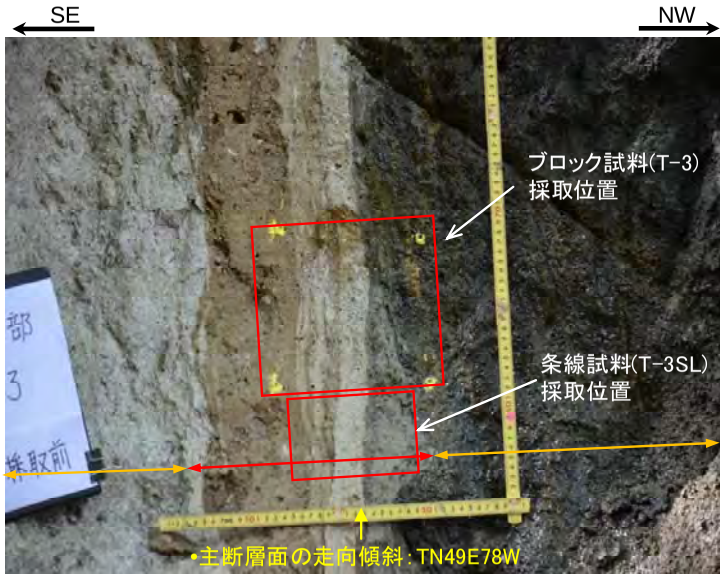


等高線は航空レーザー測量結果を使用

第1.3.130図　敦賀断層　　折戸谷上流部のルートマップ（Loc.T-3）



破砕帯の幅は約26mである(ルートマップ参照)。
破砕帯は粘土状破砕部と固結した角礫状破砕部から構成される。
各断層岩の幅:
固結した角礫状破砕部(混在岩起源:約6m、花崗岩起源:約20m)、粘土状破砕部(約20cm)

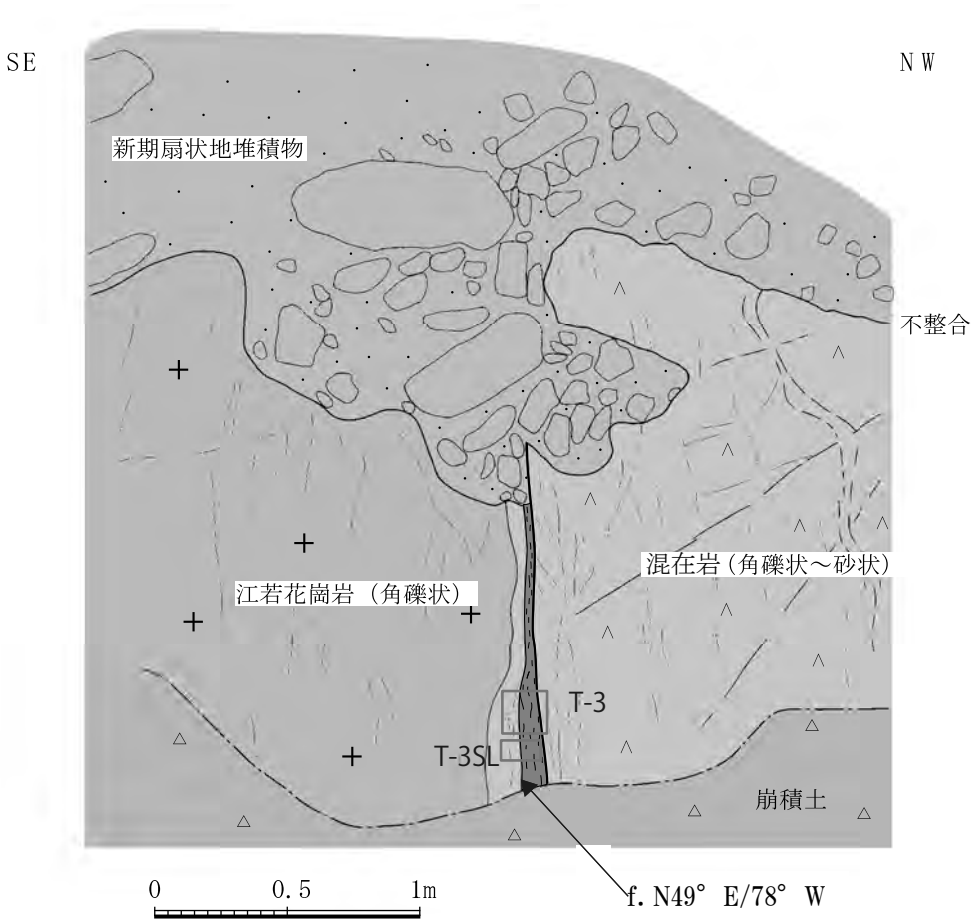


写真a:粘土状破砕部中には層状構造が認められる。



写真b:破砕帯上部の礫層は主断層面にきられ、この主断層面に沿う一部の礫の長軸方向は断層面に平行である。

第 1.3.131 図　敦賀断層　折戸谷上流部の露頭写真（Loc. T-3）



凡例

新期扇状地堆積物（砂礫）

江若花崗岩（角礫状）

混在岩（美濃-丹波帯中・古生層：角礫状～砂状）

褐色粘土状破砕部

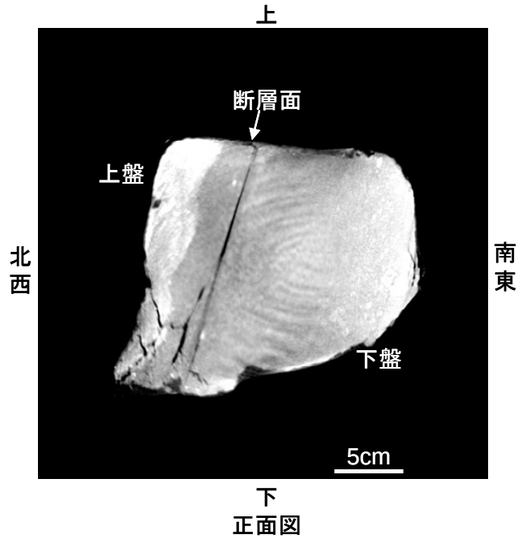
乳白色～淡緑灰色粘土状破砕部

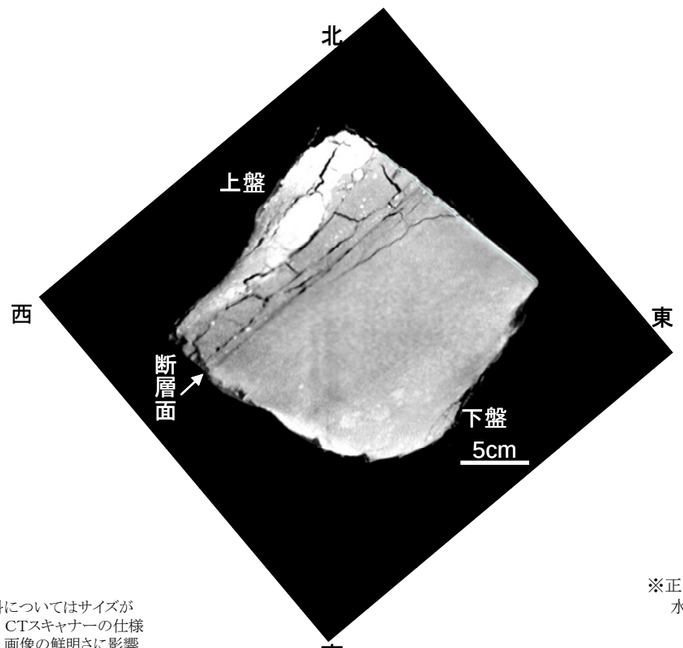
f. N49° E/78° SW：断層面の走向/傾斜(偏角補正済み)

江若花崗岩と美濃-丹波帯中・古生層の混在岩が断層関係で接している。断層は幅約20cmの粘土状破砕部を伴っており、非常に平面性の高い断層面が認められる。新期扇状地堆積物基底の不整合境界には変位が見られ、断層面の直上では礫の長軸が直立しているものが認められる。

第1.3.132図　敦賀断層　折戸谷上流部の露頭スケッチ（Loc.T-3）

CT画像(T-3)

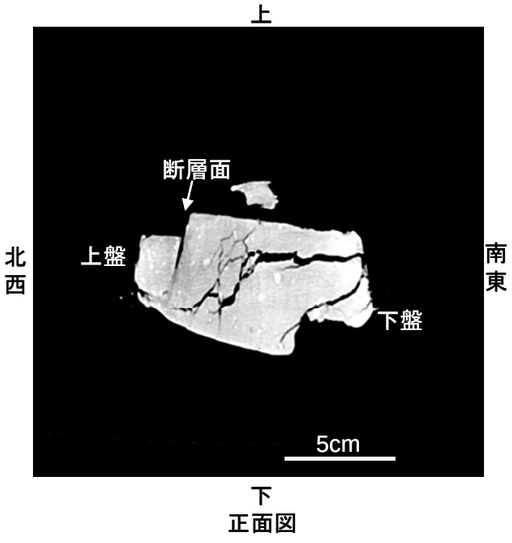


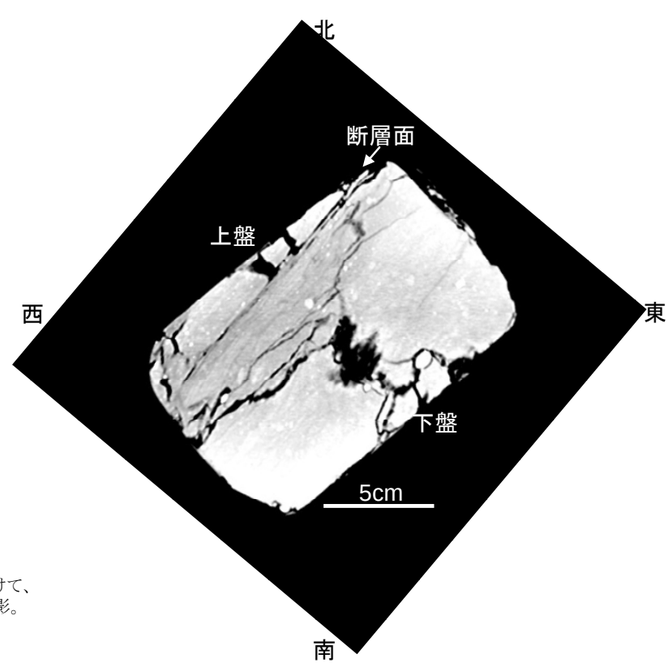


本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

断層面の走向傾斜:TN49E/78W
縦ずれ成分:不明瞭、横ずれ成分:不明瞭
ブロック中に1条の断層面が認められる。
この断層面は直線性・連続性に富む。
以上のことから、この断層面を最新活動面に認定する。
明瞭な密度変化は認められないが、断層面に沿う幅数mmはやや低密度化している。

CT画像(T-3SL)





※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜:TN49E/78W
縦ずれ成分:不明瞭、横ずれ成分:不明瞭
ブロック中に1条の断層面が認められる。
この断層面は直線性・連続性に富む。
明瞭な密度変化は認められないが、断層面に沿う幅数mmは低密度化している。
以上のことから、この断層面を最新活動面に認定する。
断層面に沿う幅1cm程度のゾーンに面構造が発達する。

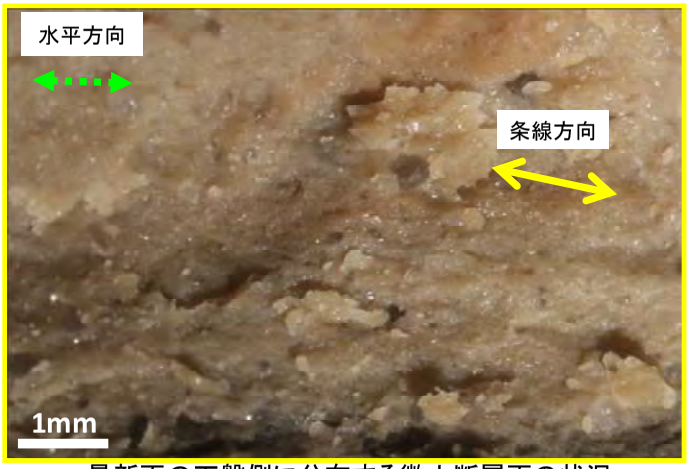
第 1. 3. 133 図　敦賀断層　折戸谷上流部の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc. T-3）



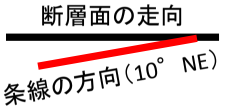
上盤下面

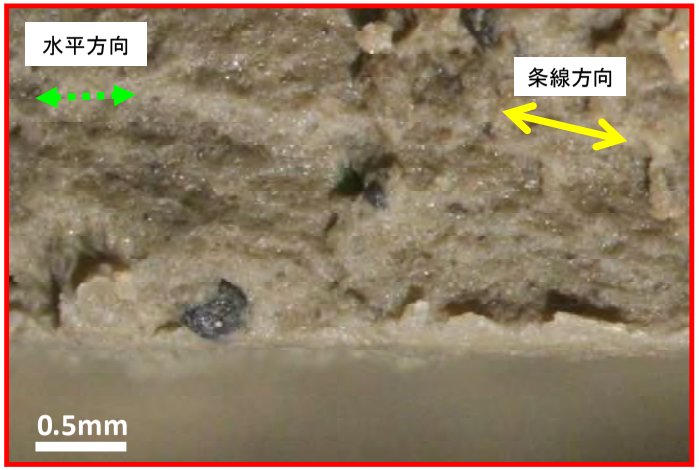


破砕帯中の断層面と構造（地下から天を臨む）
断層ガウジ中には微小断層面が多数発達する。
右横ずれ成分を示す変形指標が顕著である。

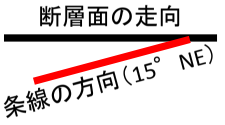


最新面の下盤側に分布する微小断層面の状況
センス不明



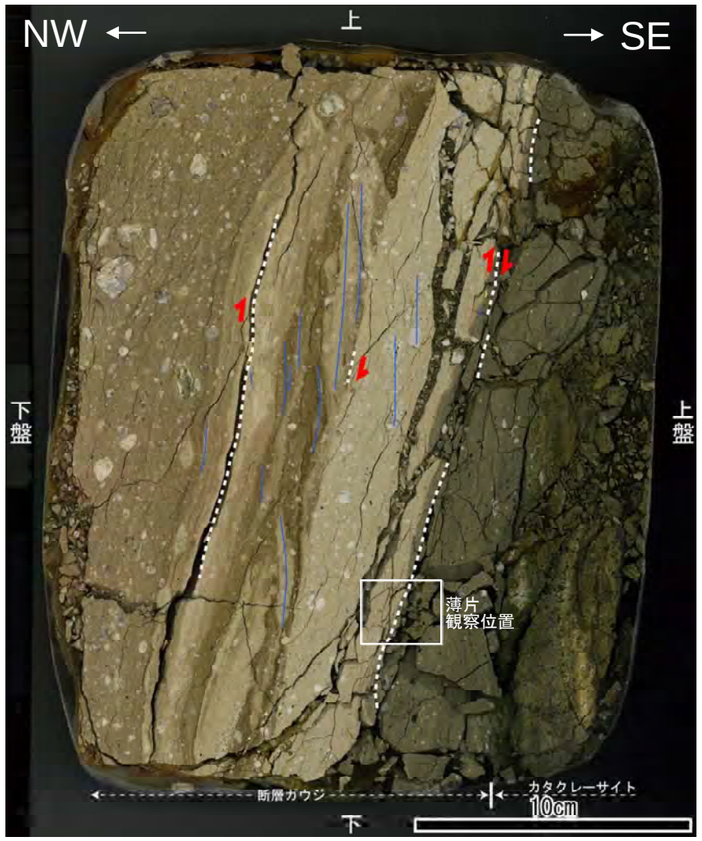


最新面の状況
センス不明



第 1.3.134 図　敦賀断層　折戸谷上流部の破砕部　ブロック試料の条線観察結果（Loc. T-3）

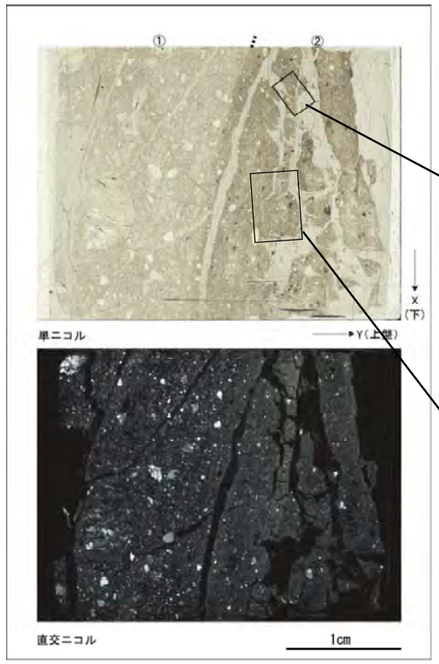


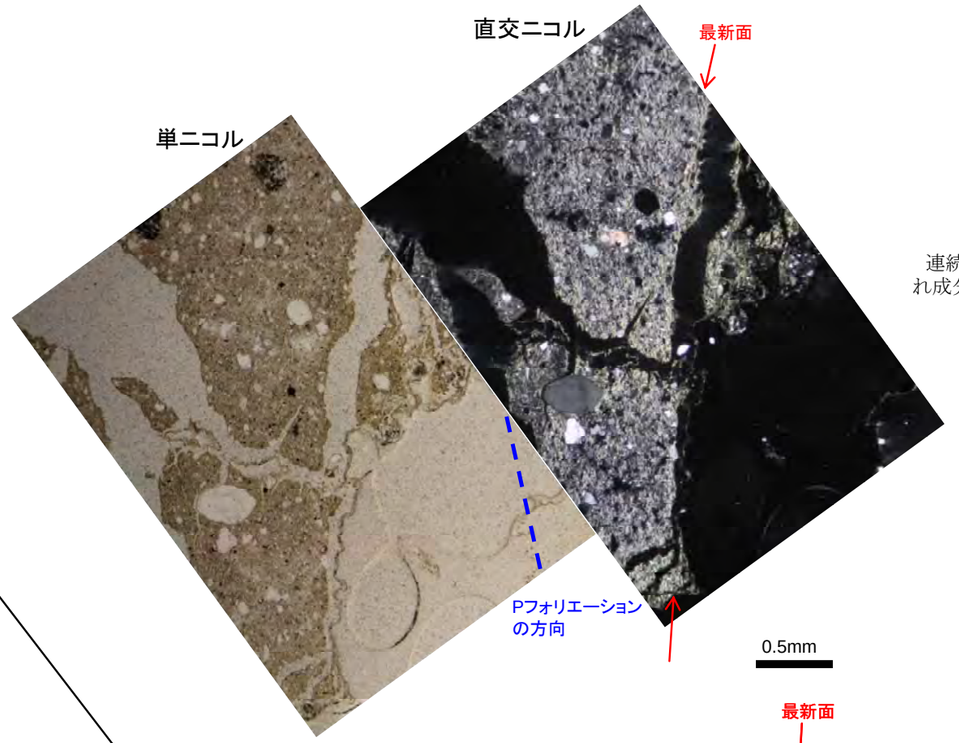


Y面
P面
ひきずりの構造

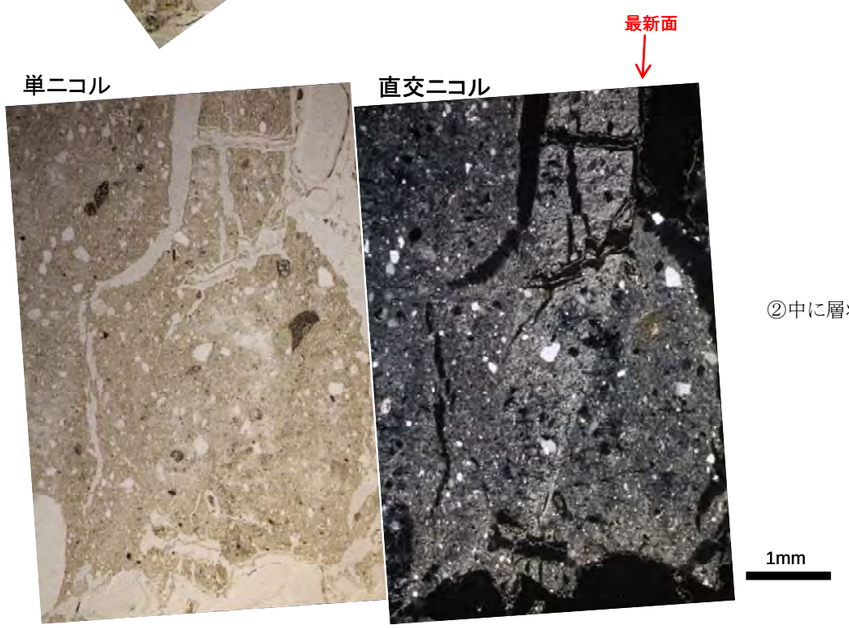
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中にはカタクレーサイトと断層ガウジが認められる。断層ガウジ中には層状構造が発達する。
・研磨片右側の断層ガウジ中に研磨片を横断する直線的なY面が認められる。このY面の右側に位置する断層ガウジ中の層状構造は非常に細かい。さらに、Y面近傍ほどフラグメントが細粒である。
・右横ずれ成分を示す変形指標が顕著に認められる。Y面近傍には細かい層状構造が分布するため、変形指標がやや不明瞭である。したがって、薄片観察により変位成分を認定する必要がある。

第 1.3.135 図　敦賀断層　折戸谷上流部の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc. T-3）





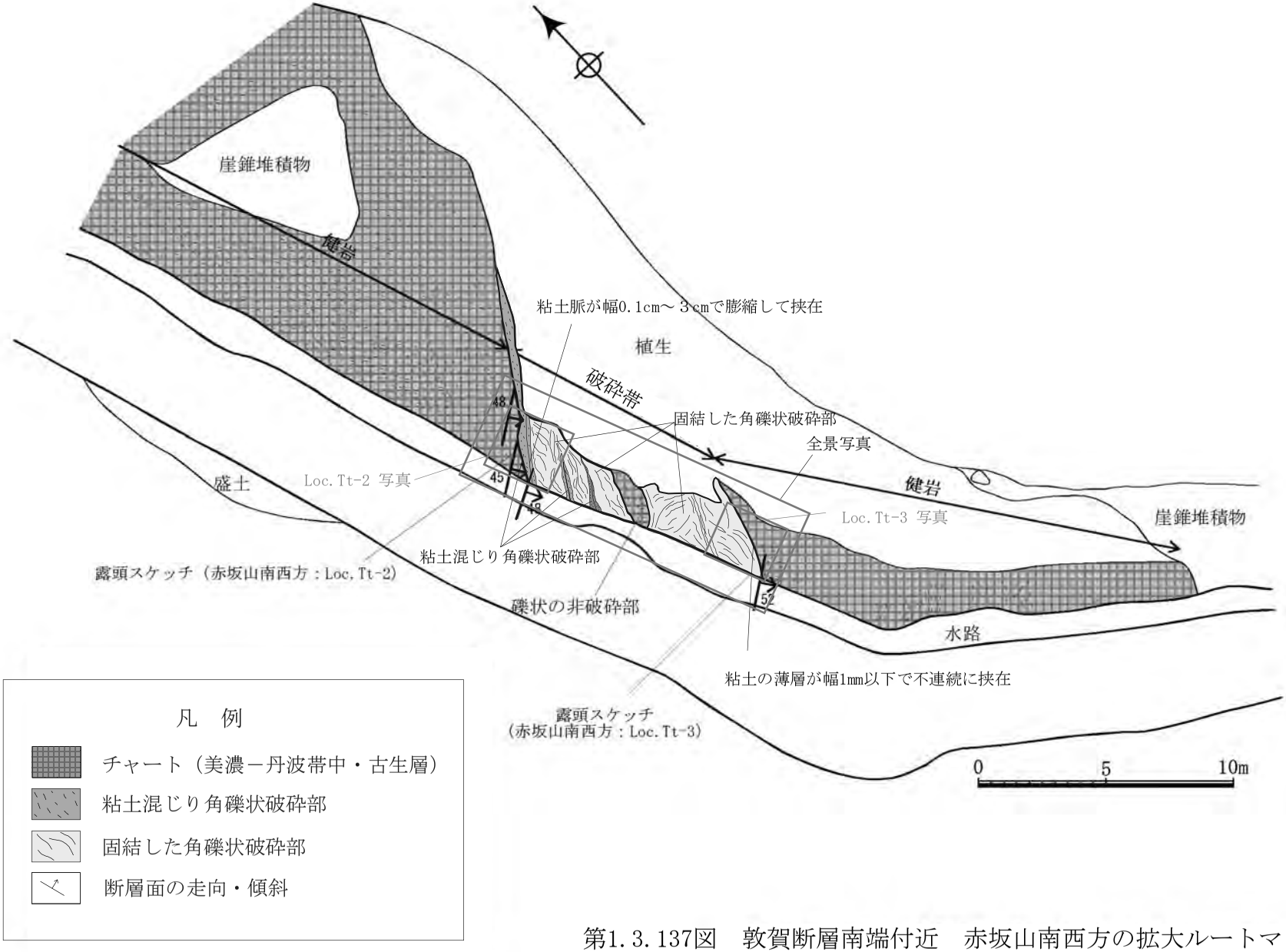
連続性・直線性に富む最新面に沿って、右横ずれ成分を示すPフォリエーションが認められる。



②中に層状構造が明瞭に発達する。

薄片観察結果
・分帯:①角礫に富む断層ガウジ～断層角礫帯(研磨片での白褐色部)、②断層ガウジ(研磨片での緑灰色部)
・分帯はテクスチャーに基づく。
・①:フラグメントが顕著に認められる。このフラグメントはカタクレーサイトの構造を残すものがあり、石英やカリ長石、斜長石、緑泥石(黒雲母起源)、方解石からなる。
石英にはポリクウォーツ化しているものもある。フラグメントを囲むマトリックスは細粒フラグメントや粘土鉱物からなる。
①中に薄片を横断する明瞭なY面や変形指標は認められない。微小なY面が1条認められる。
・②:フラグメントはカタクレーサイトの構造を残すものがあり、石英やカリ長石、斜長石、緑泥石(黒雲母起源)、方解石からなる。マトリックスは細粒の粘土鉱物からなる。
層状構造が明瞭に発達する。②中に薄片を横断する明瞭なY面が認められる。このY面は最も直線性に優れることから最新面であると考えられ、右横ずれ成分を示す変形指標が顕著に認められる。層状構造が認められる。①と②の境界には微小なY面が認められる。

第 1.3.136 図　敦賀断層　折戸谷上流部の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc. T-3）

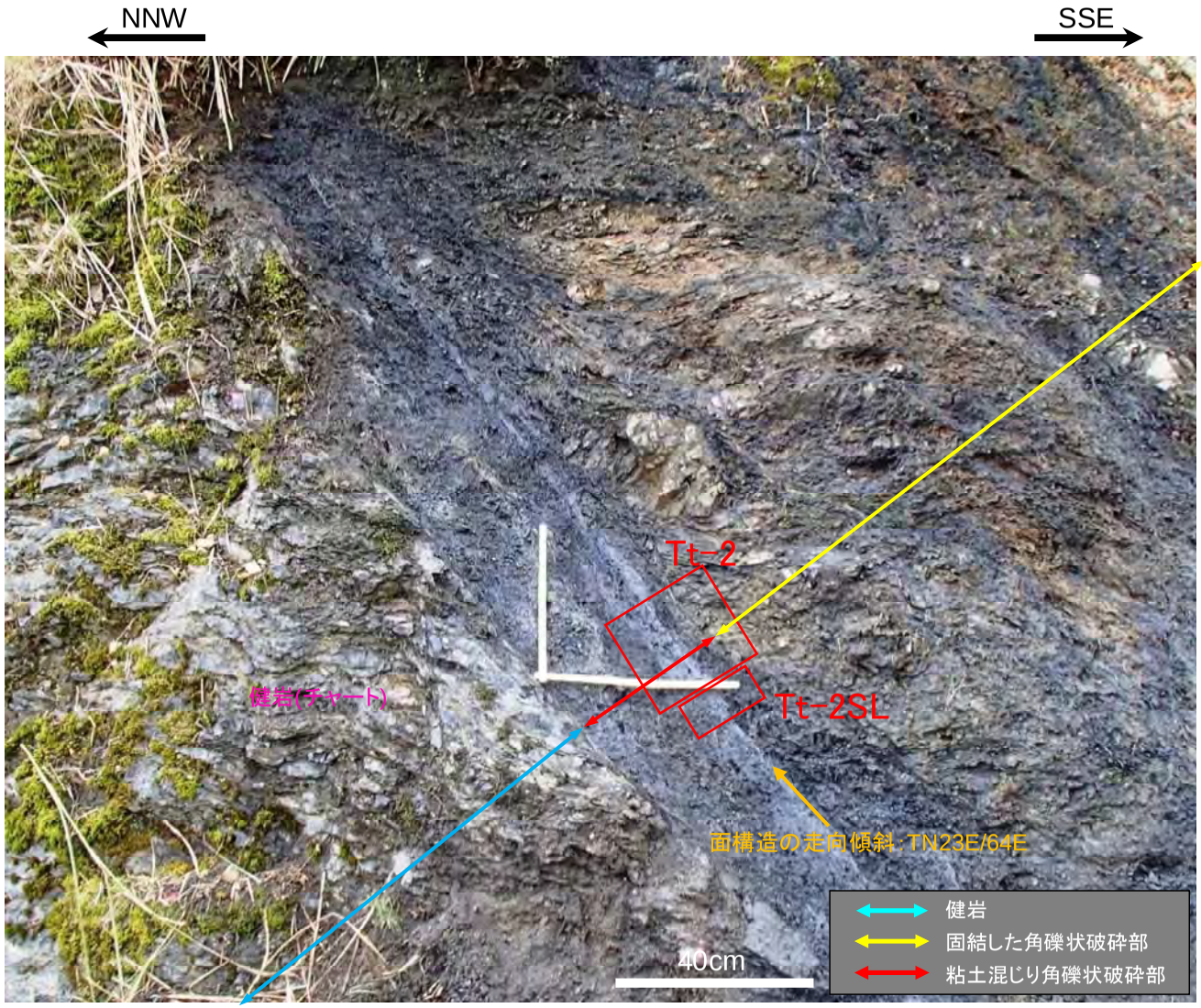


第1.3.137図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の拡大ルートマップ（Loc.Tt-1）



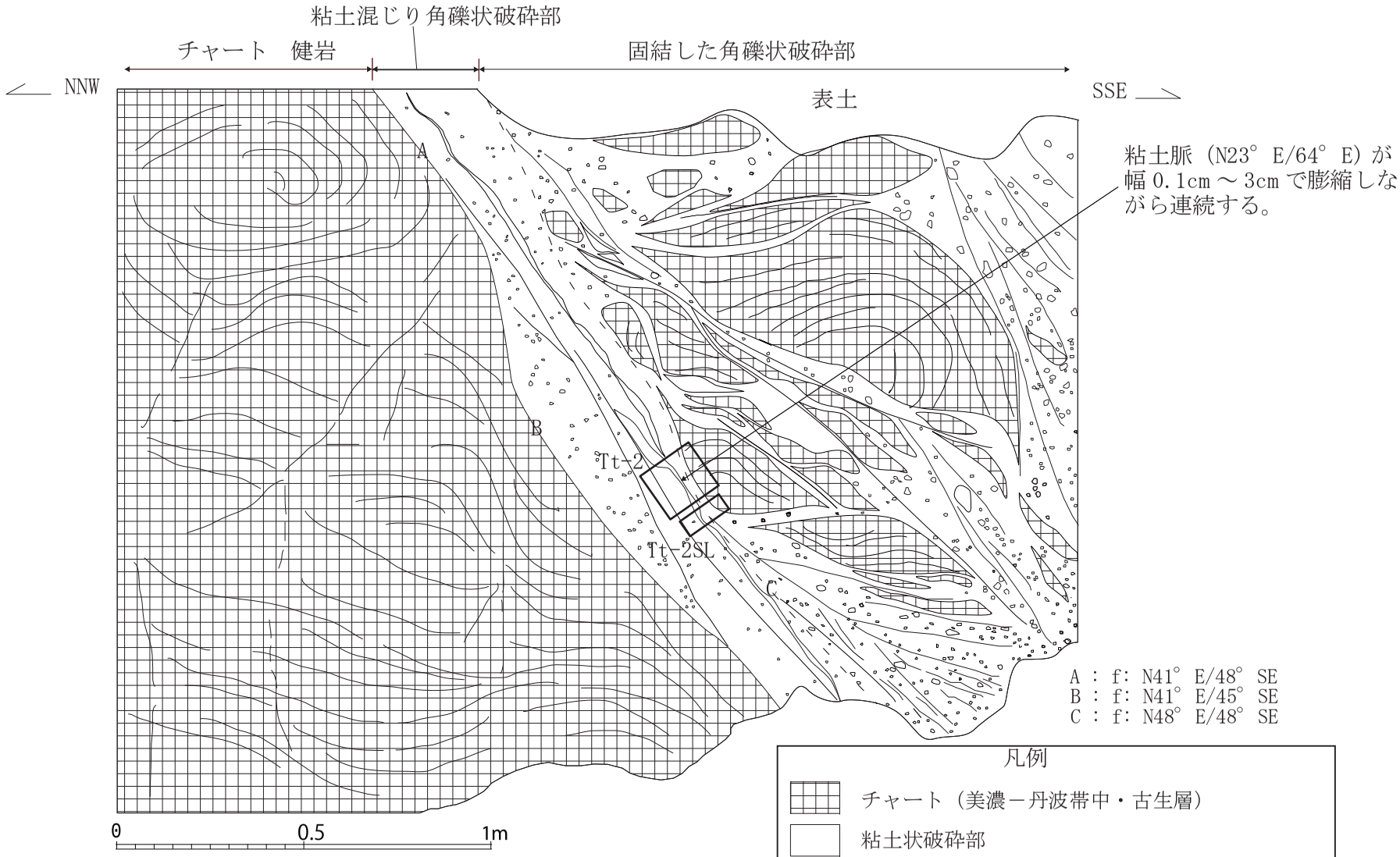
チャート(健岩)に挟まれた幅10mの破砕帯 が認められた。
この破砕帯中に、連続性に富む面構造が破砕帯の北北西端(Loc.Tt-2)と南南西端(Loc.Tt-3)で確認された。

第 1.3.138 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の露頭写真（Loc.Tt-1）



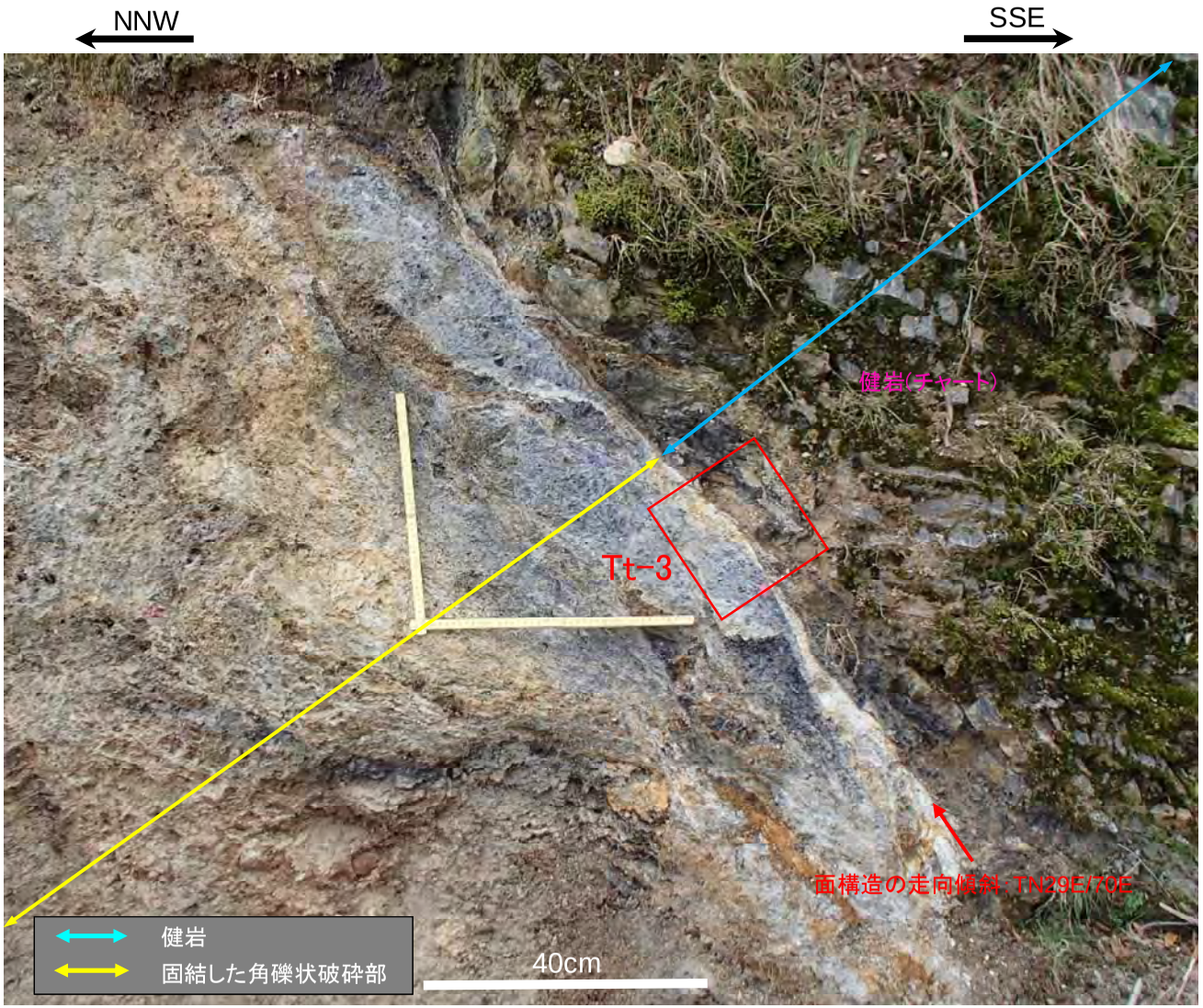
健岩(チャート)と固結した角礫状破砕部の間に、幅約40cmで粘土混じり角礫状破砕部が認められる。
粘土混じり角礫状破砕部中に、粘土脈(TN23E/64E)が幅約0.1cm～3cmで膨縮しながら連続する。

第 1.3.139 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の露頭写真（Loc.Tt-2）



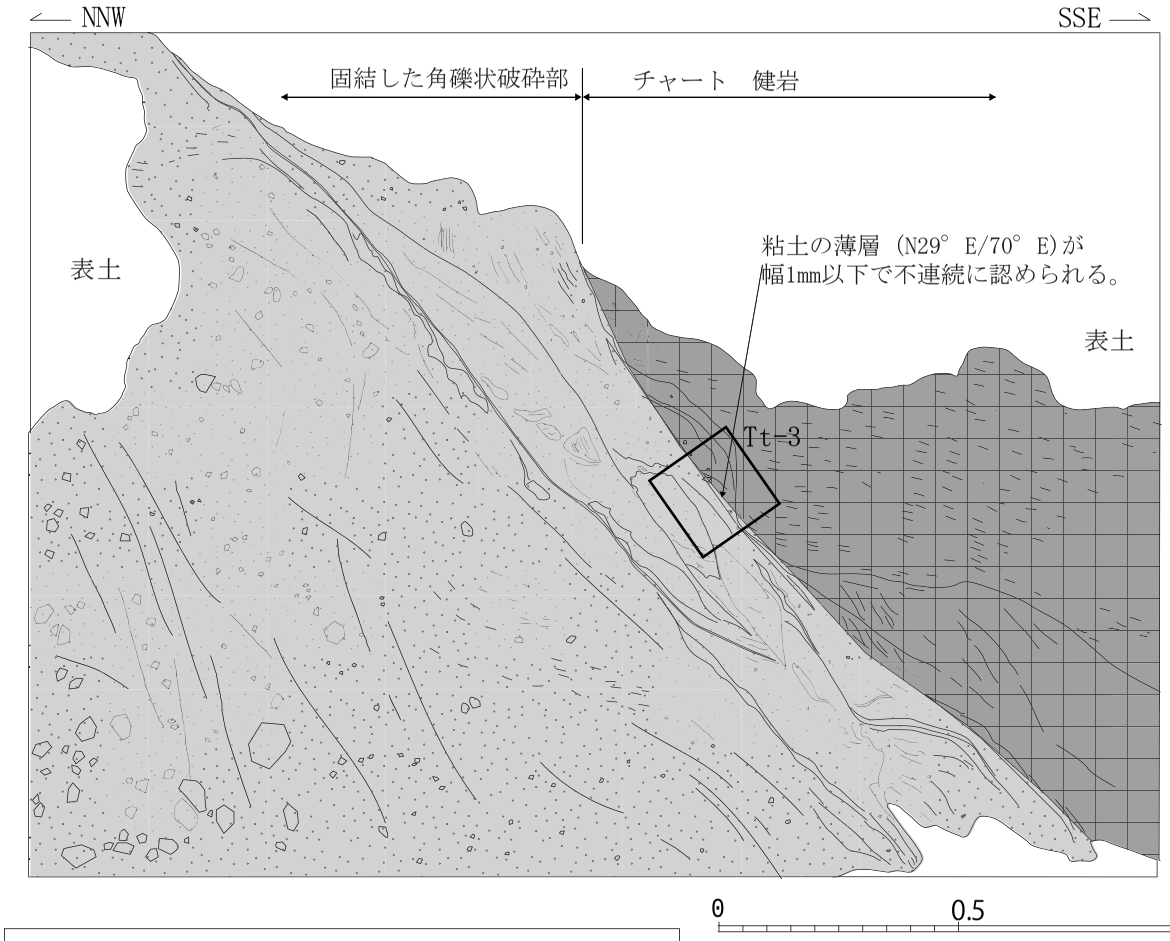
チャート（美濃－丹波帯中・古生層）と固結した角礫状破砕部の間に、幅約 40 cm の粘土混じり角礫状破砕部が認められる。粘土混じり角礫状破砕部中に、粘土脈（N23° E/64E° ）が幅 0.1 cm～ 3 cmで膨縮、分岐しながら連続する。

第 1.3.140 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の露頭スケッチ (Loc. Tt-2)



健岩(チャート)と固結した角礫状破砕部の境界に、幅約1㎜以下の粘土の薄層が不連続に認められる。

第 1.3.141 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の露頭写真（Loc.Tt-3）



凡例

チャート(美濃−丹波帯中・古生層)

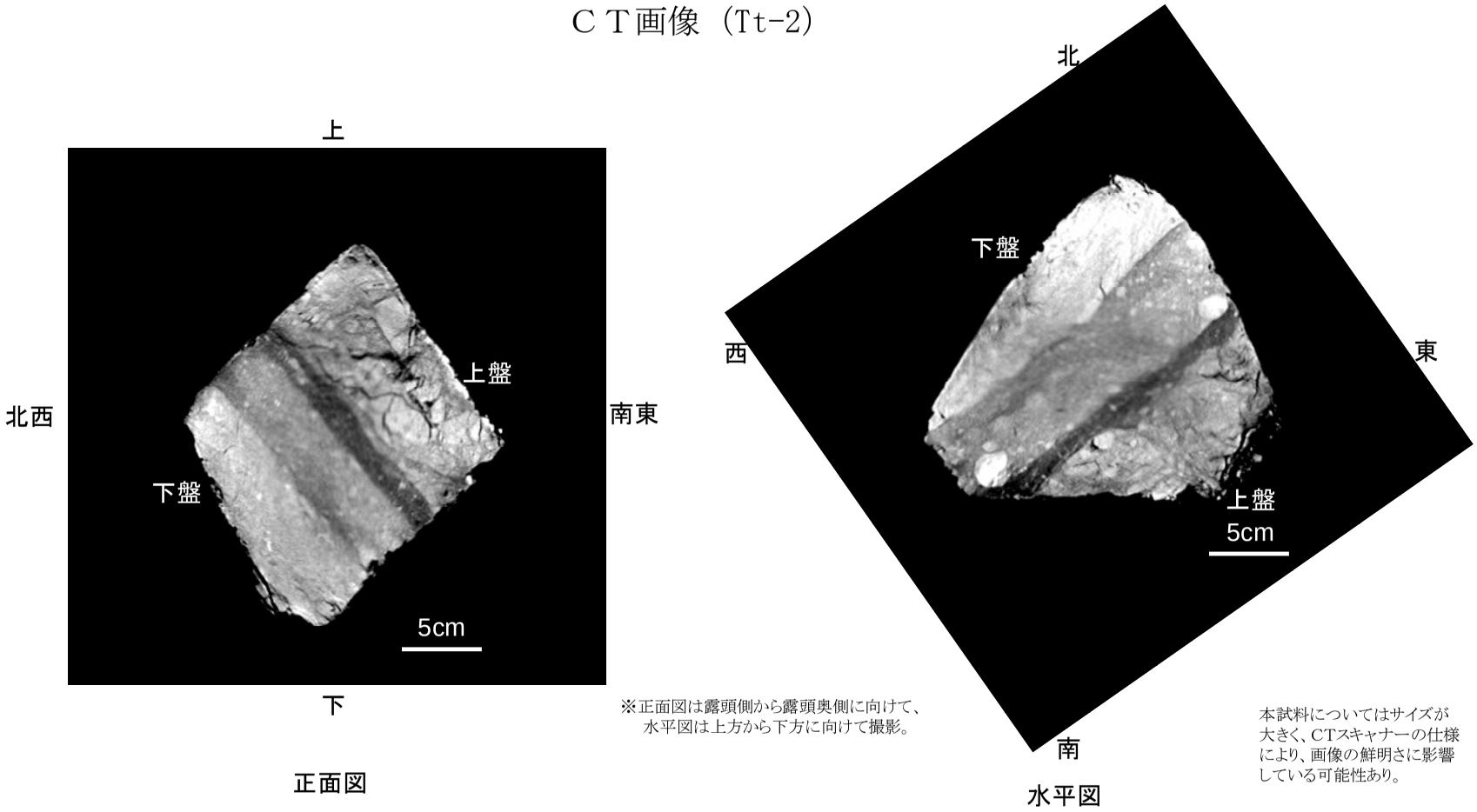
固結した角礫状破砕部

N29° E/70° E:断層面の走向/傾斜(偏角補正済み)

チャート(美濃−丹波帯中・古生層)と固結した角礫状破砕部の境界に、幅1mm以下の粘土の薄層が不連続に認められる。

第1.3.142図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の露頭スケッチ(Loc.Tt-3)

ＣＴ画像（Tt-2）



※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

断層面の走向傾斜：TN23E/64E

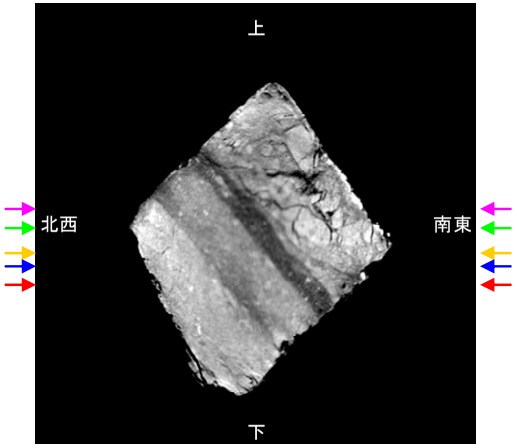
縦ずれ成分：不明（固結した角礫状破砕部に正断層）、横ずれ成分：不明（固結した角礫状破砕部に右横ずれ）

ブロック中に連続した断層面は認められない。

ブロック中央部に幅2cm以下の低密度部が認められる。この低密度部は膨縮する。

第 1.3.143 図(1)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc. Tt-2）(1)

CT画像(Tt-2)　水平図



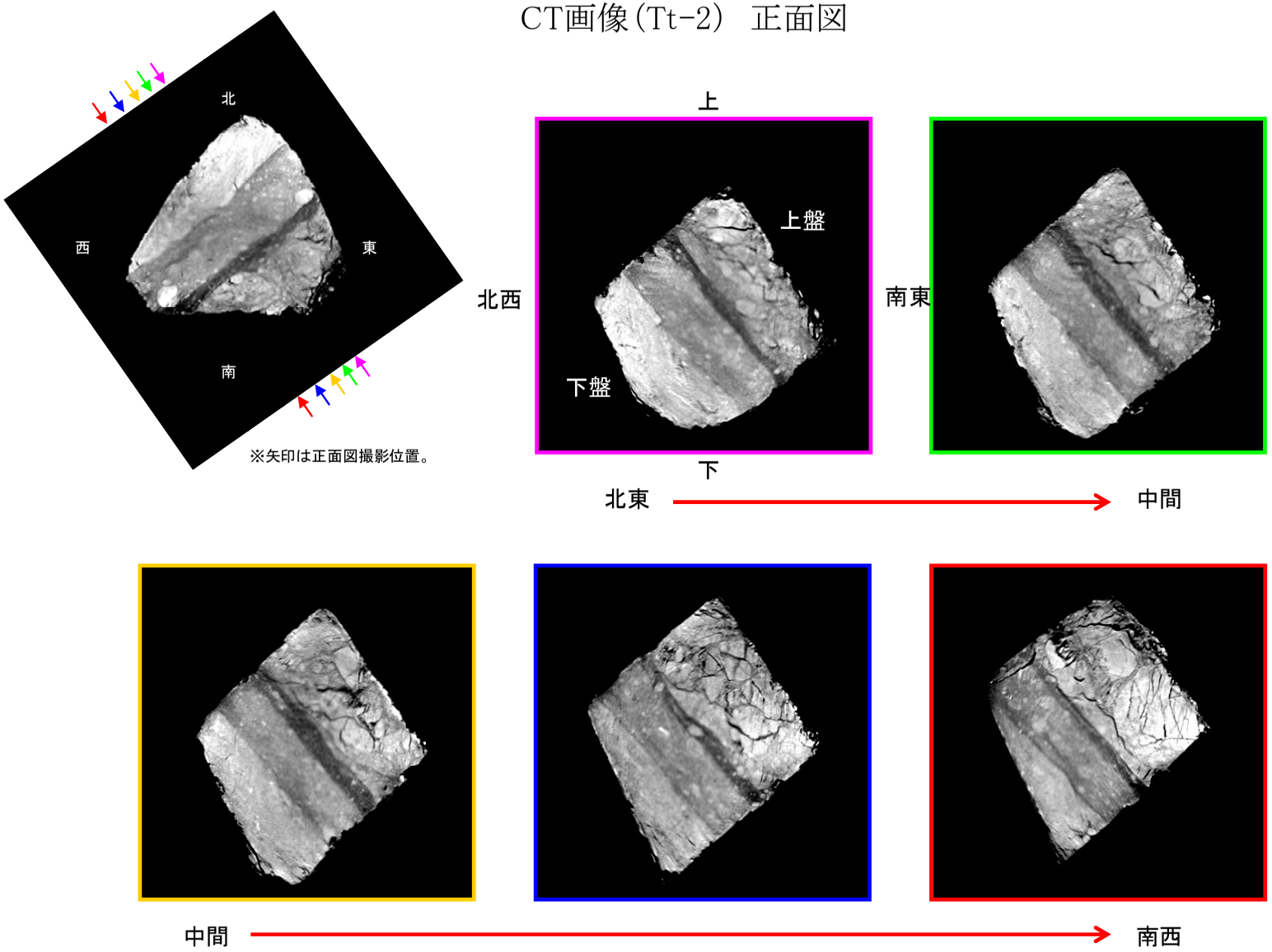
※矢印は水平図撮影位置。

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

・低密度部には断層面及び顕著な複合面構造は認められない。

第 1.3.143 図(2)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.Tt-2）(2)

CT画像(Tt-2)　正面図

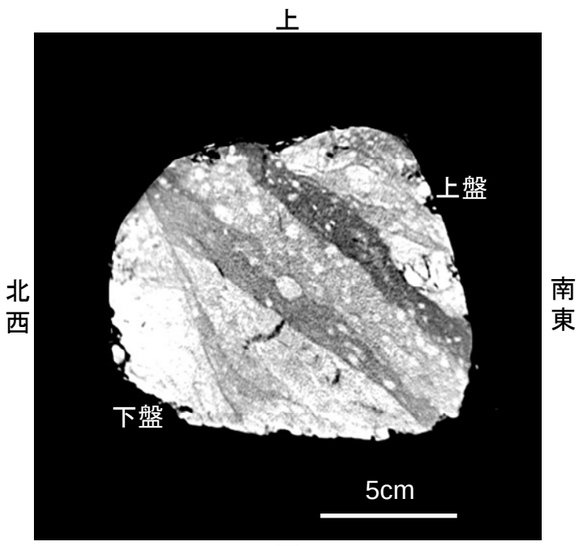


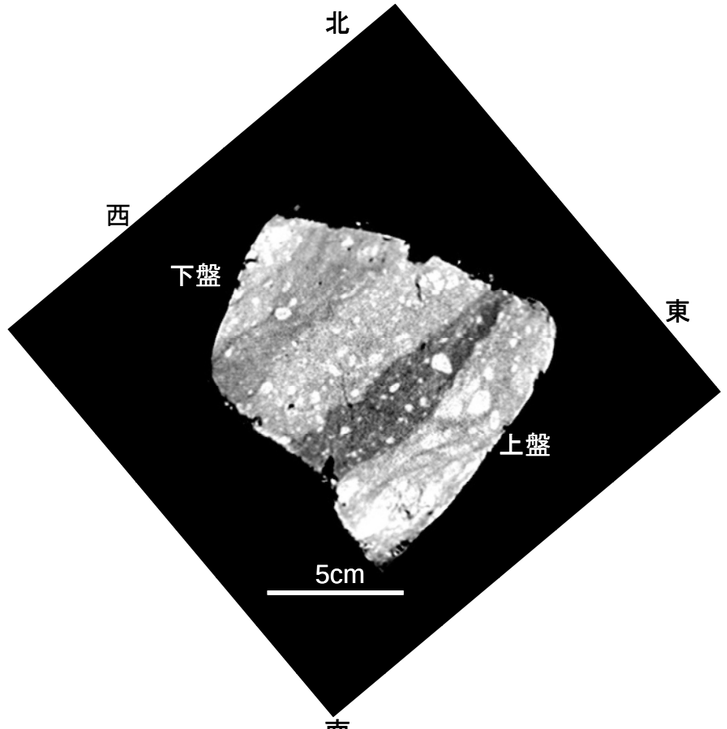
・低密度部には断層面及び顕著な複合面構造は認められない。

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

第 1.3.143 図(3)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.Tt-2）(3)

CT画像（Tt-2SL）





※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜：TN23E/64E

縦ずれ成分：不明（固結した角礫状破砕部に正断層）、横ずれ成分：不明（固結した角礫状破砕部に左横ずれ）

ブロック中に連続した断層面は認められない。

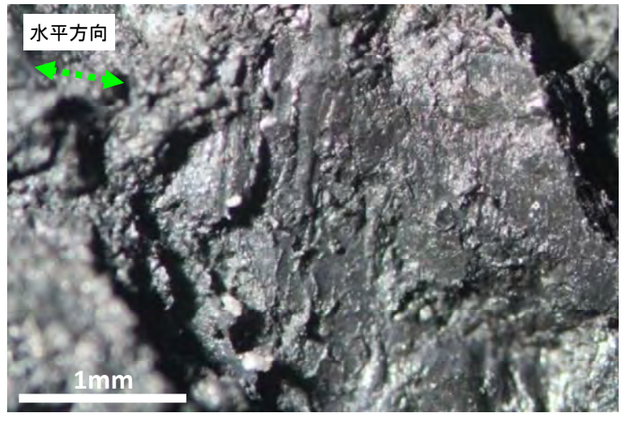
この断層面沿いに幅約2cm以下の低密度部が認められる。この低密度部は膨縮する。

条線観察 Tt-2SL



下盤側から上盤側を臨む

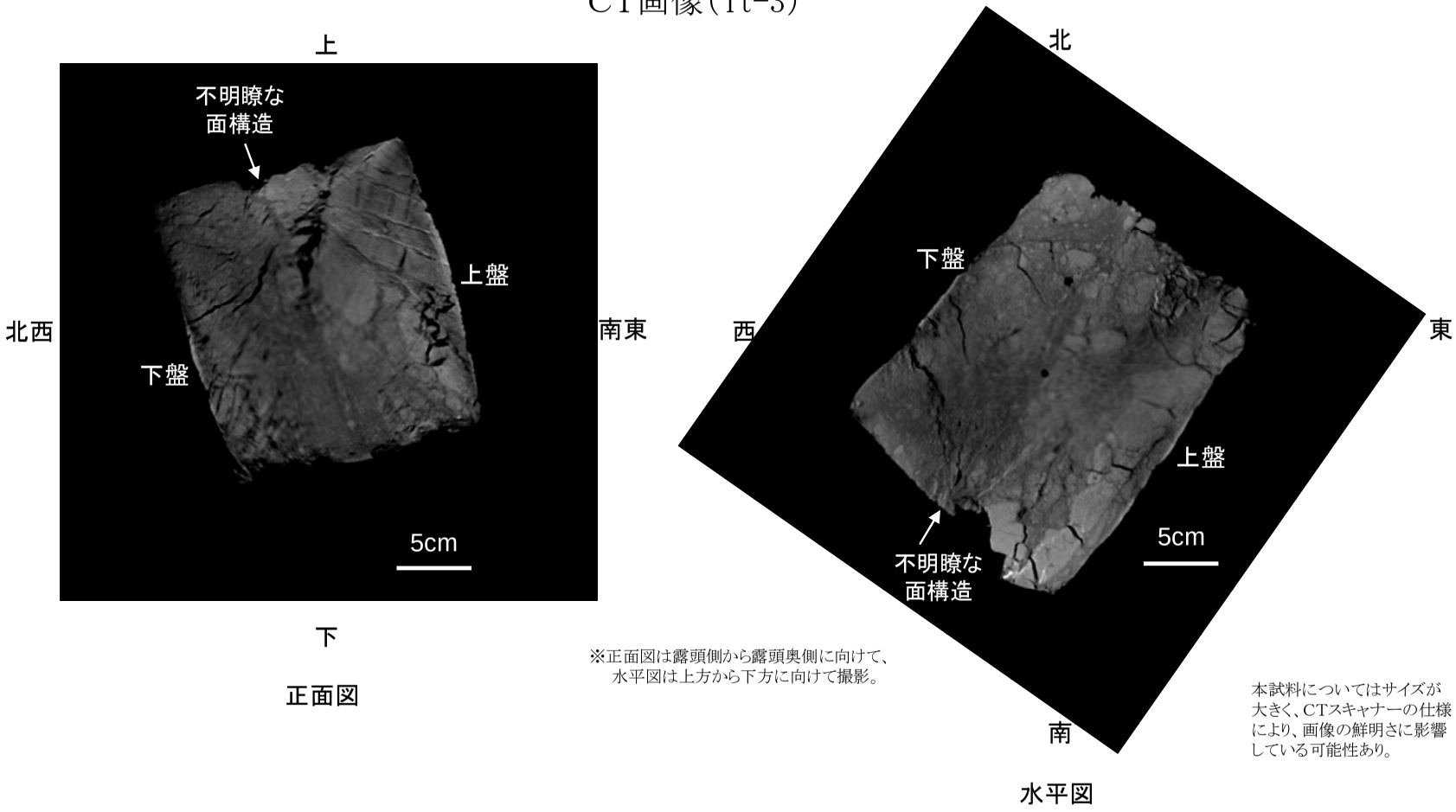
明瞭な断層面は認められない



明瞭な条線は認められない。

第 1.3.144 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc.Tt-2SL）

CT画像(Tt-3)



※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

本試料についてはサイズが
大きく、CTスキャナーの仕様
により、画像の鮮明さに影響
している可能性あり。

断層面の走向傾斜:TN29E/70E

縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

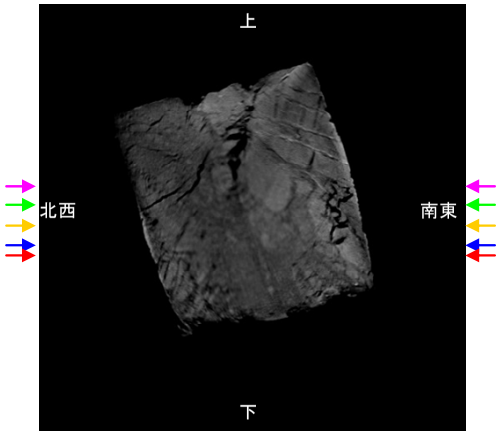
ブロック中に連続した断層面は認められない。

一部で、不明瞭な面構造が認められる。

明瞭な密度変化は認められない。

第 1.3.145 図(1)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.Tt-3）(1)

CT画像(Tt-3)　水平図



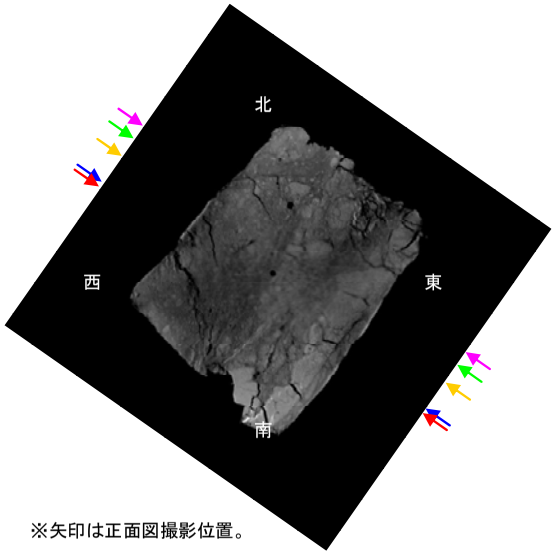
※矢印は水平図撮影位置。

・複合面構造は認められない。
・面のような構造は認められるが、上下の断面では不明瞭で連続性に乏しい。

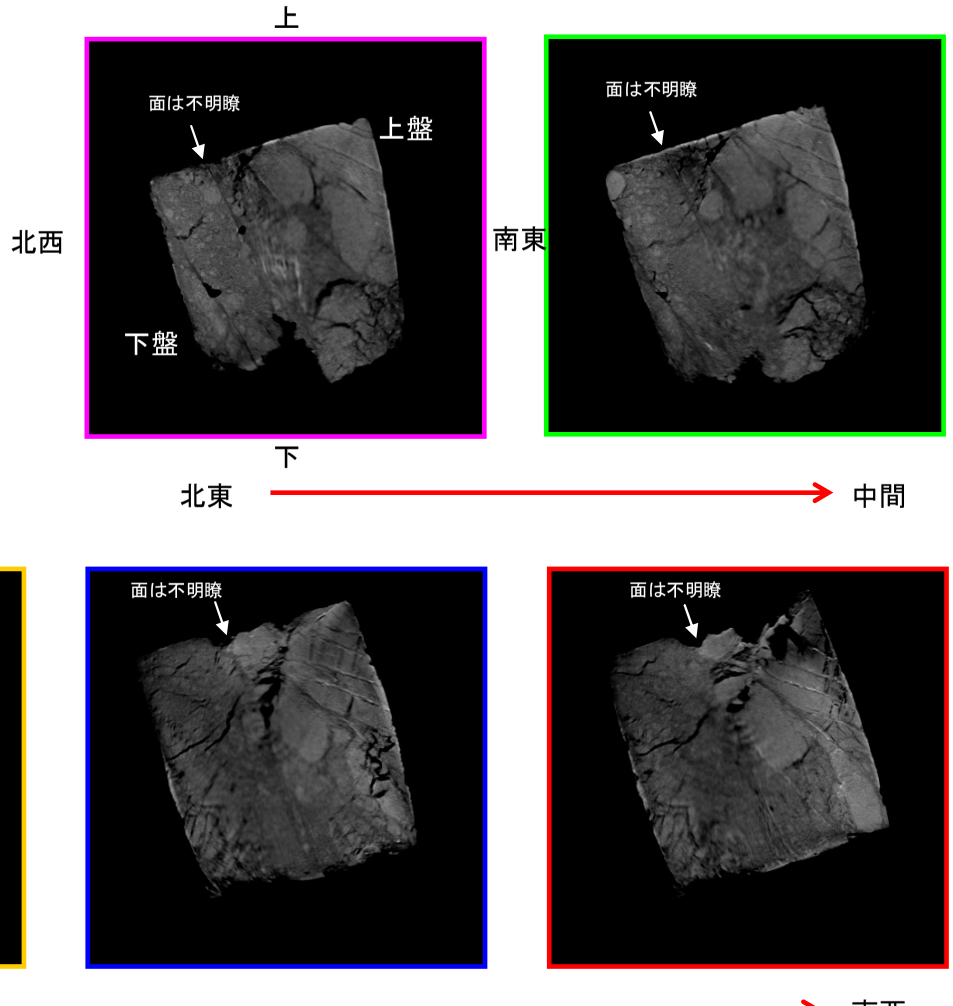
本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

第 1.3.145 図(2)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc. Tt-3）(2)

CT画像(Tt-3)　正面図



※矢印は正面図撮影位置。

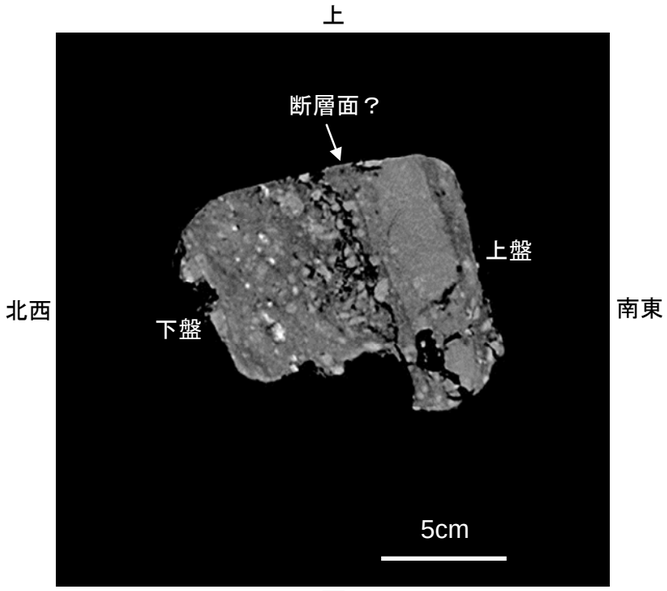


本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

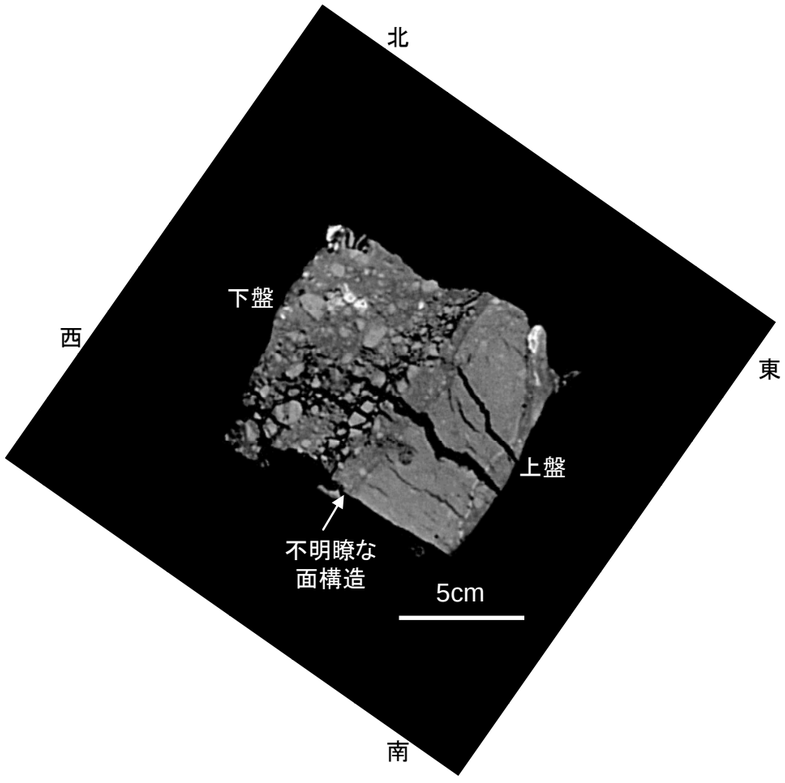
・複合面構造は認められない。
・面のような構造は認められるが、他の断面では不明瞭で連続性に乏しい。

第 1.3.145 図(3)　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc. Tt-3）(3)

CT画像（Tt-3SL）



正面図



水平図

断層面の走向傾斜：N29E/70E
縦ずれ成分：不明、横ずれ成分：不明
ブロック中に連続した断層面は認められない。
一部で、不明瞭な面構造が認められる。
明瞭な密度変化は認められない。

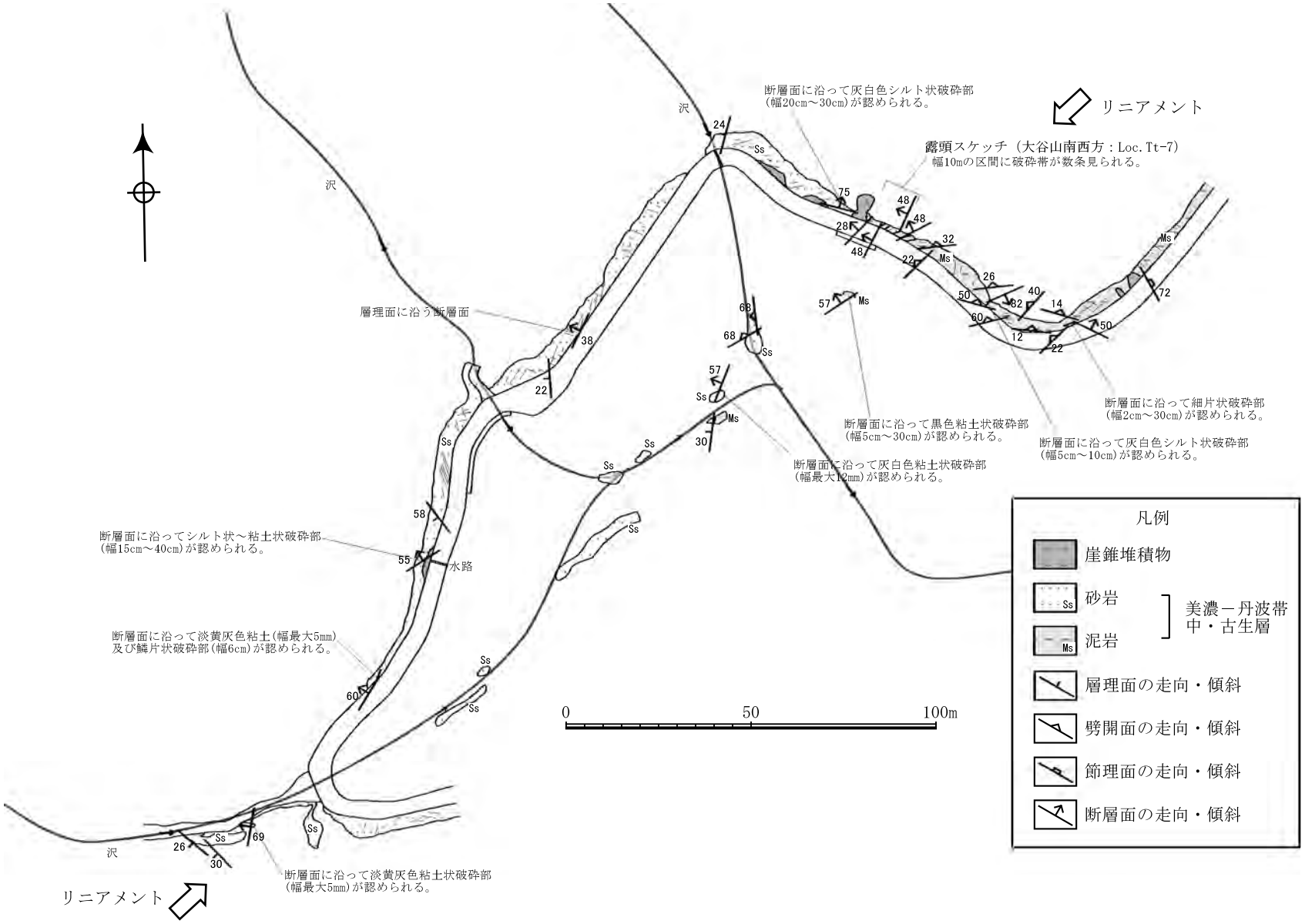
条線観察 Tt-3SL



下盤上面

明瞭な条線は認められない。

第 1.3.146 図　敦賀断層南端付近　赤坂山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc.Tt-3SL）

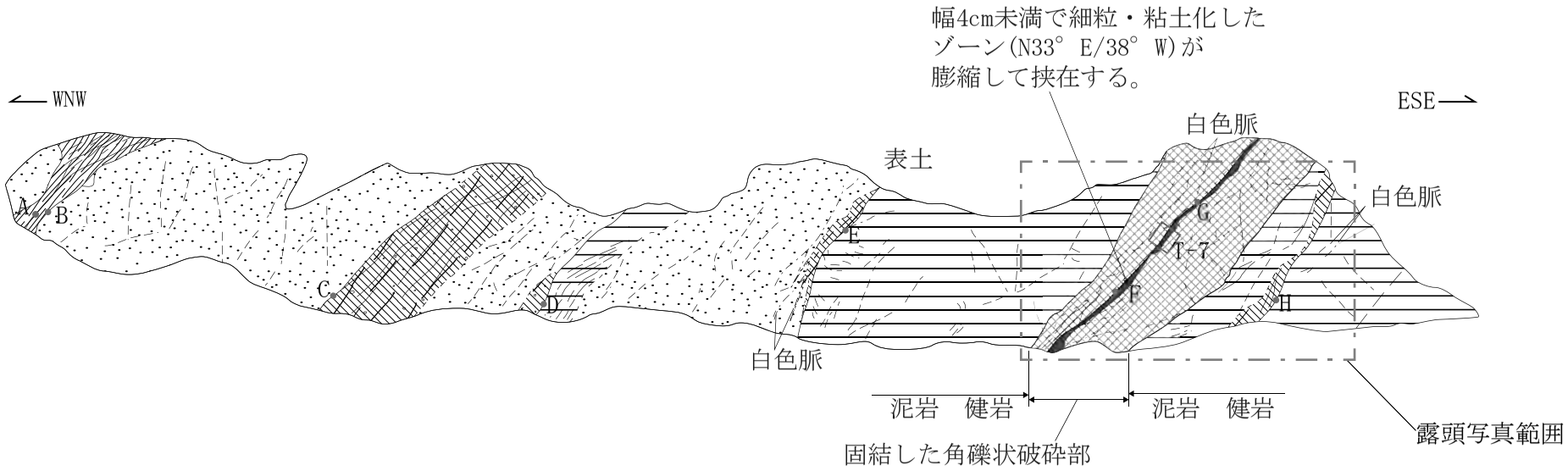


第1.3.147図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方のルートマップ（Loc.Tt-6）



破砕帯の幅は約80cmである。
破砕帯は泥岩起源の固結した角礫状破砕部から構成される。
写真中央部に認められる主断層面沿いの泥岩起源の固結した角礫状破砕部はより細粒化し、やや粘土化している。この細粒・粘土化したゾーンは膨縮が激しく、幅は約4cm未満である。

第 1.3.148 図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方の露頭写真（Loc.Tt-7）



凡例

- 砂岩（美濃-丹波帯中・古生層）
- 泥岩（美濃-丹波帯中・古生層）
- 角礫状～細片状破砕部
- 細片～シルト状破砕部
- 粘土状破砕部
- 固結した角礫状破砕部
- ブロックサンプリング位置
- 走向傾斜計測位置

f.N9° E/55° W：断層面の走向/傾斜（偏角補正済み）

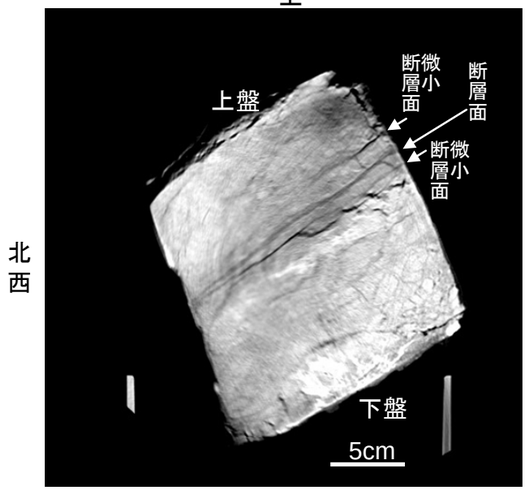
A： f. N9° E/55° W
B： f. N31° E/28° NW
C： f. N15° E/42° W
D： f. N47° E/75° W
E： f. N11° E/48° W
F： f. N50° E/48° W
G： f. N45° E/52° W
H： f. N41° E/58° W

0 1 2m

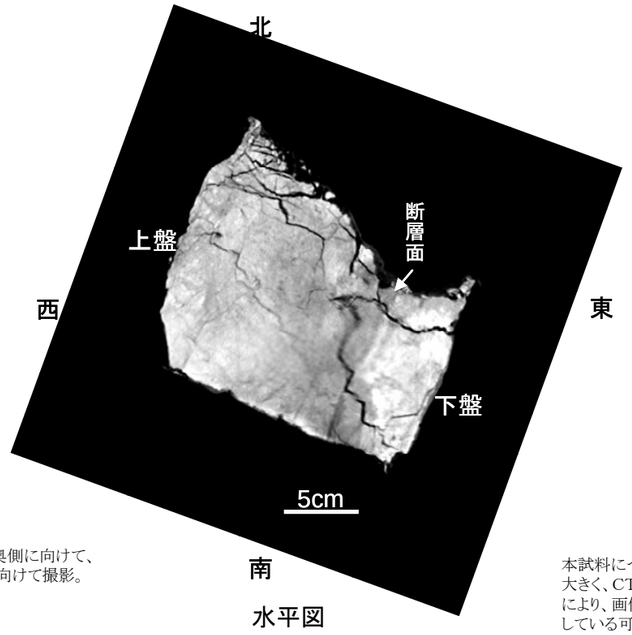
泥岩（美濃-丹波帯中・古生層）中に幅約80cmの破砕帯が見られる。破砕帯は固結した角礫状破砕部で構成される。主断層面(N33° E/38° W)沿いでは幅4cm未満で細粒・粘土化したゾーンが認められるが、このゾーンは膨縮が激しい。

第1.3.149図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方の露頭スケッチ(Loc.Tt-7)

CT画像



正面図



水平図

※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

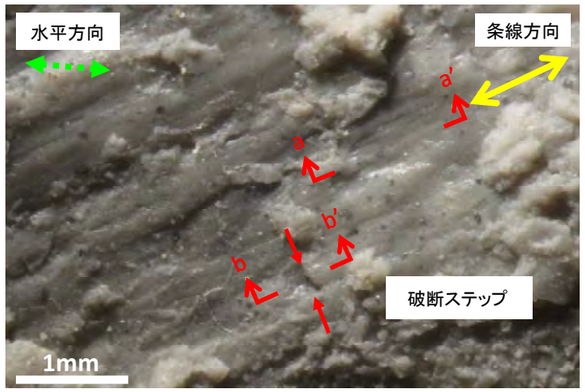
本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

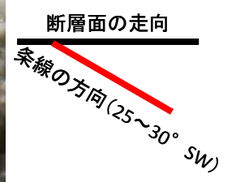
断層面の走向傾斜：TN33E/38W
縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：断層面が低角であるため不明瞭
ブロック中に1条の断層面が認められる。
この断層面は連続性に富み、湾曲する。
断層面に沿う幅2mmに低密度部が分布することから、この断層面を最新活動面に認定する。
断層面の上盤側と下盤側にブロックを横断しない微小断層面が認められる。

条線観察



上盤下面





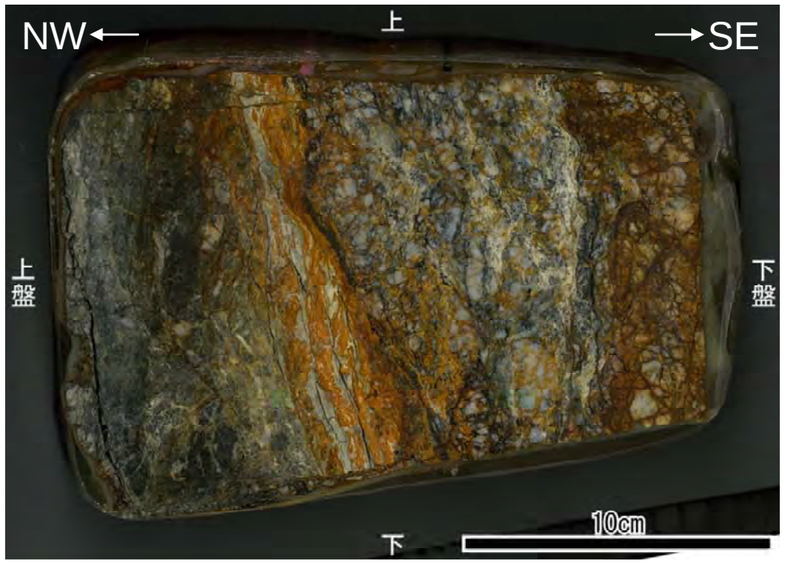
断層面の状況

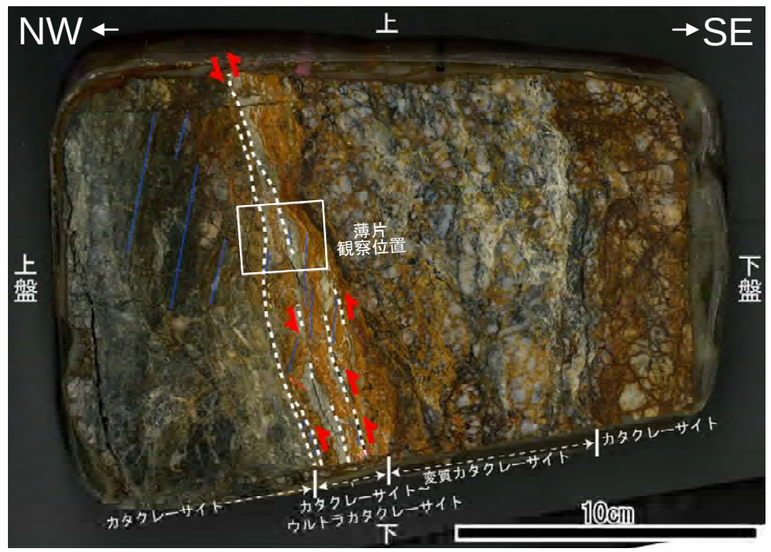
左横ずれ正断層





第 1.3.150 図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. Tt-7）



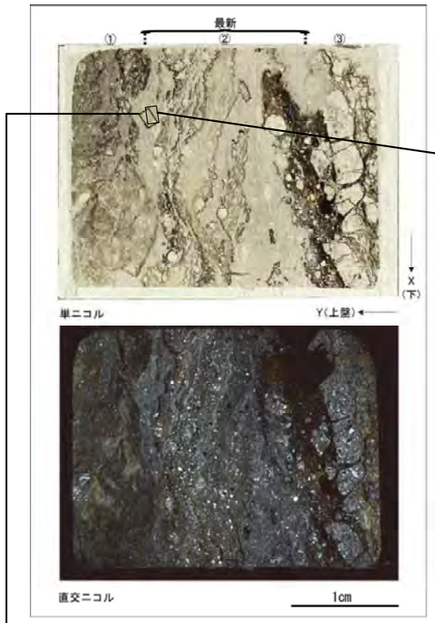


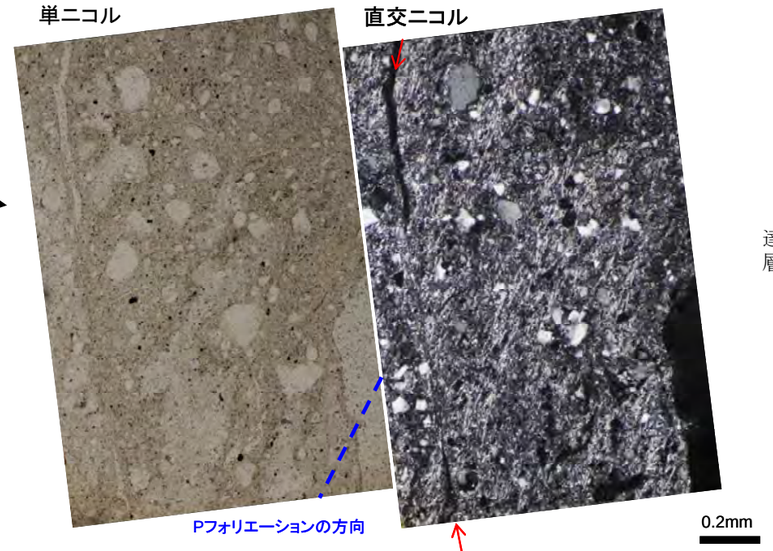
Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

研磨片観察結果

・分帯：研磨片中にはカタクレーサイトや変質カタクレーサイト、カタクレーサイト～ウルトラカタクレーサイトが認められる。変質カタクレーサイトは熱水活動に起因する粘土鉱物が顕著である。
・研磨片左側のカタクレーサイトとカタクレーサイト～ウルトラカタクレーサイトの境界部付近にミ型の雁行配列を示すY面が認められる。この雁行配列を示すY面以外にも微小なY面が認められる。
・左横ずれ正断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。

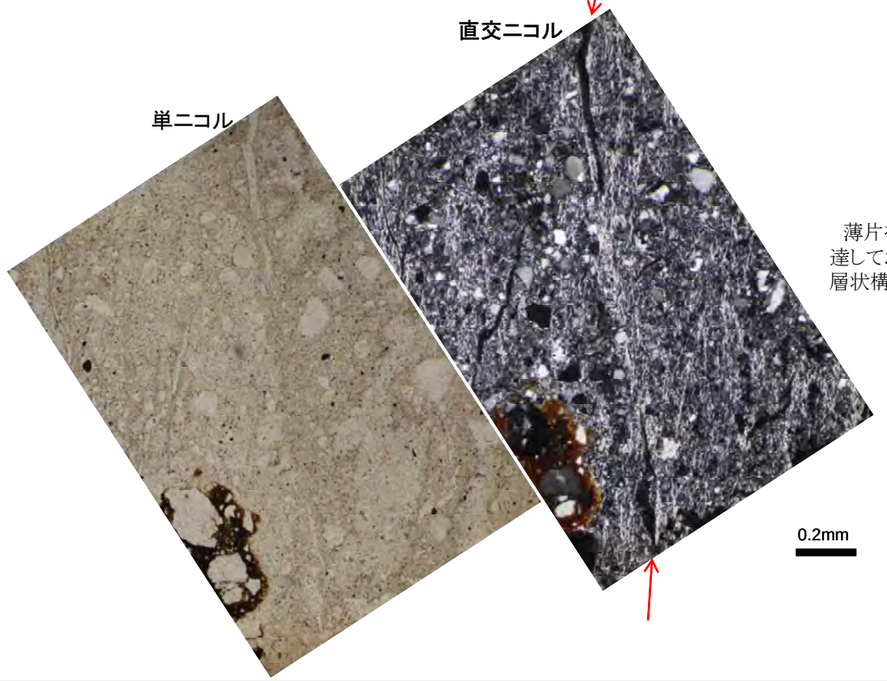
第 1.3.151 図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc. Tt-7）





左横ずれ正断層センスのPフォリエーションが発達する。
層状構造は認められない。

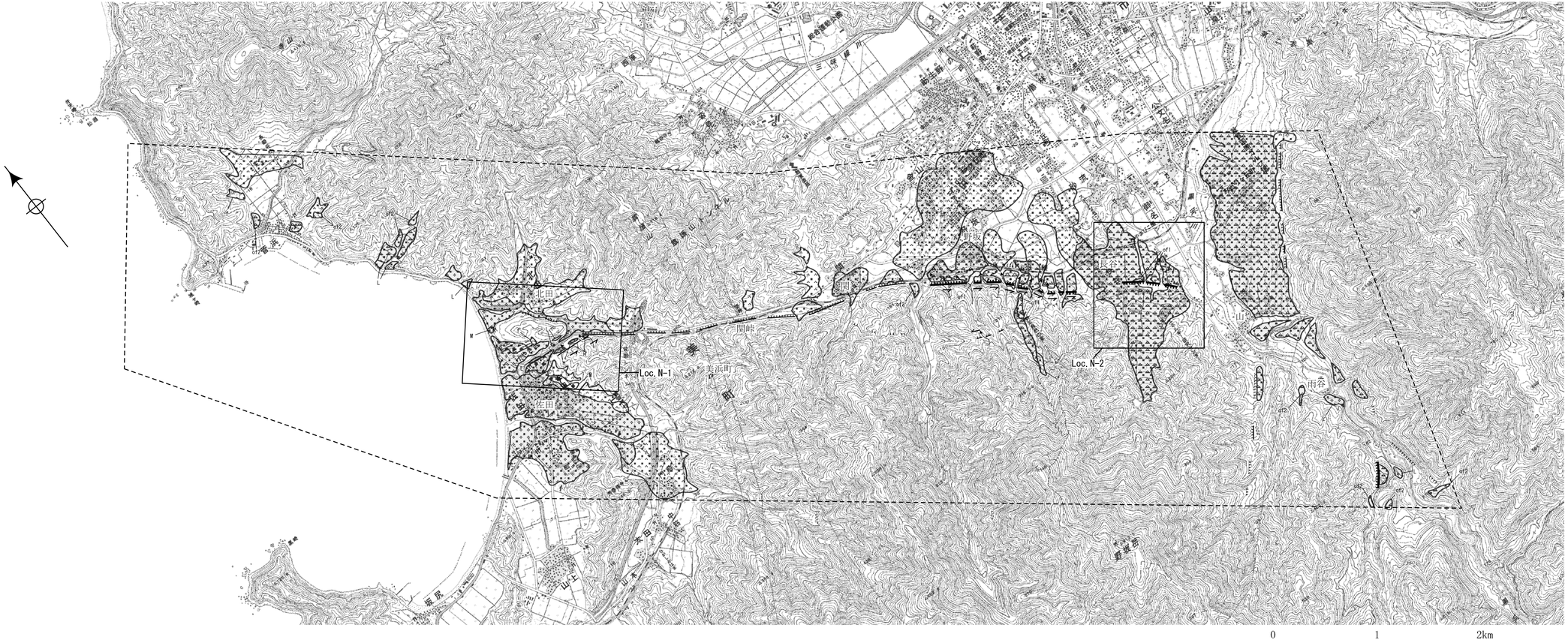
Y面
Y面



薄片を唯一横断するY面に沿って粘土鉱物が発達しており、Y面がやや不明瞭になっている。
層状構造は認められない。

薄片観察結果
・分帯:①中～粗粒カタクレーサイト(研磨片中のカタクレーサイト) 、②細～中粒カタクレーサイト(最新、研磨片中のカタクレーサイト～ウルトラカタクレーサイト)、③粗粒変質カタクレーサイト(研磨片中の変質カタクレーサイト)
・分帯はテクスチャーに基づく。薄片中には全体的に不透明鉱物が発達しており、特に②と③の境界部や中～粗粒フラグメント周辺で顕著であることから、粗いフラグメント周辺は水の移動経路になりやすいことが考えられる。
・薄片を横断するY面が①と②境界部近傍の②中に1条認められる。このY面は薄片下部で湾曲する。このY面に沿って粘土鉱物が発達しており、Y面がやや不明瞭になっている。さらに、この粘土鉱物は割れ目やフラグメントの周辺に発達し、特に中粒フラグメント周辺で発達する。このことから、断層活動後の水・岩石反応により、粘土鉱物が発達したと考えられる。薄片中央部にもY面が認められるが、薄片下部で途切れる。薄片全体やY面に沿って左横ずれ正断層センスの変形指標が発達する。
・①:フラグメントは主に石英とセリサイトからなる。一部の石英はポリクウォーツ化している。マトリックスは細粒なフラグメントからなり、軽微に変質・粘土化している。
・②:フラグメントは主に石英からなる。一部の石英はポリクウォーツ化している。マトリックスは細粒なフラグメントからなり、軽微に変質・粘土化している。
・③:フラグメントは主に石英からなり、一部でセリサイトを含む。ポリクウォーツ化が顕著であり、ポリクウォーツが破砕している。マトリックスの変質・粘土化が激しい。

第 1.3.152 図　敦賀断層南端付近　大谷山南西方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.Tt-7）



地形面の凡例

- 新期扇状地面
- 古期扇状地面2
- 古期扇状地面1
- 河成低位段丘面
- 河成中位段丘面
- 河成高位段丘面

変動地形・リニアメントの凡例

- Bランク
- Cランク
- Dランク

短線は低い側を示す。矢印は尾根、谷の屈曲方向を示す。短線がないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。

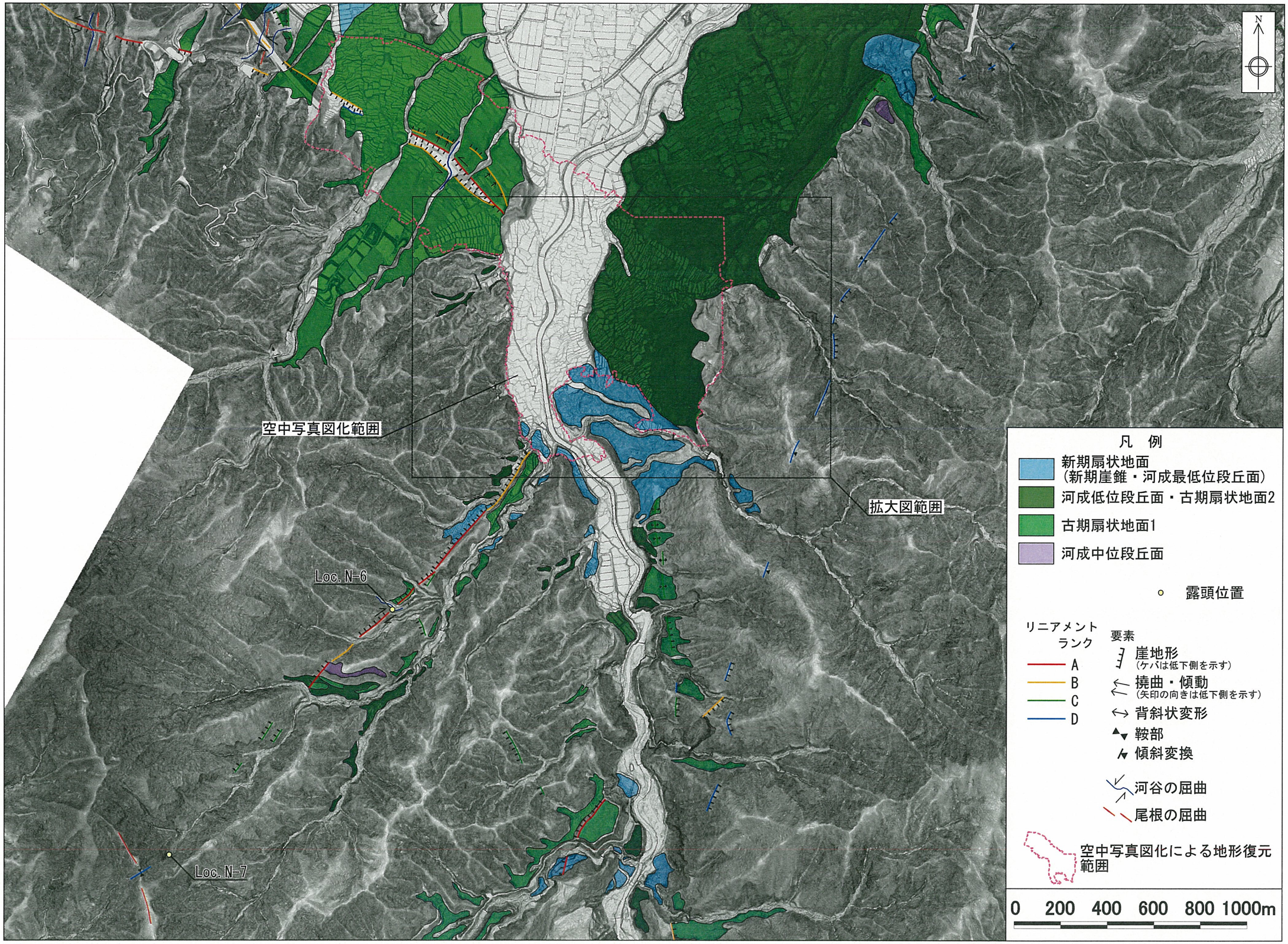
- 屈曲した谷線
- 表示範囲

「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

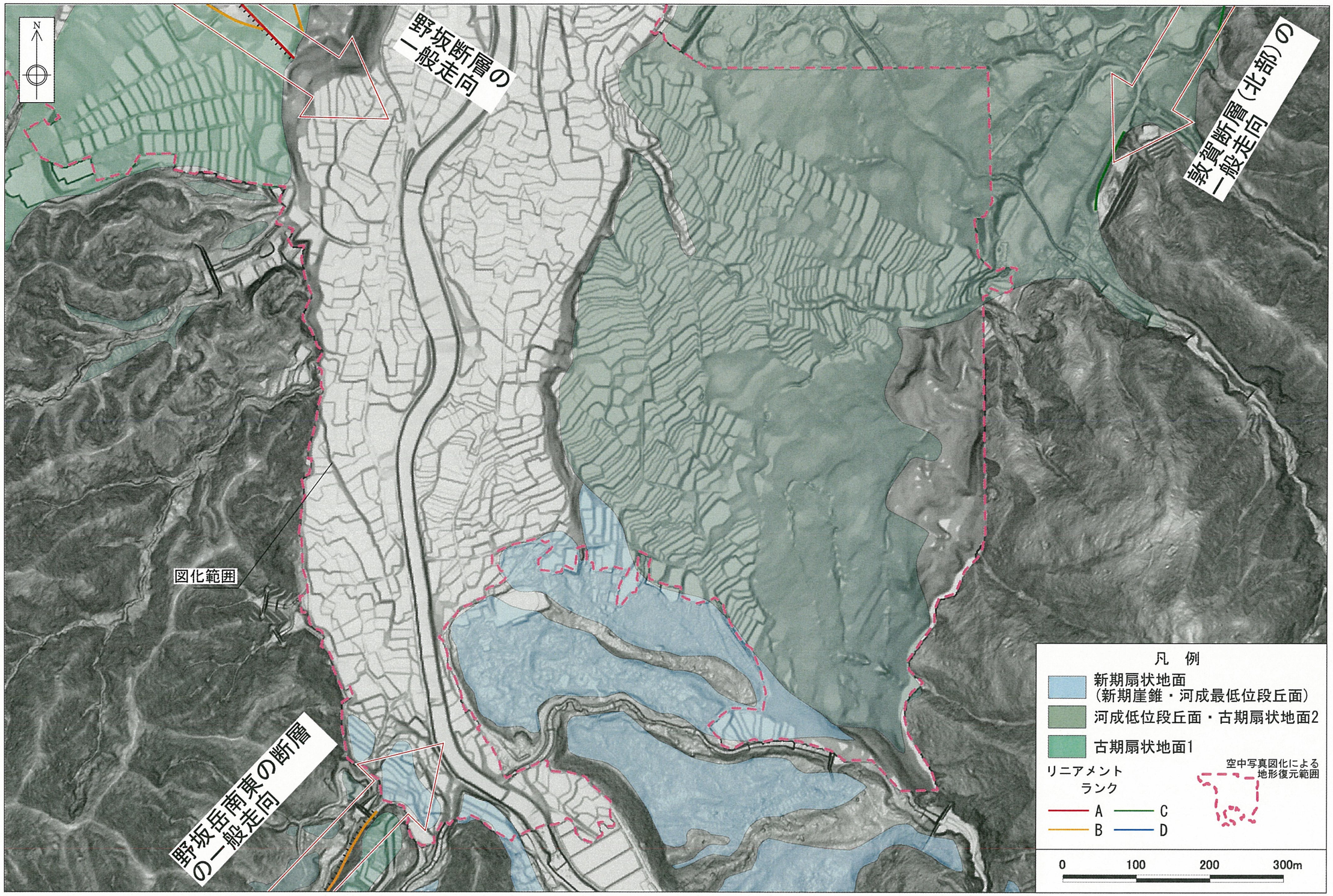
第1.3.153図　野坂断層周辺陸域の地形調査結果



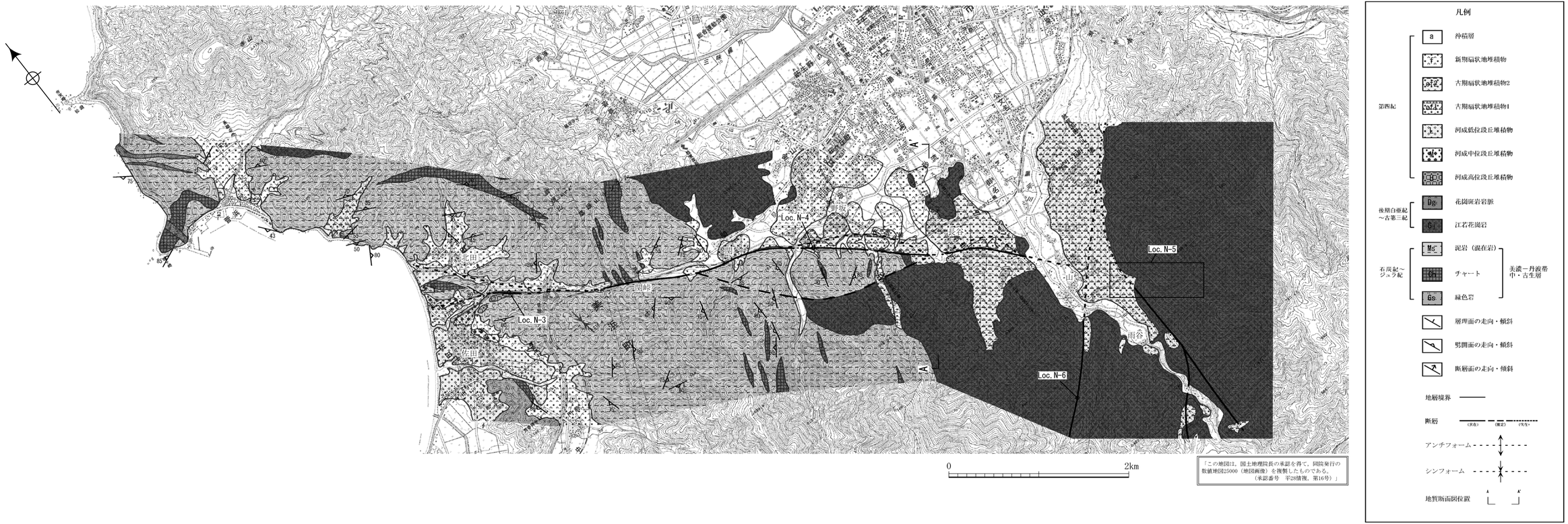
第1.3.154図　野坂断層　佐田付近の段丘面高度分布図（Loc. N-1）



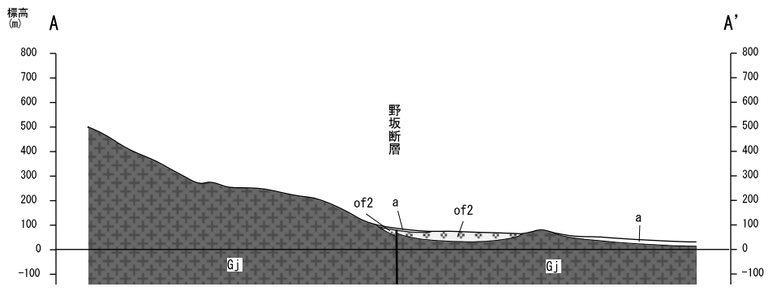
第1.3.155図(1)　野坂断層南端付近　航空レーザー測量により作成した地形図(1)

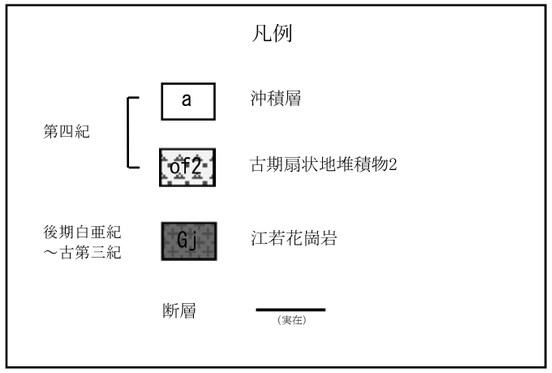


第1.3.155図(2)　野坂断層南端付近　航空レーザー測量により作成した地形図(2)

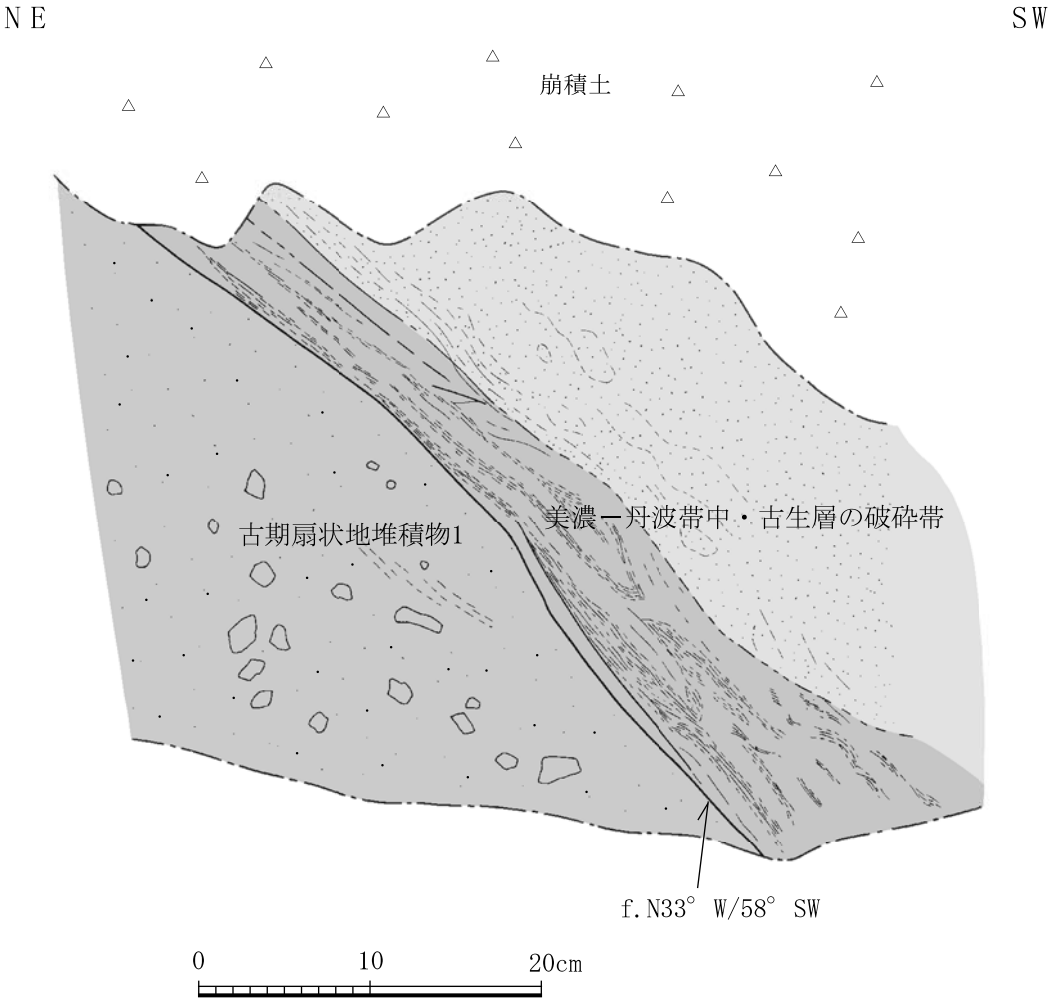


第1.3.156図　野坂断層周辺陸域の地質図





第1.3.157図　野坂断層周辺陸域の地質断面図



凡例

古期扇状地堆積物1（角礫混じり粘土質砂）

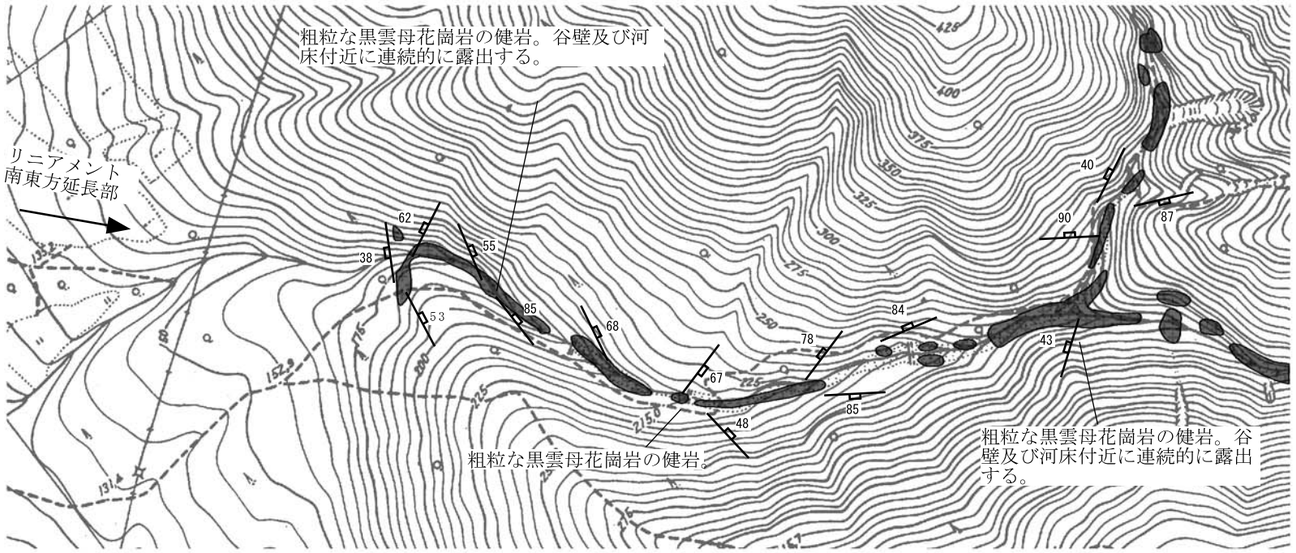
美濃ー丹波帯中・古生層（小角礫状～砂状破砕部）

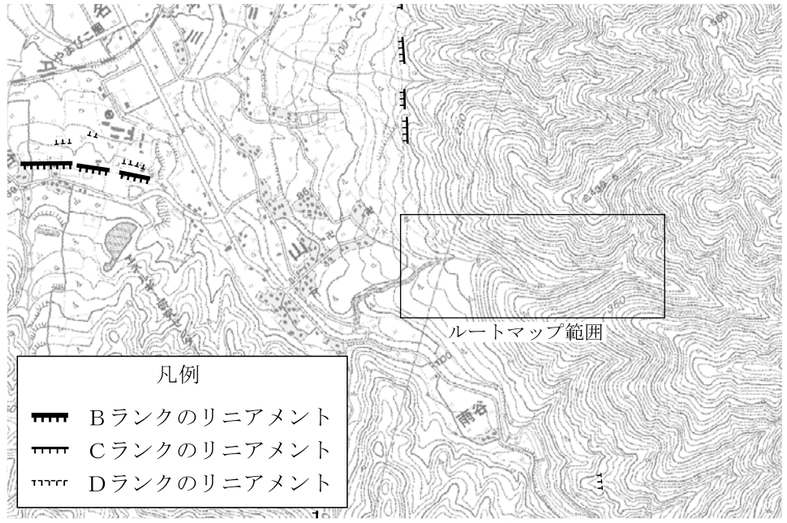
美濃ー丹波帯中・古生層（粘土状破砕部）

f.N33° W/58° SW：断層面の走向/傾斜（偏角未補正）

リニアメント付近において、古期扇状地堆積物1と美濃ー丹波帯中・古生層の破砕帯が見かけ逆断層で接している。断層面の走向はリニアメント方向と調和的である。粘土状破砕部は幅4cm～10cmである。

第1.3.158図　野坂断層　野坂西方の露頭スケッチ（Loc.N-4）





凡例

黒雲母花崗岩

節理面の走向・傾斜

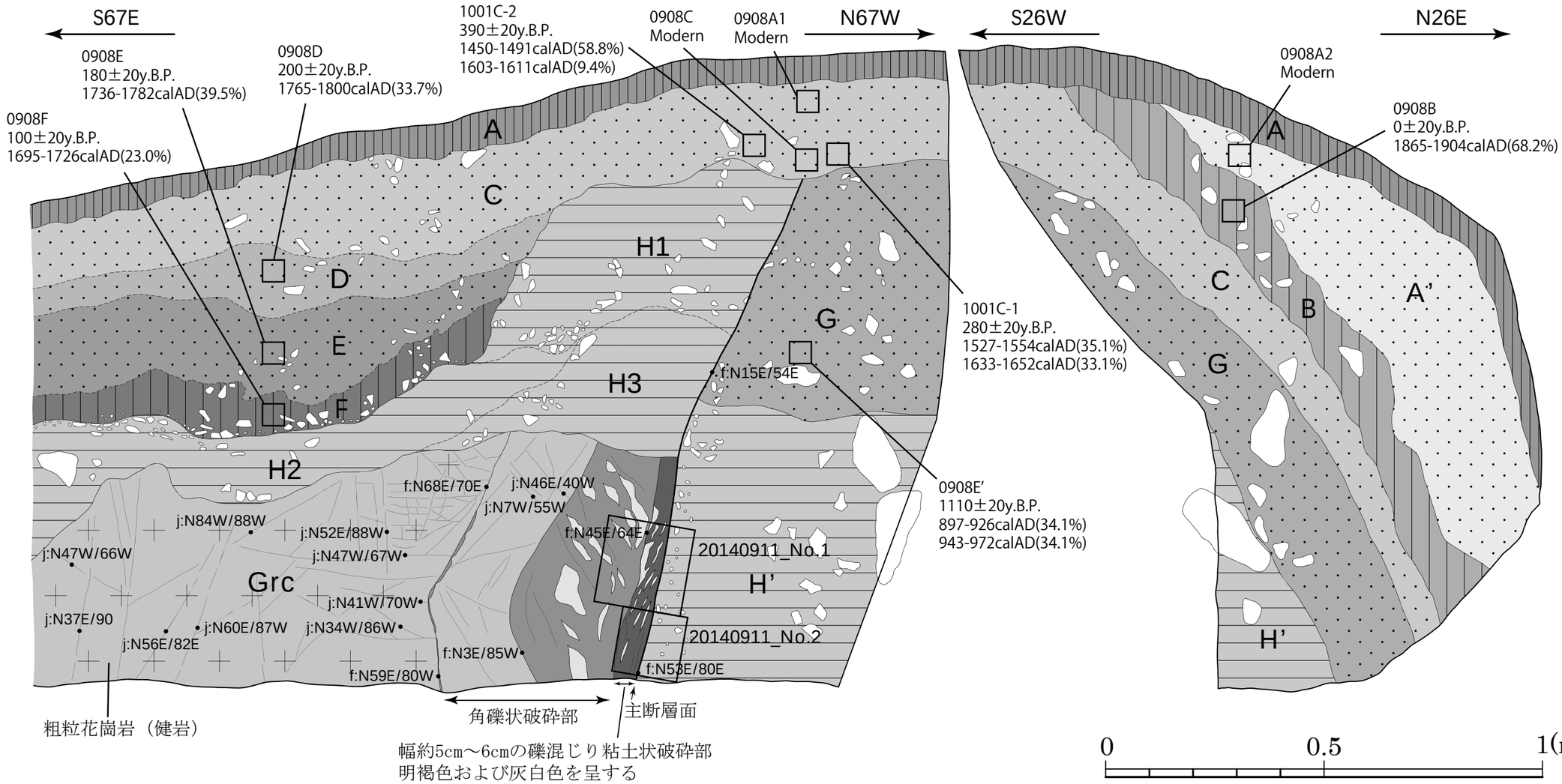
「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

第1.3.159図　野坂断層南端付近　山付近のルートマップ（Loc.N-5）



花崗岩と堆積層の境界に断層が認められる。花崗岩には幅約50cmの破砕帯が分布し、
主断層面付近に幅約5cmの礫混じり粘土状破砕部を伴う。

第 1.3.160 図　野坂断層　山南西方付近の露頭写真（Loc.N-6）

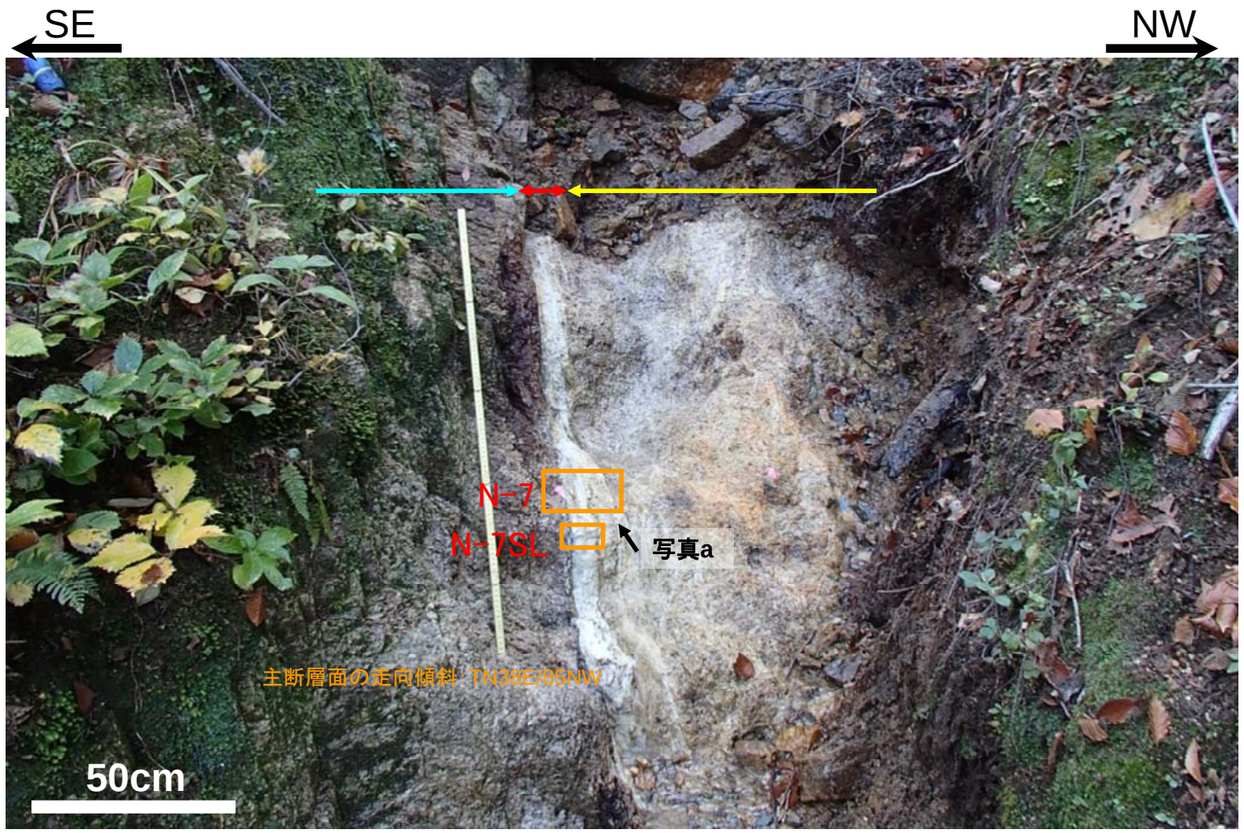


凡　例

A	表土（有機質シルト）	H1	谷底堆積物（シルト質礫）		破砕部中のフラグメント
A'	斜面堆積物（礫質シルト）	H2	谷底堆積物（シルト質礫）		堆積層中の礫
B	斜面堆積物（有機物混じり礫質砂）	H3	谷底堆積物（シルト質礫）	f:N37E/87SE	断層面の走向･傾斜(偏角補正済み)
C	斜面堆積物（シルト質礫）	H'	谷底堆積物（シルト質礫）	j:N47W/90	節理面の走向･傾斜(偏角補正済み)
D	斜面堆積物（礫混じり砂質シルト）	Grc	粗粒花崗岩		ブロックサンプリング位置
E	斜面堆積物（礫混じり砂質シルト）		礫混じり粘土状破砕部		炭素年代測定試料採取位置
F	斜面堆積物（有機物混じり砂・シルト質礫）		角礫状破砕部（粘土含有）	0908B 0±20y.B.P. 1865-1904calAD(68.2%)	試料番号 14C年代（δ13C補正値） 暦年代（確率）
G	斜面堆積物（砂・シルト質礫）		角礫状破砕部		

野坂岳南東断層の断層崖延長の北東向き斜面に断層露頭を確認した。
断層露頭には、花崗岩とそれを覆う斜面堆積物が分布する。
花崗岩と堆積層の境界には断層が認められ、花崗岩側には幅約50cmの破砕帯が分布する。
破砕帯は主に角礫状破砕部からなり、主断層面付近に幅約5cmの礫混じり粘土状破砕部を伴う。
斜面堆積物は上位からＡ～Ｈ層に区分され、斜面傾斜に調和的に60°程度北東に傾斜して分布する。
斜面堆積物中では、Ｈ１層およびＨ３層とＧ層およびH'層に断層構造が確認された。
断層がＧ層に変位を与え，Ｃ層に覆われることから、最新活動時期はＧ層（1,110±20y.B.P.）堆積後、Ｃ～Ｆ層（100～390y.B.P.）堆積以前である。

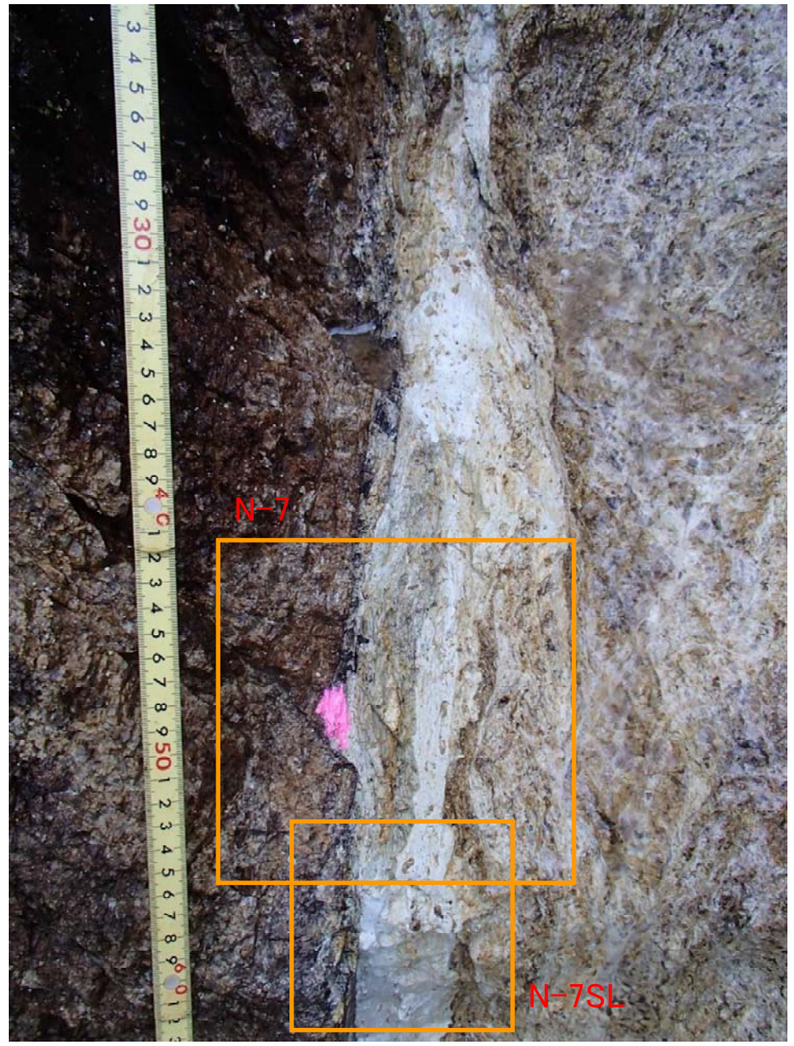
第1.3.161図　野坂断層　山南西方付近の露頭スケッチ（Loc.N-6）



健岩
固結した角礫状破砕部
粘土状破砕部

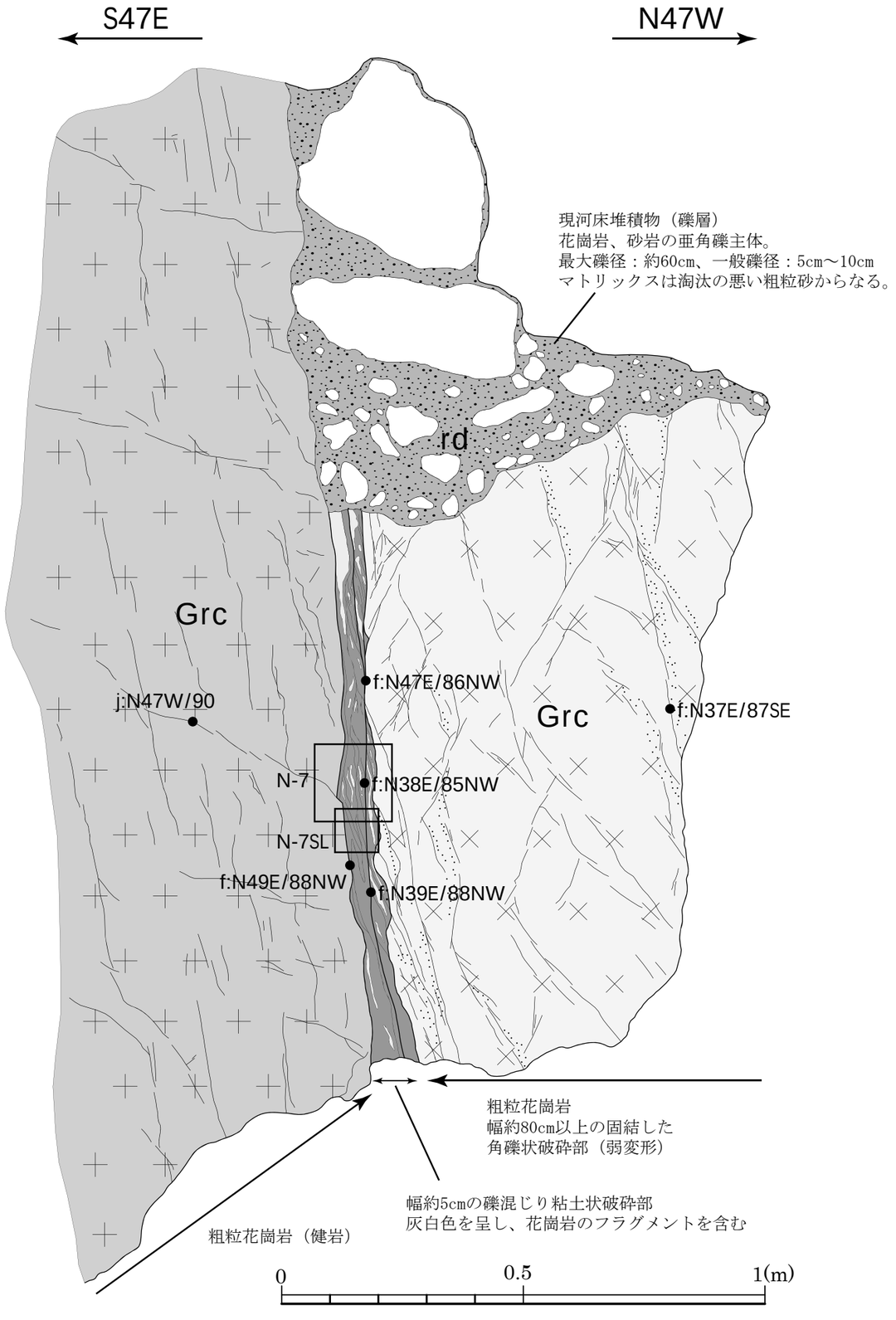
礫混じり粘土状破砕部（約5cm）を含む破砕幅約80cm以上の断層
・固結した角礫状破砕部：プロトカタクレーサイト
・粘土状破砕部：複合面構造は認められない

ブロックサンプリング位置



写真a 変質部には複合面構造は認められない。

第 1.3.162 図　野坂断層　野坂岳南東方リニアメントの露頭写真（Loc.N-7）



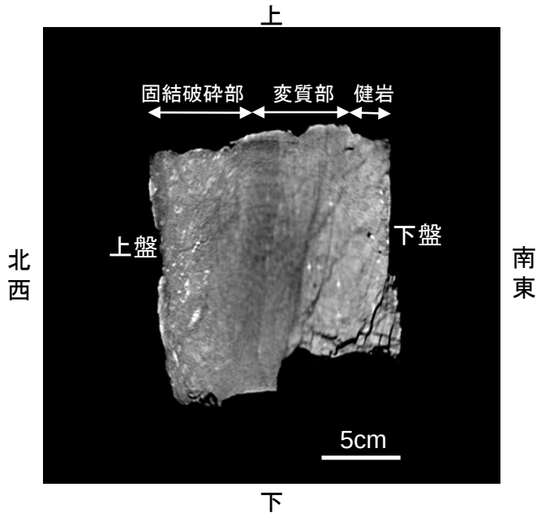
凡例

Grc	粗粒花崗岩
Grc	固結した角礫状破砕部（弱変形）
	礫混じり粘土状破砕部
	破砕部中のフラグメント
	現河床堆積物（礫層）
f:N37E/87SE	断層面の走向・傾斜（偏角補正済み）
j:N47W/90	節理面の走向・傾斜（偏角補正済み）
	試料採取位置

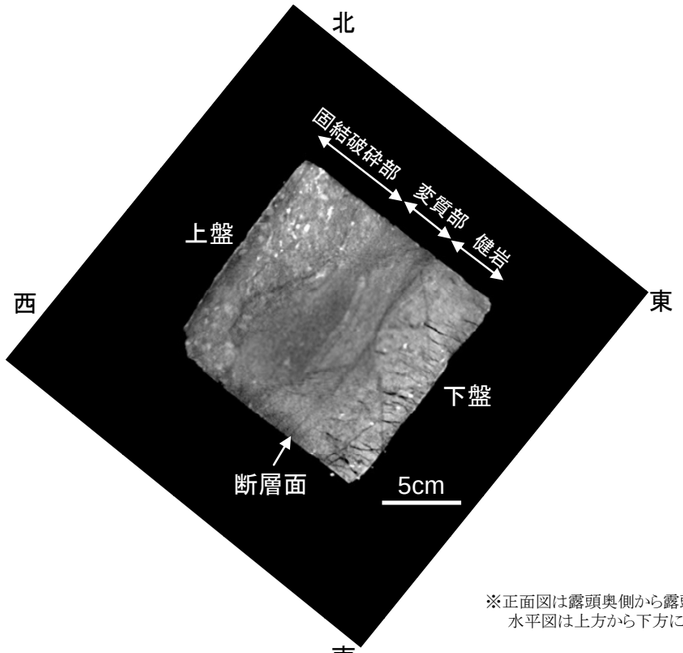
野坂岳南東断層南西部の谷底にリニアメント方向と調和的な走向の破砕帯露頭が認められる。破砕帯は幅約 5cm の灰白色を呈する礫混じり粘土状破砕部からなり、北西側に幅約 80cm 以上の固結した角礫状破砕部（弱変形）を伴う。
破砕帯を覆う現河床堆積物に変位・変形は認められない。

第1.3.163図　野坂断層　野坂岳南東方リニアメントの露頭スケッチ（Loc.N-7）

CT画像(N-7)



正面図

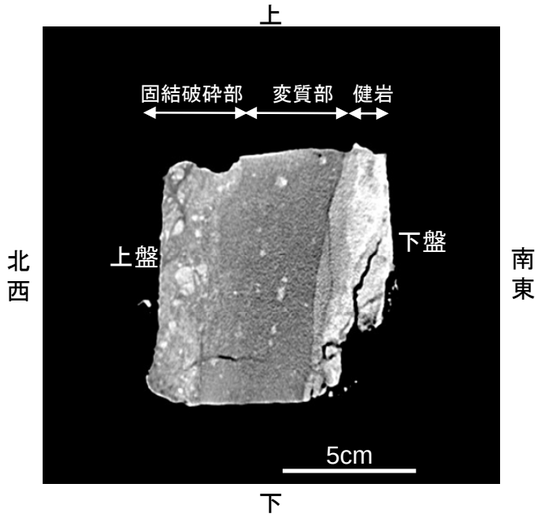


水平図

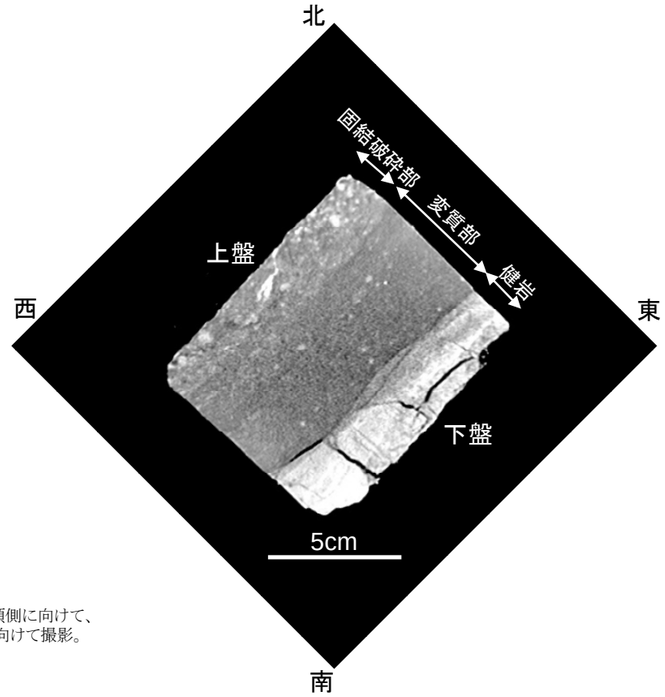
断層面の走向傾斜:TN38E/85NW
縦ずれ成分:正断層(固結破砕部中で確認)、横ずれ成分:不明
ブロック中に変質部(幅5cm程度)に対応する低密度部が認められる。

※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

CT画像(N-7SL)



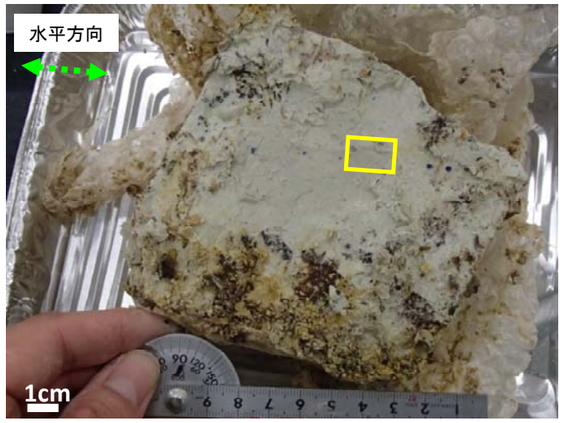
正面図



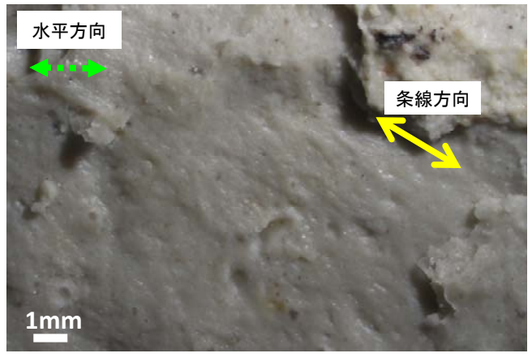
水平図

断層面の走向傾斜:TN38E/85NW
縦ずれ成分:正断層(固結破砕部中)、横ずれ成分:不明
ブロック中には変質部(幅4cm程度)に対応する低密度部が認められる。

条線観察(N-7SL)

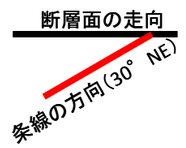


上盤下面



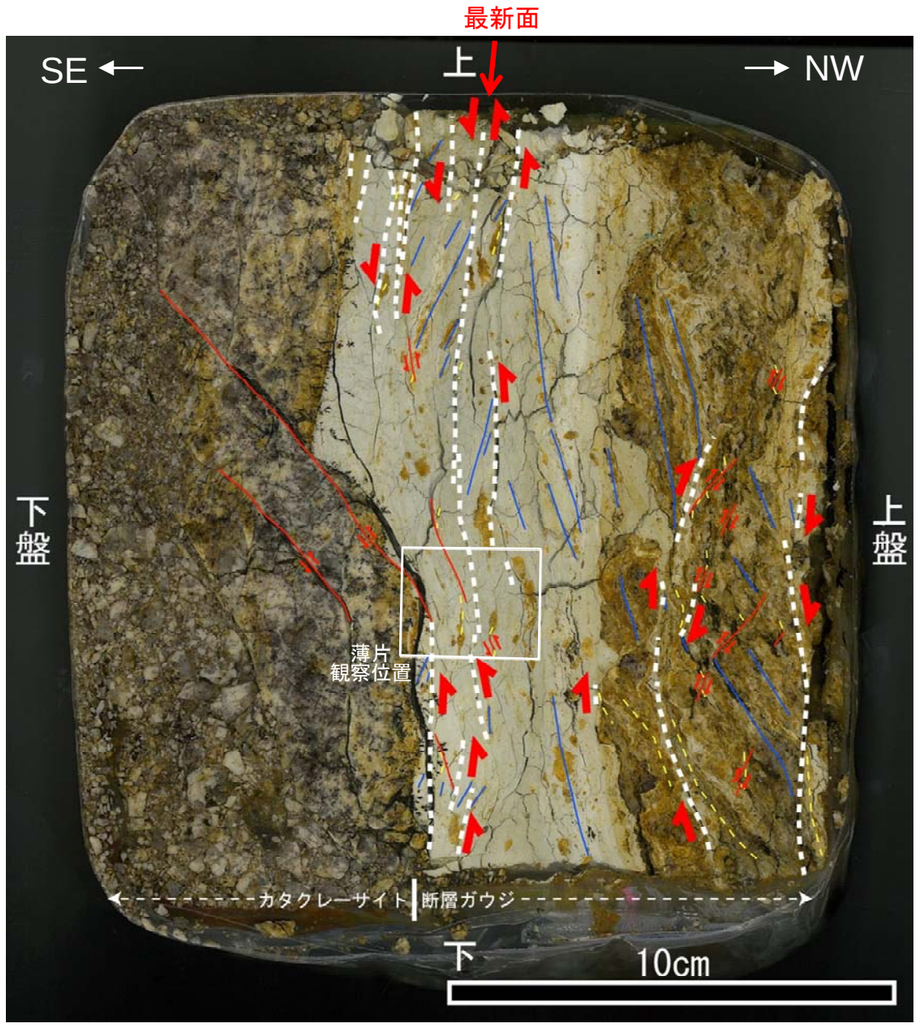
断層面の状況

条線はやや不明瞭である。
センス不明



第 1. 3. 164 図　野坂断層　野坂岳南東方リニアメントの破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. N-7）

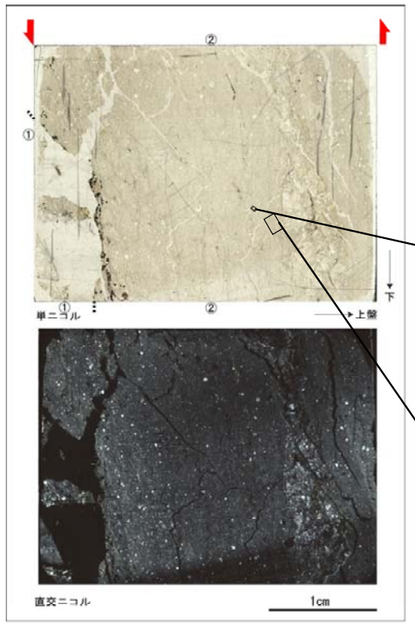


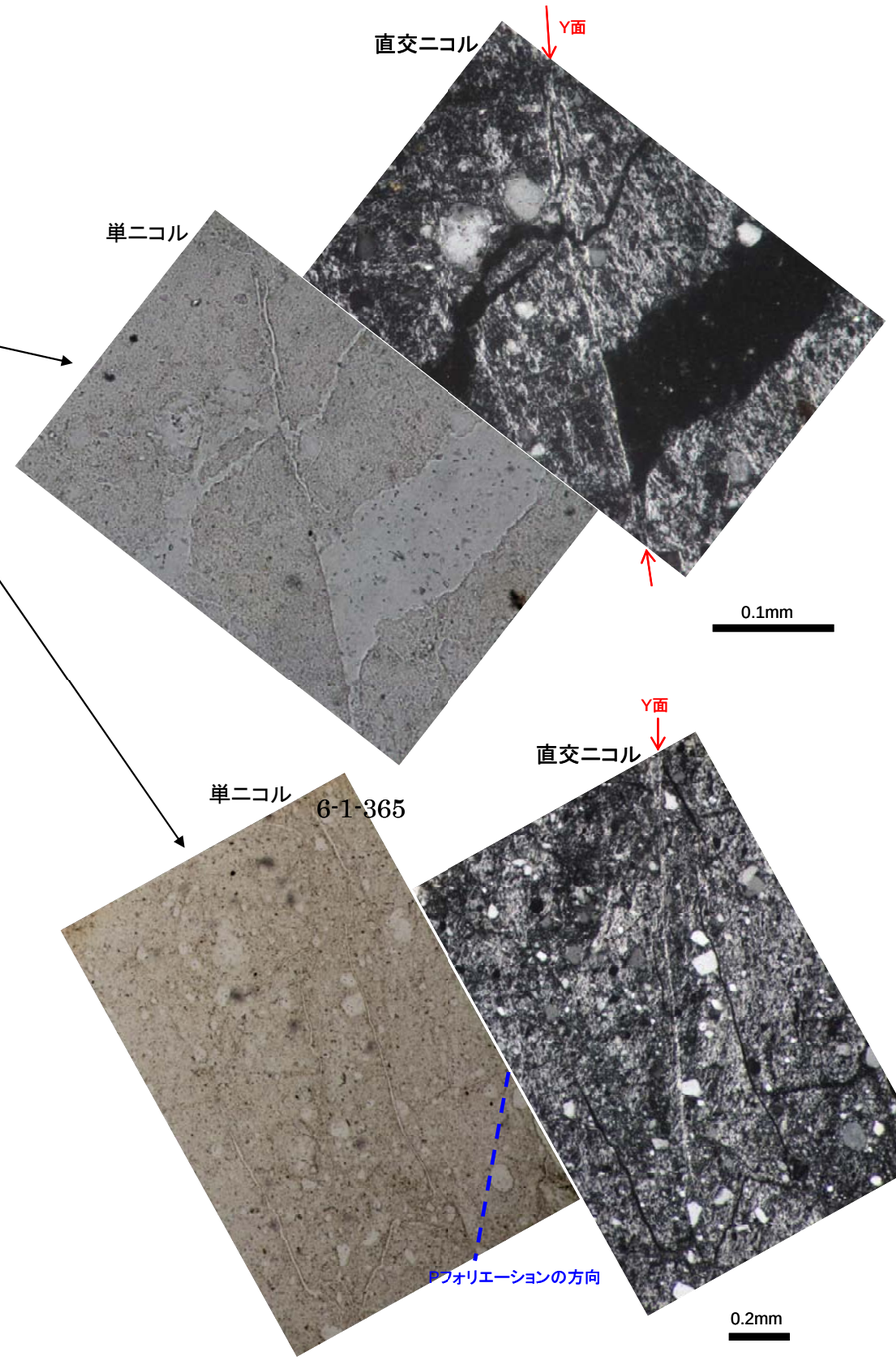


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

研磨片観察結果
・分帯：研磨片中にはカタクレーサイトと断層ガウジが認められる。
断層ガウジのうち、研磨片右側（幅5cm程度）はカタクレーサイト起源のフラグメントが多数認められ、研磨片中央部（幅5cm程度）では研磨片右側に比べフラグメントが少なく細粒化している。
・Y面は研磨片中央部の断層ガウジ中で多数確認されるとともに、研磨片右側のフラグメント中などで数条認められる。認められるY面のうち、研磨片中央部のY面はミ型の雁行配列をしながら研磨片を横断し、その他のY面はいずれも研磨片を横断せず、直線性に欠ける。
・以上のフラグメントの細粒化とY面の連続性・直線性から、研磨片中央部のY面を最新面に認定した。
・研磨片中央部の断層ガウジ中には左横ずれ逆断層センスを示す変形指標が多数認められ、研磨片右側の断層ガウジとカタクレーサイト中では右横ずれ成分を示す変形指標が認められる。さらに、研磨片中央部に分布するY面から延びるR1面により、カタクレーサイトが左横ずれ逆断層変位している。これらのことから、運動センスが右横ずれから左横ずれ逆断層に反転した可能性がある。

第 1.3.165 図　野坂断層　野坂岳南東方リニアメントの破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc. N-7）



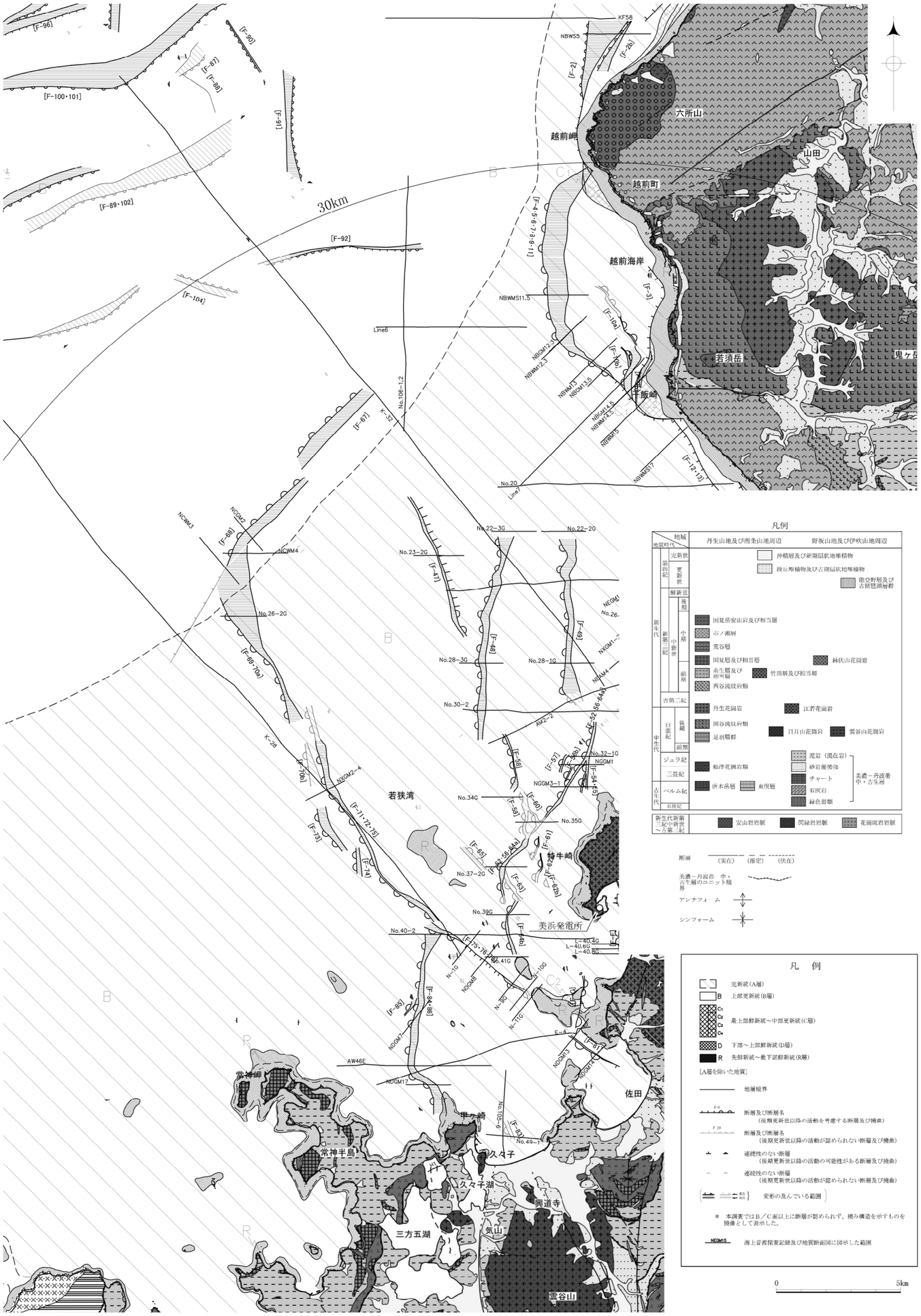


Y面沿いに粘土鉱物が発達しており、
やや不明瞭になっている。
層状構造は認められない。

②中に左横ずれ逆断層センスを示す
Pフォリエーションが認められる。
層状構造は認められない。

薄片観察結果
・分帯:①カタクレーサイト、②断層ガウジ
・分帯はテクスチャーに基づく。
・Y面は数条認められるが、薄片を横断するY面は認められない。全てのY面沿いに粘土鉱物が発達しており、やや不明瞭になっている。断層ガウジ中には全体として左横ずれ逆断層センスを示す変形指標が認められる。①と②の境界付近に不透明鉱物が発達する。
・①:薄片作成時の欠如部が多い。フラグメントは主に石英からなり、マトリックスは細粒砕屑物とセリサイトからなる。破砕流動と波動消光が認められる。
・②:フラグメントは石英や黒雲母、セリサイトからなり、カタクレーサイト起源のフラグメントが認められる。マトリックスは細粒の粘土鉱物からなる。

第 1.3.166 図　野坂断層　野坂岳南東方リニアメントの破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.N-7）

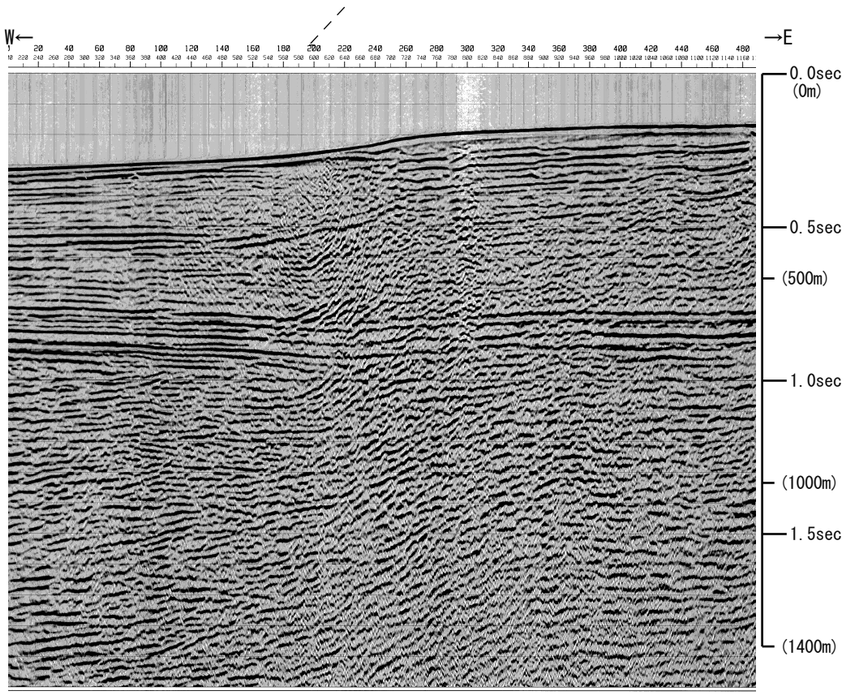


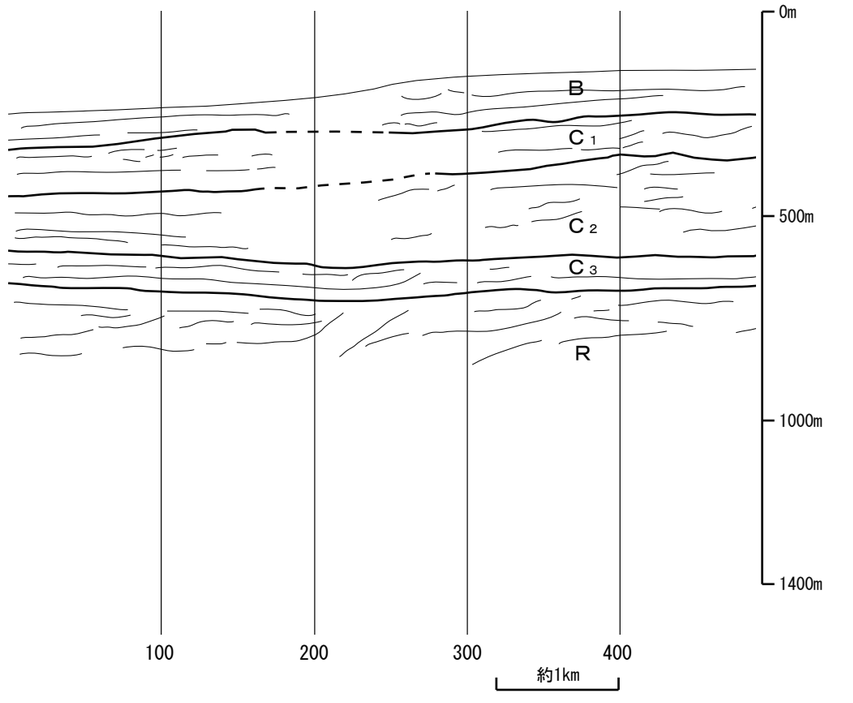
第1.3.167図 野坂断層、Ｂ断層、大陸棚外縁断層の周辺陸域及び海域の地質図

Line6

福井県(1997)
エアガン・マルチ

音波探査記録は、福井県(1997)「柳ヶ瀬断層帯（柳ヶ瀬断層、山中断層、甲楽城断層）に関する調査成果報告書」の原資料である。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。





凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

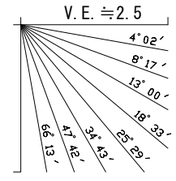
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

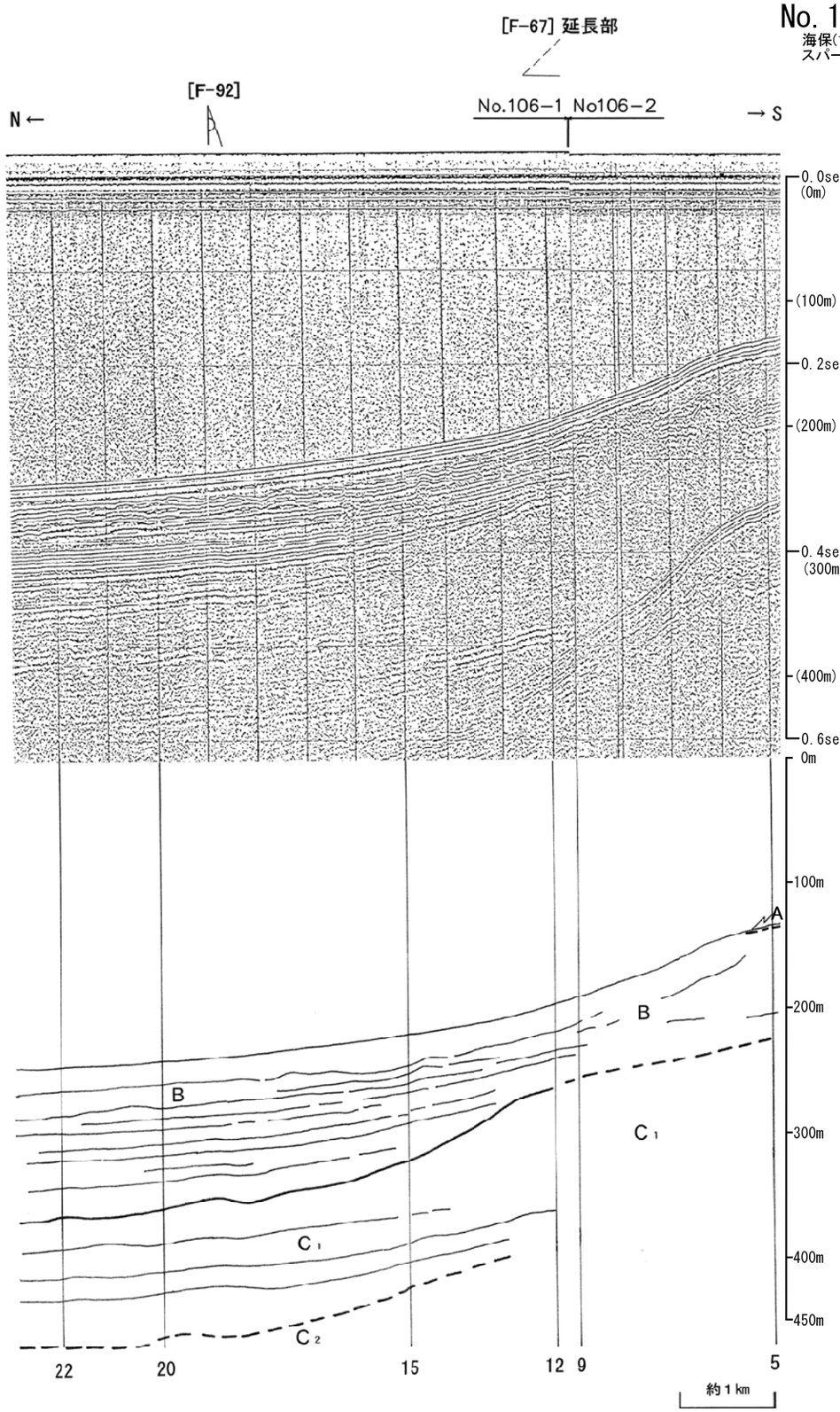


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(1)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（Line6）

No. 106
海保(1980)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

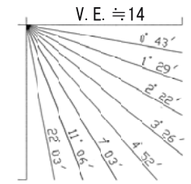
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

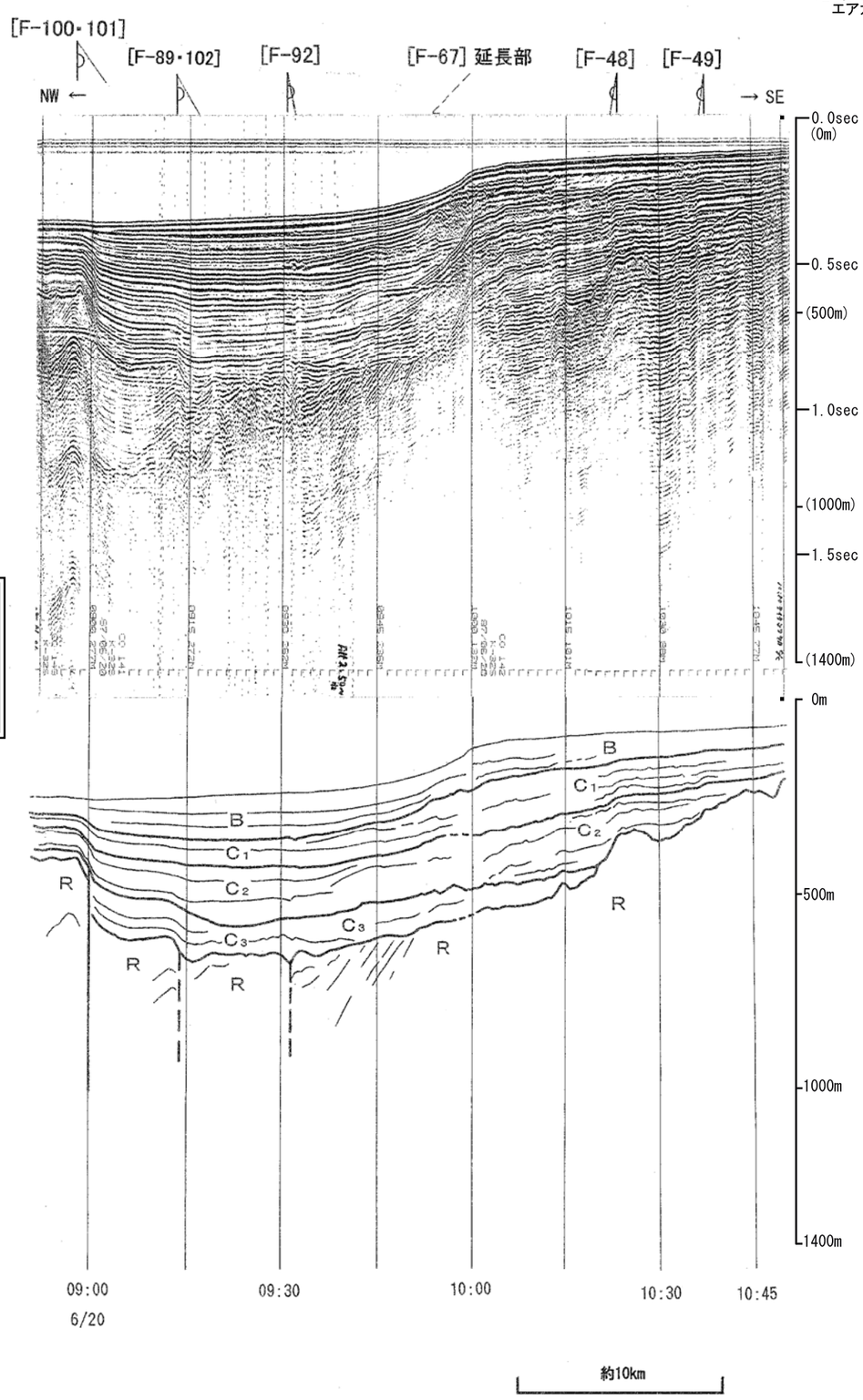


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(2)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.106-1，2）

K-32
地調(2000)
エアガン



音波探査記録は、地質調査所（現産業技術総合研究所）の「ゲンタツ瀬海底地質図」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

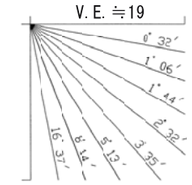
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

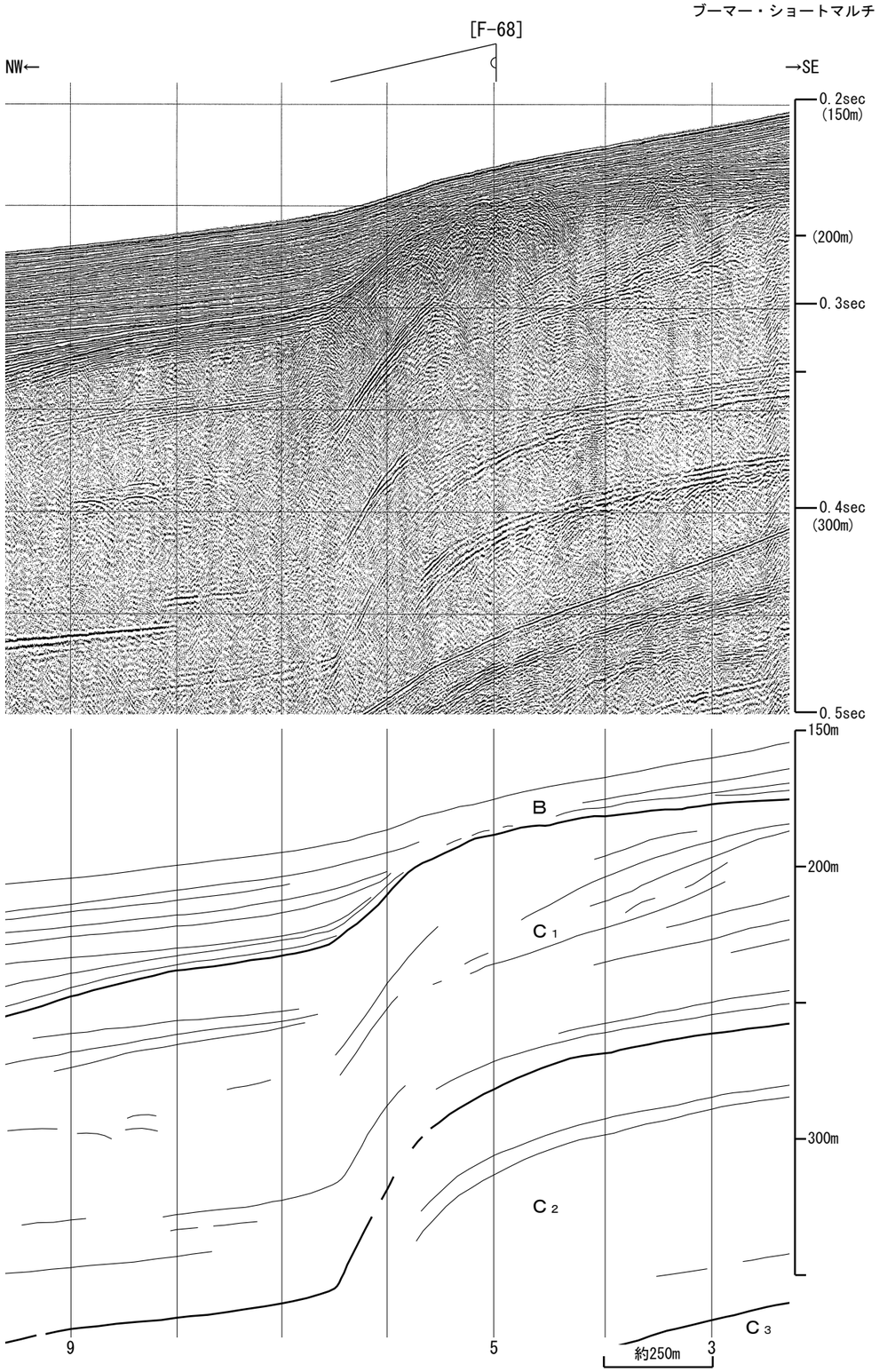


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(3)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（K-32）

NCGM2
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

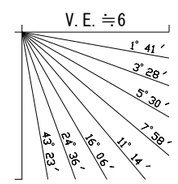
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

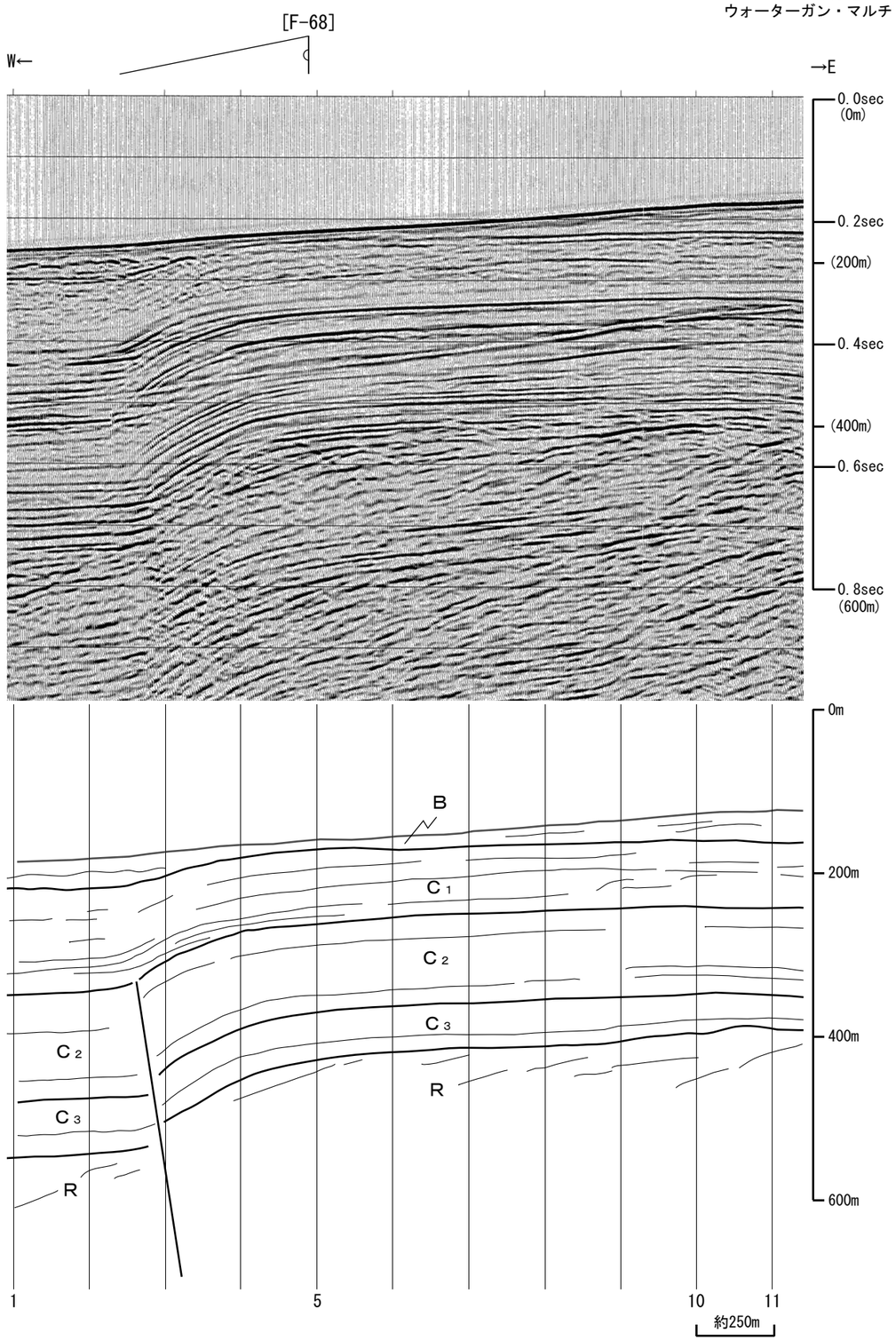


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(4)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NCGM2）

NCWM4
日本原電2005
ウォーターガン・マルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

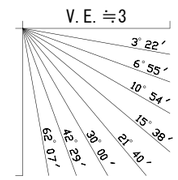
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

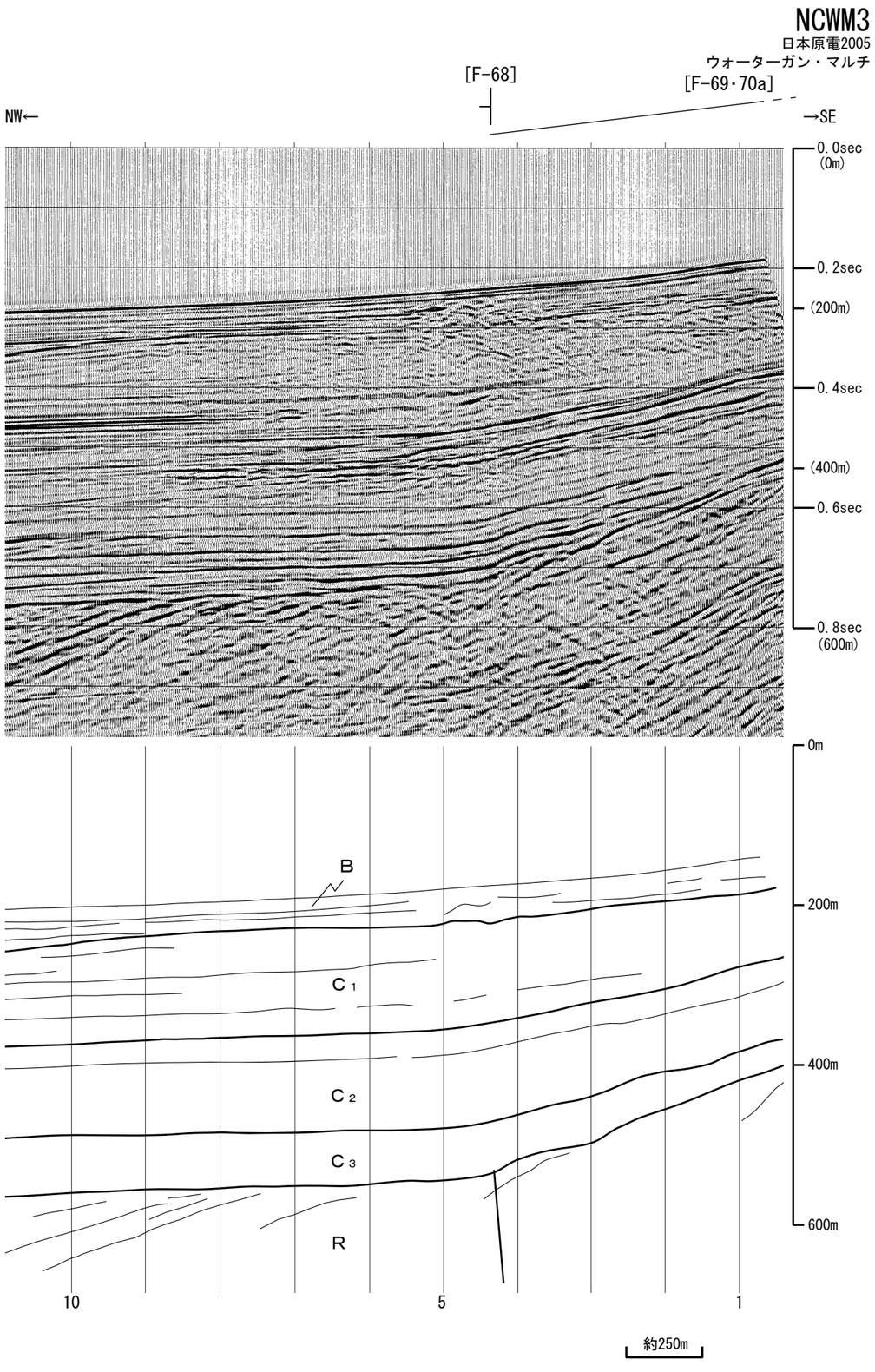
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(5)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NCWM4）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

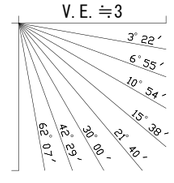
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

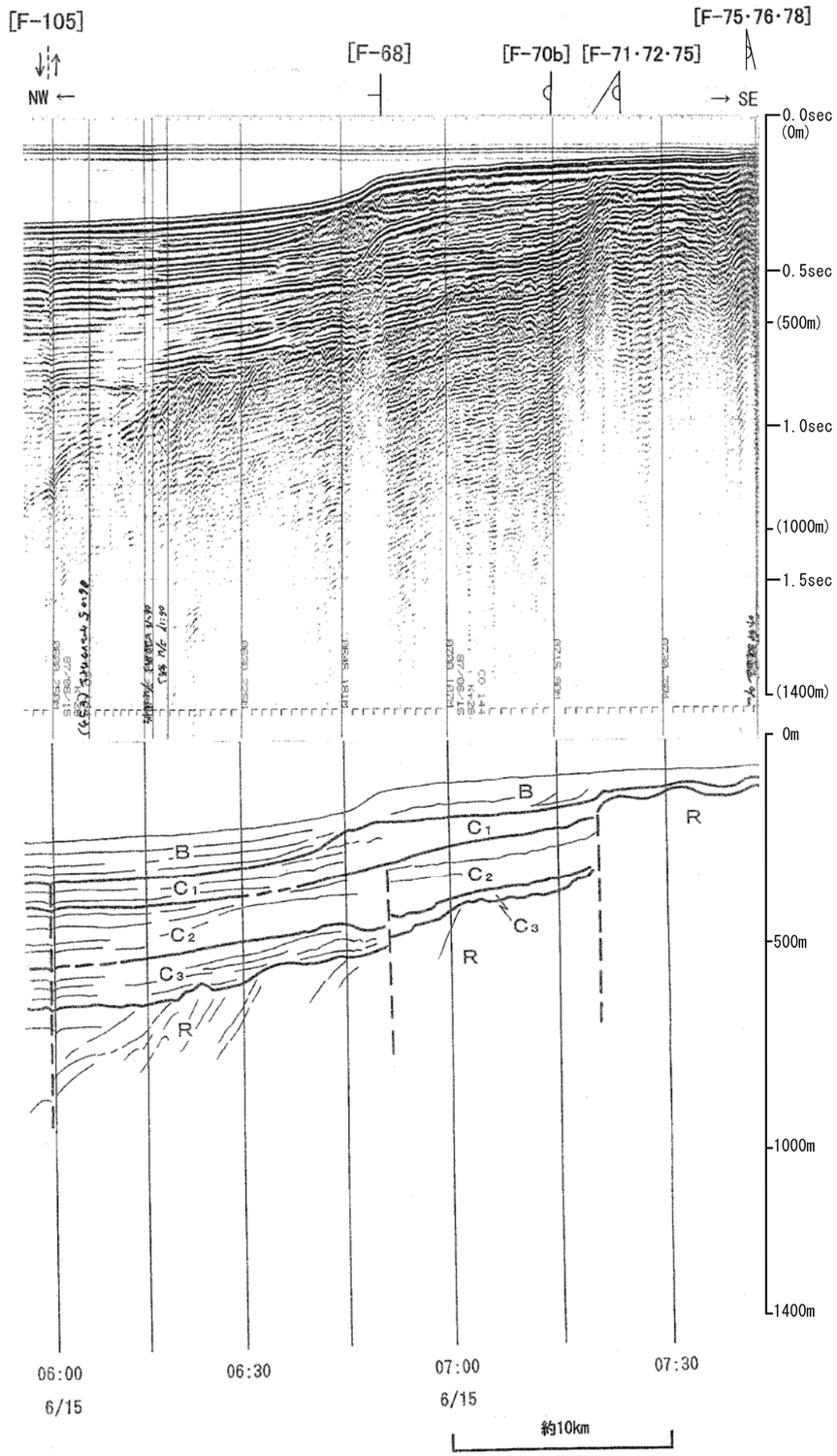


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(6)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NCWM3）

K-28
地調(2000)
エアガン



音波探査記録は、地質調査所（現産業技術総合研究所）の「ゲンタツ瀬海底地質図」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

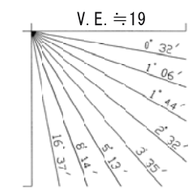
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



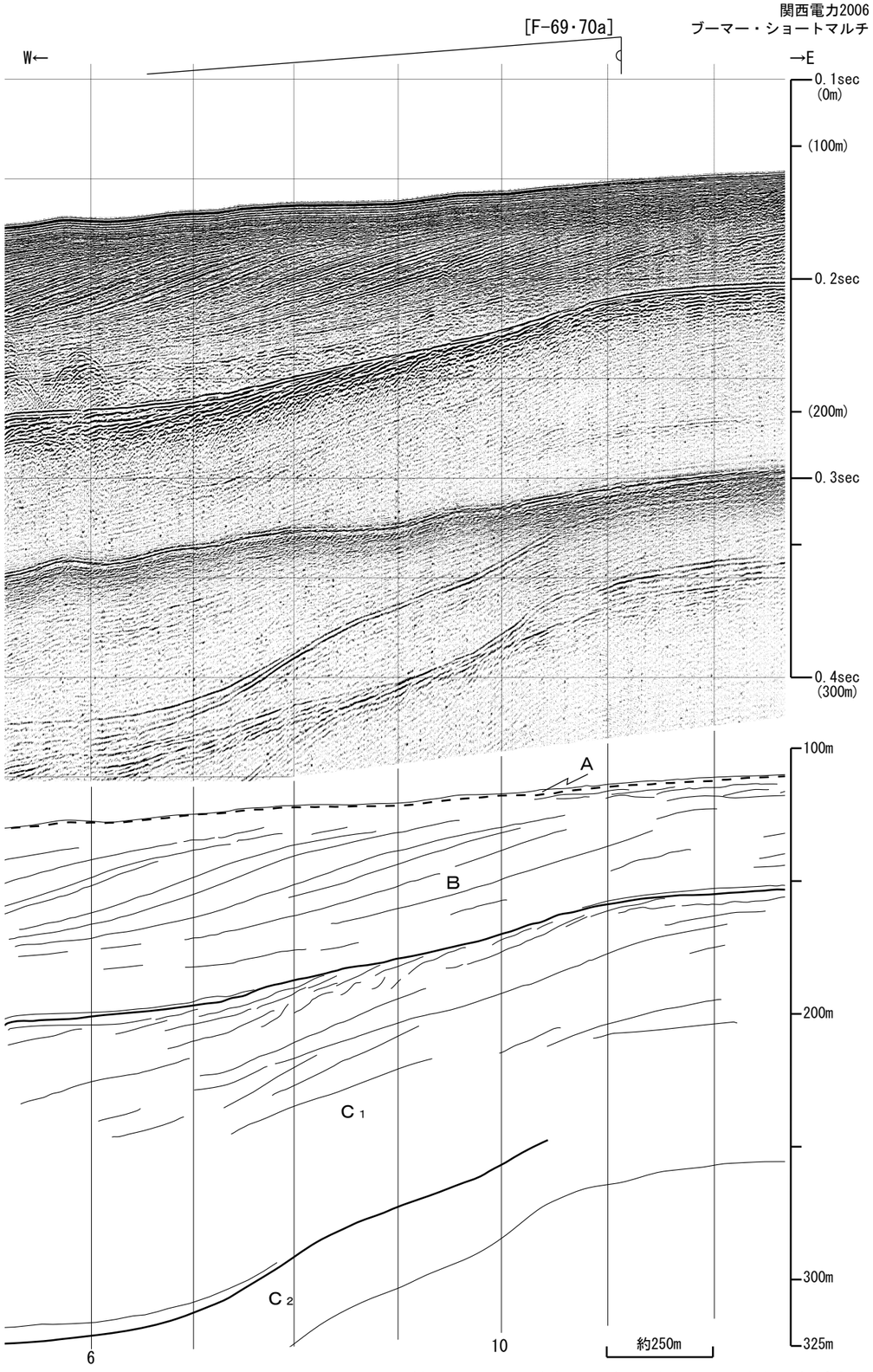
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(7)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（K-28）

No. 26-2G

関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部
基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

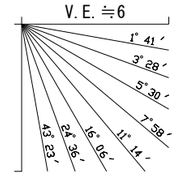
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

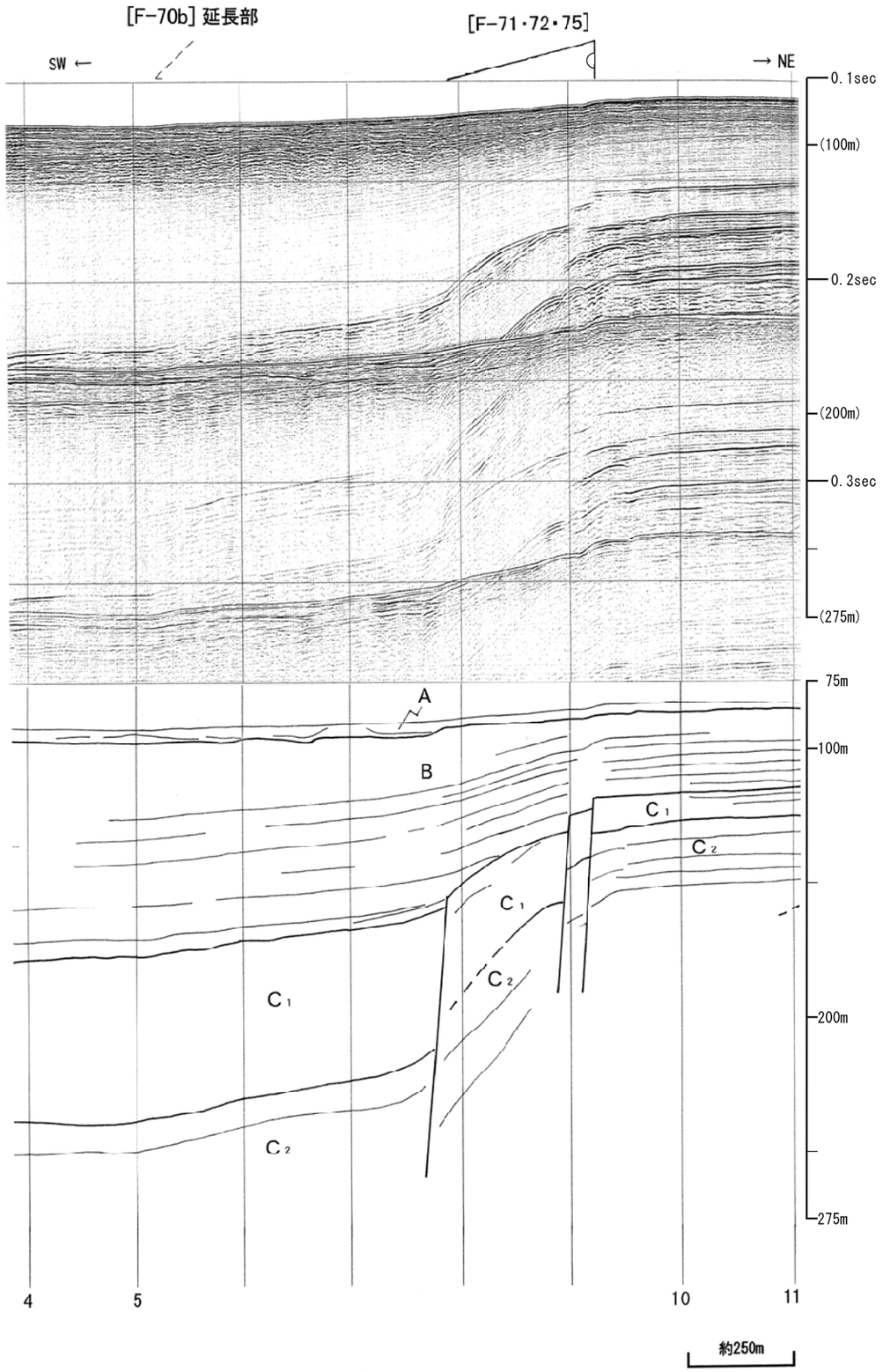


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(8)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.26-2G）

NXGM2-4
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

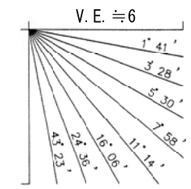
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



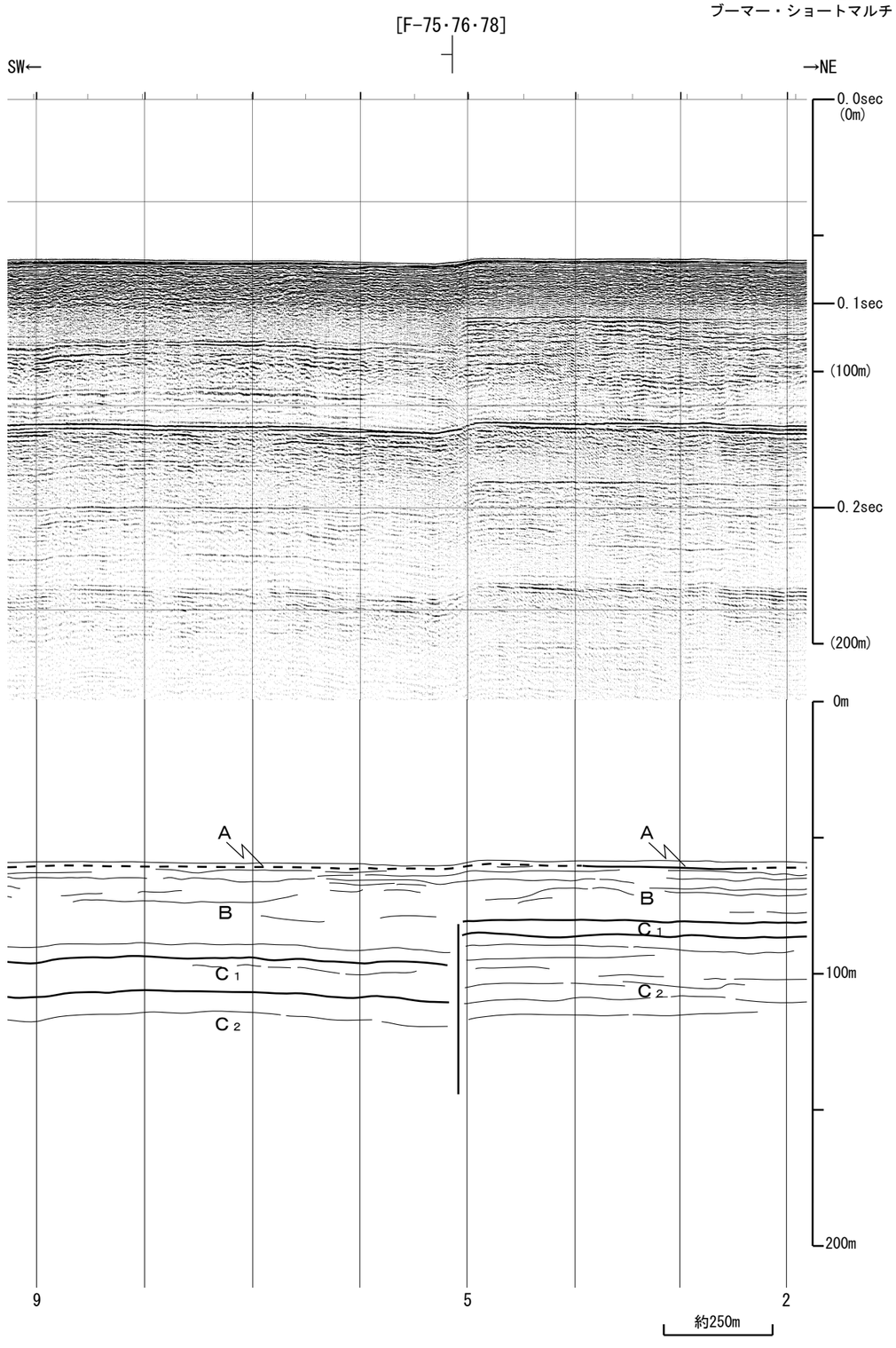
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(9)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NXGM2-4）

N-1G

関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

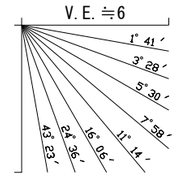
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

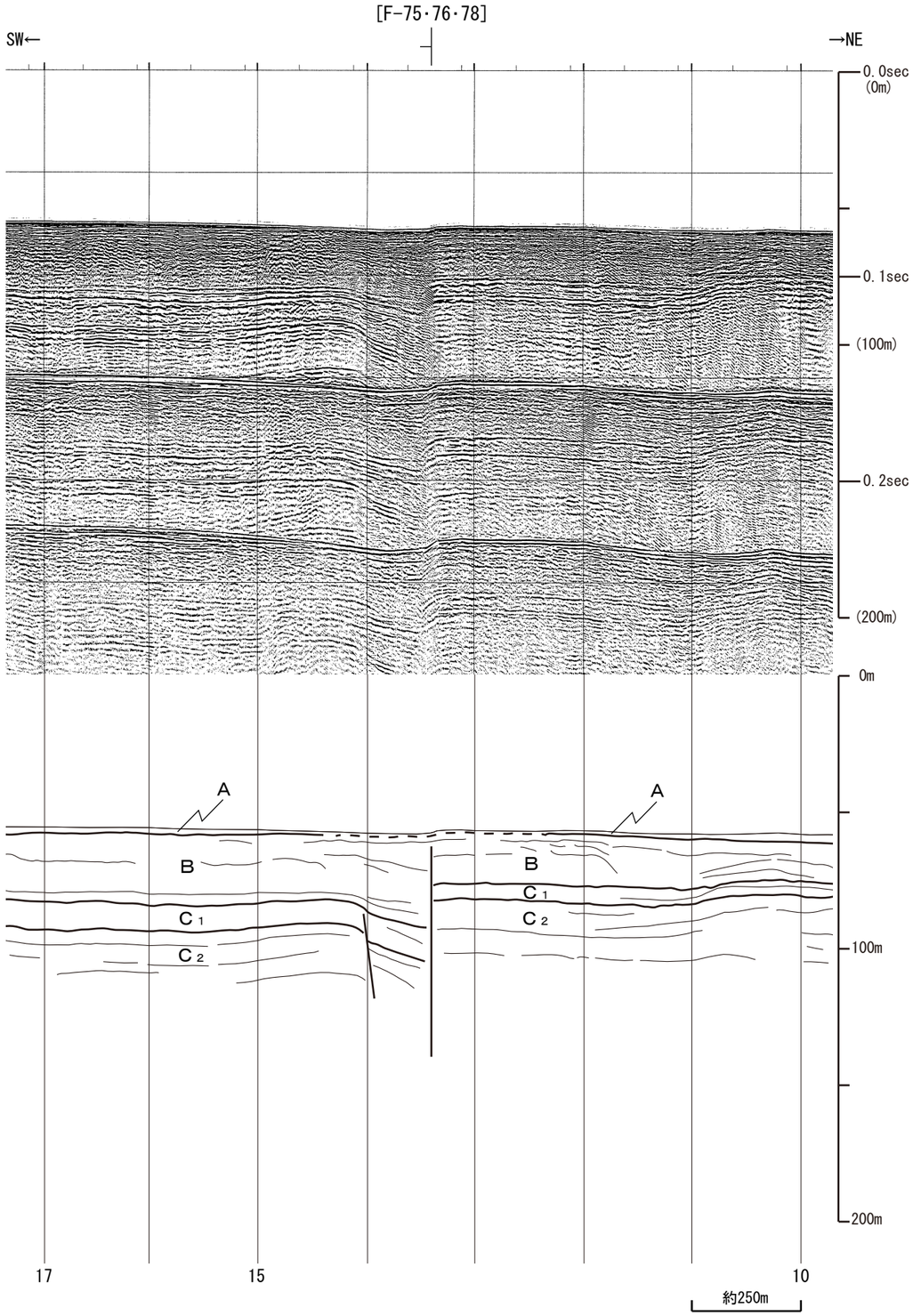


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(10)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（N-1G）

NDGM8
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

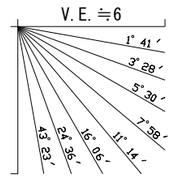
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



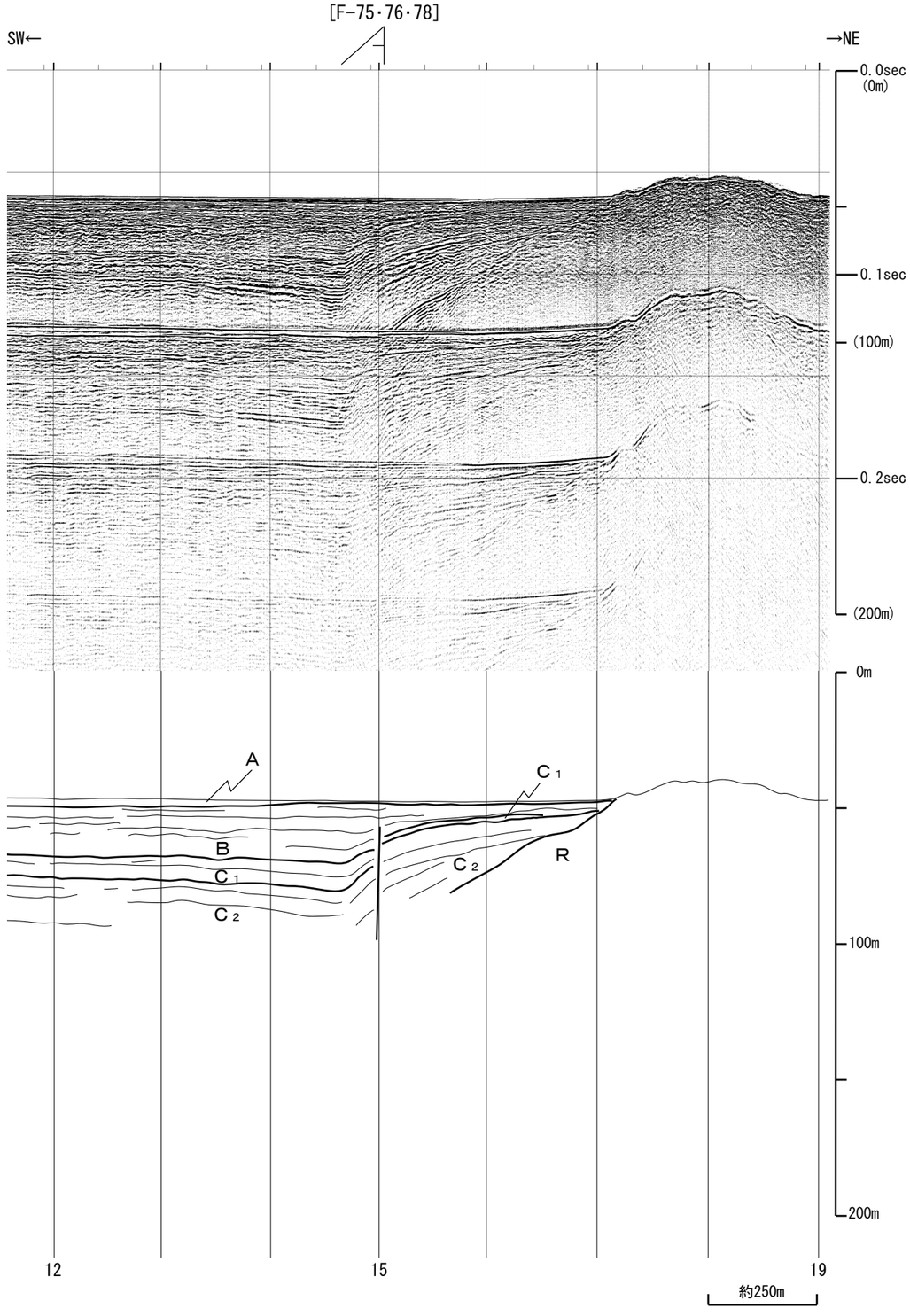
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(11)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NDGM8）

N-9G

関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ

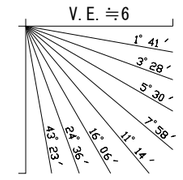


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

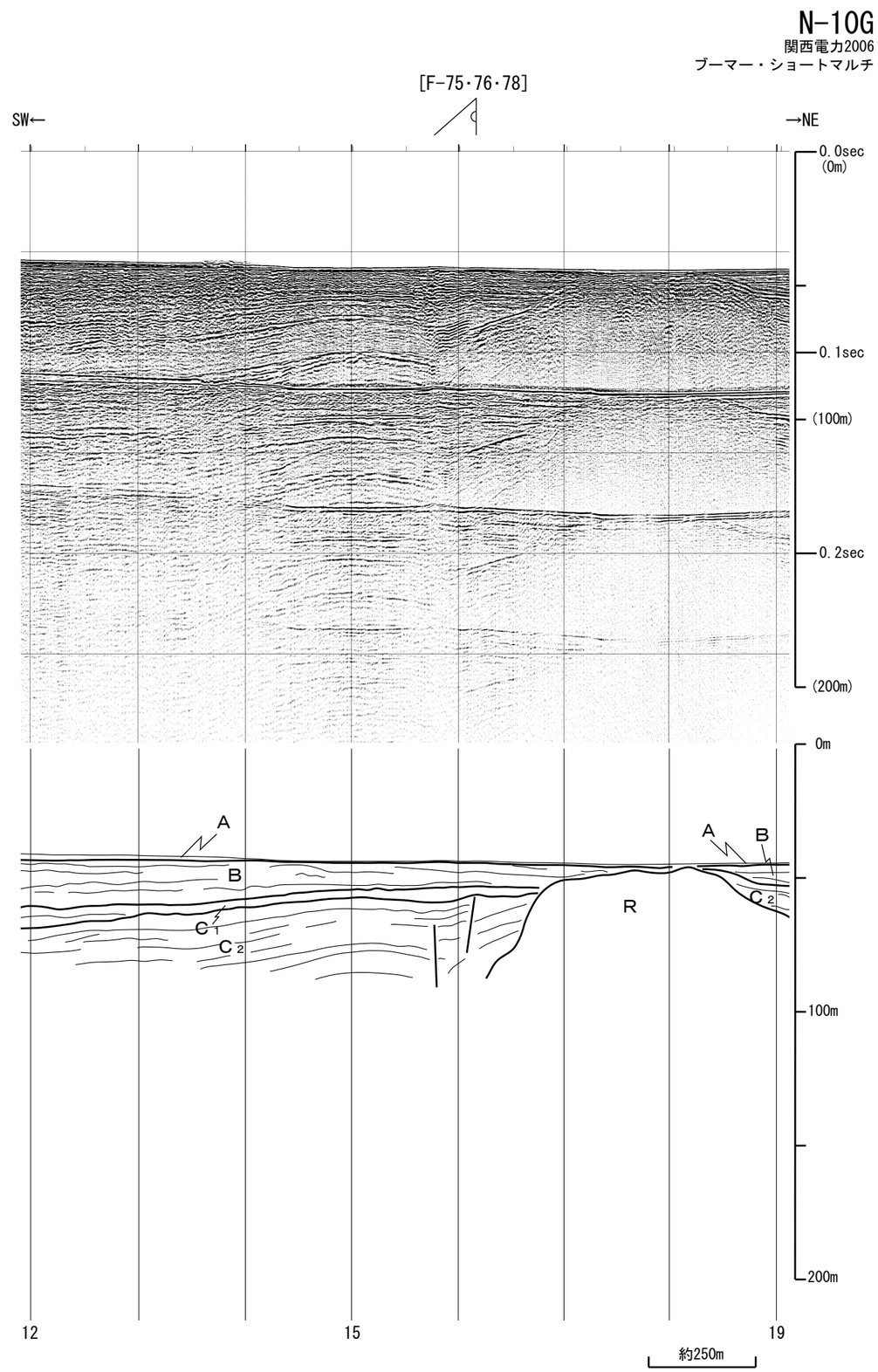
A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(12)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（N-9G）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

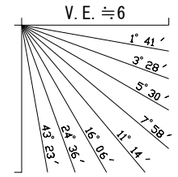
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



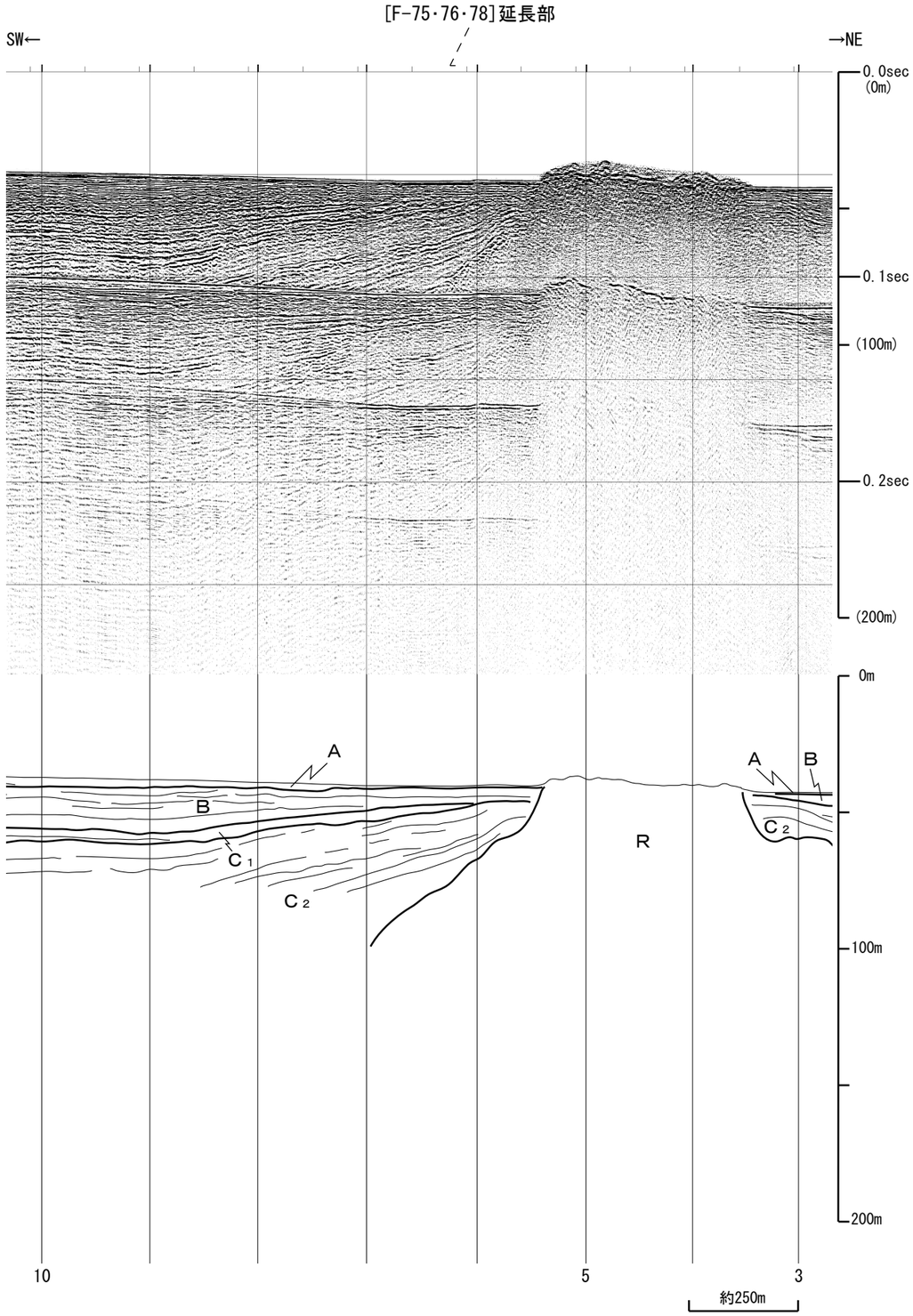
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(13)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（N-10G）

N-11G

関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

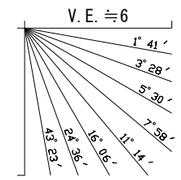
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



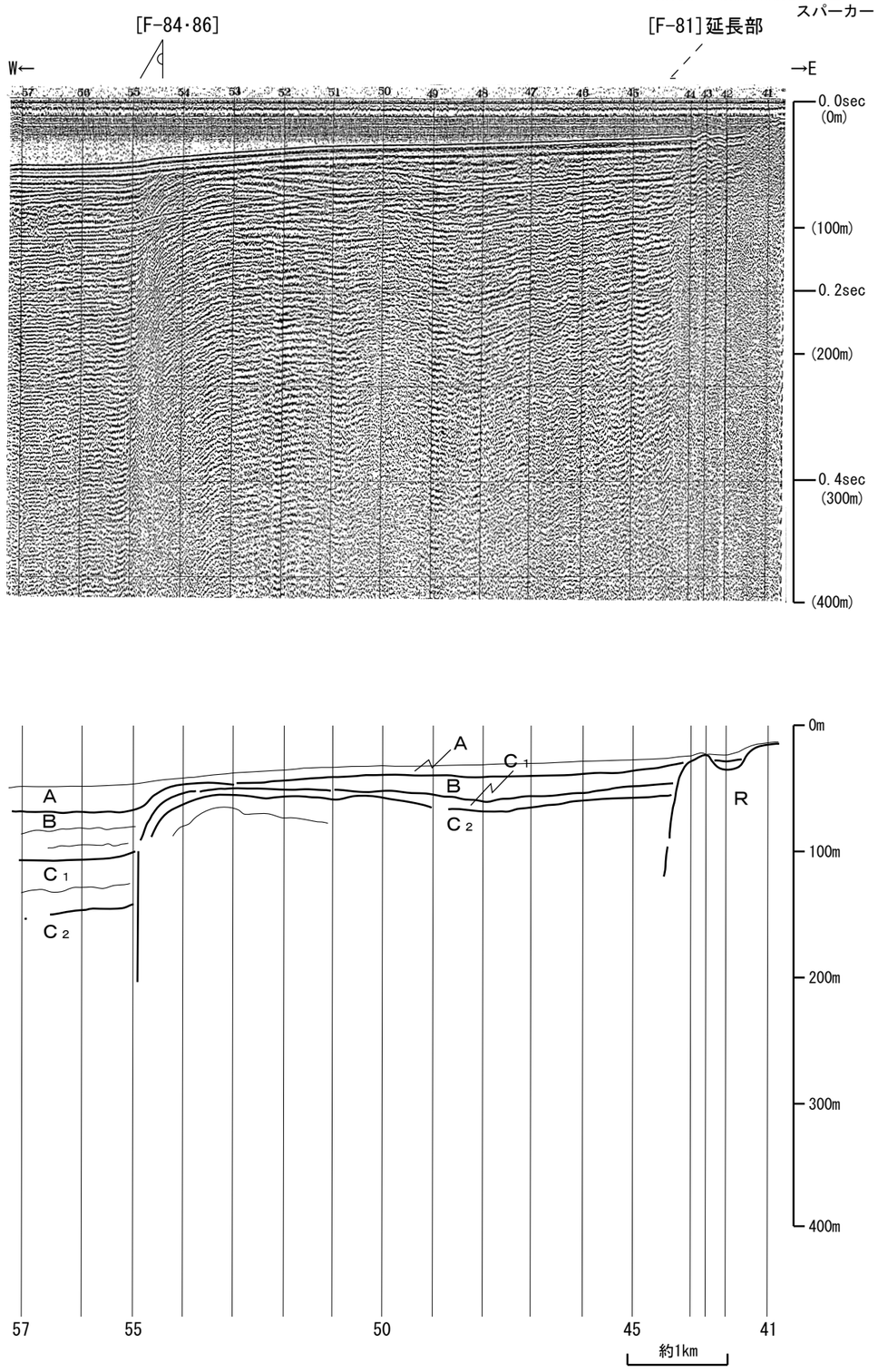
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(14)　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（N-11G）

E-4

動力炉・核燃料開発事業団1979
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

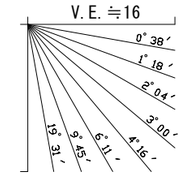
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

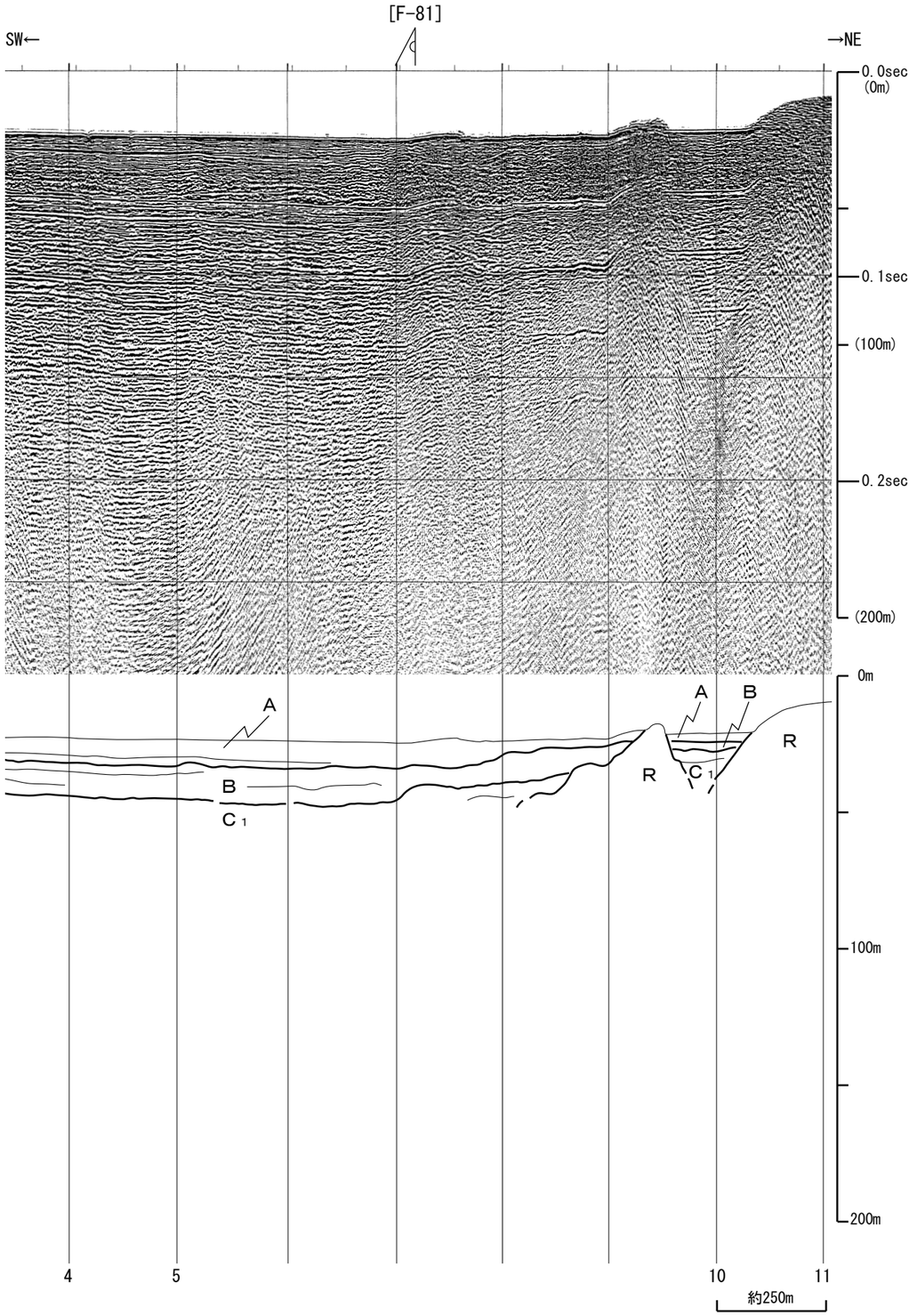


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(15)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（E-4）

NDGM13
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

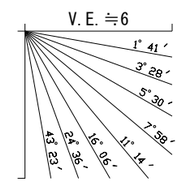
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

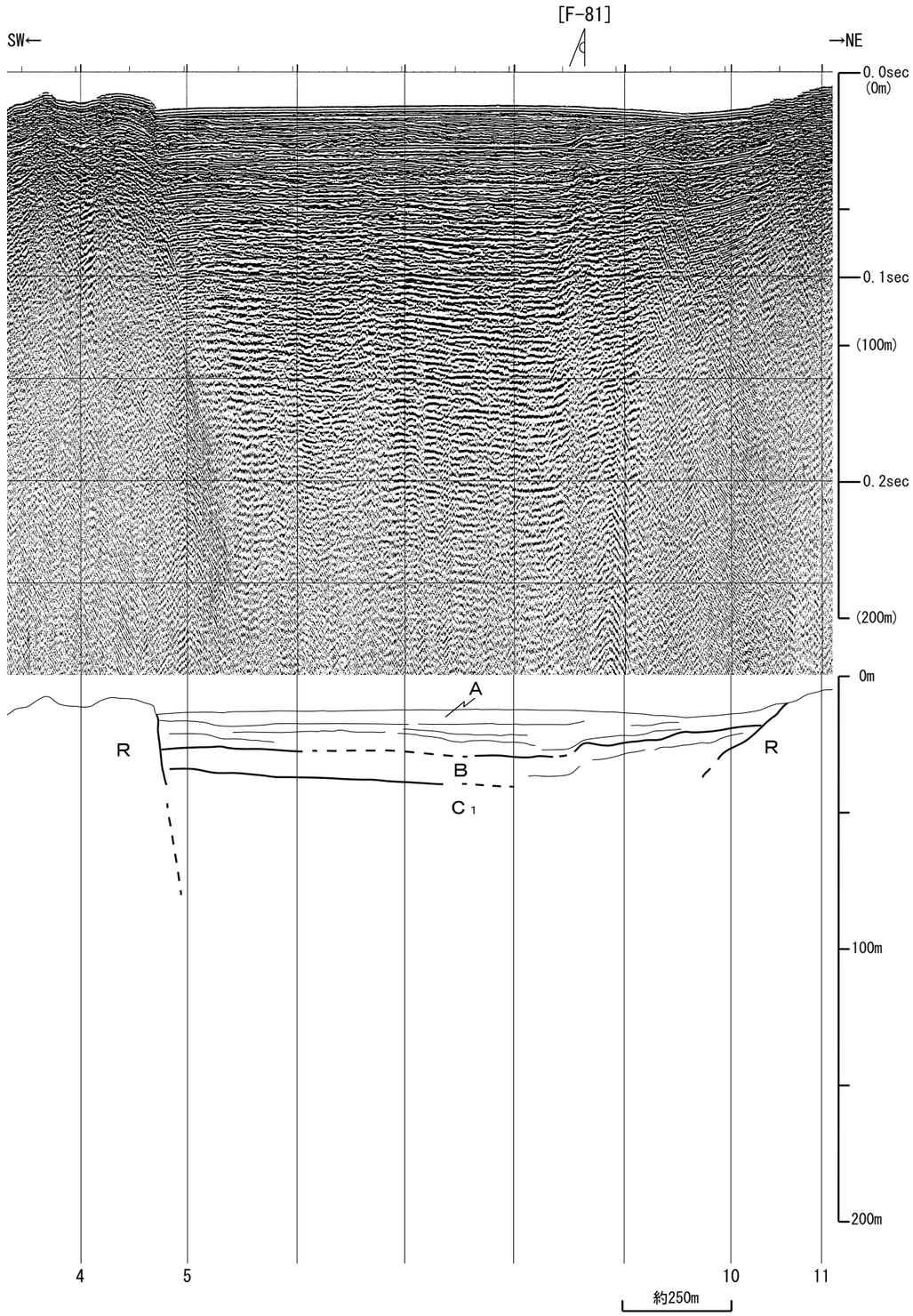


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.168図(16)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NDGM13）

NDGM14
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

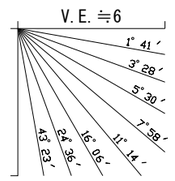
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

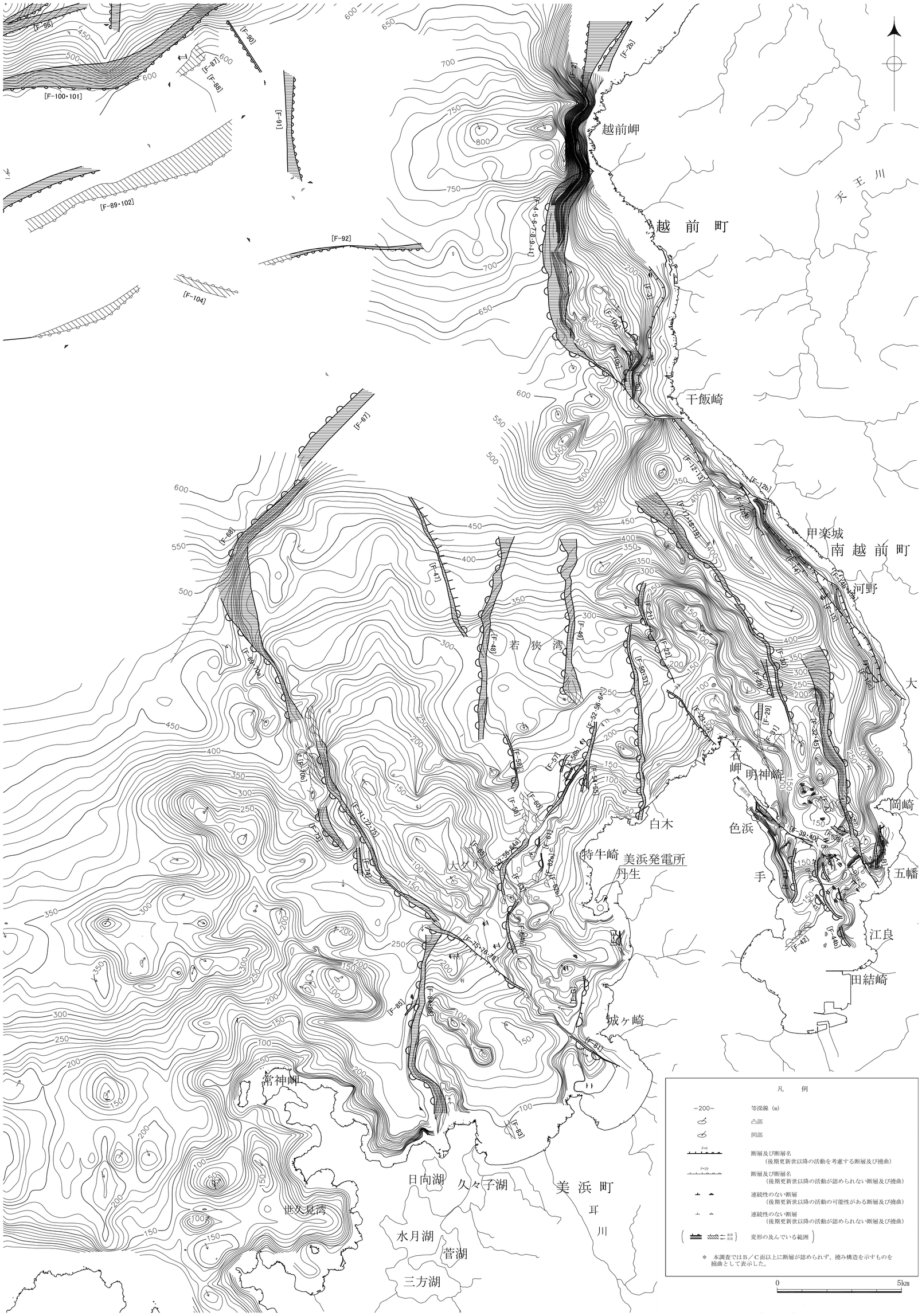
推定地層境界



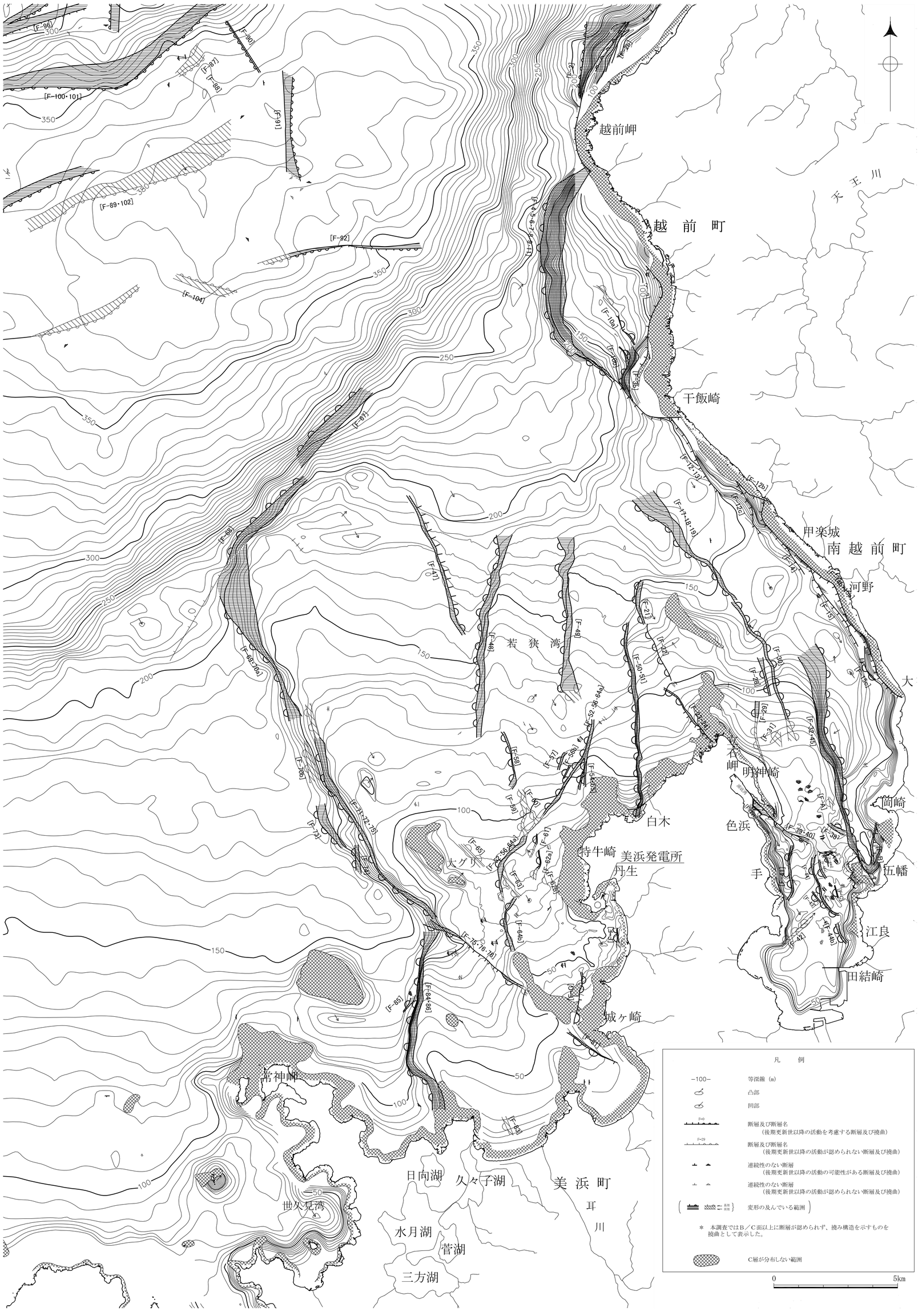
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

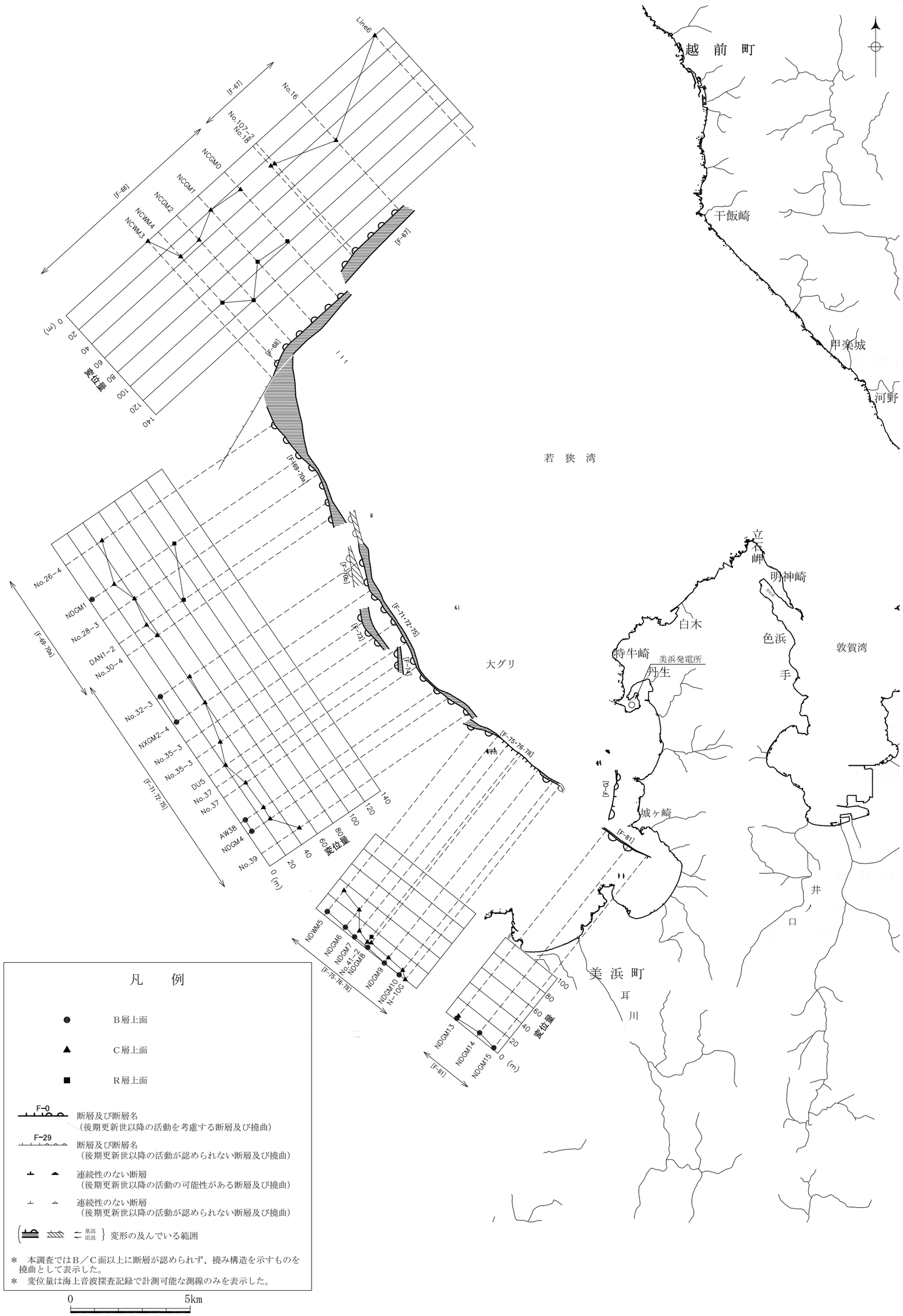
第1.3.168図(17)　野坂断層，Ｂ断層，大陸棚外縁断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NDGM14）



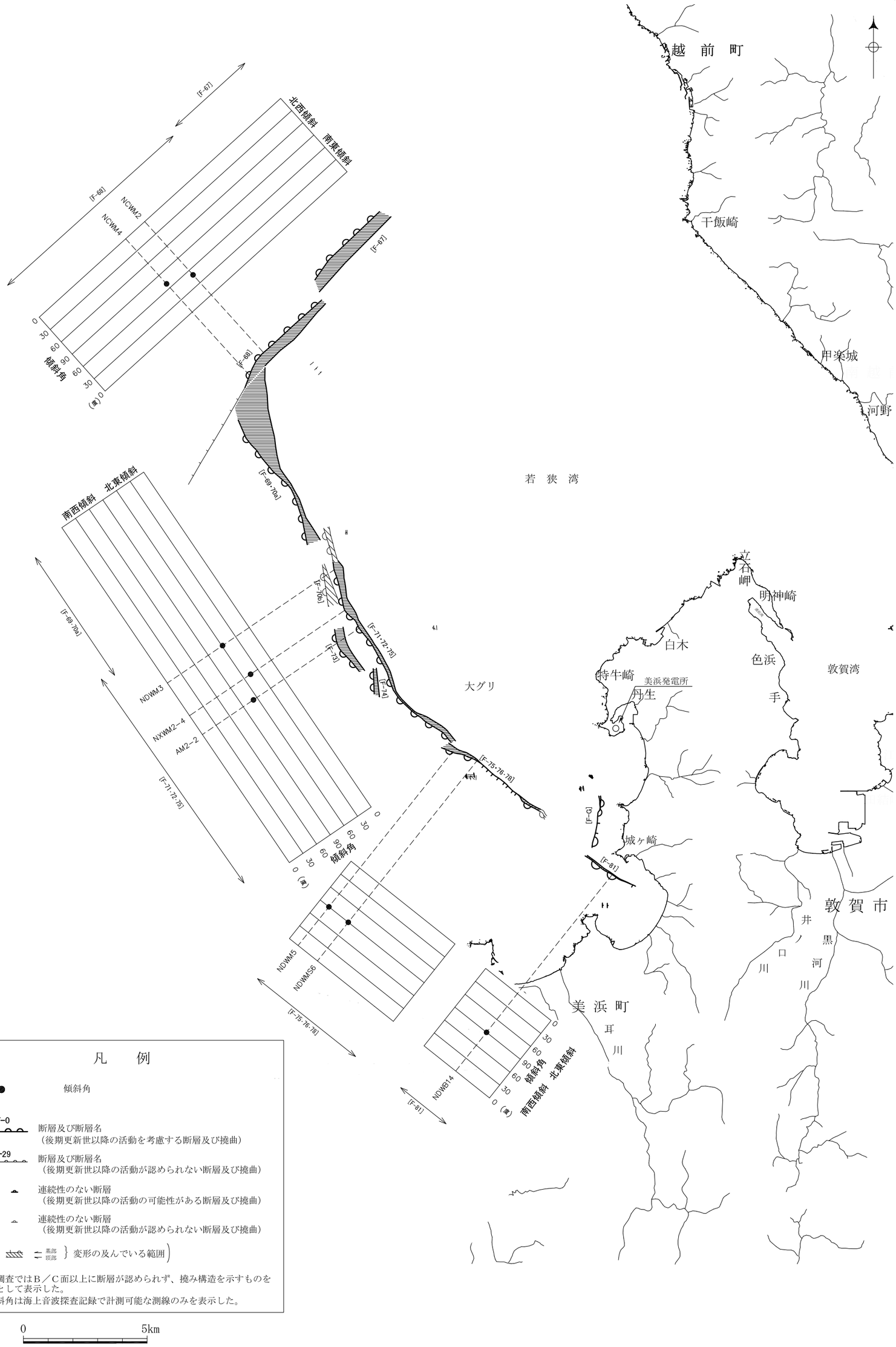
第1.3.169図　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層周辺の等深線図（R層上面）



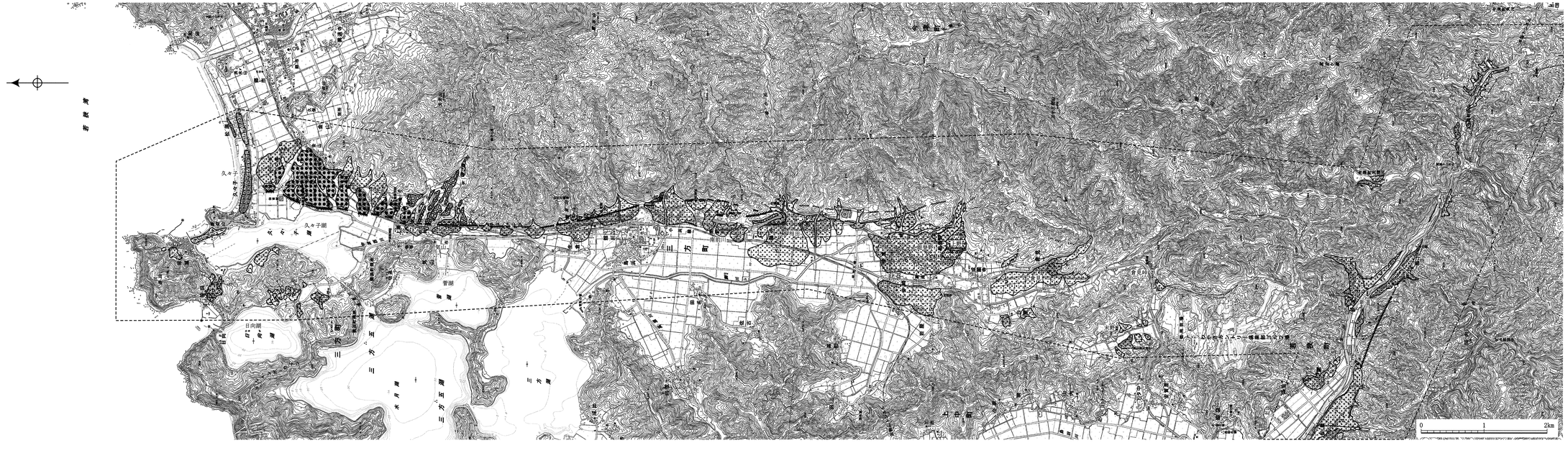
第1.3.170図　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層周辺の等深線図（C層上面）



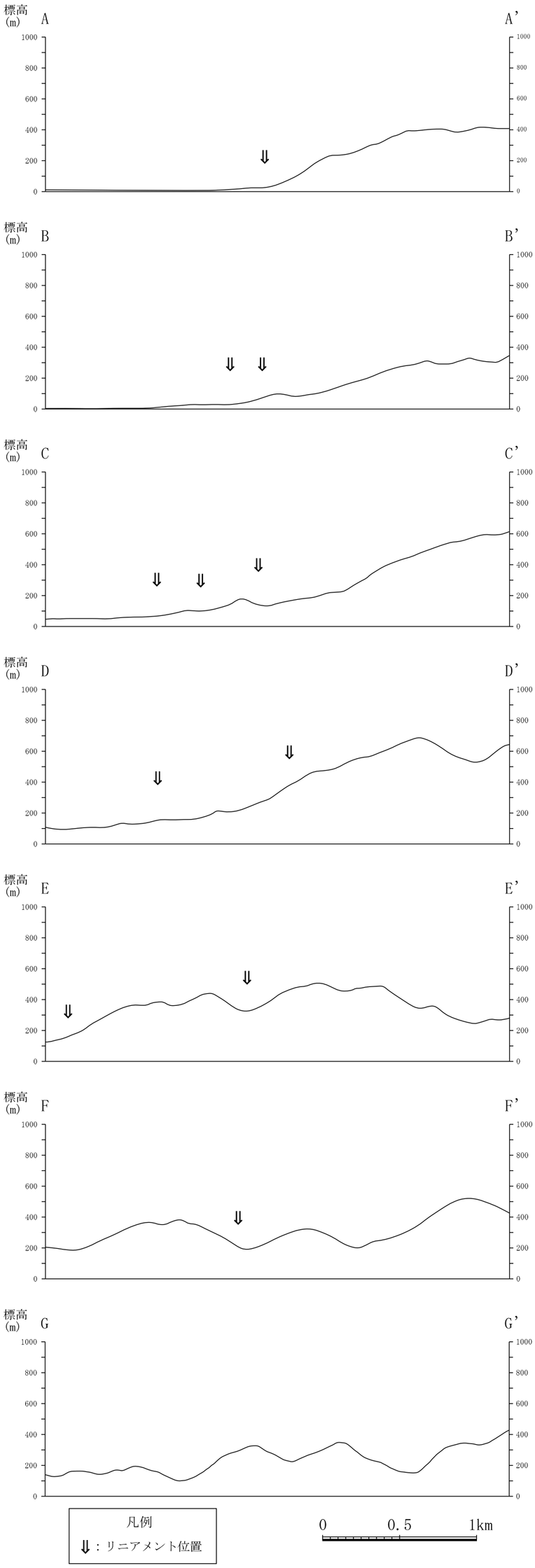
第1.3.171図　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の変位量分布図

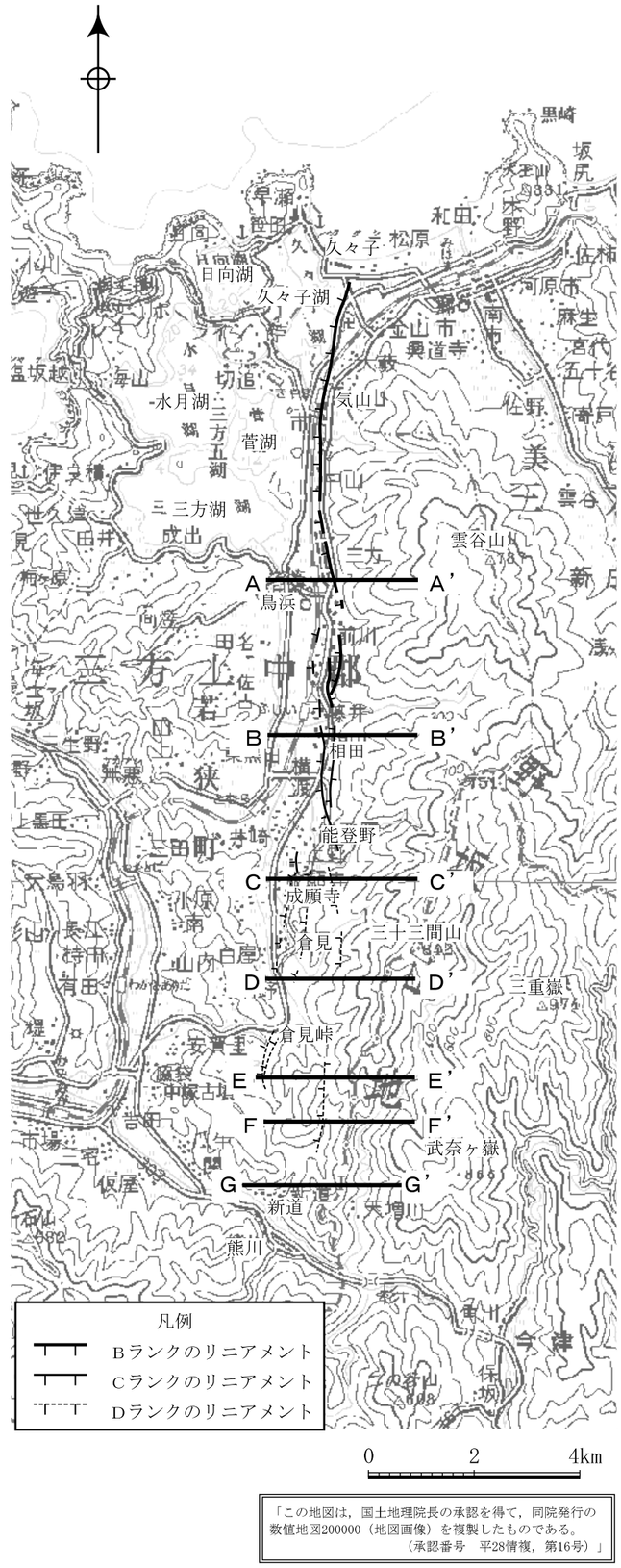


第1.3.172図　野坂断層，B断層，大陸棚外縁断層の傾斜角分布図



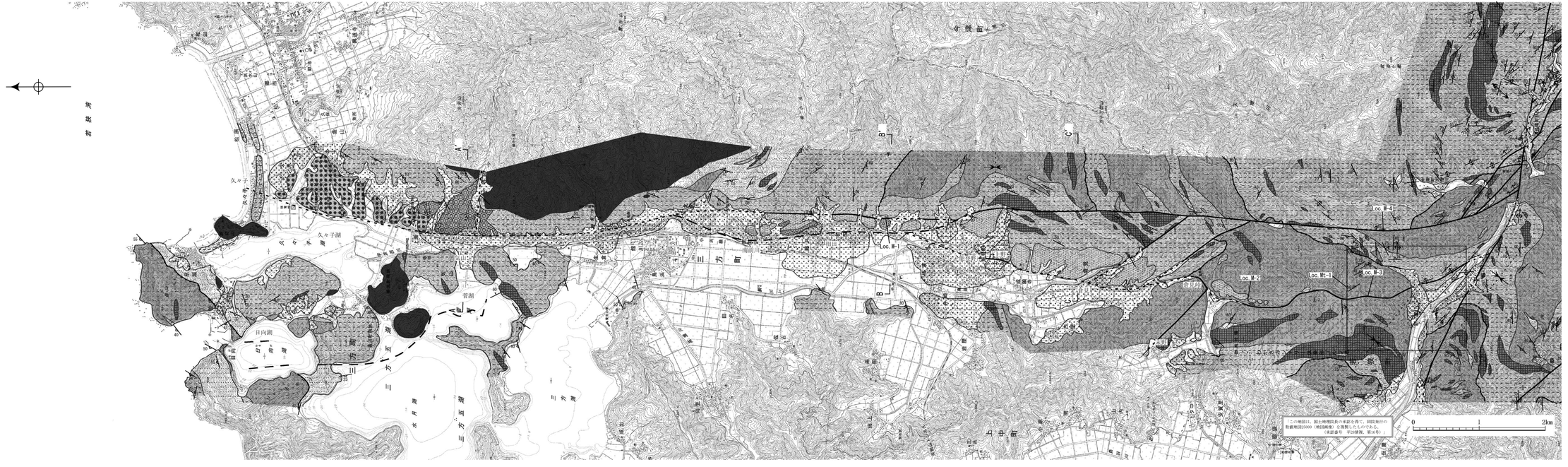
第1.3.173図　三方断層周辺陸域の地形調査結果





「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図200000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

第1.3.174図　三方断層沿いの地形断面図

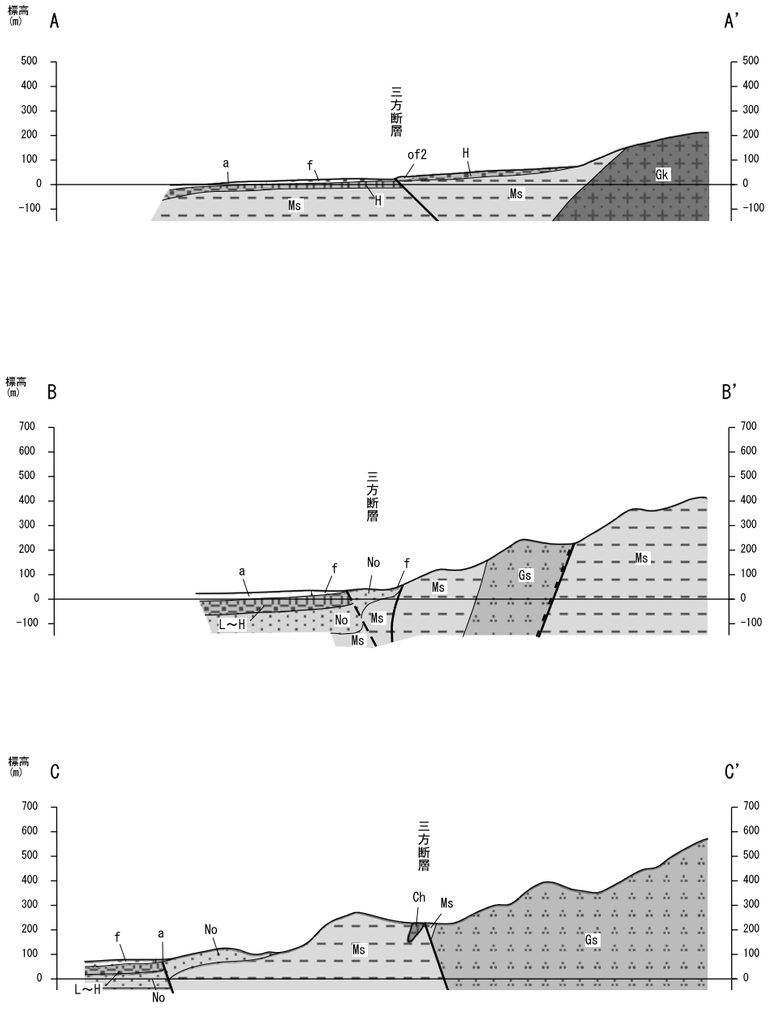


凡例

第四紀	a	沖積層
	礫 砂 泥	砂礫砂層
		新期扇状地堆積物
		古期扇状地堆積物2
		古期扇状地堆積物1
		河成低台段丘堆積物
		海成中位段丘堆積物
		河成高台段丘堆積物
	Ns	薬塩層相
後期白亜紀		雲谷山花崗岩
古第紀～ジュラ紀	Ms	泥岩（凝灰岩）
	Ss	砂岩優勢部
		チャート
	Ags	石灰岩
	Gs	緑色岩
美濃～丹波帯中・古生層		

- 層理面の走向・傾斜
- 劈開面の走向・傾斜
- 断層面の走向・傾斜
- 美濃～丹波帯中・古生層 ユニット境界
- 断層（正断層 / 横ずれ断層 / 逆断層）
- アンチフォーム
- シンフォーム
- 地質断面図位置

第1.3.175図　三方断層周辺陸域の地質図



凡例

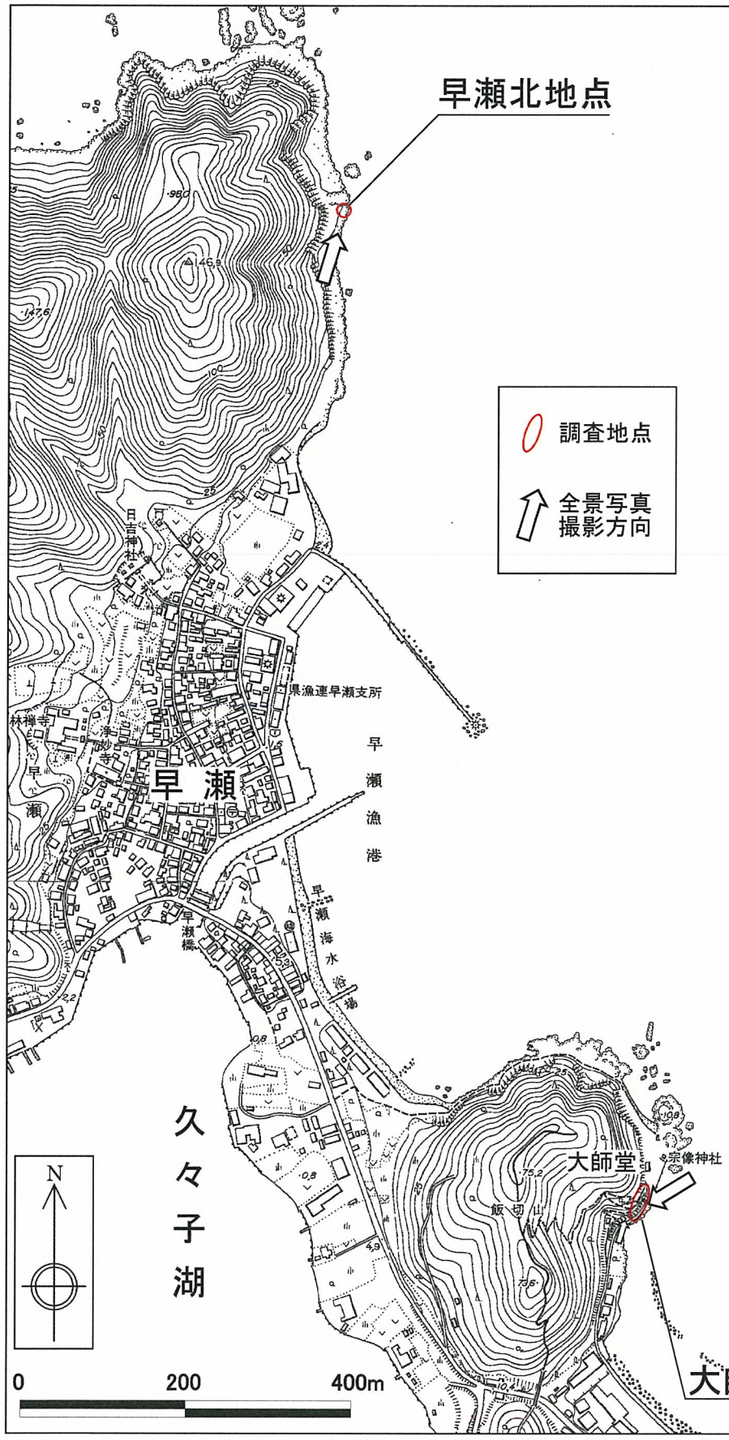
第四紀	a	沖積層
	f	新期扇状地堆積物
	of2	古期扇状地堆積物2
	L	河成低位段丘堆積物
	M	海成中位段丘堆積物
	H	河成高位段丘堆積物
	No	能登野層
後期白亜紀	Gk	雲谷山花崗岩
石炭紀～ジュラ紀	Ms	泥岩（混在岩）
	Ch	チャート
	Gs	緑色岩

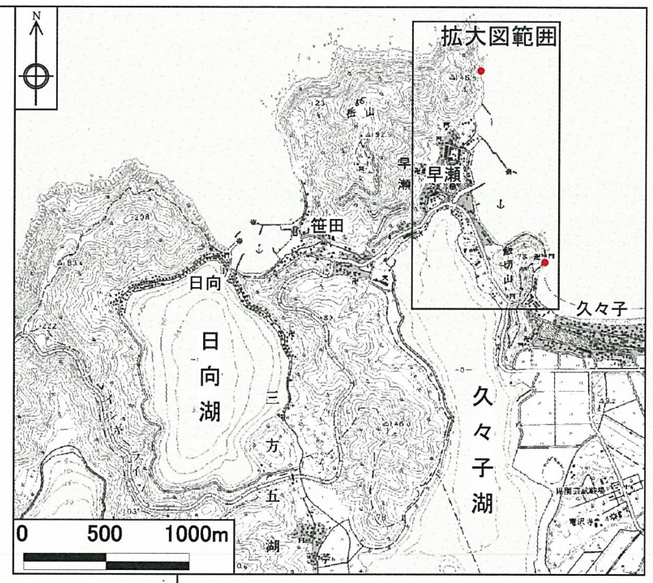
美濃－丹波帯中・古生層

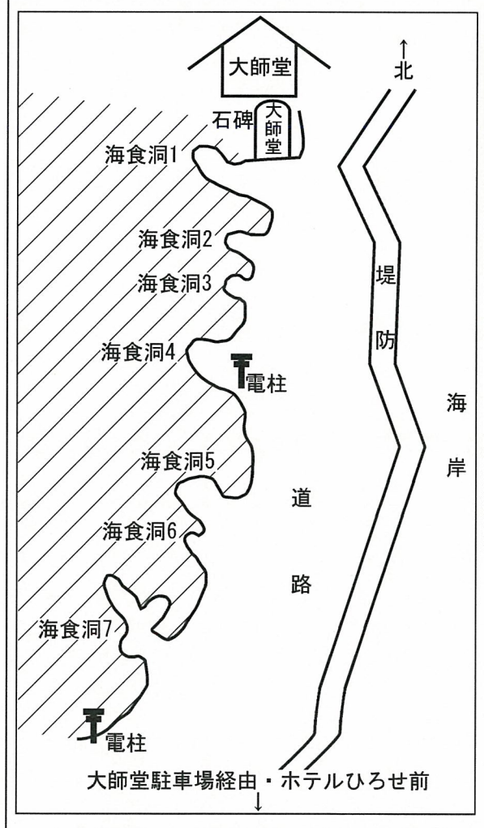
美濃－丹波帯中・古生層ユニット境界

断層　（実在）　（推定）

第1.3.176図　三方断層周辺陸域の地質断面図







大師堂南地点（海食洞1～7）概略見取図



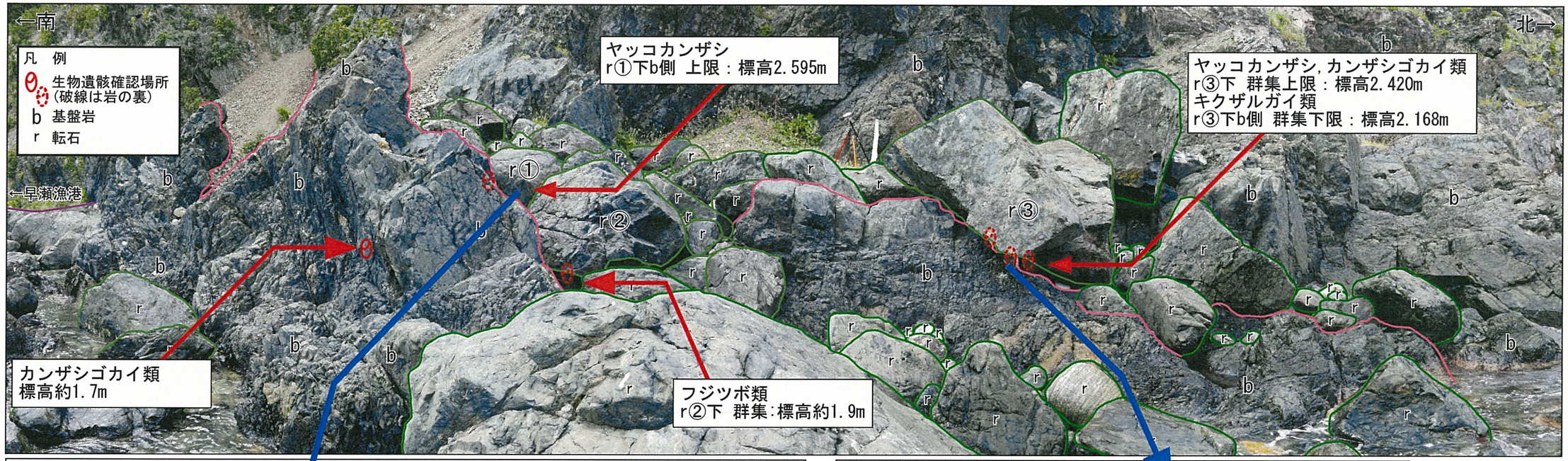
早瀬北地点　全景

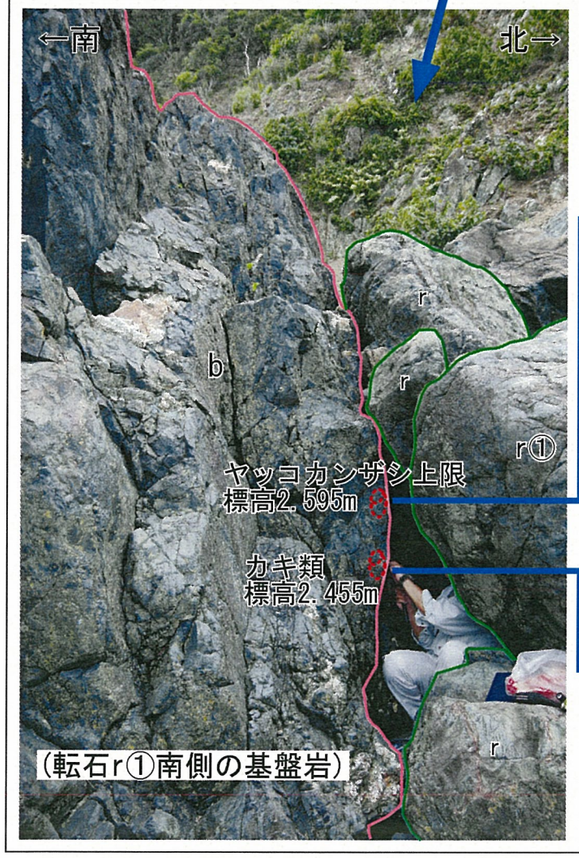


大師堂南地点（海食洞2～4）　全景

第1.3.177図(1)　三方断層　早瀬付近の離水生物遺骸調査結果(1)

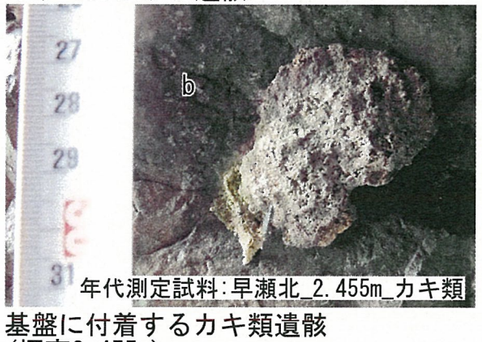
早瀬北地点における離水生物遺骸分布状況



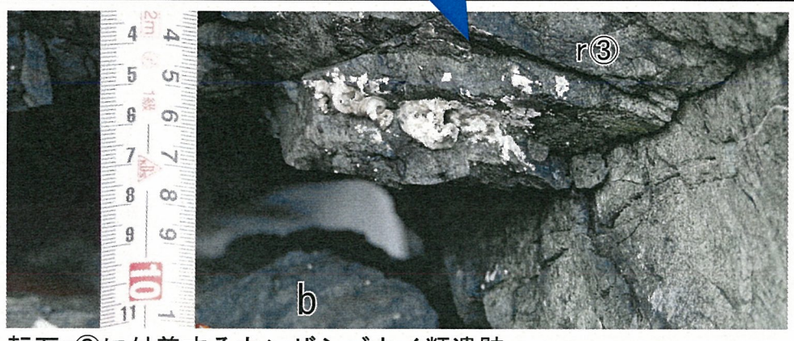




基盤に付着する上限(標高2.595m)の
ヤッコカンザシ遺骸



基盤に付着するカキ類遺骸
(標高2.455m)



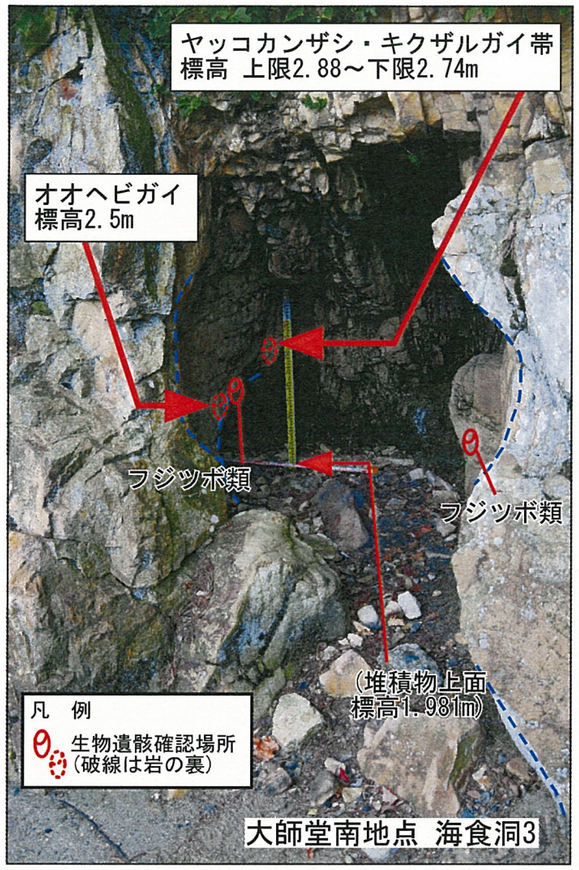
転石r③に付着するカンザシゴカイ類遺骸
(標高2.168～2.420m生物遺骸群集中)

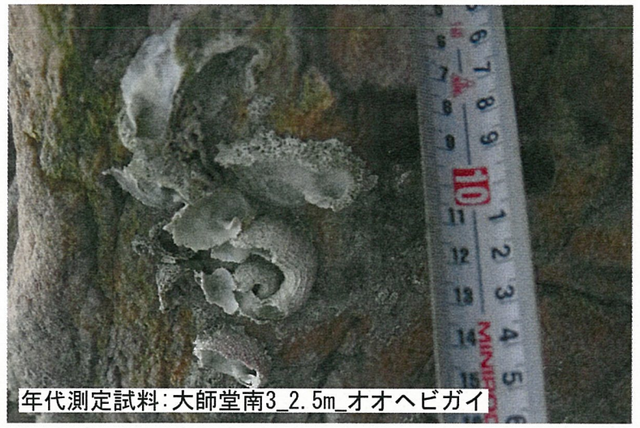


基盤に付着するキクザルガイ類遺骸
(標高2.168～2.420m生物遺骸群集中)

第1.3.177図(2)　三方断層　早瀬付近の離水生物遺骸調査結果(2)

大師堂南地点における離水生物遺骸分布状況



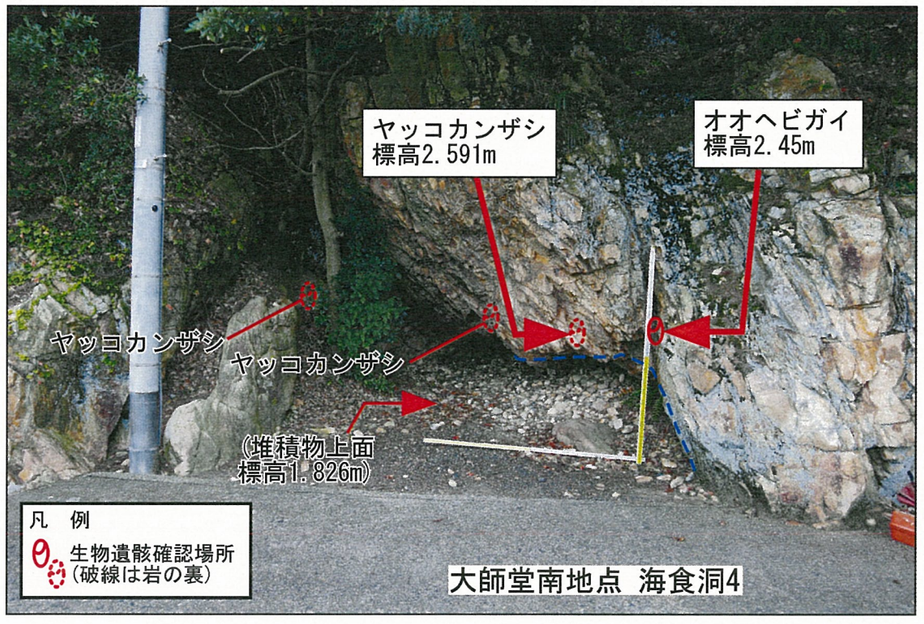


基盤に付着するオオヘビガイ遺骸
(標高2.5m)





基盤に付着するヤッコカンザシ・キクザルガイ類遺骸
(標高2.88～2.74mヤッコカンザシ・ケガキ帯中)



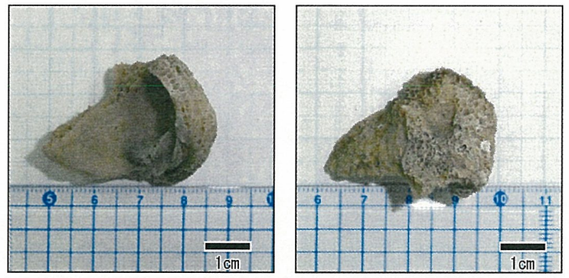


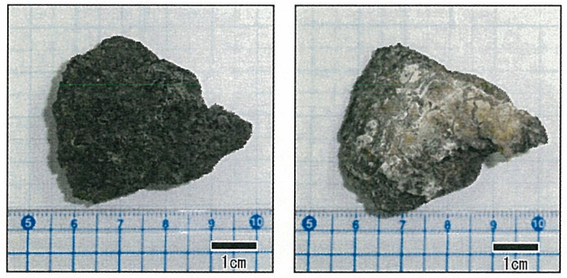
基盤に付着するヤッコカンザシ遺骸
(標高2.591m)



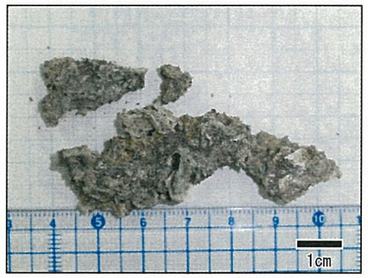
基盤に付着するオオヘビガイ遺骸
(標高2.45m)

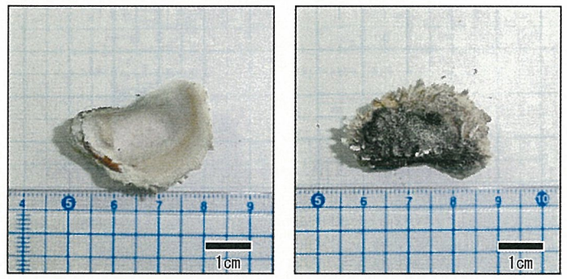
第1.3.177図(3)　三方断層　早瀬付近の離水生物遺骸調査結果(3)

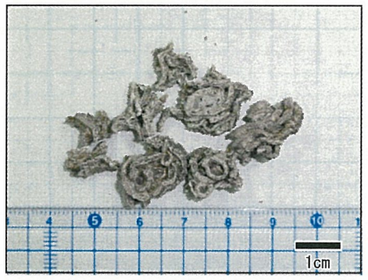

早瀬北_2.168-2.420m_キクザルガイ類


早瀬北_2.455m_カキ類


大師堂南3_2.5m_オオヘビガイ


大師堂南3_2.88-2.74m-Y_ヤッコカンザシ


大師堂南3_2.88-2.74m-K_キクザルガイ類


大師堂南4_2.591m_ヤッコカンザシ


大師堂南4_2.45m_オオヘビガイ

試料名	Libby Age （yrBP）	1σ暦年代範囲	2σ暦年代範囲
早瀬北_2.168-2.420m_キクザルガイ類	560 ± 20	1697calAD - 1775calAD (55.1%)* 1785calAD - 1804calAD (13.1%)*	1680calAD - 1827calAD (95.4%)*
早瀬北_2.455m_カキ類	1,100 ± 20	1271calAD - 1313calAD (68.2%)	1237calAD - 1332calAD (95.4%)
大師堂南3_2.5m_オオヘビガイ	610 ± 20	1663calAD - 1711calAD (68.2%)	1650calAD - 1777calAD (90.2%) 1783calAD - 1805calAD (5.2%)
大師堂南3_2.88-2.74m-Y_ヤッコカンザシ	720 ± 20	1549calAD - 1634calAD (68.2%)	1519calAD - 1659calAD (95.4%)
大師堂南3_2.88-2.74m-K_キクザルガイ類	620 ± 20	1658calAD - 1696calAD (68.2%)	1623calAD - 1729calAD (92.5%) 1734calAD - 1759calAD (1.8%) 1788calAD - 1802calAD (1.1%)
大師堂南4_2.591m_ヤッコカンザシ	620 ± 20	1659calAD - 1700calAD (68.2%)	1630calAD - 1765calAD (93.3%) 1785calAD - 1805calAD (2.1%)
大師堂南4_2.45m_オオヘビガイ	560 ± 20	1695calAD - 1775calAD (55.5%)*	1678calAD - 1825calAD (95.4%)*

*暦年較正曲線で較正可能な範囲を超える可能性があるため，表示された年代よりも新しい年代の可能性があるもの。

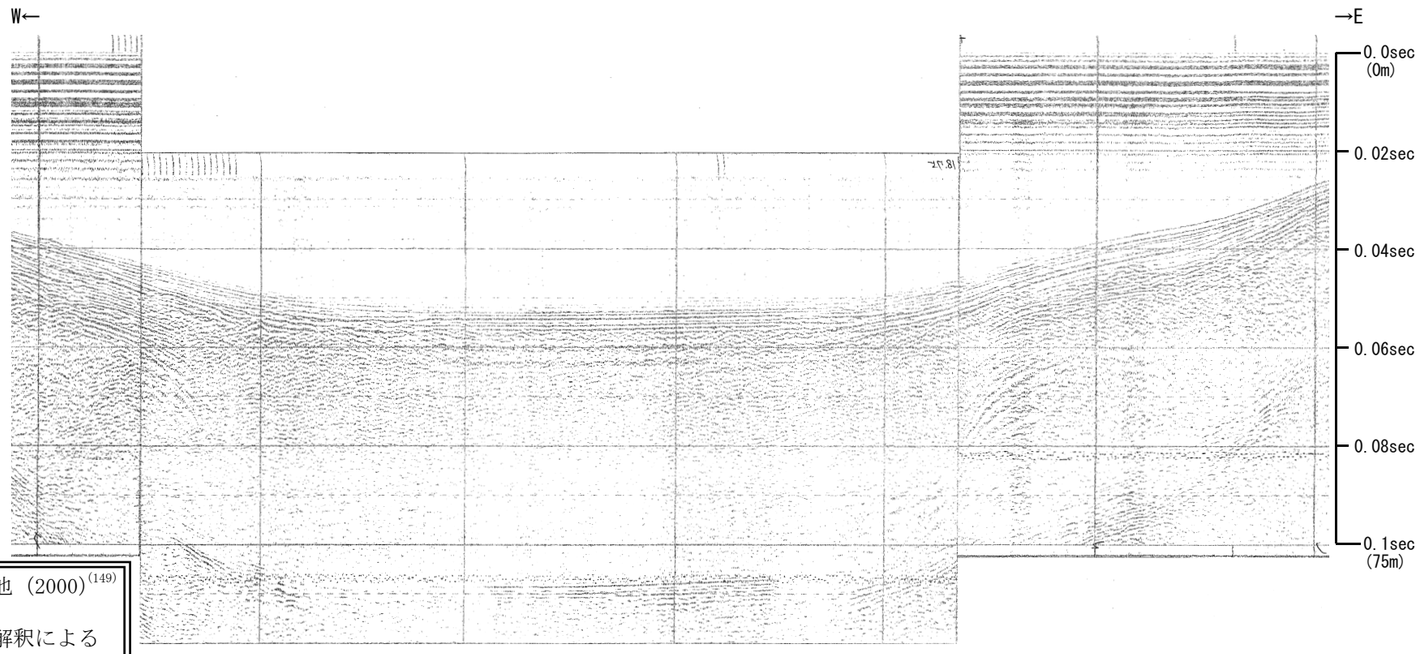
OxCal v4.2.3 Bronk Ramsey(2013)にてMarine13 marine curve(Reimer et al,2013)を使用しmarine100%で較正

ローカルリザーバ効果を考慮せずに得られた暦年代は、1662年寛文地震より新しいものが多い。うち3試料は1662年を範囲に含む。生物を離水させて死滅させたイベントを寛文地震と考え、本海域のローカルリザーバ効果は⊿R=0とした。

第1.3.177図(4)　三方断層　早瀬付近の離水生物遺骸調査結果(4)

H1

地質調査所(2000)
ユニブーム



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

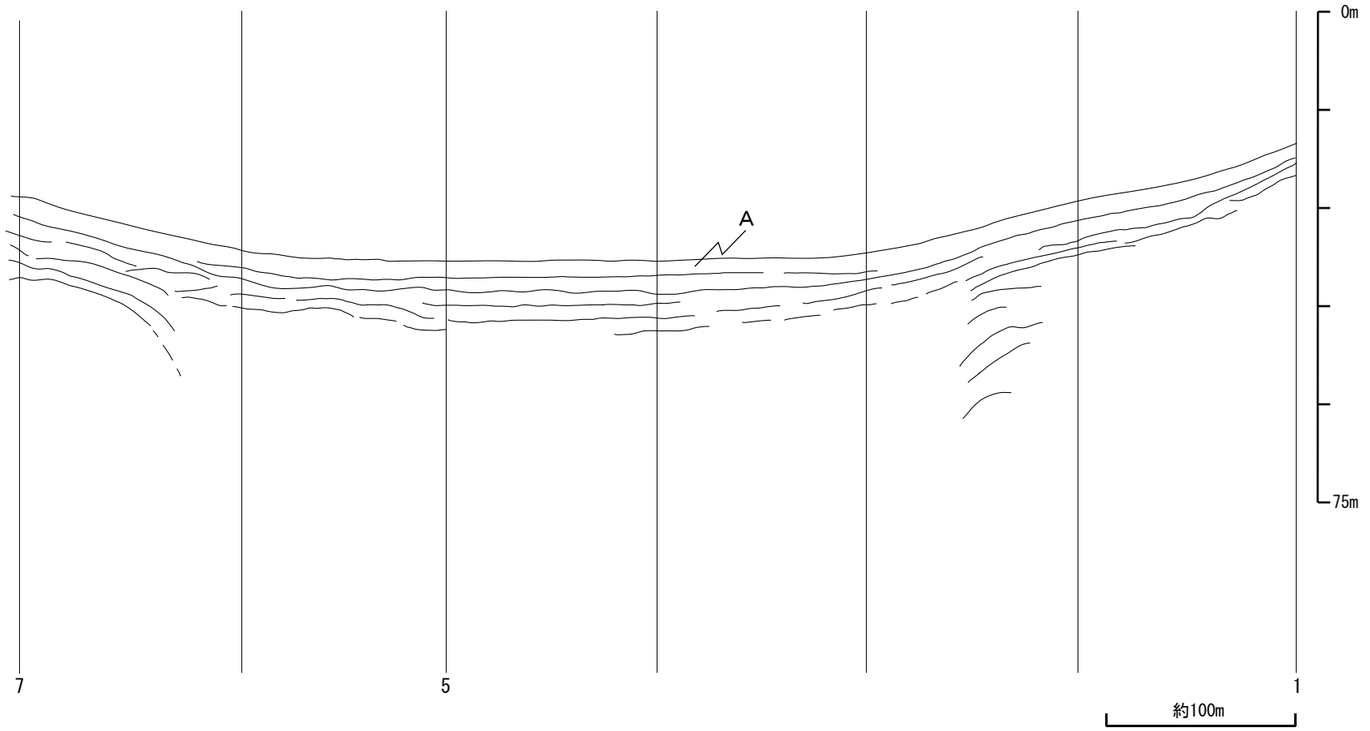
基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

音波探査記録は、小松原他（2000）(149)の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。



凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

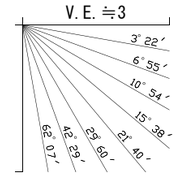
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

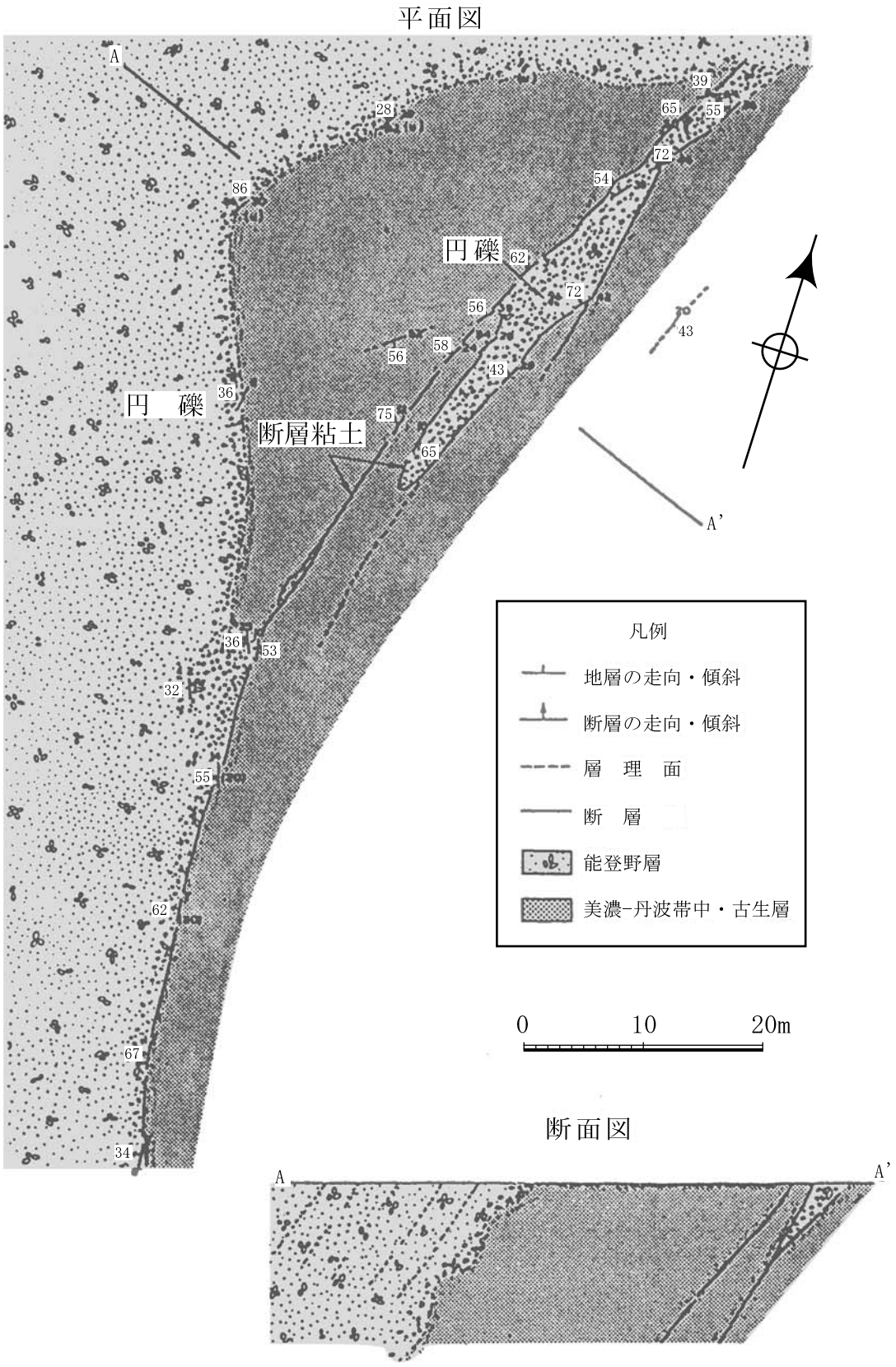
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

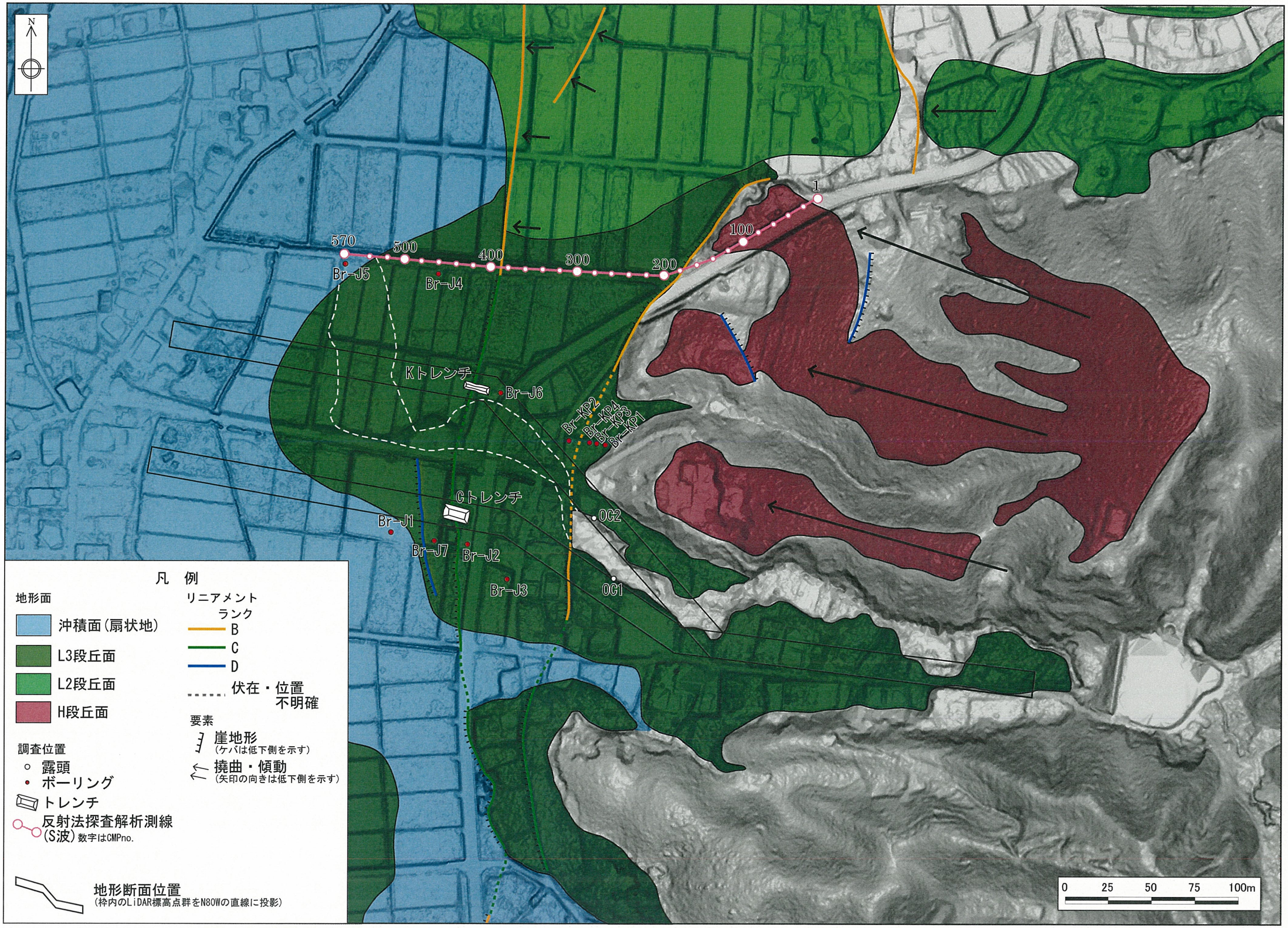
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.178図　日向断層の海上音波探査記録および地質断面図（H1）



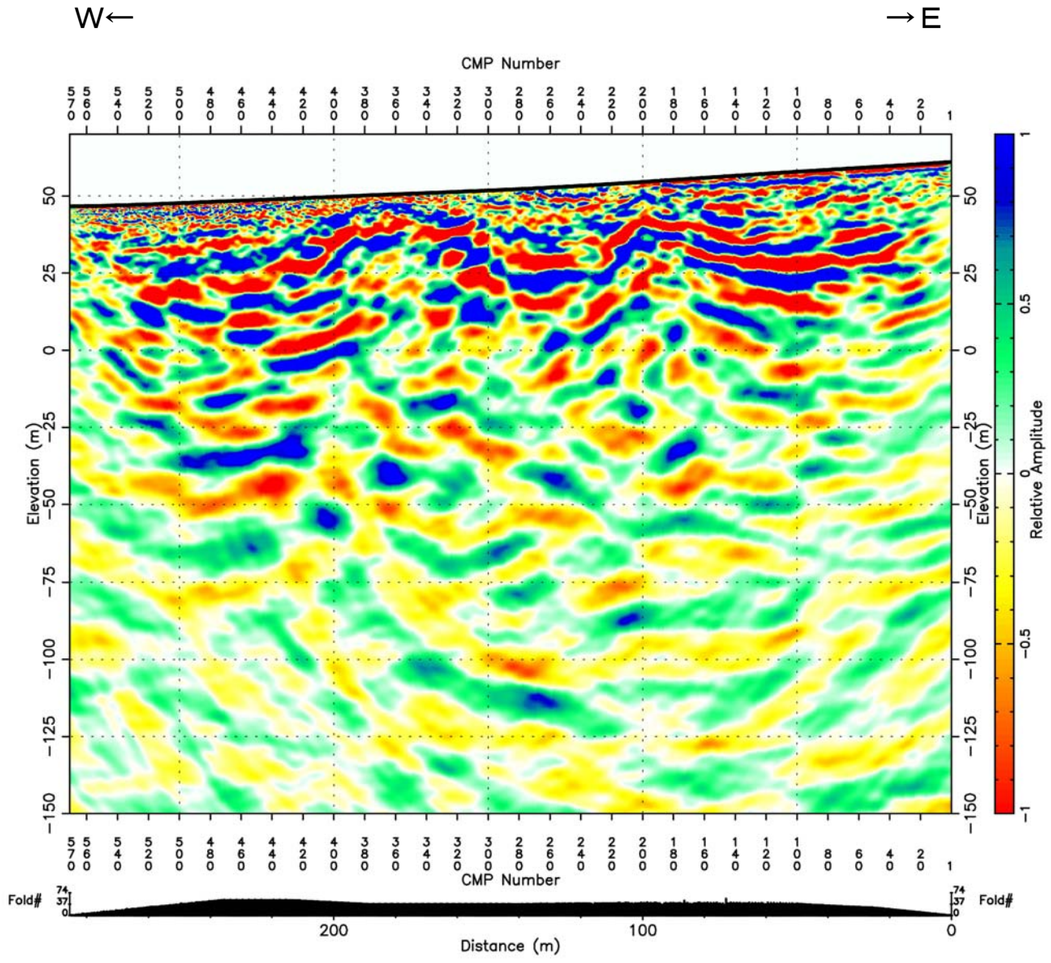
リニアメント付近に能登野層と美濃ー丹波帯中・古生層を境する断層が認められ、幅数cm～十数cmの粘土状破砕部を伴っている。能登野層の層理面は断層に近づくに従って急傾斜となり、断層近傍では約60° 西側に急傾斜している。

第1.3.179図　三方断層　相田南方の露頭スケッチ（Loc.M-1）



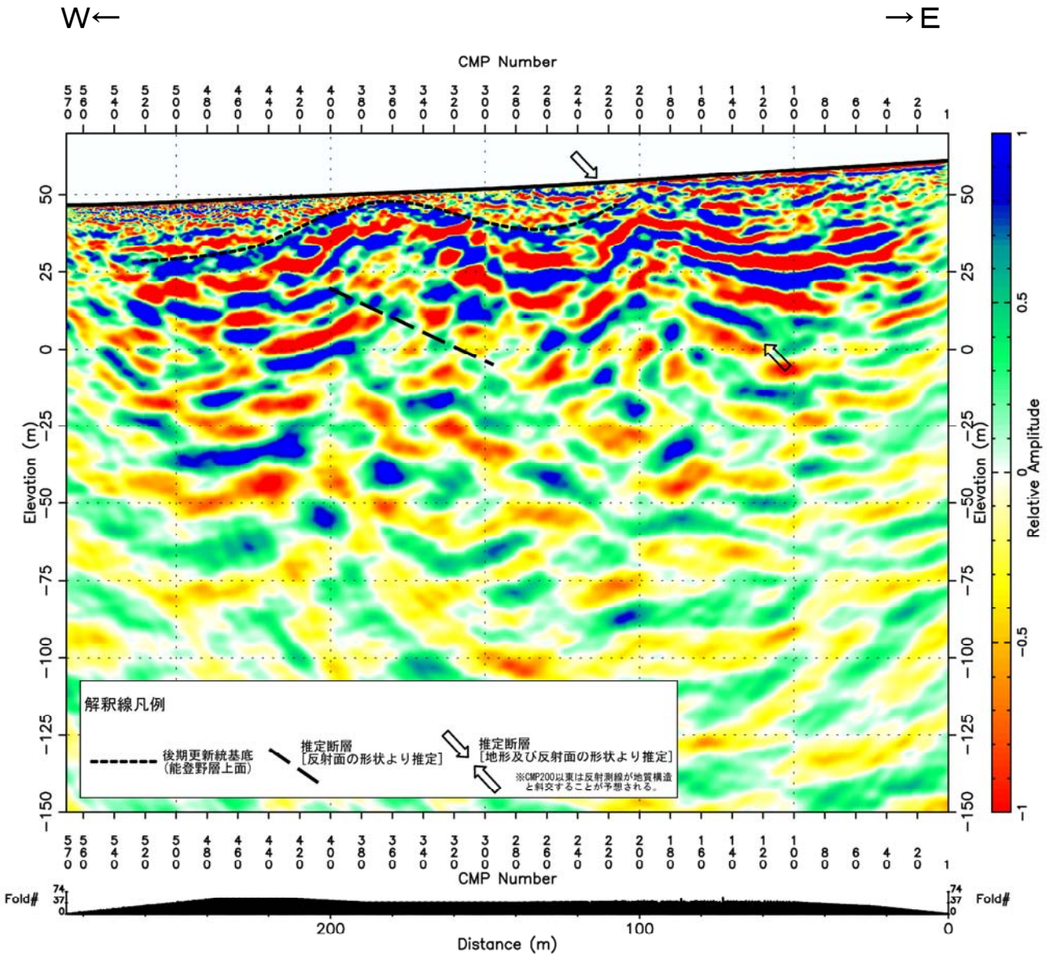
第1.3.180図　三方断層　成願寺付近の調査位置図

解釈線なし



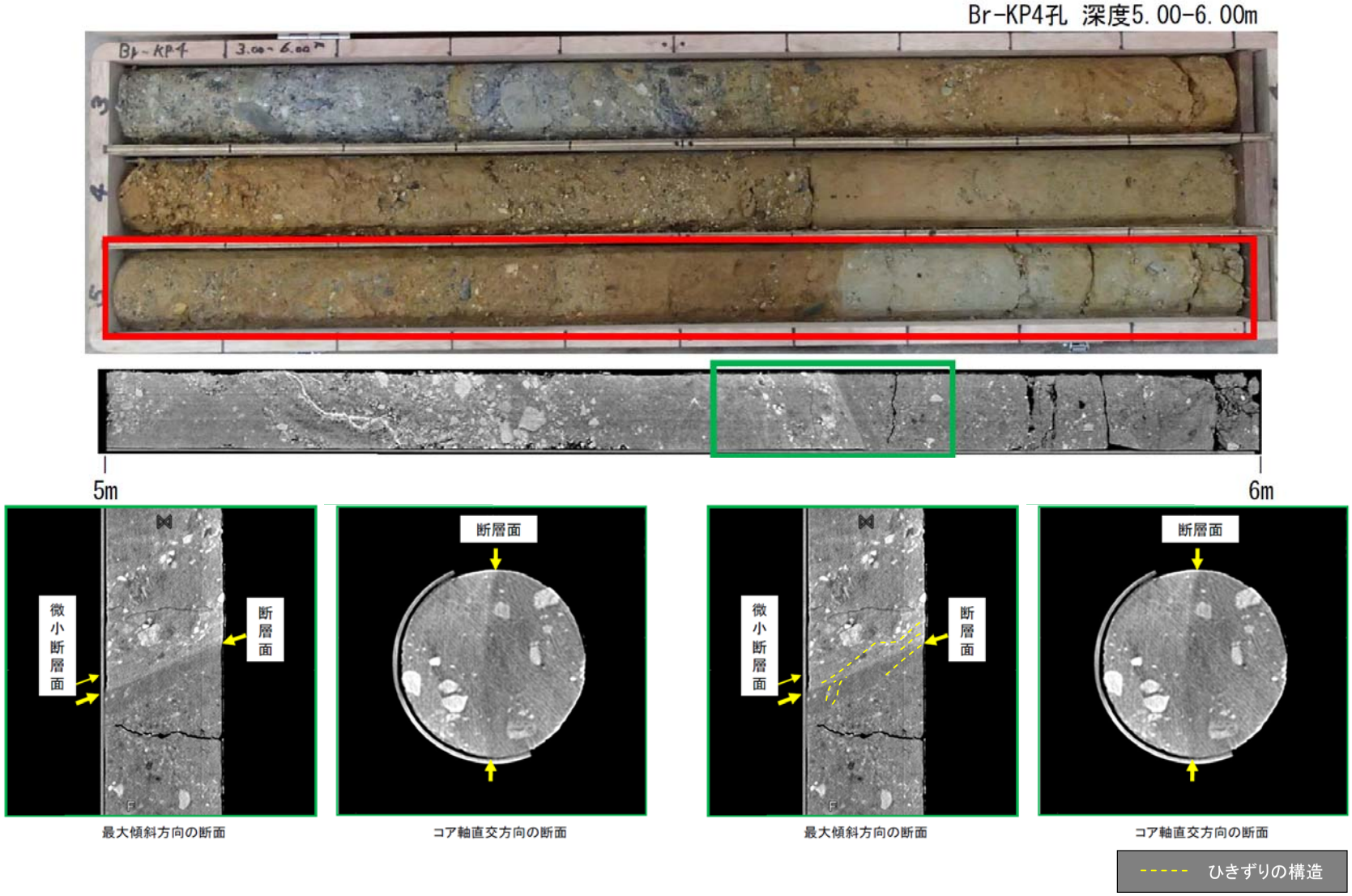
S波反射法地震探査解析結果(深度断面)

解釈線あり



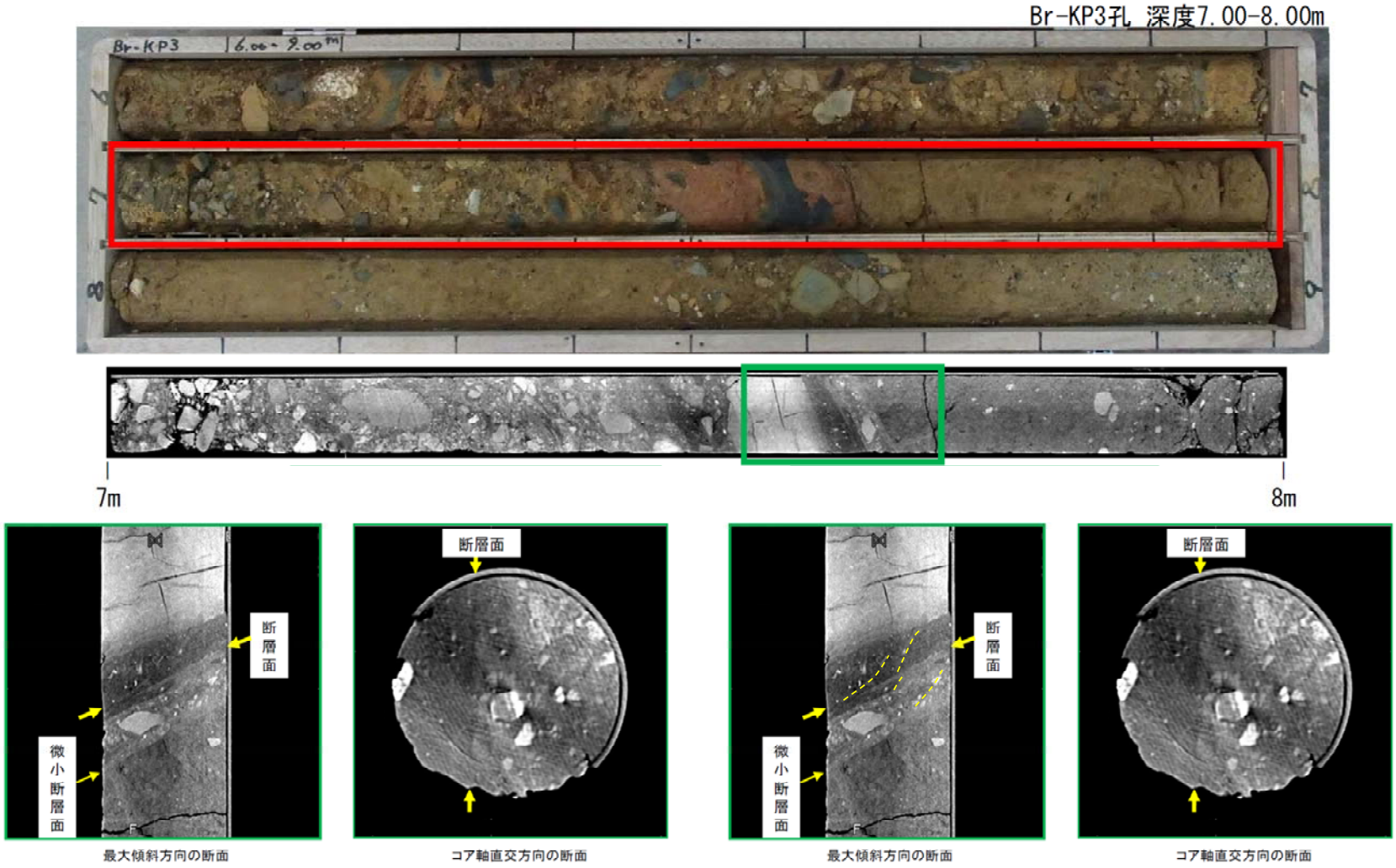
S波反射法地震探査解析結果(深度断面)

第 1.3.181 図　三方断層　成願寺付近の反射法地震探査記録



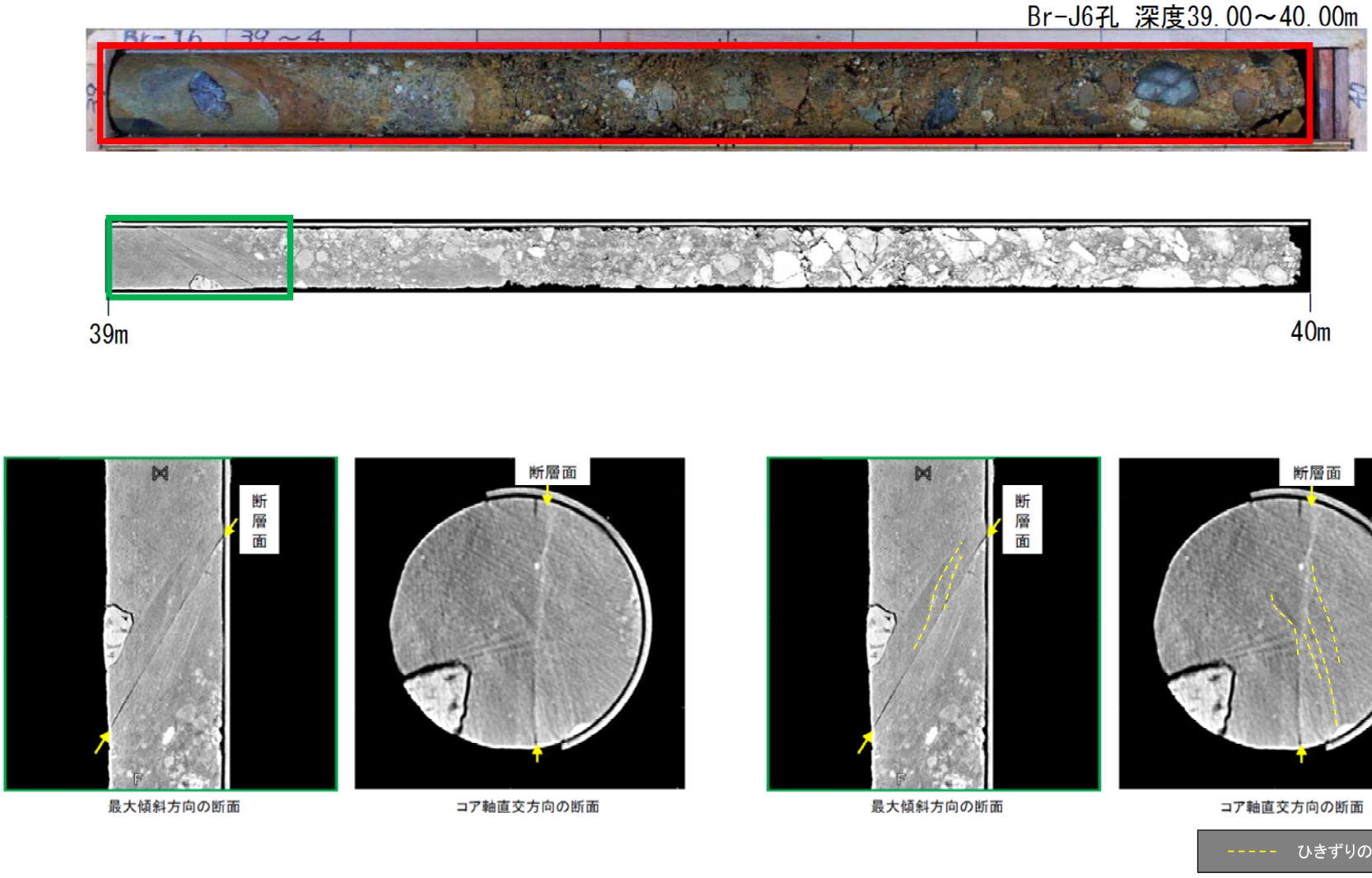
・逆断層成分を示す変形指標が顕著である。断層面が低角であるため、横ずれ成分は不明瞭。
・断層面を挟んだ幅2cmで変形指標が顕著である。断層面周辺には微小な断層面が認められる。断層面の下盤側には幅1cm程度の低密度部が認められる。

第 1.3.182 図(1)　三方断層　成願寺付近のボーリング調査結果(1)



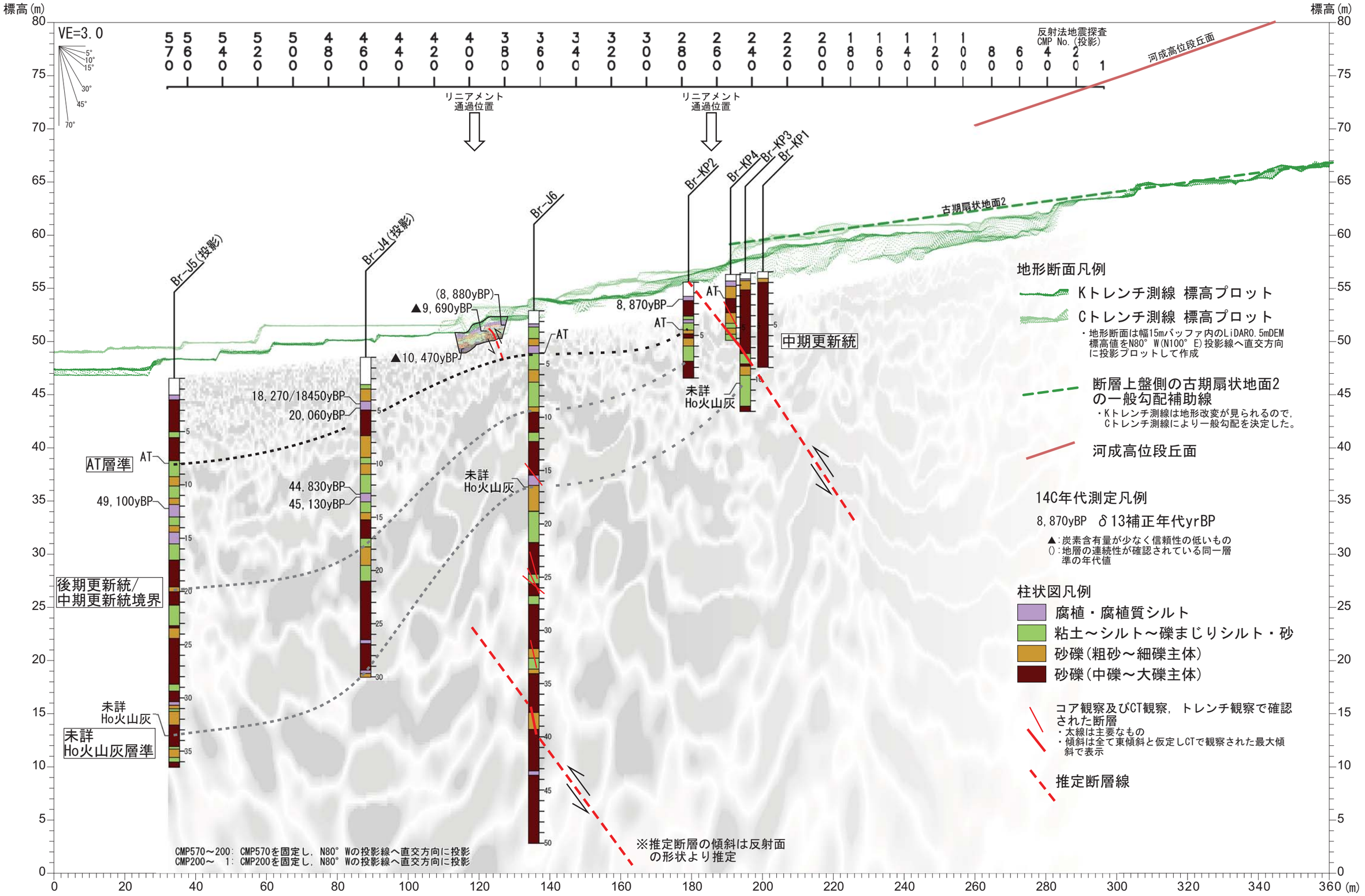
・逆断層成分を示す変形指標が顕著である。断層面が低角であるため、横ずれ成分は不明瞭。
・断層面を挟んだ幅約5cmで変形指標が顕著である。断層面周辺には微小な断層面が認められる。断層面の上盤側に幅10cm程度の低密度部が認められる。

第 1.3.182 図(2)　三方断層　成願寺付近のボーリング調査結果(2)

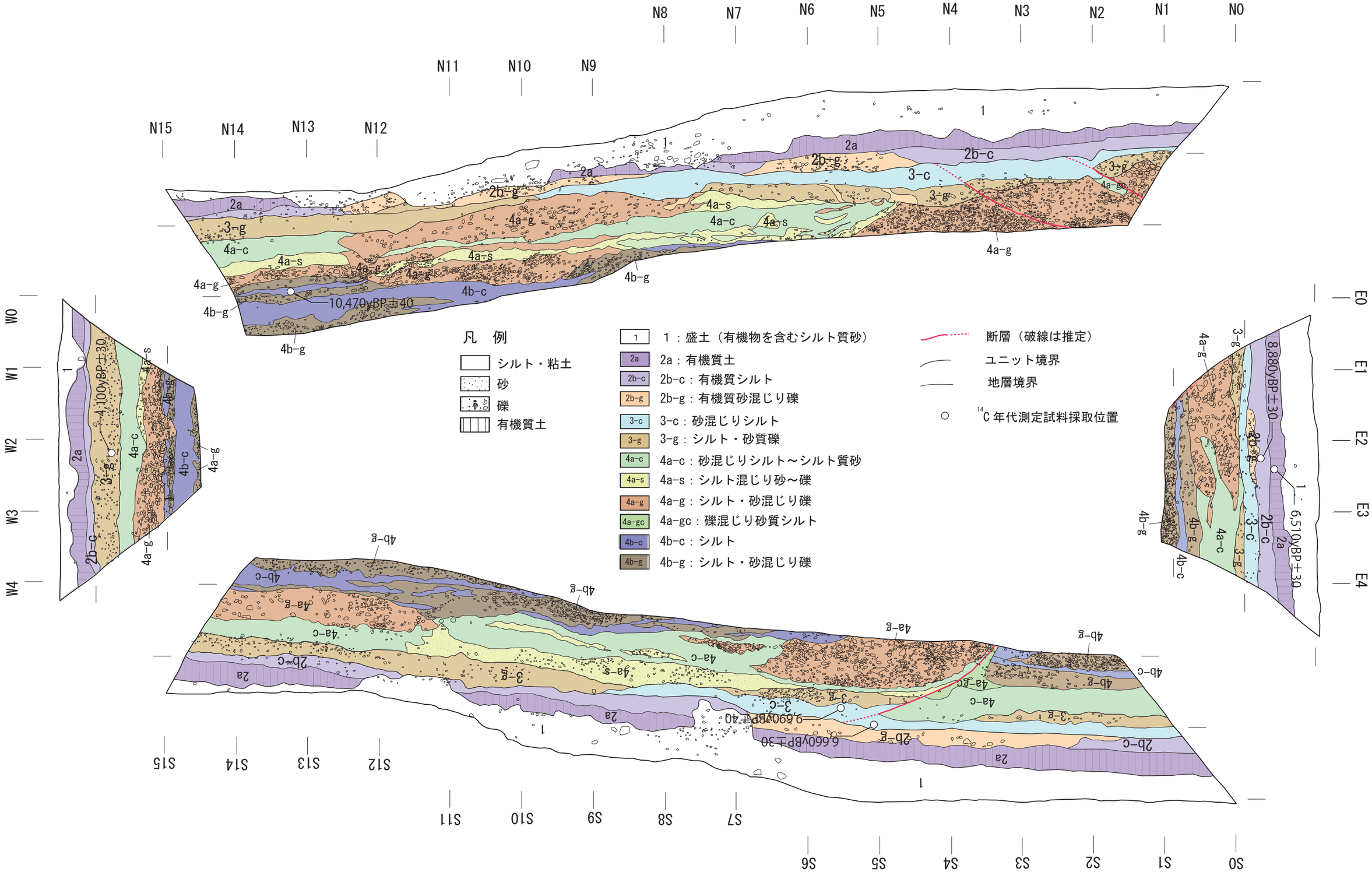


・堆積物中に明瞭な断層が認められ、CT観察の結果、右横ずれ逆断層成分を示す変形指標が認められる。
・主断層面の上盤側1cm～2cmの範囲で変形指標が明瞭である。断層近傍3cm～4cmで密度が低下する。断層面の下盤側30cmの範囲で砂礫が高角度に傾斜している。

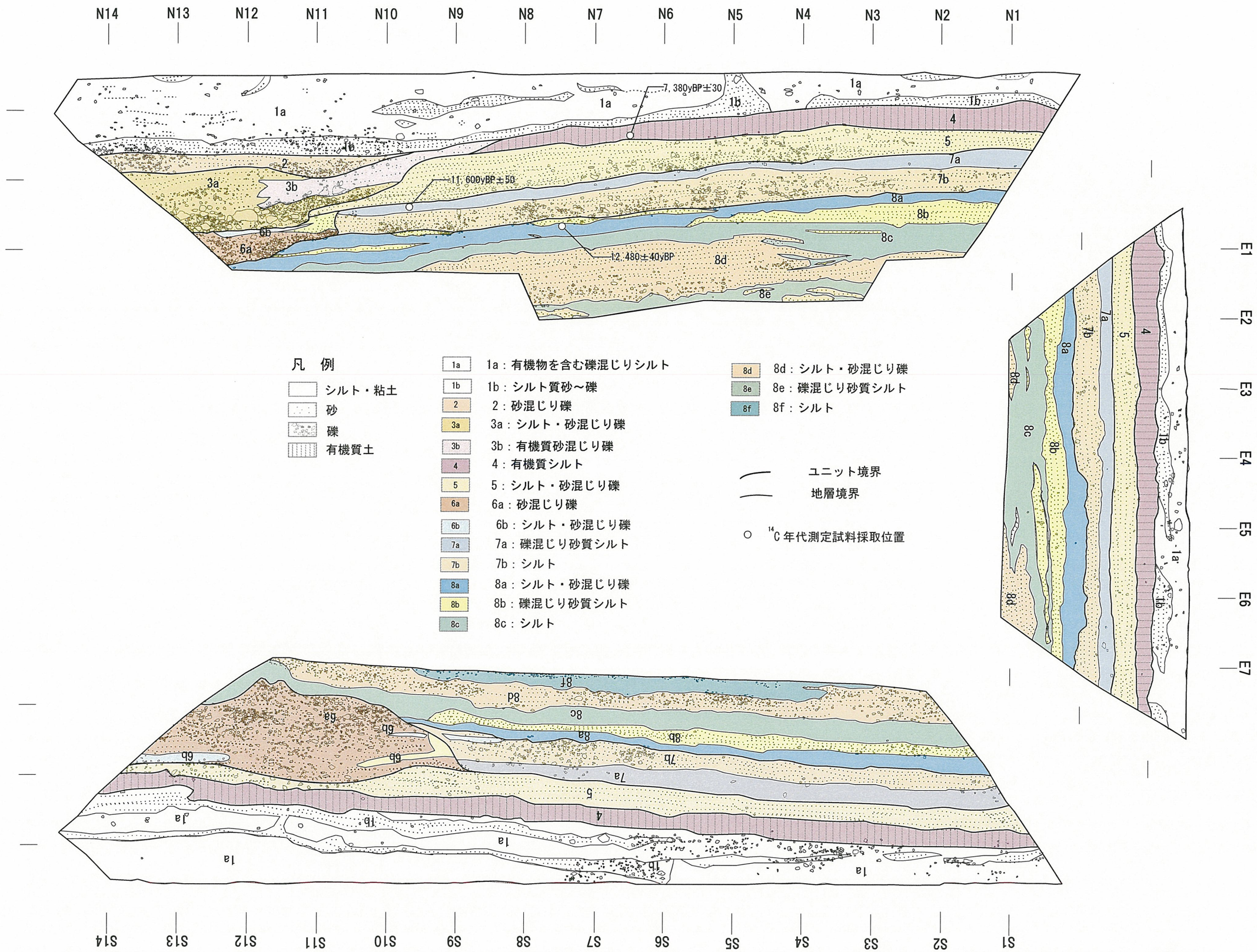
第 1.3.182 図(3)　三方断層　成願寺付近のボーリング調査結果(3)



第1.3.183図　三方断層　成願寺付近の地質断面図



第1.3.184図　三方断層　成願寺付近のトレンチ調査結果（Kトレンチ）



凡　例

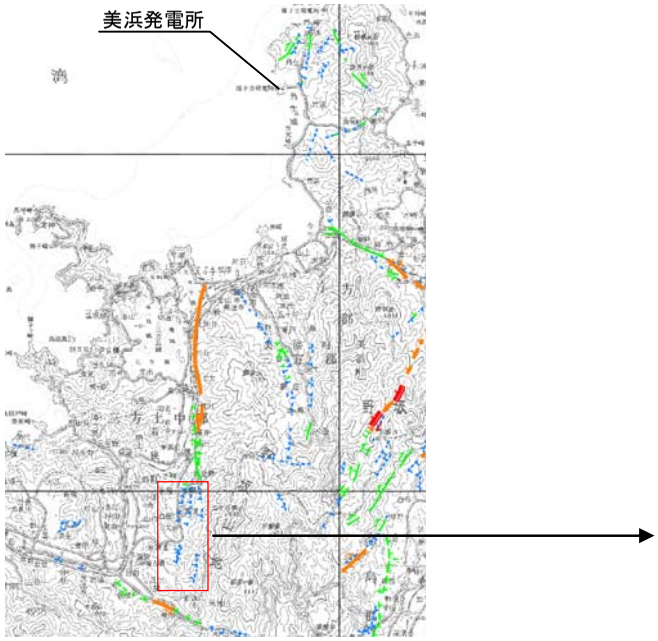
- シルト・粘土
- 砂
- 礫
- 有機質土

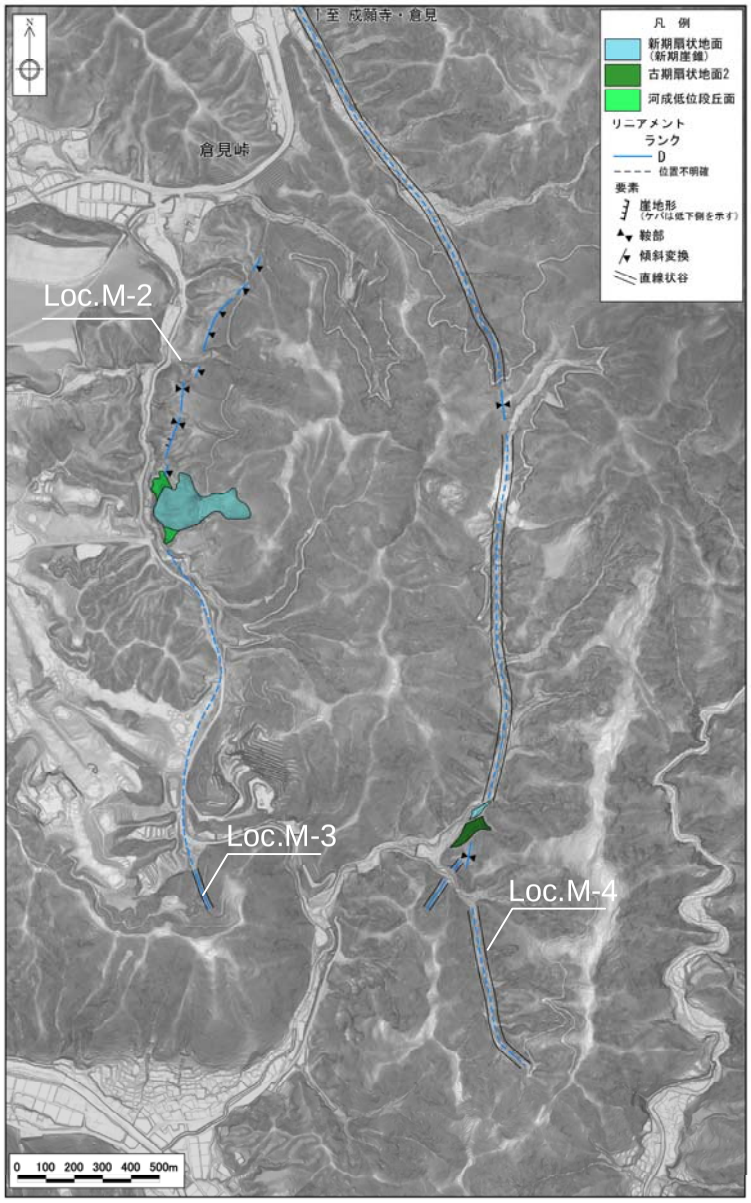
- 1a：有機物を含む礫混じりシルト
- 1b：シルト質砂～礫
- 2：砂混じり礫
- 3a：シルト・砂混じり礫
- 3b：有機質砂混じり礫
- 4：有機質シルト
- 5：シルト・砂混じり礫
- 6a：砂混じり礫
- 6b：シルト・砂混じり礫
- 7a：礫混じり砂質シルト
- 7b：シルト
- 8a：シルト・砂混じり礫
- 8b：礫混じり砂質シルト
- 8c：シルト
- 8d：シルト・砂混じり礫
- 8e：礫混じり砂質シルト
- 8f：シルト

- ユニット境界
- 地層境界

○ ^{14}C 年代測定試料採取位置

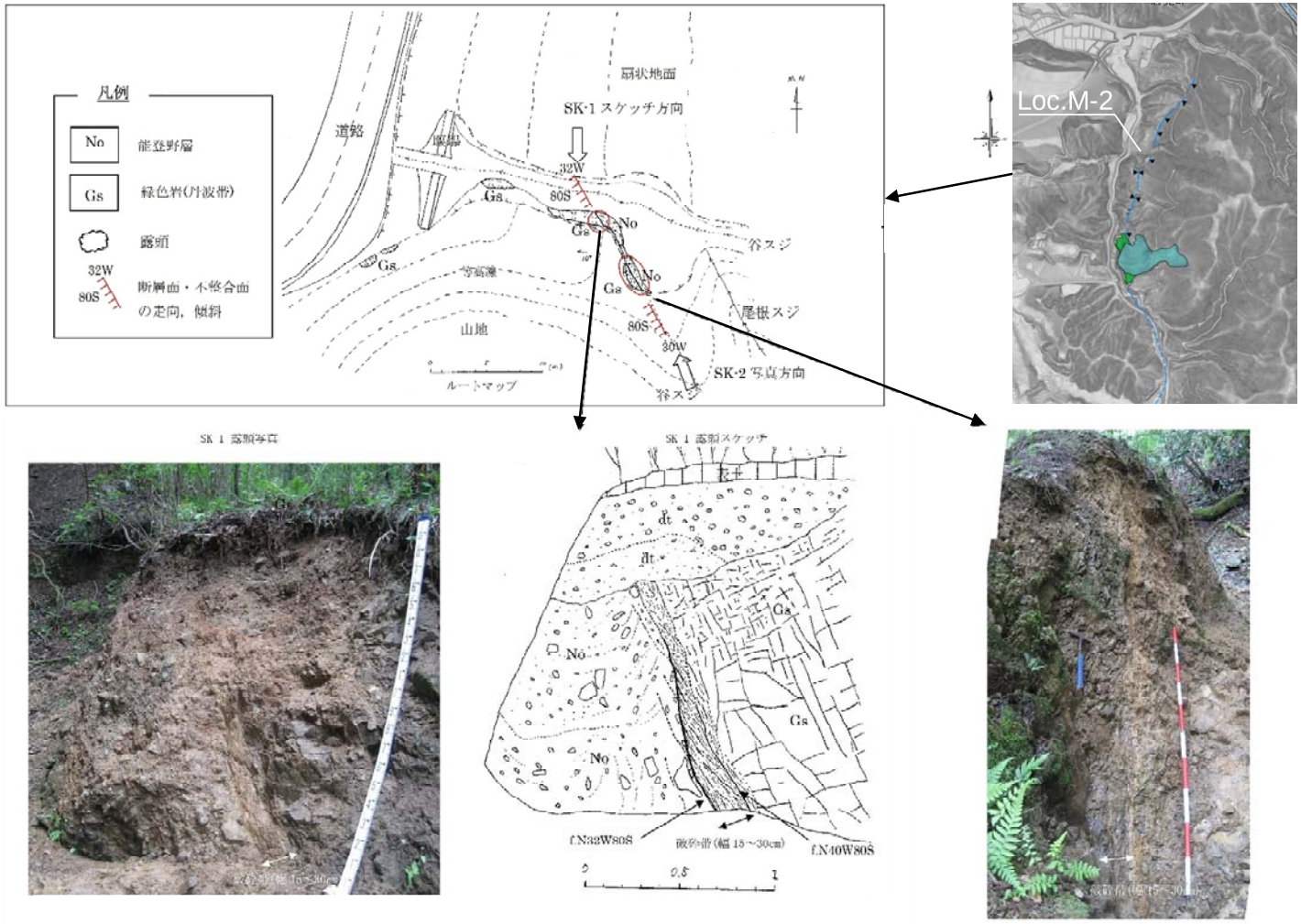
第1.3.185図　三方断層　成願寺付近のトレンチ調査結果（Cトレンチ）





・三方セグメント南端付近において、航空レーザー測量によるDEMを用いた詳細な地形判読を実施した。
・倉見峠付近から南方では、リニアメントが東西2条に枝分かれする。
・2条のリニアメントの直下（Loc.M-3、M-4）及び直下付近（Loc.M-2）において地表地質調査を実施した。

第 1.3.186 図　三方断層南端付近　航空レーザー測量により作成した地形図



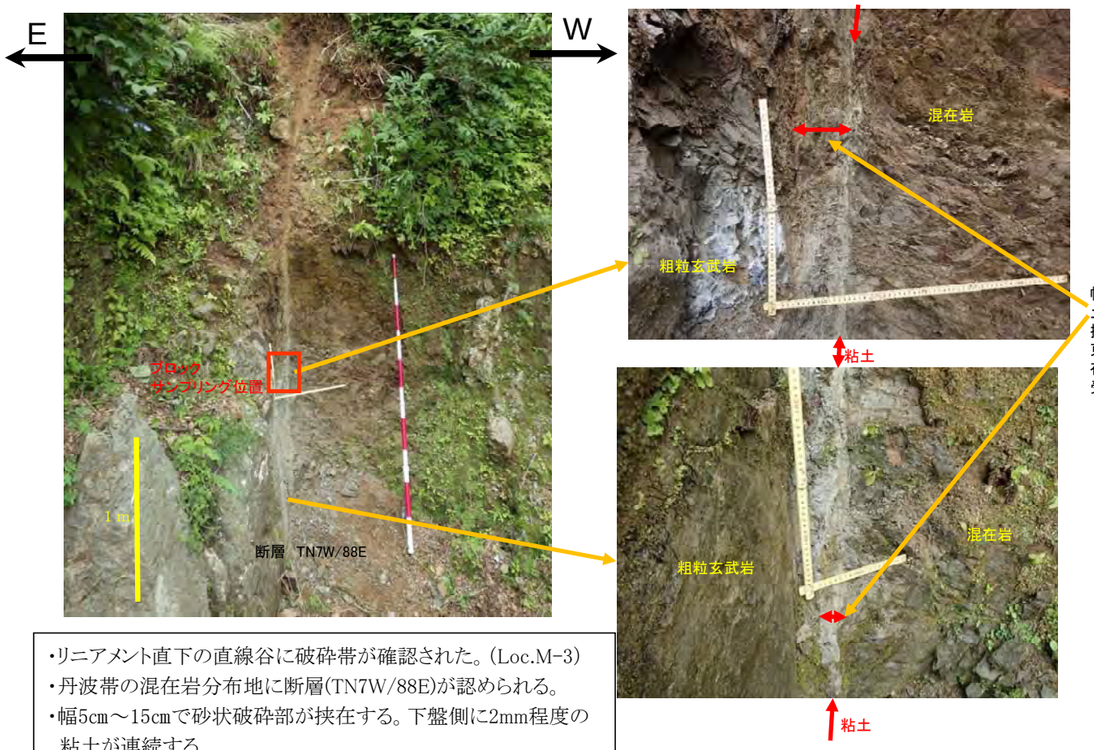
・リニアメント直下付近に逆断層露頭(Loc.M-2)が認められた。

・断層を挟んで下盤側に能登野層、上盤側に緑色岩(丹波帯)が分布。断層は崖錐堆積物に覆われる。

・破砕帯は主に緑色岩中に認められ、幅約15cm～約30cmの砂状破砕部で、褐色に風化している。下盤側に約2mm～約10mmの褐色粘土を伴う。断層面は下盤側で比較的明瞭であるが、直線性に乏しく、上部で不明瞭となっている。

・断層面の走向はN30Wで、傾斜は高角度南落ちである。能登野層中の礫は断層付近で上方へドラッグされており、逆断層センスの運動方向も想定される。

第 1.3.187 図　三方断層　倉見峠南方の地表地質調査結果（Loc.M-2）



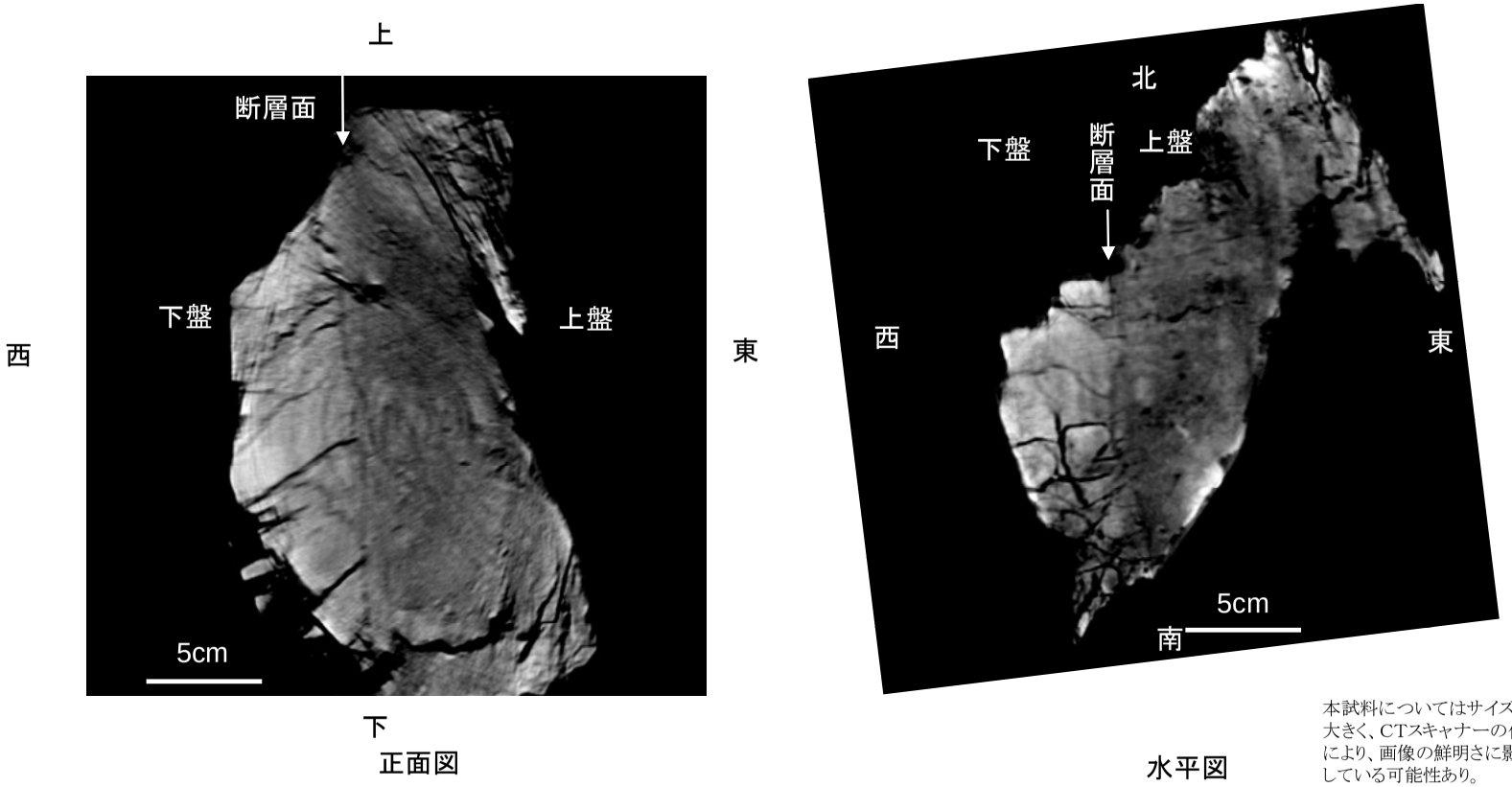
幅5cm～15cmで粘土～砂状破砕部が挟在。
東側(下盤側)の混在岩は弱い変形を受けている。

・リニアメント直下の直線谷に破砕帯が確認された。(Loc.M-3)
・丹波帯の混在岩分布地に断層(TN7W/88E)が認められる。
・幅5cm～15cmで砂状破砕部が挟在する。下盤側に2mm程度の粘土が連続する。
・断層の東側(下盤側)には、幅2m程度で粗粒玄武岩が挟在する。
・粘土～砂状破砕部上でブロックサンプリングを実施した。



・破砕帯のうち粘土が確認された下盤側の条線は80L。
・上盤側の粗粒玄武岩には76Rの条線が確認される。

第 1.3.188 図　三方断層　新道北方の露頭写真（Loc.M-3）



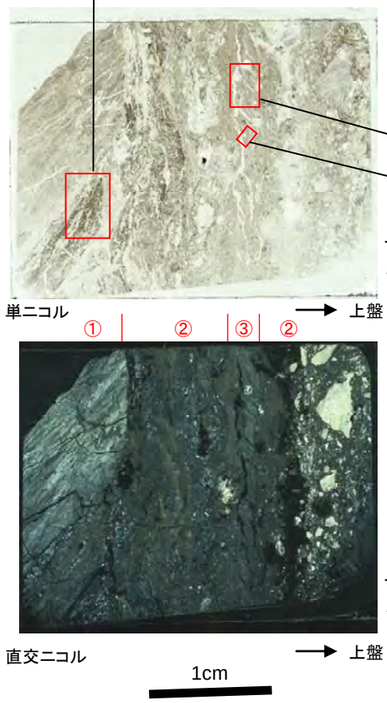
断層の走向傾斜：TN7W/88E

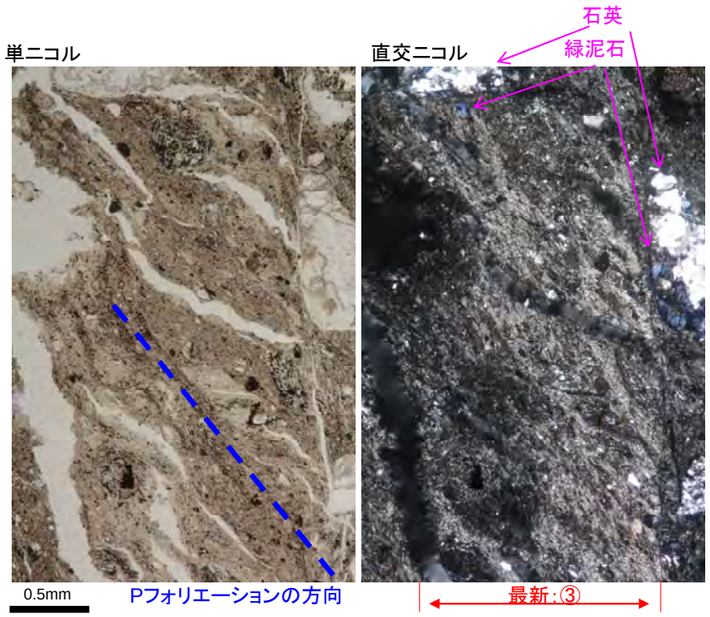
縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：右横ずれ

断層面はブロック中央部に認められる。

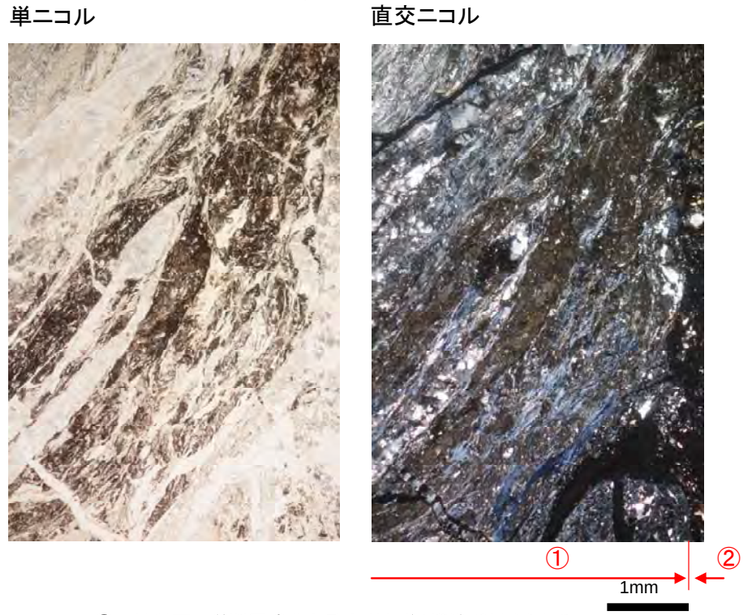
断層面に沿って幅2mm程度の低密度部が認められる。

第 1.3.189 図　三方断層　新道北方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.M-3）



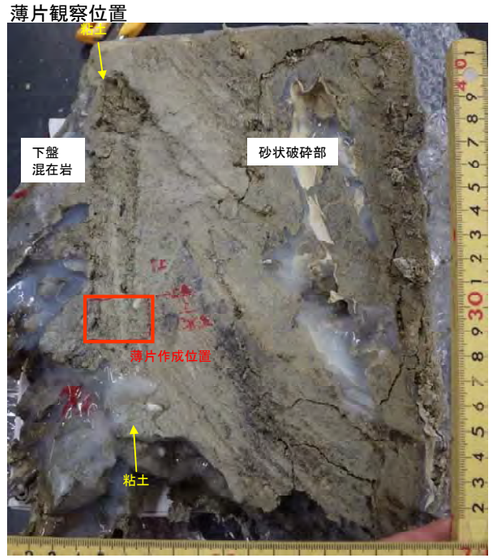


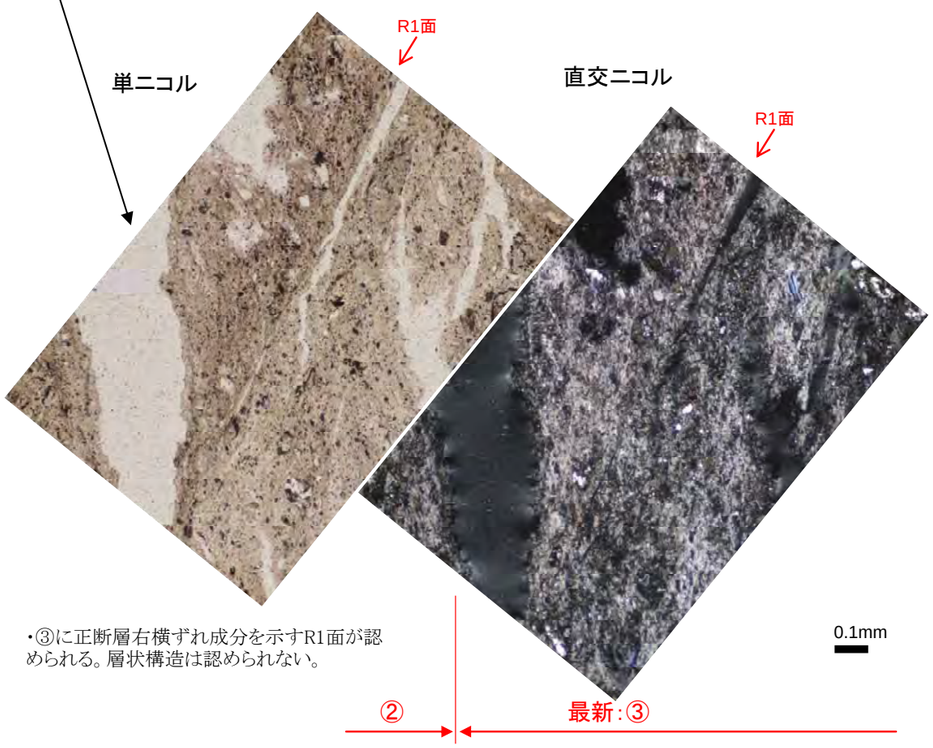
・③に正断層右横ずれ成分を示すPフォリエーションが認められる。層状構造は認められない。
・②中には破砕した緑泥石やサブグレイン化した石英が認められる



・①の緑泥石に逆断層成分を示す引きずり構造が認められる。
・①上部は破砕程度が低い

薤片観察位置



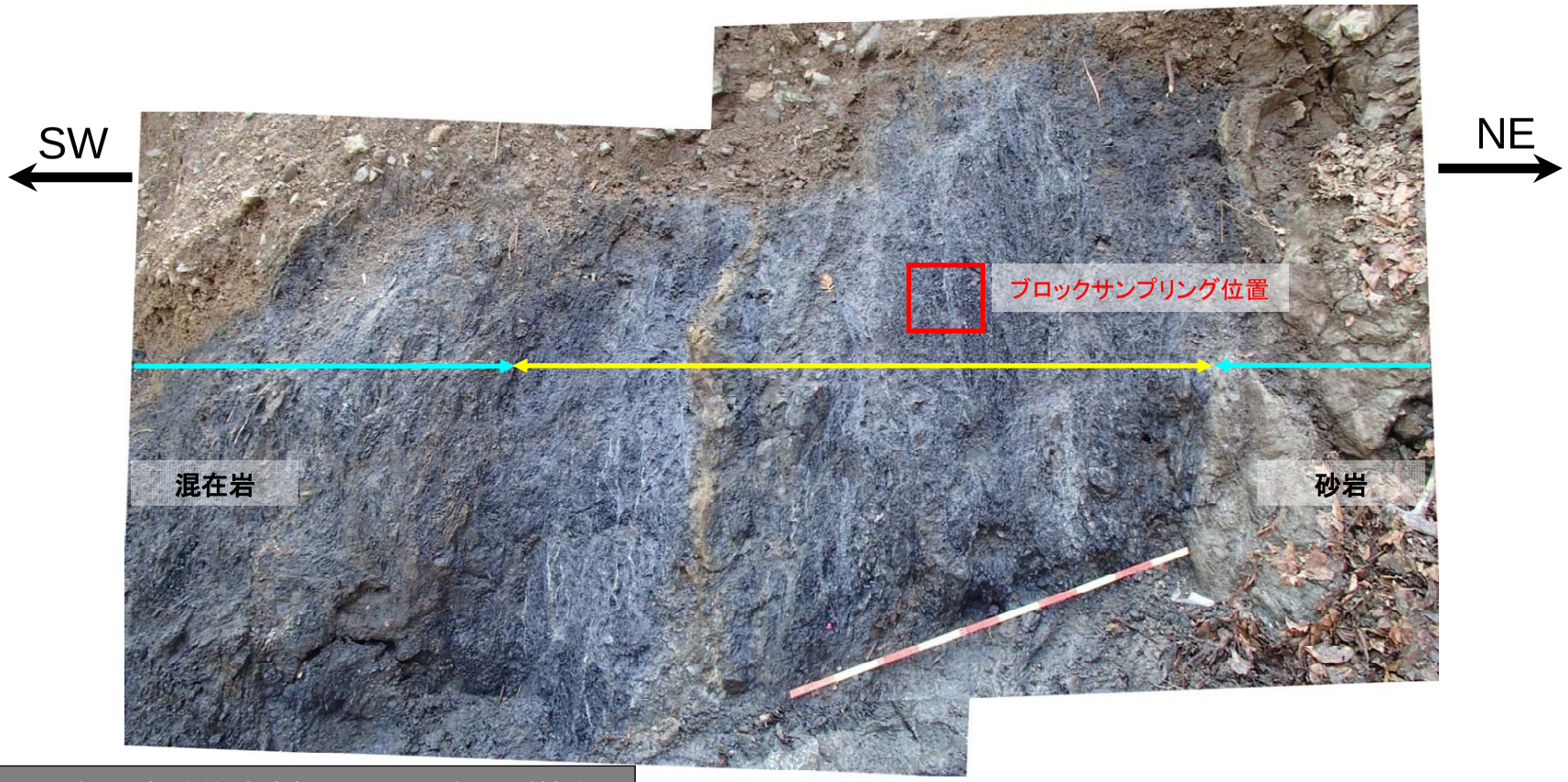


・③に正断層右横ずれ成分を示すR1面が認められる。層状構造は認められない。

薄片観察結果

・分帯:①カタクレーサイト、②断層角礫帯、③粘土状破砕部(断層ガウジ)
・分帯はテクスチャーに基づく
・①中には緑泥石脈が配列しており破砕していない
・②及び③には破砕されフラグメント化した緑泥石・方解石・石英が認められ、石英にはサブグレイン化しているものもある
・③は②の中を通って連続している
・①では逆断層成分を示す引きずり構造が認められる
・③に正断層成分を示すPフォリエーション、R1面が認められる
・以上のことから、断層活動は逆断層成分から正断層成分に反転した可能性がある

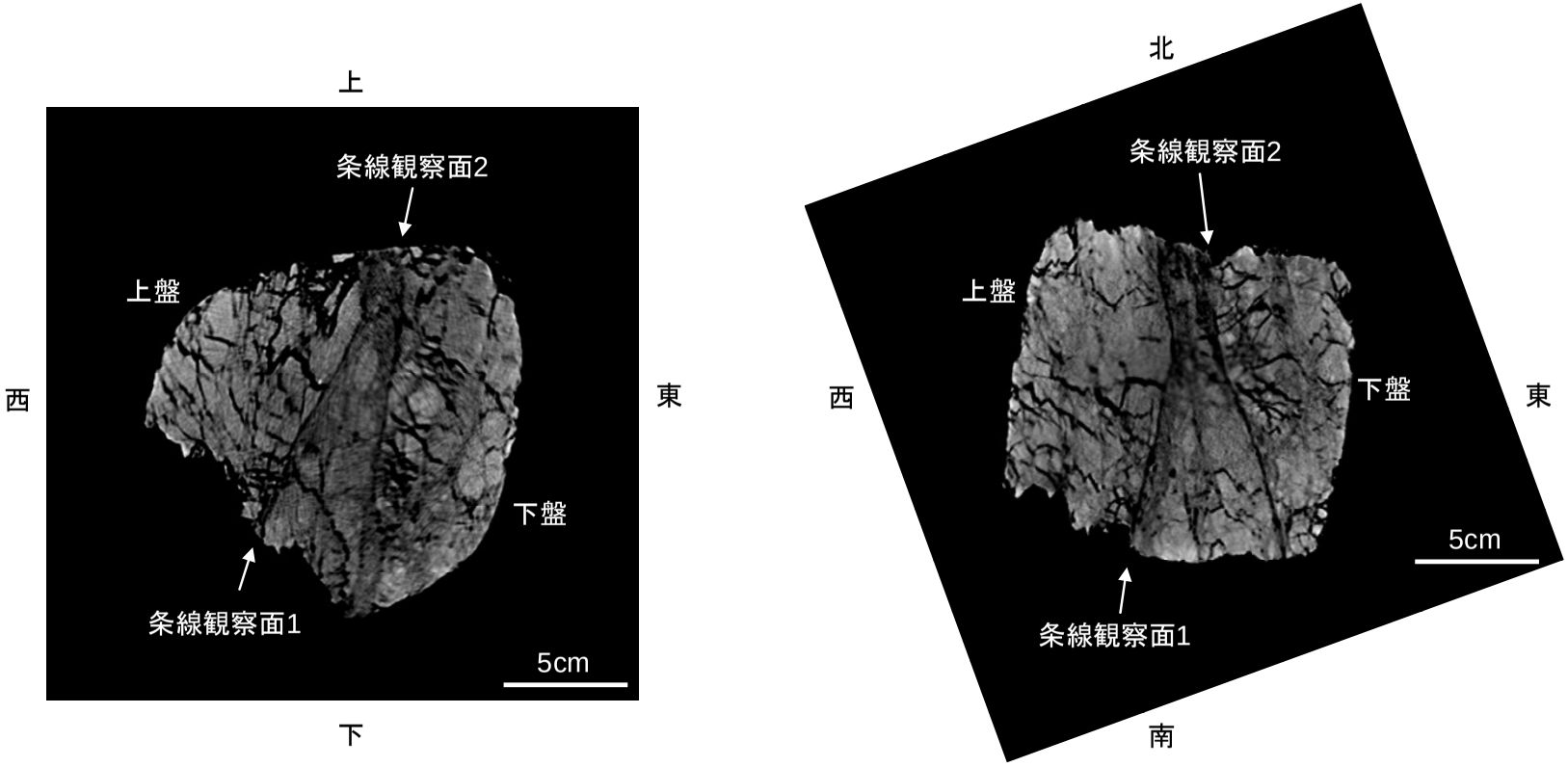
第 1.3.190 図　三方断層　新道北方の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.M-3）



幅約2.5mの固結した角礫状破砕部中に網目状に分布する粘土脈が認められ、露頭内で粘土脈端部が確認できるものが多い。

認められた粘土脈のうち、最も明瞭・直線的な粘土脈部分でブロックをサンプリングし、CT・条線観察を実施した。

第 1.3.191 図　三方断層　新道北東方の露頭写真（Loc.M-4）



面構造の走向傾斜:TN20W/70W

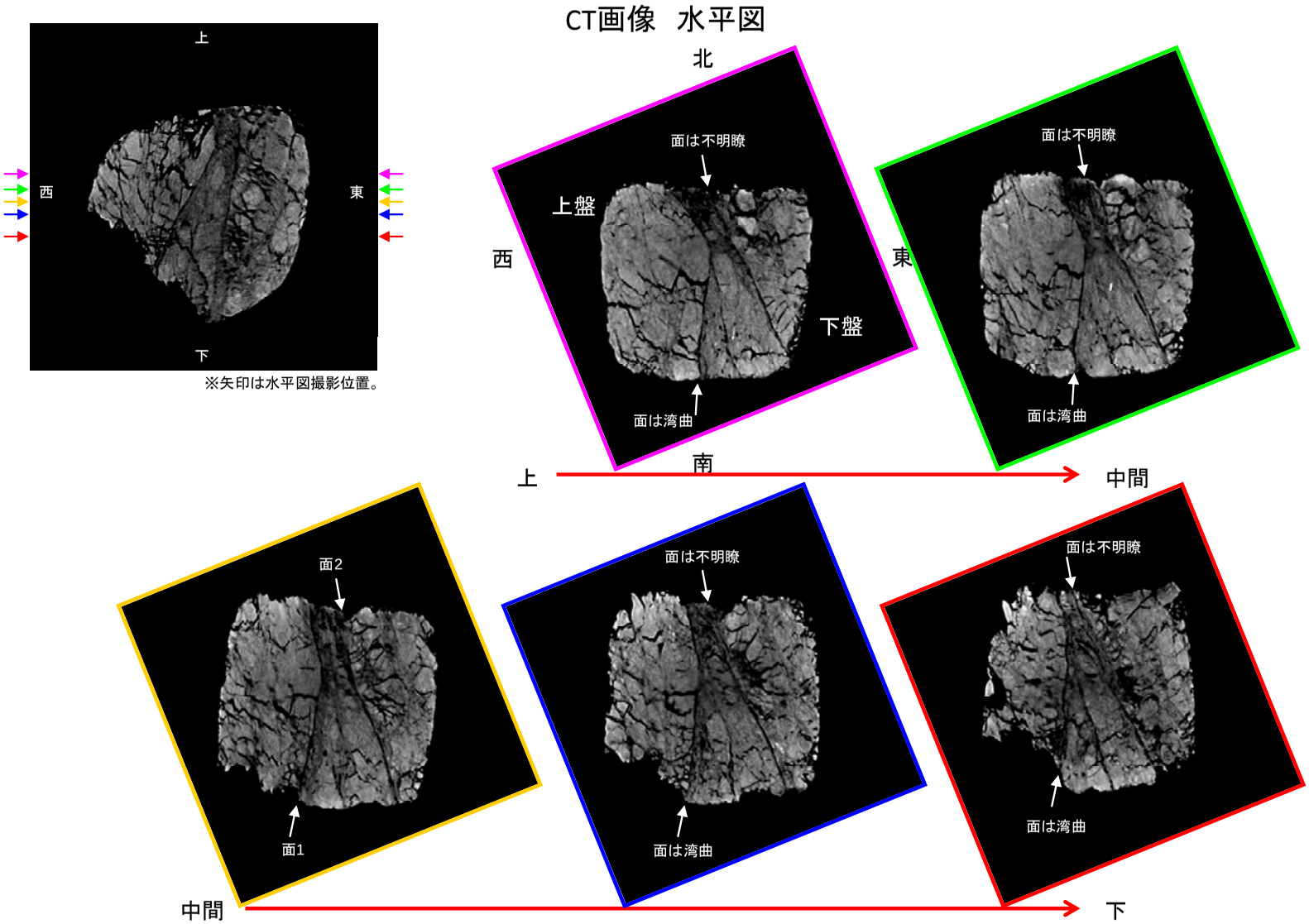
縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

ブロック中には2条の湾曲した面が認められる。

この2条の面に挟まれた部分はやや密度が低下する。

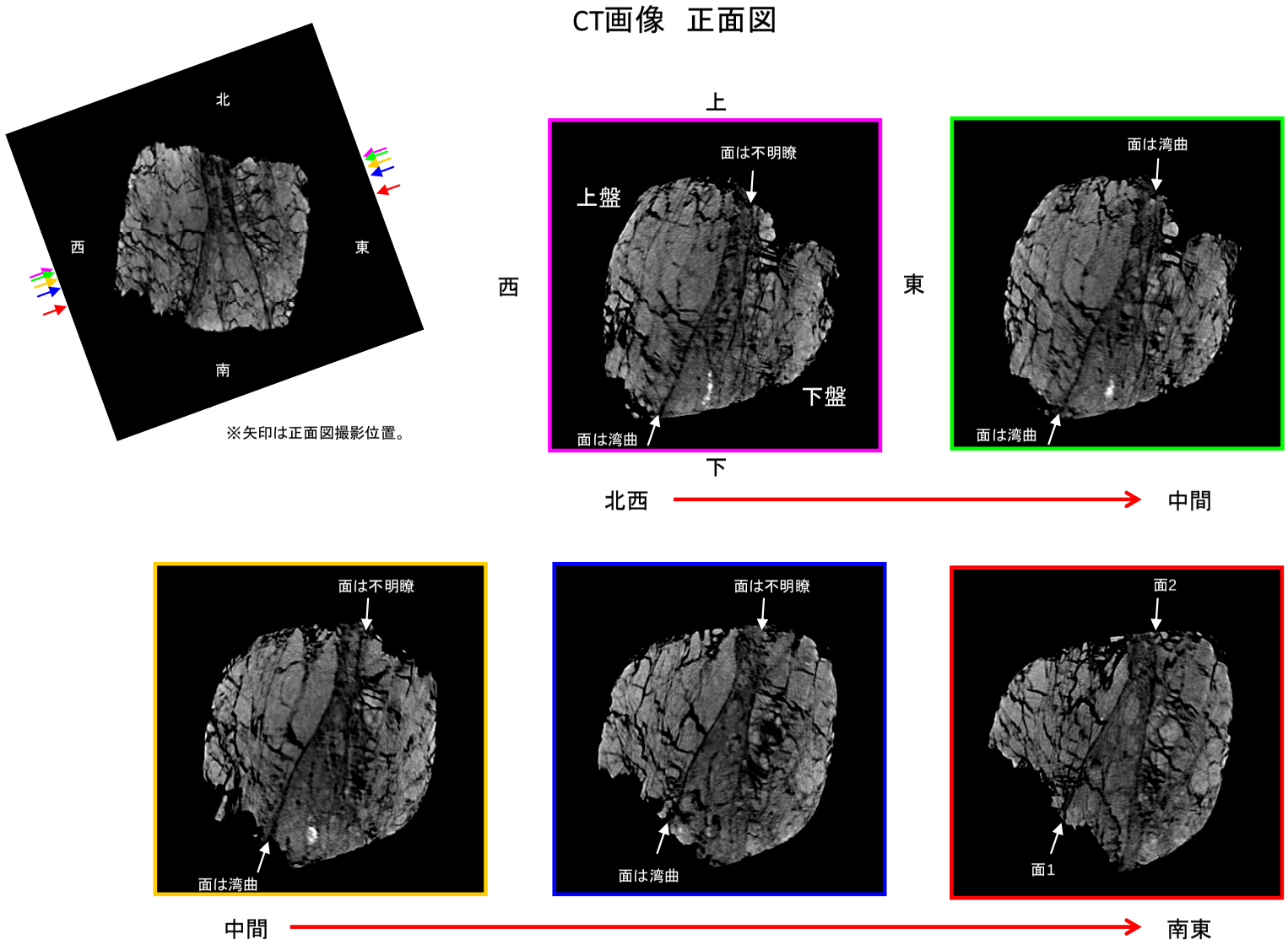
密度低下部中の構造はランダムである。

第 1.3.192 図(1)　三方断層　新道北東方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.M-4）(1)



・複合面構造は認められない。面のような構造はあるが、面1は上の断面では大きく湾曲し、直線性に乏しい。
・面2は下の断面では不明瞭で連続性に乏しい。
・三次元的に他の構造に切られず、直線性・連続性が相対的に富む断層面は認められない。

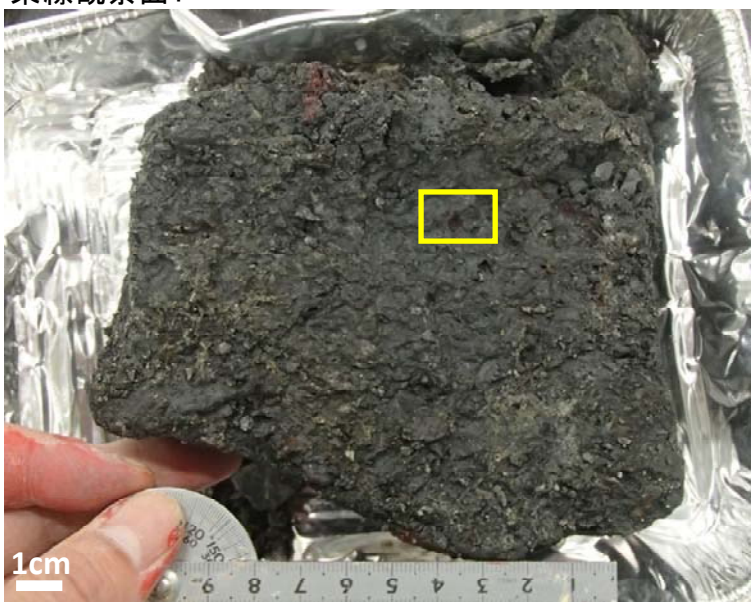
第 1.3.192 図(2)　三方断層　新道北東方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.M-4）(2)



・複合面構造は認められない。面のような構造はあるが、面1は北西の断面では大きく湾曲し、直線性に乏しくなる。
・面2は北西の断面では不明瞭で連続性に乏しくなる。
・三次元的に他の構造に切られず、直線性・連続性が相対的に富む断層面は認められない。

第 1.3.192 図(3)　三方断層　新道北東方の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果（Loc.M-4）(3)

条線観察面1



下盤上面



面の状況

条線は認められない。

第 1.3.193 図(1)　三方断層　新道北東方の破砕部　ブロック試料の条線観察結果（Loc.M-4）(1)

条線観察面2



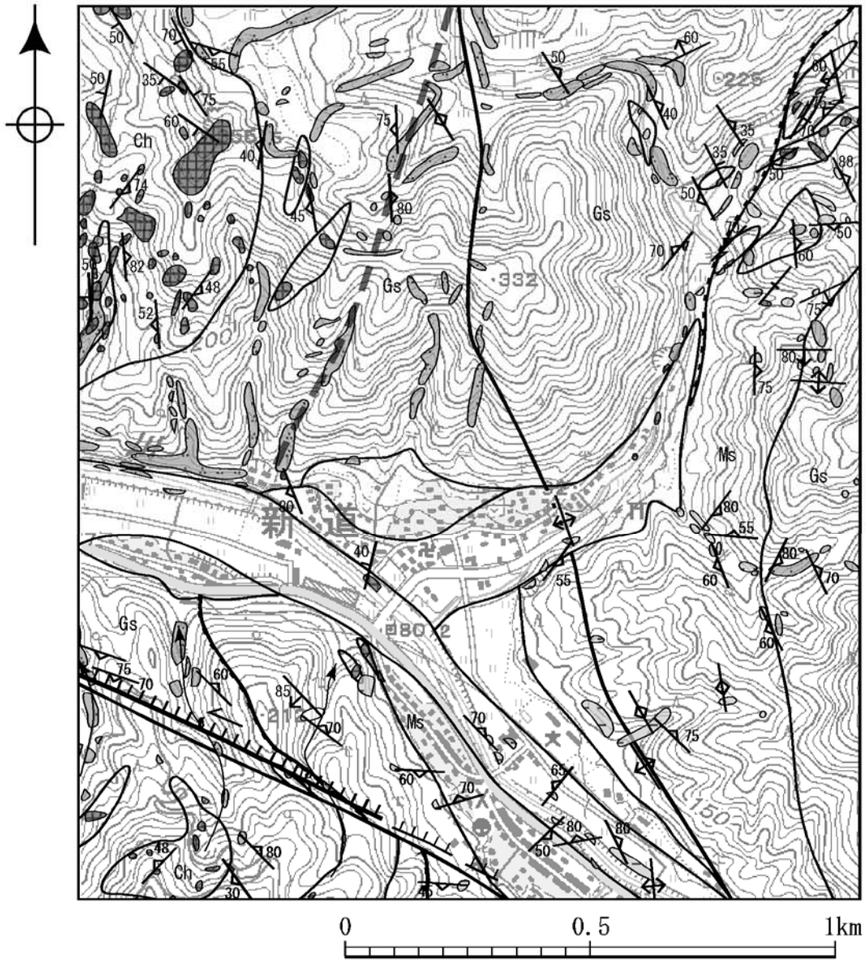
下盤上面

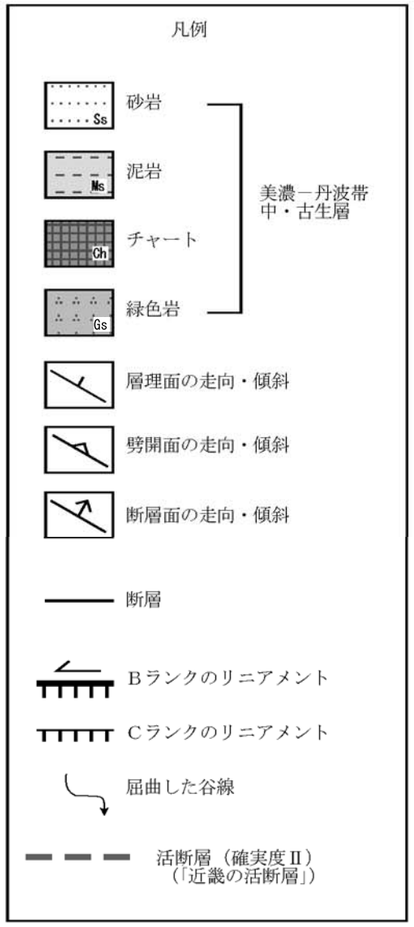


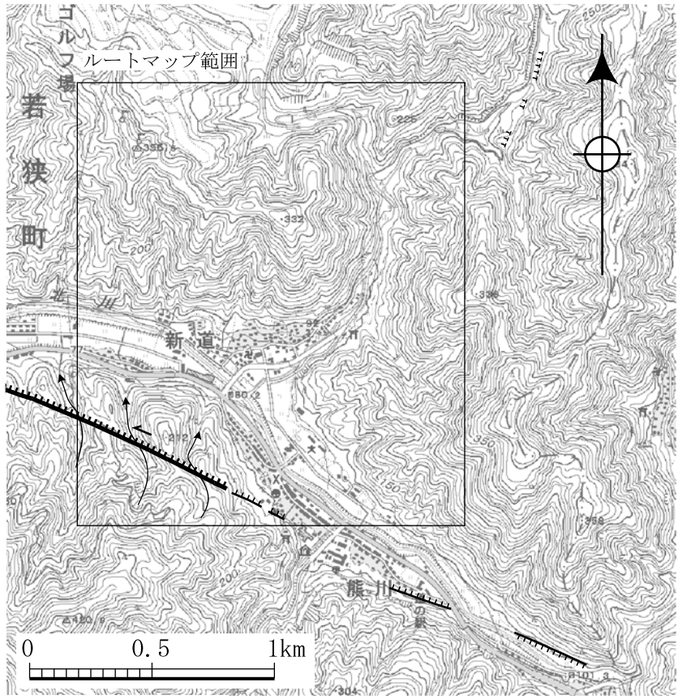
面の状況

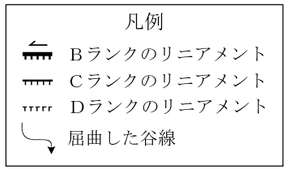
条線は認められない。

第 1.3.193 図(2)　三方断層　新道北東方の破砕部　ブロック試料の条線観察結果（Loc.M-4）(2)









「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図25000（地図画像）を複製したものである。
（承認番号　平28情複，第16号）」

第1.3.194図　三方断層　新道付近の詳細ルートマップ（Loc.Mt-1）

凡　例

F-0　断層及び断層名
（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）

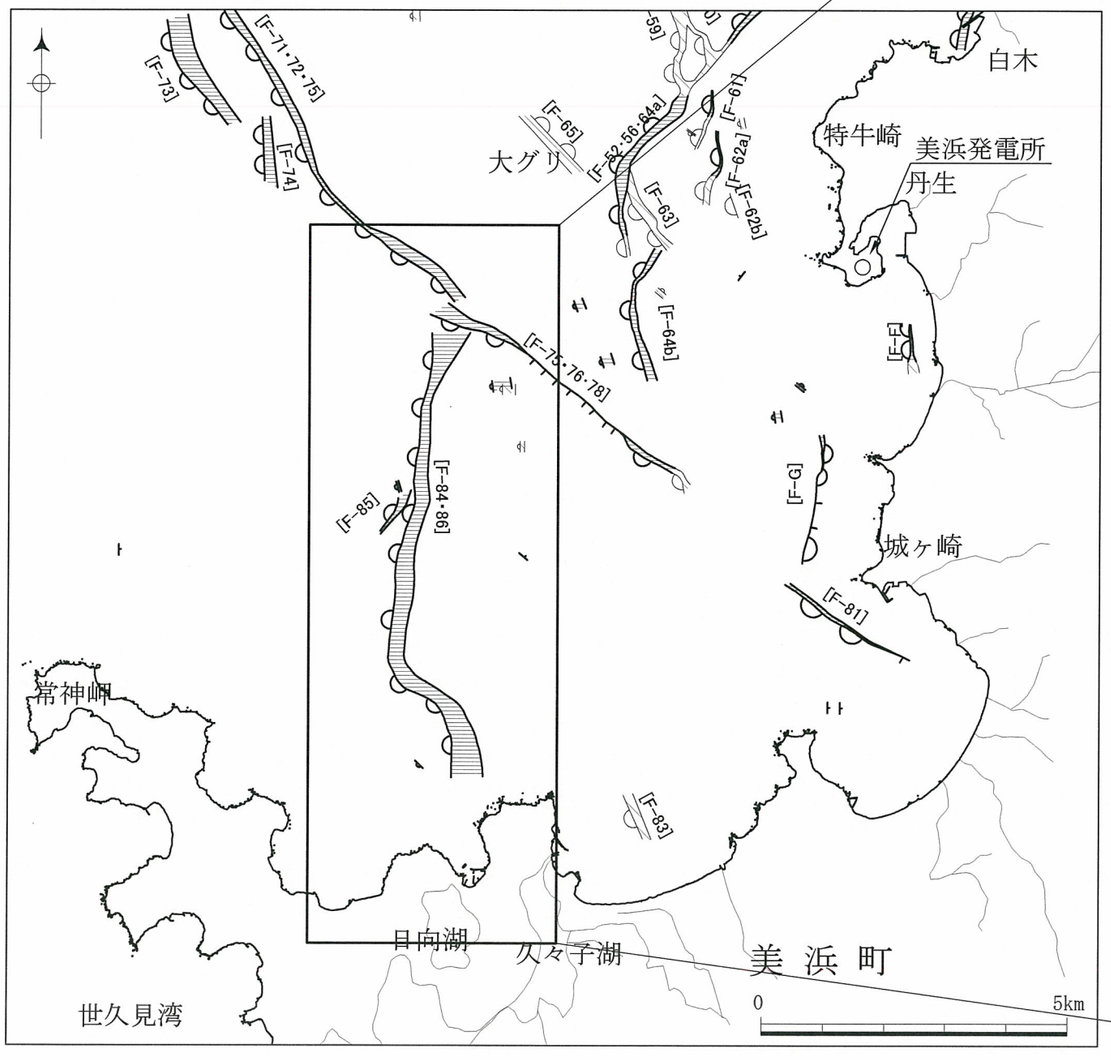
F-29　断層及び断層名
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

基部 / 頂部　変形の及んでいる範囲

＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず，撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

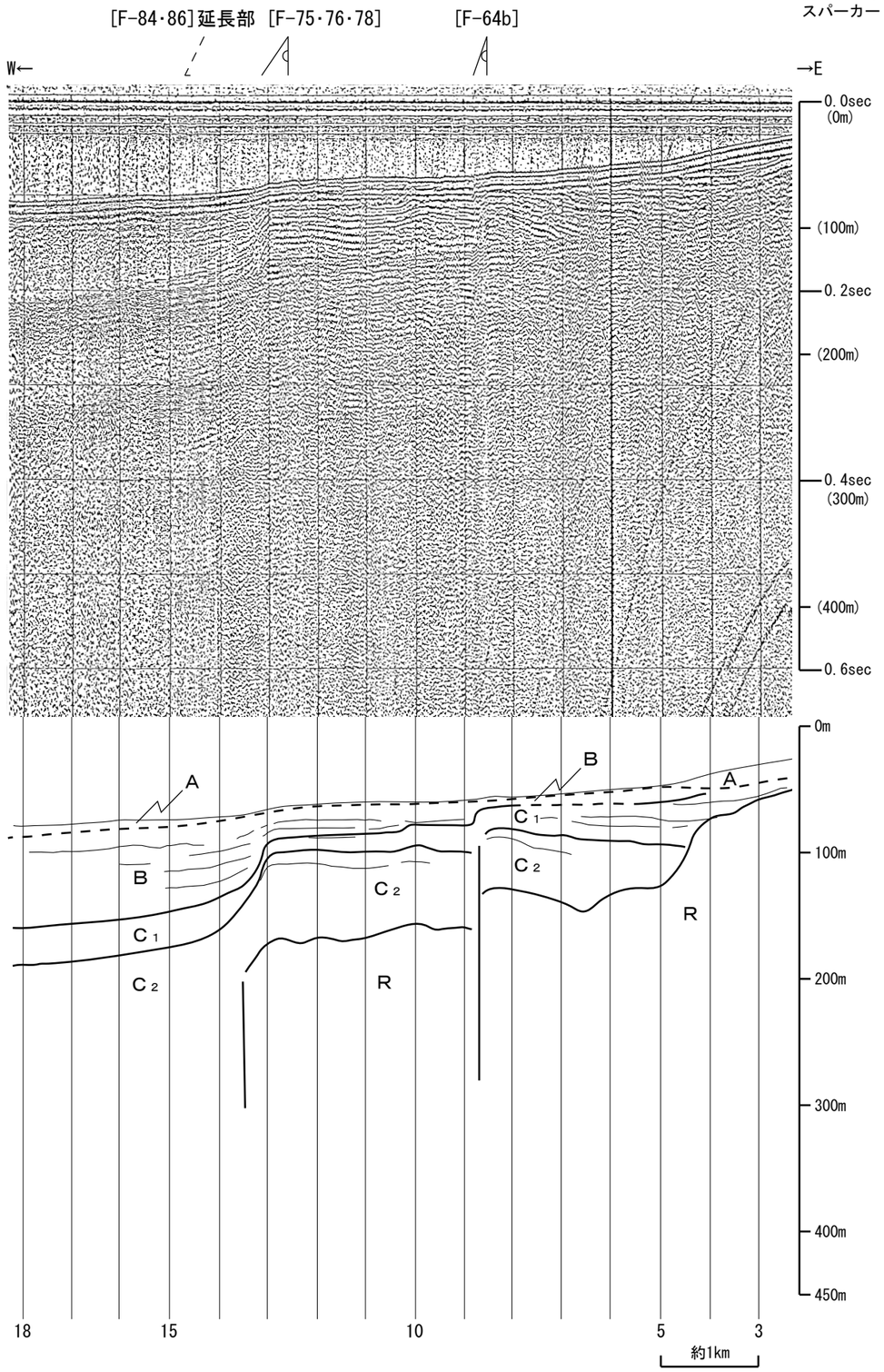




第1.3.195図　三方断層（海域）周辺の海底地形調査結果

No. 40-2

海保(1980)
スパーカー



音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

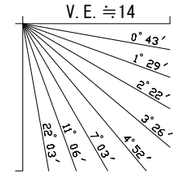
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

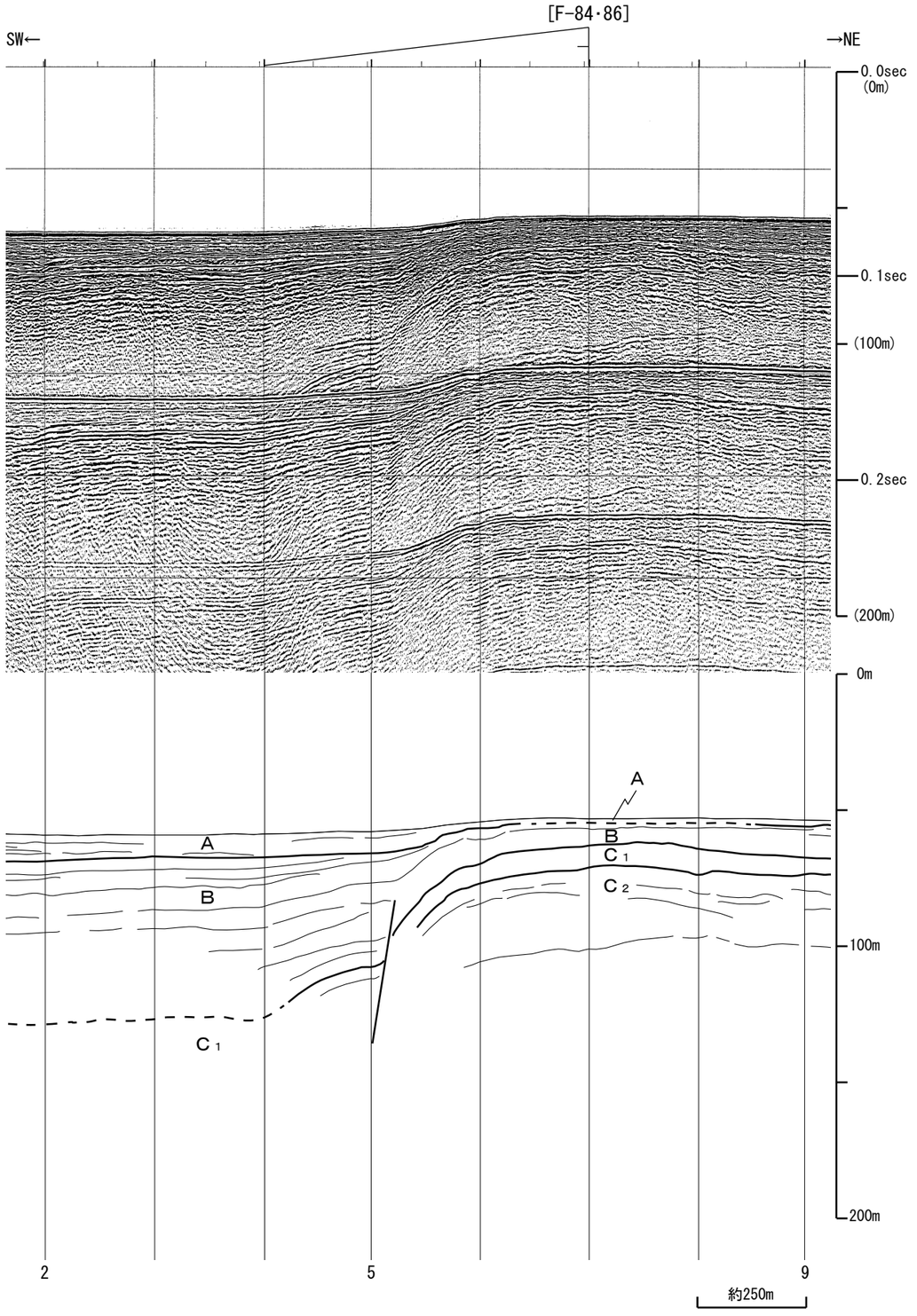


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.196図(1)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（No.40-2）

NDGM7
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

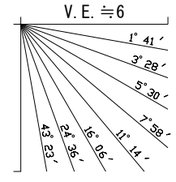
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

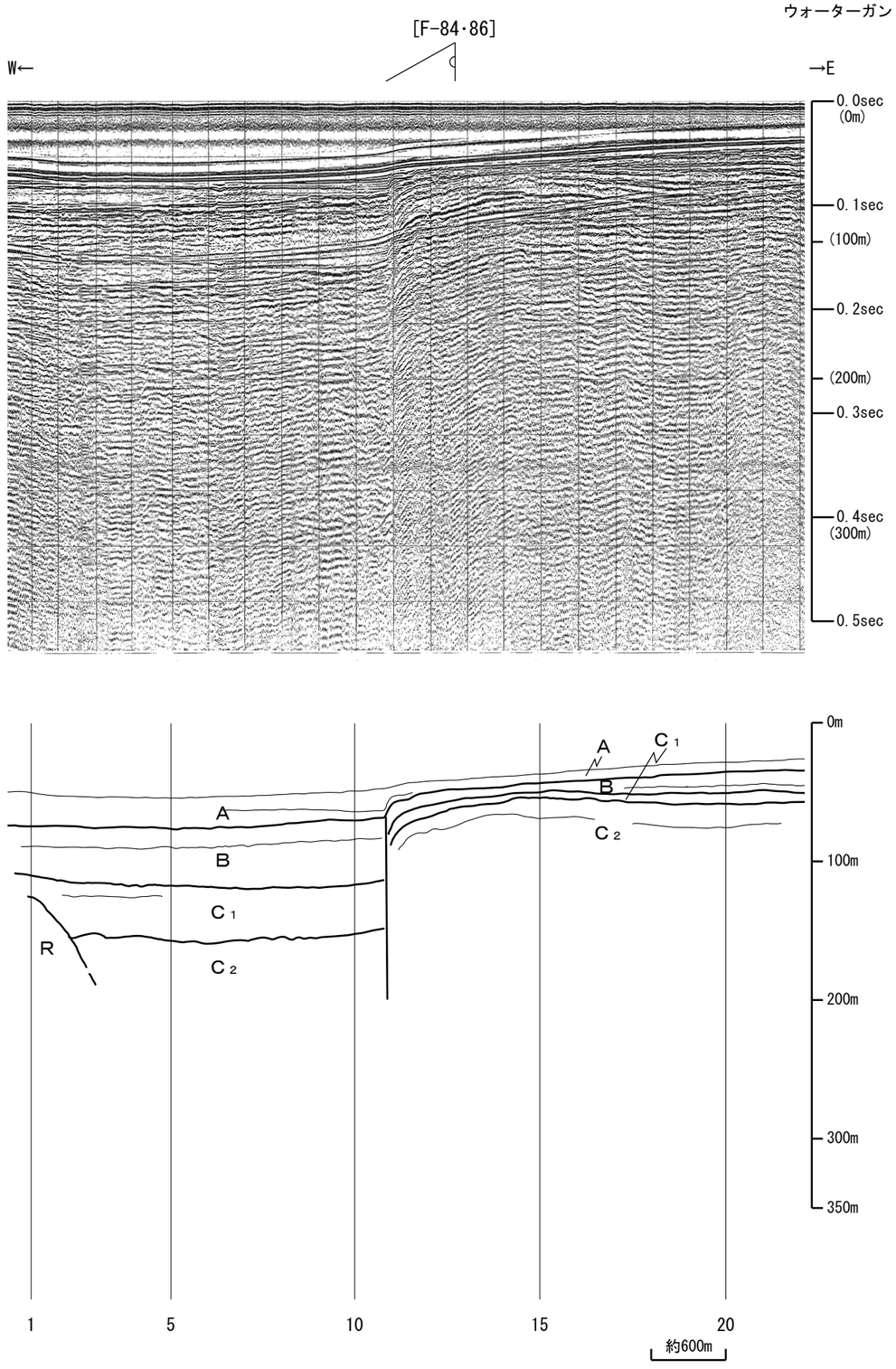


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.196図(2)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（NDGM7）

AW46E
日本原電1998
ウォーターガン



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

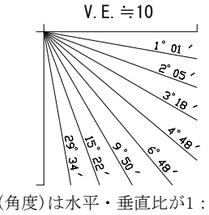
断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

V.E. ≒10

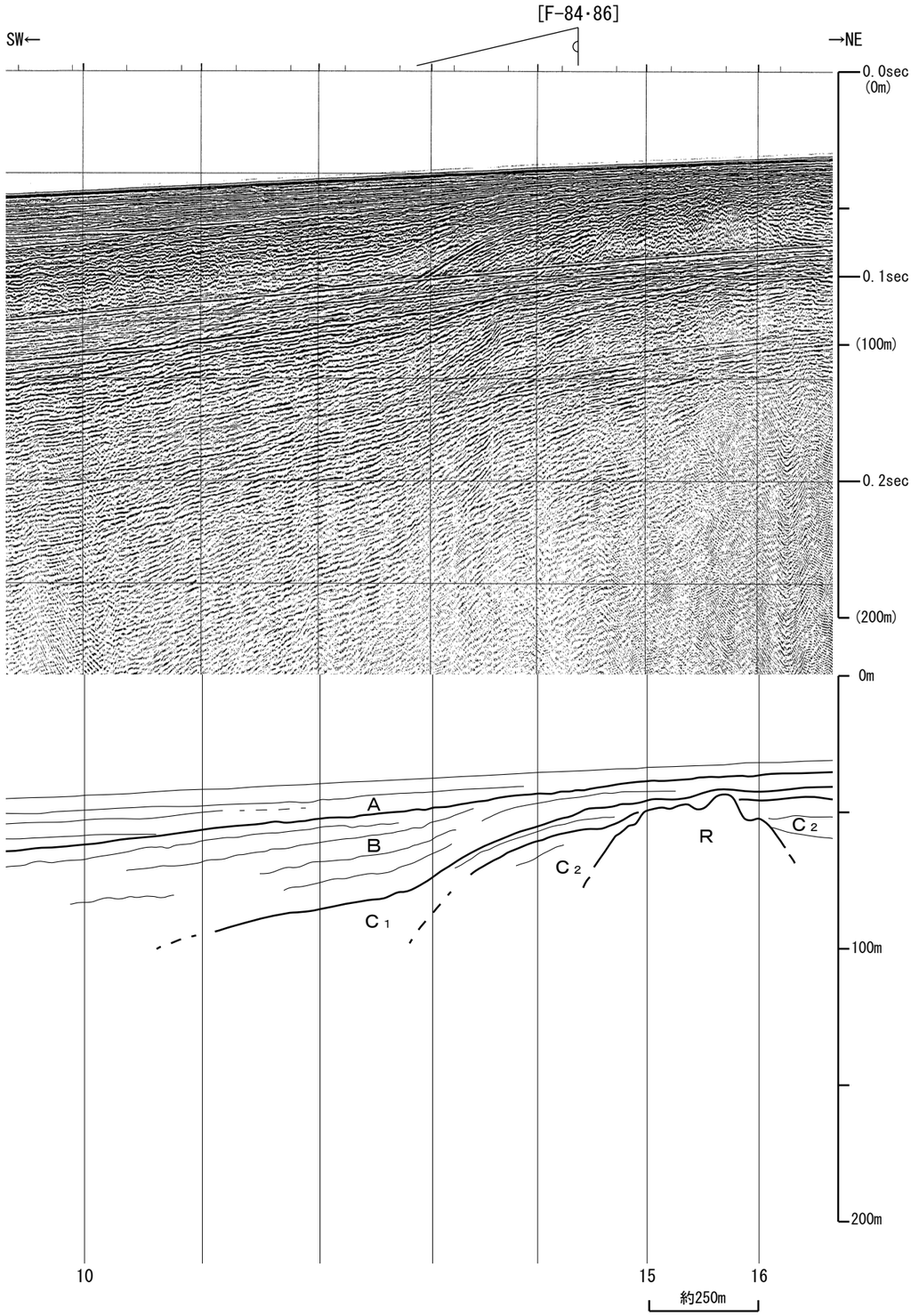


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.196図(3)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（AW46E）

NDGM17
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部
基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

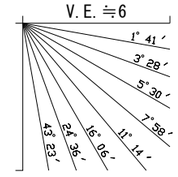
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

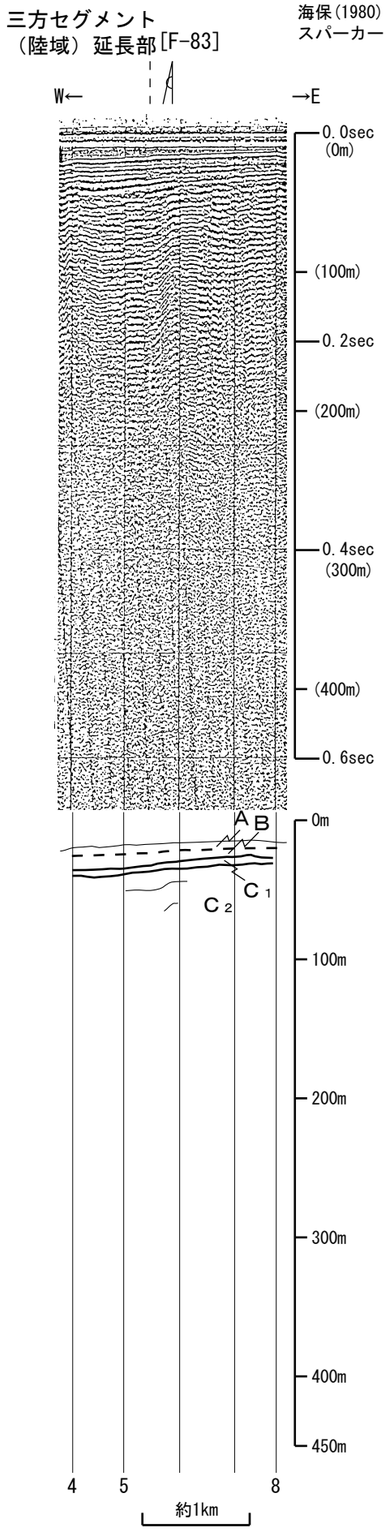


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.196図(4)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（NDGM17）

No. 49-1



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

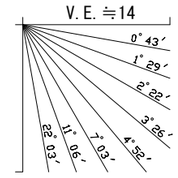
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

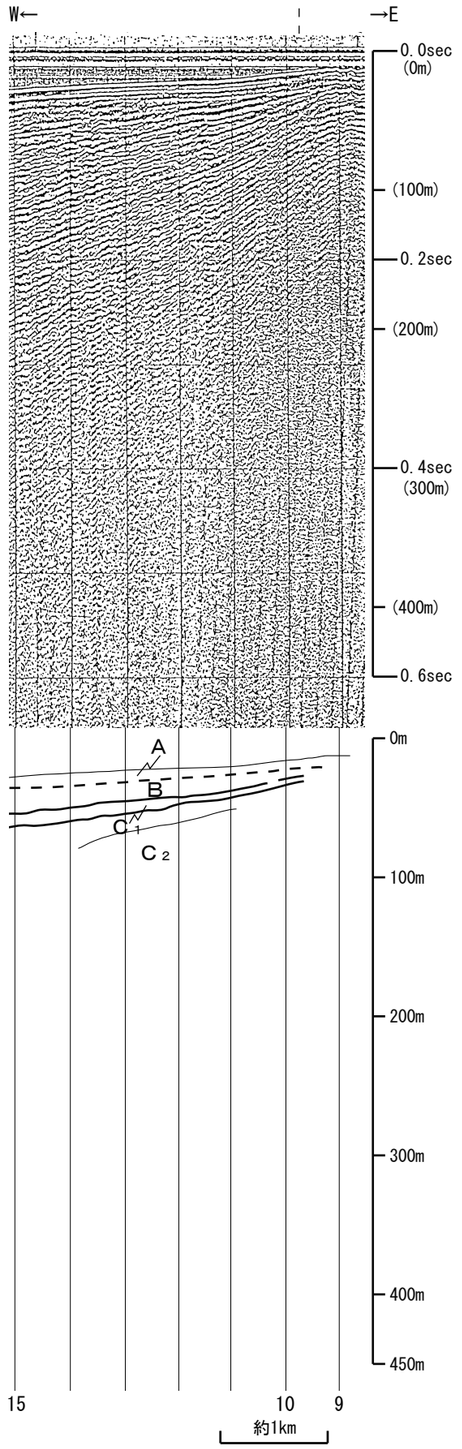
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

第1.3.196図(5)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（No.49-1）

No. 105-6

海保(1980)
スパーカー

三方セグメント
（陸域）延長部



音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。
地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

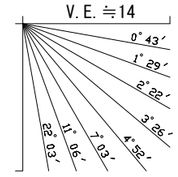
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

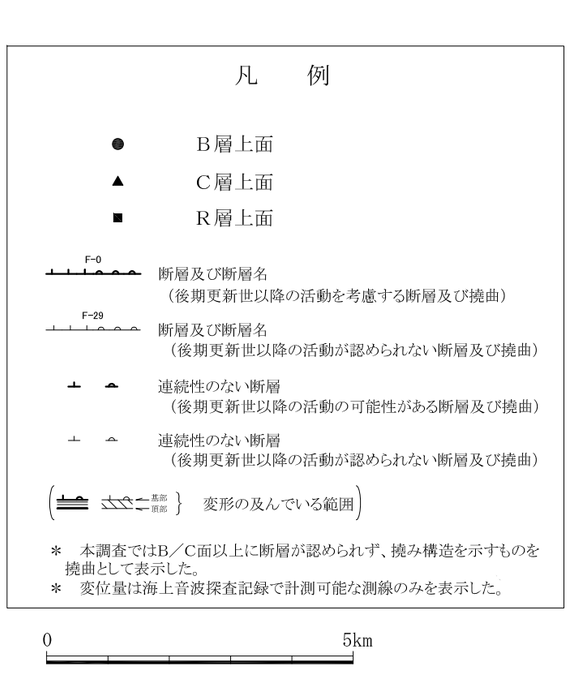
推定地層境界

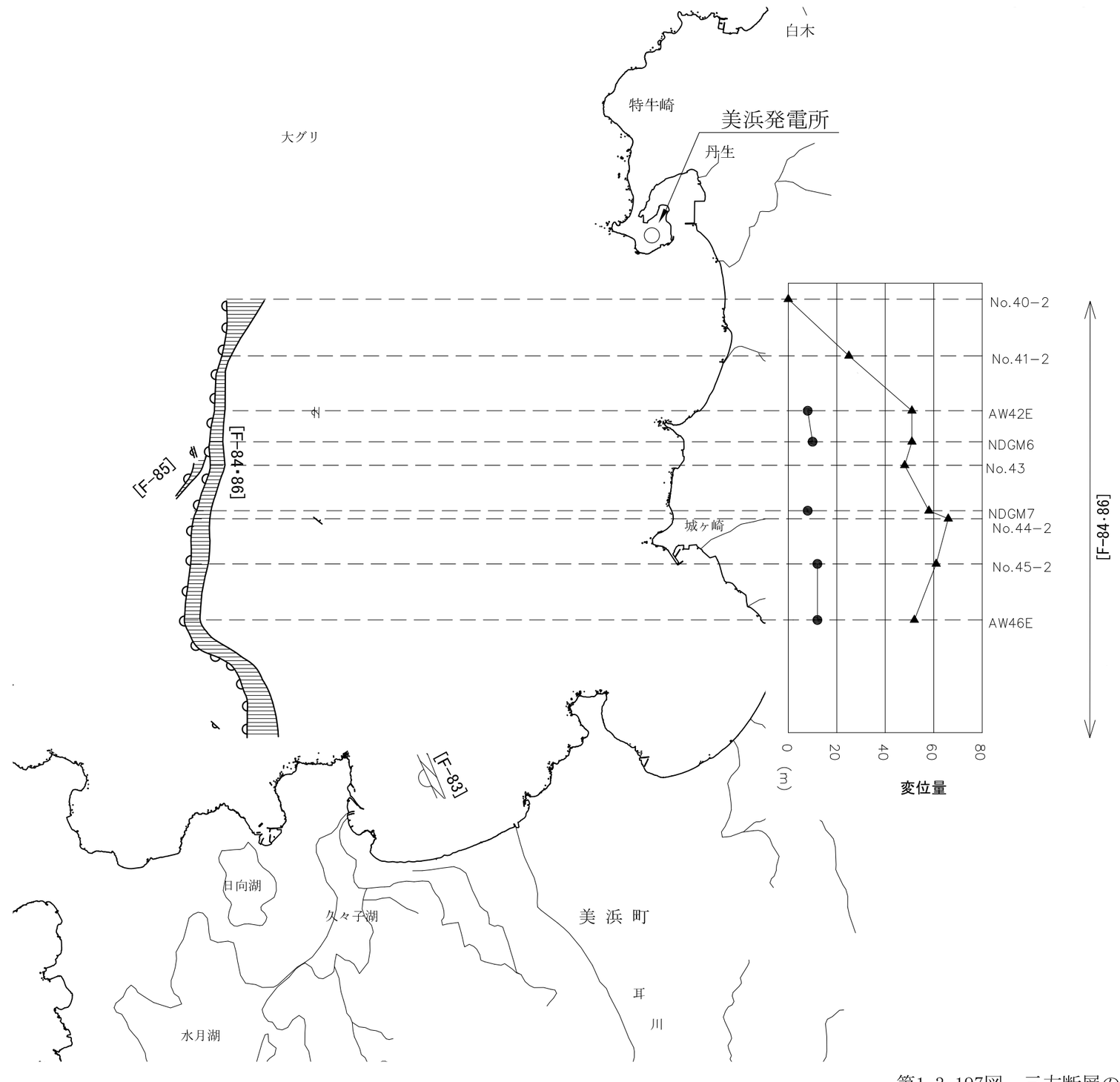


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

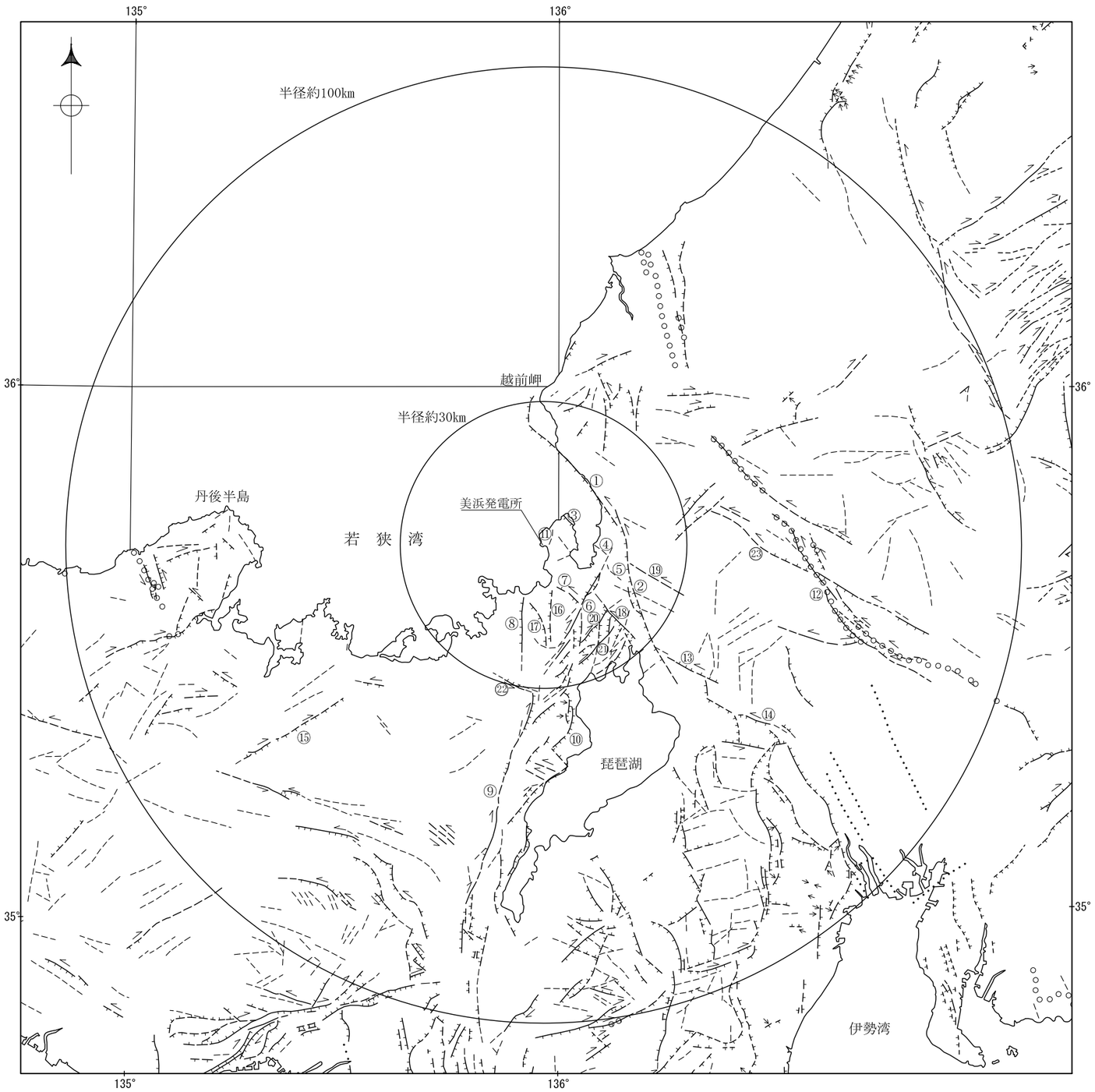
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.3.196図(6)　三方断層（海域）の海上音波探査記録及び地質断面図（No.105-6）





第1.3.197図　三方断層の変位量分布図



凡　例

陸上活断層

活断層であることが確実なもの（確実度Ⅰ）

活断層であると推定されるもの（確実度Ⅱ）

活断層の疑いのあるリニアメント（確実度Ⅲ）

短線は縦ずれの低下側、矢印は横ずれのむきを示す

伏在断層

地震断層

活傾動

地形面の傾き下る方向

①	甲楽城断層
②	柳ヶ瀬断層
③	浦底断層
④	ウツロギ峠
⑤	池河内断層
⑥	敦賀断層
⑦	野坂断層
⑧	三方断層
⑨	花折断層
⑩	琵琶湖西岸断層系
⑪	白木－丹生
⑫	濃尾地震断層系
⑬	鍛冶屋断層
⑭	関ヶ原断層
⑮	上林川断層
⑯	奥－松屋
⑰	耳川断層
⑱	集福寺断層
⑲	奥川並断層
⑳	駄口断層
㉑	路原断層
㉒	熊川断層
㉓	揖斐川断層

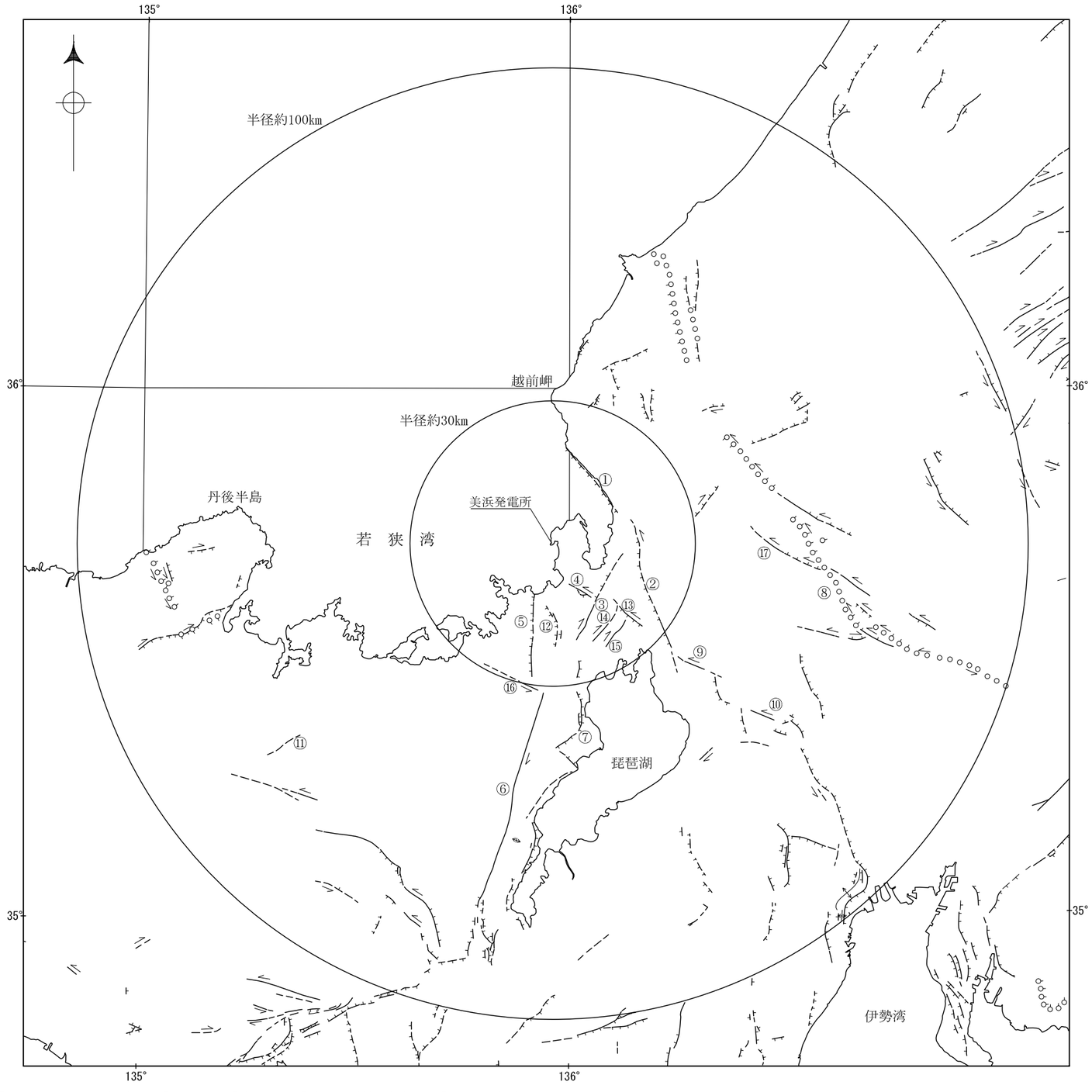
1:1,000,000

0　25　50km

第1.3.198図　敷地周辺陸域の活断層分布図「[新編] 日本の活断層」（半径約100km）

凡　例

○○○○○○○	地震断層
———	活断層（主として第四紀後期に活動したもの）
– – – –	推定活断層（同上）
○○○○○○	上記の断層における変位の向き（矢印は走向ずれの方向、ケバは落下側を示す）
———	第四紀後期層の背斜軸

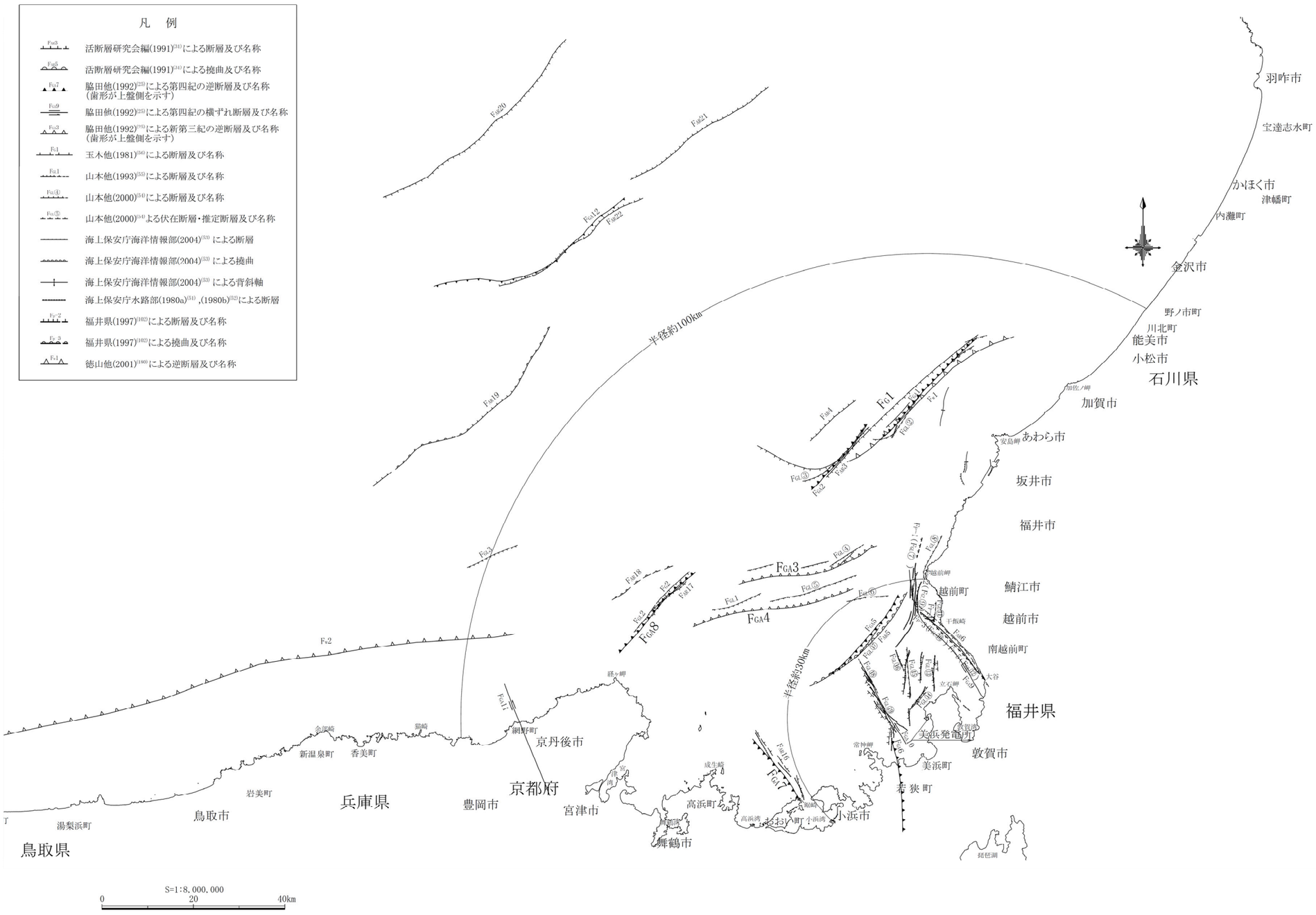


①	甲楽城断層
②	柳ヶ瀬断層
③	敦賀断層
④	野坂断層
⑤	三方断層
⑥	花折断層
⑦	琵琶湖西岸断層系
⑧	濃尾地震断層系
⑨	鍛冶屋断層
⑩	関ヶ原断層
⑪	上林川断層
⑫	耳川断層
⑬	集福寺断層
⑭	駄口断層
⑮	路原断層
⑯	熊川断層
⑰	揖斐川断層

1:1,000,000
0　25　50km

※『50万分の1活構造図「岡山」「金沢」「京都（第2版）」』より作成

第1.3.199図　敷地周辺陸域の活断層分布図「活構造図」
（半径約100km）



第 1.3.200 図(1)　敷地周辺海域の主要断層分布図



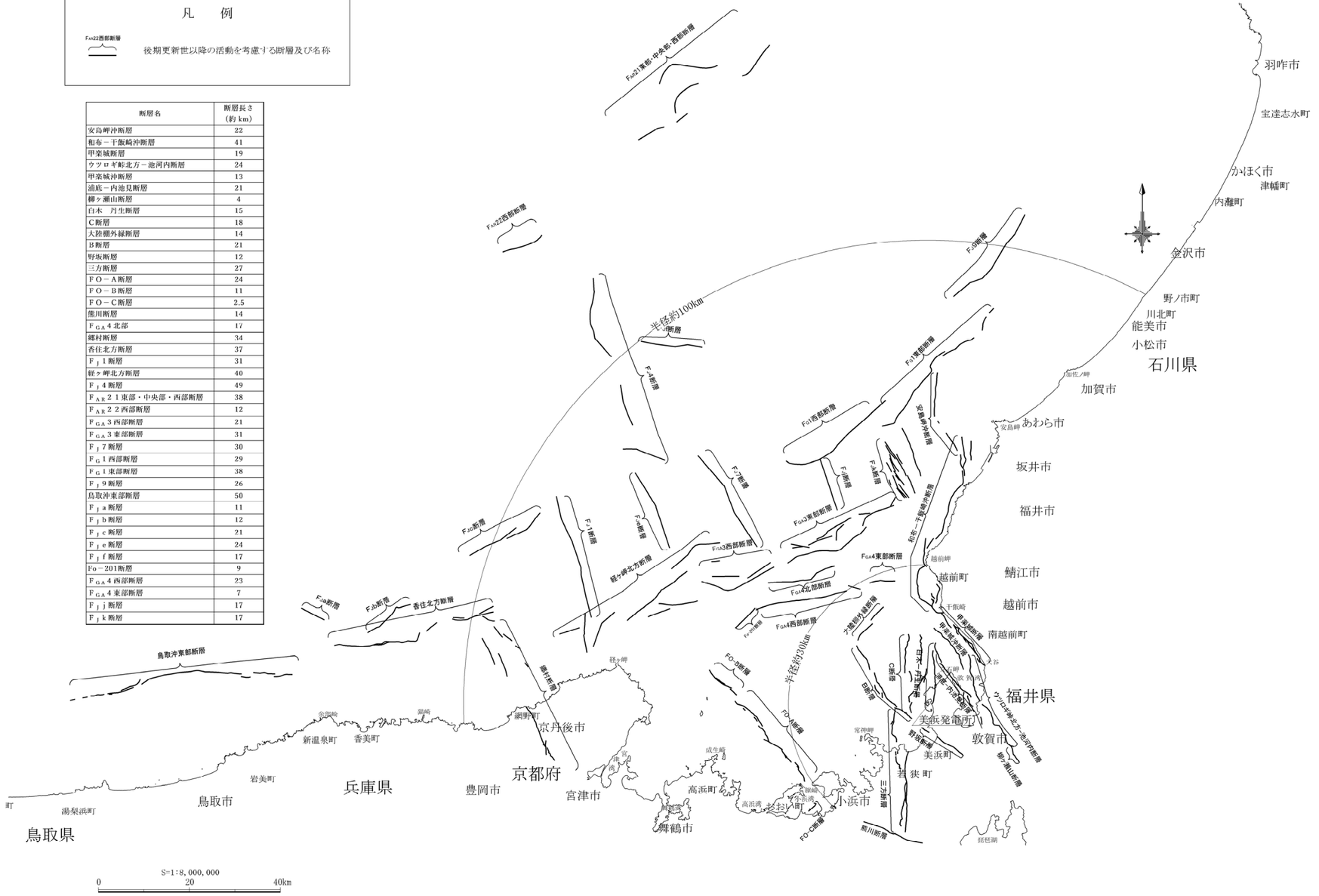
第 1.3.200 図(2)　敷地周辺海域の主要断層分布図（地震調査委員会(2025)(190)）

凡　例

FAO22西部断層

後期更新世以降の活動を考慮する断層及び名称

断層名	断層長さ（約 km）
安島岬沖断層	22
和布－干飯崎沖断層	41
甲楽城断層	19
ウツロギ峠北方－池河内断層	24
甲楽城沖断層	13
浦底－内池見断層	21
柳ヶ瀬山断層	4
白木　刀生断層	15
C断層	18
大陸棚外縁断層	14
B断層	21
野坂断層	12
三方断層	27
FO－A断層	24
FO－B断層	11
FO－C断層	2.5
熊川断層	14
F_{GA}4北部	17
郷村断層	34
香住北方断層	37
F_{J}1断層	31
経ヶ岬北方断層	40
F_{J}4断層	49
F_{AR}21東部・中央部・西部断層	38
F_{AR}22西部断層	12
F_{GA}3西部断層	21
F_{GA}3東部断層	31
F_{J}7断層	30
F_{G}1西部断層	29
F_{G}1東部断層	38
F_{J}9断層	26
鳥取沖東部断層	50
F_{J}a断層	11
F_{J}b断層	12
F_{J}c断層	21
F_{J}e断層	24
F_{J}f断層	17
Fo－201断層	9
F_{GA}4西部断層	23
F_{GA}4東部断層	7
F_{J}j断層	17
F_{J}k断層	17

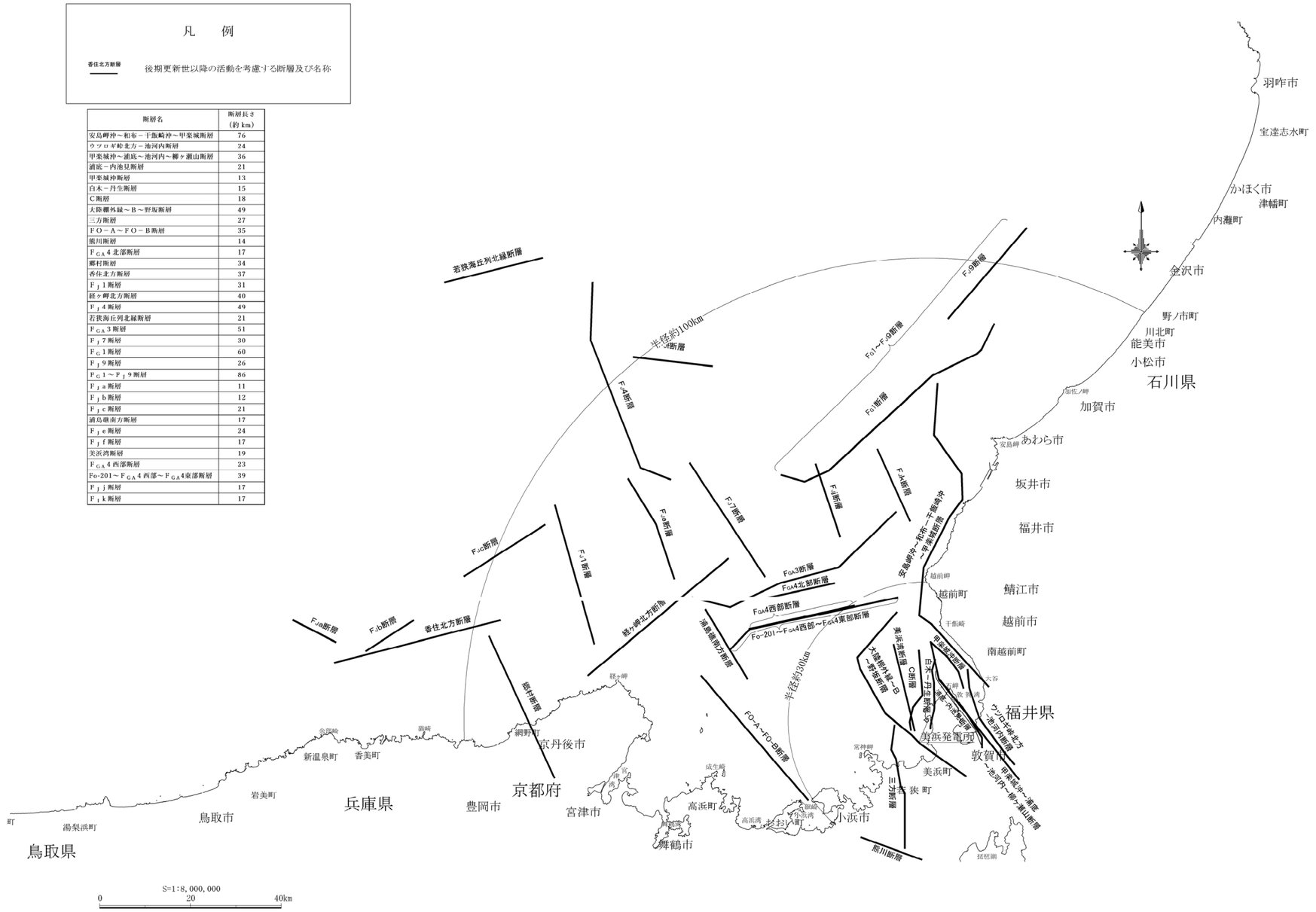


第 1.3.201 図　敷地周辺海域の主要断層評価図

凡　例

香住北方断層　後期更新世以降の活動を考慮する断層及び名称

断層名	断層長さ（約 km）
安島岬沖～和布－千飯崎沖～甲楽城断層	76
ウツロギ峠北方－池河内断層	24
甲楽城沖～浦底～池河内～柳ヶ瀬山断層	36
浦底－内池見断層	21
甲楽城沖断層	13
白木－丹生断層	15
C断層	18
大陸棚外縁～B～野坂断層	49
三方断層	27
FO－A～FO－B断層	35
熊川断層	14
F_{GA}4北部断層	17
郷村断層	34
香住北方断層	37
F_{J}1断層	31
経ヶ岬北方断層	40
F_{J}4断層	49
若狭海丘列北縁断層	21
F_{GA}3断層	51
F_{J}7断層	30
F_{G}1断層	60
F_{J}9断層	26
F_{G}1～F_{J}9断層	86
F_{J}a断層	11
F_{J}b断層	12
F_{J}c断層	21
浦島礁南方断層	17
F_{J}e断層	24
F_{J}f断層	17
美浜湾断層	19
F_{GA}4西部断層	23
Fo-201～F_{GA}4西部～F_{GA}4東部断層	39
F_{J}j断層	17
F_{J}k断層	17



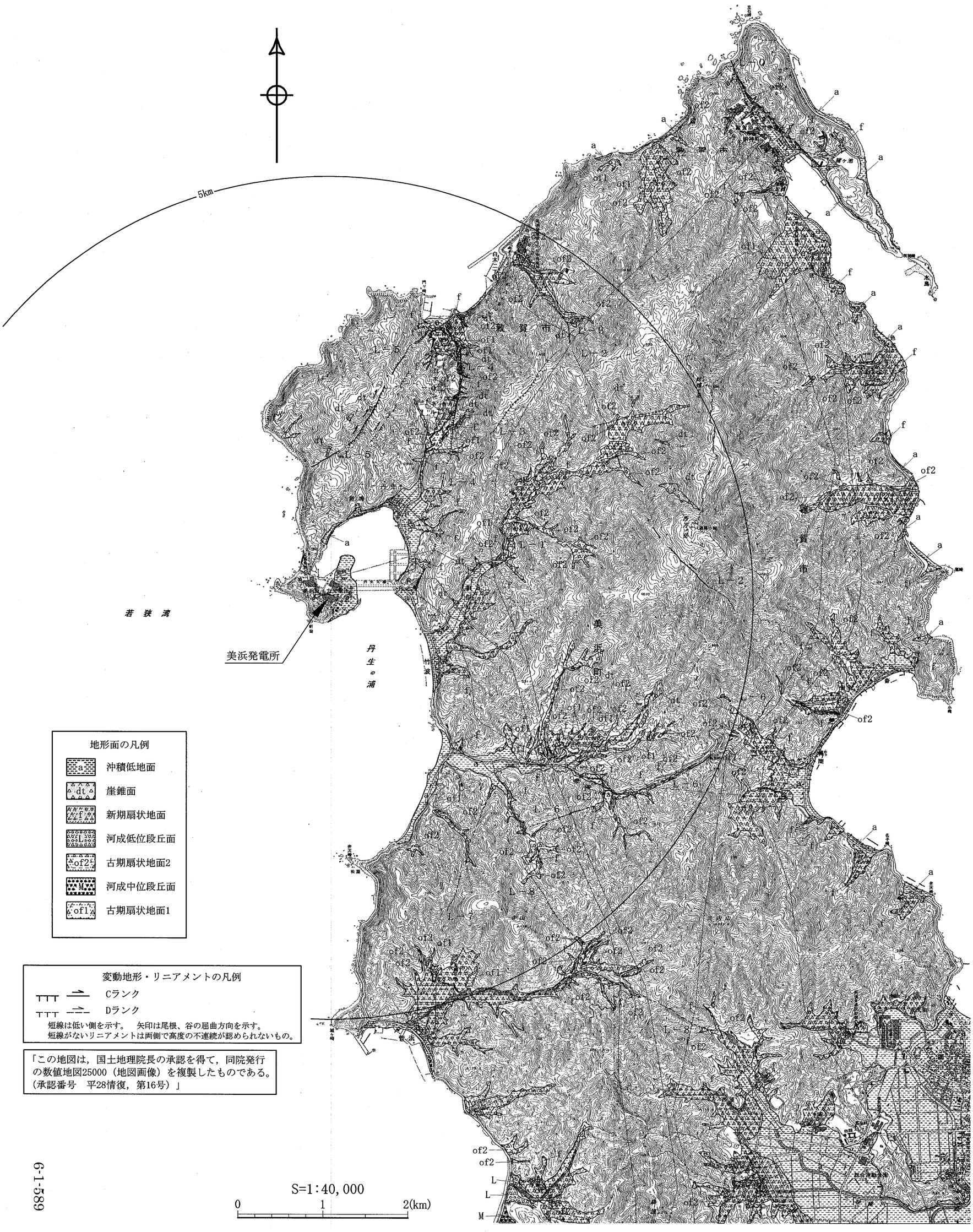
第 1.3.202 図　基準地震動及び基準津波の検討対象となる海域の断層分布図



「この地図は，国土地理院長の承認を得て，同院発行の数値地図20000（地図画像），数値地図50000（地図画像）及び数値地図25000（地図画像）を複製したものである（承認番号　平28情復，第16号）」

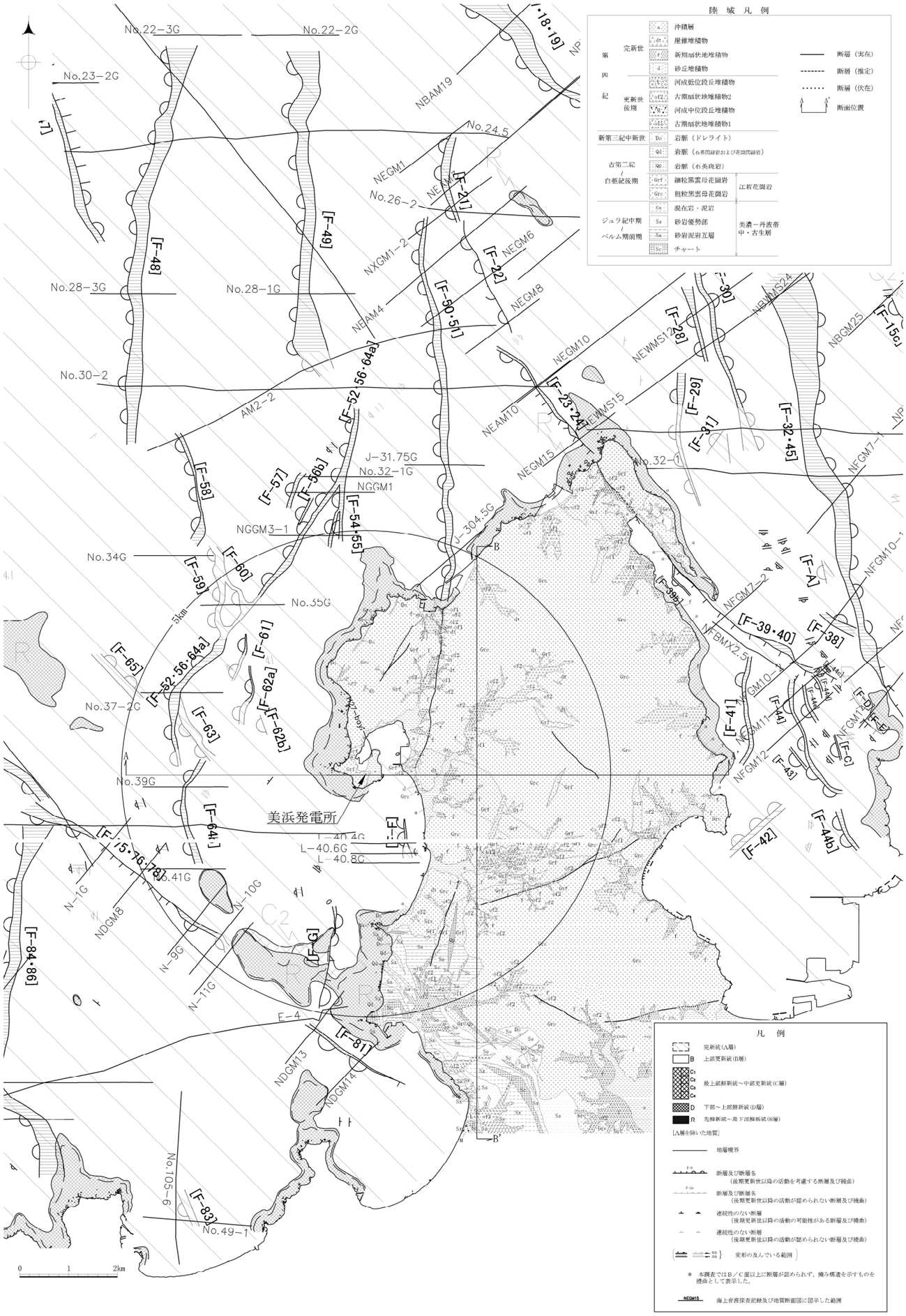
※海底地形図は海上保安庁水路部 沿岸の海の基本図「若狭湾東部」及び現地調査結果による編集

第1.4.1図　敷地近傍の地形図

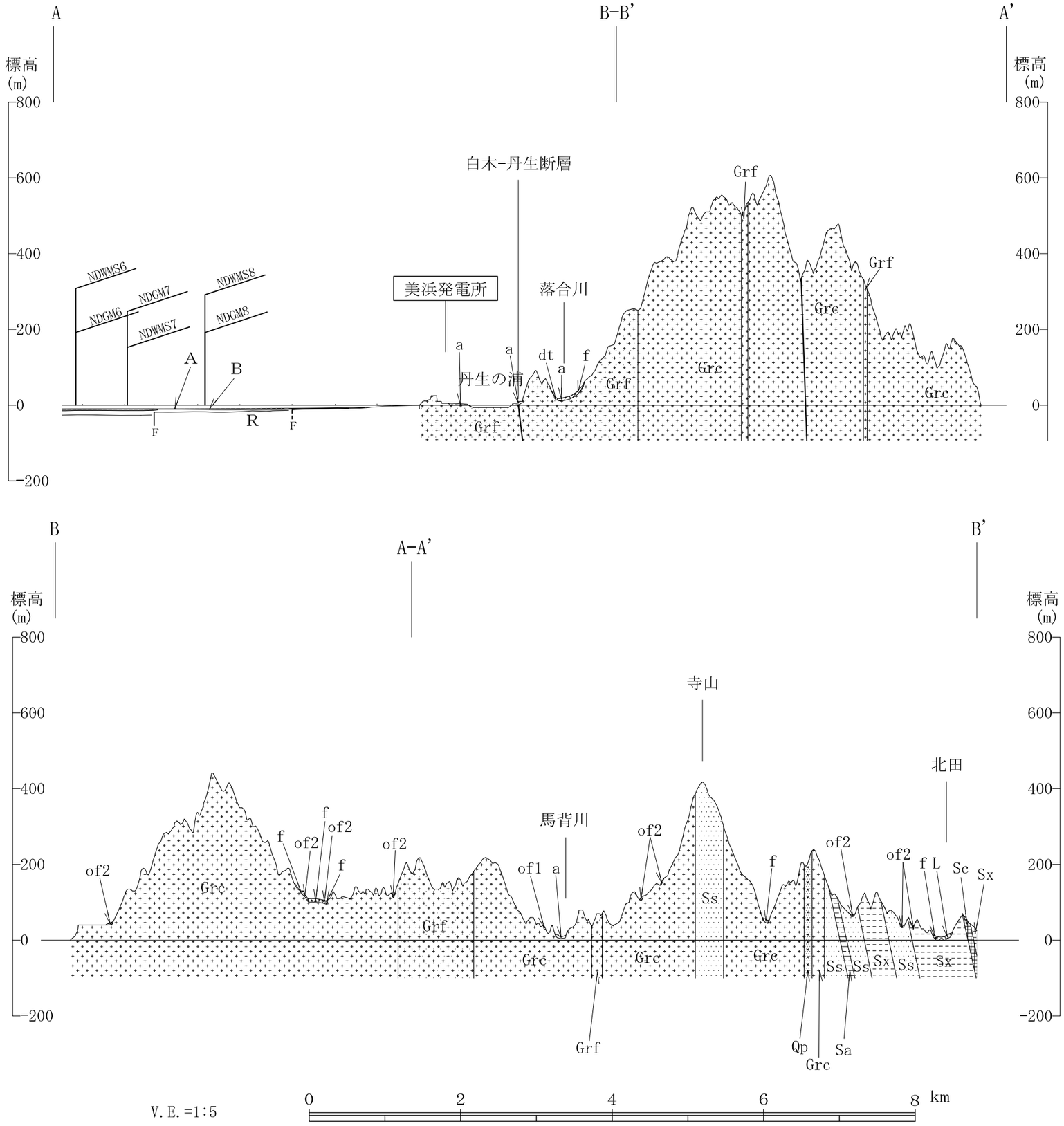


6-1-589

第1.4.2図 敷地近傍の地形調査結果



第 1.4.3 図　敷地近傍の地質図



陸　域　凡　例

第四紀	完新世	a	沖積層
		dt	崖錐堆積物
		f	新期扇状地堆積物
	更新世後期	L	河成低位段丘堆積物
		of2	古期扇状地堆積物2
		of1	古期扇状地堆積物1
古第三紀～白亜紀後期		qp	岩脈（石英斑岩）
		Grf	細粒黒雲母花崗岩
		Grc	粗粒黒雲母花崗岩
ジュラ紀中期～ペルム期前期		Sx	混在岩・泥岩
		Ss	砂岩優勢部
		Sa	砂岩泥岩互層
		Sc	チャート

江若花崗岩

美濃・丹波帯

断層（実在）

海　域　凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統

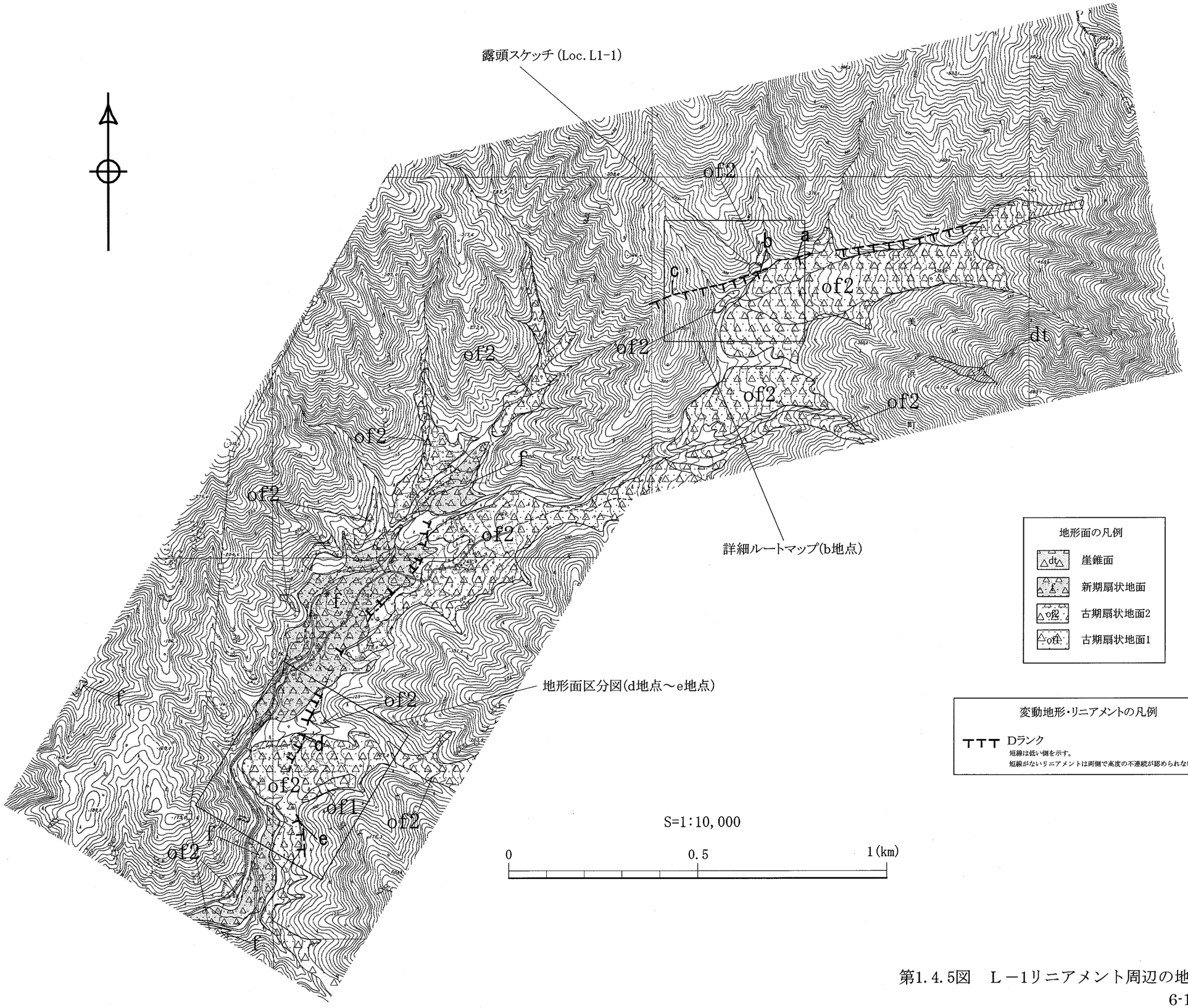
断層

推定断層

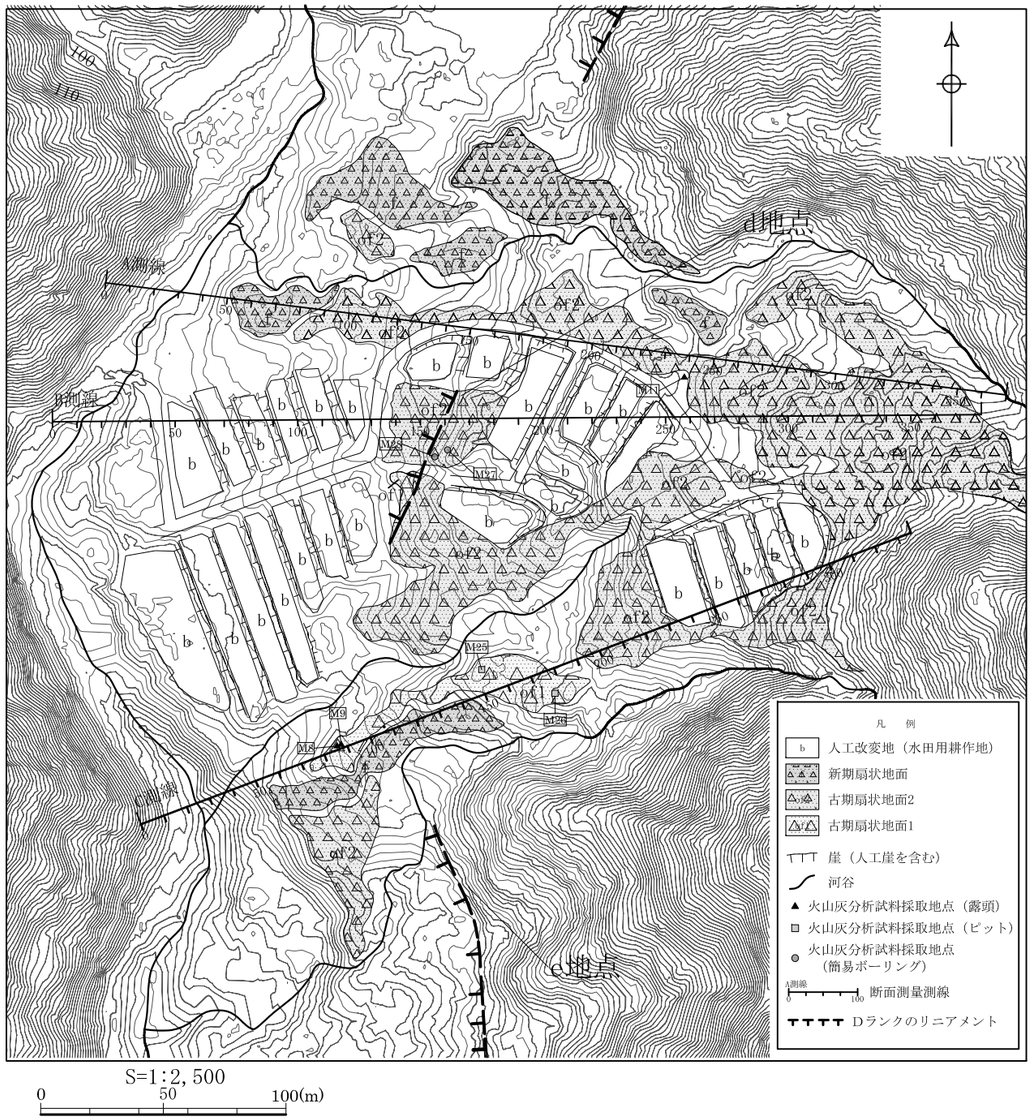
地層境界

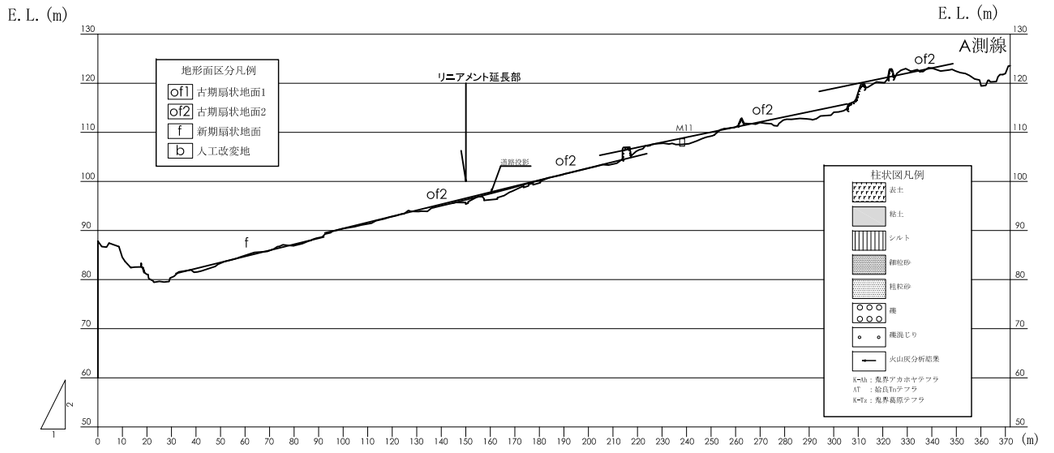
推定地層境界

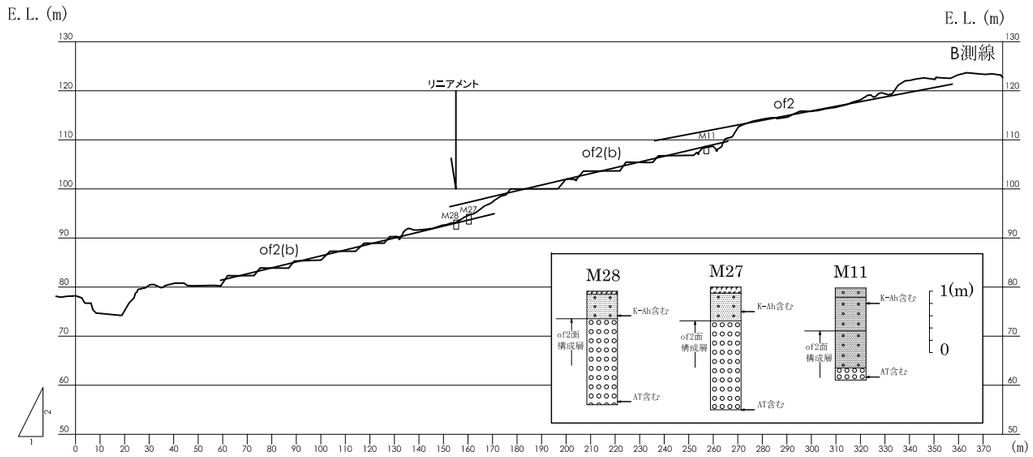
第1.4.4図 敷地近傍の地質断面図

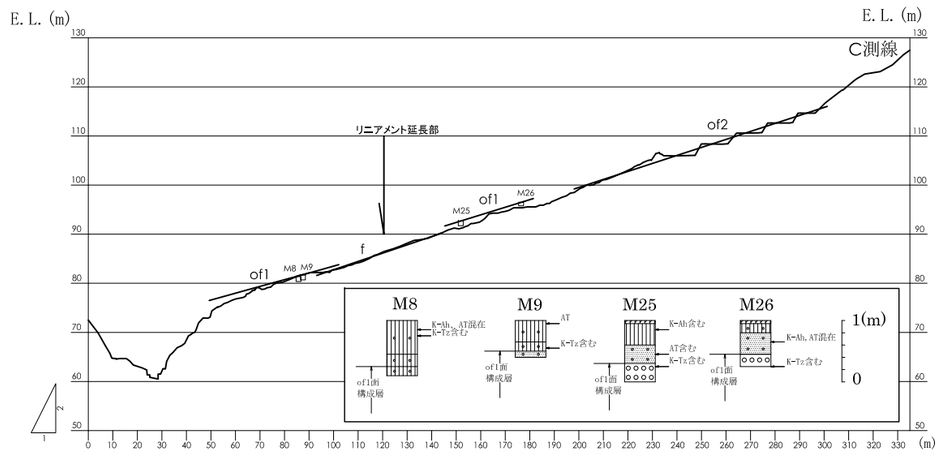


第1.4.5図　L－1リニアメント周辺の地形調査結果



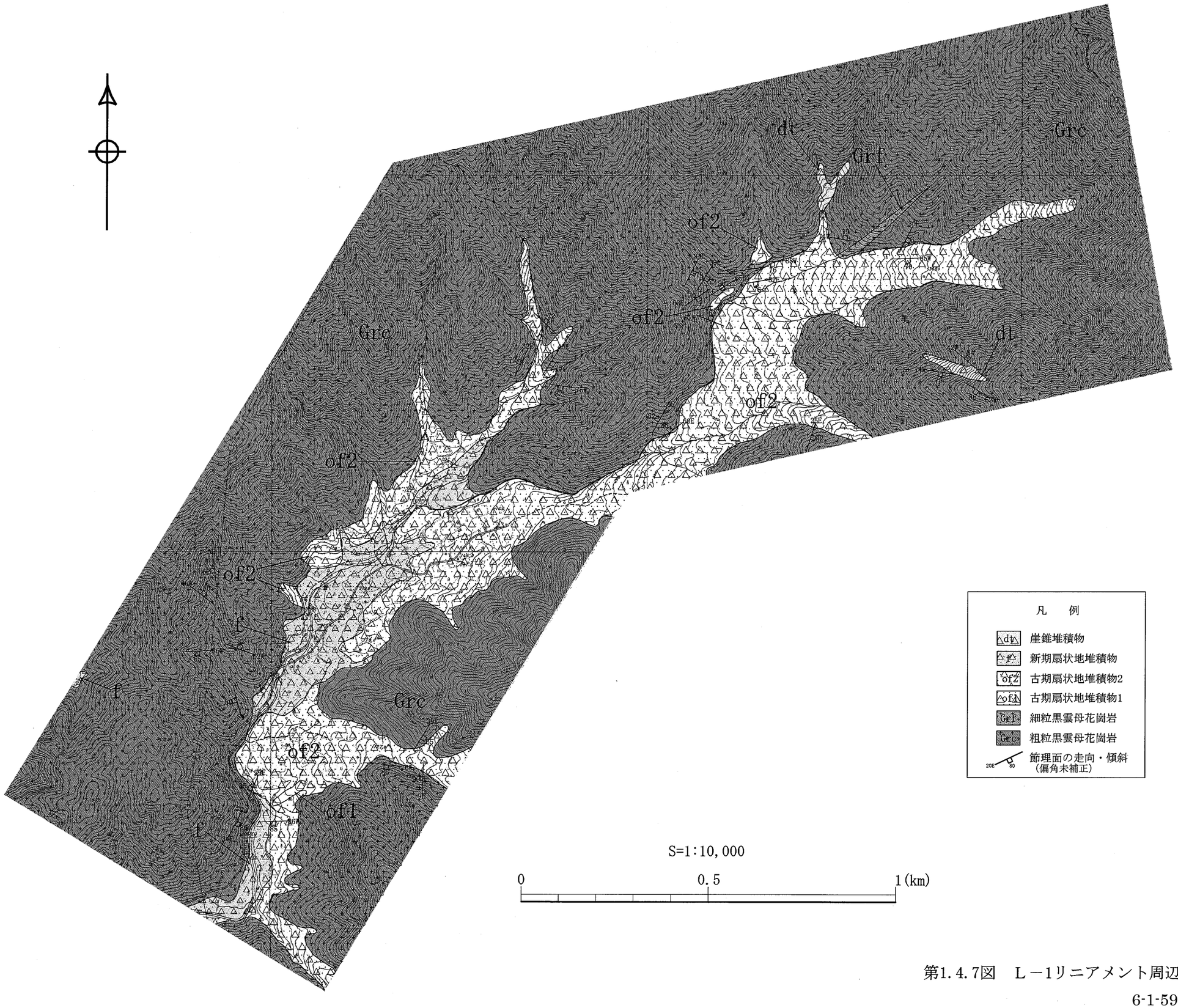






地形面	構成層の層相等	火山灰分析結果	
		被覆層	地形面構成層
of1	・礫及び砂	・K-Ah、AT起源の粒子が混在 ・K-Tz起源の粒子を挟在	・K-Tz起源の粒子を挟在
of2	・礫及び砂	・K-Ah起源の粒子が混在	・AT起源の粒子を挟在

第1.4.6図　Ｌ－1リニアメント地形面区分図と地形断面図（d地点～e地点）



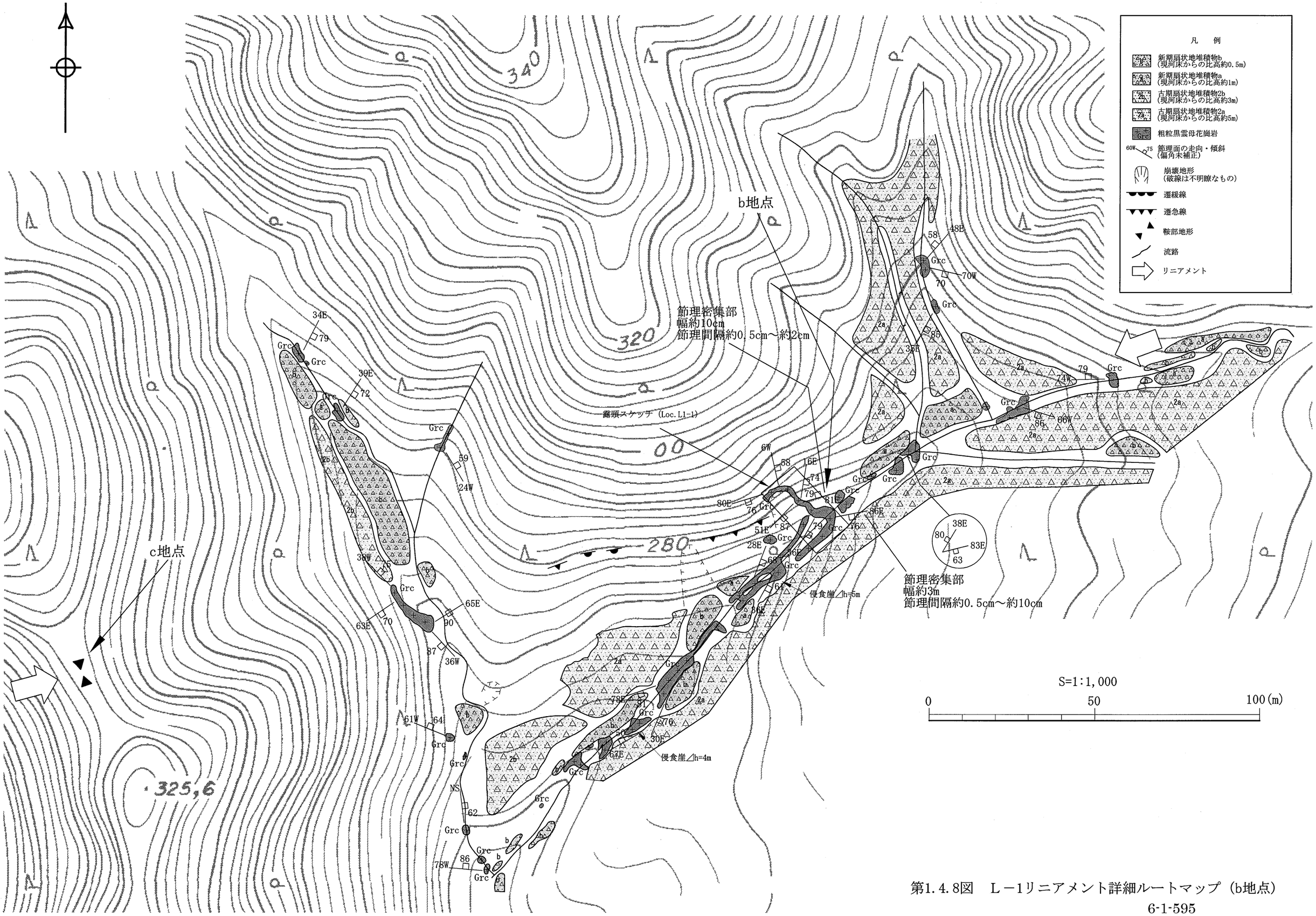
凡　例

- dt 崖錐堆積物
- f 新期扇状地堆積物
- of2 古期扇状地堆積物2
- of1 古期扇状地堆積物1
- Grf 細粒黒雲母花崗岩
- Grc 粗粒黒雲母花崗岩
- 20E 80 節理面の走向・傾斜（偏角未補正）

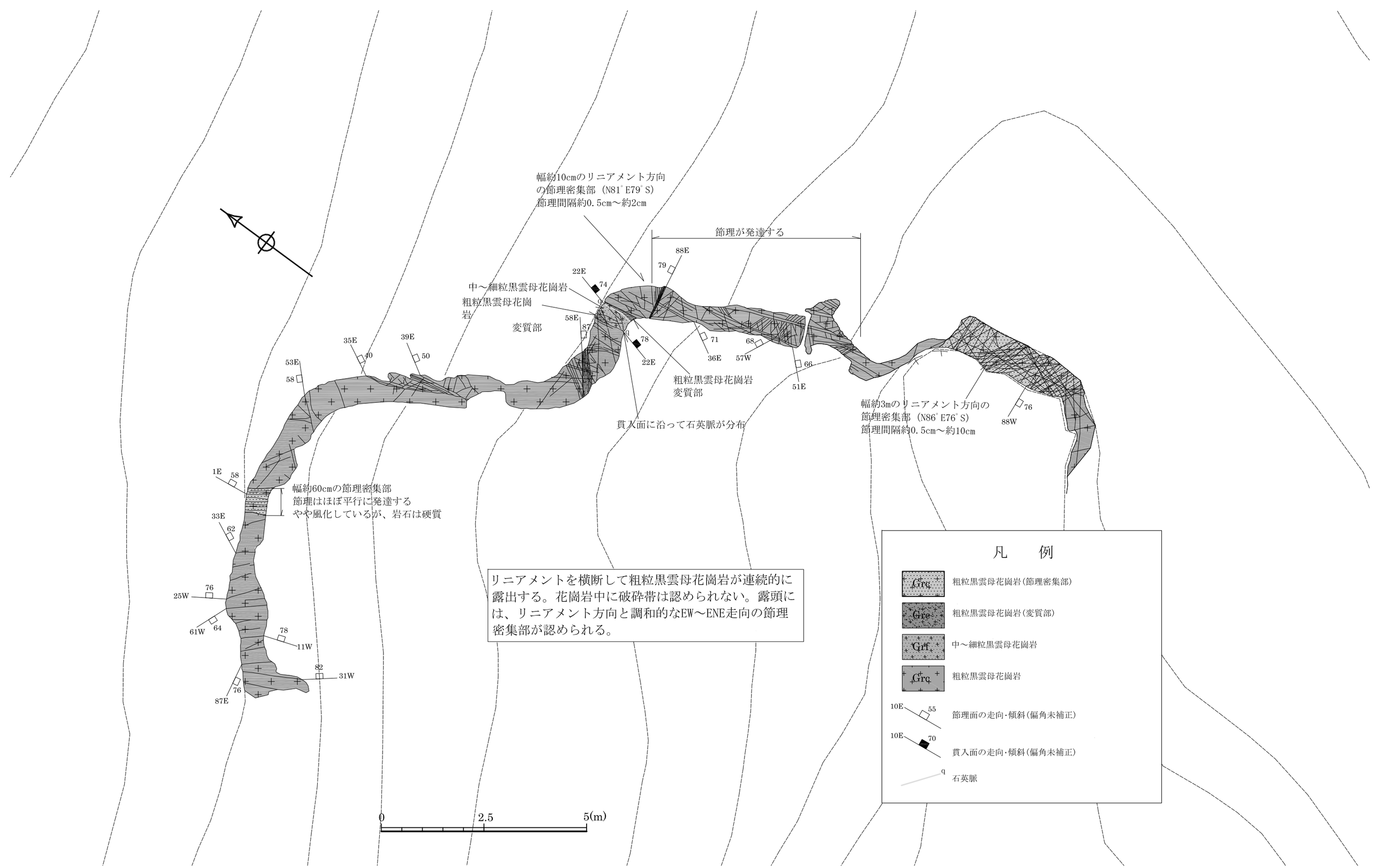
S=1:10,000

0　0.5　1(km)

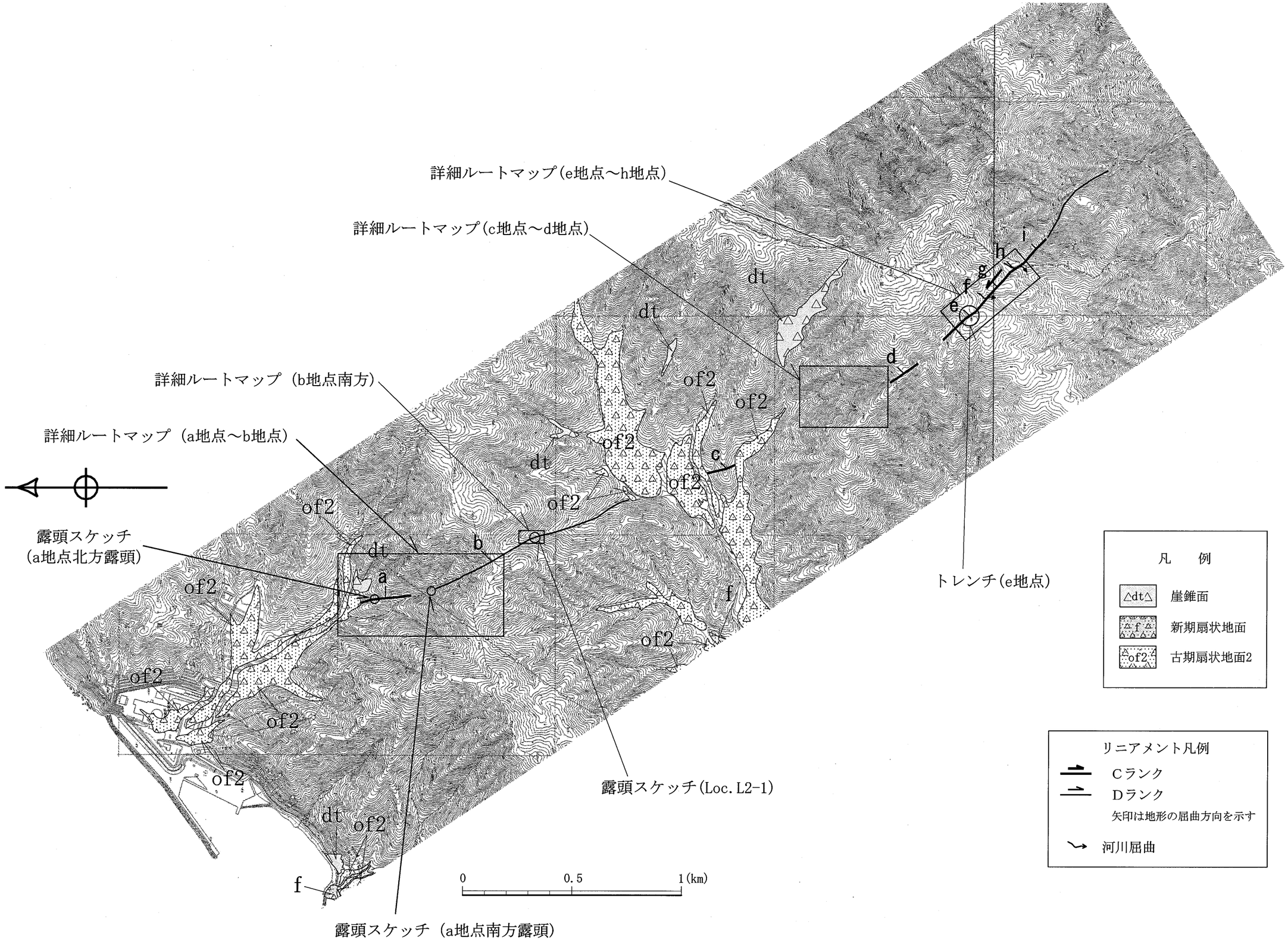
第1.4.7図　L－1リニアメント周辺の地質図



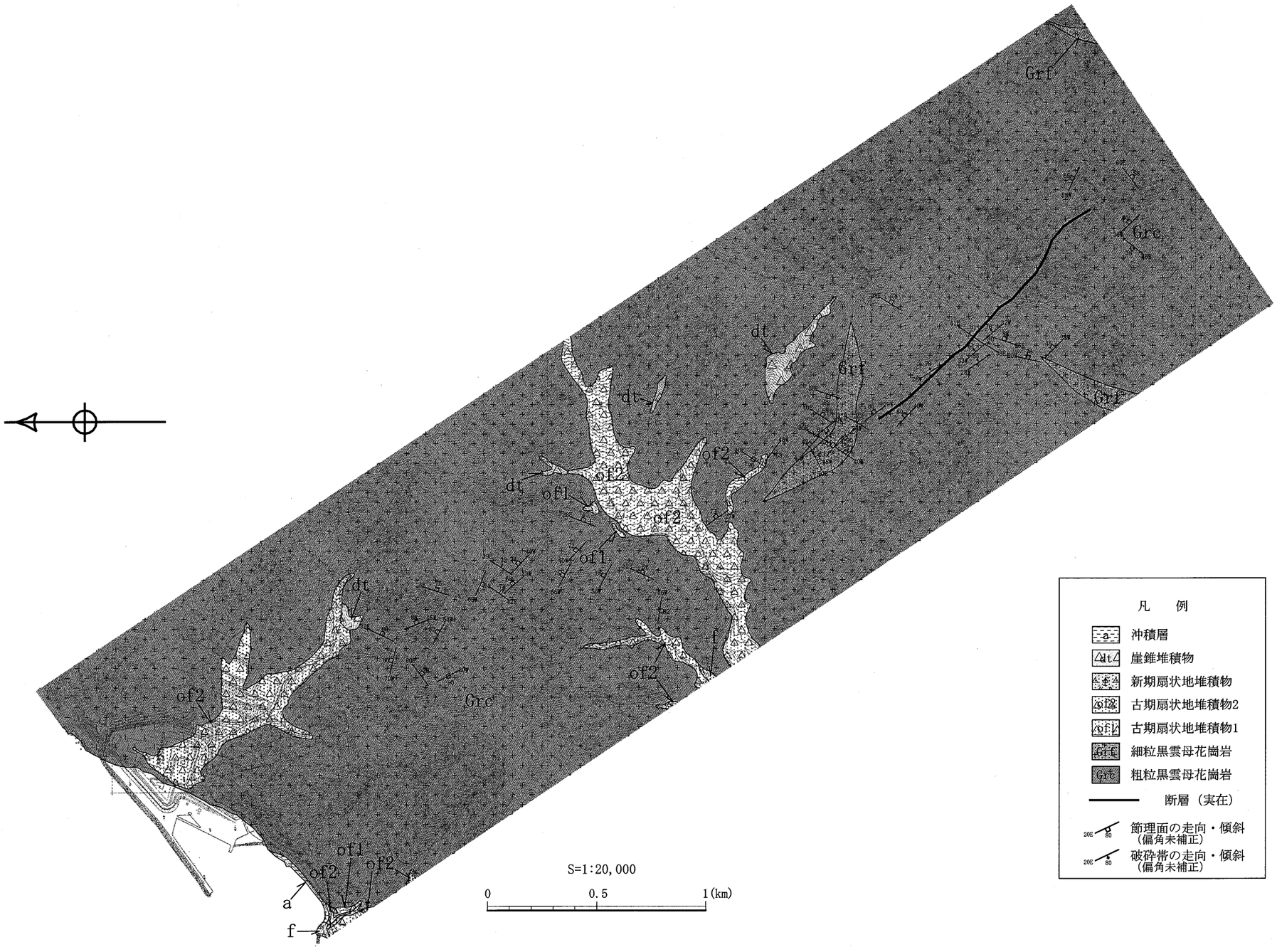
第1.4.8図　L－1リニアメント詳細ルートマップ（b地点）



第1.4.9図　Ｌ－1リニアメントb地点の露頭スケッチ（Loc.L1-1）



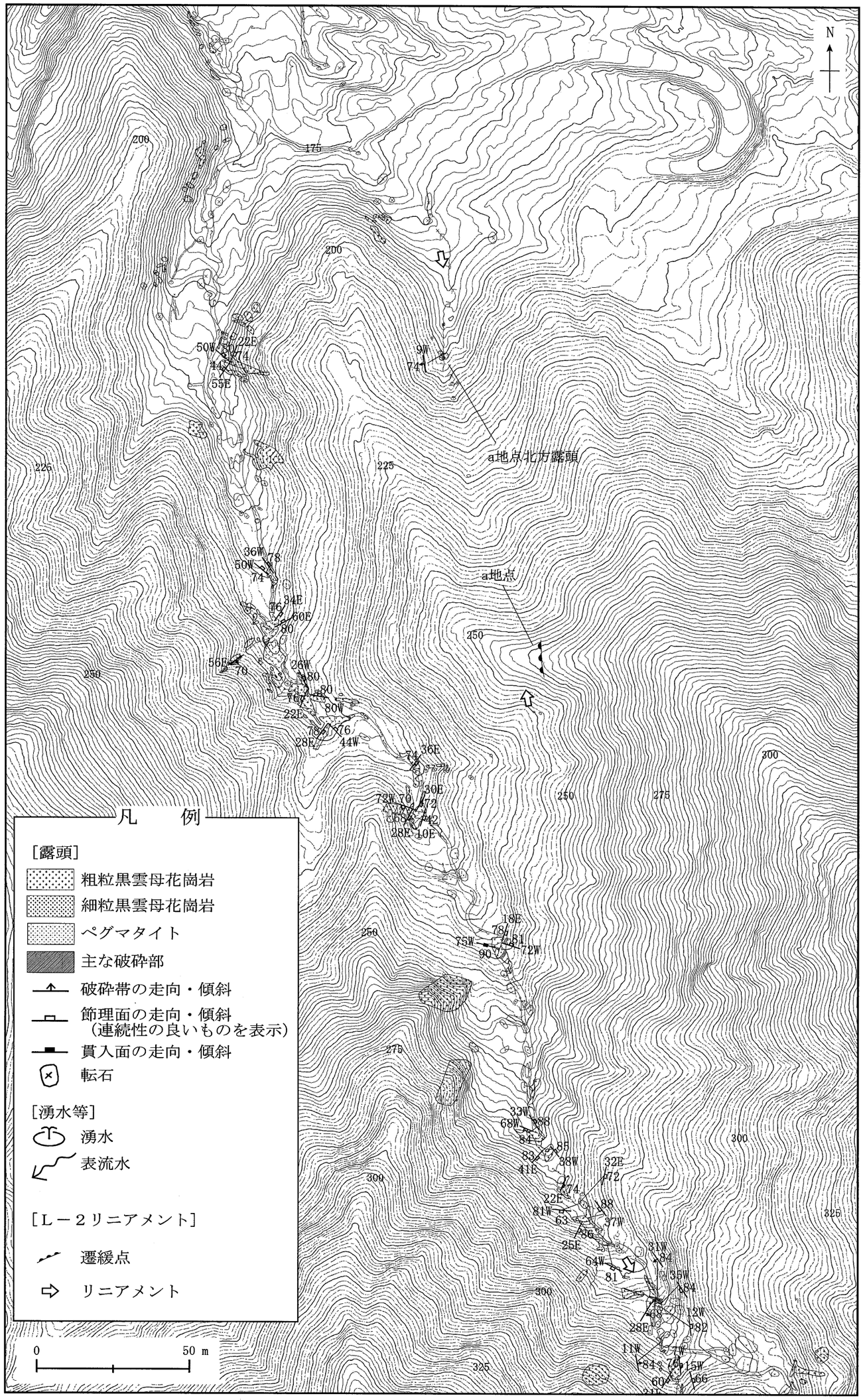
第1.4.10図　Ｌ－2リニアメント周辺の地形調査結果



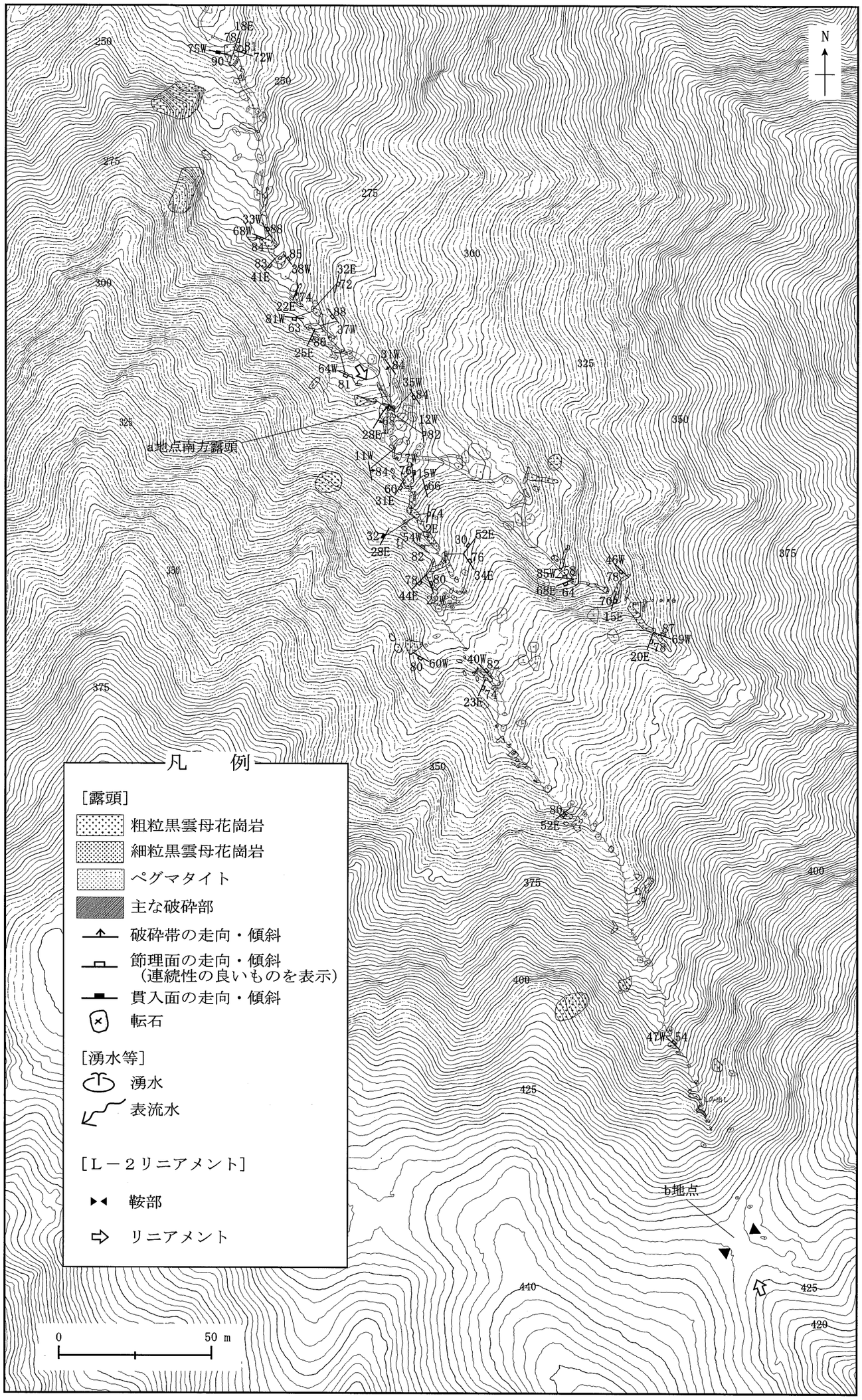
凡　例

- 沖積層
- 崖錐堆積物
- 新期扇状地堆積物
- 古期扇状地堆積物2
- 古期扇状地堆積物1
- 細粒黒雲母花崗岩
- 粗粒黒雲母花崗岩
- 断層（実在）
- 節理面の走向・傾斜（偏角未補正）
- 破砕帯の走向・傾斜（偏角未補正）

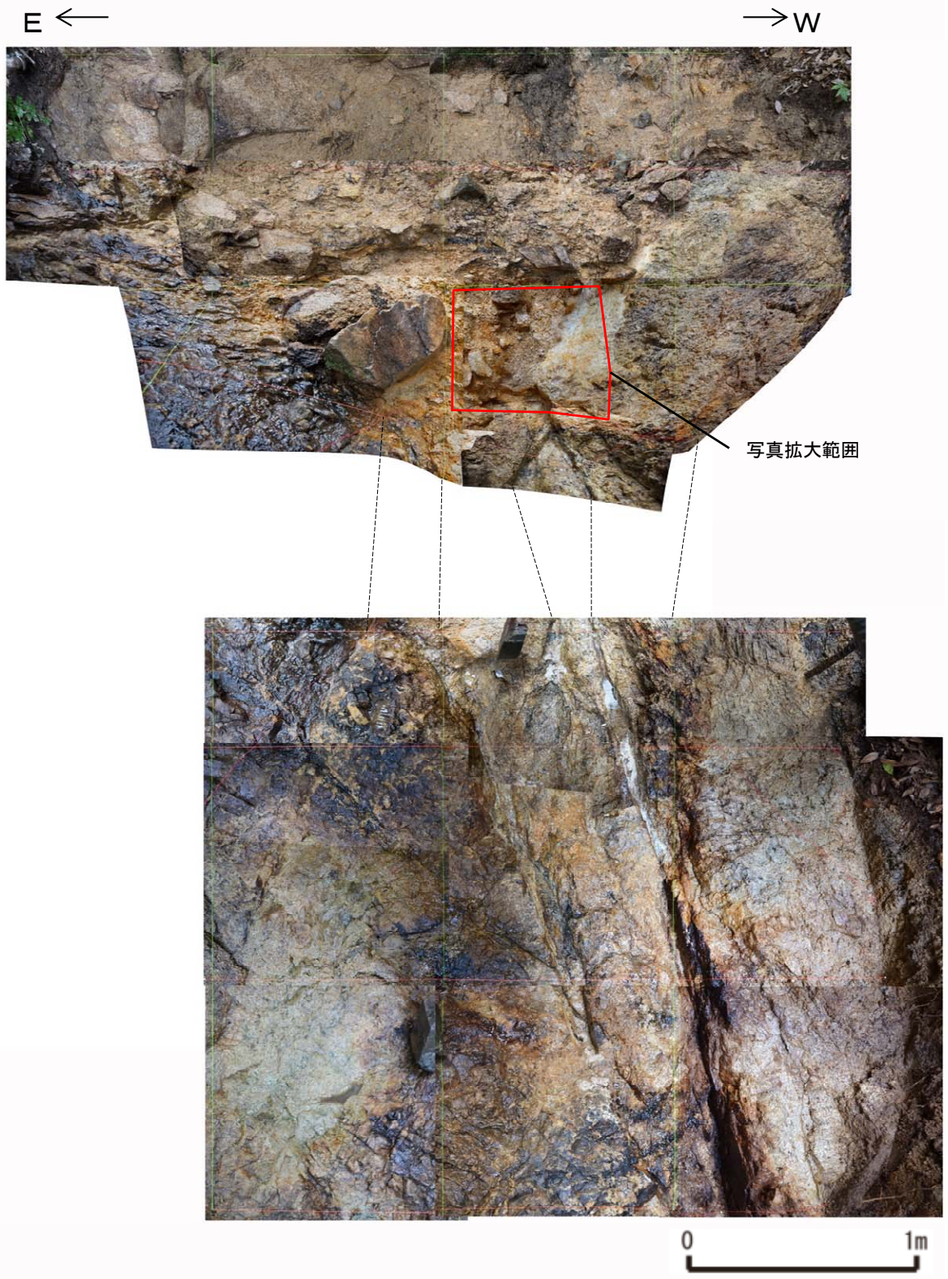
第1.4.11図　Ｌ－2リニアメント周辺の地質図



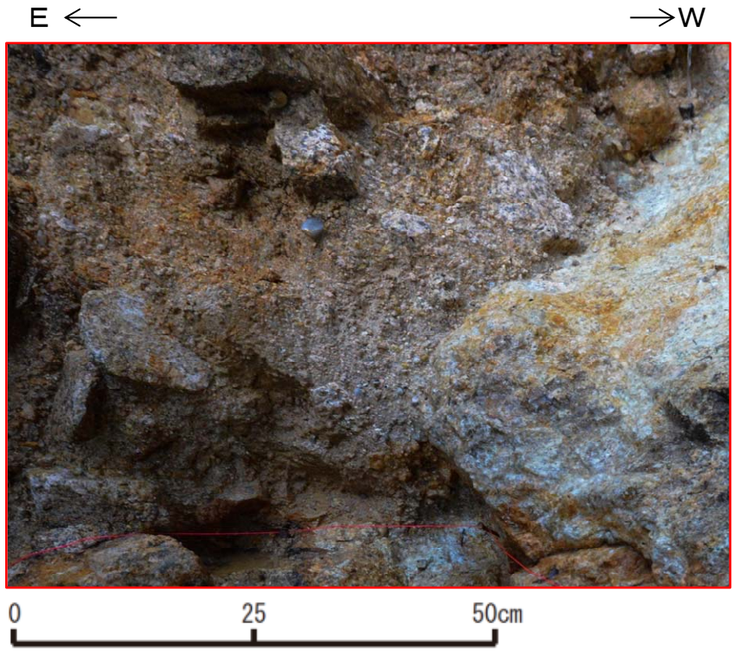
第1.4.12図(1)　Ｌ－2リニアメント詳細ルートマップ（a地点～b地点）（北半分）



第1.4.12図(2)　Ｌ－2リニアメント詳細ルートマップ（a地点～b地点）（南半分）

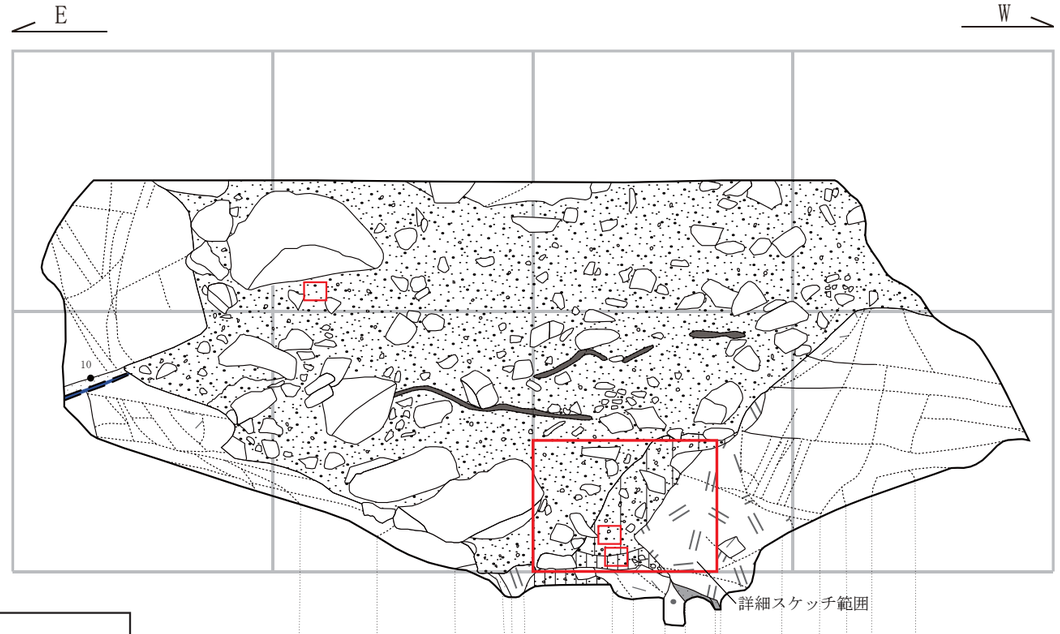


露頭全体写真



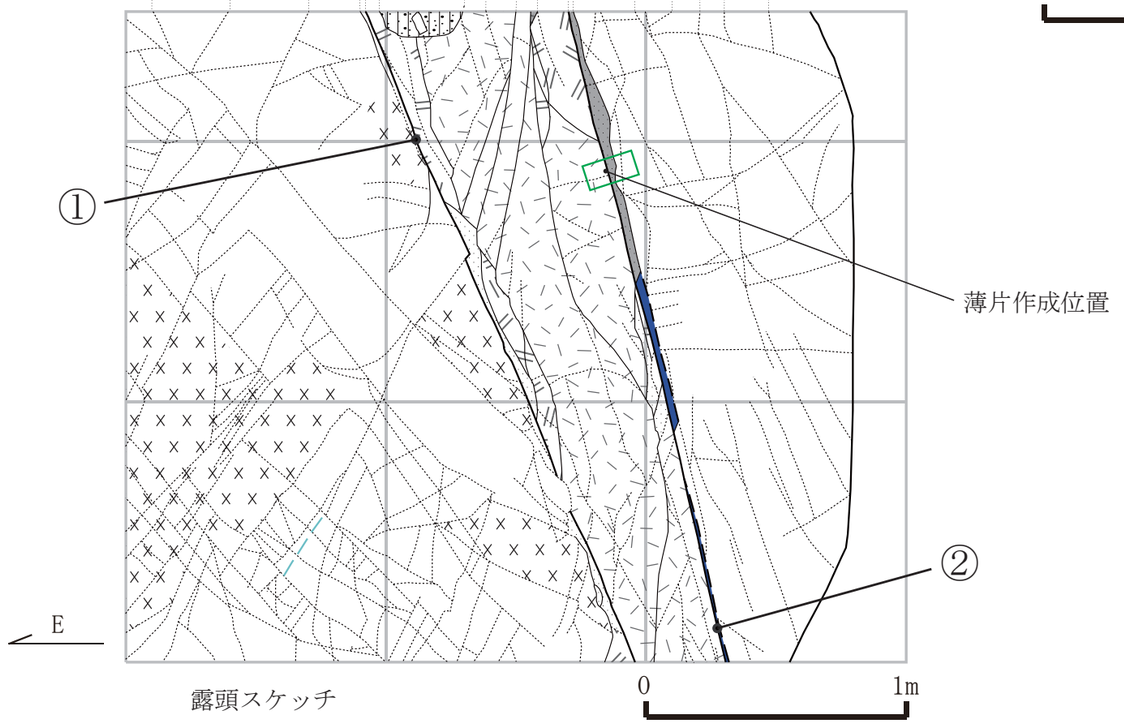
拡大写真
（被覆層／破砕帯境界付近）

第 1.4.13 図(1)　Ｌ－2 リニアメントａ地点北方露頭写真





詳細スケッチ
（被覆層／破砕帯境界付近）



露頭スケッチ

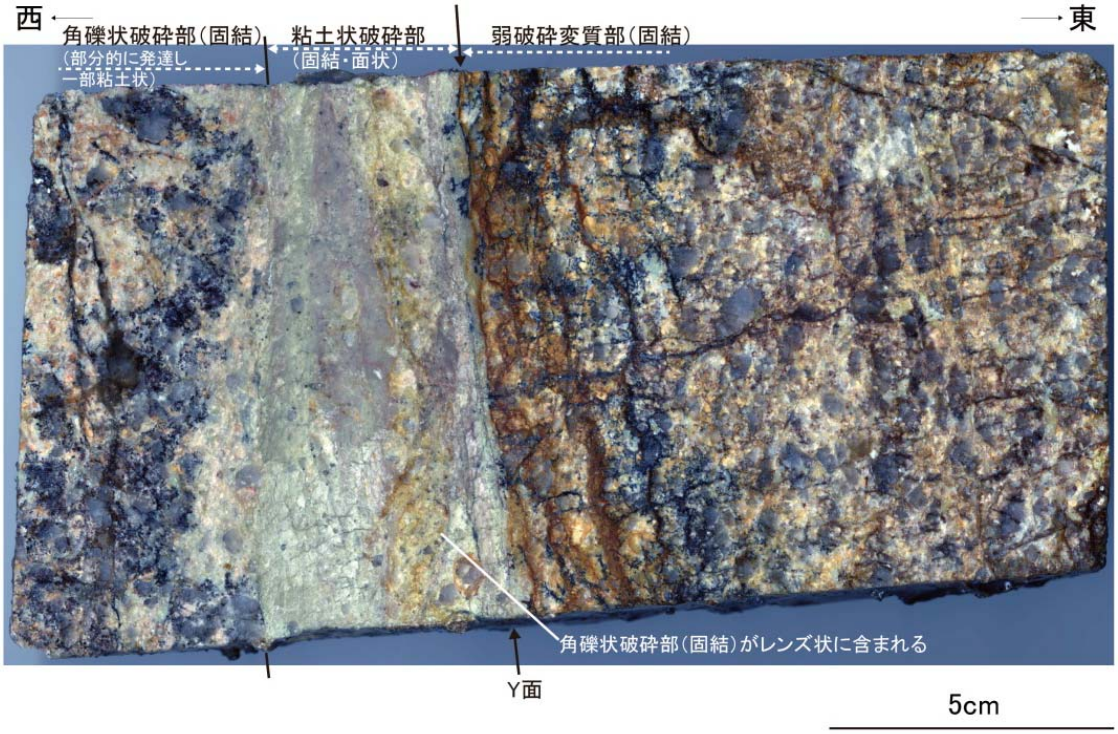
凡例

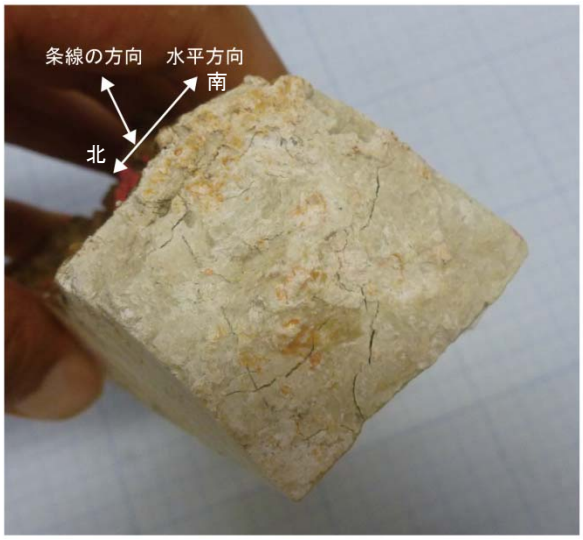
- 主せん断面
- 粘土を挟む不連続面
- 節理
- 貫入面
- 粗粒黒雲母花崗岩
- 細粒黒雲母花崗岩
- 珪質脈
- 石英脈
- 弱破砕変質部（固結）
- 角礫状破砕部（固結）
- 砂～粘土状破砕部（固結）
- 粘土状破砕部（固結・面状）
- 粘土状破砕部（未固結・面状）
- シルト質砂
- シルト混じり砂
- 砂
- 礫
- マンガン
- 詳細スケッチ範囲
- 試料採取位置（火山灰分析）
- ブロック試料採取位置

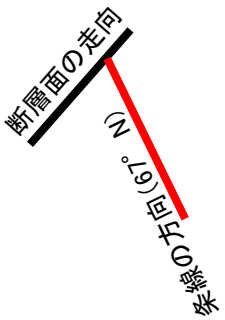
① N21°W・76°W・レイク 19°N
② N 9°W・74°W・レイク 10°N
（偏角未補正）

・被覆層は始良 Tn テフラ起源の粒子を含むことから、 約 3 万年前以降の堆積物と考えられる。
・被覆層に断層変位によって引きずられたような痕跡は認められない。

第1.4.13図(2)　Ｌ－2リニアメントa地点北方露頭スケッチ



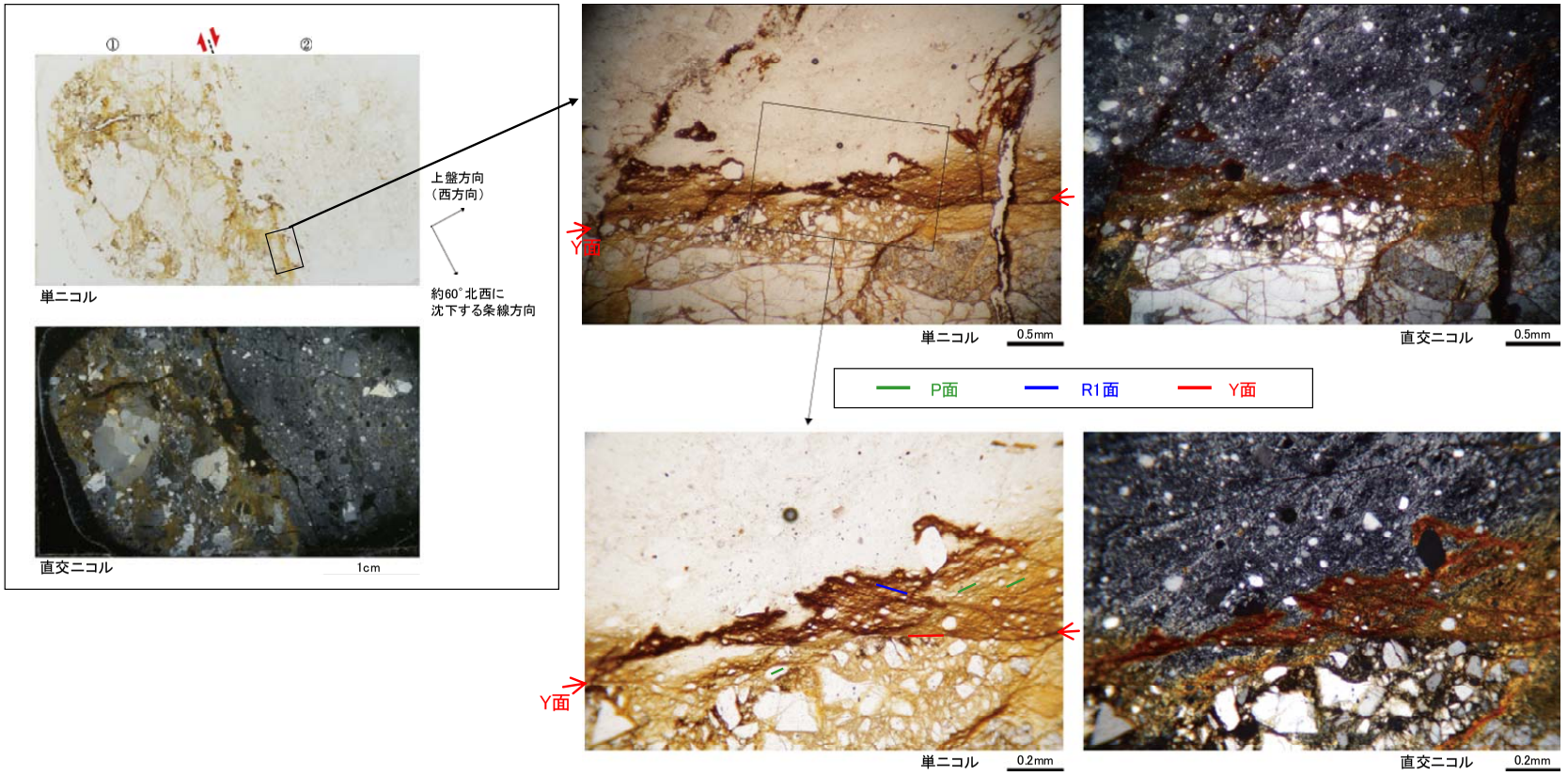




ブロック試料は、露頭における堅硬な岩盤部で条線を確認し、ほぼ水平面で切断した。
破砕部は地表面付近を除き固結している。固結した角礫状破砕部及び面状粘土状破砕部には系統的な変位センスを示す指標が発達していない。

条線観察結果
・条線観察は、固結した面状粘土状破砕部の面で実施し、レイク67° Nの条線が確認された。
・この条線は堅硬な岩盤部のほぼ水平な条線と大きく斜交しており、レイク67° Nの条線を粘土状破砕部形成時の相対的に新期の条線とし、この条線に平行かつ面に直交する断面で薄片を作成した。

第 1.4.14 図　L－2 リニアメント a 地点北方露頭の破砕部 ブロック試料の条線観察結果



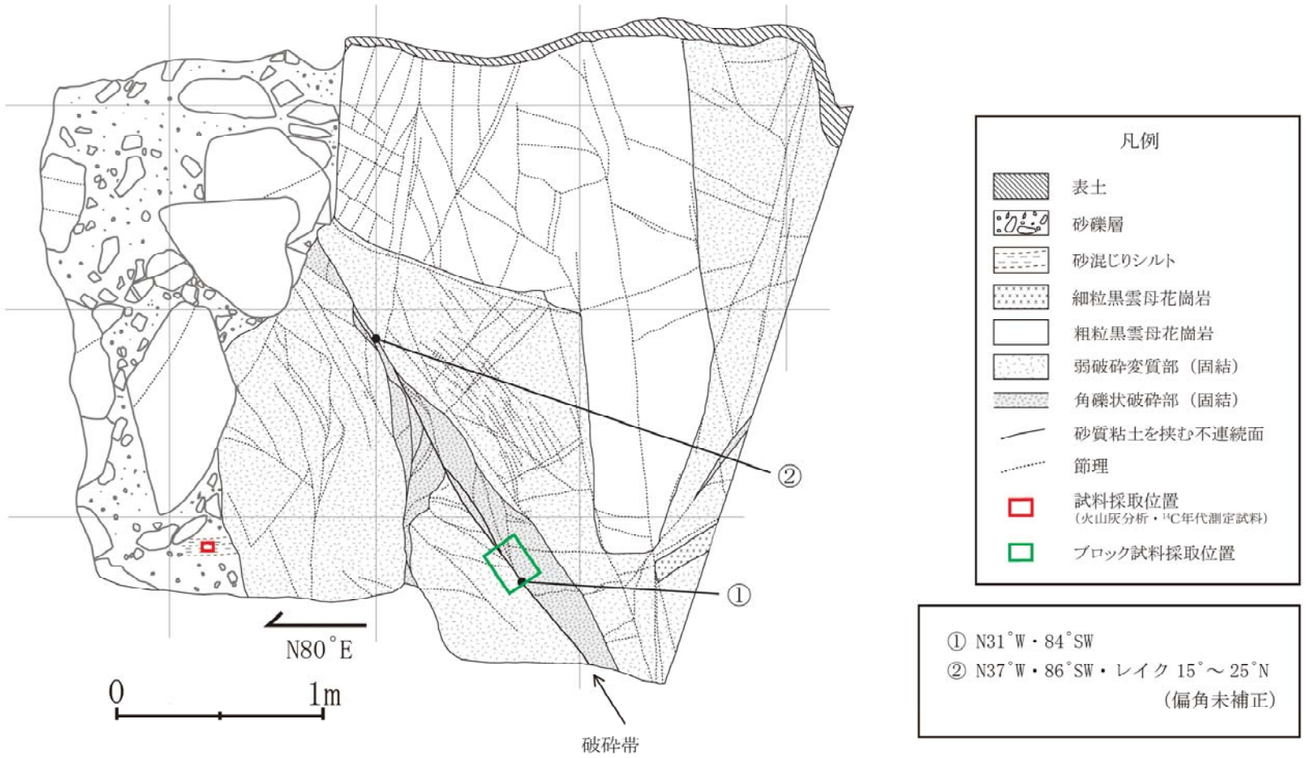
薄片観察結果

・薄片は、高角度に北西に沈下する条線に平行に作成した。
・分帯：①中～粗粒カタクレーサイト、②細粒カタクレーサイト。境界は階段状ないし湾曲している。
・①は全体的に石英が強く波動消光し、長石類の変質が進むとともに、白雲母の晶出が網目状～不規則に発達する細粒化部に認められる。②に接する部分では、角張ったフラグメントの集合体の引きずりとP面の発達を伴う破砕流動が認められ、面状カタクレーサイトとなっており、正断層センスを示す。
・②は細粒で、粘土鉱物の配列によるP面が発達しているが、単ニコル下で基質は透明感があり固結している。①との境界部と不規則な割れ目に沿って褐色化が進んでいるが、未固結の粘土状破砕部は認められない。①の近傍では、P面、R1面が発達し、正断層センスを示す。

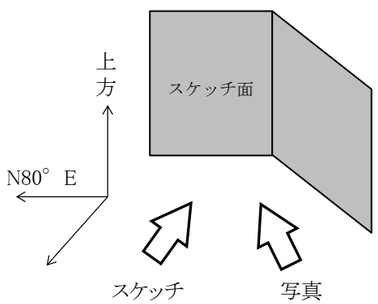
第 1.4.15 図　Ｌ－2 リニアメント a 地点北方露頭の破砕部 ブロック試料の薄片観察結果



破砕帯



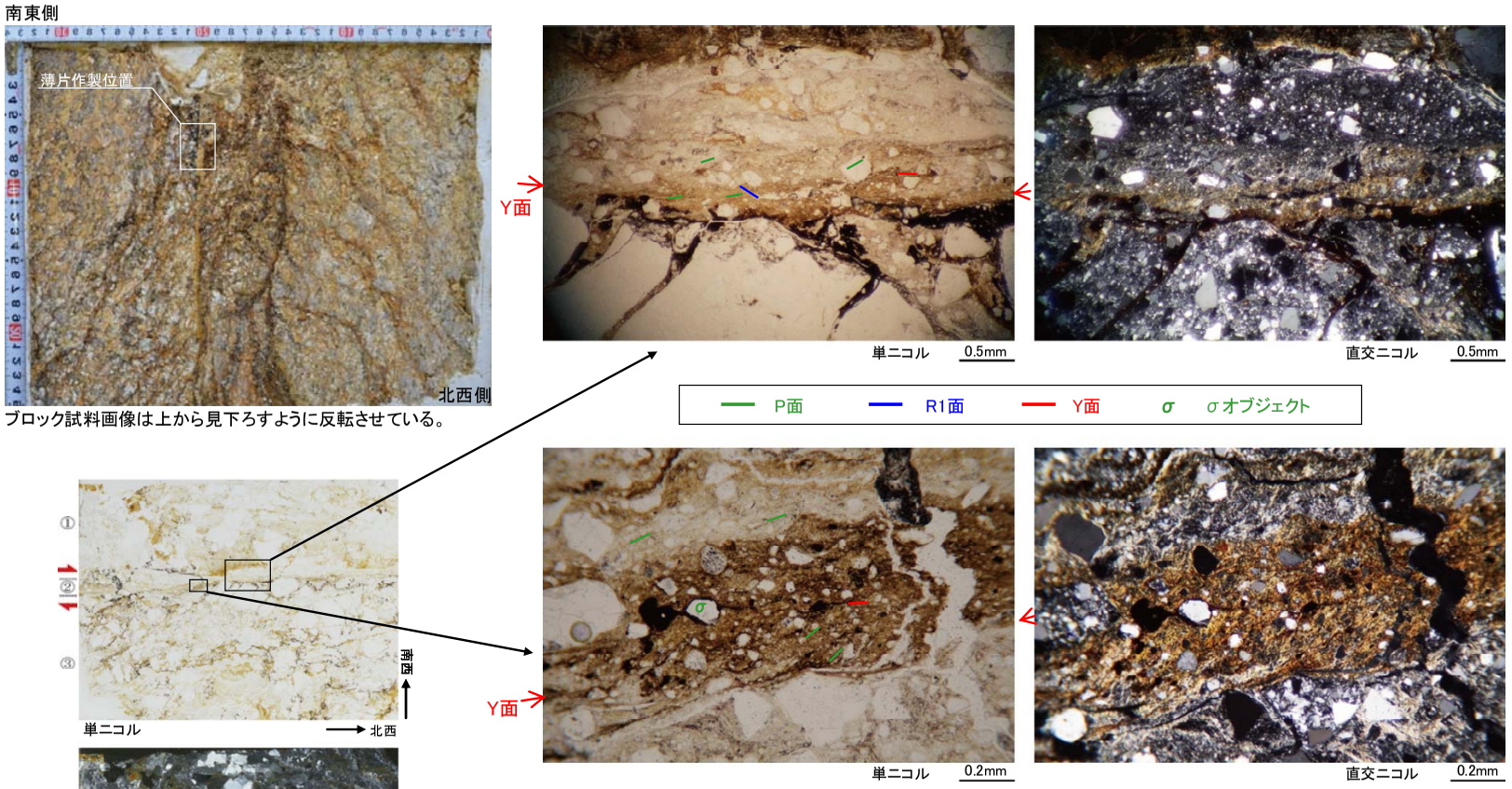
露頭の撮影・スケッチ方向の模式図



※露頭は屈曲し傾斜を持つ壁状であり、スケッチは写真中央から左側部分の面の水平見通しで作成したため、写真とスケッチの見え方は異なる。

・始良 Tn テフラ及び鬼界アカホヤテフラの粒子を含むことから、細粒堆積物は約 7,300 年前以降の堆積物と考えられる。
・^{14}C 年代値（暦年較正値）から、細粒堆積物は約 1,100 年～約 2,300 年前の堆積物と考えられる。

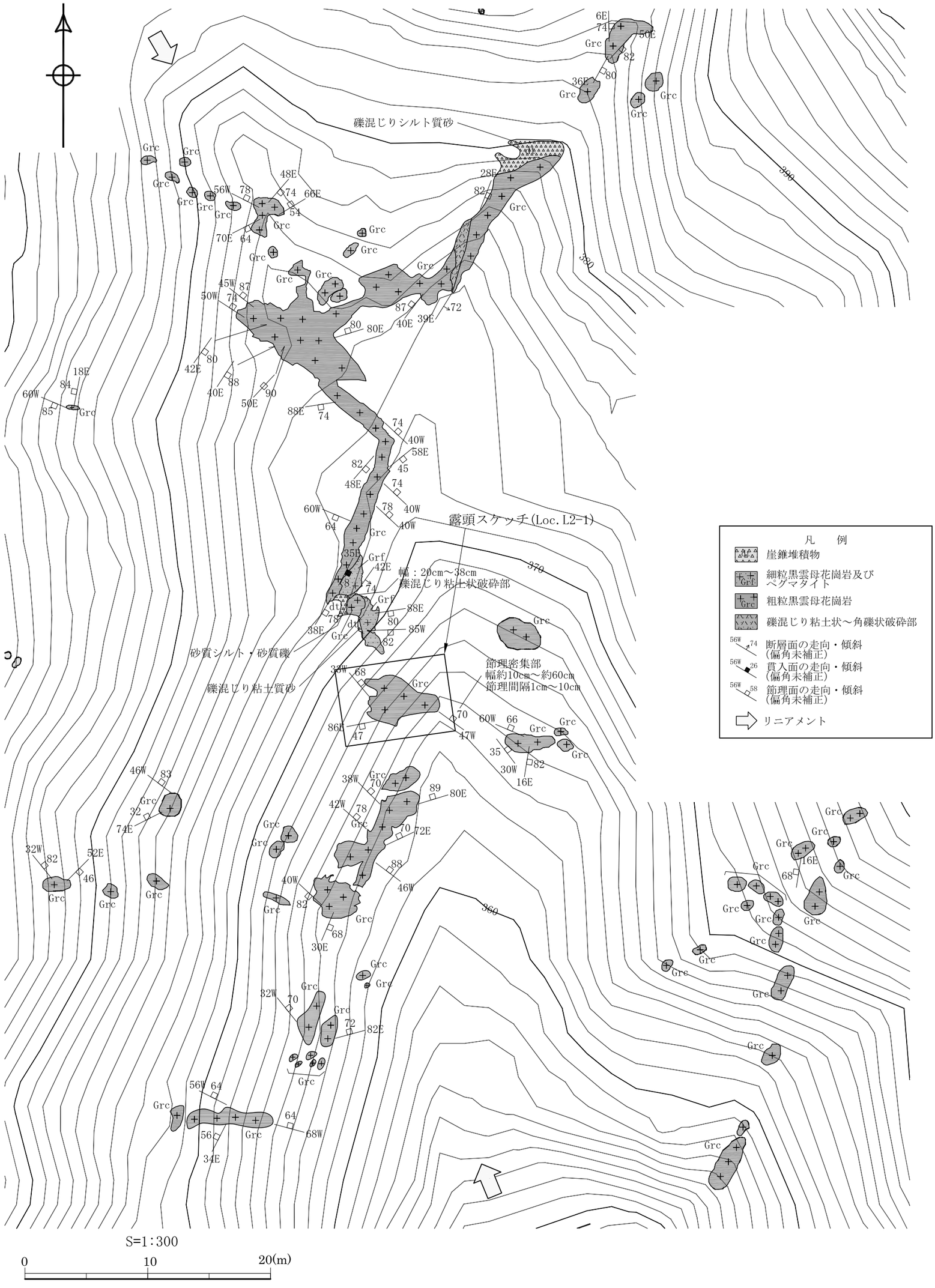
第 1.4.16 図　L－2 リニアメント a 地点南方露頭写真及びスケッチ



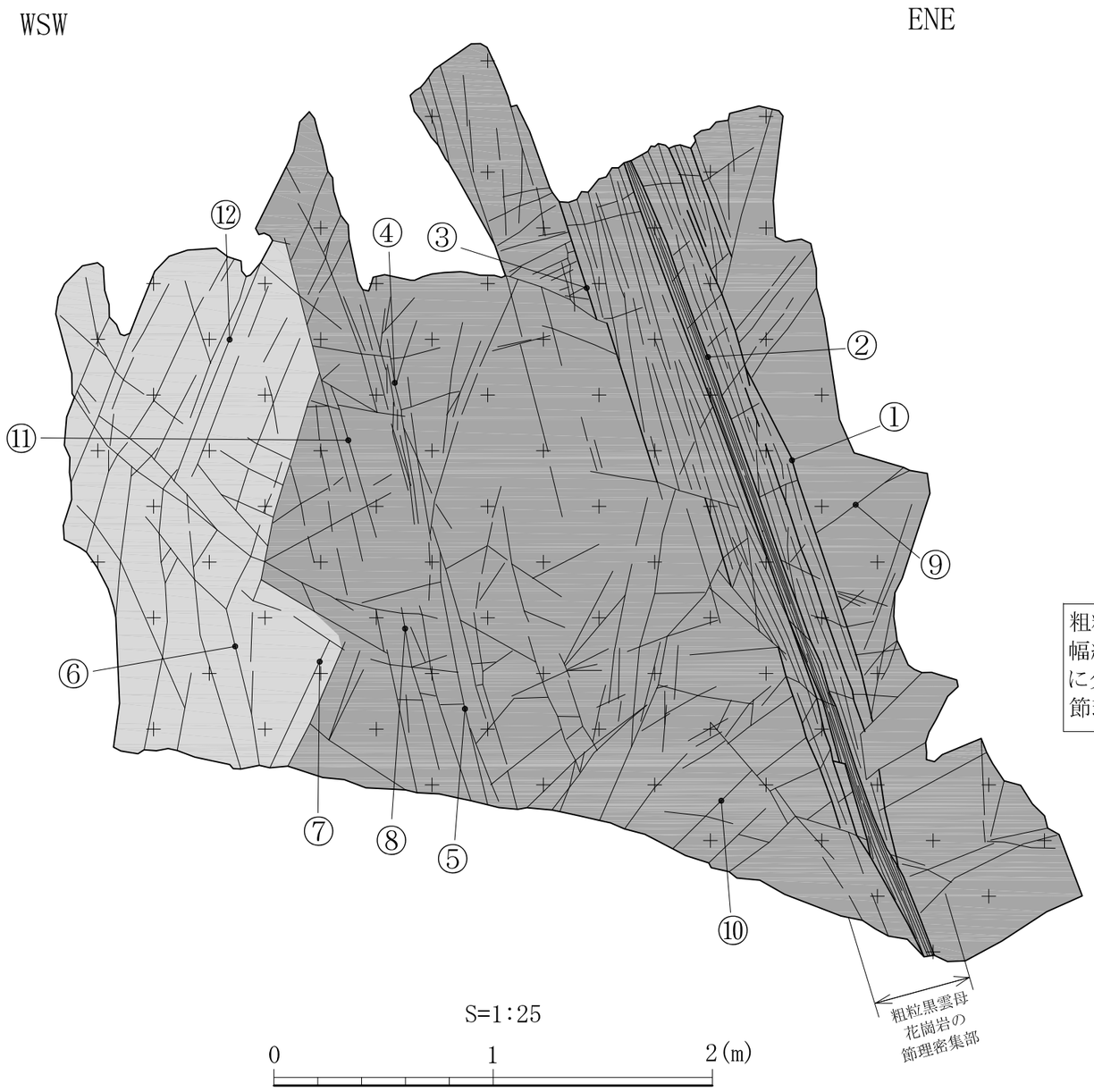
薄片観察結果

- 薄片は、条線が低角度であることを踏まえ、ほぼ水平面で作成した。
- 分帯：①中粒カタクレーサイト、②細粒カタクレーサイト、③中～粗粒カタクレーサイト。各境界は階段状ないし湾曲している。
- ①は波動消光を示す石英と変質した長石類からなる粗粒な岩片を含み、白雲母の晶出や長石のセリサイト化が認められる。
- ②は部分的に面状粘土状破砕部を含むがその連続性は悪く、面状カタクレーサイトを主体とする。右ずれを示すP面、Y面、R1面及びσオブジェクトが認められる。Y面は波状を呈し、平滑で連続的な細粒薄層は認められない。
- ③は全体的に石英の波動消光が認められ、部分的に細粒カタクレーサイトの薄層を挟み、破砕流動が認められる。

第 1.4.17 図　Ｌ－2 リニアメントａ地点南方露頭の破砕部 ブロック試料の薄片観察結果



第1.4.18図　Ｌ－2リニアメント詳細ルートマップ（b地点南方）



①j.N42°W/70°NE
②j.N47°W/70°NE
③j.N43°W/66°NE
④j.N33°W/68°NE
⑤j.N50°W/68°NE
⑥j.N42°W/67°NE
⑦j.N86°E/47°S
⑧j.N72°E/68°S
⑨j.N23°W/84°SW
⑩j.N13°E/75°W
⑪j.N52°E/42°SE
⑫j.N88°W/58°S

粗粒黒雲母花崗岩の節理密集部
幅約10cm～約60cm区間に、節理が約1cm～約10cm間隔に分布する。この区間の中心付近の幅約10cm間では、節理間隔は約1cm以下で、特に節理密度が高い。

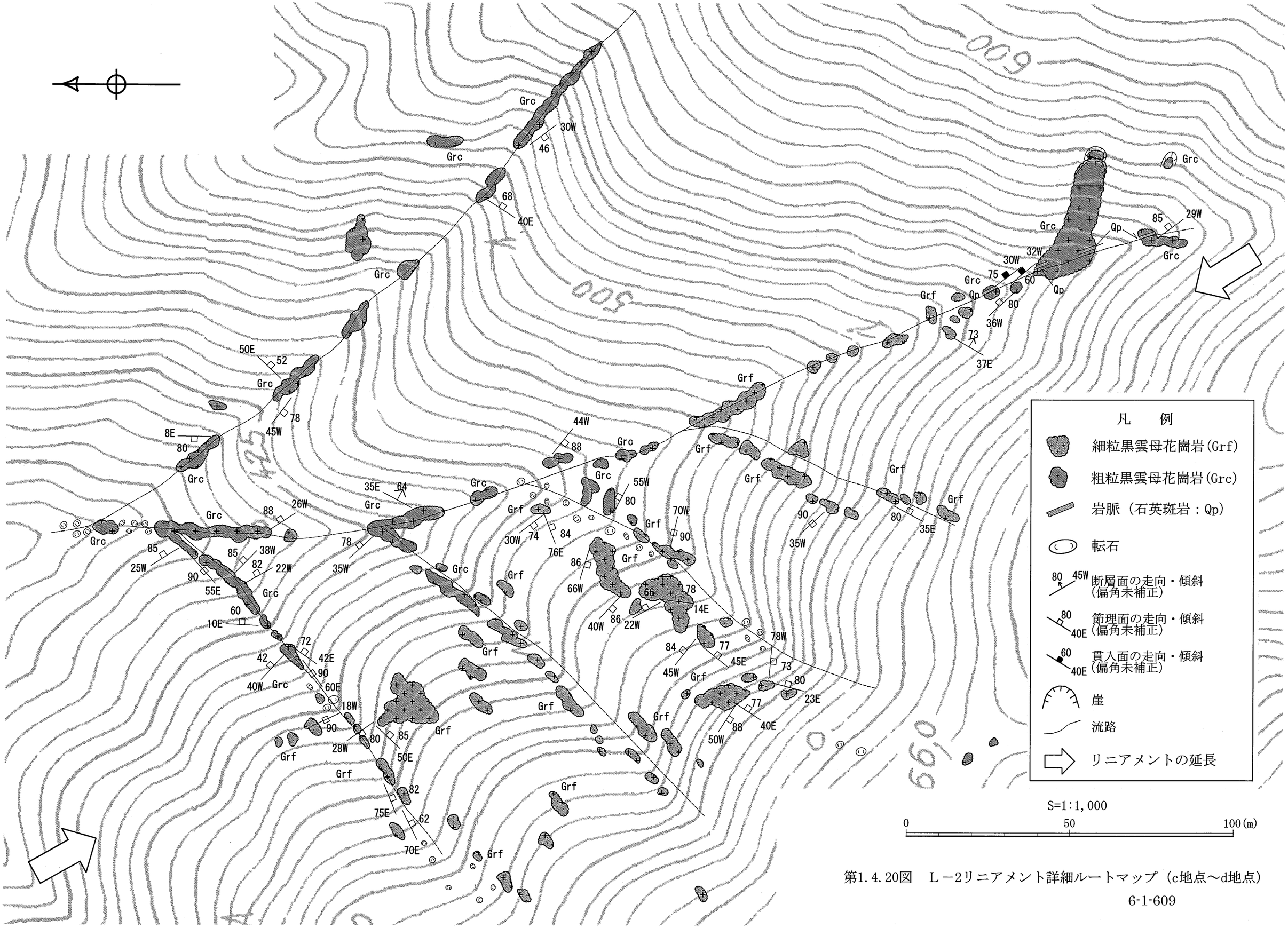
凡　例

風化粗粒黒雲母花崗岩

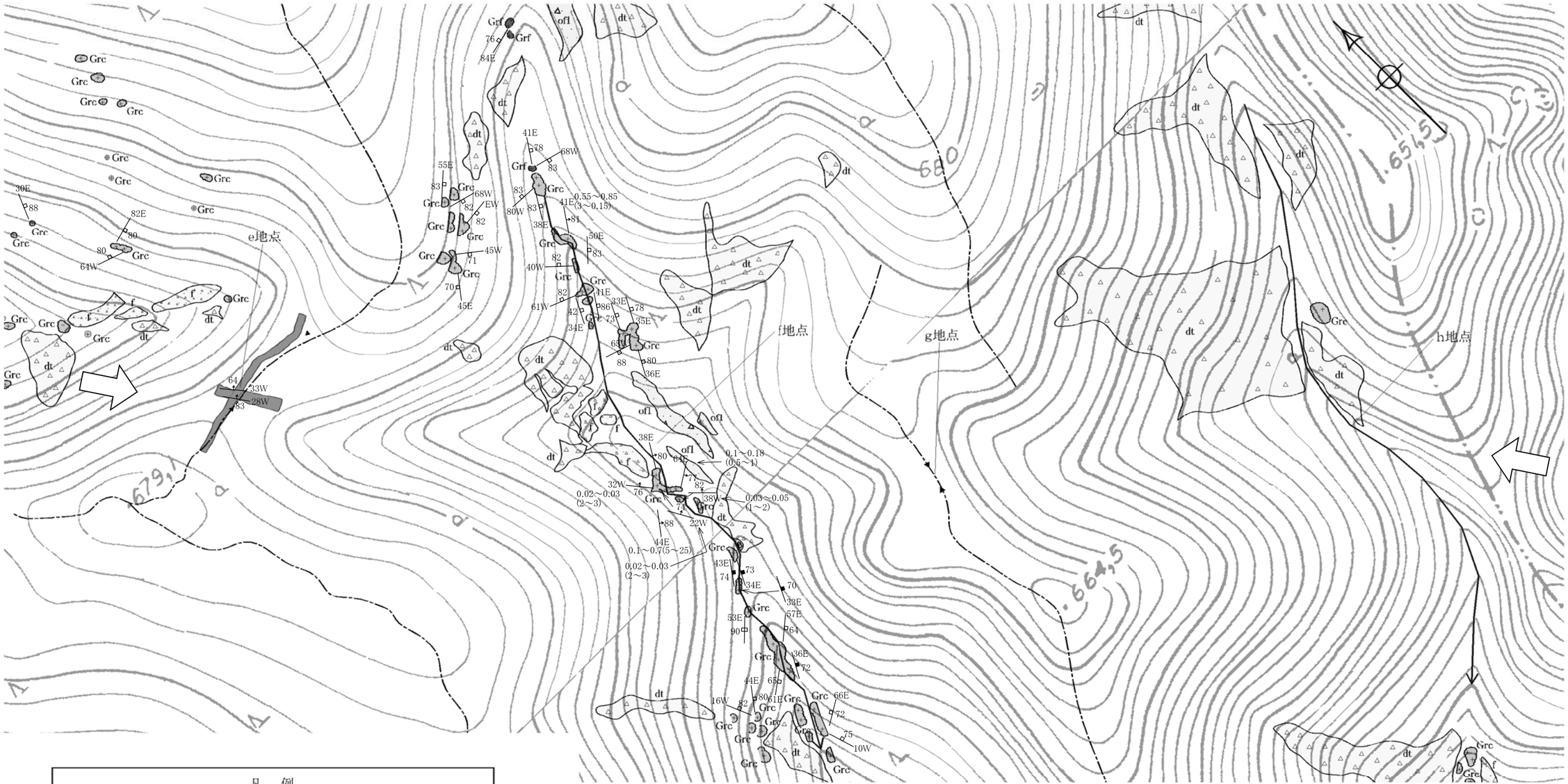
粗粒黒雲母花崗岩

j.N42°W/70°NE：節理の走向/傾斜(偏角未補正)

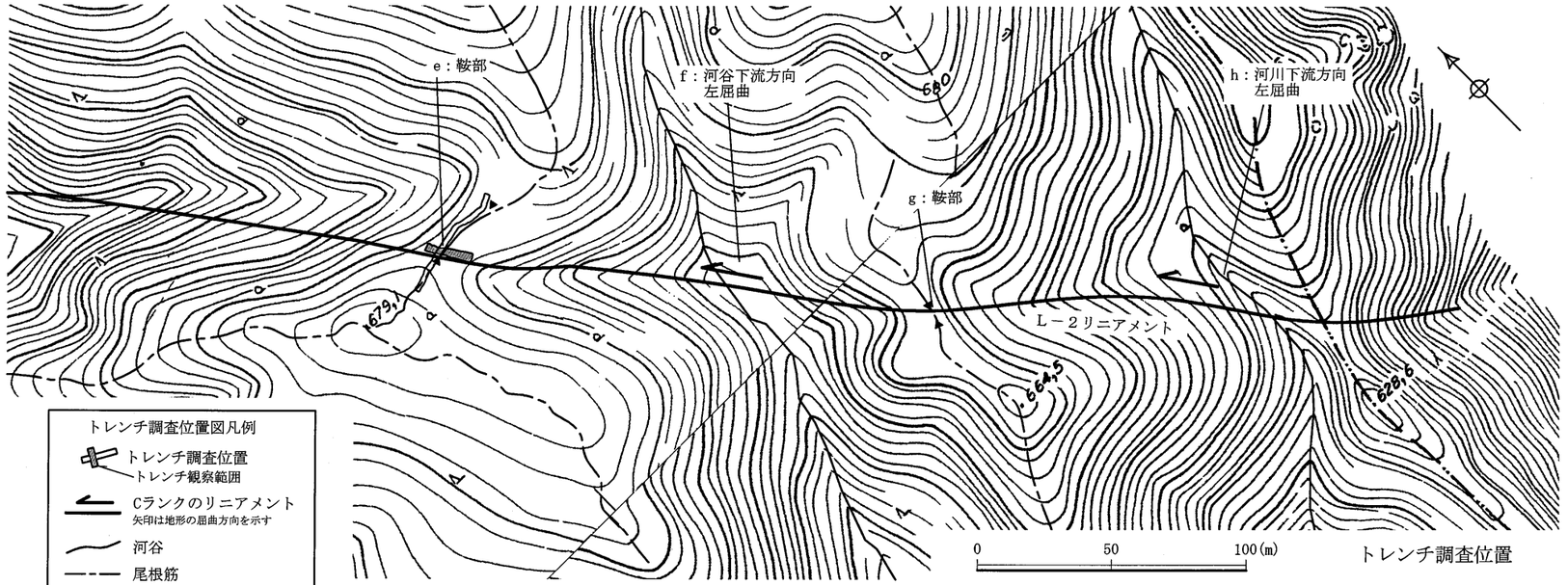
第1.4.19図　Ｌ－2リニアメントb地点南方の露頭スケッチ（Loc.L2-1）



第1.4.20図　Ｌ－2リニアメント詳細ルートマップ（c地点～d地点）



第1.4.21図　Ｌ－2リニアメント詳細ルートマップ（e地点～h地点）



トレンチ調査位置図凡例

- トレンチ調査位置
- トレンチ観察範囲
- Cランクのリニアメント（矢印は地形の屈曲方向を示す）
- 河谷
- 尾根筋
- 鞍部

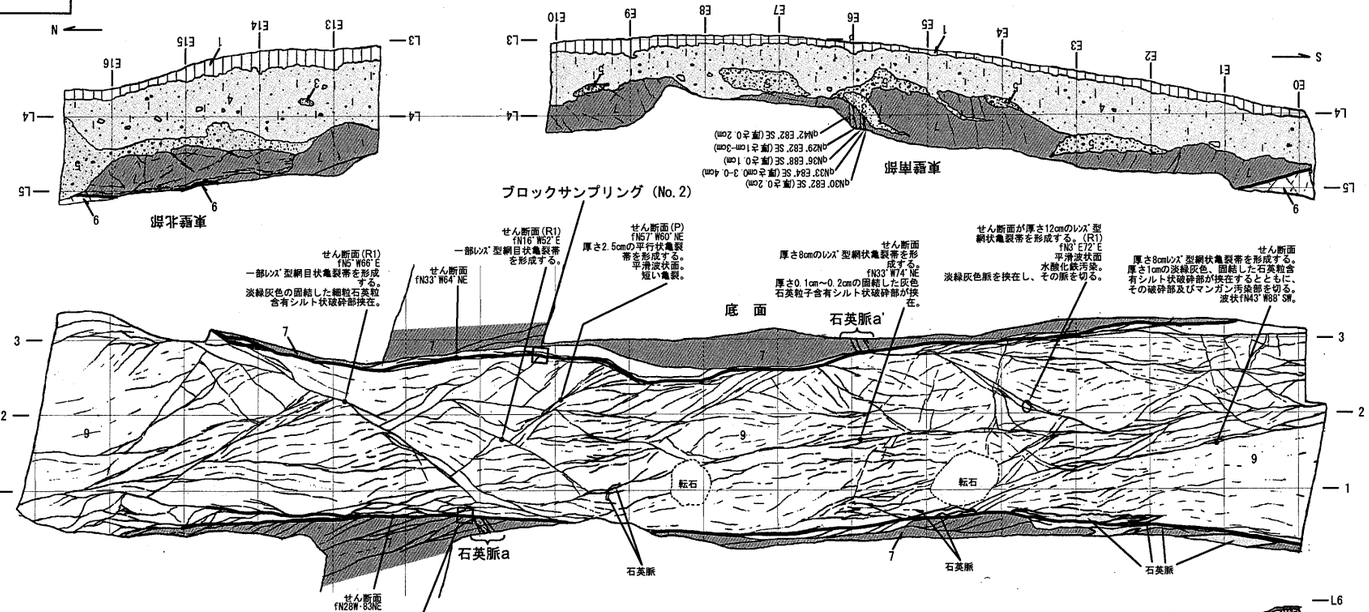
凡　例

- ：シルト
- ：砂
- ：礫
- ：シルト質
- 1 砂、シルト
- 2 人工擾乱層（砂、シルトからなり植物根の侵入に伴う砂・シルトの流入）
- 3 生物による擾乱層（植物根の侵入に伴う砂・シルトの流入）
- 4 砂・シルト
- 5 砂・シルト
- 6a 砂・礫・シルト
- 6b シルト
- 6c シルト・砂
- 6d 砂・礫・シルト
- 7 粗粒黒雲母花崗岩
- 9 角礫状破砕部
- シルト状破砕部
- q 石英脈
- 断裂
- N30°E70°SE　断裂の走向・傾斜(*1)
- f：せん断面
- q：石英脈

(*1)走向・傾斜の走向は偏角補正前の値

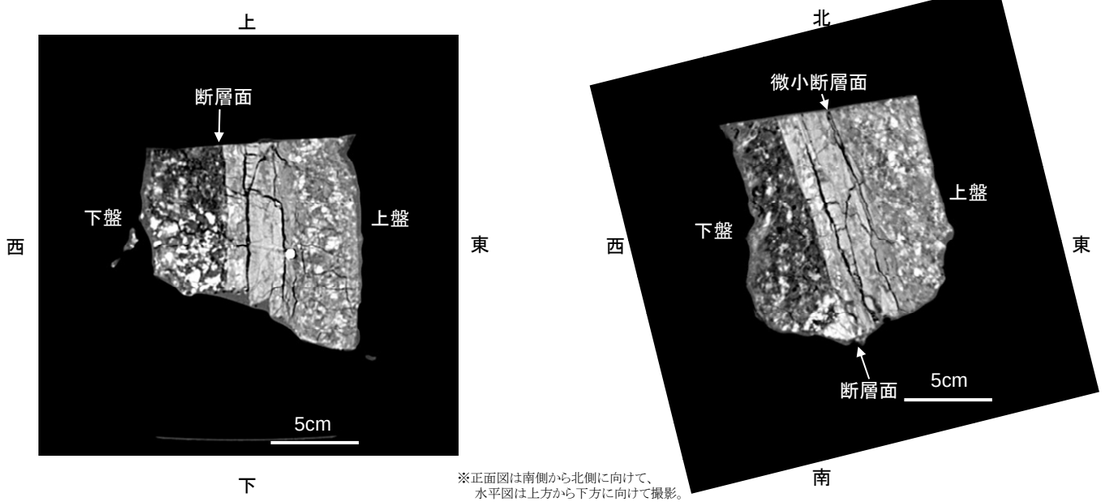
凡　例

- N7+50　試料採取位置
- 降灰層準（実線）
- 火山灰起源の粒子を含む（破線）
- 火山灰の名称（火山ガラス数/粒子の数）
- K-Ah(鬼界アカホヤテフラ)
- AT(姶良Tnテフラ)
- K-Tz(鬼界葛原テフラ)



第1.4.22図　Ｌ－2リニアメントe地点のトレンチ調査結果

CT画像（L－2リニアメントe地点　No.1）



※正面図は南側から北側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜：TN26W/86E

縦ずれ成分：不明、横ずれ成分：右（ブロック東端部）

ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。

断層面の上盤側に直線性に富む微小断層面が並走する。

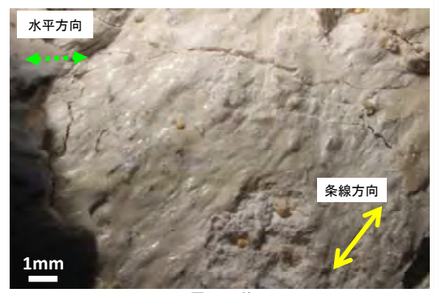
周囲に比べ、断層面と微小断層面に挟まれた部分の密度は高い。

条線観察

L－2リニアメントe地点　No.1

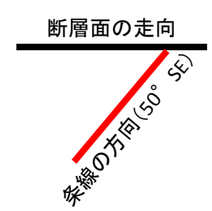


下盤上面

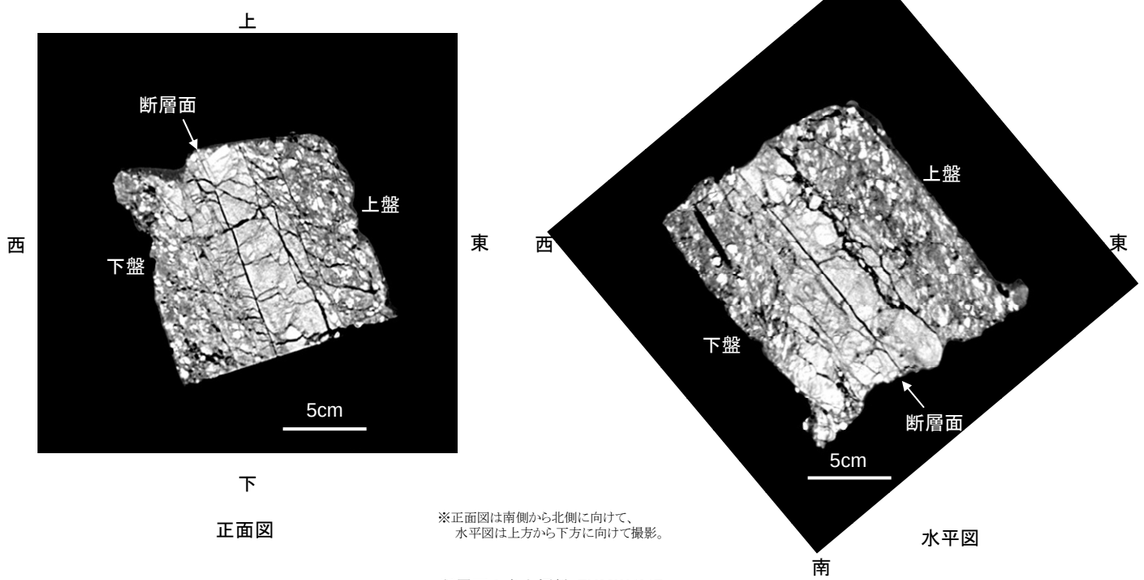


断層面の状況

センス不明



CT画像（L－2リニアメントe地点　No.2）



※正面図は南側から北側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜：TN38W/64E

縦ずれ成分：正断層（ブロックの両端部）、横ずれ成分：左（ブロックの両端部）

ブロック中に1条の連続した断層面が認められる。

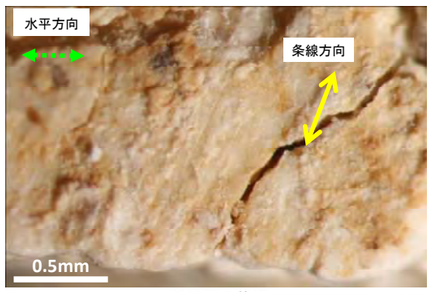
周囲に比べ、断層面沿いの幅2cm～3cmは密度が高い。

条線観察

L－2リニアメントe地点　No.2

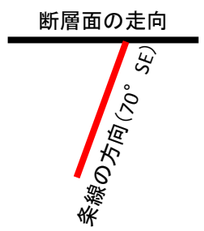


下盤上面



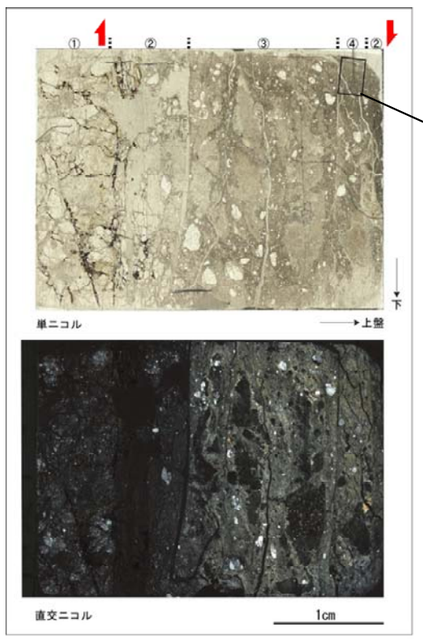
断層面の状況

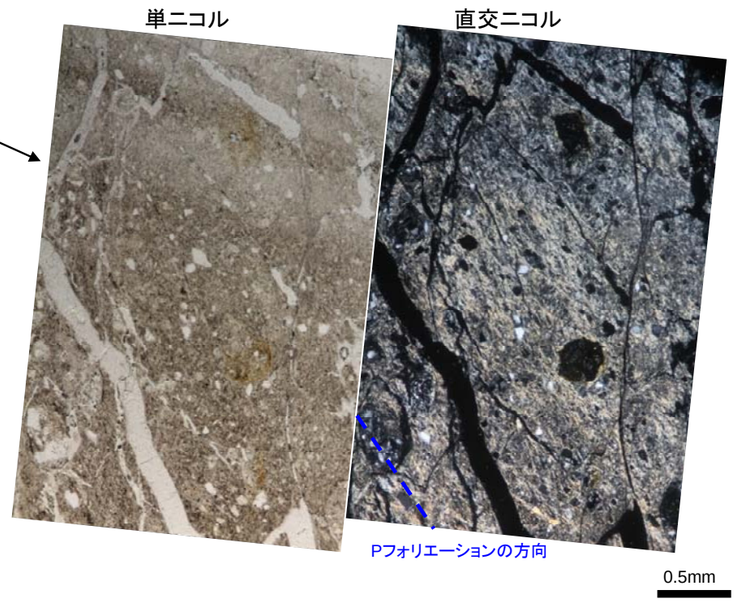
センス不明



第 1.4.23 図　L－2 リニアメント e 地点破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果

（L－2リニアメントe地点 No.1 ）





右横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

薄片観察結果

・分帯：①細～中粒カタクレーサイト、②細～極細粒カタクレーサイト、③断層角礫帯、④断層ガウジ

・分帯はテクスチャーに基づく。

・①と②の割れ目に沿って、不透明鉱物が晶出している。薄片を横断するY面が②と③の境界と③と④の境界に認められる。これらのY面は薄片作成時に開口しているため、粘土鉱物との関係は不明である。これらのY面と④の分布から、③と④の境界に分布するY面が最新活動面である可能性がある。②～④中に右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。層状構造は認められない。

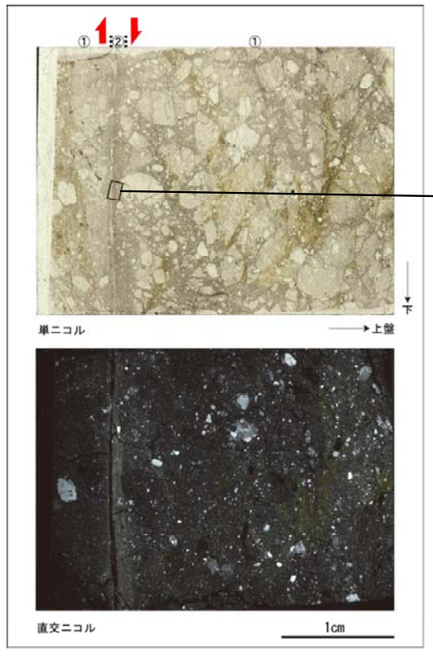
・①：フラグメントは石英からなり、一部で波動消光を示すものや、セリサイトを含むものがある。マトリックスは細粒砕屑物からなる。破砕流動が認められる。

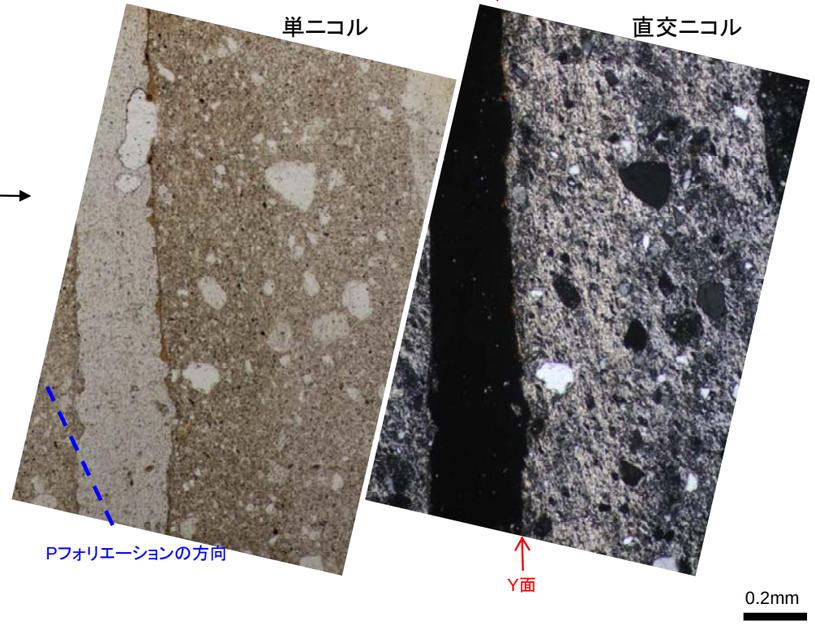
・②：フラグメントは石英からなり、一部で波動消光を示すものが認められる。マトリックスは細粒砕屑物からなり、一部で変質・粘土化している。

・③：フラグメントは石英、イライト・セリサイトからなり、一部で①・②起源のものが認められる。マトリックスは細粒砕屑物や細粒の粘土鉱物からなる。

・④：フラグメントは石英、イライト・セリサイトからなり、一部で①・②起源のものが認められる。マトリックスは細粒の粘土鉱物からなる。

（ L－2リニアメントe地点　No.2 ）





右横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

薄片観察結果

・分帯：①細～中粒カタクレーサイト、②断層ガウジ

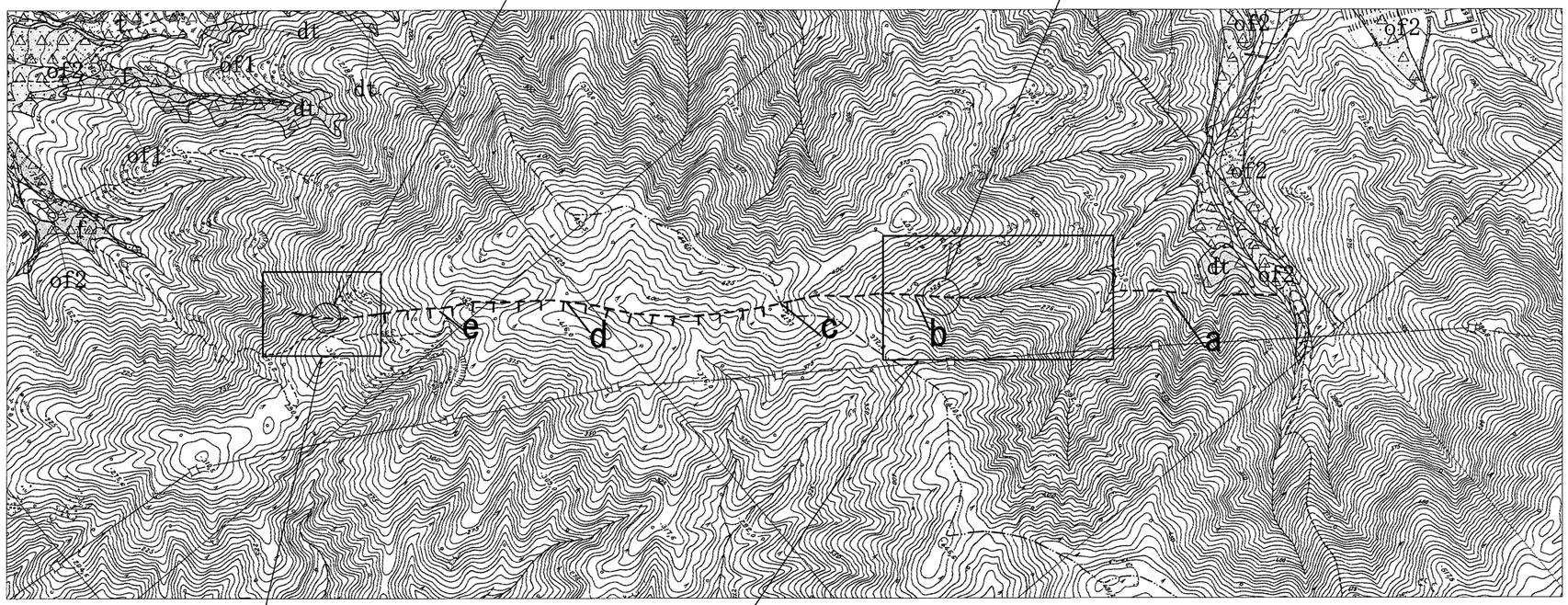
・分帯はテクスチャーに基づく。

・薄片は全体的にやや黄色がかっている。薄片を横断する1条のY面が②中に認められる。このY面は薄片作成時に開口しているため、粘土鉱物との関係は不明である。②中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。層状構造は認められない。

・①：フラグメントは石英からなり、一部でポリクウォーツ化しているものや、セリサイトを含むものがある。マトリックスは細粒砕屑物からなり、一部で変質・粘土化している（セリサイト）。破砕流動が認められる。

・②：フラグメントは石英からなり、一部はカタクレーサイト起源である。マトリックスは細粒細屑物や細粒の粘土鉱物からなる。

第 1.4.24 図　Ｌ－2 リニアメント e 地点破砕部　ブロック試料の薄片観察結果



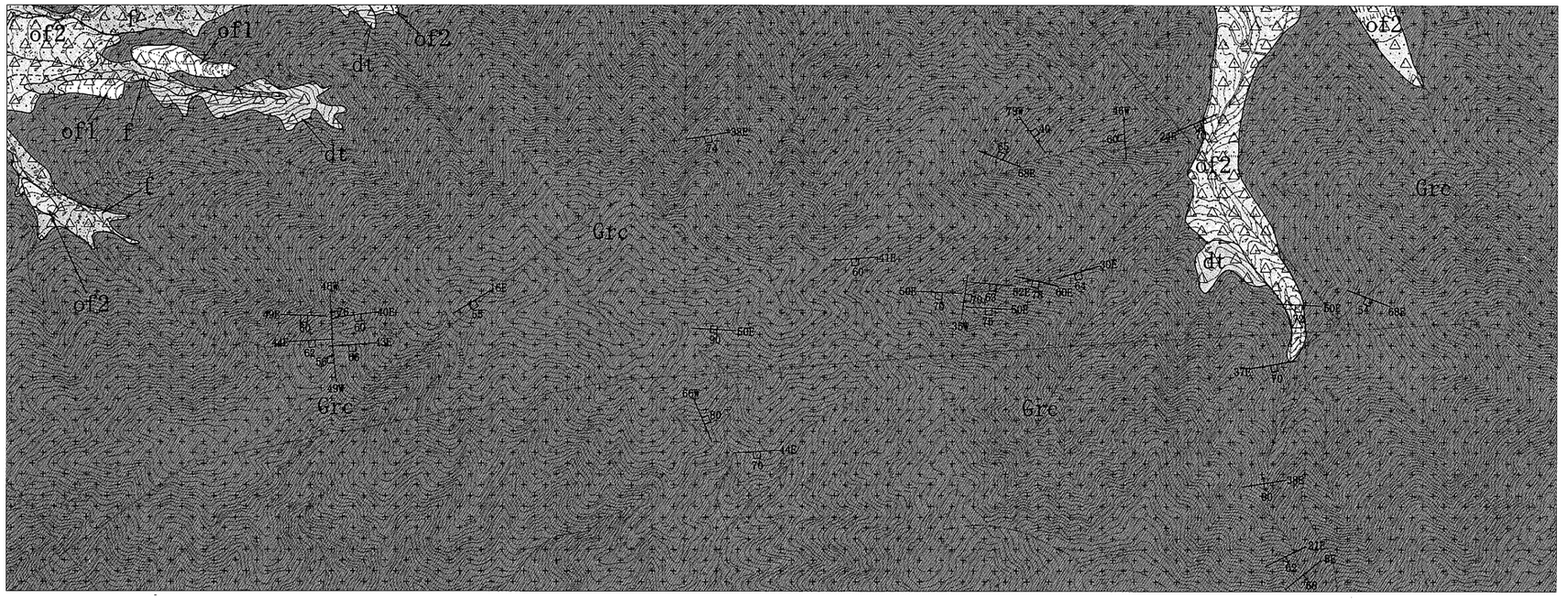
地形面の凡例

- dt 崖錐面
- f 新期扇状地面
- of2 古期扇状地面2
- of1 古期扇状地面1

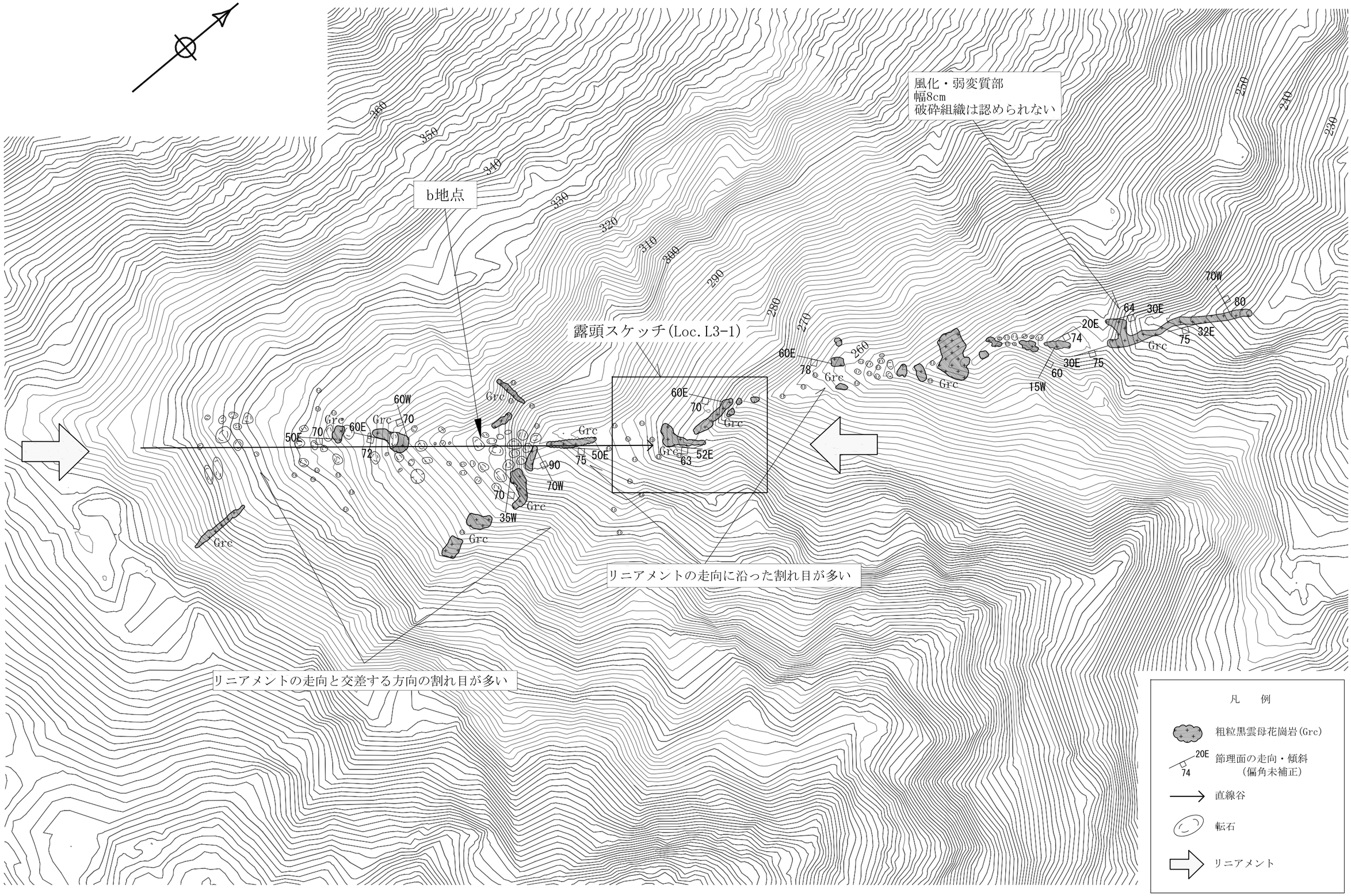
変動地形・リニアメントの凡例

TTT --- Dランク
短線は低い側を示す。
短線がないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。

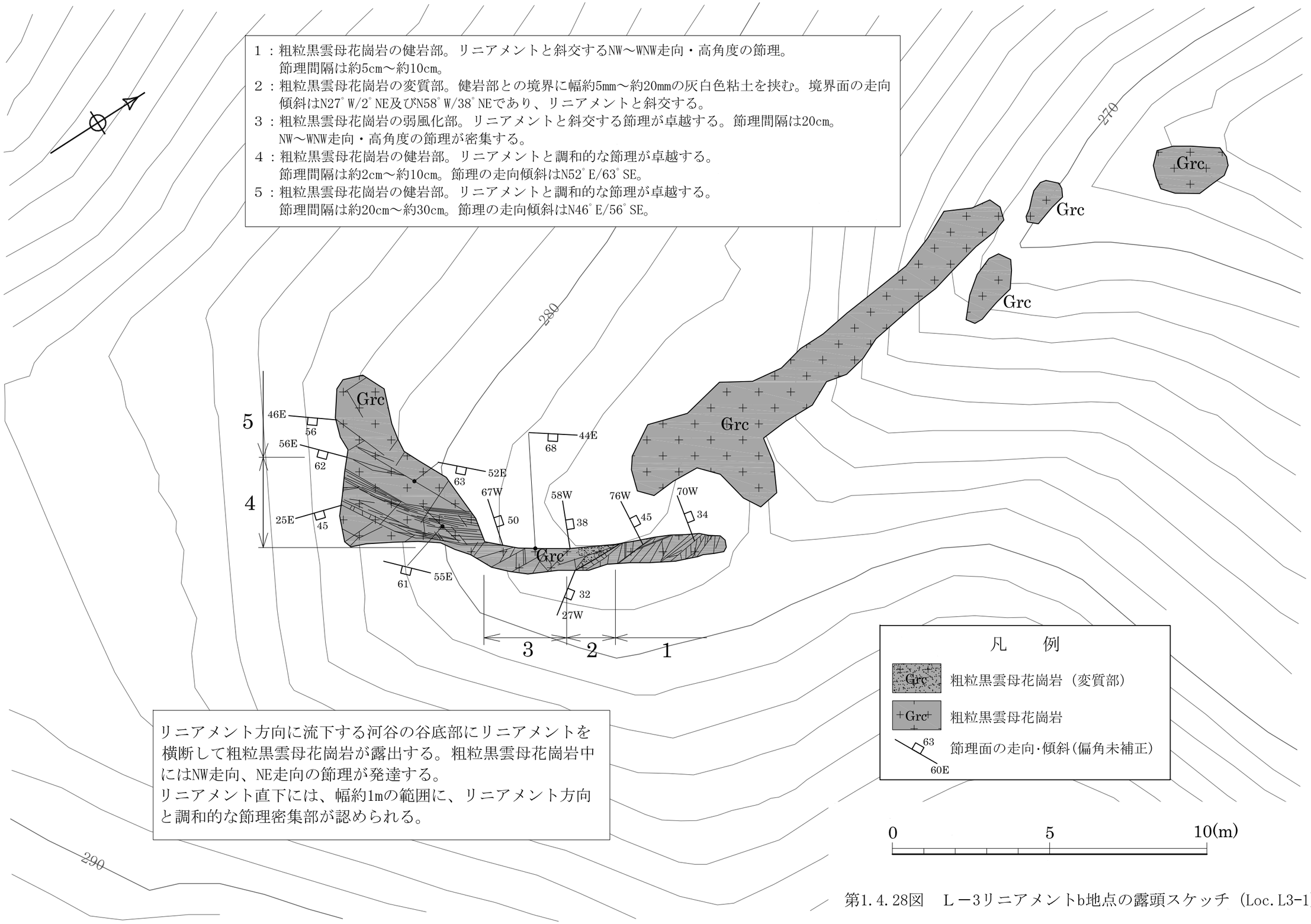
第1.4.25図　L－3リニアメント周辺の地形調査結果



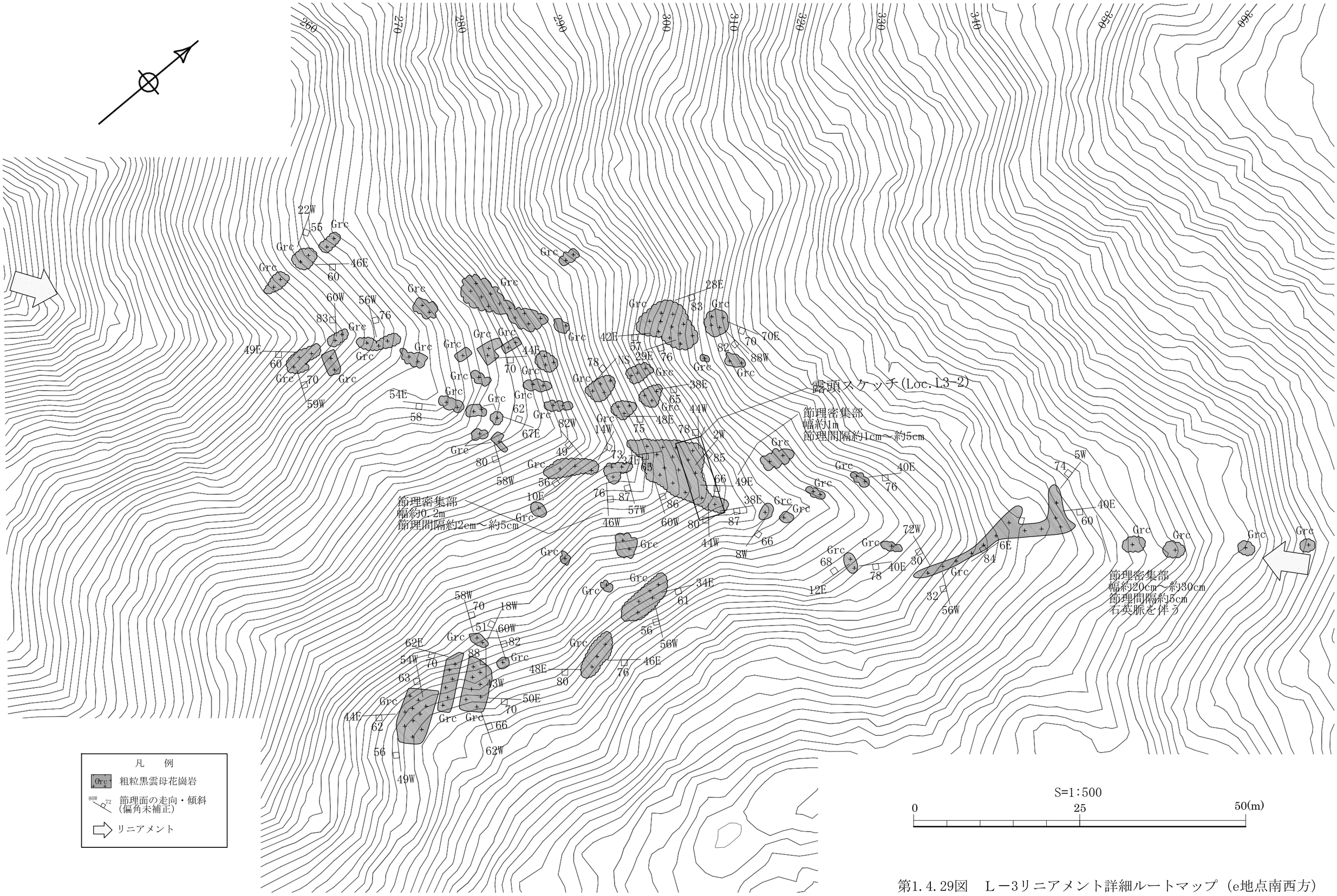
第1.4.26図　Ｌ－3リニアメント周辺の地質図



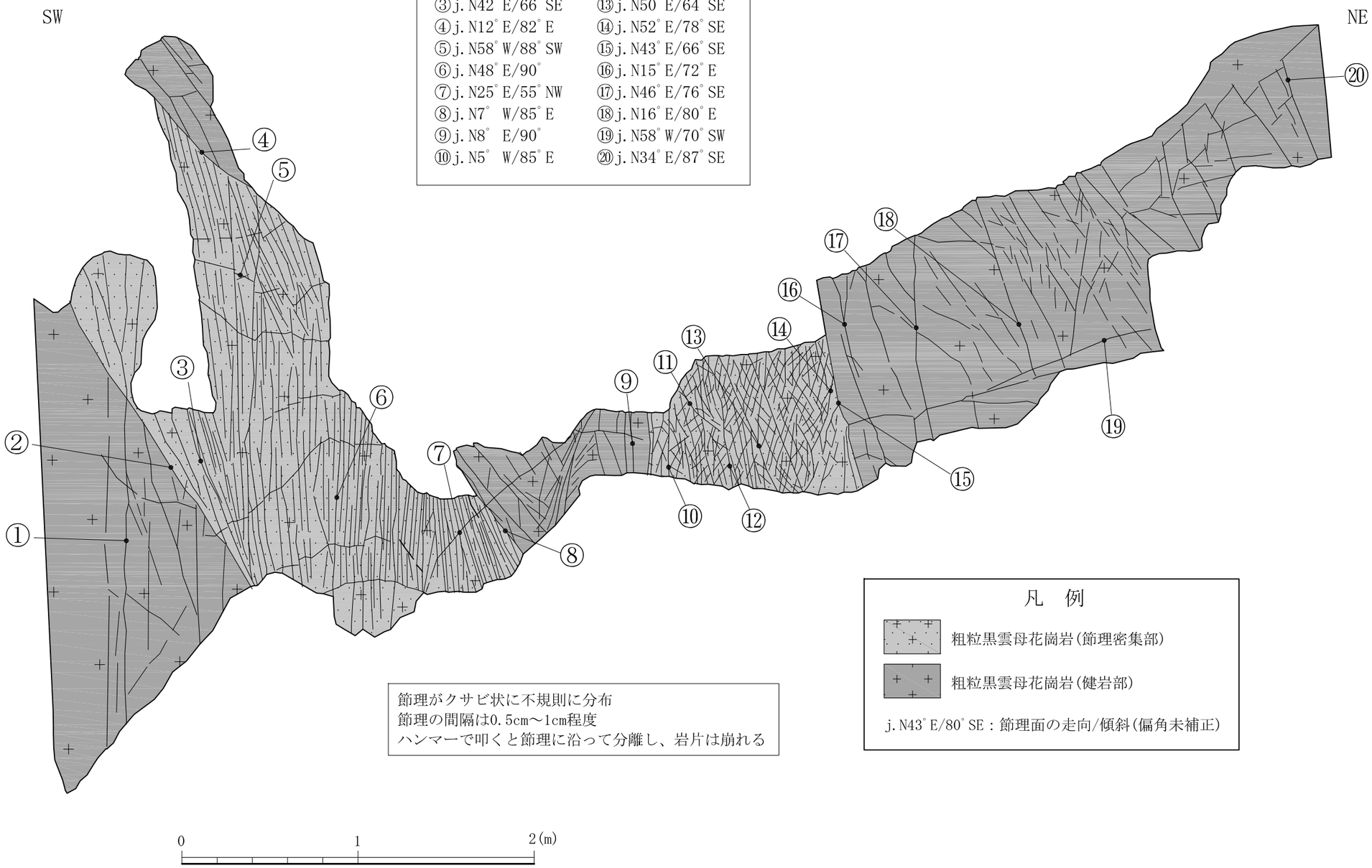
第1.4.27図　L－3リニアメント詳細ルートマップ（b地点）



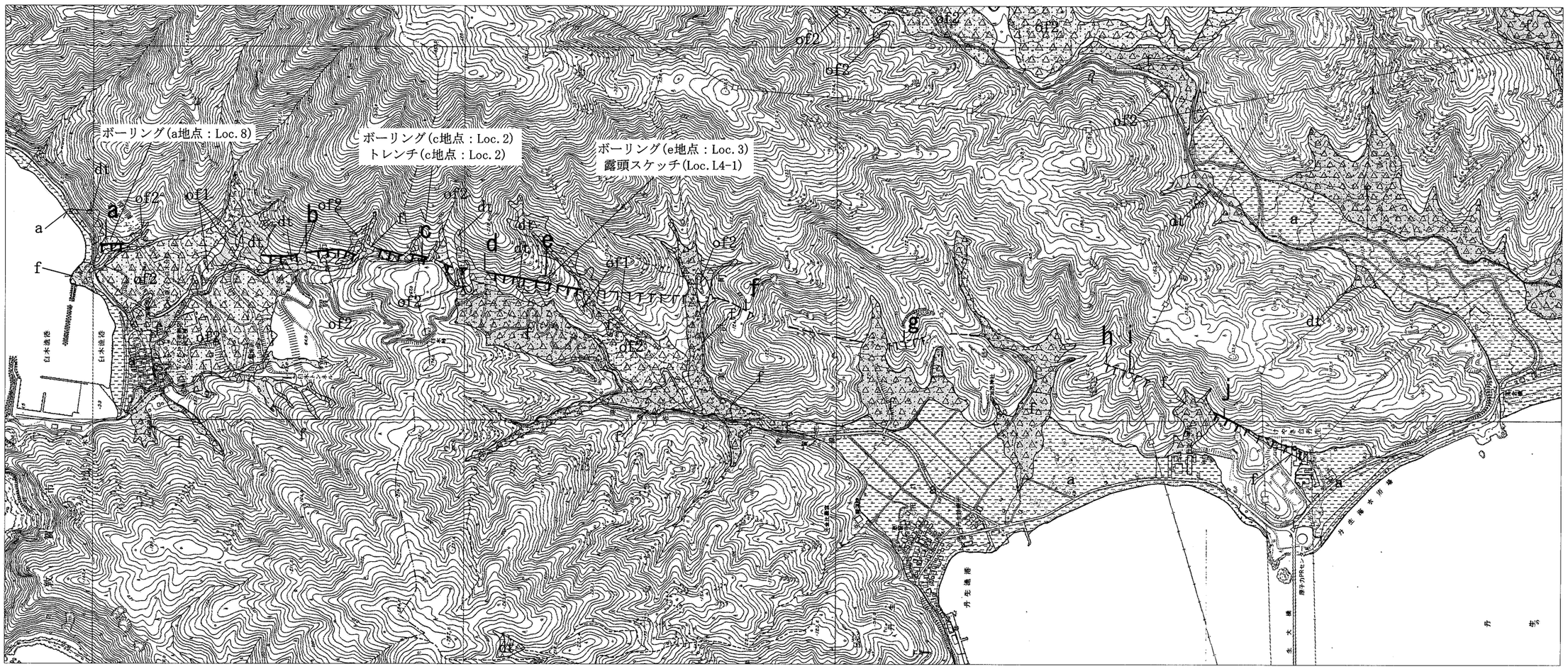
第1.4.28図　Ｌ－3リニアメントb地点の露頭スケッチ（Loc.L3-1）



第1.4.29図　Ｌ－3リニアメント詳細ルートマップ（e地点南西方）



第1.4.30図　Ｌ－3リニアメントe地点南西方の露頭スケッチ（Loc. L3-2）



地形面の凡例

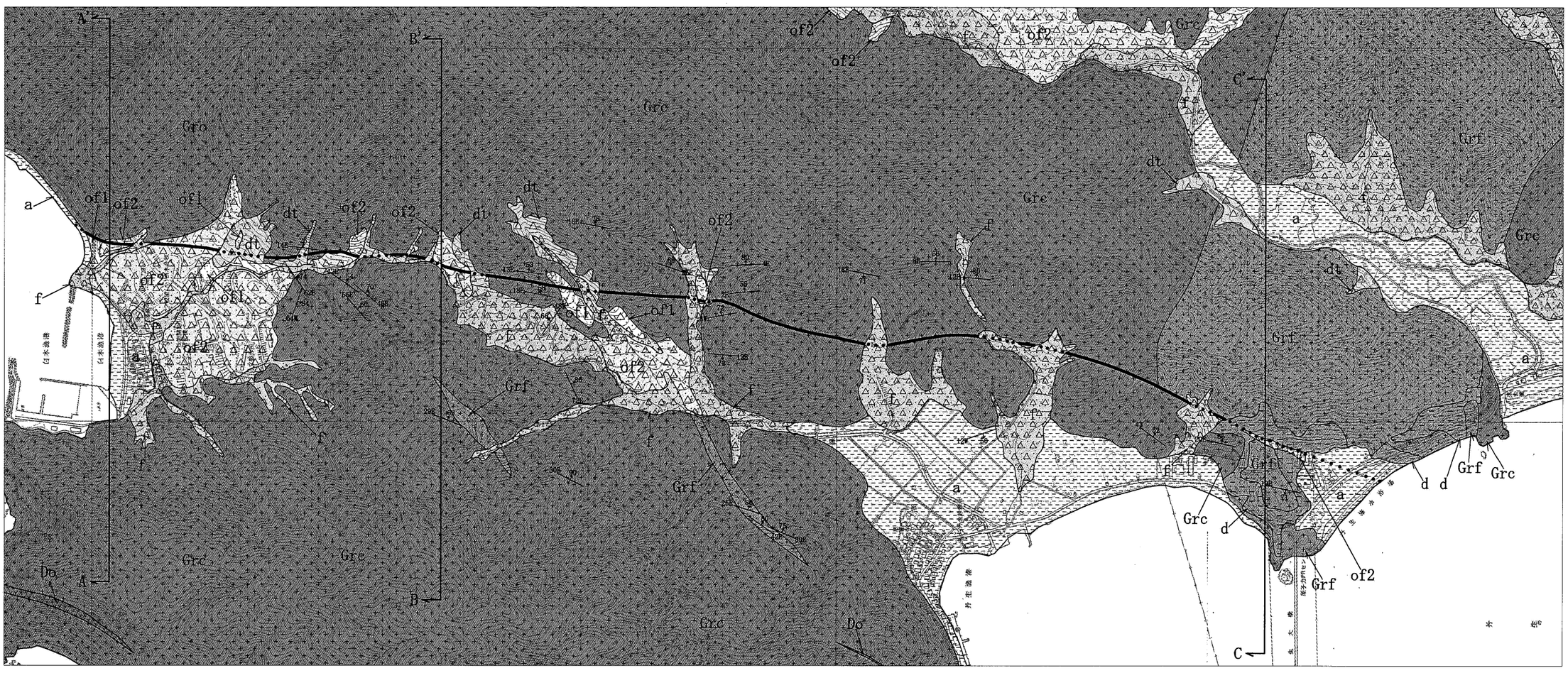
- a 沖積底地面
- dt 崖錐面
- of 新期扇状地面
- of2 古期扇状地面2
- of1 古期扇状地面1

変動地形・リニアメントの凡例

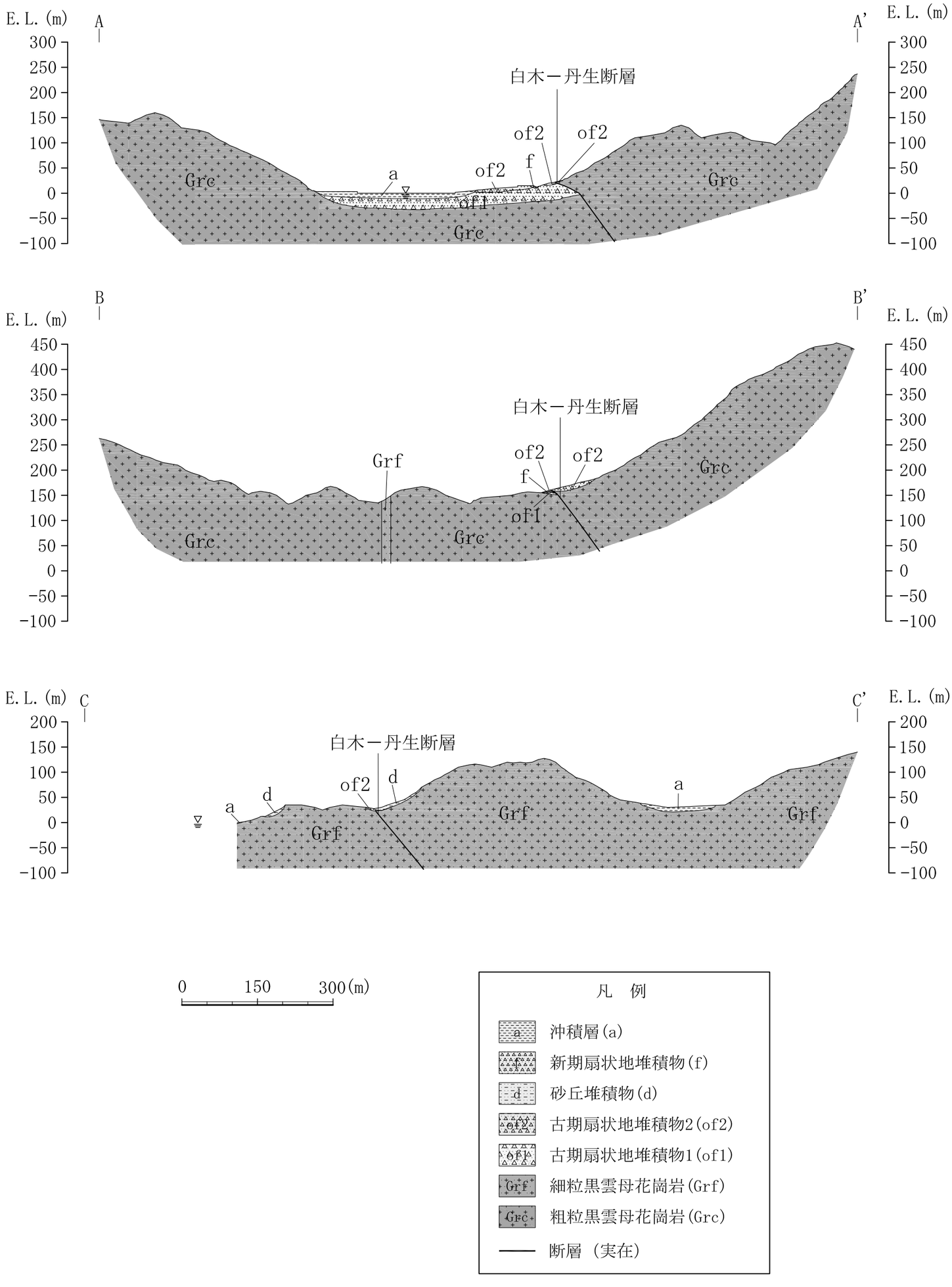
- Cランク
- Dランク

短線は低い側を示す。短線がないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。

第1.4.31図　Ｌ－4リニアメント周辺の地形調査結果



第1.4.32図　Ｌ－4リニアメント周辺の地質図



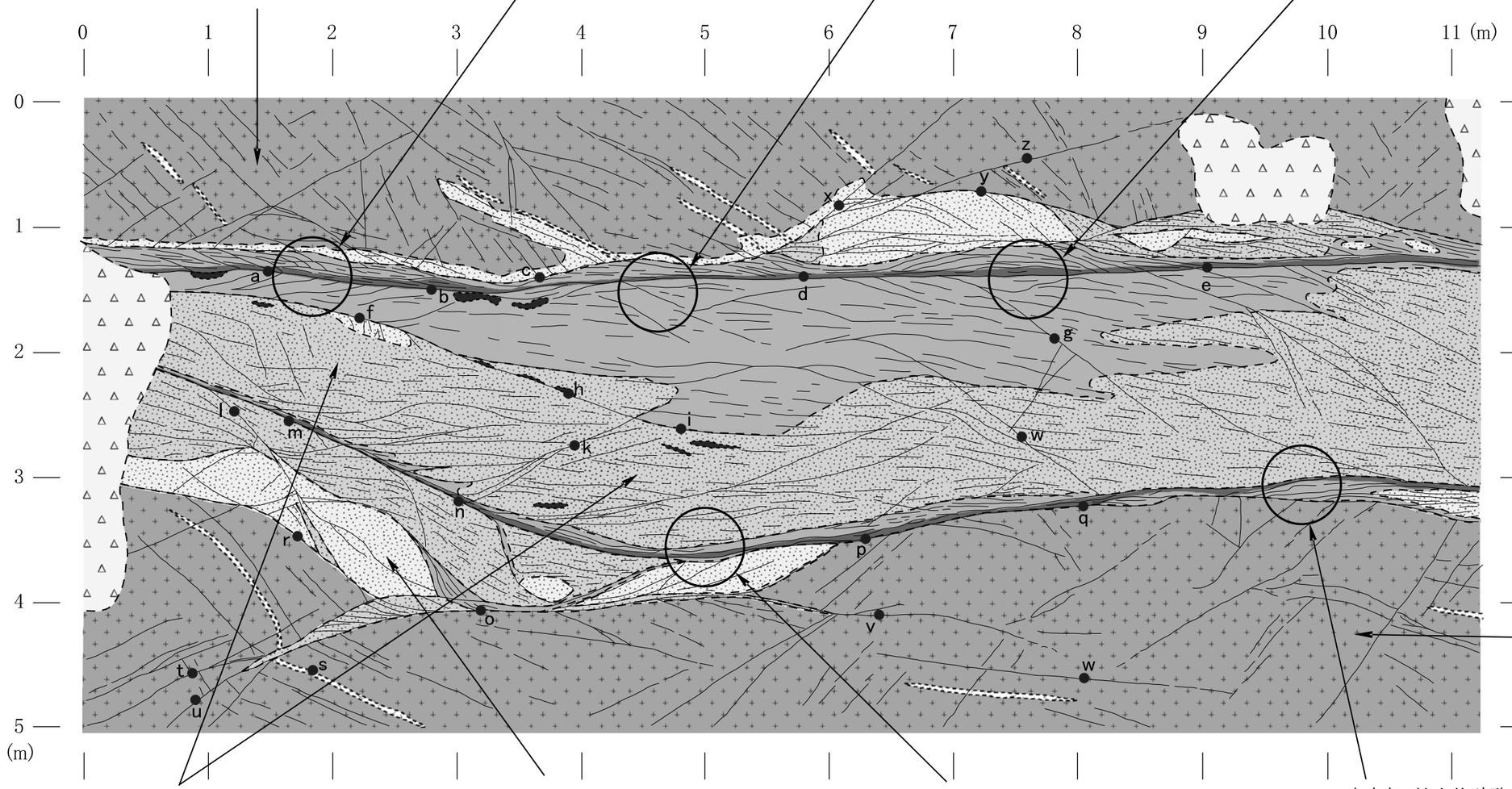
第1.4.33図　Ｌ－4リニアメント周辺の地質断面図

粗粒黒雲母花崗岩(Grc):
淡黄褐～黄褐色の風化岩。
φ2mm～5mmまれにφ7mm～8mm)の粗粒な結晶からなる。
割れ目が良く発達する(N48°E/70°SE、N20°W/62°Eの2方向)。割れ目間隔2cm～5cm。割れ目面は褐色。
風化が進んで結晶粒の固結度が弱く、ハンマーの打撃で容易に砕ける。
石英脈の分布から見かけ上左ずれの変位が認められる。

淡桃灰色～暗灰色粘土状破砕部:幅1cm～2cm。ほぼ直線的に連続している。
粘土状破砕部の上盤:花崗岩組織がほとんど消失した灰白色シルト状破砕部、幅30cm。せん断面が発達する。下部に酸化マンガンの沈殿濃集部が点在する。
粘土状破砕部の下盤:灰白色シルト～砂状破砕部、幅15cm～20cm。花崗岩組織が消失し、せん断面が発達する。

幅1.5cm～2cmの黒褐色粘土状破砕部を挟み、弱いせん断面が認められる。
黒褐色粘土状破砕部の上盤側には淡桃灰色のシルト状破砕部が幅20cm、下盤側には淡桃灰色のシルト状破砕部が幅80cmで存在する。いずれもやや軟質で、指頭で押すと容易に変形する。

黒褐色粘土状破砕部(幅5mm～8mm)が直線的に非常に良く連続する。この上盤側に灰白色シルト状破砕部を20cm、下盤側に淡黄灰色シルト～砂状破砕部を幅約1mともなう。下盤側には灰白色の細い粘土が網目状に入っており、この形状から右ずれの変位が認められる。
黒褐色粘土状破砕部に近いところはかなり軟質で、指頭で押すと変質部は容易に潰れる。いずれも花崗岩組織は完全に消失している。



凡　例
- 崖錐
- 粘土～シルト状破砕部
- シルト～砂状破砕部
- 砂～角礫状破砕部
- 非変質部(粗粒黒雲母花崗岩)
- 石英脈
- 酸化マンガン
- 節理
- 走向・傾斜測定点
- 地質境界
- 破砕帯粘土

風化粗粒花崗岩:
長石が風化して赤褐色を呈する。結晶間結合度が弱く、ハンマーの中打で容易に割れる。
割れ目に沿って数㎜の変質脈を挟む。

中変質部:
花崗岩組織が残存する。長石の概ね50%以上が変質し、軟質。細かな割れ目沿いに淡桃灰色の変質部(幅1mm～3mm)が網目状に入っている。

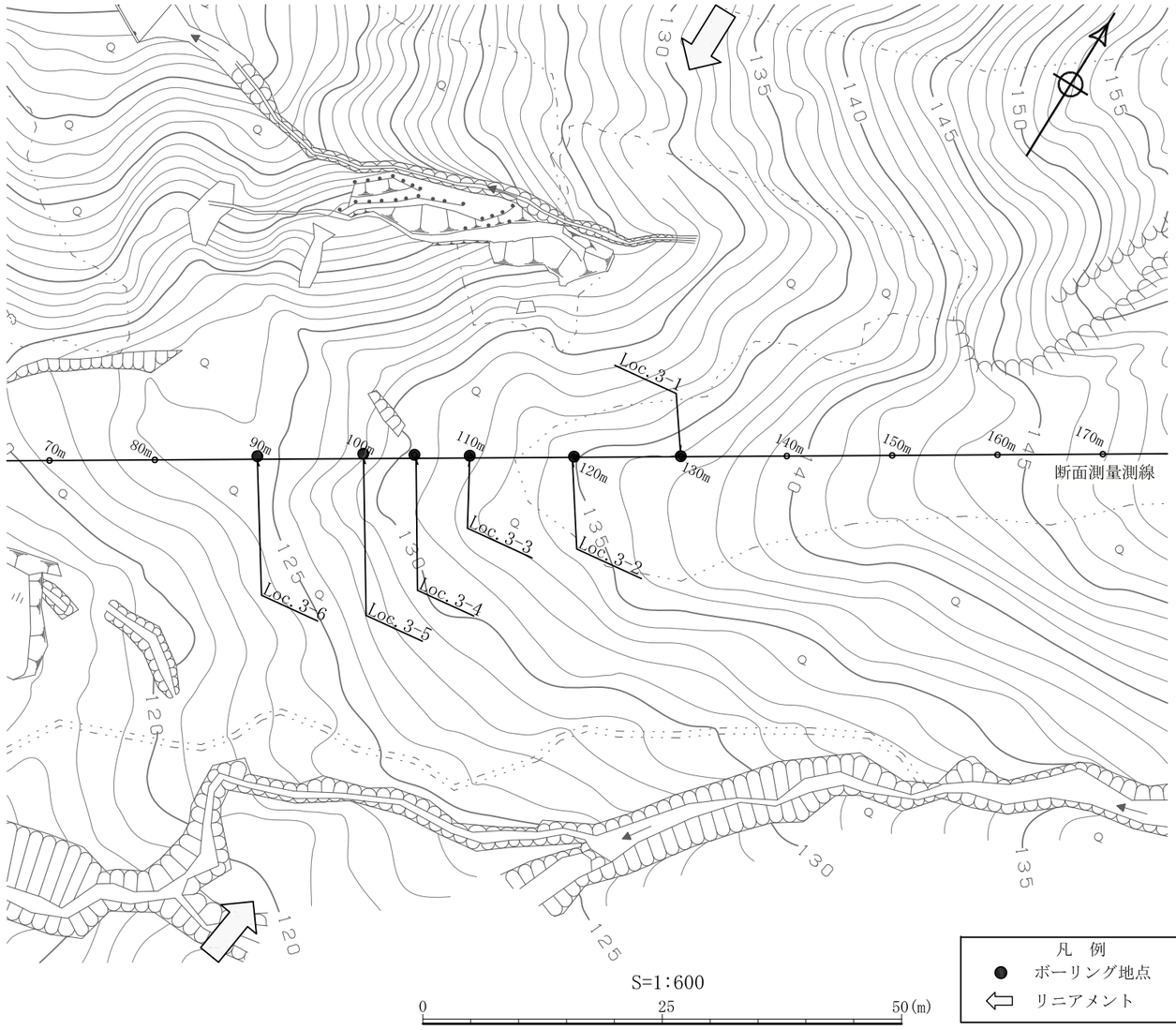
弱変質部:
花崗岩組織が比較的明瞭に残存する。長石の概ね10%～20%程度が変質しており、比較的硬い。割れ目に沿って幅1cm～2cmが強～中変質する。

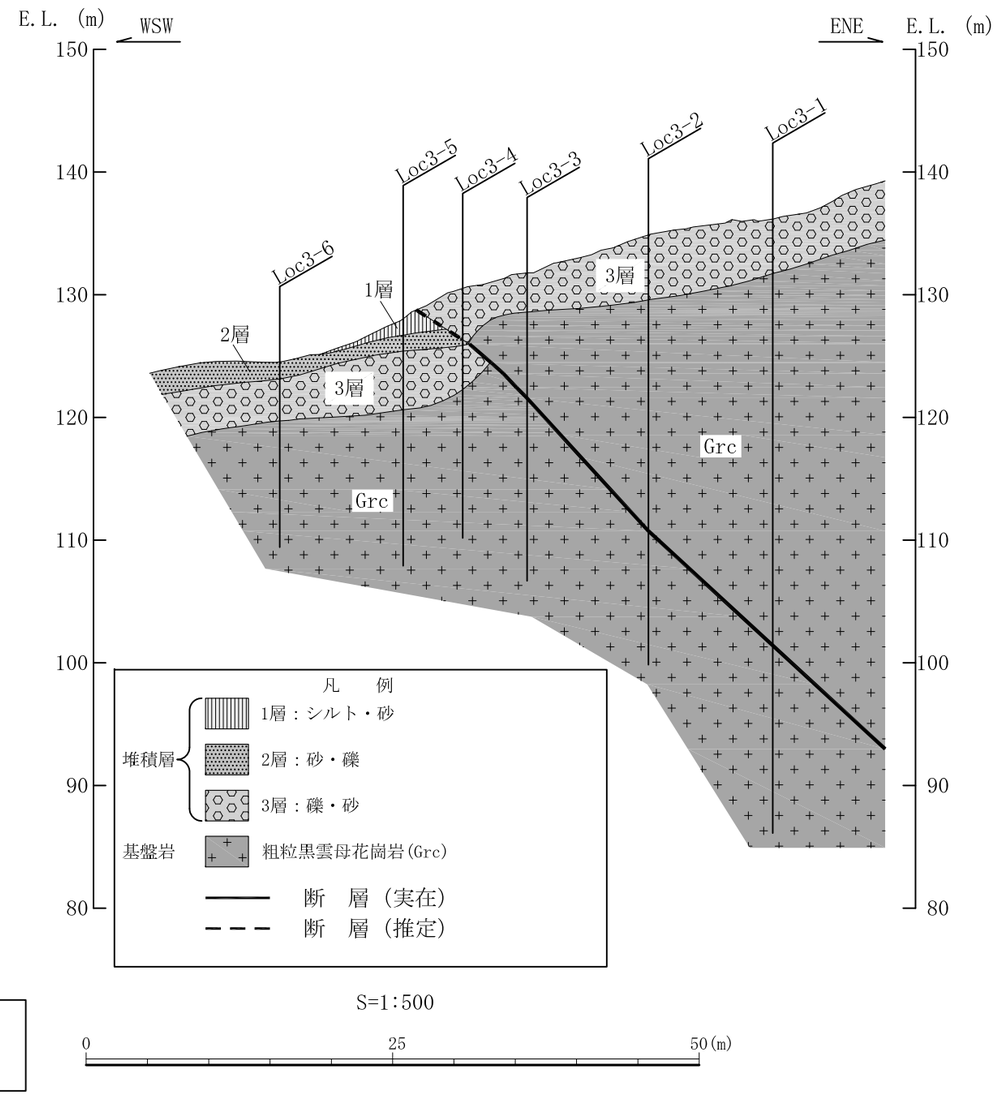
幅7cm～8cmの淡桃灰色を呈する粘土状破砕部:
花崗岩組織は完全に消失している。
この粘土脈に平行して細く硬い灰白色変質脈が多く認められる。また、粘土質変質部に沿って酸化マンガンが沈殿している。

中央部:粘土状破砕部で、幅15cm～18cm, 淡桃灰色～灰色。岩石組織は全く認められず、弱いせん断面が発達する。比較的軟質。
粘土状破砕部の上部:砂状破砕部で比較的硬く、幅0.5mm～1.5mmの白色脈が網目状に発達する。
粘土状破砕部の下部:幅5cmの砂状破砕部を介して風化花崗岩と接する。その境界は明瞭。

a: N20°E/84°E	e: N18°E/58°E	i: N70°E/16°S	m: N36°E/64°SE	q: N10°E/70°E	u: N32°W/74°NE	y: N26°E/66°SE
b: N22°E/56°E	f: N52°E/70°SE	j: N60°E/80°SE	n: N35°E/72°SE	r: N60°E/70°SE	v: N24°E/78°SE	z: N2°E/66°E
c: N12°E/48°E	g: N24°E/72°SE	k: N16°W/68°E	o: N14°E/78°E	s: N44°E/66°SE	w: N30°E/70°SE	
d: N10°E/64°E	h: N34°E/60°SE	l: N56°E/82°NW	p: N4°W/74°E	t: N14°W/66°E	x: N38°W/62°NE	(偏角未補正)

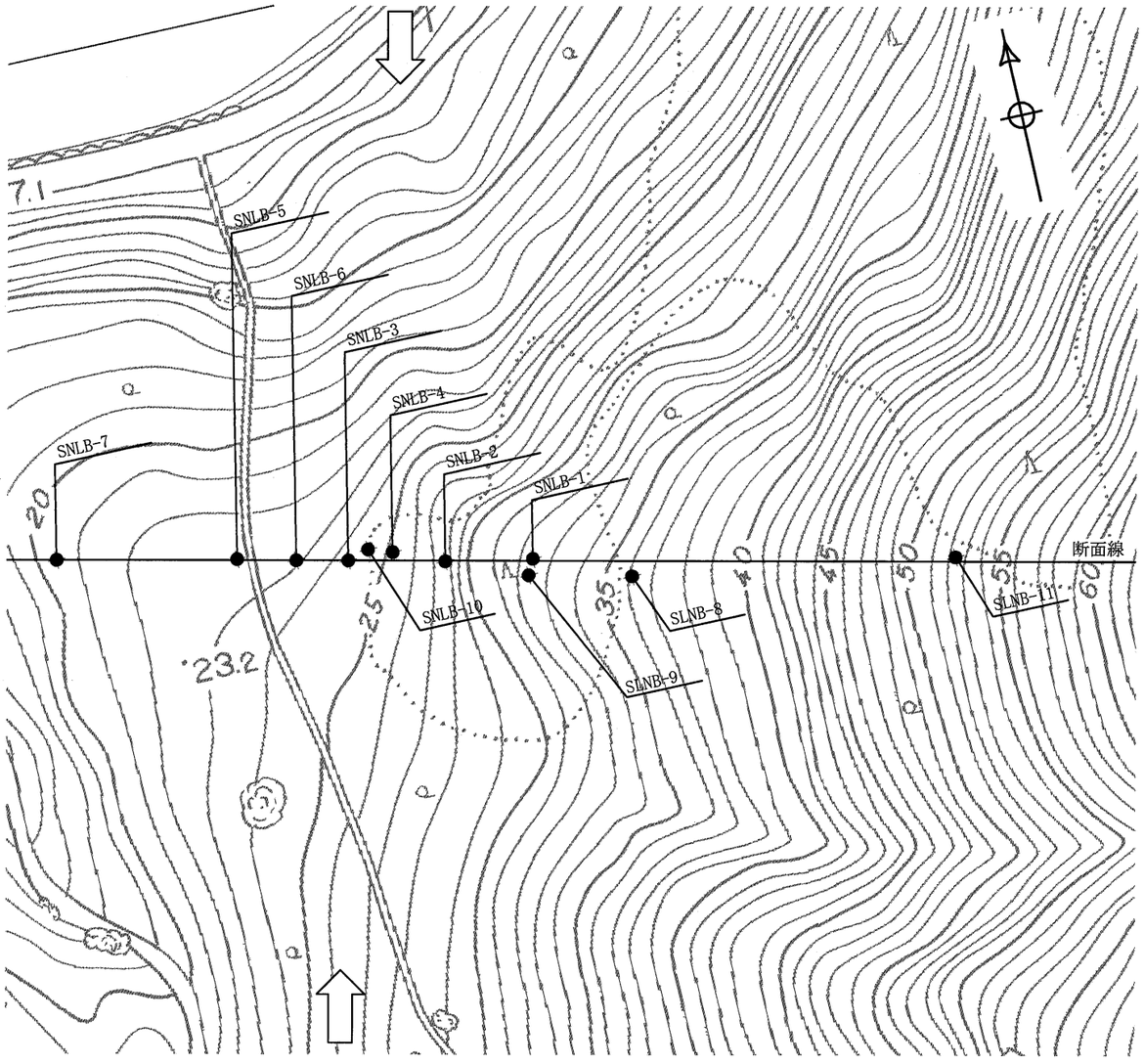
第1.4.34図　L－4リニアメントe地点の露頭スケッチ（Loc.L4-1）





地層名	層相	火山灰分析結果
1層	シルト・砂	姶良Tnテフラ起源の粒子を挟在 鬼界葛原テフラ起源の粒子を挟在
2層	砂・礫	－
3層	礫・砂	－

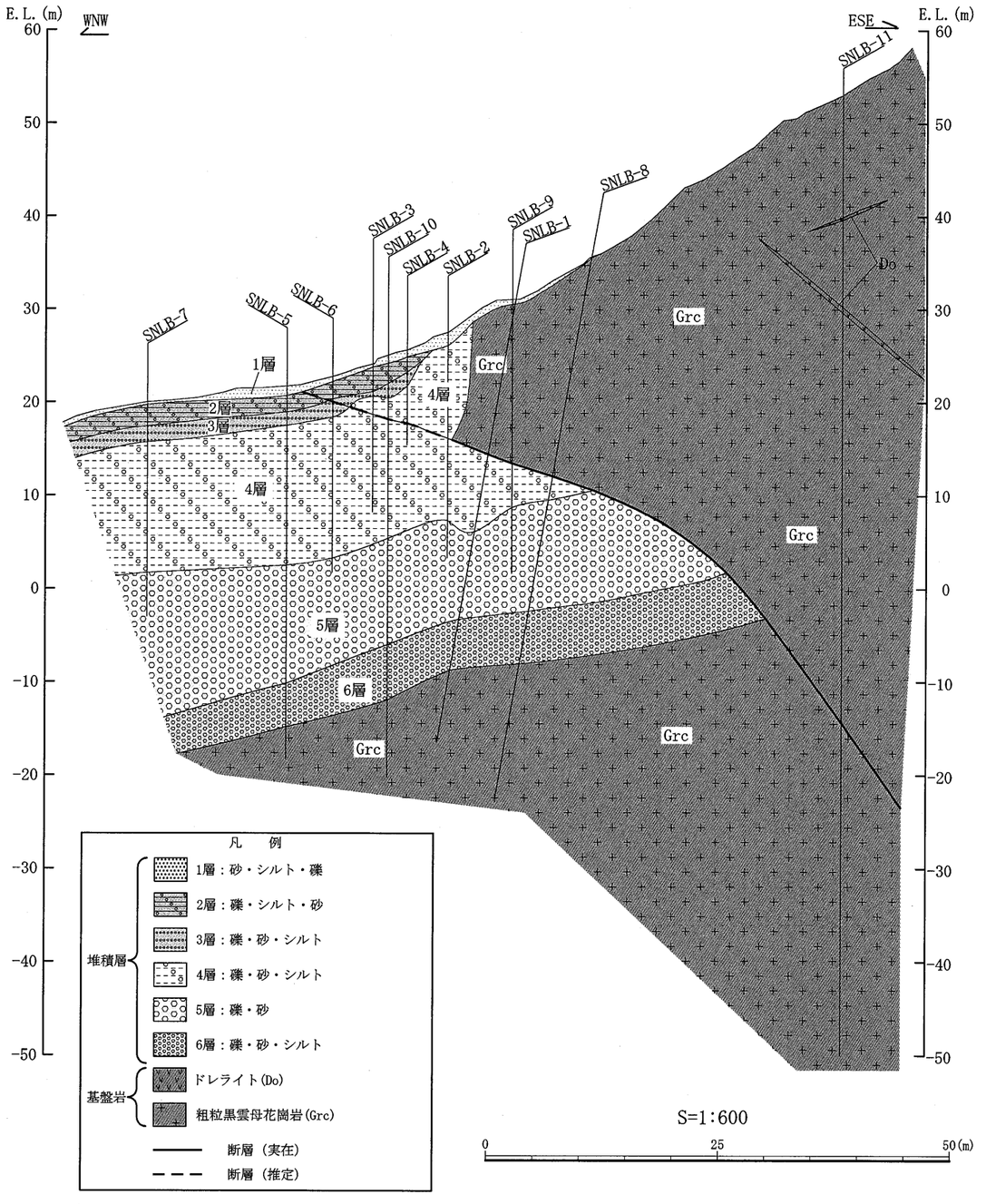
第1.4.35図　Ｌ－4リニアメントe地点のボーリング調査結果（Loc.3）



S=1:500

0　25　50(m)

凡　例
● ボーリング地点
⇦ リニアメント

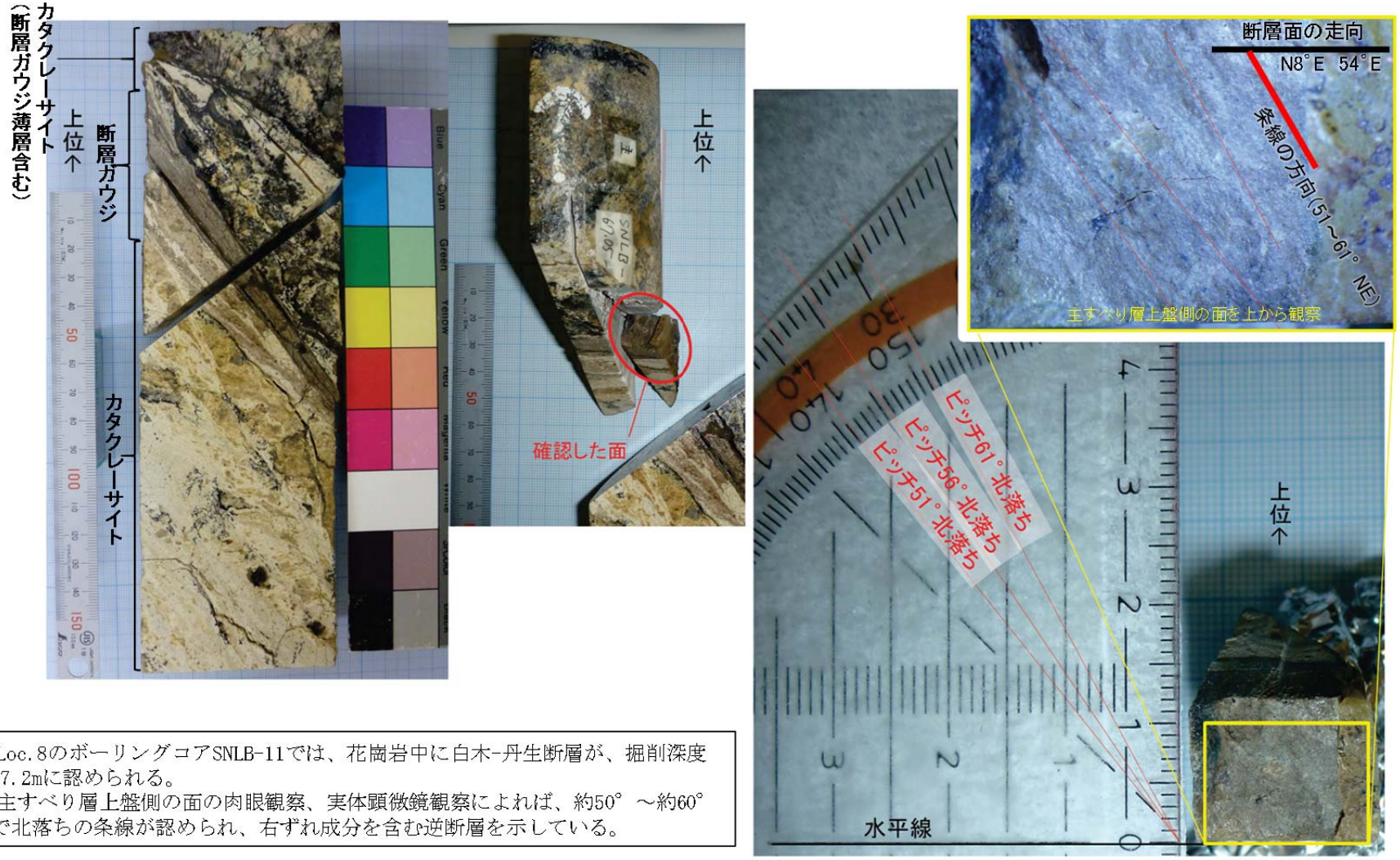


S=1:600

0　25　50(m)

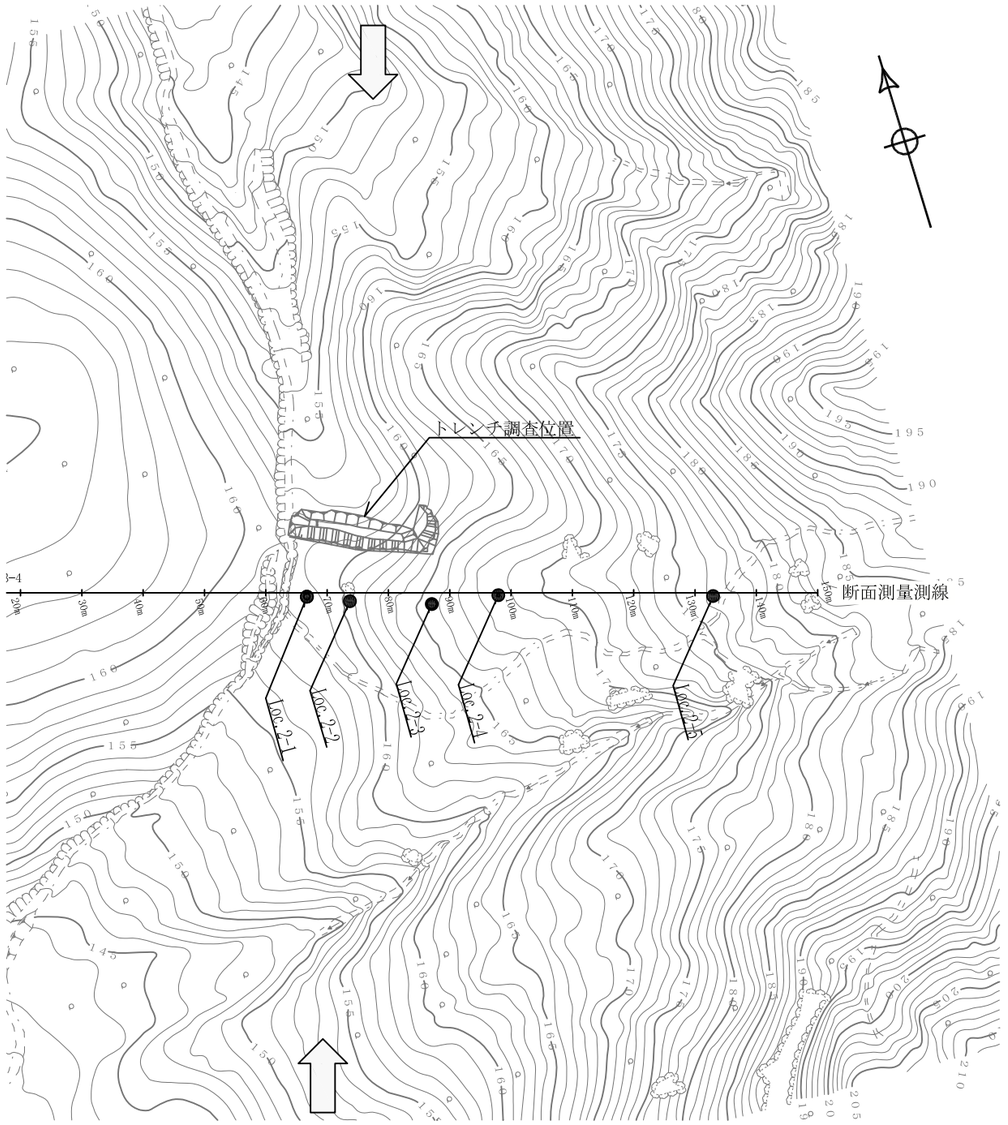
地層名	層相	火山灰分析結果
1層	砂・シルト・礫	－
2層	礫・シルト・砂	鬼界アカホヤテフラ起源の粒子を挟在
3層	礫・砂・シルト	姶良Tnテフラの粒子を挟在
4層	礫・砂・シルト	大山倉吉テフラ起源の粒子を挟在 鬼界葛原テフラ起源の粒子を挟在
5層	礫・砂	－
6層	礫・砂・シルト	三瓶木次テフラ起源の粒子を挟在

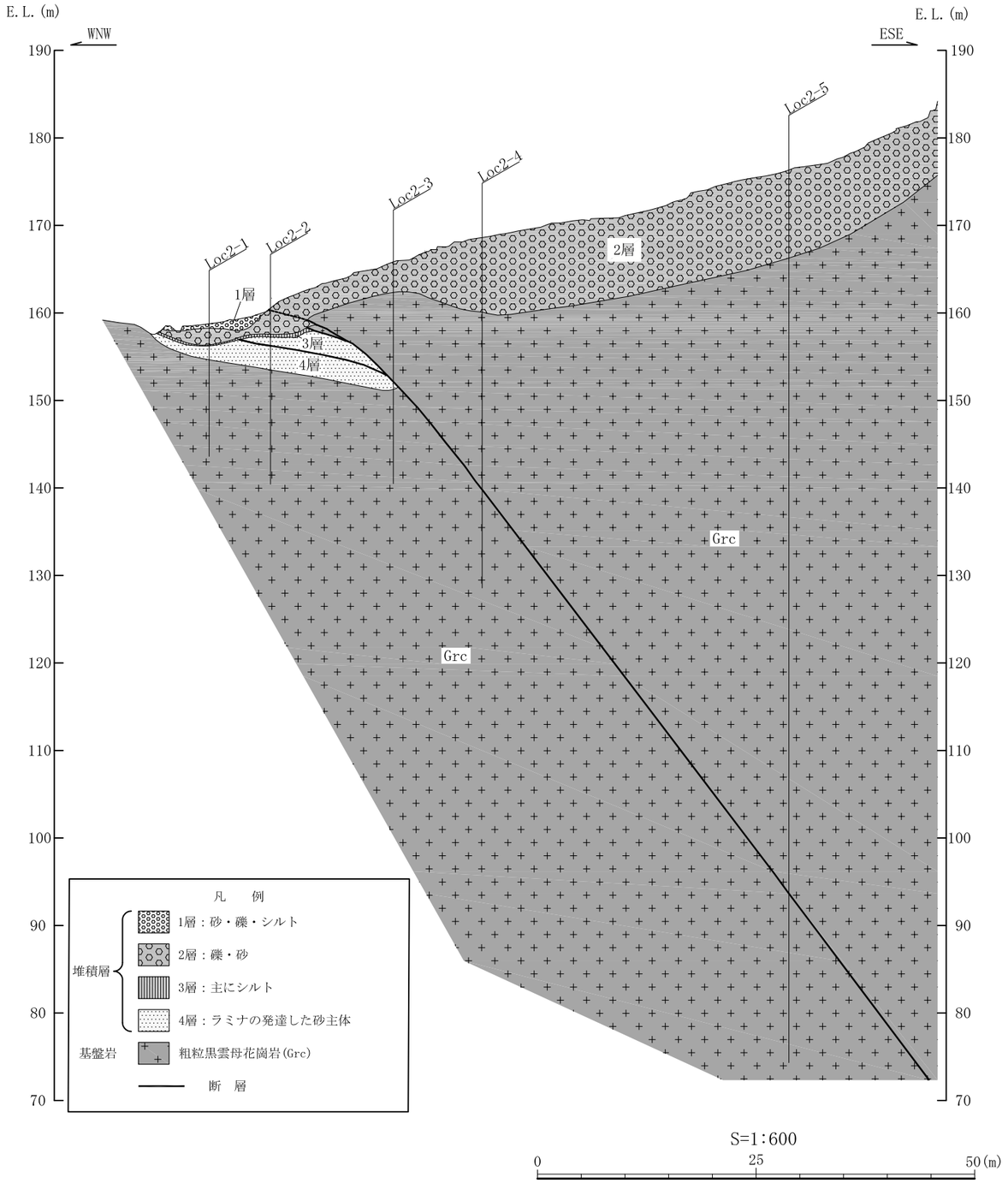
第1.4.36図　Ｌ－4リニアメントa地点のボーリング調査結果（Loc.8）



・Loc.8のボーリングコアSNLB-11では、花崗岩中に白木-丹生断層が、掘削深度67.2mに認められる。
・主すべり層上盤側の面の肉眼観察、実体顕微鏡観察によれば、約50°～約60°で北落ちの条線が認められ、右ずれ成分を含む逆断層を示している。

第1.4.37図　L－4リニアメントa地点のボーリング調査結果（SNLB-11孔）

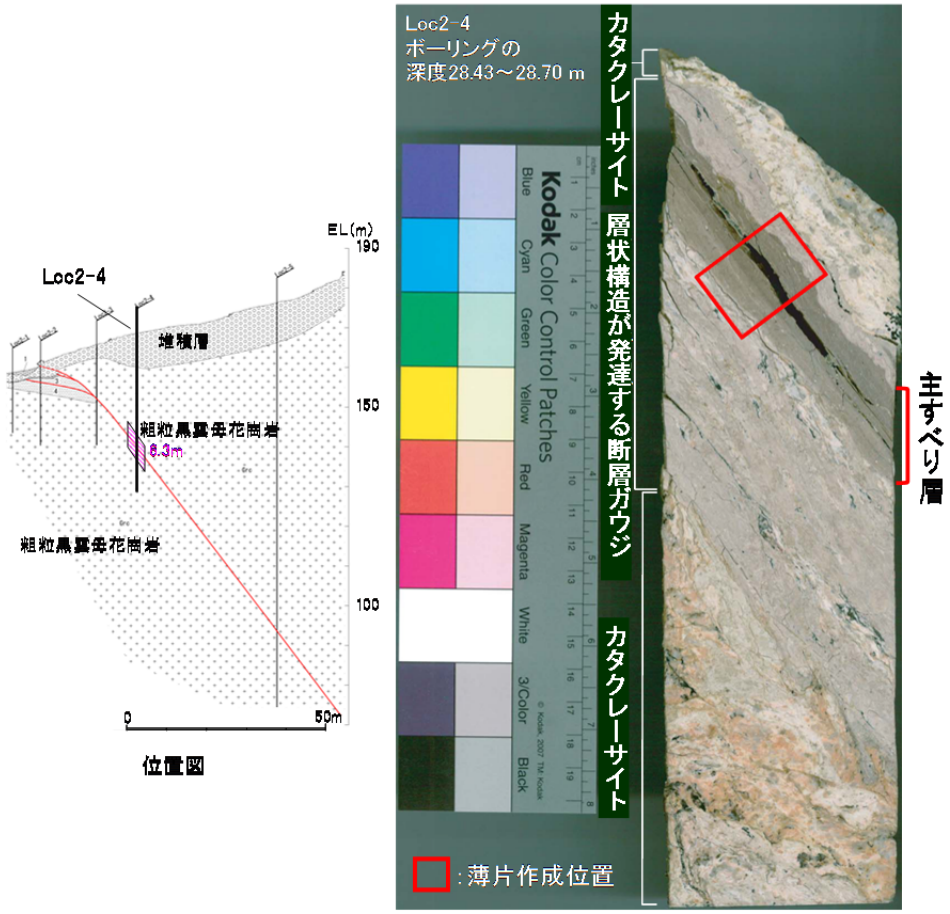




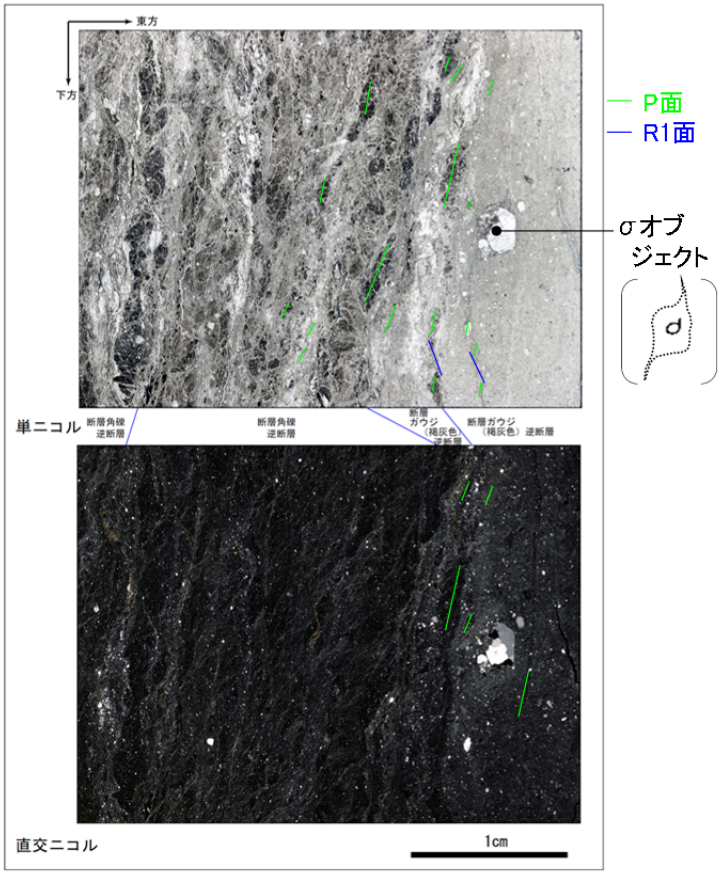
地層名	層相	火山灰分析結果
1層	砂・礫・シルト	鬼界アカホヤテフラ起源の粒子を挟在
2層	礫・砂	姶良Tnテフラ起源の粒子を挟在
3層	主にシルト	姶良Tnテフラの降灰層準を挟在
4層	主にラミナの発達した砂	大山倉吉テフラ起源の粒子を挟在 鬼界葛原テフラ起源の粒子を挟在

第1.4.38図　Ｌ－4リニアメントc地点のボーリング調査結果（Loc.2）

白木ー丹生断層中軸部、主すべり層付近の研磨片写真



白木ー丹生断層中軸部、主すべり層付近の薄片写真

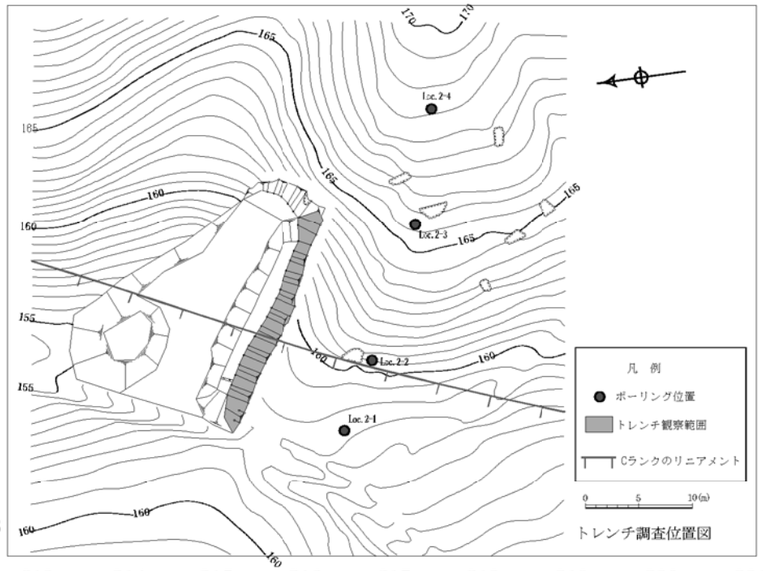


・白木-丹生断層中軸部では、断層ガウジ(厚さ10cm)がカタクレーサイト中に発達する。
・断層ガウジ中に層状構造が観察される。
・層状構造内部では、色調の違いと岩片の粒度減少により、主すべり層が認められる。
・主すべり層内では、境界がシャープな薄層が認められる。

・白木-丹生断層の中軸部は細粒化が進んでおり、細粒化した部分が岩片として取り込まれる変形の繰り返し性が認められる。
・中軸部では、複合面構造とσオブジェクトが発達しており、逆断層センスが明瞭である。

第 1.4.39 図　L－4 リニアメントｃ地点のボーリング調査結果（Loc.2-4 孔）

試料番号	放射性炭素〔^{14}C〕年代測定値(y.B.P.)
①	3,730 ± 40
②	3,790 ± 40
③	4,490 ± 40
④	4,520 ± 40
⑤	5,410 ± 50
⑥	7,720 ± 50
⑦	9,010 ± 50
⑧	9,380 ± 50
⑨	9,690 ± 50
⑩	9,700 ± 50
⑪	9,810 ± 50



トレンチ調査位置図

凡 例

	シルト		地層境界
	砂	2a-1	地層名
	礫	A T	姶良Ｔｎテフラ降灰層準
	巨礫(抜け落ち)	①	炭素年代測定試料採取位置
	腐植質		
	断層		
	粗粒黒雲母花崗岩	1	1層及び2層（主に砂・礫）
	粗粒黒雲母花崗岩(変質部)	3	3層（シルトを主とする）
	粗粒黒雲母花崗岩(破砕部)	4	4層及び5層（主として砂）

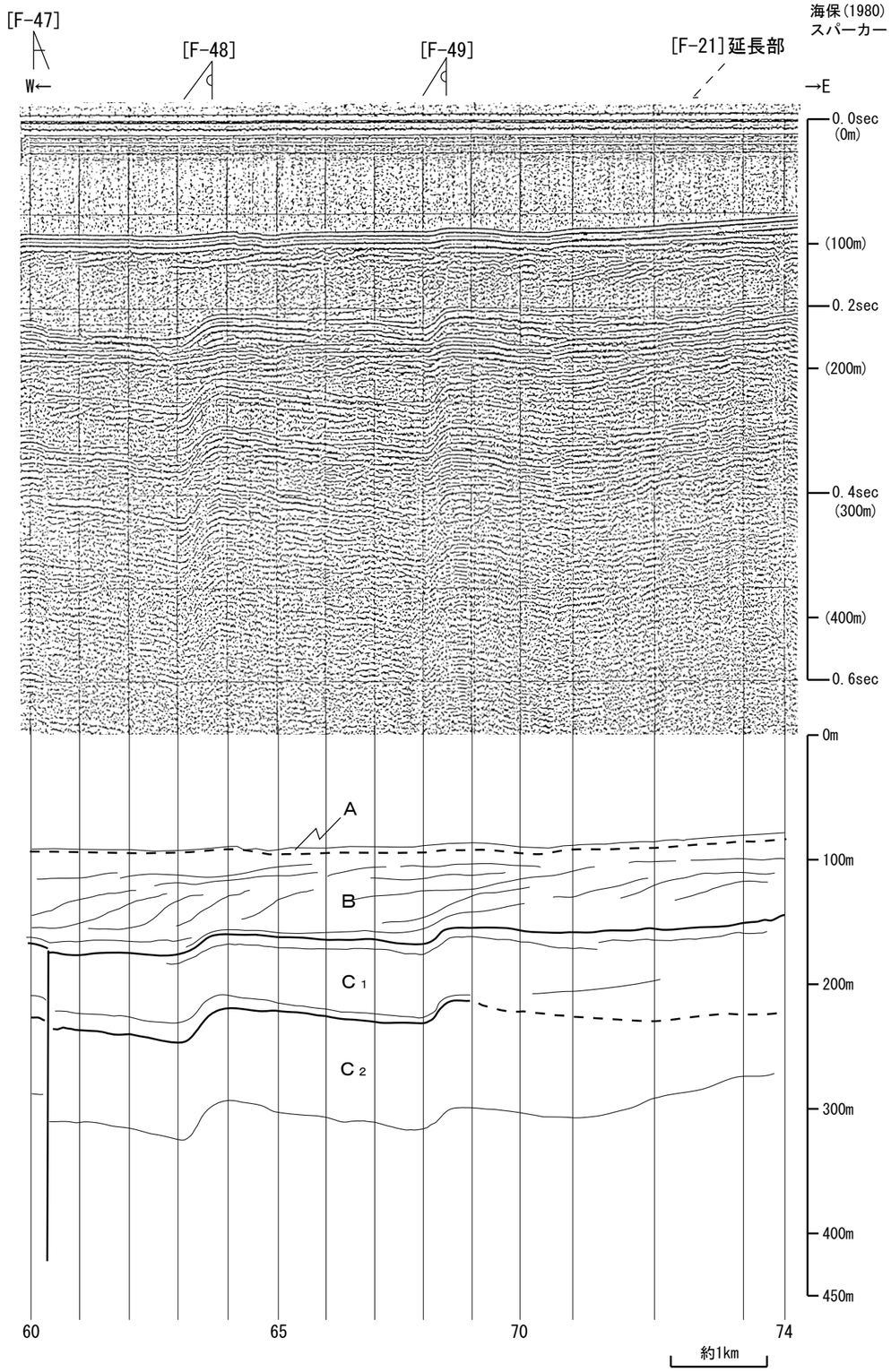
地層名	岩相・層相等	試料分析結果	
		火山灰分析	炭素年代測定
1層	礫及び砂	鬼界アカホヤテフラ起源の粒子を挟在	7,720y.B.P.-3,730y.B.P.
2層	砂及び礫	－	9,810y.B.P.-9,010y.B.P.
3層	主にシルト	姶良Ｔｎテフラの降灰層準を挟在	－
4層	ラミナの発達した砂	大山倉吉テフラ起源の粒子を挟在 鬼界葛原テフラ起源の粒子を挟在	－
5層	シルト及び砂	－	－
Grc	粗粒黒雲母花崗岩	－	－

・粗粒黒雲母花崗岩からなる基盤岩とそれを不整合で覆う第四系の崖錐堆積物・扇状地堆積物及び風成層が認められる
・粗粒黒雲母花崗岩と4層との境界に約20°～約30°東に傾斜するF2断層が認められ、F2断層は幅約1cmの締まったシルト状破砕部からなり、3層・4層に変位を与えて1層に覆われる
・F1断層は幅数mm程度の締まったシルト状破砕部からなり、2層に約1mの変位を与えて1層に覆われる
・F3断層は破砕物が確認できないもので、4層下部に約10cm～15cmの変位を与えて4層上部に覆われる

第1.4.40図　Ｌ－4リニアメントc地点のトレンチ調査結果（Loc.2）

No. 24.5

海保(1980)
スパーカー



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

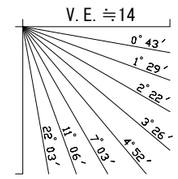
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

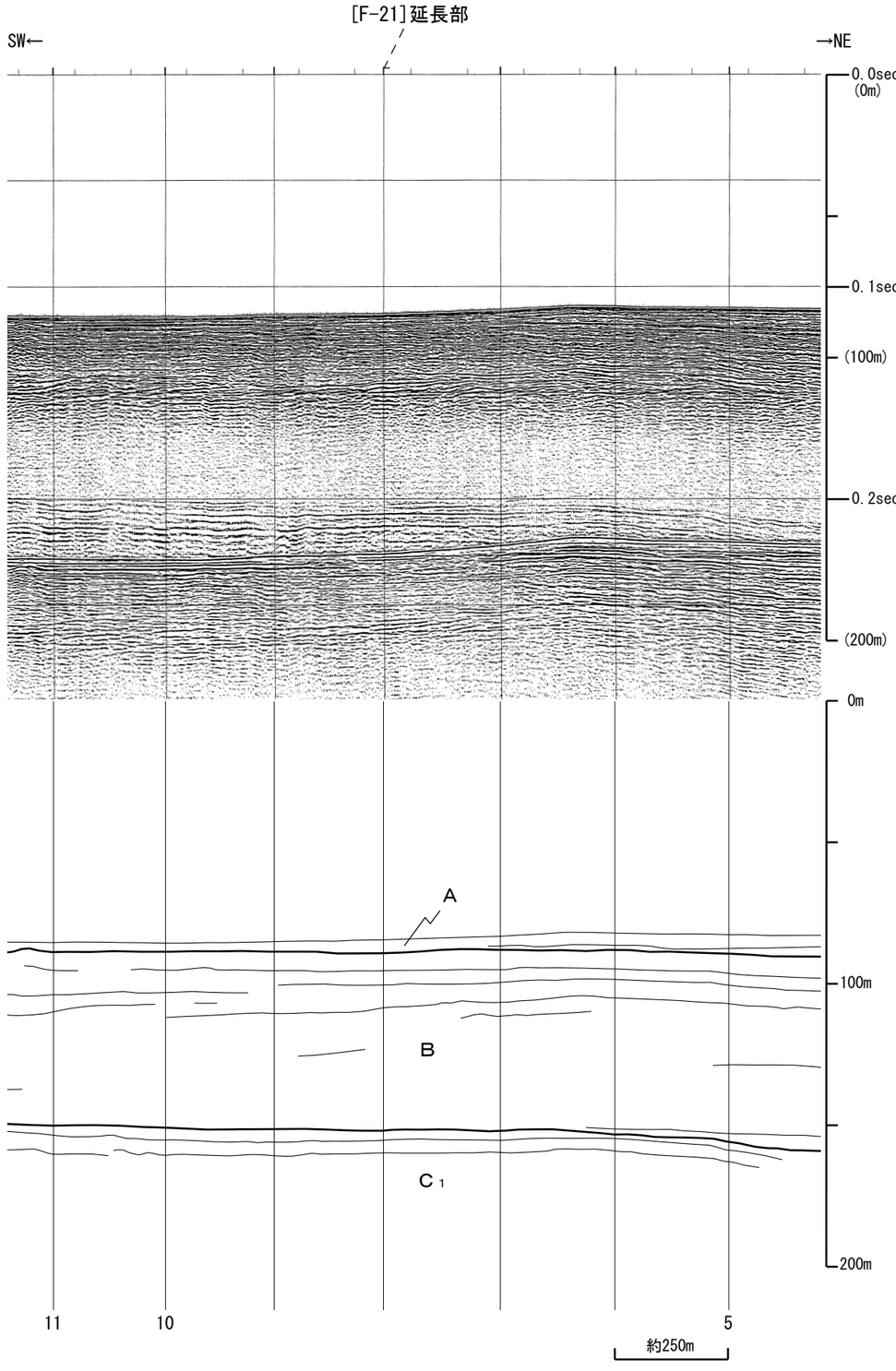
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

音波探査記録は、海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は、申請者の解釈によるものである。

第1.4.41図(1)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.24.5）

NEGM1
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

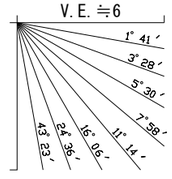
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

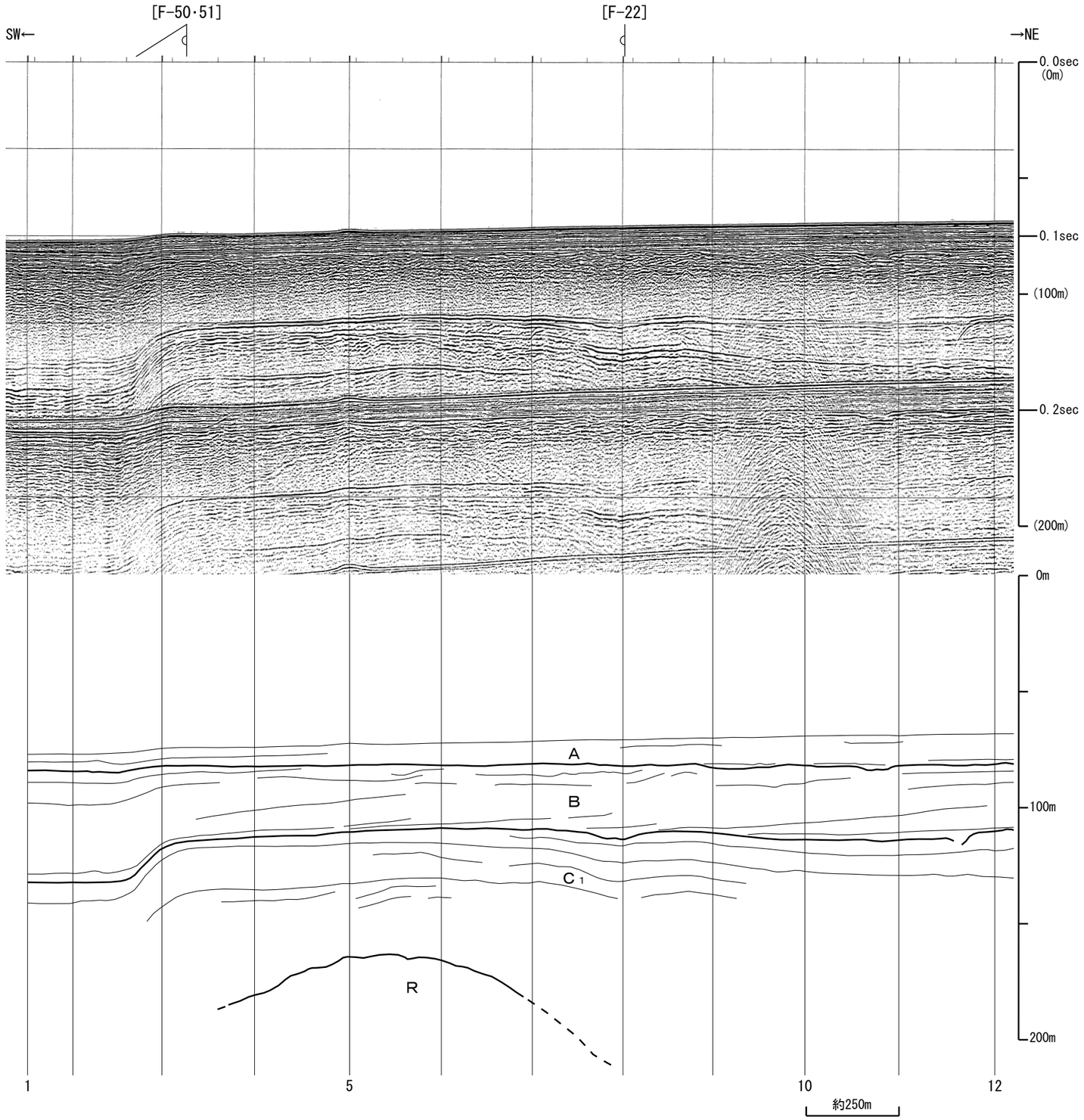


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(2)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NEGM1）

NEGM6
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

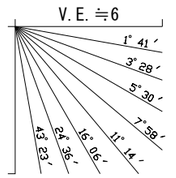
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

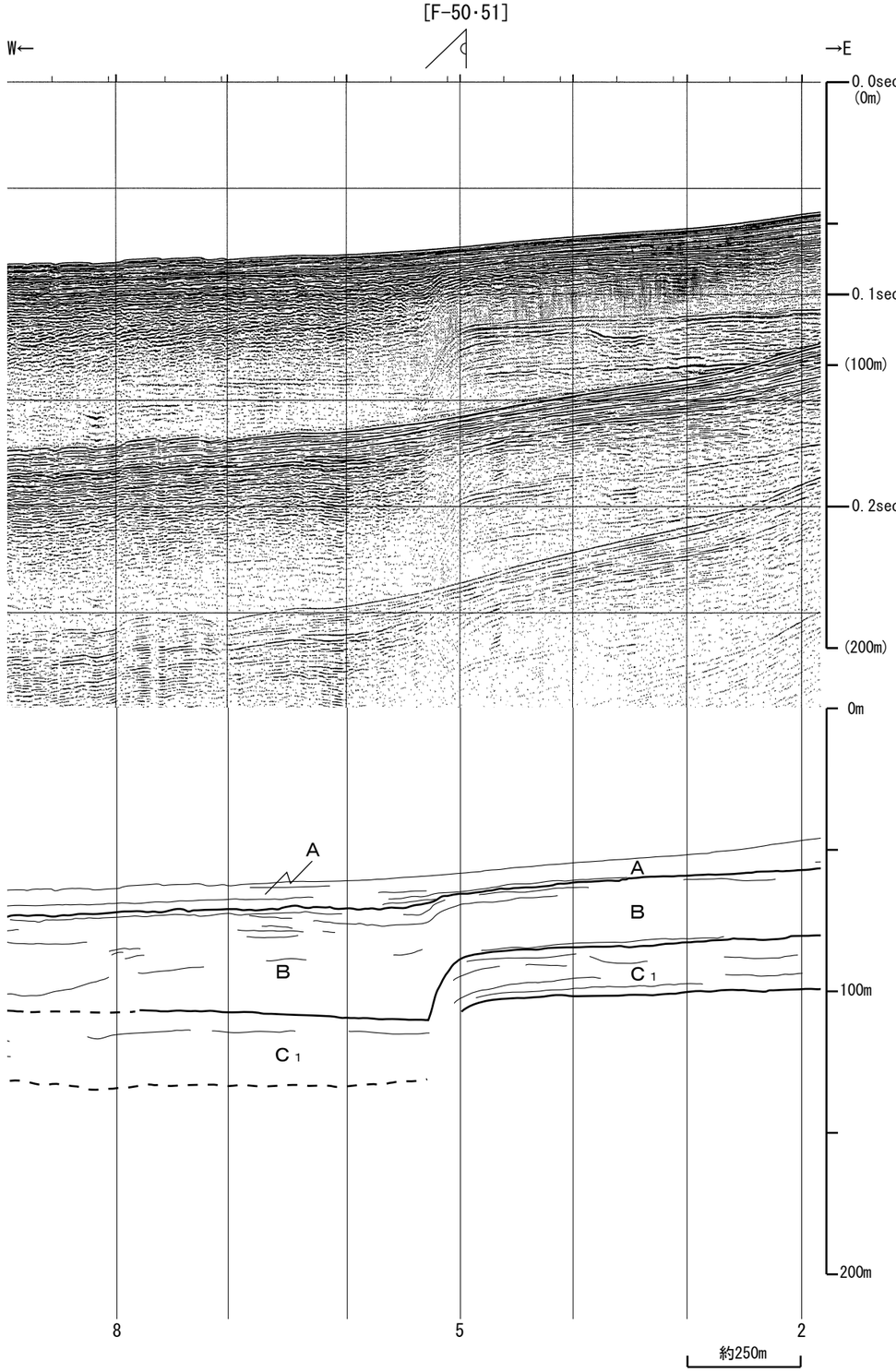


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(3)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図(NEGM6)

J-31.75G
JAEA2007
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

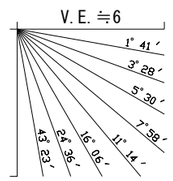
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

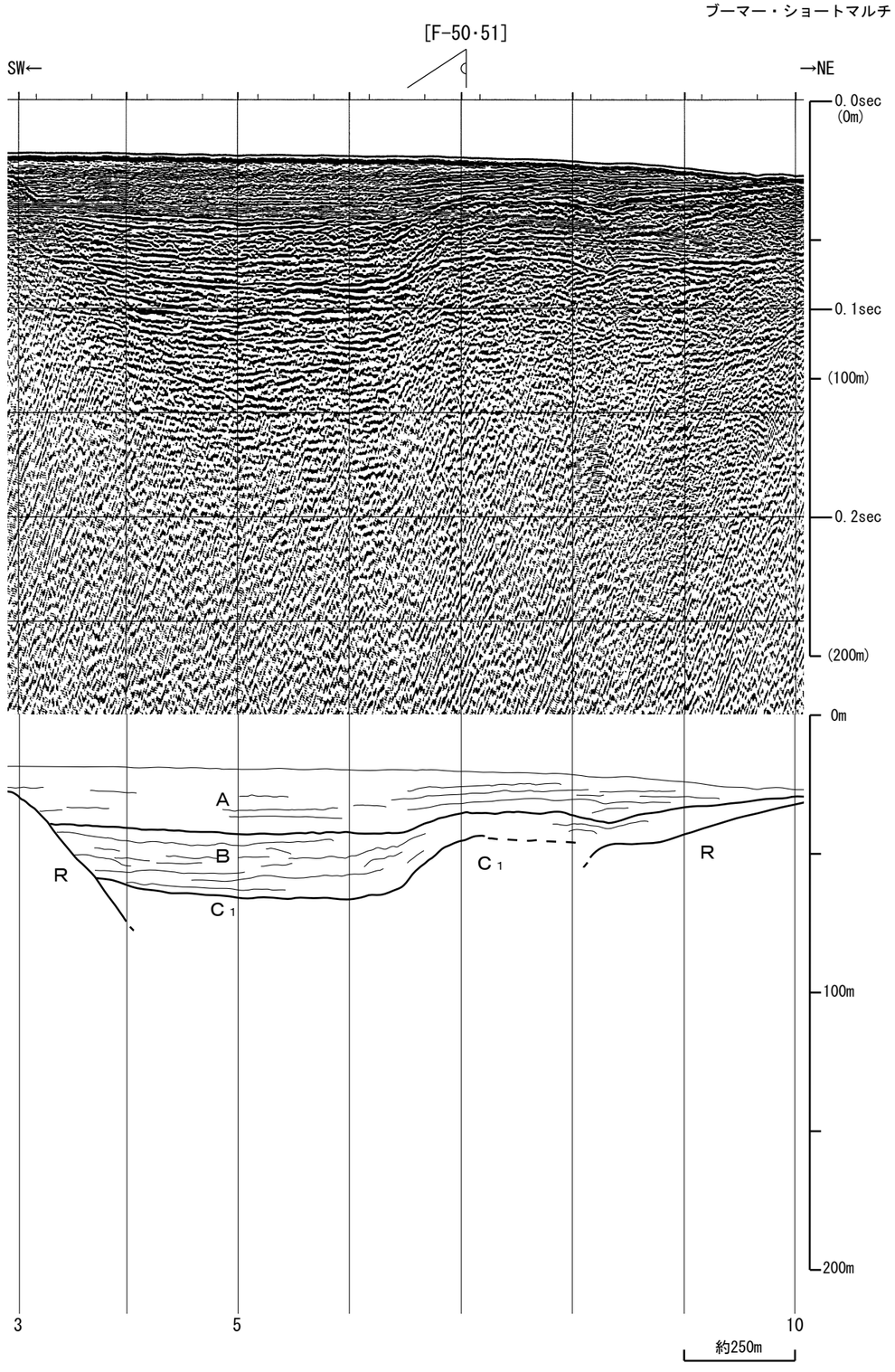
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(4)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（J-31.75G）

J-304.5G

JAEA2013

ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

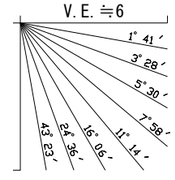
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

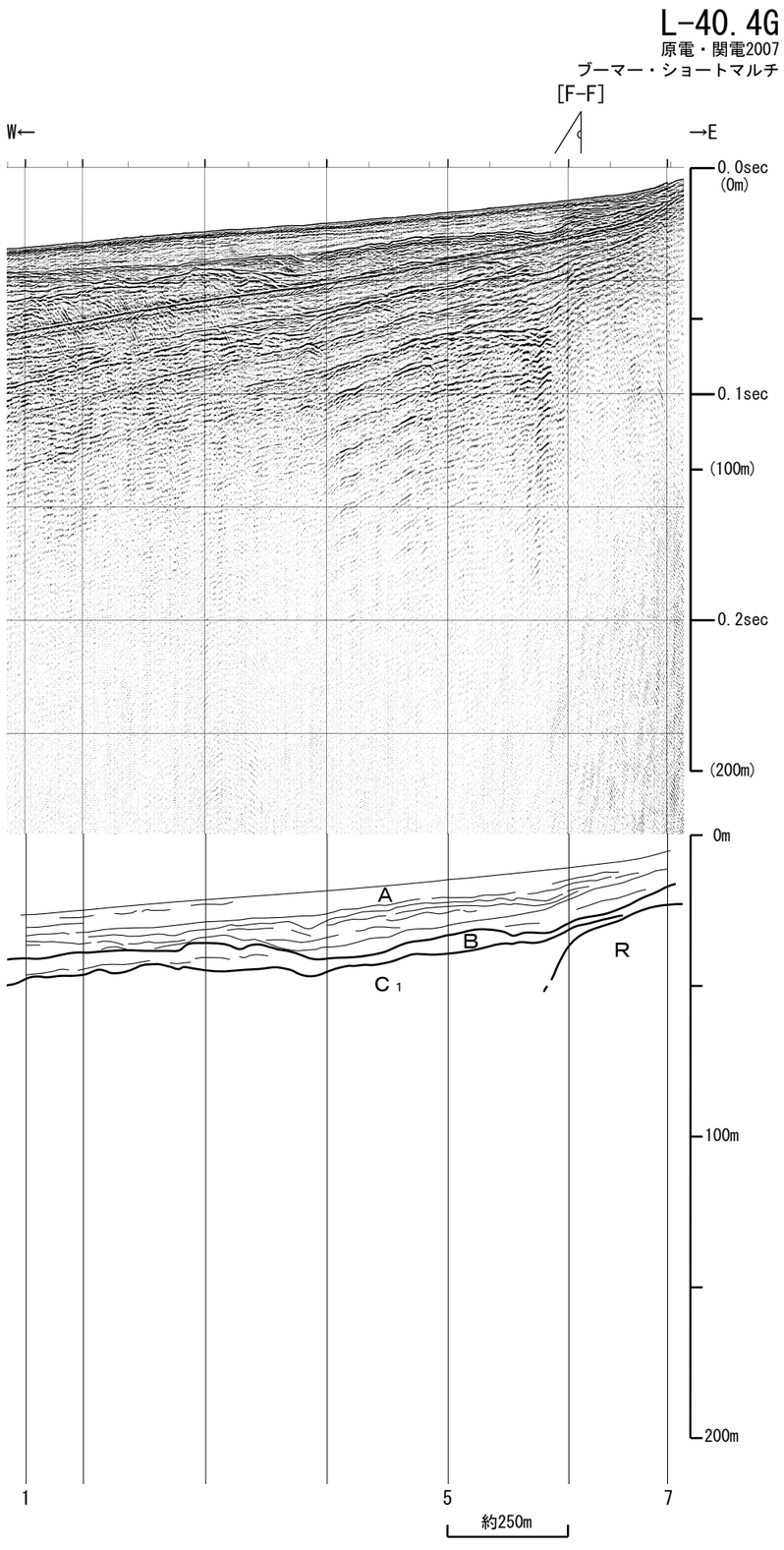
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(5)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（J-304.5G）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

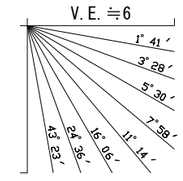
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

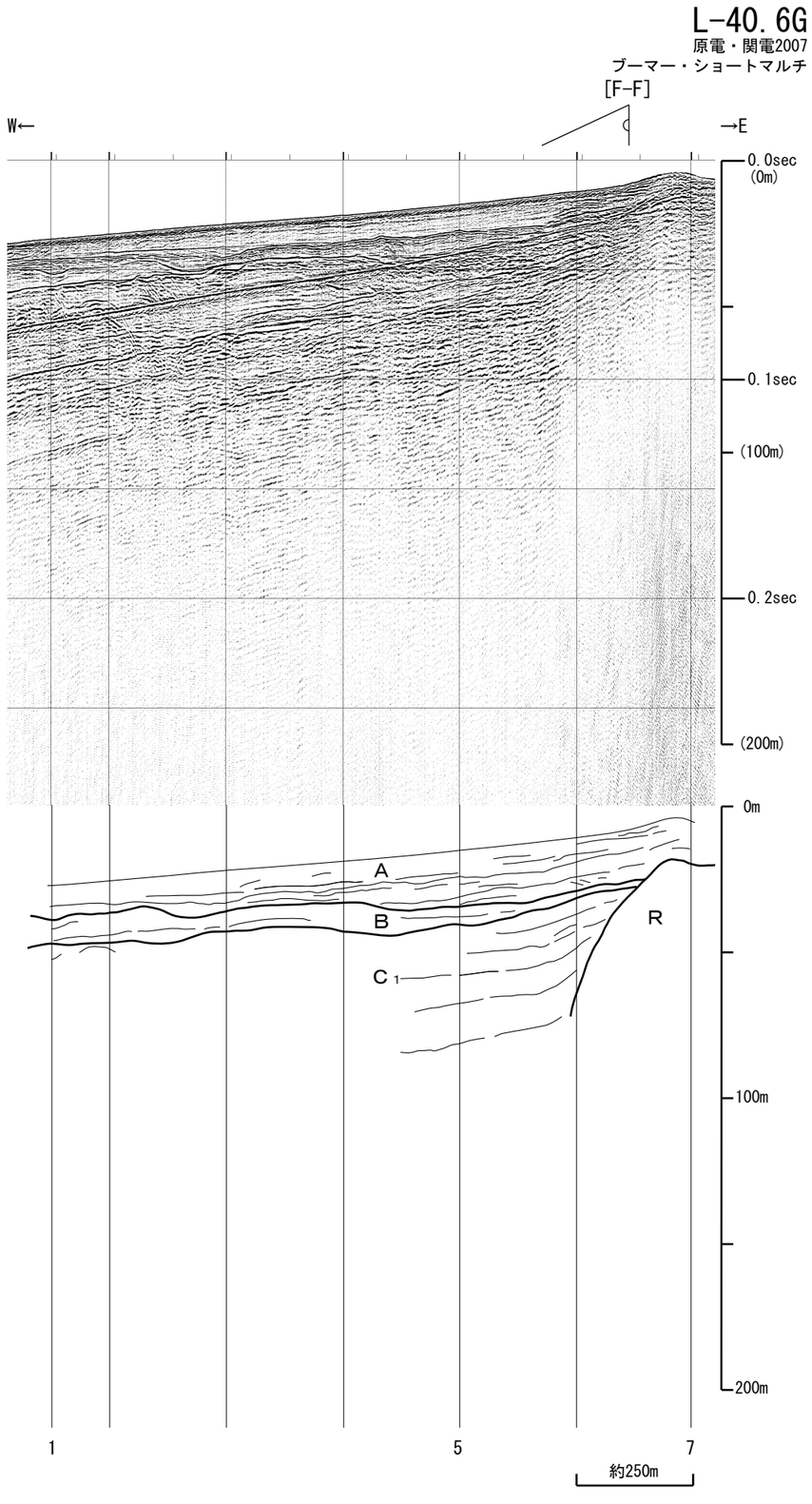
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(6)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（L-40.4G）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

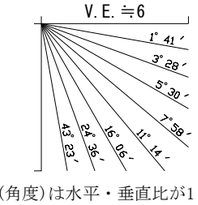
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



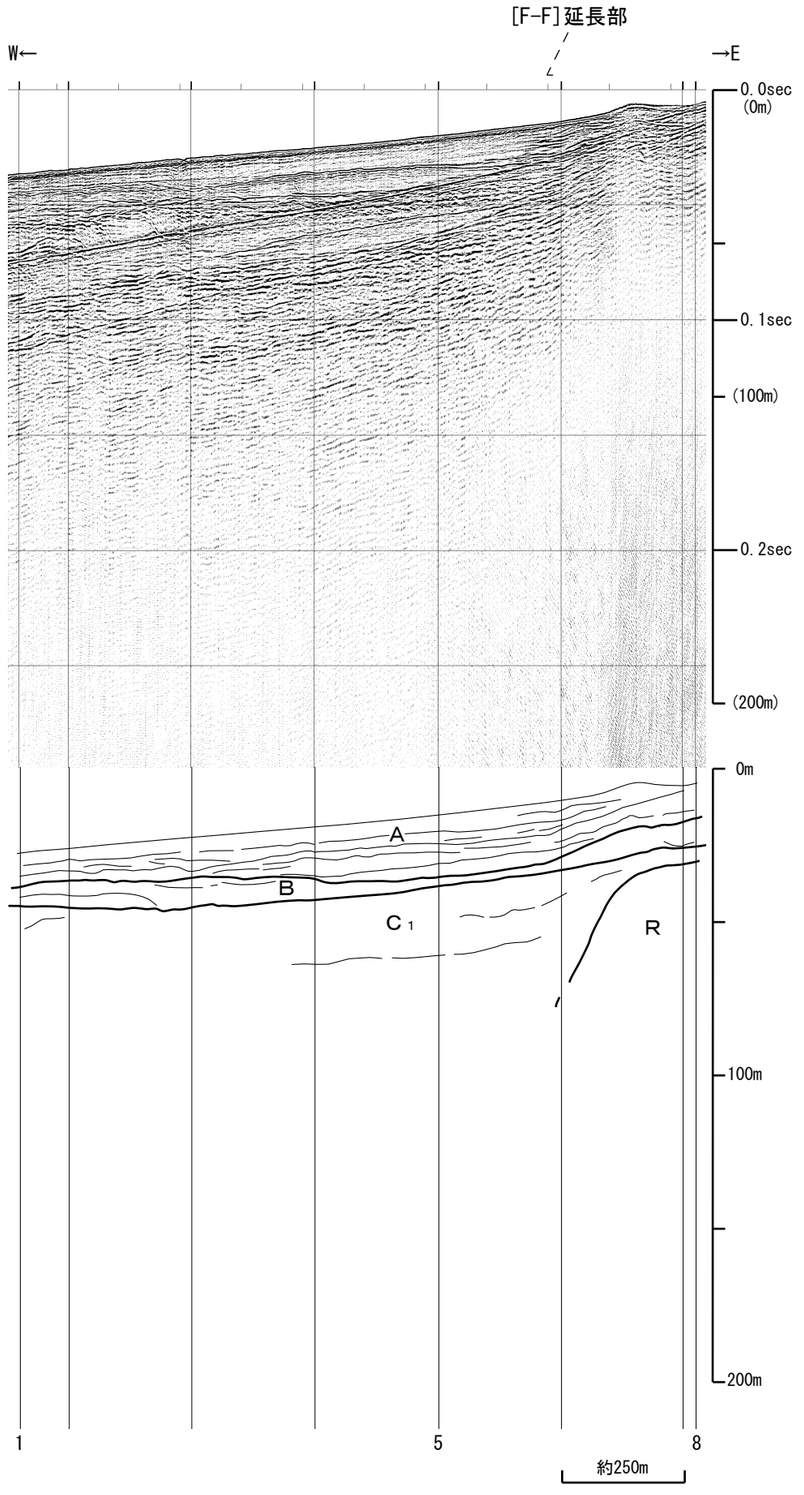
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(7)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（L-40.6G）

L-40.8G

原電・関電2007
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

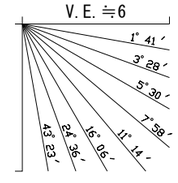
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

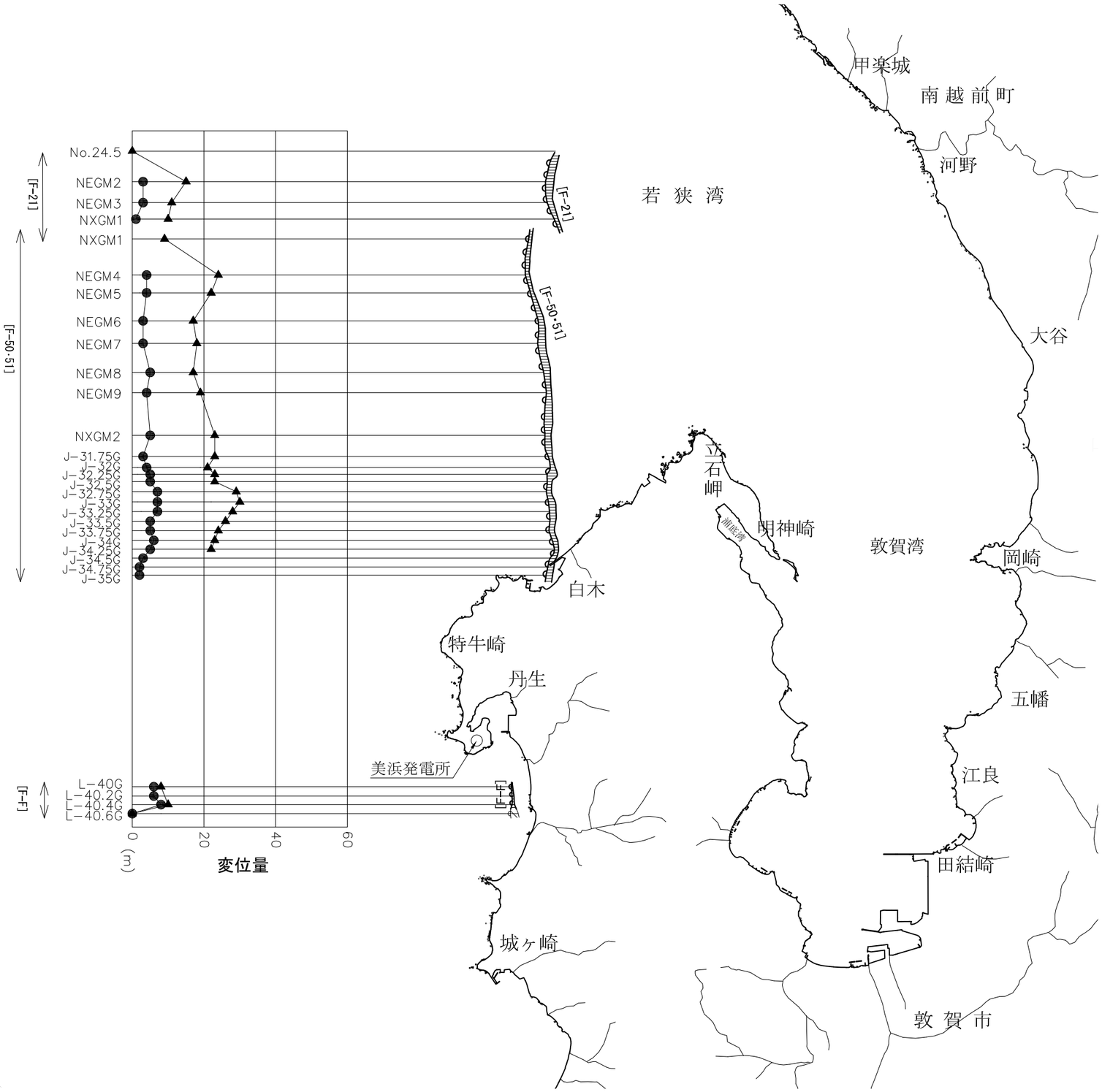
推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.41図(8)　白木－丹生断層の海上音波探査記録及び地質断面図（L-40.8G）



凡　例

- B層上面
- C層上面
- R層上面

F-0　断層及び断層名
（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）

F-29　断層及び断層名
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）

連続性のない断層
（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）

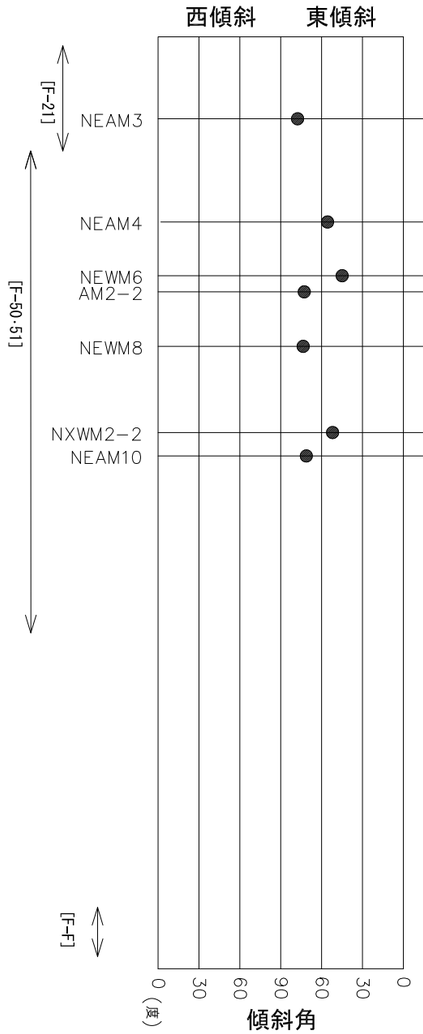
（基部 頂部）変形の及んでいる範囲

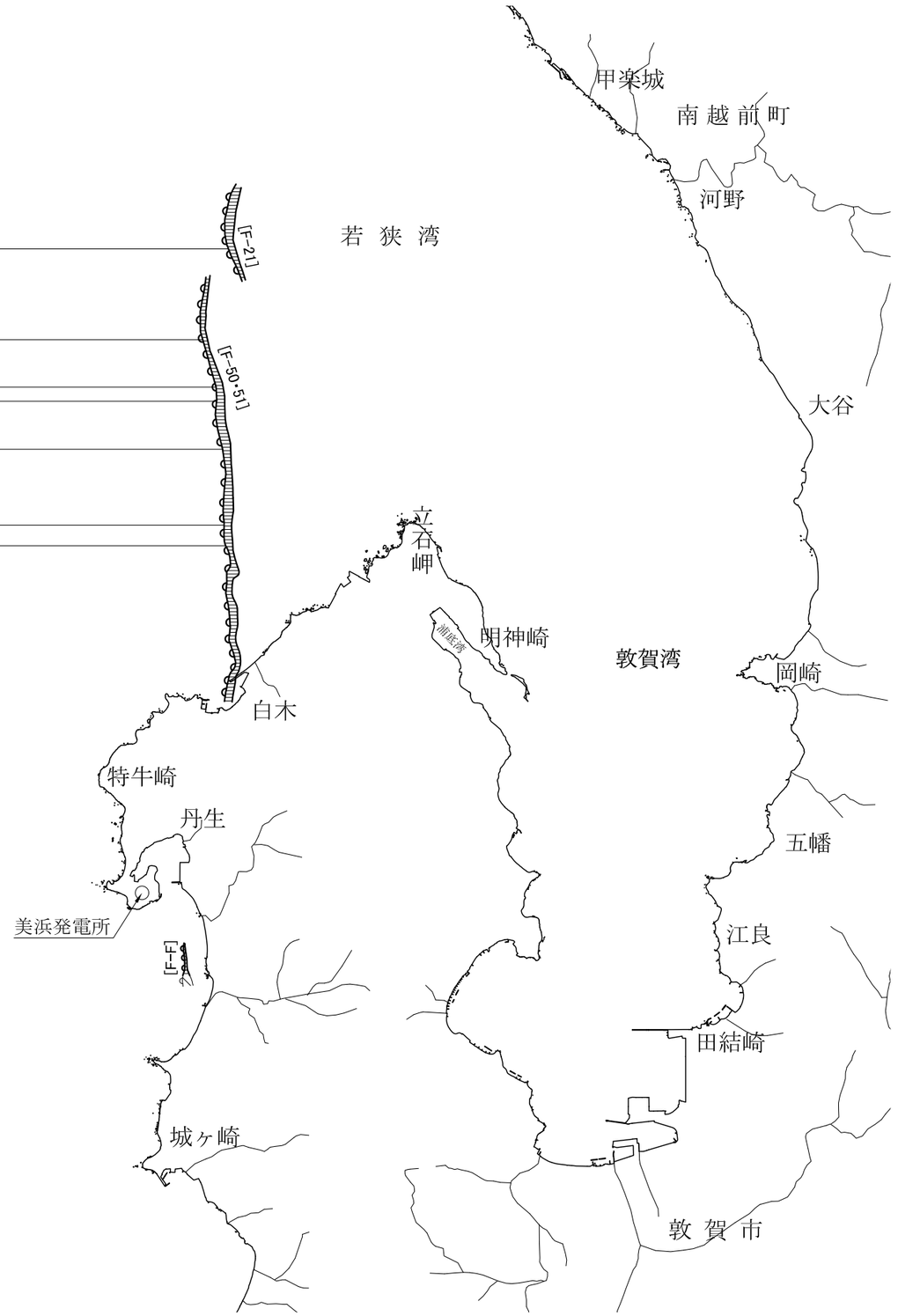
＊　本調査ではB／C面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

＊　変位量は海上音波探査記録で計測可能な測線のみを表示した。

0　5km

第1.4.42図　白木－丹生断層の変位量分布図





凡　例

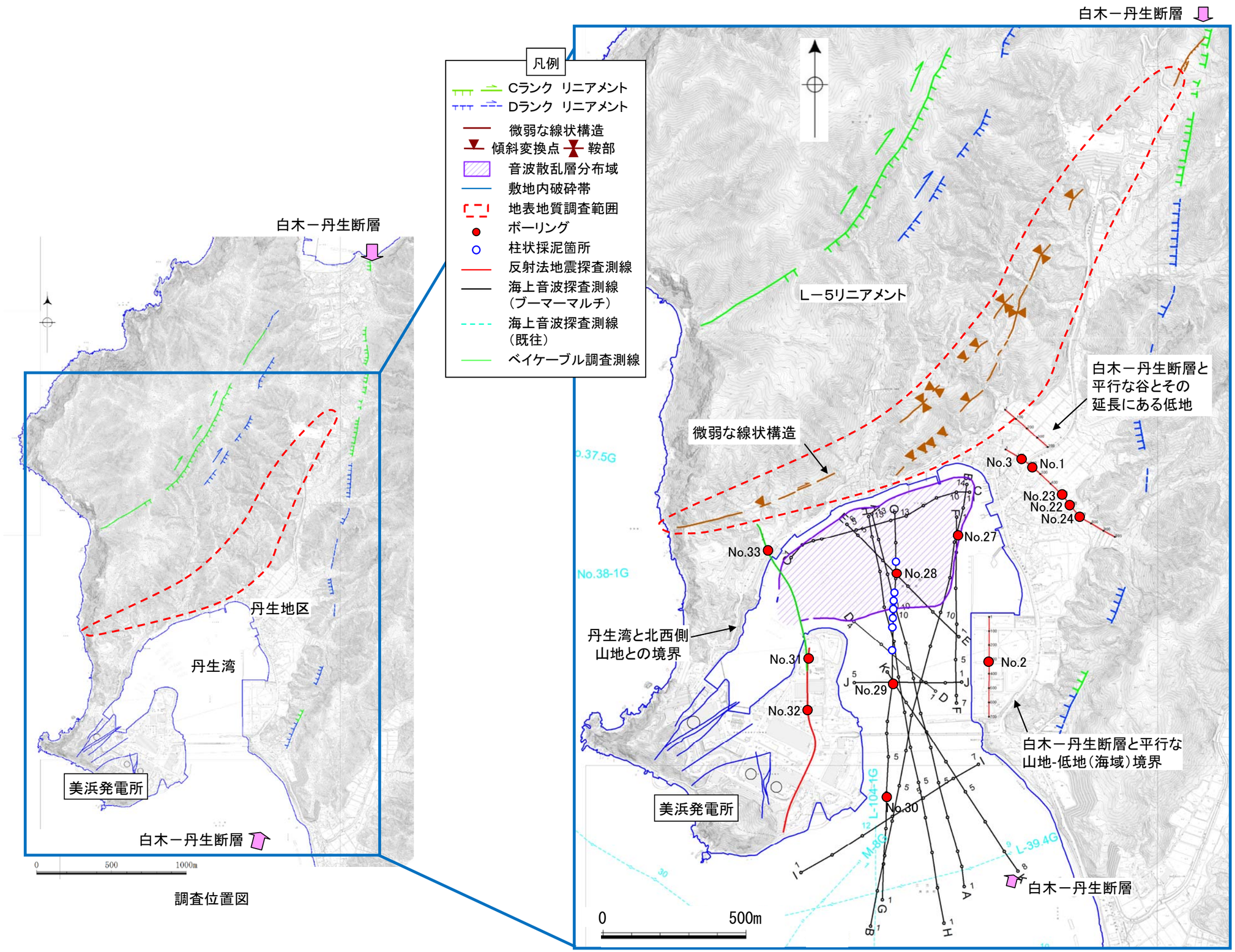
- 傾斜角
- F-0 — 断層及び断層名（後期更新世以降の活動を考慮する断層及び撓曲）
- F-29 — 断層及び断層名（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動の可能性がある断層及び撓曲）
- 連続性のない断層（後期更新世以降の活動が認められない断層及び撓曲）
- 変形の及んでいる範囲（基部／頂部）

＊　本調査ではＢ／Ｃ面以上に断層が認められず、撓み構造を示すものを撓曲として表示した。

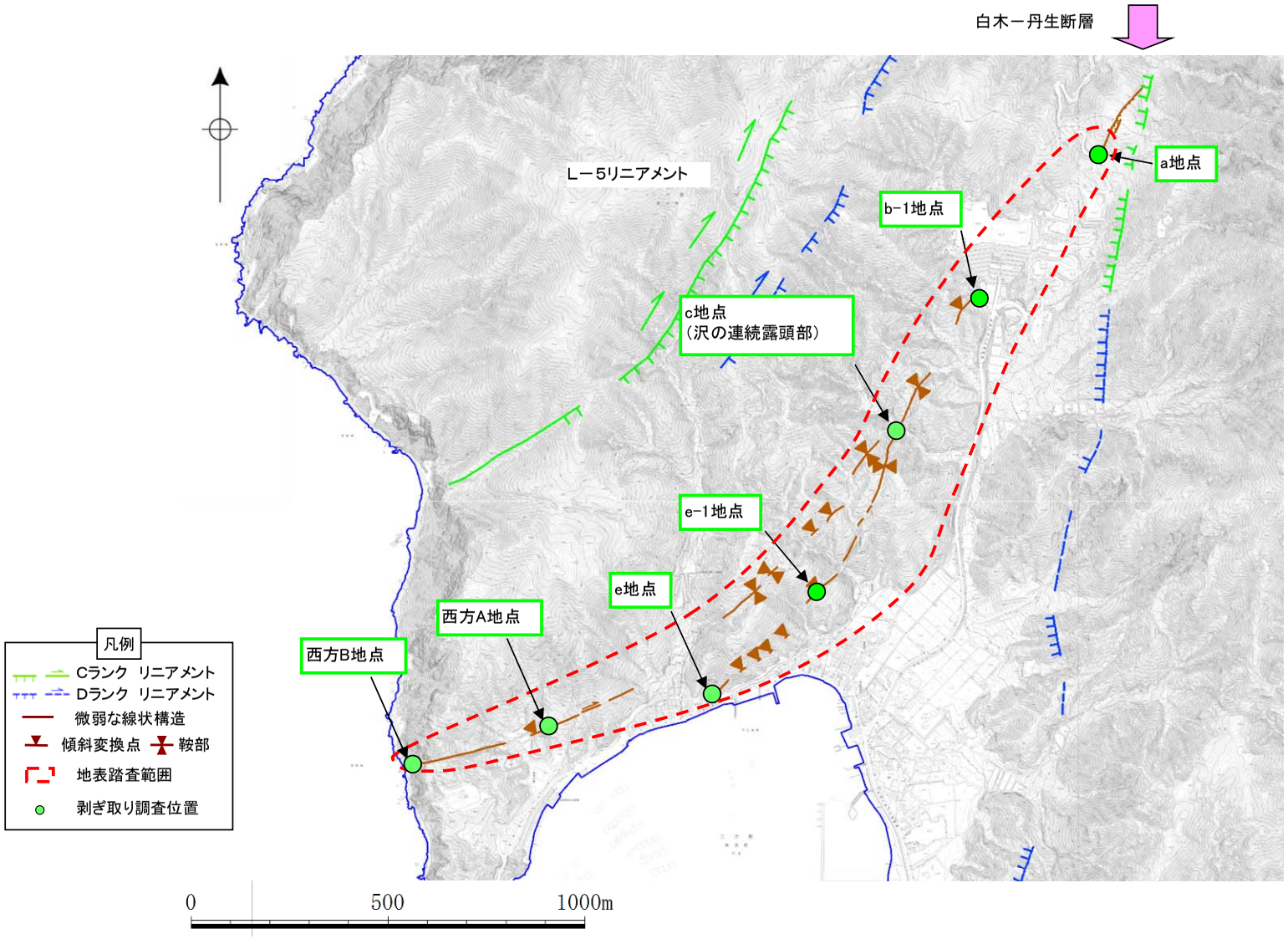
＊　傾斜角は海上音波探査記録で計測可能な測線のみを表示した。

0　5km

第1.4.43図　白木－丹生断層の傾斜角分布図

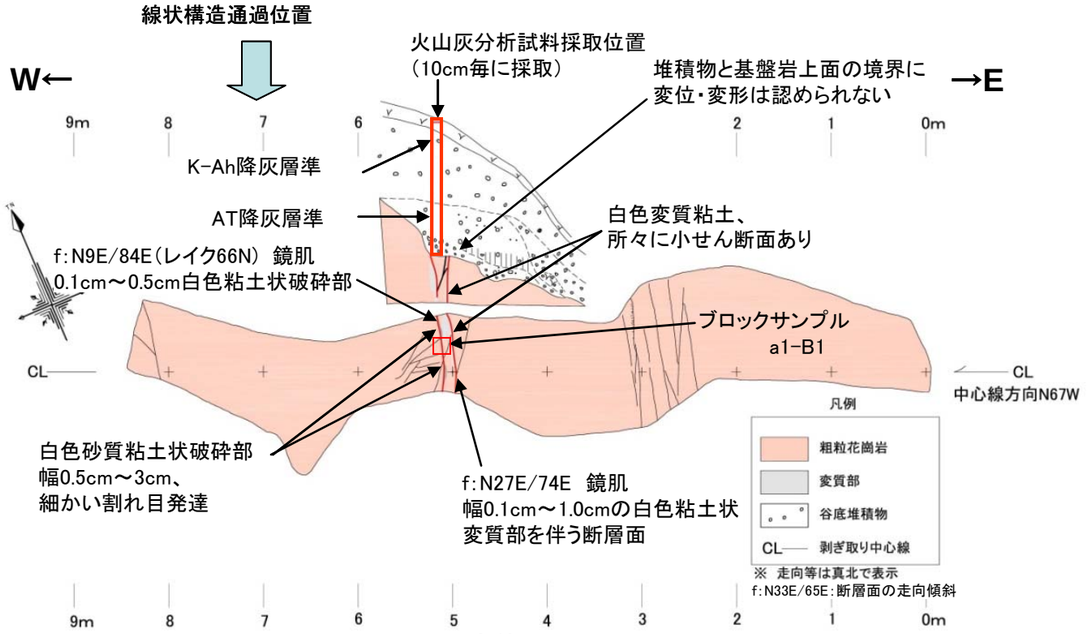


第 1. 4. 44 図　丹生地区北方山地、丹生地区及び敷地内の調査位置図

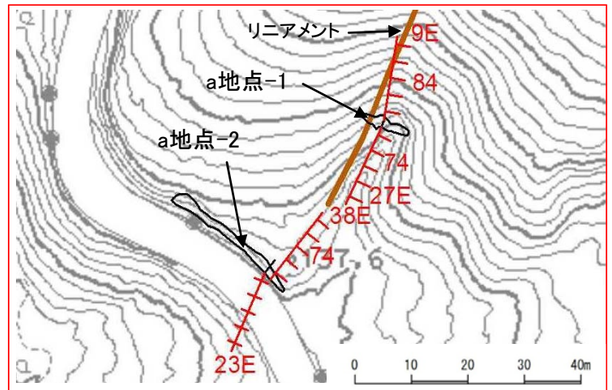


第 1.4.45 図　丹生地区北方山地の剥ぎ取り調査位置図

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(a地点-1)



全体スケッチ



剥ぎ取り調査位置図

幅0.5cm～3cmの白色の砂質粘土状破砕部（N9E/84E、a1-B1、幅0.1cm～0.5cmの白色の粘土状破砕部を伴う）を確認した。
また、幅0.1cm～1.0cmの白色粘土状変質部を伴う断層面（N27E/74E、a1-B2）を確認した。
せん断面が明瞭で直線的なa1-B1破砕部の性状を把握するために、ブロックサンプリングを行った。
破砕部直上の上載層に変位や変形は認められない。

〔破砕部の薄片観察の結果〕
・粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、粘土鉱物としてスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を確認した。

直交ニコル

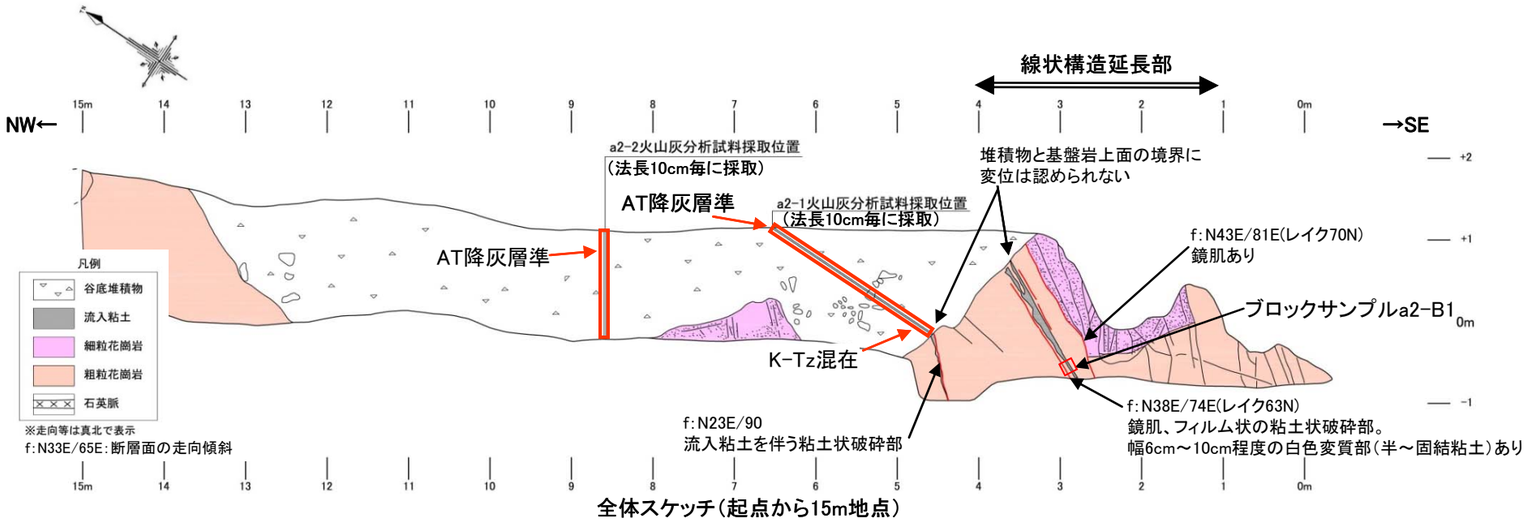


薄片観察結果

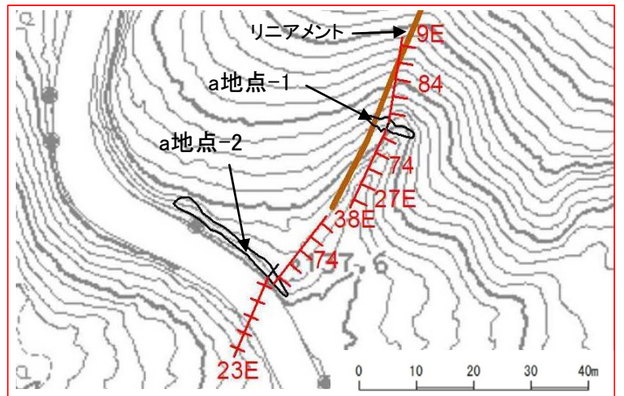
破砕部直上のAT（約2.6万年前～約2.9万年前）の降灰層準を含む堆積物に変位が認められないことから、少なくともAT降灰以降破砕部は活動していない。よって、白木－丹生断層の3万年前以降の複数回の活動時に破砕部は活動していない。
破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

第 1.4.46 図(1)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（a 地点-1）

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(a地点-2)



全体スケッチ(起点から15m地点)



剥ぎ取り調査位置図

フイルム状の粘土状破砕部(N38E/74E、a2-B1)および流入粘土を伴う粘土状破砕部(N23E/90)を確認した。a2-B1破砕部の性状を把握するために、ブロックサンプリングを行った。
破砕部直上の上載層に変位や変形は認められない。

〔破砕部の薄片観察の結果〕
・粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を横断しているものがあり、変形していない。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、粘土鉱物としてスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を確認

直交ニコル

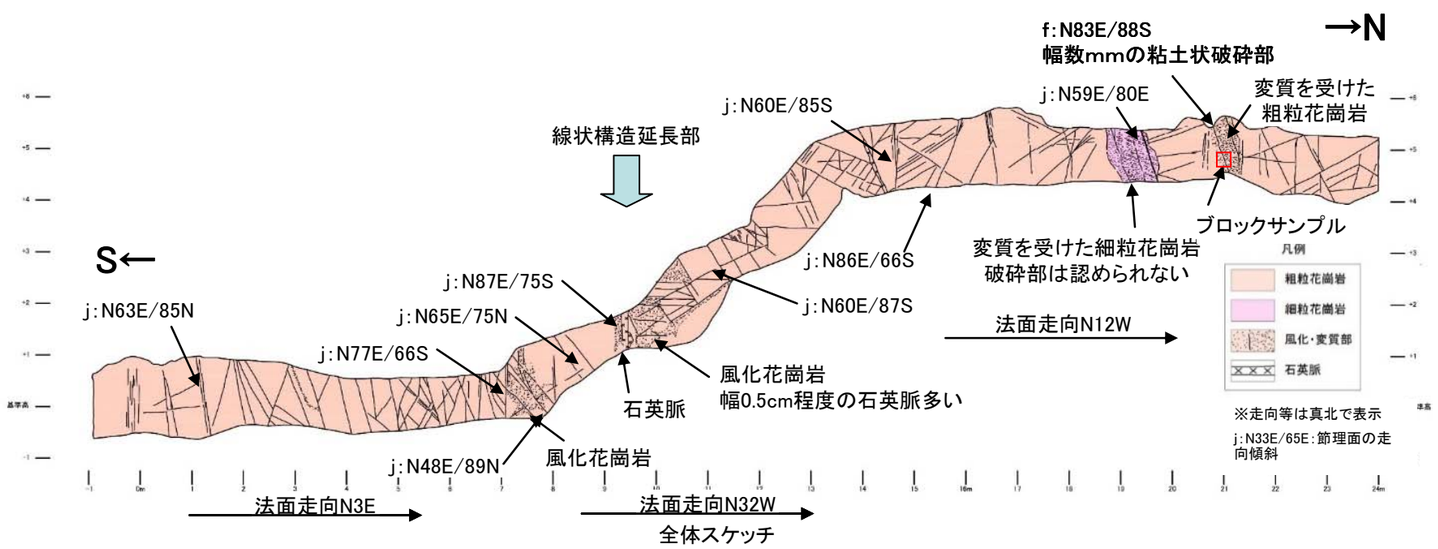


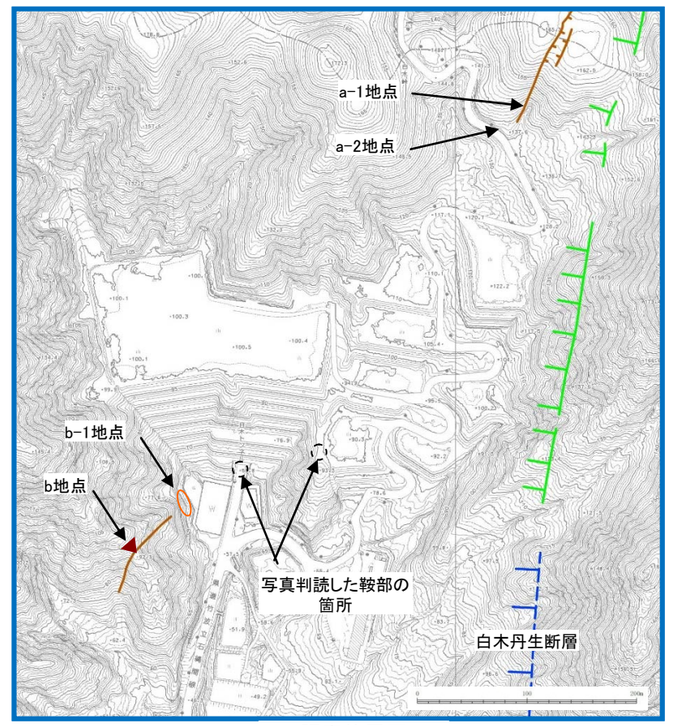
薄片観察結果 0.1mm

・破砕部直上のAT(約2.6万年前～約2.9万年前)の降灰層準を含む堆積物に変位が認められないことから、少なくともAT降灰以降破砕部は活動していない。よって、白木－丹生断層の3万年前以降の複数回の活動時に破砕部は活動していない。
・破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

第 1.4.46 図(2)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（a 地点-2）

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(b-1地点)





調査位置図

写真判読によりa地点南側に鞍部列が判読される。判読位置は人工改変され調査できないため、b地点と確認した鞍部列との間にあるb-1地点において剥ぎ取り調査を行った。

変質を受けた細粒花崗岩に線状構造の走向と調和的な節理は認められるが、破砕部は認められない。
線状構造延長部より12m程度離れた位置の変質を受けた粗粒花崗岩中に、幅数mm程度の粘土状破砕部(N83E/88S)を確認した。破砕部の走向は線状構造方向とやや斜交している。
剥ぎ取り箇所には線状構造の走向と調和的な節理が全体に見られ、線状構造延長部に破砕部は認められない。

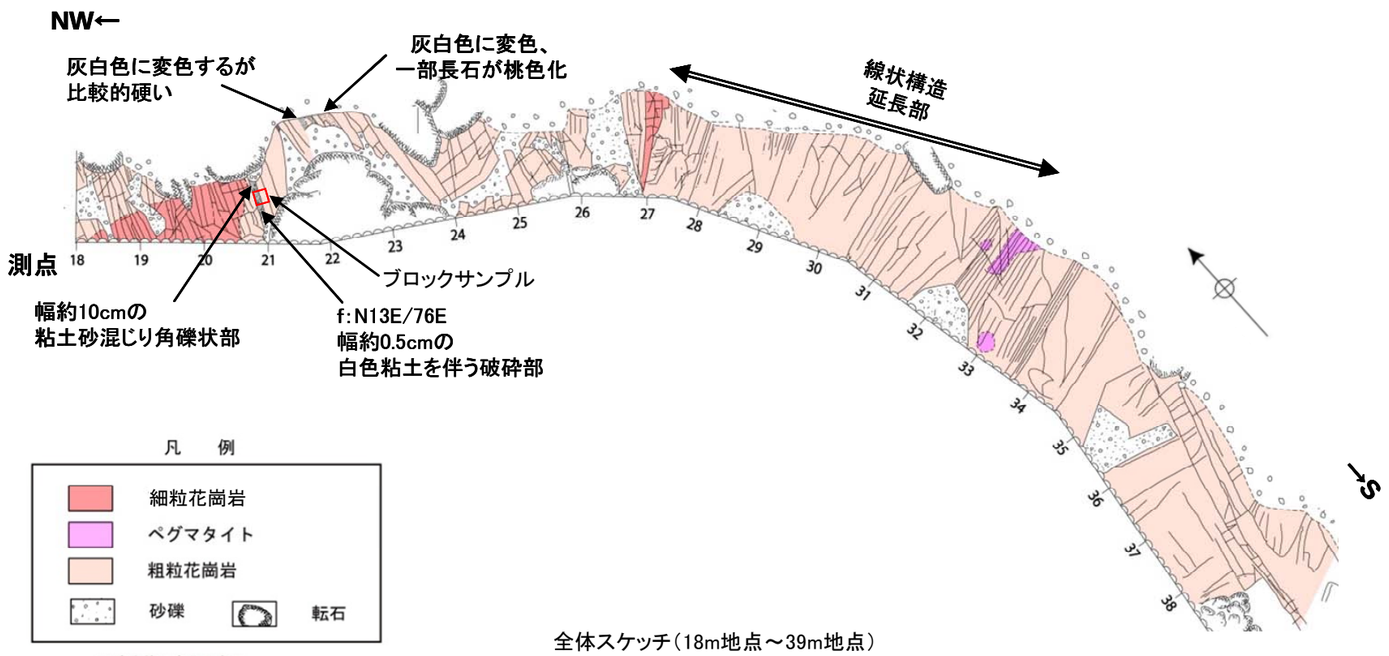
〔破砕部の薄片観察の結果〕
・粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、粘土鉱物としてスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を確認。



・剥ぎ取り箇所には線状構造の走向と調和的な節理が全体に見られ、線状構造延長部に破砕部は認められない。
・線状構造延長部より12m程度離れた位置の変質を受けた粗粒花崗岩中に、幅数mm程度の粘土状破砕部を確認した。破砕部の走向は線状構造の走向とやや斜交している。
・破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

第 1.4.46 図(3)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（b-1 地点）

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(c地点)



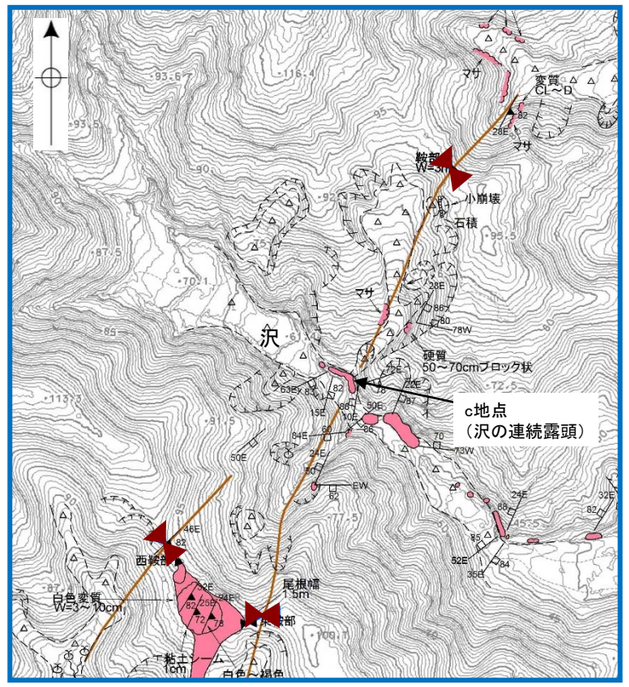
凡　例

- 細粒花崗岩
- ペグマタイト
- 粗粒花崗岩
- 砂礫
- 転石

※走向等は真北で表示

f:N33E/65E:断層面の走向傾斜

全体スケッチ(18m地点～39m地点)



調査位置図

鞍部と鞍部の間を横切る沢部があり、粗粒花崗岩(一部で細粒花崗岩)の健岩露頭が広く分布(40m程度)しているため、調査を行った。

写真判読によりc地点北側尾根部および南側尾根部に鞍部が判読される。
鞍部から連続する谷に沿って線状構造を判読し、線状構造が横断する沢部において約40mの連続した花崗岩の露頭を確認した。

健岩露頭が広く分布し、測点21m～22.5m付近で変質を受けた花崗岩が認められ、その上流側(測点21m付近)に幅約0.5cm程度の白色粘土を伴う破砕部(N13E/76E)を確認した。
調査範囲(約40m区間)には、これ以外に破砕部は認められない。

〔破砕部の薄片観察の結果〕
・粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、粘土鉱物としてスメクタイト、雲母粘土鉱物を確認

直交ニコル

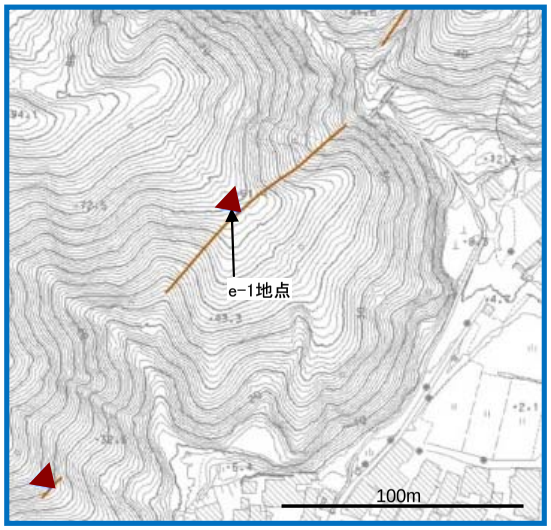


薄片観察結果

沢の連続露頭部には健岩露頭が広く分布し、線状構造延長部に破砕部は認められない。
測点21m～22.5m付近で変質を受けた花崗岩が認められ、その上流側(測点21m付近)に幅約0.5cm程度の白色粘土を伴う破砕部を確認した。
破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

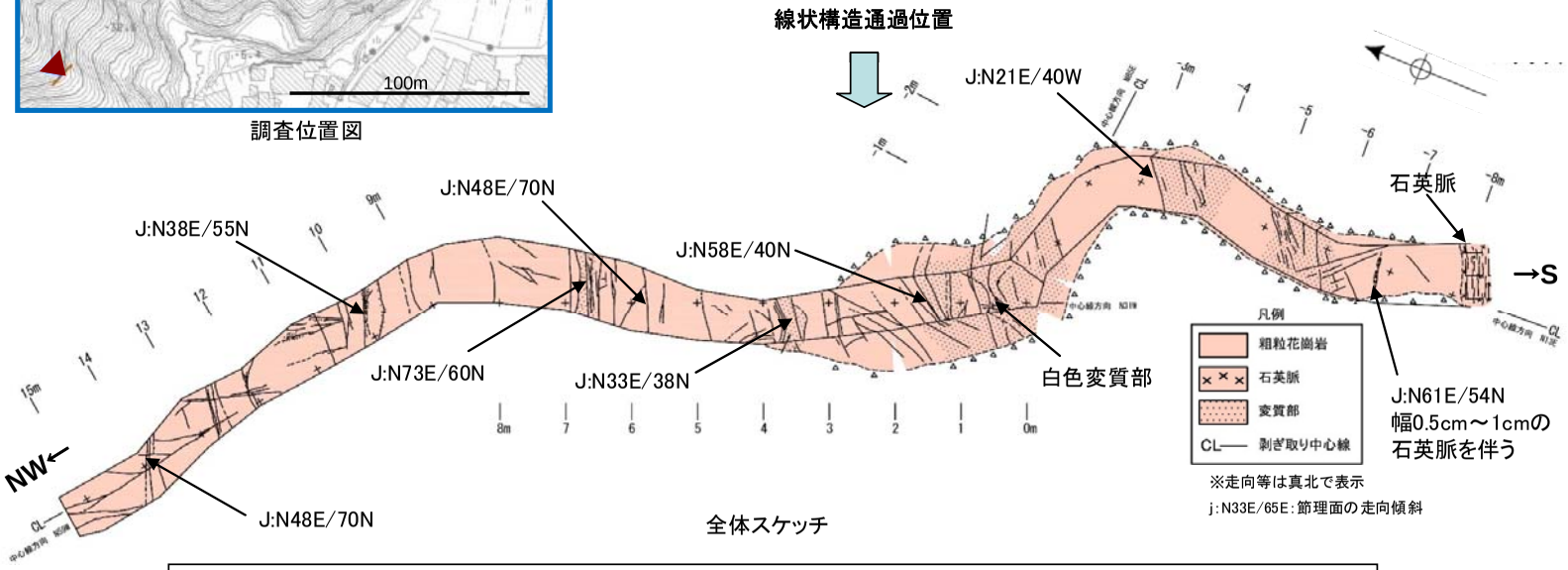
第 1.4.46 図(4)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（c 地点）

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(e-1地点)



調査位置図

e地点の北側に連続する傾斜変換点のうち、尾根部で判読したe-1地点において、長さ23m程度の剥ぎ取り調査を行った。

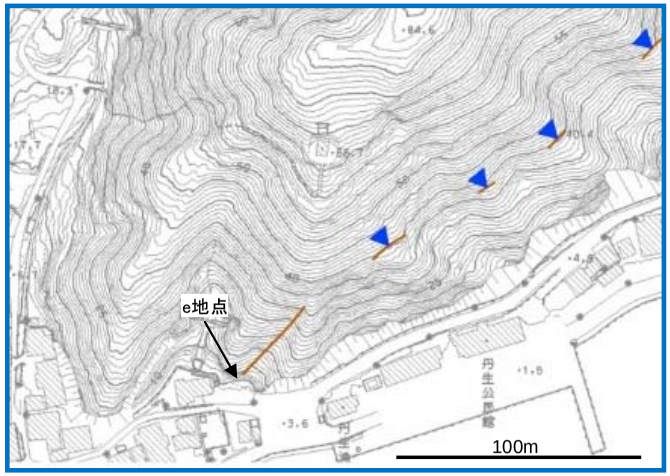


全体スケッチ

剥ぎ取り箇所には健岩露頭が広く分布し破砕部は認められない。
線状構造通過位置に破砕部は認められず、線状構造通過位置から南側付近で変質を受けた花崗岩が認められた。変質を受けた花崗岩には線状構造の走向と調和的な節理が認められる。

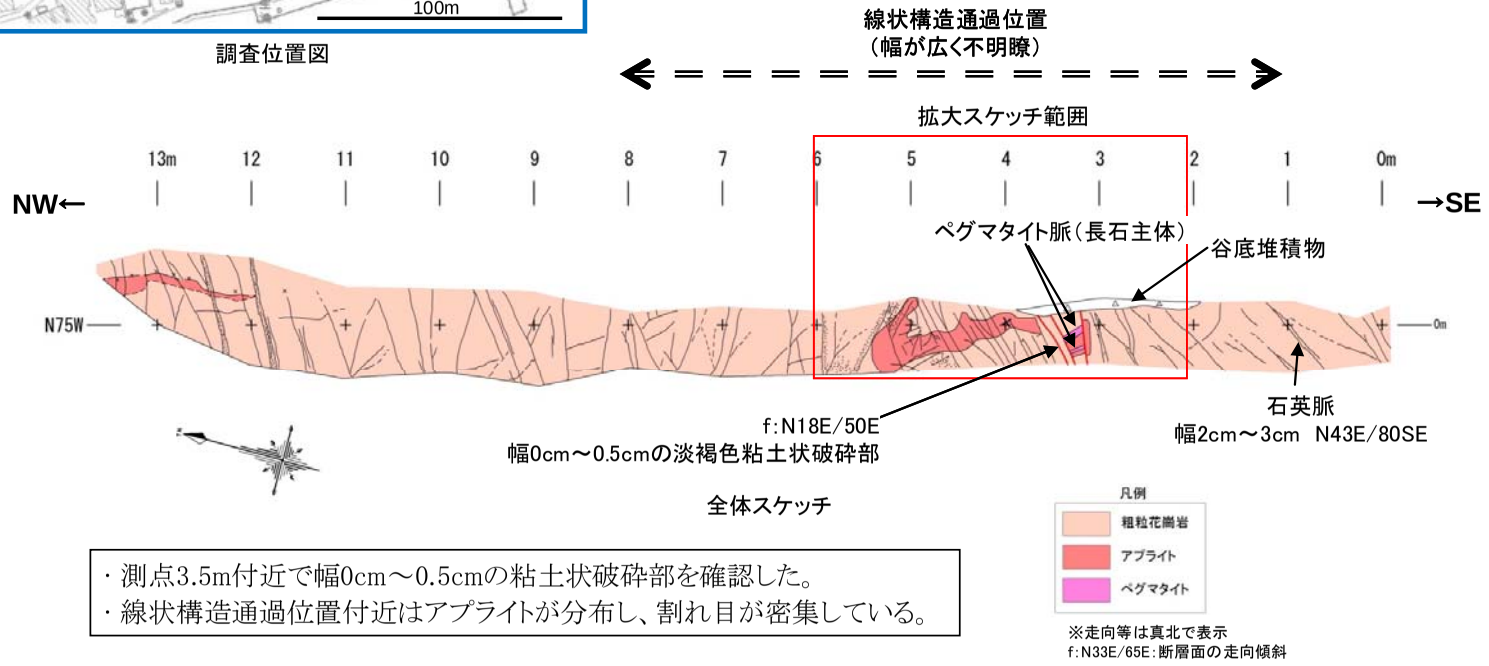
第 1.4.46 図(5)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(e-1 地点)

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(e地点)



調査位置図

線状構造直下の法面で長さ14m程度の剥ぎ取り調査を行った。

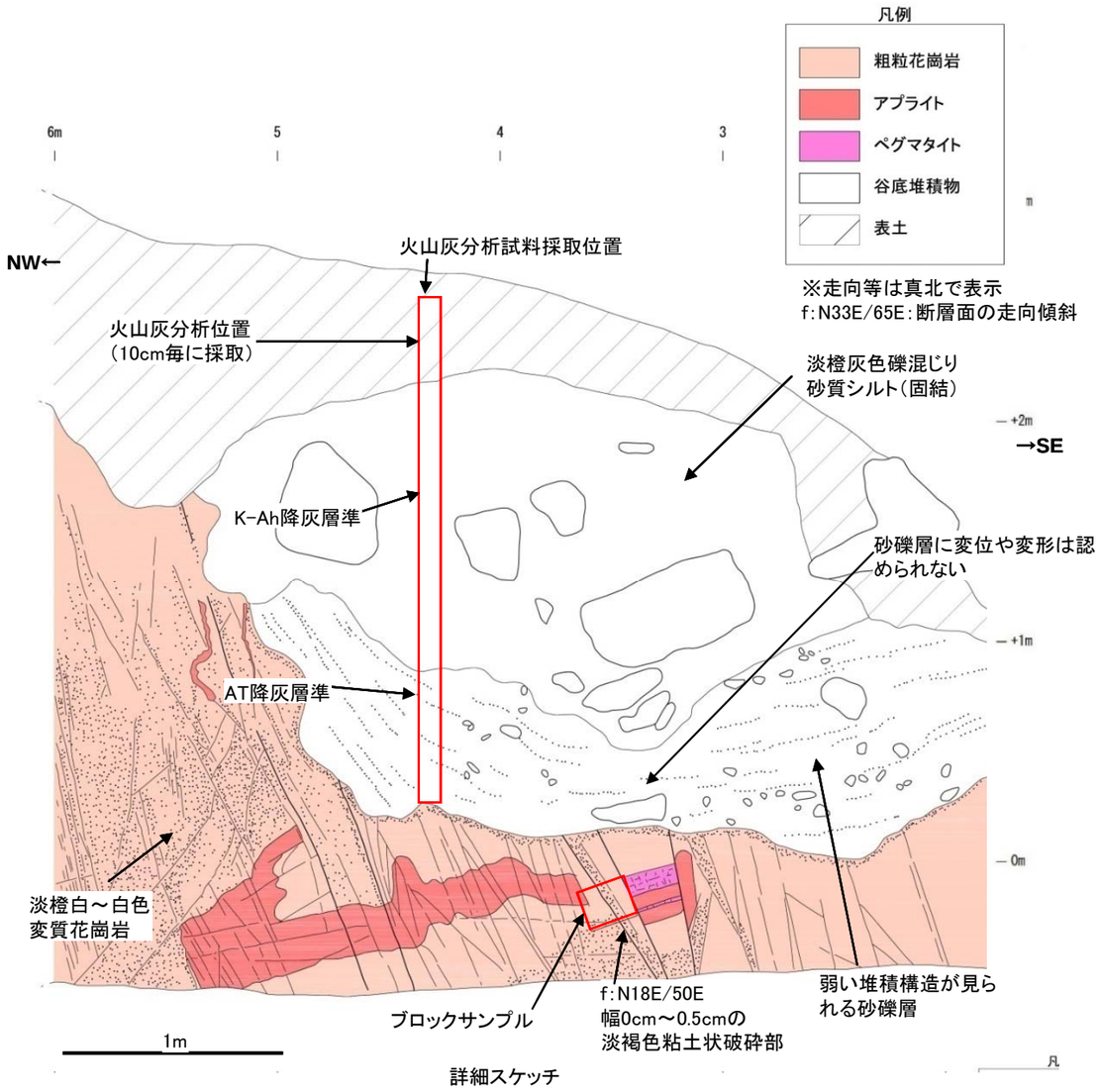


全体スケッチ

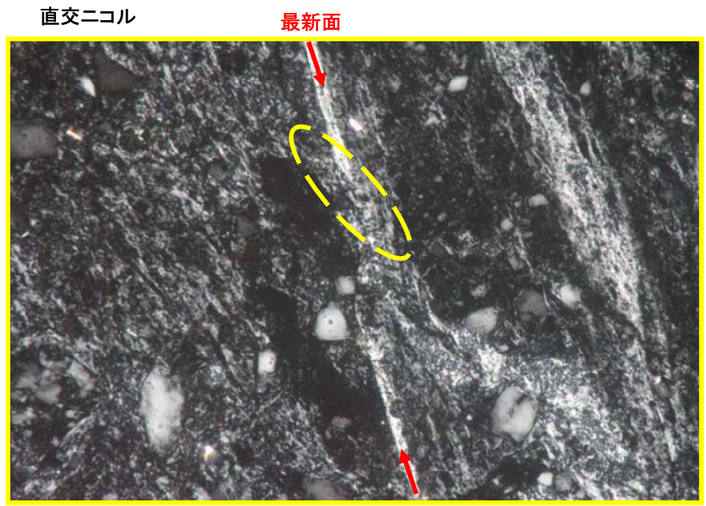
・測点3.5m付近で幅0cm～0.5cmの粘土状破砕部を確認した。
・線状構造通過位置付近はアプライトが分布し、割れ目が密集している。

第 1.4.46 図(6)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(e 地点)(1)

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(e地点)



線状構造通過位置付近に幅0cm～0.5cmの淡褐色粘土状破砕部(N18E/50E)を確認した。剥ぎ取り範囲で粘土を伴う破砕部はこれのみである。
破砕部直上の上載層に変位や変形は認められない。

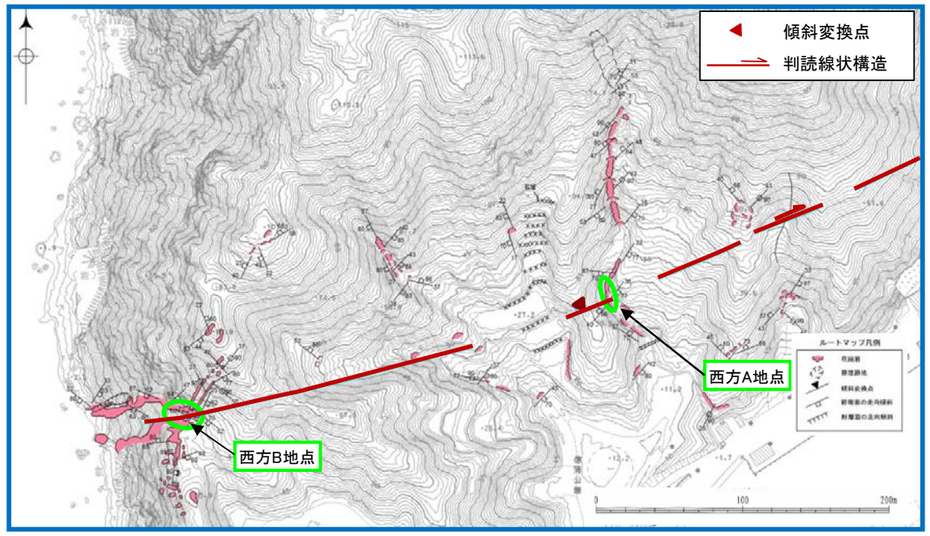


〔破砕部の薄片観察の結果〕
・粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっており、粘土鉱物としてスメクタイト、カオリン鉱物を確認。

破砕部直上のAT(約2.6万年前～約2.9万年前)の降灰層準を含む堆積物に変位が認められないことから、少なくともAT降灰以降破砕部は活動していない。よって、白木－丹生断層の3万年前以降の複数回の活動時に破砕部は活動していない。
破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

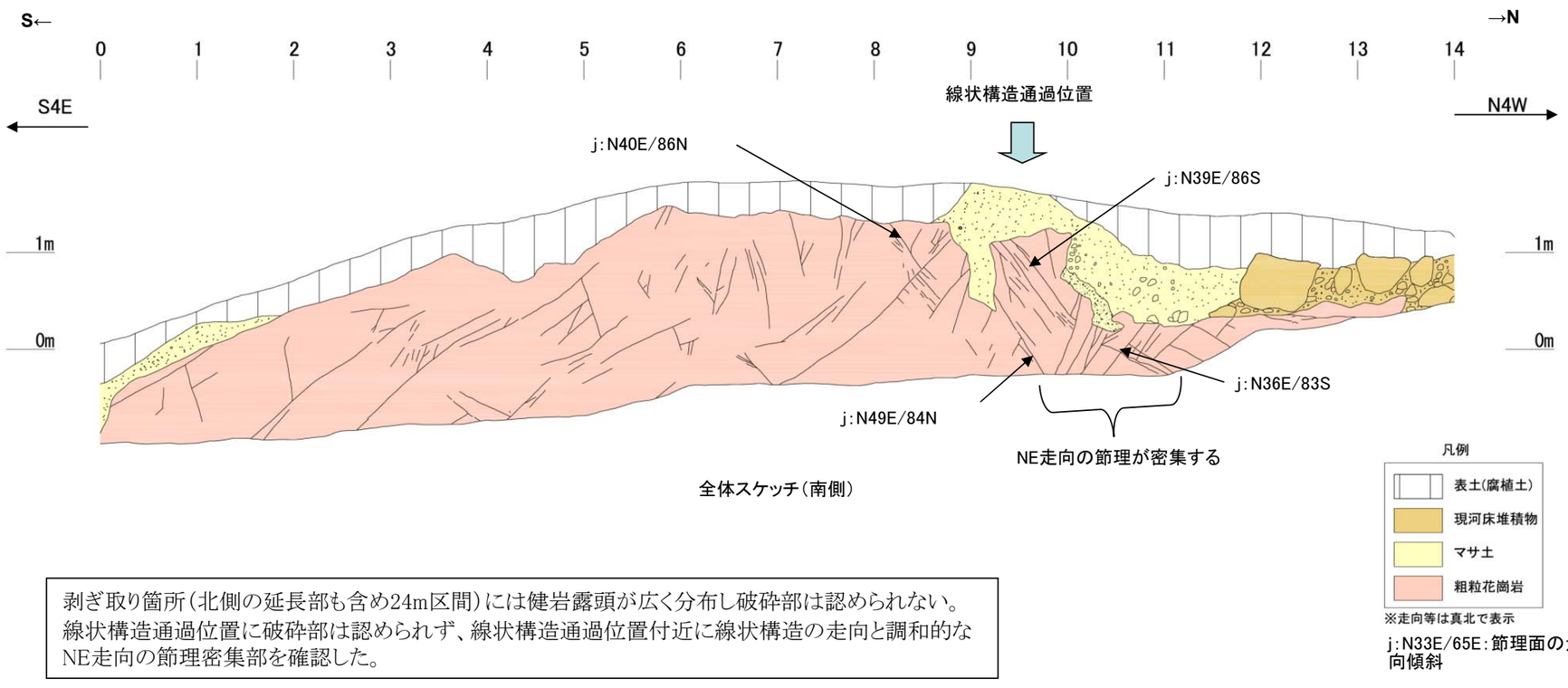
第 1.4.46 図(7)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（e 地点）(2)

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(西方A地点)



線状構造西方のルートマップ

線状構造西方部の踏査を行った。
線状構造周辺では、NE系とNW系の節理が発達する。
線状構造直下の西方A地点及び西方B地点で連続露頭を確認した。
西方A地点は、傾斜変換点近傍の線状構造通過位置を横切る河床部で露頭調査を行った。

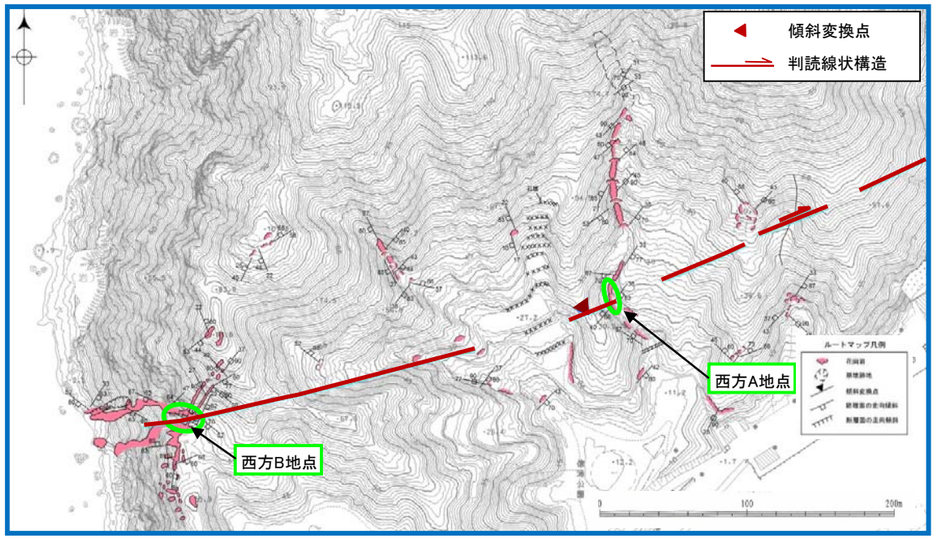


全体スケッチ(南側)

剥ぎ取り箇所(北側の延長部も含め24m区間)には健岩露頭が広く分布し破砕部は認められない。
線状構造通過位置に破砕部は認められず、線状構造通過位置付近に線状構造の走向と調和的なNE走向の節理密集部を確認した。

第 1.4.46 図(8)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(西方 A 地点)

丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果(西方B地点)



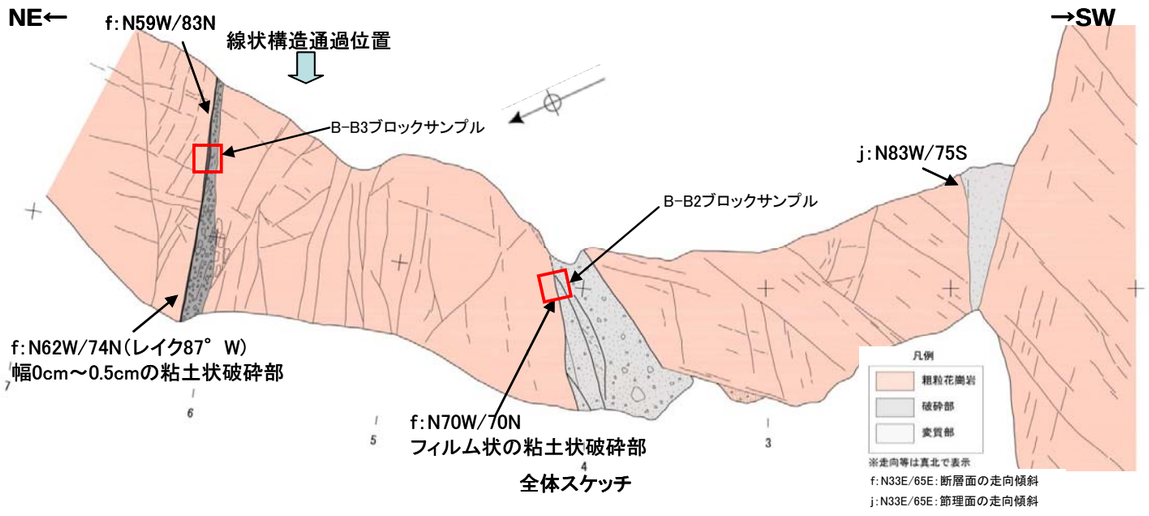
線状構造西方のルートマップ

線状構造西方部の踏査を行った。
線状構造周辺では、NE系とNW系の節理が発達する。
線状構造直下の西方A地点及び西方B地点で連続露頭を確認した。
西方B地点は、線状構造直下の沢底において、露頭調査を行った。



薄片観察結果(B-B2破砕部)

〔破砕部の薄片観察の結果〕
・B-B2及びB-B3破砕部では、粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を横断しているものがあり、変形していない。
〔破砕部のXRD分析の結果〕
・新鮮花崗岩と比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。B-B2破砕部では、粘土鉱物としてスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を確認。B-B3破砕部では、スメクタイト、カオリン鉱物を確認した。



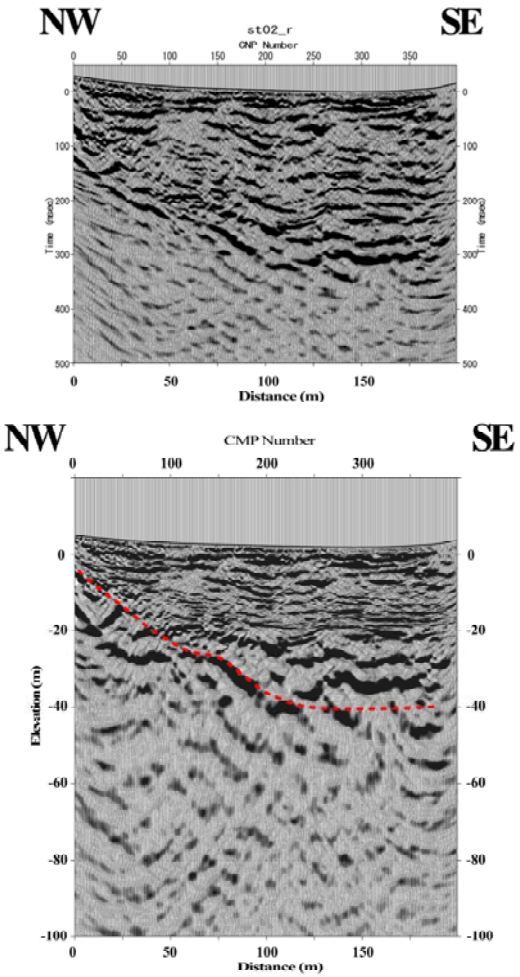
全体スケッチ

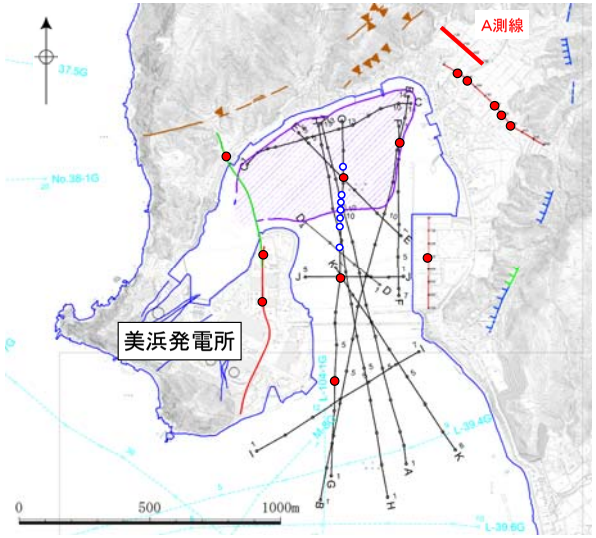
線状構造通過位置付近に幅0cm～0.5cmの粘土状破砕部(N62W/74N、B-B3)およびフィルム状の粘土状破砕部(N70W/70N、B-B2)と変質部を確認した。NW走向で線状構造の走向と斜交している。
露頭部には、これら以外に破砕部は認められない。

線状構造通過位置付近に破砕部と変質部を確認したがNW走向で線状構造の走向と斜交している。
破砕部の薄片観察の結果、最新の熱水変質作用以降、破砕部は活動していない。

第 1.4.46 図(9)　丹生地区北方の剥ぎ取り調査結果（西方 B 地点）

丹生地区の反射法地震探査及びボーリング調査の結果：A測線

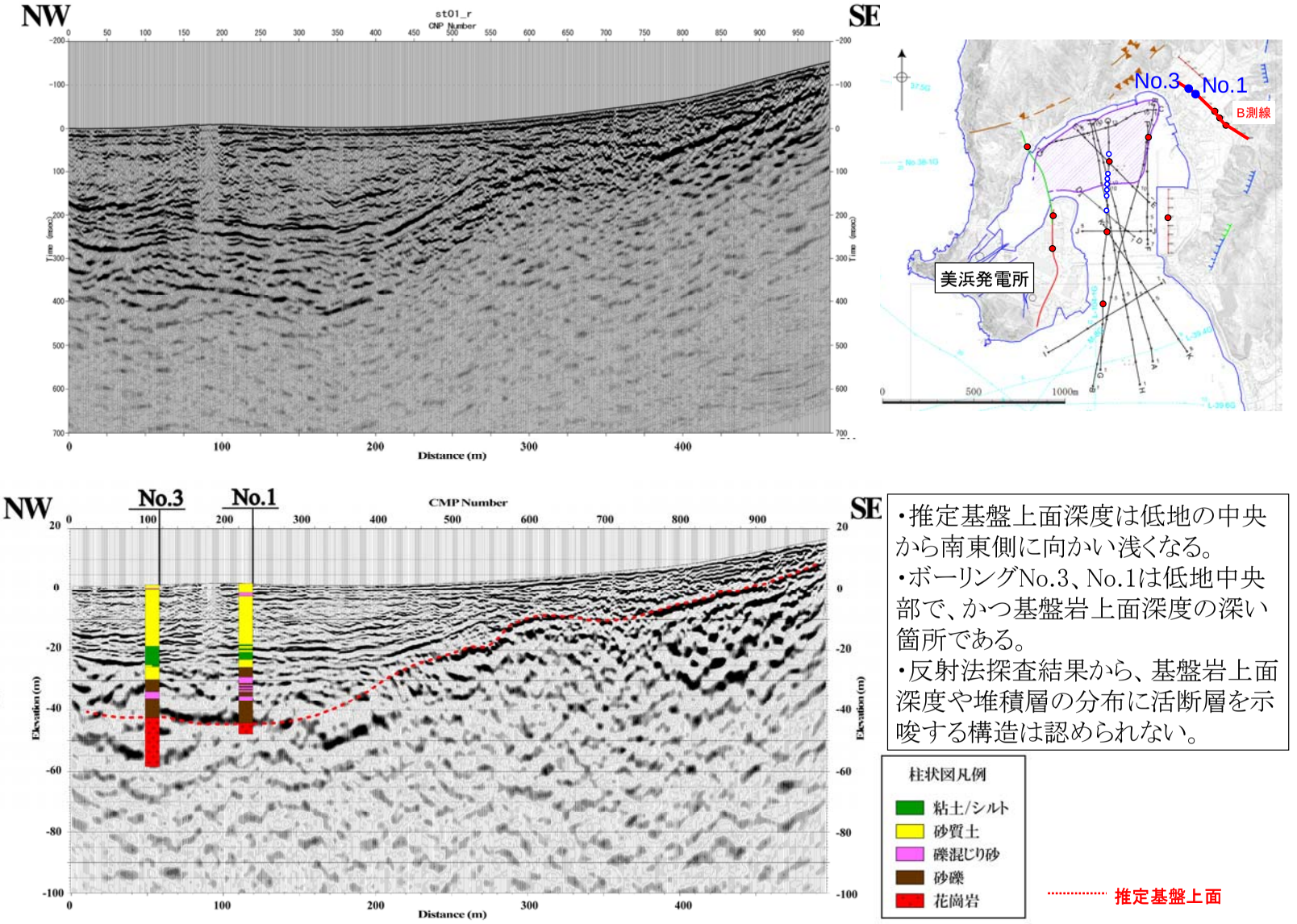




・推定基盤上面深度は北西側から、低地に中央の南東側に向かい深度を増す。
・反射法探査結果から、推定基盤上面深度や堆積層の分布に活断層を示唆する構造は認められない。

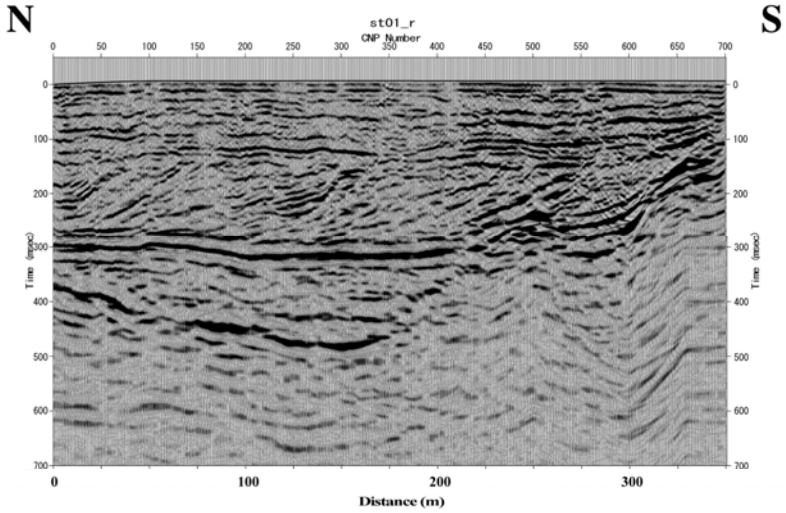
第 1.4.47 図(1)　丹生地区の反射法地震探査記録（A測線）

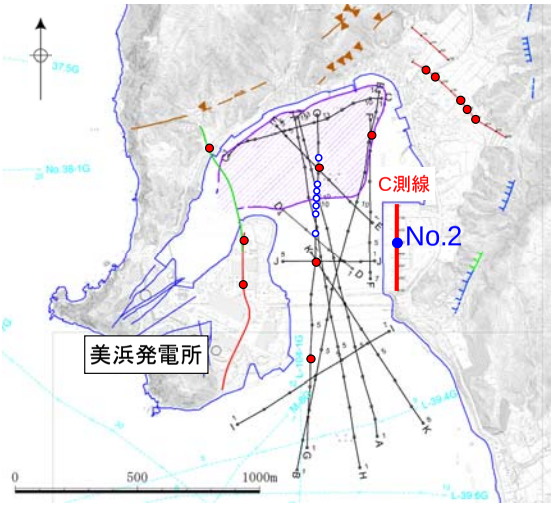
丹生地区の反射法地震探査及びボーリング調査の結果：B測線

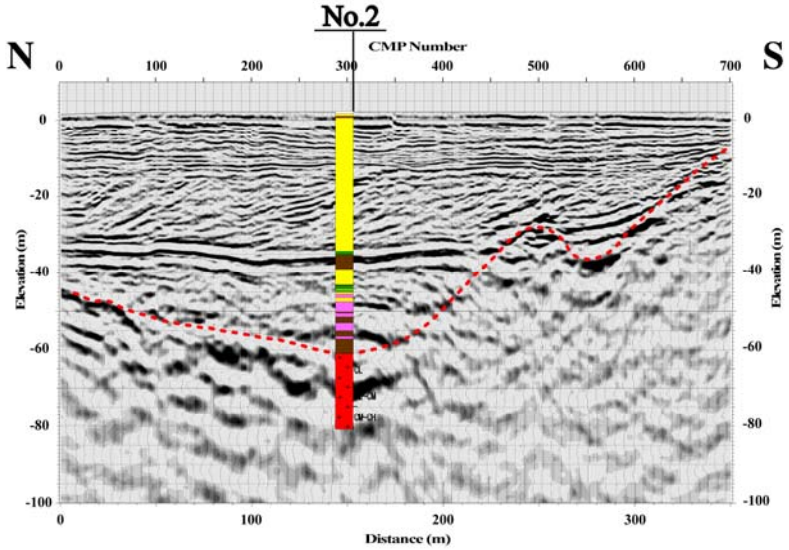


第 1.4.47 図(2)　丹生地区の反射法地震探査記録（B測線）

丹生地区の反射法地震探査及びボーリング調査の結果：C測線







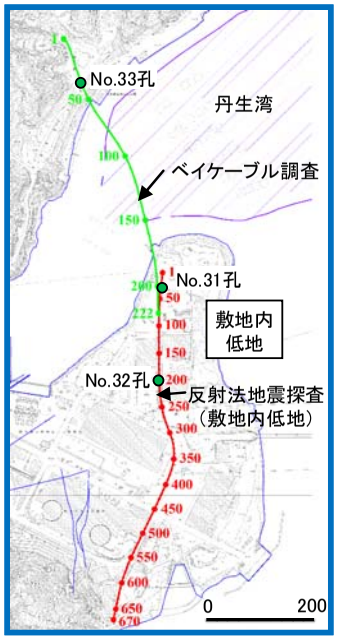
柱状図凡例
- 粘土/シルト
- 砂質土
- 礫混じり砂
- 砂礫
- 花崗岩

推定基盤上面

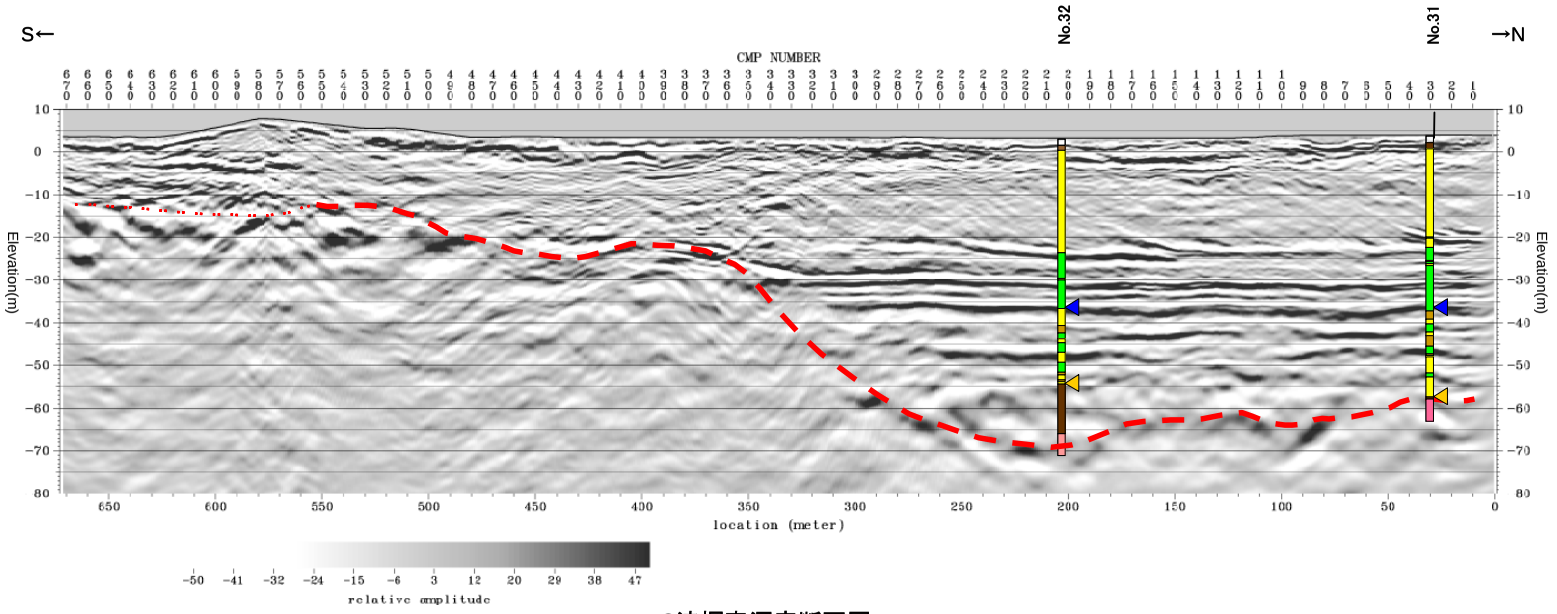
・推定基盤上面深度は、南側の陸地に向かい浅くなる。ボーリングNo.2はこの測線で基盤岩上面深度が、最も深い箇所である。
・反射法探査結果から、基盤岩上面深度や堆積層の分布に活断層を示唆する構造は認められない。

第 1.4.47 図(3)　丹生地区の反射法地震探査記録（C測線）

敷地内の反射法地震探査結果



解析測線図



S波探査深度断面図

凡例

- 敷地内破砕帯
- ボーリング
- 音波散乱層分布域
- 150 ベイケーブル調査
- 150 反射法地震探査（敷地内低地）

- 粘土・シルト
- 砂
- 礫混じり砂
- 砂礫
- 岩
- B層上面
- C1層上面
- 推定基盤上面

反射断面で見られたバリア構造はNo.31、32孔で砂層が確認された。その下部は粘土・シルト層が水平に堆積している。
また、基盤標高は北側では多少の凹凸は見られるもののE.L.-60m～-70mとほぼ水平に分布しており、測線の中ほどから南の山地に向かって浅くなっていく様子が認められ、地形に即した形状が見られる。

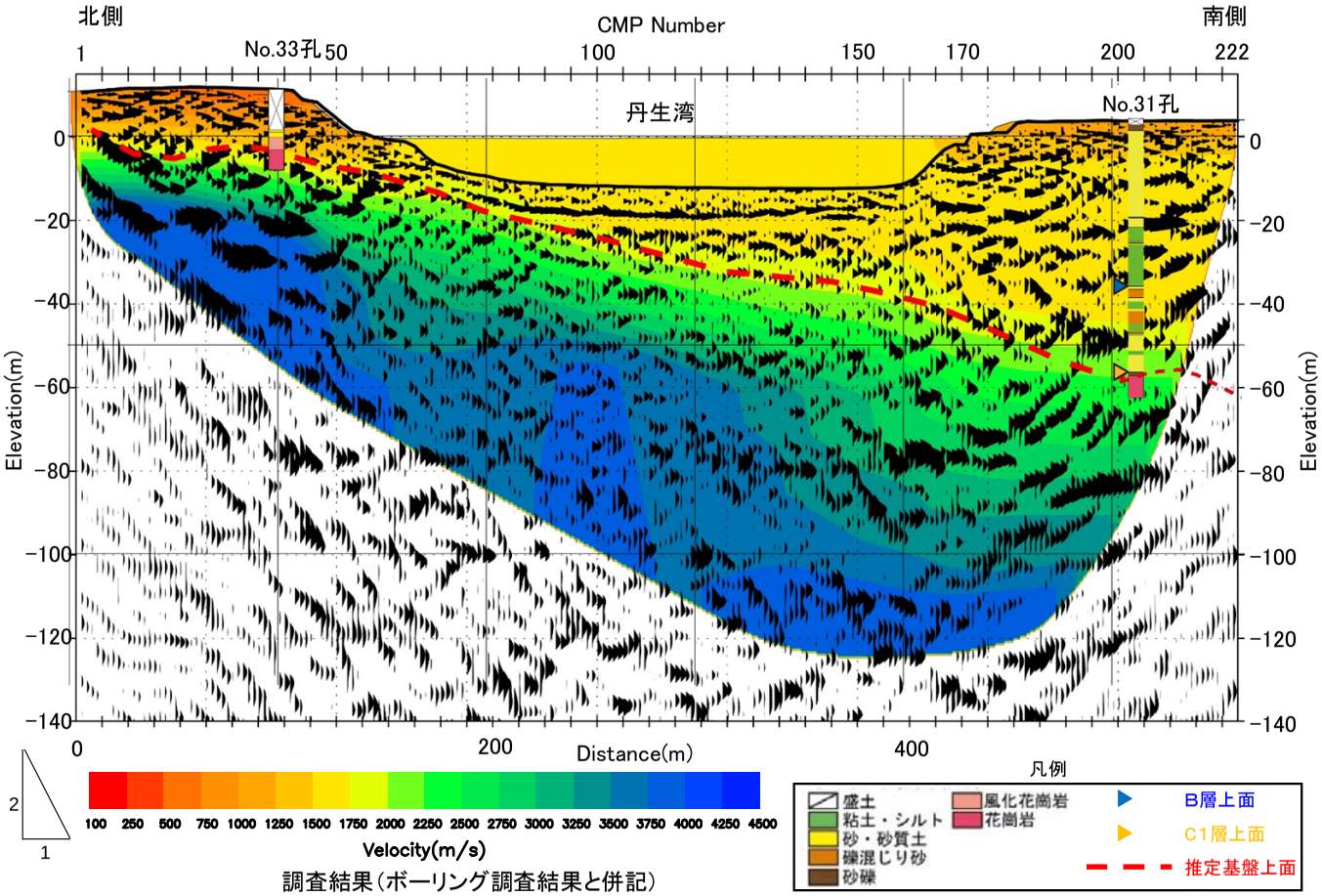
第 1.4.48 図　敷地内の反射法地震探査記録

丹生湾北縁部のベイケーブル調査結果



解析測線図

凡例
- 敷地内破砕帯
- ボーリング
- 音波散乱層分布域
- 150 ベイケーブル調査
- 150 反射法地震探査（敷地内低地）



調査結果（ボーリング調査結果と併記）

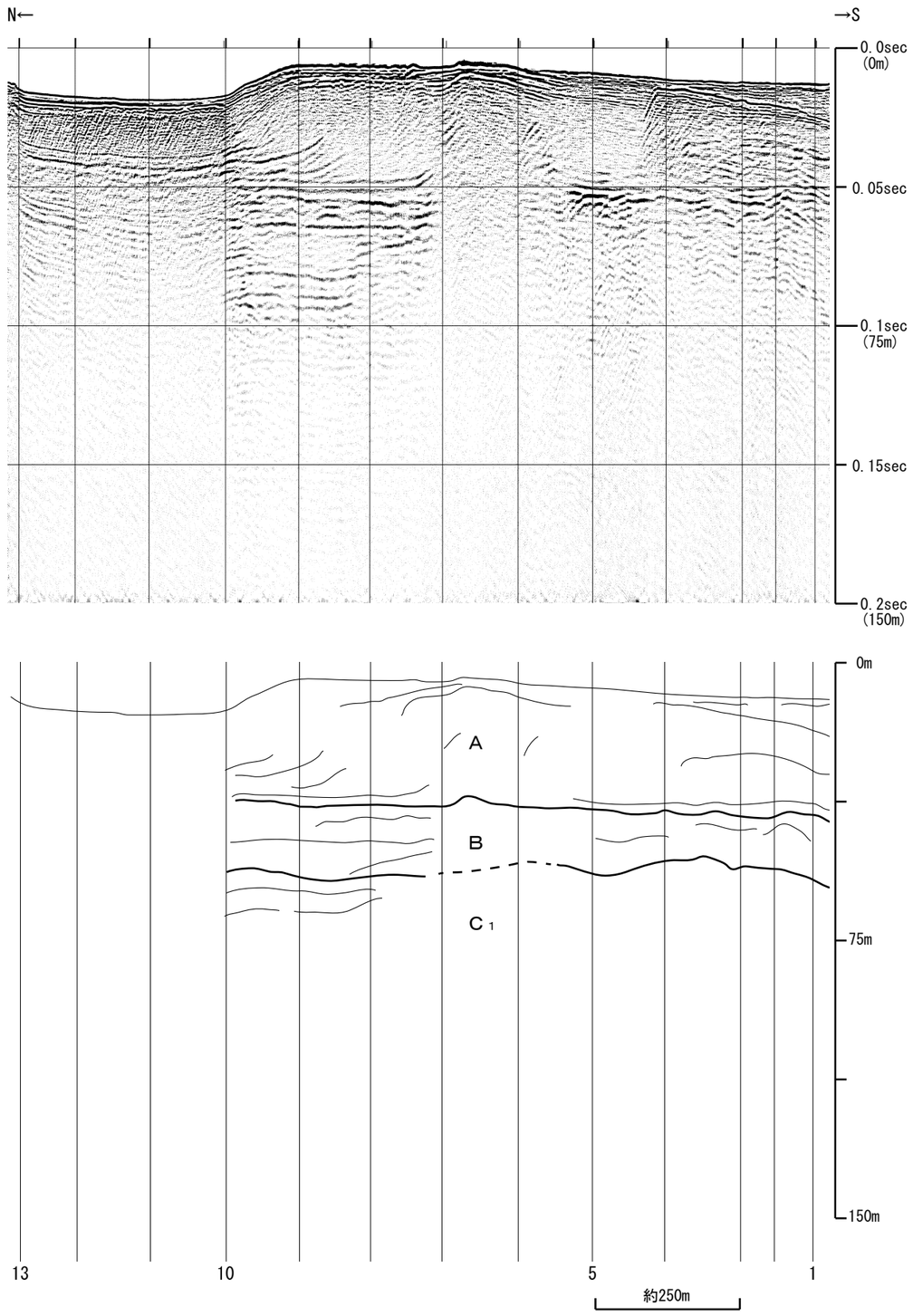
ボーリング調査結果から基盤上面および堆積層の境界を推定した。

・反射法で推定した基盤上面は、屈折法の速度分布と同様、丹生湾北西側山地から敷地内低地へ向かって、滑らかに下がっている。
・丹生湾と北西側山地の境界には、基盤上面や堆積層の分布に活断層を示唆する地形や地質構造は認められない。

第 1.4.49 図　丹生湾北縁部のベイケーブル調査結果

A測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

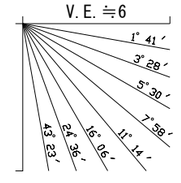
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



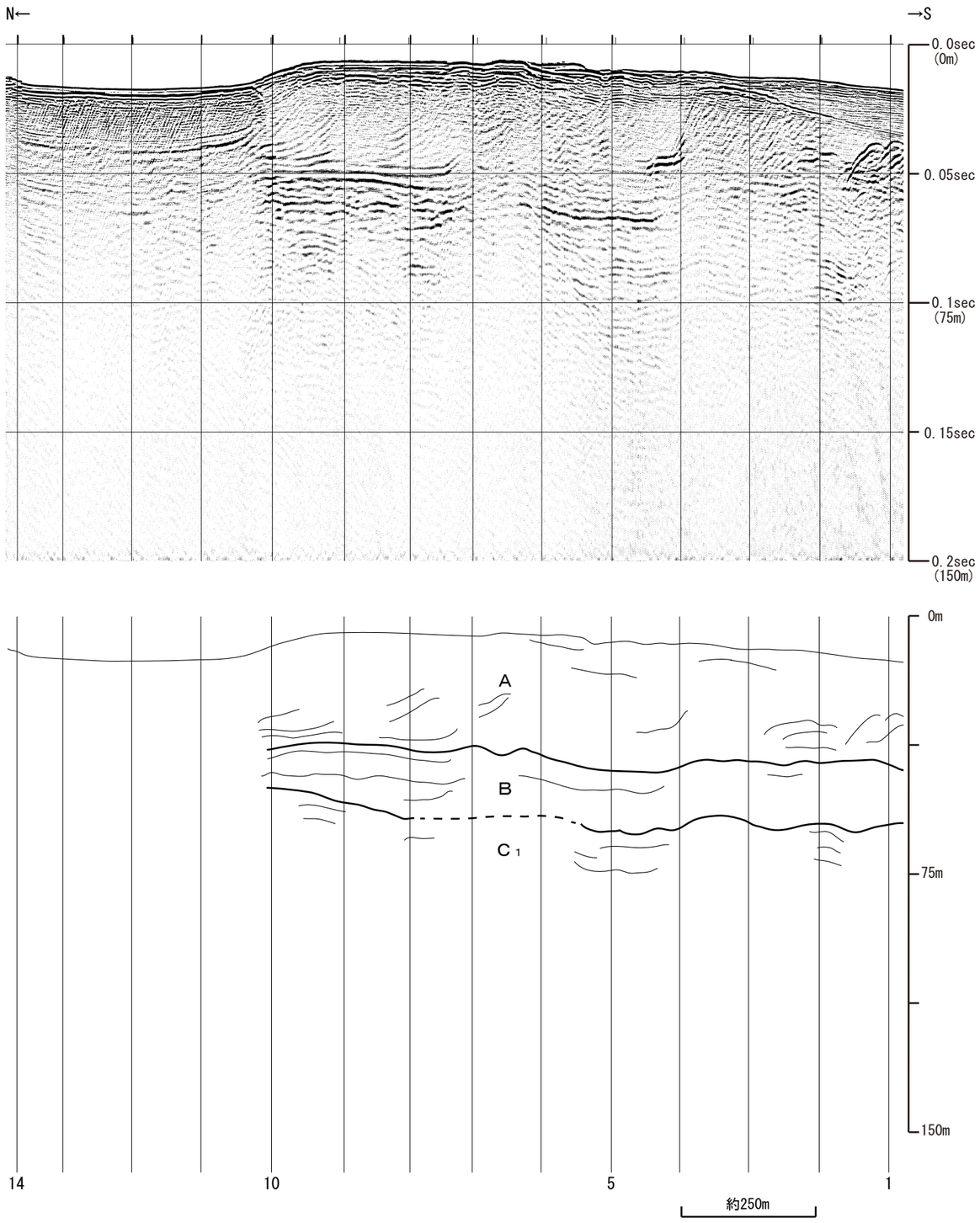
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(1)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（A測線）

B測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

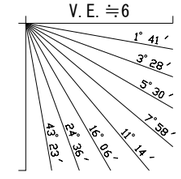
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



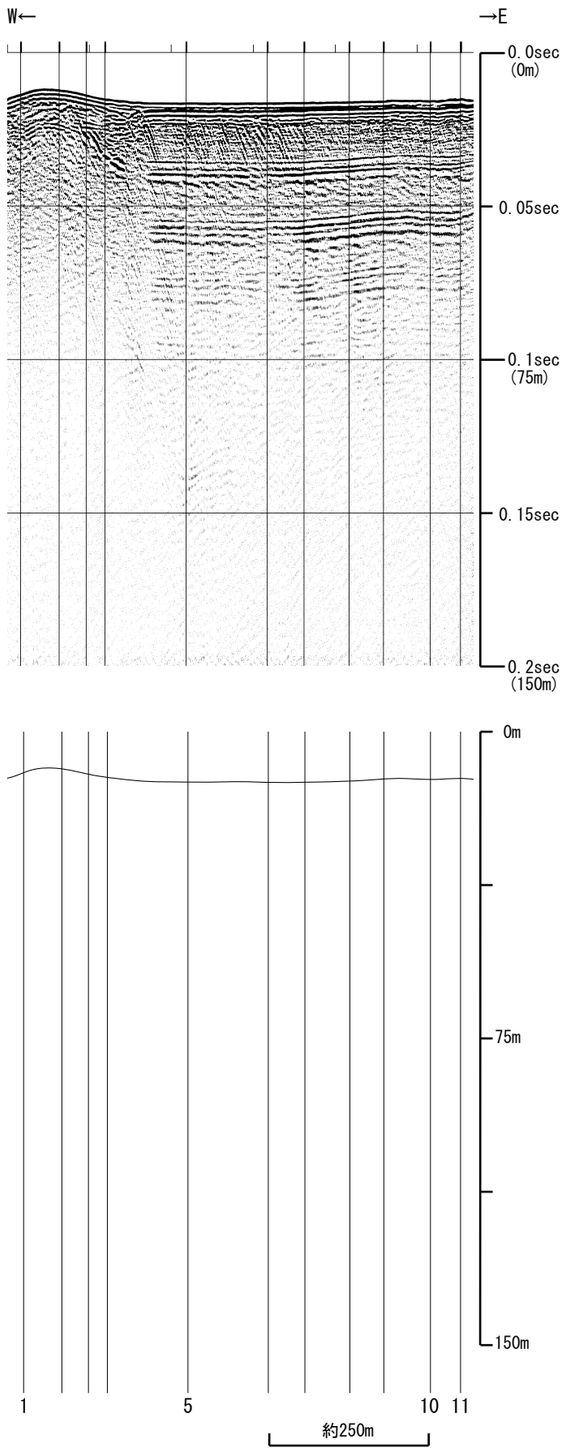
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(2)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（B測線）

C測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

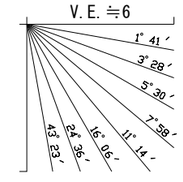
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



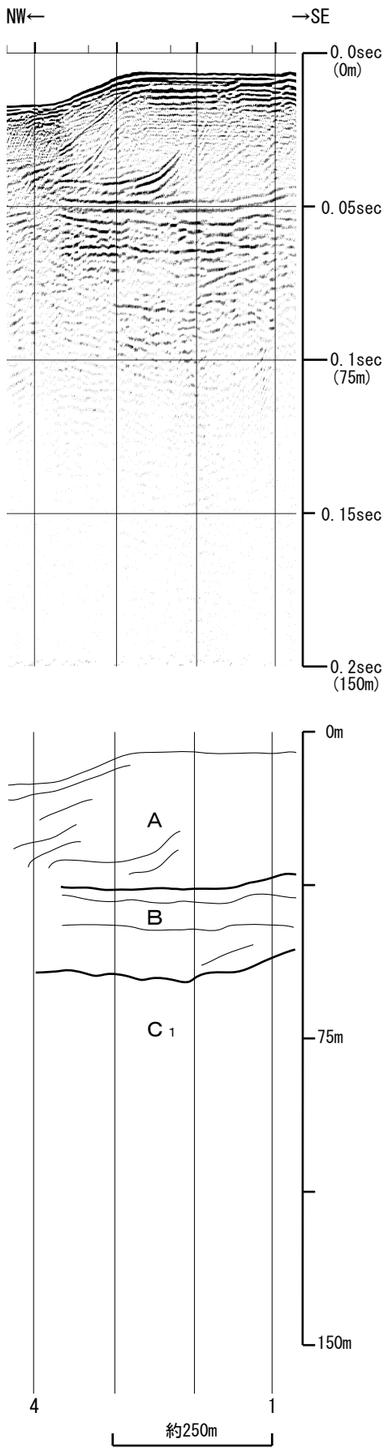
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(3)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（C測線）

D測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部
基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

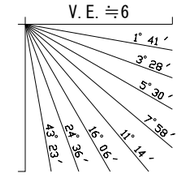
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



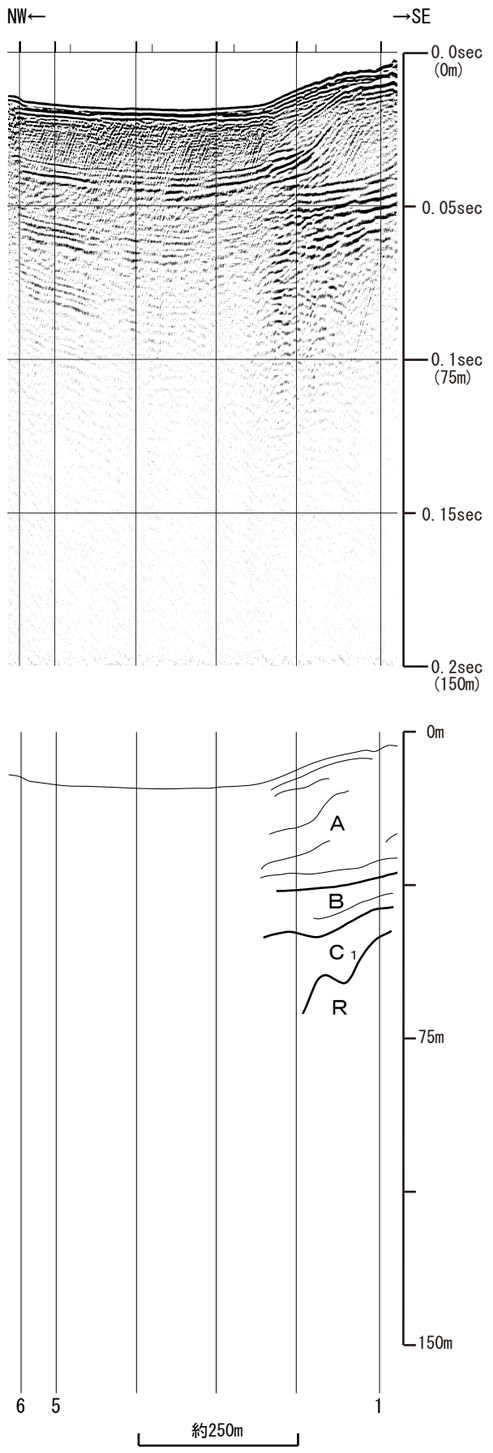
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(4)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（D測線）

E測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

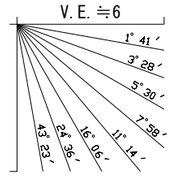
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



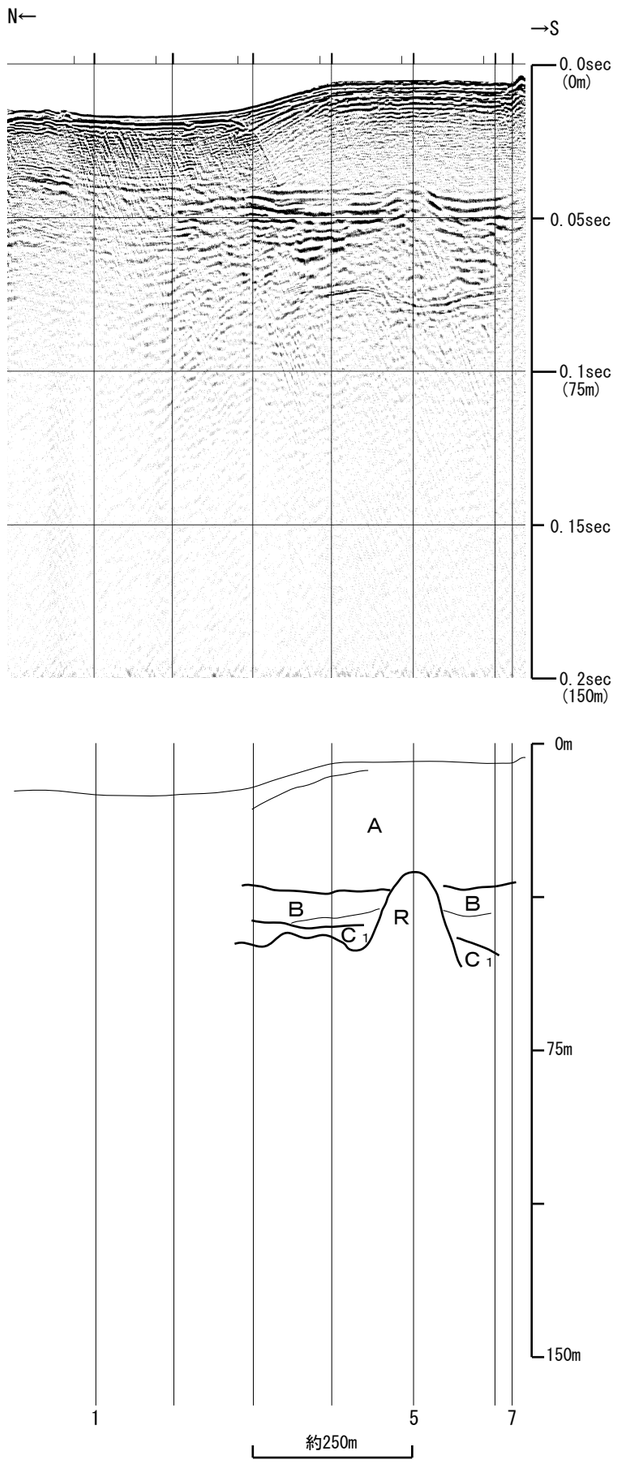
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(5)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（E測線）

F測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ

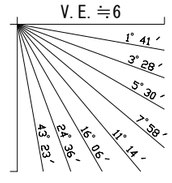


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



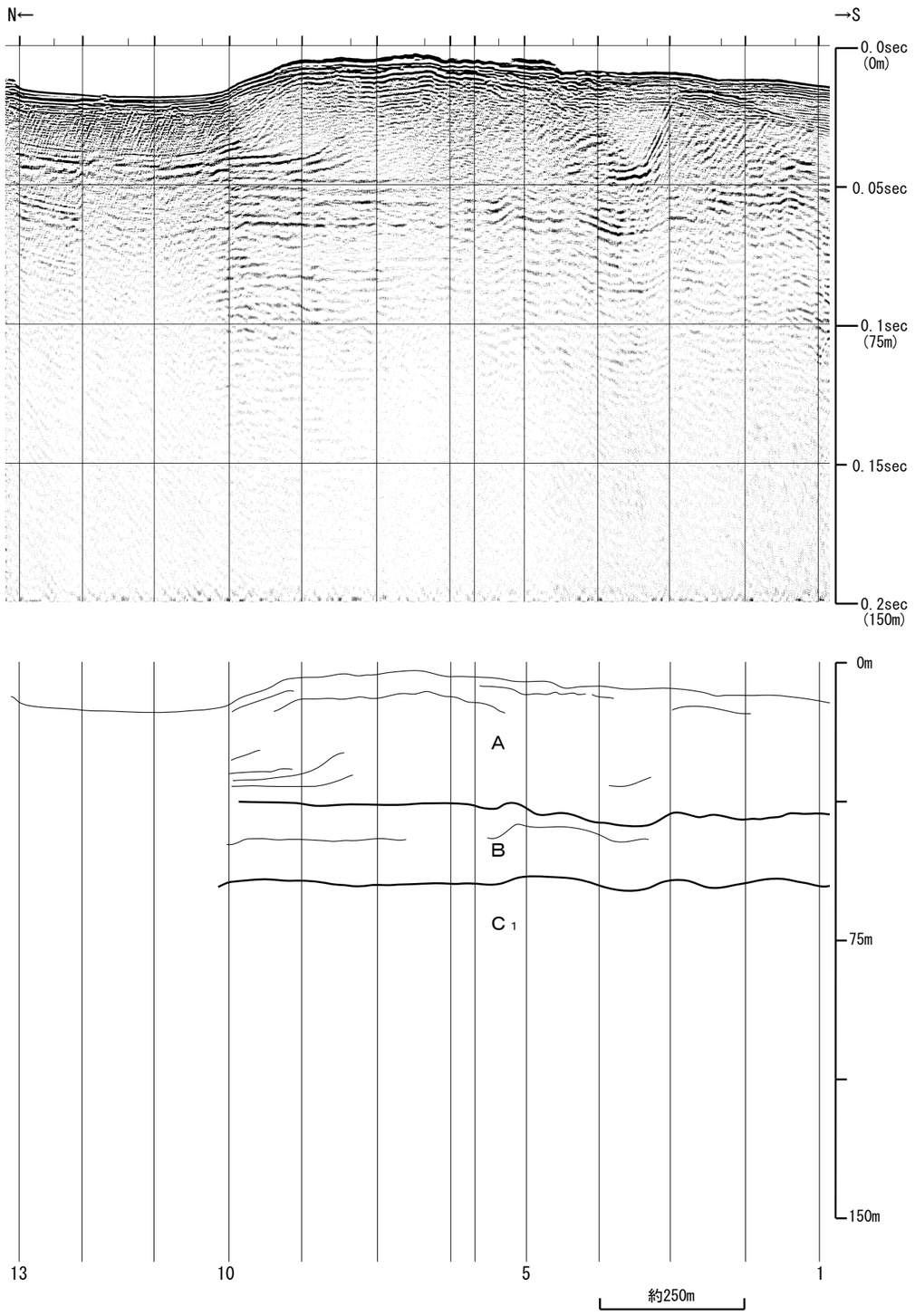
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(6)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（F測線）

G測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ

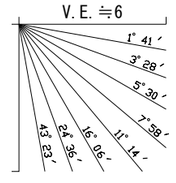


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C 1 / C 2 / C 3 / C 4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



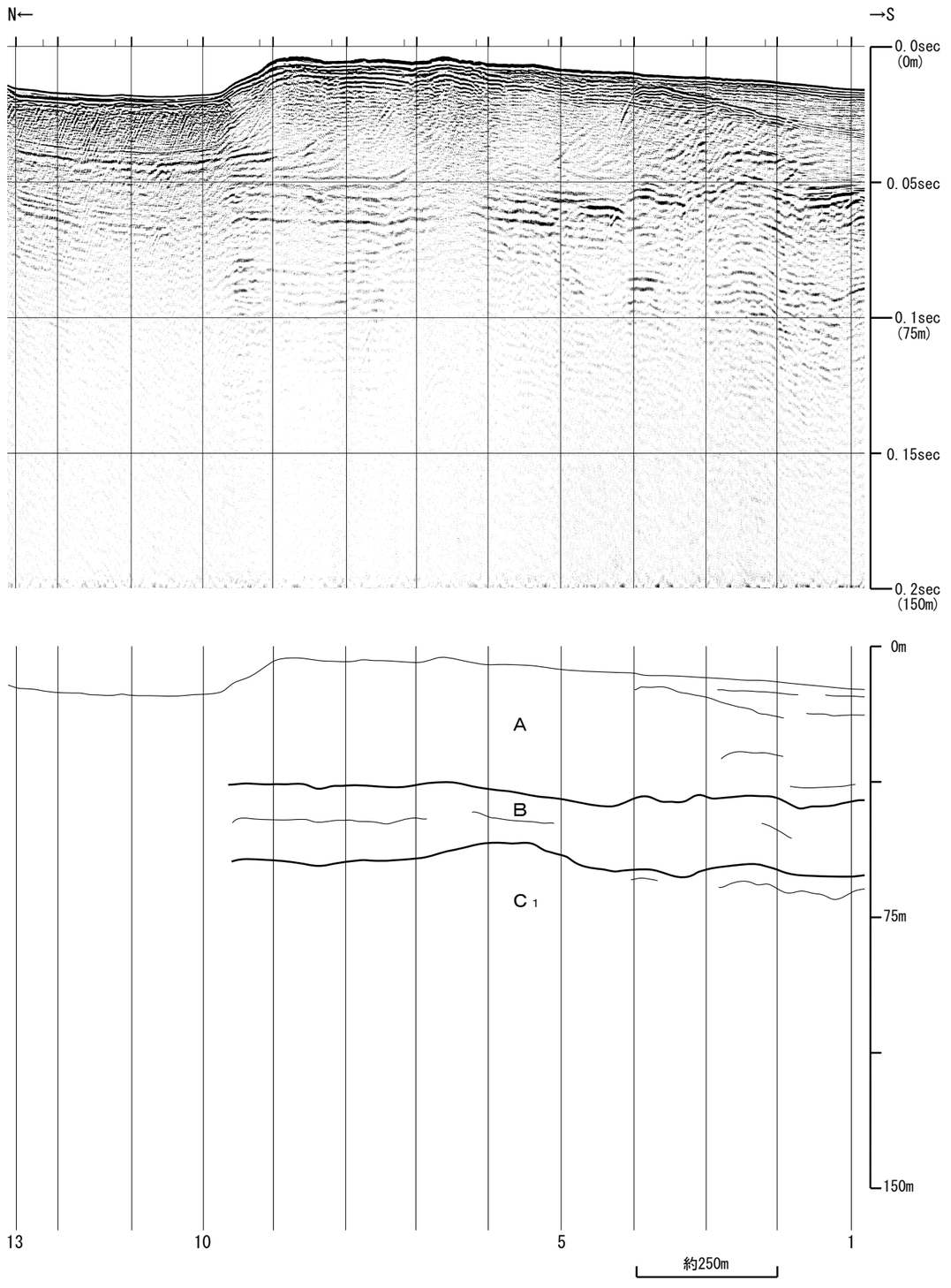
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(7)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（G測線）

H測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C 1 C 2 C 3 C 4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

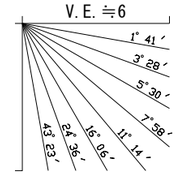
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



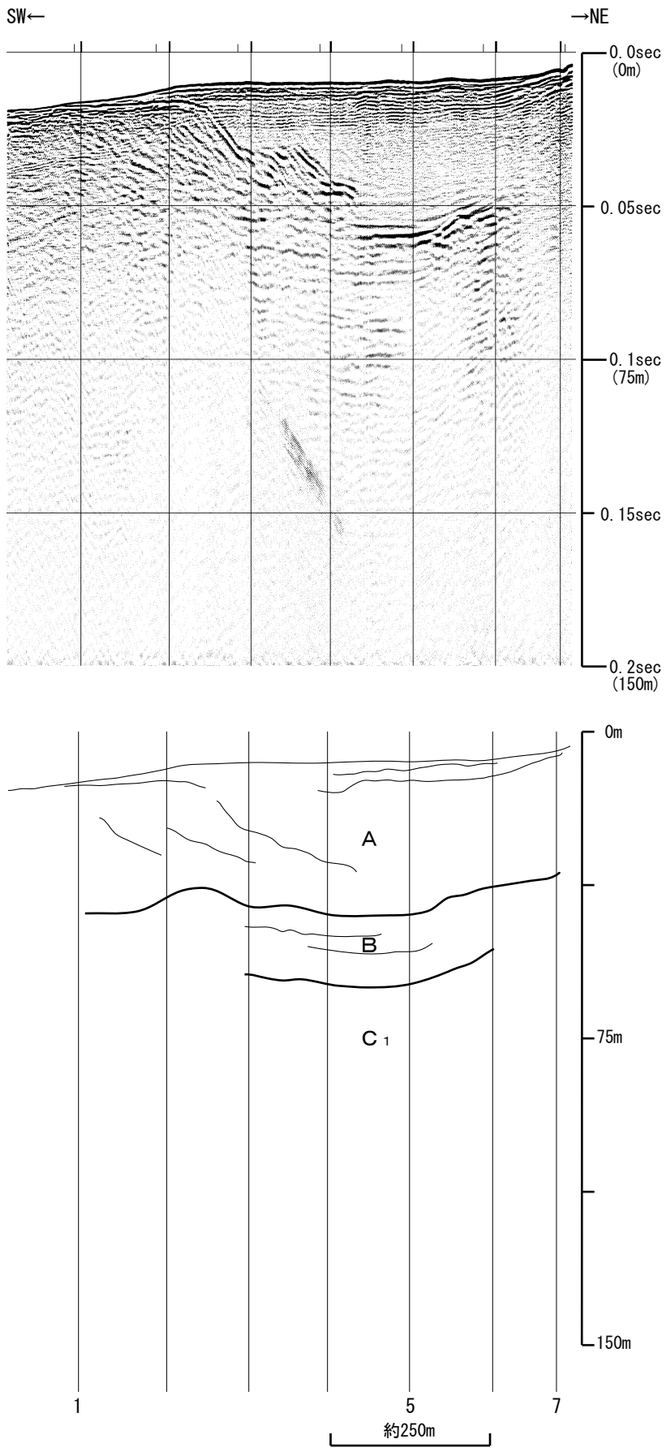
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(8)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（H測線）

Ⅰ測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

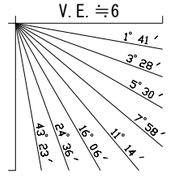
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



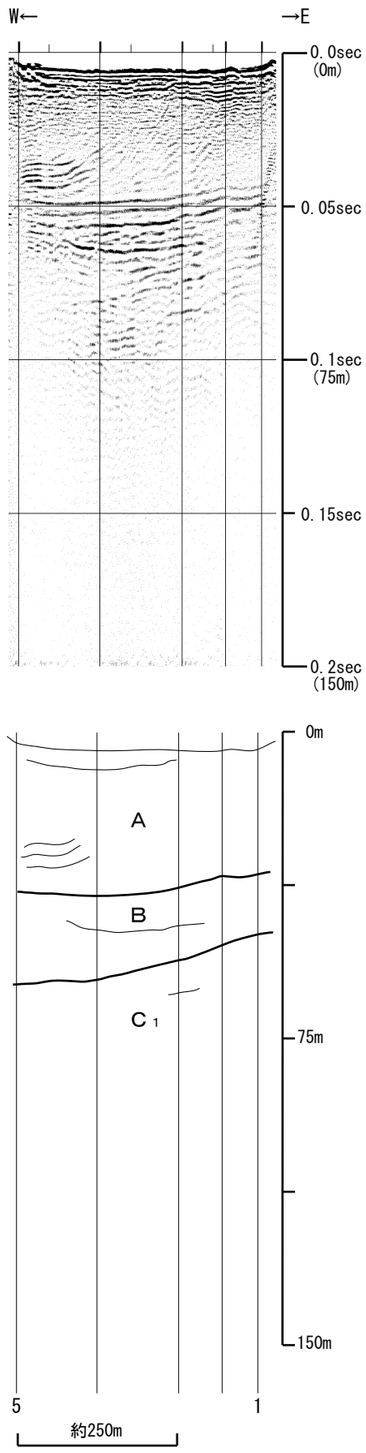
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(9)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（Ⅰ測線）

J測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

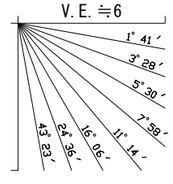
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



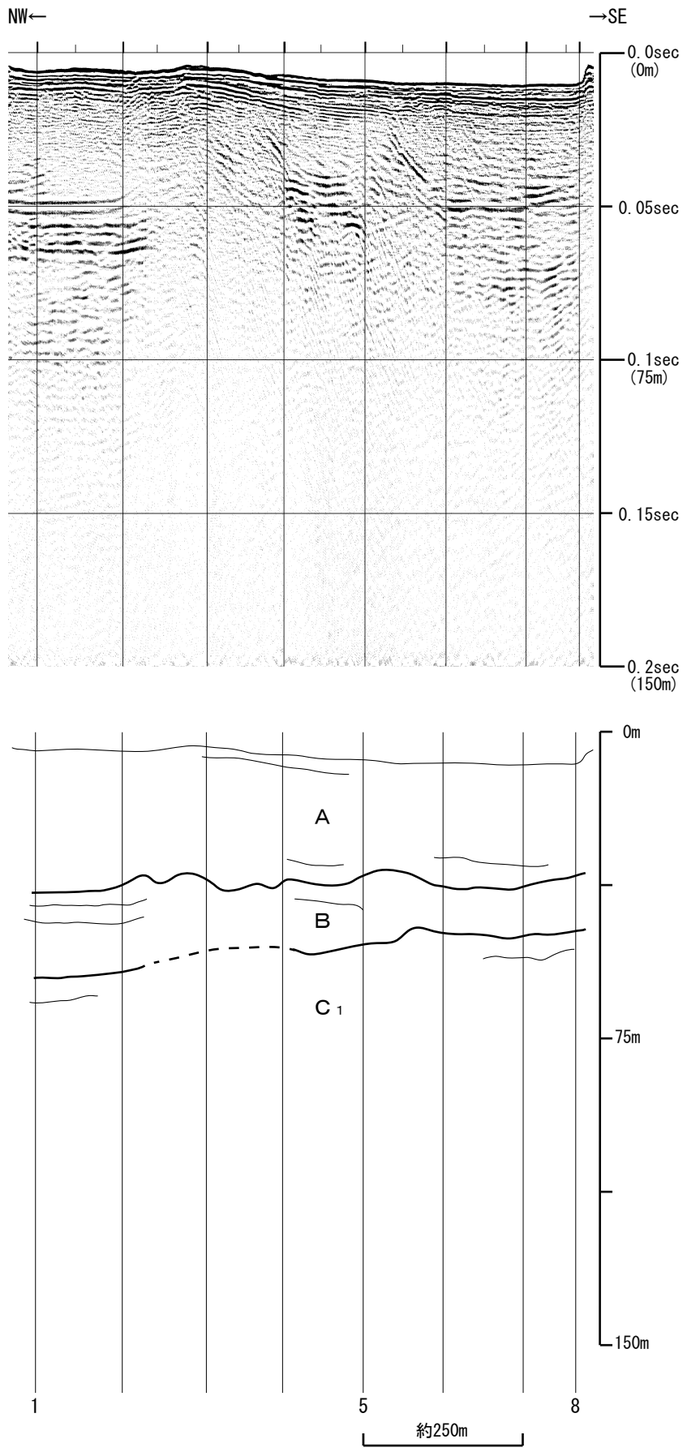
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(10)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（J測線）

K測線

関西電力2012
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

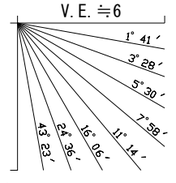
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

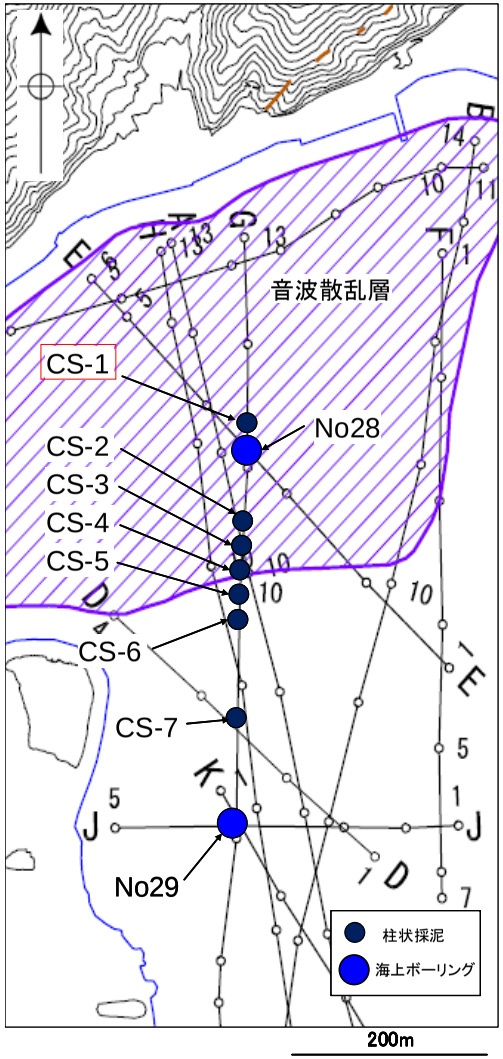


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

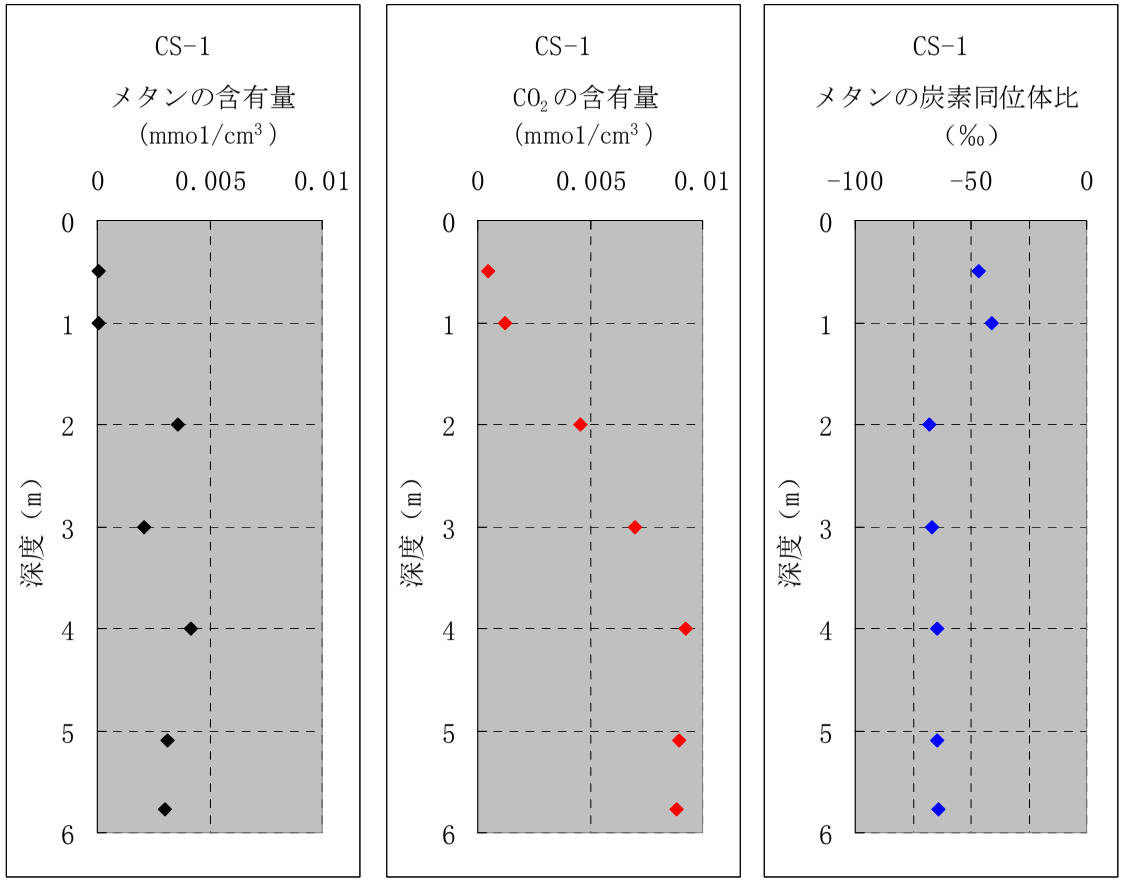
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.50図(11)　丹生湾内の海上音波探査記録及び地質断面図（K測線）

柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-1 、採取長さ5.85m）



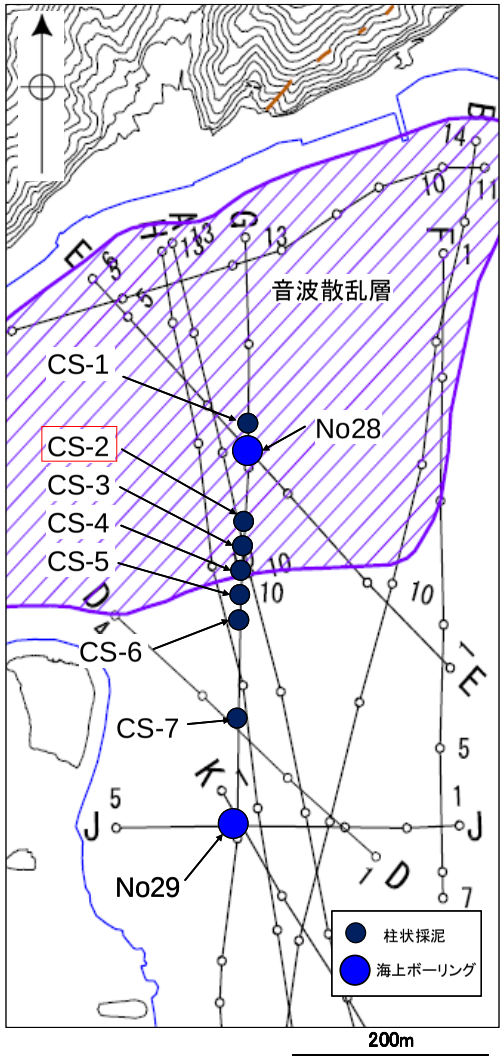
調査位置図



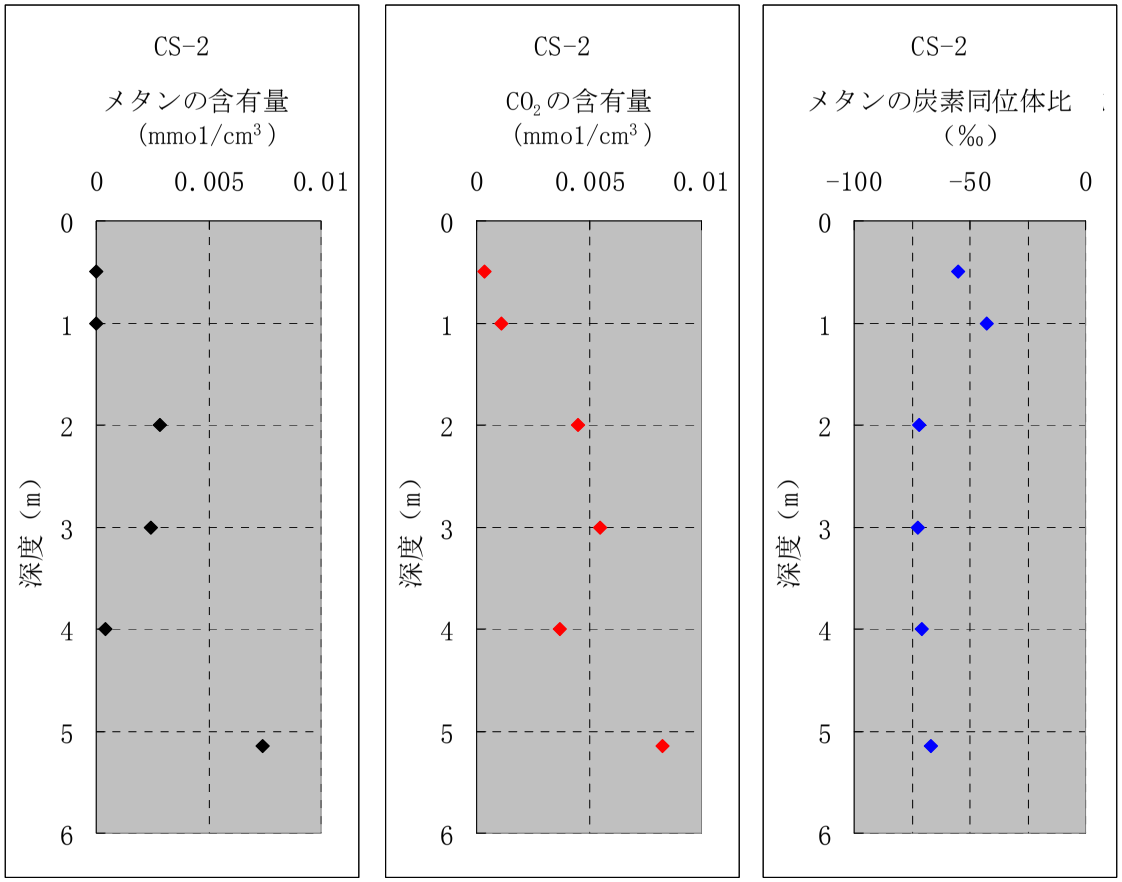
採取した深度範囲では、表層2mより深い箇所でメタンガスを確認した。
CO_2含有量は深くなるにつれ増加している傾向が認められる。
表層2mより深い箇所では、メタンの炭素同位体比は-65‰前後と小さいため、
このメタンは有機物の微生物分解により生成したと考えられる。

第 1.4.51 図(1)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(1)

柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-2 、採取長さ5.26m）



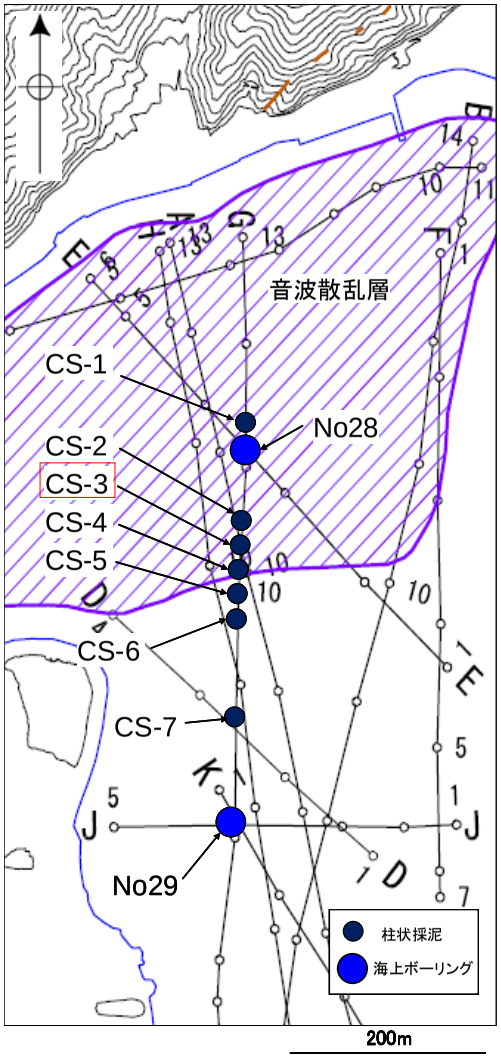
調査位置図



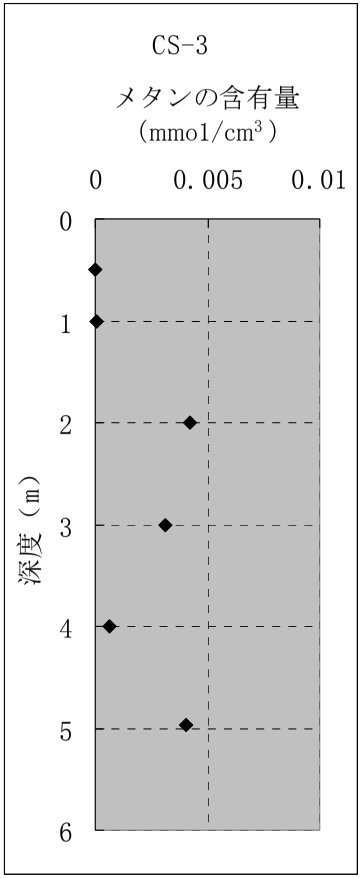
採取した深度範囲では、表層2mより深い箇所でメタンガスを確認した。
CO_2含有量は深くなるにつれ増加している傾向が認められる。
表層2mより深い箇所では、メタンの炭素同位体比は-70‰前後と小さいため、
このメタンは有機物の微生物分解により生成したと考えられる。

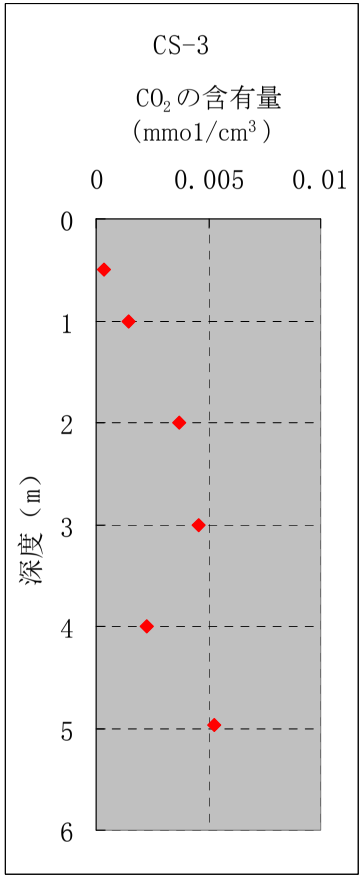
第 1.4.51 図(2)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(2)

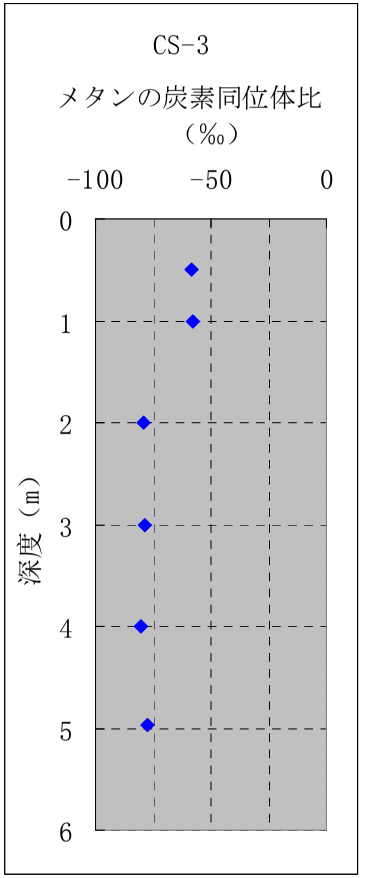
柱状採泥した試料のガス分析結果(CS-3 、採取長さ5.15m)



調査位置図



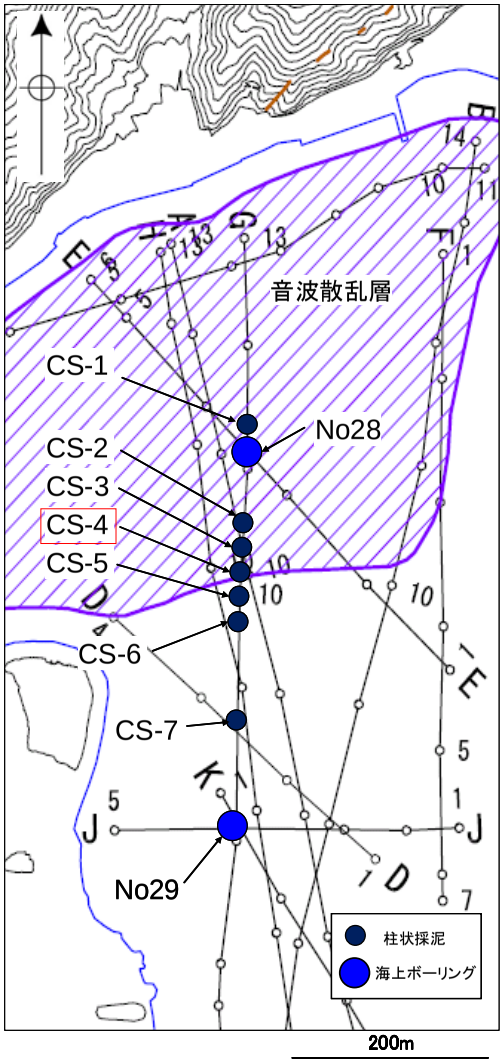




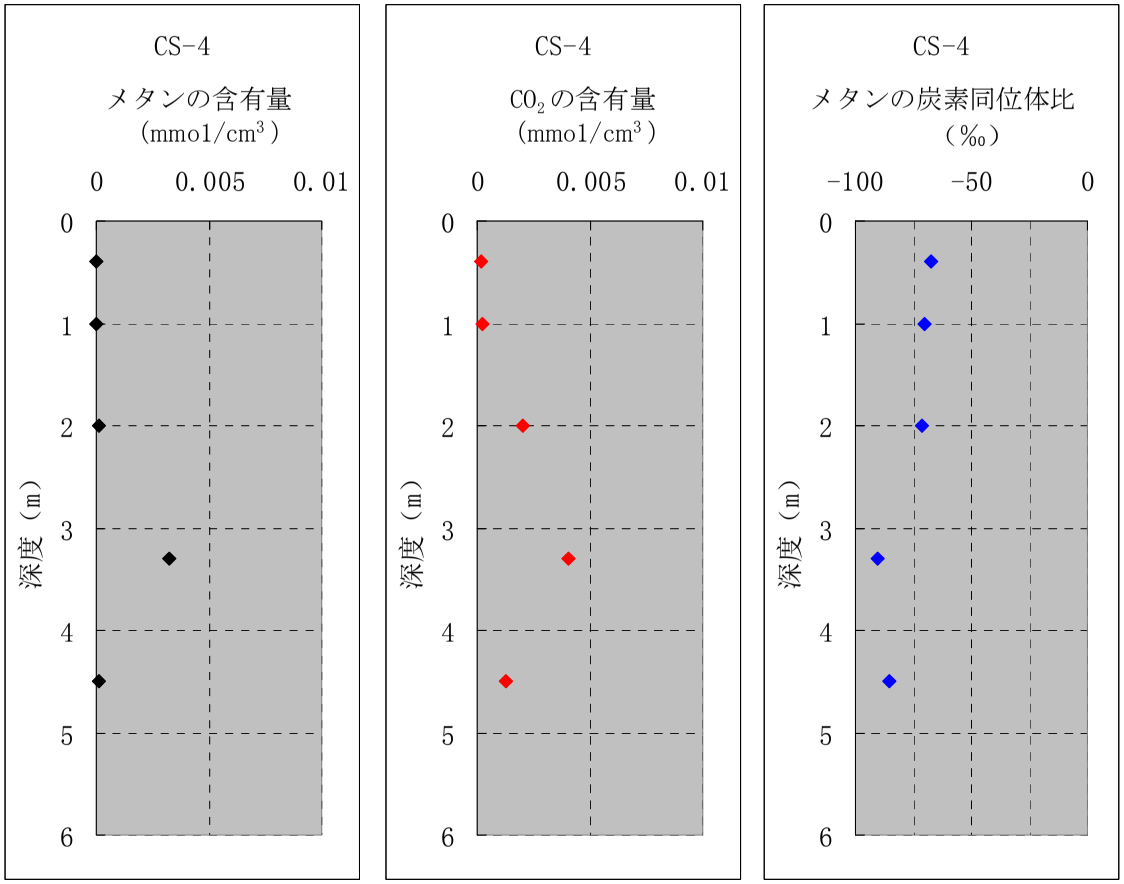
採取した深度範囲では、表層2mより深い箇所でメタンガスを確認した。
CO_2含有量は深くなるにつれ増加している傾向が認められる。
表層2mより深い箇所では、メタンの炭素同位体比は-75‰程度と小さいため、
このメタンは有機物の微生物分解により生成したと考えられる。

第 1.4.51 図(3)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(3)

柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-4 、採取長さ4.90m）



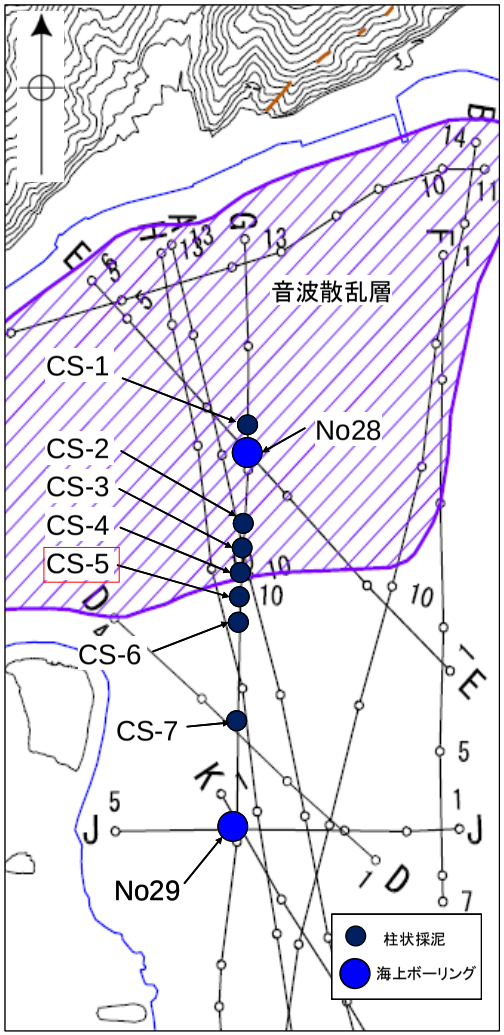
調査位置図



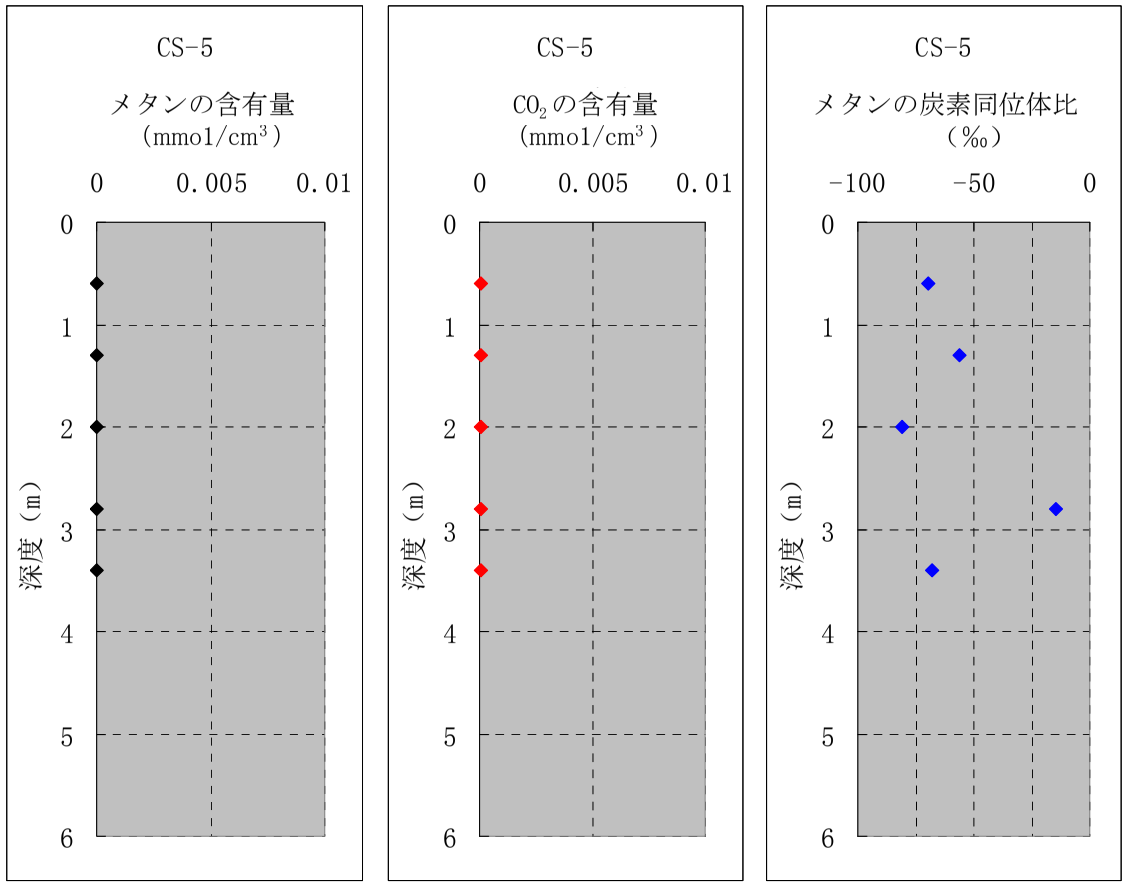
CS-4は音波散乱層境界付近にある
採取した深度範囲では、シルト層内にはメタンガスを確認したが、砂層内ではほとんど確認できない。
CO_2含有量は砂層内で減少している。
表層2mより深い箇所では、メタンの炭素同位体比は-85‰前後と小さいため、このメタンは有機物の微生物分解により生成したと考えられる。

第 1.4.51 図(4)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(4)

柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-5 、採取長さ3.50m）



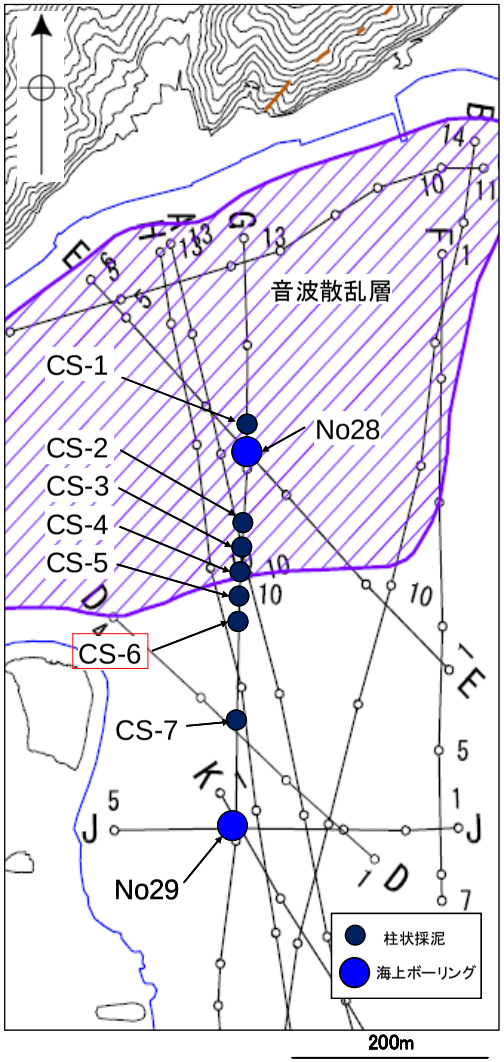
調査位置図



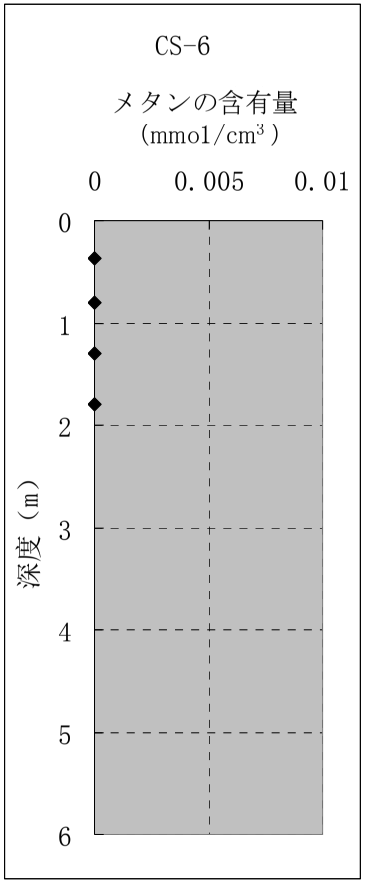
メタンガスおよびCO_2ともほとんど含まれていない。

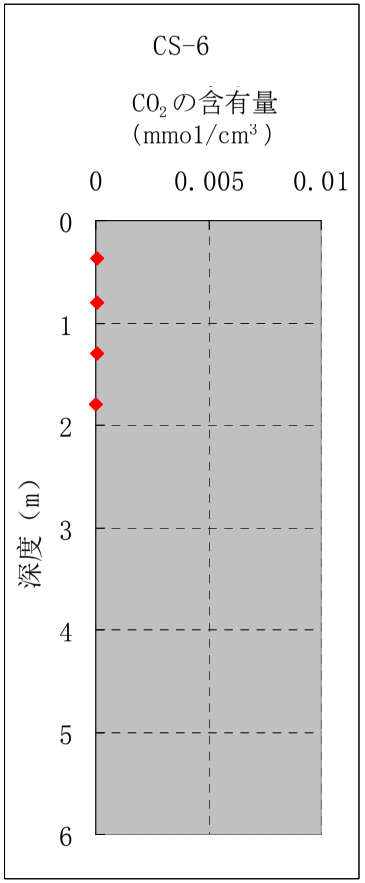
第 1.4.51 図(5)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(5)

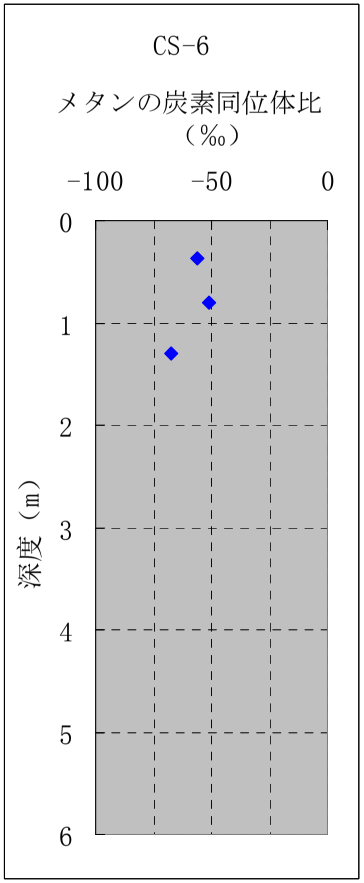
柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-6 、採取長さ2.05m）



調査位置図



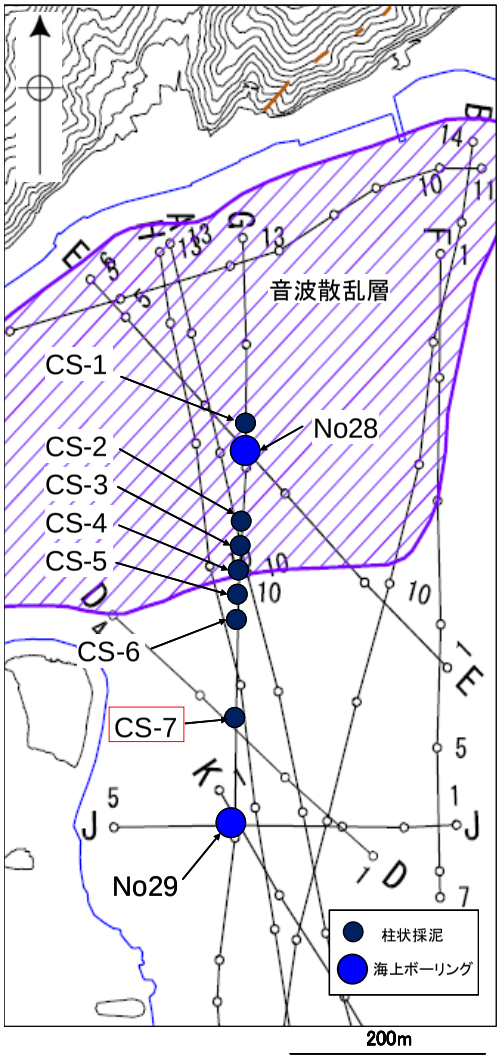




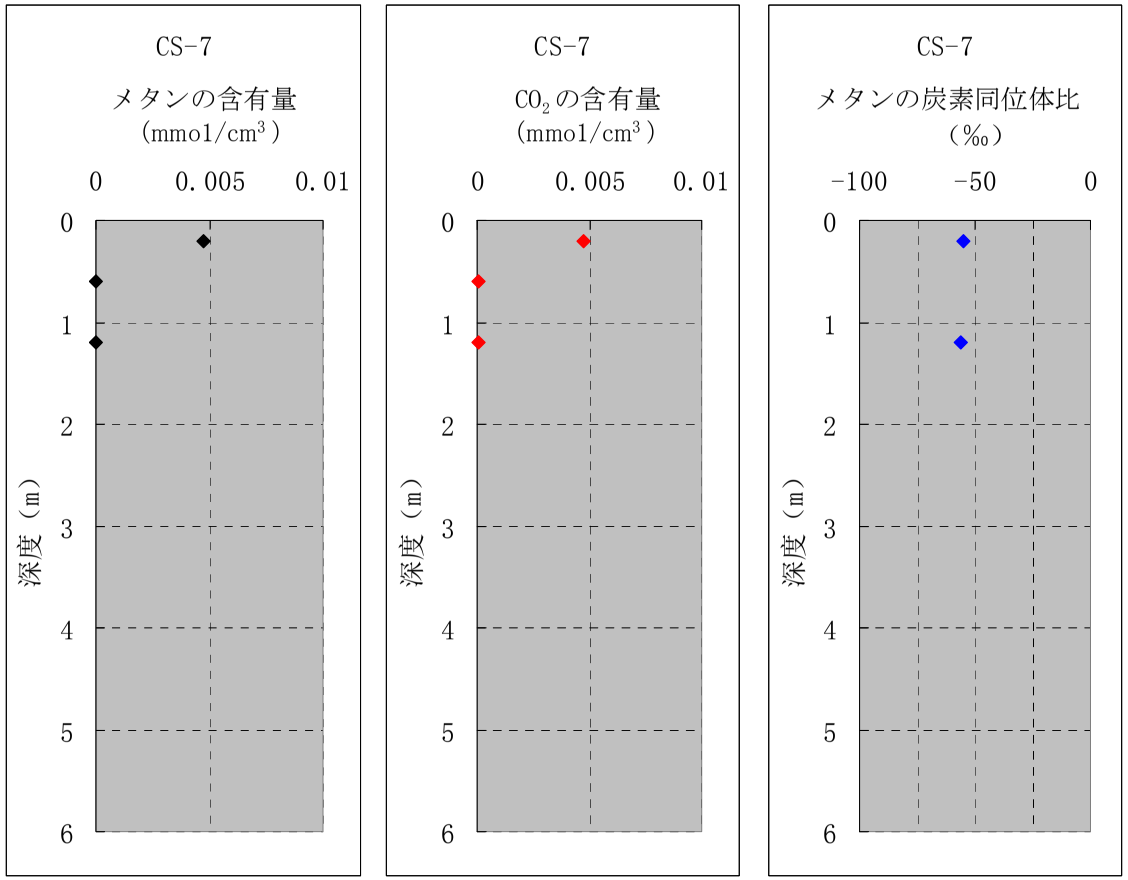
メタンガスおよびCO_2ともほとんど含まれていない。

第 1.4.51 図(6)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(6)

柱状採泥した試料のガス分析結果（CS-7 、採取長さ1.75m）



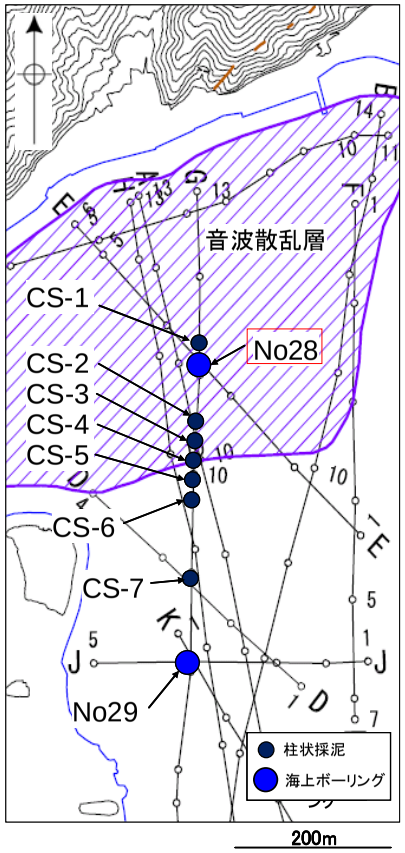
調査位置図



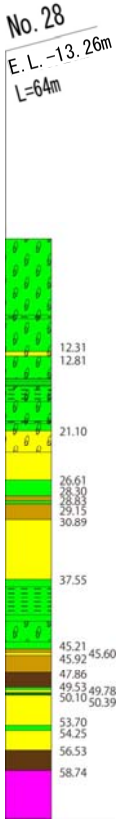
メタンガスおよびCO_2ともほとんど含まれていない。

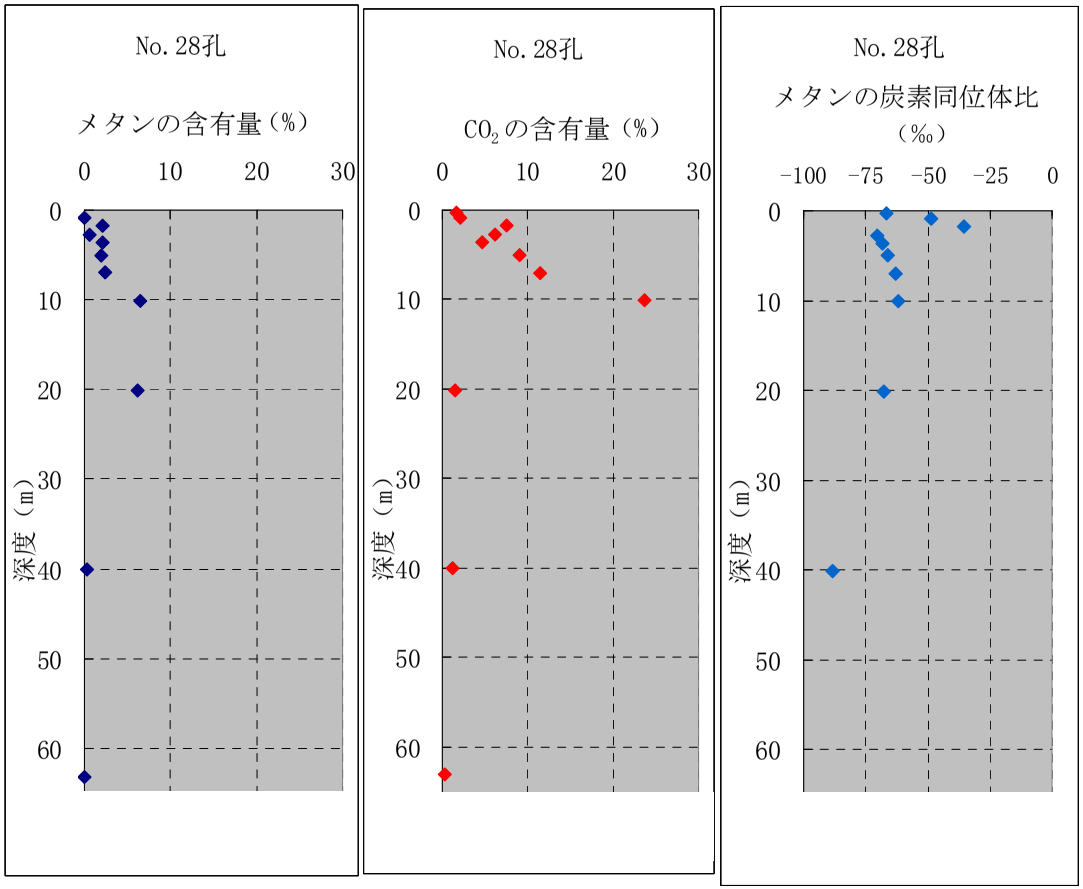
第 1.4.51 図(7)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(7)

No.28ボーリングコア　採取試料のガス分析結果



調査位置図

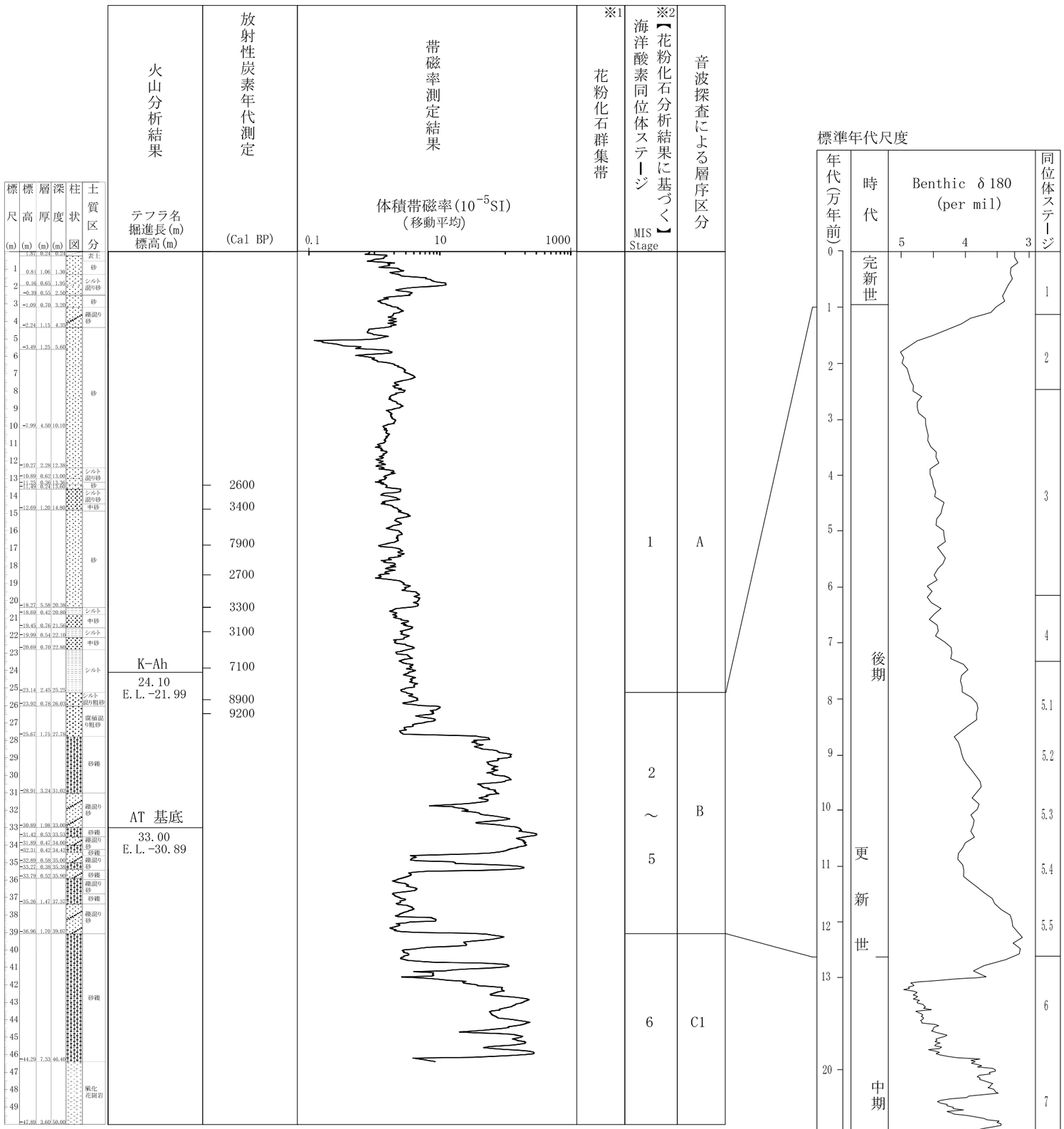




粕土・シルト
砂
礫混じり砂
砂礫
花崗岩
貝混入
明瞭ラミナ
不明瞭ラミナ

メタンガスについては掘進長20m程度まで含まれていることが認められた。40mおよび60mではほとんど含まれていない。
CO_2ガスについては、深さ10m程度にピーク（20数%）があり、20m～40mより深い箇所になるとほとんど含まれていない。
表層を除き、20mまでのメタンの炭素同位体比は-70‰前後と小さいため、このメタンは有機物の微生物分解により生成したと考えられる。

第 1.4.51 図(8)　丹生湾内の柱状採泥のガス分析結果(8)



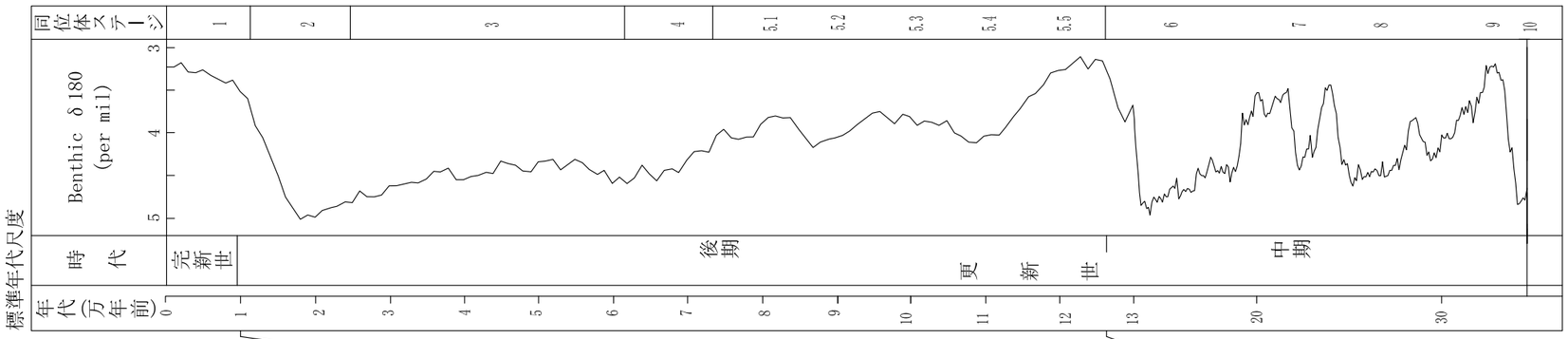
※1は未実施
※2は周辺のボーリングとの層相対比により設定

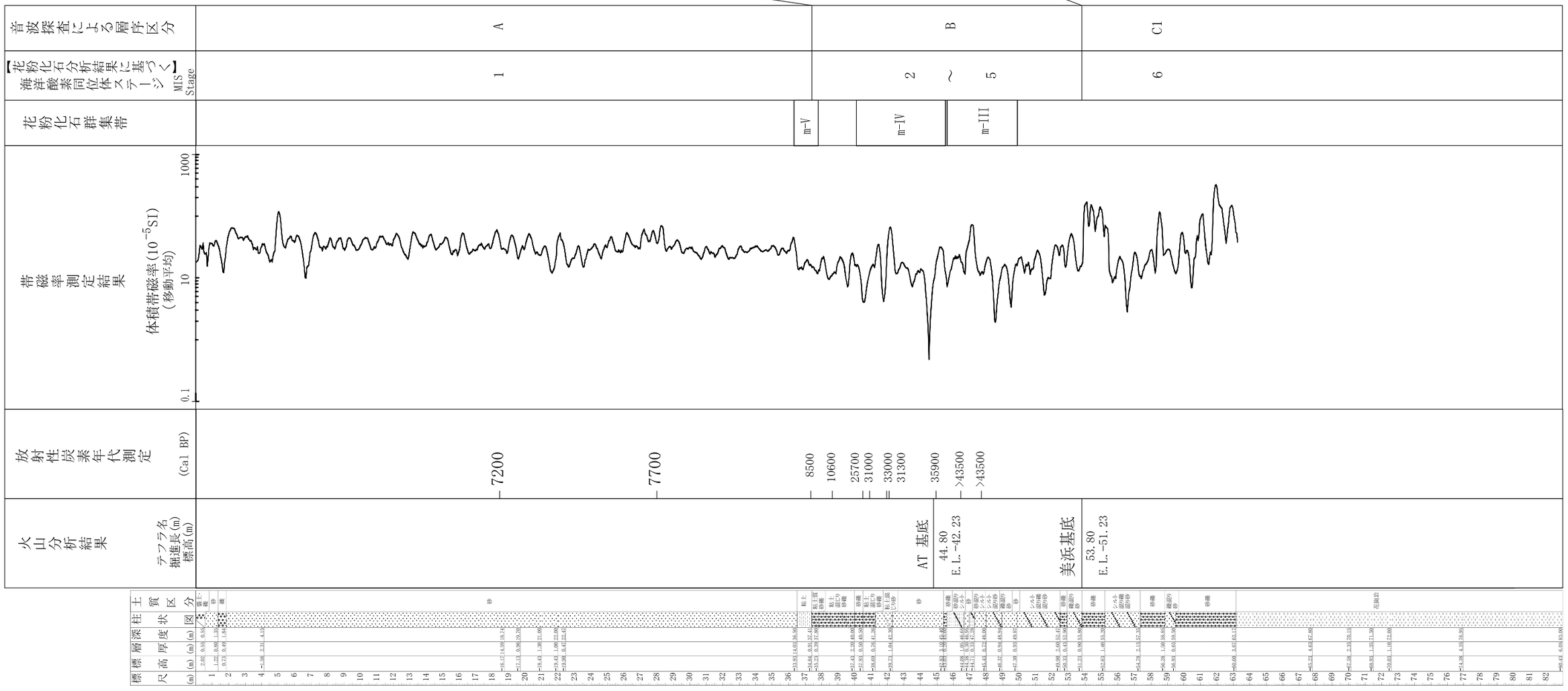
標準年代尺度

No.1 (L=50m) E.L.+2.11m

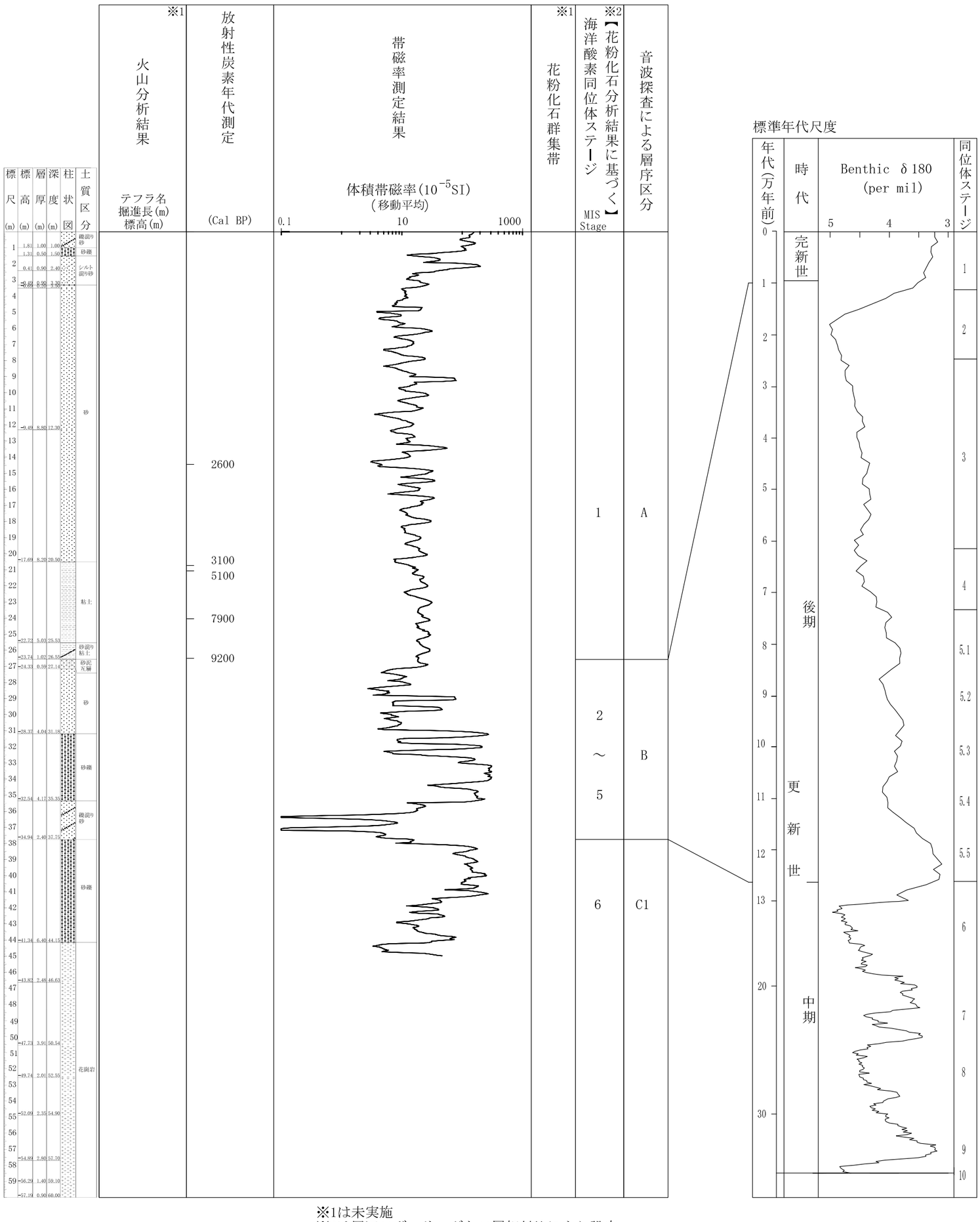
第1.4.52図(1) ボーリング調査結果 (No.1孔)

No. 2 (L=83m) E. L. +2. 57m





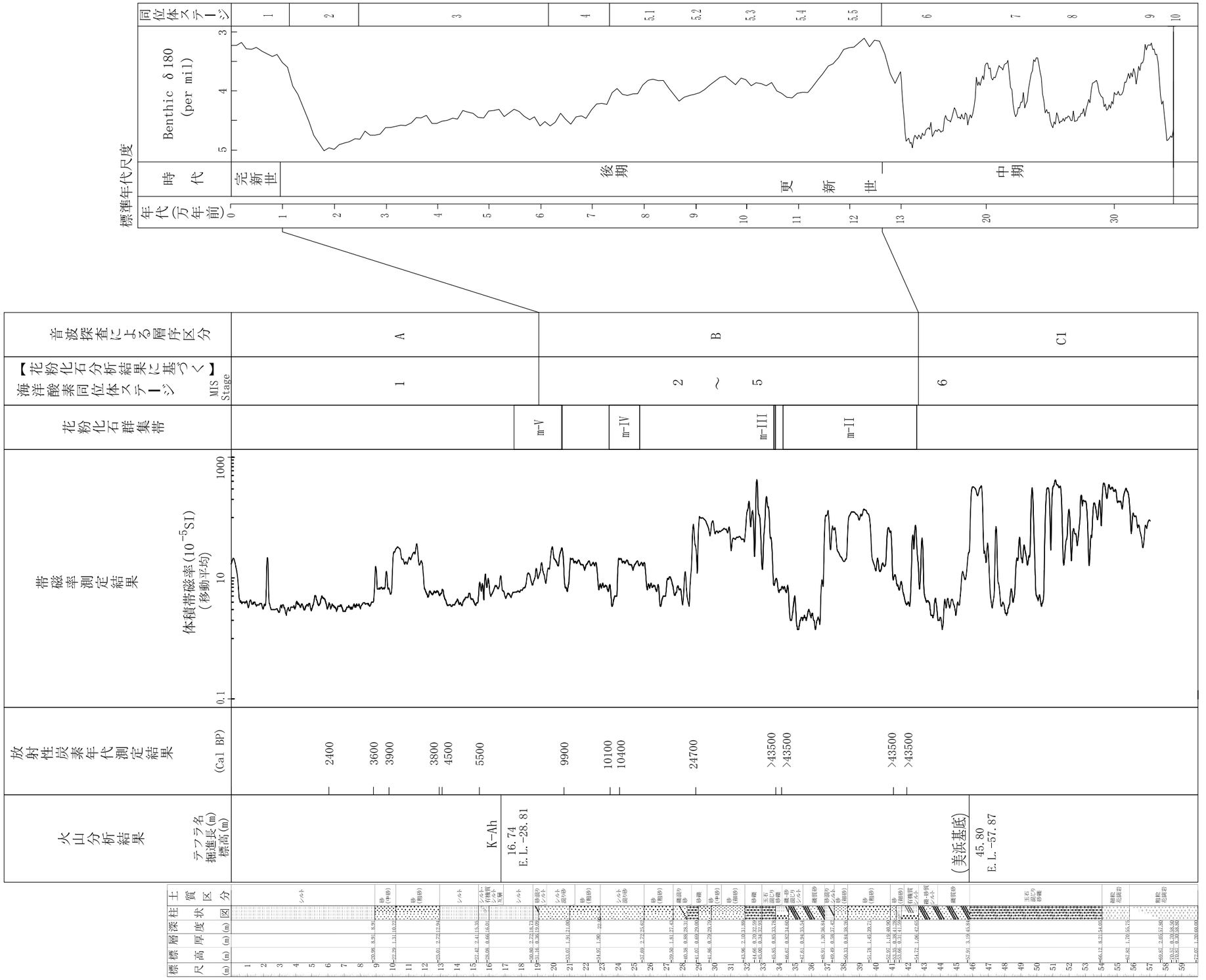
第1.4.52図(2)　ボーリング調査結果 (No.2孔)



※1は未実施
※2は周辺のボーリングとの層相対比により設定

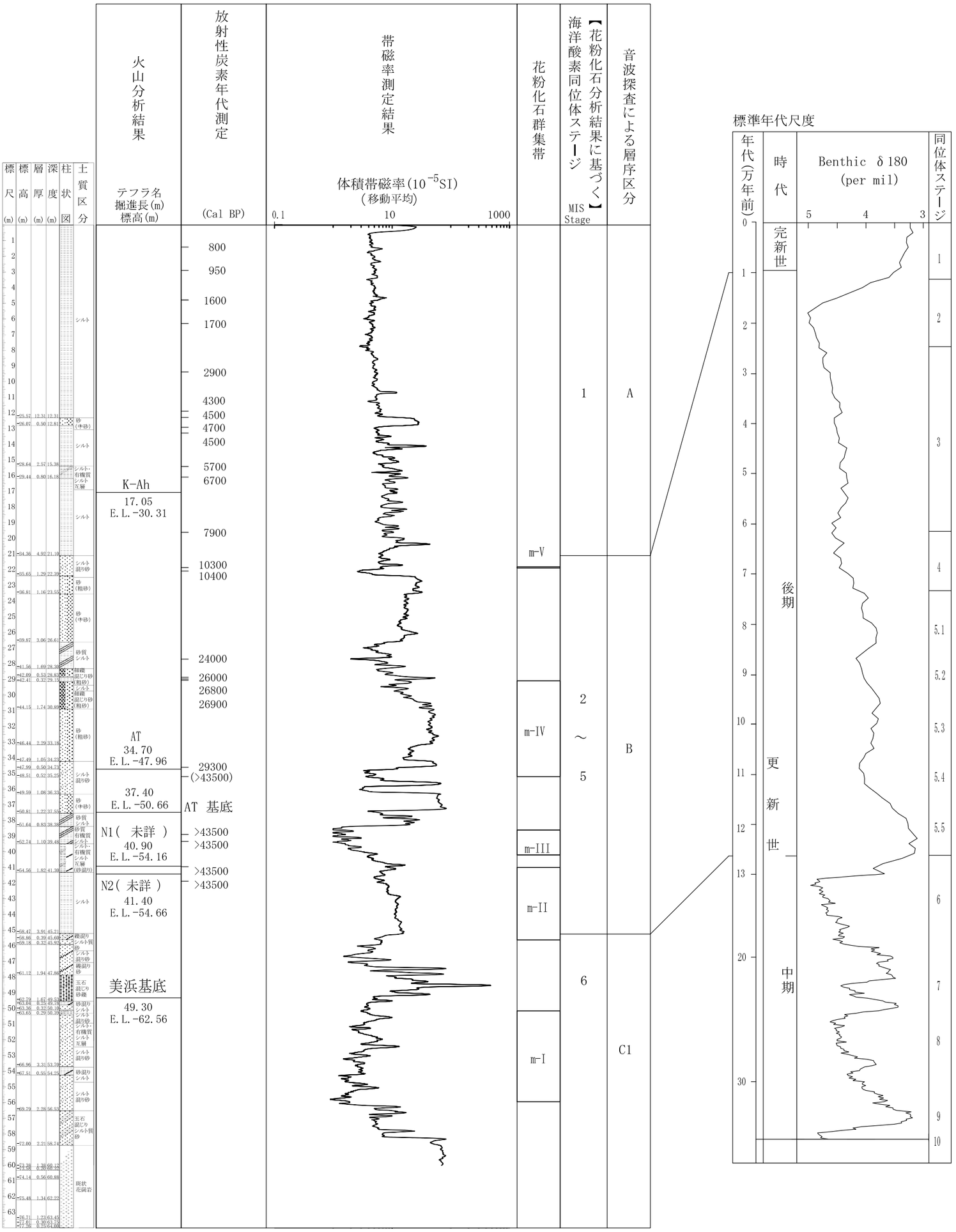
No.3 (L=60m) E.L.+2.81m

第1.4.52図(3) ボーリング調査結果 (No.3孔)



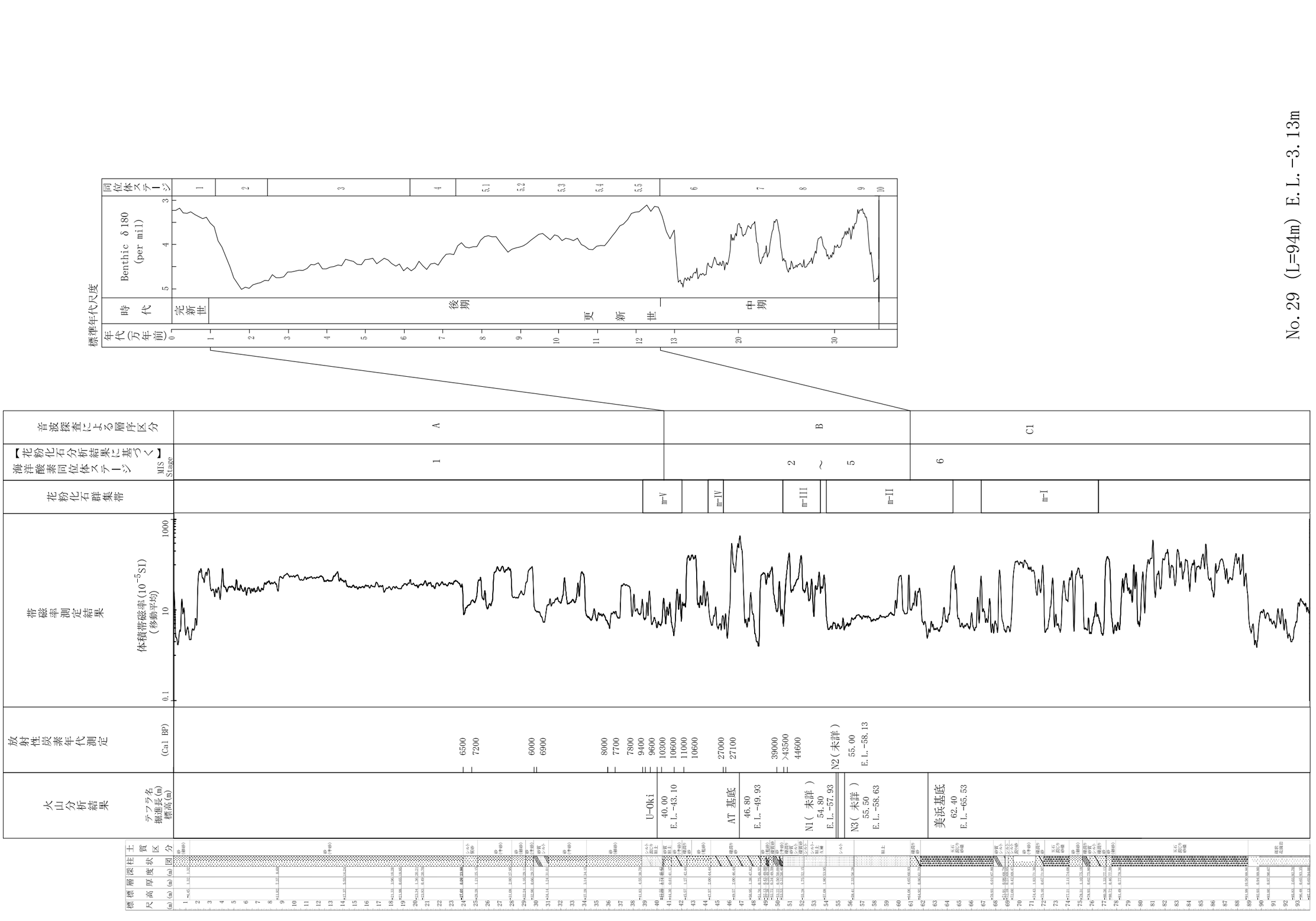
No.27 (L=60m) E.L.-12.07m

第1.4.52図(4)　ボーリング調査結果 (No.27孔)



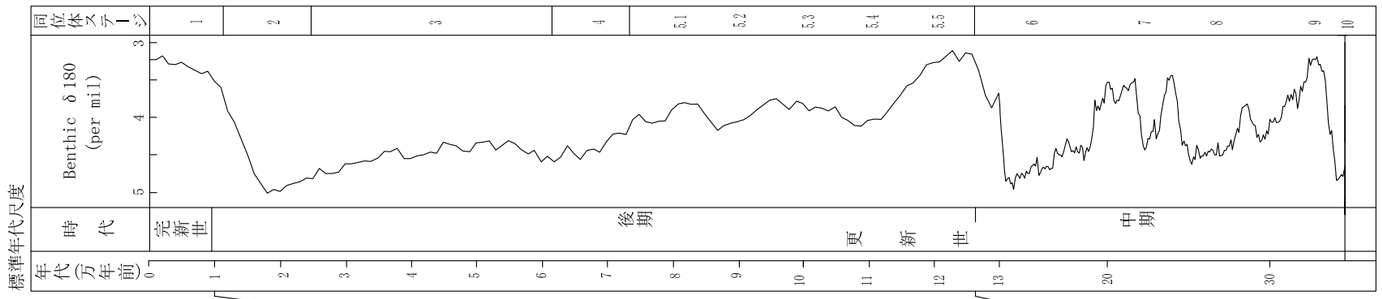
第1.4.52図(5) ボーリング調査結果 (No.28孔)

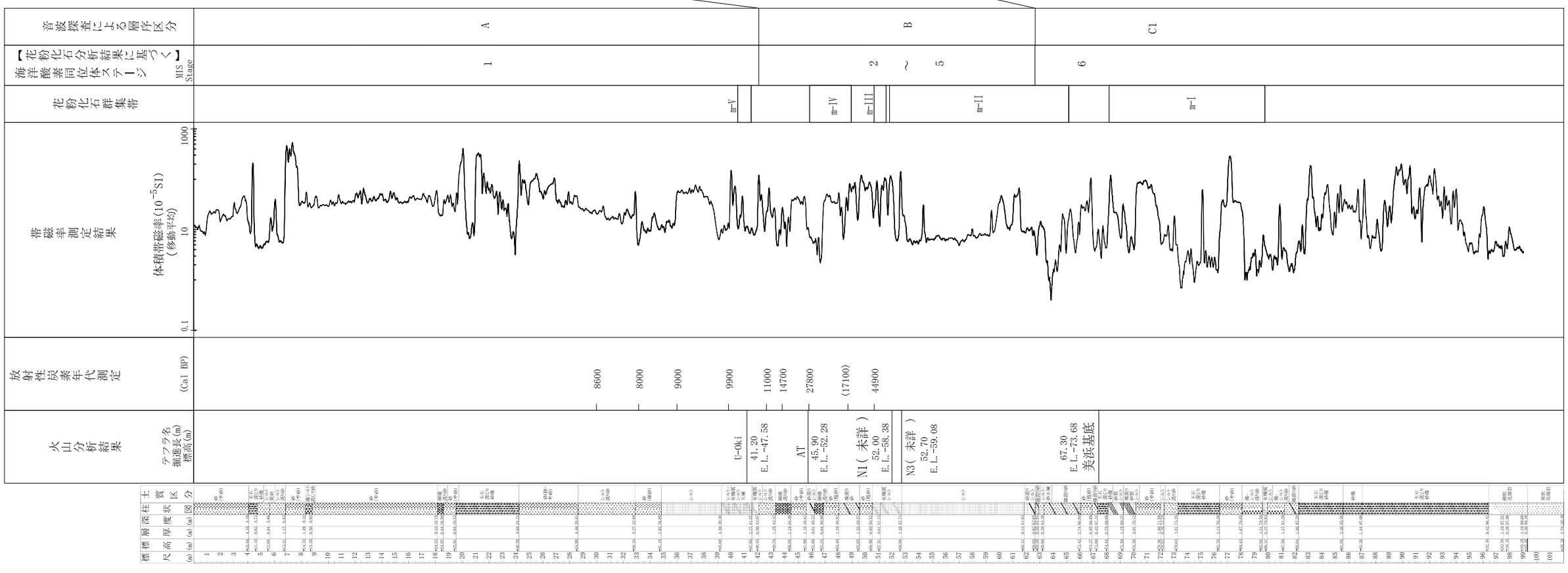
No. 29 (L=94m) E. L. -3. 13m



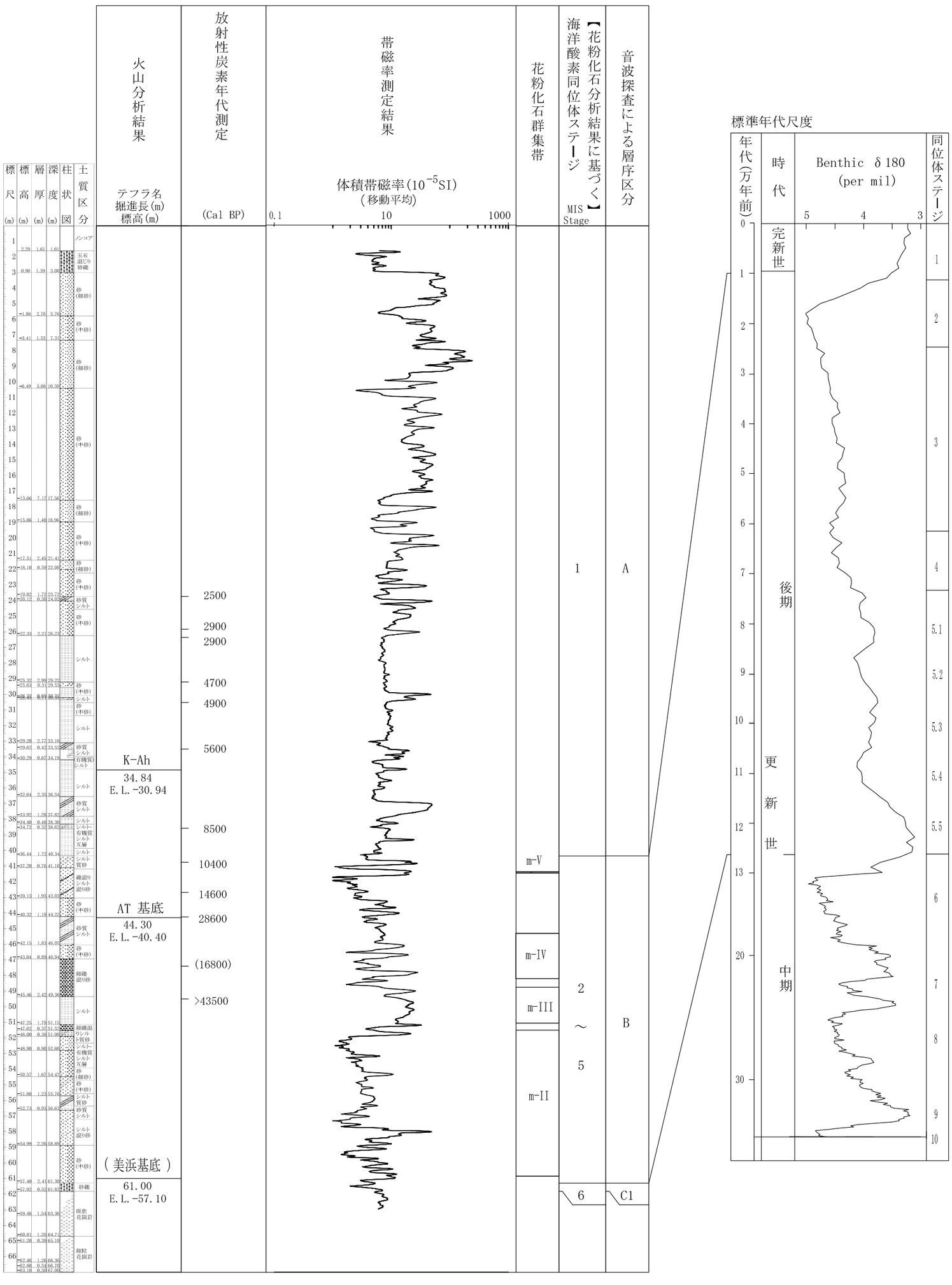
第1.4.52図(6)　ボーリング調査結果（No.29孔）

No. 30 (L=102m) E. L. -6. 38m



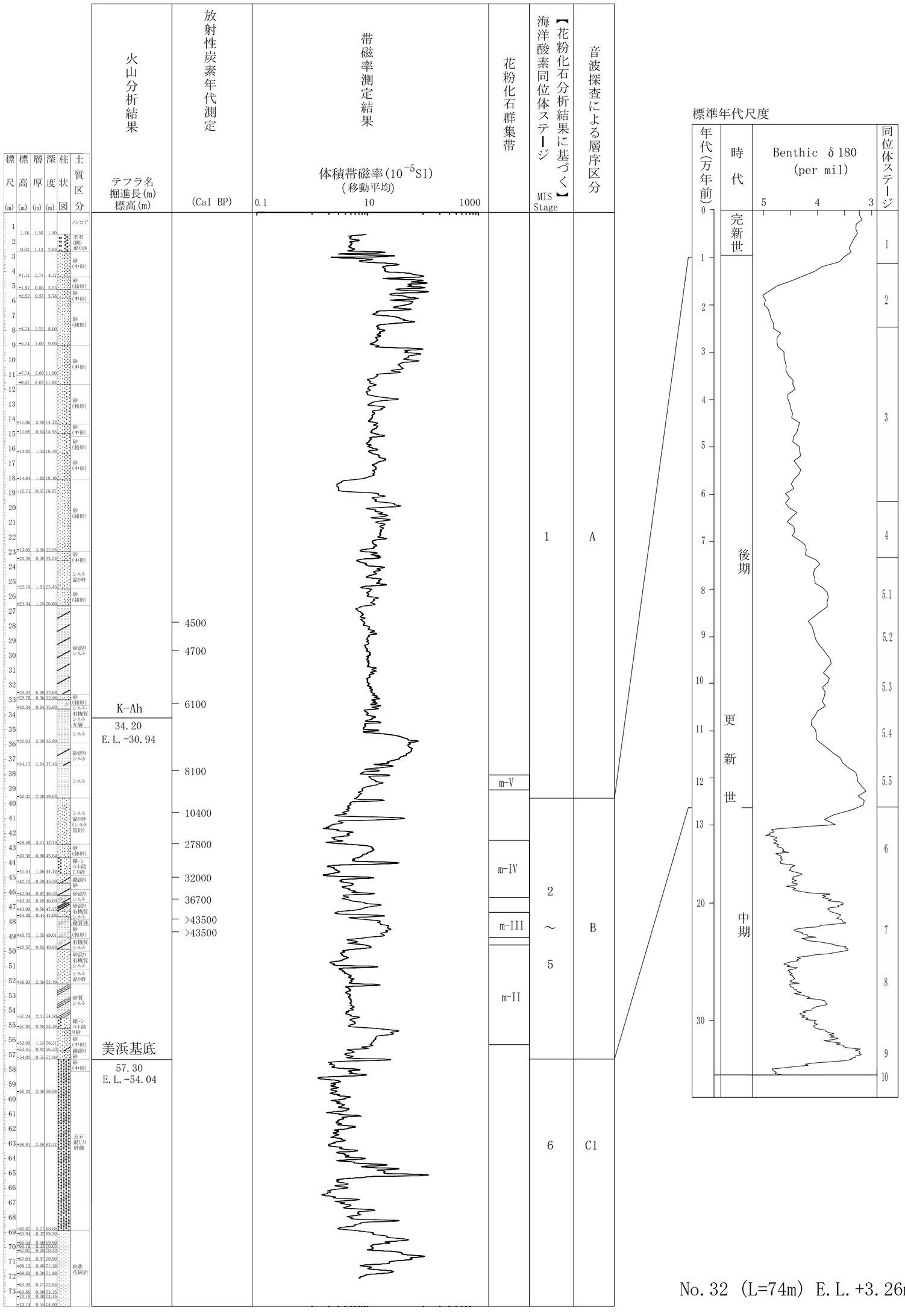


第1.4.52図(7) ボーリング調査結果 (No.30孔)



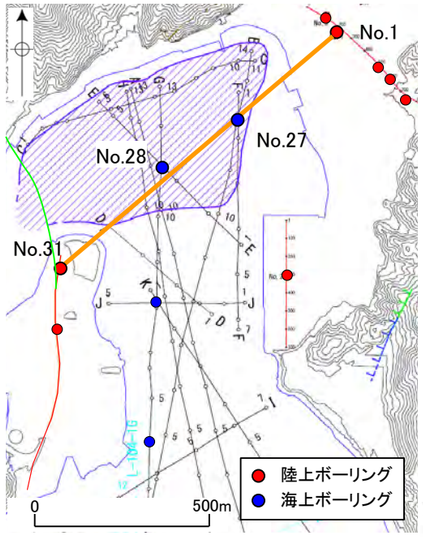
No.31 (L=67m) E.L.+3.90m

第1.4.52図(8) ボーリング調査結果 (No.31孔)

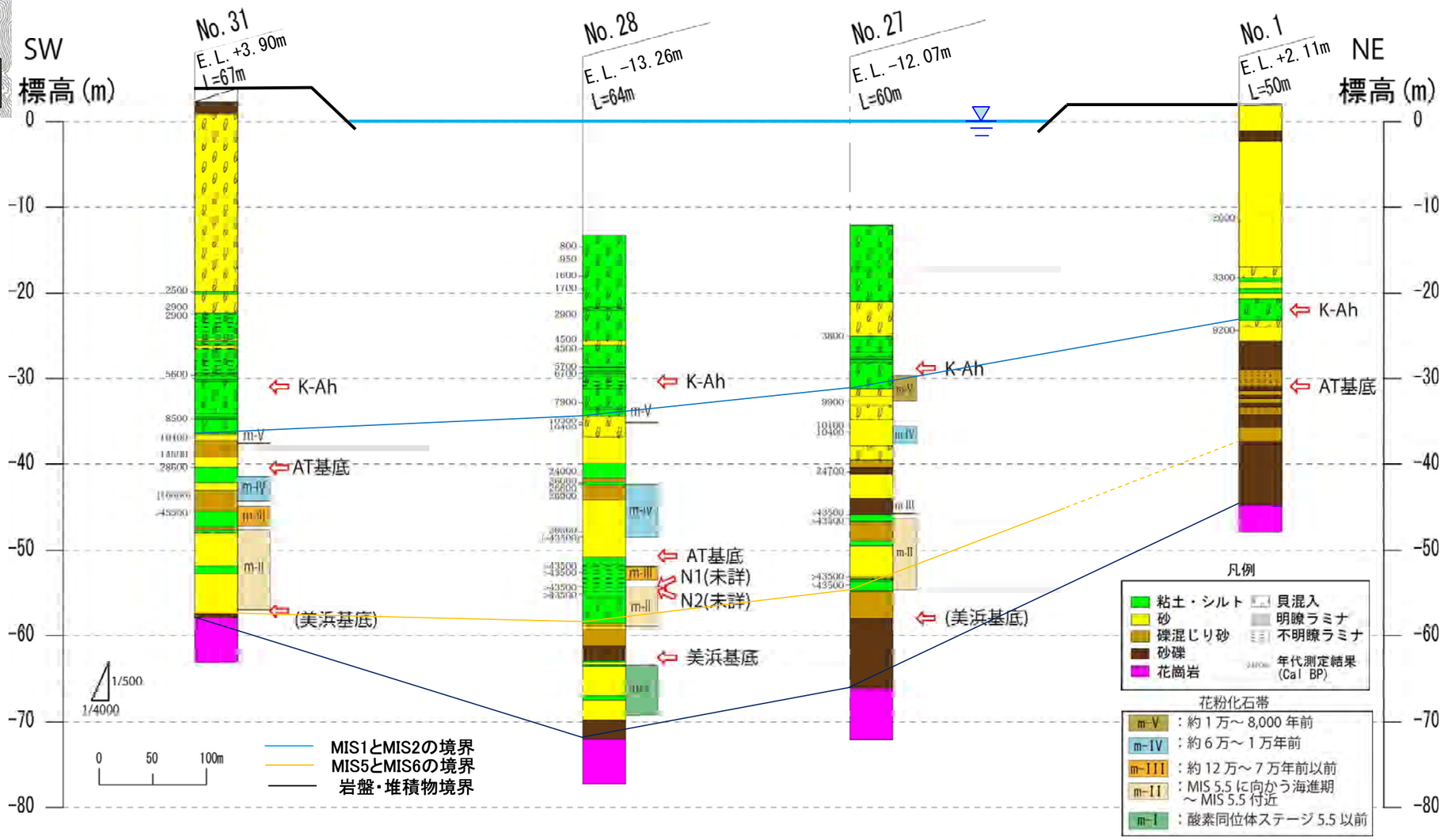


No. 32 (L=74m) E.L. +3.26m

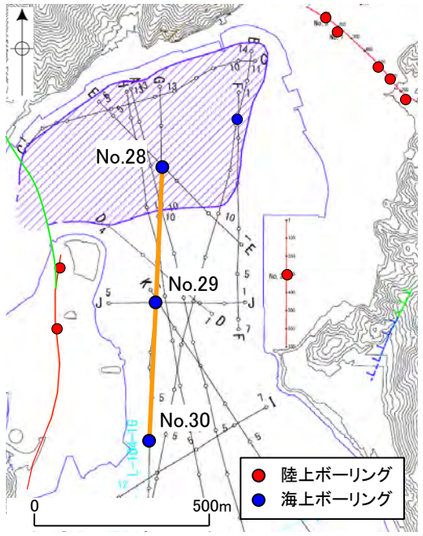
第1.4.52図(9) ボーリング調査結果 (No. 32孔)



断面位置図

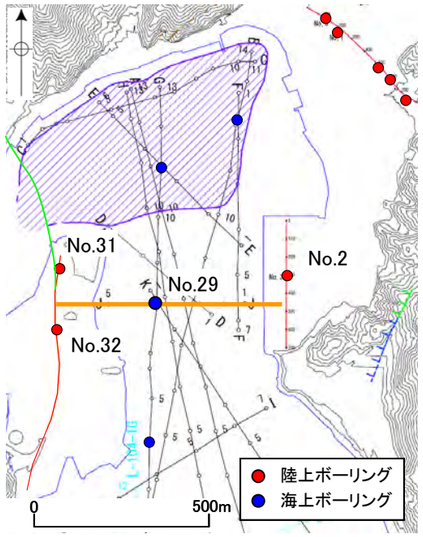


第 1.4.53 図(1)　ボーリング調査結果に基づく地質対比図(1)

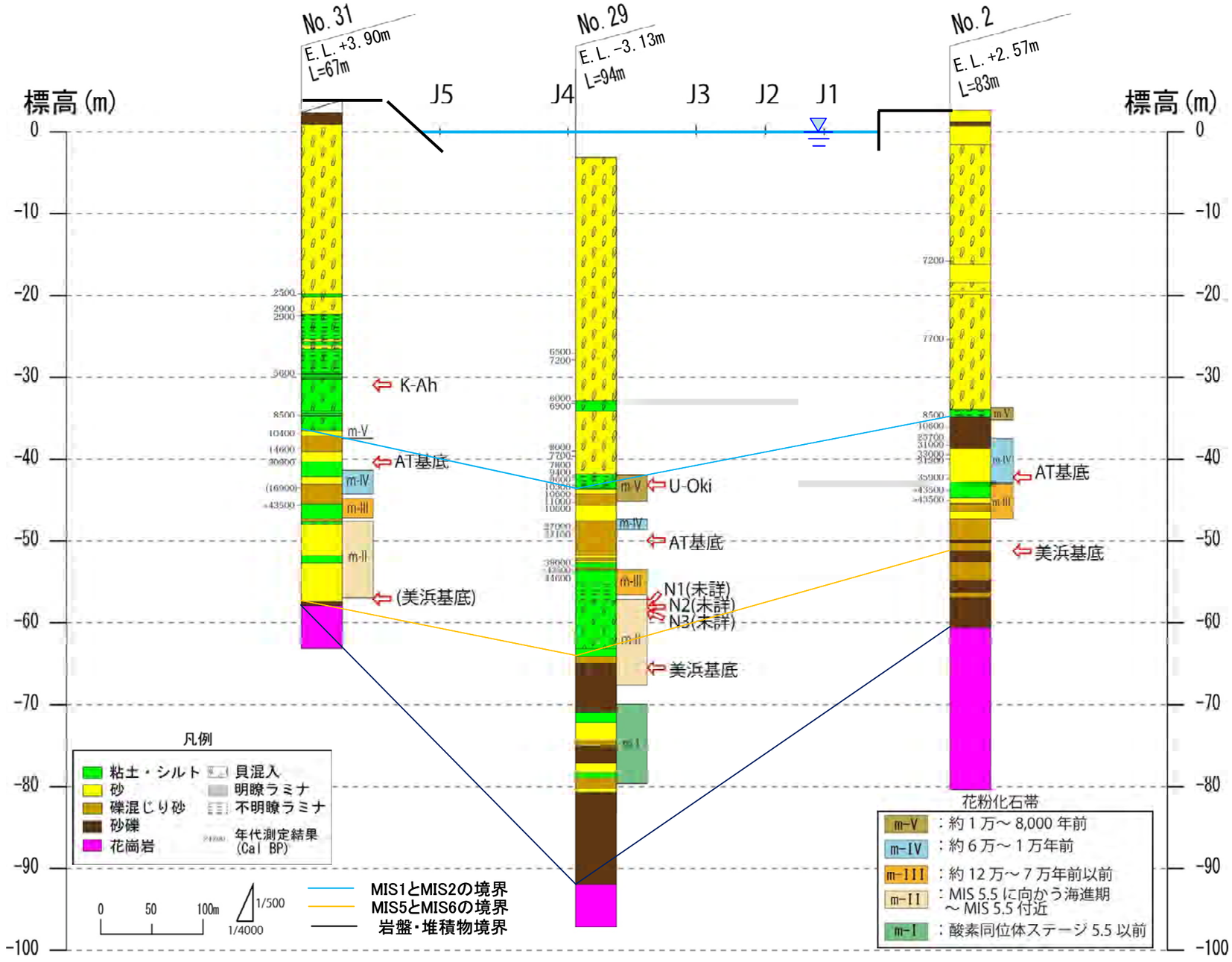


断面位置図

第 1.4.53 図(2)　ボーリング調査結果に基づく地質対比図(2)

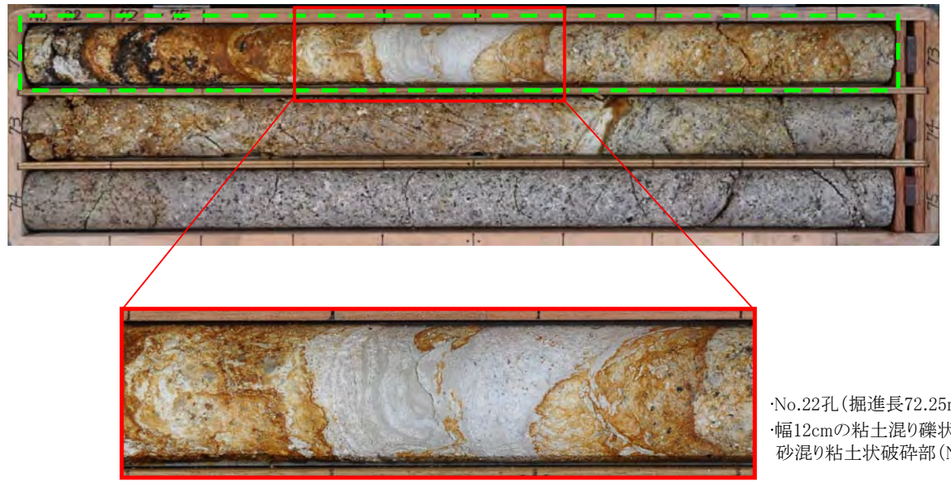


断面位置図

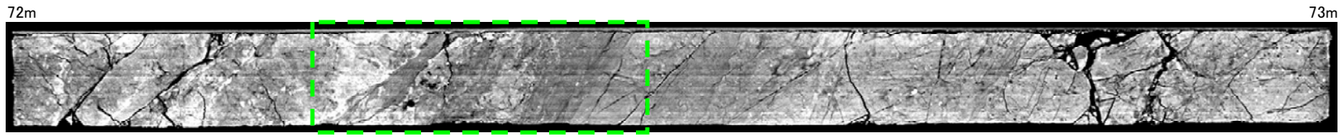


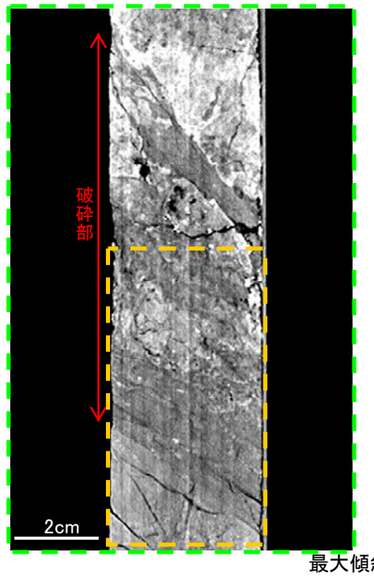
第 1.4.53 図(3)　ボーリング調査結果に基づく地質対比図(3)

【No.22孔諸元】
孔口標高：E.L.3.66m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：118m

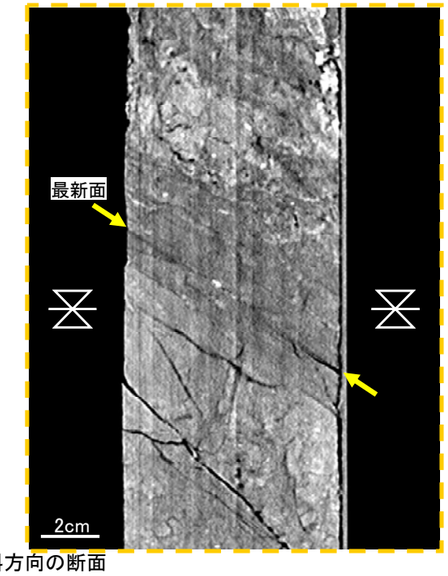


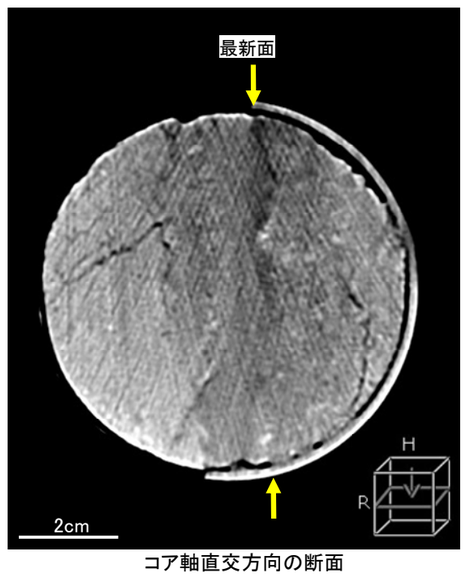
・No.22孔（掘進長72.25m～72.46m）
・幅12cmの粘土混り礫状破砕部および
砂混り粘土状破砕部（N27E/81E）





最大傾斜方向の断面

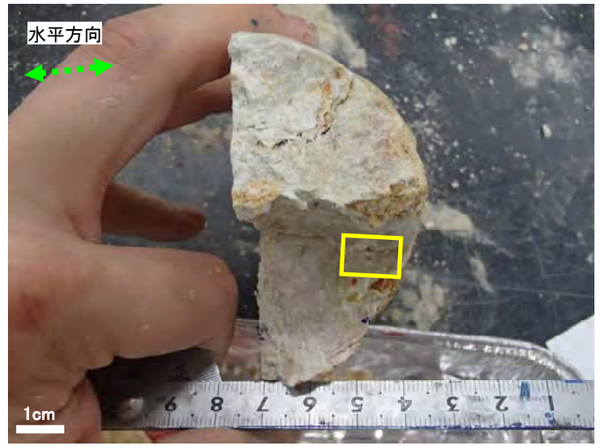




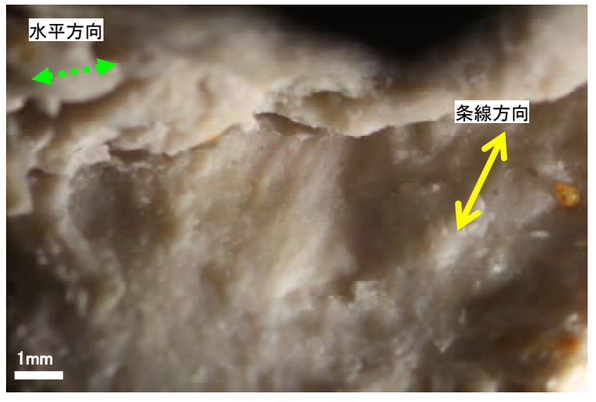
コア軸直交方向の断面

破砕幅約12cm

縦ずれ成分：逆断層（最新面近傍部）・正断層（破砕部上端部）、横ずれ成分：不明

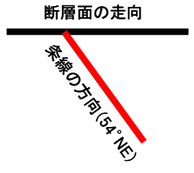


上盤下面

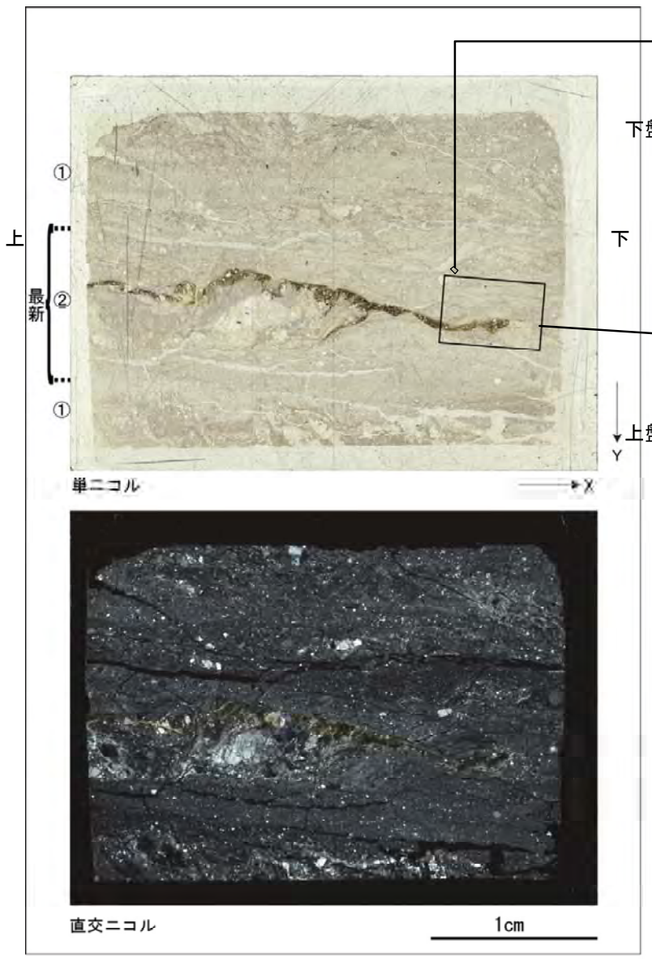


断層面の状況

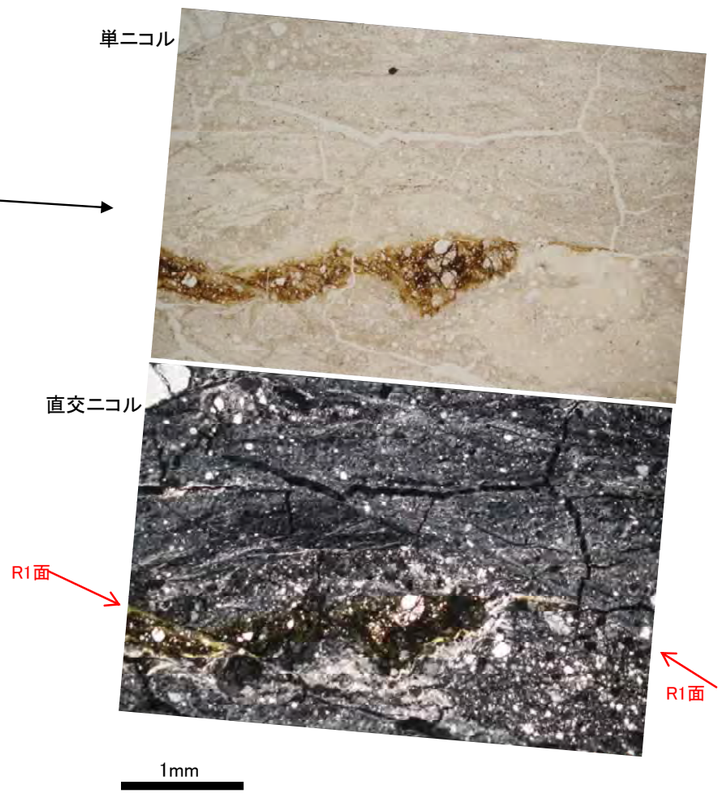
センス不明



第 1.4.54 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.22 孔、掘進長 72.3m 付近）

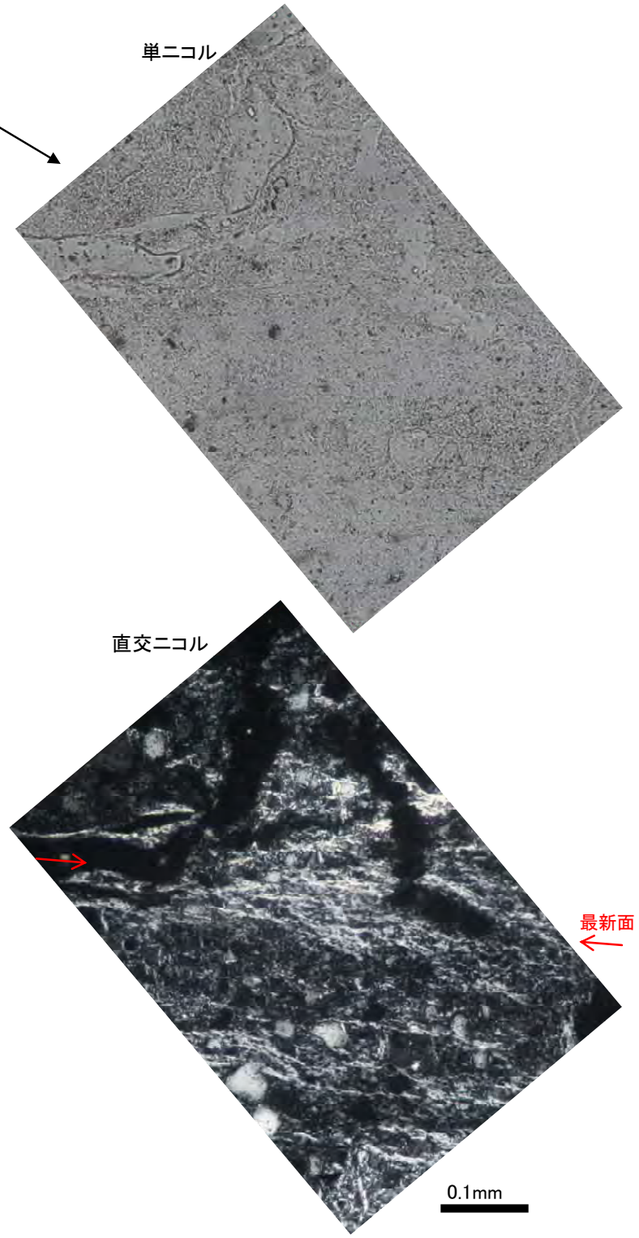


分帯結果
①:中～粗粒カタクレーサイト(②近傍ほど破砕度が高い)
②:粘土状破砕部(最新)



粘土状破砕部(最新)には逆断層成分を示すR1面が認められる。

断層の走向・傾斜N27E/81E、条線方向が54NEであることから、最新活動は右横ずれ逆断層センスである。

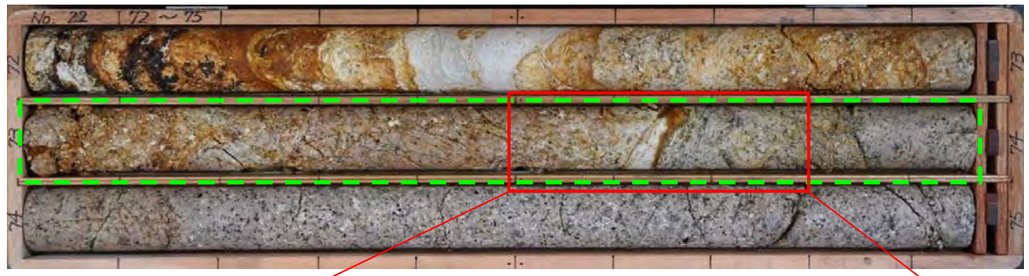


最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭になっている。

第 1.4.54 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.22 孔、掘進長 72.3m 付近）

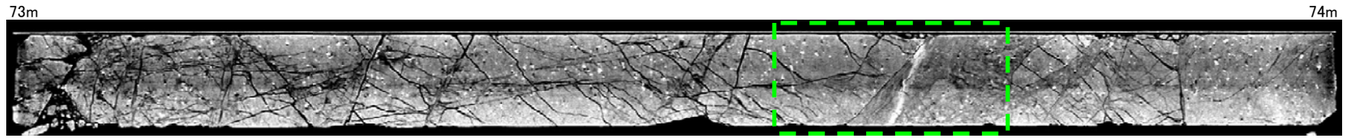
【No.22孔諸元】

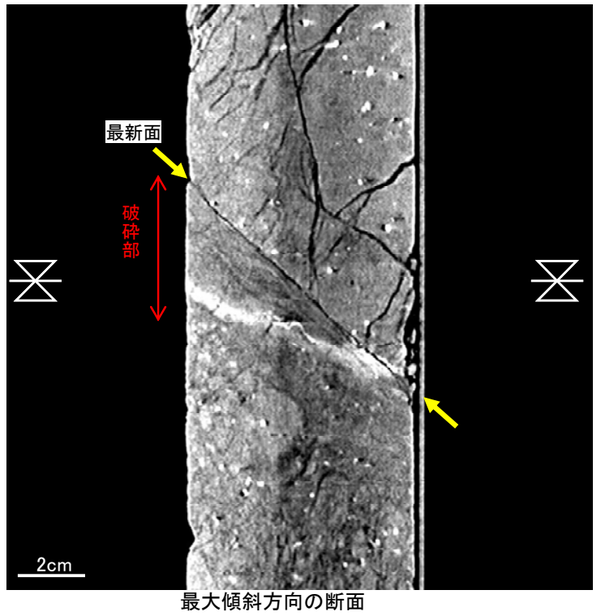
孔口標高：E.L.3.66m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：118m



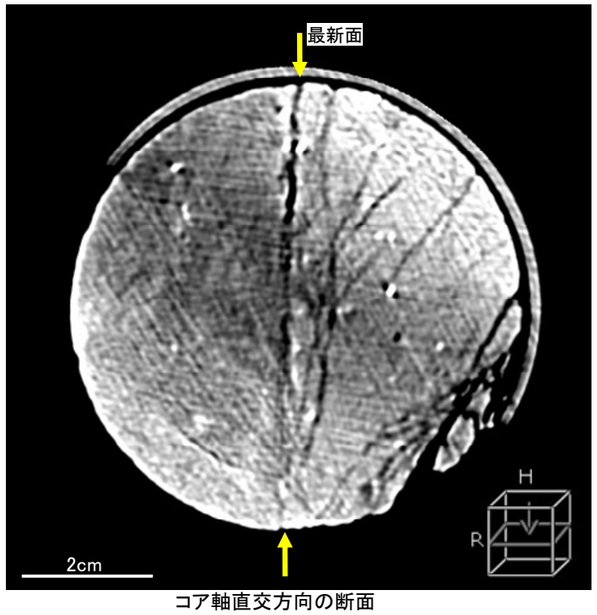


・No.22孔（掘進長73.63m～73.66m）
・幅3cmの固結した
・砂混り粘土状破砕部（N26E/73E）





最大傾斜方向の断面



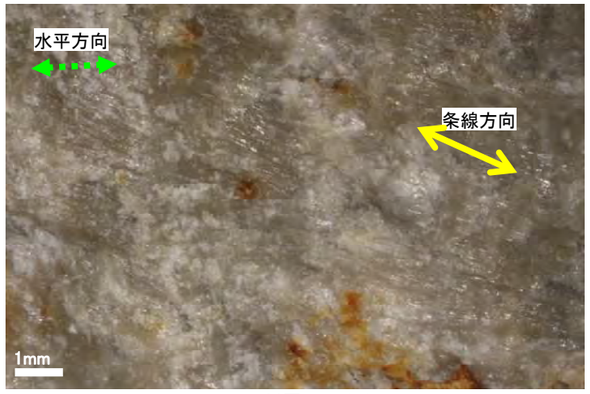
コア軸直交方向の断面

破砕幅約3cm

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：不明

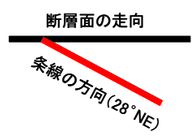


下盤上面

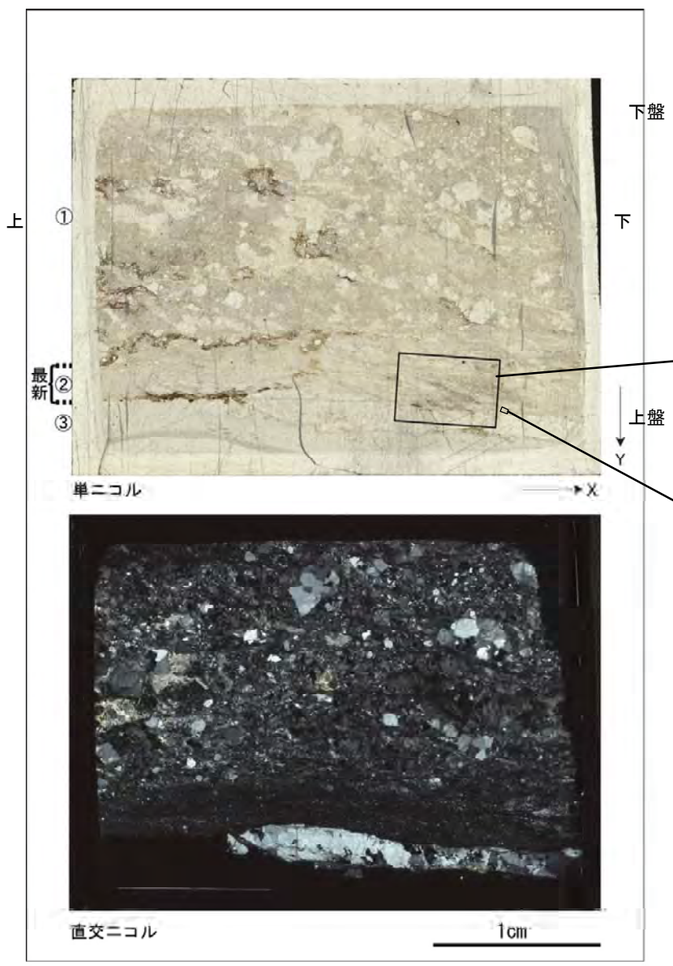


断層面の状況

センス不明

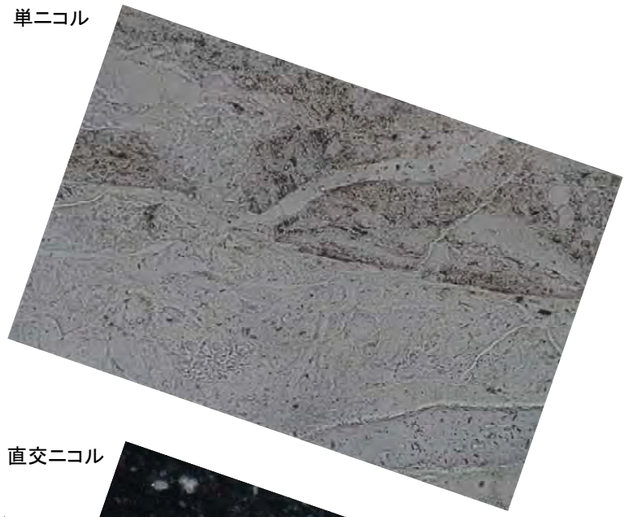


第 1.4.55 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.22 孔、掘進長 73.6m 付近）

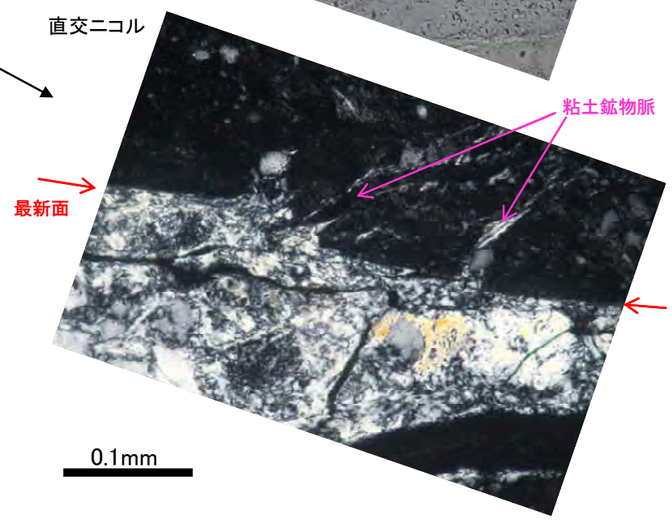


分帯結果
①:中～粗粒カタクレーサイト
②:細～中粒カタクレーサイト(最新)
③:健岩

単ニコル



直交ニコル

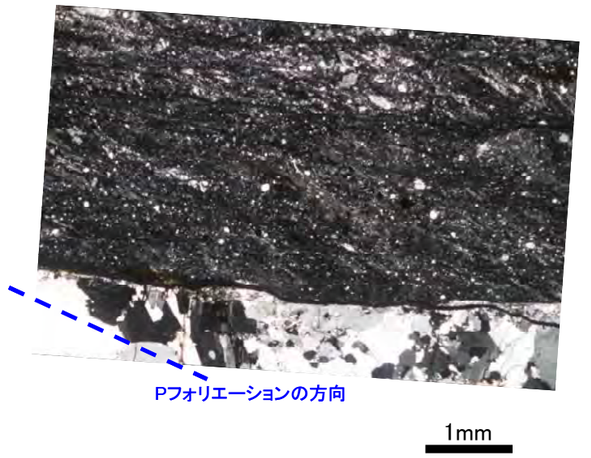


粘土鉱物脈が最新面を横断している。

単ニコル



直交ニコル

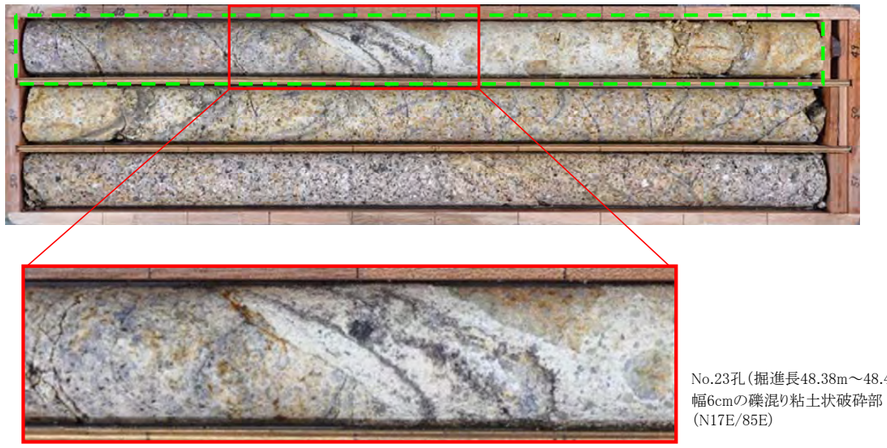


②の細～中粒カタクレーサイト(最新)中に正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。

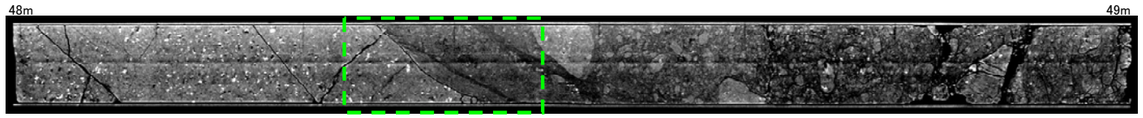
断層の走向・傾斜がN26E/73E、条線方向が28NEであることから、最新活動は左横ずれ正断層センスである。

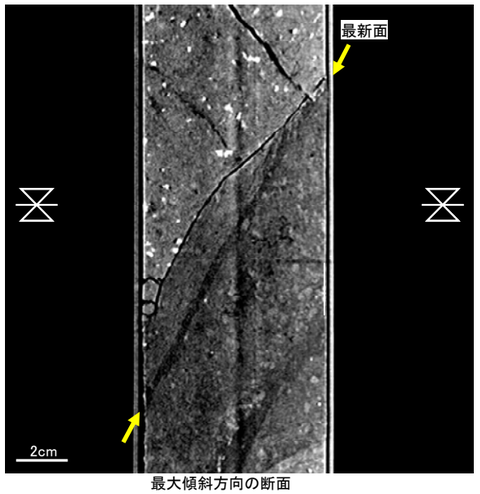
第 1.4.55 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.22 孔、掘進長 73.6m 付近）

【No.23孔諸元】
孔口標高：E.L.1.74m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：100m

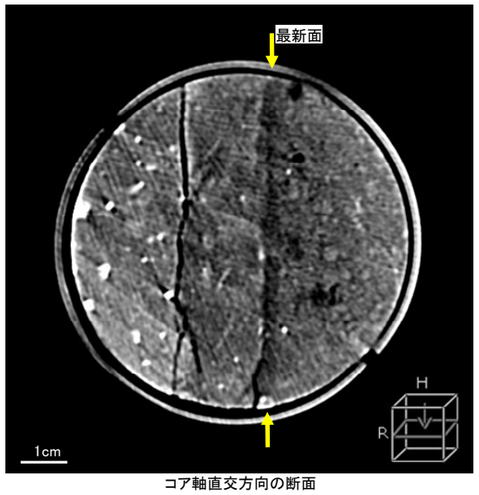


No.23孔（掘進長48.38m～48.48m）
幅6cmの礫混り粘土状破砕部
（N17E/85E）





最大傾斜方向の断面



コア軸直交方向の断面

破砕幅6cm

縦ずれ成分：逆断層、横ずれ成分：左横ずれ



下盤上面



断層面の状況（最新面）

センス不明

断層面の走向

条線の方向（60SW）

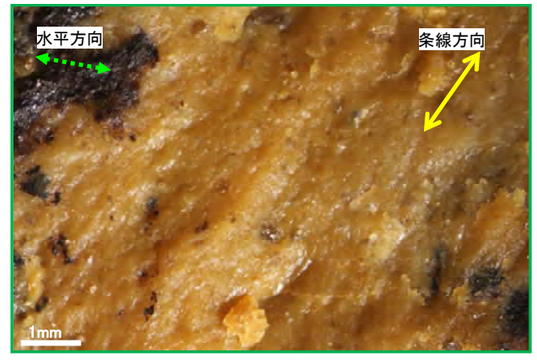


断層面の状況（最新面）

センス不明

断層面の走向

条線の方向（62SW）



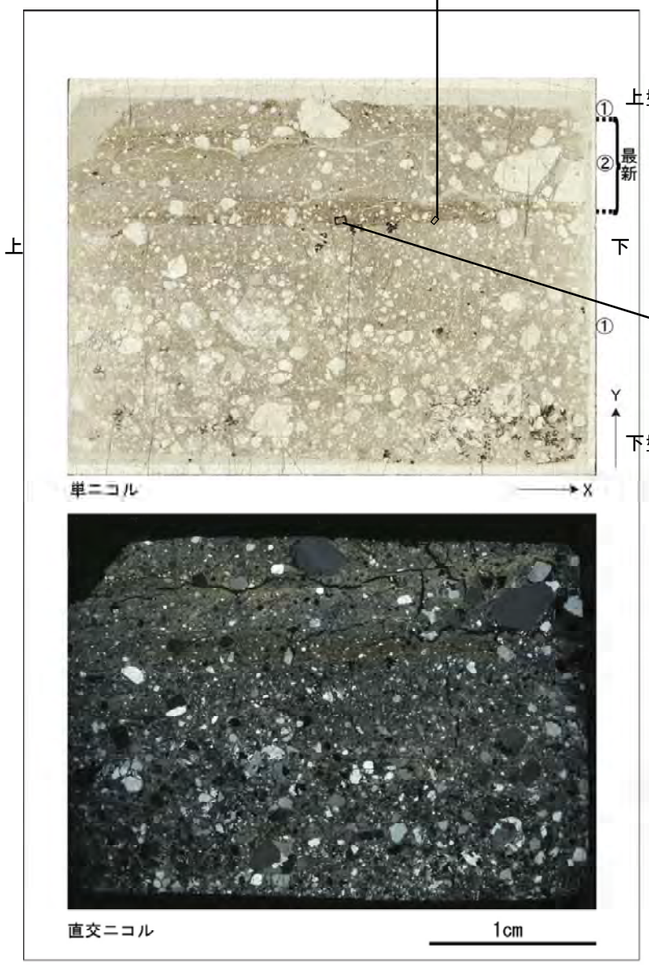
断層面の状況（最新面）

センス不明

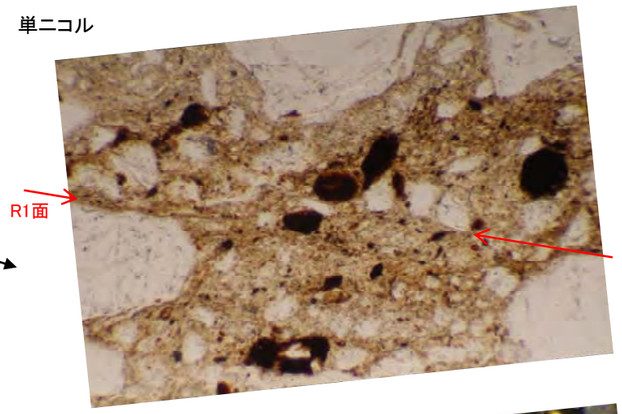
断層面の走向

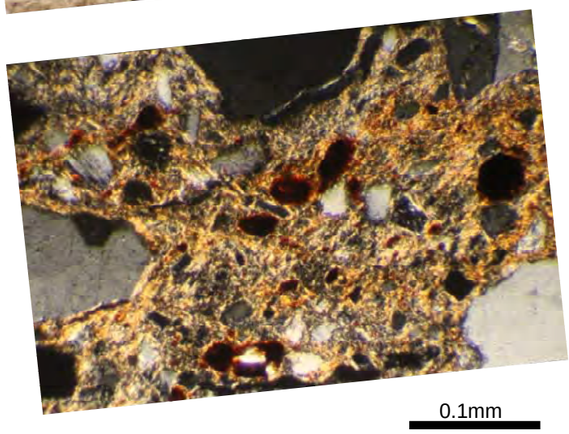
条線の方向（64SW）

第 1.4.56 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.23 孔、掘進長 48.4m 付近）



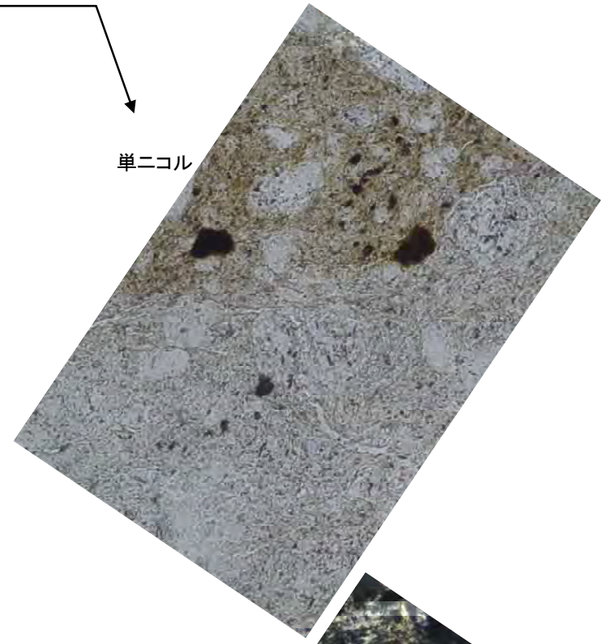
分帯結果
①:中～粗粒カタクレーサイト
②:粘土状破砕部

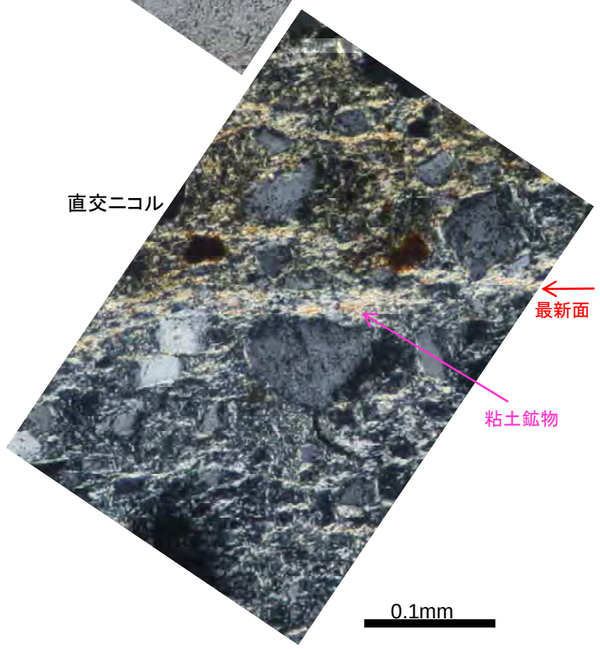




②の粘土状破砕部(最新)中に正断層成分を示すR1(雁行配列)が認められる。

断層の走向・傾斜がN17E/85E、条線方向が60～64SWであることから、最新活動は右横ずれ正断層センスである。

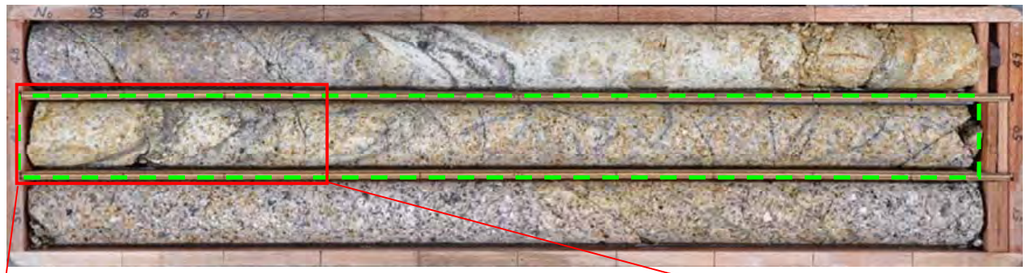




最新面が粘土鉱物で充填されており、不明瞭である。

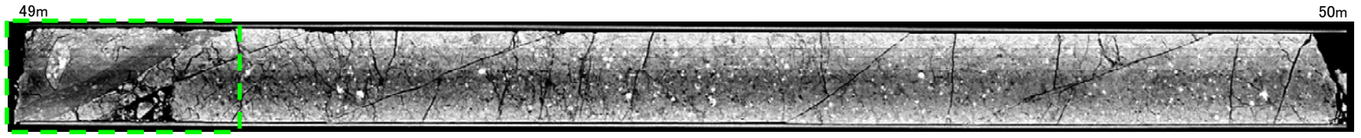
第 1.4.56 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.23 孔、掘進長 48.4m 付近）

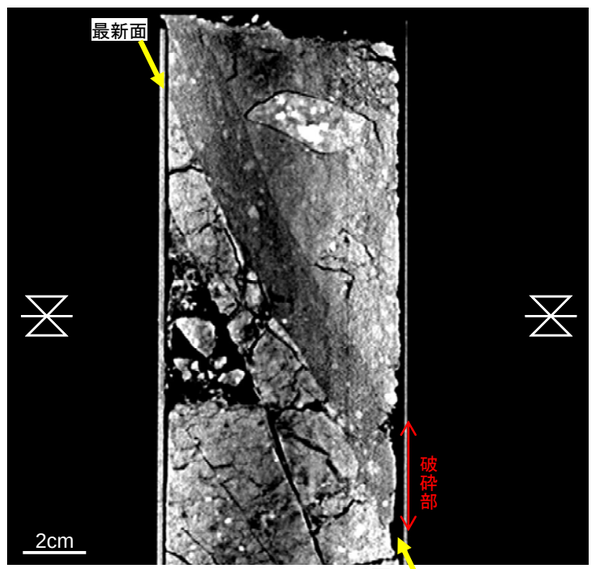
【No.23孔諸元】
孔口標高：E.L.1.74m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：100m



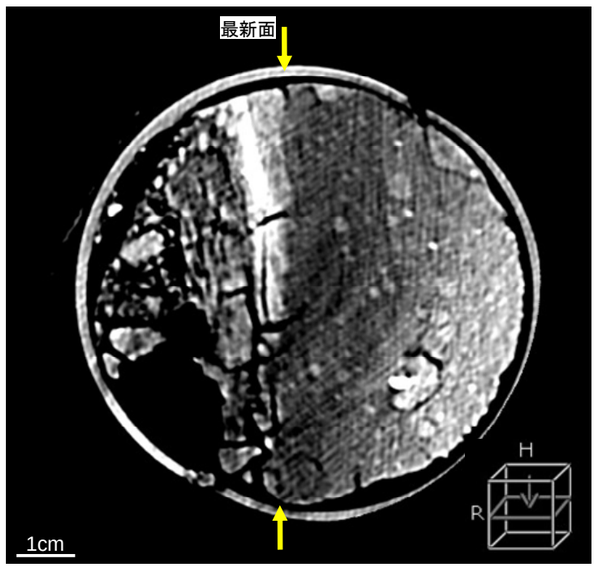


No.23孔（掘進長49.10m～49.12m）
幅1.5cmの礫混り粘土状破砕部
（N23E/78W）





最大傾斜方向の断面



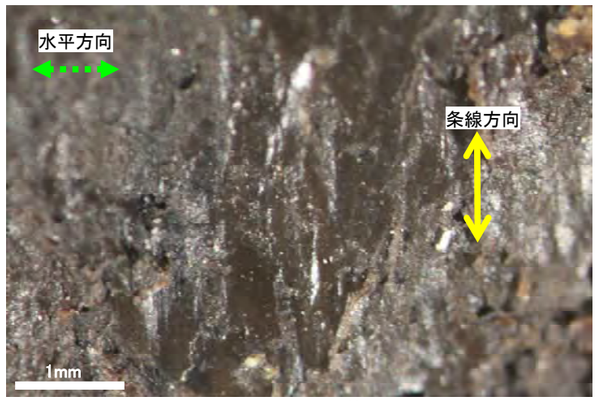
コア軸直交方向の断面

破砕幅約1.5cm

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：不明



下盤上面

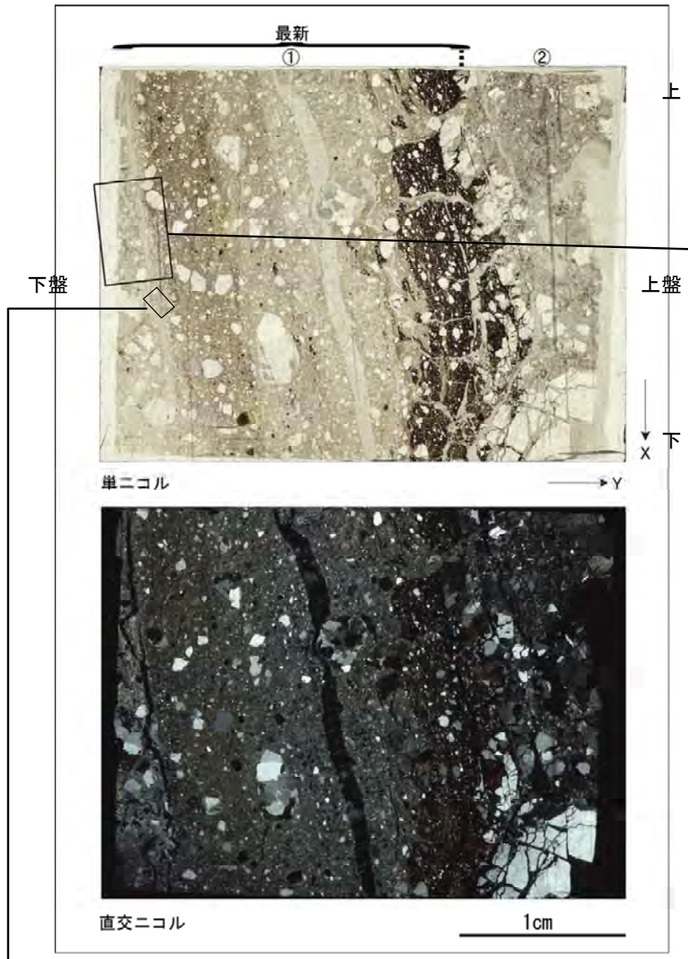


断層面の状況

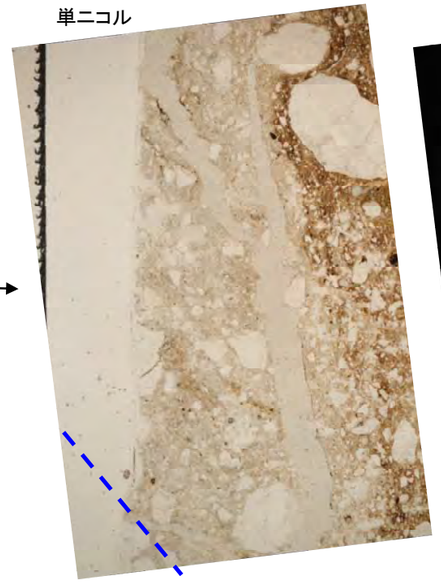
センス不明

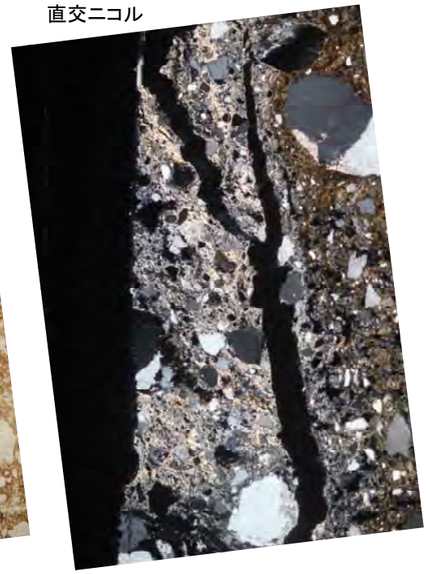


第 1.4.57 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.23 孔、掘進長 49.1m 付近）



分帯結果
①:カタクレーサイト
②:健岩(弱破砕)

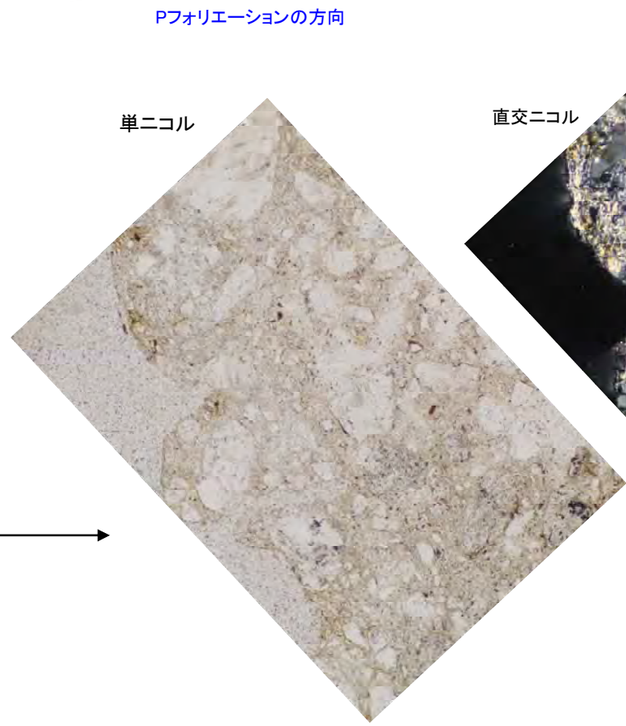


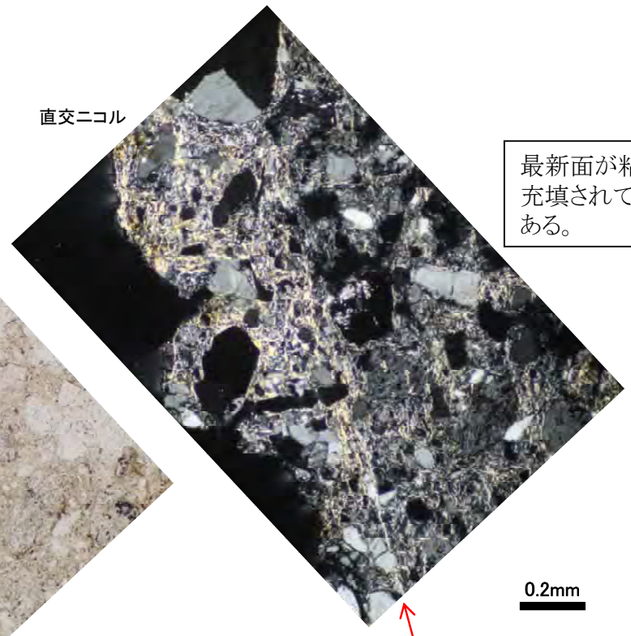


①のカタクレーサイト(最新)中に正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。

断層の走向・傾斜がN23E/78W、条線方向が90度であることから、最新活動は正断層センスである。

1mm



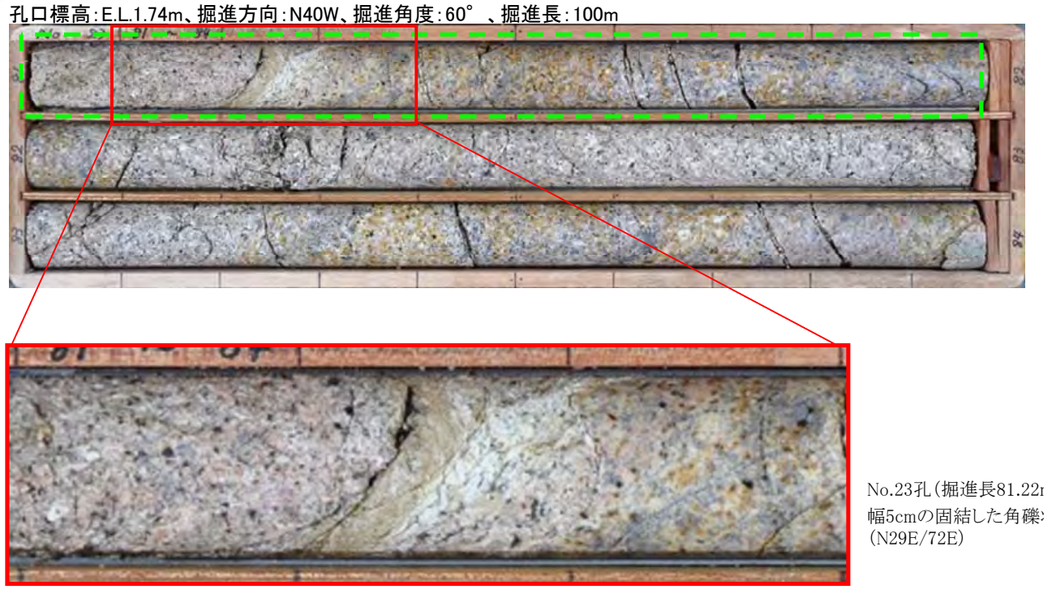


最新面が粘土鉱物で充填されて不明瞭である。

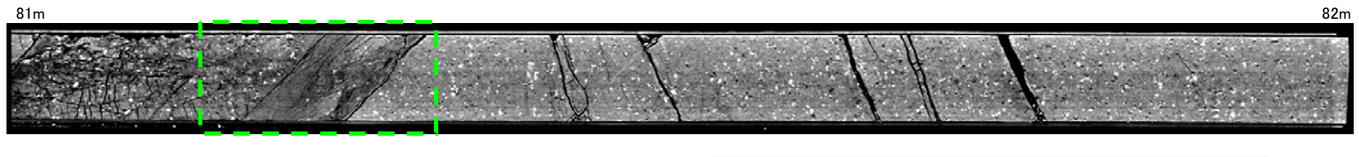
第 1.4.57 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.23 孔、掘進長 49.1m 付近）

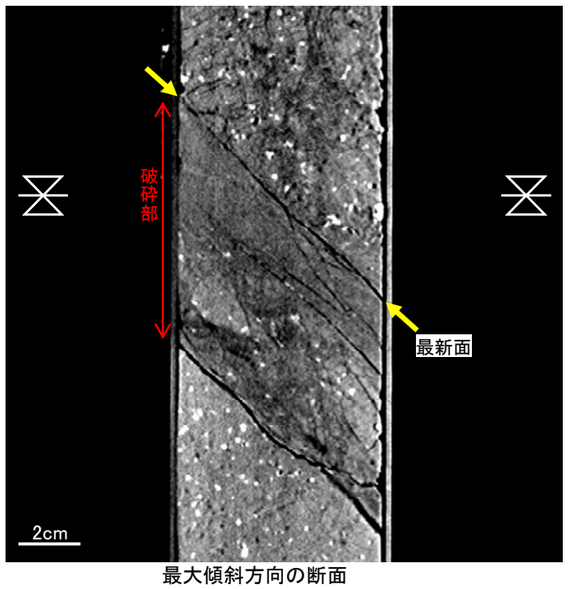
【No.23孔諸元】

孔口標高：E.L.1.74m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：100m

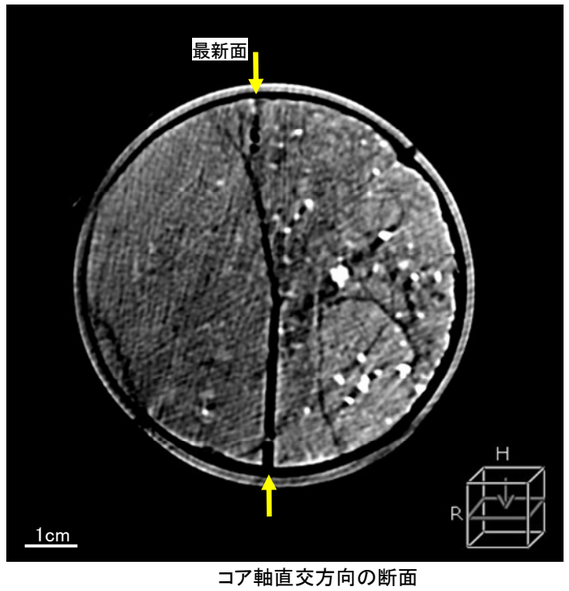


No.23孔（掘進長81.22m～81.30m）
幅5cmの固結した角礫状破砕部
（N29E/72E）





最大傾斜方向の断面



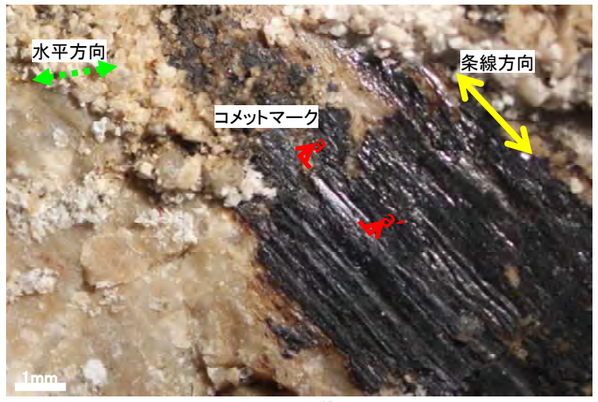
コア軸直交方向の断面

破砕幅約5cm

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：不明

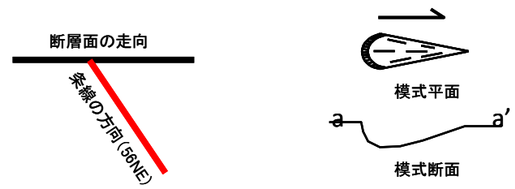


下盤上面



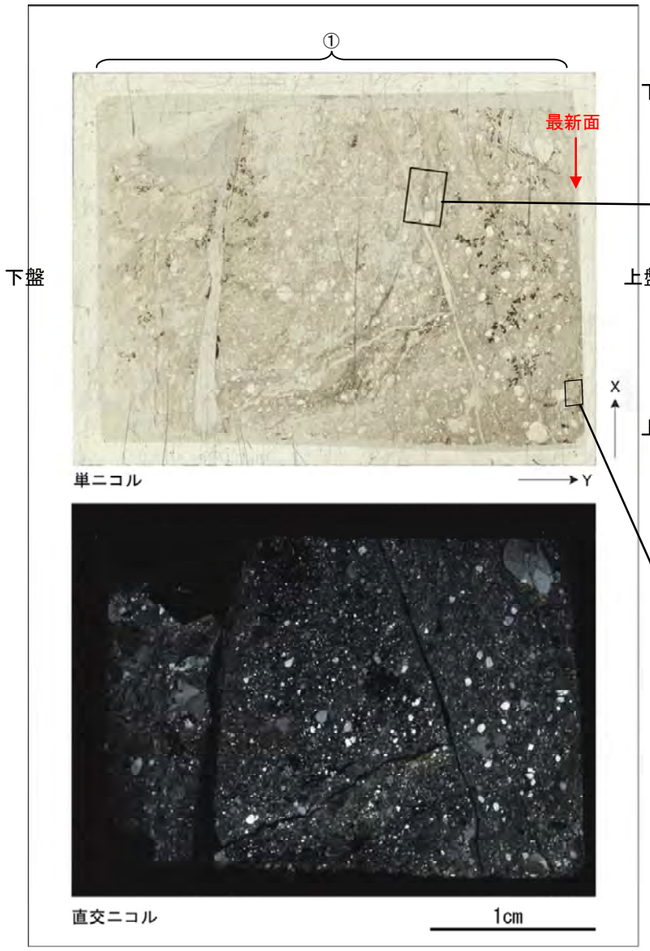
断層面の状況

左横ずれ正断層センス



第 1.4.58 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.23 孔、掘進長 81.2m 付近）

（No.23 81.22m　断層面下面）



分帯結果
①:細～中粒カタクレーサイト

単ニコル



直交ニコル



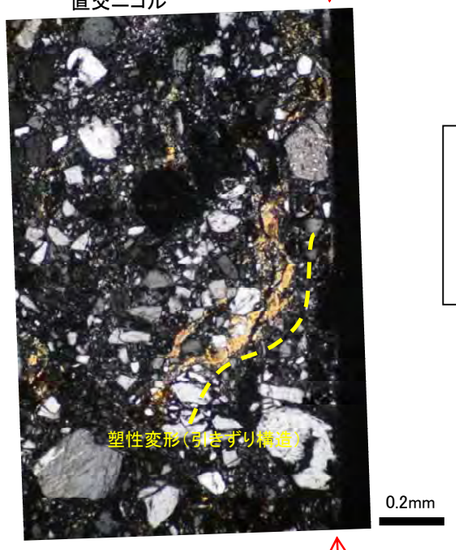
下盤側の細～中粒カタクレーサイト中にも、黒雲母の塑性変形（引きずり構造）が認められる。

最新面

単ニコル



直交ニコル



最新面に沿って正断層成分を示す黒雲母の塑性変形（引きずり構造）が認められる.

断層の走向・傾斜がN29E/72E、条線方向が56NEであることから、最新活動は左横ずれ正断層センスである。

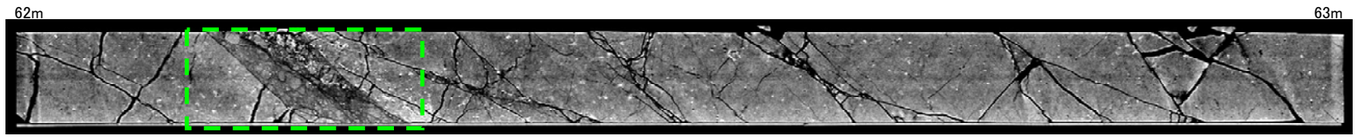
第 1.4.58 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.23 孔、掘進長 81.2m 付近）

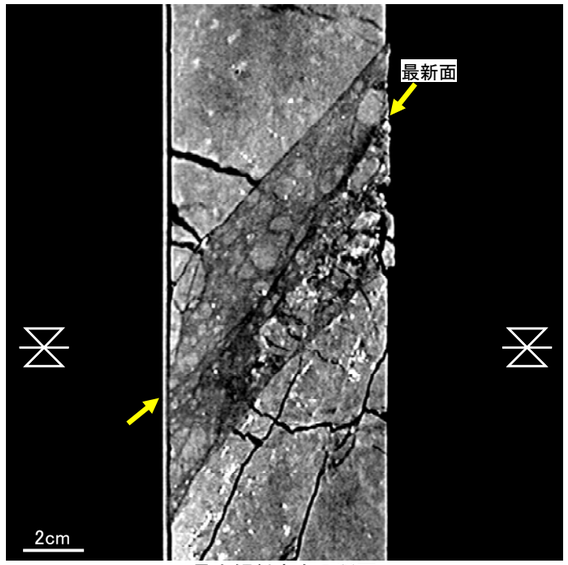
【No.24孔諸元】
孔口標高：E.L.6.55m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：120m



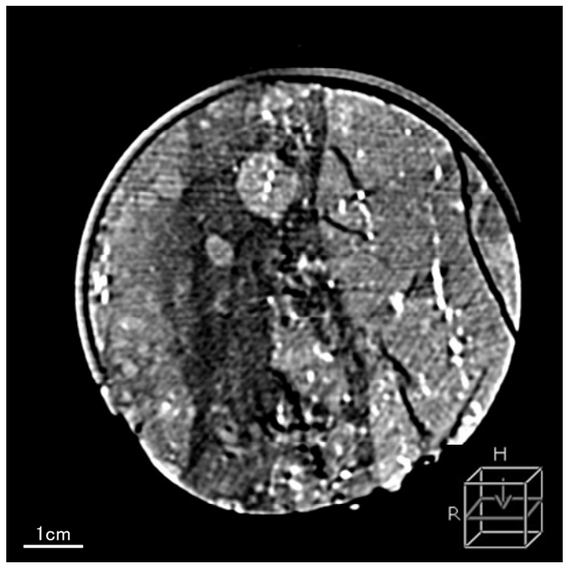


・No.24孔（深度62.17m～62.23m）
・幅4cmの礫混り粘土状破砕部（N25E/89E）





最大傾斜方向の断面



コア軸直交方向の断面

破砕幅約4cm

縦ずれ成分：不明、横ずれ成分：不明

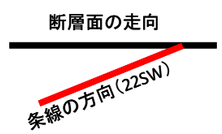


上盤下面

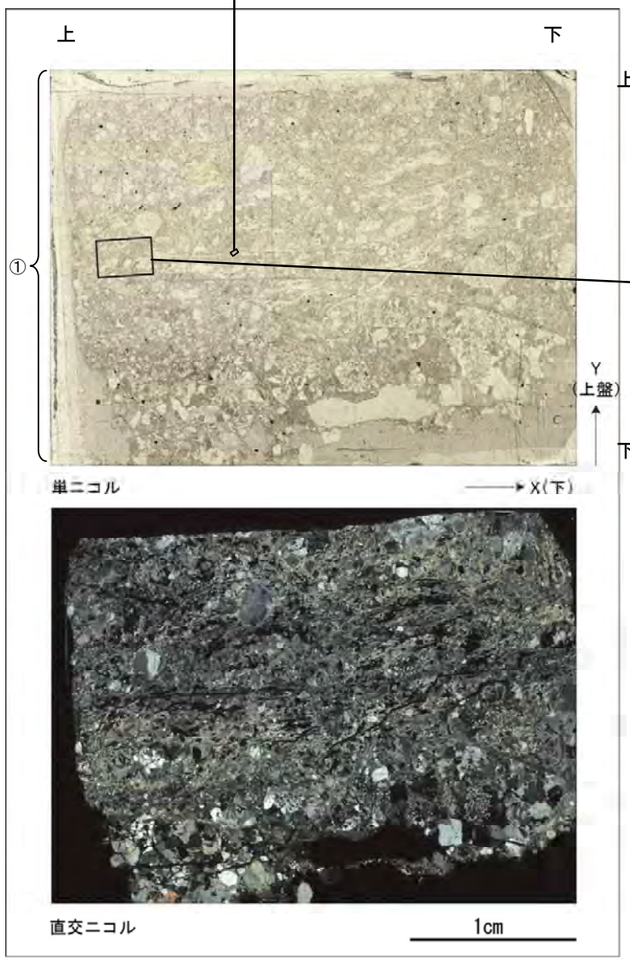


断層面1（最新面）の状況

センス不明



第 1.4.59 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.24 孔、掘進長 62.2m 付近）

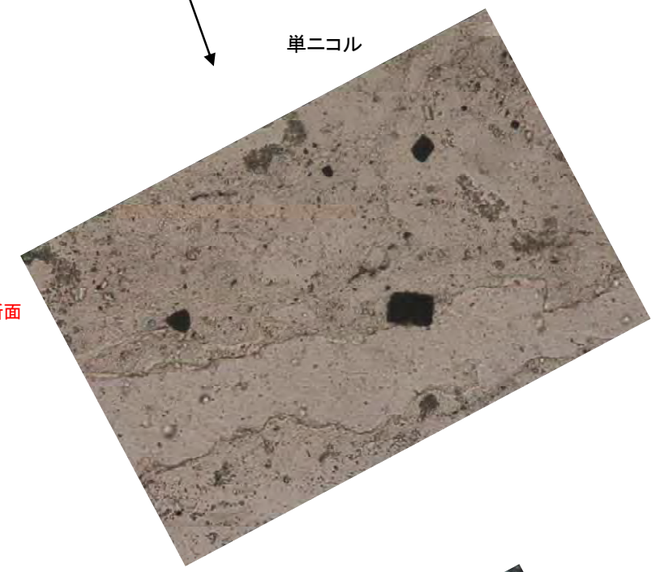


分帯結果
①:カタクレーサイト

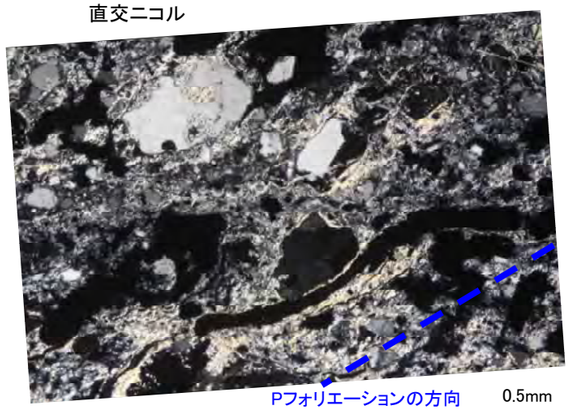
単ニコル



最新面



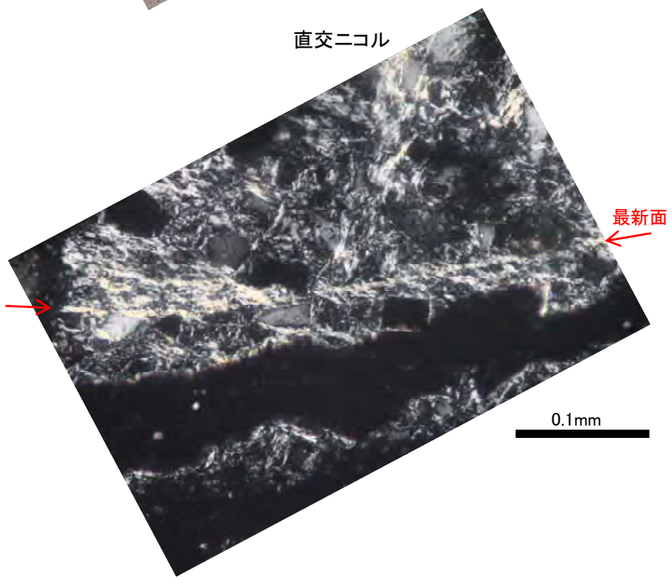
直交ニコル



カタクレーサイト中に正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。

断層の走向・傾斜がN25E/89E、条線の方向が22SWであることから、最新活動は右横ずれ(正断層)センスである。

直交ニコル

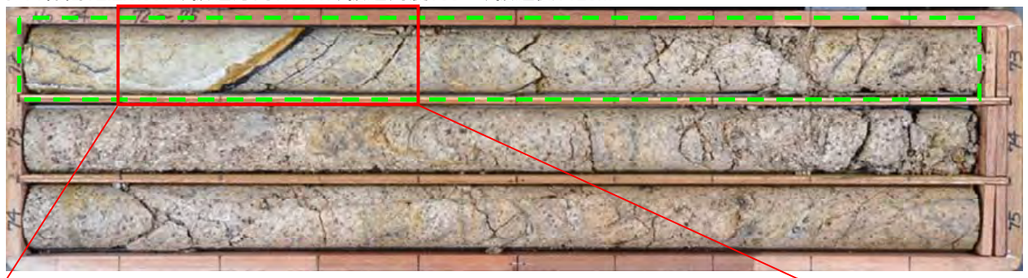


最新面に沿って粘土鉱物が網目状に晶出し、最新面が不明瞭になっている。また、自形の黄鉄鉱も認められる。

第 1.4.59 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.24 孔、掘進長 62.2m 付近）

【No.24孔諸元】

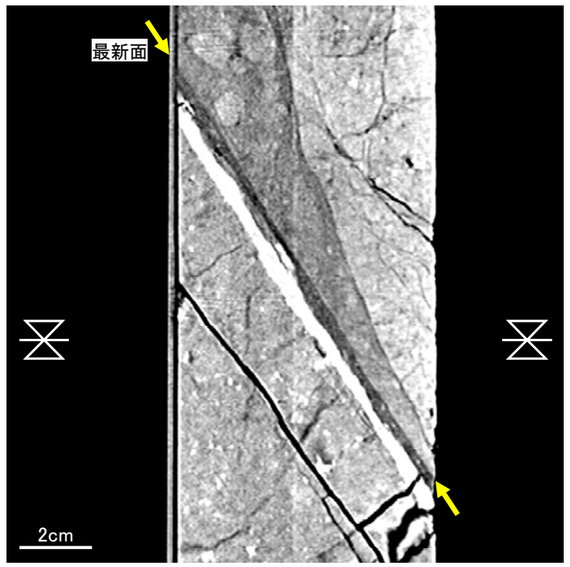
孔口標高：E.L.6.55m、掘進方向：N40W、掘進角度：60°、掘進長：120m



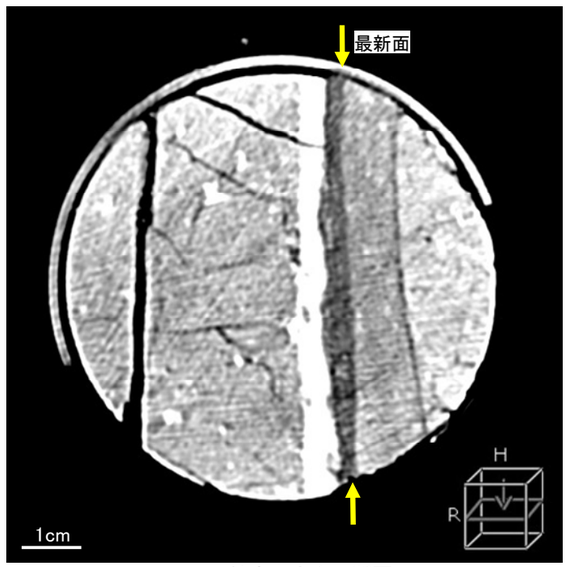


・No.24孔（掘進長72.20m～72.23m）
・幅1cm～2cmの礫混り粘土状破砕部
（N30E/87SE）





最大傾斜方向の断面



コア軸直交方向の断面

破砕幅約1cm～2cm

縦ずれ成分：正断層、横ずれ成分：不明



上盤下面

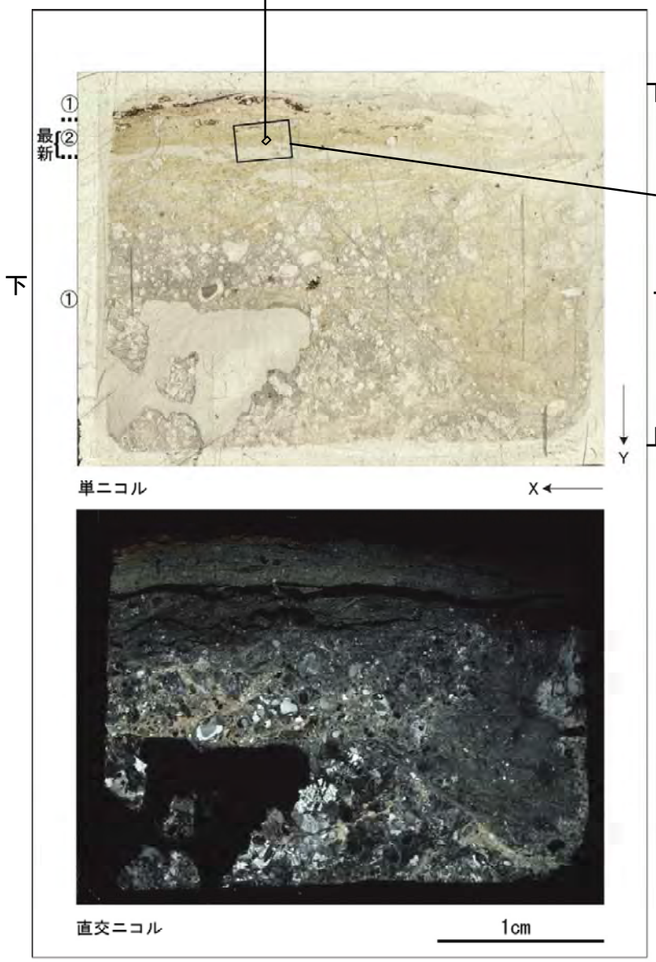


断層面の状況

センス不明

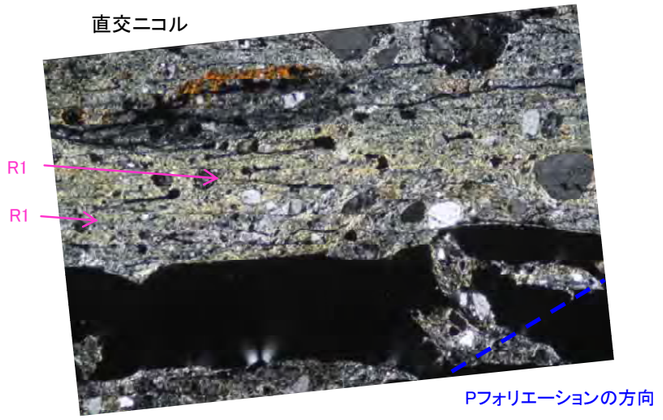


第 1.4.60 図(1)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　ＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（No.24 孔、掘進長 72.2m 付近）



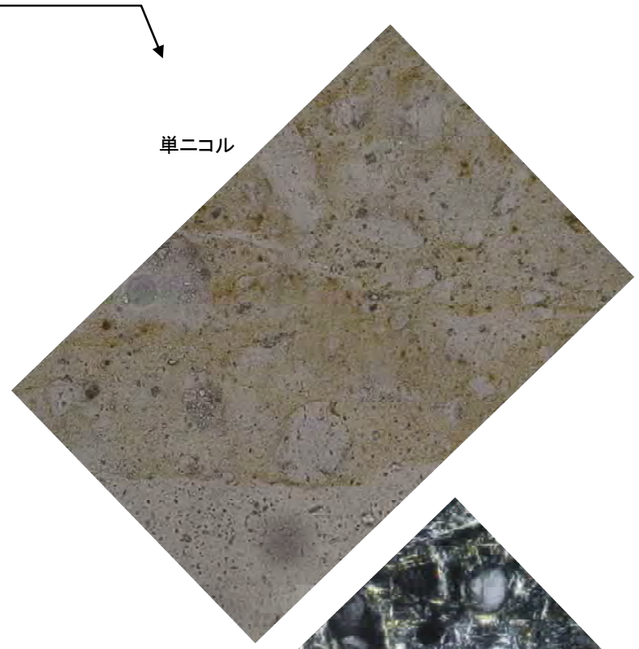
分帯結果
①:中～粗粒カタクレーサイト
②:粘土状破砕部

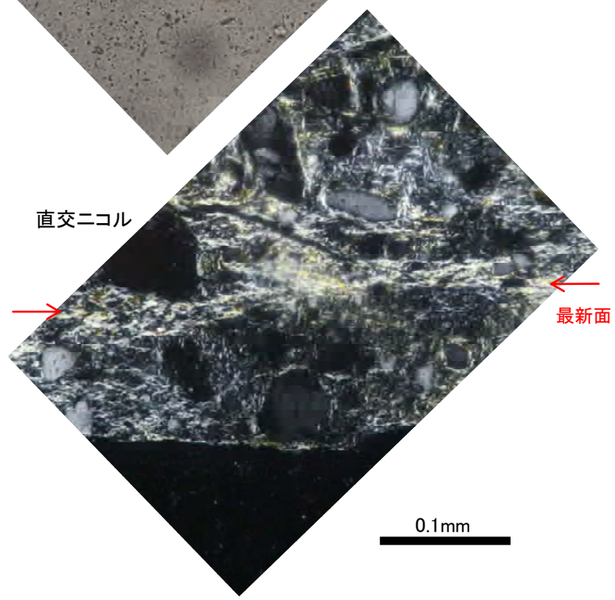




②の粘土状破砕部(最新面近傍)に正断層成分を示すR1面やPフォリエーションが認められる。

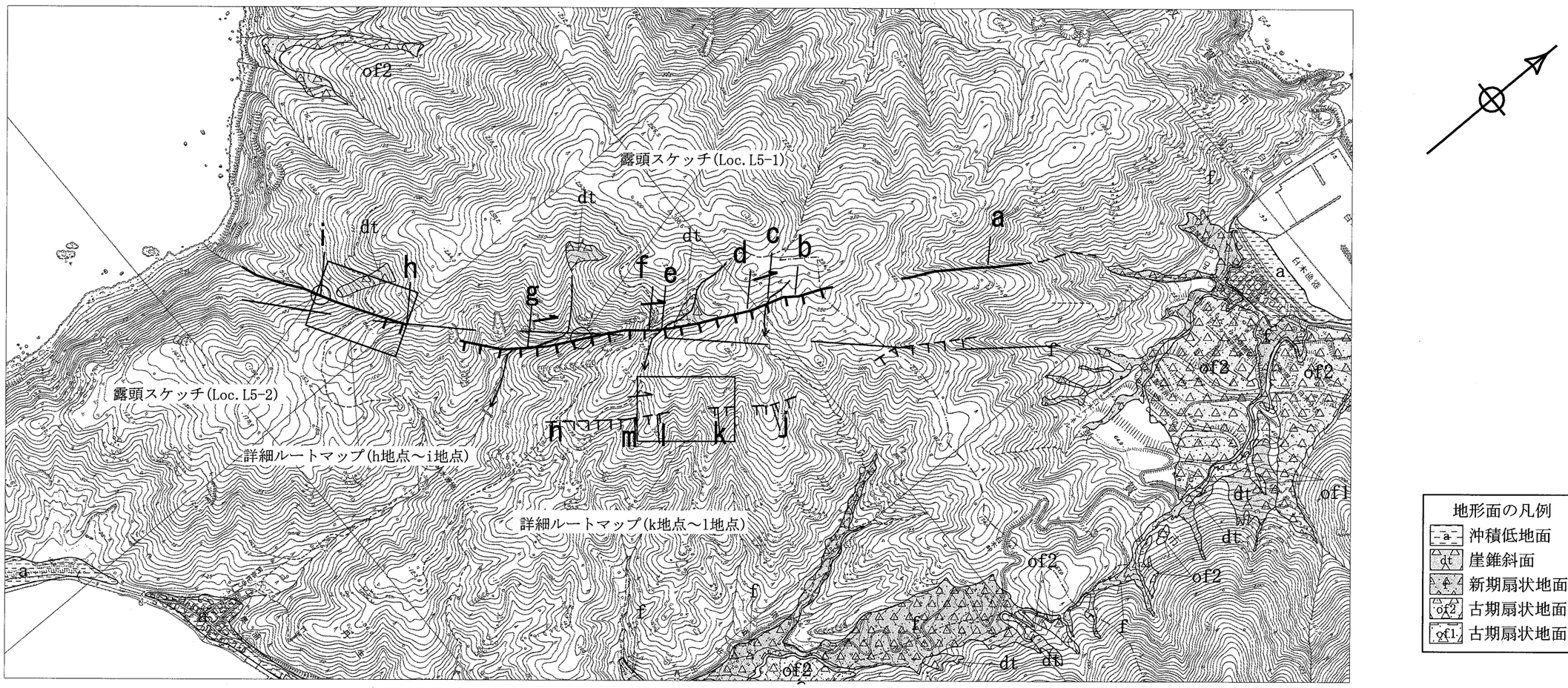
断層の走向・傾斜がN30E/87SE、条線方向が45SWであることから、最新活動は右横ずれ正断層である。





最新面が粘土鉱物で充填され、不明瞭になっている。

第 1.4.60 図(2)　丹生地区のボーリングコアの破砕部　薄片観察結果（No.24 孔、掘進長 72.2m 付近）



地形面の凡例

- a 沖積低地面
- dt 崖錐斜面
- f 新期扇状地面
- of2 古期扇状地面2
- of1 古期扇状地面1

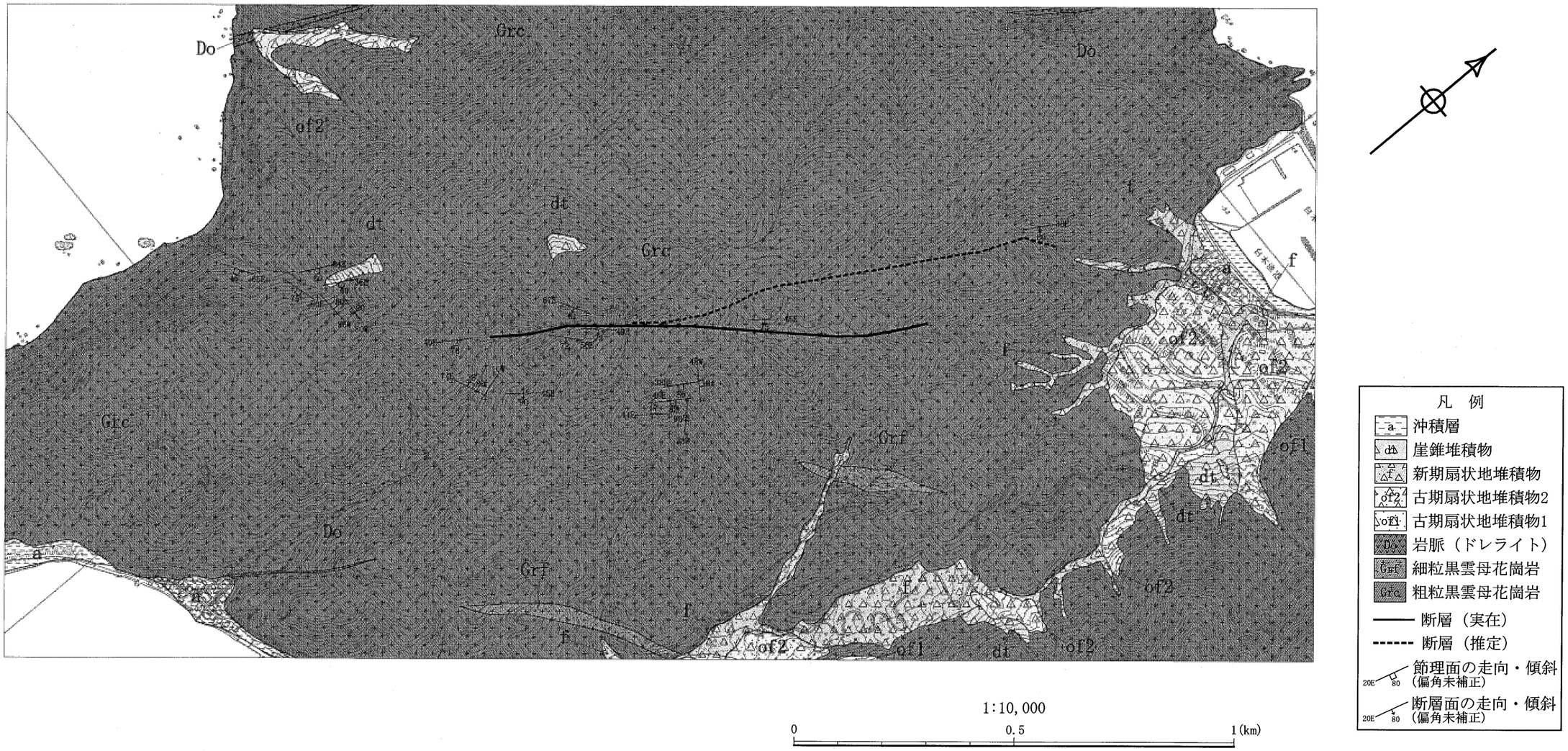
1:10,000

0 0.5 1(km)

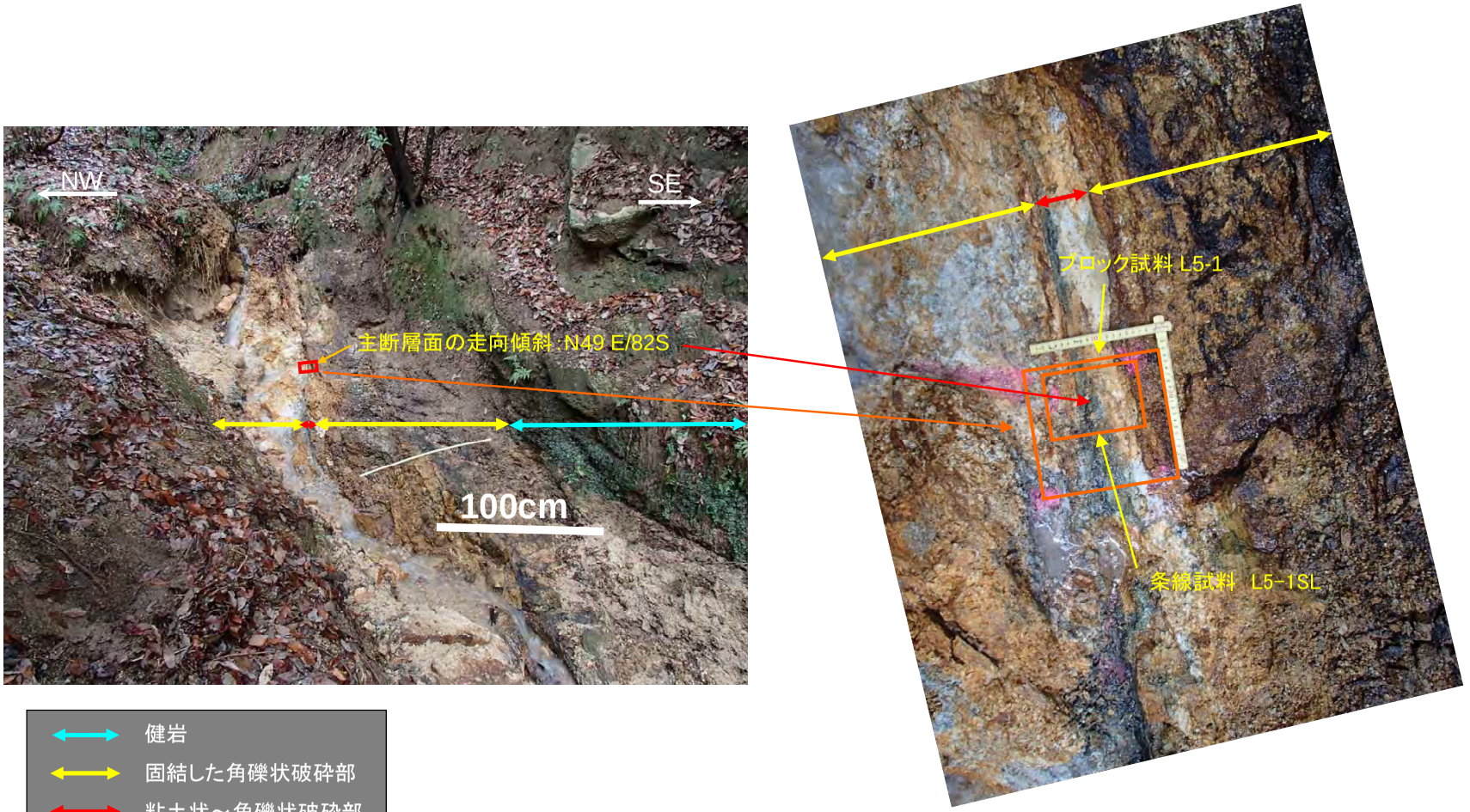
変動地形・リニアメントの凡例

- Cランク
- Dランク
  短線は低い側を示す。矢印は尾根、谷の屈曲方向を示す。
  短線がないリニアメントは両側で高度の不連続が認められないもの。
- 河川屈曲

第1.4.61図 Ｌ－5リニアメント周辺の地形調査結果



第1.4.62図　Ｌ－5リニアメント周辺の地質図

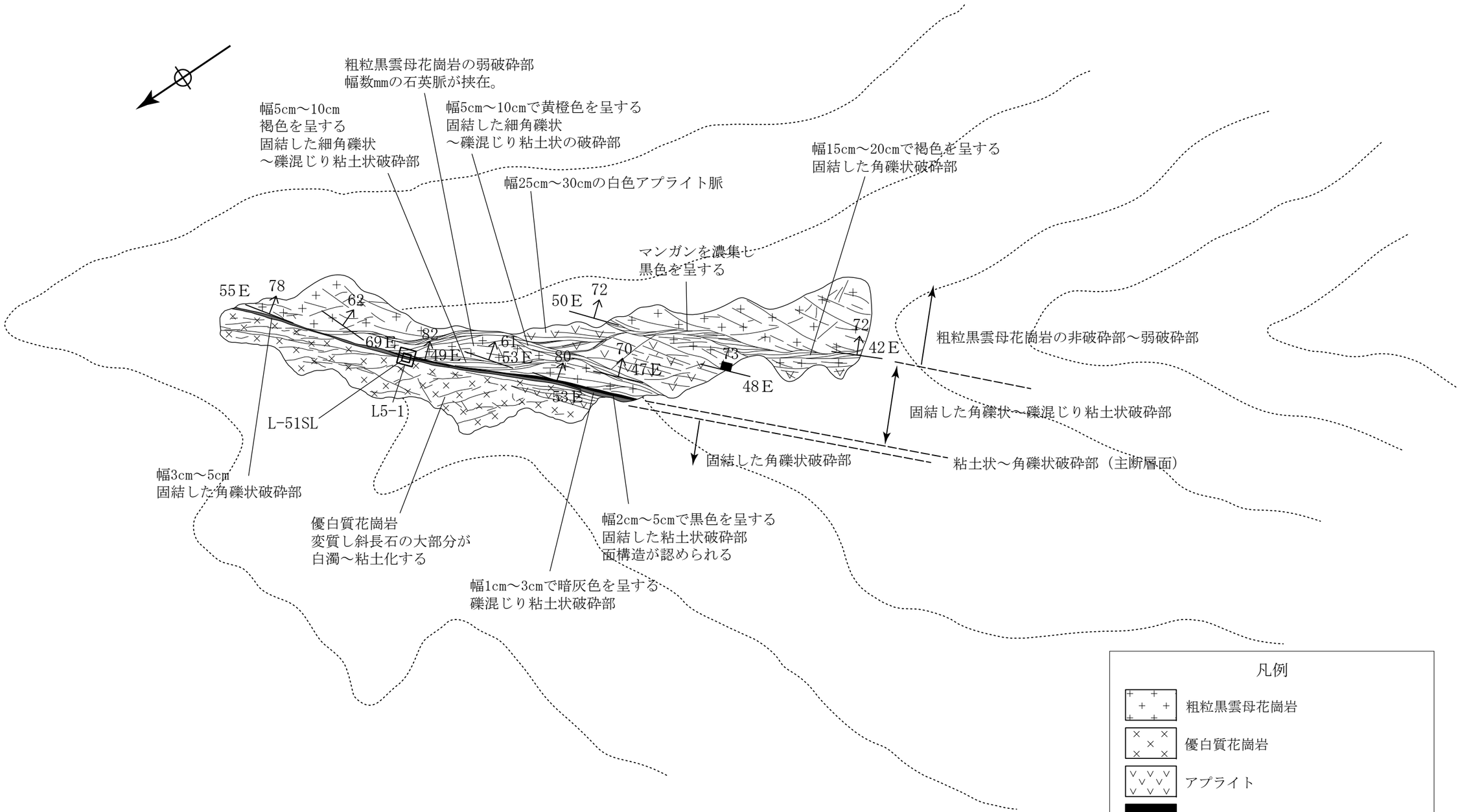


破砕幅：固結した角礫状破砕部約1.5m程度

粘土状～角礫状破砕部（約1cm～5cm）

固結した角礫状破砕部（上盤側約80cm、下盤側約70cm）

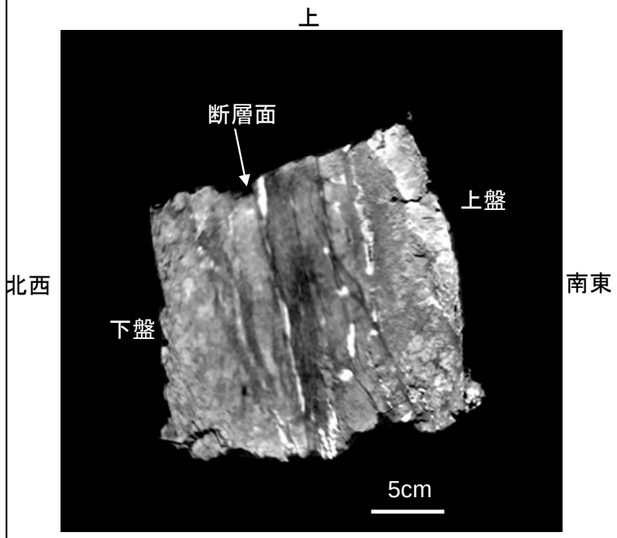
第 1.4.63 図　L－5 リニアメント（西側）f 地点～g 地点の露頭写真（Loc. L5-1）

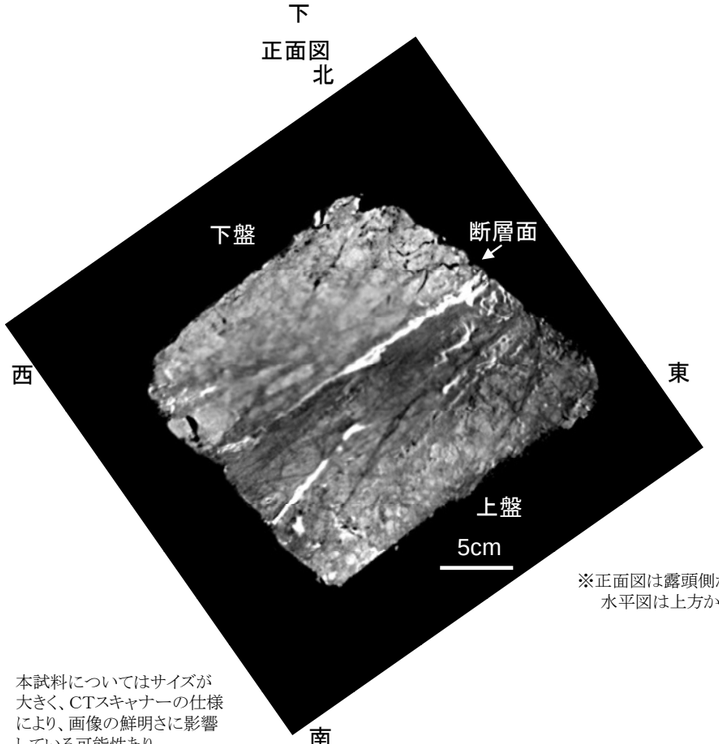


リニアメント直下の谷底部にリニアメント方向と調和的な走向の破砕帯露頭が認められる。
破砕帯は幅約1.5mの固結した角礫状破砕部を主体する。主断層面は粗粒黒雲母花崗岩と
優白質花崗岩の境界をなす幅約5cmの粘土状～角礫状破砕部からなり、
走向・傾斜はN49～55° E/78～82° SEを示す。

第1.4.64図　Ｌ－5リニアメント（西側）f地点～g地点の露頭スケッチ（Loc.L5-1）

CT画像(L5-1)





本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

水平図

断層面の走向傾斜:TN49E/82S

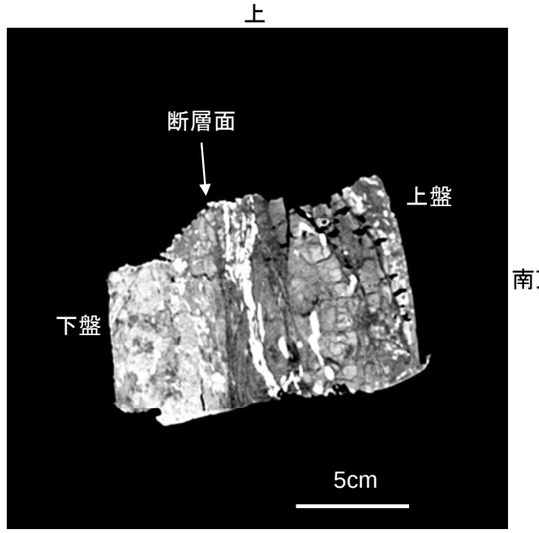
縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

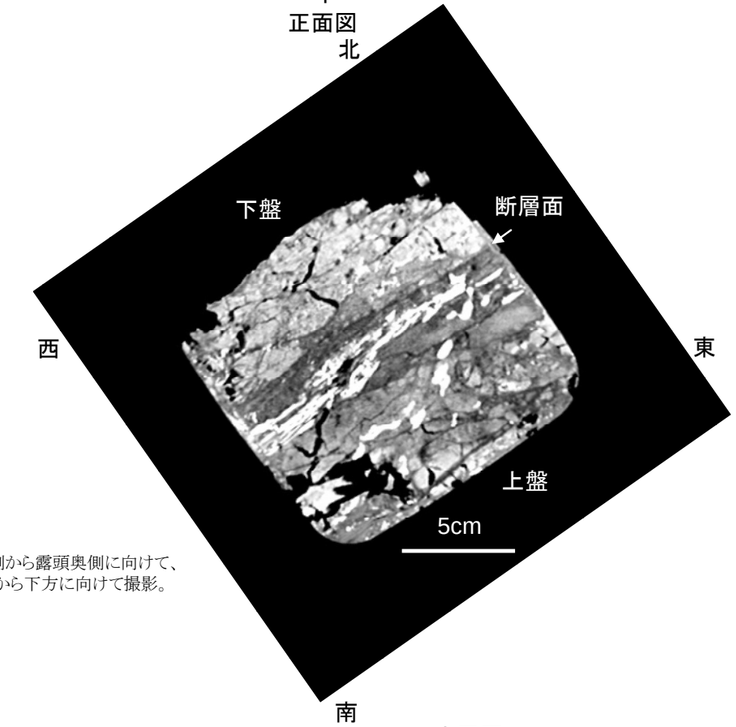
ブロックを横断する断層面が一条認められる。この断層面はやや不明瞭である。

明瞭な密度低下帯は認められないが、断層面近傍ほど密度が低下する。

全体的に高密度脈が認められる。

CT画像(L5-1SL)





※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

水平図

断層面の走向傾斜:TN49E/82S

縦ずれ成分:不明、横ずれ成分:不明

ブロックを横断する断層面が一条認められる。

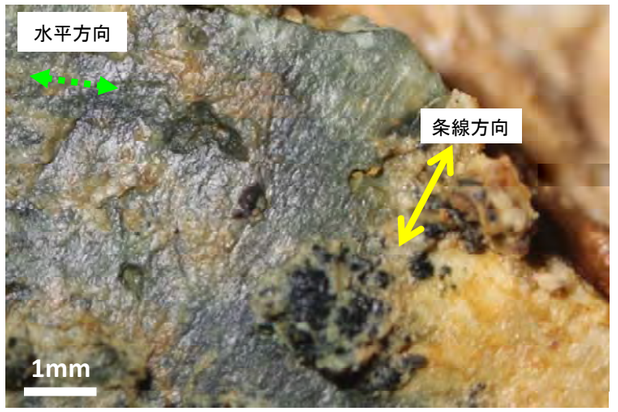
明瞭な密度低下帯は認められないが、断層面近傍ほど

密度が低下し、全体的に高密度脈が発達する。

条線観察(L5-1SL)



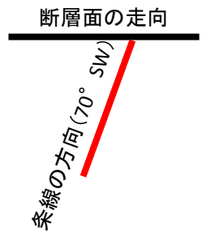
下盤上面



断層面の状況

センス不明

条線やや不明瞭である。



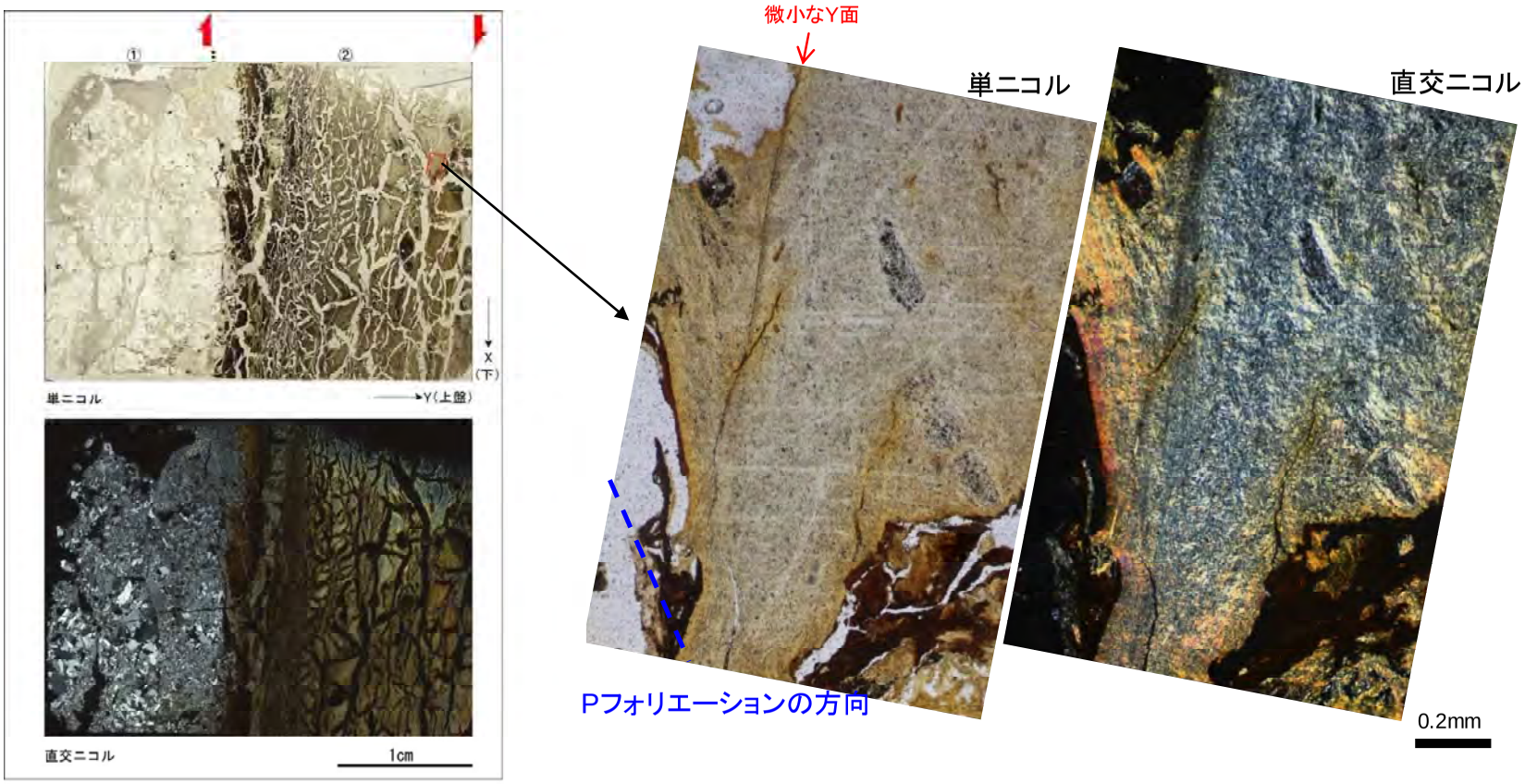
第 1.4.65 図　Ｌ－5 リニアメントｆ地点～g 地点間の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. L5-1）



------- Y面

研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には健岩と断層ガウジ、断層角礫帯が認められる。
・全体的に変質・流入粘土の影響が強く、断層岩が収縮しているため、明瞭なY面や変形指標は認められない。この流入粘土はCTで認めた断層面通過部にも入り、断層構造が不明瞭になっている。一部の微小なY面に沿って右横ずれ正断層センスを示す軽微な変形指標が認められる。
・上盤側の健岩は下盤側の健岩に比べ、変質が激しい。

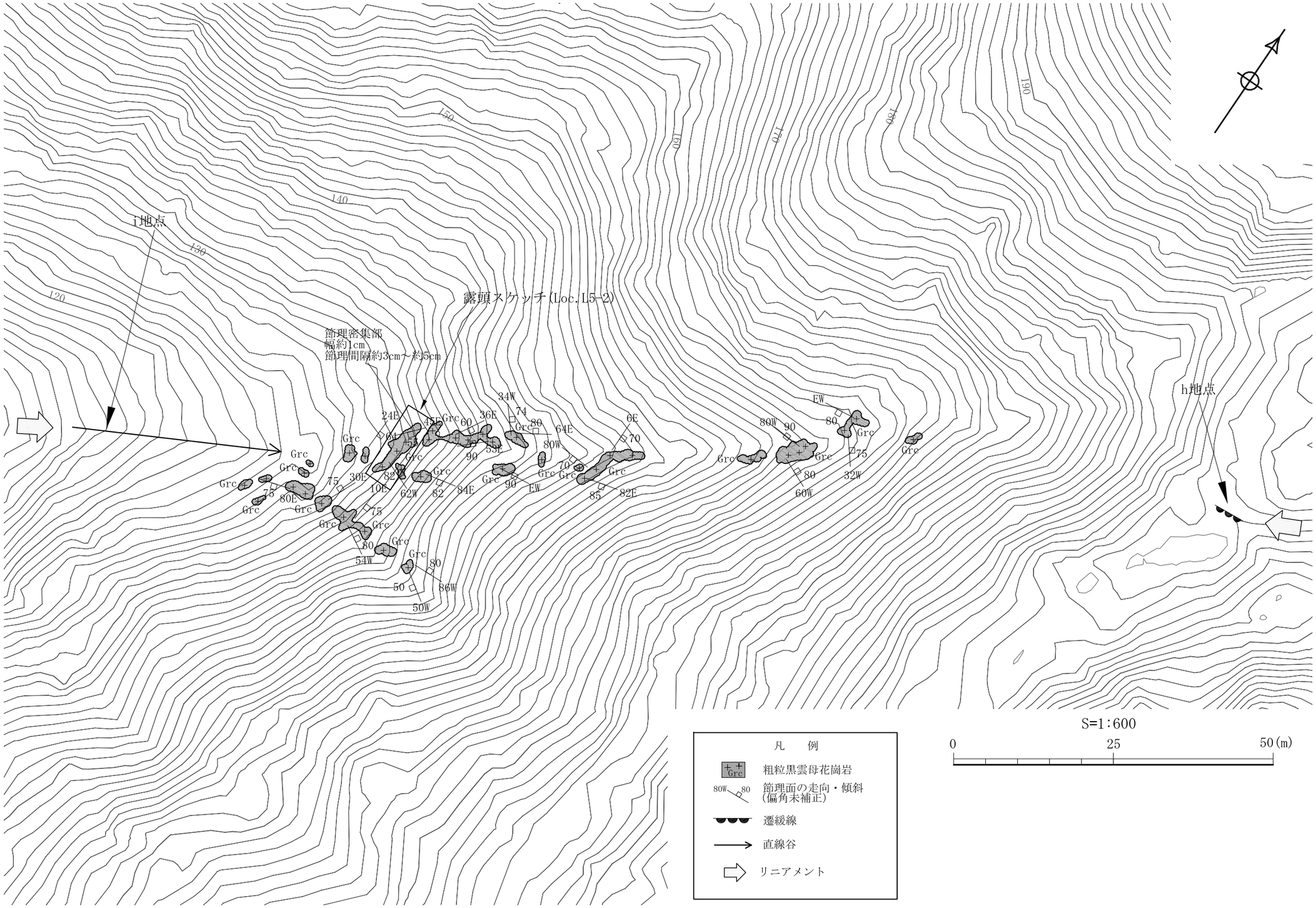
第 1.4.66 図　Ｌ－5 リニアメント f 地点～g 地点間の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.L5-1）



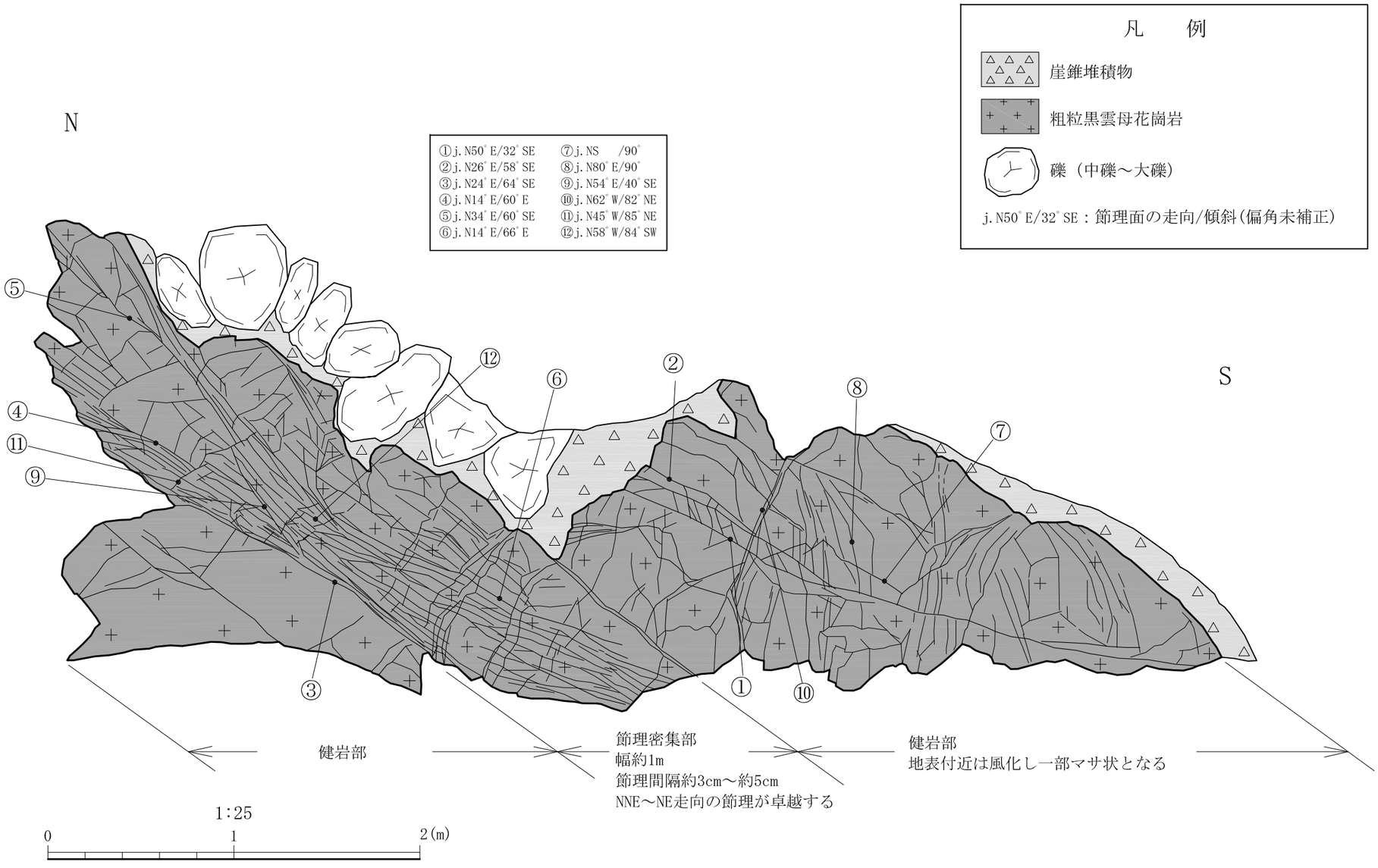
②中に右横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

薄片観察結果
・分帯:①健岩(ダメージゾーン)、②断層ガウジ
・分帯はテクスチャーに基づく。
・②は全体的に収縮が激しいとともに、不透明鉱物が多数発達する。特に、この不透明鉱物はCTで確認した断層面通過部(①と②の境界部)に発達するため、①と②を境界付ける断層面は確認できない。薄片を横断するY面は認められない。②中の微小なY面に沿って右横ずれ正断層センスを示す変形指標が軽微に認められる。層状構造は認められない。
・①:斑晶は主に石英からなり、割れ目沿いでセリサイトが発達する。石英のポリクウォーツ化が顕著に認められる。
・②:フラグメントは石英や細粒砕屑物からなり、マトリックスは細粒粘土鉱物からなる。

第 1.4.67 図　L－5 リニアメント f 地点～g 地点間の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc. L5-1）

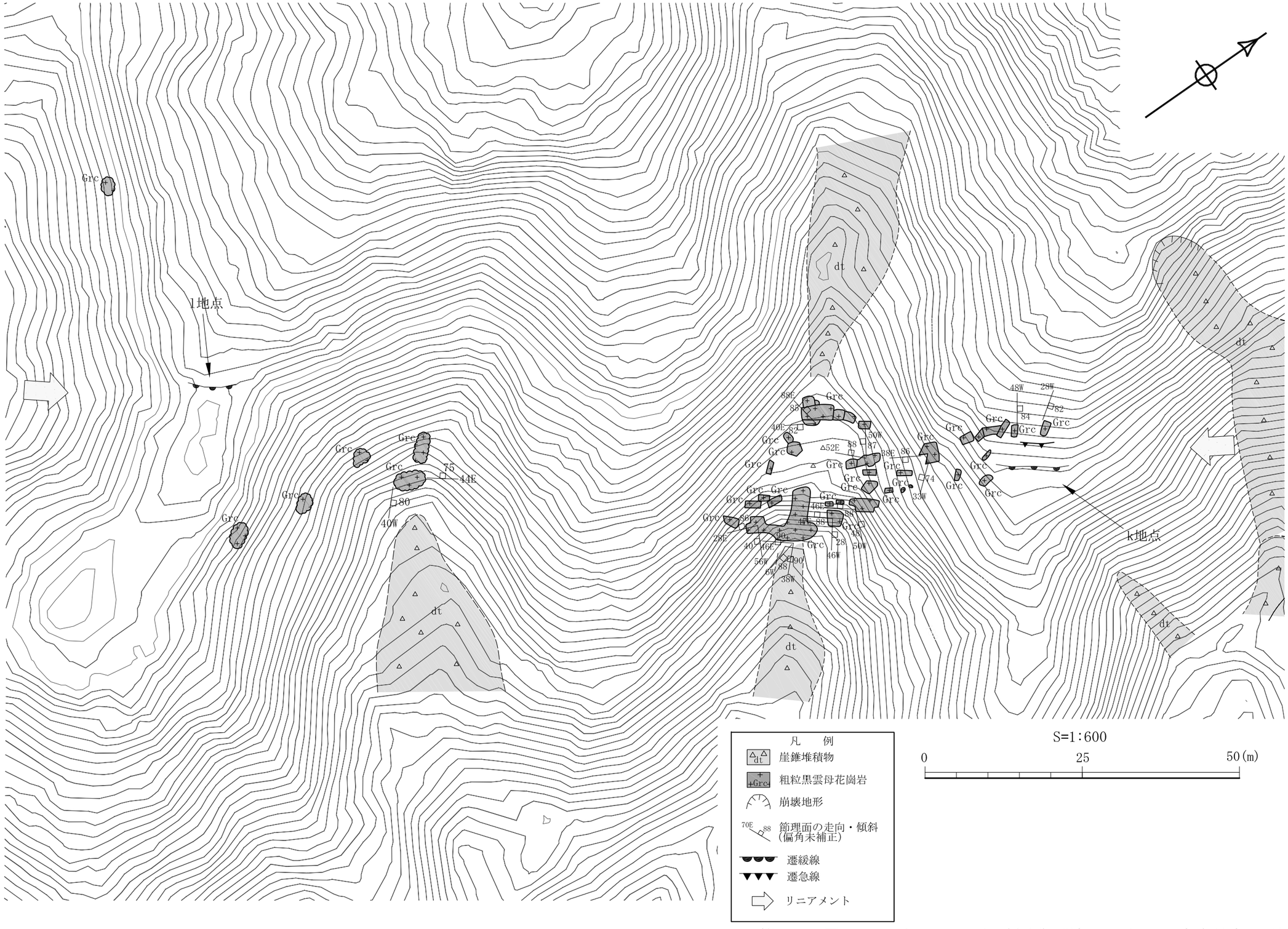


第1.4.68図　Ｌ－5リニアメント（西側）詳細ルートマップ（h地点～i地点）

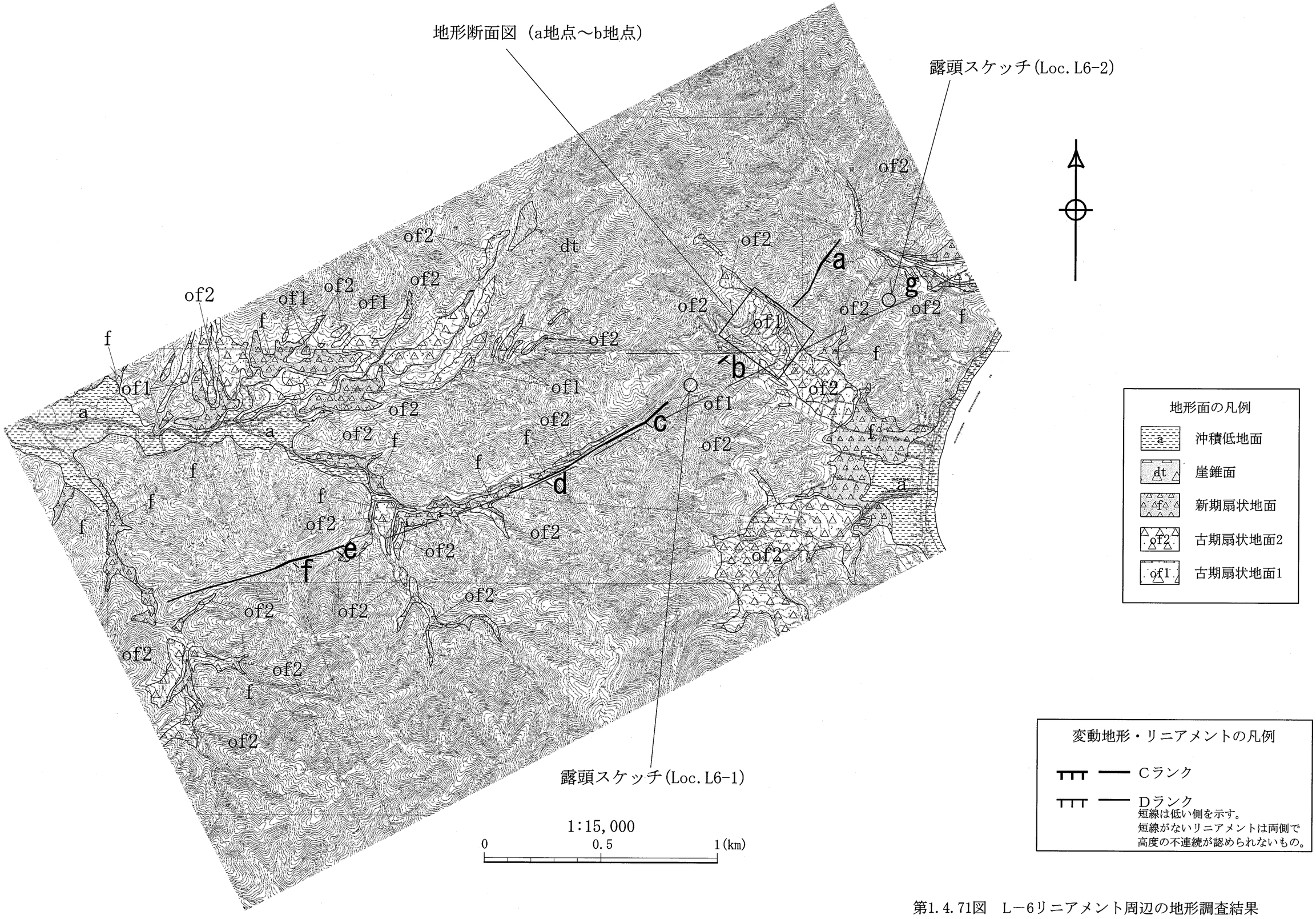


リニアメント付近の谷底部にリニアメント方向と調和的～概ね調和的な幅1mの節理密集部が認められる。

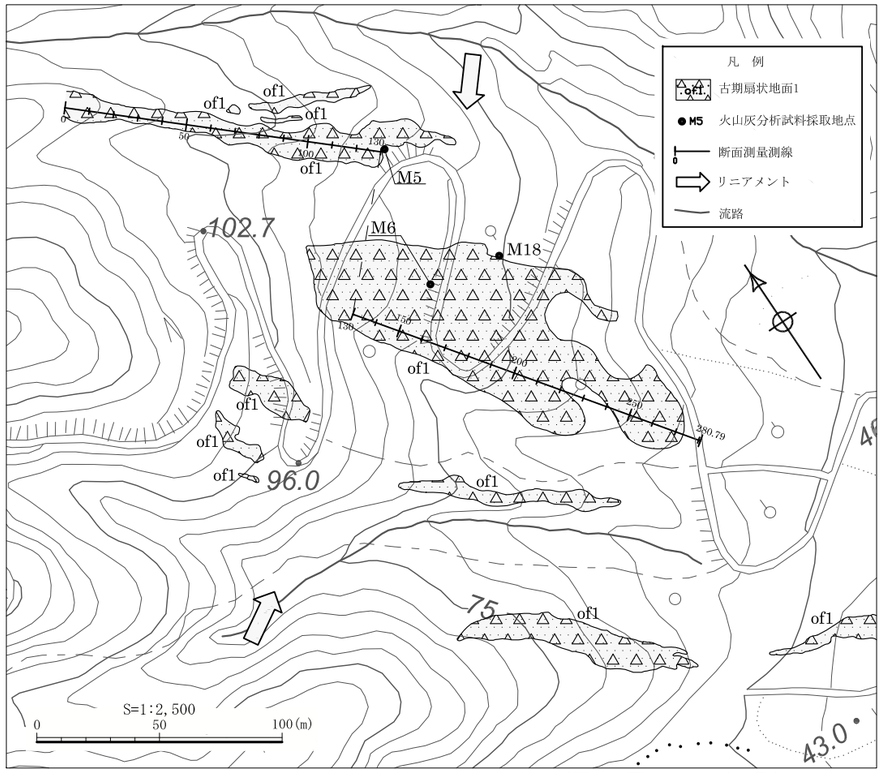
第1.4.69図　Ｌ－5リニアメント（西側）i地点の露頭スケッチ（Loc.L5-2）

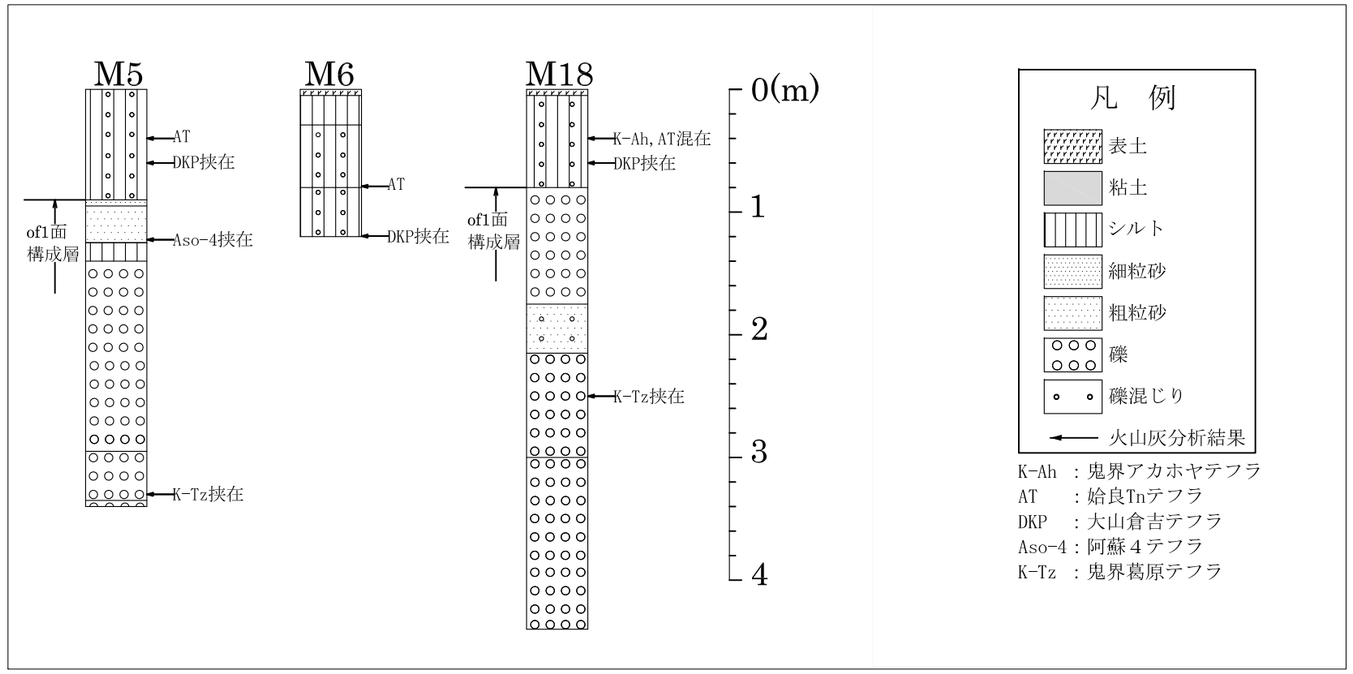


第1.4.70図　Ｌ－5リニアメント（東側）詳細ルートマップ（k地点～l地点）

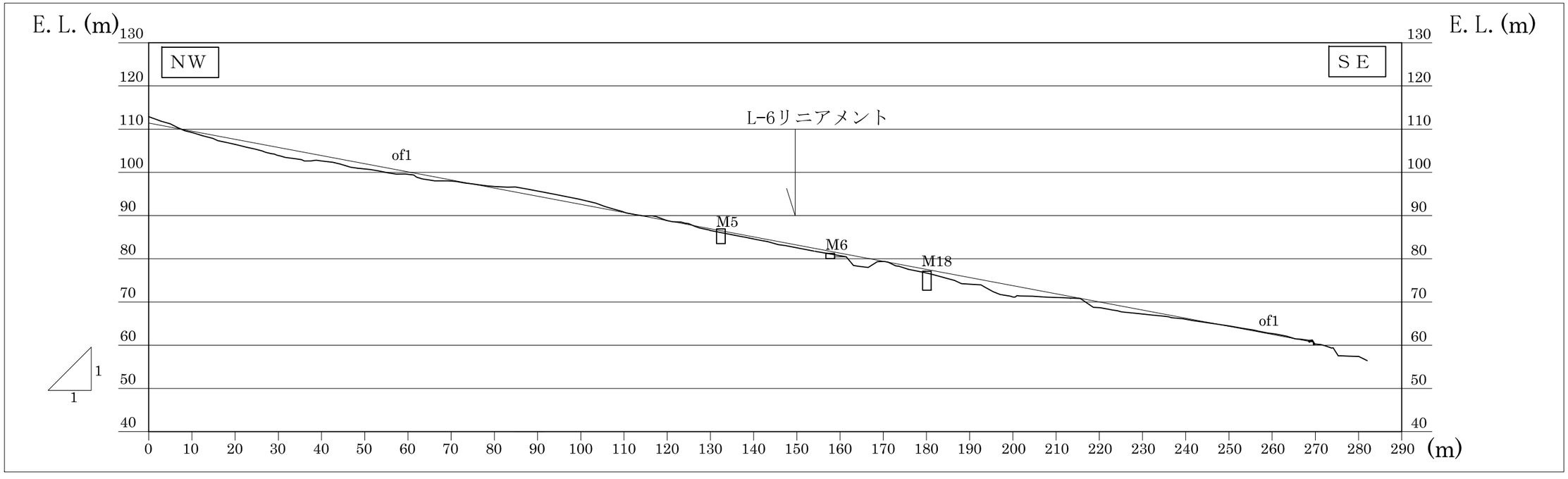


第1.4.71図　L－6リニアメント周辺の地形調査結果

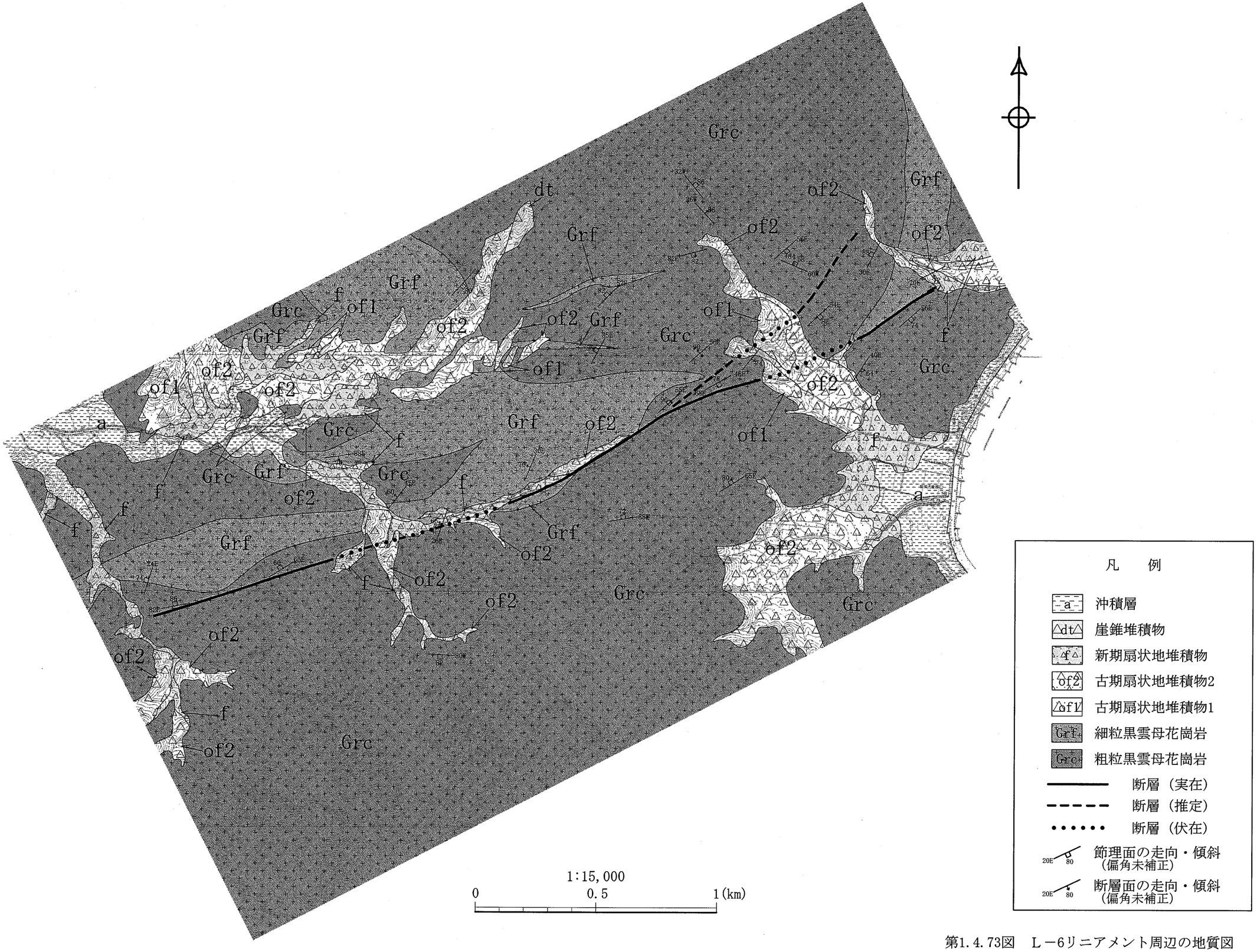




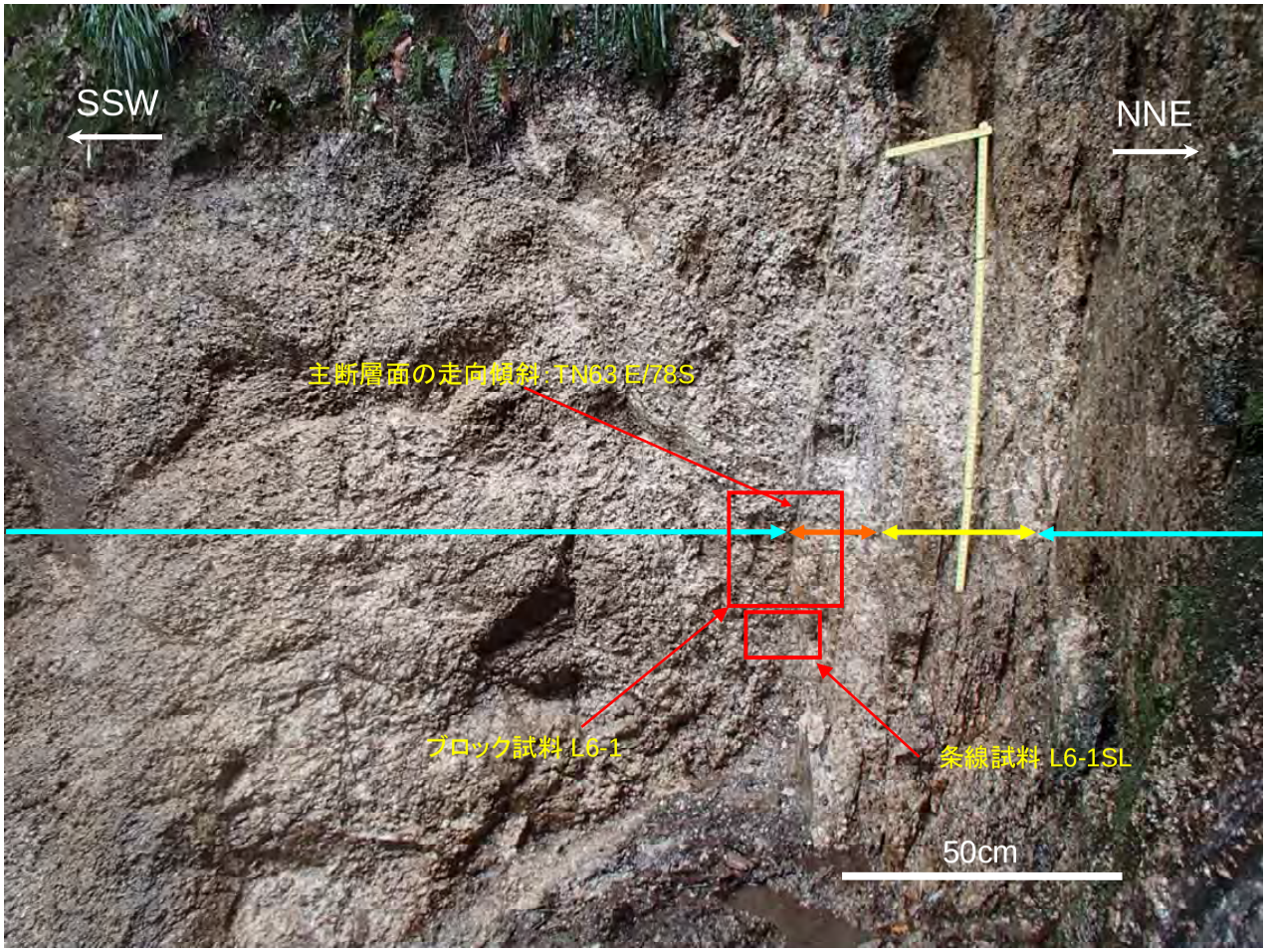
注）古期扇状地面2（of2）は表示していない



第1.4.72図　Ｌ－6リニアメント地形断面図（a地点～b地点）



第1.4.73図　Ｌ－6リニアメント周辺の地質図



健岩
固結した角礫状破砕部（節理密集）
固結した角礫状破砕部（変質）

破砕幅：60m～70m程度
粘土混じり角礫状破砕部（幅1cm～1.5cm）

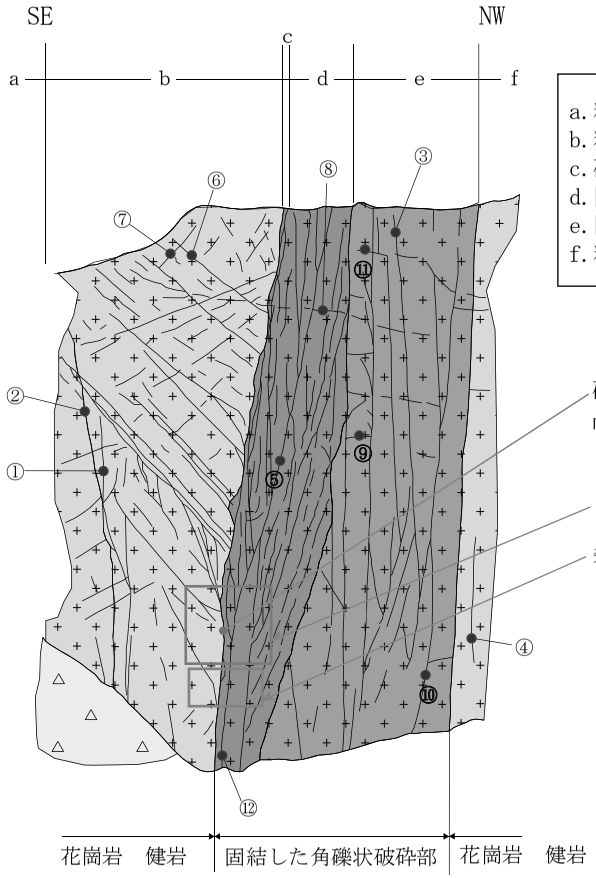
第 1.4.74 図　Ｌ－6 リニアメントｂ地点南西方の露頭写真（Loc. L6-1）

① N43° E/88° NW
② N19° E/71° W
③ N78° E/85° S
④ N83° E/79° S
⑤ N74° E/72° S
⑥ N59° E/57° NW
⑦ N33° W/49° SW
⑧ N62° W/13° NE
⑨ N85° E/13° N
⑩ N3° E/82° W
⑪ N63° W/40° NE
⑫ N68° E/76° S
走向 / 傾斜は偏角補正済み

凡　例

- 崖錐堆積物
- 固結した角礫状破砕部 粗粒黒雲母花崗岩(変質)
- 固結した角礫状破砕部 粗粒黒雲母花崗岩(節理密集)
- 粗粒黒雲母花崗岩(健岩)

0　10　20 (cm)

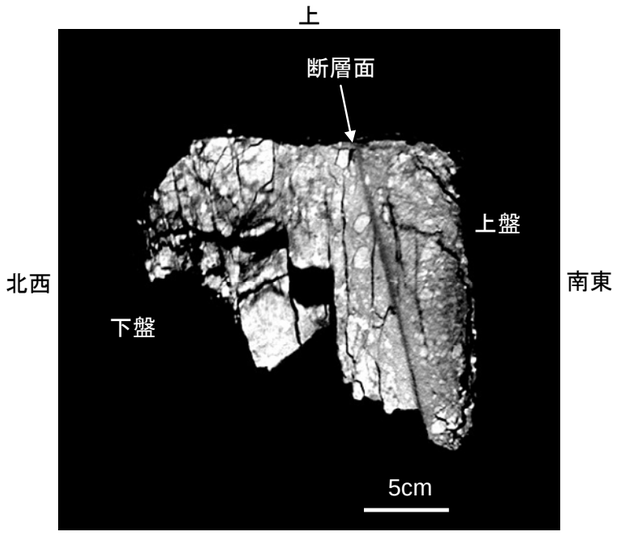


a. 粗粒黒雲母花崗岩（健岩）：節理間隔 5cm～20cm
b. 粗粒黒雲母花崗岩（節理密集）：節理に沿って白色の変質脈
c. 礫混じり粘土状破砕部
d. 固結した角礫状破砕部（変質）
e. 固結した角礫状破砕部（節理密集）：節理間隔 5cm～10cm程度
f. 粗粒黒雲母花崗岩（健岩）：節理間隔 10cm～40cm 、E-W走向が多い

谷底部に露頭する粗粒黒雲母花崗岩中に，リニアメントと調和的な ENE-WSW 方向の破砕帯が認められる。
破砕帯の全体幅は 60 cm～ 70 cmで、固結した角礫状破砕部からなる。
固結した角礫状破砕部中には、礫混じり粘土状破砕部（N63° E / 78° S）が、幅 1 cm～ 1.5 cmで挟在する。

第1.4.75図　L－ 6リニアメントb地点南西方の露頭スケッチ（ Loc.L6-1 ）

CT画像(L6-1)



※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

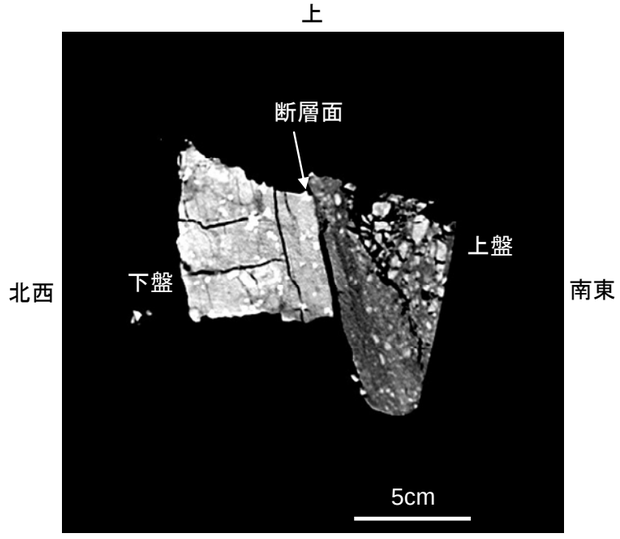
断層面の走向傾斜:TN63E/78S

縦ずれ成分:正、横ずれ成分:左　断層面直近の低密度部の変位成分は不明

ブロックを横断する断層面が一条認められる。

この断層面に沿って、幅数mmの低密度部が認められる。

CT画像(L6-1SL)



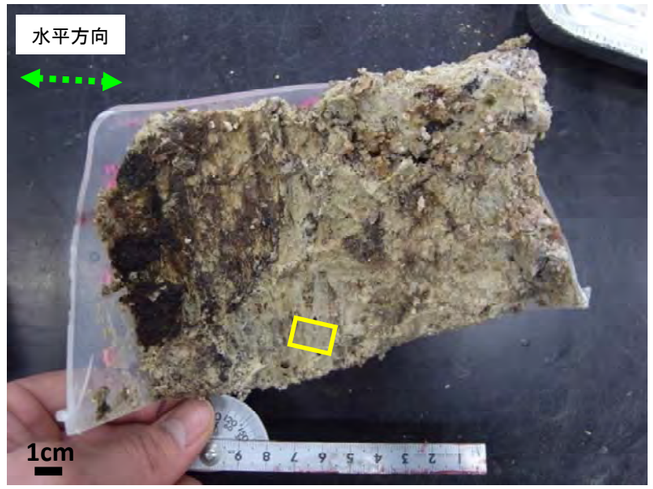
断層面の走向傾斜:TN63E/78S

縦ずれ成分:正、横ずれ成分:不明

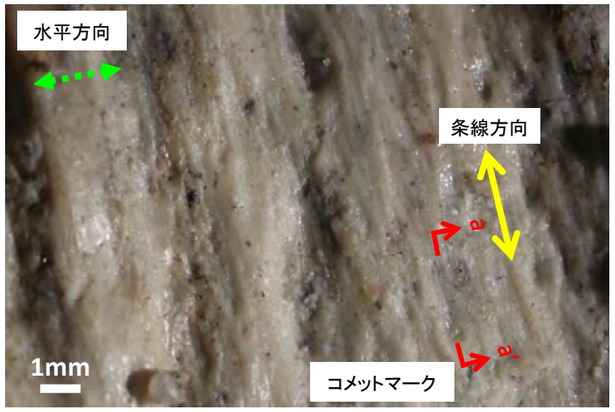
ブロックを横断する断層面が一条認められる。

この断層面に沿って、幅5mm～1cmの低密度部が認められる。

条線観察(L6-1SL)

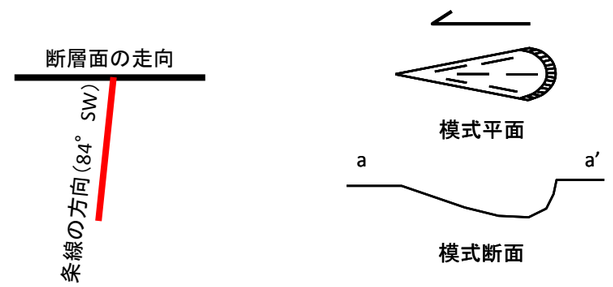


上盤下面

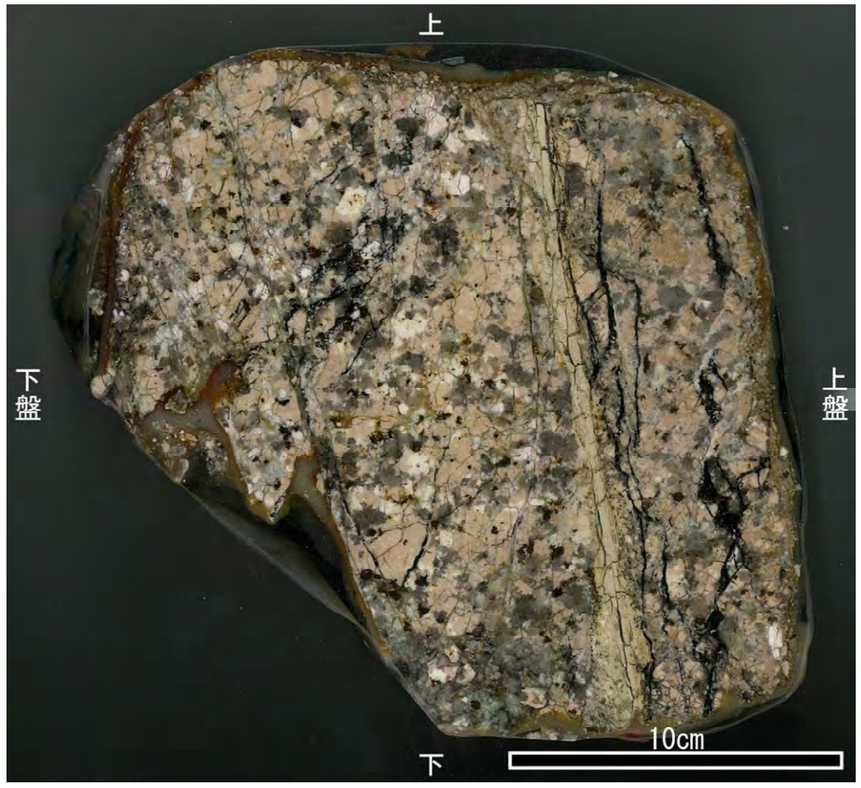


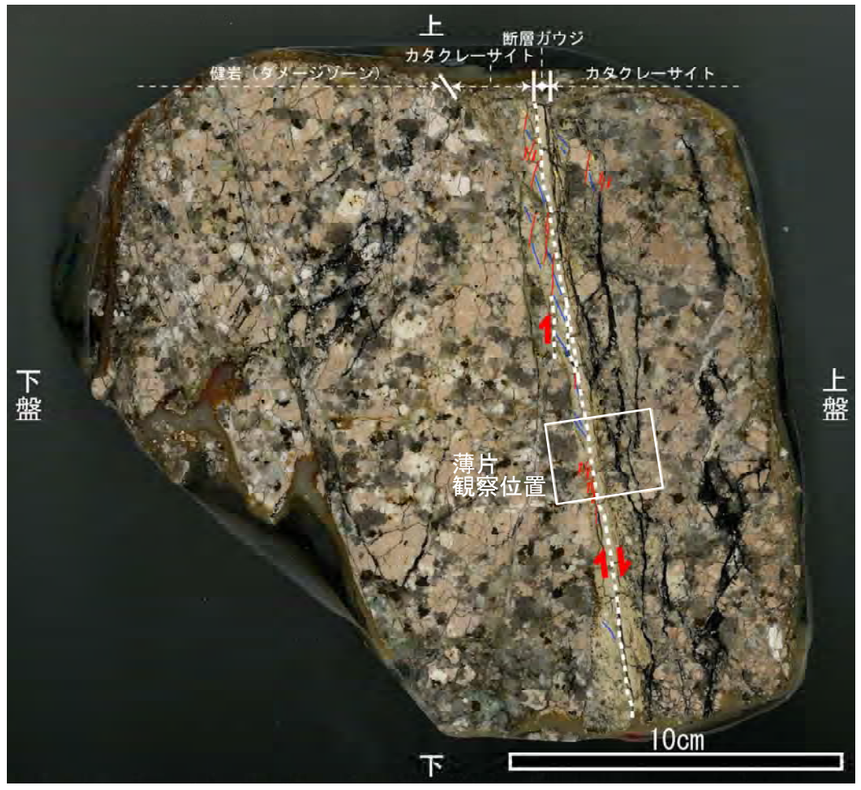
断層面の状況

右横ずれ正断層センス



第 1.4.76 図　Ｌ－6 リニアメントｂ地点の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. L6-1）

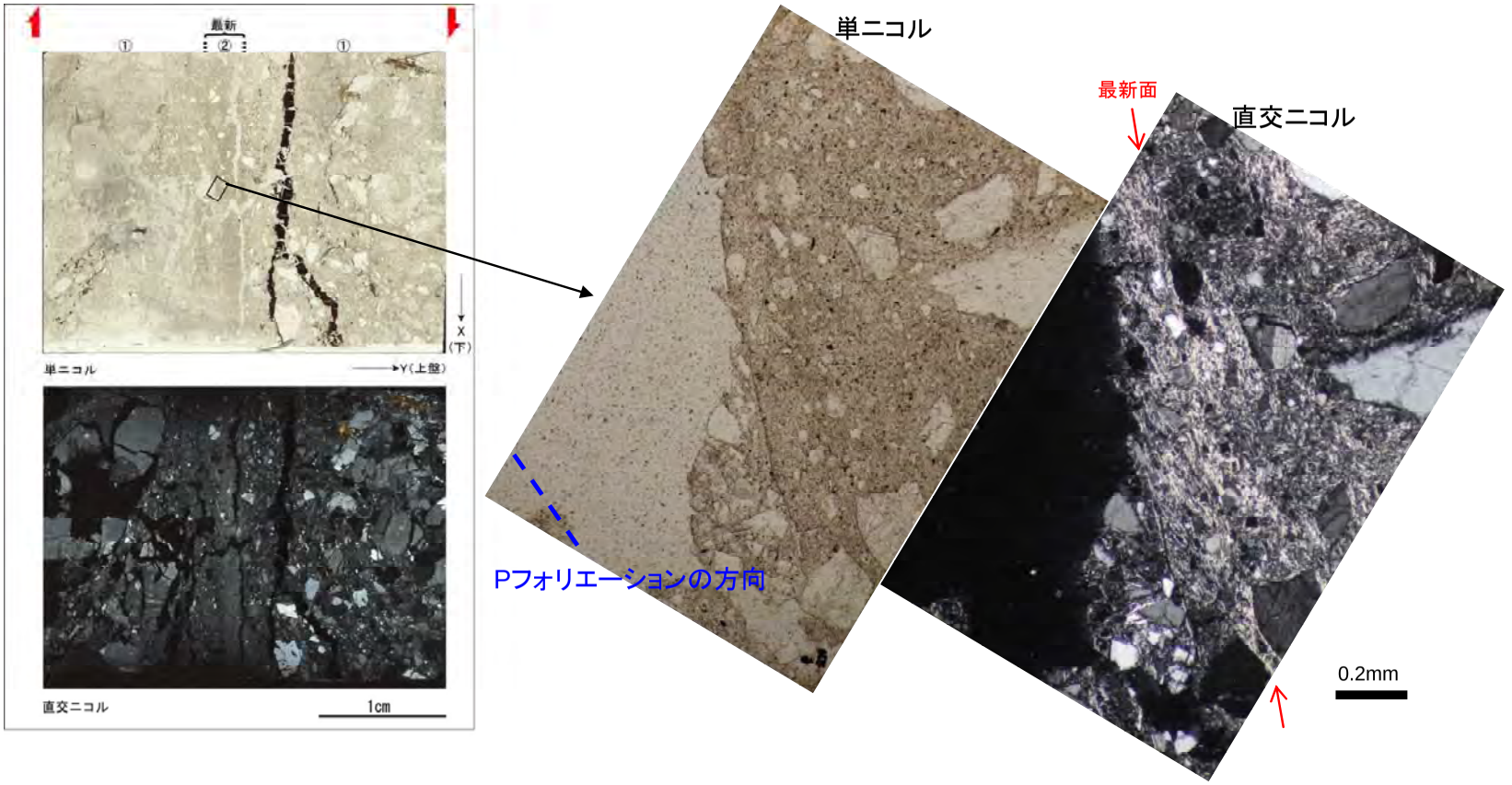




Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には健岩と断層ガウジ、カタクレーサイトが認められる。
・研磨片を横断するY面が1条認められる。このY面は断層ガウジと下盤側のカタクレーサイトを境界付ける部分と断層ガウジ中に分布する部分がある。これらのことから、このY面を最新面に認定した。
・研磨片中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。最新面直近でも右横ずれ正断層センスを示すR1面やPフォリエーションが顕著に認められるが、断層ガウジ中に明瞭な変形指標が認められないため、最新活動に伴う運動センスについて薄片で確認する必要がある。

第 1.4.77 図　Ｌ－6 リニアメントｂ地点の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.L6-1）

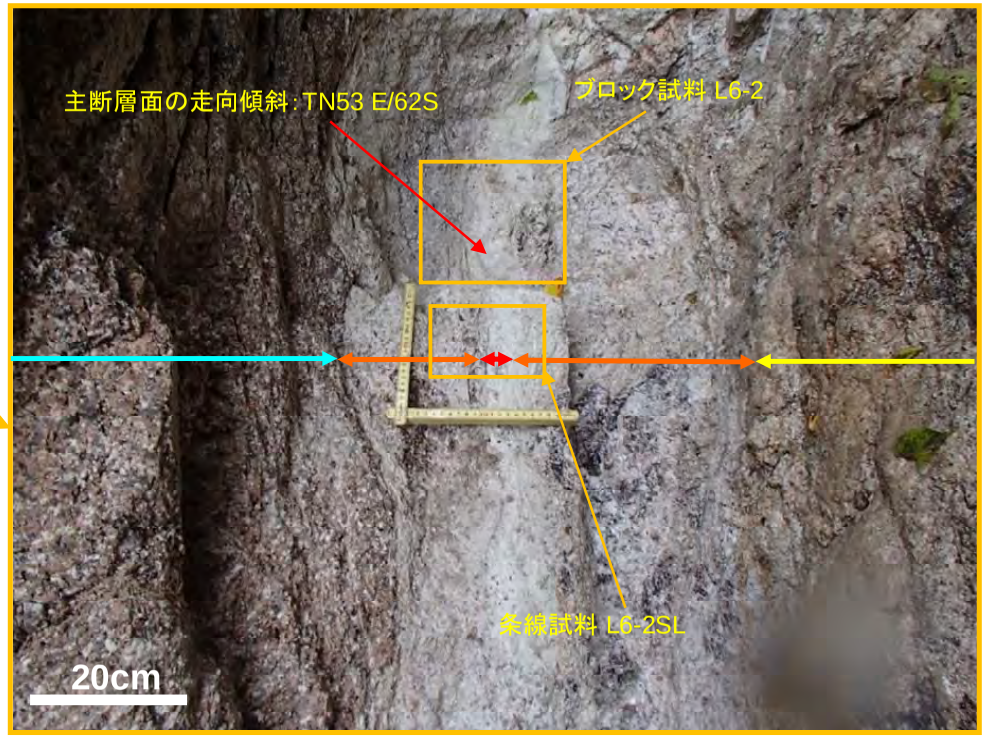


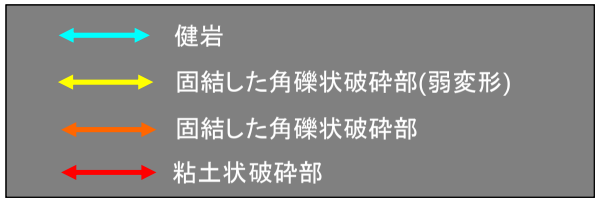
最新面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が不明瞭になっている。
最新面に沿って右横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

薄片観察結果
・分帯:①断層角礫帯(フラグメントは②近傍ほど細粒で、薄片両端ほど粗粒になる。さらに薄片左端では、ほとんど破砕していない斑晶が認められる)、②断層ガウジ
・薄片右側(上盤側)の①には不透明鉱物が認められる。薄片を横断するY面が1条認められる。このY面は、主に薄片左側(下盤側)の①と②を境界付け、一部で②中を通過する。このことから、このY面を最新面に認定した。最新面に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が不明瞭になっている。①と②中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。層状構造は認められない。
・①:フラグメントは石英や斜長石、カリ長石、黒雲母からなり、斜長石の多くはセリサイトを伴う。マトリックスは主に細粒砕屑物からなる。
・②:フラグメントは石英や斜長石、カリ長石からなり、斜長石の多くはセリサイトを伴う。マトリックスは細粒粘土鉱物と細粒砕屑物からなる。

第 1.4.78 図　L－6 リニアメント b 地点の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc. L6-1）







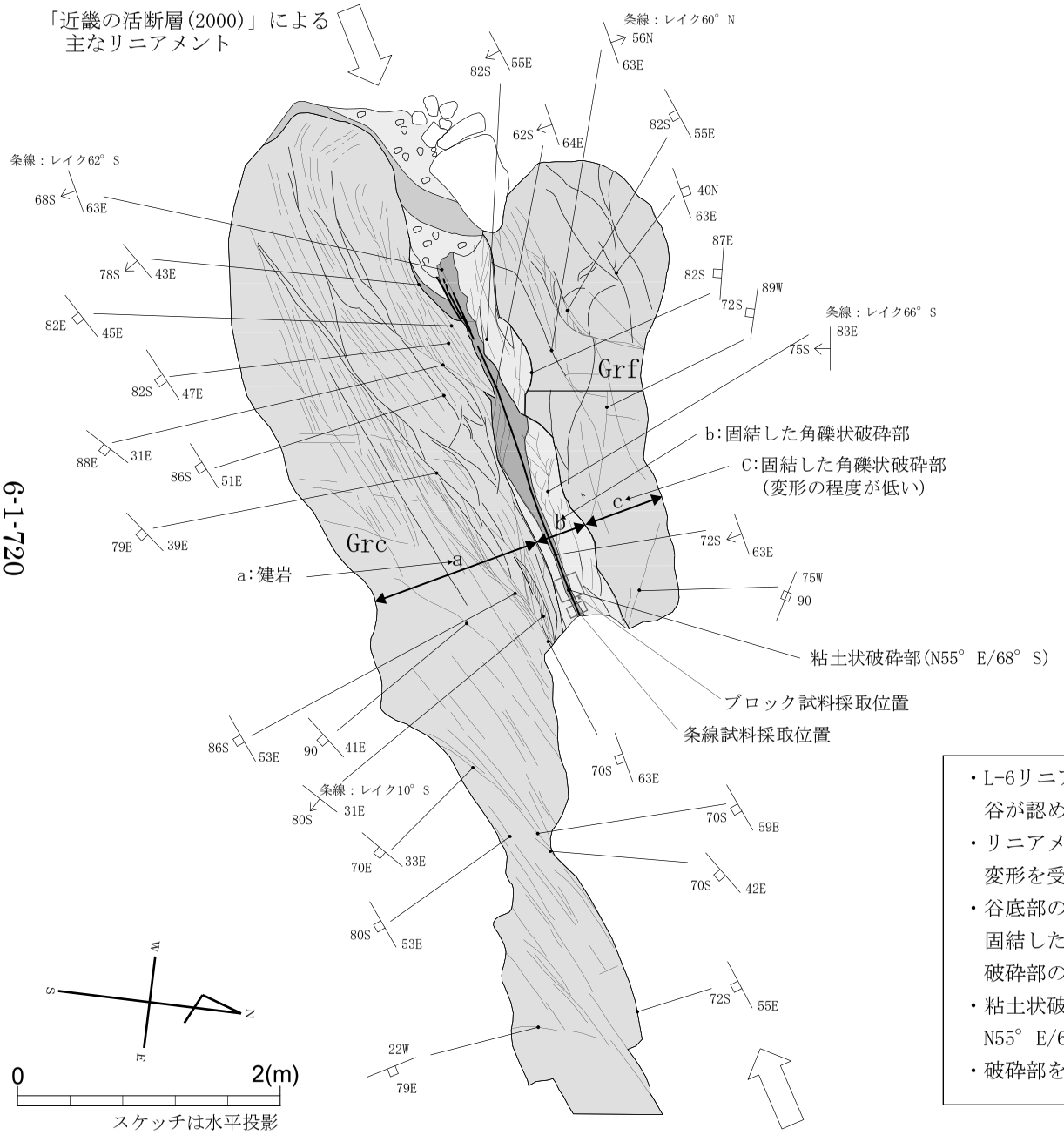
破砕幅：1.5m以上

粘土状破砕部（幅1cm～1.5cm）

固結した角礫状破砕部（上盤側：幅10cm～30cm、下盤側：幅20cm～40cm）

固結した角礫状破砕部(弱変形)（幅80cm以上）

第 1.4.79 図　L－6 リニアメント g 地点の露頭写真（Loc. L6-2）



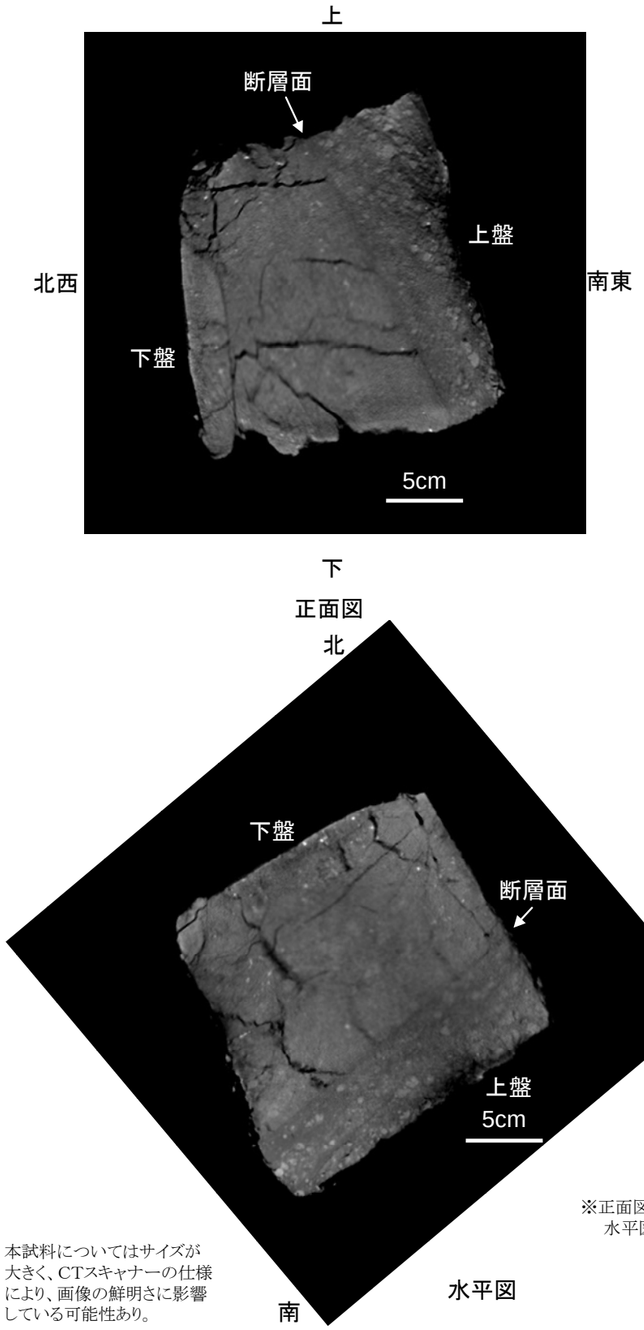
凡例

- 斜面堆積物
- 河床堆積物
- Grc 粗粒黒雲母花崗岩
- Grf 細粒黒雲母花崗岩 (変形の程度の低い固結した角礫状破砕部)
- 粘土状破砕部
- 固結した角礫状破砕部 (礫混じり粘土状)
- 固結した角礫状破砕部 (粘土混じり角礫状)
- 断層面の走向・傾斜(偏角補正済み)
- 節理面の走向・傾斜(偏角補正済み)

・L-6リニアメントａ地点の南東方約300mでは、東北東－西南西方向の直線性の良い谷が認められ、「近畿の活断層(2000)」による主なリニアメントが通過する。
・リニアメントが通過する谷の右岸には粗粒黒雲母花崗岩の健岩が、左岸には弱く変形を受け固結した角礫状を呈する細粒黒雲母花崗岩が露出する。
・谷底部の粗粒黒雲母花崗岩と細粒黒雲母花崗岩の境界に断層が認められ、固結した角礫状破砕部に幅1.0cm～1.5cmの粘土状破砕部が挟在する。破砕部の幅は1.5m以上である。
・粘土状破砕部中には、幅数mmの軟質な粘土が挟在しする。その走向・傾斜は、N55° E/68° Sを示す。
・破砕部を覆う堆積層に変位は認められない。

第1.4.80図　Ｌ－6リニアメントg地点の露頭スケッチ（Loc.L6-2）

CT画像(L6-2)



本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

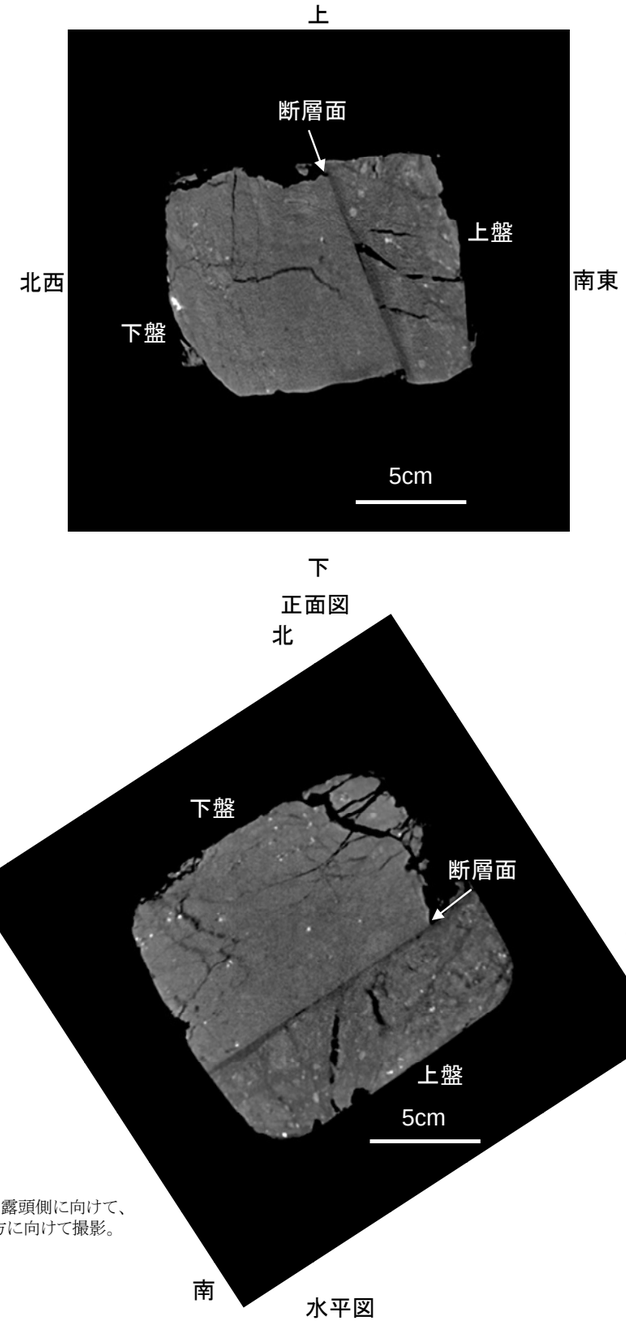
断層面の走向傾斜:TN55E/68S

縦ずれ成分:正断層、横ずれ成分:不明

ブロック中に1条の連続性・直線性に富む断層面が認められる。

断層面沿いの密度は周囲よりやや低下する。

CT画像(L6-2SL)



※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

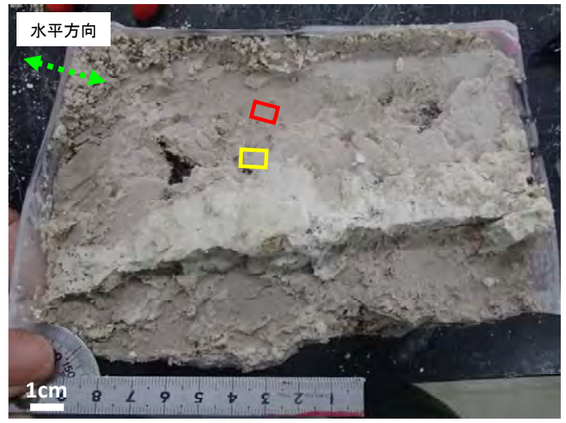
断層面の走向傾斜: TN55E/68S

縦ずれ成分:正断層、横ずれ成分:不明

ブロック中に1条の連続性・直線性に富む断層面が認められる。

断層面に沿って膨縮する(幅3mm未満)低密度部が分布する。

条線観察(L6-2SL)

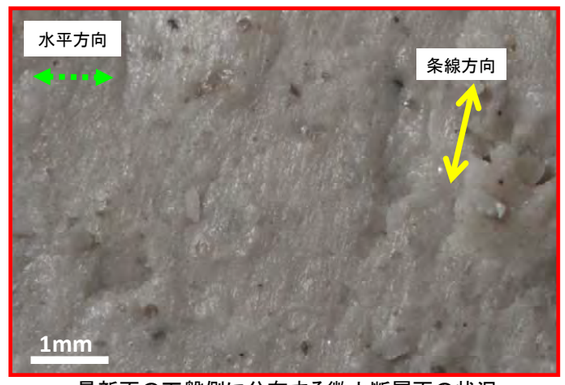


上盤下面



最新面の状況

センス不明

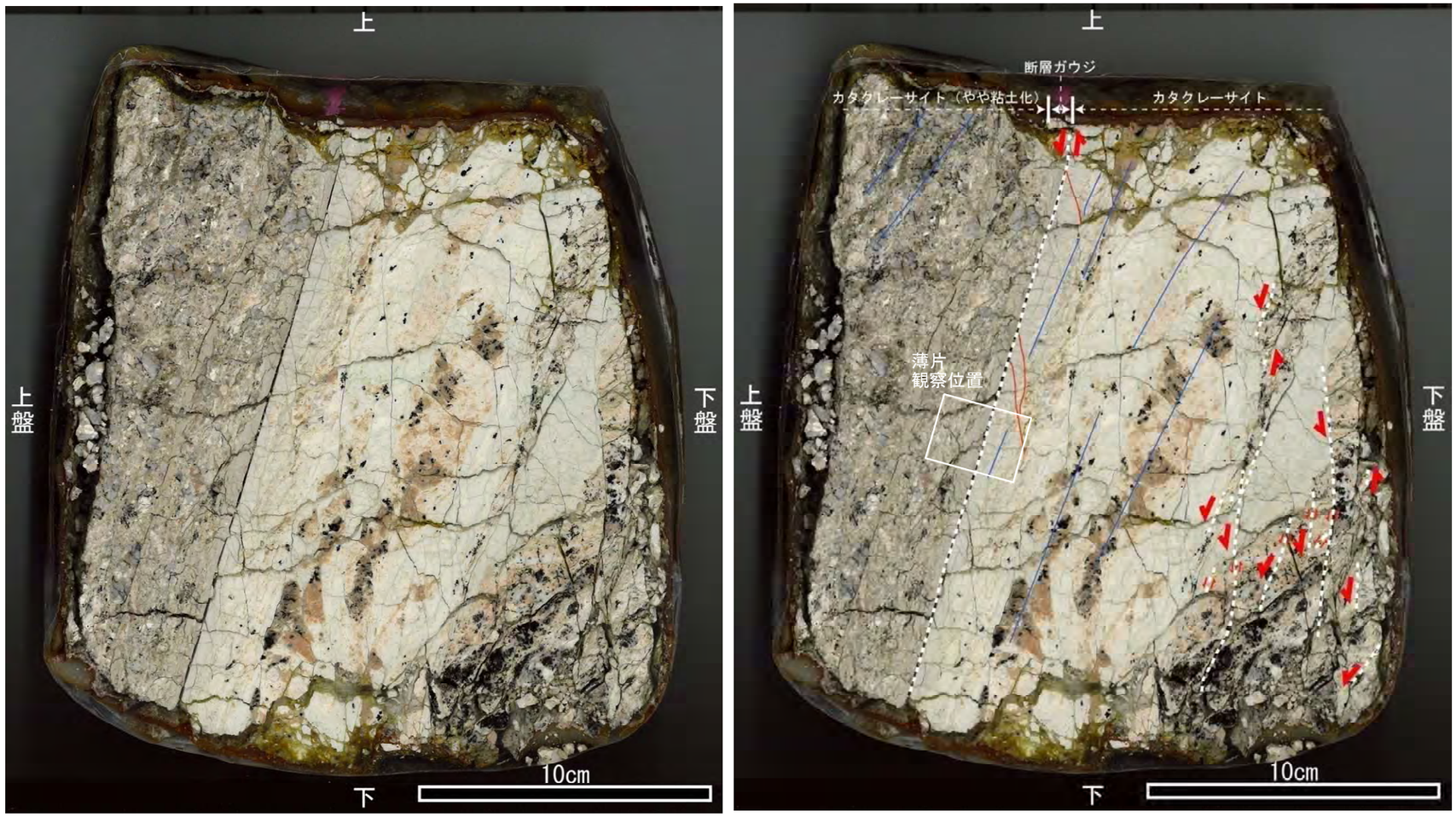


最新面の下盤側に分布する微小断層面の状況

センス不明

条線はやや不明瞭である

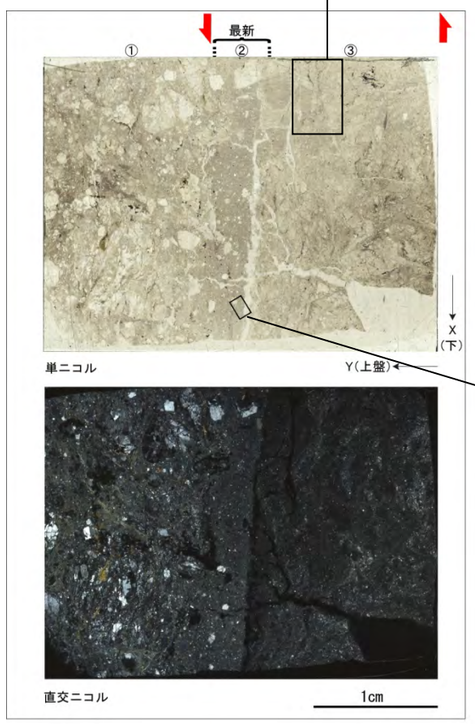
第 1.4.81 図　Ｌ－6 リニアメント g 地点の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. L6-2）

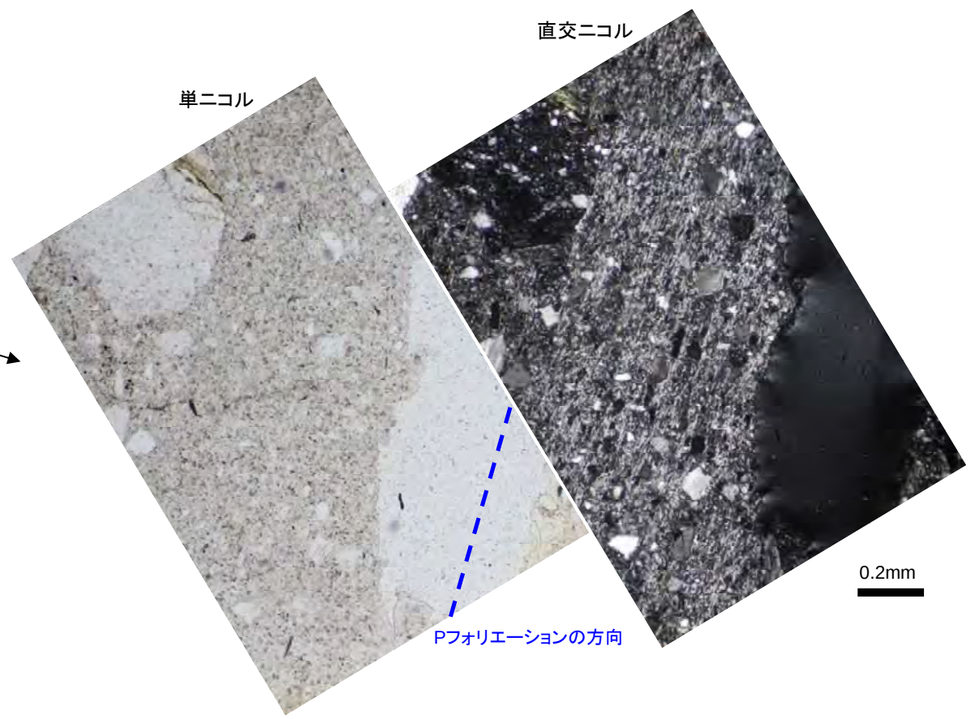


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

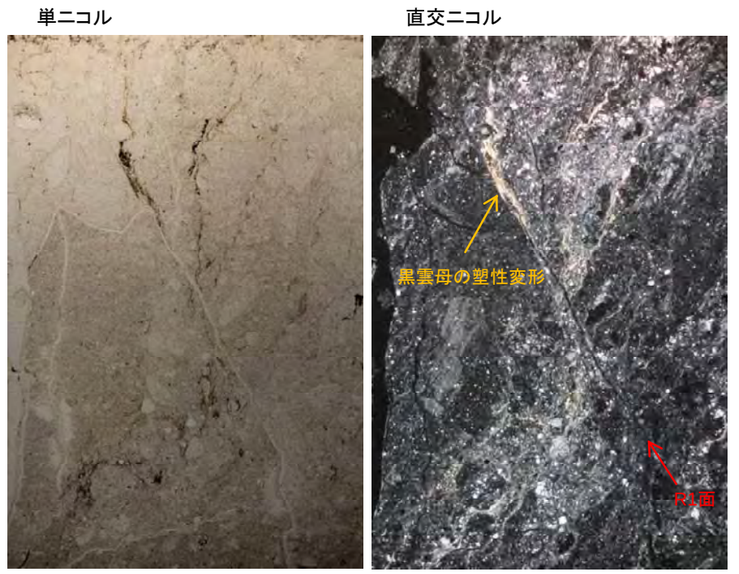
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中にはカタクレーサイトと断層ガウジが認められる。上盤側のカタクレーサイトはやや粘土化している。
・研磨片を横断するY面（最新面）が断層ガウジと下盤側のカタクレーサイトを境界付ける。このY面以外のY面は連続性・直線性に欠ける。
・正断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。

第 1.4.82 図　Ｌ－6 リニアメント g 地点の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.L6-2）





正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。

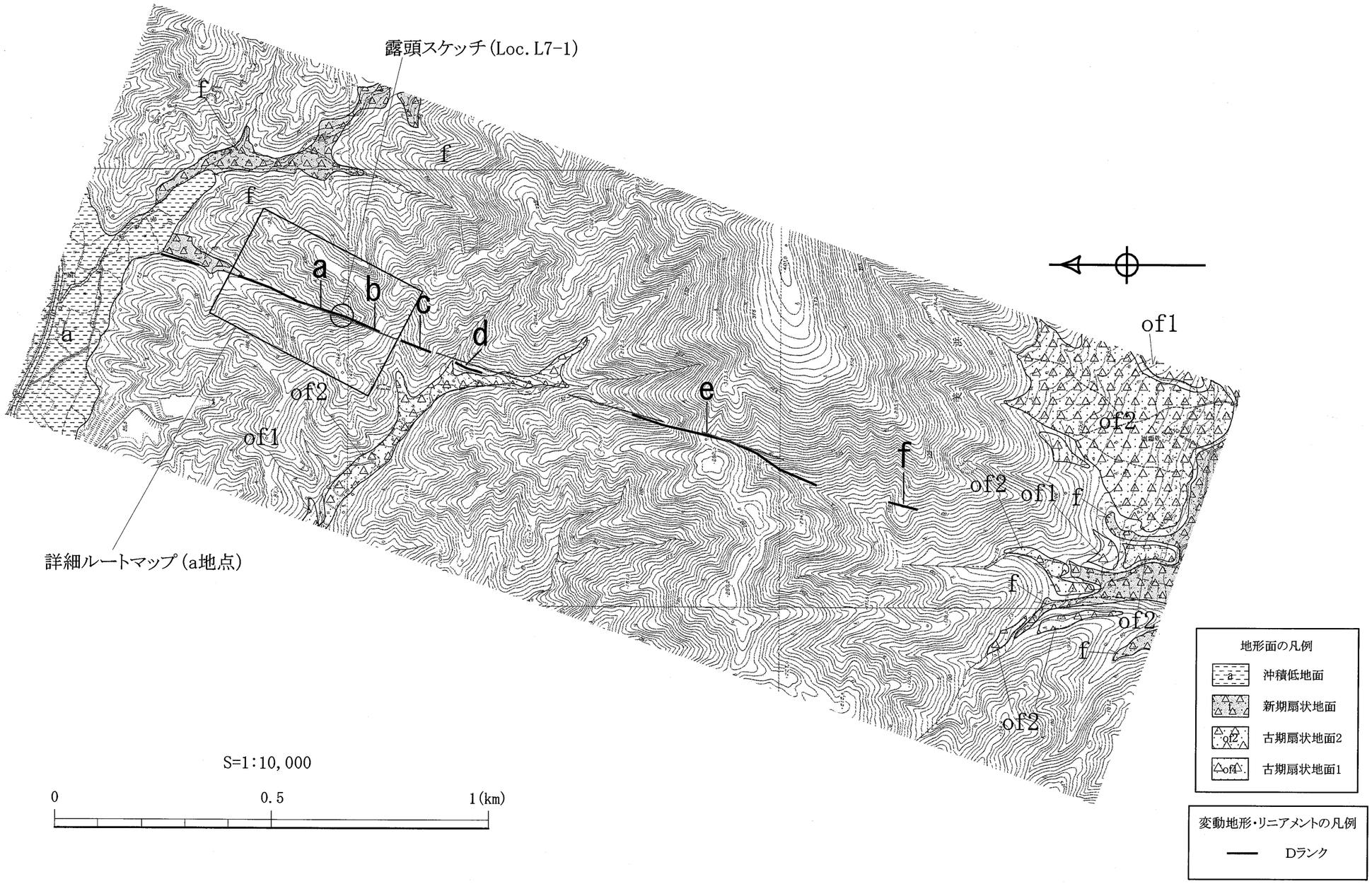


③中に黒雲母の塑性変形が認められる。

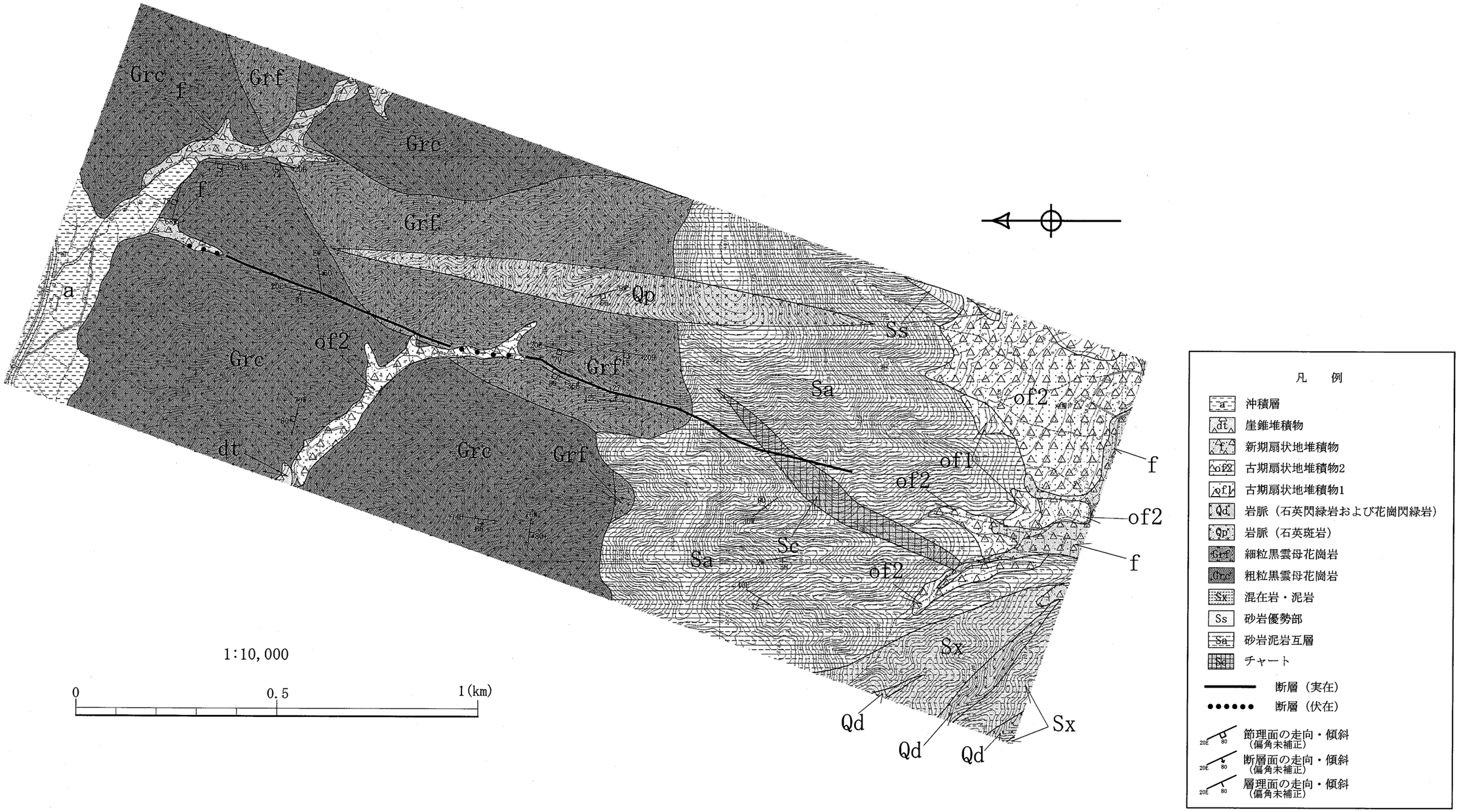
薄片観察結果

・分帯:①カタクレーサイト(中～粗粒フラグメント)、②断層ガウジ、③フォリエーティッドカタクレーサイト(細～中粒フラグメント)。
・分帯はテクスチャーに基づく。
・薄片を横断するY面は②と③の境界に認められる。このY面は薄片作成時に開口しているため、粘土鉱物との関係は不明である。②と③には正断層センスを示す変形指標が認められる。
層状構造は認められない。
・①:フラグメントは主に石英、カリ長石、黒雲母からなり、一部でセリサイトを含む。黒雲母は緑泥石化や、塑性変形しているものが認められる。石英にはポリクウォーツ化や波動消光が認められる。
マトリックスは細粒砕屑物からなり、軽微な変質・粘土化により、セリサイトが晶出している。破砕流動が顕著に認められる。
・②:フラグメントは主に石英、カリ長石、黒雲母からなり、カタクレーサイト起源のフラグメントも認められる。マトリックスは細粒砕屑物や細粒の粘土鉱物からなる。
・③:フラグメントは主に石英、カリ長石、黒雲母からなる。 黒雲母は緑泥石化や、塑性変形しているものが認められる。石英にはポリクウォーツ化や波動消光が認められる。
マトリックスは細粒砕屑物からなり、顕著な変質・粘土化は認められない。破砕流動が認められる。

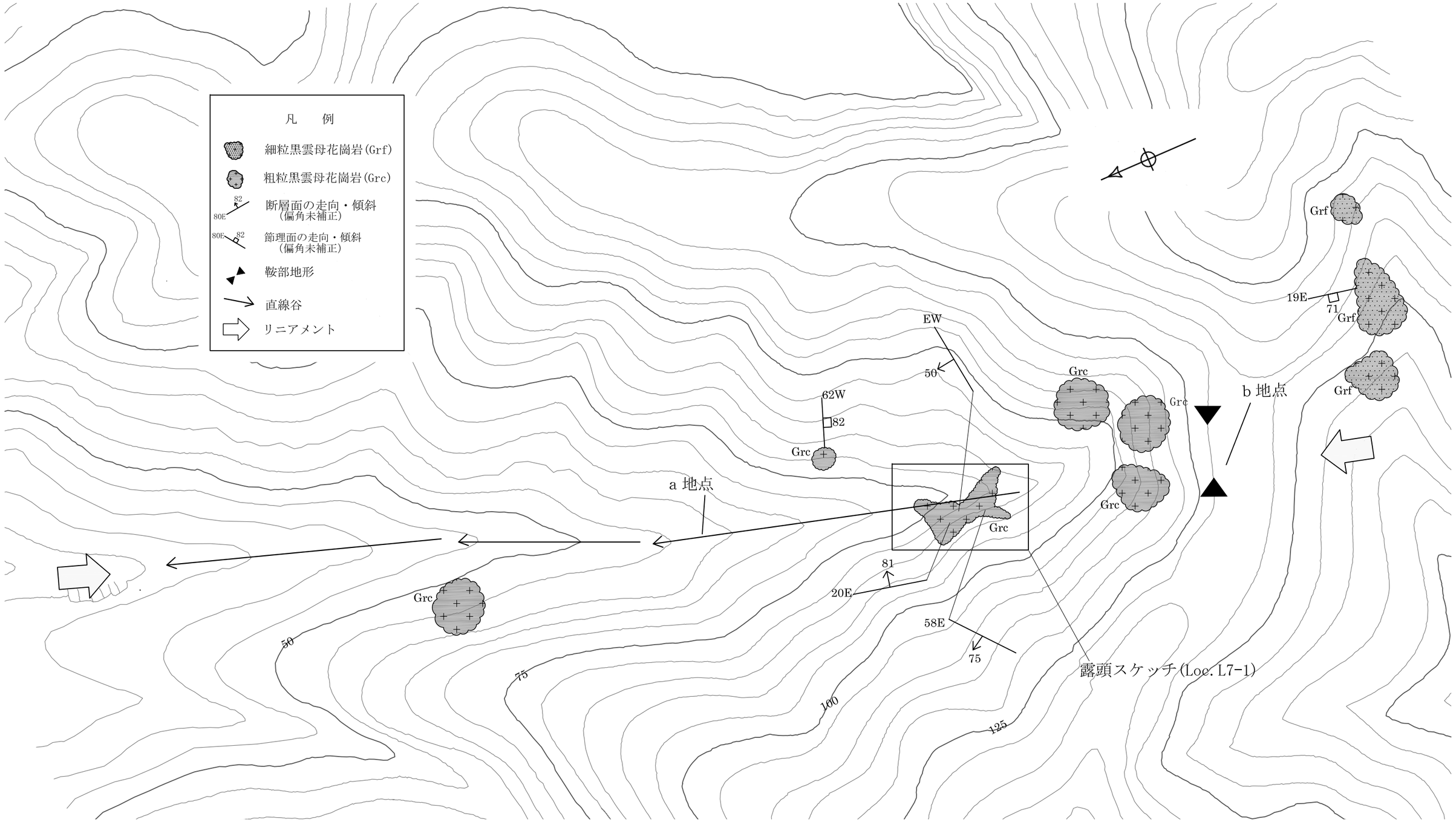
第 1.4.83 図　Ｌ－6 リニアメントｇ地点の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc. L6-2）



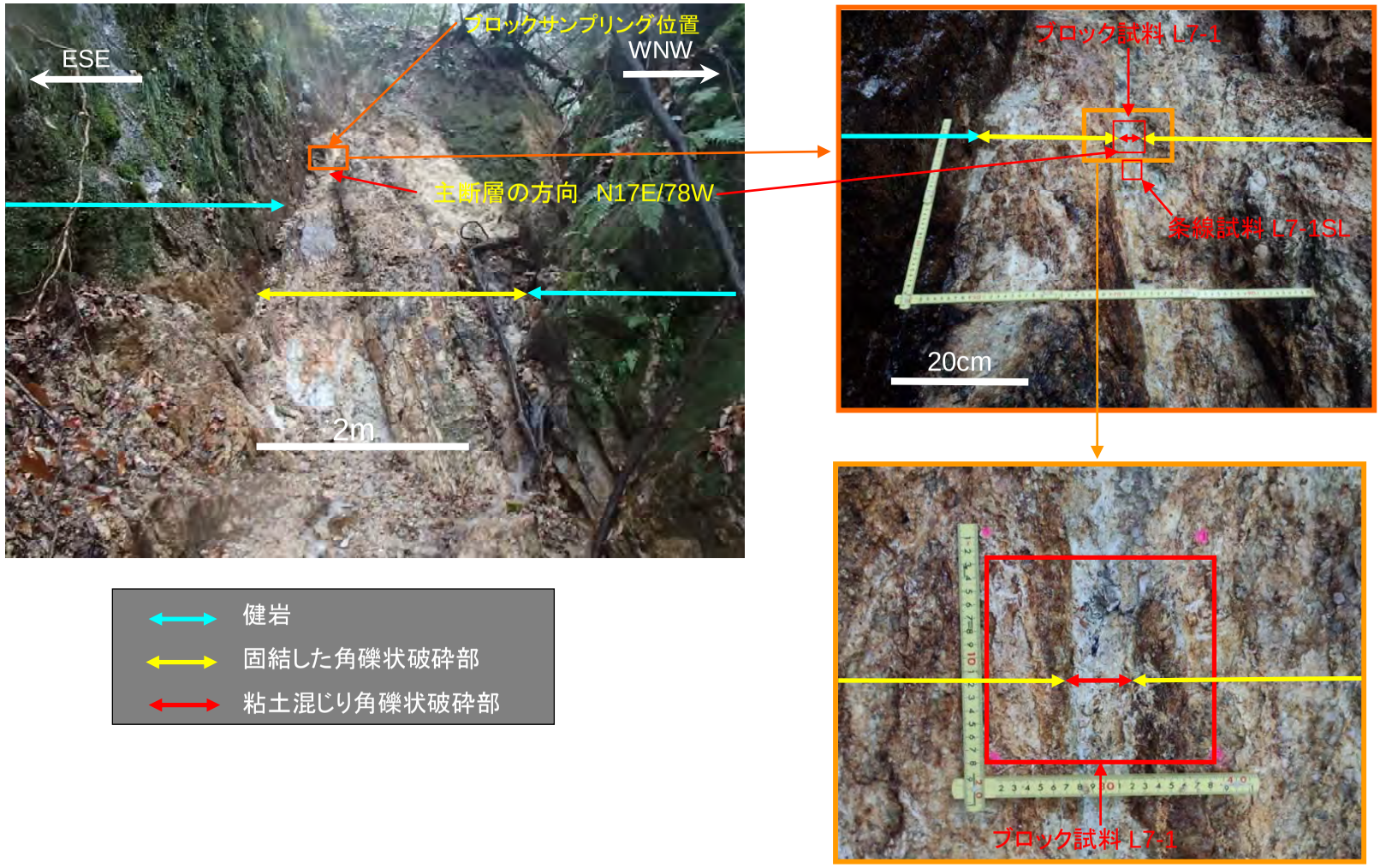
第1.4.84図　L－7リニアメント周辺の地形調査結果



第1.4.85図　Ｌ－7リニアメント周辺の地質図



第1.4.86図　Ｌ－7リニアメント詳細ルートマップ（a地点～b地点）

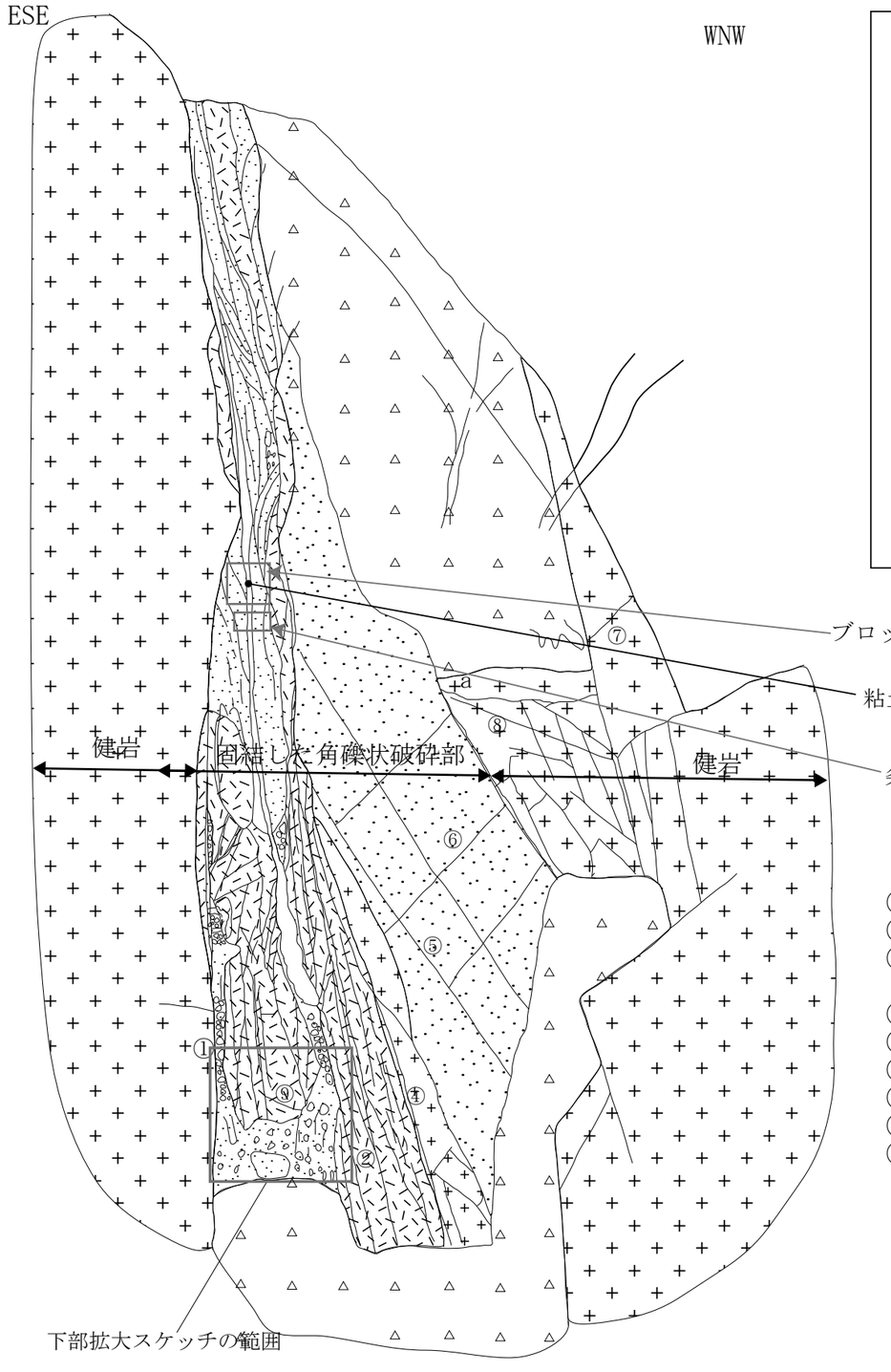


破砕幅：固結した角礫状破砕部（幅2.5m程度）

粘土混じり角礫状破砕部（幅3cm～15cm）

粘土混じり角礫状破砕部は露頭の下部でせん滅する。

第 1.4.87 図　L－7 リニアメント a 地点の露頭写真（Loc. L7-1）



露頭全景のスケッチ

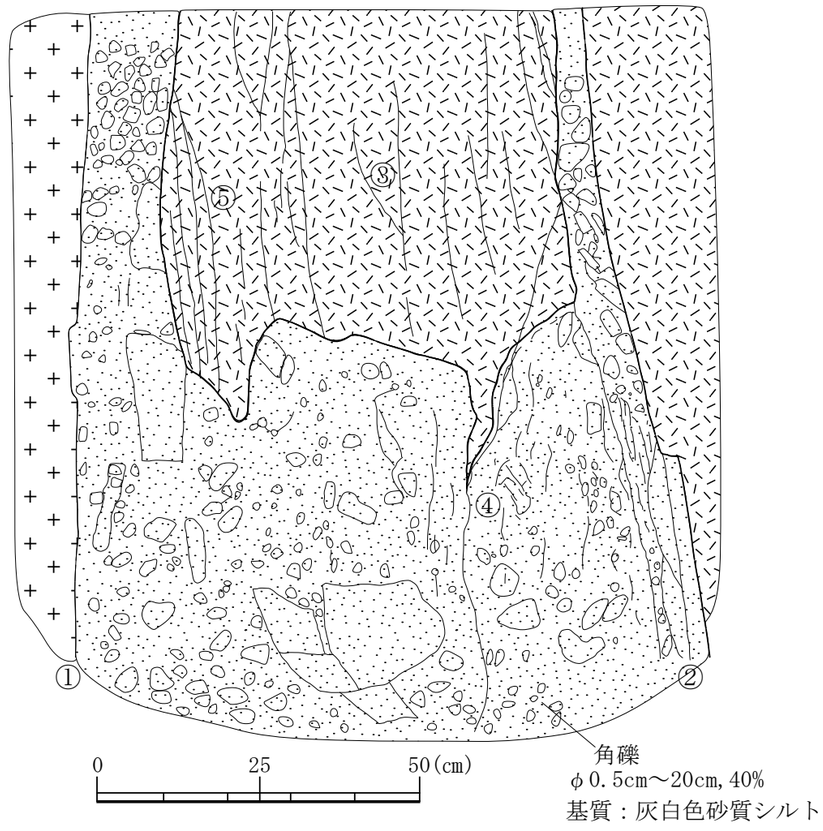
凡　例

- 崖錐堆積物
- 粘土状破砕部（灰白色）
- 粗粒黒雲母花崗岩 固結した角礫状破砕部
- 粗粒黒雲母花崗岩 変質を被る固結した角礫状破砕部
- 石英脈 固結した角礫状破砕部
- 粗粒黒雲母花崗岩(健岩)

f.N19° E/84° SE　断層面の走向 / 傾斜（偏角補正済み）
v.N4° E/71° E　貫入面の走向 / 傾斜（偏角補正済み）
j.N9° E/64° E　節理面の走向 / 傾斜（偏角補正済み）

① f.N19° E/84° SE
② f.N3° E/82° E
③ f.N13° E/81° E
幅 0cm ～ 10cm 白色粘土
④ v.N4° E/71° E
⑤ j.N9° E/64° E
⑥ j.N29° E/52° NW
⑦ j.N65° W/75° NW
⑧ j.N81° W/87° N
⑨ j.N71° E/51° N
（偏角補正済み）

① f.N22° E/76° NW
② f.N7° E/73° W
③ j.N88° W/50° N
④ f.N44° E/56° NW
⑤ j.N27° E/79° NW
（偏角補正済み）

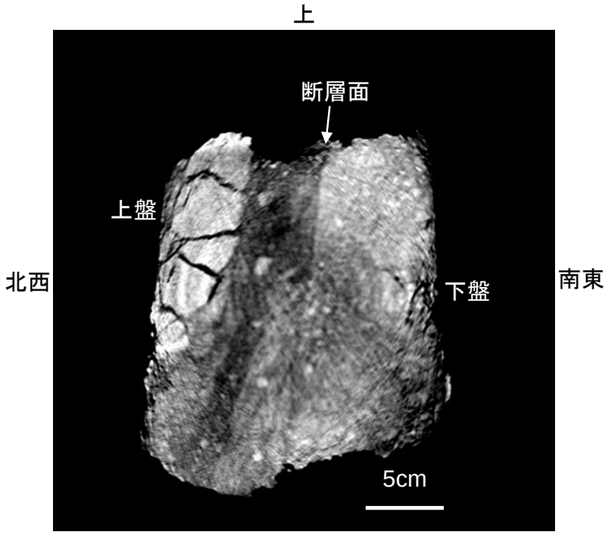


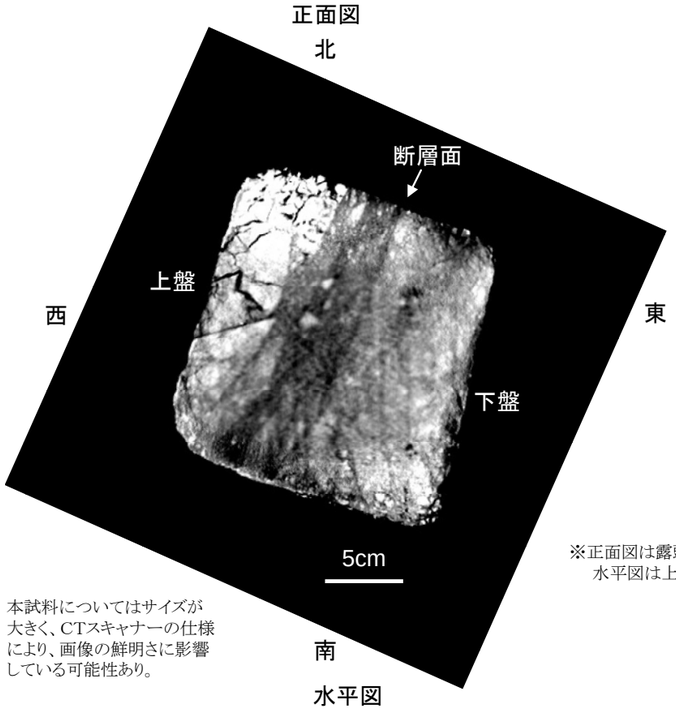
下部拡大スケッチ

直線谷の谷底部に粗粒黒雲母花崗岩が露頭する。粗粒黒雲母花崗岩中には、リニアメント方向と調和的なNNE走向の石英脈が分布し、石英脈に沿って破砕帯が認められる。
破砕帯の全体幅は約2.5ｍで、石英および変質を被る花崗岩の固結した角礫破砕部からなる。
上部～中部には軟質で灰白色を呈する粘土状破砕部を挟むが、露頭下部でせん滅する。
角礫状の破砕部を全体をせん断する新期のせん断面は認められない。

第1.4.88図　Ｌ－7リニアメントa地点の露頭スケッチ（Loc.L7-1）

CT画像(L7-1)





本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

断層面の走向傾斜:TN17E/78W

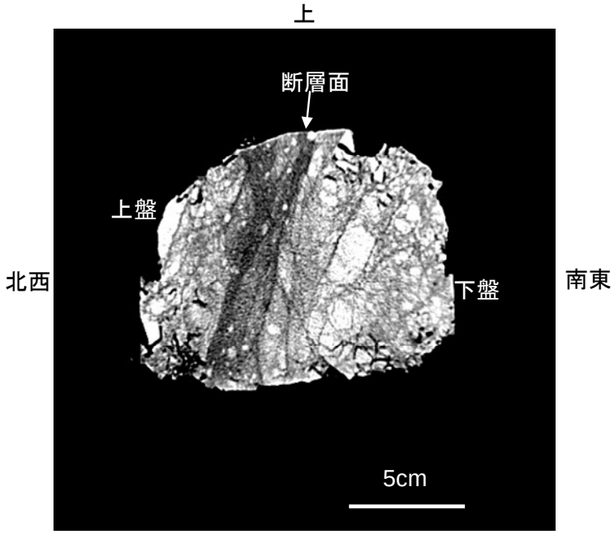
縦ずれ成分:正断層、横ずれ成分:不明

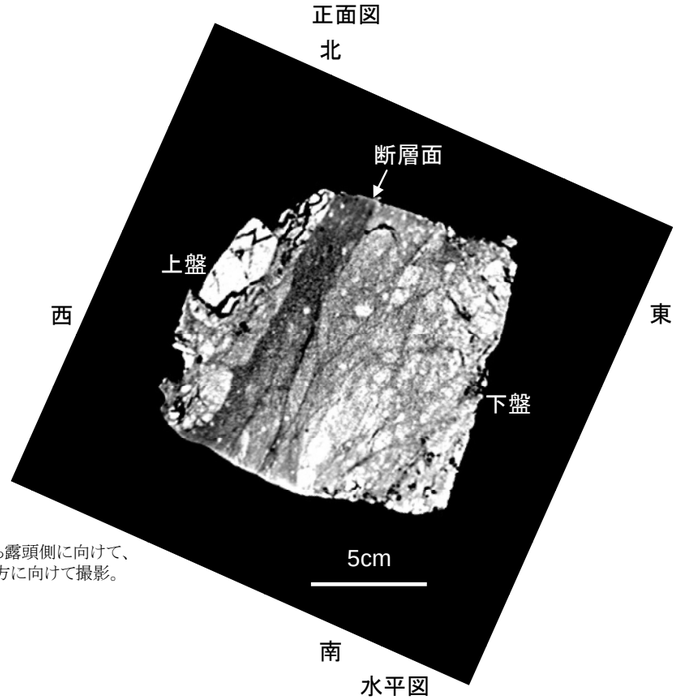
ブロックを横断する断層面が一条認められる。

この断層面に沿って、幅5cm程度の低密度部が認められる。

この低密度部はフラグメントを多く伴い、膨縮する。

CT画像(L7-1SL)





※正面図は露頭奥側から露頭側に向けて、
水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜:TN17E/78W

縦ずれ成分:正断層、横ずれ成分:右

ブロックを横断する断層面が一条認められる。この断層面はやや湾曲する。

この断層面に沿って、幅2cm程度の低密度部が認められる。この低密度部はフラグメントを多く伴い、膨縮する。

条線観察(L7-1SL)



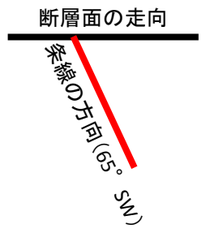
上盤下面



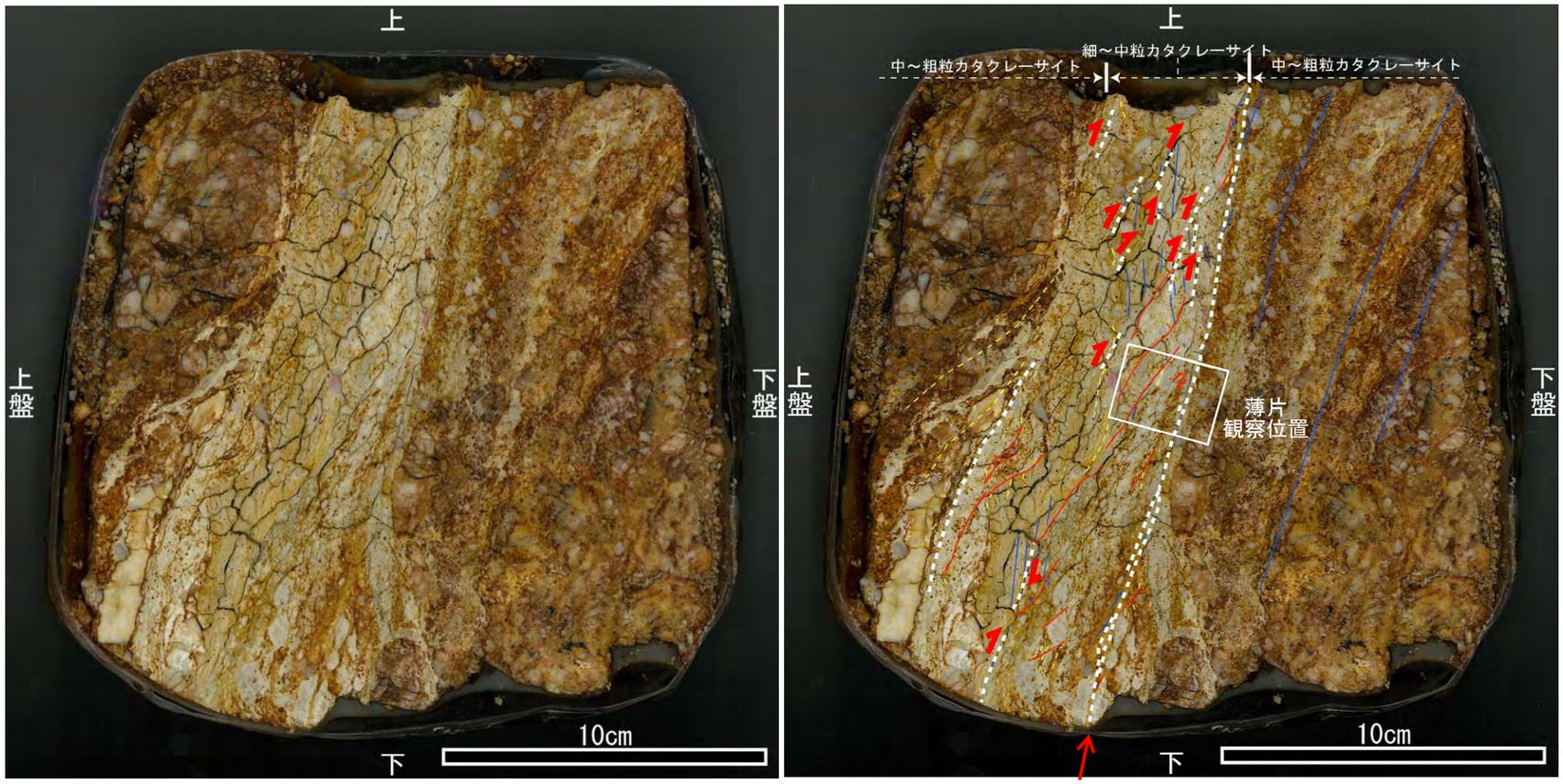
断層面の状況

条線はやや不明瞭である.

センス不明



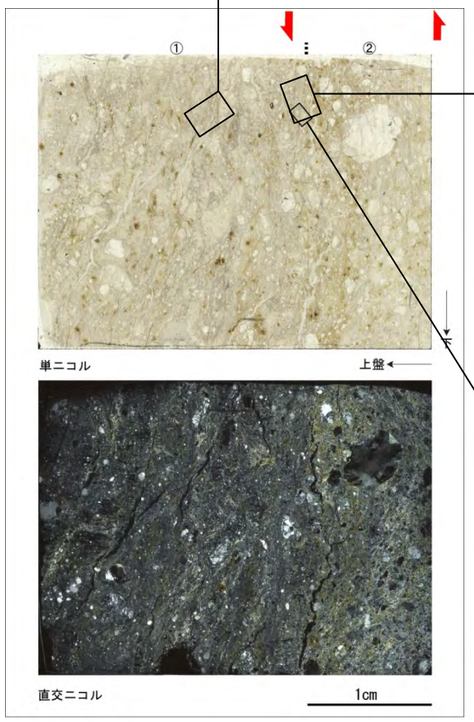
第 1.4.89 図　L－7 リニアメント a 地点の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. L7-1）

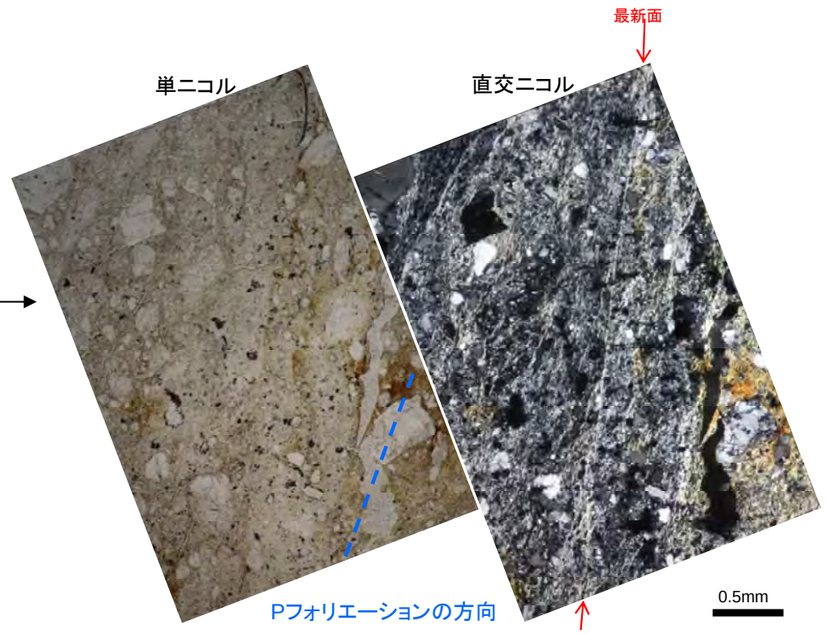


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

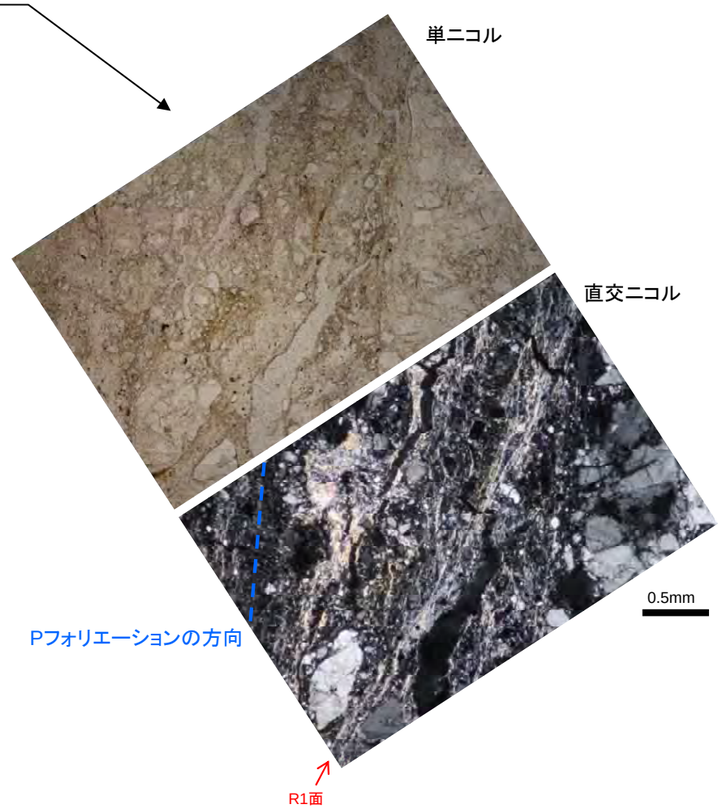
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には中～粗粒カタクレーサイトと細～中粒カタクレーサイトが認められる。
・Y面は研磨片中央部の細～中粒カタクレーサイトで多数確認される。認められるY面のうち、研磨片中央部に研磨片を横断するY面が1条認められる（連続性に優れる）。このことから、このY面が最新面であると考えられる。最新面は主に、細～中粒カタクレーサイトと研磨片下盤側の中～粗粒カタクレーサイトを境界付ける。
・中～粗粒カタクレーサイト中には左横ずれ正断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。細～中粒カタクレーサイトには右横ずれ逆断層センスと左横ずれ正断層センスを示す変形指標が混在する（右横ずれ逆断層センスを示す変形指標が顕著に認められる）。最新面近傍には右横ずれ逆断層センスと左横ずれ正断層センスを示す変形指標があるため、研磨片では最新活動の運動センスは不明である。

第 1.4.90 図　Ｌ－7 リニアメント a 地点の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc. L7-1）

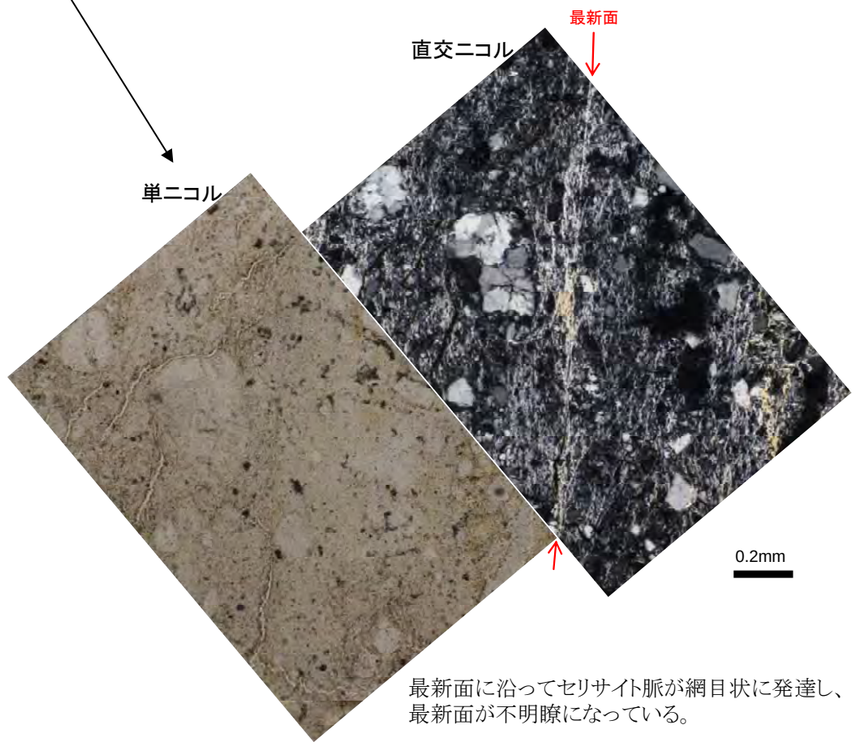




最新面に沿って左横ずれ正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。



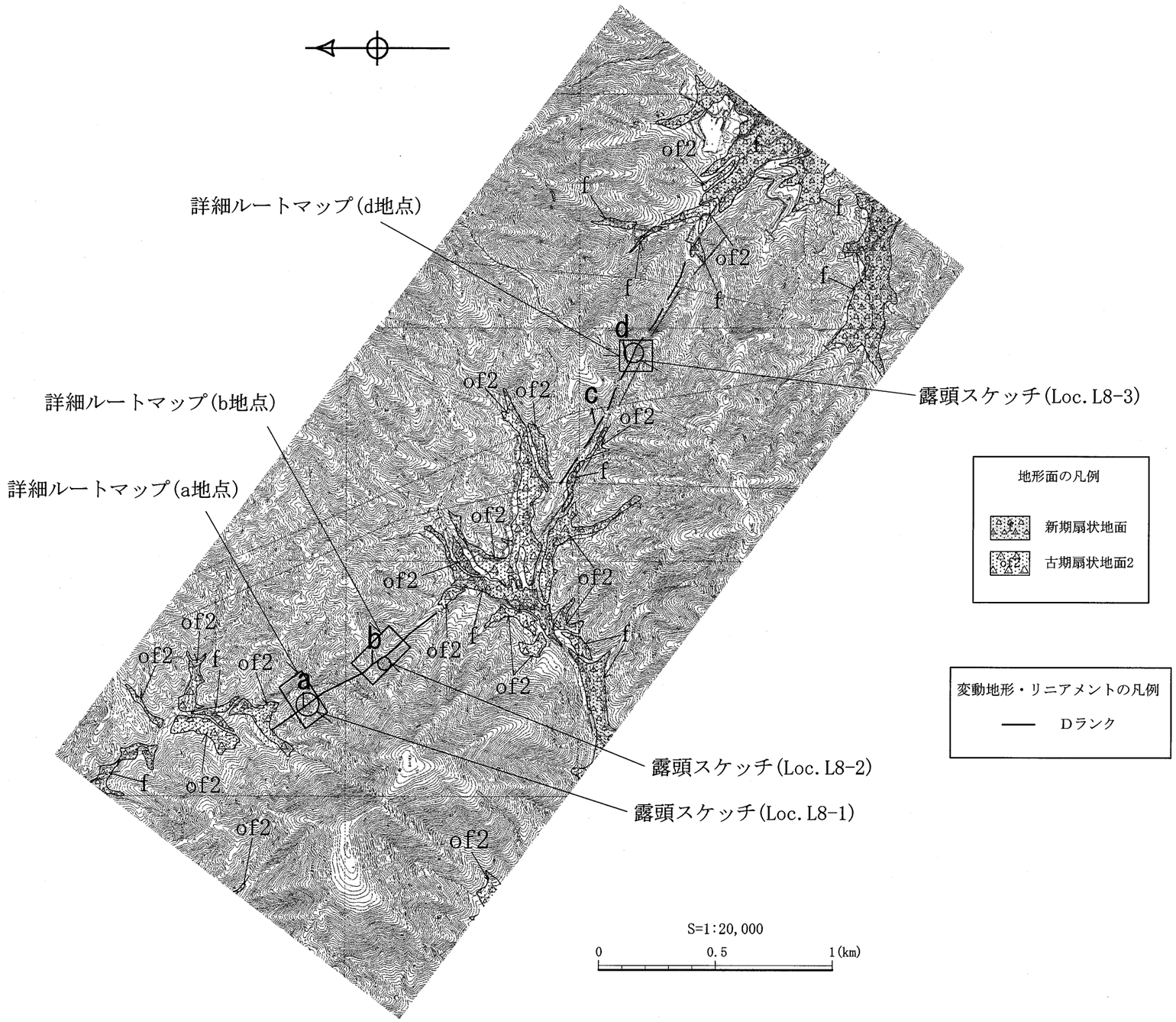
①中に逆断層成分を示すR1面とPフォリエーションが認められる。



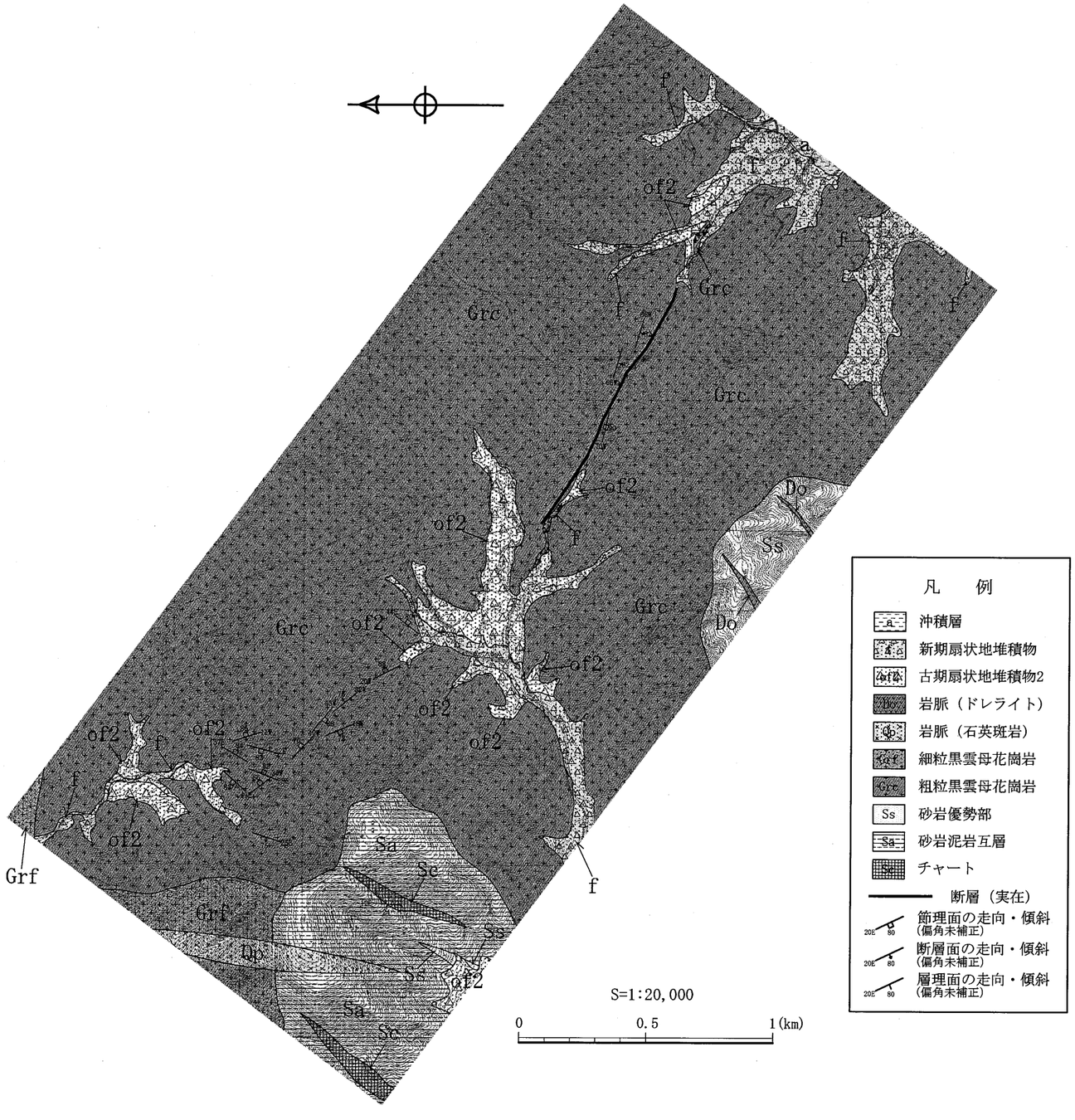
最新面に沿ってセリサイト脈が網目状に発達し、
最新面が不明瞭になっている。

薄片観察結果
・分帯:①細～中粒カタクレーサイト、②中～粗粒カタクレーサイト
・分帯はテクスチャーに基づく。
・全体的に変質・黄色化(不透明鉱物晶出)しており、②の変質・黄色化は①のそれに比べ激しい。研磨片を横断する最新面は①と②を境界付ける。この最新面は薄片を横断する。最新面に沿ってセリサイト脈が網目状に発達し、最新面が不明瞭になっている。このセリサイト脈はせん断面やフラグメントの縁に沿って網目状に発達する。最新面に沿って左横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。層状構造は認められない。①中は逆断層成分と左横ずれ正断層成分を示唆する変形指標が認められる。②中は左横ずれ正断層成分を示す変形指標が顕著に認められる。このことから、運動センスが逆断層から左横ずれ正断層に反転した可能性がある。
・①:フラグメントは主に石英からなり、一部セリサイトを含む。マトリックスは主に細粒砕屑物からなり、網目状のセリサイト脈が見られる。波動消光や破砕流動が顕著に認められる。
・②:フラグメントは主に石英からなり、一部セリサイトを含む。マトリックスは細粒砕屑物とセリサイトからなる。波動消光や破砕流動が顕著に認められる。

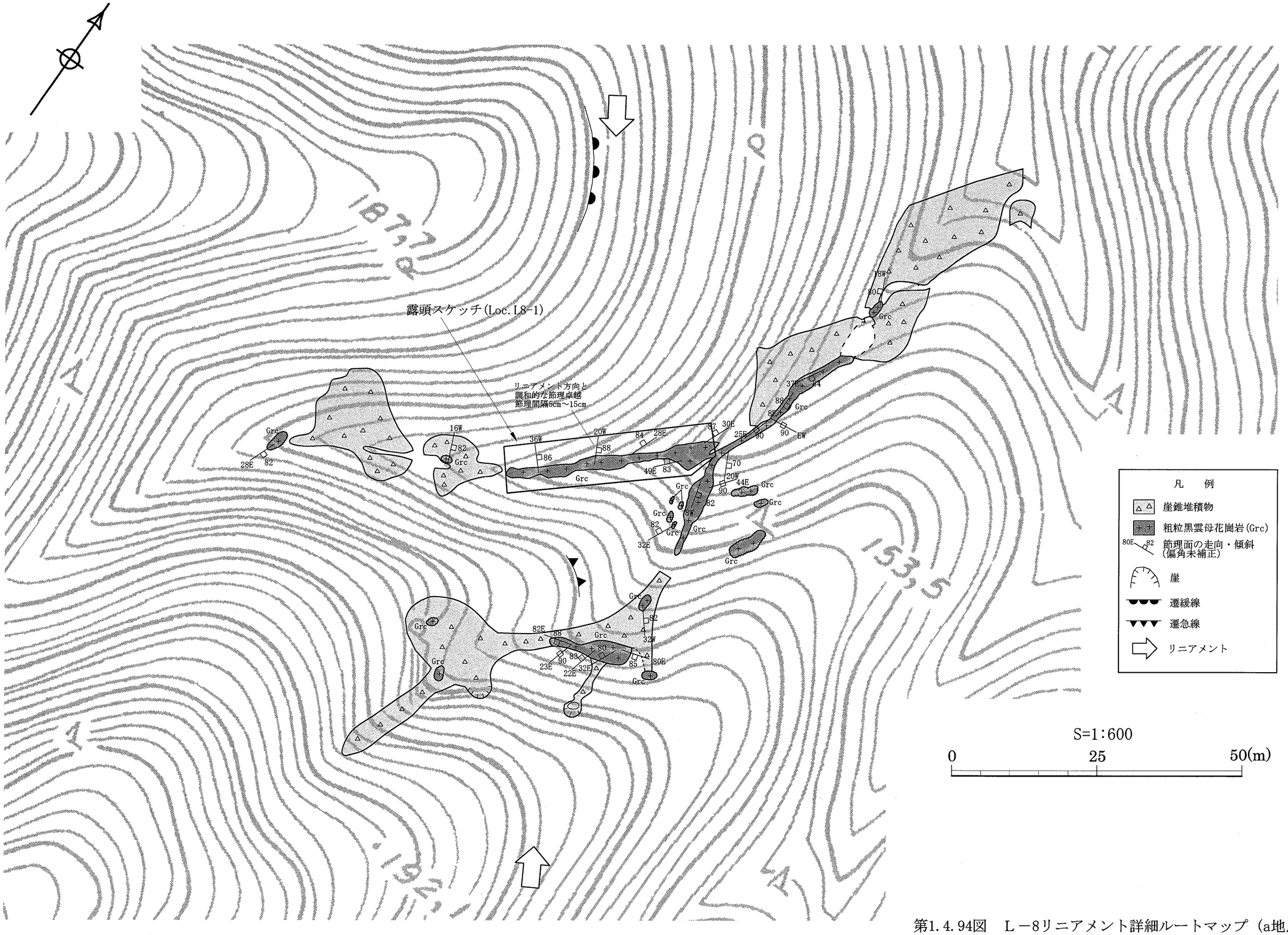
第 1.4.91 図　L－7 リニアメント a 地点の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc. L7-1）



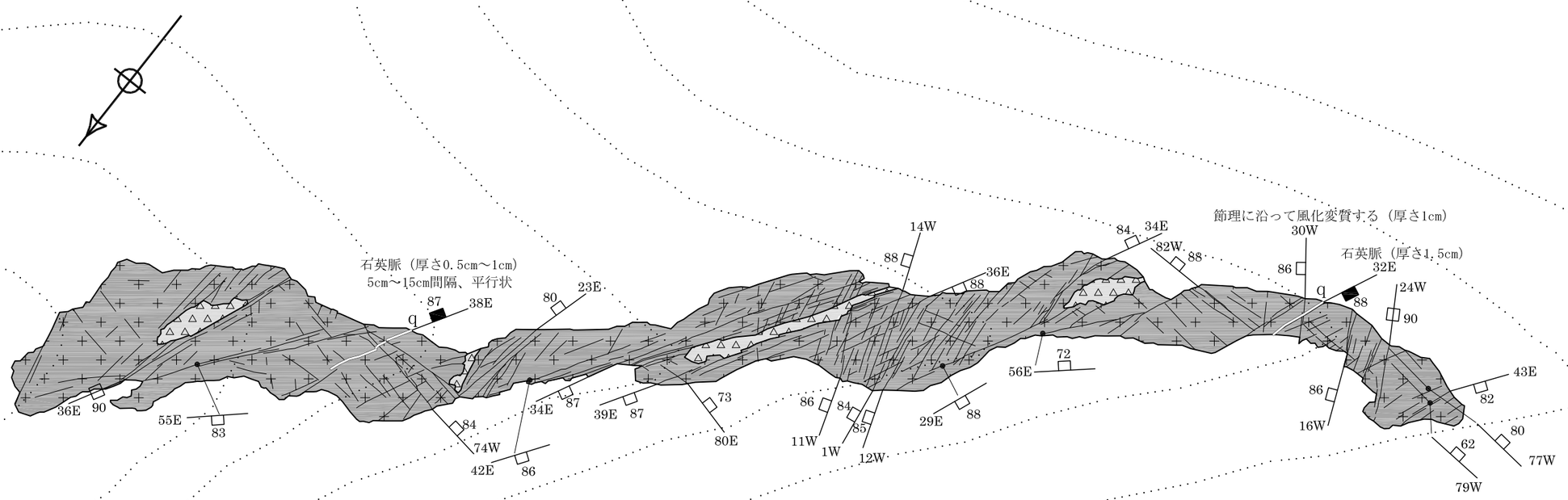
第1.4.92図　L－8リニアメント周辺の地形調査結果



第1.4.93図　Ｌ－8リニアメント周辺の地質図



第1.4.94図　Ｌ－8リニアメント詳細ルートマップ（a地点）

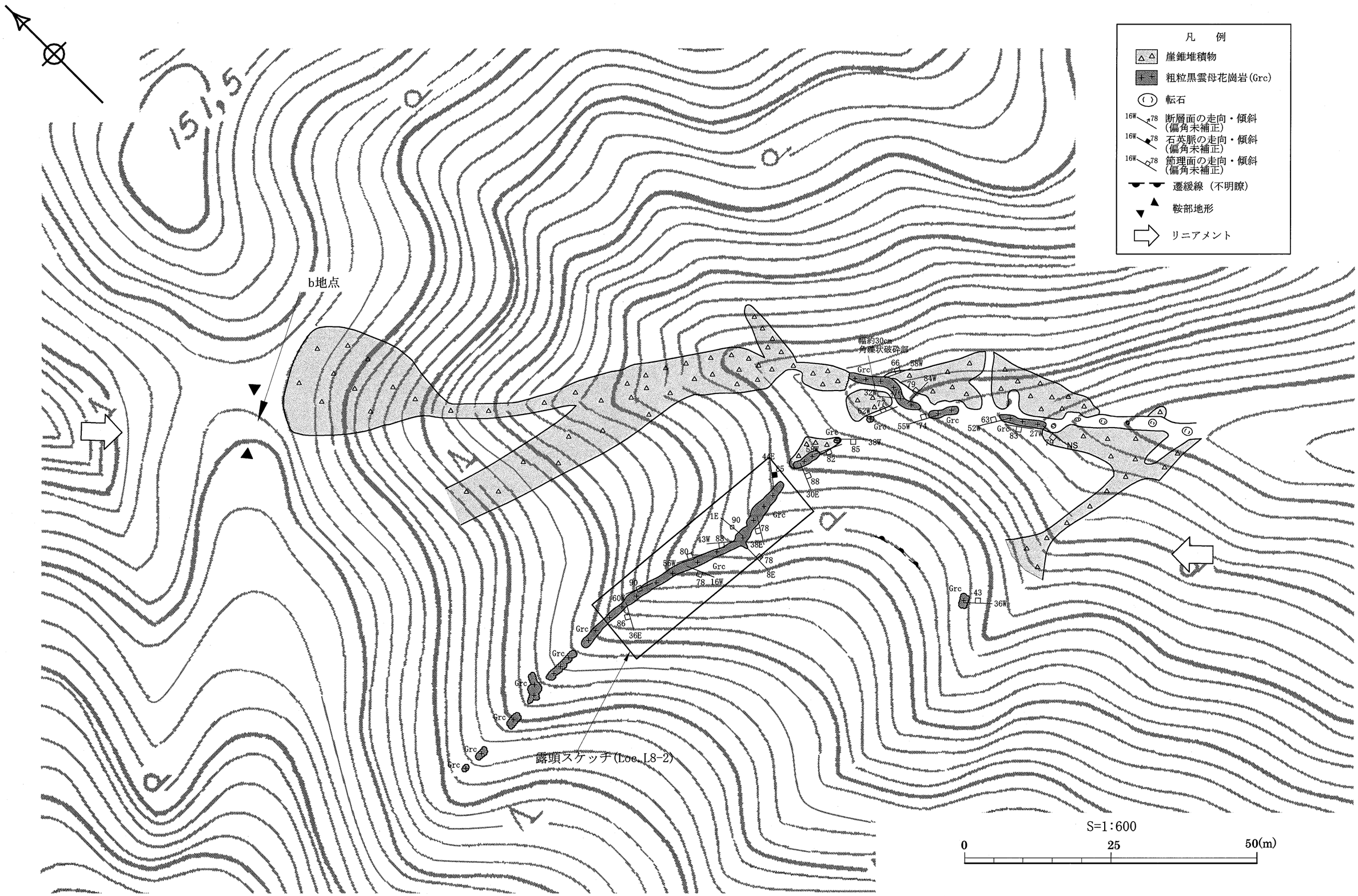


リニアメント方向にほぼ直交して流下する河谷の谷底部にリニアメントを横断して粗粒黒雲母花崗岩が露出する。粗粒黒雲母花崗岩中にはＮＮＷ-ＳＳＥ～ＮＷ-ＳＥ走向、ＮＮＥ-ＳＳＷ～ＮＥ-ＳＷ走向の節理が認められる。

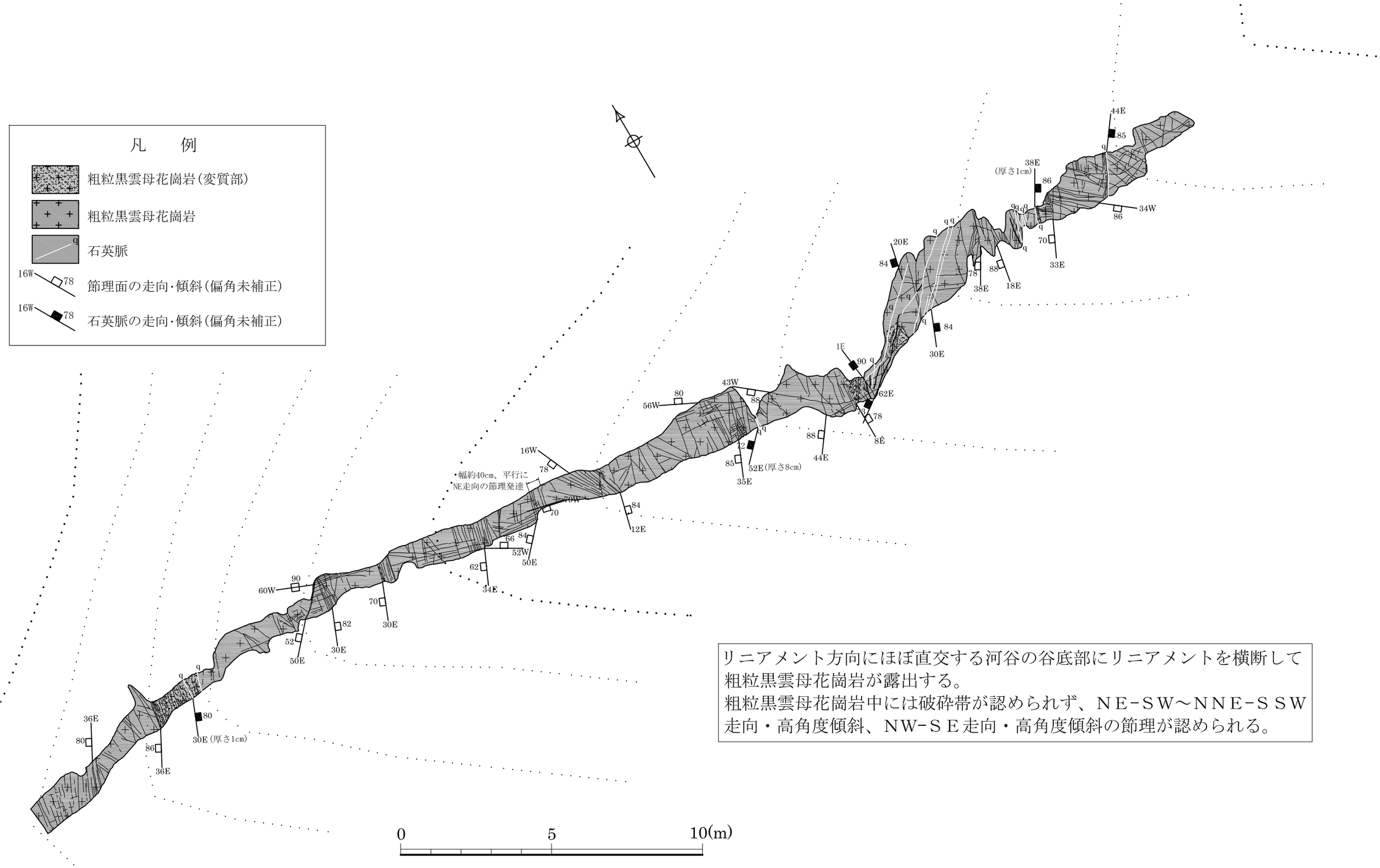
凡　例

- 崖錐堆積物
- 粗粒黒雲母花崗岩
- 80E 82 節理面の走向･傾斜（偏角未補正）
- 80E 82 石英脈の走向･傾斜（偏角未補正）
- q 石英脈

第1.4.95図　Ｌ－8リニアメントa地点の露頭スケッチ（Loc.L8-1）

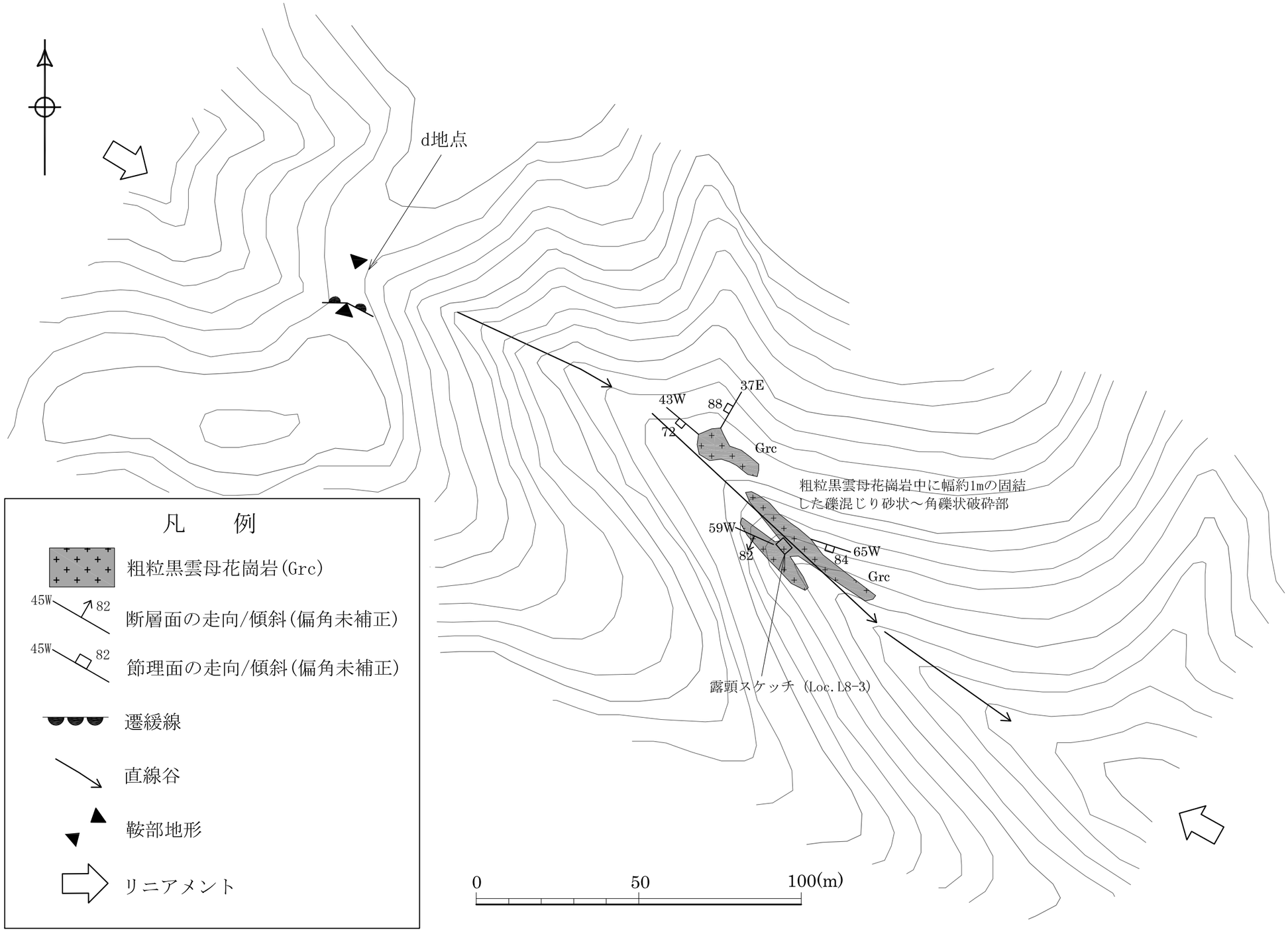


第1.4.96図　Ｌ－8リニアメント詳細ルートマップ（b地点）



リニアメント方向にほぼ直交する河谷の谷底部にリニアメントを横断して粗粒黒雲母花崗岩が露出する。
粗粒黒雲母花崗岩中には破砕帯が認められず、ＮＥ−ＳＷ～ＮＮＥ−ＳＳＷ走向・高角度傾斜、ＮＷ−ＳＥ走向・高角度傾斜の節理が認められる。

第1.4.97図　Ｌ−8リニアメントb地点の露頭スケッチ（Loc.L8-2）



第1.4.98図　Ｌ－8リニアメント詳細ルートマップ（d地点）

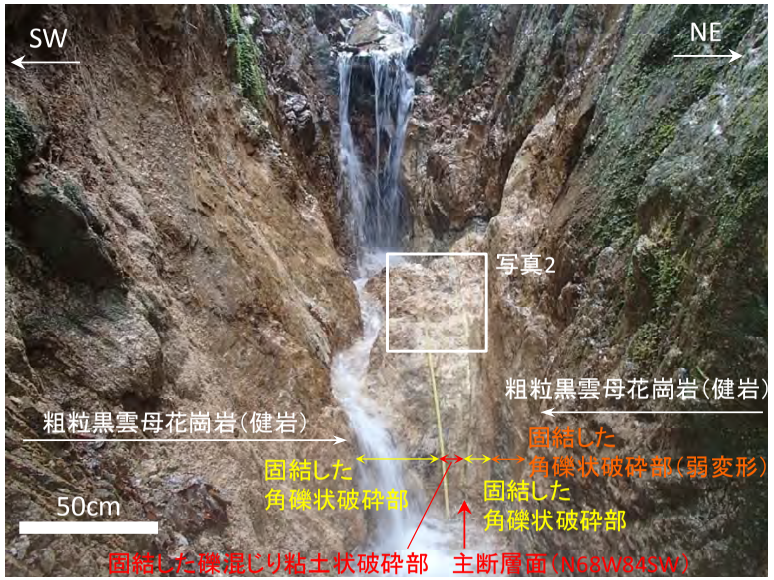


写真1

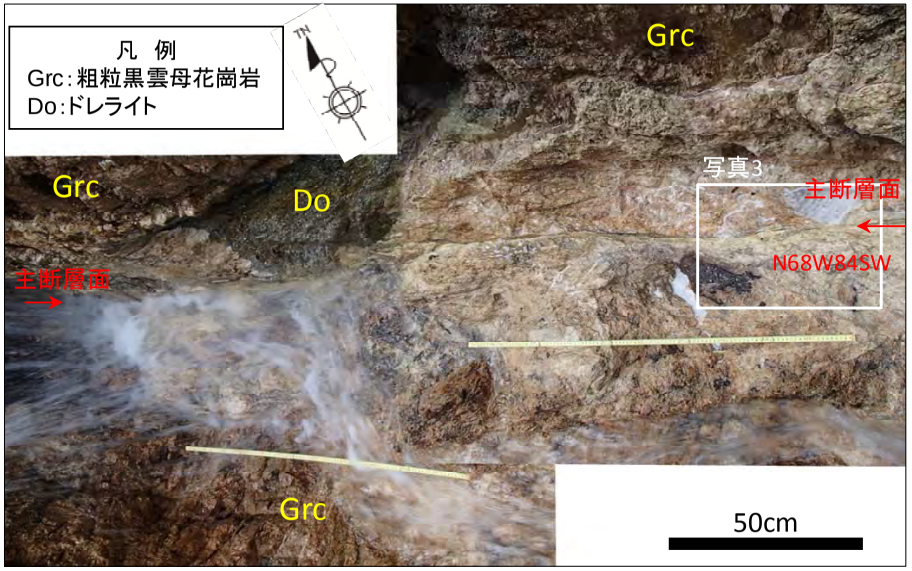


写真2

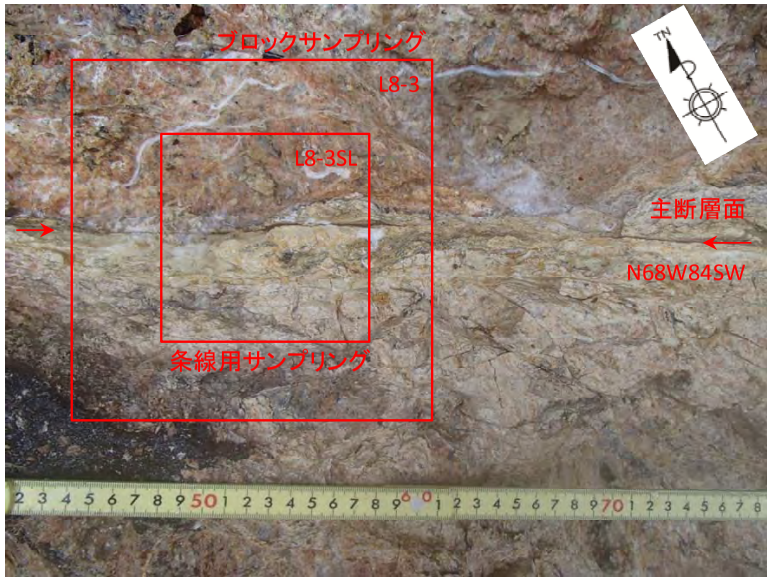
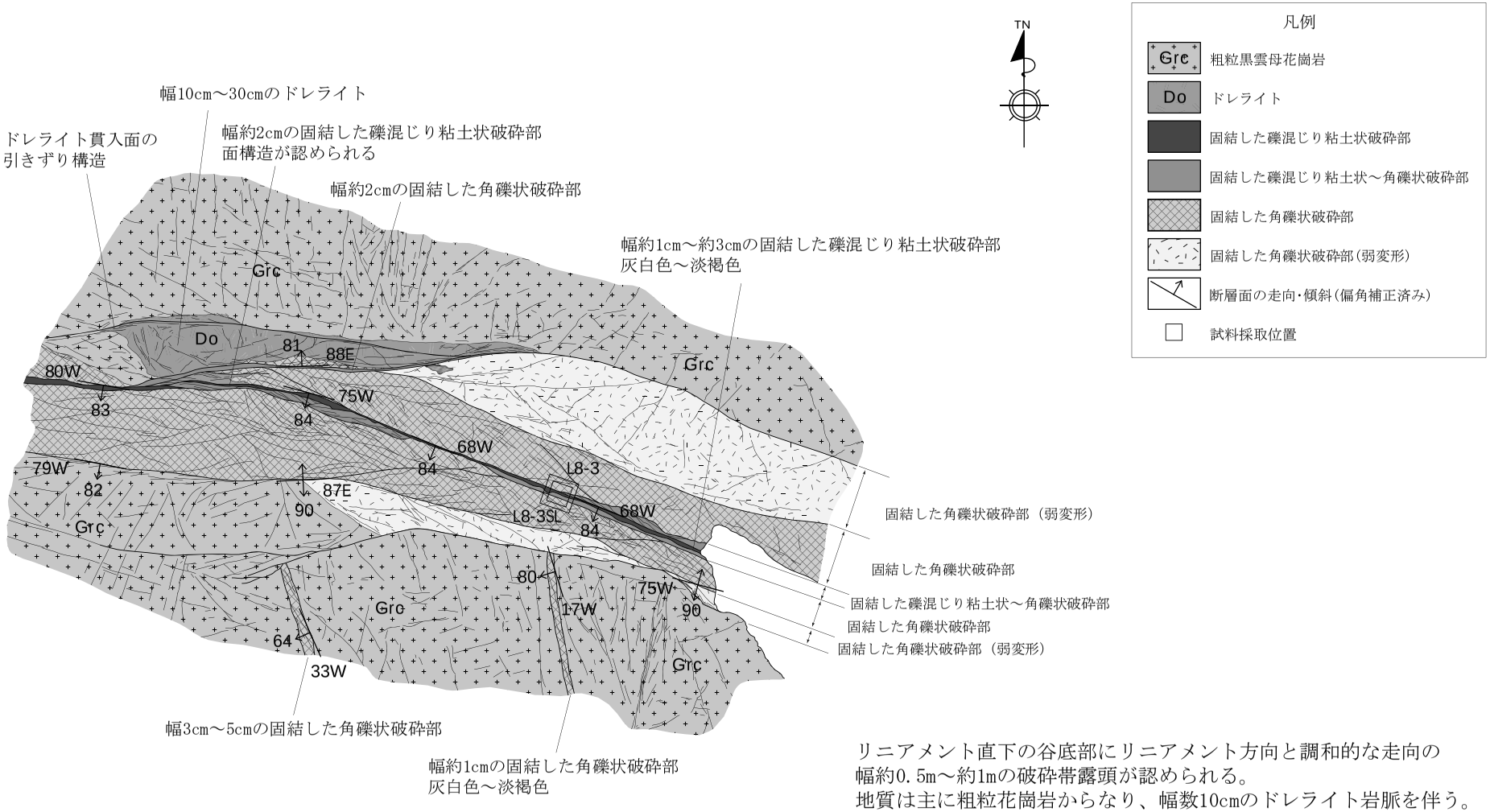


写真3

リニアメント直下の谷底部にリニアメント方向と調和的な走向の
破砕帯露頭が認められる。
地質は主に粗粒黒雲母花崗岩からなり、幅数10cmのドレライト岩脈を伴う。
破砕帯は幅約30cm～約40cmの固結した角礫状破砕部を主体し、周囲に
固結した角礫状破砕部（弱変形）を伴う。
主断層面は幅数cmの固結した礫混じり粘土状破砕部からなり、
走向・傾斜はN68～80° W/83～84° Sを示す。

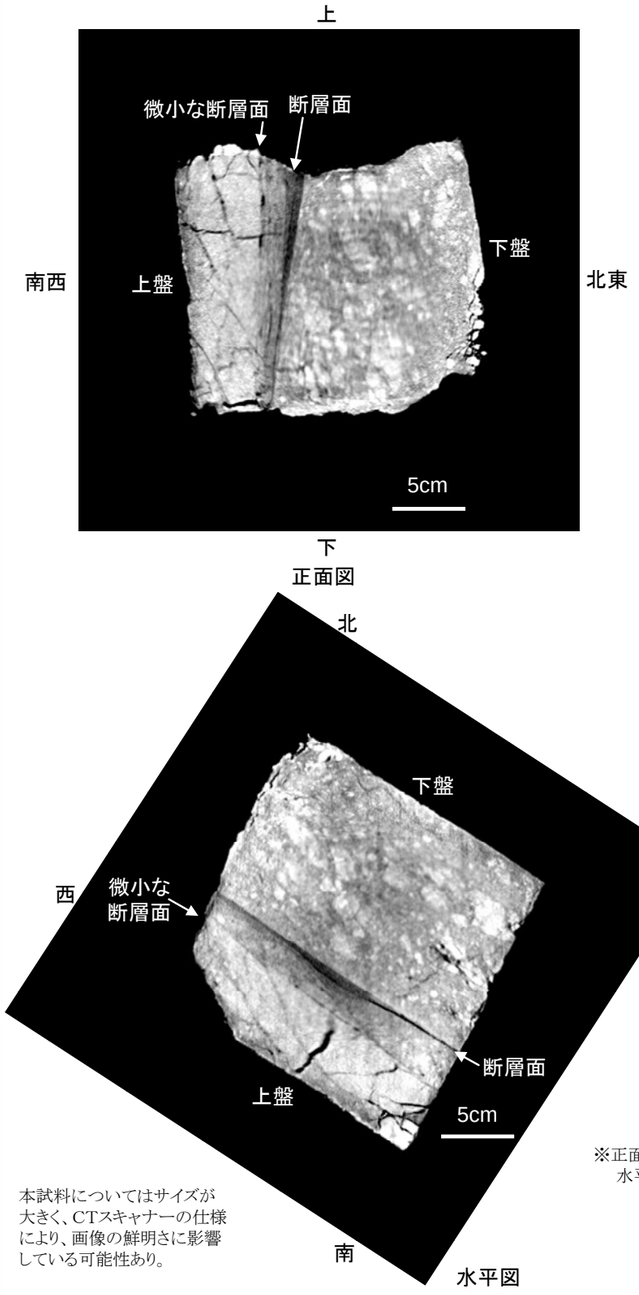
第 1.4.99 図　Ｌ－8 リニアメント d 地点の露頭写真（Loc. L8-3）



リニアメント直下の谷底部にリニアメント方向と調和的な走向の幅約0.5m～約1mの破砕帯露頭が認められる。
地質は主に粗粒花崗岩からなり、幅数10cmのドレライト岩脈を伴う。
破砕帯は幅約30cm～約40cmの固結した角礫状破砕部を主体し、周囲に固結した角礫状破砕部（弱変形）を伴う。
主断層面は幅数cmの固結した礫混じり粘土状破砕部からなり、
走向・傾斜はN68～80° W/83～84° Sを示す。

第1.4.100図　Ｌ－８リニアメントd地点の露頭スケッチ（Loc.L8-3）

CT画像(L8-3)



本試料についてはサイズが大きく、CTスキャナーの仕様により、画像の鮮明さに影響している可能性あり。

断層面の走向傾斜:TN68W/84SW

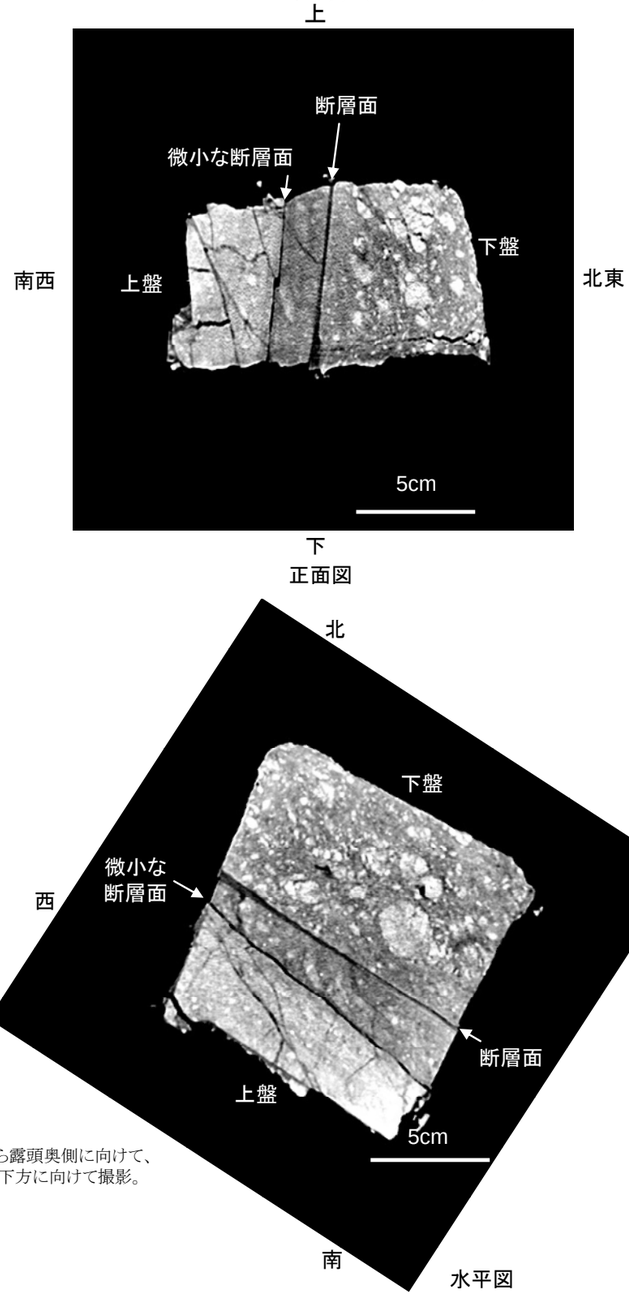
縦ずれ成分:逆(低密度部は不明)、横ずれ成分:左(低密度部は不明)

ブロックを横断する断層面が一条認められる。

この断層面に沿って、幅数mm未満の低密度部が認められる。この低密度部はやや膨縮する。

断層面に沿う方向に微小な断層面が認められる。この微小な断層面は断続的である。

CT画像(L8-3SL)



※正面図は露頭側から露頭奥側に向けて、水平図は上方から下方に向けて撮影。

断層面の走向傾斜:TN68W/84SW

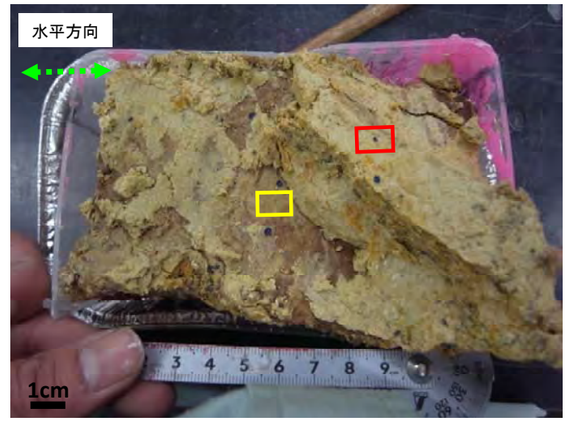
縦ずれ成分:逆(低密度部は不明)、横ずれ成分:左(低密度部は不明)

ブロックを横断する断層面が一条認められる。

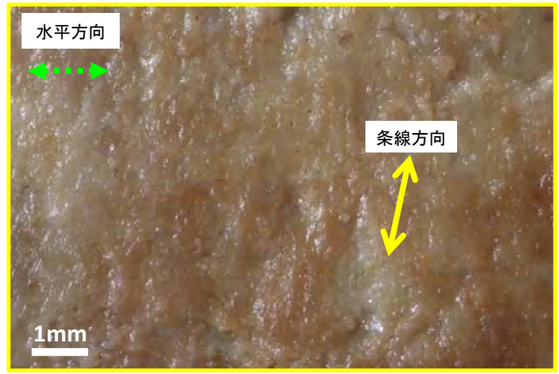
この断層面に沿って、幅数mmの低密度部が認められる。この低密度部はやや膨縮する。

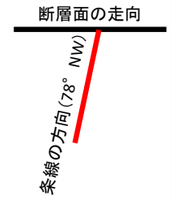
断層面に沿う方向に微小断な層面が認められる。この微小な断層面は激しく湾曲する。

条線観察(L8-3SL)



下盤上面

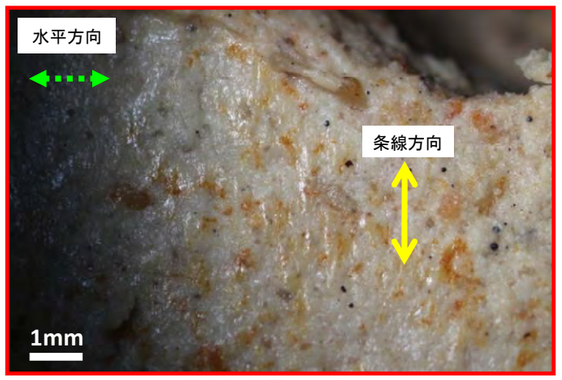


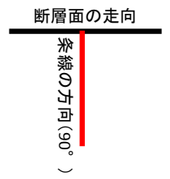


断層面の状況

センス不明

条線はやや不明瞭である。



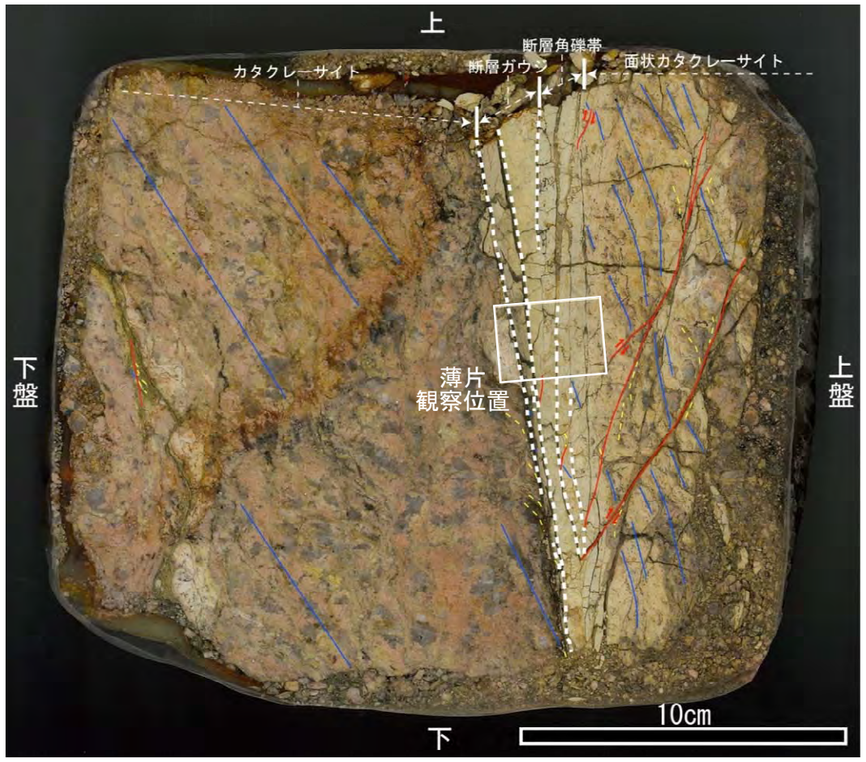


微小な断層面の状況

センス不明

第 1.4.101 図　L－8 リニアメント d 地点の破砕部　ブロック試料のＣＴ画像観察結果及び条線観察結果（Loc. L8-3）

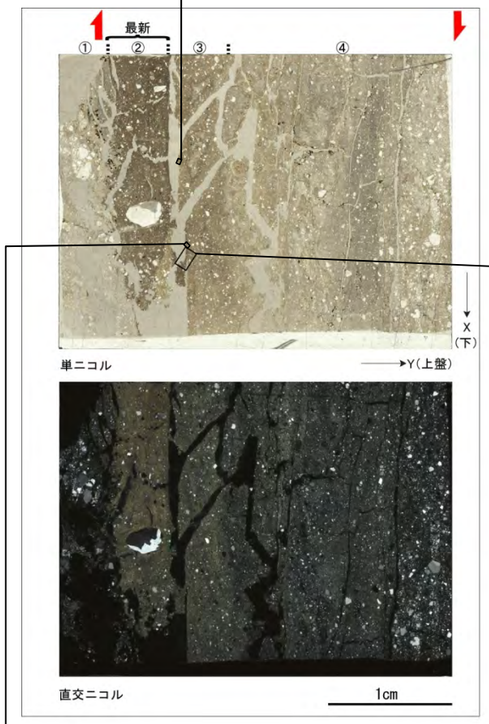


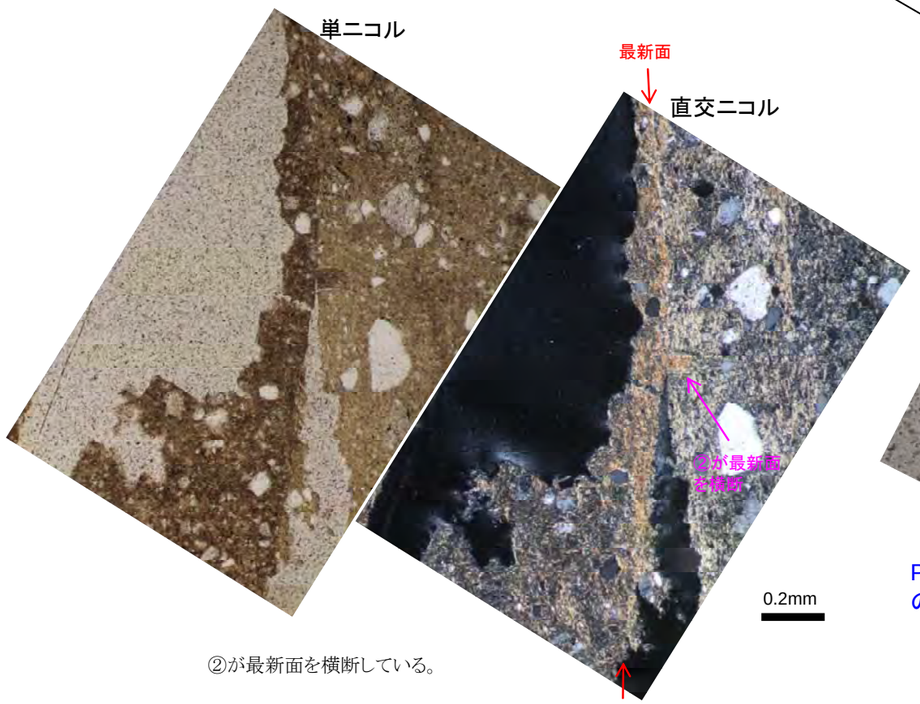


Y面
R1面
P面
ひきずりの構造

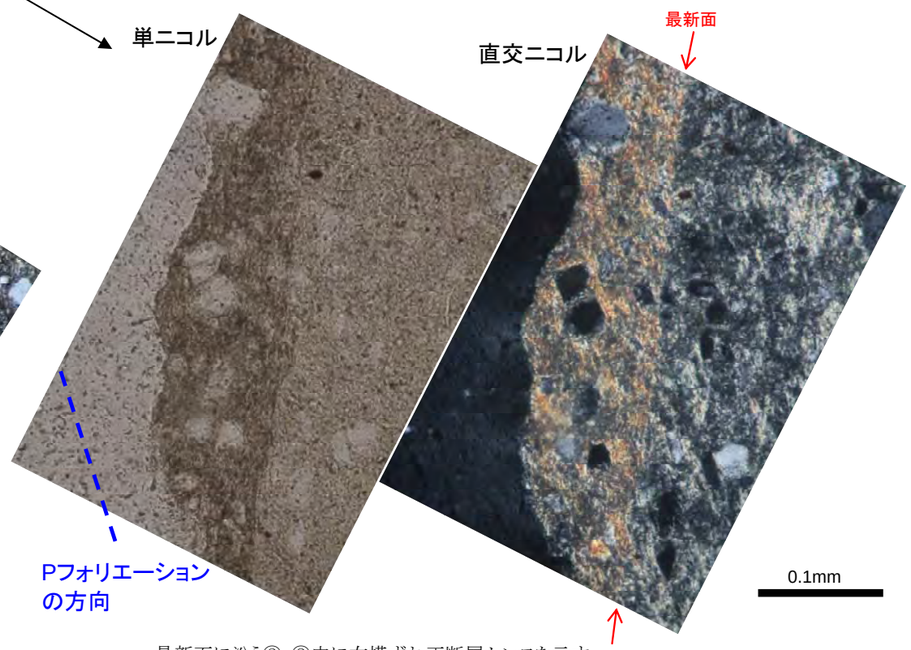
研磨片観察結果
・分帯：研磨片中には断層ガウジと断層角礫帯、カタクレーサイトが認められる。断層ガウジは研磨片下部に向かうほど、幅が狭くなる。研磨片上部の断層角礫と断層ガウジの境界は漸移的である。
・研磨片を横断するY面が1条認められる。このY面は、研磨片上部で断層ガウジ中を通過し、研磨片下部で断層ガウジと断層角礫帯を境界付ける。これらのことから、このY面を最新面に認定した。
・研磨片中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が顕著に認められる。

第 1.4.102 図　Ｌ－8 リニアメントｄ地点の破砕部　ブロック試料の研磨片観察結果（Loc.L8-3）

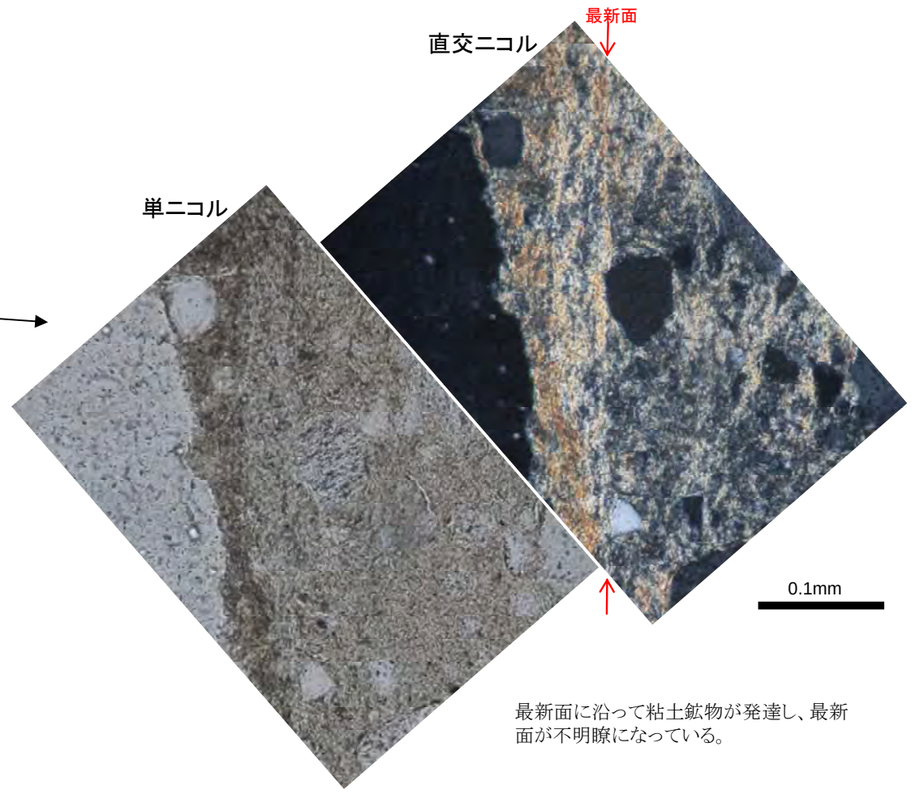




②が最新面を横断している。



最新面に沿う②・③中に右横ずれ正断層センスを示す
Pフォリエーションが認められる。

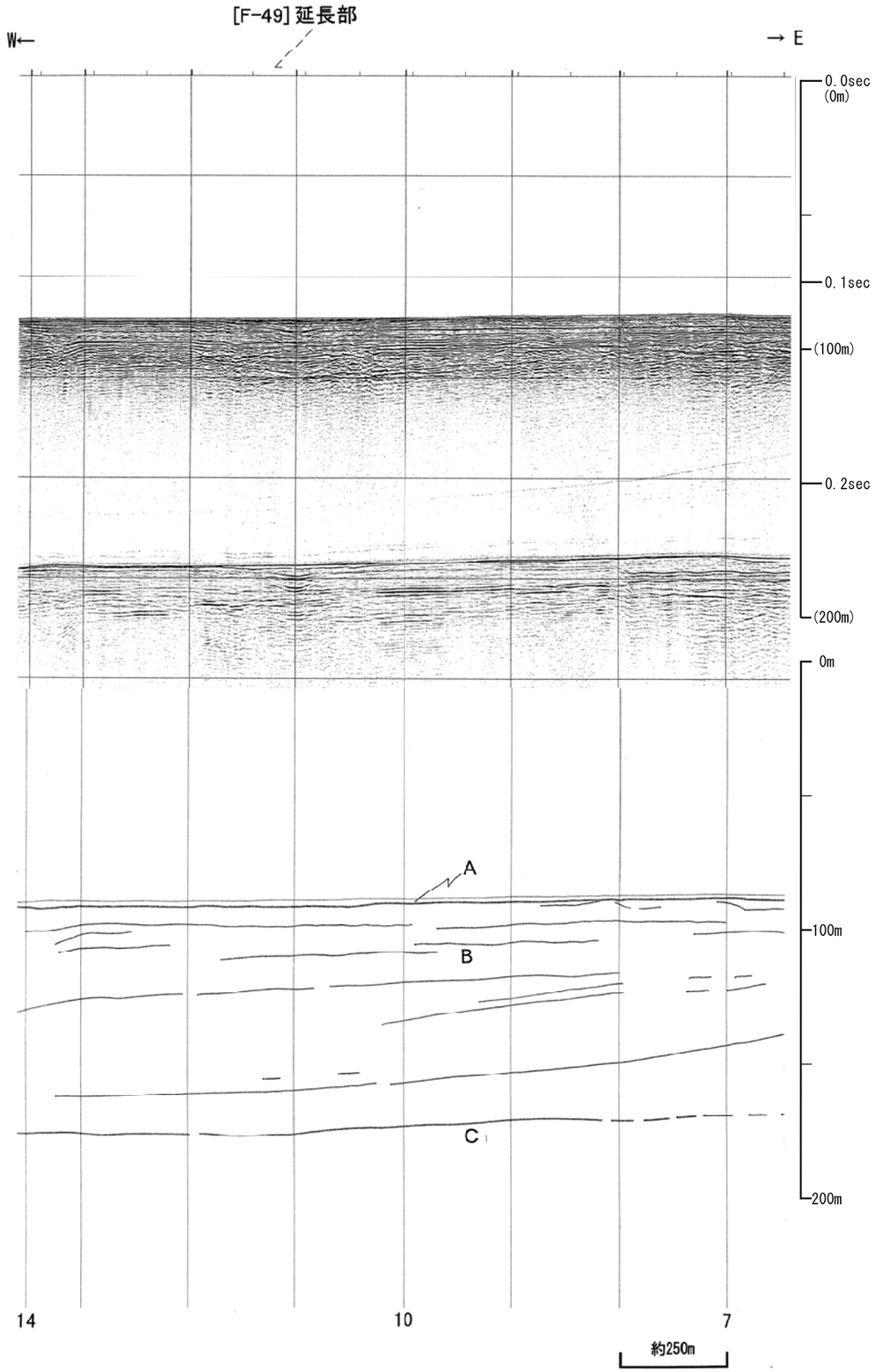


最新面に沿って粘土鉱物が発達し、最新面が不明瞭になっている。

薄片観察結果
・分帯：①カタクレーサイト、②断層ガウジ、③断層ガウジ（②に比べ細粒砕屑物に富む）、④断層角礫帯
・ ②と③を境界付けるY面が1条認められる。このY面はその近傍ほど細粒物に富み、薄片を横断し連続的に分布することから、最新面と認定した。
・最新面沿いに粘土鉱物が多く認められ、それにより最新面が不明瞭になっている。②の粘土鉱物が最新面を横断しながら③に一部入り込んでいることから、②が最新部である。②と③、④中には右横ずれ正断層センスを示す変形指標が認められる。②内に層状構造は認められない。
・①：フラグメントは石英や斜長石、カリ長石からなり、一部の長石はセリサイトを伴う。マトリックスは細粒砕屑物からなる。
・②：フラグメントは石英や斜長石、カリ長石からなり、一部の長石はセリサイトを伴う。カタクレーサイト起源のフラグメントも認められる。マトリックスは主に細粒粘土鉱物からなる。
・③：フラグメントは石英や斜長石、カリ長石からなり、一部の長石はセリサイトを伴う。一部で④の取り込みが認められる。マトリックスは主に細粒粘土鉱物からなり、細粒砕屑物を伴う。
・④：フラグメントは石英や斜長石、カリ長石からなり、一部の長石はセリサイトを伴う。マトリックスは主に細粒砕屑物からなり、Y面近傍ほど細粒粘土鉱物を伴う。

第 1.4.103 図　Ｌ－8 リニアメントｄ地点の破砕部　ブロック試料の薄片観察結果（Loc.L8-3）

No. 22-2G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

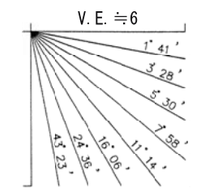
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

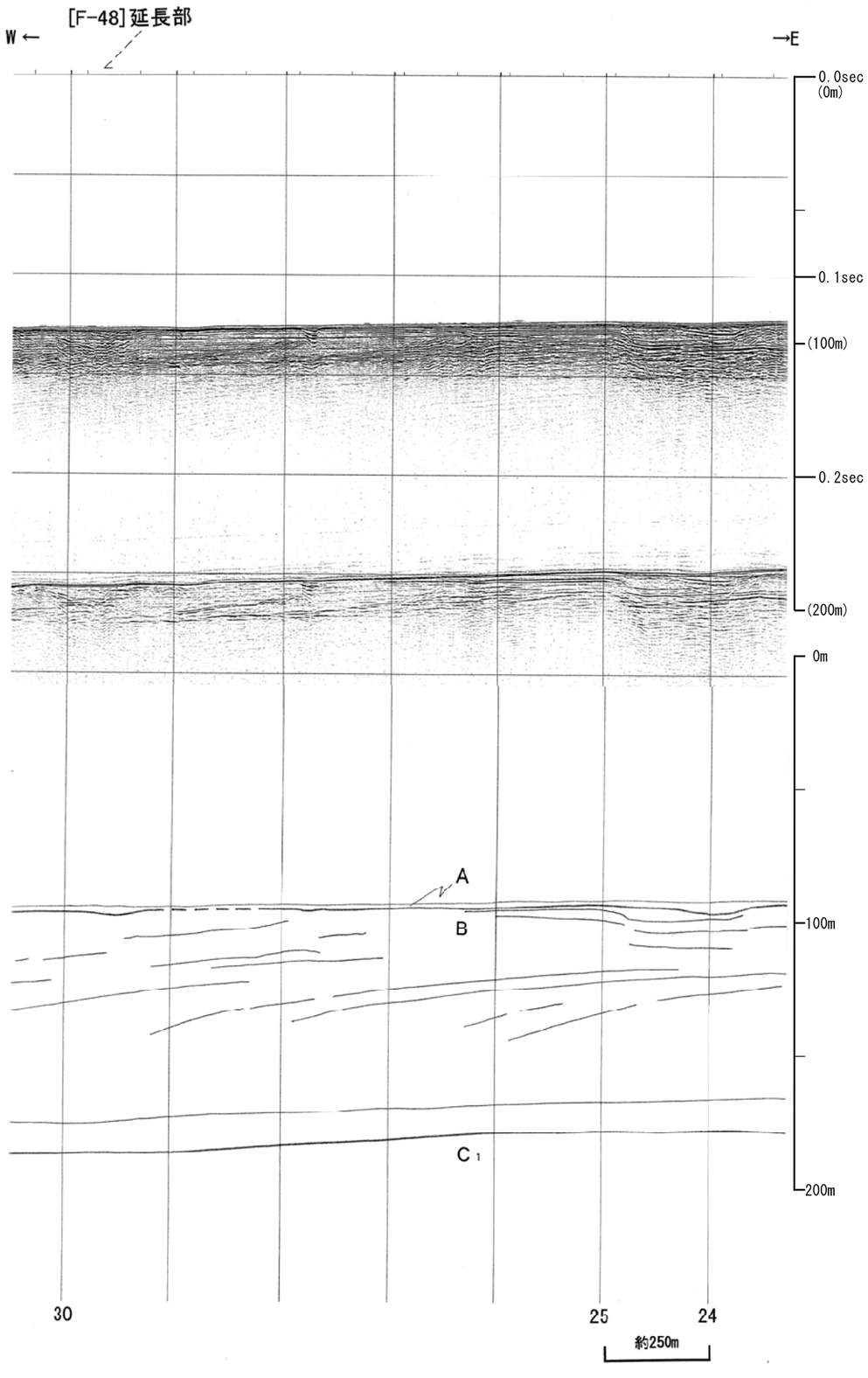


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(1)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.22-2G）

No. 22-3G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

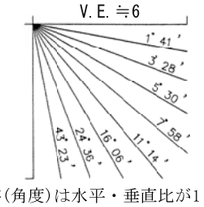
[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

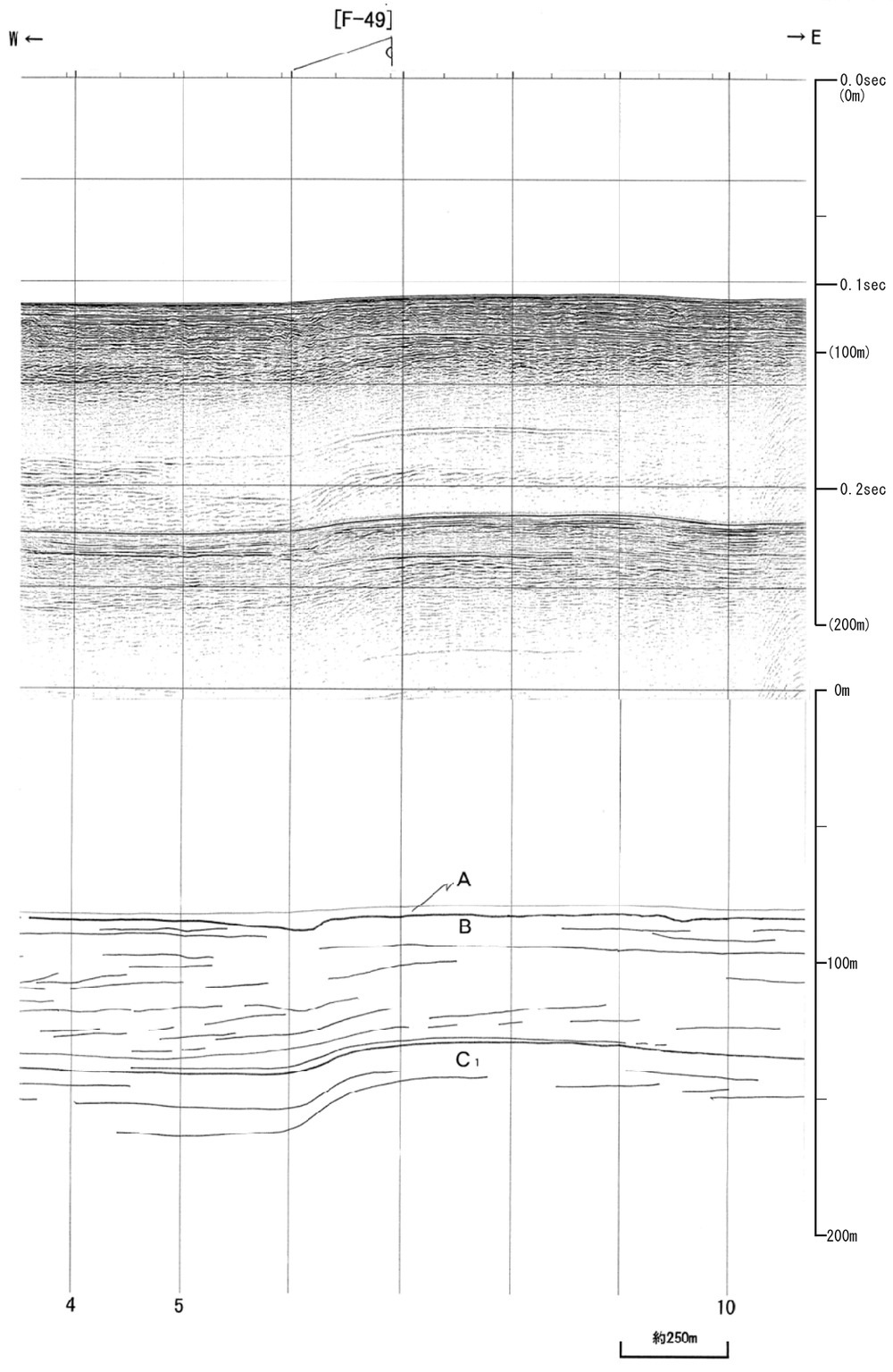


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(2)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No. 22-3G）

No. 28-1G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

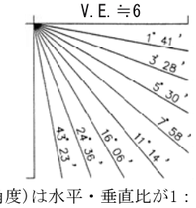
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

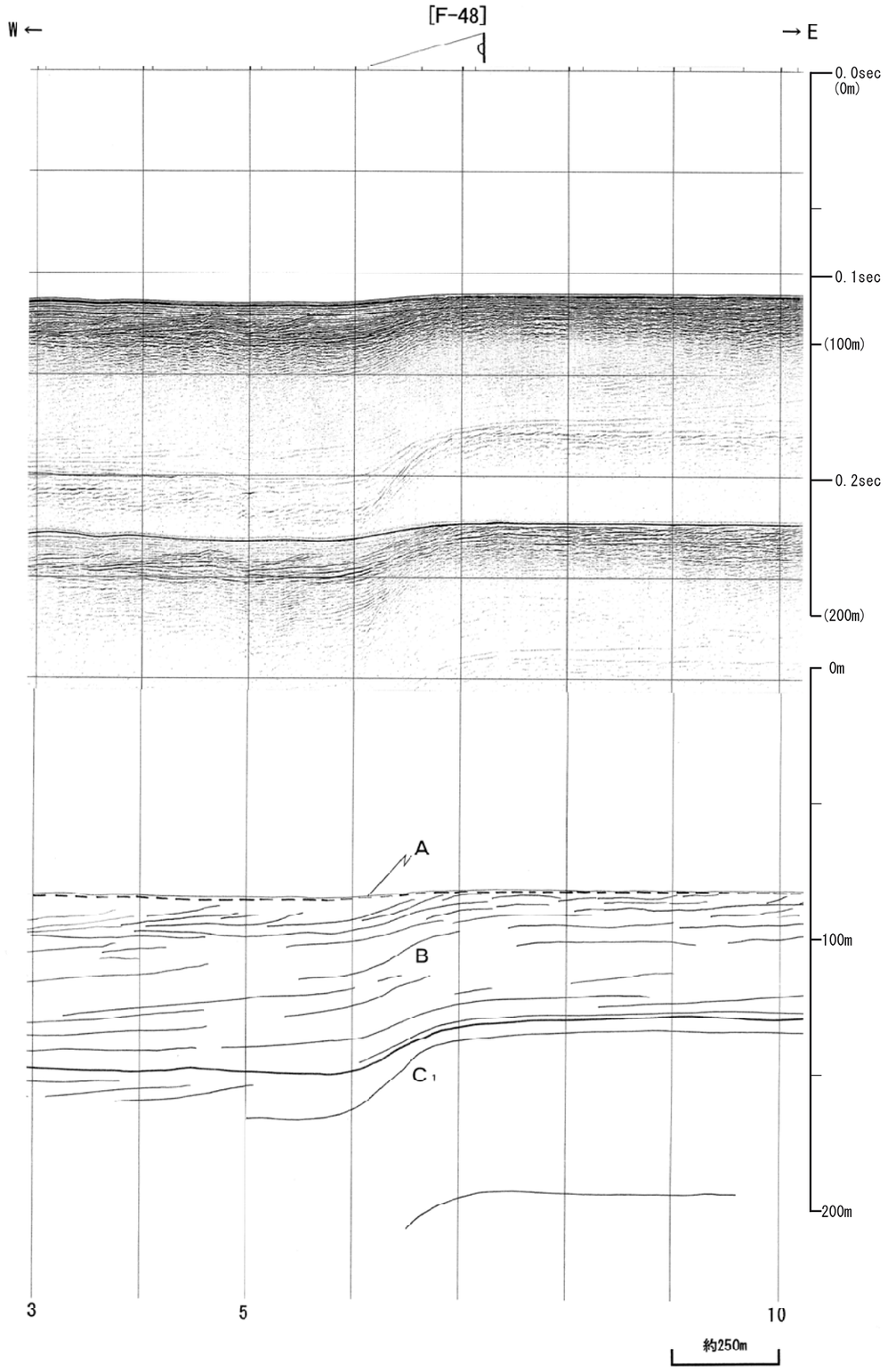


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(3)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No. 28-1G）

No. 28-3G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ

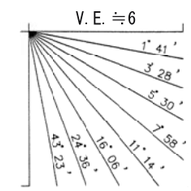


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 / 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

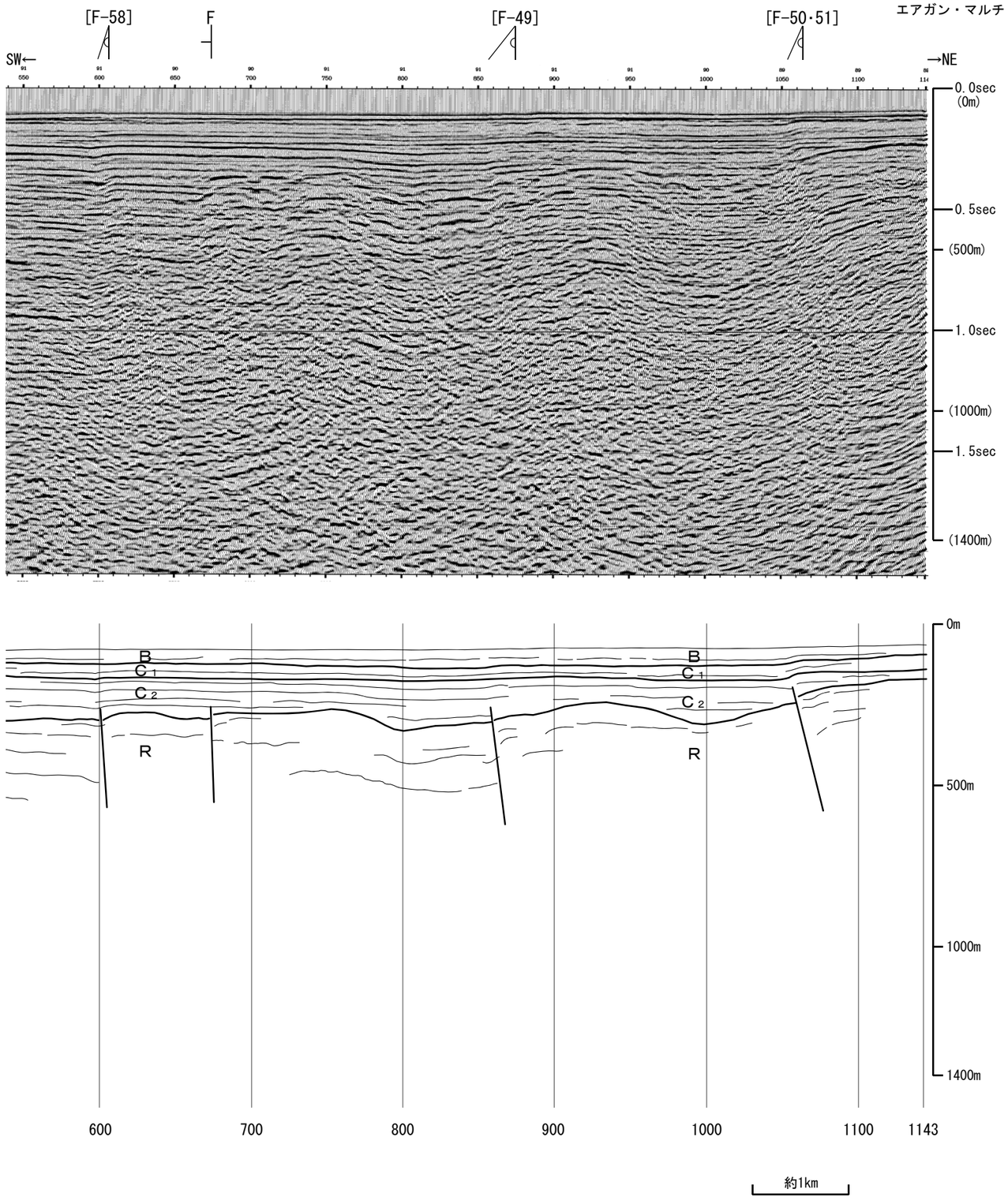
A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(4)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No. 28-3G）



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

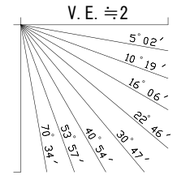
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

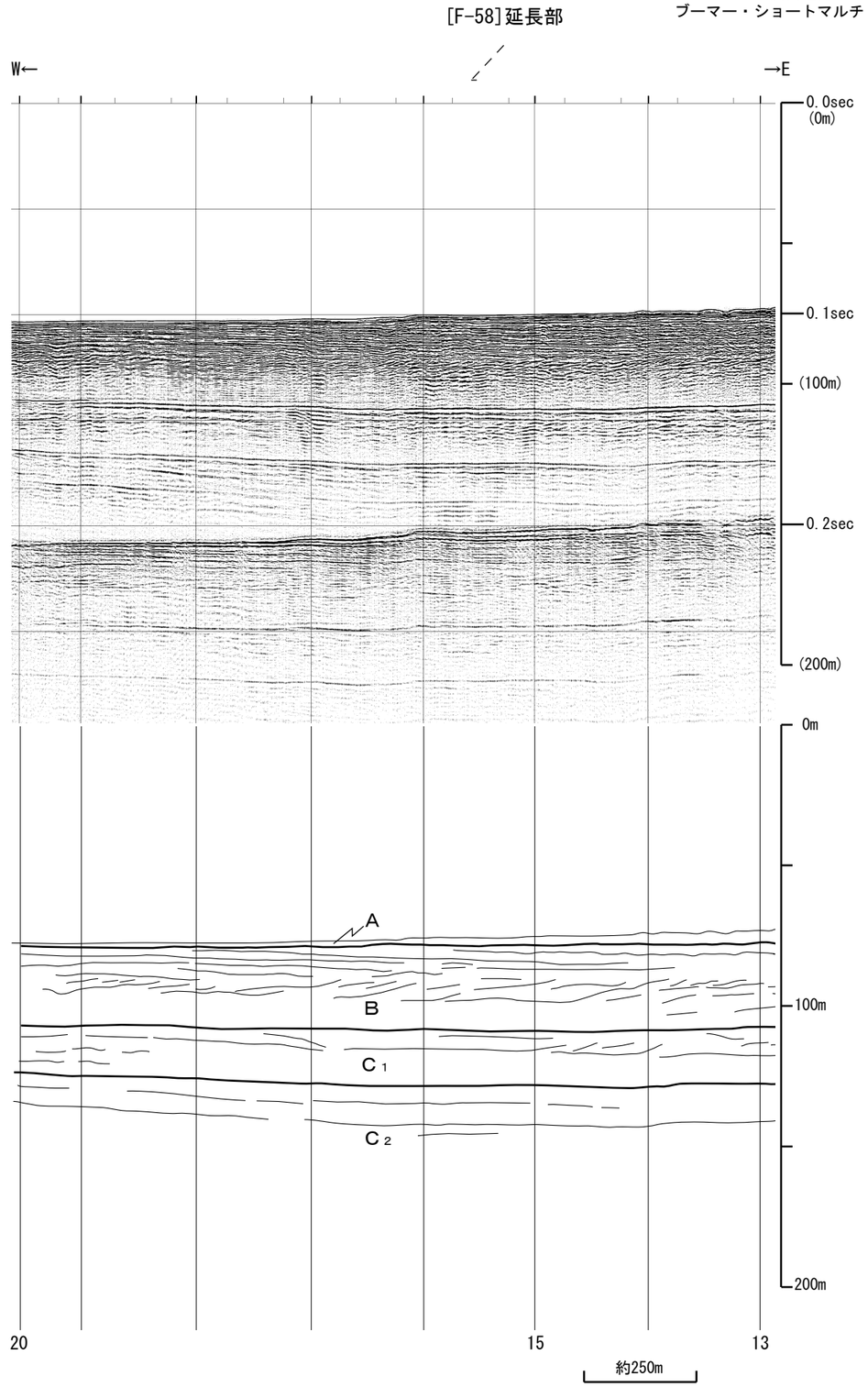


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(5)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（AM2-2）

No. 34G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置
基部の延長位置

凡　例

A A層　完新統

B B層　上部更新統

C C1 C2 C3 C4 C層　最上部鮮新統～中部更新統

D D層　下部～上部鮮新統

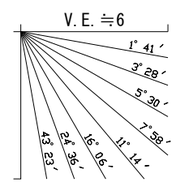
R R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界



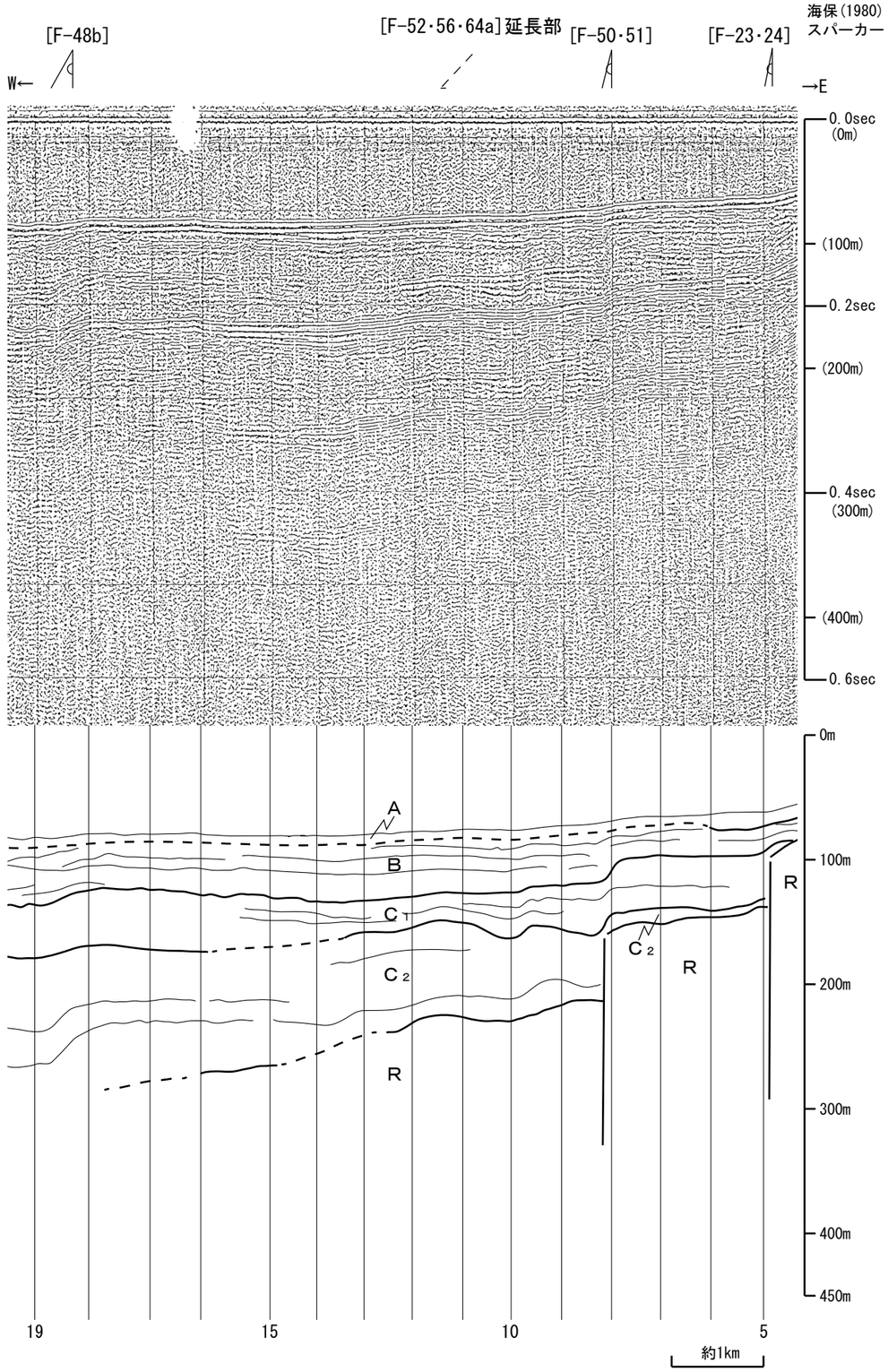
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(6)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.34G）

No. 30-2

海保(1980)
スパーカー



音波探査記録は，海上保安庁水路部（現海上保安庁海洋情報部）の沿岸の海の基本図「若狭湾東部」の原資料である。

地質断面図は，申請者の解釈によるものである。

凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部／頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

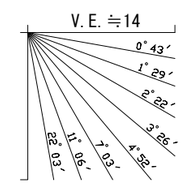
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

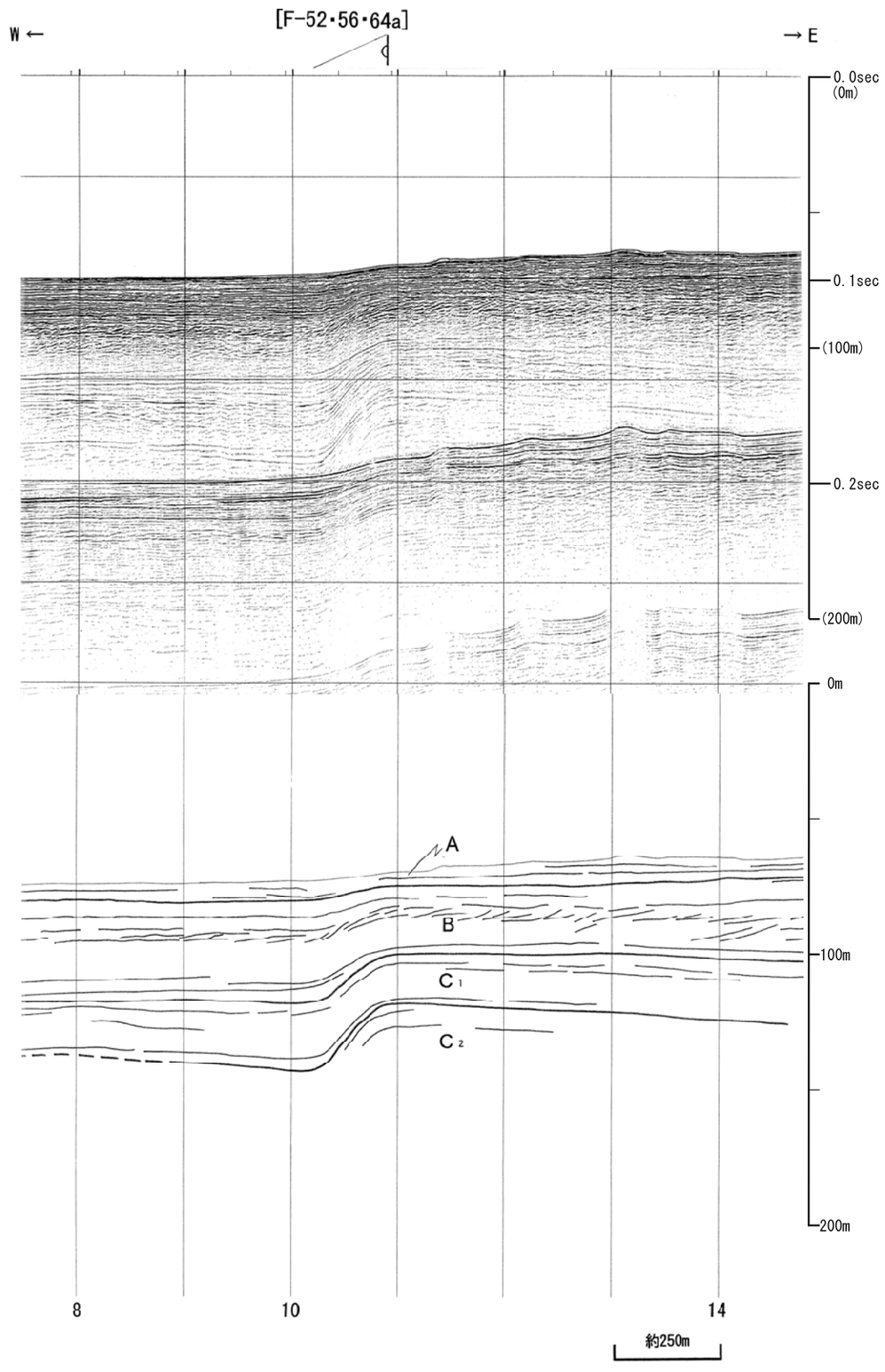


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(7)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.30-2）

No.32-1G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

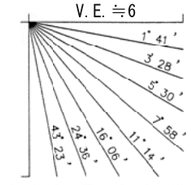
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

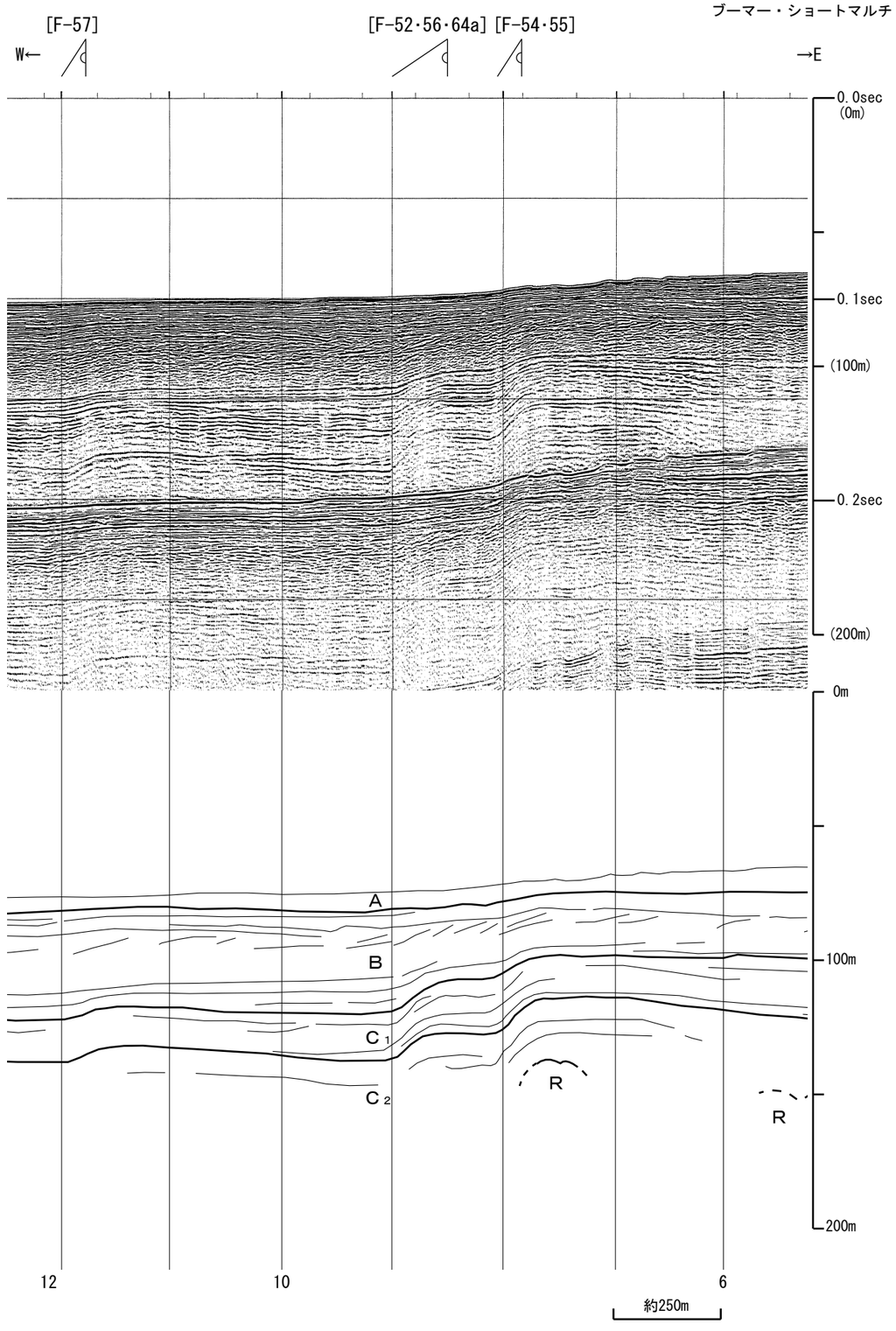


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(8)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.32-1G）

NGGM1
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

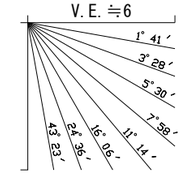
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

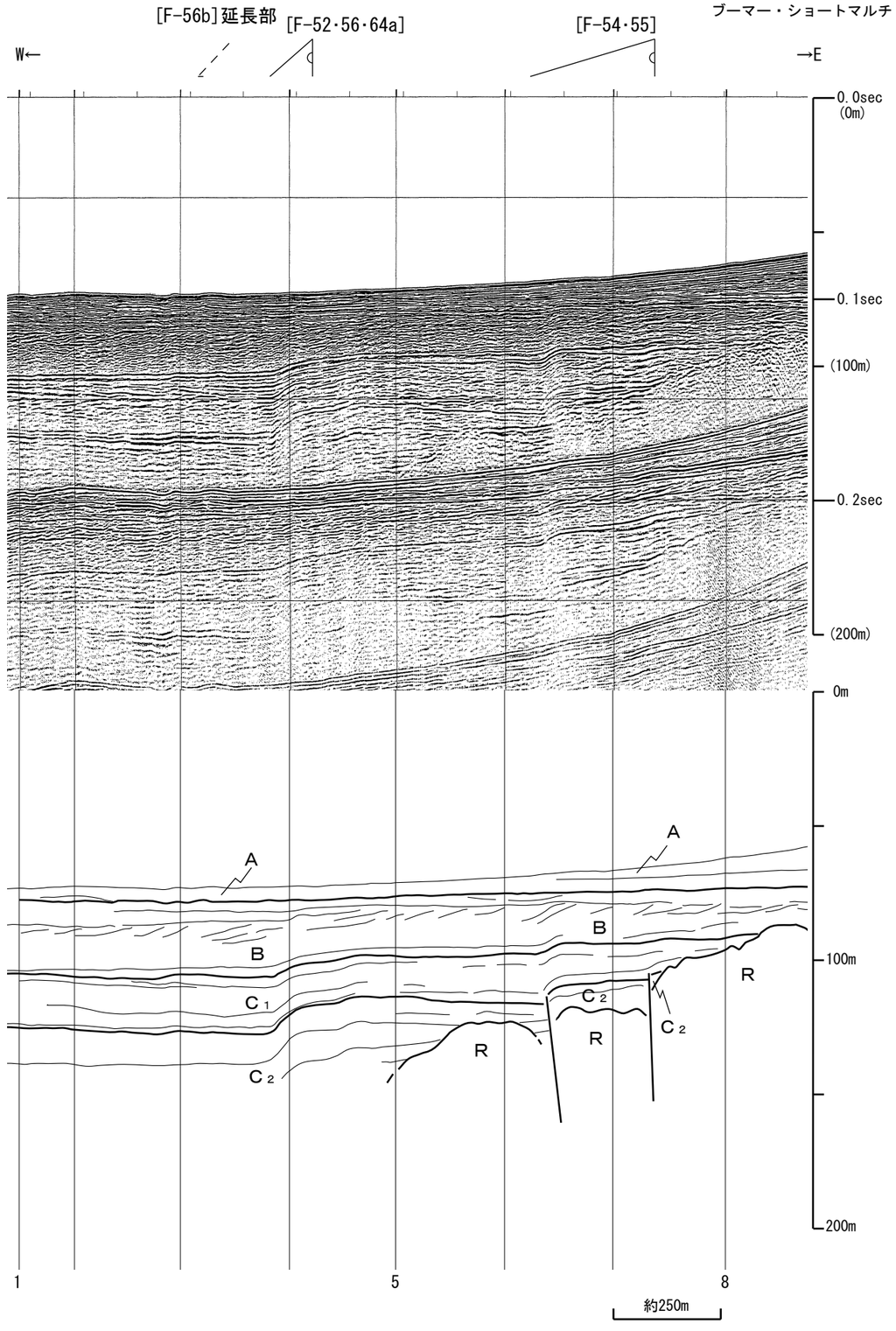


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(9)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NGGM1）

NGGM3-1
日本原電2005
ブーマー・ショートマルチ

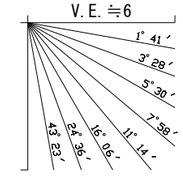


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部／頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

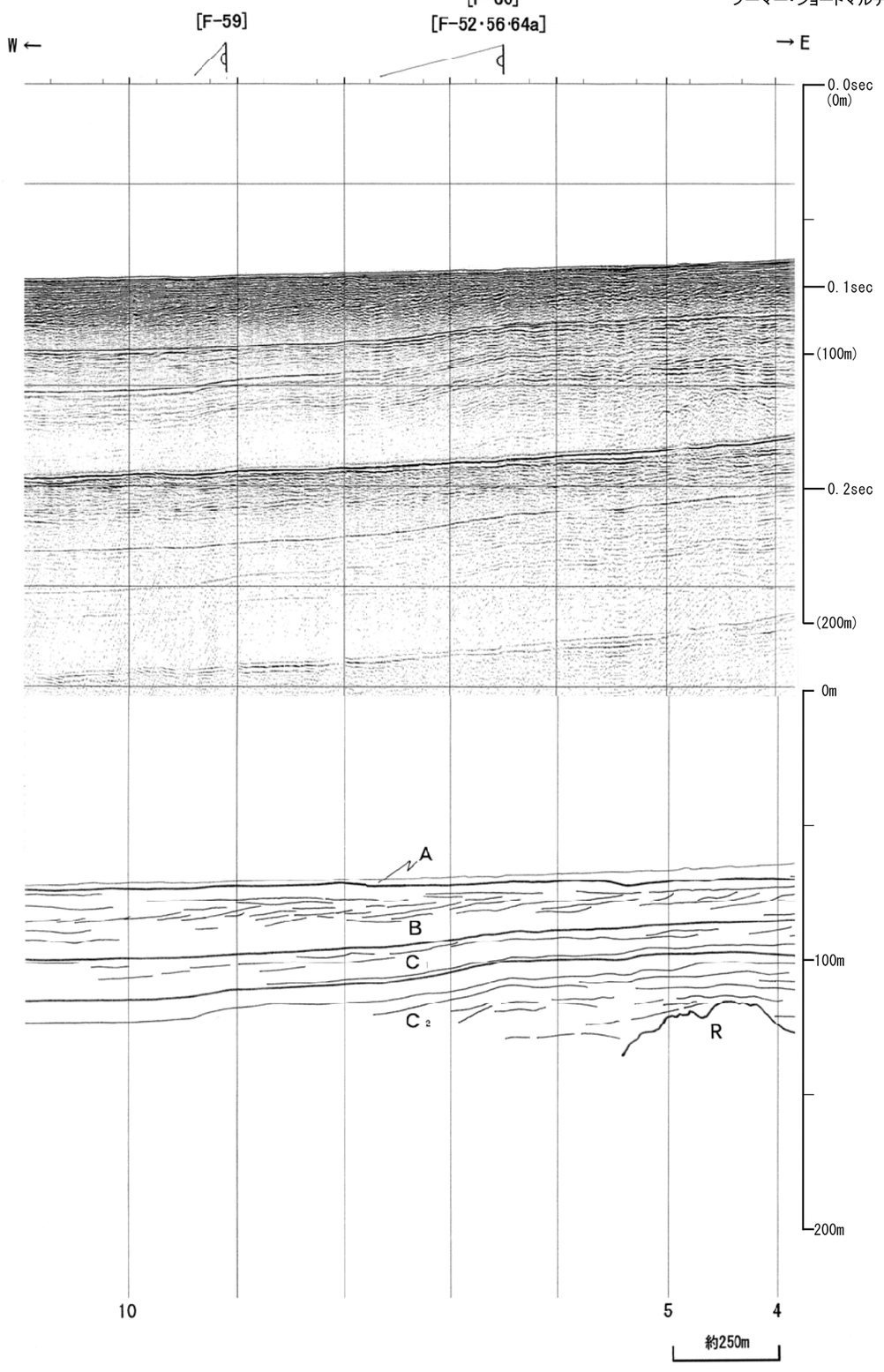


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(10)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（NGGM3-1）

No. 35G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部／頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部／基部の延長位置　断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

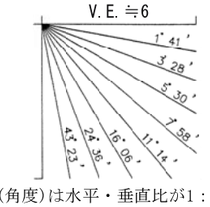
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

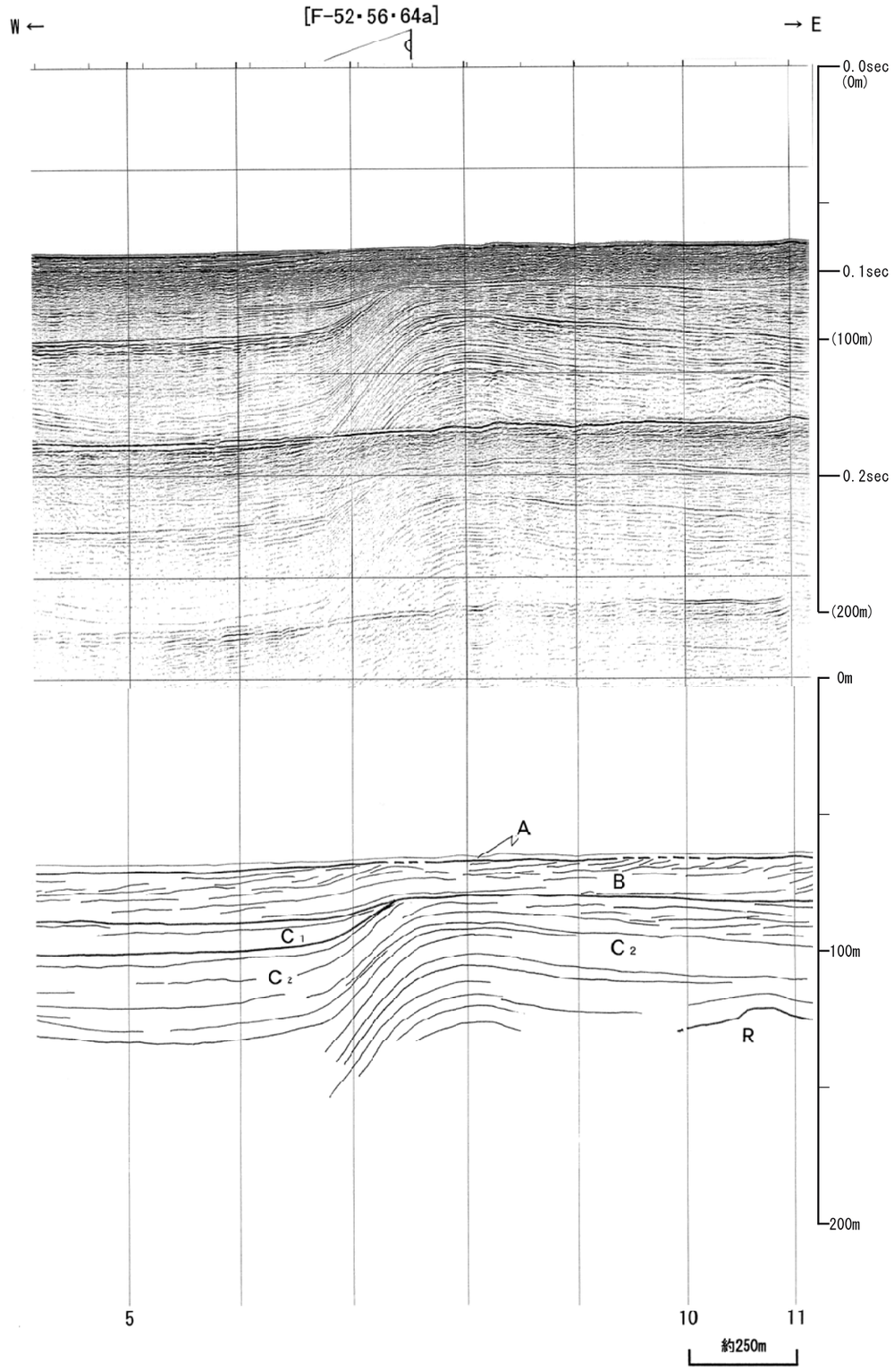


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(11)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.35G）

No. 37-2G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ

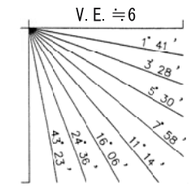


凡　例

[F-21]	断層及び断層番号
[F-2]	撓曲及び撓曲番号
基部 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 / 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C1 C2 C3 C4	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界

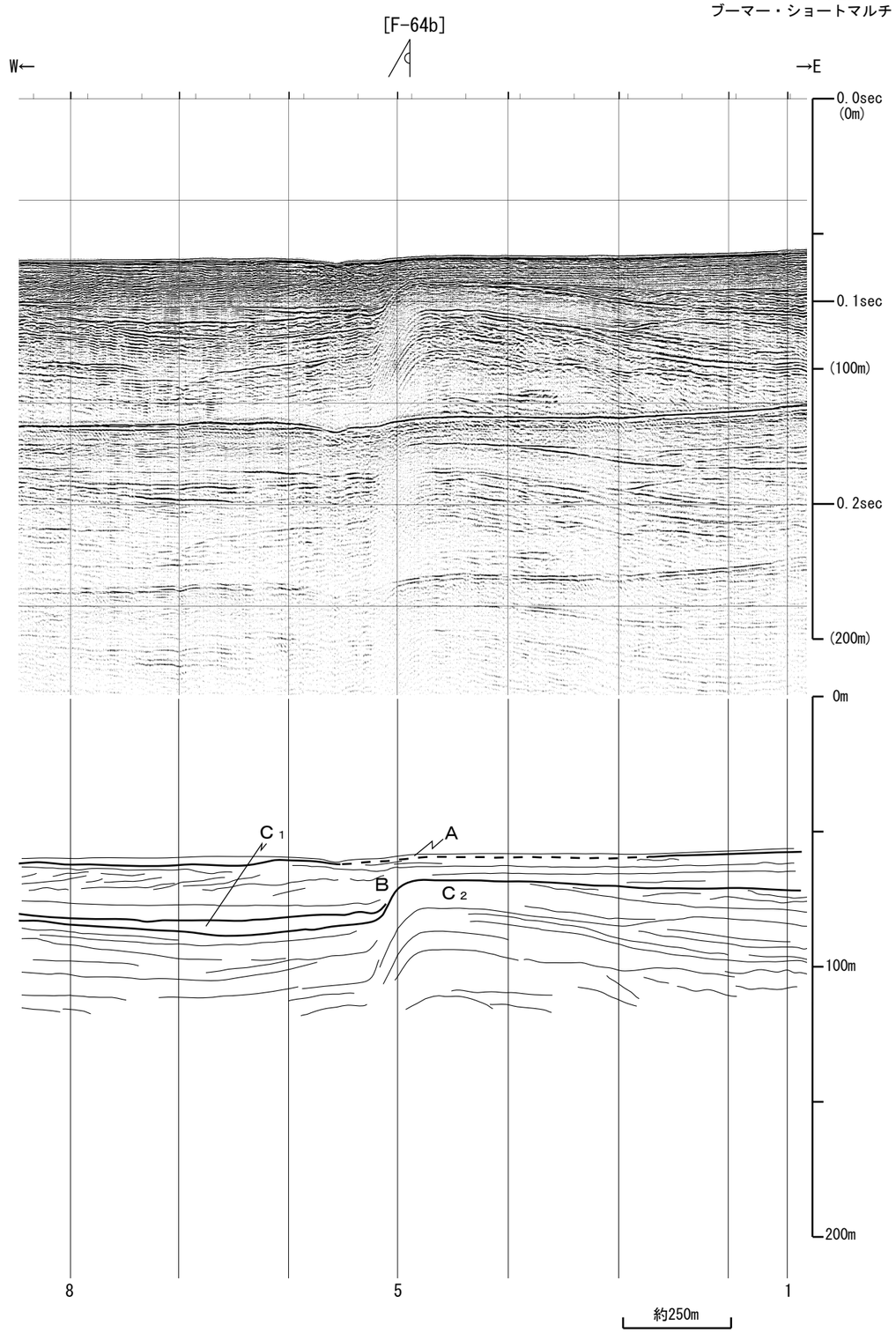


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(12)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No. 37-2G）

No. 39G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ



凡　例

[F-21] 断層及び断層番号

[F-2] 撓曲及び撓曲番号

基部 / 頂部 変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部 / 基部の延長位置 断層又は撓曲の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

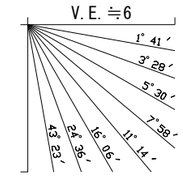
R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

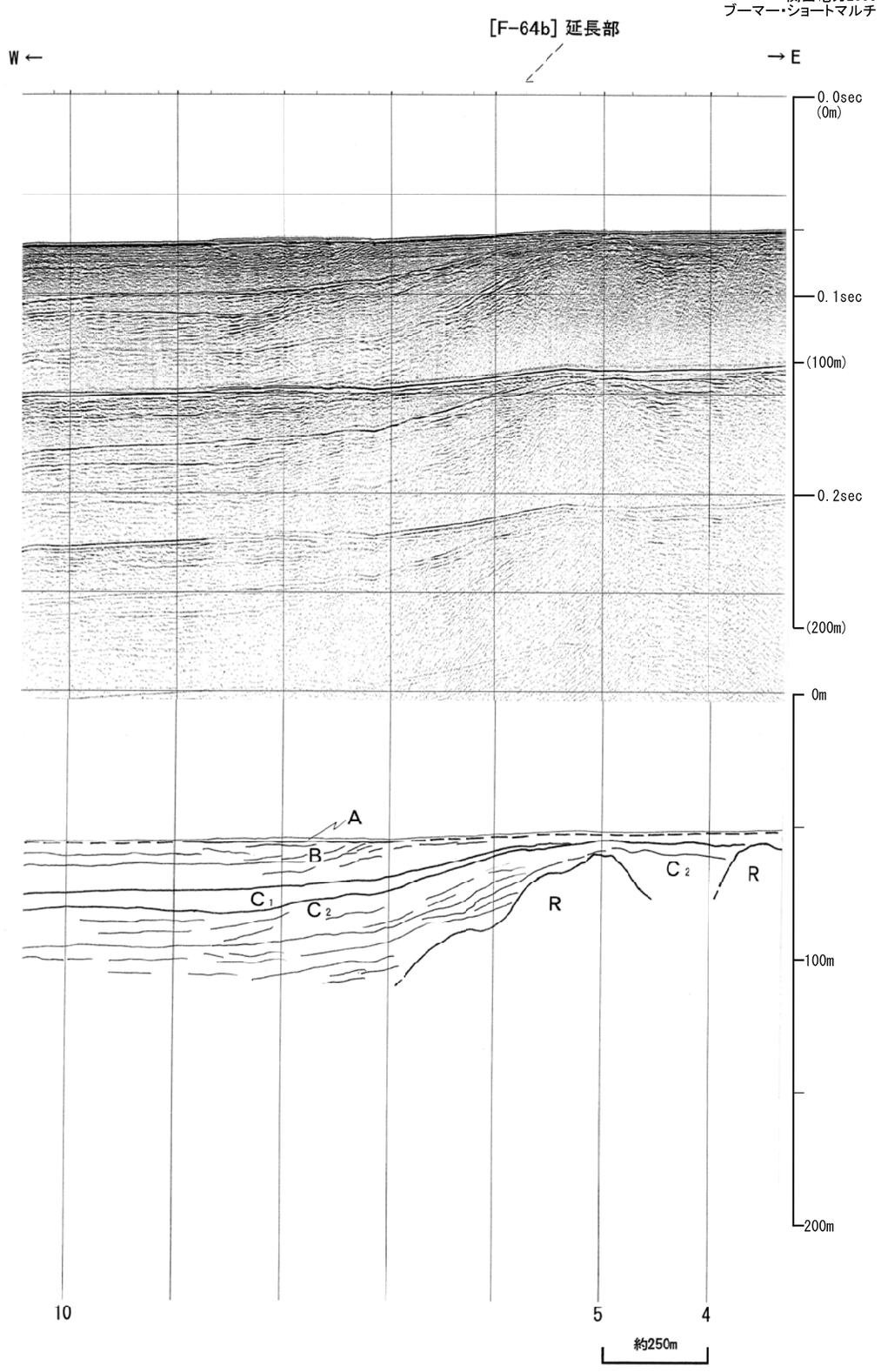


数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(13)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.39G）

No. 41G
関西電力2006
ブーマー・ショートマルチ

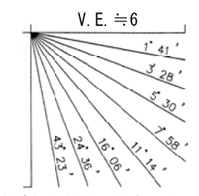


凡　例

[F-21] ┤	断層及び断層番号
[F-2] ∩	撓曲及び撓曲番号
基部 ／ 頂部	変形の及んでいる範囲
[F-2]延長部 ／ 基部の延長位置	断層又は撓曲の延長位置

凡　例

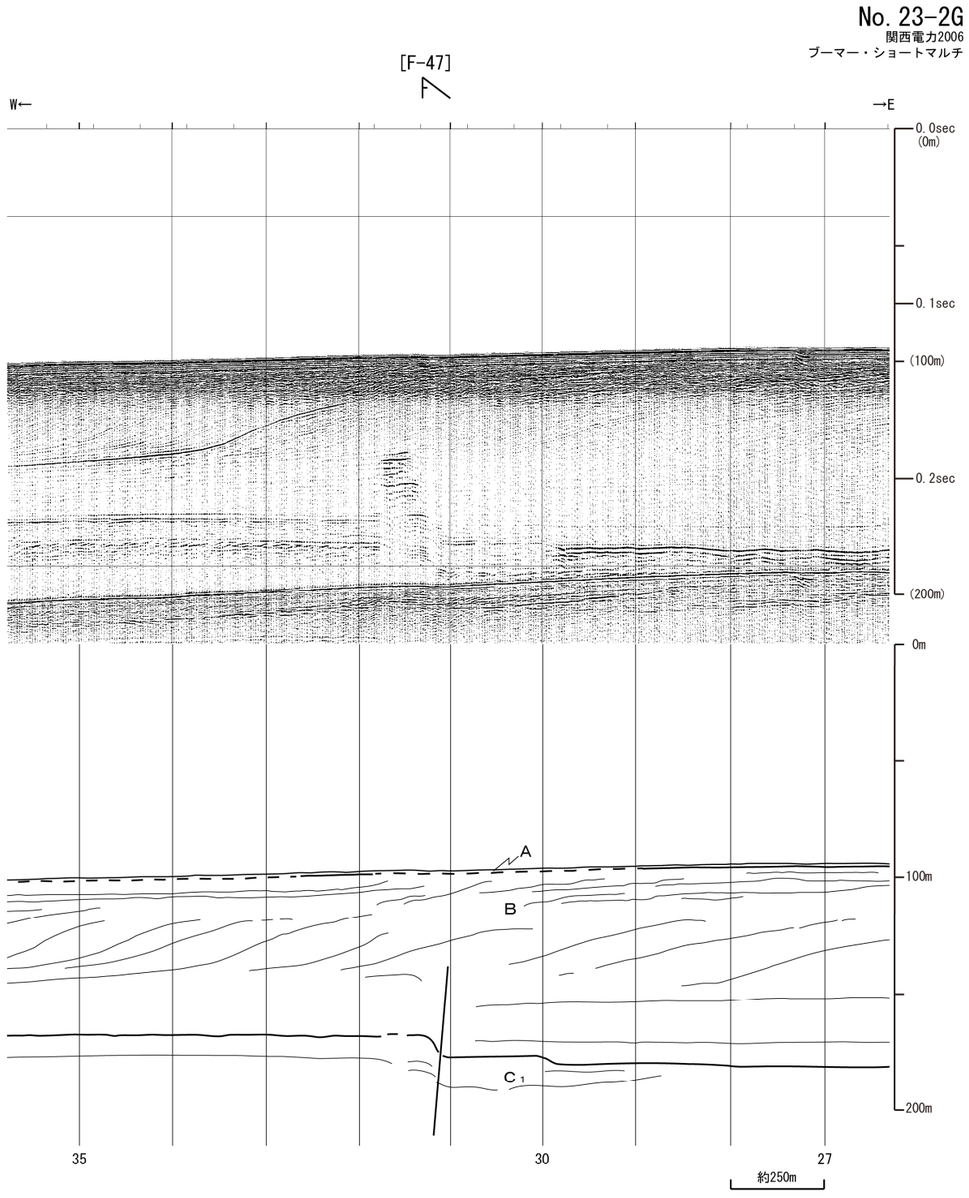
A	A層　完新統
B	B層　上部更新統
C (C1 C2 C3 C4)	C層　最上部鮮新統～中部更新統
D	D層　下部～上部鮮新統
R	R層　先鮮新統～最下部鮮新統
	断層
	推定断層
	地層境界
	推定地層境界



数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

第1.4.104図(14)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No. 41G）



凡　例

[F-21]　断層及び断層番号

[F-2]　撓曲及び撓曲番号

基部　頂部　変形の及んでいる範囲

[F-2]延長部　断層又は撓曲の延長位置

基部の延長位置

凡　例

A　A層　完新統

B　B層　上部更新統

C　C1 C2 C3 C4　C層　最上部鮮新統～中部更新統

D　D層　下部～上部鮮新統

R　R層　先鮮新統～最下部鮮新統

断層

推定断層

地層境界

推定地層境界

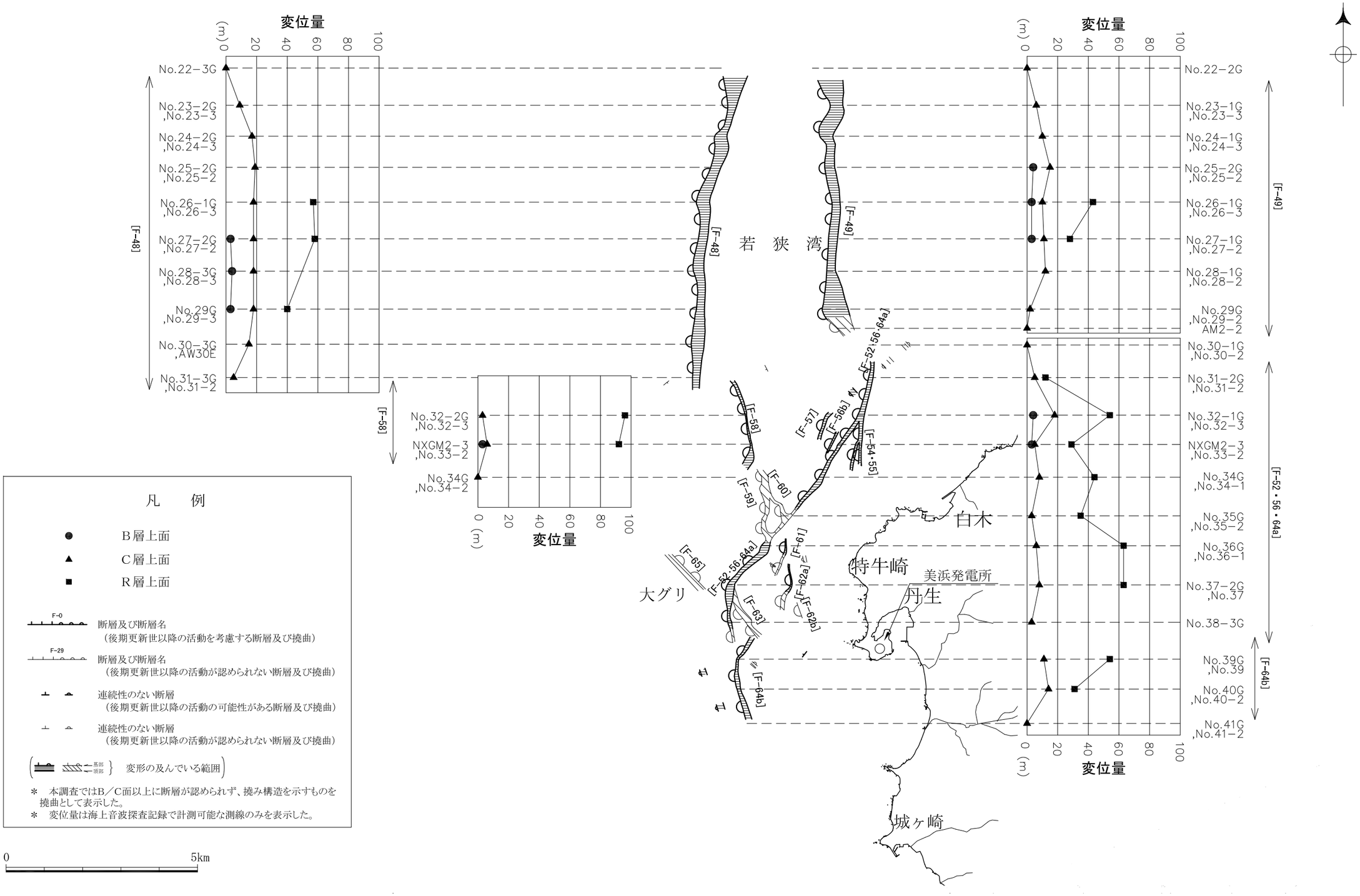
V.E. ≒6

1° 41′
3° 28′
5° 30′
7° 59′
11° 19′
16° 06′
24° 36′
47° 23′

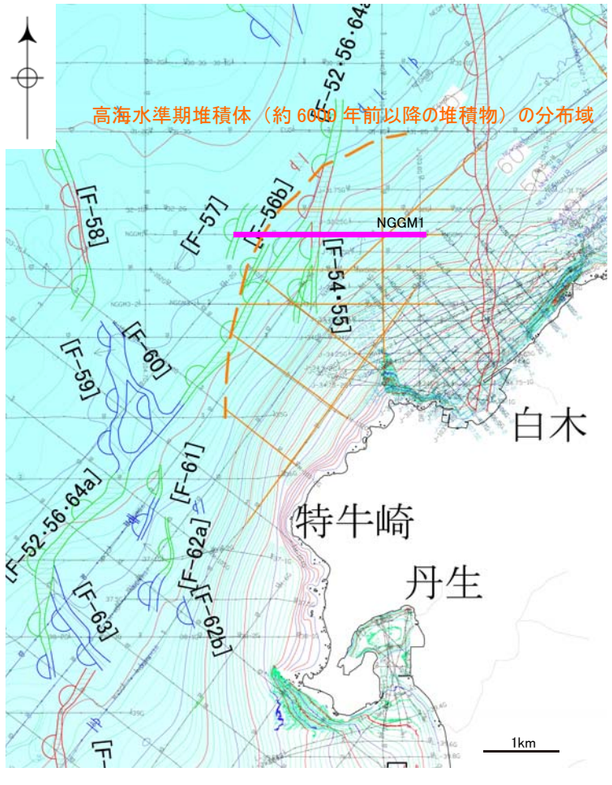
数字(角度)は水平・垂直比が1：1の傾斜角度

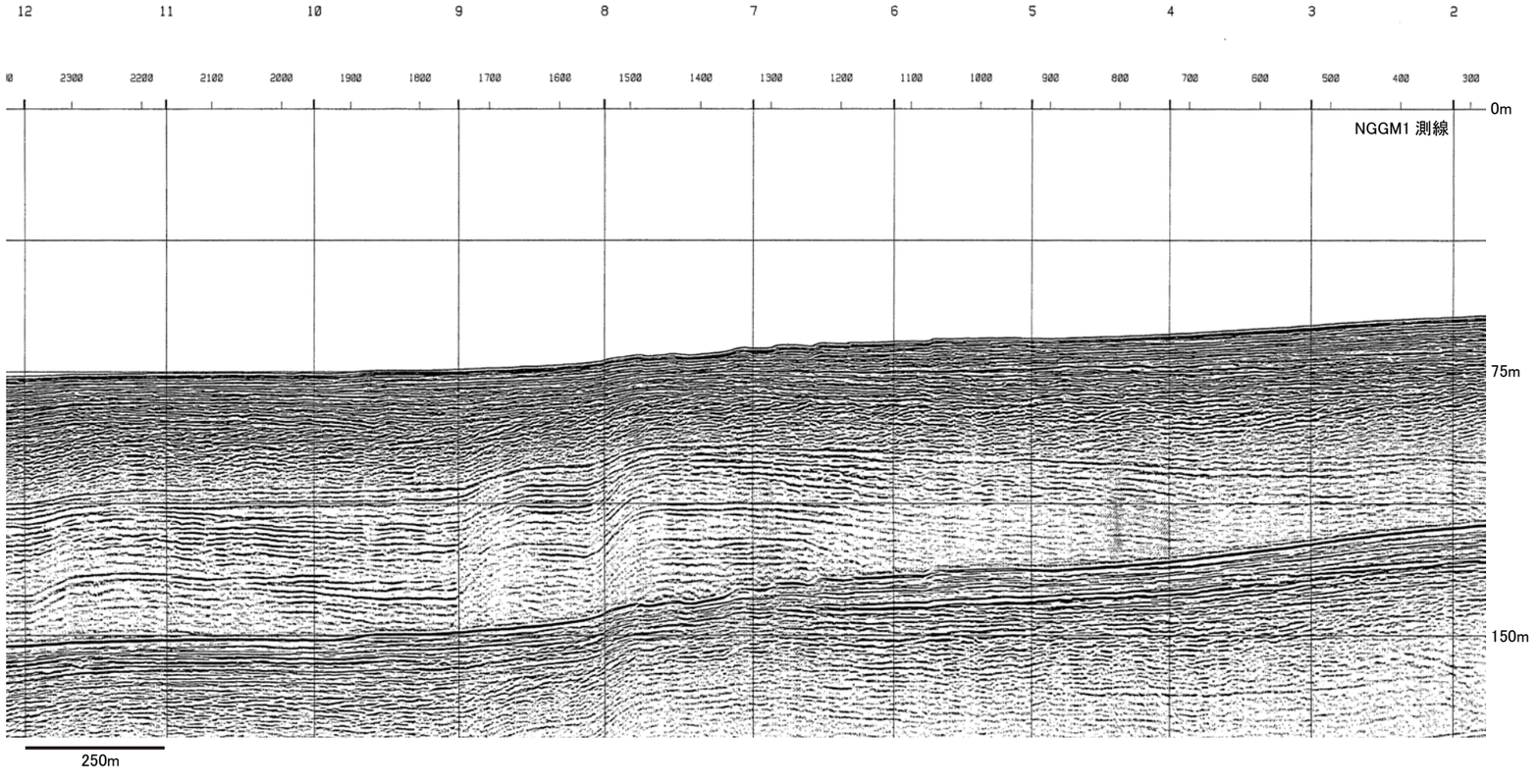
深度スケールは音波の伝播速度を1500m/sとして換算した。

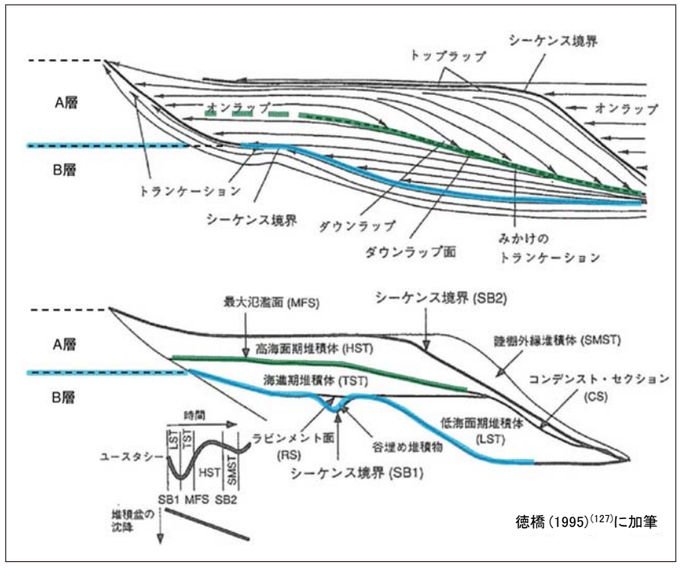
第 1.4.104 図(15)　C断層の海上音波探査記録及び地質断面図（No.23-2G）



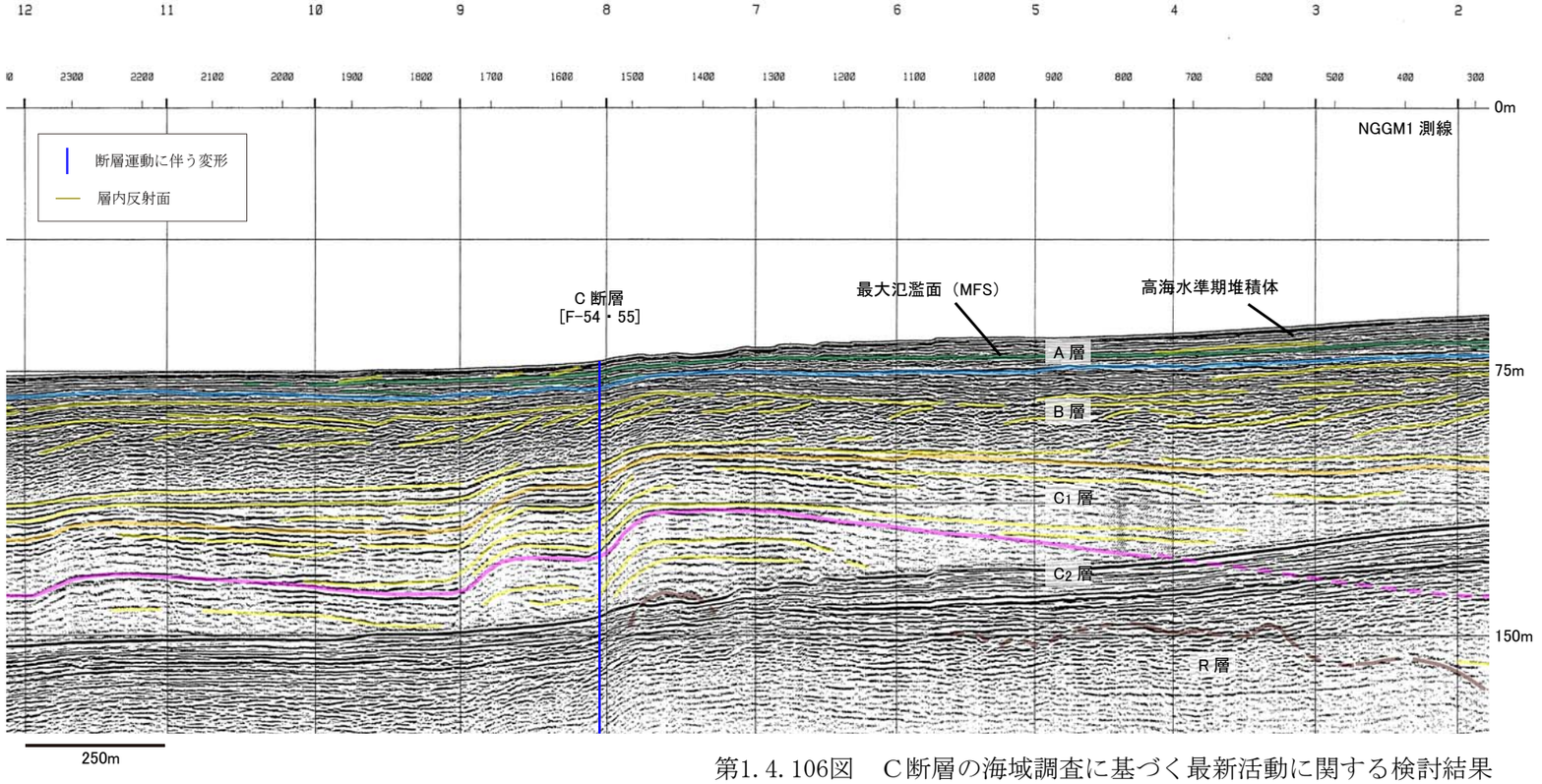
第1.4.105図　C断層の変位量分布図



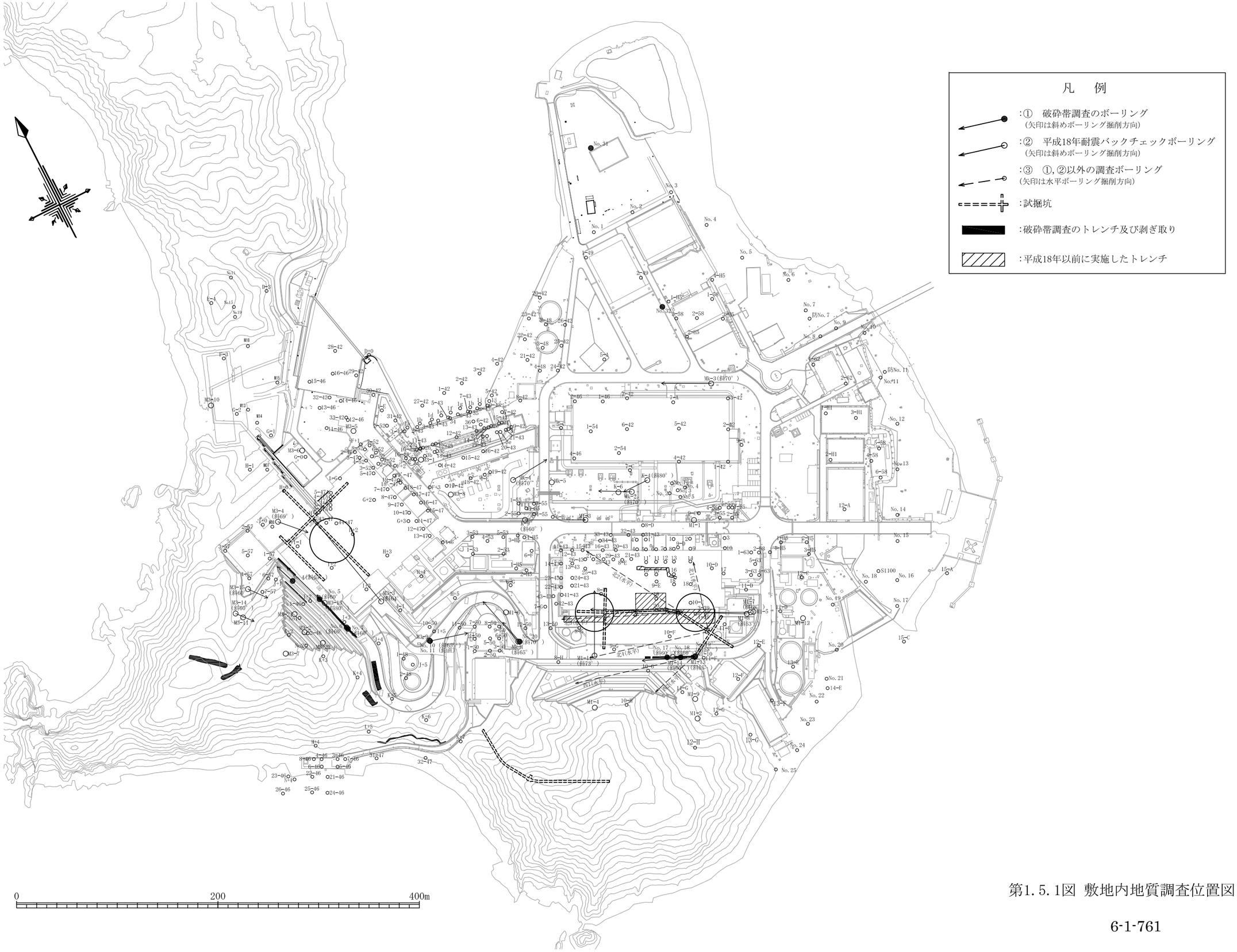




C 断層［F-54・55］は、ダウンラップ面（最大氾濫面）及び高海水準期（約 6,000 年前以降）の堆積物に変形を及ぼしており、海底面にも明瞭な変形が認められる。



第1.4.106図　C断層の海域調査に基づく最新活動に関する検討結果



第1.5.1図 敷地内地質調査位置図

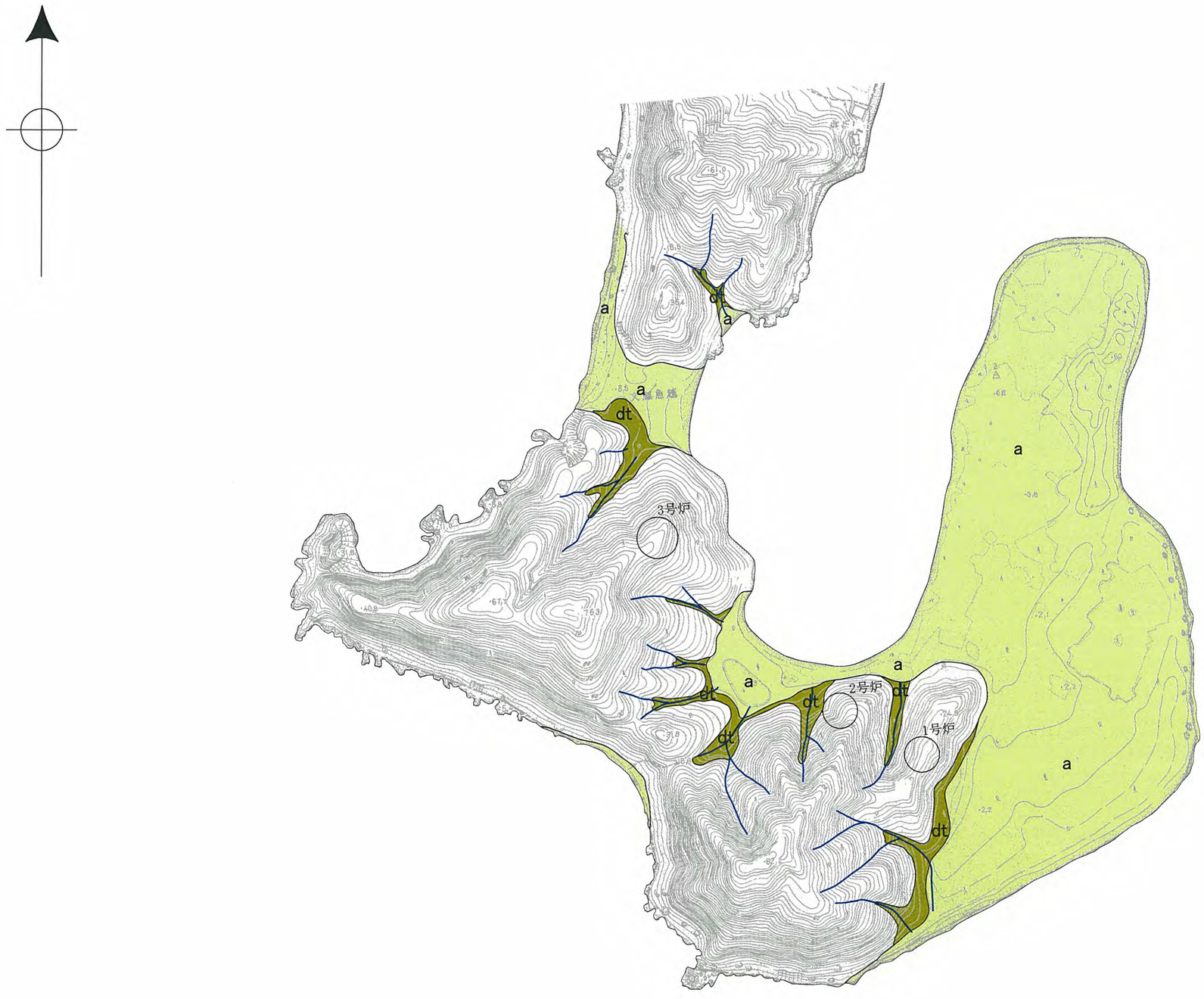


S＝1：5,000

0　250　500m

航空レーザー測量(平成２４年１１月測量)より作成

第1.5.2図 敷地の地形図



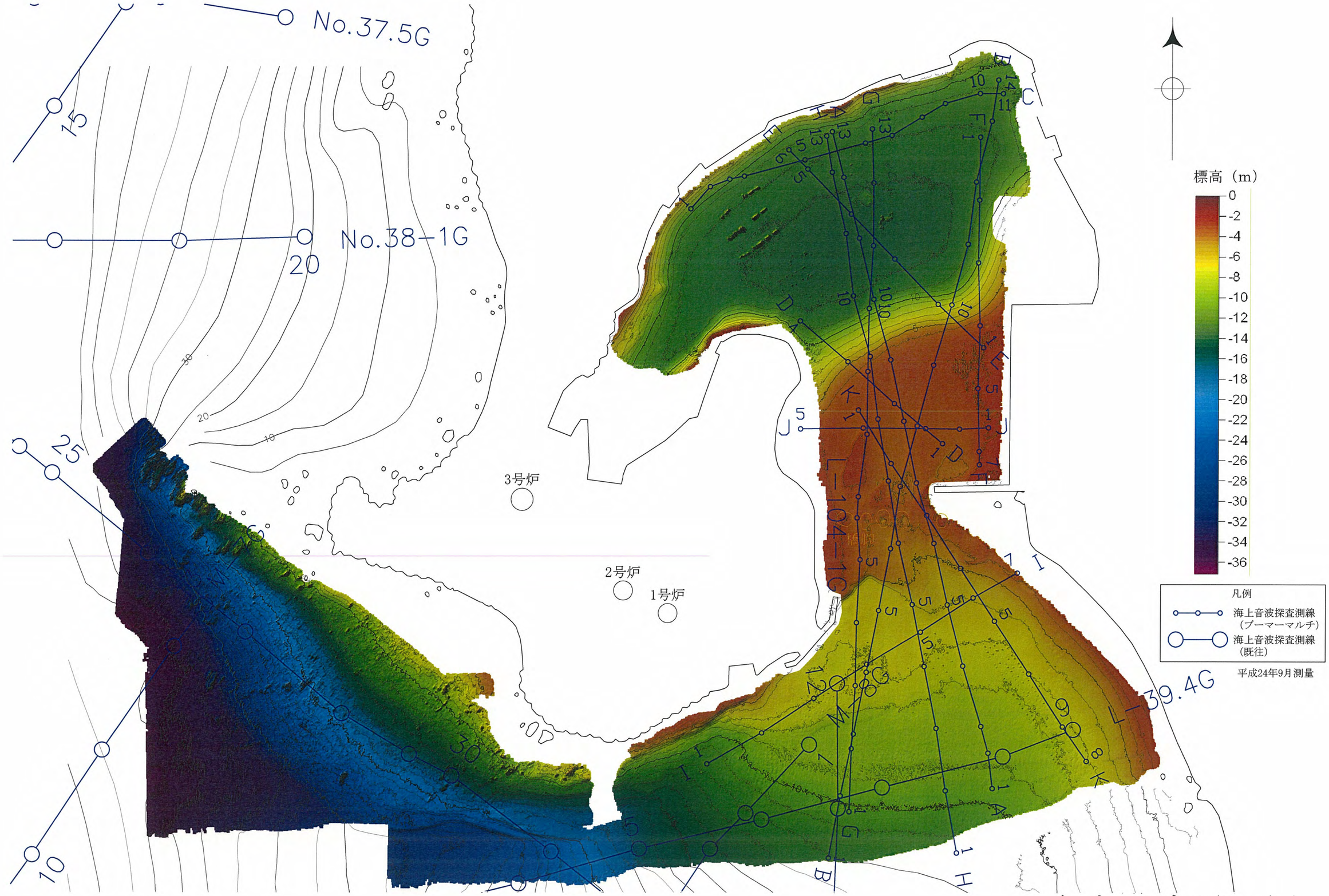
凡　　例

a	沖積低地
dt	崖錐面・小扇状地面
	山地、磯浜
	水系

S＝1：5,000

0　250　500m

第1.5.3図 敷地の地形面区分図



第1.5.4図 海底地形調査結果

凡　例

地質年代			地層名		記号	主な岩相・層相
新生代	第四紀	完新世	人工改変地		r	
			沖積層		a	礫・砂・シルト
	新第三紀	中新世	岩　脈		Do	ドレライト
	古第三紀		江若花崗岩	細粒黒雲母花崗岩	Grf	細粒黒雲母花崗岩
中生代	白亜紀後期			粗粒黒雲母花崗岩	Grc	粗粒黒雲母花崗岩 (一部中粒黒雲母花崗岩)

断面位置

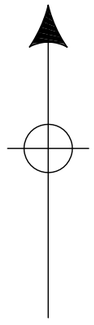
原子炉建屋設置位置

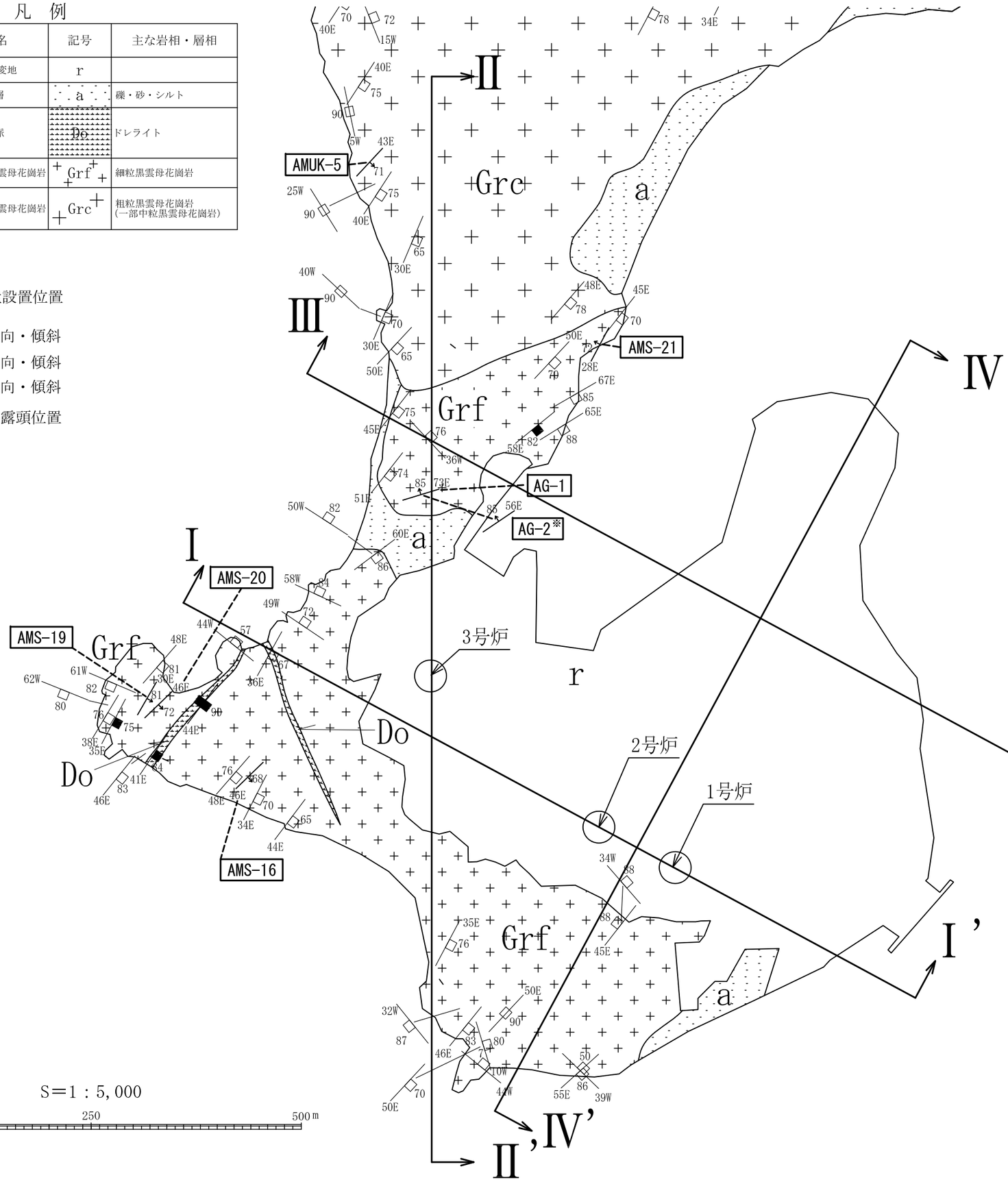
節理面の走向・傾斜

断層面の走向・傾斜

貫入面の走向・傾斜

AMS-18　破砕部確認露頭位置



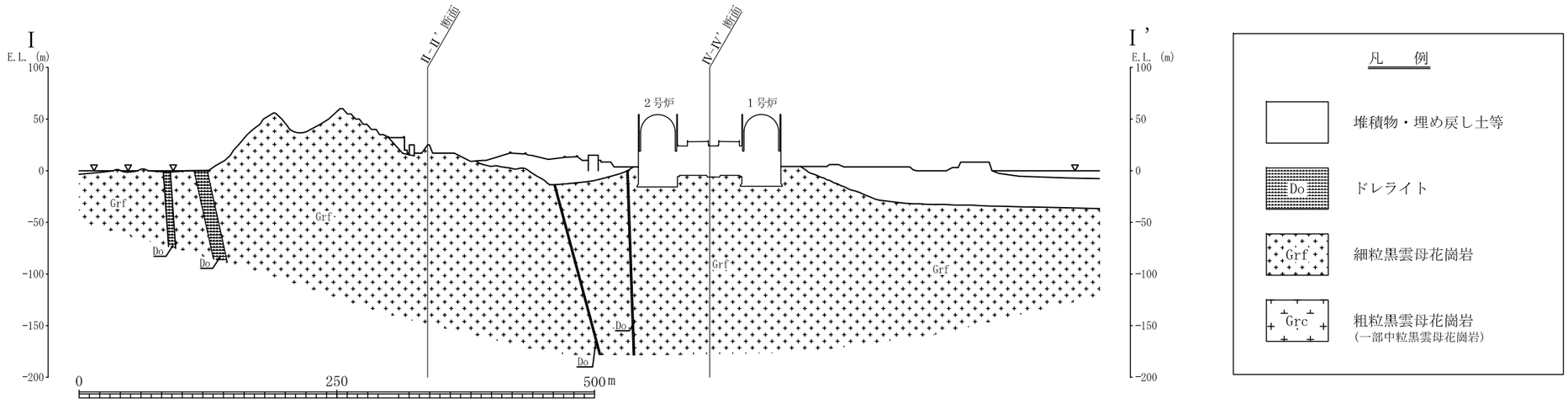


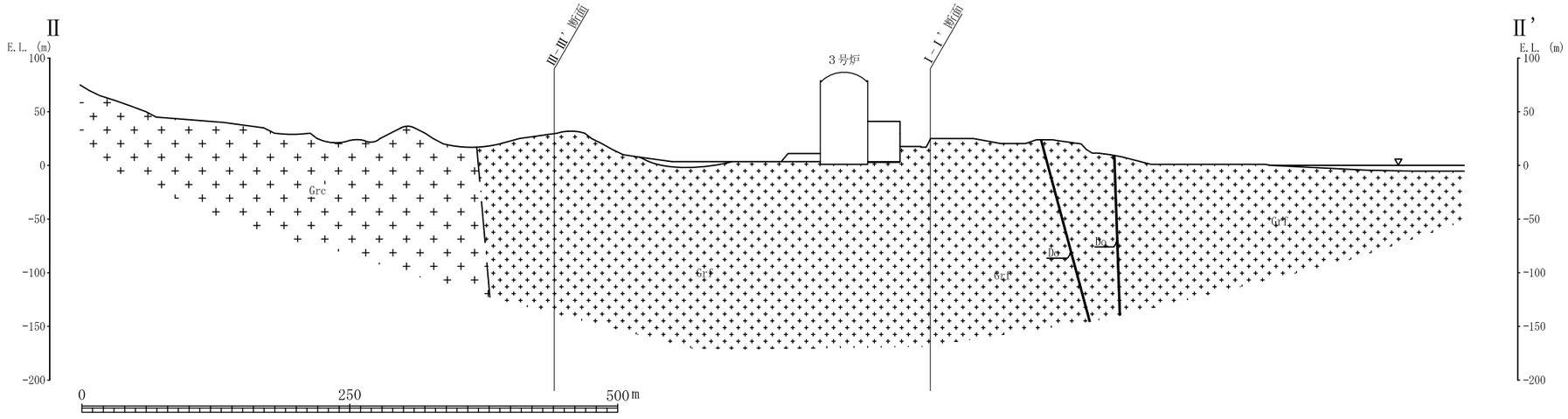
S＝1：5,000

0　250　500 m

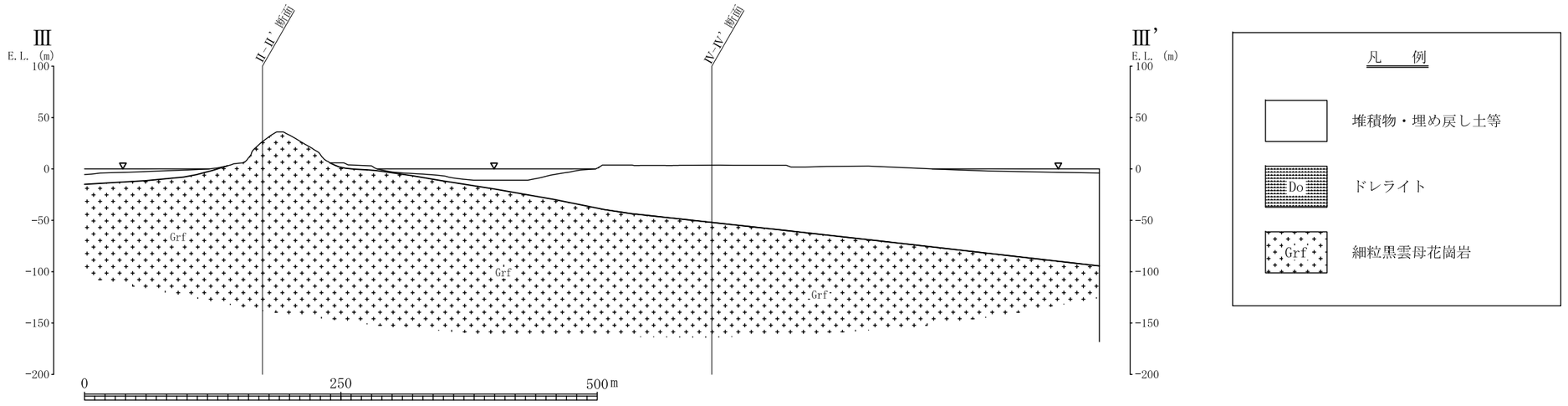
※AG-1、AG-2については、確認場所が近いことから、
AG-2の走向傾斜を引き出して記載。

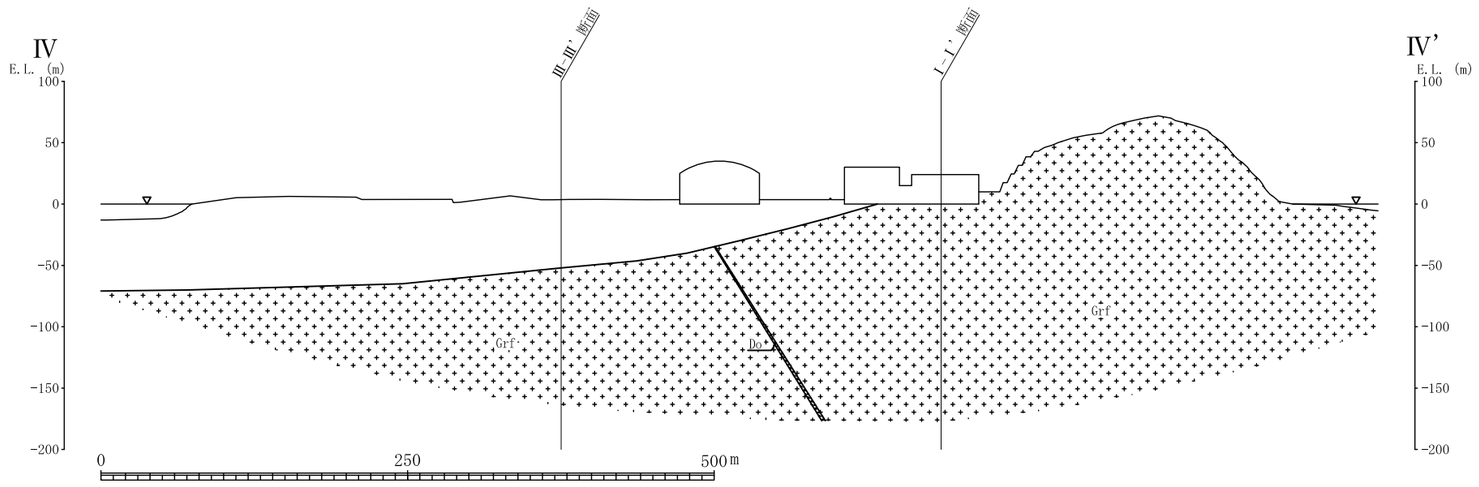
第1.5.5図　敷地の地質図





第1.5.6図(1) 敷地の地質断面図(1)





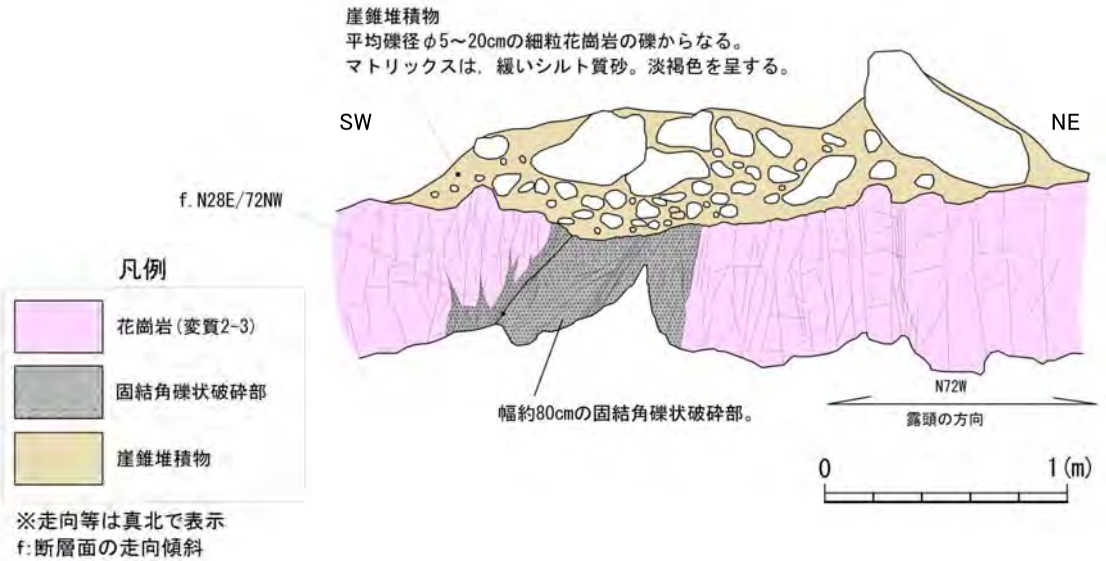
第1.5.6図(2) 敷地の地質断面図(2)

3号炉北東方の露頭(AMS-21)



全景写真

幅80cm程度の固結した角礫状破砕部。
走向・傾斜:N28E/72NW。
破砕部を覆う礫層に変位・変形は認められない。



第 1.5.7 図　３号炉北東方の露頭（AMS-21）の写真及びスケッチ

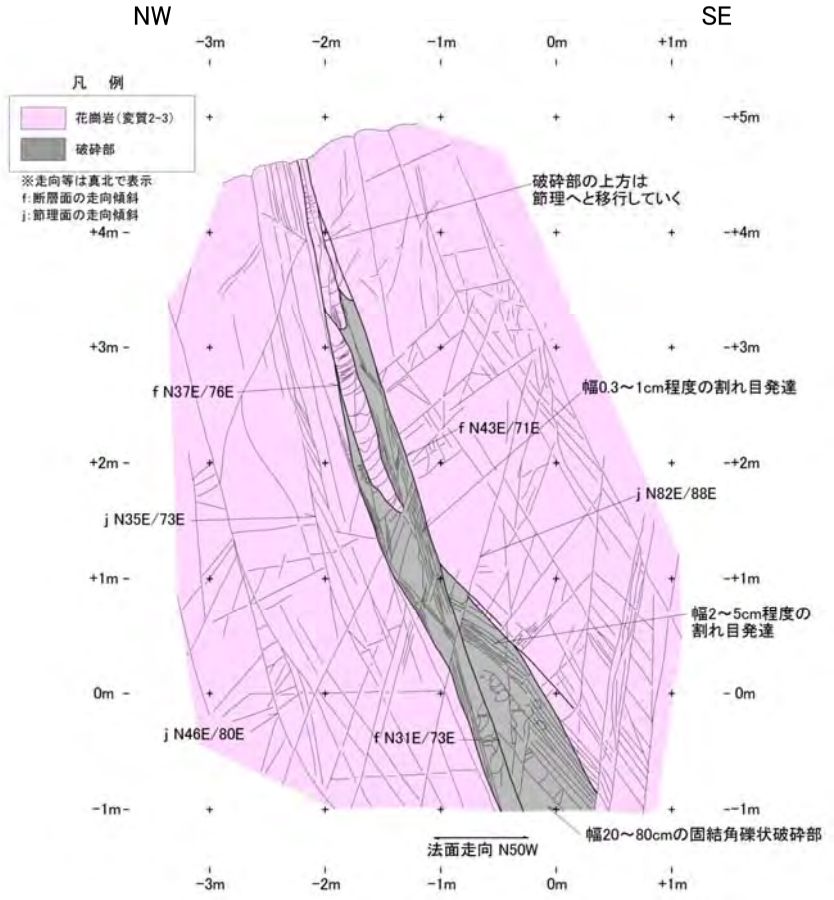
3号炉北方の露頭(AMUK-5)



全景写真



拡大写真



幅20cm～80cmの固結した角礫状破砕部。
連続性に富む主断層面は認められない。
破砕部右縁の走向・傾斜:N43E/71SE。
上方では、節理に移行していく。

第 1.5.8 図　3 号炉北方の露頭（AMUK-5）の写真及びスケッチ

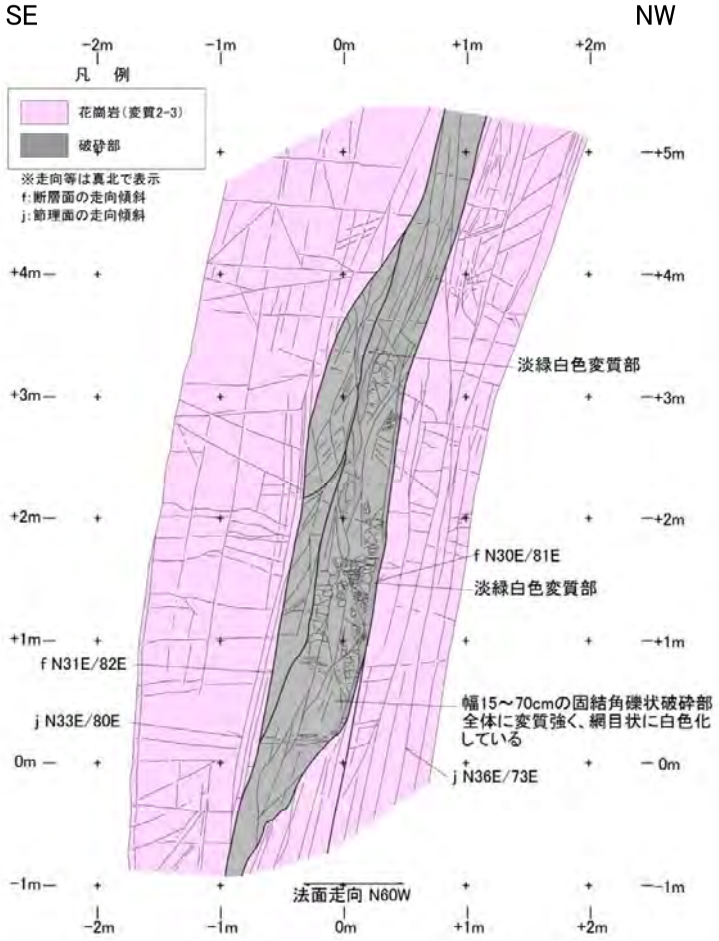
3号炉西方の露頭(AMS-19)



全景写真



拡大写真



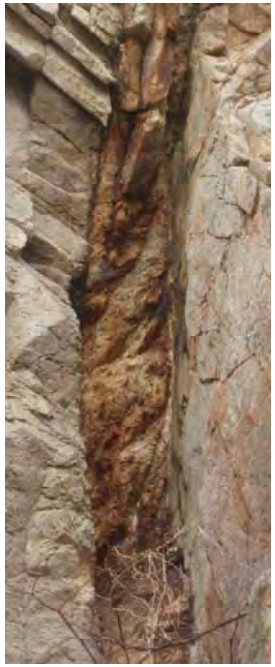
幅約15cm～約80cmの固結した角礫状破砕部。
破砕部は、海蝕洞の奥まで節理に沿っており、
20m程度奥で幅数mm程度に狭くなる。
破砕部右縁の走向・傾斜:N30E/81E。

第 1.5.9 図　3 号炉西方の露頭（AMS-19）の写真及びスケッチ

3号炉西方の露頭(AMS-20)



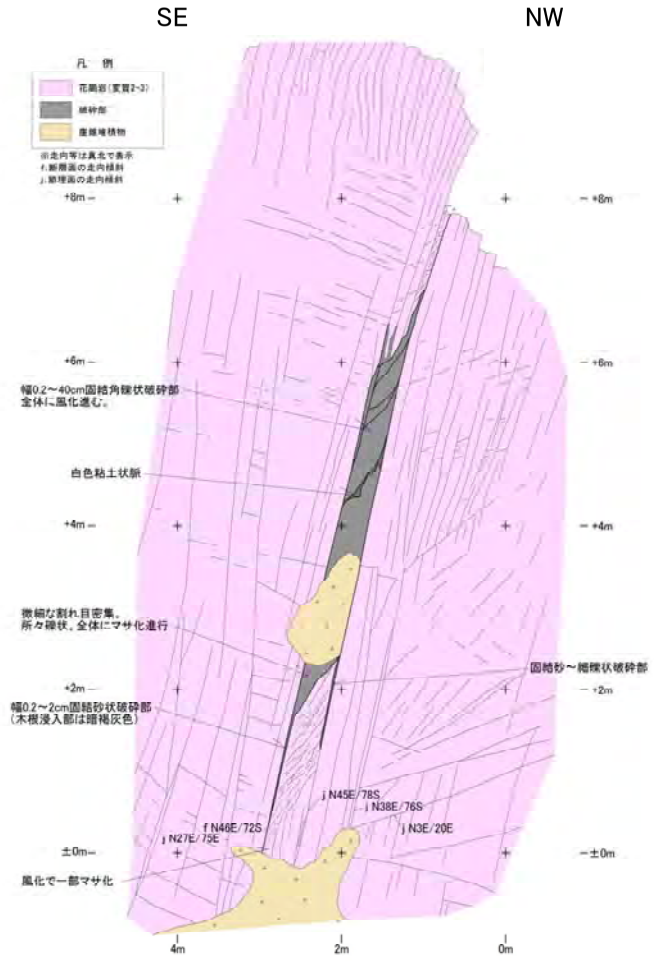
全景写真



上部拡大写真



下部拡大写真



幅0.2cm～40cmの固結した角礫状破砕部。全体に風化進む。
破砕部左縁の走向・傾斜:N46E/72E。
上部および下部の岩盤中で幅が狭くなり、
下部では0.2cm～2cm程度の固結砂状破砕部に移行する。

第 1.5.10 図　3 号炉西方の露頭（AMS-20）の写真及びスケッチ

3号炉南西方の露頭(AMS-16)



全景写真

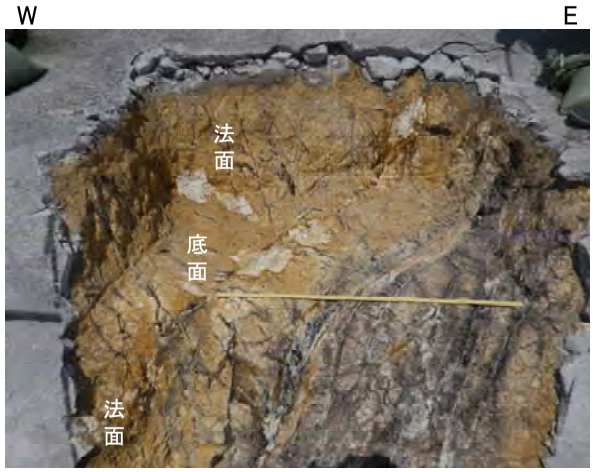


拡大写真

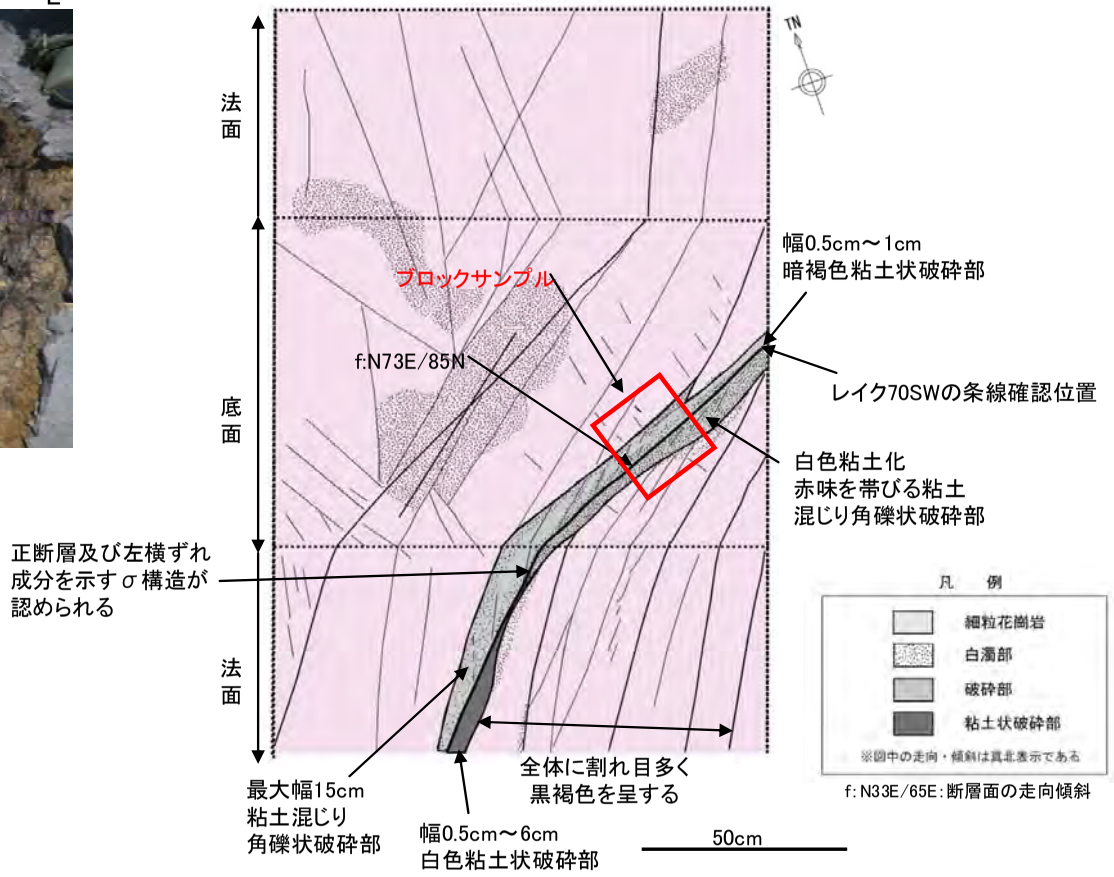


幅0.1cm～50cmの固結した角礫状破砕部。
左縁に沿って幅0.1cm～0.5cmの暗褐灰色粘土を伴う(左拡大写真)。
走向・傾斜:N46E/68S。
破砕部の上方はN30E方向の節理に沿って分布し、節理に移行していく。
下方も節理に沿って幅が狭くなる。

第 1.5.11 図　3 号炉南西方の露頭（AMS-16）の写真及びスケッチ



AG-1破砕部の写真



AG-1破砕部のスケッチ

AG-1破砕部の性状
走向傾斜はN73E/85N。
破砕幅は7cm～15cm、粘土状破砕部と粘土混じり角礫状破砕部からなる。
露頭観察では正断層及び左横ずれ成分を示すσ構造が認められる。
また、最新面にレイク70SWの条線を確認した。

第 1.5.12 図　アゴ越付近の破砕部（AG-1）の露頭写真及びスケッチ

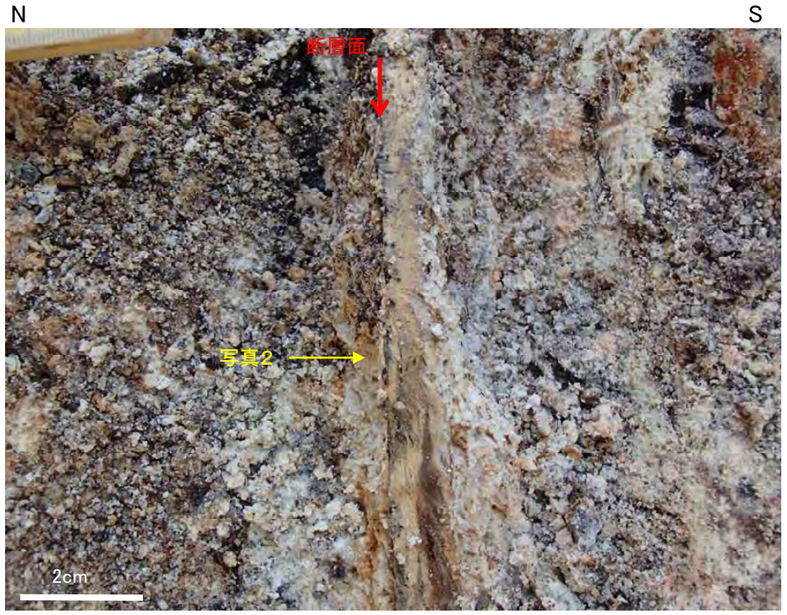
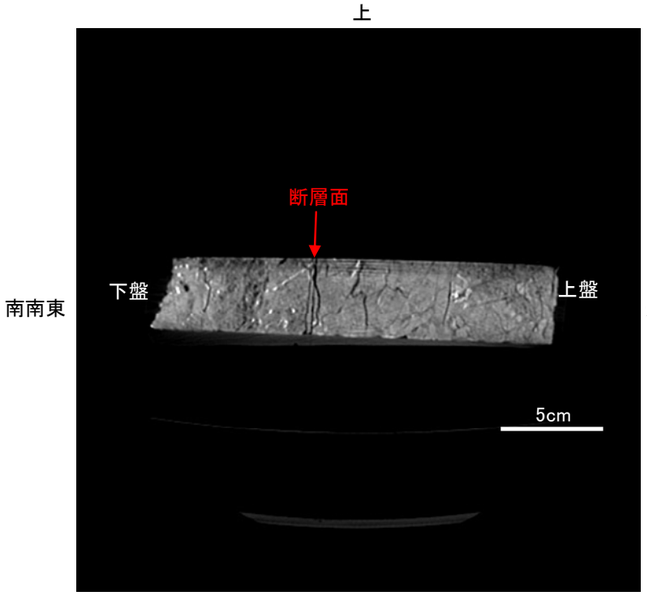


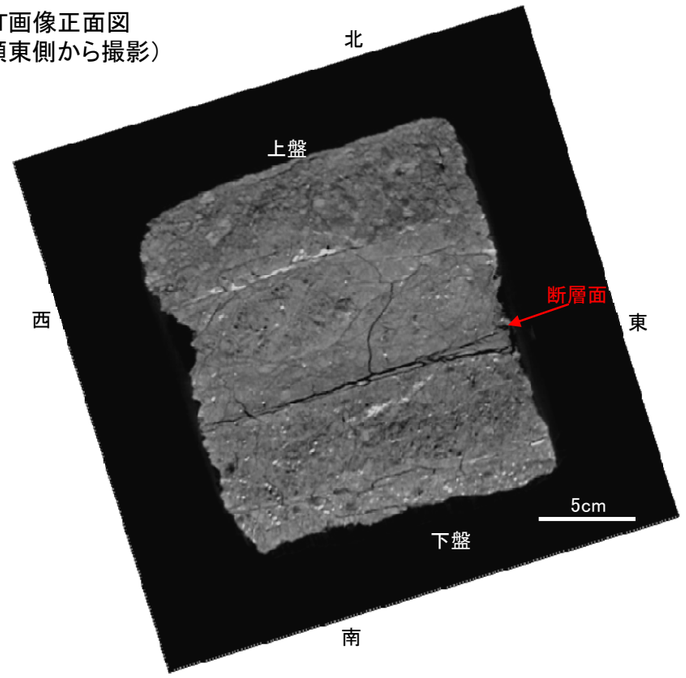
写真1



写真2：断層面上に70SWの条線が認められる。付加ステップの方向から、最新活動の運動センスは左横ずれ正断層である可能性がある。



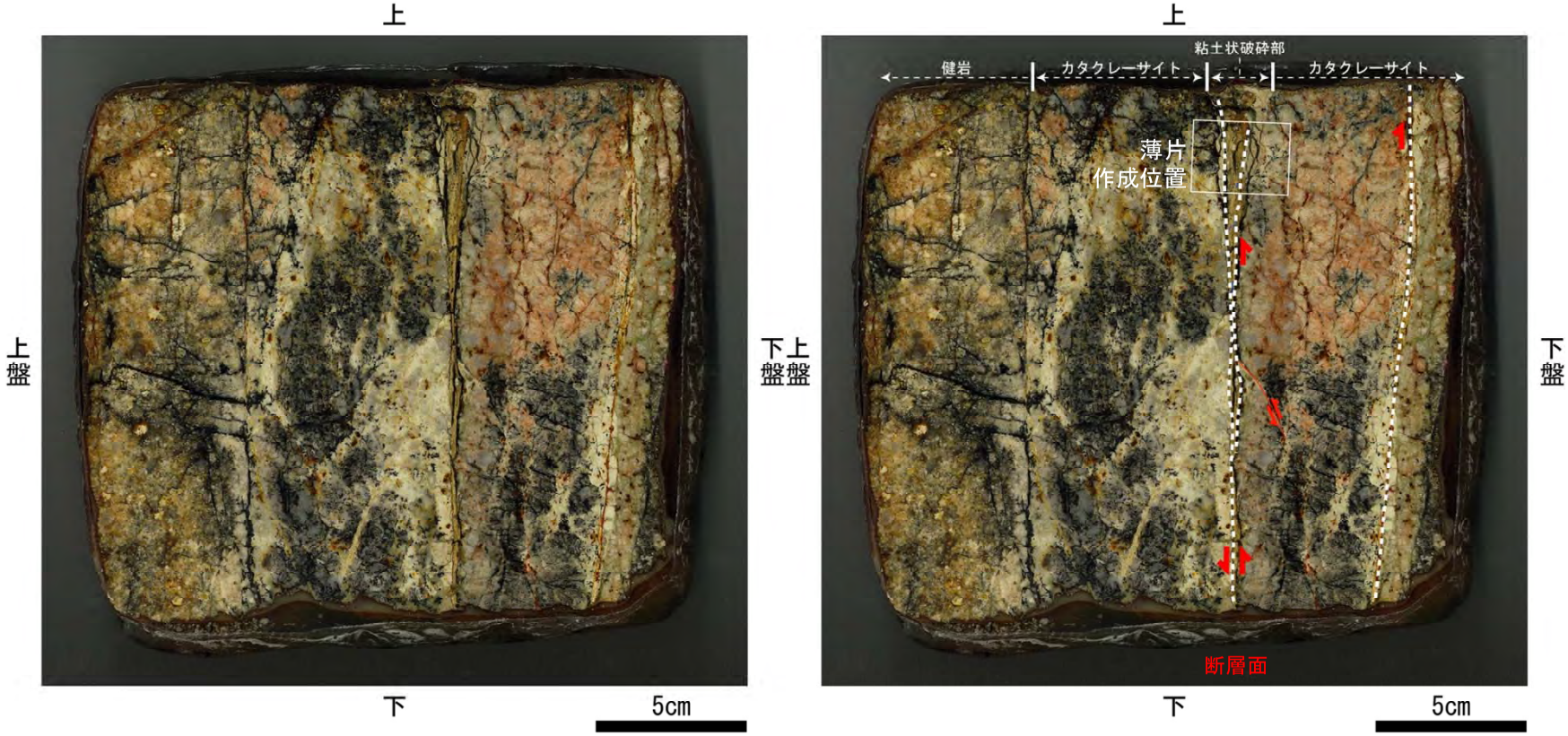
CT画像正面図
（露頭東側から撮影）



CT画像水平図
（露頭を上から撮影）

断層面の走向/傾斜：N73E/85N、縦ずれ成分：不明、横ずれ成分：不明。
途切れることなく連続するY面が1条認められた。
さらに、このY面は直線性に優れることから断層面であると考えられる。
明瞭な密度変化は認められない。

第 1.5.13 図　アゴ越付近の破砕部（AG-1）のＣＴ画像観察および条線観察結果



凡例：白破線（断層面）、赤線（R1面）、青線（P面）

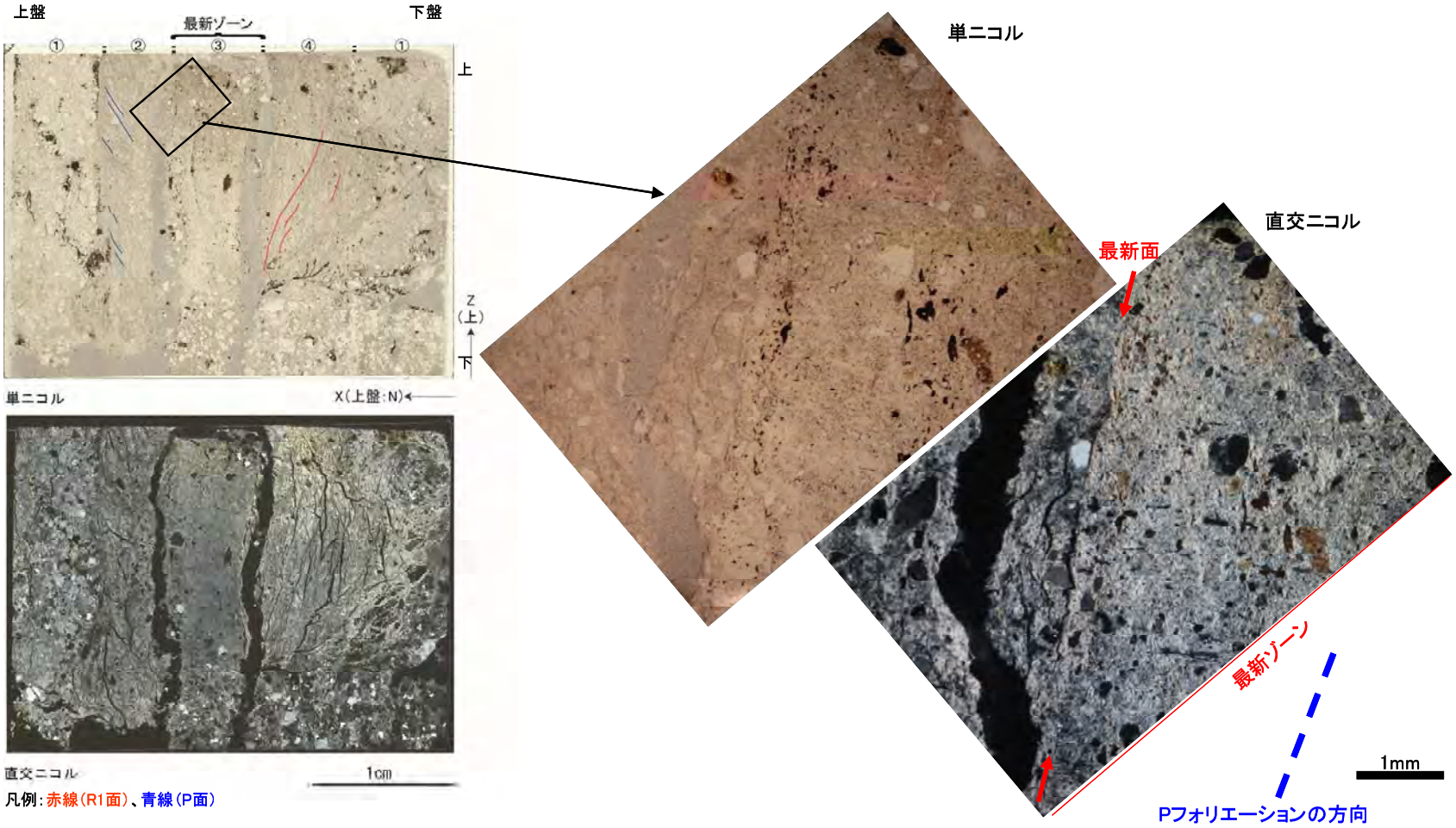
研磨片観察結果

・分帯：健岩とカタクレーサイト、粘土状破砕部が認められる。

・粘土状破砕部に沿って、研磨片を横断するY面が1条認められる。さらに、このY面は直線性に優れることから、断層面であると考えられる。断層面は主に粘土状破砕部と上盤側のカタクレーサイトを境界付け、研磨片上部で粘土状破砕部中を通過する。

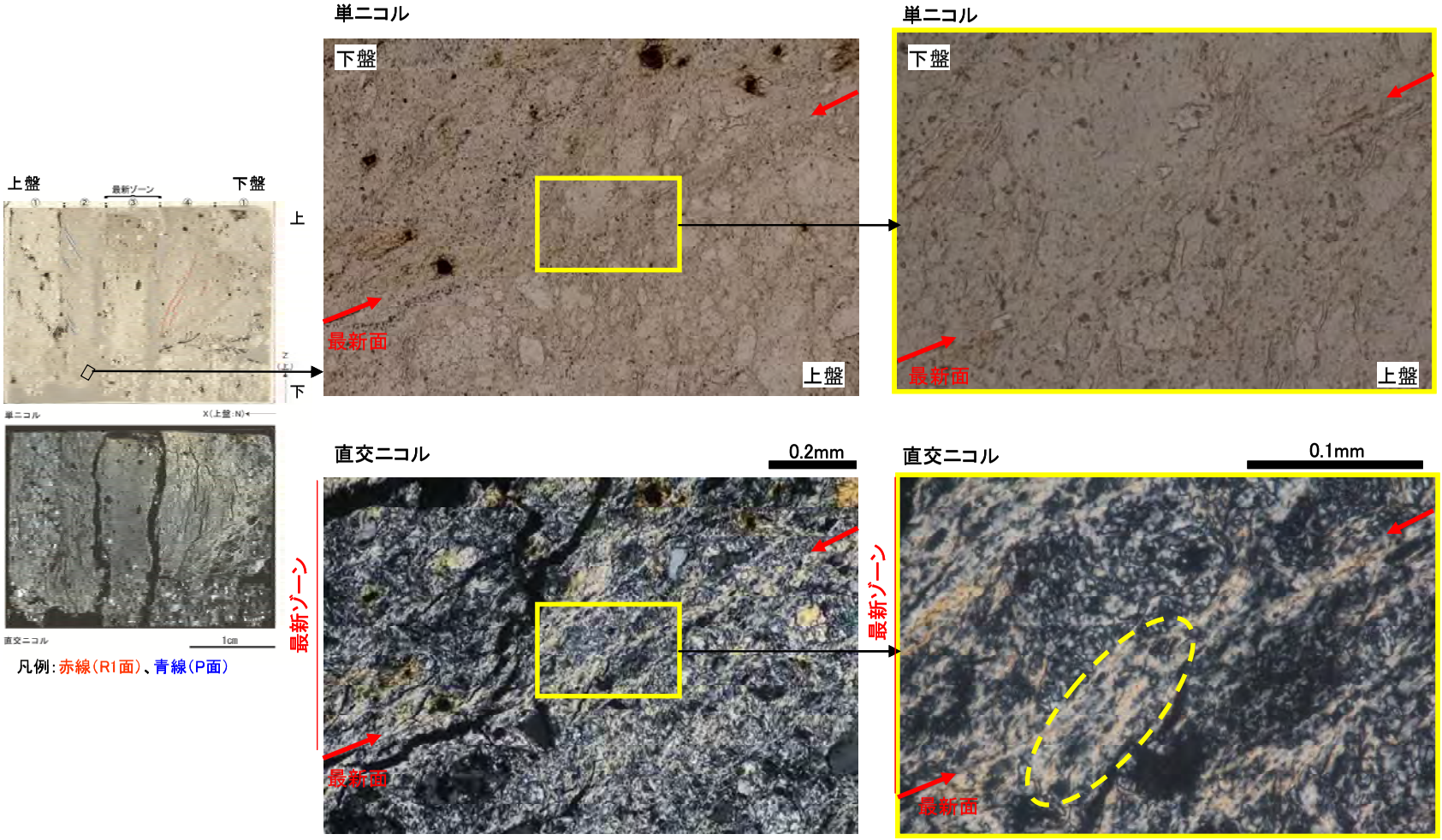
・カタクレーサイト中のY面に沿って逆断層成分を示す複合面構造が認められる。さらに、断層面に沿う粘土状破砕部中に左横ずれを伴う正断層センスを示す変形指標が認められる。これらのことから、運動センスが逆断層から左横ずれを伴う正断層に反転した可能性がある。

第 1.5.14 図　アゴ越付近の破砕部（AG-1）の研磨片観察結果



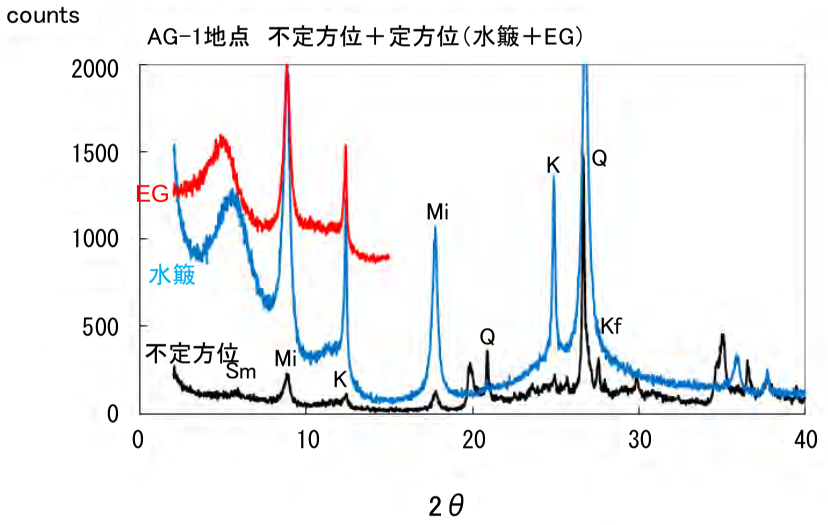
・観察の結果、①カタクレーサイト、②細～中粒粘土状破砕部（細粒砕屑物に富む）、③極細粒粘土状破砕部（一部中粒フラグメントを含む）、④細粒粘土状破砕部（③に比べ細粒粘土鉱物が発達、薄片下部で消滅）に分帯される。③が最新ゾーンである。最新面は極細粒粘土状破砕部(③)と細～中粒粘土状破砕部（②）の境界に位置する。最新ゾーンには層状構造が認められない。
・最新面に沿って左横ずれを伴う正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。
・断層の走向傾斜がN73E/85N、条線角度が70SWであることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.5.15 図(1)　アゴ越付近の破砕部（AG-1）の薄片観察結果(1)

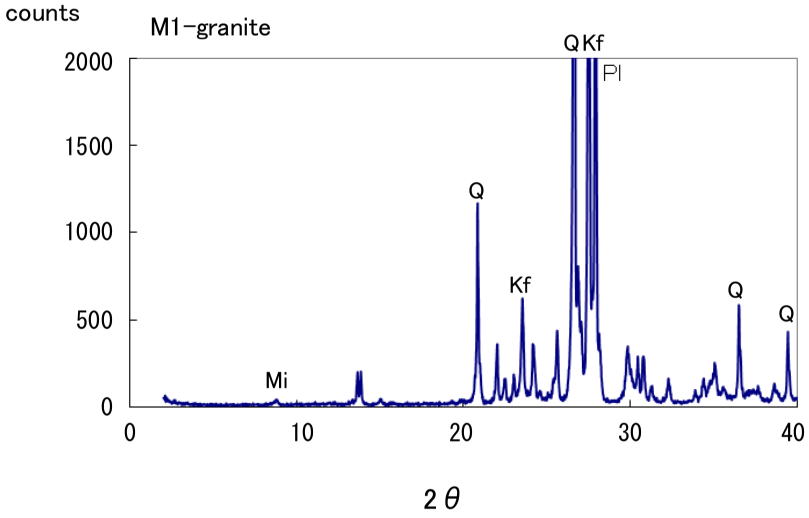


・最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.5.15 図(2)　アゴ越付近の破砕部（AG-1）の薄片観察結果(2)



アゴ越(AG-1)破砕部のチャート



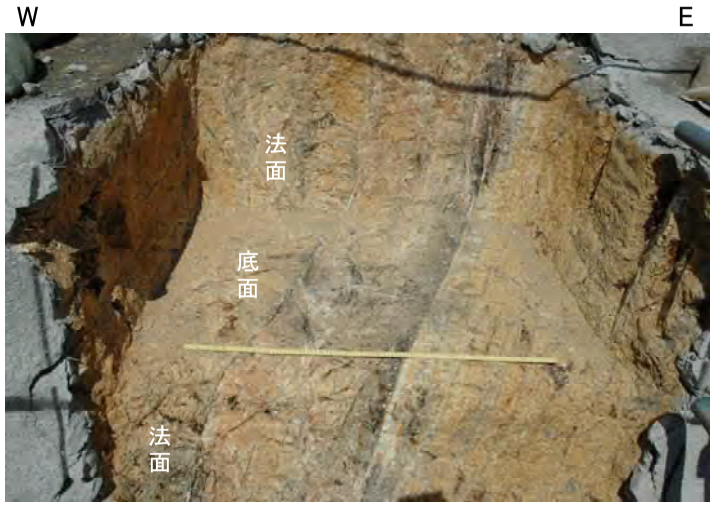
新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

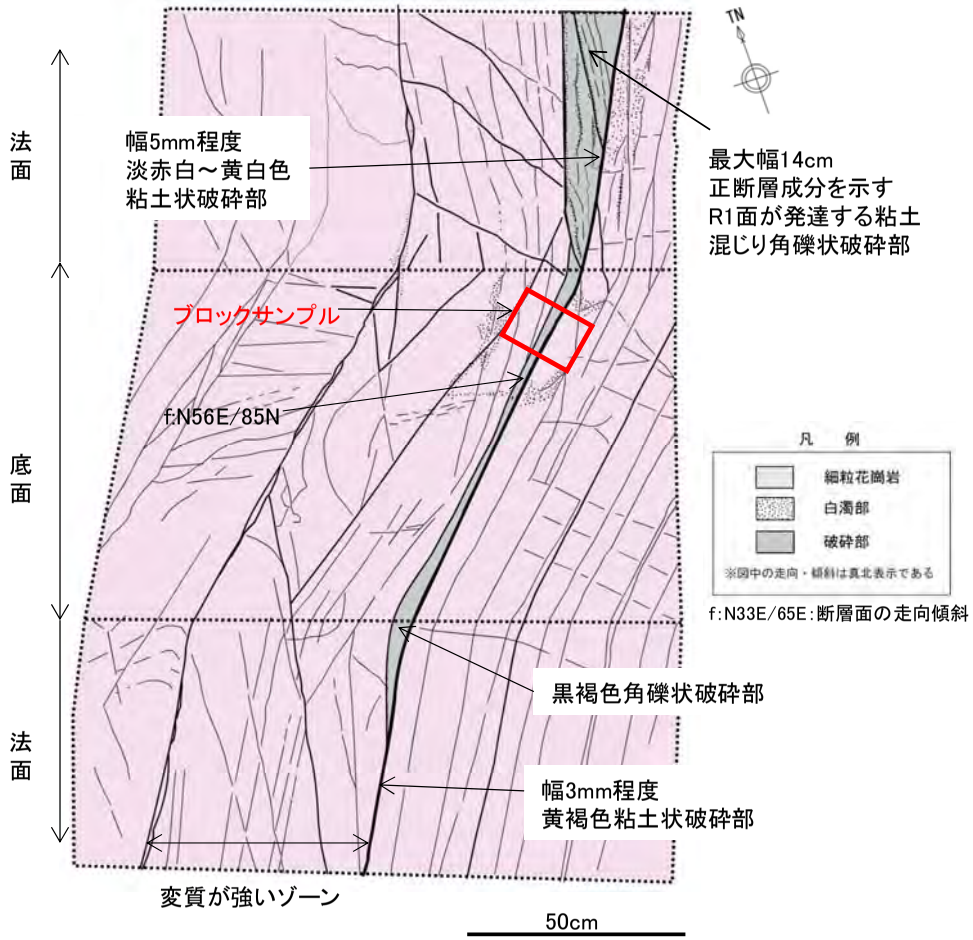
・AG-1破砕部は、新鮮花崗岩と比べ斜長石の割合が小さくなっている。
・一方、AG-1破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物が生成している。
・よって、AG-1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

記号凡例
Q:石英
Pl:斜長石
Kf:カリ長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

第 1.5.16 図　アゴ越付近の破砕部（AG-1）の XRD 分析結果



AG-2の写真



AG-2のスケッチ

走向傾斜はN56E/85N。
破砕幅は0.3cm～14cm、粘土状破砕部と粘土混じり角礫状破砕部からなる。
露頭観察では正断層を示すR1面が認められる。
また、最新面にレイク45NEの条線を確認した。

第 1.5.17 図　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の露頭写真(1)及びスケッチ

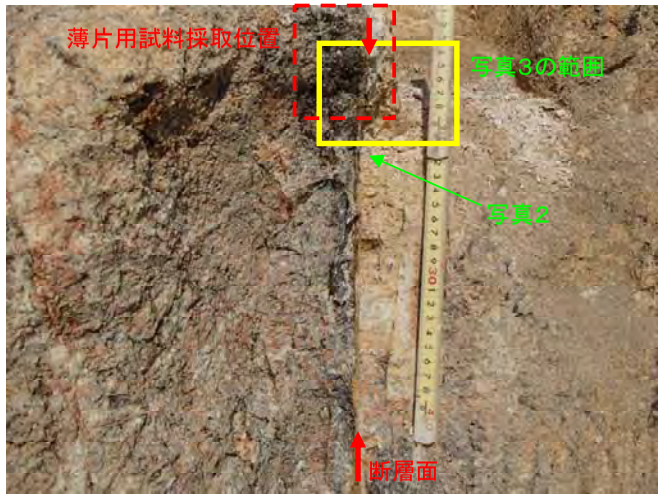


写真1

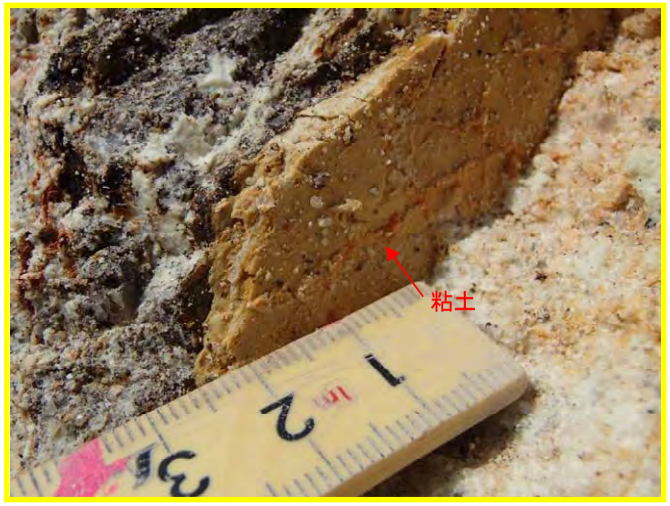


写真2：断層面上に黄褐色の粘土が網目状に発達する。

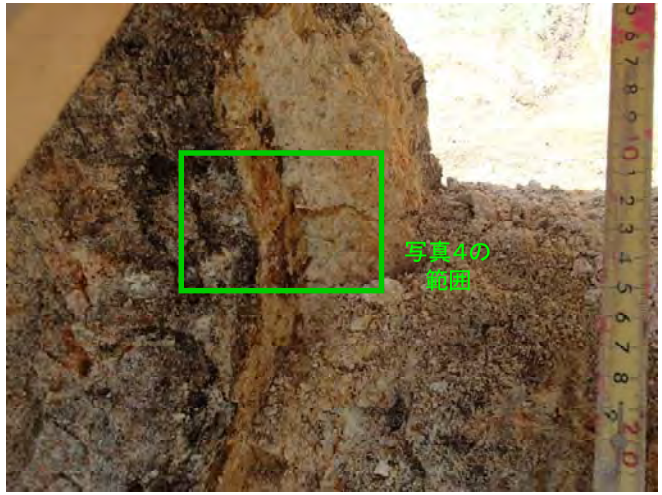


写真3

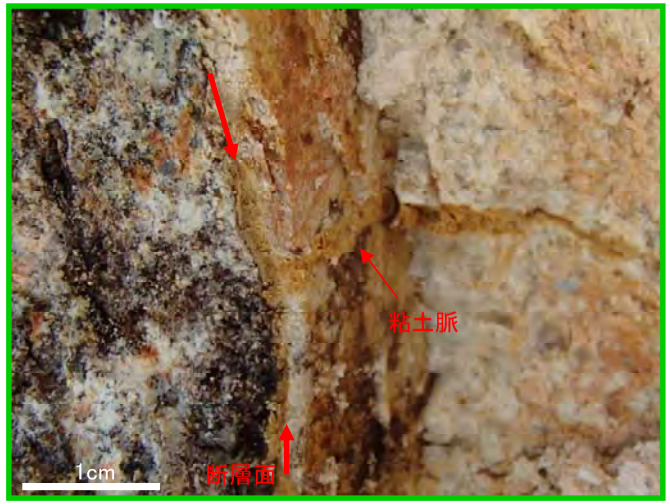
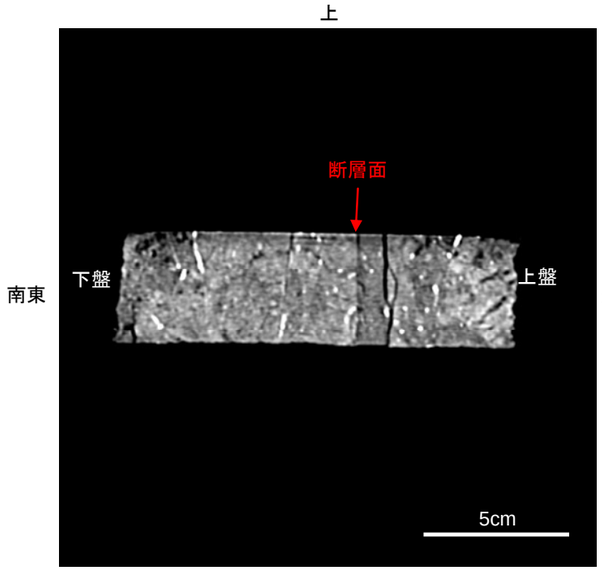
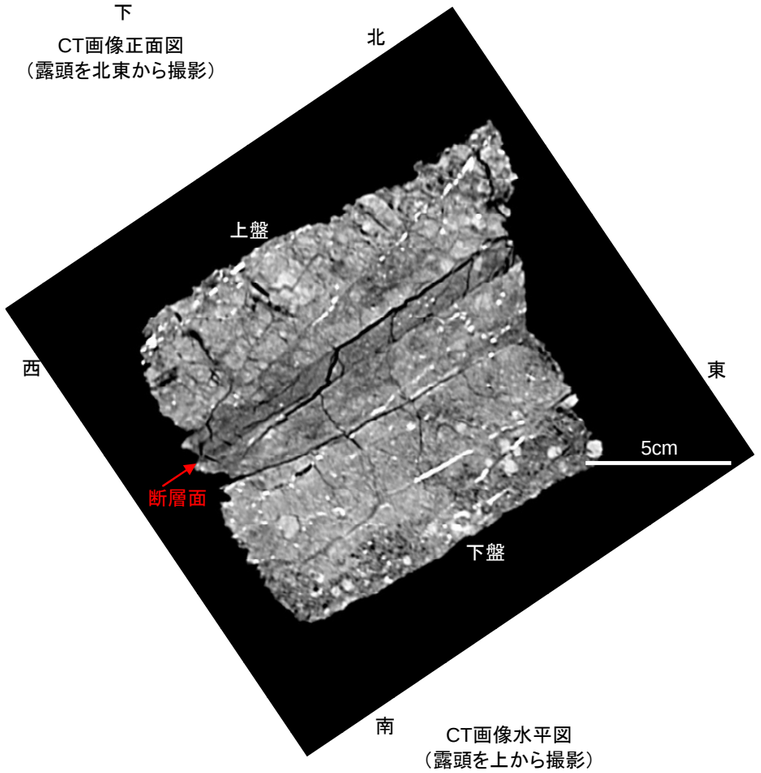


写真4：断層面に直交する方向に粘土脈が分布しており、薄片を作成して、断層面との関係を観察する。

第 1.5.18 図　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の露頭写真(2)



CT画像正面図
（露頭を北東から撮影）



CT画像水平図
（露頭を上から撮影）

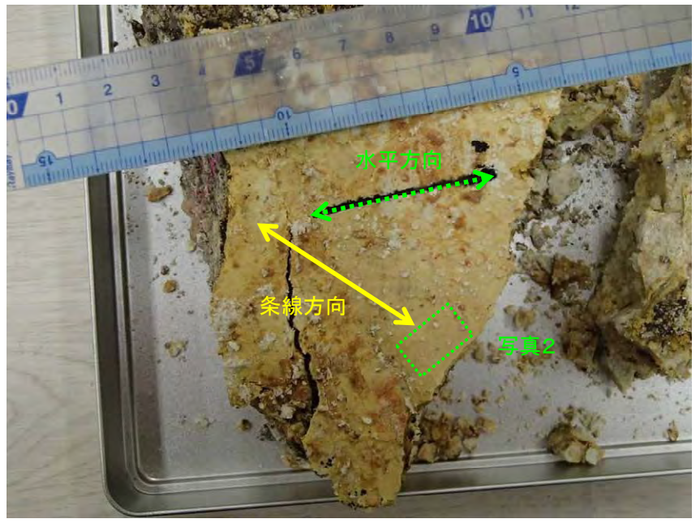


写真1：条線観察用試料-断層面-上盤下面を観察

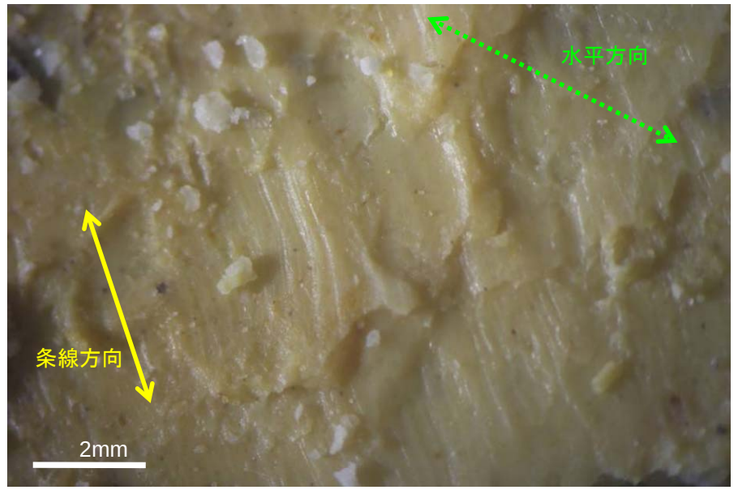
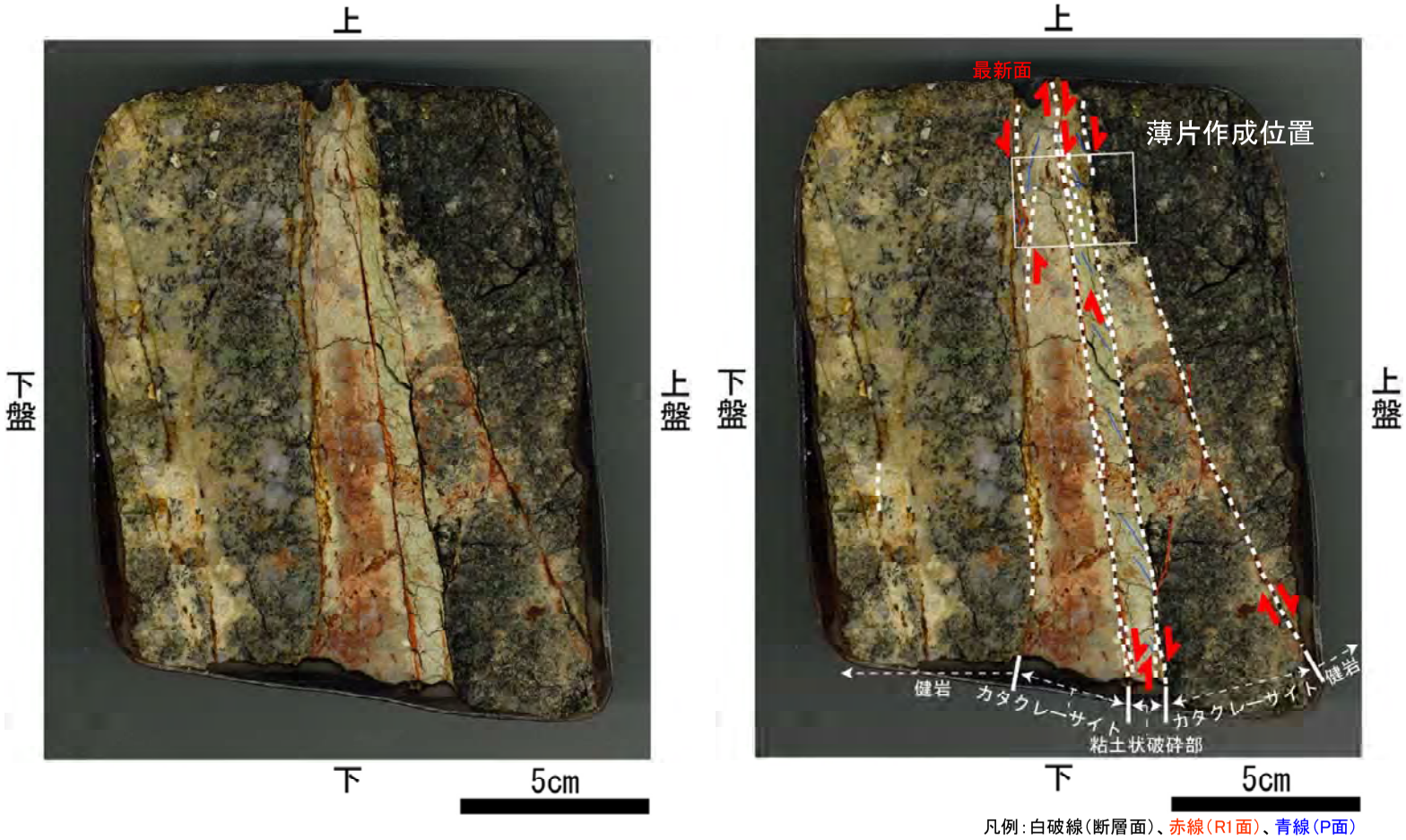


写真2：上盤下面で観察しているため、復元するとレイク45NEの条線である
ことがわかる。

断層面の走向/傾斜：N56E/85N。
縦ずれ成分：不明、横ずれ成分：右横ずれ（低密度部）。
研磨片中に途切れることなく連続するY面が1条認められた。このY面は直線性に優れる。
さらに、このY面に沿って幅1cm程度の低密度部が認められたことから、このY面が断層面であると考えられる。

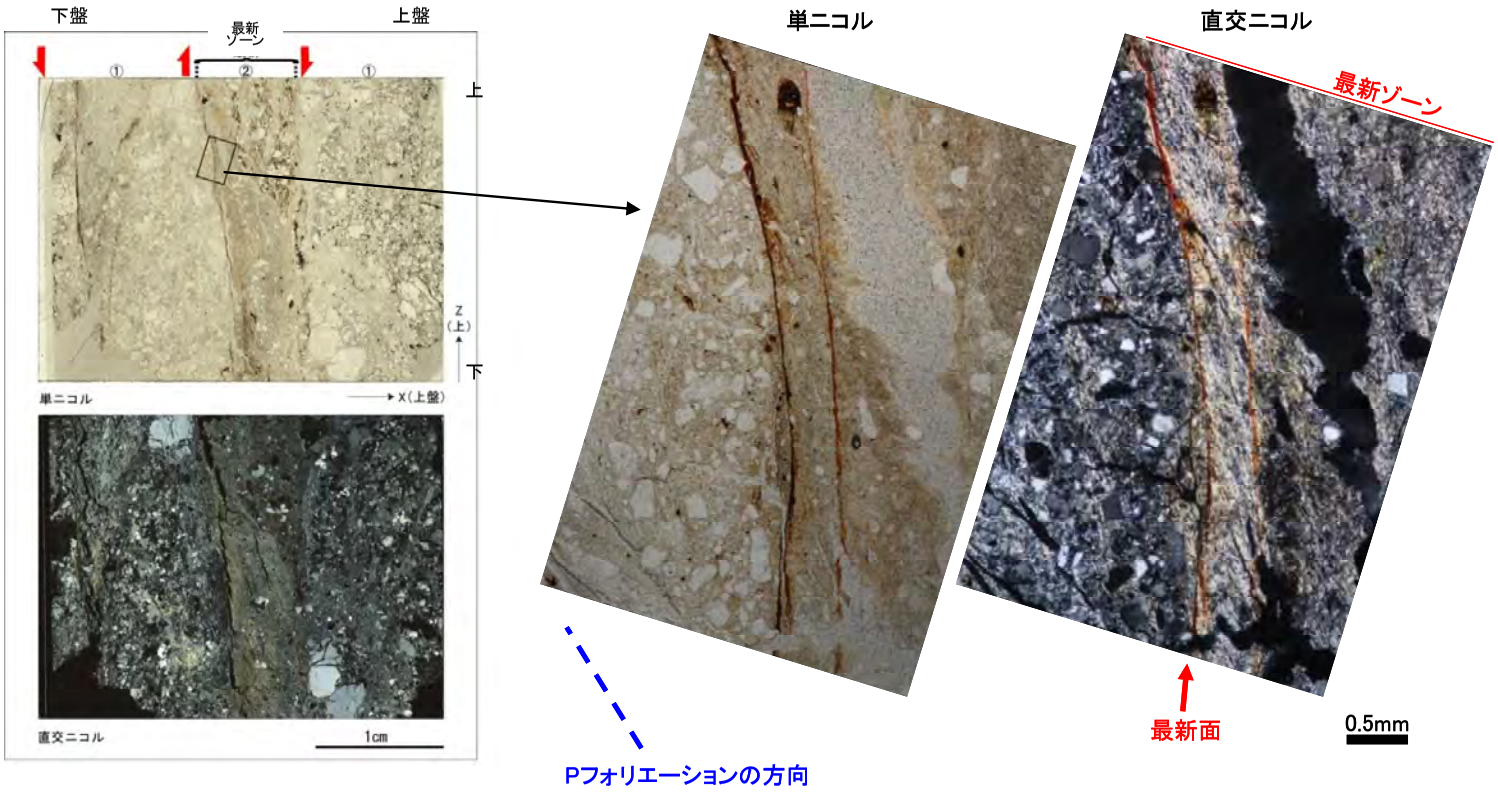
第 1.5.19 図　アゴ越付近の破砕部（AG-2）のＣＴ画像観察および条線観察結果



研磨片観察結果

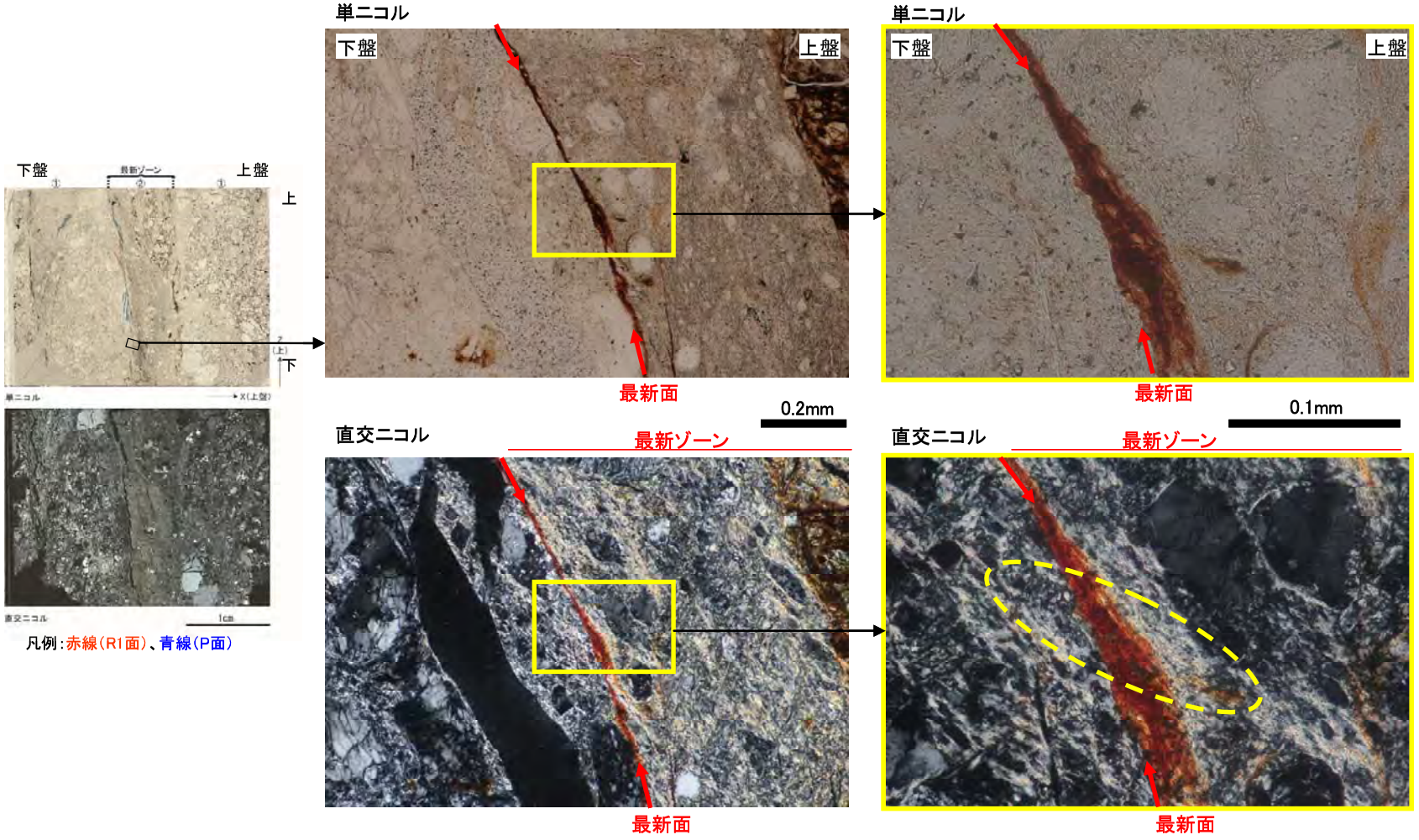
・分帯：健岩とカタクレーサイト、粘土状破砕部が認められる。
・粘土状破砕部に沿って、研磨片を横断するY面が1条認められる。さらに、このY面は直線性に優れることから、最新面であると考えられる。最新面は主に粘土状破砕部と下盤側のカタクレーサイトを境界付ける。
・下盤側のカタクレーサイト中のY面に沿って左横ずれを伴う逆断層センスを示す複合面構造が認められる。さらに、最新面に沿う粘土状破砕部中に右横ずれを伴う正断層センスを示す変形指標が認められる。これらのことから、運動センスが左横ずれを伴う逆断層から右横ずれを伴う正断層に反転した可能性がある。

第 1.5.20 図　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の研磨片観察結果



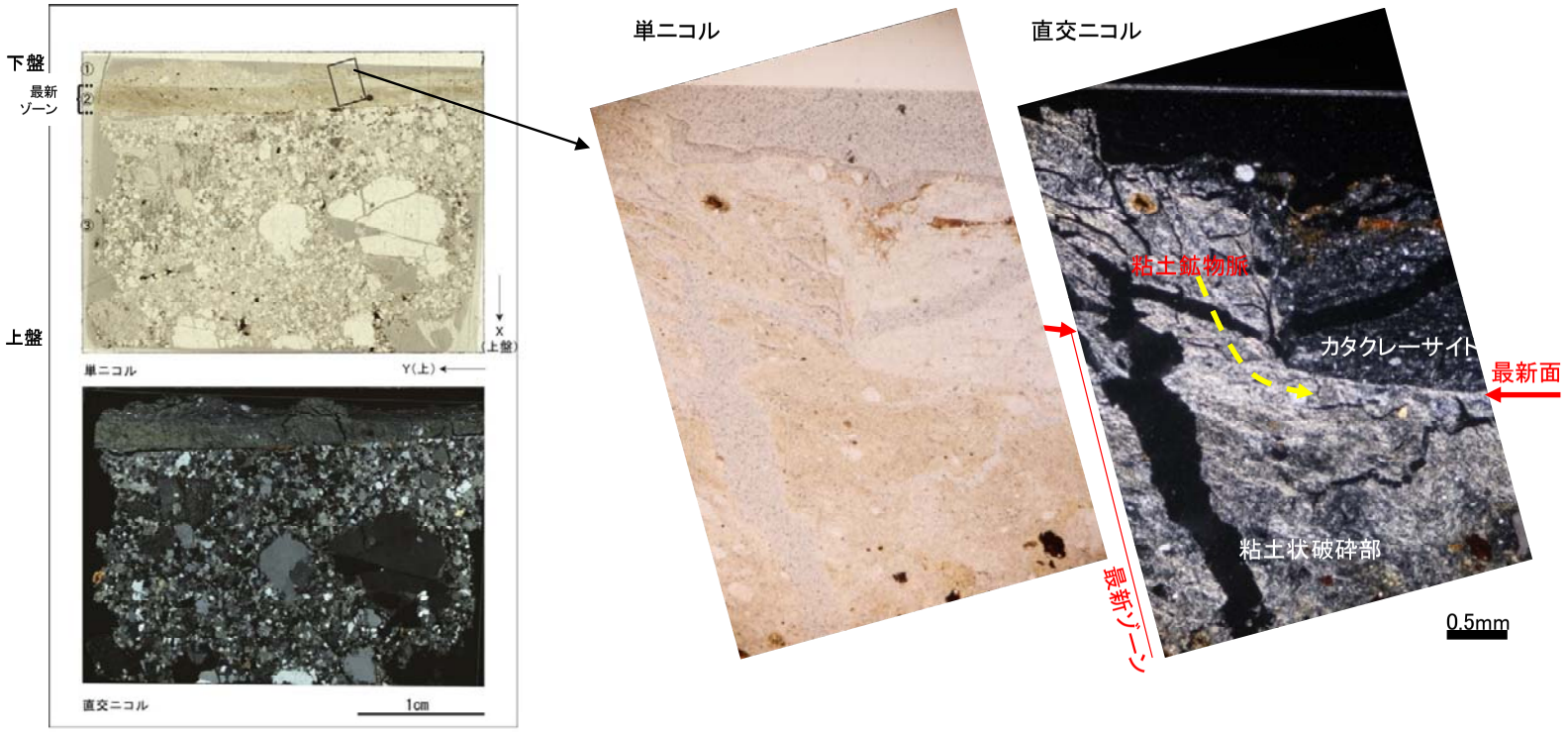
・観察の結果、①カタクレーサイト、②粘土状破砕部に分帯される。②が最新ゾーンである。最新面は粘土状破砕部（②）とカタクレーサイト（①）の下盤側境界に位置する。最新ゾーンには層状構造は認められない。
・最新面に沿う②中に右横ずれを伴う正断層センスを示すPフォリエーションが認められる。
・断層の走向傾斜がN56E/85N、条線角度が45NEであることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.5.21 図(1)　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の薄片観察結果(1)



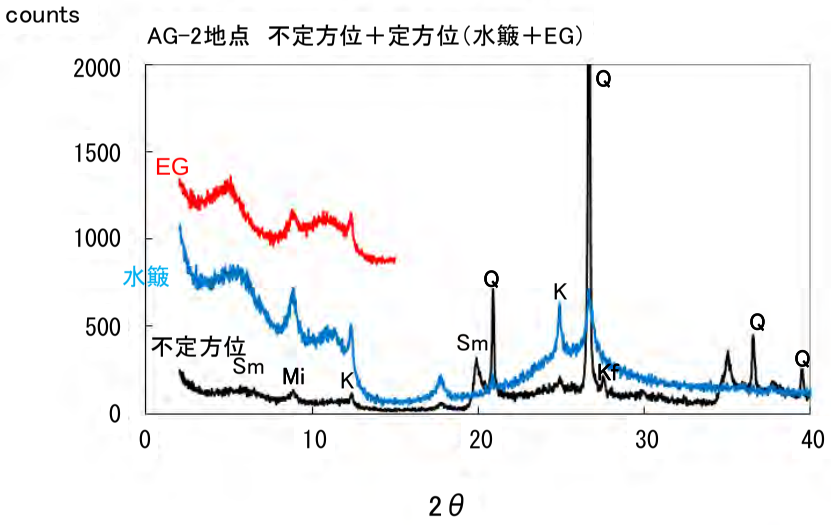
・最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.5.21 図(2)　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の薄片観察結果(2)

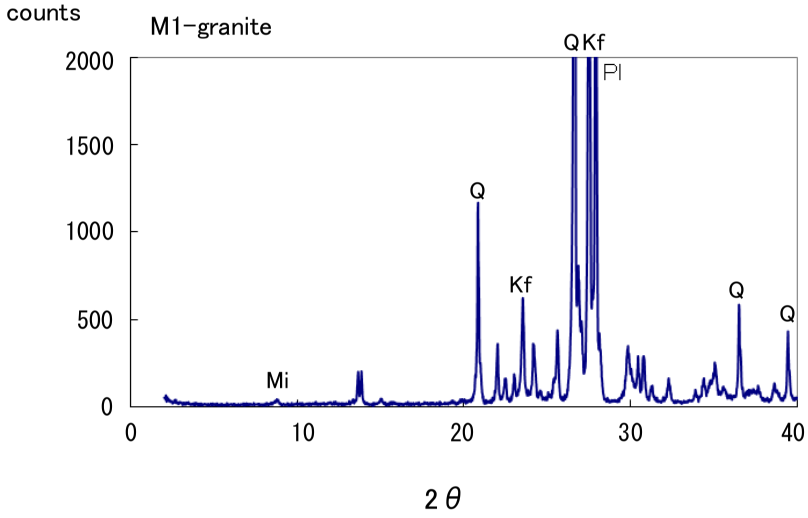


・薄片観察の結果、①カタクレーサイト、②粘土状破砕部、③健岩に分帯される。②が最新ゾーンである。最新面は粘土状破砕部(②)とカタクレーサイト(①)の境界に位置する。最新ゾーンでは層状構造が認められない。
・最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・カタクレーサイトを横断し、さらに最新面を横断して粘土状破砕部に入り込んでいる粘土鉱物脈が認められる。

第 1.5.21 図(3)　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の薄片観察結果(3)



アゴ越(AG-2)破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

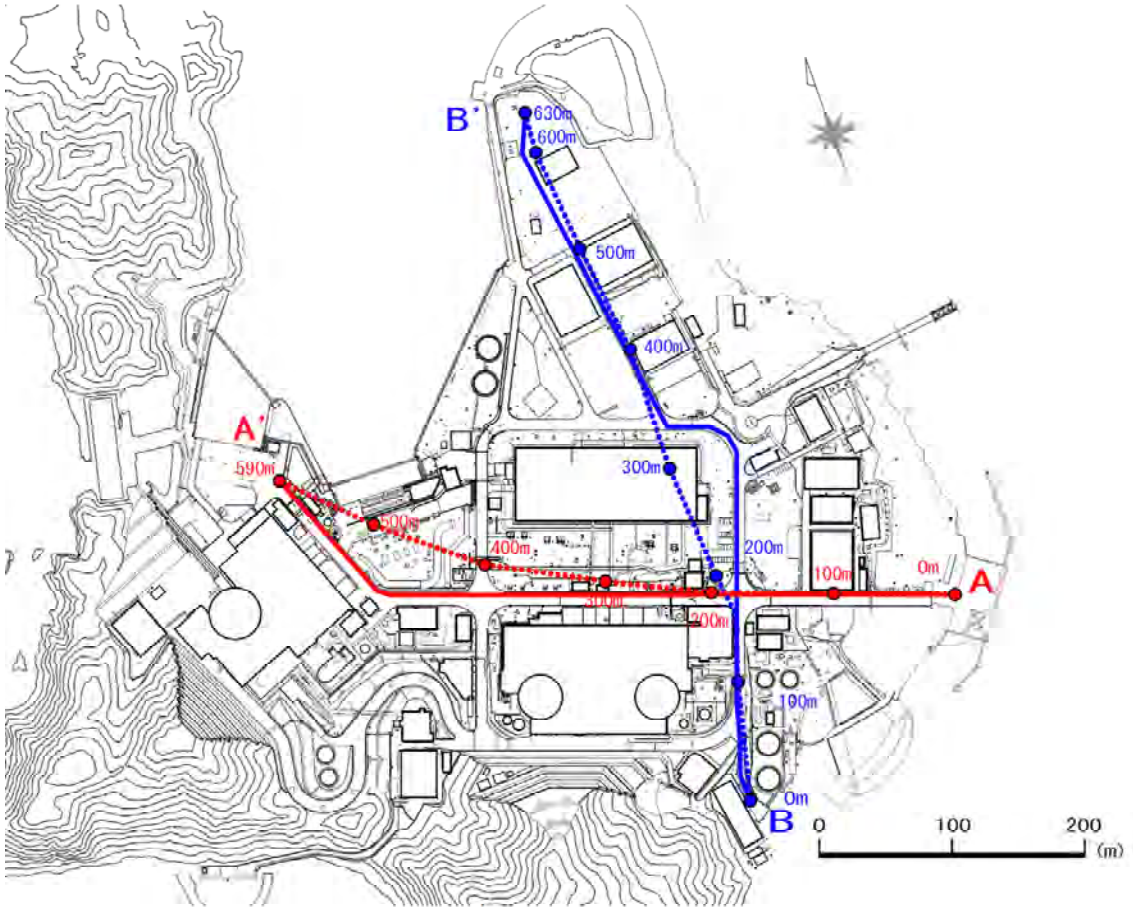
AG-2破砕部は、新鮮花崗岩と比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、AG-2破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物が生成している。
よって、AG-2破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

記号凡例
Q:石英
Pl:斜長石
Kf:カリ長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

第 1.5.22 図　アゴ越付近の破砕部（AG-2）の XRD 分析結果



第1.6.1図　３号炉付近の弾性波探査測線図

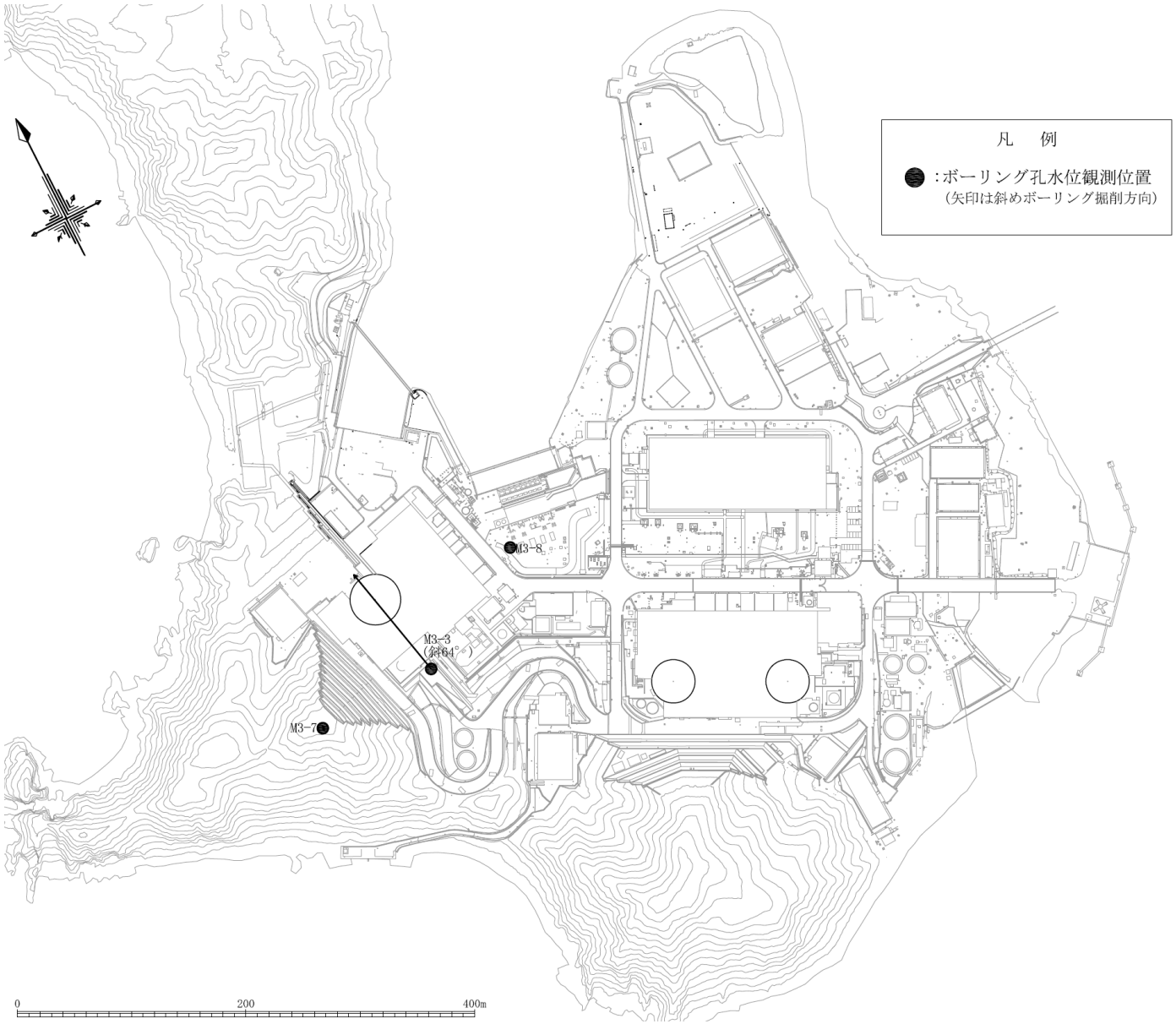


図中の数値は始点からの距離(m)

探査測線(A測線)
解析断面(A測線)
探査測線(B測線)
解析断面(B測線)

測線	A測線	B測線
探査測線長(m)	610	670
解析断面長(m)	590	630

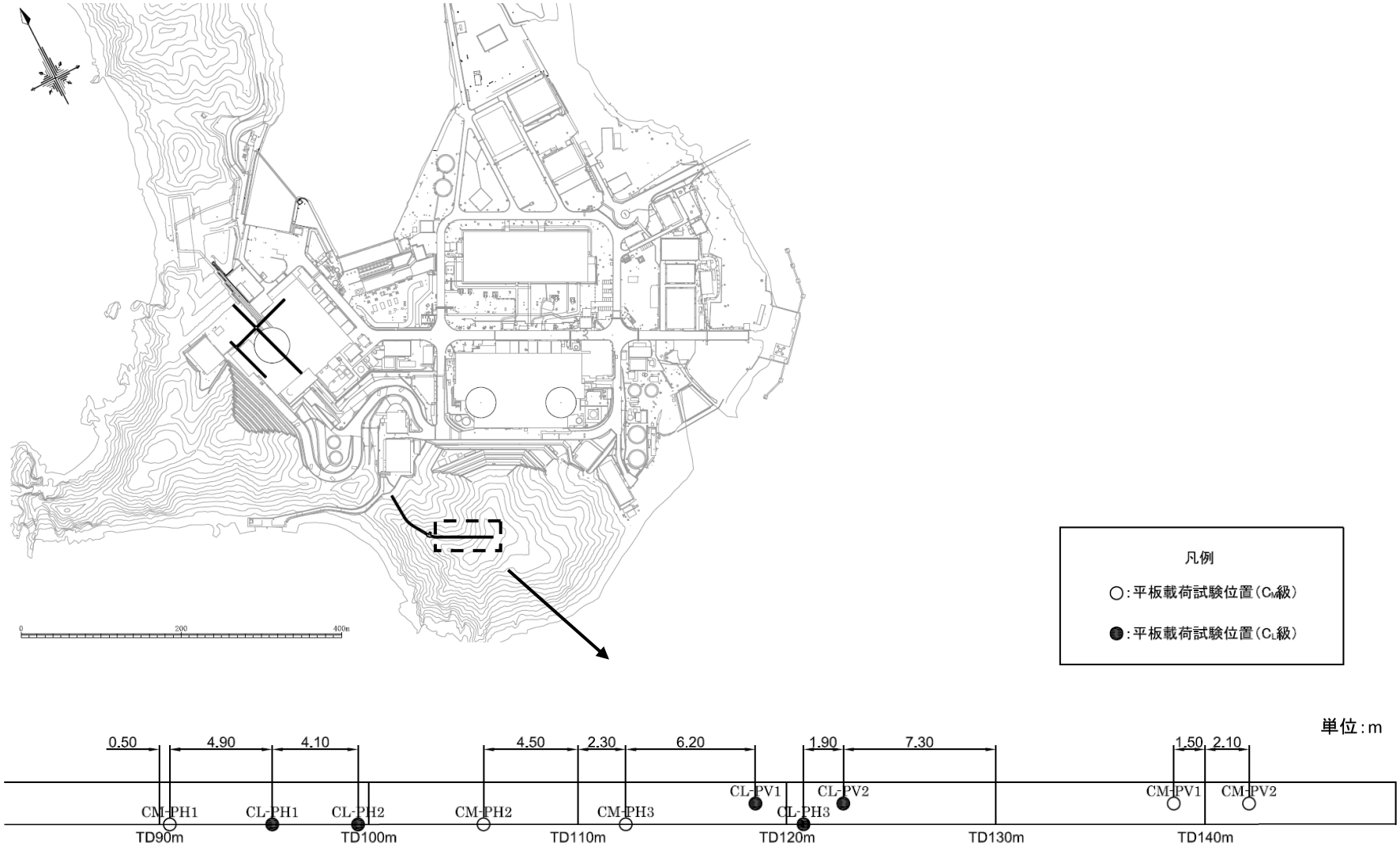
第 1.6.2 図　反射法地震探査測線及び解析断面位置



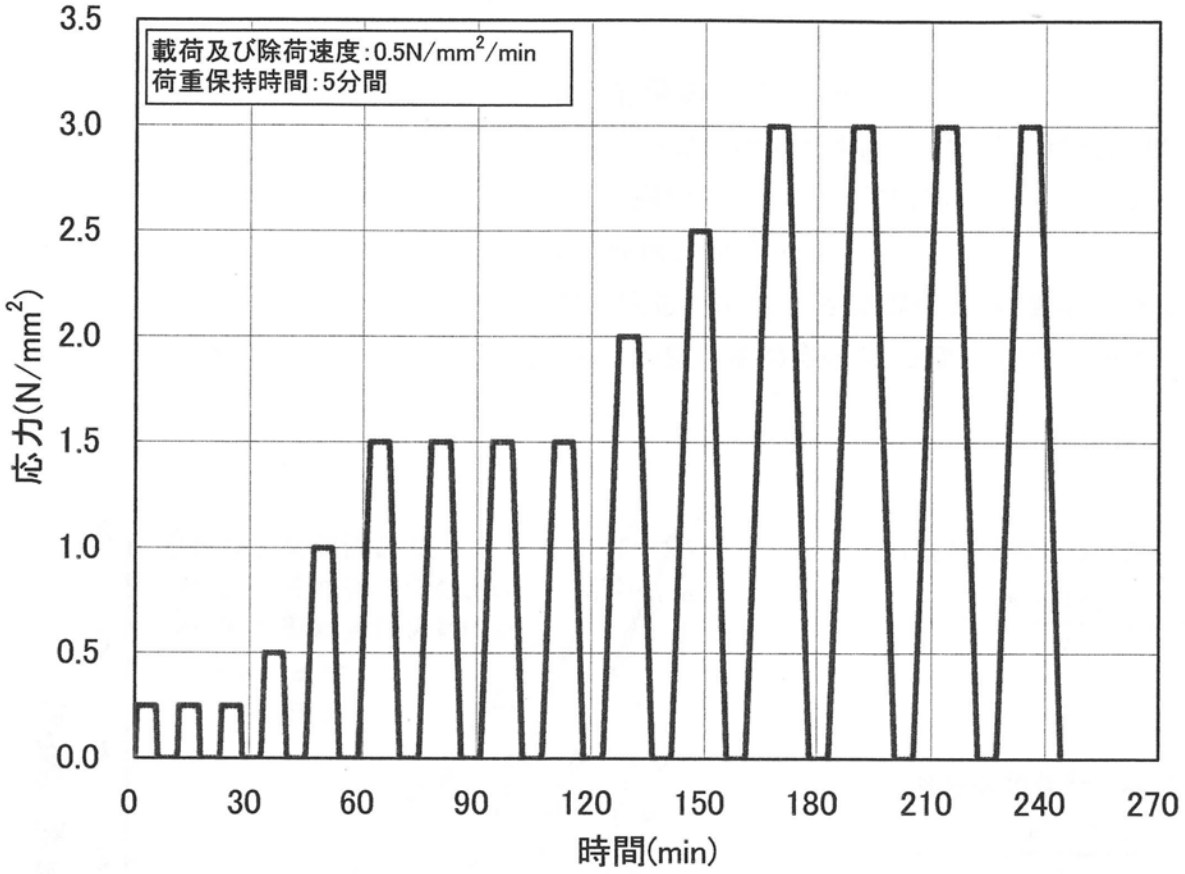
第1.6.3図　ボーリング孔水位観測位置図



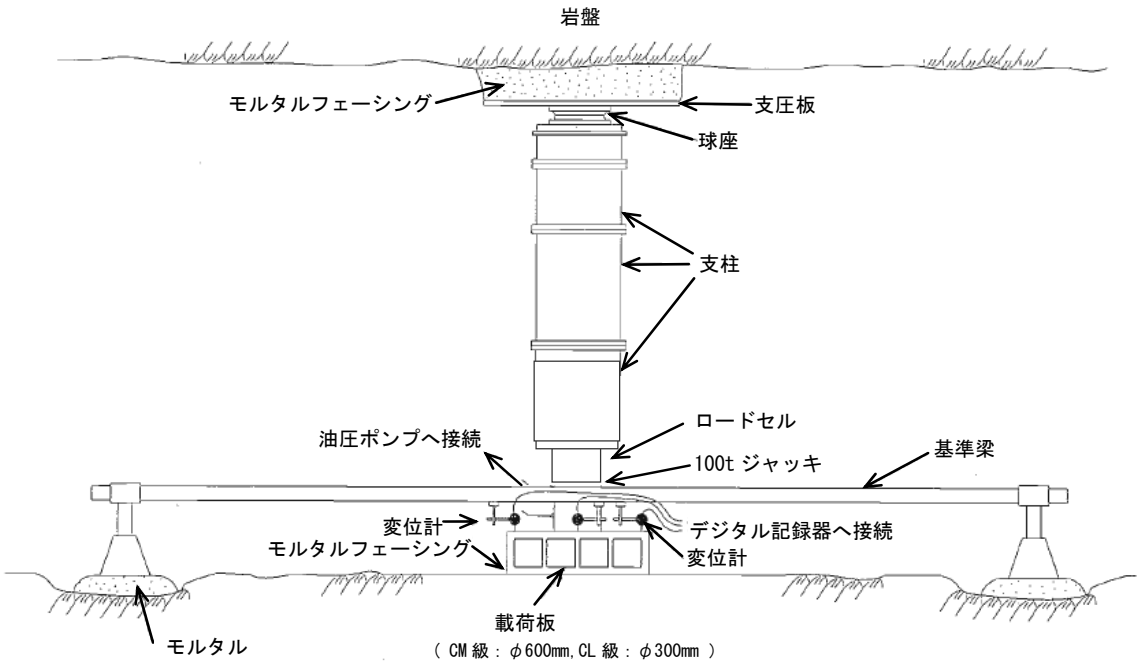
第1.6.4図　岩石試験試料採取位置図



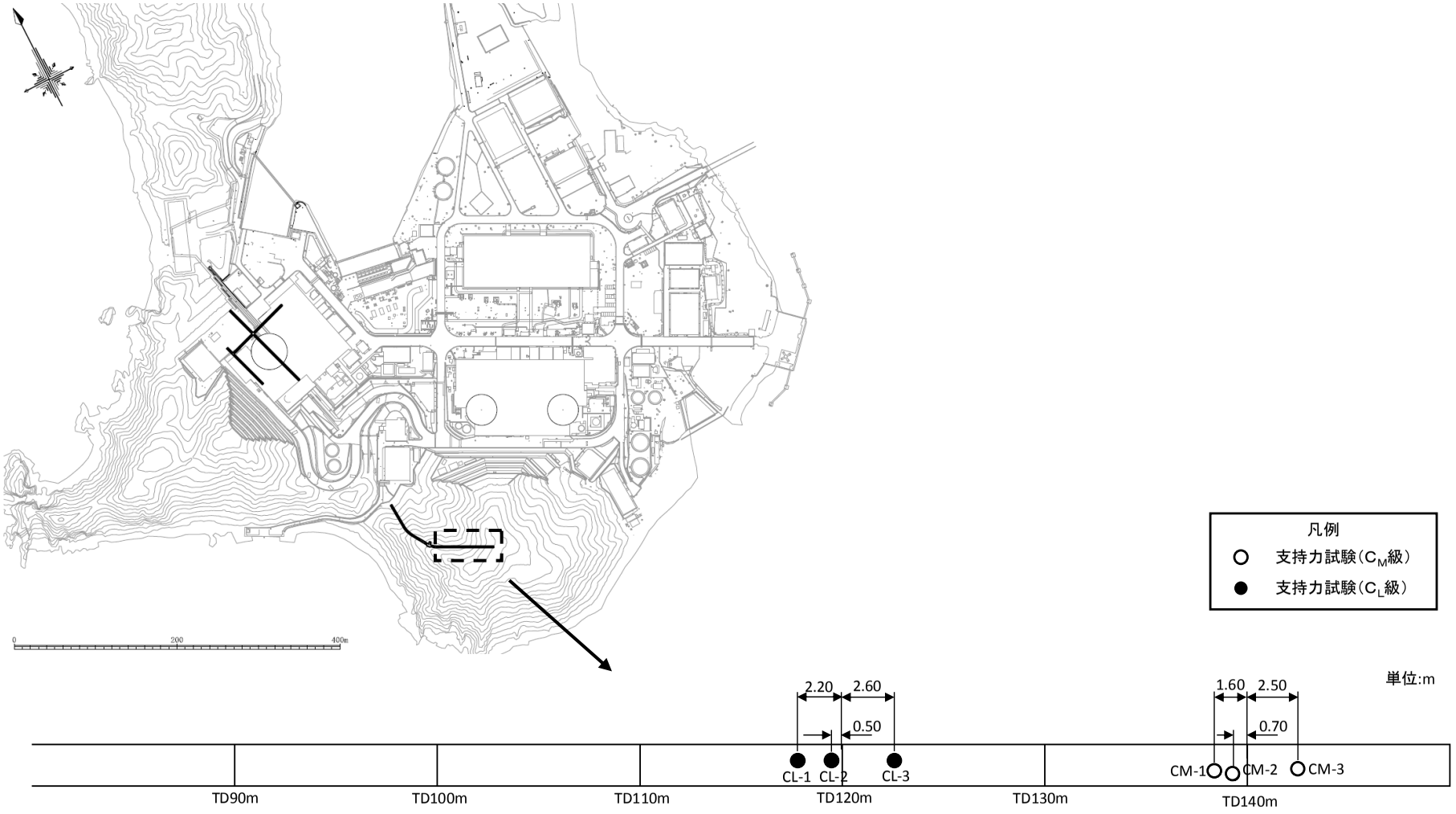
第1.6.5図　平板載荷試験位置図



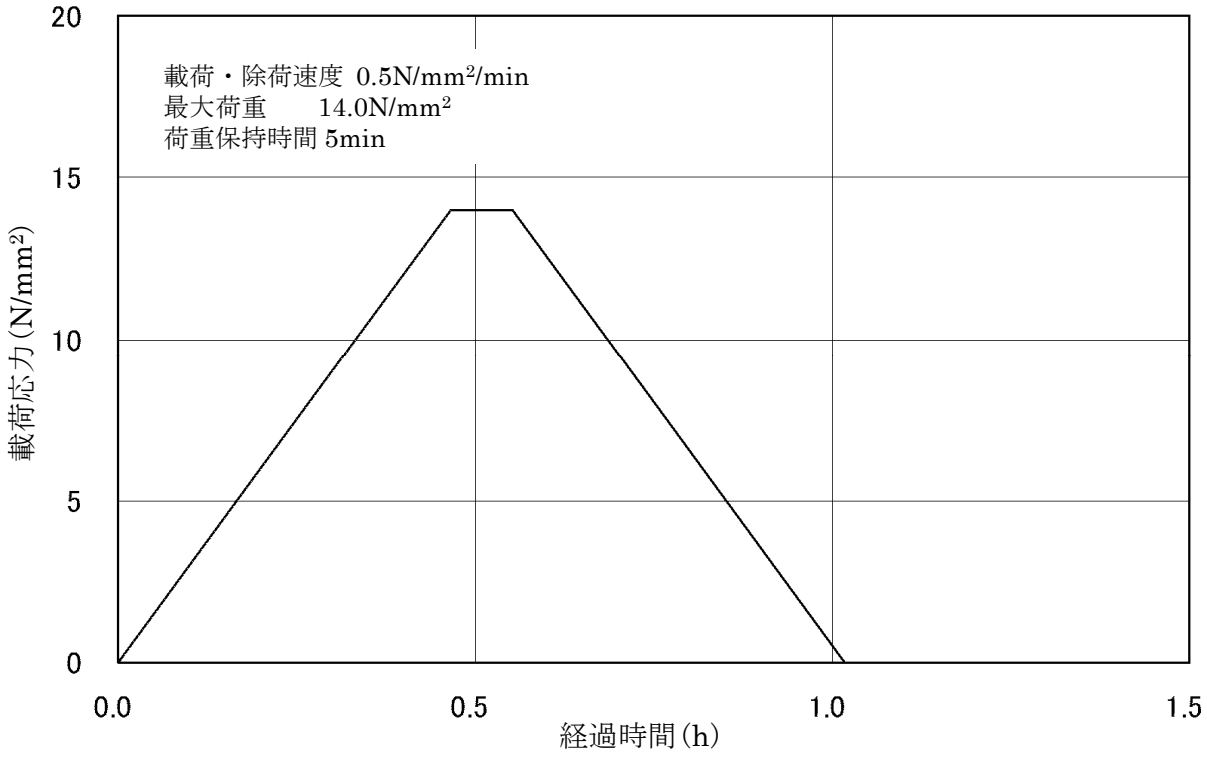
第1.6.6図　平板載荷試験載荷パターン図



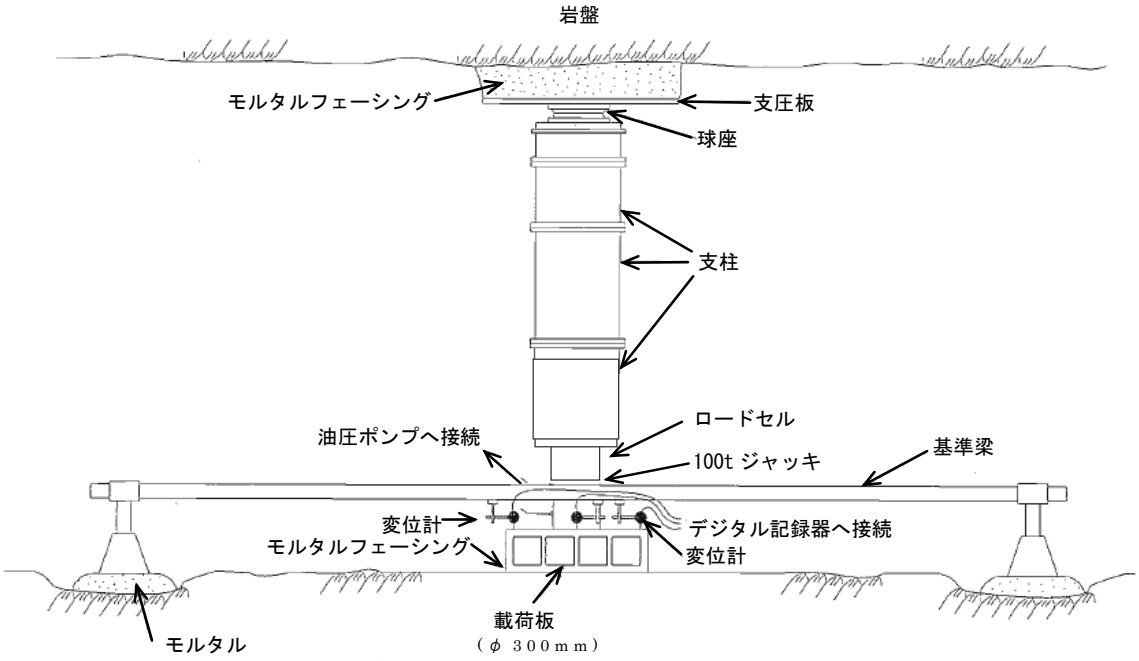
第 1.6.7図　平 板 載 荷 試 験 装 置 図



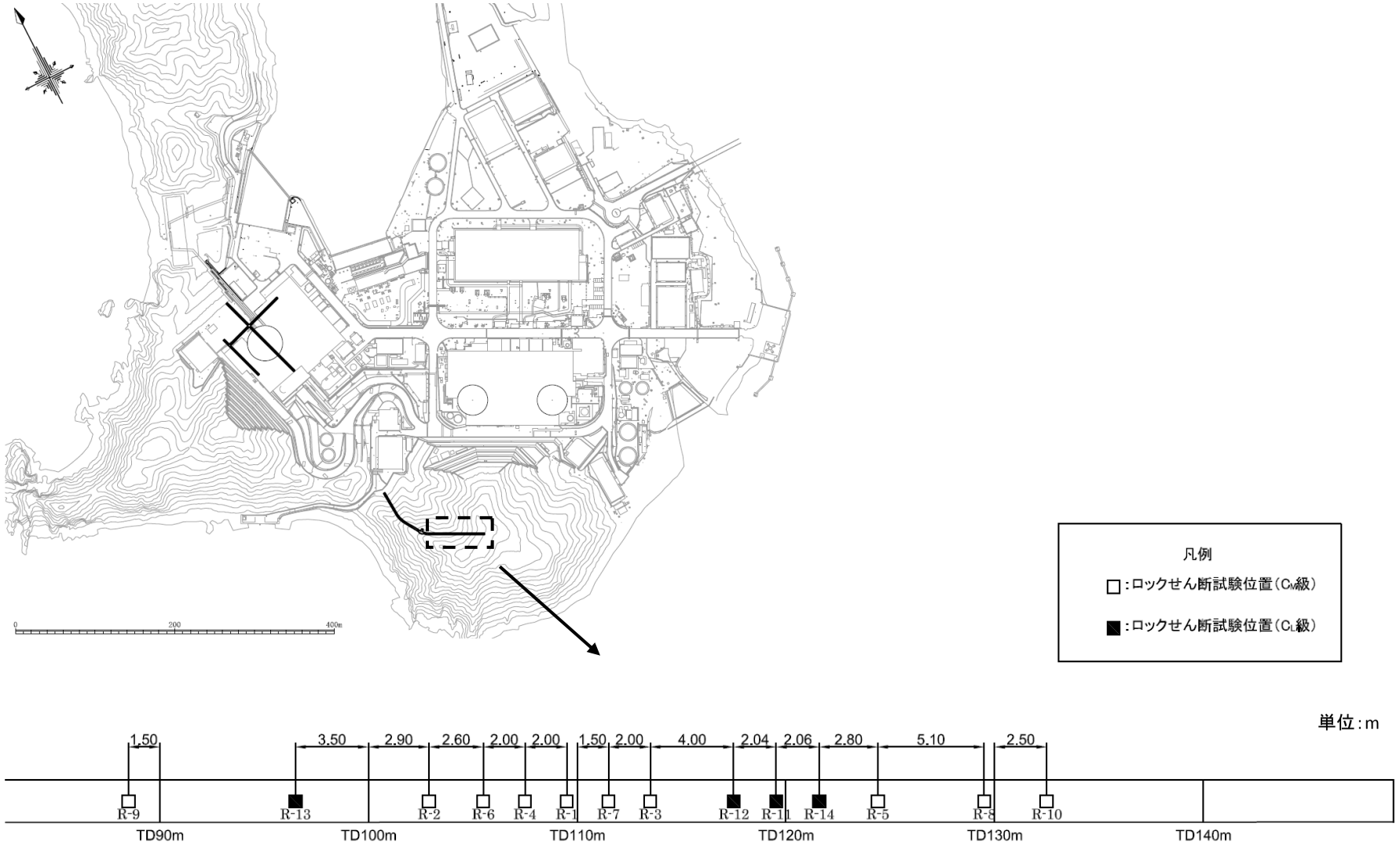
第 1.6.8図　支持力試験位置図



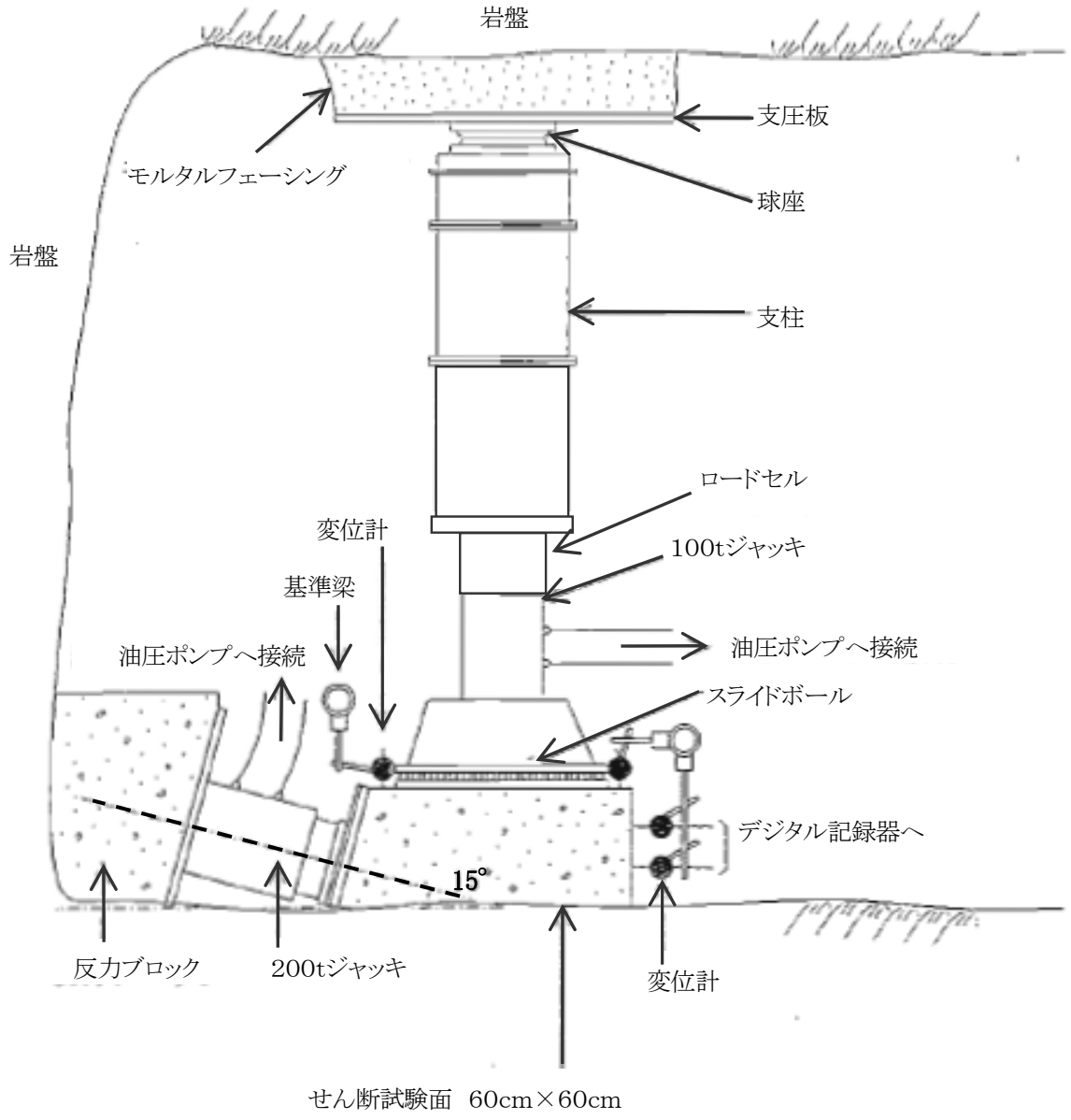
第1.6.9図　支持力試験載荷パターン図



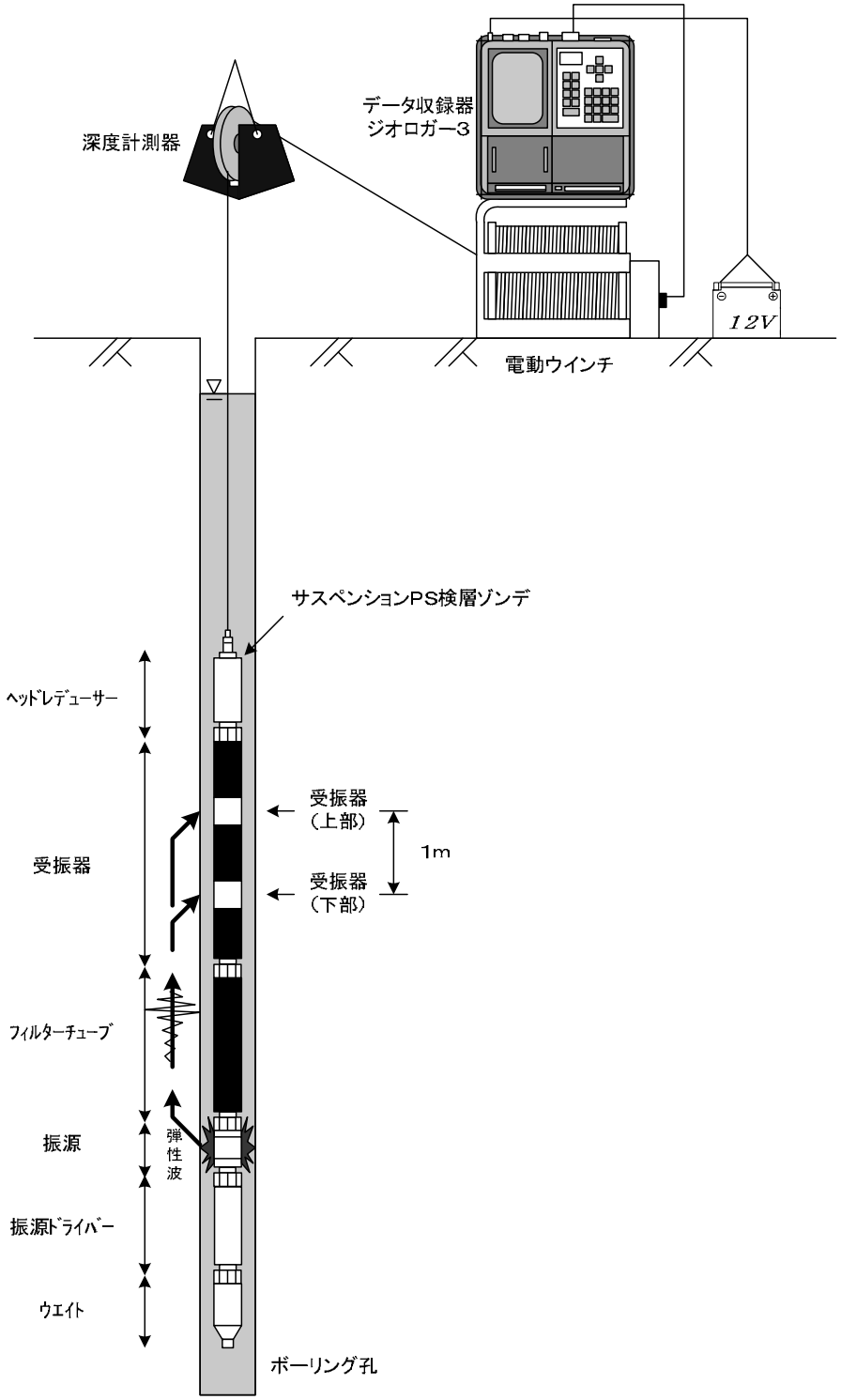
第1.6.10図　支持力試験装置図



第1.6.11図　ロックせん断試験位置図

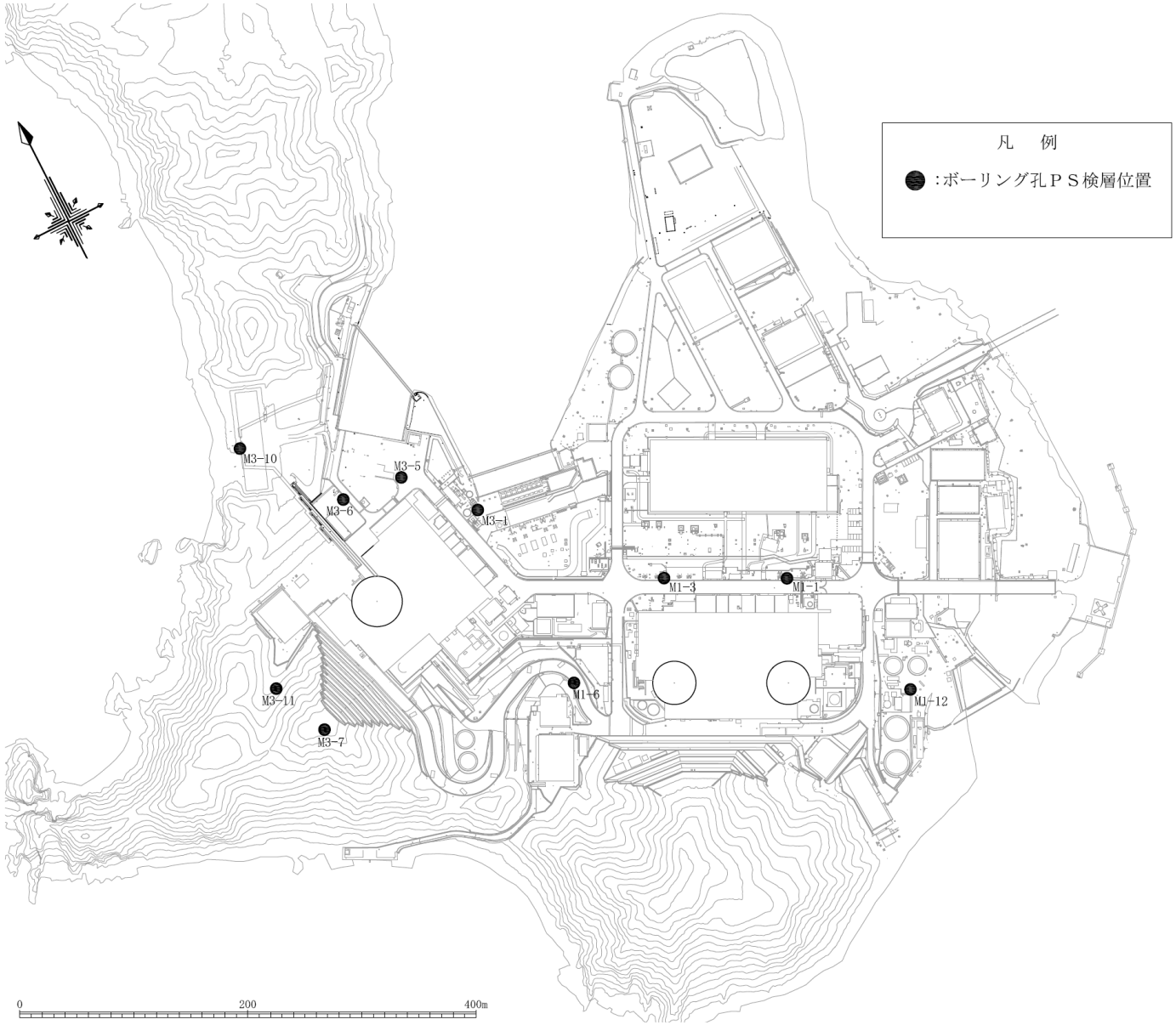


第 1.6.12図　ロックせん断試験装置図



（サスペンション法）

第1.6.13図　ＰＳ検層測定概念図



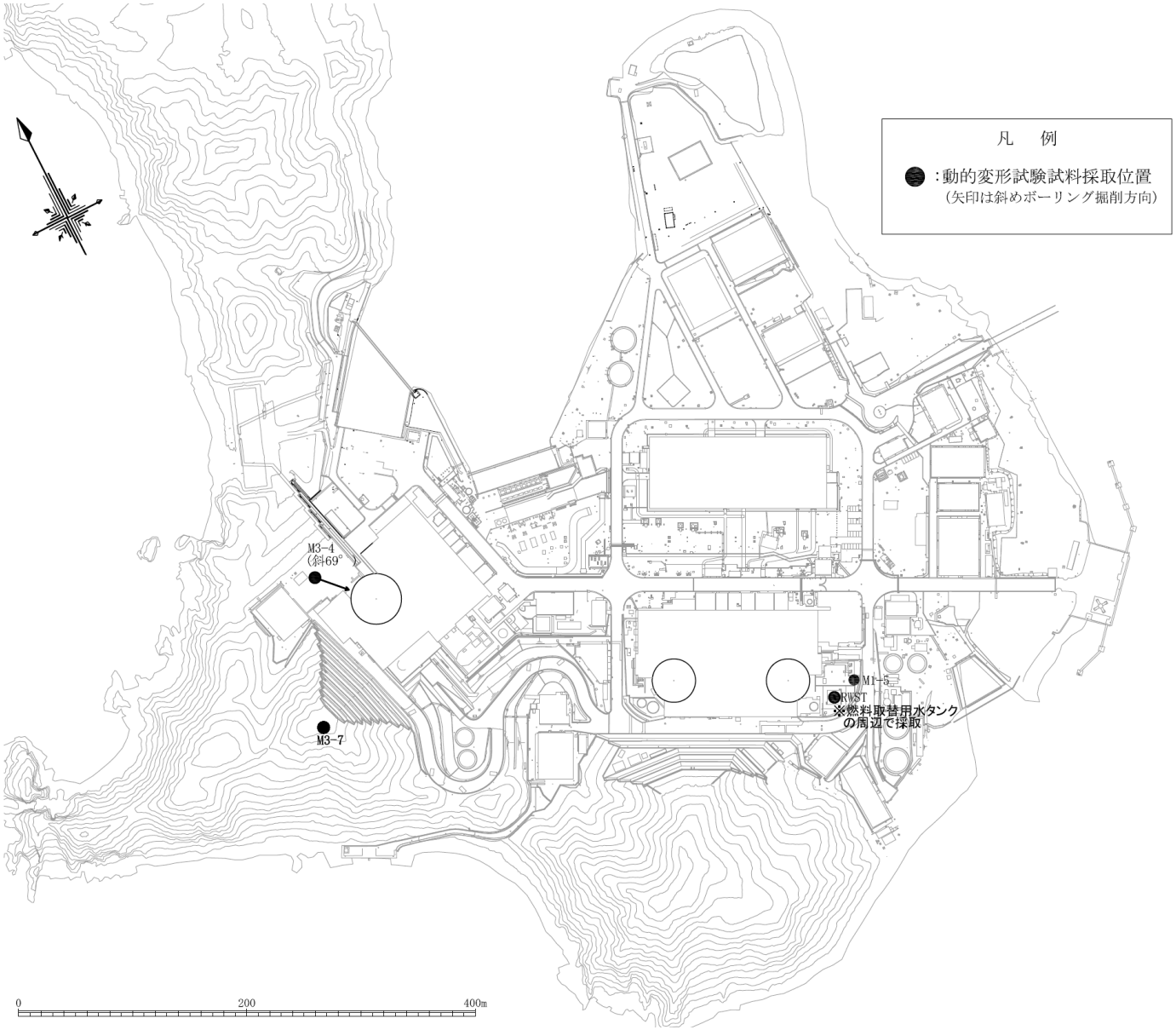
第1.6.14図　ＰＳ検層測定位置図



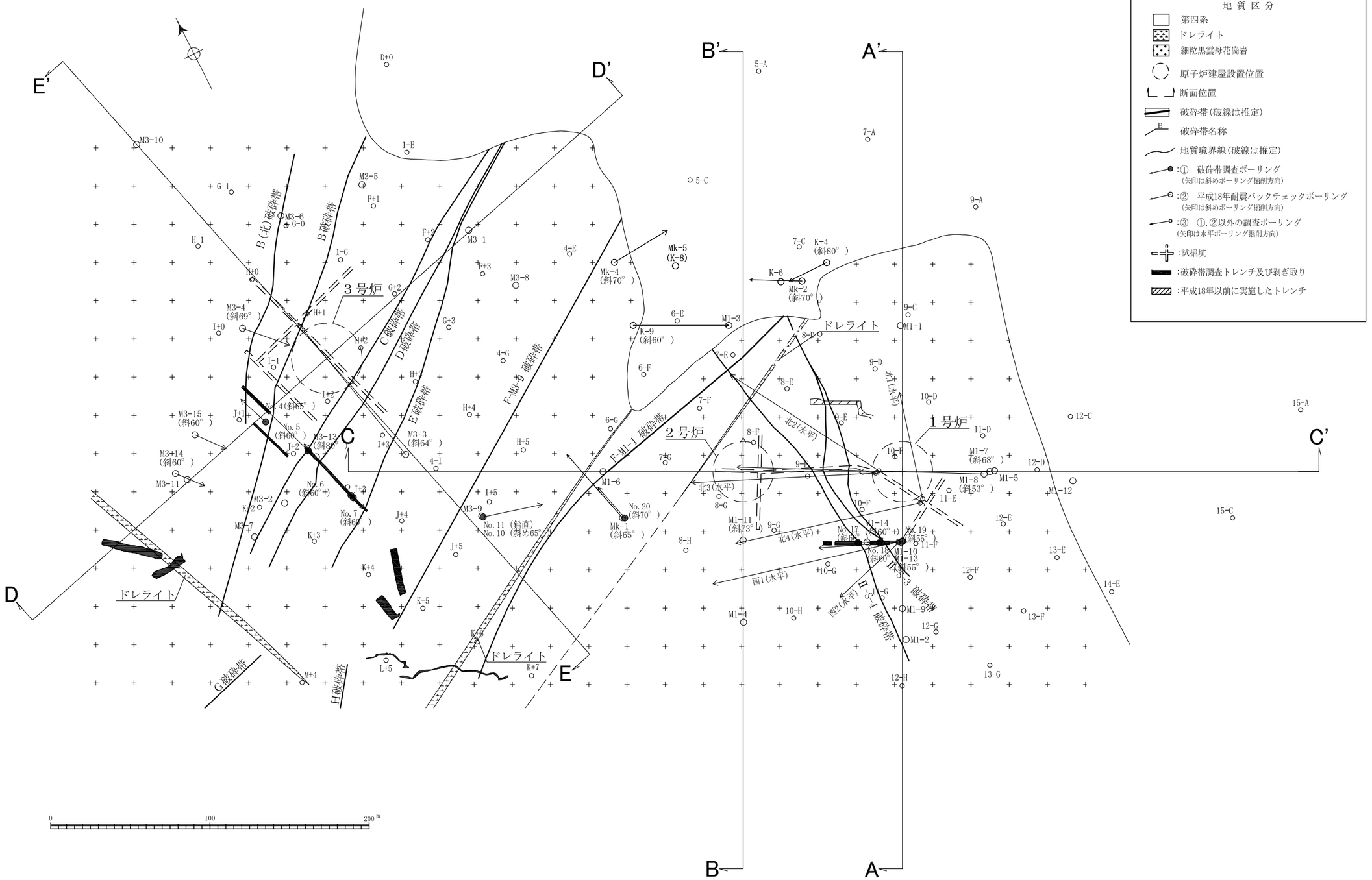
第 1.6.15図　物 理 試 験 試 料 採 取 位 置 図



第1.6.16図　強度試験試位置図



第1.6.17図　動的変形試験試料採取位置図



第1.6.18図(1) 地質水平断面図 (E.L.－20m)

凡　例

地 質 区 分

第四系

ドレライト

細粒黒雲母花崗岩

原子炉建屋設置位置

断面位置

破砕帯

破砕帯名称

地質境界線(破線は推定)

:①　破砕帯調査ボーリング
(矢印は斜めボーリング掘削方向)

:②　平成18年耐震バックチェックボーリング
(矢印は斜めボーリング掘削方向)

:③　①,②以外の調査ボーリング
(矢印は水平ボーリング掘削方向)

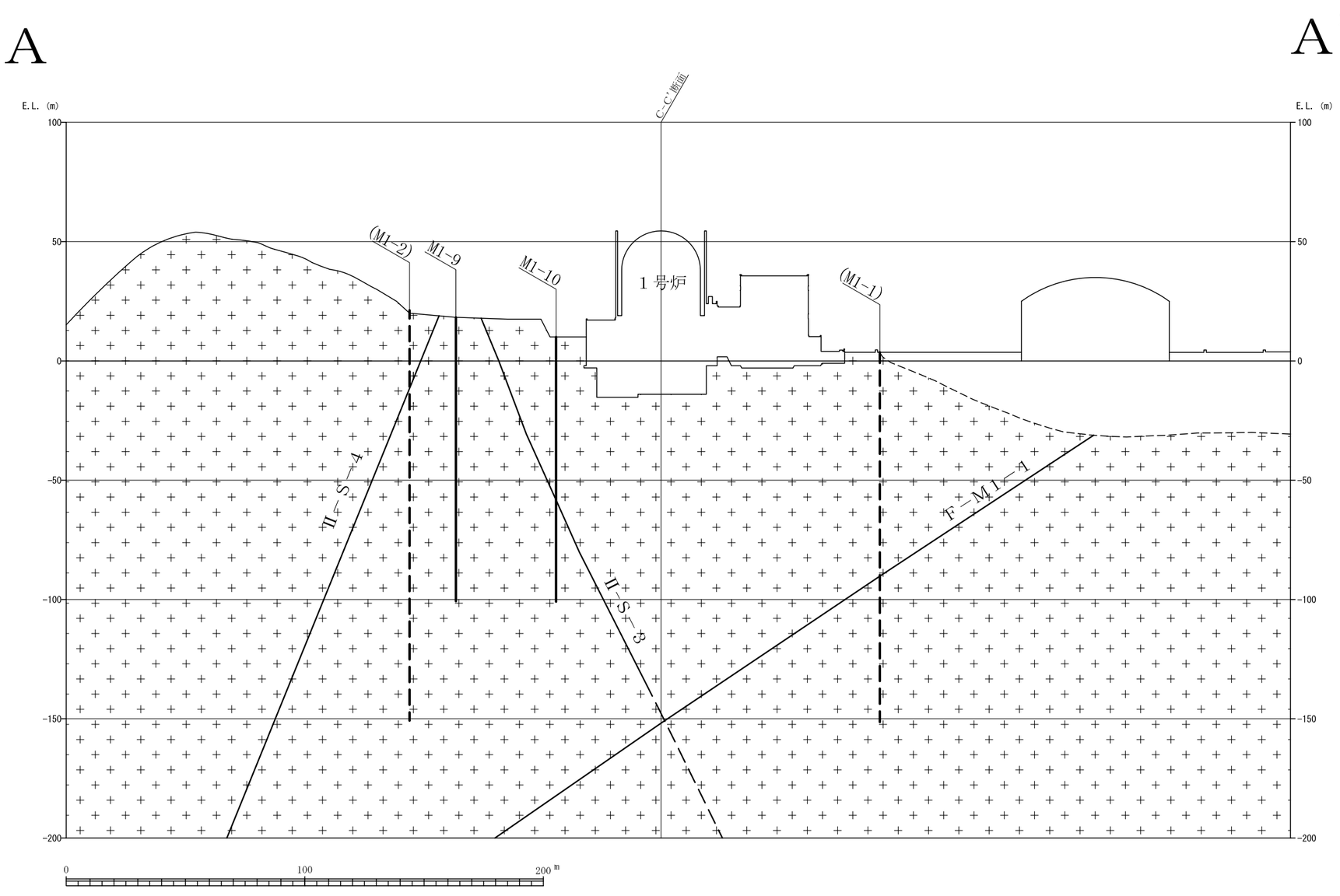
:試掘坑

:破砕帯調査トレンチ及び剥ぎ取り

:平成18年以前に実施したトレンチ

0　100　200m

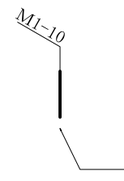
第1.6.18図(2)　地質水平断面図　(E.L.＋0m)



凡　例

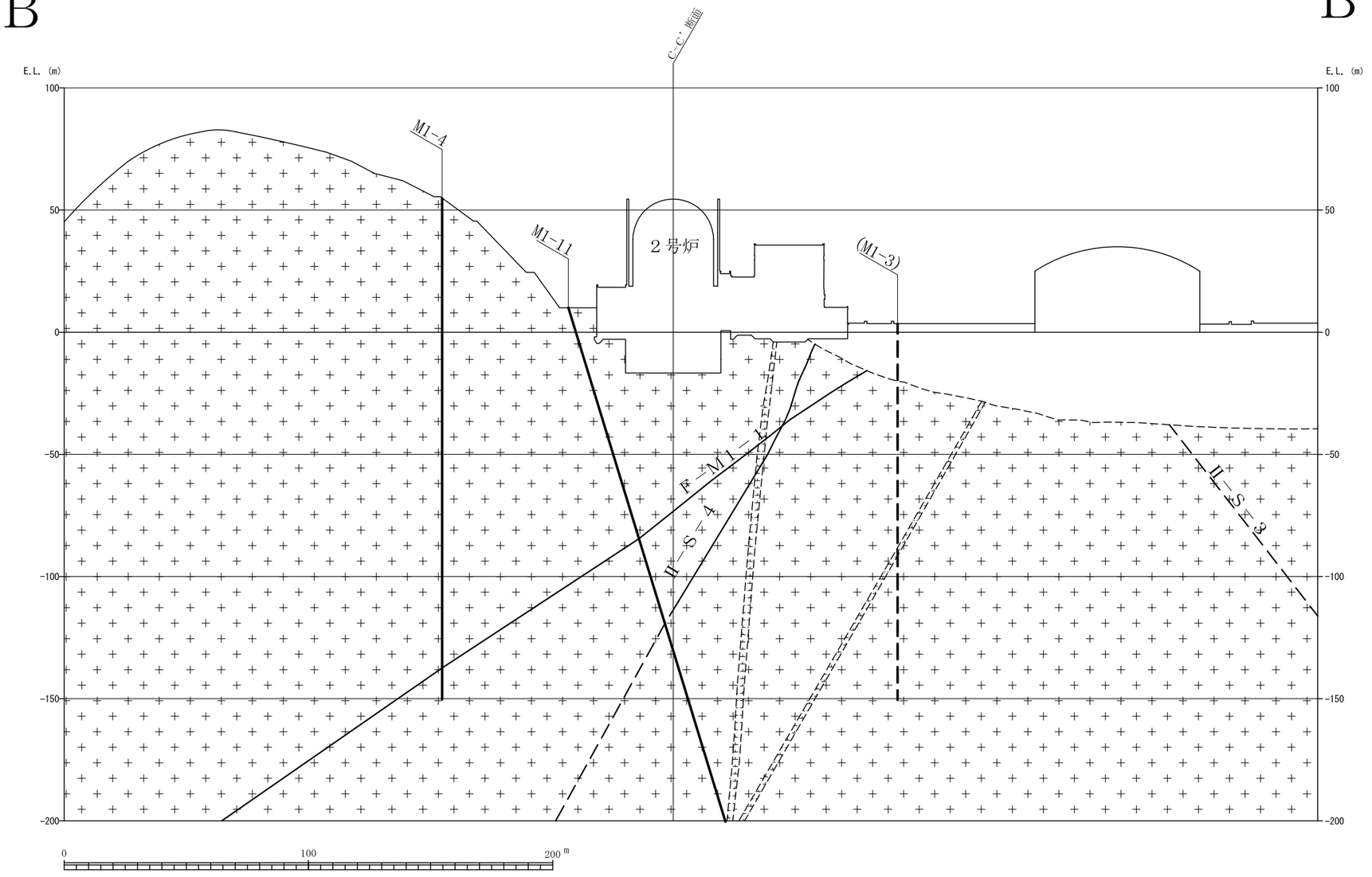
地質区分

- 堆積物･埋め戻し土等
- ドレライト
- 細粒黒雲母花崗岩
- 地質境界線
- 破砕帯（破線は破砕部なし）



※投影表示しているボーリングは，
ボーリング位置を破線で表示し，
孔名に（　）を付す。

第1.6.19図(1)　地質鉛直断面図（Ａ－Ａ’断面）



凡　例

地質区分

堆積物･埋め戻し土等

ドレライト

細粒黒雲母花崗岩

地質境界線

破砕帯（破線は破砕部なし）

M1-10

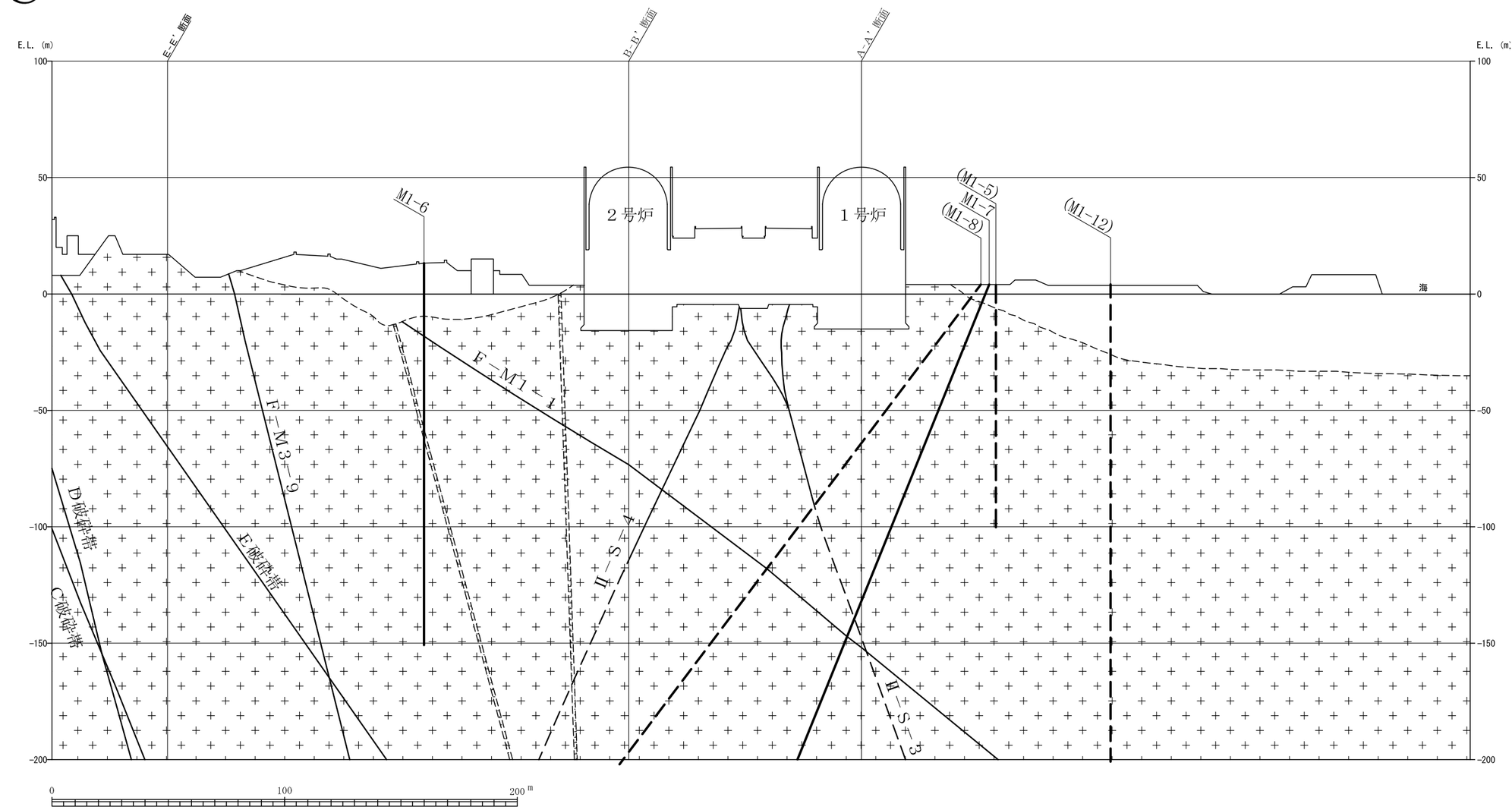
ボーリング位置

※投影表示しているボーリングは，ボーリング位置を破線で表示し，孔名に（ ）を付す。

第1.6.19図(2)　地質鉛直断面図（Ｂ－Ｂ’断面）

C

C’



凡　例

地質区分

堆積物･埋め戻し土等

ドレライト

細粒黒雲母花崗岩

地質境界線

破砕帯（破線は破砕部なし）

M1-10

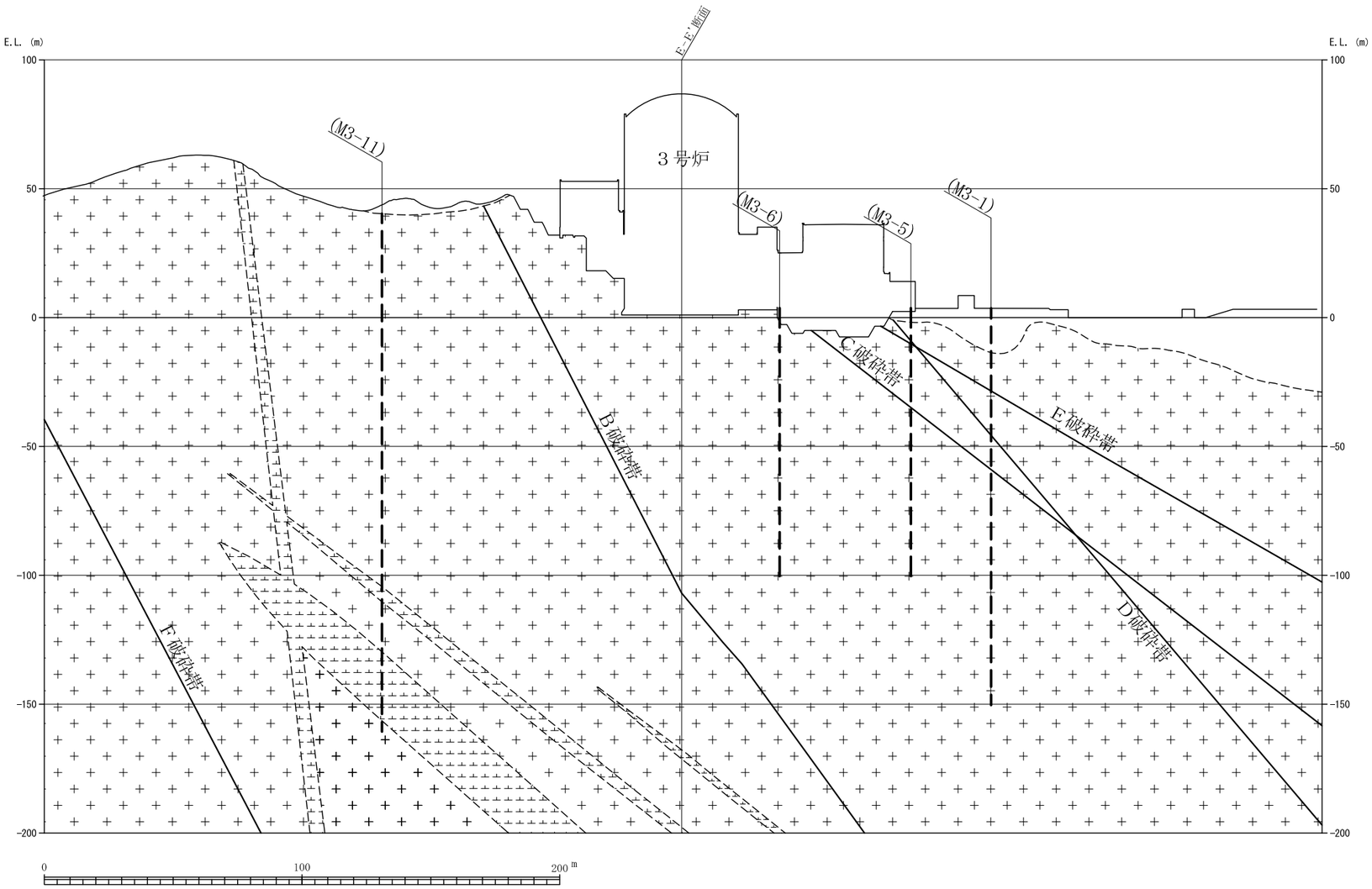
ボーリング位置

※投影表示しているボーリングは，ボーリング位置を破線で表示し，孔名に（ ）を付す。

第1.6.19図(3) 地質鉛直断面図（C－C’断面）

D

D’



凡　例

地質区分

- 堆積物･埋め戻し土等
- ドレライト
- 細粒黒雲母花崗岩
- 地質境界線
- 破砕帯

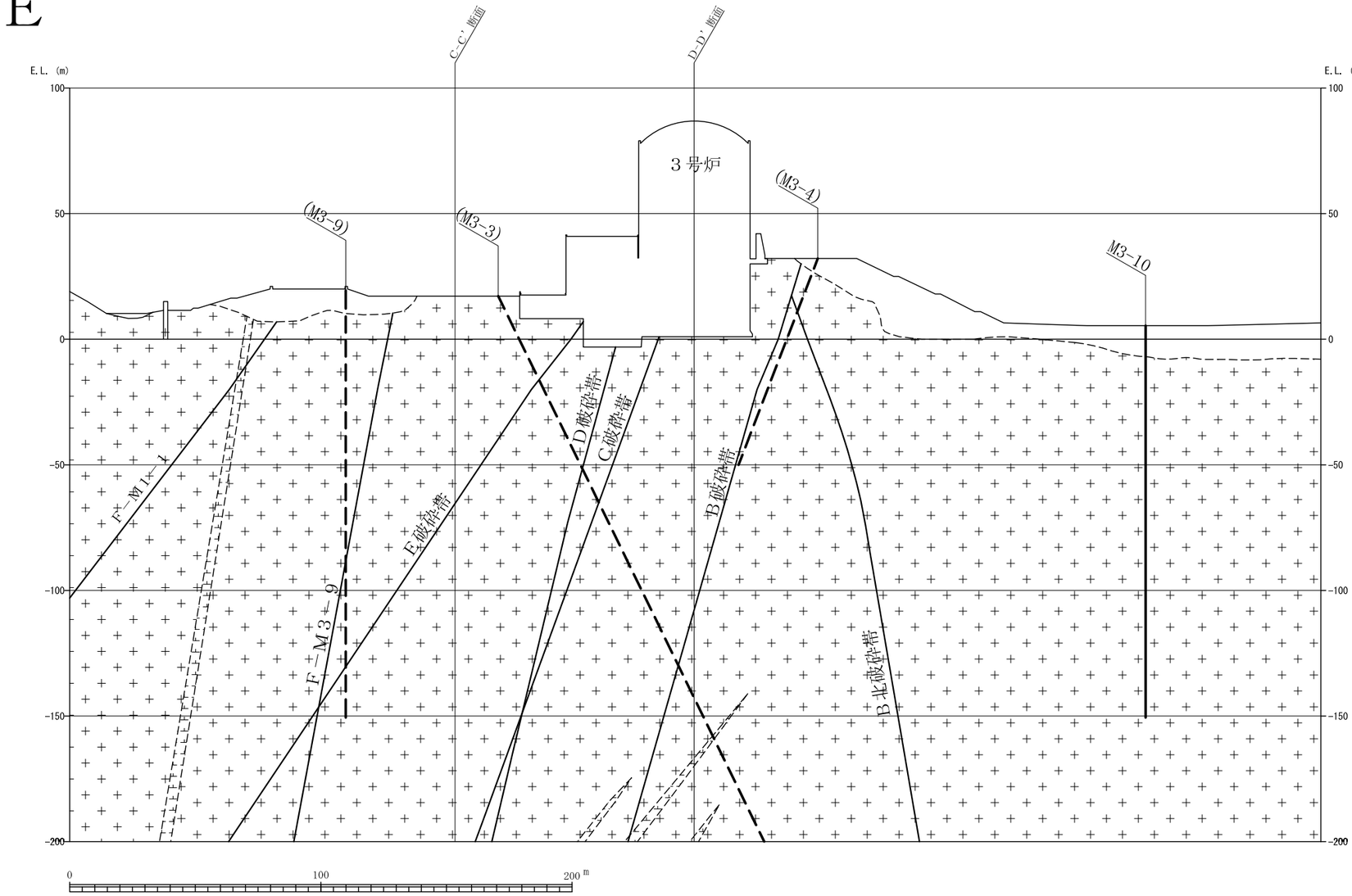
M1-10
ボーリング位置

※投影表示しているボーリングは，ボーリング位置を破線で表示し，孔名に（ ）を付す。

第1.6.19図(4)　地質鉛直断面図（D－D’断面）

E

E’



凡　例

地質区分

- 堆積物･埋め戻し土等
- ドレライト
- 細粒黒雲母花崗岩
- 地質境界線
- 破砕帯

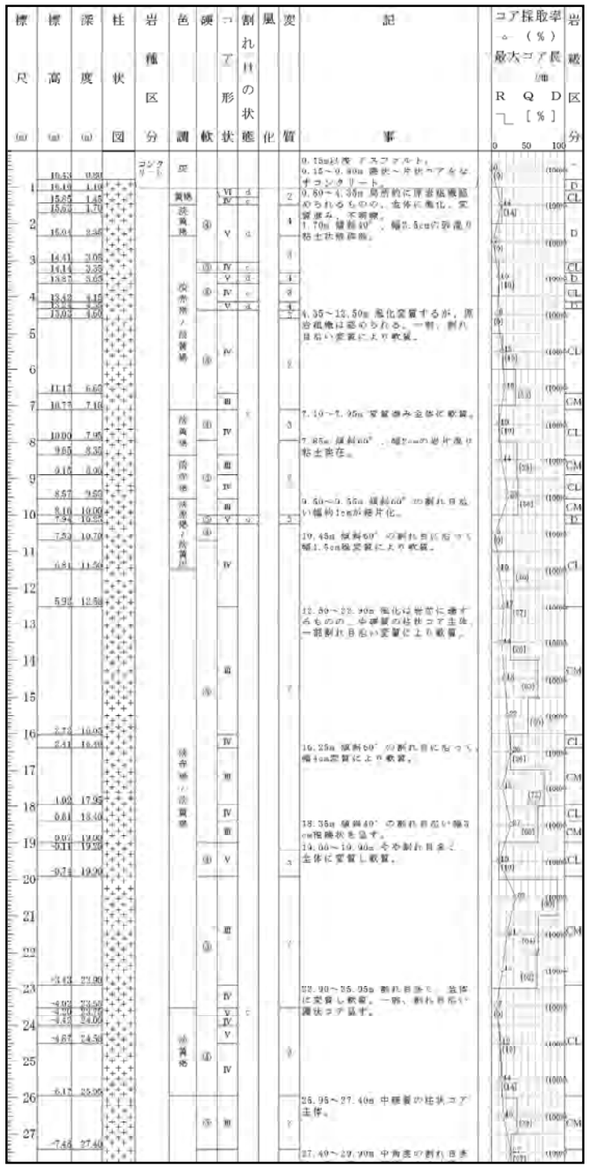
M1-10
ボーリング位置

※投影表示しているボーリングは，ボーリング位置を破線で表示し，孔名に（ ）を付す。

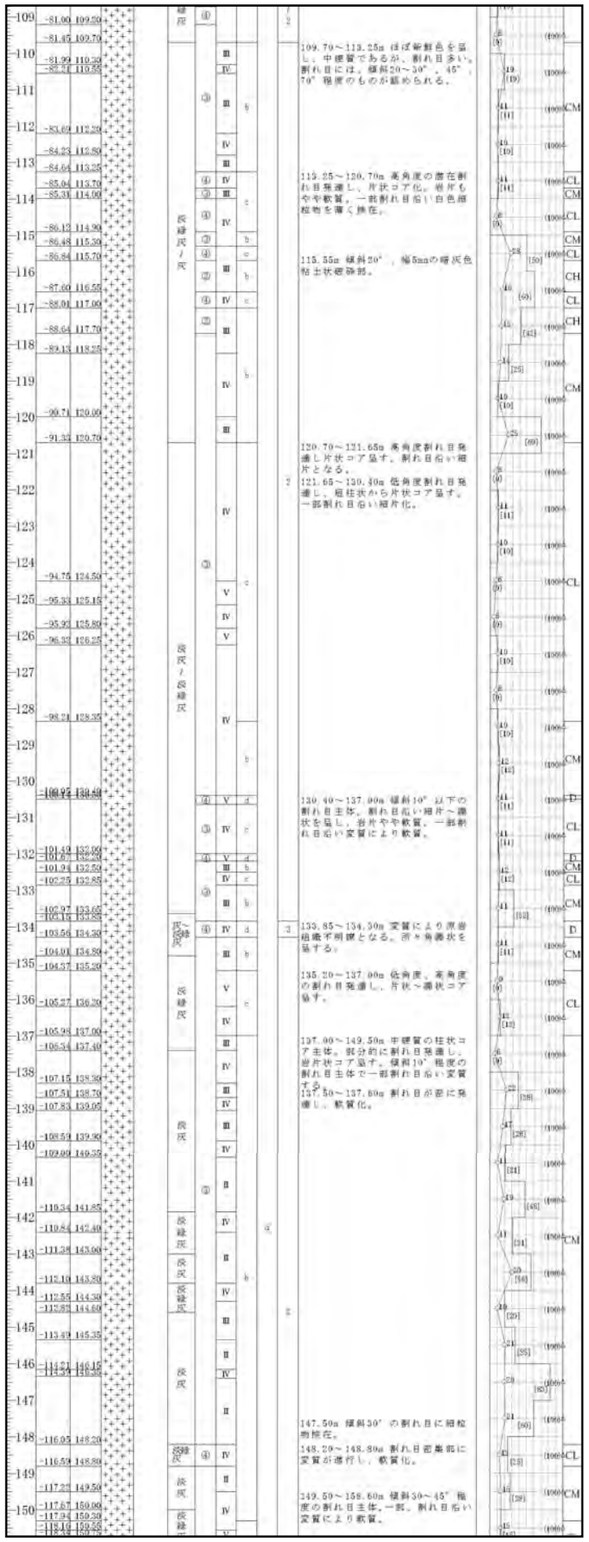
第1.6.19図(5)　地質鉛直断面図（Ｅ－Ｅ’断面）

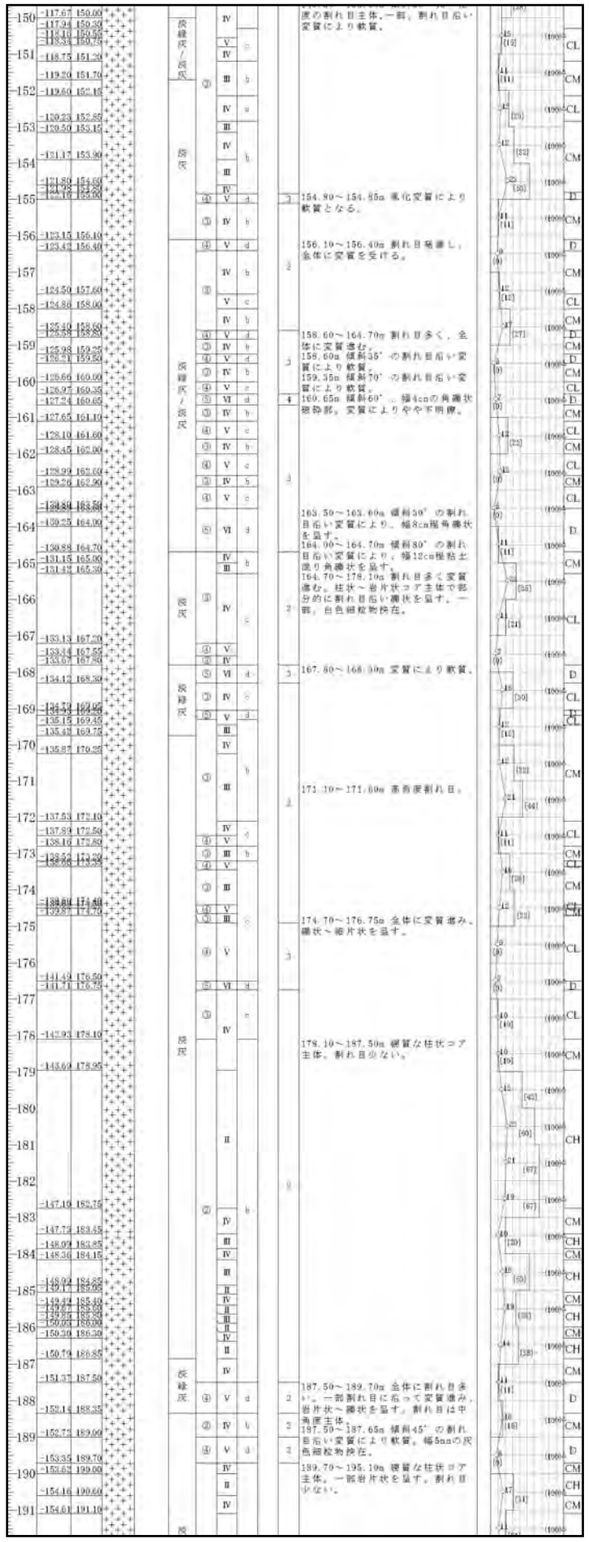
【M3-3 孔諸元】

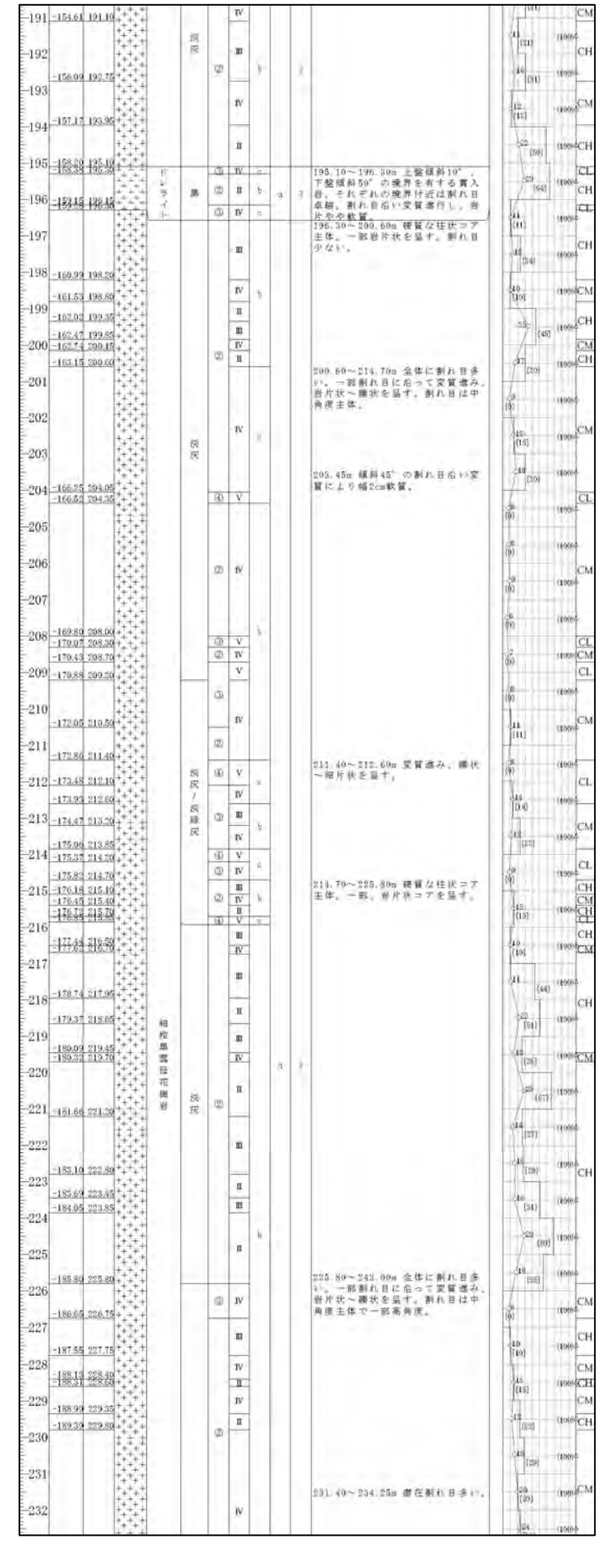
孔口標高：E.L.＋17.15m、掘進方向：347°、掘進角度：64°、掘進長：243.00m



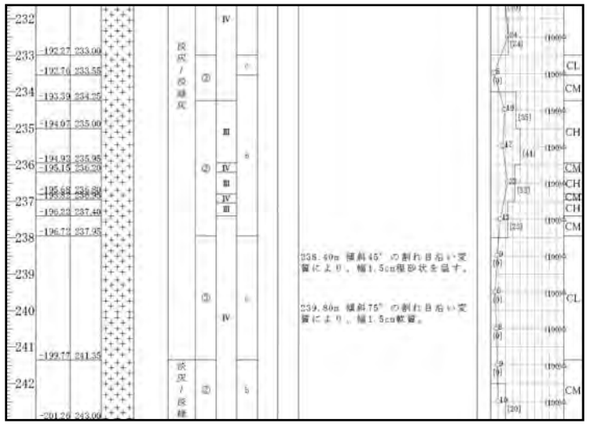
第 1.6.20 図(1)　３号炉炉心付近　ボーリング調査結果（M3-3 孔）(1)







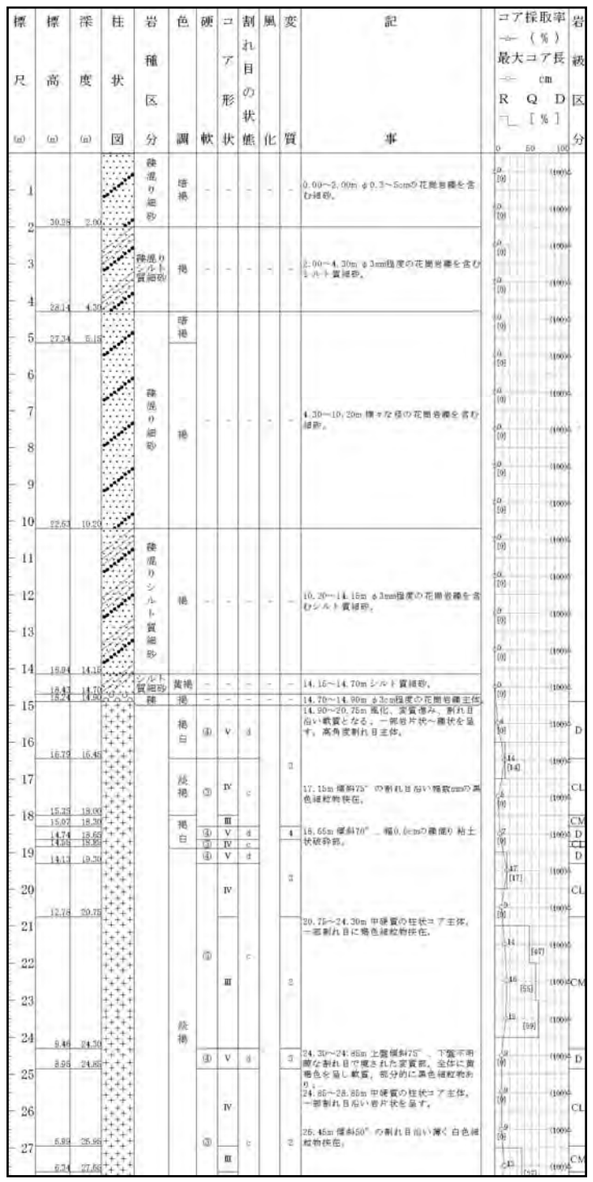
第 1.6.20 図(2)　３号炉炉心付近　ボーリング調査結果（M3-3 孔）(2)

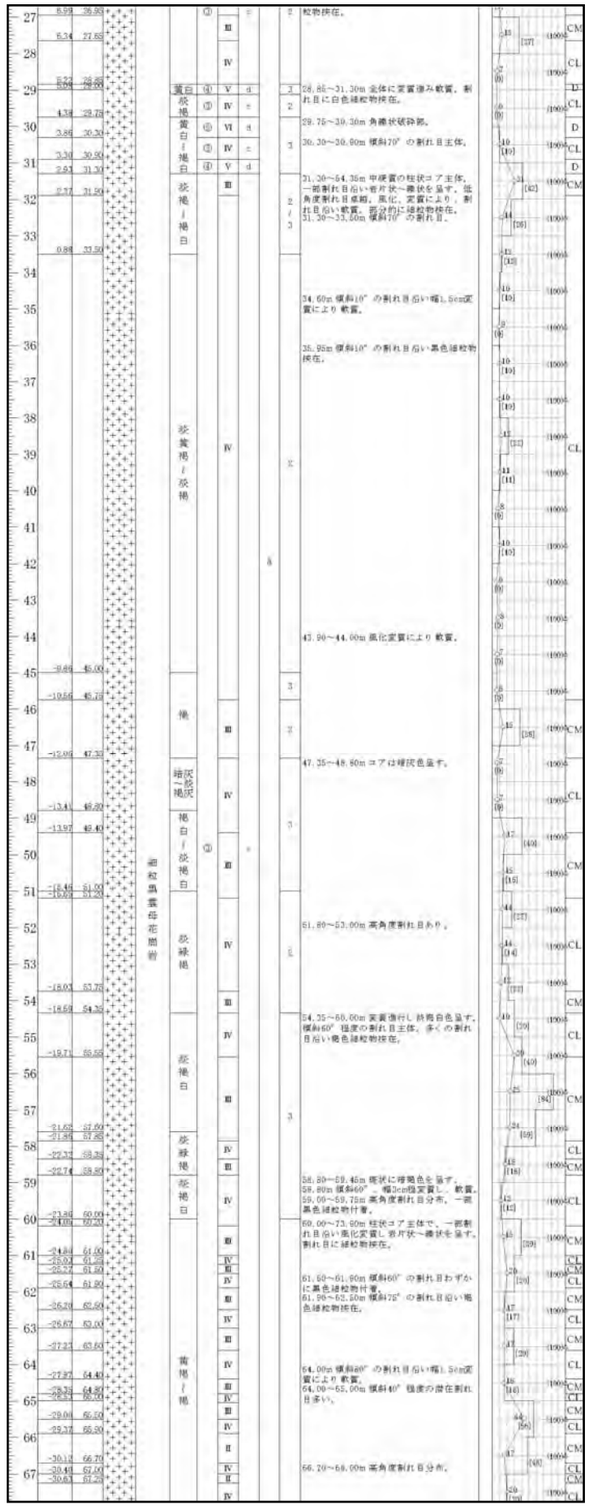


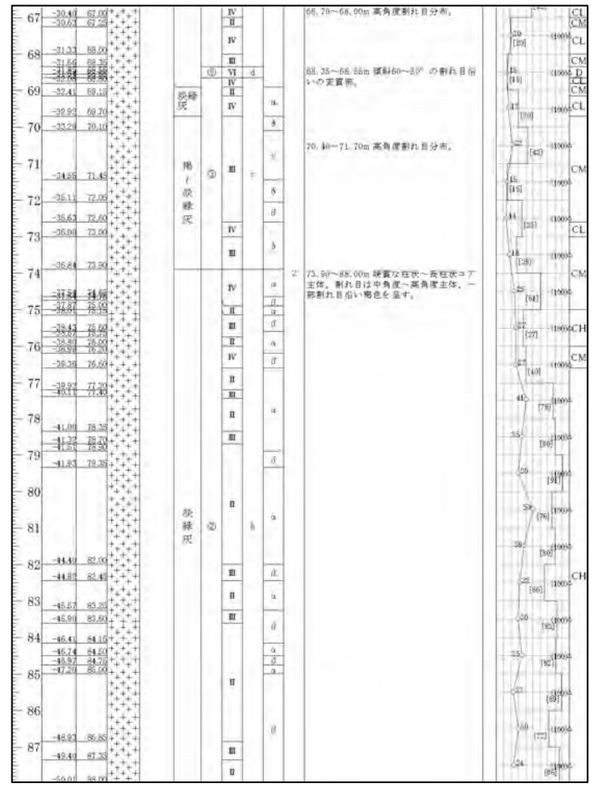
第 1.6.20 図(3)　 3 号炉炉心付近　ボーリング調査結果（M3-3 孔）(3)

【M3-4 孔諸元】

孔口標高：E.L.＋32.15m、掘進方向：137°、掘進角度：69°、掘進長：88.00m

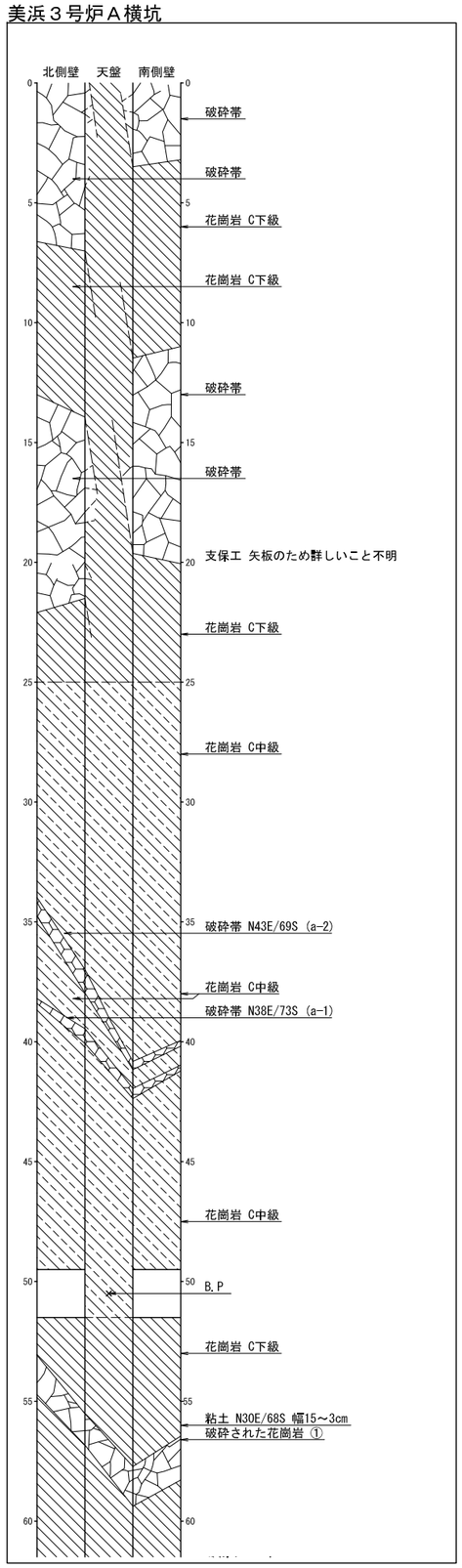


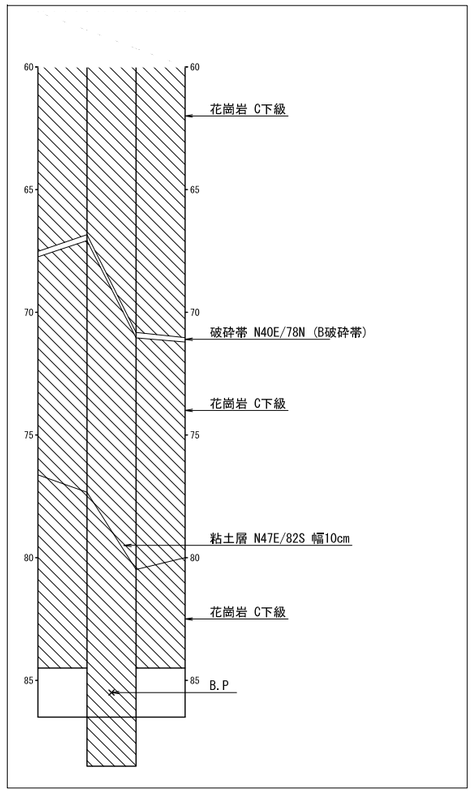




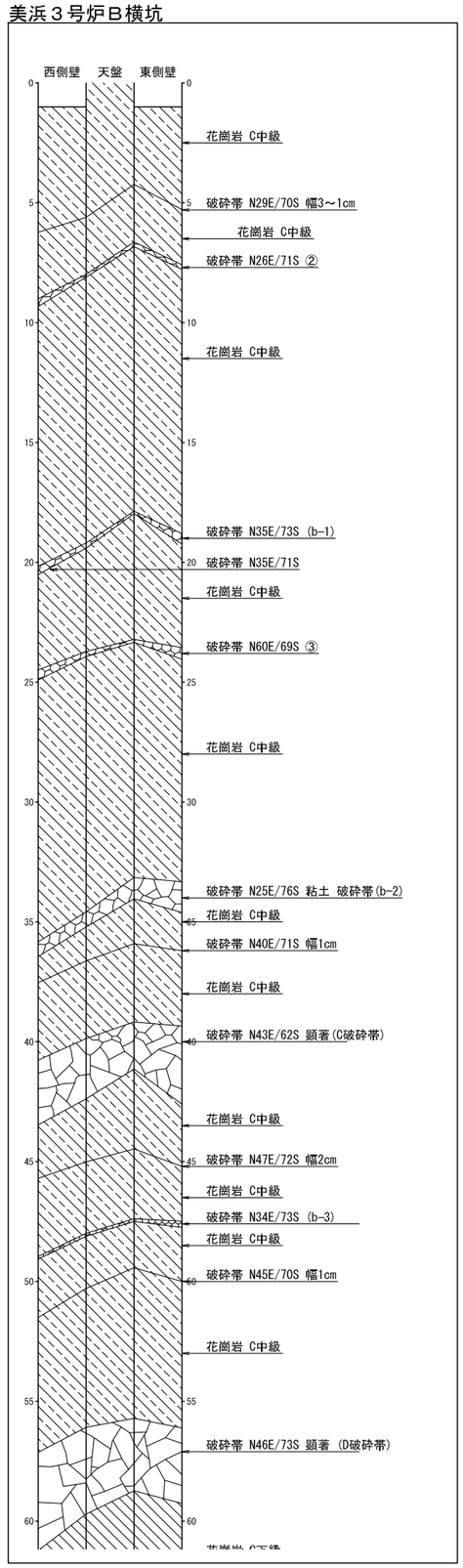
第 1.6.20 図(4)　３号炉炉心付近　ボーリング調査結果（M3-4 孔）

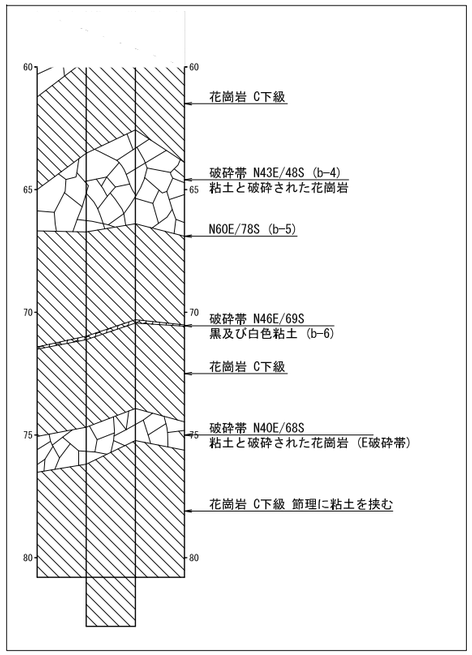
美浜３号炉Ａ横坑

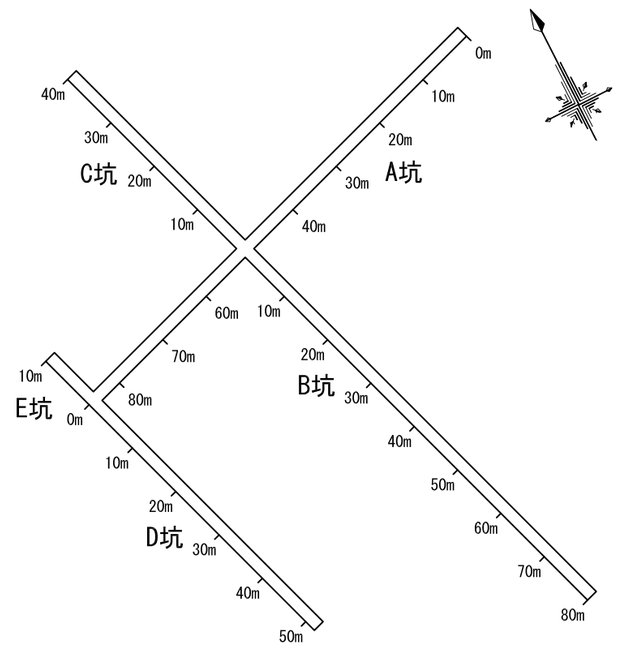




美浜３号炉Ｂ横坑

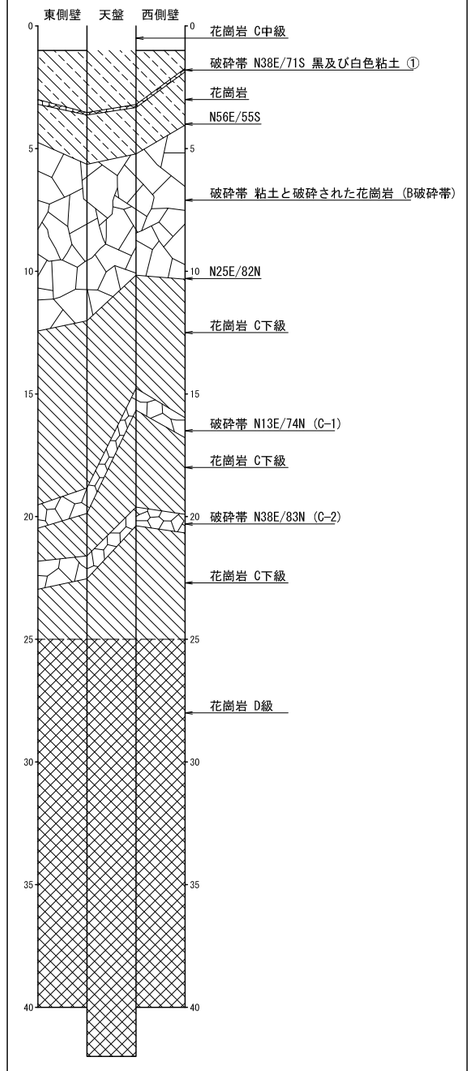




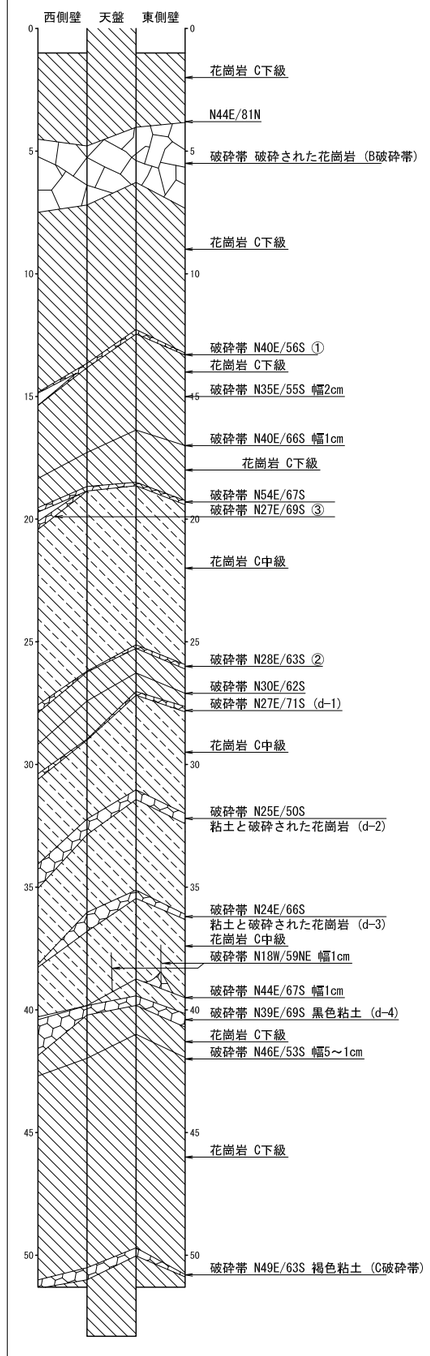


第1.6.21図(1)　３号炉付近　試掘坑調査結果(1)

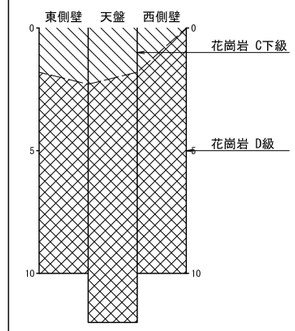
美浜３号炉Ｃ横坑

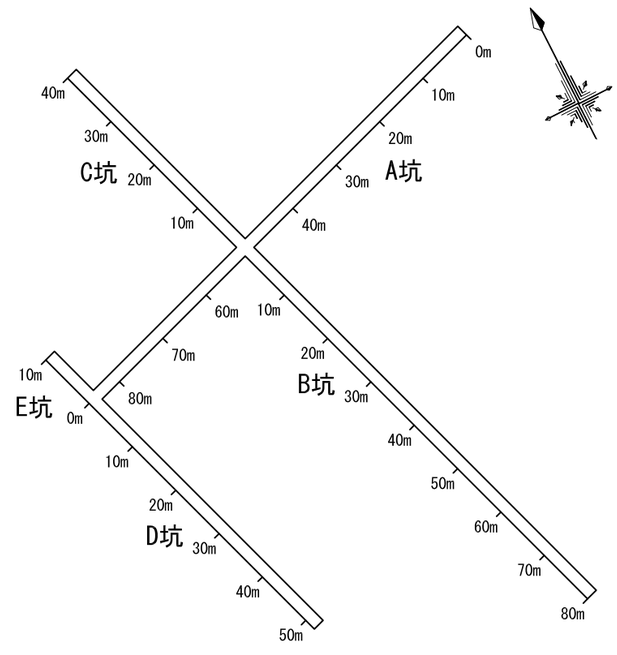


美浜３号炉Ｄ横坑

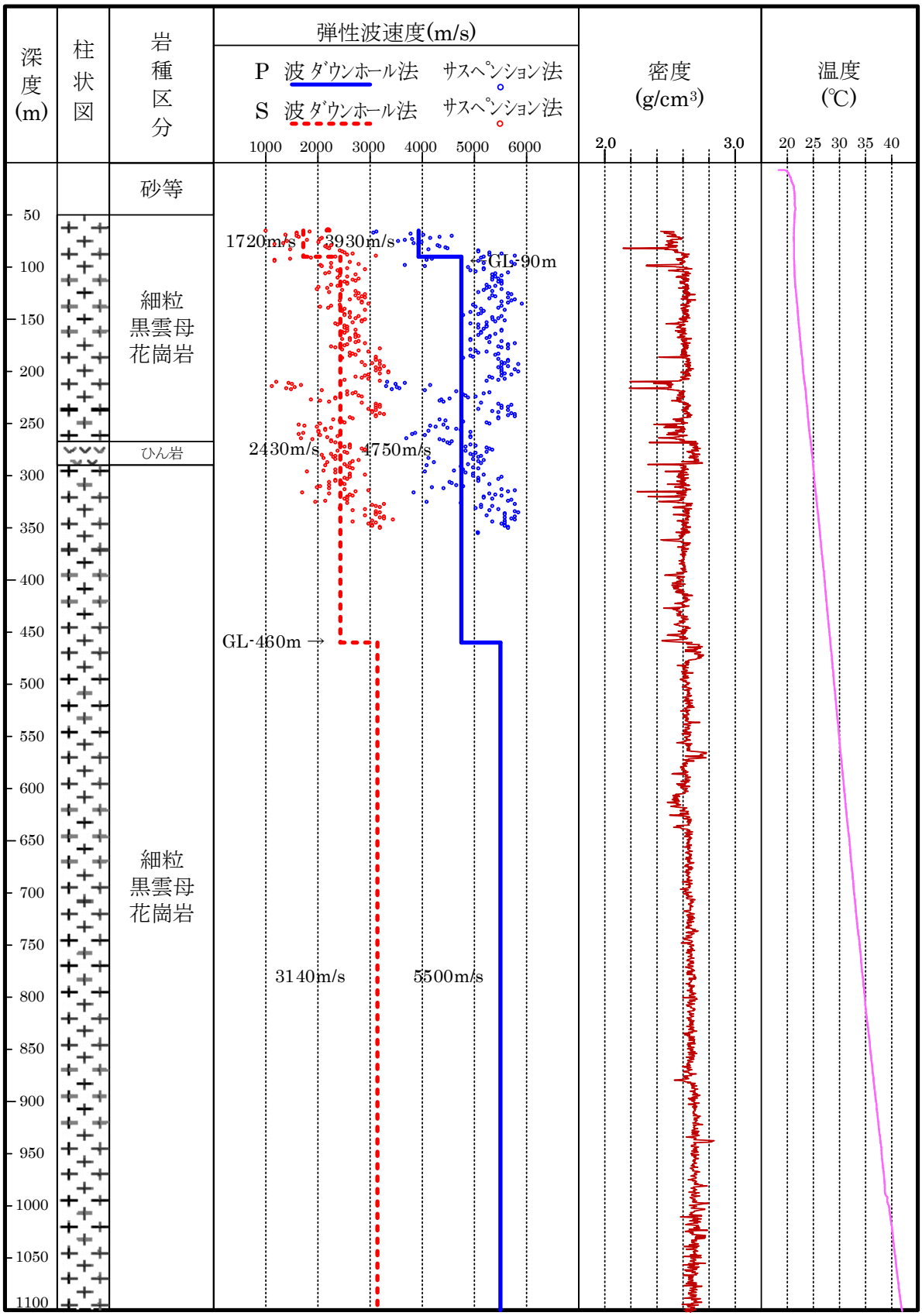


美浜３号炉Ｅ横坑

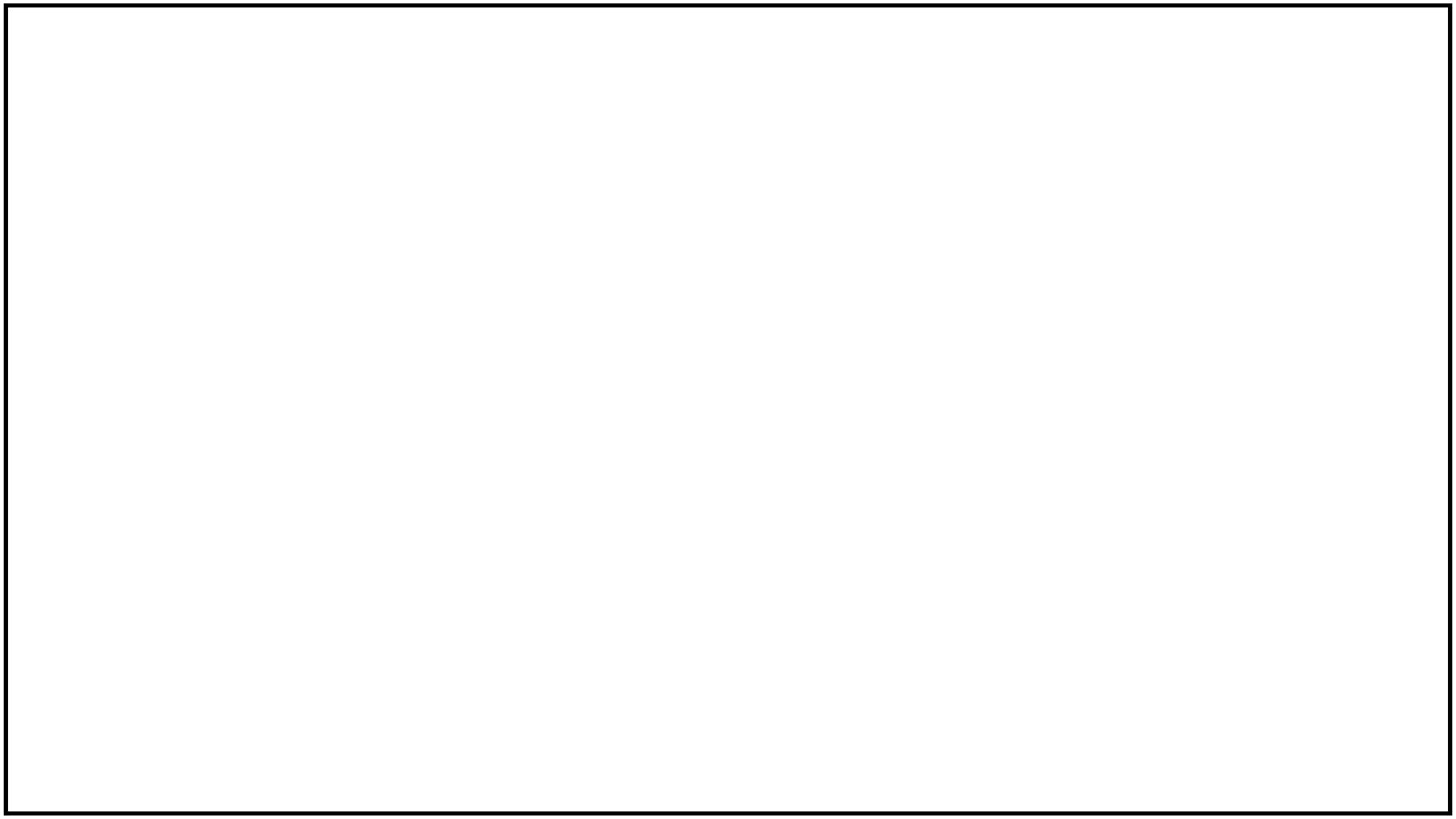




第1.6.21図(2)　３号炉付近　試掘坑調査結果(2)



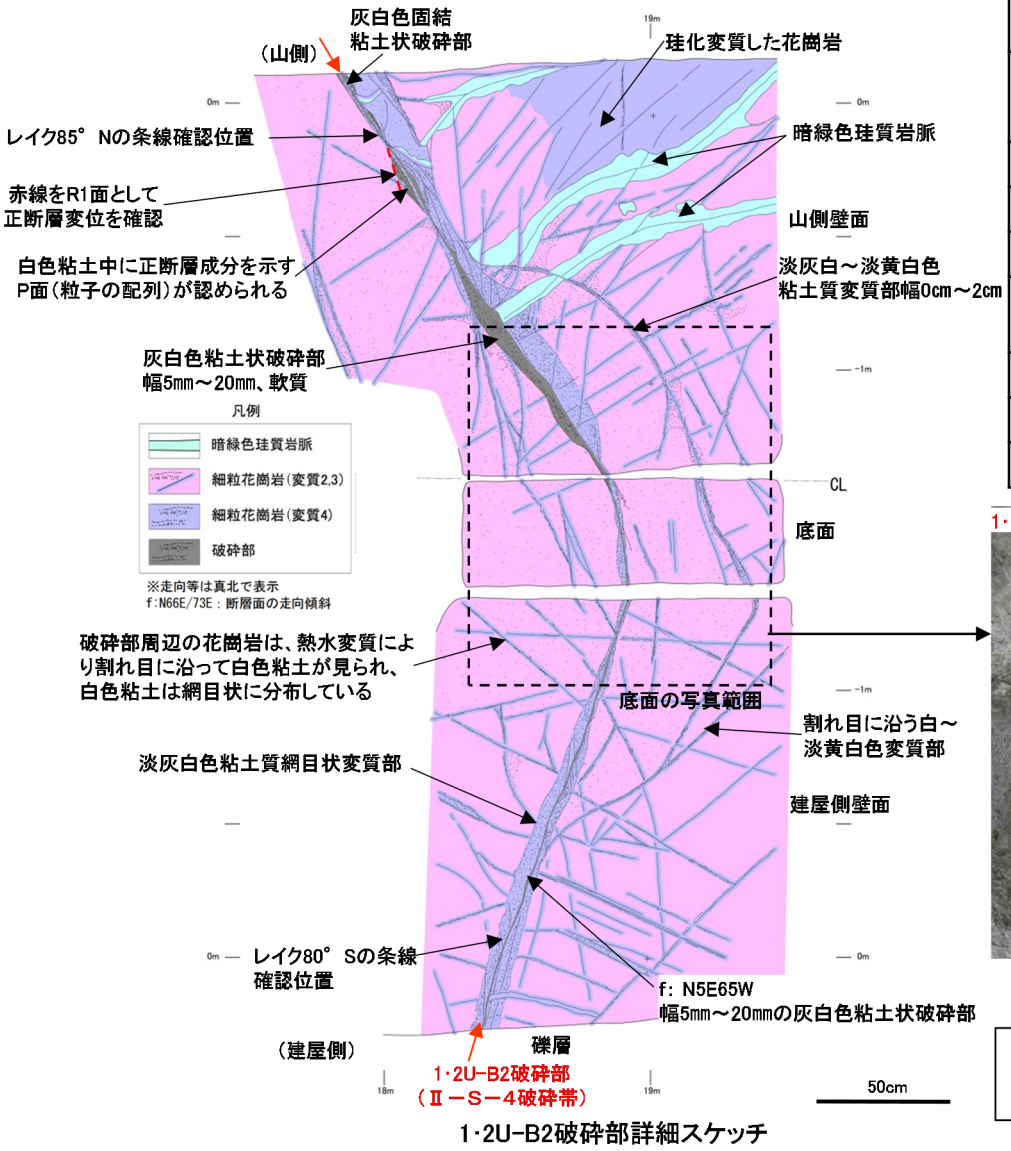
第 1.6.22 図　ボーリング調査結果（S1100 孔）



耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設を設置する地盤：Ｂ破砕帯（Ｂ破砕帯から派生するＢ北破砕帯を含む。）、Ｃ破砕帯、Ｄ破砕帯、Ｅ破砕帯、
Ｆ－Ｍ１－１破砕帯、Ｆ－Ｍ３－９破砕帯
耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設の近傍の地盤　：Ⅱ－Ｓ－３破砕帯、Ⅱ－Ｓ－４破砕帯

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.6.23 図　敷地内破砕帯と耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設の位置関係



1･2U-B2破砕部詳細スケッチ

各破砕部周辺の変質区分

破砕帯	破砕部	破砕部周辺の変質区分
B破砕帯	3UNB-B1破砕部	変質4もしくは変質3
	3UT-B1破砕部	変質3
C破砕帯	3UK-B2破砕部	変質3
D破砕帯	3UK-B1破砕部	変質4もしくは変質3
E破砕帯	3UNA-B3破砕部	変質4
Ⅱ－S－3破砕帯	No.19、掘進長22.7m付近の破砕部	変質4
Ⅱ－S－4破砕帯	1･2U-B2破砕部	変質4もしくは変質3
F－M1－1破砕帯	3UH-B1破砕部	変質4もしくは変質3
F－M3－9破砕帯	3US-B1破砕部	変質4もしくは変質3

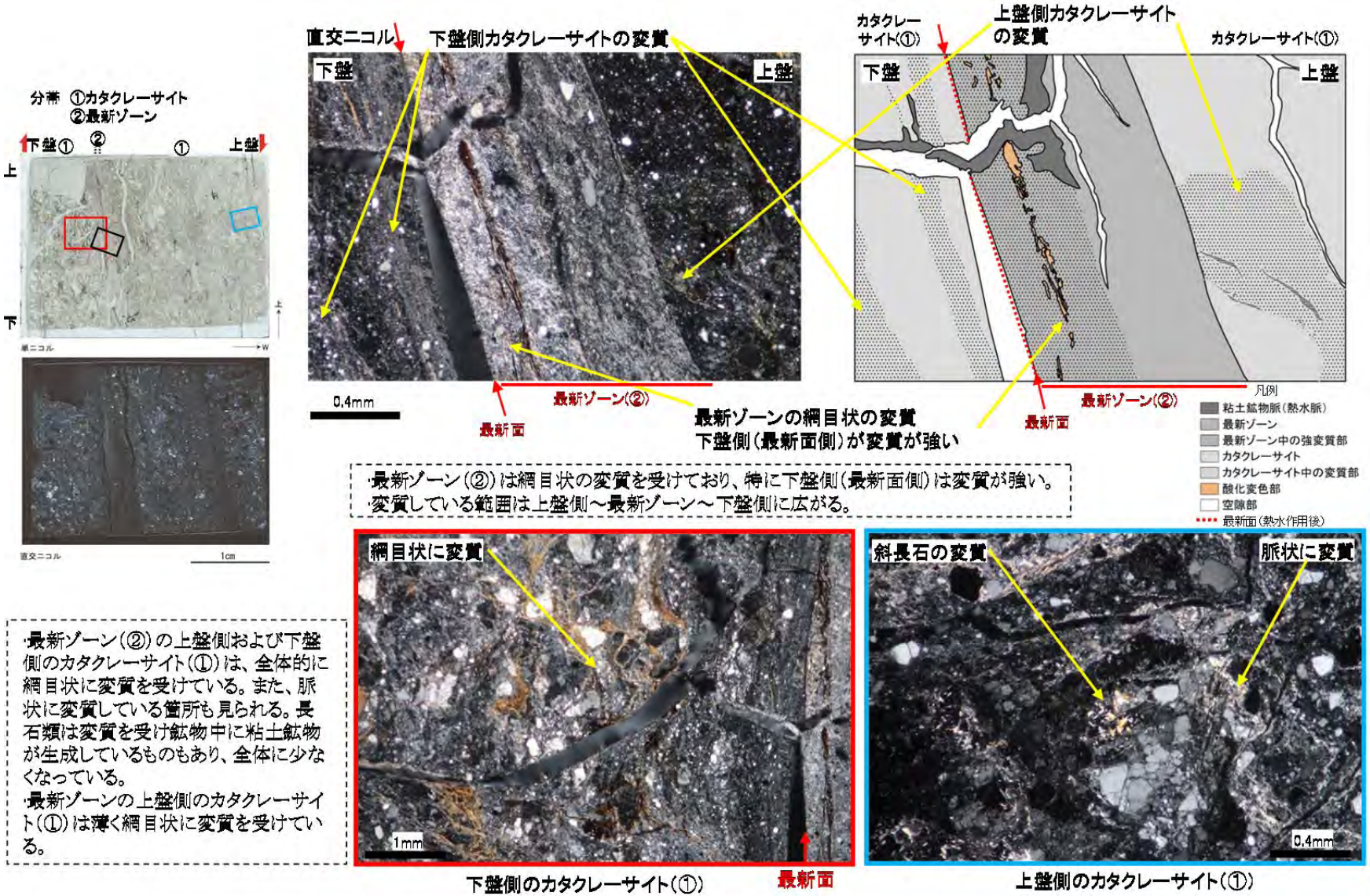


1･2U-B2破砕部底面の写真

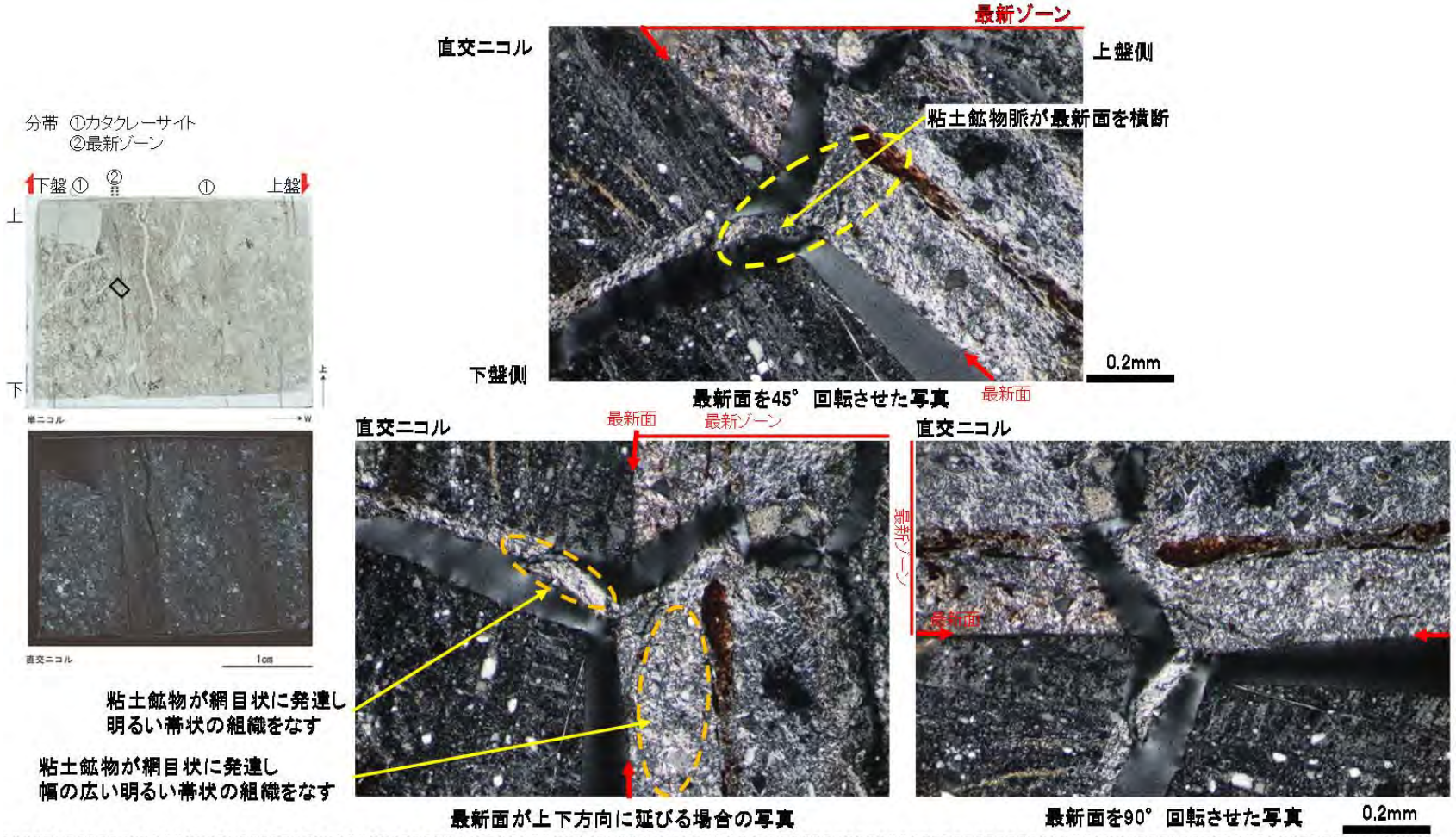
・敷地内は全体的に熱水変質作用を被っており（変質2以上）、敷地内破砕帯の近傍では特に強く熱水変質作用を被っている（変質3または変質4）。
・変質3の熱水変質作用を被っている箇所においては、粘土脈が網目状に広く分布している。

・露頭観察で認められた性状から、破砕部およびその近傍ほど強く熱水変質を受けていることが認められる。

第 1.6.24 図　破砕部の露頭観察結果



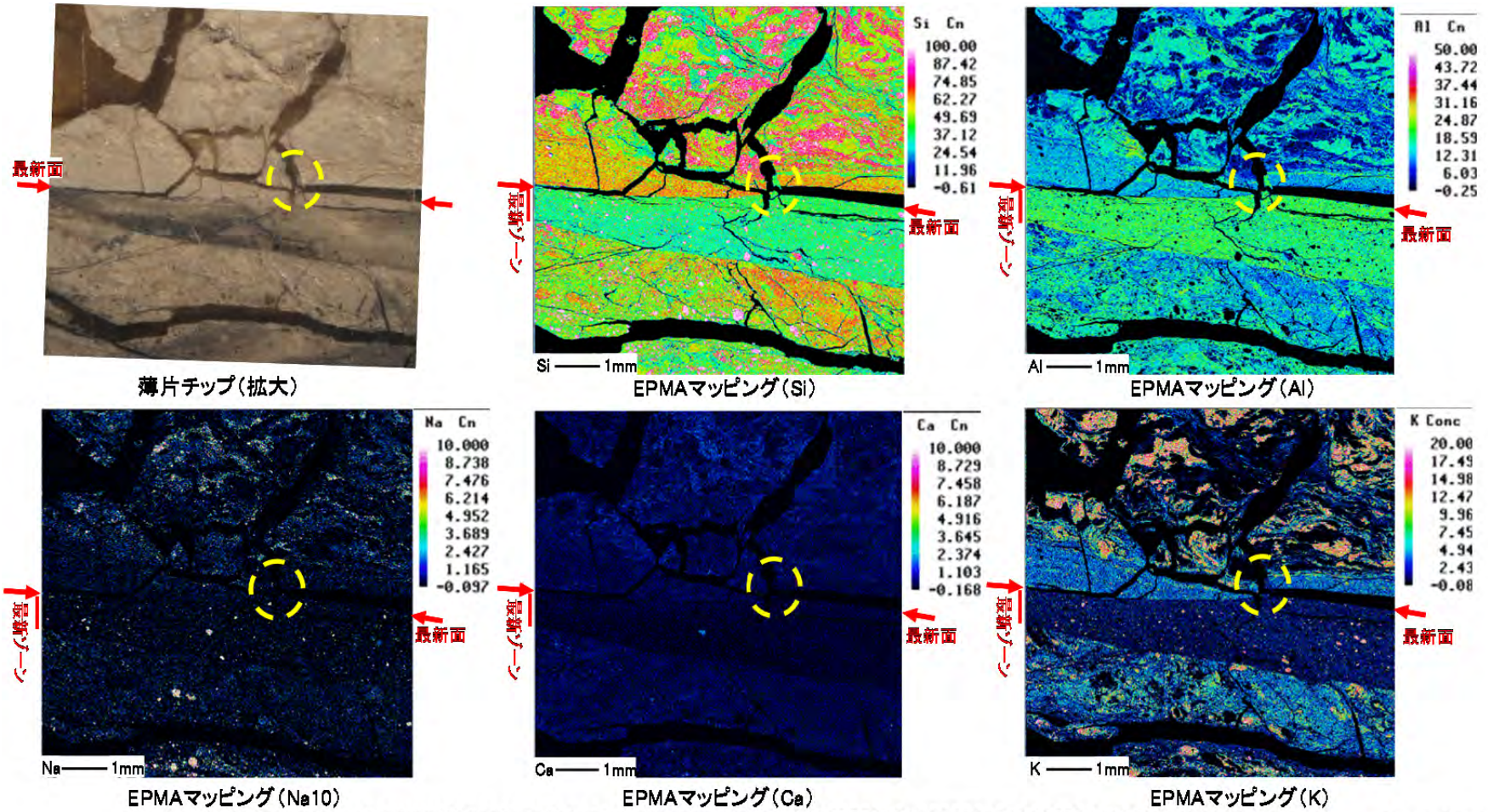
第 1.6.25 図(1)　破砕部の薄片観察結果(1)



・最新面を横断する粘土鉱物脈は、最新ゾーンから連続している。
・最新面を横断する粘土鉱物脈は、最新ゾーンの粘土鉱物と同様に直交ニコルでは、微細で明るい白色を呈する粘土鉱物からなり、光学特性に差が認められない。
・また、最新ゾーンおよび最新面を横断する粘土鉱物脈の粘土鉱物粒子は、いずれも微細で鏡下では認識できず、粘土鉱物脈は明るい白色を呈する粘土鉱物の密集で形成されており、密集した粘土鉱物は網目状に発達し、分帯は認められない。

・最新ゾーンと最新面を横断する粘土鉱物脈は、顕微鏡下では光学特性に差が認められず、組織も類似しているため、同一の鉱物群で構成されていると評価する。

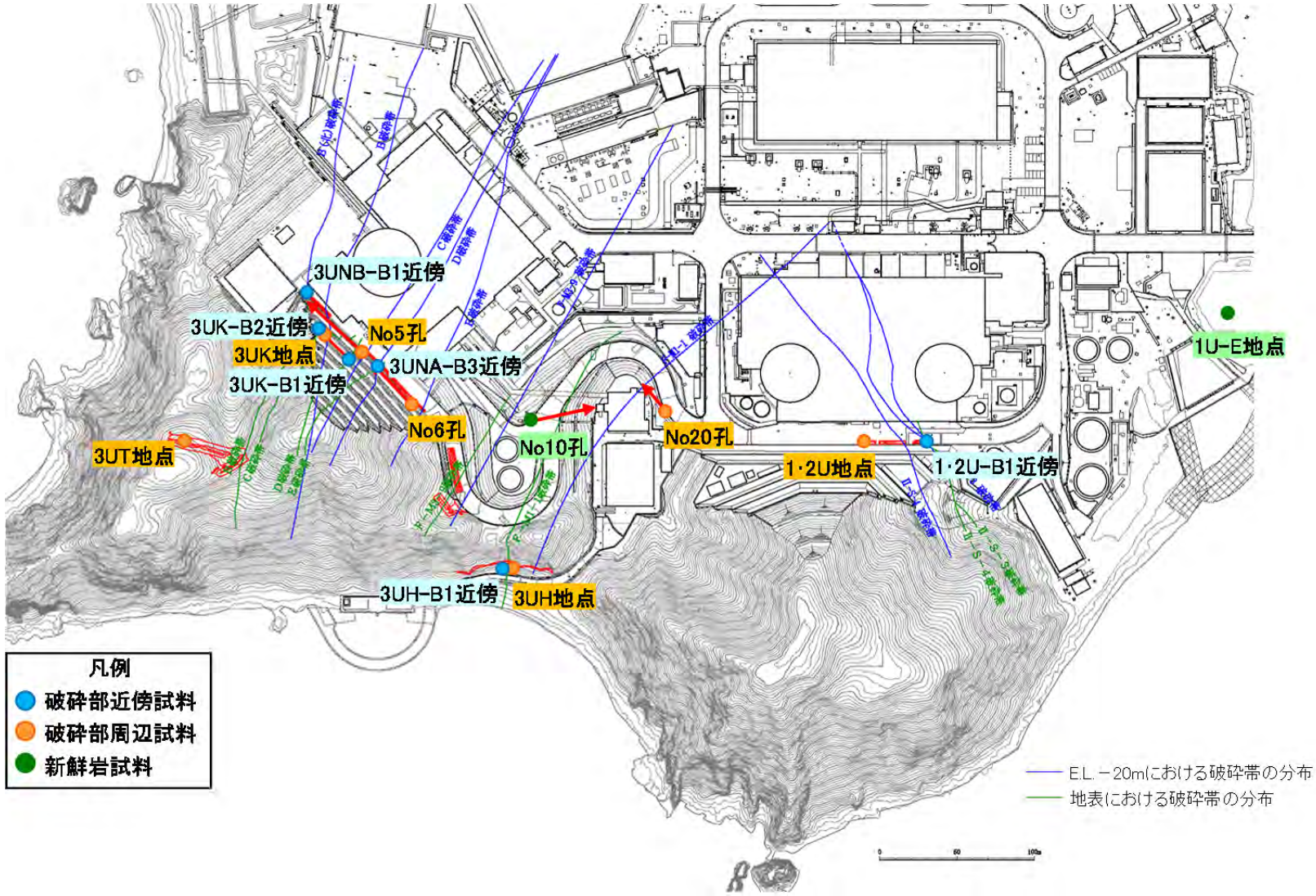
第 1.6.25 図(2)　破砕部の薄片観察結果(2)



・最新ゾーンと最新面を横断する粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

・最新ゾーンと最新面を横断する粘土鉱物脈には分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

第 1.6.26 図　破砕部の EPMA 分析結果



試料採取位置図

第 1.6.27 図(1)　長石類の EPMA 分析(1)

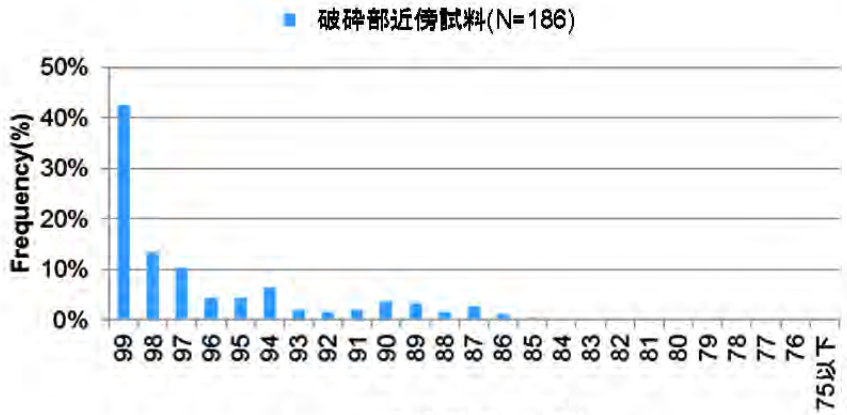


図1　破砕部近傍試料のアルバイト率

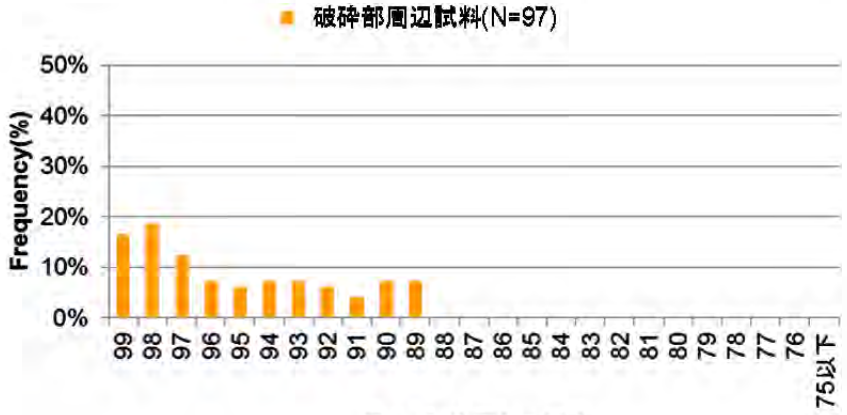


図2　破砕部周辺試料のアルバイト率

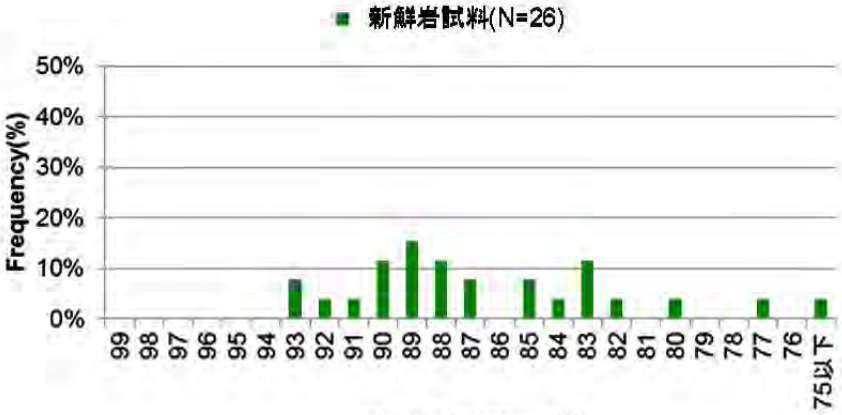


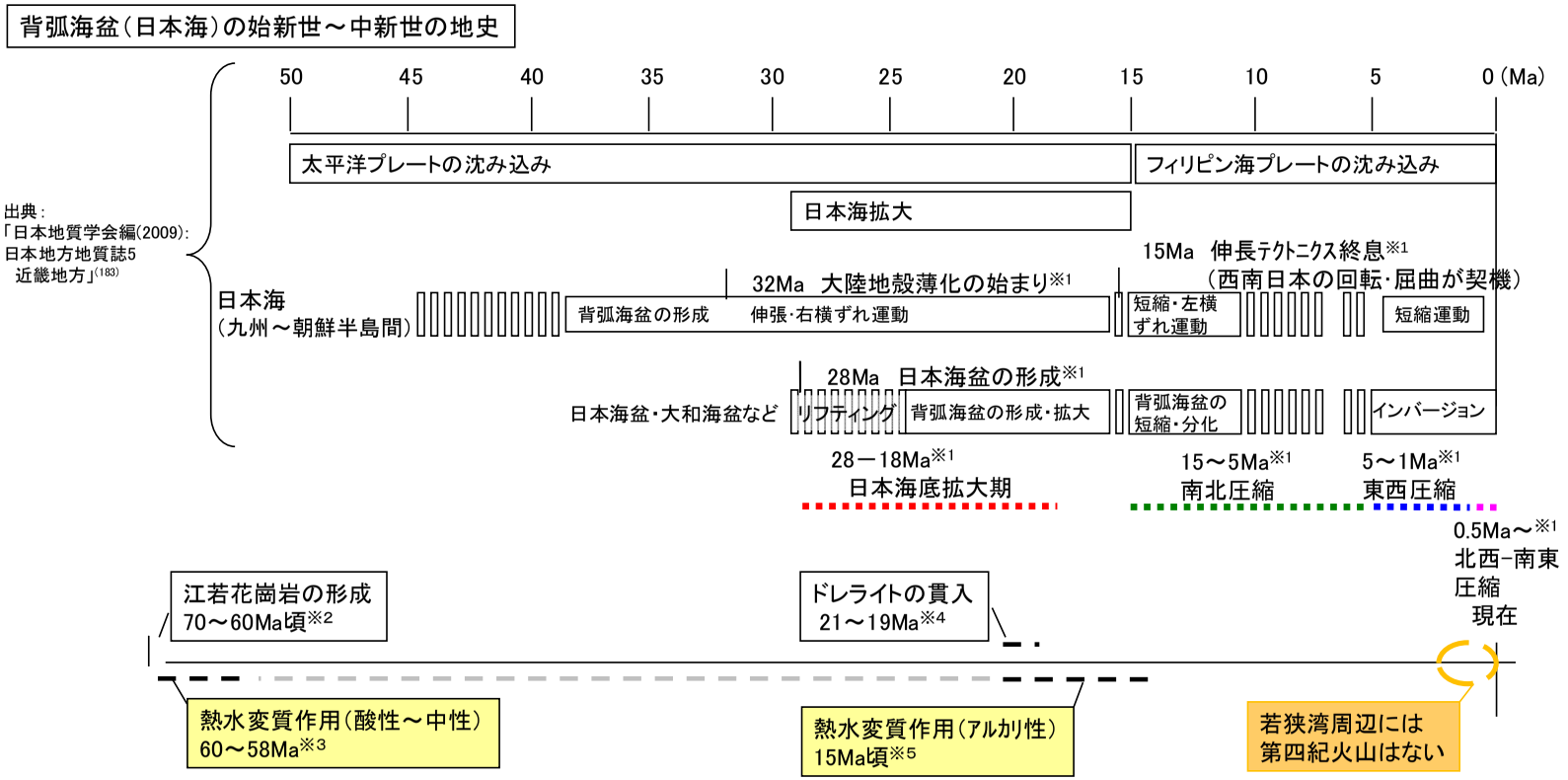
図3　新鮮岩試料のアルバイト率

・破砕部近傍試料および破砕部周辺試料は、母岩と比較してアルバイト率が大きい。
・破砕部近傍試料および破砕部周辺試料を比較すると、破砕部近傍試料の方がアルバイト率が大きい。

・破砕部近傍および周辺は、母岩と比較してアルバイト率が大きいことから熱水変質を受けて曹長石化したと判断される。
・破砕部近傍試料のアルバイト率が最も大きく破砕帯に近いほど曹長石化の程度が強くなっていることから、破砕帯を中心に熱水変質の影響があったと考えられる。

第 1.6.27 図(2)　長石類の EPMA 分析(2)

敷地周辺の地史と敷地内の地質年代との関係



・若狭湾周辺には第四紀火山が存在しないなど、ドレライト貫入時期（20Ma前後）以降の熱水活動は知られていない。
・調査結果からは敷地周辺の地史と矛盾するデータは得られていない。

・熱水変質作用は江若花崗岩の形成やドレライトの貫入時期とほぼ同時期の相当程度古い時代であると考えられ、少なくとも後期更新世以降の熱水活動はない。

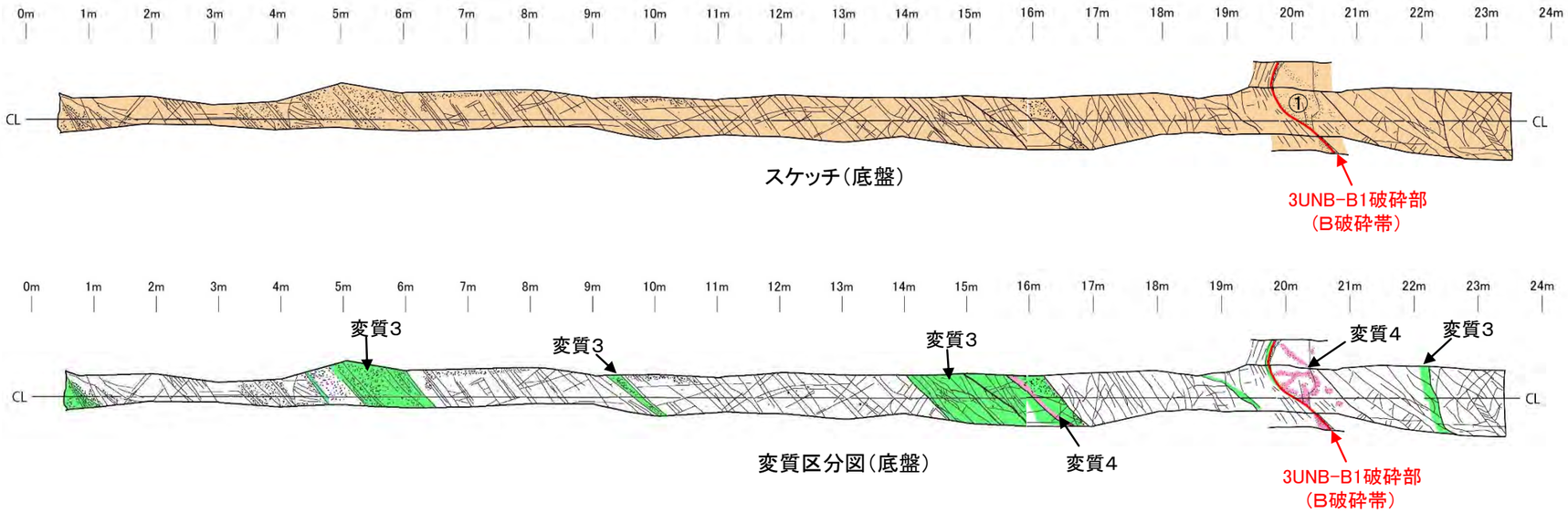
※1 竹内(2010)(184)より引用
※2 栗本他(1999)(5)による黒雲母花崗岩の黒雲母のK-Ar測定値62.9±3.1Ma、当社が実施した花崗岩のK-Ar測定値 64.0±1.8～64.9±1.8Ma、FT（ジルコン）測定値 66.4±5.8、U-Pb（ジルコン）測定値 67.8±0.9Ma
※3 1・2U-B1、3UNB-B1熱水変質溶食石英の雲母粘土鉱物のK-Ar年代測定値
※4 梅田他(2013)(75)による敦賀発電所敷地内のドレライトのK-Ar年代測定値は約21Ma、高速増殖原型炉もんじゅ敷地内のドレライトのK-Ar年代測定値は約19Ma、美浜発電所敷地内のドレライトのK-Ar年代測定値は約19Ma
※5 敷地南側海岸のドレライト露頭のK-Ar年代測定値

第 1.6.28 図　敷地周辺の地史と敷地内の地質年代との関係

3号炉付近　剥ぎ取り調査結果(3UNB)

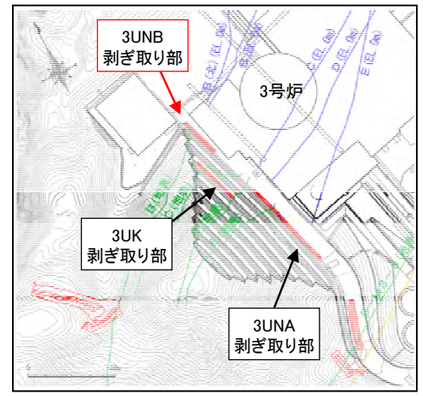


写真(底盤)



スケッチ(底盤)

変質区分図(底盤)



調査位置図

スケッチの凡例

細粒花崗岩

CL 剥ぎ取り中心線

変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質(淡褐色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質(濃褐色化)、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

破砕幅が2cm以上あり、粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

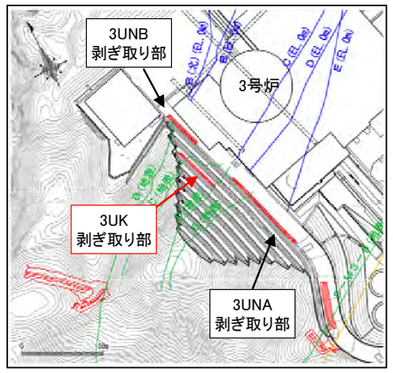
剥ぎ取り箇所で1箇所(①:3UNB-B1破砕部)を破砕部として抽出

・ 3UNB-B1破砕部
走向傾斜:N33E/70S
破砕幅は2cm～7cm、粘土状破砕部の幅は0.1cm～1cm程度、赤褐～褐色粘土

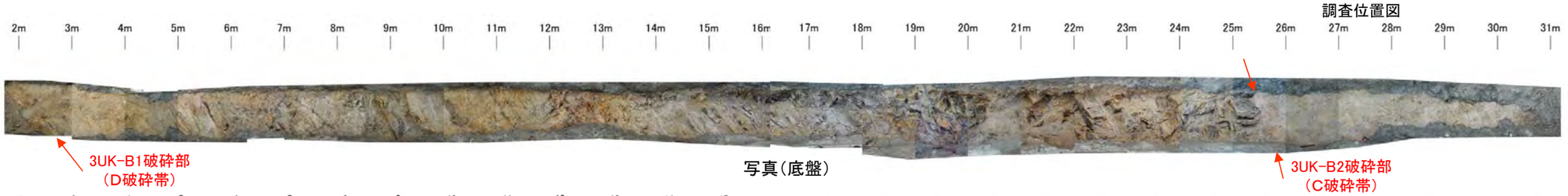
B破砕帯と走向・傾斜なども調和的な3UNB-B1破砕部を確認した。
3UNB剥ぎ取りは全体に変質が弱く変質2から変質3を呈する。3UNB-B1破砕部周辺で変質が強く、変質区分は変質4もしくは変質3を呈する。

第 1.6.29 図(1)　3 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(1)

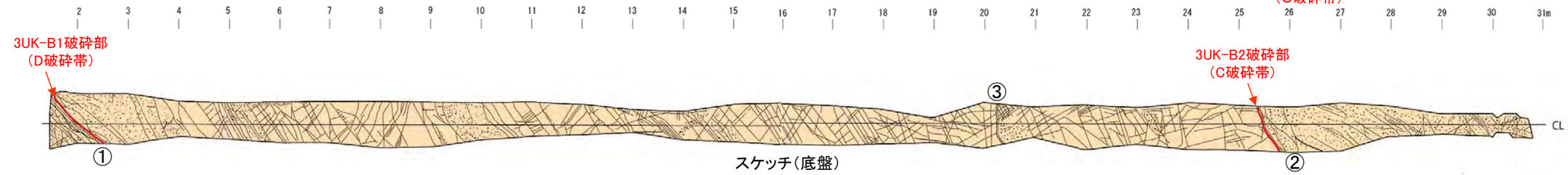
3号炉付近　剥ぎ取り調査結果(3UK)



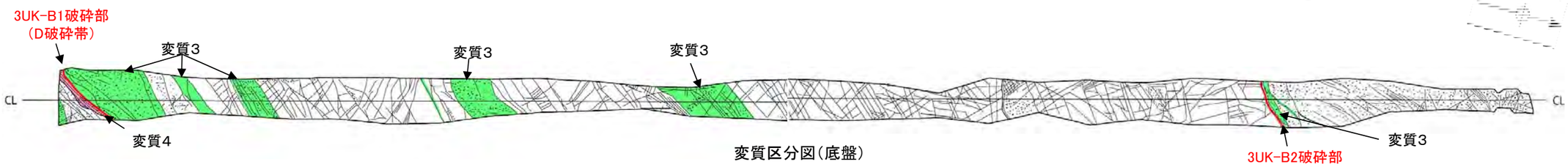
調査位置図



写真(底盤)



スケッチ(底盤)



変質区分図(底盤)

破砕幅が2cm以上あり、粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

上図スケッチで2箇所(①、②)を抽出

なお③(走向傾斜N50E/65S)は幅1cm～4cmであるが、粘土混じり角礫状で粘土状破砕部を伴わないことから、抽出対象から除外

以上から
①:3UK-B1破砕部
②:3UK-B2破砕部

を破砕部として抽出

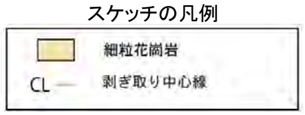
・3UK-B1破砕部
走向傾斜:N20E/62SE
破砕幅は0.1cm～2cm、白色～黄褐色粘土状破砕部からなる

・3UK-B2破砕部
走向傾斜:N43E/52S
破砕幅は0.5cm～2cm程度、黄灰色～褐色粘土状破砕部からなる

・C破砕帯と走向・傾斜なども調和的な3UK-B2破砕部を確認した。
・D破砕帯と走向・傾斜なども調和的な3UK-B1破砕部を確認した。

・3UK剥ぎ取りは全体に変質が弱く変質2から変質3を呈する。3UK-B1及び3UK-B2破砕部周辺で変質が強く、変質区分は変質4もしくは変質3を呈する。

スケッチの凡例

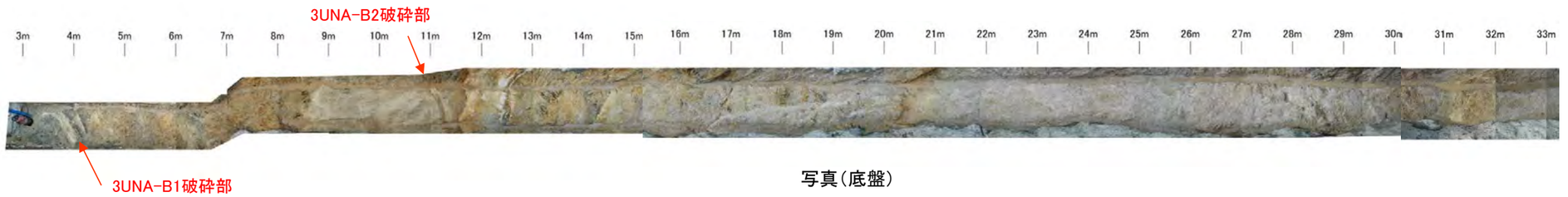


変質の凡例

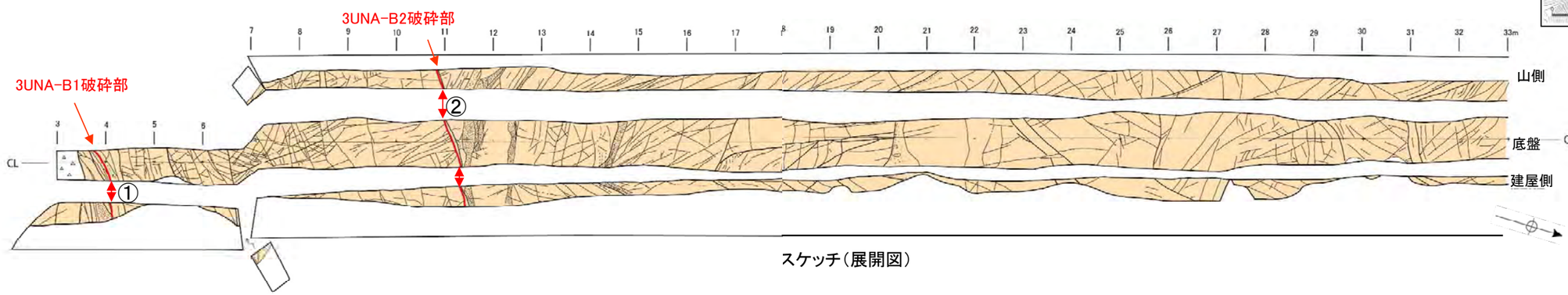
区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質(淡桃色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質(濃桃色化)、あるいは岩盤全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

第 1.6.29 図(2)　3 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(2)

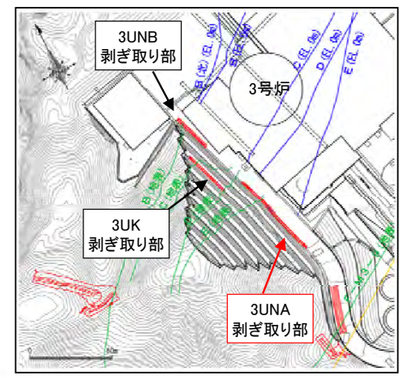
3号炉付近　剥ぎ取り調査結果(3UNA)(東側)



写真(底盤)



スケッチ(展開図)

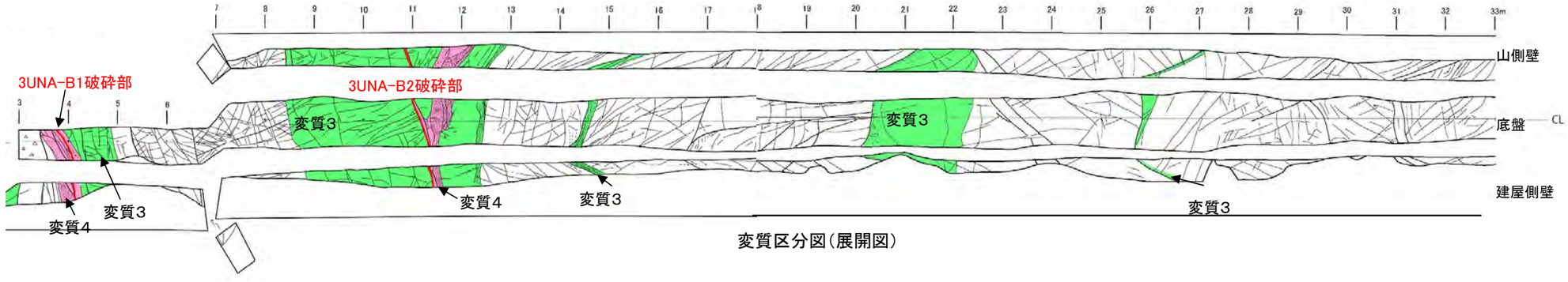


調査位置図

スケッチの凡例

細粒花崗岩

CL　剥ぎ取り中心線



変質区分図(展開図)

変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか，わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し，弱く脱色している程度。 長石の変質(淡桃色化)，割れ目に沿って粘土化が認められるが，岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが，長石の強い変質(濃桃色化)，あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

破砕幅が2cm以上あり、粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

剥ぎ取り露頭で2箇所を抽出
(①、②の2箇所)
①:3UNA-B1破砕部
②:3UNA-B2破砕部

を破砕部として抽出

・3UNA-B1破砕部
走向傾斜:N43E/74NW
・破砕幅は1cm～15cm、粘土状破砕部の幅は0.5cm～2cm程度、茶色～黒褐色粘土

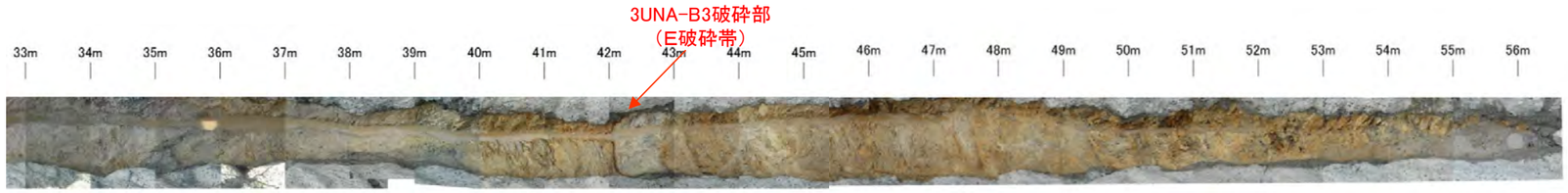
・3UNA-B2破砕部
走向傾斜:N47E/86W
破砕幅は1cm～10cm、粘土状破砕部の幅は1cm～3cm、暗褐色粘土

・剥ぎ取り区間は全体に変質を受け白色化している。

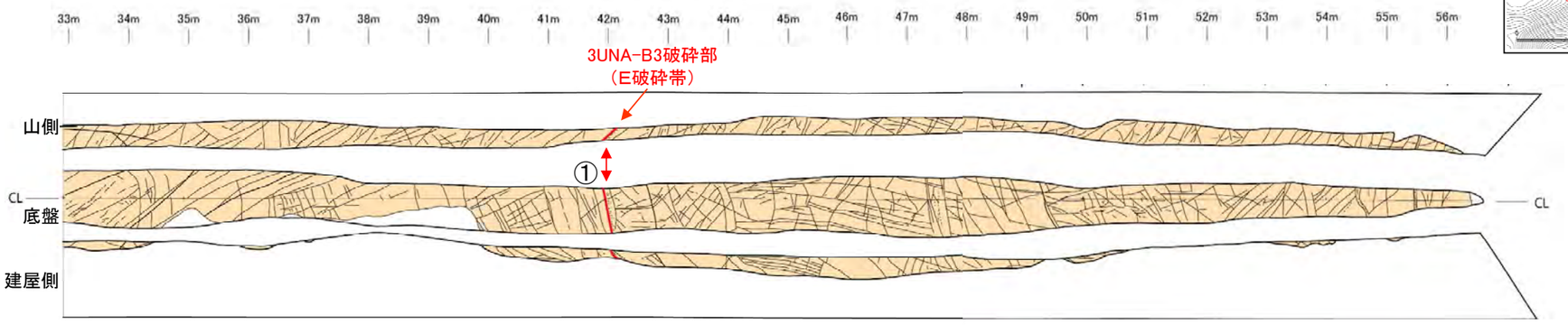
・3UNA剥ぎ取りは破砕部周辺で変質が強く、変質区分は変質3から4を呈する。
破砕部から離れると変質は弱くなり広く変質2を呈する。

第 1.6.29 図(3)　3 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(3)

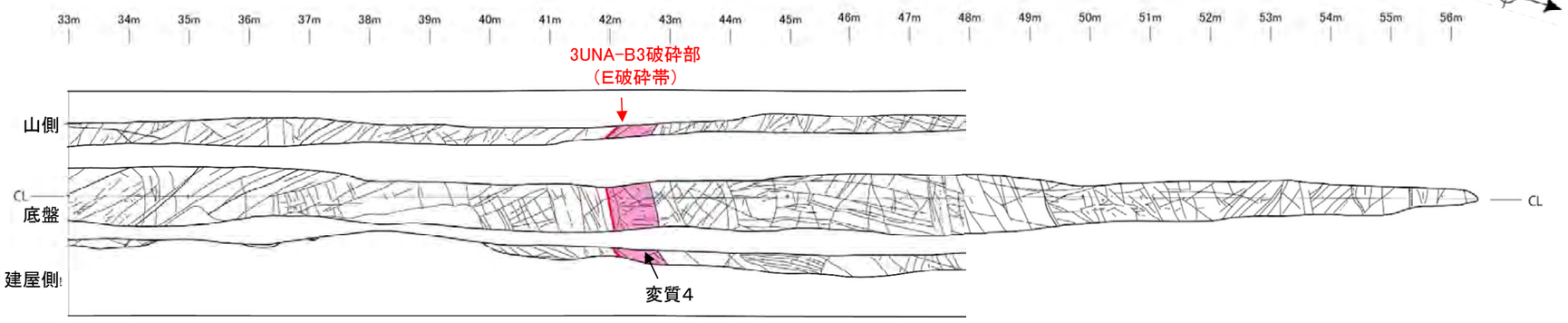
3号炉付近　剥ぎ取り調査結果(3UNA)(西側)



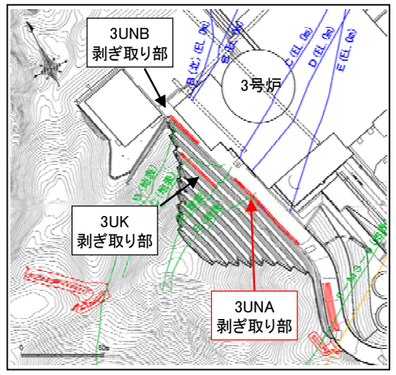
写真(底盤)



スケッチ(展開図)



変質区分図(展開図)



調査位置図

スケッチの凡例

	細粒花崗岩
CL	剥ぎ取り中心線

変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質(淡桃色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質(濃桃色化)、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に幅かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

破砕幅が2cm以上あり、粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

剥ぎ取り箇所で1箇所(①:3UNA-B3破砕部)を破砕部として抽出

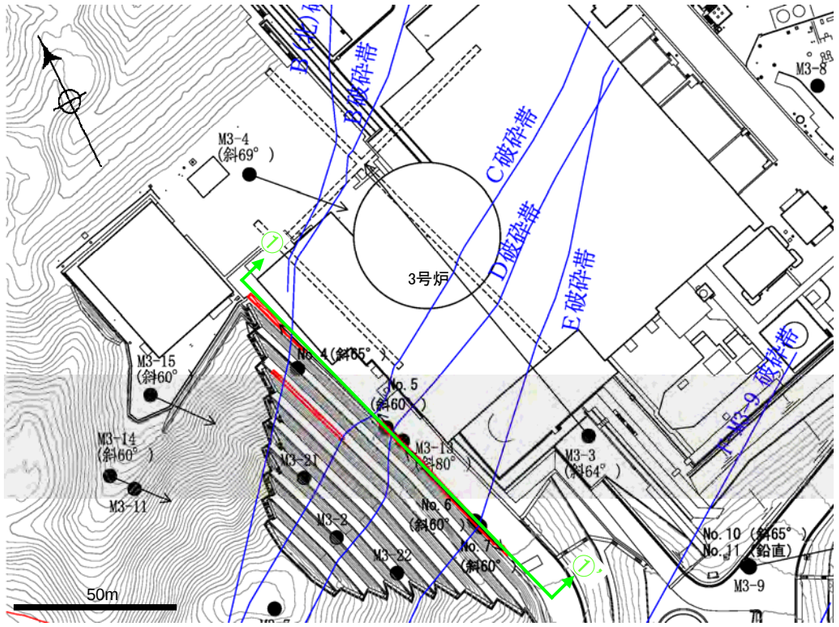
・3UNA-B3破砕部
走向傾斜:N55E/40S
破砕幅は1cm～4cm、白色・淡褐色～暗褐色粘土状破砕部からなる

・E破砕帯と走向・傾斜なども調和的な3UNA-B3破砕部を確認した。

・3UNA剥ぎ取り西側は全体に変質が弱く変質2を呈する。3UNA-B3破砕部周辺で変質が強く、変質区分は変質4を呈する。

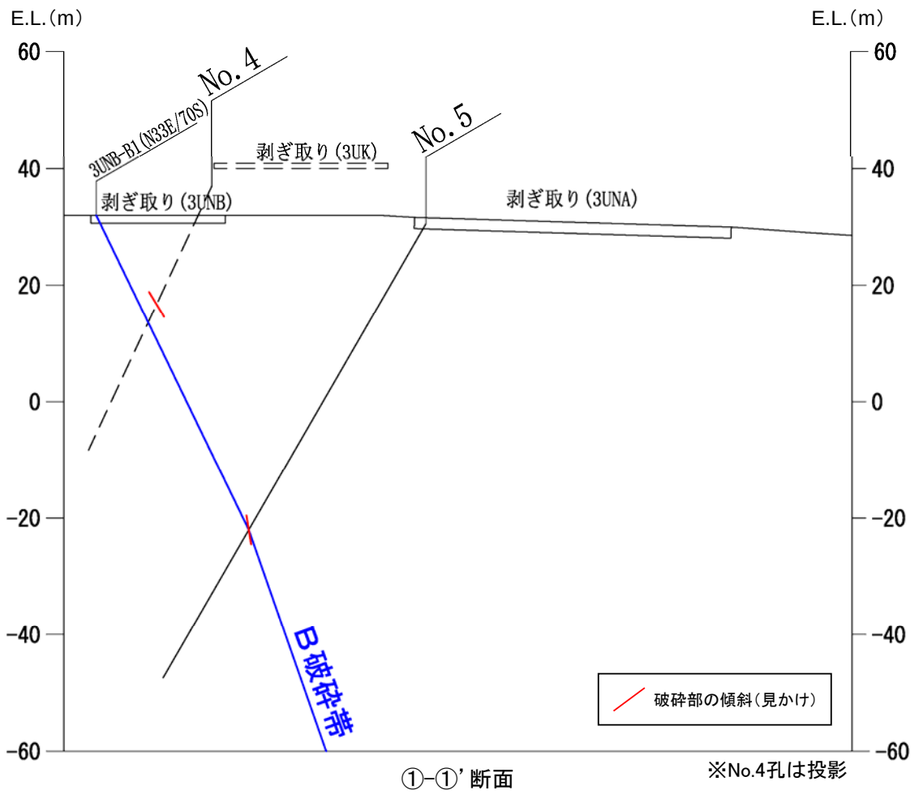
第 1.6.29 図(4)　3 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(4)

B破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図

E.L.＋0mにおける破砕帯の分布を表示



①–①’断面

※No.4孔は投影

No.4孔　22.4m付近　粘土を伴う礫混じり砂状破砕部(N37E/64SE)



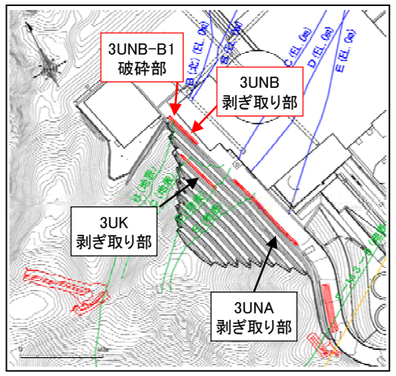
No.5孔　60.6m付近　砂混じり粘土状破砕部(N24E/84E)



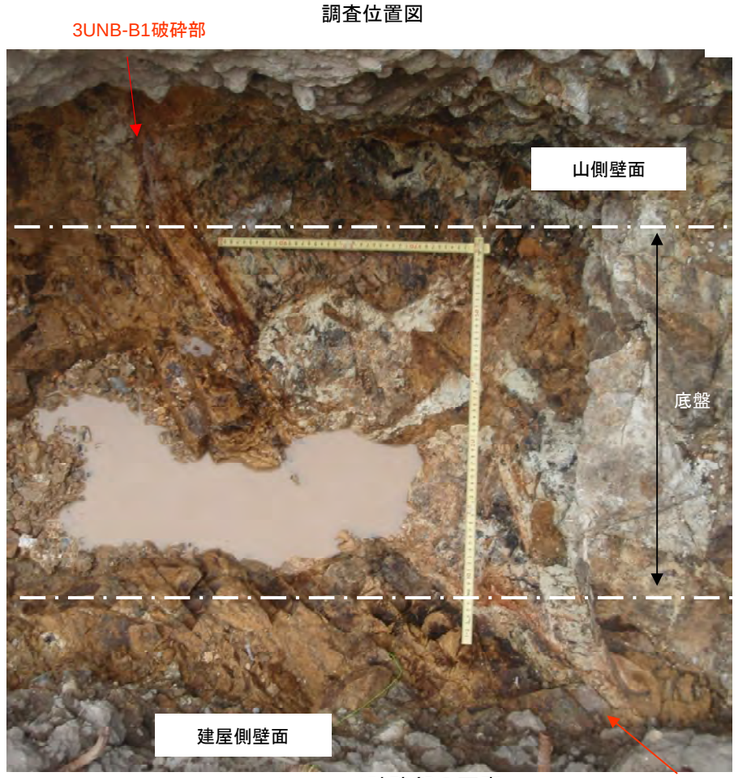
凡例：破砕部

第 1.6.30 図　B破砕帯　ボーリングコア観察結果

B破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UNB-B1破砕部）

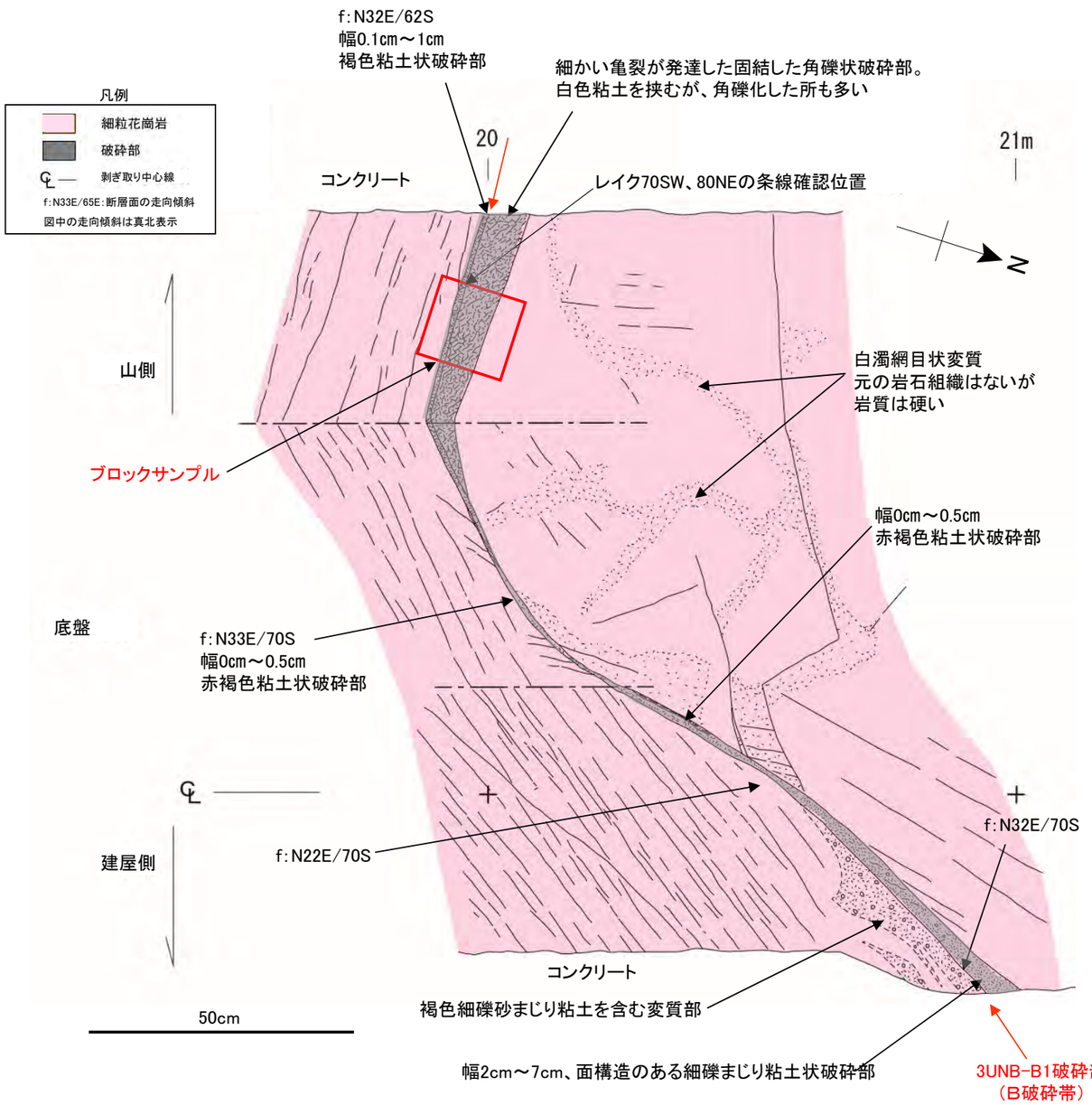


調査位置図



3UNB-B1破砕部の写真

3UNB-B1破砕部の性状
・走向傾斜はN33E/70S。
・破砕幅は2cm～7cm。
・粘土状破砕部の幅は0.1cm～1.0cm程度、赤褐～褐色粘土からなる。
・露頭観察では山側壁面の最新面に接する粘土上面にレイク70SW、80NEの条線が見られる。

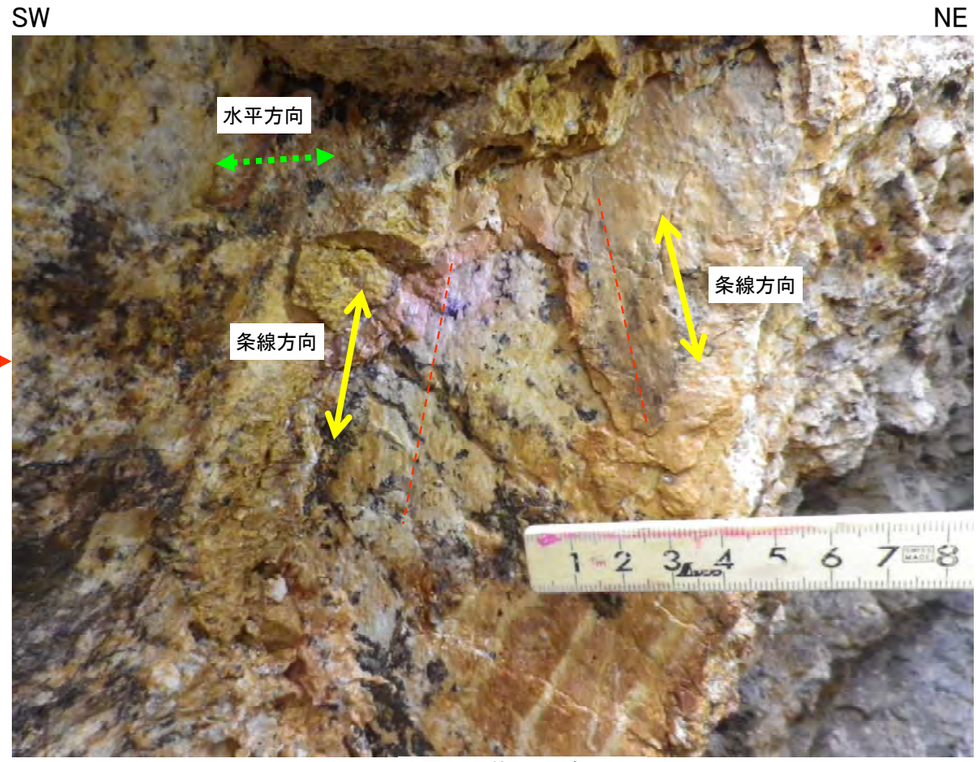


詳細スケッチ

第 1.6.31 図　B破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UNB-B1 破砕部）

B破砕帯　条線観察結果（3UNB-B1破砕部）

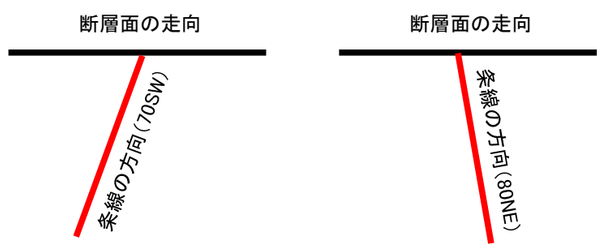




断層面の状況（下盤上面）

断層面の走向傾斜：N33E/70S

破砕部の条線観察では、断層面と接する粘土上面に70SWと80NEの条線を確認。

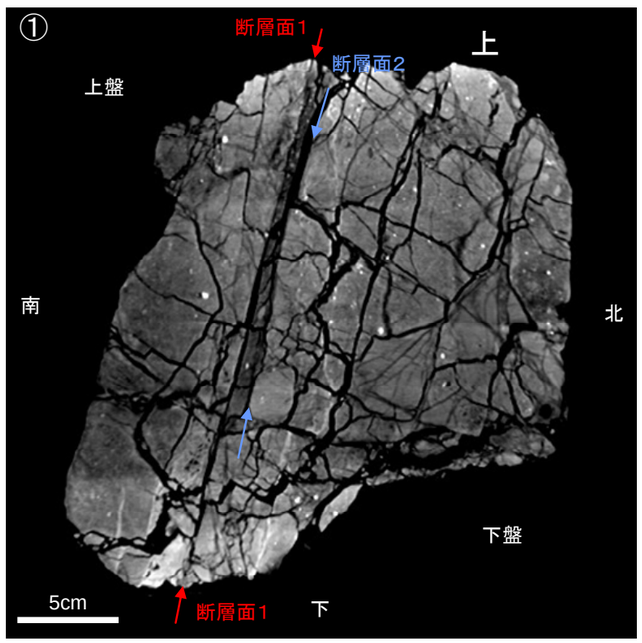


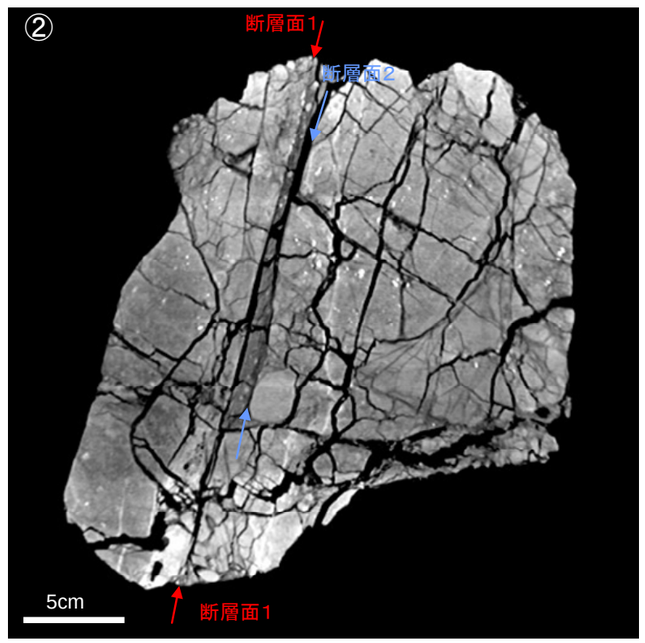
第 1.6.32 図　B破砕帯　条線観察結果（3UNB-B1 破砕部）

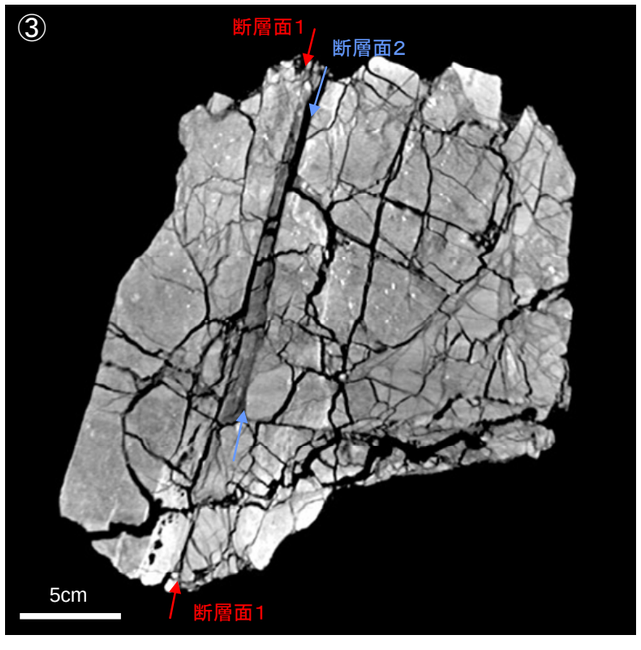
B破砕帯　CT画像観察結果（3UNB-B1破砕部）

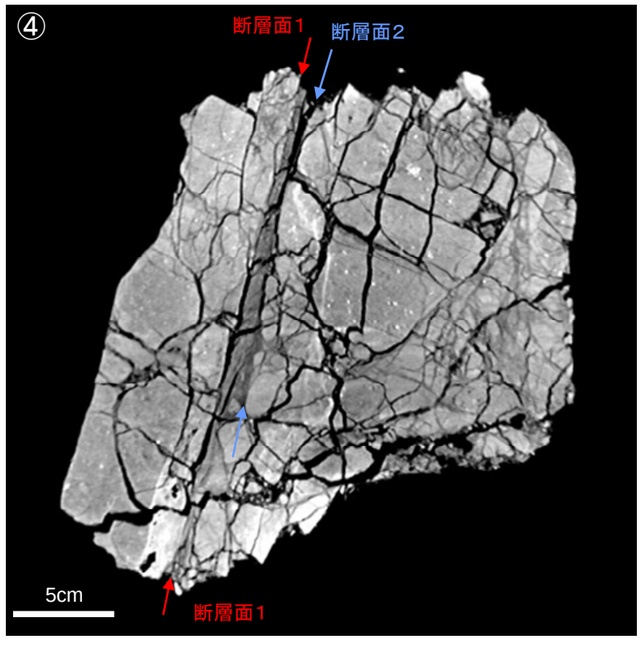


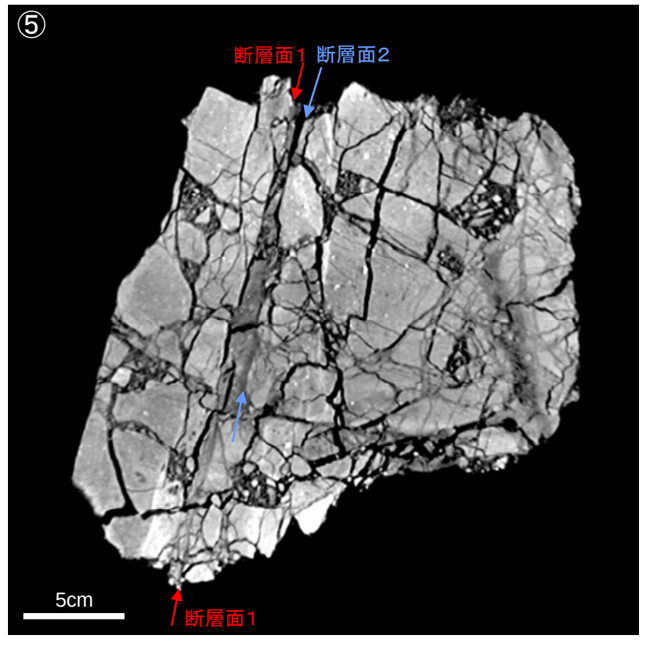
研磨片の表面（①、露頭観察面）から奥（⑤、露頭奥）へ、
鉛直断面画像を確認した。







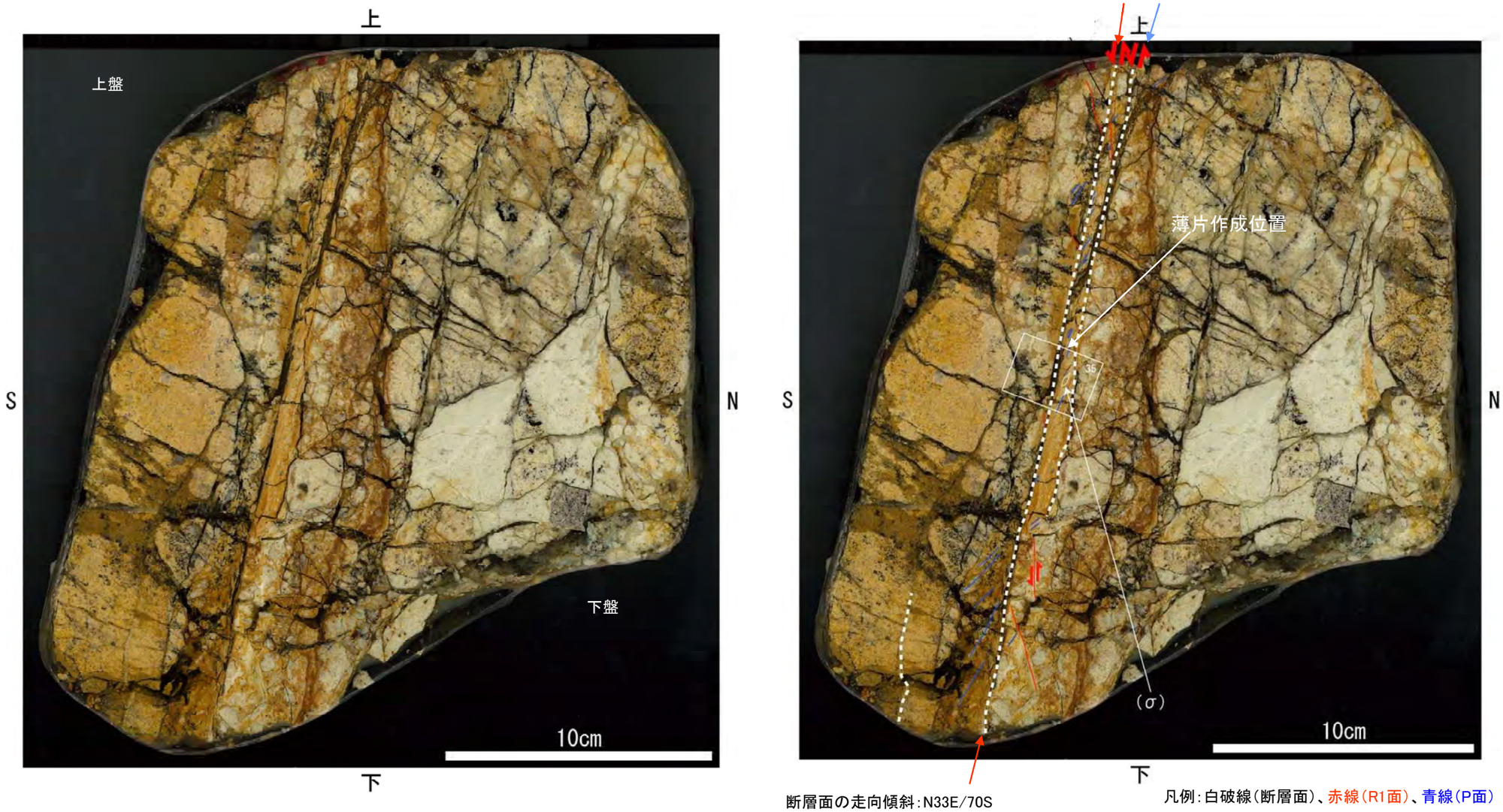




・CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1および断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
・断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。一方、断層面2は連続性に乏しく、さらに小刻みに湾曲する。
・CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.33 図　B破砕帯　ＣＴ画像観察結果（3UNB-B1 破砕部）

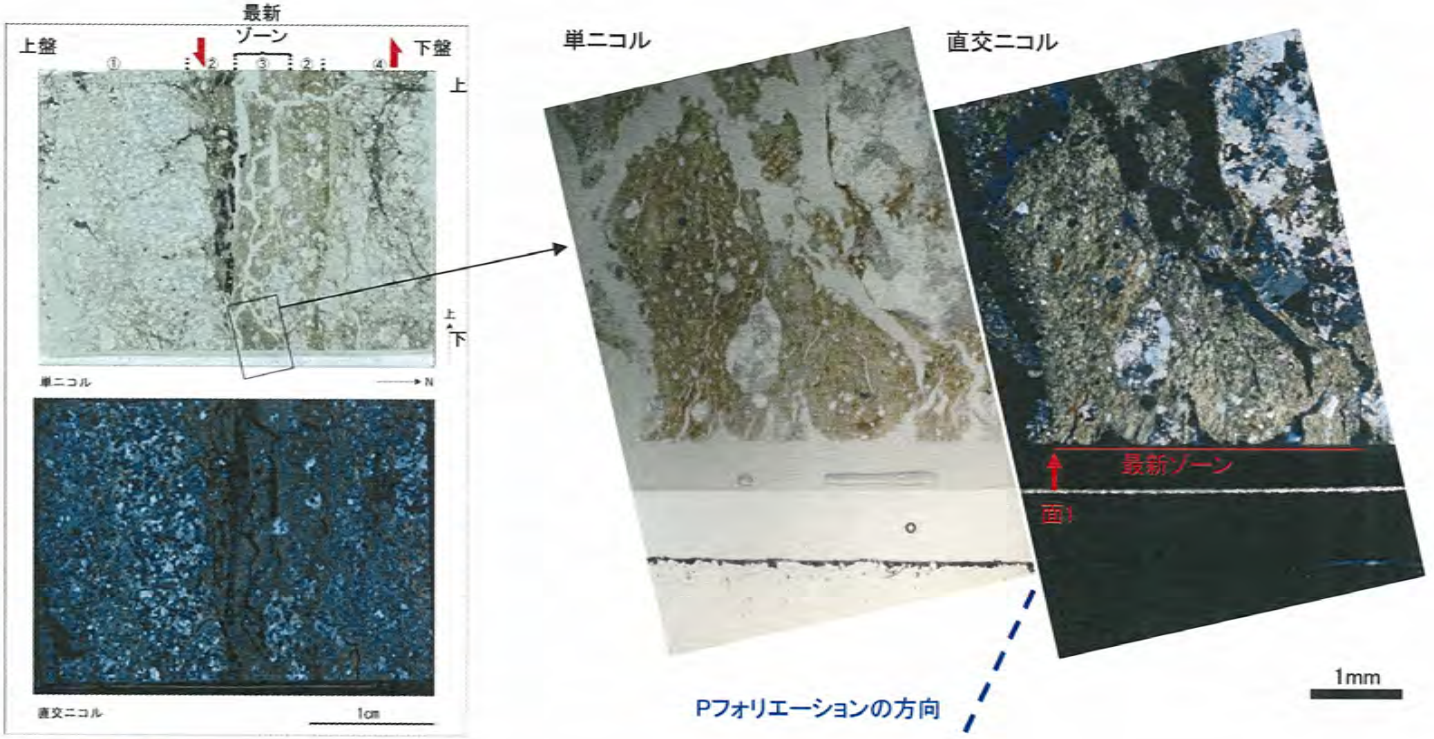
B破砕帯　研磨片観察結果(3UNB-B1破砕部)



・CT画像観察で認められた断層面1および断層面2以外にもY面が認められるが、いずれも不明瞭であり連続性に乏しい。
・断層面1および断層面2のうち、断層面1は相対的に直線性・連続性に富む。
・断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
・研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.34 図　B破砕帯　研磨片観察結果（3UNB-B1 破砕部）

B破砕帯　薄片観察結果(3UNB-B1破砕部)(1)

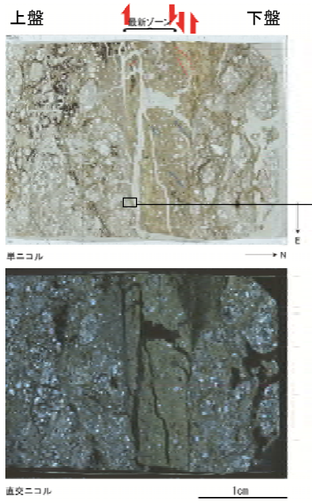


凡例：青線(P面)

- 観察の結果、健岩(①、弱破砕を受けている)、中粒の粘土状破砕部(②)、細～中粒の粘土状破砕部(③)、カタクレーサイト(④)に分帯される。
  最も細粒化が進んだ③が最新ゾーンである。
  詳細に観察すると、③の上盤側の境界に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の下盤側の境界は岩相境界である。
  最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。
  ③はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向傾斜がN33E/70S、条線角度が70SW及び80NEであることから、最新活動は横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.35 図(1)　B破砕帯　薄片観察結果 (3UNB-B1 破砕部) (1)

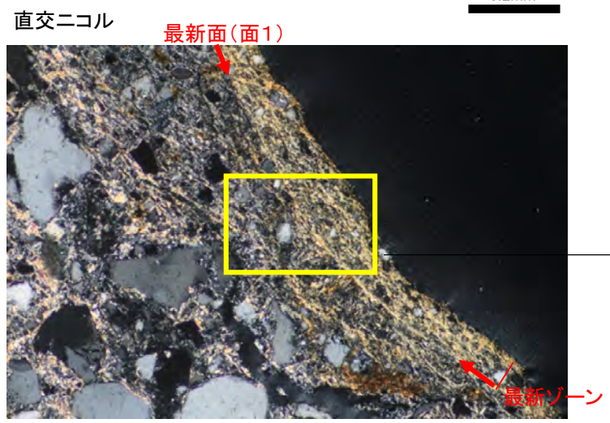
B破砕帯　薄片観察結果(3UNB-B1破砕部)(2)



凡例：赤線(R1面)、青線(P面)

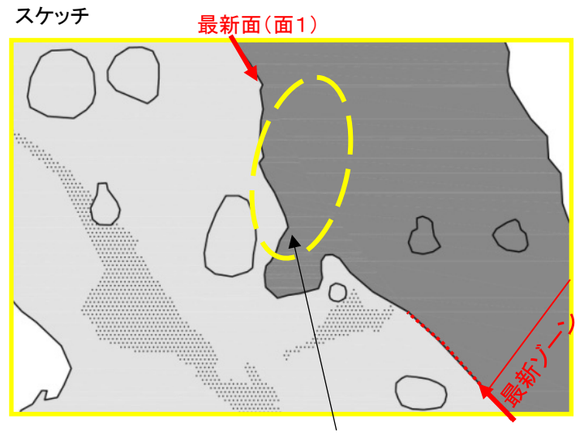






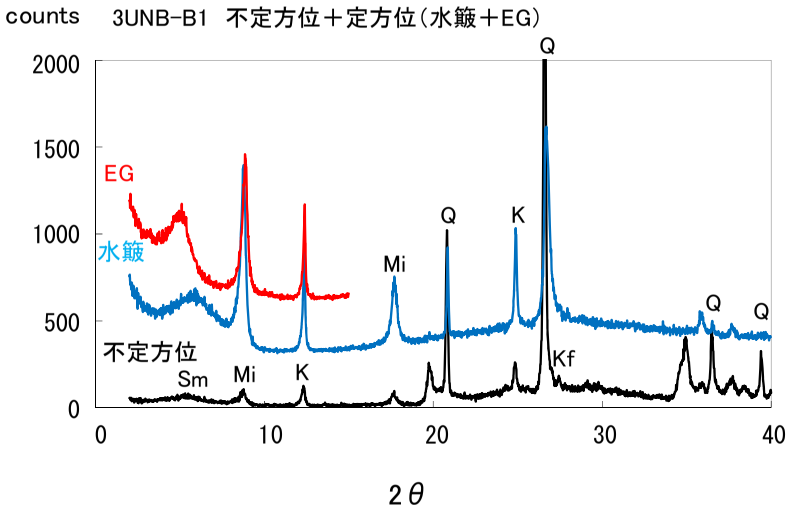


・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。



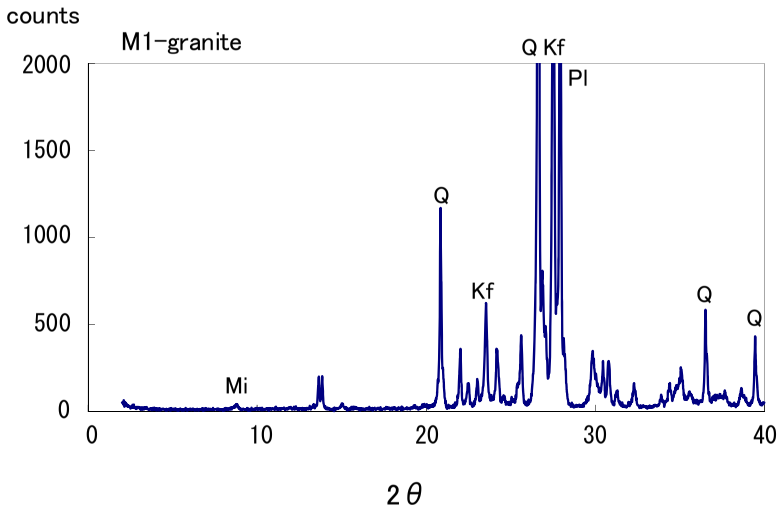
第 1.6.35 図(2)　B破砕帯　薄片観察結果 (3UNB-B1 破砕部) (2)

B破砕帯　XRD分析結果(3UNB-B1破砕部)



3UNB-B1破砕部のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩のチャート

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
B	3UNB-B1	△	○	○	◎		－

(基本は不定方位分析の回折線を使用)

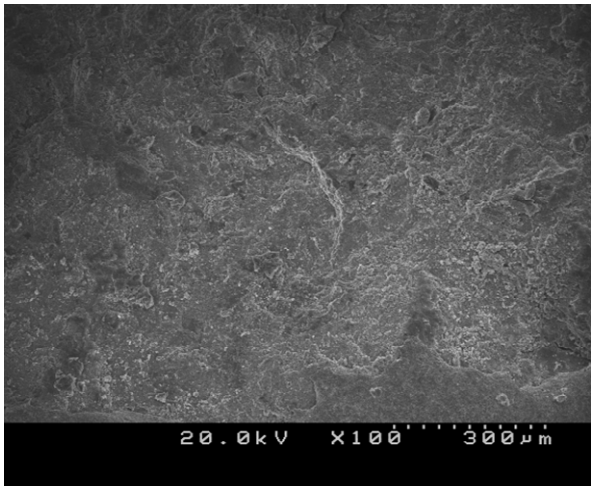
凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　－:疑わしい　・:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

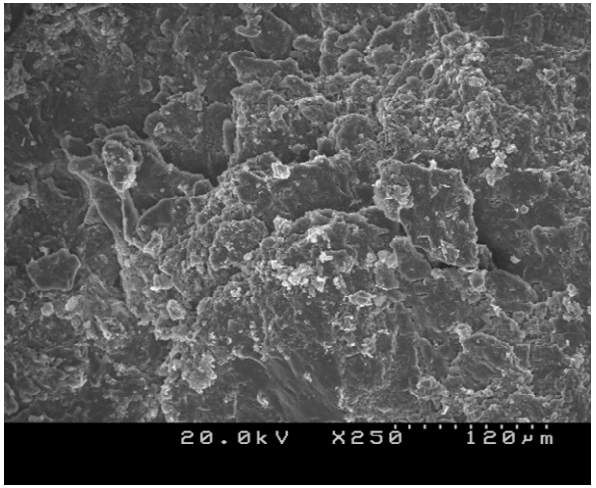
3UNB-B1破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UNB-B1破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
よって、3UNB-B1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.36 図　B破砕帯　XRD 分析結果（3UNB-B1 破砕部）

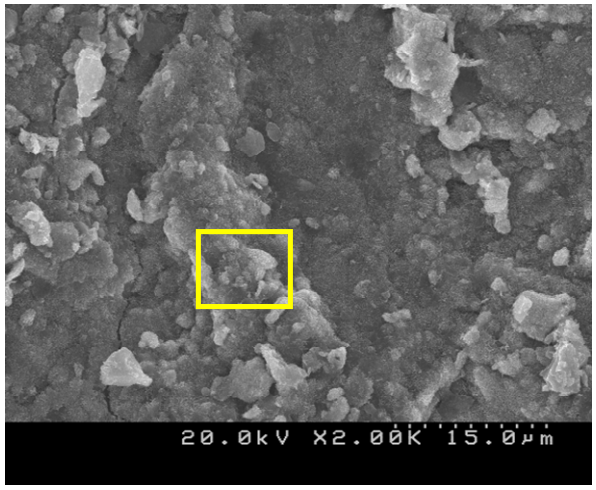
B破砕帯　電子顕微鏡観察結果(3UNB-B1破砕部)

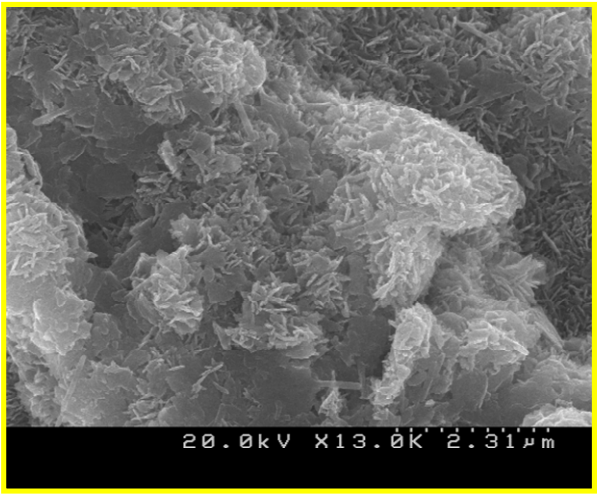


下盤を見下ろす。最新面は平坦面を形成し、右下に粘土が糊状に広がる。



下盤を見下ろす。条線は鉛直成分が発達。

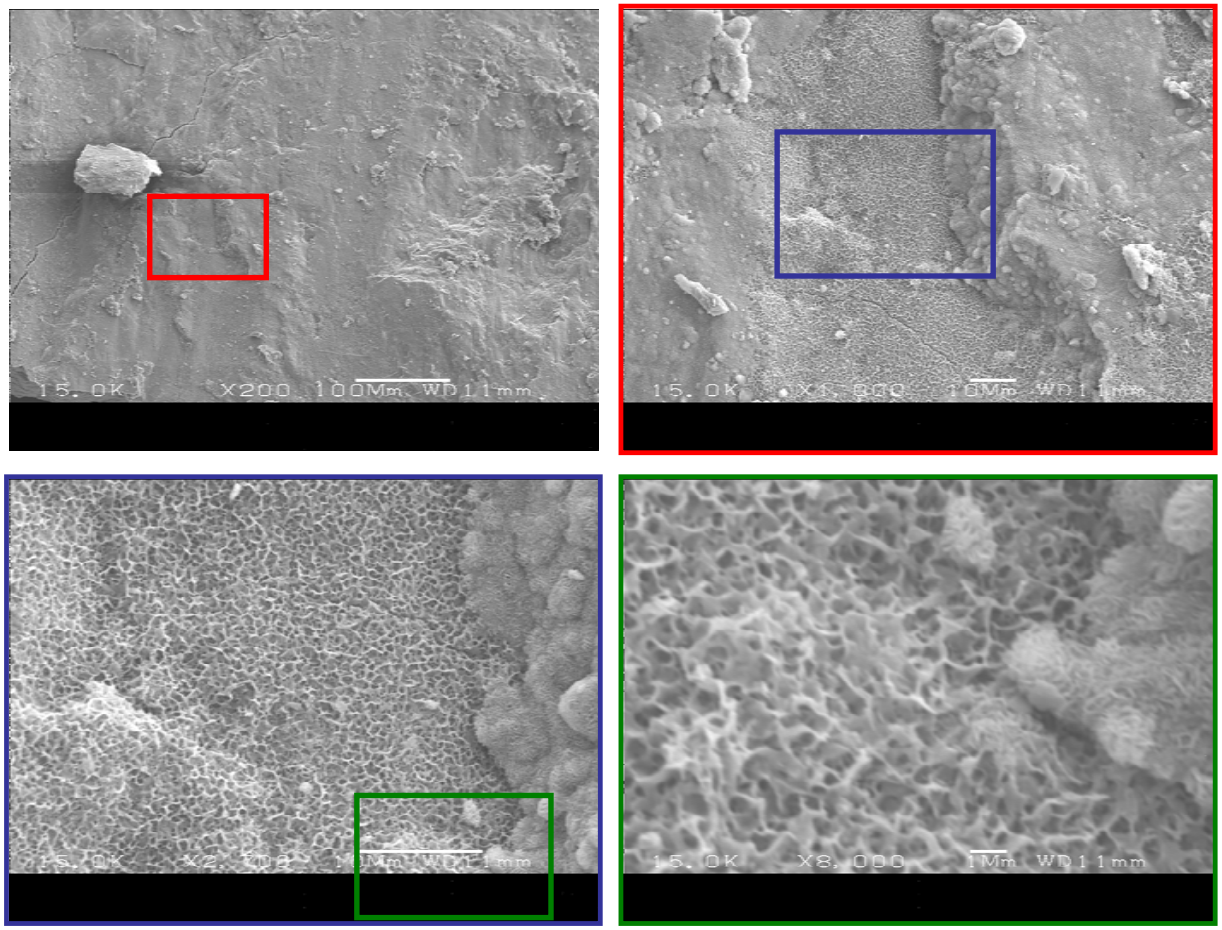




条線を拡大。自形結晶(スメクタイト)が埋める。

第 1.6.37 図(1)　B破砕帯　電子顕微鏡観察結果 (3UNB-B1 破砕部) (1)

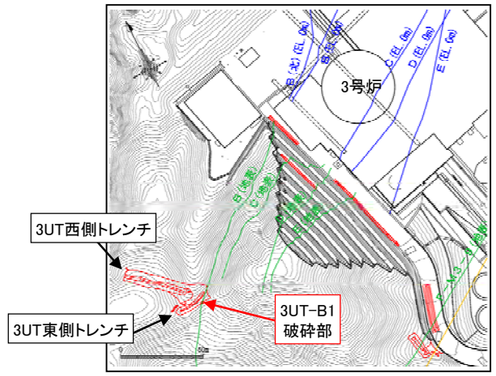
B破砕帯　電子顕微鏡観察結果(3UNB-B1破砕部)



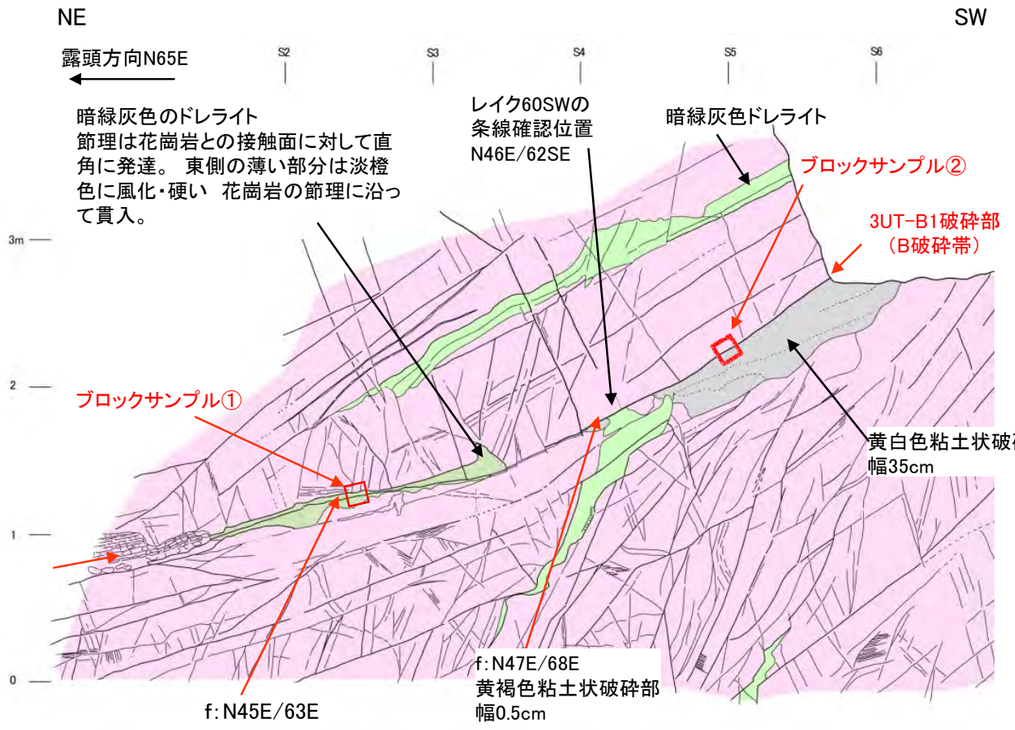
最新面の鉛直条線全面に網目状の自形のスメクタイトが生成し、破砕を受けた組織は認められない。

第 1.6.37 図(2)　B 破砕帯　電子顕微鏡観察結果 (3UNB-B1 破砕部) (2)

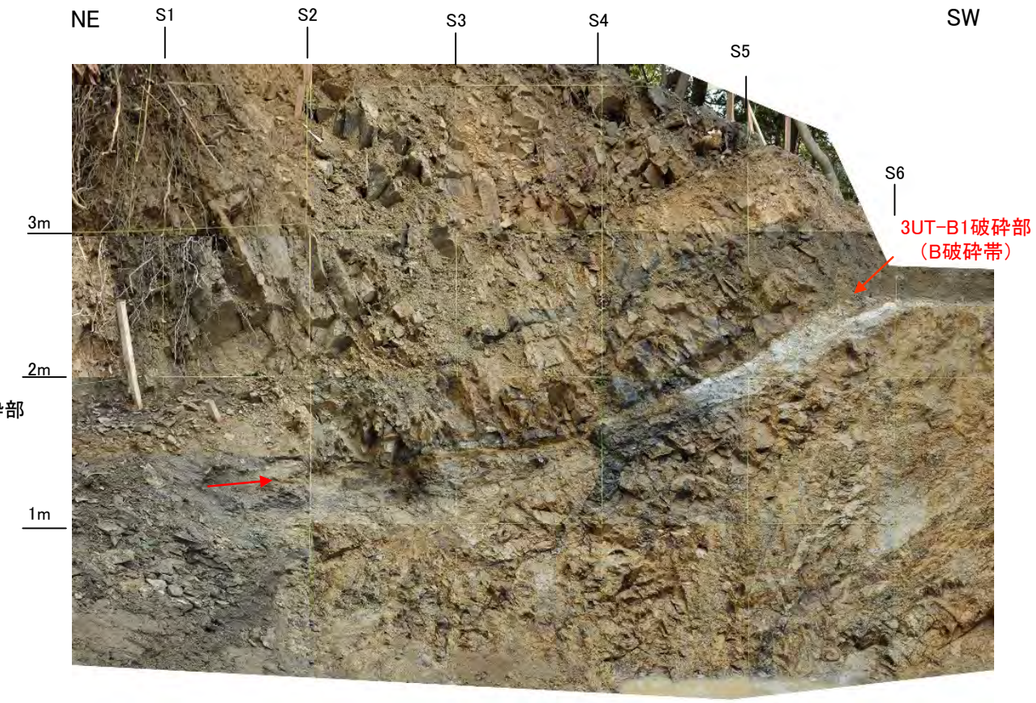
B破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UT-B1破砕部）



調査位置図



B破砕帯　3UT-B1破砕部の露頭観察結果（スケッチ）



B破砕帯　3UT-B1破砕部の露頭観察結果（露頭写真）

スケッチの凡例

- ドレライト
- 細粒花崗岩
- 白色粘土状破砕部
- f：N33E/65E：断層面の走向傾斜

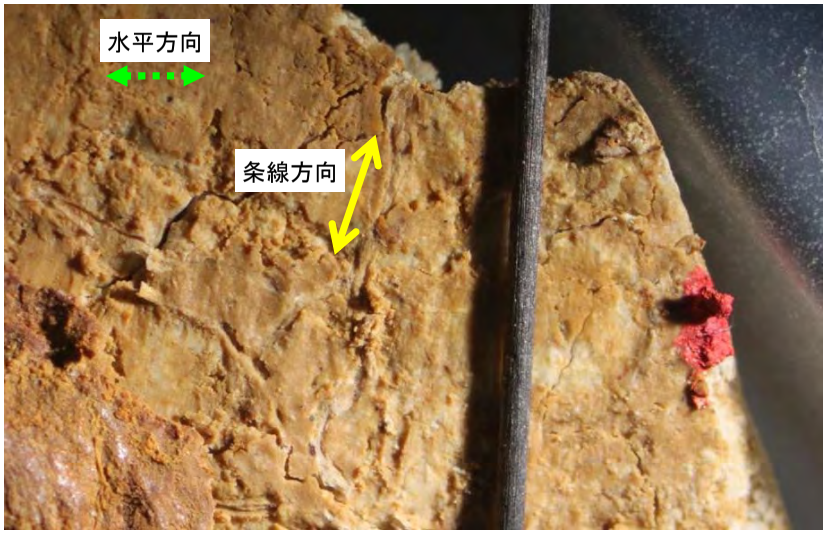
※図中の走向傾斜は真北表示

3UT-B1破砕帯の性状
・代表走向傾斜はN46E/62SE。
・破砕幅は0.5cm～35cm、黄白～黄褐色粘土状破砕部からなる。
・露頭観察では断層面にレイク60SWの条線が見られる。
・3UT-B1破砕帯はドレライト岩脈を切っている。

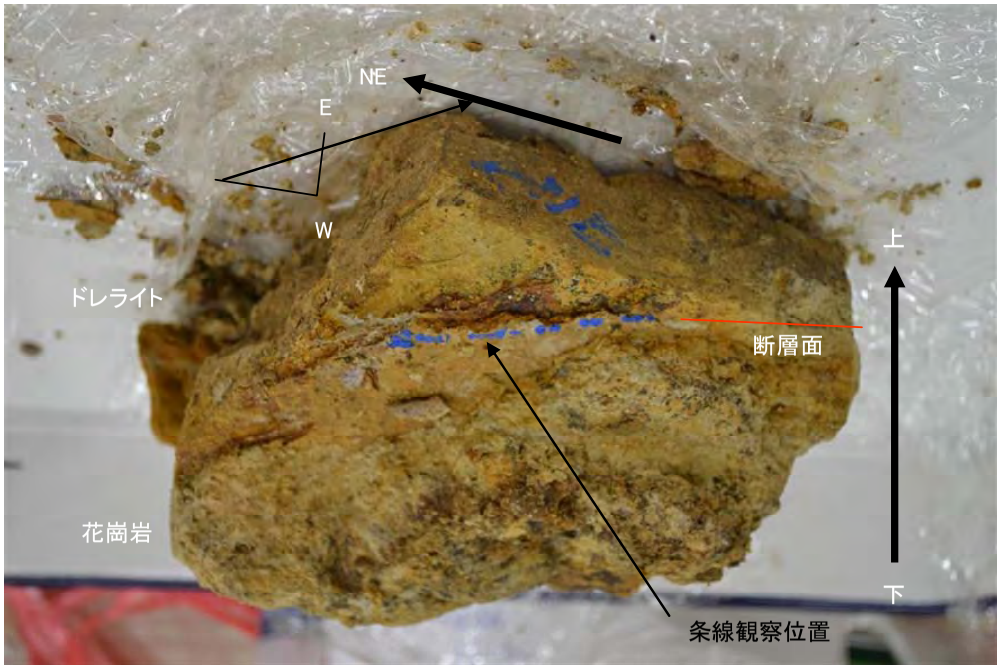
第 1.6.38 図　B破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UT-B1 破砕部）

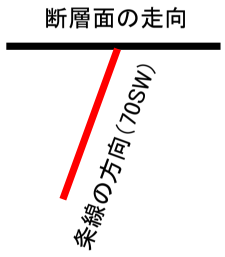
B破砕帯　条線観察結果(3UT-B1破砕部)

ブロックサンプル①



断層面の状況(下盤上面)





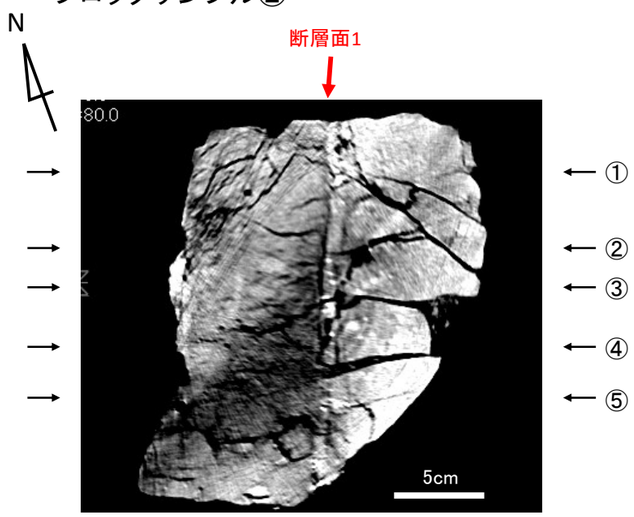
断層面の走向傾斜:N46E/62SE

破砕部の条線観察では，70SWの条線を確認。

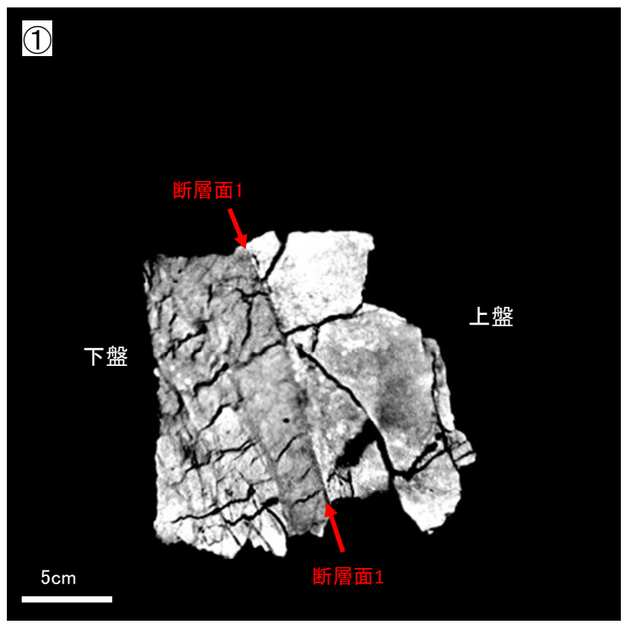
第 1.6.39 図　B破砕帯　条線観察結果（3UT-B1 破砕部）

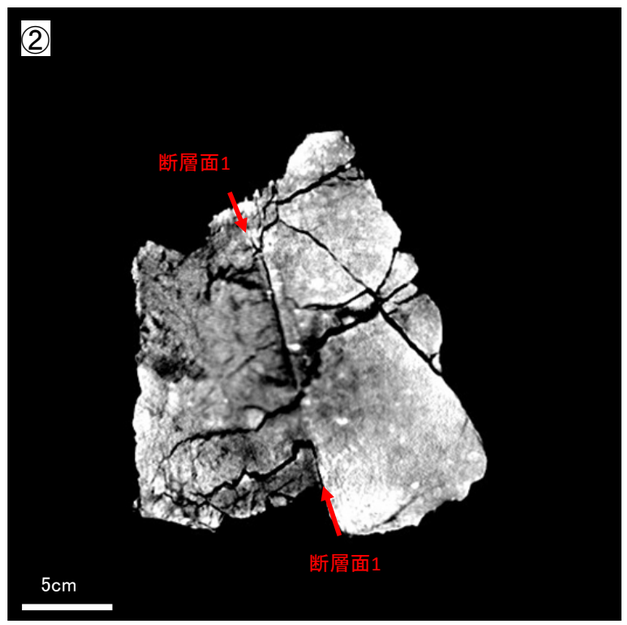
B破砕帯　CT画像観察結果（3UT-B1破砕部）

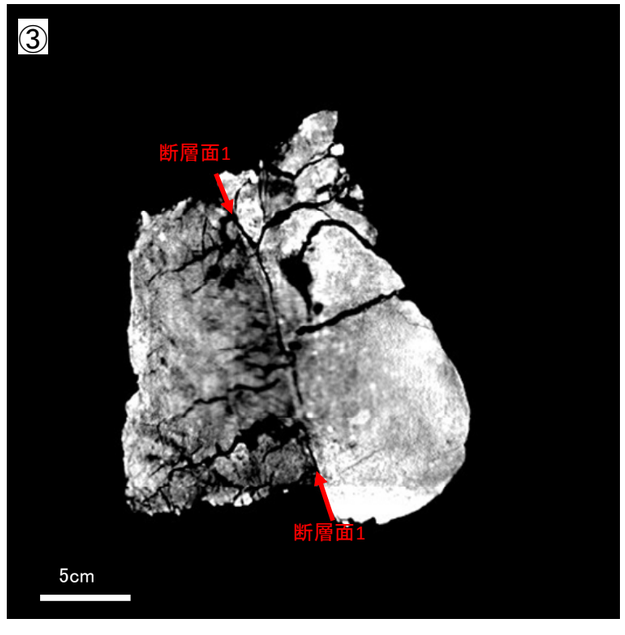
ブロックサンプル②

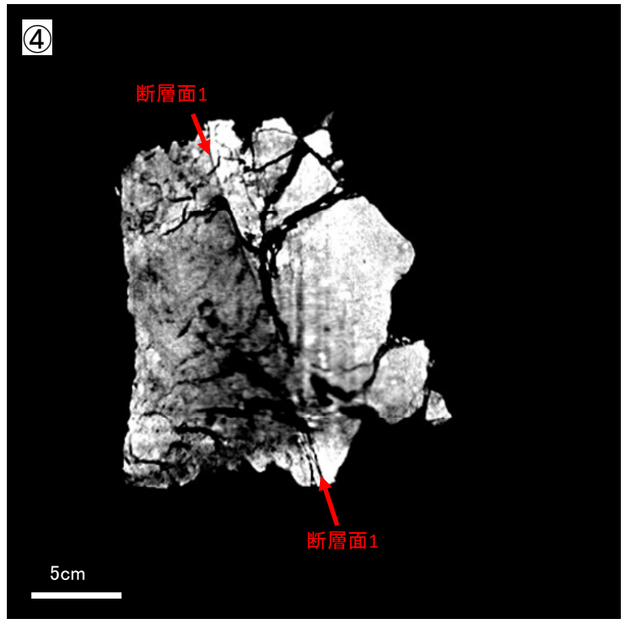


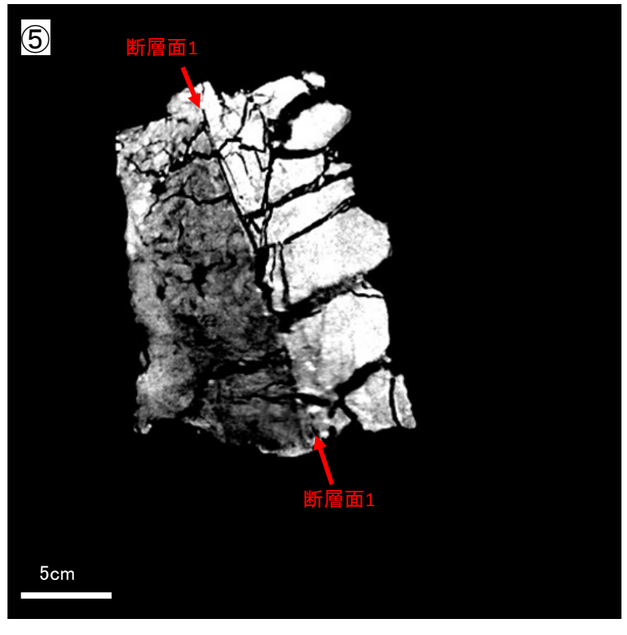
試料の北側（①）から南側（⑤）へ、鉛直断面画像を確認した。









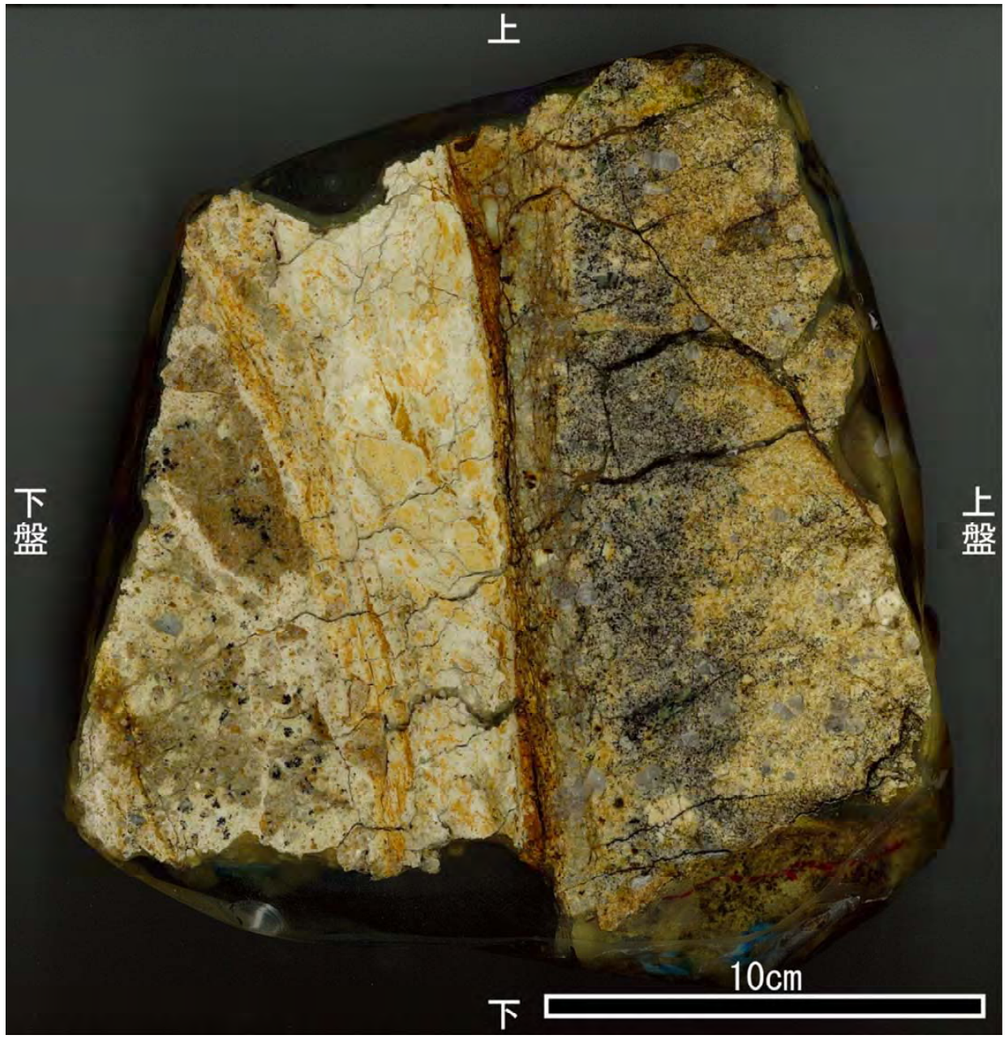


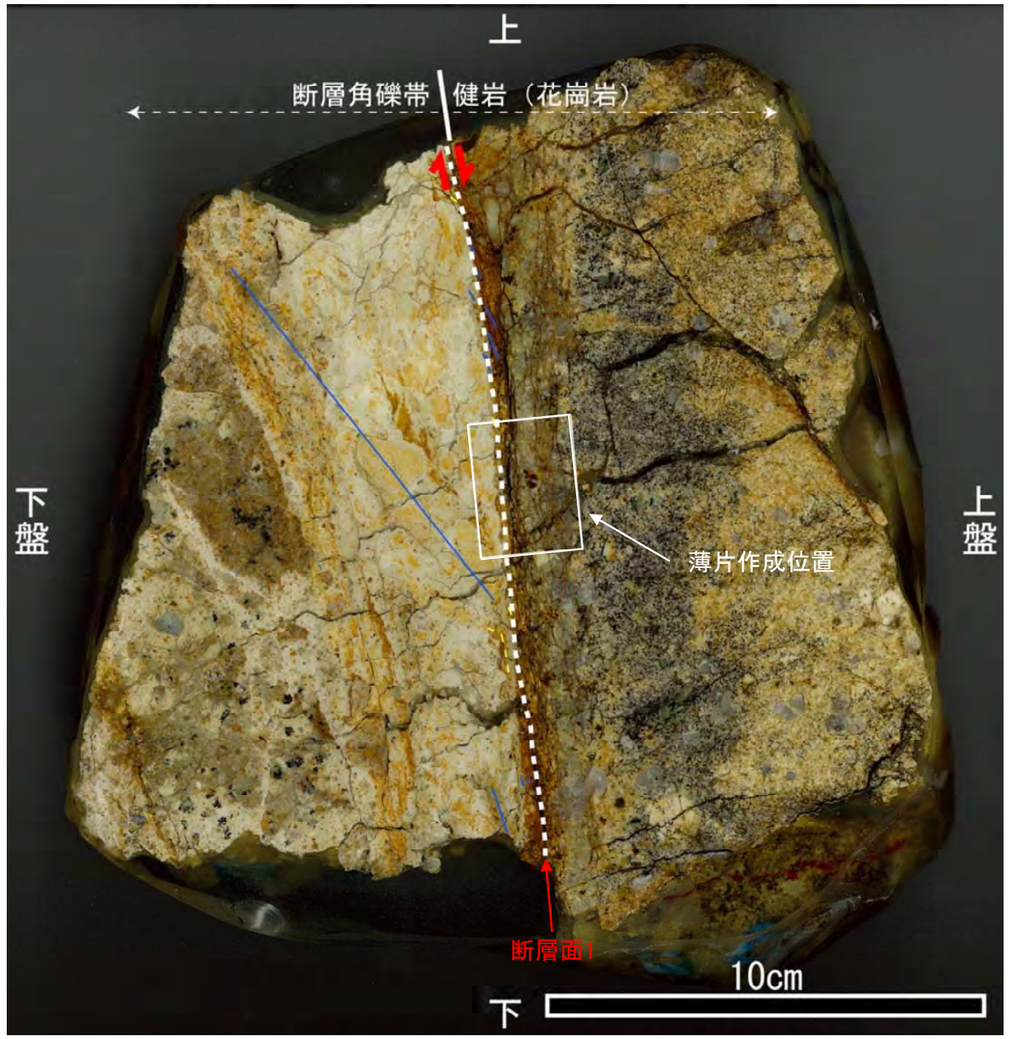
・ CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
・ 断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。
・ CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.40 図　B破砕帯　CT画像観察結果（3UT-B1 破砕部）

B破砕帯　研磨片観察結果（3UT-B1破砕部）

ブロックサンプル②



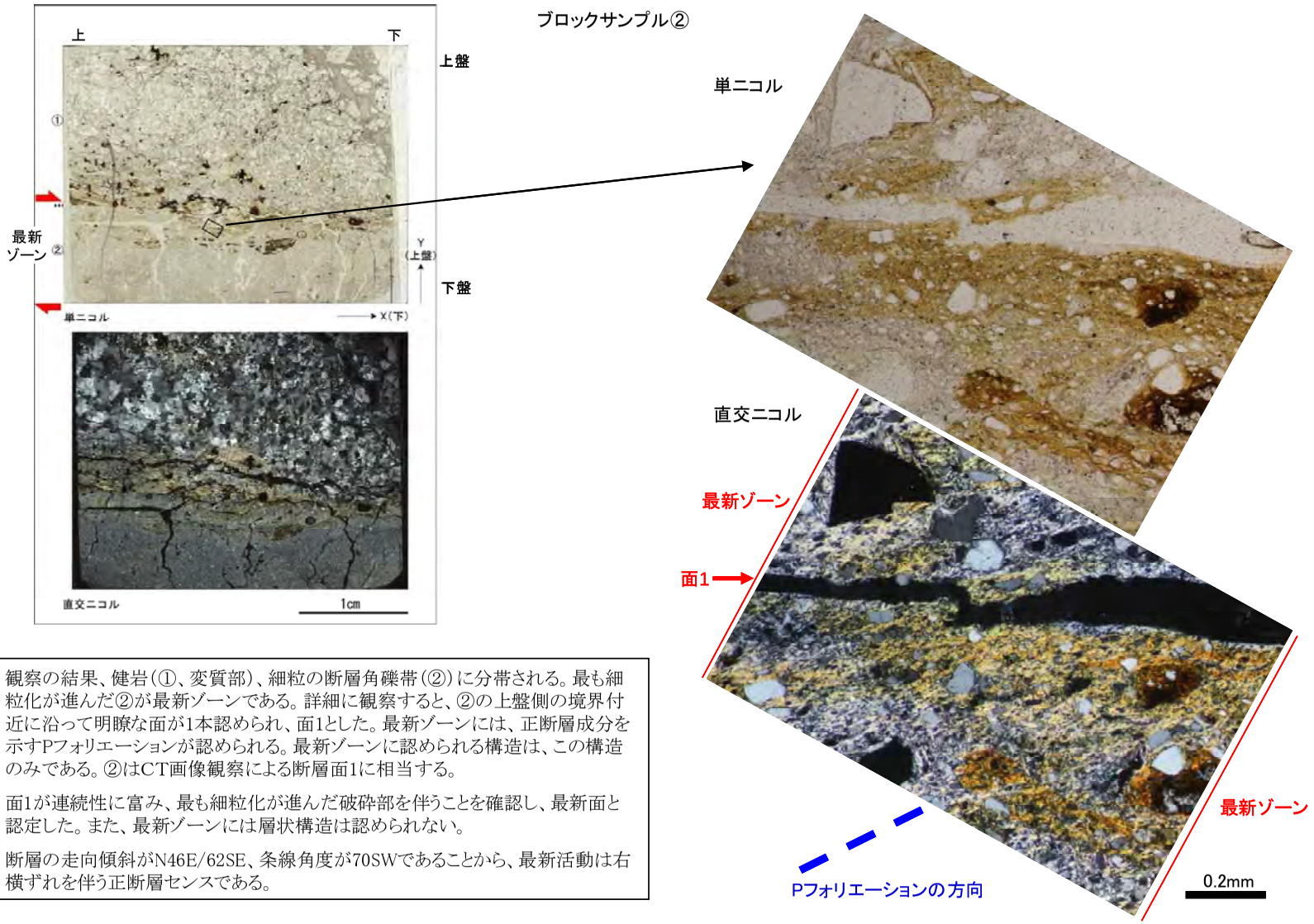


凡例：白破線（Y面）、赤線（R1面）、青線（P面）、黄色破線（ひきずりの構造）

- CT画像観察で認められた断層面1のみ認められる。
- 断層面1は直線性・連続性に富む。
- 断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
- 研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.41 図　B破砕帯　研磨片観察結果（3UT-B1 破砕部）

B破砕帯　薄片観察結果(3UT-B1破砕部)(1)



・観察の結果、健岩(①、変質部)、細粒の断層角礫帯(②)に分帯される。最も細粒化が進んだ②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の上盤側の境界付近に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。

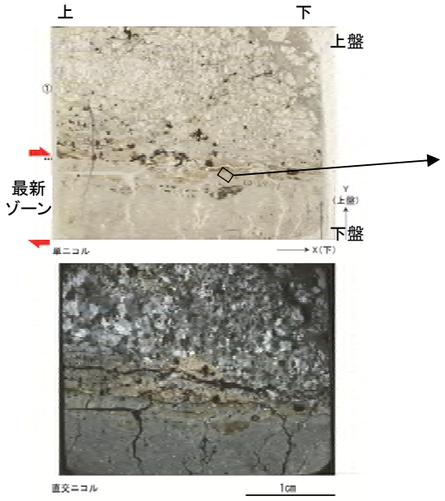
・面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

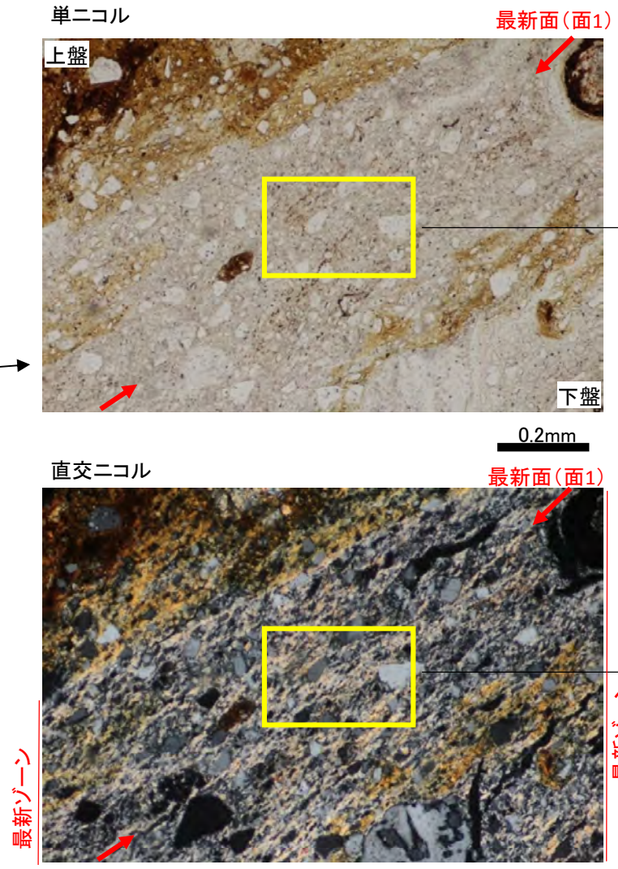
・断層の走向傾斜がN46E/62SE、条線角度が70SWであることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.42 図(1)　B破砕帯　薄片観察結果 (3UT-B1 破砕部) (1)

B破砕帯　薄片観察結果(3UT-B1破砕部)(2)

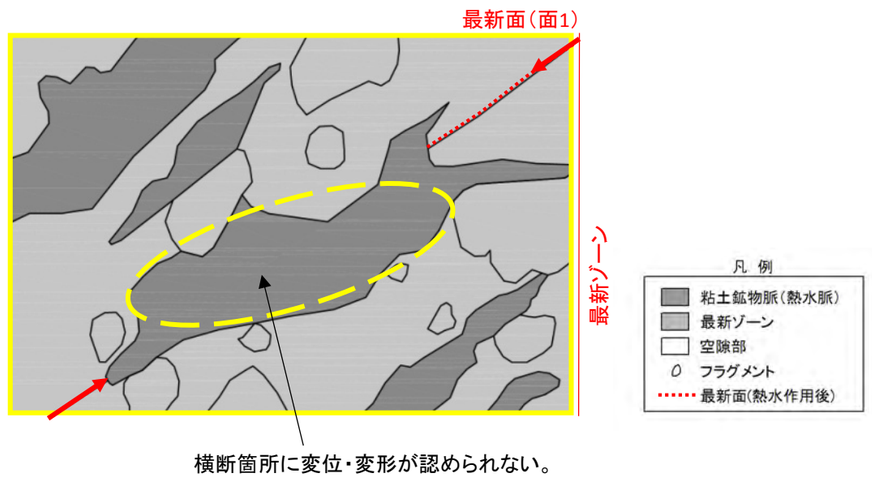
ブロックサンプル②





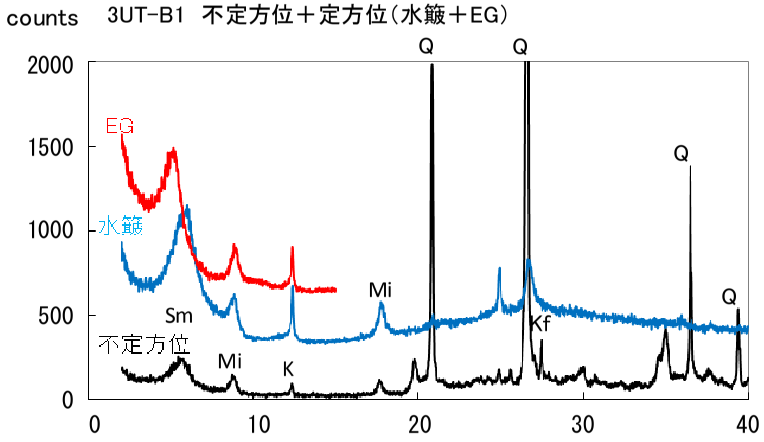


・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。

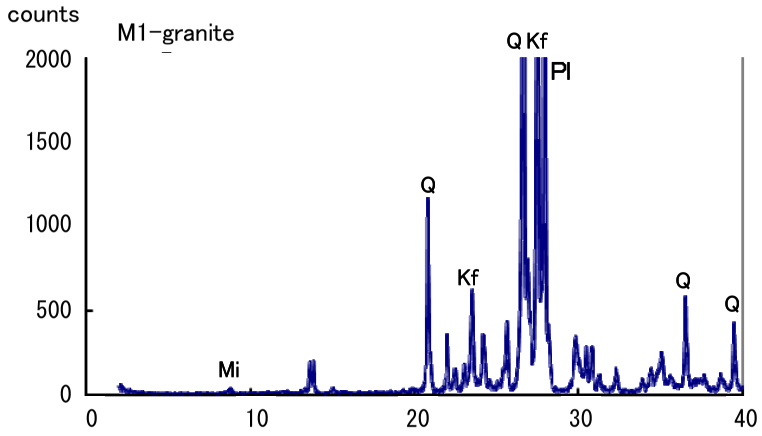


第 1.6.42 図(2)　B破砕帯　薄片観察結果（3UT-B1 破砕部）(2)

B破砕帯　XRD分析結果(3UT-B1破砕部)



3UT-B1破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
B	3UT-B1	◎	○	△	◎		-

(基本は不定方位分析の回折線を使用)

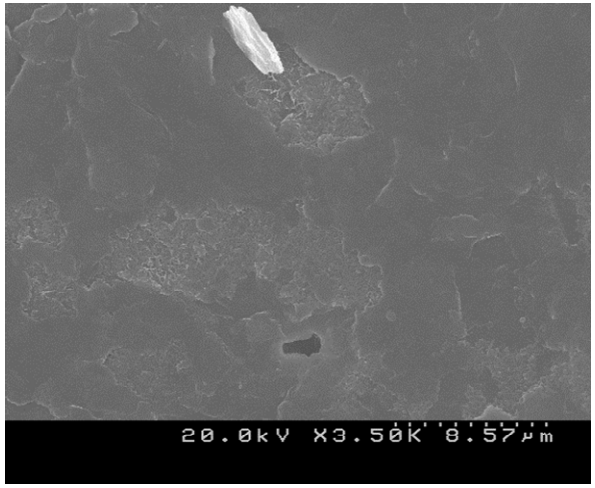
凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　ー:疑わしい　・:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

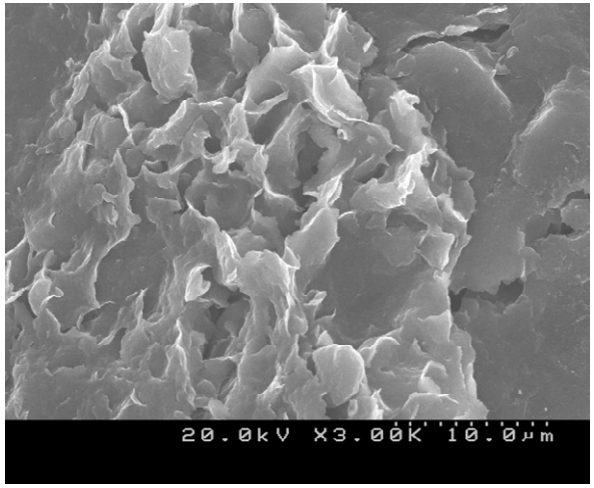
3UT-B1破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UT-B1破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
よって、3UT-B1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.43 図　B破砕帯　XRD 分析結果 (3UT-B1 破砕部)

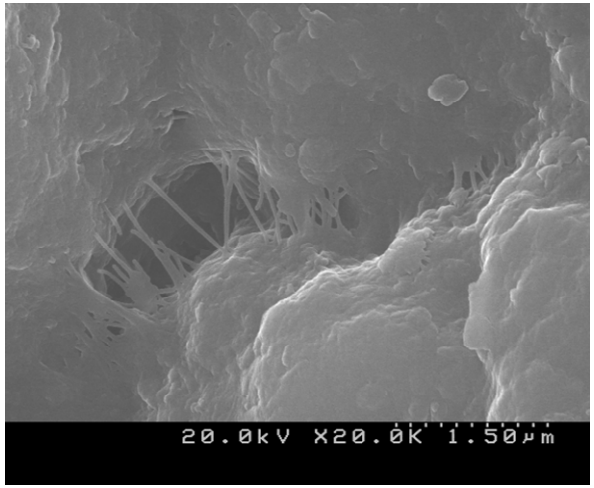
B破砕帯　電子顕微鏡観察結果(3UT-B1破砕部)



ドレライトとの境界(最新面)。



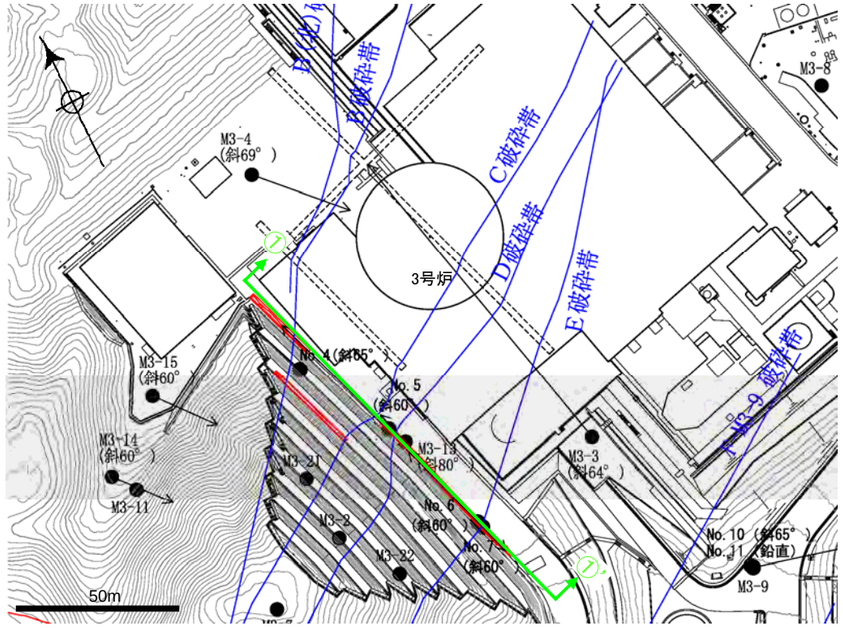
網目状のスメクタイト



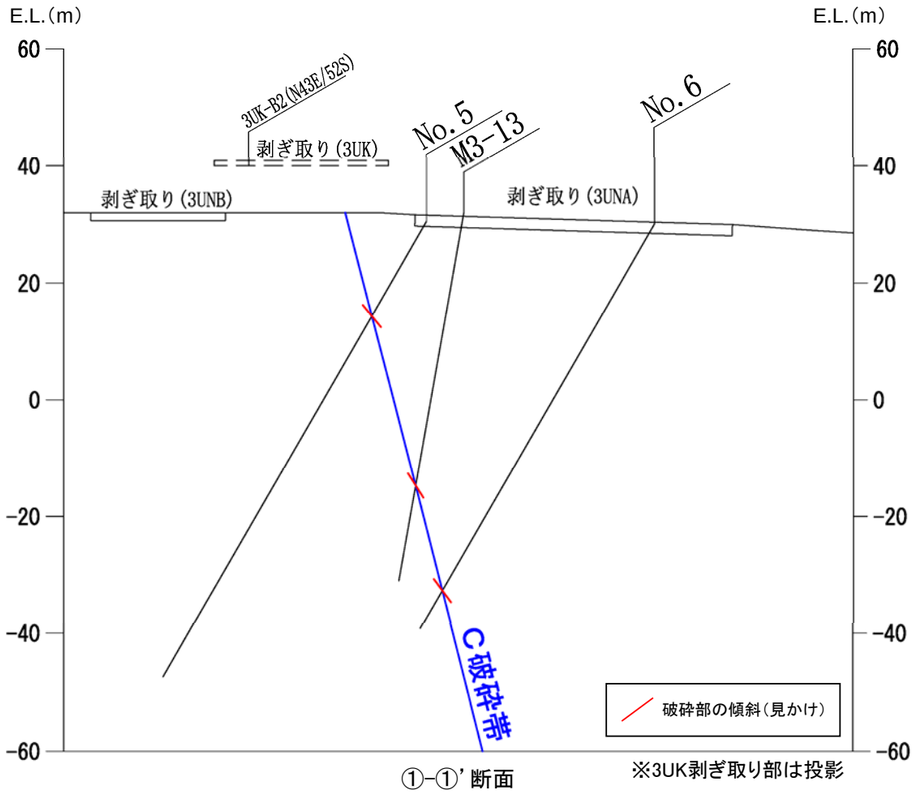
穴には繊維状の沸石(モルデナイト)も晶出。ドレライト直近ではアルカリ性熱水変質の痕跡も認められる。

第 1.6.44 図　B破砕帯　電子顕微鏡観察結果 (3UT-B1 破砕部)

C破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　　E.L.＋0mにおける破砕帯の分布を表示

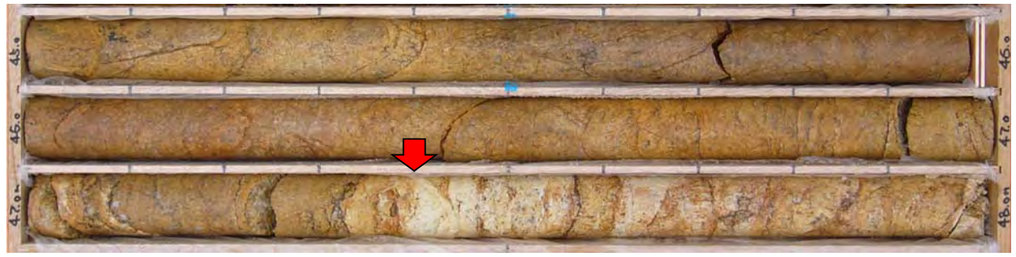


①-①'断面　　※3UK剥ぎ取り部は投影

No.5孔　18.6m付近　固結した砂混じり角礫状破砕部(N46E/54SE)



M3-13孔　47.4m付近　固結した砂状破砕部(N78E/58SE)



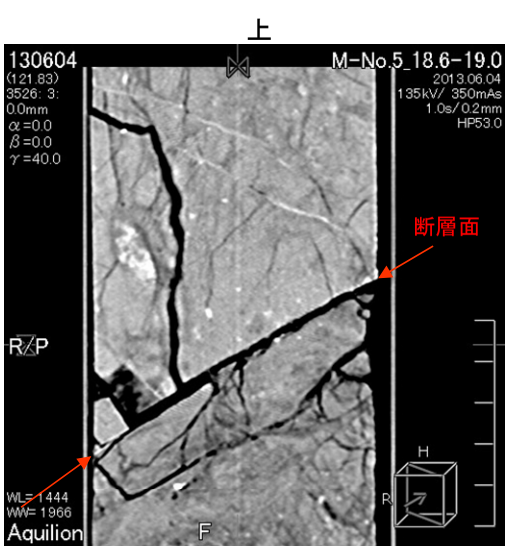
No.6孔　72.5m付近　固結した角礫状破砕部(N35E/60SE)



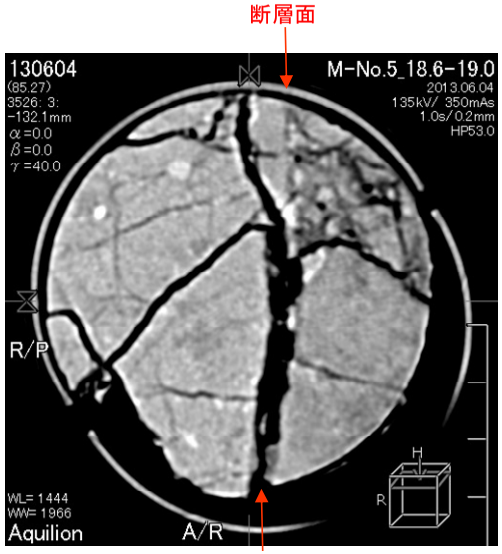
凡例：破砕部

第 1.6.45 図　C破砕帯　ボーリングコア観察結果

C破砕帯　条線観察結果(No.5孔、掘進長18.6m付近)

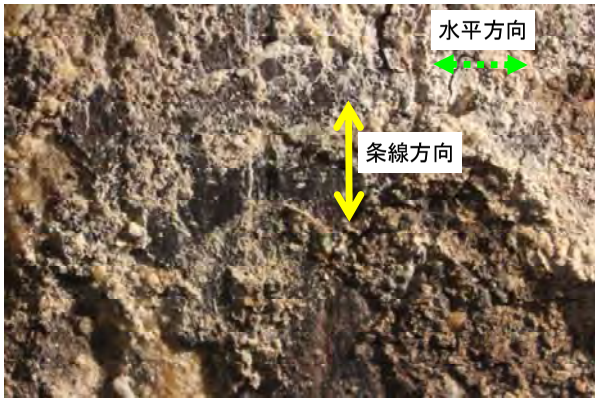


正面スライス画像

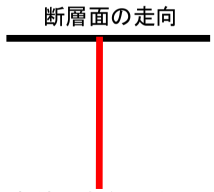


断面スライス画像

No.5孔(掘進長18.6m付近)
走向傾斜:N46E/54SE



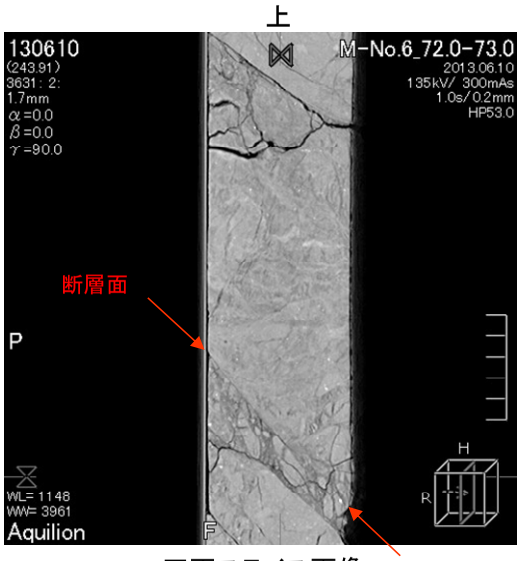
断層面の状況(下盤上面)



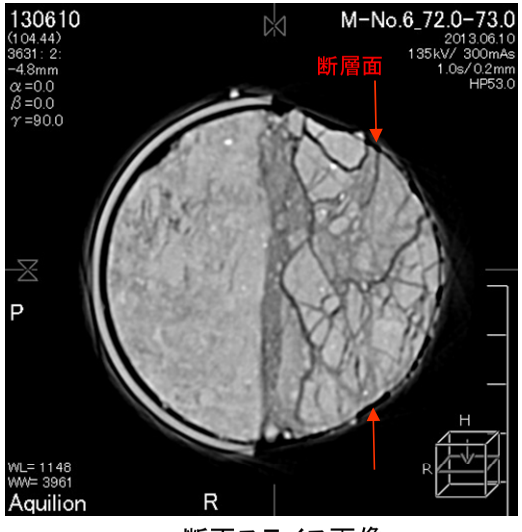
破砕部の条線観察では、90°の条線を確認。センス不明。

第 1.6.46 図　C破砕帯　条線観察結果（No.5 孔、掘進長 18.6m 付近）

C破砕帯　条線観察結果(No.6孔、掘進長72.5m付近)

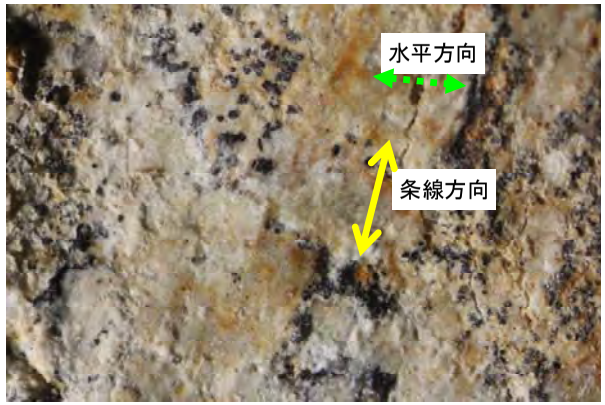


正面スライス画像

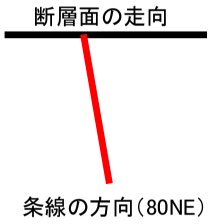


断面スライス画像

No6孔(掘進長72.5m付近)
走向傾斜:N35E/60SE



断層面の状況(上盤下面)



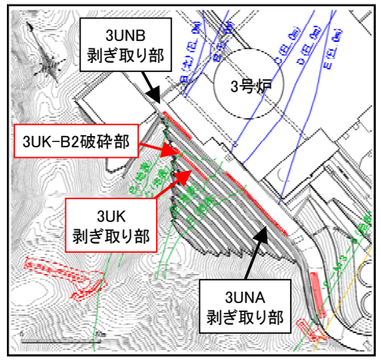
破砕部の条線観察では、80NEの条線を確認。センス不明。

第 1.6.47 図　C破砕帯　条線観察結果 (No.6 孔、掘進長 72.5m 付近)

C破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UK-B2破砕部）



3UK-B2破砕部の底盤写真



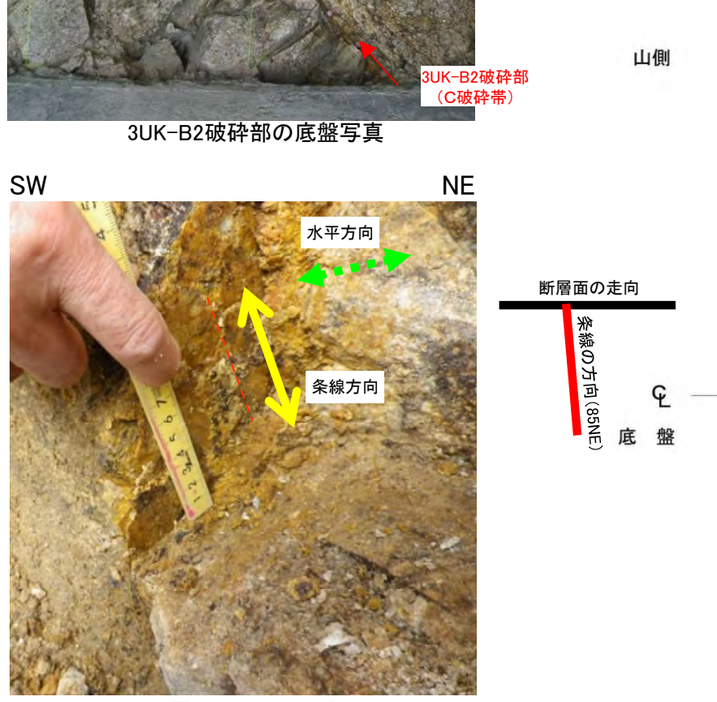
調査位置図

凡　例

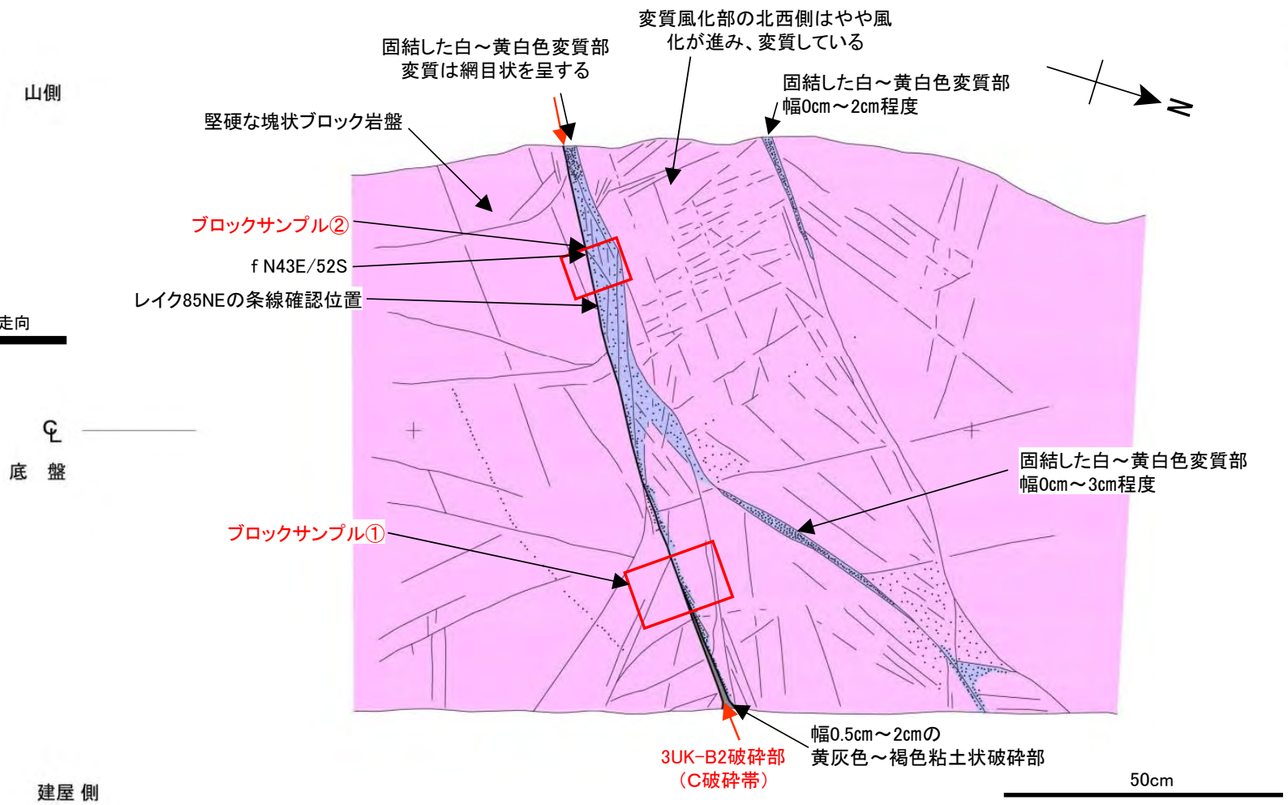
- 細粒花崗岩（変質2,3）
- 細粒花崗岩（変質4）
- 粘土状破砕部
- ℄ 剥ぎ取り中心線

※走向等は真北で表示
f:N66E/73E：断層面の走向傾斜

25m　　26m



断層面の状況（下盤上面）



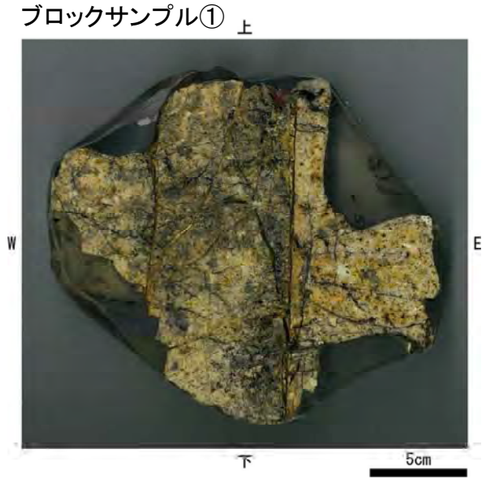
底盤詳細スケッチ

3UK-B2破砕部の性状
・走向傾斜はN43E/52S。
・破砕幅は0.5cm～2cm程度、黄灰色～褐色粘土状破砕部からなる。
・露頭観察では最新面に接する粘土上面にレイク85NEの条線を確認。

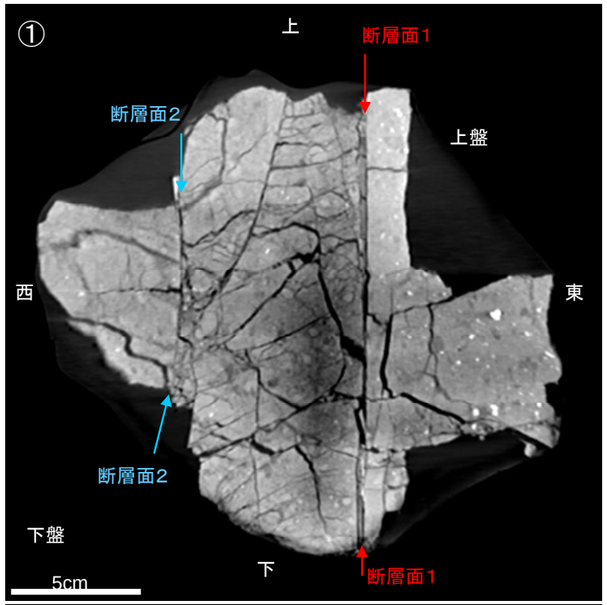
露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層を1本確認した。
この断層面で条線を確認した。

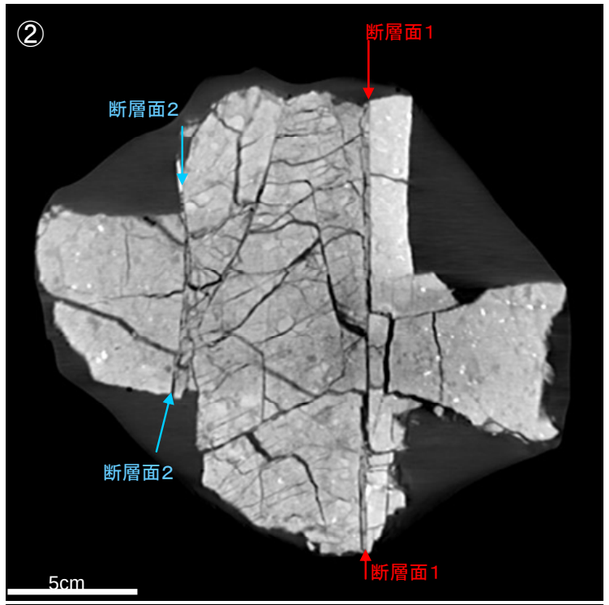
第 1.6.48 図　C破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UK-B2 破砕部）

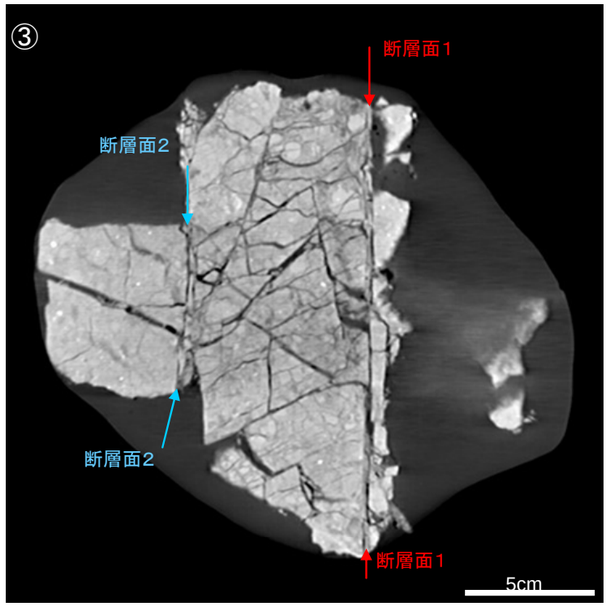
C破砕帯　CT画像観察結果（3UK-B2破砕部）(1)

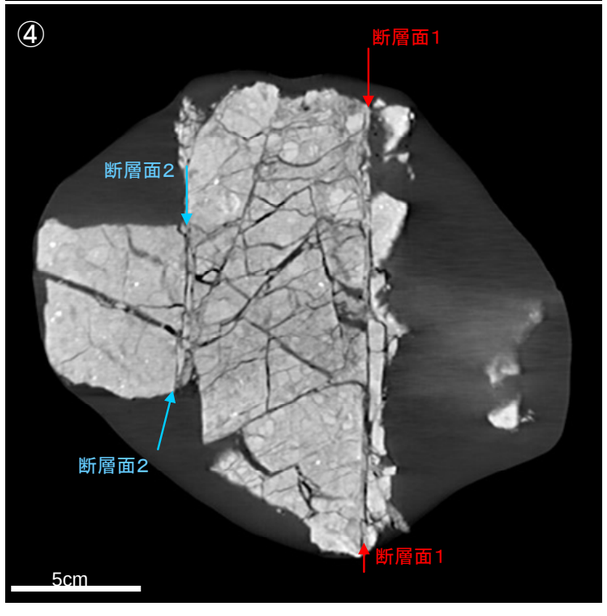


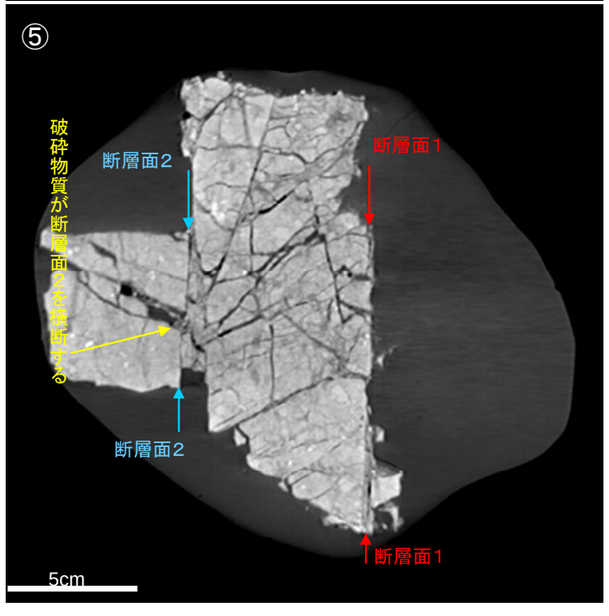
試料の表面（①、露頭の南側）から奥（⑤、露頭の北側）へ、
鉛直断面画像を確認した。









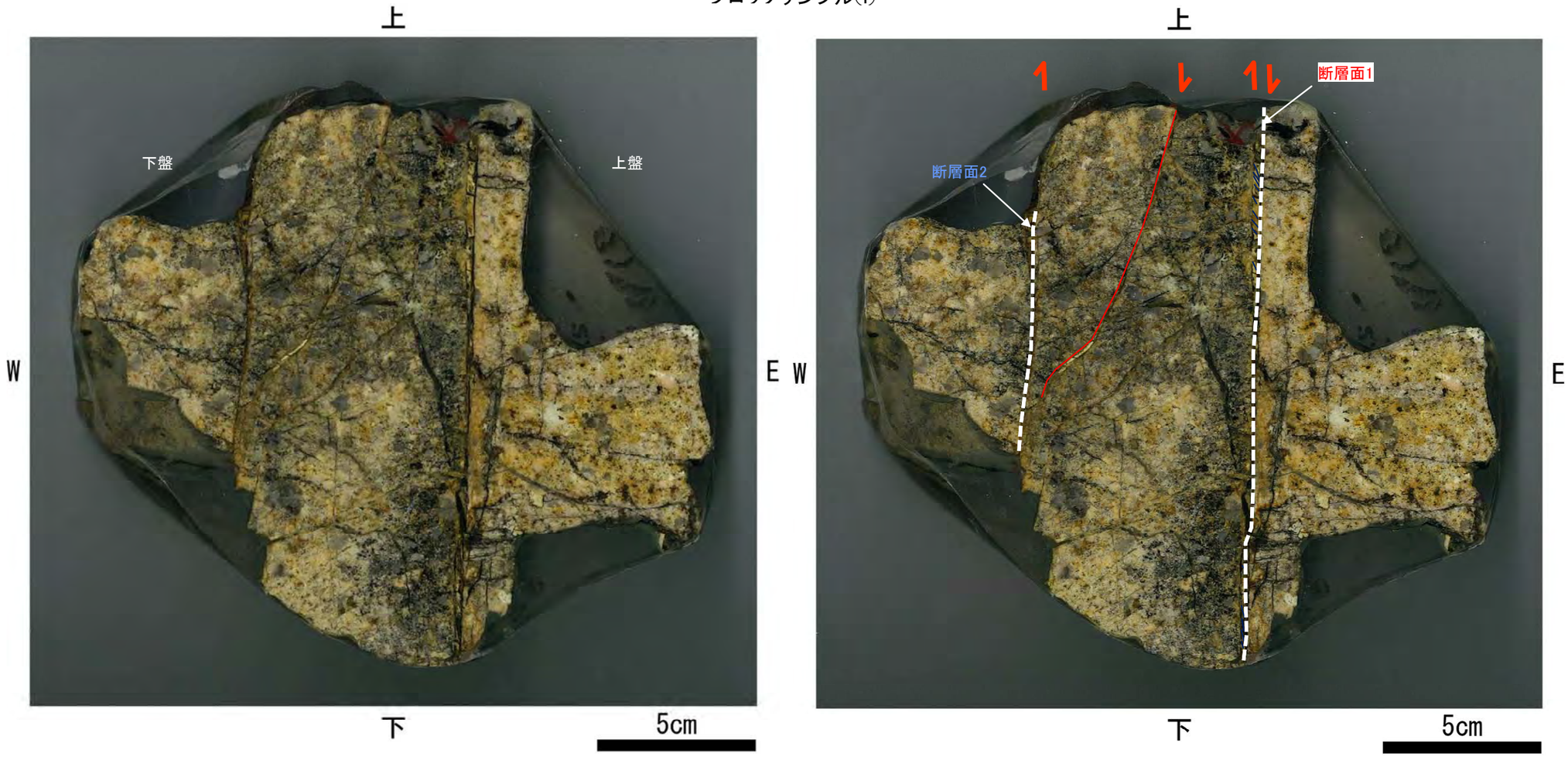


・CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1および断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
・ブロック試料を横断する断層面は断層面1のみであり、三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。一方、断層面2は観察面ごとに小刻みに湾曲し、観察面奥で破砕物質に横断される。
・CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.49 図　C破砕帯　C T画像観察結果（3UK-B2 破砕部）（1）

C破砕帯　研磨片観察結果（3UK-B2破砕部）

ブロックサンプル①



断層面の走向傾斜：N43E/52S

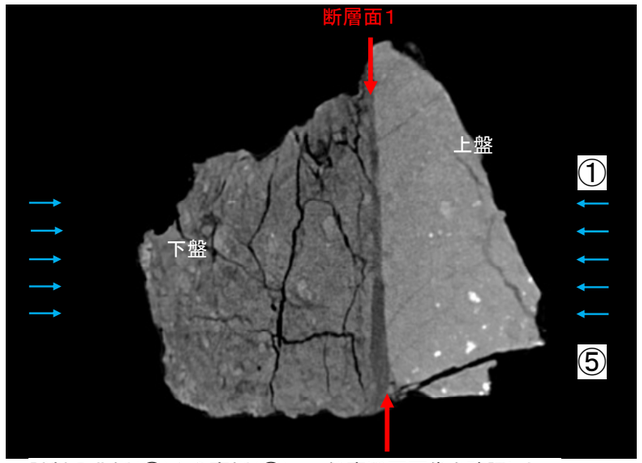
凡例：白破線（Y面）、赤線（R1面）

・CT画像観察で認められた断層面1および断層面2以外にY面は認められない。
・断層面1および断層面2のうち、断層面1は直線性・連続性が相対的に富む。
・断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
・研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

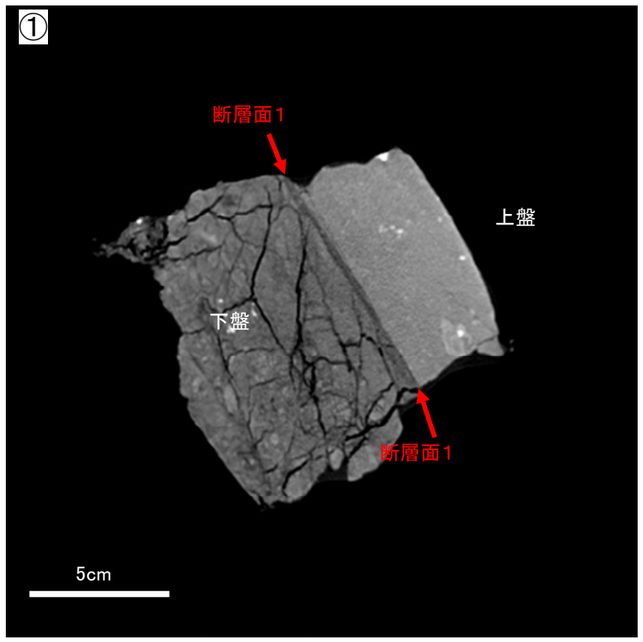
第 1.6.50 図　C破砕帯　研磨片観察結果（3UK-B2 破砕部）

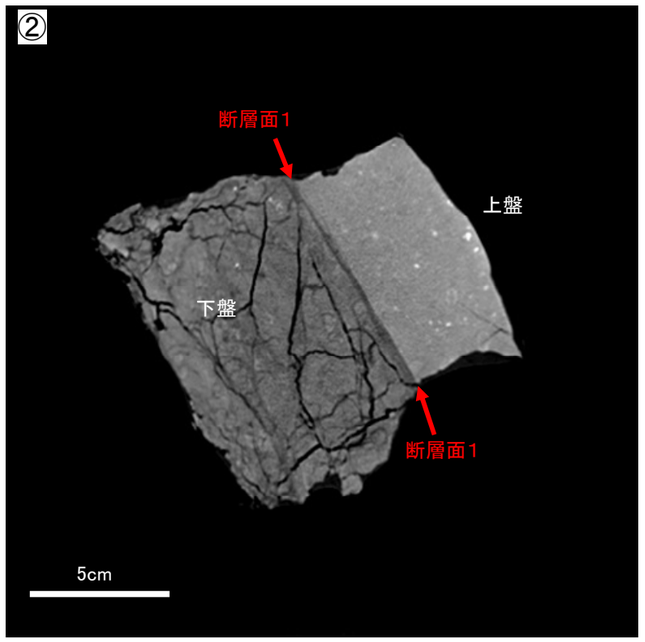
C破砕帯　CT画像観察結果(3UK-B2破砕部)(2)

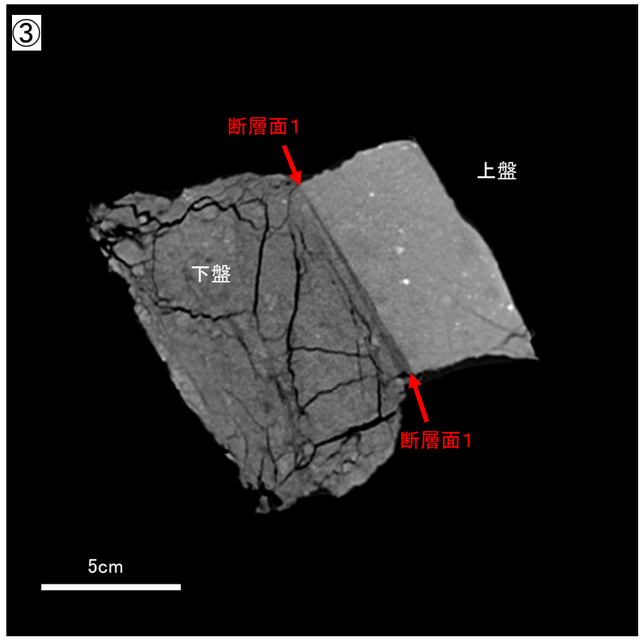
ブロックサンプル②

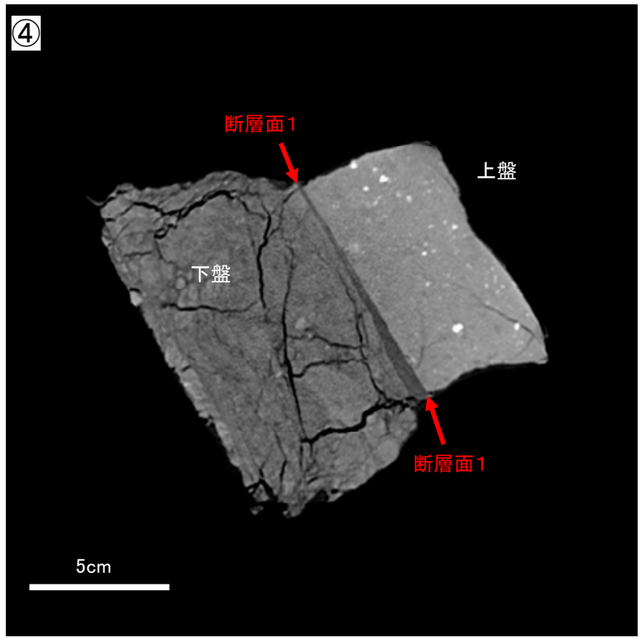


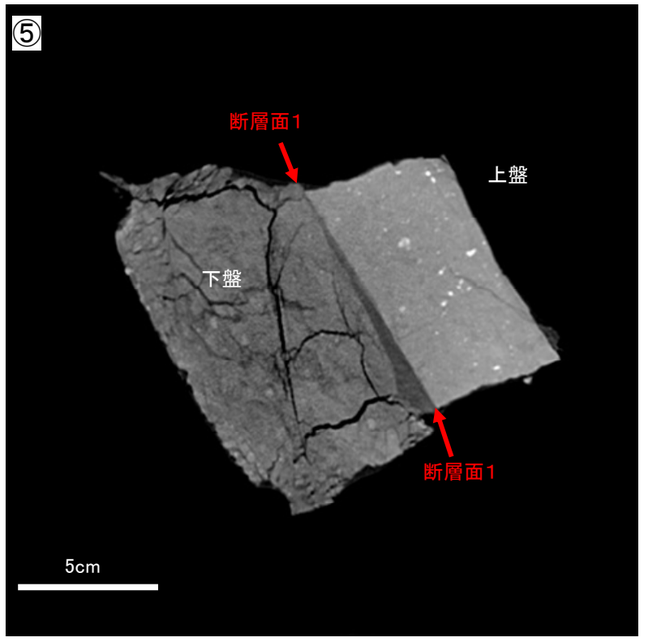
試料の北側(①)から南側(⑤)へ、鉛直断面画像を確認した。











・CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。

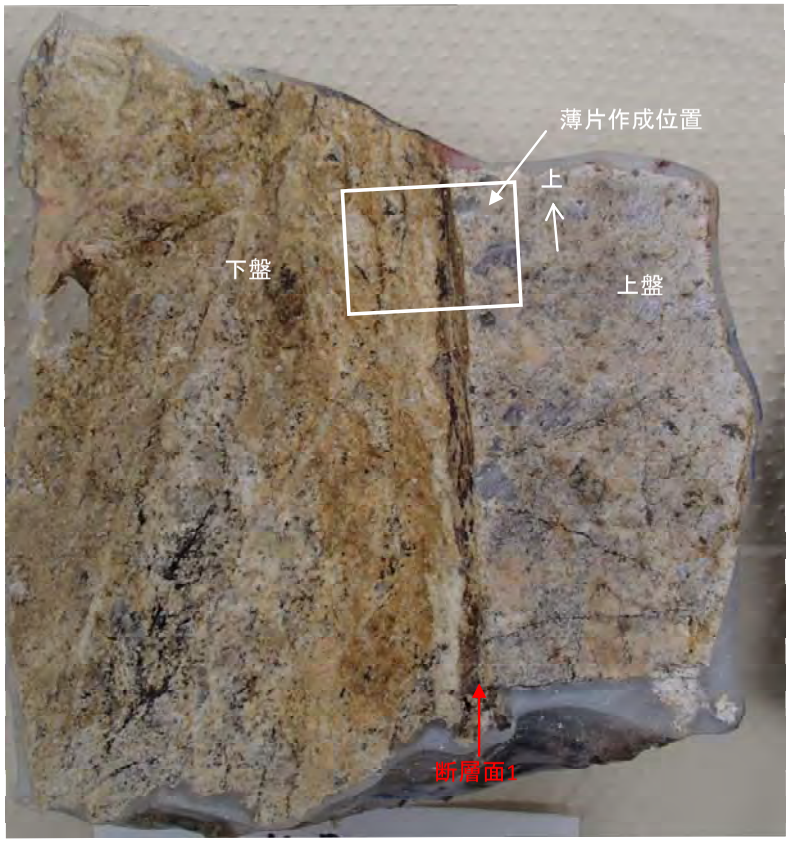
・断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。

・CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.51 図　C破砕帯　C T画像観察結果（3UK-B2 破砕部）（2）

C破砕帯　薄片観察結果(3UK-B2破砕部)(1)

ブロックサンプル②

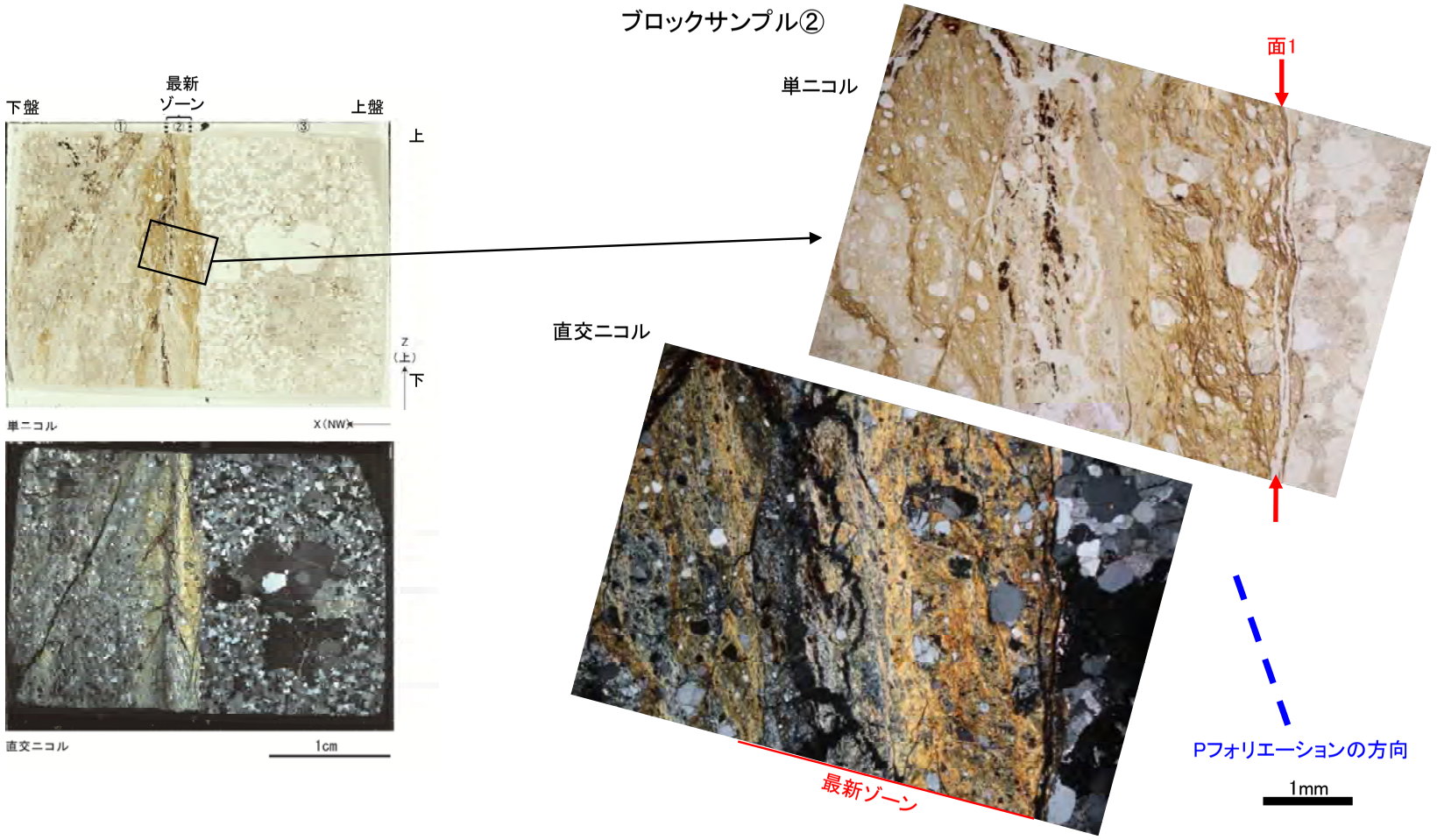


断層面の走向傾斜:N43E/52S

断層面1を薄片で観察した。

第 1.6.52 図(1)　C破砕帯　薄片観察結果 (3UK-B2 破砕部) (1)

C破砕帯　薄片観察結果(3UK-B2破砕部)(2)



・観察の結果、中粒カタクレーサイト(①)、粘土状破砕部(②)、健岩(③)に分帯される。最も細粒化が進んでいることから、②が最新ゾーンである。
粘土状破砕部②と健岩(③)の境界に明瞭な面が1本認められ、面1とした。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。
最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。

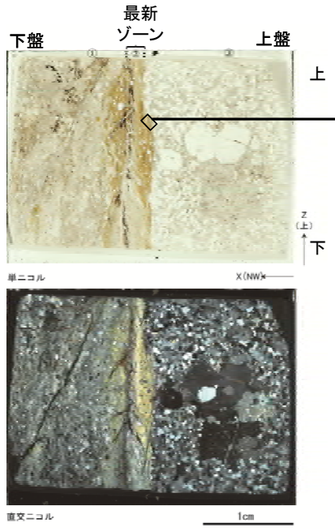
・薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

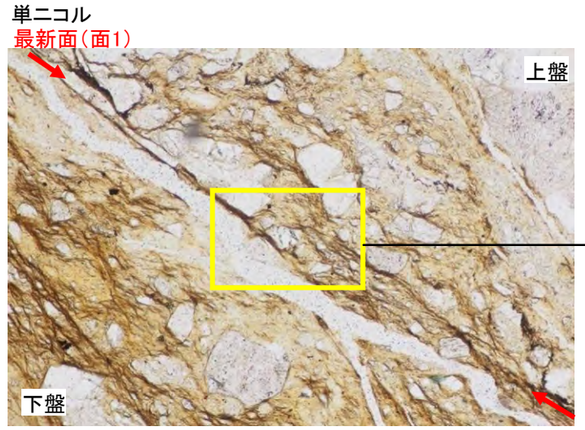
・断層の走向傾斜がN43E/52S、条線角度が85NEであることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.52 図(2)　C破砕帯　薄片観察結果（3UK-B2 破砕部）(2)

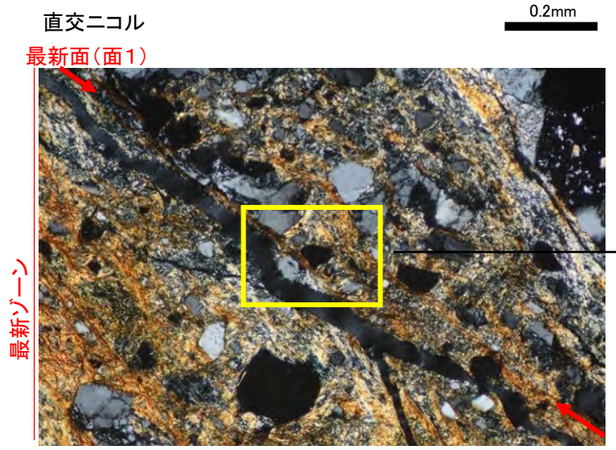
C破砕帯　薄片観察結果（3UK-B2破砕部）（3）

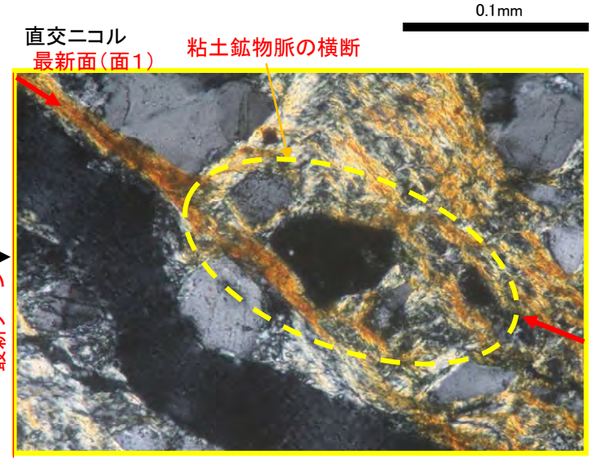
ブロックサンプル②



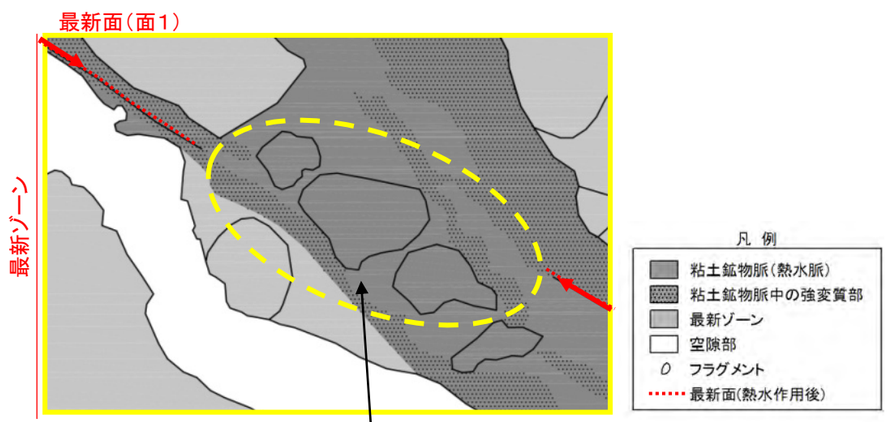








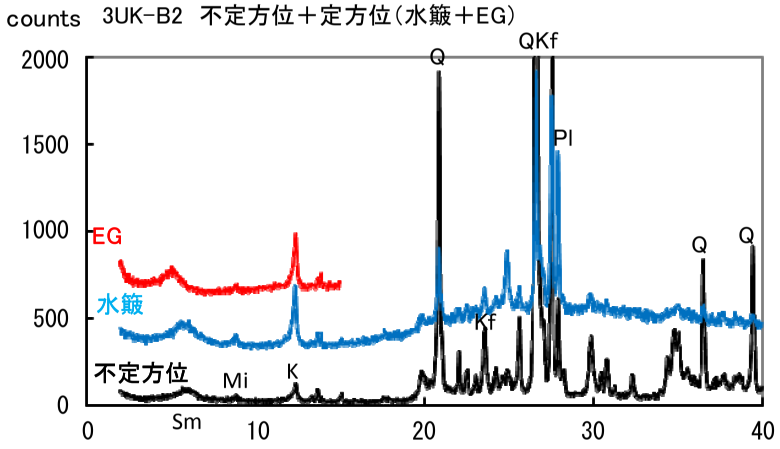
スケッチ



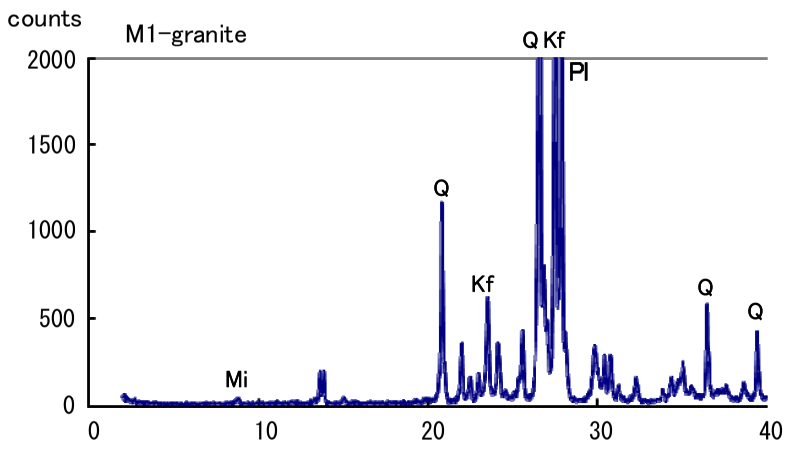
・最新面及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・この粘土鉱物には最新面（面1）を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.6.52 図(3)　C破砕帯　薄片観察結果（3UK-B2 破砕部）（3）

C破砕帯　XRD分析結果(3UK-B2破砕部)



3UK-B2破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
C	3UK-B2	△	△	○	◎	△	○

(基本は不定方位分析の回折線を使用)

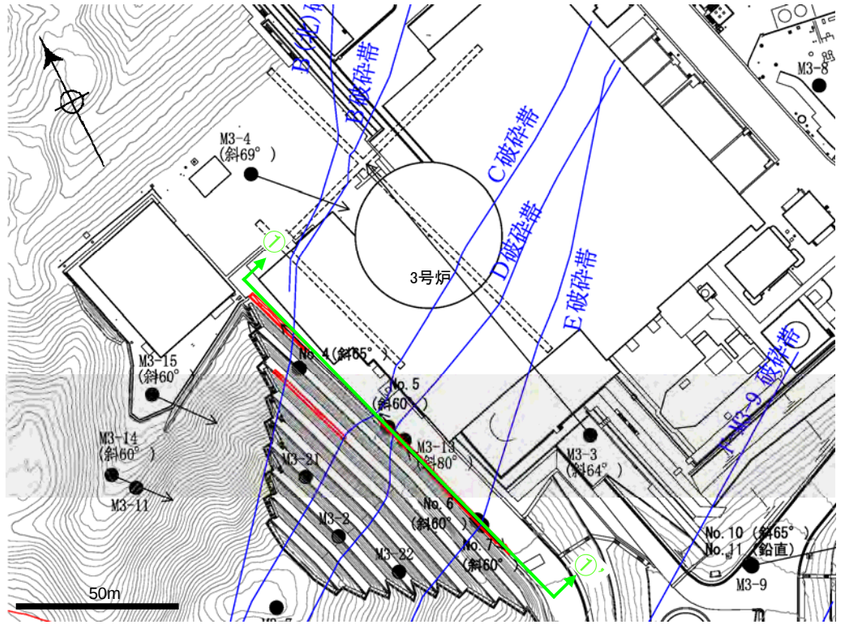
凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　ー:疑わしい　・:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

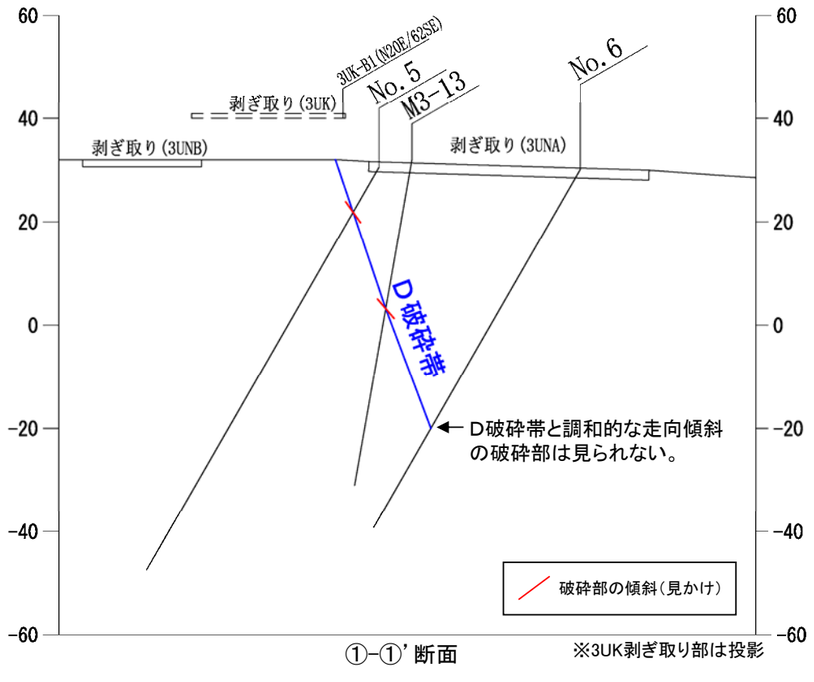
3UK-B2破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UK-B2破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
よって、3UK-B2破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.53 図　C破砕帯　XRD 分析結果 (3UK-B2 破砕部)

D破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　　E.L.＋0mにおける破砕帯の分布を表示



①-①'断面　　※3UK剥ぎ取り部は投影

No.5孔　9.98m付近　粘土混じり角礫状破砕部(N29E/63SE)



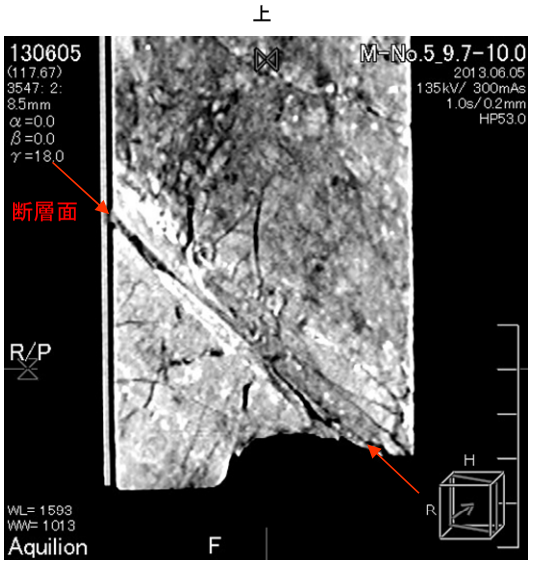
M3-13孔　29.25m付近　砂混じり角礫状破砕部(N54E/51S)



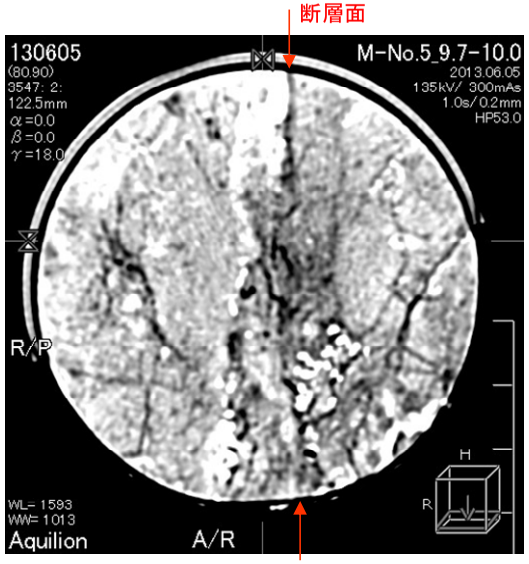
凡例：破砕部

第1.6.54図　D破砕帯　ボーリングコア観察結果

D破砕帯　条線観察結果(No.5孔、掘進長9．98m付近)



正面スライス画像

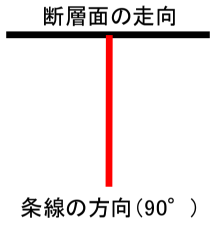


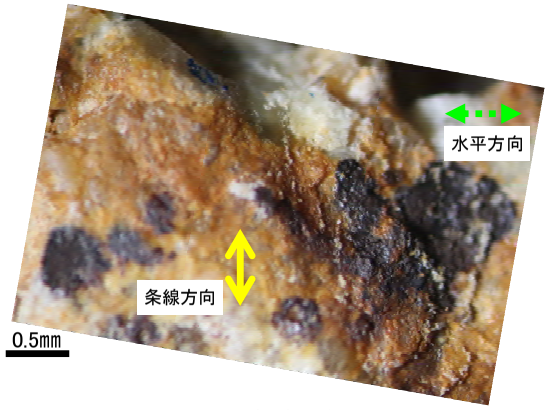
断面スライス画像

ボーリングコアのCT画像

No5孔(深度9.98m付近)

走向傾斜:N29E/63SE



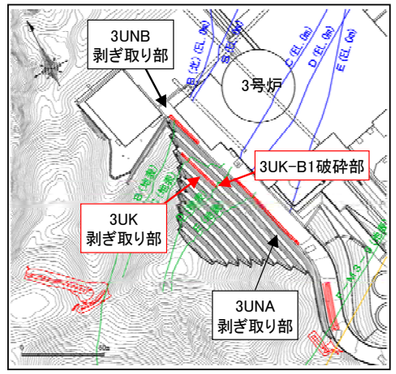


断層面の条線観察結果

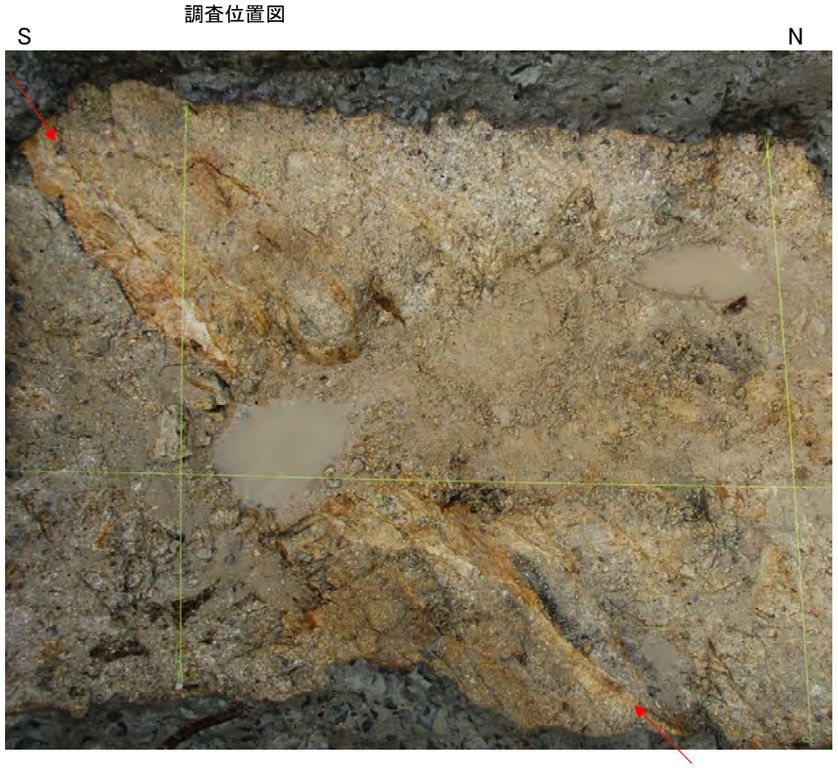
下盤を上から見て条線角度90°

第 1.6.55 図　D破砕帯　条線観察結果（No.5 孔、掘進長 9.98m 付近）

D破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UK-B1破砕部）

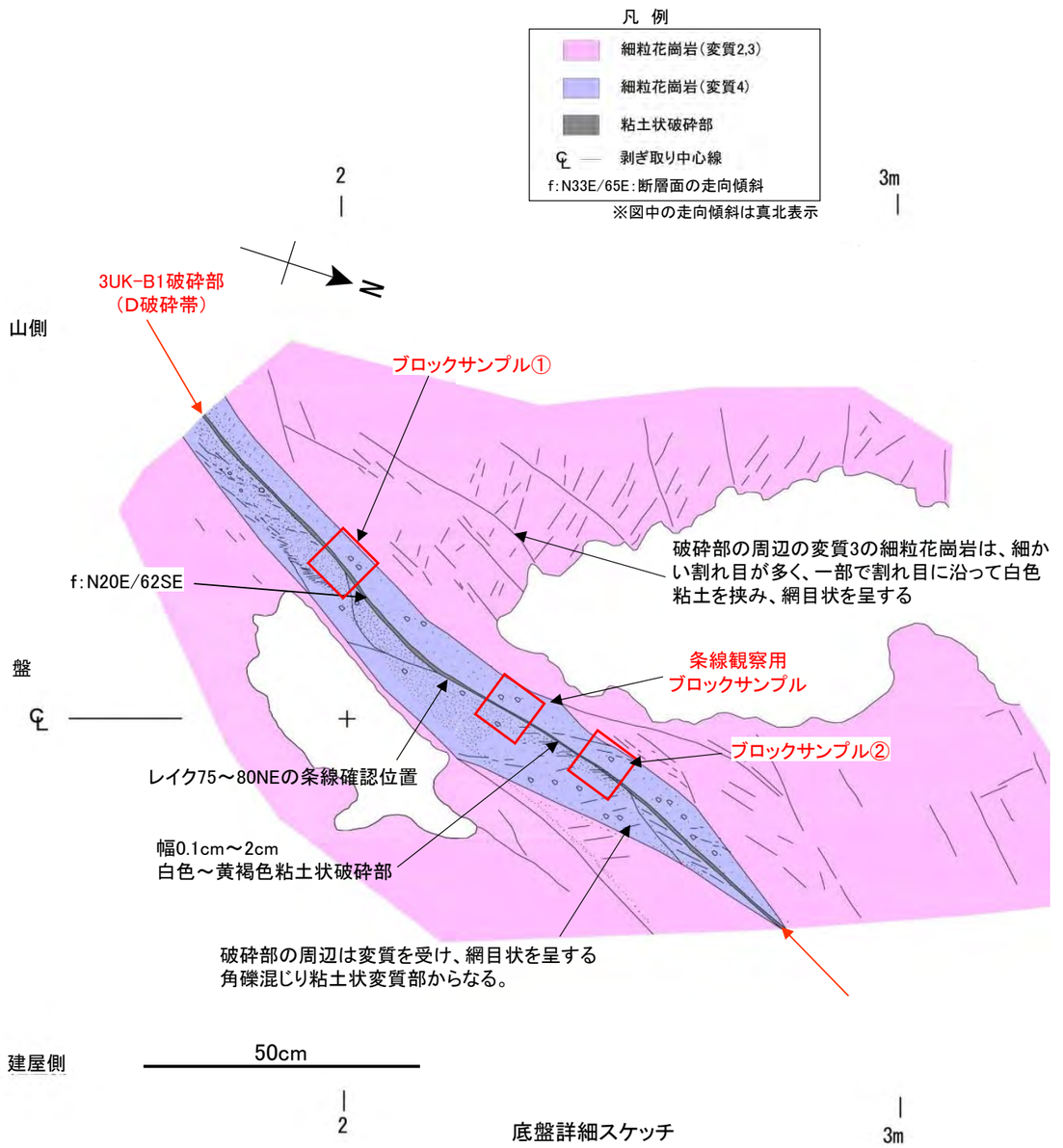


調査位置図



3UK-B1破砕部の底盤写真

3UK-B1破砕部の性状
・走向傾斜はN20E/62SE。
・破砕幅は0.1cm～2cm、白色から黄褐色の粘土状破砕部からなる。
・露頭観察では最新面に接する粘土上面にレイク75～80NEの条線が見られる。

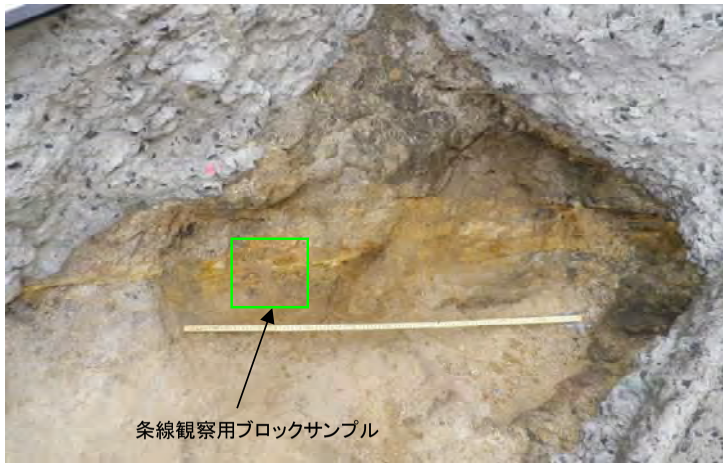


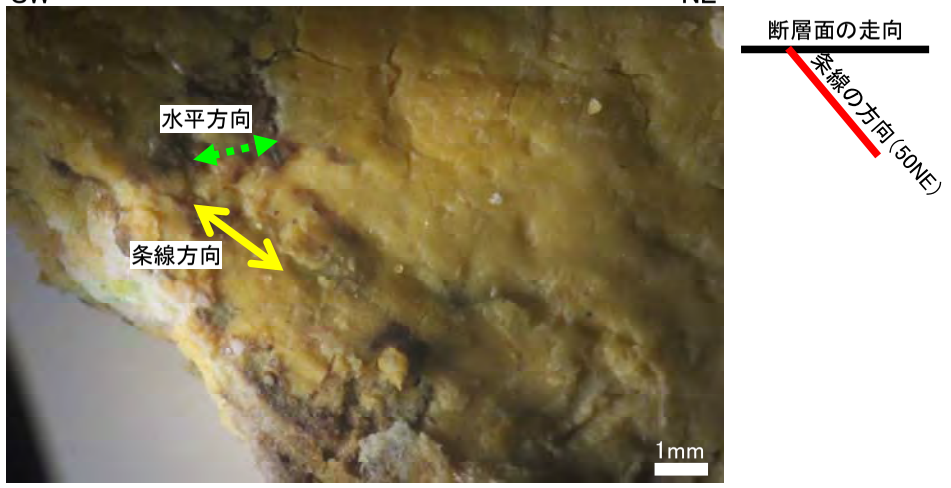
底盤詳細スケッチ

露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層を1本確認した。
この断層面で条線を確認した。

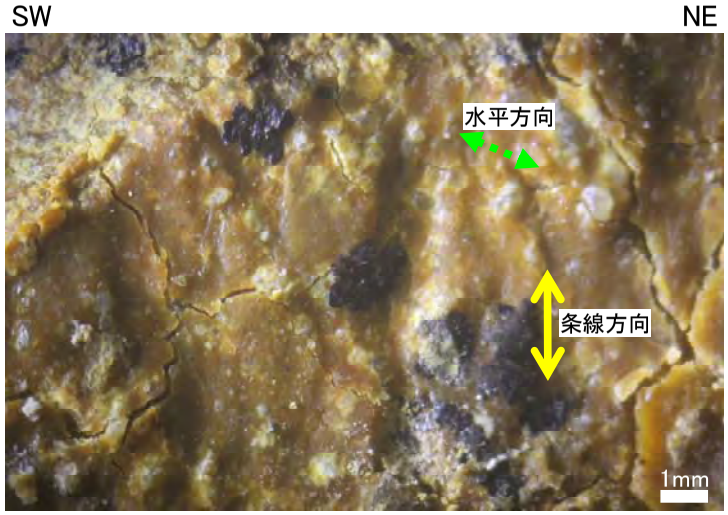
第 1.6.56 図　D破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UK-B1 破砕部）

D破砕帯　条線観察結果(3UK-B1破砕部)

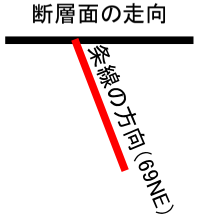




断層面の状況(下盤上面)



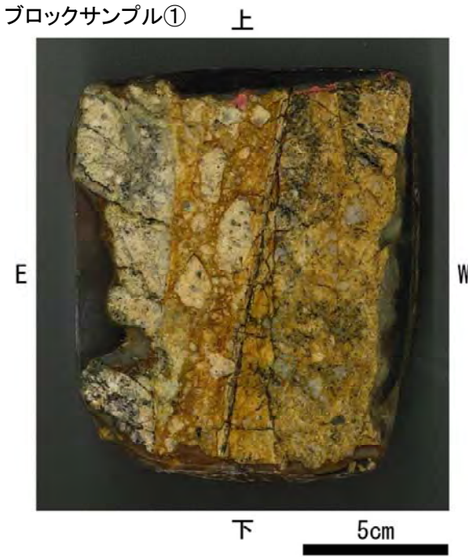
断層面の状況(下盤上面)



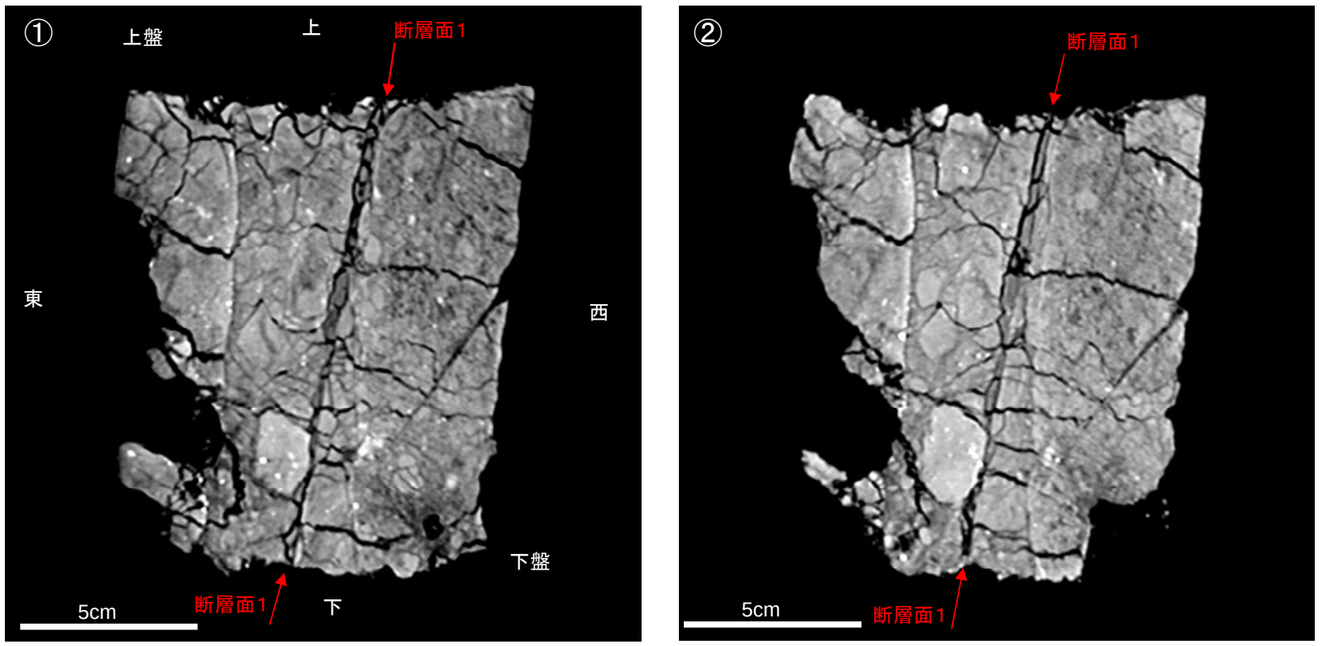
・破砕部の条線観察では、最新面に接する粘土上面に69NEの起伏(凹部の輪郭は直線性に欠ける)と50NEの条線を確認。

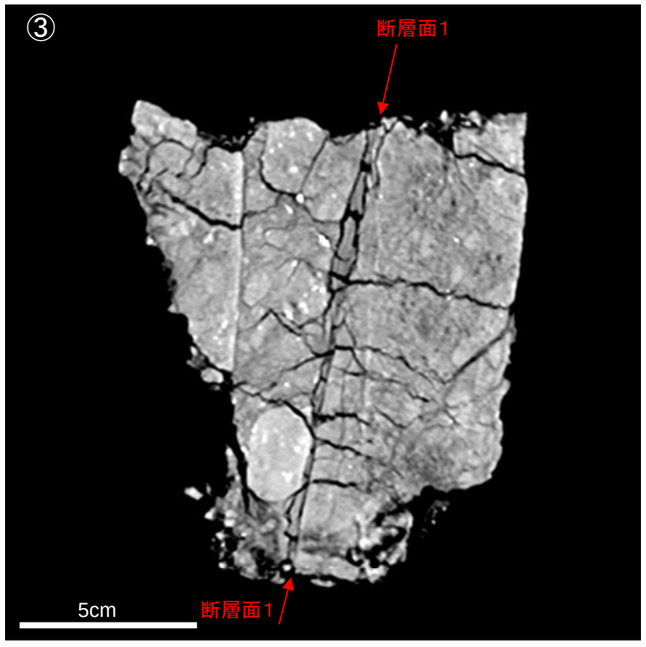
第 1.6.57 図　D破砕帯　条線観察結果 (3UK-B1 破砕部)

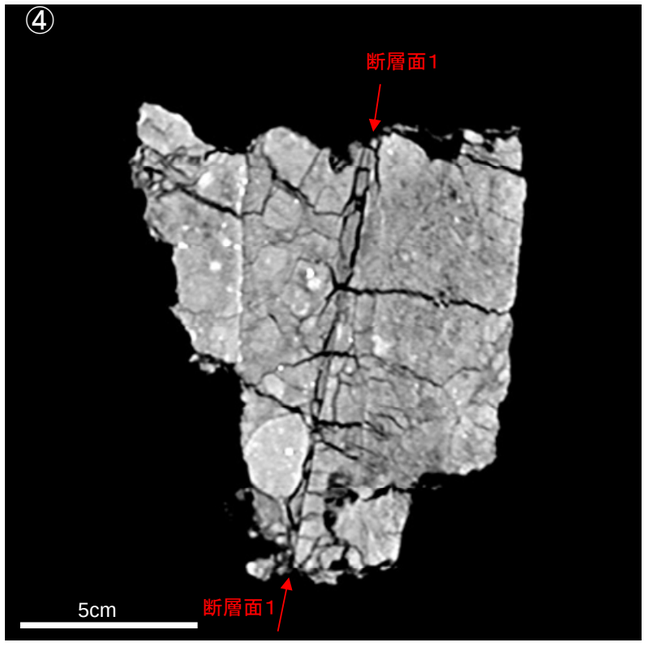
D破砕帯　CT画像観察結果（3UK-B1破砕部）(1)

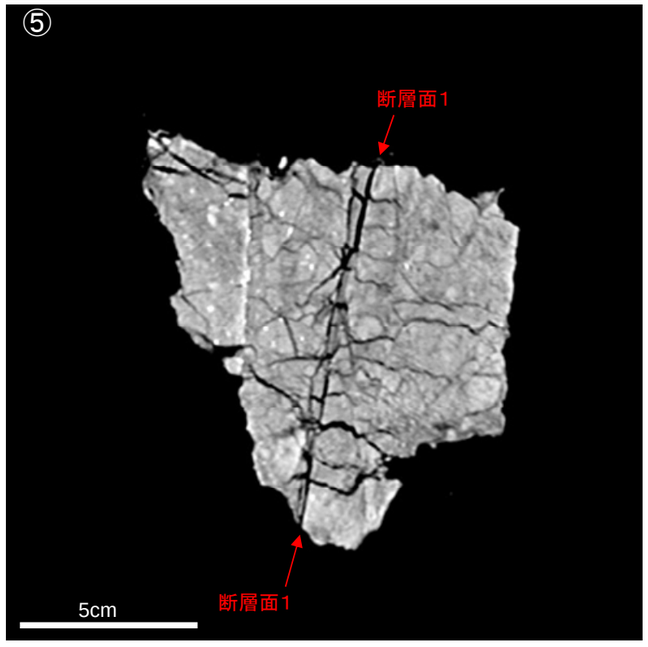


試料の表面（①、露頭北側）から奥（⑤、露頭南側）へ、
鉛直断面画像を確認した。





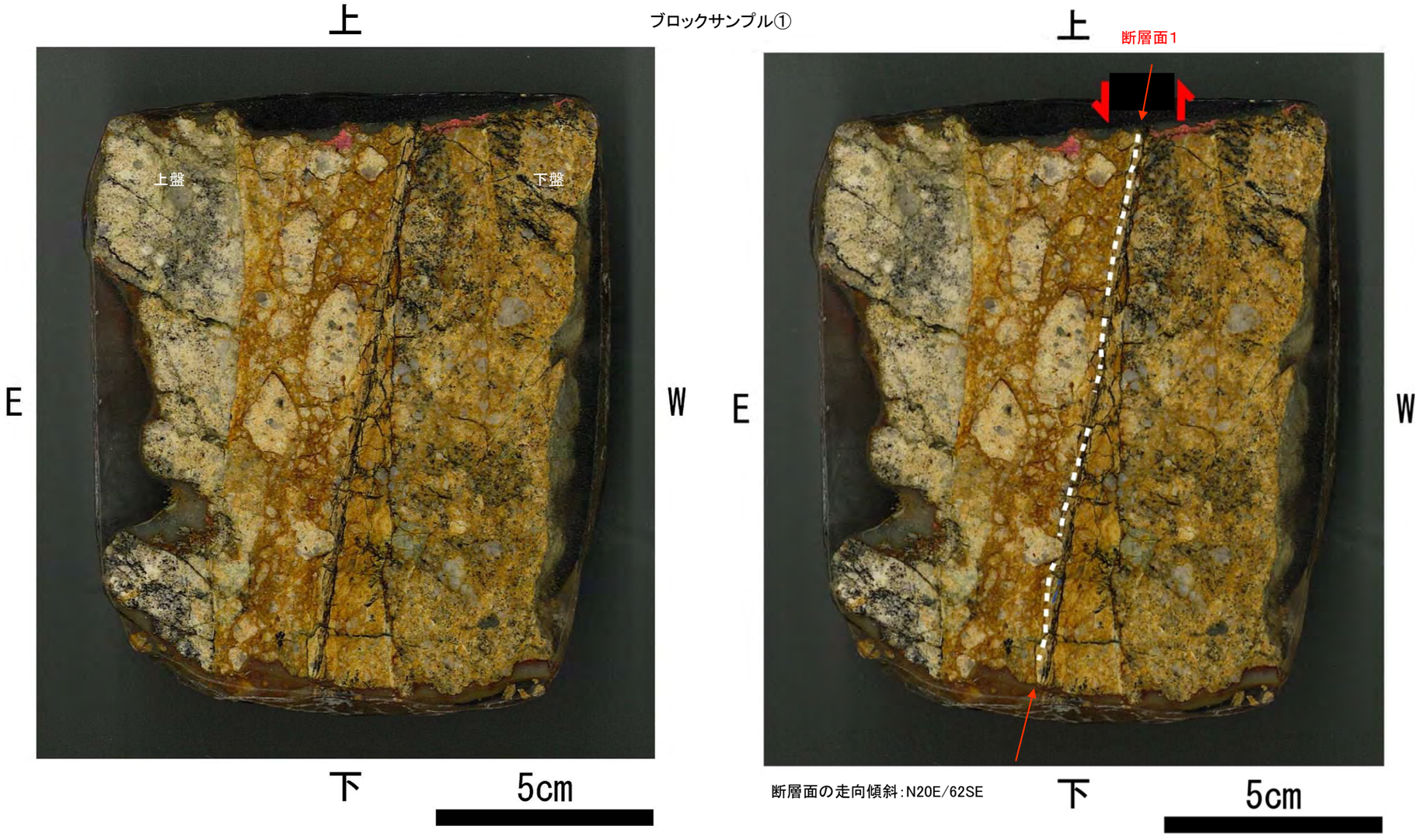




CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1のみ認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.58 図　D破砕帯　ＣＴ画像観察結果（3UK-B1 破砕部）（1）

D破砕帯　研磨片観察結果（3UK-B1破砕部）

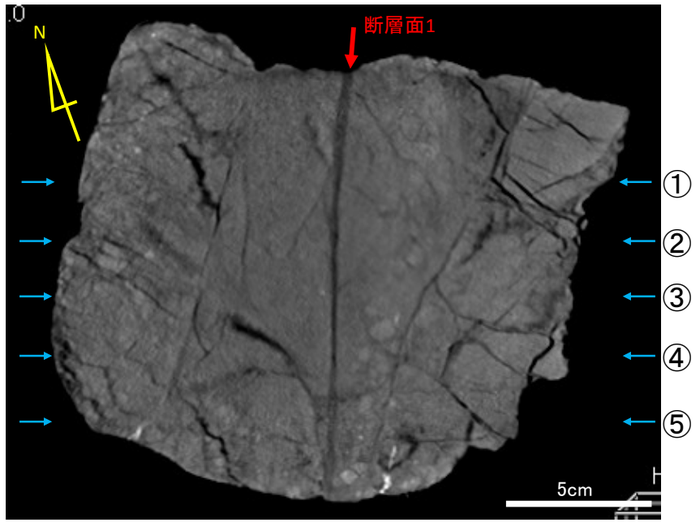


・CT画像観察で認められた断層面1のみ認められる。
・断層面1は直線性・連続性に富む。
・断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
・研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

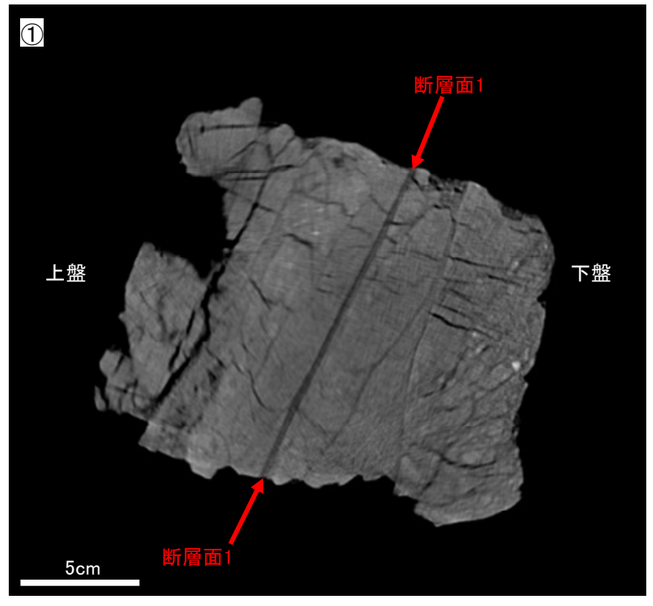
第 1.6.59 図　D破砕帯　研磨片観察結果（3UK-B1 破砕部）

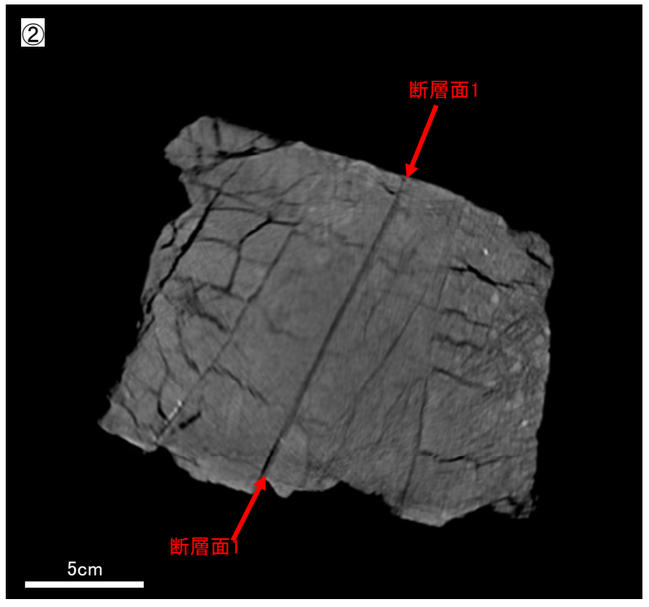
D破砕帯　CT画像観察結果(3UK-B1破砕部)(2)

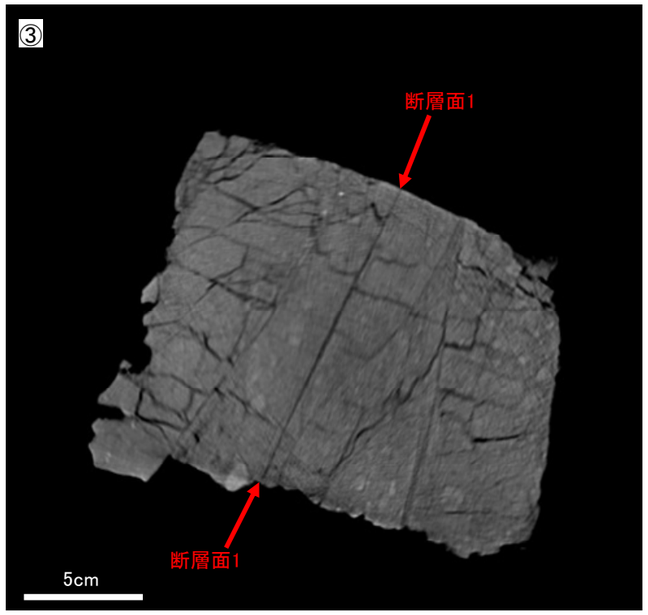
ブロックサンプル②

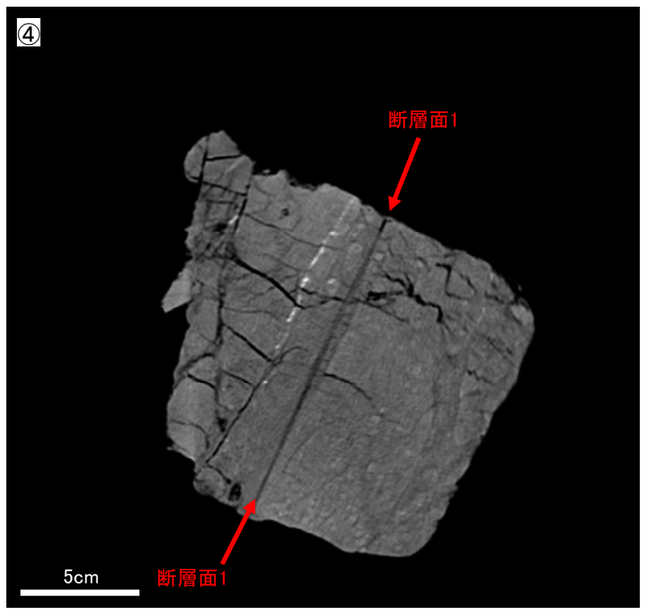


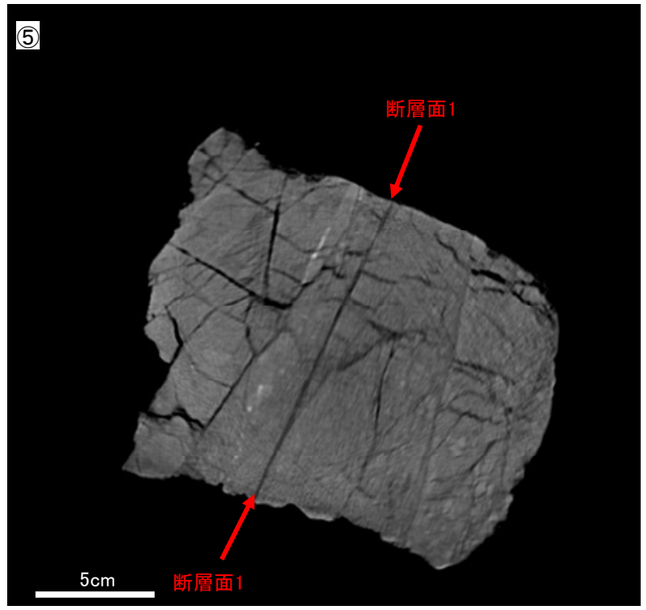
試料の北側(①)から南側(⑤)へ、鉛直断面画像を確認した。









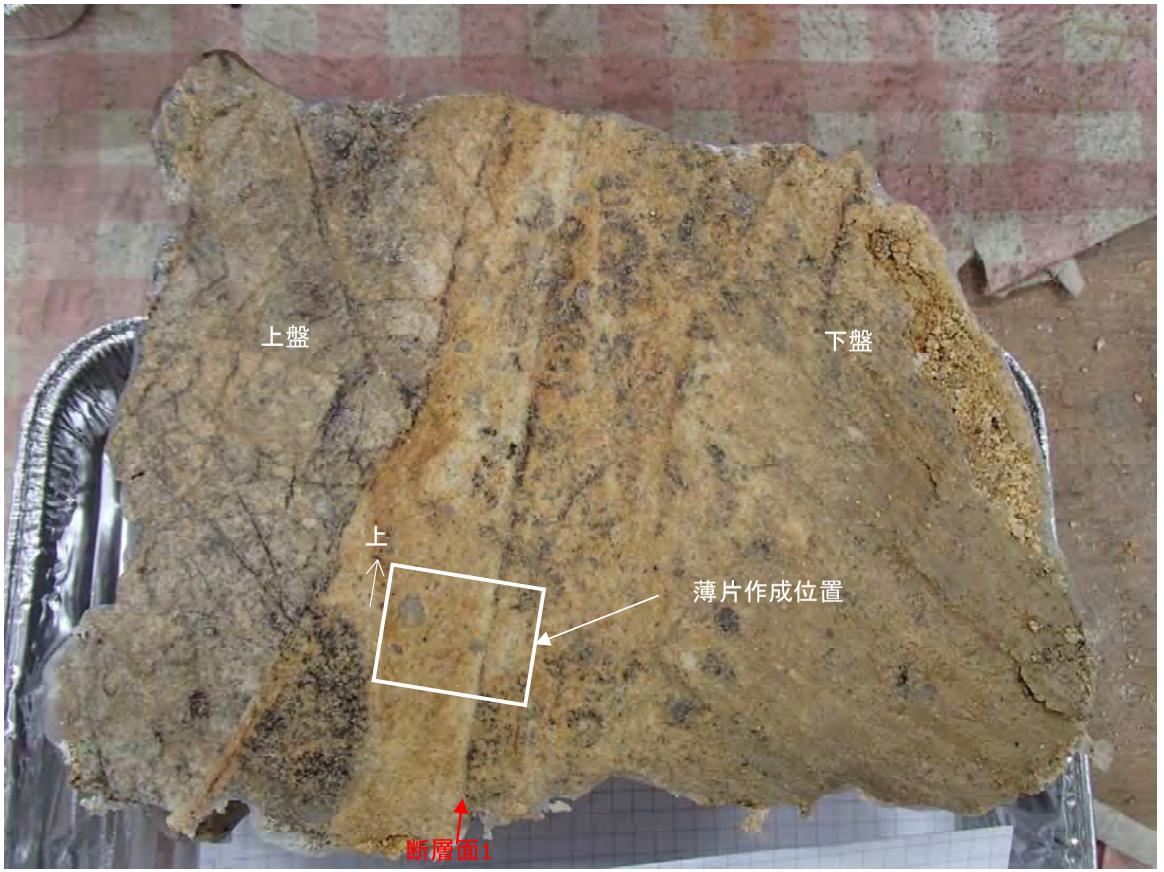


・ CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
・ 断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。
・ CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.60 図　D破砕帯　CT画像観察結果（3UK-B1 破砕部）（2）

D破砕帯　薄片観察結果(3UK-B1破砕部)(1)

ブロックサンプル②

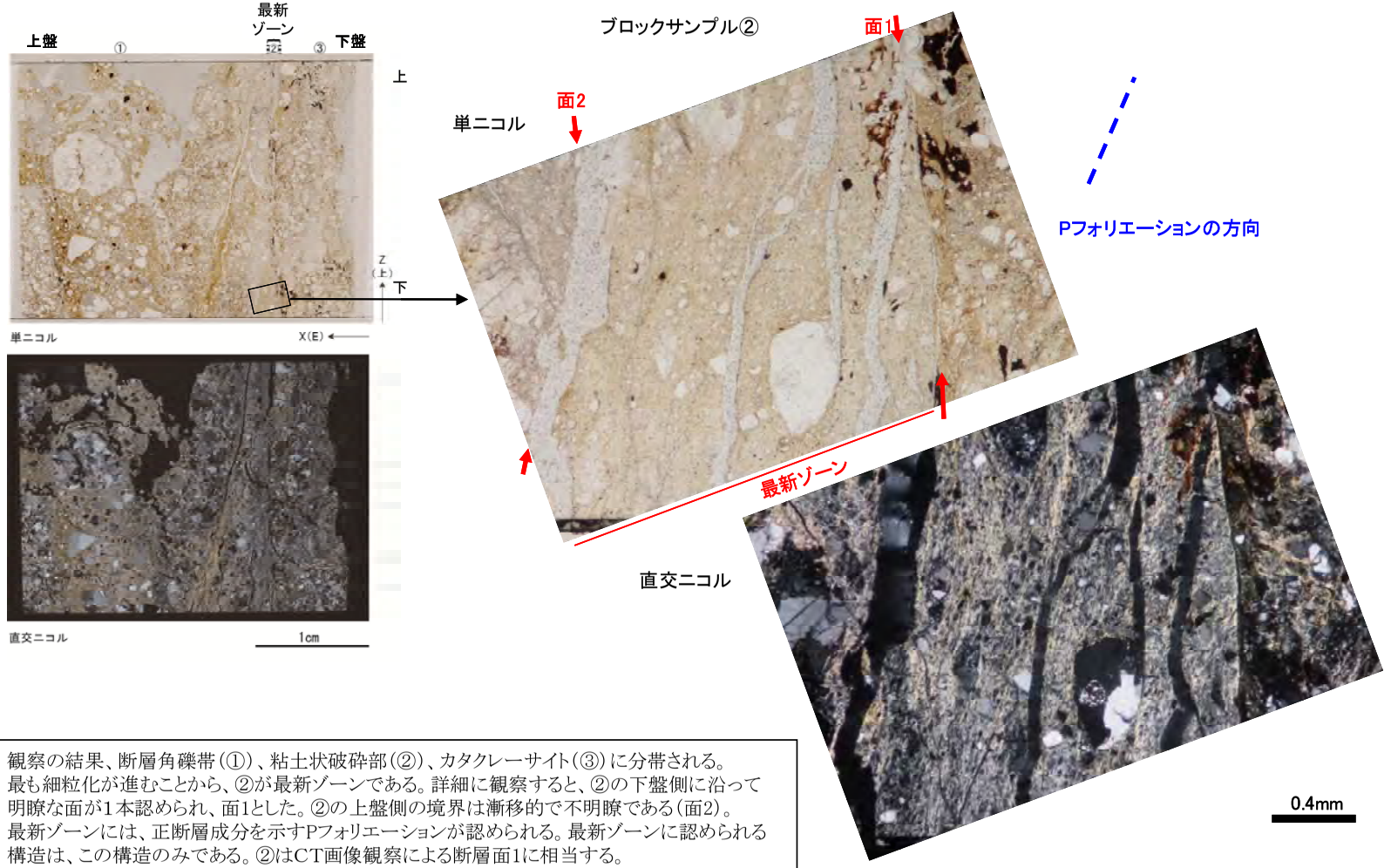


断層面の走向傾斜:N20E/62SE

断層面1を薄片で観察した。

第 1.6.61 図(1)　D破砕帯　薄片観察結果 (3UK-B1 破砕部) (1)

D破砕帯　薄片観察結果(3UK-B1破砕部)(2)



・観察の結果、断層角礫帯(①)、粘土状破砕部(②)、カタクレーサイト(③)に分帯される。
最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。②の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。
最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。

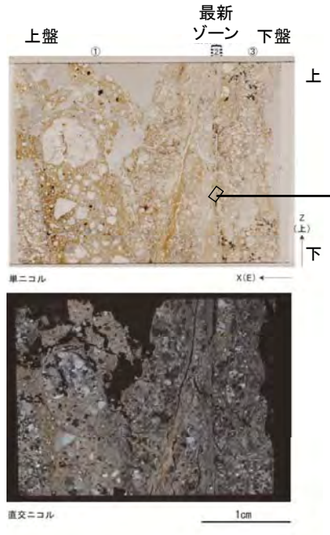
・薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うこと確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

・断層の走向傾斜がN20E/62SE、条線角度が50NE及び69NEであることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.61 図(2)　D破砕帯　薄片観察結果 (3UK-B1 破砕部) (2)

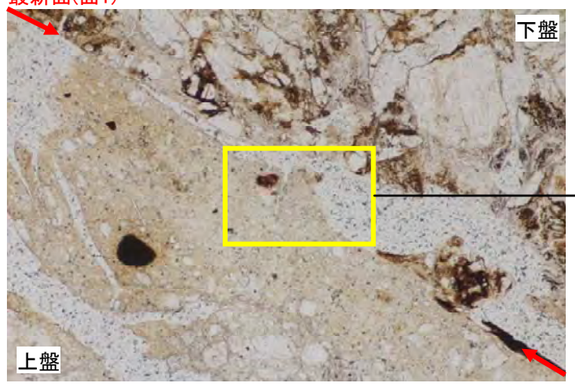
D破砕帯　薄片観察結果(3UK-B1破砕部)(3)

ブロックサンプル②



単ニコル

最新面(面1)



単ニコル

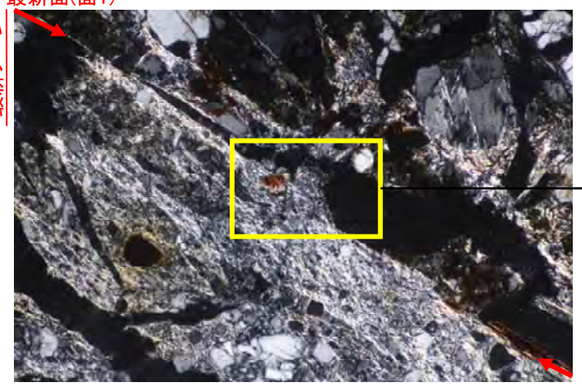
最新面(面1)



直交ニコル　0.2mm

最新面(面1)

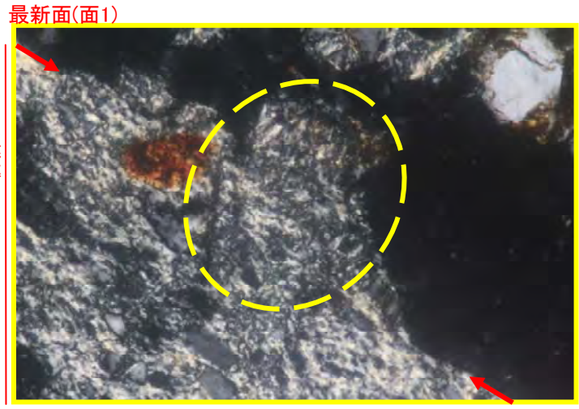
最新ゾーン



直交ニコル　0.1mm

最新面(面1)

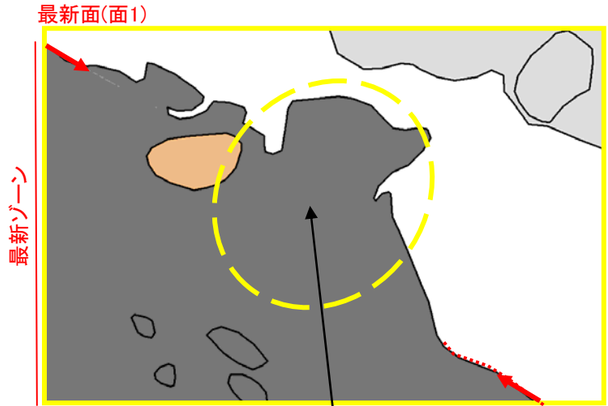
最新ゾーン



スケッチ

最新面(面1)

最新ゾーン

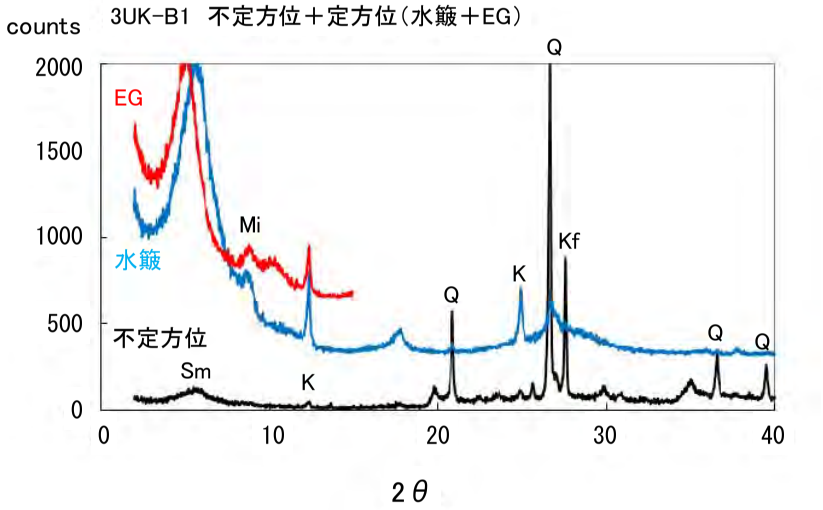


凡 例
- 粘土鉱物脈(熱水脈)
- カタクレーサイト
- 空隙部
- 酸化変色部
- フラグメント
- 最新面(熱水作用後)

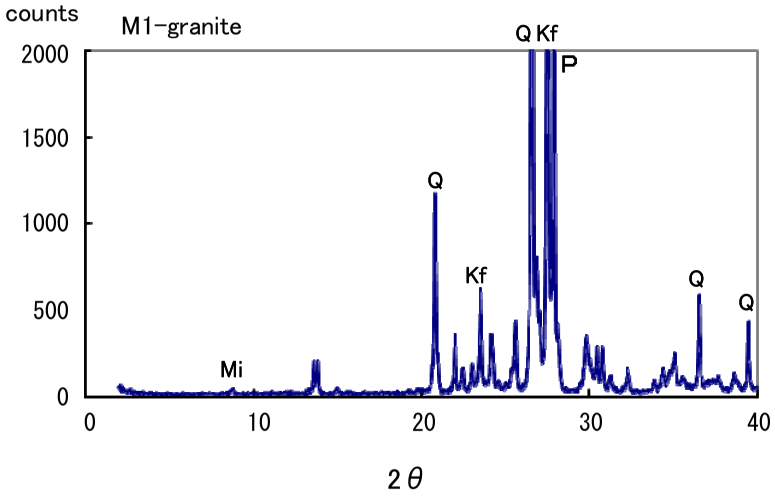
・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.6.61 図(3)　D破砕帯　薄片観察結果（3UK-B1 破砕部）(3)

D破砕帯　XRD分析結果(3UK-B1破砕部)



3UK-B1破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
D	3UK-B1	○	・	－	○		△

(基本は不定方位分析の回折線を使用)

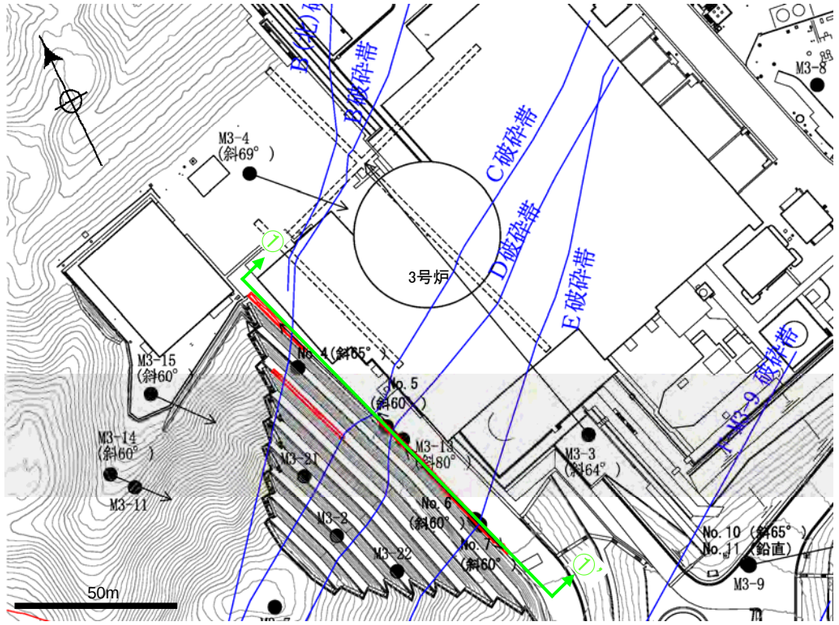
凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　－:疑わしい　・:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

3UK-B1破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UK-B1破砕部はスメクタイト、カオリン鉱物(雲母粘土鉱物は水簸でのみ確認)を生成している。
よって、3UK-B1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

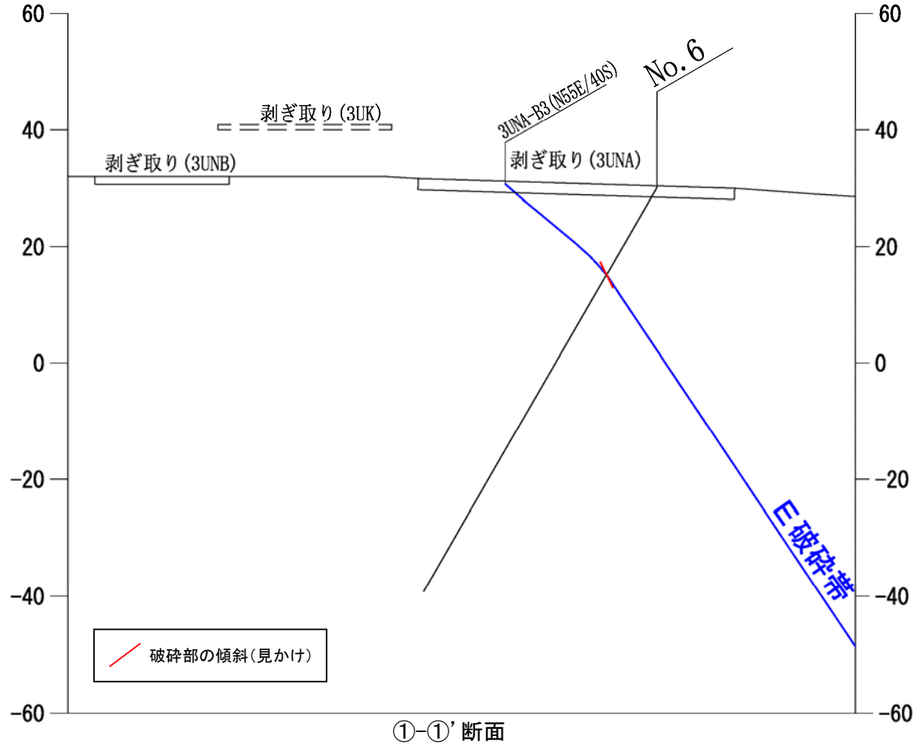
第 1.6.62 図　D破砕帯　XRD 分析結果 (3UK-B1 破砕部)

E破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図

E.L.＋0mにおける破砕帯の分布を表示



①-①'断面

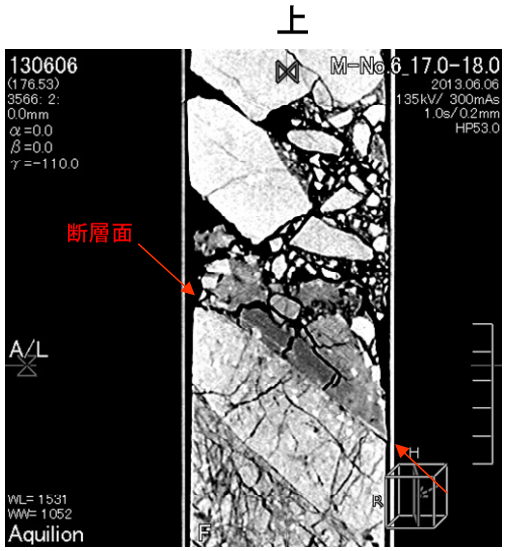
No.6孔　17.3m付近　礫混じり砂状破砕部(N40E/68SE)



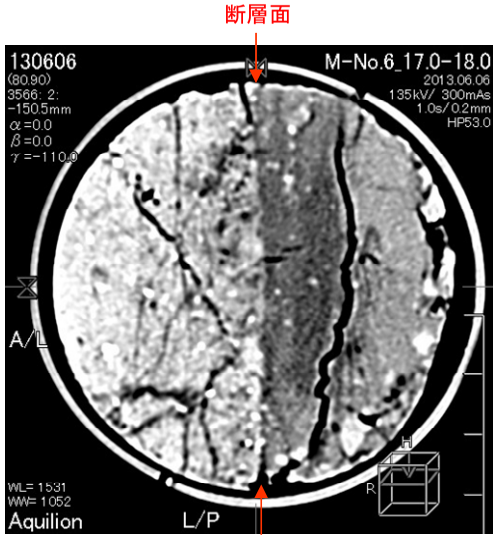
凡例：破砕部

第 1.6.63 図　E破砕帯　ボーリングコア観察結果

E破砕帯　条線観察結果(No.6孔、掘進長17.3m付近)

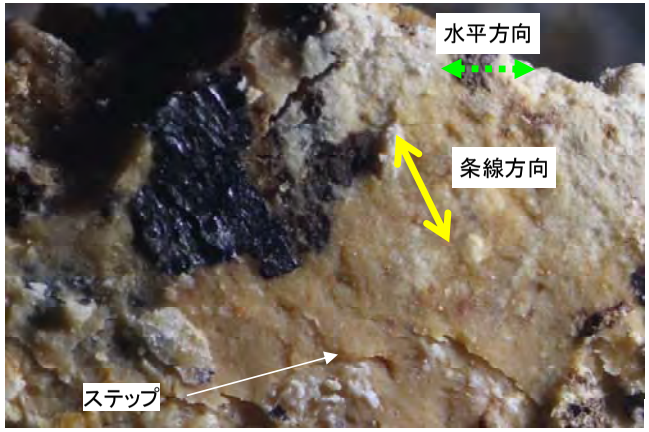


正面スライス画像

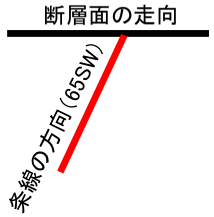


断面スライス画像

No.6孔(掘進長17.3m付近)
走向傾斜:N40E/68SE



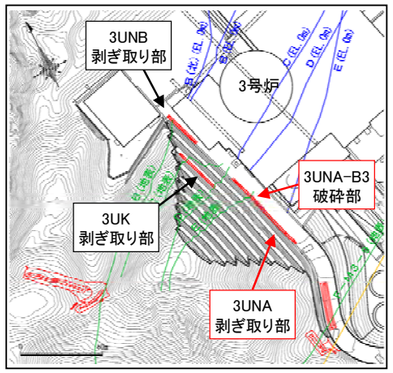
断層面の状況(上盤下面)



破砕部の条線観察では、65SWの条線を確認。
ステップから正断層センス。

第 1.6.64 図　E 破砕帯　条線観察結果 (No.6 孔、掘進長 17.3m 付近)

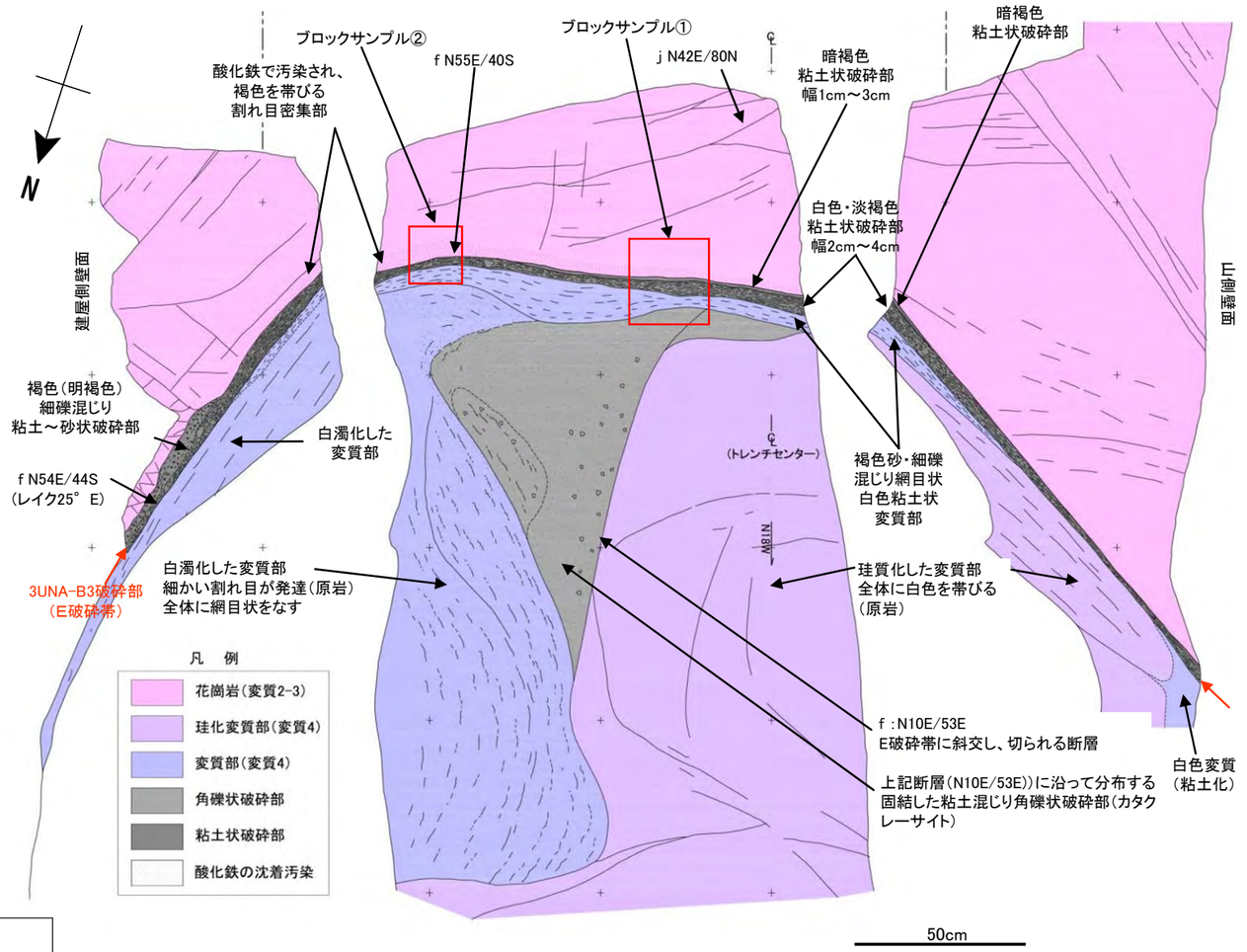
E破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UNA-B3破砕部）



調査位置図



3UNA-B3破砕部写真



詳細スケッチ

3UNA-B3破砕部の性状
・走向傾斜はN55E/40S。
・破砕幅は1cm～4cm、白色・淡褐色～暗褐色粘土状破砕部からなる。
・条線は認められない。

露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層を1本確認した。

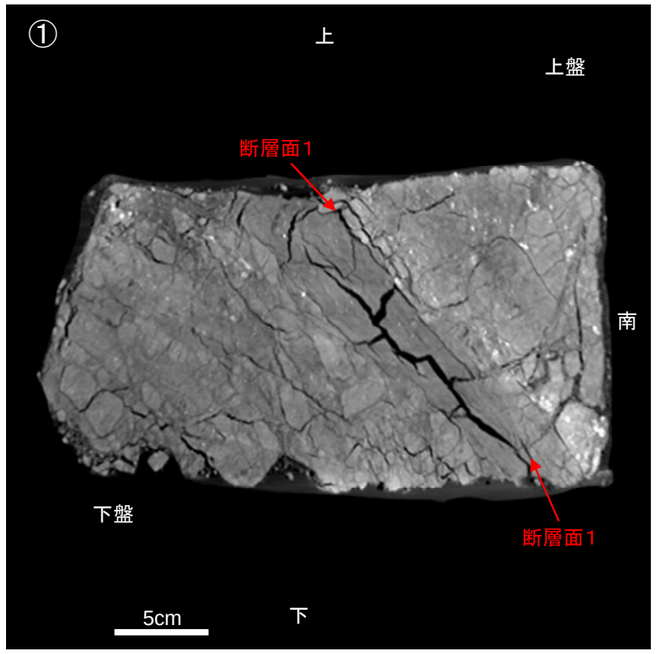
第 1.6.65 図　E 破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UNA-B3 破砕部）

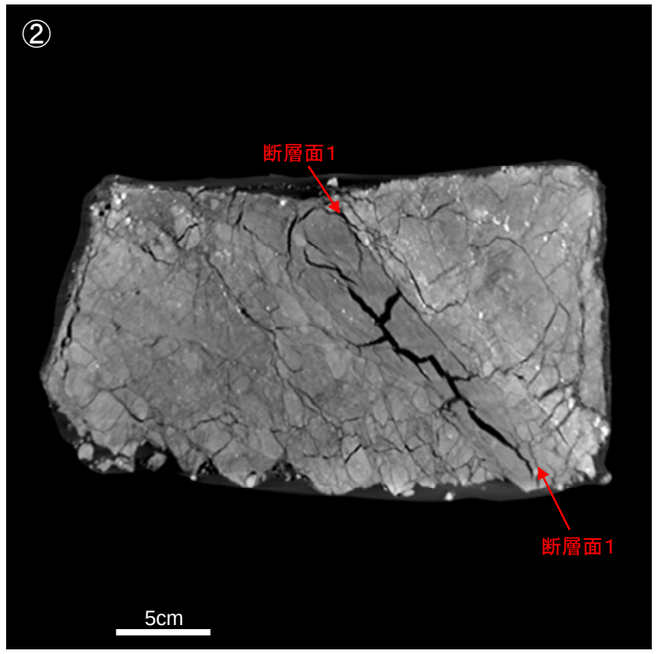
E破砕帯　CT画像観察結果（3UNA-B3破砕部）(1)

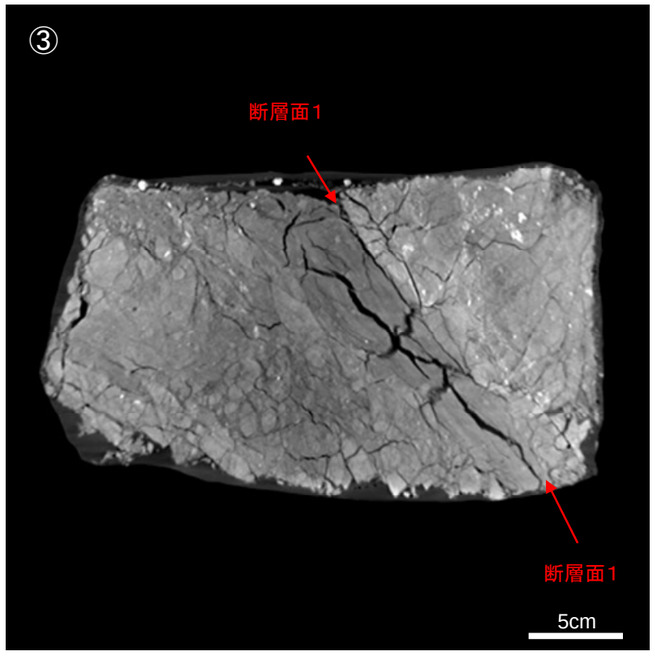
ブロックサンプル①

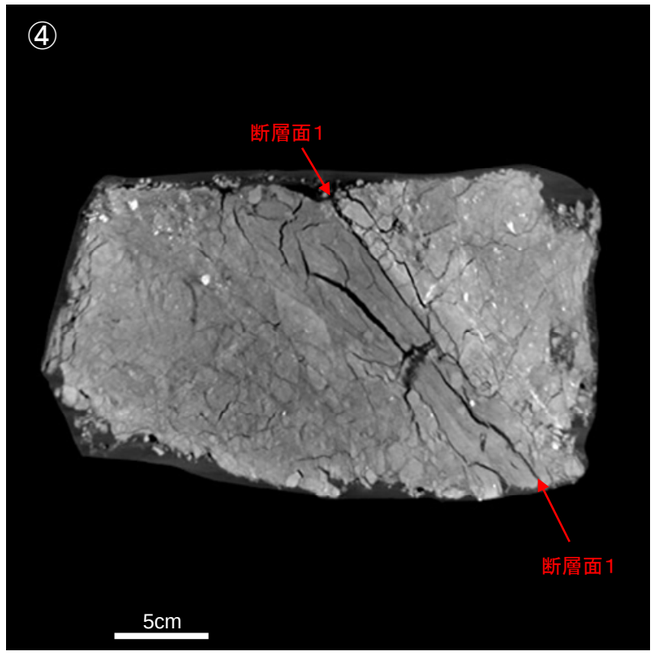


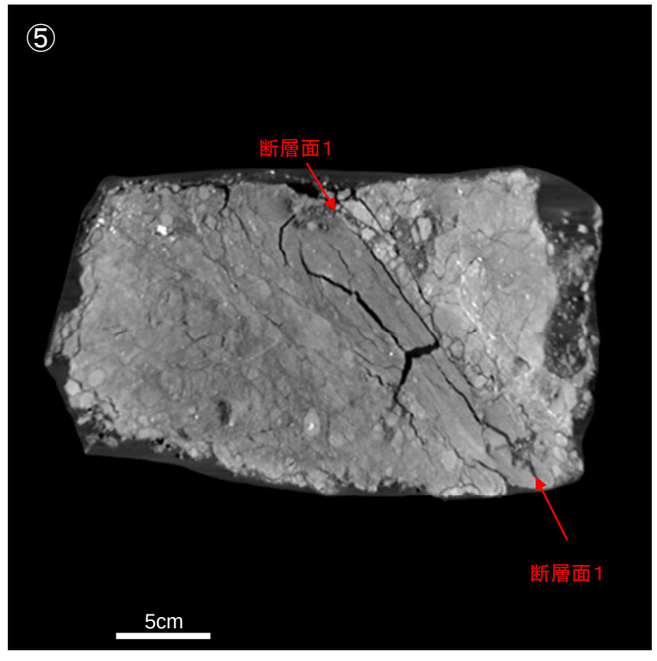
試料の表面（①、露頭南側）から奥（⑤、露頭北側）へ、
鉛直断面画像を確認した。









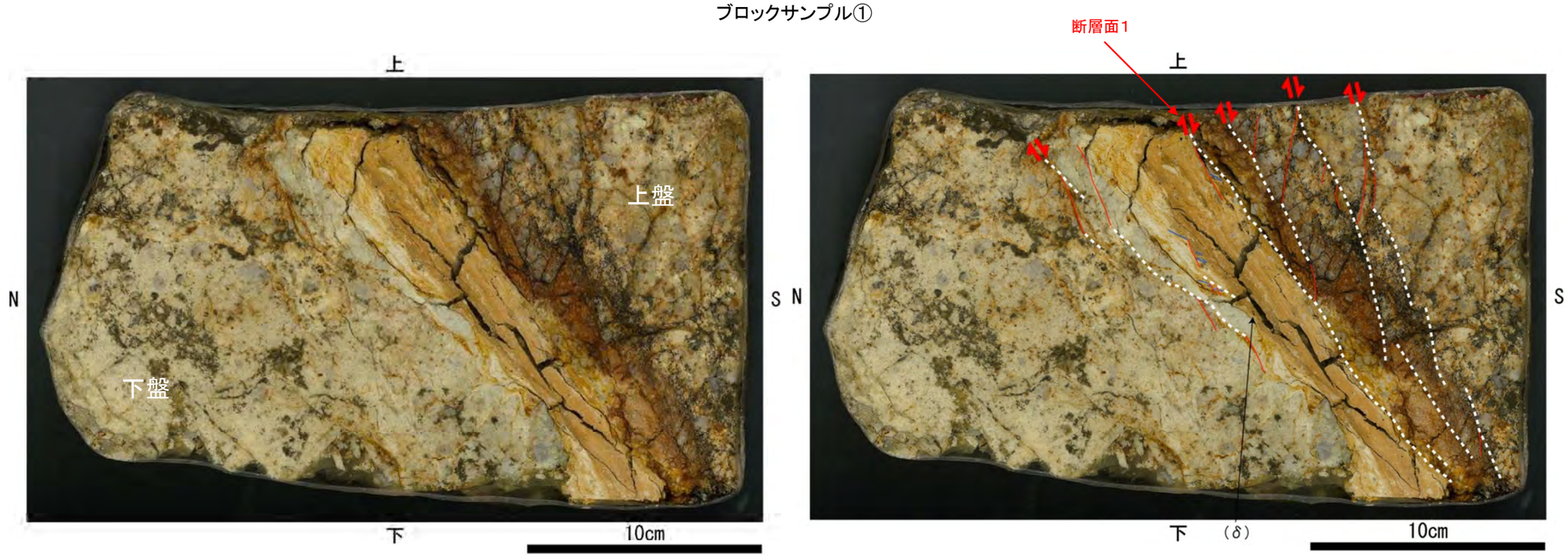


CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
断層面1は三次元的に途切れることなく連続する。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず三次元的に連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.66 図　Ｅ破砕帯　ＣＴ画像観察結果（3UNA-B3 破砕部）（1）

E破砕帯　研磨片観察結果（3UNA-B3破砕部）

ブロックサンプル①



凡例：白破線（断層面）、赤線（R1面）、青線（P面）

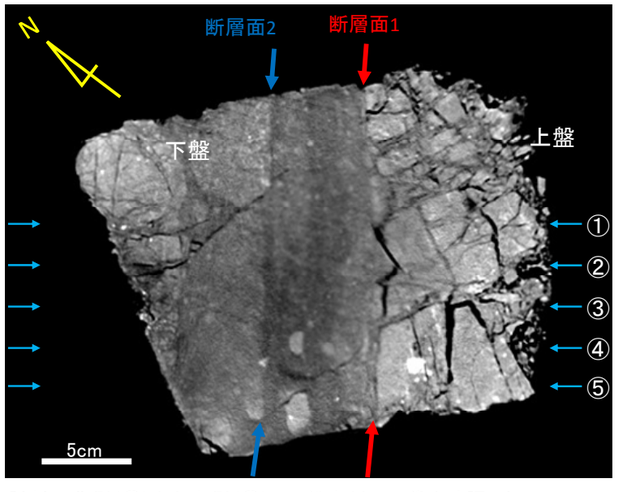
断層面の走向傾斜：N55E/40S

・CT画像観察で認められた断層面1以外にもY面が認められるが、いずれも連続性に乏しい。
・断層面1は直線性・連続性が相対的に富む。
・断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
・研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

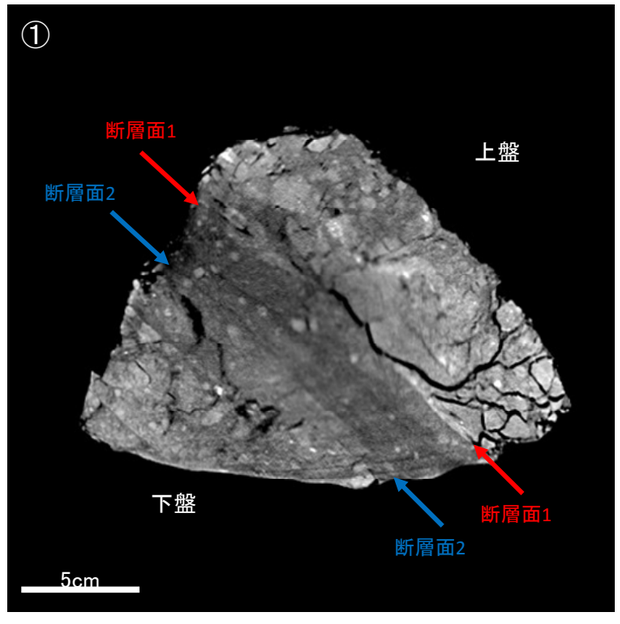
第 1.6.67 図　E 破砕帯　研磨片観察結果（3UNA-B3 破砕部）

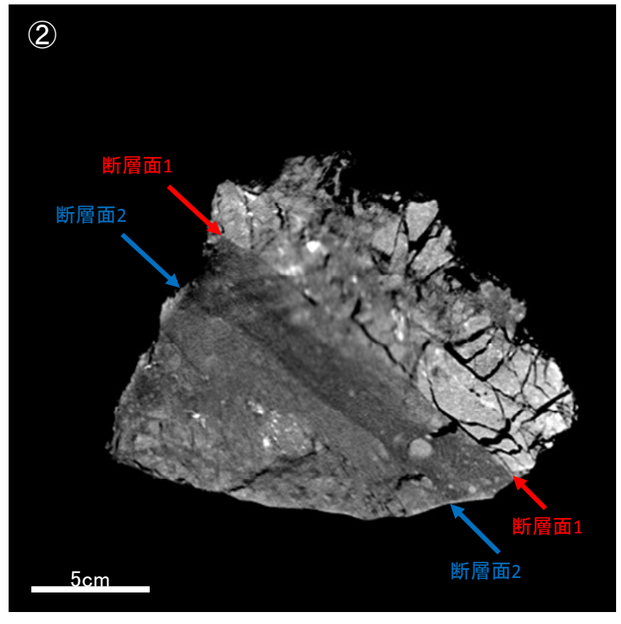
E破砕帯　CT画像観察結果（3UNA-B3破砕部）(2)

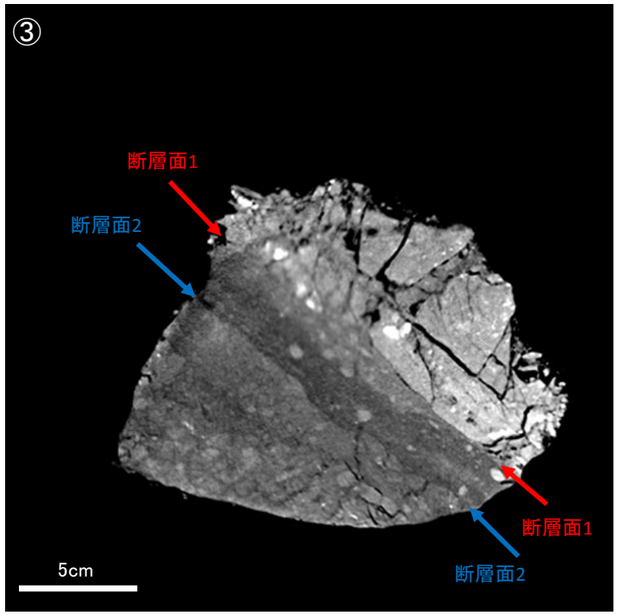
ブロックサンプル②

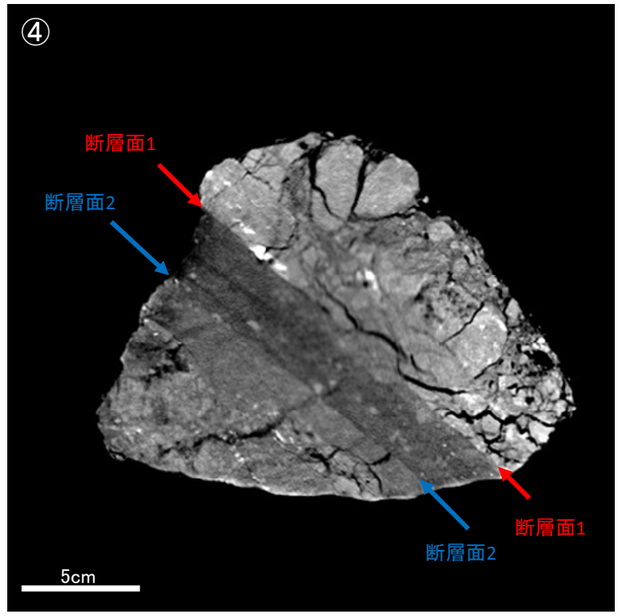


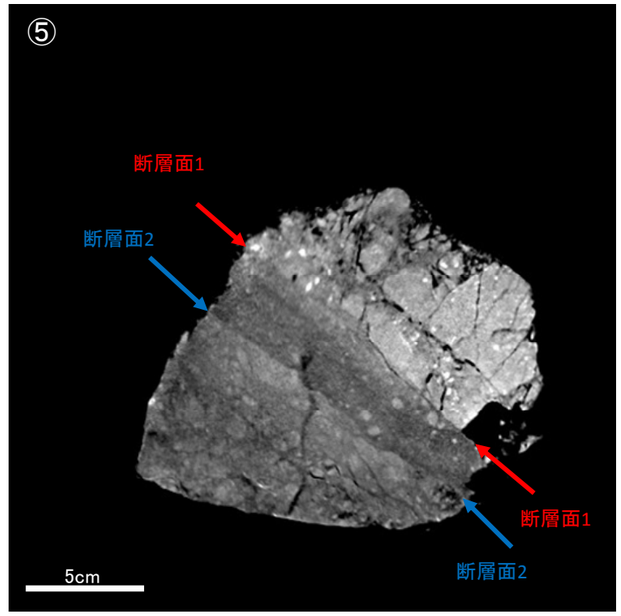
試料の北側（①）から南側（⑤）へ、鉛直断面画像を確認した。









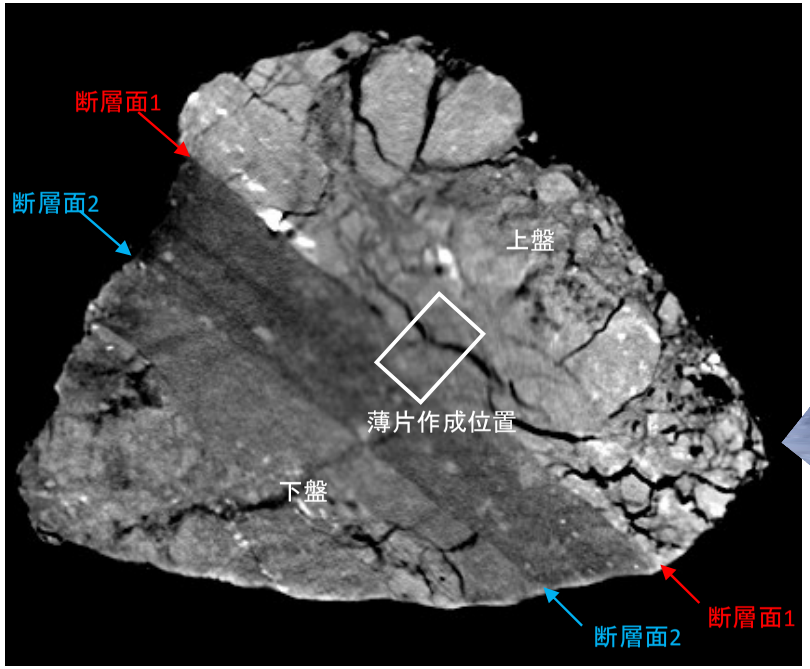


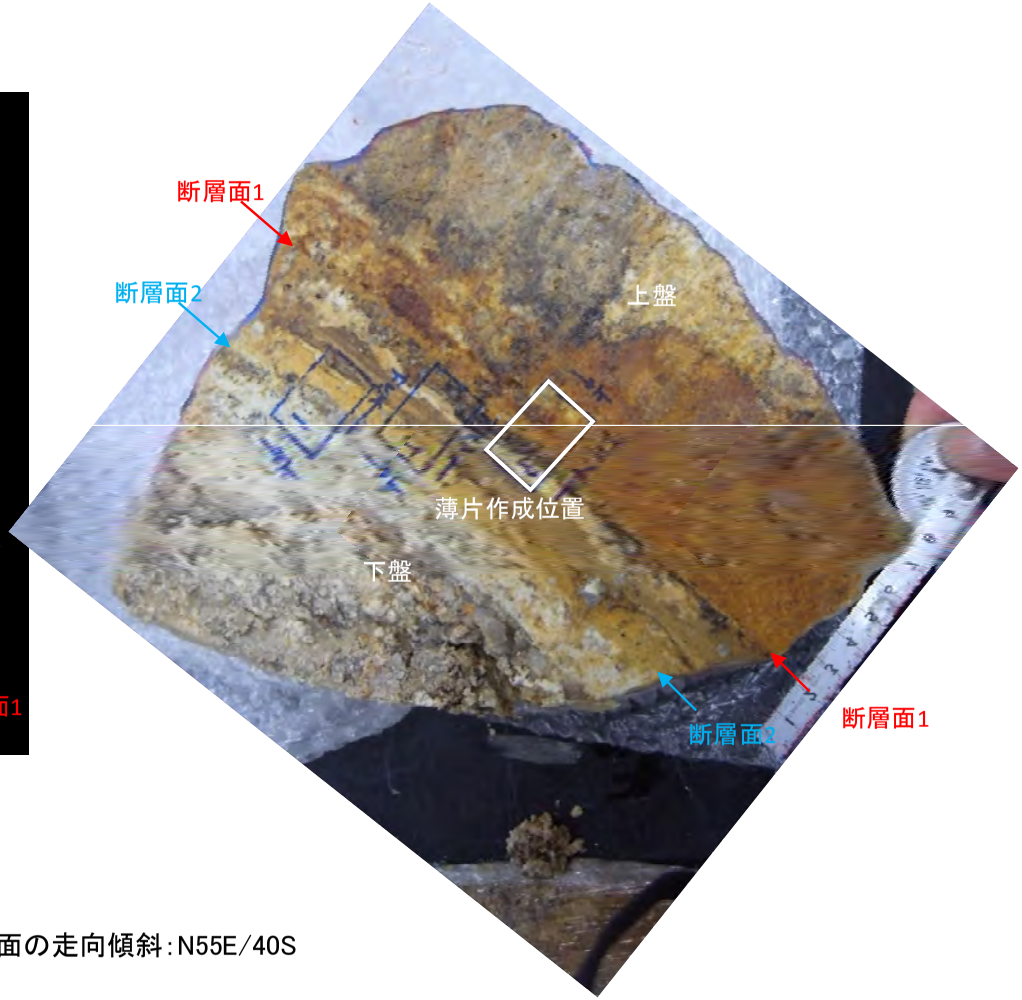
・CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1及び断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
・断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、断層面2と比較して明瞭で直線的である。断層面2はやや湾曲し、直線性に乏しい。
・CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.68 図　E破砕帯　C T画像観察結果（3UNA-B3 破砕部）(2)

E破砕帯　薄片観察結果(3UNA-B3破砕部)(1)

ブロックサンプル②





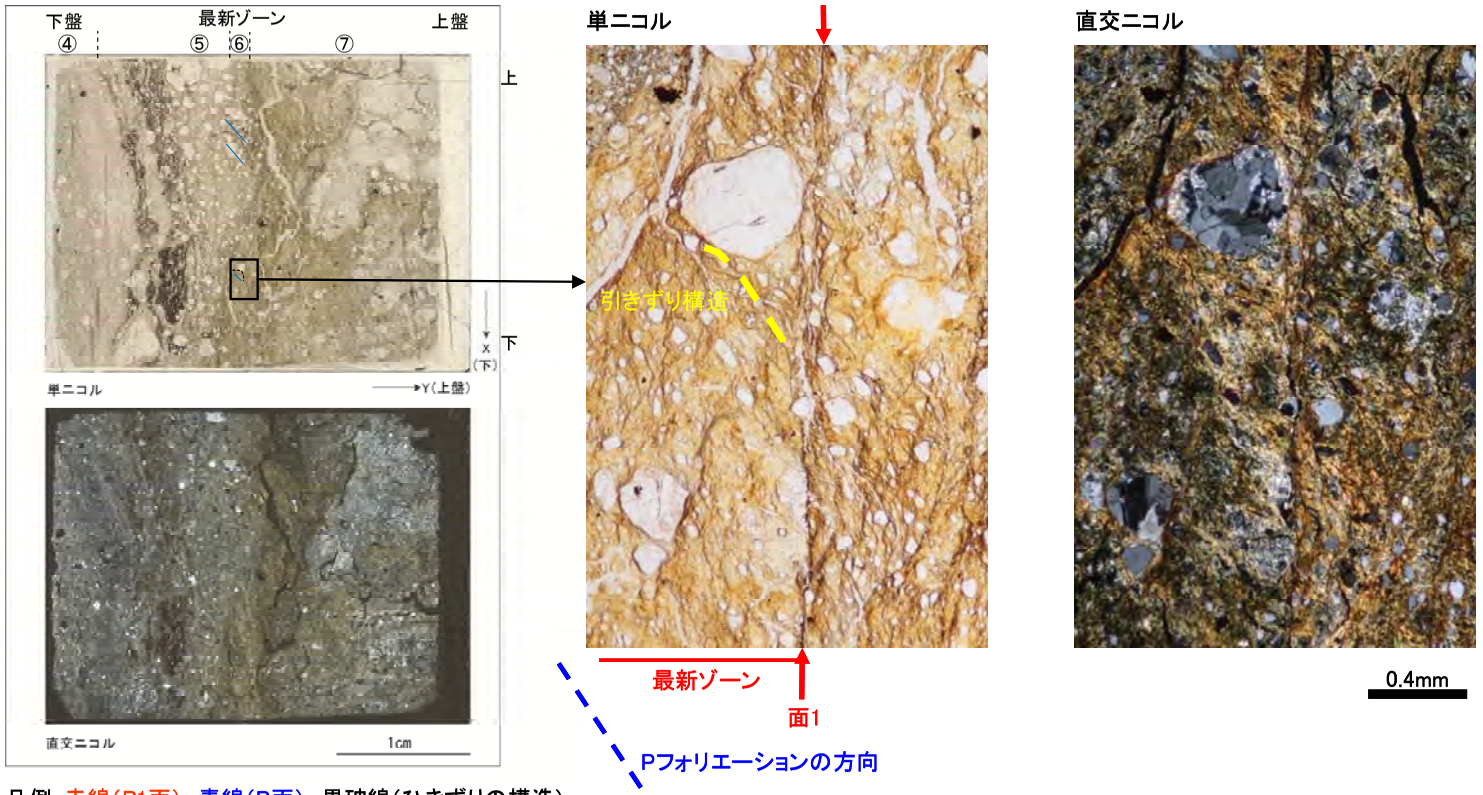
断層面の走向傾斜：N55E/40S

断層面1を薄片で観察した。

第 1.6.69 図(1)　E 破砕帯　薄片観察結果（3UNA-B3 破砕部）（1）

E破砕帯　薄片観察結果(3UNA-B3破砕部)(2)

ブロックサンプル②



凡例：赤線(R1面)、青線(P面)、黒破線(ひきずりの構造)

・観察の結果、粘土状破砕部(④)、礫混じり粘土状破砕部(⑤)、粘土状破砕部(⑥、④に比べて粘土鉱物に富む)、断層角礫(⑦)に分帯される。
詳細に観察すると、⑥の上盤側に明瞭な面が1本認められ、面1とした。また、面1を含む粘土状破砕部は最新ゾーンである。
最新ゾーンには、正断層成分を示す引きずり構造、Pフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。
⑥はCT画像観察による断層面1に相当する。

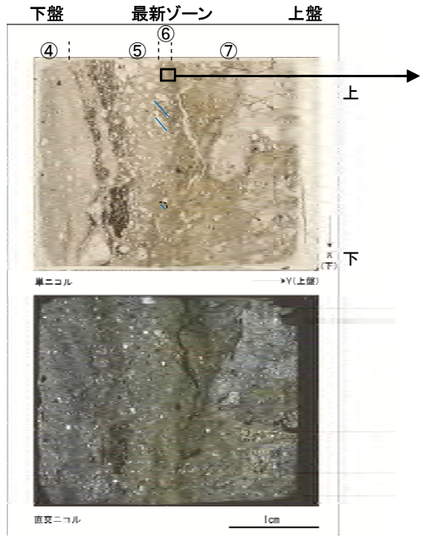
・面1が連続性に富み、粘土状破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

・断層の走向傾斜がN55E/40S、条線角度が65SWであることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

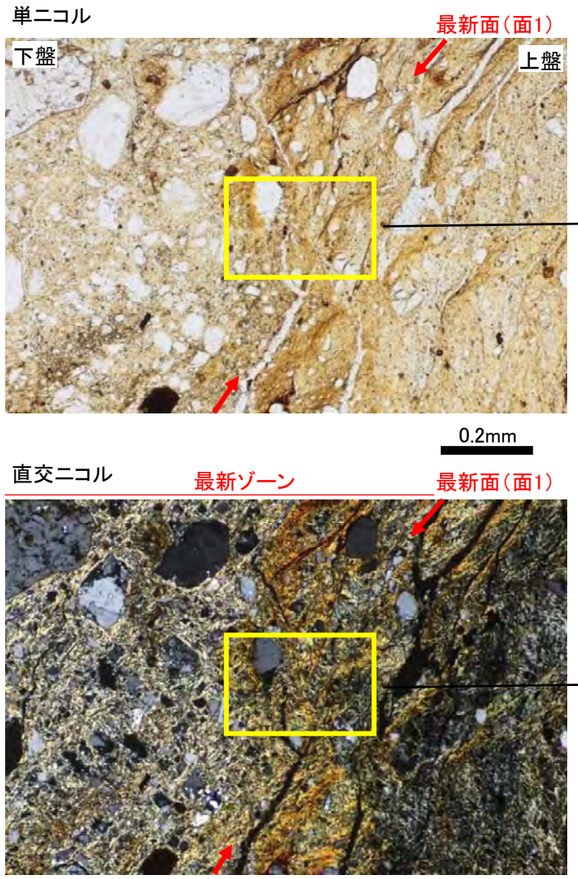
第 1.6.69 図(2)　E 破砕帯　薄片観察結果 (3UNA-B3 破砕部) (2)

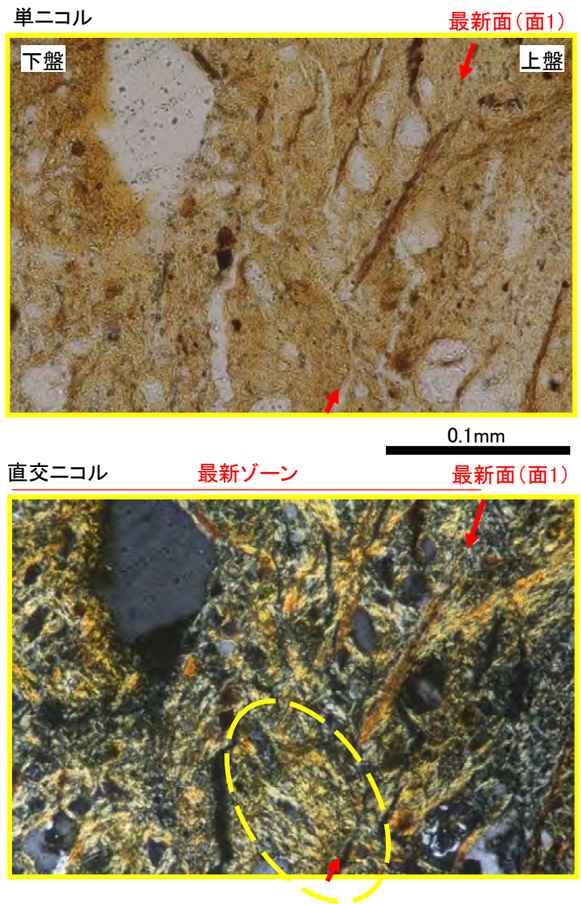
E破砕帯　薄片観察結果（3UNA-B3破砕部）(3)

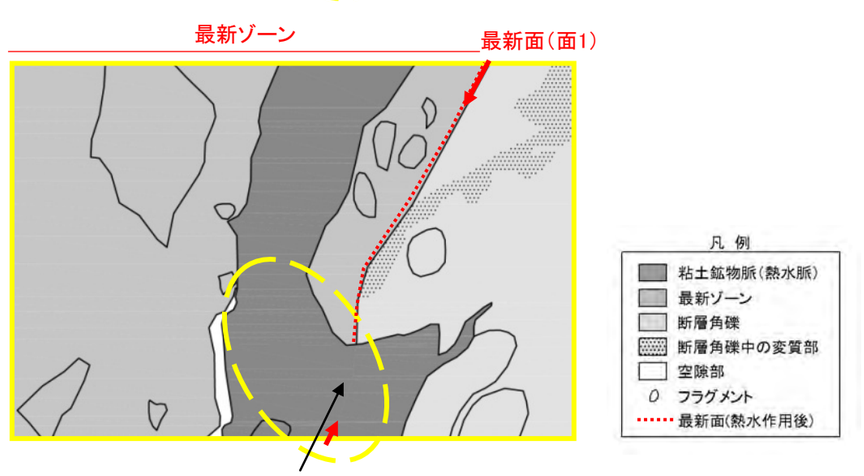
ブロックサンプル②



凡例：赤線（R1面）、青線（P面）、
黒破線（ひきずりの構造）





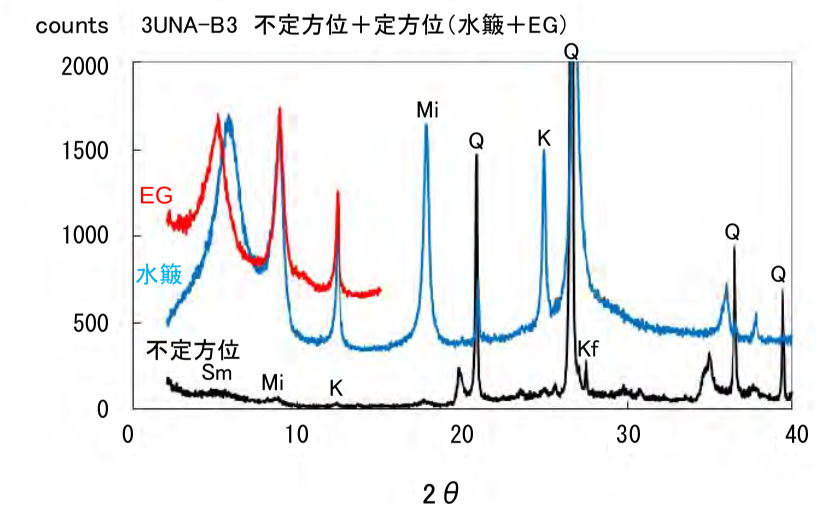


横断箇所に変位・変形が認められない。

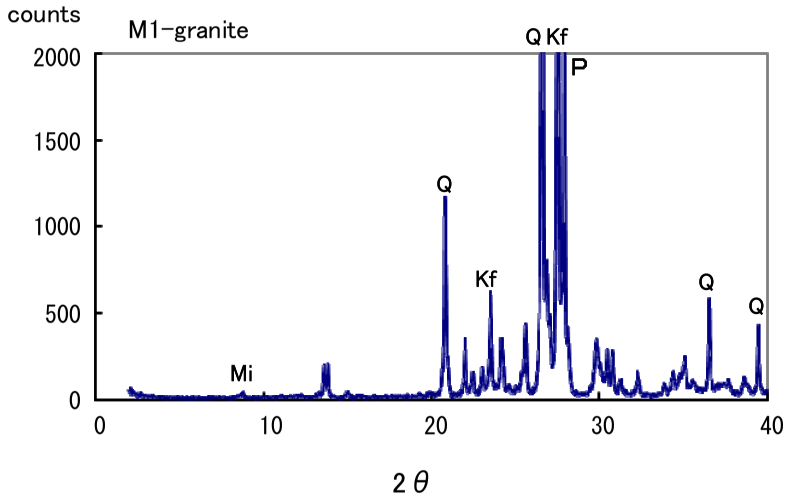
・最新面（面1）に沿って粘土鉱物が網目状に発達し、最新面（面1）が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・また、この粘土鉱物には最新面（面1）を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.6.69 図(3)　E破砕帯　薄片観察結果（3UNA-B3 破砕部）(3)

E破砕帯　XRD分析結果(3UNA-B3破砕部)



3UNA-B3破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
E	3UNA-B3	△	△	ー	◎		ー

(基本は不定方位分析の回折線を使用)

凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　ー:疑わしい　・:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

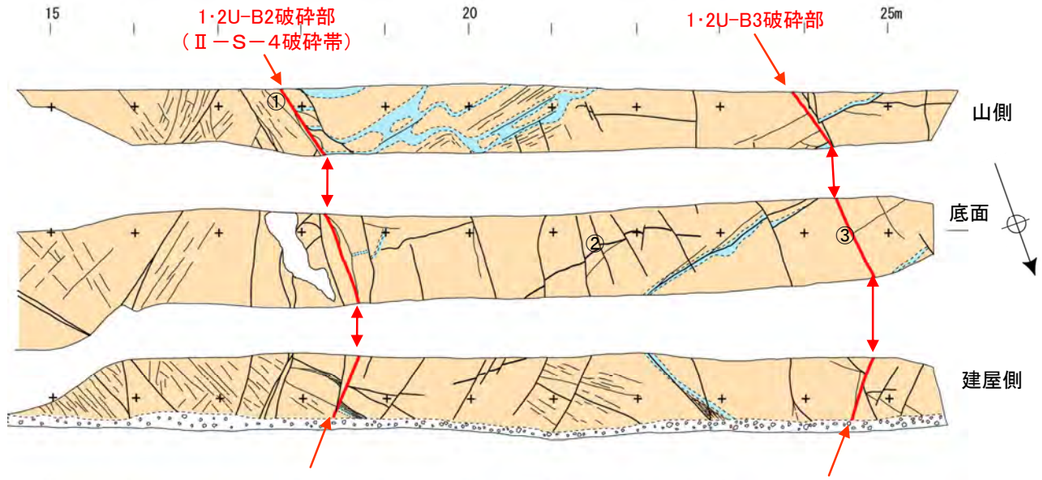
3UNA-B3破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UNA-B3破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
よって、3UNA-B3破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.70 図　E 破砕帯　XRD 分析結果 (3UNA-B3 破砕部)

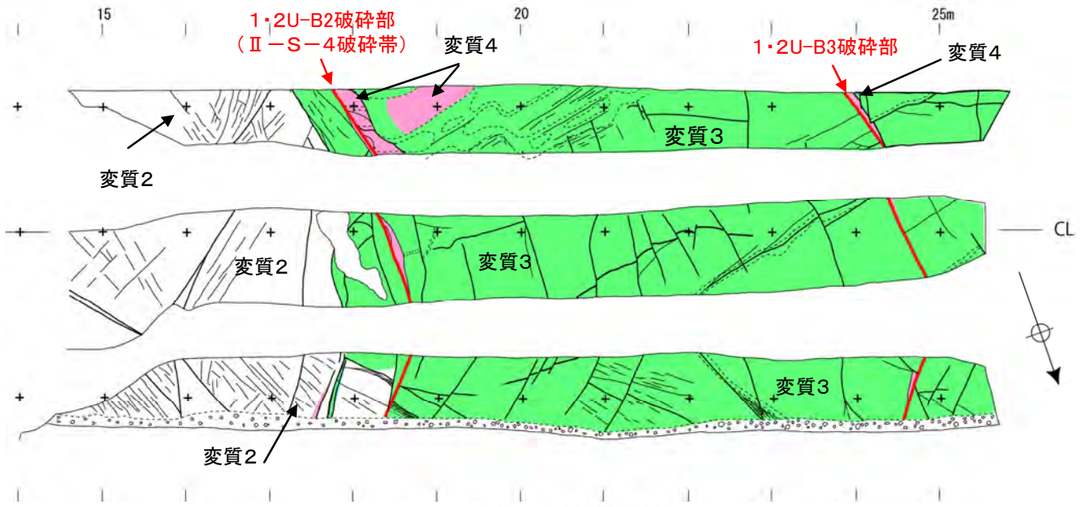
1号炉及び2号炉付近　剥ぎ取り調査結果(1・2U東側)



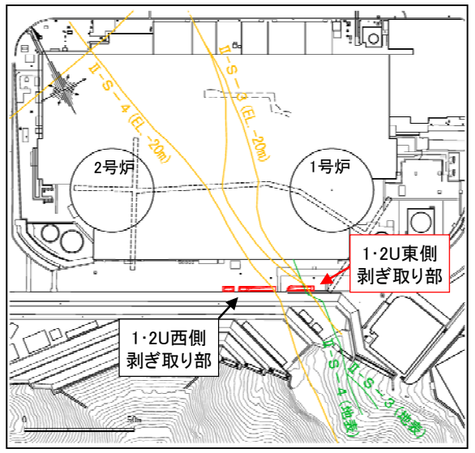
写真(底盤)



スケッチ(展開図)



変質区分図(展開図)



調査位置図

破砕幅が2cm以上あり、粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

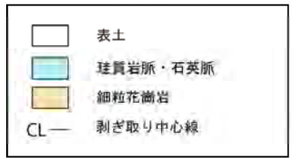
剥ぎ取り露頭で3箇所を抽出
(①、②、③の3箇所)

上記のうち②は幅2cmの破砕部(走向傾斜N80E/40N)であるが複数の断層(NS系)でずらされており、連続性に乏しい

以上から以下の2箇所を
①:1・2U-B2破砕部
③:1・2U-B3破砕部

破砕部として抽出

スケッチの凡例



変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質(淡桃色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質(濃桃色化)、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは硅化している。

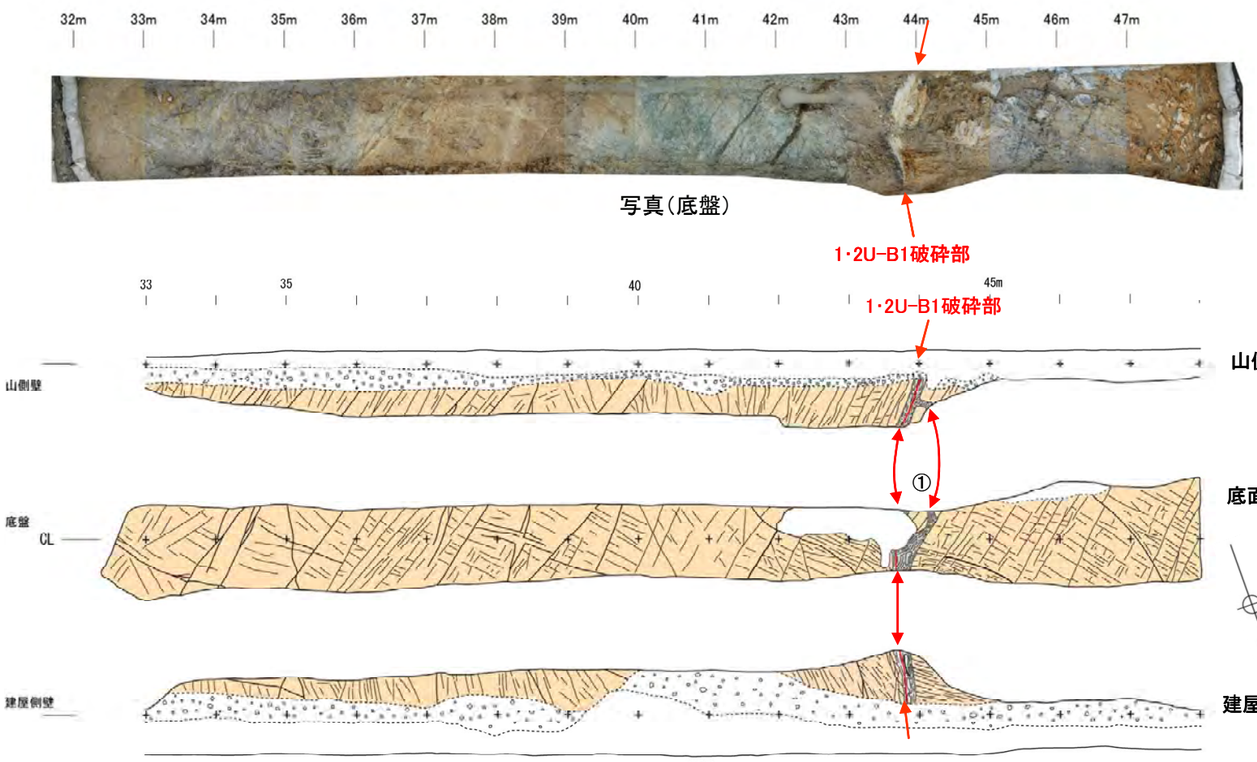
1・2U-B3破砕部
走向傾斜:N8E/70W
破砕幅は0.5cm～5cm、
粘土状破砕部の幅は0.1cm～1cm、灰白色粘土

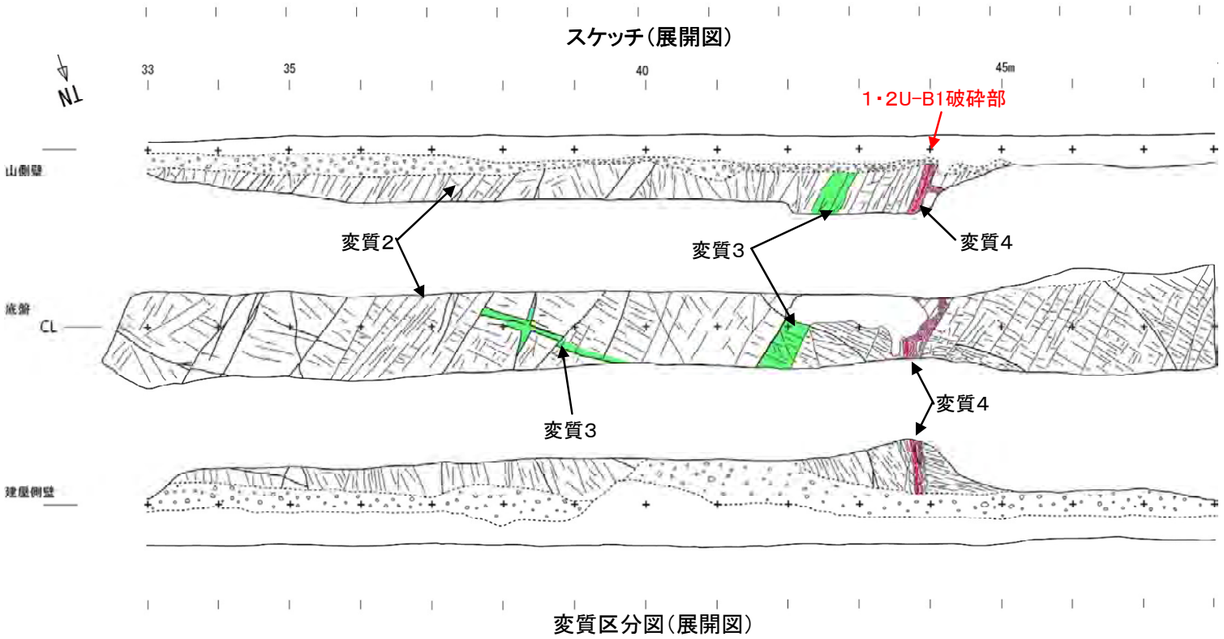
1・2U-B2破砕部
走向傾斜:N5E/65W
破砕幅は2cm～15cm、
粘土状破砕部の幅は0.5cm～2cm、灰白色粘土

・Ⅱ－S－4破砕帯と走向・傾斜が調和的な1・2U-B2破砕部と1・2U-B3破砕部を確認した。
・1・2U東側剥ぎ取りの測点17.5m～26m付近は全体に変質が強く、変質区分は変質3であり、網目状変質部をなす。
変質部の中に灰白色粘土を伴う破砕部(1・2U-B2破砕部、1・2U-B3破砕部)が分布する。
・Ⅱ－S－4破砕帯とした1・2U-B2破砕部近傍には網目状の粘土脈が多く認められ、変質4が分布する。

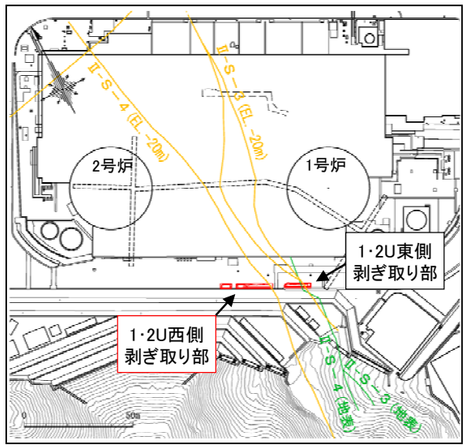
第 1.6.71 図(1)　1 号炉及び 2 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(1)

1号炉及び2号炉付近　剥ぎ取り調査結果(1・2U西側)





変質区分図(展開図)



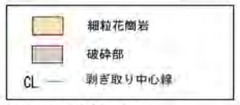
調査位置図

破砕幅が2cm以上あり、かつ粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出

剥ぎ取り露頭で1箇所(①:1・2U-B1破砕部)を破砕部として抽出

・1・2U-B1破砕部
走向傾斜:N26～40E/66～80SE
破砕幅、粘土状破砕部の幅は2cm～10cm、白色粘土で膨縮著しく、湾曲しシャープな面が認められない。室内での条線確認でも条線・センスは認められない。

スケッチの凡例



※図中の走向は真北表示である。

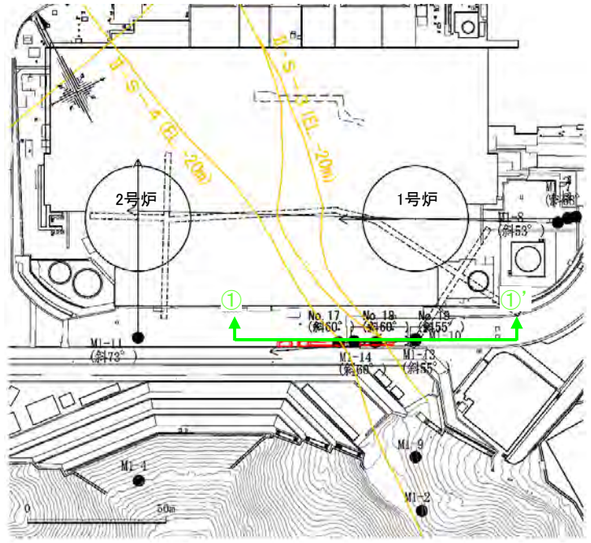
変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質(淡桃色化)、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質(濃桃色化)、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を分在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

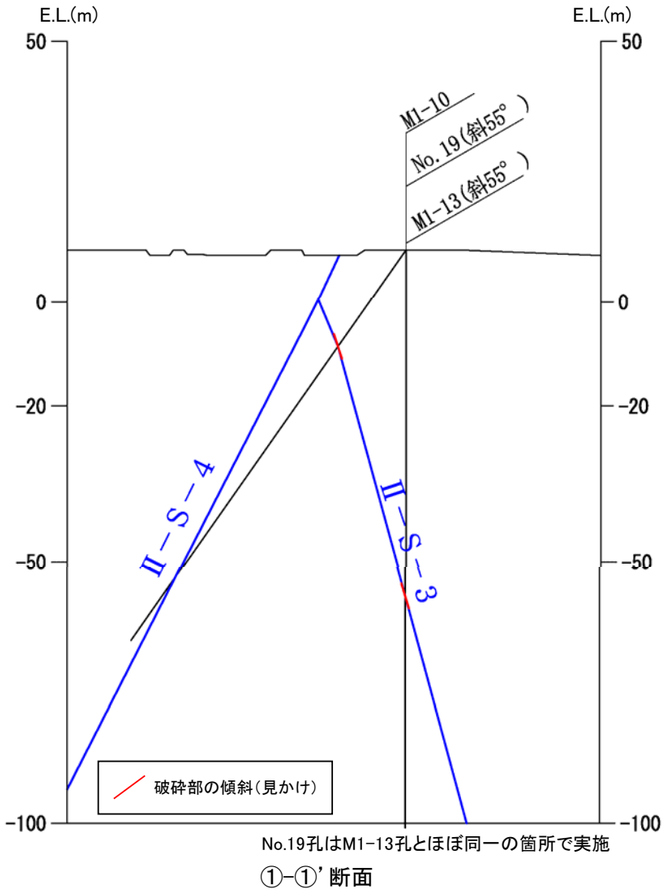
・1・2U西側剥ぎ取りは全体に変質が弱く、変質区分は変質2である。
・1・2U-B1破砕部周辺に変質4が分布する。

第 1.6.71 図(2)　1 号炉及び 2 号炉付近　剥ぎ取り調査結果(2)

Ⅱ－S－3破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　E.L.－20mにおける破砕帯の分布を表示



No.19孔はM1-13孔とほぼ同一の箇所で実施

①-①'断面

No.19孔　22.7m付近　礫混じり粘土状破砕部(N32E/82SE)



M1-13孔　23.1m付近　　粘土混じり角礫状破砕部(N23E/63E)



M1-10孔　66.7m付近　礫混じり粘土状破砕部(N24E/73E)



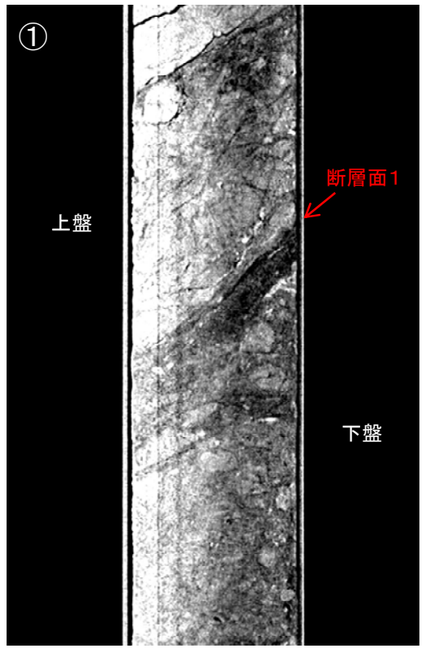
凡例：破砕部

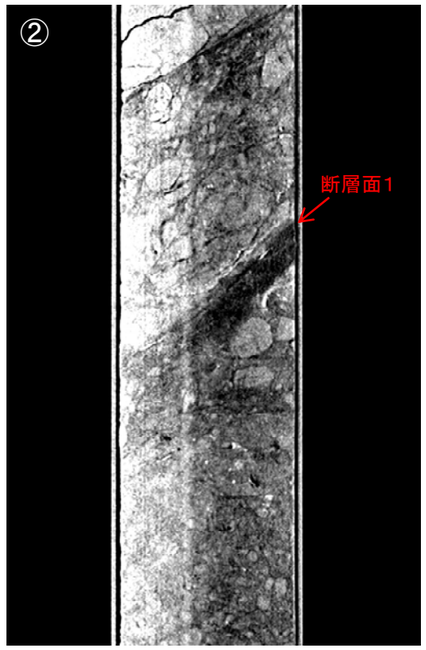
第 1.6.72 図　Ⅱ－Ｓ－３破砕帯　ボーリングコア観察結果

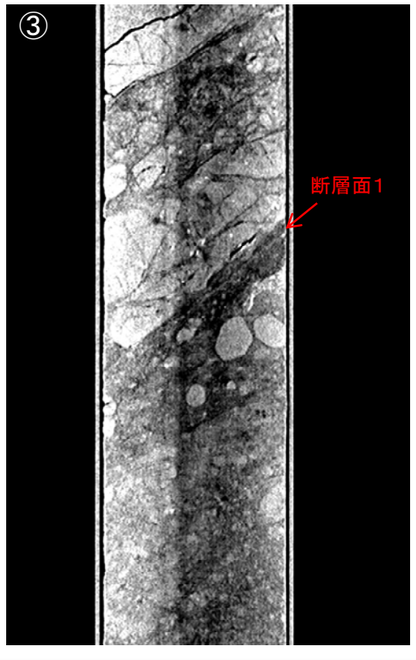
Ⅱ－S－3破砕帯　CT画像観察結果（No.19孔、掘進長22.7m付近の破砕部）

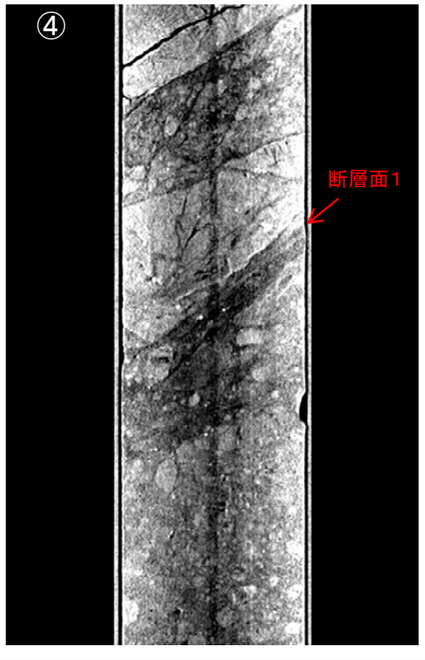


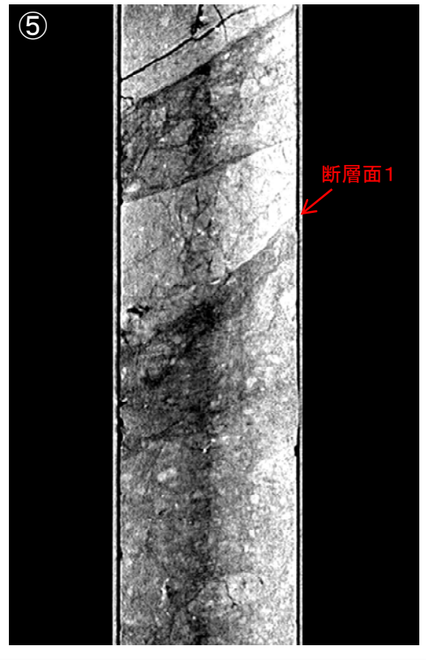
コアの鉛直断面画像を確認した。





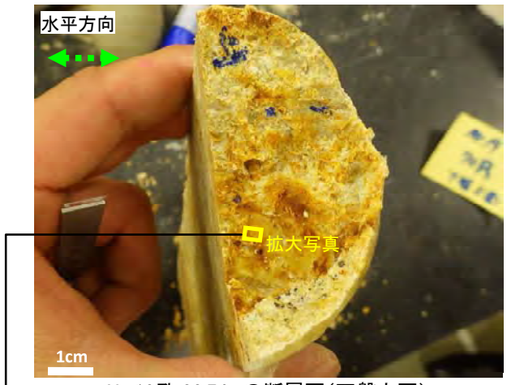




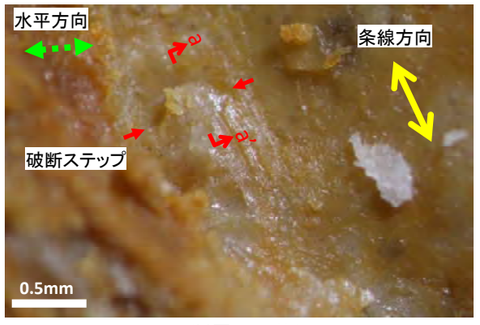


CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1のみが認められる。この断層面1がボーリングコア観察での断層に対応する。
断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

Ⅱ－S－3破砕帯　条線観察結果（No.19孔、掘進長22.7m付近）

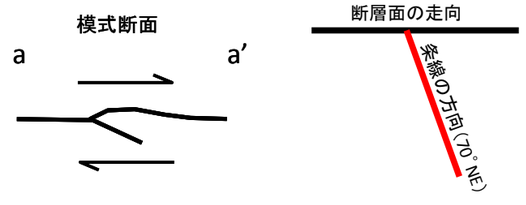


No.19孔 22.74mの断層面（下盤上面）



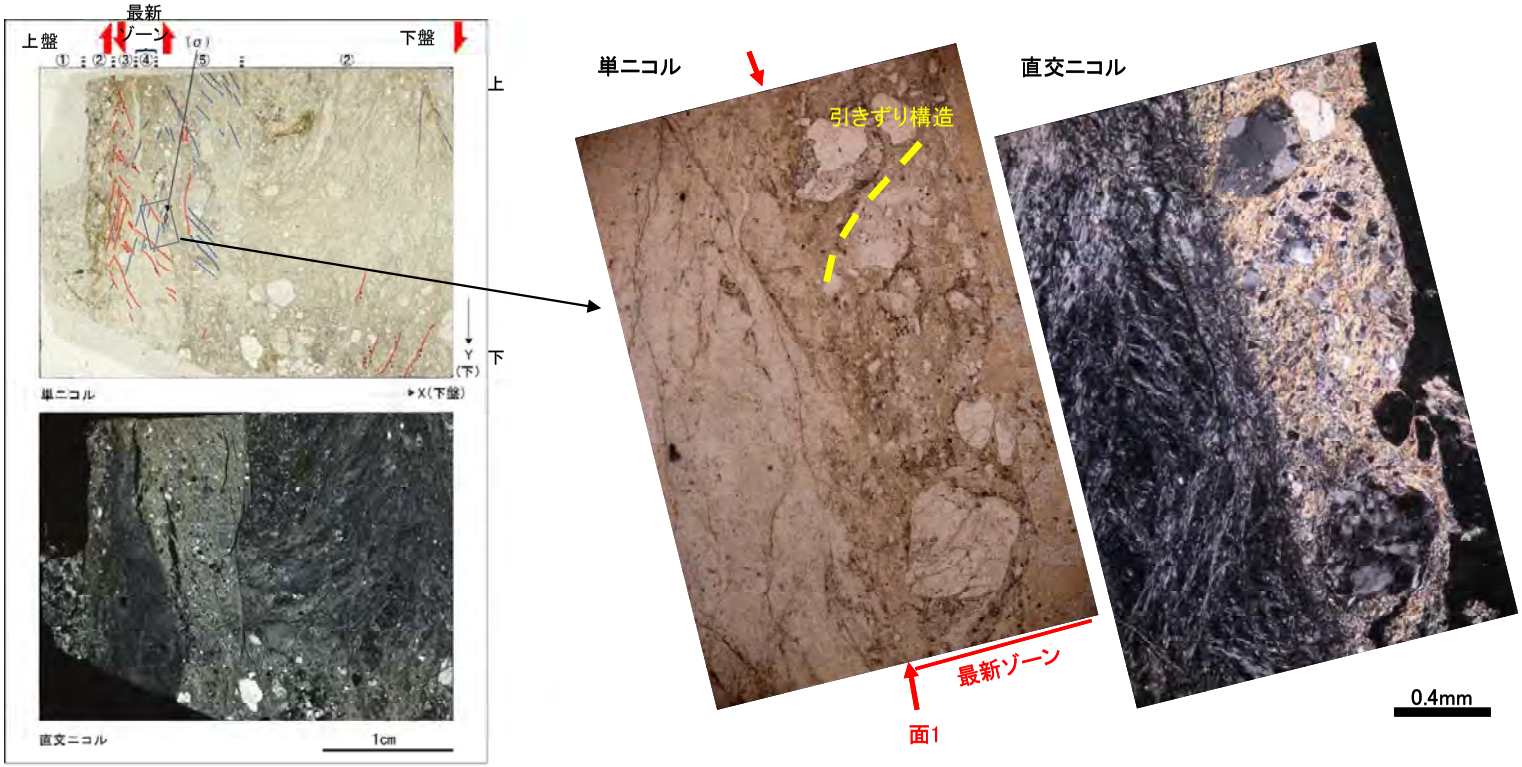
断層面の状況

左横ずれ正断層



第 1.6.73 図　Ⅱ－S－3 破砕帯　CT画像観察結果及び条線観察結果（No.19 孔、掘進長 22.7m 付近）

Ⅱ－S－3破砕帯　薄片観察結果(No.19孔、掘進長22.7m付近の破砕部)(1)



凡例：赤線(R1面)、青線(P面)、黒破線(ひきずりの構造)

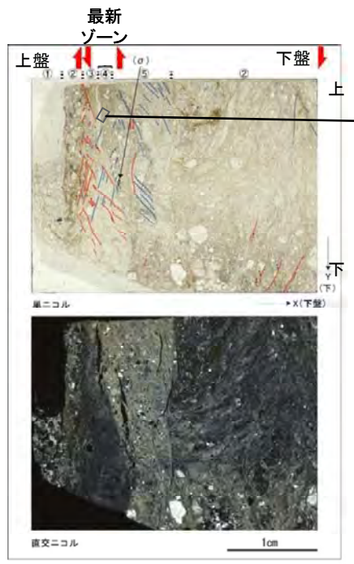
・観察の結果、健岩(①、弱破砕を受けている)、カタクレーサイト(②)、カタクレーサイト(③、複合面構造が発達)、細粒の粘土状破砕部(④)、中粒の粘土状破砕部(⑤)に分帯される。最も細粒化が進んだ④が最新ゾーンである。
詳細に観察すると、③と④の境界は明瞭で、面1とした。④と⑤の境界は岩相境界である。
最新ゾーンには、正断層成分を示す引きずり構造が認められる。④はCT画像観察による断層面1に相当する。

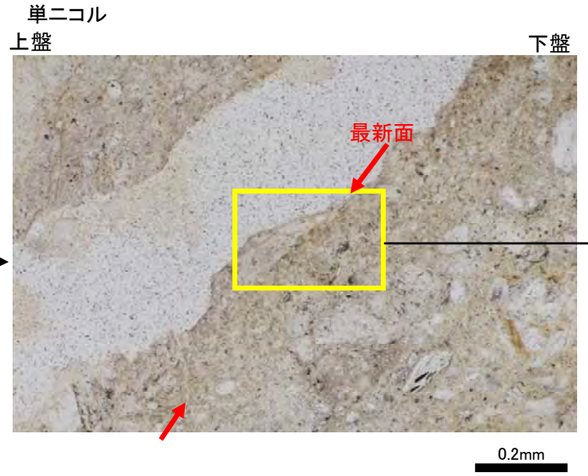
・薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。

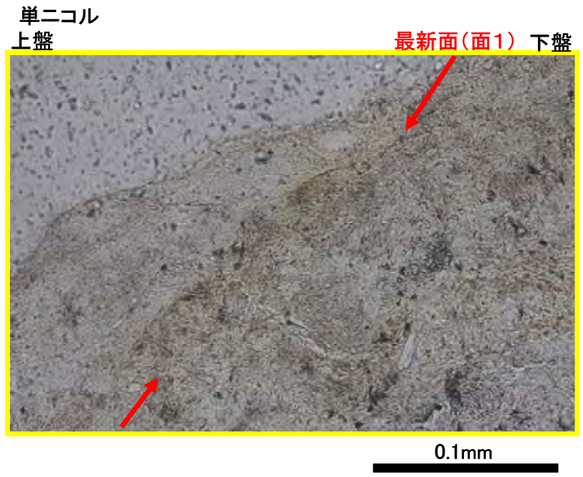
・断層の走向傾斜がN32E/82SE、条線角度が70NEであることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

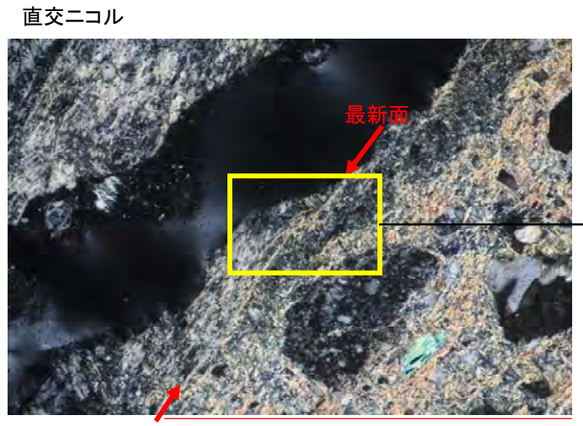
第 1.6.74 図(1)　Ⅱ－S－3 破砕帯　薄片観察結果（No.19 孔、掘進長 22.7m 付近）(1)

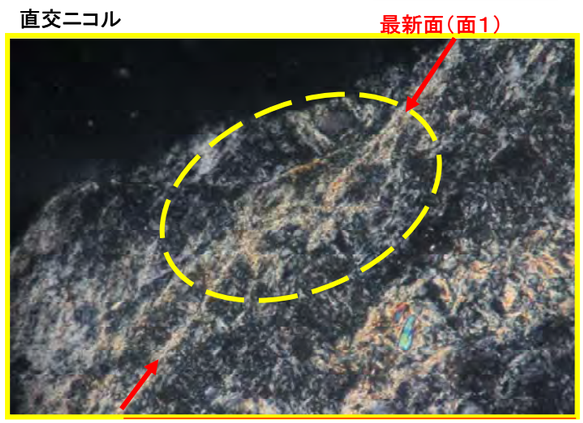
Ⅱ－S－3破砕帯　薄片観察結果(No.19孔、掘進長22.7m付近の破砕部)(2)



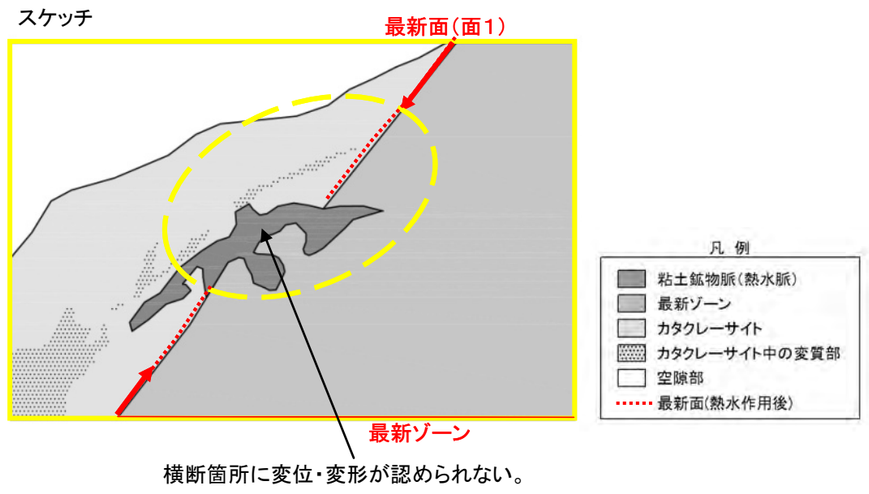






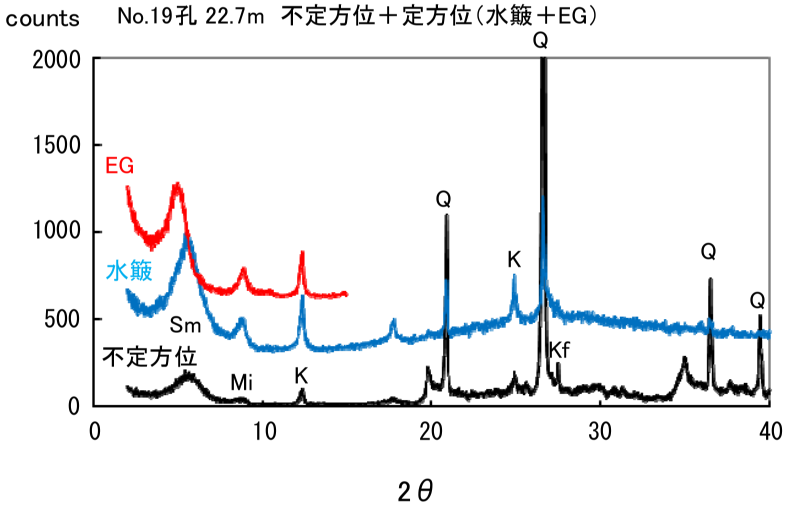


・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・また、粘土鉱物には最新面を斜めに横切るものもあり、最新面が不連続になっている。

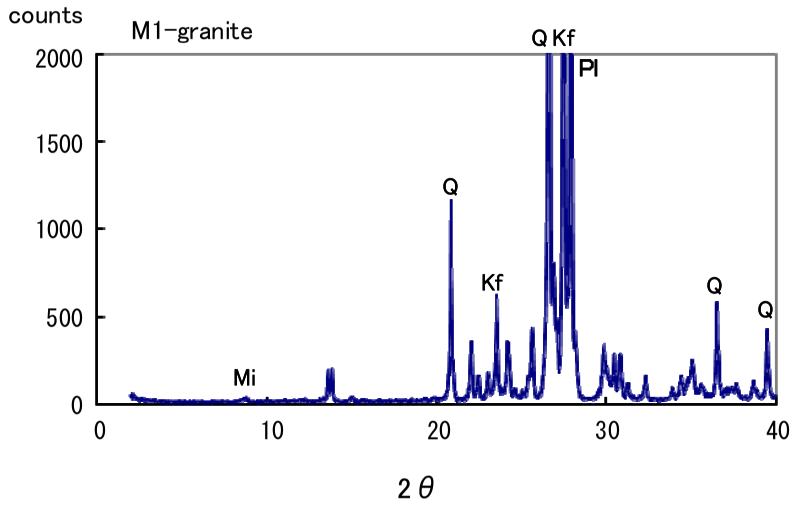


第 1.6.74 図(2)　Ⅱ－S－3 破砕帯　薄片観察結果（No.19 孔、掘進長 22.7m 付近）(2)

Ⅱ－S－3破砕帯　XRD分析結果（No.19孔、掘進長22.7m付近の破砕部）



No.19孔、掘進長22.7m付近の破砕部のチャート



新鮮な花崗岩のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
Ⅱ-S-3	No19 22.7m	○	-	○	◎		-

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

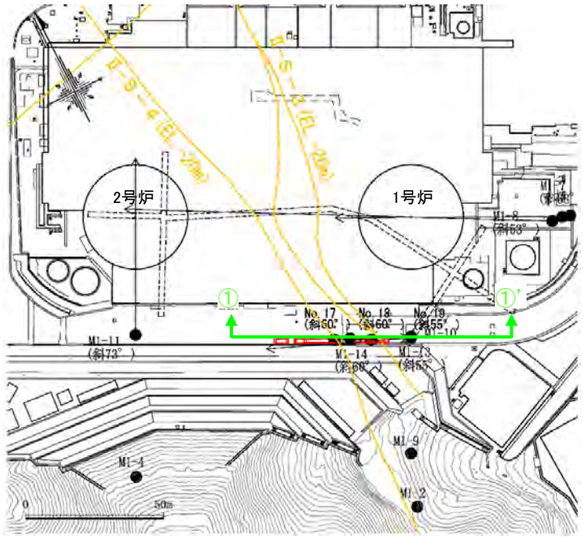
凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物

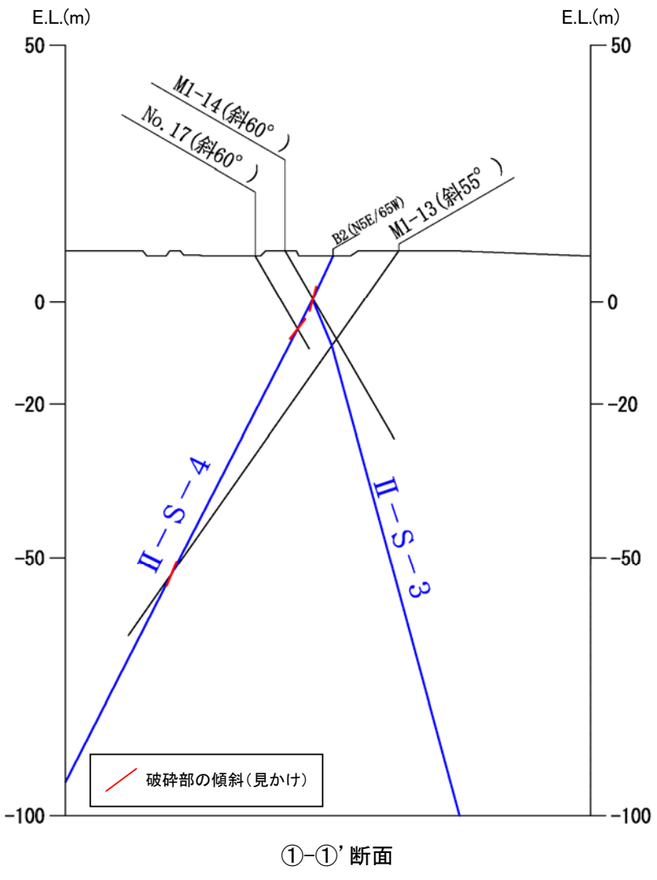
No.19孔の掘進長22.7m付近の破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、No.19孔の掘進長22.7m付近の破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
よって、No.19孔の掘進長22.7m付近の破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.75 図　Ⅱ－S－３破砕帯　XRD 分析結果（No. 19 孔、掘進長 22.7m 付近）

Ⅱ－S－4破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　E.L.－20mにおける破砕帯の分布を表示



①-①'断面

M1-14孔　10.75m付近　　粘土状破砕部(N19E/75W)



No.17孔　16.5m付近　粘土状破砕部(N14W/60W)



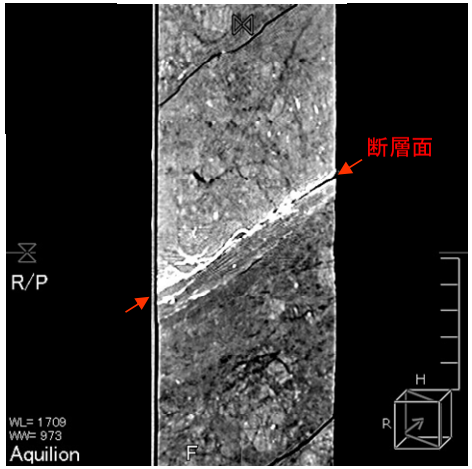
M1-13孔　77.1m付近　粘土状破砕部(N22E/68W)



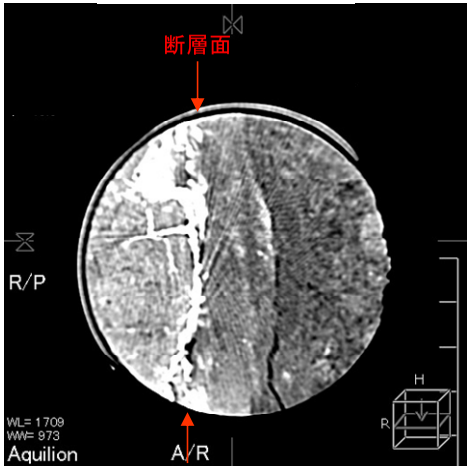
凡例：破砕部

第 1.6.76 図　Ⅱ－Ｓ－４破砕帯　ボーリングコア観察結果

Ⅱ－S－4破砕帯　条線観察結果(No.17孔、掘進長16.5m付近)

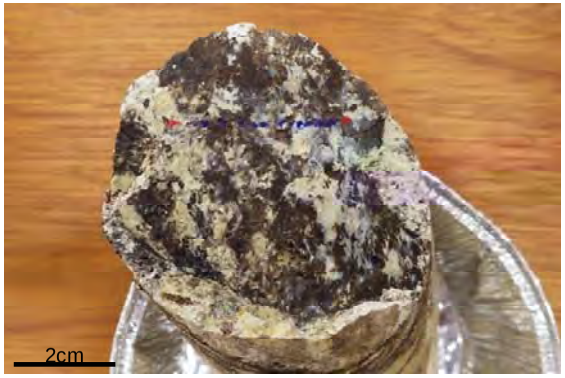


正面スライス画像

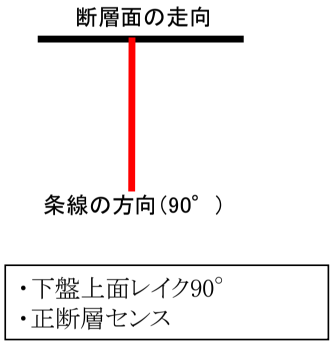


断面スライス画像

No.17孔　CT画像



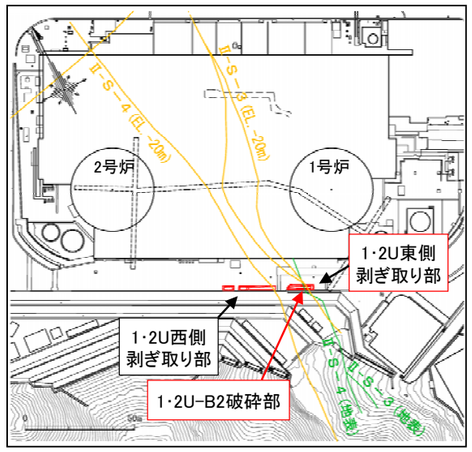




断層面の条線観察結果

第 1.6.77 図　Ⅱ－S－4 破砕帯　条線観察結果（No. 17 孔、掘進長 16.5m 付近）

Ⅱ－S－4破砕帯　剥ぎ取り調査結果（1･2U-B2破砕部）



調査位置図



1･2U-B2破砕部山側壁面の写真



1･2U-B2破砕部底面の写真

1･2U-B2破砕部の性状
･走向傾斜はN5E/65W。
･破砕幅は2cm～15cm。
･粘土状破砕部の幅は0.5cm～2cm、直線性のよい灰白色粘土からなる。
･露頭観察では山側法面の白色粘土中に、正断層成分を示すP面（粒子の配列）と変質部に正断層成分を示すR1面が認められた（赤線）。
･建屋側法面で最新面と接する下盤上面にレイク80SWの条線、山側法面で最新面と接する下盤上面にレイク85NEの条線を確認。

1･2U-B2破砕部詳細スケッチ

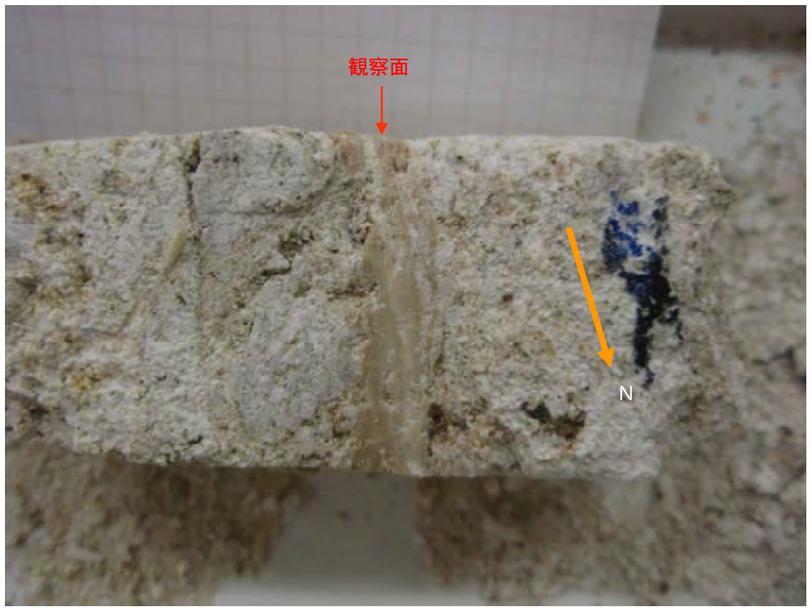
露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層を1本確認した。

第 1.6.78 図　Ⅱ－Ｓ－４破砕帯　剥ぎ取り調査結果（1･2U-B2 破砕部）

Ⅱ－S－4破砕帯　条線観察結果(1・2U-B2破砕部)



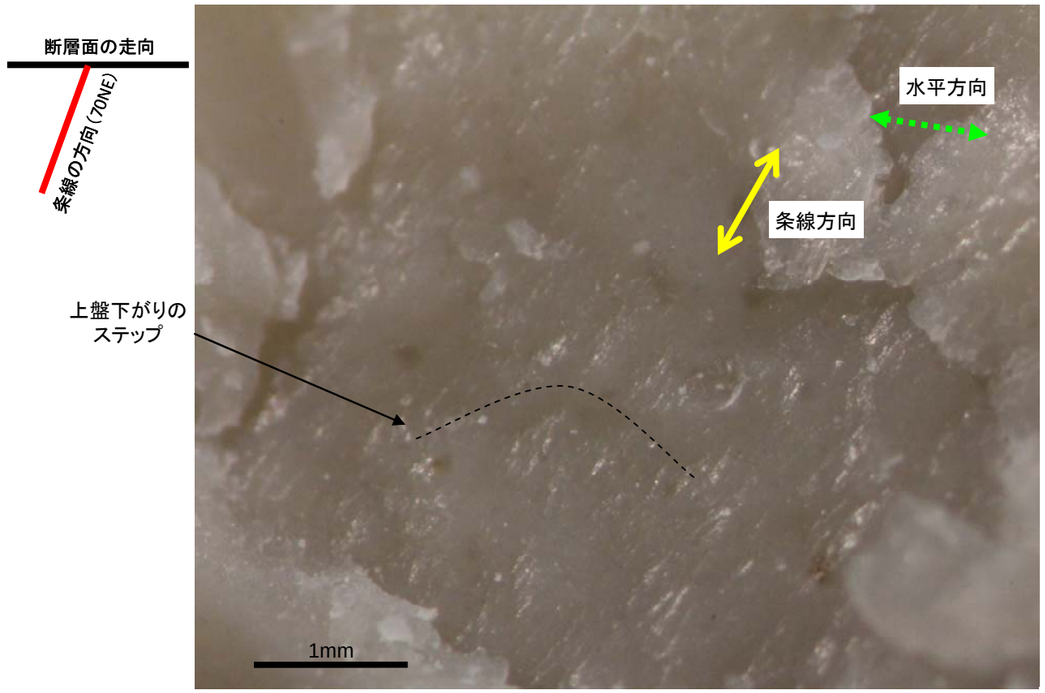
条線観察用ブロックサンプル採取位置



条線観察ブロック状況



断層面の断面写真

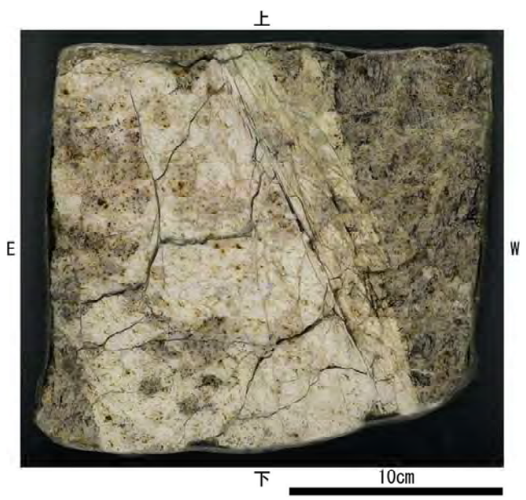


断層面の状況(下盤上面)

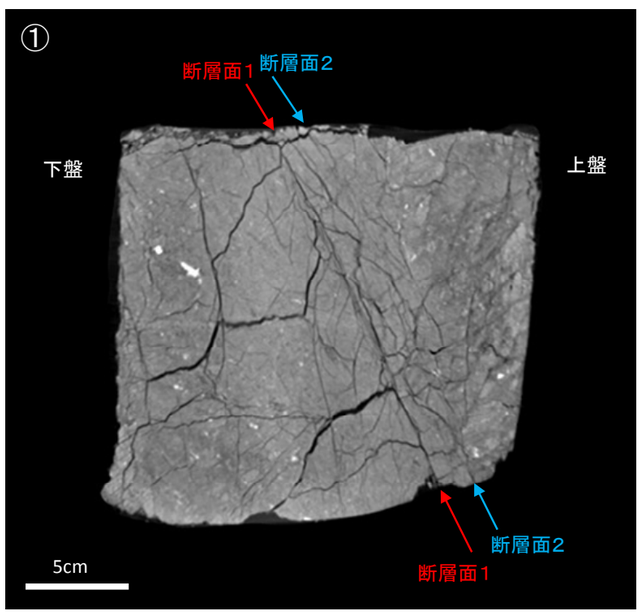
・破砕部の条線観察では、70NEの条線を確認。正断層センス。

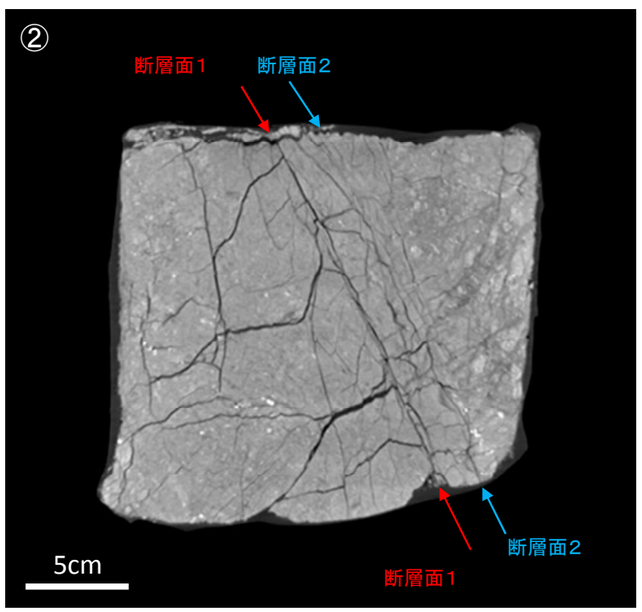
第 1.6.79 図　Ⅱ－S－4 破砕帯　条線観察結果（1・2U-B2 破砕部）

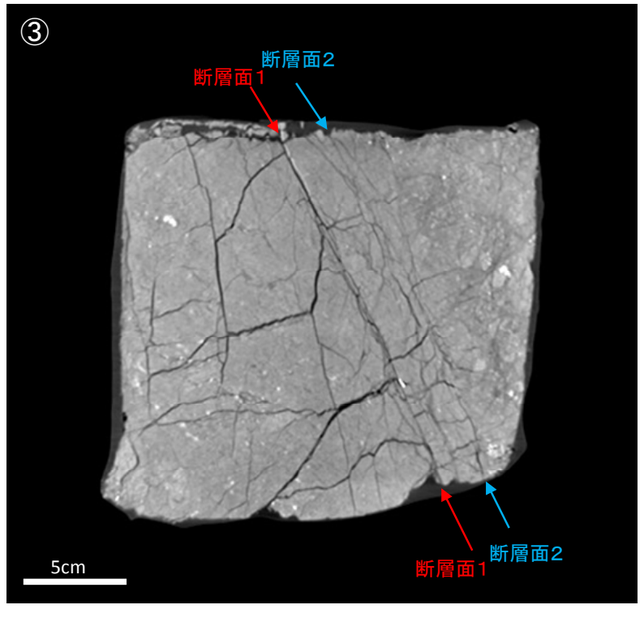
Ⅱ－S－4破砕帯　CT画像観察結果(1･2U-B2破砕部)

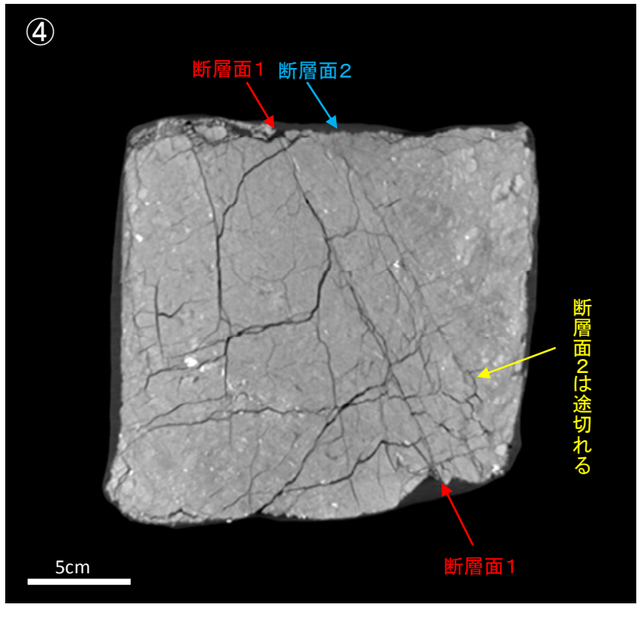


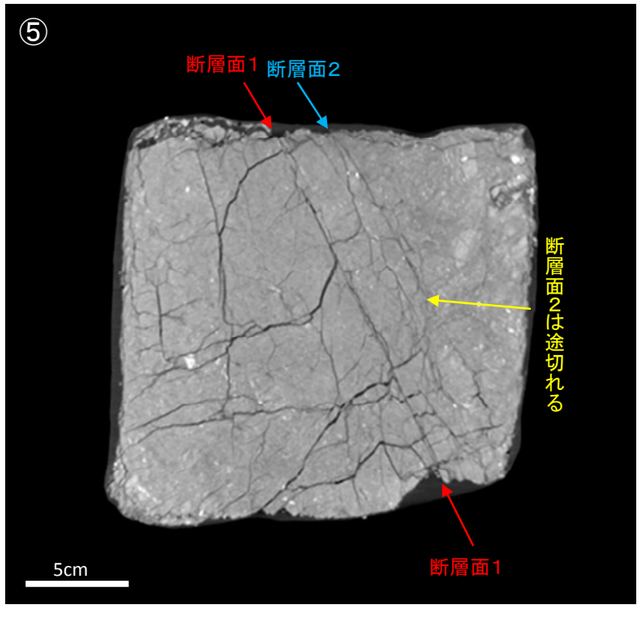
試料の表面(①、露頭北側)から奥(⑤、露頭南側)へ、
鉛直断面画像を確認した。







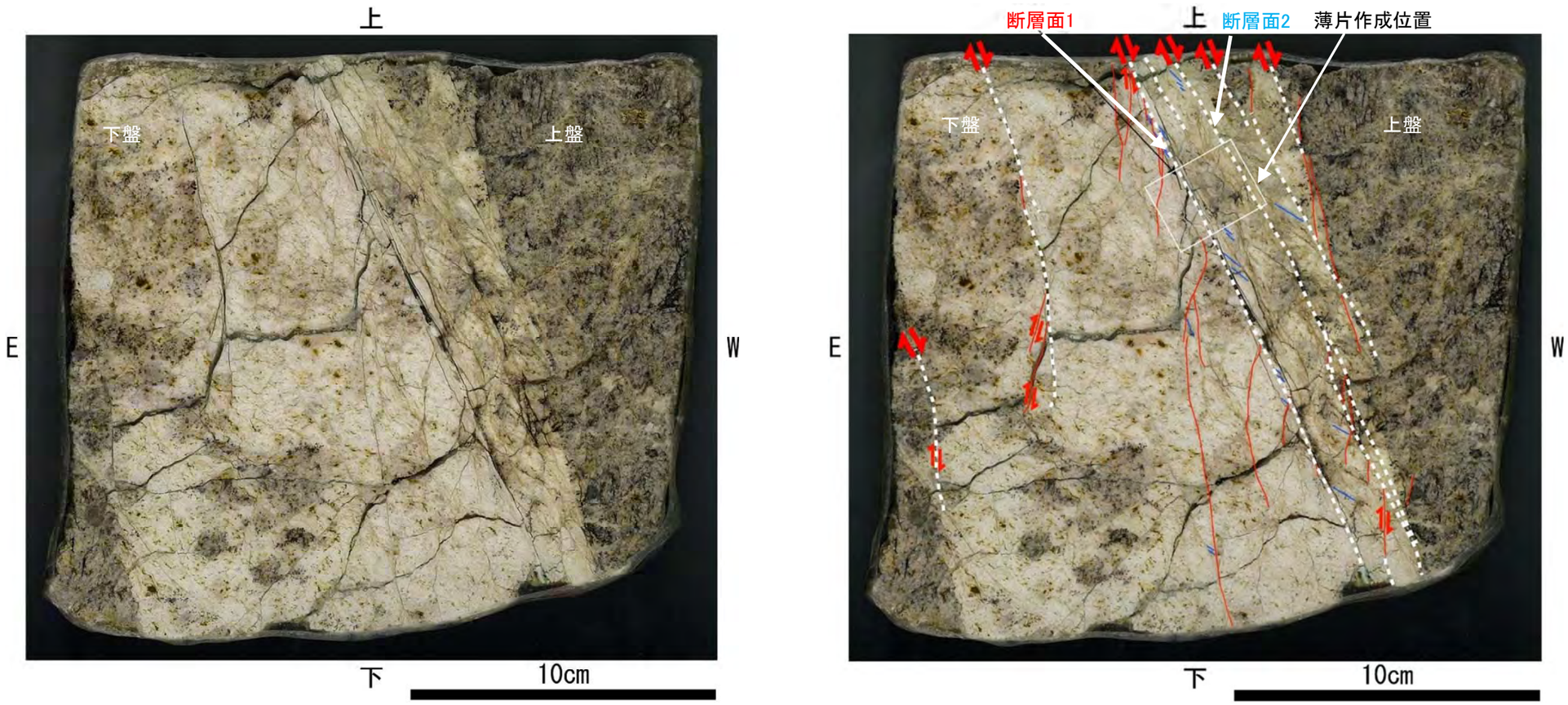




CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1および断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。一方、断層面2は試料奥に向かうにつれ短くなり、さらに観察面ごとに小刻みに湾曲する。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性･連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.80 図　Ⅱ－Ｓ－４破砕帯　ＣＴ画像観察結果（1･2U-B2 破砕部）

Ⅱ－S－4破砕帯　研磨片観察結果(1･2U-B2破砕部)



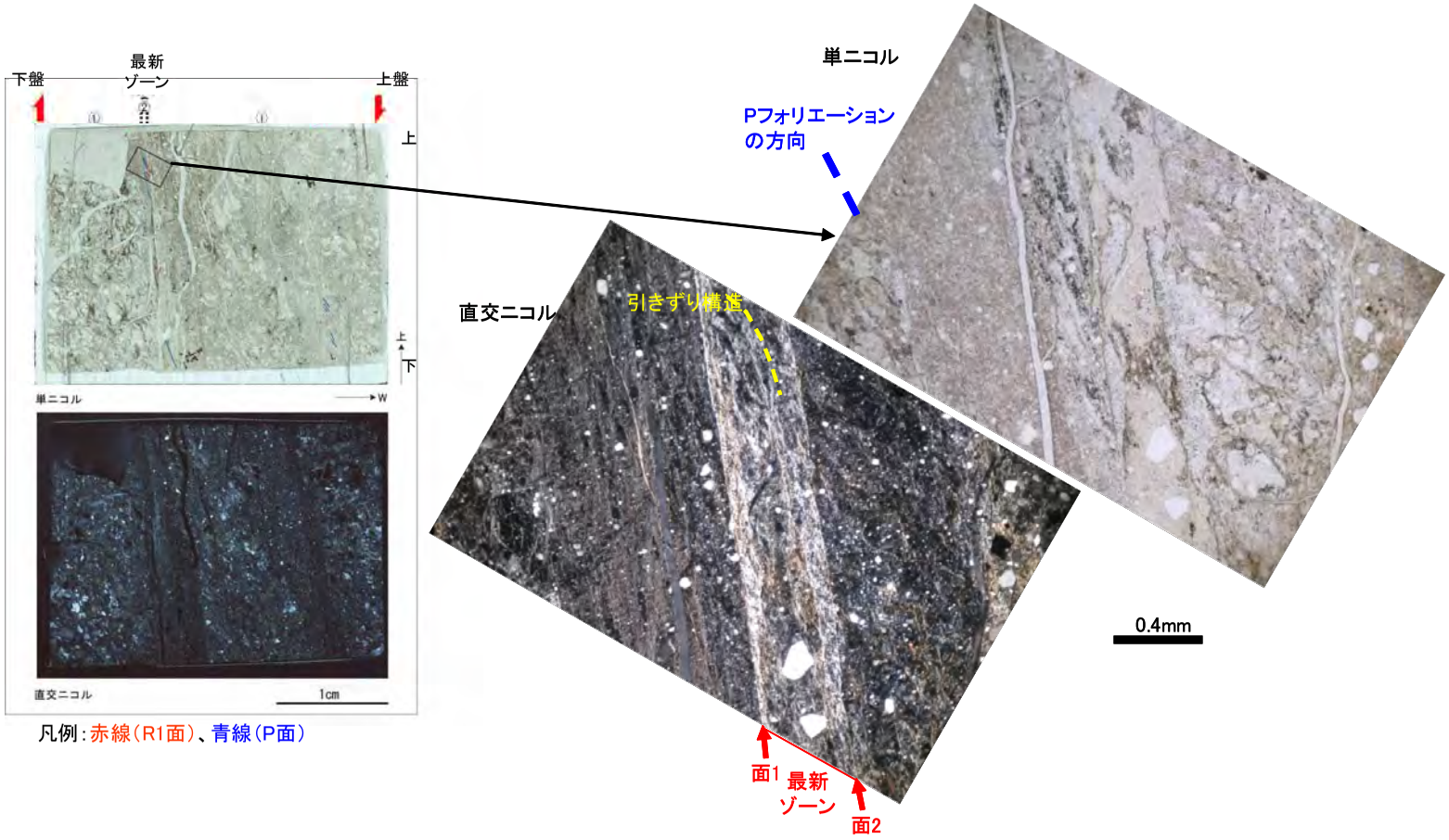
凡例：白破線(断層面)、赤線(R1面)、青線(P面)

断層面の走向傾斜：N5E/65W

・ CT画像観察で認められた断層面1及び断層面2以外にもY面が認められるが、いずれも不明瞭であり連続性に乏しい。
・ 断層面1及び断層面2の2本の断層面のうち、断層面1は直線性･連続性が相対的に富む。
・ 断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
・ 研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性･直線性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.81 図　Ⅱ－Ｓ－４破砕帯　研磨片観察結果（1･2U-B2 破砕部）

Ⅱ－S－4破砕帯　薄片観察結果(1･2U-B2破砕部)(1)



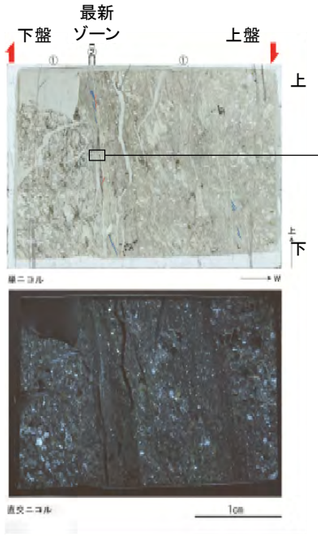
・観察の結果、カタクレーサイト(①)と粘土状破砕部(②)に分帯される。②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の粘土状破砕部の縁に沿って面構造が2本認められ、面1、面2とした。面1及び面2は直線性が高いが、面2には不明瞭な部分がある。最新ゾーンには、正断層成分を示す引きずり構造が認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。

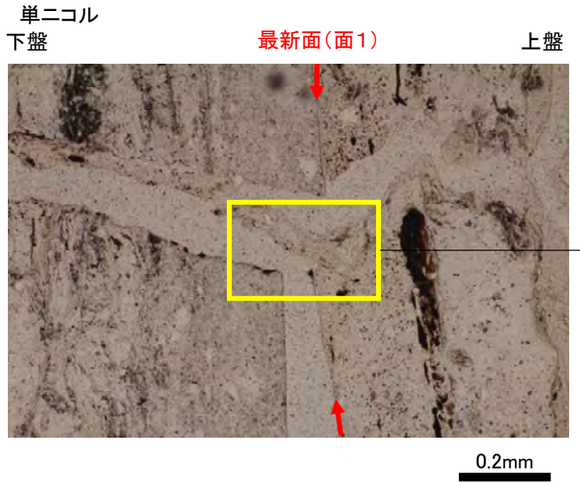
・面1が連続性･直線性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

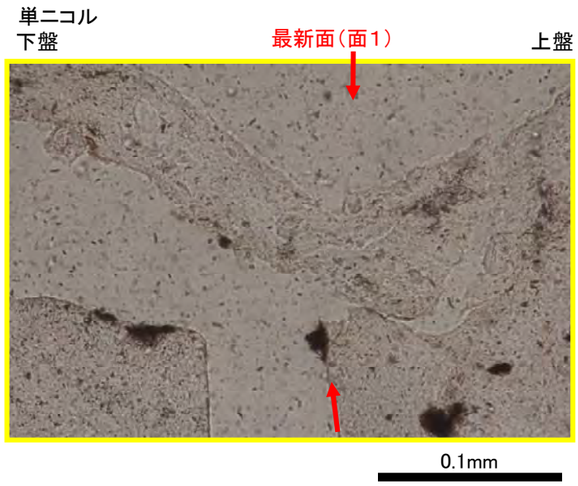
・断層の走向傾斜がN5E/65W、条線角度が70NEであることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.82 図(1)　Ⅱ－S－4 破砕帯　薄片観察結果（1･2U-B2 破砕部）(1)

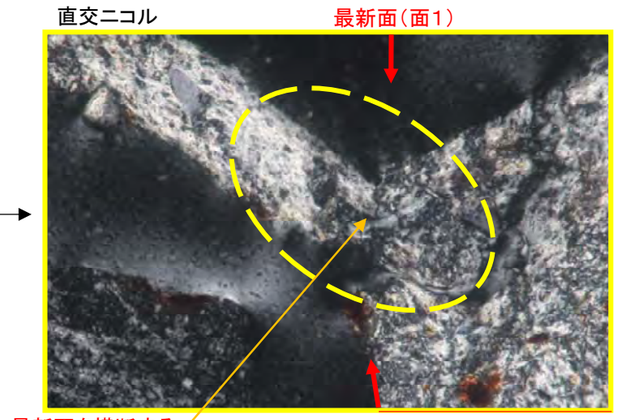
Ⅱ－S－4破砕帯　薄片観察結果(1･2U-B2破砕部)(2)

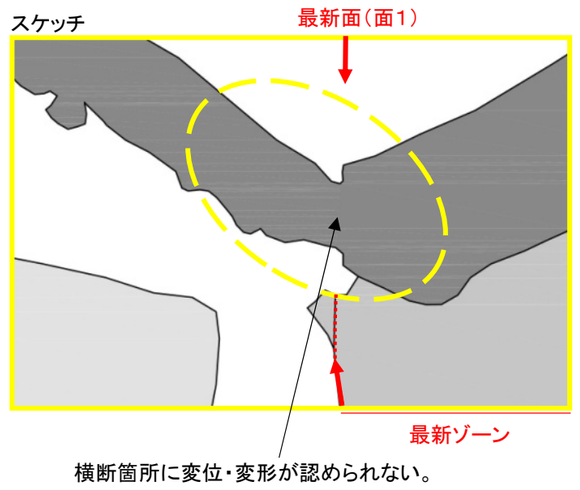


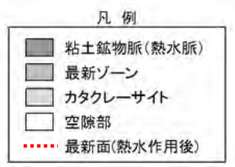








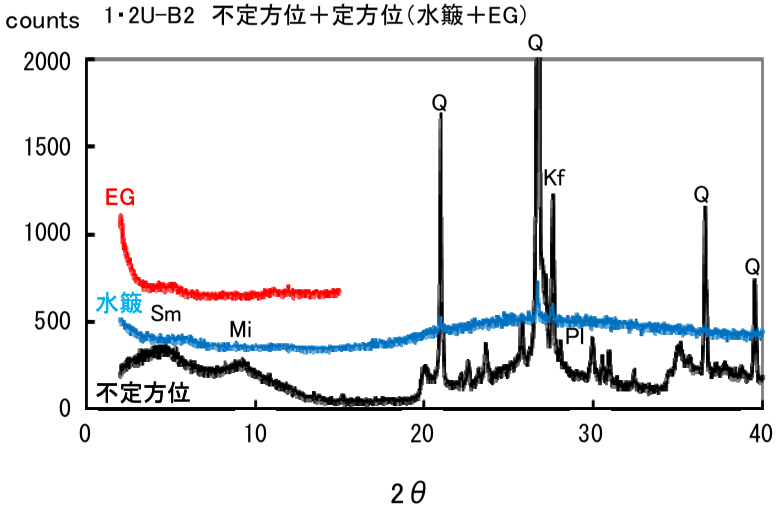




・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達する。
・この粘土鉱物には最新面(面1)及び最新ゾーン中のY面を横断しているものがあり、変形していない。

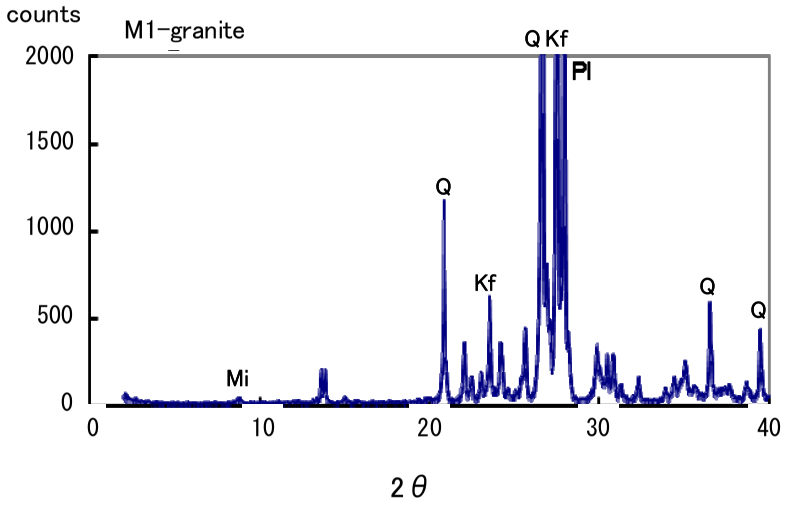
第 1.6.82 図(2)　Ⅱ－S－4 破砕帯　薄片観察結果（1･2U-B2 破砕部）(2)

Ⅱ－S－4破砕帯　XRD分析結果(1･2U-B2破砕部)



1･2U-B2破砕部のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩のチャート

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
Ⅱ-S-4	1･2U-B2	◎	-		◎	-	○

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

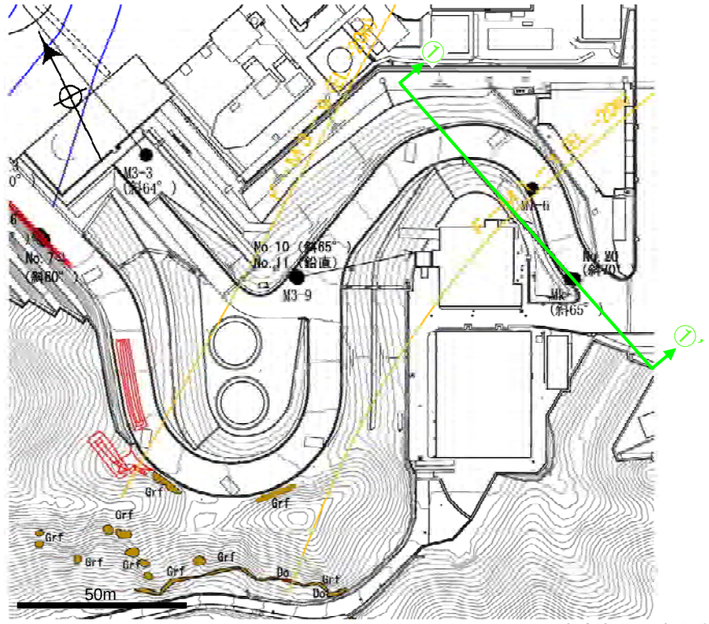
凡例　◎:多い　○:ある　△:少ない　ー:疑わしい　･:水簸試料のみで確認

記号凡例
Q:石英
Kf:カリ長石
Pl:斜長石
Sm:スメクタイト
Mi:雲母粘土鉱物
K:カオリン鉱物

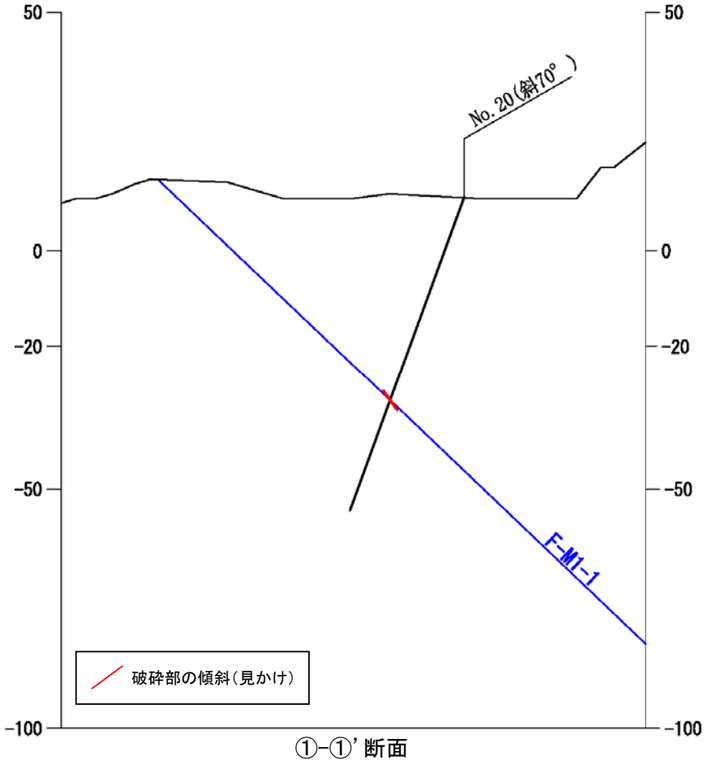
1･2U-B2破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、1･2U-B2破砕部はスメクタイト、雲母粘土鉱物を生成している。
よって、1･2U-B2破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.83 図　Ⅱ－S－4 破砕帯　XRD 分析結果（1･2U-B2 破砕部）

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　E.L.－20mにおける破砕帯の分布を表示



①-①'断面

No.20孔　45.45m付近　粘土状破砕部(N56E/56SE)



凡例：破砕部

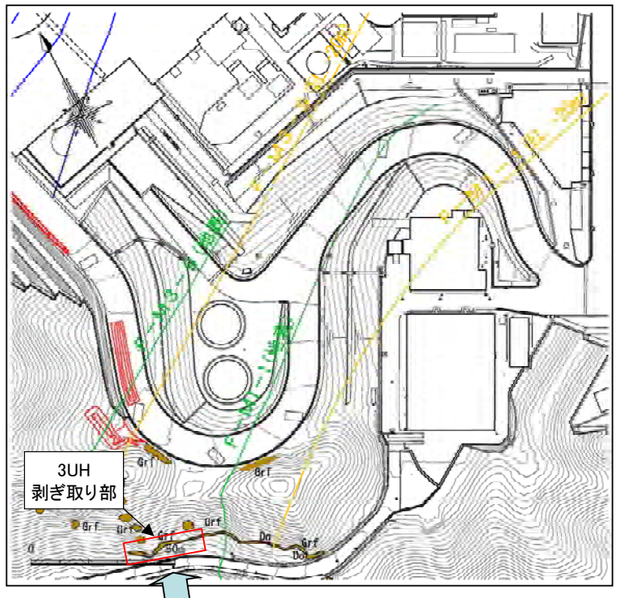
第 1.6.84 図　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　ボーリングコア観察結果

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UH　Aブロック）

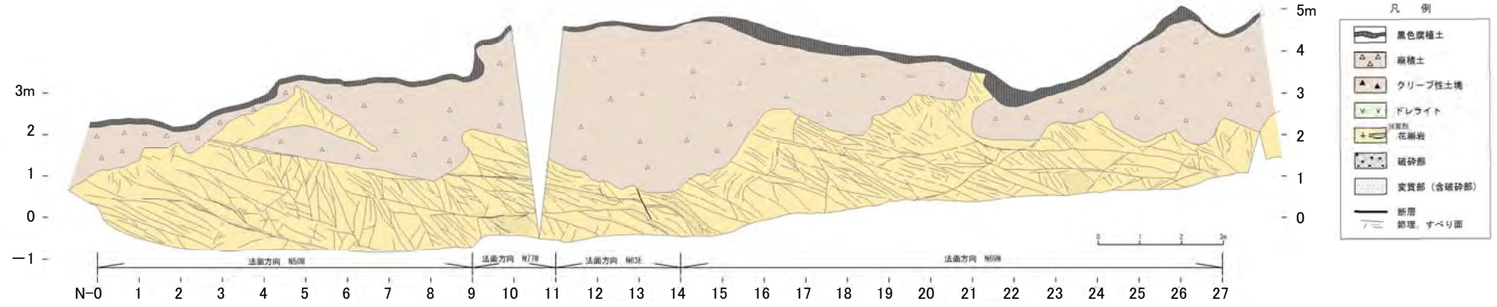
Aブロック中には、明瞭な破砕部は認められない。



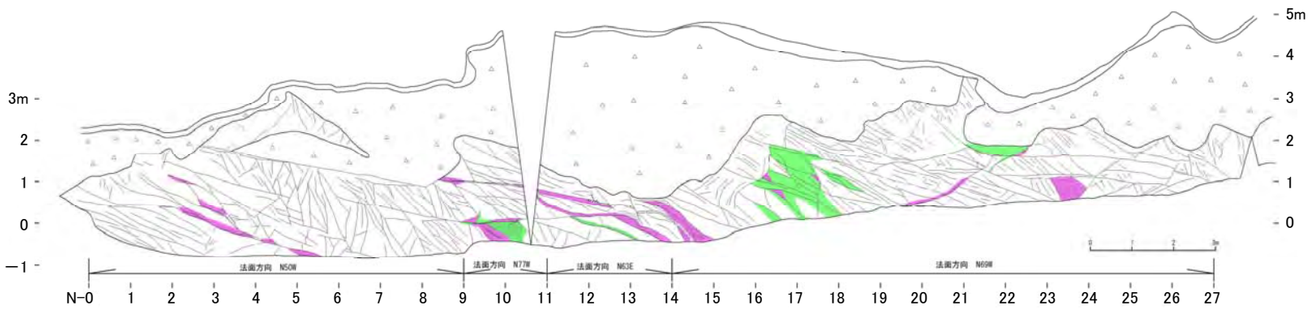
3UH剥ぎ取り（Aブロック）全景写真



調査位置図



3UH剥ぎ取り（Aブロック）全体スケッチ



3UH剥ぎ取り（Aブロック）変質区分スケッチ

変質の凡例

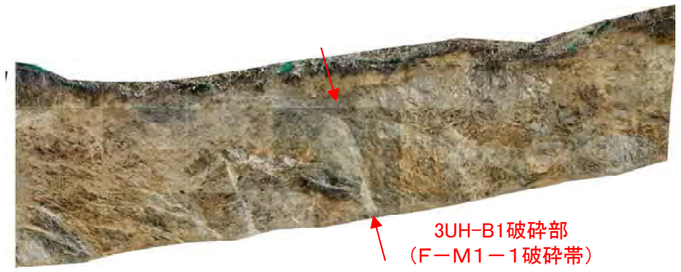
区分	色	性状
変質 1		全く変質していないか，わずかに変質している可能性がある程度。
変質 2		原岩組織を残し，弱く脱色している程度。 長石の変質（淡桃色化），割れ目に沿って粘土化が認められるが，岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質 3		原岩組織を残すが，長石の強い変質（濃桃色化），あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質 4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

第 1.6.85 図(1)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果(1)

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UH　Bブロック）

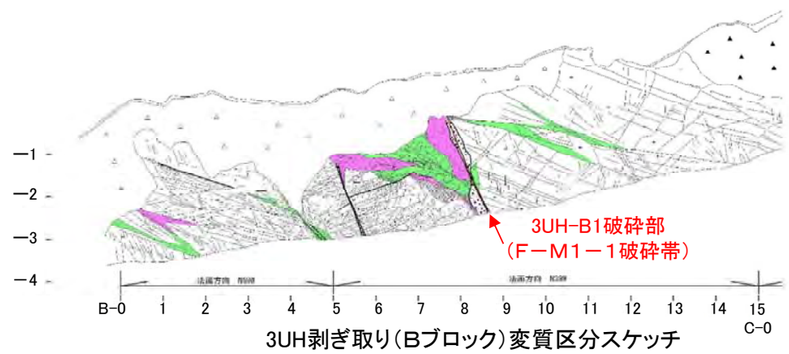
Bブロックでは、＊（図中）の区間3.5m程度には変質を受け複数の破砕部が分布する。
その中で最も代表的な破砕部として、N53E/63Sの破砕部（3UH-B1）を確認した。

3UH-B1破砕部の性状
幅2cm～25cm、断層面N53E/63S
粘土状破砕部　幅0.1cm～2cm
礫混じり砂状破砕部～礫混じり粘土状破砕部、固結した角礫状破砕部

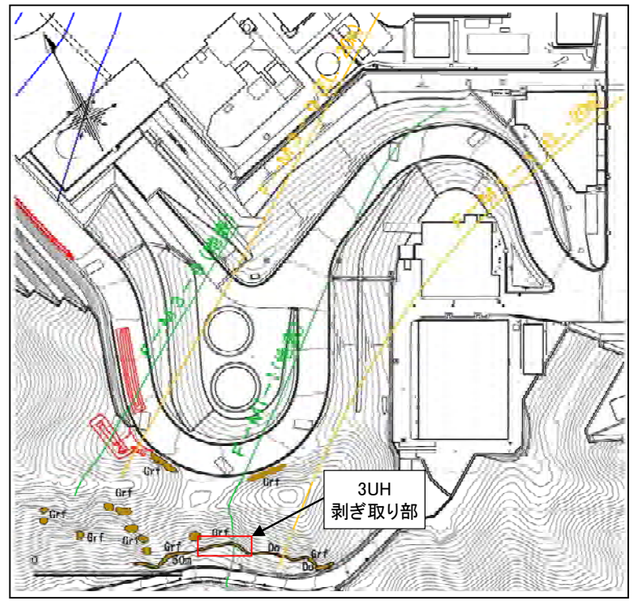


3UH剥ぎ取り（Bブロック）全景写真

3UH剥ぎ取り（Bブロック）全体スケッチ

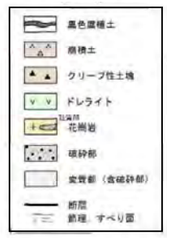


3UH剥ぎ取り（Bブロック）変質区分スケッチ



調査位置図

凡　例



変質の凡例

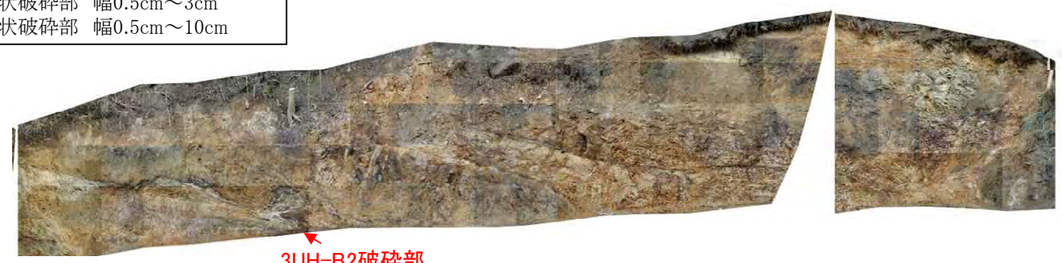
区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質（珪積色化）、割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質（珪積色化）、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

第 1.6.85 図(2)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果(2)

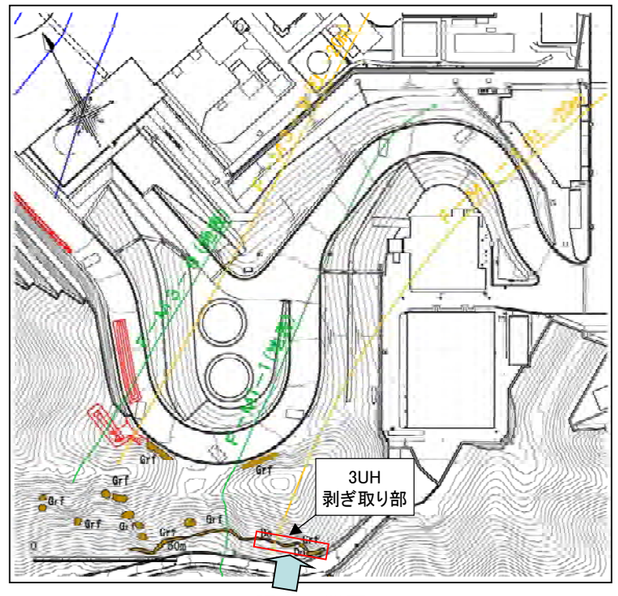
Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UH　Cブロック）

Cブロックで、N16E/28Eの走向傾斜を示す3UH-B2破砕部を確認した。
下盤側花崗岩にはせん断構造が認められるが、上盤側ドレライトには
せん断構造は認められない。

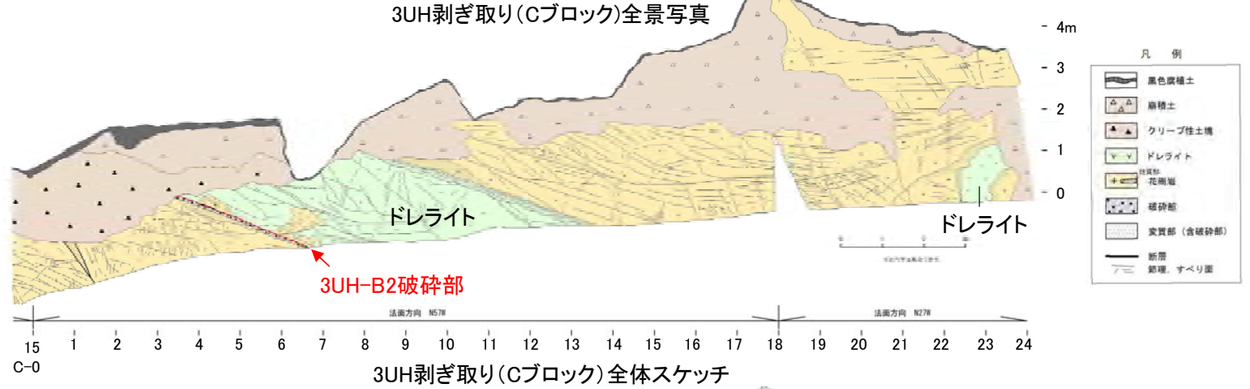
3UH-B2破砕部
幅1cm～10cm、断層面N16E/28E
　粘土状破砕部　幅0.5cm～3cm
　角礫状破砕部　幅0.5cm～10cm



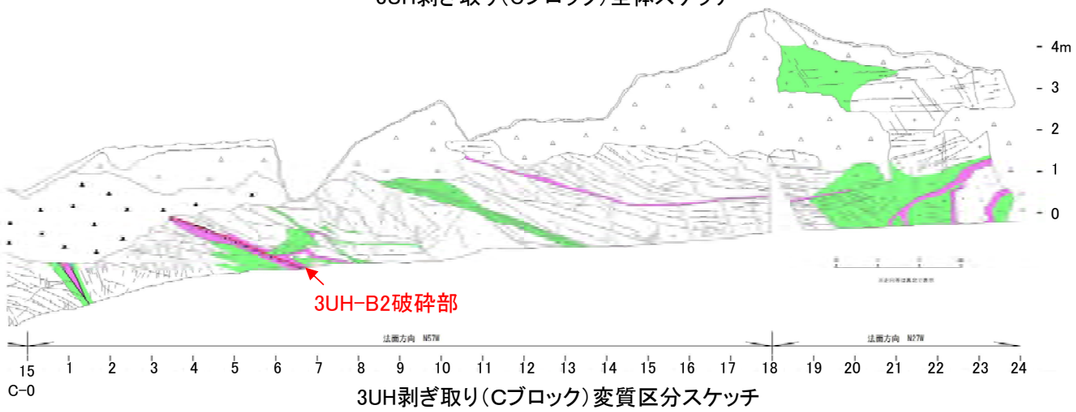
3UH剥ぎ取り（Cブロック）全景写真



調査位置図



3UH剥ぎ取り（Cブロック）全体スケッチ



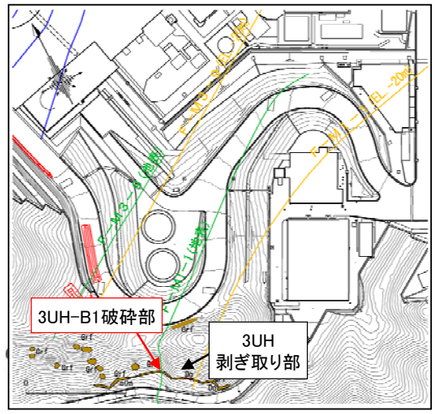
3UH剥ぎ取り（Cブロック）変質区分スケッチ

変質の凡例

区分	色	性状
変質1		全く変質していないか、わずかに変質している可能性がある程度。
変質2		原岩組織を残し、弱く脱色している程度。 長石の変質（淡桃色化）割れ目に沿って粘土化が認められるが、岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質3		原岩組織を残すが、長石の強い変質（濃桃色化）、あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質4		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

第 1.6.85 図(3)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果(3)

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UH-B1破砕部）



調査位置図



3UH-B1破砕部写真

3UH-B1破砕部の性状
幅2cm～25cm、断層面N53E/63S
粘土状破砕部　幅0.1cm～2cm
礫混じり砂状破砕部～礫混じり粘土状破砕部、
固結した角礫状破砕部

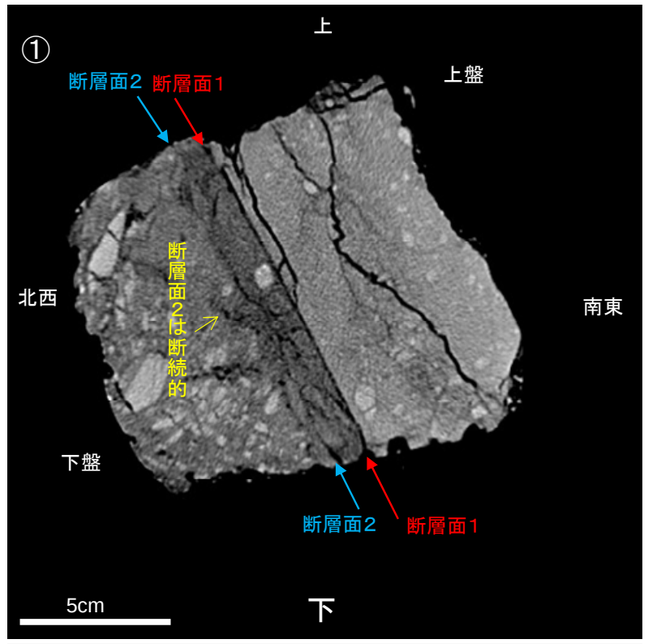
露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層を1本確認した。

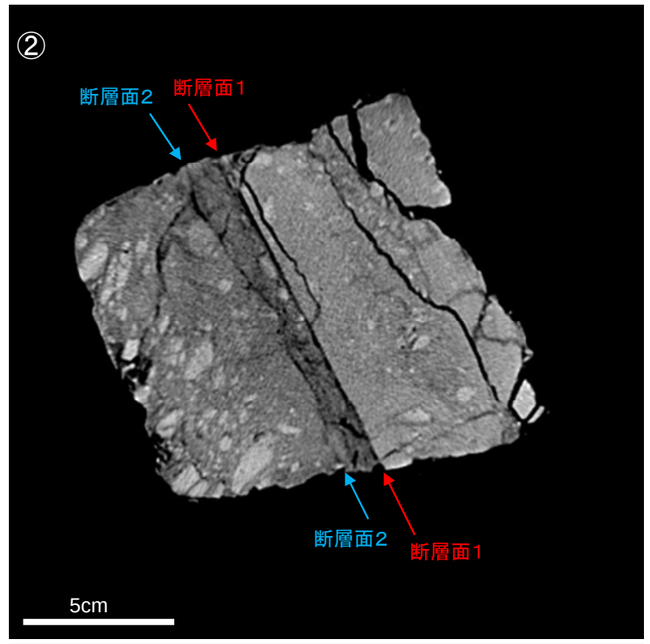
第 1.6.85 図(4)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3UH-B1 破砕部）

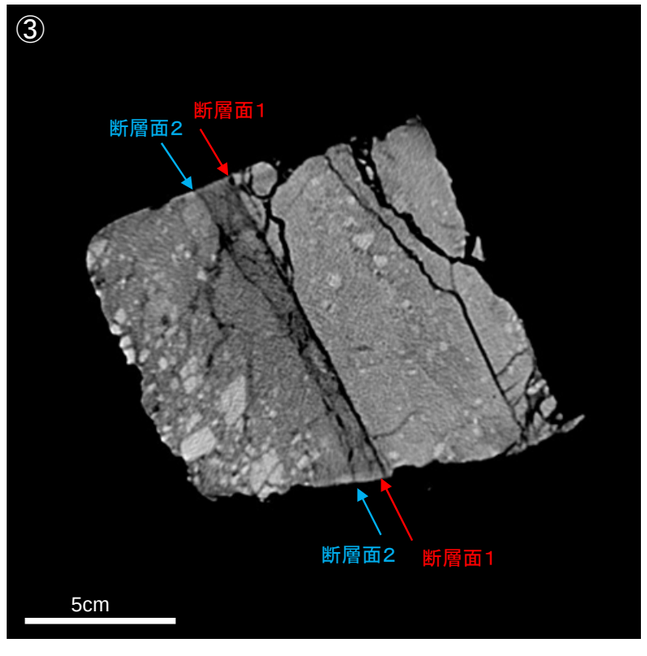
Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　CT画像観察結果（3UH-B1破砕部）

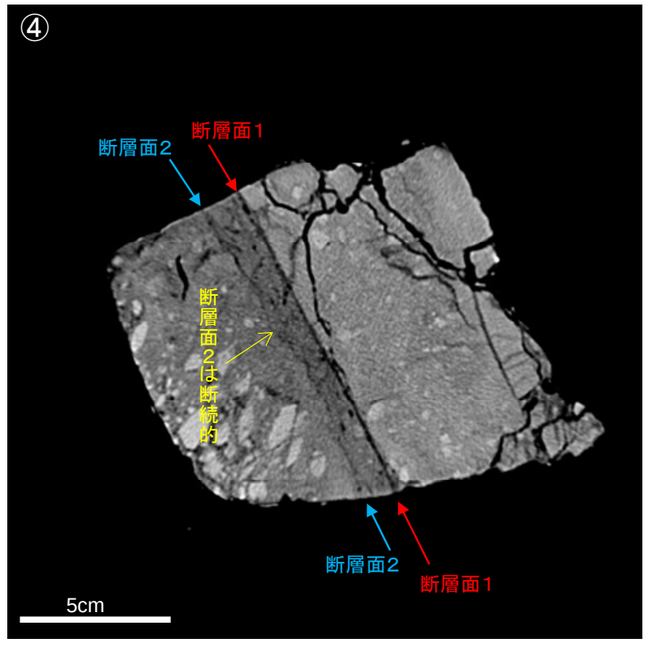


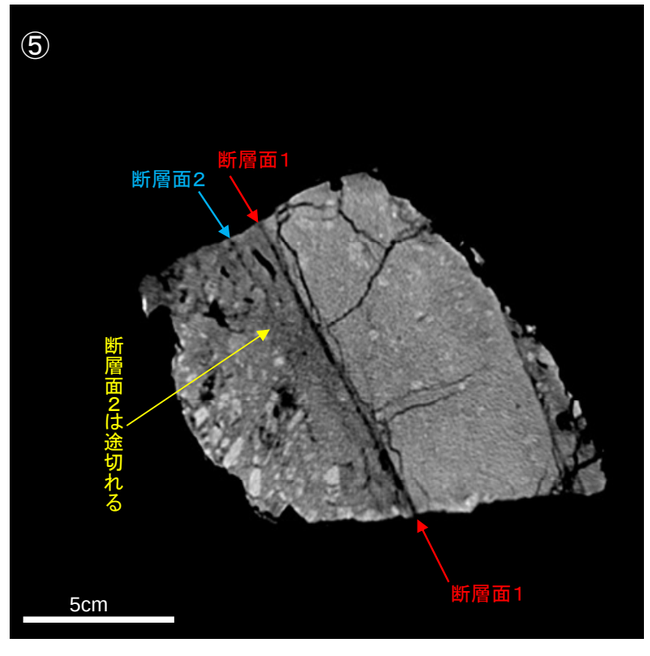
試料の左（①、露頭表面）から右（⑤、露頭奥）へ、
鉛直断面画像を確認した。







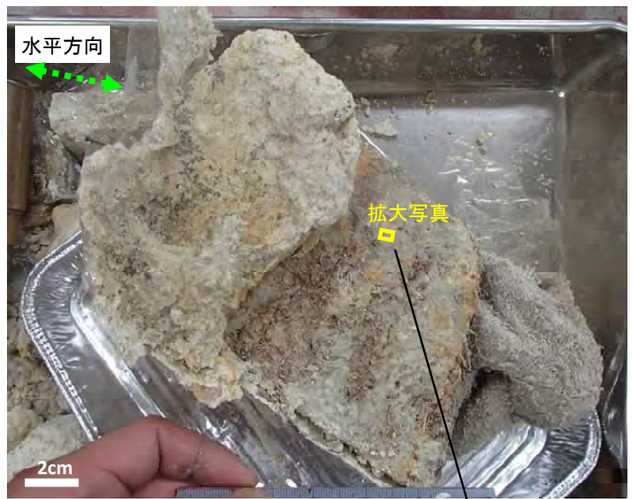




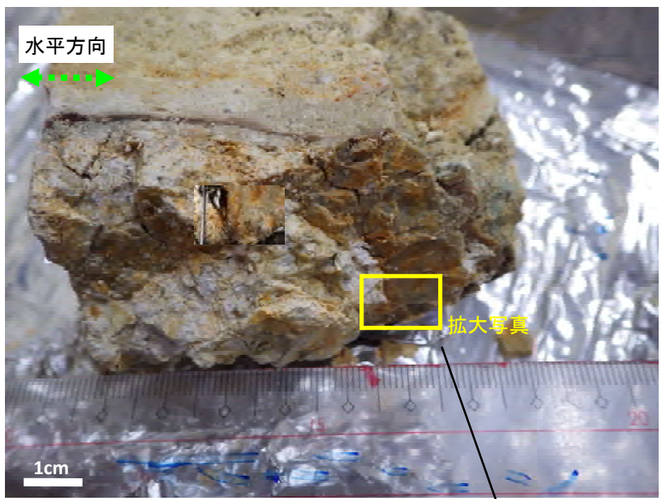
CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1および断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
断層面1は三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。一方、断層面2はブロックの南西側で断続的であり（①）、中間で連続するが（②、③）、北東側に向かうにつれ断続的になり（④）、最後は途切れる（⑤）。また、全体的に小刻みに湾曲する。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.86 図　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　ＣＴ画像観察結果（3UH-B1 破砕部）

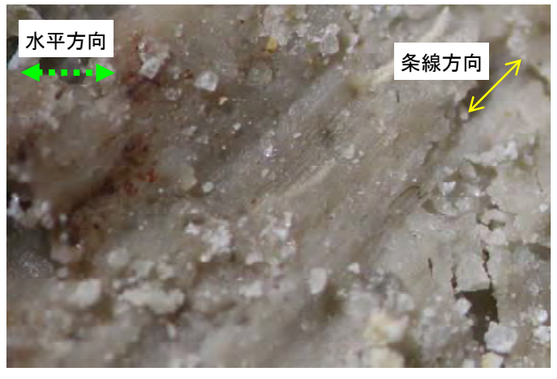
Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　条線観察結果（3UH-B1破砕部）

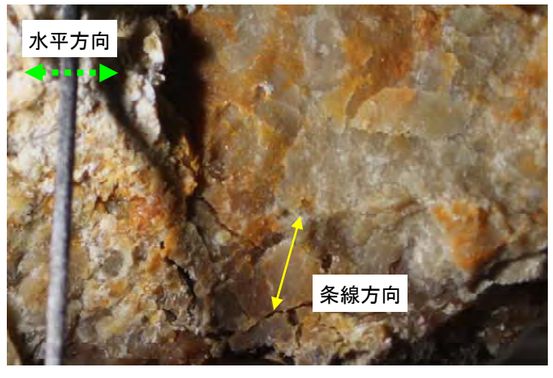


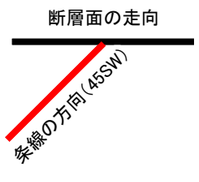
ブロックサンプル3UH-B1の断層面（下盤上面）

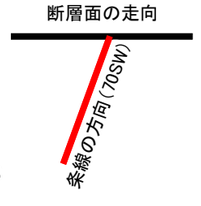


条線観察用ブロックサンプルの断層面（下盤上面）







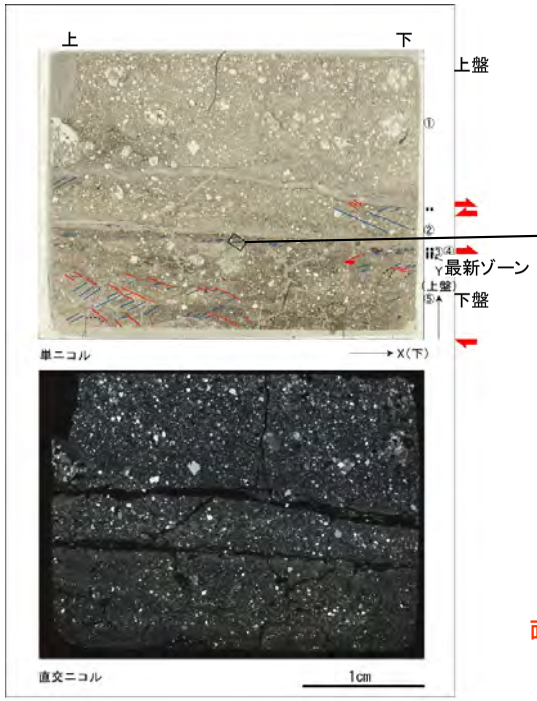


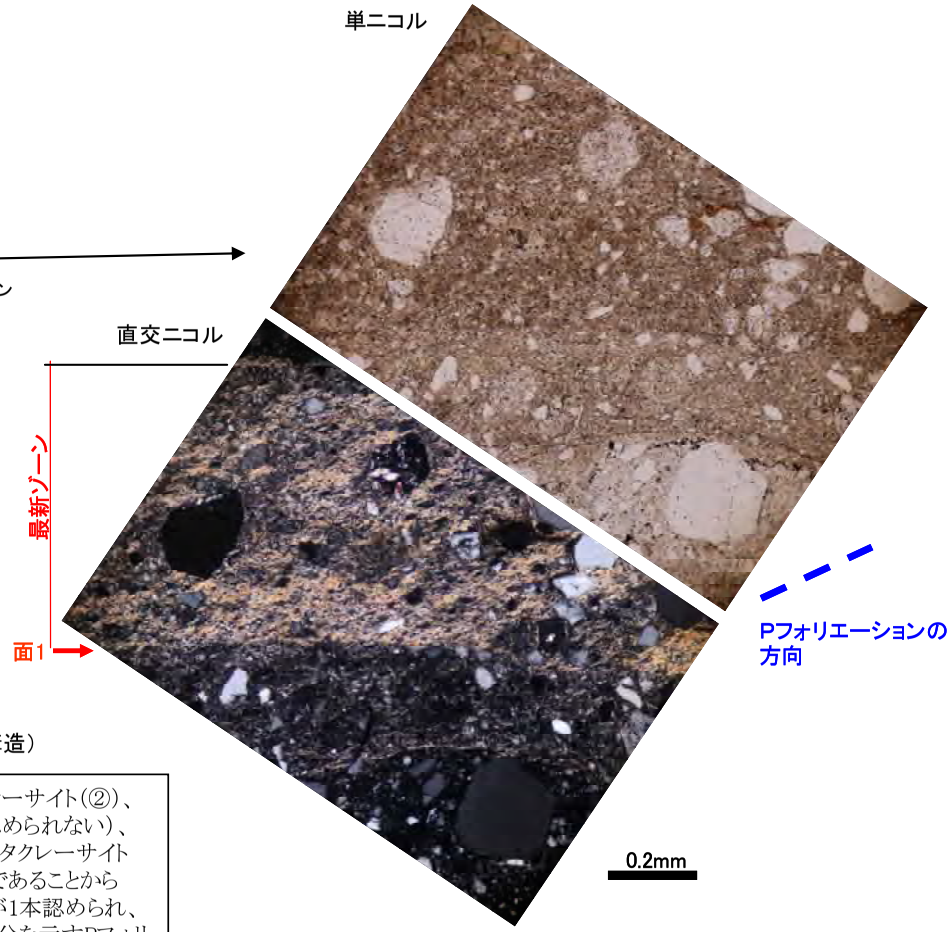
断層面の走向傾斜：N53E/63S

・破砕部の条線観察では、45SW及び70SWの条線を確認。

第 1.6.87 図　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　条線観察結果（3UH-B1 破砕部）

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　薄片観察結果(3UH-B1破砕部)(1)





凡例：赤線（R1面）、青線（P面）、黒破線（ひきずりの構造）

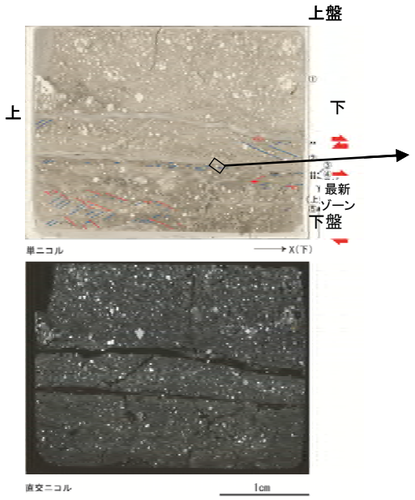
・薄片観察の結果、中～粗粒のカタクレーサイト(①)、細～中粒のカタクレーサイト(②)、細～中粒の粘土状破砕部(③、膨縮が激しく部分的で、薄片左側では認められない)、細粒の粘土状破砕部(④、③に比べて粘土鉱物に富む)、中～粗粒のカタクレーサイト(⑤、全体的にやや変質・粘土化している)に分帯される。④が最も細粒であることから最新ゾーンである。詳細に観察すると、④と⑤の境界に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③と④の境界は岩相境界である。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。
④はCT画像観察による断層面1に相当する。

・面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

・断層の走向傾斜がN53E/63S、条線角度が45SW及び70SWであることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.6.88 図(1)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　薄片観察結果（3UH-B1 破砕部）(1)

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　薄片観察結果（3UH-B1破砕部）(2)

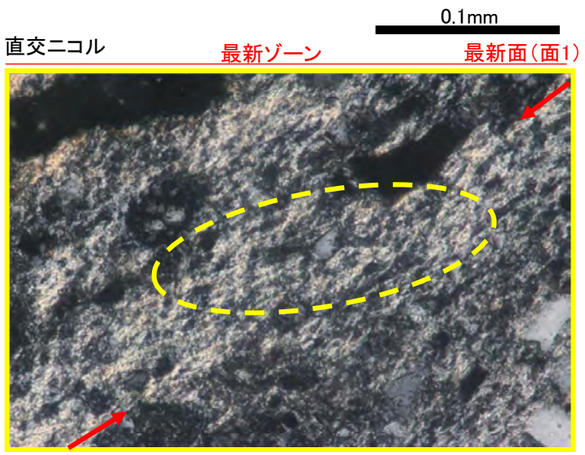


凡例：赤線（R1面）、青線（P面）、
黒破線（ひきずりの構造）

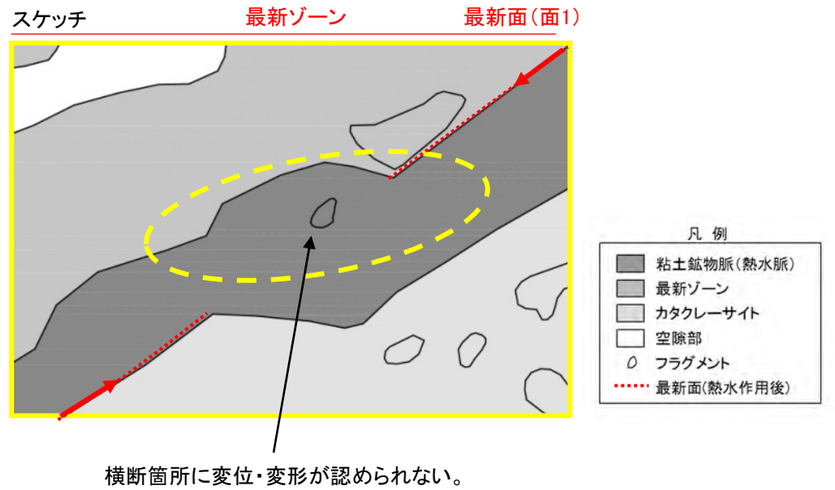






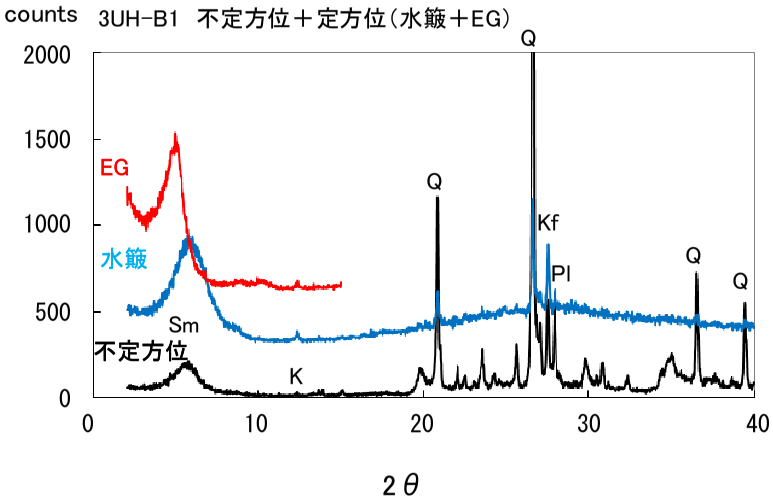


・最新面（面1）及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達し、最新面（面1）が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・この粘土鉱物には最新面（面1）を斜めに横切るものもあり、最新面（面1）が不連続になっている。



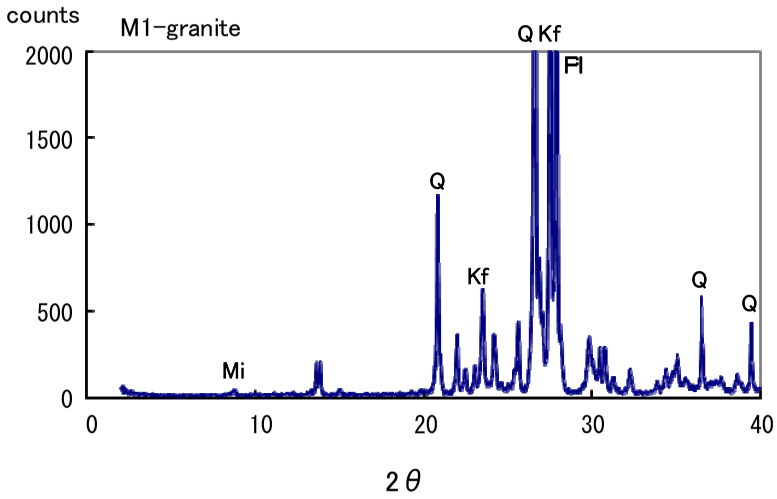
第 1.6.88 図(2)　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　薄片観察結果（3UH-B1 破砕部）(2)

Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　XRD分析結果（3UH-B1破砕部）



3UH-B1破砕部のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩のチャート

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
F-M1-1	3UH-B1	◎		－	◎	△	△

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

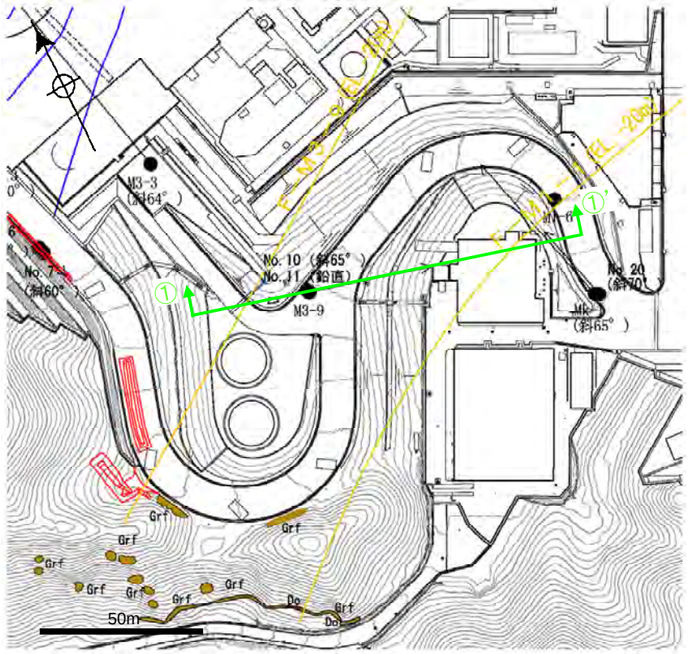
凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物

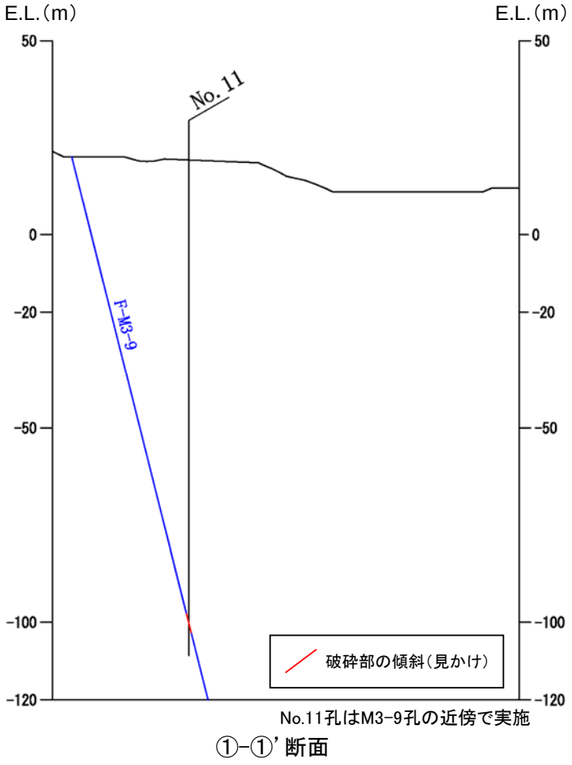
3UH-B1破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3UH-B1破砕部はスメクタイト、カオリン鉱物を生成している。
よって、3UH-B1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1.6.89 図　Ｆ－Ｍ１－１破砕帯　XRD 分析結果（3UH-B1 破砕部）

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　ボーリングコア観察結果



断面位置図　E.L.－20mにおける破砕帯の分布を表示



No.11孔はM3-9孔の近傍で実施

①-①'断面

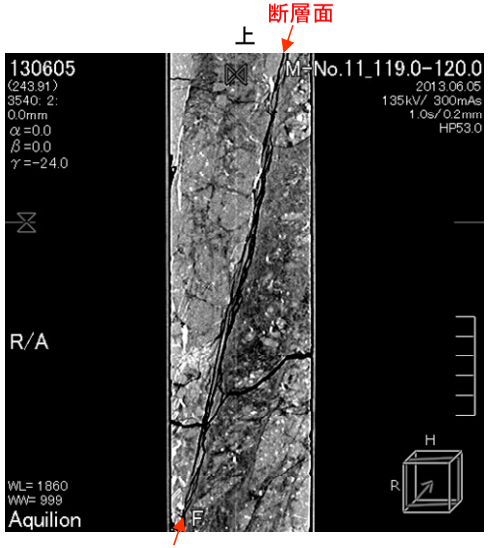
No.11孔　119.65m付近　砂混じり粘土状破砕部(N53E/79SE)



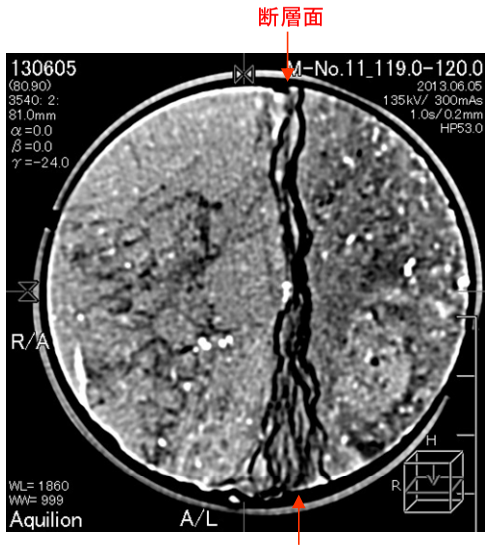
凡例：破砕部

第 1.6.90 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　ボーリングコア観察結果

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　条線観察結果（No.11孔、掘進長119.65m付近）

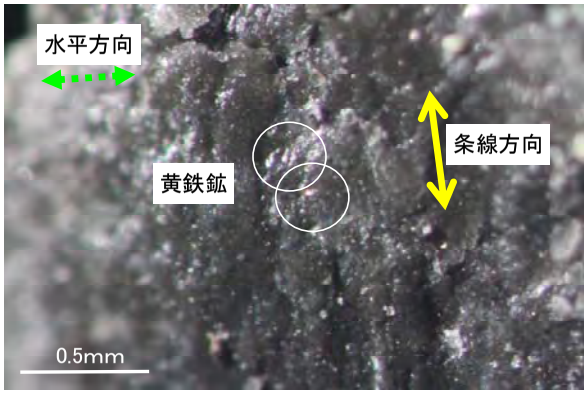


CT画像（正面スライス）

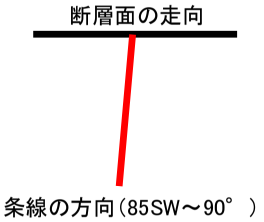


CT画像（断面スライス）

No11孔（掘進長119.65m付近）
走向傾斜：N53E/79SE



断層面の状況（上盤下面）

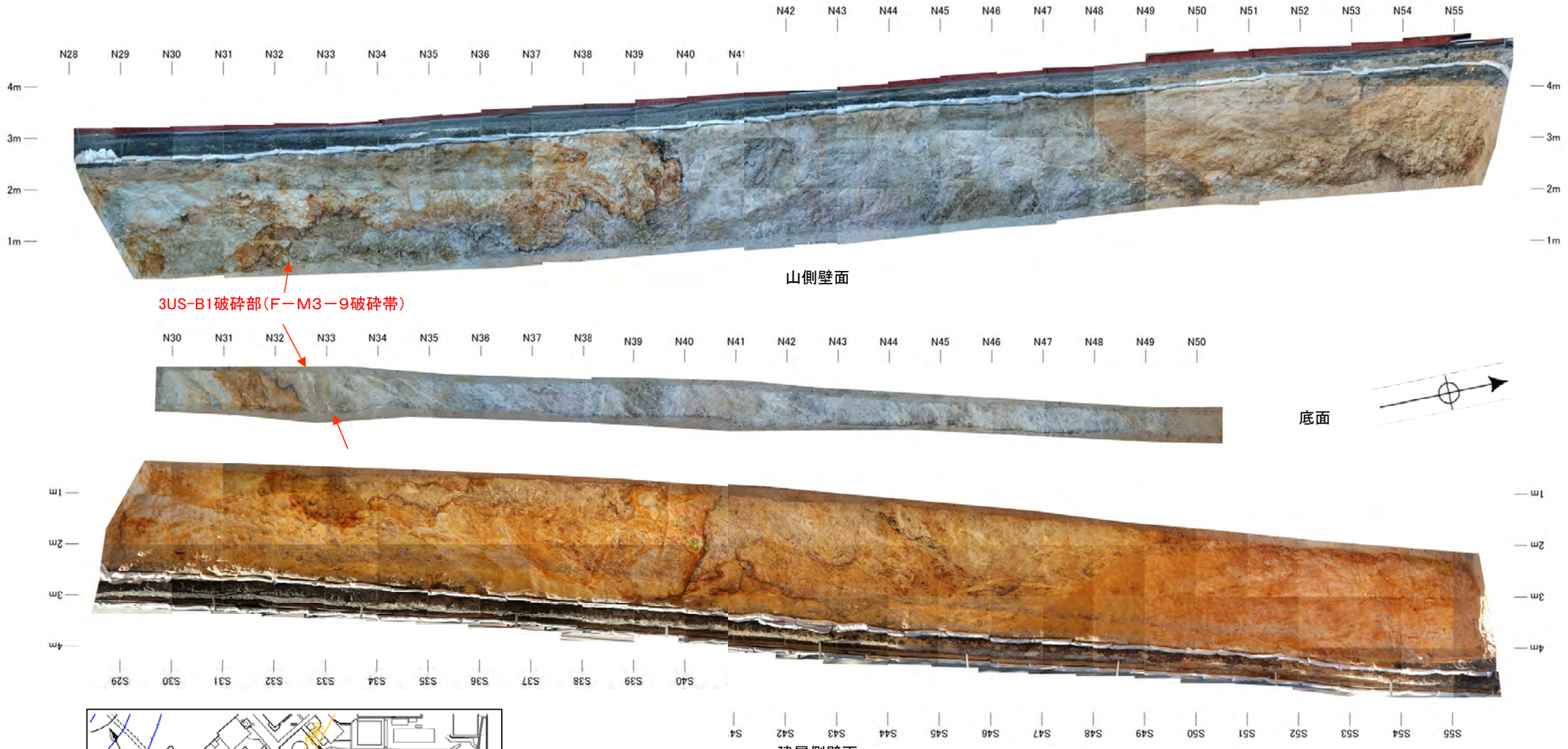


破砕部の条線観察では新鮮な黄鉄鉱の粒と85SW～90°の条線を確認。

第 1.6.91 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　条線観察結果（No.11 孔、掘進長 119.65m 付近）

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3US）

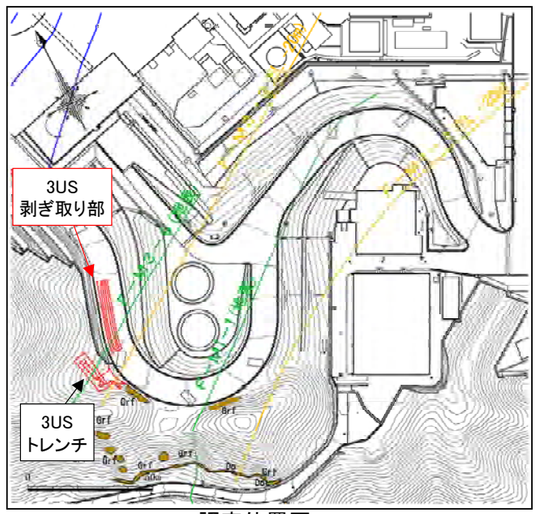
3US剥ぎ取り部



山側壁面

建屋側壁面

写真（展開図）



調査位置図

測点40m～48mの区間は変質を受け、白色化している。

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯と走向・傾斜が調和的な3US-B1破砕部を確認した。

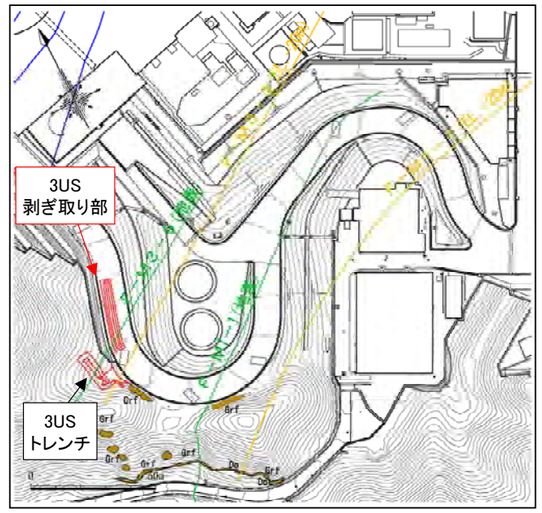
第 1.6.92 図(1)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果(1)

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3US）

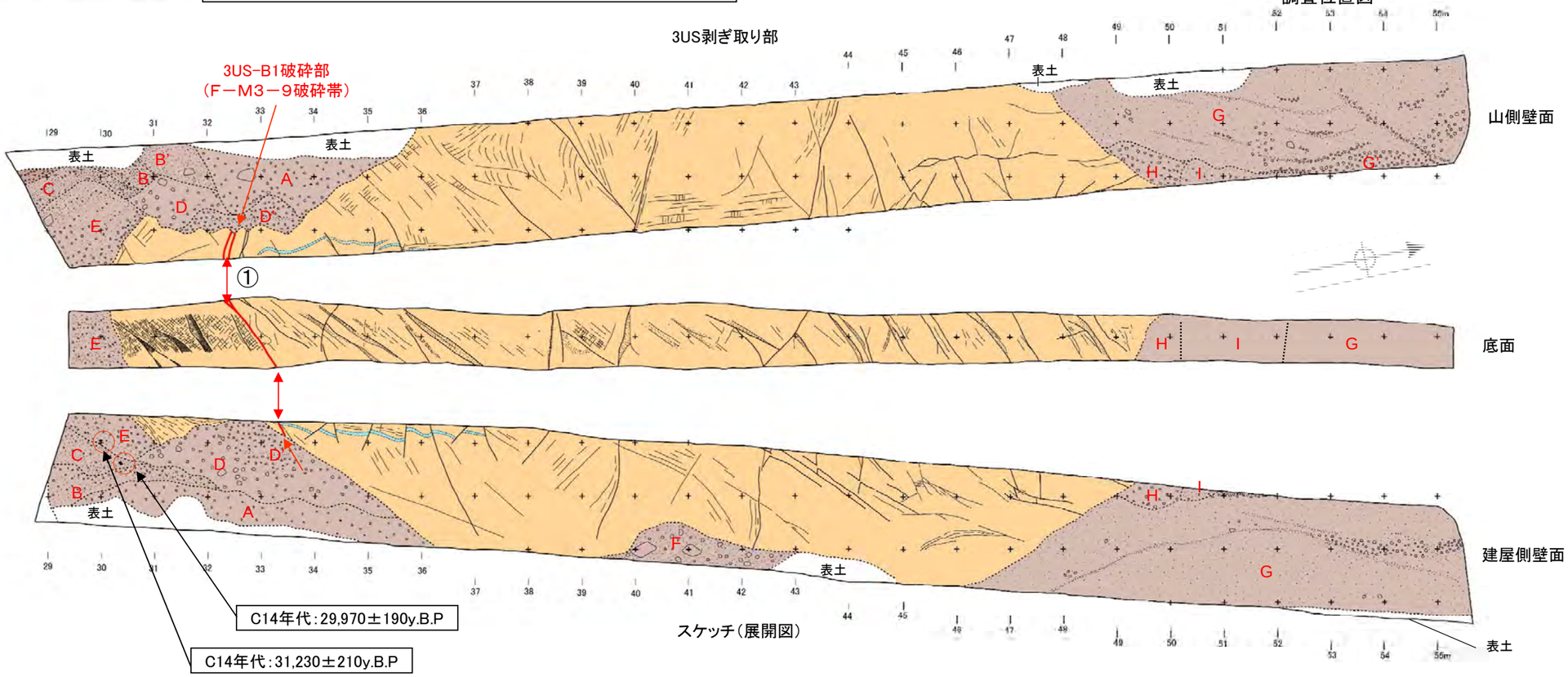
破砕幅が2cm以上あり、かつ粘土状破砕幅が1cm以上ある破砕部を抽出
剥ぎ取り露頭で1箇所（①：3US-B1破砕部）抽出



A：砂・シルト混じり礫
B：砂・シルト混じり礫～礫混じりシルト質砂
B’：灰白色シルト質砂
C：灰白色礫混じりシルト質砂
D：砂混じり礫
D’：砂混じり礫
E：砂・シルト混じり礫～礫混じり砂
F：礫混じりシルト質砂～砂・シルト混じり礫
G：礫混じりシルト質砂
G’：径3cm～5cmの角礫主体
H：シルト混じり礫
I：灰白色を呈する礫混じりシルト質砂



調査位置図



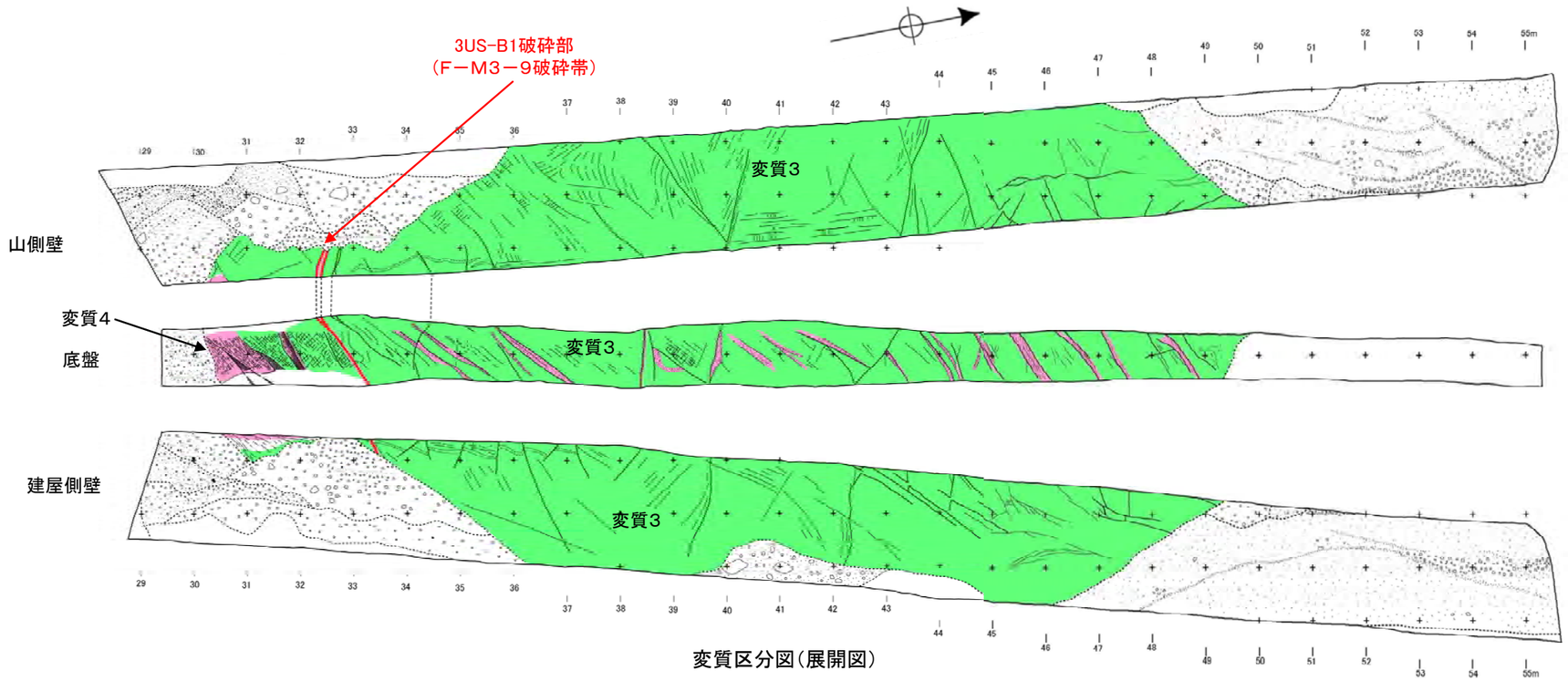
スケッチ（展開図）

・3US-B1破砕部
走向傾斜：N63E/73S
破砕幅、粘土状破砕部の幅は幅2cm～3cm、灰白色粘土

3US-B1破砕部は、破砕部を覆う約3万年前の地層に変位・変形を与えていない。

第 1.6.92 図(2)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果（2）

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果(3US)



変質区分図（展開図）

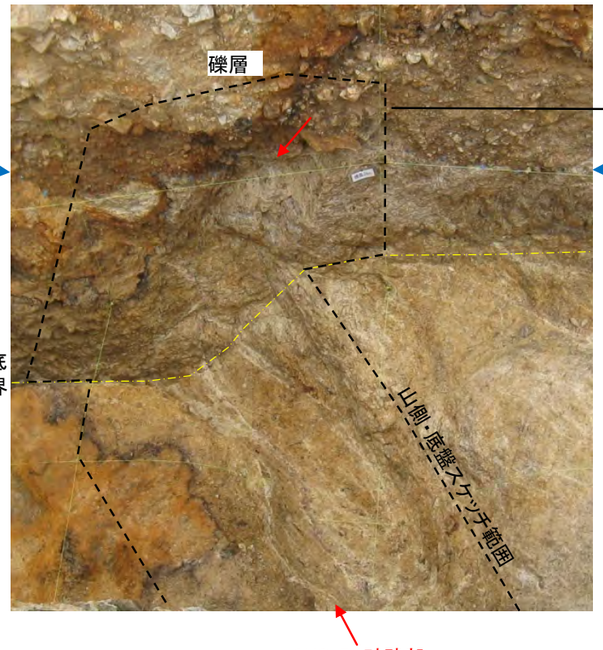
変質の凡例

区分	色	性状
変質１		全く変質していないか，わずかに変質している可能性がある程度。
変質２		原岩組織を残し，弱く脱色している程度。 長石の変質（淡桃色化），割れ目に沿って粘土化が認められるが，岩塊部の粒子の結合は保たれている。
変質３		原岩組織を残すが，長石の強い変質（濃桃色化），あるいは露頭全体の脱色が見られ粒子の結合が弱くなっている。 網目状に細かく白色粘土を介在する。
変質４		原岩組織を残さず岩石全体が粘土化している。 あるいは珪化している。

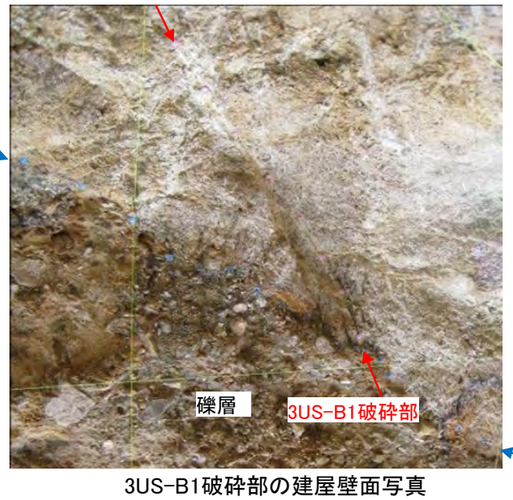
3US剥ぎ取りは全体に変質が強く、変質区分は変質3である。
破砕部周辺に変質4が分布する。

第 1.6.92 図(3)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果(3)

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3US-B1破砕部）

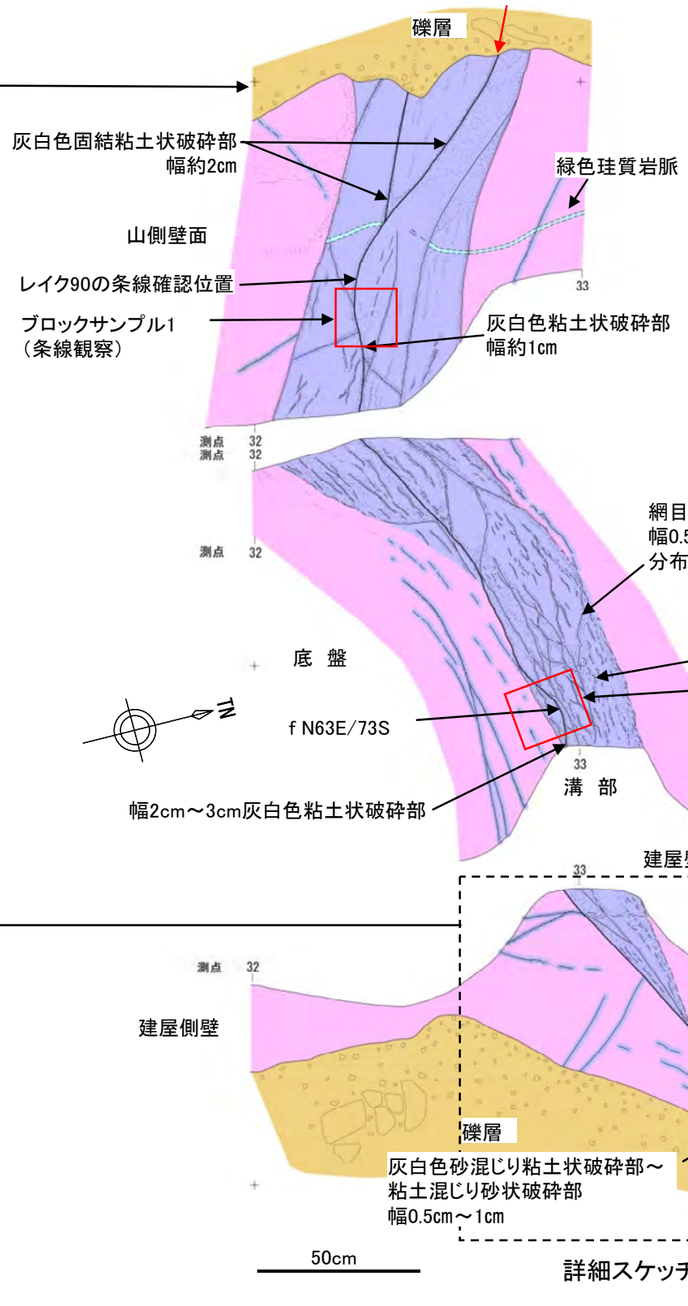


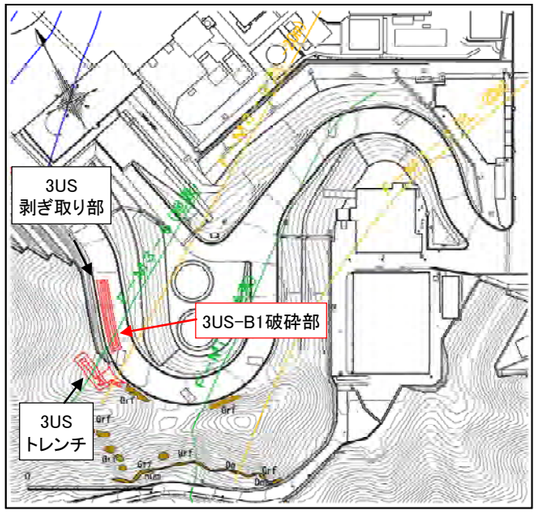
3US-B1破砕部の山側壁面・底盤写真



3US-B1破砕部の建屋壁面写真

3US-B1破砕部の性状
・走向傾斜はN63E/73S
・破砕幅は2cm～3cm、灰白色粘土状破砕部からなる
・法面で最新面にレイク90の条線を確認

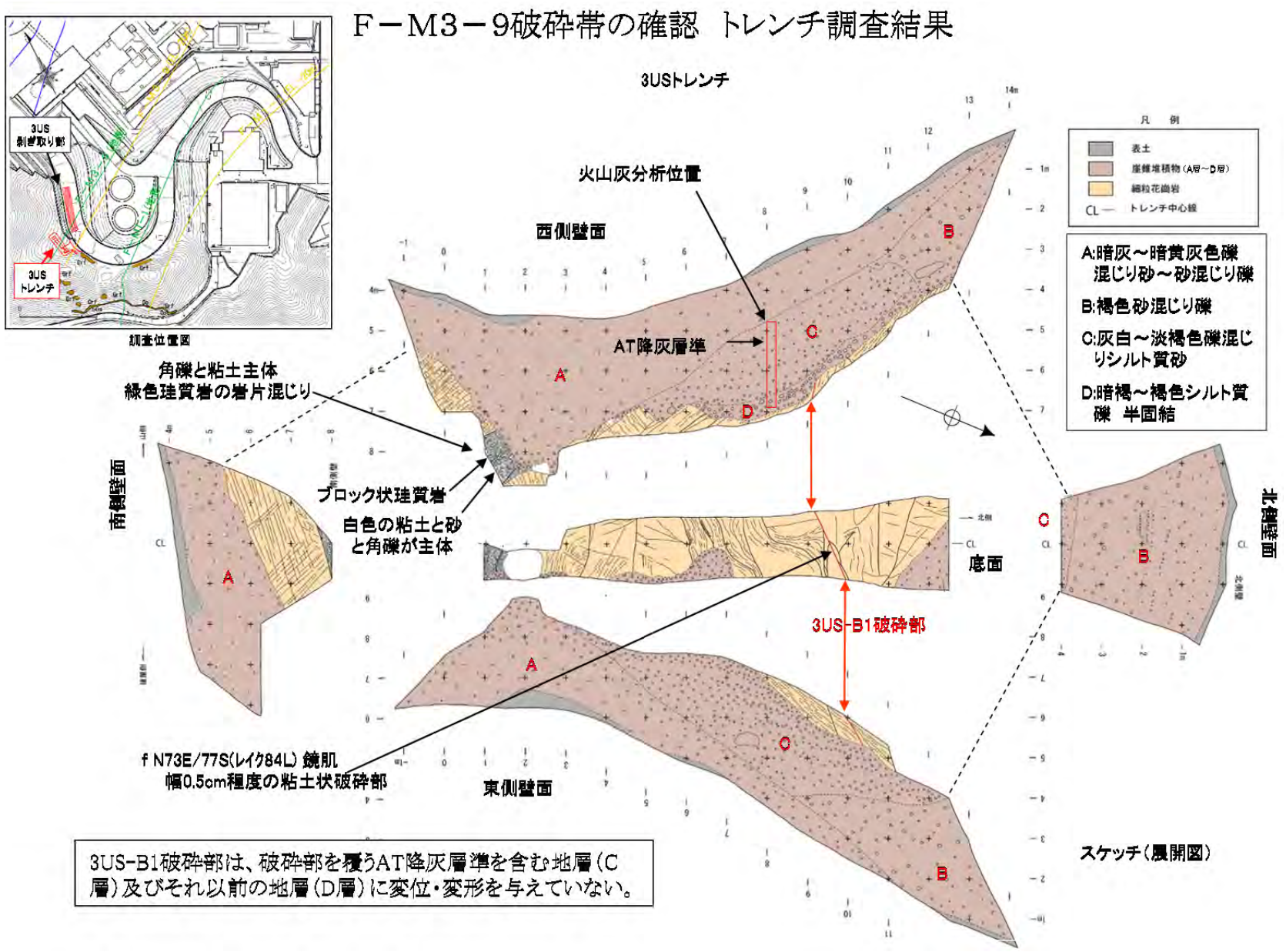




調査位置図

・ 露頭観察において、他の断層に切られることなく、直線性・連続性に富む断層1本確認した。

第 1.6.92 図(4)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　剥ぎ取り調査結果（3US-B1 破砕部）

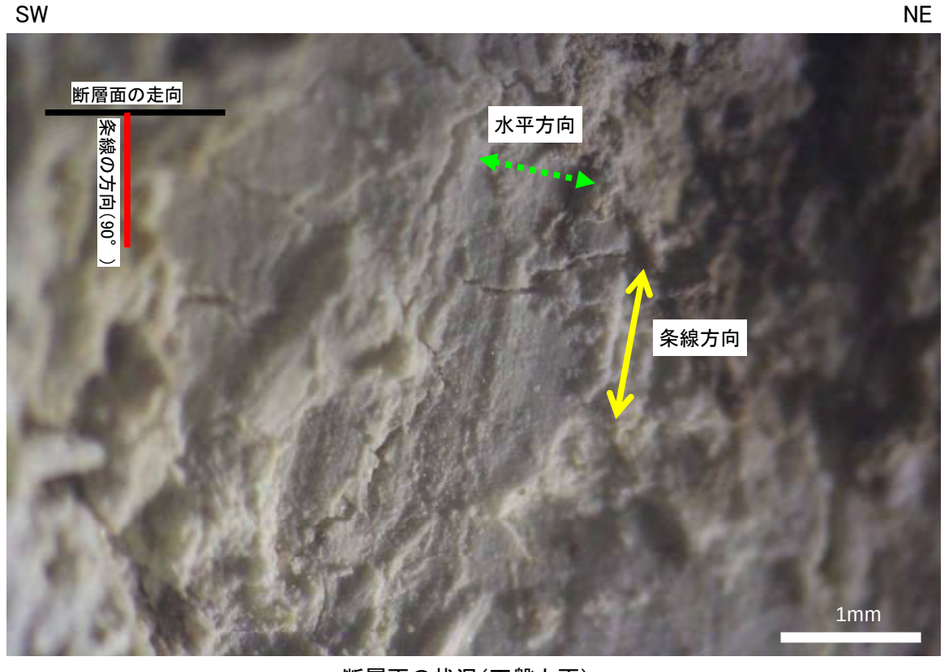


第 1.6.93 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　トレンチ調査結果（3US-B1 破砕部）

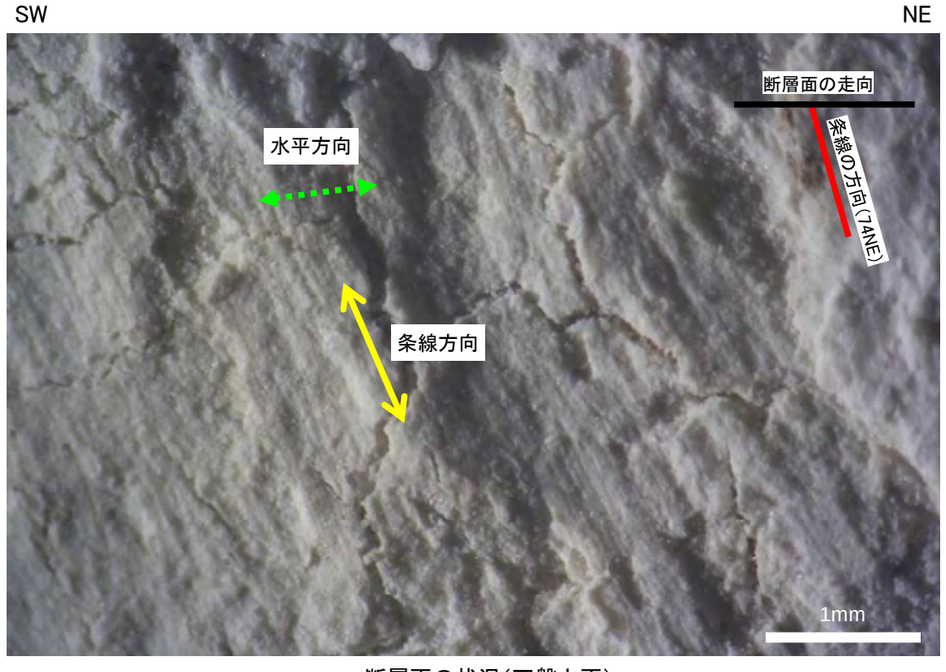
Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　条線観察結果（3US-B1破砕部）



山側法面写真



断層面の状況（下盤上面）



断層面の状況（下盤上面）

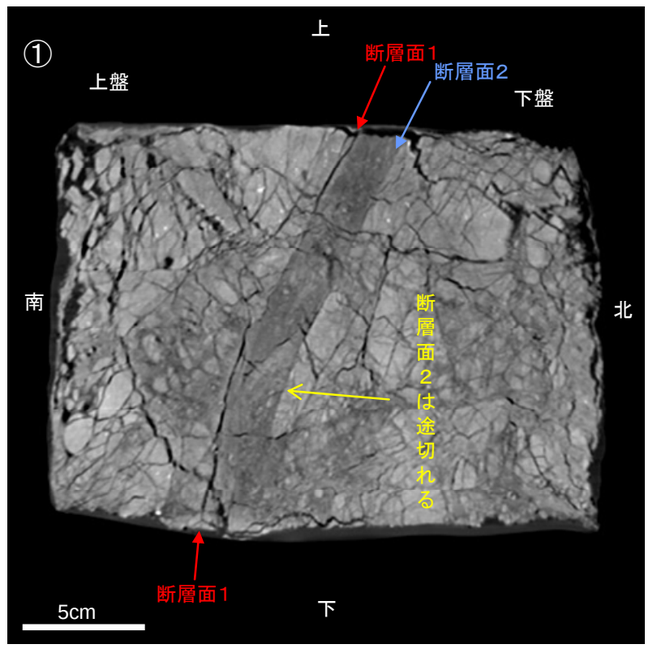
・破砕部の条線観察では、74NEと90°の条線を確認。

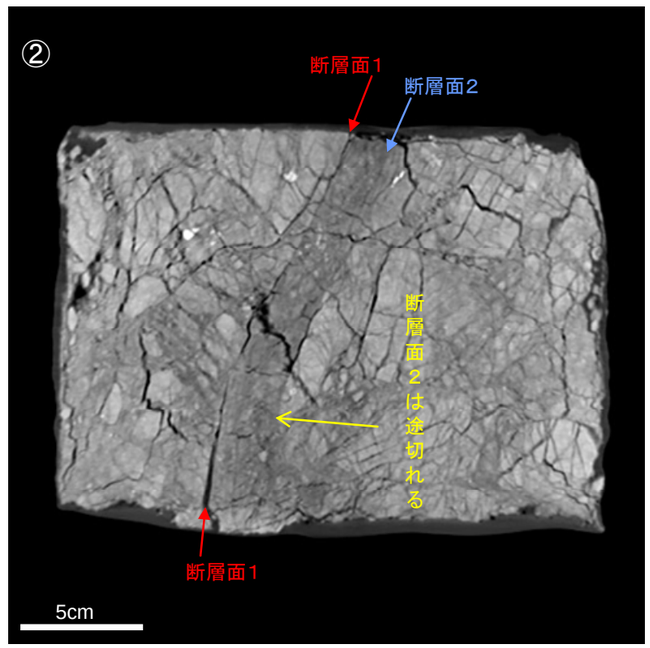
第 1.6.94 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　条線観察結果（3US-B1 破砕部）

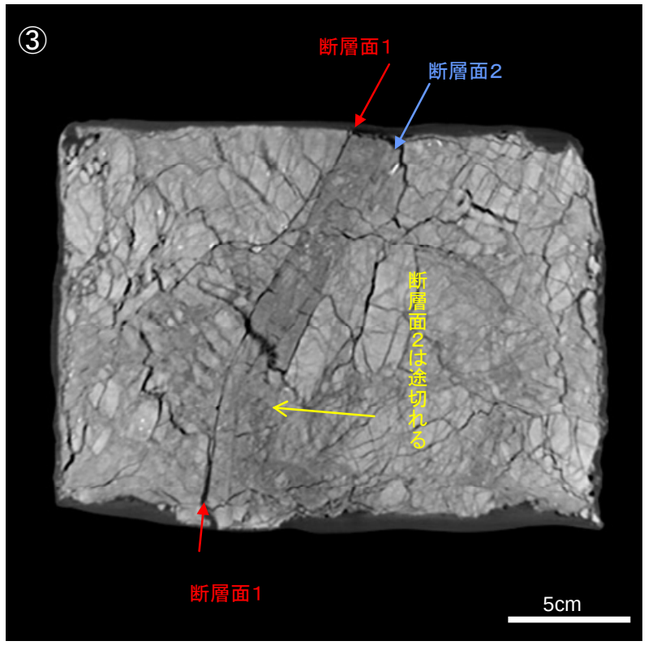
F－M3－9破砕帯　CT画像観察結果(3US-B1破砕部)

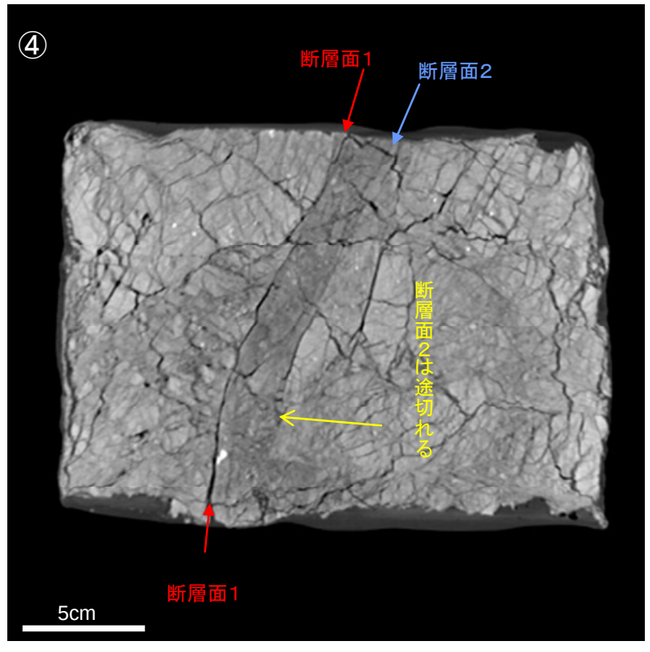


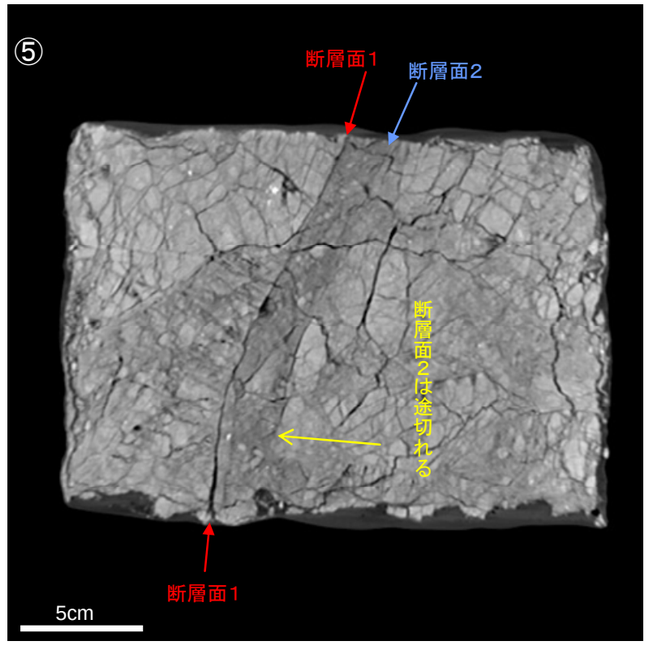
試料の表面(①、露頭東側)から奥(⑤、露頭西側)へ、
鉛直断面画像を確認した。











CT画像による試料内部の連続観察から、断層面1および断層面2が認められる。この断層面1が露頭観察での断層に対応する。
ブロック試料を横断する断層面は断層面1のみであり、三次元的に途切れることなく連続し、直線性に富む。一方、断層面2は途中で途切れる。
CT画像観察の結果、断層面1は他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.95 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　ＣＴ画像観察結果（3US-B1 破砕部）

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　研磨片観察結果（3US-B1破砕部）



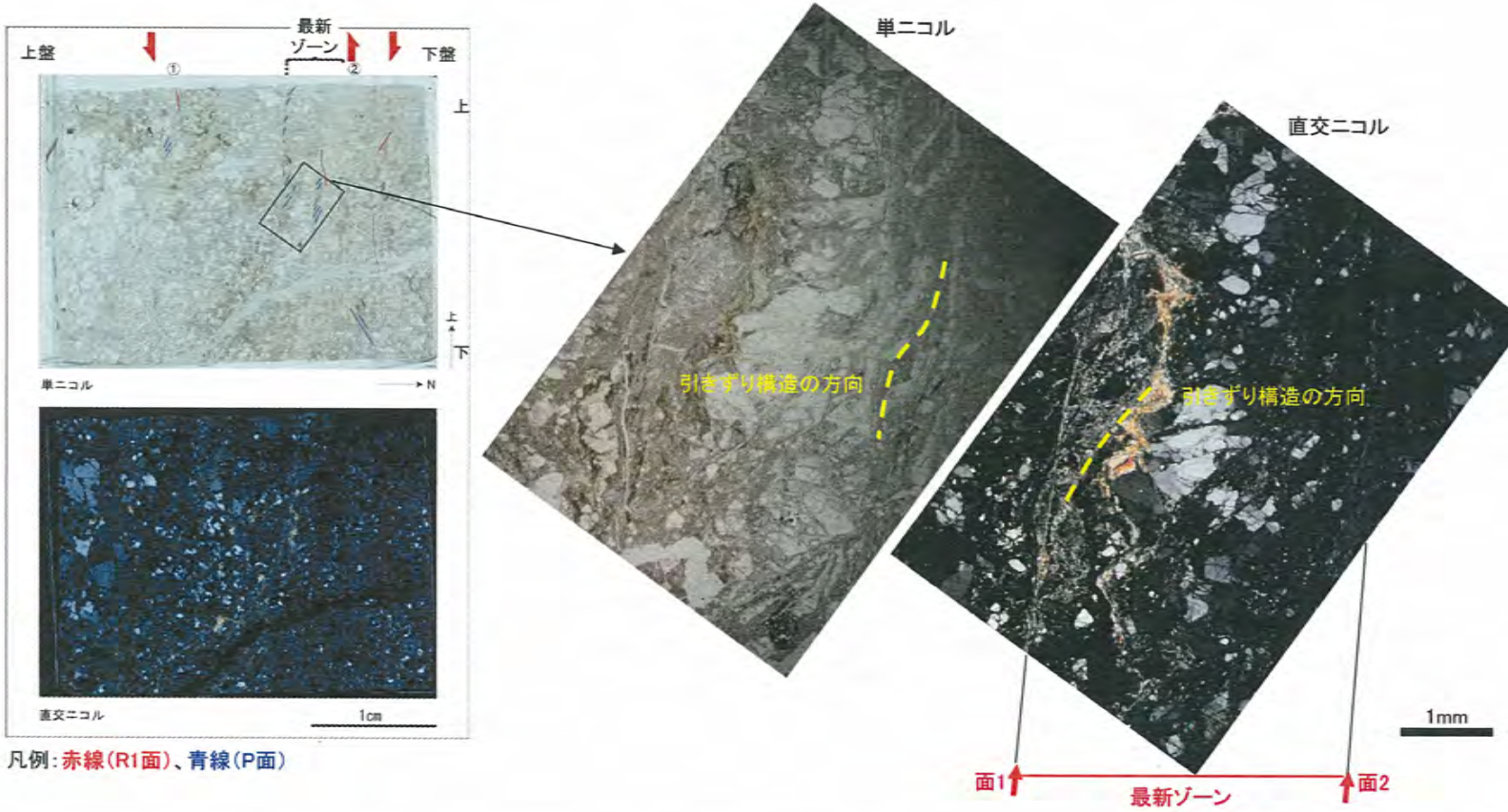
凡例：白破線（断層面）、赤線（R1面）、青線（P面）

断層面の走向傾斜：N63E/73S

CT画像観察で認められた断層面1および断層面2以外にもY面が認められるが、いずれも不明瞭であり連続性に乏しい。
断層面1は直線性・連続性が相対的に富む。一方、断層面2は研磨面を横断しない。
断層面1は複合面構造により正断層成分を示す。
研磨片観察の結果からも、断層面1は他の構造に切られず、連続性・直線性が相対的に富むことを確認した。

第 1.6.96 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　研磨片観察結果（3US-B1 破砕部）

F－M3－9破砕帯　薄片観察結果(3US-B1破砕部)(1)



凡例：赤線(R1面)、青線(P面)

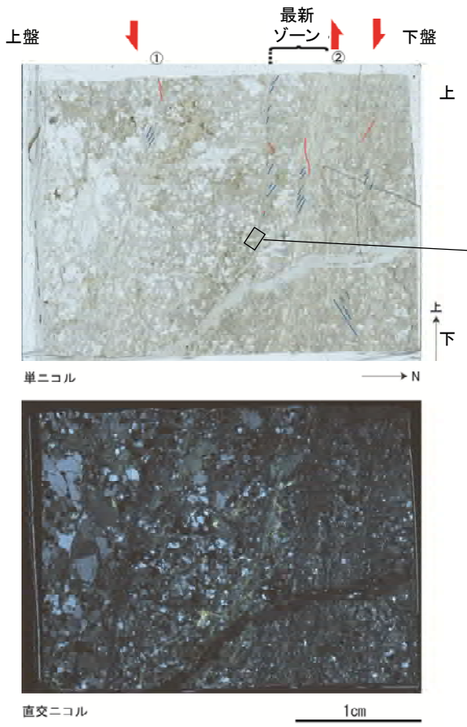
・観察の結果、粗粒カタクレーサイト(①)と細～中粒カタクレーサイト(②)に分帯される。薄片中に面構造が2本認められ、それぞれ面1、面2とした。
薄片を横断する面構造は①と②の境界に1本(面1)認められる。面1と面2に挟まれた区間は、フラグメントの細粒化が認められることから最新ゾーンである。
さらに詳細に観察すると、面1は、面2に比べて直線性に富む。最新ゾーンには、正断層成分を示す引きずり構造が認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。

・面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。

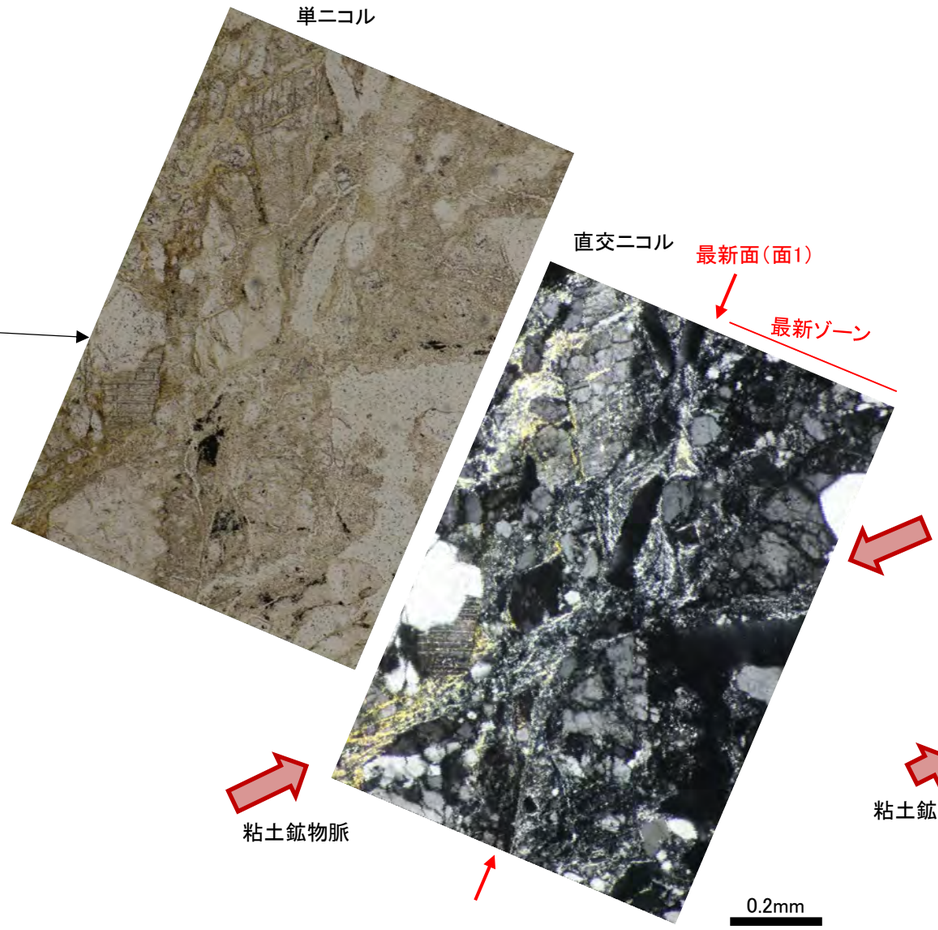
・断層の走向傾斜がN63E/73S、条線角度が74NE及び90°であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

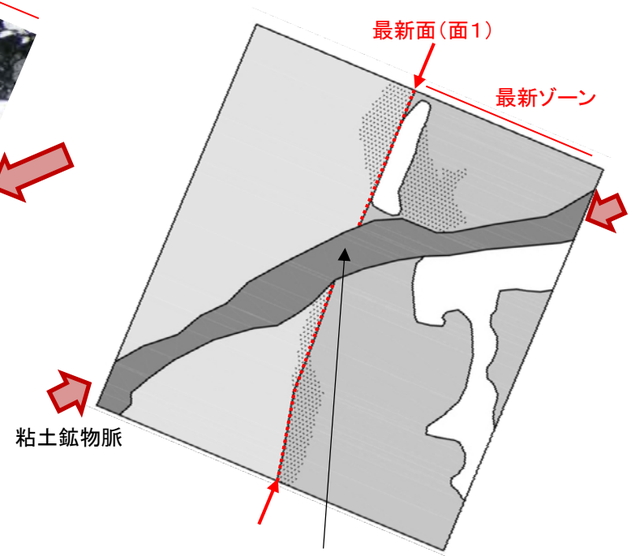
第 1.6.97 図(1)　F－M3－9 破砕帯　薄片観察結果（3US-B1 破砕部）(1)

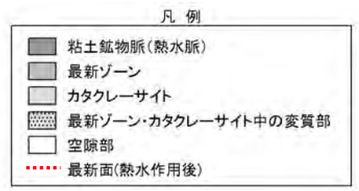
Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　薄片観察結果（3US-B1破砕部）（2）



凡例：赤線（R1面）、青線（P面）



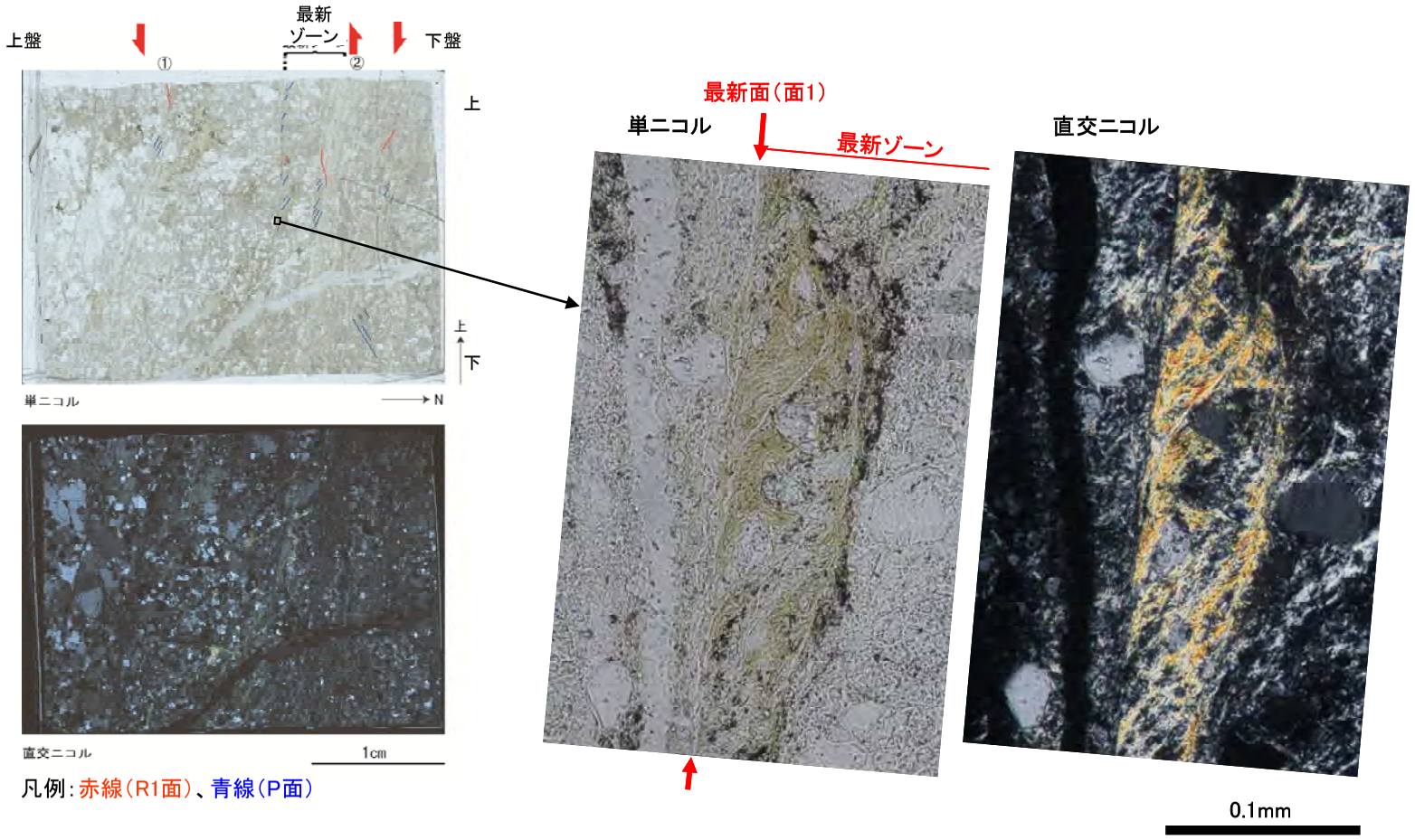




・最新面（面1）及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達する。
・この粘土鉱物には最新面（面1）を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.6.97 図(2)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　薄片観察結果（3US-B1 破砕部）（2）

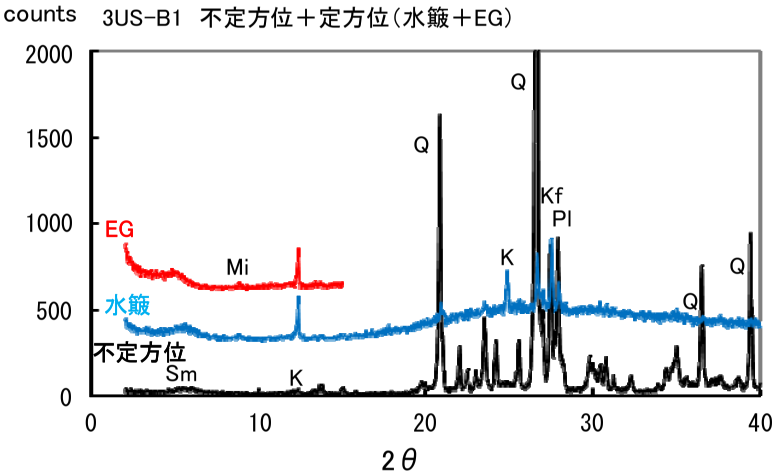
Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　薄片観察結果(3US-B1破砕部)(3)



・最新面(面1)に沿って黒雲母の塑性変形が認められる。

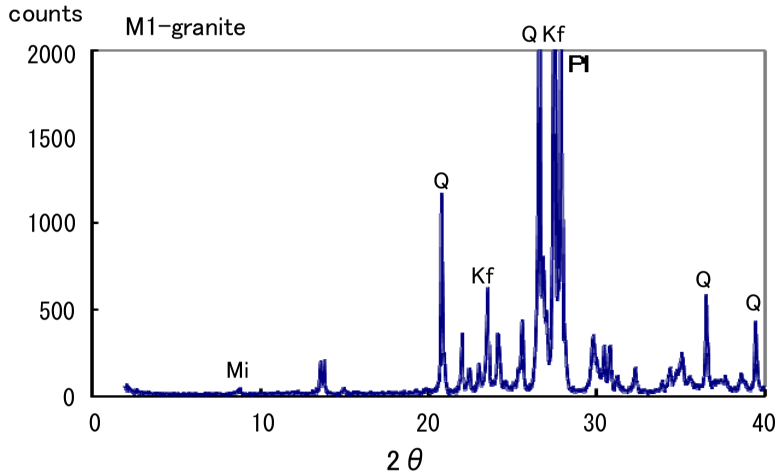
第 1.6.97 図(3)　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　薄片観察結果（3US-B1 破砕部）(3)

Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　XRD分析結果（3US-B1破砕部）



3US-B1破砕部のチャート

水簸及びEG処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩のチャート

X線粉末回折結果

破砕帯名	試 料 No.	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石
F-M3-9	3US-B1	－	・	－	◎	△	△

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

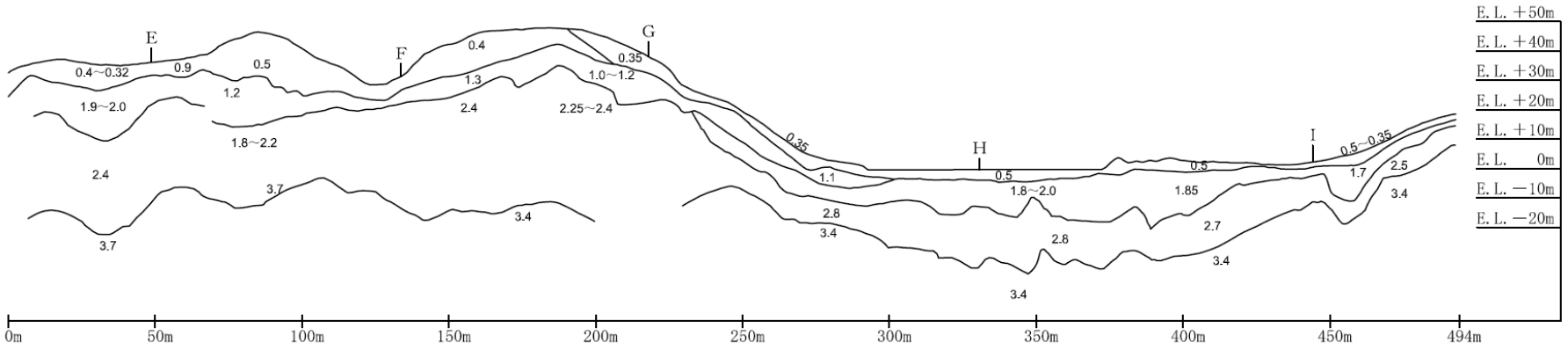
記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物

3US-B1破砕部は新鮮花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
一方、3US-B1破砕部はスメクタイト、カオリン鉱物（雲母粘土鉱物は水簸でのみ確認）を生成している。
定方位（水簸、EG）の結果からは、スメクタイト（001）面のピークが低角側（左側）に移動しており、スメクタイトは識別できる。
よって、3US-B1破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

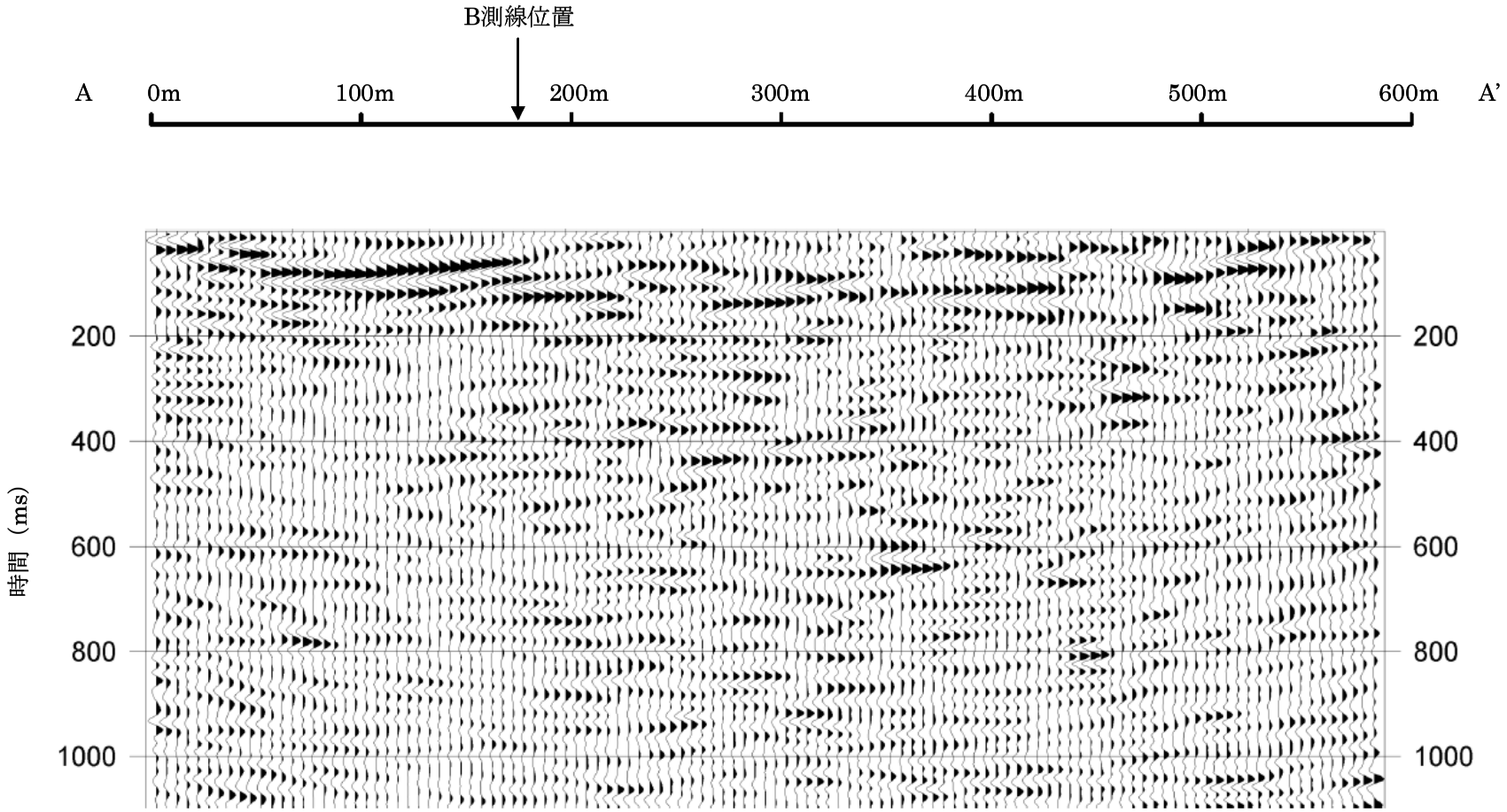
第 1.6.98 図　Ｆ－Ｍ３－９破砕帯　XRD 分析結果（3US-B1 破砕部）

C－C’

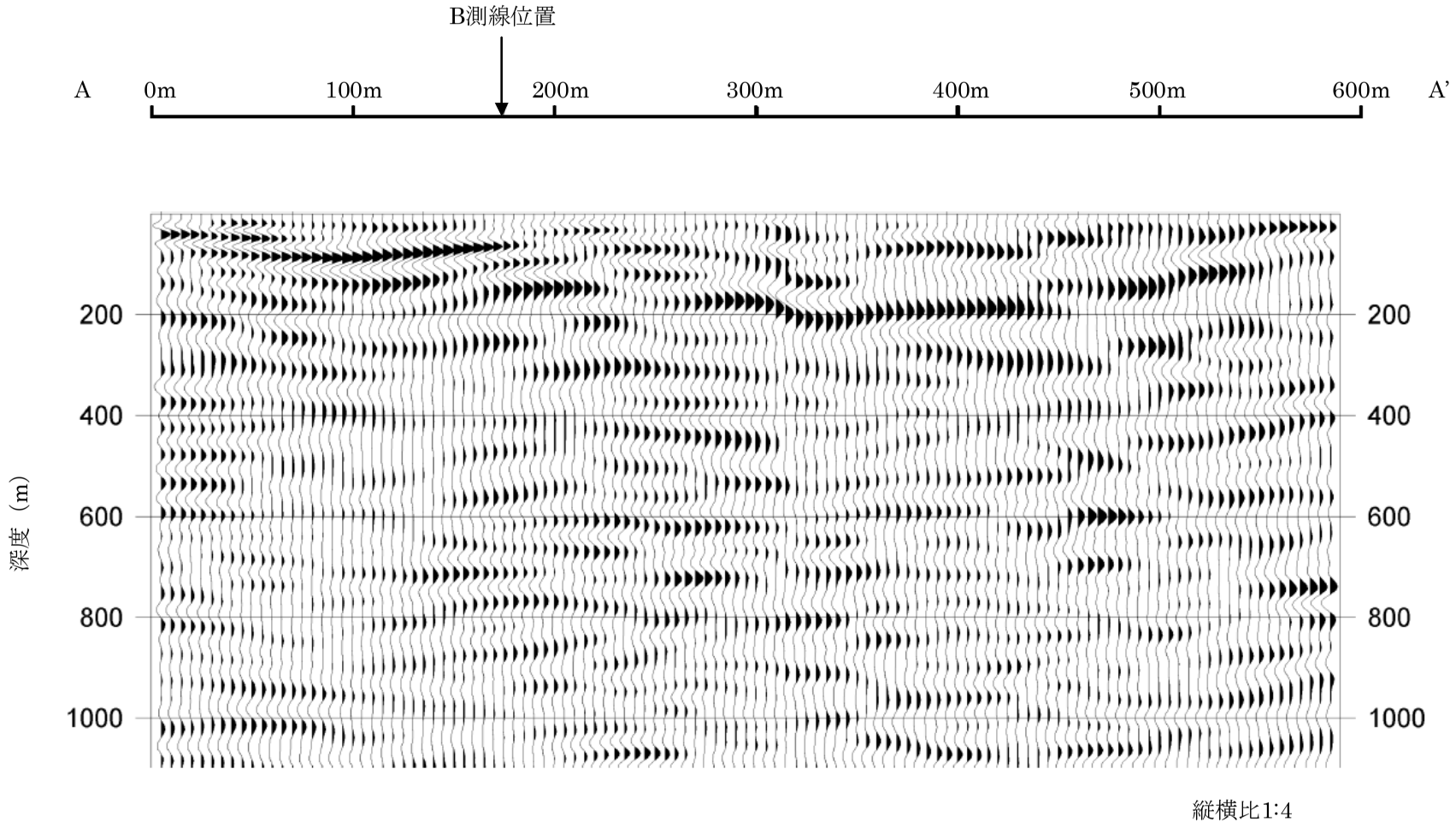
単位：km/s



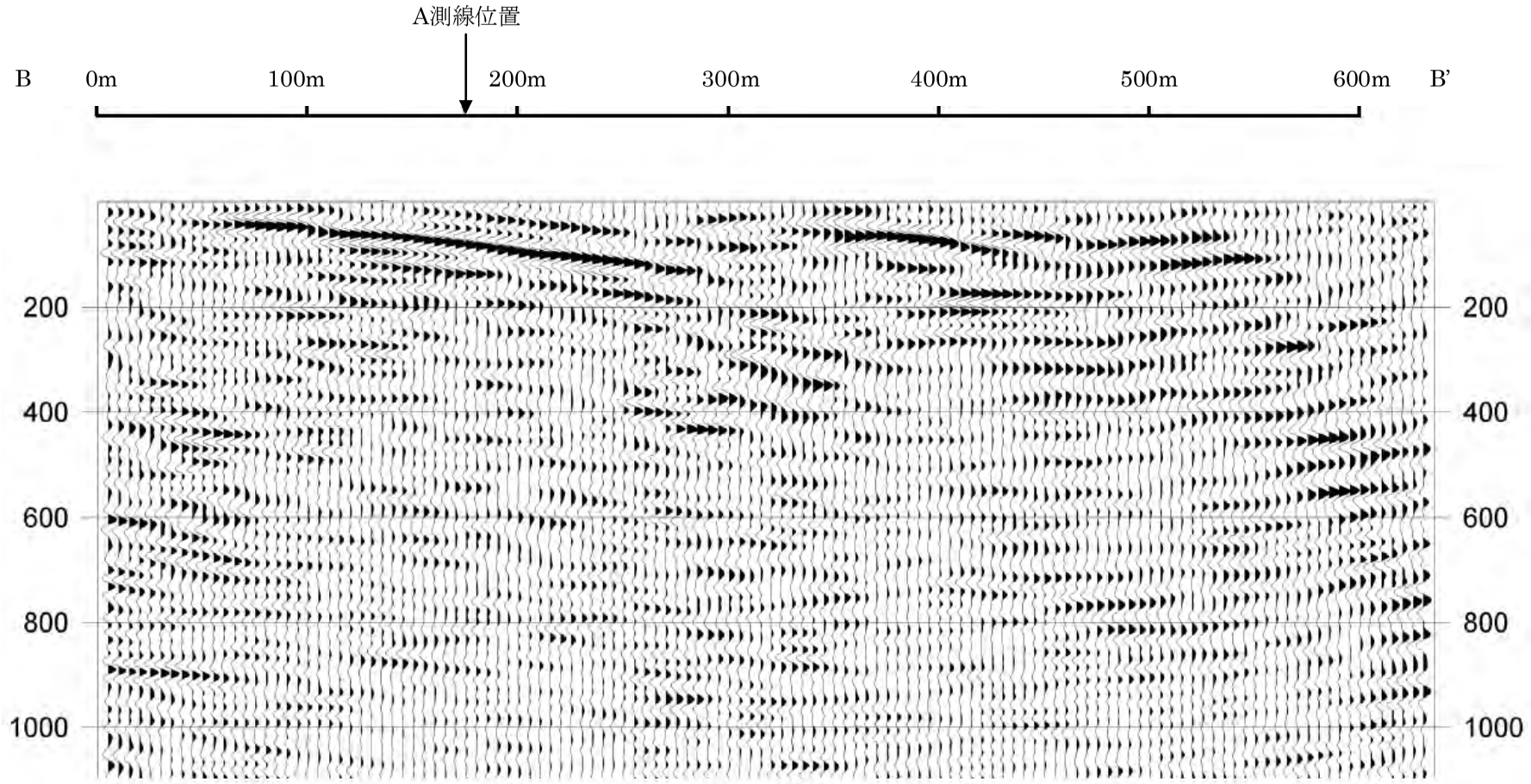
第1.6.99図　地表弾性波探査鉛直断面図（C－C’）



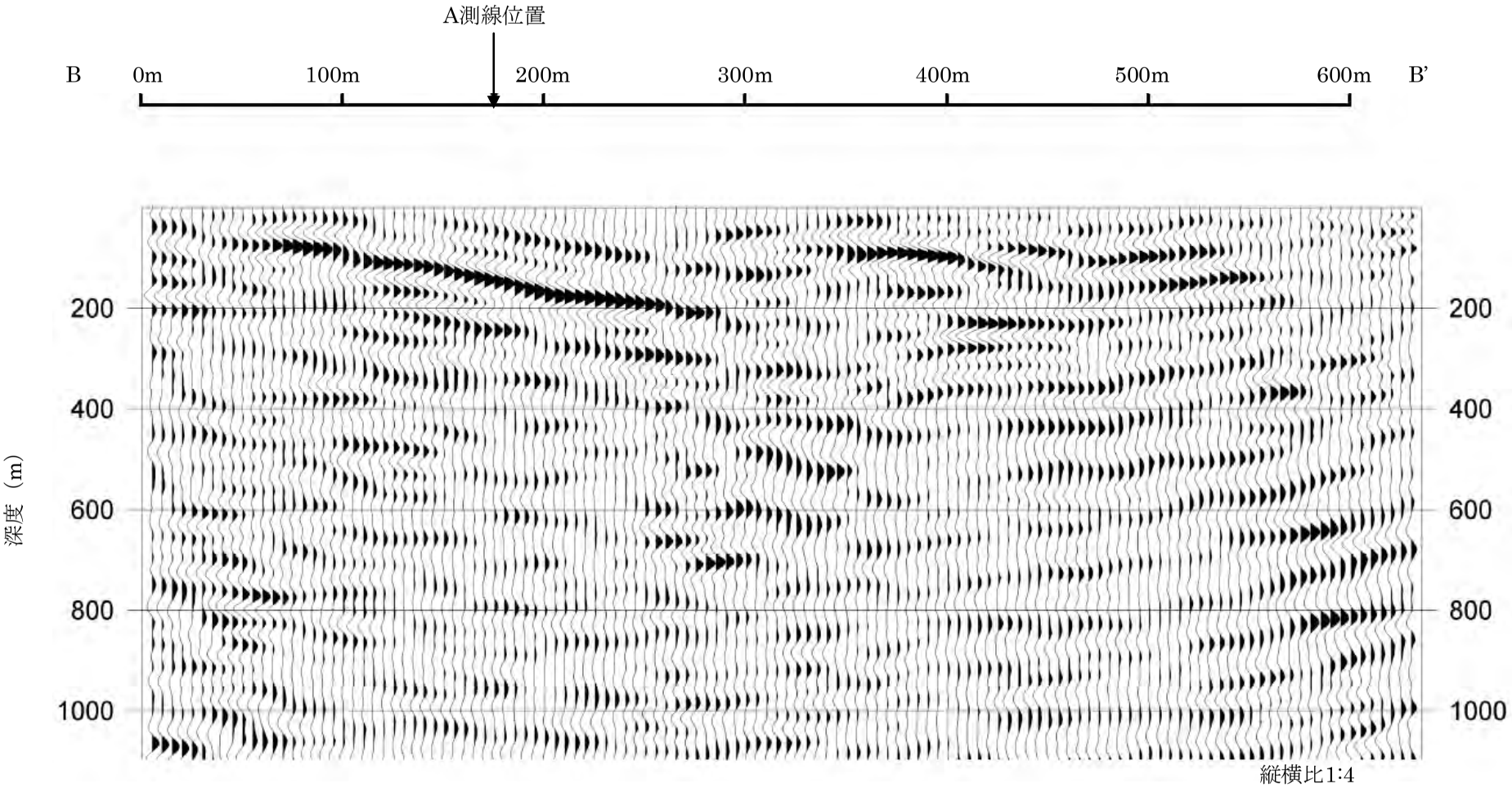
第 1.6.100 図(1)　反射法地震探査結果（A 測線　時間断面）



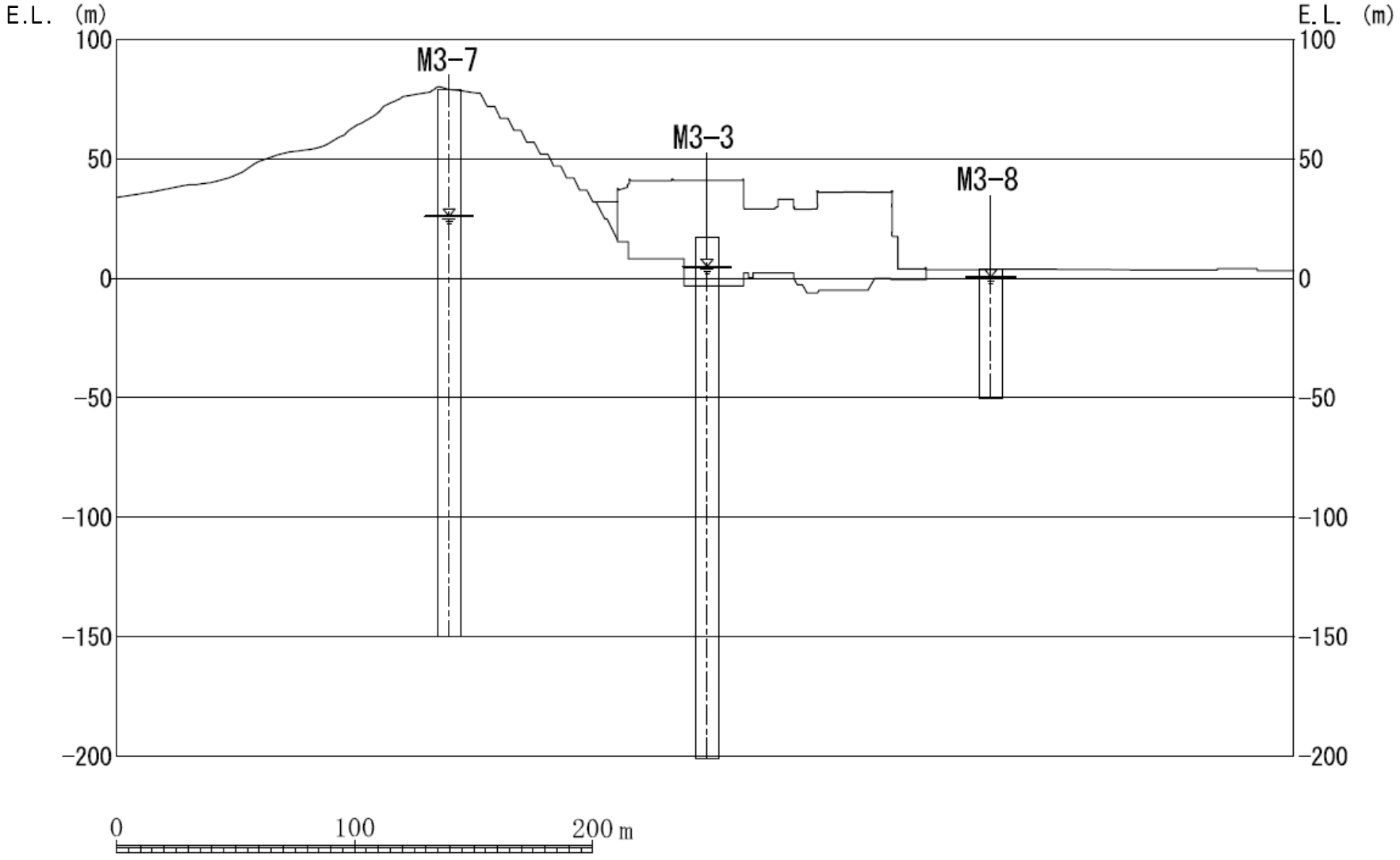
第 1.6.100 図(2)　反射法地震探査結果（A 測線　深度断面）



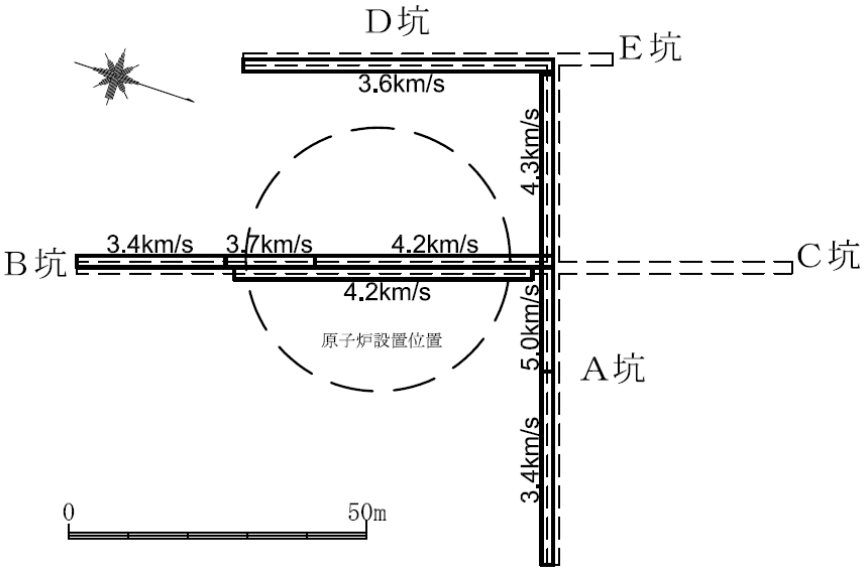
第 1.6.100 図(3)　反射法地震探査結果（B 測線　時間断面）



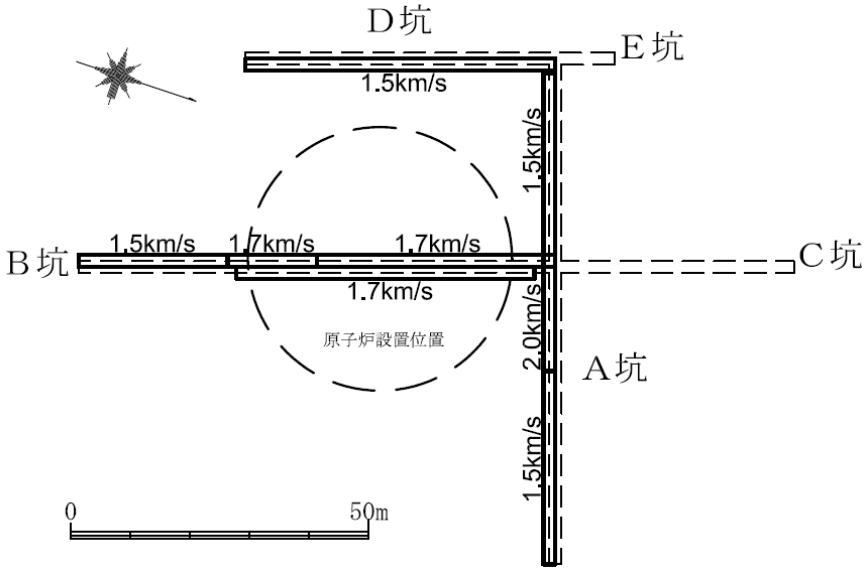
第 1.6.100 図(4)　反射法地震探査結果（B 測線　深度断面）



第1.6.101図　ボーリング孔内水位図



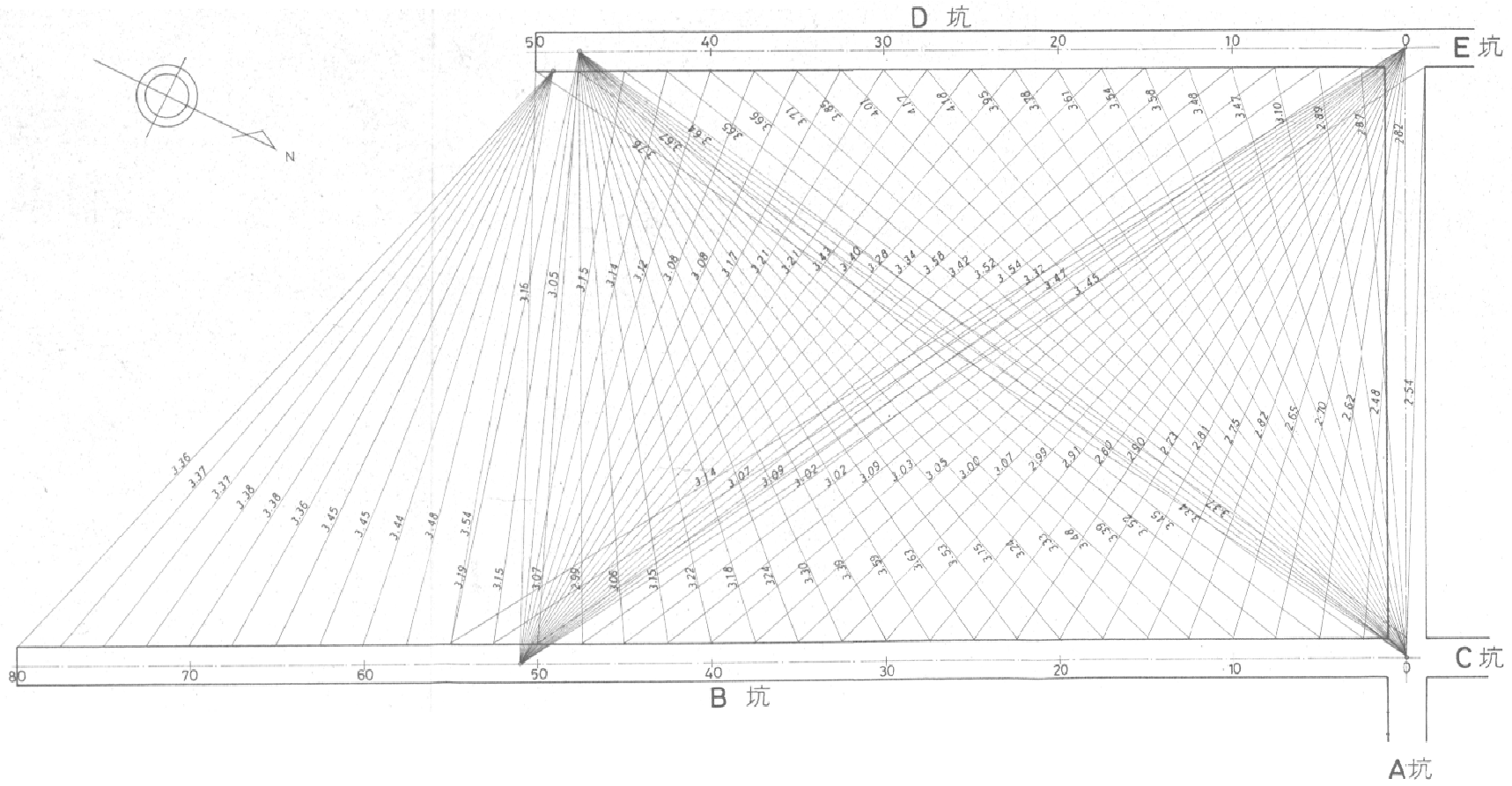
（Ｐ 波 速 度）



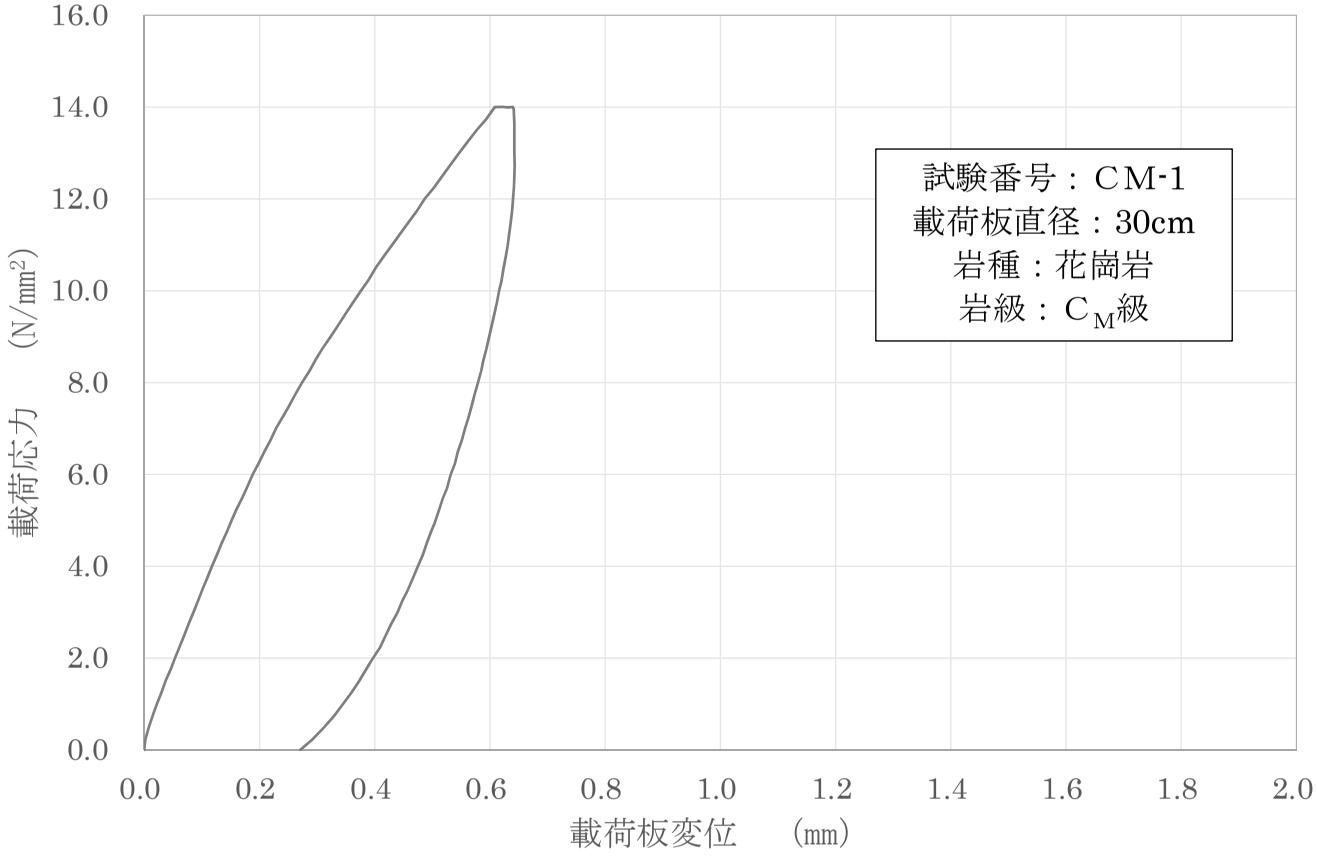
（Ｓ 波 速 度）

第１.６.１０２図　縦 波 （ Ｐ 波 ）・ 横 波 （ Ｓ 波 ） 速 度 図

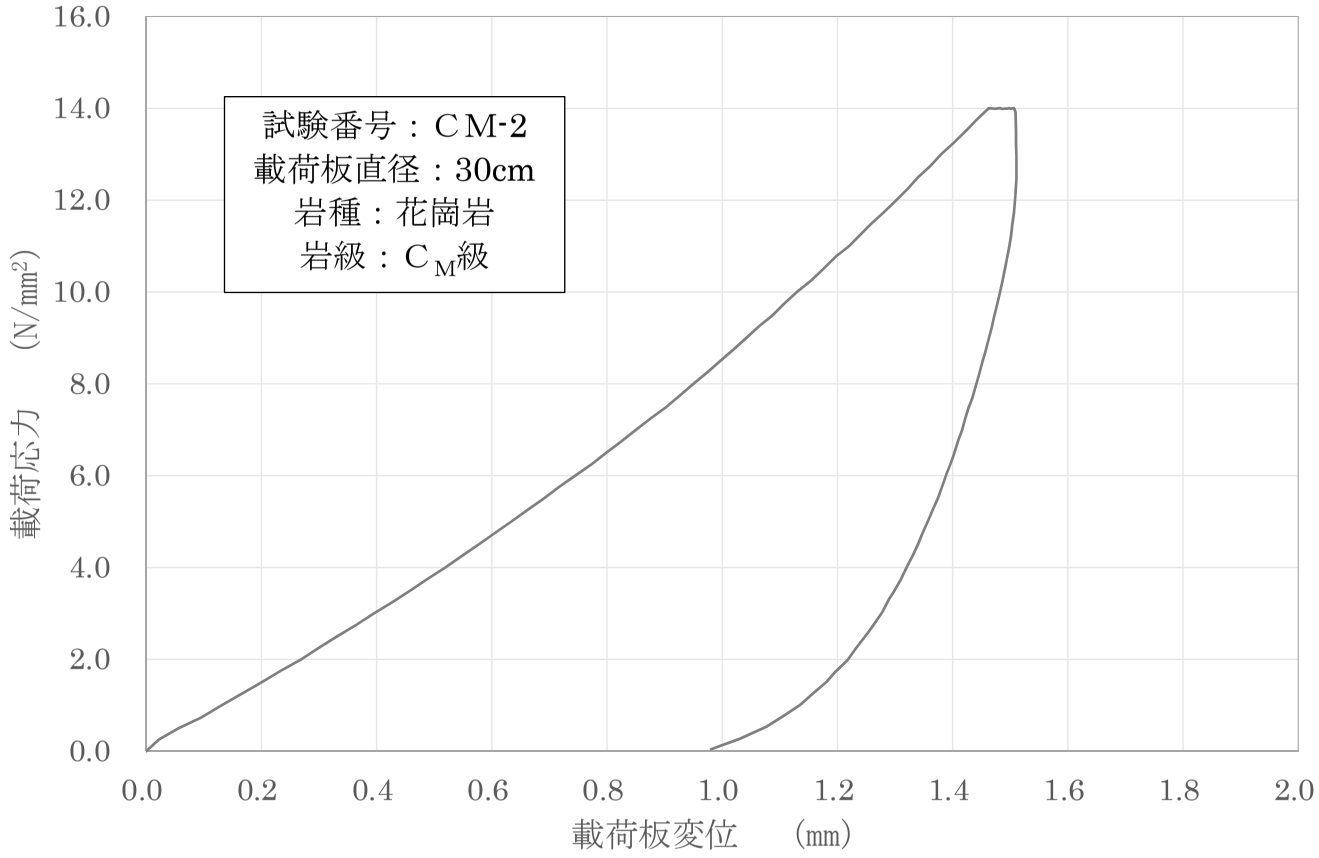
単位：km/s



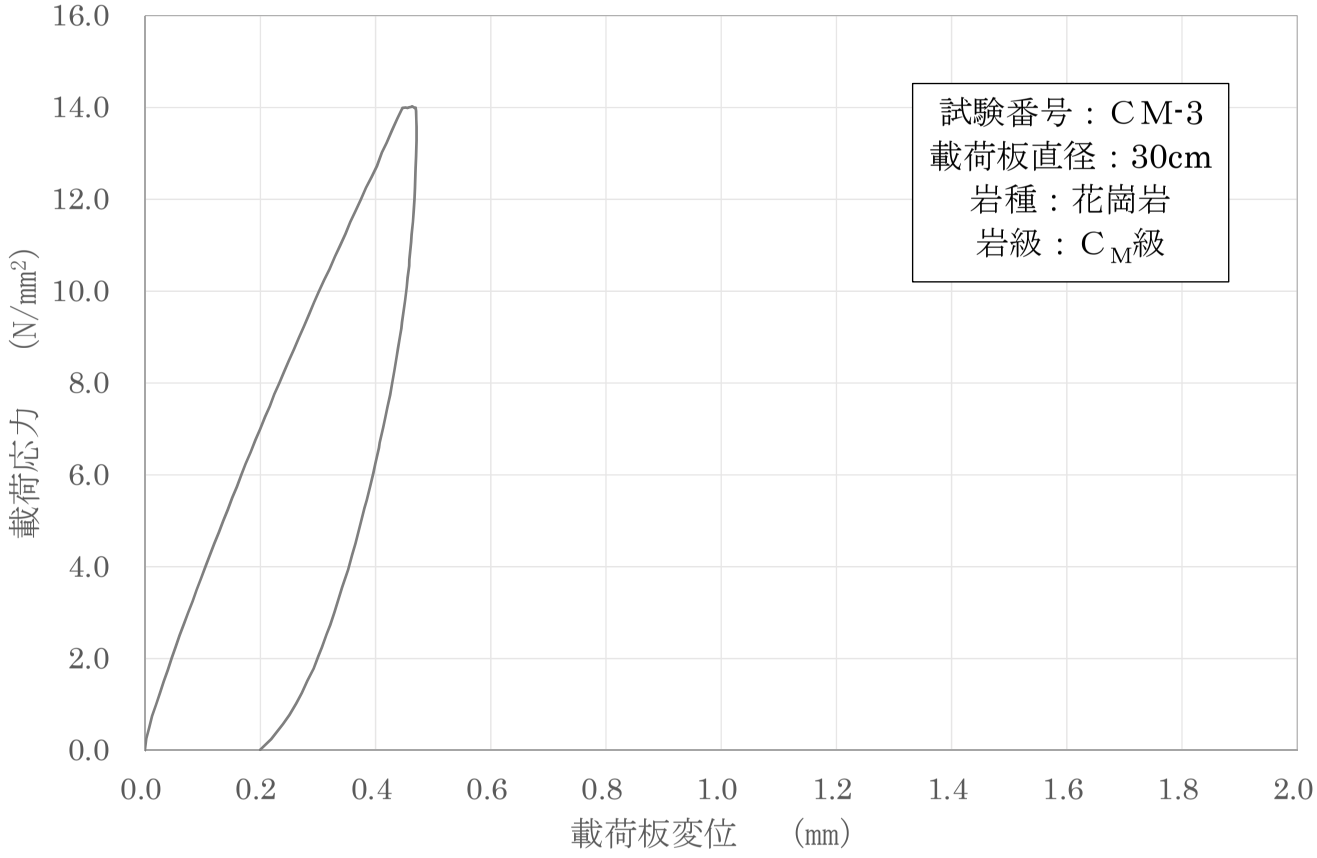
第1.6.103図　坑間縦波（P波）速度図



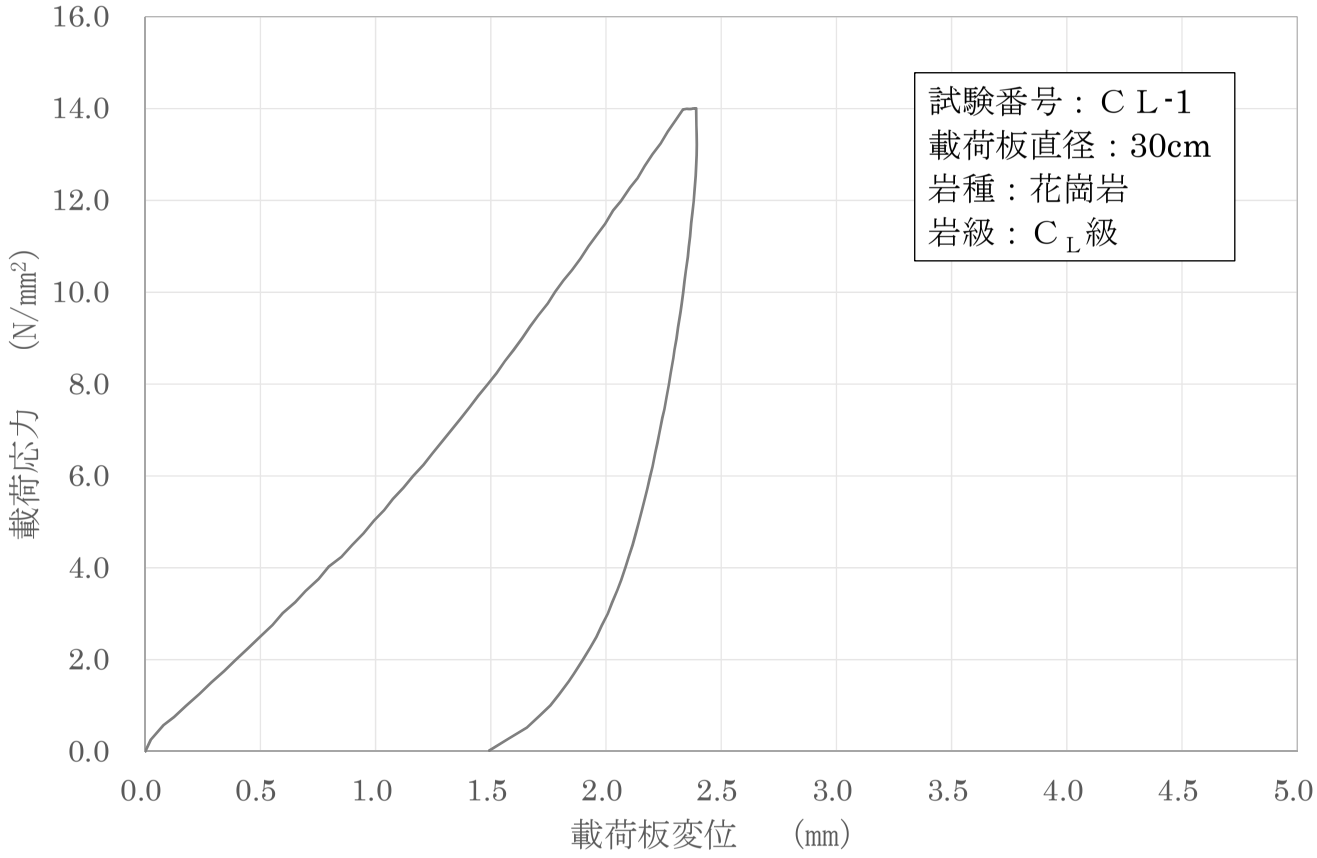
第1.6.104図(1)　支持力試験　荷重－変位曲線（その1）



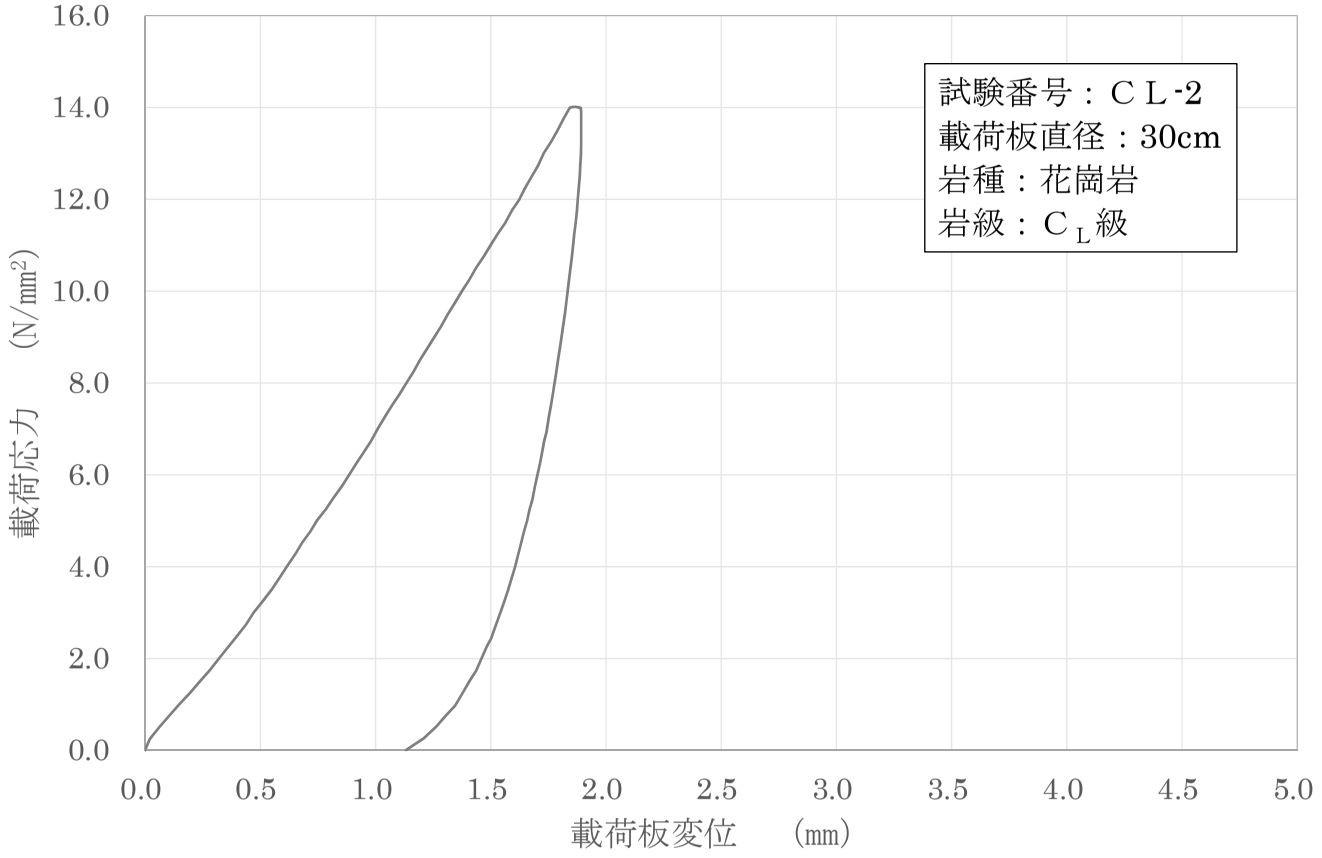
第1.6.104図(2)　支持力試験　荷重－変位曲線（その2）



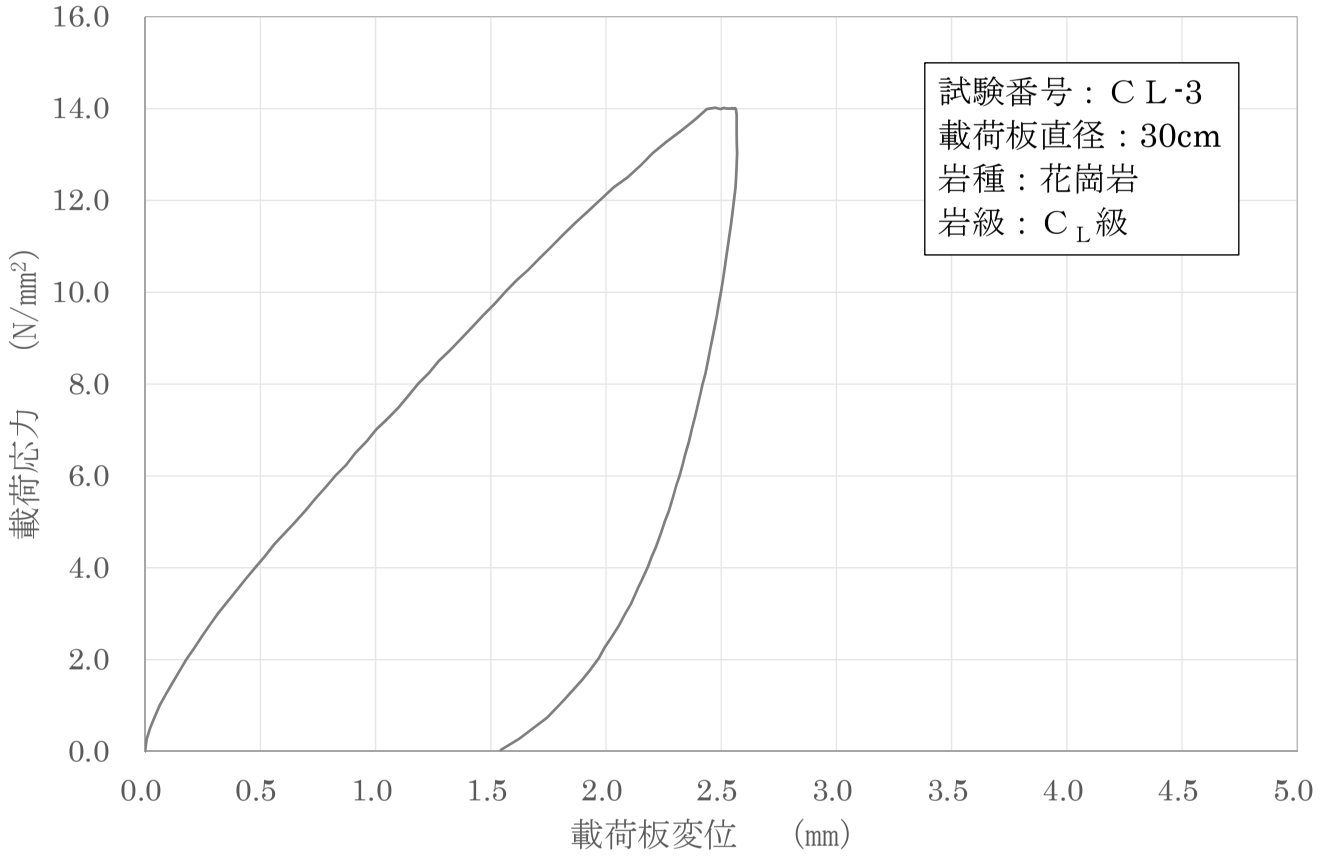
第1.6.104図(3)　支持力試験　荷重－変位曲線（その3）



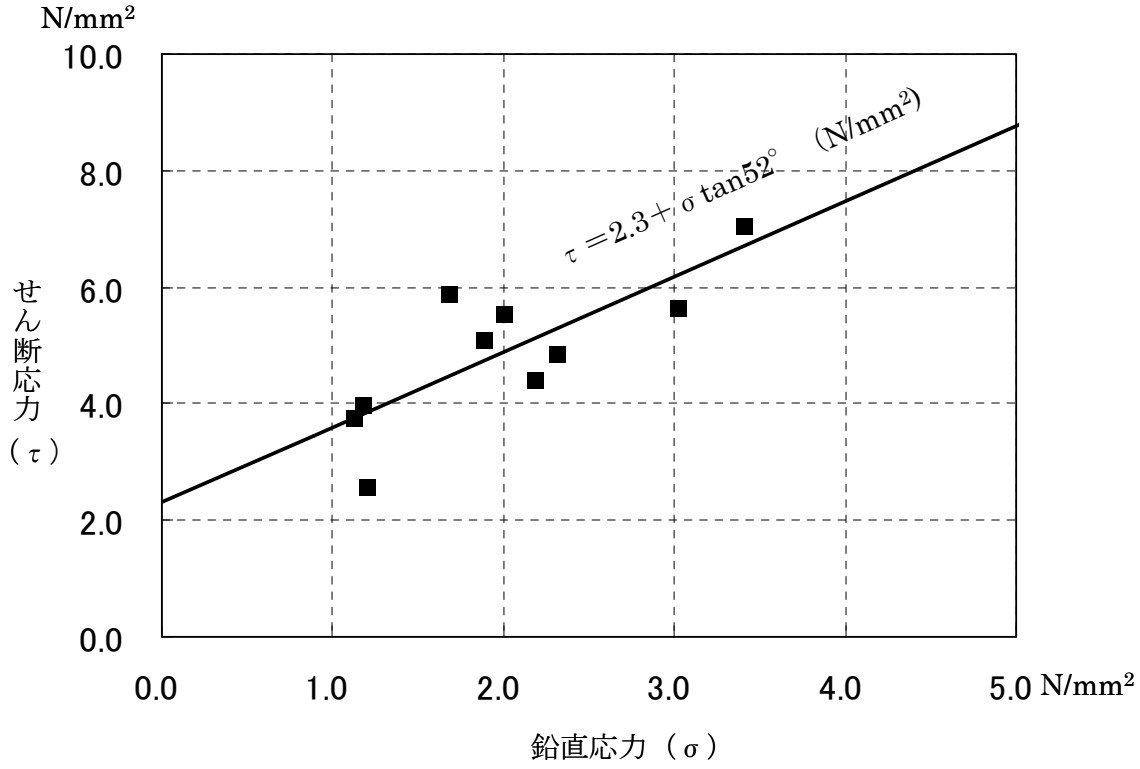
第1.6.104図(4)　支持力試験　荷重－変位曲線（その4）



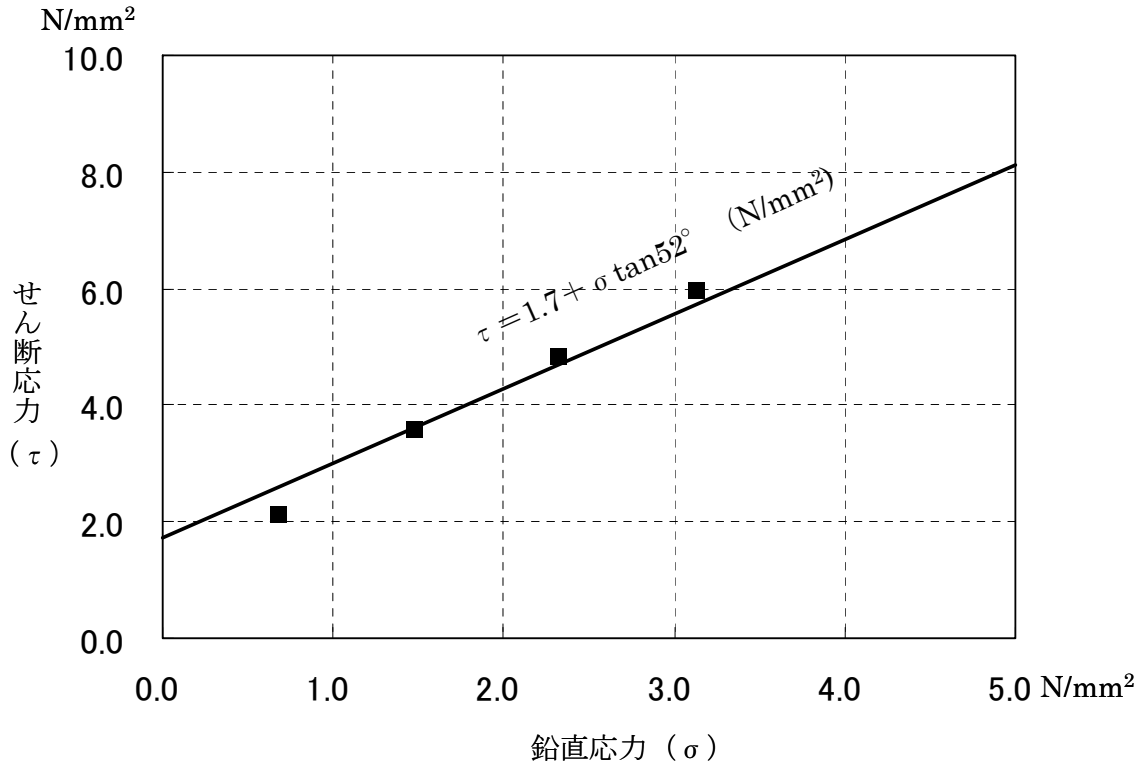
第１.６.１０４図(５)　支持力試験　荷重－変位曲線（その５）



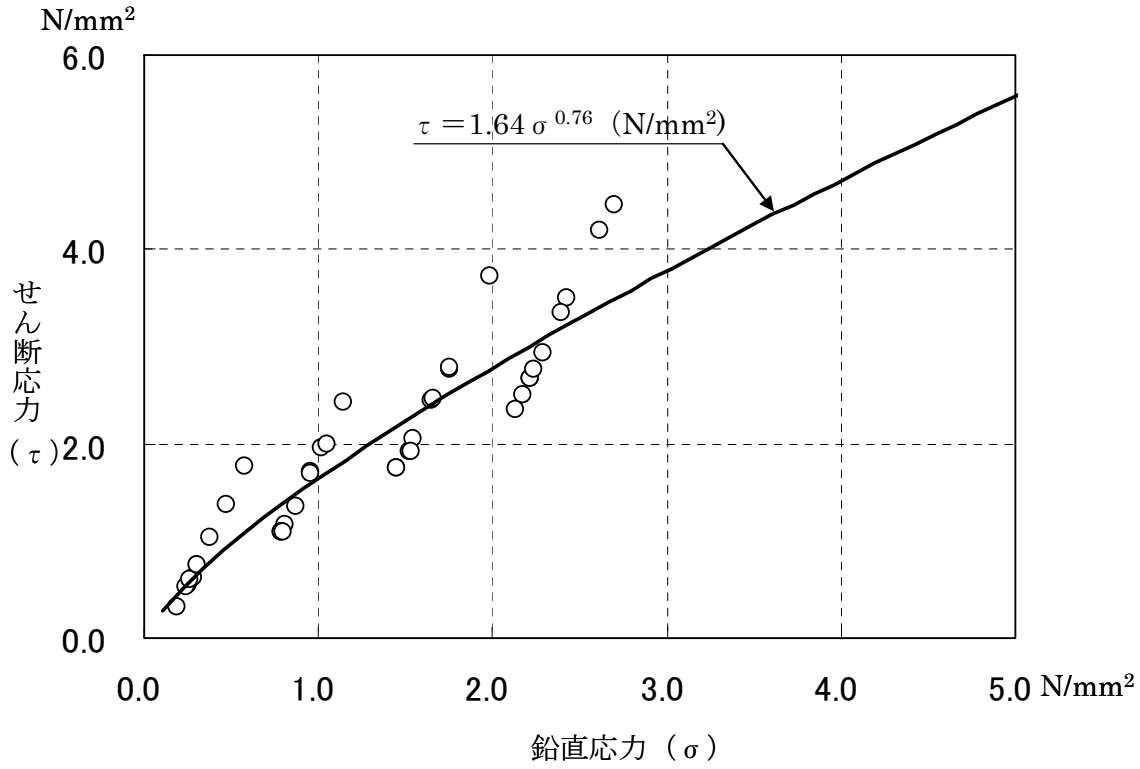
第1.6.104図(6)　支持力試験　荷重－変位曲線（その6）



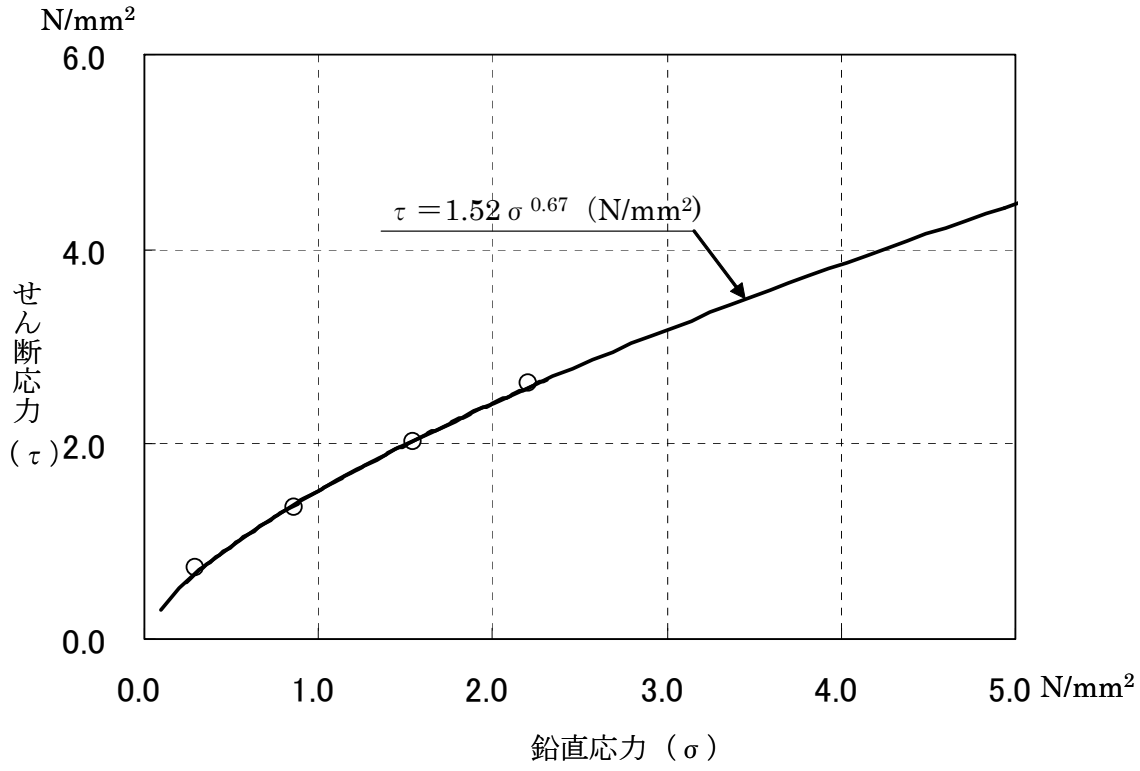
第1.6.105図　ロックせん断試験結果（〔C_M〕級　せん断強度）



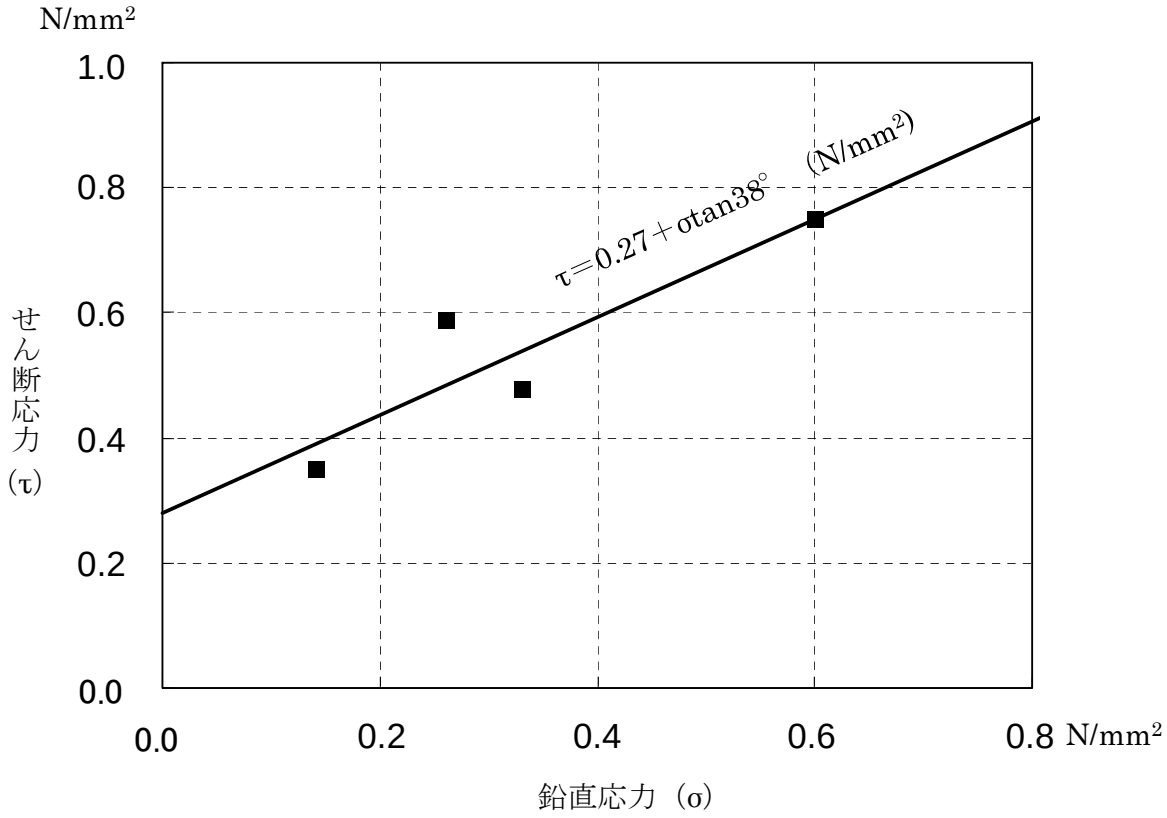
第1.6.106図　ロックせん断試験結果（〔C_L〕級　せん断強度）



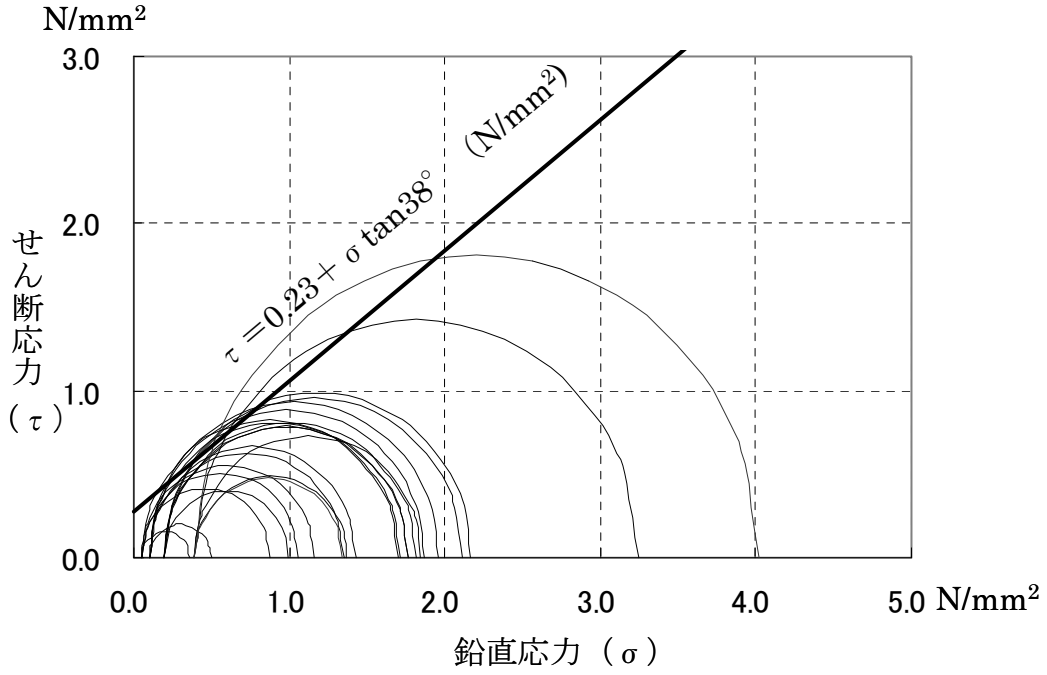
第１.６.１０７図　ロックせん断試験結果（〔Ｃ$_M$〕級　残留強度）



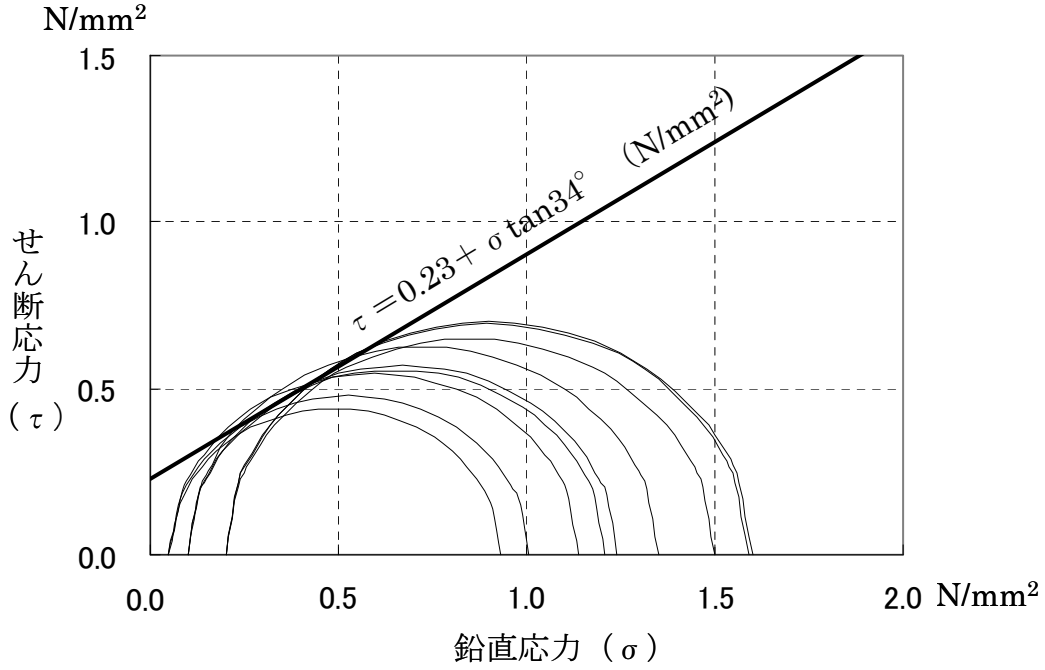
第1.6.108図　ロックせん断試験結果（〔C_L〕級　残留強度）



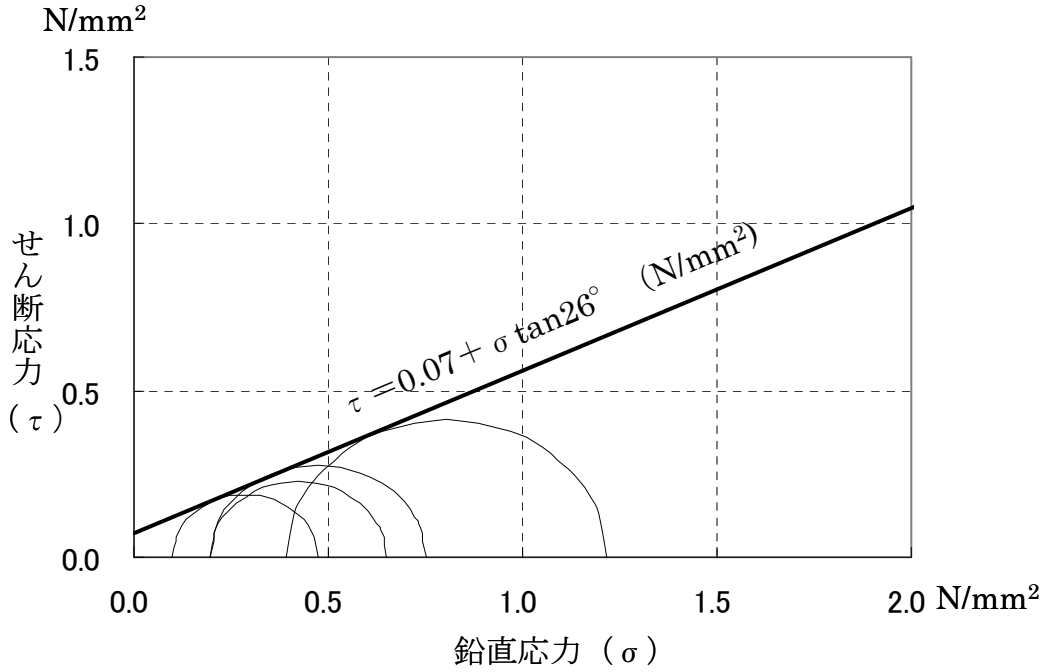
第1.6.109図　ブロックせん断試験結果（〔Ｄ〕級　せん断強度）



第1.6.110図　三軸圧縮試験結果（〔Ｄ〕級　残留強度）

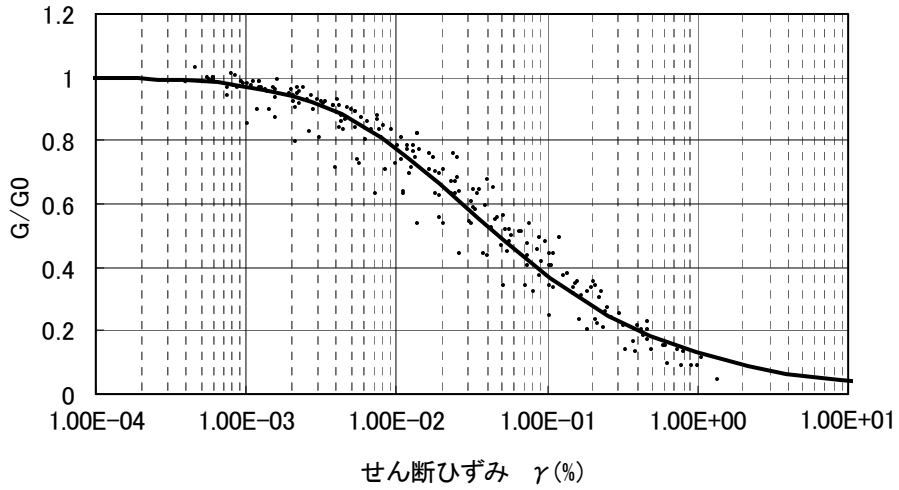


第1.6.111図　三軸圧縮試験結果（堆積層　せん断強度）

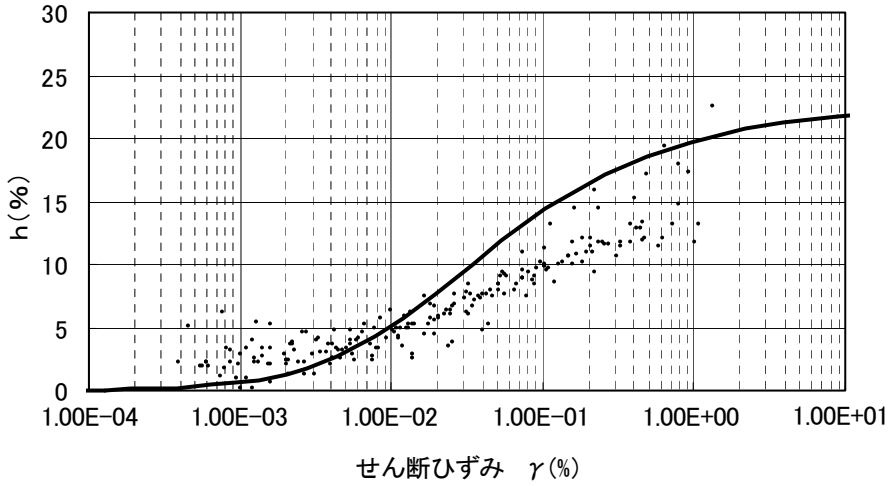


第１.６.１１２図　三軸圧縮試験結果（破砕帯　せん断強度）

せ ん 断 弾 性 係 数

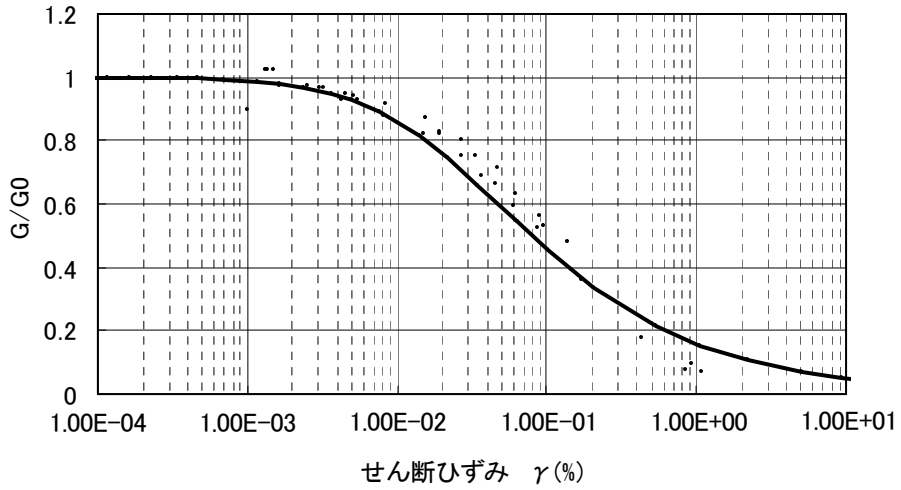


減 衰 定 数

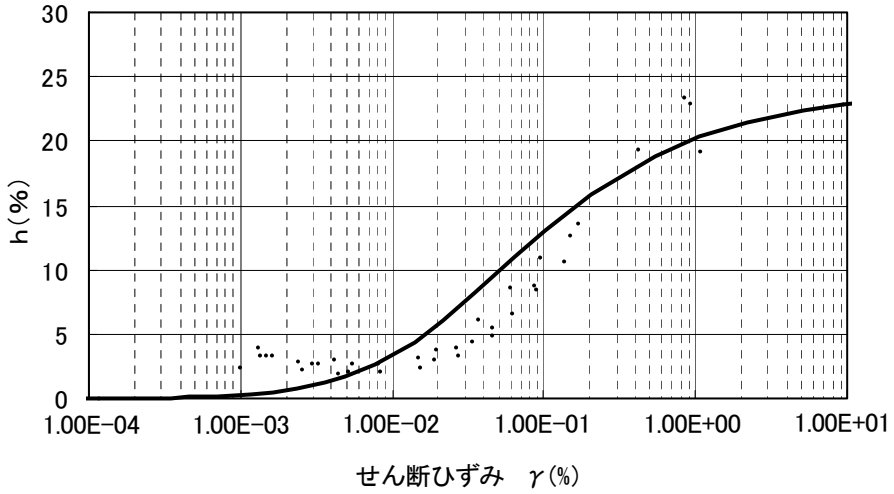


第 1.6.113図　繰 返 し 三 軸 試 験 結 果 （〔 D 〕 級 ）

せ ん 断 弾 性 係 数

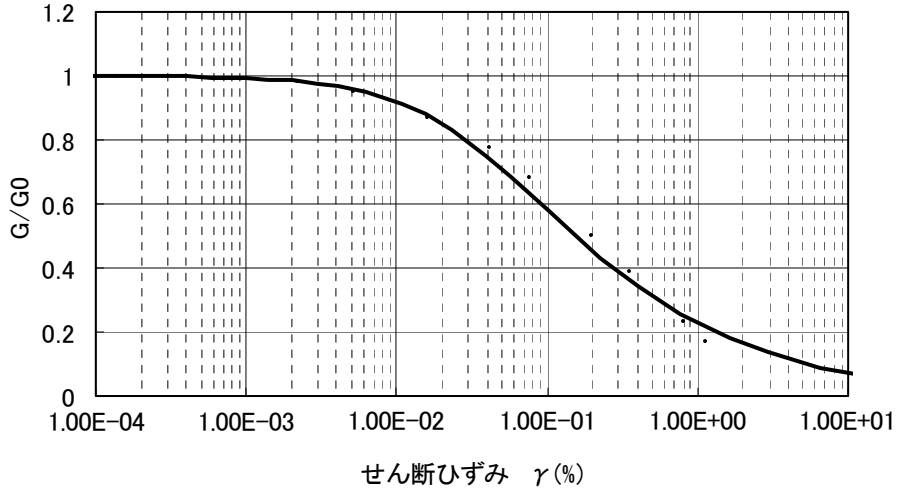


減 衰 定 数

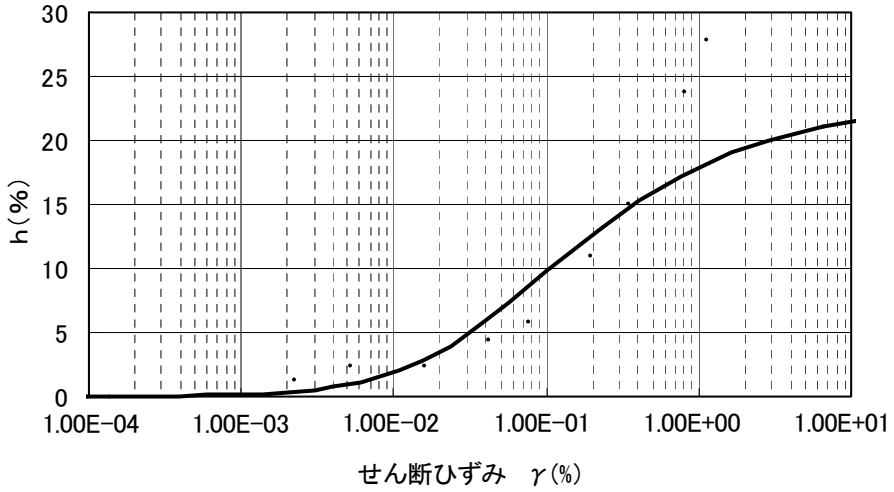


第 1.6.114図　繰 返 し 三 軸 試 験 結 果 （ 土 質 材 料 ）

せ ん 断 弾 性 係 数



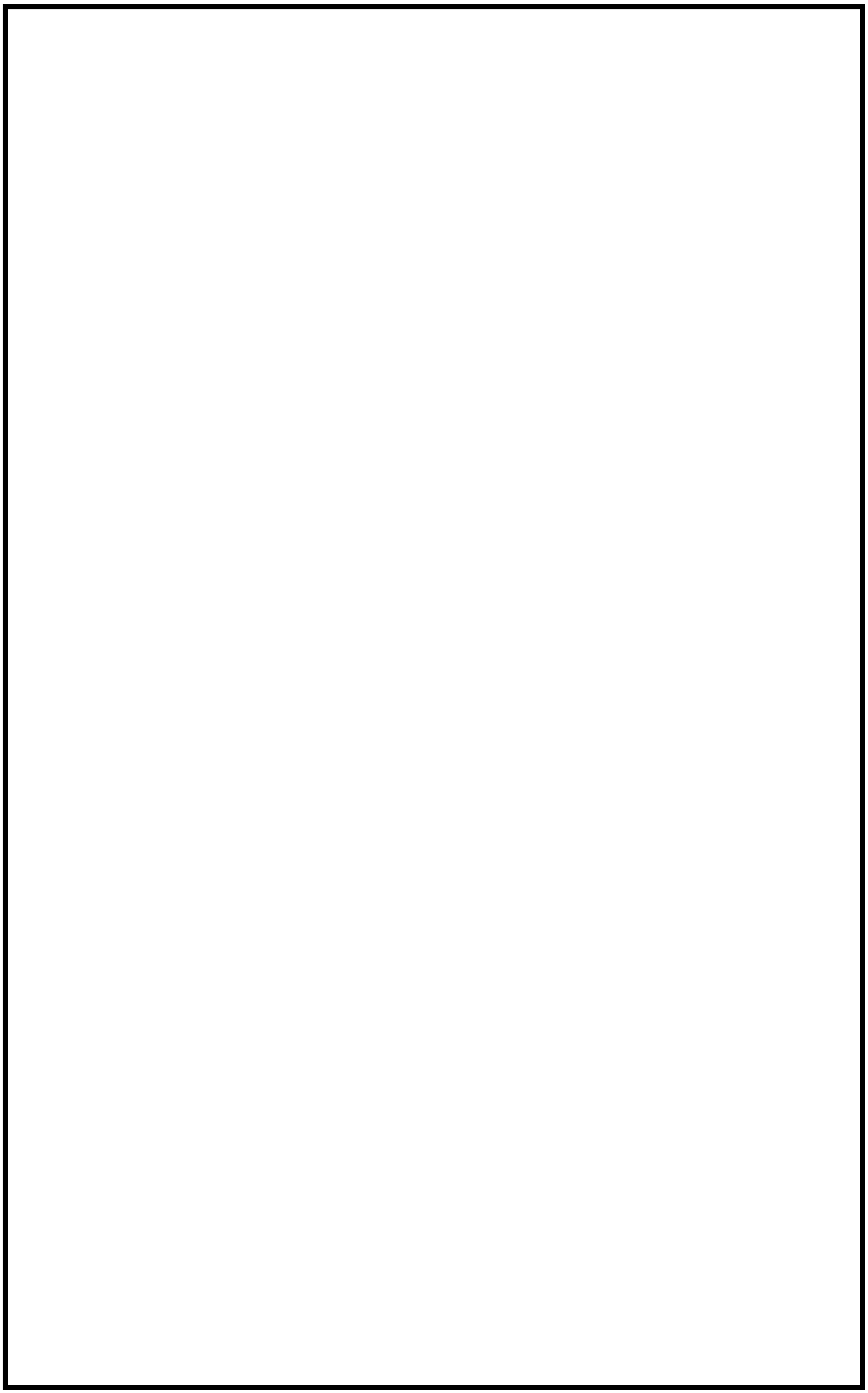
減 衰 定 数



第1.6.115図　動 的 単 純 せ ん 断 試 験 結 果 （破 砕 帯）

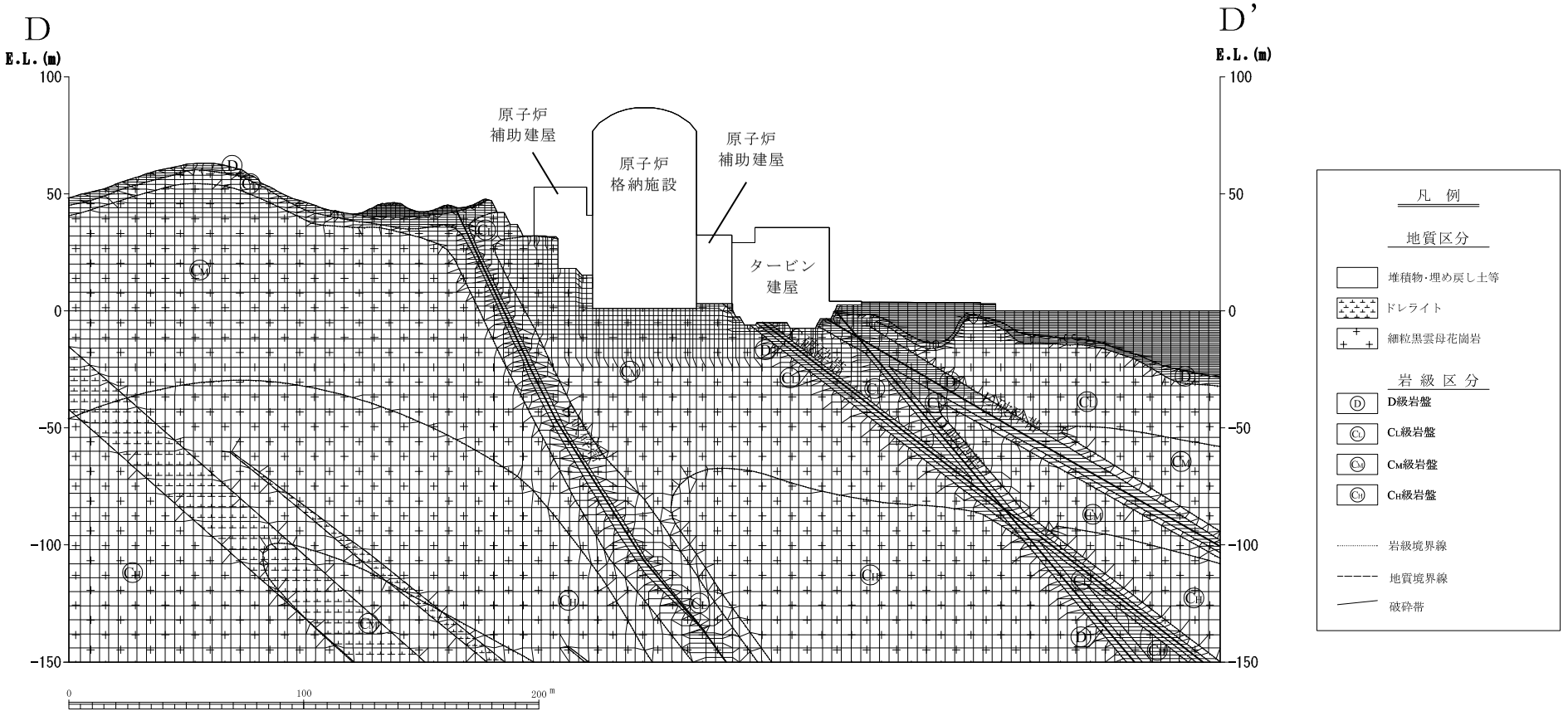
第 1.7.1 図　耐震重要施設及び常設重大事故等対処施設の配置並びに解析断面位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

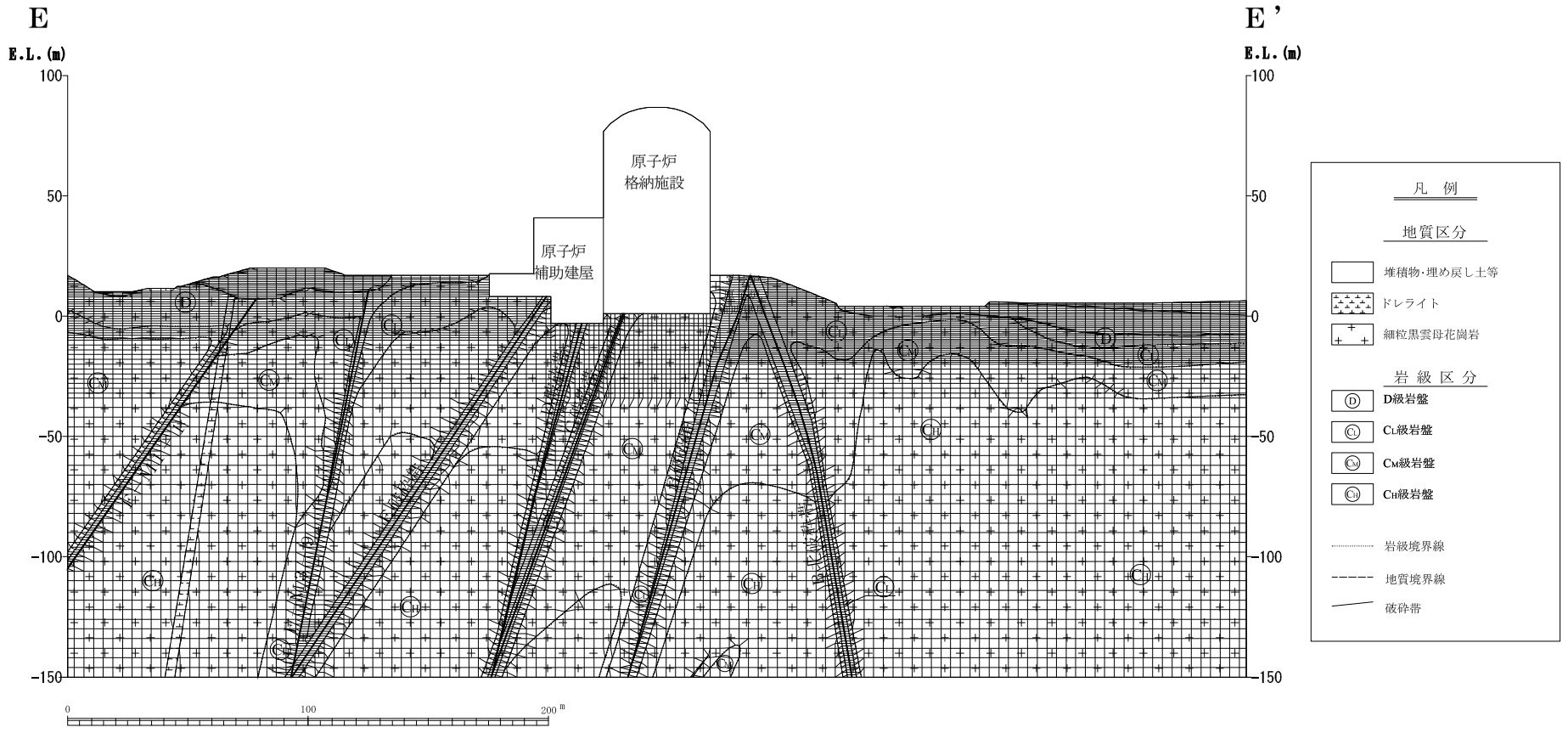


第 1.7.2 図　評価対象施設及び評価対象断面の位置図

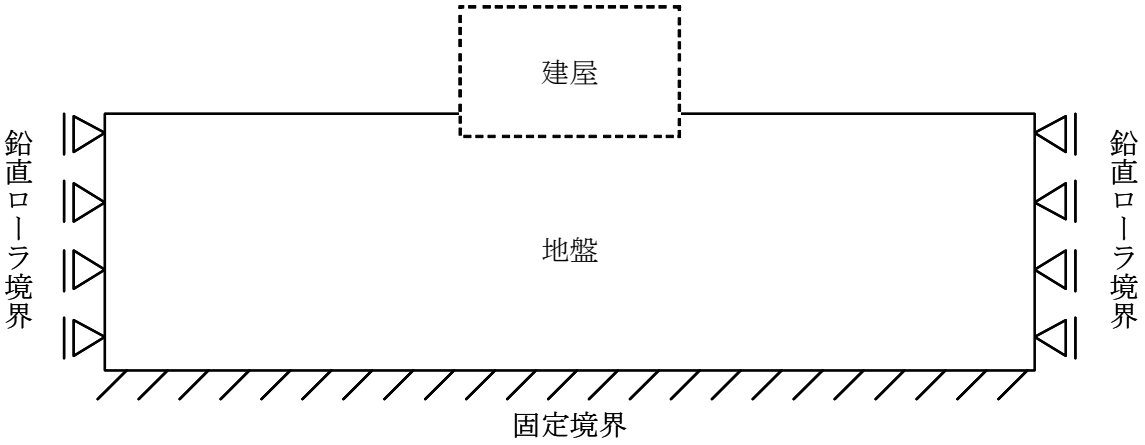
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



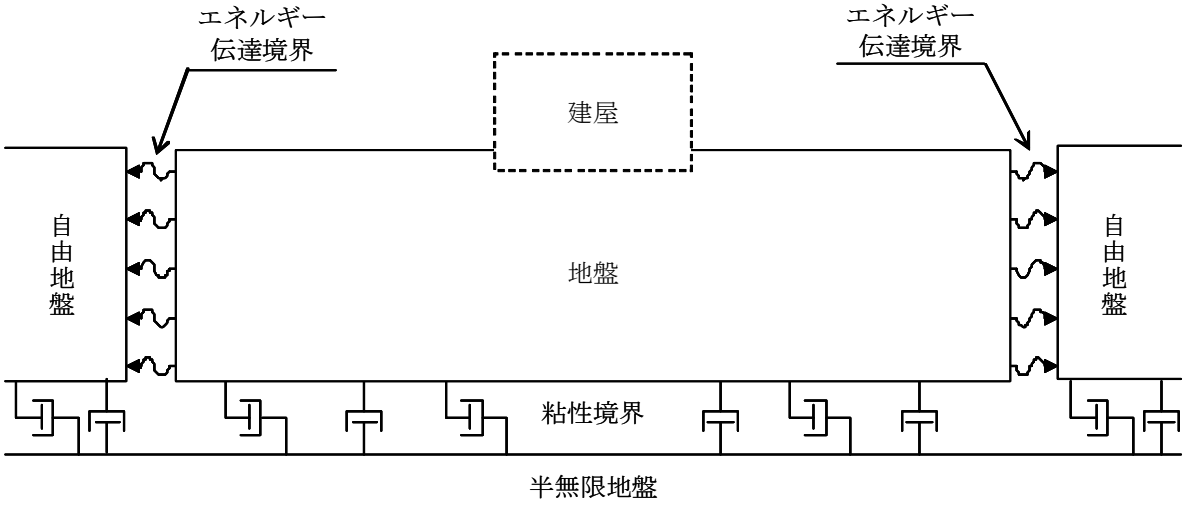
第1.7.3図　解析用要素分割図（D－D’）



第1.7.4図　解析用要素分割図（E－E’）

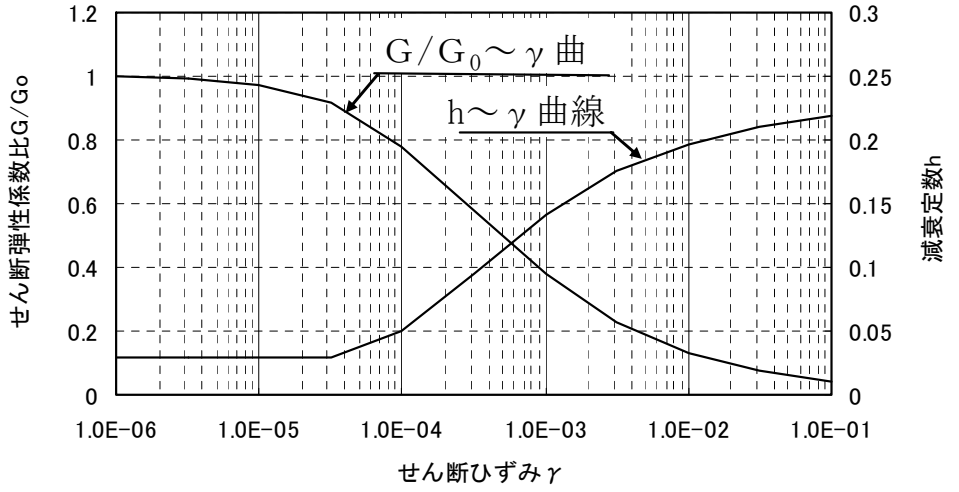


静 的 解 析 時



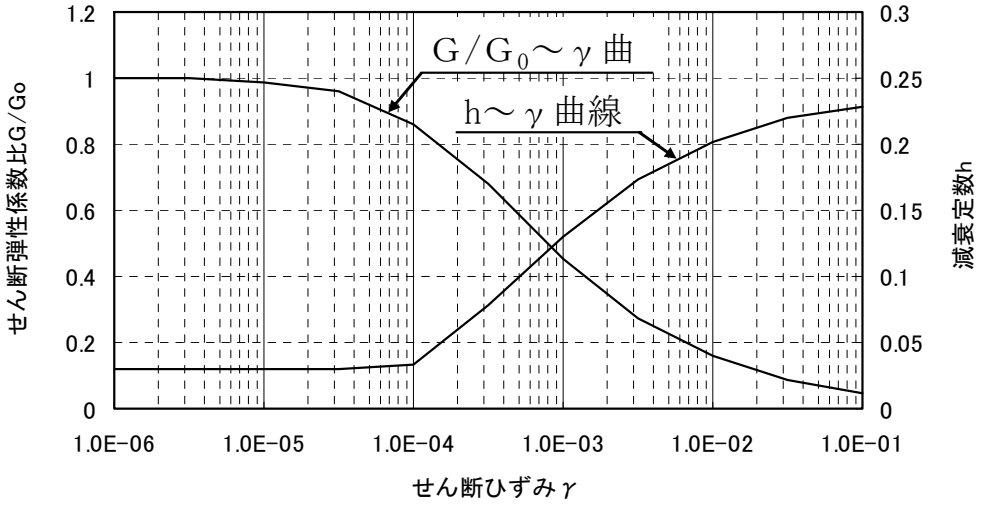
動 的 解 析 時

第 1.7.5図　境 界 条 件



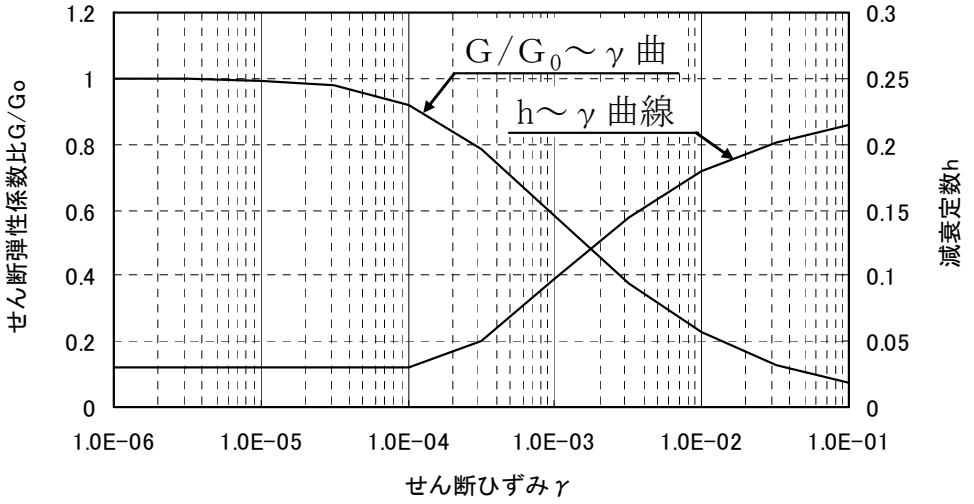
第1.7.6図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性

（D級）



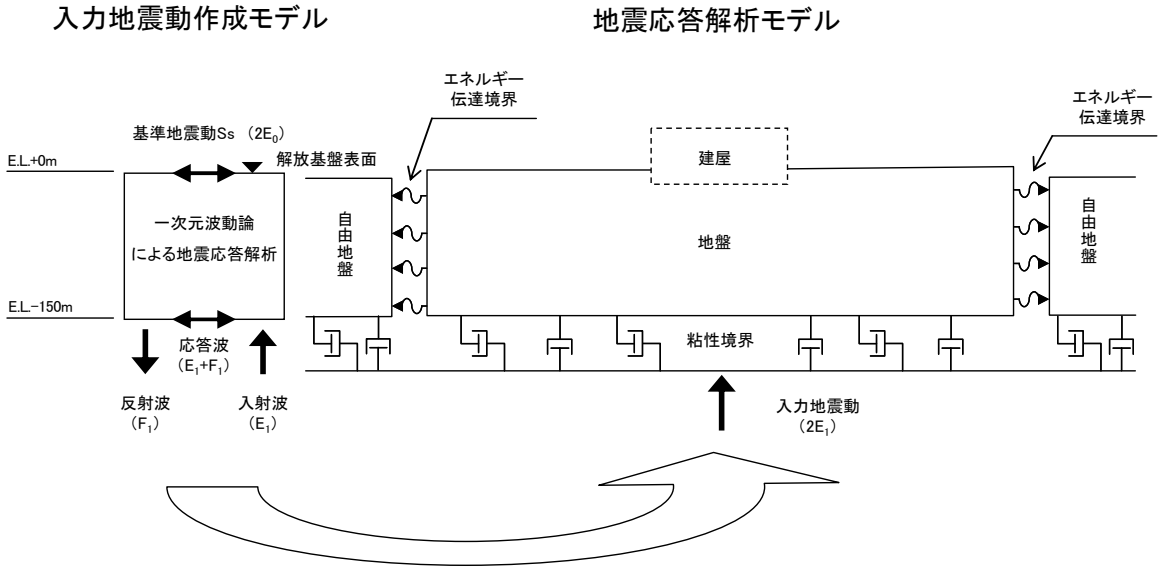
第1.7.7図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性

（堆積物・埋戻土・盛土等）



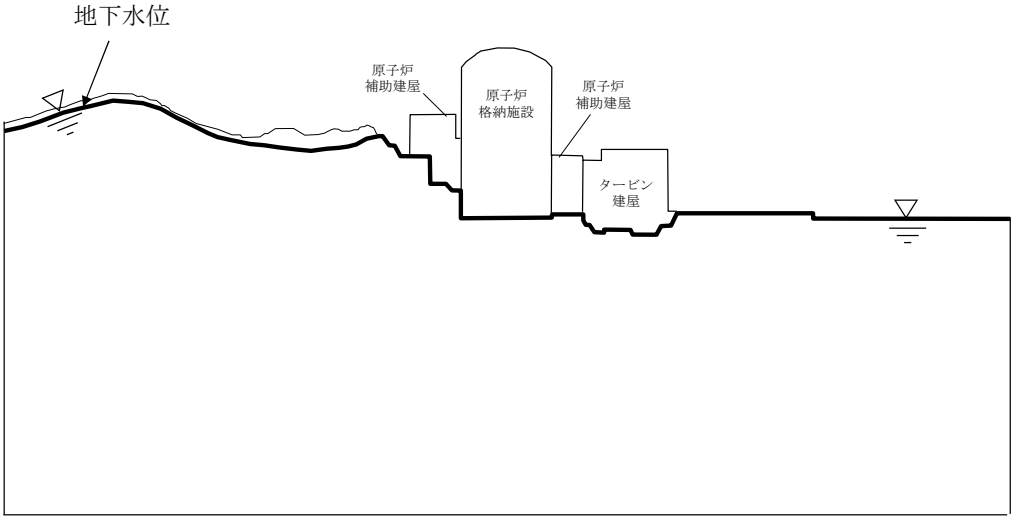
第1.7.8図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性

（破砕帯）

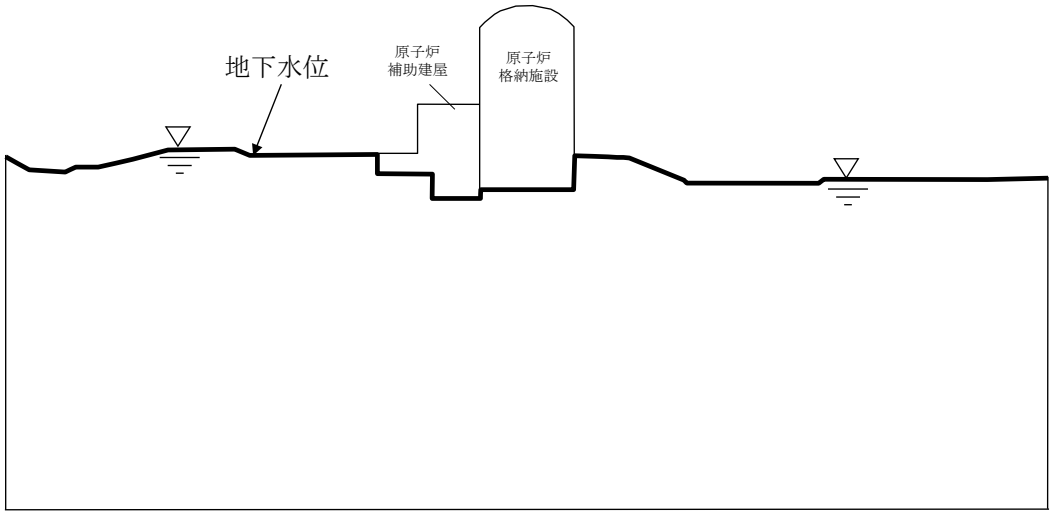


第1.7.9図　入力地震動の考え方

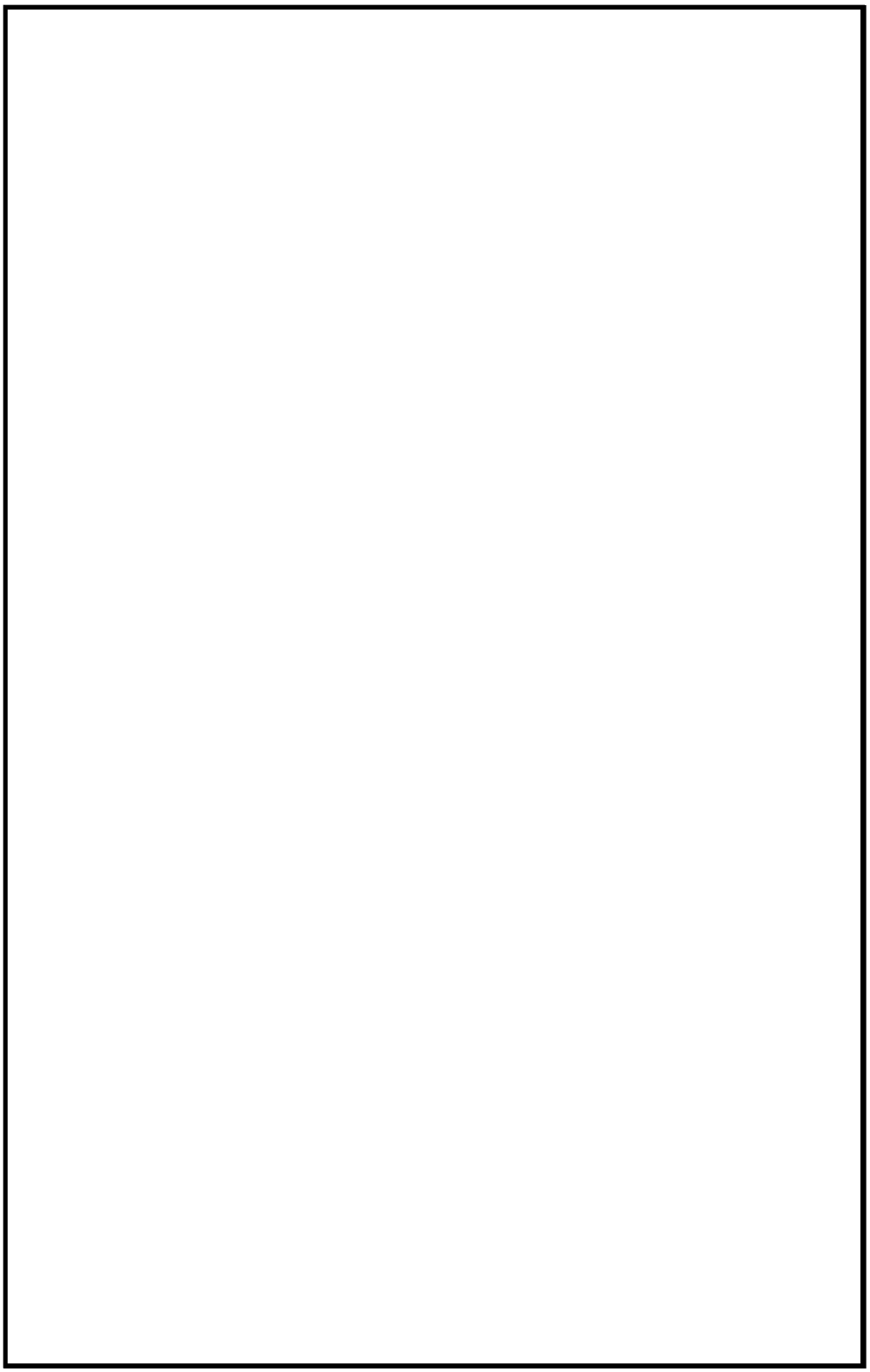
※斜面部は〔C_L〕級岩盤上端に
地下水位を設定。
岩級区分は第1.7.3図を参照。



第1.7.10図　解析用地下水位（Ｄ－Ｄ’）

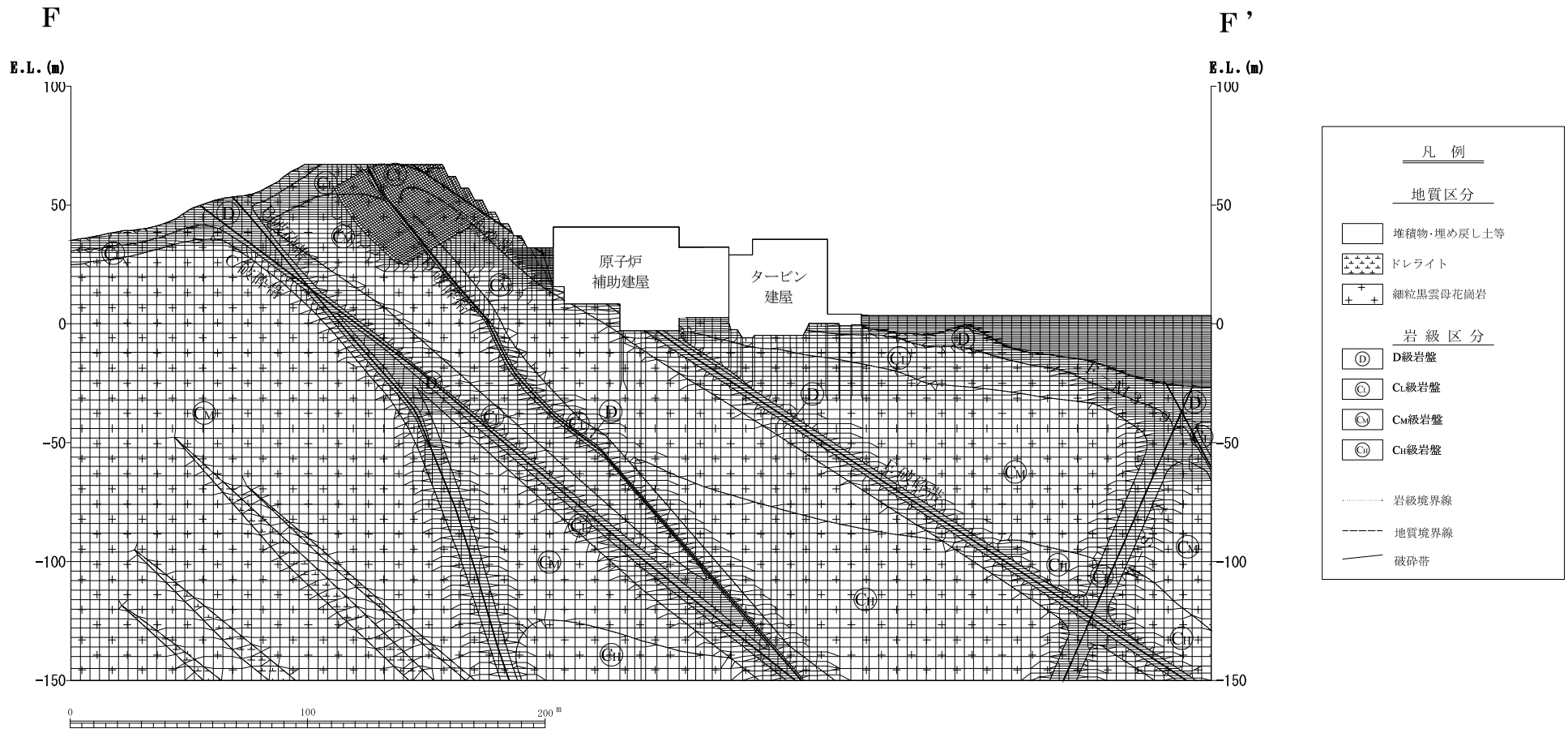


第1.7.11図　解析用地下水位（Ｅ－Ｅ’）

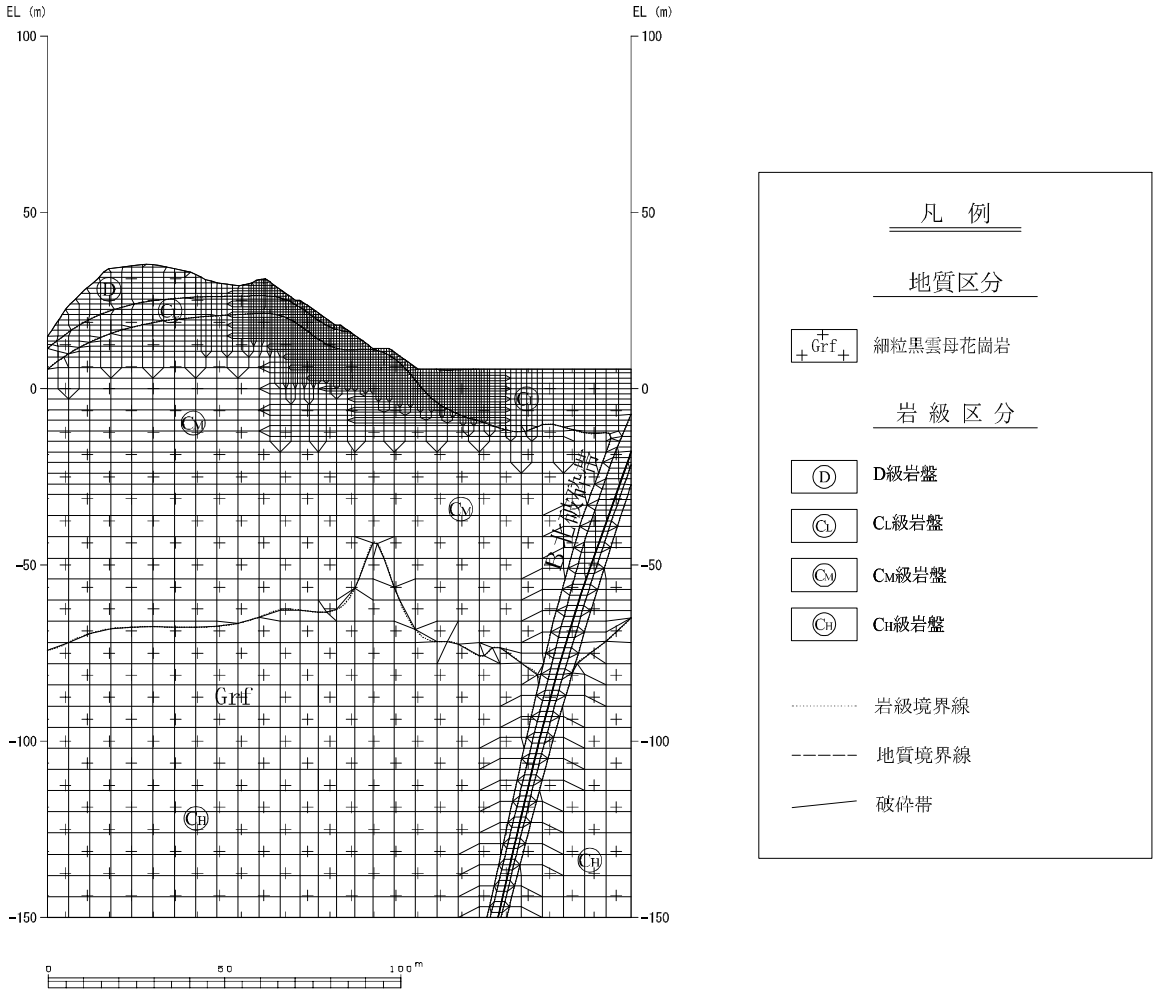


第 1.7.12 図　評価対象斜面及び解析断面位置図

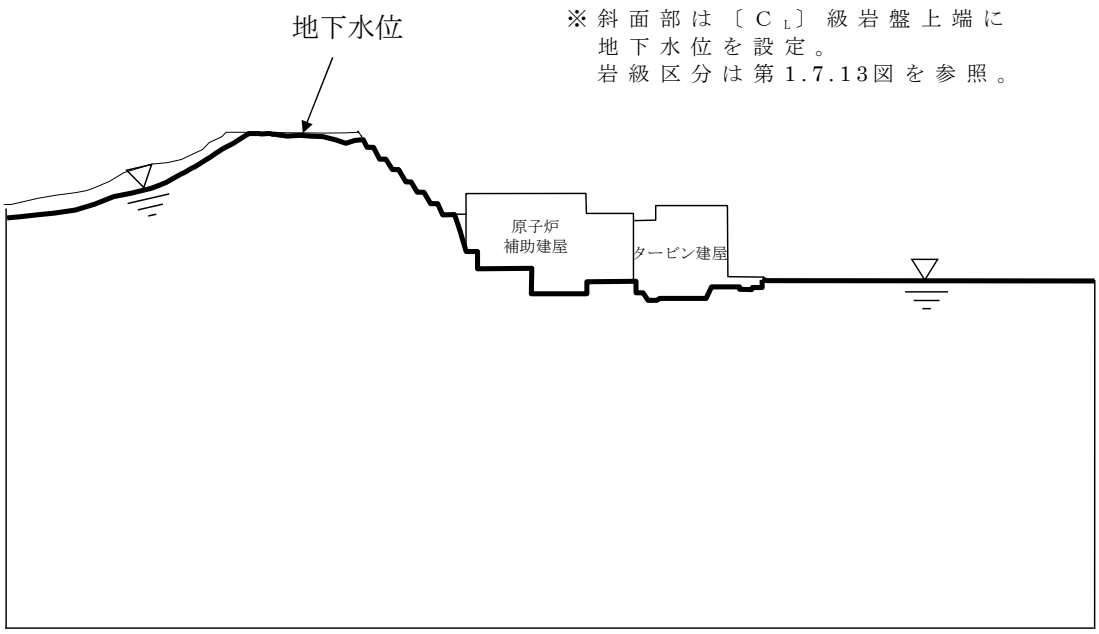
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



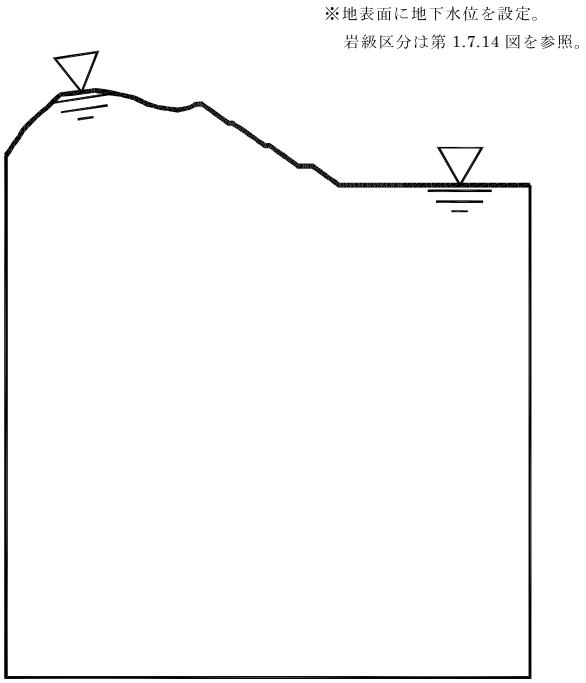
第1.7.13図　解析用要素分割図（F－F'）



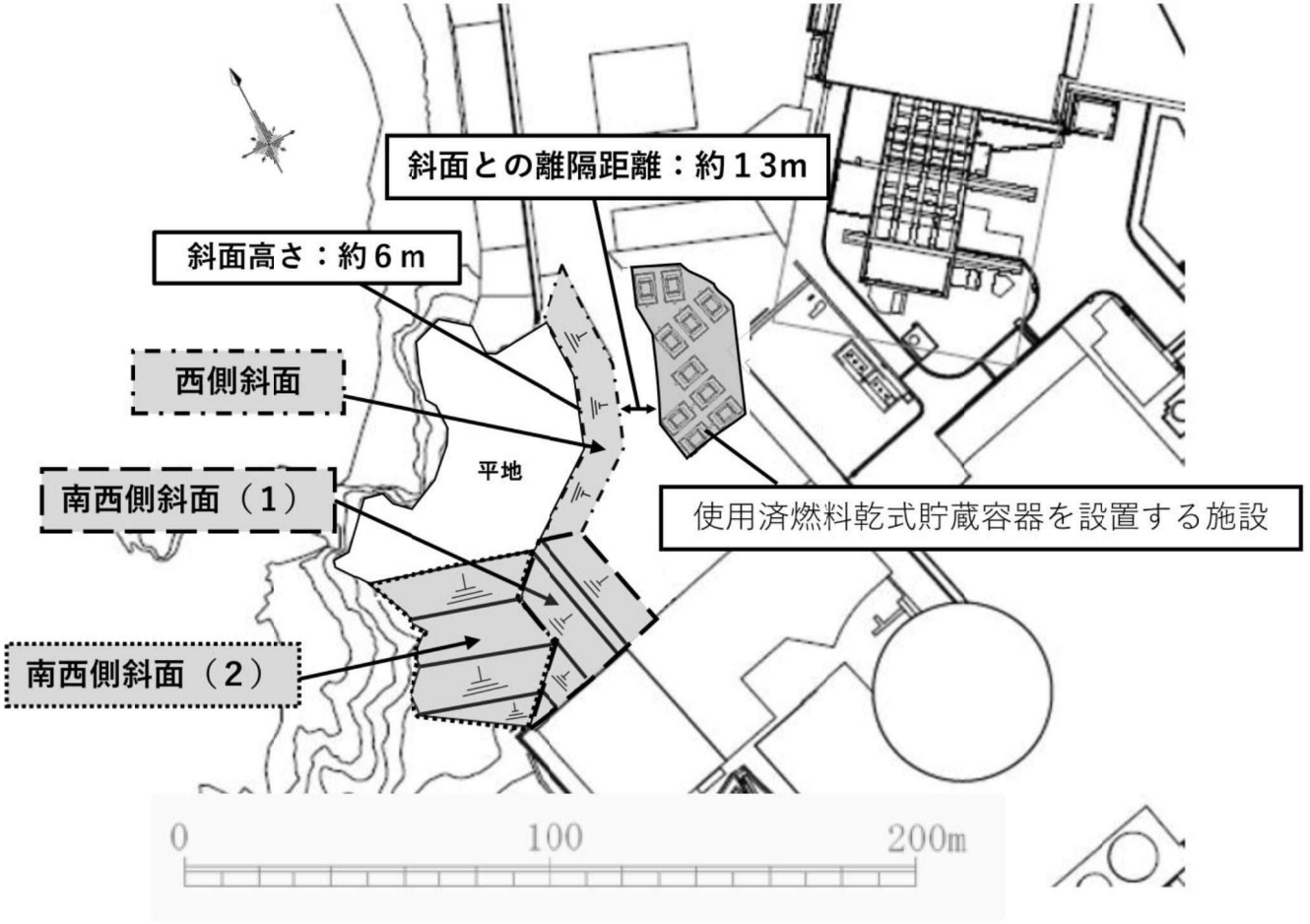
第 1.7.14 図　解析用要素分割図（N－N’）



第1.7.15図　解析用地下水位（Ｆ－Ｆ’）



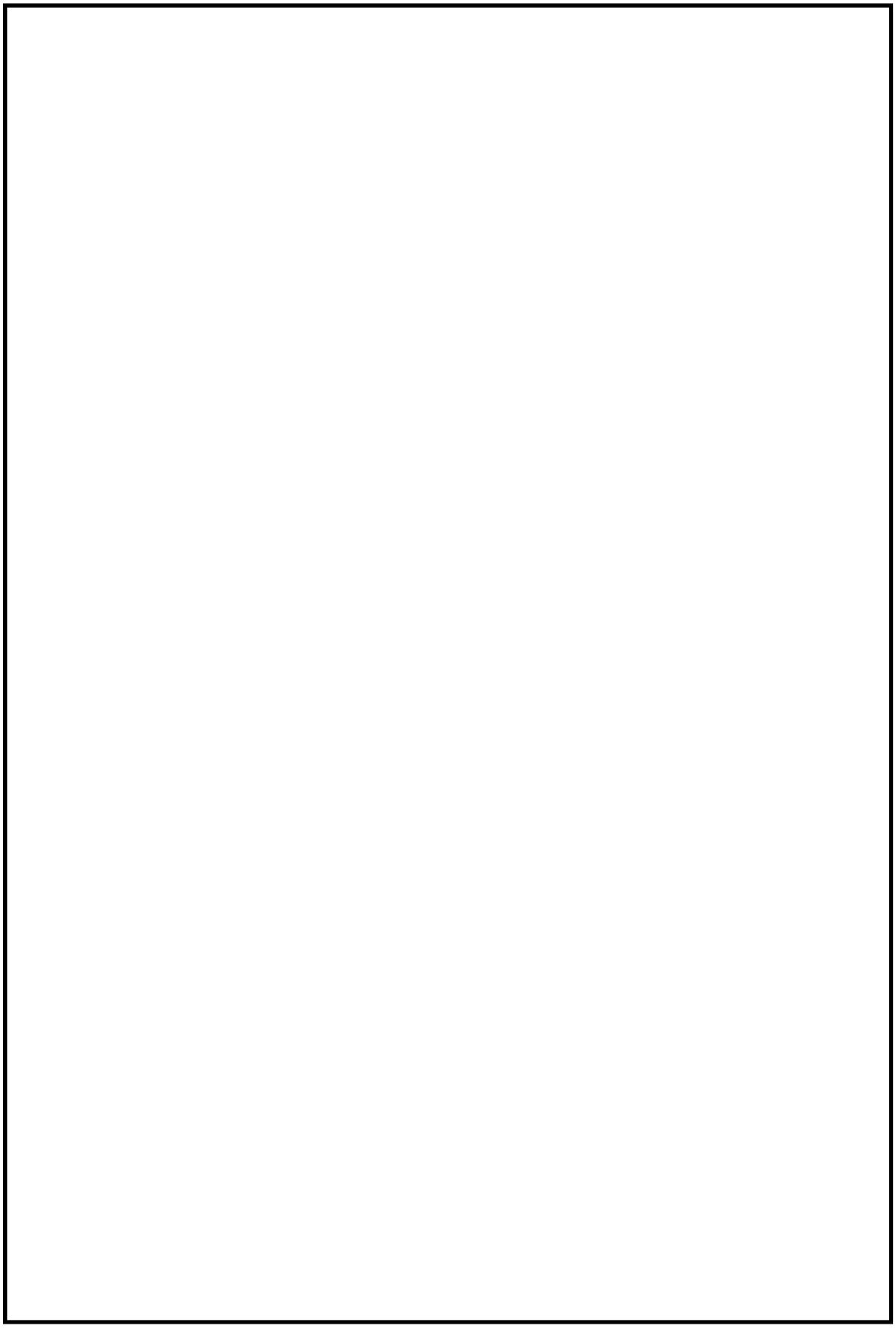
第 1.7.16 図　解析用地下水位（N－N’）



第 1.7.17 図　使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設と周辺斜面との位置関係図

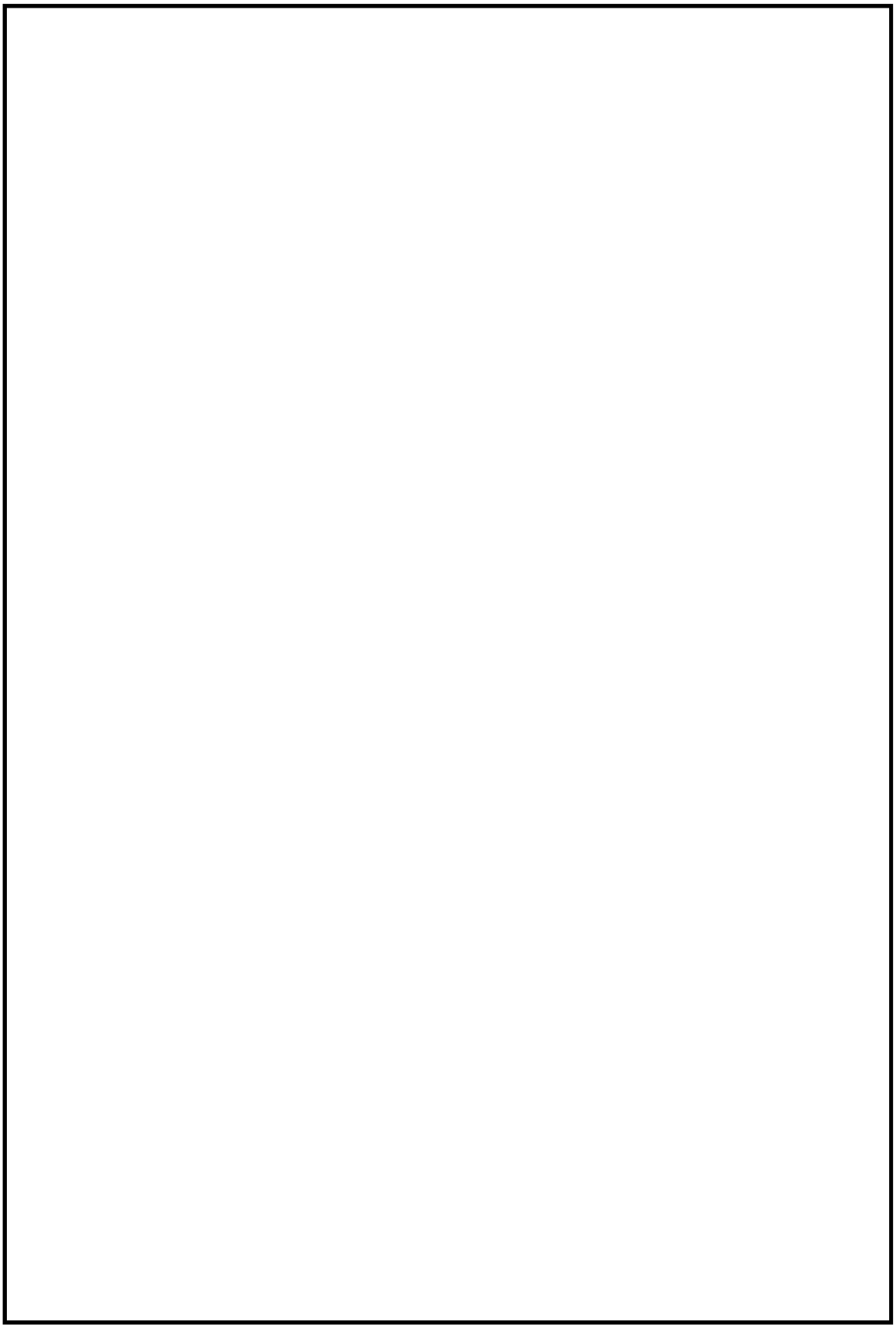
第1.8.1図　特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質調査位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



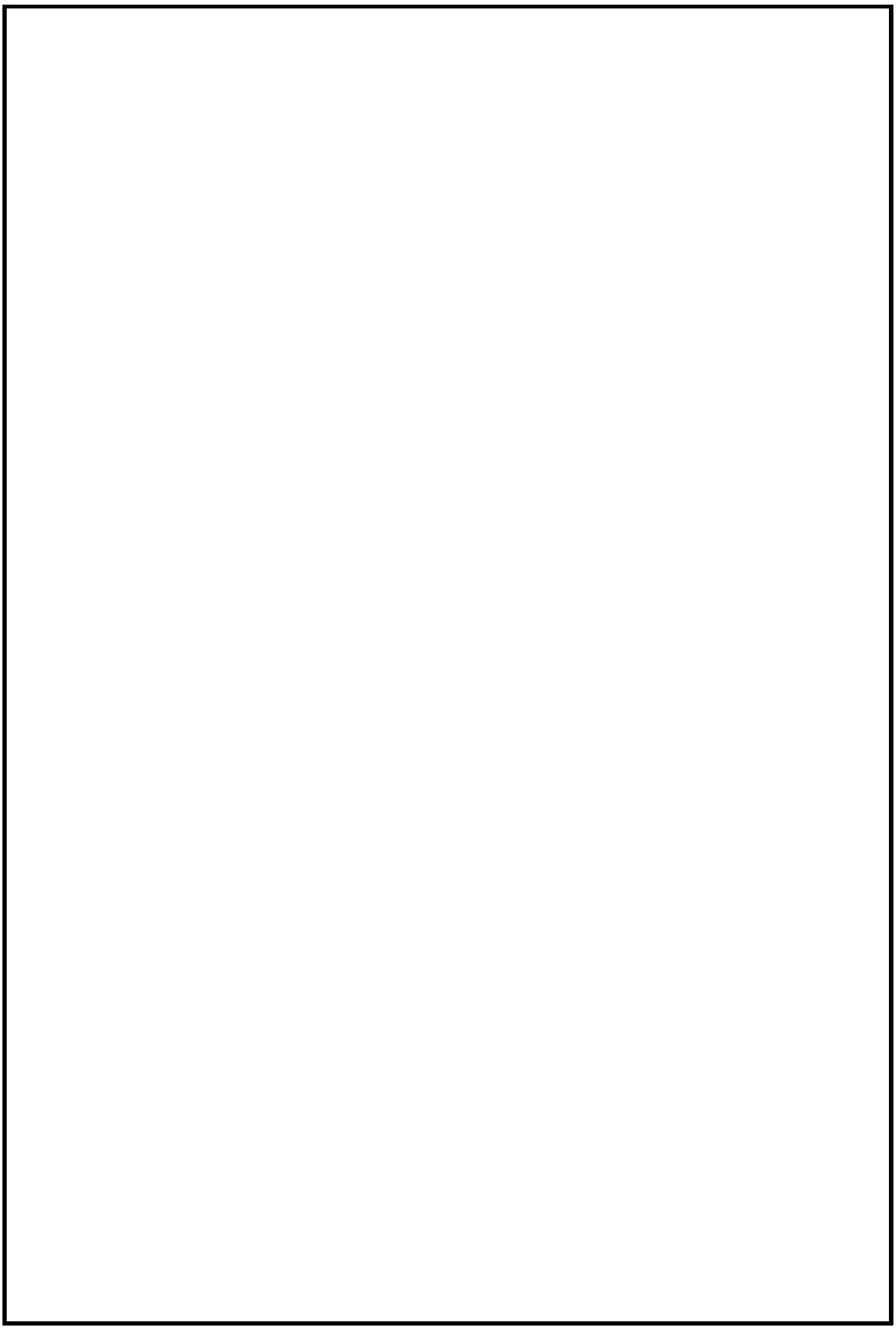
第1.8.2図　ボーリング孔水位観測位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。



1.8.3図　岩石試験試料採取位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

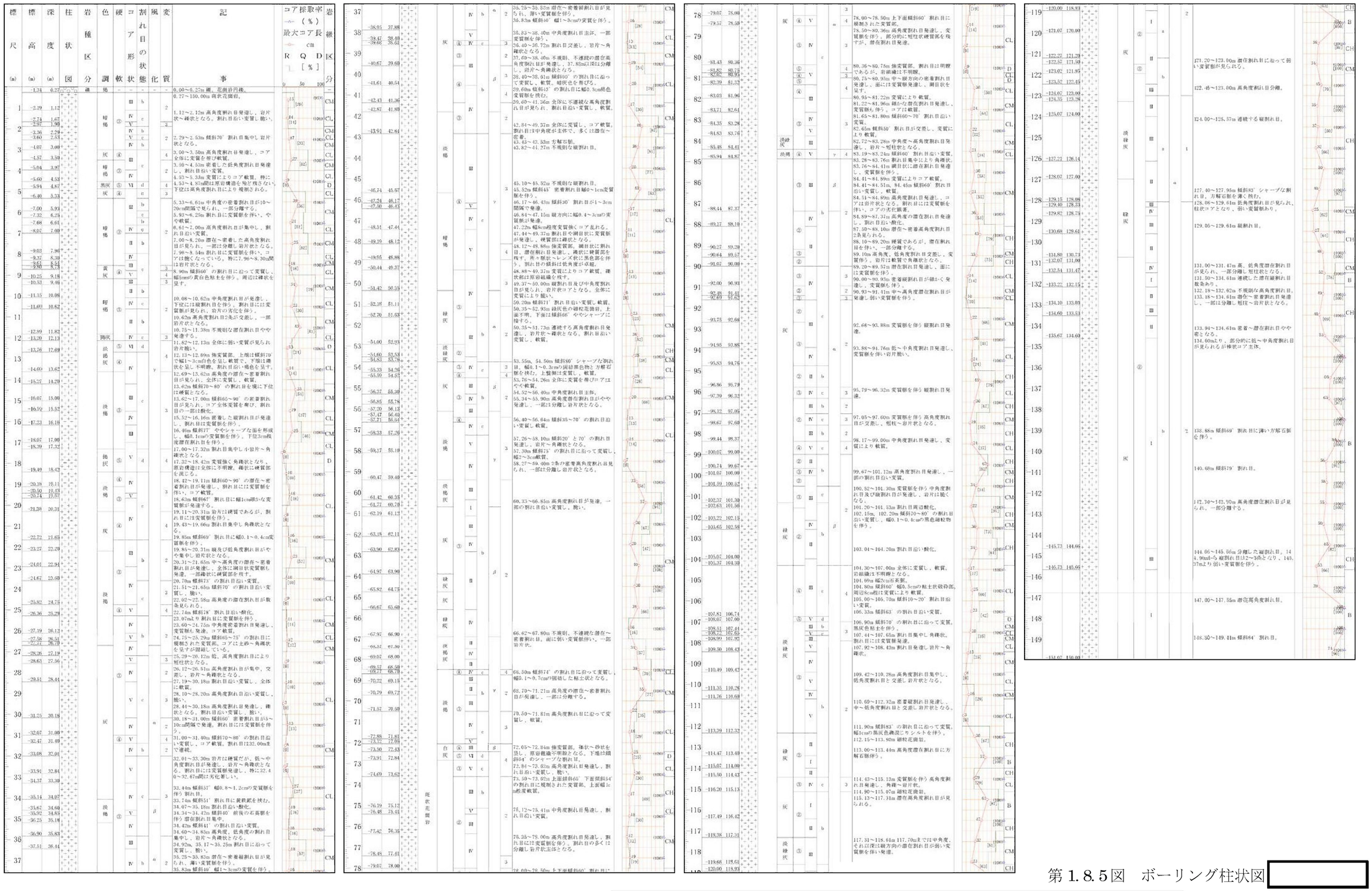


第1.8.4図　ＰＳ検層測定位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted]諸元】

孔口標高：ＥＬ－1.07m，掘進角度：90°、掘進長：150m



第 1.8.5図　ボーリング柱状図 [redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第1.8.6図　特定重大事故等対処施設設置位置付近の地質水平断面図（E.L.＋0m）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.8.7図(1)　地質鉛直断面図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.8.7図(2)　地質鉛直断面図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.8.7図(3)　地質鉛直断面図

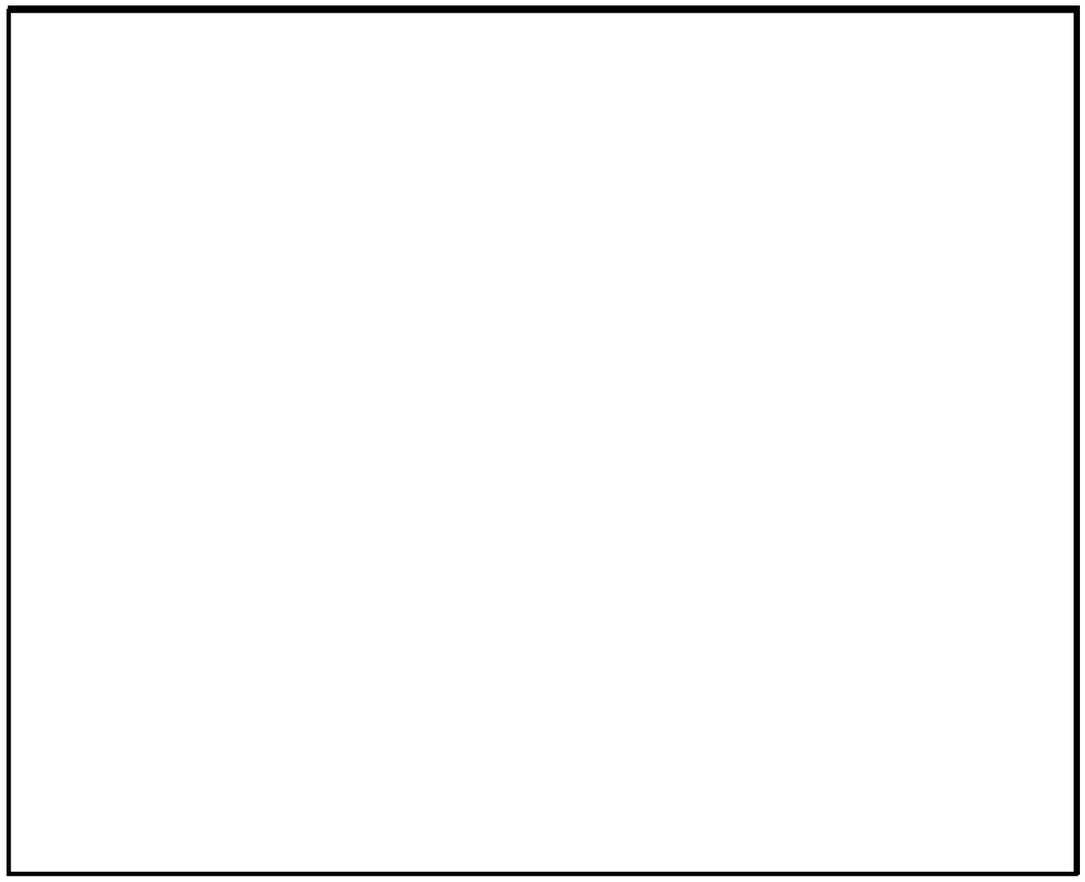
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

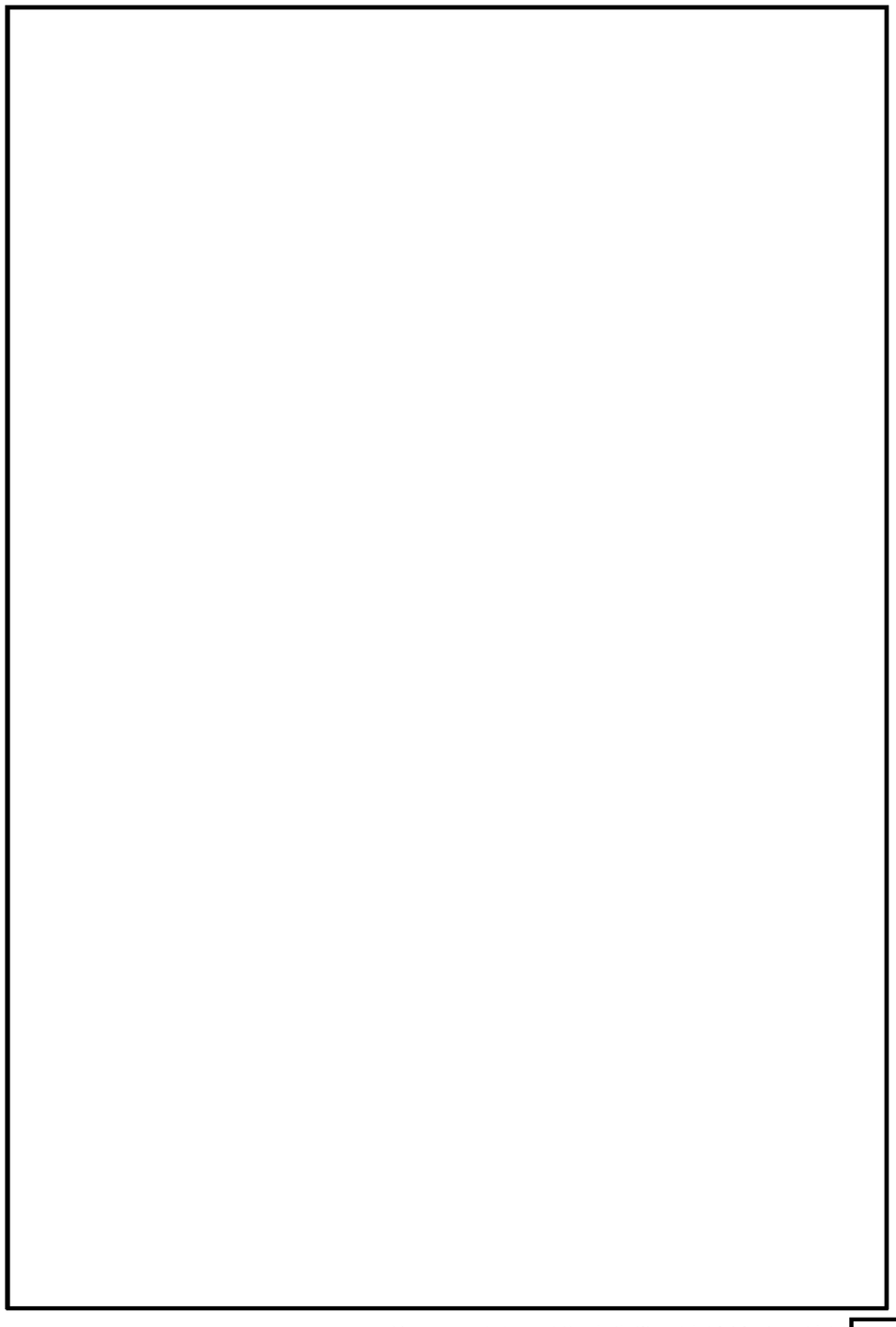
第1.8.7図(4)　地質鉛直断面図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.8.8 図　既往破砕帯の連続性検討

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。



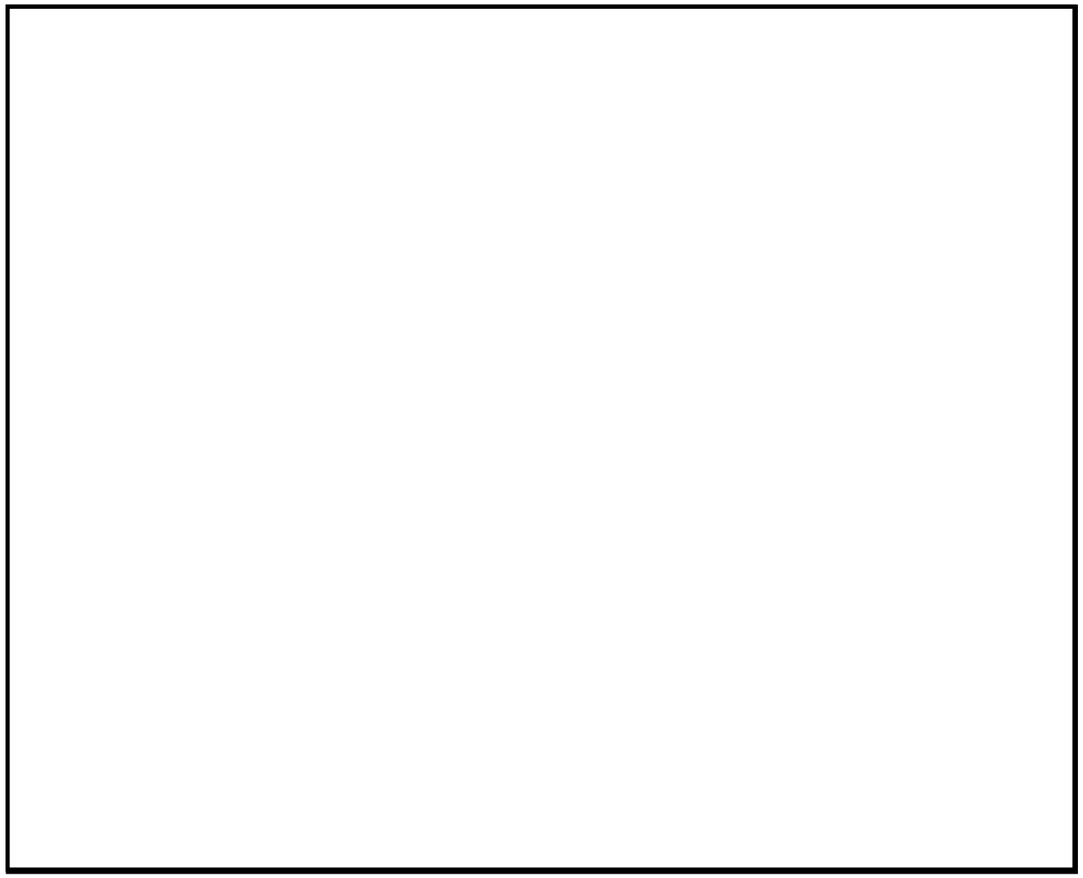


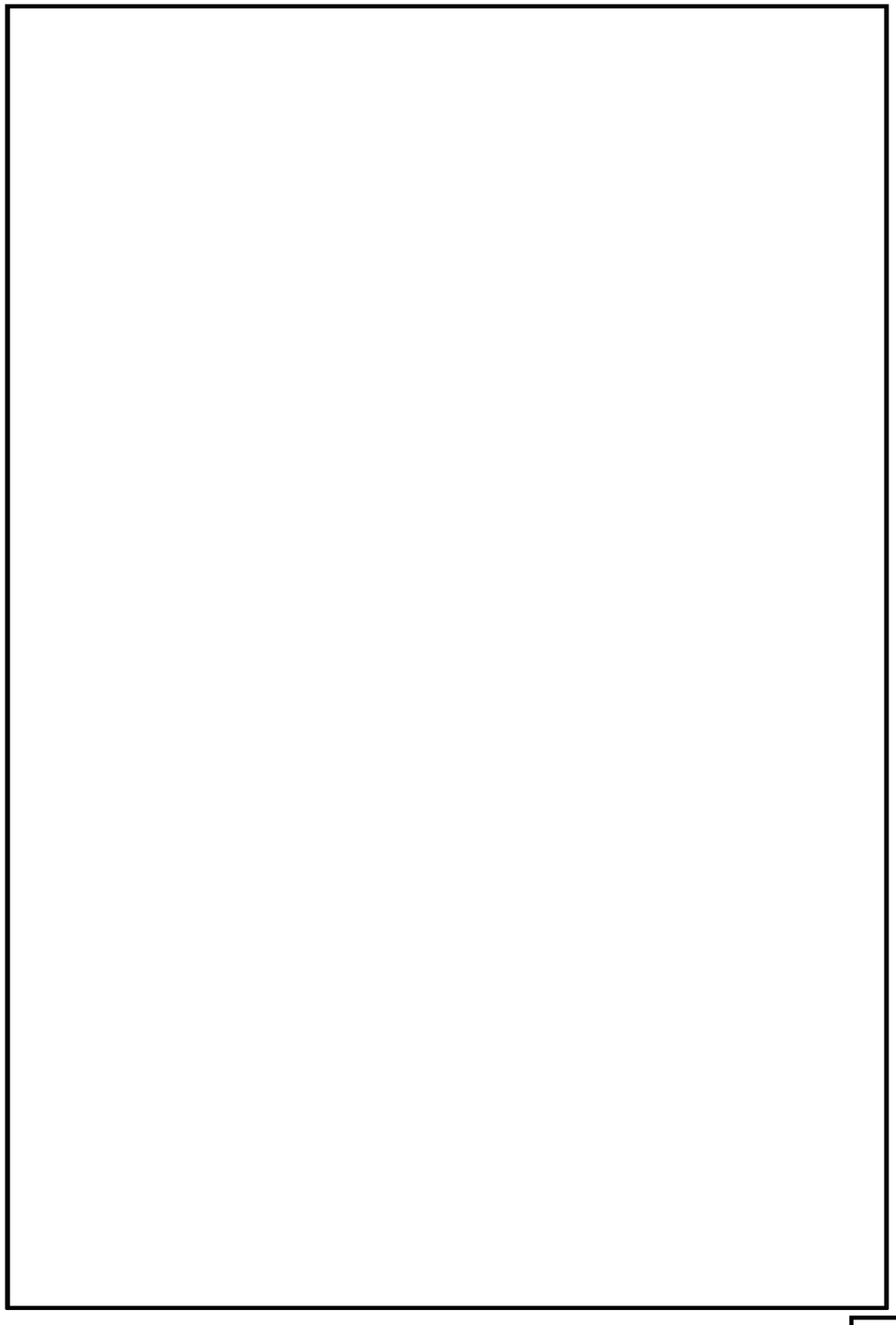
は、(深度95.0m付近)の出現位置に破砕部が認められないことから、
には連続せず、設置位置付近まで延伸しないことを確認した。

第 1.8.9 図　既往破砕帯の連続性確認結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

の連続性確認結果



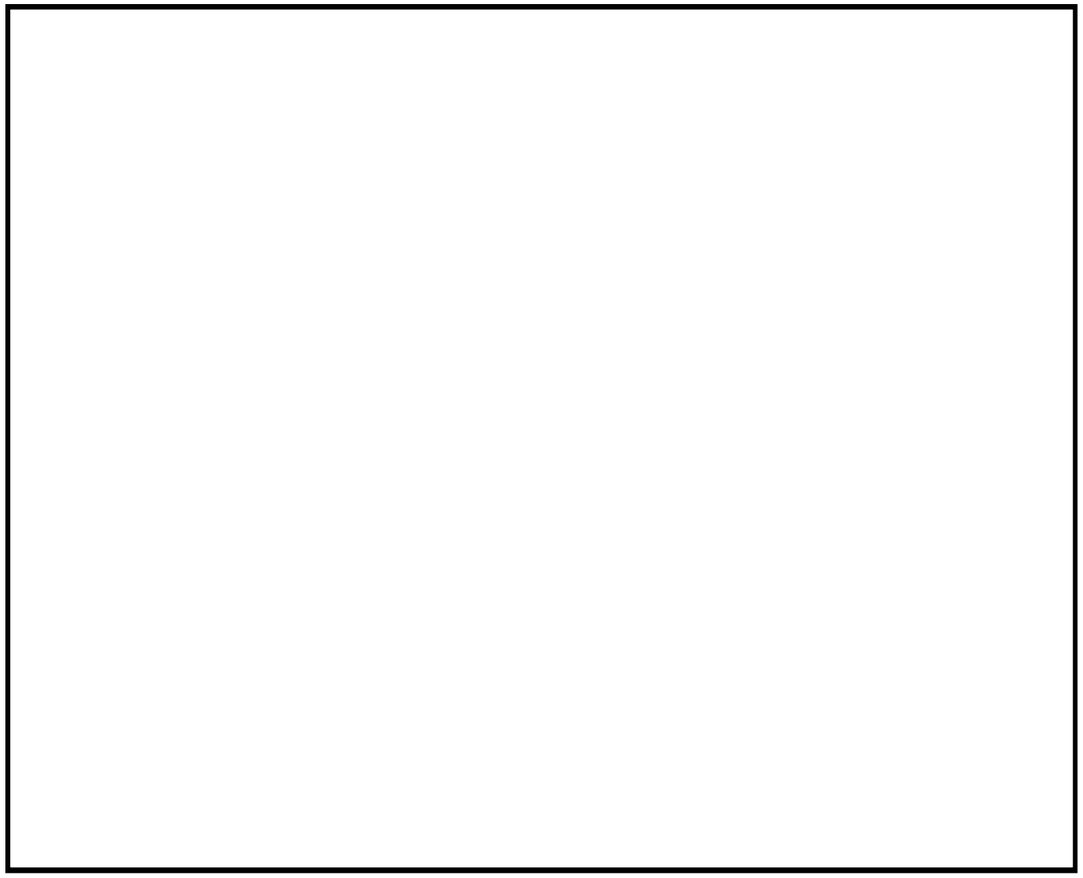


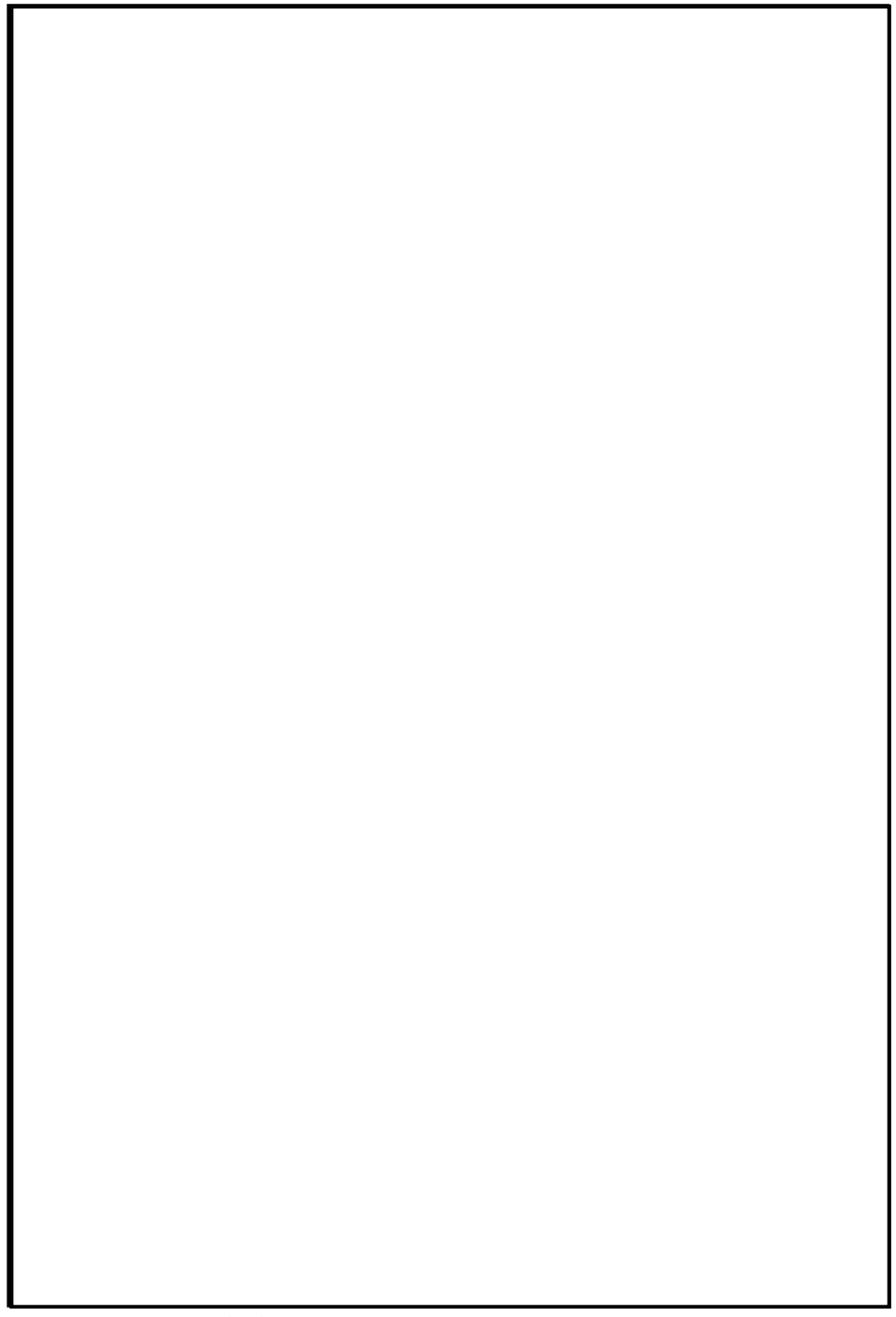
は、(深度124.4m付近)の出現位置に破砕部が認められないことから、
には連続せず、設置位置付近まで延伸しないことを確認した。

第 1.8.10 図　既往破砕帯の連続性確認結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

の連続性確認結果





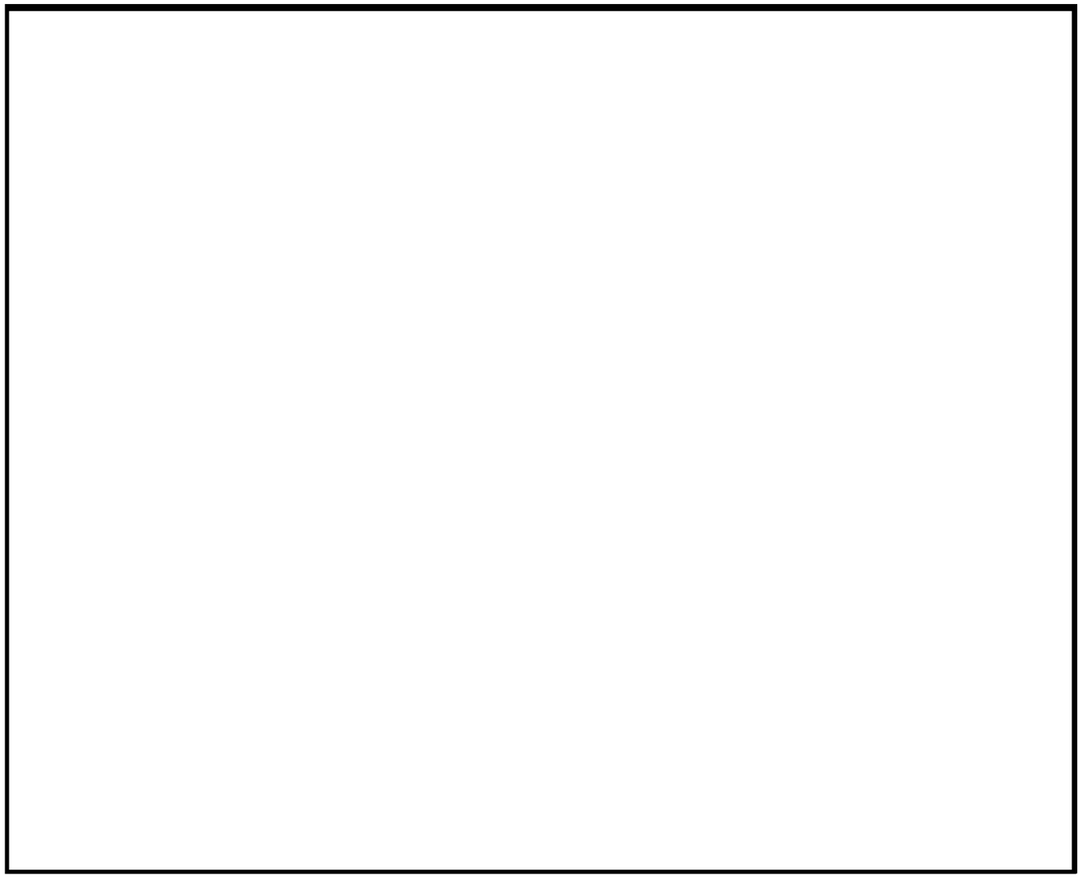
破砕部

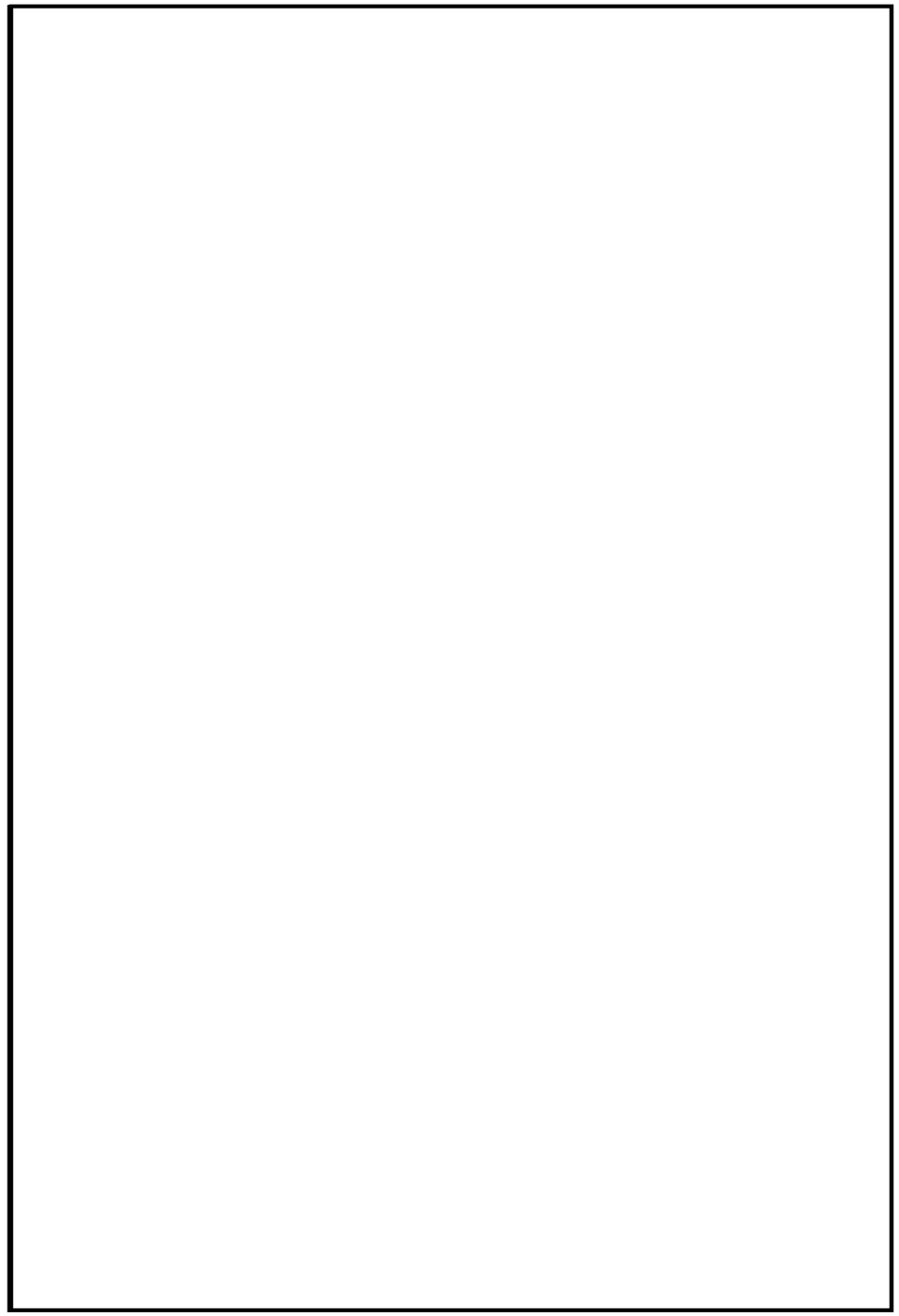
は、（深度108.8m付近）の出現位置に破砕部（深度109.40m　N49E/67NW）が認められるが走向/傾斜が異なることから、には連続せず、設置位置付近まで延伸しないことを確認した。

第 1.8.11 図　既往破砕帯の連続性確認結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

の連続性確認結果



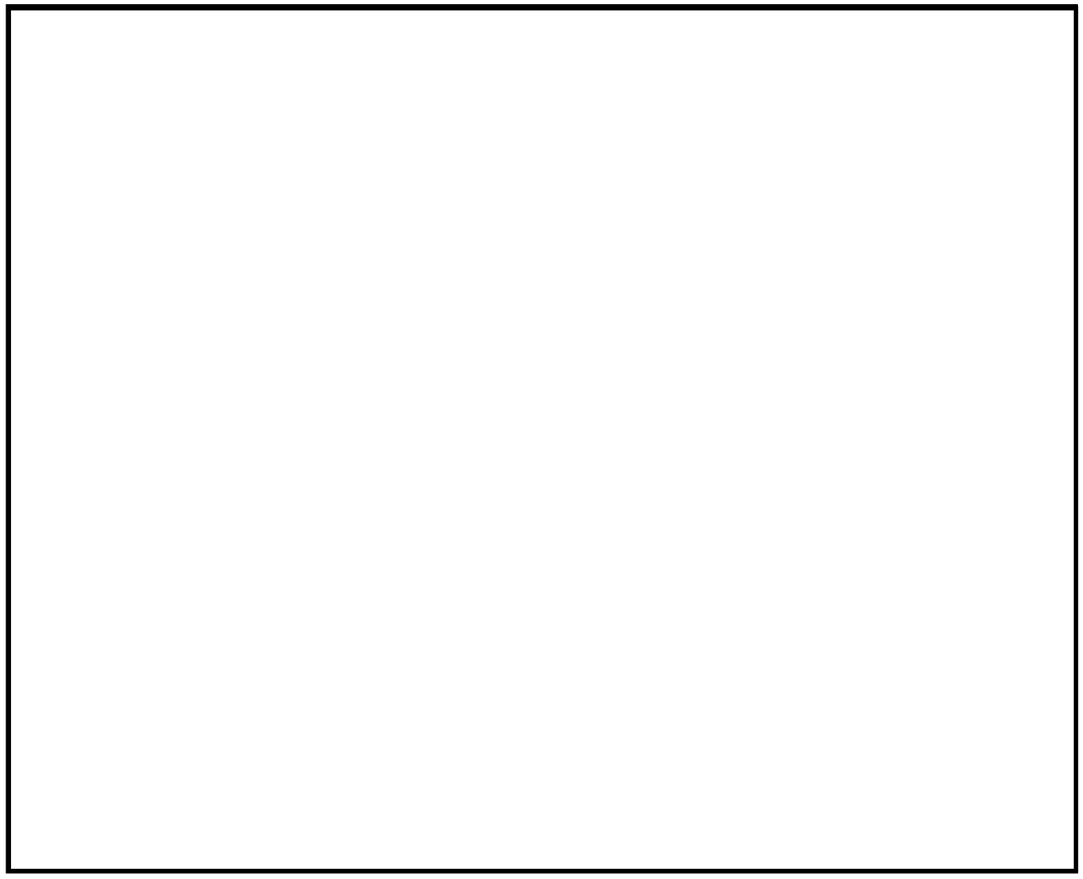


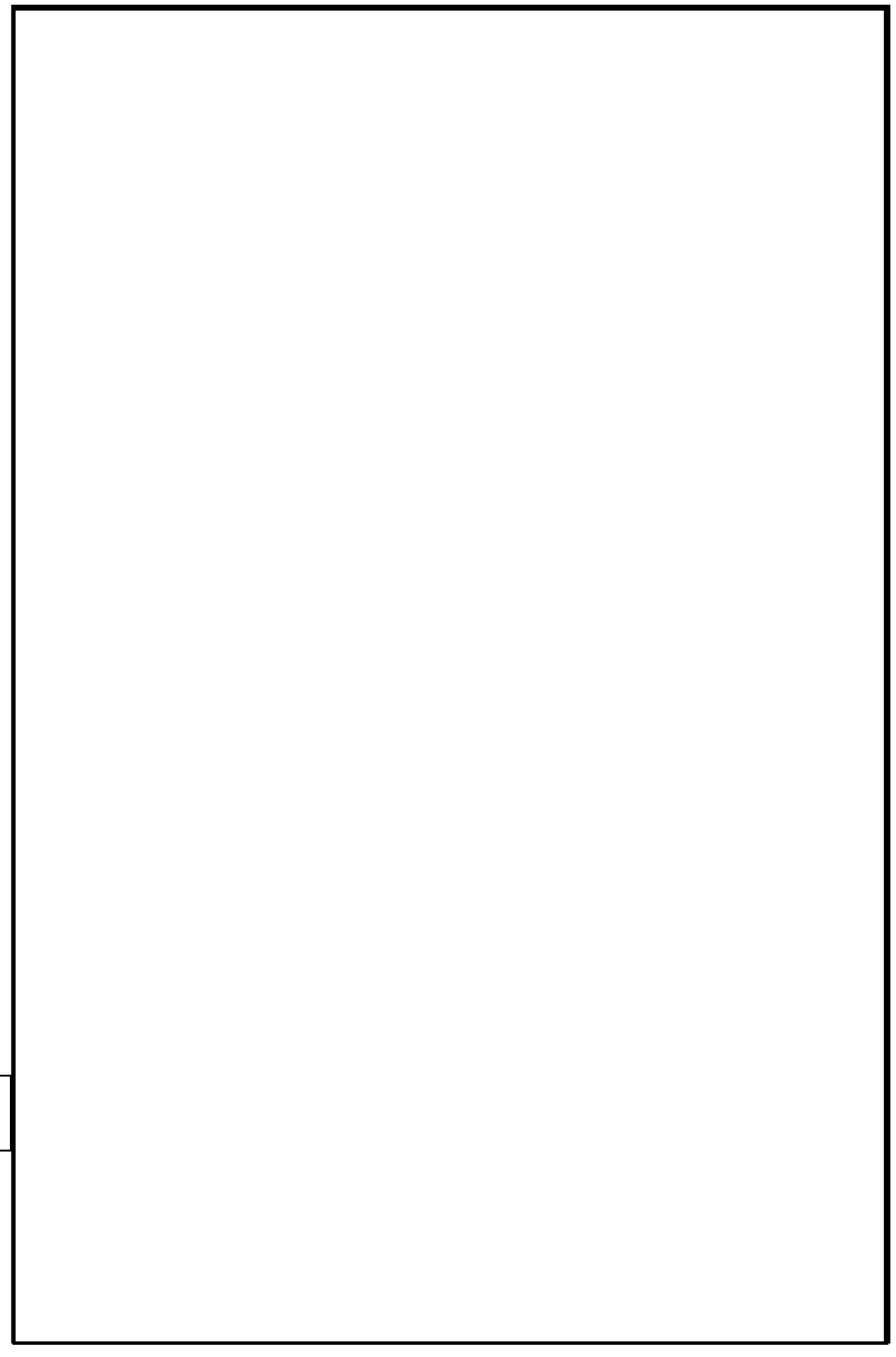
は、(深度69.9m付近)の出現位置に破砕部が認められないことから、
こは連続せず、設置位置付近まで延伸しないことを確認した。

第 1.8.12 図　既往破砕帯の連続性確認結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

の連続性確認結果





は、(深度14.0m付近)の出現位置に破砕部が認められないことから、
には連続せず、設置位置付近まで延伸しないことを確認した。

第 1.8.13 図　既往破砕帯の連続性確認結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.14 図　破砕部のコア観察結果

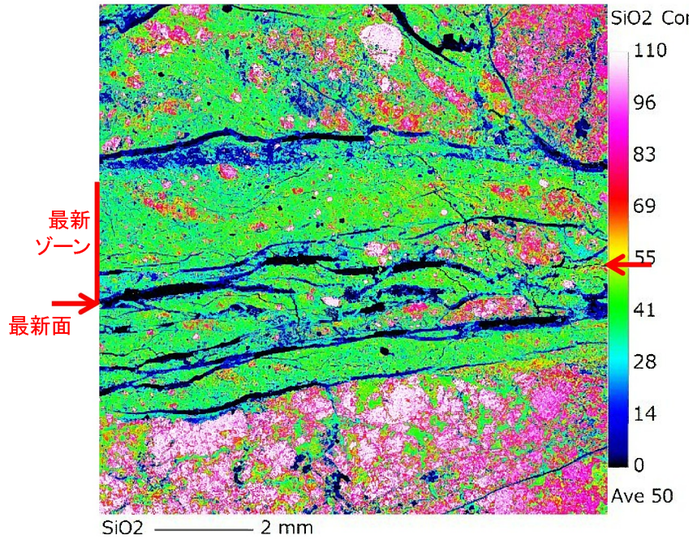
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果[redacted]

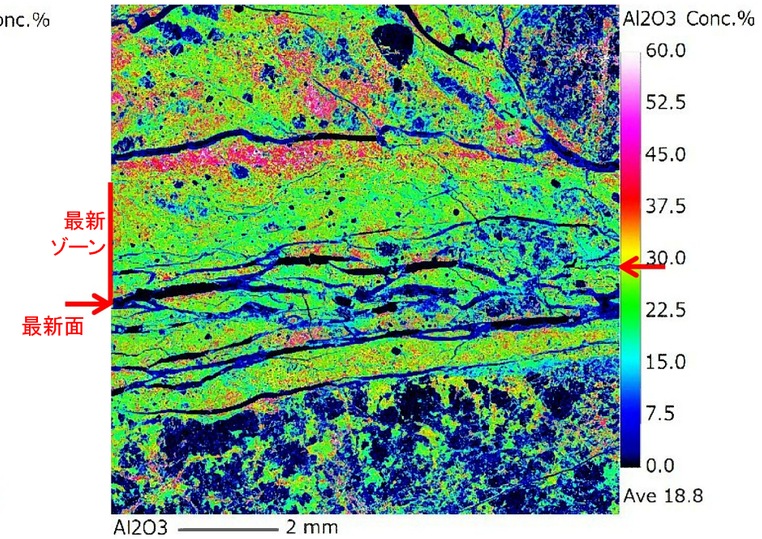
[redacted]150.90m付近）について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。
•破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



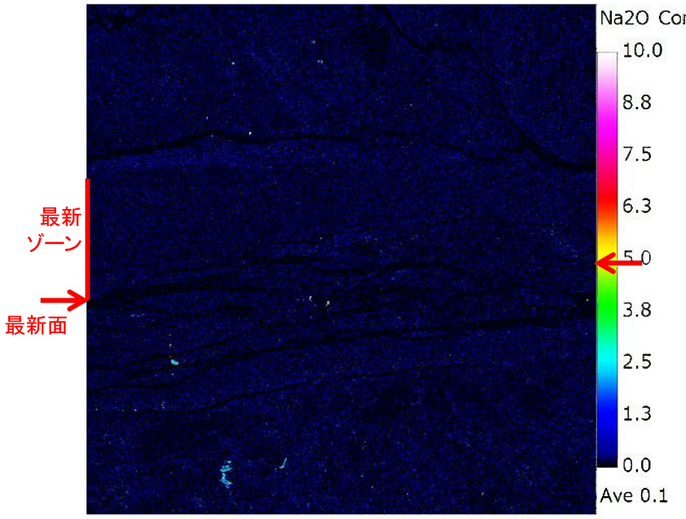
薄片チップ（拡大）



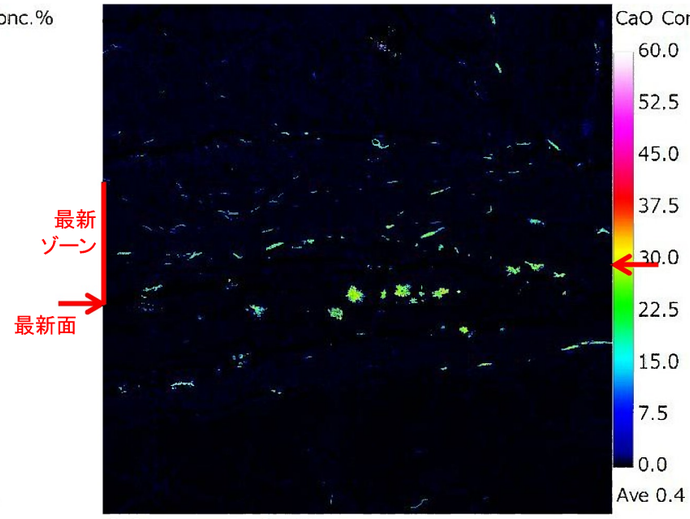
EPMAマッピング（Si）



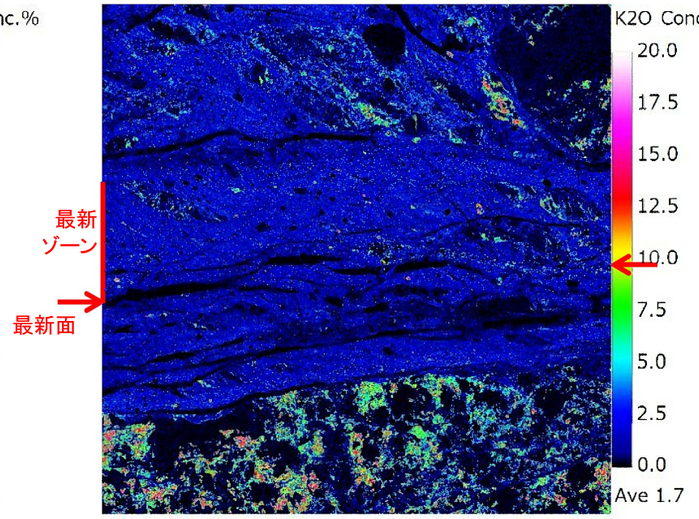
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na10）



EPMAマッピング（Ca）



EPMAマッピング（K）

•最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

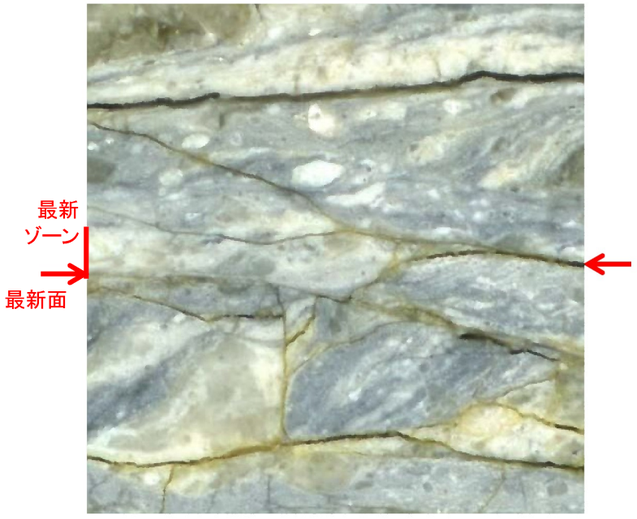
• 最新ゾーンには分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

第 1.8.15図(1)　破砕部の EPMA分析結果[redacted]

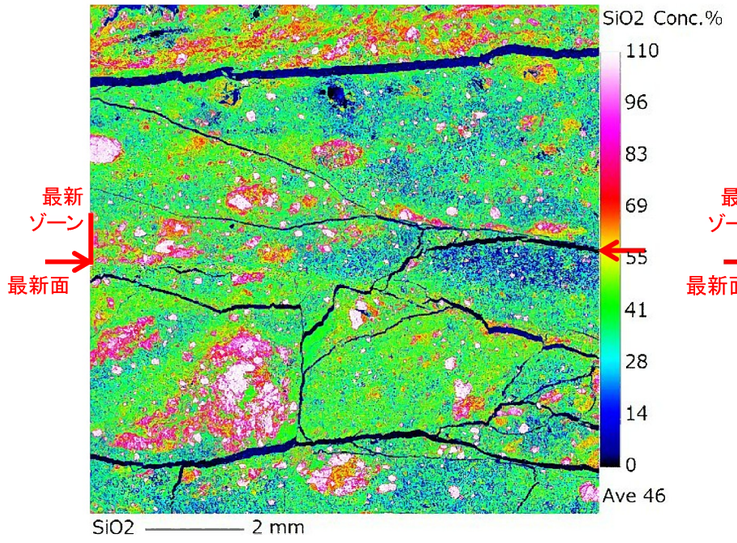
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果[redacted]

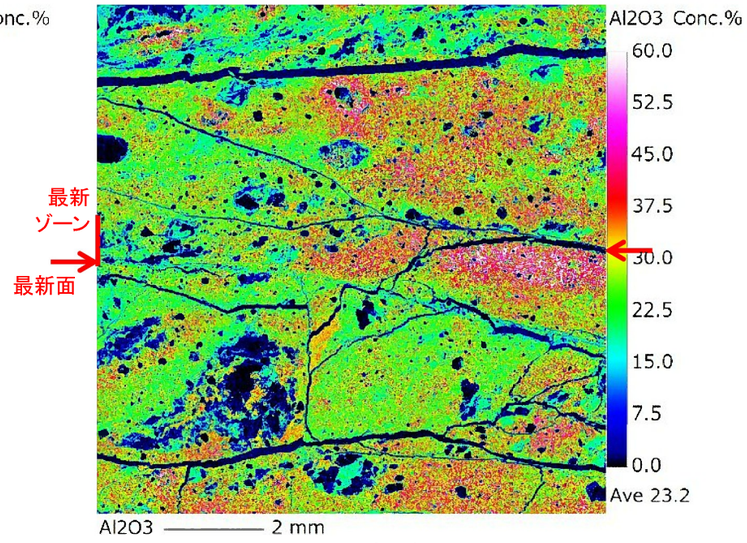
- [redacted]32.35m付近）について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。
- 破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



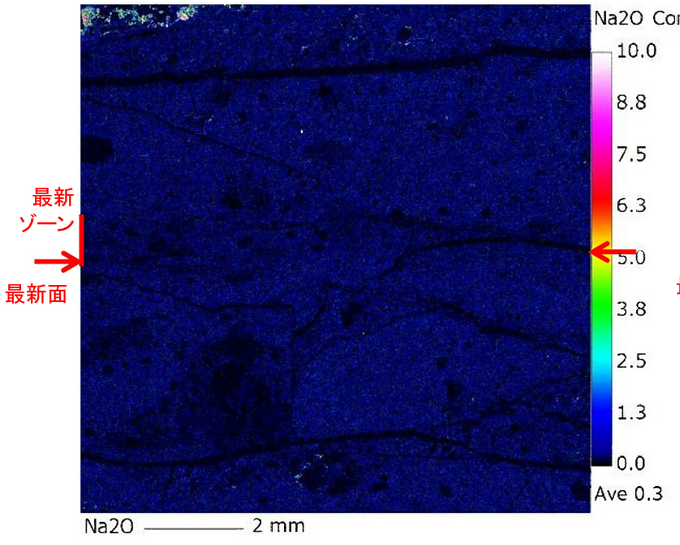
薄片チップ（拡大）



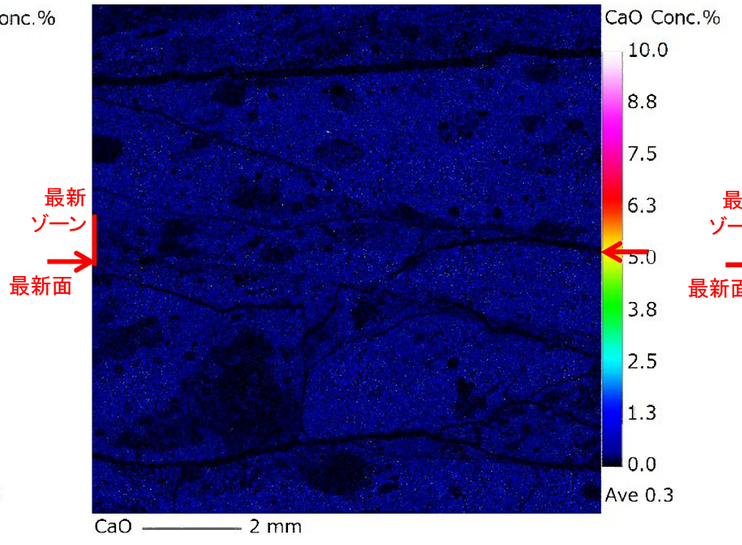
EPMAマッピング（Si）



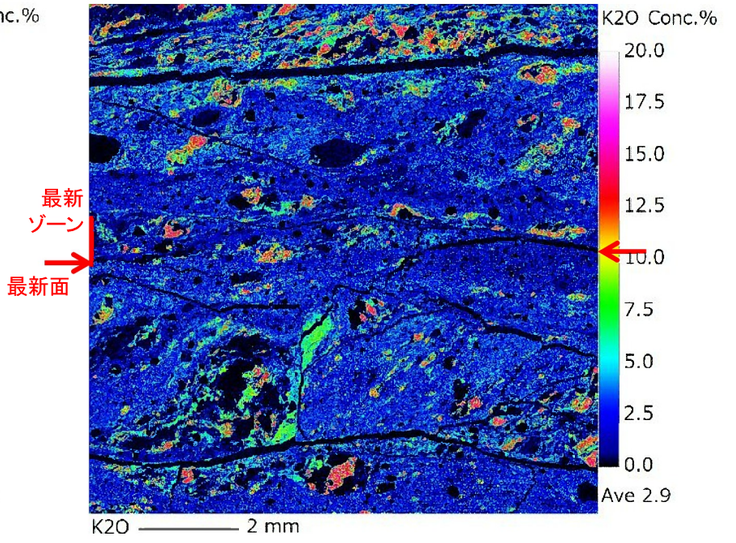
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na1O）



EPMAマッピング（Ca）



EPMAマッピング（K）

- 最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

- 最新ゾーンには分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

第 1.8.15 図(2)　破砕部の EPMA 分析結果[redacted]

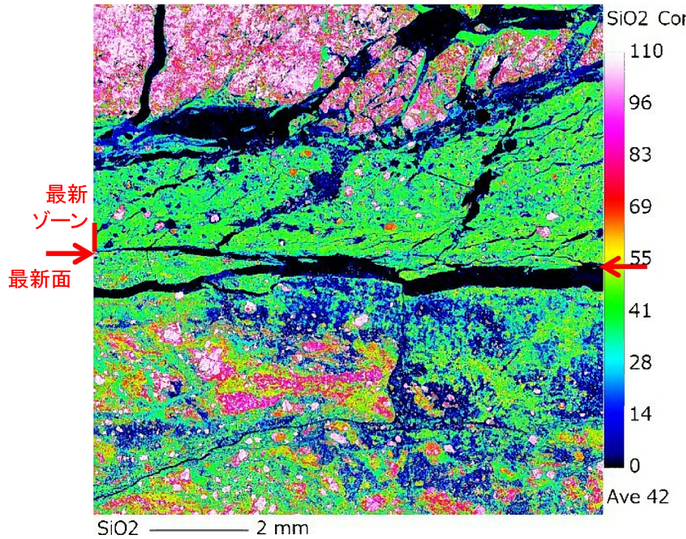
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果[　　]

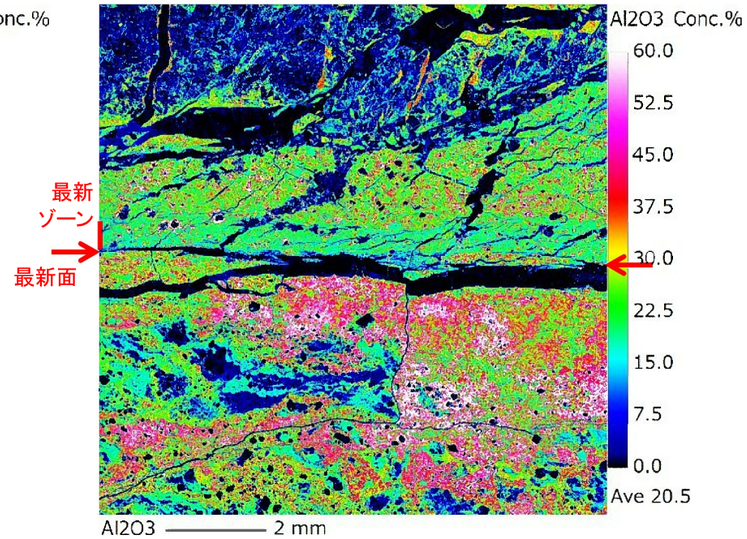
- [　　]228.91m付近）について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。
- 破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



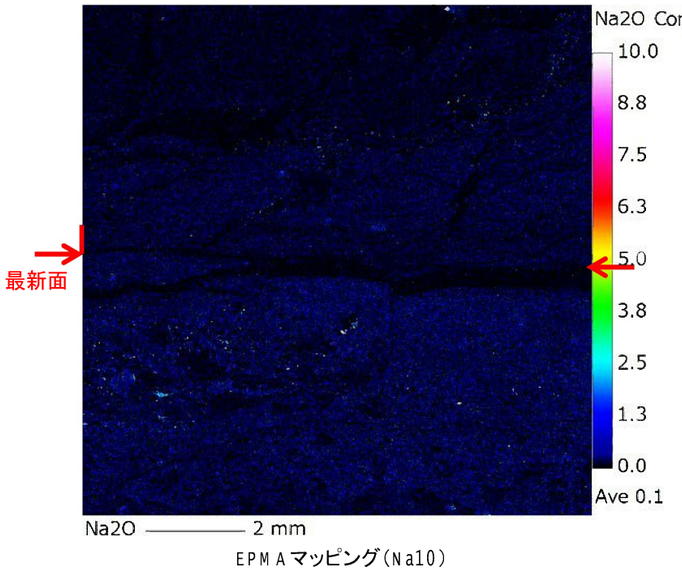
薄片チップ（拡大）



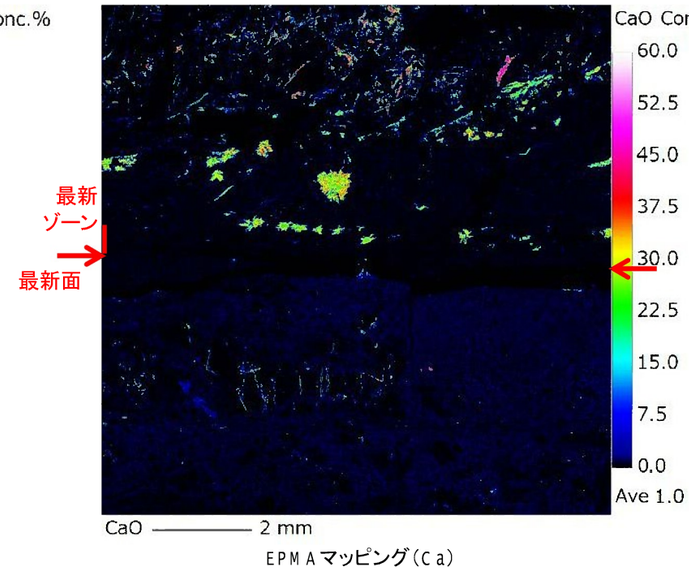
EPMAマッピング（Si）



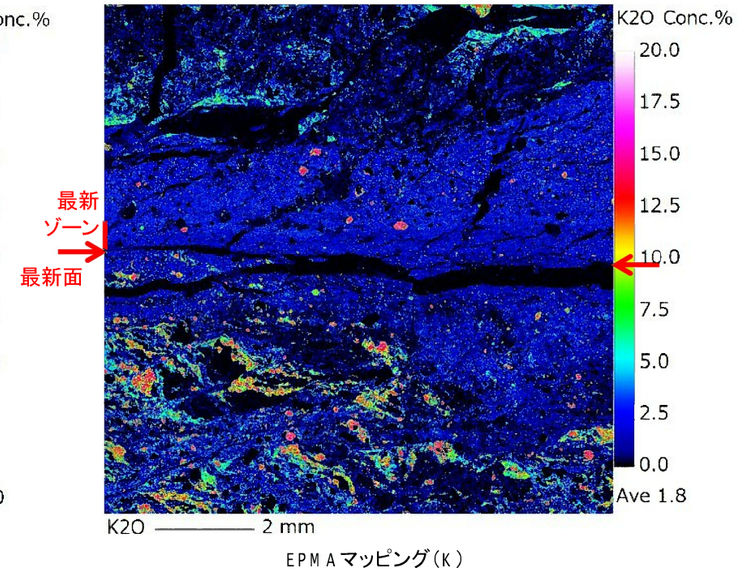
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na10）



EPMAマッピング（Ca）



EPMAマッピング（K）

- 最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

- 最新ゾーンには分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

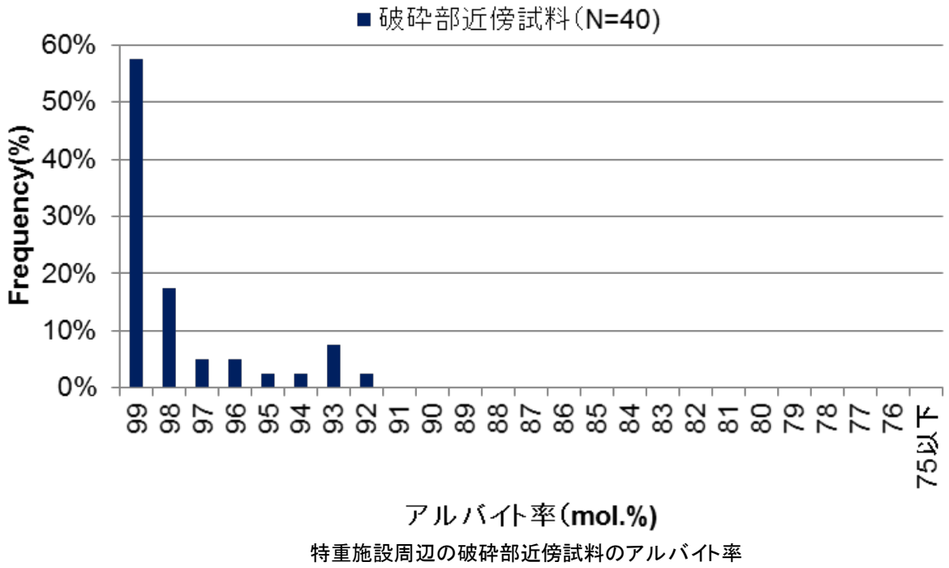
第 1.8.15 図(3)　破砕部の EPMA 分析結果[　　]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

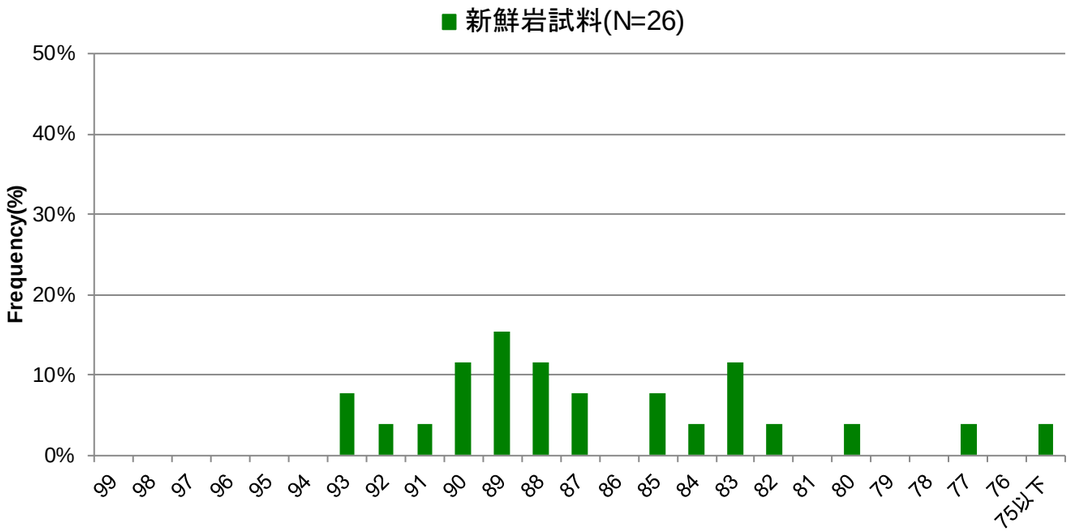
第 1.8.16 図(1)　長石類の EPMA 分析結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

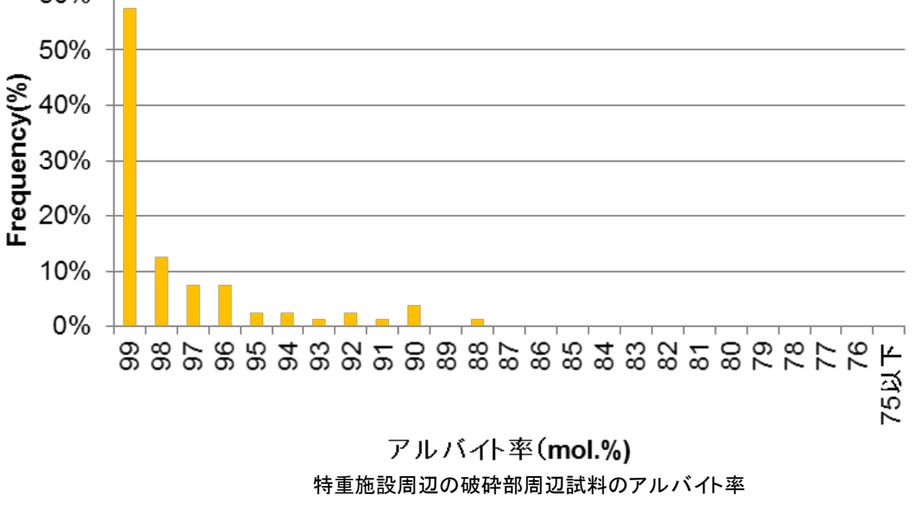
長石類のEPMA分析結果(2)



特重施設周辺の破砕部近傍試料のアルバイト率



新鮮岩試料のアルバイト率



特重施設周辺の破砕部周辺試料のアルバイト率

・破砕帯近傍試料および破砕帯周辺試料は、母岩と比較してアルバイト率が大きい。

・特重施設周辺の破砕部近傍および周辺も、敷地内と同様に新鮮岩と比較してアルバイト率が大きいことから熱水変質を受けて曹長石化したと判断される。

第 1.8.16 図(2)　長石類の EPMA 分析結果(2)

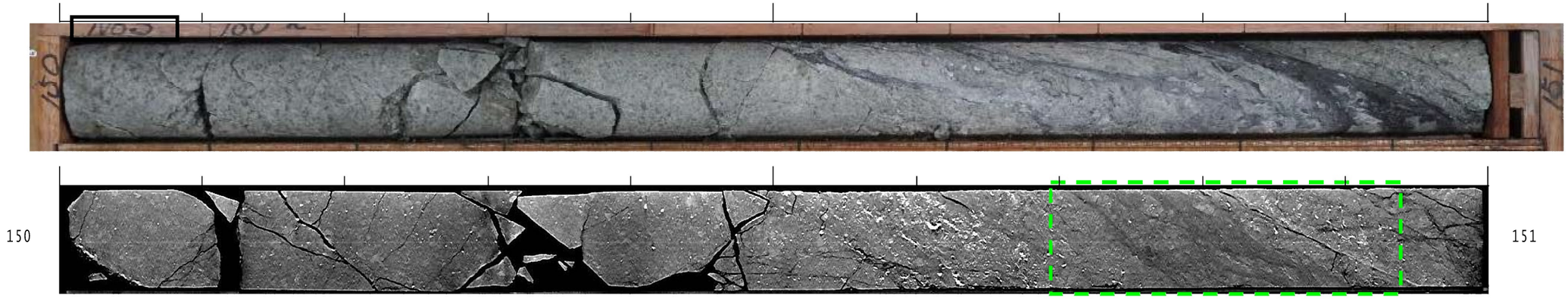
第 1.8.17 図　破砕部の連続性確認結果

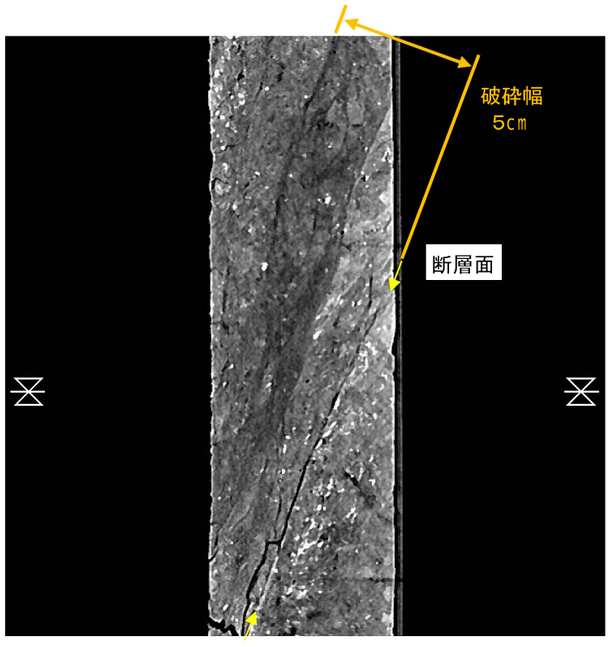
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 150.90m付近　CT画像観察結果

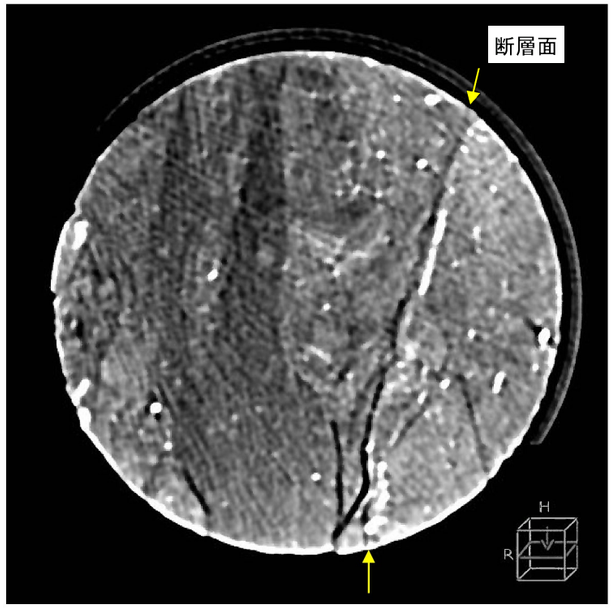
CT画像観察により、他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性に富む断層面の観察及び破砕部性状の確認を行った。

【[redacted]諸元】
孔口標高：E.L.+64.01m、掘進方向：－、掘進角度：90°、掘進長152m





最大傾斜方向の断面



コア軸直交方向の断面

コア確認によって認められた破砕部のCT画像観察の結果、断層面に沿って幅5cmの破砕部（粘土幅：2cm）が認められる。

第 1.8.18図　[redacted] 150.90m付近　CT画像観察結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 150.90m付近　条線観察結果

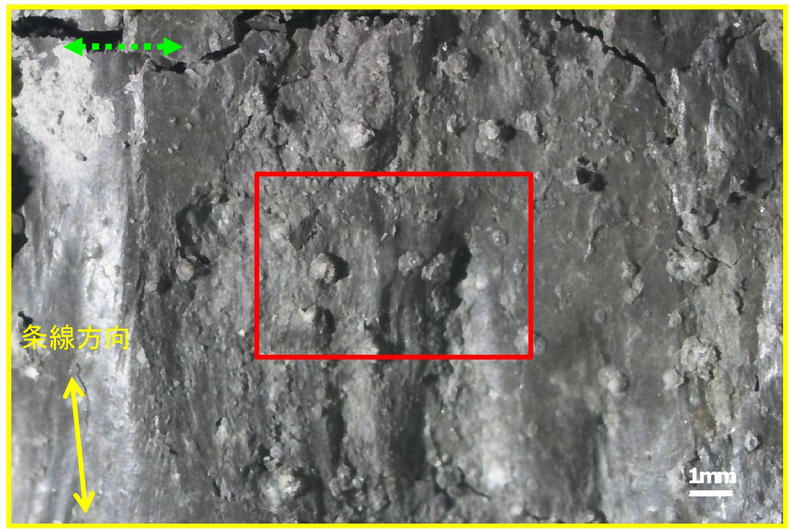
CT観察における断層面において条線観察を実施した。



断層面（上盤下面）

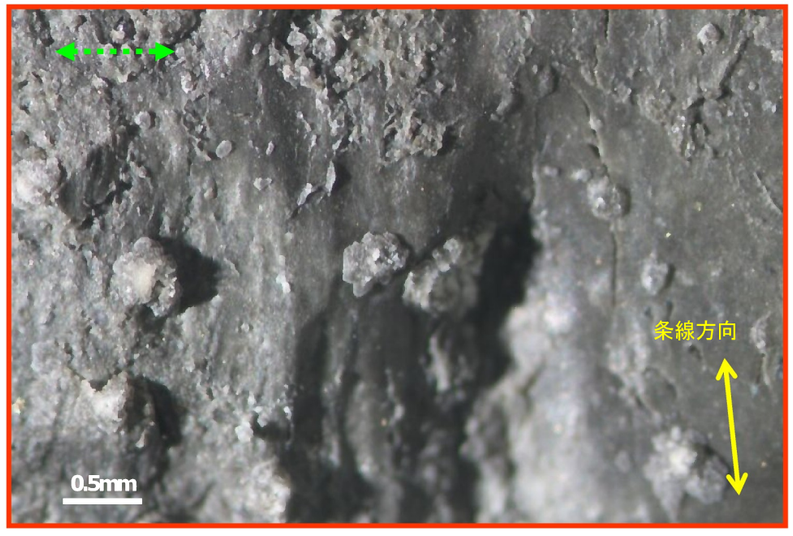
CT観察における断層面において条線観察を実施した結果、
レイク84°　L(S)の不明瞭な条線が認められる。センスは不明。

水平方向

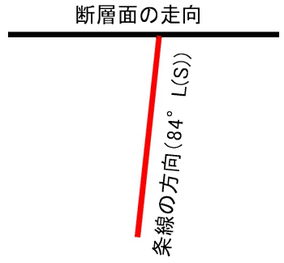


断層面の状況

水平方向



断層面の状況



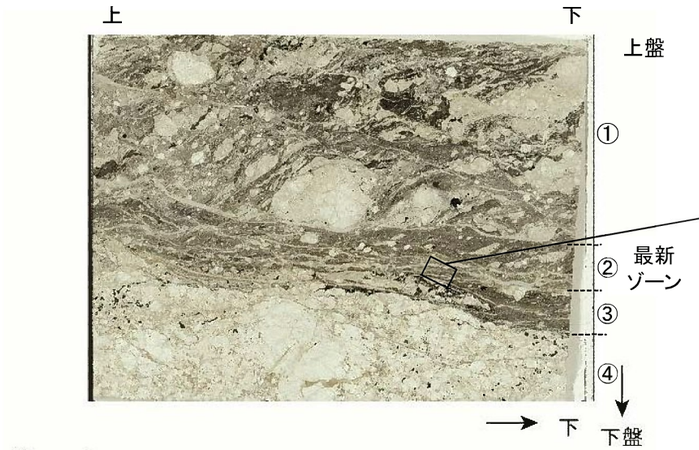
条線の方向を示す模式図は、
下盤側の上面を上から見た
状況を表す。

第 1. 8. 19 図　[redacted] 150. 90m付近　条線観察結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(1)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 150.90m付近で認められた破砕部の薄片を観察した。



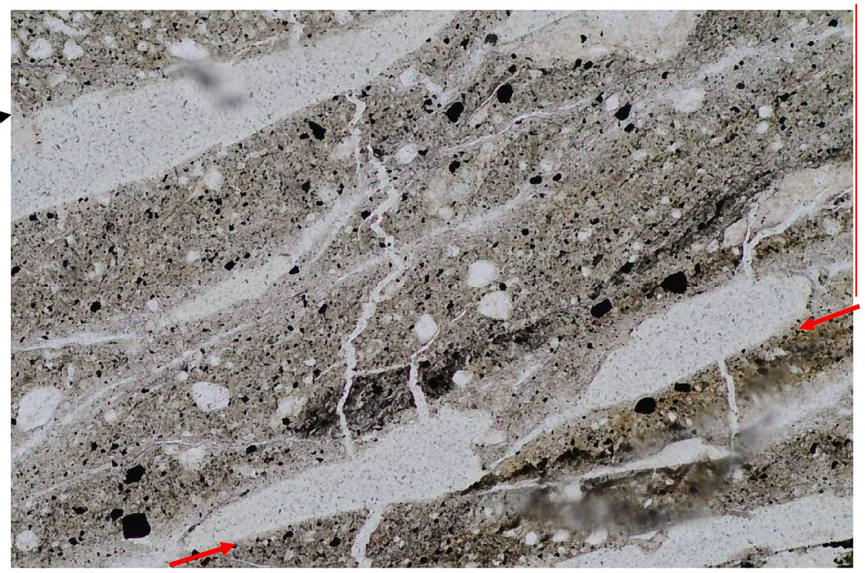
単ニコル



直交ニコル

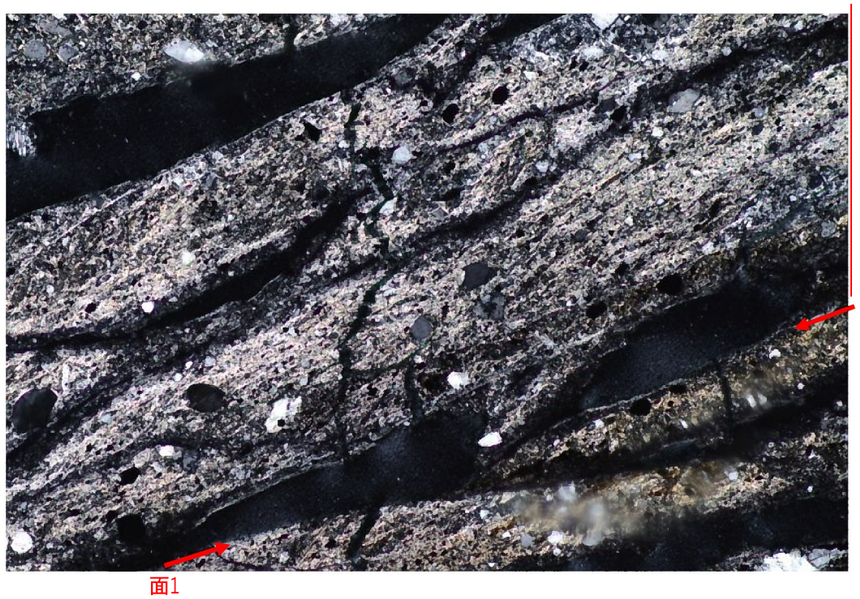
1cm

単ニコル



Pフォリエーションの方向

直交ニコル



0.2mm

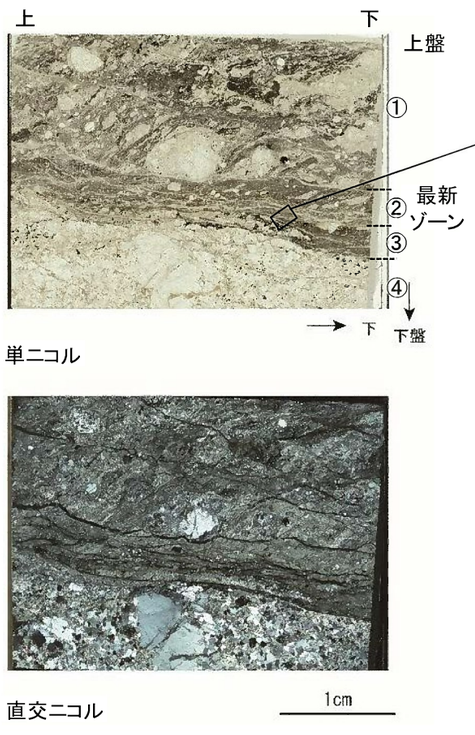
- 観察の結果、礫混じり粘土状破砕部(①)、粘土状破砕部(②)、礫混じり粘土状破砕部(③)、花崗岩(④)に分帯される。最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。 ②の上盤側の境界には、不明瞭であるが面(面2)が認められた。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/ 傾斜がN31E/ 74SE、条線角度が84°　L(S)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

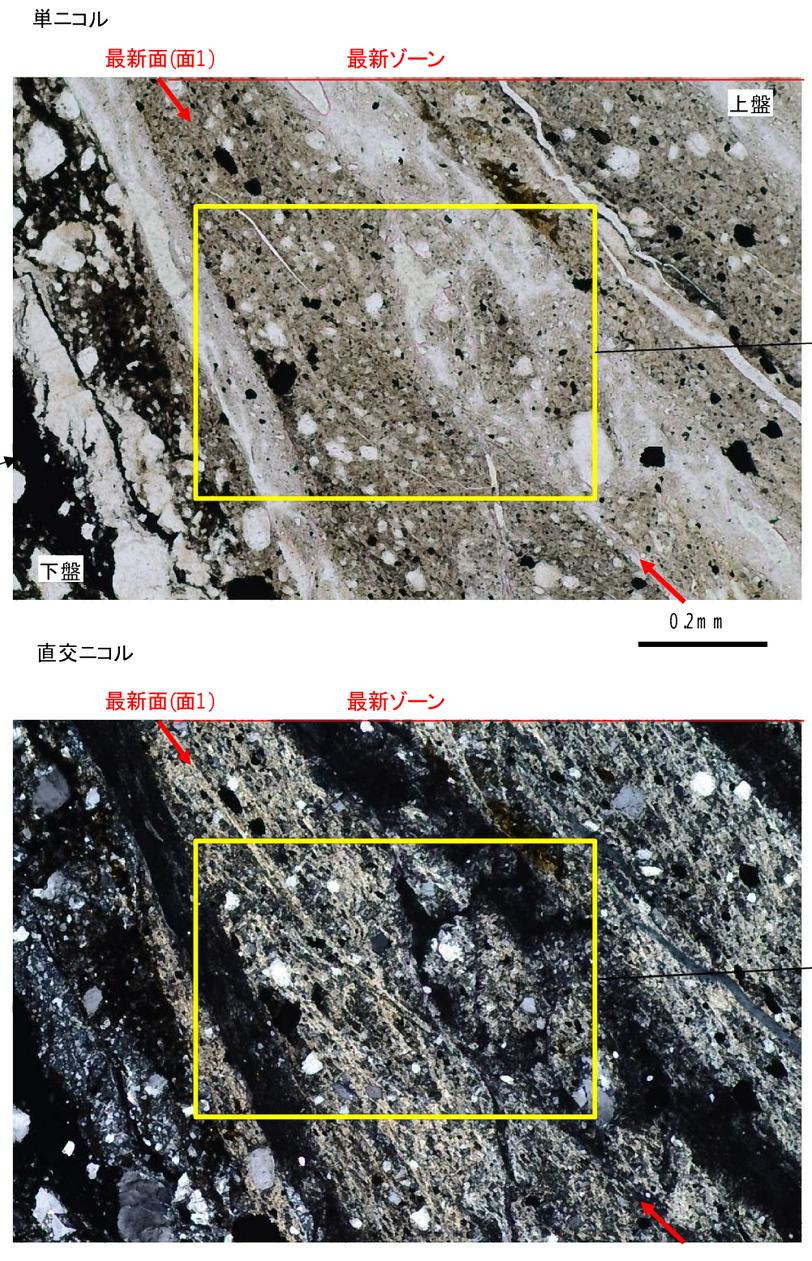
第 1.8.20 図(1) [redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(1)

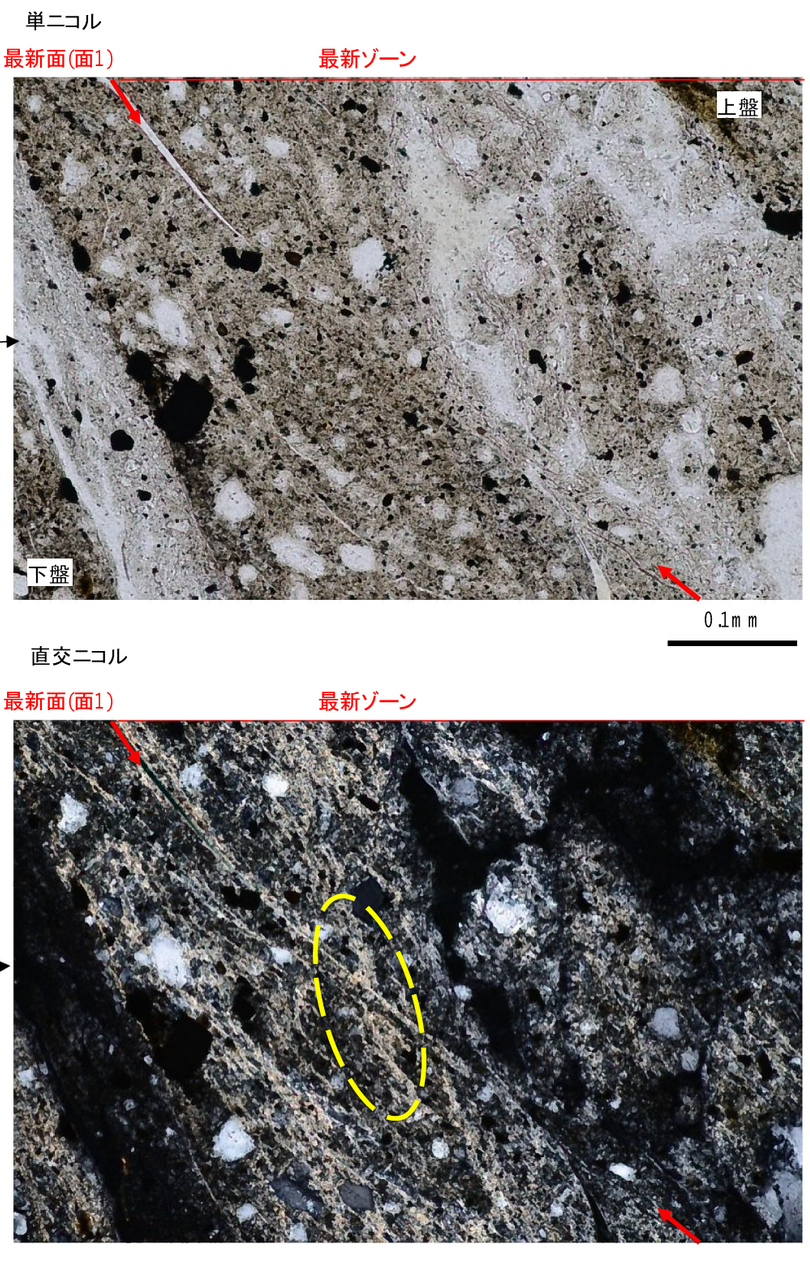
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 150.90m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。







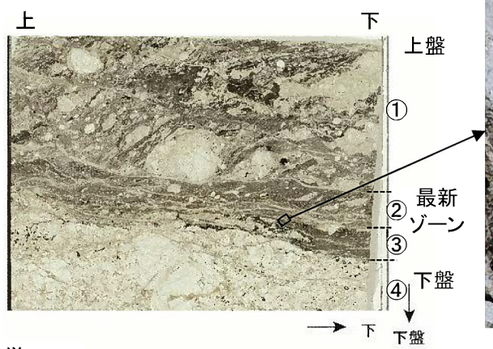
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.20 図(2) [redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(3)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 150.90m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。

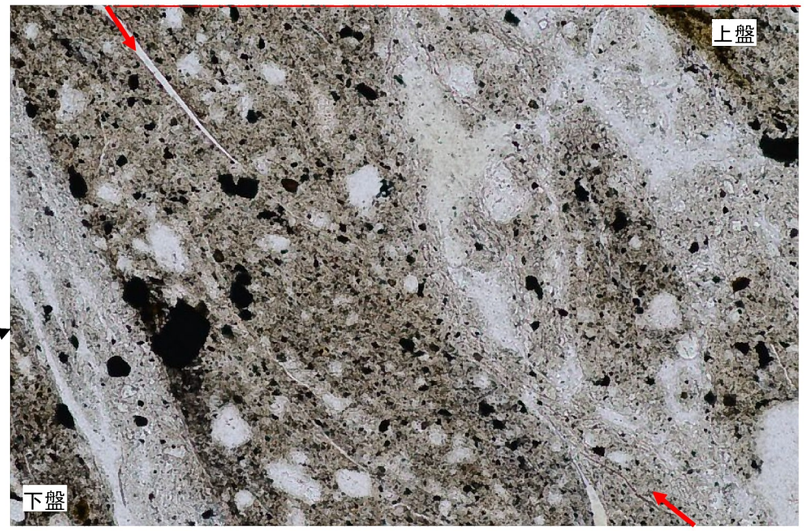


単ニコル

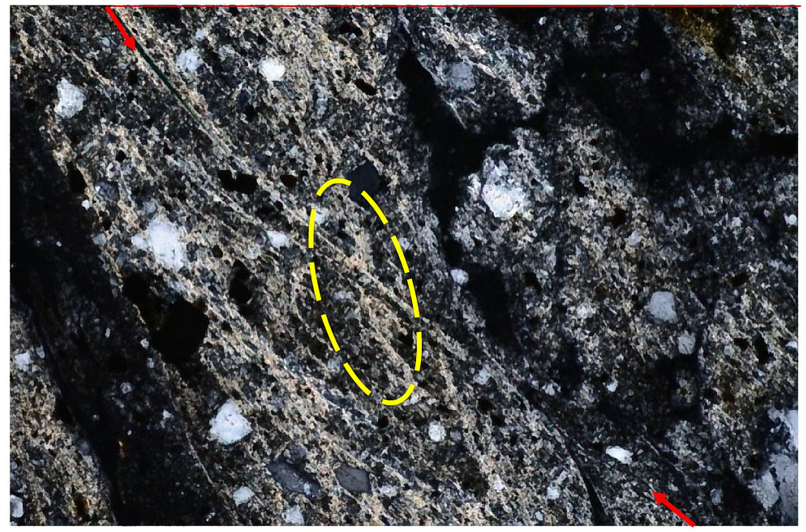


直交ニコル　1cm

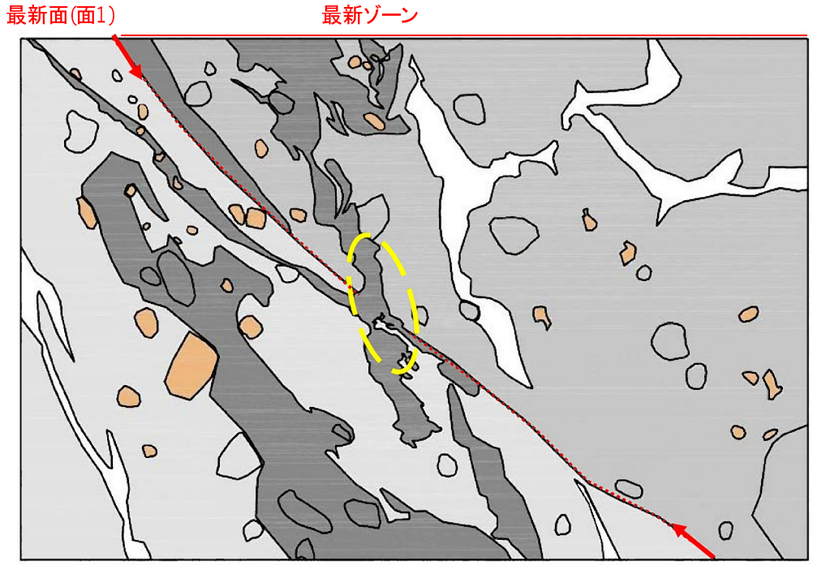
単ニコル



直交ニコル



0.1mm



粘土鉱物脈(熱水脈)
粘土状破砕部(最新ゾーン)
礫混じり粘土状部
不透明鉱物
空隙部
フラグメント
最新面(熱水作用後)

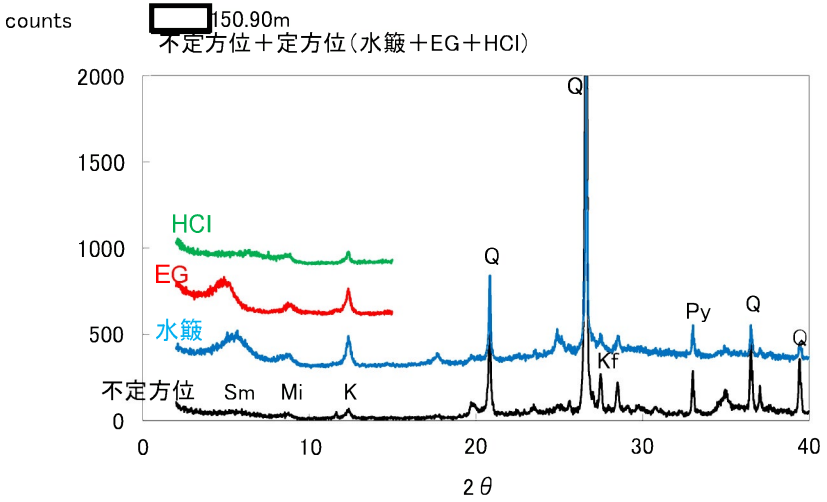
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.20 図(3) [redacted] 150.90m付近　薄片観察結果(3)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

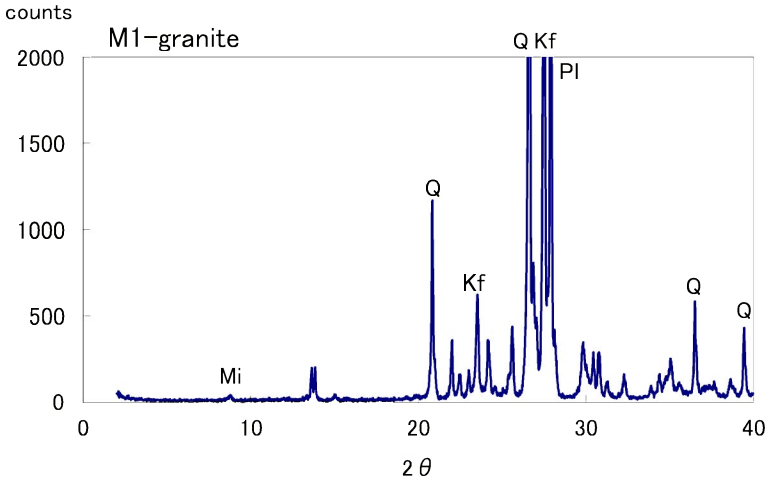
[redacted] 150.90m付近　XRD分析結果

ボーリングコア（敷地外No.2孔の深度83m）から採取した新鮮な花崗岩と
破砕部の鉱物組成を比較する。



[redacted]150.90m　破砕部のチャート

水簸・EG処理・塩酸（HCl）処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩※のチャート

※ボーリング敷地外No.2孔の孔底付近より採取

X線粉末回折結果

孔番	深度と性状	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石	方解石	黄鉄鉱
[redacted]	150.9m 破砕部	－	－	△	◎		－		△

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物
Ca：方解石
Py：黄鉄鉱

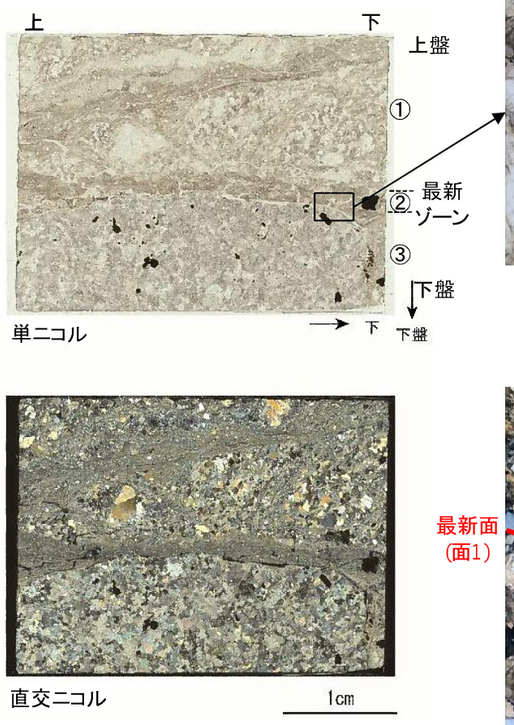
・[redacted]150.90mの破砕部は新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
・[redacted]150.90mの破砕部は、スメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
・よって、[redacted]150.90mの破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

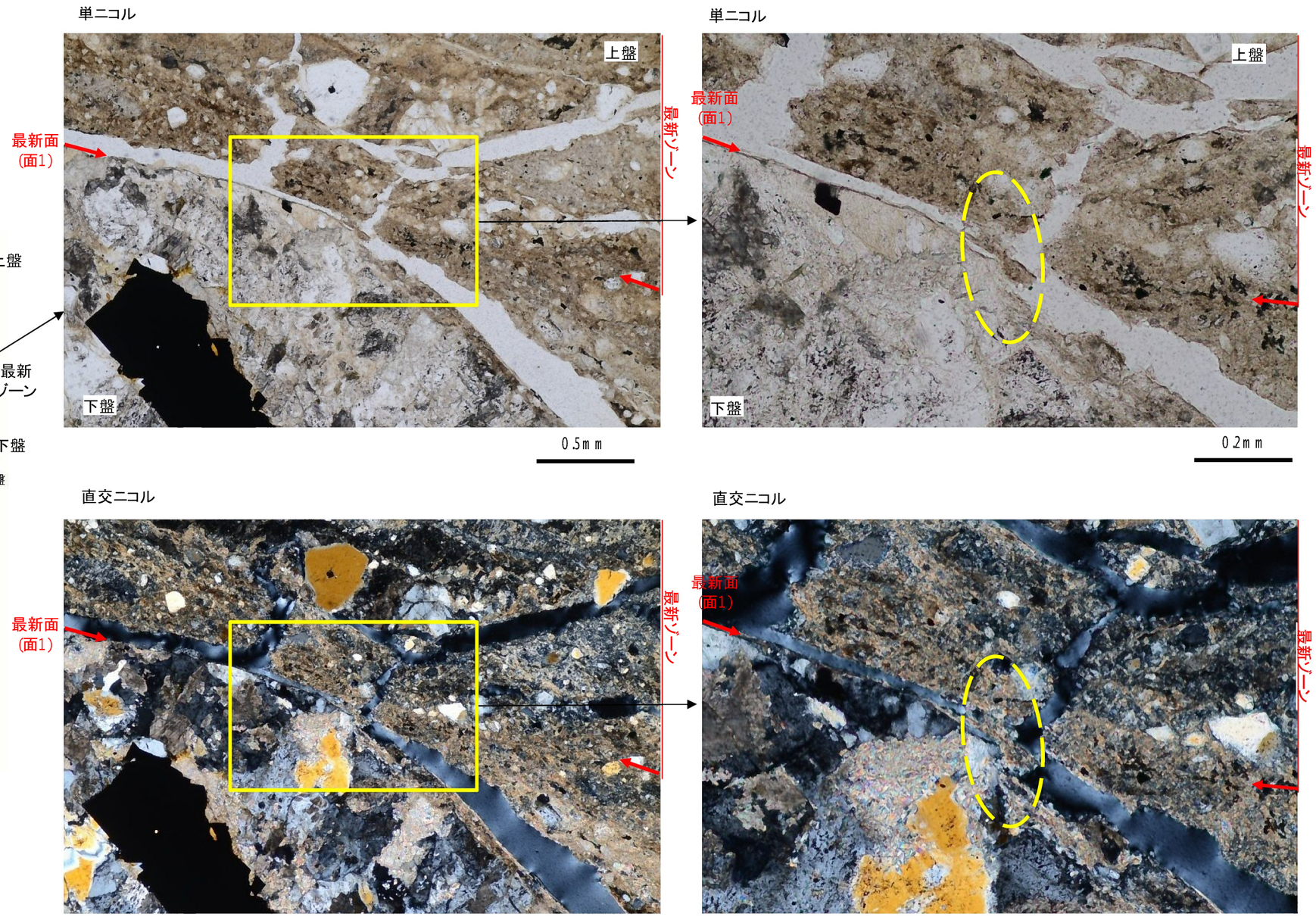
第 1.8.21 図　[redacted]　150.90m 付近　XRD 分析結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

[redacted] 104.80m付近　薄片観察結果(1)

CT画像観察、条線観察を実施した上で、[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted]104.80m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。





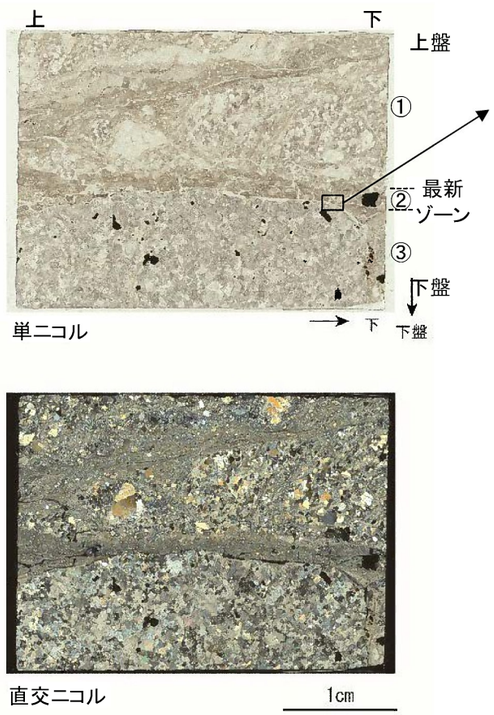
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.22 図(1)　[redacted]　104.80m付近　薄片観察結果(1)

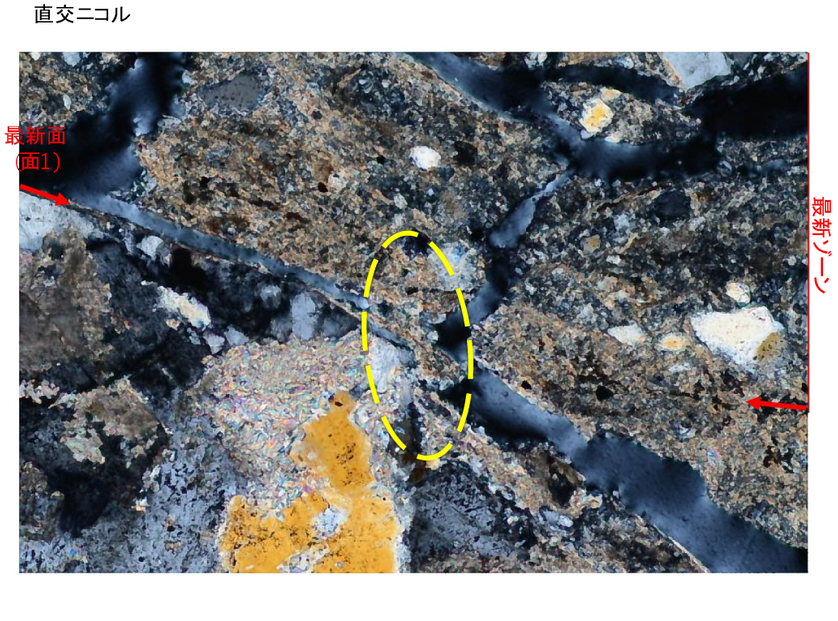
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

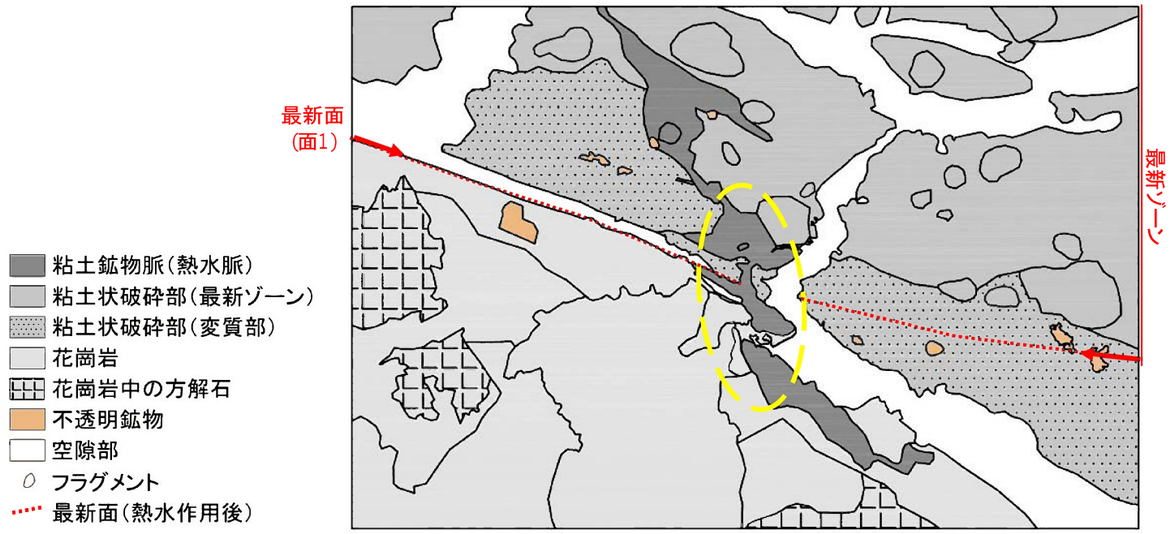
[redacted] 104.80m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 104.80m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。









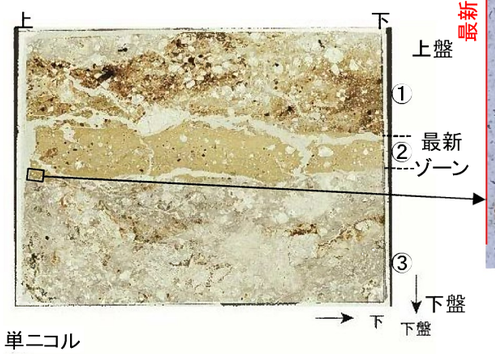
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.22 図(2) [redacted] 104.80m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 15.15m付近　薄片観察結果(1)

CT画像観察、条線観察を実施した上で、[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 15.15m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。

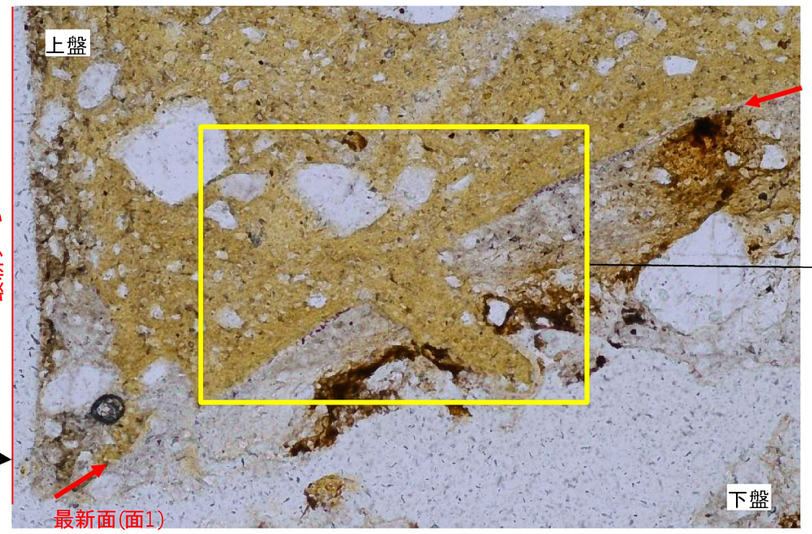


単ニコル

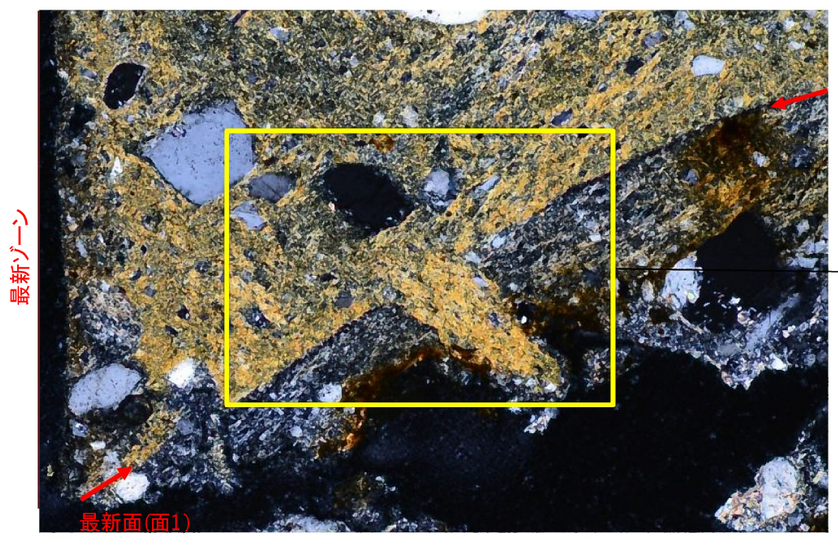


直交ニコル　1cm

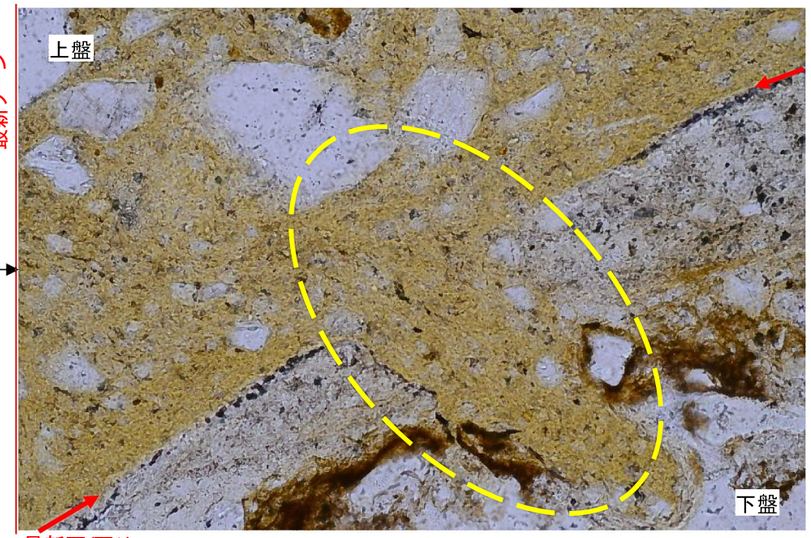
単ニコル



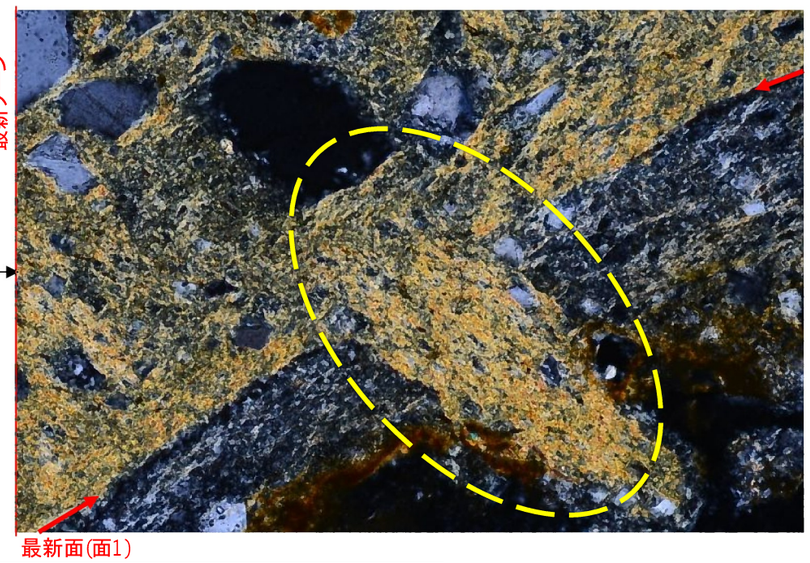
直交ニコル



単ニコル



直交ニコル



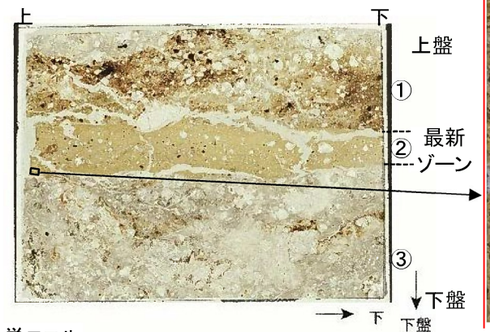
□最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
□また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。
□横断している粘土鉱物脈にフラグメントの再配列や弓状構造は認められず、注入現象ではない。

第 1.8.23 図(1)　[redacted]　15.15m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 15.15m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 15.15m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。

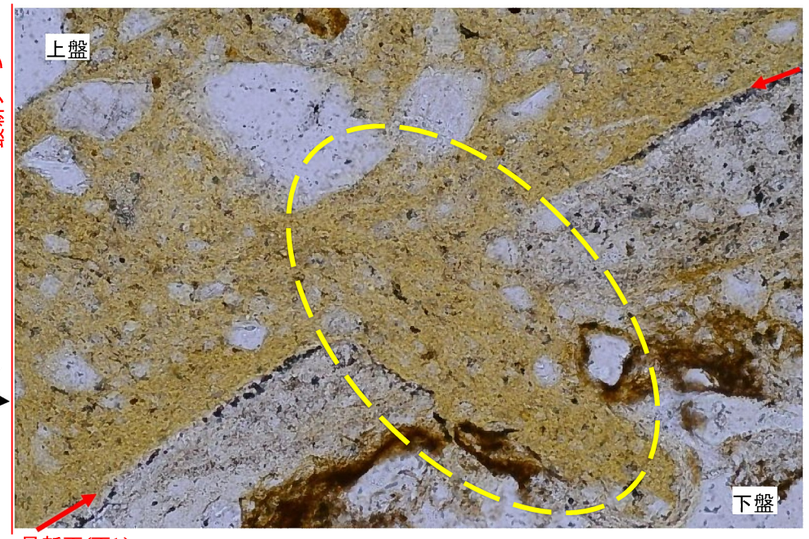


単ニコル

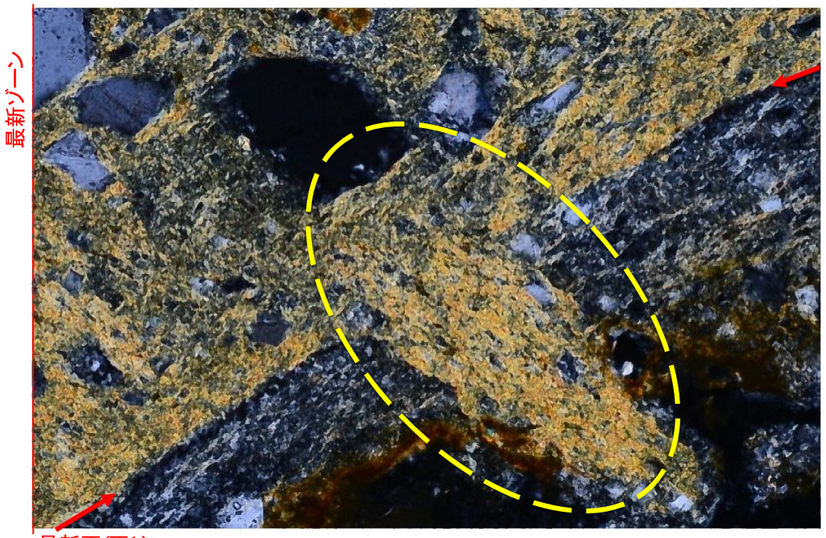


直交ニコル　1cm

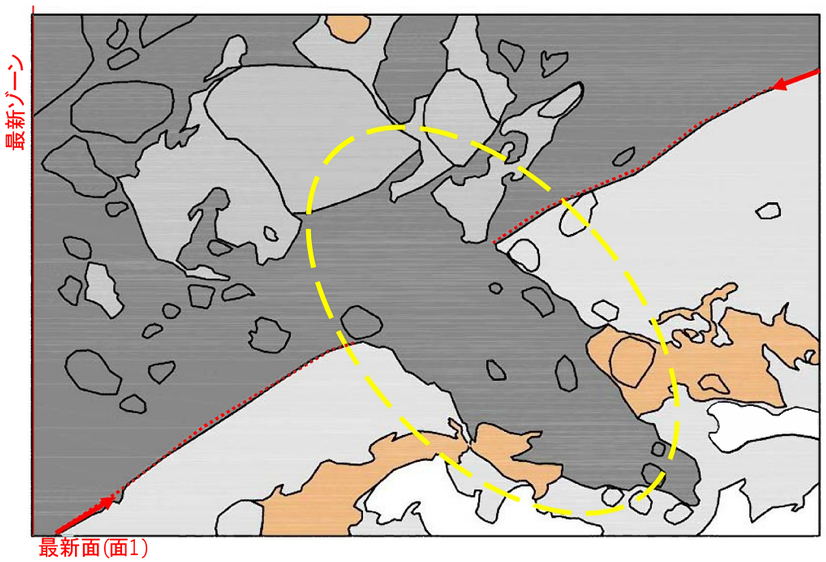
単ニコル



直交ニコル



0.1mm



粘土鉱物脈(熱水脈)
粘土状破砕部(最新ゾーン)
礫混じり粘土状部
不透明鉱物
空隙部
フラグメント
最新面(熱水作用後)

- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。
- 横断している粘土鉱物脈にフラグメントの再配列や弓状構造は認められず、注入現象ではない。

第 1.8.23 図(2)　[redacted]　15.15m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.24 図　破砕部の連続性確認結果

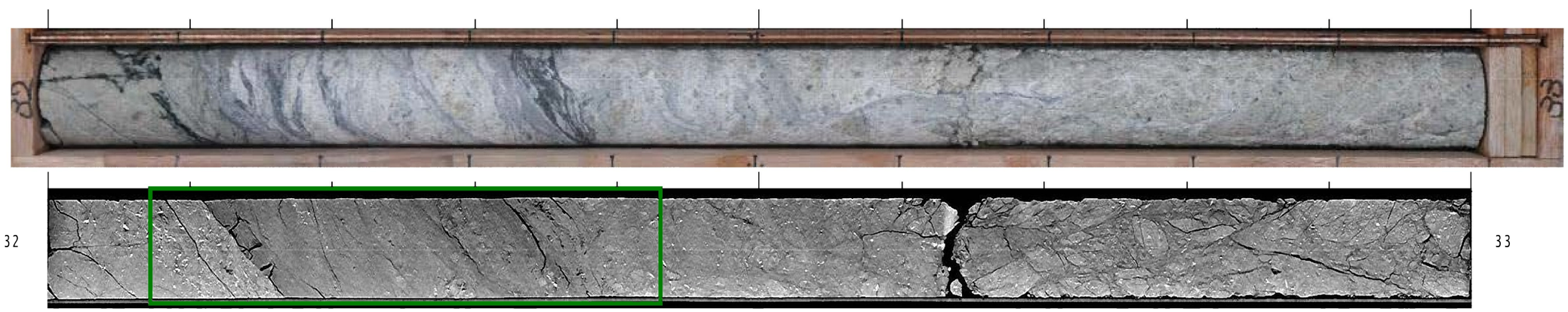
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

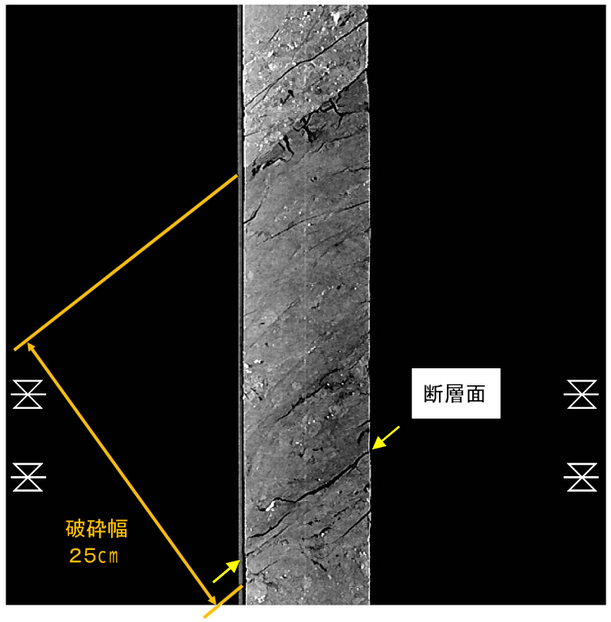
[redacted] 32.35m付近　CT画像観察結果

CT画像観察により、他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性に富む断層面の観察及び破砕部性状の確認を行った。

【[redacted]諸元】

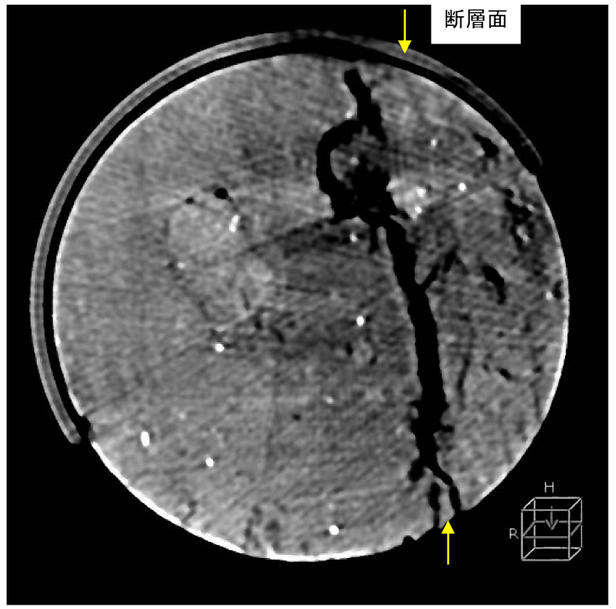
孔口標高：ＥＬ.-4.53m 、掘進方向：ー、掘進角度：90° 、掘進長100m





最大傾斜方向の断面





コア軸直交方向の断面

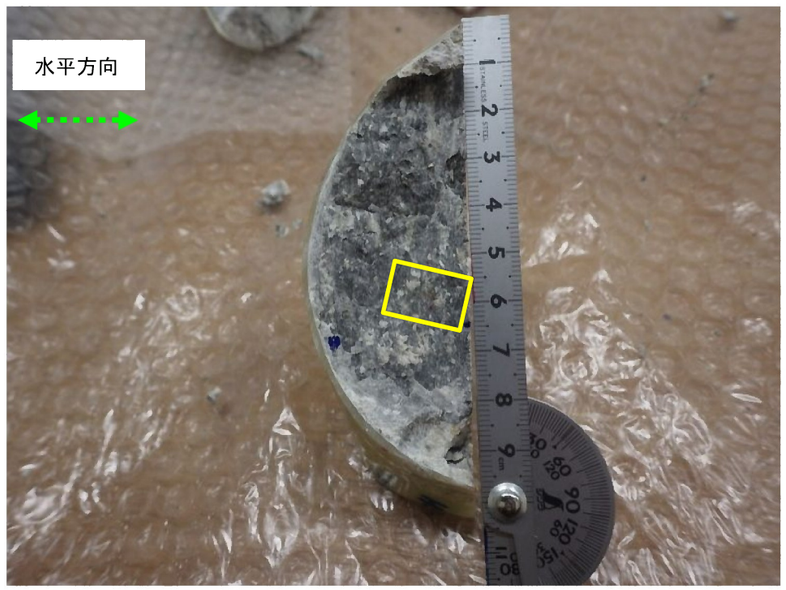
コア確認によって認められた破砕部のCT画像観察の結果、断層面に沿って幅25cmの固結した角礫状破砕部と幅1cmの粘土状破砕部が認められる。

第 1. 8. 25 図　[redacted] 32. 35m付近　CT画像観察結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 32.35m付近　条線観察結果

CT観察における断層面において条線観察を実施した。



断層面（下盤上面）

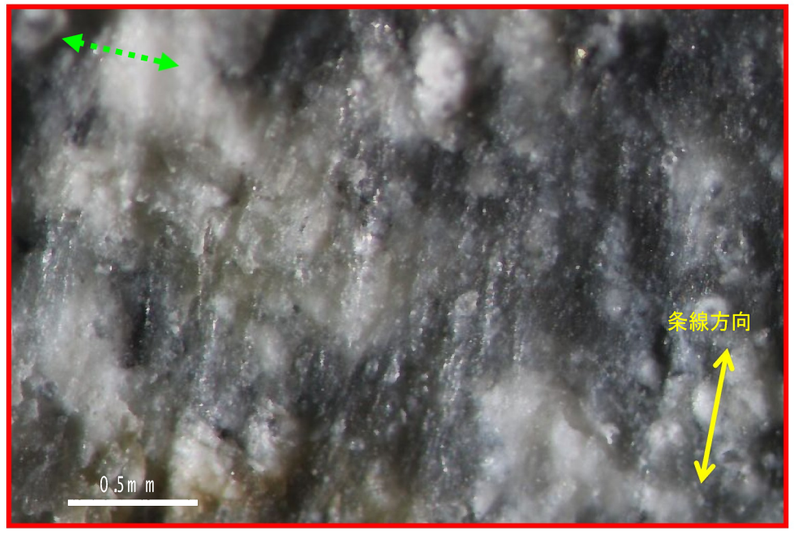
CT観察における断層面において条線観察を実施した結果、
レイク88°　R(N)の条線が認められる。センスは不明。

水平方向

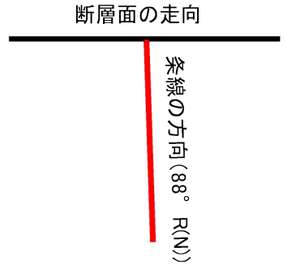


断層面の状況

水平方向



断層面の状況



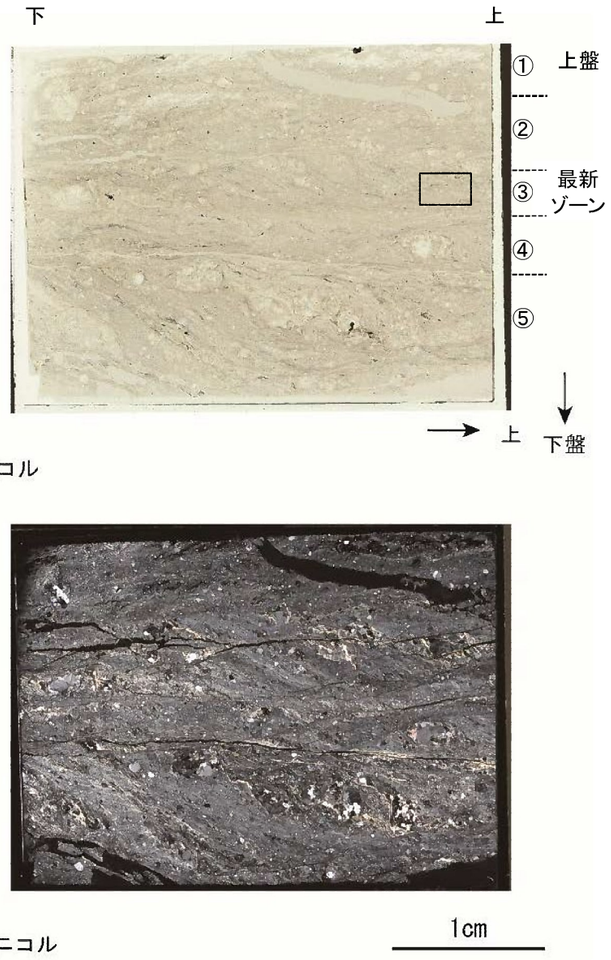
条線の方向を示す模式図は、
下盤側の上面を上から見た
状況を表す。

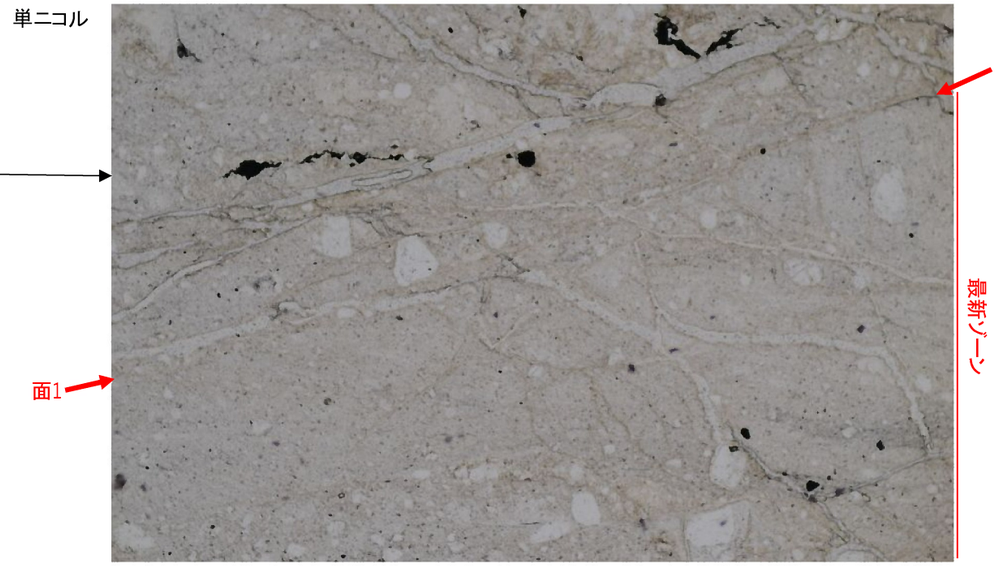
第 1.8.26 図 [redacted] 32.35m付近　条線観察結果

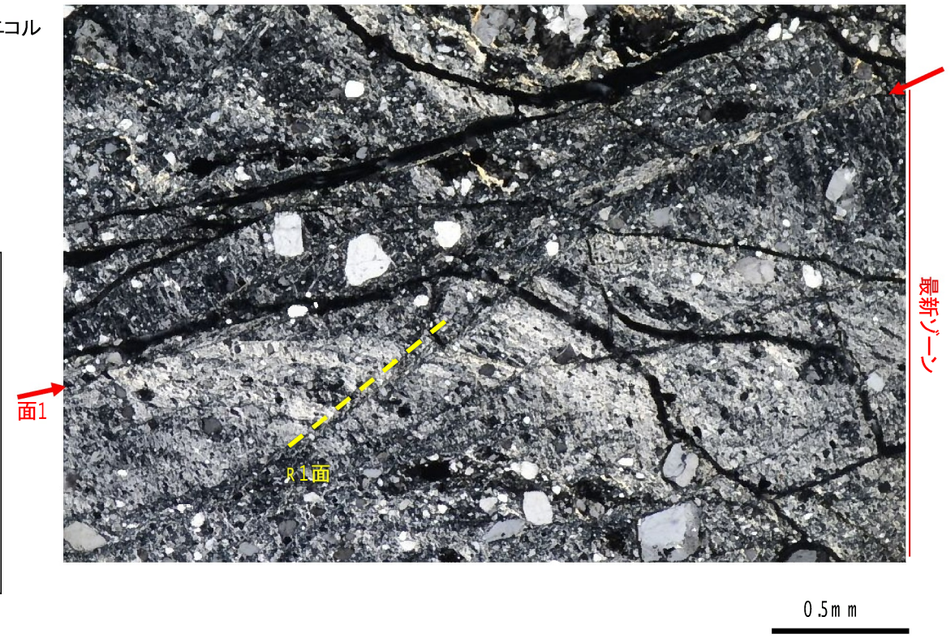
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 32.35m付近　薄片観察結果(1)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted]32.35m付近で認められた破砕部の薄片を観察した。







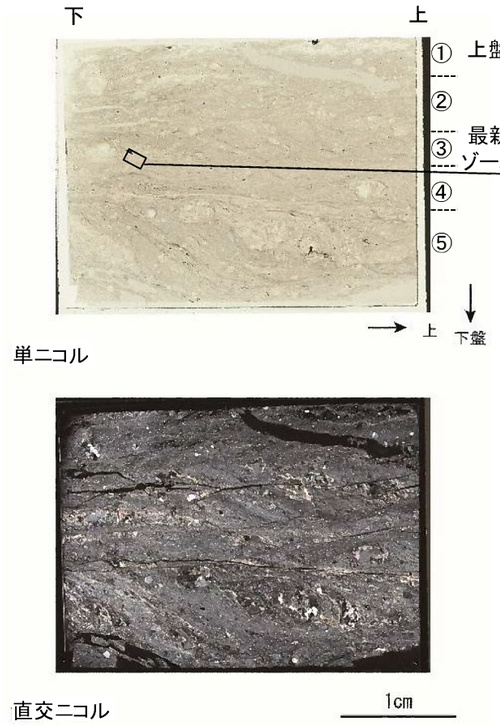
- 観察の結果、細粒カタクレーサイト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、細粒カタクレーサイト(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の下盤側の境界には、不明瞭であるが面(面2)が認められた。また、④の下盤側にも不明瞭であるが面(面3)が認められた。最新ゾーンには、正断層成分を示すR1面が認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN60E/48S、条線角度が88°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

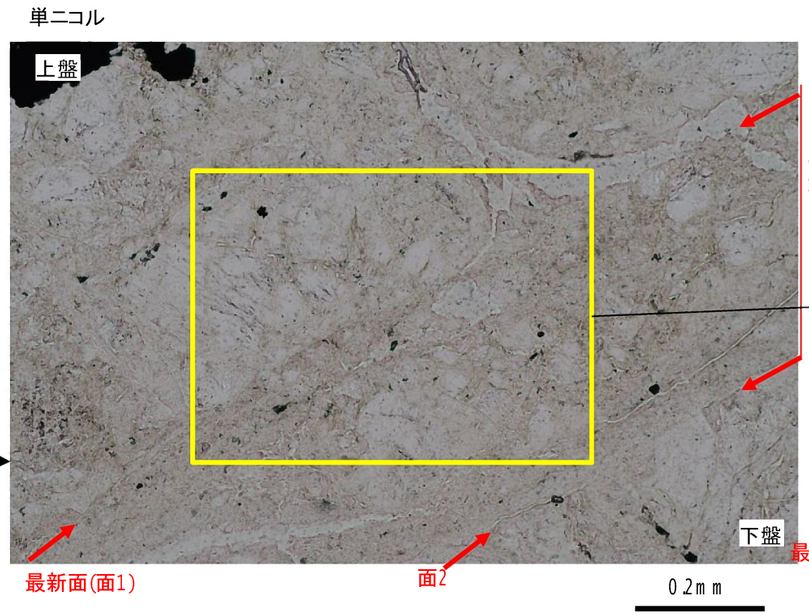
第 1.8.27 図(1) [redacted] 32.35m付近　薄片観察結果(1)

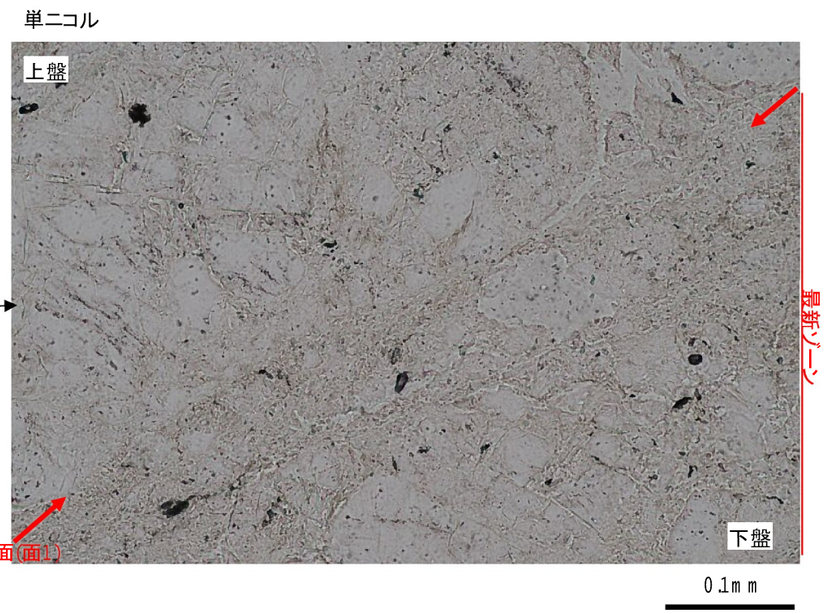
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

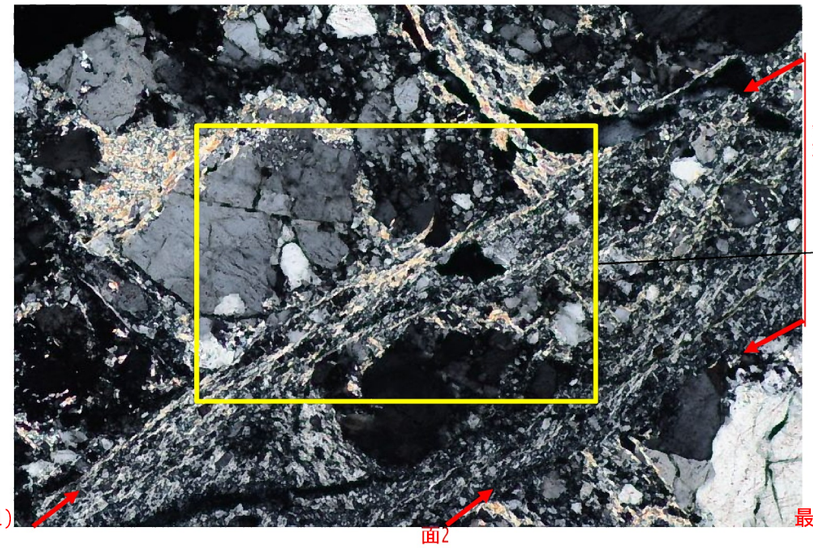
[redacted] 32.35m付近　薄片観察結果(2)

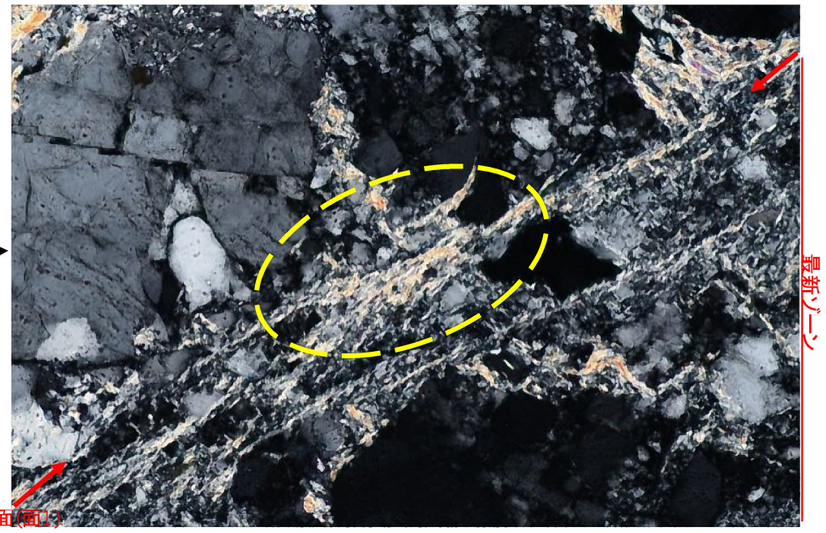
[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 32.35m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。











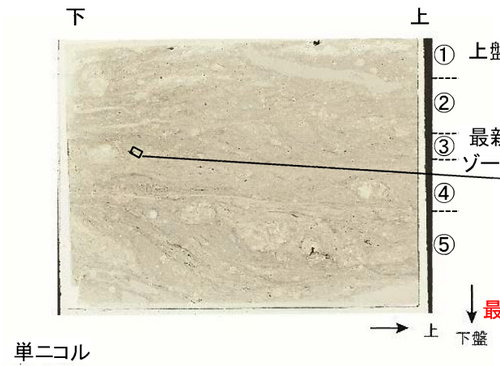
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.27 図(2) [redacted] 32.35m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 32.35m付近　薄片観察結果(3)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 32.35m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。



単ニコル

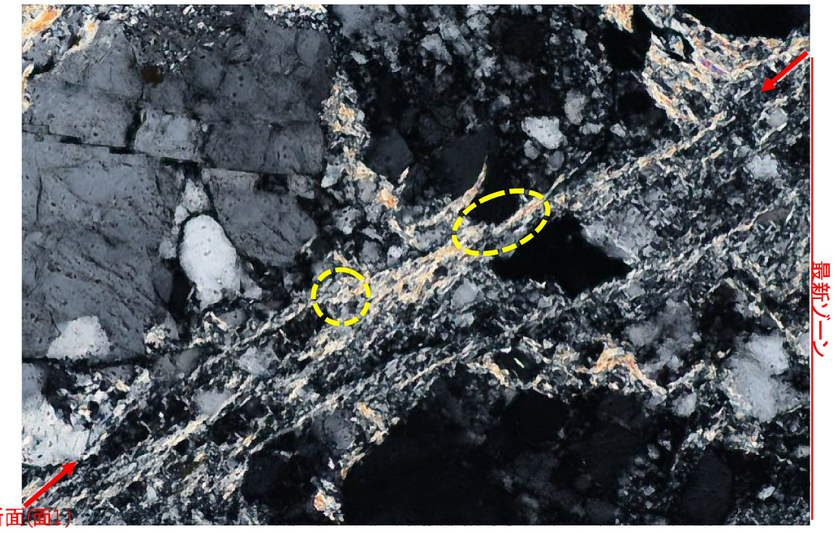


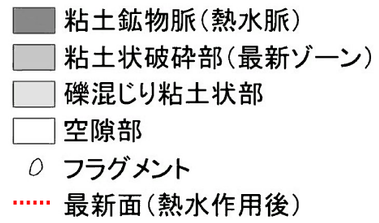
直交ニコル　1cm

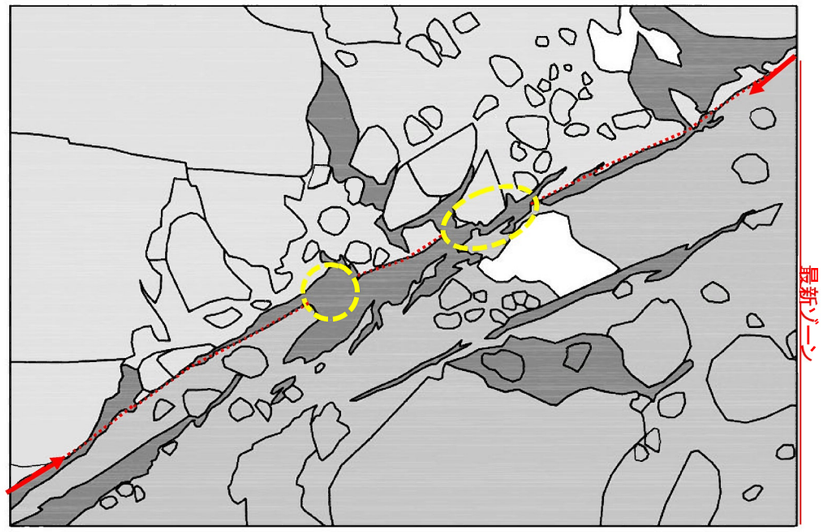
単ニコル



直交ニコル







- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

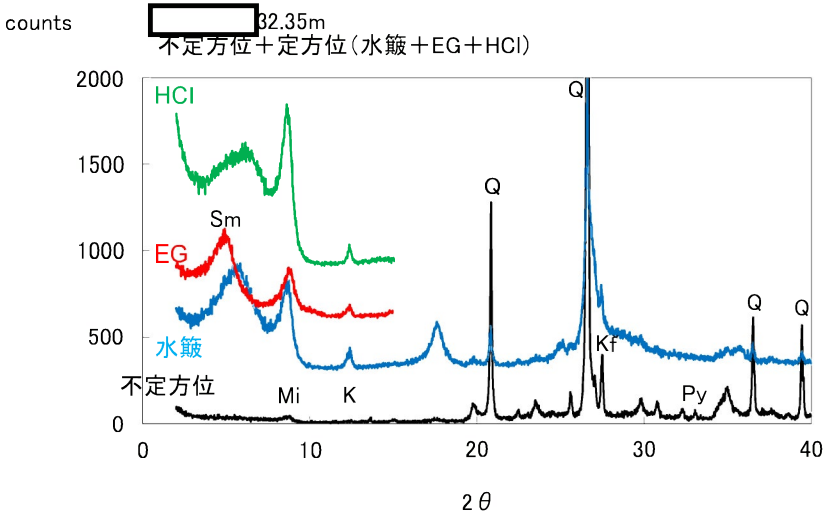
第 1.8.27 図(3)　[redacted]　32.35m付近　薄片観察結果(3)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

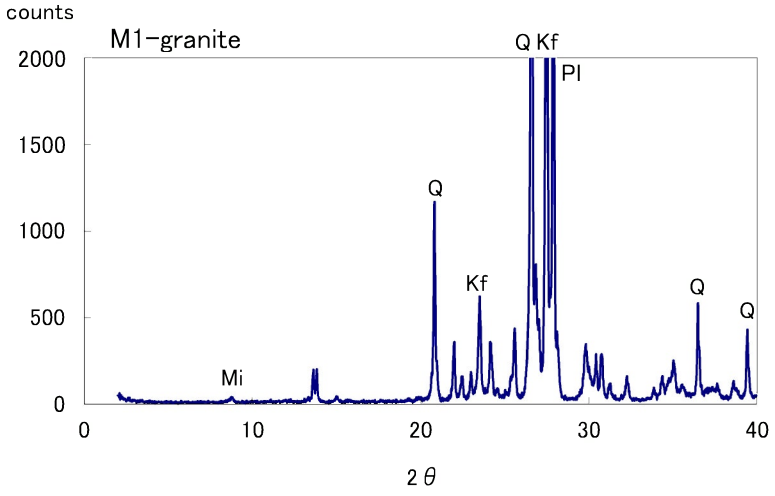
[redacted] 32.35m付近　XRD分析結果

ボーリングコア（敷地外No.2孔の深度83m）から採取した新鮮な花崗岩と
破砕部の鉱物組成を比較する。



[redacted] 32.35m　破砕部のチャート

水簸・EG処理・塩酸（HCl）処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩※のチャート

※ボーリング敷地外No.2孔の孔底付近より採取

X線粉末回折結果

孔番	深度と性状	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石	方解石	黄鉄鉱
[redacted]	32.35m 破砕部	・	－	－	◎		－		－

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

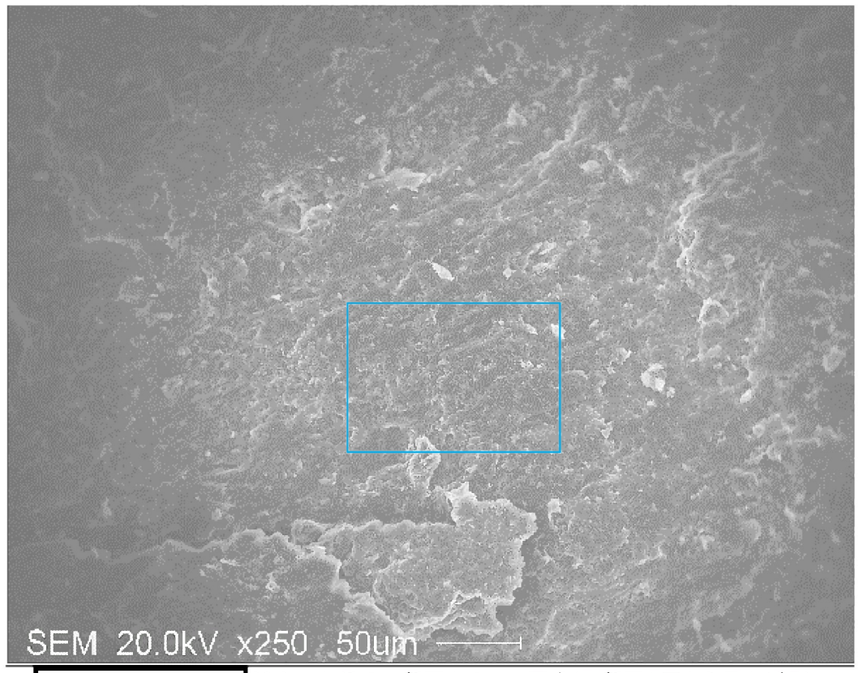
記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物
Ca：方解石
Py：黄鉄鉱

・[redacted] 32.35mの破砕部は新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
・[redacted] 32.35mの破砕部は、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物（スメクタイトは水簸のみで確認）を生成している。
・よって、[redacted] 32.35mの破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

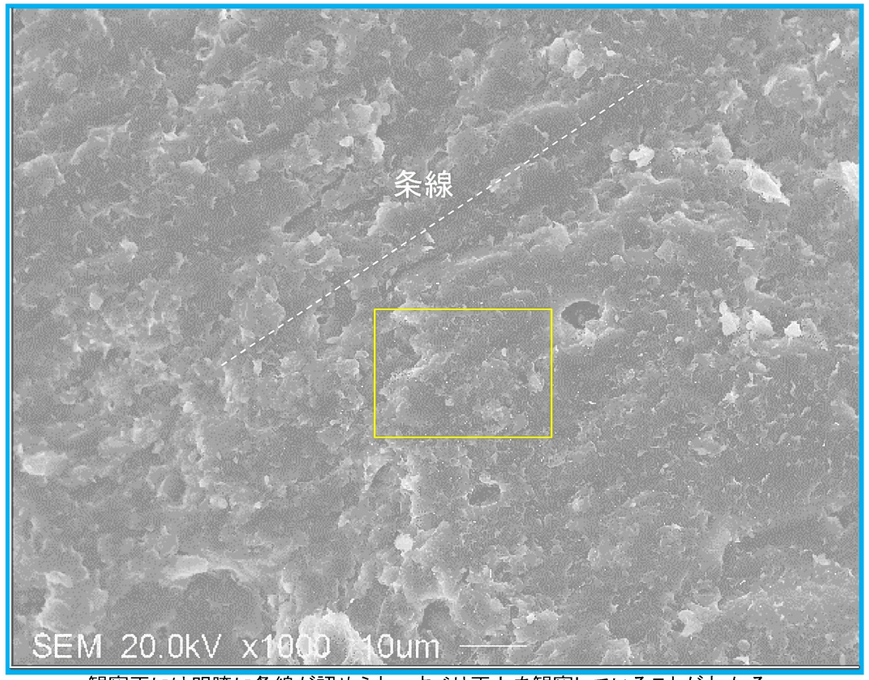
第 1.8.28 図　[redacted] 32.35m 付近　XRD 分析結果

[redacted] 32.35m付近　電子顕微鏡観察結果

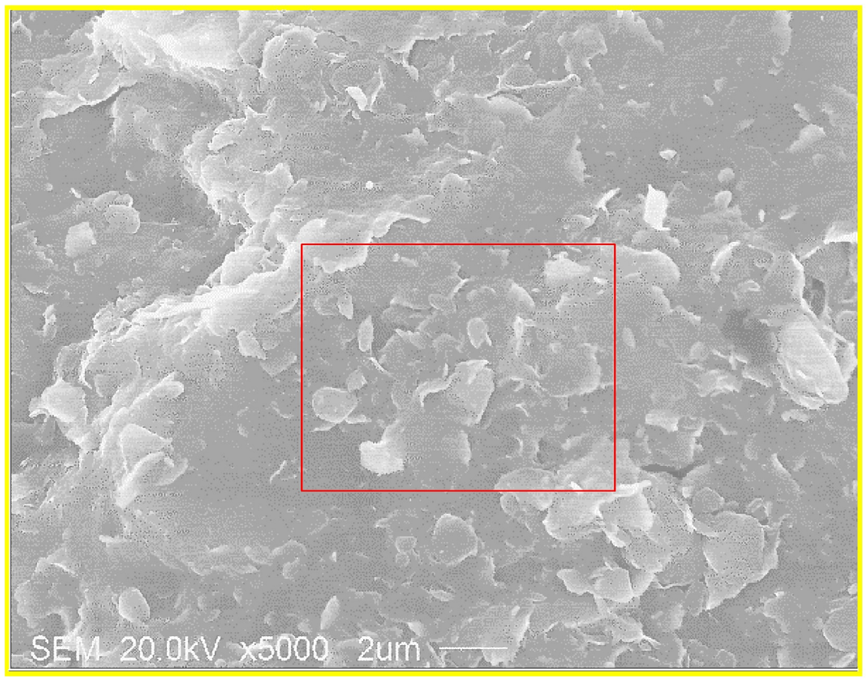
電子顕微鏡観察を行い、最新面上の粘土鉱物について詳細な観察を行った。

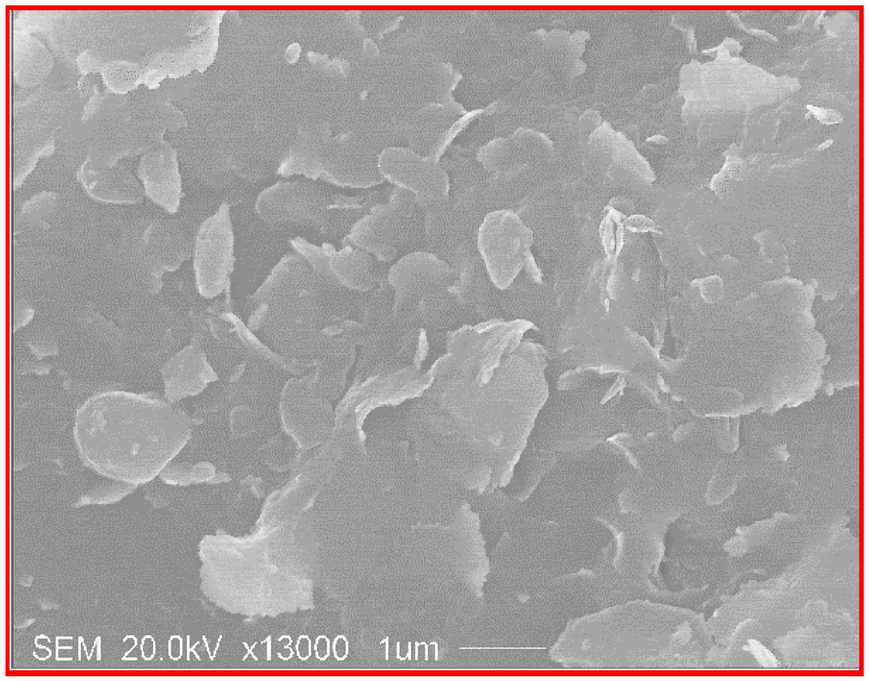


[redacted] 32.35m 付近の最新面上のSEM 画像（最新面を下から見上げる）。



観察面には明瞭に条線が認められ、すべり面上を観察していることがわかる。





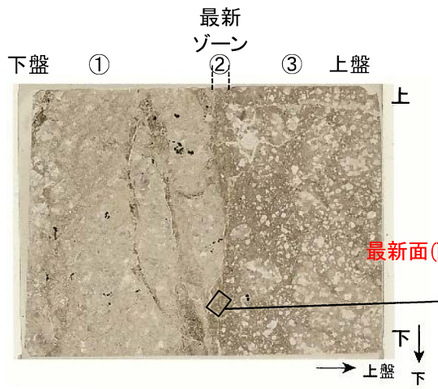
最新面上に粘土鉱物が生成しており、結晶は破壊されていない。

第 1.8.29 図 [redacted] 32.35m付近　電子顕微鏡観察結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 80.65m付近　薄片観察結果（1）

CT画像観察、条線観察を実施した上で、[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 80.65m付近で認められた破砕部の最新面（面1）と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。

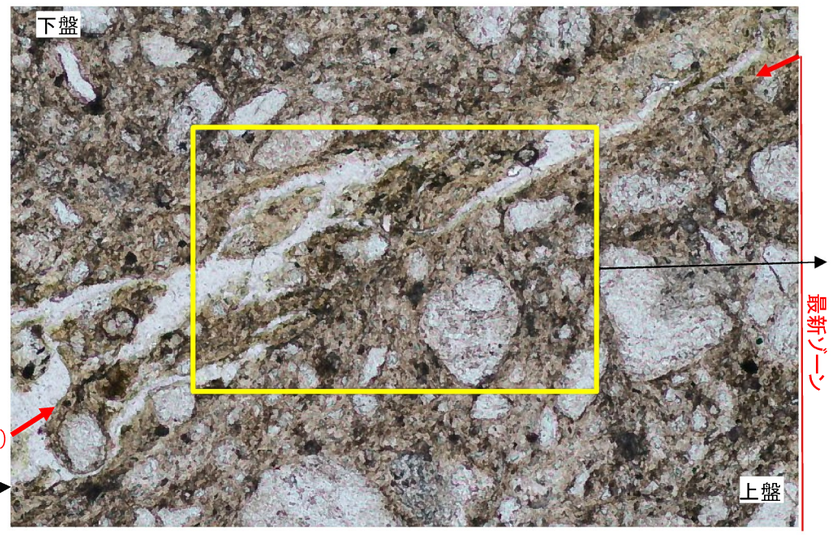


単ニコル

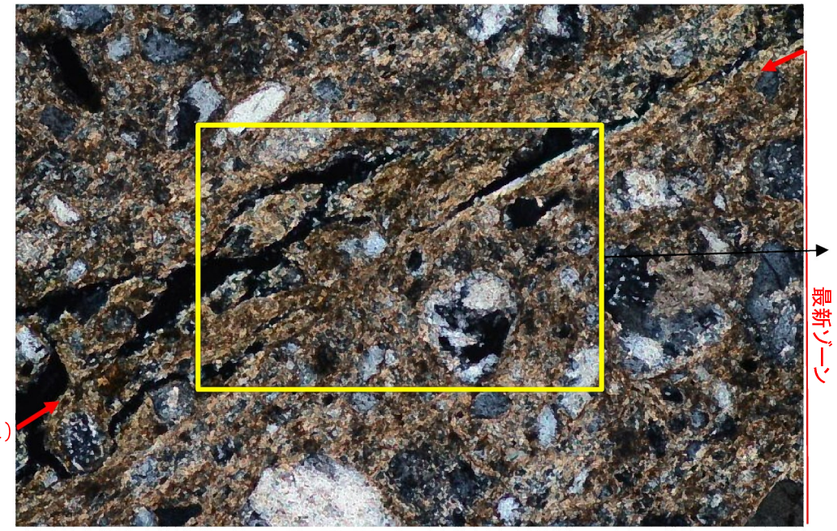


直交ニコル

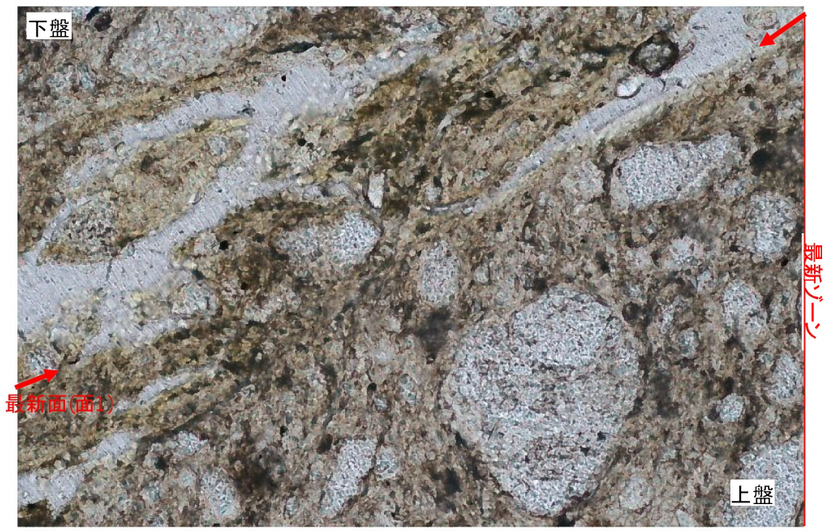
単ニコル



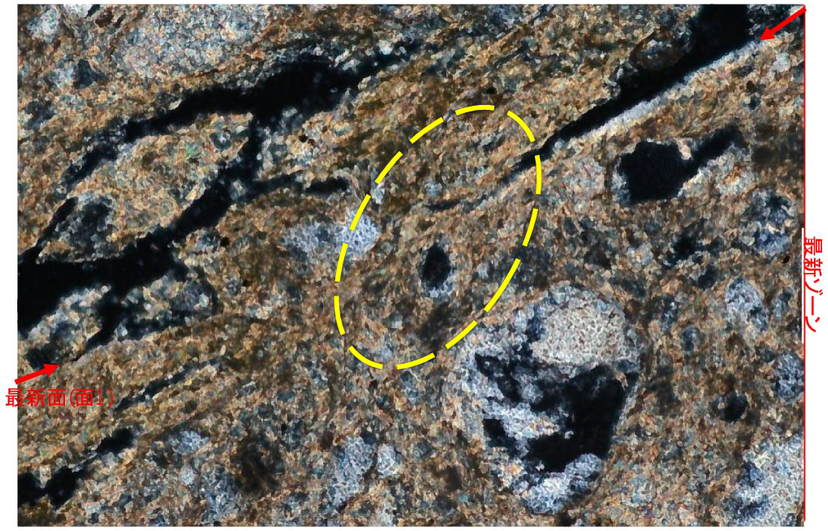
直交ニコル



単ニコル



直交ニコル



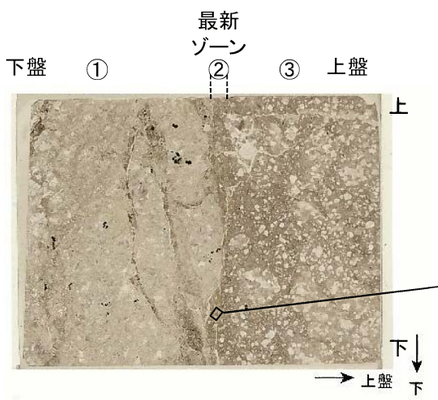
- 最新面（面1）及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面（面1）が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面（面1）を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.30 図(1) [redacted] 80.65m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 80.65m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 80.65m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。



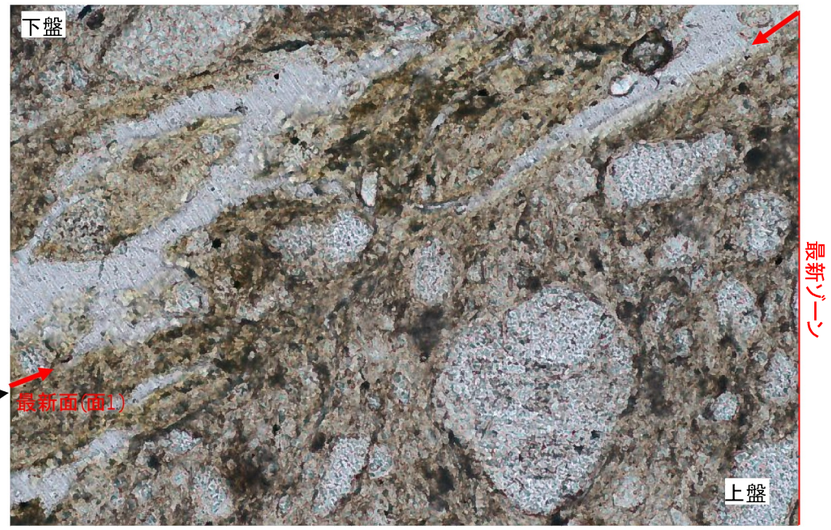
単ニコル



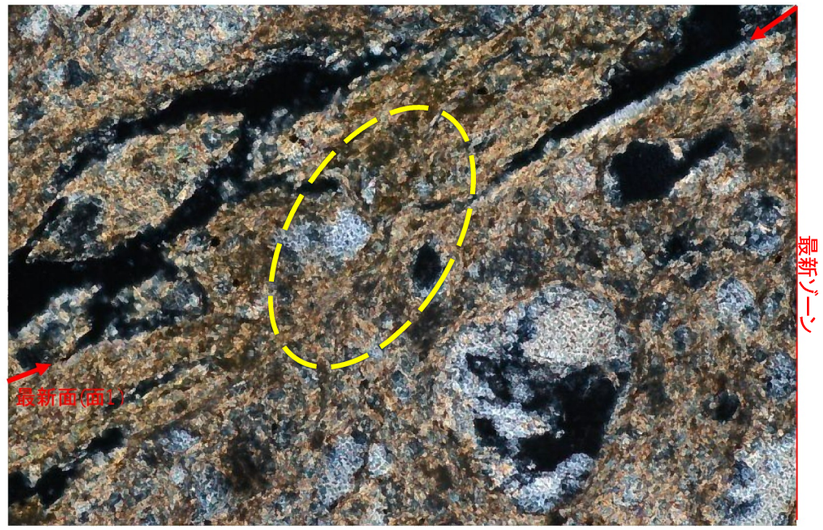
直交ニコル

1cm

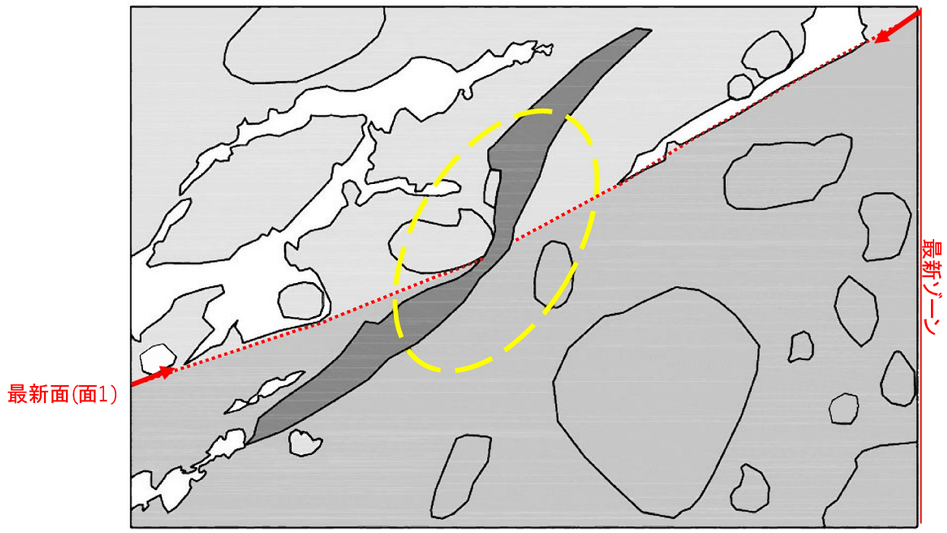
単ニコル



直交ニコル



0.1mm



- 粘土鉱物脈(熱水脈)
- 粘土状破砕部(最新ゾーン)
- 粘土状破砕部(花崗岩上盤部)
- 空隙部
- フラグメント
- 最新面(熱水作用後)

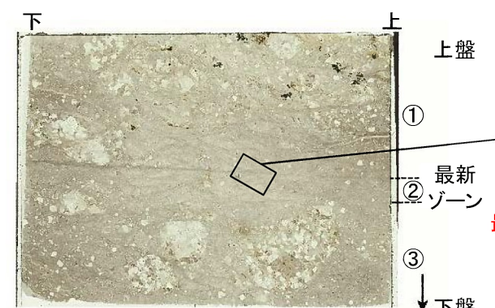
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.30 図(2)　[redacted]　80.65m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 16.63m付近　薄片観察結果（1）

CT画像観察、条線観察を実施した上で、[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 16.63m付近で認められた破砕部の最新面（面1）と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。



単ニコル



直交ニコル

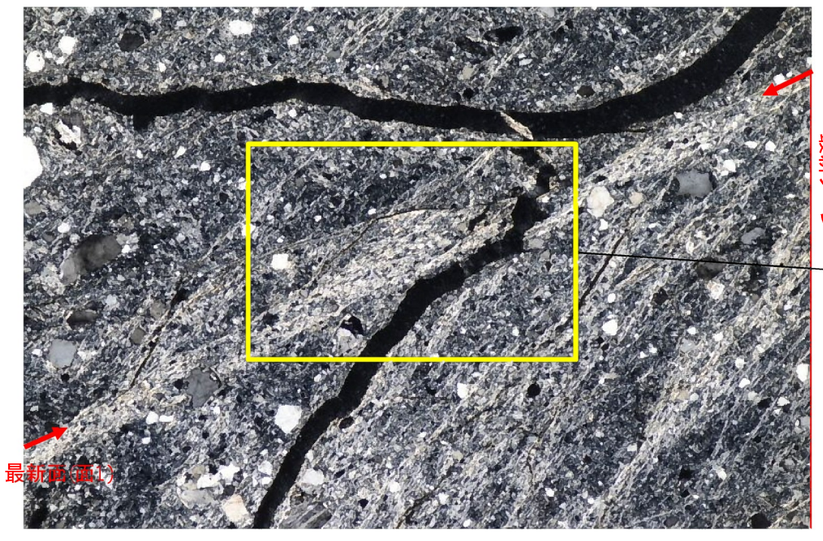
単ニコル



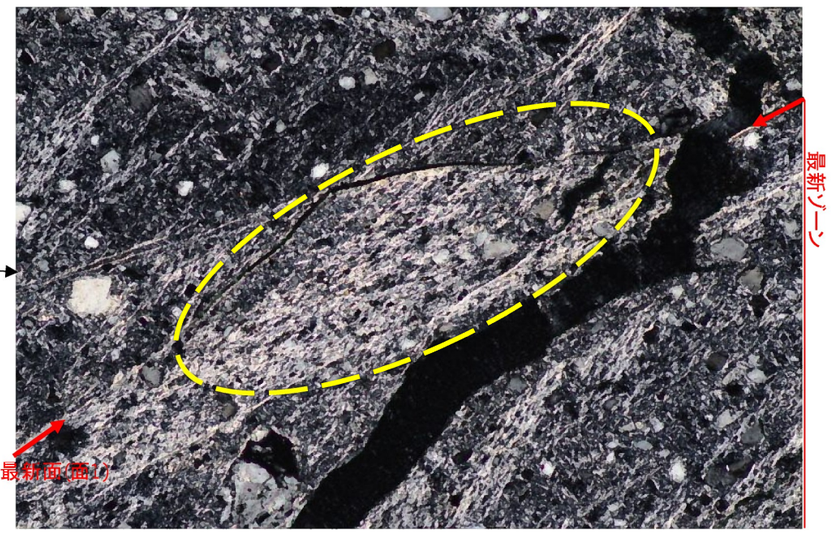
単ニコル



直交ニコル



直交ニコル



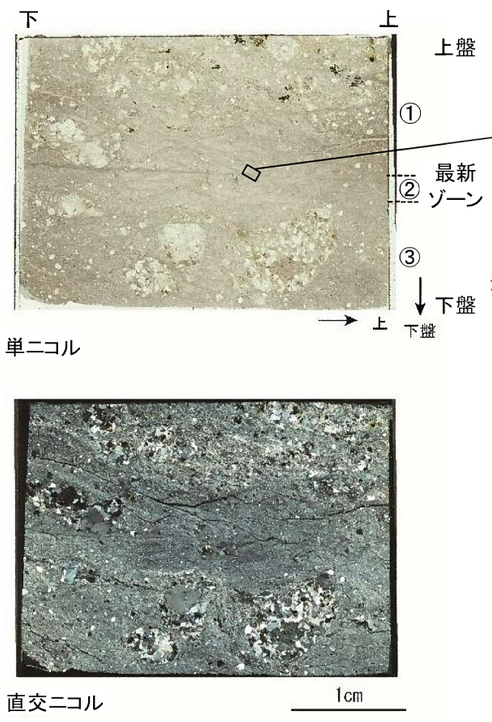
- 最新面（面1）及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面（面1）が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面（面1）を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.31 図（1）[redacted] 16.63m付近　薄片観察結果（1）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

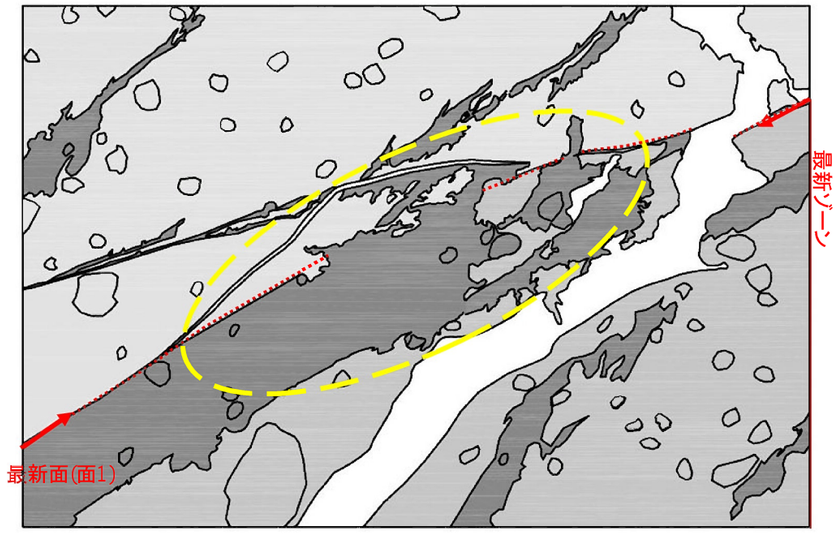
[redacted] 16.63m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 16.63m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。









粘土鉱物脈(熱水脈)
粘土状破砕部(最新ゾーン)
礫混じり粘土状部
空隙部
フラグメント
最新面(熱水作用後)

- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.31 図(2)　[redacted]　16.63m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第 1.8.32 図　破砕部の連続性確認結果

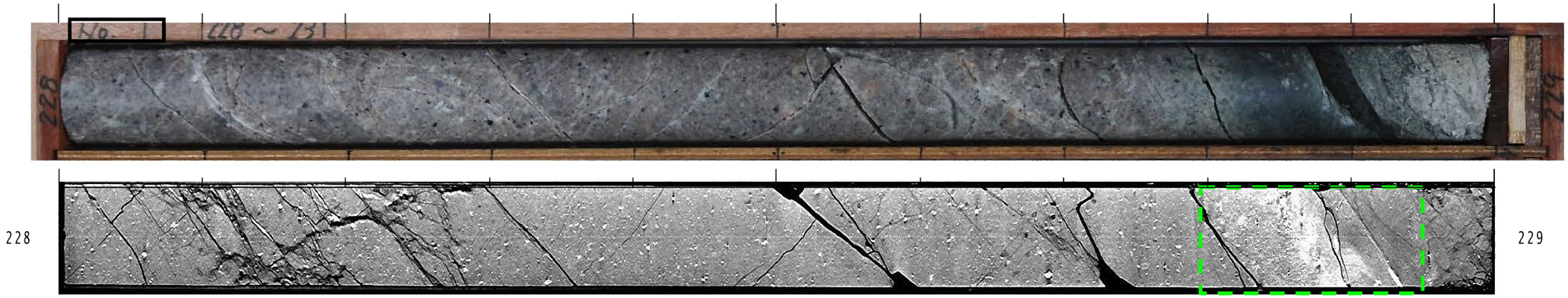
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

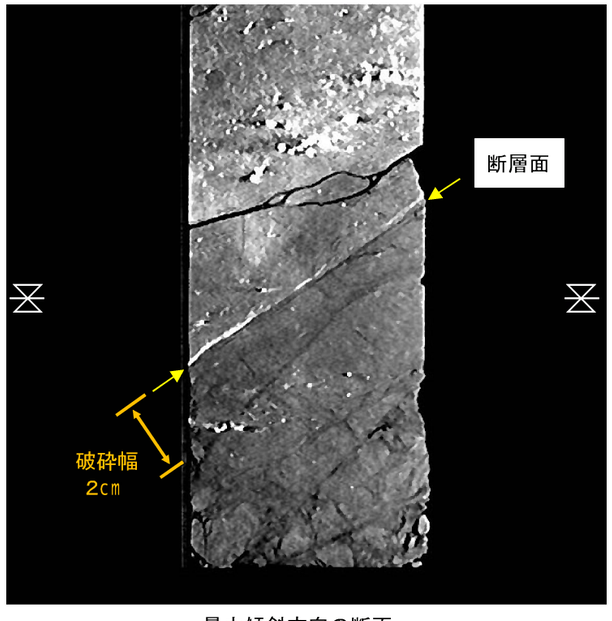
[redacted] 228.91m付近　CT画像観察結果

CT画像観察により、他の構造に切られず、三次元的に直線性・連続性に富む断層面の観察及び破砕部性状の確認を行った。

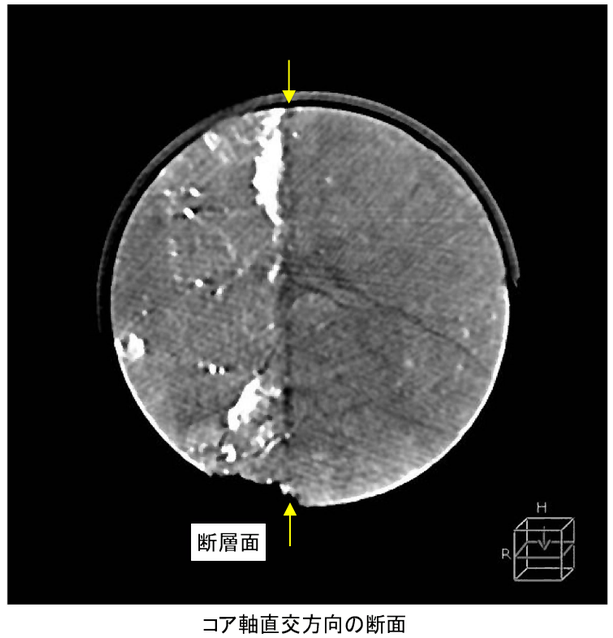
[redacted]諸元】

孔口標高：E.L.＋64.01m、掘進方向：S52E、掘進角度：60°、掘進長：240 m





最大傾斜方向の断面



コア軸直交方向の断面

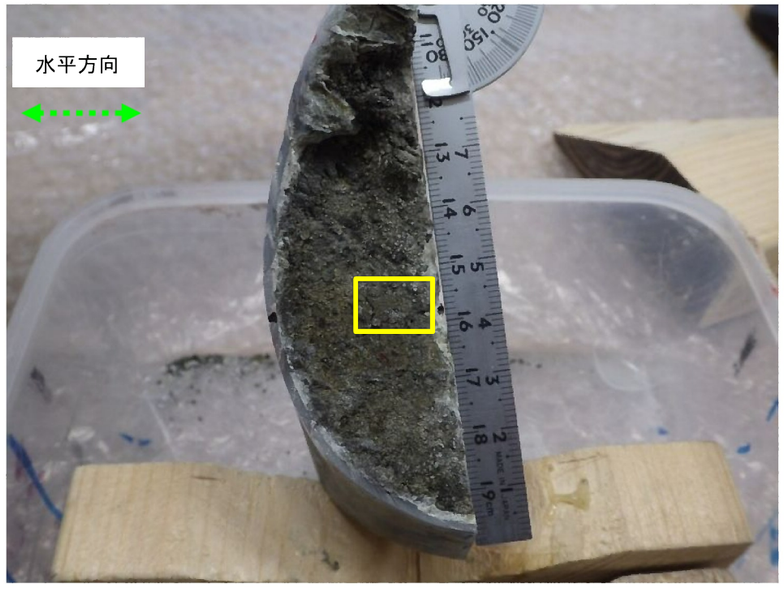
コア確認によって認められた破砕部のCT画像観察の結果、断層面に沿って、幅2cmの破砕部が認められる。破砕部周辺は変質を受ける。

第 1. 8. 33 図 [redacted] 228. 91m付近　CT画像観察結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

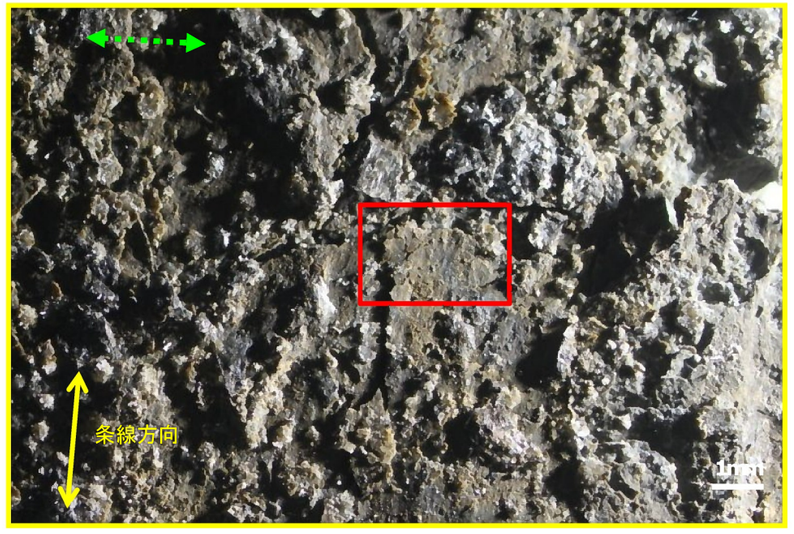
[redacted] 228.91m付近　条線観察結果

CT観察における断層面において条線観察を実施した。

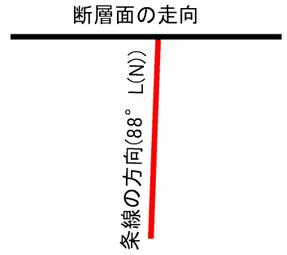


断層面（下盤上面）

水平方向



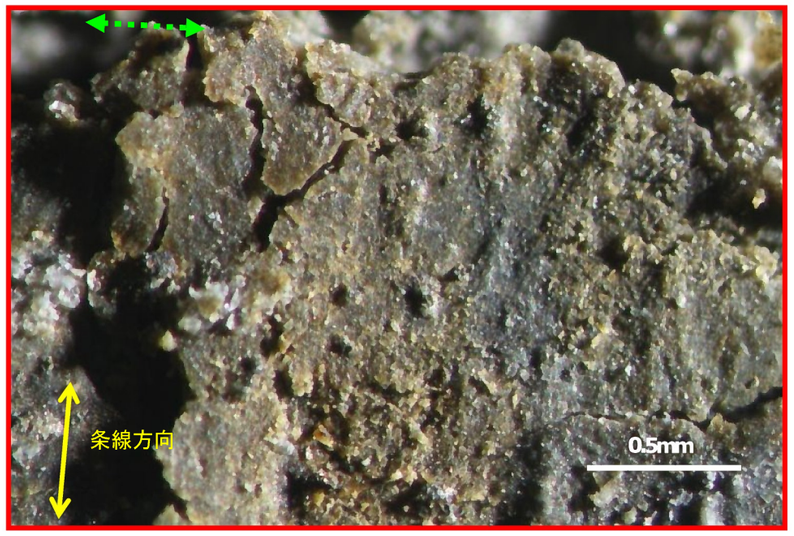
断層面の状況



条線の方向を示す模式図は、
下盤側の上面を上から見た
状況を表す。

CT観察における断層面において条線観察を実施した結果、
レイク88°　L(N)の条線が認められる。センスは不明。

水平方向



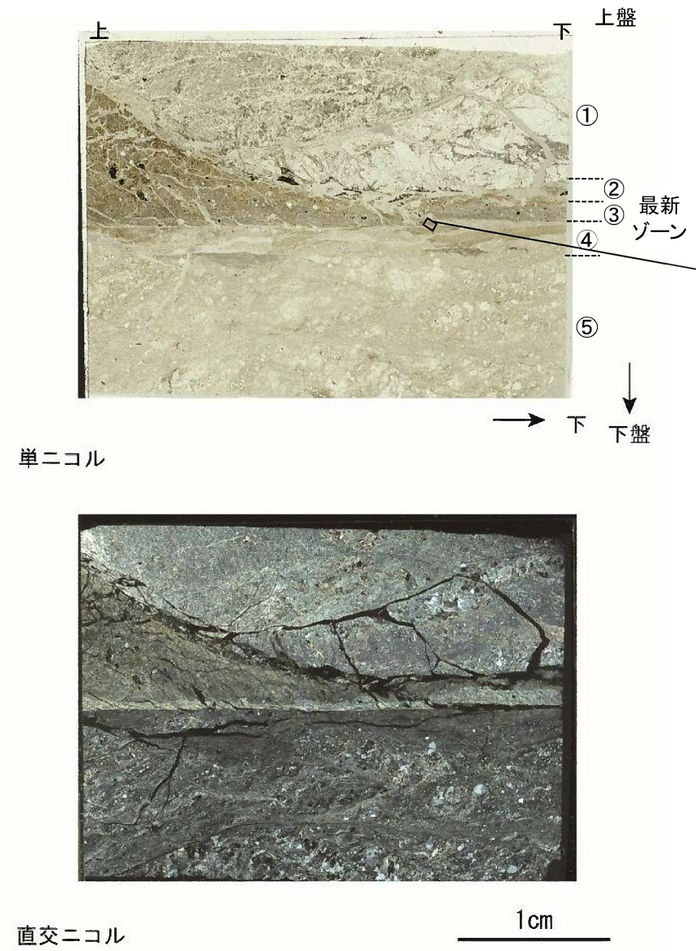
断層面の状況

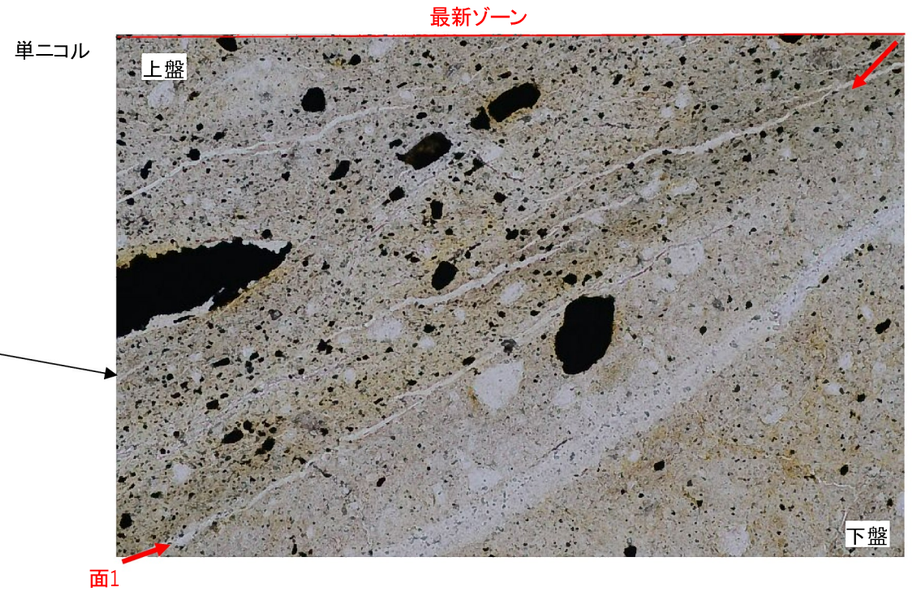
第 1. 8. 34 図 [redacted] 228. 91m付近　条線観察結果

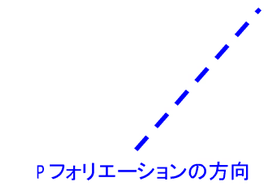
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(1)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 228.91m付近で認められた破砕部の薄片を観察した。









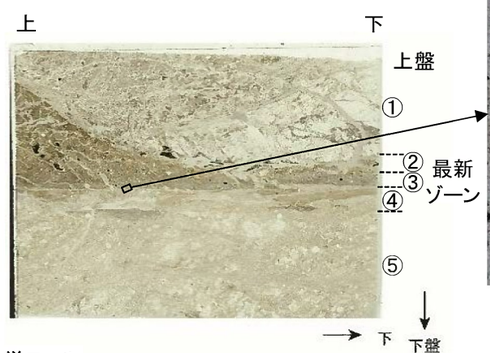
- 観察の結果、変質花崗岩(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、細粒カタクレーサイト(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN53E/76NW(周辺の節理より推定)、条線角度が88°　L(N)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.8.35 図(1)　[redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(1)

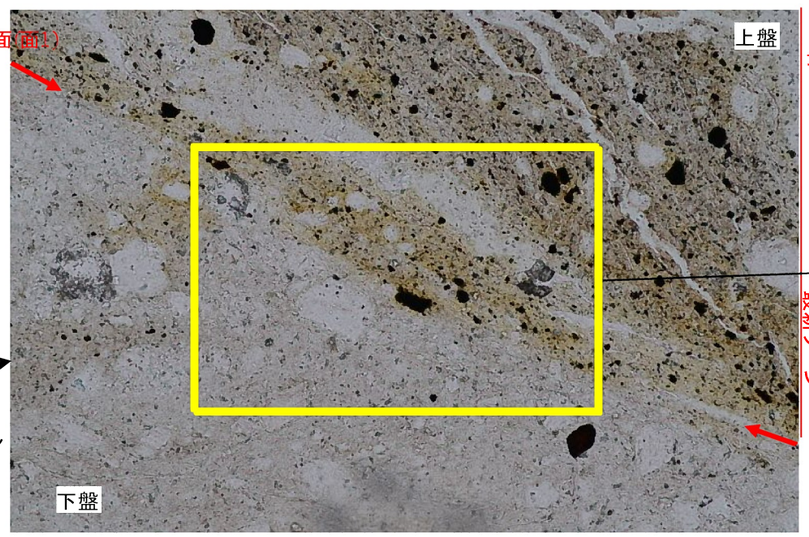
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(2)

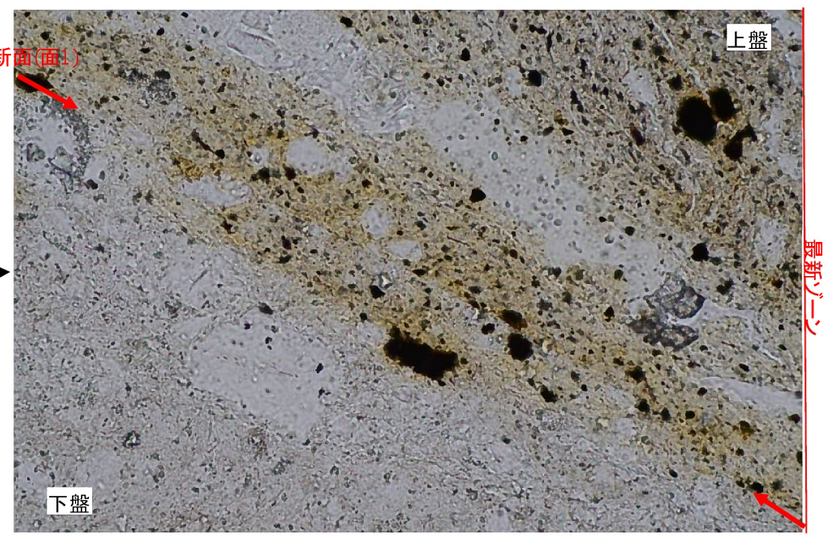
[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 228.91m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。



単ニコル

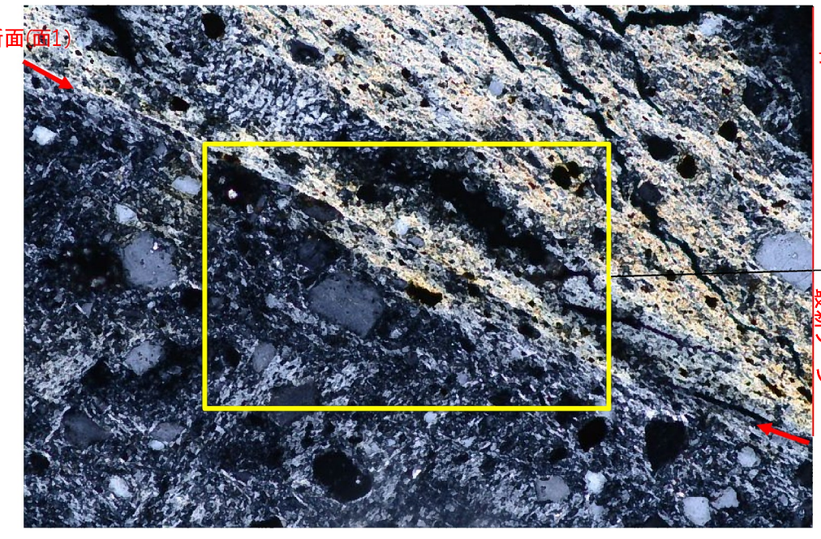


単ニコル

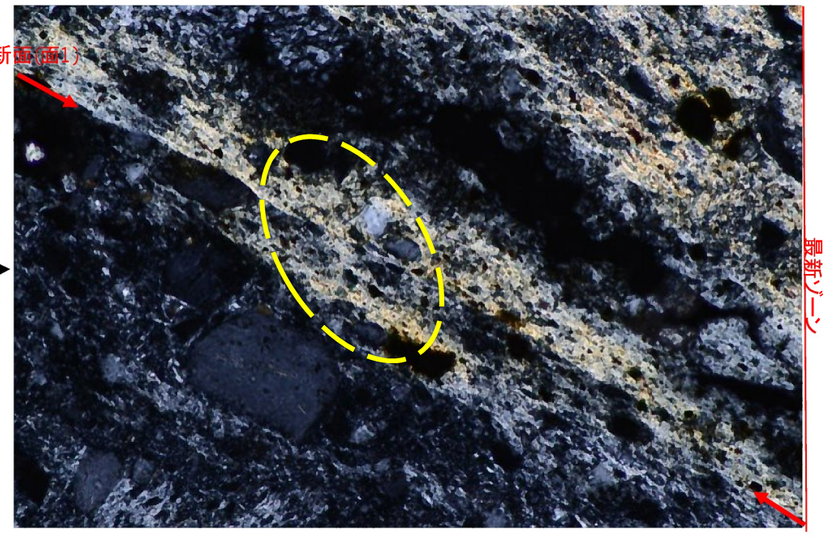




直交ニコル



直交ニコル



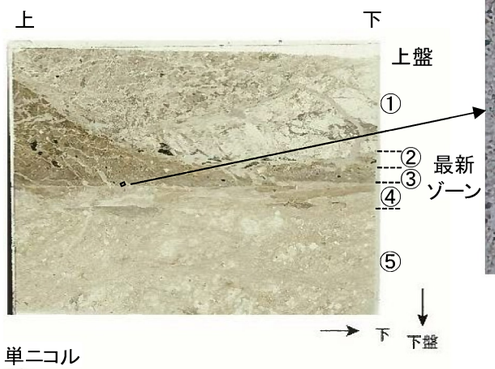
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.35 図(2) [redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(3)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 228.91m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。

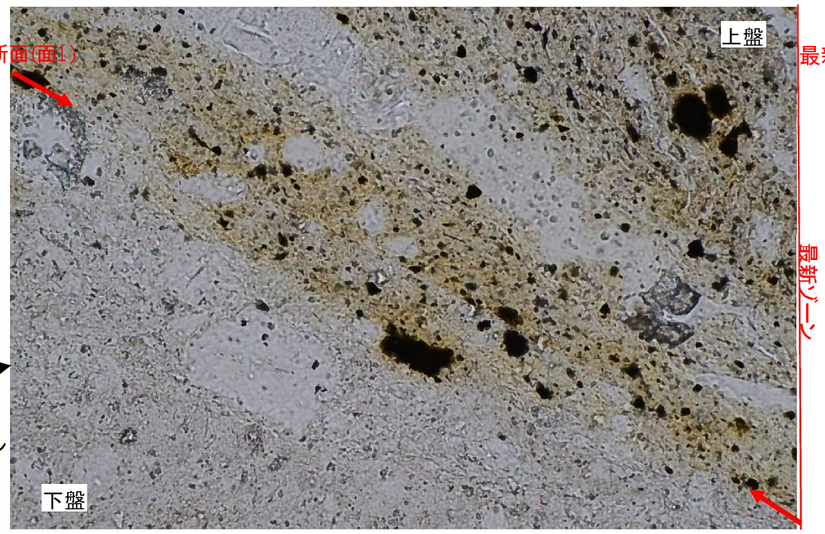


単ニコル

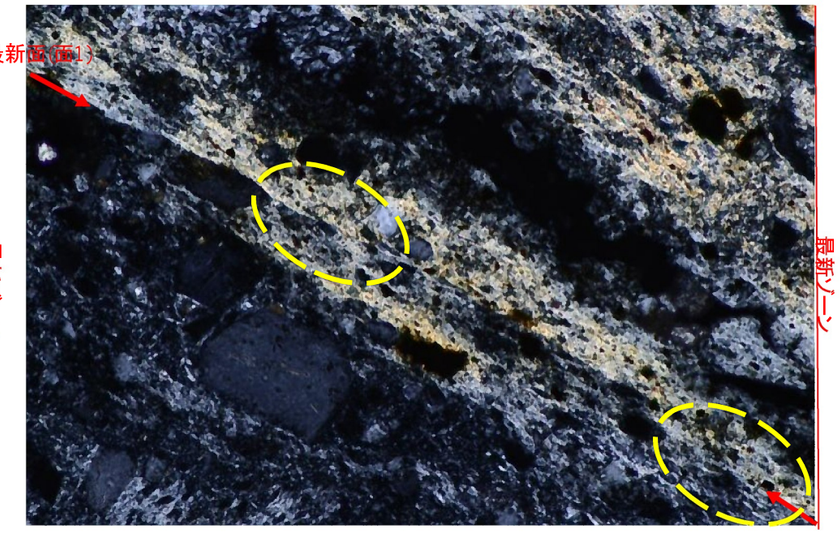


直交ニコル　1cm

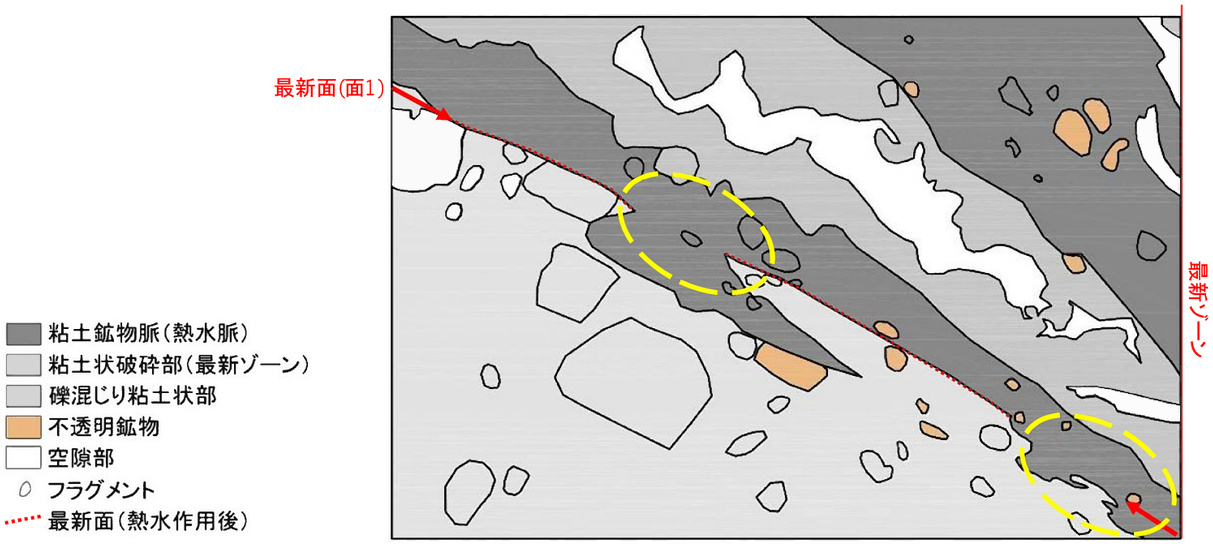
単ニコル



直交ニコル



0.1mm



- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.35 図(3)　[redacted] 228.91m付近　薄片観察結果(3)

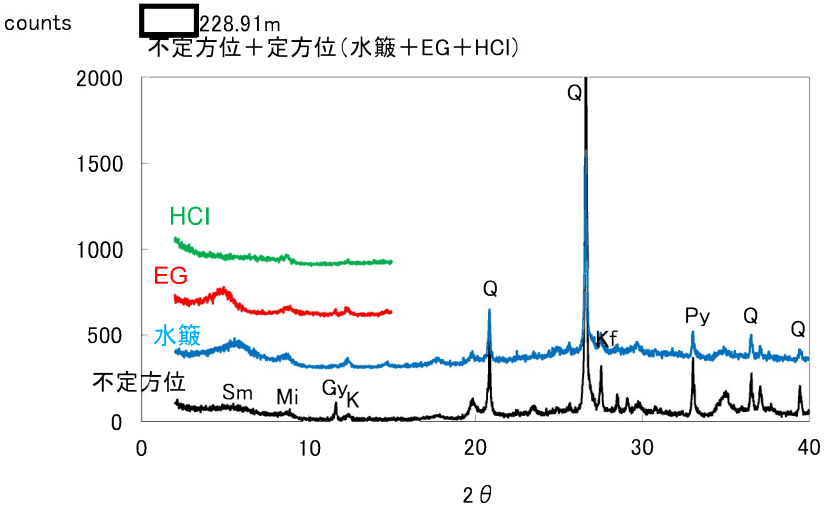
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

6-1-1011

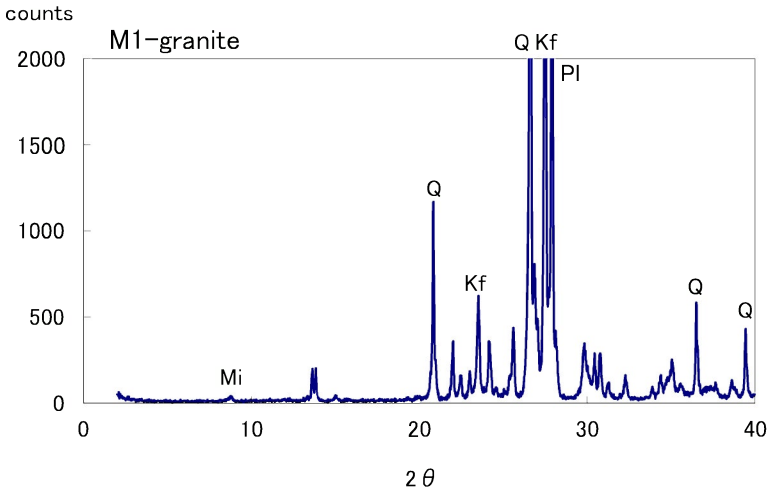
[redacted] 228.91m付近　XRD分析結果

ボーリングコア（敷地外No.2孔の深度83m）から採取した新鮮な花崗岩と
破砕部の鉱物組成を比較する。



[redacted] 228.91m　破砕部のチャート

水簸・EG処理・塩酸（HCl）処理を施した試料の回折パターンは、見やすくするため
不定方位の回折パターンの上方にずらして表示した。



新鮮な花崗岩※のチャート

※ボーリング敷地外No.2孔の孔底付近より採取

X線粉末回折結果

孔番	深度と性状	スメクタイト	雲母粘土鉱物	カオリン鉱物	石英	斜長石	カリ長石	方解石	黄鉄鉱	石膏
[redacted]	228.91m 破砕部	△	△	－	○		－		○	△

（基本は不定方位分析の回折線を使用）

凡例　◎：多い　○：ある　△：少ない　－：疑わしい　・：水簸試料のみで確認

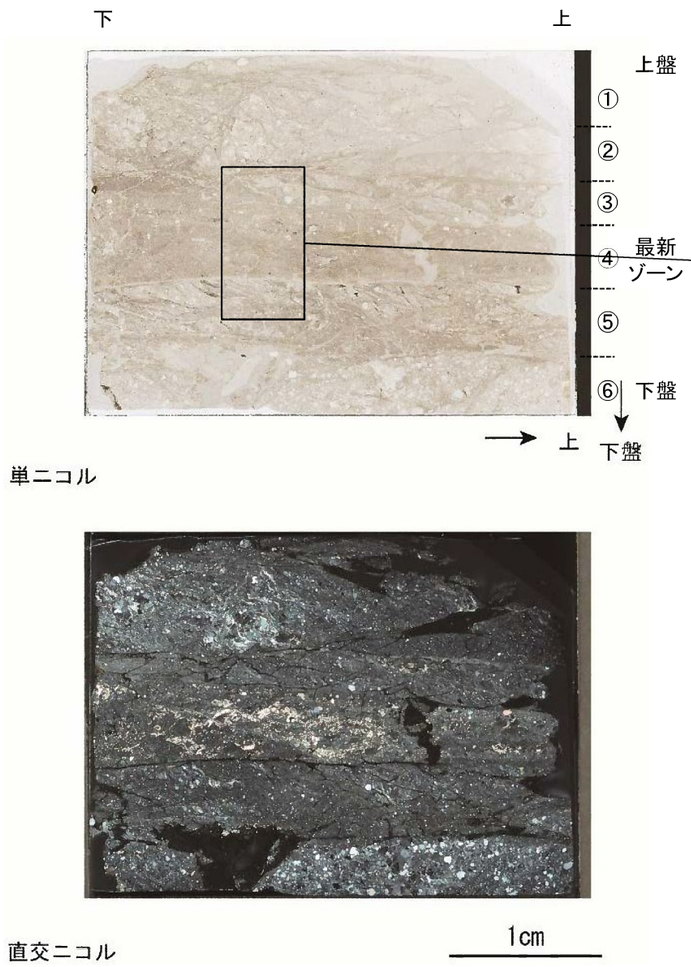
記号凡例
Q：石英
Kf：カリ長石
Pl：斜長石
Sm：スメクタイト
Mi：雲母粘土鉱物
K：カオリン鉱物
Ca：方解石
Py：黄鉄鉱
Gy：石膏

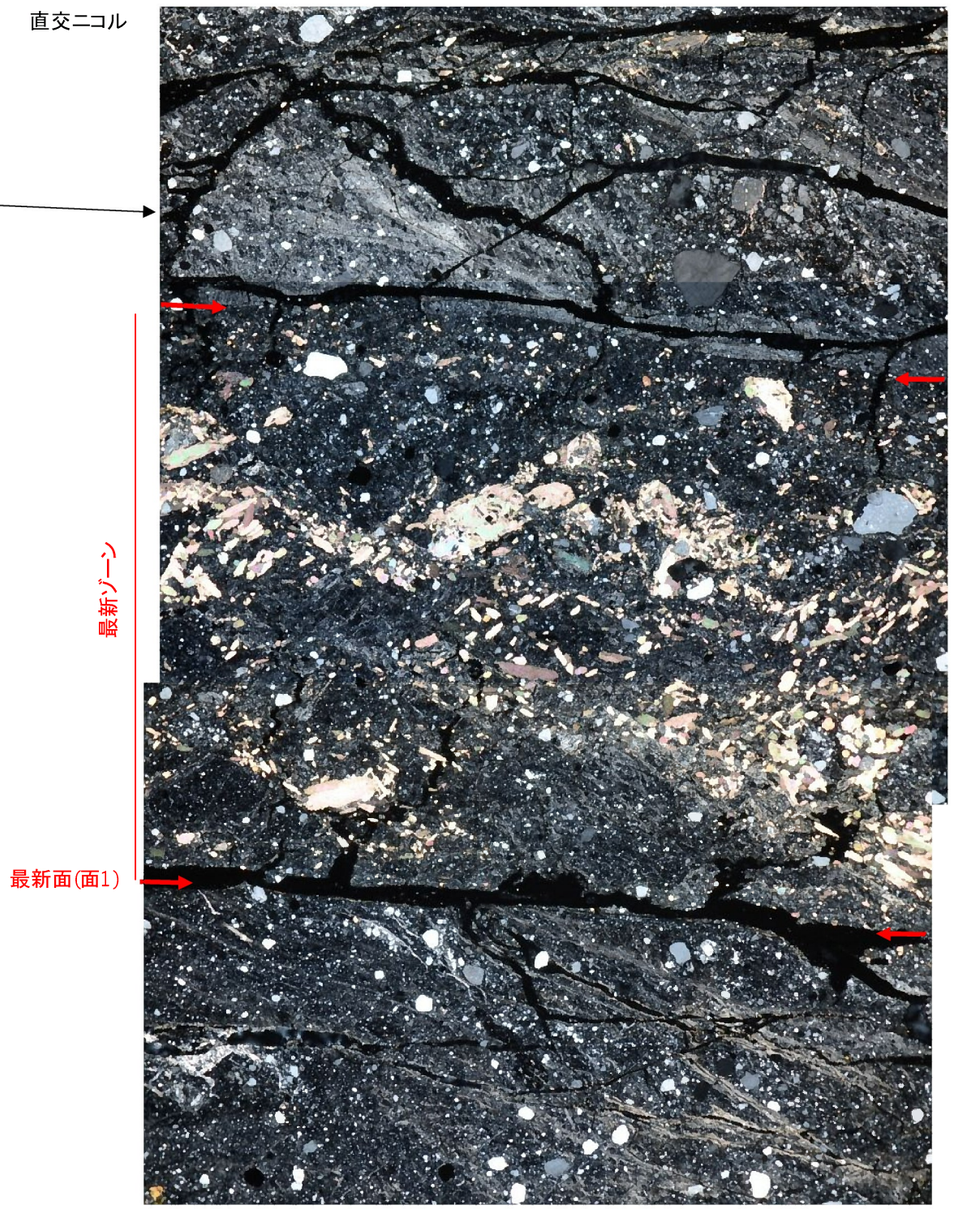
・[redacted] 228.91mの破砕部は新鮮な花崗岩に比べ斜長石やカリ長石の割合が小さくなっている。
・[redacted] 228.91mの破砕部は、スメクタイト、雲母粘土鉱物、カオリン鉱物を生成している。
・よって、[redacted] 228.91mの破砕部は熱水変質作用を受けていると判断される。

第 1. 8. 36 図　[redacted] 228. 91m付近　XRD分析結果

[redacted] 87.08m付近　薄片観察結果(1)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 87.08m付近で認められた破砕部の詳細な観察を行った。





- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、細粒カタクレーサイト(②)、礫混じり粘土状破砕部(③)、粘土状破砕部(④)、細粒カタクレーサイト(⑤)、カタクレーサイト(⑥)に分帯される。最も細粒化が進むことから、④が最新ゾーンである。

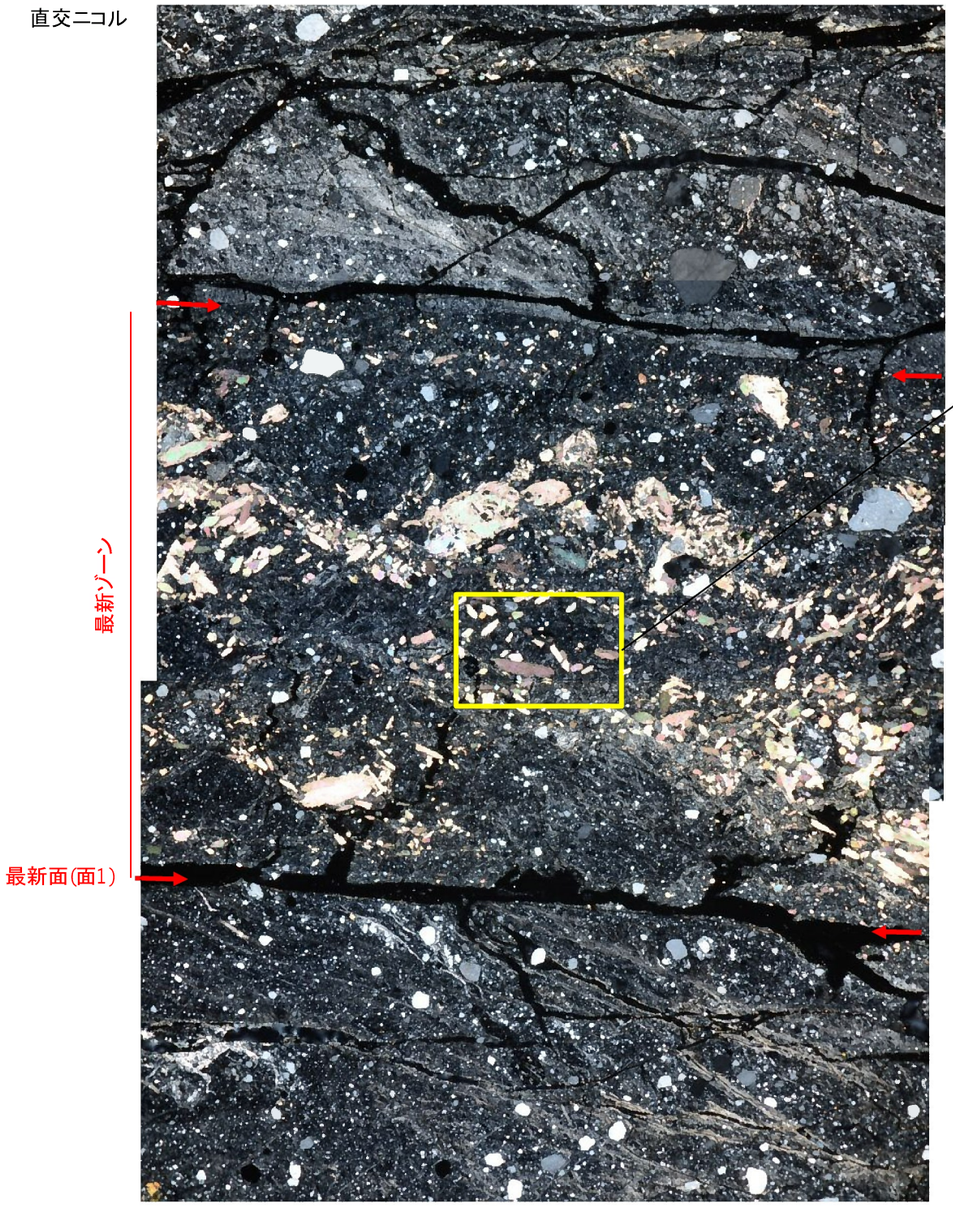
- 最新ゾーン中に自生の方解石が生成し、破砕されていない。

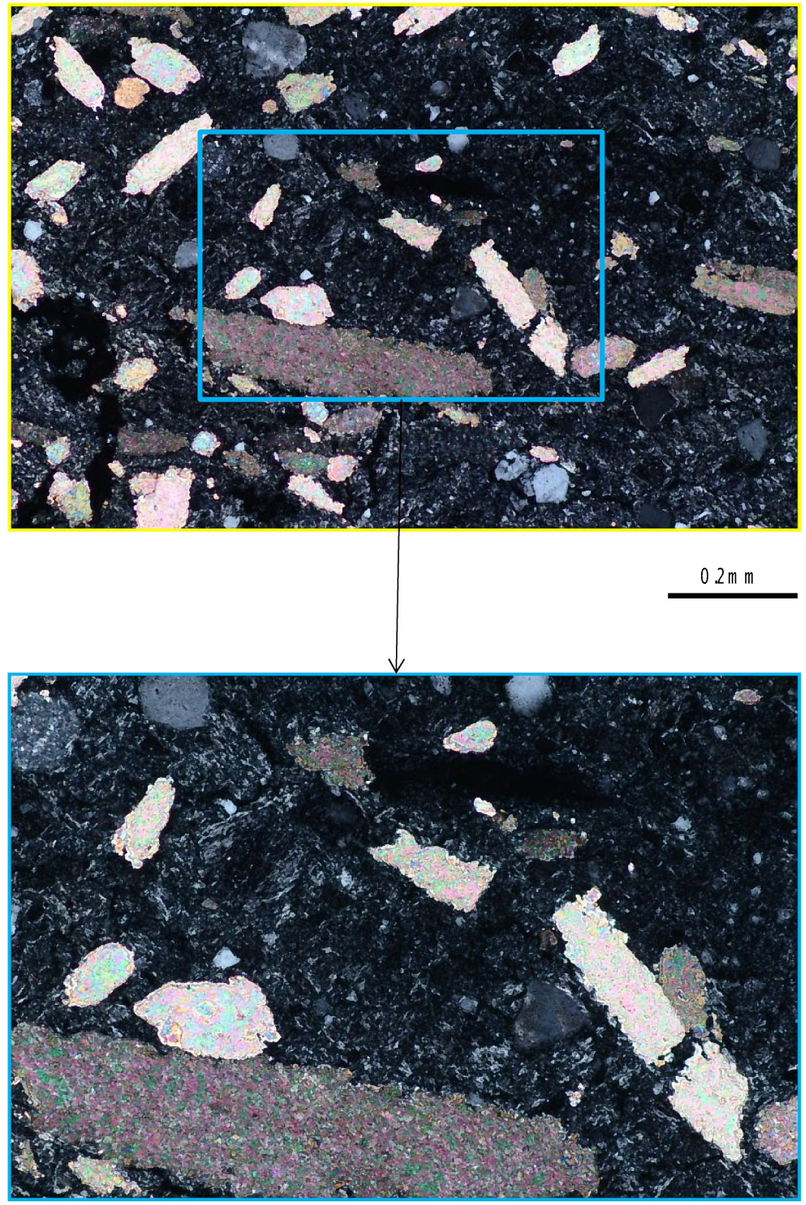
第 1.8.37 図(1)　[redacted]　87.08m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted] 87.08m付近　薄片観察結果(2)

[redacted]として認定した破砕部のうち[redacted] 87.08m付近で認められた破砕部の詳細な観察を行った。





• 最新ゾーン中に自生の方解石が生成し、破砕されていない。

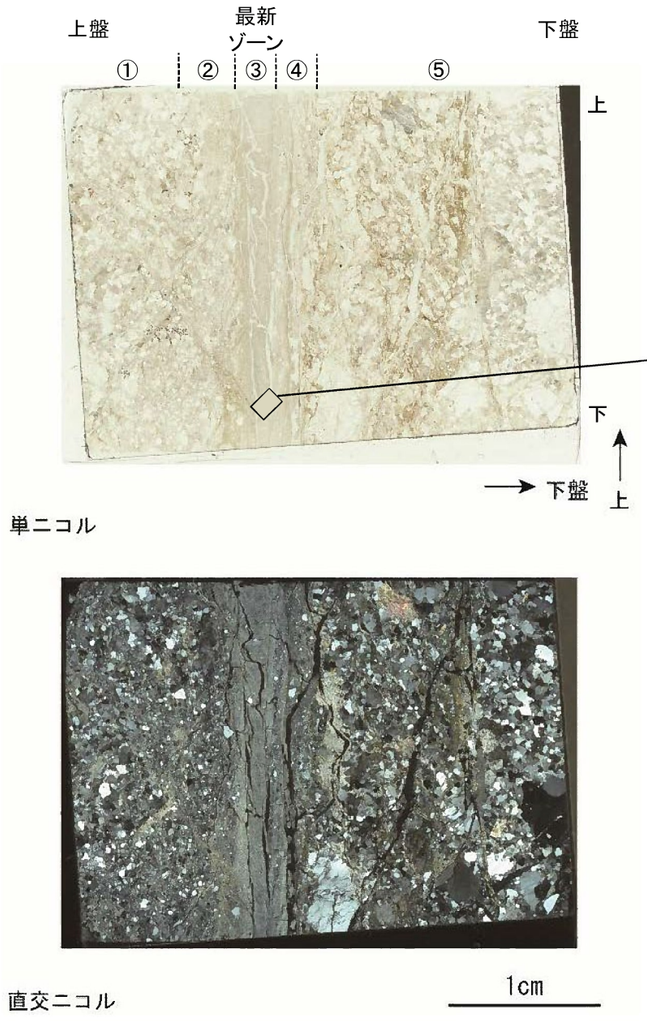
第 1.8.37 図(2) [redacted] 87.08m付近　薄片観察結果(2)

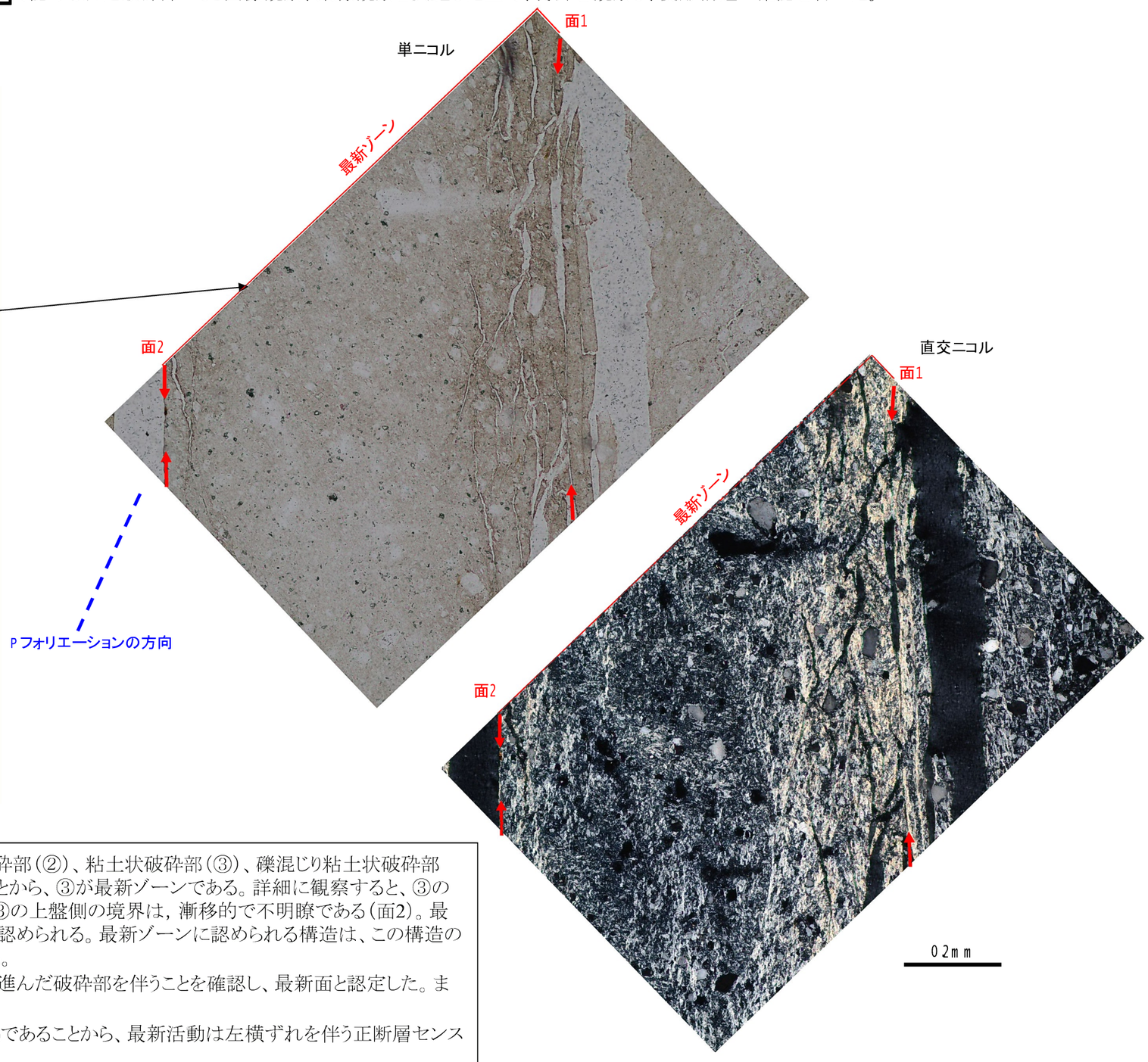
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(1)

－破砕部① [　　] 薄片観察結果－

その他の破砕部のうち[　　]で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。





- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、花崗岩(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の上盤側の境界は，漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向傾斜がN35E/ 82SE、条線角度が85°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

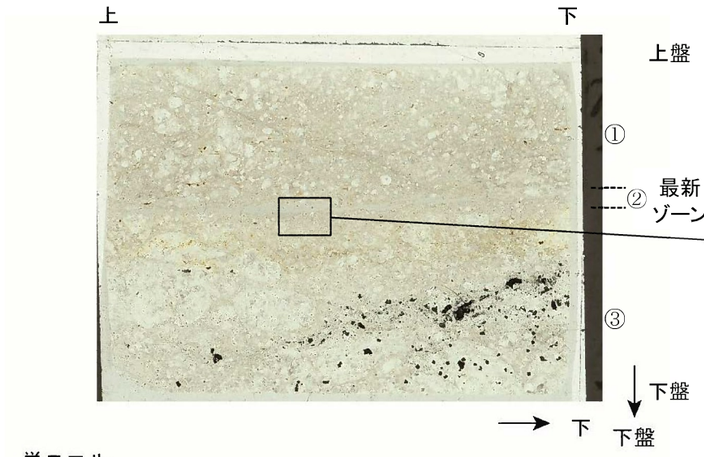
第 1.8.38図(1)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(2)

－破砕部⑥ [redacted] 28.65m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち [redacted] 28.65m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。

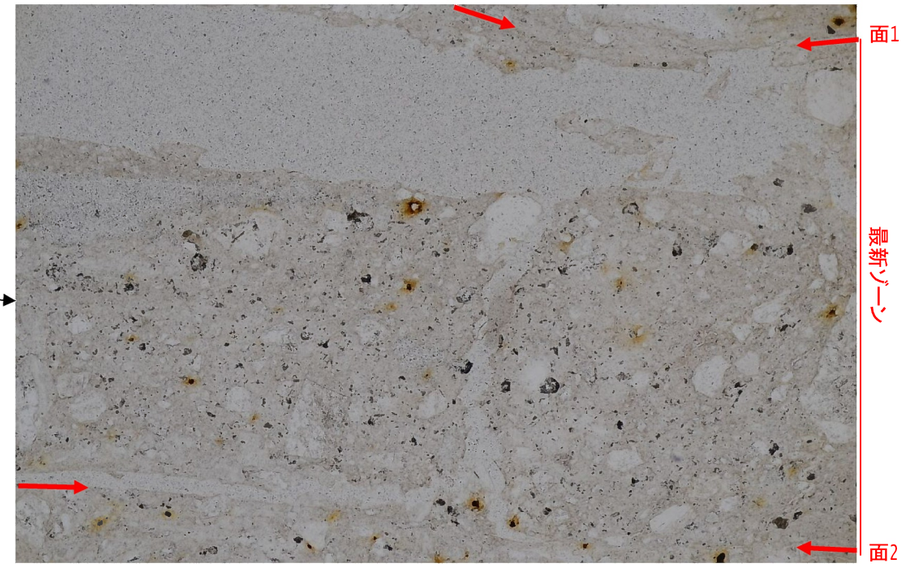




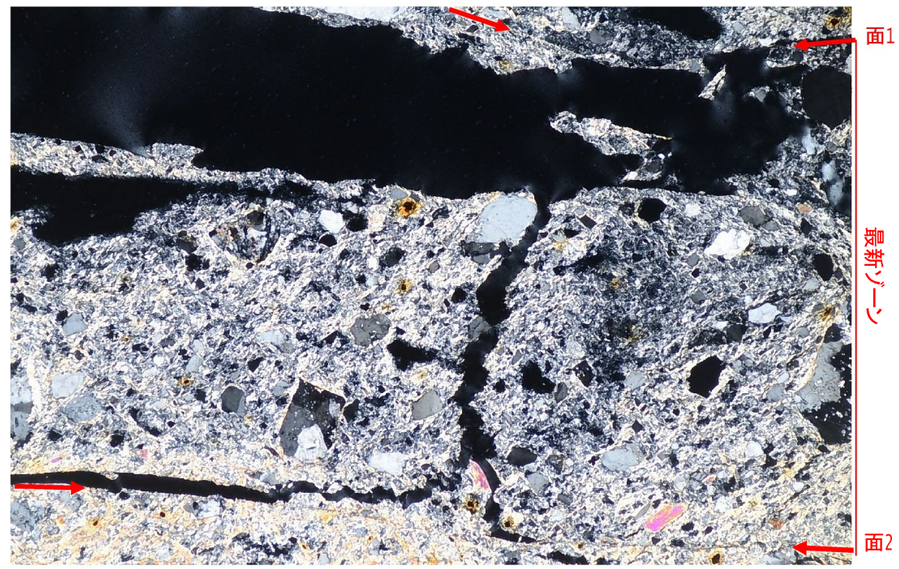
単ニコル

直交ニコル

1cm



Pフォリエーションの方向



- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、粘土状破砕部(②)、花崗岩(変質を受けている)(③)に分帯される。最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。②の下盤側の境界には、不明瞭であるが面(面2)が認められた。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN29E/67W、条線角度が45°　L(N)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

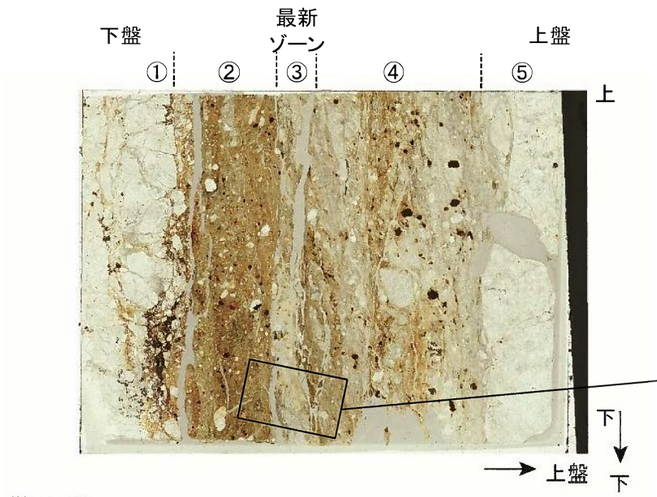
第1.8.38図(2)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(3)

－破砕部⑦ [redacted] 37.70m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち [redacted] 37.70m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。

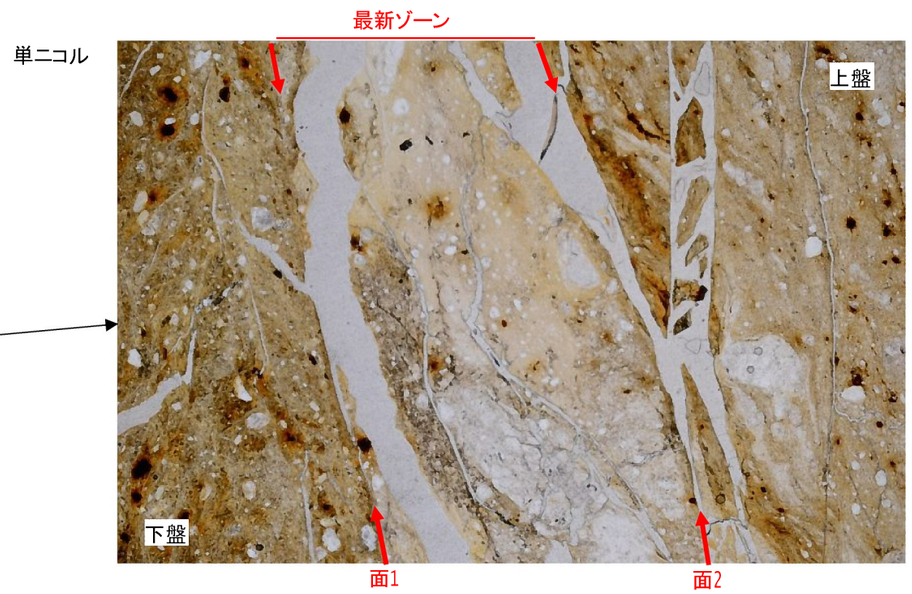


単ニコル

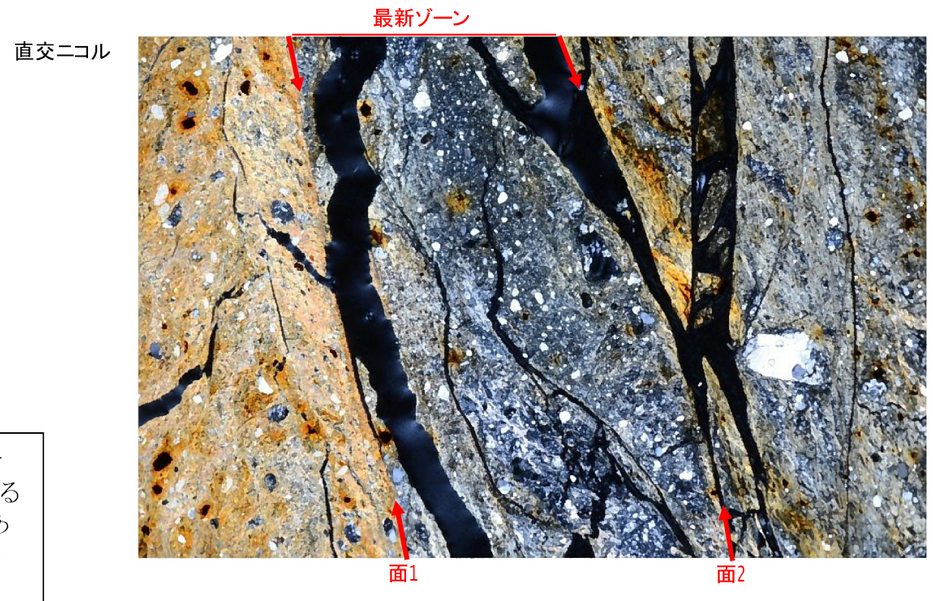


直交ニコル

1cm



Pフォリエーションの方向



1mm

- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、細粒カタクレーサイト(④)、花崗岩(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN18E/78E、条線角度が88°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

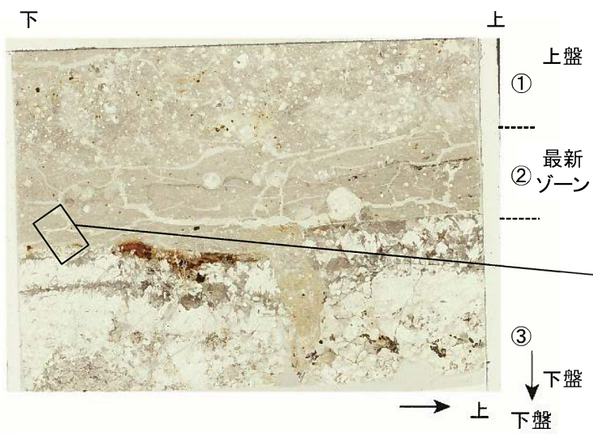
第 1.8.38 図(3)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(3)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(4)

－破砕部⑧ [redacted] 216.70m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち[redacted] 216.70m付近で認められた破砕部のCT画像観察、
条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。



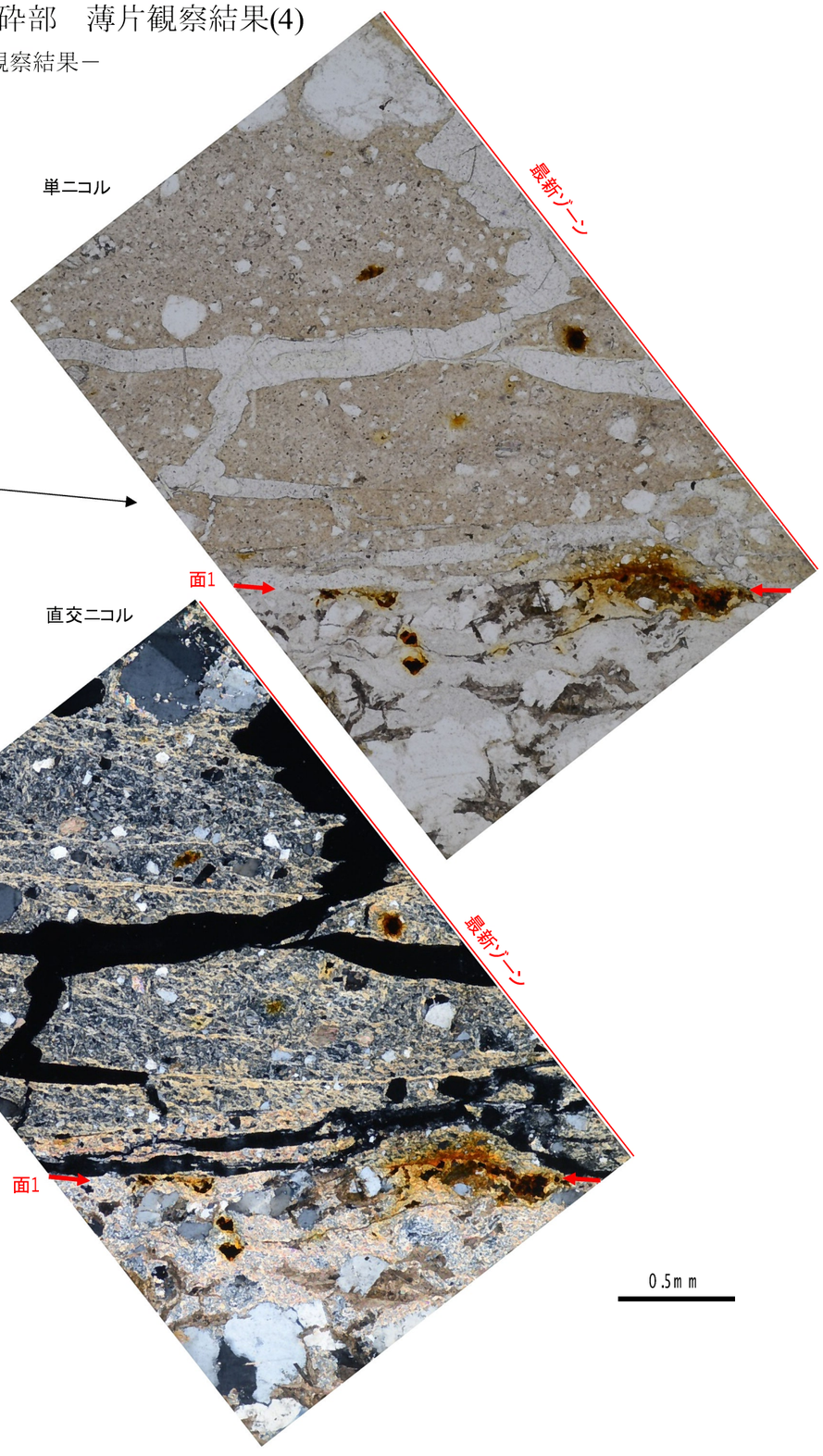


単ニコル



直交ニコル

1cm



- 観察の結果、礫混じり粘土状破砕部(①)、粘土状破砕部(②)、変質花崗岩(③)に分帯される。最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。②の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向傾斜がN16E/ 59E、条線角度が82°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

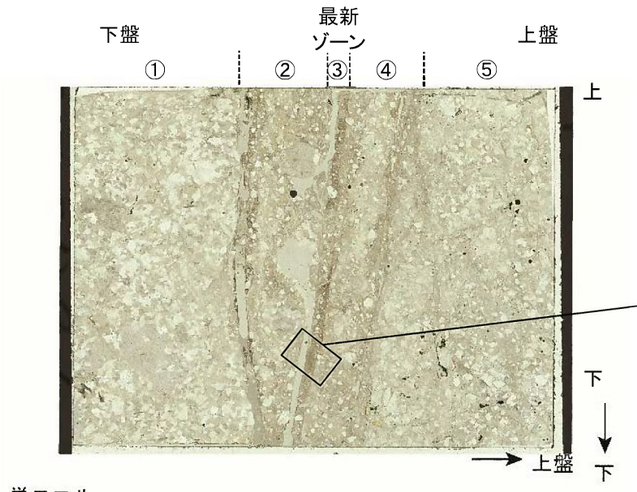
第 1.8.38 図(4)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(4)

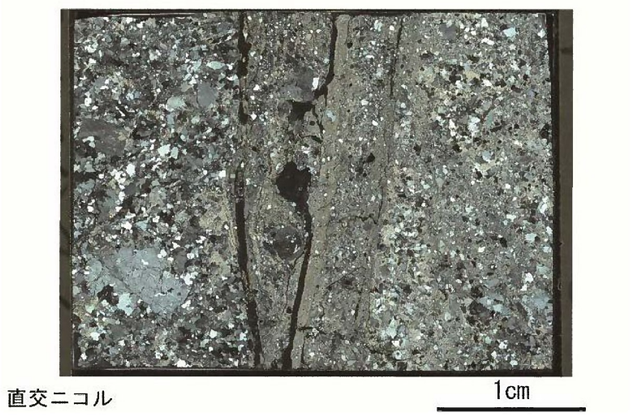
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

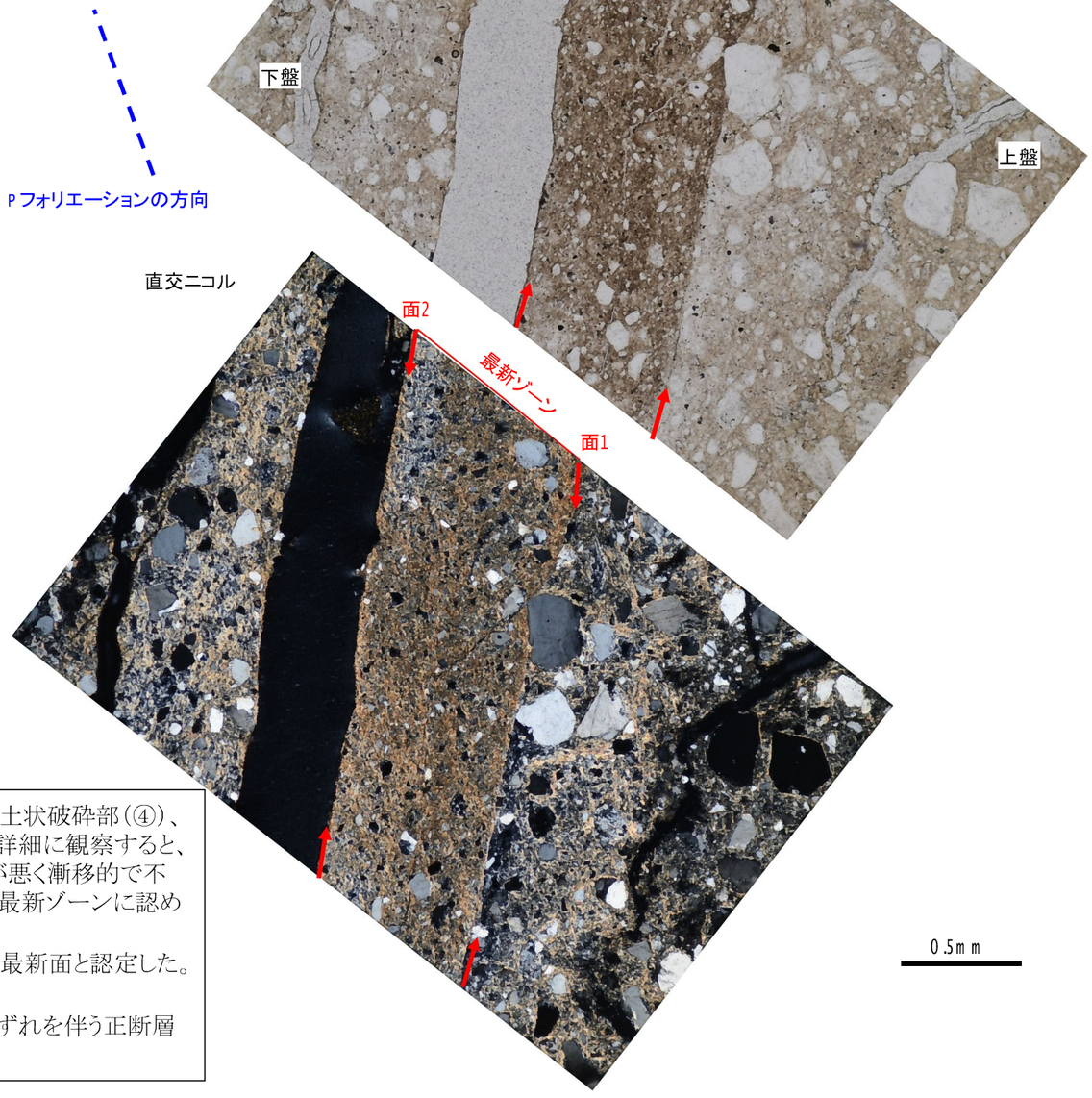
活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(5)

－破砕部⑨ [redacted] 18.80m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち [redacted] 18.80m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。







- 観察の結果、花崗岩(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、カタクレーサイト(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の下盤側の境界は連続性が悪く漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN63E/77SE、条線角度が83°　L(S)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

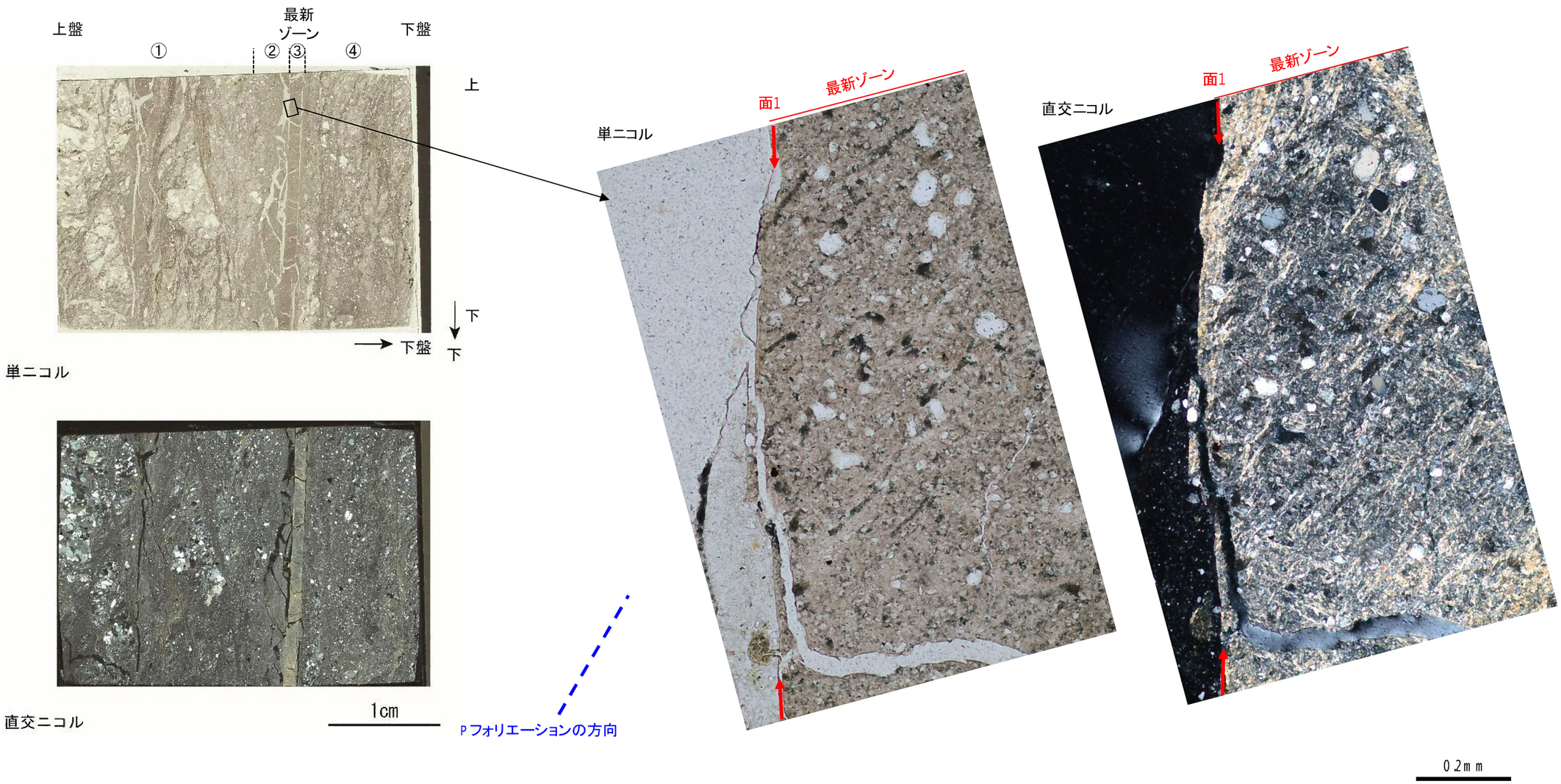
第 1.8.38 図(5)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(5)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(6)

－破砕部⑩ [redacted] 39.15m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち [redacted] 39.15m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。



- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、細粒カタクレーサイト(④)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の下盤側の境界もやや明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/ 傾斜がN48E/ 69NW、条線角度が86°　L(N)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

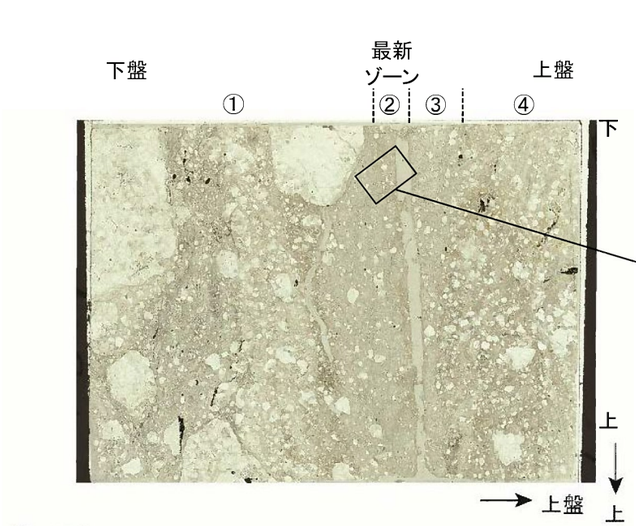
第 1.8.38図(6)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(6)

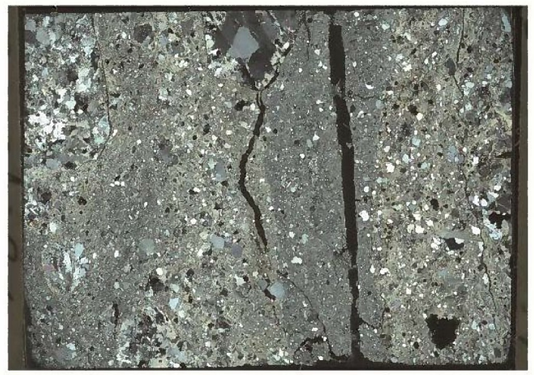
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

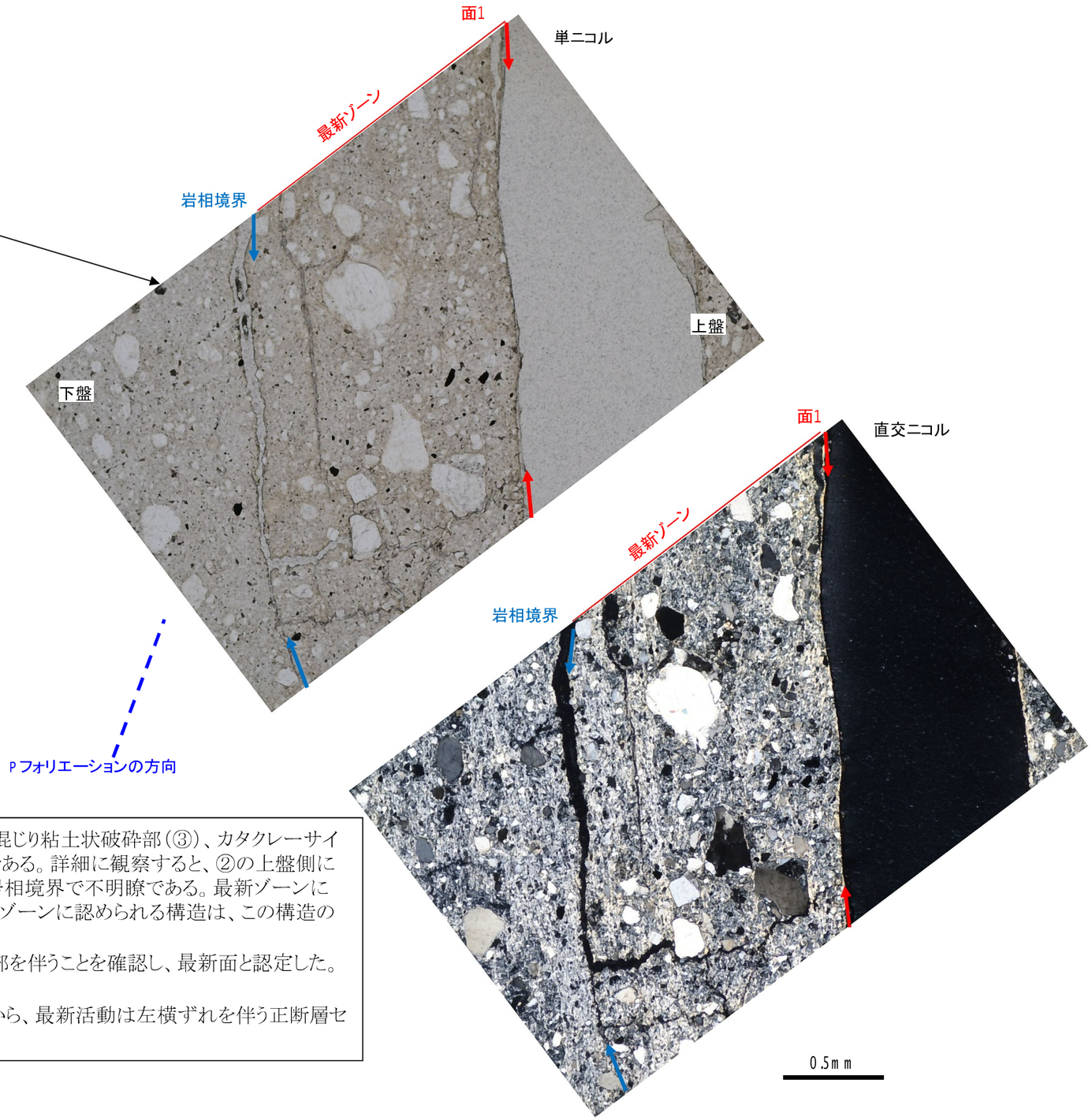
活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(7)

－破砕部⑰ [redacted] 48.45m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち[redacted]48.45m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。







- 観察の結果、礫混じり粘土状破砕部(①)、粘土状破砕部(②)、礫混じり粘土状破砕部(③)、カタクレーサイト(④)に分帯される。最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。②の下盤側の境界は岩相境界で不明瞭である。最新ゾーンには、正断層成分を示す微弱なPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN56E/64SE、条線角度が78°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

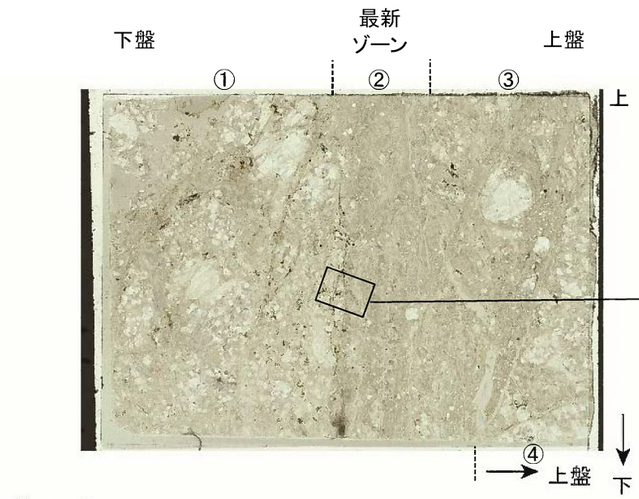
第 1.8.38 図(7)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(7)

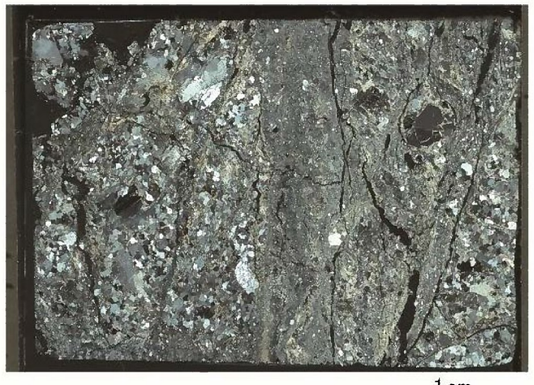
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

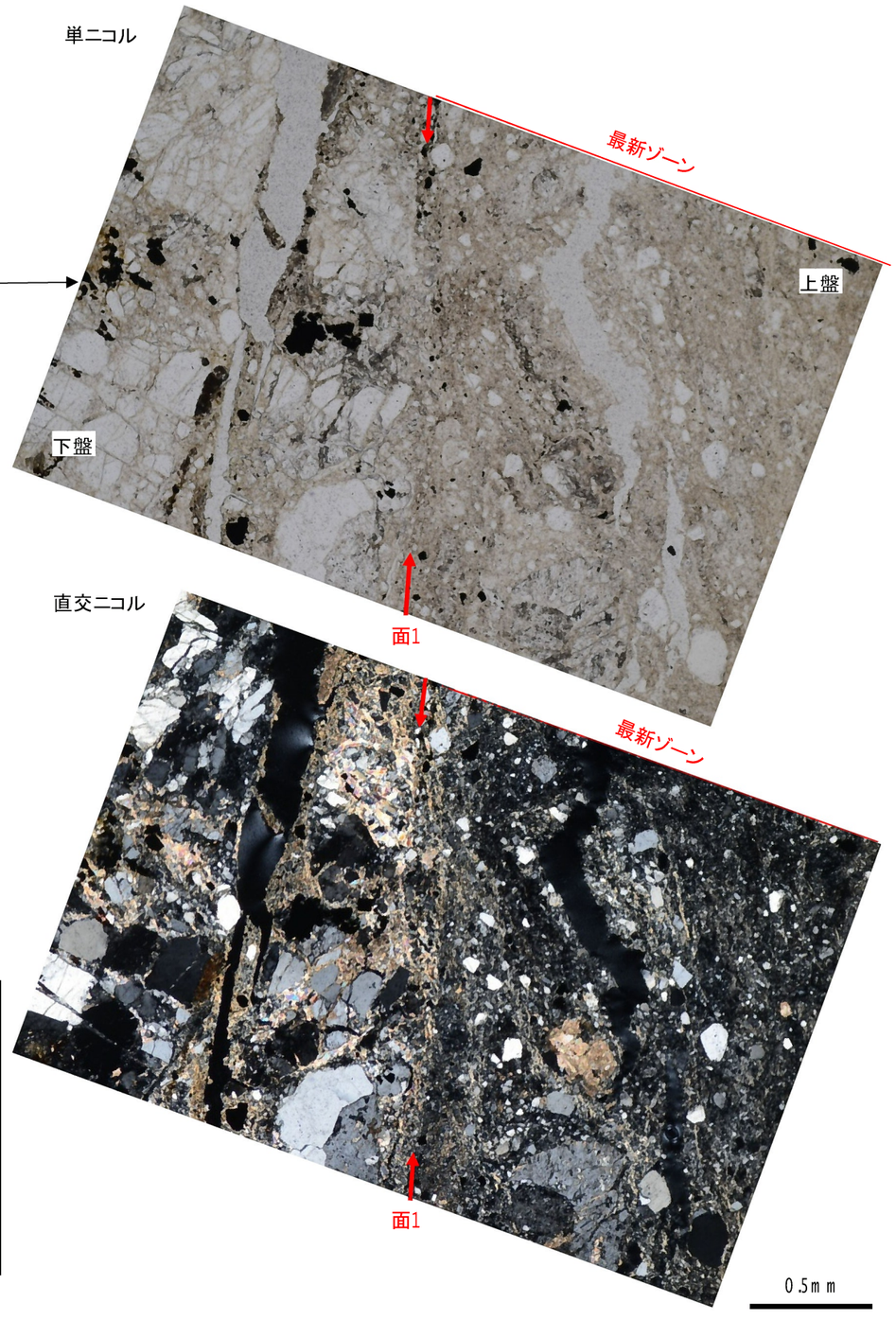
活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(8)

－破砕部⑲ [redacted] 5.20m付近　薄片観察結果－

その他の破砕部のうち [redacted] 5.20m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。







Pフォリエーションの方向

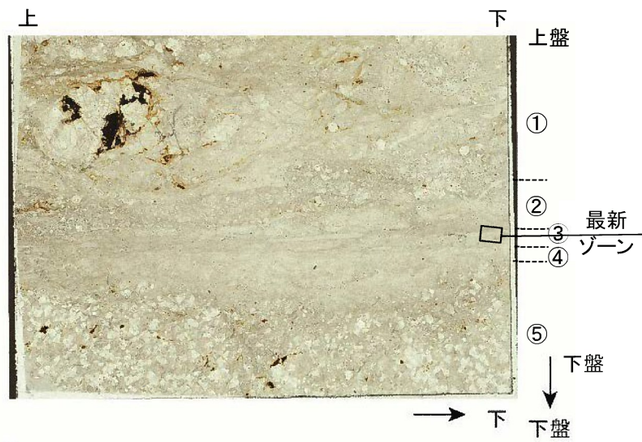
- 観察の結果、カタクレーサイト(①)、粘土状破砕部(②)、礫混じり粘土状破砕部(③)、カタクレーサイト(④)に分帯される。最も細粒化が進むことから、②が最新ゾーンである。詳細に観察すると、②の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。②の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。②はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN12E/65E、条線角度が74°　L(S)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

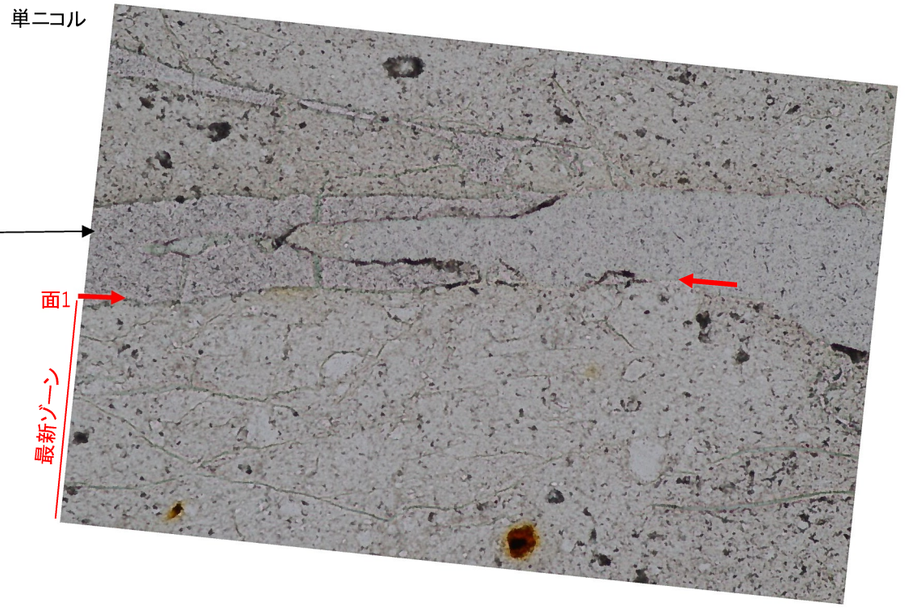
第 1.8.38 図(8)　活動性評価を代表する破砕帯があるその他の破砕部　薄片観察結果(8)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近　薄片観察結果(1)

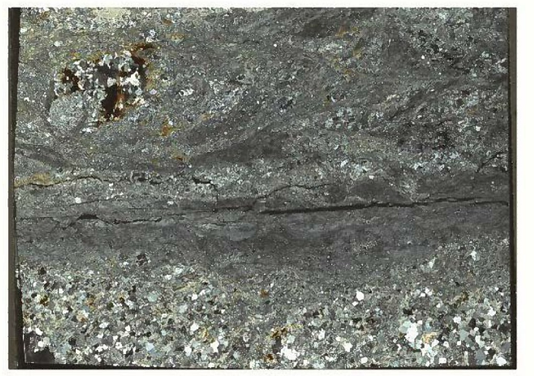
その他の破砕部のうち[redacted]27.20m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。



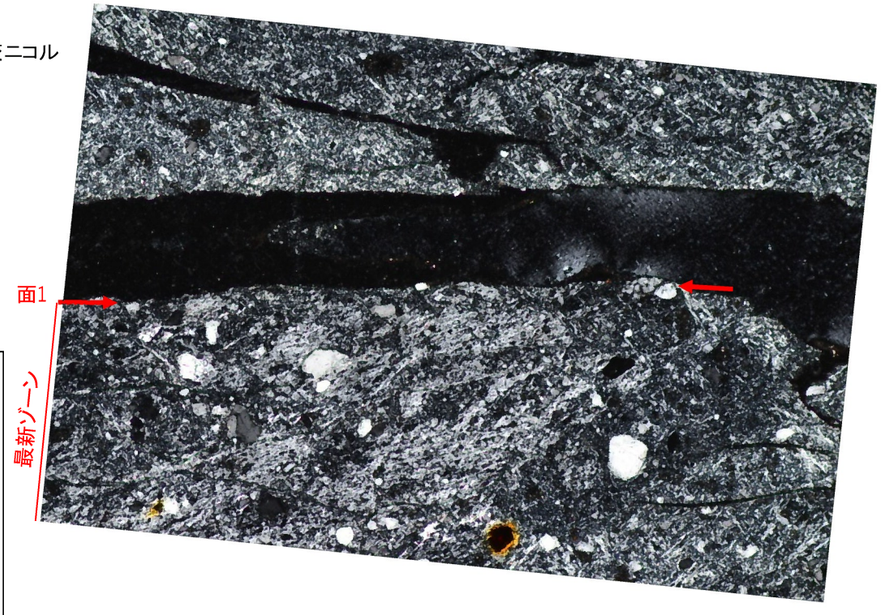


Pフォリエーションの方向

単ニコル



直交ニコル



1cm

0.2mm

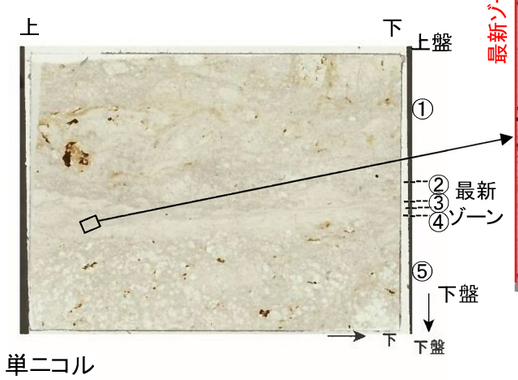
- 観察の結果、細粒カタクレーサイト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、粗粒カタクレーサイト(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の上盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の下盤側の境界は、不明瞭であり、岩相境界である。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN35W/66SW、条線角度が82°　R(S)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

第1.8.39図(1)　破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近　薄片観察結果(2)

その他の破砕部のうち[redacted] 27.20m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。



単ニコル



直交ニコル

1cm

単ニコル



0.2mm

直交ニコル



単ニコル



0.1mm

直交ニコル



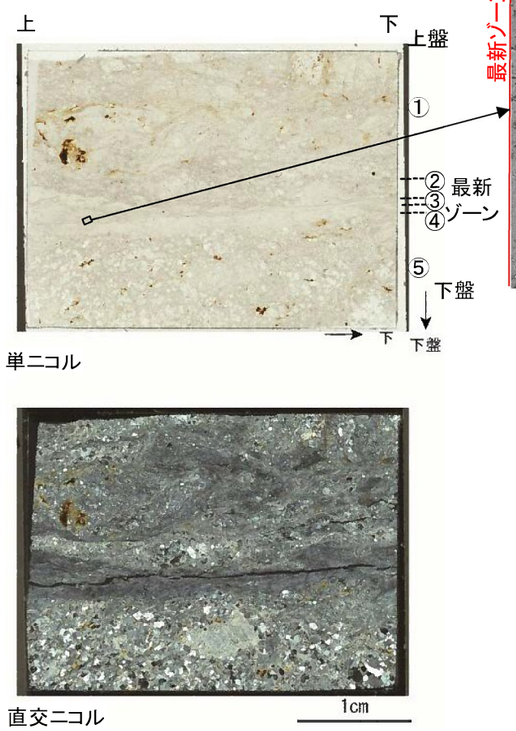
・最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
・また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.39 図(2)　破砕部⑤ [redacted] 27.20m 付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近　薄片観察結果(3)

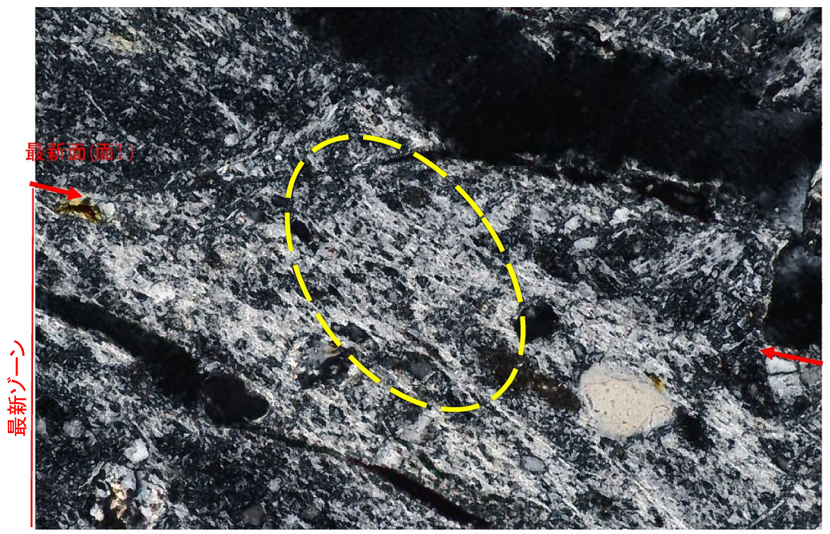
その他の破砕部のうち[redacted] 27.20m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。



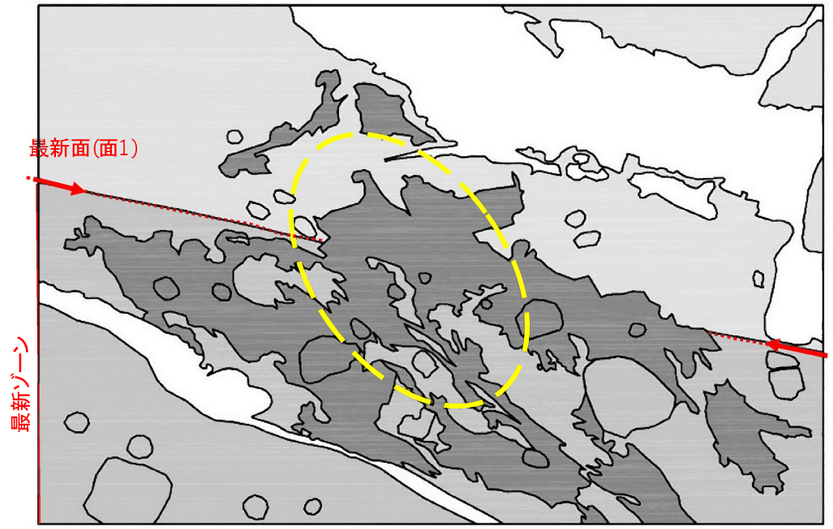
単ニコル



直交ニコル



0.1mm



粘土鉱物脈(熱水脈)
粘土状破砕部(最新ゾーン)
礫混じり粘土状部
空隙部
フラグメント
最新面(熱水作用後)

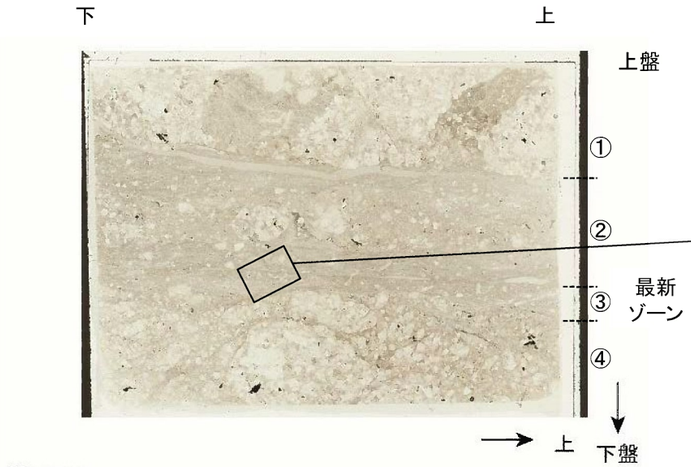
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.39 図(3)　破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近　薄片観察結果(3)

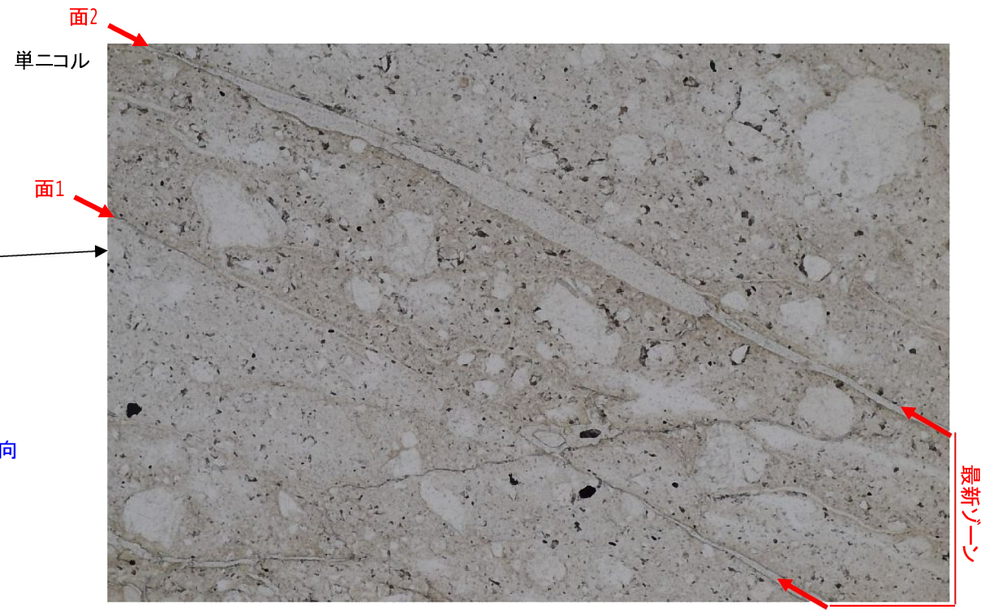
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

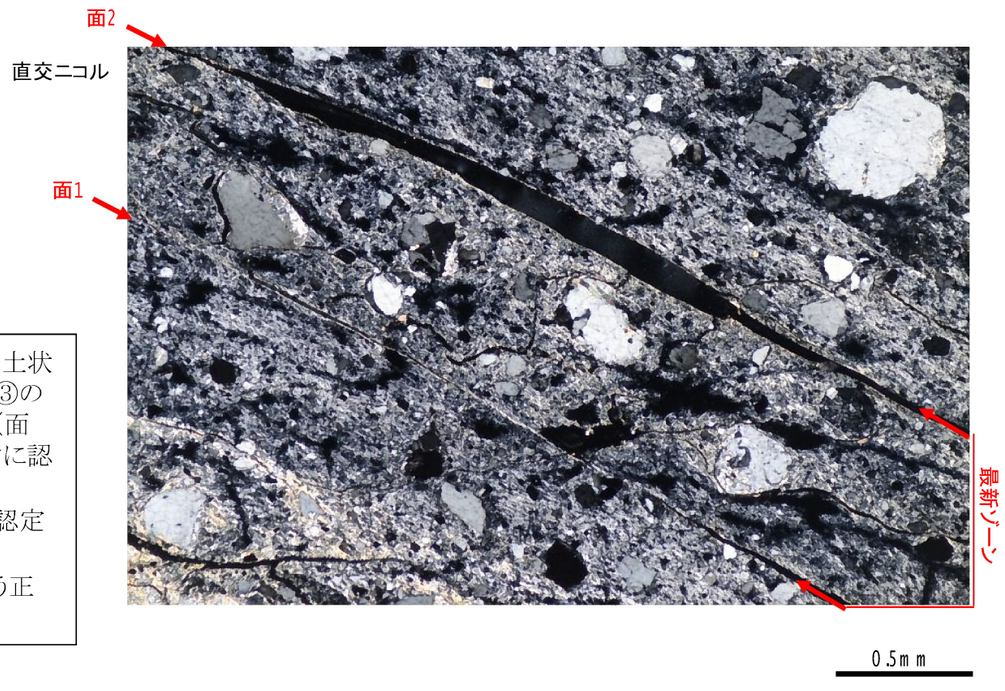
破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(1)

その他の破砕部のうち [redacted] 46.08m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。









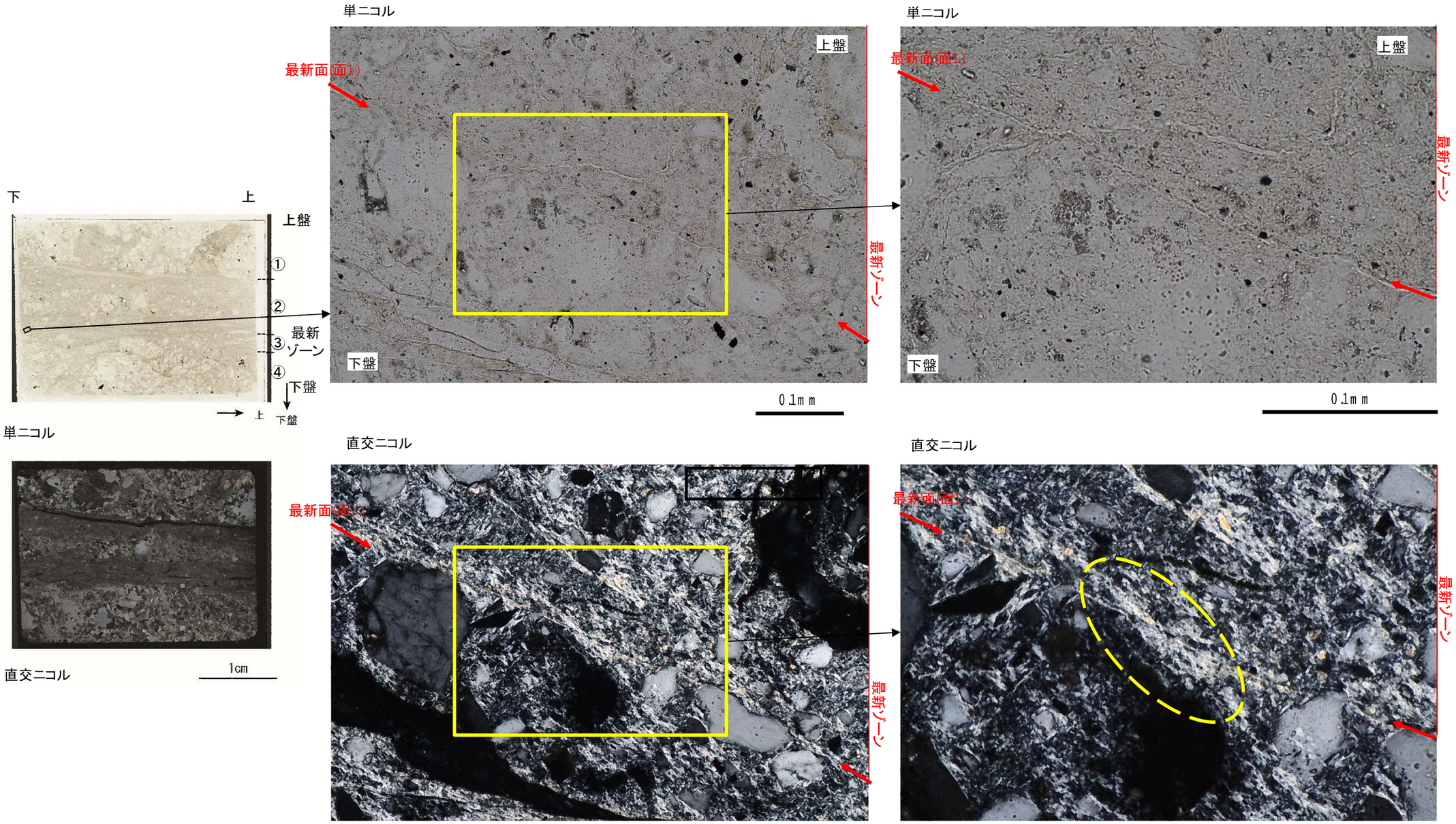
- 観察の結果、花崗岩(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、花崗岩(④上盤に粘土状部を挟む)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の上盤側の境界には，不明瞭であるが面(面2)が認められた。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面1に相当する。
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うことを確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向/傾斜がN68E/74SE、条線角度が82°　R(N)であることから、最新活動は左横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.8.40 図(1)　破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(2)

その他の破砕部のうち[redacted]46.08m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。



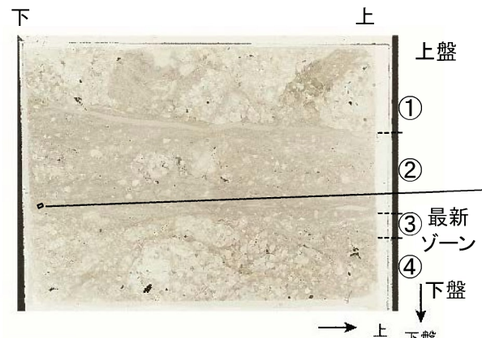
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.40 図(2)　破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(3)

その他の破砕部のうち [redacted] 46.08mで認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。

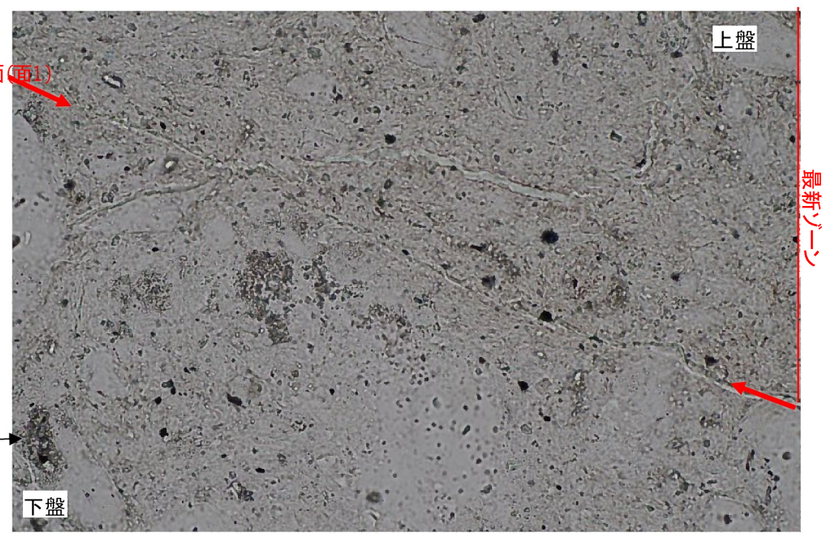


単ニコル

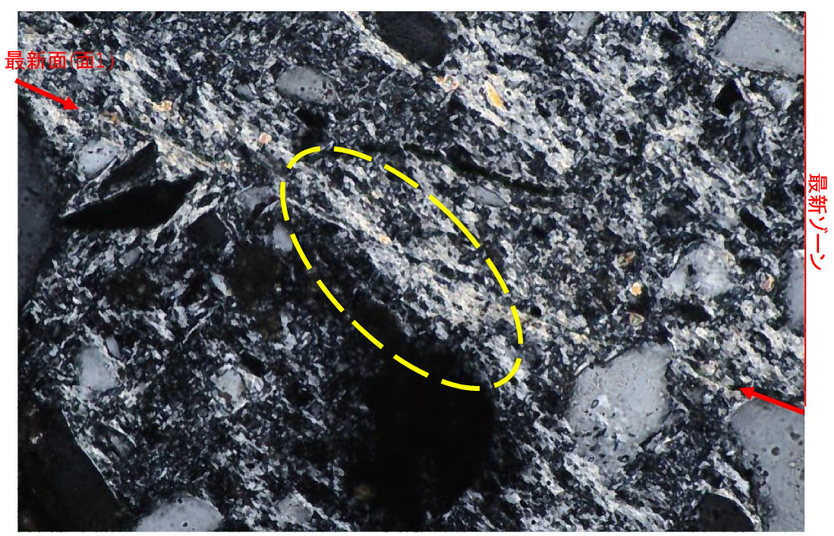


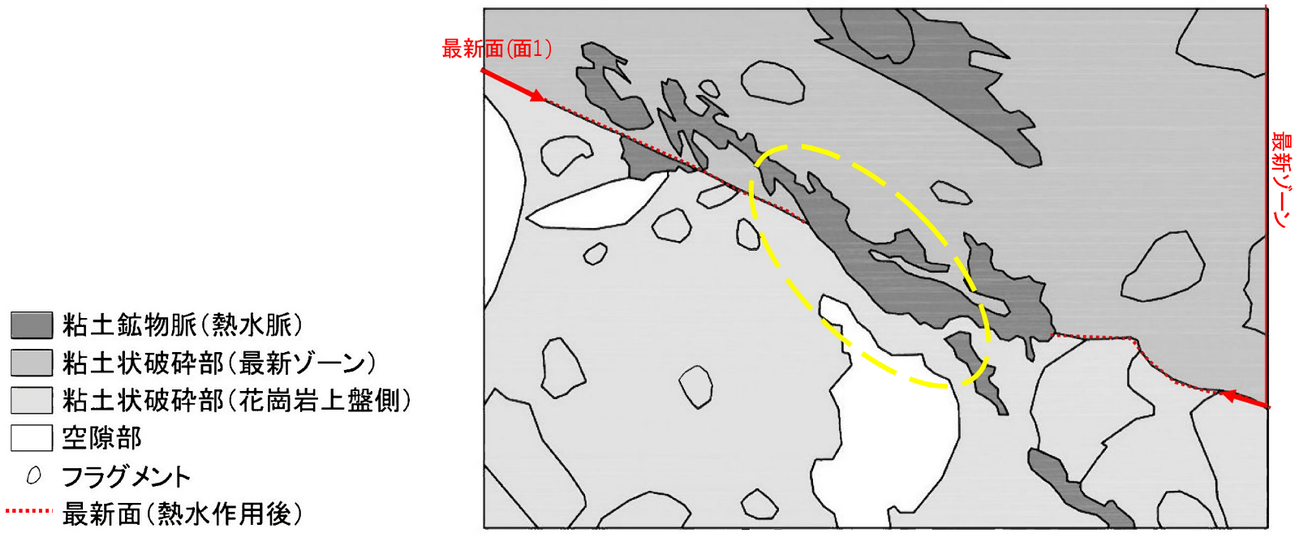
直交ニコル　1cm

単ニコル



直交ニコル





- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.40 図(3)　破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近　薄片観察結果(3)

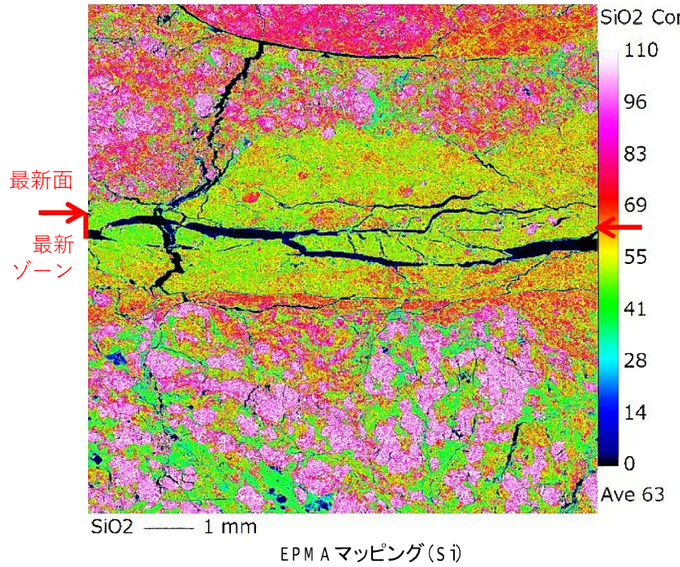
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果（破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近）

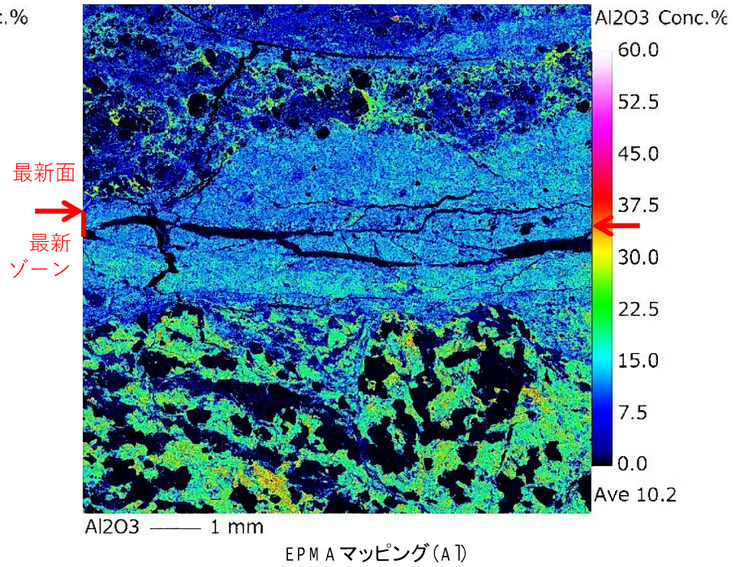
38条対象のその他の破砕部のうち薄片観察にて最新面と熱水変質との関係も確認している[redacted] 27.20m付近の破砕部について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



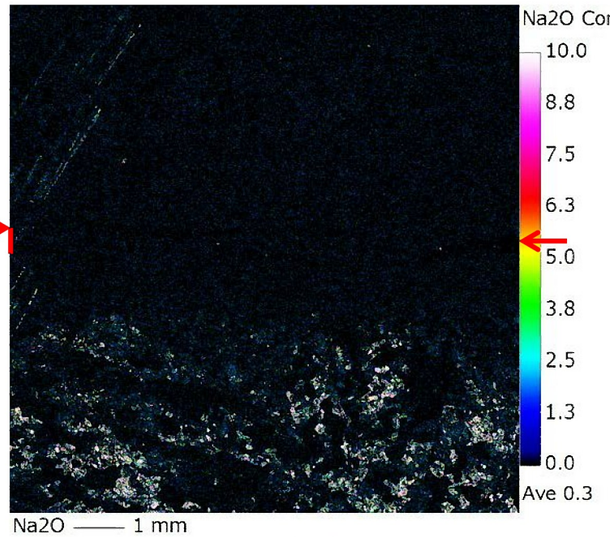
薄片チップ（拡大）



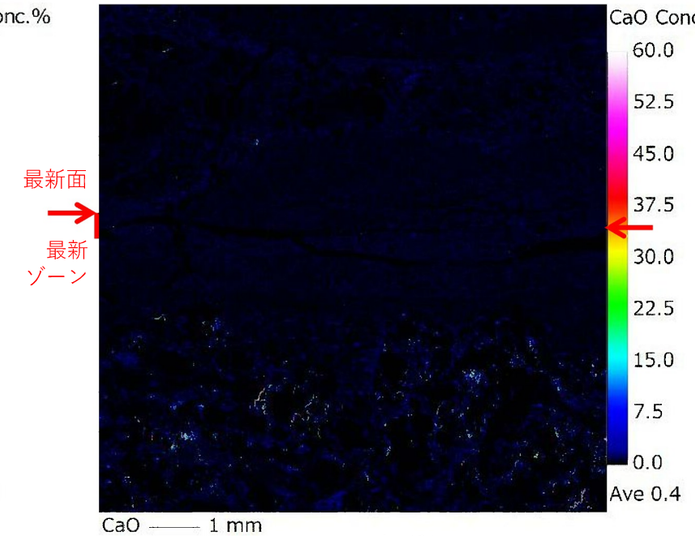
EPMAマッピング（Si）



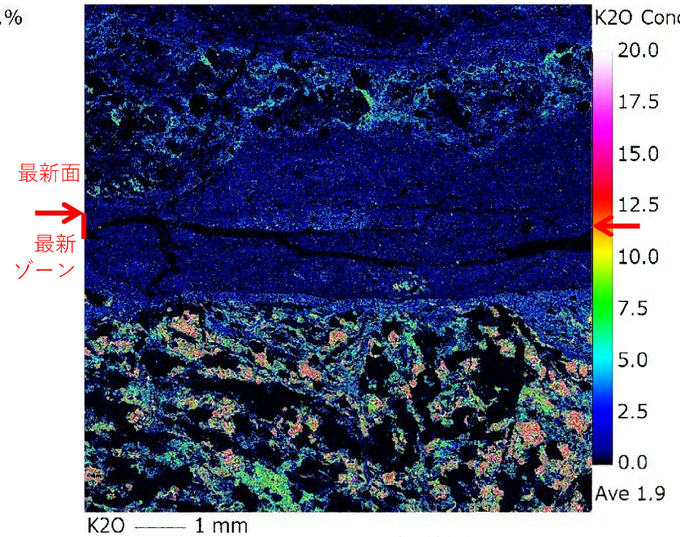
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na10）



EPMAマッピング（Ca）



EPMAマッピング（K）

•最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

• 最新ゾーンには分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

第 1.8.41 図(1)　破砕部の EPMA分析結果（破砕部⑤ [redacted] 27.20m付近）

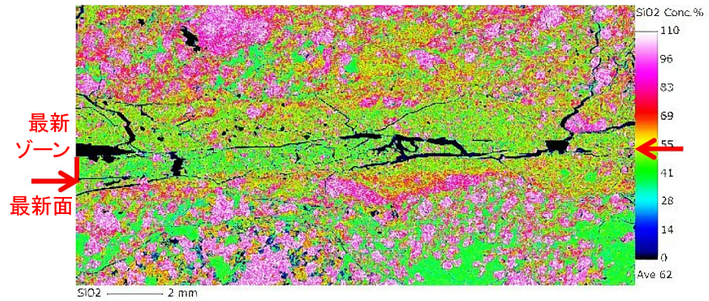
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果（破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近）

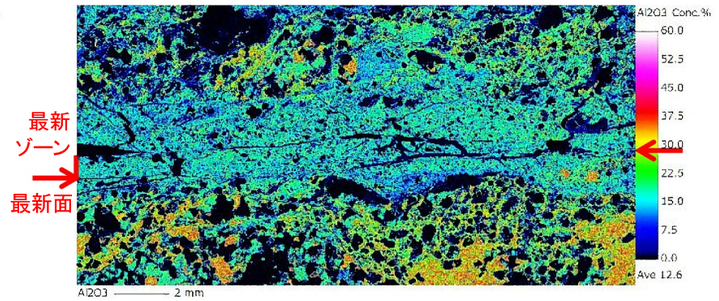
38条対象のその他の破砕部のうち薄片観察にて最新面と熱水変質との関係も確認している[redacted] 46.08m付近の破砕部について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



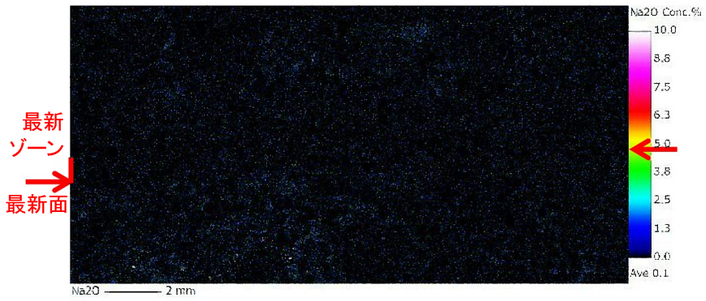
薄片チップ（拡大）



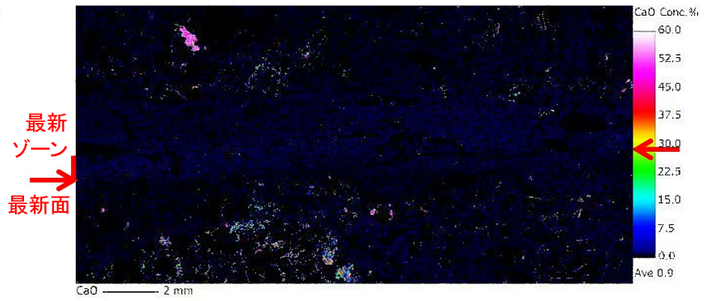
EPMAマッピング（Si）



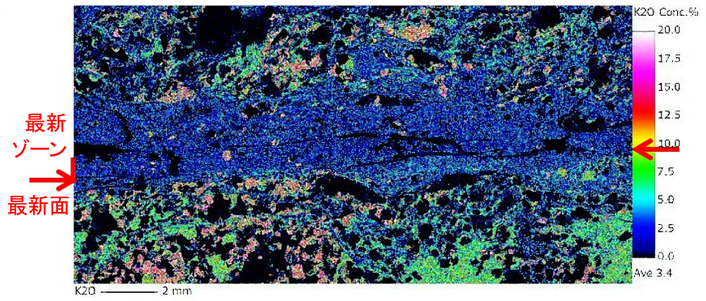
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na10）



EPMAマッピング（Ca）



EPMAマッピング（K）

•最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

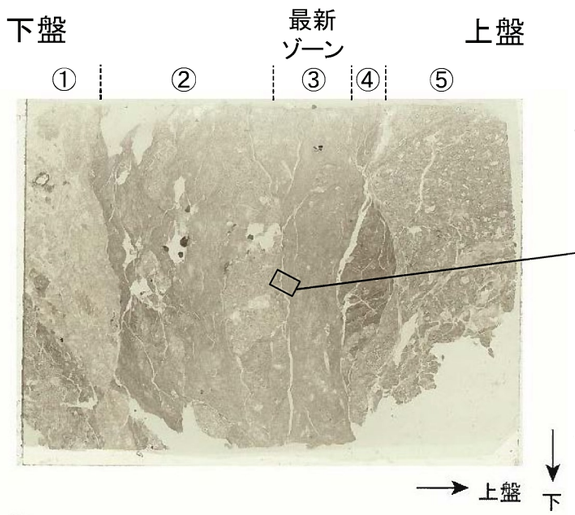
• 最新ゾーンには分帯が認められないことから、XRD分析結果で認められた雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

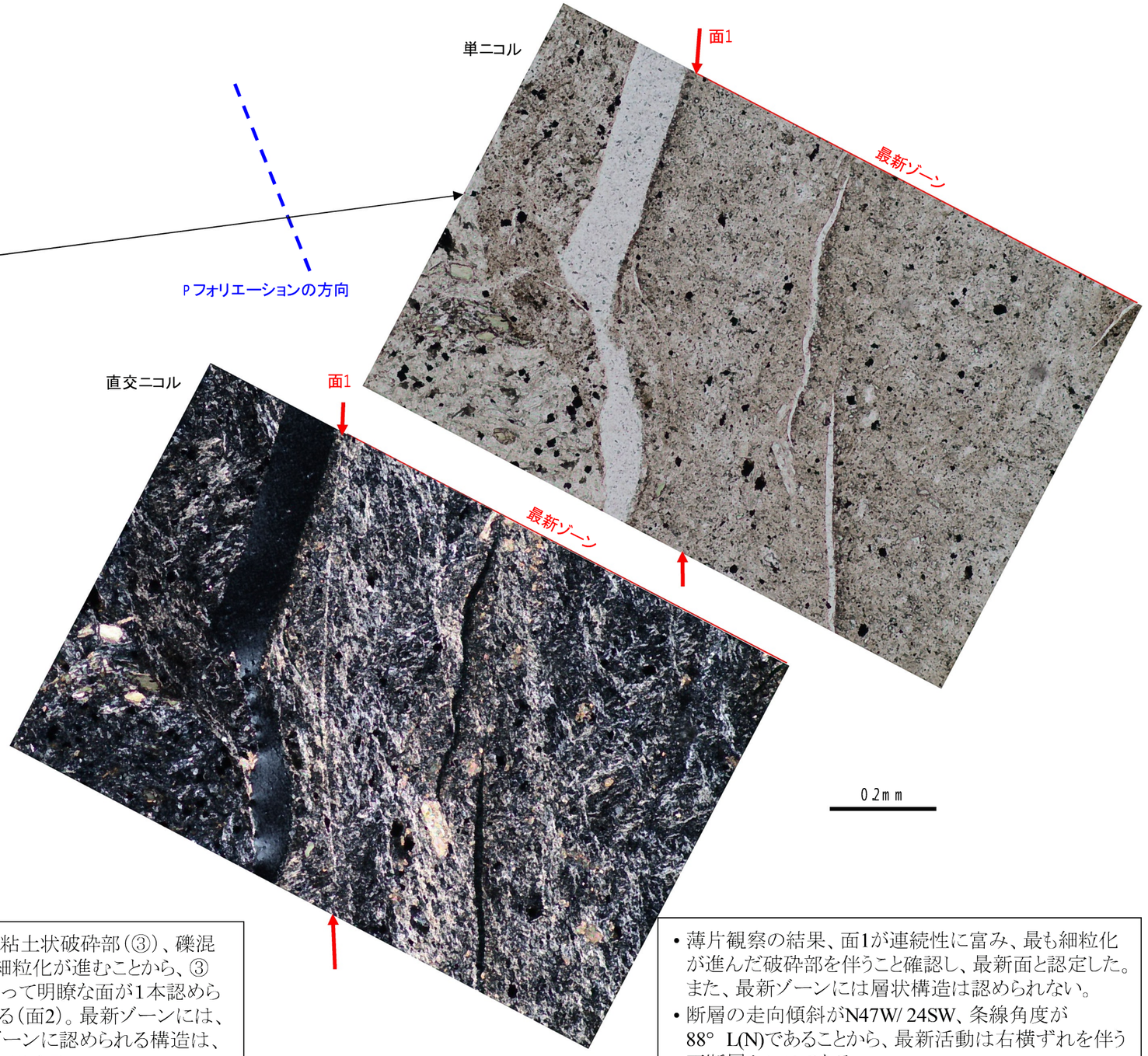
第 1.8.41 図(2)　破砕部の EPMA分析結果（破砕部⑯ [redacted] 46.08m付近）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(1)

その他の破砕部のうち[redacted]37.76m付近で認められた破砕部のCT画像観察、条線観察を実施した上で、薄片を観察し、変形構造の確認を行った。





- 観察の結果、ドレライト(①)、礫混じり粘土状破砕部(②)、粘土状破砕部(③)、礫混じり粘土状破砕部(④)、ドレライト(⑤)に分帯される。最も細粒化が進むことから、③が最新ゾーンである。詳細に観察すると、③の下盤側に沿って明瞭な面が1本認められ、面1とした。③の上盤側の境界は漸移的で不明瞭である(面2)。最新ゾーンには、正断層成分を示すPフォリエーションが認められる。最新ゾーンに認められる構造は、この構造のみである。③はCT画像観察による断層面1に相当する。

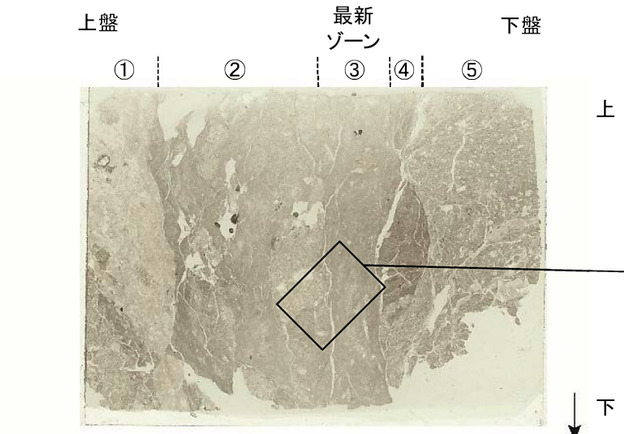
- 薄片観察の結果、面1が連続性に富み、最も細粒化が進んだ破砕部を伴うこと確認し、最新面と認定した。また、最新ゾーンには層状構造は認められない。
- 断層の走向傾斜がN47W/ 24SW、条線角度が88°　L(N)であることから、最新活動は右横ずれを伴う正断層センスである。

第 1.8.42 図(1)　破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(1)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(2)

その他の破砕部のうち[redacted]37.76m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細な観察を行った。

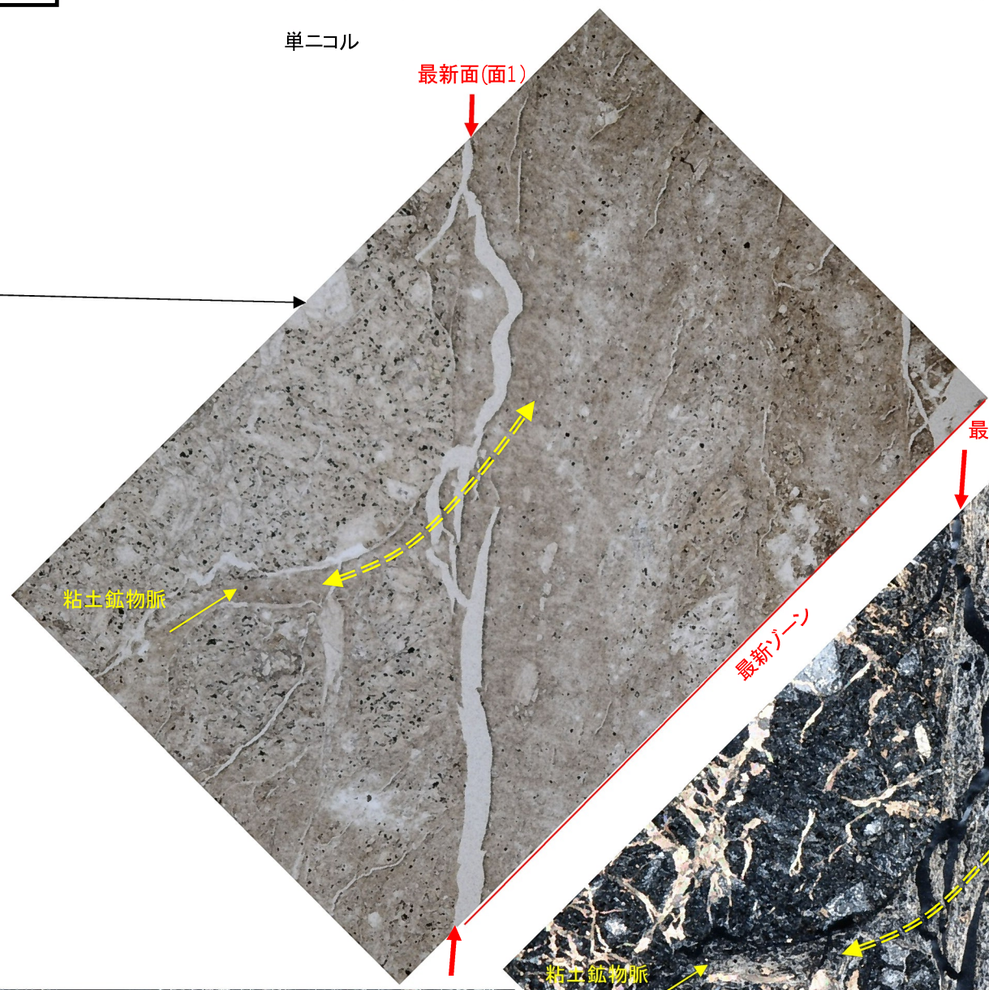


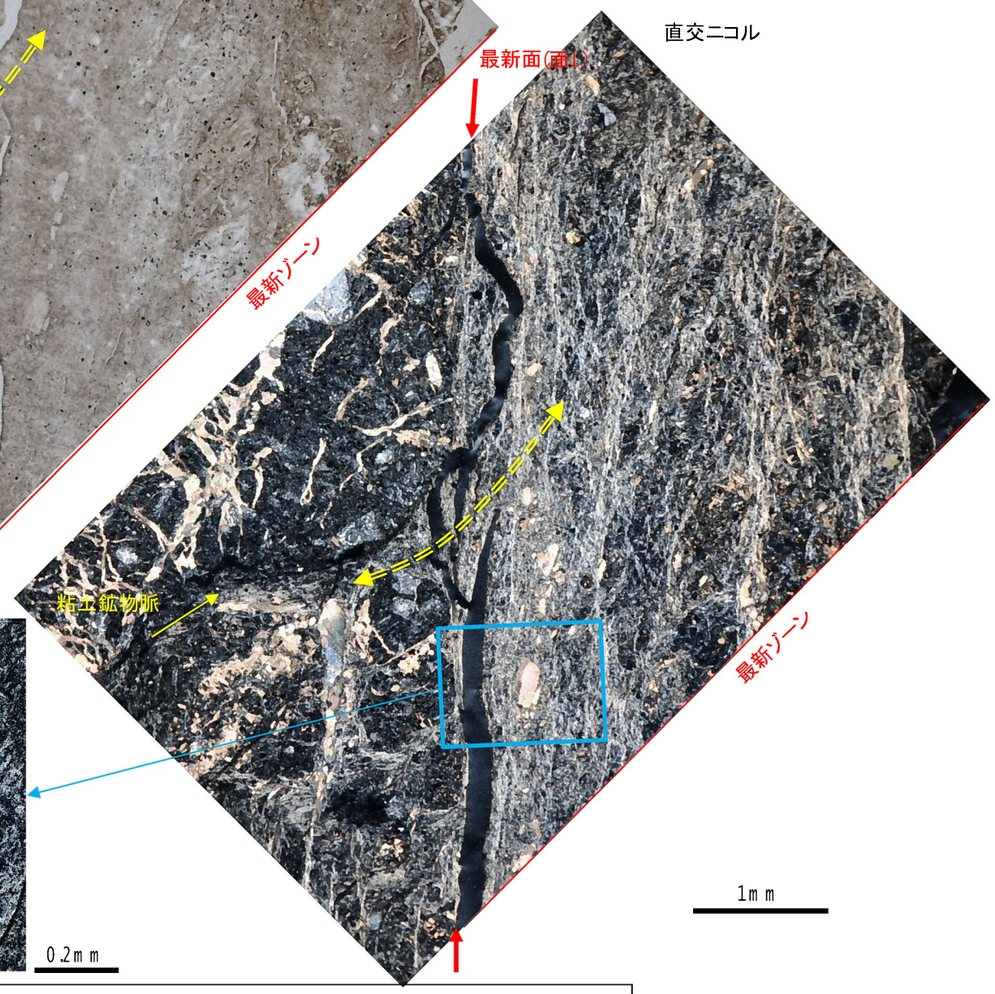
単ニコル



直交ニコル

1cm

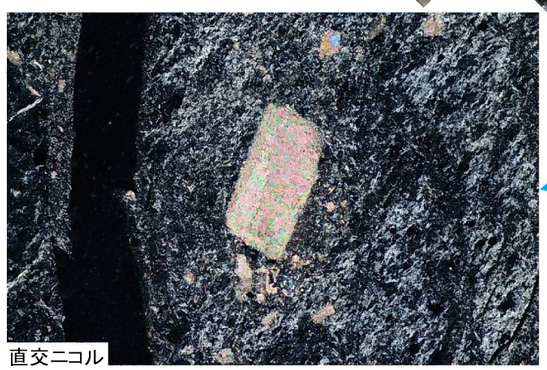




1mm



単ニコル



直交ニコル

0.2mm

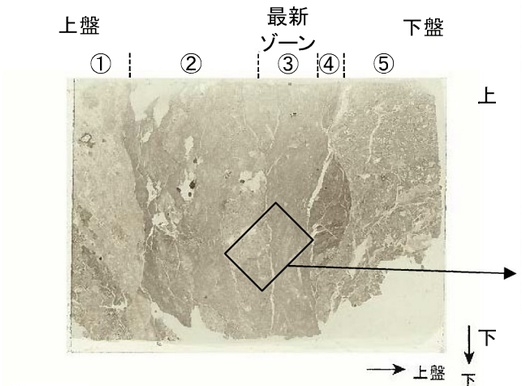
- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。
- 最新ゾーン中に自生の方解石が生成し、破砕されていない。

第 1.8.42 図(2)　破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(3)

その他の破砕部のうち [redacted] 37.76m付近で認められた破砕部の最新面(面1)と粘土鉱物との関係について詳細観察結果のスケッチを以下に示す。



単ニコル



直交ニコル

1cm

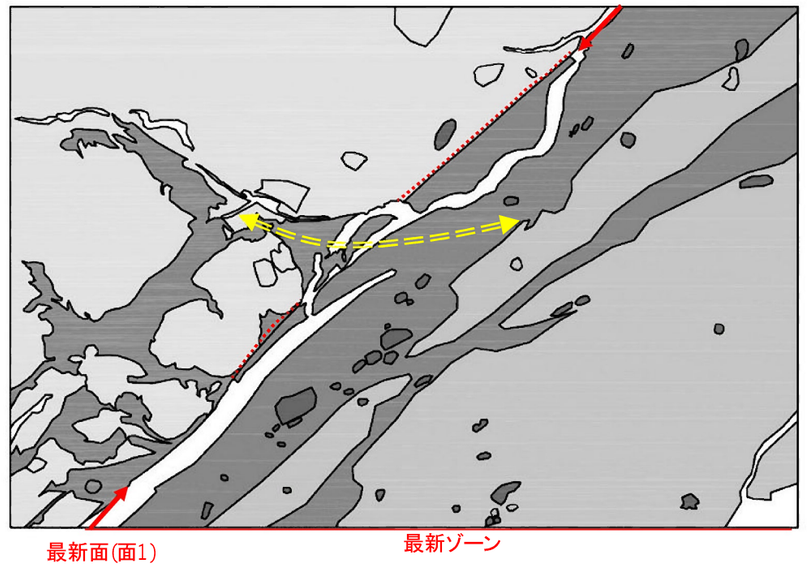
単ニコル



直交ニコル



1mm



- 粘土鉱物脈(熱水脈)
- 粘土状破砕部(最新ゾーン)
- 礫混じり粘土状破砕部
- 空隙部
- フラグメント
- 自生の方解石
- 最新面(熱水作用後)

- 最新面(面1)及びその周辺に粘土鉱物が網目状に発達しており、最新面(面1)が粘土鉱物で充填され不明瞭になっている。
- また、この粘土鉱物には最新面(面1)を横断しているものがあり、変形していない。

第 1.8.42 図(3)　破砕部④ [redacted] 37.76m付近　薄片観察結果(3)

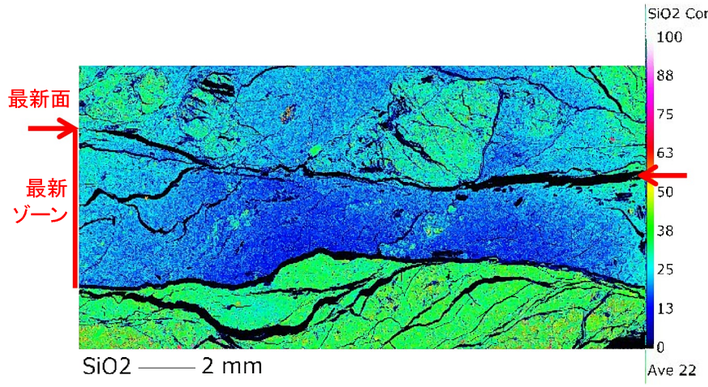
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

破砕部のEPMA分析結果（破砕部④ [redacted] 37.76m付近）

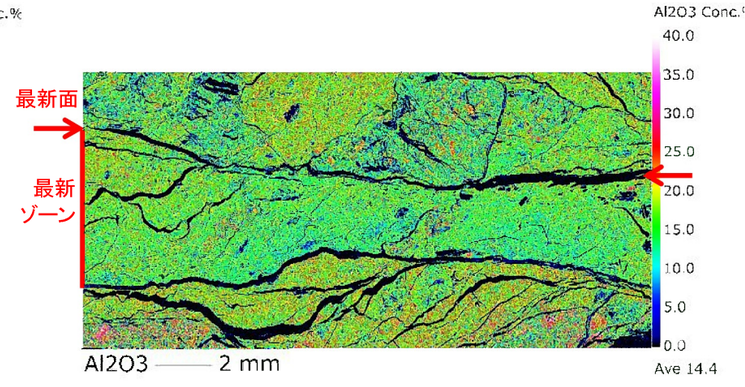
- 39条対象のその他の破砕部のうち[redacted] 37.76m付近の破砕部について、薄片を作成したチップを用いて、EPMA分析を行った。
- 破砕部のEPMAマッピングにより、最新ゾーンの粘土鉱物脈の主成分組成を比較する。



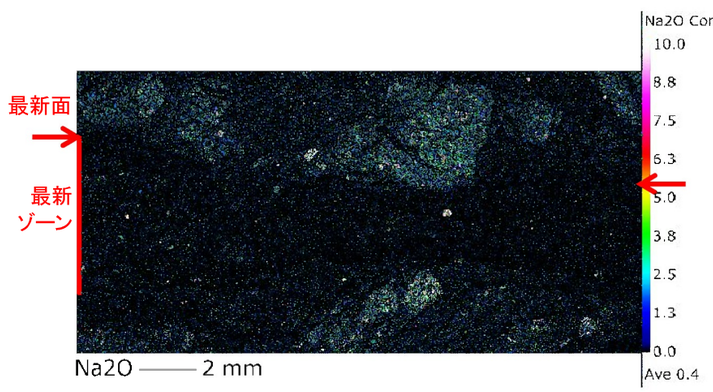
薄片チップ（拡大）



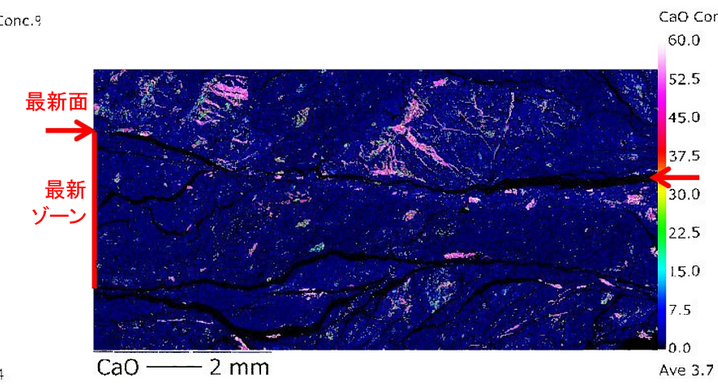
EPMAマッピング（Si）



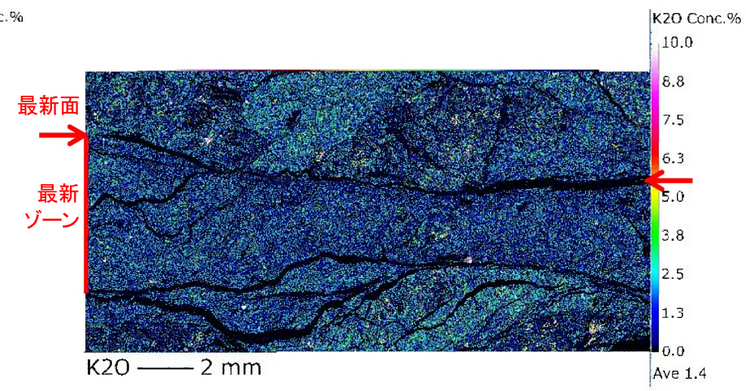
EPMAマッピング（Al）



EPMAマッピング（Na10）



EPMAマッピング（Ca）



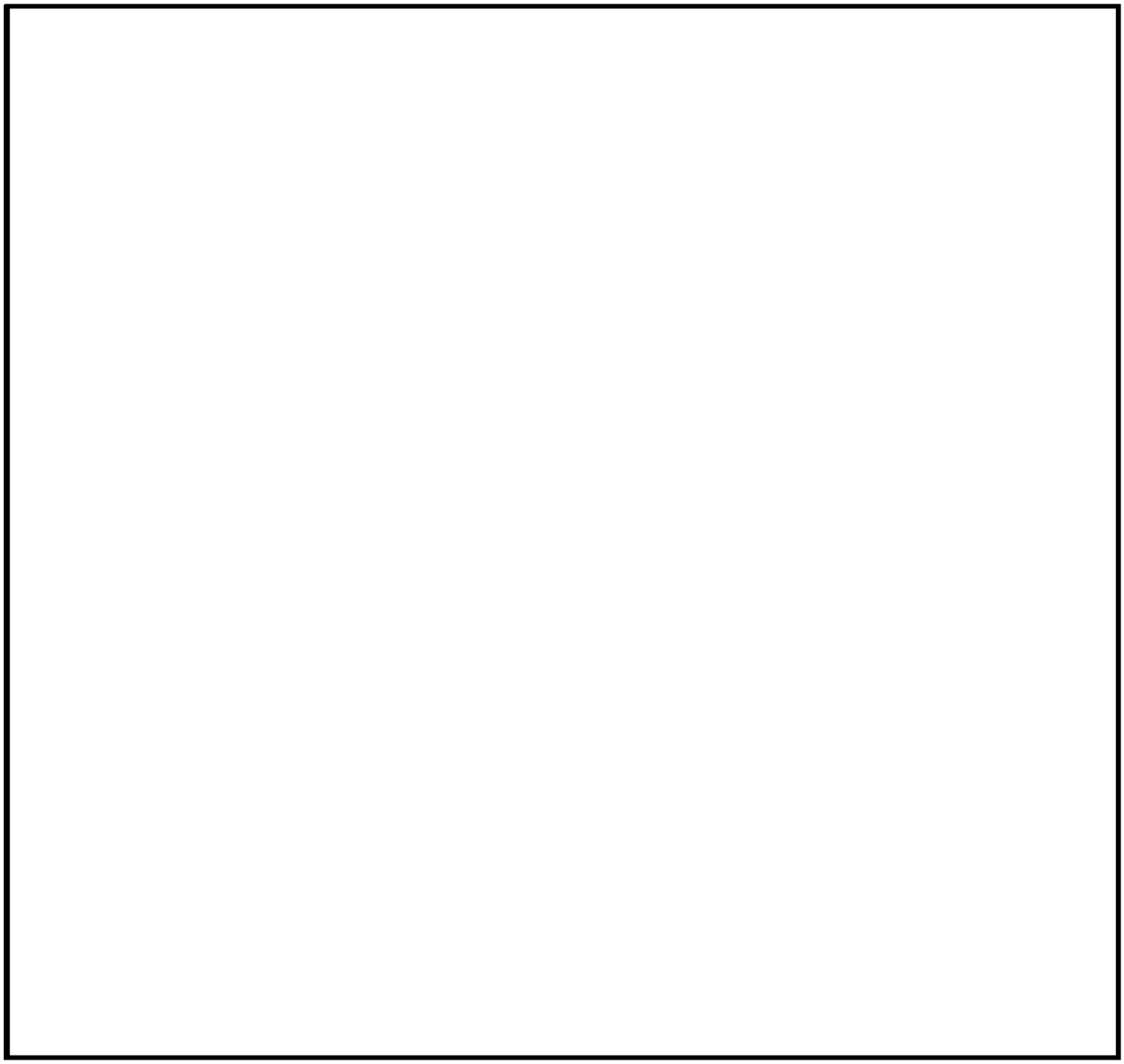
EPMAマッピング（K）

- 最新ゾーンの粘土鉱物脈は、EPMAマッピングでの主成分の組成に違いがない（例えば、Alなど）ため、分帯は認められない。

- 最新ゾーンには分帯が認められないことから、雲母粘土鉱物とスメクタイトは混在していると考えられる。

第 1.8.43 図　破砕部の EPMA 分析結果（破砕部④ [redacted] 37.76m付近）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

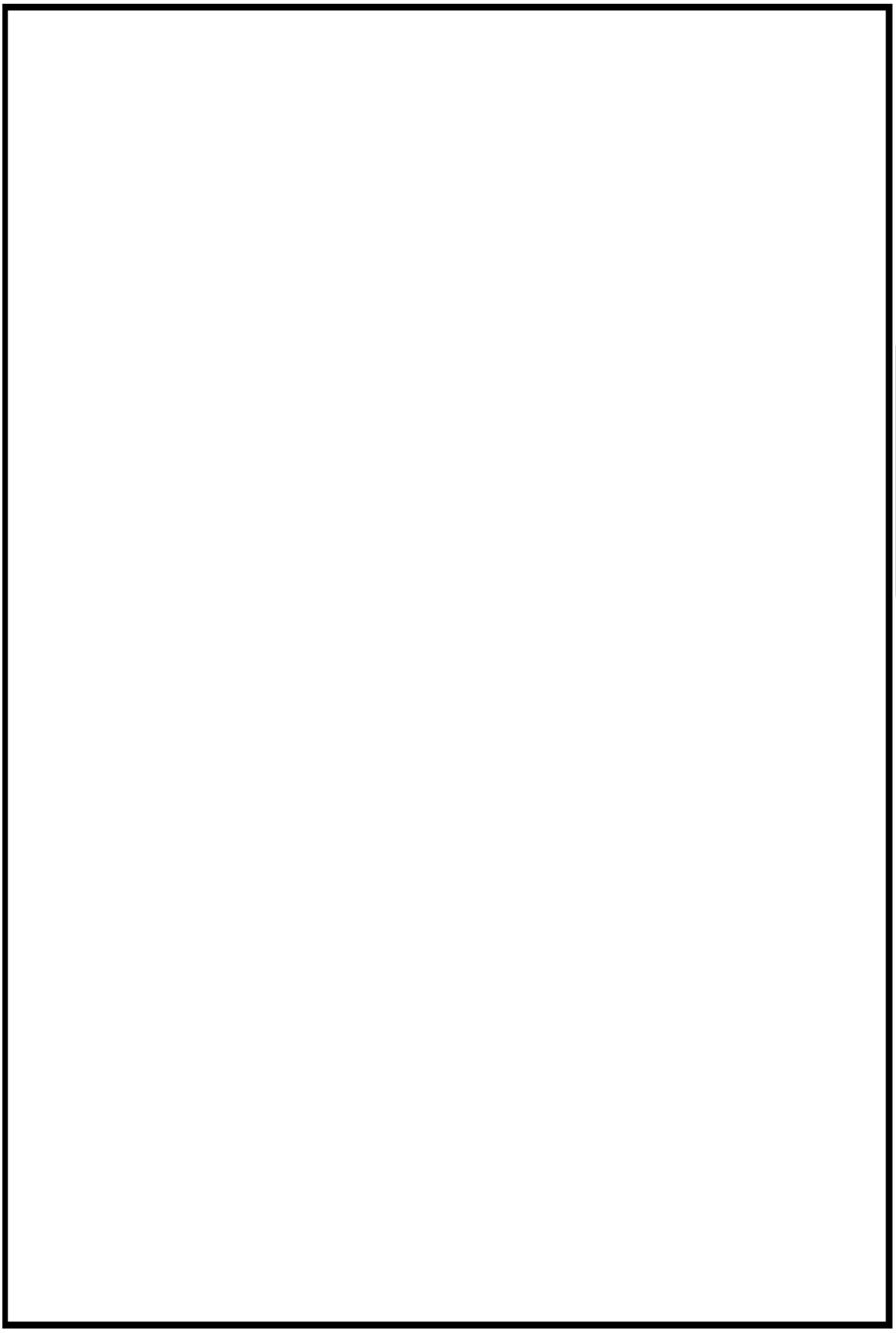


第 1.8.44 図　ボーリング孔内水位図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

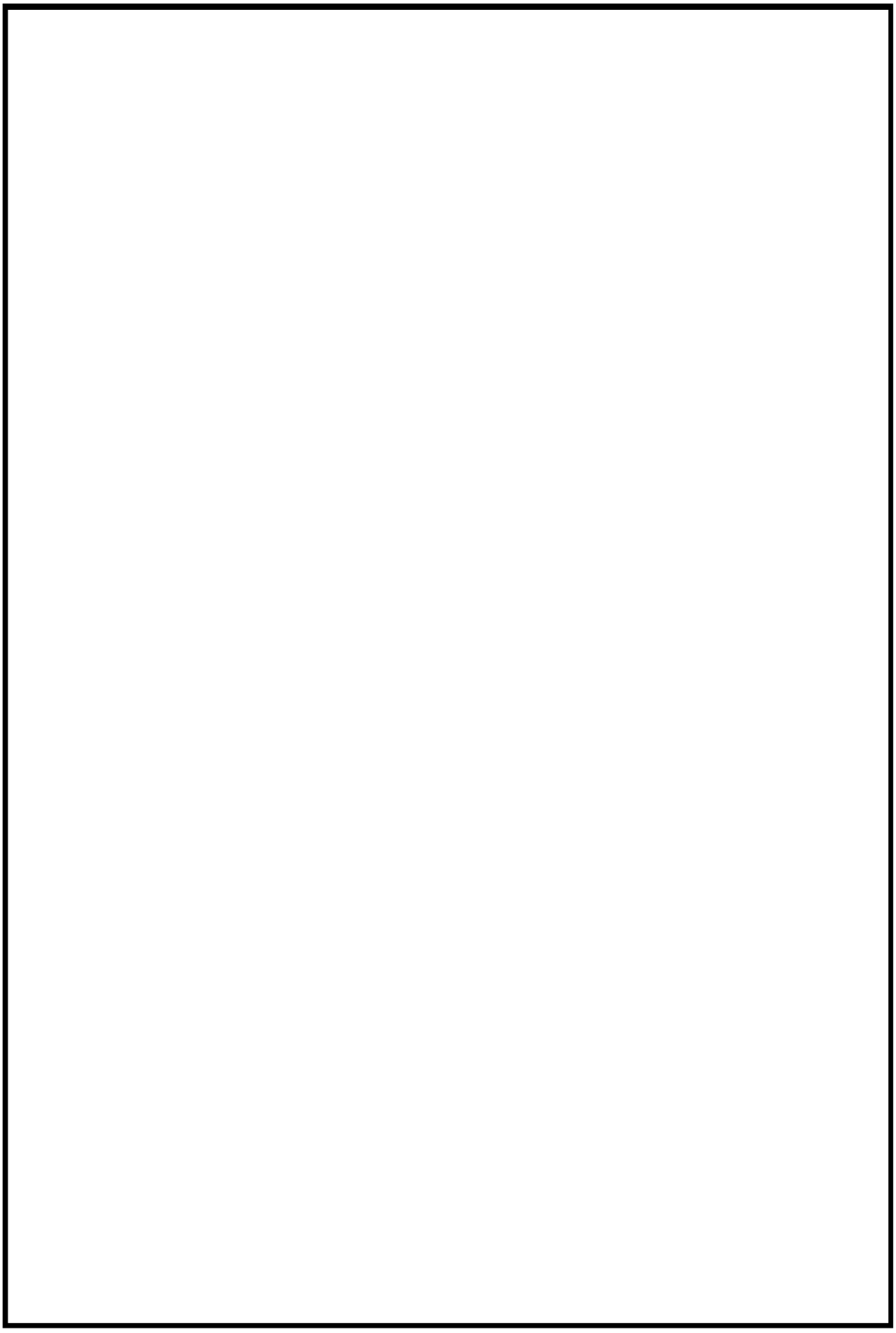
第 1.9.1 図　特定重大事故等対処施設の配置及び解析断面位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



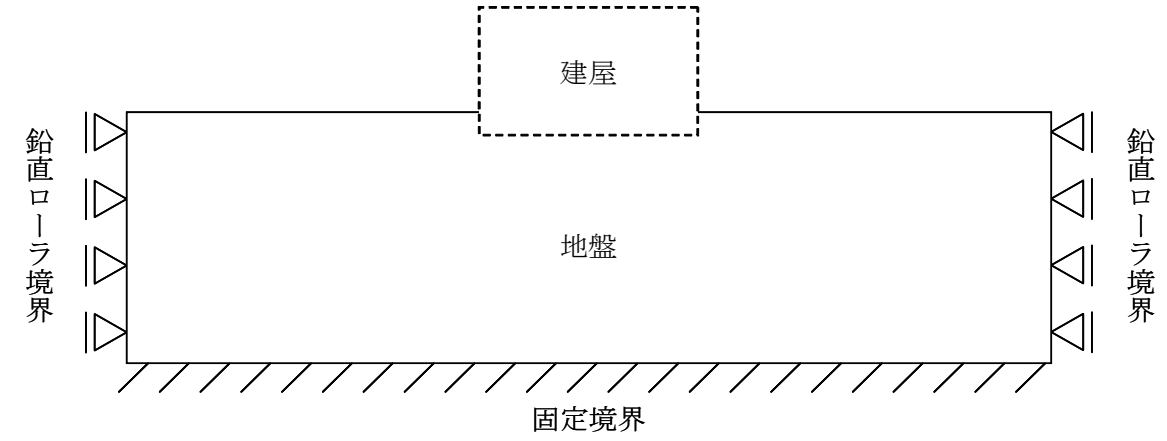
第 1.9.2 図　解析用要素分割図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

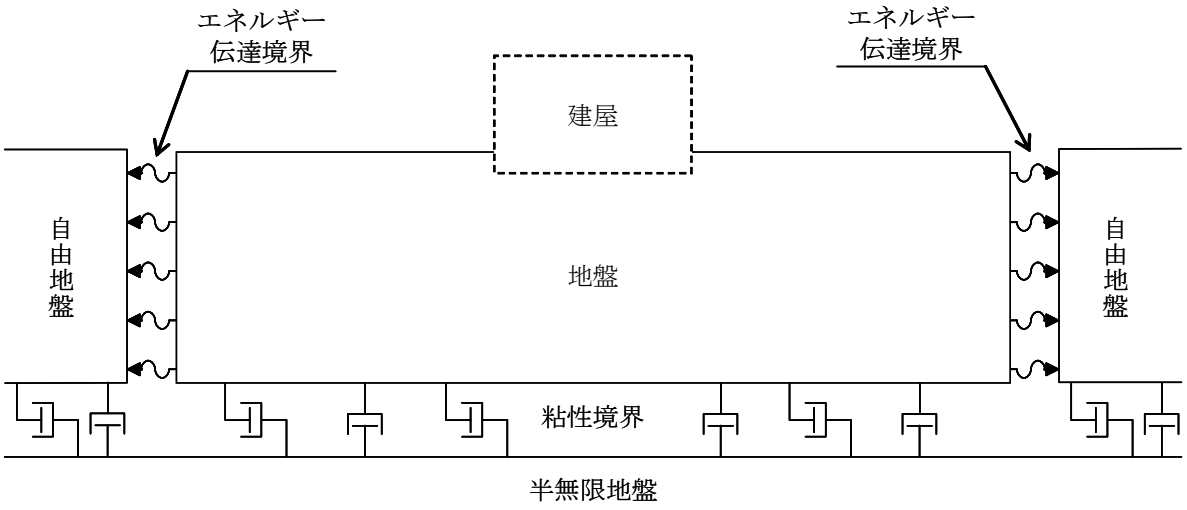


第 1.9.3 図　解析用要素分割図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

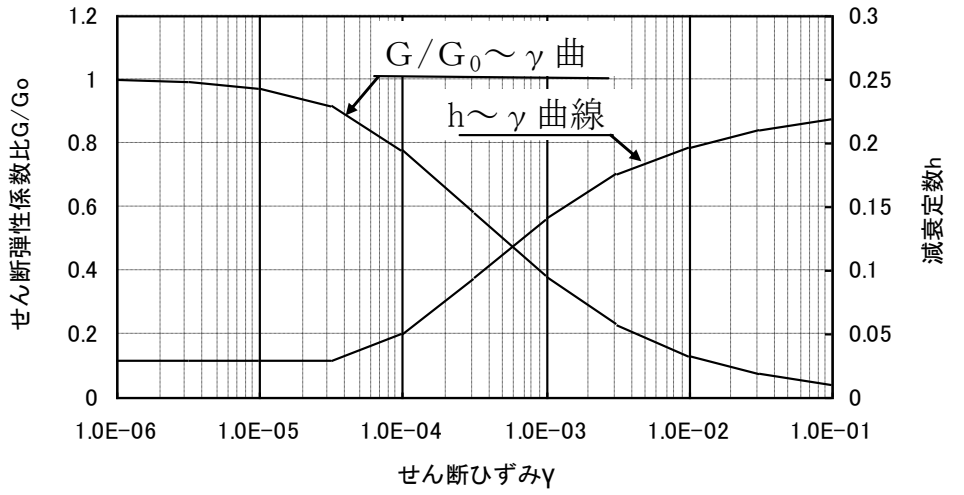


静 的 解 析 時



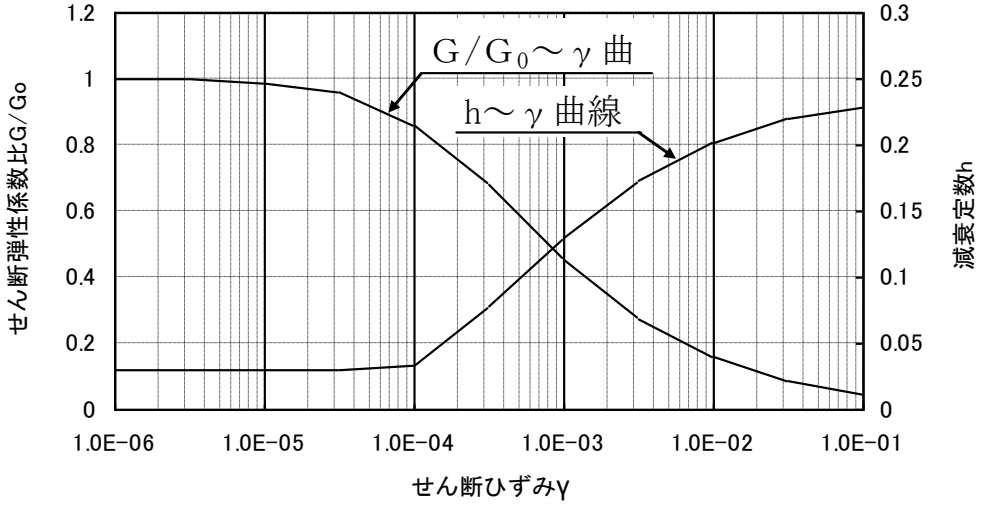
動 的 解 析 時

第1.9.4図　境界条件



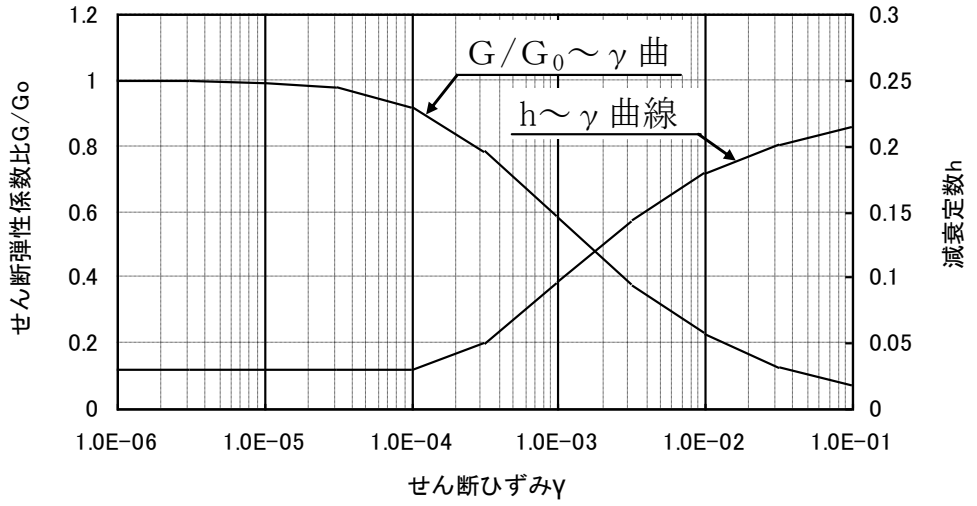
第1.9.5図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性

（D級）

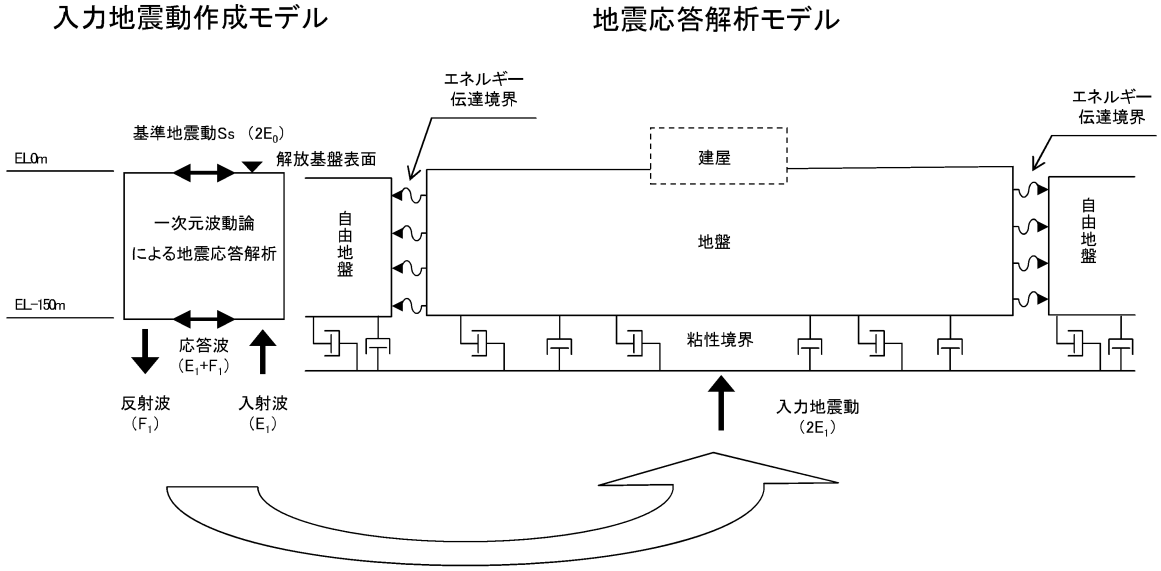


第1.9.6図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性

（堆積物・埋戻土・盛土等）



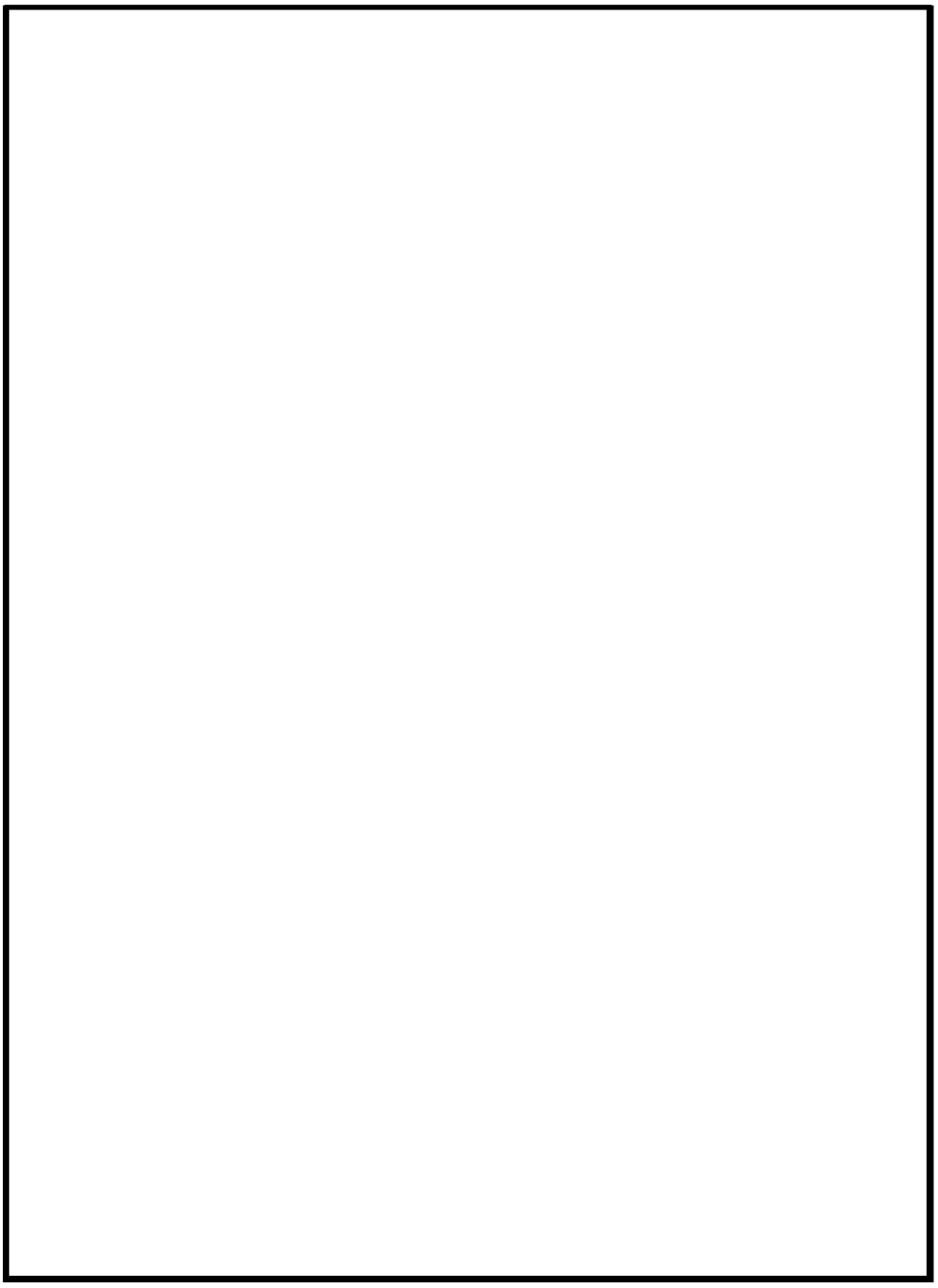
第1.9.7図　せん断弾性係数及び減衰定数のひずみ依存特性
（破砕帯）



第 1.9.8 図　入力地震動の考え方

第 1.9.9 図 解析用地下水位の設定方法

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。



第 1.9.10 図　評価対象斜面及び解析断面位置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

2. 水理

2.1 陸水

2.1.1 概要

発電所敷地内の表流水は、周囲の丘陵から海へ小さな渓流として注いでいる。また、地下水は敷地内一円にも存在するが、地勢の状況よりみて岬角部のたまり水で、対岸の敦賀半島部とは関係なく独立したものと考えられる。

発電所付近の河川としては、敷地の東方向約 1.5km のところに落合川があり、また南東方向約 2.5km のところに馬背川がある。

ダムについては、発電所の近くにダムはない。

発電所周辺の陸水状況を第 2.1 図に示す。

2.1.2 水質

前記落合川および馬背川の河川水ならびに馬背川流域地下水の水質分析の結果は第2.1表および第2.2表に示すとおりであり、四季を通じて良好である。

2.2 海象

2.2.1 潮汐

日本海側の特徴として潮差は小さく、例えば敦賀湾における大潮差は約 30cm、小潮差は約 20cm である。平均水面は 2、3 月に最低で、8 月に最高となる。

敦賀検潮所の記録による各潮位は次のとおりである。

最高潮位（H.H.W.L.）	T.P. ＋0.95m
（平成 10 年 9 月 22 日に観測）	
朔望平均満潮位（H.W.L.）	T.P. ＋0.48m
平均潮位（M.W.L.）	T.P. ＋0.25m
朔望平均干潮位（L.W.L.）	T.P. －0.01m
（平成 20 年～平成 24 年の 5 ヵ年）	
最低潮位（L.L.W.L.）	T.P. －0.48m
（昭和 60 年 4 月 13 日に観測）	

（T.P.は東京湾平均海面）

美浜発電所における過去 1 年間（平成 24 年 1 月～平成 24 年 12 月）の潮位観測において、敦賀検潮所の潮位とほとんど差がない結果を得ている。

なお、敷地では過去において高潮による被害を受けた例はみられない。

2.2.2 水温

昭和39年1月より2ヶ年間の丹生湾外実測記録は第2.3表のとおりである。水深3mの夏季最高は29.0℃、冬季最低は7.5℃である。

丹生湾内外の水温の鉛直方向の分布は、春季から夏季への水温が上昇する時期には上層部の水温が下層部の水温より高く、夏季から秋季への水温が下降する時期には上下層の水温はほぼ等しく、また冬期には下層の水温が上層の水温より少し高くなる。

2.2.3 沿岸流

丹生沿岸流は一般に微弱であつて、潮流を構成する潮汐流、吹送流等

の中で特に顕著なものはないが、丹生沿岸の海水は若狭湾の潮流にともなつて外海と交流している。

2.2.4 波

日本海は一般に冬季は北西の季節風の影響を受けて荒れるが、南寄りの風の多い夏季は静穏である。

丹生湾は南側を除く3面が陸地であるため、若狭湾の北西の季節風による高波浪の影響を受けず、また同季節風の直接的な影響も少ない。一方南風が卓越しても吹送距離が短いため、波長の短い風波がおこる程度で四季を通じてきわめて静穏である。

2.3 利水計画

2.3.1 原水所要量

(1) 所要水量

１，２号機分も含めて、原子の1日最大所要量は建設時、試運転等を考慮して多目に見積っても約4,500m³/dayと予想される。事故時等の特殊時においては、揚水送水設備の運転に加えて、発電所内の原子貯蔵設備より供給する。なお、既存の揚水送水設備は最大約5,000m³/dayである。

(2) 取水計画

水源として、敷地より2～3kmの地点を流れる落合川の河川水、および馬背川の河川水と流域の地下水を用いる。落合川取水点の近傍に約3,000m³の貯水槽兼沈砂池を設け直径約200mm（馬背川－落合川間）および約250mm（落合川－敷地間）、延長約4kmの鋳鉄管により発電所構内の原水タンクまでポンプにより送水する。

(3) 水処理計画

取水地点から送水された原水は原水タンクに貯水し、飲料水は水処理装置と滅菌装置とで処理され、またプラント補給水は純水装置を通した後、それぞれ貯水して使用する。

(4) 原水の水質

取水地点の水質はそれぞれ第2.1表および第2.2表のとおりである。

2.3.2 復水器冷却水および補機冷却用水

(1) 取水量

海水取水量は３号機約190,000m³/hrで、１、２号機分も含めると約400,000m³/hrである。

(2) 取放水計画

丹生湾奥に取水口を設け循環水ポンプにより取水し、冷却水管により復水器に送水する。復水器を冷却した後は放水口より外海側に放水する。また別置きのポンプにより海水を取水し、所内補機冷却系統の冷却水として使用する。

第2.1表　原水（河川水）水質分析表

項目		落合川	馬背川
pH		7.1	7.0
電気伝導度	(μ℧ /cm)	57	59
濁度※		1	1
遊離炭酸	(ppm CO_2)	1.80	2.20
ナトリウムイオン	(ppm Na)	7.5	7.5
カリウムイオン	(ppm K)	1	1
カルシウム硬度	(ppm $CaCO_3$)	4.0	4.0
マグネシウム硬度	(ppm $CaCO_3$)	2.3	2.3
塩素イオン	(ppm Cl)	11.1	11.5
硫酸イオン	(ppm SO_4)	2.0	2.0
Mアルカリ度	(ppm $CaCO_3$)	7.1	7.0
シリカ	(ppm SiO_2)	12.9	12.2
全鉄分	(ppm Fe)	0.1	0.1
硝酸イオン	(ppm N)	0.04	0.04
全カチオン	(ppm $CaCO_3$)	24.4	24.4
全アニオン	(ppm $CaCO_3$)	39.8	40.6
アンモニウムイオン	(ppm N)	0.008	0.008

※ 豪雨の直後は増加する。

第2.2表　原水（地下水）水質分析表

項　　目		馬背川付近地下水
pH		6.4
電気伝導度	(μ℧ /cm)	138
濁度		1.0
遊離炭酸	(ppm CO_2)	25.0
ナトリウムイオン	(ppm Na)	18.0
カリウムイオン	(ppm K)	1.2
カルシウム硬度	(ppm $CaCO_3$)	6.8
マグネシウム硬度	(ppm $CaCO_3$)	6.8
塩素イオン	(ppm Cl)	22.5
硫酸イオン	(ppm SO_4)	痕　跡
Mアルカリ度	(ppm $CaCO_3$)	26
シリカ	(ppm SiO_2)	21.2
全鉄分	(ppm Fe)	1.2
硝酸イオン	(ppm N)	—
全カチオン	(ppm $CaCO_3$)	73.9
全アニオン	(ppm $CaCO_3$)	148.9
アンモニウムイオン	(ppm N)	—

第2.3表　海 水 温 度

本表の数値は丹生湾外の水深3mにおける日平均水温を基礎としたものである。

1) 月間および年間平均温度

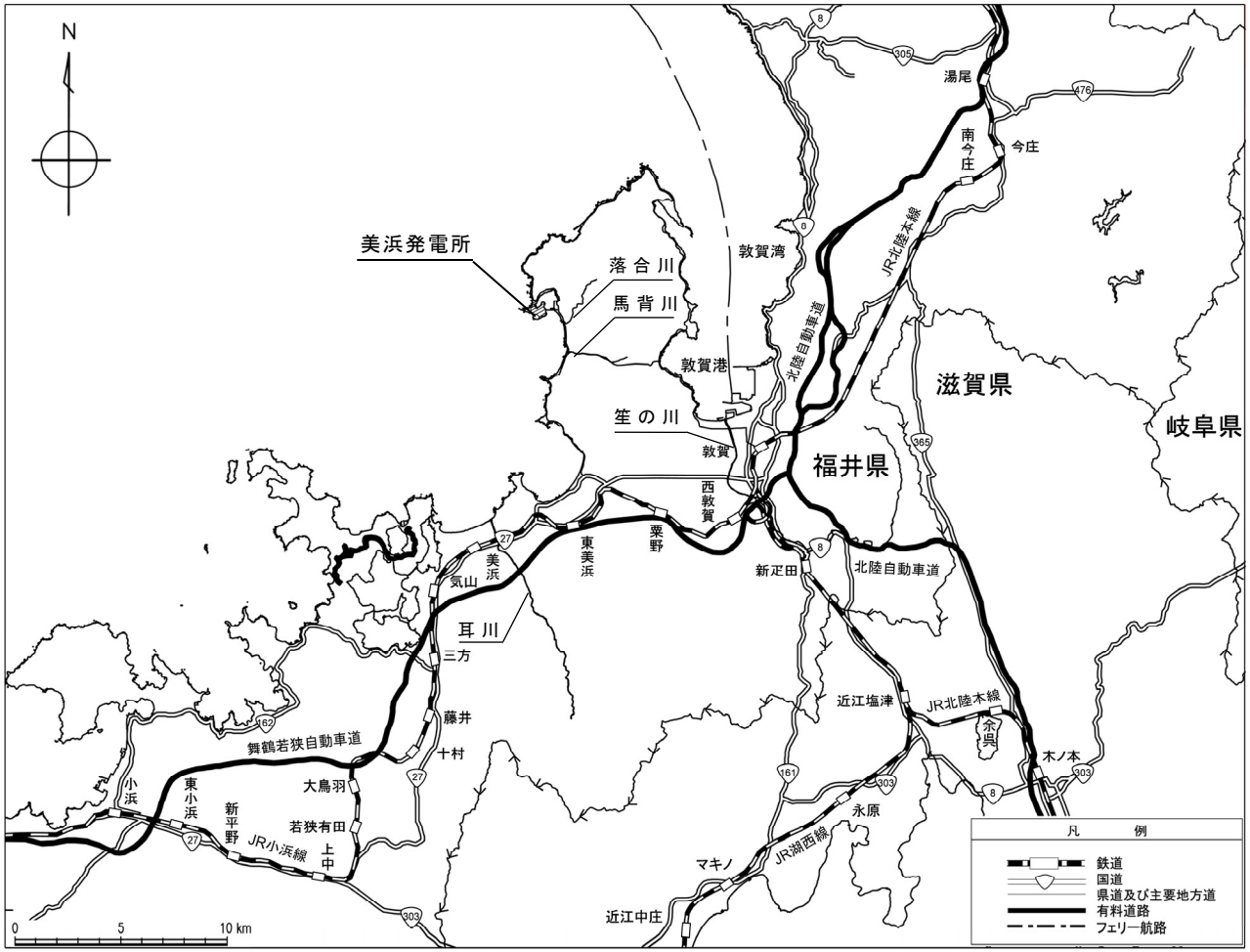
年／月	昭和39年	昭和40年	昭和45年～46年
1	12.4 (℃)	11.1 (℃)	11.2 (℃)
2	9.5	9.7	※
3	9.9	9.4	9.2
4	13.3	11.4	12.9
5	17.6	15.5	16.3
6	20.2	20.6	20.3
7	25.4	24.3	25.3
8	28.4	27.0	27.1
9	26.6	24.7	25.8
10	21.7	21.1	21.9
11	17.9	18.4	17.2
12	14.3	14.5	12.9
年　　間	18.1	173	18.2

※ 欠測

2) 夏季温度

年／項目	昭和39年	昭和40年	昭和45年～46年
最高温度	29.0 (℃)	28.2 (℃)	28.3 (℃)
10日温度	28.8	27.3	27.1
20日温度	28.3	26.9	26.9
30日温度	27.9	26.6	26.7

注）10日（20日、30日）温度は、それ以上の日平均温度の日が10日（20、30）存在したという定義による水温を示す。



第 2.1 図　発電所周辺の陸水状況

3. 気象

3.1 美浜地方の気象

3.1.1 地勢と気候

福井県は、ほぼ中央部を境として嶺南地方と嶺北地方に大別される。敷地のある美浜町丹生は、嶺南地方の北部にある敦賀半島の西側北端に位置している。

敷地の西部には、標高約76mの独立峰が存在し、その北側は標高約5mの低地となっている。

また敷地南部には、標高約82mの独立峰があり、76mの独立峰との間は、北東～南西に通ずる鞍部となっている。

嶺南表方の海岸線は、リアス式海岸で山地が海岸まで追り平野部は、狭くなっている。

この地方は裏日本気候区に属し、冬季の季節風による積雪や、日本海を発達した低気圧が通過するときにみられるフェーン現象、東海地方に比べて梅雨現象が余り顕著でないこと等の特徴がある。(1)

また、この地方の年平均気温は約14.7℃で年降水量は2,500mm程度である。(2)

3.1.2 四季の気候(1)

(1) 春

冬季の冷たい季節風が弱まり、高低気圧が頻繁に去来するので3～4日周期で天気変化を繰返す。

高気圧が本州の南又は東の海上にあり、低気圧が東シナ海又は黄海南部から、朝鮮海峡や日本海に進んでくるときは強い南風が吹く。

このような場合、日本海側の地方では地形の影響によりフェーン現象が起こりやすく、また、年間で最も乾燥する時期となる。

(2) 夏

梅雨入り及び梅雨明けは平均してそれぞれ6月中旬頃及び7月中旬頃であるが、年によってかなり変動がある。

梅雨が明けると天気は、安定し晴天が続く。気温は8月が最も高く7月

がこれに次いでいる。

(3) 秋

8月なかば過ぎには、大陸に冷たい高気圧が現れ、時々涼しい風を送り込み気温はゆっくり下降するようになる。

台風の進路によっては、一時的に多量の降水をみることがあり、平均値で見ても9月はかなり降水量が多い。

10月中旬頃になると、大陸の高気圧の一部が移動性高気圧となって日本付近を通過し、この高気圧の後から低気圧が東進してくるので天気は周期的に変化する。

(4) 冬

ほとんど西高東低の冬型気圧配置のため北西の季節風が卓越し、曇天並びに雪や雨の日が多くなる。

気温は、1月から2月にかけて最低となる。

3.2 最寄りの気象官署等の資料による一般気象

3.2.1 気象官署の所在地の状況

原子炉施設の一般的設計条件の資料とするため最寄りの気象官署の資料を用いた。

対象とした気象官署は敦賀測候所で、その所在地及び観測項目を第3.1図及び第3.1表に示す。

敦賀測候所は、敦賀湾に面した海岸部の平坦地にあり、西には敦賀半島が突き出している。

3.2.2 敦賀測候所を選んだ理由

敦賀測候所は、気候的に敷地と比較的類似しており、またよく管理された長期間の気象資料が得られている。

したがって、敷地の局地的気象を推定し原子炉施設の一般的設計条件を定めるに当たっては、最寄りの気象官署である敦賀測候所の資料に基づくこととした。

3.2.3 最寄りの気象官署における一般気象[(1)(2)(3)]

敦賀測候所(平成17年10月以降は敦賀特別地域気象観測所に名称変更)における一般気象に関する統計を第3.2表に示す。

(1) 一般気象

a. 気温

この地方の年平均気温は、約14.7℃であり、日最高気温及び日最低気温の年平均はそれぞれ、約18.7℃及び約11.0℃である。

b. 風向風速

年間を通じて南南東及び南の風が多く、冬季は南南東及び北の風、夏季は南南東の風が多くなっている。

この地域の平均風速は、約2.9m/sとなっている。

c. 降水量

年降水量は、約2,532.7mmであり、月降水量の最大値は、積雪等の影響により12月に現れている。

d. 台風

この地方に影響を及ぼす台風は、平均して1年に1個程度で、多い年には数個に及んでいる。主な台風を第3.3表に示す。

(2) 極値

第 3.4 表～第 3.9 表に示す最寄りの気象官署の観測記録からみれば、この地域は冬季に比較的厳しい気象条件となっている。

敦賀特別地域気象観測所の観測記録によれば、最低気温－10.9℃（1904 年 1 月 27 日）、最大瞬間風速 41.9m/s（1961 年 9 月 16 日）、積雪深さの月最大値 196cm（1981 年 1 月 15 日）、日最大降水量 211.2mm（1965 年 9 月 17 日）及び日最大 1 時間降水量 57.9mm（1956 年 8 月 4 日）である。

3.2.4 その他の資料による一般気象

(1) 森林火災

森林火災検討に関係する美浜発電所の最寄りの気象観測所（敦賀特別地域気象観測所、美浜地域気象観測システム）の気象データ（気温、湿度、風速）（2003 年～2012 年）及び美浜発電所の位置する福井県の森林火災発生状況（2002 年～2011 年）[5]について、第 3.10 表に示す。また、森林火災発生件数の多い 3 月～6 月における最寄りの気象観測所（敦賀特別地域気象観測所、美浜地域気象観測システム）の気象データ（卓越風向）について、第 3.11 表に示す。

3.3 敷地における気象観測

発電所の安全解析に使用する気象条件を決める際の資料を得るため、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」（以下「気象指針」という。）に基づき発電所敷地内で、風向、風速、日射量、放射収支量等の観測を行っている。

以上の観測に使用した気象測器の種類、観測位置及び観測期間を第 3.12 表に、観測設備配置を第 3.2 図及び第 3.3 図に示す。

3.3.1 気象観測点の状況

(1) 排気筒高さ付近の風向風速を代表する観測点（観測点Ｄ）

排気筒高さ付近を代表する風向風速の資料を得るため、敷地内の独立峰（標高約 82m）に高さ約 12m（標高約 94m）の観測柱を設置し、観測を行った。この観測点は周囲の障害物の影響を受けることがないため、排気筒高さ付近の風向風速を代表している。

(2) 地上風を代表する観測点（観測点Ａ）

敷地を代表する地上風の資料を得るため、敷地内の平坦地（標高約 3.5m）に高さ約 15m（標高約 18.5m）の鉄塔を設置し、観測を行った。この観測点は周囲の障害物の影響を受けることがないため、敷地の地上風を代表している。

(3) 大気安定度を求めるための風速、日射量及び放射収支量の観測点（観測点Ａ、観測点Ｂ）

大気安定度を求めるには、風速、日射量及び放射収支量が必要である。風速については、地上風を代表する観測点（観測点Ａ）で観測した値を使用した。

日射量及び放射収支量については、敷地内の平坦地（標高約 3.5m）に設置した露場の観測点（観測点Ｂ）で観測した値を使用した。

3.3.2 気象観測項目

風向　風速　　観測点Ａ、Ｄ

日　射　量　　観測点Ｂ

放射収支量　　観測点Ｂ

気　　温　　観測点Ｃ

湿　　度　　観測点Ｃ

降　水　量　　観測点Ｃ

（各観測点の位置については、第 3.2 図及び第 3.3 図参照）

3.3.3 気象測器

気象測器は第 3.12 表に示しているが、「気象業務法」に基づく気象庁検定を受けたものである。

なお、放射収支計は、気象庁検定の対象になっていないため、3 ヶ月に 1 回程度の校正を行っている。

3.4 敷地における気象観測結果

3.4.1 敷地を代表する風

排気筒高さ付近の風を代表する敷地内の独立峰（第 3.2 図、観測点Ｄ）における 1 年間の観測結果（1983 年 4 月から 1984 年 3 月及び 2011 年 4 月から 2012 年 3 月）及び敷地の地上風を代表する敷地内の平坦地（第 3.2 図、観測点Ａ）における 1 年間の観測結果（1983 年 4 月から 1984 年 3 月及び 2011 年 4 月から 2012 年 3 月）を以下に示す。

なお、風向及び風速の観測値を統計整理するに当たって、風速が 0.5m/s 未満のものは静穏として取り扱っている。

3.4.1.1 1983年4月から1984年3月の気象観測資料

(1) 風向

第 3.4 図～第 3.8 図に標高約 94m（観測点Ｄ）及び標高約 18.5m（観測点Ａ）における年間及び月別の風配図を示す。

標高約 94m（観測点Ｄ）における風向分布は年間を通じ北北西及び東南東～南東の風が多い。

標高約 18.5m（観測点Ａ）における風向分布は、年間を通じ、北東及び南南西の風が多い。

年間の低風時（0.5m/s～2.0m/s）の風配図を第 3.9 図に示す。

標高約 94m（観測点Ｄ）では年間を通じ、各風向にほぼ一様に分布しているが、標高約 18.5m（観測点Ａ）では北東及び東北東の風が多い。

(2) 風速

標高約 94m（観測点Ｄ）及び標高約 18.5m（観測点Ａ）における年間及び月別の風速出現頻度並びに年間の風速出現頻度の累積を第 3.10 図～第 3.15 図に示す。

標高約 94m（観測点Ｄ）では年平均風速が 4.3m/s であり、標高約 18.5m（観測点Ａ）では年平均風速が 2.4m/s である。

また、標高約 94m（観測点Ｄ）及び標高約 18.5m（観測点Ａ）における静穏状態（風速 0.5m/s 未満）の年間出現頻度は、それぞれ 5.7%, 19.0%である。

(3) 同一風向継続時間

標高約 94m（観測点Ｄ）及び標高約 18.5m（観測点Ａ）における年間風向継続時間を第 3.13 表及び第 3.14 表に示す。

長く続きやすい風向は、標高約 94m（観測点Ｄ）では北北西、東南東及び南東で、標高約 18.5m（観測点Ａ）では、南南西である。

最も長い継続時間の風向は、標高約 94m（観測点Ｄ）では北北西であり標高約 18.5m（観測点Ａ）では、南南西である。

各標高の各風向とも継続時間は、ほとんどが 7 時間以内である。

また、静穏状態の継続時間は、標高約 94m（観測点Ｄ）では 5 時間以内であり、標高約 18.5m（観測点Ａ）では、ほとんどが 10 時間以内であるが、まれに 10 時間を越えて継続することがある。

3.4.1.2 2011年4月から2012年3月の気象観測資料

(1) 風向

標高約 94m 及び標高約 18.5m における年間及び月別の風配図を第 3.16 図～第 3.20 図に示す。

標高約 94m における風向分布は、年間を通じ南東、東南東及び北北西の風が多くなっている。

標高約 18.5m における風向分布は、年間を通じ北北東、北、北東及び南南東の風が多くなっている。

標高約 94m 及び標高約 18.5m における年間の低風速（0.5m/s～2.0m/s）時の風配図を第 3.21 図に示す。

標高約 94m における低風速時の風向分布は、年間を通じ南東の風が多くなっている。

標高約 18.5m における低風速時の風向分布は、年間を通じ北東、北北東及び南南東の風が多くなっている。

(2) 風速

標高約 94m 及び標高約 18.5m における年間及び月別の風速別出現頻度並びに年間の風速別出現頻度累積を第 3.22 図～第 3.27 図に示す。

標高約 94m における年平均風速は 4.1m/s であり、1.5m/s～2.4m/s

の風速が多くなっている。

標高約 18.5m における年平均風速は 1.9m/s であり、0.5m/s～1.4m/s の風速が多くなっている。

また、第 3.16 図に示すとおり、標高約 94m 及び標高約 18.5m における静穏状態（風速 0.5m/s 未満）の年間出現頻度は、それぞれ 2.0%、11.2%である。

(3) 同一風向継続時間

標高約 94m 及び標高約 18.5m における年間の同一風向の継続時間別出現回数を第 3.15 表及び第 3.16 表に示す。

標高約 94m において、同一風向が継続する時間は 5 時間以内がほとんどであり、全体の約 97.2%を占めている。長期継続する傾向の強い風向は南東であり、最長も南東の場合で 28 時間である。

標高約 18.5m において、同一風向が継続する時間は 4 時間以内がほとんどであり、全体の約 97.8%を占めている。長期継続する傾向の強い風向は北北東であり、最長は北北東及び南南東の場合で 13 時間である。

標高約 94m における静穏状態の継続時間は 3 時間以内である。

標高約 18.5m における静穏状態の継続時間は 4 時間以内がほとんどであり、約 98.3%である。

3.4.2 大気安定度

3.4.2.1 1983年4月から1984年3月の気象観測資料

(1) 大気安定度の分類と出現頻度

日射量、放射収支量及び地上約 15m（標高約 18.5m,観測点Ａ）の風速観測資料を基に「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って大気安定度の分類を行った。

年間、月別の大気安定度出現頻度及び大気安定度別の風配図を第 3.28 図～第 3.30 図に示す。

年間の出現頻度は、Ａ，Ｂ及びＣ型を合計した大気安定度（以下、「Ａ，Ｂ，Ｃ型」という）が 23.7%、Ｄ型（Ｃ－Ｄ型も含む）が 52.4%、

E，F及びG型を合計した大気安定度（以下、「E，F，G型」という）が 23.9%となっている。

D型は年間を通じ出現頻度が多く、A，B，C型は 5 月から 8 月にかけて比較的多くなっており、E，F，G型は 10 月に多くなっている。

標高約 94m（観測点D）の風向別では、A，B，C型は北北西及び南東、D型は北北西～北及び東南東～南東、E，F，G型は北及び東南東～南東の風の場合に多く現れる。

標高約 18.5m（観測点A）の風向別では、A，B，C型は北北東及び南南西、D型は北東及び南南西、E，F，G型は北東～東北東の風の場合に多く現れる。

(2) 同一大気安定度の継続時間

大気安定度別の継続時間別出現回数を第 3.17 表に示す。

なお、A，B及びC型のいずれかまたはこれらを組み合わせた大気安定度を「A＋B＋C型」とし、E，F及びG型のいずれかまたはこれらを組み合わせた大気安定度を「E＋F＋G型」としている。

a. 大気安定度A＋B＋C型

A＋B＋C型が10時間以上継続する場合は観測されなかった。

b. 大気安定度D型

D型が10時間以上継続する場合が約13.5%で、残りは9時間以内である。

c. 大気安定度E＋F＋G型

E＋F＋G型が10時間以上継続する場合が6.7%で、残りは9時間以内である。

3.4.2.2 2011年4月から2012年3月の気象観測資料

(1) 大気安定度の分類と出現頻度

日射量、放射収支量及び標高約 18.5m の風速の気象観測資料を基に、「気象指針」にしたがって大気安定度の分類を行った。

年間及び月別の大気安定度出現頻度を第 3.31 図に、標高約 18.5m

及び標高約 94m における年間の大気安定度別風配図を第 3.32 図及び第 3.33 図に示す。

大気安定度の年間出現頻度は、A型からC型を合計した大気安定度（以下「A・B・C型」という。）が 25.3%、D型（C－D型を含む。）が 47.7%、E型からG型を合計した大気安定度（以下「E・F・G型」という。）が 27.0%となっている。

D型は年間を通じて出現頻度が多く、A・B・C型は 6 月から 8 月にかけて比較的多くなっており、E・F・G型は 4 月に比較的多くなっている。

標高約 94m における大気安定度別の風向出現頻度は、A・B・C型は南東及び北北西、D型は北北西及び南東から東南東、E・F・G型は東南東から南東の風のときに多くなっている。

標高約 18.5m における大気安定度別の風向出現頻度は、A・B・C型は南南東及び北西、D型は北から北北東、E・F・G型は北東から北北東の風のときに多くなっている。

(2) 同一大気安定度の継続時間

大気安定度の継続時間別出現回数を第 3.18 表に示す。

A・B・C型、D 型及びE・F・G型が 10 時間以上継続する頻度は、それぞれ 18.4%、10.8%及び 18.0%となっている。

3.4.3 観測結果からみた敷地の気象特性

3.4.3.1 1983年4月から1984年3月の気象観測資料

敷地における気象観測資料を解析した結果によると、敷地の気象特性として次のような点が挙げられる。

(1) 地上風の風向分布と排気筒高さ付近の風の風向分布とでは、ほぼ 3 方位のずれが見られる。

(2) 地上風の年間の静穏発生頻度は 19%と多い。

(3) 大気安定度はD型の出現頻度が多い。また、拡散の少ないE，F，G型が発生しているときは、地上では北東～東北東の風が吹いている場合が多く、排気筒高さ付近では北及び東南東～南東の風が吹いてい

る場合が多い。

3.4.3.2 2011年4月から2012年3月の気象観測資料

敷地における気象観測資料を解析した結果によると、敷地の気象特性として次のような点が挙げられる。

(1) 風向については、標高約 94m では南東の風が、標高約 18.5m では北北東の風が最も多く出現している。

(2) 風速については、標高約 94m では 1.5m/s～2.4m/s の風が、標高約 18.5m では 0.5m/s～1.4m/s の風が最も多く出現し、標高約 94m では北北西の風が、標高約 18.5m では西南西の風が最も大きい。

(3) 大気安定度については、年間を通じてD型が多く出現している。

拡散の少ないE・F・G型は、標高約 94m では東南東から南東の風のときに、また標高約 18.5m では北東から北北東の風のときに比較的多く出現している。

一方、拡散の大きいA・B・C型は、標高約 94m では南東及び北北西の風のときに、また標高約 18.5m では南南東及び北西の風のときに比較的多く出現している。

3.5 安全解析に使用する気象条件

安全解析に使用する気象条件は、「3.3 敷地における気象観測」及び「3.4 敷地における気象観測結果」に述べた気象観測資料を使用し、「気象指針」にしたがって統計処理し求めた。

3.5.1 観測期間の気象条件の代表性の検討

3.5.1.1 1983年4月から1984年3月の気象資料

敷地において観測した 1983 年 4 月から 1984 年 3 月までの 1 年間の気象資料により安全解析を行うに当たり、観測を行った 1 年間の気象状態が長期間の気象状態と比較して特に異常でないかどうかの検討を行った。

風向出現頻度及び風速出現頻度について、敷地内観測点Ｄの標高約 94m 及び敦賀測候所における 10 年間（1973 年 4 月～1983 年 3 月）の資料により検定を行った。検定法は、不良標本の棄却検定に関するＦ分布検定の手順に従った。

その結果を第 3.19 表～第 3.22 表に示すが、有意水準 5%で棄却された項目はなかった。

これは安全解析に使用した観測期間の気象状態が長期間の気象状態と比較して特に異常でないことを示しており、この期間の気象資料を用いて重大事故及び仮想事故時の線量の計算を行うことは妥当であることを示している。

3.5.1.2 2011年4月から2012年3月の気象資料

敷地において観測した 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの 1 年間の気象資料により安全解析を行うに当たり、観測を行った 1 年間の気象状態が長期間の気象状態と比較して特に異常でないかどうかの検討を行った。

風向出現頻度及び風速出現頻度について、敷地内観測点Ｄの標高約 94m における 10 年間（2000 年 4 月～2003 年 3 月、2004 年 4 月～2011 年 3 月）の資料により検定を行った。検定法は、不良標本の棄却検定に関するＦ分布検定の手順に従った。

その結果を第 3.23 表及び第 3.24 表に示すが、有意水準 5%で棄却さ

れた項目はなかった。

これは安全解析に使用した観測期間の気象状態が長期間の気象状態と比較して特に異常でないことを示しており、この期間の気象資料を用いて平常運転時及び設計基準事故時の線量の計算を行うことは妥当であることを示している。

3.5.2 大気拡散の計算に使用する放出源の有効高さ(4)

排気筒から放出される放射性物質が、敷地周辺に及ぼす影響を評価するに当たって、大気拡散の計算に使用する放出源の有効高さは、建屋及び敷地周辺の地形の影響を考慮するため、以下のような風洞実験により求める。

平常運転時の風洞実験においては、縮尺 1/2,000 の建屋及び敷地周辺の地形模型を用い、排気筒高さに吹上げ高さを加えた高さからガスを排出し、風下地点における地表濃度を測定する。

その地形模型実験で得られた地表濃度の値が、排気筒高さを変えて行う平地実験による地表濃度の値に相当する排気筒高さを放出源の有効高さとする。

１号炉及び２号炉の排気筒高さは、地上高約 51m（標高約 54.5m）、３号炉の排気筒高さは、地上高約 83.3m（標高約 86.8m）であるが、以上の風洞実験により平常運転時の線量評価に用いる放出源の有効高さは第 3.25 表のとおりとする。

設計基準事故時並びに重大事故及び仮想事故時において、「原子炉冷却材喪失」及び「制御棒飛び出し」では、排気筒高さからの吹上げ高さを考慮せずに上記と同様の風洞実験を行い、放出源の有効高さを第 3.26 表のとおりとし、また、「放射性気体廃棄物処理施設の破損」、「蒸気発生器伝熱管破損」及び「燃料集合体の落下」では地上放出とし、放出源の有効高さを 0m とする。

3.5.3 大気拡散の計算に使用する気象条件

3.5.3.1 平常運転時

発電所の平常運転時に放出される放射性気体廃棄物の敷地周辺に及ぼ

す影響を評価するに当たっては、敷地内における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの 1 年間の風向、風速及び大気安定度の観測資料から以下に示すパラメータを求め、これを用いる。

なお、風向及び風速については、排気筒高さ付近の風を代表する標高約 94m（地上高約 12m）の風向及び風速とする。

(1) 風向別大気安定度別風速逆数の総和及び平均

風向別大気安定度別風速逆数の総和及び平均は(3-1)式及び(3-2)式によりそれぞれ計算する。

$$S_{d,s} = \sum_{i=1}^{N} \frac{{}_{d,s}\delta_i}{U_i} \quad \cdots\cdots (3\text{-}1)$$

$$\overline{S}_{d,s} = \frac{1}{N_{d,s}} \cdot S_{d,s} \quad \cdots\cdots (3\text{-}2)$$

ここで、

$S_{d,s}$ ：風向別大気安定度別風速逆数の総和(s/m)

$\overline{S}_{d,s}$ ：風向別大気安定度別風速逆数の平均(s/m)

N ：実観測回数(回)

U_i ：時刻 i における風速(m/s)

${}_{d,s}\delta_i$ ：時刻 i において風向 d、大気安定度 s の場合

$${}_{d,s}\delta_i = 1$$

その他の場合

$${}_{d,s}\delta_i = 0$$

$N_{d,s}$ ：風向 d、大気安定度 s の総出現回数(回)

(2) 風向出現頻度

風向出現頻度は(3-3)式及び(3-4)式によりそれぞれ計算する。

$$f_d = \sum_{i=1}^{N} \frac{{}_{d}\delta_i}{N} \times 100 \quad \cdots\cdots (3\text{-}3)$$

$$f_{dt} = f_d + f_{d'} + f_{d''} \quad \cdots\cdots (3\text{-}4)$$

ここで、

f_d ：風向 d の出現頻度(%)

N　　：実観測回数(回)

${}_{d}\delta_{i}$　　：時刻 i において風向が d の場合

$${}_{d}\delta_{i} = 1$$

その他の場合

$${}_{d}\delta_{i} = 0$$

$f_{d'}$、$f_{d''}$：風向 d に隣接する風向 d′、d″の出現頻度(%)

f_{dt}　　：風向 d、d′、d″の出現頻度の和(%)

静穏時については、風速は 0.5m/s とし、風向別大気安定度別出現回数は、静穏時の大気安定度別出現回数を風速 0.5～2.0m/s の風向出現頻度に応じて比例配分して求める。

また、欠測については、欠測を除いた期間について得られた統計が、欠測時間についても成り立つものとする。

以上の計算から求めた風向別大気安定度別風速逆数の総和を第 3.27 表に、風向別大気安定度別風速逆数の平均及び風向別風速逆数の平均を第 3.28 表に、風向出現頻度及び風速 0.5～2.0m/s の風向出現頻度を第 3.29 表に示す。

3.5.3.2 設計基準事故時並びに重大事故及び仮想事故時

設計基準事故時並びに重大事故及び仮想事故時に放出される放射性物質が、敷地周辺の公衆に及ぼす影響を評価するに当たって、放射性物質の拡散状態を推定するために必要な気象条件については、現地における出現頻度からみて、これより悪い条件がめったに現れないと言えるものを選ばなければならない。

そこで、設計基準事故時の線量の評価に用いる放射性物質の相対濃度（以下「χ／Q」という。）を、標高約 94m 及び標高約 18.5m における 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの 1 年間の観測データを使用して求めた。また、重大事故及び仮想事故時の線量の評価に用いる放射性物質の χ／Q を、標高 94m 及び標高約 18.5m における 1983 年 4 月から 1984 年 3 月までの 1 年間の観測データを使用して求めた。すなわち、(3-5)式に示すように風向、風速、大気安定度及び実効放出継続時間を考

慮した χ／Qを陸側方位について求め、方位別にその値の小さい方からの累積度数を年間のデータ数に対する出現頻度(%)として表わすことにする。横軸に χ／Qを、縦軸に累積出現頻度をとり、着目方位ごとに χ／Qの累積出現頻度分布を描き、この分布から累積出現頻度が 97%に当たる χ／Qを方位別に求め、そのうち最大のものを安全解析に使用する相対濃度とする。

ただし、χ／Qの計算の着目地点は、各方位とも炉心から最短距離となる敷地の境界外とし、着目地点以遠で χ／Qが最大となる場合は、その χ／Qを着目地点における当該時刻の χ／Qとする。

$$\chi/Q = \frac{1}{T}\sum_{i=1}^{T}(\chi/Q)_i \cdot \delta_i \quad \cdots\cdots (3\text{-}5)$$

ここで

χ/Q　：実効放出継続時間中の相対濃度(s/m³)

T　：実効放出継続時間(h)

$(\chi/Q)_i$　：時刻 i における相対濃度(s/m³)

δ_i　：時刻 i において風向が当該方向にあるとき

$$\delta_i = 1$$

時刻 i において風向が他の方位にあるとき

$$\delta_i = 0$$

ここで、「原子炉冷却材喪失」及び「制御棒飛び出し」での $(\chi/Q)_i$ の計算に当たっては、(3-6)式及び(3-7)式により行う。

短時間放出の場合、

$$(\chi/Q)_i = \frac{1}{\pi \cdot \sigma_{yi} \cdot \sigma_{zi} \cdot U_i} \cdot \exp\left[-\frac{H^2}{2\sigma_{zi}^2}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}6)$$

長時間放出の場合、

$$(\chi/Q)_i = \frac{2.032}{\sigma_{zi} \cdot U_i \cdot x} \cdot \exp\left[-\frac{H^2}{2\sigma_{zi}^2}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}7)$$

ここで、

σ_{yi}　：時刻 i における濃度分布の y 方向の拡がりのパラメータ(m)

σ_{zi}　：時刻 i における濃度分布の z 方向の拡がりのパラメータ(m)
U_i　：時刻 i における風速(m/s)
H　：放出源の有効高さ(m)
x　：放出地点から着目地点までの距離(m)

また、「放射性気体廃棄物処理施設の破損」、「蒸気発生器伝熱管破損」及び「燃料集合体の落下」での$(\chi/Q)_i$の計算に当たっては、建屋等の影響を考慮して(3-8)式及び(3-9)式により行う。

短時間放出の場合、

$$(\chi/Q)_i = \frac{1}{\pi \cdot \Sigma_{yi} \cdot \Sigma_{zi} \cdot U_i} \cdot \exp\left[-\frac{H^2}{2\Sigma_{zi}^2}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}8)$$

長時間放出の場合、

$$(\chi/Q)_i = \frac{2.032}{\Sigma_{zi} \cdot U_i \cdot x} \cdot \exp\left[-\frac{H^2}{2\Sigma_{zi}^2}\right] \quad \cdots\cdots (3\text{-}9)$$

$$\Sigma_{yi} = (\sigma_{yi}^2 + C \cdot A/\pi)^{1/2}$$

$$\Sigma_{zi} = (\sigma_{zi}^2 + C \cdot A/\pi)^{1/2}$$

ここで、

A　：建屋等の風向方向の投影面積(m^2)
C　：形状係数

方位別χ／Qの累積出現頻度を求めるとき、静穏の場合には風速を0.5m/s として計算し、その風向は静穏出現前の風向を使用する。

実効放出継続時間としては、よう素の事故期間中の全放出量を 1 時間当たりの最大放出量で除して求めた第 3.30 表及び第 3.31 表に示す値を用いる。

建屋等の風向方向の投影面積としては、計算の便宜上、最小投影面積である 4,000m^2 を使用し、形状係数としては 0.5 を用いる。

また、放射性雲からのγ線による空気カーマについては、χ／Qの代わりに空間濃度分布とγ線による空気カーマ計算モデルを組み合わせた相対線量（以下「D／Q」という。）を用いて同様に求める。この場合の実効放出継続時間としては、希ガスの事故期間中の全放出量を 1 時間

当たりの最大放出量で除して求めた第 3.30 表及び第 3.31 表に示す値を用いる。

ただし、実効放出継続時間が 8 時間を超える場合においても、方位内で風向軸が一定と仮定して計算する。γ線による空気カーマ計算には、添付書類九の(9-7)式を使用する。

以上の方法により、集落側方位について求めた方位別χ／Q及びD／Qの累積出現頻度を第 3.34 図～第 3.42 図に示す。

また、累積出現頻度が 97%に当たる方位別χ／Q及びD／Qを第 3.30 表及び第 3.31 表に示す。

このうち、各設計基準事故時並びに重大事故及び仮想事故時の線量の評価に用いるχ／Q及びD／Qは、集落側方位のうち線量が最大となる方位の値を使用する。ただし、「原子炉冷却材喪失（設計基準事故）」及び「制御棒飛び出し」の線量評価に用いるχ／Q及びD／Qは、原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物からのγ線による線量を考慮して線量が最大となる方位の値を使用する。また、「原子炉冷却材喪失（重大事故及び仮想事故）」の線量評価に用いるD／Qは原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物からのγ線による線量を考慮して線量が最大となる方位の値を使用する。（添付書類十「3. 設計基準事故解析」及び「4. 重大事故及び仮想事故の解析」参照）

以上の各設計基準事故時並びに重大事故及び仮想事故時の線量の評価に用いるχ／Q及びD／Q並びに着目方位を第 3.32 表及び第 3.33 表に示す。

3.6 参考文献

(1) 「福井県の気候」
福井地方気象台、昭和51年11月

(2) 「日本気候表」
気象庁、昭和57年2月（その2)、昭和57年1月（その3)

(3) 「福井県気象月報」
福井地方気象台、昭和56年1月～昭和60年12月

(4) 「美浜発電所　風洞実験報告書」
昭和61年7月　関西電力株式会社

(5) 「福井県統計年鑑（2002年～2011年版)」
福井県

第3.1表　気象官署の所在地及び観測項目

気象官署名	所在地(注)	創立年月日	露場の標高	観測項目	風速計の高さ（地上高）
敦賀測候所	敦賀市松栄町７－２８ （東南東約１１km）	明治３０年１０月１日 （１８９７年）	1.0 m	気象全般	１４.１ m

（注）（　）内は敷地からの方位と距離

第3.2表　気候表〔概要〕（敦賀測候所）

（日本気候表による。）

要素＼月			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年	統計期間
平均気温		℃	4.0	4.2	7.0	12.7	17.3	21.0	25.4	26.6	22.5	16.7	11.7	6.9	14.7	1951年～1980年
最高気温の平均		℃	7.1	7.6	11.1	17.0	21.6	24.8	29.1	30.9	26.7	21.3	16.1	10.5	18.7	〃
最低気温の平均		℃	1.0	1.0	3.1	8.4	13.1	17.6	22.2	23.0	19.0	12.7	7.6	3.6	11.0	〃
相対湿度		%	75	74	70	70	71	77	78	76	77	75	73	74	74	〃
雲量		—	8.6	8.4	7.6	7.1	7.2	8.3	7.5	6.6	7.3	6.8	6.9	8.0	7.5	〃
日照時間		h	78.0	93.5	151.4	177.2	207.9	160.4	190.9	222.0	163.1	161.9	130.8	87.5	1,824.7	〃
全天日射量		MJ/m²	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
風速	平均	m/s	3.2	3.2	3.2	3.3	3.0	2.7	2.7	2.5	2.5	2.6	2.6	2.8	2.9	1975年～1980年
	日最大	m/s	19.3	20.7	22.9	25.1	22.3	20.3	15.5	21.3	30.4	19.4	20.1	18.7	30.4	1941年～1980年
最多風向	第1位	16方位	SSE	N	N	SSE	SSE	SSE	SSE	SSE	SSE	S	S	SSE	SSE	1965年～1980年
	第2位	16方位	N	NNW	NNW	S	S	S	S	S	S	SSE	SSE	S	S	〃
降水量		mm	321.2	216.3	170.6	146.4	149.5	213.9	244.0	156.5	235.7	161.8	188.3	328.5	2,532.7	1951年～1980年
降雪の深さの合計		cm	111	86	20	0	—	—	—	—	—	0	1	24	243	1954年～1980年
大気現象	不照	日	6.5	4.8	4.4	5.3	4.4	5.8	5.0	2.4	4.0	4.5	3.6	5.6	56.3	1951年～1980年
	雪	日	17.0	14.7	7.5	0.4	—	—	—	—	—	—	0.7	7.0	47.4	〃
	霧	日	0.1	0.2	0.2	0.5	0.1	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	2.0	〃
		日	—	—	0.1	0.6	0.2	—	—	—	—	—	—	—	0.9	1971年～1980年
	雷	日	3.3	1.5	0.9	0.7	1.3	2.4	3.5	3.7	2.6	0.8	2.0	3.5	26.2	1951年～1980年

露場の標高　1.0 m

風速計の高さ（地上高）　14.1 m

第3.3表　台　　風　　歴（敦賀測候所）

統計期間：１８９７年～１９８５年

順位	最低気圧（海面）(mb)	起年月日	最大瞬間風速（m／s）（記録された月・日・時刻）	日降水量 (mm)（記録された月・日）	備考
1	９５０.１	１９６１年9月１６日	４１.９（９月１６日１７時）	１４２.１（９月１６日）	台風番号６１１８号（第２室戸台風）
2	９５７.４	１９１２年9月２３日	２８.５（９月２３日　５時）	４５.２（９月２３日）	
3	９５９.６	１９５９年9月２６日	2.9.9（９月２６日２２時）	８８.１（９月２６日）	〃　５９１５号（伊勢湾台風）
4	９６５.４	１９３４年9月２１日	２６.２（９月２１日　８時）	６６.６（９月２１日）	（室戸台風）
5	９７３.０	１９６５年9月１０日	４０.７（９月１０日１３時）	４５.２（９月１０日）	〃　６５２３号

（日本気候表及び敦賀測候所の資料による）

第 3.4 表　日最高・日最低気温の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間：1897 年～2012 年
極値の単位：℃

	順位＼月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
最高気温	1	極値	18.9	20.5	24.5	30.0	31.9	36.8	37.6	37.6	36.7	30.8	26.1	21.4	37.6
		起年	1914	2010	1906	1998	1982	1904	1917	1918	2010	1999	1977	1929	1918
		日	14	24	20	20	13	29	31	13	1	2	1	15	8月 13 日
	2	極値	18.7	20.3	24.1	29.8	31.3	36.3	37.0	37.2	36.4	30.1	25.7	21.0	37.6
		起年	1915	1922	1902	2012	1969	1904	1919	1918	2010	1939	1952	1929	1917
		日	28	24	19	29	10	30	22	12	5	14	4	14	7月 31 日
	3	極値	18.0	19.3	23.8	29.4	31.2	34.5	36.8	37.1	35.9	30.0	25.3	20.8	37.2
		起年	1903	1954	1905	2004	2001	1898	2000	1995	1985	1962	2011	1929	1918
		日	25	27	31	22	20	30	22	20	6	3	3	16	8月 12 日
最低気温	1	極値	－10.9	－10.5	－9.6	－1.7	2.0	7.9	13.1	14.1	8.6	2.7	－1.0	－6.2	－10.9
		起年	1904	1942	1936	1934	1929	1921	1915	1929	1966	1936	1929	1926	1904
		日	27	14	1	7	6	4	1	30	30	24	24	28	1月 27 日
	2	極値	－8.3	－9.2	－7.1	－1.6	2.1	8.1	13.5	14.3	8.7	2.9	－0.4	－4.9	－10.5
		起年	1934	1913	1936	1912	1908	1906	1966	1956	1933	1918	1970	1926	1942
		日	29	12	3	2	1	1	5	20	29	26	30	27	2月 14 日
	3	極値	－8.1	－8.9	－6.4	－1.5	2.6	8.2	13.5	14.5	9.0	3.1	－0.3	－4.0	－9.6
		起年	1948	1945	1936	1942	1934	1981	1915	1942	1941	1946	1899	1956	1936
		日	19	7	6	1	3	3	8	22	22	29	24	30	3月 1 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.5 表　日最小湿度の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間：1950 年～2012 年
極値の単位：%

順位＼月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
1	極　値	23	13	5	8	14	18	33	30	26	23	19	21	5
	起　年	1994	2007	2012	2001	2007	2008	1997	2000	2010	1999	2001	1988	2012
	日	16	22	29	23	14	13	20	25	10	22	24	3	3 月 29 日
2	極　値	26	14	12	9	16	18	33	30	28	25	22	28	8
	起　年	1992	2009	2006	2007	1985	1980	1992	1994	1994	1977	1984	1978	2001
	日	12	9	25	30	12	6	8	16	21	22	4	12	4 月 23 日
3	極　値	27	14	13	12	16	19	34	31	30	28	23	29	9
	起　年	1993	2004	1990	2012	1974	1978	2011	1994	2011	2007	1997	2005	2007
	日	6	19	14	28	3	2	14	18	8	12	4	17	4 月 30 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.6 表　日降水量の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間：1897 年～2012 年
極値の単位：mm

順位＼月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
1	極　値	118.9	88.7	60.0	80.8	164.5	133.5	184.6	182.3	211.2	168.1	101.9	118.6	211.2
	起　年	1942	1939	1975	1909	2011	1911	1948	1960	1965	1961	1914	1897	1965
	日	5	7	20	7	29	28	24	29	17	27	22	22	9 月 17 日
2	極　値	116.5	74.8	59.5	73.0	131.5	100.9	168.8	178.8	173.8	157.9	92.0	107.3	184.6
	起　年	1975	1922	2001	1967	1995	1920	1930	1959	1953	1913	1921	1922	1948
	日	11	16	4	4	12	28	9	13	25	3	9	16	7 月 24 日
3	極　値	102.9	74.2	55.0	70.5	113.0	100.4	155.5	169.8	165.0	140.2	90.3	99.5	182.3
	起　年	1936	1908	1977	1947	1968	1952	1967	1956	1954	1945	1908	1937	1960
	日	31	6	24	21	4	23	9	4	17	9	12	27	8 月 29 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.7 表　1 時間降水量の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間 : 1937 年～2012 年
極値の単位 : mm

順位＼月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
1	極　値	22.0	21.0	19.0	22.1	28.0	46.5	57.5	57.9	56.0	32.5	19.5	21.5	57.9
	起　年	1974	2004	2010	1967	2011	1967	1985	1956	2004	1979	1968	2010	1956
	日	21	22	21	4	10	28	21	4	29	1	9	24	8 月 4 日
2	極　値	15.5	20.7	16.0	19.5	26.5	39.0	57.2	47.9	55.0	30.0	19.0	16.5	57.5
	起　年	2002	1954	1982	2011	1971	1972	1948	1950	1977	2011	1979	2007	1985
	日	9	27	31	27	25	8	24	21	3	22	10	4	7 月 21 日
3	極　値	13.0	12.3	15.7	18.7	26.2	35.0	49.0	44.5	46.8	25.5	18.5	15.5	57.2
	起　年	1981	1951	1966	1962	1955	1969	1994	2001	1961	2007	1990	1991	1948
	日	11	22	4	3	11	29	7	9	16	26	4	12	7 月 24 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.8 表　積雪の深さの月最大値の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間：1897 年～2012 年
極値の単位：cm

順位＼月		1	2	3	4	10	11	12	年
1	極　値	196	154	94	9	0	20	90	196
	起　年	1981	1963	1936	1907	2002	1970	1976	1981
	日	15	1	2	1	29	30	29	1 月 15 日
2	極　値	147	138	75	2	－	6	88	154
	起　年	1917	1977	1981	1958	－	2008	1938	1963
	日	11	17	1	1	－	20	30	2 月 1 日
3	極　値	143	138	74	1	－	3	86	147
	起　年	1963	1947	1977	1996	－	1950	1984	1917
	日	31	21	6	4	－	15	30	1 月 11 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.9 表　最大瞬間風速の順位（敦賀特別地域気象観測所）

統 計 期 間：1909 年～2012 年
極値の単位：m/s

順位＼月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
1	極　値	31.0	36.9	35.4	39.1	32.5	39.5	29.7	39.5	41.9	36.4	35.2	32.6	41.9
	風　向	NNW	NNW	WSW	SSE	S	ESE	WNW	SSE	N	SE	SSE	SSE	N
	起年日	1996-8	2000-8	1966-16	1988-18	2007-17	2004-21	2008-27	1993-10	1961-16	1998-18	1997-25	1948-31	1961 年 9 月 16 日
2	極　値	30.7	34.6	31.8	37.5	32.0	34.6	28.3	36.5	40.7	33.6	31.8	32.4	40.7
	風　向	NNW	NW	WNW	SSE	SE	SSE	WNW	SE	SSE	N	SSE	SE	SSE
	起年日	2002-5	1998-8	2005-24	2012-3	1999-19	1993-2	2002-17	2004-30	1965-10	2004-21	1997-29	2004-4	1965 年 9 月 10 日
3	極　値	30.2	33.4	31.3	33.4	31.5	34.6	26.3	30.3	38.3	33.0	29.5	30.2	39.5
	風　向	NNW	SSE	SSE	SSE	SSE	SSE	NW	S	SE	SSE	SSE	NW	ESE
	起年日	1997-22	1991-15	1975-20	1960-20	2003-30	1990-9	1979-1	1960-29	1950-3	1985-6	1990-9	1994-5	2004 年 6 月 21 日

（敦賀特別地域気象観測所　観測記録）

第 3.10 表　気象データ（気温、湿度、風速）及び森林火災件数

月	福井県 月別森林火災 発生頻度※1	気象条件(敦賀) ※2			気象条件（美浜） ※3	
		最高気温 [℃]	最小湿度 [%]	最大風速 [m/s]	最高気温 [℃]	最大風速 [m/s]
1月	1	14.9	30	18.2	17.8	10.2
2月	1	20.5	13	17.5	21.3	10.4
3月	10	22.6	5	20.0	23.4	15.9
4月	25	29.8	9	24.0	29.9	16.3
5月	9	31.0	14	18.4	30.7	14.9
6月	12	34.1	18	17.2	35.6	12.1
7月	2	36.6	34	16.2	37.1	8.5
8月	11	36.8	34	19.3	37.1	10.0
9月	6	36.7	26	19.8	36.1	11.4
10月	1	28.8	29	18.1	28.6	13.6
11月	1	25.3	24	17.8	26.0	13.5
12月	1	19.5	29	17.7	19.6	11.6

※1：福井県統計年鑑（2002 年～2011 年版）
※2：敦賀特別地域気象観測所　観測記録（2003 年～2012 年）
※3：美浜　地域気象観測システム（アメダス）観測記録
（2003 年～2012 年）

第 3.11 表　気象データ（卓越風向）

風向	最大風速（日単位）における風向の出現回数※4	最多風向（日単位）の出現回数※4	最大風速（日単位）における風向の出現回数※5	最多風向（日単位）の出現回数※5
北	172	126	342	202
北北東	203	24	152	121
北東	3	0	36	24
東北東	1	0	9	4
東	0	0	43	12
東南東	6	0	133	59
南東	22	5	135	131
南南東	491	188	35	28
南	15	54	7	25
南南西	2	2	10	130
南西	0	0	54	156
西南西	3	1	37	28
西	20	8	11	7
西北西	8	4	40	20
北西	132	29	85	110
北北西	140	51	90	161

※4：敦賀特別地域気象観測所　観測記録（2003 年～2012 年）
ただし、最多風向の観測データは 2008 年 6 月 25 日以降
※5：美浜　地域気象観測システム（アメダス）観測記録
（2003 年～2012 年）

第 3.12 表　観測項目一覧表

1. 通常観測

観測項目	観測位置			気象測器又は観測方法	観測期間
	場所（注）	地上高（m）	標高（m）		
風向・風速	観測点Ａ	約 15	約 18.5	風車型風向風速計	1981 年～継続
風向・風速	観測点Ｄ	約 12	約 94	風車型風向風速計	1964 年～継続 （1965 年標高約 90m から移設）
微風向・微風速	観測点Ｄ	約 12	約 94	超音波式風向風速計	1982 年～継続
日射量	観測点Ｂ	約 1.5	約 5	電気式日射計	1970 年～継続 （1977 年標高約 82m から移設）
放射収支量	観測点Ｂ	約 1.5	約 5	風防型放射収支計	1970 年～継続 （1977 年標高約 82m から移設）
気温	観測点Ｃ	約 1.5	約 5	白金抵抗温度計	1969 年～継続
湿度	観測点Ｃ	約 1.5	約 5	毛髪湿度計	1969 年～継続
降水量	観測点Ｃ	約 1.5	約 5	転倒ます型雨量計	1969 年～継続

2. 特別観測

観測項目	観測位置			気象測器又は観測方法	観測期間
	場所(注)	地上高（m）	標高（m）		
上層風及び気温差	観測点Ａ	地上～約 1,000	3.5～約 1003.5	レーウィンゾンデ	1985 年 10 月 31 日～11 月 7 日

（注）観測場所のＡ～Ｄについては、第 3.2 図参照

第3.13表　同一風向の継続時間別出現回数

観測地点：観測点D
（標高約94m，地上高約12m）
（単位：回）

風向＼継続時間(h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10以上	備考 10h以上の継続時間
N	311	104	50	23	10	7	3	2	4	4	11，12，13 〔6.4〕
NNE	187	35	19	6	7	0	0	0	2	2	13，25 〔7.7〕
NE	139	17	6	0	0	0	0	0	0	0	
ENE	110	14	1	0	0	0	0	0	0	0	
E	158	24	5	0	0	0	2	0	0	0	
ESE	275	102	51	30	13	7	7	5	4	7	10，11，12，14 〔11.1〕
SE	330	112	49	25	14	10	3	6	0	8	10，11，13，18，22 〔8.3〕
SSE	284	57	9	5	1	3	2	0	0	0	
S	202	24	10	2	0	1	0	0	0	0	
SSW	131	27	9	5	2	1	1	0	0	1	3 〔3.8〕
SW	117	29	12	5	3	1	0	1	1	2	11，14 〔3.2〕
WSW	92	26	7	5	2	0	0	0	0	0	
W	156	30	6	3	1	1	1	0	0	0	
WNW	213	54	21	7	4	2	1	0	1	1	〔7.9〕
NW	263	61	22	4	3	0	0	0	0	0	
NNW	239	101	48	32	23	24	11	5	3	15	10，11，12，13，14，15，16，17，19，21，25 〔7.5〕
CALM	271	72	17	6	3	0	0	0	0	0	

注）〔　〕は10h以上継続したときの平均風速（m／s）

欠測率：0.5％

第3.14表　同一風向の継続時間別出現回数

観測地点：観測点A
（標高約18.5m，地上高約15m）
（単位：回）

風向＼継続時間(h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10以上	備考
											10h以上の継続時間
N	229	70	19	9	5	2	2	0	0	0	
NNE	327	75	36	14	10	7	1	1	2	2	12，21 〔6.3〕
NE	393	136	48	27	11	2	0	1	0	0	
ENE	382	79	30	18	8	4	2	1	1	0	
E	251	33	9	2	3	1	0	0	0	0	
ESE	55	4	0	0	0	0	0	0	0	0	
SE	82	8	4	1	2	0	0	0	0	0	
SSE	122	33	19	8	7	5	6	2	2	1	10 〔2.1〕
S	177	53	9	8	5	1	2	1	0	1	10 〔3.4〕
SSW	165	50	22	13	12	9	6	5	2	14	10，11，15，18 20，21，22，23 〔6.1〕
SW	143	35	13	3	0	1	2	0	0	0	
WSW	51	2	0	1	0	0	0	0	0	0	
W	146	19	0	1	1	0	0	0	0	0	
WNW	189	51	14	7	8	3	1	0	0	2	10，11 〔8.6〕
NW	191	26	10	2	1	1	0	2	0	0	
NNW	171	46	18	12	3	3	2	0	0	0	
CALM	421	140	65	41	20	21	11	11	4	15	10，11，12，13 14，15，18

注）〔　〕は10h以上継続したときの平均風速（m／s）

欠測率：1.3％

第 3.15 表　同一風向の継続時間別出現回数

統計範囲：2011 年 4 月～2012 年 3 月
観測場所：観測点Ｄ（標高約 94m、地上高約 12m）
（単位：回）

継続時間 / 風向	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10h 以上	備考 10h以上の継続時間と出現回数を（ ）で示す
Ｎ	196	69	33	27	17	9	4	7	2	7	10(4)12(1)14(1)17(1)　〔5.5〕
ＮＮＥ	187	44	15	4	3	0	1	0	0	1	10(1)　〔3.5〕
ＮＥ	145	13	0	1	0	0	0	0	0	0	
ＥＮＥ	142	8	1	0	0	0	0	0	0	0	
Ｅ	235	46	11	1	1	0	0	0	0	0	
ＥＳＥ	386	118	55	30	18	9	4	3	1	8	10(5)11(1)13(1)14(1)　〔6.2〕
ＳＥ	411	129	47	30	18	11	6	7	3	7	10(2)11(1)13(1)20(1)24(1)28(1)　〔7.7〕
ＳＳＥ	293	50	10	2	0	0	0	0	0	0	
Ｓ	239	22	9	1	0	0	0	0	0	0	
ＳＳＷ	190	23	11	2	0	1	0	0	0	0	
ＳＷ	168	24	7	6	1	0	0	1	0	0	
ＷＳＷ	139	32	4	1	0	1	0	0	0	0	
Ｗ	169	21	6	0	3	0	0	0	0	0	
ＷＮＷ	216	48	24	11	3	5	1	0	3	0	
ＮＷ	261	53	21	10	3	1	0	0	0	0	
ＮＮＷ	265	79	52	19	12	10	9	6	6	15	10(1)11(3)12(3)13(1)14(3)16(1)18(1)20(1)21(1)　〔8.1〕
ＣＡＬＭ	131	16	3	0	0	0	0	0	0	0	

（注）備考欄の〔 〕内数値は10ｈ以上継続したときの平均風速（m/s）　　欠測率： 2.6%

第 3.16 表　同一風向の継続時間別出現回数

統計期間：2011 年 4 月～2012 年 3 月
観測場所：観測点Ａ（標高約 18.5m、地上高約 15m）
（単位：回）

継続時間 / 風向	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10h 以上	備考 10h以上の継続時間と出現回数を（ ）で示す
N	336	92	47	22	10	9	4	2	2	3	10(2)11(1) 〔3.9〕
NNE	458	110	39	14	10	3	0	0	0	3	10(1)11(1)13(1) 〔2.9〕
NE	452	117	37	11	9	2	1	0	0	0	
ENE	214	33	4	0	0	0	0	0	0	0	
E	117	9	4	1	0	0	0	0	0	0	
ESE	179	31	12	3	0	0	0	0	0	0	
SE	286	67	15	6	3	2	2	0	0	0	
SSE	300	86	46	20	8	7	3	2	2	2	13(2) 〔2.9〕
S	294	49	8	3	0	0	0	0	0	0	
SSW	123	11	1	0	0	0	0	0	0	0	
SW	87	8	1	0	0	0	0	0	0	0	
WSW	171	28	12	5	3	0	4	0	1	2	10(1)11(1) 〔5.3〕
W	228	34	10	2	0	1	0	0	0	0	
WNW	215	53	10	3	1	0	0	0	0	0	
NW	241	48	17	9	8	2	1	1	0	0	
NNW	239	43	19	8	6	2	0	0	0	0	
CALM	434	135	40	17	6	1	2	0	0	2	10(2) 〔0.1〕

（注）備考欄の〔 〕内数値は10ｈ以上継続したときの平均風速（m/s）

欠測率： 2.4%

第 3.17 表　大気安定度の継続時間別出現回数

（単位：回）

大気安定度＼継続時間(h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10以上
A	88 (55.0)	29 (18.1)	21 (13.1)	12 (7.5)	3 (1.9)	4 (2.5)	3 (1.9)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
B	203 (36.7)	160 (28.9)	76 (13.7)	54 (9.8)	26 (4.7)	16 (2.9)	12 (2.2)	4 (0.7)	2 (0.4)	0 (0.0)
C	224 (72.5)	58 (18.8)	19 (6.1)	6 (2.0)	1 (0.3)	1 (0.3)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
D	296 (32.5)	226 (24.8)	90 (9.9)	58 (6.4)	32 (3.5)	28 (3.1)	24 (2.6)	25 (2.6)	10 (1.1)	123 (13.5)
E	159 (82.4)	27 (14.0)	6 (3.1)	1 (0.5)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
F	97 (79.5)	20 (16.4)	3 (2.5)	2 (1.6)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
G	163 (37.6)	74 (17.0)	29 (6.7)	27 (6.2)	23 (5.3)	17 (3.9)	16 (3.7)	13 (3.0)	22 (5.1)	50 (11.5)

A＋B＋C	515 (50.4)	247 (24.2)	116 (11.3)	72 (7.0)	30 (2.9)	21 (2.1)	15 (1.5)	4 (0.4)	2 (0.2)	0 (0.0)
E＋F＋G	419 (55.9)	121 (16.2)	38 (5.1)	30 (4.0)	23 (3.1)	17 (2.3)	16 (2.1)	13 (1.7)	22 (2.9)	50 (6.7)

注）　（　）内の数値は％

第 3.18 表　大気安定度の継続時間別出現回数

統計期間：2011 年 4 月～2012 年 3 月

（単位：回）

継続時間 / 大気安定度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10h以上
A	90 (53.6)	35 (20.8)	21 (12.5)	10 (6.0)	5 (3.0)	4 (2.4)	3 (1.8)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
B	181 (32.7)	163 (29.5)	86 (15.6)	43 (7.8)	32 (5.8)	17 (3.1)	12 (2.2)	13 (2.4)	2 (0.4)	4 (0.7)
C	200 (72.5)	53 (19.2)	16 (5.8)	4 (1.4)	2 (0.7)	1 (0.4)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
D	305 (33.0)	223 (24.2)	92 (10.0)	61 (6.6)	47 (5.1)	27 (2.9)	30 (3.3)	19 (2.1)	19 (2.1)	100 (10.8)
E	128 (79.0)	25 (15.4)	4 (2.5)	4 (2.5)	0 (0.0)	1 (0.6)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
F	93 (76.9)	21 (17.4)	3 (2.5)	3 (2.5)	1 (0.8)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)
G	145 (32.7)	71 (16.0)	37 (8.3)	30 (6.8)	23 (5.2)	17 (3.8)	16 (3.6)	9 (2.0)	33 (7.4)	63 (14.2)
合計	1142 (43.1)	591 (22.3)	259 (9.8)	155 (5.9)	110 (4.2)	67 (2.5)	61 (2.3)	41 (1.5)	54 (2.0)	167 (6.3)
A・B・C	95 (22.7)	55 (13.2)	32 (7.7)	25 (6.0)	29 (6.9)	18 (4.3)	25 (6.0)	36 (8.6)	26 (6.2)	77 (18.4)
E・F・G	153 (31.7)	73 (15.1)	33 (6.8)	31 (6.4)	21 (4.3)	15 (3.1)	17 (3.5)	8 (1.7)	45 (9.3)	87 (18.0)

（注）（ ）内の数値は出現頻度（%）　　欠測率： 2.4%

第 3.19 表　棄却検定表（風向出現頻度）

観測場所：観測点 D
（標高約９４ｍ，地上高約１２m）

（単位：％）

風向＼統計年	１９７３	１９７４	１９７５	１９７６	１９７７	１９７８	１９７９	１９８０	１９８１	１９８２	平均値	検定年	棄却限界		判定 ○採択 ×棄却
												(1983)	上限	下限	
N	12.5	14.2	14.2	12.6	14.6	11.4	10.2	13.7	11.8	9.5	12.5	11.2	16.6	8.3	○
NNE	6.7	7.7	6.5	6.1	8.5	6.7	7.5	6.6	6.9	5.5	6.9	4.9	8.9	4.8	○
NE	2.5	2.7	2.3	2.4	2.5	2.6	3.3	1.9	2.5	2.5	2.5	2.2	3.3	1.6	○
ENE	1.2	1.2	0.8	1.0	1.3	1.0	1.4	0.8	1.0	1.1	1.1	1.6	1.5	0.6	×
E	2.2	1.8	1.8	1.2	1.8	1.8	1.5	1.2	2.9	2.2	1.8	2.7	3.0	0.5	○
ESE	10.6	8.0	10.4	6.6	6.8	9.8	7.2	6.5	9.9	11.8	8.8	12.2	13.4	4.1	○
SE	15.5	17.6	17.1	15.8	14.9	17.1	16.1	13.6	15.8	13.8	15.7	12.7	18.9	12.4	○
SSE	6.0	7.5	7.8	8.2	8.6	9.9	8.7	9.2	7.3	7.4	8.1	5.5	10.7	5.4	○
S	3.2	3.4	3.7	3.7	3.3	4.0	4.1	4.3	3.3	3.3	3.6	3.4	4.5	2.6	○
SSW	2.7	2.3	2.9	2.7	2.7	3.0	3.0	2.3	2.8	3.0	2.7	3.1	3.3	2.0	○
SW	3.3	2.4	3.3	3.3	3.3	2.7	3.3	1.4	2.1	3.1	2.8	3.4	4.3	1.2	○
WSW	2.5	1.9	1.4	1.6	2.3	1.3	2.1	0.8	1.3	1.5	1.7	2.2	2.9	0.4	○
W	2.2	2.0	1.7	2.1	1.7	1.8	2.0	1.1	2.5	3.0	2.0	3.0	3.2	0.7	○
WNW	4.7	4.6	3.5	3.8	3.5	3.4	4.1	5.1	4.2	5.0	4.2	5.4	5.7	2.6	○
NW	4.3	3.5	2.7	2.2	2.8	2.9	2.5	6.8	4.7	3.3	3.6	5.5	6.8	0.3	○
NNW	12.8	13.0	11.2	10.9	11.2	12.0	12.3	13.9	13.0	14.5	12.5	15.2	15.3	9.6	○
CALM	7.1	6.2	8.7	15.8	10.2	8.6	10.7	10.8	8.0	9.5	9.6	5.8	15.9	3.2	○

第 3.20 表　棄却検定表（風向出現頻度）

観測場所：観測点 D
（標高約９４m，地上高約１２m）

（単位：%）

風速＼統計年	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	平均値	検定年	棄却限界		判定 ○採択 ×棄却
												(1983)	上限	下限	
0.0～0.4	7.1	6.2	8.7	15.9	10.2	8.6	10.7	10.8	8.0	9.5	9.6	5.8	15.9	3.2	○
0.5～1.4	14.3	12.1	15.5	19.1	14.0	17.2	16.9	15.2	13.7	14.9	15.3	13.0	20.0	10.5	○
1.5～2.4	14.0	13.5	14.4	14.0	15.7	15.0	14.7	13.5	13.1	15.9	14.4	16.1	16.6	12.1	○
2.5～3.4	12.3	10.9	13.0	12.6	13.5	12.0	12.1	12.5	11.8	12.3	12.3	13.8	13.9	10.6	○
3.5～4.4	11.2	10.1	10.9	9.7	10.5	10.7	10.6	10.3	11.0	10.7	10.6	11.1	11.6	9.5	○
4.5～5.4	10.0	9.1	8.3	8.2	9.4	10.2	9.3	9.9	10.7	9.7	9.5	9.8	11.3	7.6	○
5.5～6.4	7.9	7.6	7.6	5.7	7.5	7.7	7.6	7.9	8.6	7.9	7.6	8.3	9.3	5.8	○
6.5～7.4	6.9	7.1	5.7	4.8	5.7	5.9	5.9	6.1	7.0	5.8	6.1	6.9	7.8	4.3	○
7.5～8.4	4.9	5.9	4.1	3.3	4.4	4.3	4.7	4.7	5.0	4.0	4.5	5.0	6.1	2.8	○
8.5～9.4	3.7	4.9	3.5	2.3	3.5	3.0	3.1	3.4	3.4	3.0	3.4	3.6	4.9	1.8	○
9.5～	7.7	12.6	8.3	4.4	5.6	5.4	4.4	5.7	7.7	6.3	6.8	6.6	12.6	0.9	○

第 3.21 表　棄却検定表（風向出現頻度）

観測場所：敦賀測候所

（単位：%）

統計年 / 風向	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	平均値	検定年 (1983)	棄却限界 上限	棄却限界 下限	判定 ○採択 ×棄却
N	15.6	15.5	14.5	13.2	14.9	13.4	13.0	12.0	13.9	13.0	13.9	12.7	16.7	11.0	○
NNE	3.2	2.7	2.4	3.0	2.8	3.5	2.1	2.2	2.5	3.2	2.8	3.5	3.9	1.6	○
NE	0.3	0.7	0.2	0.4	0.6	0.5	0.2	0.5	0.4	0.3	0.4	0.7	0.7	0.0	○
ENE	0.2	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.0	○
E	0.5	0.7	0.3	0.3	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.5	0.4	0.6	0.7	0.0	○
ESE	1.1	0.9	1.6	1.1	1.4	1.3	1.1	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.7	0.6	○
SE	6.8	5.4	6.2	5.1	5.0	5.6	5.8	4.5	4.8	4.8	5.4	4.3	7.0	3.7	○
SSE	21.8	21.4	22.5	21.4	19.5	21.5	21.3	19.4	23.3	20.8	21.3	19.2	24.1	18.4	○
S	16.9	17.5	16.7	18.0	15.8	19.9	15.0	15.4	16.4	17.9	17.0	15.2	20.4	13.5	○
SSW	5.7	5.7	4.8	4.5	4.9	6.5	6.4	5.0	4.4	6.0	5.4	5.7	7.2	3.5	○
SW	2.1	2.4	2.3	2.1	2.3	2.1	2.7	3.1	1.9	2.5	2.4	1.8	3.2	1.5	○
WSW	2.3	1.5	1.8	2.2	1.6	1.1	2.1	2.5	0.9	1.5	1.8	2.3	3.0	0.5	○
W	2.7	2.3	2.2	2.7	3.1	1.4	3.0	3.4	1.7	2.2	2.5	3.1	3.9	1.0	○
WNW	2.9	2.6	1.7	3.0	3.1	2.1	3.2	2.7	2.3	2.9	2.7	3.4	3.8	1.5	○
NW	6.2	6.7	5.2	5.4	6.2	5.1	6.0	6.4	6.4	5.6	5.9	7.0	7.2	4.5	○
NNW	9.4	10.3	11.1	9.3	10.8	9.6	9.9	11.2	11.7	10.6	10.4	10.8	12.3	8.4	○
CALM	2.3	3.3	6.2	8.0	7.3	5.8	7.4	10.1	7.9	6.8	6.5	8.1	11.9	1.0	○

第 3.22 表　棄却検定表（風速出現頻度）

観測場所：敦賀測候所

（単位：％）

統計年 / 風速	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	平均値	検定年 (1983)	棄却限界 上限	棄却限界 下限	判定 ○採択 ×棄却
0.0～0.4	2.3	3.3	6.3	8.0	7.3	5.7	7.4	10.1	7.9	6.8	6.5	8.1	11.9	1.0	○
0.5～1.4	16.6	19.0	20.8	20.8	21.9	21.5	24.5	22.4	20.8	19.3	20.8	20.9	25.8	15.7	○
1.5～2.4	19.7	20.2	17.9	19.0	19.0	18.4	18.2	16.3	17.6	21.3	18.8	18.5	22.1	15.4	○
2.5～3.4	15.5	14.5	15.5	16.3	16.5	16.2	17.0	16.6	16.6	16.4	16.1	14.8	17.8	14.3	○
3.5～4.4	15.1	13.7	16.6	15.0	15.0	16.3	14.1	14.0	15.9	16.3	15.2	14.2	17.6	12.7	○
4.5～5.4	13.2	12.3	11.1	10.0	9.9	11.0	10.6	10.7	10.9	10.3	11.0	12.3	13.4	8.5	○
5.5～6.4	9.1	8.3	6.3	5.9	5.7	6.2	5.2	5.3	5.9	5.1	6.3	5.7	9.4	3.1	○
6.5～7.4	4.6	4.9	3.3	2.5	2.4	2.9	1.8	2.9	2.9	2.0	3.0	3.4	5.4	0.5	○
7.5～8.4	1.8	2.1	1.4	1.5	1.3	1.2	0.6	1.0	1.0	1.5	1.3	1.2	2.3	0.2	○
8.5～9.4	1.2	1.1	0.4	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.4	0.6	0.5	1.3	−0.1	○
9.5～	0.9	0.6	0.4	0.3	0.4	0.1	0.2	0.4	0.2	0.6	0.4	0.4	0.9	−0.1	○

第 3.23 表　棄却検定表（風向出現頻度）

観測場所：観測点Ｄ（標高約 94m、地上高約 12m）

（単位：%）

風向	統計年度											検定年	棄却限界(5%)		判定
	2000年度	2001年度	2002年度	2004年度	2005年度	2006年度	2007年度	2008年度	2009年度	2010年度	平均値	2011年度	上限	下限	○採択 ×棄却
N	9.43	11.46	11.04	10.17	9.95	10.17	11.84	9.98	9.67	10.78	10.45	10.11	12.33	8.57	○
NNE	4.72	4.16	3.26	3.27	2.92	3.50	4.16	3.52	3.09	3.21	3.58	4.30	4.95	2.21	○
NE	1.51	1.80	2.02	1.57	1.79	2.00	1.71	1.81	1.66	1.60	1.75	2.05	2.16	1.34	○
ENE	1.57	1.45	2.15	2.11	1.88	1.93	2.03	1.79	1.72	1.76	1.84	1.88	2.38	1.30	○
E	3.53	3.45	3.34	4.17	3.80	4.26	4.71	3.75	3.93	3.86	3.88	4.31	4.86	2.90	○
ESE	12.09	11.48	13.09	13.50	14.54	14.16	12.80	13.18	12.80	13.45	13.11	14.03	15.25	10.97	○
SE	14.08	12.75	14.72	16.43	13.04	14.03	14.43	15.57	14.78	14.98	14.48	15.51	17.08	11.88	○
SSE	5.51	5.76	4.62	5.08	4.72	4.65	4.78	4.95	4.96	5.30	5.03	5.04	5.94	4.12	○
S	3.61	3.68	3.31	3.13	3.30	3.19	3.61	3.42	3.46	3.87	3.46	3.67	4.01	2.90	○
SSW	3.15	3.82	3.30	3.56	3.56	2.98	2.91	3.68	3.15	3.60	3.37	3.31	4.11	2.63	○
SW	2.30	2.56	4.28	3.86	3.44	2.71	3.02	3.43	3.24	3.97	3.28	3.20	4.81	1.75	○
WSW	2.04	2.61	1.92	2.00	1.97	2.24	2.25	2.79	3.03	3.11	2.40	2.63	3.47	1.32	○
W	2.06	2.37	2.99	2.79	2.85	3.04	2.43	3.03	2.80	2.92	2.73	2.85	3.51	1.95	○
WNW	6.53	6.30	4.93	6.14	6.59	6.30	5.67	5.87	6.86	5.73	6.09	5.93	7.42	4.76	○
NW	6.74	5.23	7.41	7.13	6.77	6.64	6.43	6.67	6.85	6.27	6.61	5.74	8.00	5.23	○
NNW	15.55	15.71	16.50	13.85	17.56	16.45	15.50	14.77	16.00	14.06	15.60	13.43	18.30	12.89	○
CALM	5.59	5.42	1.12	1.27	1.34	1.77	1.73	1.78	2.00	1.53	2.35	2.01	6.35	−1.64	○

第 3.24 表　棄却検定表（風速出現頻度）

観測場所：観測点Ｄ（標高約 94m、地上高約 12m）

（単位：%）

風速階級 m/s	統計年度											検定年	棄却限界(5%)		判定 ○採択 ×棄却
	2000 年度	2001 年度	2002 年度	2004 年度	2005 年度	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	平均値	2011 年度	上限	下限	
0.0～0.4	5.59	5.42	1.12	1.27	1.34	1.77	1.73	1.78	2.00	1.53	2.35	2.01	6.35	-1.64	○
0.5～1.4	14.34	12.82	12.57	14.45	13.79	17.03	15.00	17.44	15.61	14.21	14.73	16.45	18.53	10.92	○
1.5～2.4	15.73	16.14	17.70	18.24	17.50	18.60	17.62	19.61	18.39	17.15	17.67	17.50	20.39	14.94	○
2.5～3.4	12.47	13.77	13.60	14.02	14.01	13.47	13.82	13.65	14.49	14.99	13.83	13.64	15.39	12.26	○
3.5～4.4	10.71	12.71	12.21	11.88	12.19	11.46	12.73	12.07	13.16	13.21	12.23	11.46	14.06	10.41	○
4.5～5.4	9.43	10.71	10.45	9.80	10.91	8.91	10.08	10.33	10.40	10.87	10.19	10.29	11.72	8.66	○
5.5～6.4	7.51	8.09	8.75	7.97	8.73	7.79	8.26	7.77	7.54	8.72	8.11	9.05	9.26	6.96	○
6.5～7.4	6.19	6.88	6.68	6.44	6.64	6.16	6.55	5.83	5.77	6.89	6.40	6.97	7.35	5.45	○
7.5～8.4	5.02	4.91	5.34	4.84	4.76	4.13	4.78	3.49	4.31	4.52	4.61	4.43	5.85	3.36	○
8.5～9.4	3.67	3.30	3.92	3.59	3.31	3.37	3.03	2.66	2.86	3.07	3.28	2.92	4.19	2.36	○
9.5～	9.34	5.25	7.65	7.52	6.84	7.31	6.42	5.37	5.47	4.85	6.60	5.30	9.93	3.27	○

第 3.25 表　平常時線量計算に用いた放出源の有効高さ

	着目方位（２号炉からの方位）	放出源の有効高さ(m)〔各炉からの方位〕		
		１　号　炉	２　号　炉	３　号　炉
陸側評価地点	ＮＮＷ	60〔ＮＮＷ〕	55〔ＮＮＷ〕	110〔　Ｎ　〕
	Ｎ	100〔　Ｎ　〕	80〔　Ｎ　〕	70〔ＮＮＥ〕
	ＮＮＥ	100〔　Ｎ　〕	60〔ＮＮＥ〕	70〔ＮＮＥ〕
	ＮＥ	125〔ＮＥ〕	95〔ＮＥ〕	180〔ＥＮＥ〕
	ＥＮＥ	130〔ＥＮＥ〕	120〔ＥＮＥ〕	115〔　Ｅ　〕
	Ｅ	130〔ＥＮＥ〕	75〔　Ｅ　〕	115〔　Ｅ　〕
	ＥＳＥ	90〔　Ｅ　〕	60〔ＥＳＥ〕	95〔ＥＳＥ〕
	ＳＥ	95〔ＳＥ〕	90〔ＳＥ〕	135〔ＳＥ〕
	ＳＳＥ	110〔ＳＳＥ〕	110〔ＳＳＥ〕	135〔ＳＥ〕
	Ｓ	125〔　Ｓ　〕	125〔　Ｓ　〕	125〔　Ｓ　〕
参考地点	ＳＳＷ	60〔ＳＳＷ〕	55〔ＳＳＷ〕	50〔ＳＳＥ〕
	ＳＷ	60〔ＷＳＷ〕	55〔ＳＷ〕	55〔　Ｓ　〕
	ＷＳＷ	60〔　Ｗ　〕	55〔ＷＳＷ〕	55〔　Ｓ　〕
	Ｗ	60〔　Ｗ　〕	55〔　Ｗ　〕	95〔ＳＳＷ〕
	ＷＮＷ	60〔ＷＮＷ〕	55〔ＷＮＷ〕	95〔ＷＮＷ〕
	ＮＷ	60〔ＮＷ〕	55〔ＮＷ〕	95〔ＮＷ〕
牛乳摂取評価地点	Ｓ	125〔　Ｓ　〕	125〔　Ｓ　〕	125〔　Ｓ　〕

第 3.26 表　美浜 3 号炉事故時被ばく計算に用いた
放出源の有効高さ

着　目　方　位	放出源の有効高さ m
ＮＮＷ	80
Ｎ	40
ＮＮＥ	40
ＮＥ	60
ＥＮＥ	45
Ｅ	40
ＥＳＥ	50
ＳＥ	90
ＳＳＥ	110
Ｓ	125

第 3.27 表　風向別大気安定度別風速逆数の総和（美浜 3 号炉）

（単位：s/m）

風向＼大気安定度	A	B	C	D	E	F
N	1.91	21.59	14.45	118.67	13.95	96.37
NNE	0.64	17.07	2.75	78.43	2.88	80.76
NE	3.46	7.71	0.12	65.31	0.00	96.33
ENE	1.40	11.62	0.10	59.47	0.00	66.25
E	3.05	22.18	0.65	89.70	1.45	98.84
ESE	8.78	42.34	2.66	161.17	2.62	206.63
SE	14.50	88.23	9.71	204.96	2.38	196.04
SSE	10.01	47.41	2.38	125.95	0.21	94.69
S	12.60	71.87	1.72	84.97	0.72	55.69
SSW	27.20	50.50	1.01	81.29	0.89	31.06
SW	16.12	57.41	2.14	83.84	1.20	19.97
WSW	20.81	43.13	2.39	90.82	0.00	15.45
W	34.99	57.89	3.31	66.92	0.00	27.53
WNW	18.02	76.65	6.48	94.89	2.59	26.71
NW	24.29	79.89	11.45	99.22	2.62	40.84
NNW	9.17	61.97	24.63	167.73	6.98	42.27

第 3.28 表　風向別大気安定度別風速逆数の平均及び風向別風速逆数の平均

（単位：s/m）

風向＼大気安定度	A	B	C	D	E	F	全安定度
N	0.58	0.45	0.20	0.27	0.18	0.38	0.30
NNE	0.53	0.51	0.19	0.46	0.17	0.55	0.47
NE	1.49	1.11	2.00	0.84	0.00	0.92	0.90
ENE	0.61	1.08	2.00	0.71	0.00	0.84	0.79
E	0.24	0.50	0.15	0.52	0.14	0.67	0.55
ESE	0.30	0.31	0.13	0.31	0.13	0.39	0.34
SE	0.37	0.31	0.15	0.36	0.12	0.46	0.37
SSE	0.59	0.60	0.19	0.62	0.20	0.64	0.61
S	0.62	0.70	0.23	0.66	0.34	0.75	0.68
SSW	0.74	0.65	0.31	0.57	0.17	0.84	0.63
SW	0.85	0.97	0.50	0.50	0.58	1.30	0.68
WSW	0.98	1.13	0.56	0.58	0.00	1.26	0.74
W	0.77	0.79	0.63	0.60	0.00	1.29	0.74
WNW	0.71	0.59	0.24	0.32	0.18	0.81	0.43
NW	0.48	0.48	0.36	0.49	0.19	0.83	0.50
NNW	0.48	0.32	0.20	0.24	0.20	0.56	0.27

第 3.29 表　風向出現頻度及び風速 0.5～2.0m/s の風向出現頻度

風　　向	風向出現頻度 (%)	風速 0.5～2.0m/s の風向出現頻度 (%)
Ｎ	10.2	3.7
ＮＮＥ	4.4	4.2
ＮＥ	2.2	5.6
ＥＮＥ	2.0	4.6
Ｅ	4.5	5.8
ＥＳＥ	14.4	8.5
ＳＥ	16.0	11.1
ＳＳＥ	5.3	8.3
Ｓ	3.8	7.6
ＳＳＷ	3.5	6.1
ＳＷ	3.0	5.0
ＷＳＷ	2.6	5.0
Ｗ	2.9	6.4
ＷＮＷ	6.0	6.2
ＮＷ	5.9	7.0
ＮＮＷ	13.2	4.9

第 3.30 表　美浜 3 号炉設計基準事故時の方位別χ／Q、D／Q 及び実効放出継続時間

着目方位＼事故の種類	原子炉冷却材喪失		放射性気体廃棄物処理施設の破損 蒸気発生器伝熱管破損 燃料集合体の落下		制御棒飛び出し	
χ／Q 又は D／Q	χ／Q(s／m^3)	D／Q(Gy／Bq)	χ／Q(s／m^3)	D／Q(Gy／Bq)	χ／Q(s／m^3)	D／Q(Gy／Bq)
実効放出継続時間	1 時間	6 時間	1 時間	1 時間	1 時間	7 時間
放出高さ	排気筒放出		地上放出		排気筒放出	
N	1.8×10^{-5}	2.3×10^{-19}	1.3×10^{-4}	1.5×10^{-18}	1.8×10^{-5}	2.3×10^{-19}
ＮＮＥ	1.1×10^{-5}	2.1×10^{-19}	0	0	1.1×10^{-5}	1.9×10^{-19}
ＮＥ	1.7×10^{-6}	1.1×10^{-19}	0	0	1.7×10^{-6}	1.1×10^{-19}
ＥＮＥ	0	1.5×10^{-19}	1.7×10^{-5}	2.3×10^{-19}	0	1.4×10^{-19}
E	0	1.5×10^{-19}	1.6×10^{-5}	2.4×10^{-19}	0	1.5×10^{-19}
ＥＳＥ	6.5×10^{-6}	1.1×10^{-19}	8.0×10^{-6}	1.6×10^{-19}	6.5×10^{-6}	1.1×10^{-19}
ＳＥ	2.2×10^{-6}	6.5×10^{-20}	7.5×10^{-6}	1.3×10^{-19}	2.2×10^{-6}	6.1×10^{-20}
ＳＳＥ	1.5×10^{-6}	4.5×10^{-20}	5.7×10^{-6}	1.0×10^{-19}	1.5×10^{-6}	4.2×10^{-20}
S	1.0×10^{-6}	3.9×10^{-20}	3.4×10^{-5}	5.4×10^{-19}	1.0×10^{-6}	3.7×10^{-20}
ＮＮＷ	3.4×10^{-6}	1.1×10^{-19}	4.5×10^{-5}	6.4×10^{-19}	3.4×10^{-6}	1.1×10^{-19}

（注）D／Q はγ線エネルギー0.5MeV として計算した。

第 3.31 表　美浜 3 号炉重大事故及び仮想事故時の方位別
χ/Q、D/Q及び実効放出継続時間

着目方位 ＼ 事故の種類	原子炉冷却材喪失		蒸気発生器伝熱管破損	
χ／Q 又は D／Q	χ/Q（s/m^3）	D/Q（Gy/Bq）	χ/Q（s/m^3）	D/Q（Gy/Bq）
実効放出継続時間	2 時間	7 時間	1 時間	1 時間
放出高さ	排気筒放出		地上放出	
N	1.8×10^{-5}	3.1×10^{-19}	1.3×10^{-4}	1.4×10^{-18}
ＮＮＥ	1.5×10^{-5}	2.0×10^{-19}	1.2×10^{-4}	1.4×10^{-18}
ＮＥ	8.7×10^{-6}	1.7×10^{-19}	1.6×10^{-5}	2.3×10^{-19}
ＥＮＥ	8.8×10^{-6}	1.4×10^{-19}	0	0
Ｅ	6.2×10^{-6}	1.1×10^{-19}	1.9×10^{-5}	2.4×10^{-19}
ＥＳＥ	6.0×10^{-6}	9.7×10^{-20}	1.3×10^{-4}	1.5×10^{-18}
ＳＥ	2.5×10^{-6}	6.9×10^{-20}	1.1×10^{-4}	1.5×10^{-18}
ＳＳＥ	1.3×10^{-6}	3.8×10^{-20}	9.0×10^{-6}	1.6×10^{-19}
Ｓ	1.3×10^{-6}	4.6×10^{-20}	5.5×10^{-6}	1.1×10^{-19}
ＮＮＷ	3.3×10^{-6}	1.1×10^{-19}	1.5×10^{-5}	2.4×10^{-19}

（注）D/Qはγ線エネルギー0.5MeVとして計算した。

第 3.32 表　美浜 3 号炉設計基準事故時の線量評価に用いる
χ／Q、D／Q及び実効放出継続時間

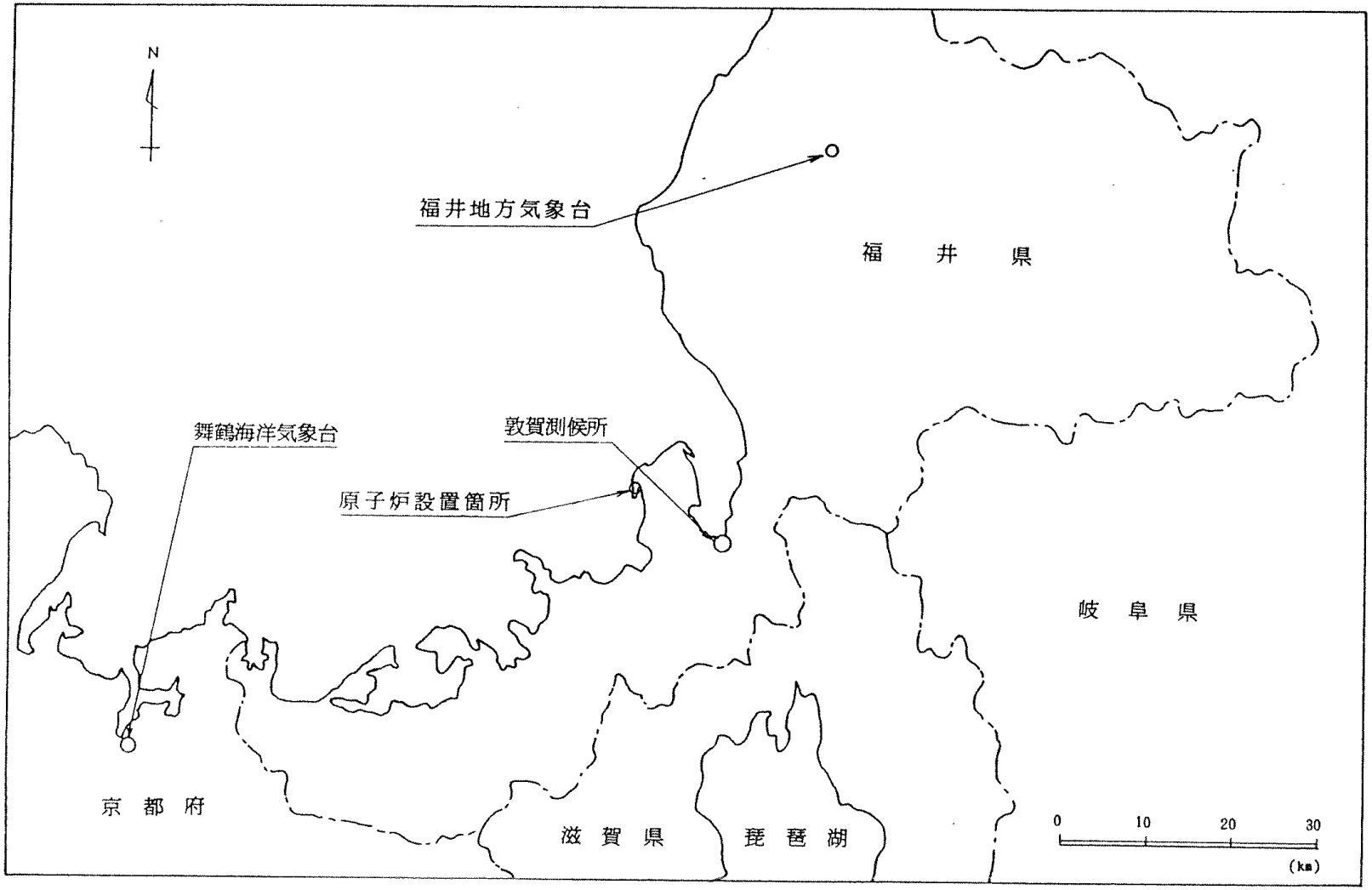
事　故　の　種　類	実効放出継続時間 (h)	χ／Q(s/m³)又は D／Q(Gy/Bq)		着目方位
原子炉冷却材喪失	1	χ／Q	1.8×10^{-5}	N
	6	D／Q	2.3×10^{-19}	
放射性気体廃物処理施設の破損 蒸気発生器伝熱管破損 燃料集合体の落下	1	χ／Q	1.3×10^{-4}	N
	1	D／Q	1.5×10^{-18}	
制御棒飛び出し	1	χ／Q	1.8×10^{-5}	N
	7	D／Q	2.3×10^{-19}	

（注）D／Qはγ線エネルギーを 0.5MeV として計算した。

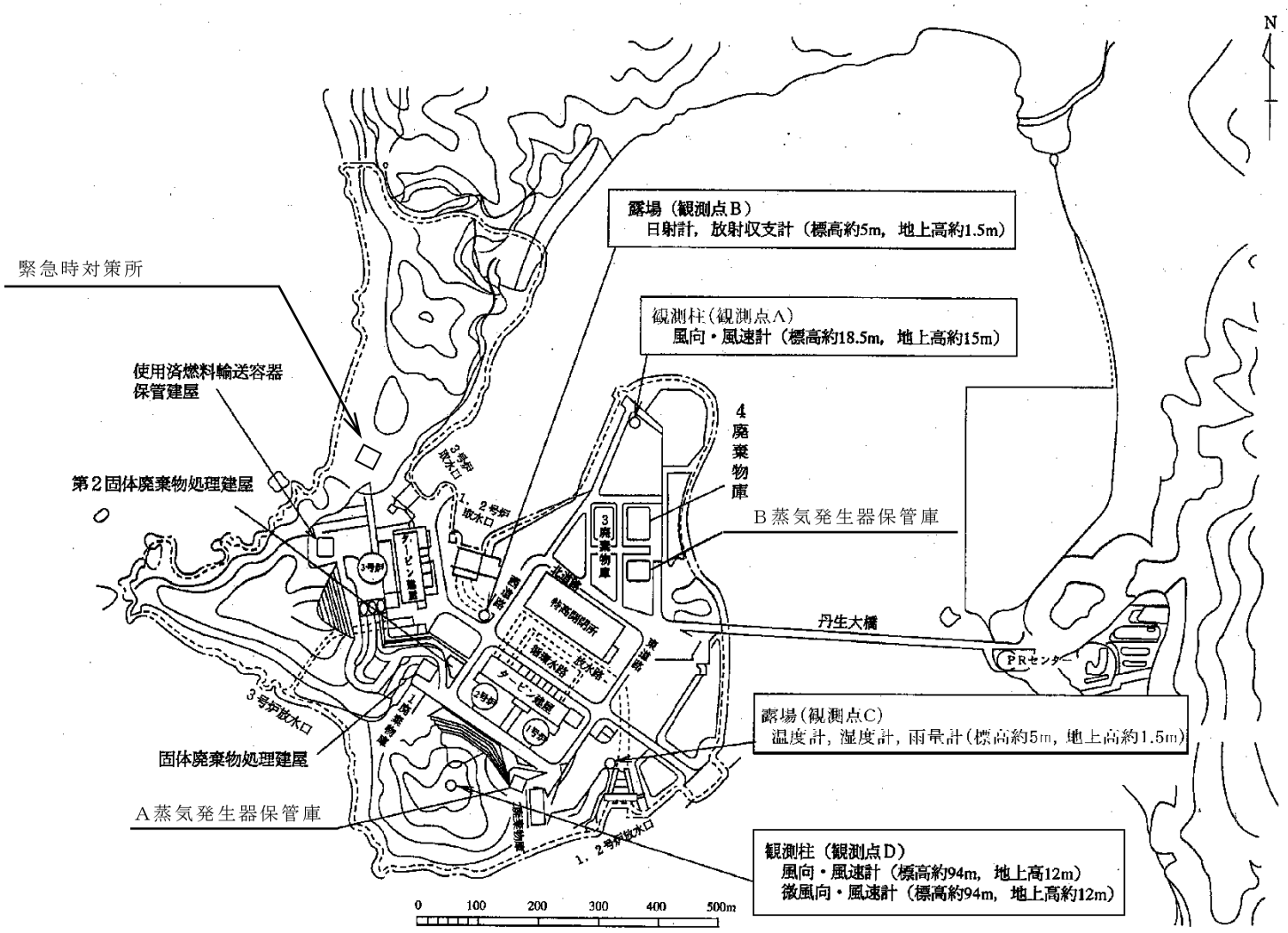
第 3.33 表　美浜３号炉重大事故及び仮想事故時の被ばく評価に用いるχ/Q、D/Q及び実効放出継続時間

事　故　の　種　類	実効放出継続時間（h）	χ/Q（s/m^3）または D/Q（Gy/Bq）		着目方位
原子炉冷却材喪失	2	χ/Q	1.8×10^{-5}	N
	7	D/Q	3.1×10^{-19}	N
蒸気発生器伝熱管破損	1	χ/Q	1.3×10^{-4}	ＥＳＥ
	1	D/Q	1.5×10^{-18}	ＥＳＥ

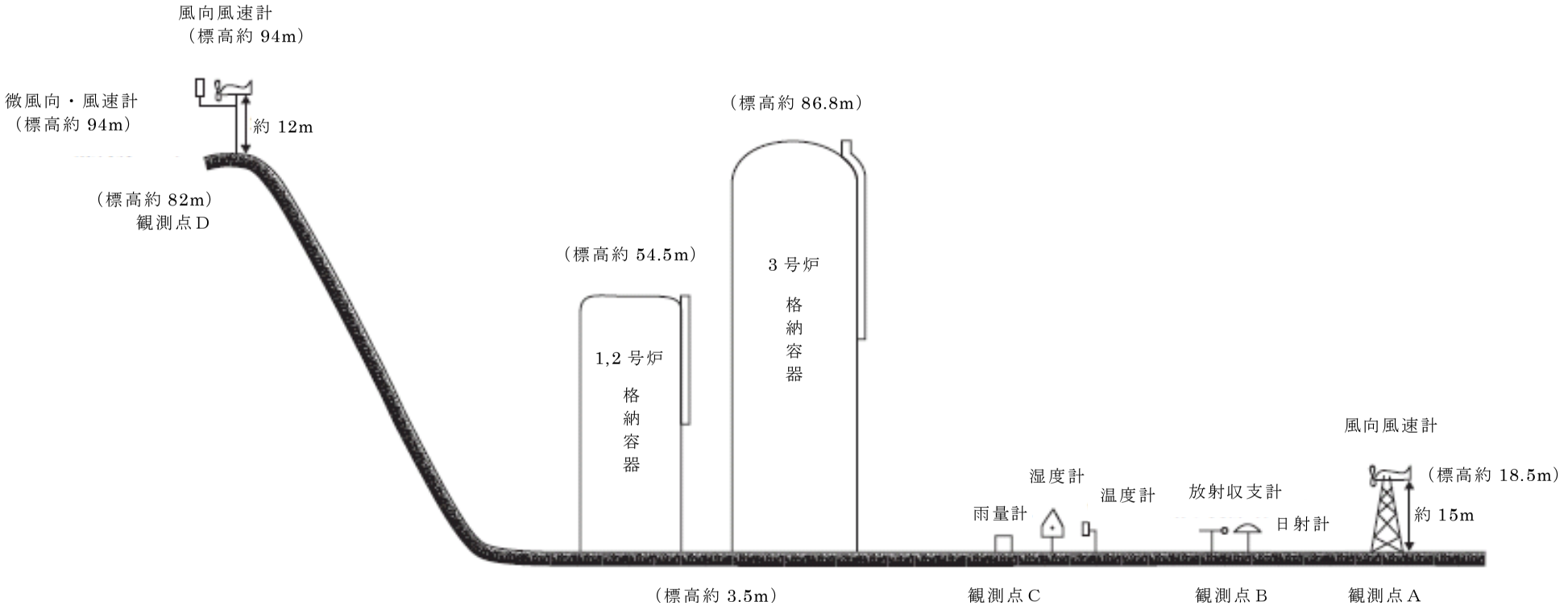
（注）D/Qはγ線エネルギーを 0.5MeV として計算した。



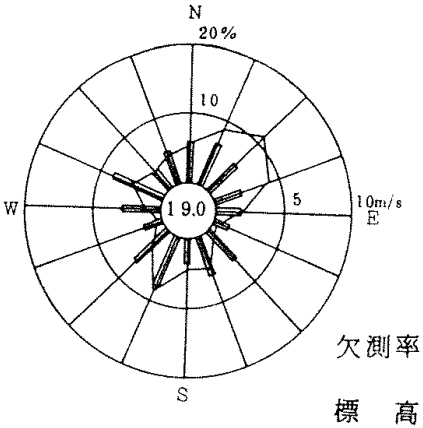
第3.1図　気象官署の所在地



第 3.2 図　気象観測設備配置図（その１）

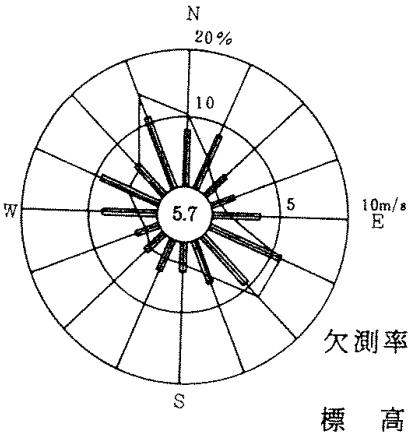


第 3.3 図　気象観測設備配置図（その２）



欠測率 1.3 %

標　高 約 18.5 m
（地上高 約 15　m）



欠測率 0.5 %

標　高 約 94 m
（地上高 約 12 m）

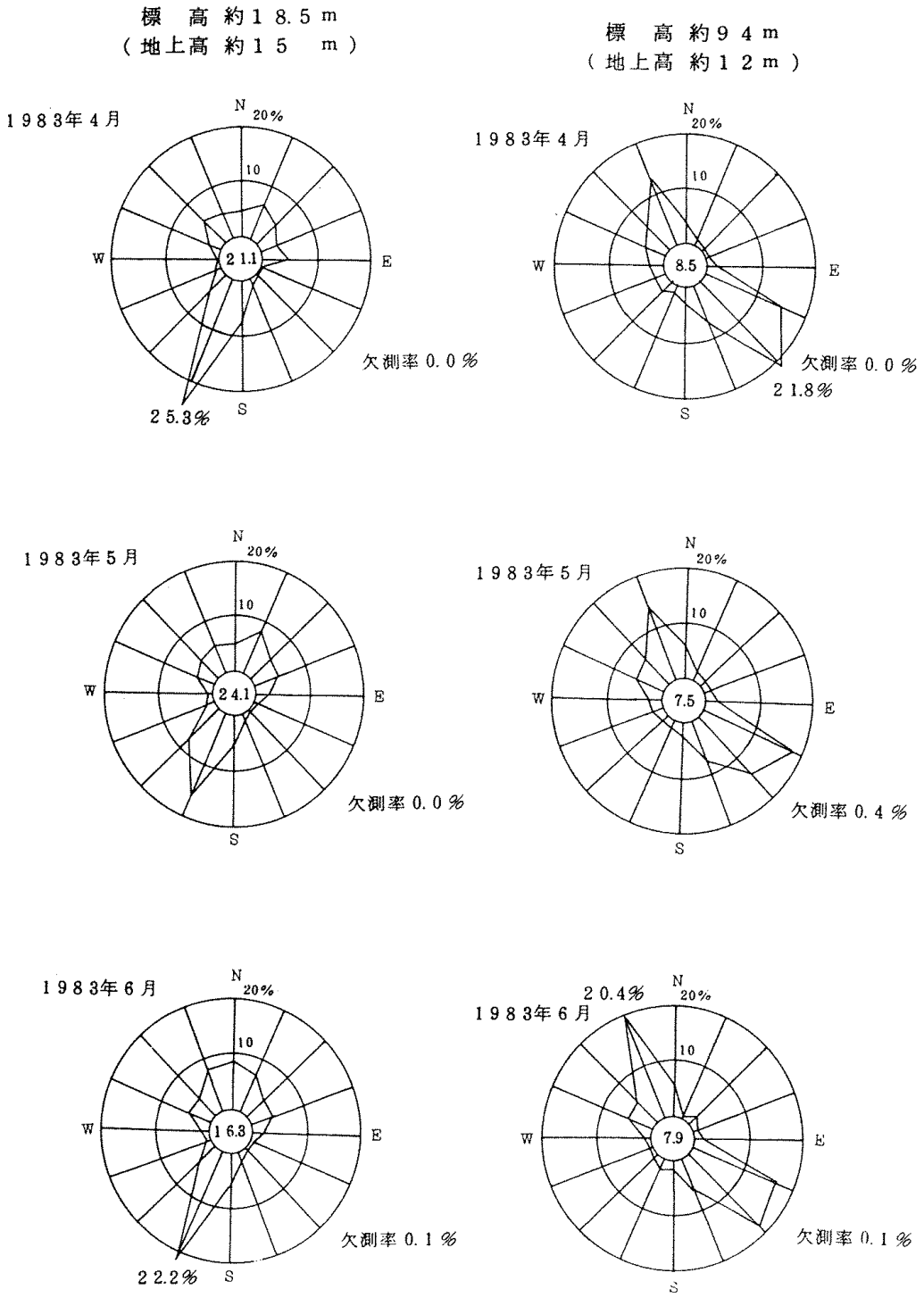


注）　——— 風向出現頻度（%）

▭ 平 均 風 速（m／s）

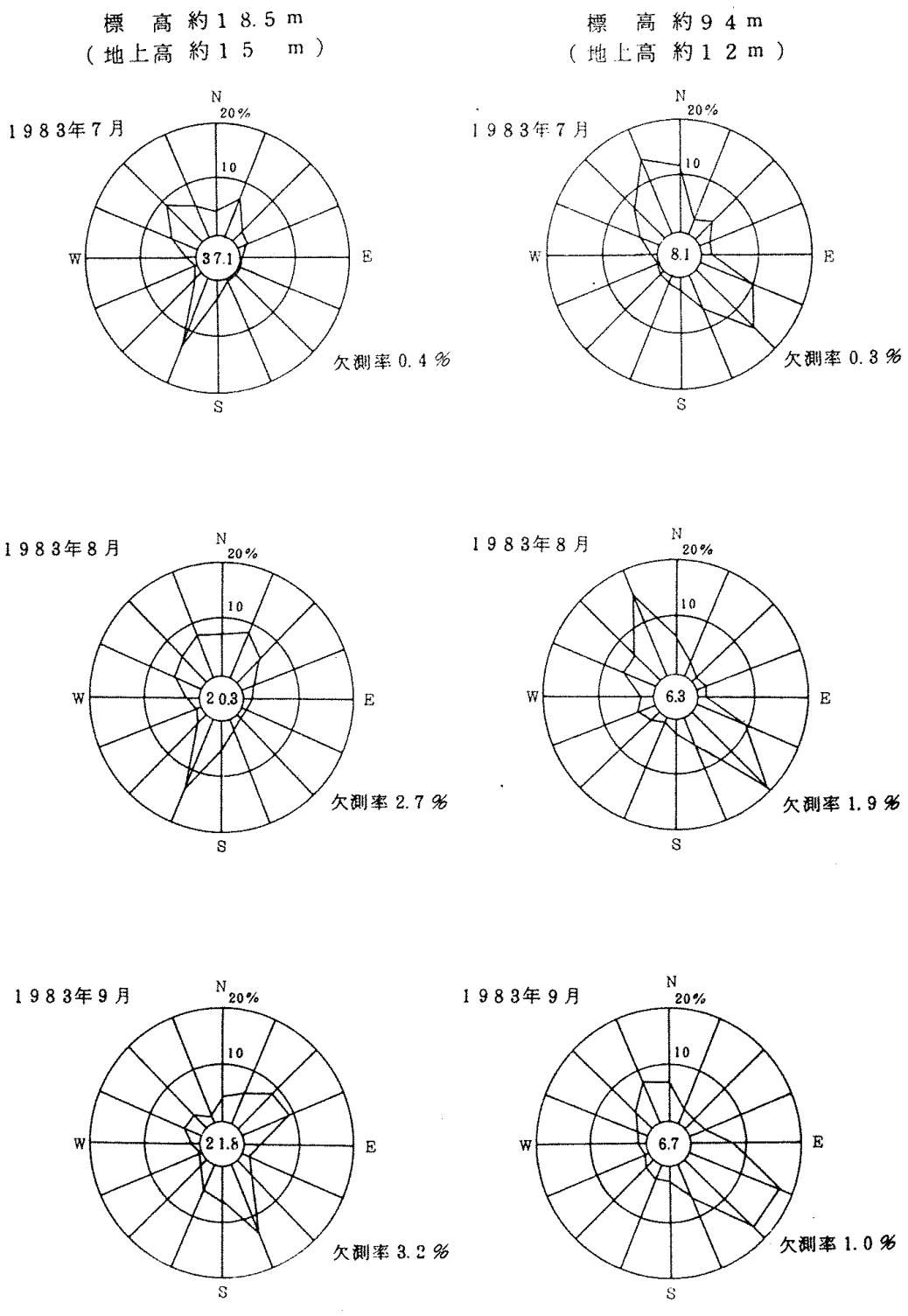
小円内の数値は静穏の頻度（%）

第 3.4 図　敷地の風配図（全年）



注）小円内の数値は静穏の頻度（％）

第3.5図　敷地の風配図（その１）　（４月～６月）

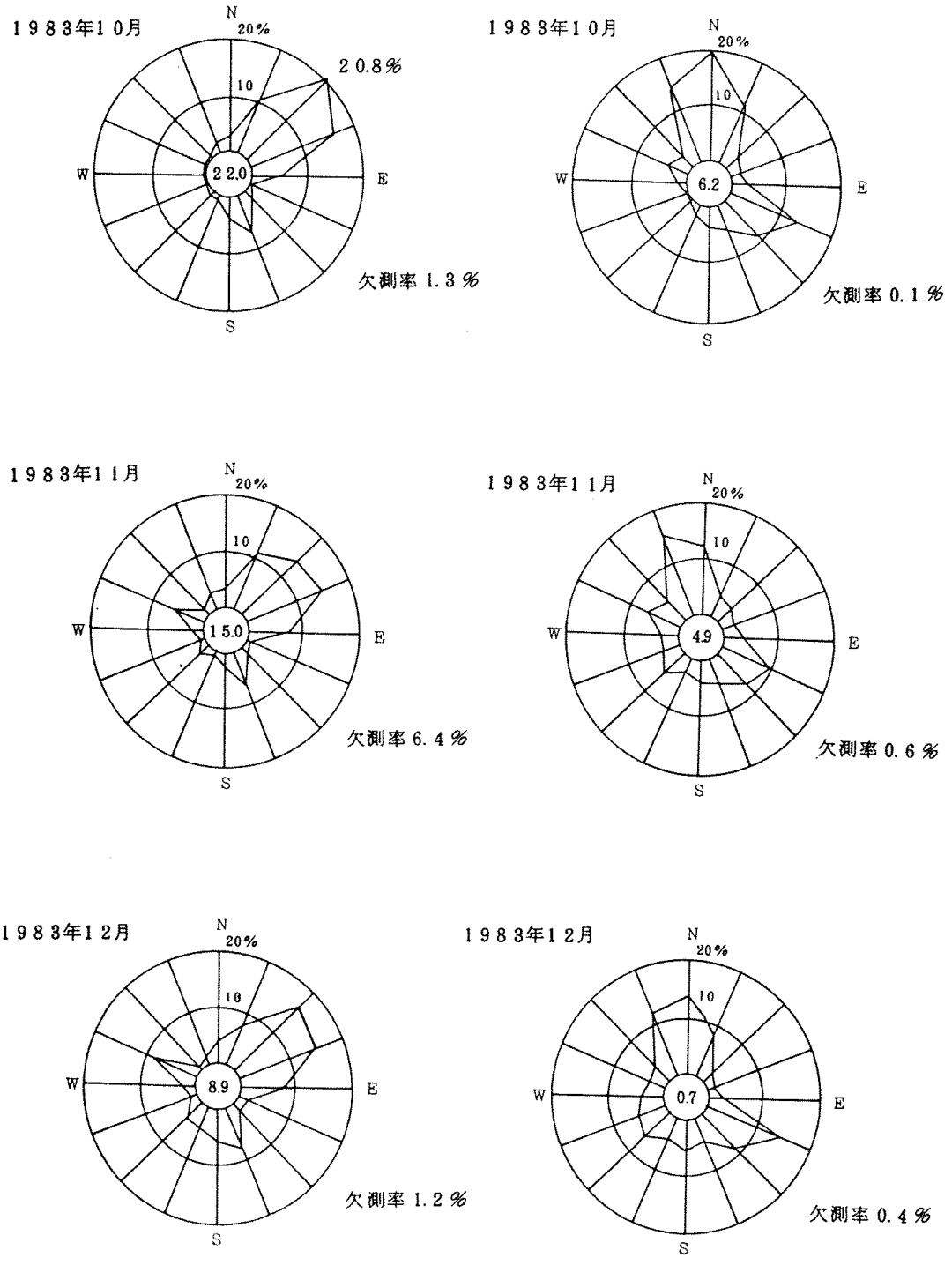


注）小円内の数値は静穏の頻度（%）

第3.6図　敷地の風配図（その２）　（７月～９月）

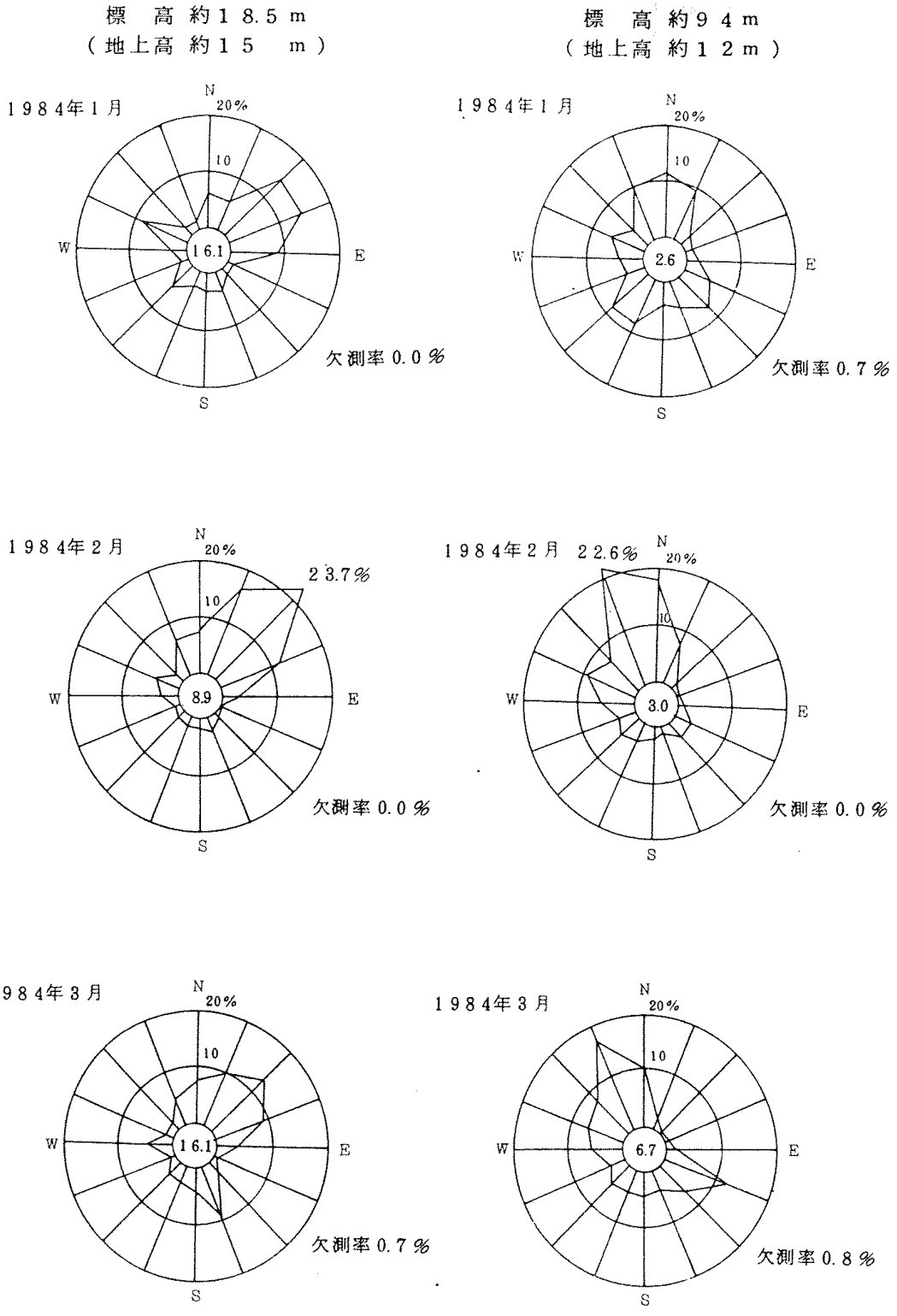
標　高 約１８.５ｍ
（地上高 約１５　ｍ）

標　高 約９４ｍ
（地上高 約１２ｍ）



注）小円内の数値は静穏の頻度（%）

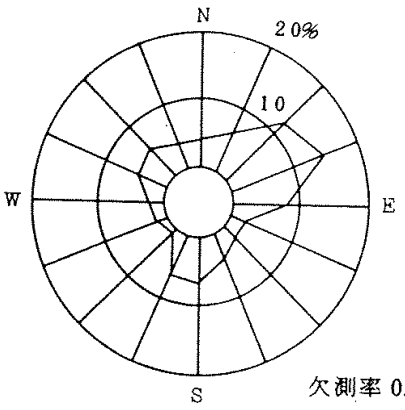
第3.７図　敷地の風配図（その３）　（１０月～１２月）



注）小円内の数値は静穏の頻度（%）

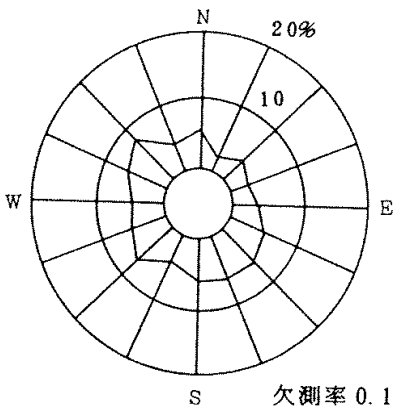
第 3.8 図　敷地の風配図（その４）　（１月～３月）

標　高 約１８.５ｍ
（地上高 約１５　ｍ）



欠測率 0.5％

標　高 約９４ｍ
（地上高 約１２ｍ）

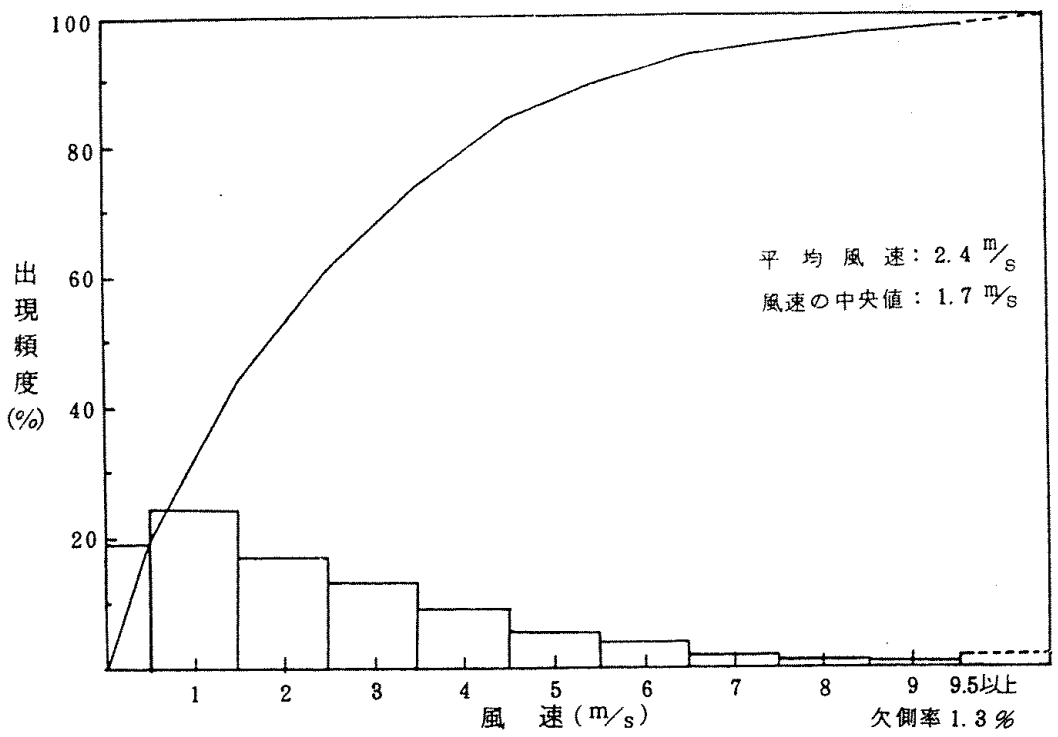


欠測率 0.1％

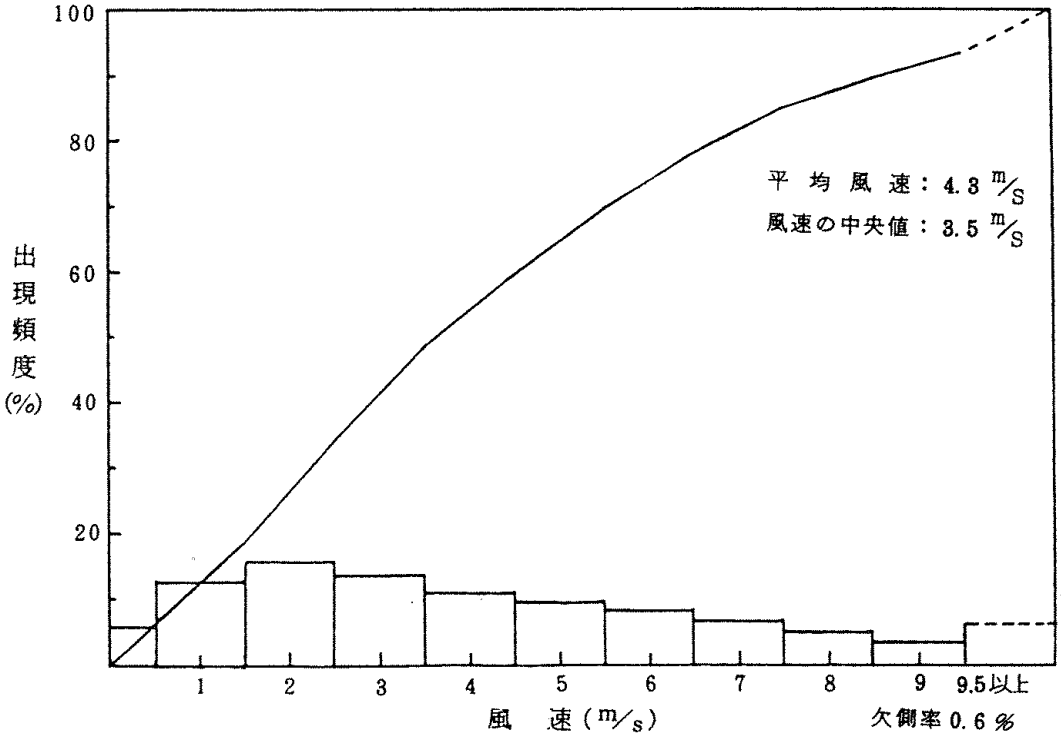
低風速（0.5～2.0㎧）の出現頻度

観　測　点	出現頻度（％）
標高約18.5ｍ	34.7
標高約　94ｍ	23.1

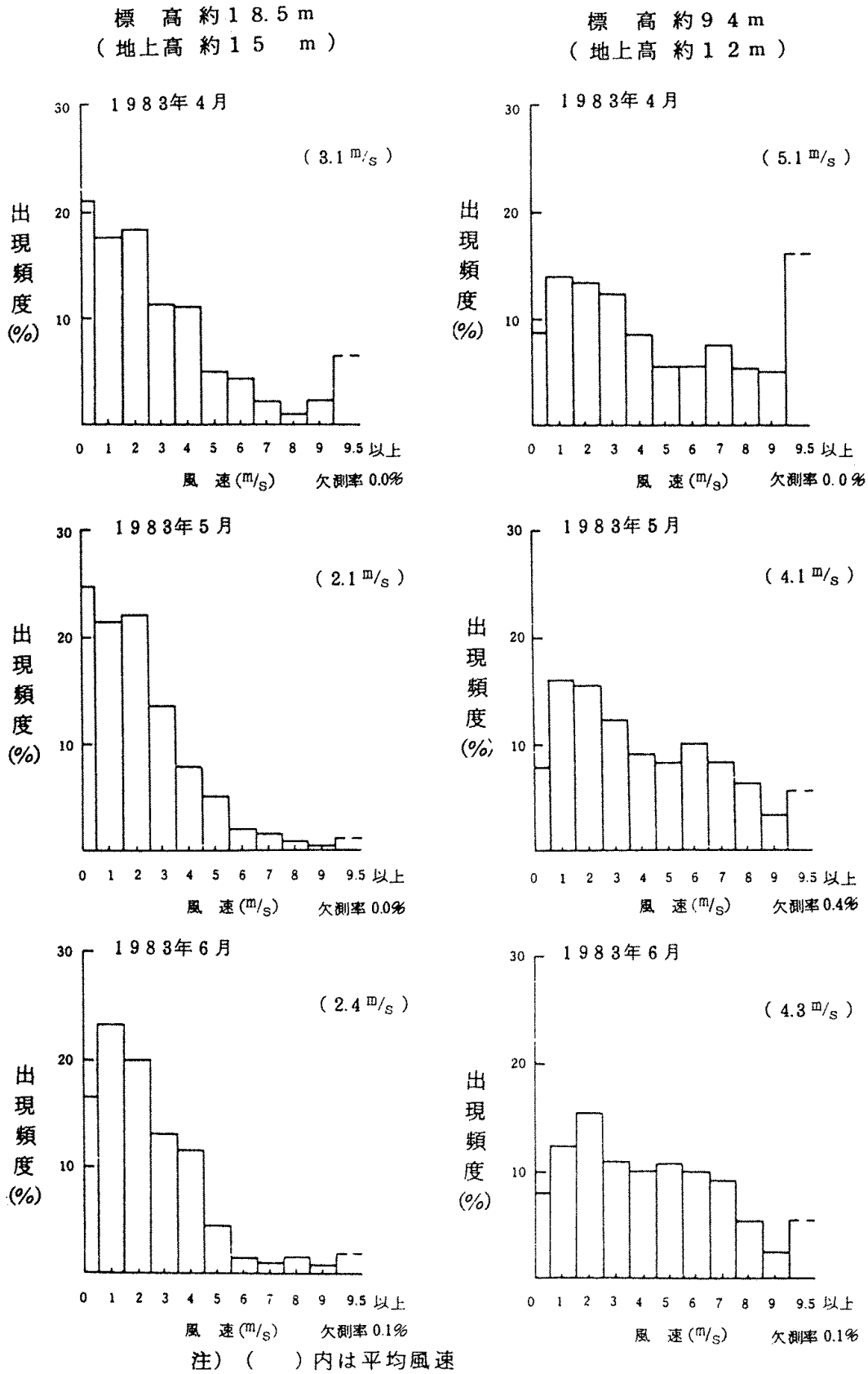
第3.9図　低風速（ 0.5 ～ 2.0 ｍ／ｓ ）時の風配図



第3.10図　年間風速別出現頻度及び風速別出現頻度累計（観測点A）
（標高約18.5m，地上高約15m）

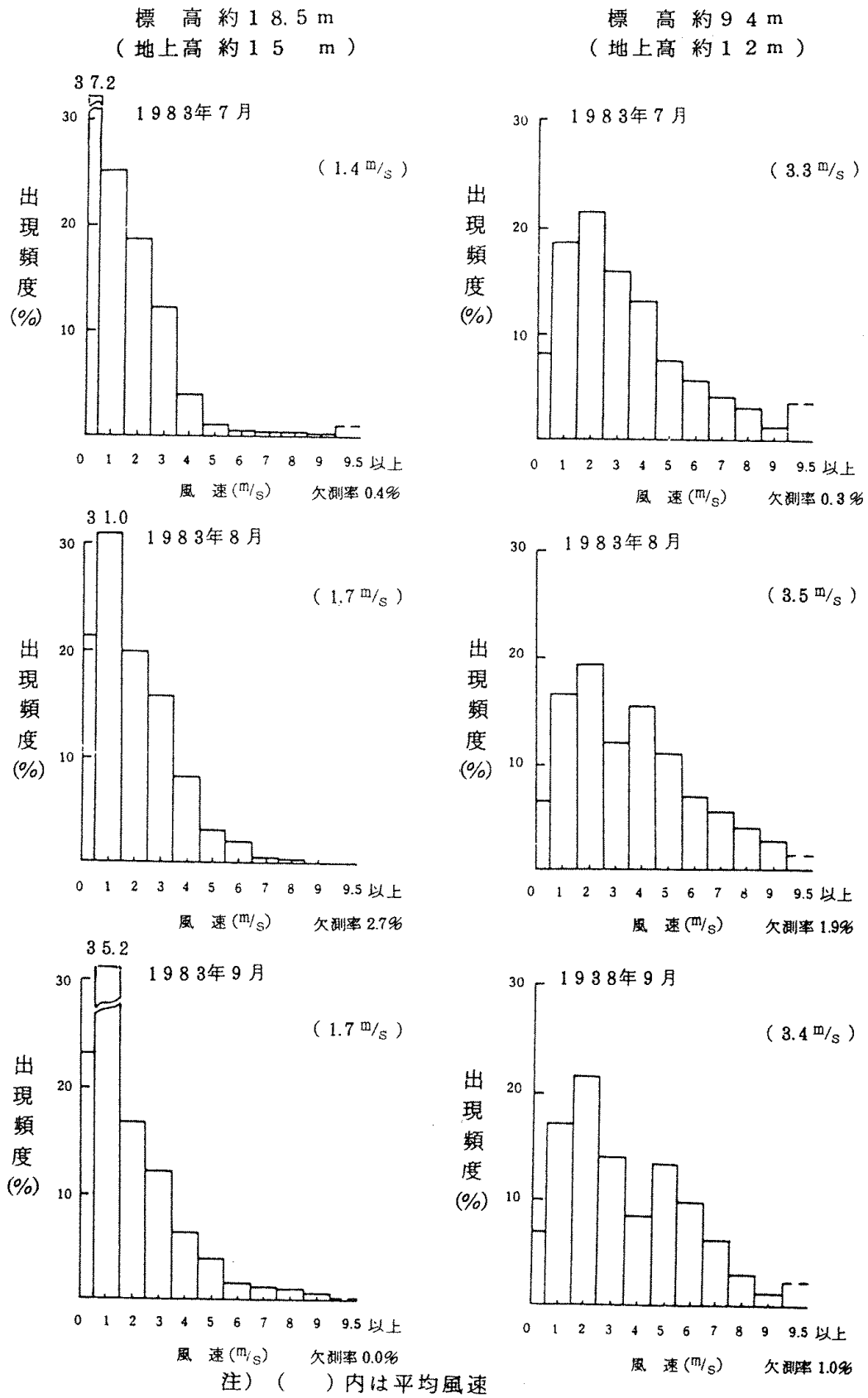


第3.11図　年間風速別出現頻度及び風速別出現頻度累計（観測点D）
（標高約94m，地上高約12m）



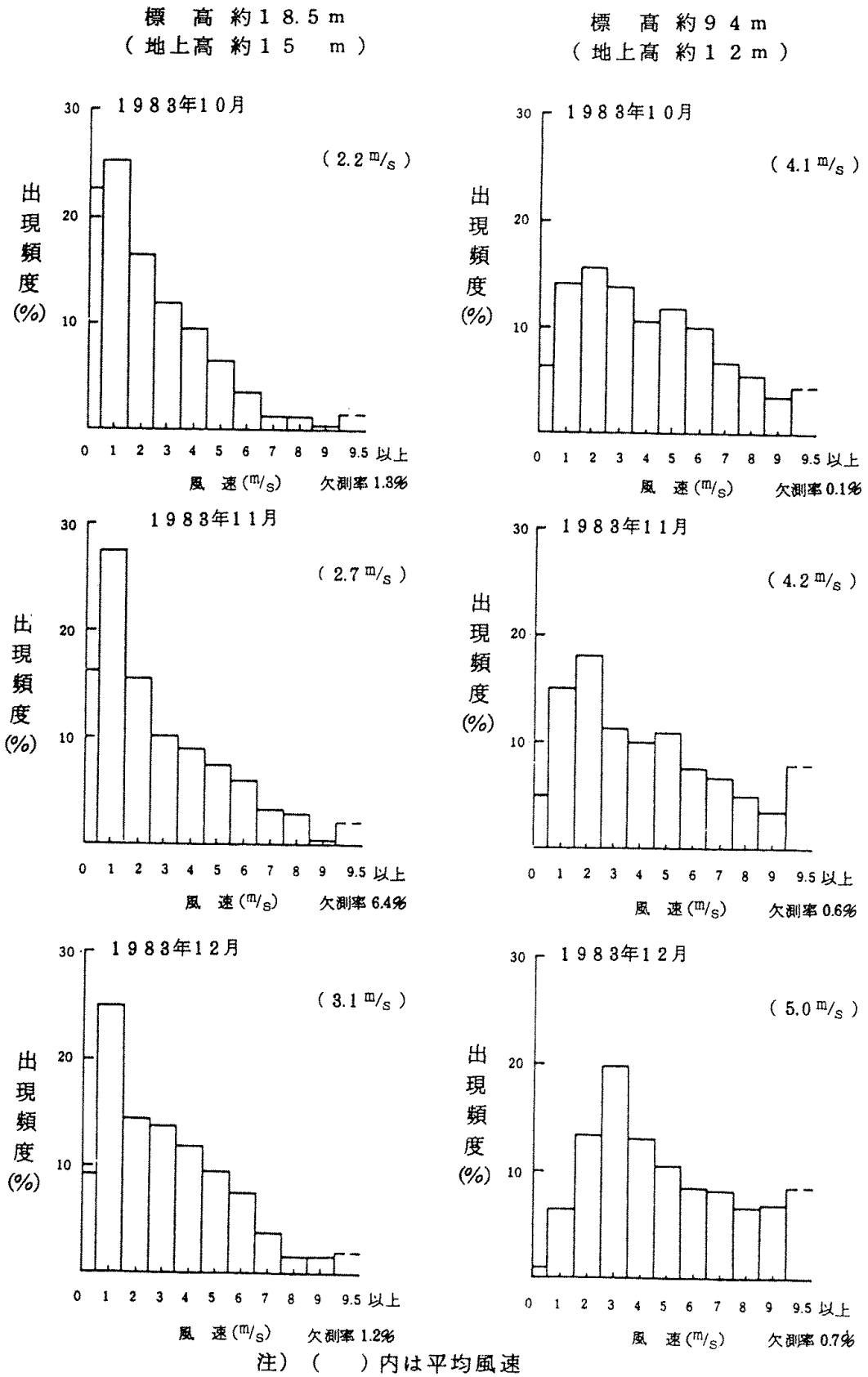
注）（　）内は平均風速

第3.12図　月別風速別出現頻度（その１）　（４月～６月）



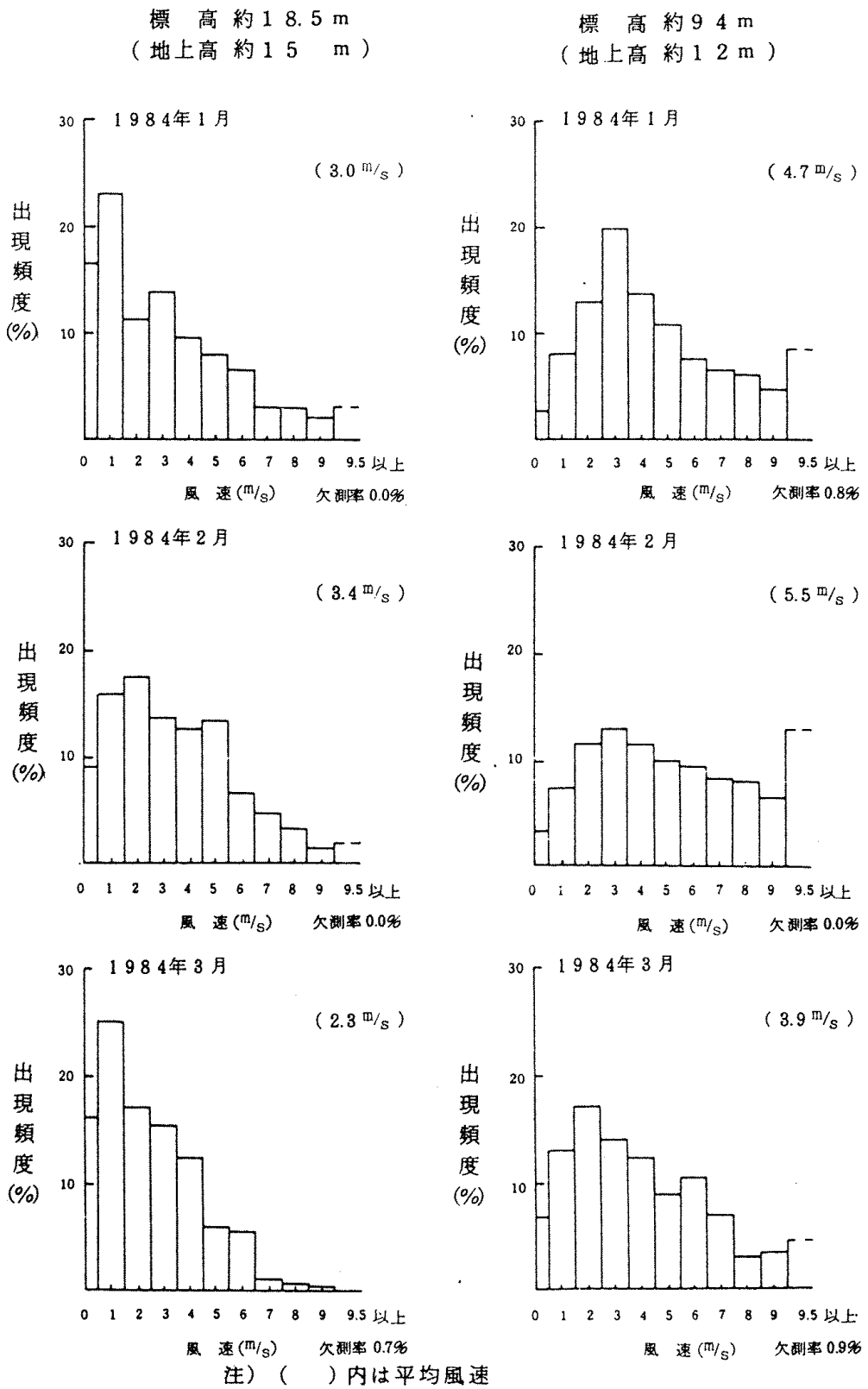
注）（　）内は平均風速

第3.１３図　月別風速別出現頻度（その２）　（７月～９月）



注）（　）内は平均風速

第3.１４図　月別風速別出現頻度（その３）　（１０月～１２月）

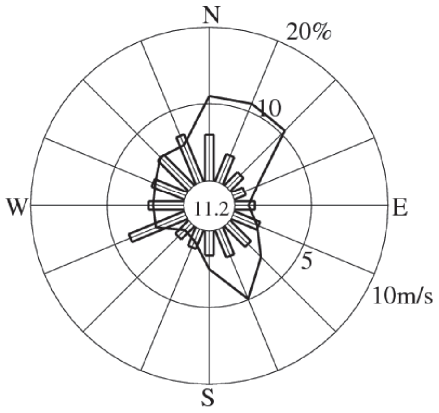


注）（　）内は平均風速

第3.１５図　月別風速別出現頻度（その４）　（１月～３月）

標高約 18.5m
(地上高約 15m)

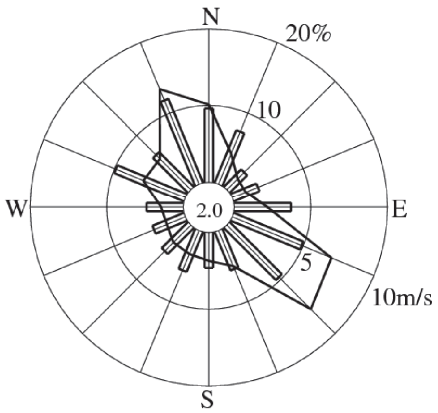
2011年 4月～2012年 3月



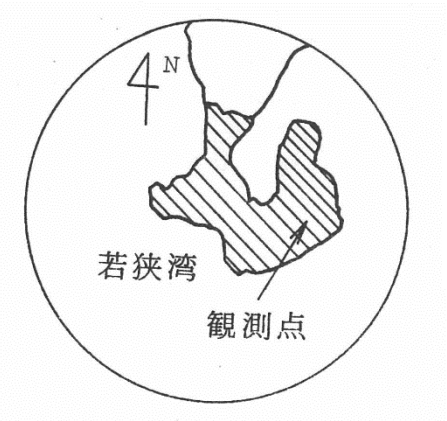
欠測率： 2.4%

標高約 94m
(地上高約 12m)

2011年 4月～2012年 3月



欠測率： 2.6%



（注）1. ——— 風向出現頻度(%)

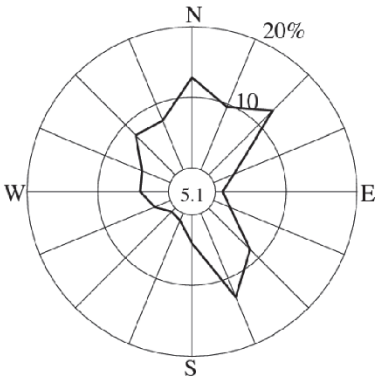
▭ 風向別平均風速(m/s)

2. 小円内の数値は静穏の出現頻度(%)

第 3.16 図　敷地の風配図（全年）

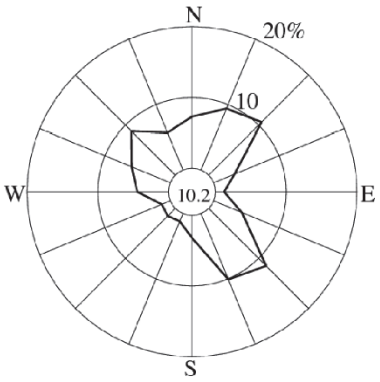
標高約 18.5m
（地上高約 15m）

2011年 4月



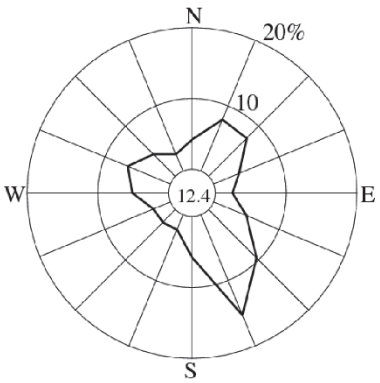
欠測率： 0.0%

2011年 5月



欠測率： 0.3%

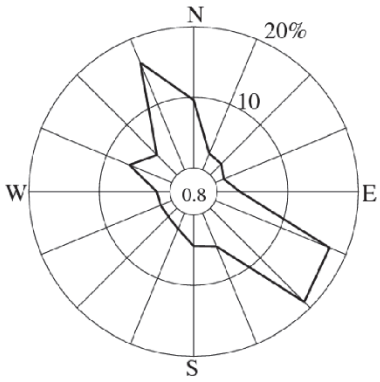
2011年 6月



欠測率： 0.0%

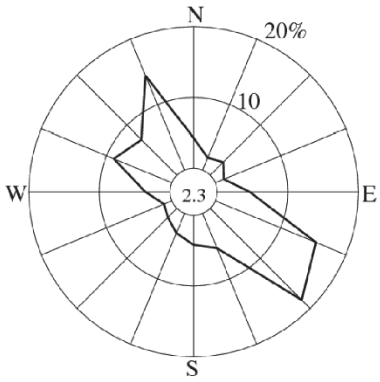
標高約 94m
（地上高約 12m）

2011年 4月



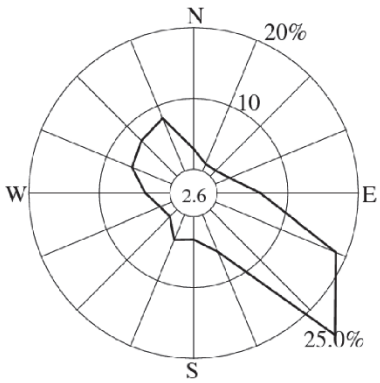
欠測率： 0.0%

2011年 5月



欠測率： 0.3%

2011年 6月



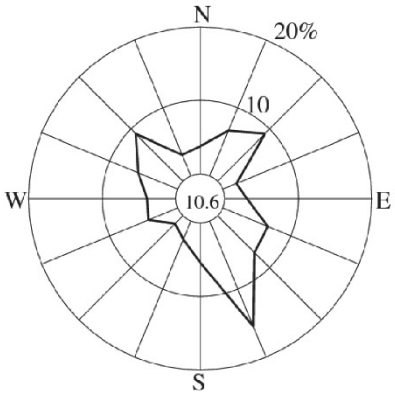
欠測率： 0.0%

（注）小円内の数字は静穏の出現頻度（%）

第 3.17 図　敷地の風配図（2011 年 4～6 月）

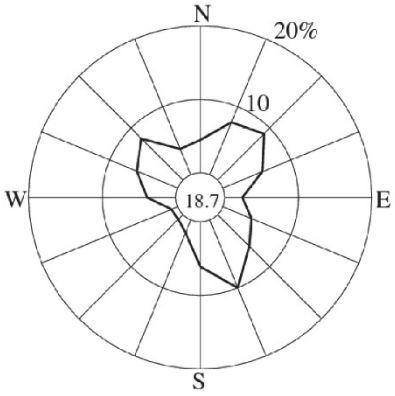
標高約 18.5m
（地上高約 15m）

2011年 7月



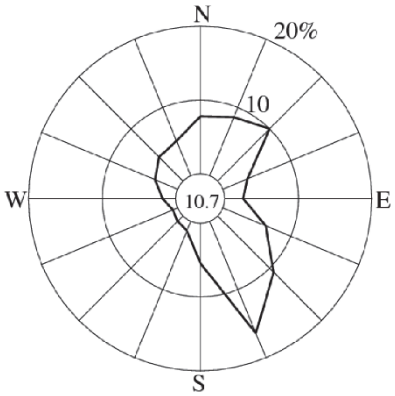
欠測率： 0.0%

2011年 8月



欠測率： 0.8%

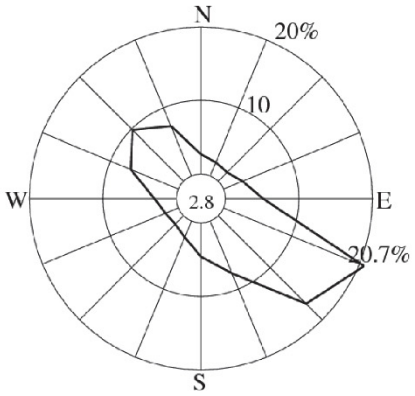
2011年 9月



欠測率： 0.0%

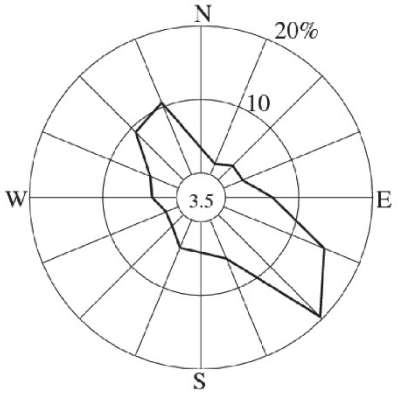
標高約 94m
（地上高約 12m）

2011年 7月



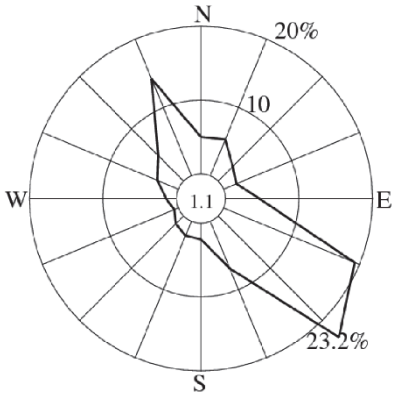
欠測率： 0.0%

2011年 8月



欠測率： 0.8%

2011年 9月



欠測率： 0.0%

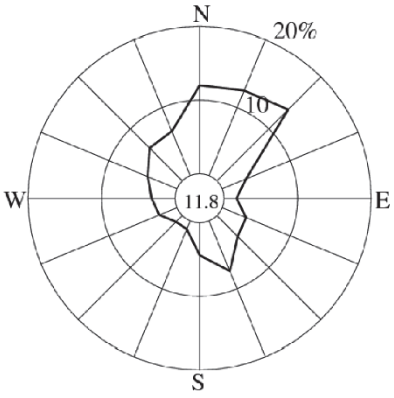
（注）小円内の数字は静穏の出現頻度（%）

第 3.18 図　敷地の風配図（2011 年 7～9 月）

標高約 18.5m
（地上高約 15m）

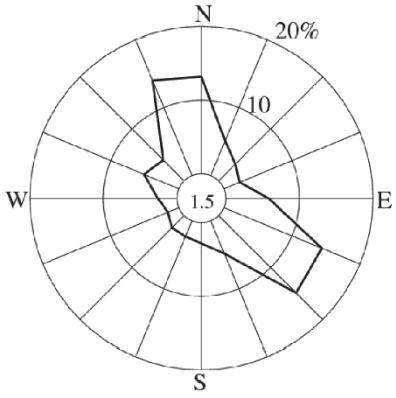
標高約 94m
（地上高約 12m）

2011年10月



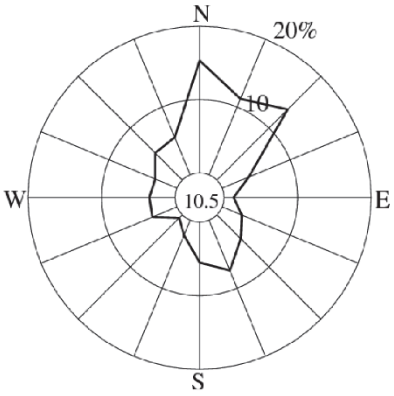
欠測率： 0.1%

2011年10月



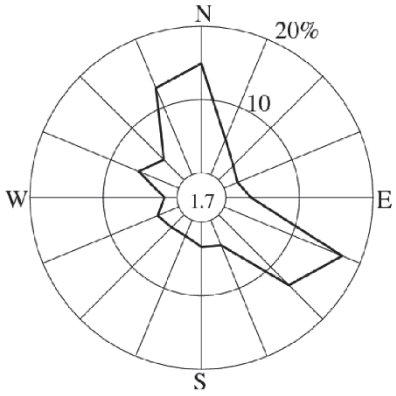
欠測率： 0.1%

2011年11月



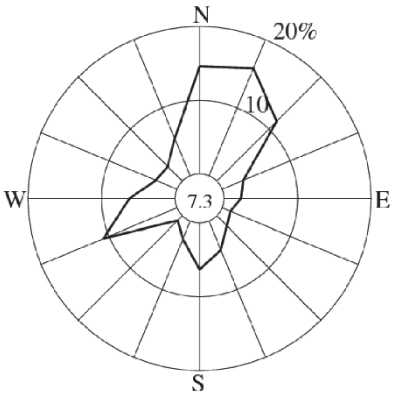
欠測率： 0.8%

2011年11月



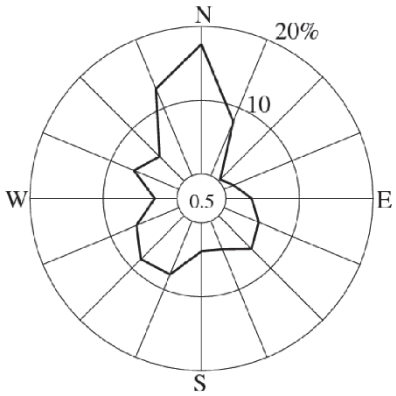
欠測率： 1.3%

2011年12月



欠測率： 0.3%

2011年12月



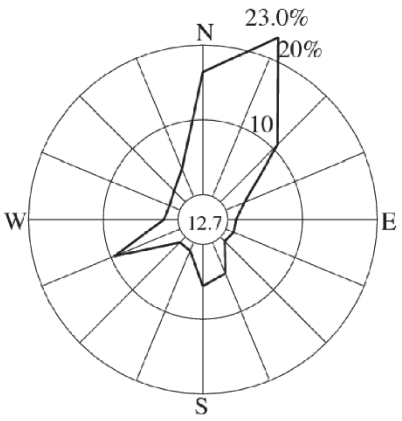
欠測率： 10.9%

（注）小円内の数字は静穏の出現頻度（%）

第 3.19 図　敷地の風配図（2011 年 10～12 月）

標高約 18.5m
（地上高約 15m）

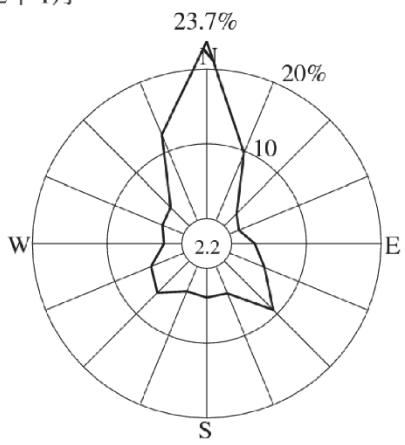
2012年 1月



欠測率： 1.9%

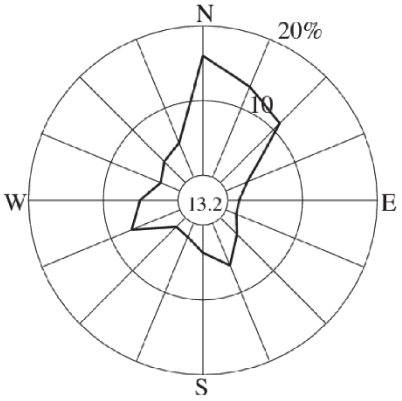
標高約 94m
（地上高約 12m）

2012年 1月



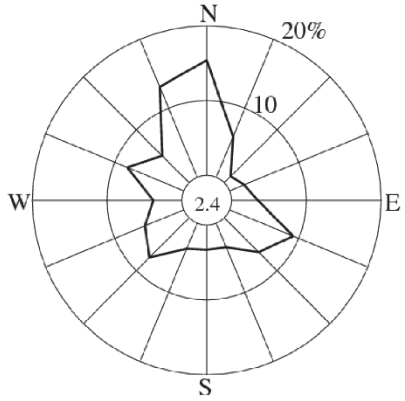
欠測率： 0.0%

2012年 2月



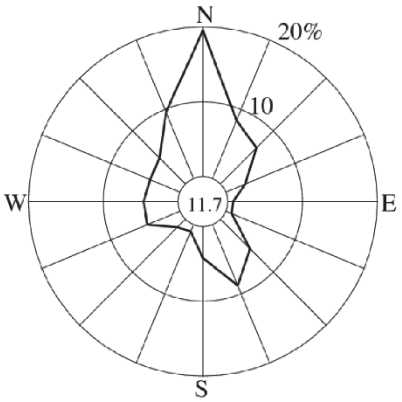
欠測率： 21.8%

2012年 2月



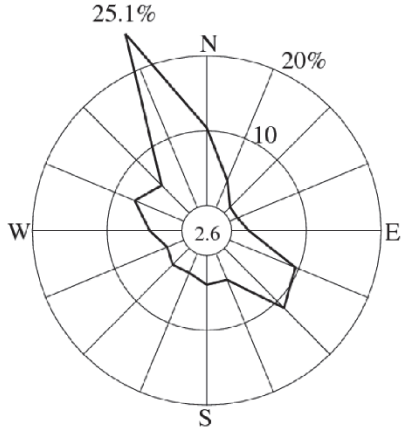
欠測率： 17.7%

2012年 3月



欠測率： 3.6%

2012年 3月

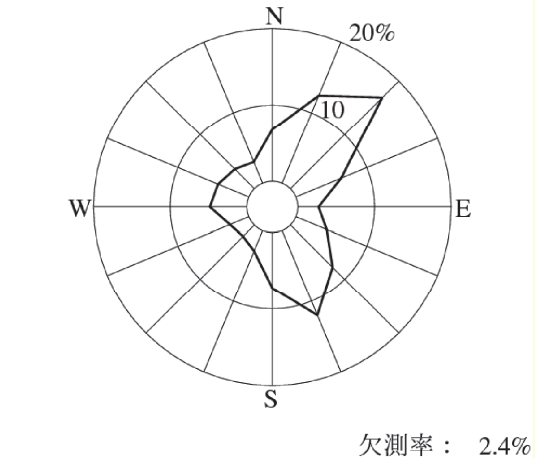


欠測率： 0.9%

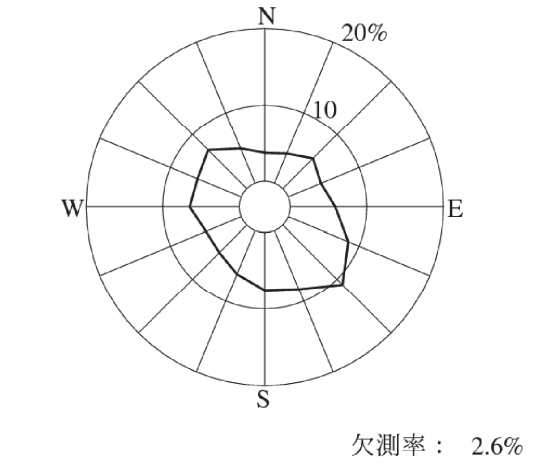
（注）小円内の数字は静穏の出現頻度（%）

第 3.20 図　敷地の風配図（2012 年 1～3 月）

標高約 18.5m
（地上高約 15m）



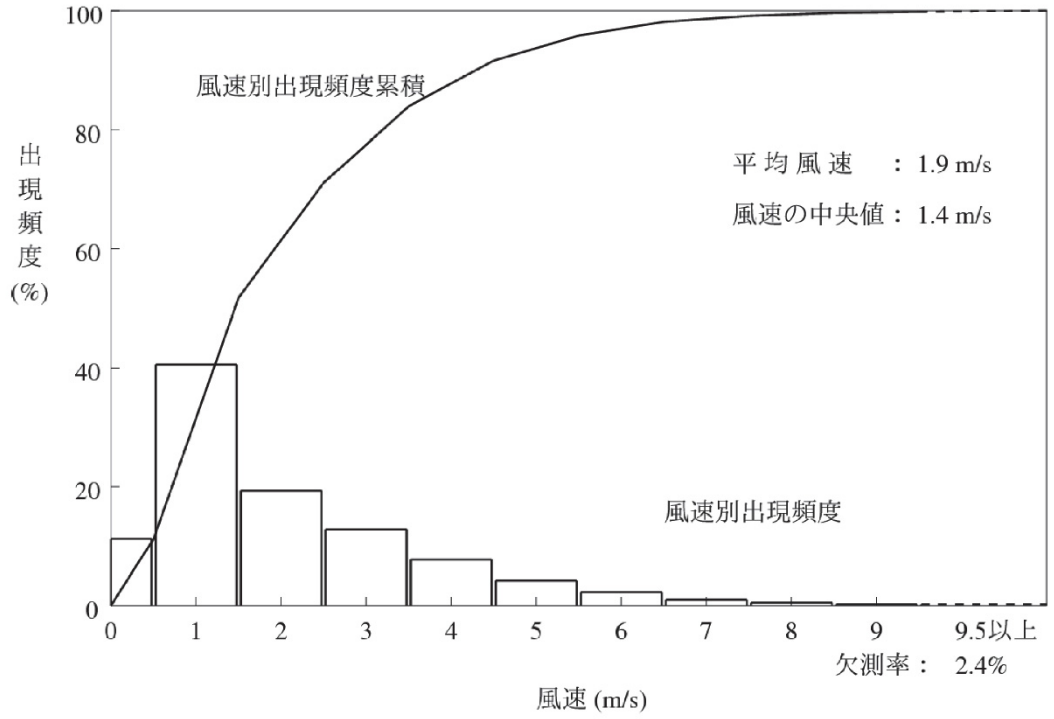
標高約 94m
（地上高約 12m）



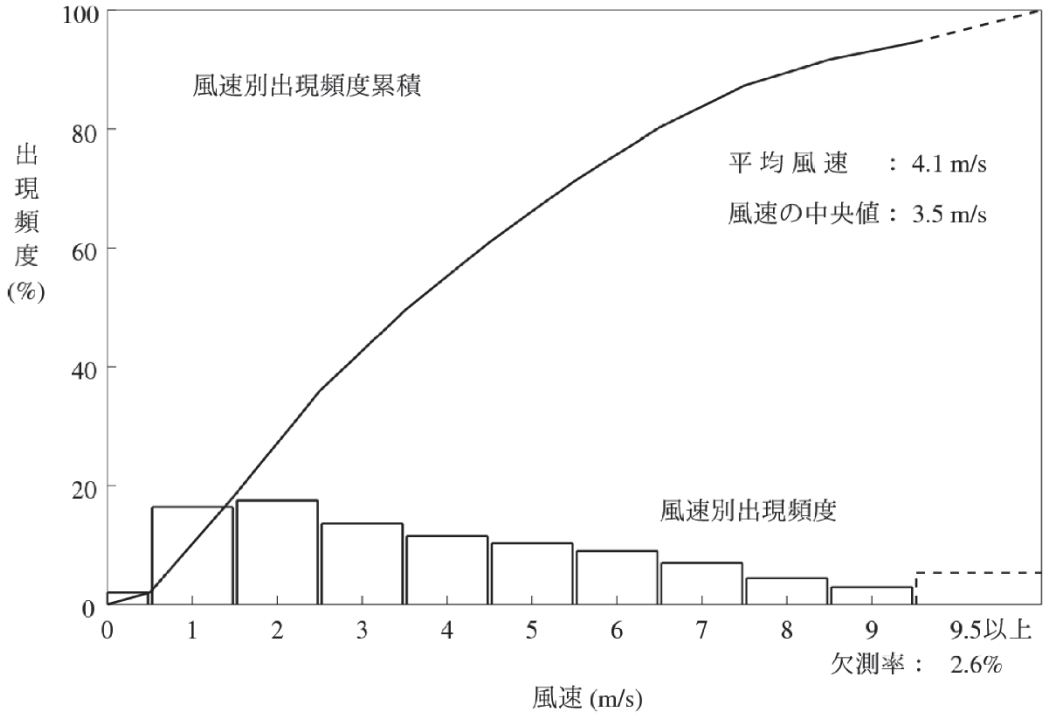
低風速（0.5～2.0m/s）の出現頻度

観測場所	出現頻度（%）
標高 約 18.5m	53.0
標高 約 94m	27.5

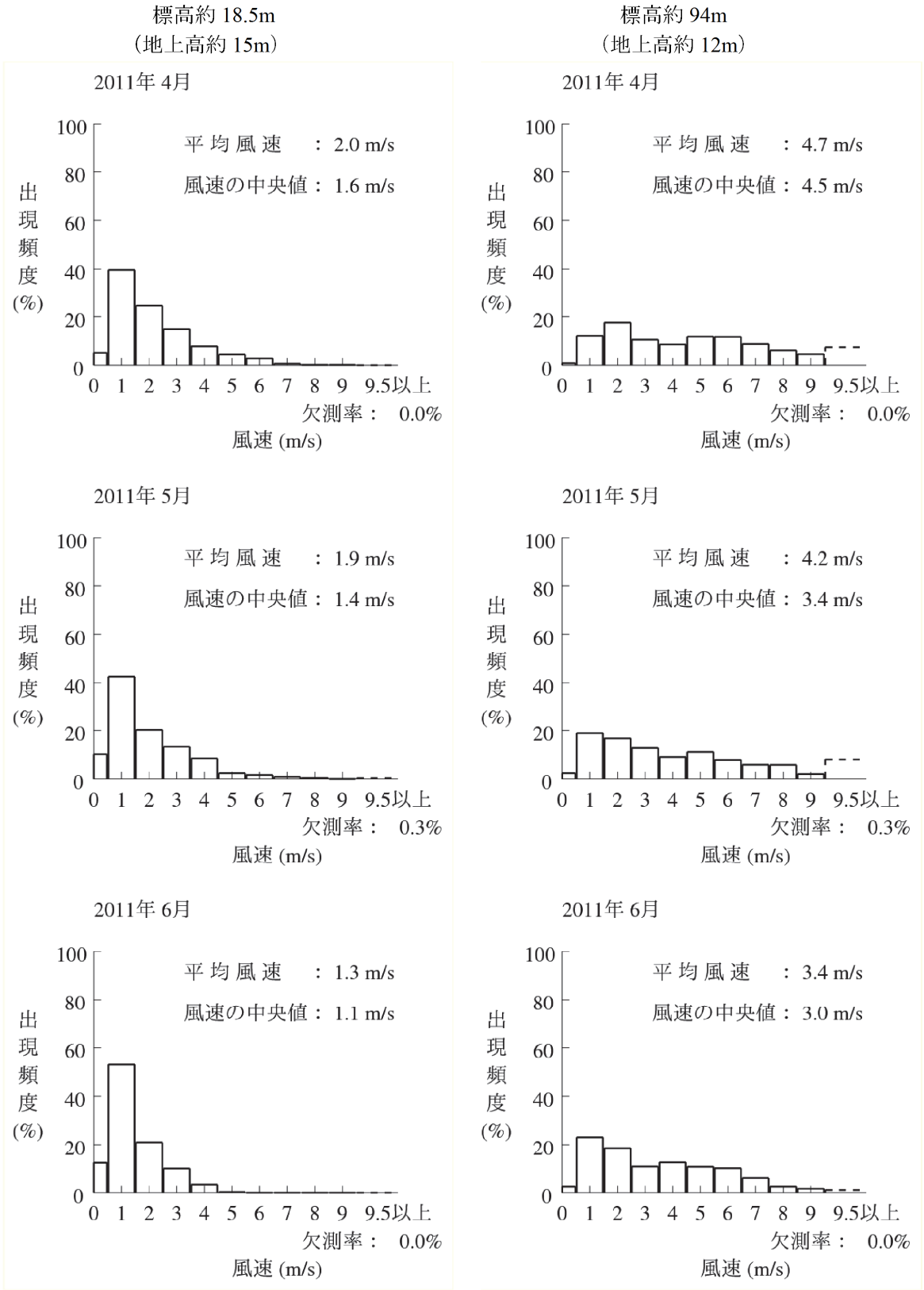
第 3.21 図　低風速（0.5～2.0m/s）時の風配図



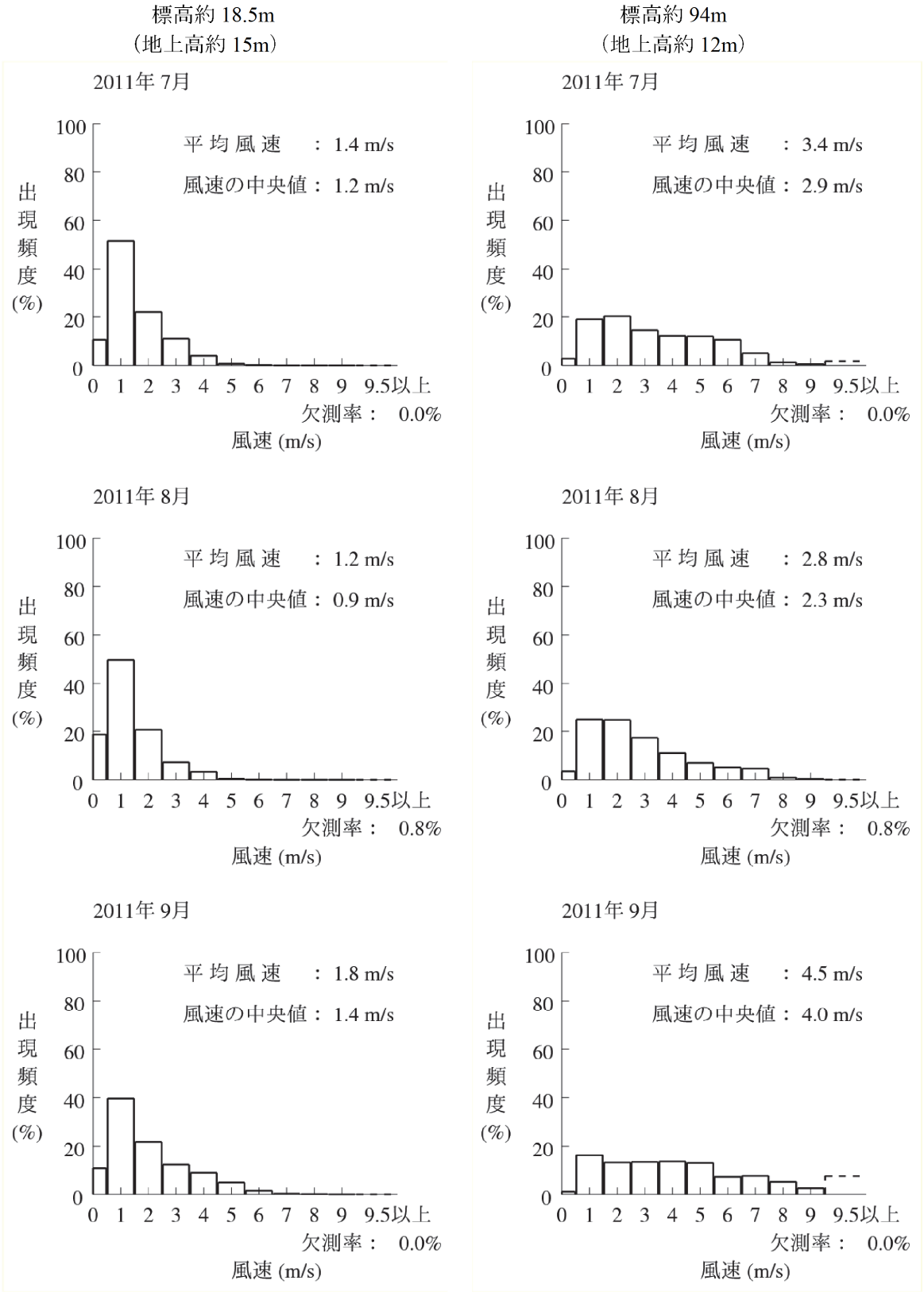
第 3.22 図　年間風速別出現頻度及び風速別出現頻度累積（観測点Ａ）
（標高約 18.5m，地上高約 15m）



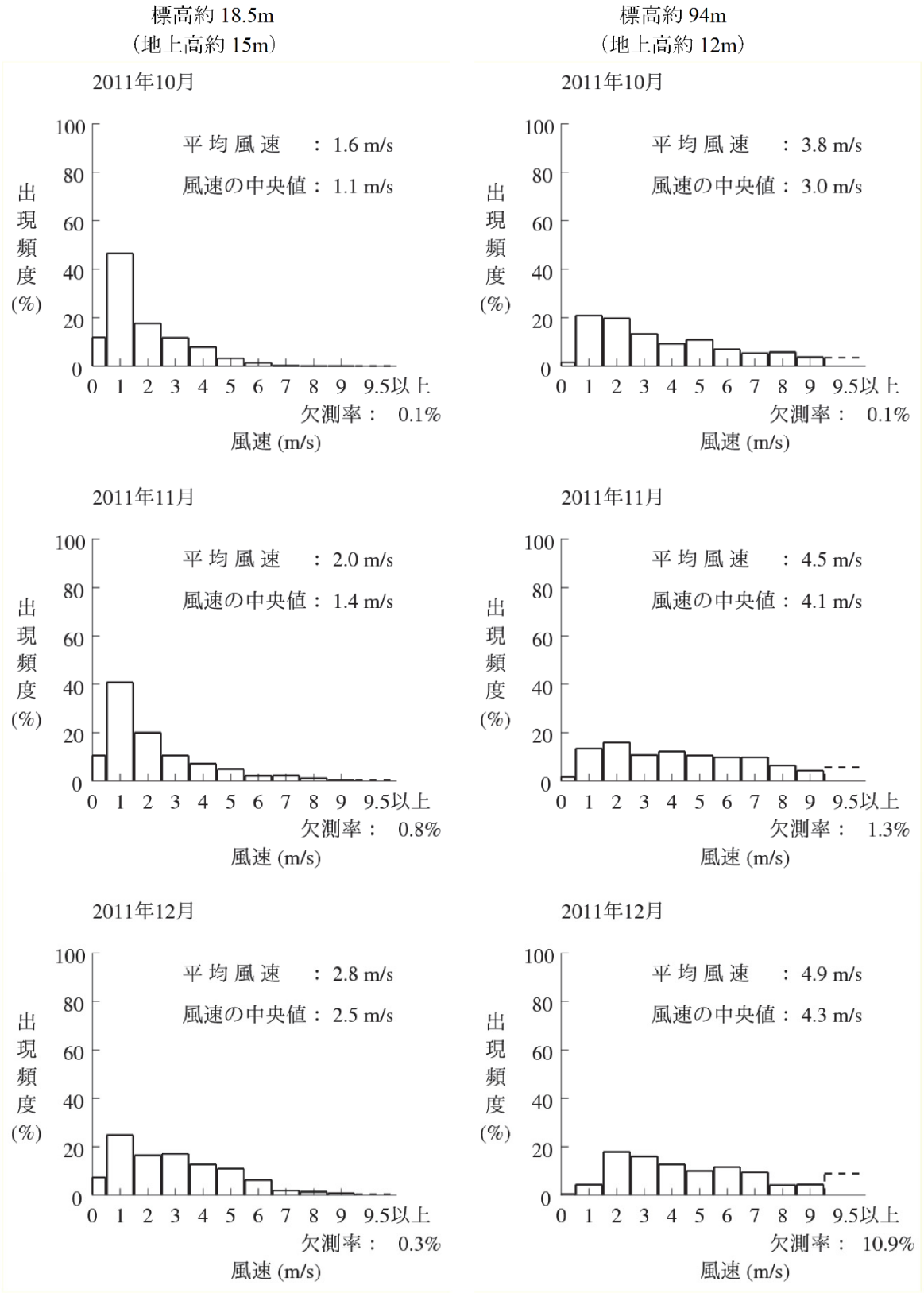
第 3.23 図　年間風速別出現頻度及び風速別出現頻度累積（観測点Ｄ）
（標高約 94m，地上高約 12m）



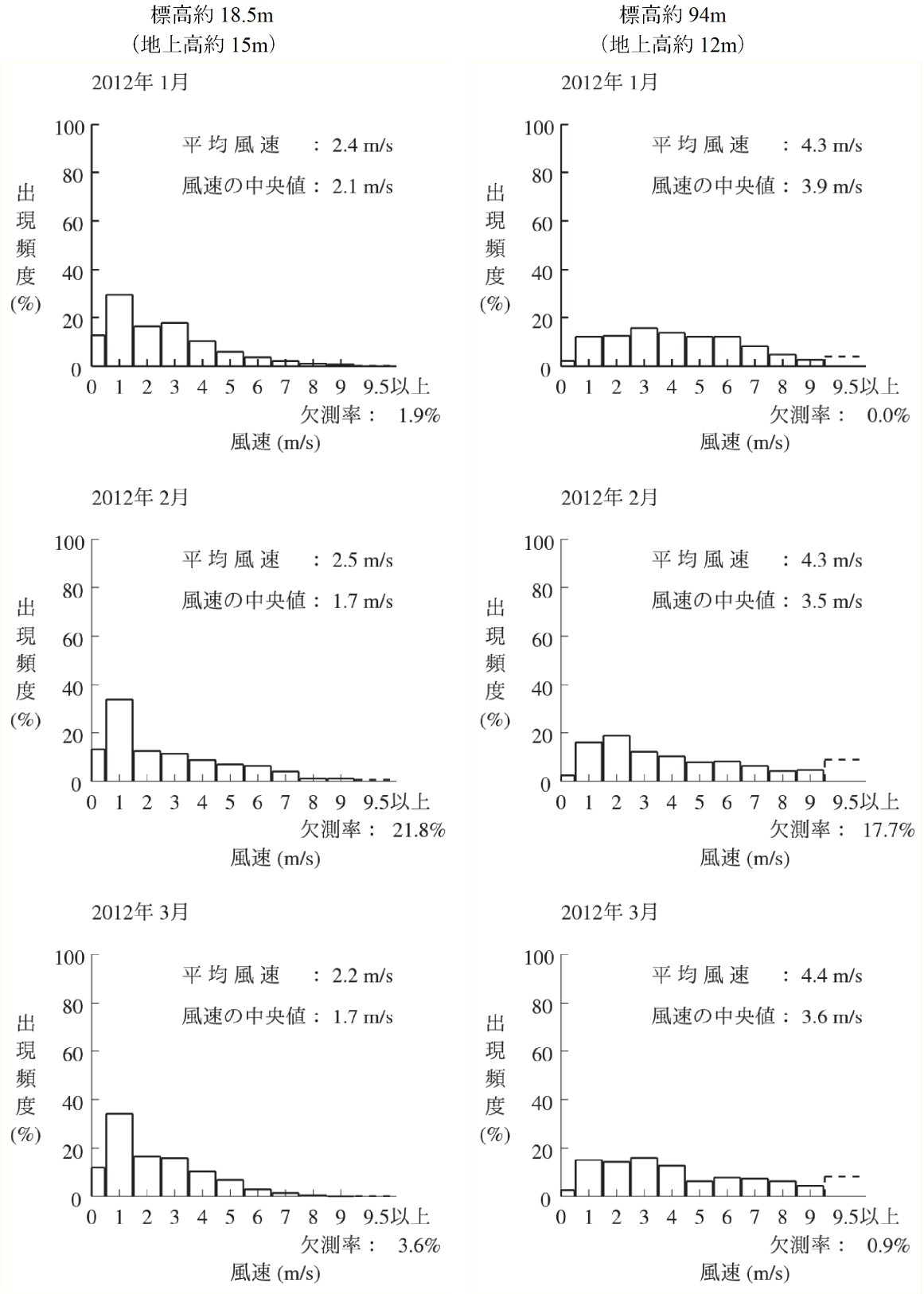
第 3.24 図　月別風速別出現頻度（2011 年 4～6 月）



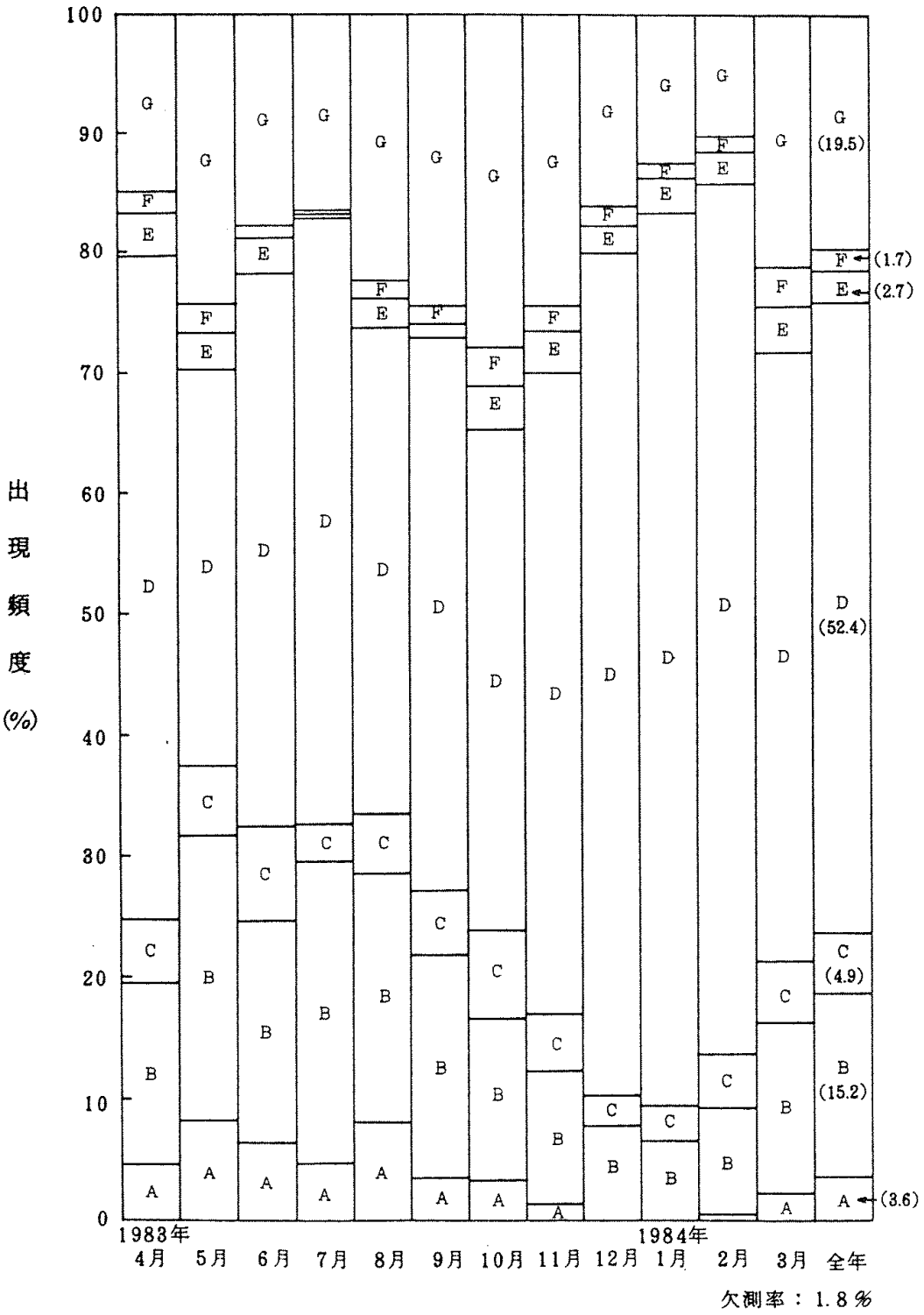
第 3.25 図　月別風速別出現頻度（2011 年 7～9 月）



第 3.26 図　月別風速別出現頻度（2011 年 10～12 月）

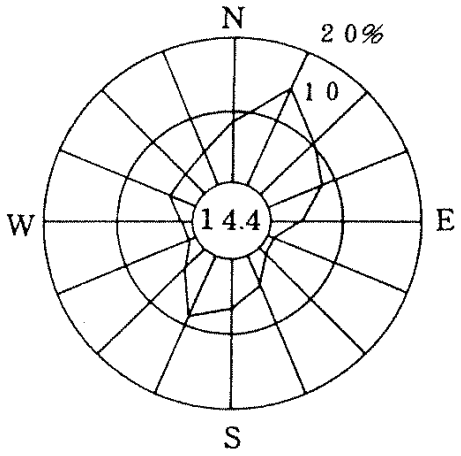


第 3.27 図　月別風速別出現頻度（2012 年 1～3 月）



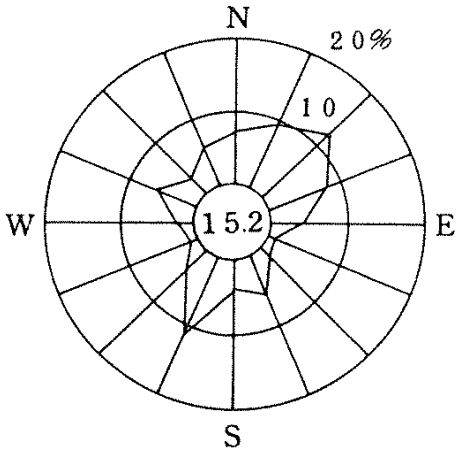
(注) 統計方法：「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」の安定度分類表中の大気安定度「A－B」、「B－C」及び「C－D」はそれぞれB、C及びD型として扱った。

第 3.28 図　年間及び月別大気安定度出現頻度



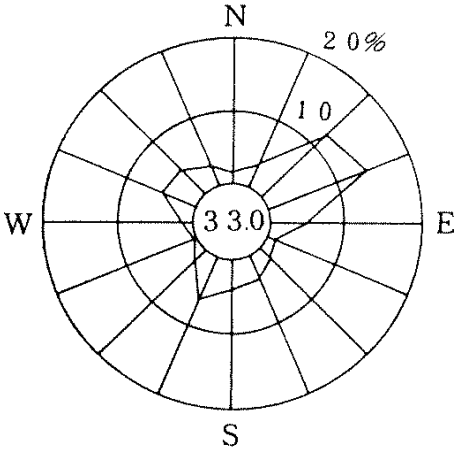
（23.7%）

安定度A，B，C型



（52.4%）

安定度D型

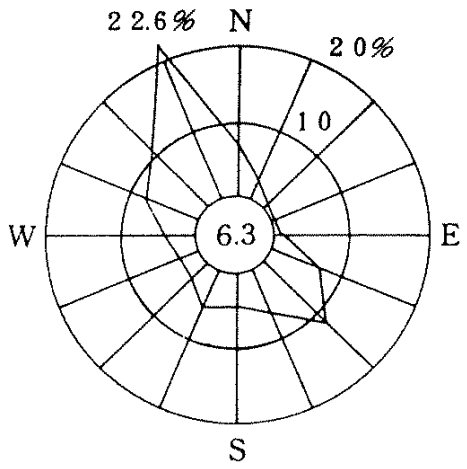


（23.9%）

安定度E，F，G型

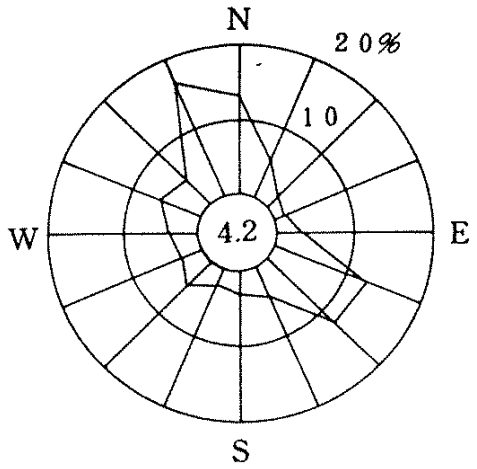
（注）　小円内の数値は静穏の頻度（%）

第3.29図　年間大気安定度別風配図（標高約18.5m，地上高約15m）



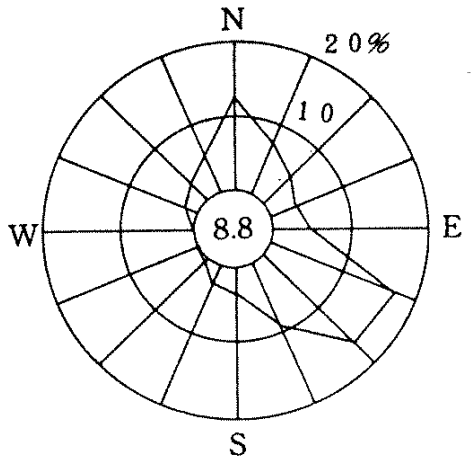
（23.6%）

安定度 A，B，C 型



（52.4%）

安定度 D 型

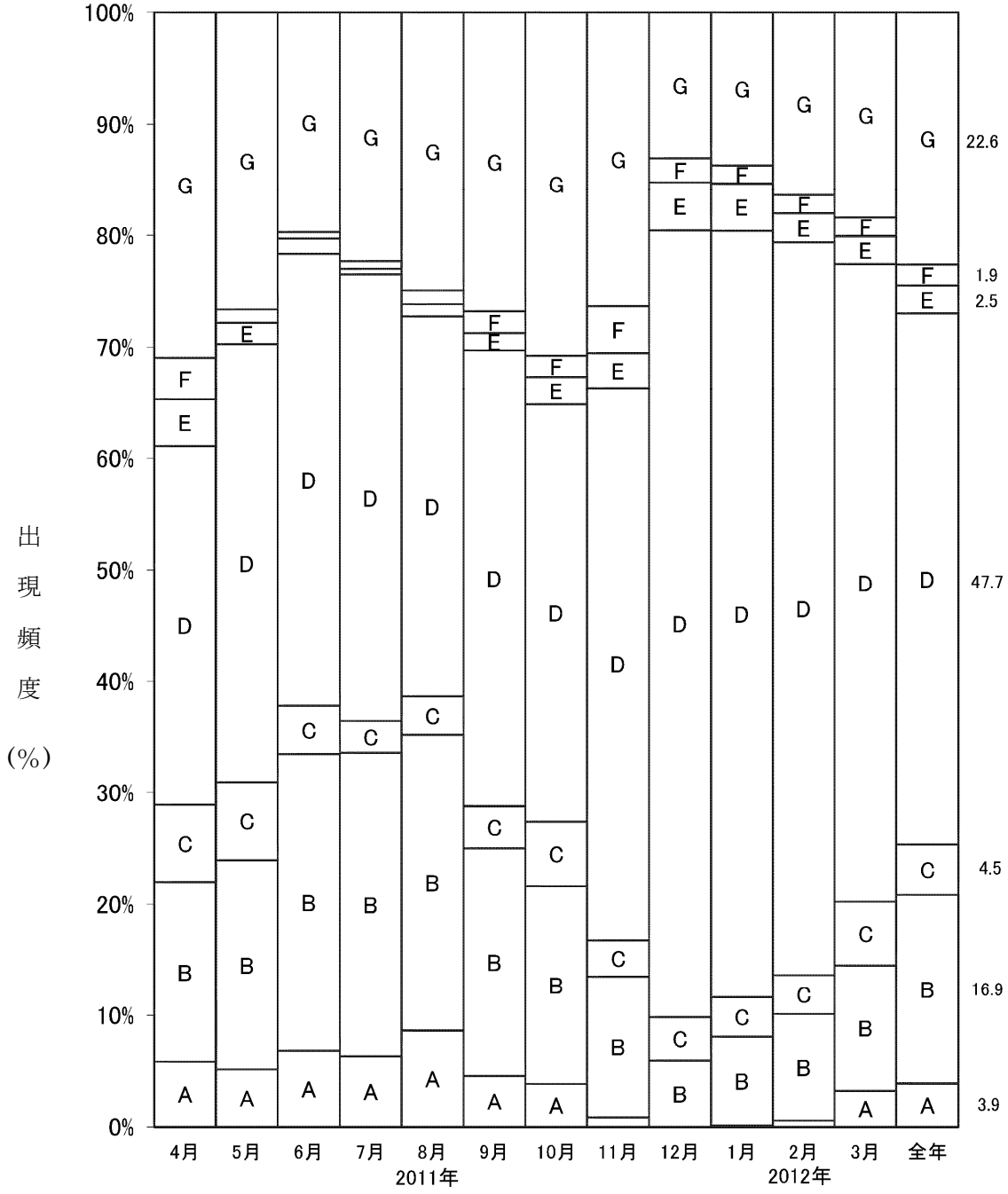


（24.0%）

安定度 E，F，G 型

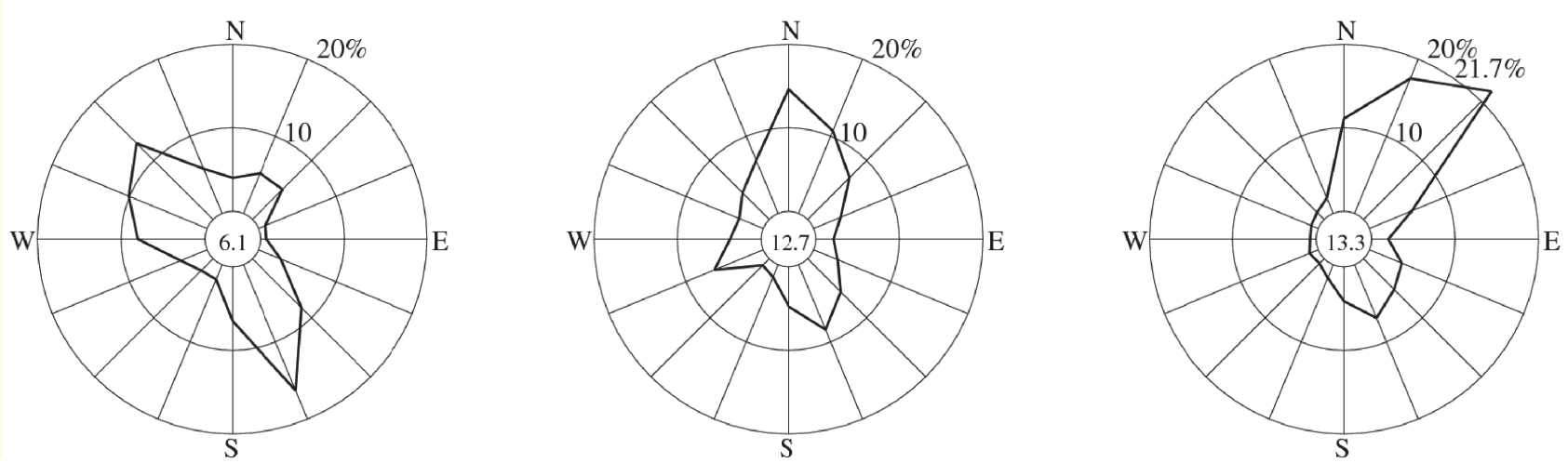
（注）　小円内の数値は静穏の頻度（%）

第 3.30 図　年間大気安定度別風配図（標高約 94 m，地上高約 12 m）



（注）統計方法：大気安定度「Ａ－Ｂ」、「Ｂ－Ｃ」及び「Ｃ－Ｄ」は、それぞれＢ、Ｃ及びＤとして計上し、統計処理を行った。

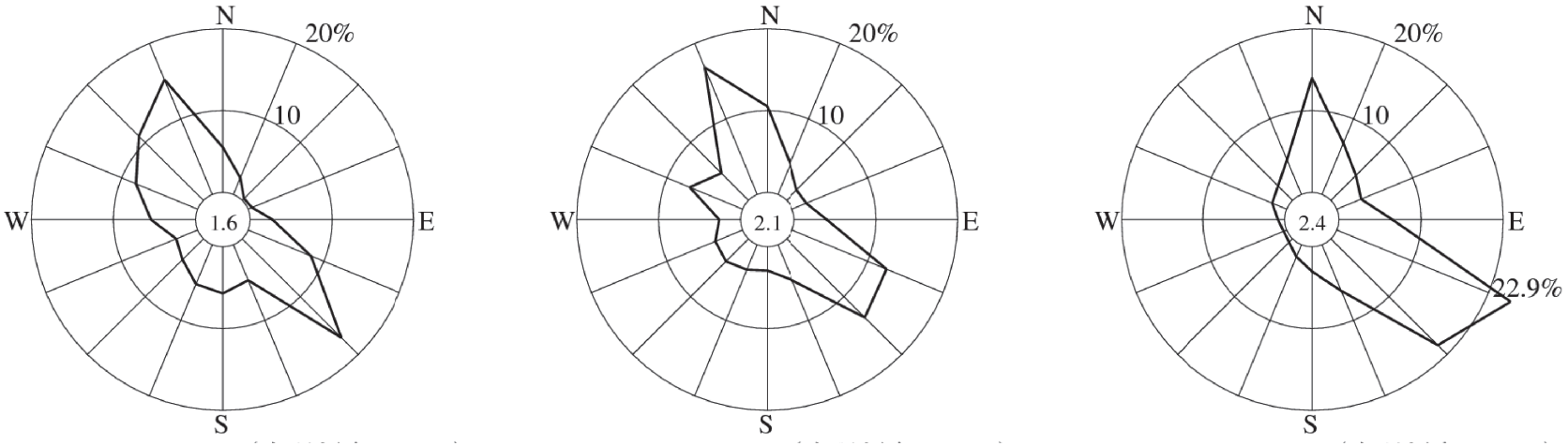
第 3.31 図　年間及び月別大気安定度出現頻度



安定度Ａ・Ｂ・Ｃ型　　安定度Ｄ型　　安定度Ｅ・Ｆ・Ｇ型

（注）1. 欠測率：2.7%
2. 小円内は静穏の出現頻度(%)を示す。

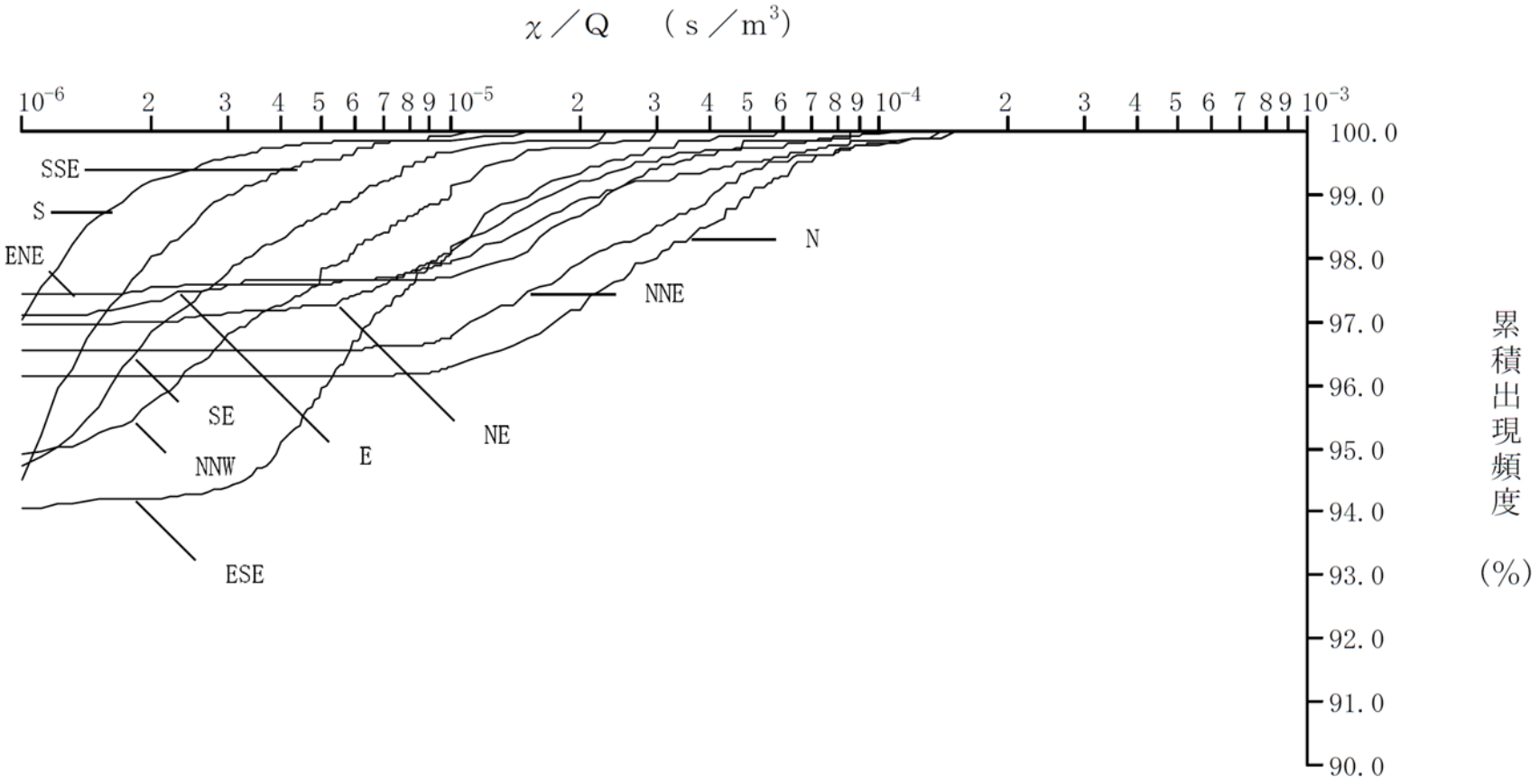
第 3.32 図　年間大気安定度別風配図（標高約１８.５ｍ，地上高約１５ｍ）



安定度Ａ・Ｂ・Ｃ型　　安定度Ｄ型　　安定度Ｅ・Ｆ・Ｇ型

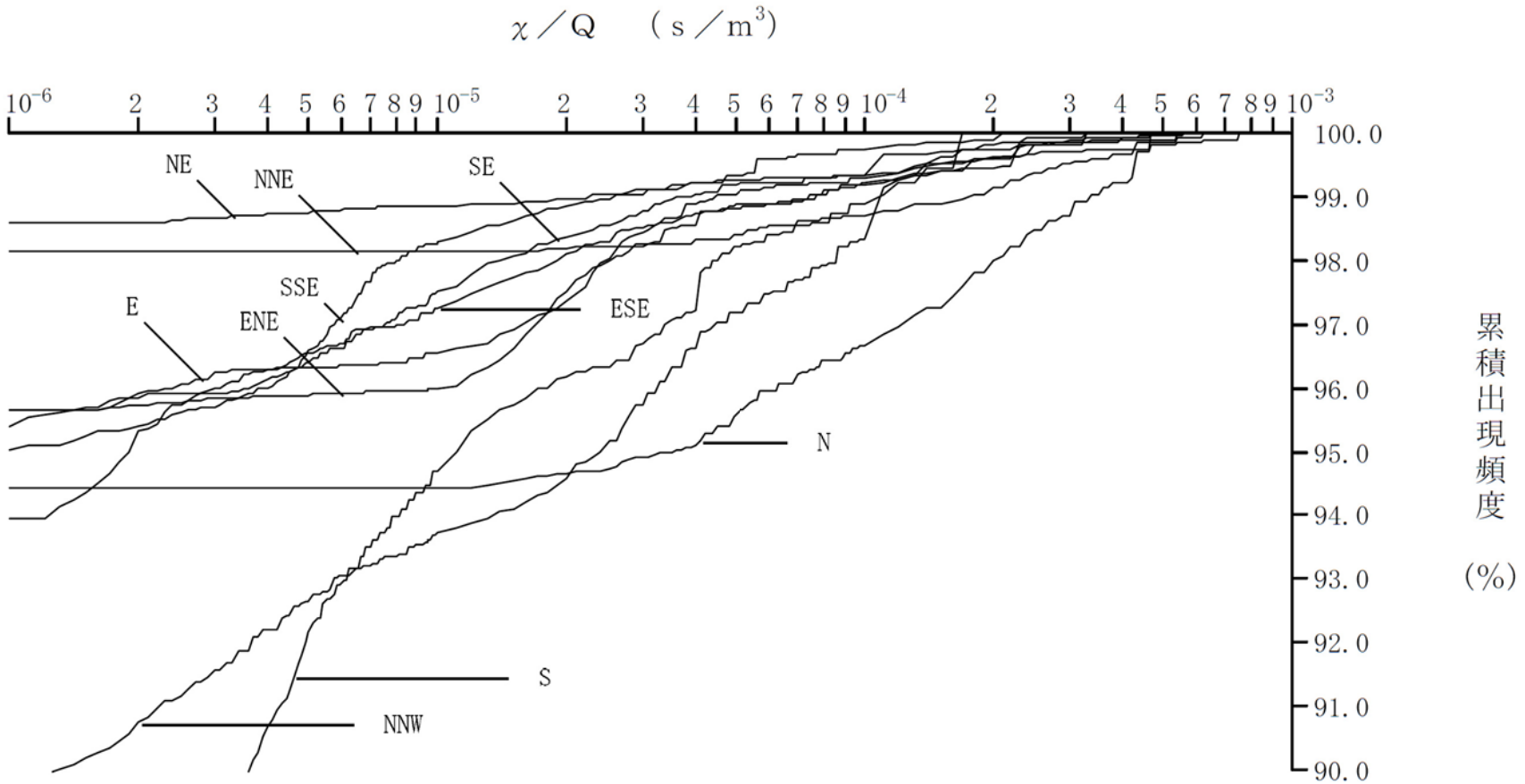
（注）1. 欠測率：4.7%
2. 小円内は静穏の出現頻度(%)を示す。

第 3.33 図　年間大気安定度別風配図（標高約９４ｍ，地上高約１２ｍ）



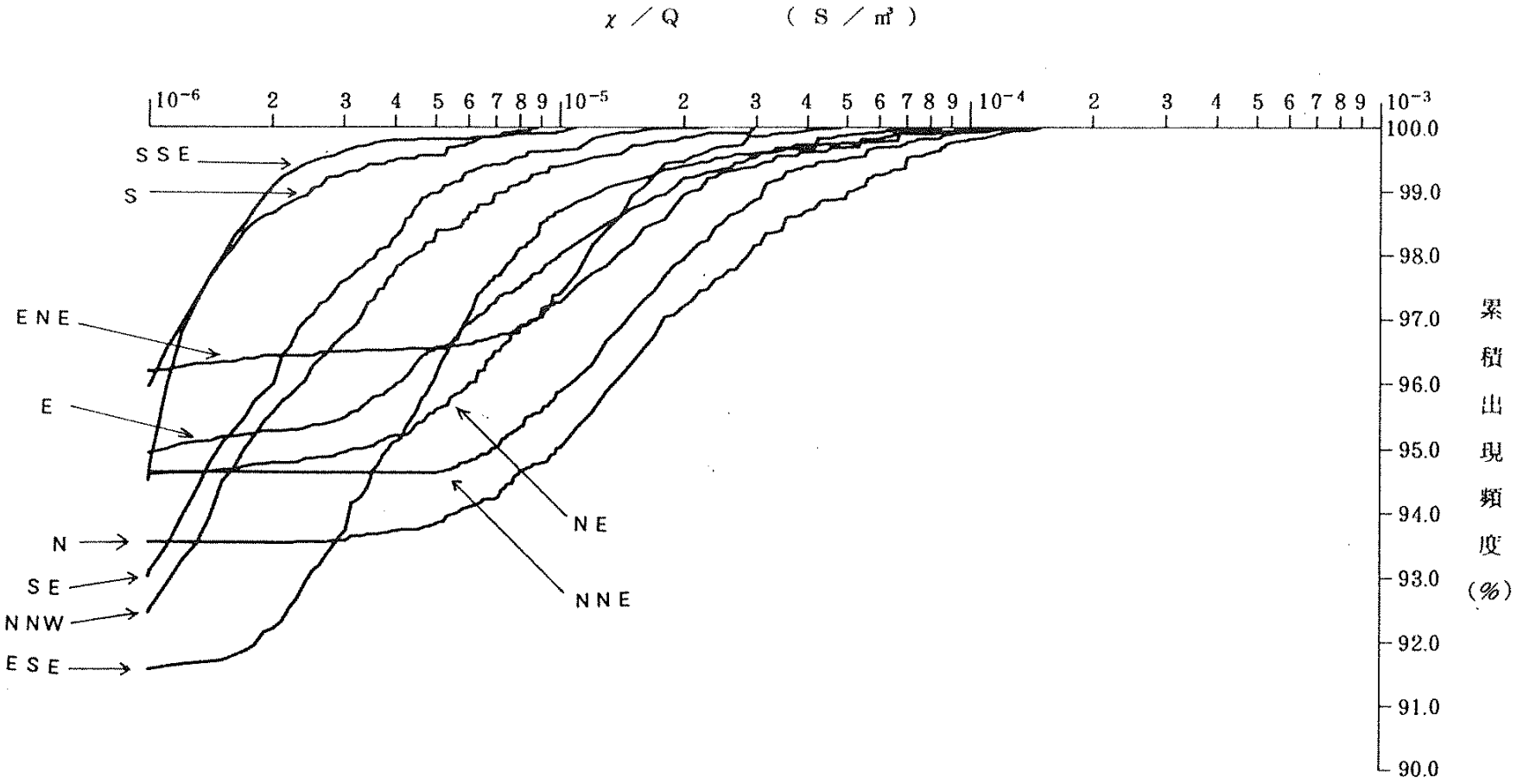
第3.34図　美浜３号炉方位別相対濃度（χ／Q）の累積出現頻度

〔原子炉冷却材喪失（設計基準事故時）、制御棒飛び出し〕



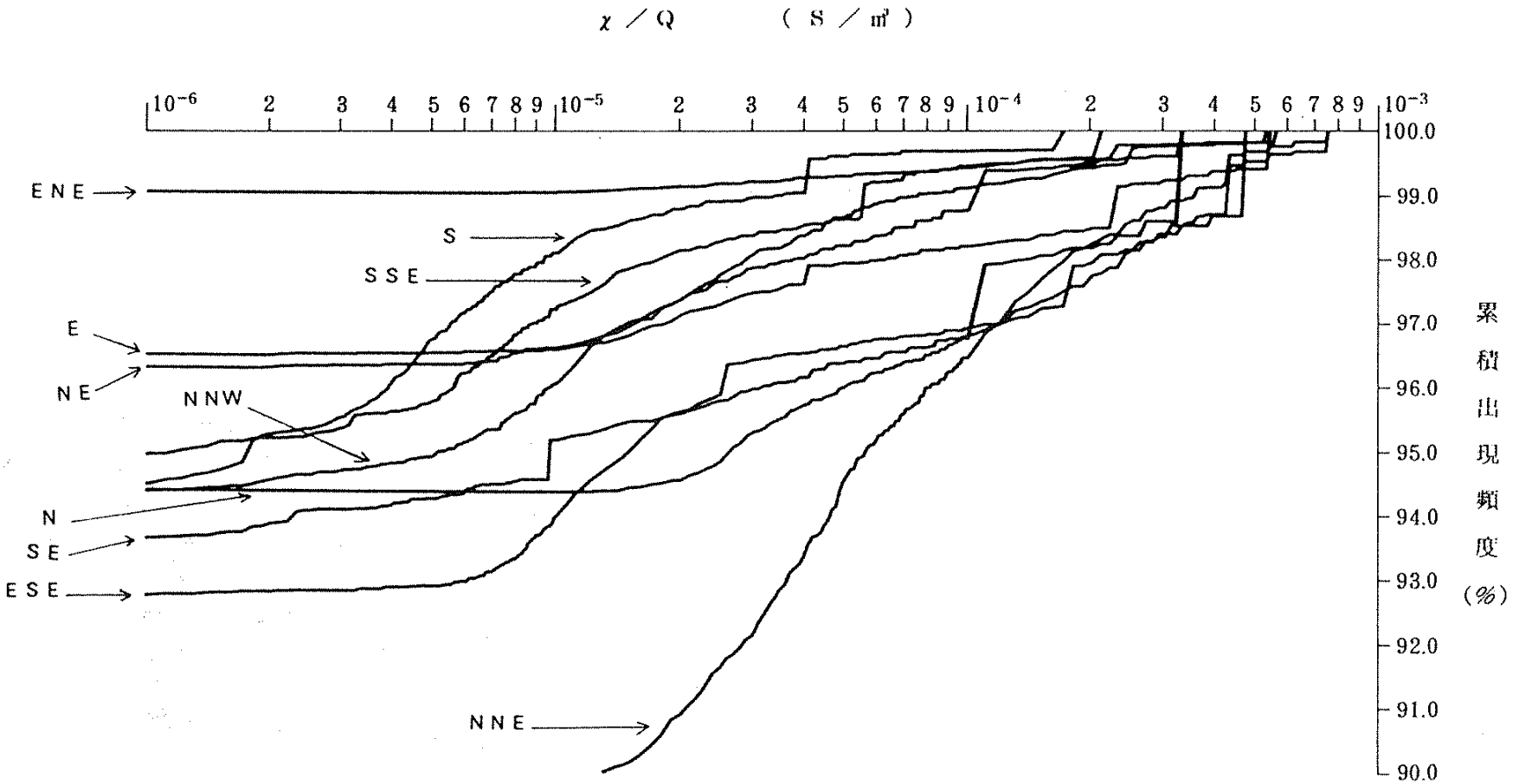
第3.35図　美浜３号炉方位別相対濃度（χ／Q）の累積出現頻度

〔蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故時）、燃料集合体の落下〕



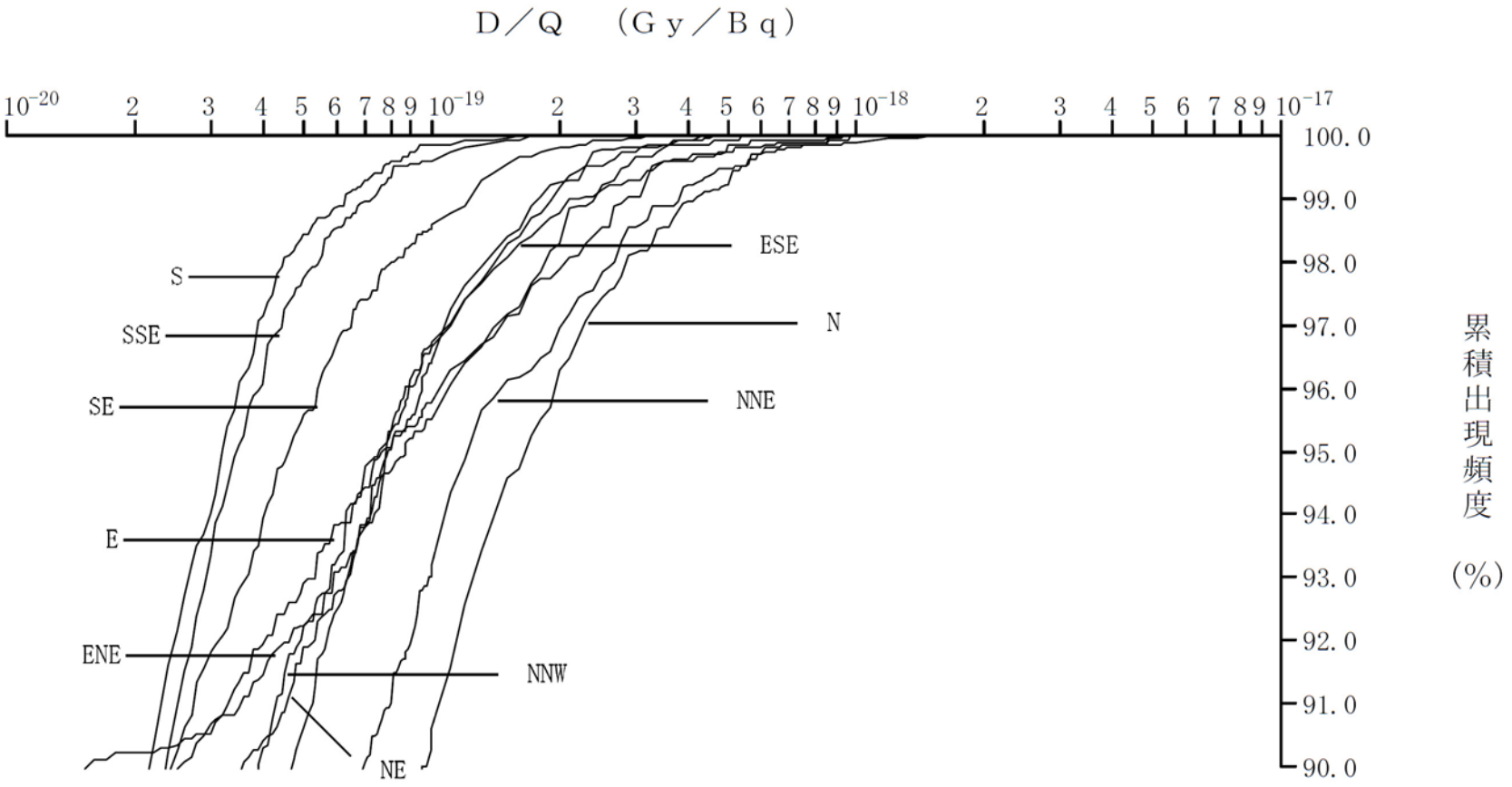
第 3.36 図　美浜 3 号炉方位別相対濃度（χ／Q）の累積出現頻度

〔原子炉冷却材喪失（重大事故及び仮想事故時）〕



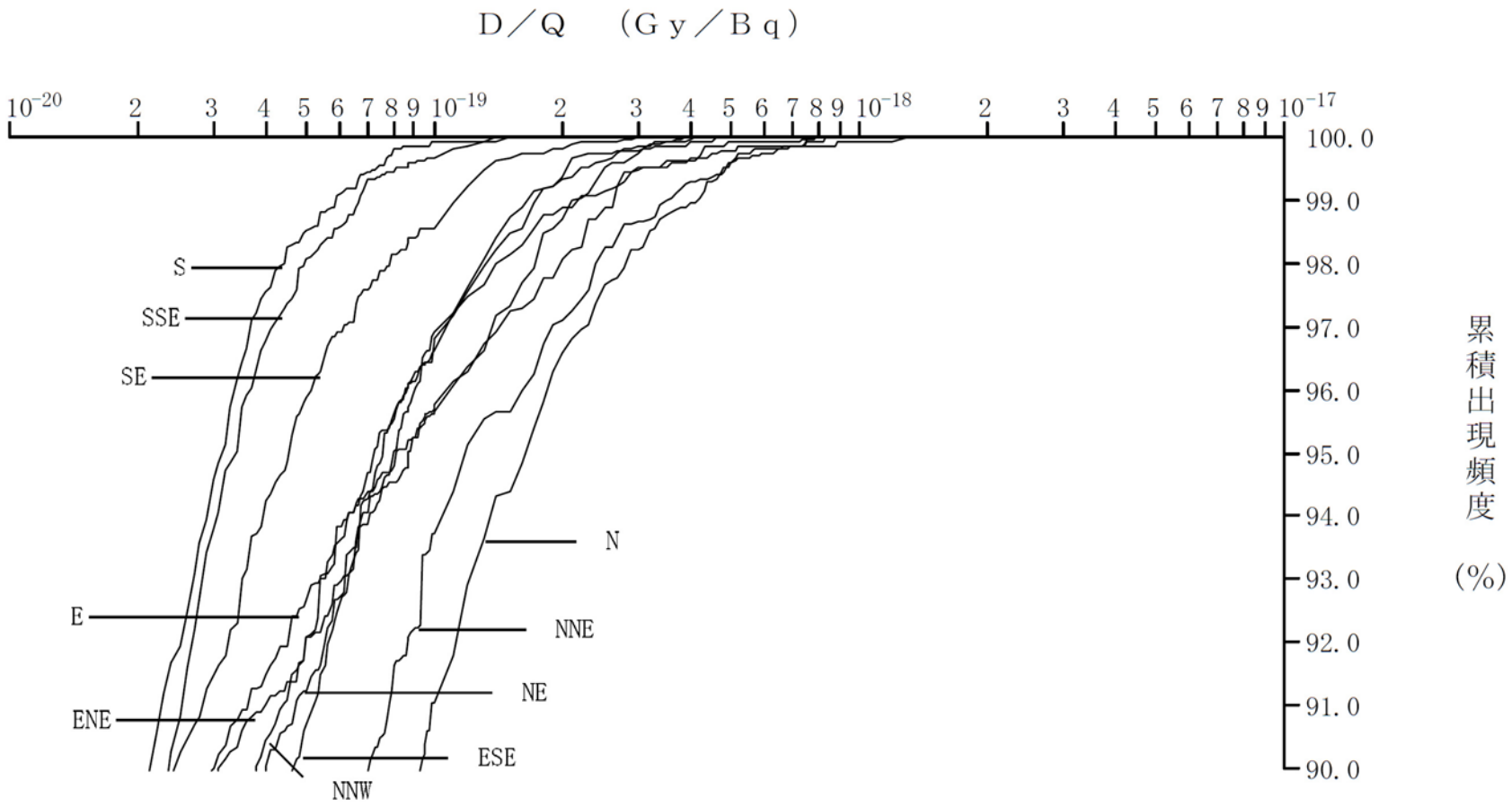
第 3.37 図　美浜 3 号炉方位別相対濃度（χ／Q）の累積出現頻度

〔蒸気発生器伝熱管破損（重大事故及び仮想事故時）〕



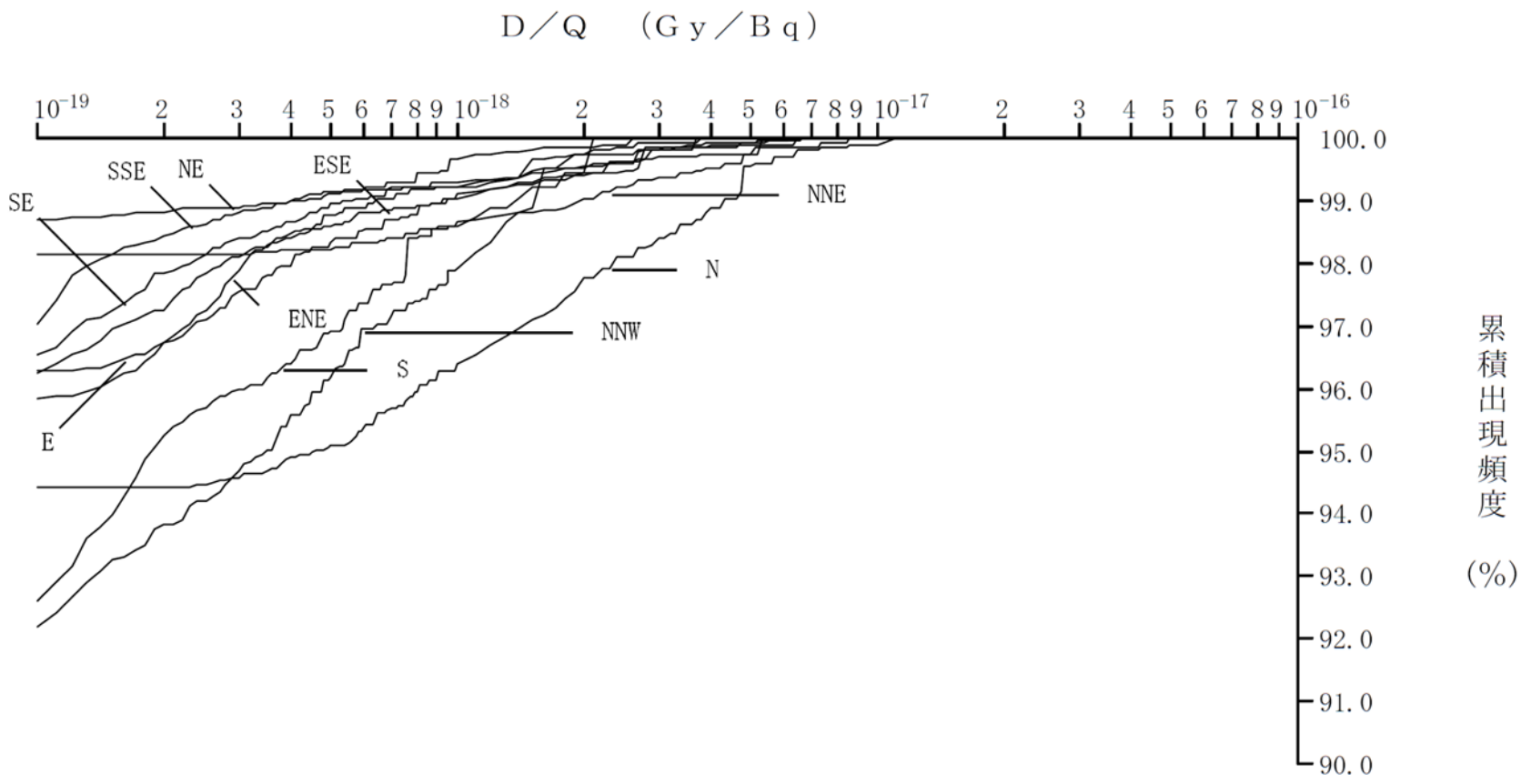
第3.38図　美浜３号炉方位別相対線量（Ｄ／Ｑ）の累積出現頻度

〔原子炉冷却材喪失（設計基準事故時）〕



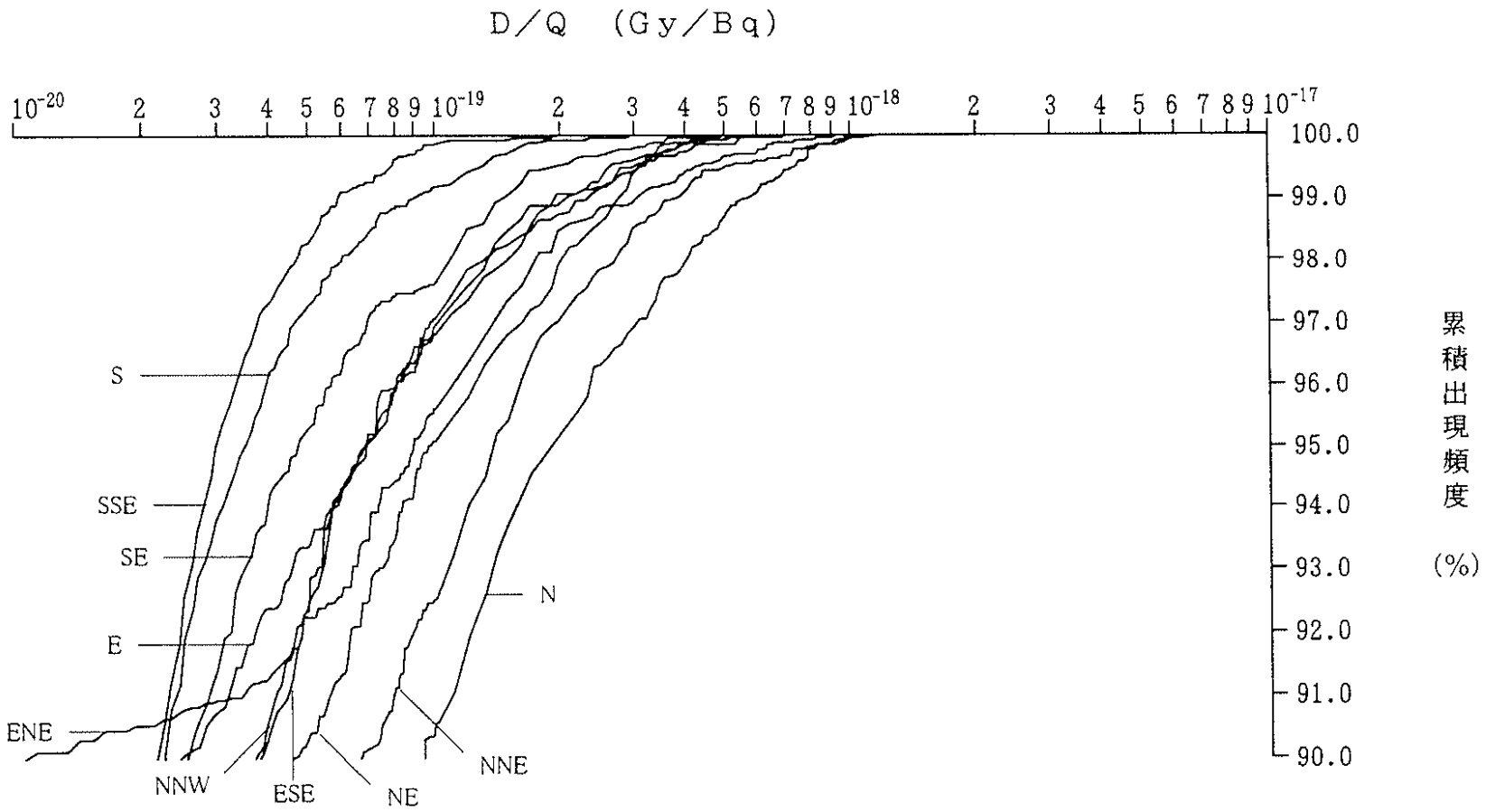
第3.39図　美浜３号炉方位別相対線量（Ｄ／Ｑ）の累積出現頻度

〔制御棒飛び出し〕



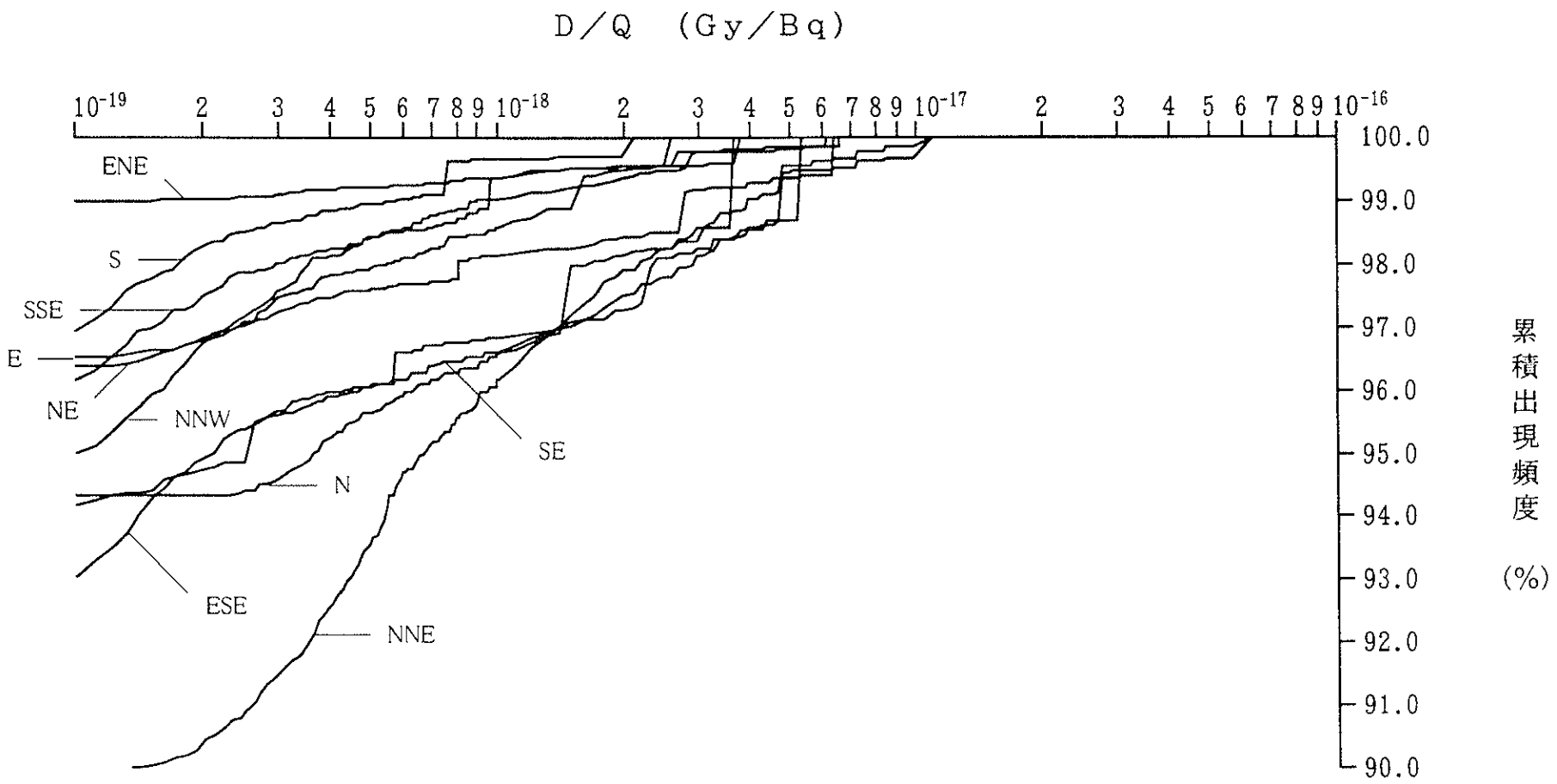
第3.40図　美浜３号炉方位別相対線量（Ｄ／Ｑ）の累積出現頻度

（放射性気体廃棄物処理施設の破損、蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故時）、燃料集合体の落下）



第 3.41 図　美浜 3 号炉方位別相対線量（Ｄ／Ｑ）の累積出現頻度

〔原子炉冷却材喪失（重大事故及び仮想事故時）〕



第 3.42 図　美浜 3 号炉方位別相対線量（D／Q）の累積出現頻度

〔蒸気発生器伝熱管破損（重大事故及び仮想事故時）〕

4. 地震

4.1 概要

施設の耐震設計において、供用中に耐震重要施設に大きな影響を及ぼすおそれがある地震による地震動（以下「基準地震動 Ss」という。）は、以下の方針により策定する。

まず、敷地周辺における活断層の性質や、敷地周辺における地震発生状況等を考慮して、その発生様式による地震の分類を行った上で、敷地に大きな影響を与えると予想される地震（以下「検討用地震」という。）を選定する。その後、敷地での地震動評価を実施し、「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」を評価する。

次に、敷地周辺の状況等を十分考慮した詳細な調査を実施しても、なお敷地近傍において発生する可能性のある内陸地殻内地震のすべてを事前に評価しうるとはいい切れないとの観点から、「震源を特定せず策定する地震動」を評価する。

以上を踏まえて、「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」及び「震源を特定せず策定する地震動」の評価結果に基づき、基準地震動 Ss を策定する。

4.2 敷地周辺の地震発生状況

4.2.1 被害地震

日本国内の地震被害に関する記録は古くから見られ、これらを収集、編集したものとして、「増訂 大日本地震史料」(1)及び「日本地震史料」(2)があり、最近の調査の成果を取り入れたものとして、「新収 日本地震史料」(3)及び「日本の歴史地震史料」(4)がある。

また、地震史料及び明治以降の地震観測記録を基に、主な地震の震央位置、地震規模等をとりまとめた地震資料として、「日本被害地震総覧599-2012」(5)、「地震活動総説」(6)、「気象庁地震カタログ」(7)、「宇津カタログ(1982)」(8)、「宇佐美カタログ(1979)」(9)、「理科年表」(10)等がある。

「日本被害地震総覧 599-2012」(5)及び「宇津カタログ(1982)」(8)に記載されている被害地震のうち、敷地からの震央距離が 200km 程度以内の震央分布を第 4.2.1 図に示す。また、同図に示した主な被害地震の諸元を第 4.2.1 表に示す。

ここで、地震の規模及び震央位置は、1884 年以前の地震については「日本被害地震総覧 599-2012」(5)を、1885 年以降 1922 年までの地震については「宇津カタログ(1982)」(8)を、さらに 1923 年以降の地震については「気象庁地震カタログ」(7)を用いている（以下特にことわらない限り、過去の地震の規模及び震央位置はこれらの値を用いる。）。

第 4.2.1 図及び第 4.2.1 表によると、主な被害地震として、敷地から約 30km の範囲でマグニチュード（以下「M」という。）6.5 の 1325 年近江北部の地震、M6.9 の 1963 年越前岬沖地震等が発生している。また、敷地から約 50km の範囲では M7.5 の 1662 年山城・大和・河内・和泉・摂津・丹後・若狭・近江・美濃・伊勢・駿河・三河・信濃の地震、M8.0 の 1891 年濃尾地震等が発生している。

4.2.2 敷地周辺の地震活動

2000 年から 2012 年までの気象庁一元化震源による、M1 以上の地震の震央分布及び震源の鉛直分布を第 4.2.2 図に示す。

これらの図によると、敷地周辺の地震活動の特徴は以下のとおりである。

(1) 震央分布図によると、敷地周辺では陸域での地震発生頻度が高く、海域では低い。

(2) 鉛直分布図によると、敷地周辺で発生している微小地震は、概ね深さ 5km～20km の範囲で見られる。

4.2.3 活断層の分布状況

活断層に関する集大成である文献として活断層研究会による「[新編]日本の活断層」(11)がある。また、敷地周辺では活断層に関する調査を実施しており、その結果は「1.地盤」に記載されている。

敷地から 30km 程度以内には、C 断層、三方断層、白木－丹生断層、大陸棚外縁～B～野坂断層、ウツロギ峠北方－池河内断層、浦底－内池見断層、敦賀断層、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層、柳ヶ瀬断層、美浜湾断層等がある。

さらに、敷地から 30km 以遠の主な活断層には、花折断層、琵琶湖西岸断層系、濃尾地震断層系等がある。

地震動評価に当たっては、「[新編] 日本の活断層」(11)や「1.地盤」を基に、活断層により想定される地震を評価するものとする。また、甲楽城沖断層、浦底断層、池河内断層及び柳ヶ瀬山断層については、連動を考慮して地震動評価を行う。

4.2.4 地震・地震動に関する調査

(1) プレートテクトニクス

日本列島とその周辺には、陸側のプレートと海洋プレートである太平洋プレート及びフィリピン海プレートがある。太平洋プレートは、ほぼ東南東の方向から西北西に移動し、日本海溝等から陸側のプレートの下へ沈み込んでいる。また、フィリピン海プレートは、ほぼ南東の方向から日本列島に近づき、南海トラフ等から陸側のプレートの下へ沈み込んでいる。

敷地周辺地域は、フィリピン海プレートが陸側のプレートの下へ沈み込む南海トラフから 300km 程度離れている。

垣見他(2003)[12]は、地震の規模、震源深さ、発震機構及び地震発生頻度に着目し、日本における過去の地震の発生状況からそれぞれの地域で起こり得る地震の最大規模を示した「地震地体構造マップ」を作成した。これによると、敷地周辺で発生する地震は東西圧縮による横ずれ断層型で一部逆断層とされており、この地域で起こり得る地震の最大規模は M7 3/4 としている。

(2) 物理探査等

地震が発生する地殻の状況については、各種調査及び研究が進められている。

重力異常は、地形の形状の違いに起因する質量分布や、地下を構成する岩石及び地質の分布に起因する密度の地域的不均質から生ずるものであり、地域ごとの地下構造を知るための有力な手がかりである。山本・志知(2004)[13]による重力異常分布から敷地周辺地域では、柳ヶ瀬断層及び琵琶湖西岸断層系周辺に重力異常の等値線が混んでいるところが見られる。

地球の内部構造は、内核、外核、マントル及び地殻から構成され、マントルと地殻の境界面をモホロビチッチ不連続面（以下「モホ面」という。）という。また、地殻では、花崗岩質層の上部地殻と玄武岩質層の下部地殻を分ける境界面をコンラッド不連続面（以下「コンラッド面」という。）といい、内陸地殻内地震は主に上部地殻内で発生している。日本の大学の地震観測網で観測した地震記録を用いた地震波速度トモグラフィにより求められた Zhao et al.(1992)[14]による日本全国のモホ面及びコンラッド面の深さから、敷地周辺地域ではモホ面が深さ約 34km、コンラッド面が深さ約 16km である。

地殻における地震の発生と温度構造は密接に関係すると考えられ、熱流量が低い地域では微小地震が発生する深さの下限が深くなっている。これは、上部地殻では脆性破壊が、下部地殻では流動変形が生じているためであると考えられている。この地殻内の温度構造は航空磁気測量から求めたキュリー点深度分布より推定することができる。大久保(1984)[15]による日本のキュリー点深度分布から敷地周辺地域では、

その深さは約 8km～約 9km である。

4.3 地震の分類

「4.2. 敷地周辺の地震発生状況」を踏まえ、敷地周辺における主な地震を以下のとおり分類する。

4.3.1 内陸地殻内地震

敷地周辺の過去の被害地震について、その M、震央距離及び敷地で想定される震度の関係を第 4.3.1 図に示す。また、敷地周辺の主な活断層から想定される地震について、その M、震央距離及び敷地で想定される震度の関係を第 4.3.2 図に示す。ここで、地震規模 M は、地震動評価に用いる断層長さを基に松田(1975)[16]により評価した。

気象庁(1996)[17]における気象庁震度階級関連解説表の記載によると、地震によって建物等に被害が発生するのは震度 5 弱（1996 年以前は震度Ⅴ）程度以上であると考えられることから、敷地に大きな影響を及ぼすものとして、過去の地震については第 4.3.1 表のとおり、活断層による地震については第 4.3.2 表のとおり抽出する。

内陸地殻内地震の地震発生層については、多数の微小地震の震源深さの統計処理により、地震発生領域の深さの目安が得られていることが知られている（伊藤･中村(1998)[18]）。伊藤・中村(1998)[18]による方法を用いて、敷地周辺で発生した地震の震源深さ分布から求まる D10（その値より震源深さが浅い地震数が全体の 10%となる震源深さ。）は約 7km であり、D90（その値より震源深さが浅い地震数が全体の 90%となる震源深さ。）は約 15km である。また、川里他(2007)[19]は、微動アレイ探査、地震計水平アレイ解析及び Zhao et al.(1992)[20]のインバージョンプログラムを使用した地震波トモグラフィ解析を実施し、若狭湾地域の地震発生層の上端深さを 4km 程度、下端深さを 18km 程度としている。

4.3.2 プレート間地震

南海トラフに沿って有史以来 M8 クラスの大地震が繰返し発生しているが、これらの地震は敷地から約 200km 以遠に位置し、敷地で震度Ⅴ以上が想定される地震はないことから、敷地への影響は大きくない。

4.3.3 海洋プレート内地震

沈み込んだフィリピン海プレート内で発生した陸域のやや深い地震としては、近年では 1994 年滋賀県中東部の地震(M5.3)等が発生しているが、敷地周辺での震度はⅡ～Ⅲ程度と小さく、敷地への影響は小さい。また、同様の地域で発生した海洋プレート内地震の可能性がある地震のうち、規模の大きいものとして 1819 年伊勢・美濃・近江の地震(M7.25)等が発生しているが、「日本被害地震総覧 599-2012」[5]による震度分布図によれば、敷地で想定される震度はⅣ程度であり、敷地への影響は大きくない。

海溝軸付近で発生した地震として 2004 年紀伊半島南東沖地震が該当するが、敷地から 200km 以遠に位置し、敷地周辺での震度は 3 程度であり、敷地への影響は大きくない。

4.3.4 その他の地震

敷地周辺地域において、上記 3 種類の地震のいずれにも分類されない特徴的な地震は発生していない。

4.4 敷地地盤の振動特性

4.4.1 解放基盤表面の設定

「1.地盤」で示したとおり、発電所敷地内で実施した試掘坑内弾性波試験結果より、敷地地盤の S 波速度（以下「Vs」という。）は約 1.65km/s である。

また、敷地内で実施した単点微動観測結果により推定した Vs＝1.65km/s 層の上面深度の分布を第 4.4.1 図に示す。同図より、Vs＝1.65km/s 層の上面深度は概ね標高（以下「E.L.」という。）－60m～E.L.＋20m の範囲であり、敷地全体にわたって著しい高低差がないことを確認している。

以上のことから、原子炉建屋設置位置付近の E.L.＋0m の位置に解放基盤表面を設定した。

4.4.2 地震観測

敷地においては、第 4.4.2 図に示す位置で地震観測を実施している。観測された主な地震の諸元を第 4.4.1 表に、震央分布を第 4.4.3 図に示す。

これらの地震について、岩盤内の E.L.－84m で得られた主な観測記録の応答スペクトルを第 4.4.4 図に示す。

また、地震ごとの岩盤内の深度別応答スペクトルを第 4.4.5 図に示す。第 4.4.5 図によると、岩盤内でスペクトルの著しい増幅は見られない。

4.4.3 地下構造モデル

地震動評価に用いる地下構造モデルは、以下の方針でモデル化する。

4.4.3.1 速度構造

敷地内で実施した反射法地震探査の探査測線及び得られた深度断面を第 4.4.6 図に示す。敷地内で実施した深さ約 1,100m のボーリング調査結果により、浅部から花崗岩が連続して確認されていること、また、第 4.4.6 図より、反射法地震探査結果から少なくとも深さ約 300m までは特異な構造が見られないことから、水平成層構造とみなして 1 次元

の速度構造をモデル化する。

1 次元の速度構造は、敷地内で実施した微動アレイ観測による位相速度を目的関数として、インバージョン解析[21]により推定する。

敷地内で実施した微動アレイ観測の観測点配置を第 4.4.7 図に示す。また、微動アレイ観測により得られた位相速度を第 4.4.8 図に示す。位相速度の同定により推定された地下構造モデル及び観測位相速度と推定された地下構造モデルの理論位相速度の比較を第 4.4.9 図に示す。

4.4.3.2 減衰定数

敷地内で実施した PS 検層のデータを用いて不均質性の評価を行い、佐藤・山中(2010)[22]による地盤の不均質性と減衰定数の関係を基に、減衰定数を設定する。

評価に用いた PS 検層の実施位置を第 4.4.10 図に、佐藤・山中(2010)[22]にならって評価した不均質性の推定結果を第 4.4.11 図に示す。

その結果、佐藤・山中(2010)[22]によって減衰定数の付加量と特に相関が高い指標としている標準偏差 ε は、M1 孔で 0.171、M2 孔で 0.113 であり、佐藤・山中(2010)[22]が評価した新潟平野の深部地盤の不均質性と比較しても大きめの数字である。

以上のことから、美浜発電所においても、地盤の不均質性は高いと判断し、表層の減衰定数として 3%程度と評価した。ここで、評価に用いた 2 つの PS 検層データから、深さ 200m までを減衰定数 3%とした。

また、敷地内のボーリング孔を用いて Q 値測定を実施した結果を第 4.4.12 図に示すが、概ね Q 値は 16.7（減衰定数 3%）程度となっている。

以上を踏まえて、調査結果に基づく地下構造モデルを第 4.4.2 表のとおり設定した。また、第 4.4.13 図に調査結果に基づく地下構造モデルの速度構造を示す。

調査結果に基づく地下構造モデルを基に、断層モデルを用いた手法による地震動評価に用いる地下構造モデルについては深さ 3km までとし、第 4.4.3 表のとおり設定した。また、第 4.4.14 図に地震動評価に用いる地下構造モデルの速度構造を示す。

4.5 基準地震動 Ss

基準地震動 Ss は、「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」及び「震源を特定せず策定する地震動」について、解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動としてそれぞれ策定する。ここで、基準地震動 Ss の策定に与える影響が大きいと考えられる不確かさを考慮する。

4.5.1 敷地ごとに震源を特定して策定する地震動

4.5.1.1 検討用地震の選定

第 4.3.1 表及び第 4.3.2 表に示す地震のうち影響が大きいと考えられる地震について、Noda et al.(2002)[23]の方法（以下「耐専式」という。）により求めた応答スペクトルの比較を第 4.5.1 図及び第 4.5.2 図に、その算定に用いた諸元を第 4.5.1 表及び第 4.5.2 表に示す。

第 4.3.1 図及び第 4.3.2 図より特に敷地への影響が大きいと考えられる大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層による地震を検討用地震として選定した。また、第 4.5.1 図及び第 4.5.2 図より敷地への影響が大きいと考えられるＣ断層による地震、三方断層による地震、白木－丹生断層による地震、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震及び美浜湾断層による地震を検討用地震として選定した。

4.5.1.2 震源モデルの設定

検討用地震として選定したＣ断層による地震、三方断層による地震、白木－丹生断層による地震、大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層による地震、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震及び美浜湾断層による地震について、基本ケース及び不確かさを考慮したケースのモデル化を行う。

(1) 基本ケースの設定

基本ケースのモデル化は、強震動予測レシピ[24]、入倉・三宅(2001)[25]等[26]~[32],[54]に基づき、巨視的断層パラメータ、微視的断層

パラメータ及びその他のパラメータを設定して特性化震源モデルを作成した。基本ケースにおける主な断層パラメータの設定根拠を第 4.5.3 表に示す。また、断層パラメータの設定フローを第 4.5.3 図に示す。

ここで、断層上端深さ及び下端深さは、発電所敷地の速度構造の Vp＝5.8km/s 層の上面深度や微小地震の発生状況から、上端深さを 3km、下端深さを 18km と設定した。平均応力降下量の算定は、強震動予測レシピにしたがって算定したアスペリティの面積比に応じて、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層では Fujii and Matsu'ura(2000)[33]による値を用い、C 断層、三方断層、白木－丹生断層、大陸棚外縁～B～野坂断層、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層及び美浜湾断層については円形クラックの式により設定した。fmax は、香川他(2003)[34]に基づき 8.3Hz と設定した。立ち上がり時間は、Somerville et al.(1999)[35]による経験式を用いて設定した。アスペリティは敷地近くに配置し、破壊開始点は断層面下端及びアスペリティ下端に複数設定した。

(2) 不確かさを考慮したケースの設定

設定した基本ケースに対して、地震動評価に影響が大きいと考えられるパラメータについて、不確かさを考慮したケースの地震動評価を行う。各検討用地震について、第 4.5.4 表に不確かさを考慮するパラメータ及びその設定根拠を示す[36]。

なお、短周期の地震動レベルの不確かさの考慮においては、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定した。

第 4.5.5 表に応答スペクトルに基づく地震動評価の検討ケース一覧を、第 4.5.6 表に断層モデルを用いた手法による地震動評価の検討ケース一覧を示す。ここで、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層については活断層の連動の不確かさとして、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層の

連動を考慮したケースについても、断層モデルを用いた手法による地震動評価を行う。第 4.5.7 表～第 4.5.13 表に各検討ケースの断層パラメータを、第 4.5.4 図～第 4.5.10 図に各検討ケースの断層モデル図を示す。

4.5.1.3 応答スペクトルに基づく地震動評価

(1) 評価方法

応答スペクトルに基づく地震動評価は、岩盤における観測記録に基づいて提案された距離減衰式で、解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動の応答スペクトルを評価することができる耐専式を用いる。

地震動評価に当たって使用する M は、断層長さ L から松田(1975)[16]により求める。また、耐専式における内陸地殻内地震の補正係数は、地震動評価上は適用しないものとする。さらに、C断層による地震、三方断層による地震、白木－丹生断層による地震、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震及び美浜湾断層による地震については、震源近傍における破壊伝播効果を考慮して評価を行う。

(2) 耐専式の適用性の検討

耐専式の適用に当たっては、耐専式の策定に用いられた地震諸元と比較し、震源が敷地に近いため等価震源距離 Xeq（以下「Xeq」という。）と耐専式で定められている極近距離との乖離が大きい場合には、耐専式の適用範囲外とし、断層モデルを用いた手法による地震動評価結果を重視する。

大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の M と Xeq を耐専式の策定に用いられた Nishimura et al.(2001)[37]による地震諸元に追記して第 4.5.11 図に示す。

大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の評価については、極近距離との乖離が大きく、回帰式を策定するうえで用いた Xeq の最小値との差が大きいことから、耐専式の適用範囲外と判断する。

(3) 各種距離減衰式に基づく地震動評価

耐専式の適用が難しいと判断した検討用地震の地震動評価については、断層モデルを用いた手法を重視する。また、断層モデルを用いた手法の妥当性を検証するため耐専式以外の距離減衰式による検討を行う。耐専式以外の距離減衰式として、Kanno et al.(2006)[38]、Zhao et al.(2006)[39]、内山・翠川(2006)[40]、片岡他(2006)[41]、Abrahamson and Silva(2008)[42]、Boore and Atkinson(2008)[43]、Campbell and Bozorgnia(2008)[44]、Chiou and Youngs(2008)[45]及びIdriss(2008)[46]の距離減衰式を採用する。

各種距離減衰式のデータベース諸元を第4.5.14表に示す。

(4) 地震動評価結果

第4.5.5表に示したケースについて、耐専式で評価した応答スペクトルを第4.5.12図～第4.5.17図に示す。

大陸棚外縁～B～野坂断層による地震については、第4.5.14表に示す各種距離減衰式を用いて地震動評価を行った。評価した応答スペクトルを第4.5.18図に示す。

4.5.1.4 断層モデルを用いた手法による地震動評価

(1) 評価方法

断層モデルを用いた手法による地震動評価では、敷地における適切な地震観測記録がないため、短周期領域は統計的グリーン関数法[47]、[48]を、長周期領域は離散化波数法[49]を用いて評価し、それらを組みあわせることにより評価するハイブリッド合成法により評価する。ハイブリッド合成法に用いるマッチングフィルタの形状を第4.5.19図に示す。

(2) 地震動評価結果

第4.5.6表に示した検討ケースについて、断層モデルを用いた手法による地震動評価により算定した応答スペクトルを第4.5.20図～第4.5.26図に示す。

大陸棚外縁～B～野坂断層による地震について、第4.5.18図に示

した各種距離減衰式に基づく地震動評価結果と、第 4.5.23 図の結果を重ねた図を第 4.5.27 図に示す。同図より、両者の結果は概ね整合しており、断層モデルを用いた手法による結果を重視することとする。

4.5.2 震源を特定せず策定する地震動

敷地周辺の状況等を十分考慮した詳細な調査を実施しても、なお敷地近傍において発生する可能性のある内陸地殻内地震のすべてを事前に評価しうるとはいい切れないことから、「震源を特定せず策定する地震動」を考慮する。

4.5.2.1 評価方法

震源と活断層を関連づけることが困難な過去の内陸地殻内地震を検討対象地震として選定し、それらの地震時に得られた震源近傍における観測記録を収集し、敷地の地盤物性を加味した応答スペクトルを設定する。

4.5.2.2 既往の知見

加藤他(2004)[50]は、内陸地殻内地震を対象として、詳細な地質学的調査によっても震源位置及び地震規模をあらかじめ特定できない地震による震源近傍の硬質地盤上の強震記録を用いて、震源を事前に特定できない地震による地震動の上限スペクトルを設定している。加藤他(2004)[50]による応答スペクトルを第 4.5.28 図に示す。

4.5.2.3 検討対象地震の選定と震源近傍の観測記録の収集

震源と活断層を関連づけることが困難な過去の内陸地殻内地震の震源近傍における観測記録の収集においては、震源断層がほぼ地震発生層の厚さ全体に広がっているものの、地表地震断層としてその全容を表すまでには至っていないモーメントマグニチュード（以下「Mw」という。）6.5 以上の地震及び断層破壊領域が地震発生層内部にとどまり、国内においてどこでも発生すると考えられる地震で、震源の位置も規

模もわからない地震として地震学的検討から全国共通で考慮すべきMw6.5未満の地震を対象とする。検討対象地震を第4.5.15表に示す。

(1) Mw6.5以上の地震

2008年岩手・宮城内陸地震及び2000年鳥取県西部地震については、事前に活断層の存在が指摘されていなかった地域において発生し、地表付近に一部痕跡が確認された地震であり、地域による活断層の成熟度の相違、上部に軟岩、火山岩又は堆積層が厚く分布する場合、地質体の違い等の地域差があると考えられる。

2008年岩手・宮城内陸地震の震源域近傍は、新第三紀以降の火山岩及び堆積岩が厚く堆積し、顕著な褶曲又は撓曲構造が発達する。また、2008年岩手・宮城内陸地震の震源域は火山フロントに位置し、火山活動が活発な地域である。一方、美浜発電所が立地する敦賀半島は、主として後期白亜紀～古第三紀に貫入した江若花崗岩を基盤岩としており、東北地方のように堆積層の厚い地域ではない。また、美浜発電所周辺は火山フロントから外れた地域に位置し、第四紀の火山活動等は知られていない。以上のことから、2008年岩手・宮城内陸地震の震源域は、美浜発電所周辺地域とは地質学的背景が異なることから、観測記録収集対象外とする。

2000年鳥取県西部地震については、震源域近傍と美浜発電所周辺地域との間に地質学的背景に差はあるものの明瞭には認められないことから、観測記録を収集し、その地震動レベル及び地盤特性を評価した。その結果、震源近傍に位置する賀祥ダムの観測記録が得られており、また観測点位置のVsは1.2km/s～1.3km/s程度であることから、地盤補正を行わずに賀祥ダムの観測記録をそのまま震源を特定せず策定する地震動として採用する。

(2) Mw6.5未満の地震

第4.5.15表に示した検討対象地震のうち、2008年岩手・宮城内陸地震及び2000年鳥取県西部地震を除いた14地震について、震源近傍の観測記録を収集して、その地震動レベルを整理した。その結果、2004年北海道留萌支庁南部地震では、震源近傍のK-NET港町観測

点において、加藤他(2004)[50]の応答スペクトルを超える記録が得られており、また、佐藤他(2013)[51]で詳細な地盤調査及び基盤地震動の推定が行われていることから、これらを参考に地下構造モデルを設定し基盤地震動を評価する。この基盤地震動に不確かさを考慮した地震動を、震源を特定せず策定する地震動として採用する。

(3) 震源を特定せず策定する地震動の応答スペクトル

第 4.5.29 図に、前述の(1)及び(2)で震源を特定せず策定する地震動として採用した 2000 年鳥取県西部地震の賀祥ダムの観測記録及び 2004 年北海道留萌支庁南部地震を考慮した地震動の応答スペクトルを示す。

また、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈　別記２において、「震源近傍の多数の地震動記録に基づいて策定した地震基盤相当面（地震基盤からの地盤増幅率が小さく地震動としては地震基盤面と同等とみなすことができる地盤の解放面で、せん断波速度 Vs＝2200m/s 以上の地層をいう。）における標準的な応答スペクトル」（以下「標準応答スペクトル」という。）が示されている。美浜発電所の解放基盤表面は Vs＝1.65km/s であることから、標準応答スペクトルに対し美浜発電所の地下構造モデルに基づく地震基盤相当面から解放基盤表面までの地盤増幅特性を考慮したうえで、震源を特定せず策定する地震動として採用する。

地震基盤相当面から解放基盤表面までの地盤増幅特性は、後述する解放基盤表面で策定された基準地震動 Ss－1 と、第 4.4.3 表に示す地震動評価に用いる地下構造モデルの Vs＝2.2km/s の層の上面（上面深度 0.45km）から解放基盤表面までの伝達関数を考慮した地震動との応答スペクトル比を求め、これを標準応答スペクトルに乗ずることで考慮する。

標準応答スペクトルに乗じる応答スペクトル比を第 4.5.30 図に、標準応答スペクトル及び地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトルを第 4.5.31 図に示す。

4.5.3 基準地震動 Ss の策定

基準地震動 Ss は、「4.5.1 敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」及び「4.5.2 震源を特定せず策定する地震動」の評価結果等に基づき、敷地の解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動として策定する。

4.5.3.1 敷地ごとに震源を特定して策定する地震動による基準地震動

応答スペクトルに基づく地震動評価による基準地震動 Ss－1 は、「4.5.1.3 応答スペクトルに基づく地震動評価」による評価結果を包絡するように設定した。基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルのコントロールポイントを第 4.5.16 表に、応答スペクトルを第 4.5.32 図に示す。また、検討用地震の応答スペクトルに基づく評価結果と基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを重ねた図を第 4.5.33 図に示し、大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層による地震の各種距離減衰式に基づく地震動評価結果と基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを重ねた図を第 4.5.34 図に示す。

次に、「4.5.1.4 断層モデルを用いた手法による地震動評価」の地震動評価結果（全ケース）と基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを第 4.5.35 図に重ねて示す。同図より、一部の周期帯で基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを上回る 18 ケースの地震動を基準地震動 Ss－2～Ss－19 とする。

基準地震動 Ss－2～Ss－19 及び基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを第 4.5.36 図に示す。

4.5.3.2 活断層の連動の不確かさを考慮した地震動による影響の検討

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層の連動の不確かさを考慮した地震動評価を行い、基準地震動への影響を検討する。

断層パラメータについては、断層全体の地震モーメント及び平均応力降下量を Fujii and Matsu'ura(2000)(33)の式により算定することと

し、第 4.5.17 表のとおり設定した。また、第 4.5.37 図に断層モデル図を示す。

本ケースについて、断層モデルを用いた手法による地震動評価により算定した応答スペクトルを第 4.5.38 図に示す。また、これらの結果と基準地震動 Ss－1～Ss－19 の応答スペクトルを第 4.5.39 図に重ねて示す。同図より、一部の周期帯で基準地震動 Ss－1～Ss－19 の応答スペクトルを上回るケースのうち、破壊伝播方向、周期特性及び水平・鉛直各成分での代表性を踏まえて 3 ケースの地震動を選定し、基準地震動 Ss－20～Ss－22 とする。

基準地震動 Ss－2～Ss－22 及び基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを第 4.5.40 図に示す。

4.5.3.3 震源を特定せず策定する地震動による基準地震動

「4.5.2 震源を特定せず策定する地震動」の地震動評価結果と基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを第 4.5.41 図及び第 4.5.42 図に重ねて示す。第 4.5.41 図より、2000 年鳥取県西部地震の賀祥ダムの観測記録及び 2004 年北海道留萌支庁南部地震を考慮した地震動については、一部の周期帯で基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルを上回ることから、基準地震動 Ss－23 及び Ss－24 とする。第 4.5.42 図より、地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトルについては、すべての周期帯で基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルに包絡されている。

4.5.4 基準地震動 Ss の設計用模擬地震波

基準地震動 Ss－1 の模擬地震波は、応答スペクトルに適合するよう、一様乱数の位相をもつ正弦波の重ねあわせによって作成するものとし、振幅包絡線の経時的変化については、Noda et al.(2002)[23]に基づき、第 4.5.18 表に示す形状とする。

基準地震動 Ss－1 の模擬地震波の作成結果を第 4.5.19 表に、基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルに対する模擬地震波の応答スペクトル比を第 4.5.43 図に、加速度時刻歴波形を第 4.5.44 図に示す。また、基準地震動

Ss－2～Ss－24 の加速度時刻歴波形を第 4.5.45 図に、基準地震動 Ss－1～Ss－24 の最大加速度を第 4.5.20 表に示す。

4.5.5 基準地震動 Ss の超過確率の参照

社団法人日本原子力学会(2007)[52]の方法を基に、敷地における地震動の一様ハザードスペクトルを算定し、基準地震動 Ss の応答スペクトルがどの程度の年超過確率に相当するかを把握する。

4.5.5.1 確率論的地震ハザード評価におけるモデルの設定

(1) 震源モデルの設定

a. 特定震源モデル

敷地への影響度に応じて、敷地周辺の活断層を以下の(A)～(C)に分類してモデル化する。

(A) 詳細なロジックツリーを設定する主要活断層モデル

検討用地震として選定されたＣ断層、三方断層、白木－丹生断層、大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層及び甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層については、詳細なロジックツリーに展開して評価する。

ここで、活断層の連動の不確かさを考慮したケースとして、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層のロジックツリーの分岐には安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～柳ヶ瀬断層～鍛冶屋断層～関ヶ原断層を、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層のロジックツリーの分岐には安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層をそれぞれ考慮する。

(B) 上記(A)以外の主要活断層モデル

上記(A) 以外の主要な活断層については、M の分岐のみを考慮したロジックツリーで評価する。

(C) その他の活断層モデル

主要活断層モデル以外の活断層を対象に、基本的にサイトから 100km 程度以内にある「[新編] 日本の活断層」(11)に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化する。

第 4.5.46 図に敷地周辺の主要活断層の分布図を示す。

b. 領域震源モデル

領域震源モデルについては、萩原(1991)(53)及び垣見他(2003)(12)の領域区分に基づき、サイトから半径 100km 以内の領域を対象とし、各領域の最大 M は領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。第 4.5.47 図に萩原(1991)(53)及び垣見他(2003)(12)による領域区分の図を示す。

(2) 地震動評価モデルの設定

地震動評価モデルとしては耐専式を用いた。また、地震動評価のばらつきは対数標準偏差で 0.53 とし、内陸補正のあり・なしをロジックツリーの分岐として考慮する。

また、地震動評価において断層モデルを用いた手法を重視した大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層と、活断層の連動の不確かさを考慮した安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層については、断層モデルを用いた手法もロジックツリーの分岐として考慮する。

いずれの手法においても、ばらつきの打切り範囲は対数標準偏差の 3 倍とする。

(3) ロジックツリーの作成

ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動評価モデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定する。

主要活断層モデル(A)については、基準地震動 Ss の評価で考慮した不確かさのうち、耐専式の算定に影響を与えるパラメータ及び M の評価式をロジックツリーに展開する。主要活断層モデル(B)については、M の評価式をロジックツリーに展開する。領域震源モデルに

ついては、地震カタログに記載されている過去の複数の地震の最大M に幅がある場合には、その中央値、上限値及び下限値をロジックツリーの分岐として考慮する。作成したロジックツリーを第 4.5.48 図～第 4.5.50 図に示す。また、主要活断層モデル(A)及び(B)について、ロジックツリーの分岐ごとの諸元を第 4.5.21 表及び第 4.5.22 表に示す。

4.5.5.2 確率論的地震ハザード評価結果

(1) 地震ハザード曲線

以上のモデルにより評価した平均ハザード曲線を第 4.5.51 図に、震源ごとのハザード曲線を第 4.5.52 図に、領域震源モデルによるハザード曲線を第 4.5.53 図に示す。また、フラクタイルハザード曲線を第 4.5.54 図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較を第 4.5.55 図に示す。また、基準地震動 Ss－2～Ss－22 の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較を第 4.5.56 図に示す。第 4.5.55 図及び第 4.5.56 図より、基準地震動の年超過確率は、水平方向では全周期帯で 10^{-4}～10^{-5}程度であるが、鉛直方向では短周期側で 10^{-4}～10^{-5}程度、長周期側で 10^{-5}～10^{-6}程度となっている。

また、「震源を特定せず策定する地震動」に基づき設定した基準地震動 Ss－23 及び Ss－24 の応答スペクトルと領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルの比較を第 4.5.57 図に示す。同図より、「震源を特定せず策定する地震動」の年超過確率は 10^{-4}～10^{-6}程度である。

4.6 参考文献

(1) 文部省震災予防評議会編(1941～1943)：増訂　大日本地震史料,第一～第三巻

(2) 武者金吉(1951)：日本地震史料,毎日新聞社

(3) 東京大学地震研究所編(1981～1994)：新収　日本地震史料,第一～第五巻補遺,続補遺

(4) 宇佐美龍夫(1998～2008)：日本の歴史地震史料,拾遺,拾遺別巻,拾遺二,拾遺三,拾遺四ノ上,拾遺四ノ下

(5) 宇佐美龍夫・石井寿・今村隆正・武村雅之・松浦律子(2013)：日本被害地震総覧 599-2012,東京大学出版会

(6) 宇津徳治(1999)：地震活動総説,東京大学出版会

(7) 気象庁(2013)：地震年報 2011 年版

(8) 宇津徳治(1982)：日本付近の M6.0 以上の地震及び被害地震の表：1885 年～1980 年,東京大学地震研究所彙報,Vol.57

(9) Tatsuo Usami(1979)：Study of Historical Earthquakes in Japan., Bulletin of the Earthquake Research Institute,Vol.54

(10) 国立天文台編(2015)：理科年表　平成 28 年,丸善

(11) 活断層研究会(1991)：[新編] 日本の活断層,東京大学出版会

(12) 垣見俊弘・松田時彦・相田勇・衣笠善博(2003)：日本列島と周辺海域の地震地体構造区分,地震,第 2 輯,第 55 巻,p.389－p.406

(13) 山本明彦・志知龍一(2004)：日本列島重力アトラス,東京大学出版会

(14) Zhao,D., S.Horiuchi and A.Hasegawa(1992)：Seismic velocity structure of the crust beneath the Japan Islands, Tectonophysics, Vol.212,p.289－p.301

(15) 大久保泰邦(1984)：全国のキュリー点解析結果,地質ニュース,362 号

(16) 松田時彦(1975)：活断層から発生する地震の規模と周期について,地震,第 2 輯,第 28 巻,p.269－p.283

(17) 気象庁監修(1996)：震度を知る,ぎょうせい,p.76－p.77

(18) 伊藤潔・中村修一(1998)：西南日本内帯による地震発生層の厚さの変化と内陸大地震,京都大学防災研究所年報,第 41 号,B-1,p.27－35

(19) 川里健・大場政章・引間和人・鈴木晴彦・増田徹(2007)：若狭湾地域における地震発生層の推定　その２－地震波トモグラフィ解析とまとめ－,地球惑星科学関連学会合同大会予稿集,S152－P016

(20) Zhao,D.,A.Hasegawa, and S.Horiuchi(1992) : Tomographic imaging of P and S wave velocity structure beneath northeastern Japan, Journal of Geophysical Research, Vol.97, p.19,909－p.19,928

(21) 山中浩明(2007)：ハイブリッドヒューリスティック探索による位相速度の逆解析，物理探査第 60 巻第 3 号(2007)p.265－p.275

(22) 佐藤浩章・山中浩明(2010)：広帯域サイト増幅特性評価のための深部地盤の不均質性のモデル化に関する研究,日本建築学会構造系論文集,第 648 号,p.289－p.298

(23) Noda,S., K.Yashiro, K.Takahashi, M.Takemura, S.Ohno, M.Tohdo and T.Watanabe(2002) : RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES,OECD-NEA Workshop on the Relations between Seismological Data and Seismic Engineering Analysis, Oct.16－18, Istanbul

(24) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2009)：震源断層を特定した地震の強震動予測手法（「レシピ」）,「全国地震動予測地図」技術報告書　付録 3

(25) 入倉孝次郎・三宅弘恵(2001)：シナリオ地震の強震動予測,地学雑誌,Vol. 110, No. 6, p. 849－p.875

(26) 佐藤良輔編(1989)：日本の地震断層パラメター・ハンドブック,鹿島出版会

(27) Geller,R.J.(1976):Scaling relations for earthquake source parameters and magnitudes,Bulletin of the Seismological Society of America, Vol.66, p.1,501－p.1,523

(28) 壇一男・渡辺基史・佐藤俊明・石井透(2001)：断層非一様すべり破壊モデルから算定される短周期レベルと半経験的波形合成法による強震動予測のための震源断層のモデル化,日本建築学会構造系論文集,Vol.545, p.51－p.62

(29) 佐藤智美・壇一男・岡崎敦・羽田浩二(2007): 若狭湾周辺の地殻内地震の記録を用いたスペクトルインバージョン解析, 2007 年度日本地震学会講演予稿集, P03－066

(30) Boatwright, J. (1988):The seismic radiation from composite models of faulting, Bull, Seism. Soc. Am.,78, p.489－p.508

(31) Eshelby, J.D.(1957):The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems, Proc. Roy. Soc. London, Ser. A, 241, p.376－p.396

(32) Madariaga, R (1979):On the relation between seismic moment and stress drop in the presence of stress and strength heterogeneity, J. Geophys. Res., 84, p.2,243－p.2,250

(33) Fujii, Y. and M. Matsu'ura(2000) : Regional Difference in Scaling Laws for Large Earthquakes and its Tectonic Implication, Pure and Applied Geophysics, 157,p. 2,283－p.2,302

(34) 香川敬生・鶴来雅人・佐藤信光(2003) : 硬質サイトの強震観測記録に見られる高周波低減特性の検討,土木学会地震工学論文集,No.315, CD-ROM

(35) Somerville, P. G., K. Irikura,R. Graves, S. Sawada,D. Wald,N. Abrahamson,Y. Iwasaki,T. Kagawa,N. Smith and A. Kowada(1999) : Characterizing crustal earthquake slip models for the prediction of strong ground motion, Seismological Research Letters, Vol.70, No.1, p.59－p.80

(36) 宮腰研・PETOKHIN Anatoly・長郁夫(2003) : すべりの時空間的不均質特性のモデル化,地震災害軽減のための強震動予測マスターモデルに関する研究　成果報告書, p.113－p.123

(37) Isao Nishimura, Shizuo Noda, Katsuya Takahashi, Masayuki Takemura, Susumu Ohno, Masanobu Tohdo and Takahide Watanabe (2001) : Response Spectra for Design Purpose of Stiff Structures on Rock Sites, SMiRT 16 Paper#1133, p.1－p.8

(38) Kanno,T., A.Narita, N.Morikawa, H.Fujiwara and

Y.Fukushima(2006) : A New Attenuation Relation for Strong Ground Motion in Japan Based on Recorded Data, Bull.Seism.Soc.Am.,96, p.879－p.897

(39) Zhao,J.X., J.Zhang, A.Asano, Y.Ohno, T.Oouchi, T.Takahashi, H.Ogawa, K.Irikura, H.K.Thio, P.G.Somerville, Y.Fukushima and Y.Fukushima (2006) : Attenuation Relations of Strong Ground Motion in Japan Using Site Classification Based on Predominant Period, Bull.Seism.Soc.Am., 96, p.898－p.913

(40) 内山泰生・翠川三郎(2006)：震源深さの影響を考慮した工学的基盤における応答スペクトルの距離減衰式,日本建築学会構造系論文集,第606 号, p.81－p.88

(41) 片岡正次郎・佐藤智美・松本俊輔・日下部毅明(2006)：短周期レベルをパラメータとした地震動強さの距離減衰式, 土木学会論文集 A,62, p.740－p.757

(42) Abrahamson,N. and W.Silva(2008) : Summary of the Abrahamson & Silva NGA Ground-Motion Relaions, Earthquake Spectra, Vol.24, p.67－p.97

(43) Boore,D.M. and G.M.Atkinson(2008) : Ground-Motion Prediction Equations for the Average Horizontal Component of PGA,PGV, and 5%-Damped PSA at Spectral Periods between 0.01s and10.0s, Earthquake Spectra, Vol.24, p.99－p.138

(44) Campbell,K.W. and Y.Bozorgnia(2008) : NGA Ground Motion Model for the Geometric Mean Horizontal Component of PGA,PGV, and PGD, and 5%Damped Linear Elastic Response Spectra for Periods Ranging from 0.01 to 10s, Earthquake Spectra, Vol.24,p.139－p.171

(45) Chiou,B.S.-J and R.R.Youngs(2008) : An NGA Model for the Average Horizontal Component of Peak Ground Motion and Response Spectra, Earthquake Spectra, Vol.24, p.173－p.215

(46) Idriss,I.M.(2008) : An NGA Empirical Model for Estimating the

Horizontal Spectral Values Generated By Shallow Crustal Earthquakes, Earthquake Spectra, Vol.24, p.217－p.242

(47) 釜江克宏・入倉孝次郎・福知保長(1990)：地域的な震源スケーリング則を用いた大地震（M7 級）のための設計用地震動予測,日本建築学会構造系論文報告集,第 416 号,p.57－p.70

(48) Boore,D.M.(1983)：Stochastic simulation of high-frequency ground motions based on seismological models of the radiated spectra,Bulletin of the Seismological Society of America, Vol.73,p.1,865－p.1,894

(49) Bouchon,M. (1981)：A simple method to calculate Green's functions for elastic layered media, Bulletin of the Seismological Society of America , Vol.71, p.959－p.971

(50) 加藤研一・宮腰勝義・武村雅之・井上大榮・上田圭一・壇一男(2004)：震源を事前に特定できない内陸地殻内地震による地震動レベルー地質学的調査による地震の分類と強震観測記録に基づく上限レベルの検討－,日本地震工学会論文集,第 4 巻，第 4 号，p.46－p.86

(51) 佐藤浩章・芝良昭・東貞成・功刀卓・前田宜浩・藤原広行(2013)：物理探査・室内試験に基づく 2004 年留萌支庁南部の地震による K-NET 港町観測点(HKD020)の基盤地震動とサイト特性評価，電力中央研究所報告

(52) 社団法人日本原子力学会(2007)：原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準:2007,（社）日本原子力学会標準, ASEJ-SC-P006:2007

(53) 萩原尊禮編(1991)：日本列島の地震，鹿島出版会

(54) 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2025)：日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）—近畿地域・北陸地域北方沖—

第 4.2.1 表(1)　敷地周辺の主な被害地震

発生年月日	地名＜地震名称＞	緯度※1※2	経度※1※2	マグニチュード※2	深さ [km]
715.7.4	遠江	35.10°N	137.80°E	7.0	－
715.7.5	三河	34.80°N	137.40°E	6.8	－
745.6.5	美濃	35.20°N	136.60°E	7.9	－
762.6.9	美濃・飛騨・信濃	36.00°N	137.50°E	7.0	－
827.8.11	京都	35.00°N	135 3/4°E	6.8	－
841.－.－	信濃	36.20°N	138.00°E	6.5	－
868.8.3	播磨・山城	34.80°N	134.80°E	7.0	－
938.5.22	京都・紀伊	35.00°N	135.80°E	7.0	－
976.7.22	山城・近江	34.90°N	135.80°E	6.7	－
1070.12.1	山城・大和	34.80°N	135.80°E	6.3	－
1091.9.28	山城・大和	34.70°N	135.80°E	6.4	－
1177.11.26	大和	34.70°N	135.80°E	6.3	－
1185.8.13	近江・山城・大和	35.00°N	135.80°E	7.4	－
1317.2.24	京都	35.00°N	135.80°E	6.8	－
1325.12.5	近江北部	35.60°N	136.10°E	6.5	－
1334～35	美濃・飛騨	35.90°N	136.90°E	6.5	－
1350.7.6	京都	35.00°N	135.80°E	6.0	－
1425.12.23	京都	35.00°N	135.80°E	6.0	－
1449.5.13	山城・大和	35.00°N	135.75°E	6.2	－
1494.6.19	奈良	34.60°N	135.70°E	6.0	－
1510.9.21	摂津・河内	34.60°N	135.60°E	6.8	－
1579.2.25	摂津	34.70°N	135.50°E	6.0	－
1586.1.18	畿内・東海・東山・北陸諸道	35.60°N	136.80°E	7.8	－
1596.9.5	畿内及び近隣	34.80°N	135.40°E	7 1/2	－
1639.－.－	越前	36.10°N	136.20°E	6.0	－
1640.11.23	加賀大聖寺	36.30°N	136.20°E	6.5	－
1662.6.16	山城・大和・河内・和泉・摂津・丹後・若狭・近江・美濃・伊勢・駿河・三河・信濃	35.30°N	135.90°E	7.5	－

第 4.2.1 表(2)　敷地周辺の主な被害地震

発生年月日	地名＜地震名称＞	緯度※1※2	経度※1※2	マグニチュード※2	深さ [km]
1686.10.3	遠江・三河	34.70°N	137.60°E	7.0	－
1715.2.2	大垣・名古屋	35.40°N	136.60°E	6.8	－
1717.－.－	金沢・小松	36 1/2°N	136 1/2°E	6 1/4	－
1718.8.22	三河・伊那	35.30°N	137.90°E	7.0	－
1725.6.17	加賀小松	36.40°N	136.40°E	6.0	－
1725.8.14	伊那・高遠・諏訪	36.00°N	138.10°E	6.3	－
1751.3.26	京都	35.00°N	135.80°E	5.8	－
1778.11.25	紀伊	34.00°N	136.00°E	6.0	－
1791.7.23	松本	36.20°N	138.00°E	6 3/4	－
1796.1.3	鳥取	35.70°N	134.30°E	5.5	－
1799.6.29	加賀	36.60°N	136.70°E	6.0	－
1802.11.18	畿内・名古屋	35.20°N	136.50°E	6.8	－
1815.3.1	加賀小松	36.40°N	136.50°E	6.0	－
1819.8.2	伊勢・美濃・近江	35.20°N	136.30°E	7 1/4	－
1826.8.28	飛騨大野郡	36.20°N	137.25°E	6.0	－
1830.8.19	京都及び隣国	35.10°N	135.60°E	6.5	－
1833.5.27	美濃西部	35.50°N	136.60°E	6 1/4	－
1854.7.9	伊賀・伊勢・大和および隣国	34.75°N	136.10°E	7 1/4	－
1855.3.18	飛騨白川・金沢	36.25°N	136.90°E	6 3/4	－
1858.4.9	飛騨・越中・加賀・越前 ＜飛越地震＞	36.40°N	137.20°E	7.1	－
1861.3.24	西尾	34.80°N	137.10°E	6.0	－
1865.2.24	播磨・丹波	35.00°N	135.00°E	6 1/4	－
1889.5.12	岐阜付近	35.40°N	136.80°E	5.9	－
1890.1.7	犀川流域	36.45°N	137.95°E	6.2	－
1891.10.28	愛知県・岐阜県 ＜濃尾地震＞	35.60°N	136.60°E	8.0	－
1892.12.9	能登	37.10°N	136.70°E	6.4	－
1898.11.13	木曽川中流域	35.30°N	136.70°E	5.7	－

第 4.2.1 表(3)　敷地周辺の主な被害地震

発生年月日	地名＜地震名称＞	緯度※1※2	経度※1※2	マグニチュード※2	深さ [km]
1899.3.7	紀伊半島南東部	34.10°N	136.10°E	7.0	－
1899.3.31	岐阜県根尾谷付近	35.60°N	136.60°E	5 1/2	－
1900.3.22	福井県鯖江付近	35.80°N	136.20°E	5.8	－
1900.5.31	岐阜県根尾谷付近	35.70°N	136.60°E	5.3	－
1903.7.6	三重県菰野付近	35.00°N	136.50°E	5.7	－
1903.8.10	乗鞍岳西方	36.20°N	137.50°E	5 1/2	－
1906.4.21	岐阜県萩原付近	35.90°N	137.20°E	5.9	－
1909.8.14	滋賀県姉川付近 ＜江濃(姉川)地震＞	35.40°N	136.30°E	6.8	－
1911.2.18	姉川付近	35.40°N	136.30°E	5.5	－
1916.11.26	神戸	34.60°N	135.00°E	6.1	－
1918.11.11	長野県大町付近 ＜大町地震＞	36.45°N	137.88°E	6.1	－
1918.11.11	長野県大町付近 ＜大町地震＞	36.45°N	137.88°E	6.5	－
1925.5.23	但馬北部 ＜北但馬地震＞	35°34′N	134°50′E	6.8	0
1925.7.7	岐阜付近	35°16′N	136°45′E	5.6	42
1927.3.7	京都府北西部 ＜北丹後地震＞	35°38′N	134°56′E	7.3	18.2
1929.11.20	有田川河口	34°06′N	135°09′E	5.8	3
1930.2.11	和歌山付近	34°08′N	135°12′E	5.3	8.7
1930.10.17	大聖寺付近	36°25′N	136°18′E	5.3	12
1930.10.17	大聖寺付近	36°26′N	136°15′E	6.3	10
1933.9.21	能登半島	37°05′N	136°57′E	6.0	20.2
1934.8.18	岐阜県八幡付近	35°38′N	137°04′E	6.3	6
1936.2.21	大和・河内 ＜河内大和地震＞	34°31′N	135°42′E	6.4	18.3
1943.3.4	鳥取市付近	35°27′N	134°06′E	6.2	5
1943.3.4	鳥取市付近	35°30′N	134°12′E	5.7	16

第 4.2.1 表(4)　敷地周辺の主な被害地震

発生年月日	地名＜地震名称＞	緯度※1※2	経度※1※2	マグニチュード※2	深さ [km]
1943.9.10	鳥取付近 ＜鳥取地震＞	35°28′N	134°11′E	7.2	0
1945.1.13	愛知県南部 ＜三河地震＞	34°42′N	137°07′E	6.8	10.7
1948.6.28	福井平野 ＜福井地震＞	36°10′N	136°17′E	7.1	0
1949.1.20	兵庫県北部	35°36′N	134°29′E	6.3	14
1950.4.26	熊野川下流域	33°57′N	135°54′E	6.5	47
1952.3.7	大聖寺沖 ＜大聖寺沖地震＞	36°30′N	136°09′E	6.5	17
1952.7.18	奈良県中部	34°27′N	135°46′E	6.7	61
1961.5.7	兵庫県西部	35°03′N	134°31′E	5.9	23.2
1961.8.19	福井・岐阜県境 ＜北美濃地震＞	36°07′N	136°42′E	7.0	10
1963.3.27	福井県沖 ＜越前岬沖地震＞	35°49′N	135°48′E	6.9	13.9
1968.8.18	京都府中部	35°13′N	135°23′E	5.6	0
1969.9.9	岐阜県中部	35°47′N	137°04′E	6.6	0
1972.8.31	福井県東部	35°53′N	136°46′E	6.0	10
1978.4.3	福井市付近	36°04′N	136°18′E	4.8	10
1979.3.2	松本市付近	36°09′N	138°00′E	3.8	0
1983.3.16	静岡県西部	34°47.6′N	137°36.7′E	5.7	40
1983.10.31	鳥取県沿岸	35°25.0′N	133°55.4′E	6.2	15
1984.5.30	兵庫県南西部	34°57.8′N	134°35.4′E	5.6	17
1984.9.14	長野県西部 ＜長野県西部地震＞	35°49.5′N	137°33.4′E	6.8	2
1987.5.9	和歌山県北東部	34°08.8′N	135°24.3′E	5.6	8.1
1990.1.11	滋賀県南部	35°06.8′N	135°58.5′E	5.0	11.2
1994.5.28	滋賀県中東部	35°19.6′N	136°16.7′E	5.3	44.1

第 4.2.1 表(5)　敷地周辺の主な被害地震

発生年月日	地名＜地震名称＞	緯度※1※2	経度※1※2	マグニチュード※2	深さ [km]
1995.1.17	兵庫県南東沿岸 ＜平成 7 年(1995 年)兵庫県 南部地震・阪神淡路大震災＞	34°35.9′N	135°02.1′E	7.3	16.1
1996.2.7	福井県嶺北地方	35°56.1′N	136°37.4′E	5.3	12.1
1997.3.16	愛知県東部	34°55.7′N	137°31.5′E	5.9	39.1
1997.12.19	石川県西方沖	36°19.0′N	136°13.5′E	4.5	12.9
1998.4.22	美濃中西部	35°10.5′N	136°33.8′E	5.5	7.8
1999.1.28	松本市付近	36°22.3′N	137°59.0′E	4.8	9.4
2000.6.7	石川県西方沖	36°49.6′N	135°33.8′E	6.2	21.3
2000.10.31	三重県中部	34°17.9′N	136°19.3′E	5.7	38.7
2001.1.12	兵庫県北部	35°28.0′N	134°29.4′E	5.6	10.6
2001.8.25	京都府南部	35°09.1′N	135°39.6′E	5.4	8.2
2001.12.28	滋賀県北部	35°27.2′N	135°53.6′E	4.5	6.7
2002.11.17	加賀地方	36°18.1′N	136°40.4′E	4.7	7.7
2005.1.9	愛知県西部	35°18.7′N	136°51.1′E	4.7	12.6
2005.12.24	愛知県西部	35°13.8′N	136°50.4′E	4.8	43
2006.5.15	和歌山県北部	34°13.5′N	135°13.3′E	4.5	3.2
2007.3.25	能登地方 ＜平成 19 年(2007 年) 能登半島地震＞	37°13.2′N	136°41.2′E	6.9	10.7
2007.4.15	三重県中部	34°47.5′N	136°24.5′E	5.4	16
2008.6.13	長野県南部	35°54.7′N	137°42.2′E	4.7	12.6
2011.2.27	飛騨地方	36°09.4′N	137°27.3′E	5.5	4.3
2011.2.27	飛騨地方	36°09.5′N	137°27.5′E	5.0	3.8
2011.6.30	長野県中部	36°11.3′N	137°57.3′E	5.4	4.3
2011.12.14	美濃東部	35°21.3′N	137°14.7′E	5.1	48.8

※1：気象庁地震カタログによるものは、世界測地系、その他は日本測地系による。

※2：地震史料に記載されている緯度・経度・マグニチュードに幅がある場合は、中央値とする。

第 4.3.1 表　敷地に影響を及ぼしたと考えられる過去の地震

番号	発生年月日	マグニチュード	震央距離 （km）	地名 （地震名）
1	745.6.5	7.9	80	美濃
2	1185.8.13	7.4	79	近江・山城・大和
3	1325.12.5	6.5	16	近江北部
4	1586.1.18	7.8	76	畿内・東海・東山・ 北陸諸道
5	1662.6.16	7.5	45	山城・大和・河内・和泉・ 摂津・丹後・若狭・近江・ 美濃・伊勢・駿河・三河・ 信濃
6	1819.8.2	7 1/4	63	伊勢・美濃・近江
7	1891.10.28	8.0	58	愛知県・岐阜県 ＜濃尾地震＞
8	1909.8.14	6.8	45	滋賀県姉川付近 ＜江濃(姉川)地震＞
9	1927.3.7	7.3	94	京都府北西部 ＜北丹後地震＞
10	1948.6.28	7.1	60	福井平野 ＜福井地震＞
11	1963.3.27	6.9	20	福井県沖 ＜越前岬沖地震＞

第 4.3.2 表(1)　敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層による地震

番号	断層名	長さ (km)	マグニチュード	震央距離 (km)
1	C断層	18	6.9	7
2	三方断層	27	7.2	15
3	白木－丹生断層	15	6.8	6
4	大陸棚外縁～B～野坂断層	49	7.7	6
5	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76	8.0	41
6	浦底－内池見断層	21	7.0	7
7	FO－A～FO－B～熊川断層	63.4※	7.8	30
8	ウツロギ峠北方－池河内断層	24	7.1	13
9	濃尾地震断層系	80	8.0	66
10	柳ヶ瀬断層	31	7.3	22
11	敦賀断層	23	7.1	16
12	琵琶湖西岸断層系	60	7.8	53
13	花折断層	58	7.8	59
14	$F_{GA}3$ 断層	51	7.7	46
15	甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	36	7.4	9

※ 地震動評価上の長さとして設定した。

第 4.3.2 表(2)　敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層による地震

番号	断層名	長さ (km)	マグニチュード	震央距離 (km)
16	鍛冶屋－関ヶ原断層	30	7.3	49
17	集福寺断層	13	6.7	21
18	奥－松屋	11	6.5	15
19	奥川並断層	13	6.7	25
20	上林川断層	39.5※	7.5	72
21	揖斐川断層	24	7.1	45
22	路原断層	11	6.6	24
23	駄口断層	9	6.4	20
24	耳川断層	7	6.2	17
25	$F_{GA}4$ 北部断層	17	6.9	39
26	経ヶ岬北方断層	40	7.5	62
27	F_J4 断層	49	7.7	97
28	F_J7 断層	30	7.3	61
29	F_G1 断層	60	7.8	70
30	F_G1～F_J9 断層	86	8.1	80
31	美浜湾断層	19	7.0	9
32	$F_{GA}4$ 西部断層	23	7.1	35
33	Fo－201～$F_{GA}4$ 西部～$F_{GA}4$ 東部断層	39	7.5	32

※ 地震動評価上の長さとして設定した。

第 4.4.1 表　敷地で観測された主な地震の諸元

No.	発震日時 震源地又は 地震名	震央位置 緯度 経度	マグニチュード	震源深さ (km)	震央距離 (km)	震度 5 以上又は 最大震度の観測点
1	2014.11.22 22:08:18 長野県北部地震	36°41.5′N 137°53.4′E	6.7	5	205	（震度 6 弱） 長野市戸隠、 長野市鬼無里、 小谷村中小谷、 小川村高府 （震度 5 強） 長野市箱清水、 長野市豊野町豊野、 長野市中条、 白馬村北城、 信濃町柏原東裏 （震度 5 弱） 長野市信州新町新町、 長野市大岡、 中野市豊津、 大町市八坂、 飯綱町牟礼、 飯綱町芋川、 糸魚川市能生、 妙高市関川
2	2014.12.26 22:30:35 滋賀県北部	35°17.1′N 135°53.7′E	4.2	14	47	（震度 4） 大津市木戸 市民センター

第 4.4.2 表　調査結果に基づく地下構造モデル

No.	P 波速度 (km/s)	S 波速度 (km/s)	密度 (g/cm^3)	層厚 (km)	上面深度 (km)	Qs	減衰定数 (%)
1	4.0	1.65	2.6	0.06	0.00	16.67	3.0
2	4.1	1.7	2.6	0.11	0.06	16.67	3.0
3	4.2	1.8	2.6	0.03	0.17	16.67	3.0
3'	4.2	1.8	2.6	0.06	0.20	100.00	0.5
4	4.4	1.9	2.6	0.09	0.26	100.00	0.5
5	4.5	2.0	2.6	0.02	0.35	100.00	0.5
6	4.6	2.1	2.6	0.08	0.37	100.00	0.5
7	4.7	2.2	2.6	0.07	0.45	100.00	0.5
8	4.8	2.3	2.6	0.05	0.52	100.00	0.5
9	4.9	2.4	2.6	0.01	0.56	100.00	0.5
10	5.0	2.5	2.6	0.07	0.57	100.00	0.5
11	5.1	2.6	2.6	0.08	0.64	100.00	0.5
12	5.2	2.7	2.6	0.21	0.72	100.00	0.5
13	5.3	2.8	2.6	0.21	0.93	100.00	0.5
14	5.4	2.9	2.6	0.08	1.13	100.00	0.5
15	5.4	3.0	2.6	0.16	1.21	100.00	0.5
16	5.5	3.1	2.6	0.02	1.37	100.00	0.5
17	5.6	3.2	2.6	0.47	1.40	100.00	0.5
18	5.7	3.3	2.6	1.98	1.87	100.00	0.5
19	5.7	3.4	2.6	0.15	3.85	100.00	0.5
20	5.9	3.6	2.7	－	4.00	100.00	0.5

第 4.4.3 表　地震動評価に用いる地下構造モデル

No.	P 波速度 (km/s)	S 波速度 (km/s)	密度 (g/cm^3)	層厚 (km)	上面深度 (km)	Qs	減衰定数 (%)
1	4.0	1.65	2.6	0.06	0.00	16.67	3.0
2	4.1	1.7	2.6	0.11	0.06	16.67	3.0
3	4.2	1.8	2.6	0.03	0.17	16.67	3.0
3'	4.2	1.8	2.6	0.06	0.20	100.00	0.5
4	4.4	1.9	2.6	0.09	0.26	100.00	0.5
5	4.5	2.0	2.6	0.02	0.35	100.00	0.5
6	4.6	2.1	2.6	0.08	0.37	100.00	0.5
7	4.7	2.2	2.6	0.07	0.45	100.00	0.5
8	4.8	2.3	2.6	0.05	0.52	100.00	0.5
9	4.9	2.4	2.6	0.01	0.56	100.00	0.5
10	5.0	2.5	2.6	0.07	0.57	100.00	0.5
11	5.1	2.6	2.6	0.08	0.64	100.00	0.5
12	5.2	2.7	2.6	0.21	0.72	100.00	0.5
13	5.3	2.8	2.6	0.21	0.93	100.00	0.5
14	5.4	2.9	2.6	0.08	1.13	100.00	0.5
15	5.4	3.0	2.6	0.16	1.21	100.00	0.5
16	5.5	3.1	2.6	0.02	1.37	100.00	0.5
17	5.6	3.2	2.6	0.47	1.40	100.00	0.5
18	5.7	3.3	2.6	1.13	1.87	100.00	0.5
19	5.9	3.6	2.7	－	3.00	100.00	0.5

第 4.5.1 表　敷地に影響を及ぼしたと考えられる過去の地震の評価に用いた諸元

番号	地震名	マグニチュード	等価震源距離※ (km)
1	745 年美濃の地震	7.9	89.2
2	1185 年近江・山城・大和の地震	7.4	82.5
3	1325 年近江北部の地震	6.5	18.7
4	1586 年畿内・東海・東山・北陸諸道の地震	7.8	83.9
5	1662 年山城・大和・河内・和泉・摂津・丹後・若狭・近江・美濃・伊勢・駿河・三河・信濃の地震	7.5	52.0
6	1819 年伊勢・美濃・近江の地震	7 1/4	66.2
7	1891 年愛知県・岐阜県の地震 ＜濃尾地震＞	8.0	72.3
8	1909 年滋賀県姉川付近の地震 ＜江濃（姉川）地震＞	6.8	46.9
9	1927 年京都府北西部の地震 ＜北丹後地震＞	7.3	96.4
10	1948 年福井平野の地震 ＜福井地震＞	7.1	62.5
11	1963 年福井県沖の地震 ＜越前岬沖地震＞	6.9	24.6

※ 円形断層を仮定して算定

第 4.5.2 表(1)　敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層による地震の評価に用いた諸元

番号	断層名	マグニチュード	等価震源距離※ (km)
1	Ｃ断層	6.9	10.6
2	三方断層	7.2	15.1
3	白木－丹生断層	6.8	11.8
4	大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層	7.7	13.3
5	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	8.0	32.9
6	浦底－内池見断層	7.0	13.1
7	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	7.8	35.1
8	ウツロギ峠北方－池河内断層	7.1	16.9
9	濃尾地震断層系	8.0	62.5
10	柳ヶ瀬断層	7.3	23.7
11	敦賀断層	7.1	19.3
12	琵琶湖西岸断層系	7.8	45.9
13	花折断層	7.8	53.8
14	$F_{GA}3$ 断層	7.7	54.0
15	甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	7.4	15.3

※ 矩形断層を仮定して算定

第 4.5.2 表(2)　敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層による地震の評価に用いた諸元

番号	断層名	マグニチュード	等価震源距離※ (km)
16	鍛冶屋－関ヶ原断層	7.3	48.0
17	集福寺断層	6.7	22.5
18	奥－松屋	6.5	16.6
19	奥川並断層	6.7	26.2
20	上林川断層	7.5	70.8
21	揖斐川断層	7.1	45.6
22	路原断層	6.6	25.2
23	駄口断層	6.4	21.3
24	耳川断層	6.2	17.7
25	$F_{GA}4$ 北部断層	6.9	41.0
26	経ヶ岬北方断層	7.5	68.6
27	F_J4 断層	7.7	95.7
28	F_J7 断層	7.3	60.6
29	F_G1 断層	7.8	76.4
30	F_G1～F_J9 断層	8.1	80.9
31	美浜湾断層	7.0	11.0
32	$F_{GA}4$ 西部断層	7.1	36.5
33	Fo－201～$F_{GA}4$ 西部～$F_{GA}4$ 東部断層	7.5	35.4

※ 矩形断層を仮定して算定

第 4.5.3 表　基本ケースにおける主な断層パラメータの設定根拠

パラメータ			設定根拠
巨視的断層パラメータ	断層形状	位置、長さ、走向、傾斜角、すべり角	調査結果に基づき設定する。 また、美浜湾断層については、地震本部（2025）及び美浜湾断層南部を構成する C 断層の諸元を用いて設定する。
		地震発生層	地下構造モデルの速度構造及び微小地震の発生状況により上端深さを 3km、下端深さを 18km と設定する。
	地震モーメント		強震動予測レシピにしたがい、経験式により設定する。
	平均応力降下量		強震動予測レシピにしたがって算定したアスペリティ面積が断層全体の 30%より小さい場合は円形クラックの式を用い、30%より大きい場合は Fujii and Matsu'ura(2000)に基づき Δσ=3.1MPa と設定する。
	立ち上がり時間		Somerville et al.(1999)による経験式により設定する。
微視的断層パラメータ	アスペリティの位置		サイトでの地震動が保守的となるよう敷地近傍に設定する。
	アスペリティの面積		強震動予測レシピにしたがい、短周期レベル A を介して算定する。 なお、強震動予測レシピにしたがって算定されたアスペリティ面積が断層全体の 30%より大きい場合は、Somerville et al.(1999)の知見を参考に、アスペリティの面積を断層全体の 22%とする。
	アスペリティの応力降下量		強震動予測レシピにしたがい設定する。
その他のパラメータ	破壊伝播様式		強震動予測レシピにしたがい、同心円状の破壊伝播とする。
	破壊伝播速度		強震動予測レシピにしたがい、経験式により設定する。
	破壊開始点		断層面及びアスペリティの下端に複数設定する。
fmax			香川他(2003)により、fmax=8.3Hz と設定する。
Q 値			佐藤他(2007)により、$Q=50f^{1.1}$ と設定する。

第 4.5.4 表(1)　不確かさを考慮するパラメータの設定根拠

C 断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。
傾斜角	断層面が敷地に近くなるように、55°とする。

三方断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。

白木－丹生断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。

第 4.5.4 表(2)　不確かさを考慮するパラメータの設定根拠

大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。
破壊伝播速度	宮腰他(2003)の知見を踏まえて、アスペリティ領域の平均的な破壊伝播速度に標準偏差 1σ を考慮して、Vr=0.87β（β は地震発生層の S 波速度）とする。

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。
破壊伝播速度	宮腰他(2003)の知見を踏まえて、アスペリティ領域の平均的な破壊伝播速度に標準偏差 1σ を考慮して、Vr=0.87β（β は地震発生層の S 波速度）とする。

甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。
活断層の連動	活断層の連動の不確かさとして 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 ～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層 ～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層 ～関ヶ原断層の連動を考慮する。

第 4.5.4 表(3)　不確かさを考慮するパラメータの設定根拠

美浜湾断層

不確かさを考慮するパラメータ	設定根拠
短周期の地震動レベル	2007 年新潟県中越沖地震の知見を踏まえて、短周期領域のフーリエスペクトルの比が基本ケースの 1.5 倍となるように設定する。

第 4.5.5 表(1)　応答スペクトルに基づく地震動評価における検討ケース一覧

C 断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	60°	敷地近くに配置	6.9	7.8km
傾斜角 55°ケース	55°	敷地近くに配置	6.9	8.2km

三方断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	60°	敷地近くに配置	7.2	11.8km

白木－丹生断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	60°	敷地近くに配置	6.9※	8.8km

※ 地震発生層の幅と断層傾斜角から求まる断層幅（17.3km）に等しい断層長さを想定して算出。

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	北･中部 45° 南部 90°	敷地近くに配置	8.0	31.1km

甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	90°	敷地近くに配置	7.4	12.2km

第 4.5.5 表(2)　応答スペクトルに基づく地震動評価における検討ケース一覧

美浜湾断層

ケース名	傾斜角	アスペリティ	マグニチュード	等価震源距離
基本ケース	60°	敷地近くに配置	7.0	8.3km

第 4.5.6 表(1)　断層モデルを用いた手法による地震動評価における検討ケース一覧

C 断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	60°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	60°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定
傾斜角55°ケース	レシピ平均	55°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

三方断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	60°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	60°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

白木－丹生断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	60°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	60°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

第 4.5.6 表(2)　断層モデルを用いた手法による地震動評価における検討ケース一覧

大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	北･中部 60° 南部 90°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動 1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	北･中部 60° 南部 90°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定
Vr=0.87β ケース	レシピ平均	北･中部 60° 南部 90°	Vr=0.87β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	北･中部 45° 南部 90°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動 1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	北･中部 45° 南部 90°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定
Vr=0.87β ケース	レシピ平均	北･中部 45° 南部 90°	Vr=0.87β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層

ケース名	短周期の地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊開始点
基本ケース	レシピ平均	90°	Vr=0.72β※1	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動 1.5 倍ケース	レシピ平均×1.5	90°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定
活断層の連動※2 の不確かさを考慮したケース	レシピ平均	北部※3 45° 南部※4 90°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定

※1 β は地震発生層の S 波速度

※2 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層の連動を表す

※3 北部とは安島岬沖断層、和布－干飯崎沖断層を表す

※4 南部とは甲楽城断層、甲楽城沖断層、浦底断層、池河内断層、柳ヶ瀬山断層、柳ヶ瀬断層南部、鍛冶屋断層及び関ヶ原断層を表す

第 4.5.6 表(3)　断層モデルを用いた手法による地震動評価における検討ケース一覧

美浜湾断層

ケース名	短周期の 地震動レベル	傾斜角	破壊伝播速度	アスペリティ	破壊 開始点
基本ケース	レシピ 平均	60°	Vr=0.72β※	敷地近くに配置	複数設定
短周期の地震動 1.5 倍ケース	レシピ 平均×1.5	60°	Vr=0.72β	敷地近くに配置	複数設定

※β は地震発生層の S 波速度

第 4.5.7 表(1)　C断層の断層パラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	（北部） 35°43′42″ 135°59′13″ （南部） 35°40′31″ 135°56′35″
	走向		地質調査結果により設定	°	（北部）354 （南部） 25
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	60
	すべり角		地質調査結果により設定	°	90
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	20.6
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km^2	355.5
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3
	断層下端深さ			km	18
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	7.0×10^{18}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m^2	3.5×10^{10}
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	56.5
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	2.6
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	0.8
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	$N\cdot m/s^2$	1.0×10^{19}
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.190$)	km^2	67.6
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	113.6
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	2.7×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	13.4
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km^2	287.9
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	43.1
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	4.3×10^{18}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.7
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状
	破壊伝播速度		$Vr=0.72\beta$(Geller(1976))	km/s	2.6
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3

第 4.5.7 表(2)　C断層の断層パラメータ
（傾斜角 55°ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	（北部） 35°43′22″ 135°59′30″ （南部） 35°40′26″ 135°56′49″
	走向		地質調査結果により設定	°	（北部）354 （南部） 25
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	55
	すべり角		地質調査結果により設定	°	90
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	21.2
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	18.3
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km^2	388.0
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3
	断層下端深さ			km	18
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	8.4×10^{18}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m^2	3.5×10^{10}
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	61.7
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	2.7
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	0.9
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	$N\cdot m/s^2$	1.1×10^{19}
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.194$)	km^2	78.2
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	124.0
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	3.4×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	13.3
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km^2	309.8
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	46.0
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	5.0×10^{18}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.7
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状
	破壊伝播速度		$Vr=0.72\beta$(Geller(1976))	km/s	2.6
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3

第 4.5.8 表　三方断層の断層パラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°26′53″ 135°55′57″
	走向		地質調査結果により設定	°	355
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	60
	すべり角		地質調査結果により設定	°	90
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	27
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	467.1
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3
	断層下端深さ			km	18
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	1.2×10^{19}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	74.3
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	2.9
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	1.0
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N･m/s²	1.2×10^{19}
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.228$)	km²	106.5
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	149.2
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	5.6×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	12.8
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	360.6
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	52.1
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	6.6×10^{18}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.6
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状
	破壊伝播速度		Vr=0.72β(Geller(1976))	km/s	2.6
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3

第 4.5.9 表　白木－丹生断層の断層パラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°39′39″ 135°59′30″
	走向		地質調査結果により設定	°	4
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	60
	すべり角		地質調査結果により設定	°	90
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	20.0※
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	346.0
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3
	断層下端深さ			km	18
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	6.7×10^{18}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	55.0
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	2.5
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	0.8
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N･m/s²	1.0×10^{19}
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.187$)	km²	64.6
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	110.6
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	2.5×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	13.5
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	281.4
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	42.3
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	4.2×10^{18}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.7
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状
	破壊伝播速度		$Vr=0.72\beta$(Geller(1976))	km/s	2.6
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3

※ 断層モデルを用いた手法においては、断層幅も踏まえて断層長さを 20km に設定。

第 4.5.10 表(1)　大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層の断層パラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値		
					北部	中部	南部
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°48′25″ 135°48′29″	35°43′13″ 135°53′01″	35°35′29″ 136°03′30″
	走向		地質調査結果により設定	°	41	330	308
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	60	60	90
	すべり角		地質調査結果により設定	°	180	0	0
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	9.3	9.1	22.0
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3	17.3	15
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	647.5		
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参考に設定	km	3		
	断層下端深さ			km	18		
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N・m	2.3×10^{19}		
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}		
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	102.9		
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	3.5		
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	1.3		
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N・m/s²	1.5×10^{19}		
微視的断層パラメータ	全アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，$(\gamma_{asp}=0.283)$	km²	183.5		
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	206.9		
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N・m	1.3×10^{19}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	12.2		
	大アスペリティ	面積	$S_{a1}=1/2Sa$	km²	91.8		
		平均すべり量	$D_{a1}=M_{0a1}/(\mu S_{a1})$	cm	242.4		
		地震モーメント	$M_{0a1}=M_{0a}S_{a1}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	7.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a1}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	小アスペリティ	面積	$S_{a2}=1/4Sa$	km²	45.9		
		平均すべり量	$D_{a2}=M_{0a2}/(\mu S_{a2})$	cm	171.4		
		地震モーメント	$M_{0a2}=M_{0a}S_{a2}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	2.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a2}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	小アスペリティ	面積	$S_{a2}=1/4Sa$	km²	45.9		
		平均すべり量	$D_{a2}=M_{0a2}/(\mu S_{a2})$	cm	171.4		
		地震モーメント	$M_{0a2}=M_{0a}S_{a2}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	2.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a2}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	463.9		
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	61.8		
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N・m	1.0×10^{19}		
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.4		
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	—	同心円状		
	破壊伝播速度		Vr=0.72β(Geller(1976))	km/s	2.6		
Q 値			佐藤他(2007)	—	$50f^{1.1}$		
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3		

第 4.5.10 表(2)　大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層の断層パラメータ
（Vr=0.87β ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値		
					北部	中部	南部
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°48′25″ 135°48′29″	35°43′13″ 135°53′01″	35°35′29″ 136°03′30″
	走向		地質調査結果により設定	°	41	330	308
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	60	60	90
	すべり角		地質調査結果により設定	°	180	0	0
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	9.3	9.1	22.0
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3	17.3	15
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	647.5		
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参考に設定	km	3		
	断層下端深さ			km	18		
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N・m	2.3×10^{19}		
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}		
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	102.9		
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	3.5		
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	1.3		
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N・m/s²	1.5×10^{19}		
微視的断層パラメータ	全アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.283$)	km²	183.5		
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	206.9		
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N・m	1.3×10^{19}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	12.2		
	大アスペリティ	面積	$S_{a1}=1/2Sa$	km²	91.8		
		平均すべり量	$D_{a1}=M_{0a1}/(\mu S_{a1})$	cm	242.4		
		地震モーメント	$M_{0a1}=M_{0a}S_{a1}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	7.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a1}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	小アスペリティ	面積	$S_{a2}=1/4Sa$	km²	45.9		
		平均すべり量	$D_{a2}=M_{0a2}/(\mu S_{a2})$	cm	171.4		
		地震モーメント	$M_{0a2}=M_{0a}S_{a2}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	2.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a2}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	小アスペリティ	面積	$S_{a2}=1/4Sa$	km²	45.9		
		平均すべり量	$D_{a2}=M_{0a2}/(\mu S_{a2})$	cm	171.4		
		地震モーメント	$M_{0a2}=M_{0a}S_{a2}^{1.5}/(S_{a1}^{1.5}+2\times S_{a2}^{1.5})$	N・m	2.8×10^{18}		
		応力降下量	$\Delta\sigma_{a2}=\Delta\sigma_a$	MPa	12.2		
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	463.9		
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	61.8		
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N・m	1.0×10^{19}		
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.4		
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状		
	破壊伝播速度		Vr=0.87β(Geller(1976))	km/s	3.1		
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$		
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3		

第 4.5.11 表(1)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層の断層パラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値			
					全体	北部	中部	南部
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	－	36°08′34″ 136°05′45″	35°53′47″ 135°58′45″	35°45′55″ 136°06′45″
	走向		地質調査結果により設定	°	－	345	17	316
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	－	45	45	90
	すべり角		地質調査結果により設定	°	－	90	90	0
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	82.0	25.5	35.0	21.5
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	－	21.2	21.2	15
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	1,604.0	540.6	740.9	322.5
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参考に設定	km	3			
	断層下端深さ			km	18			
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N・m	1.4×10^{20}	4.7×10^{19}	7.5×10^{19}	2.2×10^{19}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$, $\rho=2.7g/cm^3$, $\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}			
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	255.0	246.8	289.0	190.6
	平均応力降下量		Fujii and Matsu'ura(2000)	MPa	3.1			
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	2.3			
	短周期レベル(参考)		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N・m/s²	2.8×10^{19}			
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\gamma_{asp}\times S$, ($\gamma_{asp}=0.220$)	km²	352.9	118.9	163.0	71.0
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$, $\gamma_D=2.01$	cm	512.5	496.1	580.8	383.2
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N・m	6.3×10^{19}	2.1×10^{19}	3.3×10^{19}	9.5×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	14.1			
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	1,251.2	421.7	577.9	251.6
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	182.3	176.5	206.6	136.3
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N・m	8.0×10^{19}	2.6×10^{19}	4.2×10^{19}	1.2×10^{19}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.8			
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状			
	破壊伝播速度		Vr=0.72β(Geller(1976))	km/s	2.6			
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$			
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3			

第 4.5.11 表(2)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層の断層パラメータ（Vr=0.87β ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値			
					全体	北部	中部	南部
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	－	36°08′34″ 136°05′45″	35°53′47″ 135°58′45″	35°45′55″ 136°06′45″
	走向		地質調査結果により設定	°	－	345	17	316
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	－	45	45	90
	すべり角		地質調査結果により設定	°	－	90	90	0
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	82.0	25.5	35.0	21.5
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	－	21.2	21.2	15
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km^2	1,604.0	540.6	740.9	322.5
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参考に設定	km	3			
	断層下端深さ			km	18			
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N・m	1.4×10^{20}	4.7×10^{19}	7.5×10^{19}	2.2×10^{19}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$, $\rho=2.7g/cm^3$, $\beta=3.6km/s$	N/m^2	3.5×10^{10}			
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	255.0	246.8	289.0	190.6
	平均応力降下量		Fujii and Matsu'ura(2000)	MPa	3.1			
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	2.3			
	短周期レベル(参考)		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	$N\cdot m/s^2$	2.8×10^{19}			
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\gamma_{asp}\times S$, ($\gamma_{asp}=0.220$)	km^2	352.9	118.9	163.0	71.0
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$, $\gamma_D=2.01$	cm	512.5	496.1	580.8	383.2
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N・m	6.3×10^{19}	2.1×10^{19}	3.3×10^{19}	9.5×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	14.1			
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km^2	1,251.2	421.7	577.9	251.6
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	182.3	176.5	206.6	136.3
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N・m	8.0×10^{19}	2.6×10^{19}	4.2×10^{19}	1.2×10^{19}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.8			
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状			
	破壊伝播速度		Vr=0.87β(Geller(1976))	km/s	3.1			
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$			
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3			

第 4.5.12 表　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層のパラメータ
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値	
					北部	南部
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°46′50″ 135°59′38″	35°50′01″ 136°11′08″
	走向		地質調査結果により設定	°	348	322
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	90	
	すべり角		地質調査結果により設定	°	0	
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	36.1	
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	15.0	
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	541.5	
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3	
	断層下端深さ			km	18	
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	1.6×10^{19}	
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}	
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	86.1	
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	3.2	
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	1.1	
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	N･	1.3×10^{19}	
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.187$)	km²	136.3	
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	173.0	
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	8.3×10^{18}	
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	12.5	
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	405.2	
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	56.8	
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	8.1×10^{18}	
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.5	
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状	
	破壊伝播速度		$Vr=0.72\beta$(Geller(1976))	km/s	2.6	
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$	
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3	

第 4.5.13 表　美浜湾断層の断層パラメータ（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地震本部（2025）による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	35°41′02″ 135°57′17″
	走向		地震本部（2025）に基づき設定	°	346
	傾斜角		C 断層の諸元を用いて設定	°	60
	すべり角		C 断層の諸元を用いて設定	°	90
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	19.1
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	17.3
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km^2	330.4
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参照して設定	km	3
	断層下端深さ			km	18
	地震モーメント		$M_0=\{S/(4.24\times10^{-11})\}^{2.0}/10^7$（入倉・三宅(2001)）	N･m	6.1×10^{18}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$，$\rho=2.7g/cm^3$，$\beta=3.6km/s$	N/m^2	3.5×10^{10}
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	52.5
	平均応力降下量		$\Delta\sigma=(7\pi^{1.5}/16)\cdot(M_0/S^{1.5})$	MPa	2.5
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	0.8
	短周期レベル		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$（壇他(2001)）	$N\cdot m/s^2$	9.7×10^{18}
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\pi r^2$，$r=(7\pi M_0\beta^2)/(4AR)$，$R=(S/\pi)^{0.5}$，($\gamma_{asp}=0.181$)	km^2	59.8
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$，$\gamma_D=2.01$	cm	105.6
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N･m	2.2×10^{18}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	13.6
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km^2	270.6
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	40.8
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N･m	3.9×10^{18}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.7
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状
	破壊伝播速度		$Vr=0.72\beta$(Geller(1976))	km/s	2.6
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3

第 4.5.14 表　各種距離減衰式のデータベース

距離減衰式	データベース諸元					サイト補正の考え方
	対象地震	地震種別	Mの範囲	断層最短距離の範囲	地盤種別	
Kanno et al.(2006)	主に国内	内陸 プレート間 プレート内	5.5～8.2	1～500km	100≦Vs30≦1,400m/s (原論文の図から読取)	原論文の評価式を用いて補正
Zhao et al.(2006)	主に国内	内陸 プレート間 プレート内	5.0～8.3	0.3～300km	・Vs30>1,100m/s ・Vs30>600m/s 等で整理	原論文の評価式を用いて補正
内山・翠川(2006)	日本周辺	内陸 プレート間 プレート内	5.5～8.3	300km以内	Vs30=500m/s程度の 工学的基盤	－
片岡他(2006)	日本周辺	内陸 海溝性	4.9～8.2	250km以内	工学的基盤(31測点)の Vs30の平均値は720m/s	－
Abrahamson and Silva (2008)	国内外	内陸	4.27～7.9	200km以内	100≦Vs30≦2,000m/s	原論文の評価式を用いて補正
Boore and Atkinson (2008)			4.27～7.9	400km以内	NEHRP分類A～E	原論文の評価式を用いて補正
Campbell and Bozorgnia (2008)			4.27～7.9	200km以内	150≦Vs30≦1,500m/s	原論文の評価式を用いて補正
Chiou and Youngs (2008)			4.27～7.9	70km以内	100≦Vs30≦2,000m/s	原論文の評価式を用いて補正
Idriss(2008)			4.5～7.7	200km以内	450≦Vs30≦900m/s	原論文の評価式を用いて補正

※Vs30：地表から深さ 30m までの平均 S 波速度（美浜は Vs30=1,650m/s）

第 4.5.15 表　震源を特定せず策定する地震動に関する検討対象地震

	地震名	発生日時	規模
1	2008 年岩手・宮城内陸地震	2008/06/14 08:43	Mw6.9
2	2000 年鳥取県西部地震	2000/10/06 13:30	Mw6.6
3	2011 年長野県北部地震	2011/03/12 03:59	Mw6.2
4	1997 年 3 月鹿児島県北西部地震	1997/03/26 17:31	Mw6.1
5	2003 年宮城県北部地震	2003/07/26 07:13	Mw6.1
6	1996 年宮城県北部（鬼首）地震	1996/08/11 03:12	Mw6.0
7	1997 年 5 月鹿児島県北西部地震	1997/05/13 14:38	Mw6.0
8	1998 年岩手県内陸北部地震	1998/09/03 16.58	Mw5.9
9	2011 年静岡県東部地震	2011/03/15 22:31	Mw5.9
10	1997 年山口県北部地震	1997/06/25 18:50	Mw5.8
11	2011 年茨城県北部地震	2011/03/19 18:56	Mw5.8
12	2013 年栃木県北部地震	2013/02/25 16:23	Mw5.8
13	2004 年北海道留萌支庁南部地震	2004/12/14 14:56	Mw5.7
14	2005 年福岡県西方沖地震の最大余震	2005/04/20 06:11	Mw5.4
15	2012 年茨城県北部地震	2012/03/10 02:25	Mw5.2
16	2011 年和歌山県北部地震	2011/07/05 19:18	Mw5.0

第 4.5.16 表　設計用応答スペクトル Ss－1 のコントロールポイント

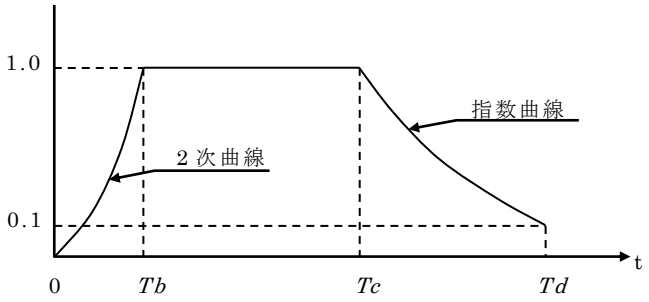
周期 (s)	0.02	0.09	0.13	0.3	0.6	5
Ss－1(水平方向) (cm/s)	2.39	30.08	43.45	100.27	120	120
Ss－1(鉛直方向) (cm/s)	1.59	20.05	28.97	66.85	80	80

第 4.5.17 表　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層
～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部
～鍛冶屋断層～関ヶ原断層のパラメータ

断層パラメータ			設定方法	単位	設定値						
					全体	安島岬沖	和布－干飯崎沖	甲楽城～甲楽城沖	浦底～池河内～柳ヶ瀬山	柳ヶ瀬南部	鍛冶屋～関ヶ原
巨視的断層パラメータ	断層面基準点		地質調査結果による位置と傾斜角を考慮して設定	北緯 東経	－	36°08′34″ 136°05′45″	35°53′47″ 135°58′45″	35°47′59″ 135°58′12″	36°36′08″ 136°11′02″	35°30′09″ 136°15′23″	35°21′09″ 136°31′06″
	走向		地質調査結果により設定	°	－	345	17	350	319	329	305
	傾斜角		地質調査結果により設定	°	－	45	45	90	90	90	90
	すべり角		地質調査結果により設定	°	－	90	90	0	0	0	0
	長さ		地震動評価上の長さとして設定	km	143.4	25.5	35.0	11.8	29.2	12.9	29.0
	断層幅		地震発生層と傾斜角から設定	km	－	21.2	21.2	15.0	15.0	15.0	15.0
	断層面積		S=L（長さ）×W（断層幅）として計算	km²	2525.0	540.6	740.9	177.0	438.0	193.5	435.0
	断層上端深さ		微小地震の発生状況及び地下構造を参考に設定	km	3						
	断層下端深さ			km	18						
	地震モーメント		$M_0=(\Delta\sigma_a\times S^2)/(\alpha S+\beta W)$ Fujii and Matsu'ura(2000)	N・m	3.7×10^{20}	8.4×10^{19}	1.3×10^{20}	1.6×10^{19}	6.1×10^{19}	1.8×10^{19}	6.0×10^{19}
	剛性率		$\mu=\rho\beta^2$, $\rho=2.7g/cm^3$, $\beta=3.6km/s$	N/m²	3.5×10^{10}						
	平均すべり量		$D=M_0/(\mu S)$	cm	422.5	442.7	518.3	253.3	398.5	264.9	397.1
	平均応力降下量		Fujii and Matsu'ura(2000)	MPa	3.1						
	立ち上がり時間		$Tr=2.03\times10^{-9}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ (Somerville et al.(1999))	sec	3.2						
	短周期レベル（参考）		$A=2.46\times10^{10}\times(M_0\times10^7)^{1/3}$ （壇他(2001)）	N・m/s²	3.8×10^{19}						
微視的断層パラメータ	アスペリティ	面積	$S_a=\gamma_{asp}\times S$, (γ_{asp}=0.220)	km²	555.5	127.9	175.3	－	103.6	45.8	102.9
		平均すべり量	$D_a=\gamma_D D$, γ_D=2.01	cm	849.2	889.9	1041.8	－	801.0	532.4	798.2
		地震モーメント	$M_{0a}=\mu S_a D_a$	N・m	1.7×10^{20}	3.9×10^{19}	6.2×10^{19}	－	2.8×10^{19}	8.3×10^{18}	2.8×10^{19}
		応力降下量	$\Delta\sigma_a=(S/S_a)\Delta\sigma$	MPa	14.1						
	背景領域	面積	$S_b=S-S_a$	km²	1969.5	412.7	565.7	177.0	334.4	147.7	332.1
		平均すべり量	$D_b=M_{0b}/(\mu S_b)$	cm	302.1	312.2	365.5	253.3	281.0	186.8	280.1
		地震モーメント	$M_{0b}=M_0-M_{0a}$	N・m	2.1×10^{20}	4.5×10^{19}	7.2×10^{19}	1.6×10^{19}	3.3×10^{19}	9.7×10^{18}	3.3×10^{19}
		実効応力	$\sigma_b=0.2\Delta\sigma_a$	MPa	2.8						
その他のパラメータ	破壊伝播様式		同心円状	－	同心円状						
	破壊伝播速度		Vr=0.72β(Geller(1976))	km/s	2.6						
Q 値			佐藤他(2007)	－	$50f^{1.1}$						
f_{max}			香川他(2003)	Hz	8.3						

第 4.5.18 表　基準地震動 Ss－1 の模擬地震波の振幅包絡線の経時的変化

基準地震動		継続時間(s)	振幅包絡線の経時的変化(s)		
			T_b	T_c	T_d
模擬地震波	Ss－1 （水平方向）	83.2	9.3	31.2	83.2
	Ss－1 （鉛直方向）	83.2	9.3	31.2	83.2



$$T_b = 10^{0.5M-2.93}$$

$$T_c - T_b = 10^{0.3M-1.0}$$

$$T_d - T_c = 10^{0.17M+0.54\log X_{eq}-0.6}$$

$$E(t) = \begin{cases} (T/T_b)^2 & 0 \le T \le T_b \\ 1.0 & T_b \le T \le T_c \\ e^{\frac{\ln(0.1)}{T_d - T_c}(T-T_c)} & T_c \le T \le T_d \end{cases}$$

ここで，M7.8、Xeq＝68km

第 4.5.19 表　模擬地震波 Ss－1 の作成結果

	作成条件		作成結果			
	応答スペクトル	振幅包絡線	最大加速度	応答スペクトル比	継続時間	SI 比
Ss－1 （水平方向）	第 4.5.15 表	第 4.5.17 表	750cm/s²	第 4.5.37 図	83.2s	1.04
Ss－1 （鉛直方向）	第 4.5.15 表	第 4.5.17 表	500cm/s²	第 4.5.37 図	83.2s	1.01

第 4.5.20 表　基準地震動 Ss の最大加速度

（単位：cm/s²）

基準地震動		NS 方向	EW 方向	UD 方向
Ss－1	設計用模擬地震波	750		500
Ss－2	C 断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1）	910	978	373
Ss－3	C 断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2）	960	993	385
Ss－4	C 断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3）	912	862	296
Ss－5	C 断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4）	668	867	339
Ss－6	C 断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5）	799	680	340
Ss－7	C 断層（傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3）	620	611	337
Ss－8	白木－丹生断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1）	541	781	577
Ss－9	白木－丹生断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2）	787	598	467
Ss－10	白木－丹生断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3）	669	562	411
Ss－11	白木－丹生断層（短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5）	806	623	502
Ss－12	大陸棚外縁～B～野坂断層 （短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2）	708	620	402
Ss－13	大陸棚外縁～B～野坂断層 （短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3）	746	545	508
Ss－14	大陸棚外縁～B～野坂断層 （短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4）	680	761	536
Ss－15	大陸棚外縁～B～野坂断層 （短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6）	506	661	476
Ss－16	大陸棚外縁～B～野坂断層 （短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7）	802	815	535
Ss－17	大陸棚外縁～B～野坂断層 （Vr=0.87β ケース、破壊開始点 1）	492	613	348
Ss－18	大陸棚外縁～B～野坂断層 （Vr=0.87β ケース、破壊開始点 4）	518	609	445
Ss－19	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 （Vr=0.87β ケース、破壊開始点 2）	239	279	232
Ss－20	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 ～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層 ～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層（破壊開始点 2）	441	584	402
Ss－21	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 ～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層 ～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層（破壊開始点 6）	603	451	436
Ss－22	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 ～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層 ～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層（破壊開始点 9）	433	407	270
Ss－23	2000 年鳥取県西部地震の賀祥ダムの観測記録	528	531	485
Ss－24	2004 年北海道留萌支庁南部地震を考慮した地震動	620		320

第 4.5.21 表(1)　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元

C 断層

震源断層	断層長さ (km)	傾斜角 (°)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
C 断層	18	60	近傍上端	7.8	6.9	7.0	6.9	B	1.75E-04
			近傍下端	12.3					
			遠方上端	10.9					
			遠方下端	13.1					
			考慮せず	10.6					
		55	近傍上端	8.2	6.9	7.0	7.0		
			近傍下端	12.6					
			遠方上端	11.4					
			遠方下端	13.7					
			考慮せず	10.9					

三方断層

震源断層	断層長さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
三方断層	27	近傍上端	11.8	7.2	7.3	7.1	B	1.17E-04
		近傍下端	15.0					
		遠方上端	18.4					
		遠方下端	19.2					
		考慮せず	15.1					

白木－丹生断層

震源断層	断層長さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
白木－丹生断層	15	近傍上端	8.8	6.9※1	7.0※1	6.9※2	B	2.10E-04
		近傍下端	13.7					
		遠方上端	12.2					
		遠方下端	14.4					
		考慮せず	11.8					

※1 地震発生層の幅と断層傾斜角から求まる断層幅（17.3km）に等しい断層長さを想定して算出。

※2 断層幅も踏まえて断層長さを 20km に設定して算出。

第 4.5.21 表(2)　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元

大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

震源断層	断層長さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
Ｂ断層	21	近傍上端	10.9	7.0	7.2	6.9	B	1.50E-04
		近傍下端	13.9					
		遠方上端	13.5					
		遠方下端	15.0					
		考慮せず	13.0					
Ｂ～野坂断層	33	近傍上端	10.2	7.4	7.5	7.2	B	9.54E-05
		近傍下端	13.5					
		遠方上端	12.2					
		遠方下端	14.4					
		考慮せず	12.5					
大陸棚外縁～Ｂ断層	34	近傍上端	12.3	7.4	7.5	7.1	B	9.26E-05
		近傍下端	14.4					
		遠方上端	14.5					
		遠方下端	15.9					
		考慮せず	14.3					
大陸棚外縁～ Ｂ～野坂断層	49	近傍上端	10.3	7.7	7.8	7.4	B	6.42E-05
		近傍下端	14.7					
		遠方上端	14.3					
		遠方下端	16.9					
		考慮せず	13.3					

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

震源断層	断層長さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)※	活動度	年発生頻度 (回／年)
和布－干飯崎沖断層	41	近傍上端	32.5	7.5	7.6	7.6	B	7.68E-05
		近傍下端	34.5					
		遠方上端	43.7					
		遠方下端	44.4					
		考慮せず	37.7					
和布－干飯崎沖 ～甲楽城断層	60	近傍上端	26.5	7.8	7.9	7.8	B	5.25E-05
		近傍下端	28.2					
		遠方上端	31.7					
		遠方下端	32.6					
		考慮せず	28.2					
安島岬沖 ～和布－干飯崎沖断層	58	近傍上端	37.3	7.8	7.9	7.9	B	5.43E-05
		近傍下端	38.9					
		遠方上端	47.1					
		遠方下端	48.2					
		考慮せず	44.3					
安島岬沖 ～和布－干飯崎沖 ～甲楽城断層	76	近傍上端	31.1	8.0	8.1	8.1	B	4.14E-05
		近傍下端	33.7					
		遠方上端	39.6					
		遠方下端	41.4					
		考慮せず	32.9					
安島岬沖 ～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 ～柳ヶ瀬断層 ～鍛冶屋断層～関ヶ原断層	135	近傍上端	29.1	8.4	8.5	8.4	B	2.33E-05
		近傍下端	31.8					
		遠方上端	37.2					
		遠方下端	38.6					
		考慮せず	31.6					

※ 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～柳ヶ瀬断層～鍛冶屋断層～関ヶ原断層は
Fujii and Matsu'ura(2000)と Takemura et al.(1990)

第 4.5.21 表(3)　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元

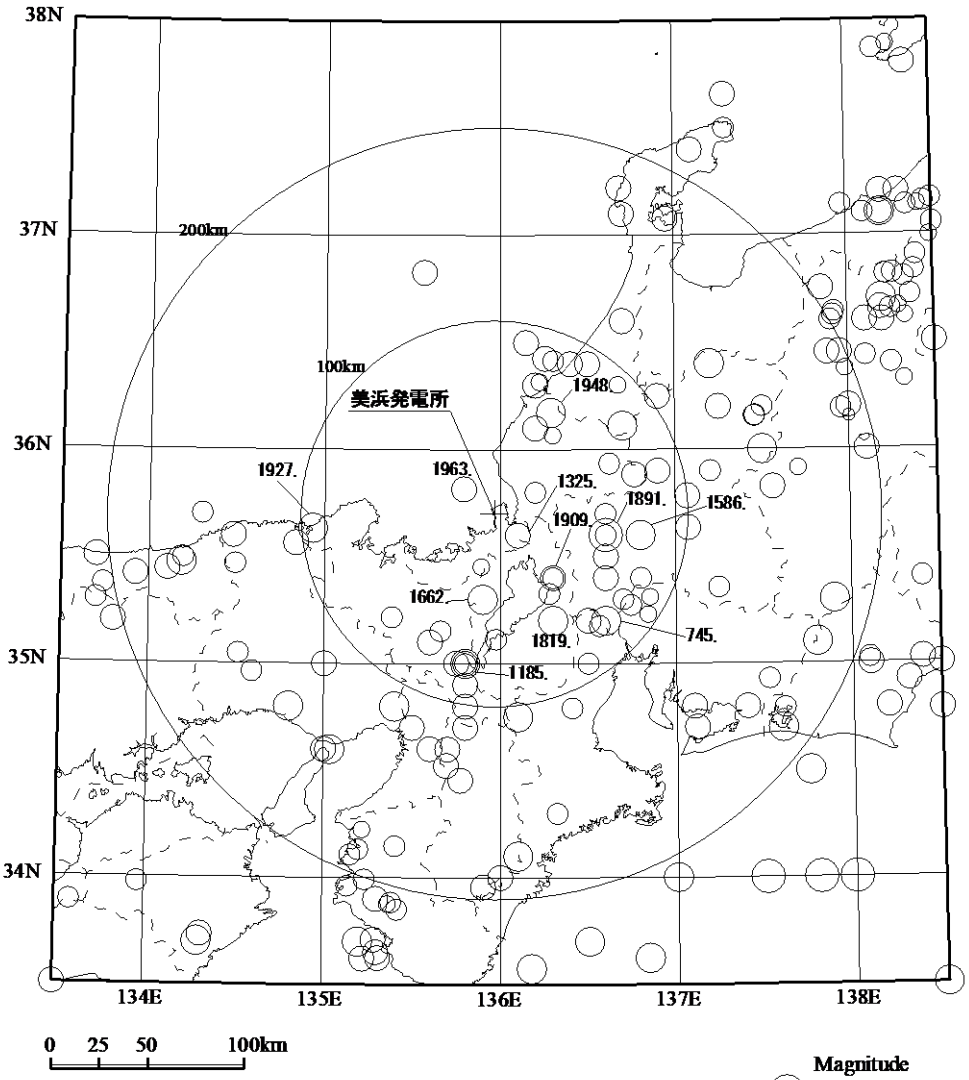
甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層

震源断層	断層長さ(km)	アスペリティ	Xeq(km)	M 松田(1975)	M 武村(1998)	M 入倉・三宅(2001)と Takemura et al.(1990)※	活動度	年発生頻度(回／年)
甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	36	近傍上端	12.2	7.4	7.5	7.3	B	8.74E-05
		近傍下端	15.6					
		遠方上端	16.0					
		遠方下端	18.0					
		考慮せず	15.3					
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層	137	近傍上端	24.0	8.4	8.5	8.4	B	2.30E-05
		近傍下端	28.1					
		遠方上端	32.1					
		遠方下端	33.9					
		考慮せず	26.8					

※ 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層は Fujii and Matsu'ura(2000)と Takemura et al.(1990)

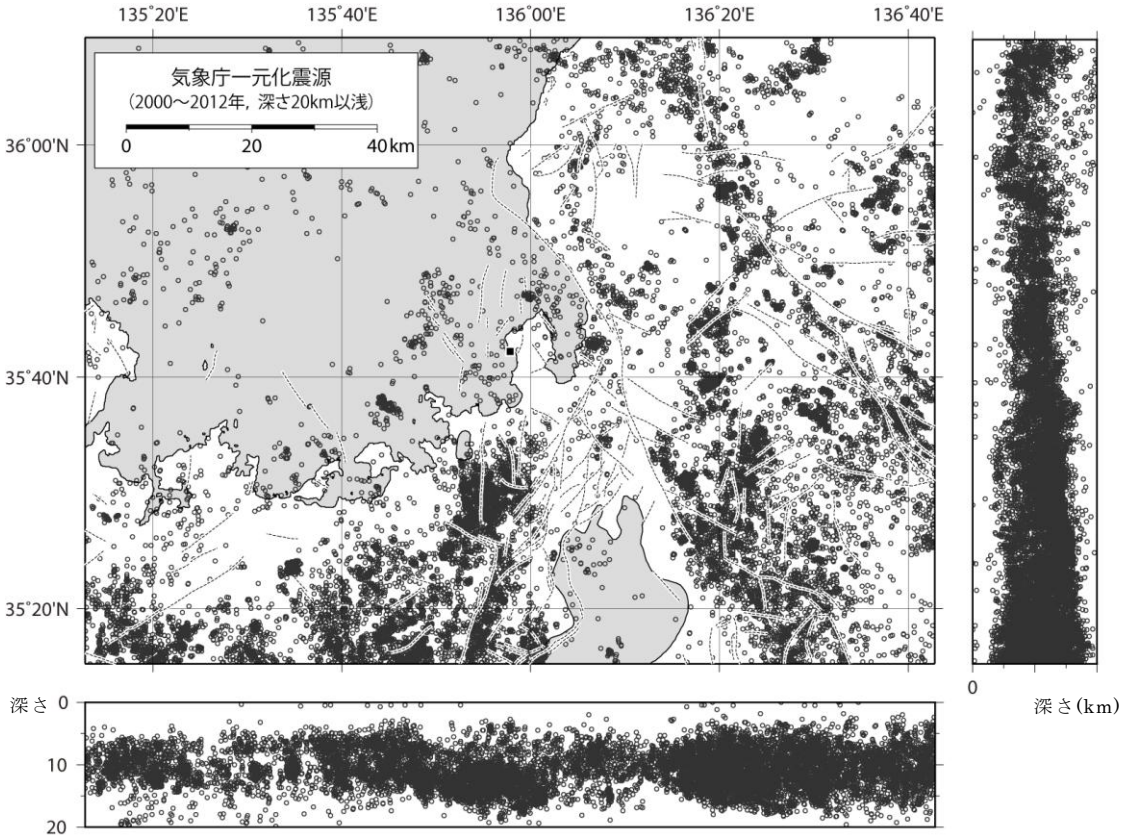
第 4.5.22 表　主要活断層モデル(B)のロジックツリーの分岐ごとの諸元

No	断層名	断層長さ (km)	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
1	浦底－内池見断層	21	13.1	7.0	7.2	6.9	B	1.50E-04
2	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	63.4	35.1	7.8	8.0	7.7	B	4.96E-05
3	ウツロギ峠北方－池河内断層	24	16.9	7.1	7.3	7.0	B	1.31E-04
4	濃尾地震断層系	80	62.5	8.0	8.1	7.8	B	3.93E-05
5	柳ヶ瀬断層	31	23.7	7.3	7.4	7.1	B	1.02E-04
6	敦賀断層	23	19.3	7.1	7.2	6.9	B	1.37E-04
7	琵琶湖西岸断層系	60	45.9	7.8	7.9	7.7	A	5.04E-04
8	花折断層	58	53.8	7.8	7.9	7.6	B	5.43E-05
9	$F_{GA}3$ 東部断層	29	41.8	7.3	7.4	7.0	B	1.09E-04

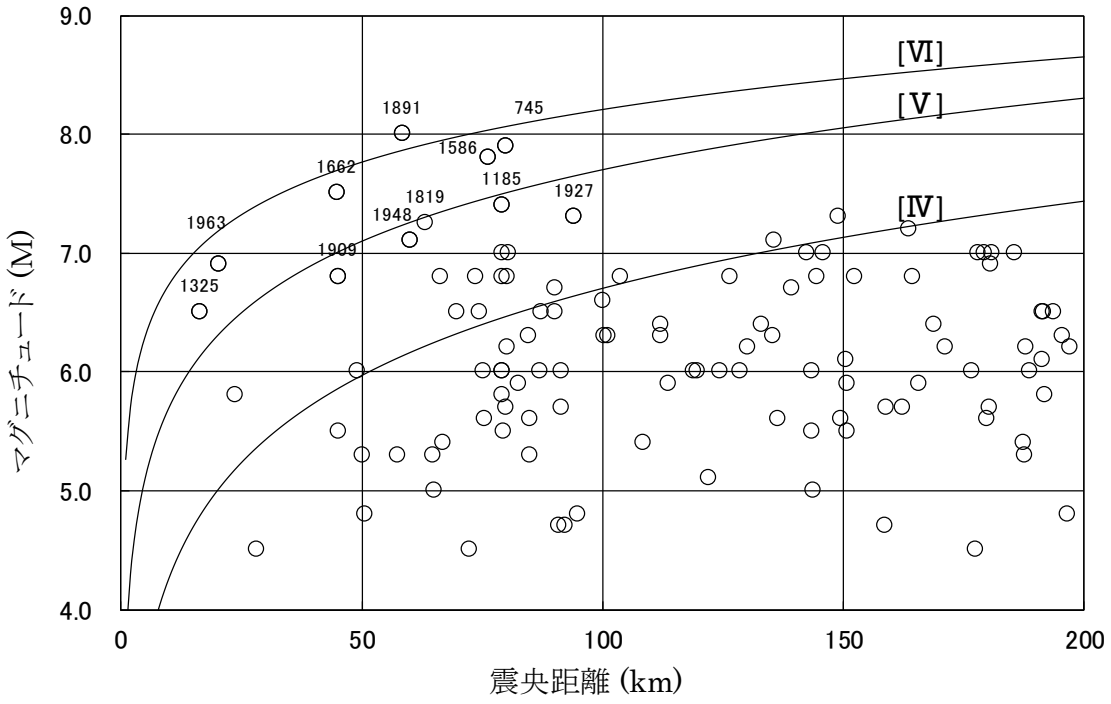


地震諸元は、「日本被害地震総覧 599－2012」（1884 年以前）、「宇津カタログ（1982）」（1885 年～1922 年）、「気象庁地震カタログ」（1923 年以降）による。

第 4.2.1 図　敷地周辺における被害地震の震央分布

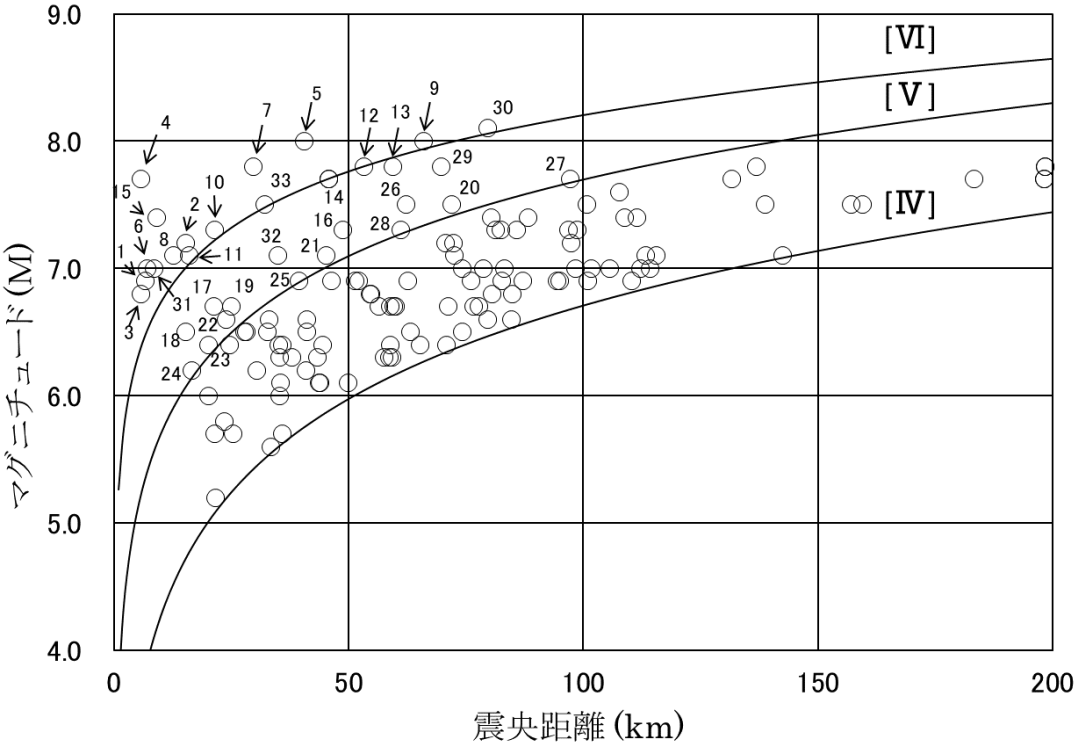


第 4.2.2 図　敷地周辺で観測された地震の震央分布及び震源の鉛直分布



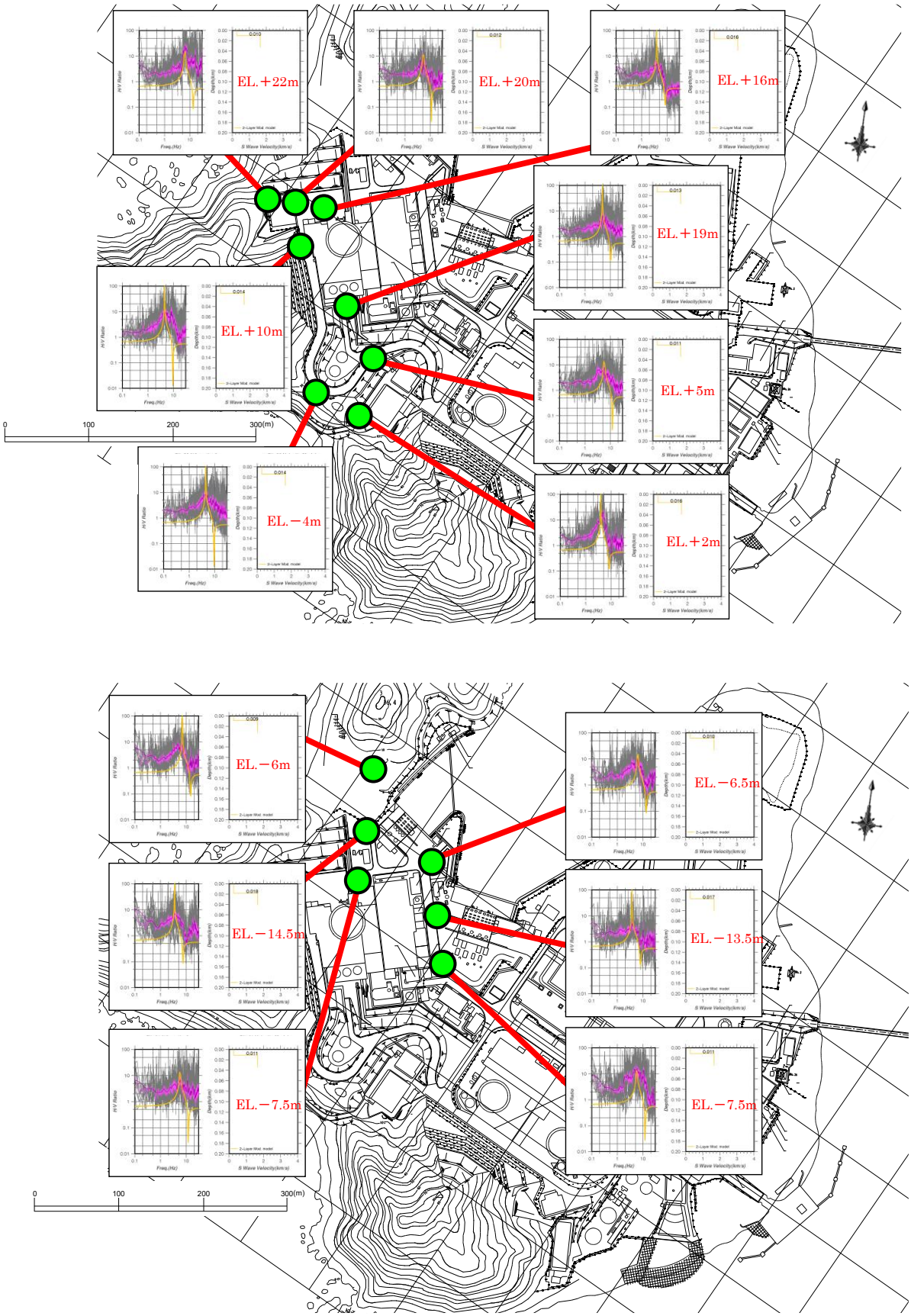
発生年	地名＜地震名称＞
745	美濃
1185	近江・山城・大和
1325	近江北部
1586	畿内・東海・東山・北陸諸道
1662	山城・大和・河内・和泉・摂津・丹後・若狭・近江・美濃・伊勢・駿河・三河・信濃
1819	伊勢・美濃・近江
1891	愛知県・岐阜県 ＜濃尾地震＞
1909	滋賀県姉川付近 ＜江濃(姉川)地震＞
1927	京都府北西部 ＜北丹後地震＞
1948	福井平野 ＜福井地震＞
1963	福井県沖 ＜越前岬沖地震＞

第 4.3.1 図　敷地周辺の被害地震のマグニチュードと震央距離の関係

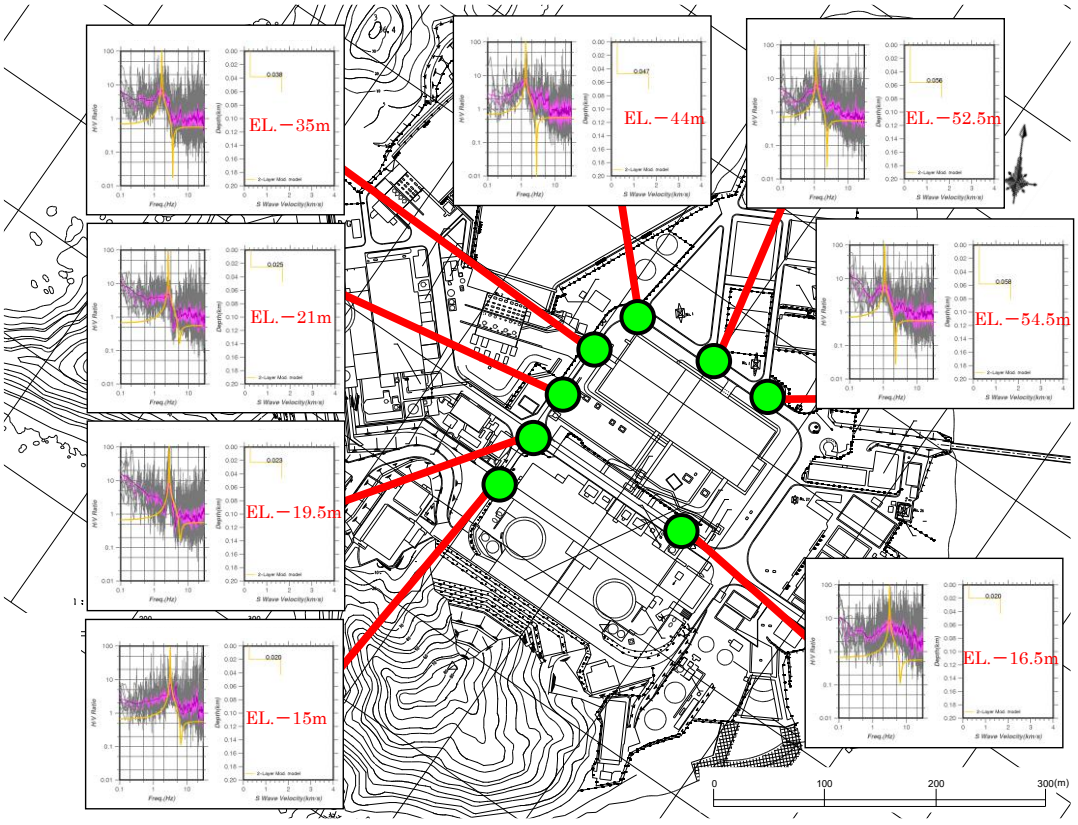


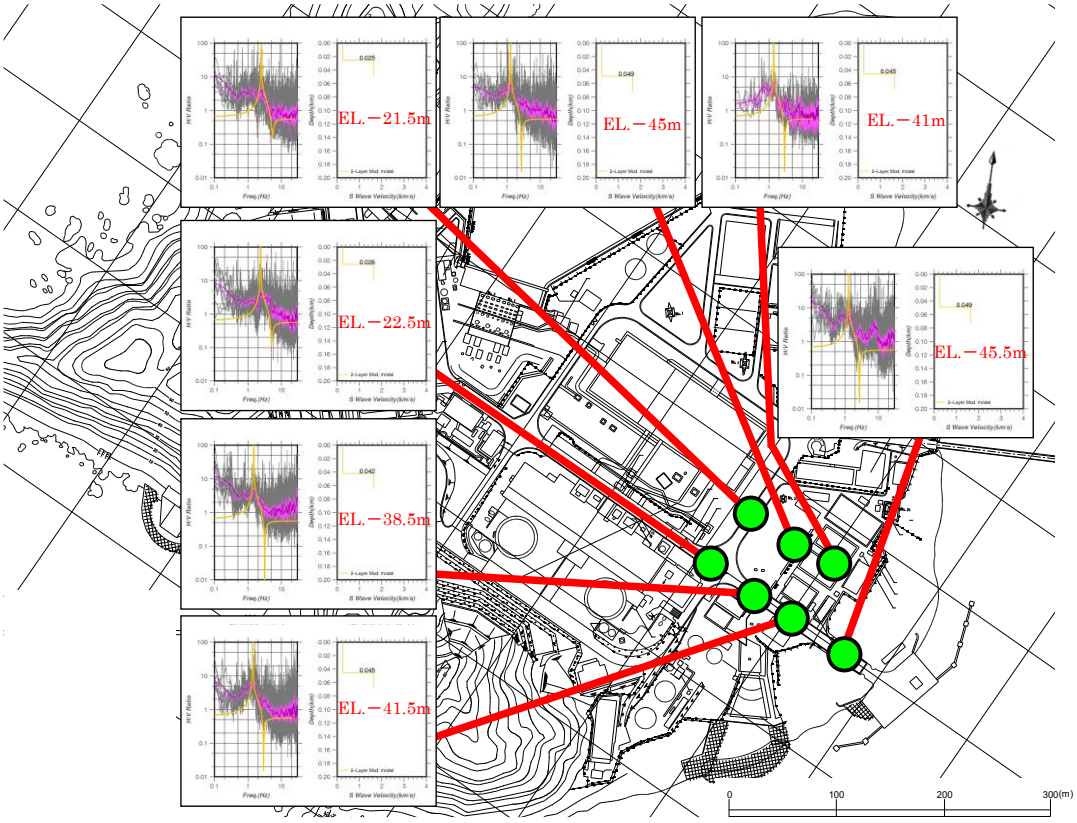
No	断層名	No	断層名	No	断層名
1	C断層	12	琵琶湖西岸断層系	23	駄口断層
2	三方断層	13	花折断層	24	耳川断層
3	白木－丹生断層	14	$F_{GA}3$ 断層	25	$F_{GA}4$ 北部断層
4	大陸棚外縁～B～野坂断層	15	甲楽城沖断層～浦底断層 ～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	26	経ヶ岬北方断層
5	安島岬沖～和布－干飯崎沖 ～甲楽城断層	16	鍛冶屋－関ヶ原断層	27	F_J4 断層
6	浦底－内池見断層	17	集福寺断層	28	F_J7 断層
7	FO-A～FO-B～熊川断層	18	奥－松屋	29	F_G1 断層
8	ウツロギ峠北方－池河内断層	19	奥川並断層	30	F_G1～F_J9 断層
9	濃尾地震断層系	20	上林川断層	31	美浜湾断層
10	柳ヶ瀬断層	21	揖斐川断層	32	$F_{GA}4$ 西部断層
11	敦賀断層	22	路原断層	33	Fo－201～$F_{GA}4$ 西部 ～$F_{GA}4$ 東部断層

第 4.3.2 図　敷地周辺の主な活断層から想定される地震のマグニチュードと震央距離の関係

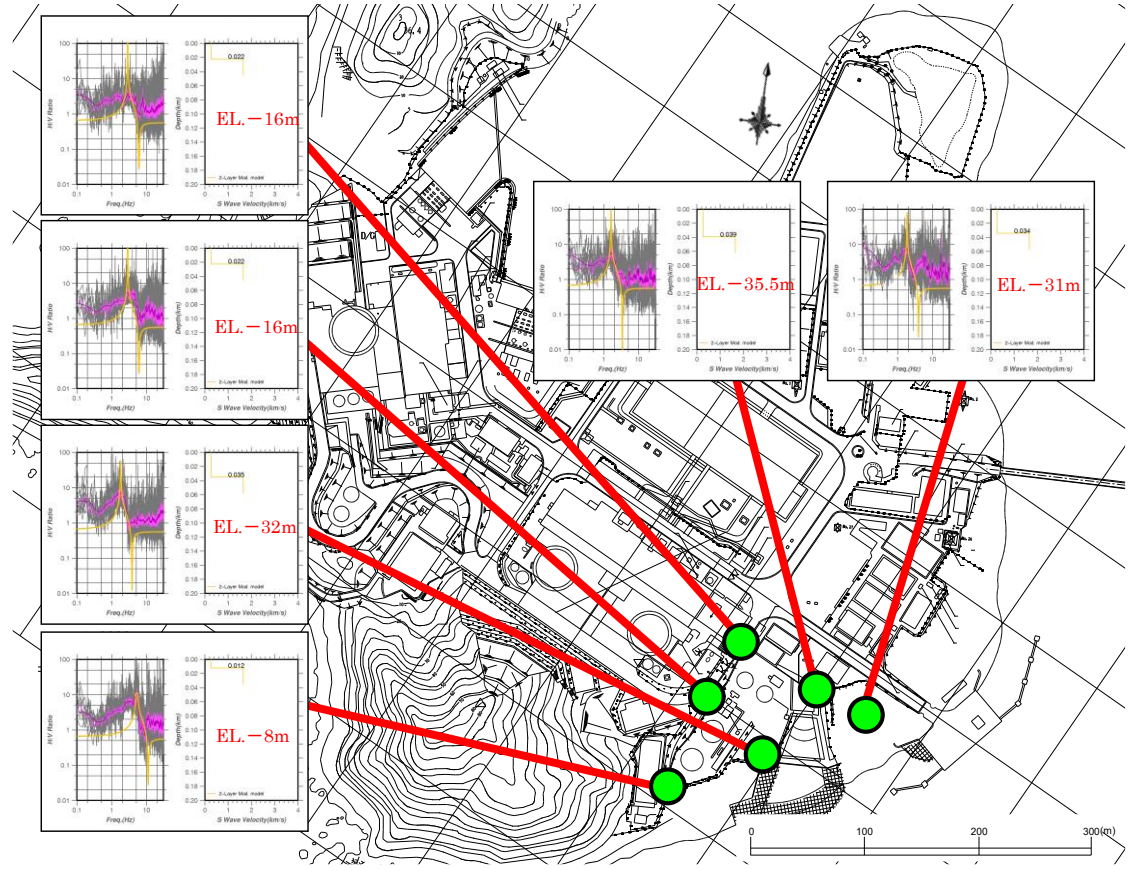


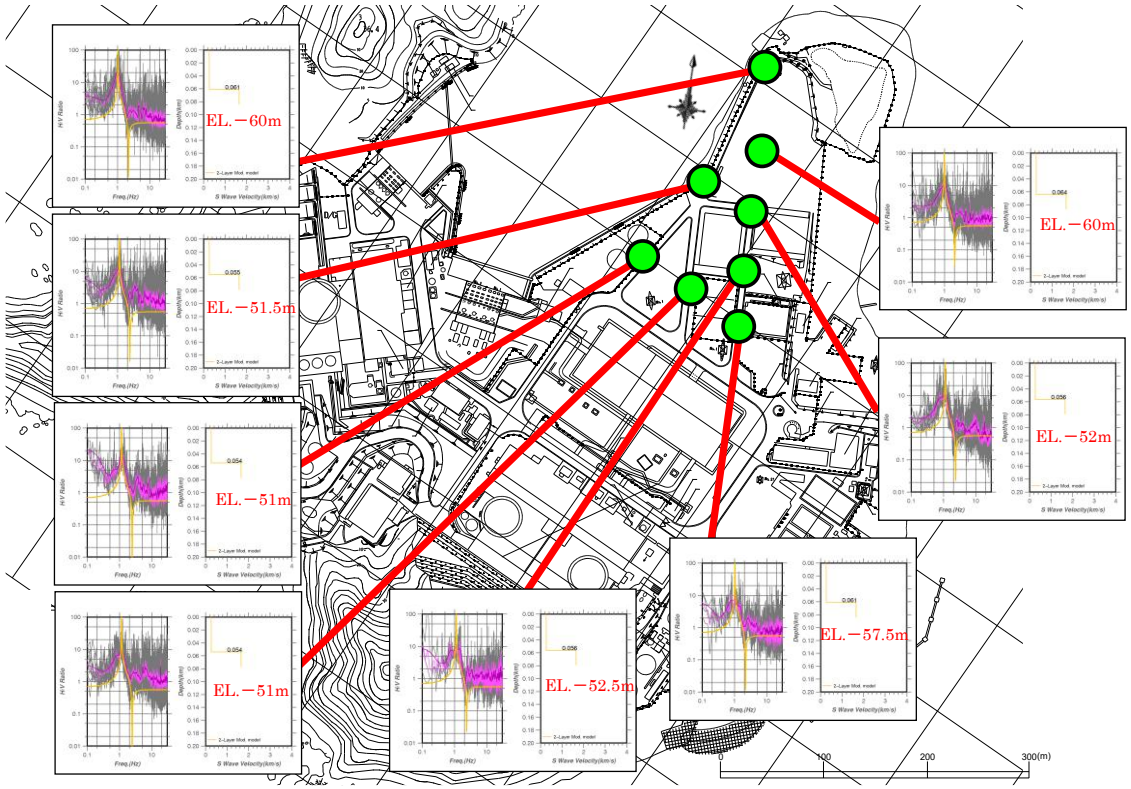
第 4.4.1 図(1)　単点微動観測により推定された Vs=1.65km/s 層の上面深度



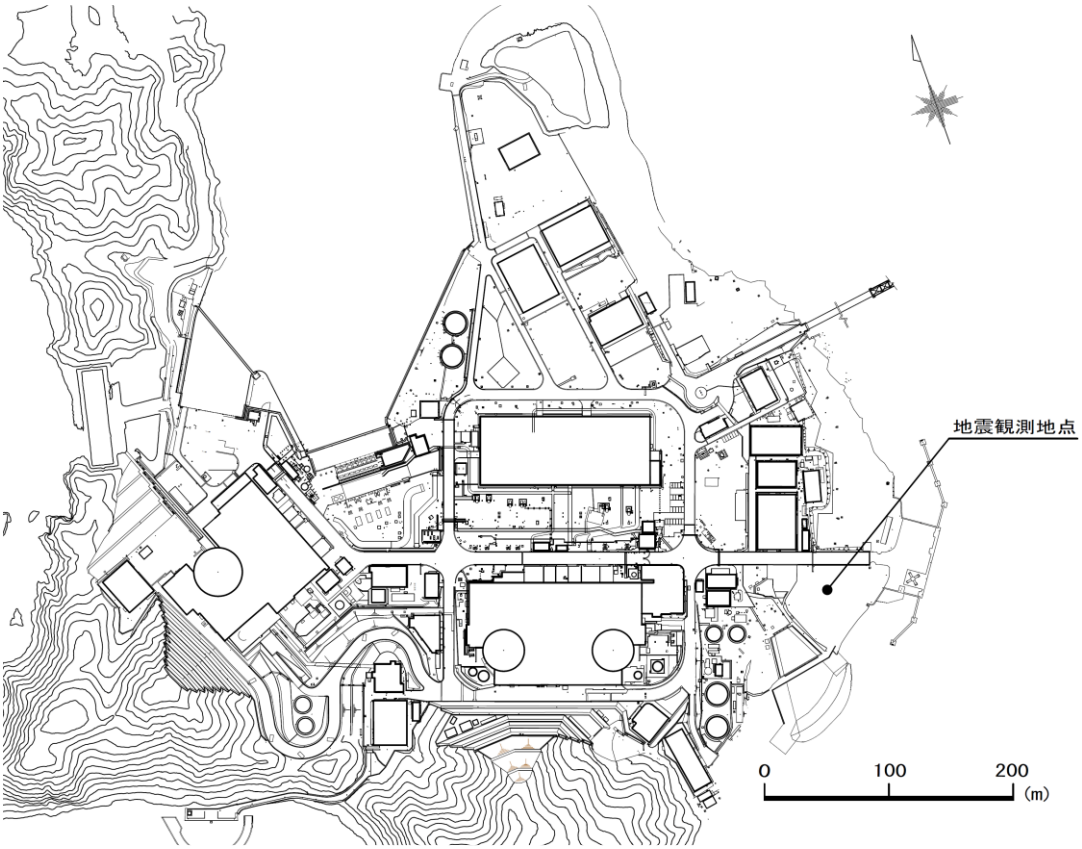


第 4.4.1 図(2)　単点微動観測により推定された Vs=1.65km/s 層の上面深度

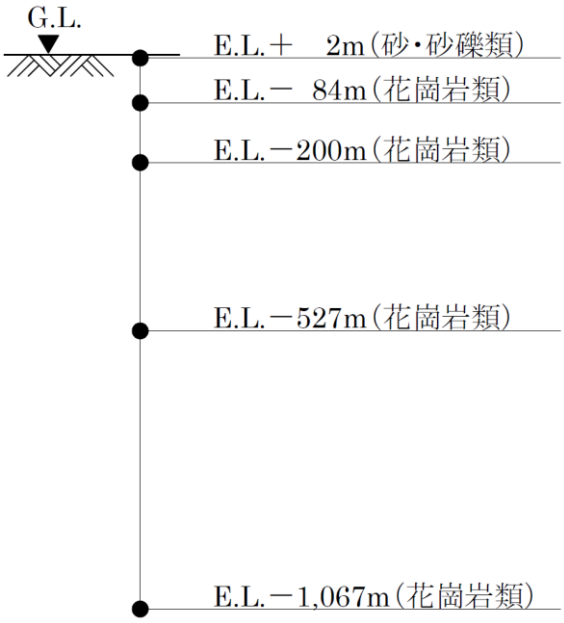




第 4.4.1 図(3)　単点微動観測により推定された Vs=1.65km/s 層の上面深度

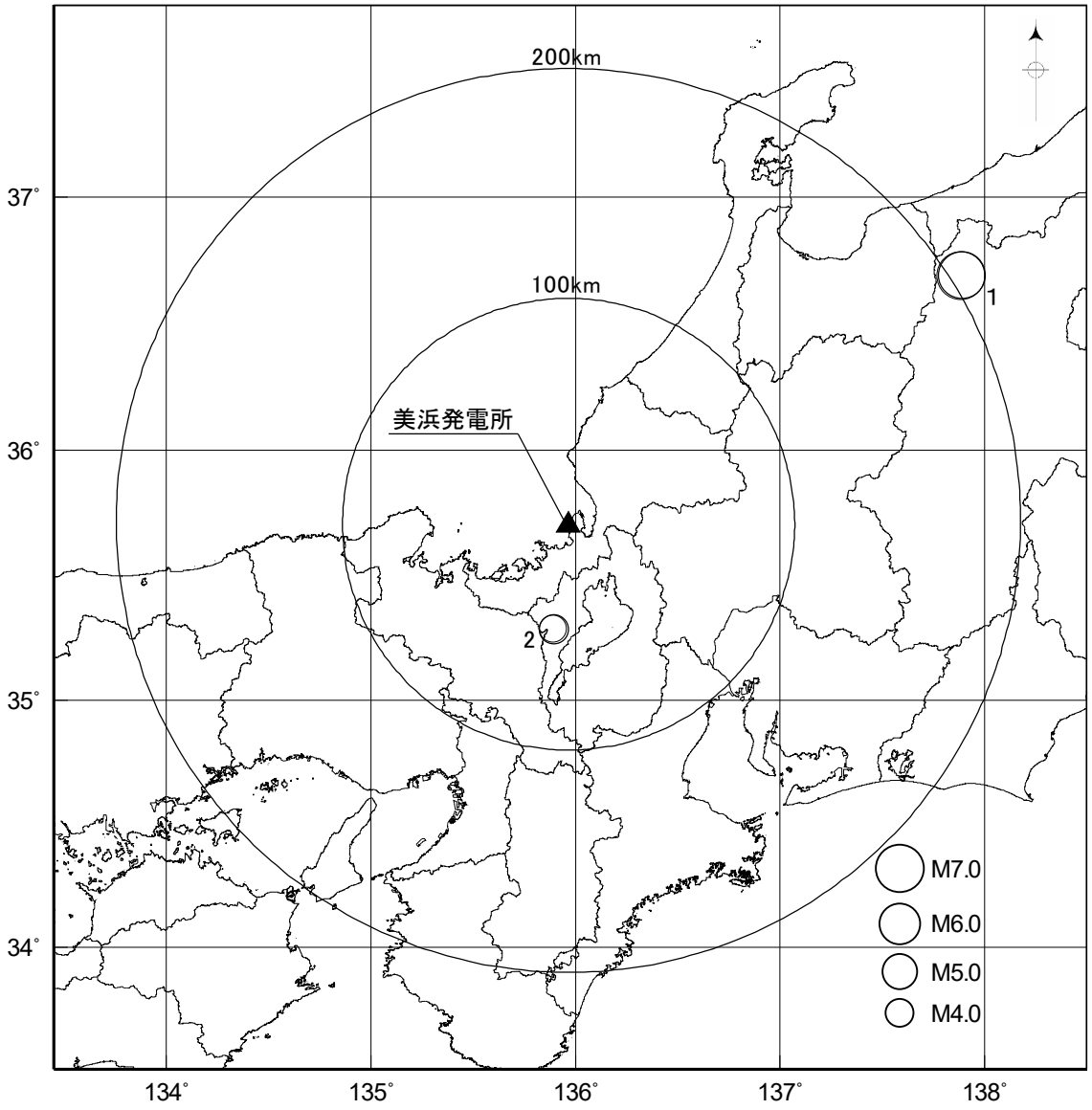


配置図



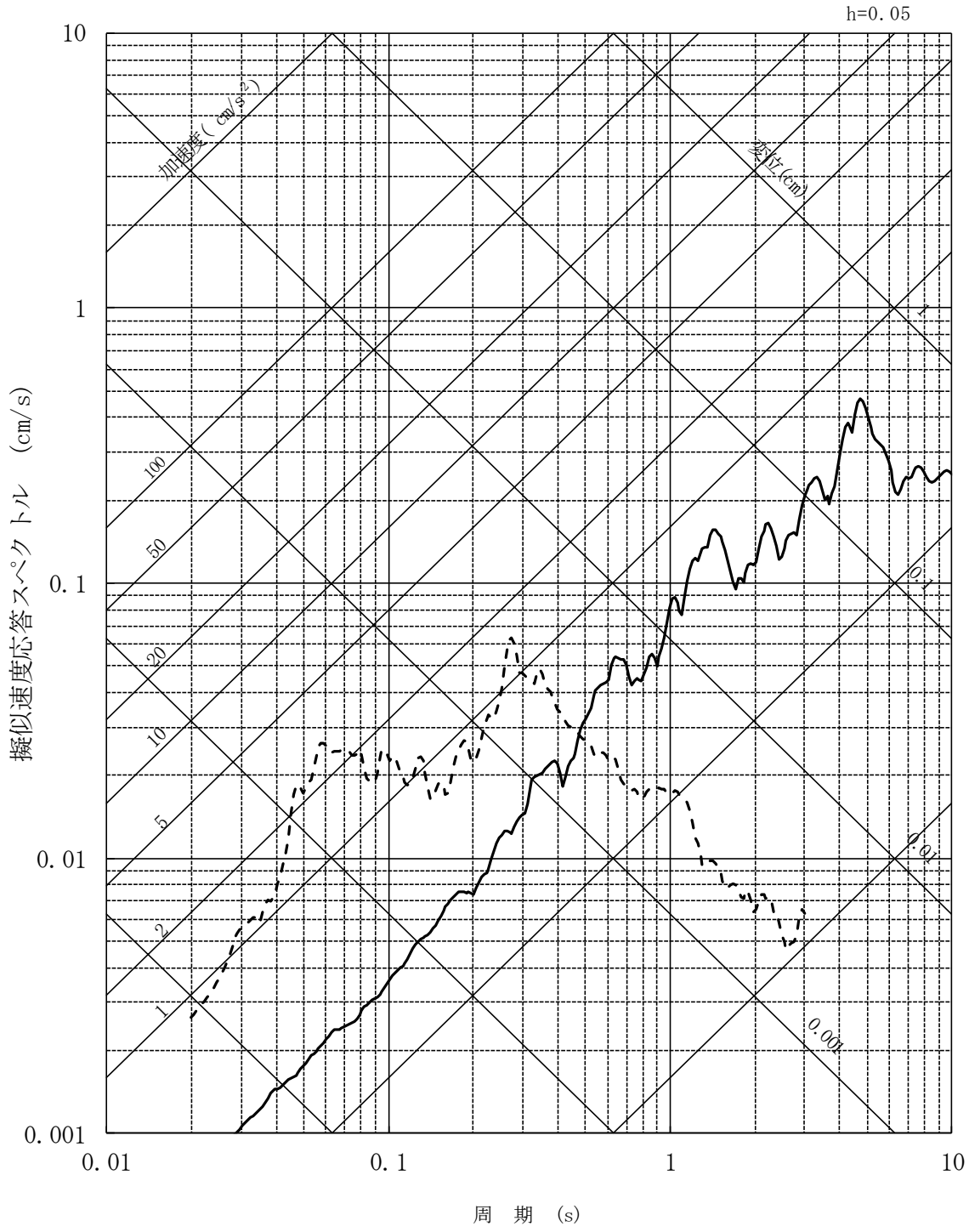
地震計の設置レベル

第 4.4.2 図　敷地における地震観測点



No.	震源地又は地震名
1	2014 年長野県北部地震
2	2014 年滋賀県北部の地震

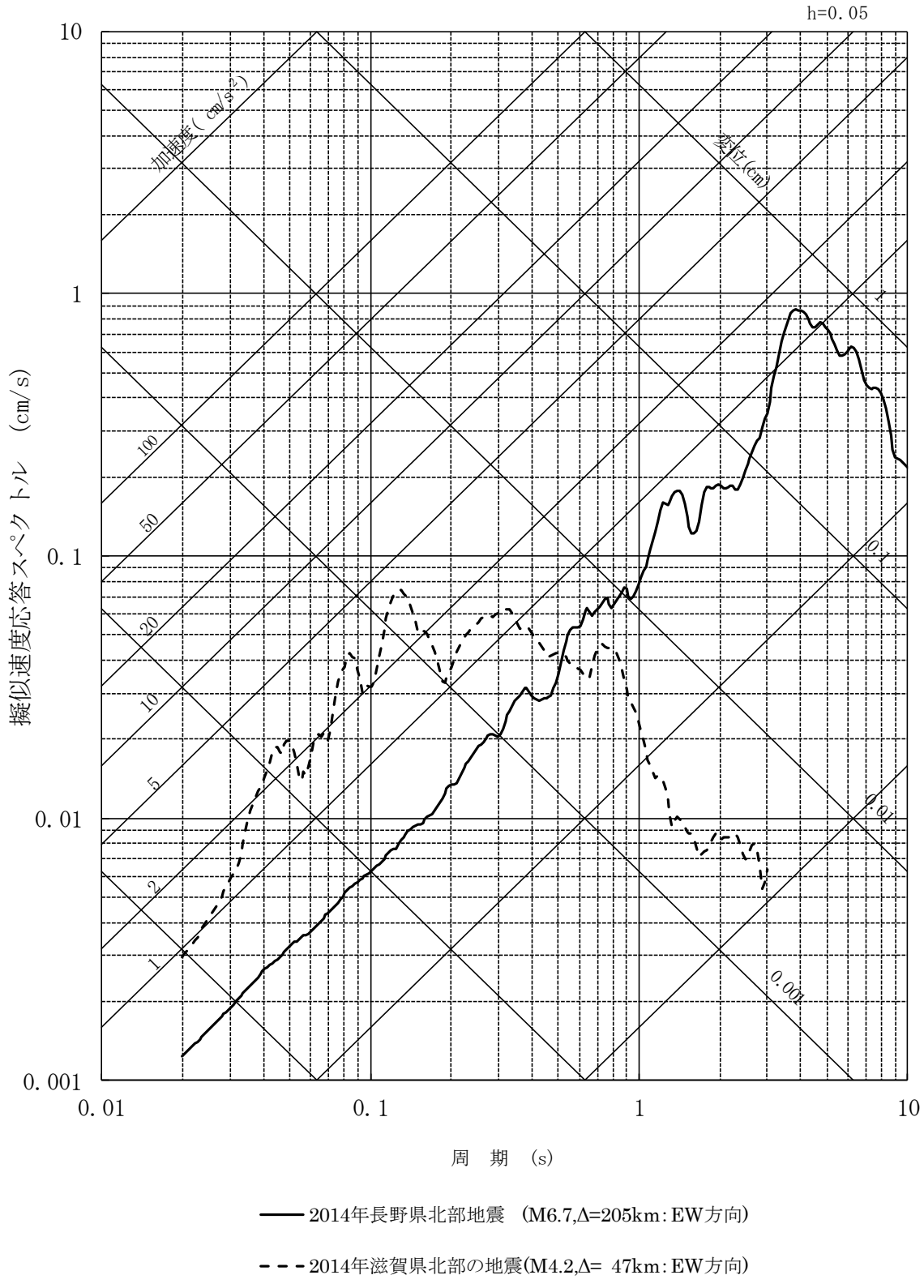
第 4.4.3 図　敷地で観測された主な地震の震央分布



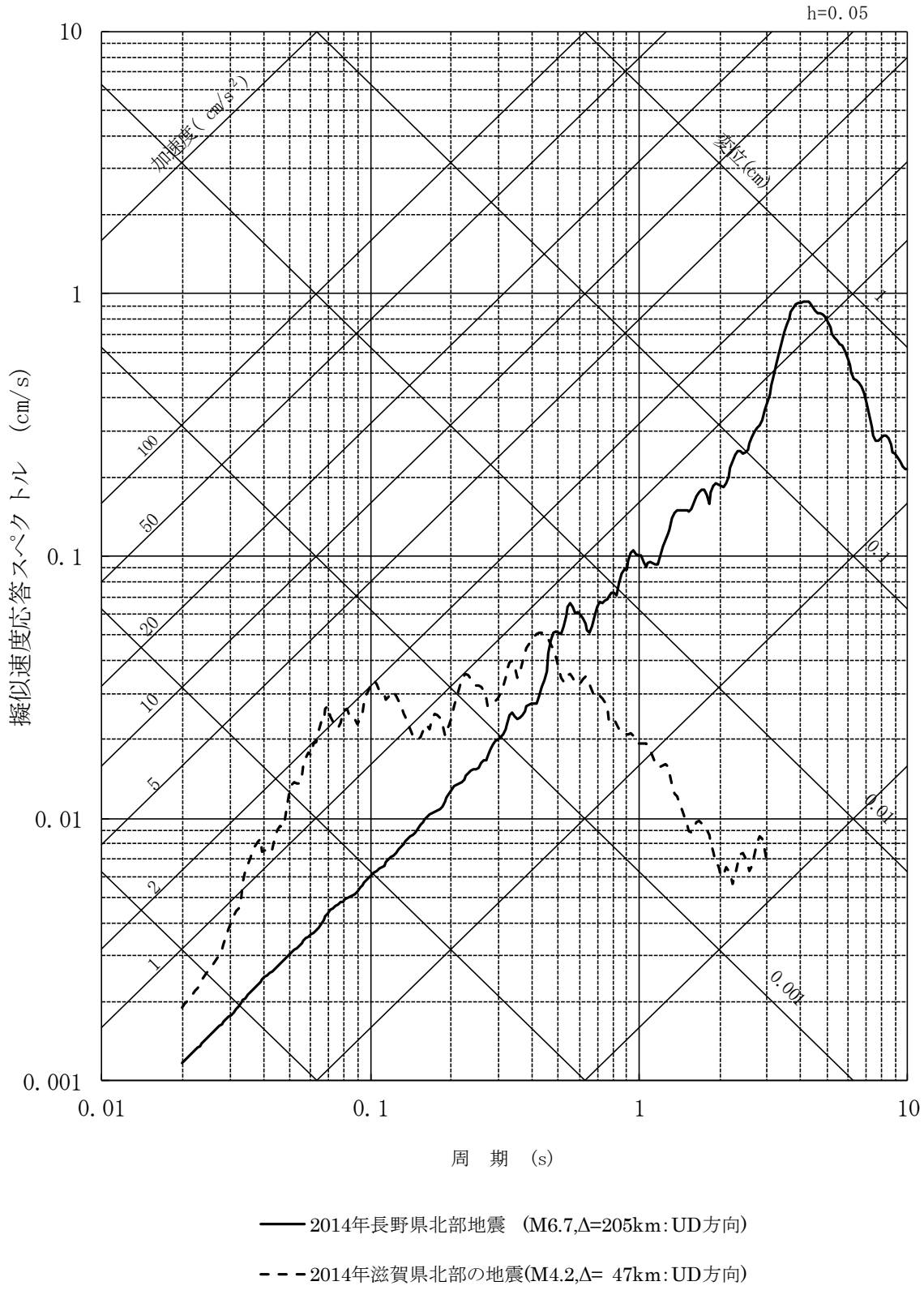
——2014年長野県北部地震 (M6.7,Δ=205km:NS方向)

- - -2014年滋賀県北部の地震(M4.2,Δ= 47km:NS方向)

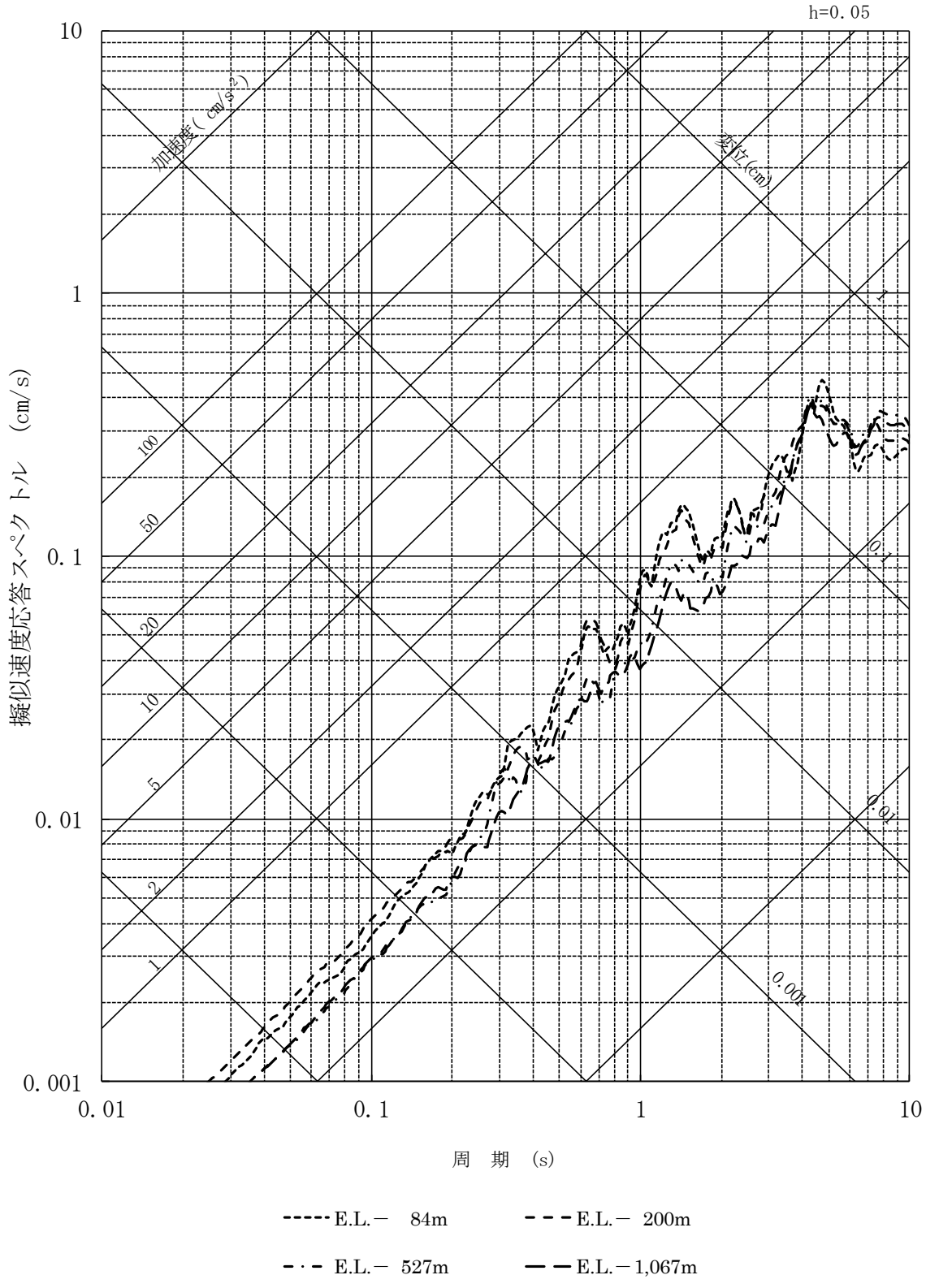
第 4.4.4 図(1)　地震観測記録の応答スペクトル（E.L.－84m、NS 方向）



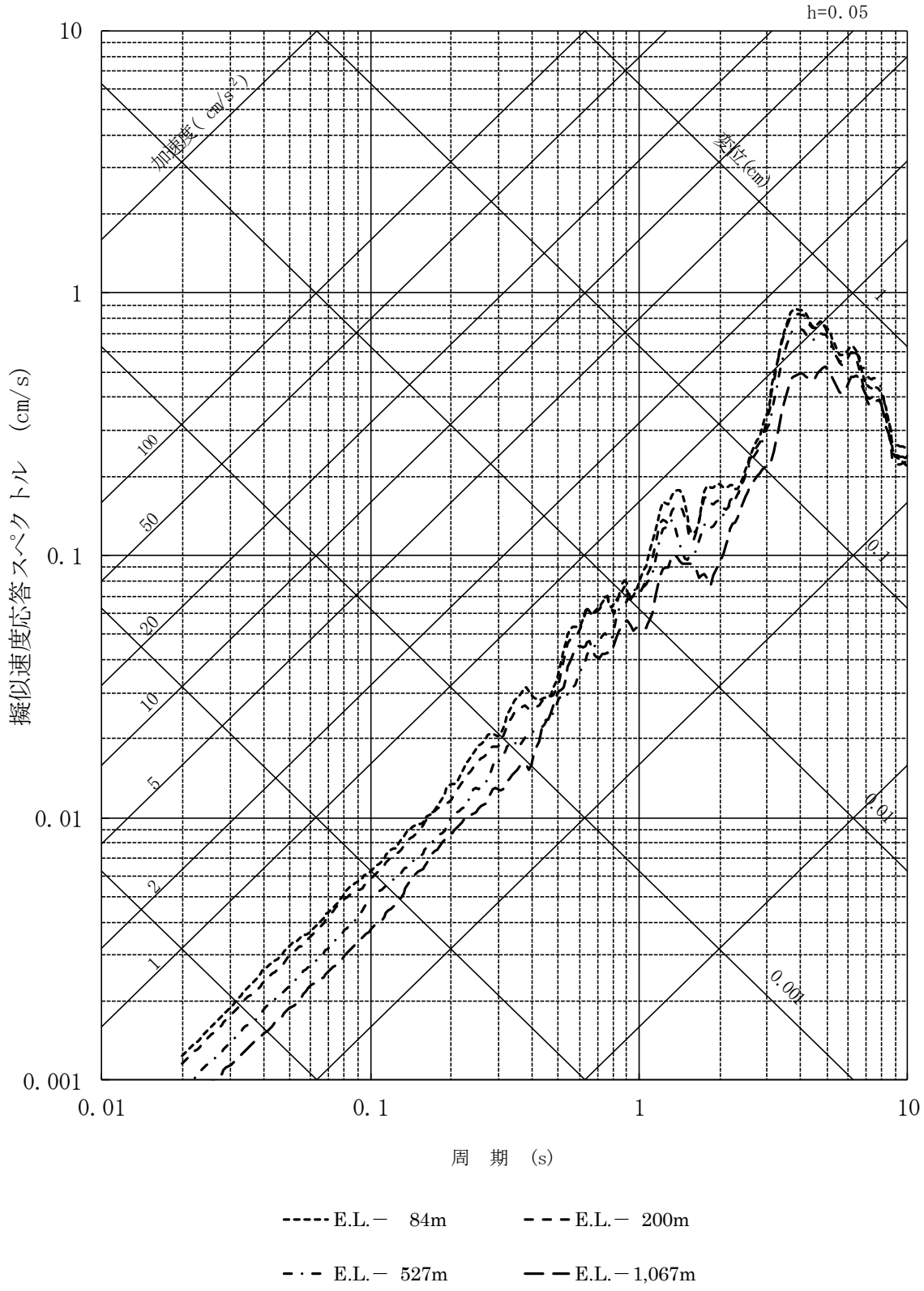
第 4.4.4 図(2) 地震観測記録の応答スペクトル（E.L.－84m、EW 方向）



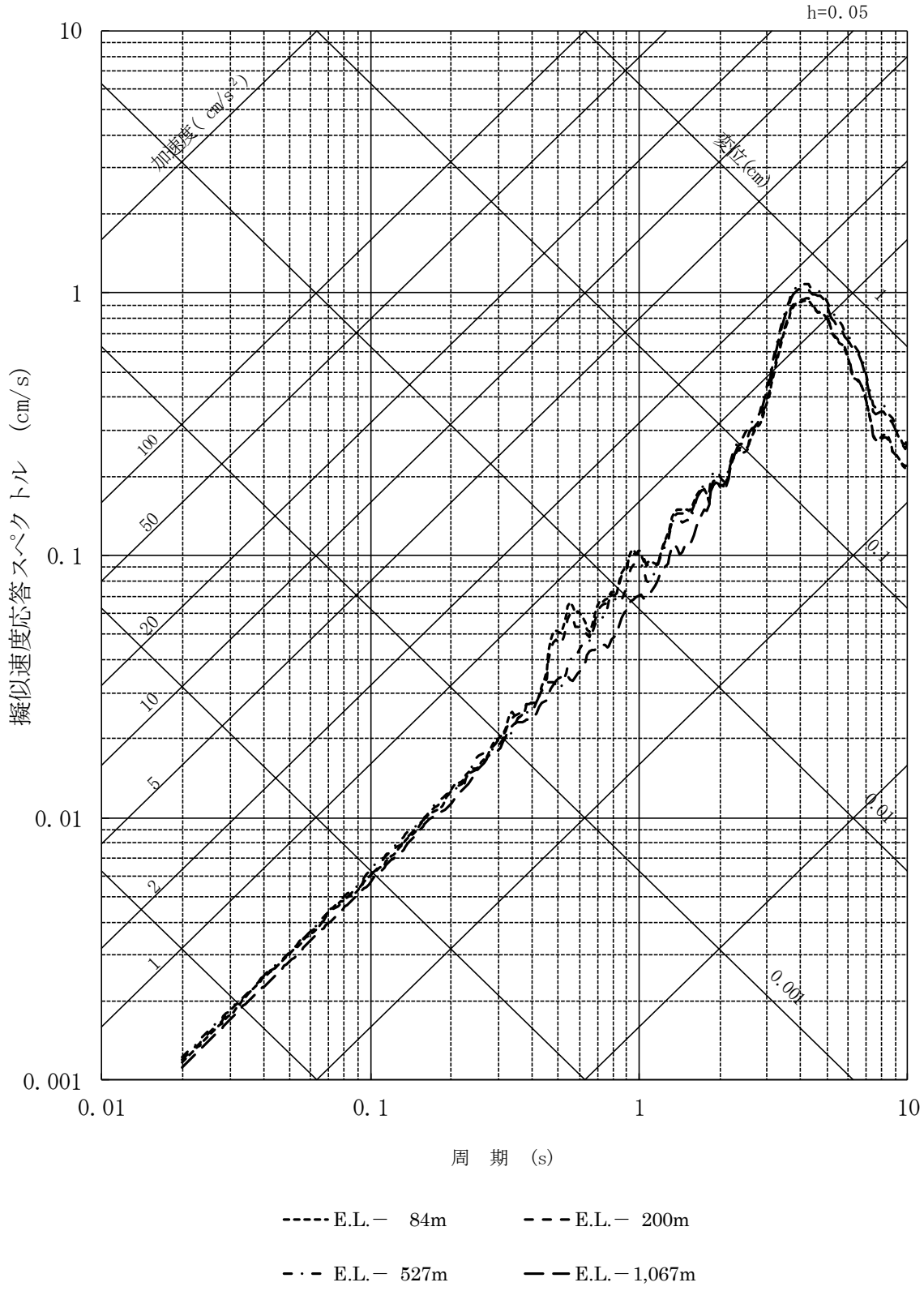
第 4.4.4 図(3)　地震観測記録の応答スペクトル（E.L.－84m、UD 方向）



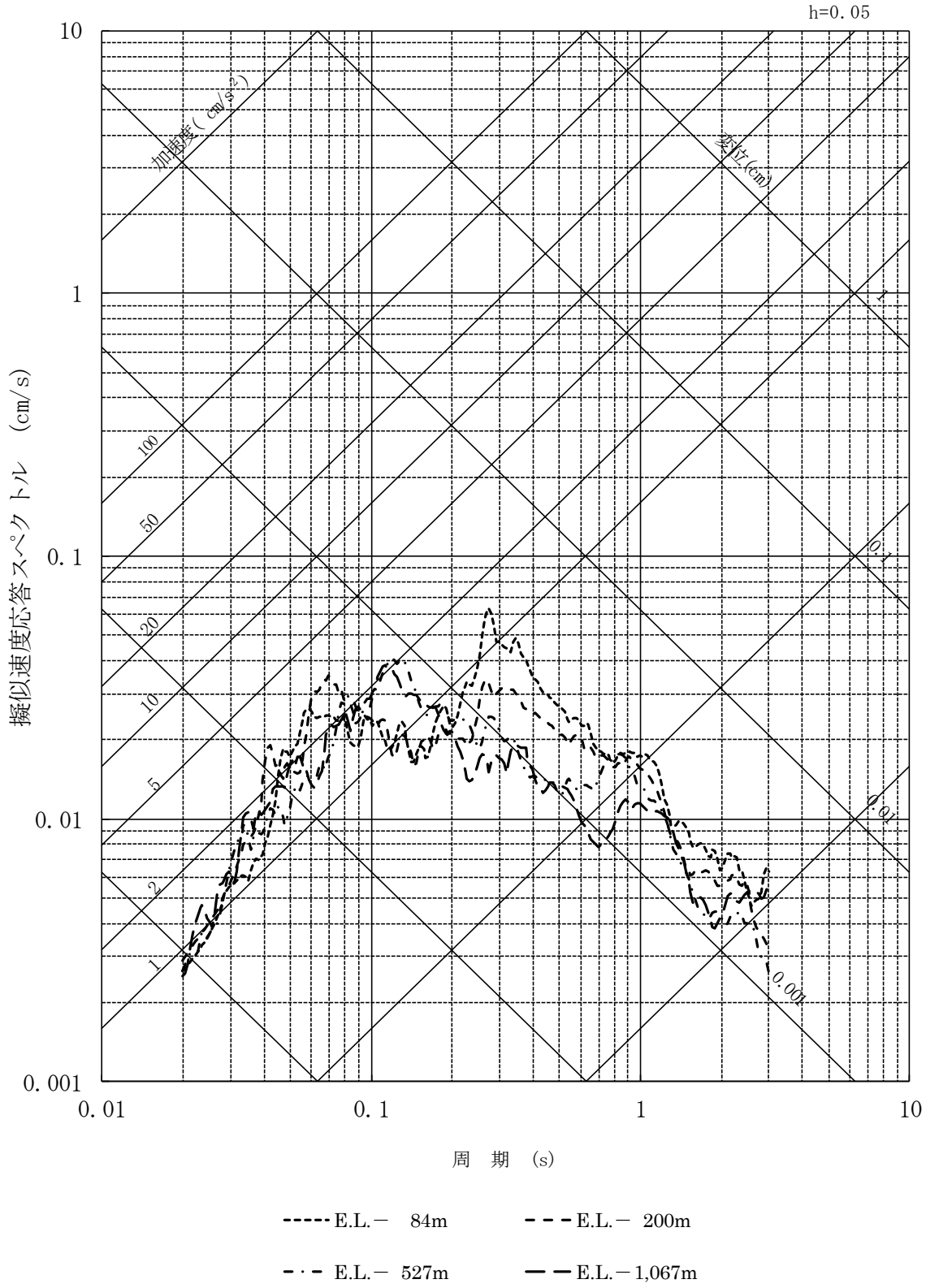
第 4.4.5 図(1)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年長野県北部地震：NS 方向）



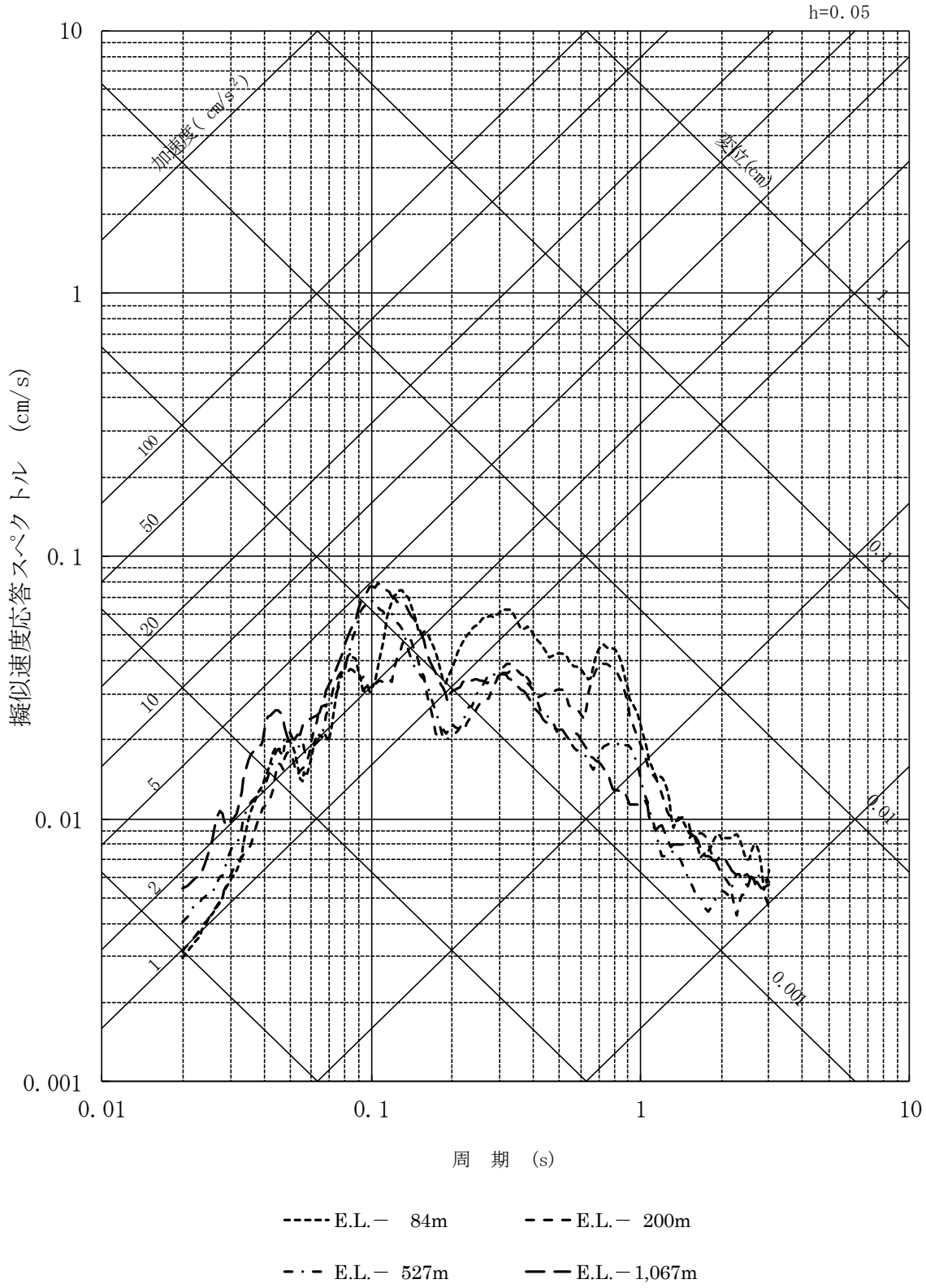
第 4.4.5 図(2)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年長野県北部地震：EW 方向）



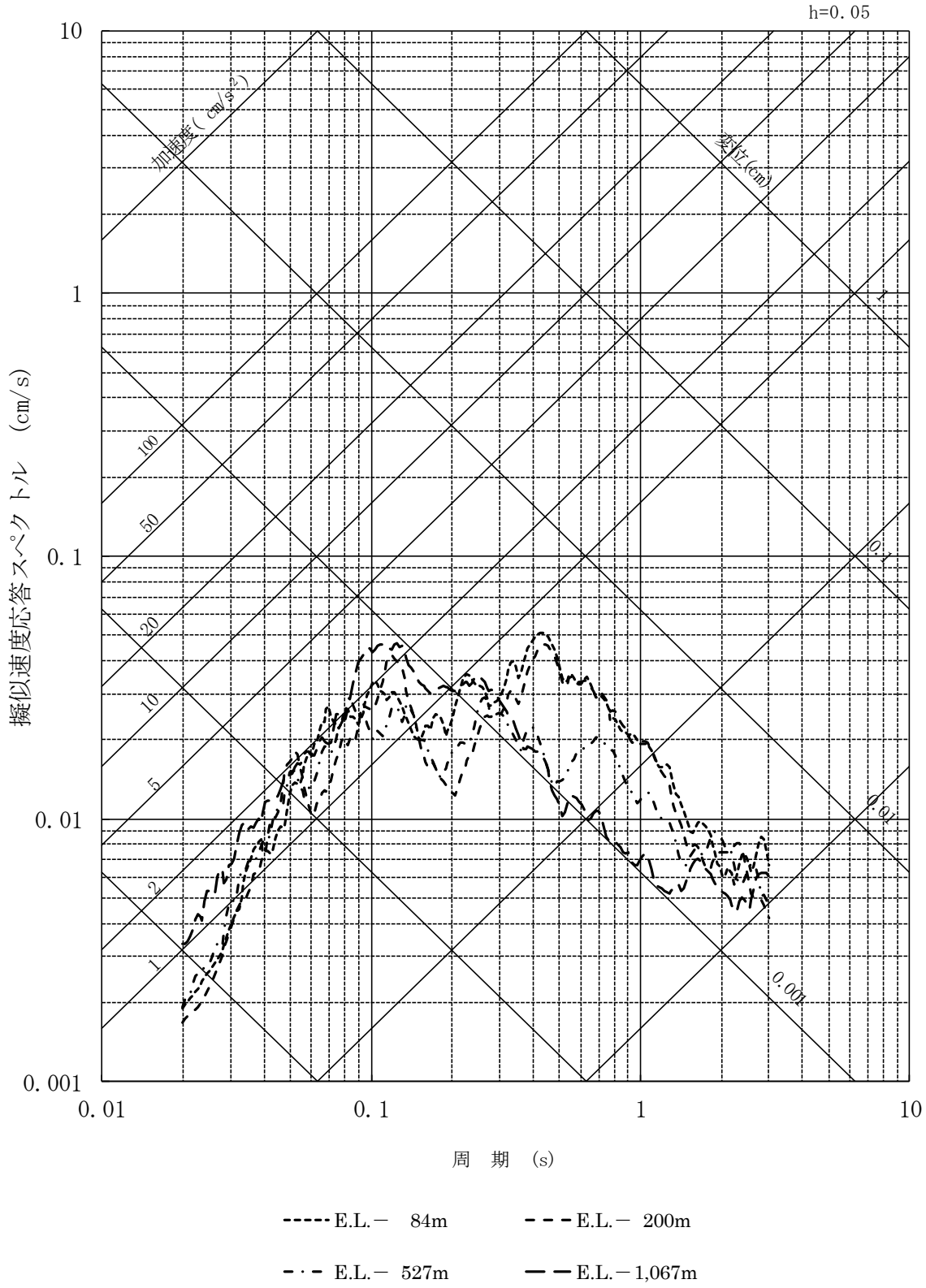
第 4.4.5 図(3)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年長野県北部地震：UD 方向）



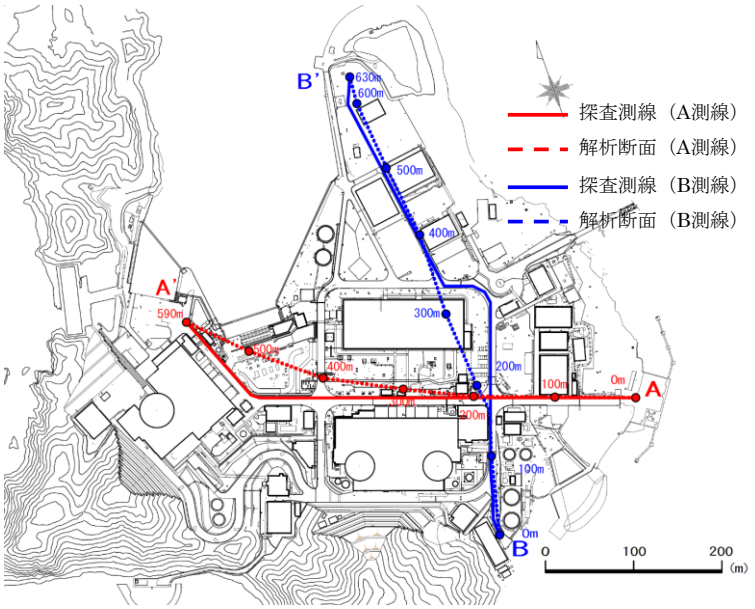
第 4.4.5 図(4)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年滋賀県北部の地震：NS 方向）



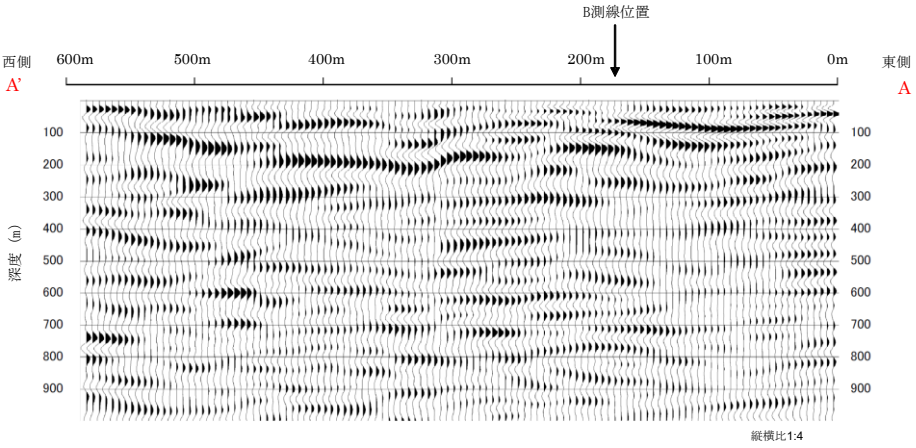
第 4.4.5 図(5)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年滋賀県北部の地震：EW 方向）



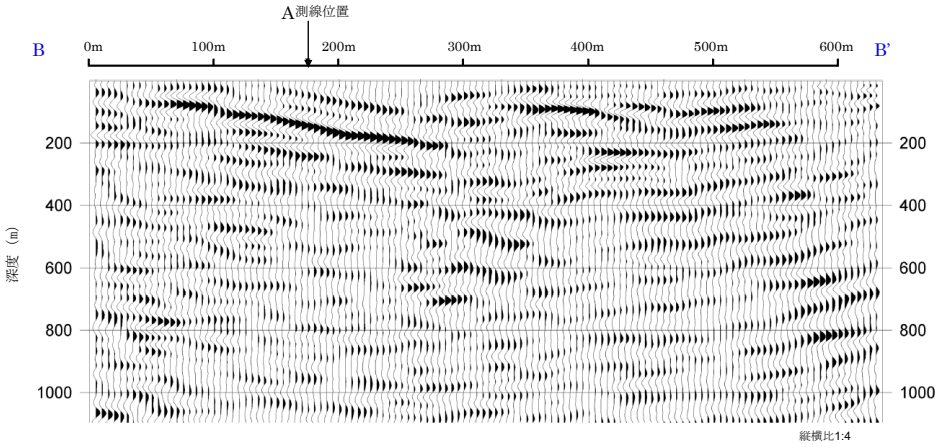
第 4.4.5 図(6)　地震観測記録の深度別応答スペクトル
（2014 年滋賀県北部の地震：UD 方向）



探査測線

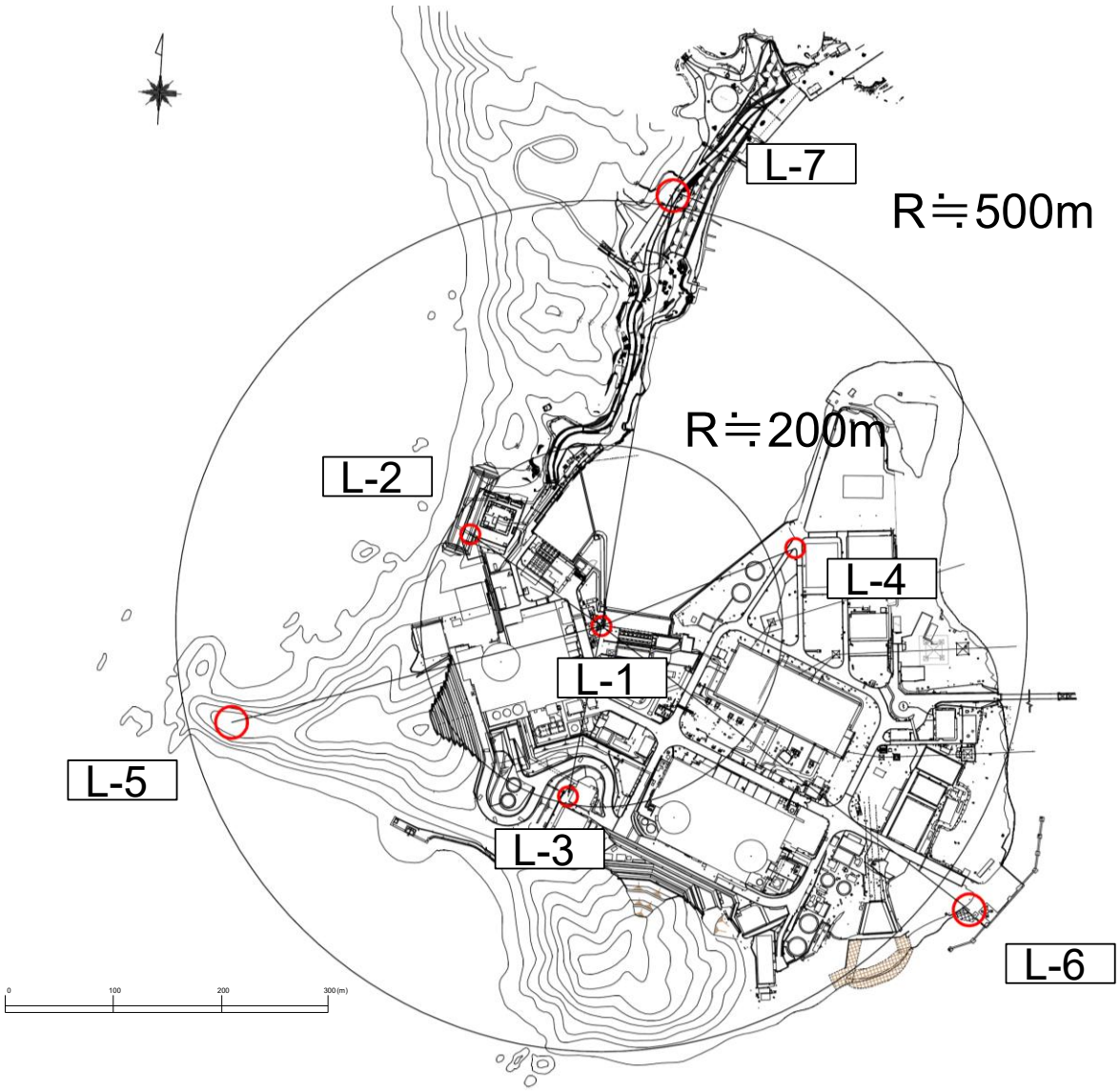


A 測線の深度断面

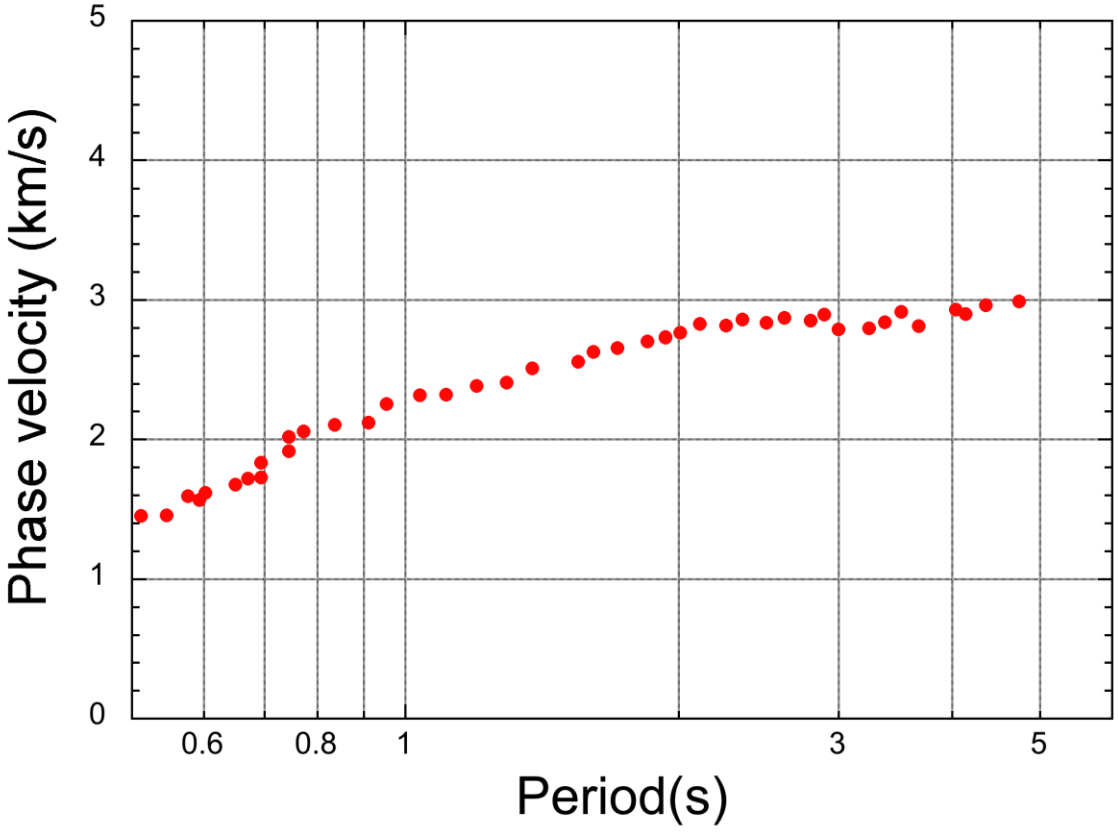


B 測線の深度断面

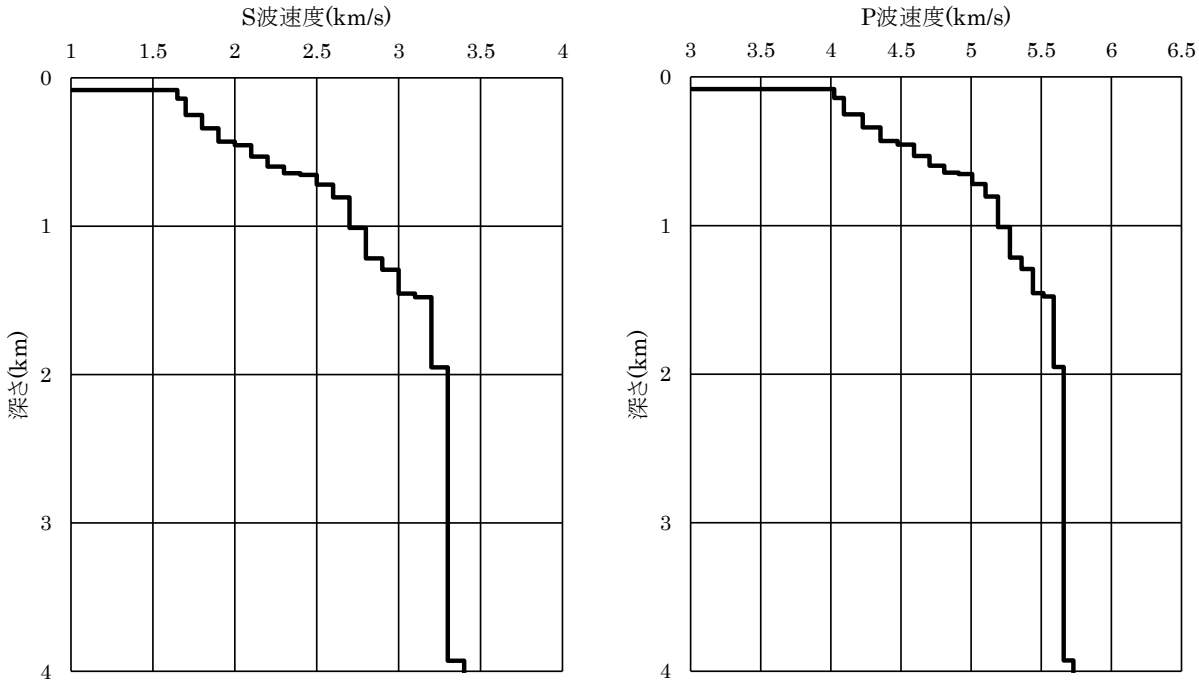
第 4.4.6 図　反射法地震探査の測線及び深度断面



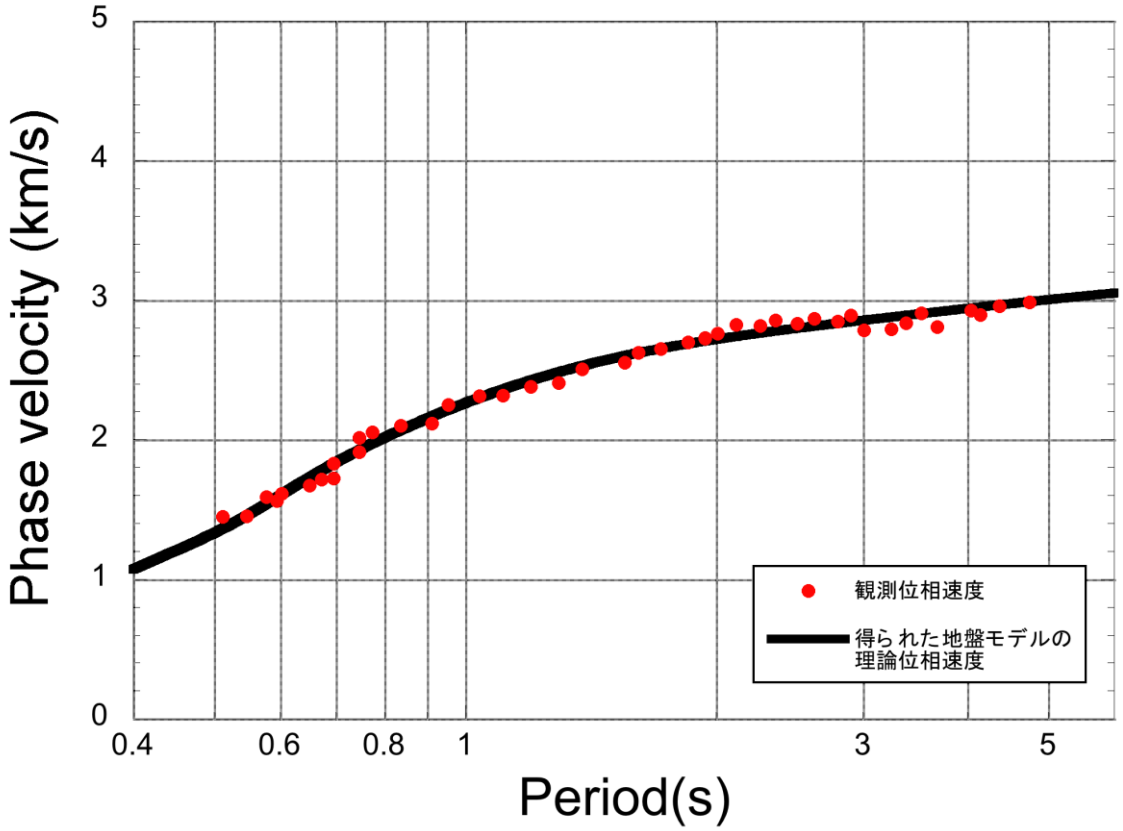
第 4.4.7 図　微動アレイ観測の観測点配置図



第 4.4.8 図　微動アレイ観測により得られた位相速度

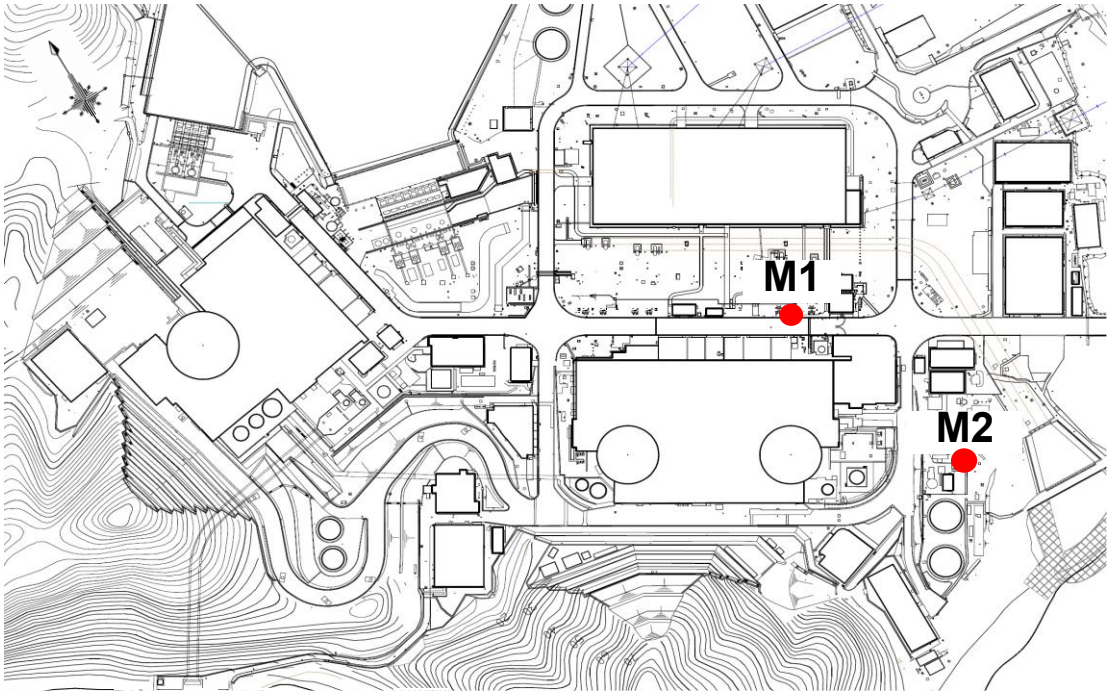


推定された速度構造



観測位相速度と得られた地下構造モデルの理論位相速度の比較

第 4.4.9 図　位相速度の同定により推定された地下構造モデル

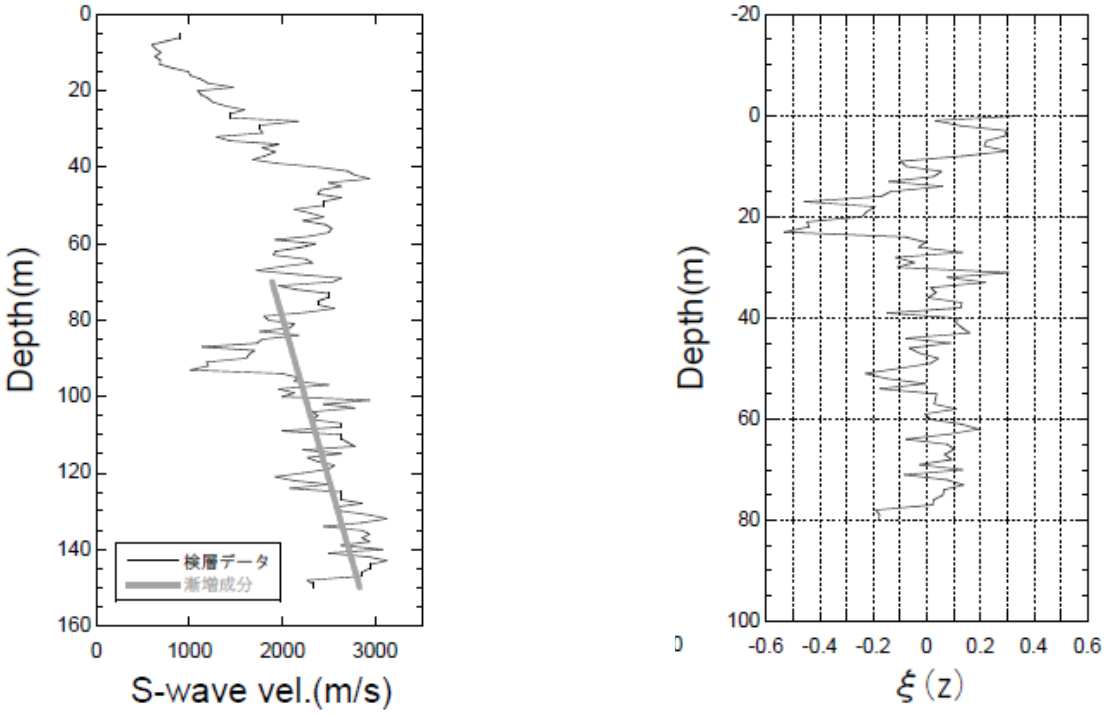


●：不均質強度検討に使用した PS 検層孔

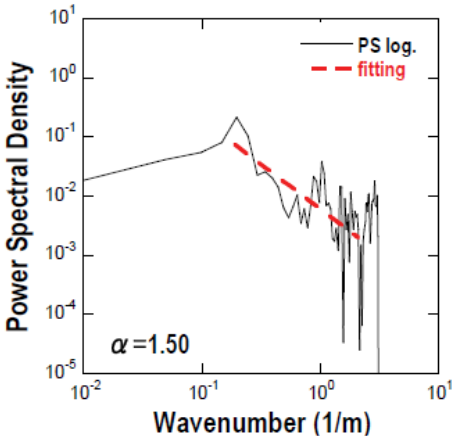
第 4.4.10 図　不均質強度検討に使用した PS 検層実施位置

美浜発電所（M1 孔）の PS 検層（S 波速度）による不均質性の統計的性質の推定結果

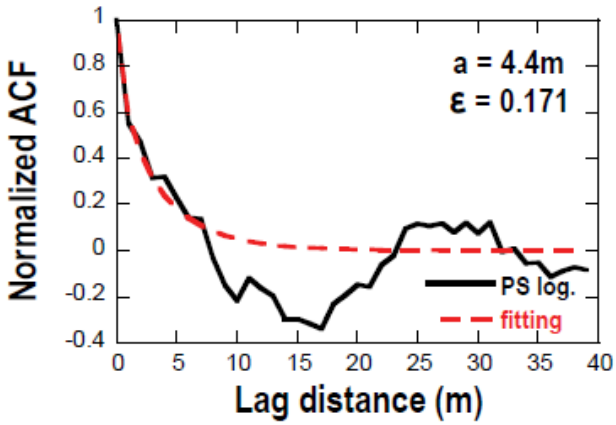
対象 データ 範囲(m)	平均 S 波 速度 (km/s)	漸増成分の 傾き (1/s)	相関距離 a(m)	Hurst 指数 ν	標準偏差 ε
G.L.－70～G.L.－150	2.36	11.8	4.4	0.27	0.171



検層データに対するフィッティング結果（左）と
抽出された不均質データ ξ(z)（右）



不均質データのパワースペクトル
とフィッティング結果

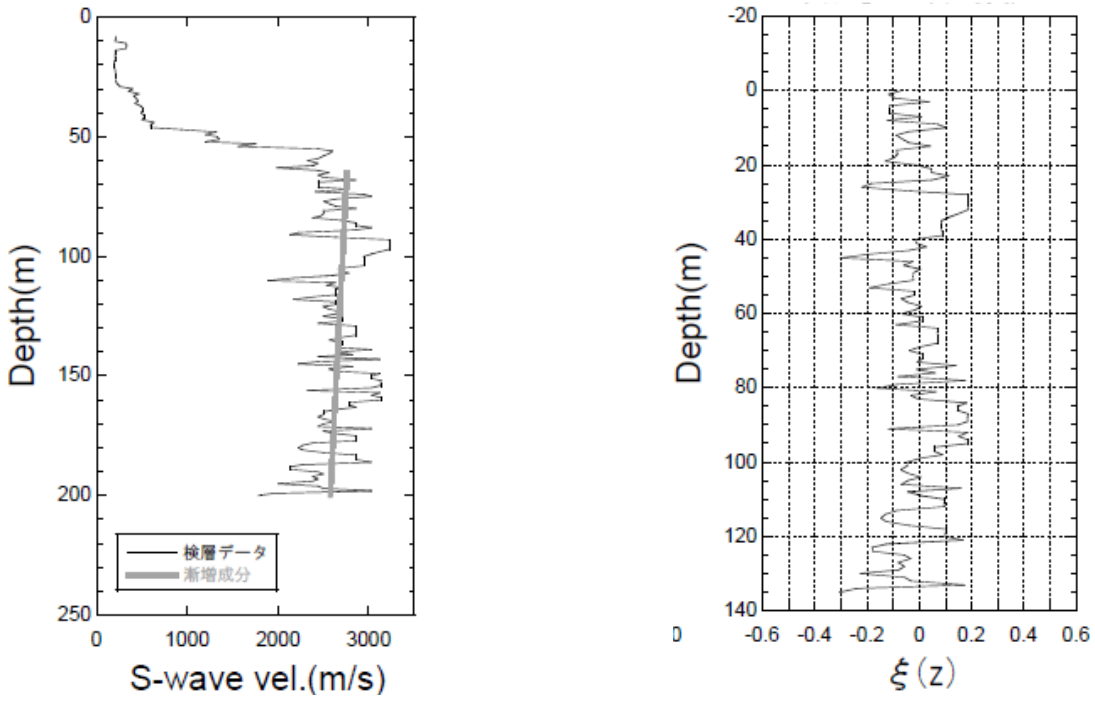


不均質データの自己相関関数
とフィッティング結果

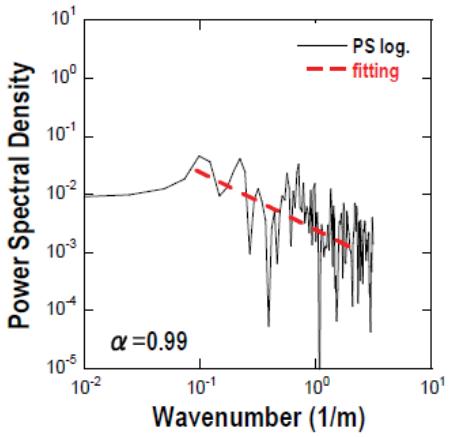
第 4.4.11 図(1)　不均質性の推定結果

美浜発電所（M2 孔）の PS 検層（S 波速度）による不均質性の統計的性質の推定結果

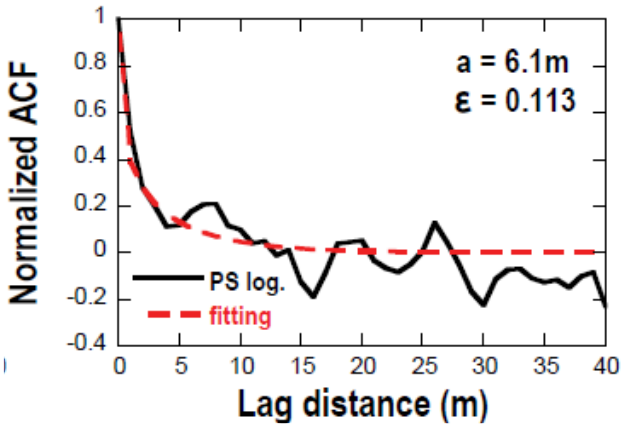
対象 データ 範囲(m)	平均 S 波 速度 (km/s)	漸増成分の 傾き (1/s)	相関距離 a(m)	Hurst 指数 ν	標準偏差 ε
G.L.－65～G.L.－200	2.65	－0.44	6.1	0.13	0.113



検層データに対するフィッティング結果（左）と
抽出された不均質データ ξ(z)（右）

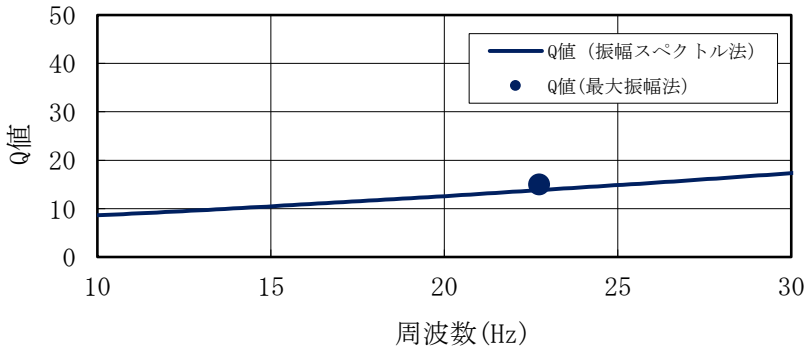


不均質データのパワースペクトル
とフィッティング結果

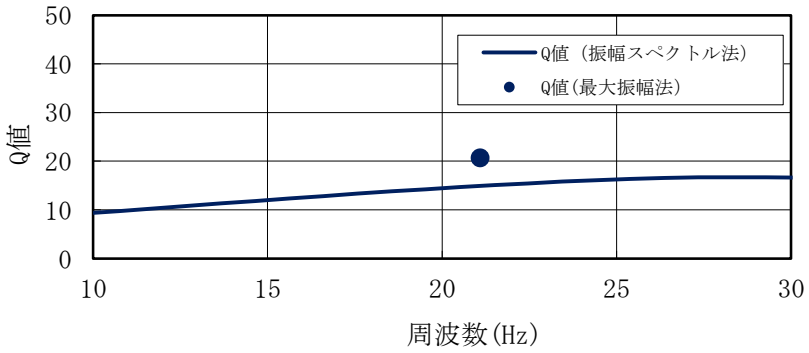


不均質データの自己相関関数
とフィッティング結果

第 4.4.11 図(2)　不均質性の推定結果



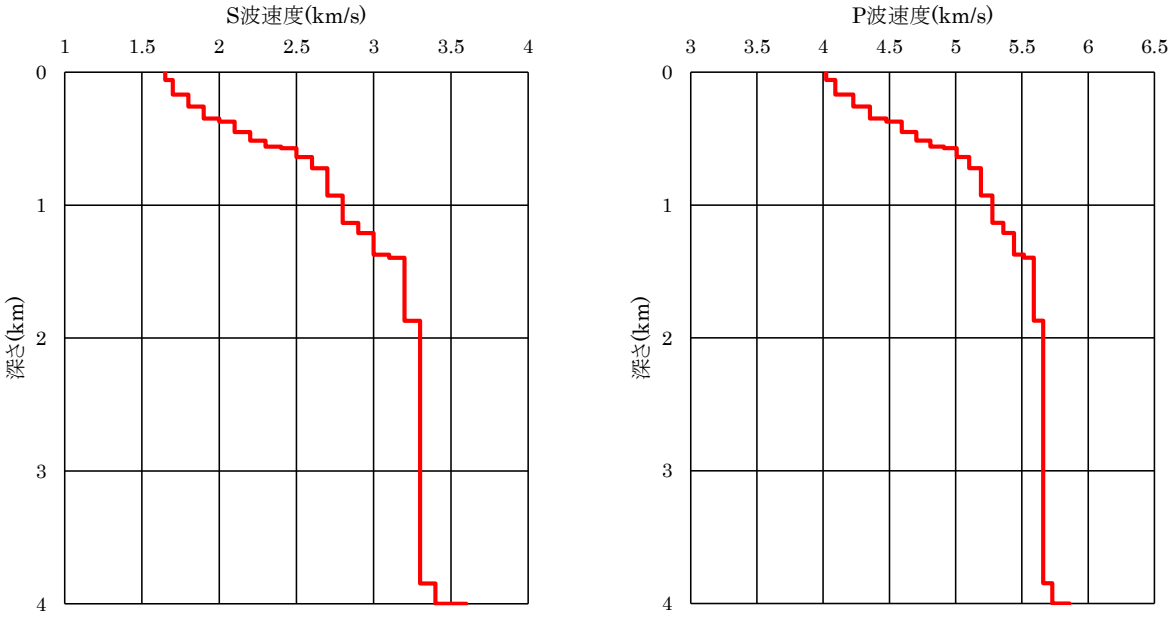
S 波・ミニバイブレータの結果



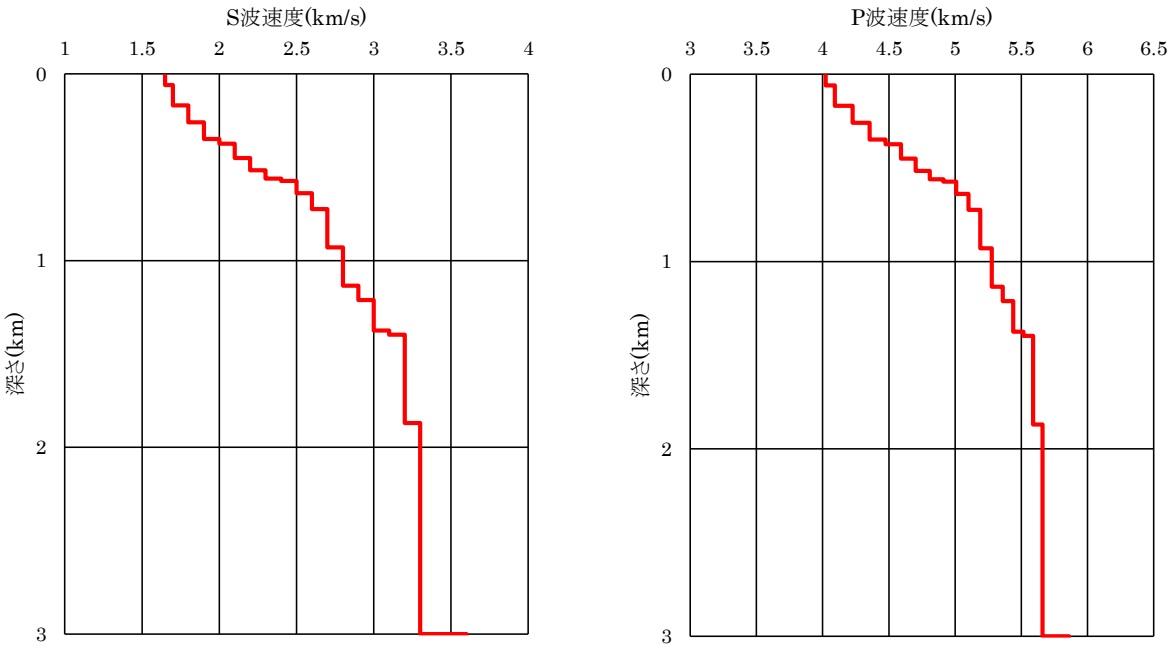
S 波・板たたきの結果

波種	起振源	解析深度区間 (m)	卓越周波数 (Hz)	Q 値 （減衰定数(%)）
S 波	ミニバイブレータ	78 ～ 350	22.7	15.08(3.32)
	板たたき	78 ～ 350	21.1	20.70(2.42)

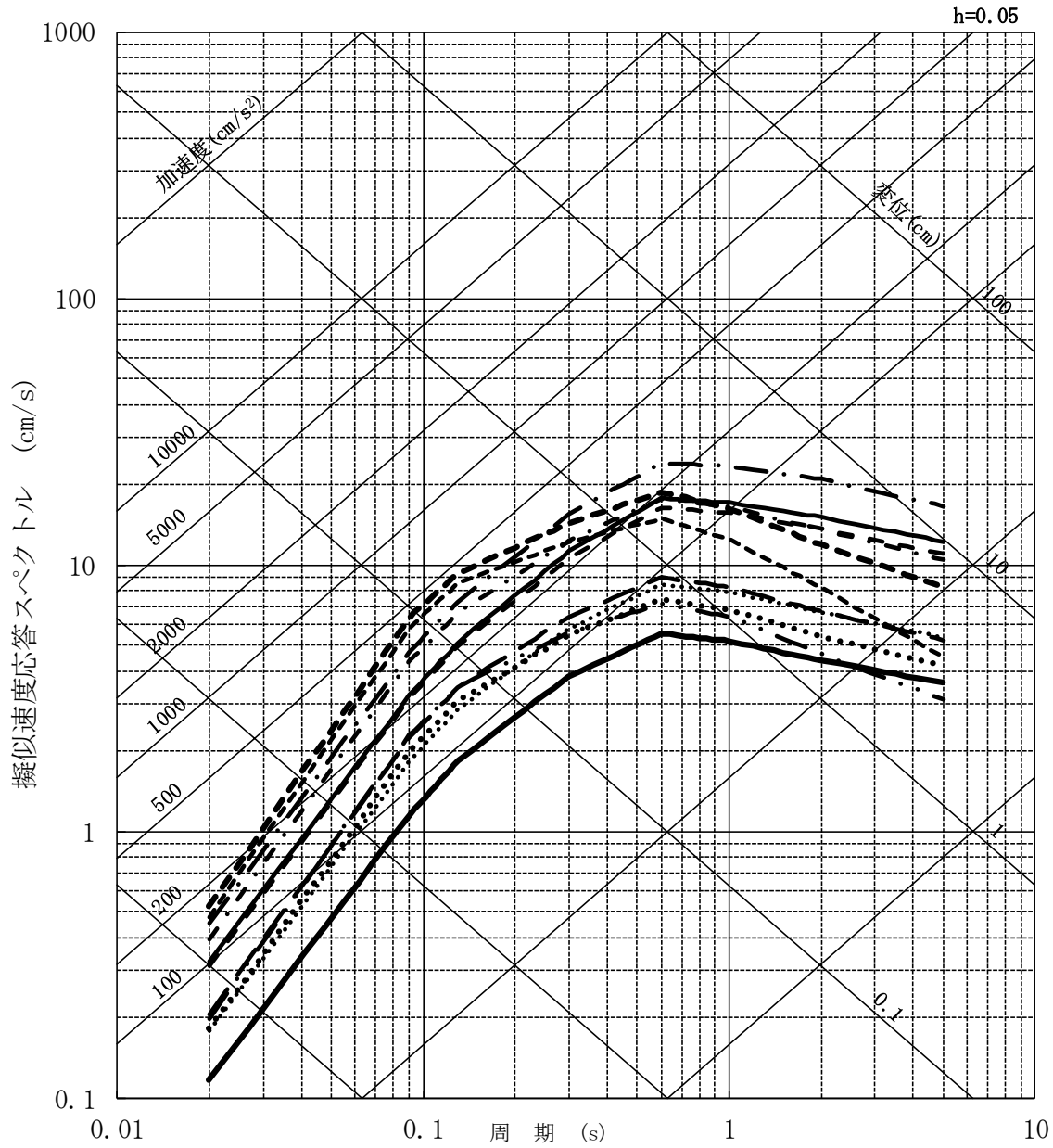
第 4.4.12 図　敷地での Q 値測定の結果



第 4.4.13 図　調査結果に基づく地下構造モデル



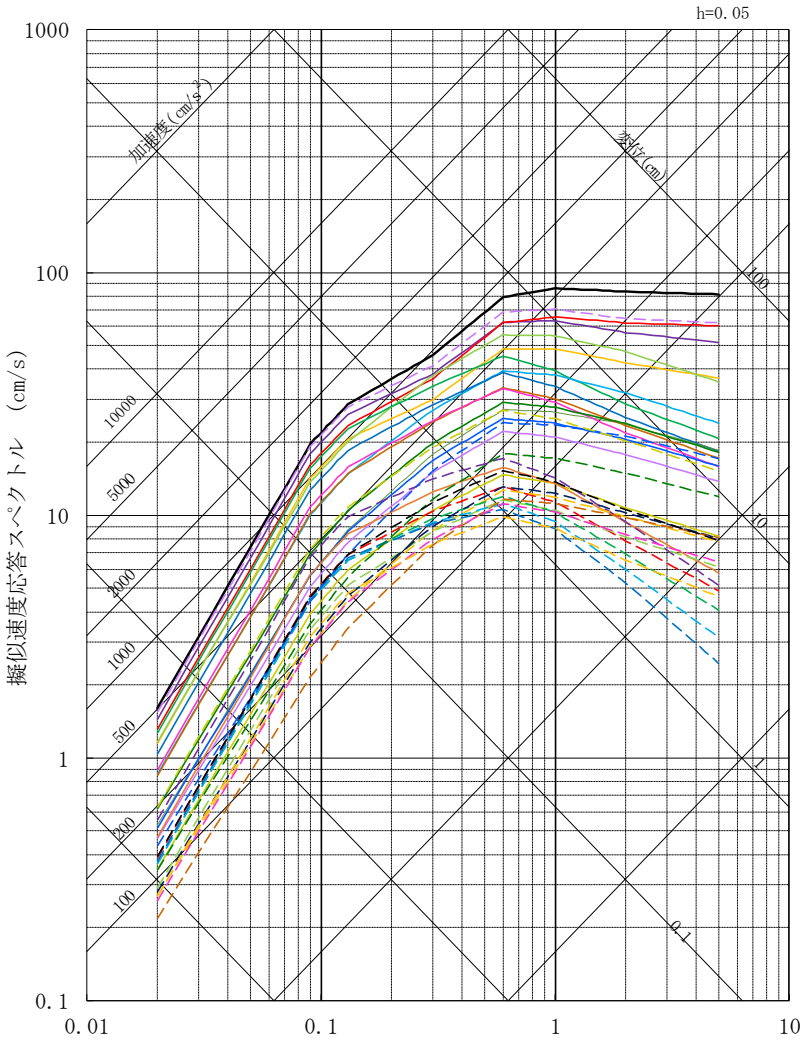
第 4.4.14 図　地震動評価に用いる地下構造モデル



745年美濃の地震
1185年近江・山城・大和の地震
1325年近江北部の地震
1586年畿内・東海・ 東山・北陸諸道の地震
1662年山城・大和・河内・和泉・摂津・丹後・若狭・近江・美濃・伊勢・駿河・三河・信濃の地震
1819年伊勢・美濃・近江の地震
1891年愛知県・岐阜県の地震＜濃尾地震＞
1909年滋賀県姉川付近の地震＜江濃(姉川)地震＞
1927年京都府北西部の地震＜北丹後地震＞
1948年福井平野の地震＜福井地震＞
1963年福井県沖の地震＜越前岬沖地震＞

※耐専式による評価

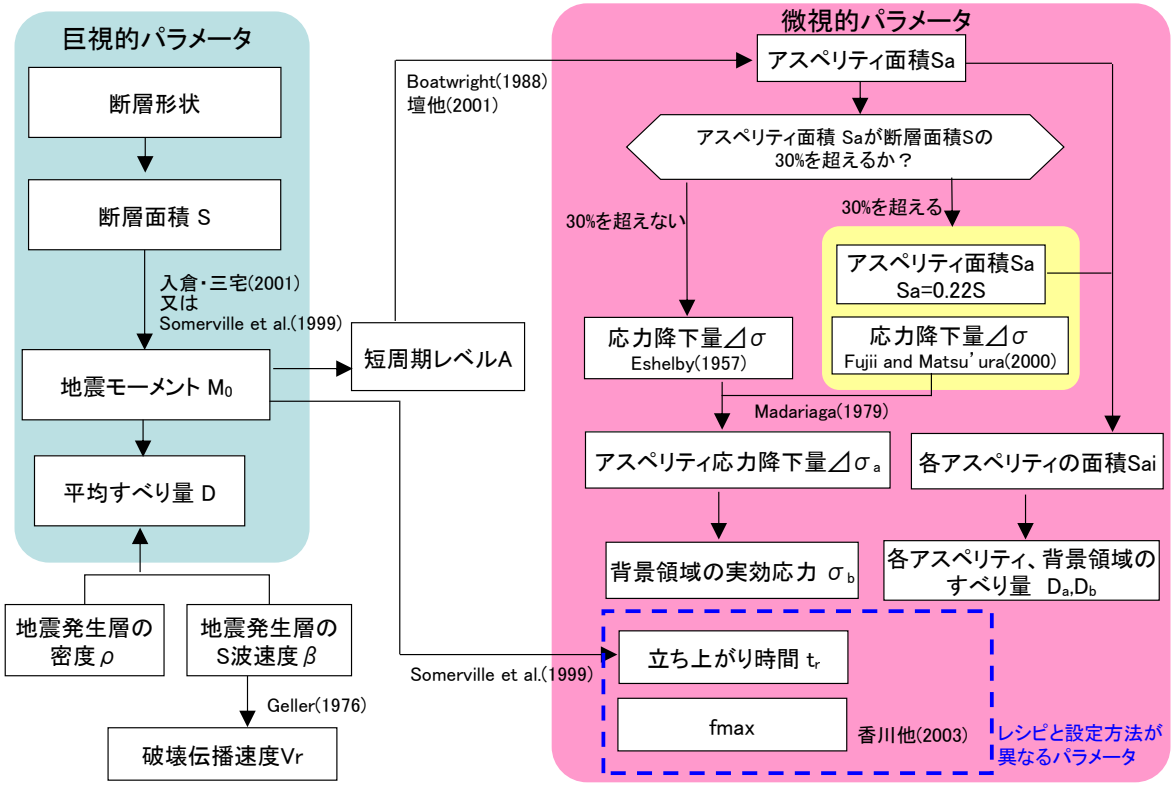
第 4.5.1 図　敷地に影響を及ぼしたと考えられる過去の地震の応答スペクトル



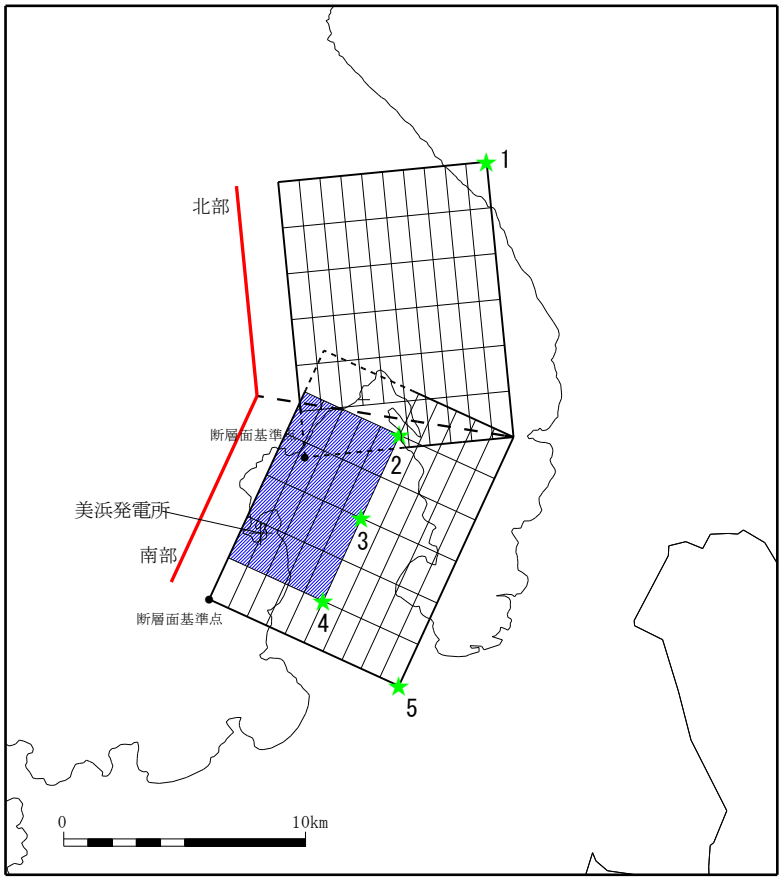
- C断層
- 白木－丹生断層
- 浦底－内池見断層
- ウツロギ峠北方～池河内断層
- 柳ヶ瀬断層
- 琵琶湖西岸断層系
- $F_{GA}3$断層
- 鍛冶屋－関ヶ原断層
- 奥－松屋
- 上林川断層
- 路原断層
- 耳川断層
- 経ヶ岬北方断層
- F_J7断層
- F_G1～F_J9断層
- $F_{GA}4$西部断層
- 三方断層
- 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層
- ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層
- 濃尾地震断層系
- 敦賀断層
- 花折断層
- 甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層
- 集福寺断層
- 奥川並断層
- 揖斐川断層
- 駄口断層
- $F_{GA}4$北部断層
- F_J4断層
- F_G1断層
- 美浜湾断層
- Fo－201～$F_{GA}4$西部～$F_{GA}4$東部断層

※耐専式による評価

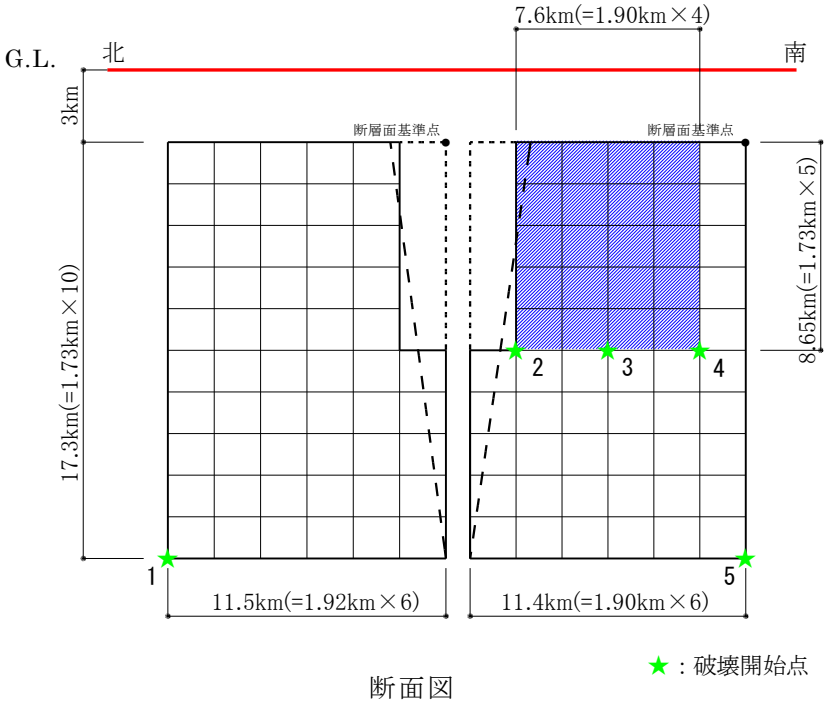
第 4.5.2 図　敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層による地震の応答スペクトル



第 4.5.3 図　断層パラメータの設定フロー

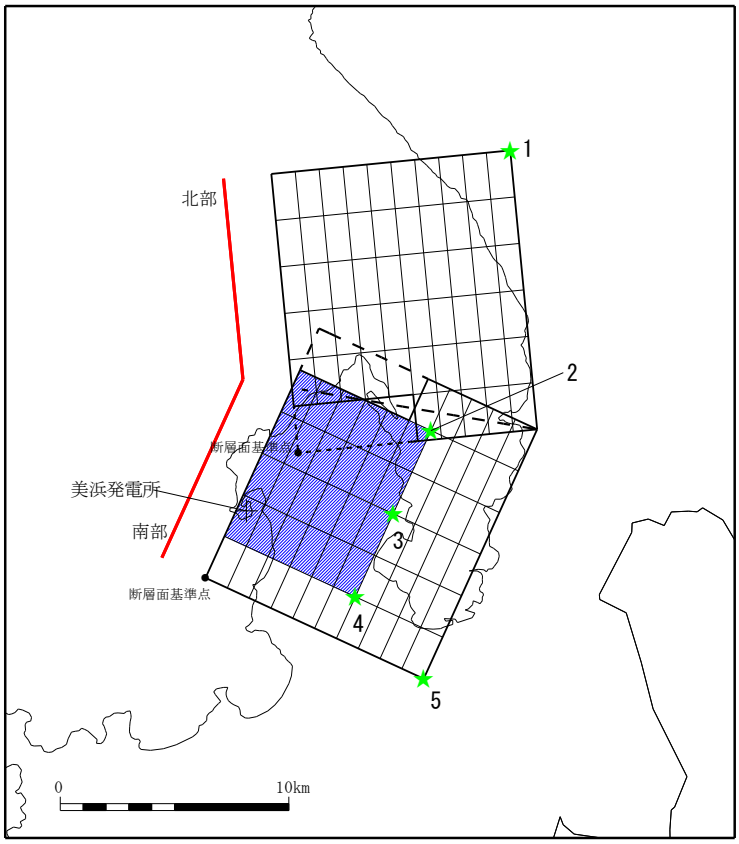


断層配置図

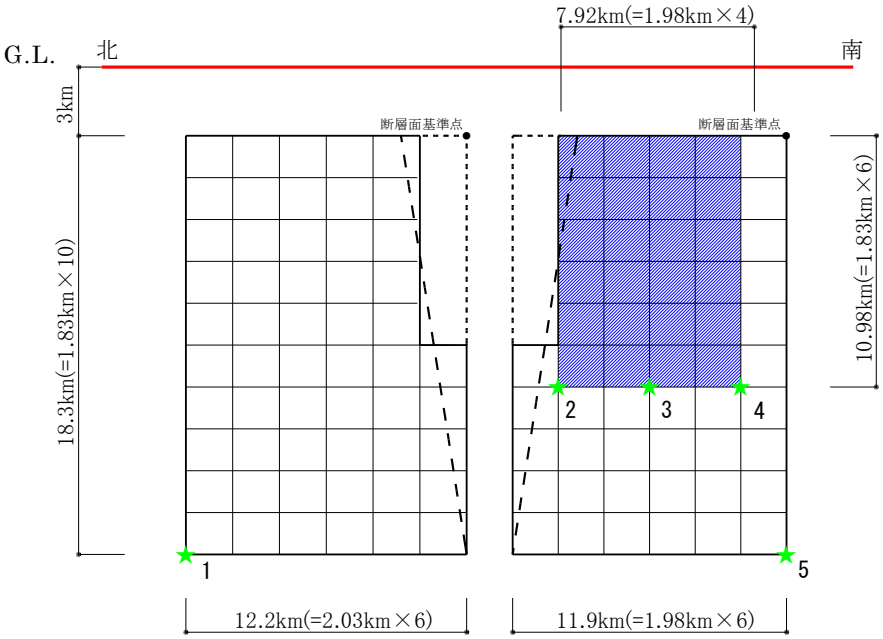


断面図

第 4.5.4 図(1)　C 断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

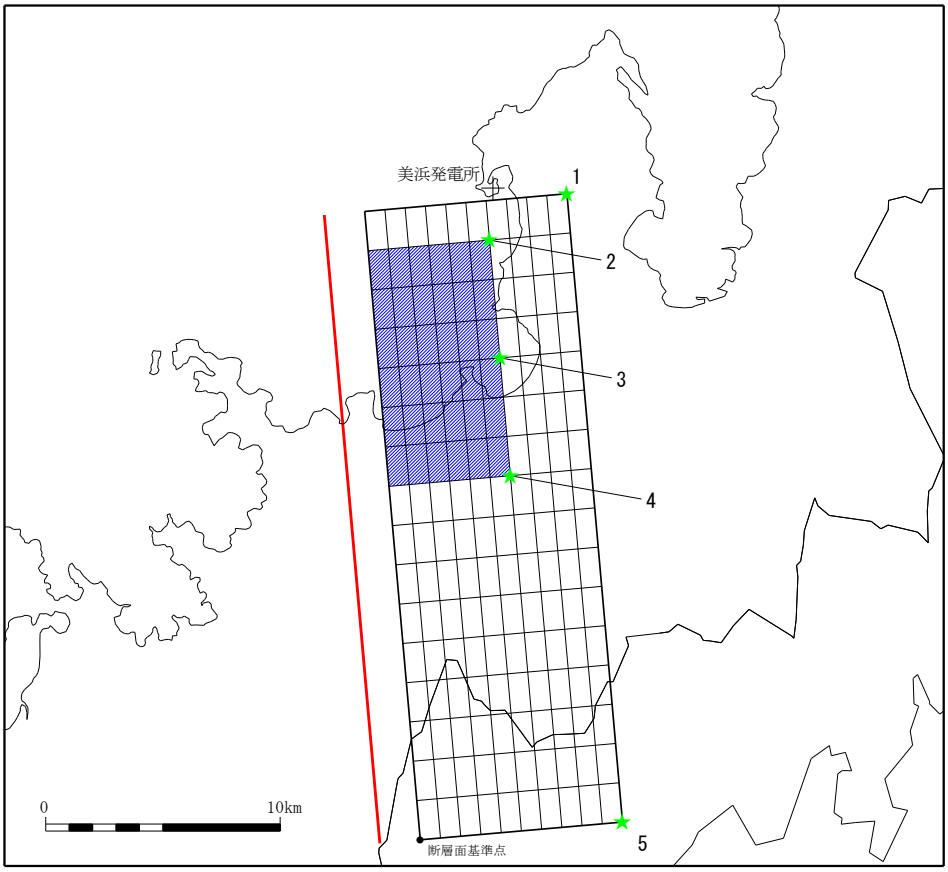


断層配置図　　★：破壊開始点



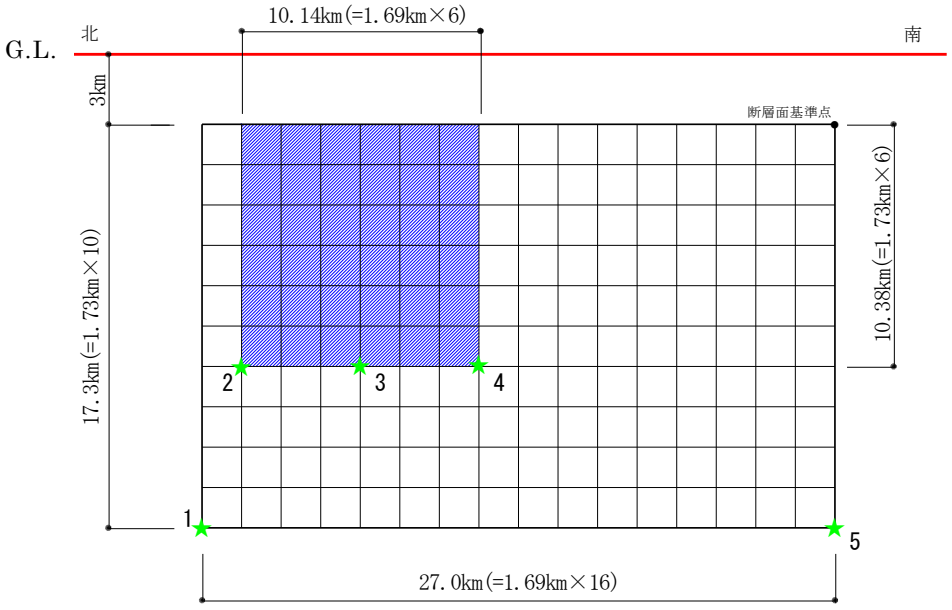
断面図　　★：破壊開始点

第 4.5.4 図(2)　C 断層の断層モデル図（傾斜角 55°ケース）



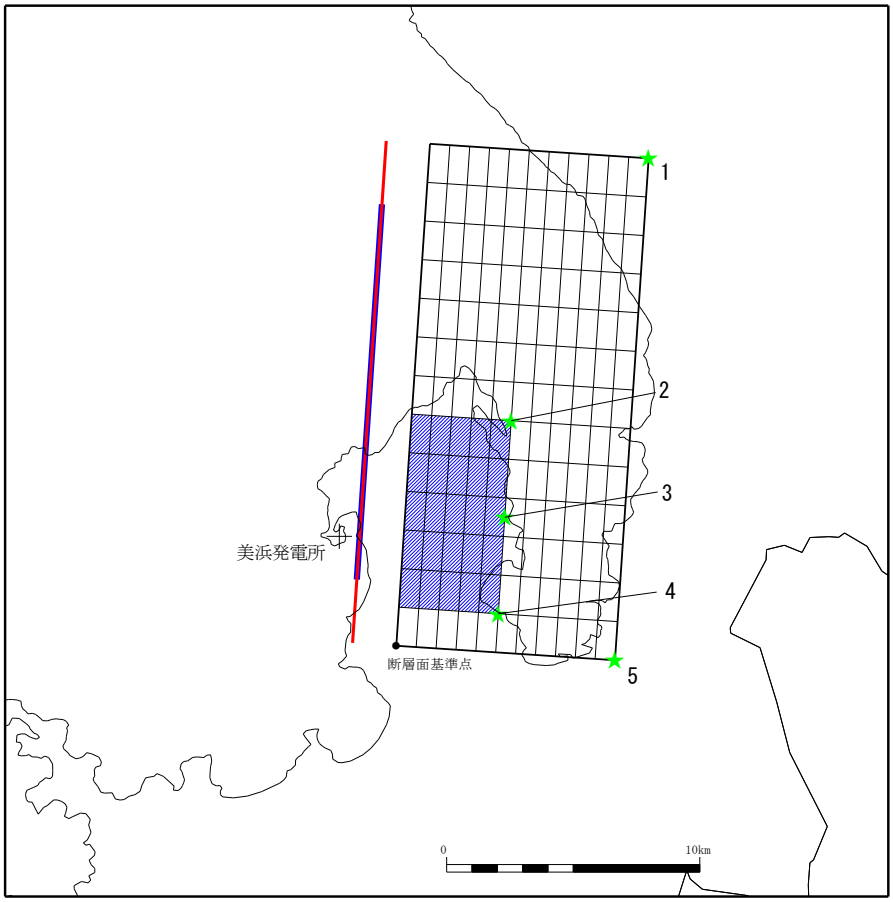
断層配置図

★：破壊開始点



断面図

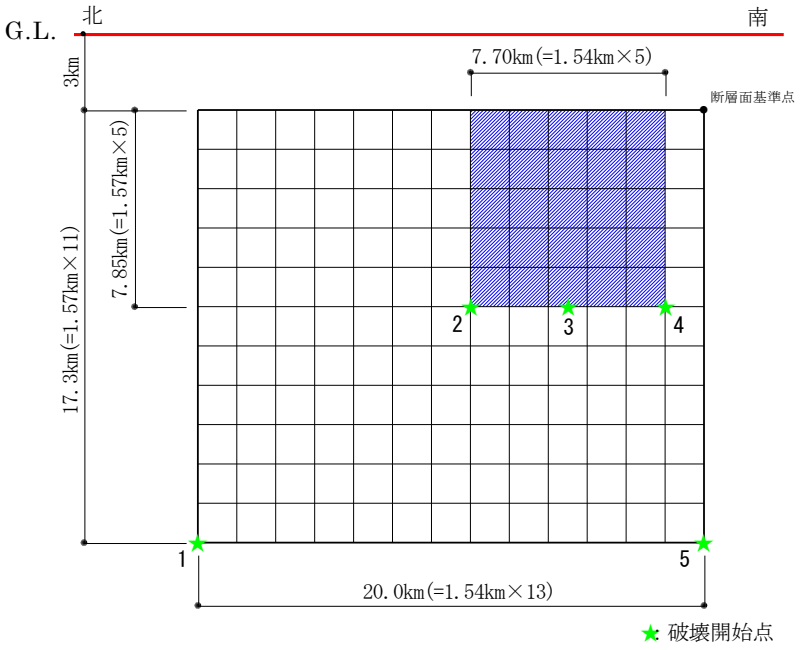
第 4.5.5 図　三方断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）



※　青色の線は活断層調査結果を示す。

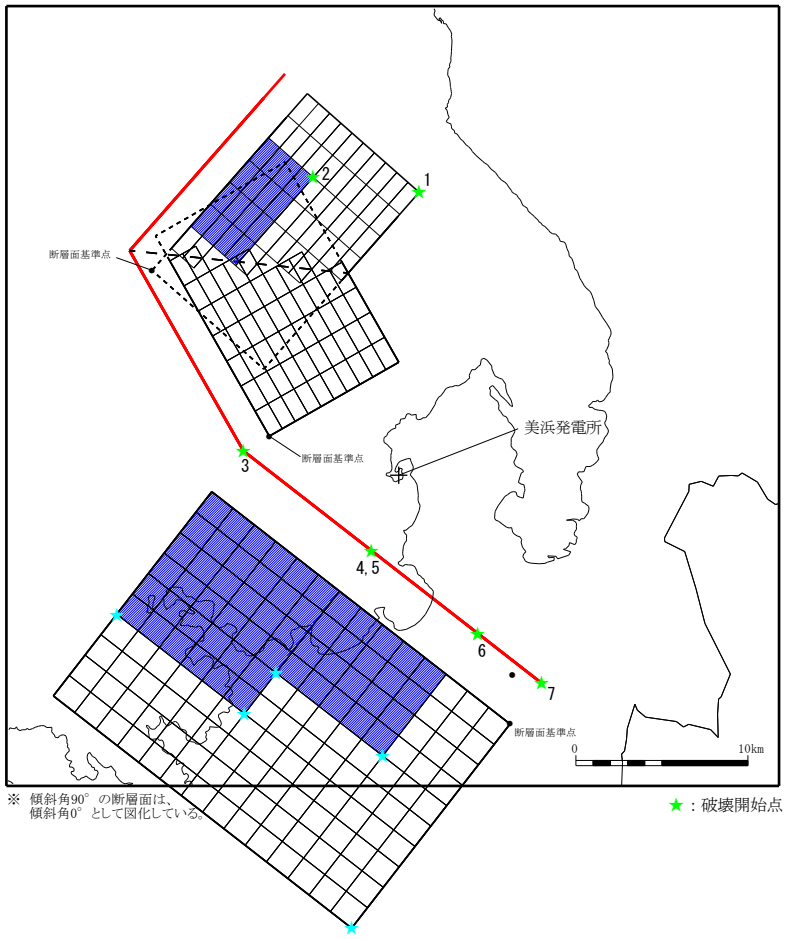
★：破壊開始点

断層配置図

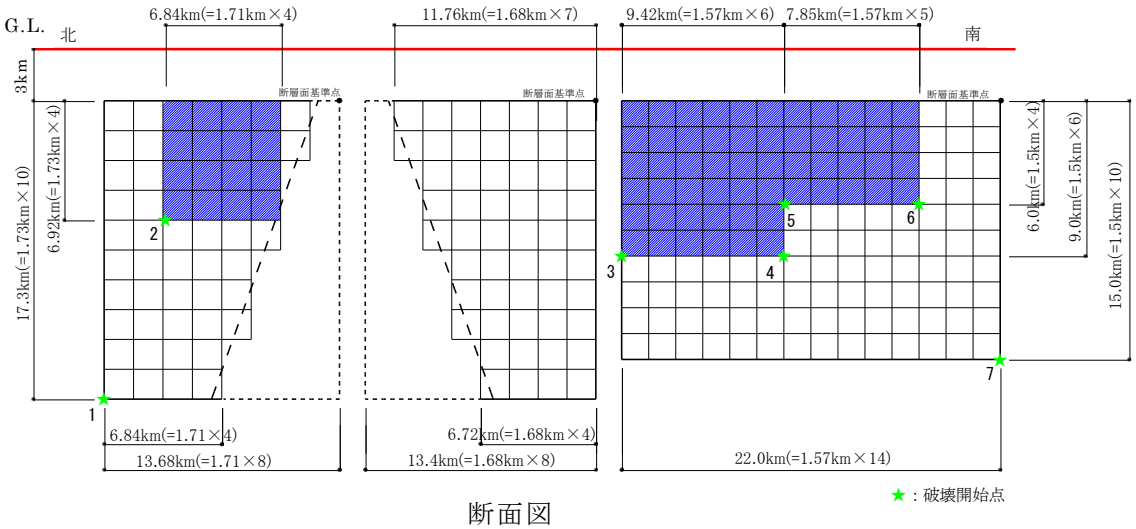


断面図

第 4.5.6 図　白木－丹生断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

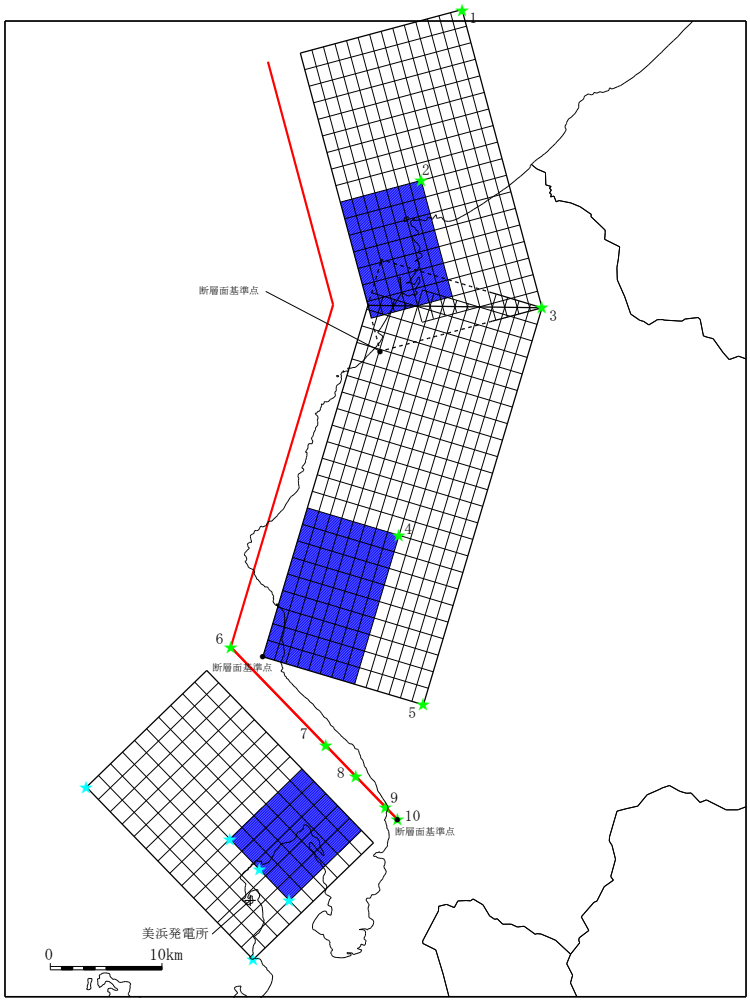


断層配置図

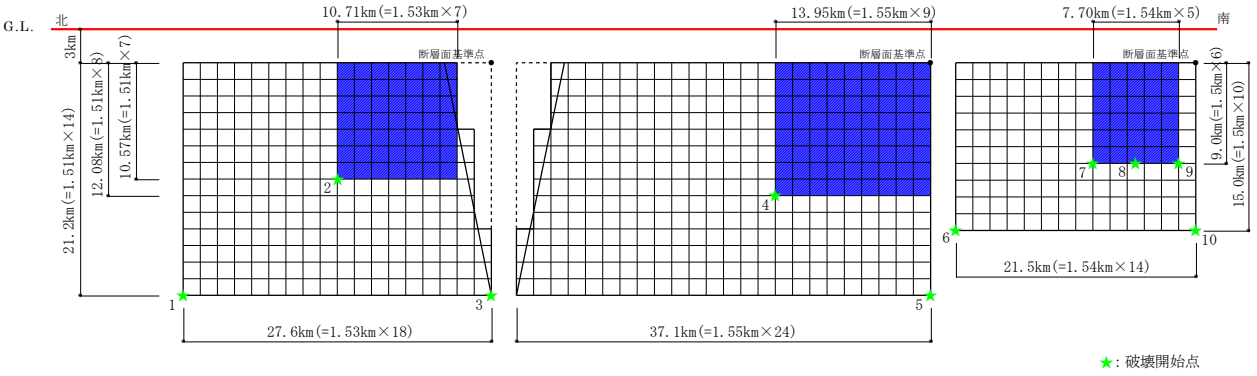


断面図

第 4.5.7 図　大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース、Vr=0.87β ケース）

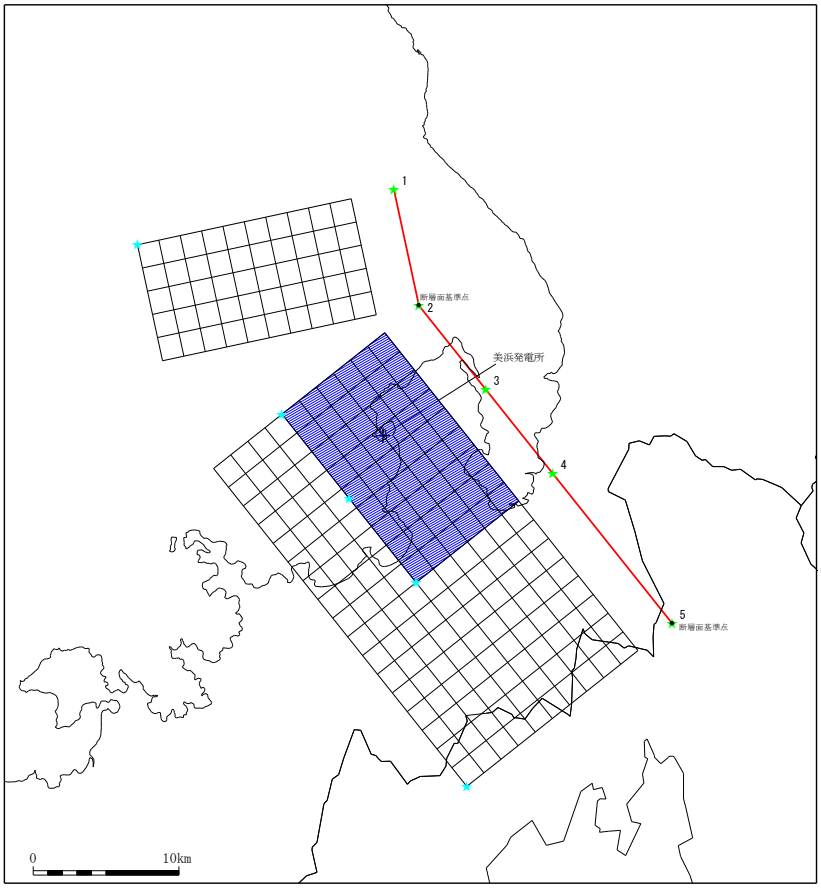


断層配置図

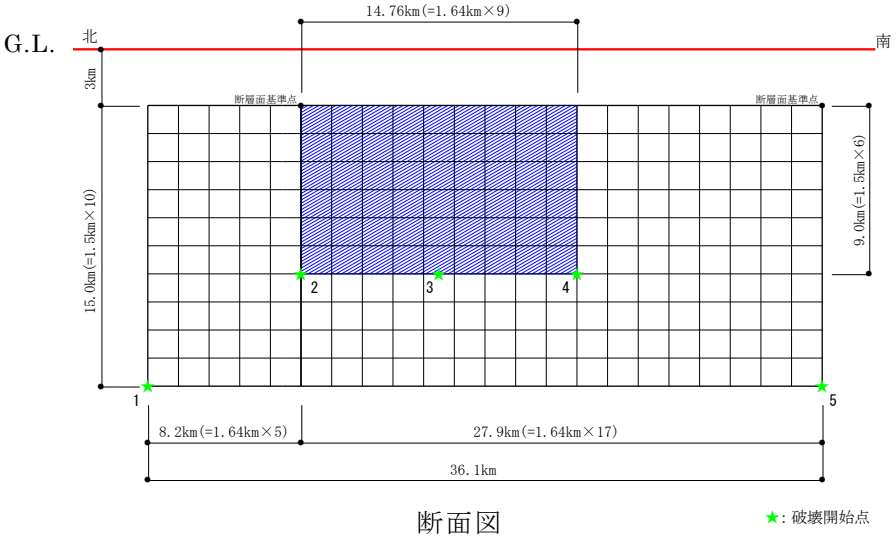


断面図

第 4.5.8 図　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース、Vr=0.87β ケース）

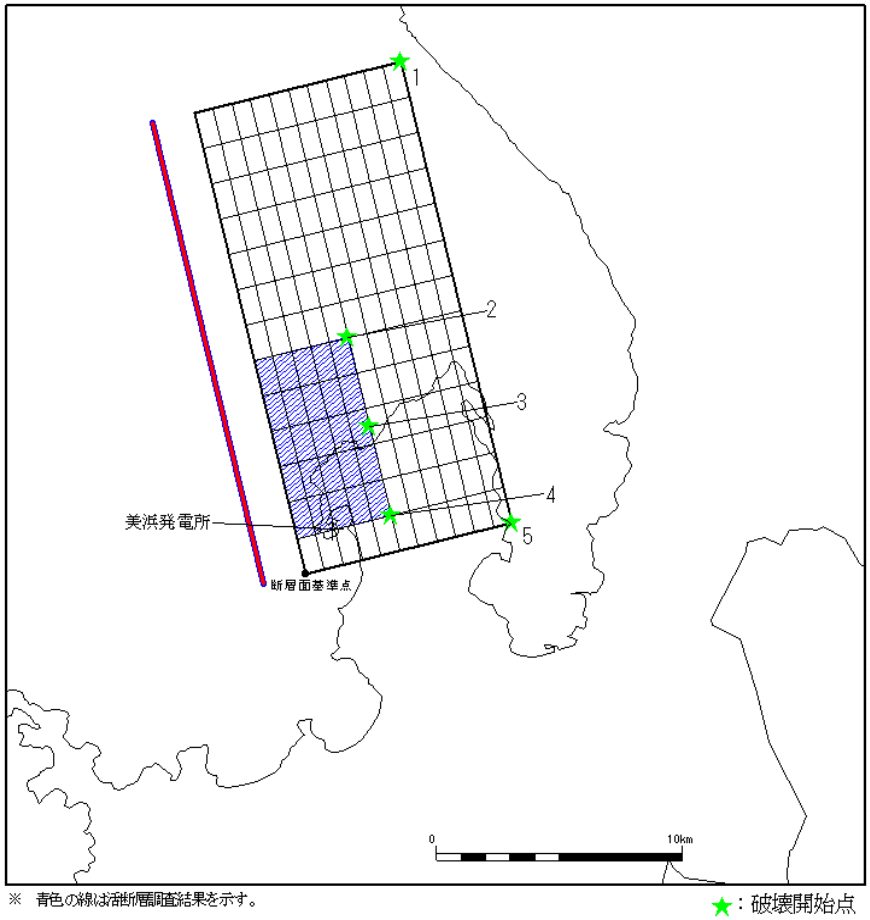


断層配置図

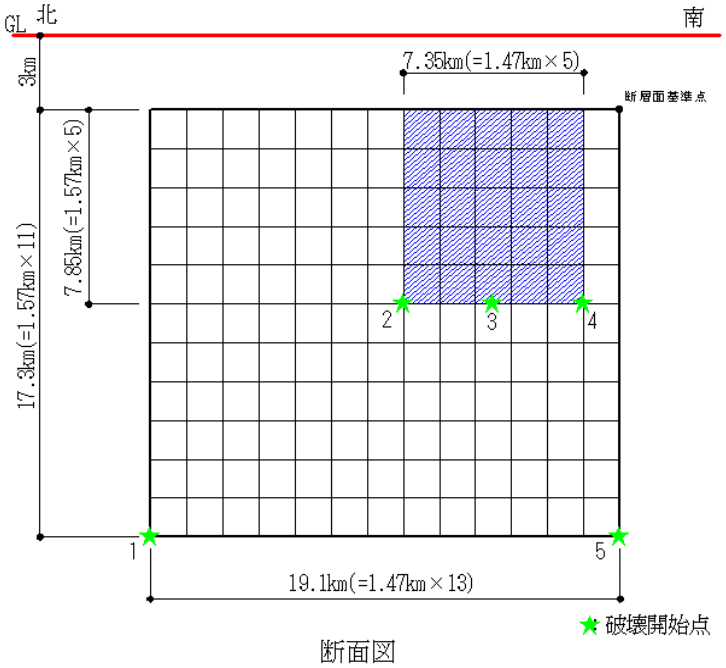


断面図

第 4.5.9 図　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層の断層モデル図
（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）

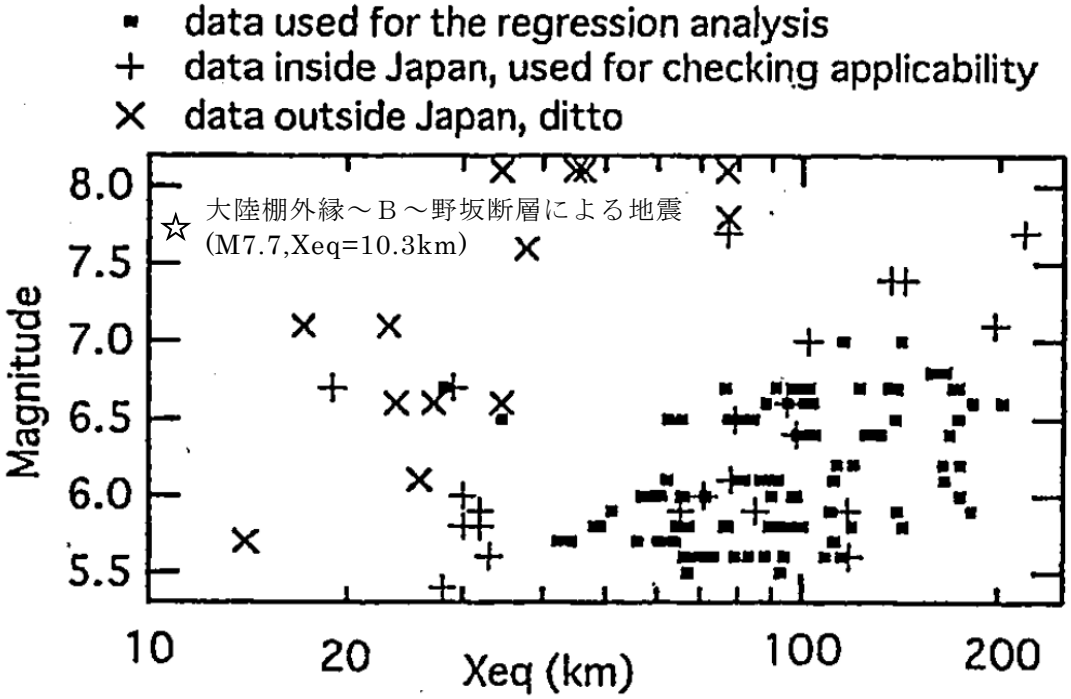


断層配置図

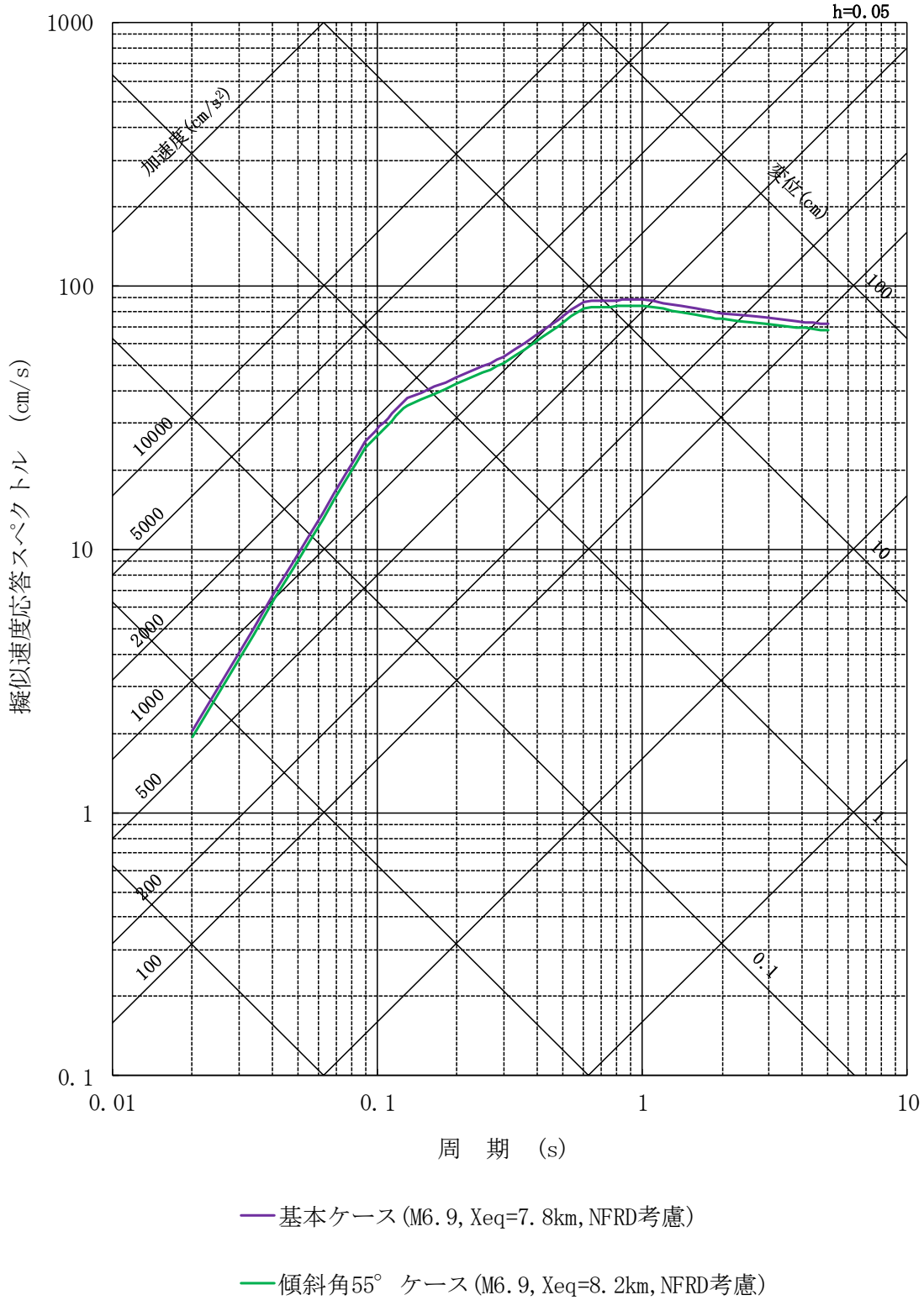


断面図

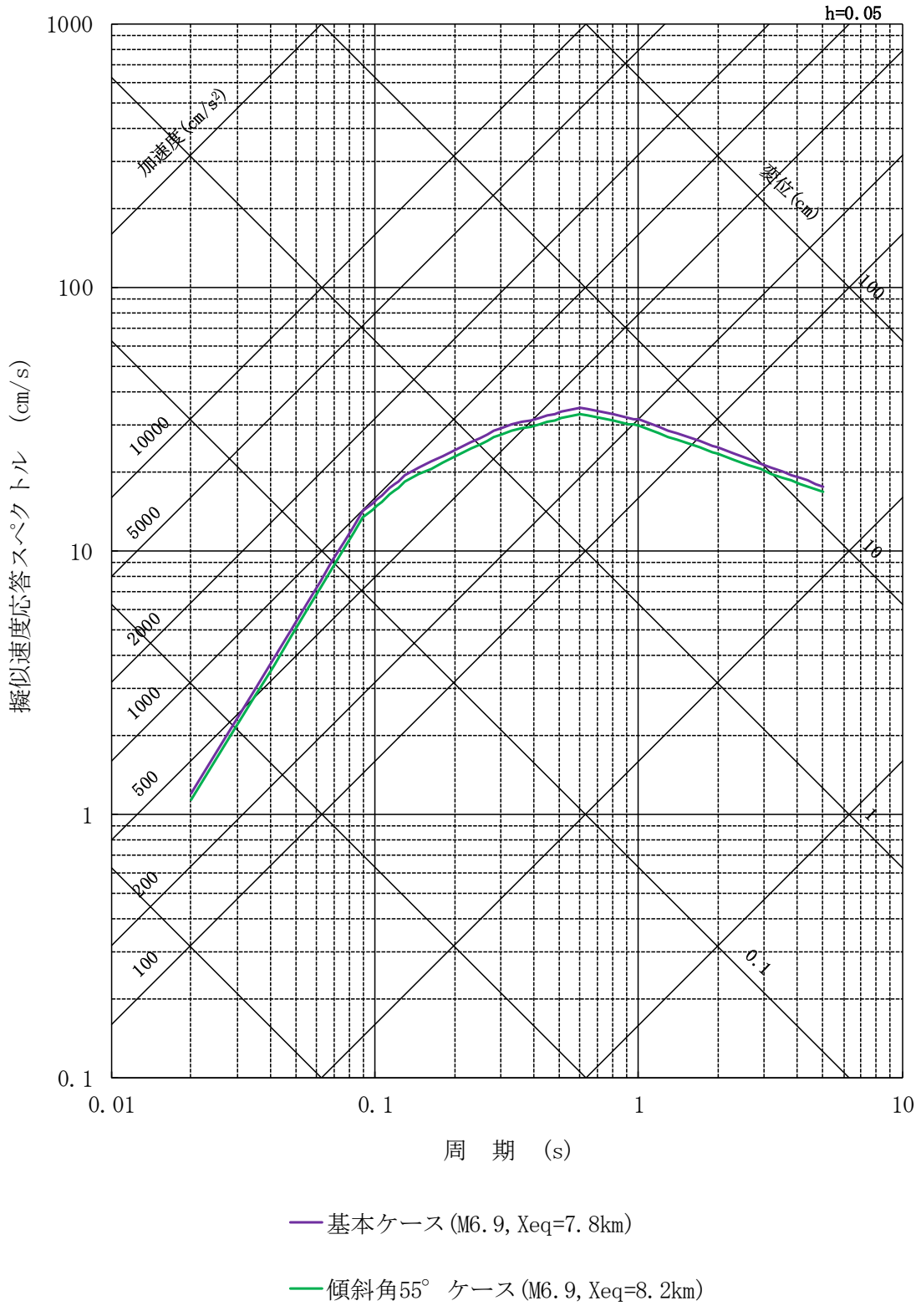
第 4.5.10 図　美浜湾断層の断層モデル図（基本ケース、短周期の地震動 1.5 倍ケース）



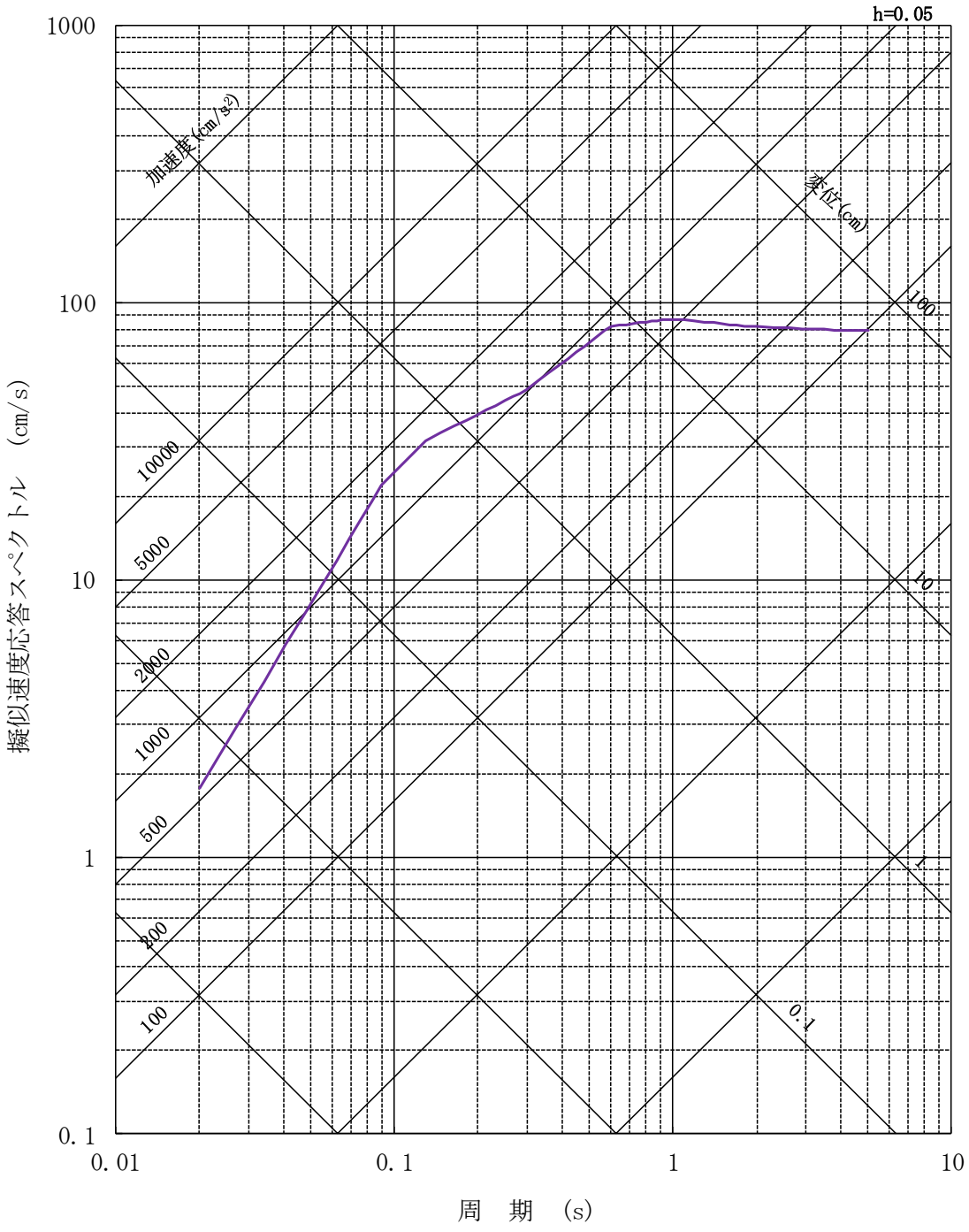
第 4.5.11 図　耐専式の策定に用いられた地震諸元
（Nishimura et al.(2001)に加筆）



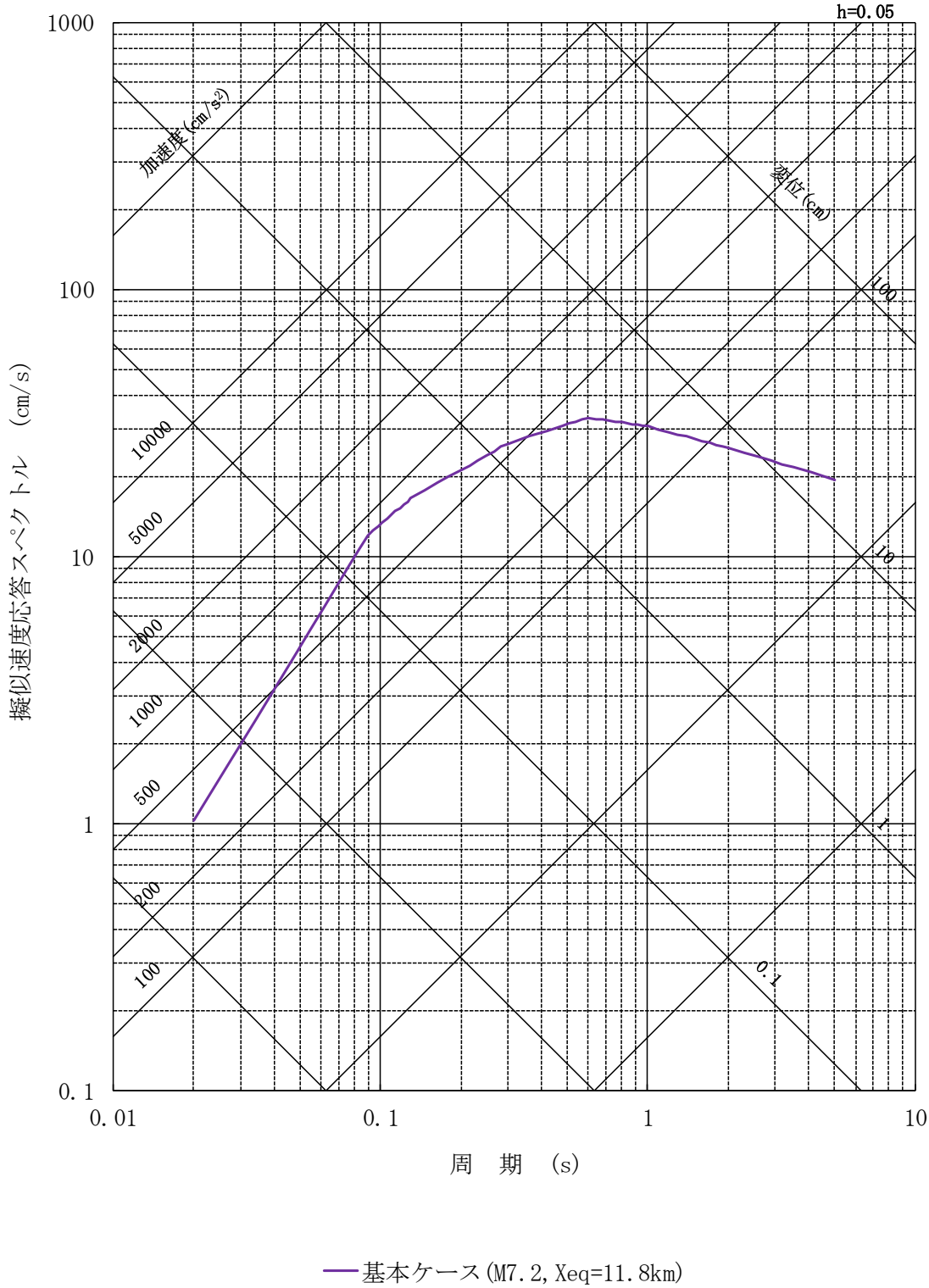
第 4.5.12 図(1)　C断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果（水平方向）



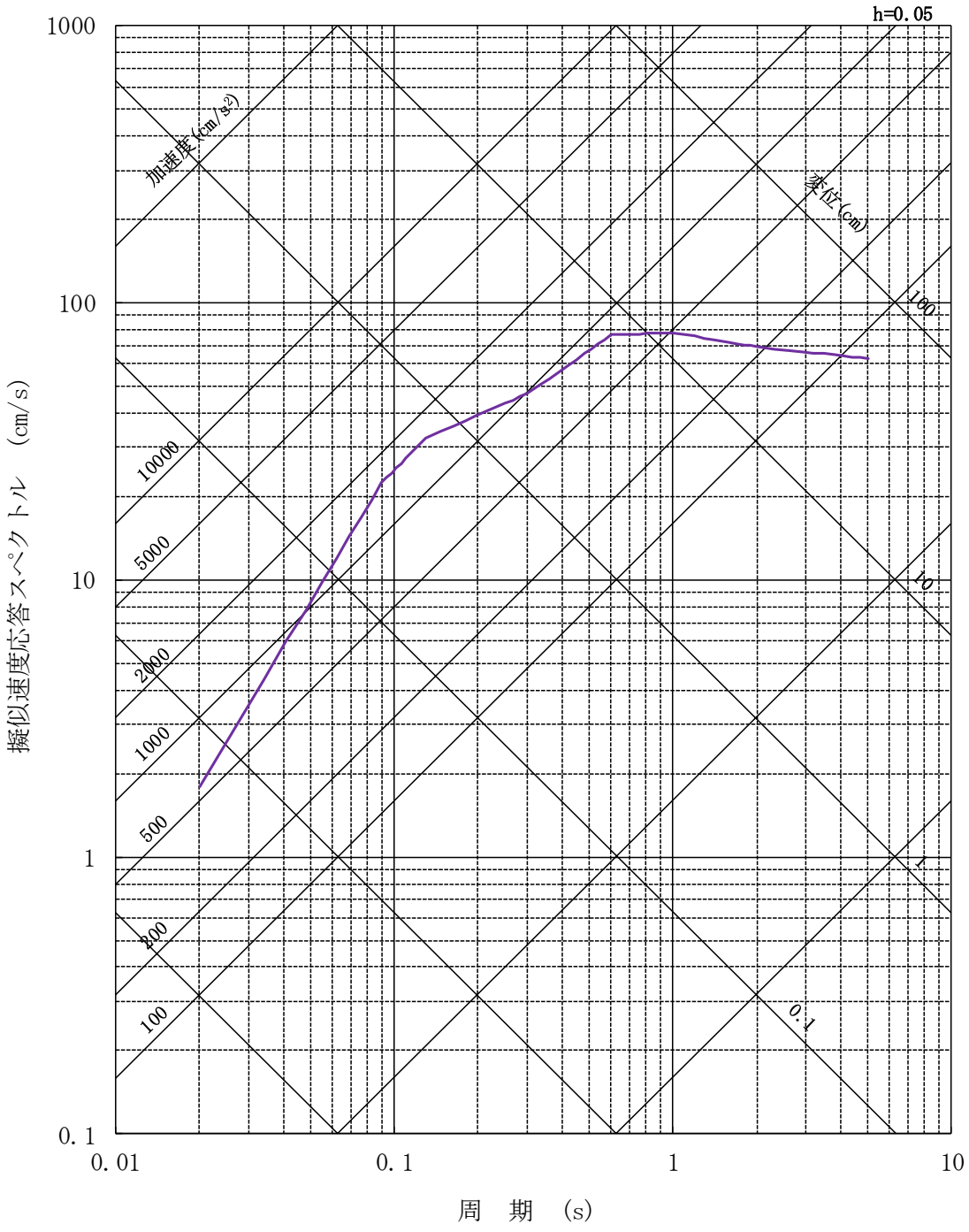
第 4.5.12 図(2)　C断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果
（鉛直方向）



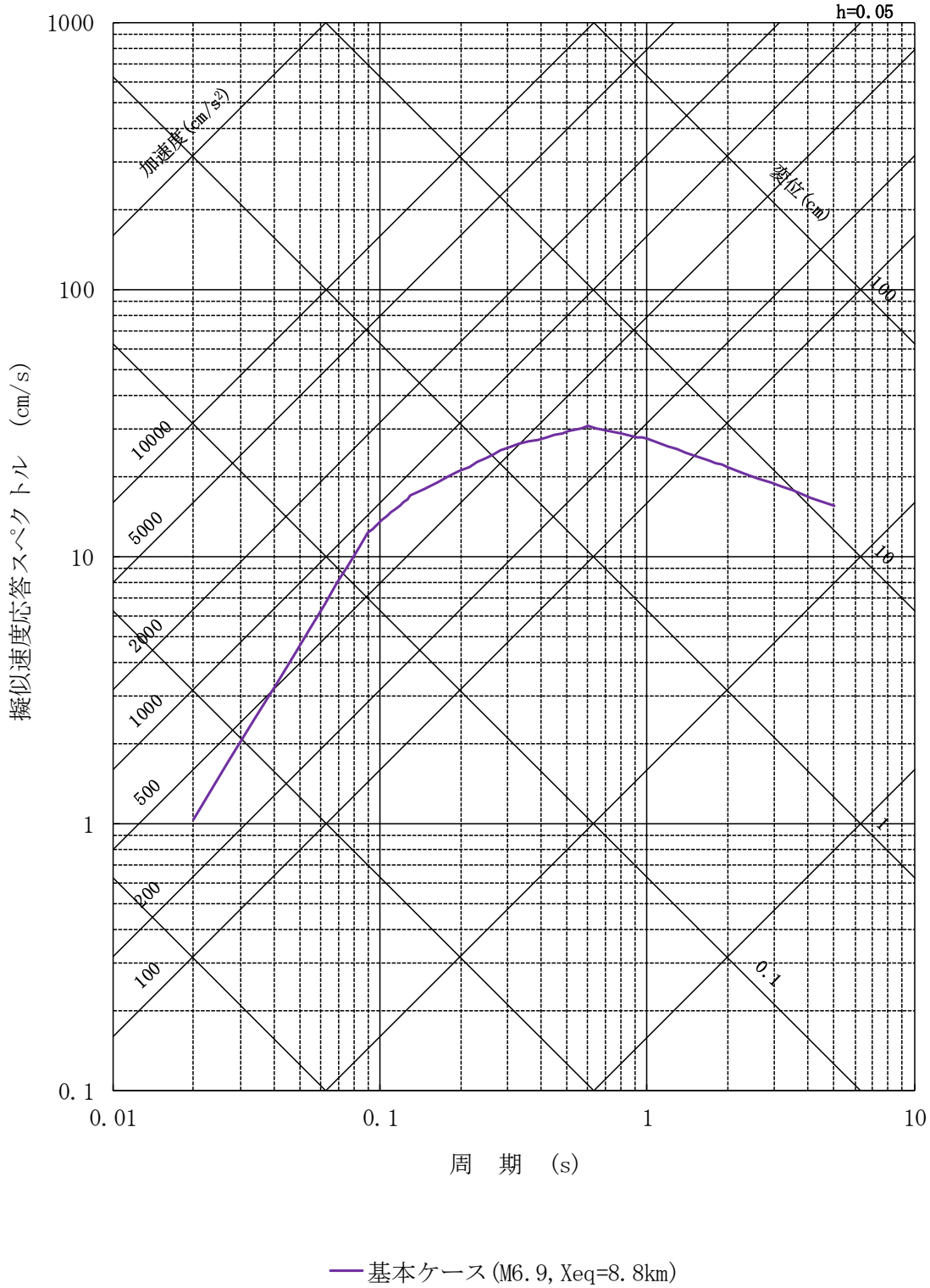
第 4.5.13 図(1)　三方断層による地震の応答スペクトルに基づく
地震動評価結果（水平方向）



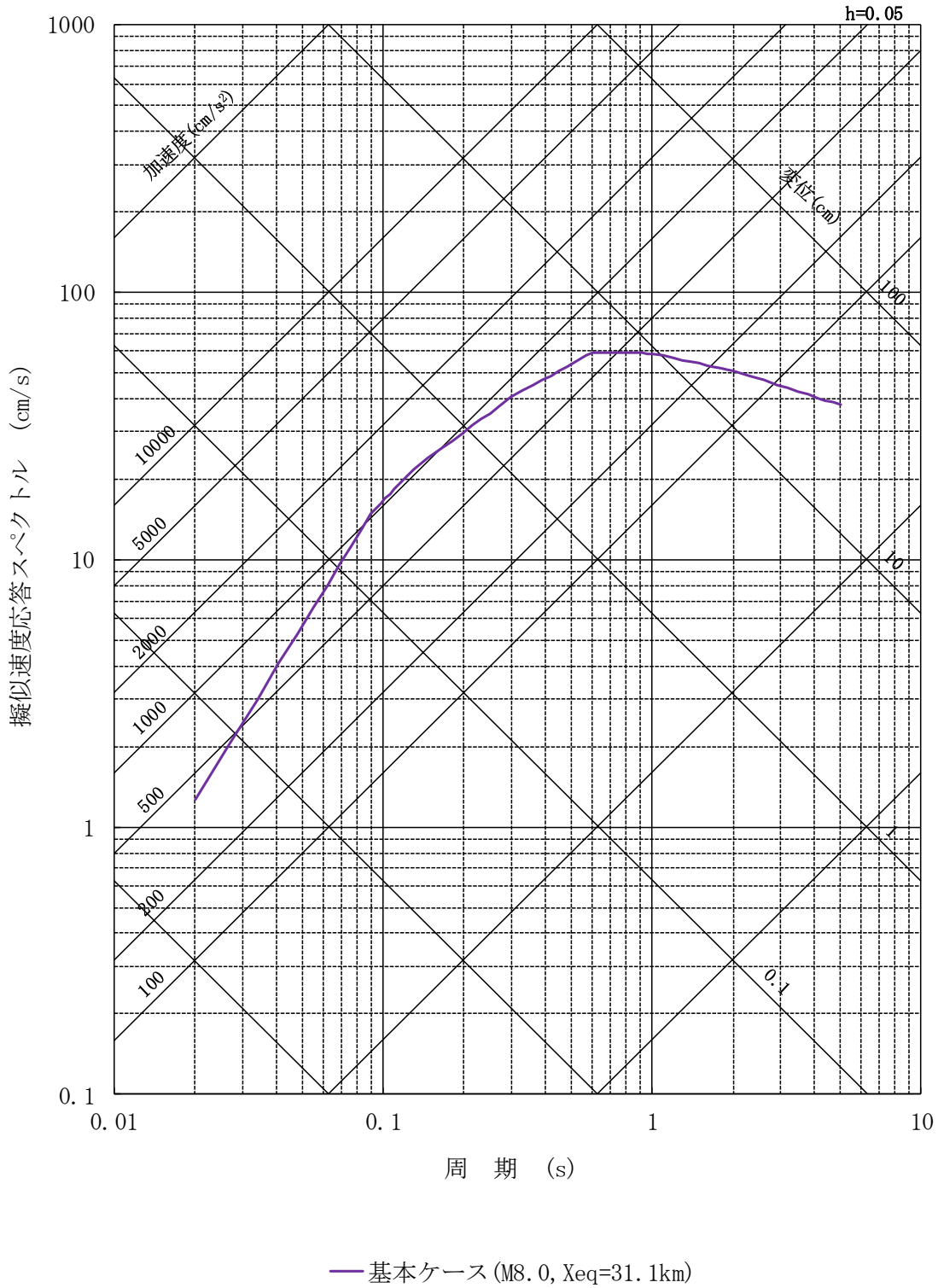
第 4.5.13 図(2)　三方断層による地震の応答スペクトルに基づく
地震動評価結果（鉛直方向）



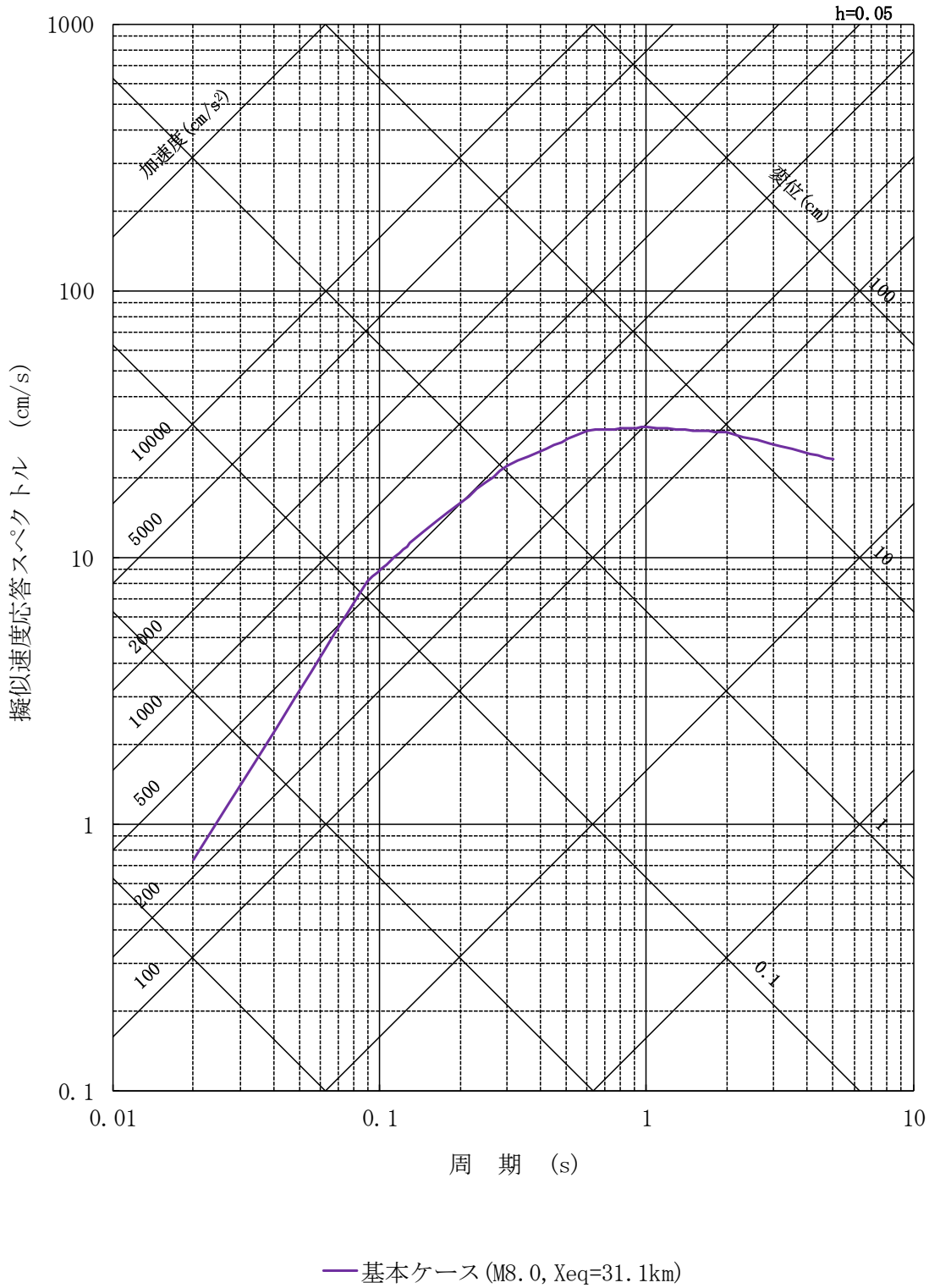
第 4.5.14 図(1)　白木－丹生断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果（水平方向）



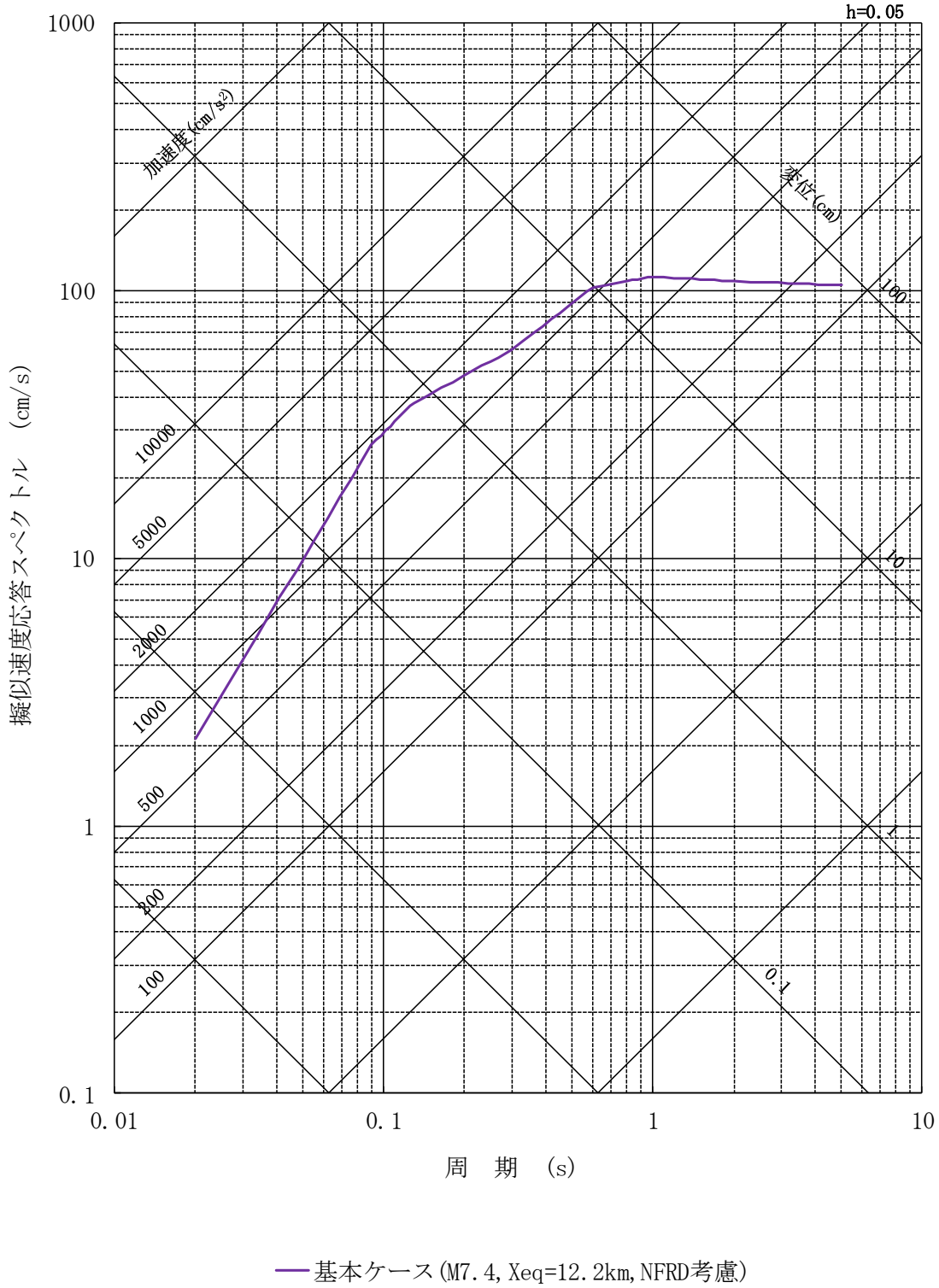
第 4.5.14 図(2)　白木－丹生断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果（鉛直方向）



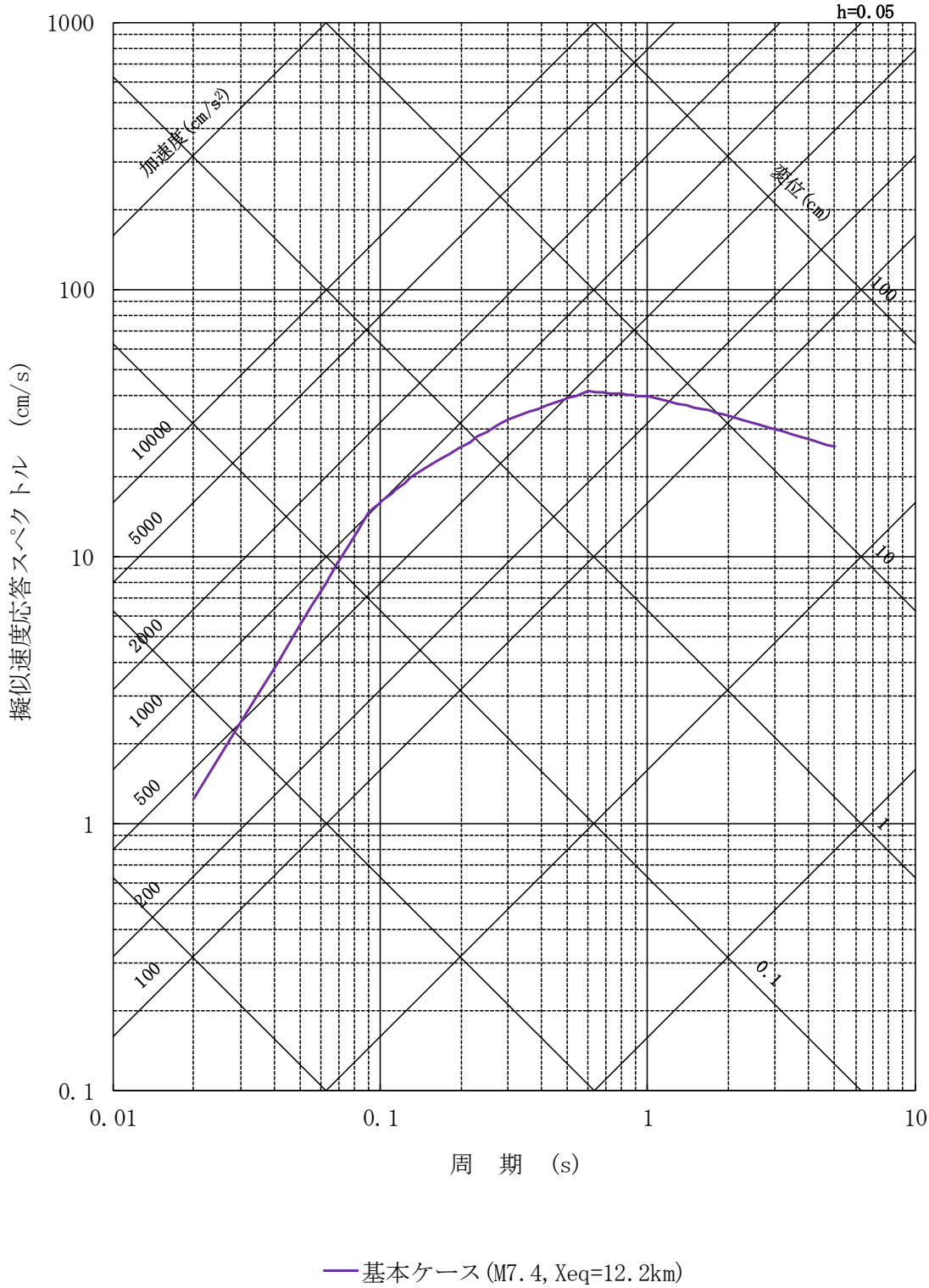
第 4.5.15 図(1)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果（水平方向）



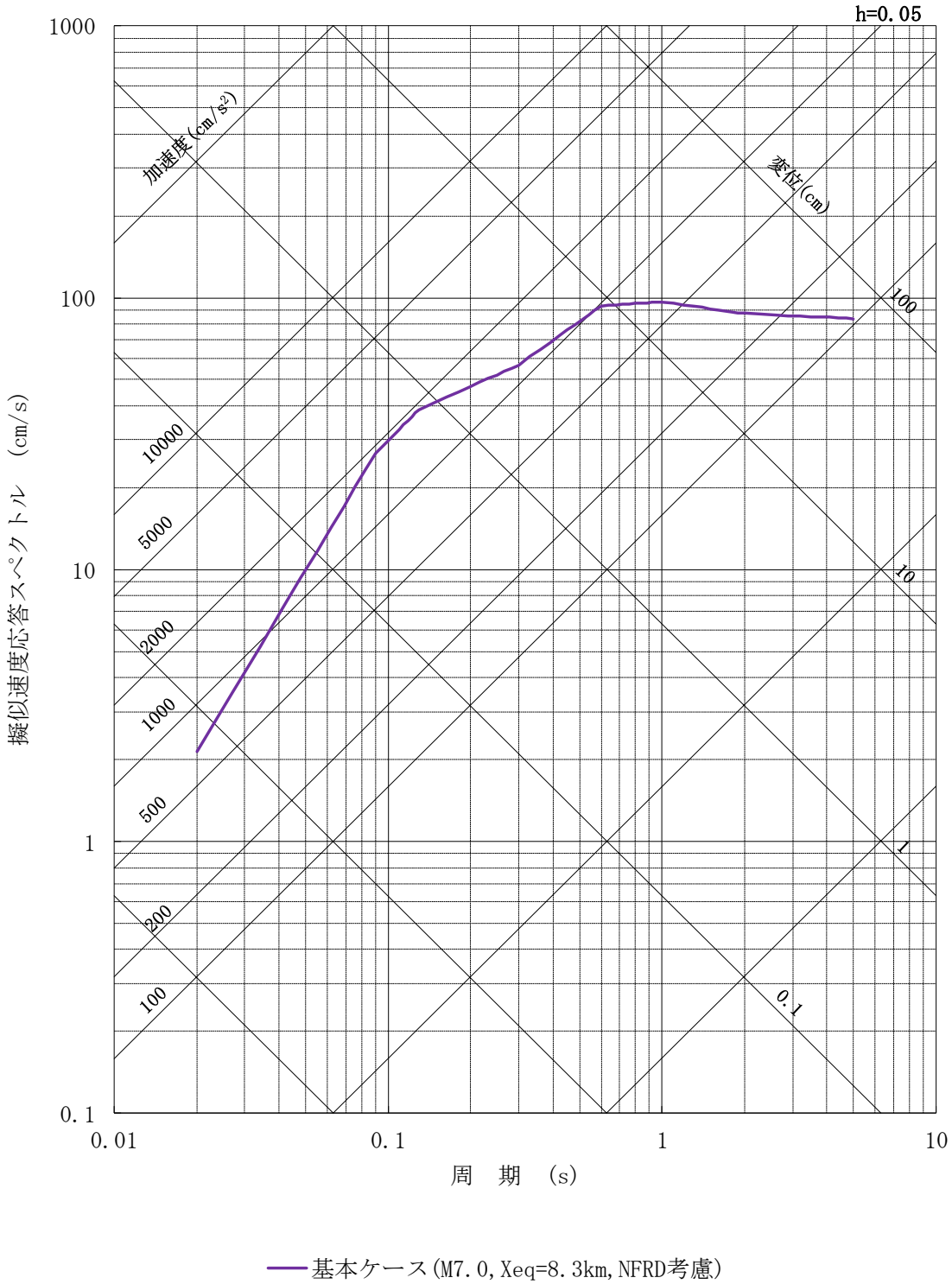
第 4.5.15 図(2)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による
地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果
（鉛直方向）



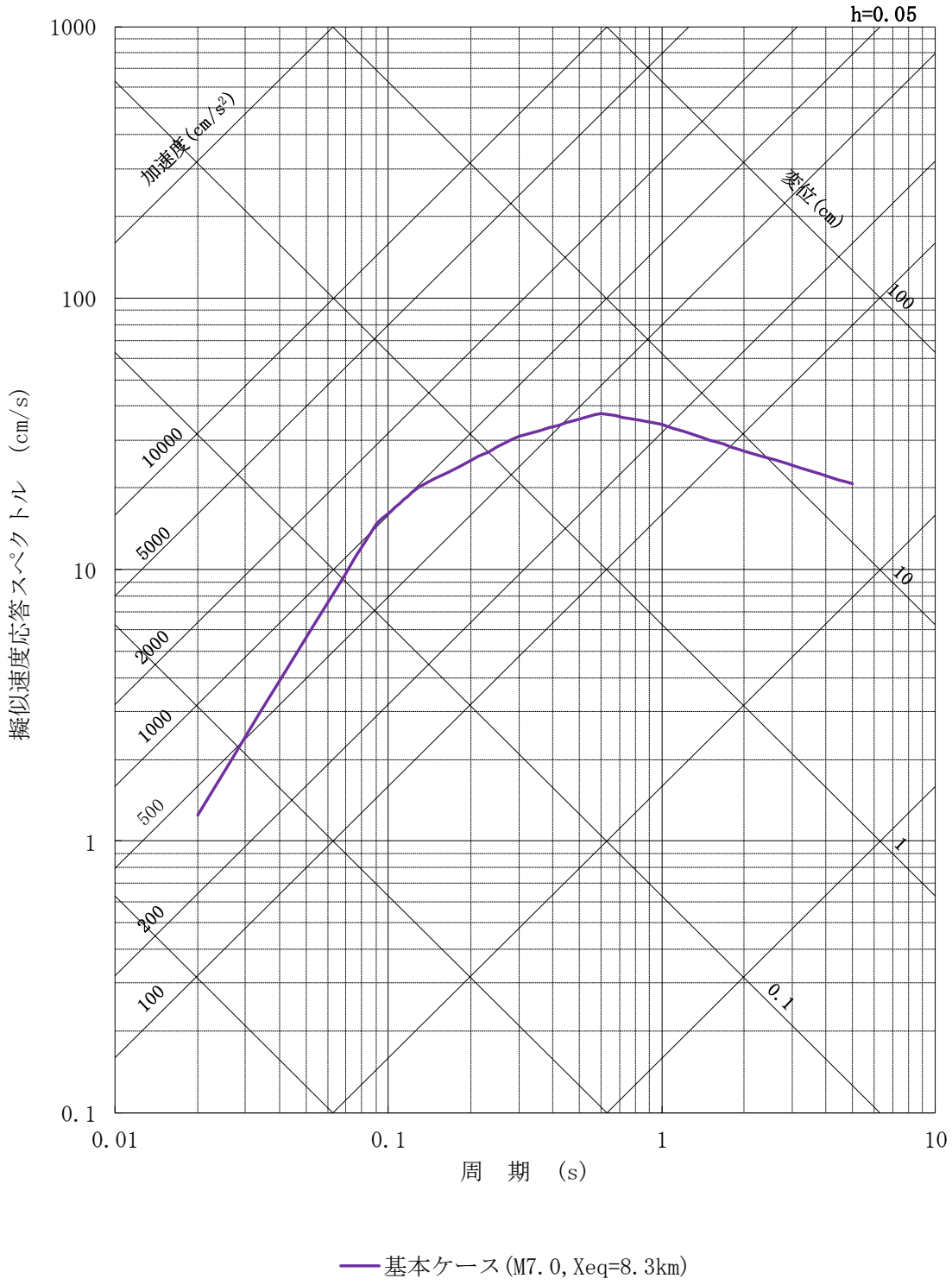
第 4.5.16 図(1)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果
（水平方向）



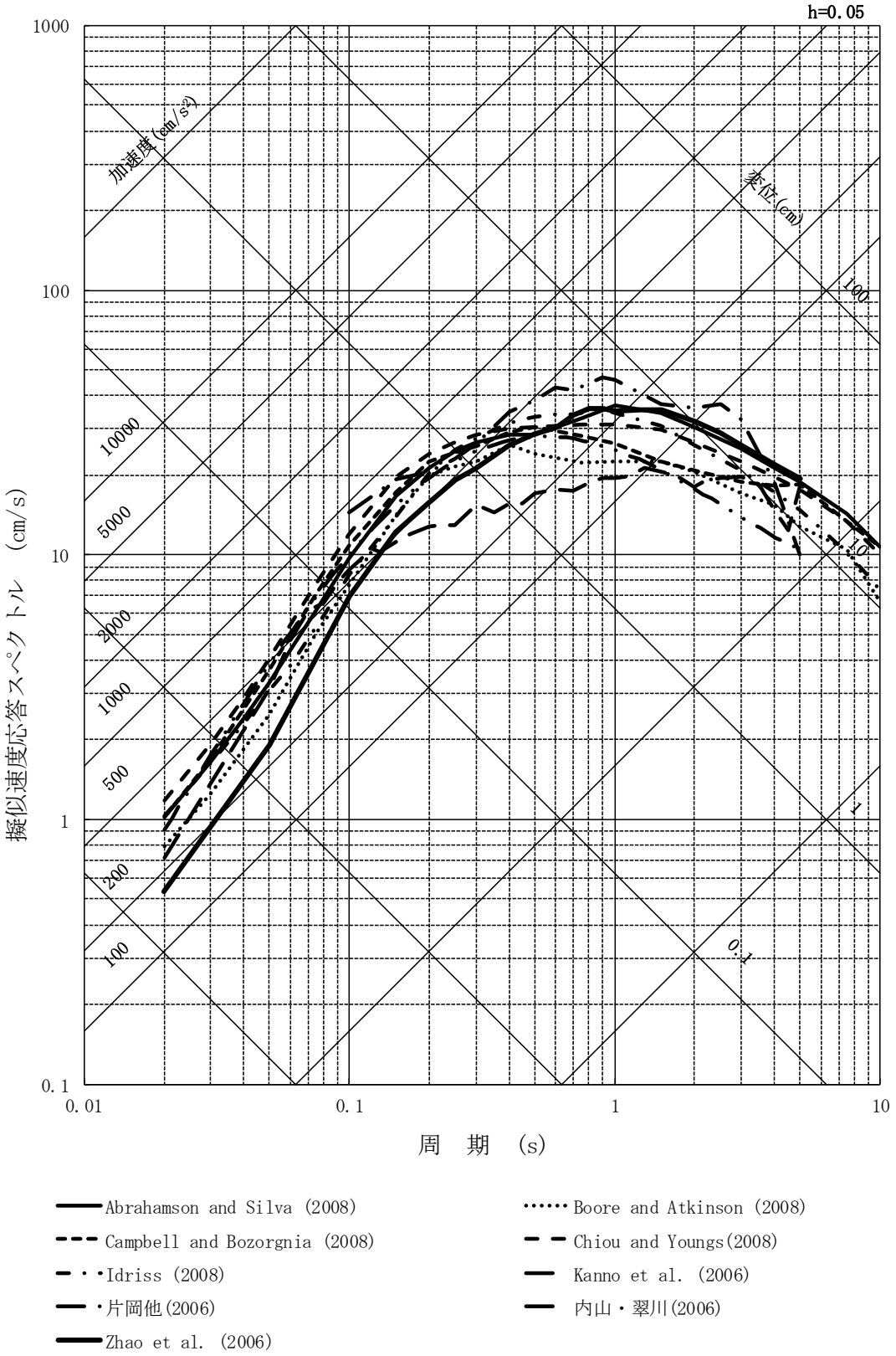
第 4.5.16 図(2)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果
（鉛直方向）



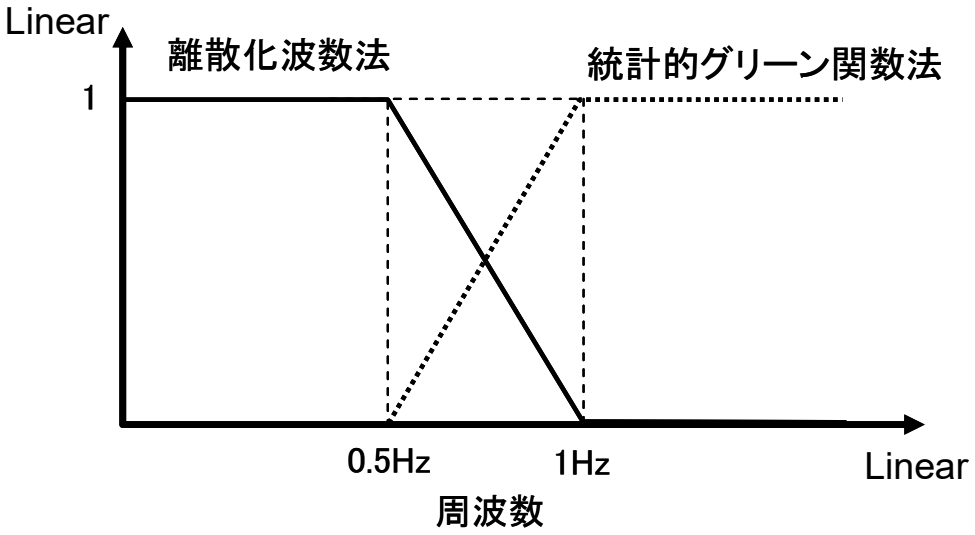
第 4.5.17 図(1)　美浜湾断層による地震の応答スペクトルに基づく地震動評価結果（水平方向）



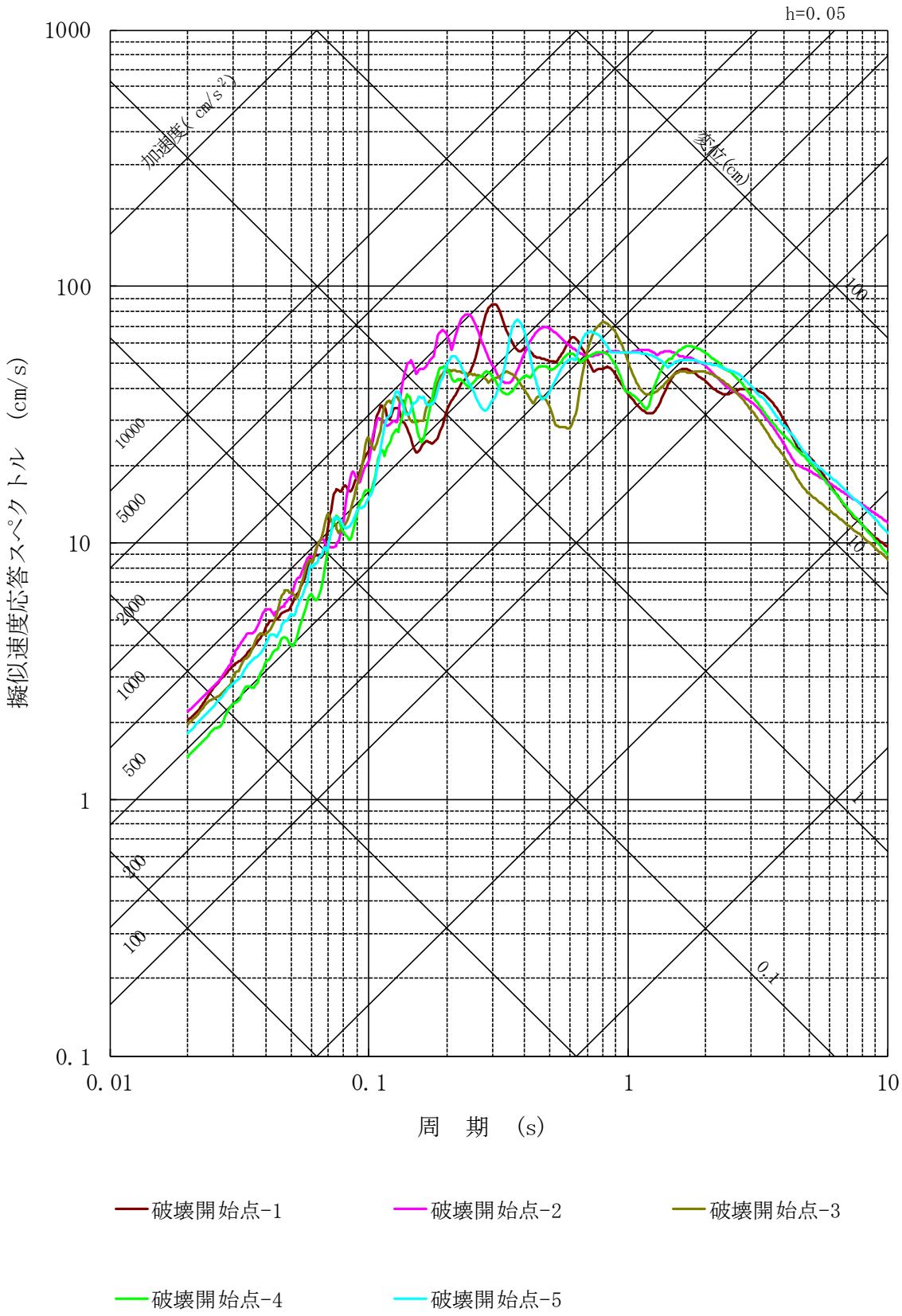
第 4.5.17 図(2)　美浜湾断層による地震の応答スペクトルに基づく
地震動評価結果（鉛直方向）



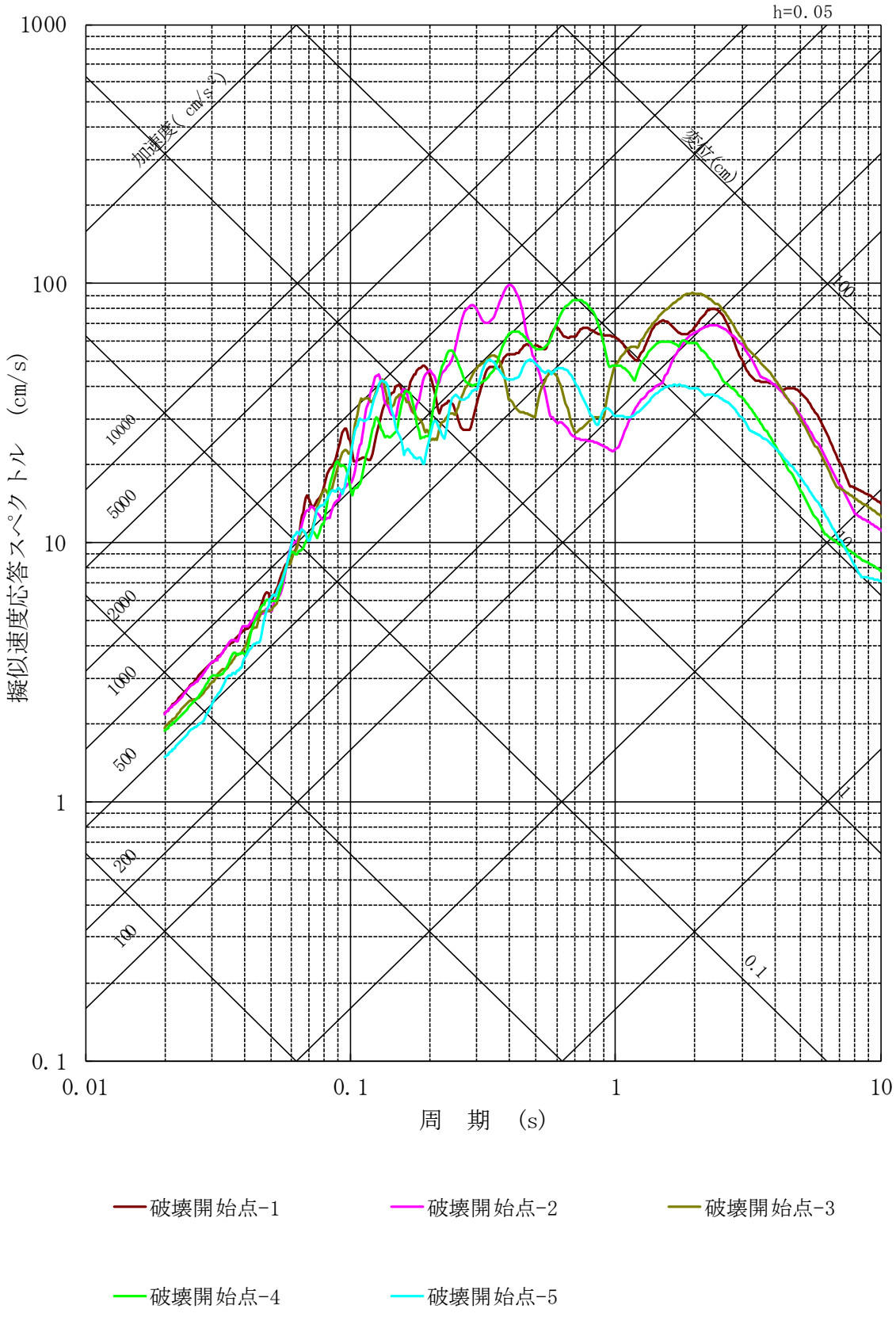
第 4.5.18 図　大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層による地震の各種距離減衰式に基づく地震動評価結果



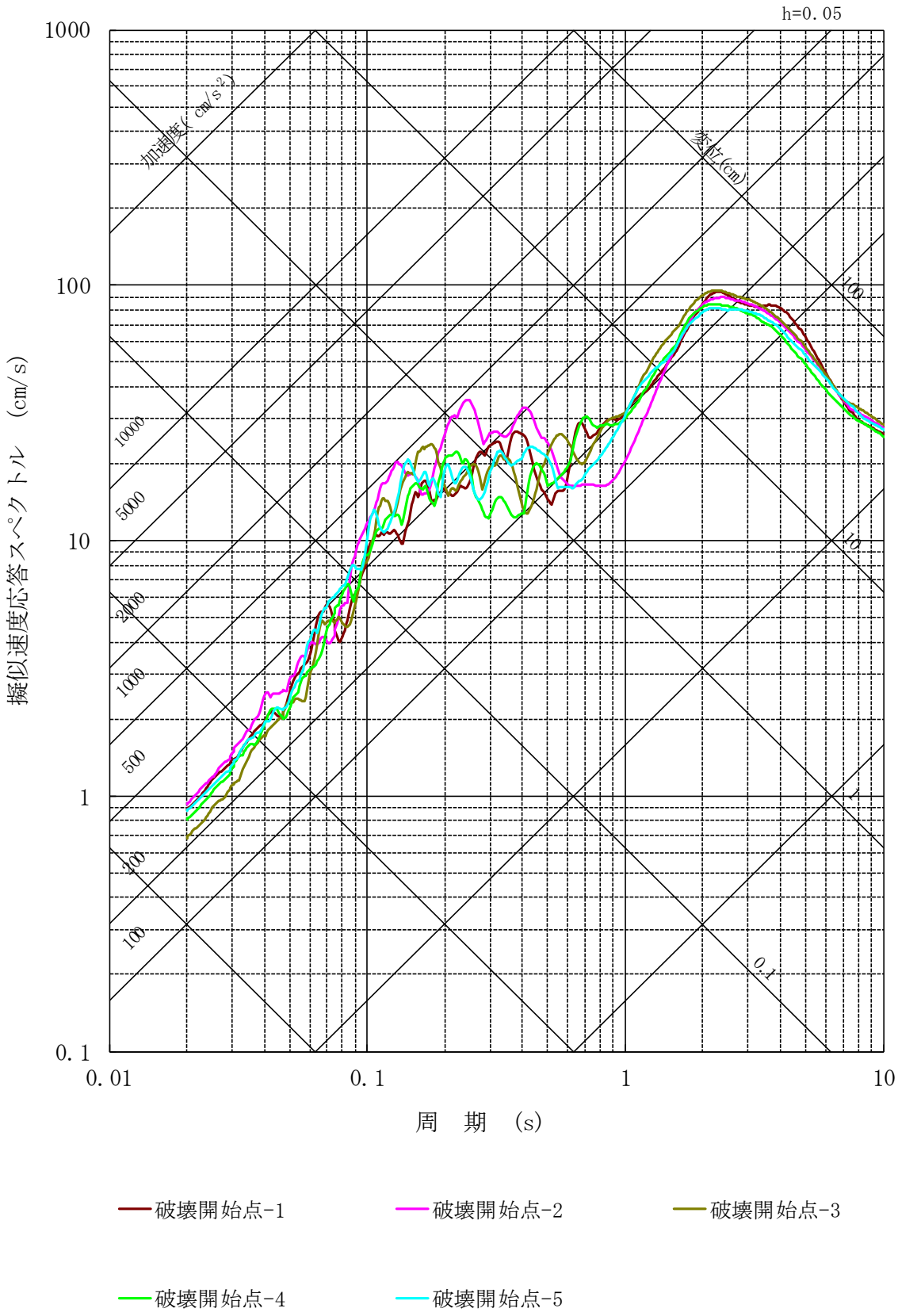
第 4.5.19 図　ハイブリッド合成法に用いるマッチングフィルタの形状



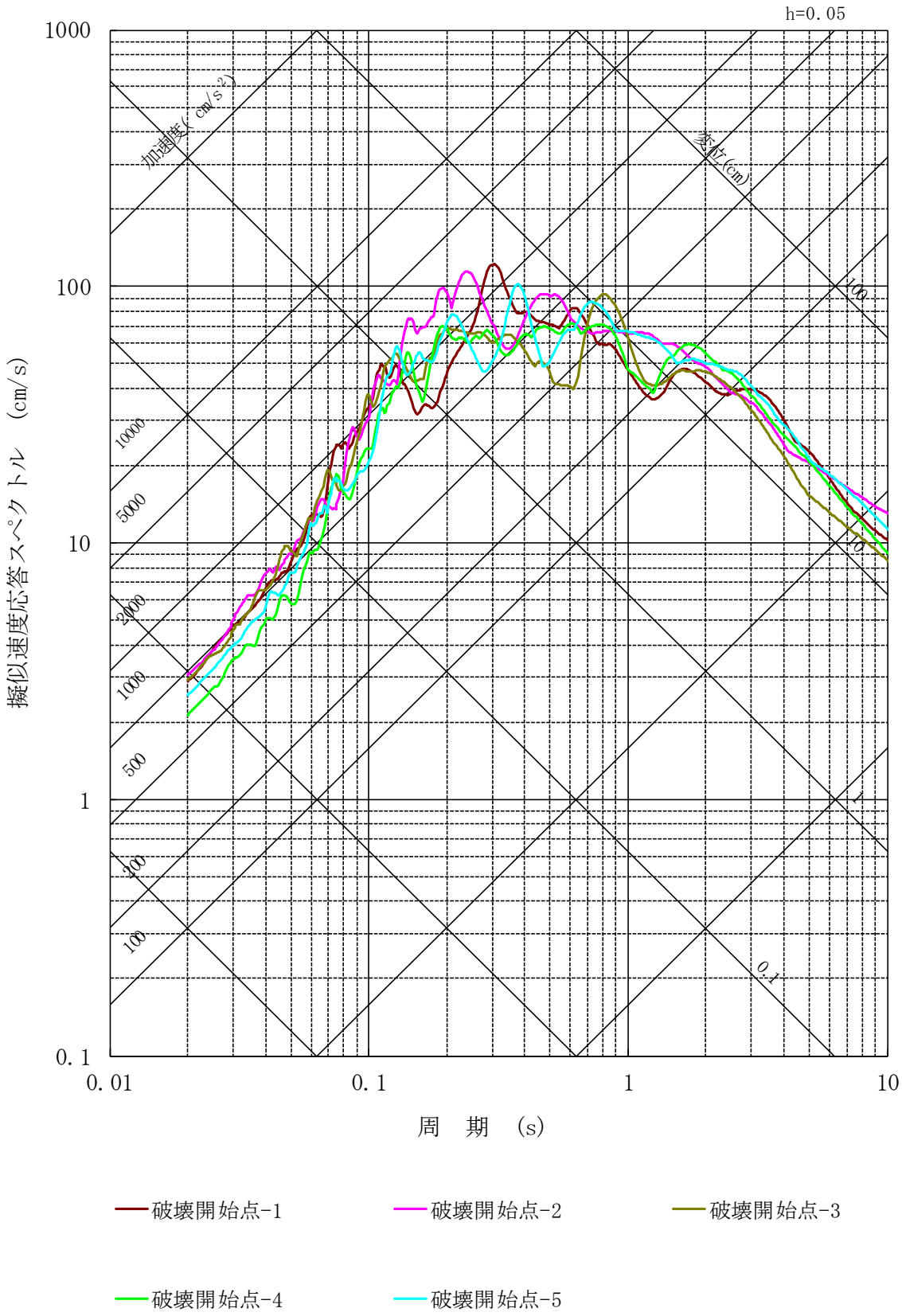
第 4.5.20 図(1)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、NS 方向）



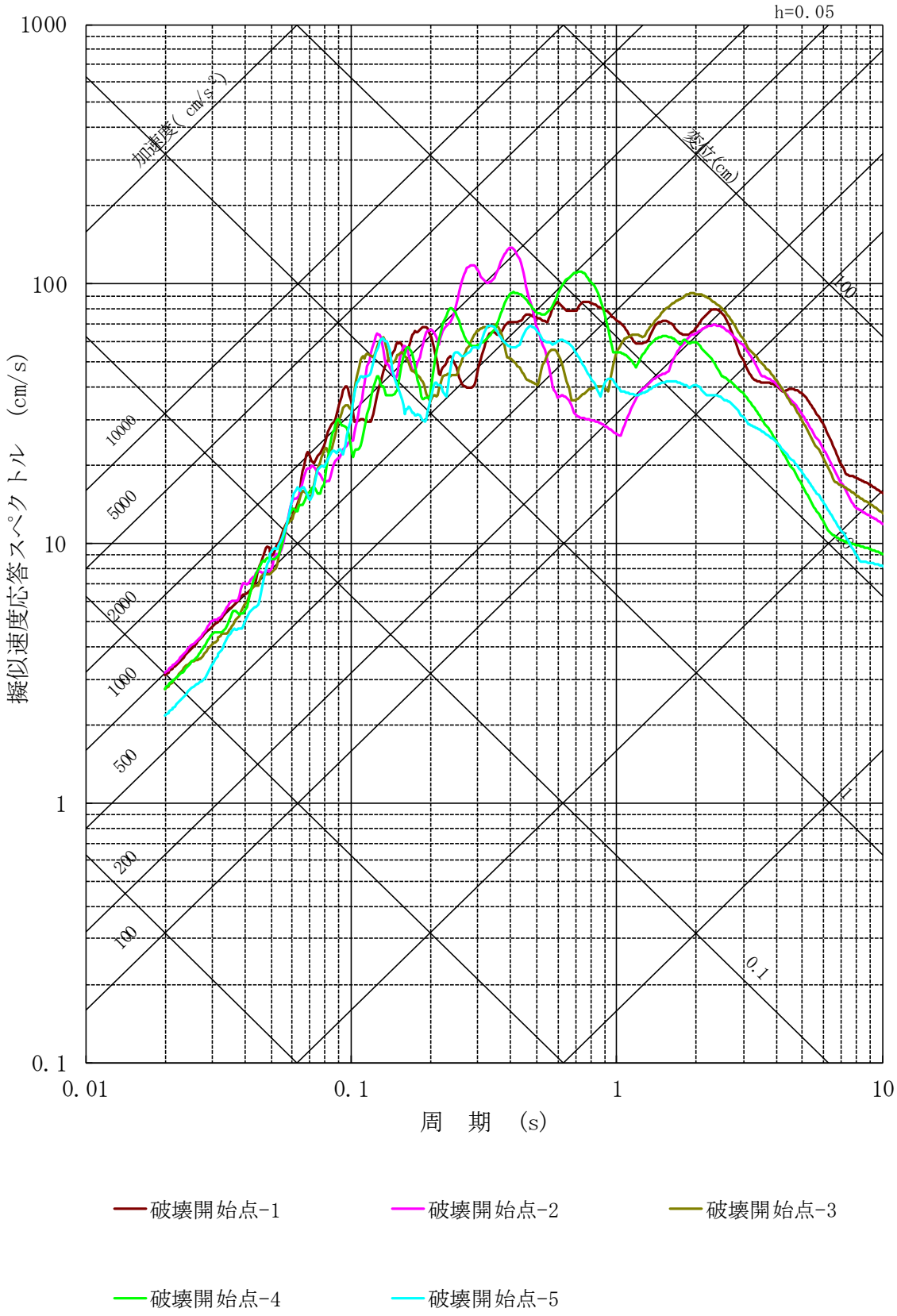
第 4.5.20 図(2)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、EW 方向）



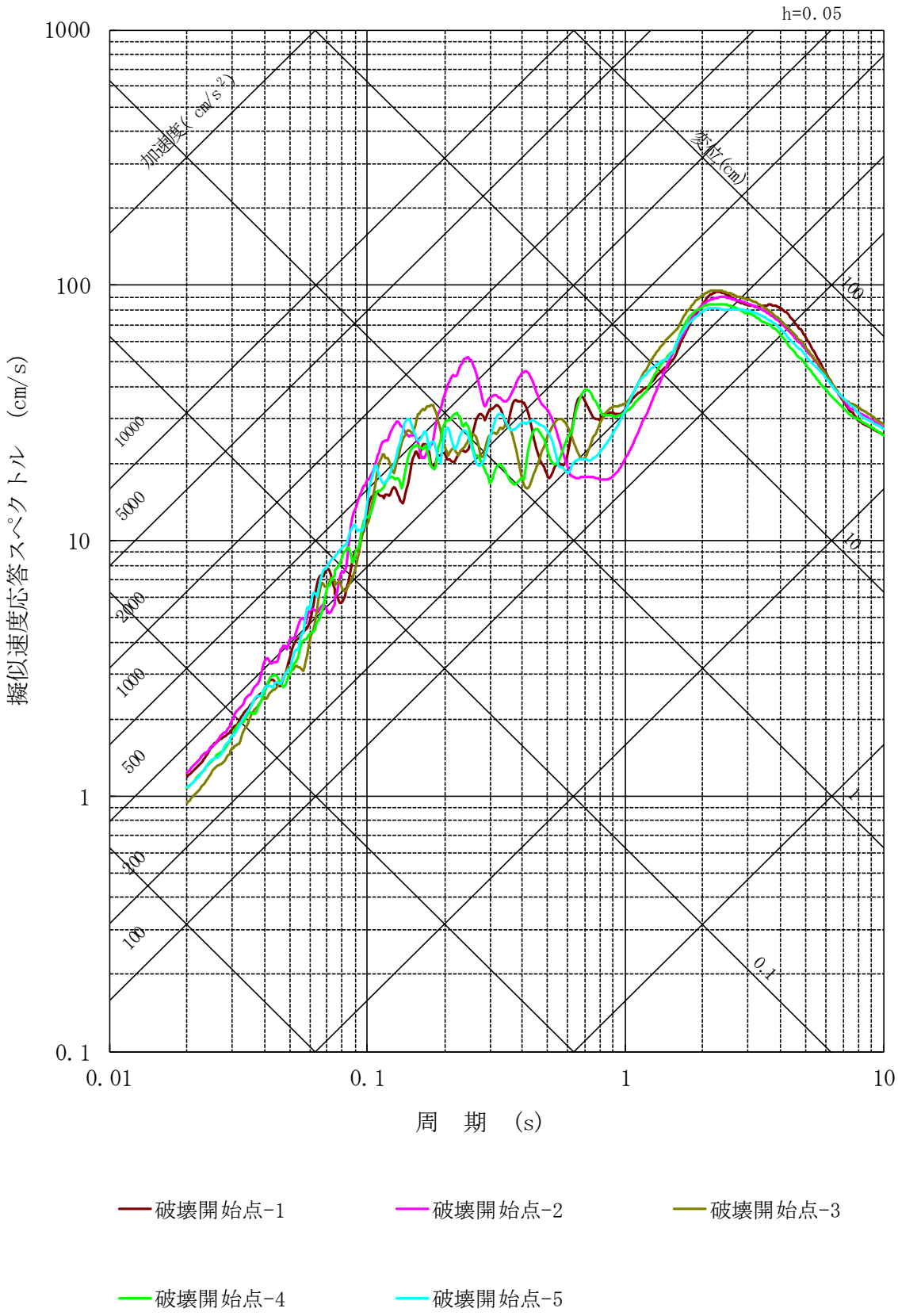
第 4.5.20 図(3)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、UD 方向）



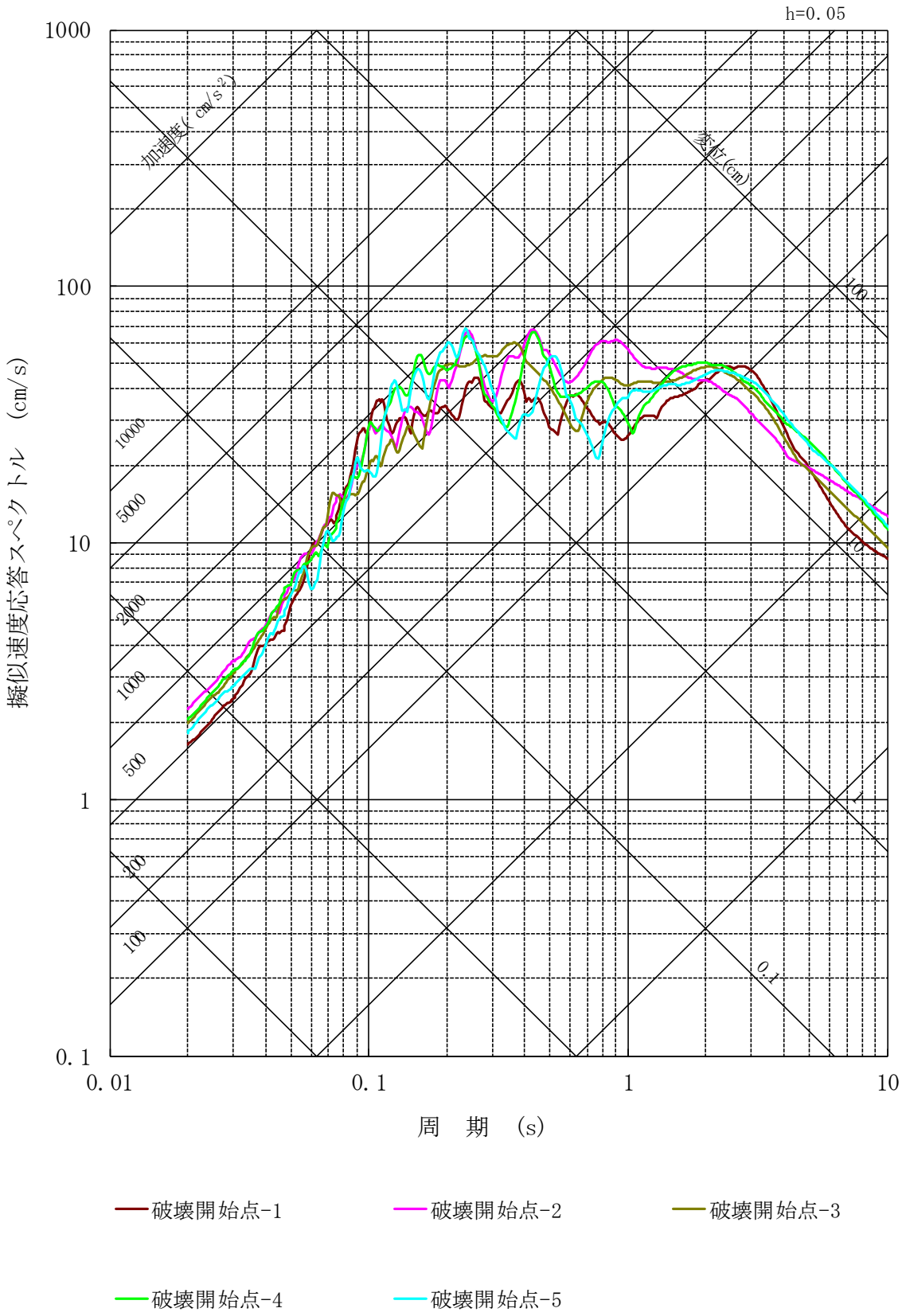
第 4.5.20 図(4)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、NS 方向）



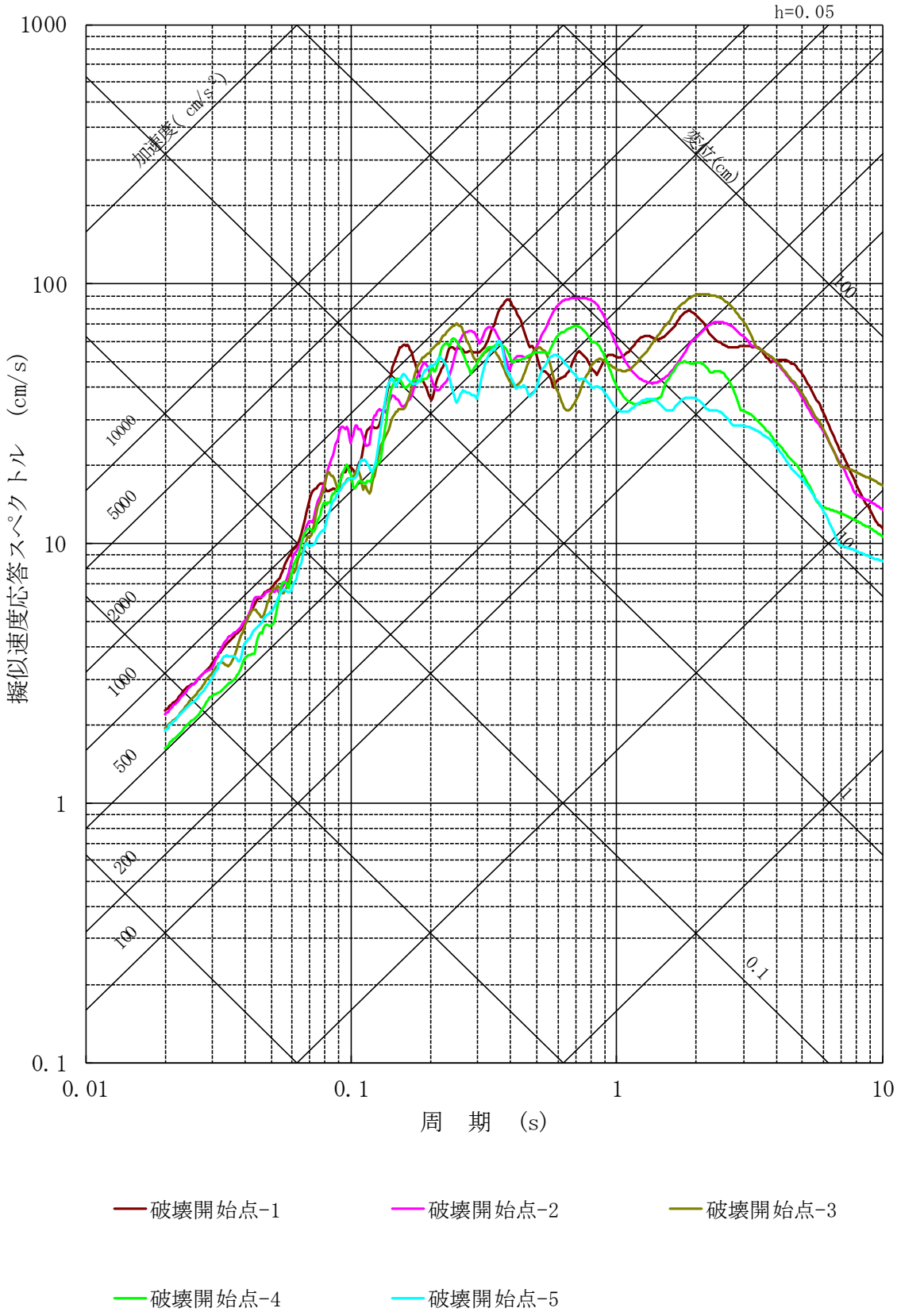
第 4.5.20 図(5)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果(短周期の地震動 1.5 倍ケース、EW 方向)



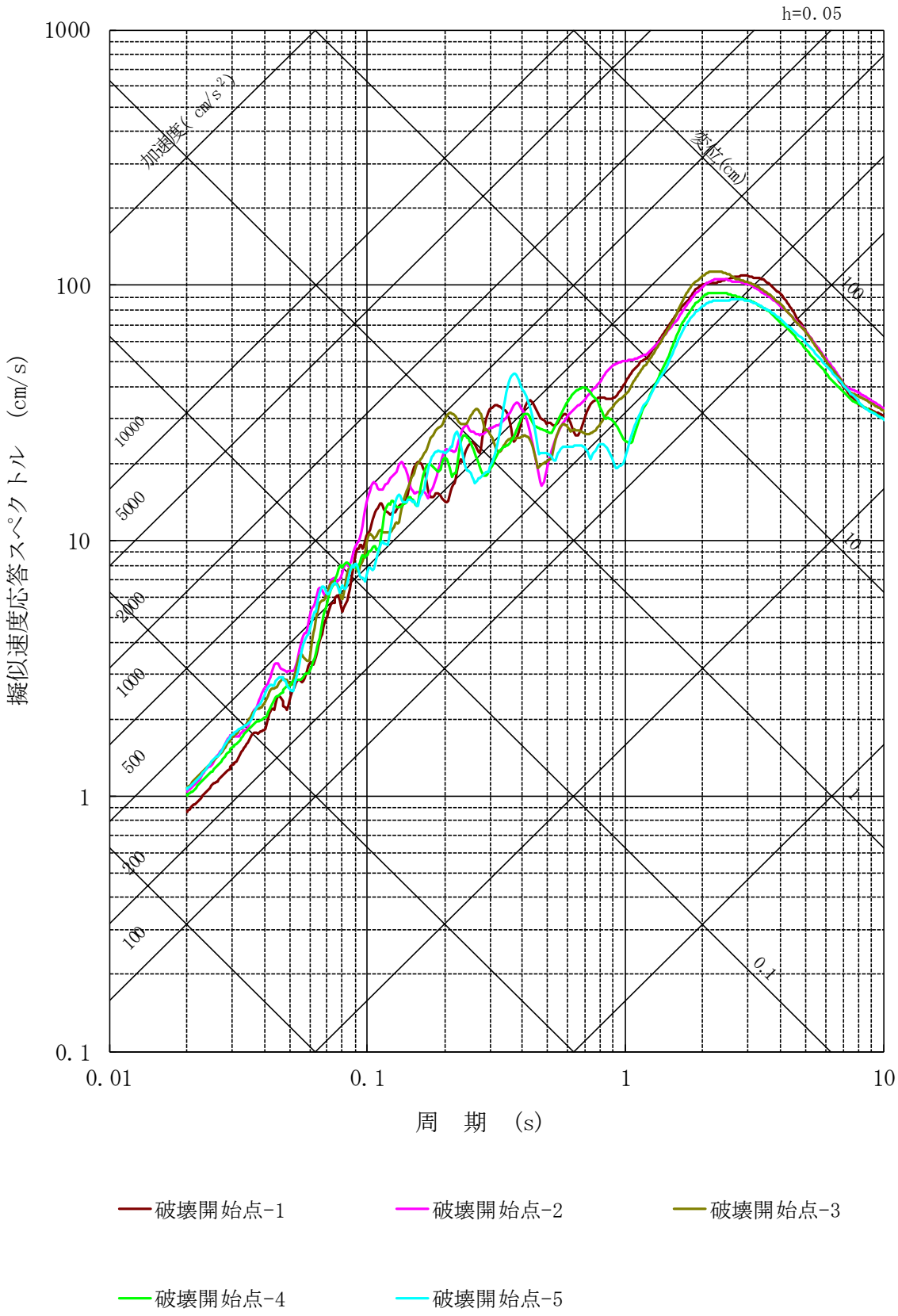
第 4.5.20 図(6)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、UD 方向）



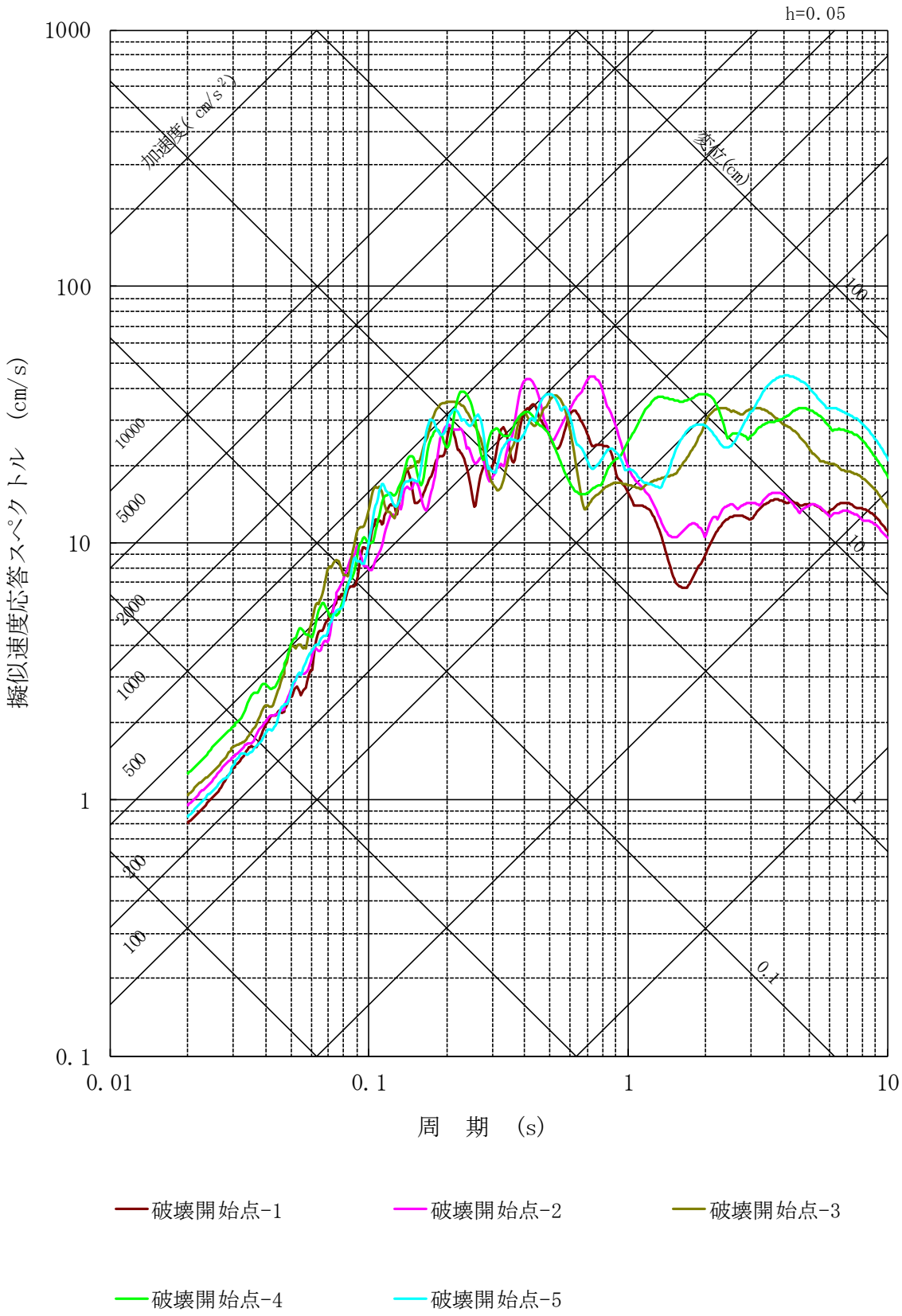
第 4.5.20 図(7)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（傾斜角 55°ケース、NS 方向）



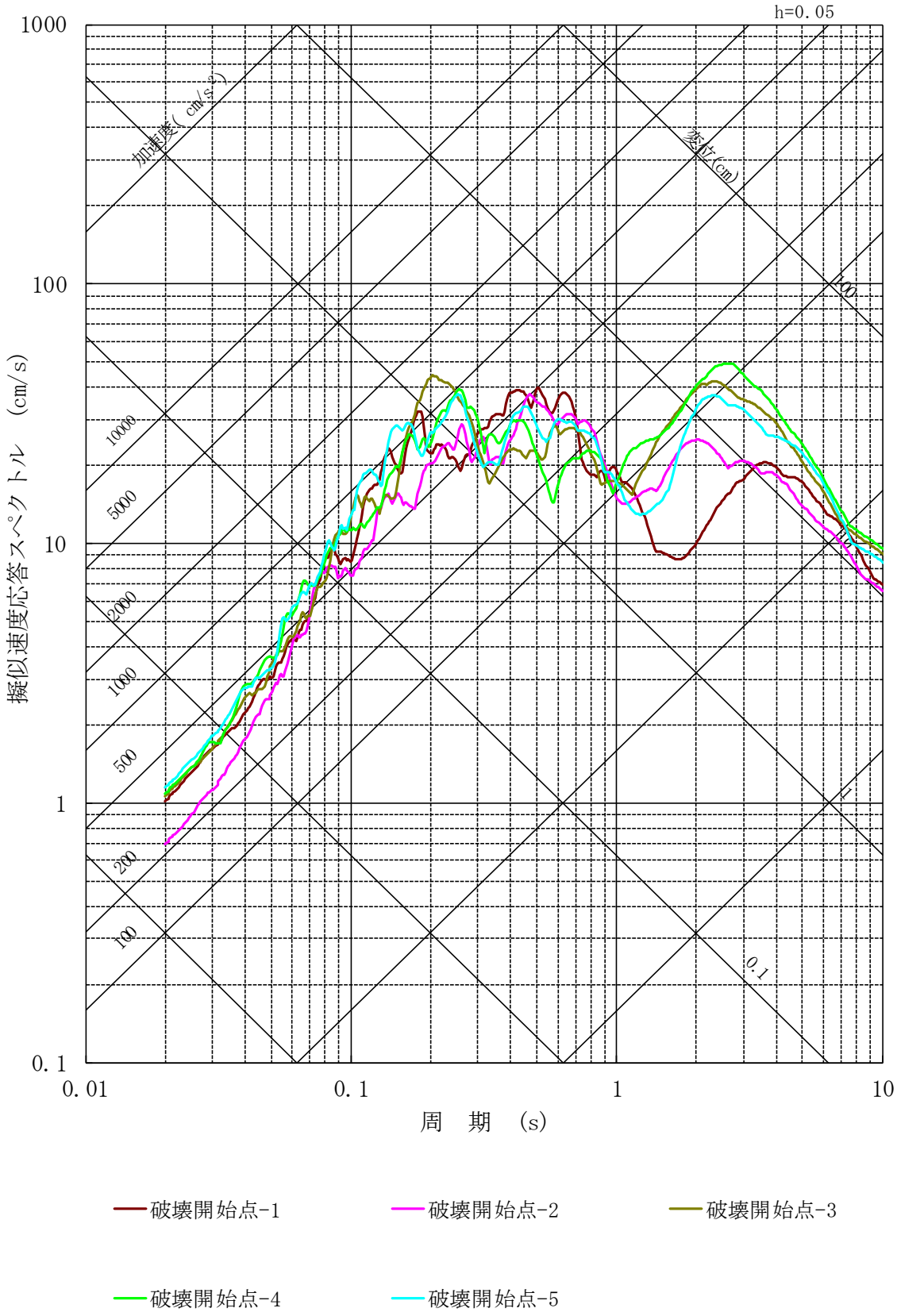
第 4.5.20 図(8)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（傾斜角 55°ケース、EW 方向）



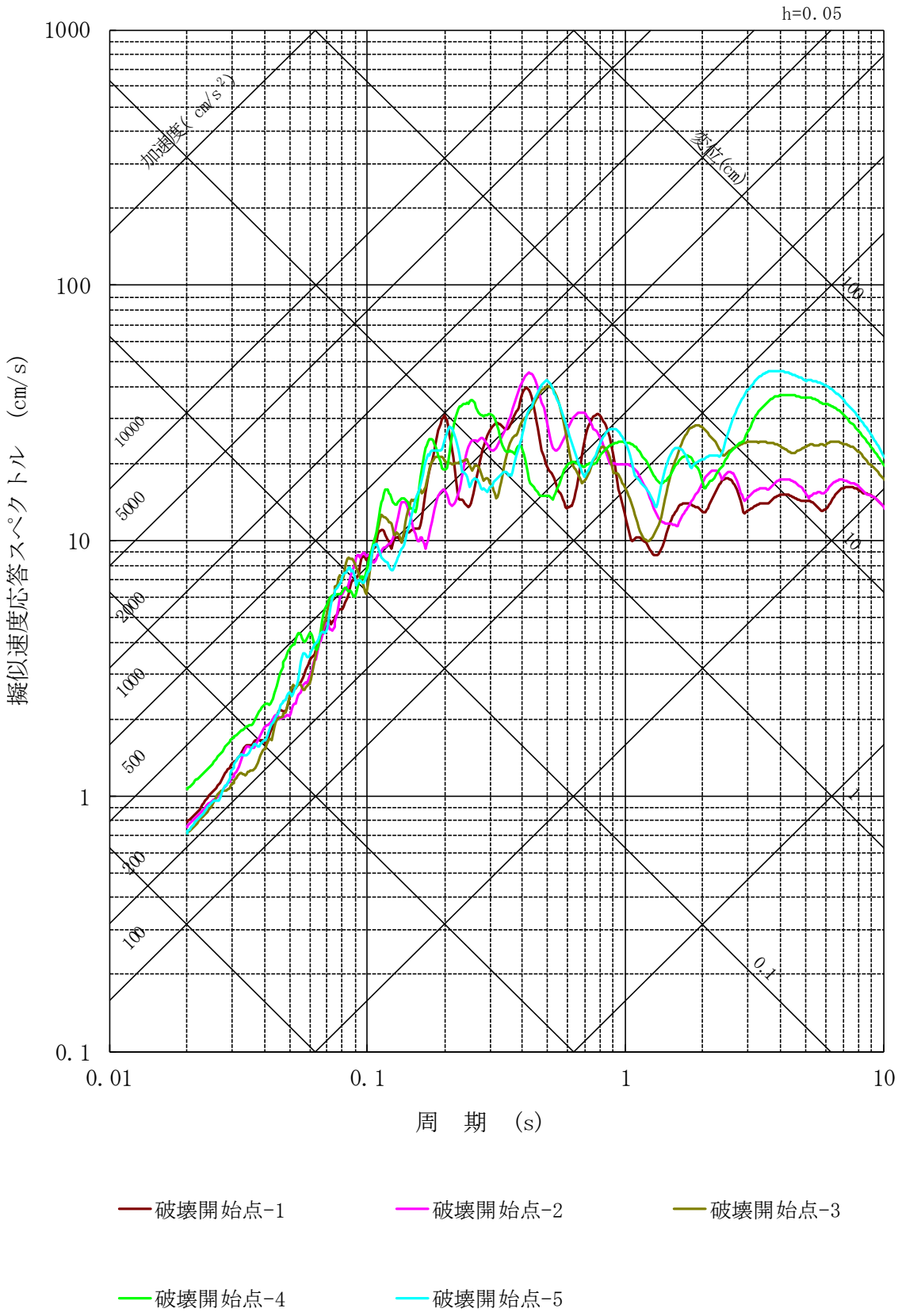
第 4.5.20 図(9)　C 断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（傾斜角 55°ケース、UD 方向）



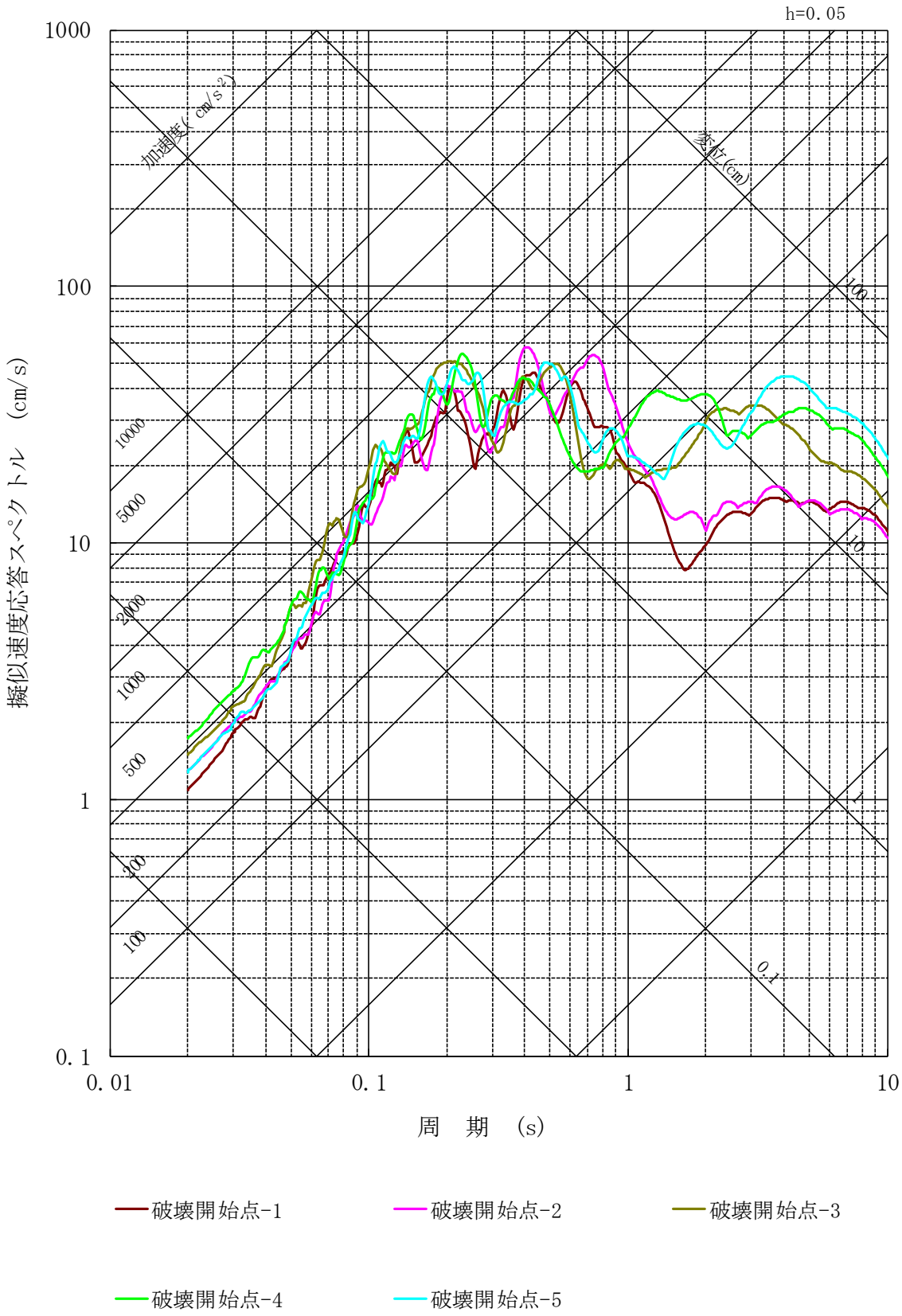
第 4.5.21 図(1)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、NS 方向）



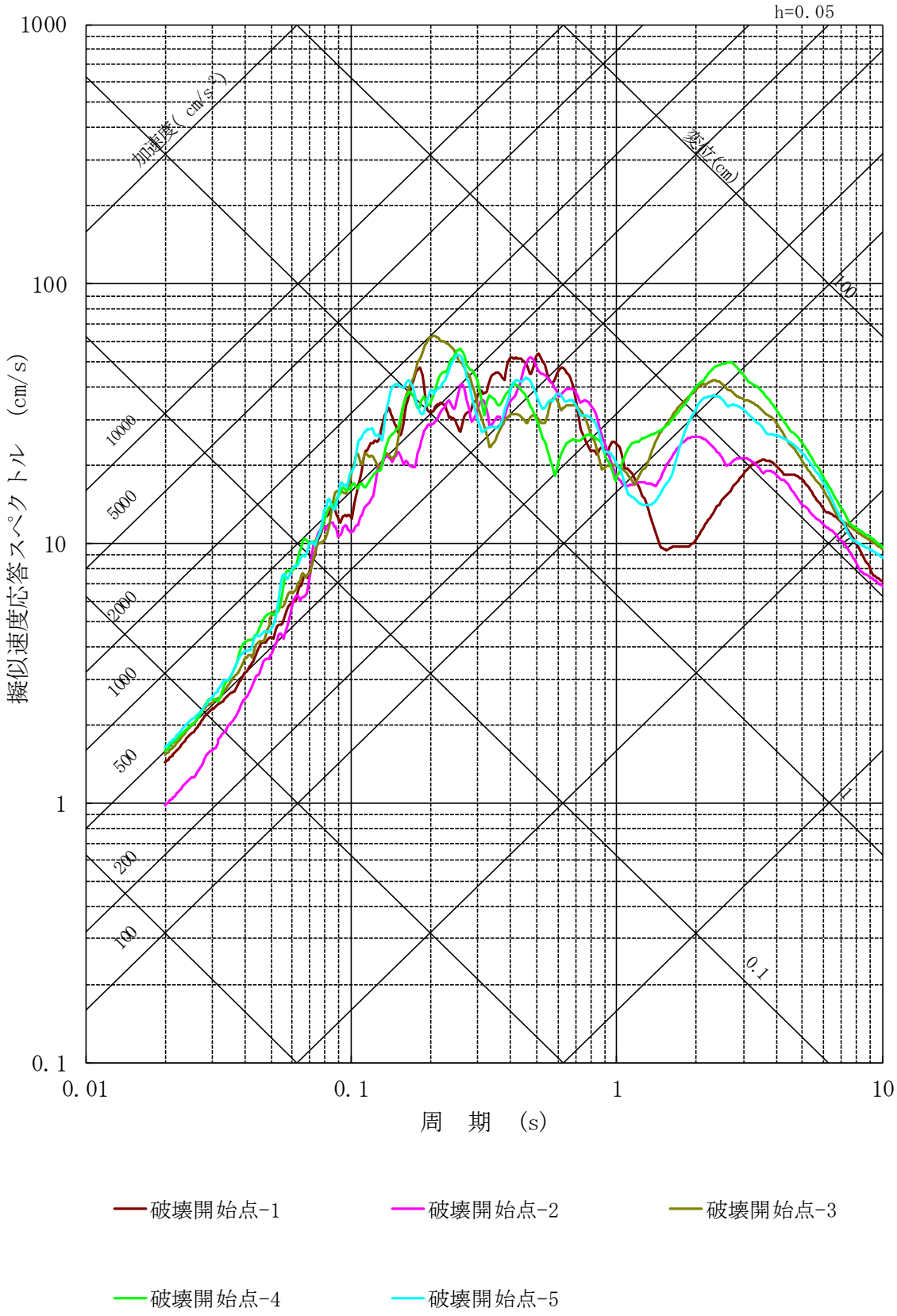
第 4.5.21 図(2)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、EW 方向）



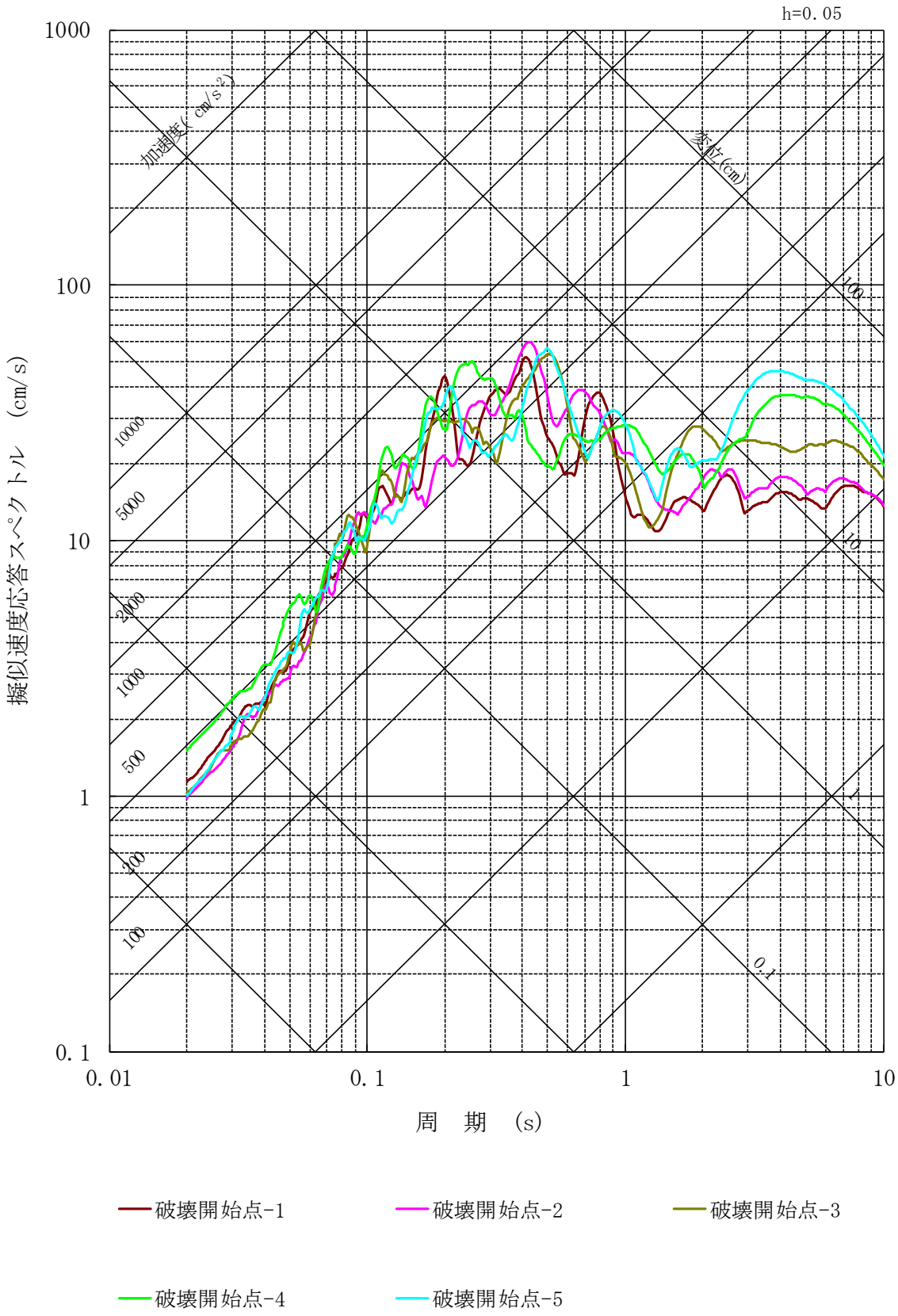
第 4.5.21 図(3)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、UD 方向）



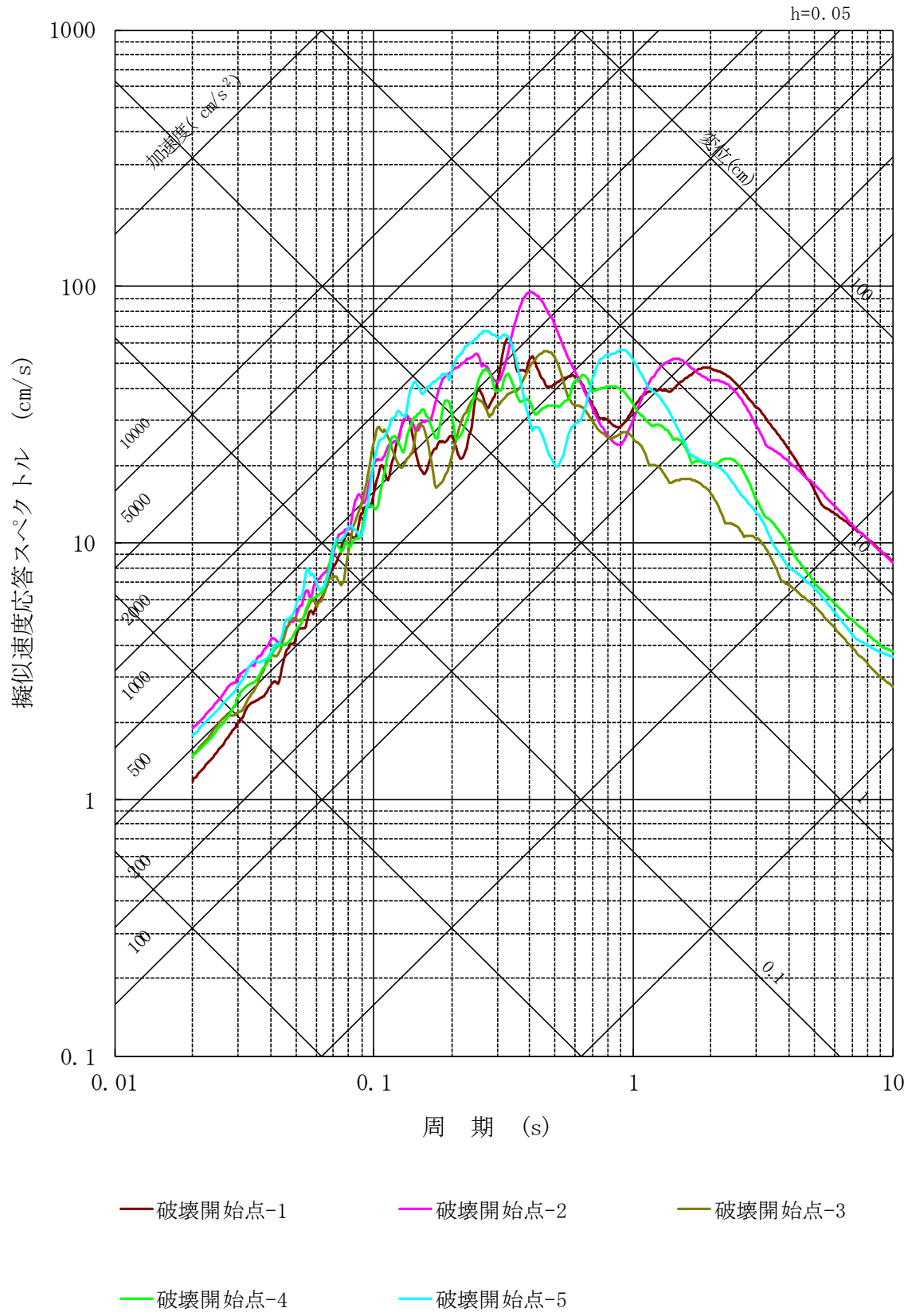
第 4.5.21 図(4)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、NS 方向）



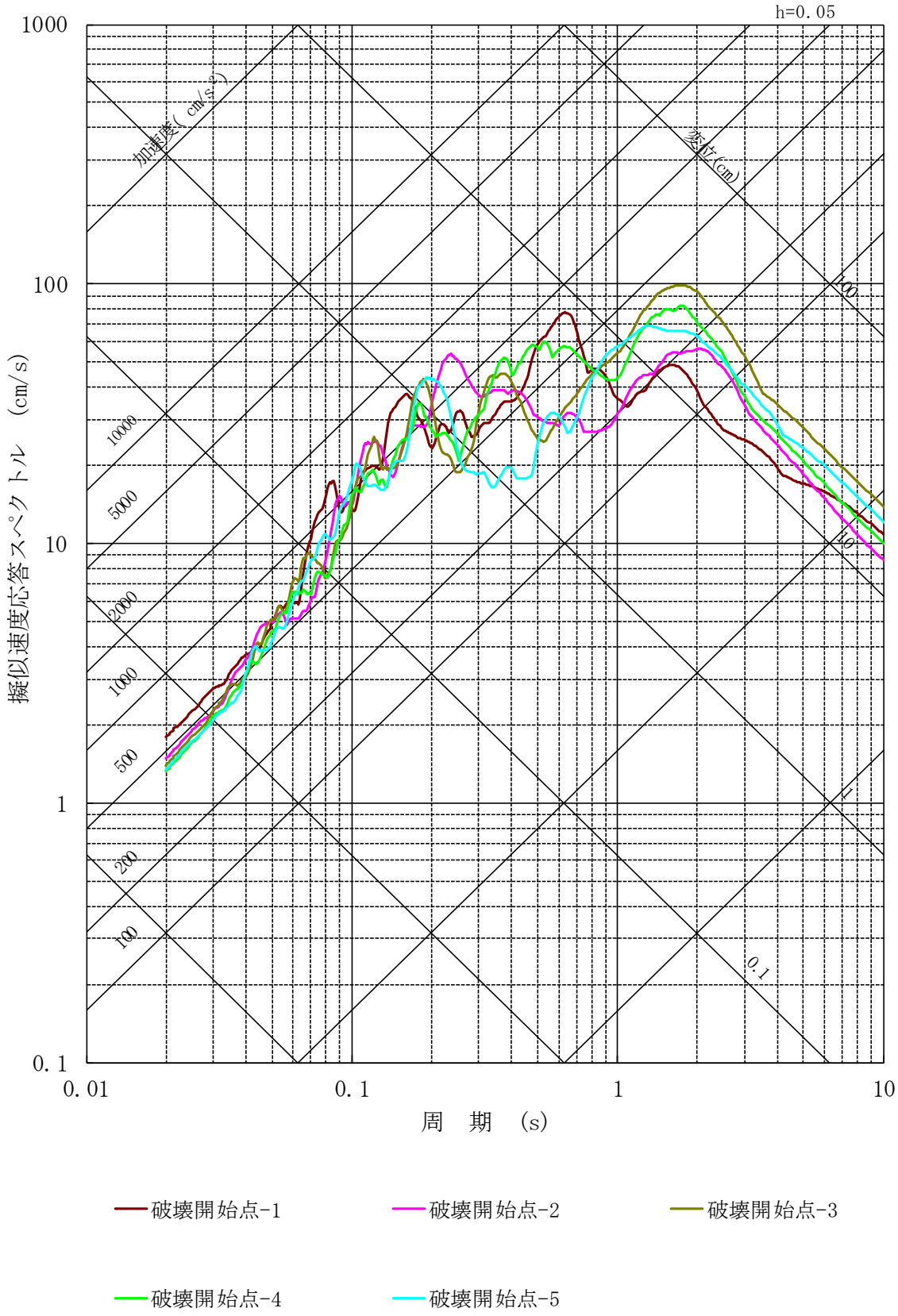
第 4.5.21 図(5)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、EW 方向）



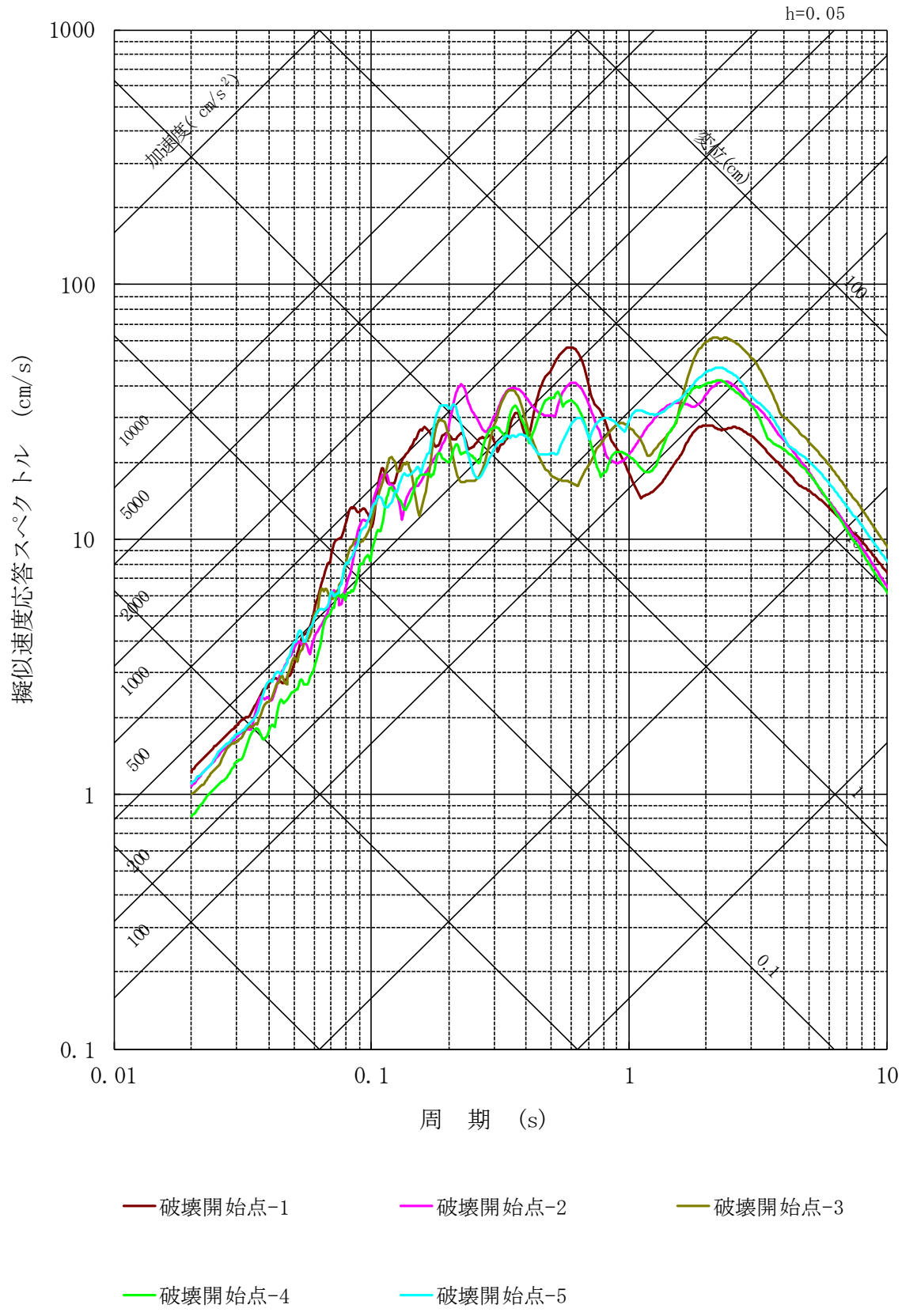
第 4.5.21 図(6)　三方断層による地震の断層モデルを用いた手法による
地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、UD 方向）



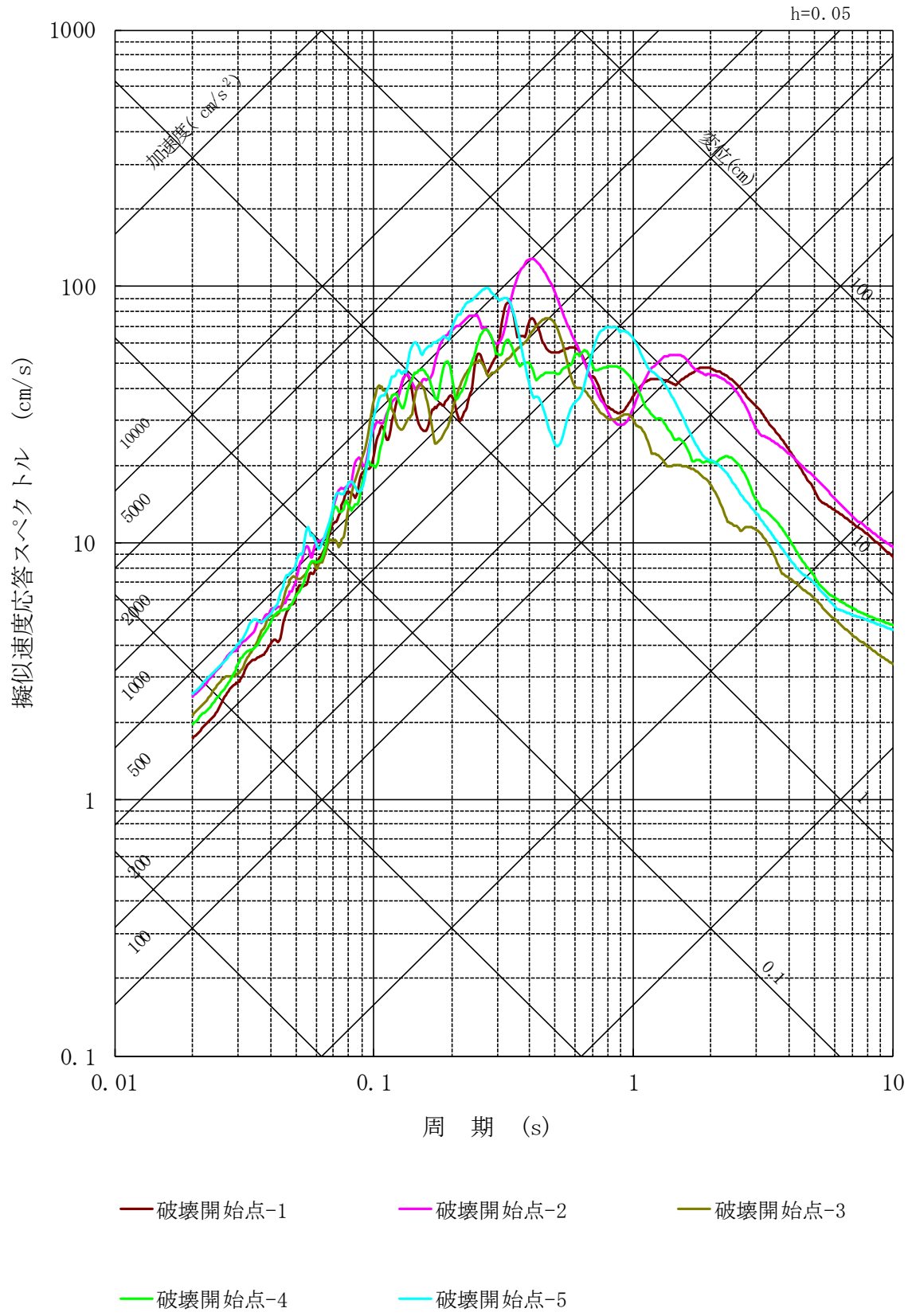
第 4.5.22 図(1)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、NS 方向）



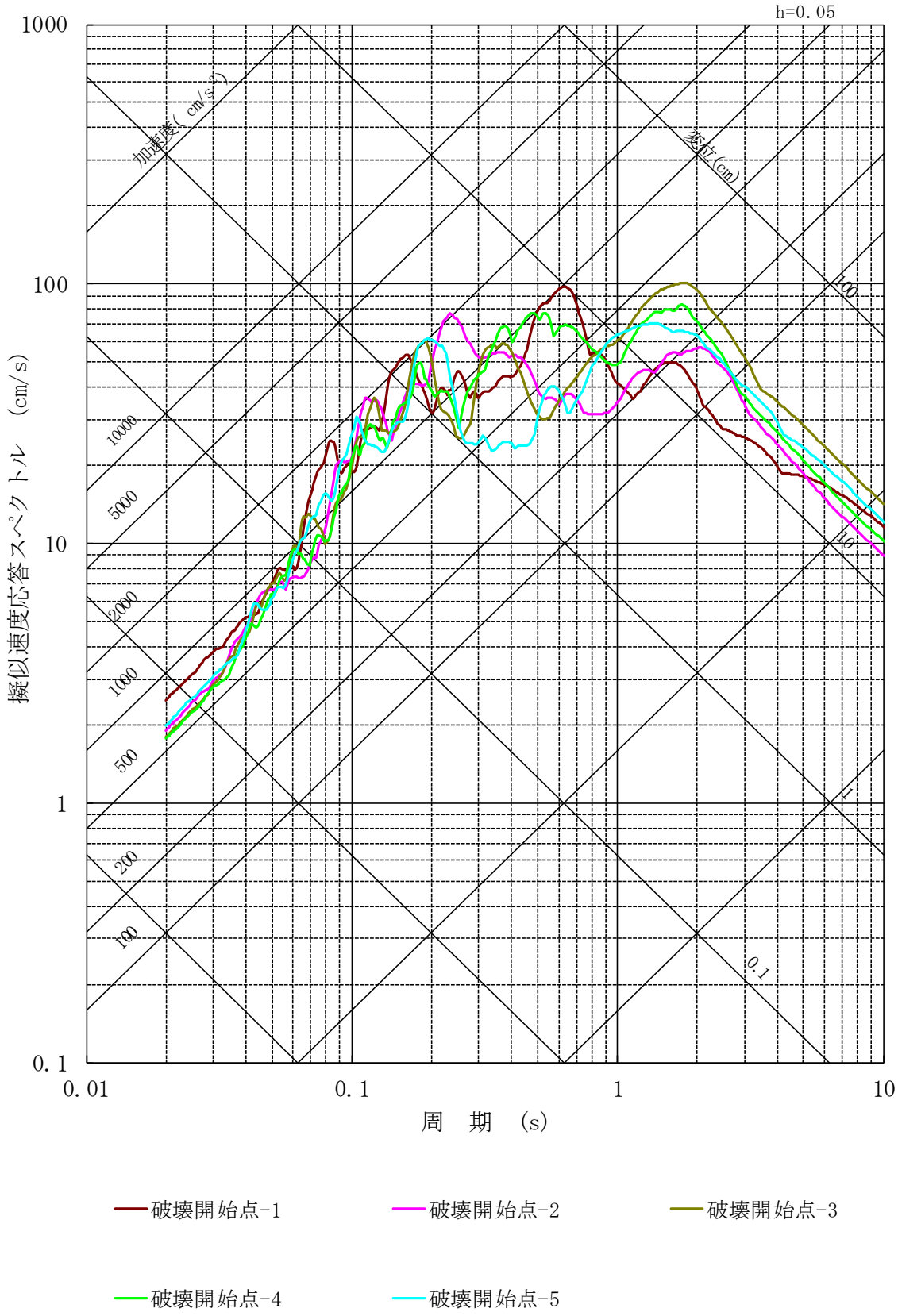
第 4.5.22 図(2)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、EW 方向）



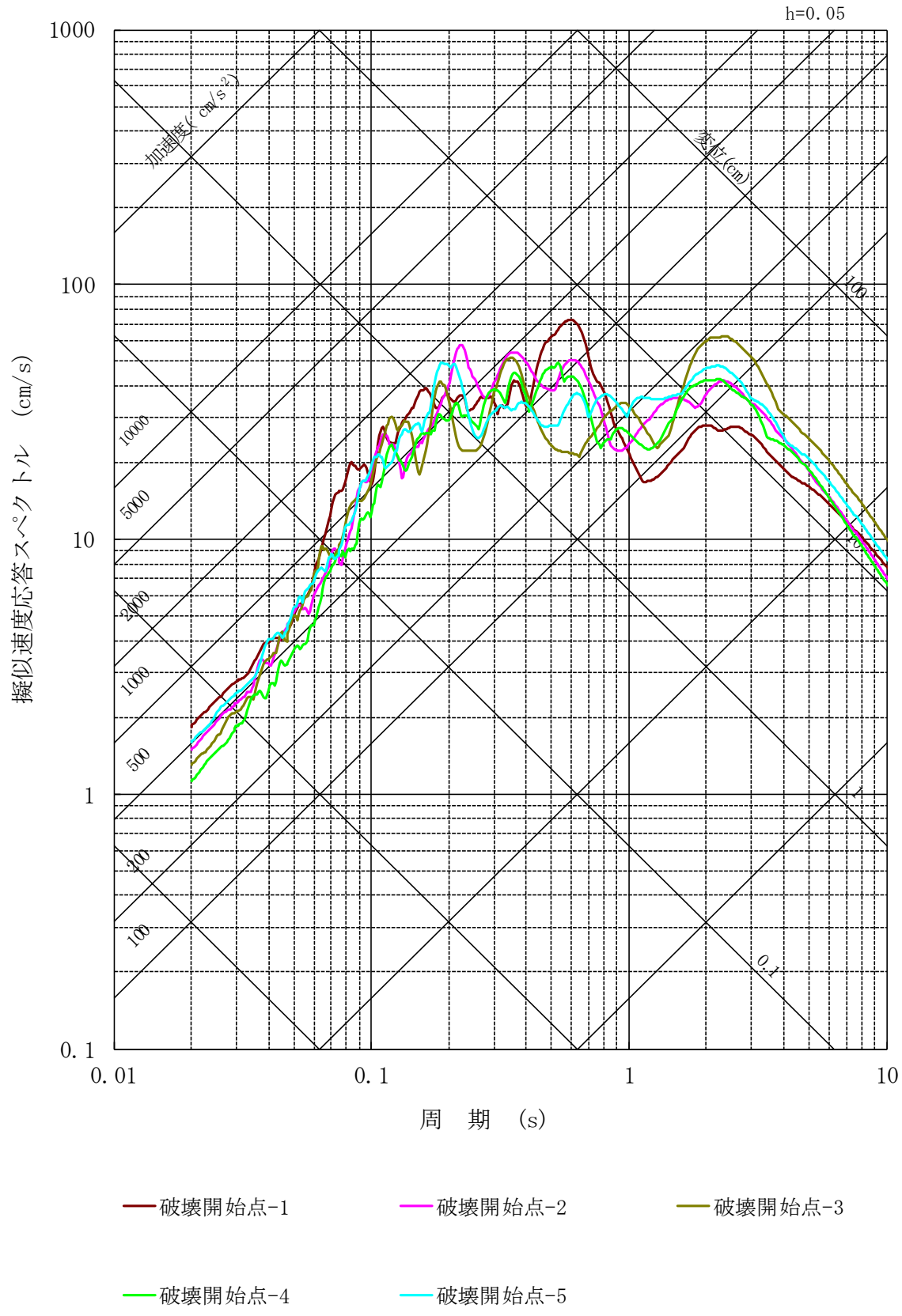
第 4.5.22 図(3)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース、UD 方向）



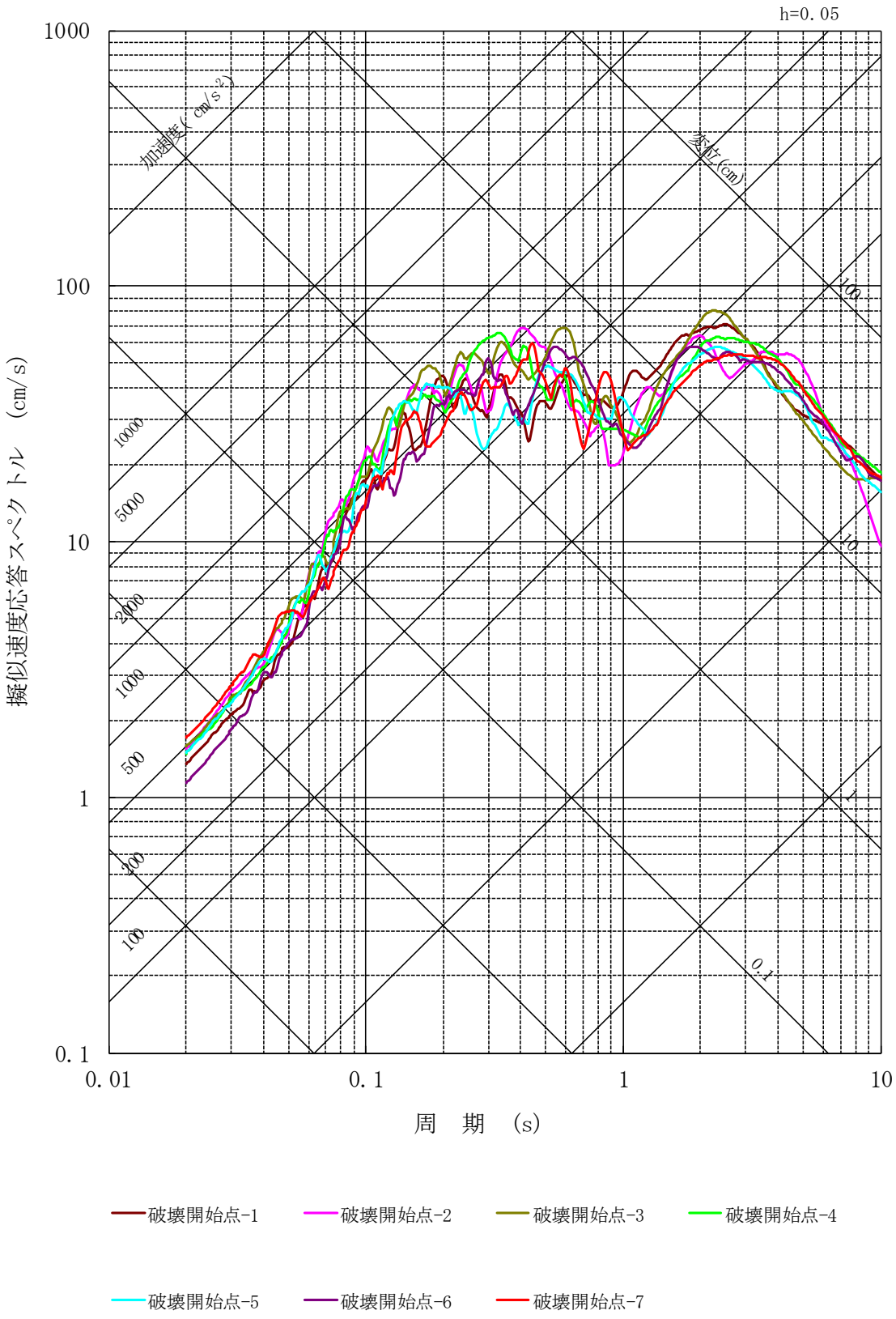
第 4.5.22 図(4)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、NS 方向）



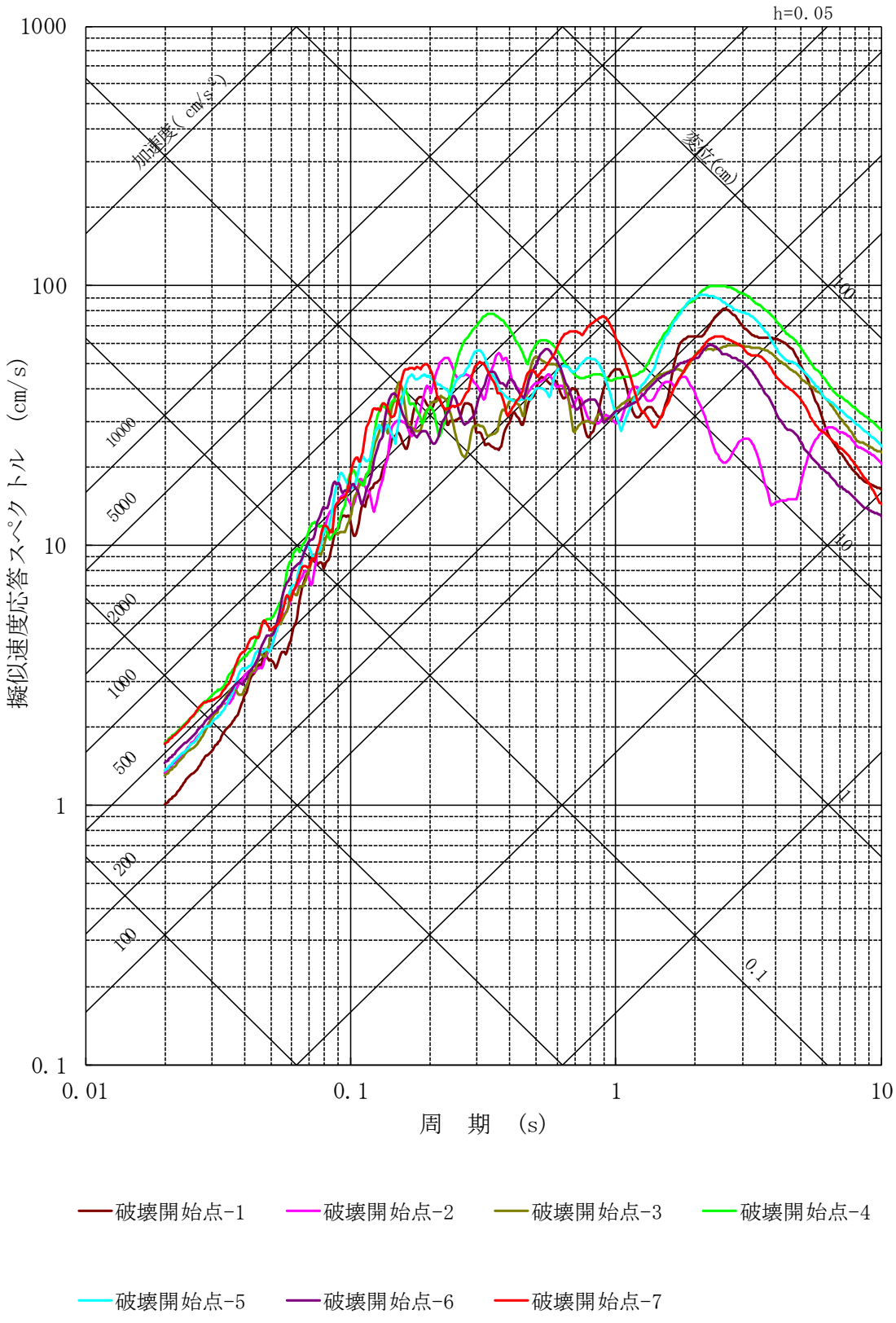
第 4.5.22 図(5)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、EW 方向）



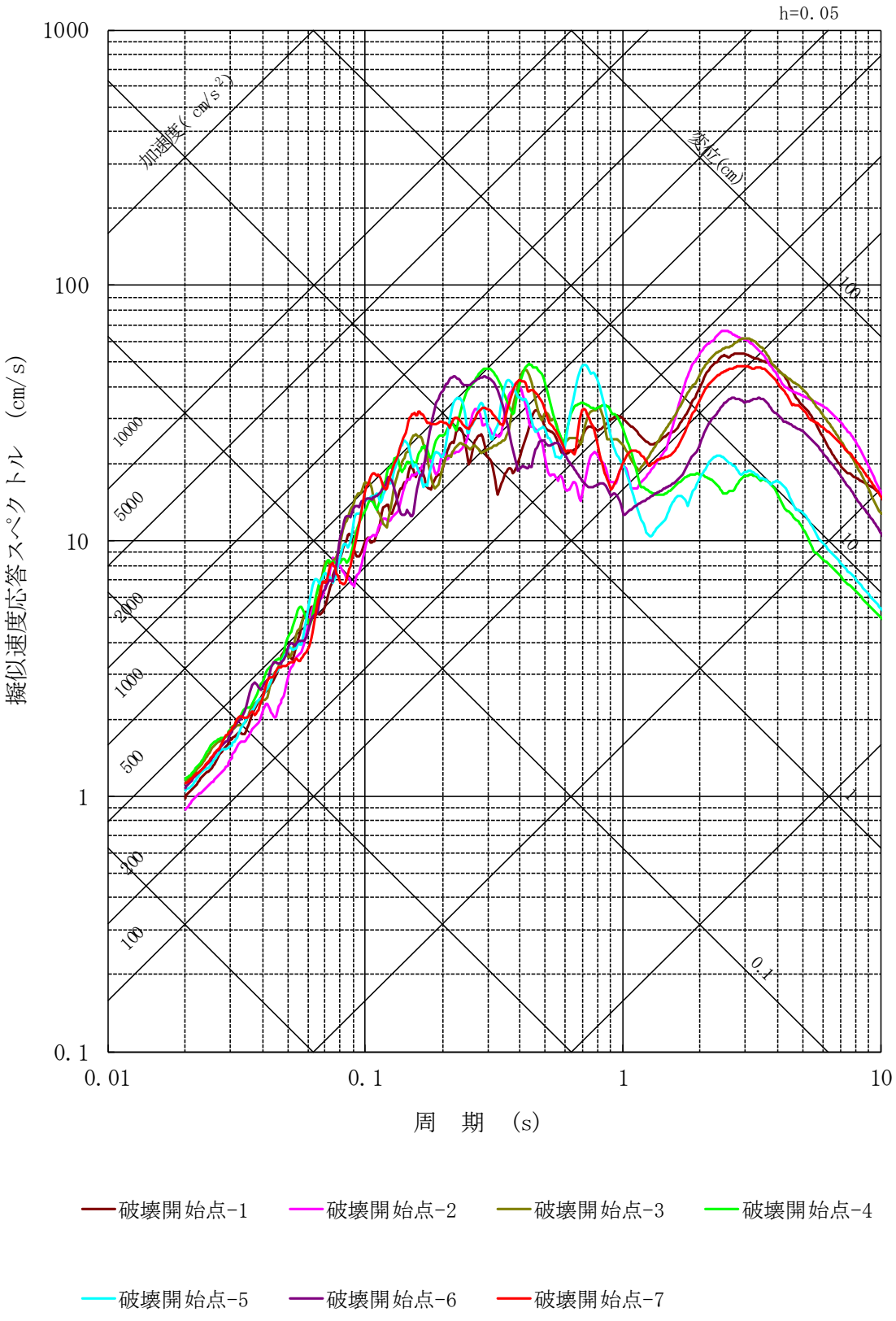
第 4.5.22 図(6)　白木－丹生断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース、UD 方向）



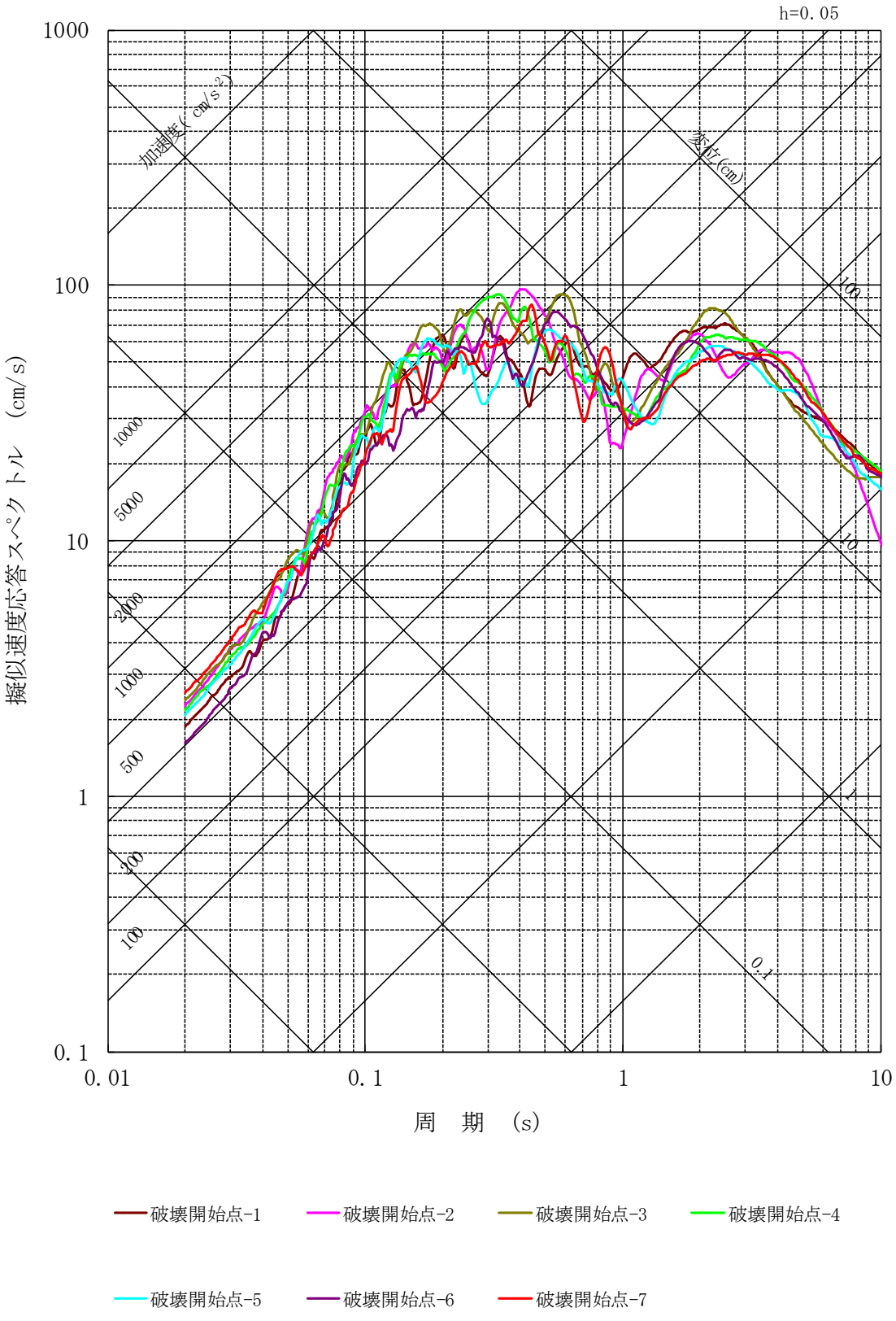
第 4.5.23 図(1)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，NS 方向）



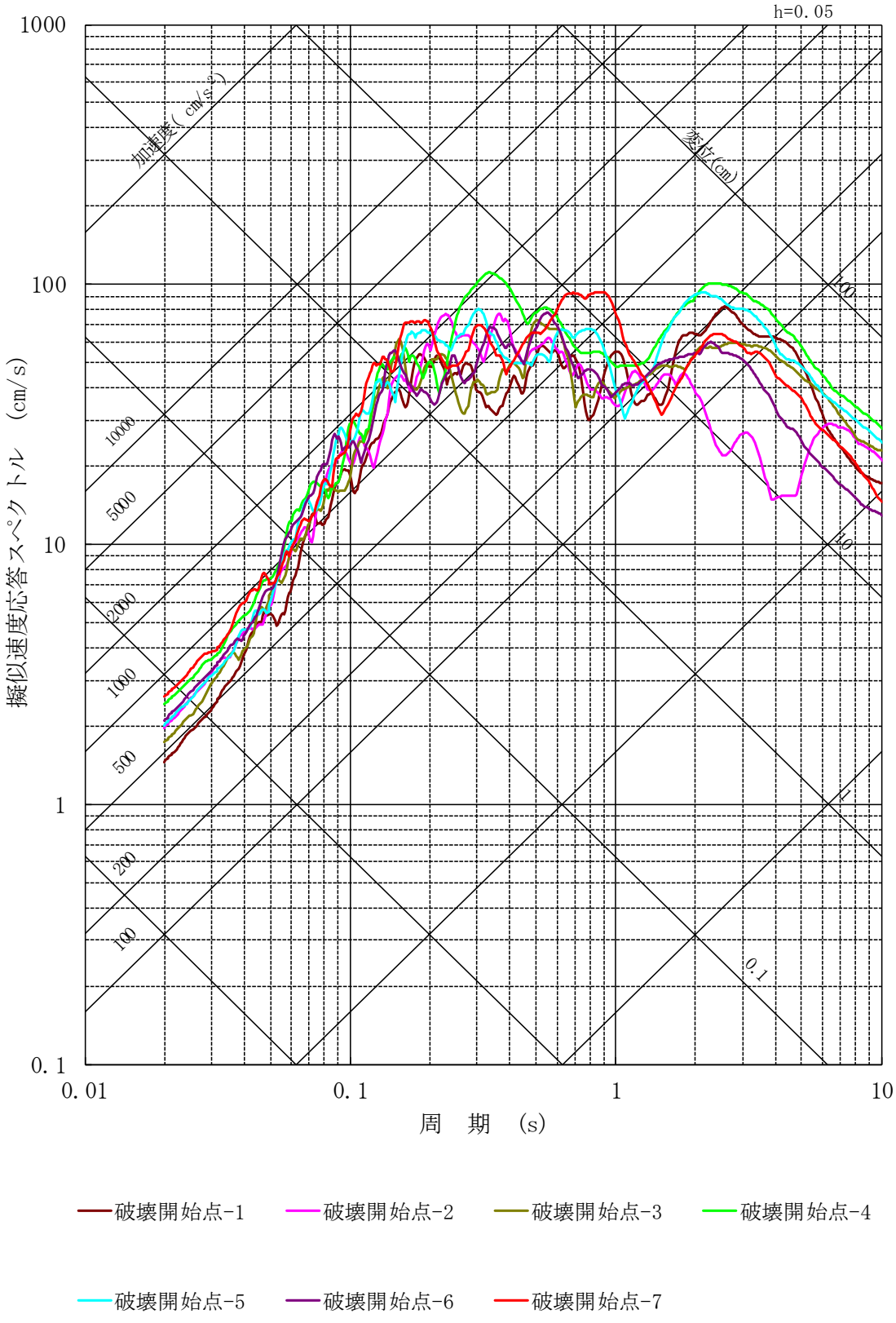
第 4.5.23 図(2)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，EW 方向）



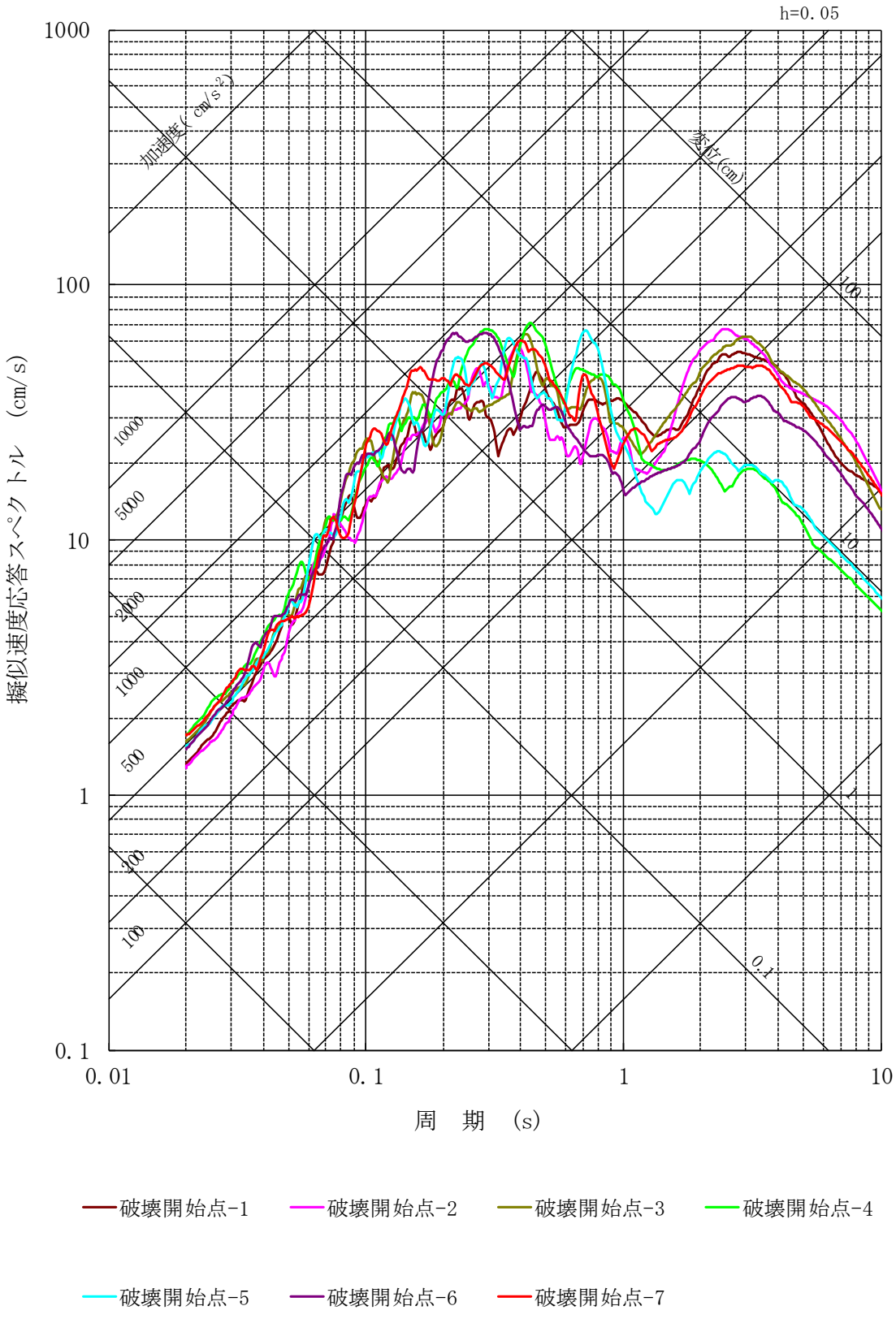
第 4.5.23 図(3)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，UD 方向）



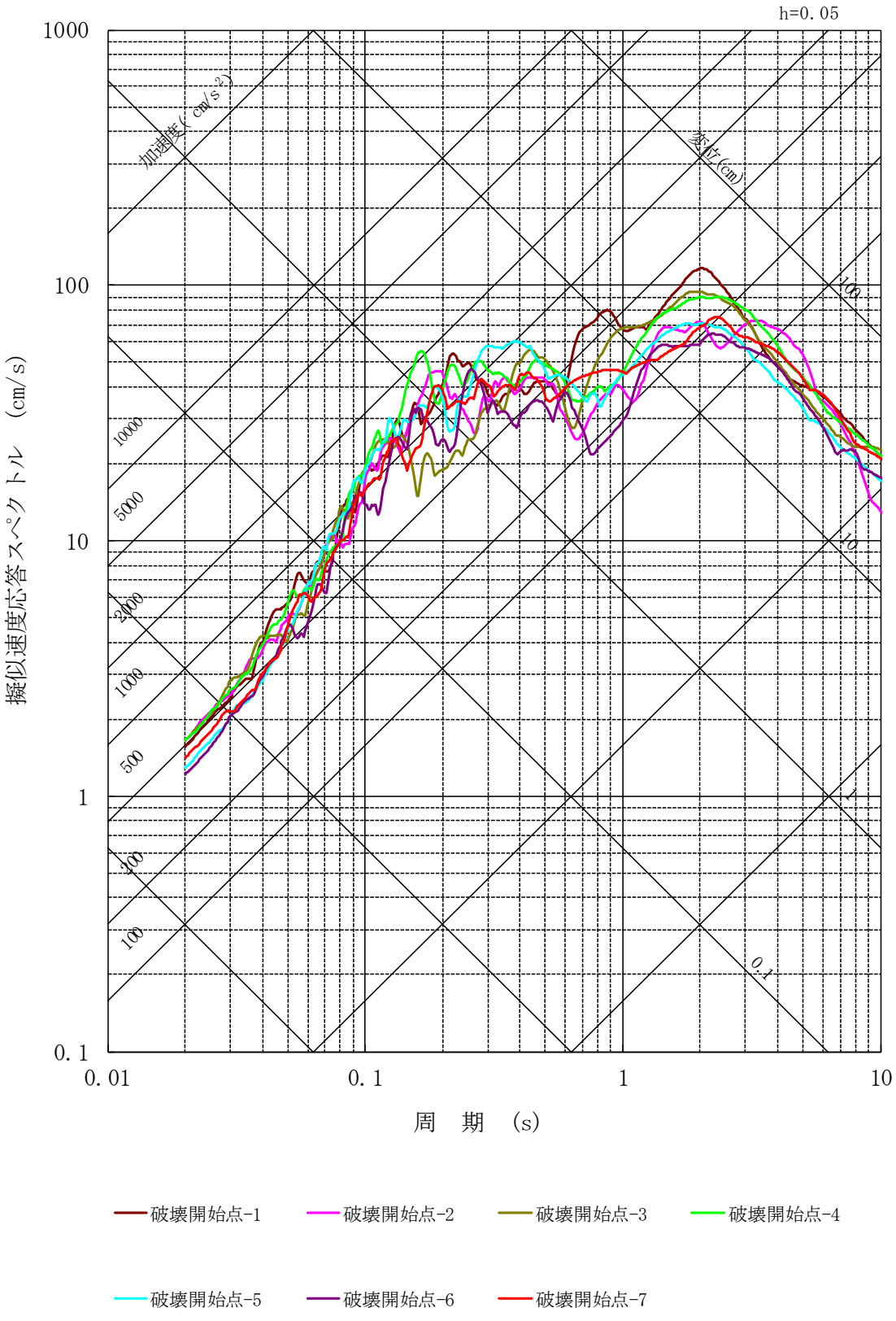
第 4.5.23 図(4)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，NS 方向）



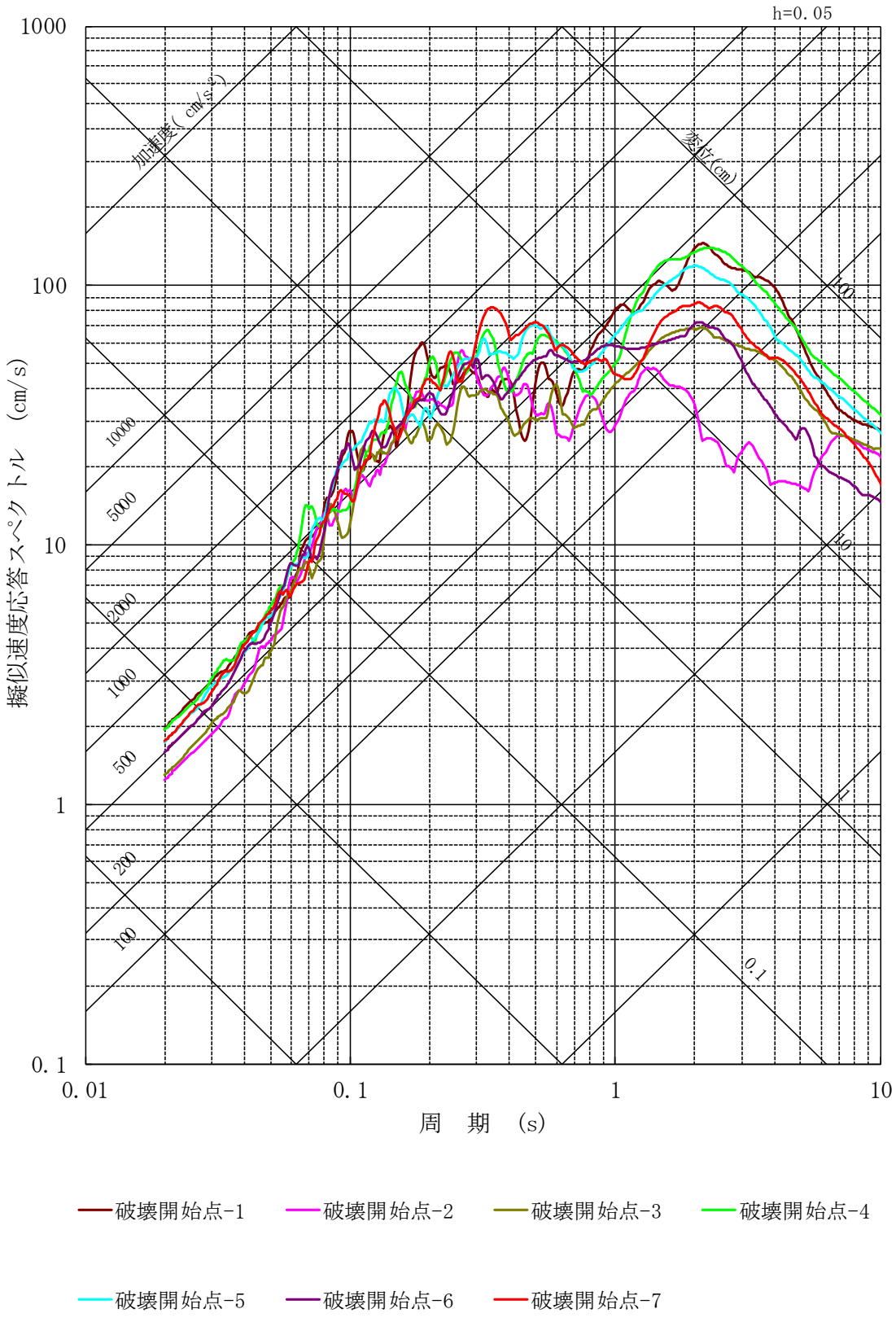
第 4.5.23 図(5)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，EW 方向）



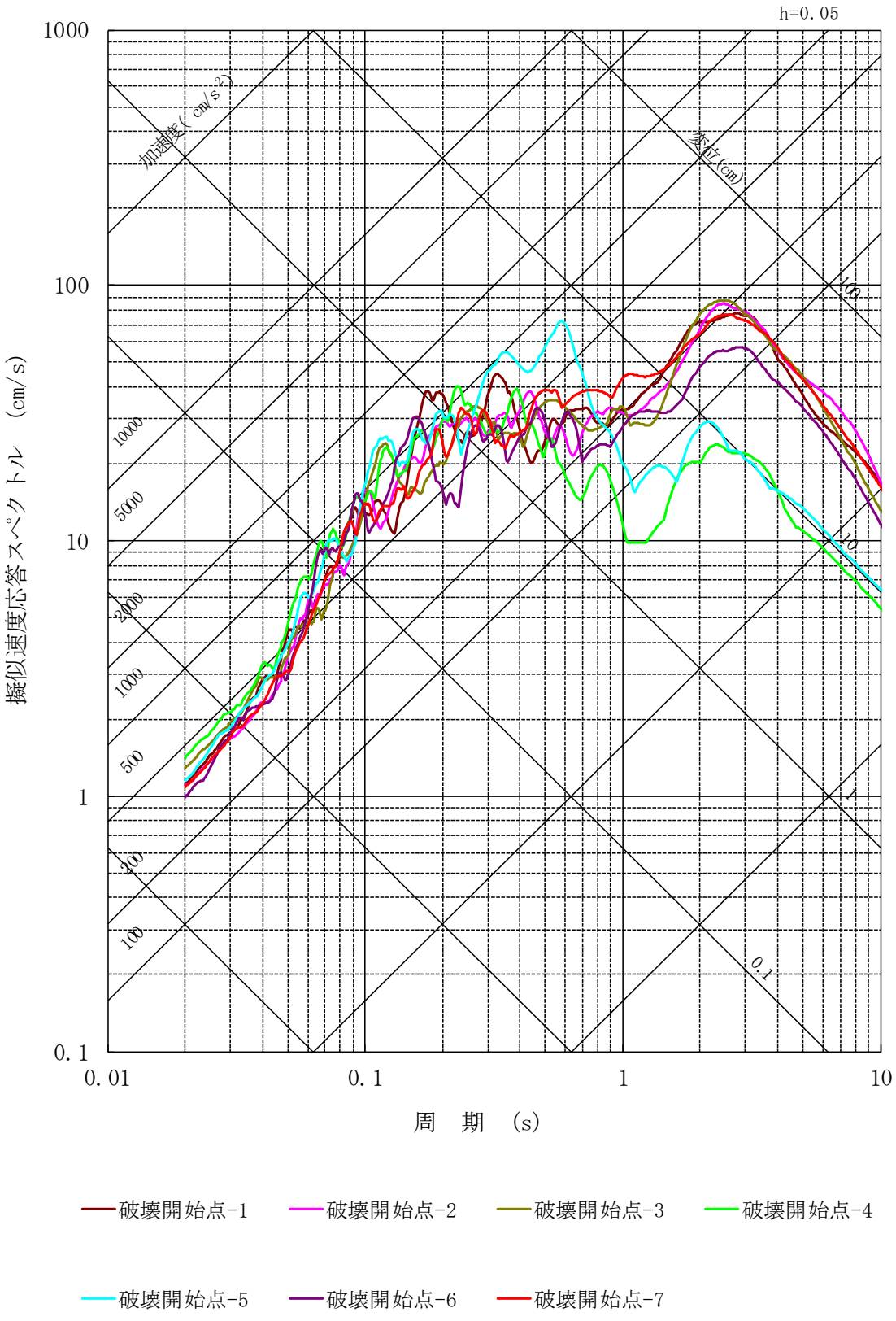
第 4.5.23 図(6)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，UD 方向）



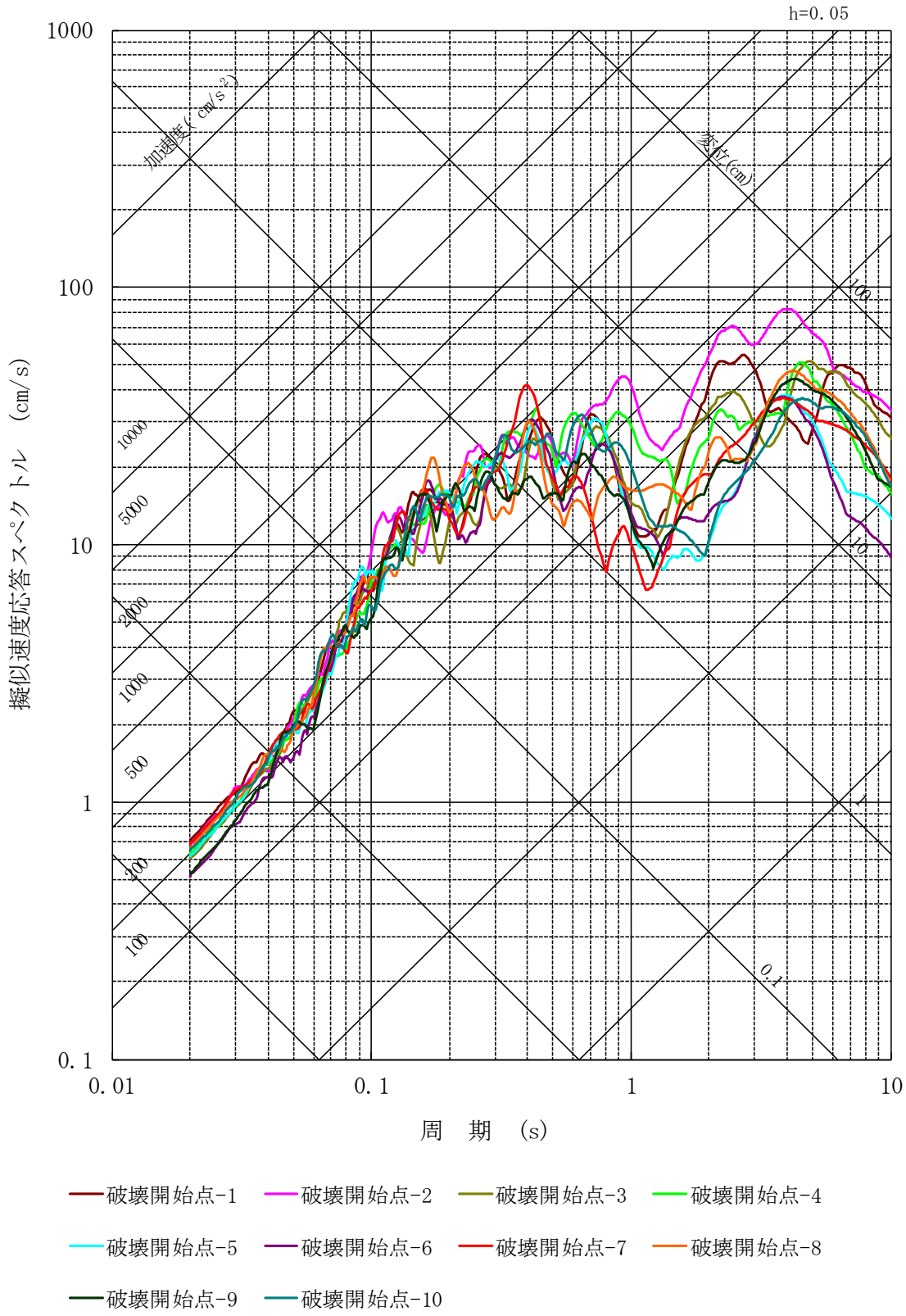
第 4.5.23 図(7)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，NS 方向）



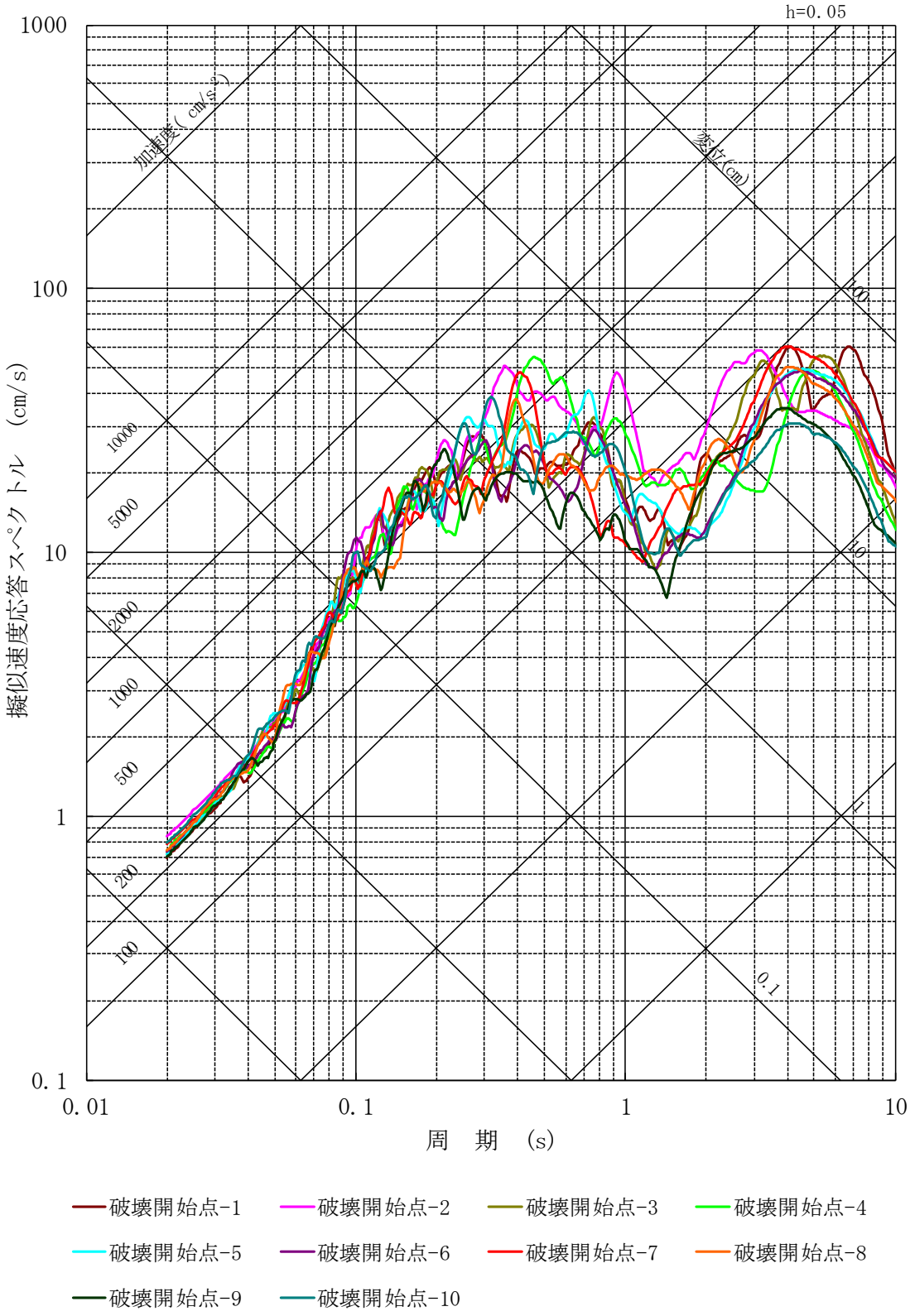
第 4.5.23 図(8)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，EW 方向）



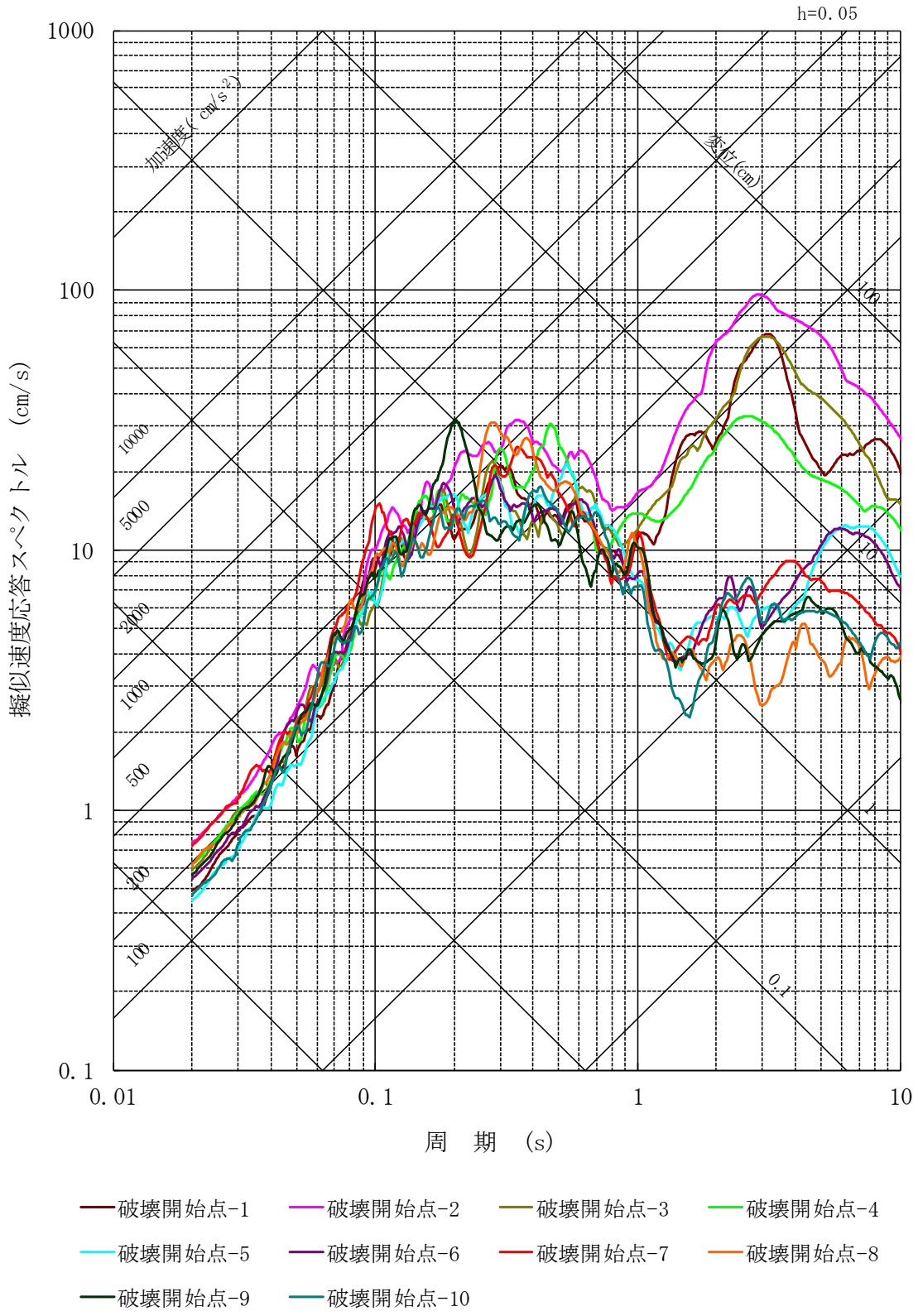
第 4.5.23 図(9)　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，UD 方向）



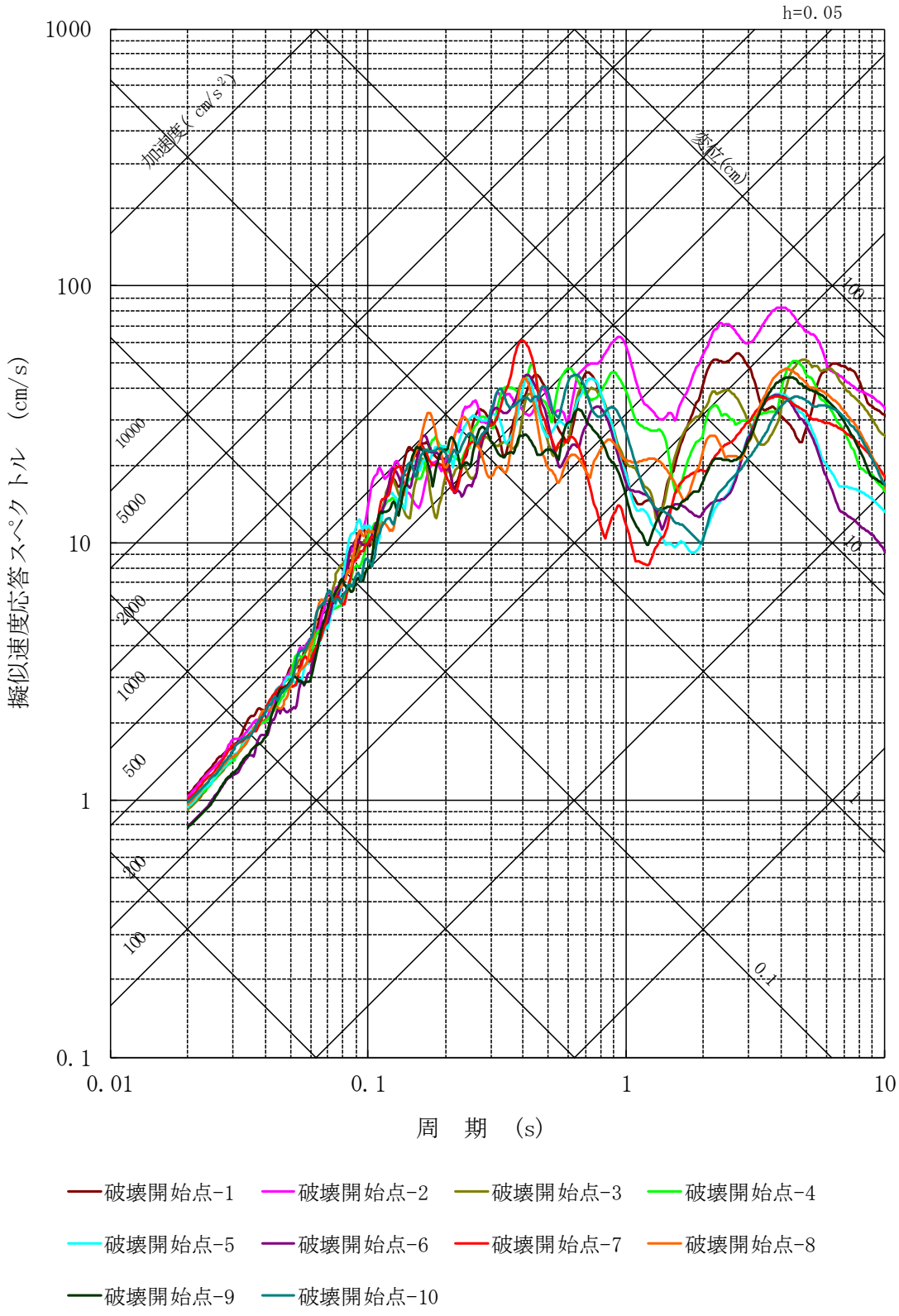
第 4.5.24 図(1)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，NS 方向）



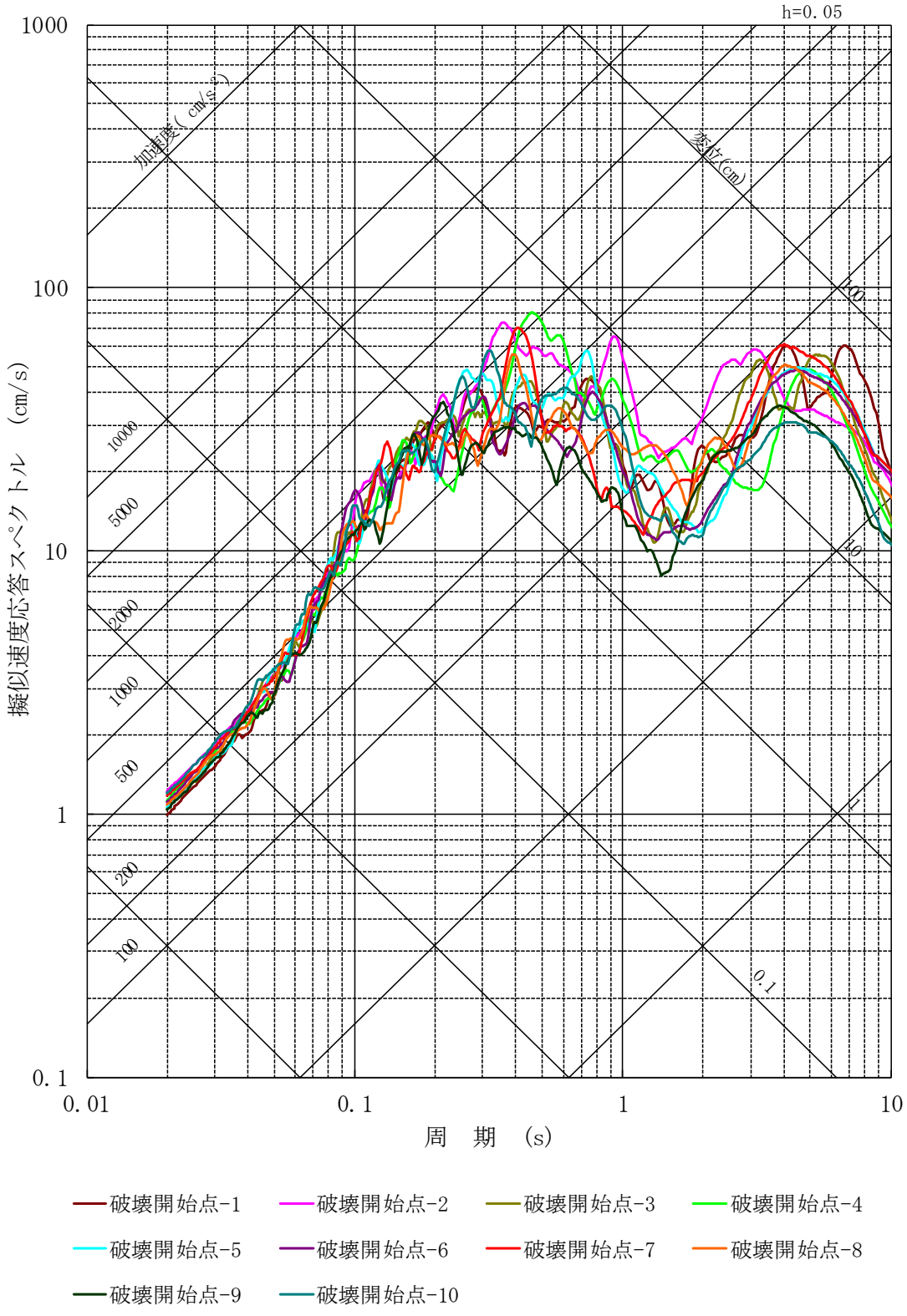
第 4.5.24 図(2)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，EW 方向）



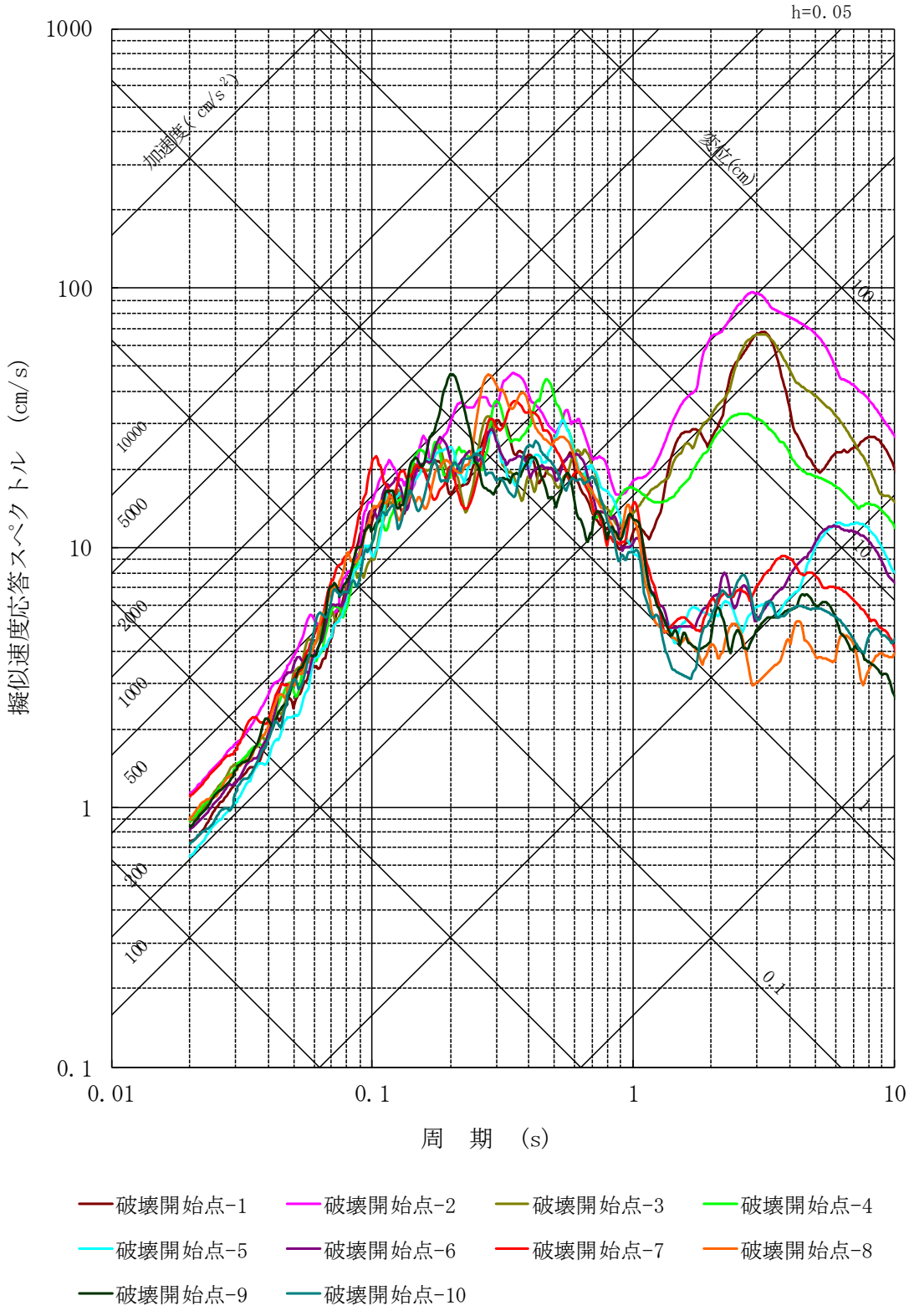
第 4.5.24 図(3)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，UD 方向）



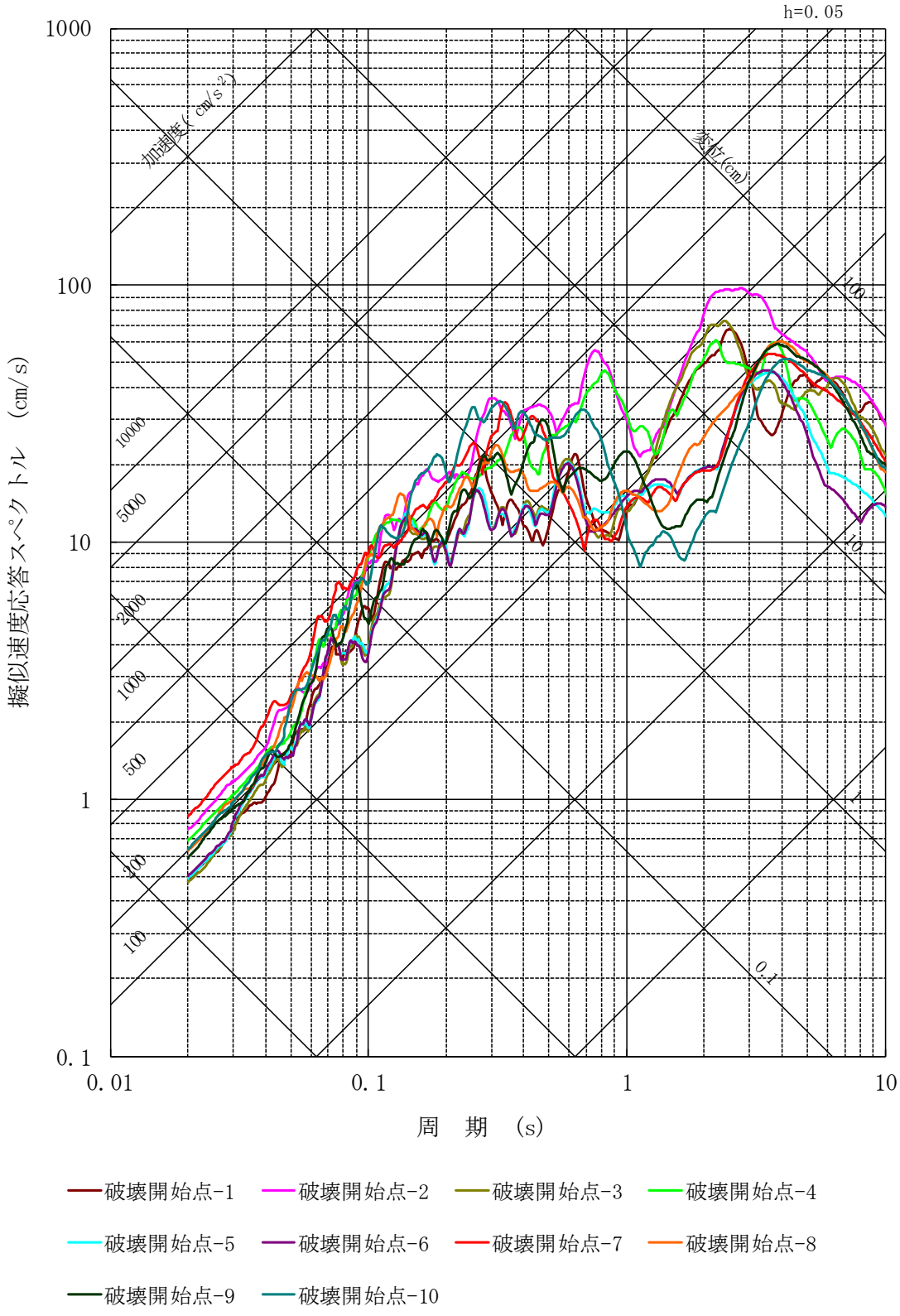
第 4.5.24 図(4) 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，NS 方向）



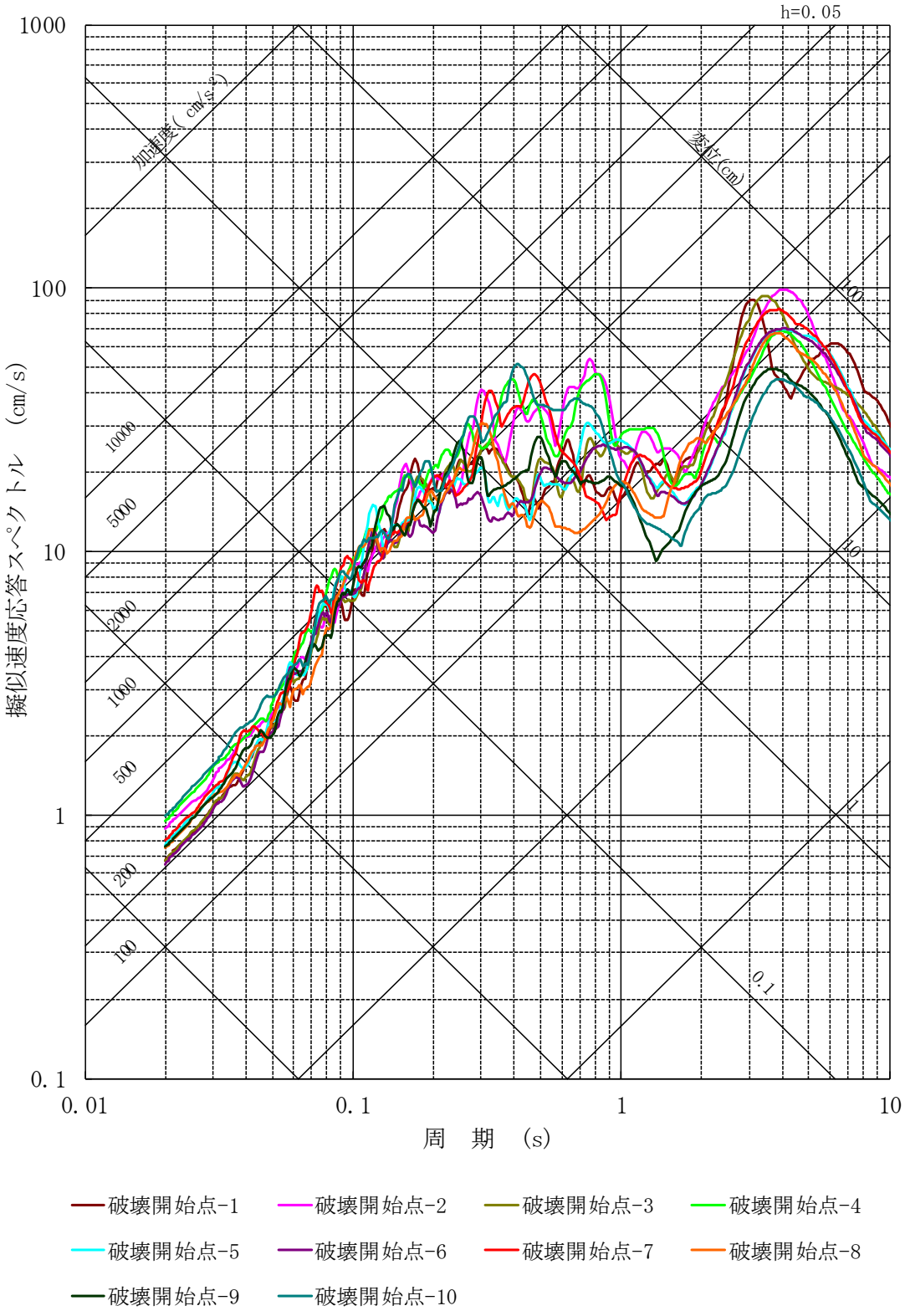
第 4.5.24 図(5)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，EW 方向）



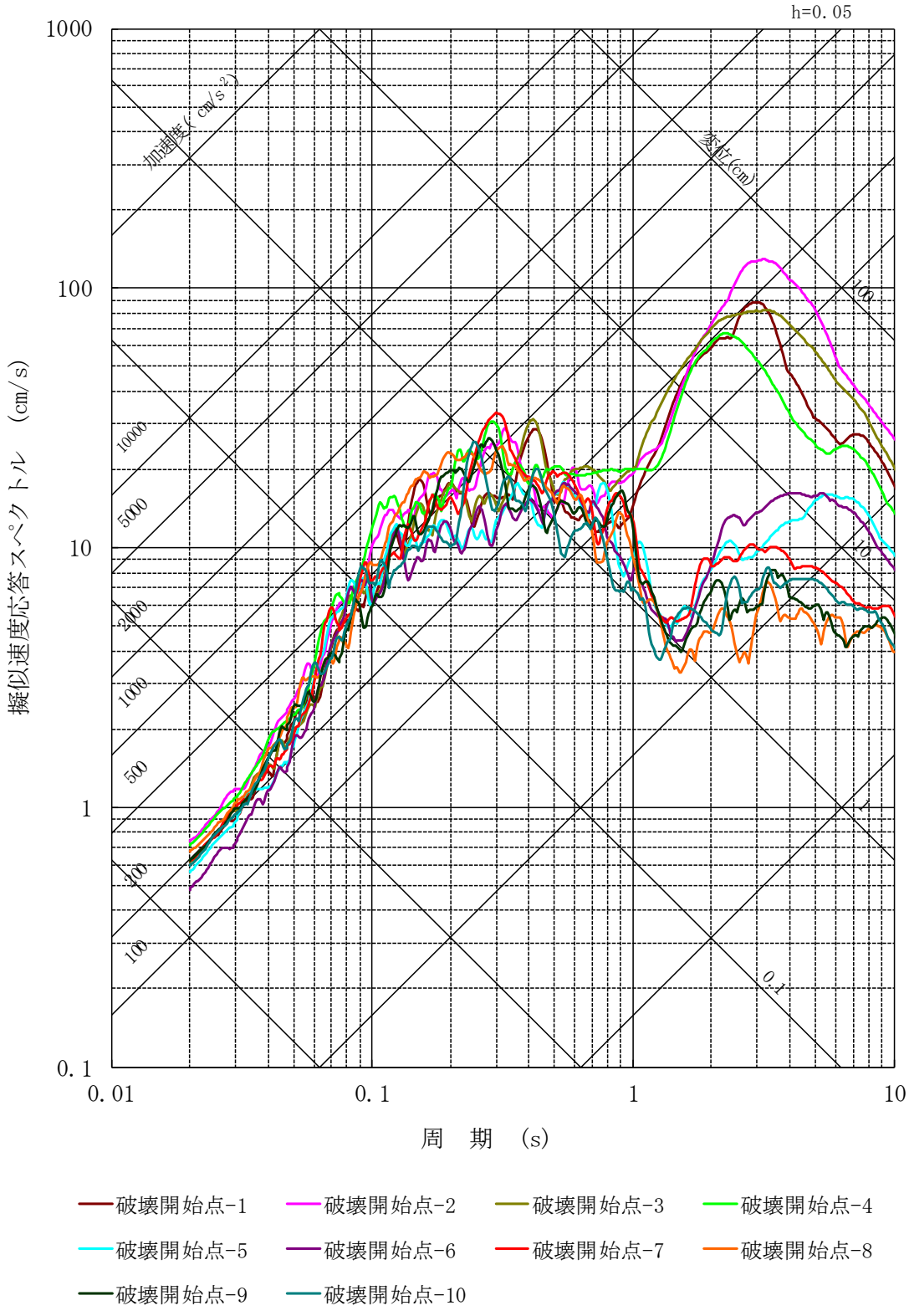
第 4.5.24 図(6) 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，UD 方向）



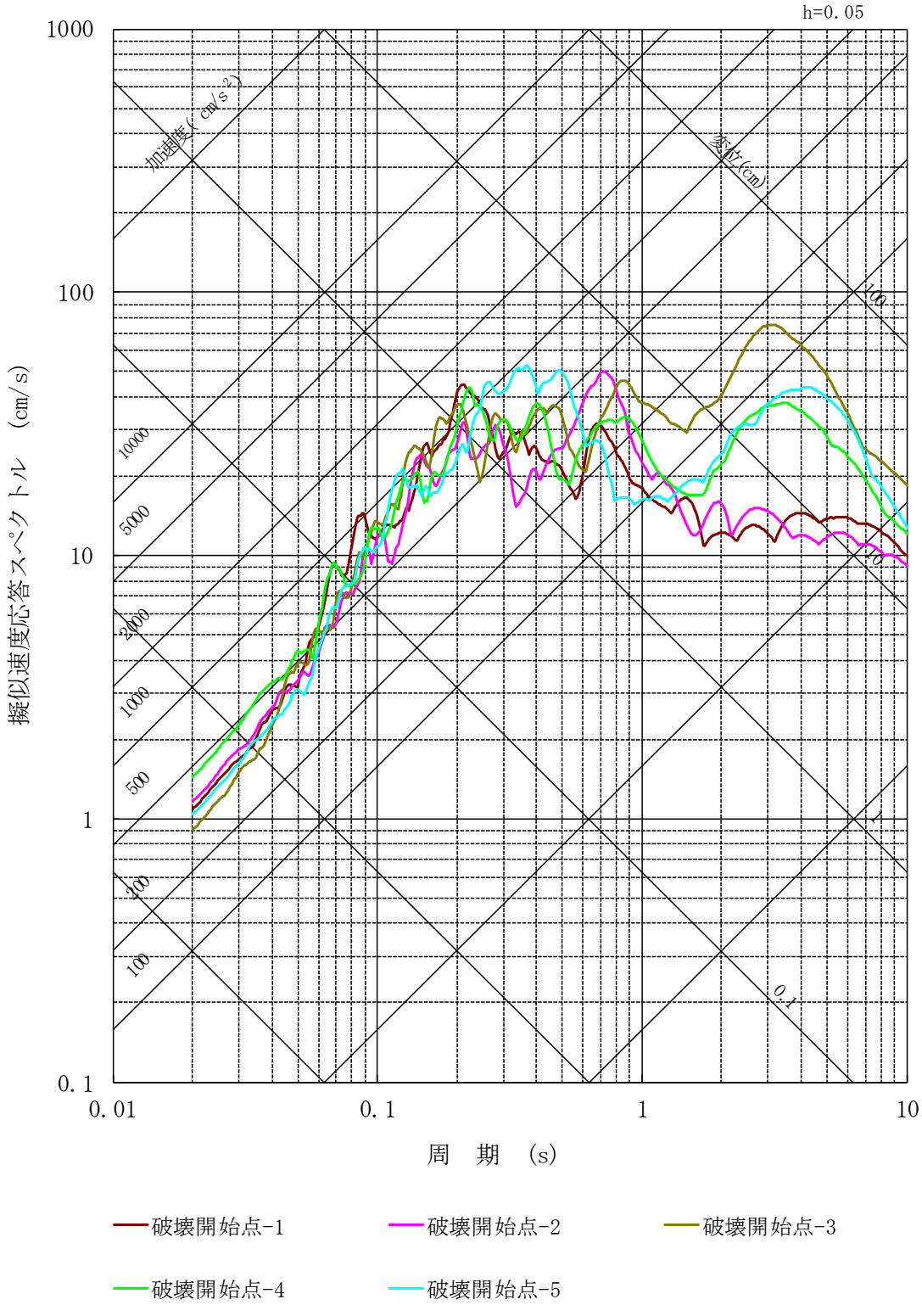
第 4.5.24 図(7)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，NS 方向）



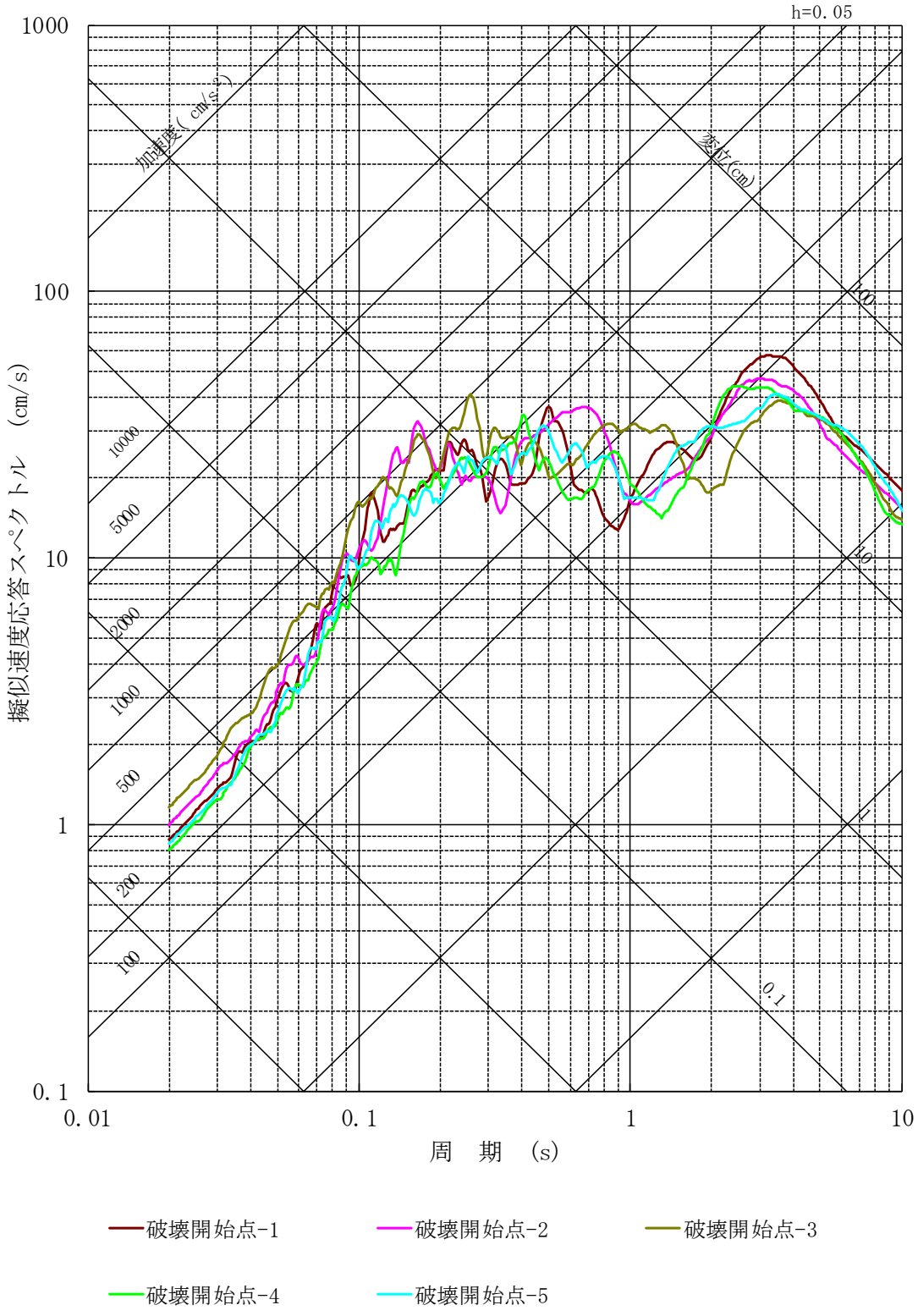
第 4.5.24 図(8)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，EW 方向）



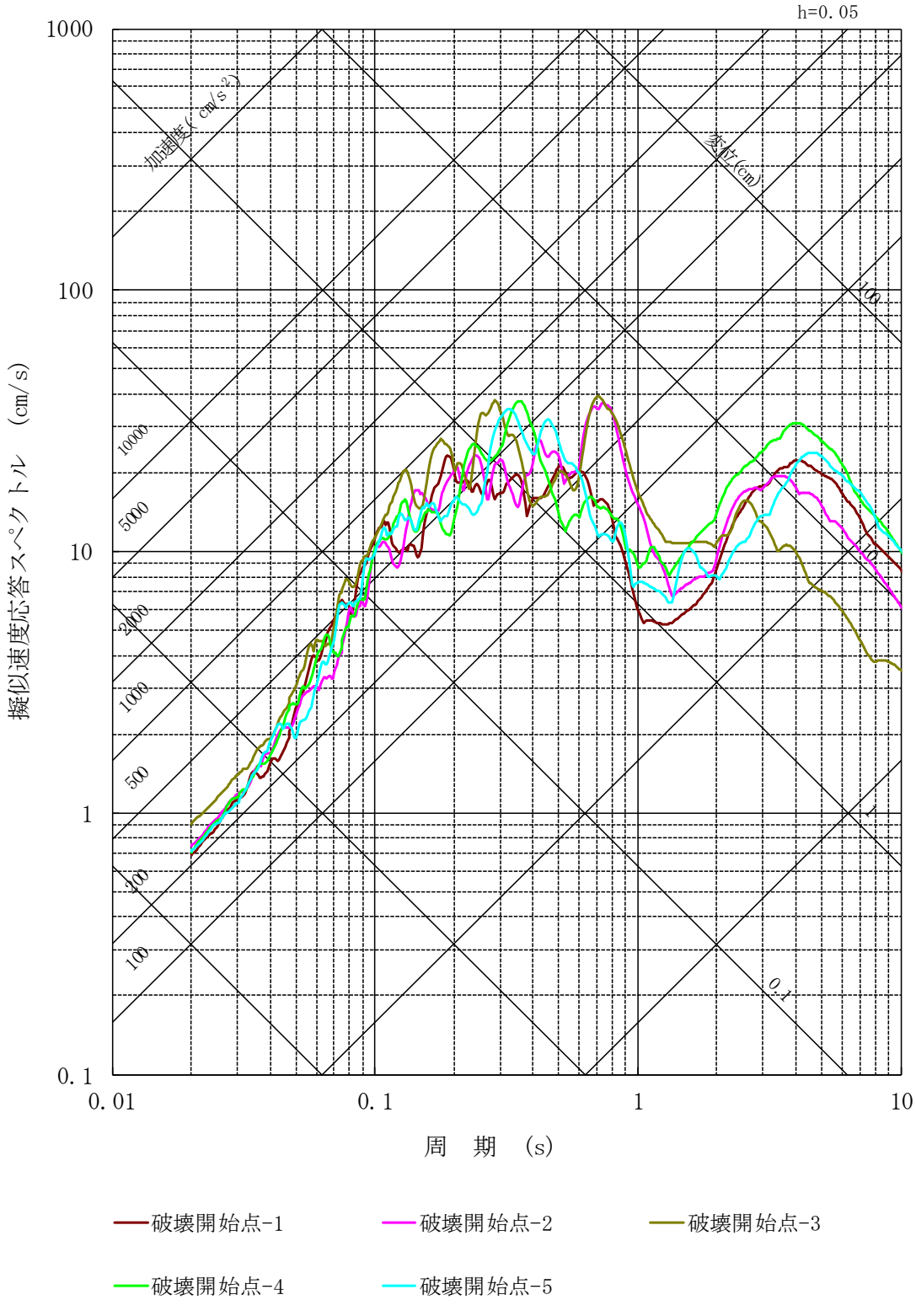
第 4.5.24 図(9)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（Vr=0.87β ケース，UD 方向）



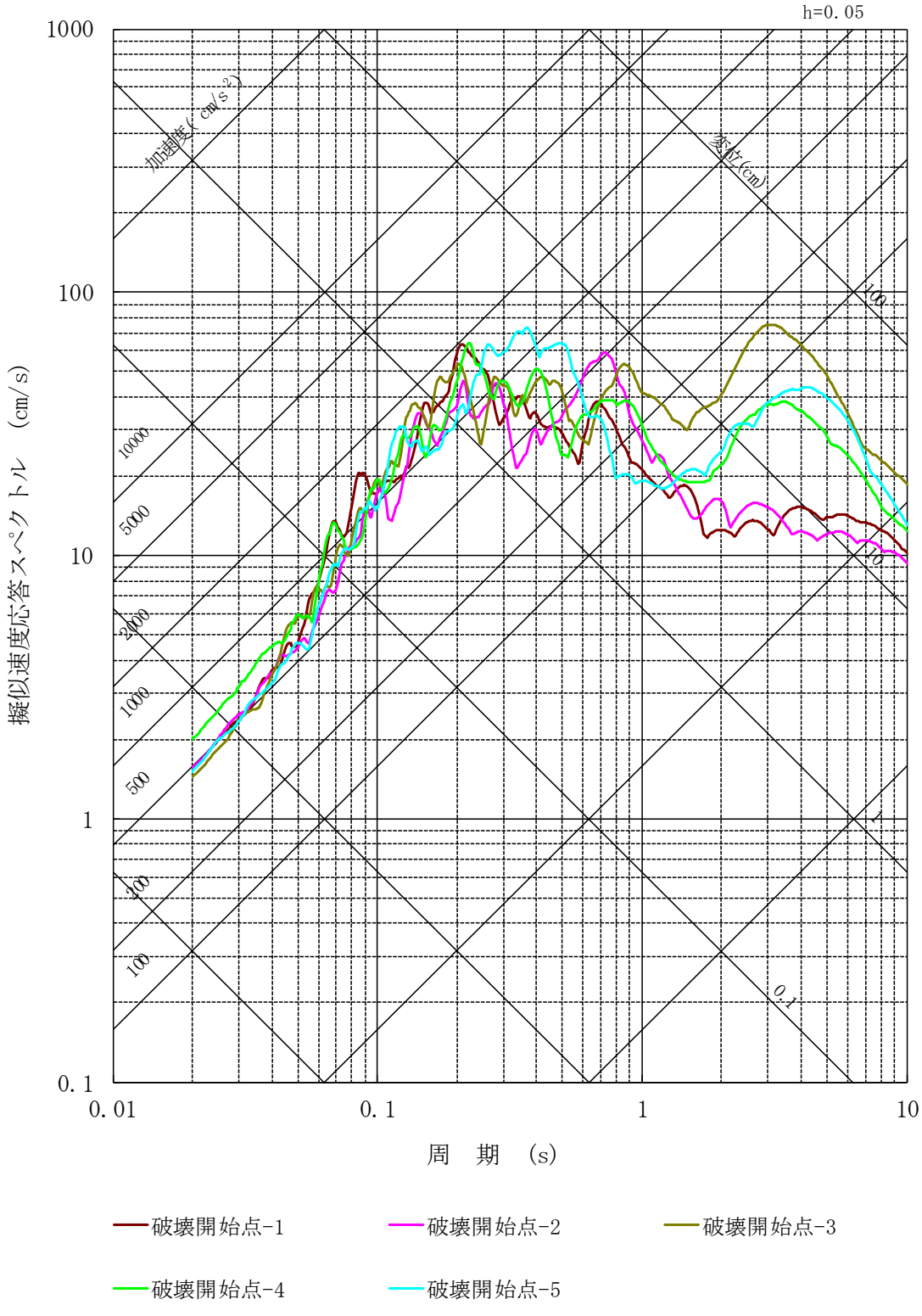
第 4.5.25 図(1)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，NS 方向）



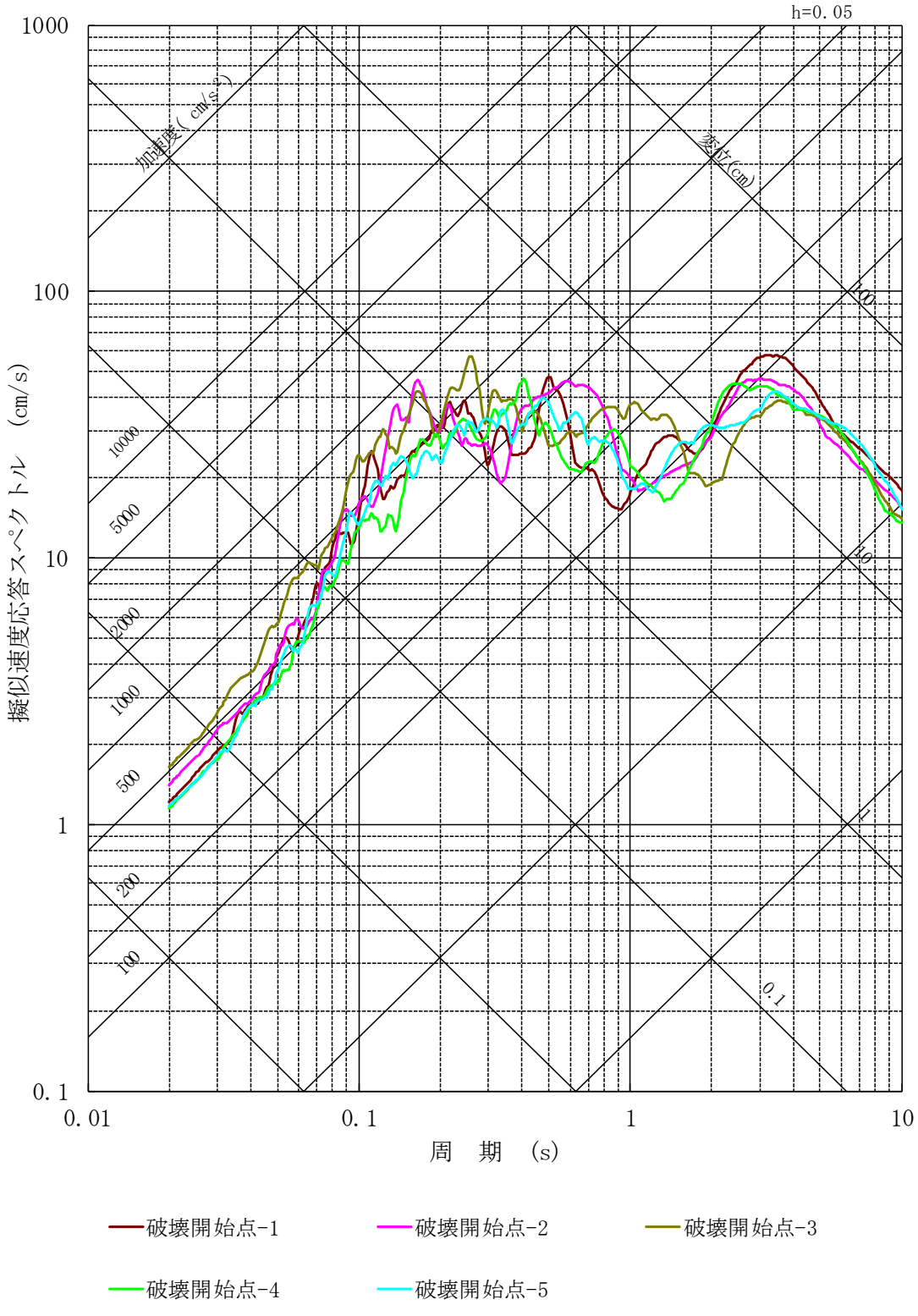
第 4.5.25 図(2)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，EW 方向）



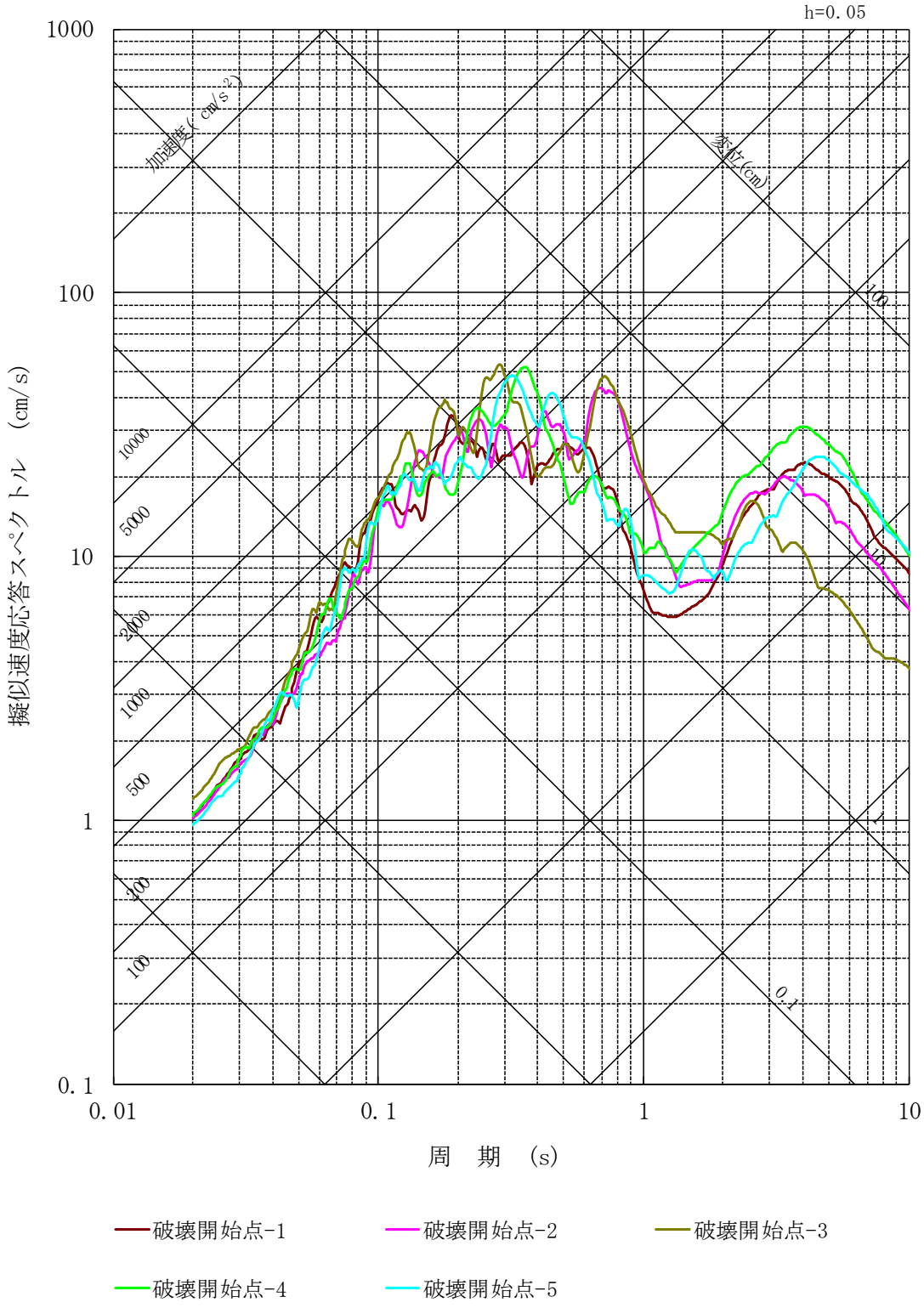
第 4.5.25 図(3)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，UD 方向）



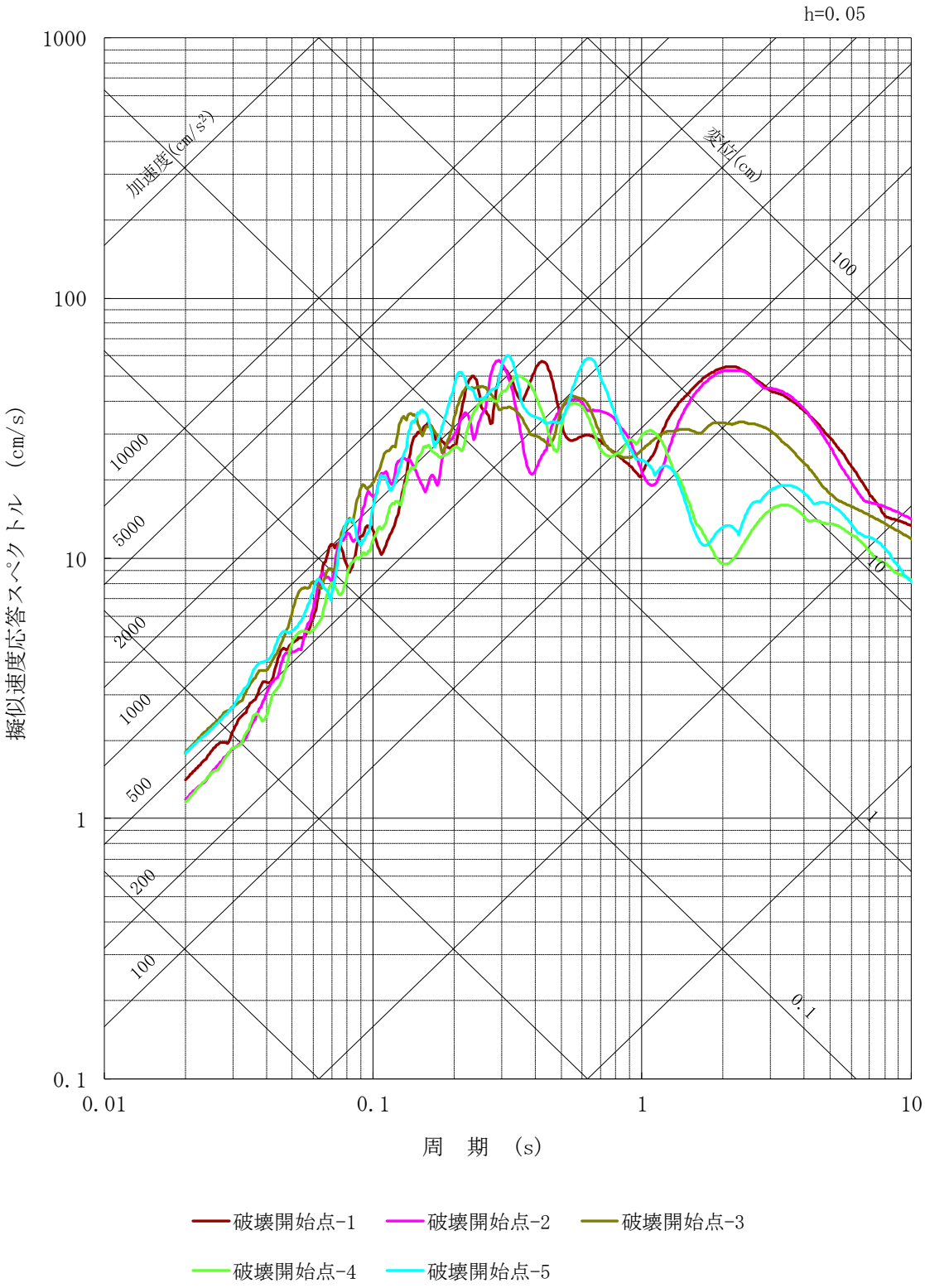
第 4.5.25 図(4)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，NS 方向）



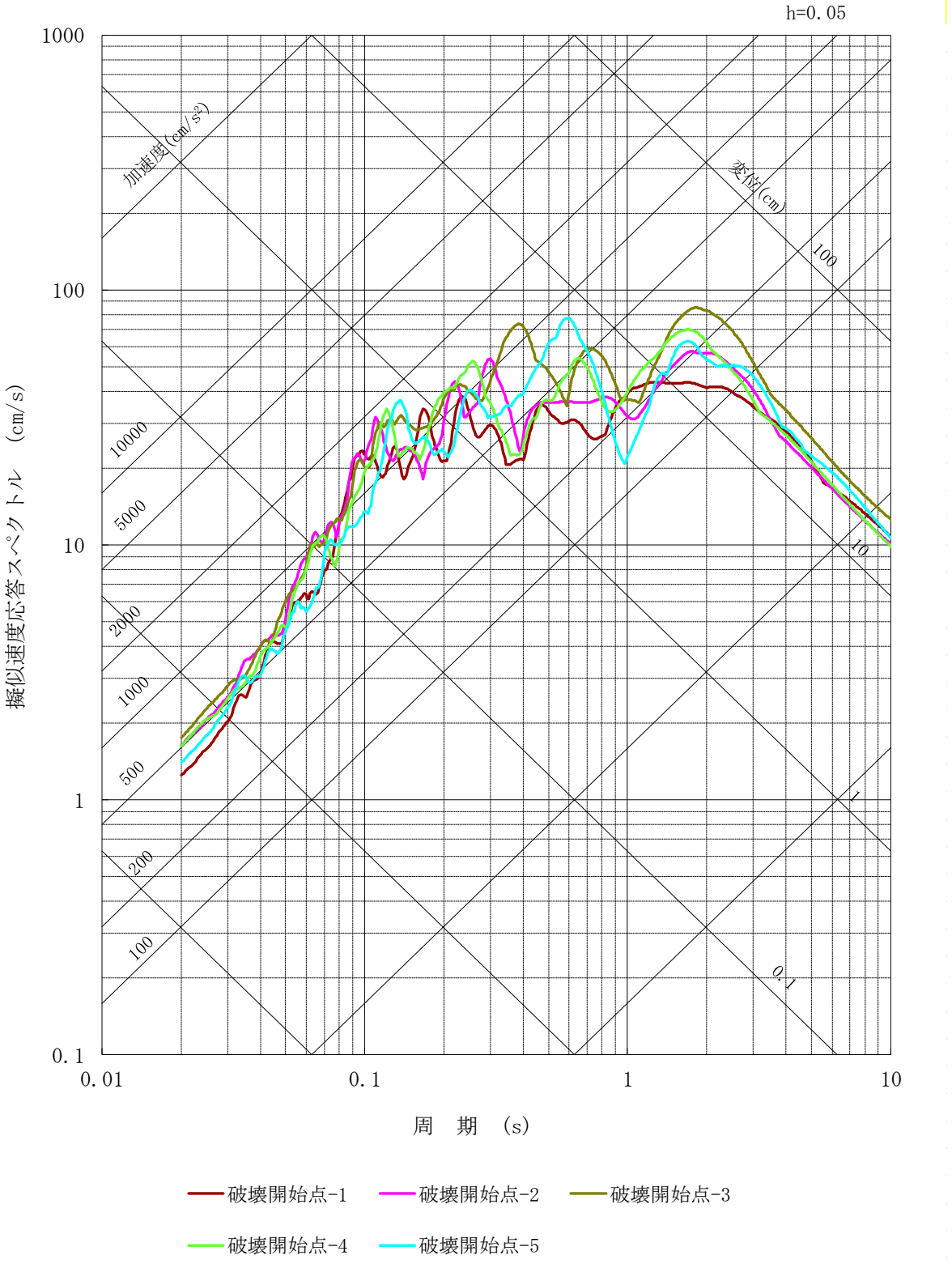
第 4.5.25 図(5)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，EW 方向）



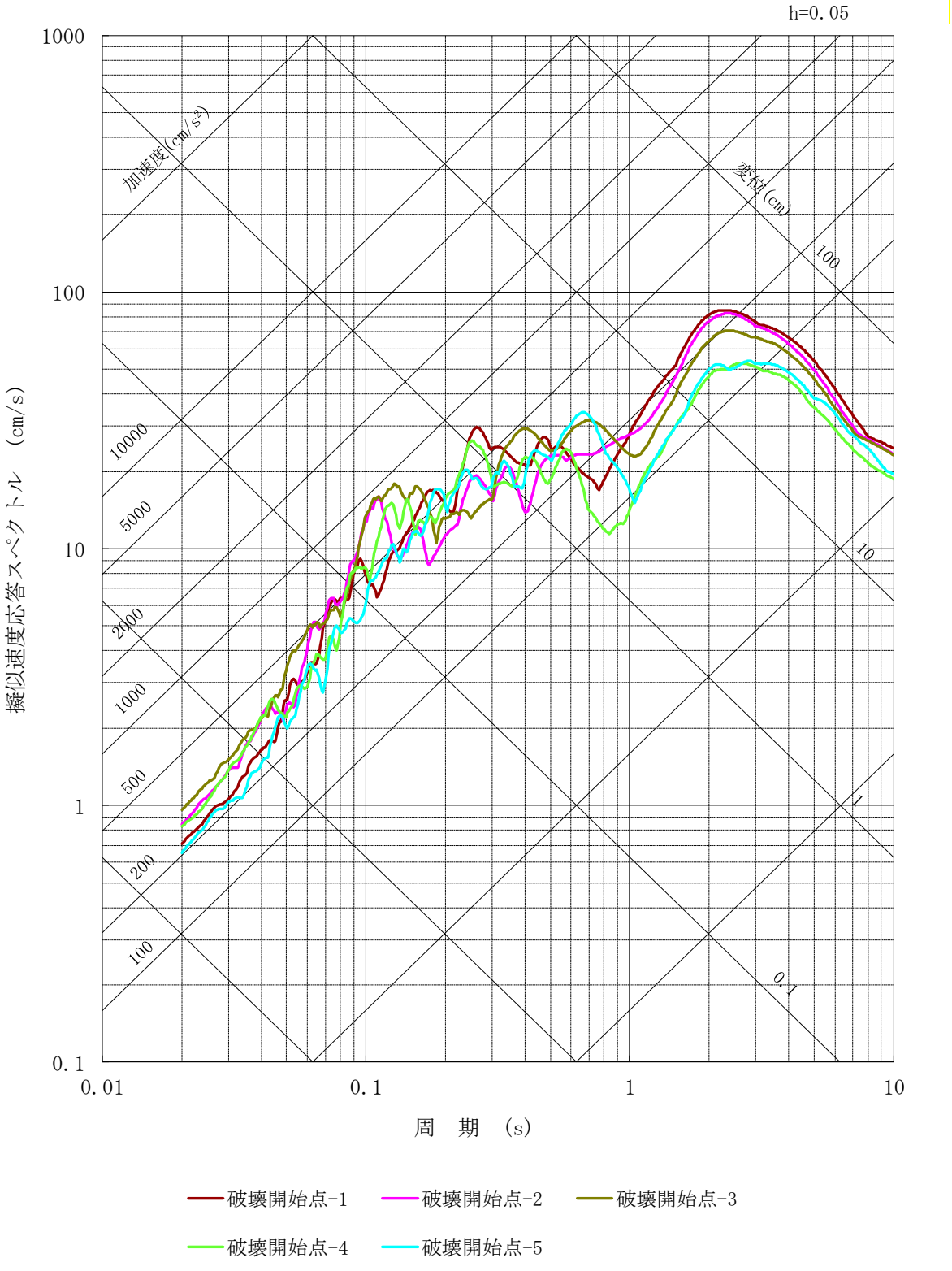
第 4.5.25 図(6)　甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，UD 方向）



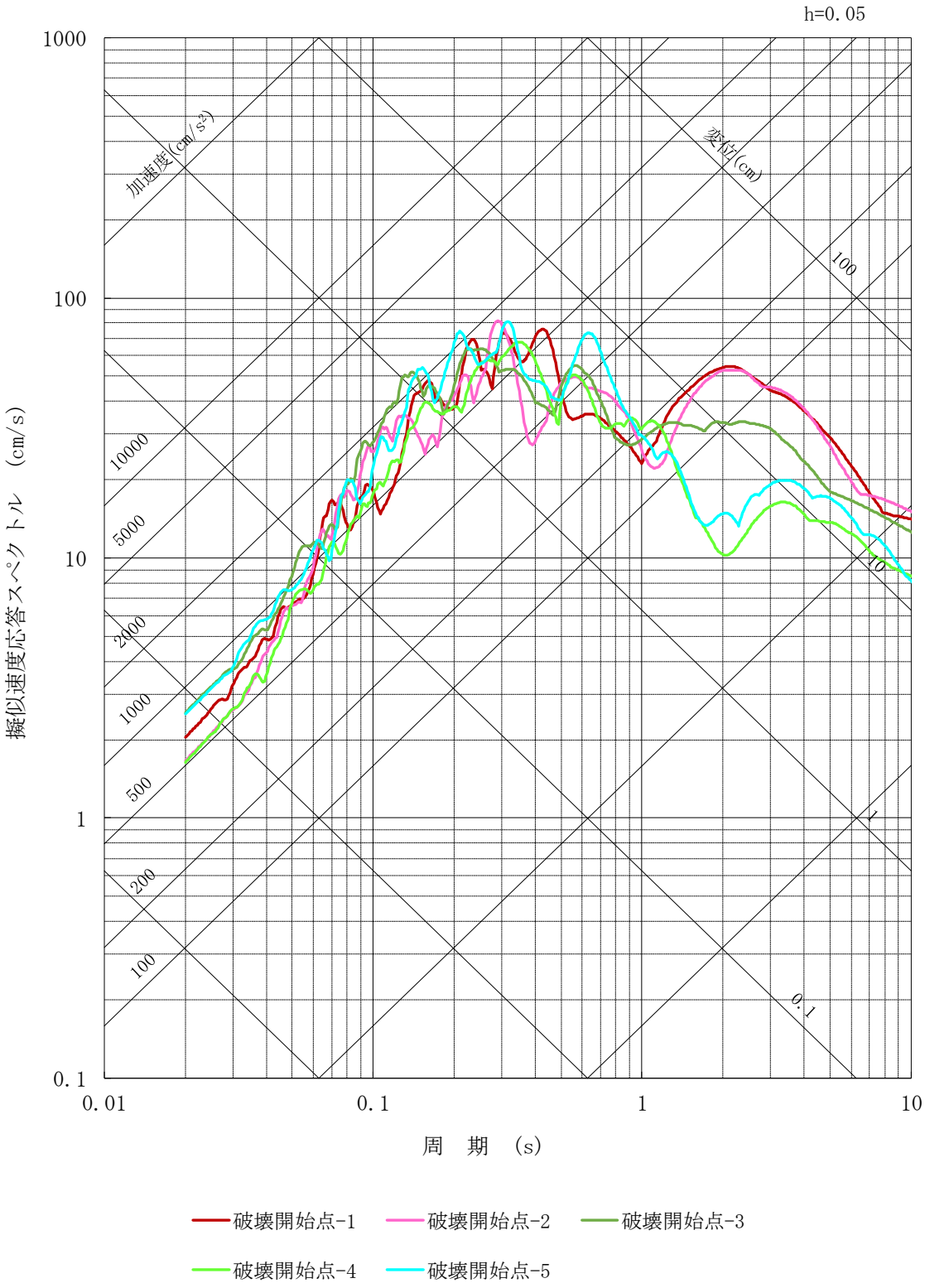
第 4.5.26 図(1)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，NS 方向）



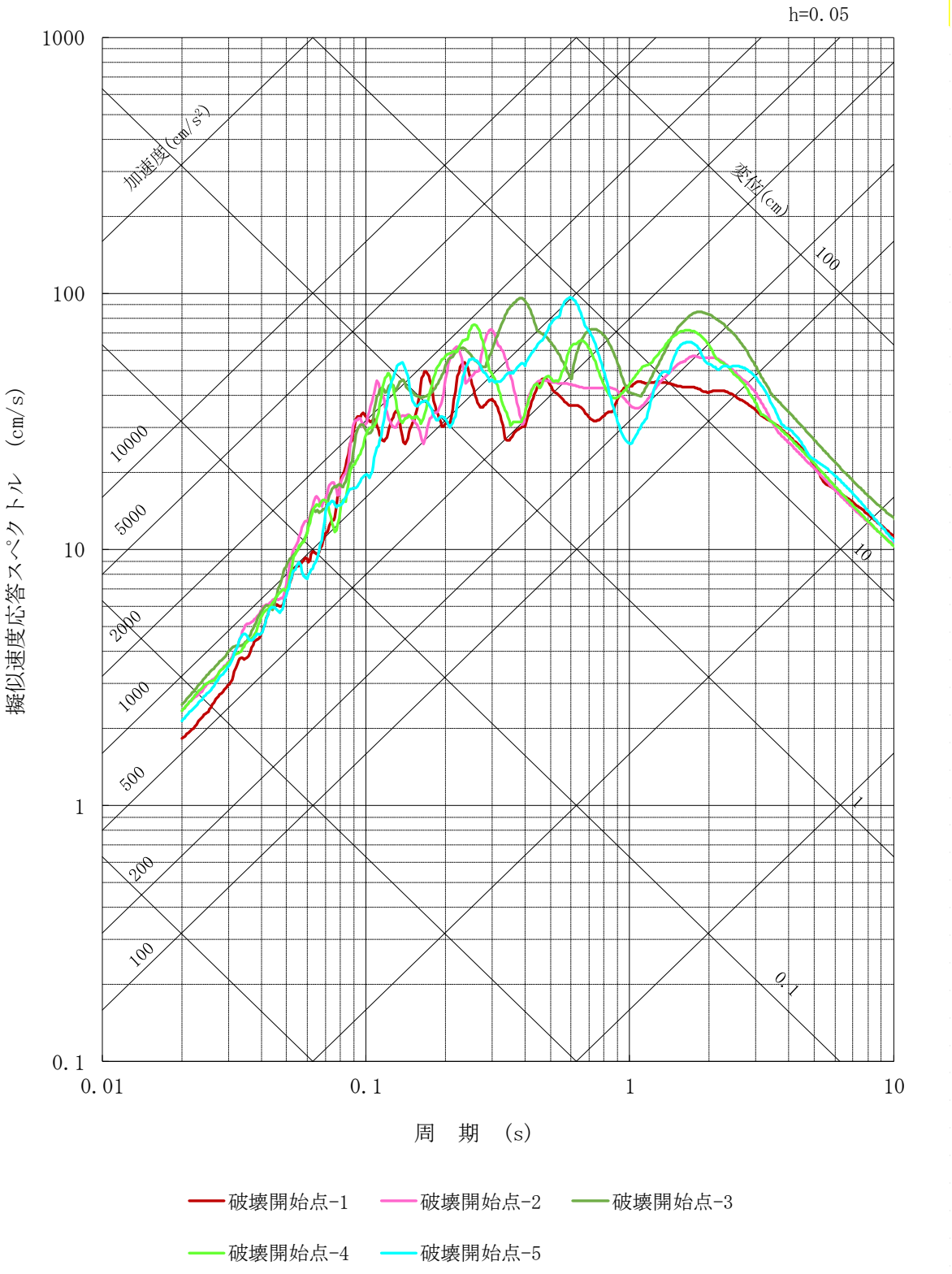
第 4.5.26 図(2)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，EW 方向）



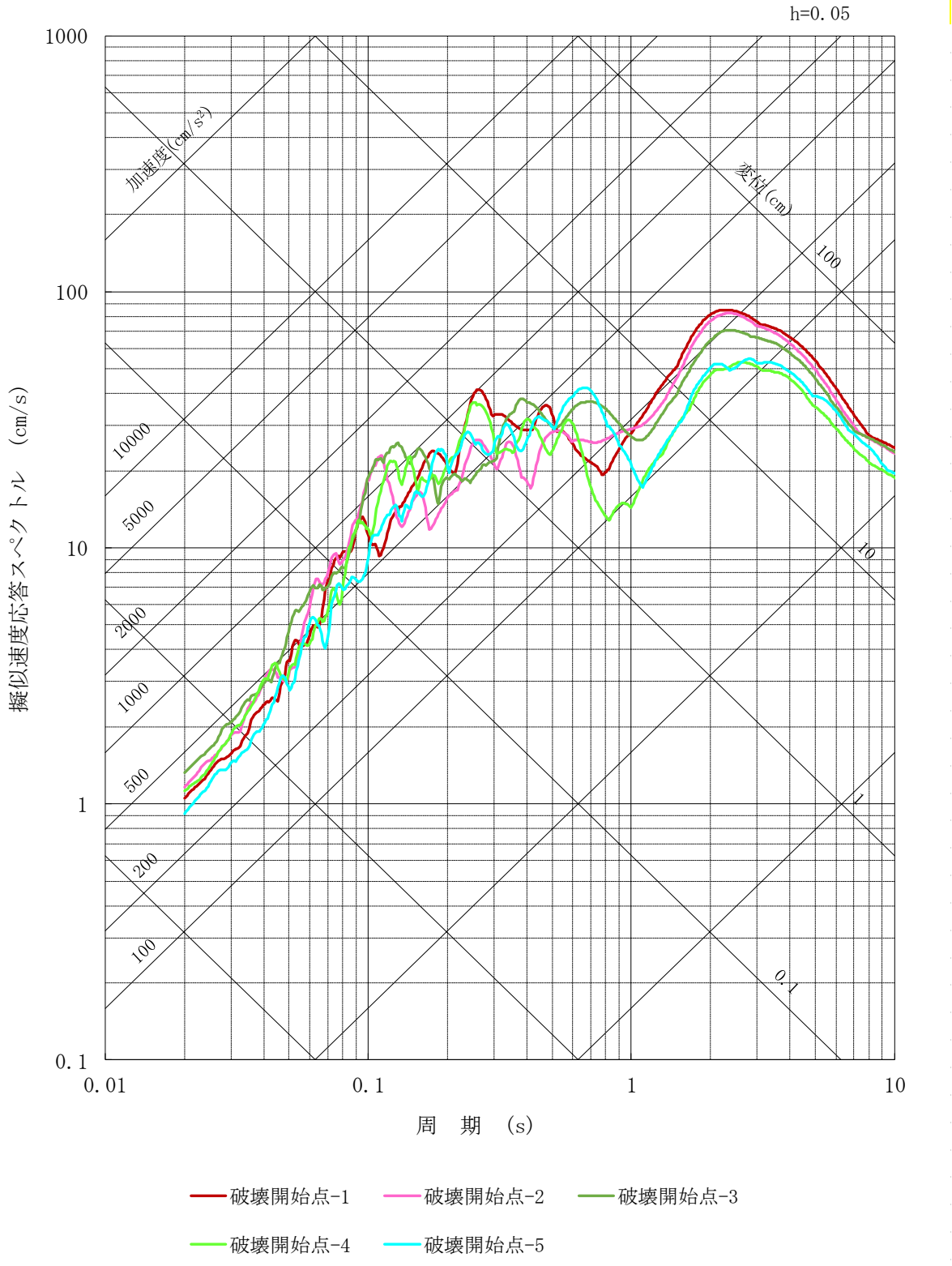
第 4.5.26 図(3)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（基本ケース，UD 方向）



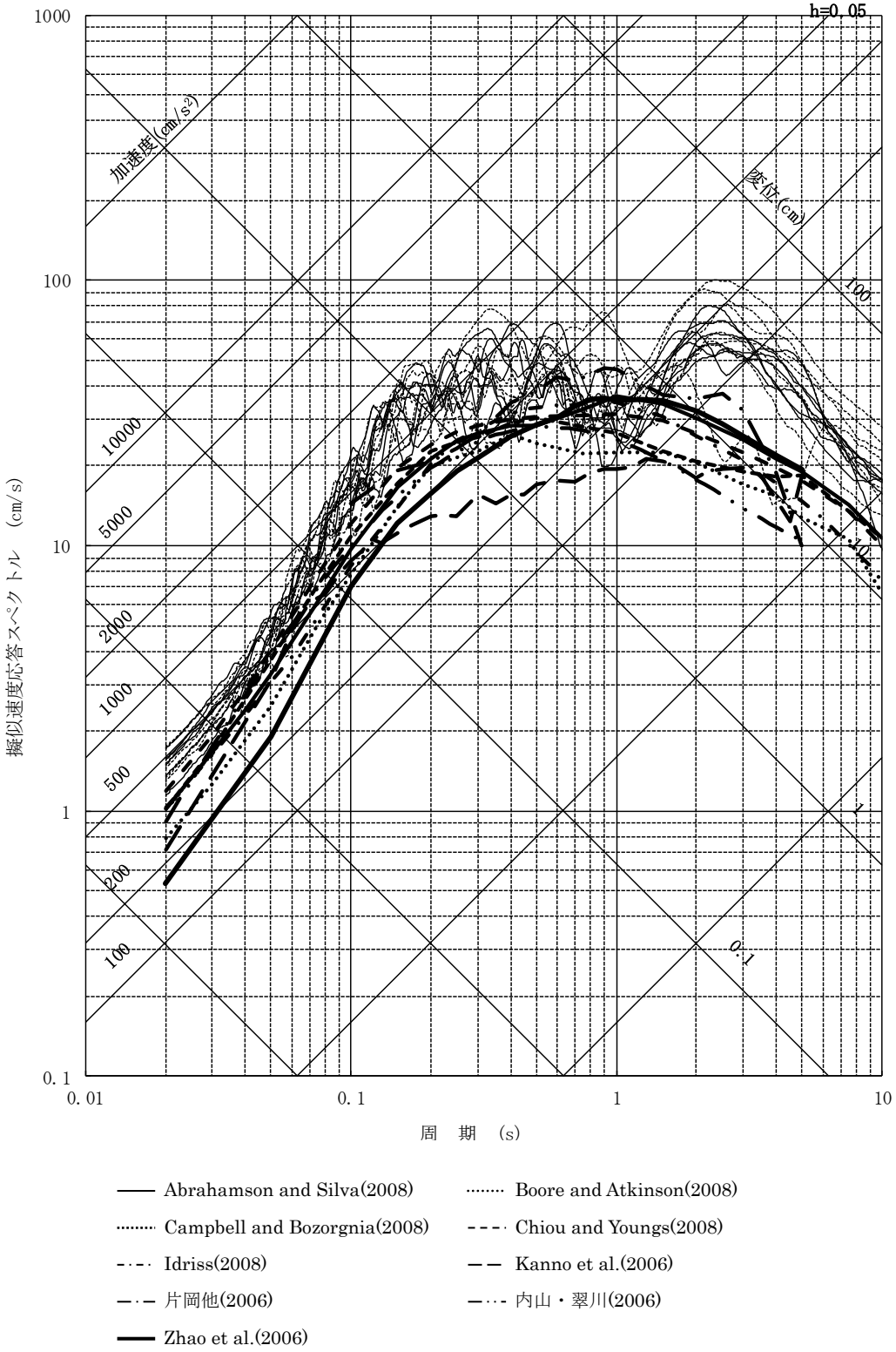
第 4.5.26 図(4)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，NS 方向）



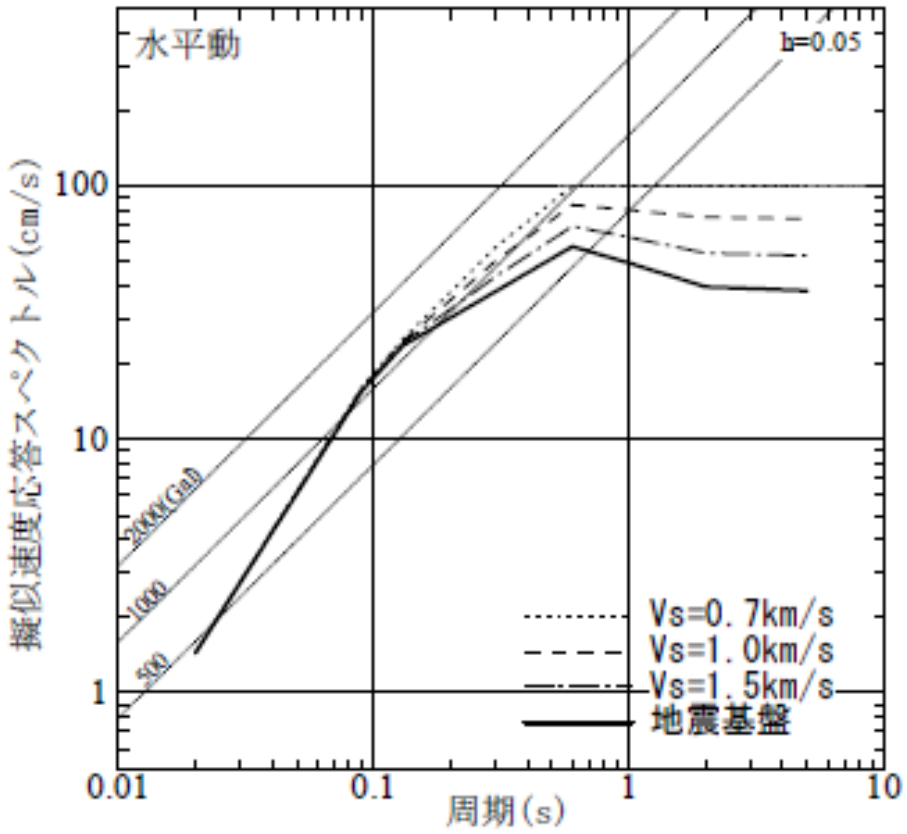
第 4.5.26 図(5)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，EW 方向）



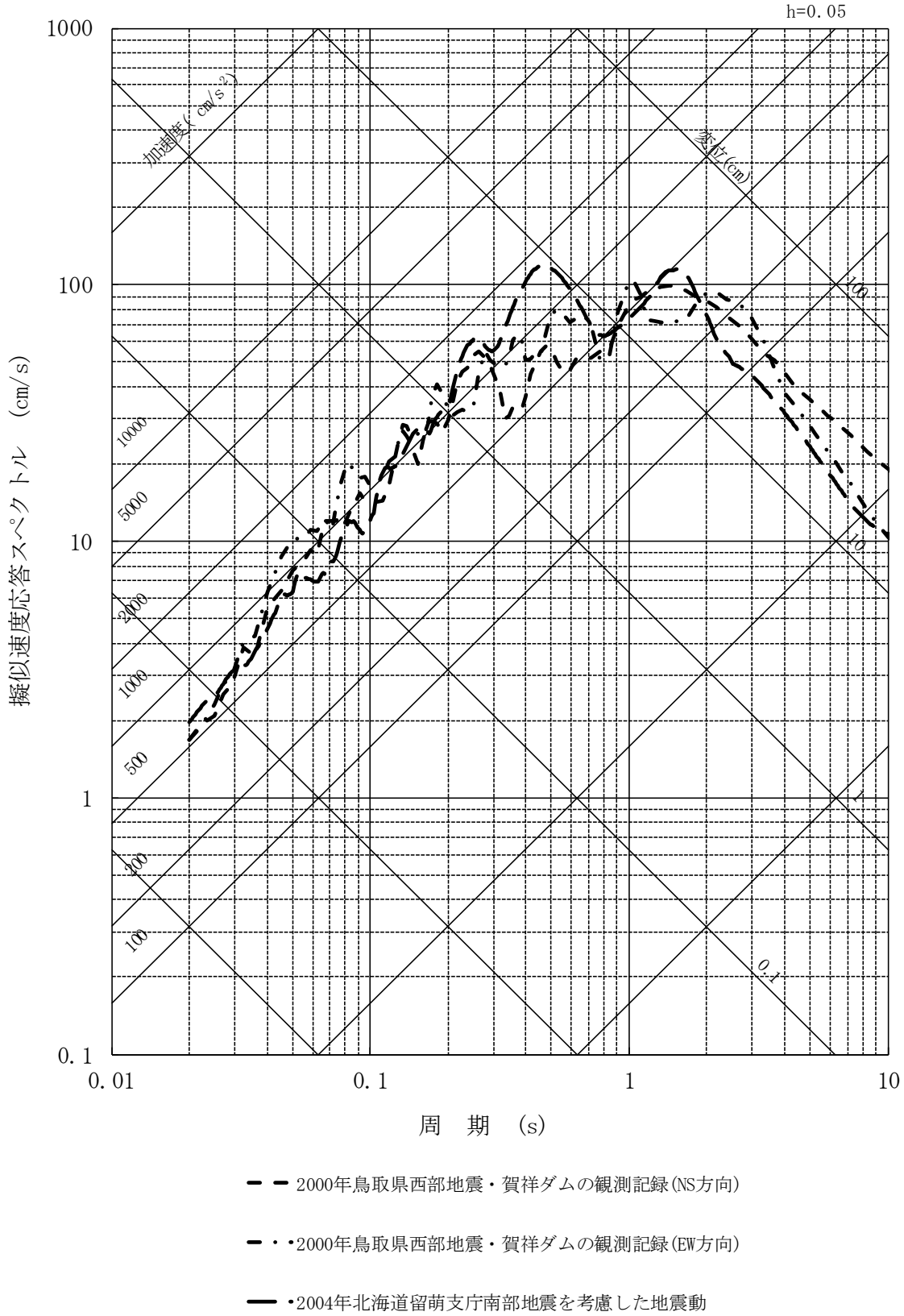
第 4.5.26 図(6)　美浜湾断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（短周期の地震動 1.5 倍ケース，UD 方向）



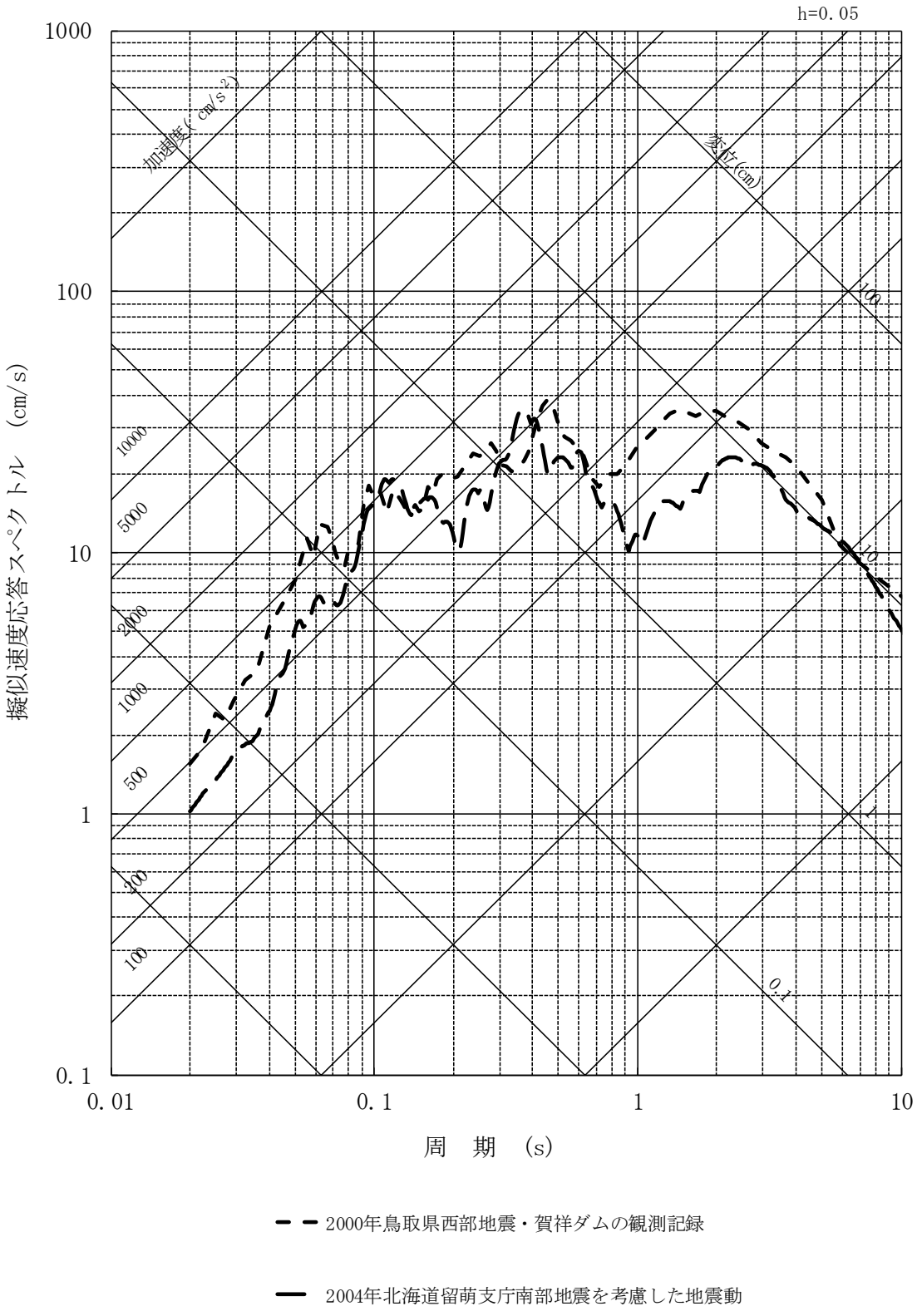
第 4.5.27 図　大陸棚外縁～B～野坂断層による地震の各種距離減衰式に基づく地震動評価結果と断層モデルを用いた地震動評価結果との比較



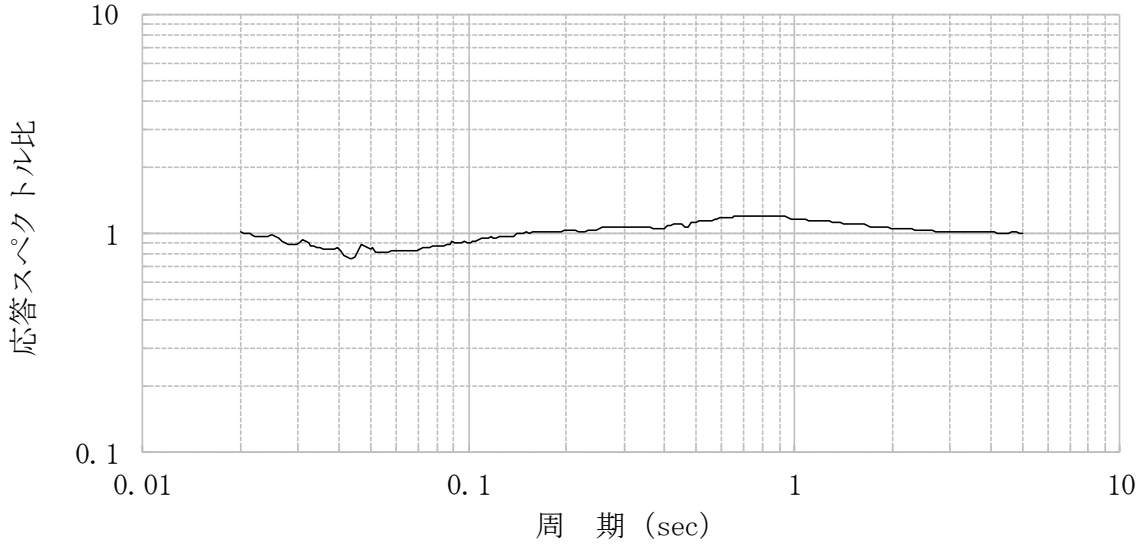
第 4.5.28 図　加藤他(2004)による水平方向の地震動の応答スペクトル



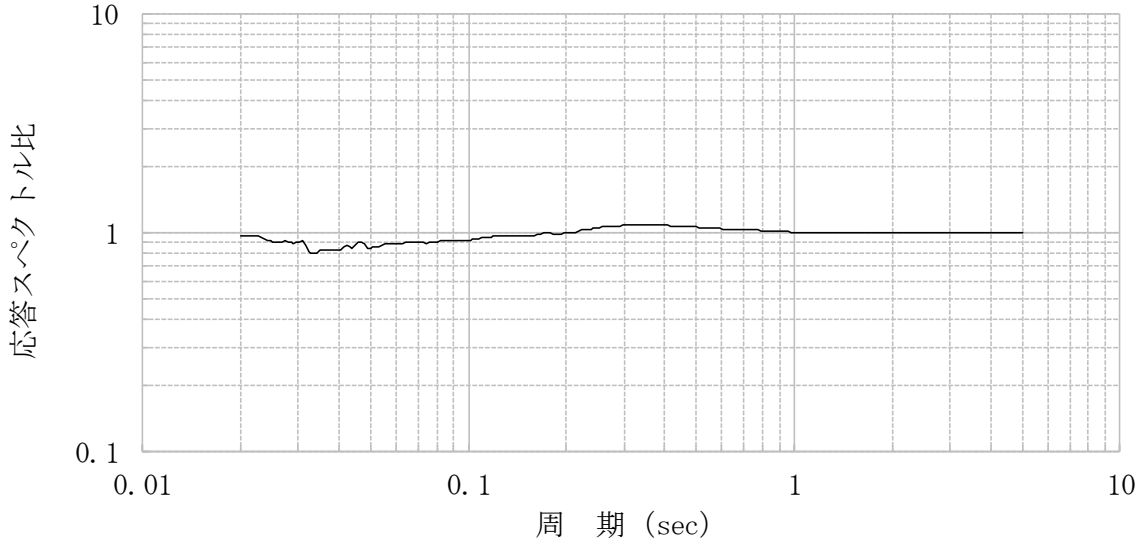
第 4.5.29 図(1)　美浜発電所における震源を特定せず策定する地震動の応答スペクトル（水平方向）



第 4.5.29 図(2)　美浜発電所における震源を特定せず策定する地震動の応答スペクトル（鉛直方向）

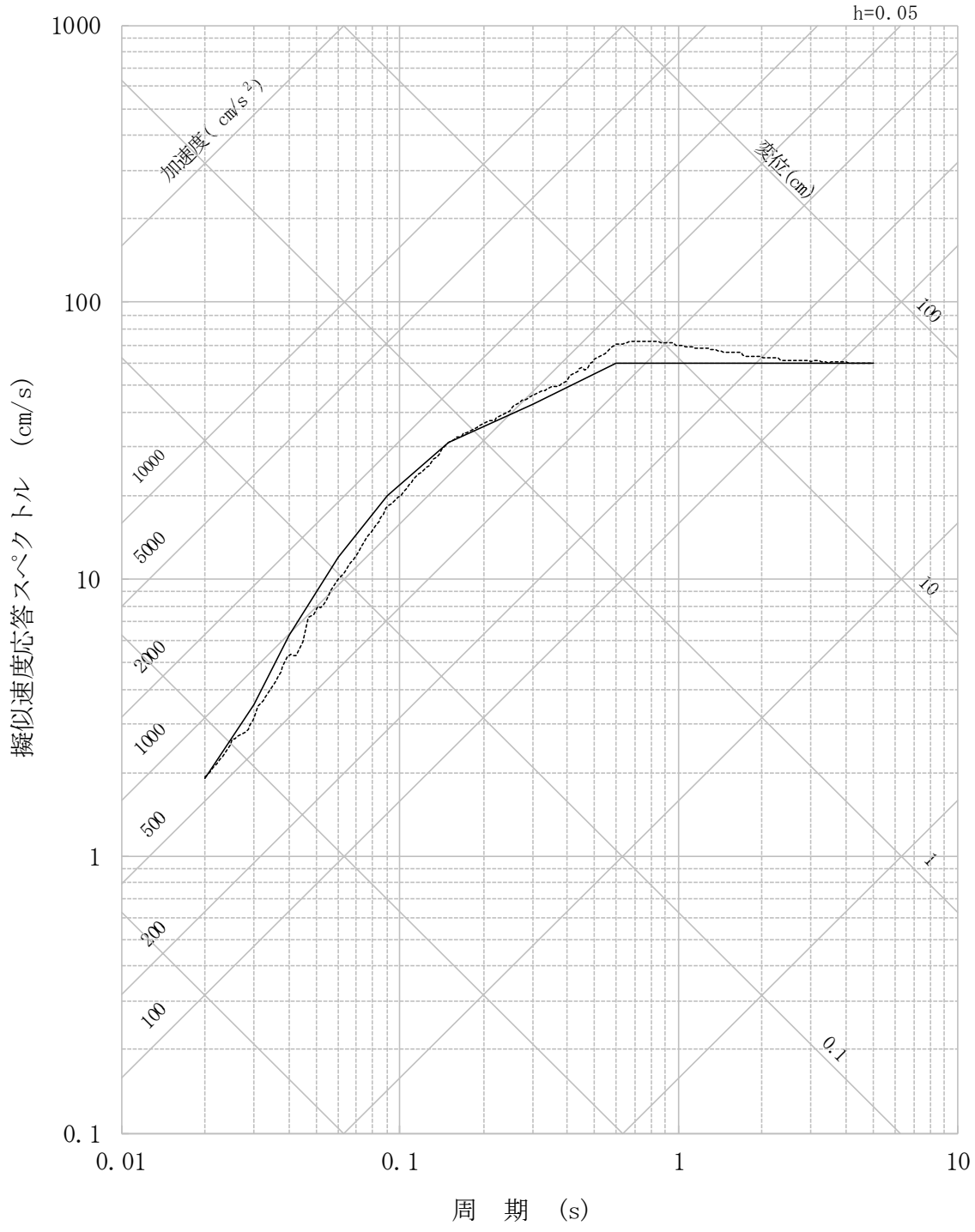


水平方向

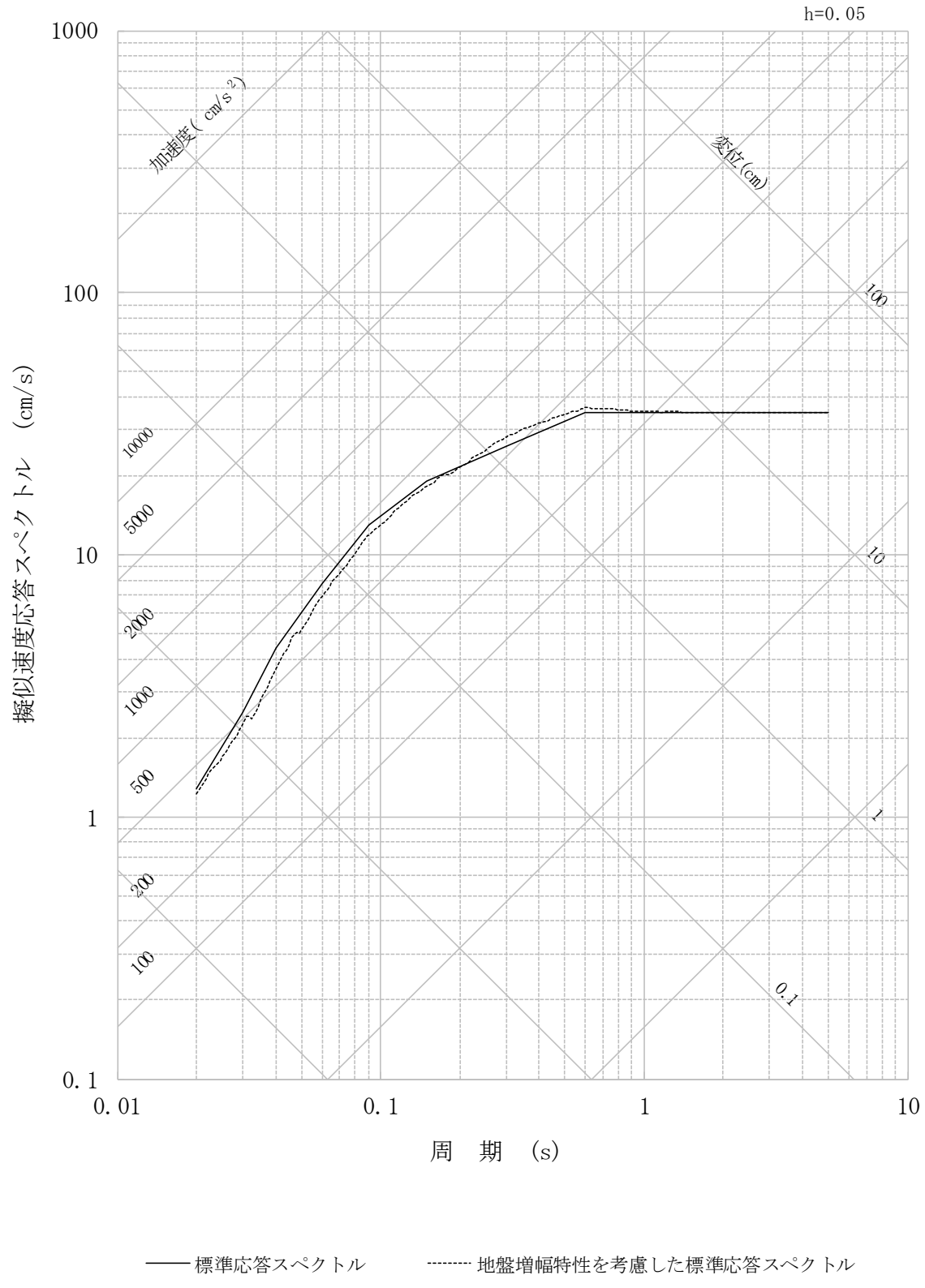


鉛直方向

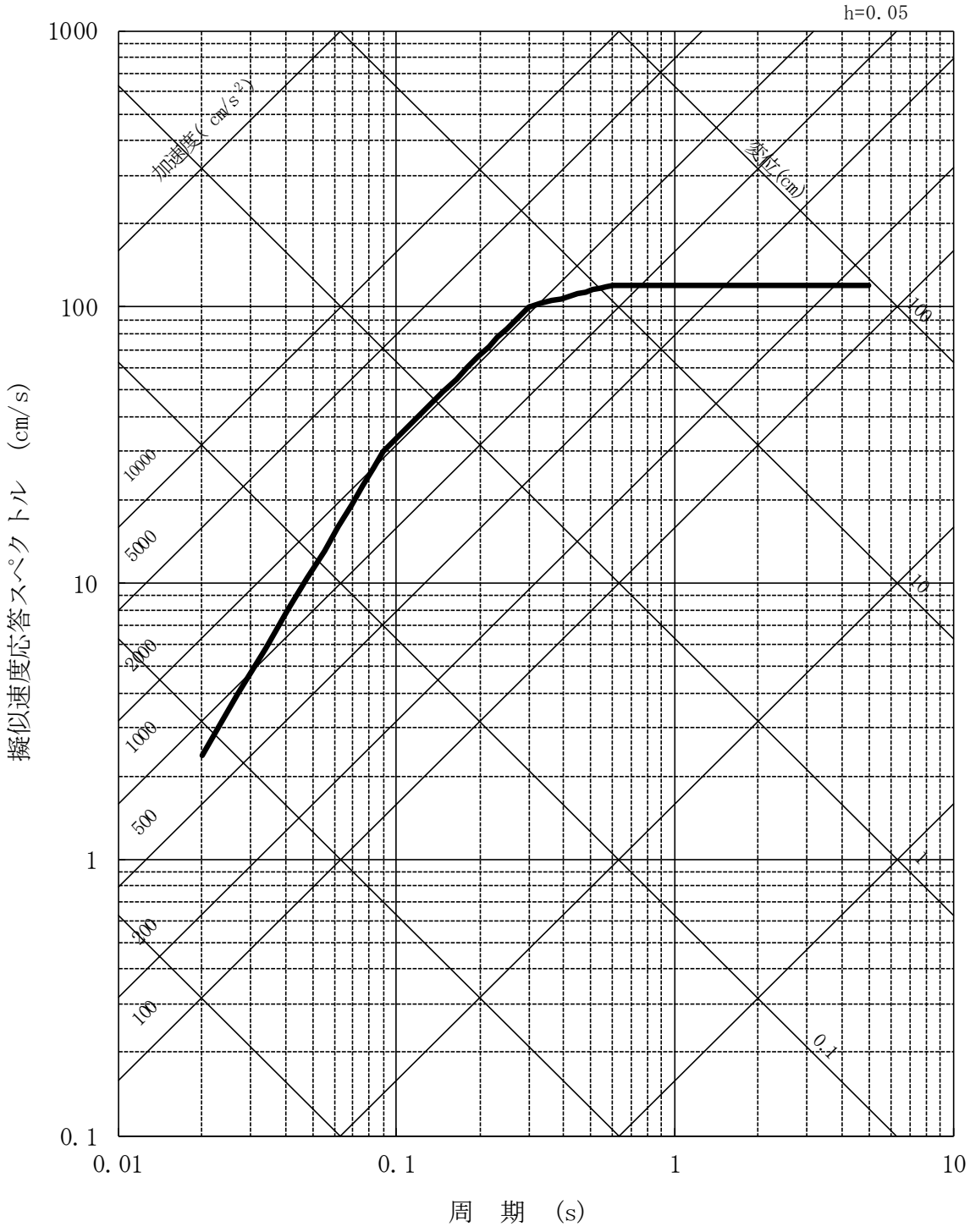
第 4.5.30 図　標準応答スペクトルに乗じる応答スペクトル比



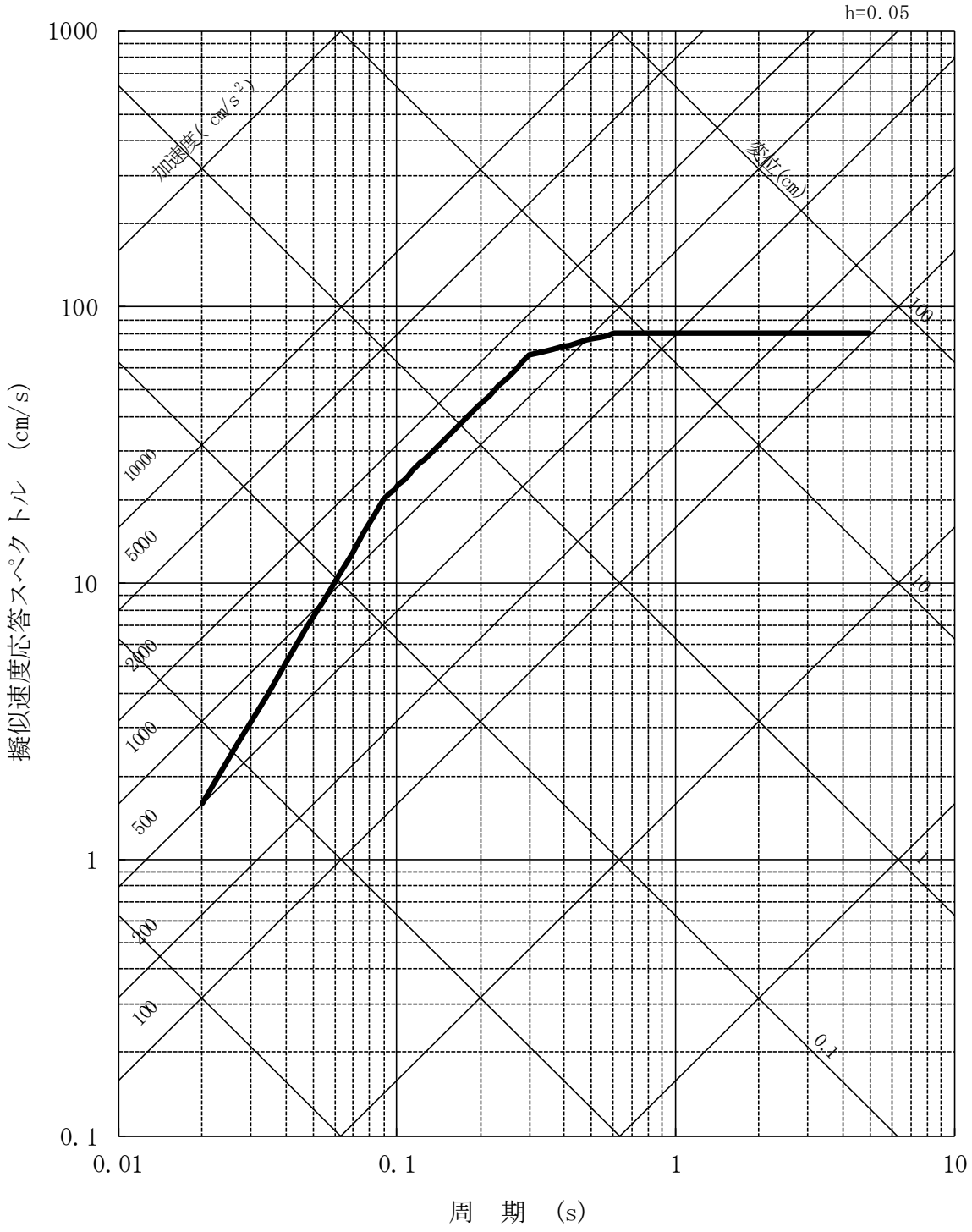
第 4.5.31 図(1) 標準応答スペクトル及び地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトル（水平方向）



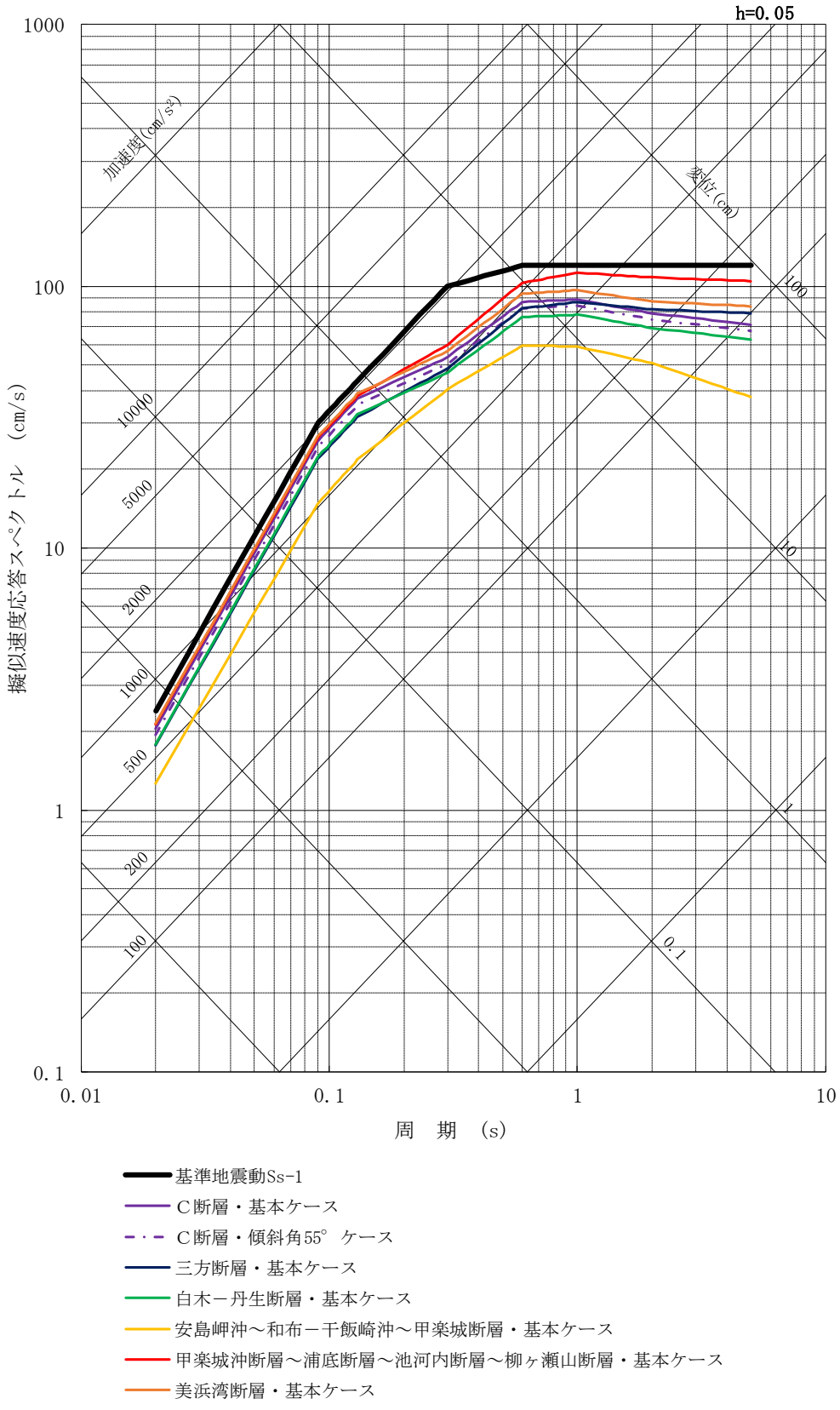
第 4.5.31 図(2)　標準応答スペクトル及び地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトル（鉛直方向）



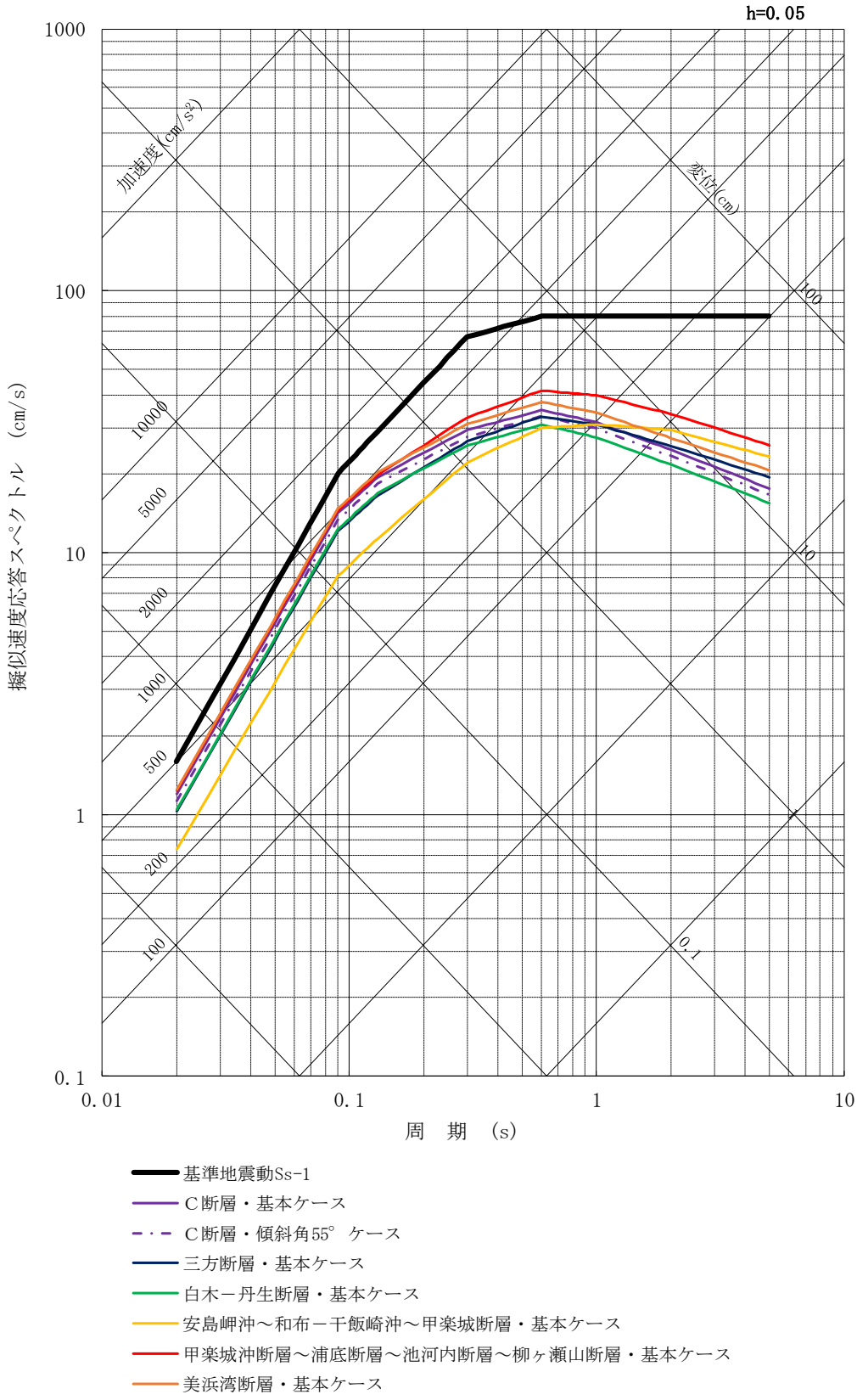
第 4.5.32 図(1)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトル（水平方向）



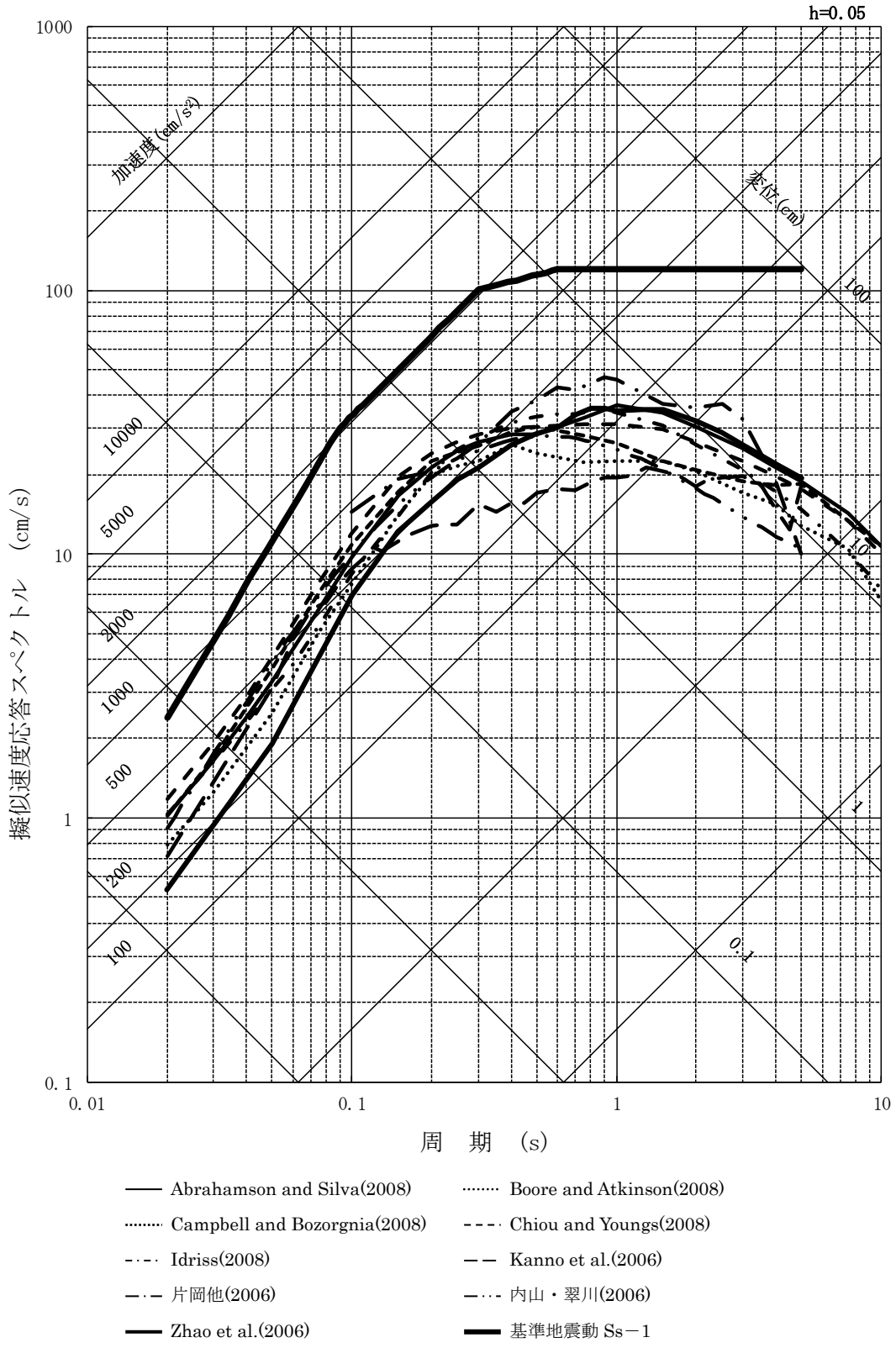
第 4.5.32 図(2)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトル（鉛直方向）



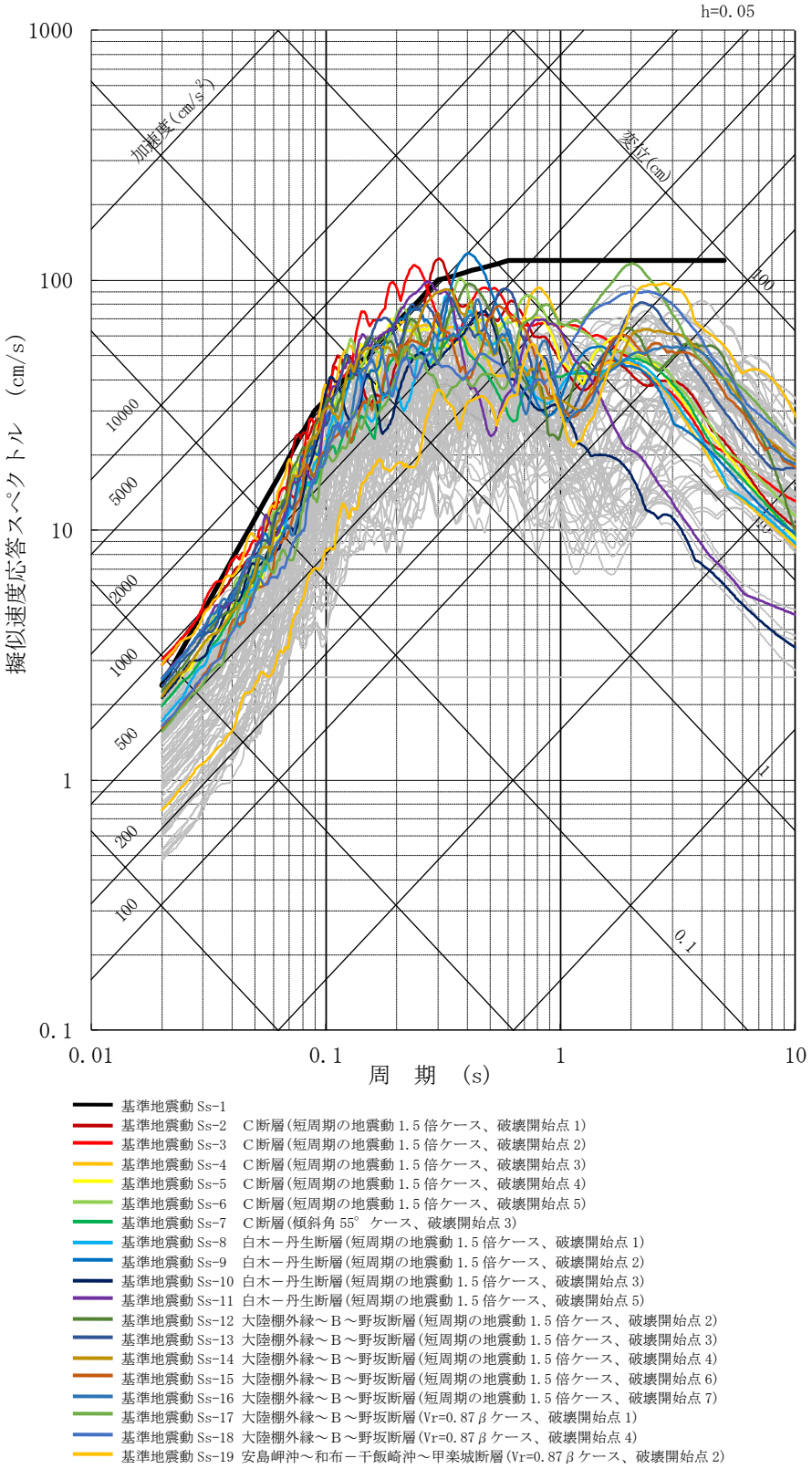
第 4.5.33 図(1)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと応答スペクトルに基づく地震動評価結果の比較（水平方向）



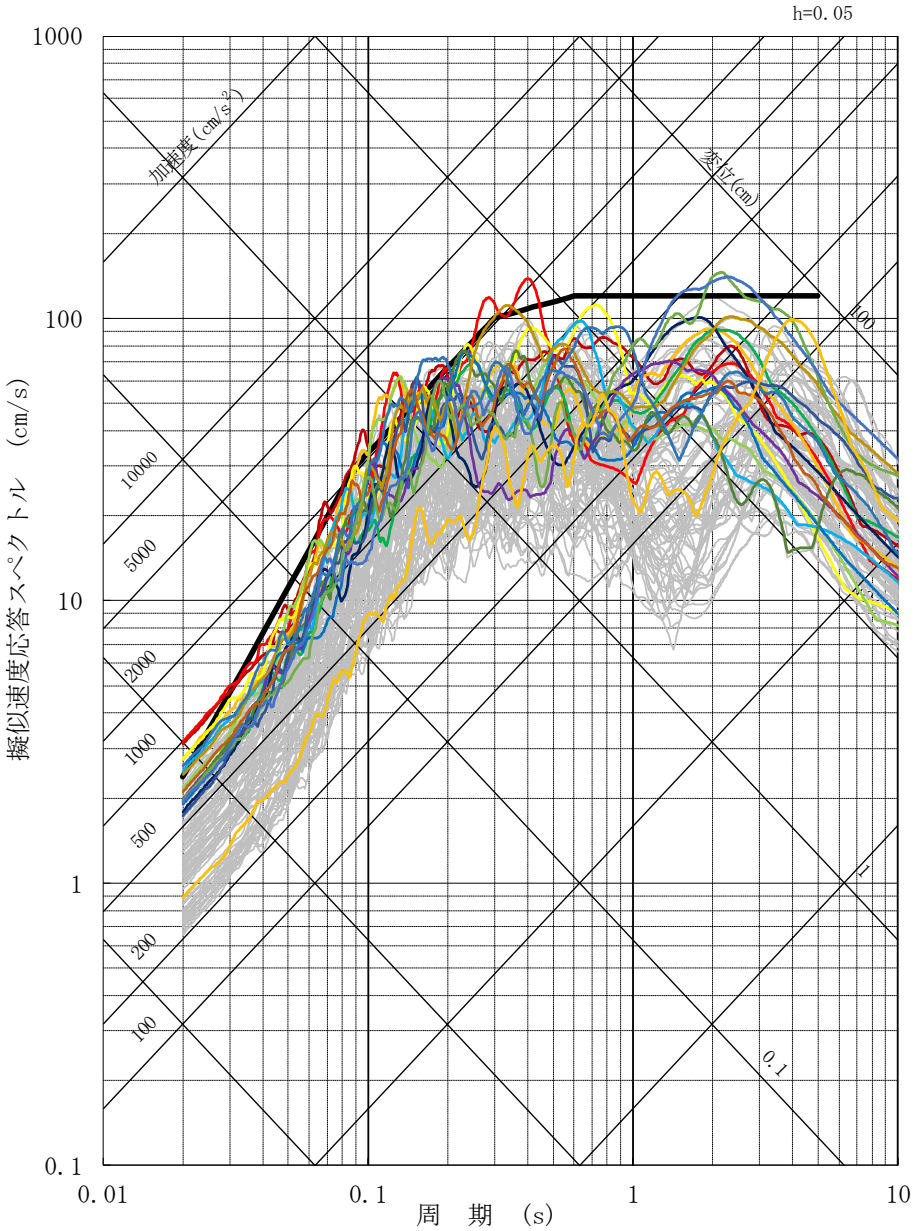
第 4.5.33 図(2)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと応答スペクトルに基づく地震動評価結果の比較（鉛直方向）



第 4.5.34 図　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと各種距離減衰式に基づく地震動評価結果の比較

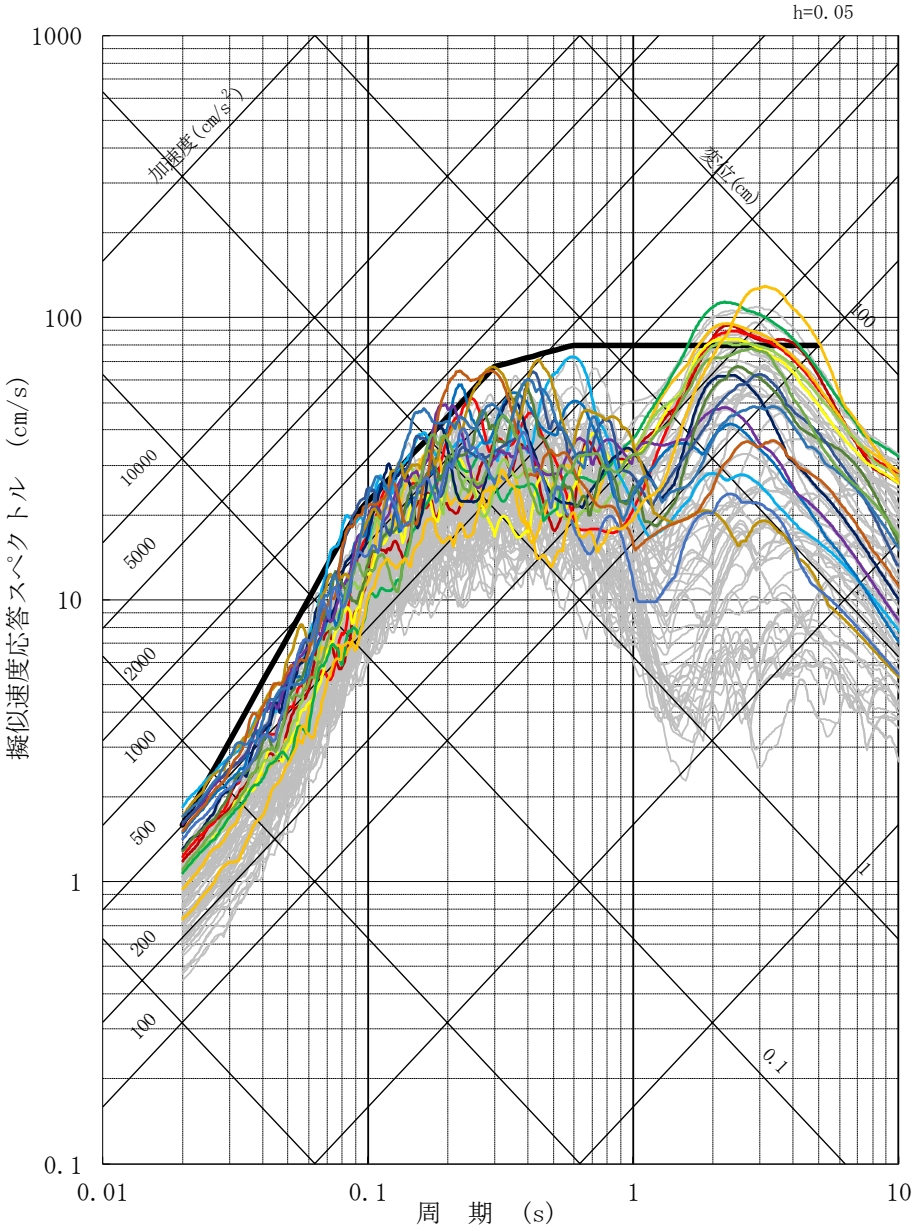


第 4.5.35 図(1)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（全ケース）との比較（NS 方向）



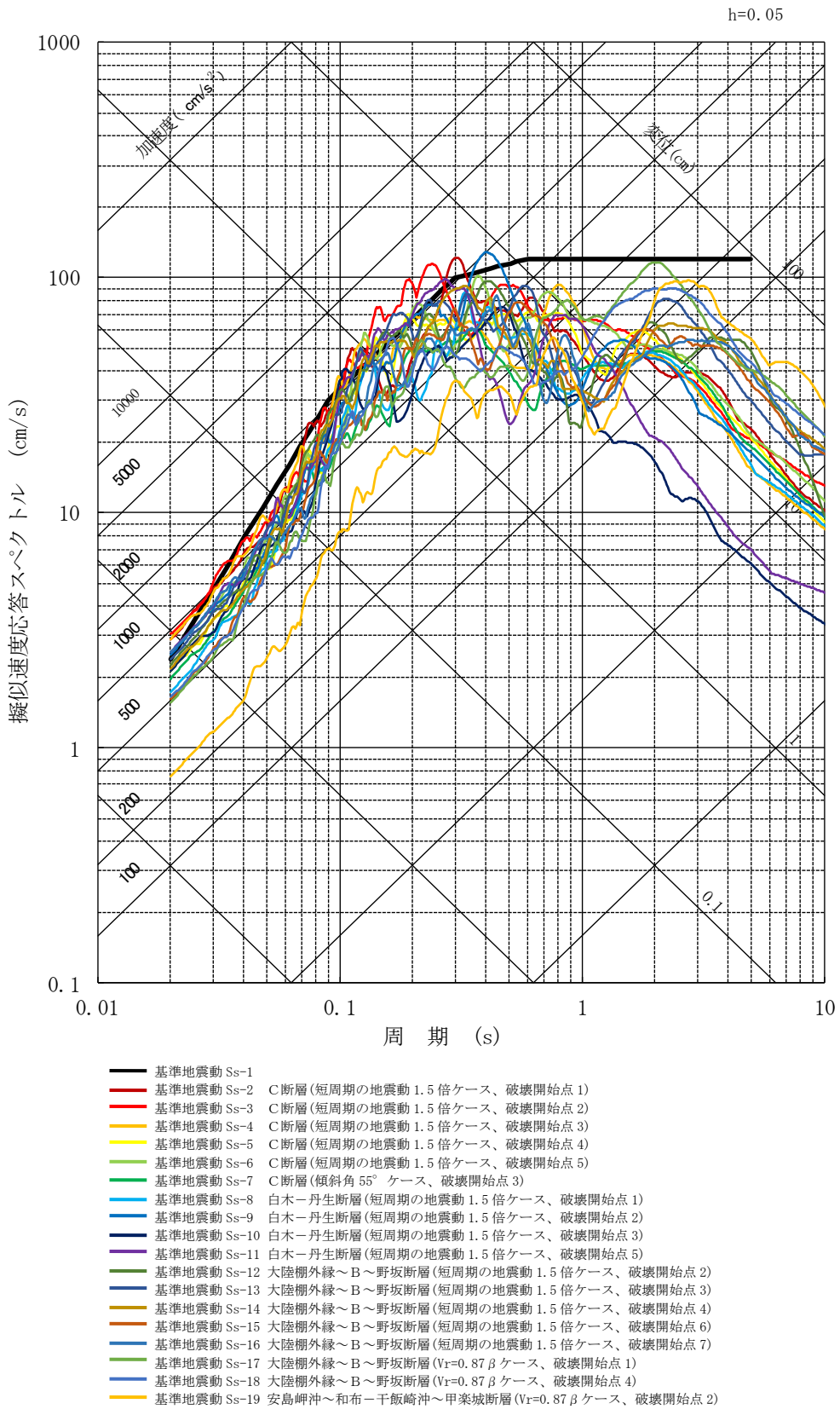
基準地震動 Ss-1
基準地震動 Ss-2　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-3　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-4　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-5　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-6　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-7　C断層(傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-8　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-9　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-10 白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-11 白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-12 大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-13 大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-14 大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-15 大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-16 大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7)
基準地震動 Ss-17 大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-18 大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-19 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 2)

第 4.5.35 図(2)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（全ケース）との比較（EW 方向）

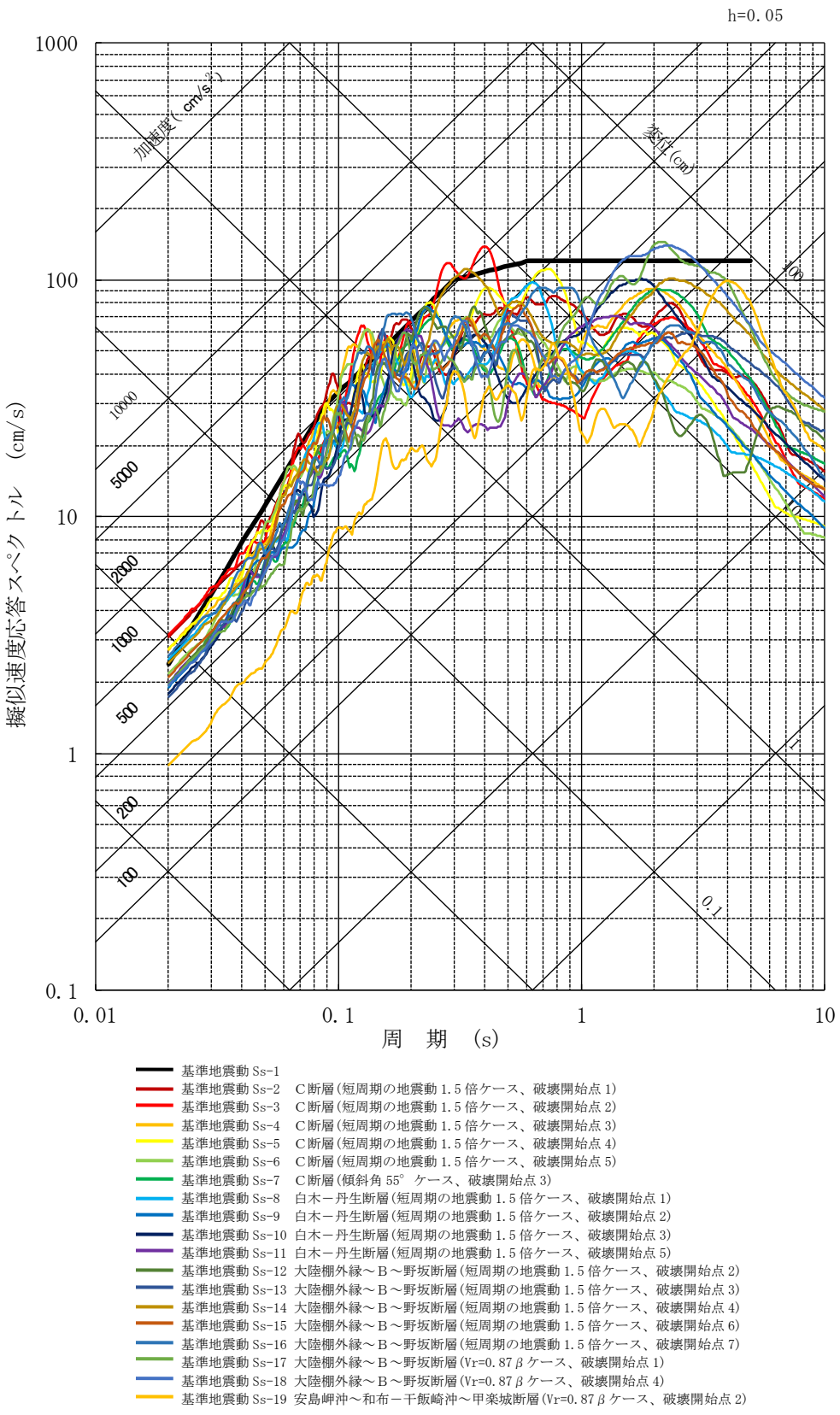


基準地震動 Ss-1
基準地震動 Ss-2　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-3　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-4　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-5　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-6　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-7　C断層(傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-8　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-9　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-10　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-11　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-12　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-13　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-14　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-15　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-16　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7)
基準地震動 Ss-17　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87βケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-18　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87βケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-19　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(Vr=0.87βケース、破壊開始点 2)

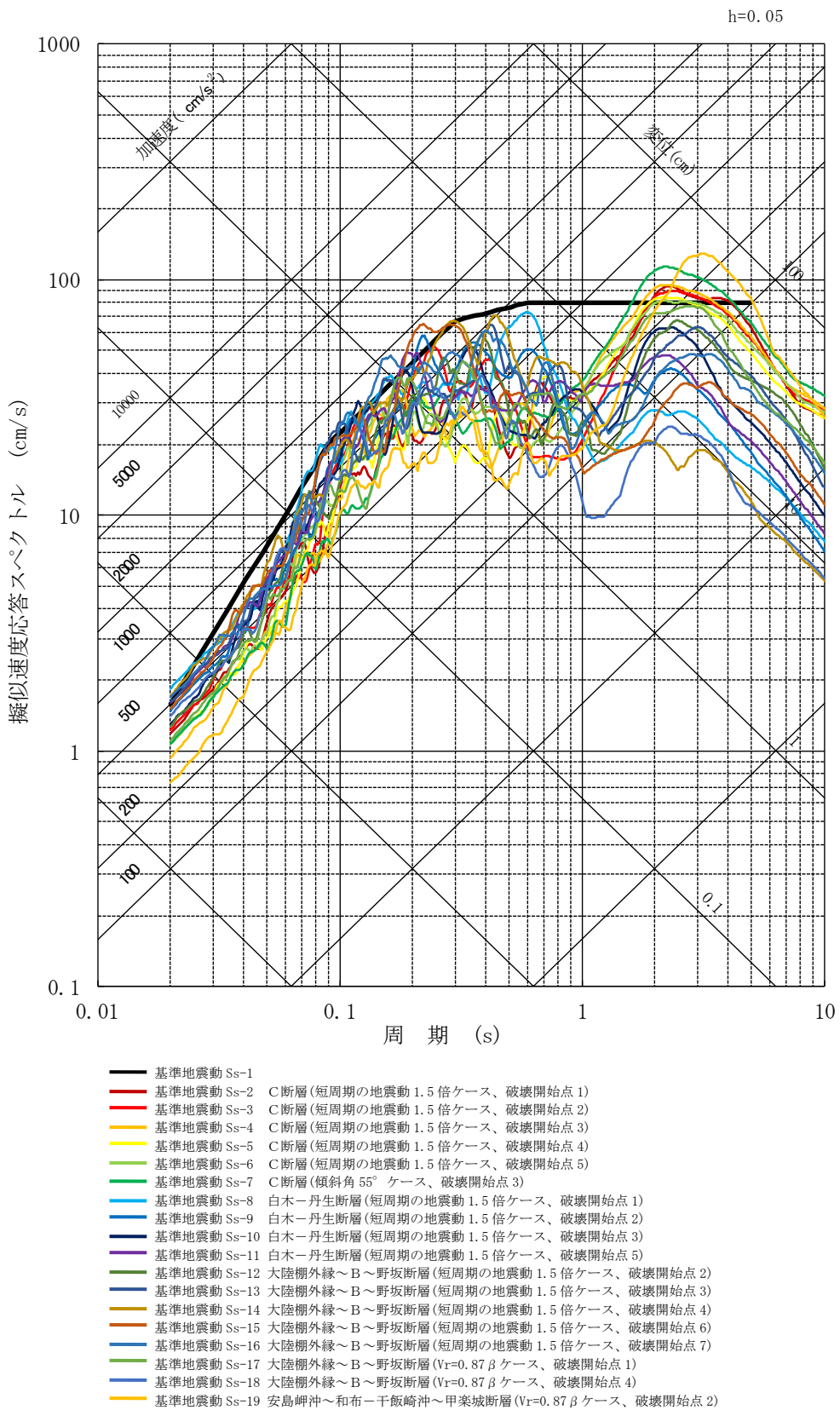
第 4.5.35 図(3)　基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルと断層モデルを用いた手法による地震動評価結果（全ケース）との比較（UD 方向）



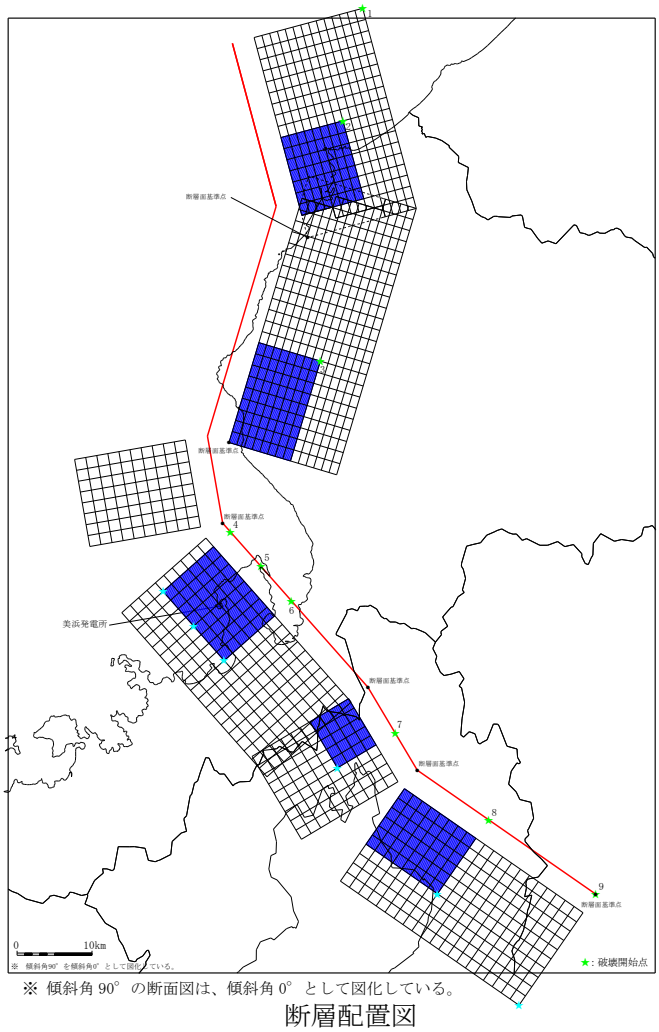
第 4.5.36 図(1)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－19 の応答スペクトル（NS 方向）



第 4.5.36 図(2)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－19 の応答スペクトル（EW 方向）

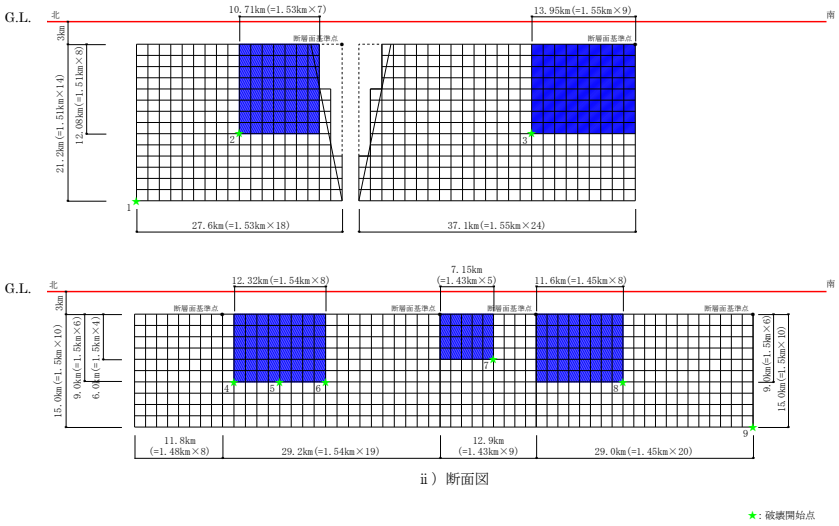


第 4.5.36 図(3)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－19 の応答スペクトル（UD 方向）



※ 傾斜角 90° の断面図は、傾斜角 0° として図化している。

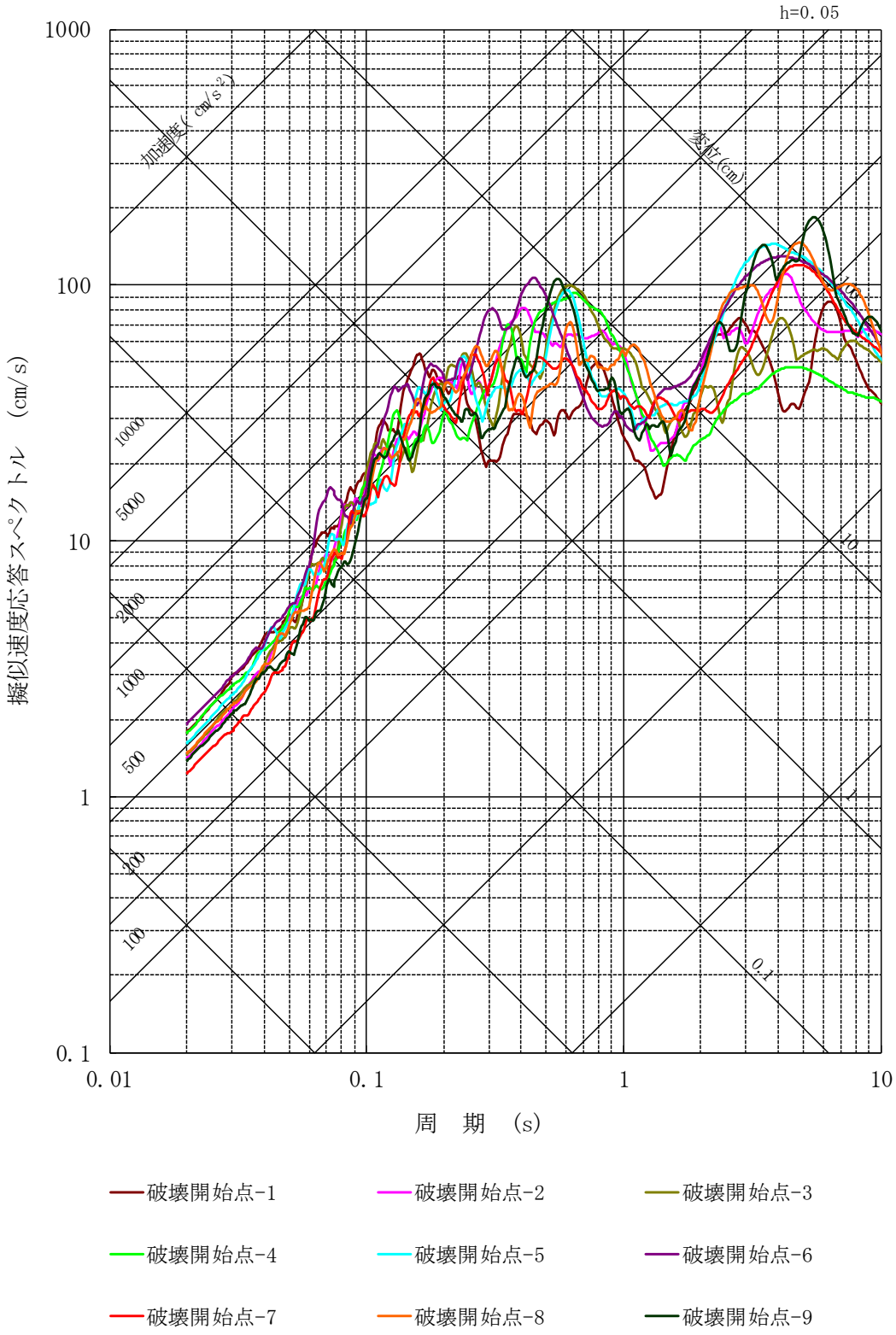
断層配置図



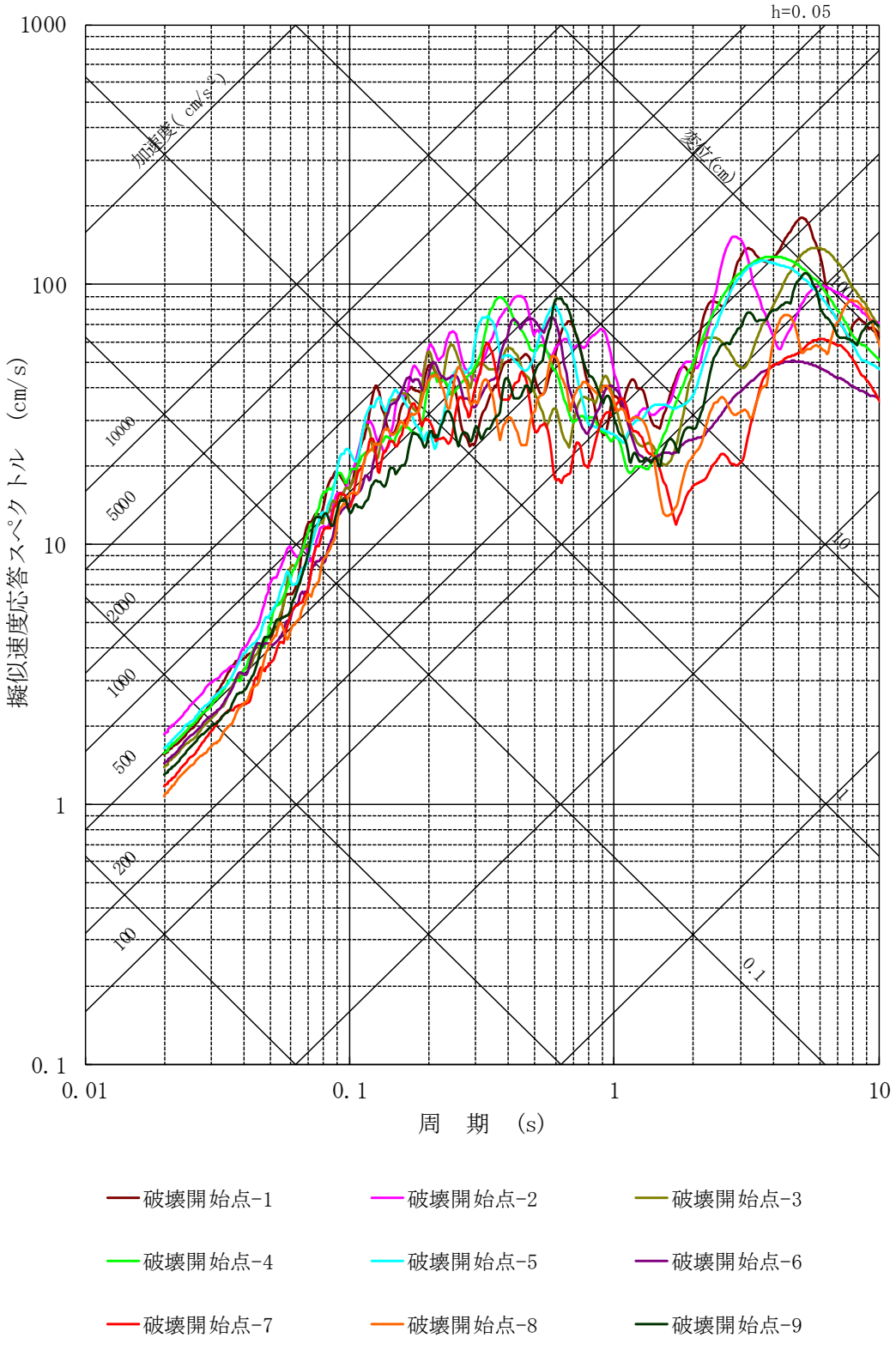
ⅱ）断面図

断面図

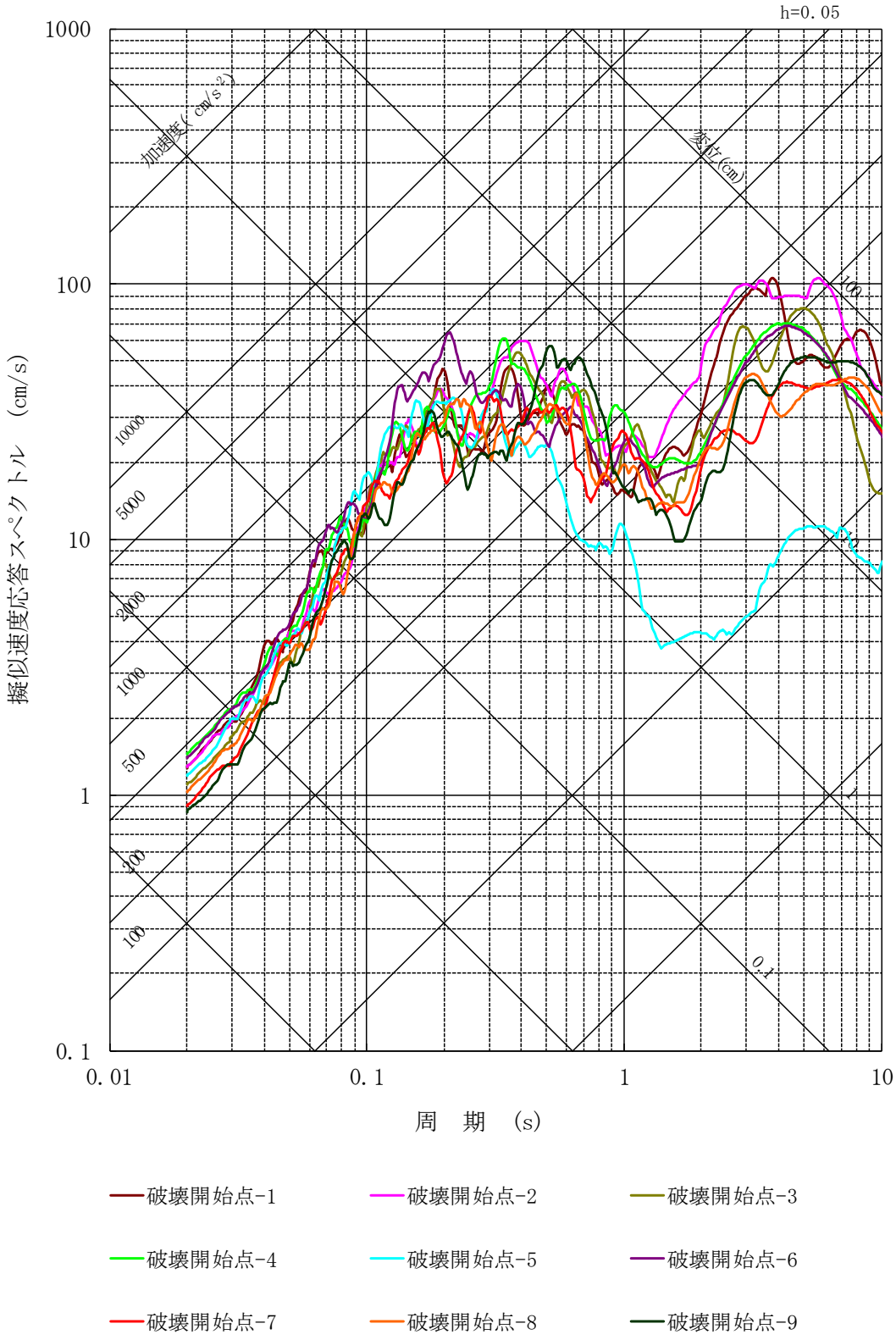
第 4.5.37 図　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層の断層モデル図



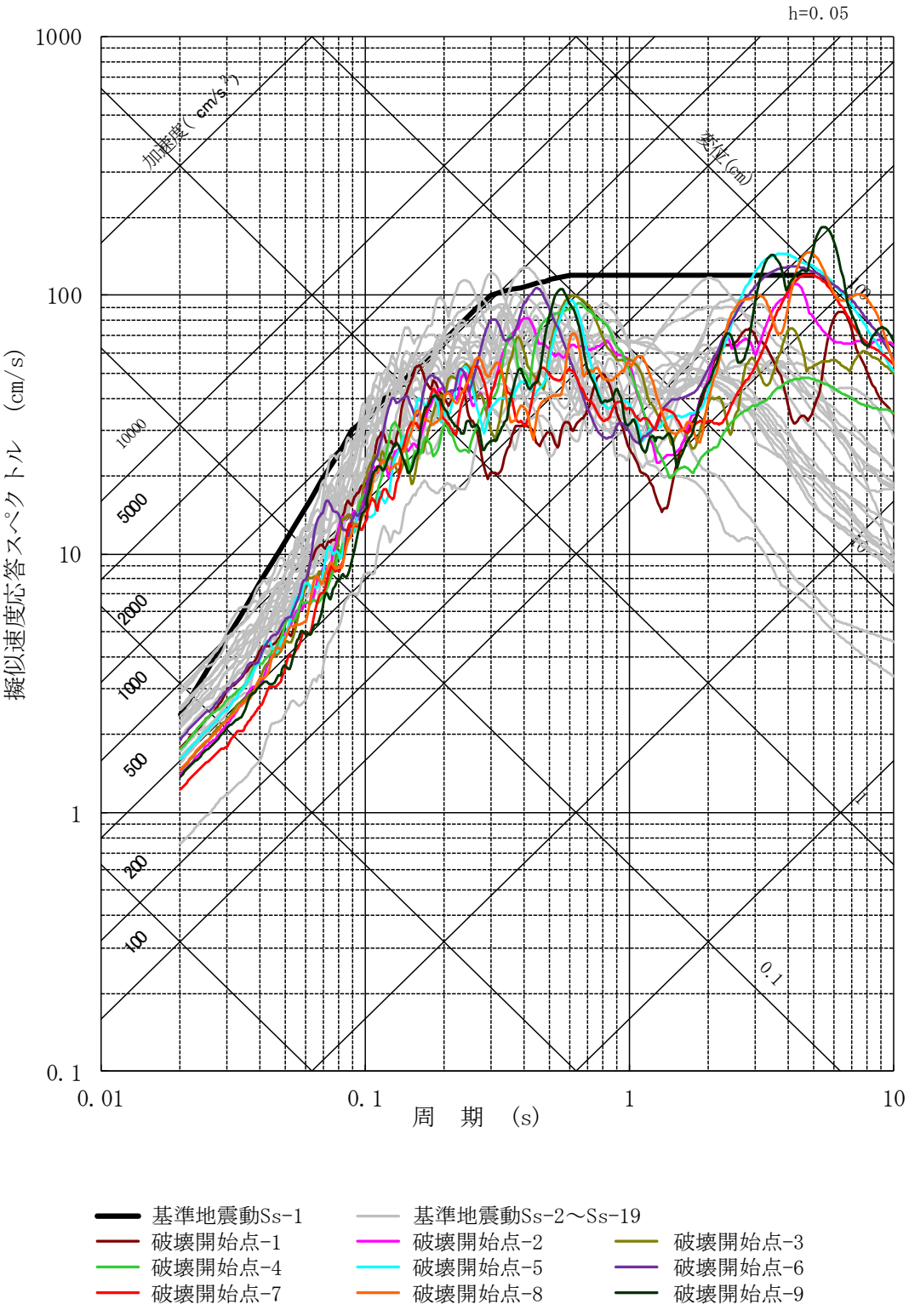
第 4.5.38 図(1)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果(NS 方向)



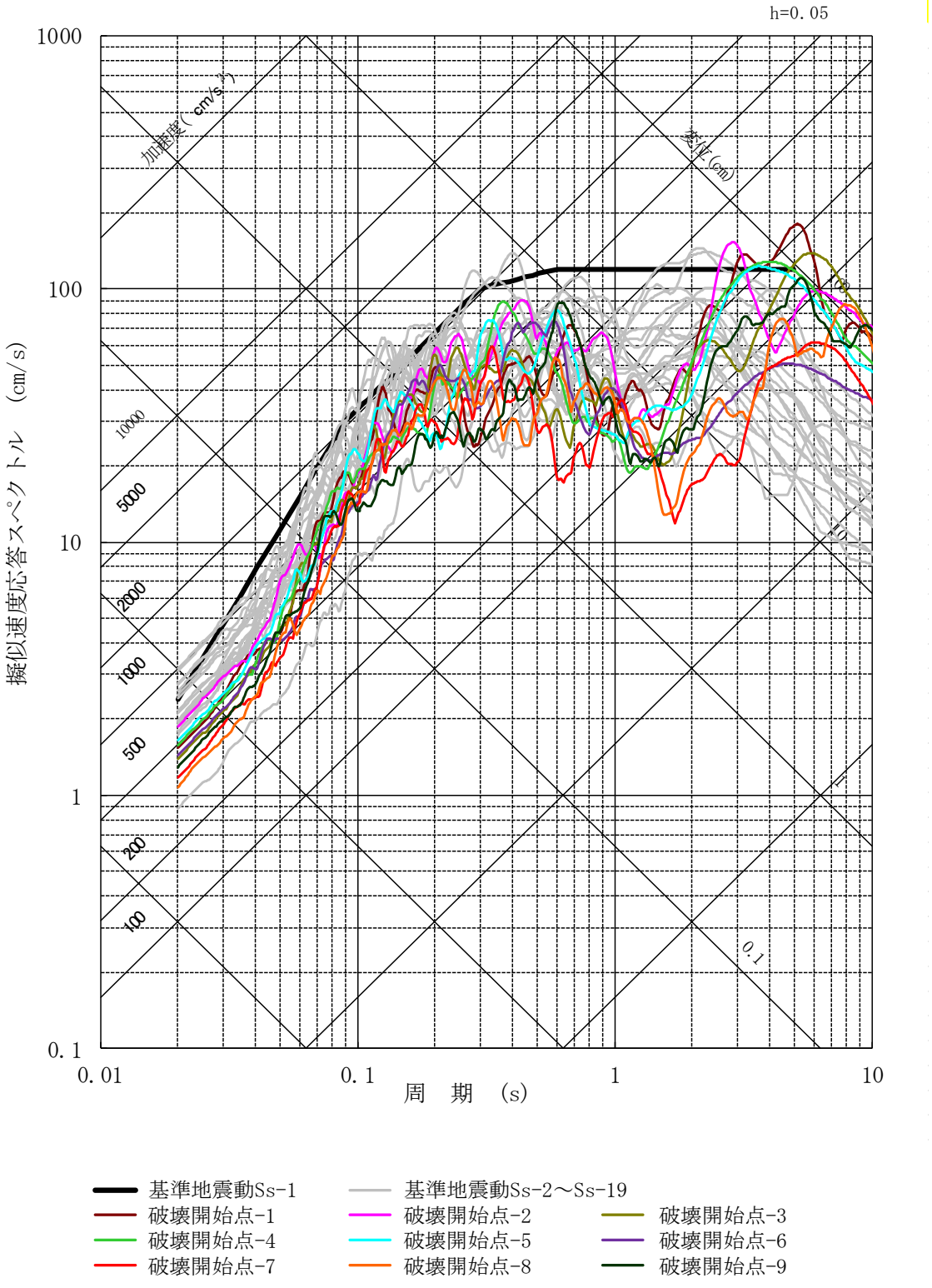
第 4.5.38 図(2)　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果(EW 方向)



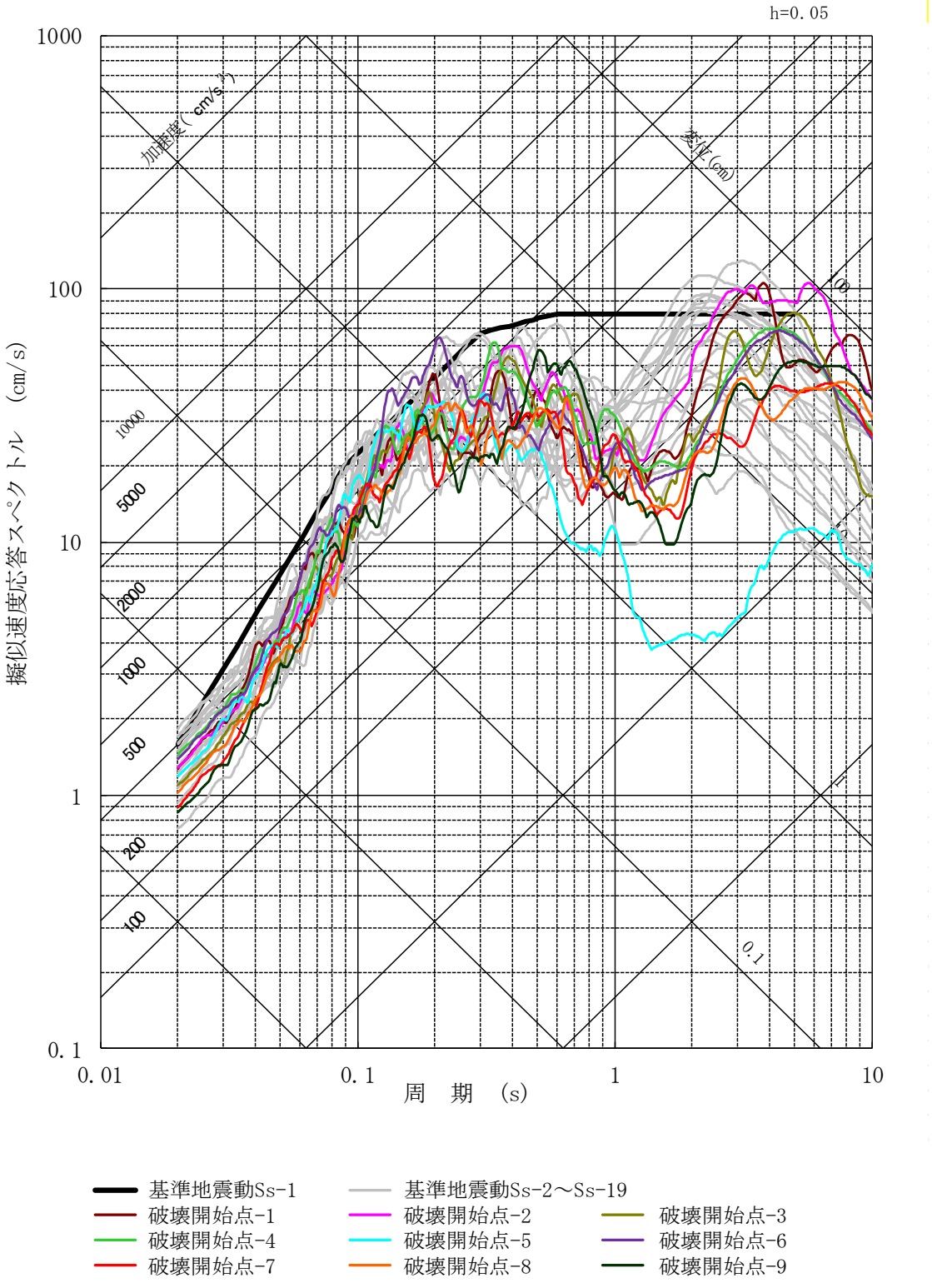
第 4.5.38 図(3) 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果(UD 方向)



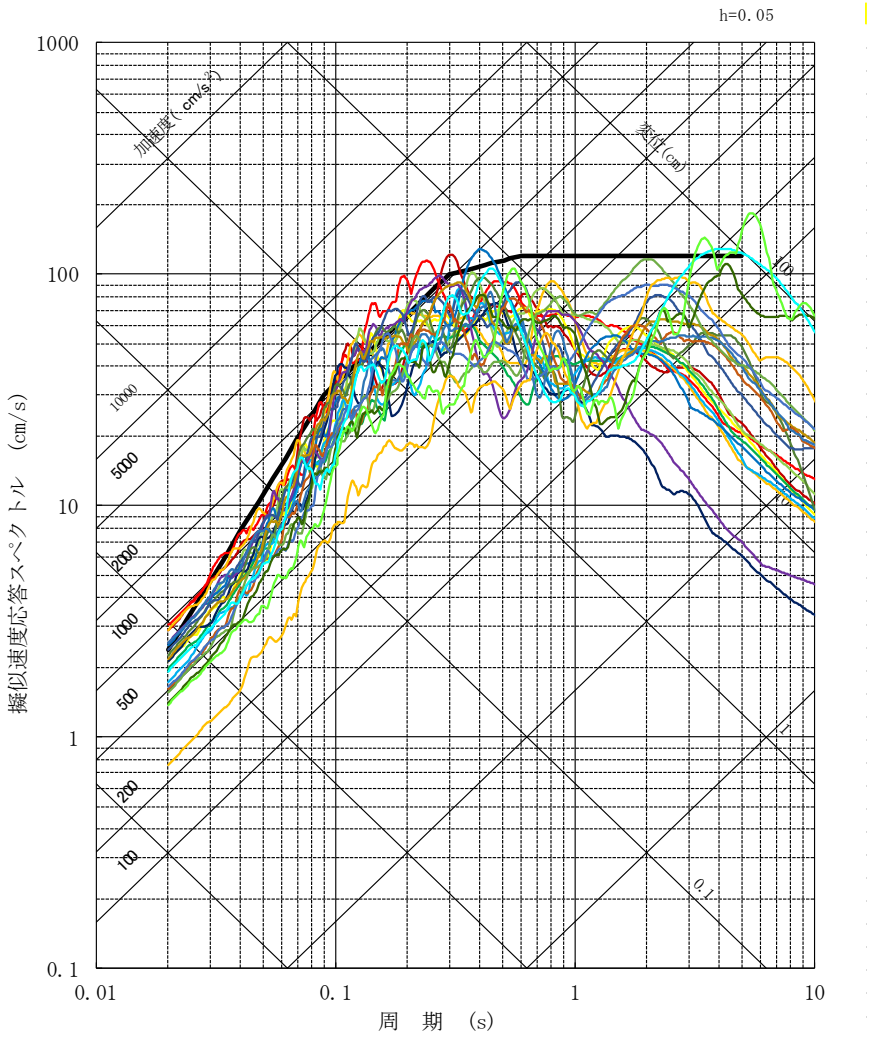
第 4.5.39 図(1)　基準地震動 Ss－1～Ss－19 の応答スペクトルと安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果との比較（NS 方向）



第 4.5.39 図(2)　基準地震動 Ss－1～Ss－19 の応答スペクトルと安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果との比較（EW 方向）

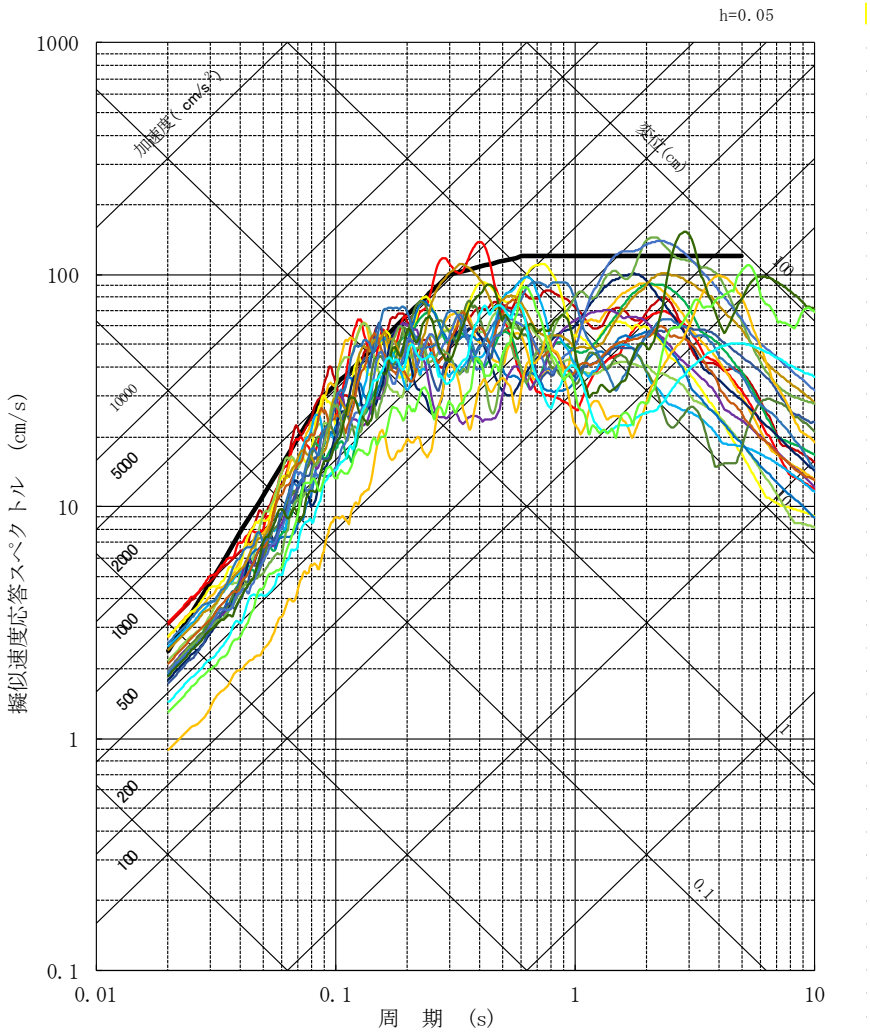


第 4.5.39 図(3)　基準地震動 Ss－1～Ss－19 の応答スペクトルと安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層による地震の断層モデルを用いた手法による地震動評価結果との比較（UD 方向）



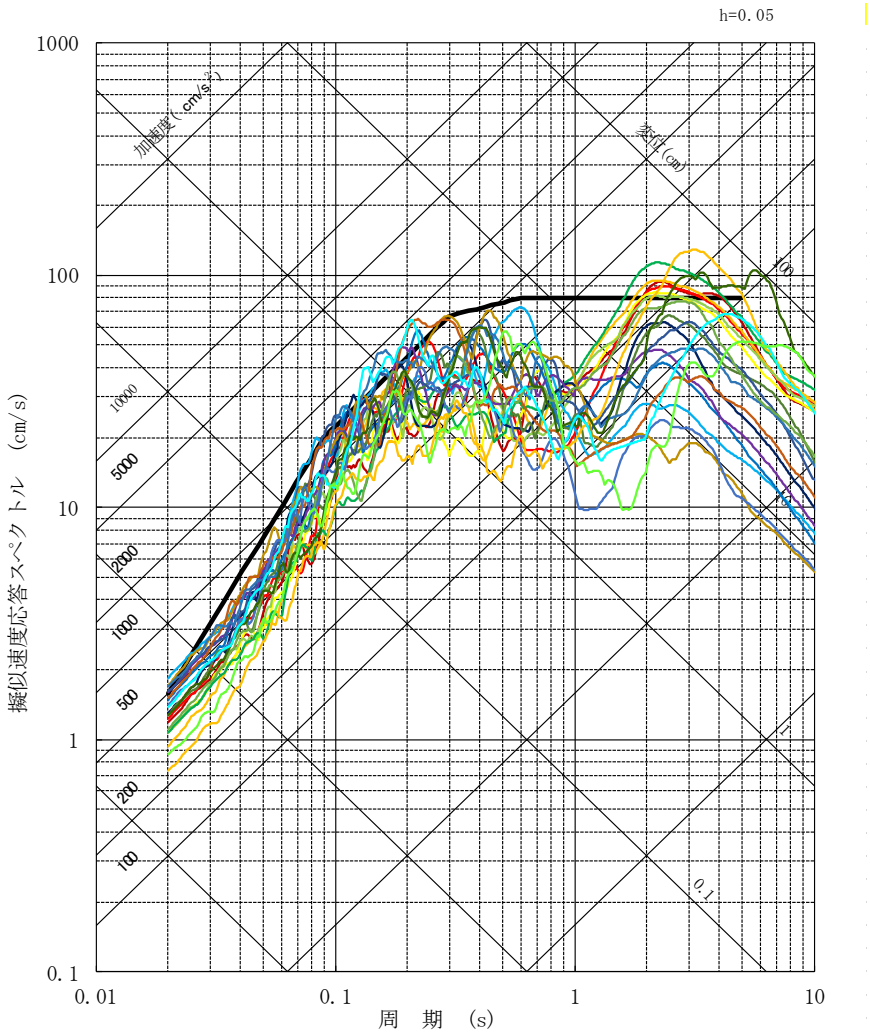
基準地震動 Ss-1
基準地震動 Ss-2　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-3　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-4　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-5　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-6　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-7　C断層(傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-8　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-9　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-10　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-11　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-12　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-13　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-14　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-15　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-16　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7)
基準地震動 Ss-17　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-18　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-19　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-20　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-21　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-22　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 9)

第 4.5.40 図(1)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－22 の応答スペクトル
(NS 方向)



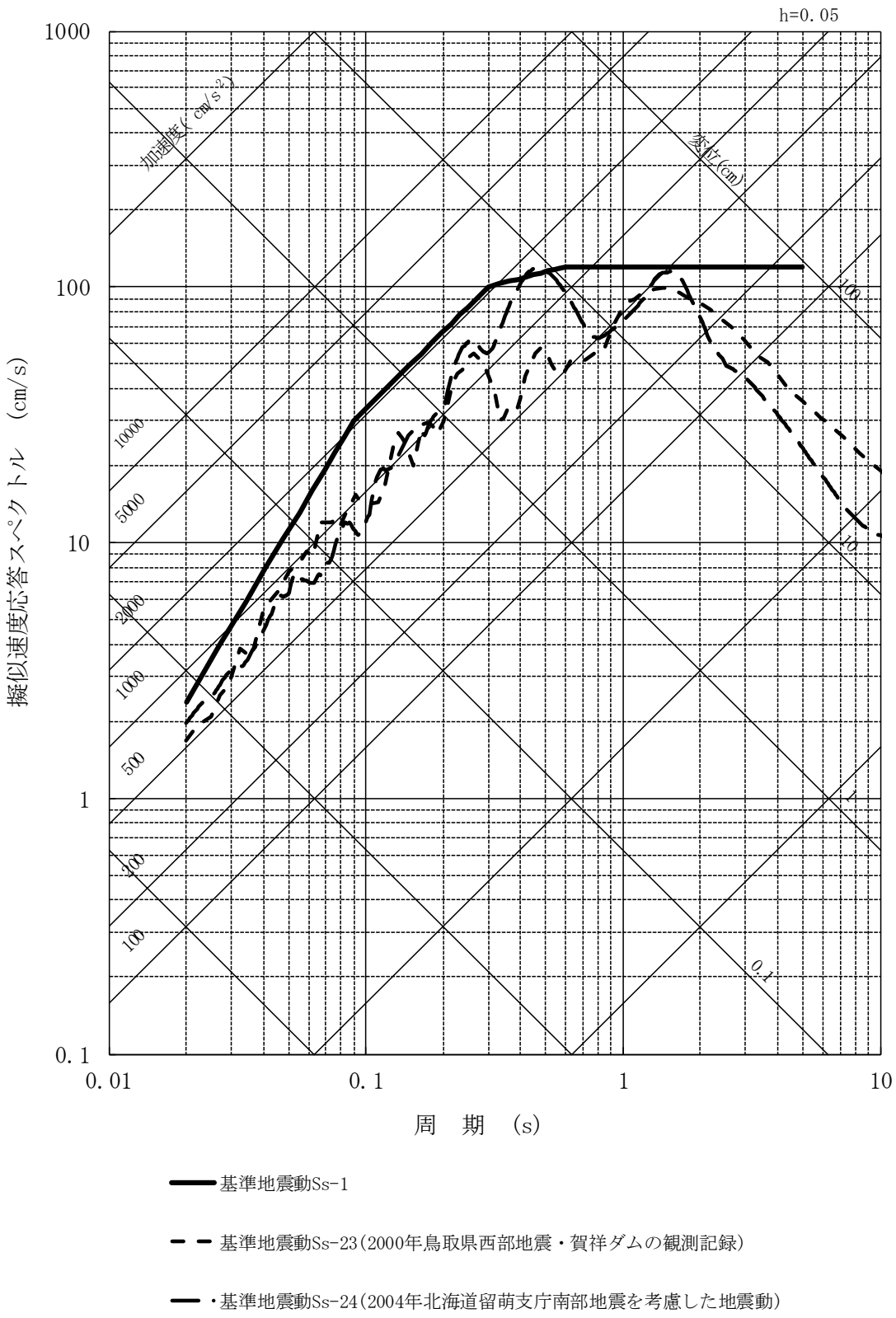
基準地震動 Ss-1
基準地震動 Ss-2　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-3　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-4　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-5　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-6　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-7　C断層(傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-8　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-9　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-10　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-11　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-12　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-13　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-14　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-15　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-16　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7)
基準地震動 Ss-17　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-18　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-19　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-20　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-21　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-22　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 9)

第 4.5.40 図(2)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－22 の応答スペクトル
（EW 方向）

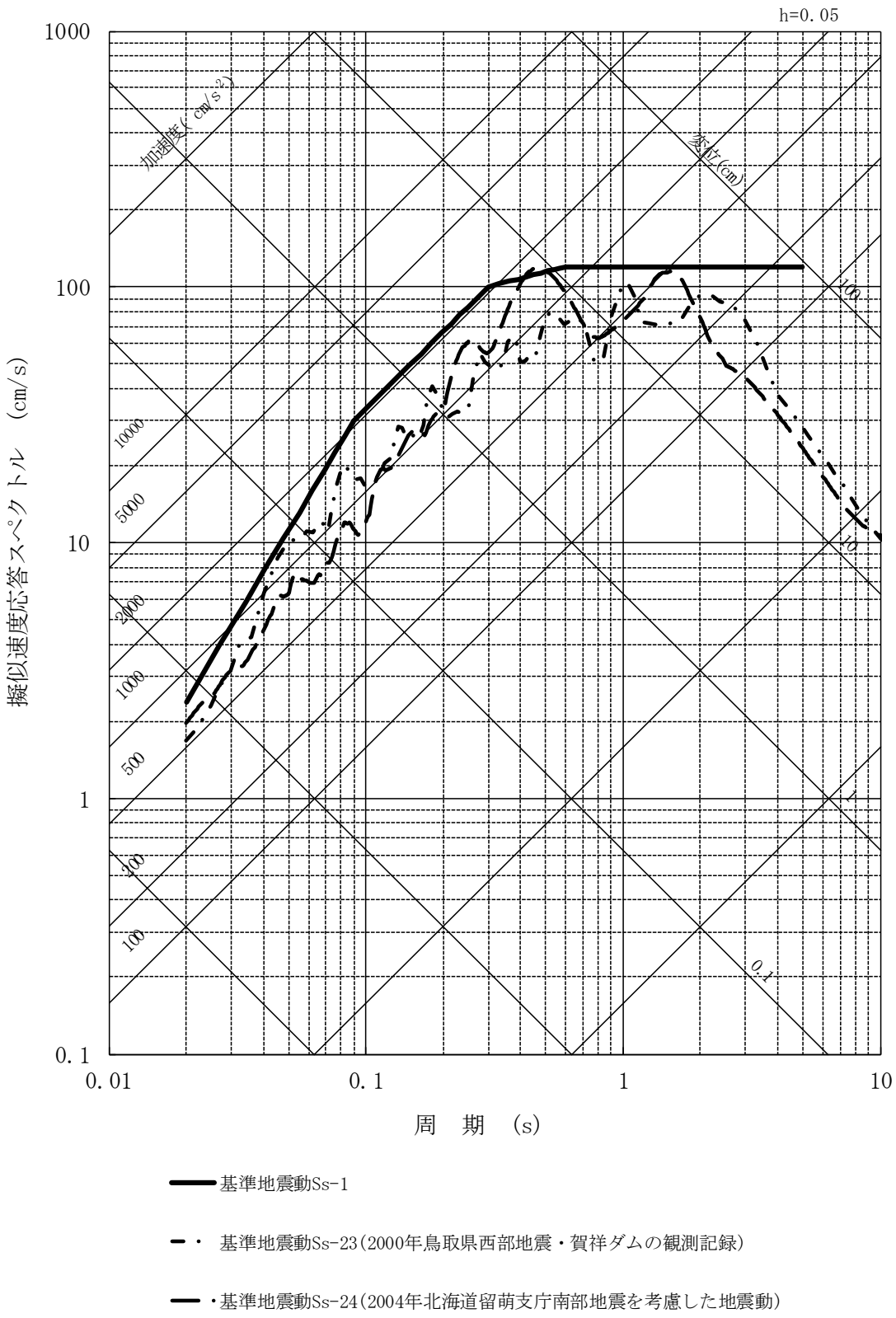


基準地震動 Ss-1
基準地震動 Ss-2　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-3　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-4　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-5　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-6　C断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-7　C断層(傾斜角 55° ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-8　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-9　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-10　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-11　白木－丹生断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 5)
基準地震動 Ss-12　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-13　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 3)
基準地震動 Ss-14　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-15　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-16　大陸棚外縁～B～野坂断層(短周期の地震動 1.5 倍ケース、破壊開始点 7)
基準地震動 Ss-17　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 1)
基準地震動 Ss-18　大陸棚外縁～B～野坂断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 4)
基準地震動 Ss-19　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(Vr=0.87β ケース、破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-20　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 2)
基準地震動 Ss-21　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 6)
基準地震動 Ss-22　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層～甲楽城沖断層～浦底断層
～池河内断層～柳ヶ瀬山断層～柳ヶ瀬断層南部～鍛冶屋断層～関ヶ原断層(破壊開始点 9)

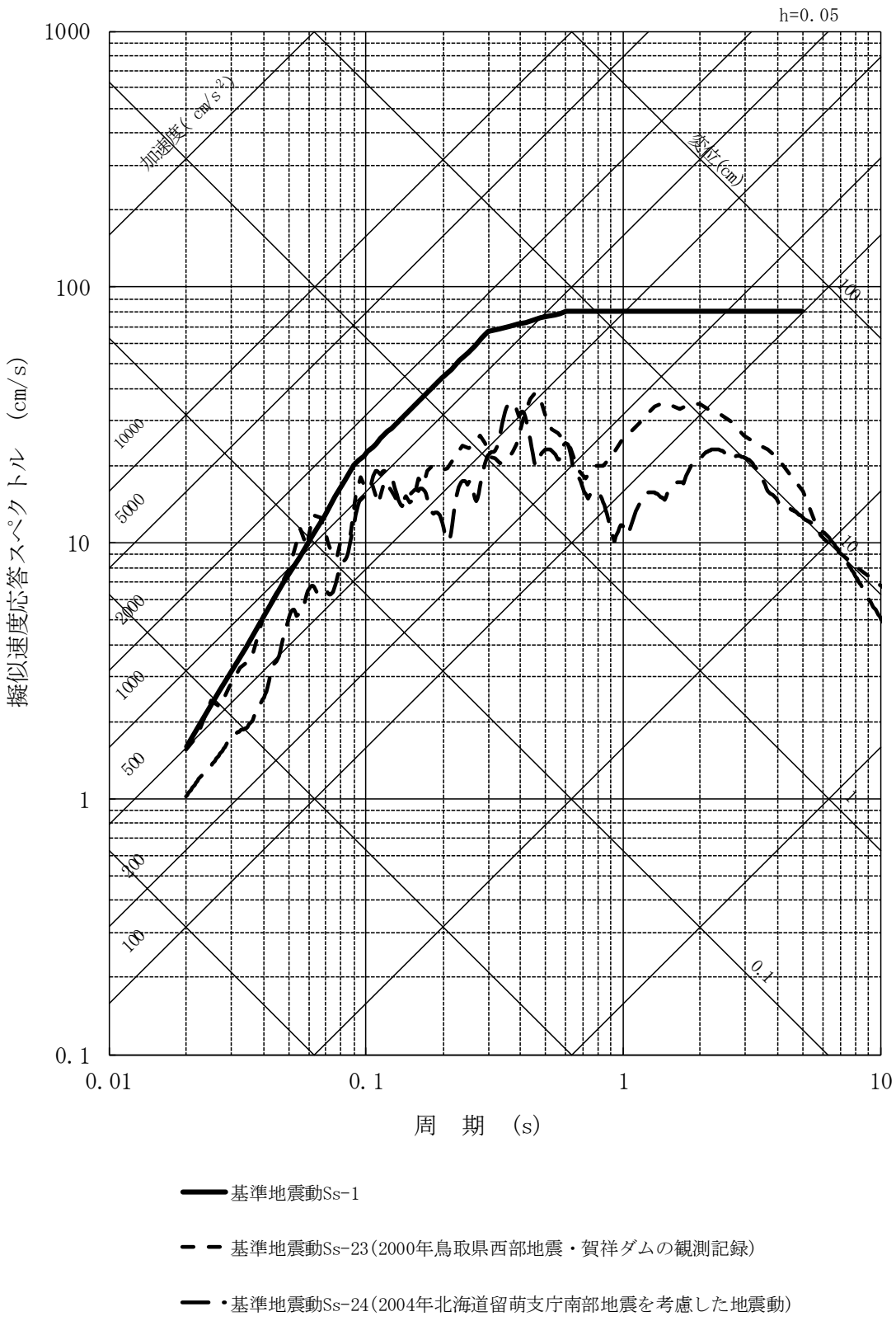
第 4.5.40 図(3)　基準地震動 Ss－1 と Ss－2～Ss－22 の応答スペクトル
(UD 方向)



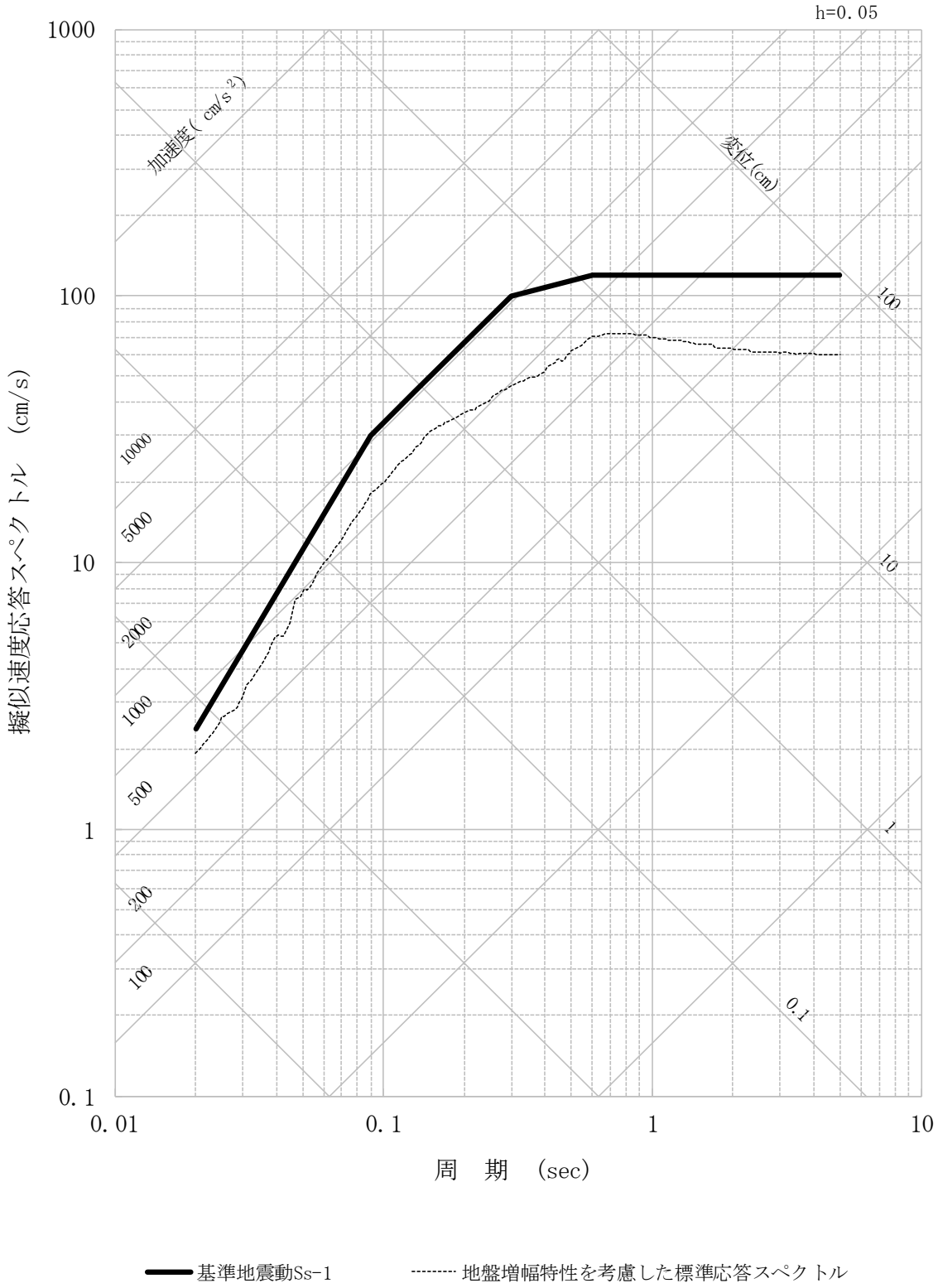
第 4.5.41 図(1)　基準地震動 Ss－1 と Ss－23，Ss－24 の応答スペクトル
（NS 方向）



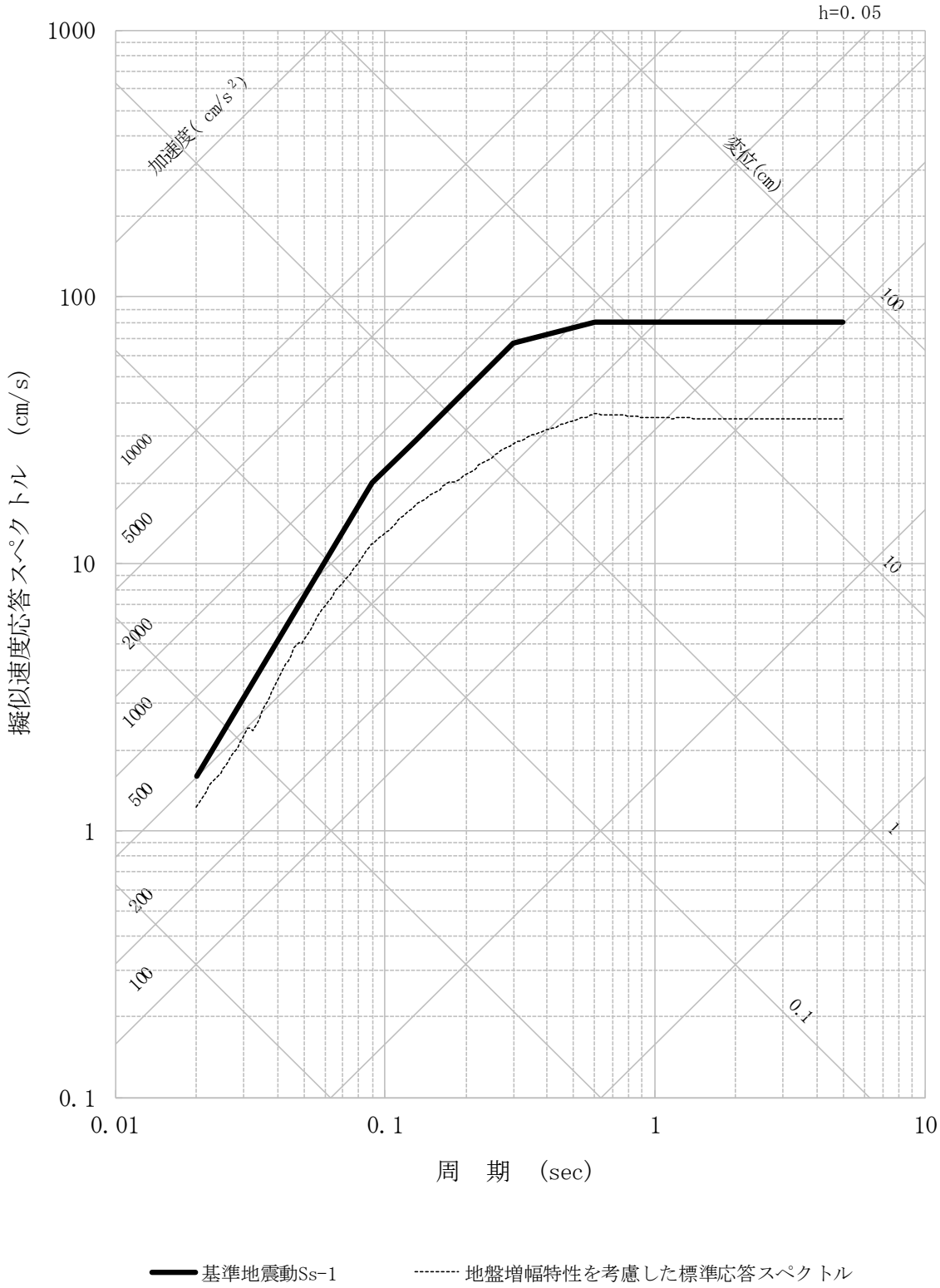
第 4.5.41 図(2)　基準地震動 Ss－1 と Ss－23，Ss－24 の応答スペクトル
（EW 方向）



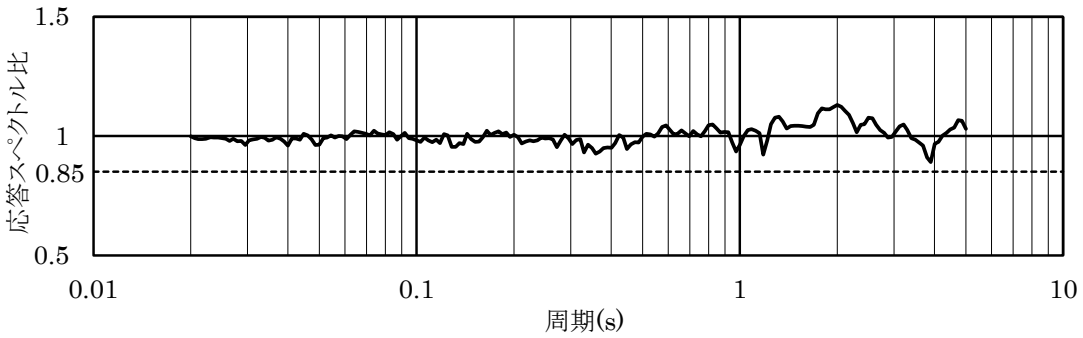
第 4.5.41 図(3)　基準地震動 Ss－1 と Ss－23，Ss－24 の応答スペクトル
（UD 方向）



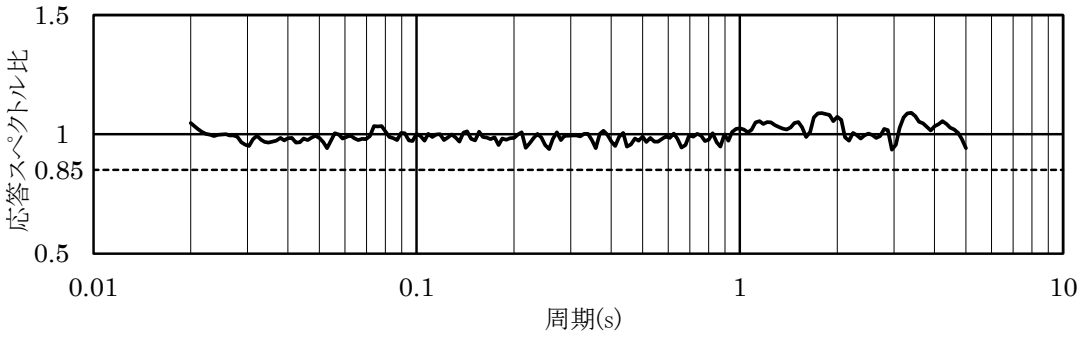
第 4.5.42 図(1)　基準地震動 Ss－1 と地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトル（水平方向）



第 4.5.42 図(2)　基準地震動 Ss－1 と地盤増幅特性を考慮した標準応答スペクトル（鉛直方向）

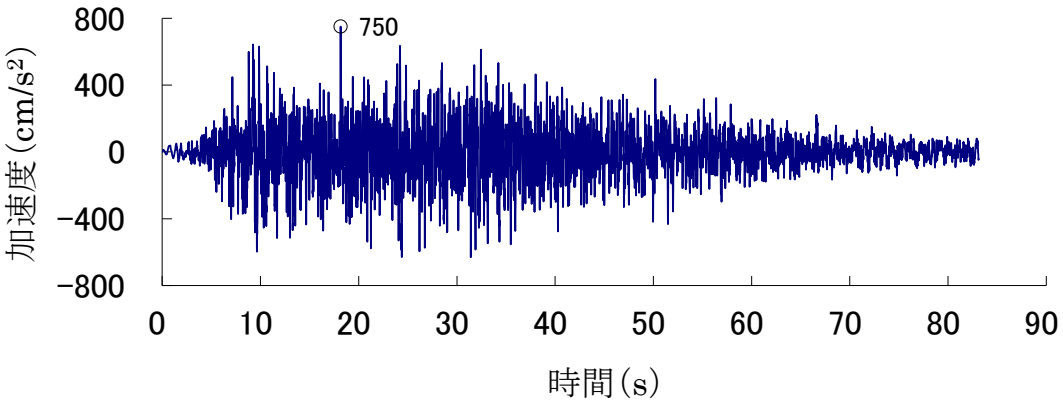


設計用模擬地震波 Ss－1（水平方向）

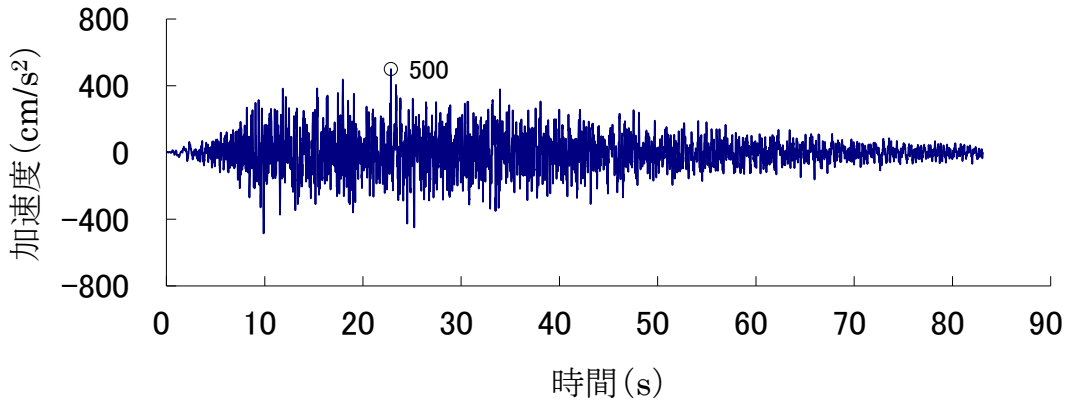


設計用模擬地震波 Ss－1（鉛直方向）

第 4.5.43 図　基準地震動の応答スペクトルに対する設計用模擬地震波の応答スペクトル比（減衰定数 5%）

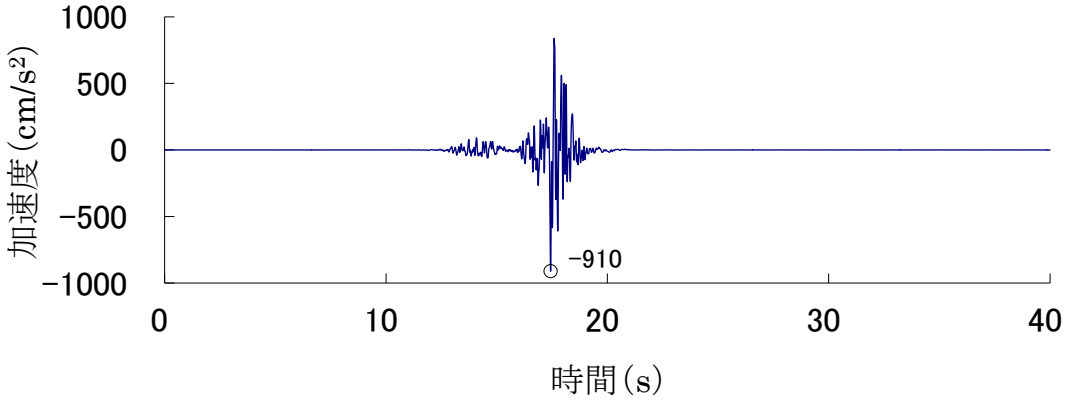


Ss－1（水平方向）

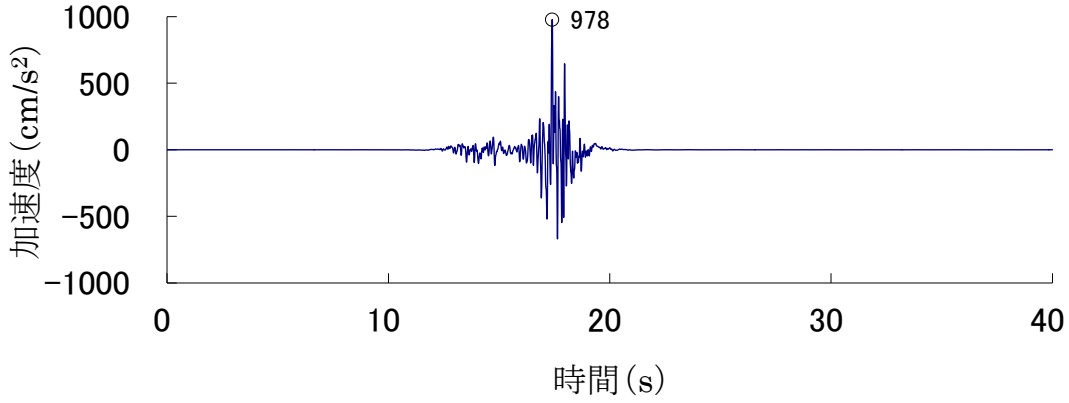


Ss－1（鉛直方向）

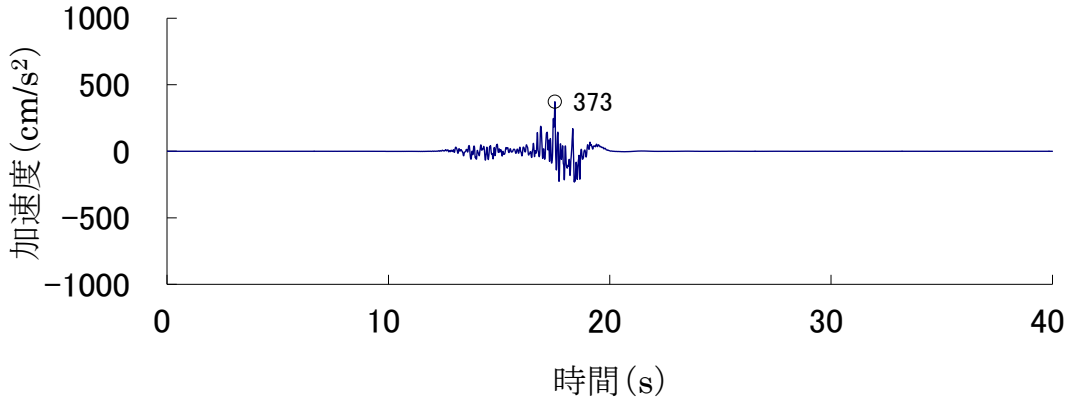
第 4.5.44 図　設計用模擬地震波 Ss－1 の加速度時刻歴波形



Ss－2（NS 方向）

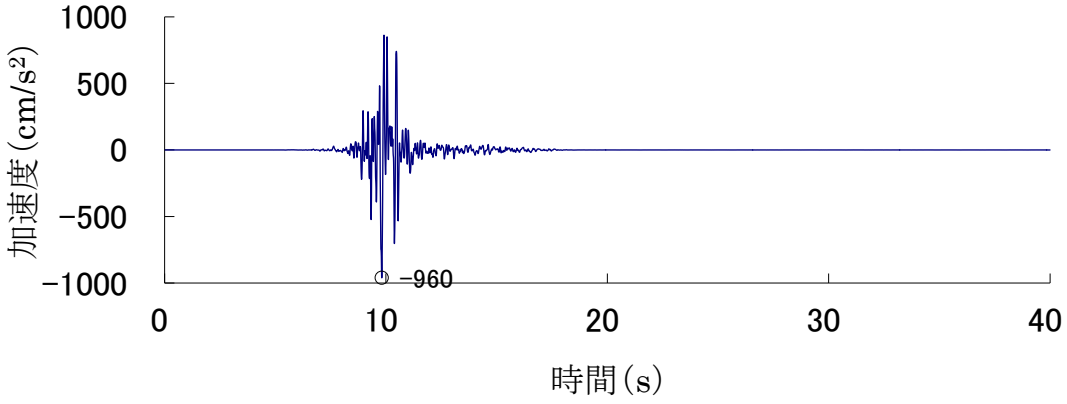


Ss－2（EW 方向）

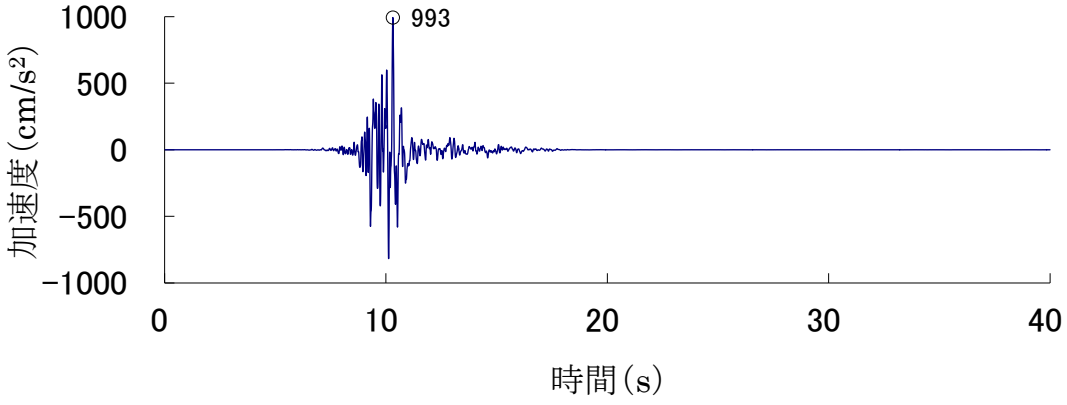


Ss－2（UD 方向）

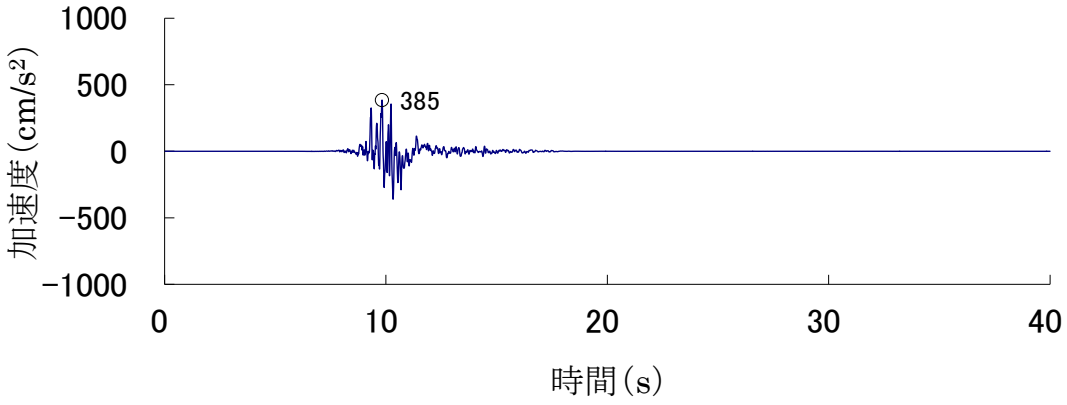
第 4.5.45 図(1)　Ss－2 の加速度時刻歴波形



Ss－3（NS 方向）

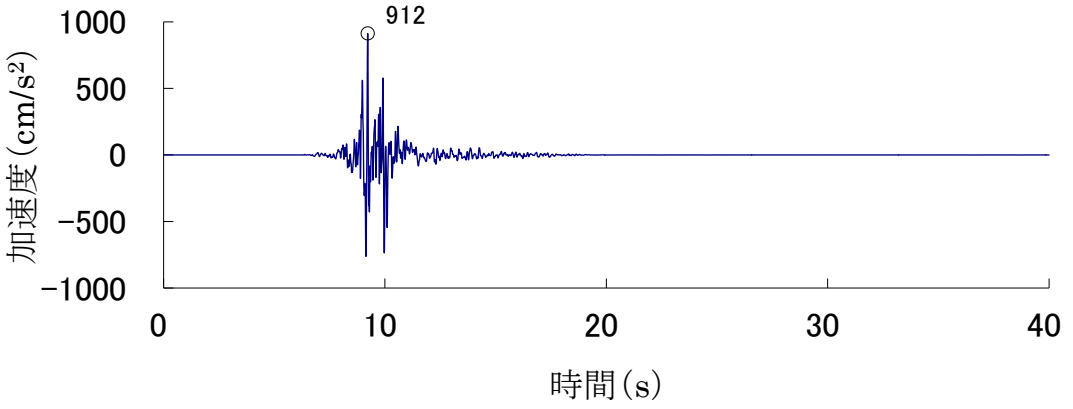


Ss－3（EW 方向）

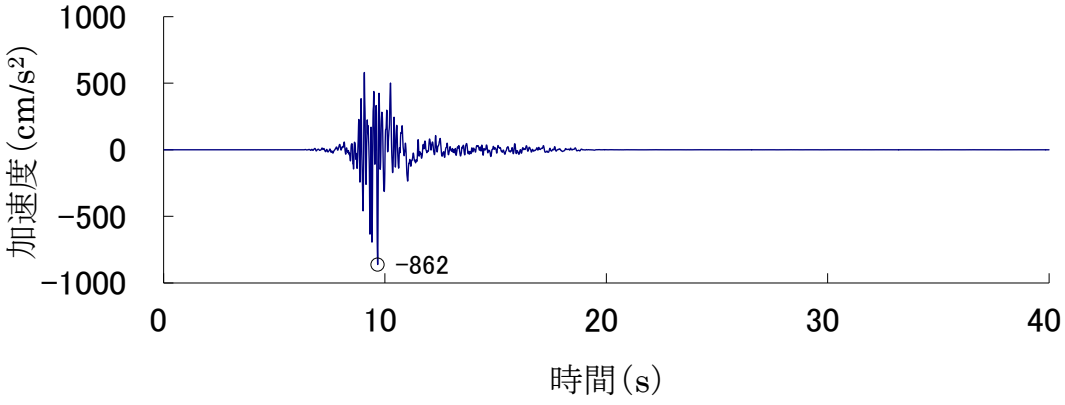


Ss－3（UD 方向）

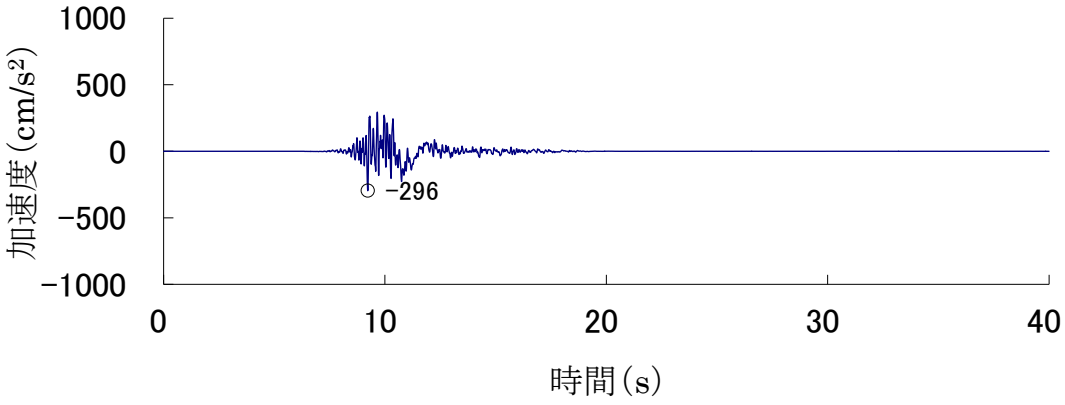
第 4.5.45 図(2)　Ss－3 の加速度時刻歴波形



Ss－4（NS 方向）

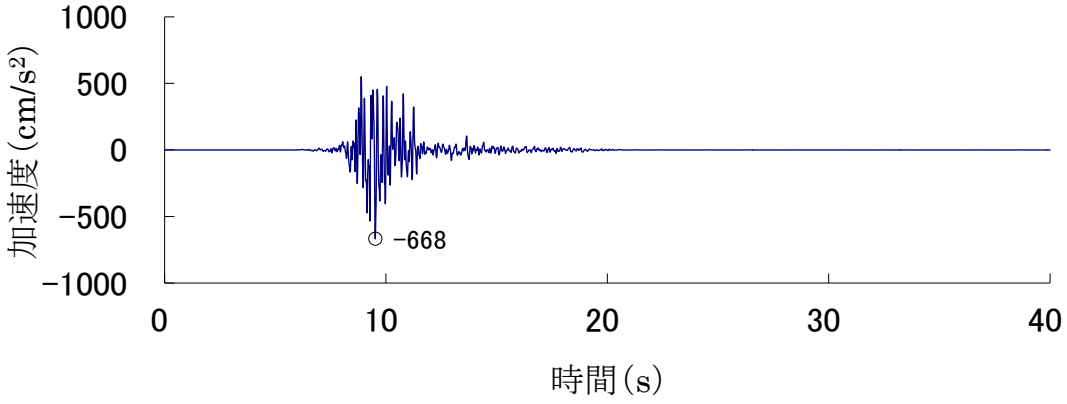


Ss－4（EW 方向）

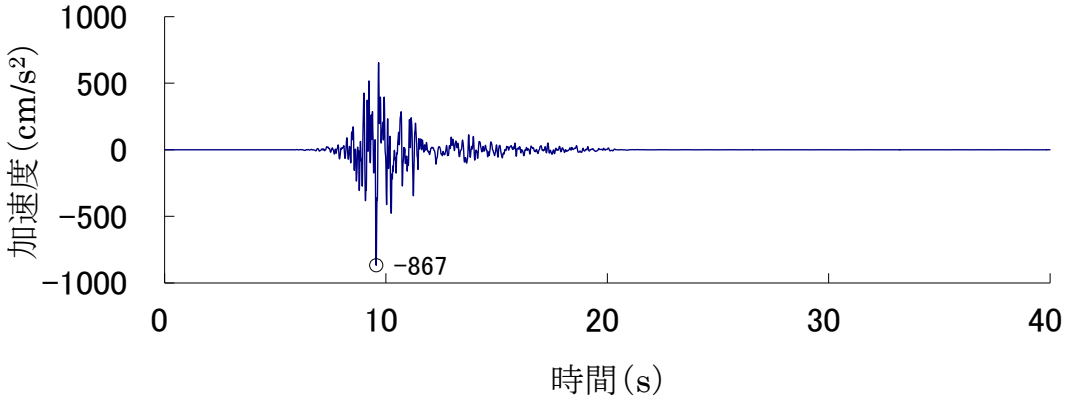


Ss－4（UD 方向）

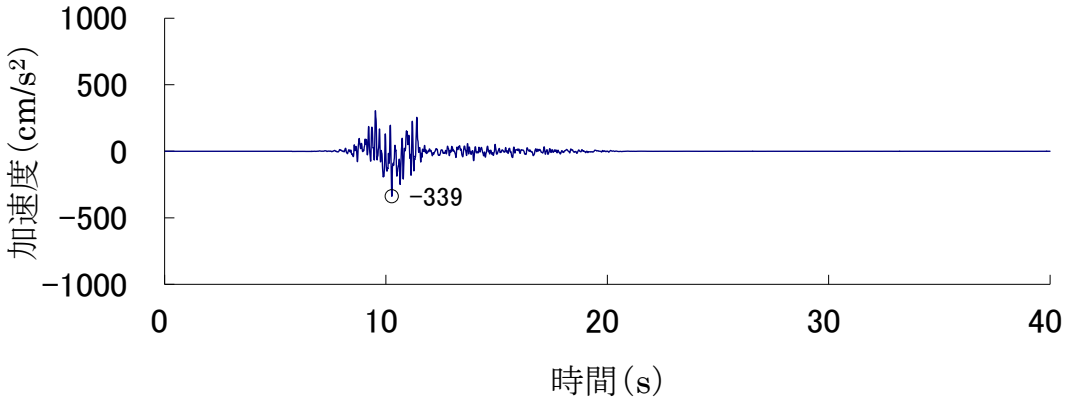
第 4.5.45 図(3)　Ss－4 の加速度時刻歴波形



Ss－5（NS 方向）

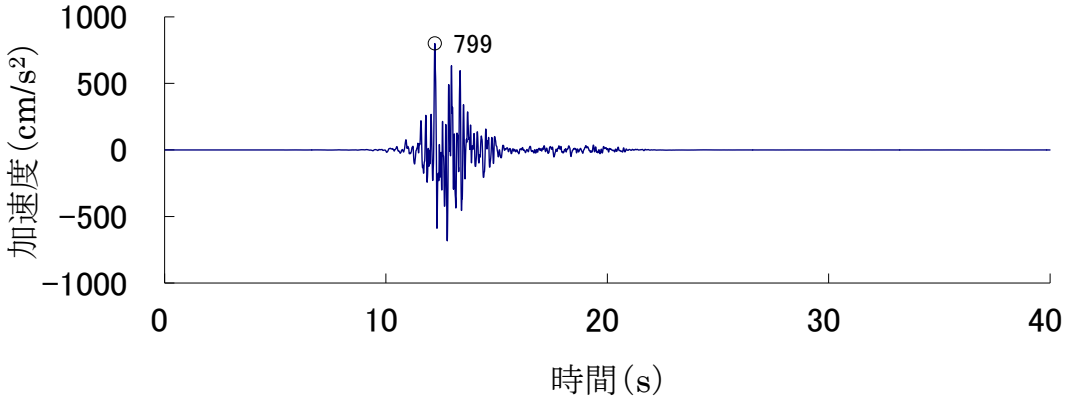


Ss－5（EW 方向）

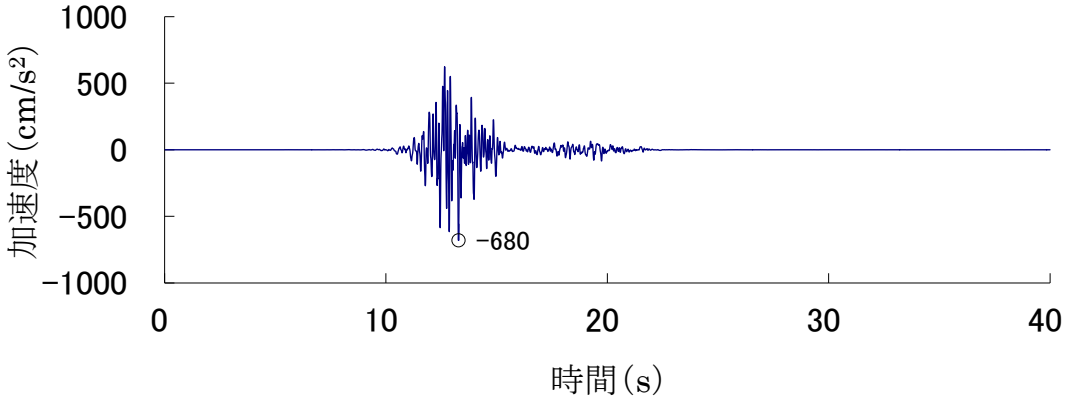


Ss－5（UD 方向）

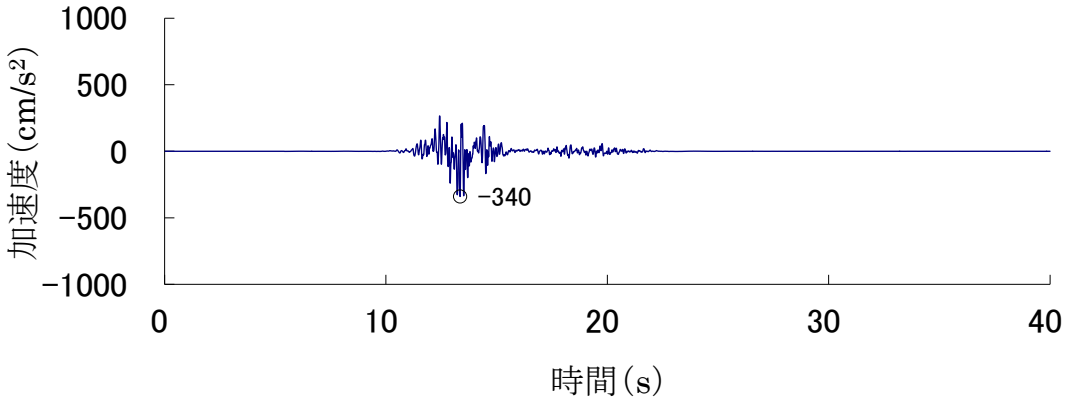
第 4.5.45 図(4)　Ss－5 の加速度時刻歴波形



Ss－6（NS 方向）

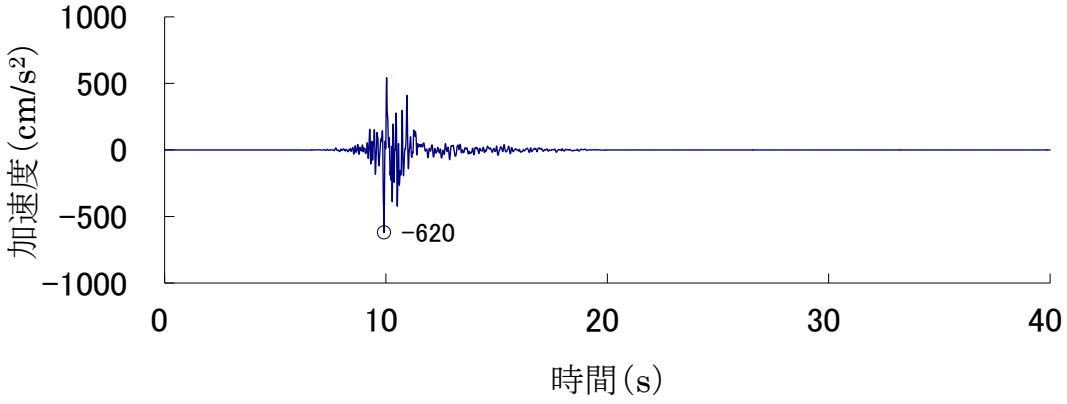


Ss－6（EW 方向）

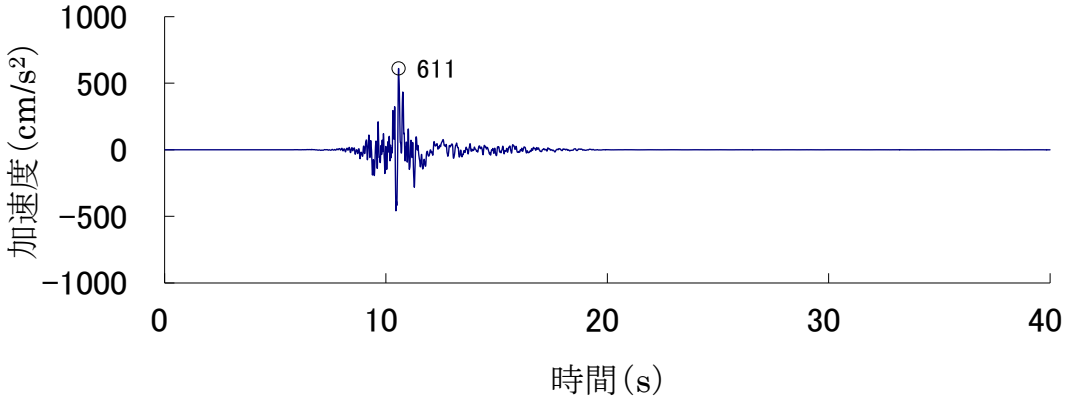


Ss－6（UD 方向）

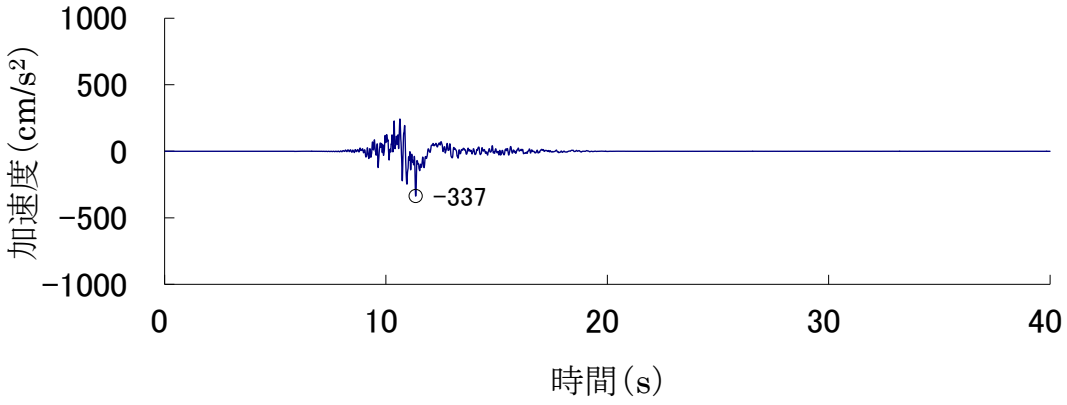
第 4.5.45 図(5)　Ss－6 の加速度時刻歴波形



Ss－7（NS 方向）

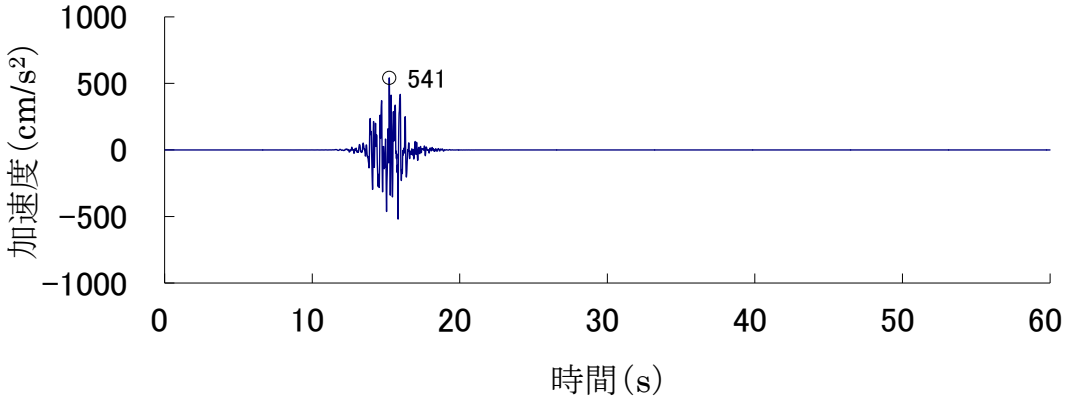


Ss－7（EW 方向）

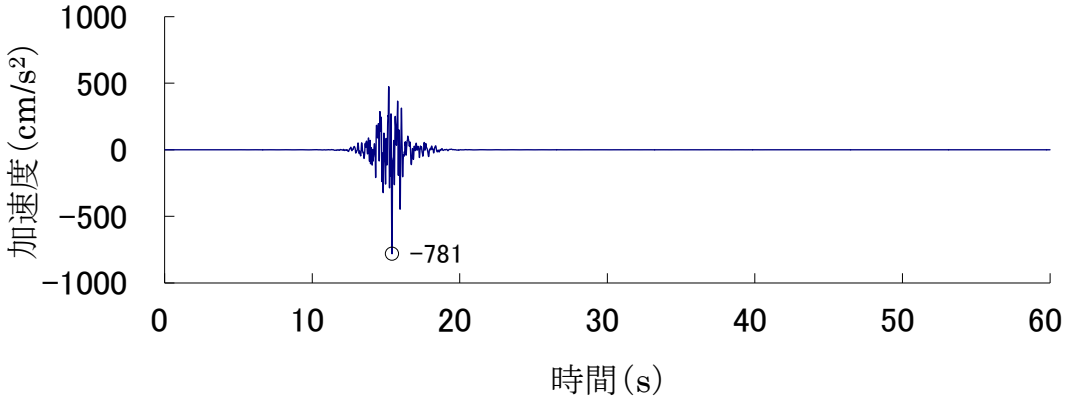


Ss－7（UD 方向）

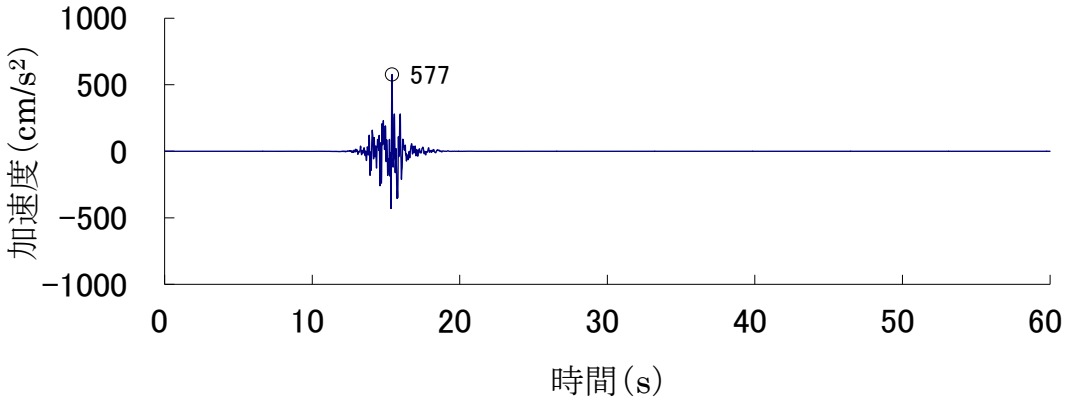
第 4.5.45 図(6)　Ss－7 の加速度時刻歴波形



Ss－8（NS 方向）

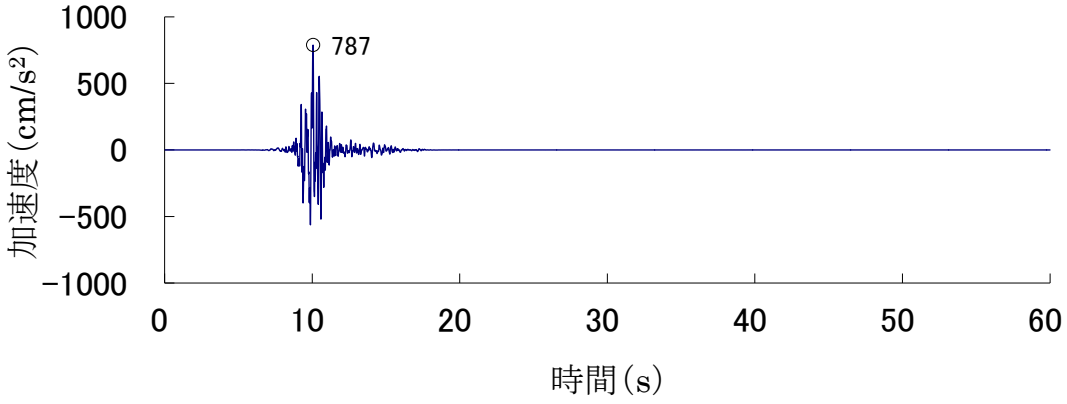


Ss－8（EW 方向）

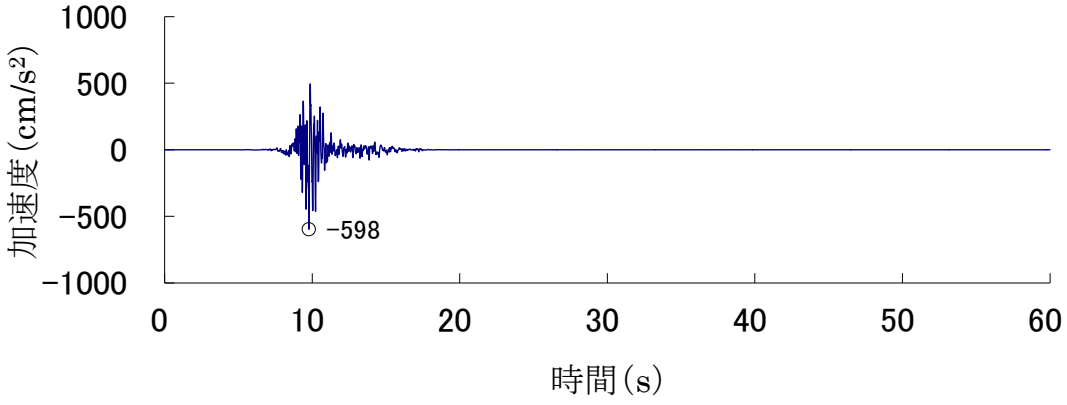


Ss－8（UD 方向）

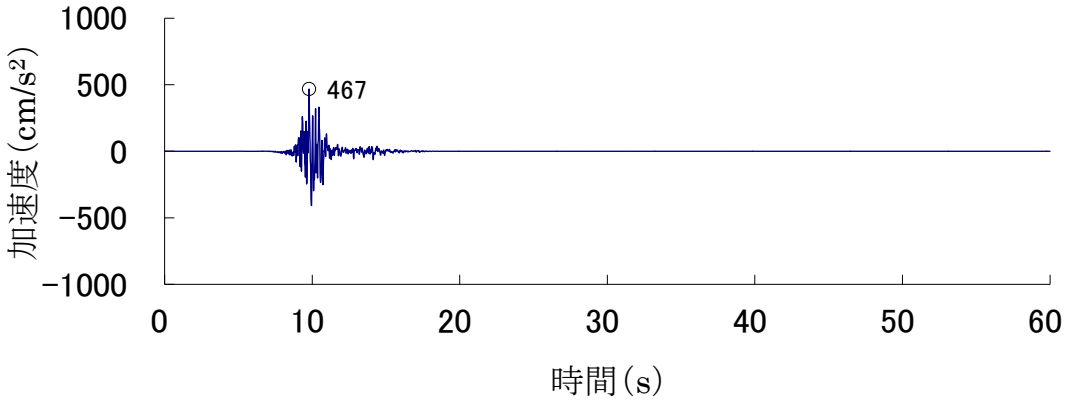
第 4.5.45 図(7)　Ss－8 の加速度時刻歴波形



Ss－9（NS 方向）

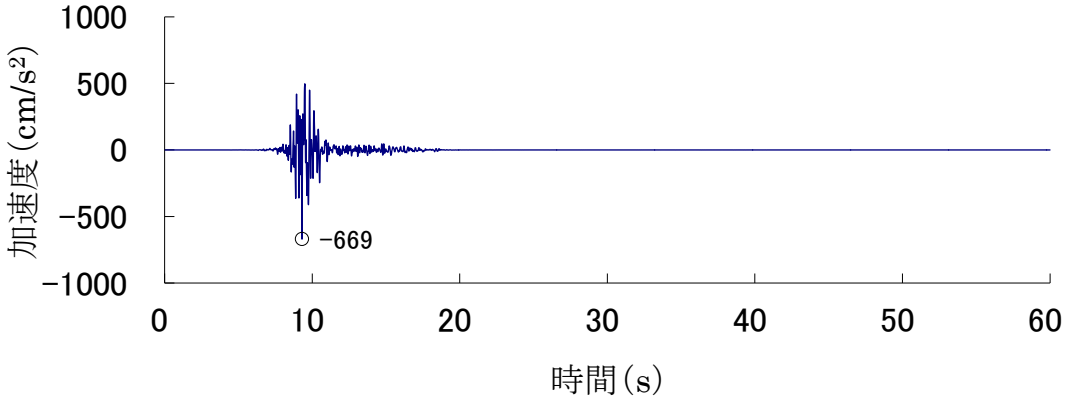


Ss－9（EW 方向）

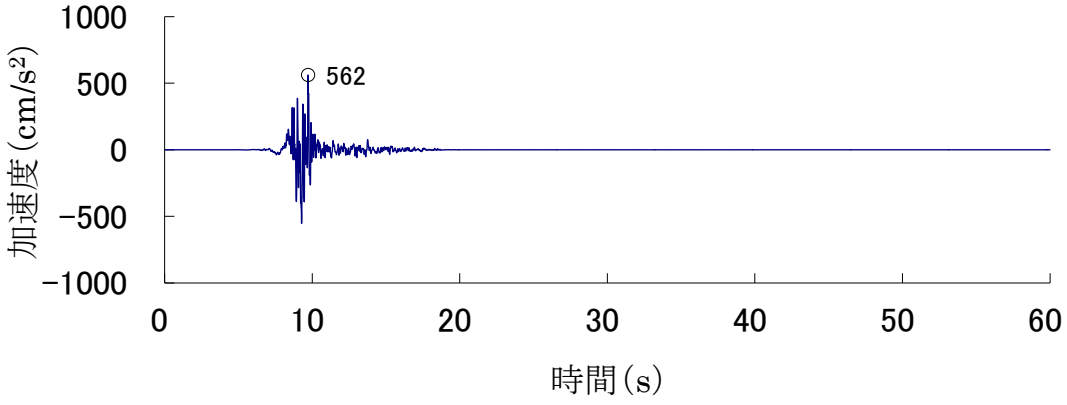


Ss－9（UD 方向）

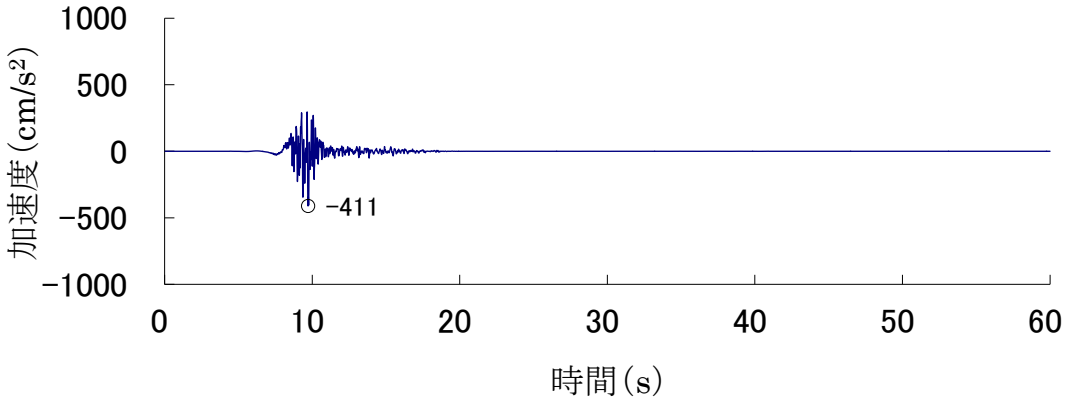
第 4.5.45 図(8)　Ss－9 の加速度時刻歴波形



Ss－10（NS 方向）

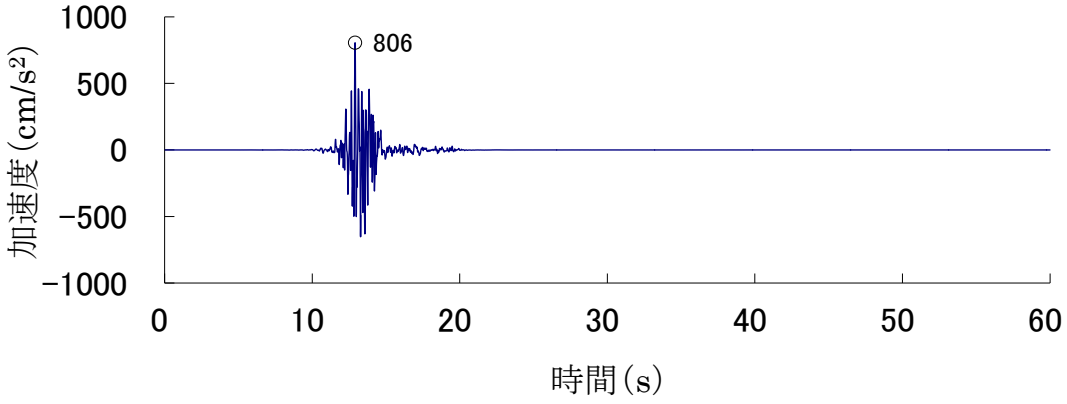


Ss－10（EW 方向）

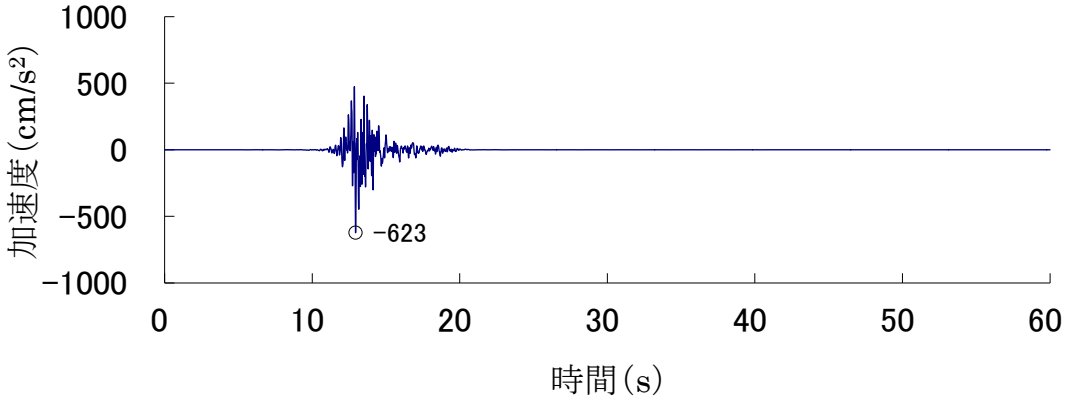


Ss－10（UD 方向）

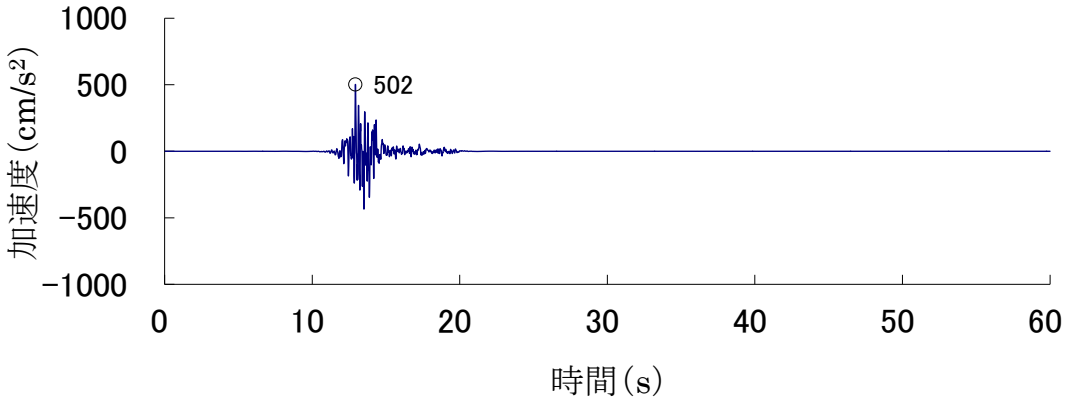
第 4.5.45 図(9)　Ss－10 の加速度時刻歴波形



Ss－11（NS 方向）

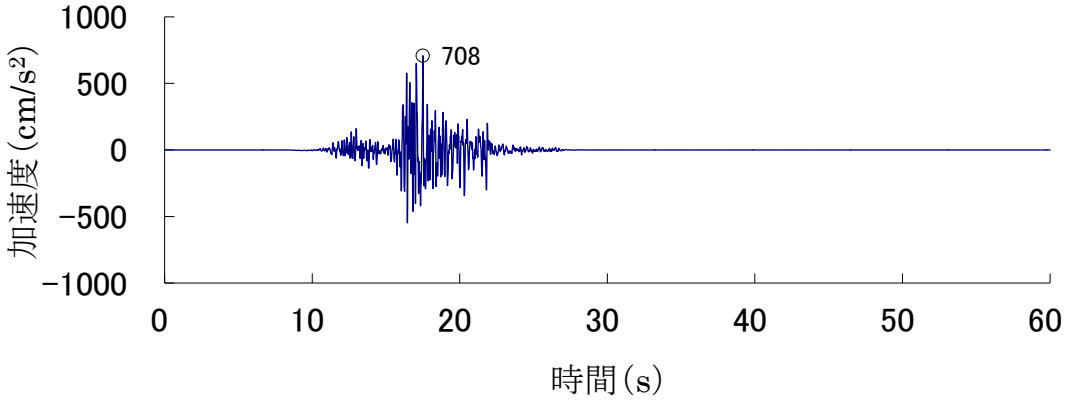


Ss－11（EW 方向）

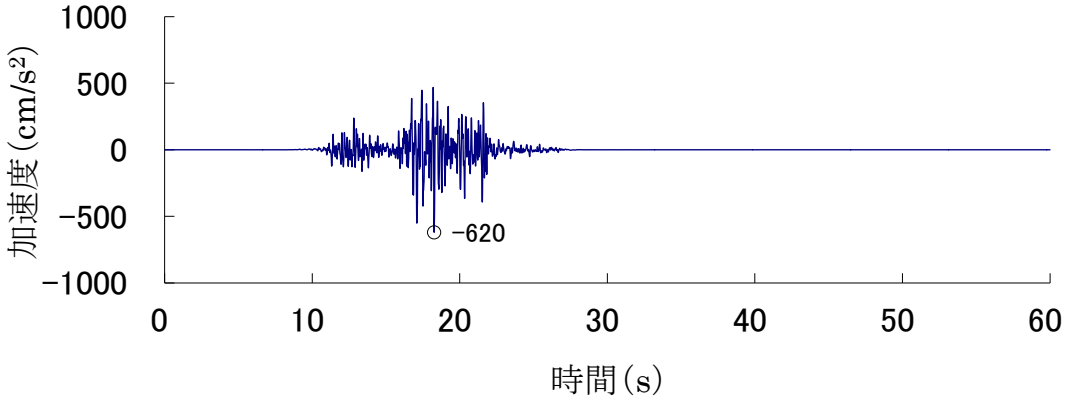


Ss－11（UD 方向）

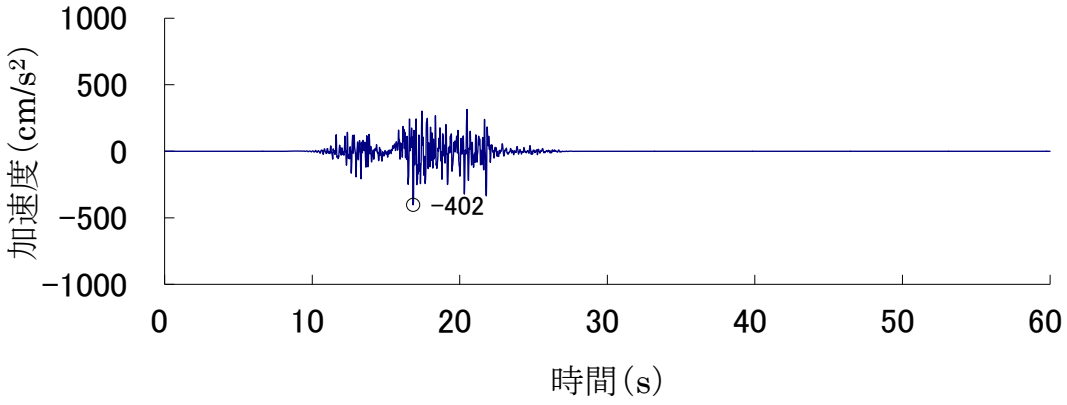
第 4.5.45 図(10)　Ss－11 の加速度時刻歴波形



Ss－12（NS 方向）

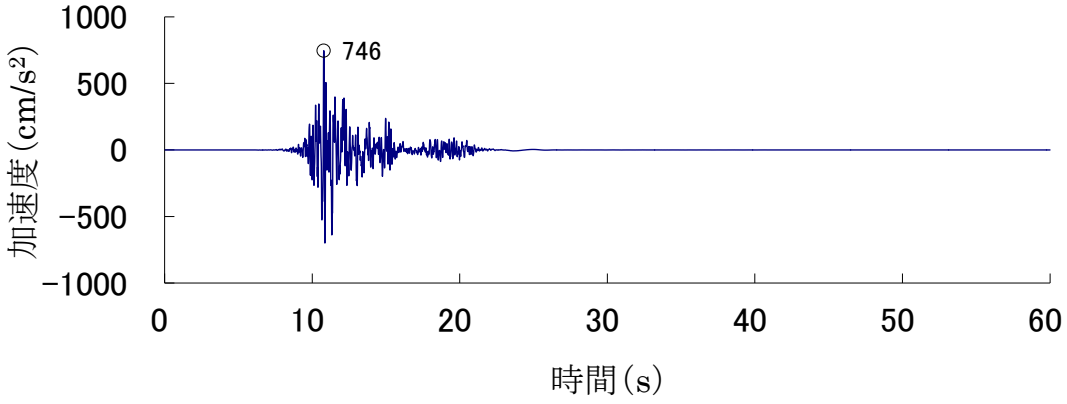


Ss－12（EW 方向）

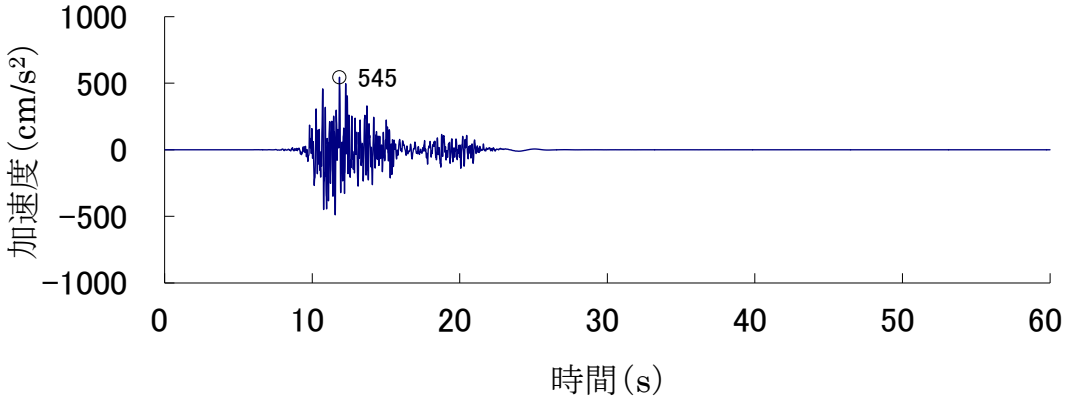


Ss－12（UD 方向）

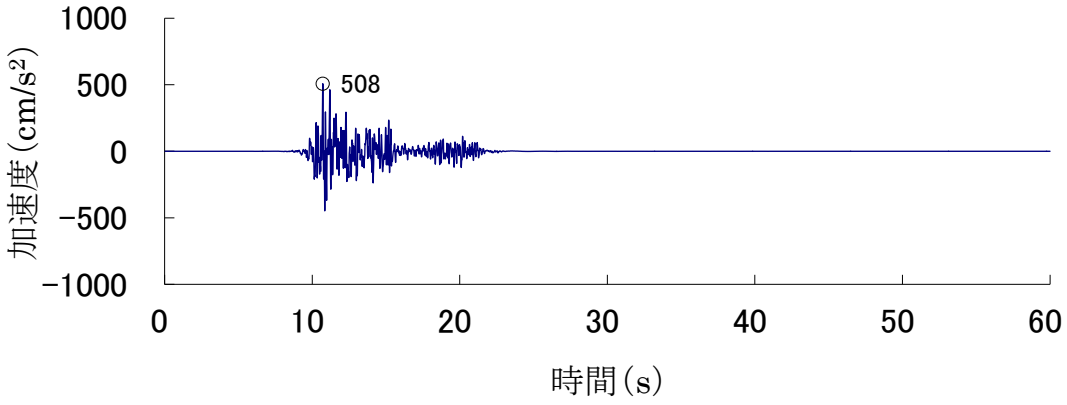
第 4.5.45 図(11)　Ss－12 の加速度時刻歴波形



Ss－13（NS 方向）

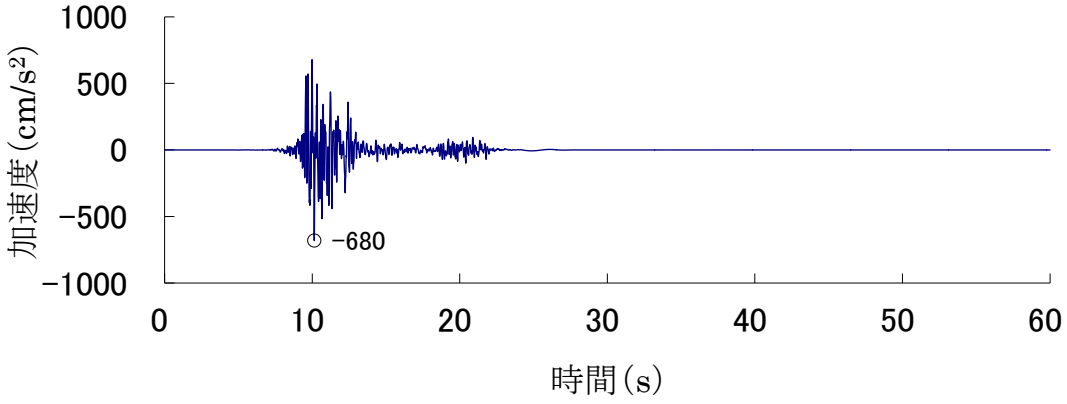


Ss－13（EW 方向）

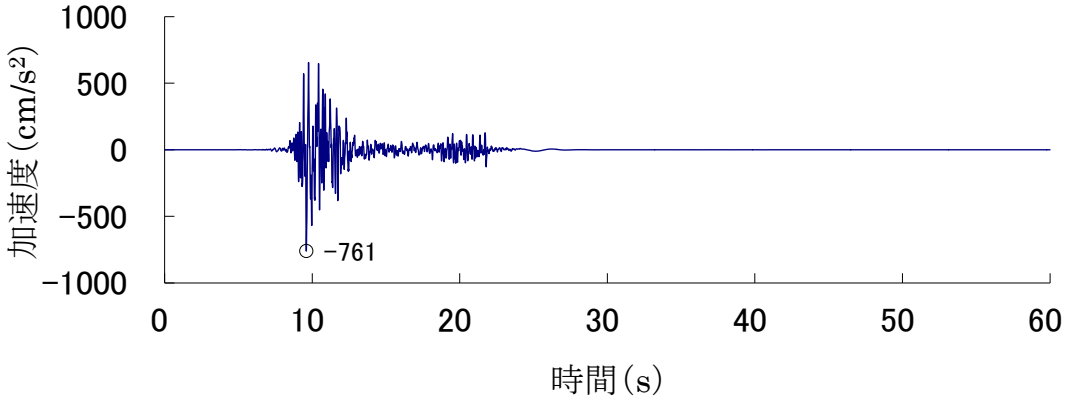


Ss－13（UD 方向）

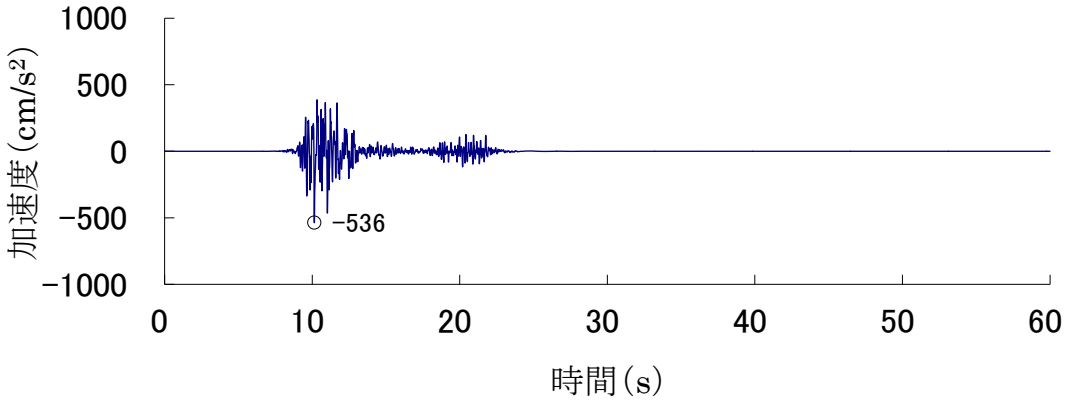
第 4.5.45 図(12)　Ss－13 の加速度時刻歴波形



Ss－14（NS 方向）

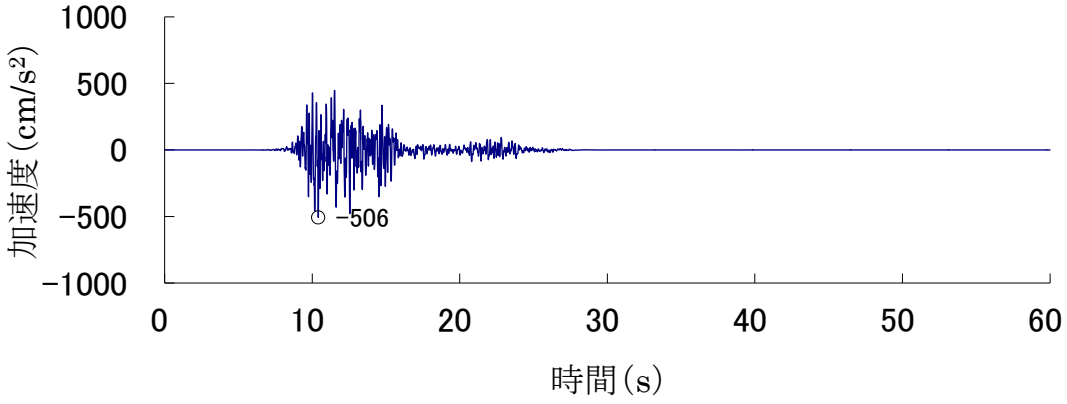


Ss－14（EW 方向）

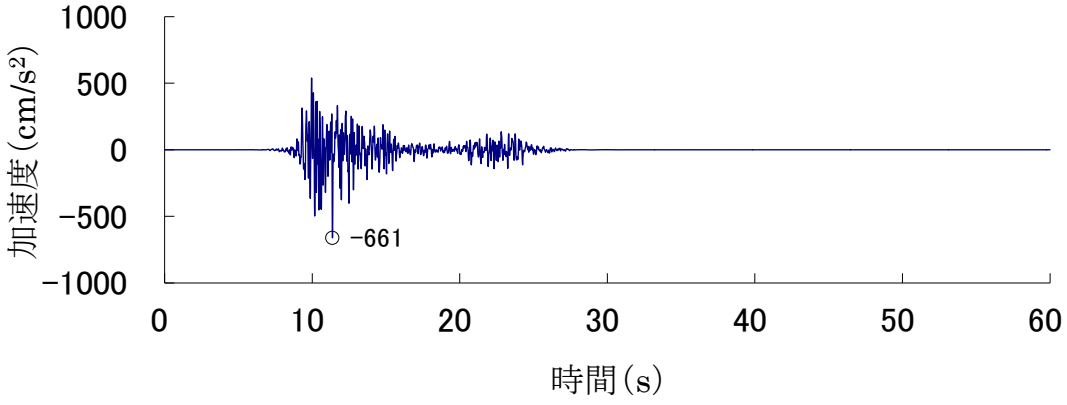


Ss－14（UD 方向）

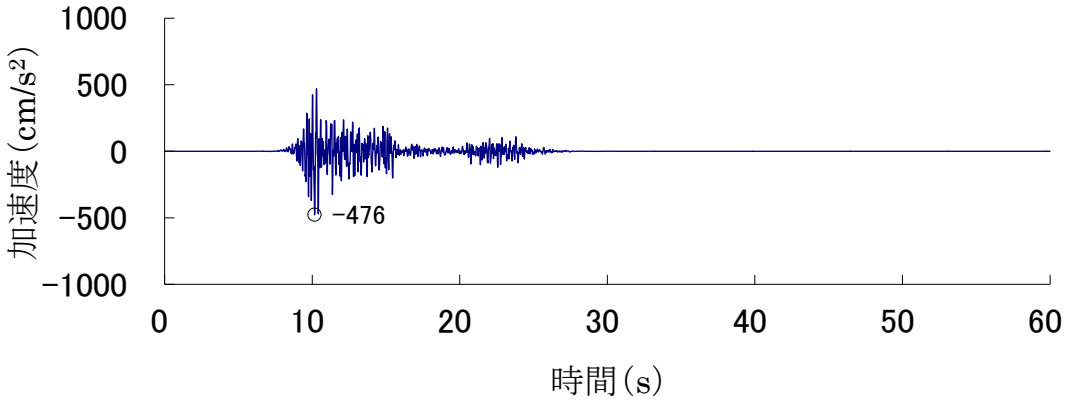
第 4.5.45 図(13)　Ss－14 の加速度時刻歴波形



Ss－15（NS 方向）

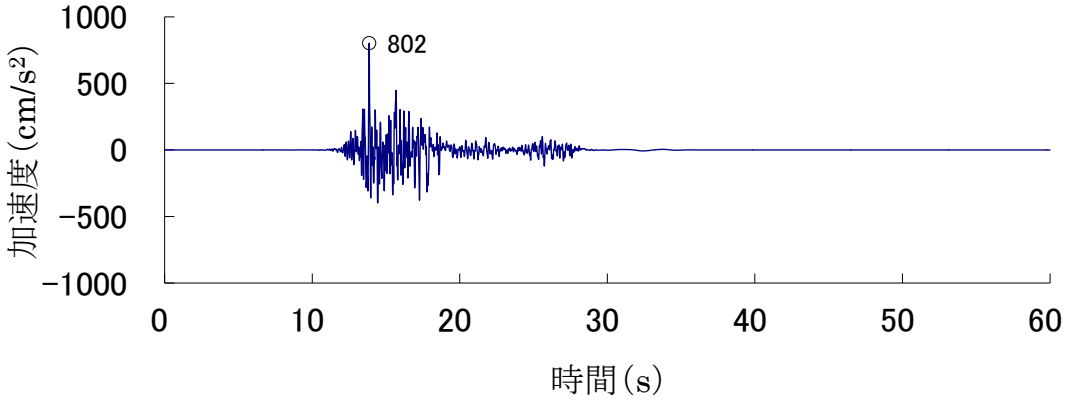


Ss－15（EW 方向）

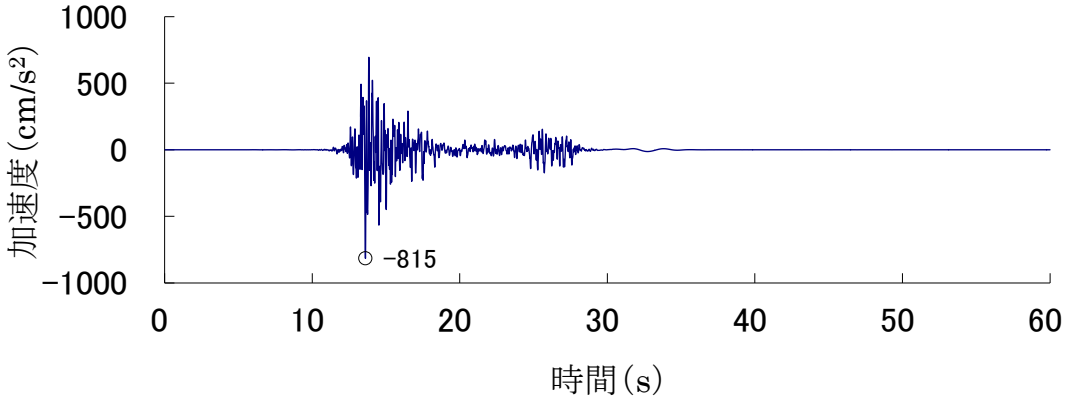


Ss－15（UD 方向）

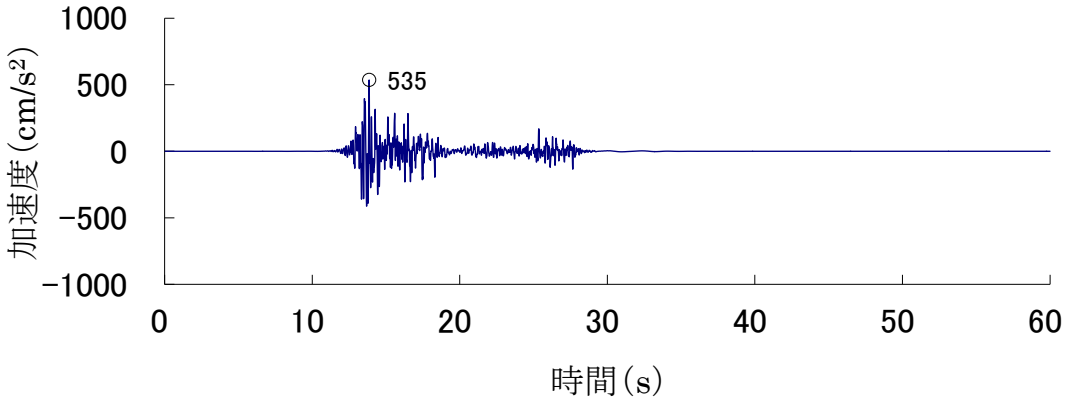
第 4.5.45 図(14)　Ss－15 の加速度時刻歴波形



Ss－16（NS 方向）

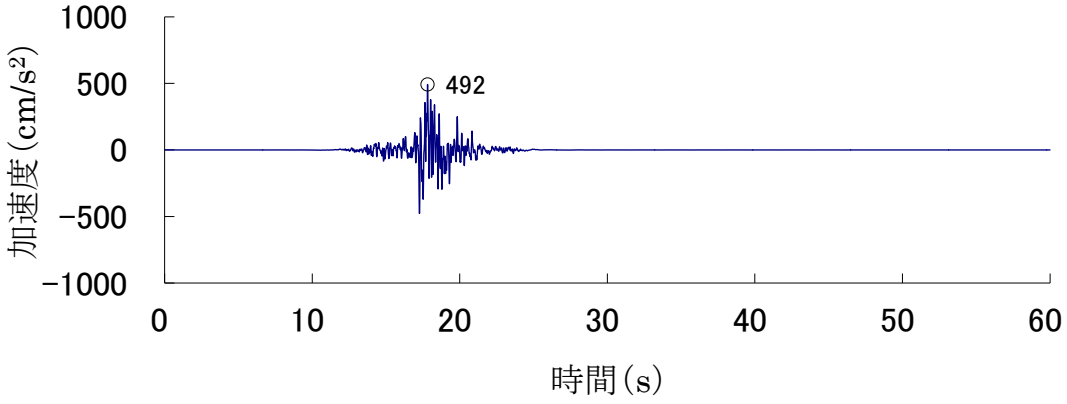


Ss－16（EW 方向）

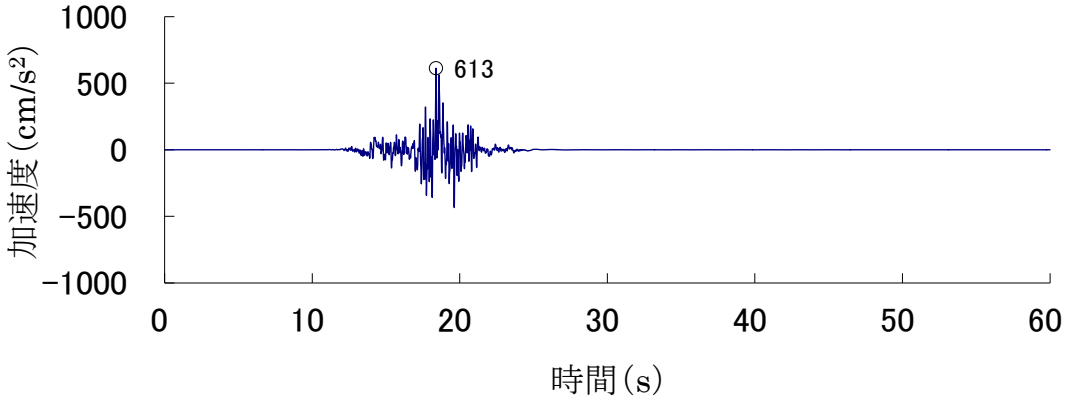


Ss－16（UD 方向）

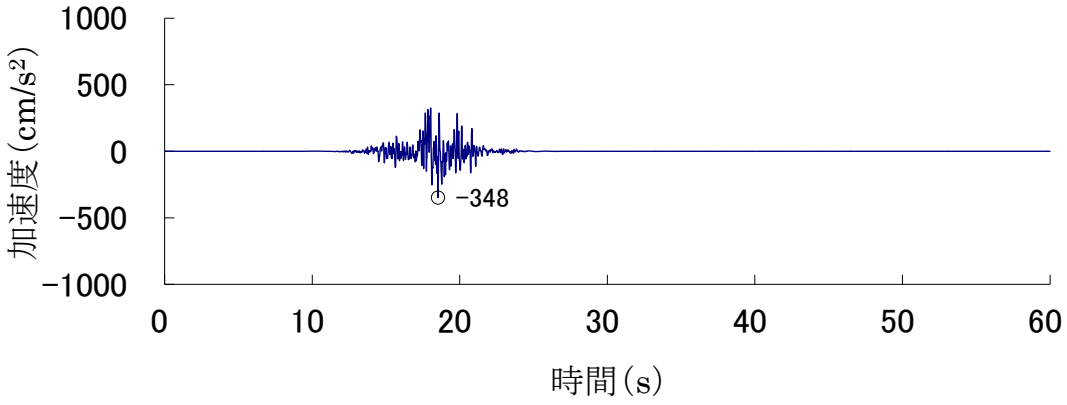
第 4.5.45 図(15)　Ss－16 の加速度時刻歴波形



Ss－17（NS 方向）

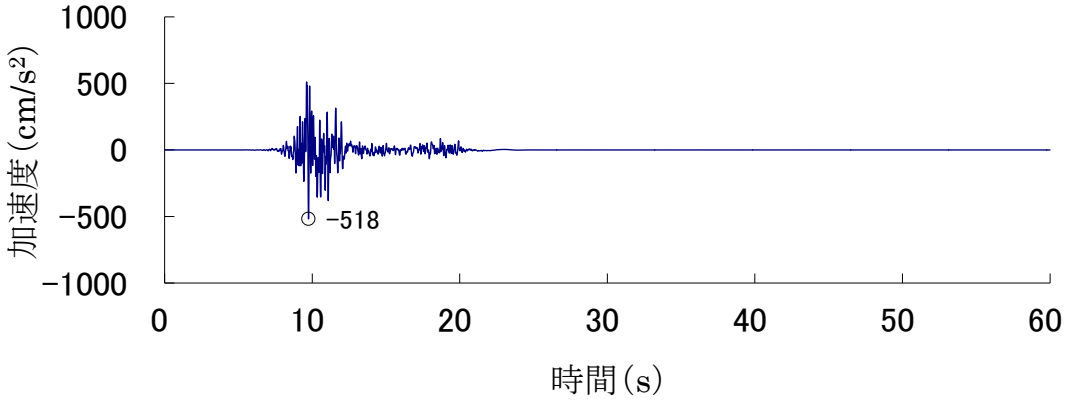


Ss－17（EW 方向）

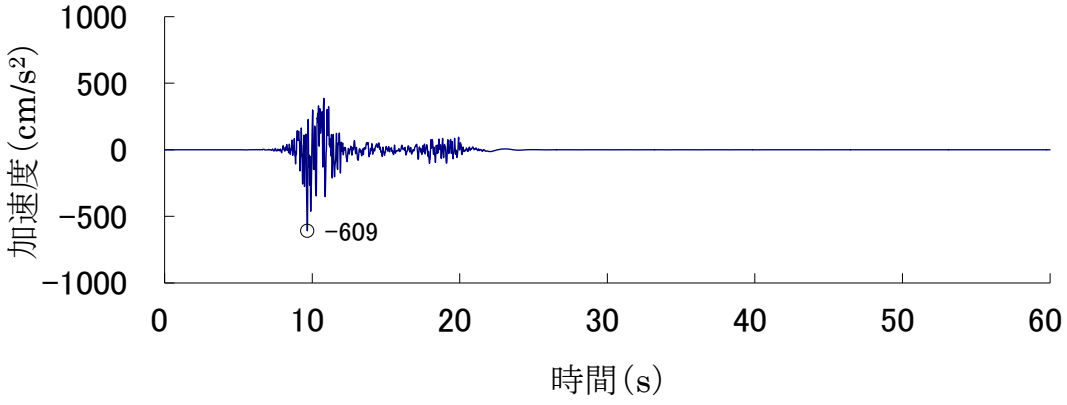


Ss－17（UD 方向）

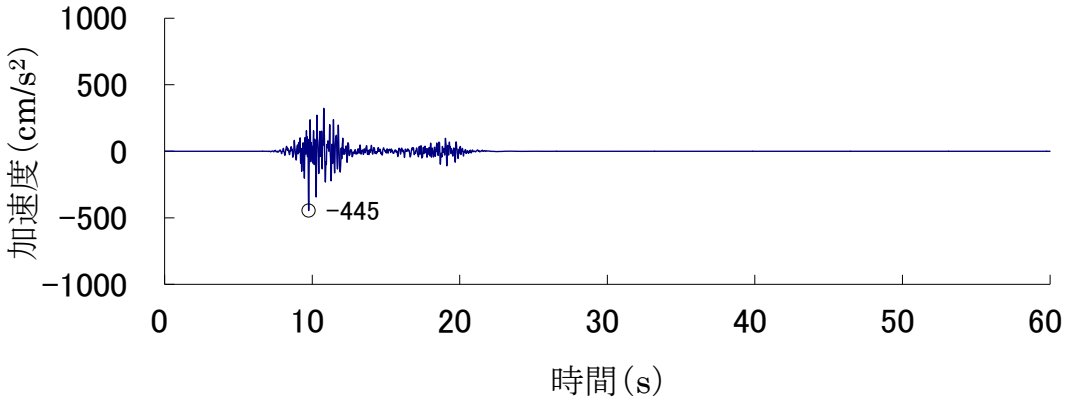
第 4.5.45 図(16)　Ss－17 の加速度時刻歴波形



Ss－18（NS 方向）

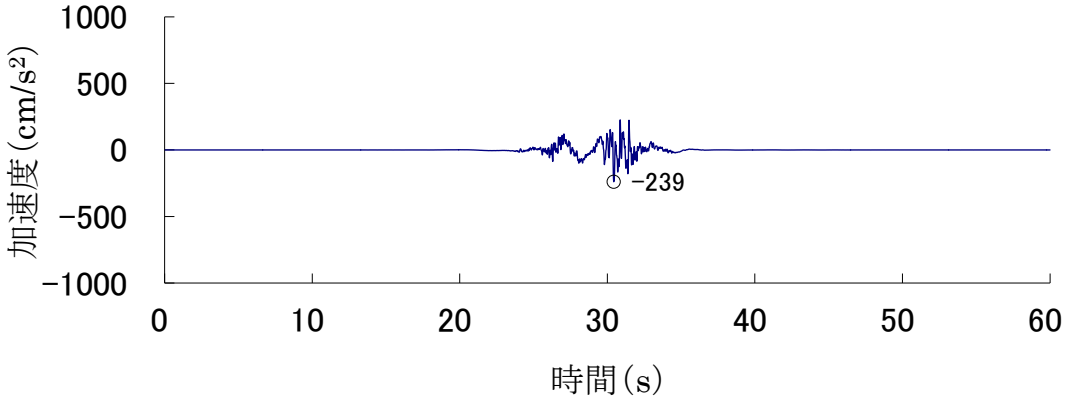


Ss－18（EW 方向）

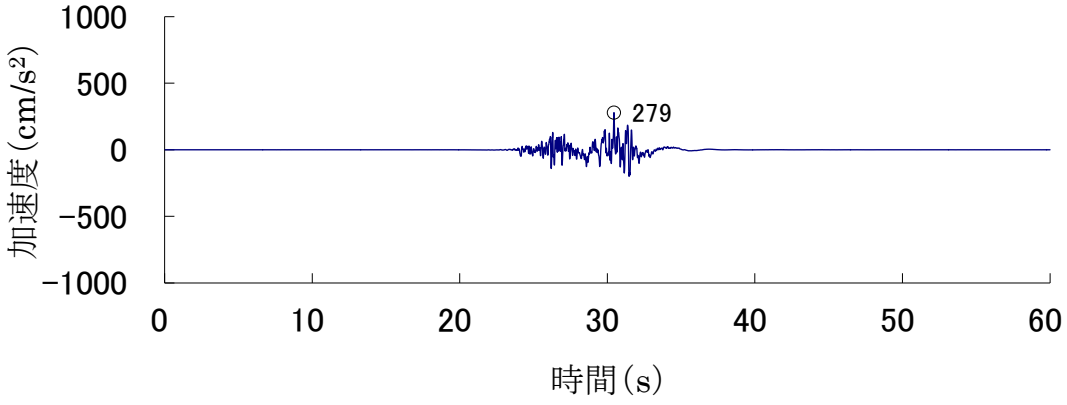


Ss－18（UD 方向）

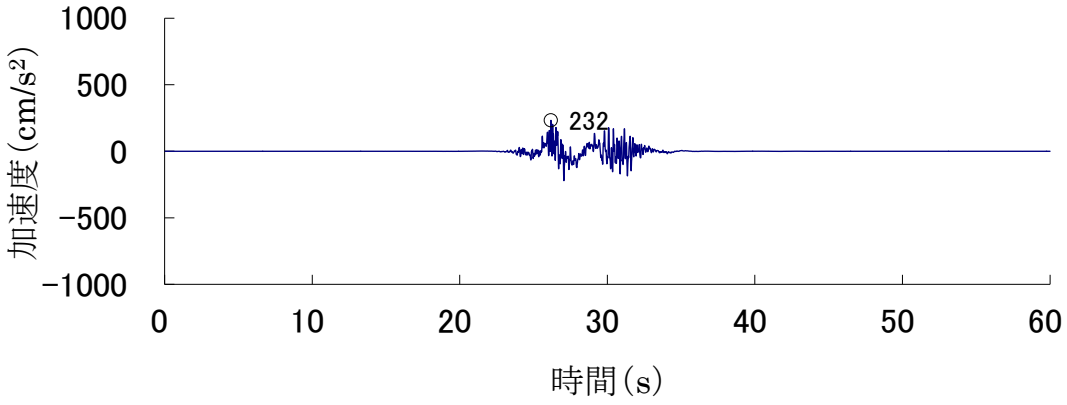
第 4.5.45 図(17)　Ss－18 の加速度時刻歴波形



Ss－19（NS 方向）

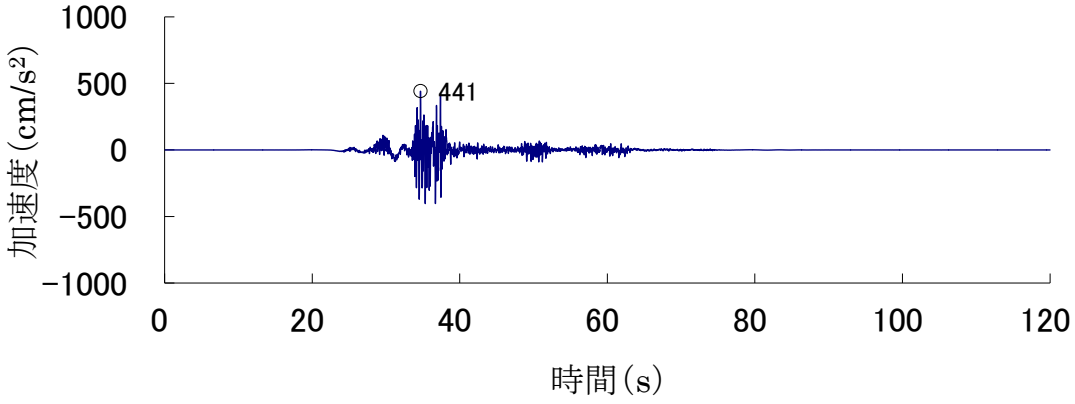


Ss－19（EW 方向）

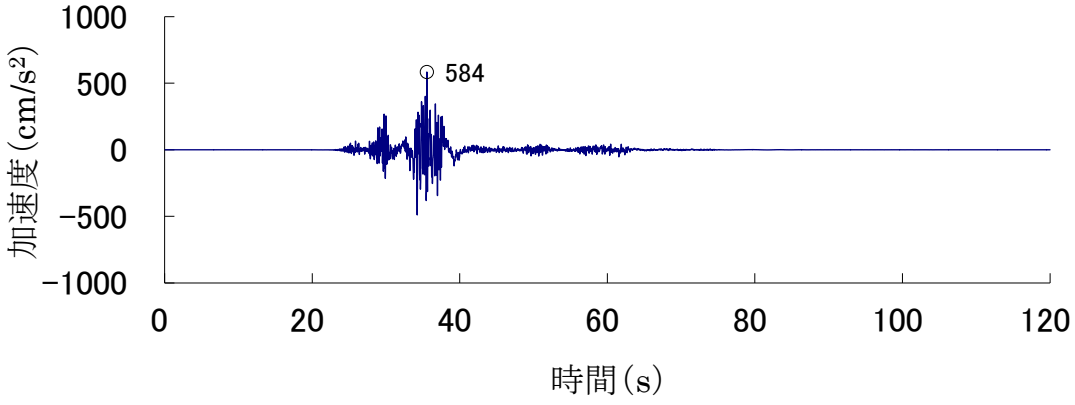


Ss－19（UD 方向）

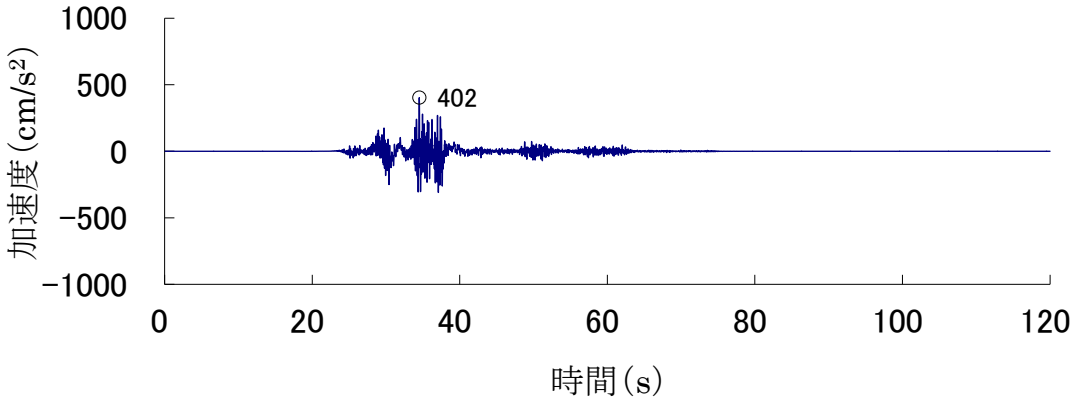
第 4.5.45 図(18)　Ss－19 の加速度時刻歴波形



Ss－20（NS 方向）

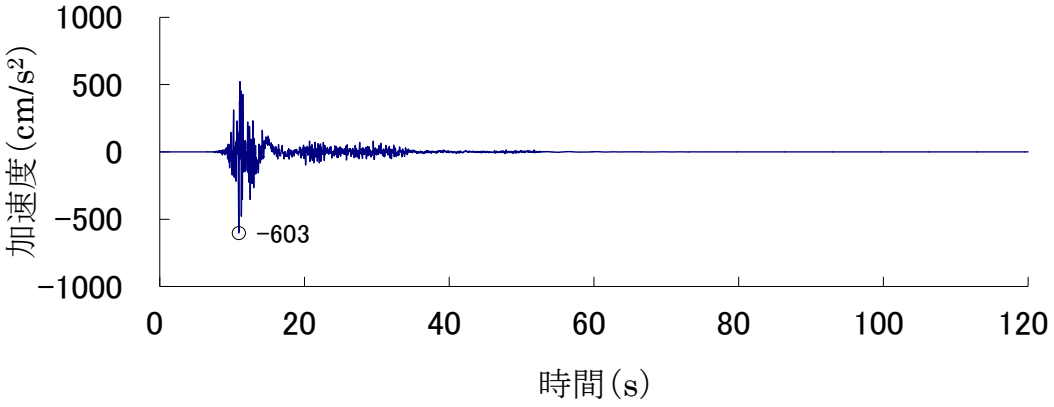


Ss－20（EW 方向）

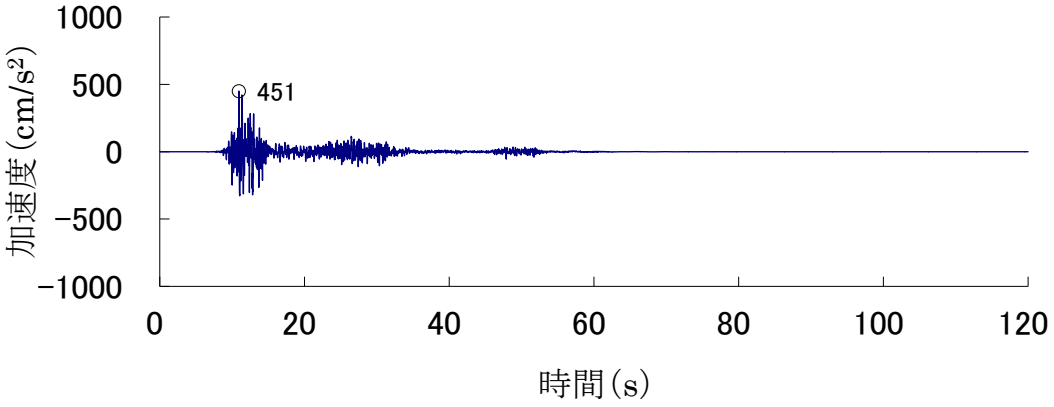


Ss－20（UD 方向）

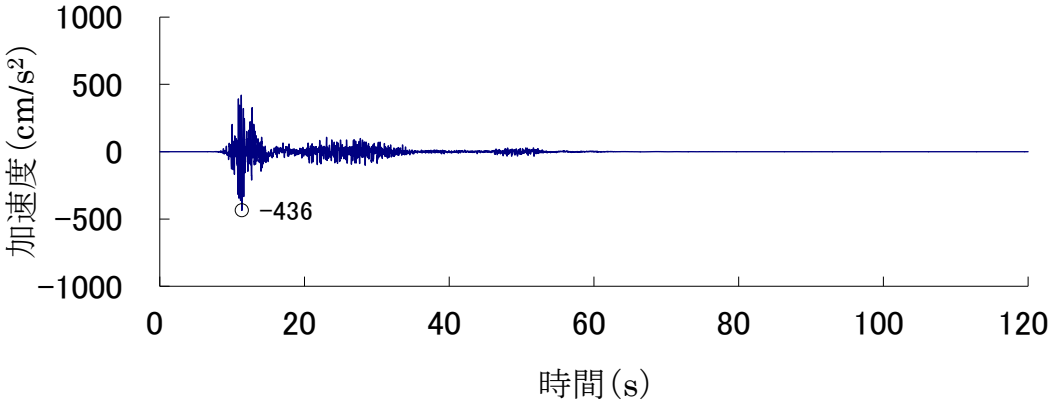
第 4.5.45 図(19)　Ss－20 の加速度時刻歴波形



Ss－21（NS 方向）

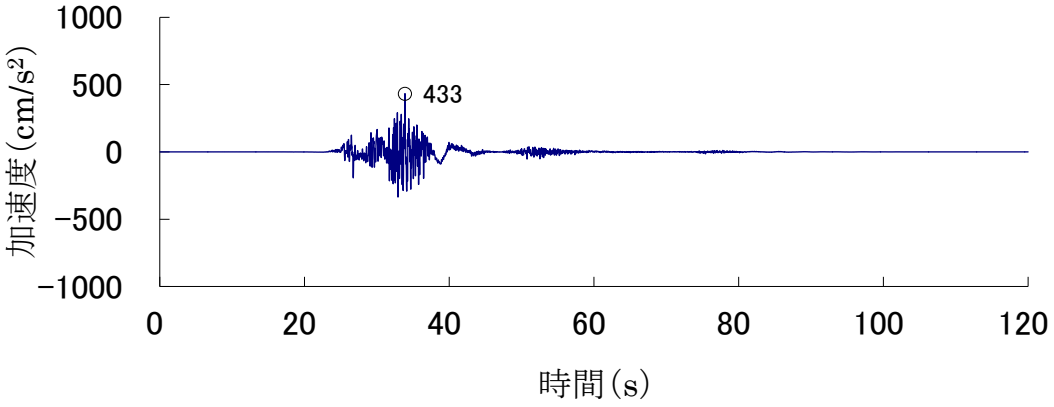


Ss－21（EW 方向）

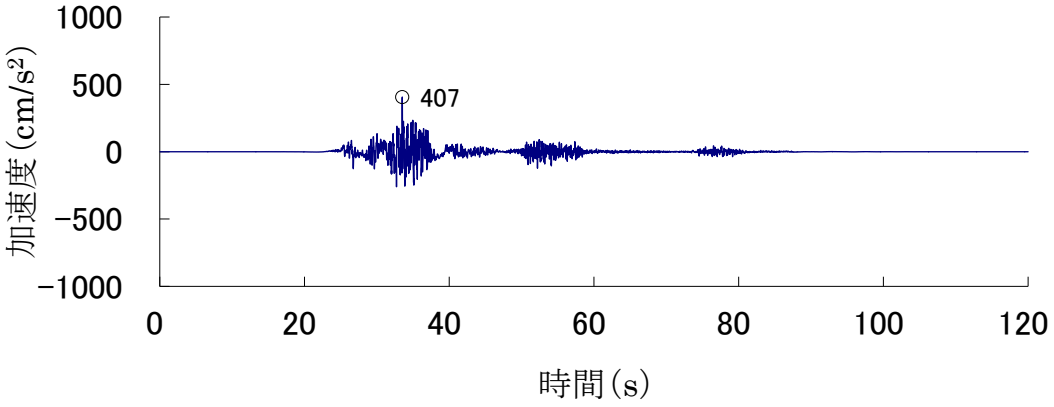


Ss－21（UD 方向）

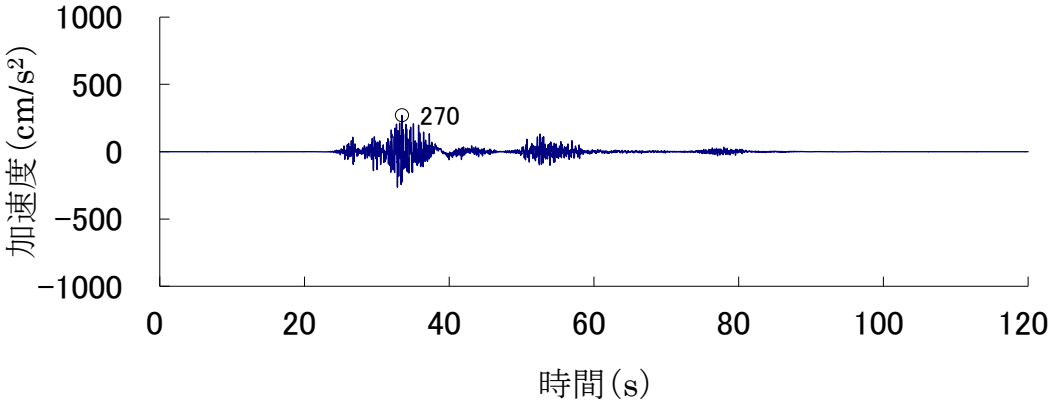
第 4.5.45 図(20)　Ss－21 の加速度時刻歴波形



Ss－22（NS 方向）

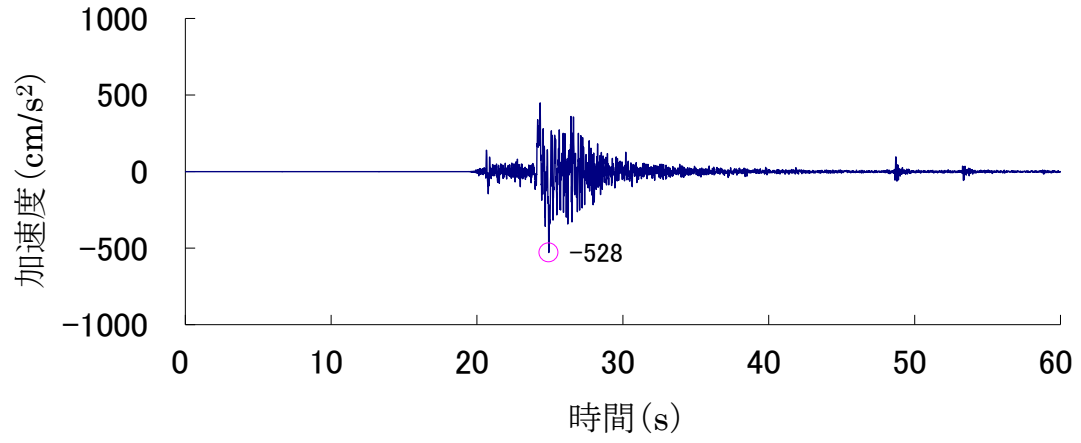


Ss－22（EW 方向）

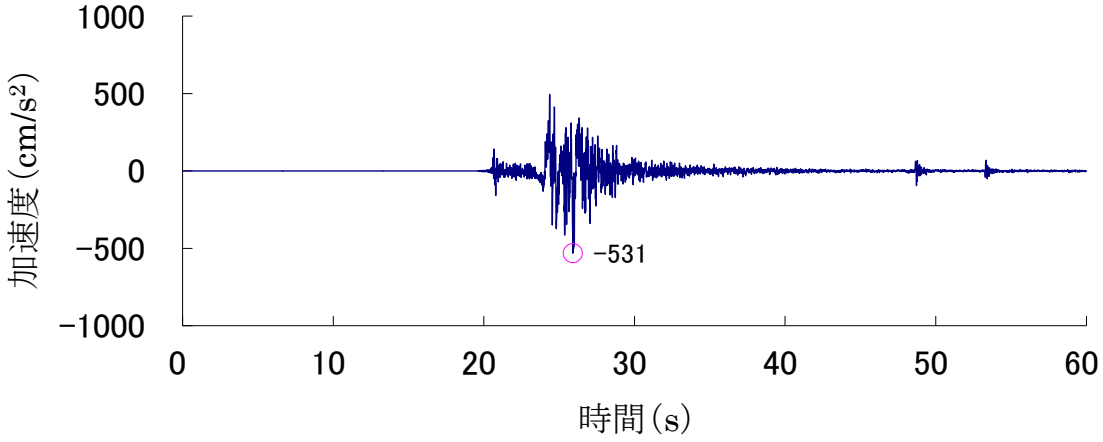


Ss－22（UD 方向）

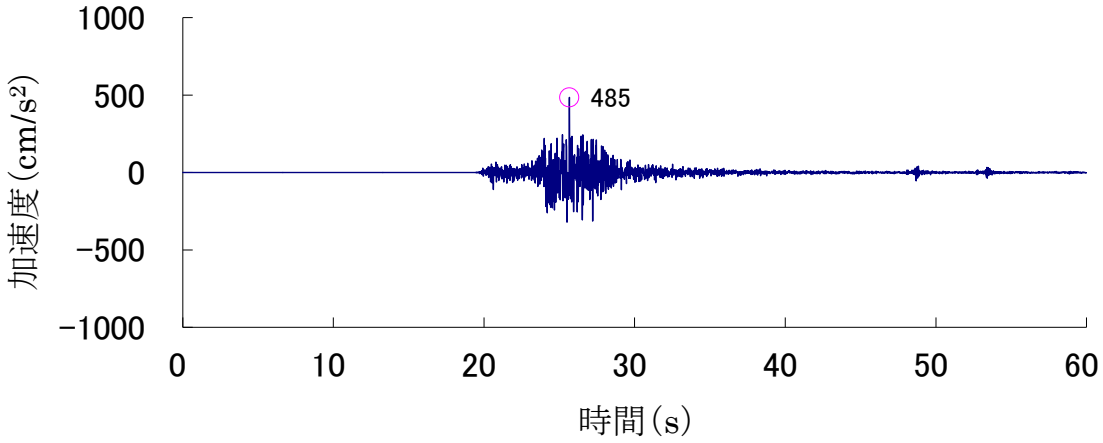
第 4.5.45 図(21)　Ss－22 の加速度時刻歴波形



Ss－23（NS 方向）

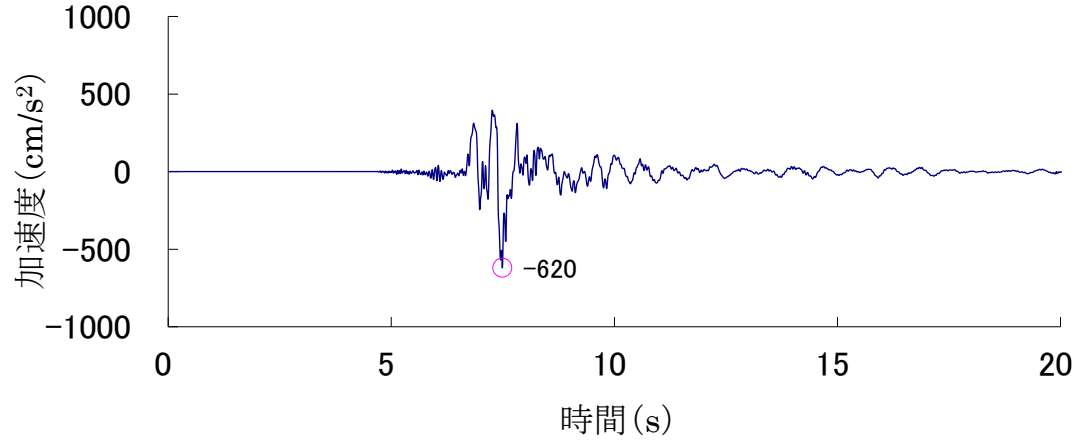


Ss－23（EW 方向）

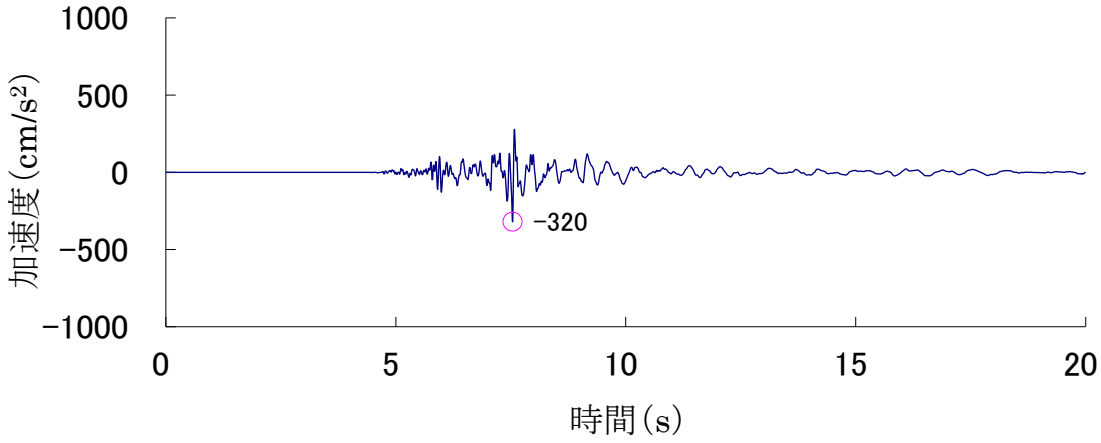


Ss－23（UD 方向）

第 4.5.45 図(22)　Ss－23 の加速度時刻歴波形

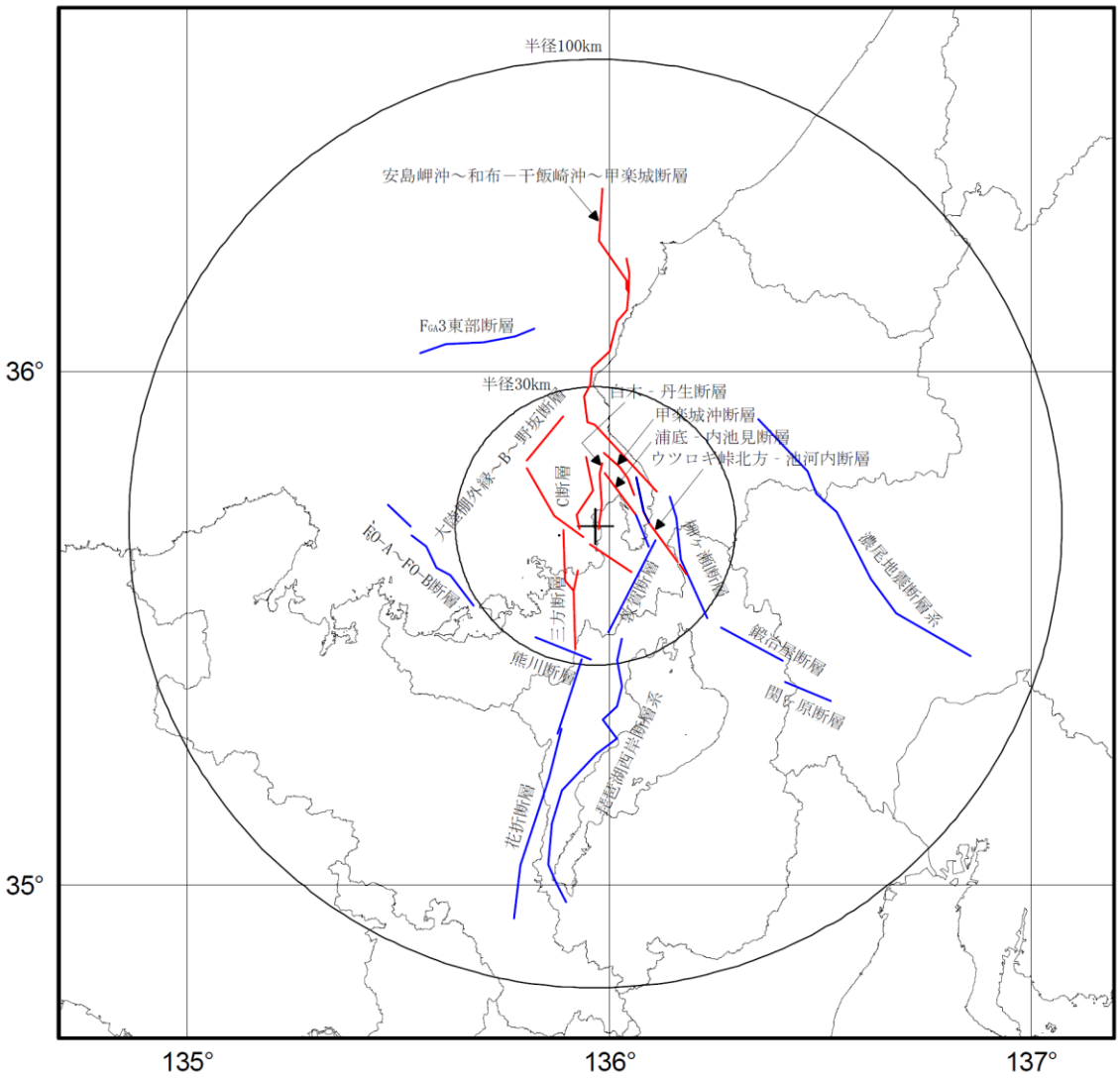


Ss－24（水平方向）

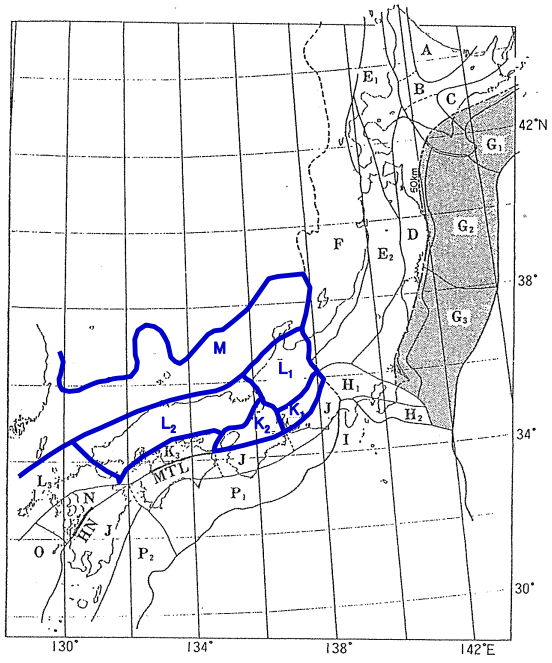


Ss－24（鉛直方向）

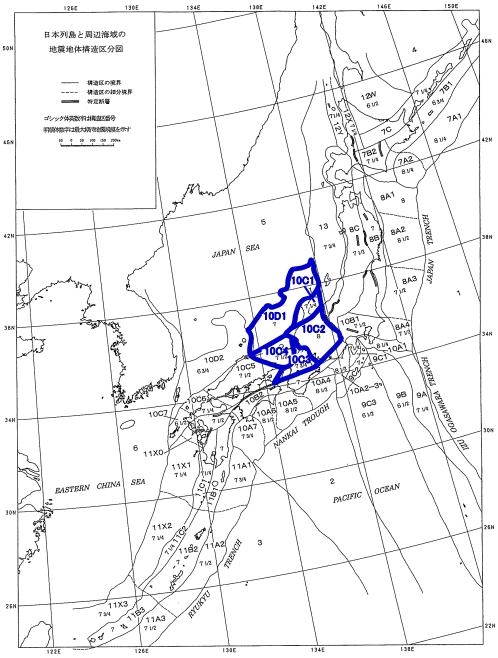
第 4.5.45 図(23)　Ss－24 の加速度時刻歴波形



第 4.5.46 図　敷地周辺の主な活断層分布



萩原(1991)による地震地体構造区分図

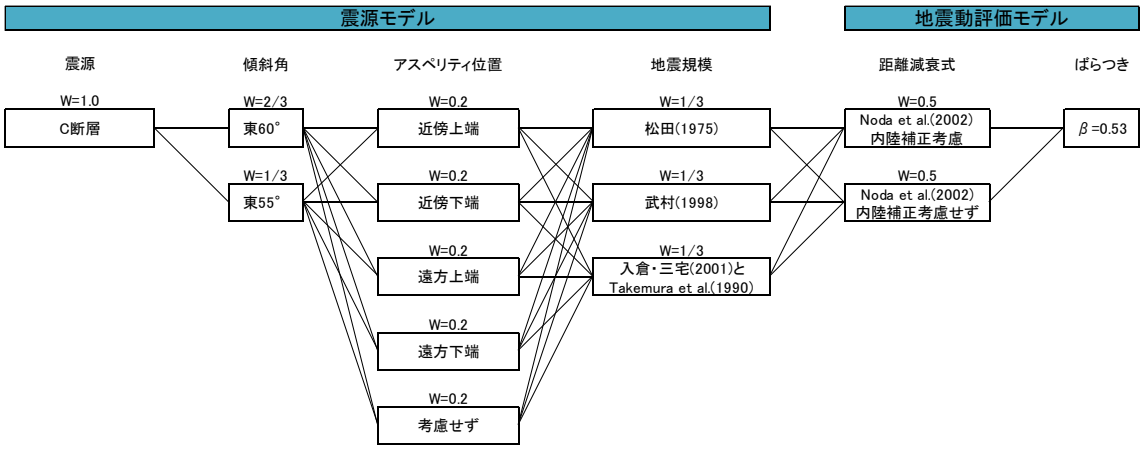


垣見他(2003)による地震地体構造区分図

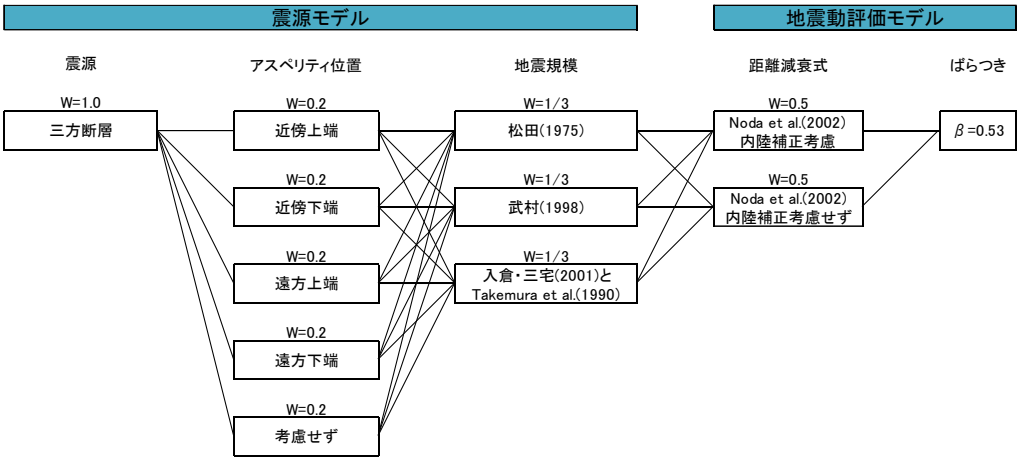
対象領域	構造区	
K1	西南日本内帯南部	伊那谷－濃尾平野
K2		近畿三角地域
L1	西南日本内帯北部	中部山地
L2		中国山地
M	西南日本内帯沿海部	

対象領域	構造区
10C1	能登
10C2	中部山岳
10C3	近畿三角帯
10C4	西近畿
10D1	能登・若狭沖海域

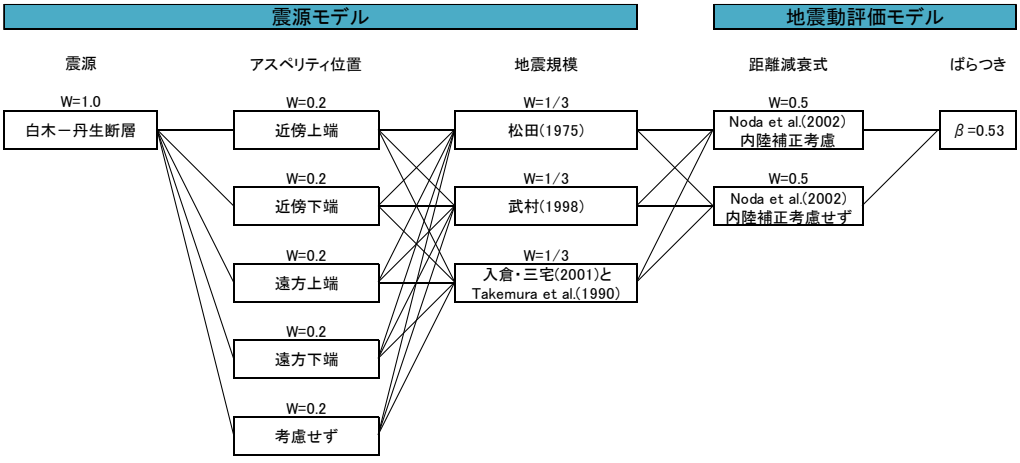
第 4.5.47 図　領域区分図



C断層

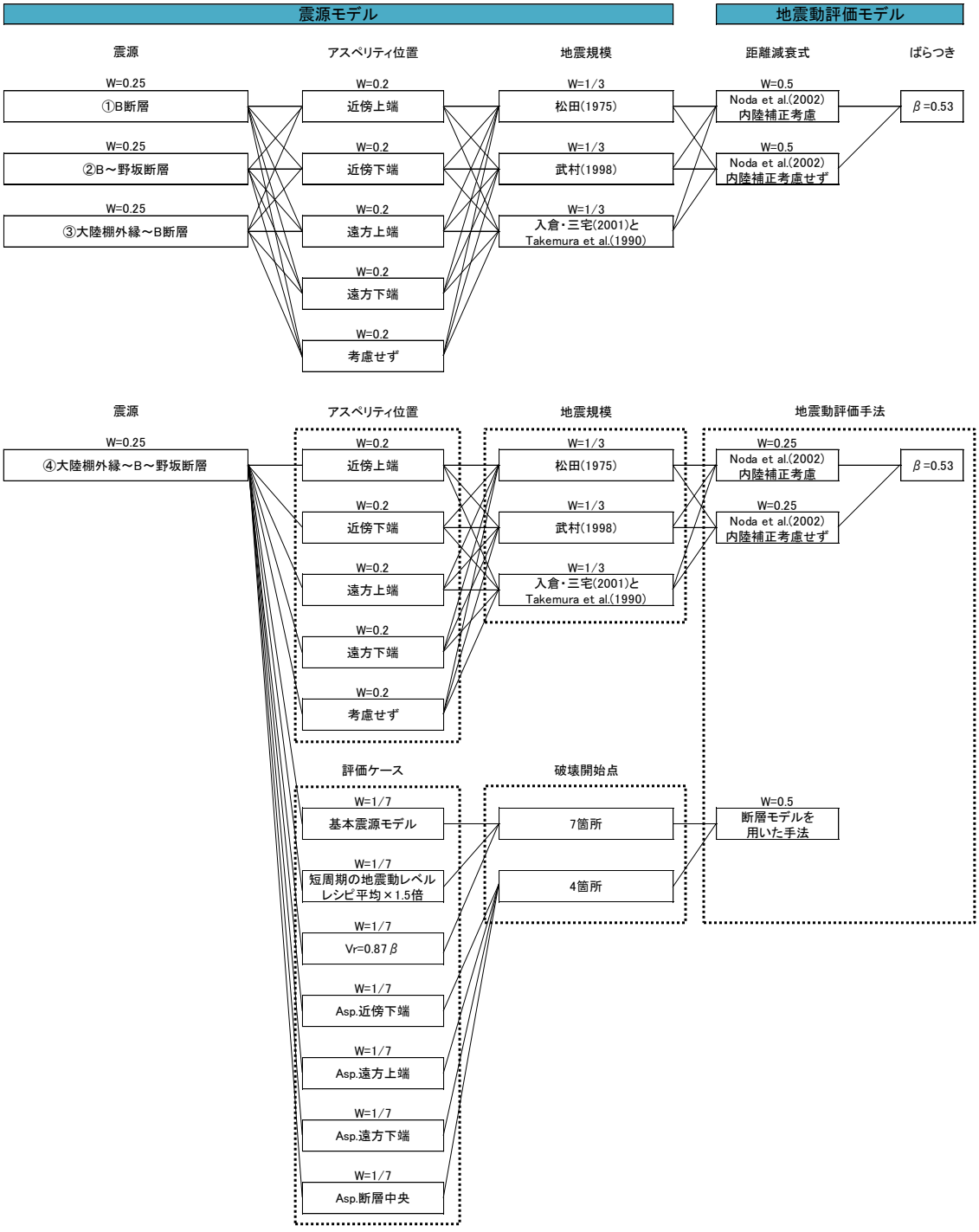


三方断層



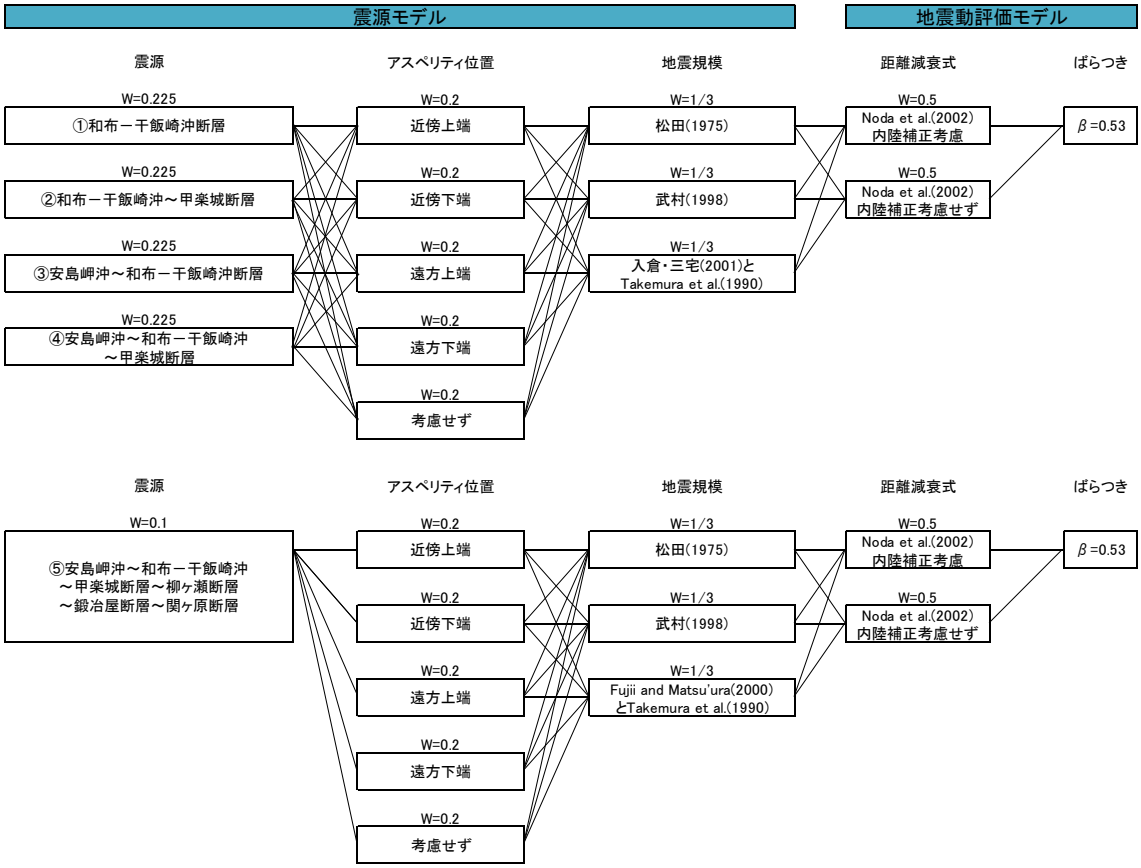
白木－丹生断層

第 4.5.48 図(1)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー



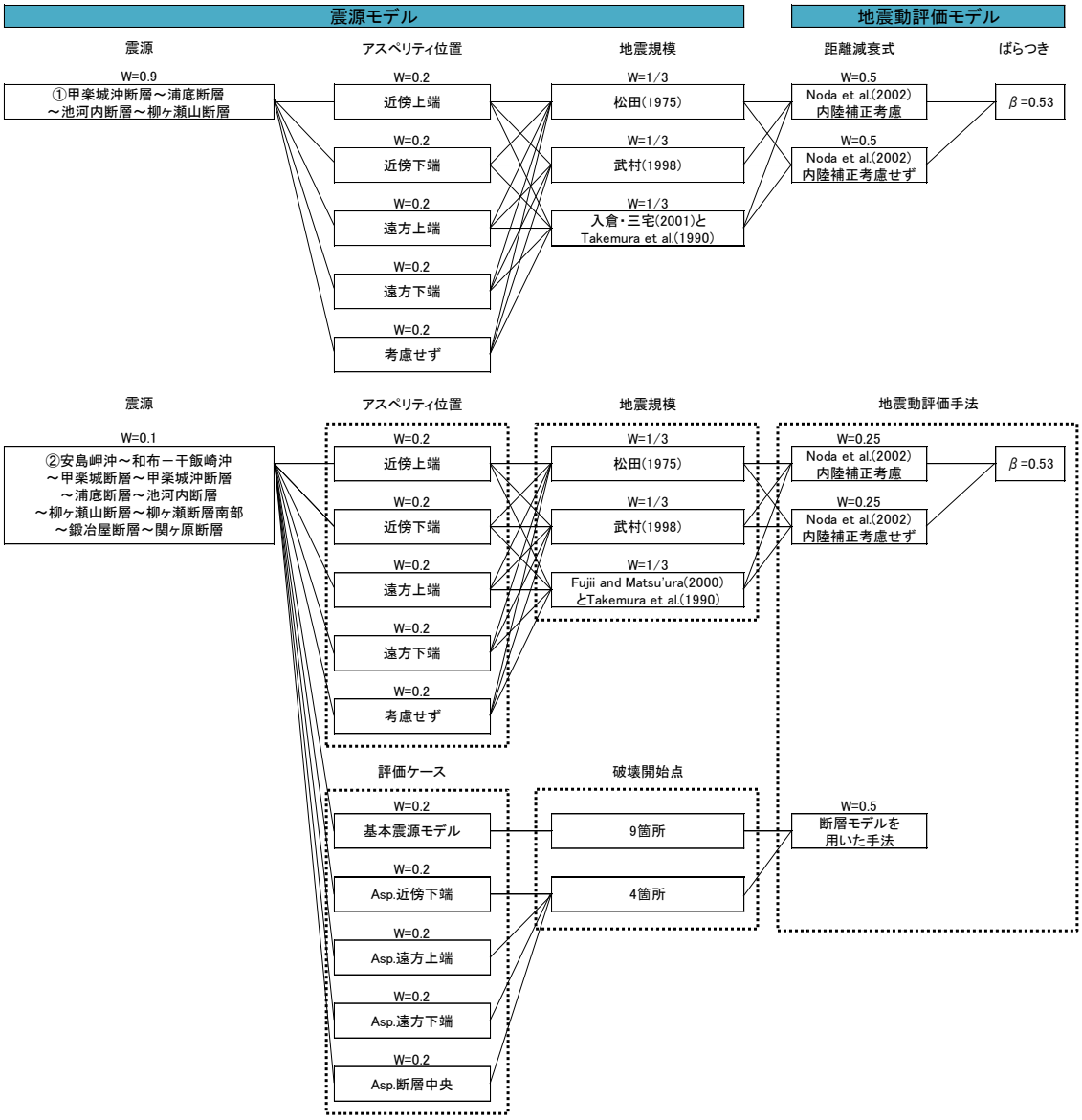
大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

第 4.5.48 図(2)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー



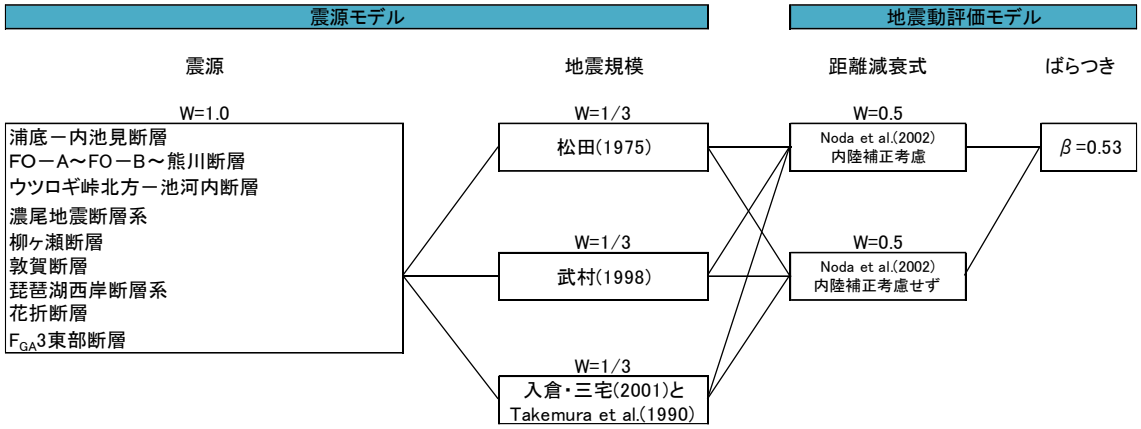
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

第 4.5.48 図(3)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー

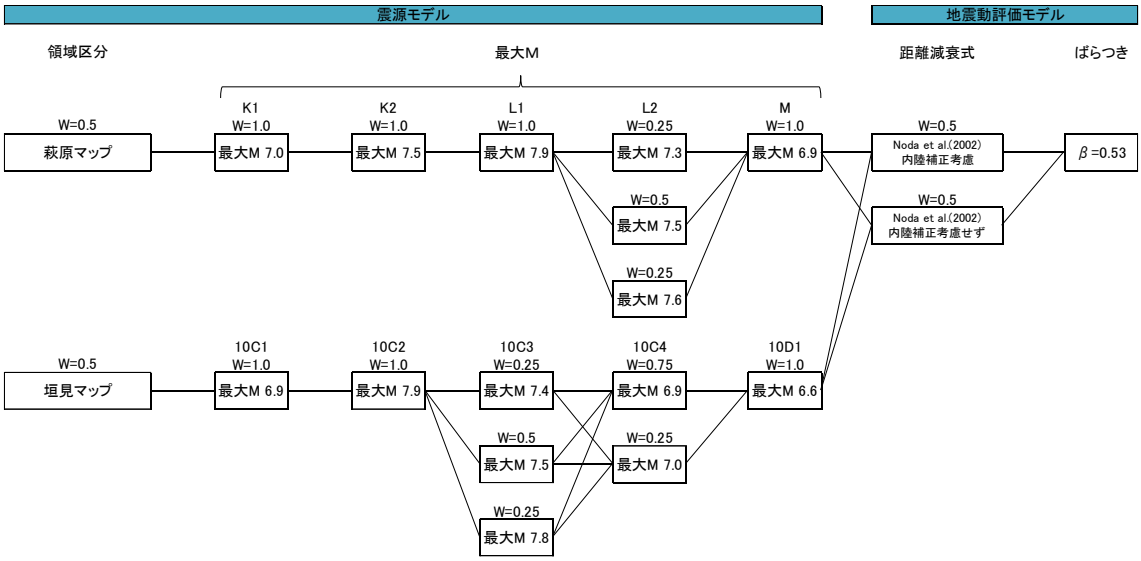


甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層

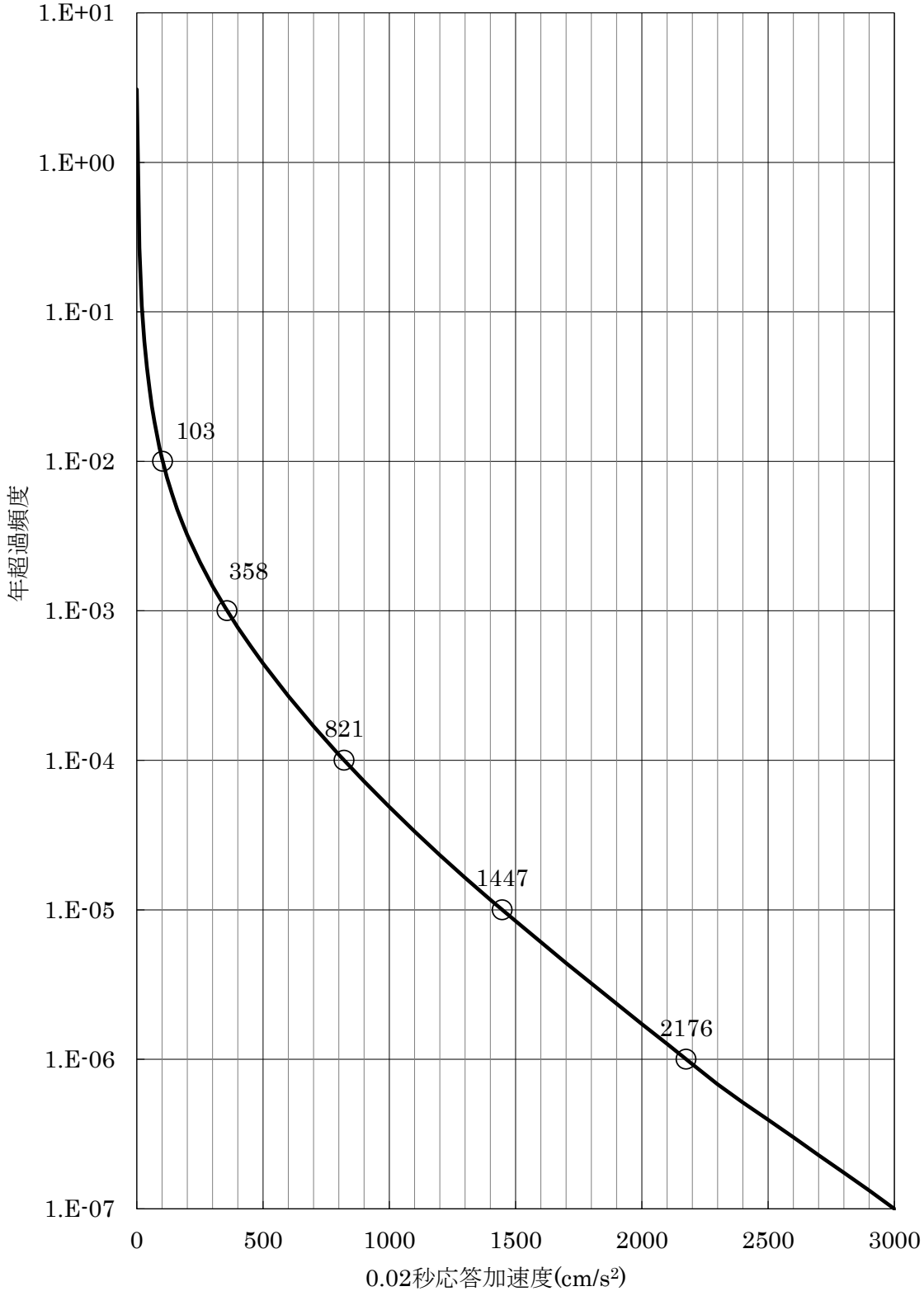
第 4.5.48 図(4)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー



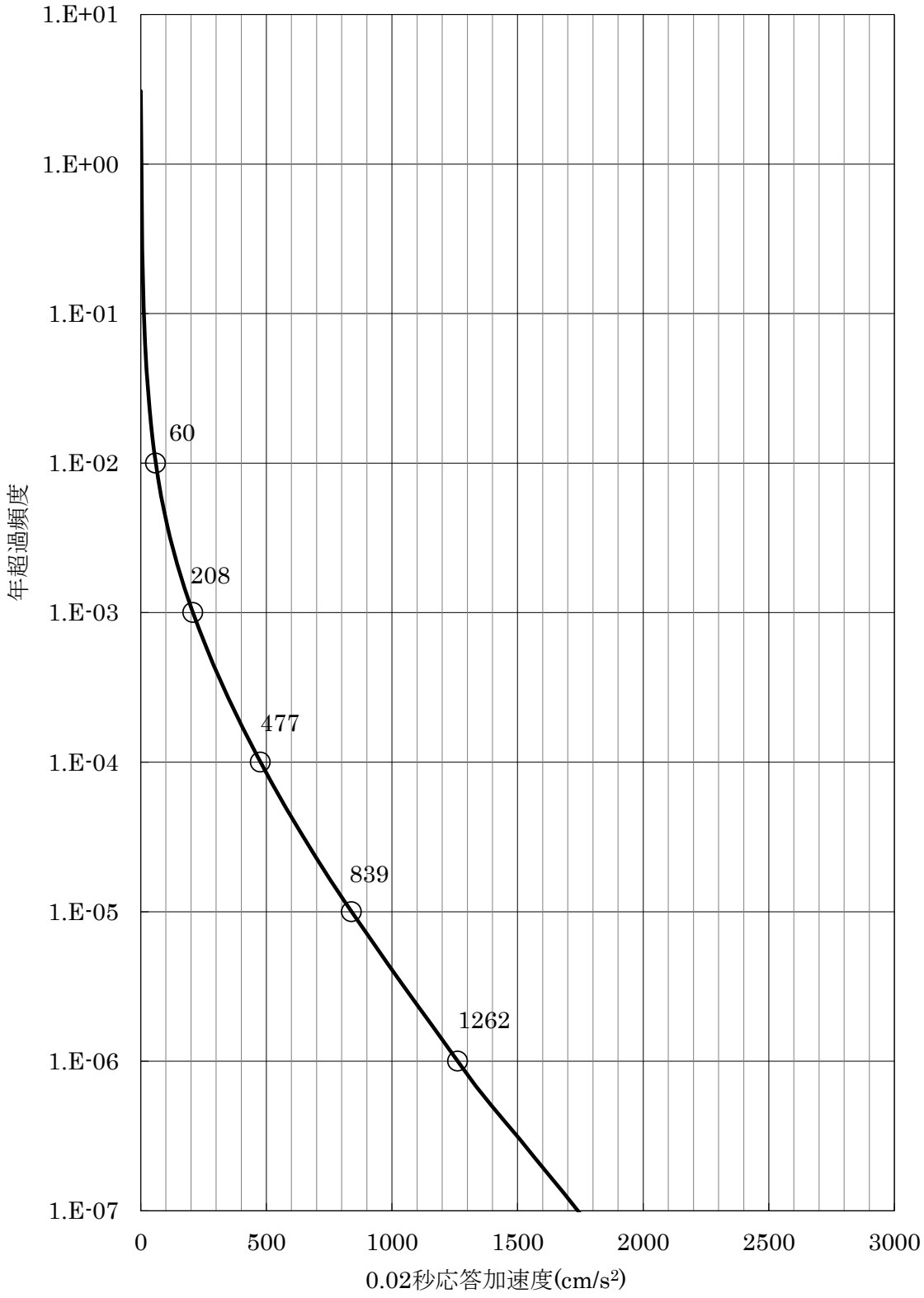
第 4.5.49 図　主要活断層モデル(B)のロジックツリー



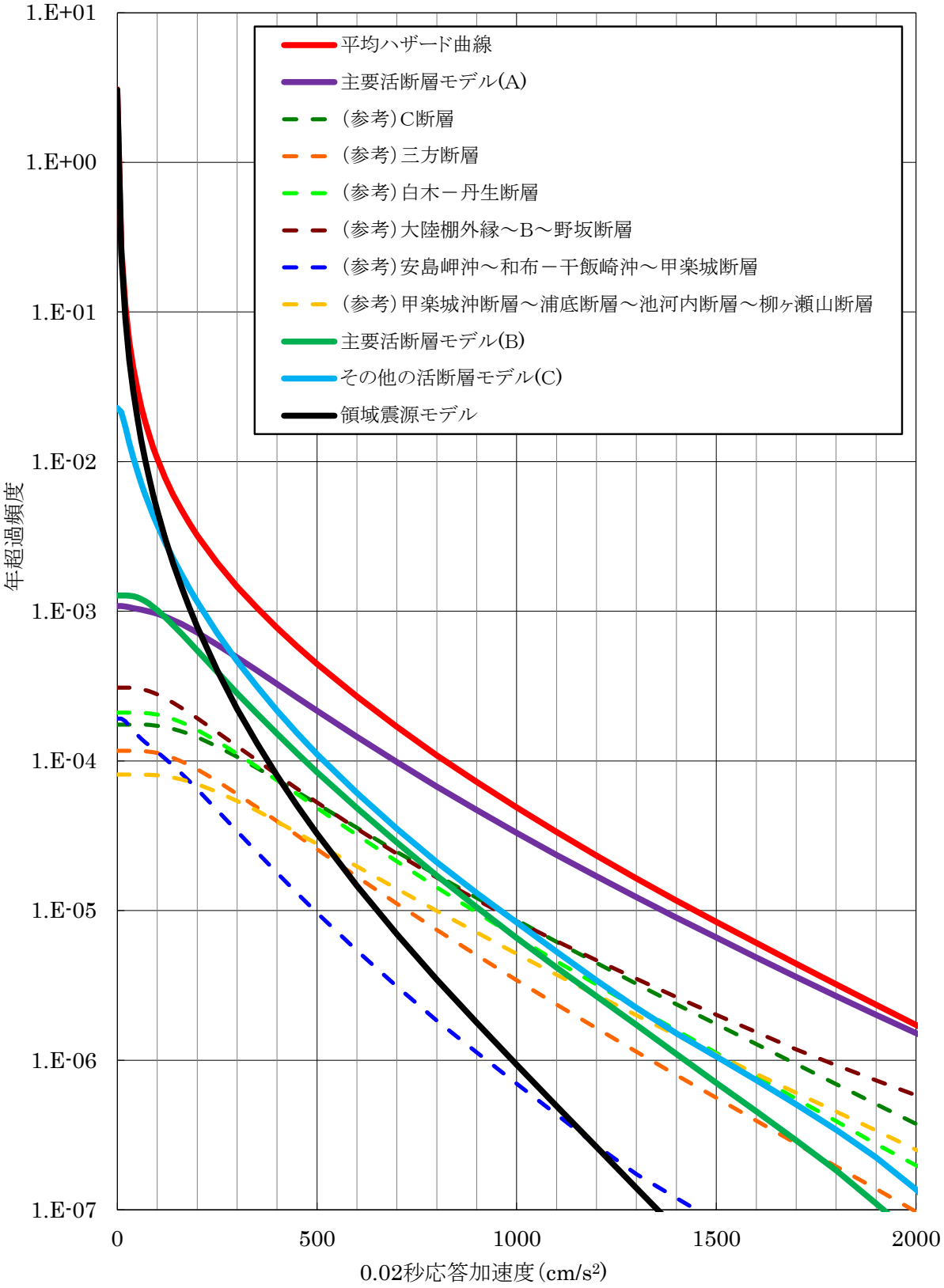
第 4.5.50 図　領域震源モデルのロジックツリー



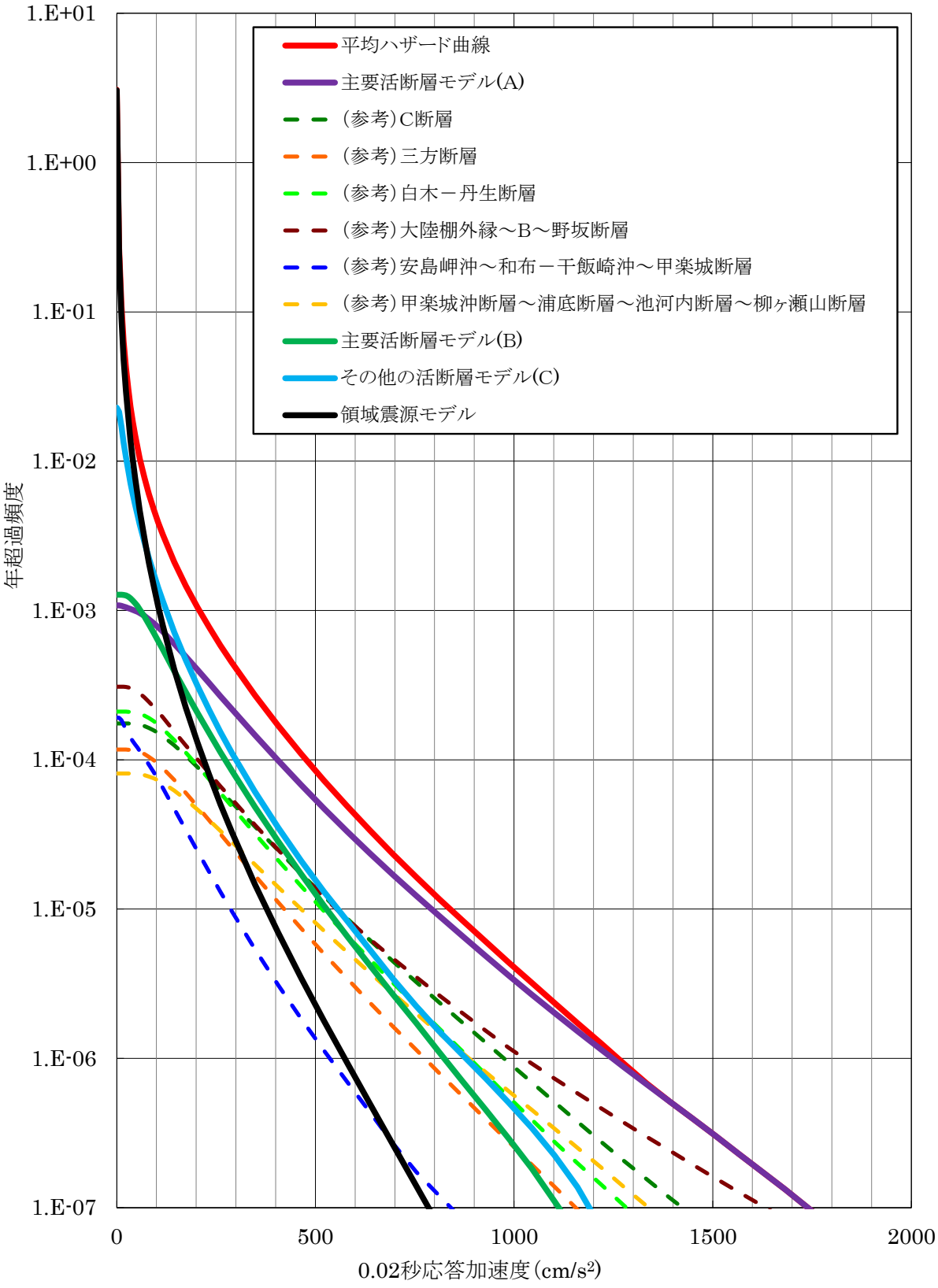
第 4.5.51 図(1)　平均ハザード曲線（水平方向）



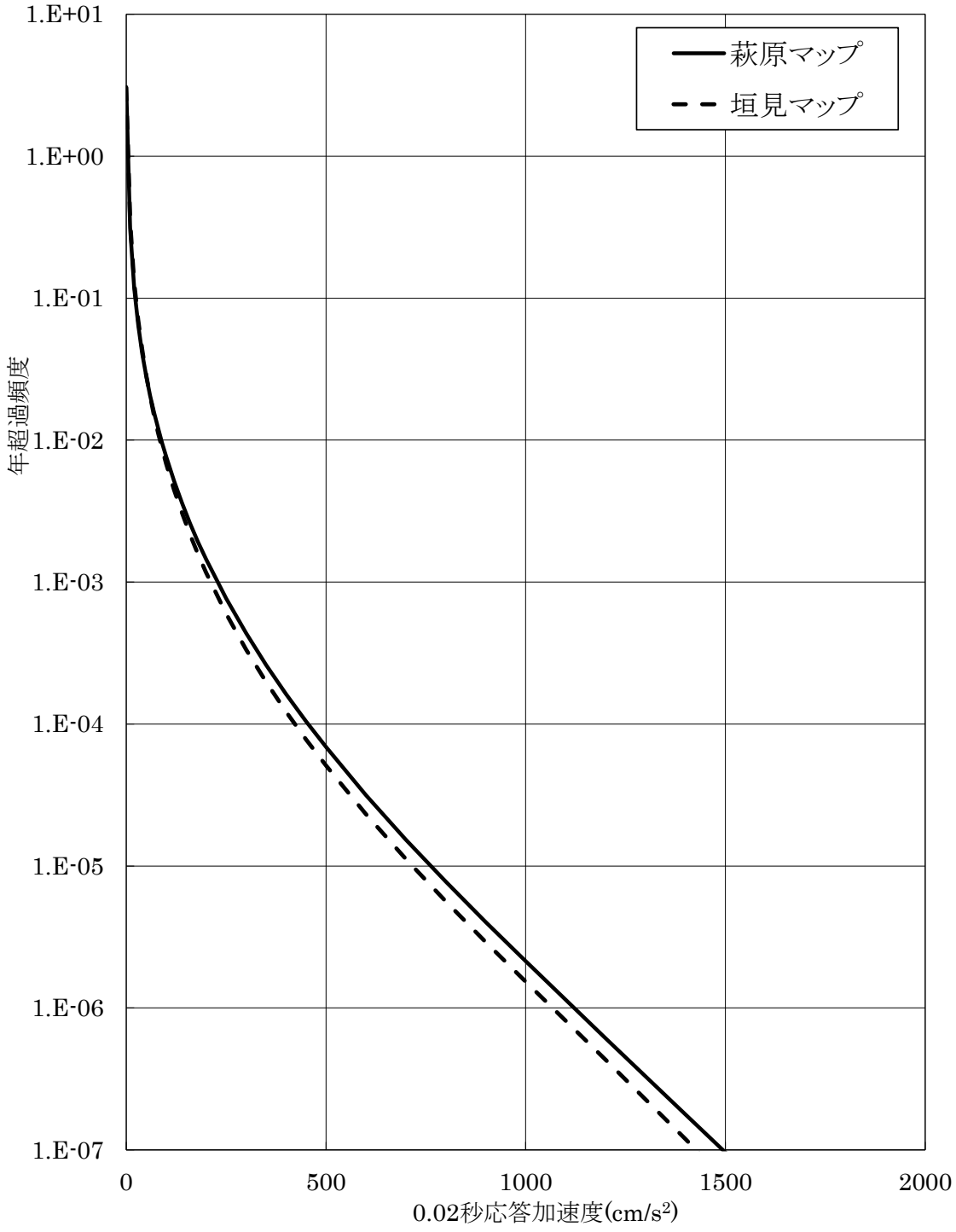
第 4.5.51 図(2)　平均ハザード曲線（鉛直方向）



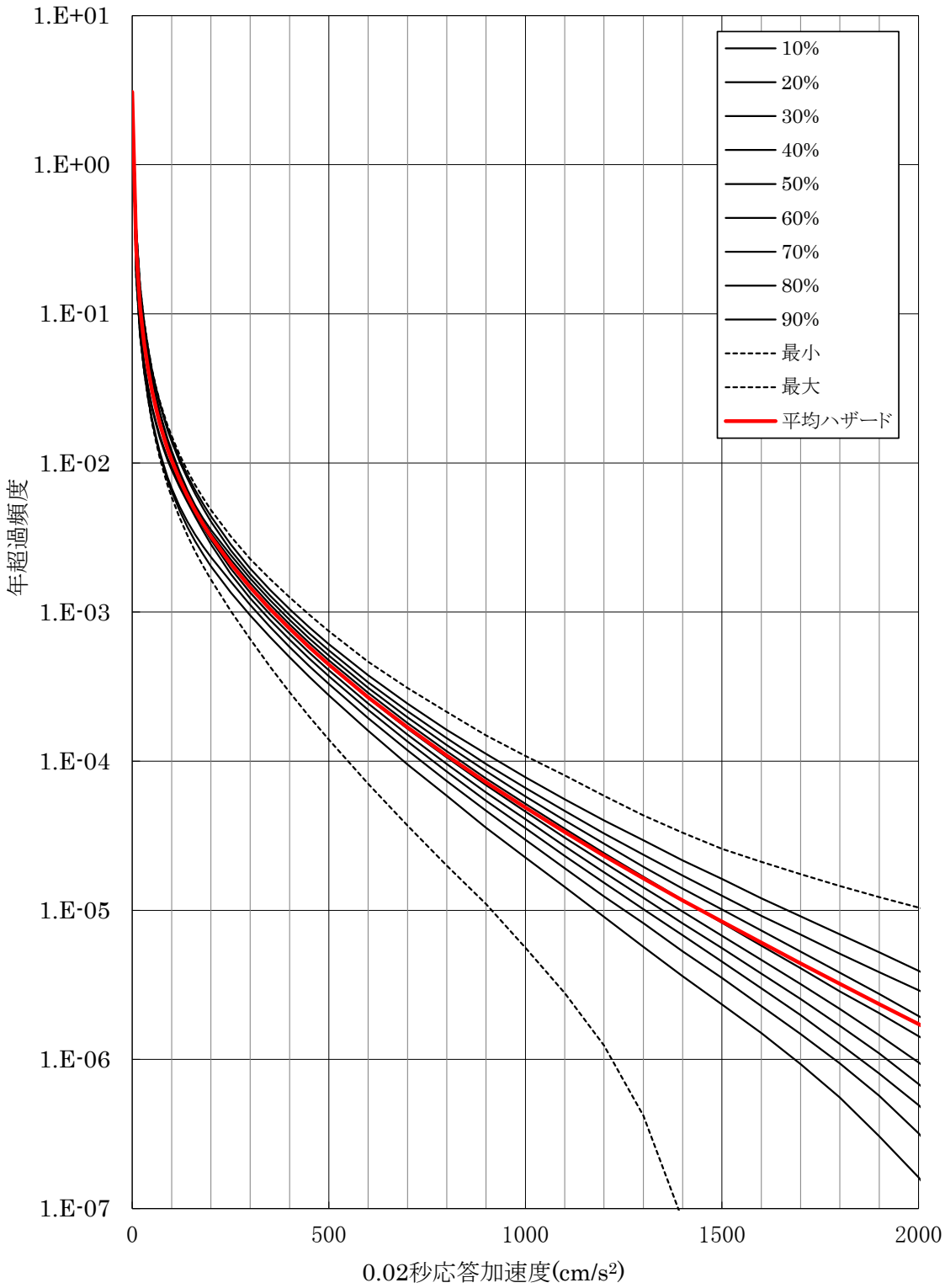
第 4.5.52 図(1)　震源ごとのハザード曲線（水平方向）



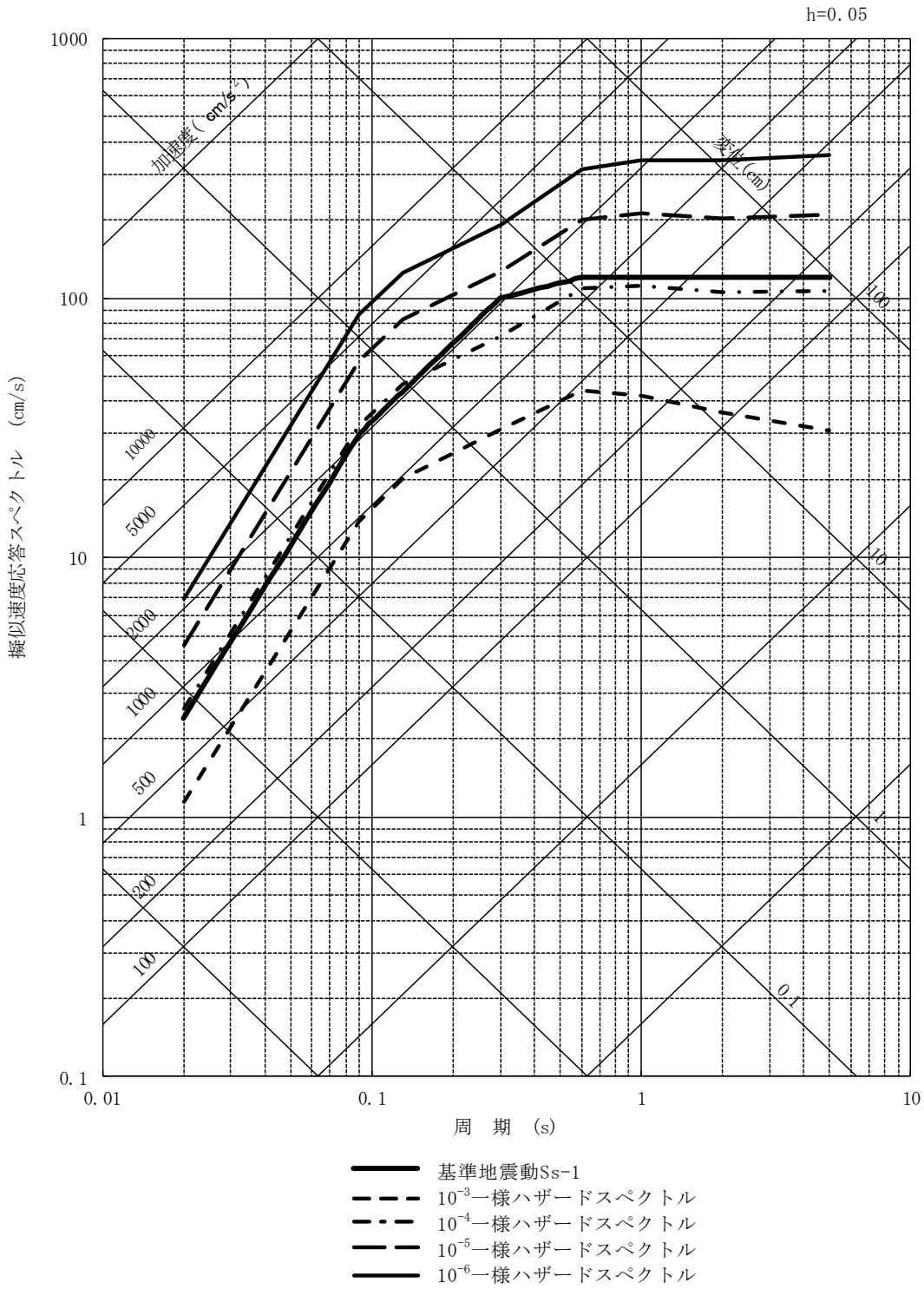
第 4.5.52 図(2)　震源ごとのハザード曲線（鉛直方向）



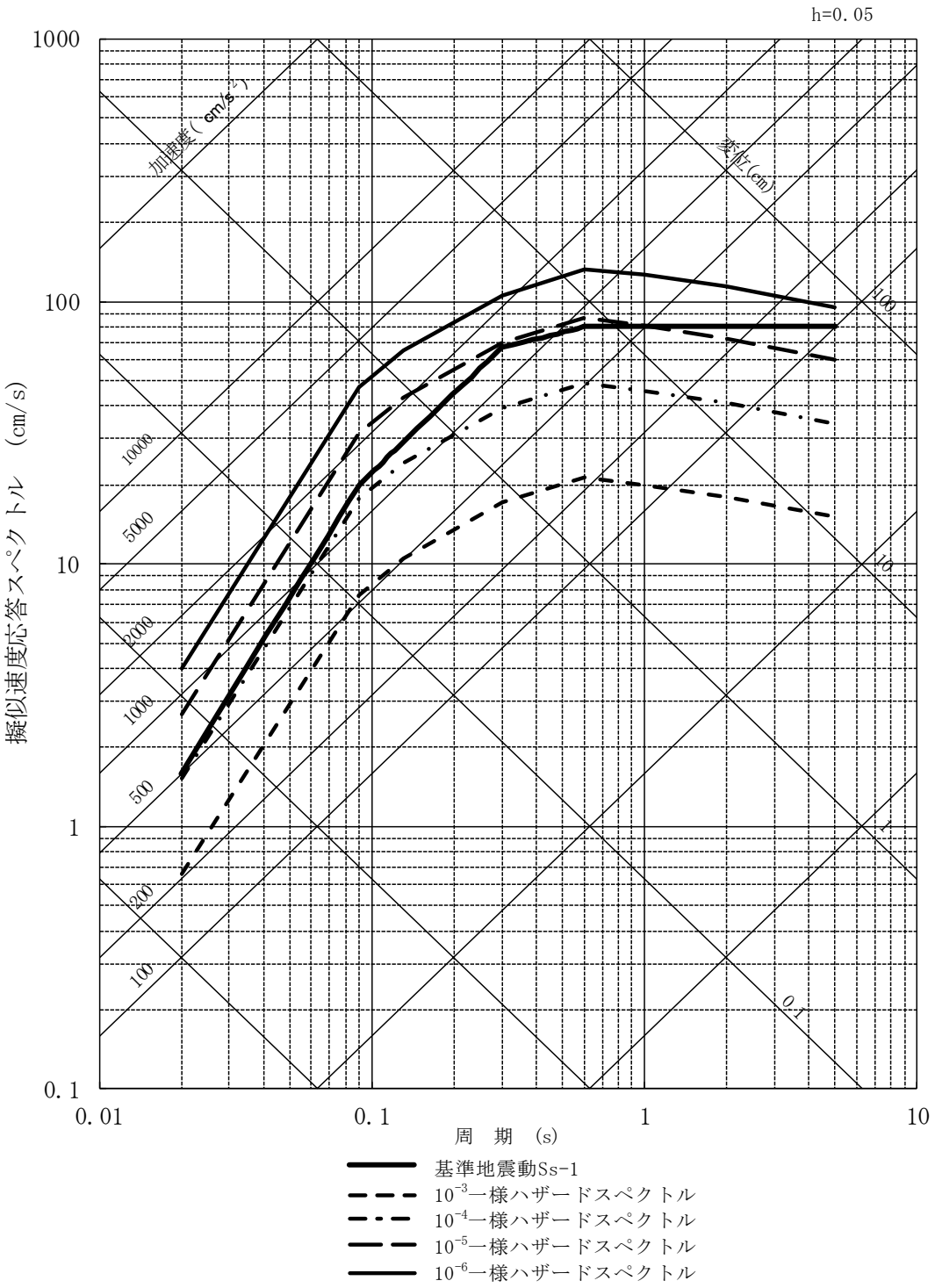
第 4.5.53 図　領域震源モデルによるハザード曲線（水平方向）



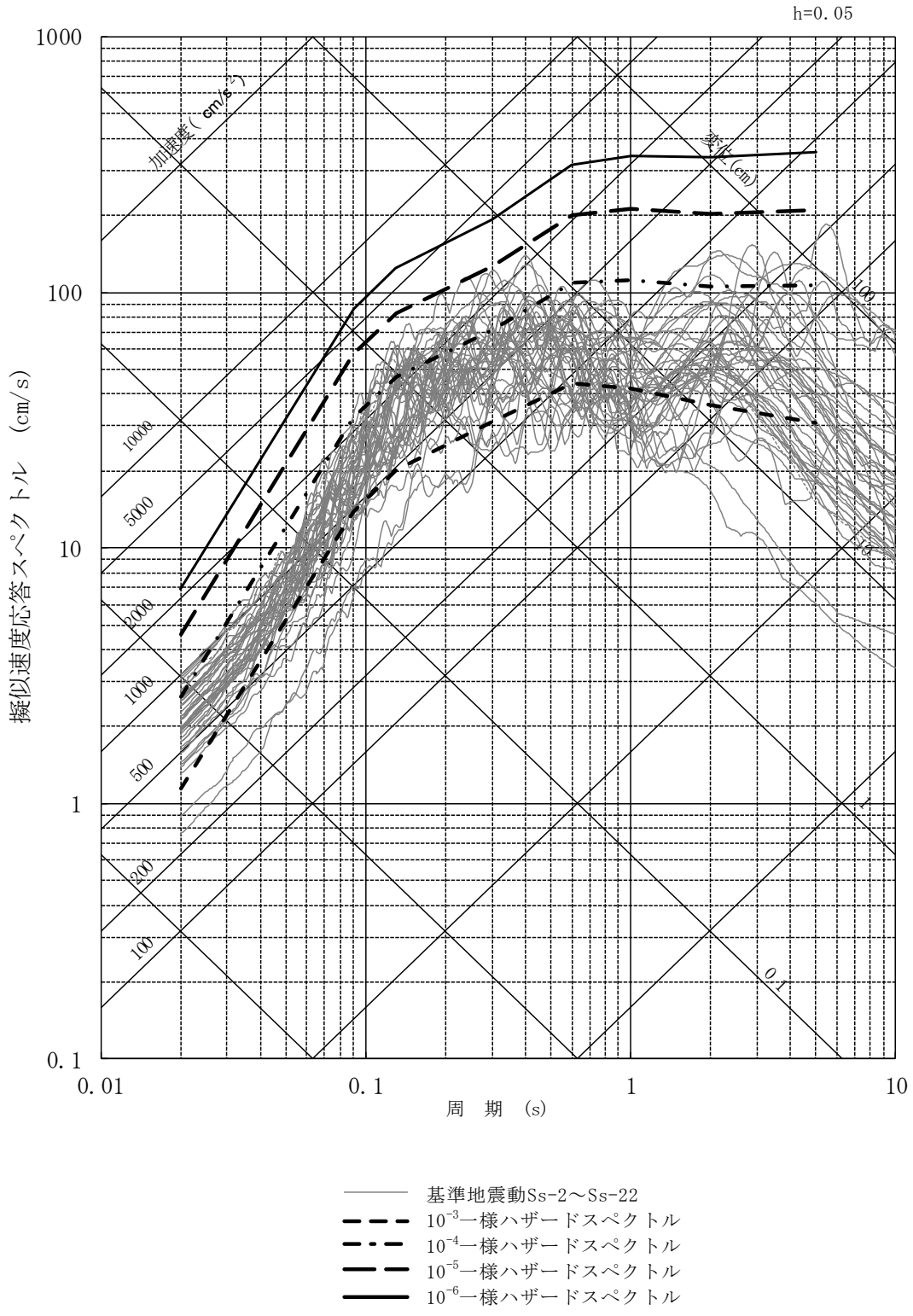
第 4.5.54 図　フラクタイルハザード曲線（水平方向）



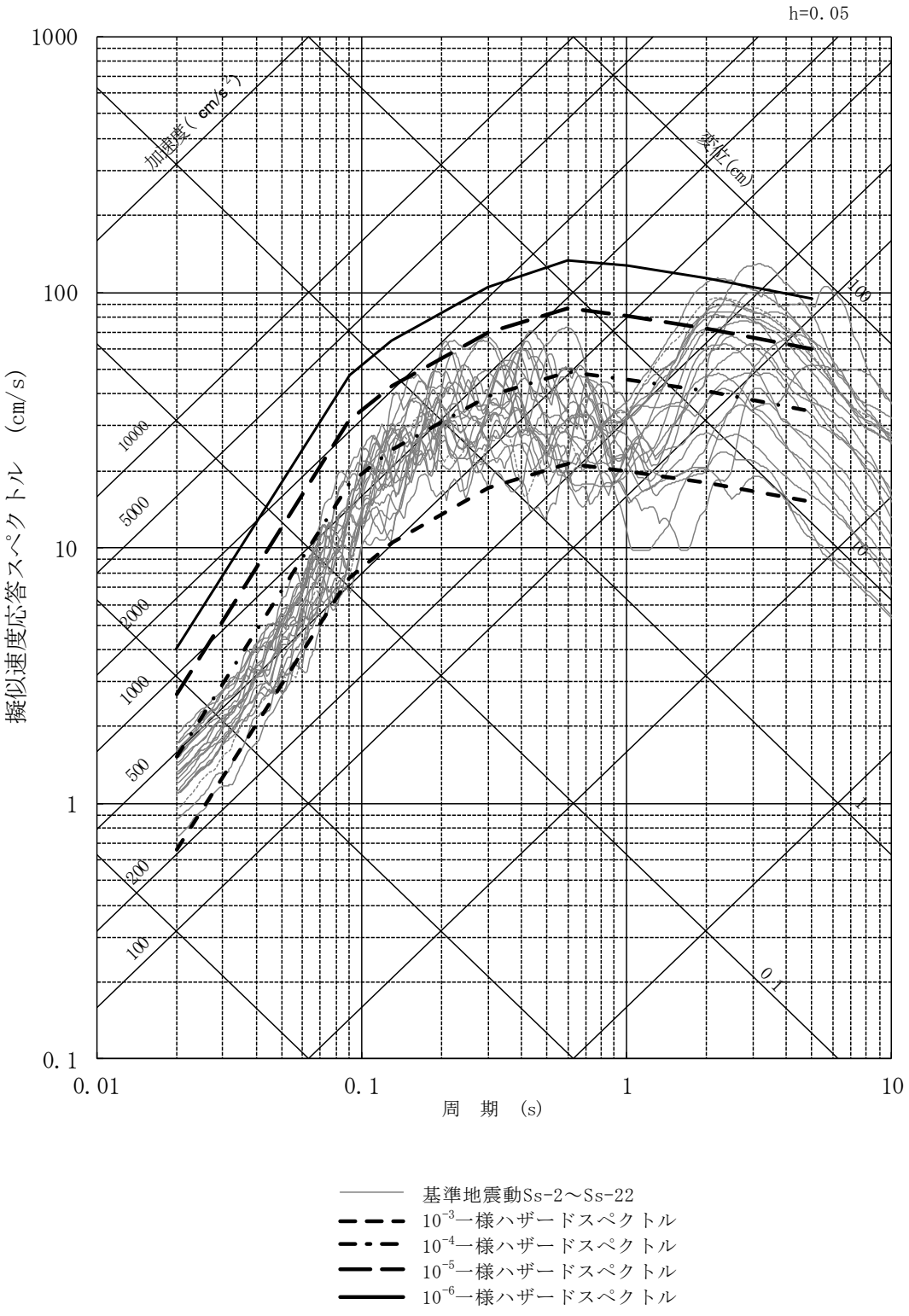
第 4.5.55 図(1)　基準地震動 Ss－1 と一様ハザードスペクトルの比較（水平方向）



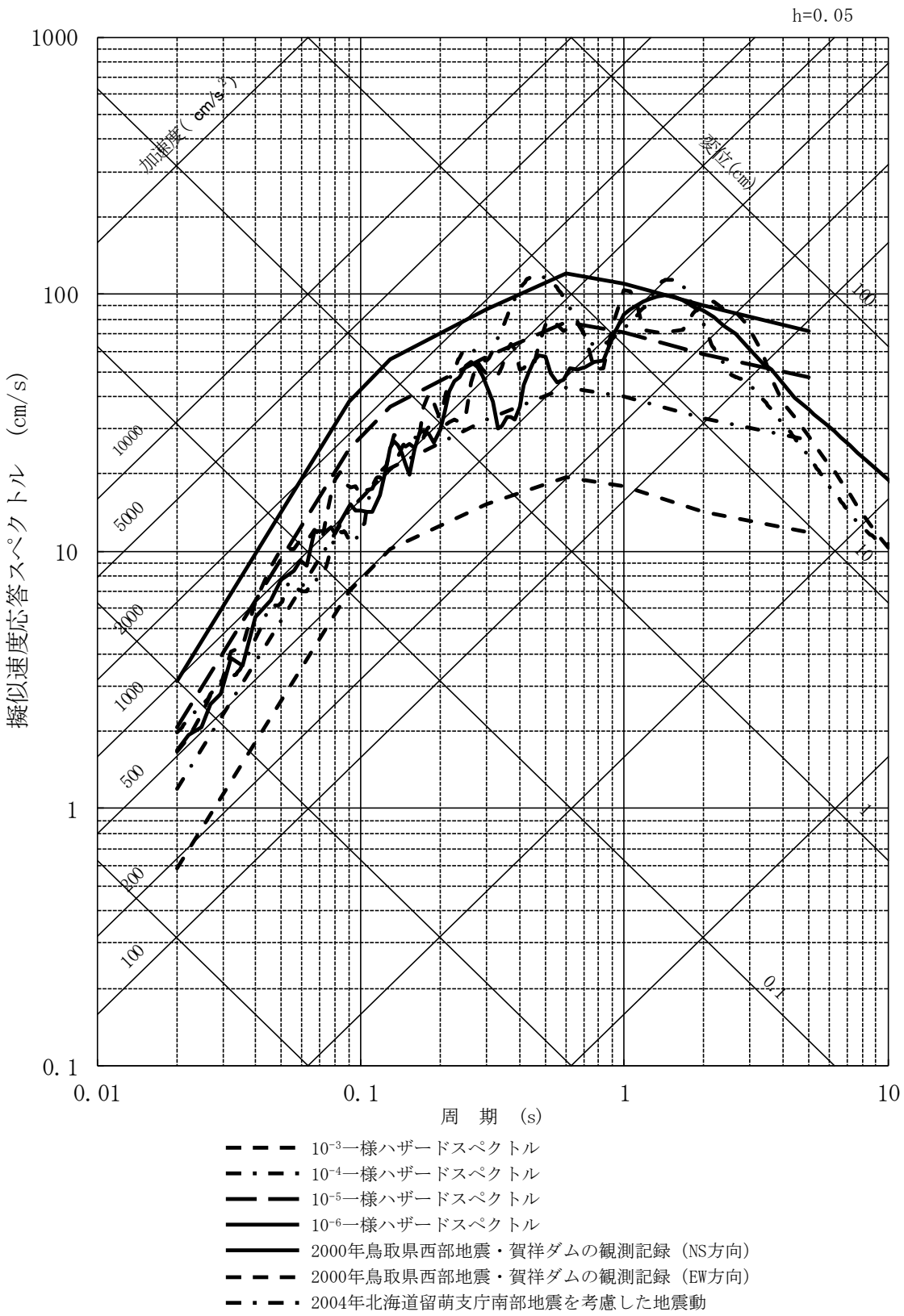
第 4.5.55 図(2)　基準地震動 Ss－1 と一様ハザードスペクトルの比較（鉛直方向）



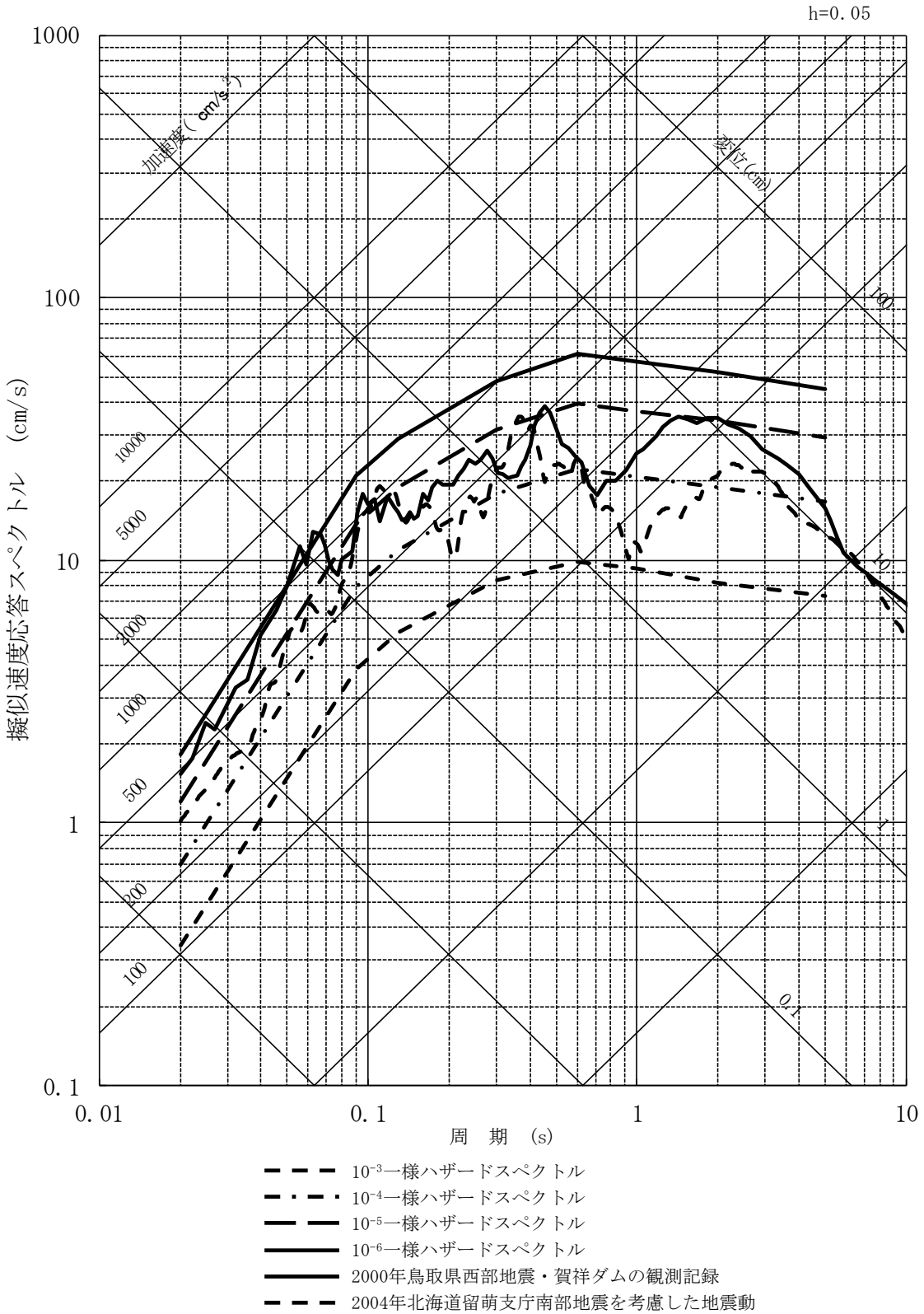
第 4.5.56 図(1)　基準地震動 Ss－2～Ss－22 と一様ハザードスペクトルの比較
(水平方向)



第 4.5.56 図(2)　基準地震動 Ss－2～Ss－22 と一様ハザードスペクトルの比較
(鉛直方向)



第 4.5.57 図(1)　震源を特定せず策定する地震動の応答スペクトルと領域震源モデルによる地震動の一様ハザードスペクトルの比較（水平方向）



第 4.5.57 図(2)　震源を特定せず策定する地震動の応答スペクトルと領域震源モデルによる地震動の一様ハザードスペクトルの比較（鉛直方向）

5. 社会環境

5.1 人口分布

美浜発電所敷地は敦賀半島西側北端にあり、敦賀半島の大部分が山地であるため海岸沿いに若干の部落があるだけで、人口密度は全般に稀薄である。

同地点を中心とする人口分布は、第5･1表および第5･1図（その1、その2、その3）に示すとおりであつて、最寄り人家がある丹生部落までの距離は約1km、竹波部落で約1.5kmである。半径5km以内の人口は約900人、10km以内では約5,200人、15km以内は約62,000人である。

近接した市街地としては、約11km以内に敦賀市街地があるだけである。なお同市街地人口は約34,500人である。

なお、第5･1図（その1、その2、その3）および第5･2表には、発電所より50km以内にある市町村名を人口分布と共に記載してある。

5.2 付近の部落および特殊施設

敦賀半島は若狭湾国定公園に属する風光明媚の地であるが、部落および学校その他の特殊施設は比較的少ない。

発電所近傍の部落としては、丹生部落および竹波部落がある。各部落中心部までの距離および人口は次のとおりである。(昭和45年10月1日現在)

部落名	丹生	竹波
距離(km)	約 1	約 1.5
人口(人)	567	約217

部落付近の道路としては、国道27号線に通ずる県道白木美浜線がある。

半径5km以内の部落所在地および道路は第5･2図に示すとおりである。

学校、病院等の特殊施設は第5･2図および第5･3表に示すとおりで最寄りの学校としては1km離れた丹生小中学校(生徒数101人)、2.1km離れた松原小学校白木分校(生徒数6人)があり、また5.2km離れた菅浜部落に菅浜小学校(生徒数53人)がある。

病院は発電所のある美浜町にはなく、発電所より約11km離れた敦賀市街地内にある8つの病院のベツト数は786である。その他半径10km以内の医療施設としては、美浜町に一般医院6、診療所1、歯科医院3があり、敦賀市には上記病院以外に診療所、歯科、各種医院を含めて46箇所ある。なお美浜町、敦賀市全体の医療施設の概要は次のとおりである。

市町名	医療施設数	医師数	ベツド数
美浜町	10	9	0
敦賀市	54	71	869

なお、参考として半径50km以内の主要市町村の諸施設の状況を第5.4表に示す。

5.3 産業活動

敦賀半島は中央部を山脈が走つているため、海岸沿いに半農半漁の部落が点在しているだけである。このため発電所付近の敦賀半島部の諸産業の状況は第5･5表に示すとおり特に顕著な産業活動は認められない。

なお、参考として発電所を中心として半径50km以内の主要市町村での状況を第5･6表に示す。

半島の換金農作物としては若干の水稲があるだけで、そのほか自家消費用の野菜等が僅かにある程度である。

沿岸漁業による海産物は第5･7表に示すとおり、丹生および菅浜で、まあじ、ぶり、まぐろ、とびうお、かつお、たい、さば等が獲れており、また敦賀魚市場では、ぶり、かれい、えび、かに等が水揚げされている。

敦賀市街地区は鉱工業生産が盛んであり、就業者数においても第２次産業は第１次産業を上廻つている。主要産品としては、合成繊維、セメント、ＰＳコンクリート、ベニア合板、濃硫酸等がある。この他水産物や繊維の加工も若干行なわれている。

なお、敦賀市内の主要事業所および従業員数は次のとおりである。

（昭和45年7月1日現在）

事 業 所 名	所在地	従業員数	主要製品
東洋紡績㈱敦賀工場	東洋町	2,119人	エステルフイラメント，レーヨン糸
〃　敦賀ナイロン工場	呉羽町	1,073人	ナイロン原糸
永大産業㈱敦賀事業所	永大町	844人	普通合板
敦賀セメント㈱敦賀工場	泉 100-1	464人	ポルトランドセメント
㈱高橋商店	坂の下	314人	加工昆布
日本ピー・エス・コンクリート㈱	泉 125-2	420人	ＰＣ橋桁、枕木
敦賀繊維㈱	野坂	125人	ケミカルレース地
㈱　若　越	市野々	187人	教育用品

これに反して美浜町は１次産業によつて自給生活をしており、２次産業はほとんどなく、就業者の男30%、女65%が農業に従事し、沿岸部落の大半は漁業に従事している。

家畜のうち乳牛は半径8km以内に2頭飼育されているだけであり、美浜町

全体で合計590頭程度である。

5.4 交通

発電所最寄りの鉄道としては、ＪＲ北陸本線（米原～直江津）及びＪＲ小浜線（敦賀～東舞鶴）がある。

道路として主要なものは、次のとおりである。

(1) 国道８号線

（新潟市～敦賀市～彦根市～京都市）

(2) 国道２７号線

（敦賀市～小浜市～舞鶴市～綾部市～京丹波町）

(3) 舞鶴若狭自動車道

（敦賀市～小浜市～舞鶴市～綾部市～三木市）

(4) 県道竹波立石縄間線及び佐田竹波敦賀線

（国道２７号線より分岐）

港湾施設としては、明治 32 年に開港した敦賀港が、発電所中心から南東方向約 10km にある。この港では 50,000 トン（Ｄ／Ｗ）及び 60,000 トン（Ｄ／Ｗ）級の係船岸壁があり、コンテナ及び石炭等が輸送されている。

海上交通としては、発電所沖合約 11km に敦賀から苫小牧（北海道）へのフェリー航路がある。

発電所周辺の鉄道、主要道路及び海上交通を第 5.3 図に示す。

航空関係としては、発電所の近くに空港はなく、北東約 57km に福井空港、北東約 86km に小松空港がある。発電所上空には航空路はないが広域航法（ＲＮＡＶ）経路（Ｙ２２）があり、その中心線は発電所の近傍を通っている。これらの航空路等に関する平成 24 年の交通便数の調査によると、当該空域を管轄する管制部に係る最大交通便数日（平成 24 年 6 月 8 日、平成 24 年 9 月 19 日）のこの広域航法経路（Ｙ２２）の飛行便数は 1 日 4 便である。なお、発電所上空に訓練区域は設定されておらず、航空機は原子力関係施設上空を飛行することを規制されている。

発電所周辺の航空路[(1)]を第 5.4 図に示す。

5.5 外部火災影響施設

発電所から約50km離れた所に福井臨海地区の石油コンビナート施設がある。また、発電所周辺の石油コンビナート施設以外の産業施設として、敦賀市に永大産業株式会社敦賀事業所（住宅資材製造)、もんじゅ及び敦賀発電所がある（平成27年2月現在)。発電所周辺の石油コンビナート施設の位置を第5.5図に示す。

5.6 参考文献

(1) 「AIP-JAPAN」

国土交通省航空局、平成 25 年 3 月

第 5.1 表　方位別人口分布表

単位 人

距離(km) ＼ 方位	北	北北東	北東	東北東	東	東南東	南東	南南東	南	南南西	南西	西南西	西	西北西	北西	北北西	合計	備考
0～1	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	敦賀市 45.10.1 現在
1～2	0 (0)	267 (267)	300 (300)	0 (0)	0 (0)	217 (217)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	784 (784)	美浜町 〃 今庄町 〃 三方町 〃
2～3	0 (0)	0 (267)	0 (300)	0 (0)	0 (0)	0 (217)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (784)	和野村 〃
3～4	0 (0)	89 (356)	0 (300)	0 (0)	0 (0)	0 (217)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	89 (873)	
4～5	0 (0)	0 (356)	0 (300)	0 (0)	0 (0)	0 (217)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (873)	
5～7.5	0 (0)	0 (356)	0 (300)	190 (190)	319 (319)	134 (351)	0 (0)	752 (752)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	1,395 (2,268)	
7.5～10	0 (0)	0 (356)	123 (423)	0 (190)	0 (319)	85 (386)	748 (748)	1,258 (2,010)	751 (751)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	2,915 (5,183)	
10～12.5	0 (0)	0 (356)	0 (423)	0 (190)	655 (974)	34,783 (35,169)	6,840 (7,588)	804 (2,814)	8,121 (8,872)	2,599 (2,599)	603 (603)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	48,905 (54,088)	
12.5～15	0 (0)	0 (356)	0 (423)	1,280 (1,470)	899 (1,873)	1,485 (36,654)	2,279 (9,867)	0 (2,814)	877 (4,249)	930 (3,529)	532 (1,135)	218 (218)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	8,000 (62,088)	
15～20	0 (0)	918 (1,274)	1,002 (1,425)	403 (1,873)	245 (2,118)	673 (37,327)	1,405 (11,272)	0 (2,814)	939 (5,188)	5,161 (8,690)	381 (1,516)	0 (218)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	11,127 (73,215)	
合計	0	1,274	1,425	1,873	2,118	37,327	11,272	2,314	5,188	8,690	1,516	218	0	0	0	0	73,215	

注　(　)は累計人口を示す。

第 5.2 表　周辺市町村人口

市町村名	敷地よりの距離	人口	備考
美浜町	10	13,157	45. 10. 1 現在
丹生	1.0	567	〃
竹波	1.5	217	〃
菅浜	5.0	646	〃
北田	7.5	106	〃
佐田	8.5	961	〃
坂尻	8.5	287	〃
和田	9.5	159	〃
山上	9.5	255	〃
敦賀市	11	56,448	うち市街地人口約34,500
白木	8.5	89	〃
粟間	6.0	104	〃
沓	6.5	120	〃
那宮	6.5	126	〃
浦底	7.0	93	〃
色浜	7.0	91	〃
手	7.0	93	〃
名子	7.0	65	〃
原	8.0	178	〃
沓見	9.0	654	〃
樋川	9.0	567	〃
木崎	10	278	〃
松島	10	2,053	〃
三方町	17	10,074	45. 10. 1 現在
河野村	18	2,788	44. 10. 1 〃
今庄町	22	6,618	45. 10. 1 〃
宮崎村	25	8,956	44. 10. 1 〃
南条町	27	4,927	〃 〃
西浅井町	27	5,117	45. 10. 1 〃
上中町	28	8,129	〃 〃
越前町	28	8,781	44. 10. 1 〃
マキノ町	28	7,021	45. 10. 1 〃
余呉町	28	5,881	〃 〃
織田町	29	5,127	44. 10. 1 〃
武生市	29	62,977	〃 〃
小浜市	30	34,178	45. 10. 81〃
木之本町	32	10,768	45. 10. 1 〃
朝日町	33	8,837	44. 10. 1 〃
今津町	33	11,489	45. 10. 1 〃
長浜市	34	51,778	44. 10. 1 〃
大飯町	34	5,717	45. 10. 81〃
今立町	35	14,761	44. 10. 1 〃
朝北町	36	8,528	45. 10. 1 〃
真月町	36	8,944	〃 〃
高浜町	38	10,985	45. 8. 81〃
名田庄村	38	8,605	〃
越廻村	38	2,716	44. 10. 1現在
朽木村	38	8,501	45. 10. 1 〃
新旭町	39	9,398	〃 〃
池田町	40	5,804	44. 10. 1 〃
安曇川町	41	12,081	45. 10. 1 〃
びわ町	41	7,590	〃 〃
虎姫町	41	6,054	〃 〃
伯山村	41	1,882	〃 〃
湖水町	42	7,801	44. 10. 1 〃
浅井町	42	11,572	45. 10. 1 〃
足羽町	44	14,664	44. 10. 1 〃
高島町	44	6,328	45. 10. 1 〃
長浜市	44	51,028	〃 〃
藤橋村	45	923	〃 〃
坂内村	46	1,831	〃 〃
福井市	47	199,681	44. 10. 1 〃
美山町	48	7,046	〃 〃

単位 km および人

第 5.8 表　敷地近辺（1～10 km）の諸産業

(a) 学　校

（昭和46年4月1日現在）

学校名	敷地よりの距離 (km)	生徒数 (人)	所在地
丹生小学校	1.0	66	美浜町、丹生
丹生中学校	1.0	35	〃
松原小学校白木分校	2.1	6	敦賀市、白木
菅浜小学校	5.2	53	美浜町、菅浜
常宮小学校	6.2	51	敦賀市、常宮
西浦小学校	7.0	44	敦賀市、色浜
西浦中学校	7.0	82	敦賀市、浦底
東小学校	8.2	178	美浜町、佐田
東中学校	8.2	132	〃

(b) 病院等

（昭和46年4月1日現在）

名称	敷地からの距離 (km)	所在地
敦賀病院、丹生診療所	1.0	美浜町、丹生
田岡医院	8.2	〃、佐田

第 5. 4 表　周辺（0～50㎞）の諸施設

項目 / 市町村名	教育施設 小学校	教育施設 中学校	教育施設 高校	教育施設 その他	衛生施設 病院	衛生施設 診療所	衛生施設 歯科	衛生施設 助産所	警察 署	警察 駐在所	車輌 乗用車	車輌 貨物車	車輌 その他	備考
美浜町	(8校)1,278人	(4校)751人	(0校) 0人	(3校)184人	0	6	2	0	0	4	505	412	728	福井県市町村各施設
敦賀市	(9) 5,627	(7) 2,903	(2) 2,528	(9) 2,875	8	33	12	5	1	8	2,952	2,589	3,126	統計年月日
三方町	(9) 1,031	(4) 573	(1) 273	(1) 38	1	7	4	0	0	8	869	296	654	教育施設 44. 5. 1
河野村	(6) 322	(1) 217	(0) 0	(0) 0	0	2	0	1	0	1	184	66	100	衛生 〃 44. 8. 31
今庄町	(7) 729	(3) 418	(0) 0	(4) 108	1	5	0	2	0	2	283	185	266	警察 〃 44. 4. 1
宮崎村	(1) 396	(1) 214	(0) 0	(0) 0	0	3	0	0	0	1	297	187	261	車輌 〃 44. 4. 1
南条町	(1) 499	(1) 284	(0) 0	(1) 78	0	1	0	2	0	1	254	146	347	
上中町	(8) 771	(1) 419	(0) 0	(0) 0	1	1	0	1	0	4	303	176	558	
越前町	(6) 919	(2) 691	(1) 9	(0) 0	0	4	2	0	0	2	383	156	140	
織田町	(3) 517	(1) 336	(1) 97	(0) 0	1	1	2	0	0	1	330	226	289	
武生市	(9) 6,097	(7) 3,212	(3) 3,587	(9) 2,722	7	42	18	4	1	11	4,030	2,650	3,536	
小浜市	(9) 3,389	(4) 1,832	(3) 2,876	(4) 865	2	20	8	2	1	8	1,528	988	1,751	
朝日町	(5) 768	(2) 486	(1) 907	(0) 0	1	4	1	0	1	1	454	344	429	
越江市	(9) 4,862	(3) 2,181	(1) 1,287	(8) 1,403	6	30	9	2	1	8	3,109	2,691	3,339	
大飯町	(5) 599	(4) 343	(0) 0	(0) 0	0	3	2	0	0	2	158	175	278	
今立町	(5) 1,481	(1) 940	(0) 0	(5) 825	1	13	3	1	1	3	908	529	968	
高浜町	(3) 897	(3) 573	(0) 0	(0) 0	1	6	3	0	0	3	188	241	369	
名田庄村	(5) 406	(1) 246	(0) 0	(0) 0	0	2	0	0	0	2	54	152	201	
越廻村	(2) 256	(1) 176	(0) 0	(0) 0	0	1	0	0	0	1	218	60	56	
池田町	(9) 708	(2) 450	(0) 0	(1) 74	0	6	1	0	0	2	420	229	374	
清水町	(6) 703	(1) 342	(0) 0	(3) 206	0	6	0	1	0	2	501	406	408	
足羽町	(7) 1,378	(2) 649	(0) 0	(7) 683	0	10	2	0	0	4	983	1,237	862	

項目 / 市町村名	教育施設 小学校	教育施設 中学校	教育施設 高等学校	教育施設 その他	衛生施設 病院	衛生施設 診療所	衛生施設 歯科	衛生施設 助産所	警察 署	警察 駐在所	車輛 乗用車	車輛 貨物車	車輛 その他	備考
長浜市	(6) 4,807	(4) 2,114	(5) 2,848	(0) 1,585	4	84	14	25	1	8	1,885	2,088	8,038	
高島町	(1) 611	(1) 344	(1) 497	(0) 0	1	1	1	8	0	1	1,078	1,193	2265	
浅井町	(5) 1,148	(2) 610	(0) 0	(5) 170	1	8	2	11	0	4	814	824	572	
虎姫町	(1) 604	(1) 309	(1) 829	(0) 0	1	4	2	8	1	0	170	176	364	
びわ町	(2) 630	(1) 371	(0) 0	(0) 0	0	5	0	9	0	2	188	195	408	
安曇川町	(4) 1,221	(1) 577	(1) 400	(3) 264	0	8	8	8	0	4	280	184	458	
新旭町	(2) 937	(1) 467	(0) 0	(0) 0	0	9	8	9	0	2	1,517	1,687	8,205	
朽木村	(5) 400	(1) 254	(0) 0	(0) 0	0	2	1	8	0	1	75	96	150	
高月町	(4) 786	(1) 372	(0) 0	(0) 0	0	9	1	7	0	8	212	278	442	
湖北町	(3) 788	(1) 413	(0) 0	(1) 79	0	9	8	9	0	8	225	285	481	
今津町	(5) 1,082	(1) 545	(0) 0	(1) 74	1	8	8	5	1	2	212	269	422	
木之本町	(4) 1,069	(2) 608	(0) 0	(1) 111	1	8	8	8	1	1	270	354	565	
余呉町	(9) 574	(1) 381	(0) 0	(0) 0	0	8	0	8	0	2	182	174	275	
マキノ町	(6) 711	(1) 893	(0) 0	(0) 0	1	4	0	10	0	2	105	168	268	
西浅井町	(4) 588	(1) 265	(0) 0	(0) 0	0	2	0	4	0	2	105	184	210	
滋賀県	(237校) 80,184	(81校) 40,022	(49校) 84,368	(—) —	45	618	182	646	15	186	86,424	86,832	52,314	
湖北町	(3) 788	(1) 413	(0) 0	(1) 79	0	9	8	9	0	8	225	285	481	
高月町	(4) 786	(1) 372	(0) 0	(0) 0	0	9	1	7	0	8	212	278	442	
朽木村	(5) 400	(1) 254	(0) 0	(0) 0	0	2	1	8	0	1	75	96	150	
新旭町	(2) 937	(1) 467	(0) 0	(0) 0	0	9	8	9	0	2	1,517	1,687	8,205	
安曇川町	(4) 1,221	(1) 577	(1) 400	(3) 264	0	8	8	8	0	4	280	184	458	
びわ町	(2) 630	(1) 371	(0) 0	(0) 0	0	5	0	9	0	2	188	195	408	
虎姫町	(1) 604	(1) 309	(1) 829	(0) 0	1	4	2	8	1	0	170	176	364	
浅井町	(5) 1,148	(2) 610	(0) 0	(5) 170	1	8	2	11	0	4	814	824	572	
高島町	(1) 611	(1) 344	(1) 497	(0) 0	1	1	1	8	0	1	1,078	1,193	2265	
長浜市	(6) 4,807	(4) 2,114	(5) 2,848	(0) 1,585	4	84	14	25	1	8	1,885	2,088	8,038	
滋賀県	(237校) 80,184	(81校) 40,022	(49校) 84,368	(—) —	45	618	182	646	15	186	86,424	86,832	52,314	

滋賀県市町村各施設
統計年月日
教育施設 45. 5. 1
衛生 〃 45. 8. 末
警察 〃 46. 5. 1
車輛 〃 44. 8. 末

第 5.5 表　敷地近辺（1～10㎞）の諸産業

（昭和45年度美浜町役場、敦賀市役所調べ）

区分＼項目	農業			畜産				漁業			
	米 (t)	麦、雑穀(t)	いも、野菜類(t)	乳牛 (頭)	役肉牛 (頭)	鶏 (羽)	その他	魚類 (t)	貝類 (t)	藻類 (t)	金額 (千)
丹生 (約1.0㎞)	103(23.0ha)	0 (0 ha)	30(0.3ha)	0	0	0	0	840	6	1.3	85,000
竹波 (約1.5㎞)	122(27.0)	0 (0)	0(0)	0	0	1,800	0	0	0	0	0
菅浜 (約5.0㎞)	216(48.0)	0 (0)	110(1.1)	0	2	0	0	800	40	0.8	70,000
北田 (約7.5㎞)	108(24.0)	2 (0.7)	240(2.4)	2	0	108	0	0	0	0	0
佐田 (約8.5㎞)	194(43.0)	4 (1.4)	470(4.7)	0	0	205	(豚)5.2	0	0	0	0
坂尻 (約8.5㎞)	95(21.0)	0 (0)	170(1.7)	0	0	0	0	0	0	0	0
和田 (約9.5㎞)	72(16.0)	0.1(0.02)	50(0.5)	2	1	95	0	0	0	0	0
山上 (約9.5㎞)	201(45.0)	4.8 (1.6)	890(8.9)	116	4	818	0	0	0	0	0
白木 (約3.5㎞)	31(7.0)	0 (0)	40(0.4)	0	0	0	0	—	—	—	42,000
祖間 (約6.5㎞)	34(7.5)	0 (0)	70(0.7)	16	0	500	0	—	—	—	
香 (約6.5㎞)	41(9.0)	0 (0)	90(0.9)	0	0	0	0	—	—	—	西浦地区
常宮 (約6.5㎞)	49(11.0)	0.1(0.04)	30(0.8)	0	0	400	0	—	—	—	83,000
浦底 (約7.0㎞)	45(10.0)	0 (0)	5(0.05)	0	0	0	0	—	—	—	
色浜 (約7.0㎞)	27(6.0)	0 (0)	20(0.2)	0	0	0	0	—	—	—	松原地区
手 (約7.0㎞)	52(11.5)	0 (0)	0(0)	0	0	0	0	—	—	—	24,000
名子 (約7.0㎞)	34(8.0)	0 (0)	20(0.2)	0	0	0	0	—	—	—	
原 (約8.0㎞)	144(32.0)	0 (0)	80(0.8)	0	0	0	0	—	—	—	
香見 (約9.0㎞)	590(131.0)	0 (0)	810(8.1)	8	0	700	0	—	—	—	
御川 (約9.0㎞)	189(41.0)	0 (0)	20(0.2)	0	0	1,000	0	—	—	—	
木崎 (約10㎞)	298(65.0)	0 (0)	890(8.9)	0	0	0	0	—	—	—	
松島 (約10㎞)	164(36.0)	0 (0)	320(3.2)	0	0	0	0	—	—	—	
備考	0.45t／10a として計算	0.8t／10a 〃	1.0t／10a 〃								

第 5.6 表　　周辺（0～50 km）の諸産業

No. 1

項目 / 市町村名	農業				畜産				漁業				工業生産高	備考
	米	麦、雑穀	いも類	野菜	乳牛	役肉牛	豚	その他	総数	魚類	貝類	その他	(百万円)	
	(百万円)	(百万円)	(百万円)	(百万円)	(頭)	(頭)	(羽)		(t)	(t)	(t)	(t)		
美浜町	637.8	6.7	9.1	50.3	590	20	14,400	81	1,097	966	55	76	576.9	福井県
敦賀市	1,080.1	9.7	11.2	98.7	450	84	41,335	140	8,769	2,195	150	1,424	45,863.8	農業　44年度
三方町	619.6	6.2	6.2	40.3	167	46	40,000	1,042	948	940	7	1	901.8	畜産　48年度
河野村	89.0	1.2	2.5	5.0	0	24	0	0	641	609	11	27	22.3	漁業　48年度
今庄町	310.1	3.2	5.8	26.3	9	33	12,700	0	—	—	—	—	315.8	48. 12. 31現在
宮崎村	290.1	1.5	1.6	14.2	86	6	3,800	4	—	—	—	—	1,498.6	
南条町	401.5	3.0	7.7	35.8	22	2	1,594	0	—	—	—	—	1,125.6	
上中町	782.2	3.9	5.1	42.2	448	51	87,390	14	—	—	—	—	559.0	
越前町	40.7	4.5	6.6	10.0	0	2	750	0	8,578	5,867	107	3,099	631.0	
織田町	251.7	2.6	3.7	15.3	34	25	16	450	—	—	—	—	1,704.3	
武生町	2,728.7	12.8	36.5	175.6	289	389	5,640	117	—	—	—	—	32,351.3	
小浜市	1,142.0	9.1	11.8	107.8	96	226	18,787	168	2,856	2,108	63	185	10,815.4	
朝日町	477.8	3.7	3.0	25.6	102	6	2,440	111	—	—	—	—	1,997.5	
鯖江市	2,003.9	7.9	20.4	142.7	107	4	7,610	159	—	—	—	—	23,958.7	
大飯町	385.3	4.5	5.0	22.1	6	321	2,200	117	329	315	7	7	879.0	
今立町	450.4	3.0	7.9	36.7	40	5	11,597	200	—	—	—	—	7,926.4	
高浜町	324.6	5.8	8.9	76.2	14	2	8,773	18	1,774	1,405	97	272	888.0	
名田庄村	113.1	1.6	4.4	19.2	5	28	14,700	0	—	—	—	—	149.0	
越廻村	29.6	1.4	1.6	3.3	6	0	0	0	1,838	1,829	1	8	238.2	
池田町	325.9	2.6	27.2	27.2	0	281	330	0	—	—	—	—	578.0	
清水町	768.1	4.8	23.2	23.2	44	22	1,920	0	—	—	—	—	823.3	
足羽町	1,351.2	4.6	8.2	49.0	93	123	17,000	51	—	—	—	—	2,401.1	

項目 / 市町村名	農業				畜産				漁業				工業生産高	備考
	米	麦、雑穀	いも類	野菜	乳牛	役肉牛	鶏	その他	総数	魚類	貝類	その他	(百万円)	
	(百万円)	(百万円)	(百万円)	(百万円)	(頭)	(頭)	(羽)		(t)	(t)	(t)	(t)		
福井市	5,013.6	27.3	49.0	396.5	471	285	123,232	899	7,535	6,988	27	520	71,965.3	
美山町	299.0	4.3	7.9	42.4	6	47	52,850	8	—	—	—	—	549.7	
福井県	82,424.8	213.7	440.9	2,451.6	4,654	3,073	971,867	6,748	31,543	25,278	530	5,740	262,087.8	
	(t)	(t)	(t)	(t)										滋賀県
西浅井町	2,380	2	72	6	78	108	1,084	7	—	—	—	—	563.7	農業 44年度分
マキノ町	3,680	8	801	2	19	180	5,635	0	—	—	—	—	1,444.5	畜産 44.2.1現在
余呉町	1,910	3	—	12	4	148	2,168	8	—	—	—	—	276.1	漁業 48年度分
木之本町	2,360	2	—	12	20	15	8,994	9	—	—	—	—	4,511.4	工業 44年12末現在
今津町	4,400	19	107	7	874	89	11,226	126	89	87	2	0	2,225.9	
湖北町	6,210	2	—	21	5	15	5,664	3	—	—	—	—	1,123.7	
高月町	6,180	0	—	15	6	11	1,697	56	—	—	—	—	13,567.5	
木之本村	1,070	2	108	1	1	198	1,222	68	—	—	—	—	290.2	
新旭町	4,790	0	64	3	47	1	17,202	145	—	—	—	—	7,690.6	
安曇川町	6,460	0	124	11	103	155	25,637	41	162	145	17	0	2,614.4	
びわ町	4,680	0	—	13	—	—	5,430	156	—	—	—	—	949.5	
虎姫町	2,720	0	—	17	17	5	1,253	10	—	—	—	—	3,955.6	
浅井町	6,223	6	—	36	90	17	14,164	36	—	—	—	—	1,489.5	
高島町	4,500	6	25	3	124	120	2,159	56	—	—	—	—	911.4	
長浜市	11,302	0	—	48	249	22	24,130	245	89	6	83	0	54,199.4	
滋賀県	290,530	5,017	7,279	797	9,122	7,646	1,478,282	10,073	4,296	2,867	1,429	0	522,236.2	

第5.7表　漁港魚種別漁獲高

(a)　美浜町関係

（昭和45年度丹生、晋浜漁協調べ）

区分 ＼ 項目		総数 (a＋b＋c)	魚類 (a)	貝類 (b)	藻類 (c)	金額 (千円)
丹生	総数 (t)	848	840	6	1.8	85,000
	海面漁業漁獲高(t)	848	840	6	1.8	
晋浜	総数 (t)	841	800	40	0.8	70,000
	海面漁業漁獲高(t)	841	800	40	0.8	

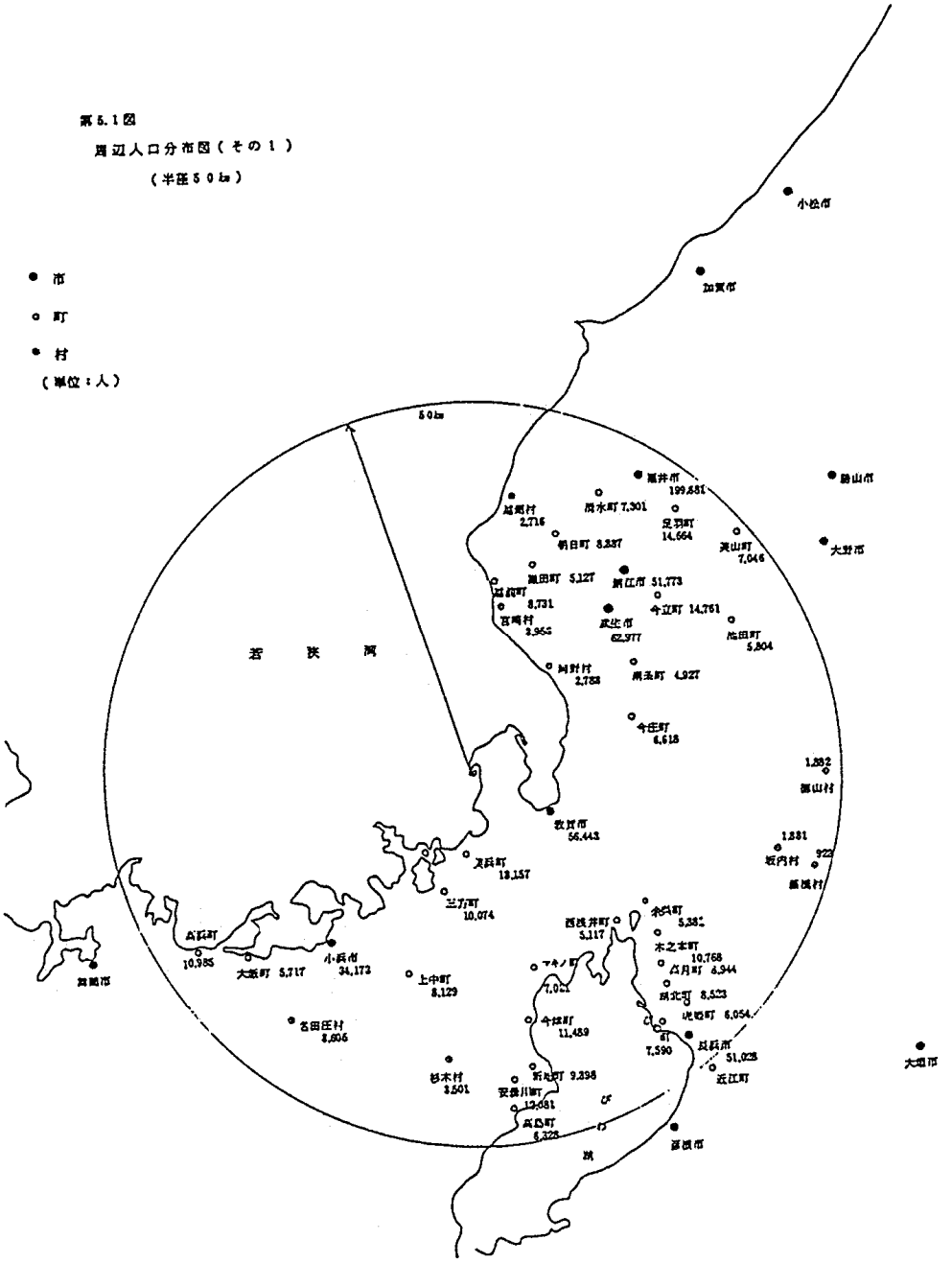
（昭和45年度県漁協敦賀支部調べ）

区分 ＼ 項目	総数 (a+b+c)	魚類 総計 (a)	あじ	かに	さば	いわし	ぶり	えび	はたはた	かれい	いか	たい類	その他	貝類 (b)	藻類 (c)
漁獲高 (t)	5,648	5,498	200	805	62	200	158	28	22	68	28	48	4,889	108	37
金額 (千円)	921,234	880,714	9,512	38,975	2,285	10,642	56,226	11,776	778	15,711	14,680	84,293	681,841	30,330	10,190

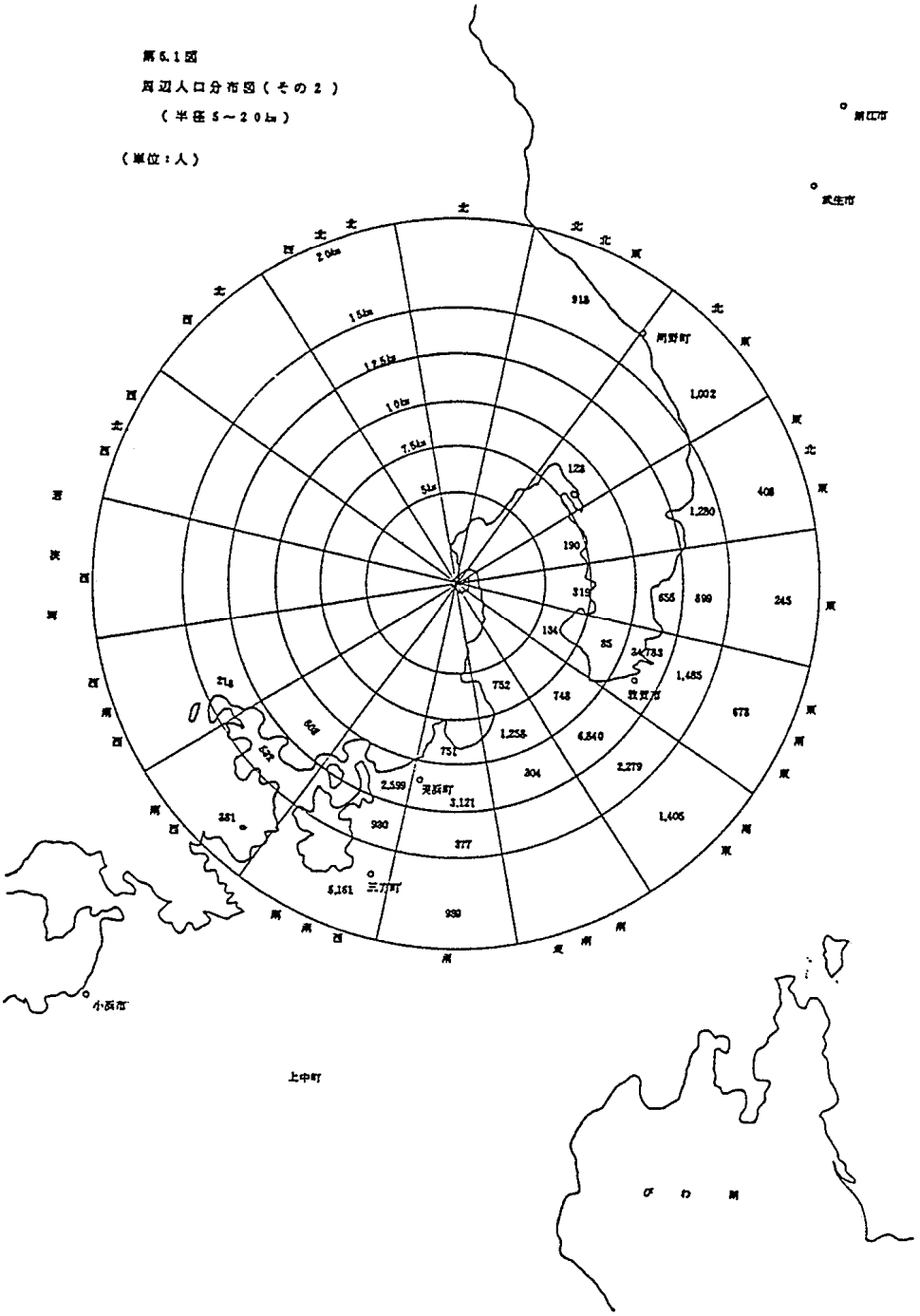
第5.1図

周辺人口分布図（その１）

（半径５０ｋｍ）



第5.1図
周辺人口分布図（その２）
（半径５～２０km）
（単位：人）

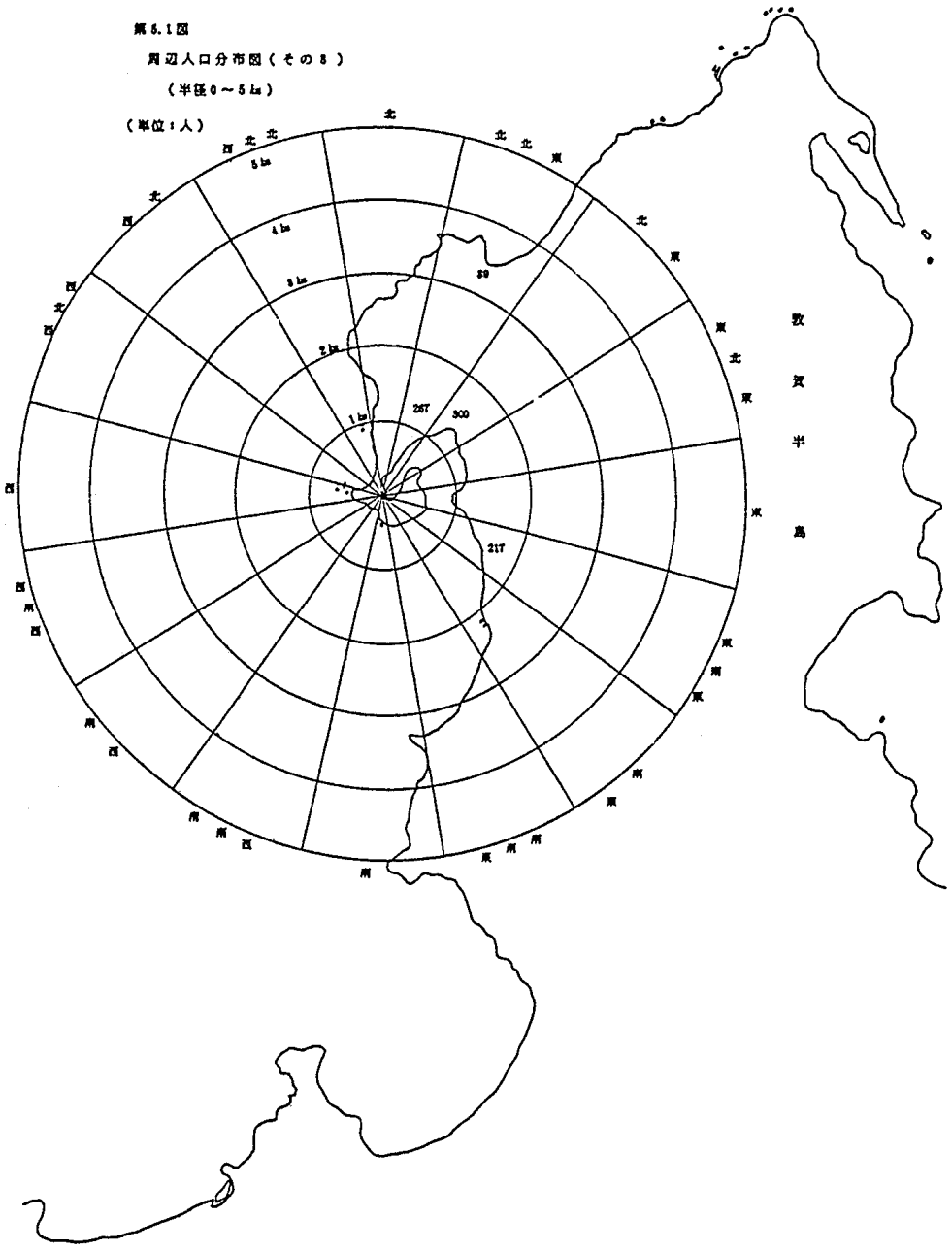


第5.1図

周辺人口分布図（その3）

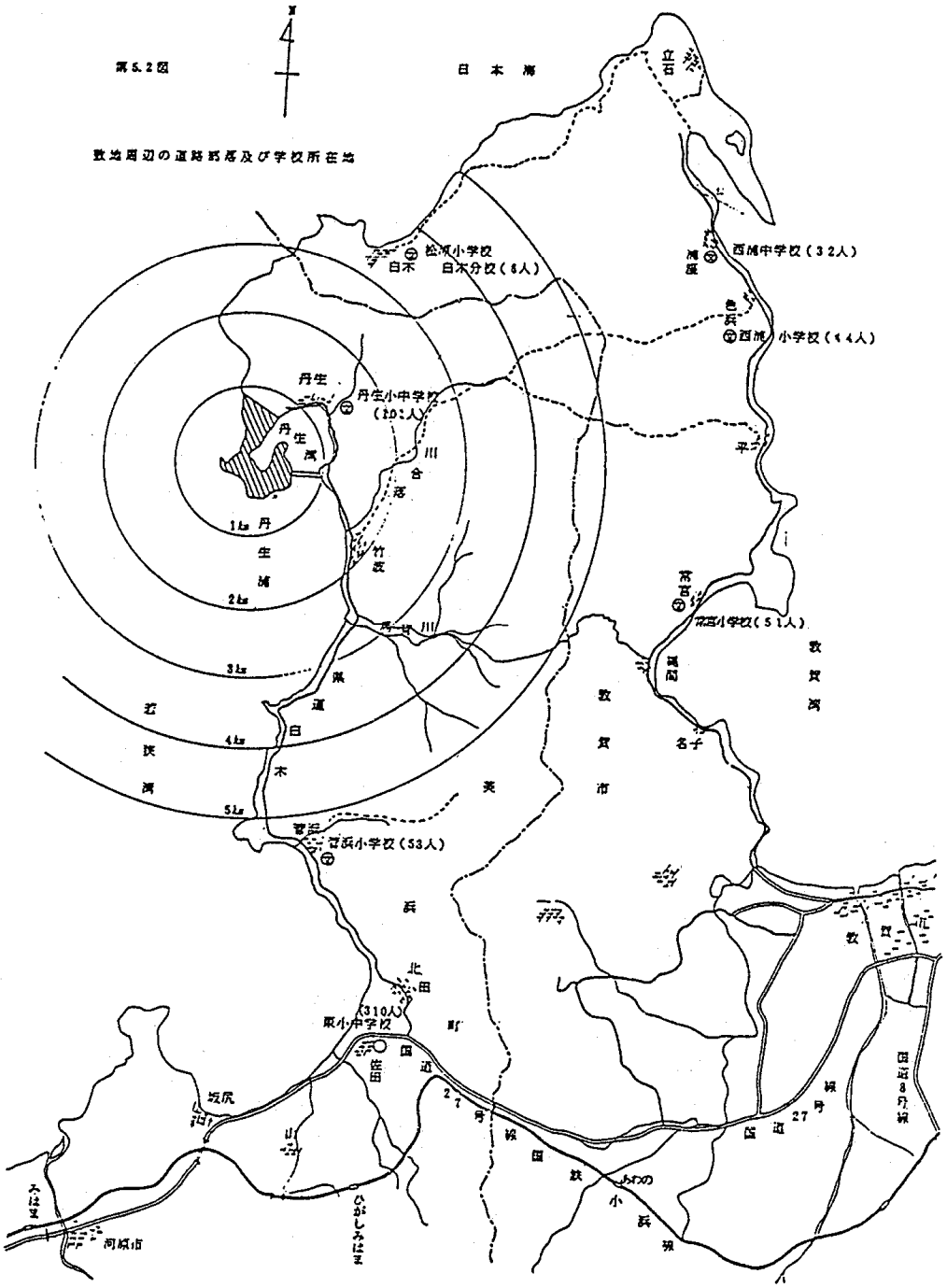
（半径0～5km）

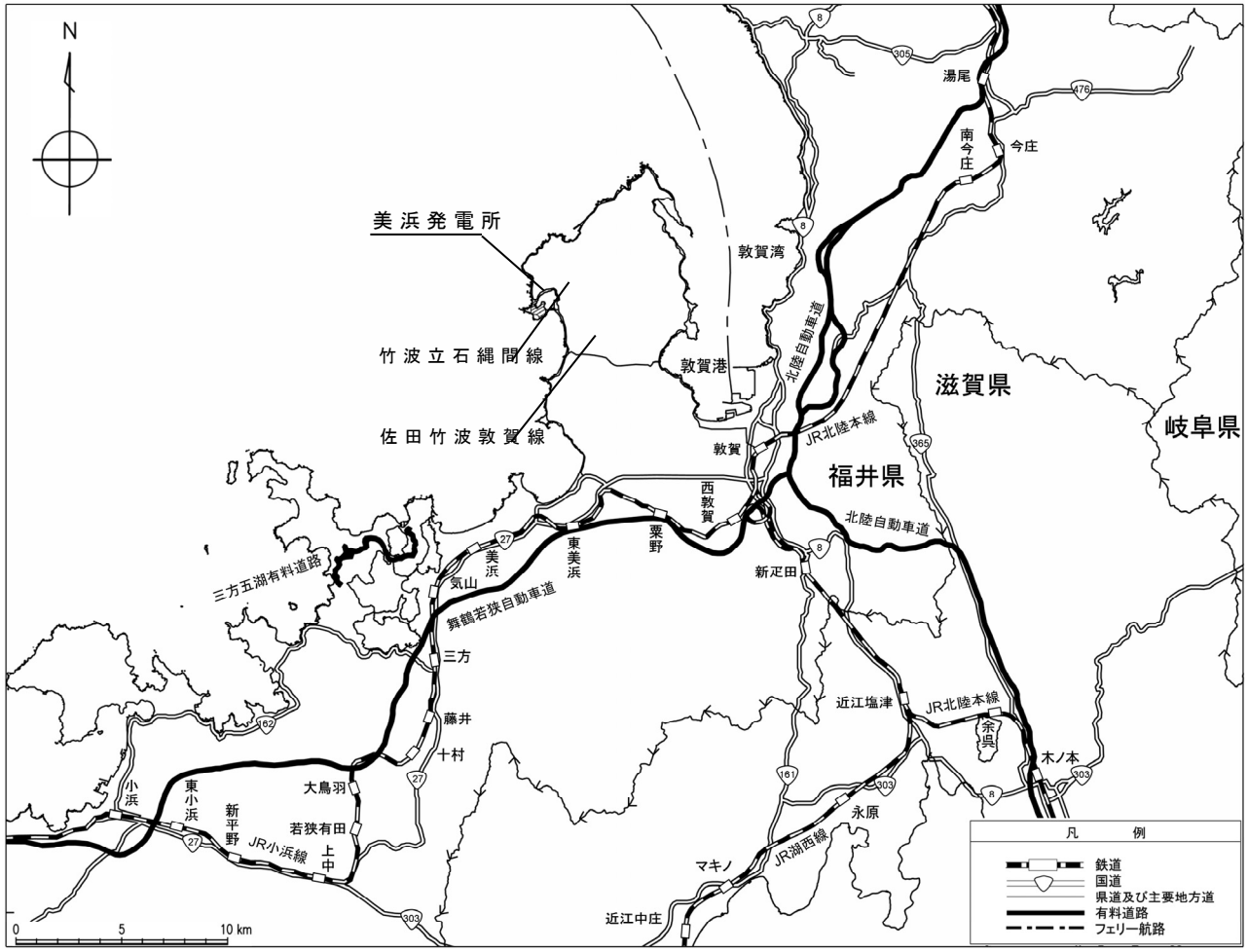
（単位：人）



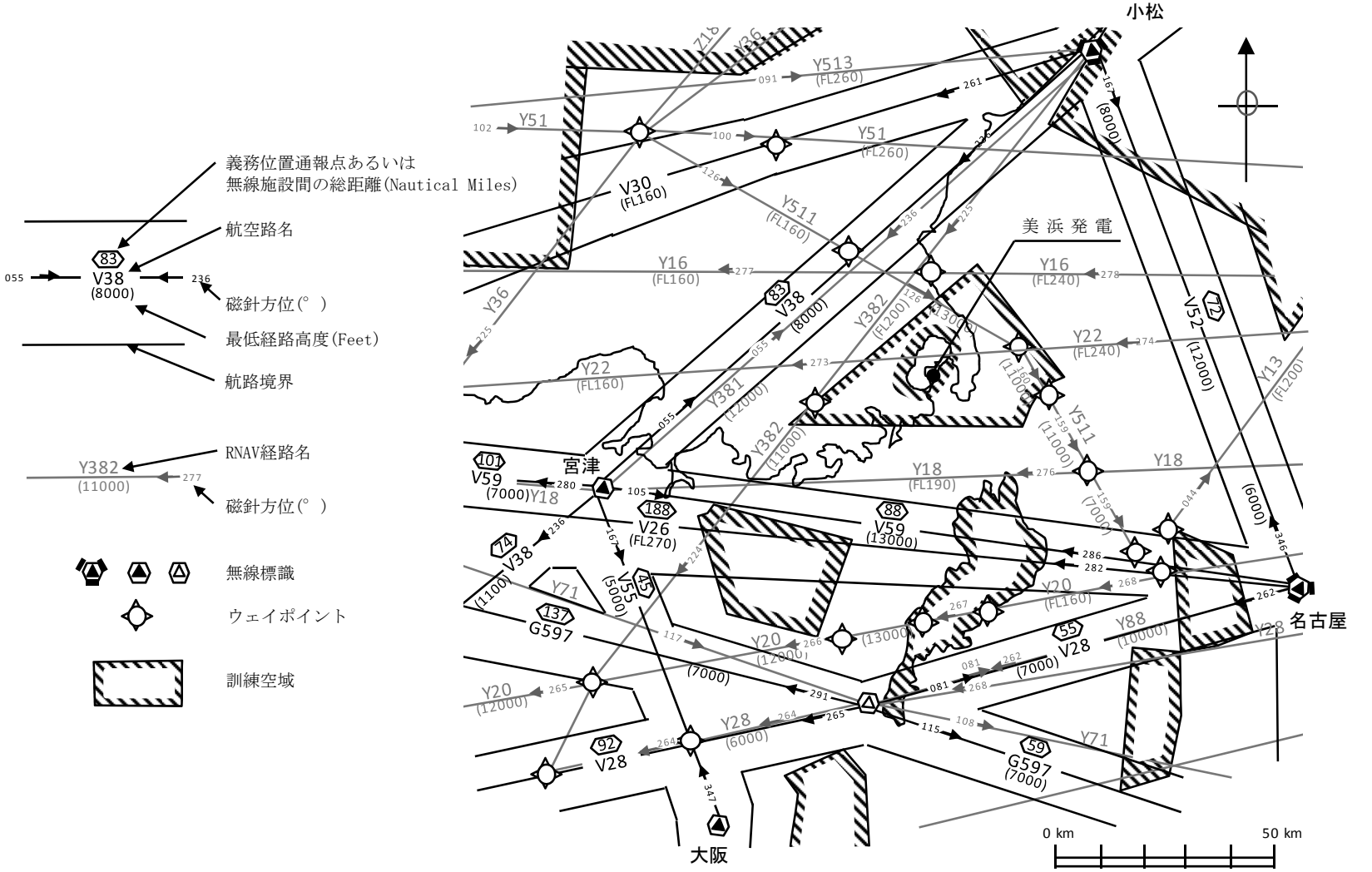
第5.2図

敦地周辺の道路網及び学校所在地

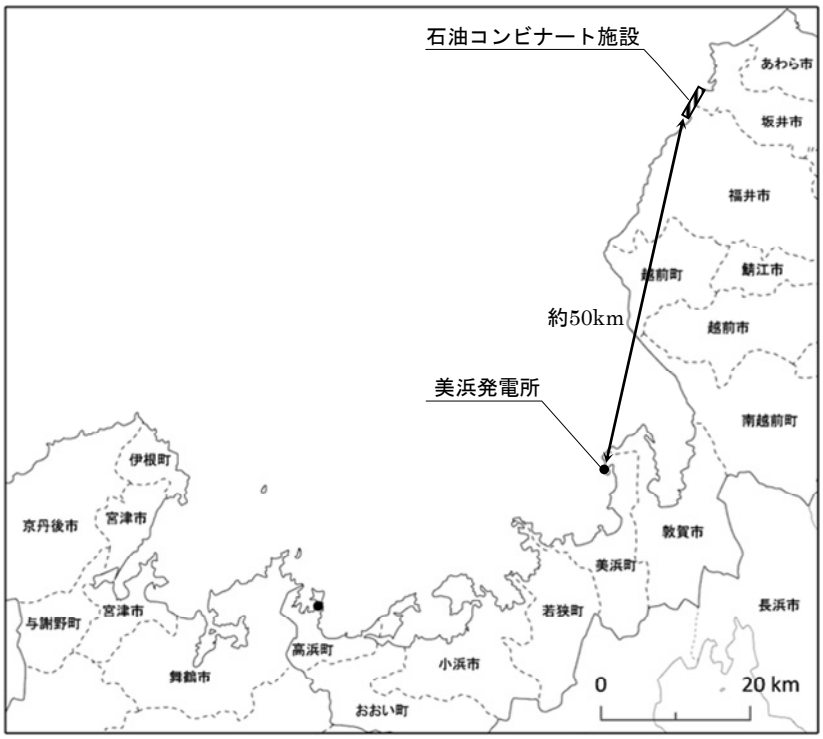




第 5.3 図　発電所周辺の鉄道、主要道路及び海上交通



第 5.4 図　発電所周辺の航空路



第 5.5 図　発電所周辺の石油コンビナート施設の位置

6. 津波

6.1 敷地周辺に影響を及ぼした過去の津波

敷地周辺の既往津波及び痕跡高について文献調査を実施した。既往津波に関する主要な文献としては、羽鳥(1984)[1]、国立天文台(2018)[2]、宇佐美他(2013)[3]、羽鳥(2010)[4]、渡辺(1998)[5]、気象庁(2007)[6]等がある。既往津波の一覧とその概要を第 6.1.1 表に示す。文献調査によると、敷地周辺に影響を与えたと考えられる津波には、1983 年日本海中部地震津波及び 1993 年北海道南西沖地震津波がある。また、地震以外を要因とする日本海における津波の記録としては、火山現象に伴う山体崩壊を要因とする 1741 年渡島沖の津波があるものの、その他に海底地すべり、陸上の斜面崩壊（地すべり）、火山現象等、地震以外の要因による津波の記録は認められなかった。

さらに、第 6.1.1 図に示す若狭湾沿岸の三方五湖周辺、久々子湖東方陸域及び猪ヶ池において実施した津波堆積物調査[7]によっても、完新世において、発電所の安全性に影響を与えるような津波の痕跡は認められなかった。

6.2 基準津波の策定

6.2.1 津波伝播計算手法及び計算条件

津波に伴う水位変動の評価は、非線形長波理論に基づき、差分スキームとして Staggered Leap-frog 法を採用した平面二次元モデルによる津波シミュレーションプログラムを用いて実施した。

津波シミュレーションに用いる敷地沿岸域及び海底地形については、海上保安庁等による海底地形図、海上音波探査記録及び深浅測量結果を用いた。また、敷地の形状及び標高については、発電所の竣工図等を用いた。さらに、津波シミュレーションに用いる数値計算モデルついては、最小空間格子間隔を 3.125m とした詳細格子分割の数値計算モデル（以下「詳細数値計算モデル」という。）を基本とし、パラメータスタディや津波ハザード評価の計算には、最小空間格子間隔を 12.5m とした概略数値計算モデルを用いた。計算上考慮している水深分布図を第 6.2.1 図に、概略数値計算モデルの計算条件及び計算モデルを第 6.2.1 表と第 6.2.2 図に、詳細数値計算モデルの計算条件及び計算モデルを第 6.2.2 表と第 6.2.3 図に示す。

津波シミュレーションによる津波水位評価点の位置を第 6.2.4 図及び第 6.2.5 図に示す。水位上昇側の評価点としては、津波防護対象への津波の影響を確認するため、３号炉取水口前を選定する。また、同様の観点で、特定重大事故等対処施設の配置を踏まえて［　　］を選定する。さらに、３号炉放水路系の溢水量を評価するため、３号炉放水口前を水位上昇側の評価点として選定する。水位下降側の評価点としては、引き波に対する海水ポンプの取水性を確認するために３号炉取水口前を、特定重大事故等対処施設の配置を踏まえて［　　］を確認するために［　　］を、それぞれ選定する。なお、これらの評価点のうち、３号炉取水口前及び３号炉放水口前に関する検討では第 6.2.3 図(2)の計算モデルを、［　　］及び［　　］に関する検討では第 6.2.3 図(3)の計算モデルを、それぞれ用いる。

詳細数値計算モデルによる検討に当たっては、潮位条件（朔望平均満

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

潮位 T.P.+0.48m、朔望平均干潮位 T.P.－0.01m：国土交通省・敦賀港湾事務所の 2008 年 1 月～2012 年 12 月の 5 ヵ年の記録による）に加えて、水位上昇に関する検討では断層活動に伴う地盤変動（沈降）を、水位下降に関する検討では断層活動に伴う地盤変動（隆起）を考慮した。

また、津波防護施設である防潮堤を計算モデルに考慮したほか、発電所敷地内の陸側境界条件について陸上遡上を考慮した。

１号炉及び２号炉の放水ピットから放水口までの各放水路については、平面二次元モデルによる津波シミュレーションに仮想スロットモデルによる一次元不定流計算を接続して検討を行った。

なお、評価点のうち、[　　]については、[　　][　　]とする方針であることから、[　　][　　]を評価することとした。

6.2.2 評価点のうち３号炉取水口前及び３号炉放水口前に関する検討

6.2.2.1 地震に起因する津波

6.2.2.1.1 評価方法

地震に起因する津波に伴う水位変動の評価は、土木学会(2016)[8]に基づき実施した。

まず、既往津波について津波シミュレーションを行い、計算結果と実際の津波痕跡高との比較による既往津波の再現性の検討を行い、数値計算モデル及び計算方法の妥当性確認を行った。

次に、文献調査及び敷地周辺の地質調査結果から検討対象となる海域活断層を抽出し、パラメータスタディを行うことにより、敷地への影響が最も大きくなるような検討対象波源を選定した。さらに、選定された検討対象波源により第 6.2.4 図に示す評価点における水位変動を検討し、潮位条件を考慮した津波水位を算出した。

6.2.2.1.2 既往津波の再現性の確認

過去に、敷地周辺に比較的大きな水位変動を与えたと考えられる津

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波には、日本海東縁部を波源とする 1983 年日本海中部地震津波及び 1993 年北海道南西沖地震津波があり、発電所において、1983 年日本海中部地震津波では 0.80m の振幅を、1993 年北海道南西沖地震津波では T.P.－0.33m～T.P.+0.45m（T.P.は東京湾平均海面）の水位変動を記録している。両地震津波による発電所周辺の津波痕跡高[11]~[15]を第 6.2.6 図及び第 6.2.7 図に示す。これらの知見等を踏まえ、上記津波を対象とした津波シミュレーションを実施し、計算結果と敷地周辺及び日本海沿岸における津波痕跡高との比較により再現性の評価を行い、数値計算モデル及び計算手法の妥当性を確認した。結果を第 6.2.8 図に示す。

6.2.2.1.3 検討対象波源の選定

文献調査及び敷地周辺の地質調査結果を踏まえ、発電所へ大きな水位変動を及ぼす津波波源となる可能性のある敷地周辺の海域活断層と日本海東縁部の断層について、以下の検討を行った。

なお、太平洋側に想定されるプレート間地震及び海洋プレート内地震による津波については、発電所の安全性に影響を与えるような津波の痕跡が認められず、日本海側には影響しないと考えられることから検討対象波源として選定しなかった。

(1) 検討対象断層の選定

a. 海域活断層

検討対象断層は、「1.3.2.3(5) 基準地震動及び基準津波の検討対象とする海域の断層」の第 1.3.202 図に示す敷地前面海域及び敷地周辺海域の断層とした。

これらの断層について、武村(1998)[16]及び Kanamori (1977)[17]の手法で算出した地震モーメントに基づき阿部(1989)[18]の簡易予測式により推定津波水位を算定し、パラメータスタディを実施する断層を抽出した。簡易予測式による推定津波水位の算定フローを第 6.2.9 図に、簡易予測式による推定津波水位を第 6.2.3 表に示す。

その結果、推定津波水位が 1m 以上となる安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層、ウツロギ峠北方－池河内断層、甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層、浦底－内池見断層、白木－丹生断層、Ｃ断層、大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層、三方断層、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層、経ヶ岬北方断層、F_{GA}３断層、F_{G}１断層、F_{G}１～F_{J}９断層、Fo-201～F_{GA}４西部～F_{GA}４東部断層、美浜湾断層の計 15 断層を検討対象の海域活断層として抽出した。抽出された断層を第 6.2.10 図に示す。

b. 日本海東縁部の断層

日本海東縁部の検討対象断層として、土木学会(2016)[8]に基づき、北海道沖から新潟県沖までの広範囲な海域にモーメントマグニチュード Mw=7.85 の基準波源モデルを設定した。日本海東縁部における検討対象断層を第 6.2.11 図に示す。

(2) パラメータスタディ

海域活断層及び日本海東縁部の各断層について、土木学会(2016)[8]に基づき、不確定性が存在する因子のうち、広域応力場、断層の位置、傾斜、走向等を合理的と考えられる範囲で変化させた概略数値計算モデルによるパラメータスタディを実施し、波源の選定を行った。各波源において水位変動量が最大となった波源モデルの断層パラメータ及び水位変動量を第 6.2.4 表に示す。

(3) 検討対象波源の選定

パラメータスタディの検討結果より、水位変動量の大きい安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層、Ｃ断層及びＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層を詳細数値計算モデルによる検討対象波源として選定した。

なお、日本海東縁部の断層については、パラメータスタディの結果、海域活断層に比べて水位変動量が小さいことから、詳細数値計算モデルによる検討対象波源として選定していない。

6.2.2.1.4 検討対象波源による津波の評価

前節までの検討で選定した波源に対して、詳細数値計算モデルによる津波シミュレーションを実施し、津波水位を算出した。津波シミュレーションに用いた詳細なパラメータ及び水位評価結果を、第 6.2.5 表に示す。

津波水位評価の結果、水位上昇側において３号炉取水口前で最も影響が大きい波源は、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層であり、３号炉放水口前で最も影響が大きい波源は、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層であった。また、水位下降側において３号炉取水口前で最も影響が大きい波源は、Ｃ断層であった。

6.2.2.1.5 行政機関の波源モデルによる津波

国土交通省等及び日本海に位置する各自治体では、様々な波源モデルを用いて津波シミュレーションを実施しており、当社が検討した波源モデルと異なることから、影響を検討した。行政機関の波源モデルの中でも発電所へ比較的大きな水位変動を与える可能性のある波源モデルとして、福井県(2012)[19]で想定されている若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層、秋田県(2012)[20]で想定されている日本海東縁部の波源並びに「日本海における大規模地震に関する調査検討会（以下「検討会」という。）」（国土交通省(2014)[21]）で想定されている若狭海丘列付近断層(F－49)、越前堆列付近断層(F－51)、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(F－52)及びＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層(F－53)を対象に検討を実施した。

(1) 福井県の波源モデル（若狭海丘列付近断層）

若狭海丘列付近断層について、文献調査及び海上音波探査記録の再解析を行い、当該断層の位置及び長さの評価を行った。

若狭海丘列付近断層周辺には、第 1.3.201 図に示すとおり、活断層研究会編(1991)[22]に示される 2 条の断層（$F_{AR}21$、$F_{AR}22$）、及び脇田他(1992)[23]に示される断層（$F_{GA}12$）がある。$F_{AR}22$ と $F_{GA}12$ はほぼ同じ位置に示されている。

これらの断層について、地質調査所及び石油公団の海上音波探査

記録等に基づき評価した結果を第 6.2.12 図に示す。

F_{AR}21 について海上音波探査記録を再解析した結果、活断層研究会編(1991)[22]が示すF_{AR}21 の位置には断層が認められないが、北西側に数条の断層（F_{AR}21（西部・中央・東部）断層）が認められたことから、F_{AR}21（西部・中央・東部）断層の長さを約 38km と評価する。

F_{AR}22 について海上音波探査記録を再解析した結果、活断層研究会編(1991)[22]が示すF_{AR}22 の位置には断層が認められないが、北西側に 2 条の断層（F_{AR}22（西部・東部）断層）が認められた。F_{AR}22 東部断層については、後期更新世以降の地層に断層による変位・変形が認められないことから、震源として考慮する活断層ではないと評価する。また、F_{AR}22 西部断層の東西両端部の記録に後期更新世以降の地層に断層による変位・変形が認められないことから、F_{AR}22 西部断層の長さを約 12km と評価する。

以上より、若狭海丘列付近断層は、F_{AR}21（西部・中央・東部）断層（断層長さ約 38km）及びF_{AR}22 西部断層（断層長さ約 12km）からなり、両断層の離隔距離は約 26km と評価したが、福井県が想定した断層長さ 90km の波源モデルの影響検討を行うため、福井県が想定した波源モデルを用いた、当社の詳細数値計算モデルによる津波シミュレーションを実施した。福井県が想定した波源モデルを第 6.2.13 図に、津波水位評価の結果を第 6.2.6 表に示す。

(2) 福井県の波源モデル（越前堆列付近断層）

越前堆列付近断層について、文献調査及び海上音波探査記録の再解析を行い、当該断層の位置及び長さの評価を行った。

越前堆列付近断層周辺には、第 1.3.201 図に示すとおり、玉木他(1981)[24]に示される安島岬西方のゲンタツ瀬付近の断層（F_G1）がある。この断層について、地質調査所及び海上保安庁水路部の海上音波探査記録によって検討を行った。評価結果を第 6.2.12 図に示す。

文献断層の位置する安島岬西方には、大グリ、松出シ及びゲンタ

ツ瀬付近でR層上面の顕著な高まりが認められる。大グリ及び松出シの南西方にゲンタツ瀬はステップして分布する。大グリ、松出シの南東縁には、NE-SW 方向の断層群が、ゲンタツ瀬の高まりの南東縁には、同方向の断層（以下、本段落においてこれらの断層群を、それぞれ「東部の断層群」及び「西部の断層」という。）が分布する。東部の断層群は後期更新世以降の活動が認められることから、一連の断層構造として、約 30km の区間をＦ$_{G}$1 東部断層とし、震源として考慮する活断層とする。また、西部の断層については中期更新世以降の活動が認められることから、約 29km の区間をＦ$_{G}$1 西部断層とし、震源として考慮する活断層とする。

以上のことから、越前堆列付近断層は、Ｆ$_{G}$1 東部断層（断層長さ約 30km）及びＦ$_{G}$1 西部断層（断層長さ約 29km）からなると評価したが、福井県が想定した断層長さ 65km の波源モデルの影響検討を行うため、福井県が想定した波源モデルを用いた、当社の詳細数値計算モデルによる津波シミュレーションを実施した。福井県が想定した波源モデルを第 6.2.13 図に、津波水位評価の結果を第 6.2.6 表に示す。

(3) 秋田県の波源モデル

日本海東縁部付近の波源については、秋田県、福井県等の複数の自治体で異なる波源モデルを想定しており、それらの波源モデルの断層長さも約 130km～約 350km と様々である。このうち、最も断層長さが長い波源モデルは秋田県の想定であり、断層長さを 350km、地震発生層下端の深さを 46km と設定している。秋田県が想定した波源モデルを第 6.2.14 図に示す。

一方、日本海側の地質構造については、平成 19 年度～平成 24 年度にかけて防災科学技術研究所(2014)[25]によりひずみ集中帯の重点的調査観測・研究が実施されている。これによれば、日本海東縁の地質構造は主に３つのタイプ（島弧地殻、遷移地殻及び海洋地殻）に分けられ、島弧地殻の地殻厚さは厚いところで 25km 程度、海洋地殻の地殻厚さは 10km 程度、遷移地殻はその中間的な性質を

もつ地殻に対応しているとされている。

以上より、秋田県が想定した波源モデルの地震発生層下端は日本海東縁部の地質構造から推定される地殻厚さとは異なるが、秋田県が想定した断層長さ 350km の波源モデルの影響検討を行うため、秋田県が想定した波源モデルを用いた、当社の詳細数値計算モデルによる津波シミュレーションを実施した。津波水位評価の結果を第 6.2.7 表に示す。

(4) 検討会の波源モデル

検討会においては、日本海における最大クラスの津波断層モデル等の設定に関する検討を行っている。上述したこれまでの検討においては断層が一様にすべるモデル（以下「一様すべりモデル」という。）であったが、検討会においては、大すべり域及び背景領域を別々に設定した不均質な波源モデルを想定している。検討会の波源位置を第 6.2.15 図に、設定条件を第 6.2.8 表に示す。

本検討では、検討会の波源モデルのうち発電所へ比較的大きな水位変動を与える可能性のある 4 つの波源モデル（若狭海丘列付近断層、越前堆列付近断層、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層及びＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層）による津波シミュレーションを実施した。なお、検討会の波源モデルのうち、日本海東縁部の波源については、いずれも秋田県モデル（日本海東縁部の断層）よりも規模が小さいため、検討対象としなかった。

検討にあたっては、概略数値計算モデルを用いて津波シミュレーションを実施した。概略数値計算モデルによる津波水位評価結果を、第 6.2.9 表に示す。

この結果、検討会の波源モデルについては、津波水位がいずれも同じ波源の一様すべりモデルと同等以下となることを確認した。

(5) 行政機関の波源モデルによる津波の評価

前節までの検討による津波水位評価の結果を踏まえ、「6.2.2.3 検討対象波源の選定」で選定した検討対象波源に加えて、福井県モデル（若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層）、及び秋田県モ

デル（日本海東縁部の断層）の３つの行政機関の波源モデルについて、基準津波の選定に考慮する。

6.2.2.2 地震以外に起因する津波

地震以外に起因する津波として、海底地すべり、陸上の斜面崩壊（地すべり）（以下「陸上地すべり」という。）及び火山現象に起因する津波の検討を実施した。

6.2.2.2.1 海底地すべりによる津波の評価

(1) 検討対象となる海底地すべりの抽出

徳山他(2001)[26]によれば、日本海側に存在する海底地すべり地形として、隠岐トラフ付近に分布する海底地すべり地形群が示されているほか、地質調査所が作成した海底地質図[27]~[30]にも隠岐トラフ付近に広範囲に海底地すべり跡と考えられる崩落崖の記載が多数ある。これらと地質調査所が作成した表層堆積図[31]~[34]の層相区分図及び池原他(1990)[35]を元に、高分解能海上音波探査記録（3.5kHz サブボトムプロファイラー：SBP）の再解析結果を用いて図面間の整合性の確認や図幅が整理されていない部分の追記を行い、第 6.2.16 図に示すとおり海底地すべり位置図及び海底の層相区分図を作成した。作成した層相区分図の範囲内すべての高分解能海上音波探査記録について、海底地すべり地形の有無を詳細に確認した結果、隠岐トラフの南東側及び南西側の水深約 500m～約 1,000m 付近の大陸斜面に 38 の海底地すべり跡を抽出した。

(2) 評価対象とする海底地すべりの選定

検討対象として抽出した 38 の海底地すべり跡について、位置及び向きにより、大きく３つのエリア（エリアＡ～Ｃ）に分けた。検討対象として抽出した海底地すべり跡の位置及びエリア区分を第 6.2.17 図に示す。

ここで、ゲンタツ瀬北方の海底地すべりに関して、山本(1991)[36]によると「この海底地すべりは２度の斜面崩壊により形

成された。また崩壊時期は最終氷期の海面低下時であり、崩壊の原因としては背斜による傾斜角の増大と堆積物の斜面域への供給増加が考えられる。」とされている。現在の環境を踏まえると、隠岐トラフ周辺で発生しうる海底地すべりの想定は困難であることから、検討対象として抽出した過去の海底地すべり跡のうち、各エリアで最大規模のものが発生すると仮定した場合の影響を考慮することとした。

津波水位評価においては、鉛直方向の水位変動による影響が大きいことから、海底地すべり跡を横断する高分解能海上音波探査記録より崩壊部の鉛直断面積を概算し、エリアごとに最も断面積が大きい海底地すべりを最大規模の海底地すべりとした。断面積による規模評価結果を第 6.2.10 表に示す。

なお、断面積の規模評価の妥当性については、崩落崖の投影面積に高分解能海上音波探査記録より読み取った最大の厚さを乗じて算出した崩壊部の概算体積の比較によっても、評価結果に影響がないことを確認している。

これらに基づき、評価対象とする海底地すべりとして、エリアごとに最大規模となる、エリアＡの Es－G3、エリアＢの Es－K5、エリアＣの Es－T2 を選定した。

(3) 海底地すべりによる地形変化の算出

地すべりによる海底地形変化については、津波水位に直接影響することから精度よく算出する必要があり、山本(1991)[36]に準じて、高分解能海上音波探査記録を用いて、次の手順で海底地形変化を算出した。

① 高分解能海上音波探査記録の再解析を実施し、海底地すべり地形を通る複数の高分解能海上音波探査記録の層相の特徴等から、崩壊部や堆積部の幅、長さ、標高等を判読する。

② 崩壊前の地形の復元に当たっては、崩壊端部の地形を延長して滑らかに接続させ、測線同士でのクロスチェックを行い、復元した地形が三次元的にも不自然でないことを確認する。

③ 崩壊量と堆積量のバランスを確認しながら海底地形変化量分布図を作成する。

山本(1991)[36]が判読した海底地すべり（エリアＡの Es－G3）について上記手順を適用したところ、崩壊前の復元地形、海底地形変化量分布及び崩壊体積が論文とほぼ一致し、手順が妥当であることを確認したことから、エリアＢ及びＣについても上記手順を適用して海底地形変化を算出した。作成した海底地形変化量分布図を第 6.2.18 図に示す。

(4) 海底地すべりによる津波の評価方法

海底地すべりによる津波の評価では、崩壊前後の海底地すべり地形を元に初期水位波形を設定し、津波シミュレーションを実施した。初期水位形状の算出に際しては、複数の手法により行うこととし、Grilli and Watts(2005)[37]及び Watts et al.(2005)[38]による予測式（以下「Watts 他の予測式」という。）及び佐竹・加藤(2002)[39]による運動学的地すべりモデル（以下「Kinematic モデル」という。）による予測方法を用いた。Watts 他の予測式の初期水位波形及び計算条件を第 6.2.19 図に示す。また、Kinematic モデルによる計算条件を第 6.2.20 図に示す。

なお、Kinematic モデルに用いる地形データについては、津波計算に用いる海底地形図（水深メッシュデータ）と、高分解能海上音波探査記録を用いて算出した海底地形変化のデータ精度が異なるため、海底地形図に海底地形変化量分布を加えても復元地形（崩壊前の地形）とは一致せず、むしろ現行の海底地形図が復元地形と一致していることから、現行の海底地形図を崩壊前の地形とみなすこととした。なお、これによる津波水位評価結果への影響が小さいことを確認している。

Kinematic モデルに用いるパラメータのうち、海底地すべりの速度（破壊伝播速度）や破壊継続時間を明確に定めることができる知見はまだ十分ではないため、本検討において、破壊伝播速度については、Watts 他の予測式から求まる海底地すべりの速度の最大値

(Umax)を基本とした。また、破壊継続時間については、地形変化が合理的と考えられる範囲で最速となるように設定した。

(5) 海底地すべりによる津波の評価結果

津波水位評価の結果を第 6.2.11 表に示す。これによると、評価手法についてはいずれのケースにおいても Kinematic モデルによる方法が概ね影響が大きい結果となった。また、水位上昇側において最も影響が大きい波源は、エリアＢの Es－K5 となり、水位下降側において最も影響が大きい波源は、エリアＢの Es－K5 及びエリアＣの Es－T2 となった。

6.2.2.2.2 陸上の斜面崩壊（地すべり）に起因する津波評価

(1) 検討対象となる陸上の斜面崩壊（地すべり）の選定

防災科学技術研究所による地すべり地形分布図データベース[40]を基に、発電所から半径約 10km 以内にある地すべり地形のうち、地すべりの規模と発電所との位置関係等から、発電所に影響のある津波を発生させる陸上地すべりが存在すると考えられるエリアとして美浜発電所対岸を抽出した。また、発電所からの距離が半径 10km を超えるが、発電所に向かう方向の地すべりが想定されることから、立石岬東方から干飯崎までの越前海岸についても検討対象エリアとした。次に、抽出した検討対象エリアについて、空中写真・航空レーザー測量結果による地形判読及び現地踏査を実施し、地すべり地形を抽出した。美浜発電所対岸のエリアには陸上地すべり(Lm1,2)が認められたため、これを詳細検討実施対象とした。越前海岸については、抽出された地すべり地形に対して、Huber and Hager(1997)[41]による水位予測式を用いて、詳細検討を実施する地すべり地形として陸上地すべり(Le5)を選定した。選定結果を第 6.2.12 表に、選定した地すべり地形の位置図を第 6.2.21 図に示す。

なお、発電所南西 10 数 km に位置する常神半島に示されている発電所に向かう方向の地すべり地形、及び弁天崎付近の急傾斜地における岩盤崩壊の可能性についても検討を実施し、陸上地すべり

(Lm1,2)と比べて津波の影響が小さいことを確認している。

(2) 陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波評価方法

選定された地すべり地形について、詳細な地形判読及び現地踏査を行い、地すべり範囲を推定するとともに、高速道路調査会(1985)[42]を参考に既往の地すべりの幅と厚さの関係、周辺地形及び現地状況より崩壊土砂の厚さを推定し、崩壊土砂量を想定した。陸上地すべり(Lm1,2)は 2 つの地すべりが隣接して存在し、陸上地すべり(Le5)は複数の地すべりが近接して存在することから、これらはそれぞれ一体として評価することとした。

想定した地すべり地形を用いて斜面崩壊シミュレーションを実施し、地すべり土塊が海面に突入する際の挙動を計算した。初期水位形状の算出に際しては、複数の手法により行うこととし、Fritz et al.(2009)[43]により算出した波源振幅をパラメータとして用いた Grilli and Watts(2005)[37]及び Watts et al.(2005)[38]による予測式（以下「Watts 他による方法」という。）並びに佐竹・加藤(2002)[39]を参考にした運動学的モデルによる予測方法（以下「運動学的手法」という。）を用いた。Watts 他による方法の初期水位波形及び計算条件を第 6.2.22 図に示す。また、運動学的手法による計算条件を第 6.2.23 図に示す。

(3) 陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波評価結果

津波水位評価の結果を第 6.2.13 表に示す。これによると、評価手法については、いずれのケースにおいても Watts 他による方法が運動学的手法と比べて概ね同等かやや大きい結果となった。ここで、水位上昇側において最も影響が大きい波源は、Watts 他による方法を用いた陸上地すべり(Le5)となった。また、３号炉放水口前において最も影響が大きい波源は、陸上地すべり(Le5)となり、両手法で同等となった。また、水位下降側において最も影響が大きい波源は、Watts 他による方法を用いた陸上地すべり(Le5)となった。

6.2.2.2.3 火山現象に起因する津波評価

中野他(2013)[44]によると、日本海で認められる活火山[44]としては、渡島大島、利尻島、鬱陵島があるが、若狭湾沿岸における津波堆積物調査[7]の結果から、発電所の安全性に影響を与えるような津波の痕跡は認められなかった。

一方、中野他(2013)[44]や西来他(2012)[45]に示されるその他第四紀火山として隠岐島後があるが、噴火形態は溶岩流であること、また最大活動休止期間よりも最新噴火年から現在に至る期間の方が長く、将来の活動性が低いと考えられることから、火山現象に起因する津波により、発電所の安全性は影響を受けるおそれはないと評価する。

6.2.2.3 津波発生要因の組み合わせに関する検討

地震に起因する津波、地震以外に起因する津波及び行政機関の波源モデルを用いた津波の検討結果を踏まえ、因果関係が考えられる津波発生要因の組み合わせとして、地震と海底地すべりの組み合わせとなる「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり」、地震と陸上地すべりの組み合わせとなる「安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層と陸上地すべり(Le5)」及び「C断層と陸上地すべり(Lm1,2)」を選定し、津波発生要因の組み合わせに関する検討を実施した。

津波発生要因の組み合わせの検討に当たっては、地震に起因する津波と、それに組み合わせる地震以外に起因する津波の計算を個別に行い、個々の津波水位評価結果を足し合わせて最も厳しい組み合わせケースを抽出した。ここで、津波水位評価結果の足し合わせにおいては、発生時間の不確かさを考慮した。

6.2.2.3.1 地震に起因する津波と海底地すべりによる津波の組み合わせ

隠岐トラフ付近に分布するエリア毎の最大規模の海底地すべり地形である、エリアAの Es－G3、エリアBの Es－K5、エリアCの Es－T2 について、若狭海丘列付近断層との組み合わせの検討を行った。

なお、海底地すべりによる津波評価には、Watts 他の予測式及び Kinematic モデルによる方法の両手法を用いた。

また、海底地すべりの発生時間の不確かさについては、若狭海丘列付近断層の地震が発生し、地震動の継続する時間内のいずれかのタイミングで海底地すべりが発生すると仮定し、検討を行った。ここで、地震動の継続する時間については、断層と各海底地すべりまでの等価震源距離(Xeq)及び若狭海丘列付近断層の地震規模(M8.1)から、Jennings 型の包絡線関数により算出し、エリアＡの Es－G3 では 87 秒間、エリアＢの Es－K5 では 81 秒間、エリアＣの Es－T2 では 102 秒間とした。

津波水位評価の結果、第 6.2.14 表に示すとおり、水位上昇側については Kinematic モデルによる方法のエリアＢの Es－K5 との組み合わせが影響が最も大きい結果となり、水位下降側については Kinematic モデルによる方法のエリアＣの Es－T2 との組み合わせが影響が最も大きい結果となった。

6.2.2.3.2 地震に起因する津波と陸上地すべりによる津波の組み合わせ

(1) 安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層と陸上地すべりの組み合わせ

越前海岸に位置する陸上地すべりのうち、発電所への影響が最も大きい陸上地すべり(Le5)と、「6.2.2.1 地震に起因する津波」において選定した検討対象波源のうち、最も陸上地すべり(Le5)に近い安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層との組み合わせの検討を行った。

なお、陸上地すべりによる津波水位評価には、Watts 他による方法及び運動学的手法の両手法を用いた。

また、陸上地すべりの発生時間の不確かさについては、安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層の地震が発生し、地震動の継続する時間内のいずれかのタイミングで陸上地すべりが発生すると仮定し、検討を行った。ここで、地震動の継続する時間については、断層と陸上地すべりまでの等価震源距離(Xeq)及び安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層の地震規模(M8.0)から、Jennings 型の包絡線関

数により算出し、66 秒間とした。

津波水位評価の結果を第 6.2.15 表に示す。これによると、水位上昇側については、３号炉取水口前において、上縁深さ 0km と運動学的手法との組み合わせを除く 3 ケースが同等の評価結果となり、３号炉放水口前においては、上縁深さ 0km と運動学的手法との組み合わせが影響が最も大きい結果となった。また、水位下降側については、上縁深さ 0km と Watts 他による方法との組み合わせが影響が最も大きい結果となった。

(2) Ｃ断層と陸上地すべりの組み合わせ

発電所敷地の近傍に位置する陸上地すべり(Lm1,2)と、「6.2.2.1 地震に起因する津波」において選定した検討対象波源のうち、最も陸上地すべり(Lm1,2)に近いＣ断層との組み合わせの検討を行った。

なお、陸上地すべりによる津波水位評価には、Watts 他による方法及び運動学的手法の両手法を用いた。

また、陸上地すべりの発生時間の不確かさについては、Ｃ断層の地震が発生し、地震動の継続する時間内のいずれかのタイミングで陸上地すべりが発生すると仮定し、検討を行った。ここで、地震動の継続する時間については、断層と陸上地すべりまでの等価震源距離(Xeq)及びＣ断層の地震規模(M6.9)から、Jennings 型の包絡線関数により算出し、30 秒間とした。

津波水位評価の結果を第 6.2.16 表に示す。これによると、水位上昇側、水位下降側ともにいずれの評価点においてもほぼ同等の評価結果となった。

6.2.2.4 基準津波の選定

各波源及びそれらの組み合わせ（以下「単体組み合わせ」という。）による津波水位評価結果を第 6.2.17 表及び第 6.2.18 表に示す。

単体組み合わせによる津波水位評価結果を踏まえ、各評価点で最も水位の影響が大きい波源（6 ケース）を対象に、断層と地すべりによる初期水位を同一の伝播計算上で考慮した津波シミュレーション（以

下「一体計算」という。）を実施した。その結果を第 6.2.19 表に示す。

一体計算による津波水位評価の結果、水位上昇側で発電所への影響が大きい「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）の組み合わせ」を基準津波１及び基準津波２、水位下降側で発電所への影響が大きい「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）の組み合わせ」を基準津波３として選定した。なお、３号炉取水口前の水位上昇側においては、同じ波源の時間ずれであるケース④、⑤が同等の結果となったが、３号炉放水口前でケース④の方が大きいことから、基準津波としてはケース④を代表として選定した。

6.2.3 評価点のうち［　　］及び［　　］に関する検討

6.2.3.1 地震に起因する津波

6.2.3.1.1 評価方法

「6.2.2.1.1 評価方法」に同じ。ただし、水位変動を検討する評価点は、第 6.2.5 図に示す位置とした。

6.2.3.1.2 既往津波の再現性の確認

「6.2.2.1.2 既往津波の再現性の確認」に同じ。

6.2.3.1.3 検討対象波源の選定

文献調査及び敷地周辺の地質調査結果を踏まえ、発電所へ大きな水位変動を及ぼす津波波源となる可能性のある敷地周辺の海域活断層と日本海東縁部の断層について、以下の検討を行った。

なお、太平洋側に想定されるプレート間地震及び海洋プレート内地震による津波については、発電所の安全性に影響を与えるような津波の痕跡が認められず、日本海側には影響しないと考えられることから検討対象波源として選定しなかった。

(1) 検討対象断層の選定

「6.2.2.1.3(1) 検討対象断層の選定」に同じ。

(2) パラメータスタディ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

パラメータスタディの実施方法は「6.2.2.1.3(2) パラメータスタディ」に同じ。パラメータスタディ結果として、各波源の断層パラメータ、水位変動量及び[　　]を第 6.2.20 表に示す。

(3) 検討対象波源の選定

パラメータスタディの検討結果より、水位上昇側については、水位変動量が大きいＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層を詳細数値計算モデルによる検討対象波源として選定した。水位下降側については、いずれの波源も[　　]ため、詳細数値計算モデルによる検討対象波源は選定しない。

なお、日本海東縁部の断層については、パラメータスタディの結果、海域活断層に比べて水位変動量及び[　　]が小さいことから、詳細数値計算モデルによる検討対象波源として選定していない。

6.2.3.1.4 検討対象波源による津波の評価

前節までの検討で選定したＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層に対して、詳細数値計算モデルによる津波シミュレーションを実施し、津波水位及び[　　]を算出した。津波シミュレーションに用いた詳細なパラメータ及び水位評価結果を、第 6.2.21 表に示す。

6.2.3.1.5 行政機関の波源モデルによる津波

国土交通省等及び日本海に位置する各自治体では、様々な波源モデルを用いて津波シミュレーションを実施しており、当社が検討した波源モデルと異なることから、影響を検討した。行政機関の波源モデルの中でも発電所へ比較的大きな水位変動を与える可能性のある波源モデルとして、福井県(2012)[19]で想定されている若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層、秋田県(2012)[20]で想定されている日本海東縁部の波源並びに「日本海における大規模地震に関する調査検討会（以下「検討会」という。）」（国土交通省(2014)[21]）で想定されている若狭海丘列付近断層(Ｆ－49)、越前堆列付近断層(Ｆ－51)、安島岬沖

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(F－52)及びＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層(F－53)を対象に検討を実施した。

(1) 福井県の波源モデル（若狭海丘列付近断層）

波源モデルの設定に関しては「6.2.2.1.5(1) 福井県の波源モデル（若狭海丘列付近断層）」に同じ。津波水位評価の結果を第 6.2.22 表に示す。

(2) 福井県の波源モデル（越前堆列付近断層）

波源モデルの設定に関しては「6.2.2.1.5(2) 福井県の波源モデル（越前堆列付近断層）」に同じ。津波水位評価の結果を第 6.2.22 表に示す。

(3) 秋田県の波源モデル

波源モデルの設定に関しては「6.2.2.1.5(3) 秋田県の波源モデル」に同じ。津波水位評価の結果を第 6.2.22 表に示す。

(4) 検討会の波源モデル

波源モデルの設定に関しては「6.2.2.1.5(4) 検討会の波源モデル」に同じ。概略数値計算モデルによる津波水位評価の結果を第 6.2.23 表に示す。

この結果、検討会の波源モデルによる水位変動量及び[　　]は、同じ波源の一様すべりモデルによる水位変動量及び[　　]をいずれも上回らないことを確認した。

(5) ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層に関する補足検討

ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層について、検討会では横ずれ断層に対して上下方向の断層変位を与える方法としてすべり角を 35 度としたケースで検討している。ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層は[　　]における水位変動量が大きいことから、6.2.3.1.4 の波源モデルにおいてすべり角を 35 度としたケースの検討を実施した。この際、検討会の設定を踏まえ、上端深さについて 0km と 1km のケースを検討した。

津波水位評価の結果を第 6.2.24 表に示す。このうち、上端深さ 0km のケース（以下、「ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

35 度)」という。）は、水位変動量が 6.2.3.1.4 のケースを上回り、ほぼ同等とはみなせないことから、基準津波の選定に考慮する。上端深さ 1km のケースは、水位変動量及び[redacted]が小さいことから、基準津波の選定には考慮しない。

(6) 行政機関の波源モデルによる津波の評価

前節までの検討による津波水位評価の結果を踏まえ、「6.2.3.1.3 検討対象波源の選定」で選定した検討対象波源に加えて、福井県モデル（若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層)、及び秋田県モデル（日本海東縁部の断層）の３つの行政機関の波源モデルについて、基準津波の選定に考慮する。また、検討会の波源設定を踏まえ、地震に起因する津波としてＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）を基準津波の選定に考慮する。

6.2.3.2 地震以外に起因する津波

地震以外に起因する津波として、海底地すべり、陸上の斜面崩壊（地すべり）（以下「陸上地すべり」という。）及び火山現象に起因する津波の検討を実施した。

6.2.3.2.1 海底地すべりによる津波の評価

(1) 検討対象となる海底地すべりの抽出

「6.2.2.2.1(1) 検討対象となる海底地すべりの抽出」に同じ。

(2) 評価対象とする海底地すべりの選定

「6.2.2.2.1(2) 評価対象とする海底地すべりの選定」に同じ。

(3) 海底地すべりによる地形変化の算出

「6.2.2.2.1(3) 海底地すべりによる地形変化の算出」に同じ。

(4) 海底地すべりによる津波の評価方法

「6.2.2.2.1(4) 海底地すべりによる津波の評価方法」に同じ。

(5) 海底地すべりによる津波の評価結果

津波水位評価の結果を第 6.2.25 表に示す。水位上昇側において最も影響が大きい波源は、Kinematic モデルによる方法を用いたエ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

リアＢの Es－K5 となり、水位下降側において最も影響が大きい波源は、Kinematic モデルによる方法を用いたエリアＣの Es－T2 となった。

6.2.3.2.2 陸上の斜面崩壊（地すべり）に起因する津波評価

(1) 検討対象となる陸上の斜面崩壊（地すべり）の選定

「6.2.2.2.2(1) 検討対象となる陸上の斜面崩壊（地すべり）の選定」と同様に、陸上地すべり Lm1,2 及び陸上地すべり Le5 を選定した。ただし、[redacted]における水位変動量が大きいＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層による津波との重畳の可能性を考慮し、陸上地すべり(Lm1,2)及び陸上地すべり(Le5)に加えて、常神半島の陸上地すべりについても検討対象とした。詳細検討を実施する地すべり地形としては、地すべり規模が比較的大きくすべり方向が発電所を向いていることから、陸上地すべり(Lts7)、陸上地すべり(Lts12)、陸上地すべり(Lts16)を選定した。これらの地すべり地形の位置図を第 6.2.24 図に示す。

(2) 陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波評価方法

「6.2.2.2.2(2) 陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波評価方法」と同様に、地すべり地形を想定し、Watts 他による方法及び運動学的手法を用いて評価を行うこととした。陸上地すべり(Lts7)、陸上地すべり(Lts12)、陸上地すべり(Lts16)の、Watts 他による方法の初期水位波形及び計算条件を第 6.2.25 図に、運動学的手法による計算条件を第 6.2.26 図に、それぞれ示す。

(3) 陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波評価結果

津波水位評価の結果を第 6.2.26 表に示す。水位上昇側において最も影響が大きい波源は運動学的手法を用いた陸上地すべり(Lts16)となり、水位下降側においてはいずれも[redacted]は[redacted]となった。

6.2.3.2.3 火山現象に起因する津波評価

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

「6.2.2.2.3 火山現象に起因する津波評価」に同じ。

6.2.3.3 津波発生要因の組み合わせに関する検討

地震に起因する津波、地震以外に起因する津波及び行政機関の波源モデルを用いた津波の検討結果を踏まえ、因果関係が考えられる津波発生要因の組み合わせとして、地震と海底地すべりの組み合わせとなる「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり」、地震と陸上地すべりの組み合わせとなる「ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層と常神半島陸上地すべり」を選定し、津波発生要因の組み合わせに関する検討を実施した。

津波発生要因の組み合わせの検討に当たっては、水位上昇側については、各波源による最大水位の発生位置が遡上域となるケースがあることから、単体組み合わせによる津波水位評価では最も厳しい組み合わせケースを抽出できない可能性がある。このため、水位上昇側については、発生時間の不確かさを考慮した一体計算による津波水位評価によって最も厳しい組み合わせケースを抽出した。発生時間の不確かさを考慮した一体計算は、単体の波源での最大水位が特に大きい、若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ、Kinematic モデルによる方法)、若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ、Watts 他の予測式)、若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ、Kinematic モデルによる方法)、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）と陸上地すべり（Lts7、運動学的手法)、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）と陸上地すべり（Lts12、運動学的手法)、ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）と陸上地すべり（Lts16、運動学的手法）の組み合わせについて実施した。

水位下降側については、発生時間の不確かさを考慮した単体組み合わせによる津波水位評価によって最も厳しい組み合わせケースを抽出した。

海底地すべり及び陸上地すべりの発生時間の不確かさの考慮方法は

「6.2.2.3.1 地震に起因する津波と海底地すべりによる津波の組み合わせ」及び「6.2.2.3.2 地震に起因する津波と陸上地すべりによる津波の組み合わせ」に同じ。

水位上昇側の検討結果を第 6.2.27 図に、水位下降側の検討結果を第 6.2.27 表及び第 6.2.28 表に示す。

水位上昇側については、地震と海底地すべりの組み合わせでは「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ、Kinematic モデルによる方法）との組み合わせ」及び「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ、Watts 他の予測式）の組み合わせ」が最も影響が大きい結果となった。また、地震と陸上地すべりの組み合わせでは「ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）と陸上地すべり（Lts7、運動学的手法）との組み合わせ」が最も影響が大きい結果となった。

水位下降側については、地震と海底地すべりの組み合わせでは「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ、Kinematic モデルによる方法）との組み合わせ」が最も影響が大きい結果となったため、一体計算を行った。一方、地震と陸上地すべりの組み合わせではいずれのケースでも［　　］が［　］であったため、一体計算は行わない。

これらの組み合わせについて、一体計算結果を第 6.2.29 表に示す。津波の組み合わせに関しては、この 6 ケースについて基準津波の選定に考慮する。

6.2.3.4 基準津波の選定

各波源及びそれらの組み合わせ（一体計算）による津波水位評価結果を第 6.2.30 表に示す。

この結果、水位上昇側で最も水位の影響が大きい「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）の組み合わせ」及び「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）の組み合わせ」を基準津波４及び基準津波５、水位下降側で最も［　　］の

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

影響が大きい「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）の組み合わせ」を基準津波６として選定した。なお、水位上昇側では「若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＣ）の組み合わせ」について同じ波源の時間ずれであるケースが同等の結果となったが、[redacted]の比較により、代表ケースを選定した。

6.2.4 基準津波の策定のまとめ

6.2.2 の３号炉取水口前及び３号炉放水口前に関する検討により基準津波１～３を、6.2.3 の[redacted]及び[redacted]に関する検討により基準津波４～６を、それぞれ策定した。

策定した基準津波１～６について、全ての評価点における水位または[redacted]の評価結果を第 6.2.31 表及び第 6.2.32 表に示す。３号炉取水口前では、基準津波５及び基準津波６の水位変動量・[redacted]が、基準津波１及び基準津波３のそれらを上回らない。３号炉放水口前では、基準津波４の水位変動量が基準津波２の水位変動量を上回るが、基準津波４では短周期の水位変動によって最高水位が高くなっていることから、実質的には両者の水位は同程度と考えられる。また、[redacted]及び[redacted]では、基準津波１～３の水位変動量・[redacted]が、基準津波４～６のそれらを上回らない。したがって、基準津波１～６は、それぞれの評価点に対して影響が大きな波源として選定されていると考えられるため、これら６波源を美浜発電所３号炉の基準津波とする。

また、基準津波１～３は[redacted]周辺の地形が詳細に反映されていない計算モデルによって選定されているが、[redacted]周辺の地形を詳細に反映した計算モデルで評価した場合でも、評価結果に影響がないことを確認している。

なお、策定した基準津波は、福井県が想定した波源モデルに海底地すべりによる津波を組み合わせたものであり、福井県や他の行政機関の既往評価よりも厳しい想定となっている。

基準津波は時刻歴波形に対して施設からの反射波の影響が微小となる

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

よう、発電所敷地南端から西方に約 2km 離れた海域で定義した。その位置を第 6.2.28 図に示す。また、各基準津波の基準津波定義位置における時刻歴波形を第 6.2.29 図に示す。

6.2.5 基準津波の超過確率の参照

日本原子力学会(2012)[46]及び土木学会(2011)[47]を参考に、地震に起因する津波を対象とした確率論的津波ハザード評価を行い、基準津波による津波水位の年超過確率を算出した。

なお、海底地すべり及び陸上地すべりによる津波については、発生頻度を設定することが難しいため、評価に含めていない。

6.2.5.1 検討対象波源の設定

検討対象波源を以下に示す。

(1) 日本海東縁部の断層による津波

地震の発生履歴や地質学的知見、地震調査研究推進本部(2003)[48]「日本海東縁部の地震活動の長期評価」等の知見をもとに活動域区分を設定する。

(2) 海域活断層による津波

発電所敷地前面海域及び敷地周辺海域において、後期更新世以降の活動を考慮する断層のうち、発電所に影響が大きいと考えられるものを検討対象断層とする。

(3) 領域震源（背景的地震）による津波

海域活断層として特定されていない震源により津波が生じる場合を想定し、領域震源（背景的地震）を考慮する。

領域震源の活動域の区分は、萩原(1991)[49]及び垣見他(2003)[50]による領域区分を用いる。

6.2.5.2 ロジックツリーの作成

ロジックツリーについては、波源ごとに、地震発生モデル、津波高推定モデル及び津波推定値のばらつきの分岐を考慮して設定した。設

定したロジックツリーを第 6.2.30 図に示す。

6.2.5.3 津波ハザード評価結果

基準津波定義位置における平均ハザード曲線を第 6.2.31 図に示す。基準津波による水位上昇側の水位の年超過確率は 10^{-4}～10^{-7} 程度、水位下降側の水位の年超過確率は 10^{-4}～10^{-6} 程度である。また、10%ごとのフラクタイル曲線を第 6.2.32 図に示す。

6.3 津波に対する安全性

策定した 6 つの基準津波による各評価点での時刻歴波形を第 6.3.1 図～第 6.3.6 図に示す。また、基準津波による発電所周辺の最高及び最低水位分布図を第 6.3.7 図～第 6.3.12 図に示す。

津波による水位上昇に対して、重要な安全機能を有する施設を内包する建屋及び区画のうち、原子炉建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋並びに、重要な安全機能を有する屋外設備である海水ポンプを設置するエリアの周辺敷地高さは T.P.+3.5m であるが、津波による水位上昇に対して、敷地を囲むように T.P.+6.0m 及び T.P.+5.5m の防潮堤を設置し、屋外排水路には屋外排水路逆流防止設備を設置することから、地盤変動を考慮しても、敷地に津波が遡上することはない。さらに、海水ポンプエリア T.P.+3.0m に海水ポンプエリア浸水防止蓋を設置することから、地盤変動を考慮しても、津波が敷地に流入することはない。特定重大事故等対処施設である[redacted]は[redacted]の敷地上に設置する方針であり、地盤変動を考慮しても敷地に津波が遡上することはない。

また、津波による水位低下に対して、原子炉補機冷却系の海水ポンプの取水可能水位が約 T.P.－2.8m であることから、地盤変動を考慮しても、原子炉施設の安全性が津波によって影響を受けることはない。特定重大事故等対処施設である[redacted]の[redacted]は[redacted]とする方針であるが、[redacted]とする方針であることから、地盤変動を考慮しても、津波によって影響を受けることはない。

津波による砂移動に関して藤井他(1998)(51)及び高橋他(1999)(52)等(53)~(67)を参考に実施した数値シミュレーションによれば、津波による砂移動に伴う砂の堆積量は、３号炉海水ポンプ下端から床面までの距離約 5.0m に対して最大 0.02m 程度であり、砂の堆積による通水への影響はなく、原子炉補機冷却系の取水に支障が生じないことを確認した。また、特定重大事故等対処施設である[redacted]においては、[redacted]であり、[redacted]への影響はな

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

く、[redacted]に支障が生じないことを確認した。

砂移動に関する数値計算条件を第 6.3.1 表に、敷地周辺における砂移動による地形変化量を第 6.3.13 図～第 6.3.21 図に示す。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

6.4 参考文献

(1) 羽鳥徳太郎(1984)：日本海の歴史津波,月刊海洋科学,Vol.16,No.9
(2) 国立天文台(2018)：理科年表 平成 31 年,丸善
(3) 宇佐美龍夫・石井寿・今村隆正・武村雅之・松浦律子(2013)：「日本被害地震総覧 599 －2012」,東京大学出版会
(4) 羽鳥徳太郎(2010)：歴史津波からみた若狭湾岸の津波の挙動,歴史地震,第 25 号,p.75－p.80
(5) 渡辺偉夫(1998)：日本被害津波総覧〔第 2 版〕
(6) 気象庁(2007)：平成 19 年 8 月 地震・火山月報（防災編）,第 1 号,p.41－p.42
(7) 関西電力株式会社(2012)：平成 23 年東北地方太平洋沖地震の知見等を踏まえた原子力施設への地震動及び津波の影響に関する安全性評価のうち完新世に関する津波堆積物調査の結果について
(8) 土木学会(2016)：原子力発電所の津波評価技術 2016
(9) 後藤智明・小川由信(1982)：Leap-frog 法を用いた津波の数値計算法,東北大学土木工学科資料,1982
(10) Mansinha,L.and D.E.Smylie(1971) : The displacement field of inclined faults, Bulletin of the Seismological Society of America, Vol.61, No.5, p.1433－p.1440
(11) 東北大学工学部津波防災実験所(1984)：昭和 58 年 5 月 26 日 日本海中部地震津波に関する論文及び調査報告,第 1 号,p.91－p.266
(12) 後藤章夫・高橋浩晃・宇津木充・小野忍・西田泰典・大島弘光・笠原稔・竹中博士・斉田智治(1994)：北海道南西沖地震に伴う津波－小樽から礼文島まで－,月刊海洋,号外 No.7,p.153－p.158
(13) 東北大学工学部災害制御研究センター(1994)：1993 年北海道南西沖地震津波の痕跡高調査資料,津波工学研究報告,11 号,第 2 編,p.1－p.120
(14) 首藤伸夫・明田定満・都司嘉宣・松冨英夫(1997)：「1993 年北海道南西沖地震震害調査報告 4.津波」,1993 年北海道南西沖地震震害調査報告,土木学会,p.76－p.106
(15) 阿部邦昭・泉宮尊司・砂子浩・石橋邦彦(1994)：北海道南西沖地震津

波の新潟県における浸水高の分布,東京大学地震研究所彙報,第 69 号,第 3 冊,p.159－p.175

(16) 武村雅之(1998)：「日本列島における地殻内地震動のスケーリング則―地震断層の影響および地震被害との関連―」,地震第 2 輯,第 51 巻,p.211－p.228

(17) Kanamori, H. (1977) : The energy release in great earthquakes, J.Geophys, Res., Vol.82, No.20, p.2981－p.2987

(18) 阿部勝征(1989)：地震と津波のマグニチュードに基づく津波高の予測,東京大学地震研究所彙報,Vol.64,p.51－p.69

(19) 福井県(2012)：福井県における津波シミュレーション結果について平成 24 年 9 月 3 日,福井県　危機対策・防災課

(20) 秋田県(2012)：秋田県地震被害想定調査業務委託「津波浸水シミュレーション」参考資料,平成 24 年 12 月 28 日

(21) 国土交通省(2014)：日本海における大規模地震に関する調査検討会報告書,平成 26 年 9 月

(22) 活断層研究会編(1991)：新編日本の活断層　分布図と資料,東京大学出版会

(23) 脇田浩二・岡村行信・粟田泰夫(1992)：300 万分の 1 日本地質構造図,日本地質アトラス（第 2 版）,地質調査所編,朝倉書店

(24) 玉木賢策・本座栄一・西村清和・村上文敏(1981)：100 万分の 1 海洋地質図「日本海中部海域広域海底地質図」,地質調査所

(25) 防災科学技術研究所(2014)：「ひずみ集中帯の重点的調査観測・研究」成果の概要,ひずみ集中帯の重点的調査観測・研究プロジェクト

(26) 徳山英一・本座栄一・木村政昭・倉本真一・芦寿一郎・岡村行信・荒戸裕之・伊藤康人・徐垣・日野亮太・野原壮・阿部寛信・坂井眞一・向山建二郎(2001)：日本周辺海域の中新世最末期以降の構造発達史（200 万分の 1）及び同説明書,海洋調査技術学会海域地質構造マップワーキンググループ

(27) 山本博文・上嶋正人・岸本清行(1989)：鳥取沖海底地質図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,35 号,地質調査所

(28) 山本博文・上嶋正人・岸本清行(1993)：経ヶ岬沖海底地質図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,40 号,地質調査所
(29) 山本博文・上嶋正人・岸本清行(2000)：ゲンタツ瀬海底地質図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,50 号,地質調査所
(30) 岡村行信(2007)：能登半島西方海底地質図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,61 号,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(31) 池原研・片山肇・佐藤幹夫(1990)：鳥取沖表層堆積図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,36 号,地質調査所
(32) 片山肇・佐藤幹夫・池原研(1993)：経ヶ岬沖表層堆積図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,38 号,地質調査所
(33) 片山肇・佐藤幹夫・池原研(2000)：ゲンタツ瀬表層堆積図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,53 号,地質調査所
(34) 片山肇・池原研(2001)：能登半島西方表層堆積図（20 万分の 1）及び同説明書,海洋地質図,57 号,地質調査所
(35) 池原研・佐藤幹夫・山本博文(1990)：高分解能音波探査記録からみた隠岐トラフの堆積作用,地質学雑誌,96 巻,p.37－p.49
(36) 山本博文(1991)：福井沖大陸斜面の海底地すべり,地質調査所月報,第 42 巻,第 5 号,p.221－p.232
(37) Grilli, S.T., and P. Watts(2005)：Tsunami Generation by Submarine Mass Failure. I ： Modeling, Experimental Validation, and Sensitivity Analysis, Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering, ASCE, p.283－p.297
(38) Watts, P., S.T. Grilli, D.R. Tappin, and G.J. Fryer(2005)：Tsunami Generation by Submarine Mass Failure. II: Preditive Equations and Case Studies, Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering, ASCE, p.298－p.310
(39) 佐竹健治・加藤幸弘(2002)：1741 年寛保津波は渡島大島の山体崩壊によって生じた,月刊海洋/号外 No.28,p.150－p.160
(40) 地すべり地形分布図データベース，防災科学研究所，http://lsweb1.ess.bosai.go.jp/

(41) Huber, A. and W.H. Hager(1997)：Forecasting impulse waves in reservoirs. Dix-neuvième Congrès des Grands Barrages C31:993-1005. Florence, Italy. Commission International des Grands Barrages, Paris
(42) 高速道路調査会(1985)：地すべり地形の安定度評価に関する研究報告,p.36
(43) Fritz, H. M., Mohammed, F. and J. Yoo(2009): Lituya Bay Landslide Impact Generated Mega-Tsunami 50th Anniversary, Pure and Applied Geophysics, Vol.166, p.153－p.175
(44) 中野俊・西来邦章・宝田晋治・星住英夫・石塚吉浩・伊藤順一・川辺禎久・及川輝樹・古川竜太・下司信夫・石塚治・山元孝弘・岸本清行(2013)：日本の火山（第 3 版）概要及び付表,200 万分の 1 地質編集図,no.11,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(45) 西来邦章・伊藤順一・上野龍之(2012)：第四紀火山岩体・貫入岩体データベース,地質調査総合センター速報,no.60,産業技術総合研究所地質調査総合センター
(46) 日本原子力学会(2012)：日本原子力学会標準　原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2011
(47) 土木学会(2011)：確率論的津波ハザード解析の方法,津波評価部会,原子力土木委員会
(48) 地震調査研究推進本部(2003)：日本海東縁部の地震活動の長期評価について,地震調査研究推進本部,地震調査委員会
(49) 萩原尊禮編(1991)：日本列島の地震,鹿島出版会
(50) 垣見俊弘・松田時彦・相田勇・衣笠善博(2003)：日本列島と周辺海域の地震地体構造区分,地震第 2 輯,第 55 巻,p.389－p.406
(51) 藤井直樹・大森政則・高尾誠・金山進・大谷英夫(1998)：津波による海底地形変化に関する研究,海岸工学論文集,vol.45,p.376－p.380
(52) 高橋智幸・首藤伸夫・今村文彦・浅井大輔(1999)：掃流砂層・浮遊砂層間の交換砂量を考慮した津波移動床モデルの開発,海岸工学論文集,vol.46,p.606－p.610

(53) 小林昭男・織田幸伸・東江隆夫・高尾誠・藤井直樹(1996)：津波による砂移動に関する研究,海岸工学論文集,vol.43,p.691－p.695
(54) 藤田尚毅・稲垣和男・藤井直樹・高尾誠・金戸俊道(2010)：津波による海底地形変化評価モデルの現地適用性に関する研究,海洋開発論文集,vol.26,p.213－p.218
(55) 高橋智幸・黒川貴博・藤田将孝・島田広昭(2011)：津波による土砂移動の粒径依存性に関する水理実験,土木学会論文集 B2（海岸工学）,vol.67,p.231－p.235
(56) 高橋智幸(2012)：津波による砂移動に関する数値シミュレーションの現状と課題,堆積学研究,第 71 巻,第 2 号,p.149－p.155
(57) 玉田崇・田村保・高橋智幸・佐々木元(2009)：河川での津波防災検討における津波移動床モデルの適用性に関する研究,土木学会論文集 B2（海岸工学）,vol.B2-65,No.1,p.301－p.305
(58) 近藤武司・森本徹・藤本典子・殿最浩司・志方建仁(2012)：港湾での津波による土砂移動計算の再現性評価,土木学会論文集 B2（海岸工学）,vol.68,No.2, I _396－ I _400
(59) 高橋智幸(1998)：津波による土砂移動に関する研究,東北大学博士論文
(60) Sugawara, D. and T. Takahashi(2014-a) : Numerical Simulation of Coastal Sediment Transport by the 2011 Tohoku-Oki Earthquake Tsunami, Tsunami Event and Lessons Learned Environmental and Societal Significance, Y.A.Kontar V. Santiago-Fandiño T.Takahashi Editors, p.99－p.112
(61) 高橋智幸・今村文彦・首藤伸夫(1992)：土砂移動を伴う津波計算法の開発,海岸工学論文集,vol.39,p.231－p.235
(62) 芦田和男，道上正規(1972)：移動床流れの抵抗と掃流砂量に関する基礎的研究,土木学会論文集,第 206 号,p.59－p.69
(63) 今井健太郎・菅原大助・高橋智幸・岩間俊二・田中仁(2015)：2011 年東北津波における北上川河口部の大規模洗掘・堆積に関する数値的検討,土木学会論文集 B2（海岸工学）,Vol.71,No.2, I _247－ I _252

(64) Itakura, T. and Kishi T.(1980) : Open channel flow with suspended sediments., Journal of the Hydraulics Division, Vol.106,No.8,p.1325－p.1343

(65) 森下祐・高橋智幸(2014) : 2011 年東北地方太平洋沖地震津波来襲時の気仙沼湾を対象とした津波移動床モデルの再現性向上,土木学会論文集 B2（海岸工学）,Vol.70,No.2, I _491－ I _495

(66) Sugawara, D., T. Takahashi and F. Imamura(2014-b) : Sediment transport due to the 2011 Tohoku-oki tsunami at Sendai：Result from numerical modeling, Marine Geology 358, http://dx.doi.org/10.1016/j.margeo.2014.05.005, p.18－p.37

(67) 山下啓・菅原大助・高橋智幸・今村文彦・齋藤友一・今任嘉幸・甲斐恭・上原均・加藤季広・中田一人・坂良太郎・西川朝雄(2015) : 岩手県陸前高田市における 2011 年東北地方太平洋沖地震津波による大規模土砂移動の再現計算,土木学会論文集 B2（海岸工学）,Vol.71,No.2, I _499－ I _504

第6.1.1表(1)　日本海における主な既往の津波を発生させた地震一覧

発生年月日	波源域	震央		地震規模 M	津波規模 階級 m	地震・津波の概要
		北緯 (° N)	東経 (° E)			
850.－.－ 嘉祥3年	山形沖	39.0	139.7	7.0	2	出羽：地裂け，山崩れ，国府の城柵は傾頽し，圧死多数。最上川の岸崩れ，海水は国府から6里のところまで迫った。
1662.6.16 寛文2年	近江	35.2	135.95	71/4～7.6	－	滋賀唐崎で田畑85町湖中に没し潰家1570。大溝で潰家1020余，死37。彦根で潰家1千，死30余。榎村で死300，町居村で死260余，京都で町屋倒壊1千，死200余など。諸所の城破損。大きな内陸地震で，比良断層または花折断層の活動とする説がある。
1741.8.29 寛保1年	渡島沖	41.6	139.4	－	3	渡島西岸・津軽・佐渡：渡島大島この月の上旬より活動，13日に噴火した。19日早朝に津波。北海道で死1953（1467とも），流出家屋729，船1521破壊，津軽で田畑の損も多く，流出潰家約125，死37。佐渡・能登・若狭にも津波。
1762.10.31 宝暦12年	新潟沖	38.1	138.7	7.0	1	佐渡：石垣・家屋が破損。銀山道が崩れ，死者があった。津波により鵜島村で潮入り5戸。願村で流出18戸。新潟で地割れを生じ，砂と水を噴出。酒田・羽前南村山郡・弘前・日光・江戸で有感。
1792.6.13 寛政4年	積丹沖	43.75	140.0	7.1	2	後志：津波があった。忍路で港頭の岸壁が崩れ，海岸に引き上げていた夷船漂流，出漁中の夷人5人溺死。美国でも溺死若干。
1793.2.8 寛政4年	鰺ヶ沢	40.85	139.95	6.9～7.1	1	西津軽：鰺ヶ沢・深浦で激しく，全体で潰家154，死12など。大戸瀬を中心に約12kmの沿岸が最高3.5m隆起した。小津波があり，余震が続いた。
1804.7.10 文化1年	象潟	39.05	139.95	7.0	1	羽前・羽後：『象潟地震』：5月より付近で鳴動があった。被害は全体で潰家5千以上，死300以上。象潟湖が隆起して乾陸あるいは沼となった。余震が多かった。象潟・酒田などに津波の記事がある。
1833.12.7 天保4年	山形沖	38.9	139.25	71/2	2	羽前・羽後・越後・佐渡：庄内地方で特に被害が大きく，潰家475，死46。津波が本庄から新潟に至る海岸と佐渡を襲い，能登で大破流出家約345，死約100。
1872.3.14 明治5年	浜田	35.15	132.1	7.1	0	石見・出雲：『浜田地震』：1週間ほど前から鳴動，当日には前震もあった。全体で全潰約5千，死約550，特に石見東部で被害が多かった。海岸沿いに数尺の隆起・沈降がみられ，小津波があった。

第6.1.1表(2)　日本海における主な既往の津波を発生させた地震一覧

発生年月日	波源域	震央		地震規模 M	津波規模 階級 m	地震・津波の概要
		北緯 (° N)	東経 (° E)			
1927.3.7 昭和2年	丹後	35.6	134.9	7.3	-1	京都府北部:『北丹後地震』:被害は丹後半島の頸部が最も激しく，淡路・福井・岡山・米子・徳島・三重・香川・大阪に及ぶ。全体で死2925，家屋全潰12584（住家5106，非住家7478）。郷村断層（長さ18km，水平ずれ最大2.7m）とそれに直交する山田断層（長さ7km）を生じた。測量により，地震に伴った地殻の変形が明らかになった。
1939.5.1 昭和14年	男鹿	39.9	139.8	6.8	-1	秋田県沿岸北部:『男鹿地震』:2分後にもM6.7の地震があった。半島頸部で被害があり，死27，住家全壊479など。軽微な津波があった。半島西部が最大44cm隆起した。
1940.8.2 昭和15年	積丹沖	44.4	139.8	7.5	2	北海道北西沖:『積丹半島沖地震』:震害はほとんどなく，津波による被害が大きかった。波高は，羽幌・天塩2m，利尻3m，金沢・宮津1m。天塩河口で溺死10。
1947.11.4 昭和22年	留萌沖	43.8	141.0	6.7	1	北海道西方沖:北海道の西岸に津波があり，波高は利尻島沓形で2m，羽幌付近で0.7m。小被害があった。
1964.5.7 昭和39年	男鹿沖	40.4	138.7	6.9	-1	秋田県沖:青森・秋田・山形3県に民家全壊3などの被害があった。
1964.6.16 昭和39年	新潟沖	38.4	139.2	7.5	2	新潟県沖:『新潟地震』:新潟・秋田・山形の各県を中心に被害があり，死26，住家全壊1960，半壊6640，浸水15297，その他船舶・道路の被害も多かった。新潟市内の各所で噴砂水がみられ，地盤の液状化による被害が著しかった。石油タンクの火災が発生。津波が日本海沿岸一帯を襲い，波高は新潟県沿岸で4m以上に達した。粟島が約1m隆起した。
1964.12.11 昭和39年	秋田県沖	40.4	140.0	6.3	-1	八郎潟干拓堤防約1kmが20cm沈下，亀裂2箇所。検潮記録による津波の最大振幅は深浦10cm。
1971.9.6 昭和46年	樺太南西沖	46.7	141.4	6.9	0	震度は稚内3，北見江幸※2，網走・根室1であったが，樺太全体で有感。震央付近では気象庁震度5～6相当で地震の被害があったと思われる（詳細不明）。日本において津波は岩内で最も大きく，検潮記録による津波の最大全振幅は60cm。 ※当社注:北見枝幸の誤記と思われる
1983.5.26 昭和58年	秋田・青森沖	40.4	139.1	7.7	2～3	秋田県沖:『日本海中部地震』:被害は秋田県で最も多く，青森・北海道がこれに次ぐ。日本全体で死104（うち津波によるもの100），傷163（同104），建物全壊934，半壊2115，流失52，一部損壊3258，船沈没255，流失451，破損1187。津波は早い所では津波警報発令以前に沿岸に到達した。石川・京都・島根など遠方の府県にも津波による被害が発生した。

第6.1.1表(3)　日本海における主な既往の津波を発生させた地震一覧

発生年月日	波源域	震央		地震規模 M	津波規模 階級 m	地震・津波の概要
		北緯 (° N)	東経 (° E)			
1993.2.7 平成5年	能登半島沖	37.7	137.3	6.6	0	輪島で震度5，石川県珠洲市を中心に地震被害あり，重傷1人，軽傷28人。また，新潟県でも軽傷1人。津波の最大全振幅は以下の通り。 福井港26cm，金沢港32cm，輪島港51cm，輪島25cm，宇出津港18cm，伏木港5cm，富山新港5cm，萩浦橋9cm，富山7cm，直江津23cm，柏崎港48cm，寺泊港17cm，岩船港40cm，両津港12cm，小木13cm。
1993.7.12 平成5年	北海道 南西沖	42.8	139.2	7.8	3	北海道南西沖:『北海道南西沖地震』:地震に加えて津波による被害が大きく，死202，不明28，傷323，特に地震後間もなく津波に襲われた奥尻島の被害は甚大で，島南端の青苗地区は火災もあって壊滅状態，夜10時すぎの闇のなかで多くの人命，家屋等が失われた。津波の高さは青苗の市街地で10mを越えたところがある。
2007.3.25 平成19年	能登半島沖	37.2	136.7	6.9	−1	能登半島沖:『能登半島地震』:海陸境界域の横ずれ成分を含む逆断層型地殻内地震。死1，傷356，住家全壊686，半壊1740。最大震度6強(石川県3市町)，珠洲と金沢で0.2mの津波。
2007.7.16 平成19年	新潟県 上中越沖	37.6	138.6	6.8	−1	新潟県上中越沖:『新潟県中越沖地震』:新潟県沿岸海域の逆断層型地殻内地震。2004年中越地震に近いが余震活動は不活発。震源域内の原子力発電所が被災した初めての例。死15，傷2346，住家全壊1331，半壊5710、。最大震度6強(新潟県3市村，長野県1町)，地盤変状・液状化なども目立った。日本海沿岸で最大35cm(柏崎)の津波。
2007.8.2 平成19年	サハリン 西方沖	47.1	141.8	6.4	−	サハリン西方沖(サハリン南部付近)でM6.4の地震が発生し，北海道で最大震度2を観測した。この地震により現地で少なくとも2名以上の死者などの被害があった(平成19年9月1日現在，米国地質調査所による)。サハリン南部のホルムスク，ネベリスクで0.1～0.2m程度の津波が観測された(米国海洋大気庁による)。今回観測した潮位変動の高さは高いところで稚内と留萌の0.2mであった。

1)波源域は羽鳥（1984）及び国立天文台（2018）並びに宇佐美他（2013）による
2)震央の位置、地震規模及び地震・津波の概要は、国立天文台（2018）による
3)津波規模階級m（今村・飯田）は、国立天文台（2018）及び渡辺（1998）による
4)1662年に近江で発生した地震の波源域、震央、地震規模及び地震・津波の概要は、宇佐美他（2013）及び羽鳥（2010）による
5)1971年に樺太南西沖で発生した地震の波源域、震央、地震規模及び地震・津波の概要は、渡辺（1998）による
6)2007年にサハリン西方沖で発生した地震の波源域、震央、地震規模及び地震・津波の概要は気象庁（2007）による

第6.2.1表　津波シミュレーションの概略計算手法および計算条件

設定項目			設　定　値
津波計算	基礎方程式		非線形長波理論式及び連続式（後藤・小川(1982)[9]）
	変数配置および差分スキーム		Staggered Leap-frog法
計算条件等	計算領域		対馬海峡から間宮海峡に至る東西方向約1,500km，南北方向約2,000km
	空間格子間隔		1,350m→450m→150m→50m→25m→12.5m
	時間格子間隔		0.3秒
	初期条件		断層モデルを用いて、Mansinha and Smylie(1971)[10]の方法により計算される海底面の鉛直変位分布を初期条件とする
	境界条件	沖側境界	特性曲線法をもとに誘導される自由透過の条件（後藤・小川(1982)[9]）
		陸域境界	完全反射条件
	海底摩擦		マニングの粗度係数　n=0.030（土木学会(2016)[8]）
	水平渦動粘性係数		0m²/s
	計算時間		3.0時間（日本海東縁部のケースは6.0時間）
	計算潮位		T.P.0.00m

第6.2.2表　津波シミュレーションの詳細計算手法および計算条件

設定項目			設　定　値	
津波計算	基礎方程式		非線形長波理論式及び連続式（後藤・小川(1982)[9]）	
	変数配置および差分スキーム		Staggered Leap-frog法	
計算条件等	計算領域		対馬海峡から間宮海峡に至る東西方向約1,500km，南北方向約2,000km	
	空間格子間隔		1,350m→450m→150m→50m→25m→12.5m→6.25m→3.125m	
	時間格子間隔		地　震	0.05秒
			海底地すべり	0.05秒
			陸上地すべり	0.05秒
	初期条件		地　震	断層モデルを用いて、Mansinha and Smylie (1971)[10]の方法により計算される海底面の鉛直変位分布を初期条件とする
			海底地すべり	（Watts他の予測式）Grilli and Watts(2005)[37]及びWatts et al.(2005)[38]の予測式により計算される初期水位分布を初期条件とする。
				（Kinematicモデルによる方法）Kinematicモデルによる方法を用いて算出される時間刻みあたりの地形変化量が、海面水位と海底地形にそのまま反映されるものとする。
			陸上地すべり	（Watts他による方法）Fritz et al.(2009)[43]による波源振幅予測式を用いたGrilli and Watts(2005)[37]及びWatts et al.(2005)[38]による予測式により計算される初期水位分布を初期条件とする。
				（運動学的手法）土砂崩壊シミュレーションによる時間刻みあたりの地形変化量が、海面水位と海底地形にそのまま反映されるものとする。
	境界条件	沖側境界	特性曲線法をもとに誘導される自由透過の条件（後藤・小川(1982)[9]）	
		陸域境界	完全反射条件（発電所敷地については遡上境界）	
	海底摩擦		マニングの粗度係数　n=0.030（土木学会(2016)[8]）	
	水平渦動粘性係数		0m²/s	
	計算時間		3.0時間（日本海東縁部のケースは6.0時間）	
	計算潮位		水位上昇側T.P.+0.48m、水位下降側T.P.0.00m	
	評価潮位		水位上昇側T.P.+0.48m、水位下降側T.P.－0.01m 国土交通省・敦賀検潮所のデータによる（2008年1月～2012年12月の5箇年）	
津波水位評価			cmを切り上げ、10cm単位で評価	
[redacted]			[redacted]の確認結果を切り上げ、[redacted]で評価	

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.3表　簡易予測式による推定津波水位

	断層名	断層長さ L (km)	断層幅 W (km)	すべり量 D (m)	地震 ﾓｰﾒﾝﾄ M_0 (N･m)	ﾓｰﾒﾝﾄ ﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ Mw ※1	敷地から断層までの距離 Δ (km)	推定津波水位 Ht or *Hr*※3 (m)
1	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76	15.0	－	2.52E+20	7.54	38.4	**4.03**
2	ウツロギ峠北方－池河内断層	24	15.0	－	2.51E+19	6.87	11.8	***2.16***
3	甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	36※2	15.0	－	5.66E+19	7.11	9.5	***2.85***
4	浦底－内池見断層	21	14.0	1.75	1.80E+19	6.77	8.0	***1.93***
5	甲楽城沖断層	13	8.7	1.08	4.26E+18	6.36	13.6	0.75
6	白木－丹生断層	15	10.0	1.25	6.55E+18	6.48	5.9	***1.38***
7	C断層	18	12.0	1.50	1.13E+19	6.64	6.2	***1.66***
8	大陸棚外縁～B～野坂断層	49	15.0	－	1.05E+20	7.29	10.7	***3.51***
9	三方断層	27	15.0	－	3.18E+19	6.94	15.4	***2.34***
10	FO-A～FO-B～熊川断層	64※2	15.0	－	1.79E+20	7.44	31.7	**3.89**
11	F_{GA}4北部断層	17	11.3	1.41	9.53E+18	6.59	39.4	0.44
12	郷村断層	34	15.0	－	5.05E+19	7.07	87.6	0.60
13	香住北方断層	37	15.0	－	5.98E+19	7.12	111.4	0.53
14	F_J1断層	31	15.0	－	4.19E+19	7.02	82.4	0.57
15	経ヶ岬北方断層	40	15.0	－	6.98E+19	7.17	62.3	**1.06**
16	F_J4断層	49	15.0	－	1.05E+20	7.29	98.5	0.88
17	若狭海丘列北縁断層	21	14.0	1.75	1.80E+19	6.77	135.1	0.19
18	F_{GA}3断層	51	15.0	－	1.14E+20	7.31	41.1	**2.22**
19	F_J7断層	30	15.0	－	3.93E+19	7.00	61.1	0.73
20	F_G1断層	60	15.0	－	1.57E+20	7.40	67.1	**1.67**
21	F_J9断層	26	15.0	－	2.95E+19	6.92	97.5	0.38
22	F_G1～F_J9断層	86	15.0	－	3.23E+20	7.61	81.7	**2.23**
23	F_Ja断層	11	7.3	0.91	2.58E+18	6.21	133.8	0.05
24	F_Jb断層	12	8.0	1.00	3.35E+18	6.29	117.6	0.07
25	F_Jc断層	21	14.0	1.75	1.80E+19	6.77	98.4	0.27
26	浦島礁南方断層	17	11.3	1.41	9.53E+18	6.59	46.4	0.37
27	F_Je断層	24	15.0	－	2.51E+19	6.87	71.9	0.46
28	F_Jf断層	17	11.3	1.41	9.53E+18	6.59	95.0	0.18
29	F_{GA}4西部断層	23	15.0	－	2.31E+19	6.85	35.0	0.90
30	Fo-201～F_{GA}4西部～F_{GA}4東部断層	39	15.0	－	6.64E+19	7.15	33.9	**1.86**
31	F_Jj断層	17	11.3	1.41	9.53E+18	6.59	52.2	0.33
32	F_Jk断層	17	11.3	1.41	9.53E+18	6.59	51.3	0.34
33	美浜湾断層	19	12.7	1.58	1.33E+19	6.69	8.6	***1.76***

※1 小数点第3位を切り上げ
※2 津波評価上の長さ
※3 下線は、簡易予測式により1.0mを超えるもの

第6.2.4表(1)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走向【傾斜方向】 (°)	モーメントマグニチュード※1 Mw	すべり※1量 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	3号炉取水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉取水口前 最大水位下降量 (m)	1，2号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)
海域活断層	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76	①3.91 ②324.36 ③358.11 ④36.56 ⑤27.36 ⑥5.12 ⑦305.16 ⑧317.82 【東】	7.53	5.02	①：45 ②：90 ③～⑦：45 ⑧：90	90	0.0	1.78	-1.03	**1.94**※3	1.51
								2.5	**1.81**※3	-0.91	1.54	1.12
								5.0	1.59	-0.82	1.24	0.87
							95	0.0	1.22	-0.87	1.20	1.07
								2.5	1.25	-0.89	1.07	0.68
								5.0	1.10	-0.82	0.89	0.56
							100	0.0	1.22	-0.91	1.15	0.97
							110		1.09	-0.86	1.02	0.86
							120		1.08	-0.77	0.84	0.78
	ウツロギ峠北方－池河内断層	24	①172.39 ②161.85 ③143.90 ④139.83 【西】	6.87	1.99	①：85 ②：85 ③：90 ④：90	90	0.0	0.42	-0.59	0.21	0.26
							100	0.0	0.40	-0.51	0.19	0.24
							110	0.0	0.32	-0.42	0.15	0.21
							120	0.0	0.10	-0.12	0.09	0.16
					2.00	90	90	0.0	0.43	-0.56	0.21	0.27
							100	0.0	0.42	-0.49	0.19	0.24
							110	0.0	0.34	-0.41	0.16	0.22
							120	0.0	0.12	-0.14	0.09	0.16
	甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	36※2	①:347.98 ②:316.76 ③:329.74 ④:328.03 ⑤:322.95 ⑥:320.79 ⑦:325.76 ⑧:317.34 ⑨:299.48 ⑩:305.13 ⑪:147.15 ⑫:312.01 ⑬:323.77 ⑭:143.66 ⑮:163.00 【東】	7.1	2.99	90	90	0.0	0.76	-0.62	0.49	0.73
							100	0.0	0.58	-0.54	0.29	0.49
							110	0.0	0.52	-0.50	0.23	0.43
							120	0.0	0.39	-0.41	0.19	0.34
	浦底－内池見断層	21	①347.98 ②316.76 ③329.74 ④328.03 ⑤322.95 ⑥320.79 ⑦325.76 ⑧317.34 ⑨327.29 ⑩359.34 【東】	6.79	1.75	90	90	0.0	0.72	-0.52	0.52	0.53
							100	0.0	0.51	-0.41	0.31	0.34
							110	0.0	0.42	-0.36	0.22	0.25
							120	0.0	0.33	-0.29	0.17	0.19
					1.74	85	90	0.0	0.63	-0.49	0.44	0.47
							100	0.0	0.45	-0.38	0.28	0.30
							110	0.0	0.39	-0.36	0.20	0.24
							120	0.0	0.29	-0.28	0.14	0.16

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

※2 津波評価上の長さ

※3 下線は各評価点における最大水位上昇量または最大水位下降量を示す

第6.2.4表(2)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走向 【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄ※1 ﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ Mw	すべり※1 量 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	3号炉取水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉取水口前 最大水位下降量 (m)	1，2号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)
海域活断層	白木－丹生断層	15	①15.80 ②350.71 ③358.68 ④0.55 ⑤6.83 ⑥14.38 ⑦11.66 ⑧1.91 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	0.81	-0.55	1.68	0.97
							100	0.0	0.83	-0.56	1.74	0.98
							110	0.0	0.82	-0.56	1.72	0.94
							120	0.0	0.77	-0.52	1.59	0.83
	C断層	18	①355.19 ②38.15 ③13.09 ④350.89 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	0.74	-1.42	0.70	1.00
							95	0.0	0.75	-1.45	0.67	0.96
								2.5	0.56	-1.09	0.52	0.56
								5.0	0.39	-0.84	0.37	0.38
							100	0.0	0.76	-1.45	0.67	0.92
								2.5	0.57	-1.10	0.52	0.56
								5.0	0.39	-0.84	0.37	0.38
							105	0.0	0.76	-1.42	0.66	0.90
								2.5	0.57	-1.09	0.51	0.55
								5.0	0.39	-0.83	0.37	0.38
							110	0.0	0.75	-1.38	0.64	0.86
							120		0.70	-1.20	0.55	0.77
					1.36	55	90	0.0	0.74	-1.43	0.68	0.99
							95	0.0	0.76	-1.45	0.69	0.93
								2.5	0.56	-1.09	0.52	0.56
								5.0	0.39	-0.83	0.38	0.39
							100	0.0	0.77	**-1.45**※2	0.69	0.90
								2.5	0.56	-1.09	0.52	0.56
								5.0	0.40	-0.83	0.38	0.39
							105	0.0	0.77	-1.42	0.68	0.84
								2.5	0.56	-1.08	0.51	0.55
								5.0	0.39	-0.83	0.37	0.38
							110	0.0	0.76	-1.37	0.65	0.82
							120		0.71	-1.20	0.56	0.72

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出。断層長さが 20km 未満の場合は、断層評価長を 20km として設定。

※2 下線は各評価点における最大水位上昇量または最大水位下降量を示す。3号炉取水口前の最大水位下降量が同じ波源があるが、3号炉取水口前の最大水位上昇量と比較し最も大きいケースを選択

第6.2.4表(3)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走行【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄ※1 ﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄ Mw	すべり※1量 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	3号炉取水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉取水口前 最大水位下降量 (m)	1，2号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)
海域活断層	大陸棚外縁～B～野坂断層	49	①41.16 ②346.12 ③330.27 ④309.32 ⑤315.99 ⑥305.27 【東】	7.29	3.76	①～③：60 ④～⑥：90	90	0.0	1.65	-0.91	1.64	1.18
							95	0.0	1.78	-0.90	1.58	1.14
								2.5	1.39	-0.89	1.28	0.90
								5.0	1.12	-0.90	1.07	0.70
							100	0.0	1.80	-0.88	1.50	1.17
								2.5	1.42	-0.82	1.23	0.82
								5.0	1.04	-0.84	1.00	0.64
							105	0.0	1.78	-0.86	1.34	1.19
								2.5	1.41	-0.77	1.13	0.76
								5.0	1.14	-0.77	0.90	0.57
							110	0.0	1.70	-0.84	1.17	1.18
							120		1.73	-0.83	1.21	1.15
	三方断層	27	①7.45 ②331.33 ③350.65 ④328.95 ⑤0.17 【東】	6.94	1.94	60	90	0.0	0.84	-0.83	0.74	0.69
							100	0.0	0.83	-0.88	0.71	0.71
							110	0.0	0.75	-0.99	0.65	0.56
							120	0.0	0.70	-1.01	0.64	0.50
	FO－A～FO－B～熊川断層	64※2	①139.02 ②129.01 ③110.50 【西】	7.43	5.32	90	90	0.0	1.31	-0.85	1.65	**2.15**※3
								2.5	1.26	-0.82	1.07	0.89
								5.0	1.22	-0.81	0.86	0.59
							95	0.0	0.23	-0.30	0.16	0.14
								2.5	0.29	-0.39	0.19	0.13
								5.0	0.36	-0.42	0.19	0.15
							100	0.0	0.23	-0.30	0.16	0.14
							110		0.23	-0.30	0.16	0.14
							120		0.23	-0.30	0.16	0.14
	経ヶ岬北方断層	40	①229.73 【北西】	7.16	2.88	60	90	0.0	0.37	-0.31	0.21	0.18
							100	0.0	0.50	-0.47	0.30	0.49
							110	0.0	0.60	-0.55	0.50	0.67
							115	0.0	0.66	-0.57	0.58	0.72
							120	0.0	0.72	-0.58	0.66	0.76
								2.5	0.78	-0.58	0.49	0.52
								5.0	0.75	-0.56	0.45	0.35
	F_{GA}3断層	51	①225.98 ②254.65 ③243.87 ④283.71 【北西】	7.30	3.67	60	90	0.0	0.41	-0.42	0.41	0.46
							100	0.0	0.58	-0.56	0.66	0.76
							110	0.0	0.77	-0.91	0.65	0.98
							120	0.0	1.14	-1.16	1.07	1.35

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

※2 津波評価上の長さ

※3 下線は各評価点における最大水位上昇量または最大水位下降量を示す

第6.2.4表(4)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走行【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄ※1 Mw	すべり※1量 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	3号炉取水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉取水口前 最大水位下降量 (m)	1，2号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)
海域活断層	F_G1断層	60	①206.24②228.18 ③244.16④227.32 ⑤245.74⑥285.50 【北西】	7.40	4.32	60	90	0.0	0.48	-0.43	0.34	0.38
							100	0.0	0.72	-0.61	0.42	0.46
							110	0.0	0.67	-0.74	0.42	0.56
							120	0.0	0.82	-0.83	0.56	0.65
	F_G1～F」9断層	86	①206.24②228.18 ③244.16④227.32 ⑤245.74⑥285.50 ⑦40.99 ①～⑥【北西】 ⑦【南東】	7.61	6.19	60	90	0.0	0.89	-0.61	0.78	0.68
							100	0.0	1.02	-0.81	0.96	0.93
							110	0.0	0.95	-0.82	0.88	0.97
							120	0.0	1.16	-0.86	0.81	0.99
	Fo-201～F_{GA}4西部～F_{GA}4東部断層	39	①257.82 ②223.72 【北】	7.15	3.24	90	90	0.0	0.23	-0.29	0.15	0.31
							100	0.0	0.26	-0.32	0.32	0.60
							110	0.0	0.33	-0.37	0.37	0.71
							120	0.0	0.37	-0.38	0.39	0.74
	美浜湾断層	19	①346.27 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	0.68	-0.97	0.45	1.02
							100	0.0	0.55	-0.87	0.40	0.91
							110	0.0	0.40	-0.68	0.26	0.66
							120	0.0	0.34	-0.34	0.29	0.28

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出。断層長さが 20km 未満の場合は、断層評価長を 20km として設定。

第6.2.4表(5)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走向【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ※1 Mw	すべり※1量 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	3号炉取水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉取水口前 最大水位下降量 (m)	1，2号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)	3号炉放水口前 最大水位上昇量 (m)
日本海東縁部	E1南－北④	131	173	7.85	9.44	60	-	0.0	0.73	-0.68	0.69	1.42
	E3中央②	131	200	7.85	9.44	60	-	0.0	1.10	-0.62	0.64	0.68
	E3B北①	131	20	7.85	9.44	60	-	0.0	0.59	-0.96	0.54	1.10

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

第6.2.5表(1)　地震による津波の評価結果（波源の詳細パラメータ）

断層名	合計断層長さ L	平均断層幅 W	Mw※1	断層ｾｸﾞﾒﾝﾄ No.	上縁深さ	地震発生層厚さ	傾斜角	断層ｾｸﾞﾒﾝﾄ幅	広域応力場	すべり角	剛性率 μ	すべり量 D※2
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76km	18.9km	7.53	①	0.0km及び2.5km	15.0km	45°	21.2km	90°	96°	3.5×10^{10} N/m^2	5.02m
				②			90°	15.0km		44°		
				③			45°	21.2km		87°		
				④			45°	21.2km		145°		
				⑤			45°	21.2km		130°		
				⑥			45°	21.2km		97°		
				⑦			45°	21.2km		0°		
				⑧			90°	15.0km		25°		
C断層	18km	18.3km	6.76※3	①	0.0km	15.0km	55°	18.3km	100°	69°	3.5×10^{10} N/m^2	1.36m※3
				②						132°		
				③						94°		
				④						63°		
FO－A～FO－B～熊川断層	64km	15.0km	7.43	①	0.0km	15.0km	90°	15.0km	90°	30°	3.5×10^{10} N/m^2	5.32m
				②						0°		
				③						0°		

※1　武村(1998)[16]より、$\log M_0=2.0\log L+16.64$、Kanamori(1977)[17]より、$Mw=(\log M_0-9.1)/1.5$の関係を用いて算出
※2　$M_0=\mu DLW$より算出
※3　断層評価長を20kmとして設定

第6.2.5表(2)　地震による津波の評価結果（津波水位）

	水位上昇側		水位下降側
	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(上縁深さ0km)	2.4 ※1	1.9 ※2	-1.1
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(上縁深さ2.5km)	2.5 ※3	1.6 ※4	-1.0
C断層	1.3	1.3	-0.7 ※5
FO－A～FO－B～熊川断層	2.1	2.7	-1.0

※1　地盤変動量0.15m沈降
※2　地盤変動量0.14m沈降
※3　地盤変動量0.11m沈降
※4　地盤変動量0.10m沈降
※5　地盤変動量0.77m隆起

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.6表(1)　若狭海丘列付近断層（福井県モデル）による津波水位評価結果

波源モデル	水位上昇側		水位下降側
	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
若狭海丘列付近断層(福井県モデル)	2.6	2.2	-1.5

第6.2.6表(2)　越前堆列付近断層（福井県モデル）による津波水位評価結果

波源モデル	水位上昇側		水位下降側
	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
越前堆列付近断層(福井県モデル)	2.0	1.9	-1.1

第6.2.7表　日本海東縁部の波源（秋田県モデル）による津波水位評価結果

波源モデル	水位上昇側		水位下降側
	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
日本海東縁部の断層(秋田県モデル)	2.5	1.9	-1.3

第6.2.8表(1)　検討会の波源モデルの設定条件

波源モデル		セグメント		走向 (°)	傾斜角 (°)	すべり角 (°)	上端深さ (km)	断層幅 (km)	断層長さ (km)	合計断層長さ (km)	Mw	すべり量 (m)
若狭海丘列付近断層	福井県	①	一様すべり	91	60	90	0.1	17.3	18.0	90	7.63	6.43
		②		51	60	90	0.1	17.3	72.0			
	検討会（F－49）	Sg1	背景領域	81	60	264	1.0	14.5	21.1	87	7.39	2.82
		Sg2	大すべり域	81	60	264	2.8	6.2	8.4			4.30
		Sg3	背景領域	47	60	145	1.0	14.5	36.3			2.72
		Sg4	大すべり域	47	60	145	2.8	6.2	16.1			4.40
		Sg5	背景領域	54	60	215	1.0	14.5	29.9			2.76
		Sg6	大すべり域	54	60	215	2.8	6.2	12.8			4.36
越前堆列付近断層	福井県	①	一様すべり	48	60	90	0.1	17.3	46.0	65	7.44	4.62
		②		240	60	90	0.1	17.3	19.0			
	検討会（F－51）	Sg1	背景領域	232	60	145	1.0	16.0	48.0	48	7.17	2.03
		Sg2	大すべり域	232	60	145	3.0	6.8	22.9			3.45

第6.2.8表(2)　検討会の波源モデルの設定条件

波源モデル		セグメント		走向 (°)	傾斜角 (°)	すべり角 (°)	上端深さ (km)	断層幅 (km)	断層長さ (km)	合計断層長さ (km)	Mw	すべり量 (m)
安島岬沖～和布－ 干飯崎沖～甲楽城断層	関西電力	①	一様すべり	4	45	96	0.0	21.2	11.1	76	7.53	5.02
		②		324	90	44	0.0	15.0	10.2			
		③		358	45	87	0.0	21.2	5.5			
		④		37	45	145	0.0	21.2	4.6			
		⑤		27	45	130	0.0	21.2	12.3			
		⑥		5	45	97	0.0	21.2	10.5			
		⑦		305	45	0	0.0	21.2	3.2			
		⑧		318	90	25	0.0	15.0	18.3			
	検討会 (F－52)	Sg1	背景領域	319	60	35	1.0	16.1	22.5	70	7.34	2.36
		Sg2	大すべり域	319	60	35	2.7	8.0	10.2			4.32
		Sg3	背景領域	27	60	125	1.0	16.1	25.4			2.67
		Sg4	大すべり域	27	60	125	2.7	8.0	8.5			4.01
		Sg5	背景領域	344	60	40	1.0	16.1	22.5			2.36
		Sg6	大すべり域	344	60	40	2.7	8.0	10.2			4.32

第6.2.8表(3)　検討会の波源モデルの設定条件

波源モデル		セグメント		走向 (°)	傾斜角 (°)	すべり角 (°)	上端深さ (km)	断層幅 (km)	断層長さ (km)	合計断層長さ (km)	Mw	すべり量 (m)
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	関西電力	①	一様すべり	139	90	30	0.0	15.0	36.2	64	7.43	5.32
		②		129	90	0	0.0	15.0	9.5			
		③		110	90	0	0.0	15.0	17.7			
	検討会（Ｆ－53）	Sg1	背景領域	111	90	35	1.0	14.0	17.2	60	7.21	1.91
		Sg2	大すべり域	111	90	35	3.3	7.0	8.6			3.81
		Sg3	背景領域	130	90	35	1.0	14.0	11.4			1.63
		Sg4	大すべり域	130	90	35	3.3	7.0	6.9			4.09
		Sg5	背景領域	139	90	35	1.0	14.0	31.3			1.99
		Sg6	大すべり域	139	90	35	3.3	7.0	14.6			3.73

第6.2.9表　検討会の波源モデルによる津波水位評価結果（概略計算）

波源モデル			水位上昇側			水位下降側
			３号炉 取水口前 (m)	１，２号炉 放水口前 (m)	３号炉 放水口前 (m)	３号炉 取水口前 (m)
若狭海丘列付近 断層	福井県モデル	一様すべり	1.8	1.3	1.6	-1.4
	検討会モデル	大すべり中央	0.6	0.7	1.0	-0.6
		大すべり左側	0.6	0.5	0.8	-0.6
		大すべり右側	0.6	0.8	1.1	-0.6
		大すべり隣接LLR	0.6	0.4	0.9	-0.6
		大すべり隣接LRR	0.6	0.4	0.8	-0.6
越前堆列付近 断層	福井県モデル	一様すべり	1.3	1.3	1.4	-1.1
	検討会モデル	大すべり中央	0.5	0.3	0.3	-0.5
		大すべり左側	0.5	0.3	0.4	-0.5
		大すべり右側	0.5	0.4	0.3	-0.4
安島岬沖～和布－ 干飯崎沖～甲楽城断層	関西電力モデル	一様すべり	1.8	2.0	1.6	-1.1
	検討会モデル	大すべり中央	1.1	1.0	0.9	-0.8
		大すべり左側	1.2	1.1	1.1	-0.8
		大すべり右側	1.2	1.2	1.0	-0.8
		大すべり隣接LLR	1.3	1.2	1.0	-0.8
		大すべり隣接LRR	1.5	1.4	1.1	-0.9
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ ～熊川断層	関西電力モデル	一様すべり	1.4	1.7	2.2	-0.9
	検討会モデル	大すべり中央	1.2	0.9	0.9	-0.9
		大すべり左側	1.0	1.0	1.1	-0.8
		大すべり右側	1.4	0.9	0.8	-0.9
		大すべり隣接LLR	1.4	0.9	0.8	-0.9
		大すべり隣接LRR	1.4	0.9	0.8	-0.9

下線は、波源ごとの各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.10表　海底地すべり規模の検討結果（断面積による規模評価結果）

順位	地すべり地形	エリア	測線	地すべり長さ（m）	地すべり厚さ（m）	地すべり長さ×厚さ（m^2）
1	Es-K5	B	K-120	7,135	128	913,324
2	Es-T2	C	GA-23	8,592	97	833,402
3	Es-T8	C	GA-22	4,374	150	656,141
4	Es-K7	B	K-119	3,618	160	578,850
5	Es-T13	C	GA-20	4,966	116	576,038
6	Es-K6	B	K-120	5,420	103	558,225
7	Es-T14	C	GA-15	8,970	61	547,200
8	Es-K8	B	K-119	6,557	76	498,312
9	Es-K4	B	K-120	4,418	81	357,855
10	Es-K3	B	K-121	7,596	45	341,839
11	Es-T6	C	GA-21	5,343	62	331,267
12	Es-T17	C	GA-11	1,979	158	312,678
13	Es-K2	B	K-120	4,462	67	298,932
14	Es-T15	C	GA-13	8,326	33	274,765
15	Es-K1	B	K-121	5,198	52	270,276
16	Es-G3	A	K-115	6,856	29	198,822
17	Es-G103	A	K-118	6,172	30	185,161
18	Es-T12	C	GA-T	6,284	29	182,237
19	Es-G104	A	K-51	3,584	46	164,876
20	Es-G102	A	K-119	4,413	36	158,864

順位	地すべり地形	エリア	測線	地すべり長さ（m）	地すべり厚さ（m）	地すべり長さ×厚さ（m^2）
21	Es-T1	C	GA-W	1,861	84	156,298
22	Es-T4	C	GA-21	1,362	107	145,702
23	Es-T5	C	GA-22	1,746	83	144,908
24	Es-T10	C	GA-U	3,807	38	144,669
25	Es-T11	C	GA-25	1,737	75	130,273
26	Es-T18	C	GA-11	844	138	116,467
27	Es-K9	B	K-12	1,859	62	115,233
28	Es-T9	C	GA-23	2,159	43	92,824
29	Es-G105	A	K-116	2,758	32	88,253
30	Es-T3	C	GA-21	1,784	48	85,648
31	Es-G1	A	K-48	3,079	23	70,808
32	Es-K10	B	K-8	959	69	66,168
33	Es-G101	A	K-56	2,379	26	61,862
34	Es-G2	A	K-46	1,846	33	60,902
35	Es-G4	A	K-115	2,247	26	58,416
36	Es-T16	C	GA-12	2,732	21	57,377
37	Es-T7	C	GA-V	780	73	56,944
38	Es-T19	C	GA-F	739	13	9,610

下線は、各エリアにおける最大値を示す

第6.2.11表　海底地すべりによる津波水位評価結果

波源モデル			水位上昇側		水位下降側
			3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
海底地すべり	エリアA (Es-G3)	Watts他の予測式	0.6	0.6	-0.1
		Kinematicモデルによる方法	1.6	1.3	-0.8
	エリアB (Es-K5)	Watts他の予測式	1.8	1.5	-0.9
		Kinematicモデルによる方法	3.0	2.8	-1.2
	エリアC (Es-T2)	Watts他の予測式	1.5	2.4	-0.7
		Kinematicモデルによる方法	2.5	2.0	-1.2

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.12表　Huber and Hager(1997)による水位予測式を用いた選定結果

陸上地すべり	土量Vs (m^3)	平均幅b (m)	すべり面の傾斜角α (°)	進行角γ (°)	突入位置水深d1 (m)	評価位置※水深d2 (m)	評価位置※までの距離r (m)	評価位置※での全振幅 (m)	備考
Le5	4,410,000	240	28	0	30	70	12,200	1.93	越前海岸沿いに位置する
Le6	3,660,000	240	22	10	30	70	12,300	1.37	
Le7n-1	1,900,000	200	28	20	20	70	12,800	0.88	
Le7n-2	2,550,000	220	27	20	20	70	12,800	0.94	
Le7s	3,670,000	350	21	15	20	70	12,900	0.72	

※：評価位置については陸上地すべりの伝播経路に対し、美浜発電所位置が西側に回り込んだ位置にあるため、敦賀半島北方海域とした。

第6.2.13表　陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波水位評価結果

波源モデル			水位上昇側		水位下降側
			3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
陸上地すべり	Lm1,2	Watts他による方法	0.6	0.6	-0.1
		運動学的手法	0.6	0.6	-0.1
	Le5	Watts他による方法	<u>0.9</u>	<u>0.9</u>	<u>-0.3</u>
		運動学的手法	0.8	0.8	-0.2

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.14表　若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりの組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇側		水位下降側
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
若狭海丘列付近断層 (福井県モデル)	隠岐トラフ 海底地すべり (Watts他の予測式)	エリアA	87秒間	2.6	2.2	-1.5
		エリアB	81秒間	2.9	2.8	-1.8
		エリアC	102秒間	3.1	3.1	-1.8
	隠岐トラフ 海底地すべり (Kinematicモデルによる方法)	エリアA	87秒間	3.1	2.4	-1.5
		エリアB	81秒間	**4.0** (6秒)	**3.5** (57,60,69,72秒)	-2.1
		エリアC	102秒間	3.5	2.7	**-2.4** (72秒)

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

( )は発生時間のずれ

第6.2.15表　安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層と陸上地すべりの組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇側		水位下降側
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 (上縁深さ0km)	陸上地すべり (Watts他による方法)	Le5	66秒間	2.6※1 (21秒)	2.0※2	-1.2 (12,15秒)
	陸上地すべり (運動学的手法)			2.5※1	2.1※2 (60秒)	-1.1
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層 (上縁深さ2.5km)	陸上地すべり (Watts他による方法)	Le5	66秒間	2.6※3 (24秒)	1.8※4	-1.1
	陸上地すべり (運動学的手法)			2.6※3 (3秒)	1.8※4	-1.0

※1　地盤変動量0.15m沈降
※2　地盤変動量0.14m沈降
※3　地盤変動量0.11m沈降
※4　地盤変動量0.10m沈降

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

( )は発生時間のずれ

第6.2.16表　C断層と陸上地すべりの組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇側		水位下降側
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ	3号炉 取水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)
C断層	陸上地すべり (Watts他による方法)	Lm1,2	30秒間	1.3 (0秒)	1.3	-0.8 (0秒) ※1
	陸上地すべり (運動学的手法)			1.3 (0-30秒)	1.4 (9秒)	-0.8 (0,3,9,12秒) ※1

※1　地盤変動量0.77m隆起

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

( )は発生時間のずれ

第6.2.17表　各波源による津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇側				水位下降側
				３号炉 取水口前 T.P.(m)	(参考)※1 １，２号炉 放水口前 T.P.(m)	３号炉 放水口前 T.P.(m)	(参考)※1 あご越え T.P.(m)	３号炉 取水口前 T.P.(m)
地震に起因する津波	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(上縁深さ0km)			2.4 ※2	2.4	1.9 ※3	2.7	-1.1
	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層(上縁深さ2.5km)			2.5 ※4	2.1	1.6 ※5	1.7	-1.0
	Ｃ断層			1.3	1.4	1.3	2.1	-0.7 ※6
	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層			2.1	2.3	2.7	3.3	-1.0
地震以外に起因する津波	海底地すべり	エリアＡ (Es-G3)	Watts他の予測式	0.6	0.6	0.6	0.6	-0.1
			Kinematicモデルによる方法	1.6	1.2	1.3	1.4	-0.8
		エリアＢ (Es-K5)	Watts他の予測式	1.8	1.2	1.5	2.2	-0.9
			Kinematicモデルによる方法	3.0	3.6	2.8	3.9	-1.2
		エリアＣ (Es-T2)	Watts他の予測式	1.5	2.2	2.4	3.7	-0.7
			Kinematicモデルによる方法	2.5	3.1	2.0	3.0	-1.2
	陸上地すべり	Lm1,2	Watts他による方法	0.6	0.8	0.6	0.6	-0.1
			運動学的手法	0.6	0.8	0.6	0.6	-0.1
		Le5	Watts他による方法	0.9	0.7	0.9	1.1	-0.3
			運動学的手法	0.8	0.8	0.8	1.3	-0.2
行政機関の波源モデルを用いた津波	若狭海丘列付近断層(福井県モデル)			2.6	2.0	2.2	3.3	-1.5
	越前堆列付近断層(福井県モデル)			2.0	1.9	1.9	3.1	-1.1
	日本海東縁部の断層(秋田県モデル)			2.5	2.1	1.9	2.0	-1.3

※1　1,2号炉放水口前及びあご越えは評価地点として用いていないが、津波高さの目安として参考に記載
※2　地盤変動量0.15m沈降
※3　地盤変動量0.14m沈降
※4　地盤変動量0.11m沈降
※5　地盤変動量0.10m沈降
※6　地盤変動量0.77m隆起

第6.2.18表　単体組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇				水位下降
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ	3号炉取水口前 T.P.(m)	（参考）※1 1，2号炉放水口前 T.P.(m)	3号炉放水口前 T.P.(m)	（参考）※1 あご越え T.P.(m)	3号炉取水口前 T.P.(m)
若狭海丘列付近断層（福井県モデル）	隠岐トラフ海底地すべり（Watts他の予測式）	エリアA	87秒間	2.6	2.0	2.2	3.4	-1.5
		エリアB	81秒間	2.9	2.4	2.8	4.1	-1.8
		エリアC	102秒間	3.1	2.7	3.1	4.6	-1.8
	隠岐トラフ海底地すべり（Kinematicモデルによる方法）	エリアA	87秒間	3.1	2.2	2.4	3.3	-1.5
		エリアB	81秒間	**4.0**（6秒）	4.7	**3.5**（57,60,69,72秒）	4.4	-2.1
		エリアC	102秒間	3.5	3.4	2.7	3.8	**-2.4**（72秒）
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層（上縁深さ0km）	陸上地すべり（Watts他による方法）	Le5	66秒間	2.6 ※2	2.5	2.0 ※3	3.2	-1.2
	陸上地すべり（運動学的手法）			2.5 ※2	2.5	2.1 ※3	2.7	-1.1
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層（上縁深さ2.5km）	陸上地すべり（Watts他による方法）			2.6 ※4	2.1	1.8 ※5	2.2	-1.1
	陸上地すべり（運動学的手法）			2.6 ※4	2.2	1.8 ※5	2.0	-1.0
C断層	陸上地すべり（Watts他による方法）	Lm1,2	30秒間	1.3	1.4	1.3	2.1	-0.8 ※6
	陸上地すべり（運動学的手法）			1.3	1.3	1.4	2.1	-0.8 ※6

※1　1,2号炉放水口前及びあご越えは評価地点として用いていないが、津波高さの目安として参考に記載

※2　地盤変動量0.15m沈降

※3　地盤変動量0.14m沈降

※4　地盤変動量0.11m沈降

※5　地盤変動量0.10m沈降

※6　地盤変動量0.77m隆起

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.19表　一体計算による津波水位評価結果

波源モデル	発生時間のずれ	ケース	水位上昇側				水位下降側	
			3号炉 取水口前 T.P.(m)	（参考）※1 1，2号炉 放水口前 T.P.(m)	3号炉 放水口前 T.P.(m)	（参考）※1,2 あご越え T.P.(m)	3号炉 取水口前 T.P.(m)	
若狭海丘列付近断層(福井県モデル)と隠岐トラフ海底地すべりエリアB (Kinematicモデルによる方法)	6秒	①	2.8	3.7	**3.4**	4.3	－	基準津波２
	57秒	②	3.2	3.3	3.3	4.2	－	
	60秒	③	3.2	3.4	3.2	4.3	－	
	69秒	④	**3.3**	3.5	3.2	4.3	－	基準津波１
	72秒	⑤	**3.3**	3.5	3.1	4.3	－	
若狭海丘列付近断層(福井県モデル)と隠岐トラフ海底地すべりエリアC (Kinematicモデルによる方法)	72秒	⑥	－	－	－	－	**-1.6**	基準津波３

※1　1,2号炉放水口前及びあご越えは評価地点として用いていないが、津波高さの目安として参考に記載　下線は、各評価点における最高または最低水位を示す
※2　あご越えについては、陸上遡上部を含む最高到達点の水位を示す

第6.2.20表(1)　各波源におけるパラメータスタディ結果

	断層名	断層長さ (km)	走向 【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄ※1 ﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ Mw	すべり量※1 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	水位上昇側	水位下降側	
									最大水位上昇量 (m)	最大水位下降量 (m)	
海域活断層	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76	①3.91 ②324.36 ③358.11 ④36.56 ⑤27.36 ⑥5.12 ⑦305.16 ⑧317.82 【東】	7.53	5.02	①：45 ②：90 ③～⑦：45 ⑧：90	90	0.0	1.94	-0.83	0.00
							100	0.0	0.97	-0.62	0.00
							110	0.0	1.04	-0.51	0.00
							120	0.0	1.05	-0.47	0.00
	ウツロギ峠北方－池河内断層	24	①172.39 ②161.85 ③143.90 ④139.83 【西】	6.87	1.99	①：85 ②：85 ③：90 ④：90	90	0.0	0.28	-0.39	0.00
							100	0.0	0.26	-0.32	0.00
							110	0.0	0.23	-0.27	0.00
							120	0.0	0.18	-0.13	0.00
					2.00	90	90	0.0	0.28	-0.38	0.00
							100	0.0	0.26	-0.32	0.00
							110	0.0	0.23	-0.27	0.00
							120	0.0	0.18	-0.12	0.00
	甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層	36※2	①:347.98 ②:316.76 ③:329.74 ④:328.03 ⑤:322.95 ⑥:320.79 ⑦:325.76 ⑧:317.34 ⑨:299.48 ⑩:305.13 ⑪:147.15 ⑫:312.01 ⑬:323.77 ⑭:143.66 ⑮:163.00 【東】	7.1	2.99	90	90	0.0	0.71	-0.36	0.00
							100	0.0	0.51	-0.27	0.00
							110	0.0	0.45	-0.18	0.00
							120	0.0	0.30	-0.15	0.00
	浦底－内池見断層	21	①347.98 ②316.76 ③329.74 ④328.03 ⑤322.95 ⑥320.79 ⑦325.76 ⑧317.34 ⑨327.29 ⑩359.34 【東】	6.79	1.75	90	90	0.0	0.56	-0.24	0.00
							100	0.0	0.34	-0.13	0.00
							110	0.0	0.26	-0.11	0.00
							120	0.0	0.19	-0.08	0.00
					1.74	85	90	0.0	0.50	-0.23	0.00
							100	0.0	0.31	-0.13	0.00
							110	0.0	0.22	-0.11	0.00
							120	0.0	0.18	-0.08	0.00

※1：土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

※2：津波評価上の長さ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.20表(2)　各波源におけるパラメータスタディ結果

	断層名	断層長さ (km)	走向【傾斜方向】(°)	ﾓｰﾒﾝﾄ※1 ﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ Mw	すべり量※1 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	水位上昇側 [redacted] 最大水位上昇量 (m)	水位下降側 [redacted] 最大水位下降量 (m)	[redacted]
海域活断層	白木－丹生断層	15	①15.80 ②350.71 ③358.68 ④0.55 ⑤6.83 ⑥14.38 ⑦11.66 ⑧1.91 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	1.26	-0.39	0.00
							100	0.0	1.27	-0.39	0.00
							110	0.0	1.21	-0.37	0.00
							120	0.0	1.07	-0.32	0.00
	C 断層	18	①355.19 ②38.15 ③13.09 ④350.89 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	0.90	－※2	**0.55**※3
							100	0.0	0.93	－※2	**0.55**※3
							110	0.0	0.98	-2.87	0.50
							120	0.0	0.84	-2.10	0.45
					1.36	55	90	0.0	0.85	－※2	**0.55**※3
							100	0.0	0.88	－※2	**0.55**※3
							110	0.0	0.82	-2.52	0.50
							120	0.0	0.80	-1.93	0.40
	大陸棚外縁～B～野坂断層	49	①41.16 ②346.12 ③330.27 ④309.32 ⑤315.99 ⑥305.27 【東】	7.29	3.76	①～③：60 ④～⑥：90	90	0.0	1.27	-1.45	0.20
							100	0.0	1.16	-1.63	0.30
							110	0.0	1.43	-1.50	0.20
							120	0.0	1.45	-1.37	0.00
	三方断層	27	① 7.45 ②331.33 ③350.65 ④328.95 ⑤ 0.17 【東】	6.94	1.94	60	90	0.0	0.75	-0.96	0.00
							100	0.0	0.83	-1.03	0.00
							110	0.0	0.85	-1.04	0.00
							120	0.0	0.83	-1.02	0.00

※1：土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出。断層長さが20km未満の場合は、断層評価長を20kmとして設定。

※2：[redacted]ため、評価水位なし。

※3：[redacted]ため、詳細パラメータスタディ以降の検討を省略する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.20表(3)　各波源におけるパラメータスタディ結果

	断層名	断層長さ (km)	走行【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄ Mw※1	すべり量※1 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	水位上昇側	水位下降側	
									最大水位上昇量 (m)	最大水位下降量 (m)	[redacted]
海域活断層	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	64※2	①139.02 ②129.01 ③110.50 【西】	7.43	5.32	90	90	0.0	**2.61** ※3	-0.79	0.00
								2.5	0.86	-0.54	0.00
								5.0	0.60	-0.43	0.00
							95	0.0	0.16	-0.21	0.00
								2.5	0.13	-0.15	0.00
								5.0	0.16	-0.10	0.00
							100	0.0	0.16	-0.21	0.00
							110	0.0	0.16	-0.21	0.00
							120	0.0	0.16	-0.21	0.00
	経ヶ岬北方断層	40	①229.73 【北西】	7.16	2.88	60	90	0.0	0.18	-0.18	0.00
							100	0.0	0.53	-0.26	0.00
							110	0.0	0.76	-0.30	0.00
							115	0.0	0.82	-0.30	0.00
							120	0.0	0.87	-0.32	0.00
								2.5	0.48	-0.27	0.00
								5.0	0.35	-0.24	0.00
	Ｆ$_{GA}$３断層	51	①225.98 ②254.65 ③243.87 ④283.71 【北西】	7.30	3.67	60	90	0.0	0.50	-0.26	0.00
							100	0.0	0.82	-0.50	0.00
							110	0.0	1.01	-0.63	0.00
							120	0.0	1.72	-0.88	0.00
	Ｆ$_{G}$１断層	60	①206.24②228.18 ③244.16④227.32 ⑤245.74⑥285.50 【北西】	7.40	4.32	60	90	0.0	0.46	-0.29	0.00
							100	0.0	0.67	-0.29	0.00
							110	0.0	0.76	-0.42	0.00
							120	0.0	0.85	-0.56	0.00

※1：土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

※2：津波評価上の長さ

※3 下線は各評価点における最大水位上昇量または最大水位下降量を示す

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.20表(4)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走行【傾斜方向】 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄ Mw※1	すべり量※1 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	水位上昇側	水位下降側	
									最大水位上昇量 (m)	最大水位下降量 (m)	
海域活断層	F$_G$1～F$_J$9断層	86	①206.24②228.18 ③244.16④227.32 ⑤245.74⑥285.50 ⑦40.99 ①～⑥【北西】 ⑦【南東】	7.61	6.19	60	90	0.0	0.85	-0.41	0.00
							100	0.0	0.99	-0.48	0.00
							110	0.0	1.02	-0.54	0.00
							120	0.0	1.22	-0.76	0.00
	Fo-201～F$_{GA}$4西部～F$_{GA}$4東部断層	39	①257.82 ②223.72 【北】	7.15	3.24	90	90	0.0	0.37	-0.16	0.00
							100	0.0	0.73	-0.27	0.00
							110	0.0	0.84	-0.30	0.00
							120	0.0	0.89	-0.31	0.00
	美浜湾断層	19	①346.27 【東】	6.76	1.44	60	90	0.0	0.92	-1.93	0.45
							100	0.0	0.82	-1.62	0.30
							110	0.0	0.66	-1.15	0.00
							120	0.0	0.41	-0.44	0.00

※1：土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出。断層長さが20km未満の場合は、断層評価長を20kmとして設定。

第6.2.20表(5)　各波源におけるパラメータスタディ結果

断層名		断層長さ (km)	走向 (°)	ﾓｰﾒﾝﾄﾏｸﾞﾆﾁｭｰﾄﾞ Mw※1	すべり量※1 (m)	傾斜角 (°)	広域応力場 (°)	上縁深さ (km)	水位上昇側	水位下降側	
									最大水位上昇量 (m)	最大水位下降量 (m)	
日本海東縁部の断層	E１南②	131	173	7.85	9.44	60	—	0.0	1.58	-0.60	0.00
	E１南③	131	353	7.85	9.44	60	—	0.0	1.21	-0.91	0.00

※1 土木学会(2016)[8]に基づき、断層長さより算出

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.21表(1)　地震による津波の評価結果（波源の詳細パラメータ）

断層名	合計 断層長さ L	平均 断層幅 W	Mw※1	断層 ｾｸﾞﾒﾝﾄ No.	上縁 深さ	地震発生 層厚さ	傾斜 角	断層 ｾｸﾞﾒﾝﾄ 幅	広域 応力場	すべり 角	剛性率 μ	すべり量 D※2
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ ～熊川断層	64km	15.0km	7.43	① ② ③	0.0km	15.0km	90°	15.0km	90°	30° 0° 0°	3.5×10^{10} N/m^2	5.32m

※1　武村(1998)[16]より、$\log M_0=2.0\log L+16.64$、Kanamori(1977)[17]より、$Mw=(\log M_0-9.1)/1.5$の関係を用いて算出
※2　$M_0=\mu DLW$より算出
※3　断層評価長を20kmとして設定

第6.2.21表(2)　地震による津波の評価結果（津波水位、[redacted]）

断層名	水位上昇側 [redacted]	水位下降側 [redacted]	
	最高水位 T.P. (m)	最低水位 T.P. (m)	[redacted]
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	3.3	-0.8	0.0

第6.2.22表　福井県モデル及び秋田県モデルによる津波水位評価結果

波源モデル	水位上昇側 [redacted]	水位下降側 [redacted]	
	最高水位 T.P. (m)	最低水位 T.P. (m)	[redacted]
若狭海丘列付近断層(福井県モデル)	2.8	-1.2	0.0
越堆列付近断層(福井県モデル)	2.8	-0.8	0.0
日本海東縁部の断層(秋田県モデル)	2.0	-1.3	0.0

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.23表　検討会の波源モデルによる津波評価結果（概略計算）

断層モデル			水位上昇側 [redacted] 最大水位上昇量 (m)	水位下降側 [redacted] 最大水位下降量 (m)	[redacted]
若狭海丘列付近断層	福井県モデル	一様すべり	1.8	-1.3	0.0
	検討会モデル	大すべり中央	1.0	-0.6	0.0
		大すべり左側	0.9	-0.6	0.0
		大すべり右側	1.0	-0.6	0.0
		大すべり隣接 LLR	0.8	-0.7	0.0
		大すべり隣接 LRR	0.9	-0.6	0.0
越前堆列付近断層	福井県モデル	一様すべり	2.2	-0.8	0.0
	検討会モデル	大すべり中央	0.3	-0.2	0.0
		大すべり左側	0.4	-0.2	0.0
		大すべり右側	0.3	-0.3	0.0
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	関西電力モデル	一様すべり	2.0	-0.9	0.0
	検討会モデル	大すべり中央	0.9	-0.4	0.0
		大すべり左側	1.1	-0.5	0.0
		大すべり右側	1.0	-0.6	0.0
		大すべり隣接 LLR	1.1	-0.6	0.0
		大すべり隣接 LRR	1.2	-0.8	0.0
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層	関西電力モデル	一様すべり	2.7	-0.8	0.0
	検討会モデル	大すべり中央	1.0	-0.5	0.0
		大すべり左側	1.1	-0.5	0.0
		大すべり右側	0.9	-0.5	0.0
		大すべり隣接 LLR	0.9	-0.5	0.0
		大すべり隣接 LRR	0.9	-0.5	0.0

下線は、波源ごとの各評価点における最高または最低水位を示す

第6.2.24表　ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層に関する補足検討の評価結果

波源モデル	水位上昇側 [redacted] 最高水位 T.P. (m)	水位下降側 [redacted] 最低水位 T.P. (m)	[redacted]
［再掲］ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（関西電力モデル）	3.3	-0.8	0.0
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）	3.7※1	-1.0	0.0
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度、上端深さ 1km）	2.4※2	-0.9	0.0

下線は、各評価点における最高または最低水位を示す

※1 地盤変動量0.04m沈降

※2 地盤変動量0.07m沈降

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.25表　海底地すべりによる津波水位評価結果

波源モデル			水位上昇側 [redacted] 最高水位 T.P. (m)	水位下降側 [redacted] 最低水位 T.P. (m)	[redacted]
海底地すべり	エリアA（Es-G3）	Watts 他の予測式	0.6	-0.1	0.0
		Kinematic モデルによる方法	1.3	-0.6	0.0
	エリアB（Es-K5）	Watts 他の予測式	1.5	-0.6	0.0
		Kinematic モデルによる方法	3.1	-1.4	0.0
	エリアC（Es-T2）	Watts 他の予測式	2.9	-1.4	0.0
		Kinematic モデルによる方法	2.6	-2.0	1.7

下線は、各評価点における最高または最低水位及び最大の[redacted]を示す

第6.2.26表　陸上の斜面崩壊（地すべり）による津波水位評価結果

波源モデル			水位上昇側 [redacted] 最高水位 T.P. (m)	水位下降側 [redacted] 最低水位 T.P. (m)	[redacted]
陸上地すべり	Lm1,2	Watts 他による方法	0.7	-0.1	0.0
		運動学的手法	0.7	-0.1	0.0
	Le5	Watts 他による方法	1.0	-0.3	0.0
		運動学的手法	1.2	-0.3	0.0
	Lts7	Watts 他による方法	1.4	-0.4	0.0
		運動学的手法	2.2	-0.6	0.0
	Lts12	Watts 他による方法	1.4	-0.2	0.0
		運動学的手法	1.9	-0.5	0.0
	Lts16	Watts 他による方法	1.1	-0.2	0.0
		運動学的手法	2.7	-1.1	0.0

下線は、各評価点における最高または最低水位及び最大の[redacted]を示す

第6.2.27表　若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりの組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位下降側 [redacted] 最低水位 T.P. (m)	[redacted]
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ		
若狭海丘列付近断層（福井県モデル）	隠岐トラフ海底地すべり（Watts 他の予測式）	エリアA	87 秒間	-1.2	0.0
		エリアB	81 秒間	-1.4	0.0
		エリアC	102 秒間	-2.1	1.9
	隠岐トラフ海底地すべり（Kinematic モデルによる方法）	エリアA	87 秒間	-1.4	0.0
		エリアB	81 秒間	-1.9	1.5
		エリアC	102 秒間	-1.9	**2.0**（75 秒）

下線は、各評価点における最大の[redacted]を示す

()は発生時間のずれ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.28表　ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層と常神半島陸上地すべりの組み合わせによる津波水位評価結果

波源モデル				水位下降側	
地震に起因する津波	地震以外に起因する津波		発生時間の不確かさ	最低水位 T.P. (m)	[redacted]
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（関西電力モデル）	常神半島陸上地すべり（Watts 他による方法）	Lts7	60 秒間	-0.9	0.0
		Lts12	60 秒間	-0.9	0.0
		Lts16	60 秒間	-0.9	0.0
	常神半島陸上地すべり（運動学的手法）	Lts7	60 秒間	-0.9	0.0
		Lts12	60 秒間	-0.9	0.0
		Lts16	60 秒間	-1.2	0.0
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）	常神半島陸上地すべり（Watts 他による方法）	Lts7	60 秒間	-1.0	0.0
		Lts12	60 秒間	-1.0	0.0
		Lts16	60 秒間	-1.0	0.0
	常神半島陸上地すべり（運動学的手法）	Lts7	60 秒間	-1.0	0.0
		Lts12	60 秒間	-1.0	0.0
		Lts16	60 秒間	-1.3	0.0

第6.2.29表　一体計算による津波水位評価結果

波源モデル	発生時間のずれ	水位上昇側	水位下降側	
		[redacted] 最高水位 T.P. (m)	[redacted] 最低水位 T.P. (m)	[redacted]
若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＢ（Kinematic モデルによる方法）	0 秒	4.2	－	－
若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＣ（Watts 他の予測式）	12 秒	4.2	－	－
	15 秒	4.2	－	－
ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）と常神半島陸上地すべり Lts7（運動学的手法）	51 秒	4.1	－	－
	54 秒	4.1	－	－
若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＣ（Kinematic モデルによる方法）	75 秒	－	-2.1	2.1

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.30表　各波源及び一体計算による津波水位評価結果

波源モデル				水位上昇側	水位下降側		
				最高水位 T.P. (m)	最低水位 T.P. (m)		
地震に起因する津波	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（関西電力モデル）			3.3	-0.8	0.0	
	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）			3.7	-1.0	0.0	
地震以外に起因する津波	海底地すべり	エリアＡ (Es-G3)	Watts 他の予測式	0.6	-0.1	0.0	
			Kinematic モデルによる方法	1.3	-0.6	0.0	
		エリアＢ (Es-K5)	Watts 他の予測式	1.5	-0.6	0.0	
			Kinematic モデルによる方法	3.1	-1.4	0.0	
		エリアＣ (Es-T2)	Watts 他の予測式	2.9	-1.4	0.0	
			Kinematic モデルによる方法	2.6	-2.0	1.7	
	陸上地すべり	Lm1,2	Watts 他による方法	0.7	-0.1	0.0	
			運動学的手法	0.7	-0.1	0.0	
		Le5	Watts 他による方法	1.0	-0.3	0.0	
			運動学的手法	1.2	-0.3	0.0	
		Lts7	Watts 他による方法	1.4	-0.4	0.0	
			運動学的手法	2.2	-0.6	0.0	
		Lts12	Watts 他による方法	1.4	-0.2	0.0	
			運動学的手法	1.9	-0.5	0.0	
		Lts16	Watts 他による方法	1.1	-0.2	0.0	
			運動学的手法	2.7	-1.1	0.0	
行政機関の波源モデル	若狭海丘列付近断層（福井県モデル）			2.8	-1.2	0.0	
	越前堆列付近断層（福井県モデル）			2.8	-0.8	0.0	
	日本海東縁部の断層（秋田県モデル）			2.0	-1.3	0.0	
津波の組み合わせ	若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＢ（Kinematic モデルによる方法）		0 秒ずれ	**4.2**	－	－	基準津波 4
	若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＣ（Watts 他の予測式）		12 秒ずれ	4.2	－	－	
			15 秒ずれ	**4.2**	－	－	基準津波 5
	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層(すべり角 35 度)と常神半島陸上地すべり Lts7（運動学的手法）		51 秒ずれ	4.1	－	－	
			54 秒ずれ	4.1	－	－	
	若狭海丘列付近断層（福井県モデル）と隠岐トラフ海底地すべりエリアＣ（Kinematic モデルによる方法）		75 秒ずれ	－	-2.1	**2.1**	基準津波 6

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.2.31表　３号炉取水口前及び３号炉放水口前における評価結果

波源モデル	周辺地形の反映の有無	発生時間のずれ	水位上昇側		水位下降側	基準津波
			３号炉取水口前	３号炉放水口前	３号炉取水口前	
			最高水位 T.P. (m)	最高水位 T.P. (m)	最低水位 T.P. (m)	
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＢ（Kinematic モデルによる方法）の組み合わせ	あり	０秒	2.8	3.6※1	－	基準津波４
	なし	６秒	2.8	3.4※1	－	基準津波２
	なし	69 秒	3.3	3.2	－	基準津波１
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＣ（Watts 他の予測式）の組み合わせ	あり	15 秒	2.8	2.9	－	基準津波５
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＣ（Kinematic モデルによる方法）の組み合わせ	なし	72 秒	－	－	-1.6	基準津波３
	あり	75 秒	－	－	-1.6	基準津波６

※1：基準津波４の最高水位は、３号炉放水口天端からの落水の影響で生じる短周期の過剰な水位変動が生じており、実質的な最高水位は基準津波２と同程度の可能性がある。

第6.2.32表　[redacted]及び[redacted]における評価結果

波源モデル	周辺地形の反映の有無	発生時間のずれ	水位上昇側	水位下降側		基準津波
			[redacted]	[redacted]		
			最高水位 T.P. (m)	最低水位 T.P. (m)	[redacted]	
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＢ（Kinematic モデルによる方法）の組み合わせ	あり	０秒	4.2	－	－	基準津波４
	あり	６秒	3.9	－	－	基準津波２
	あり	69 秒	3.4	－	－	基準津波１
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＣ（Watts 他の予測式）の組み合わせ	あり	15 秒	4.2	－	－	基準津波５
福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアＣ（Kinematic モデルによる方法）の組み合わせ	あり	72 秒	－	-2.2	2.1	基準津波３
	あり	75 秒	－	-2.1	2.1	基準津波６

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.3.1表(1)　砂移動に関する数値計算条件

設定項目	設定値
砂移動モデル	・藤井他(1998)[51]による手法 ・高橋他(1999)[52]による手法
解析領域	美浜発電所周辺海域（東西約 7.9km、南北約 15.6km の範囲）
空間格子間隔	6.25m
時間格子間隔	0.10 秒
沖側境界条件	・津波の数値シミュレーションで得られる水位及び線流量を砂移動の数値シミュレーションの沖側境界条件とする ・解析領域外への砂流出を考慮する
陸域境界条件	完全反射条件
浮遊砂体積濃度の上限値	藤井他(1998)[51]による手法：1%、5% 高橋他(1999)[52]による手法：1%
砂の粒径	３号炉取水口前評価時：0.309 mm　（海底土質調査より設定） [redacted]評価時：0.388 mm　[redacted]周辺の底質調査より設定）
砂粒の密度	３号炉取水口前評価時：2.649 g/cm^3　（海底土質調査より設定） [redacted]評価時：2.628 g/cm^3　[redacted]周辺の底質調査より設定）
海水の密度	1.03 g/cm^3
空隙率	0.4 (高橋他(1992)[61])
マニングの粗度係数	0.03 (土木学会(2016)[8])
限界摩擦速度	岩垣式で算定
計算潮位	T.P.0.00m
計算時間	地震発生後 3.0 時間
初期砂層厚	・コンクリートブロック、捨石等による海底面被覆部を除いて、沖合まで初期砂層厚は無限厚さ。 ・被覆部は、竣工図を基本とし、深浅測量の結果から、初期砂層厚ゼロとし、被覆面天端以深には洗掘が生じないとする。 ・[redacted]評価時は、底質調査において砂が採取されなかった範囲については初期砂層厚をゼロとし、それ以外の範囲については初期砂層厚を無限厚さとする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第6.3.1表(2)　砂移動に関する数値計算条件

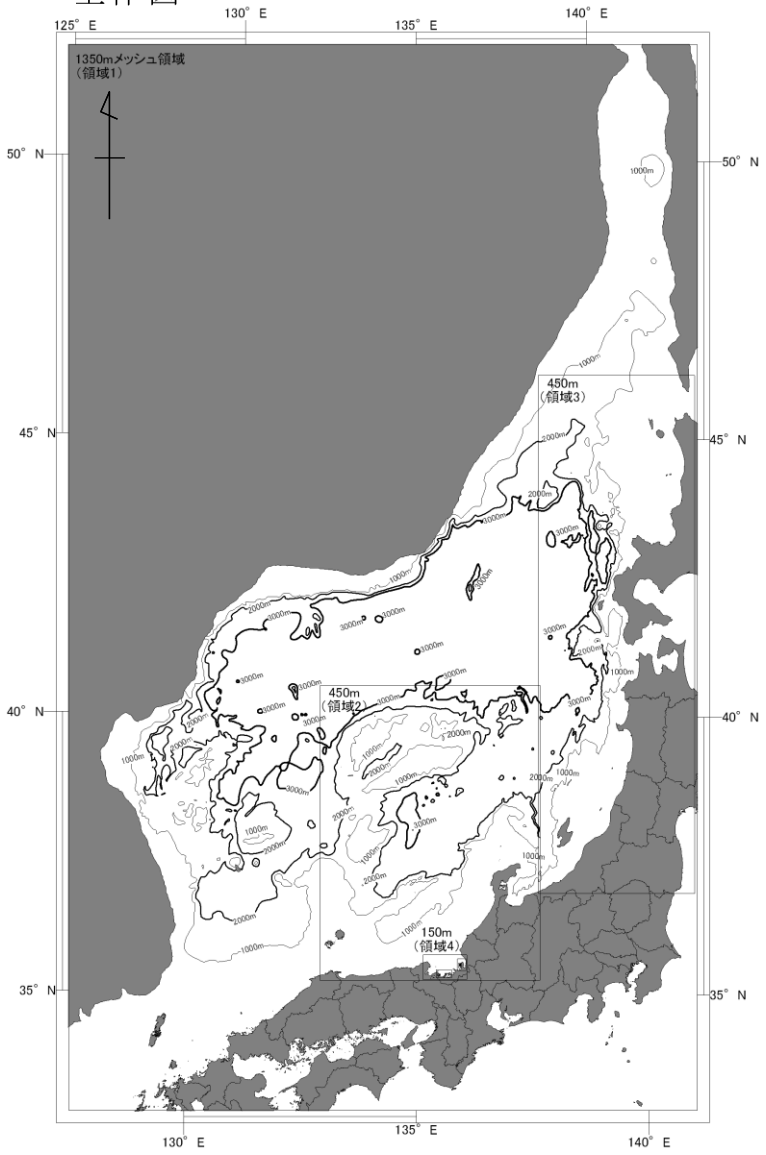
項目	藤井他(1998)[51]の手法	高橋他(1999)[52]の手法
掃流層の流砂連続式	$\frac{\partial Z}{\partial t}+\alpha\left(\frac{\partial Q}{\partial x}\right)+\frac{E-S}{\sigma(1-\lambda)}=0$	$\frac{\partial Z}{\partial t}+\frac{1}{1-\lambda}\left(\frac{\partial Q}{\partial x}+\frac{E-S}{\sigma}\right)=0$
浮遊層の流砂連続式	$\frac{\partial C}{\partial t}+\frac{\partial (UC)}{\partial x}-\frac{E-S}{D}=0$	$\frac{\partial (C_S D)}{\partial t}+\frac{\partial (MC_S)}{\partial x}-\frac{E-S}{\sigma}=0$
流砂量式	小林他(1996)[53]の実験式 $Q=80\tau_*^{1.5}\sqrt{sgd^3}$	高橋他(1999)[52]の実験式 $Q=21\tau_*^{1.5}\sqrt{sgd^3}$
浮遊砂層への巻き上げ量算定式	$E=\frac{(1-\alpha)Qw^2\sigma(1-\lambda)}{Uk_z\left[1-\exp\left\{\frac{-wD}{k_z}\right\}\right]}$	高橋他(1999)[52]の実験式 $E=0.012\tau_*^{2}\sqrt{sgd}\cdot\sigma$
沈降量の算定式	$S=wC_b$	$S=wC_s\cdot\sigma$
摩擦速度の計算式	log-wake則($u_*/U=\kappa/\{\ln(h/Z_0)-1\}$ にwake関数を付加した式)を鉛直方向に積分した式より算出	マニング則より算出 $u_*=\sqrt{gn^2U\lvert U\rvert/D^{1/3}}$

Z：水深変化量(m)　　t：時間(s)　　x：平面座標　　Q：単位幅、単位時間当たりの掃流砂量($m^3/s/m$)
τ*：シールズ数　　σ：砂粒の密度(g/cm^3)　　ρ：海水の密度(g/cm^3)　　s：=σ/ρ－1
g：重力加速度(m/s^2)　　d：砂の粒径(mm)　　U：流速(m/s)　　D：全水深(m)
η: Manningの粗度係数（=0.03$m^{-1/3}$・s 土木学会(2016)[8]より）
w：土粒子の沈降速度（Rubey式より算出）(m/s)
α：局所的な外力のみに移動を支配される成分が全流砂量に占める比率（=0.1，藤井他(1998)[51]より）
kZ：鉛直拡散係数（0.2κ・u*・h，藤井他(1998)[51]より）(m^2/s)
κ：カルマン定数（=0.4，藤井他(1998)[51]より）
h：水深（m）　　Z0：粗度高さ(=ks/30)(m)　　ks：相当粗度(=d)(m)
C，Cb：浮遊砂濃度、底面浮遊砂濃度（浮遊砂層の連続式より算出）(kg/m^3)
Cs：浮遊砂体積濃度（浮遊砂層の連続式より算出）　　λ：空隙率（=0.4，高橋他(1992)[61]より）

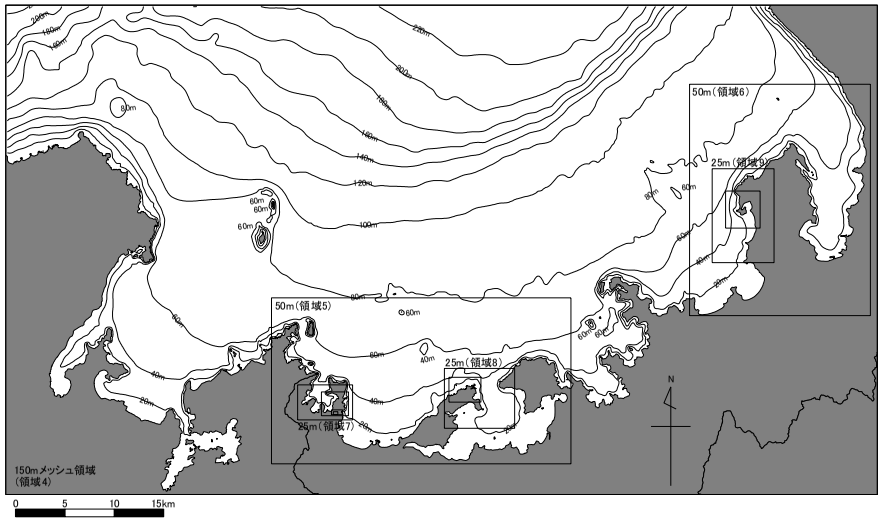


第 6.1.1 図　津波堆積物調査位置図

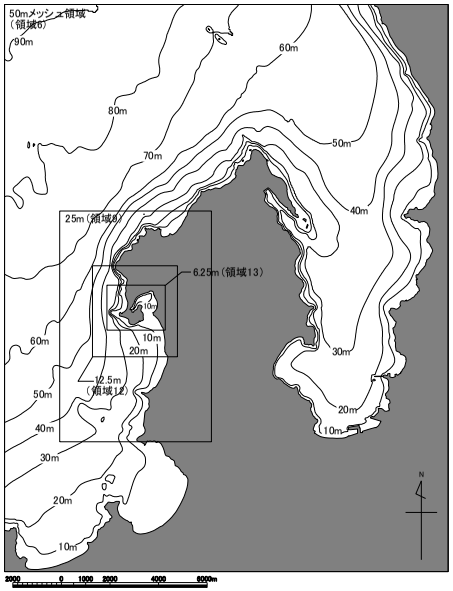
全体図



150m 格子以下の領域



50m 格子以下の領域



第 6.2.1 図　水深分布図

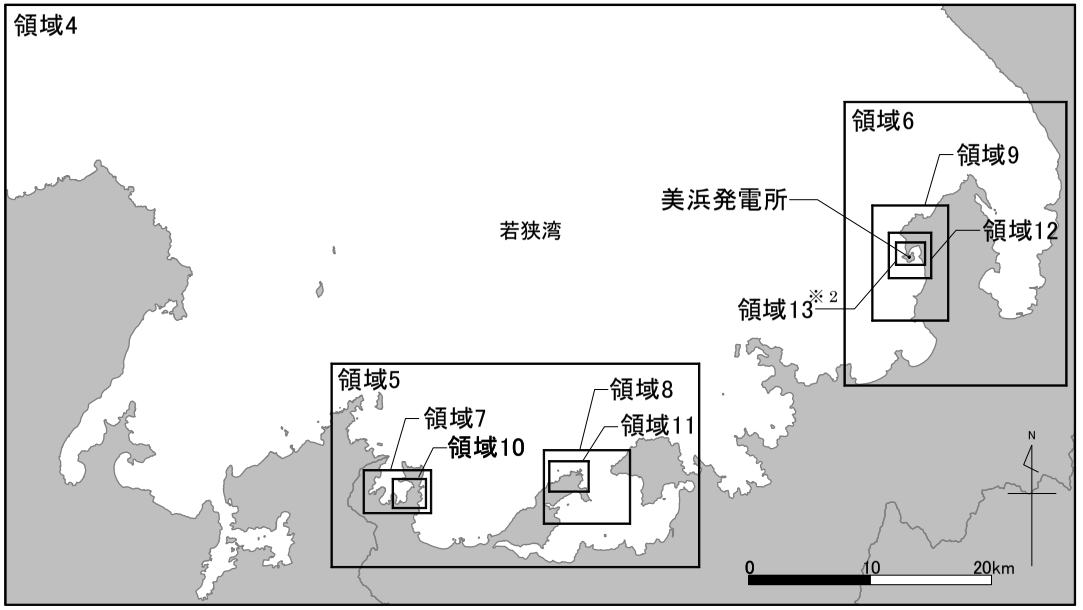


領域番号	空間格子 間隔 Δx(m)	最大 水深 h_{max}(m)	CFL条件 を満たす Δt(sec) ※1
1	1350	3800	4.95
2,3	450	3700	1.67
4	150	240	2.19
5,6	50	90	1.19
7,8,9	25	80	0.63
10,11,12	12.5	60	0.36

※1

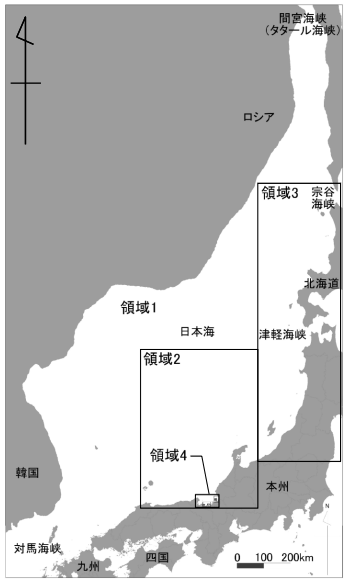
$$\Delta t \leq \frac{\Delta x}{\sqrt{2gh_{max}}}$$

ここに,
Δx: 空間格子間隔
Δt: 時間格子間隔
h_{max}: 最大水深
g: 重力加速度



※2 領域13は使用しない

第 6.2.2 図　概略津波計算モデル（津波伝播計算領域及び空間格子間隔）



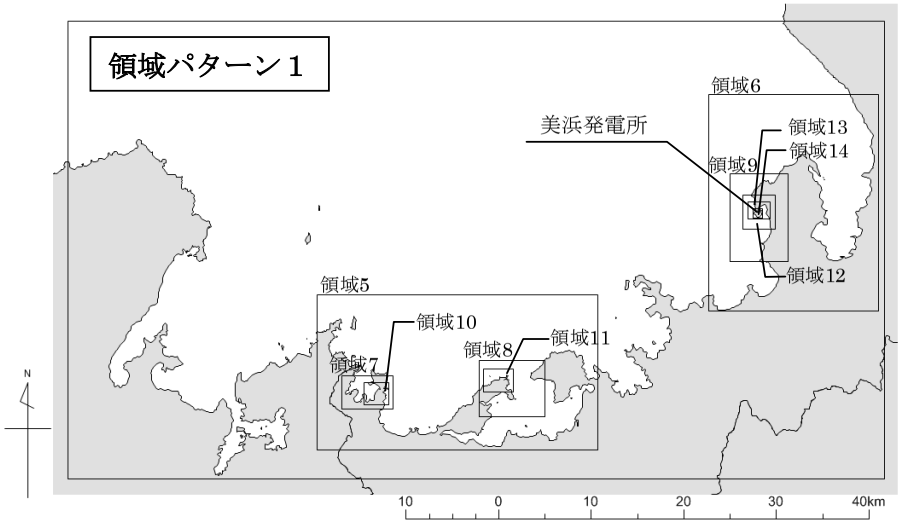
領域番号	空間格子 間隔 Δx(m)	最大 水深 h_{max}(m)	CFL条件 を満たす Δt(sec) ※1
1	1350	3800	4.95
2,3	450	3700	1.67
4	150	240	2.19
5,6,6'※2	50	90	1.19
7,8,9,9'※2	25	80	0.63
10,11,12,12'※2	12.5	60	0.36
13	6.25	40	0.22
14	3.125	24	0.14

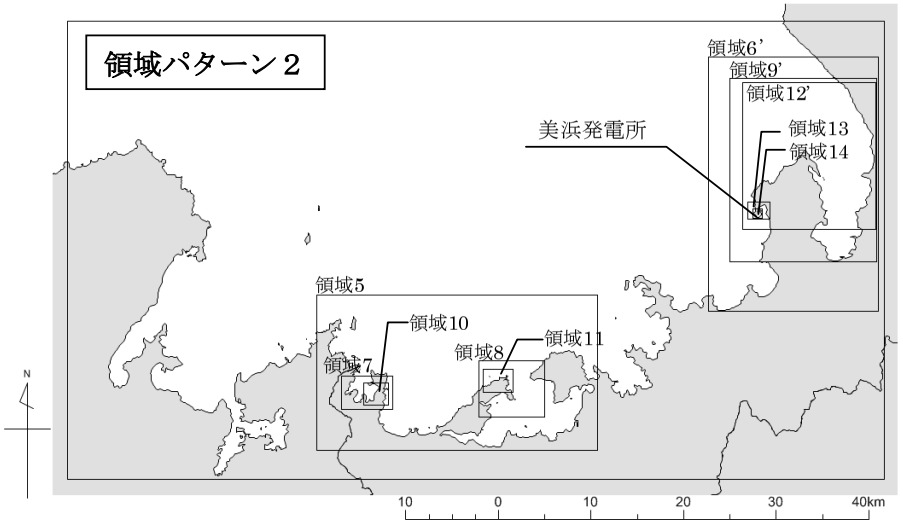
※1

$$\Delta t \leq \frac{\Delta x}{\sqrt{2gh_{max}}}$$

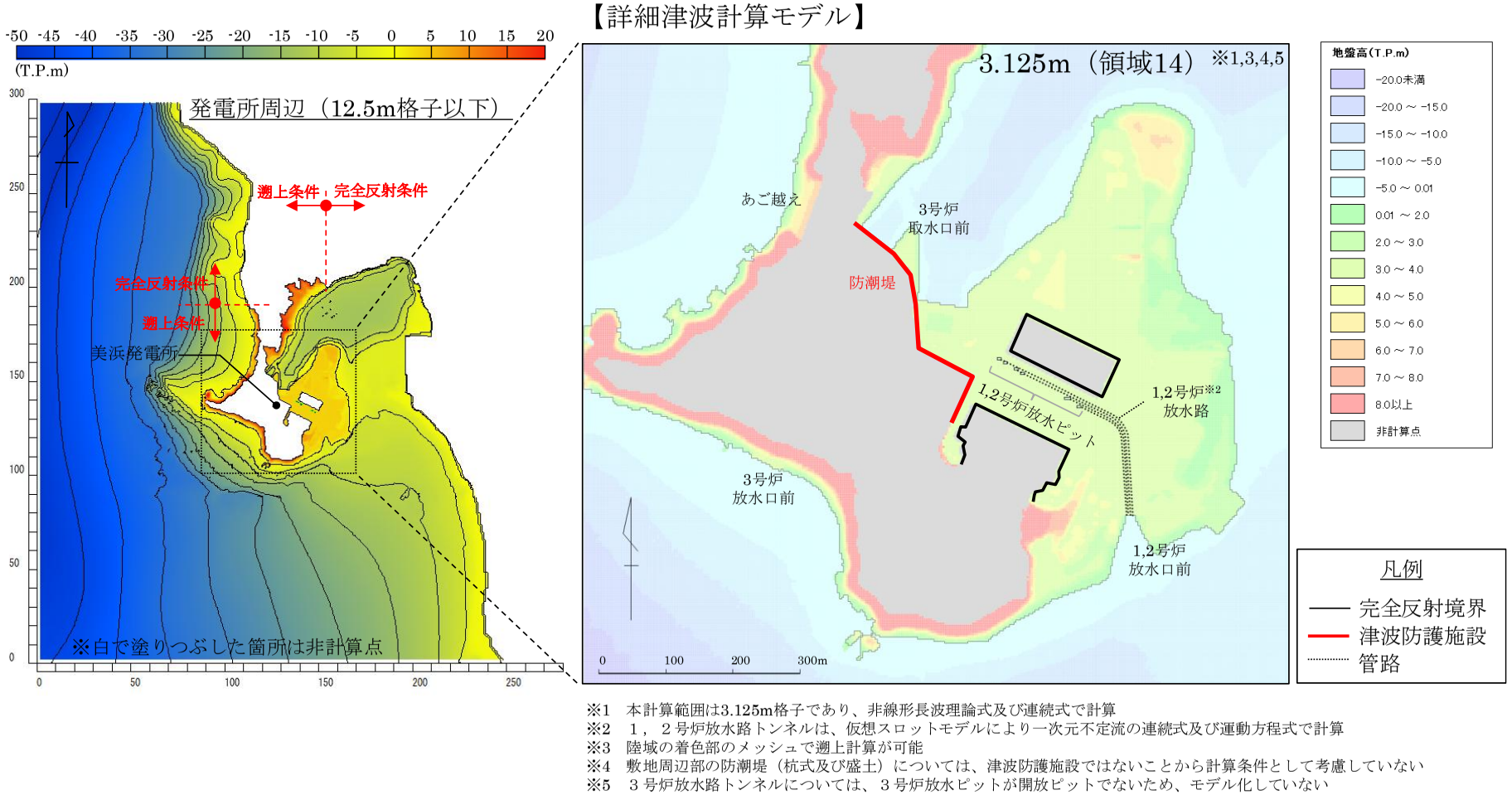
ここに,
Δx: 空間格子間隔
Δt: 時間格子間隔
h_{max}: 最大水深
g: 重力加速度

※2 越前海岸周辺の陸上地すべり計算時には、6'、9'及び12'(領域パターン2)を用いている





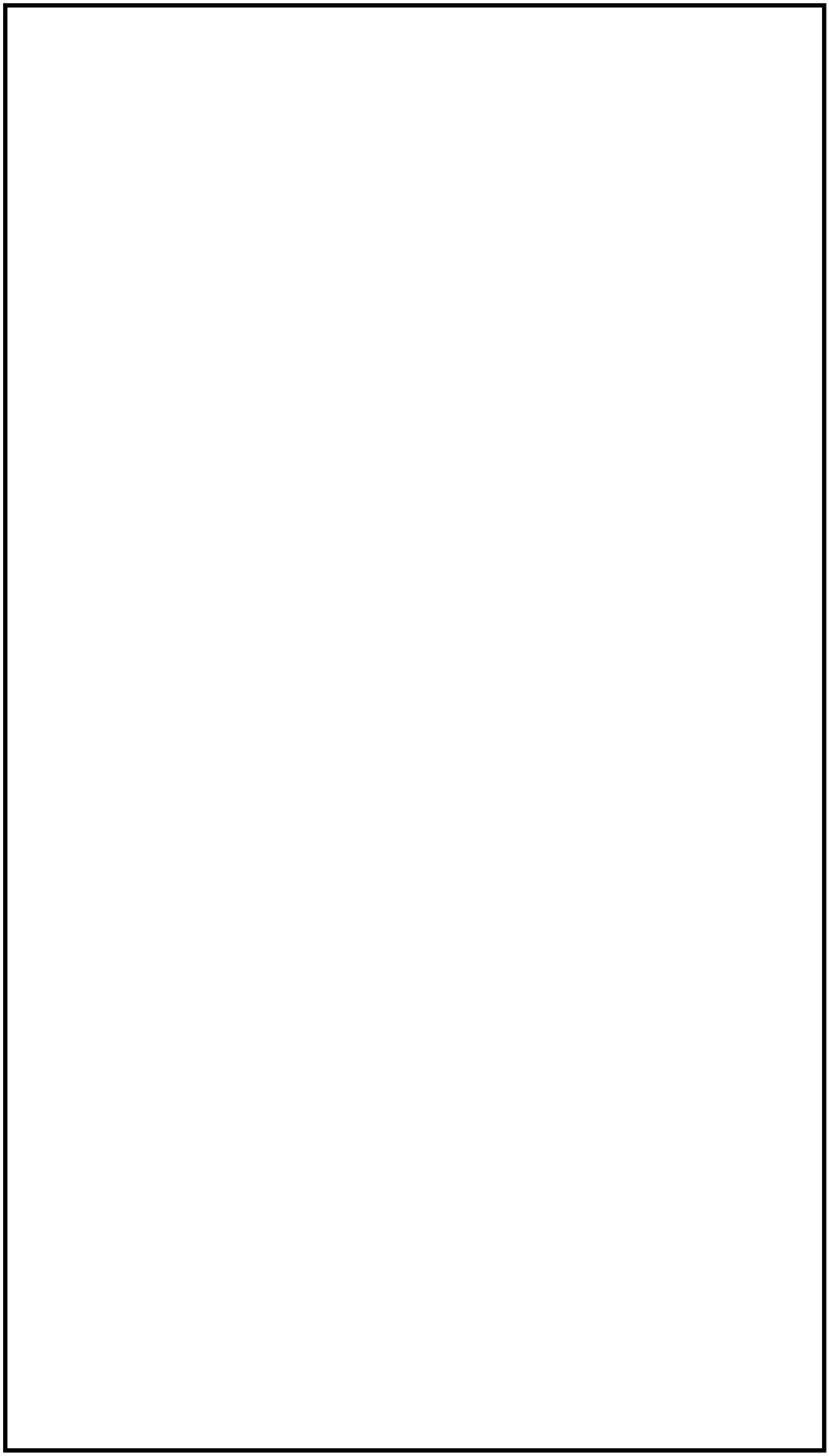
第 6.2.3 図(1) 詳細津波計算モデル（津波伝播計算領域及び空間格子間隔）



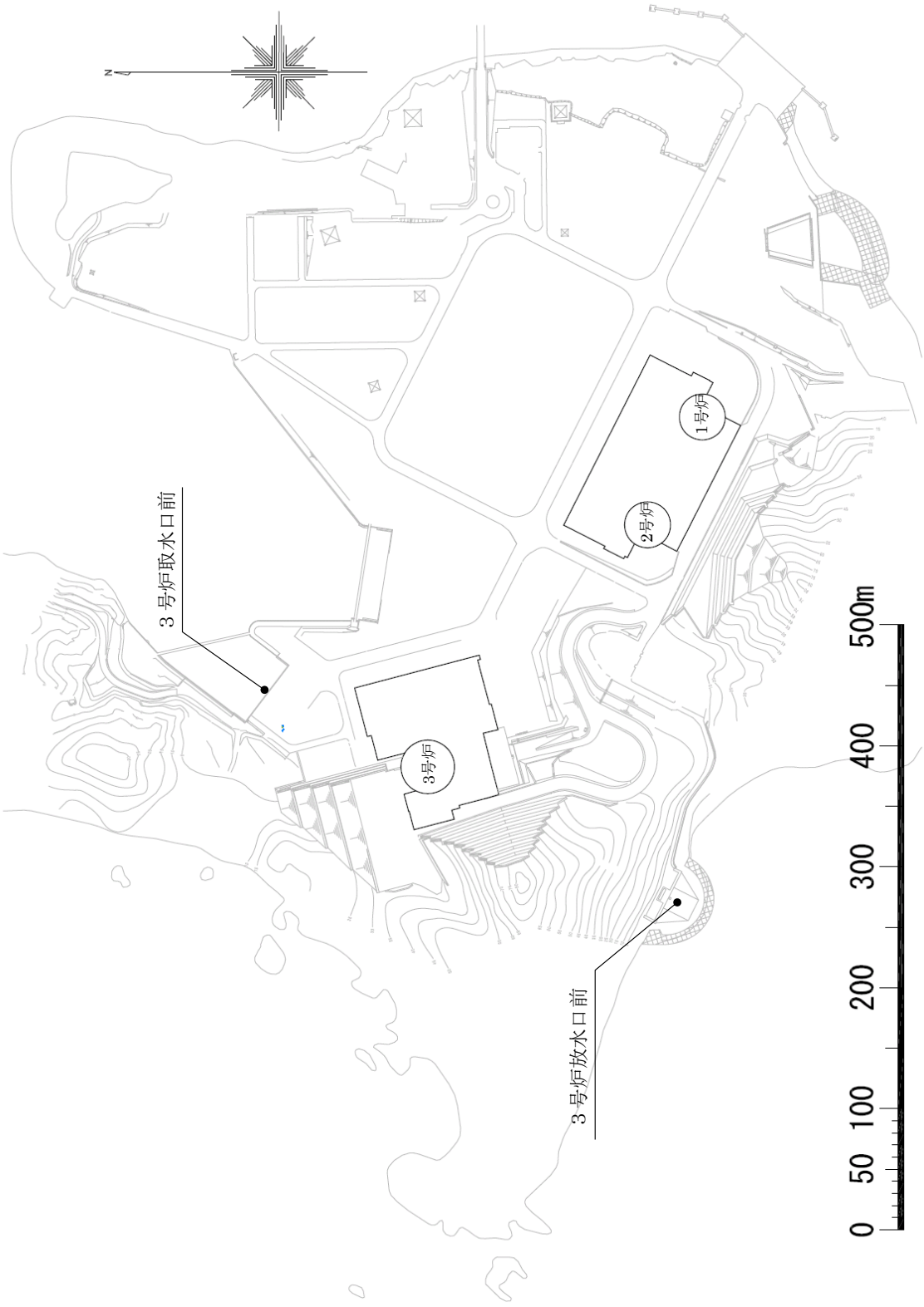
※1　本計算範囲は3.125m格子であり、非線形長波理論式及び連続式で計算
※2　１，２号炉放水路トンネルは、仮想スロットモデルにより一次元不定流の連続式及び運動方程式で計算
※3　陸域の着色部のメッシュで遡上計算が可能
※4　敷地周辺部の防潮堤（杭式及び盛土）については、津波防護施設ではないことから計算条件として考慮していない
※5　３号炉放水路トンネルについては、３号炉放水ピットが開放ピットでないため、モデル化していない

第 6.2.3 図(2)　３号炉取水口前及び３号炉放水口前を評価する場合の詳細津波計算モデル（敷地内）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

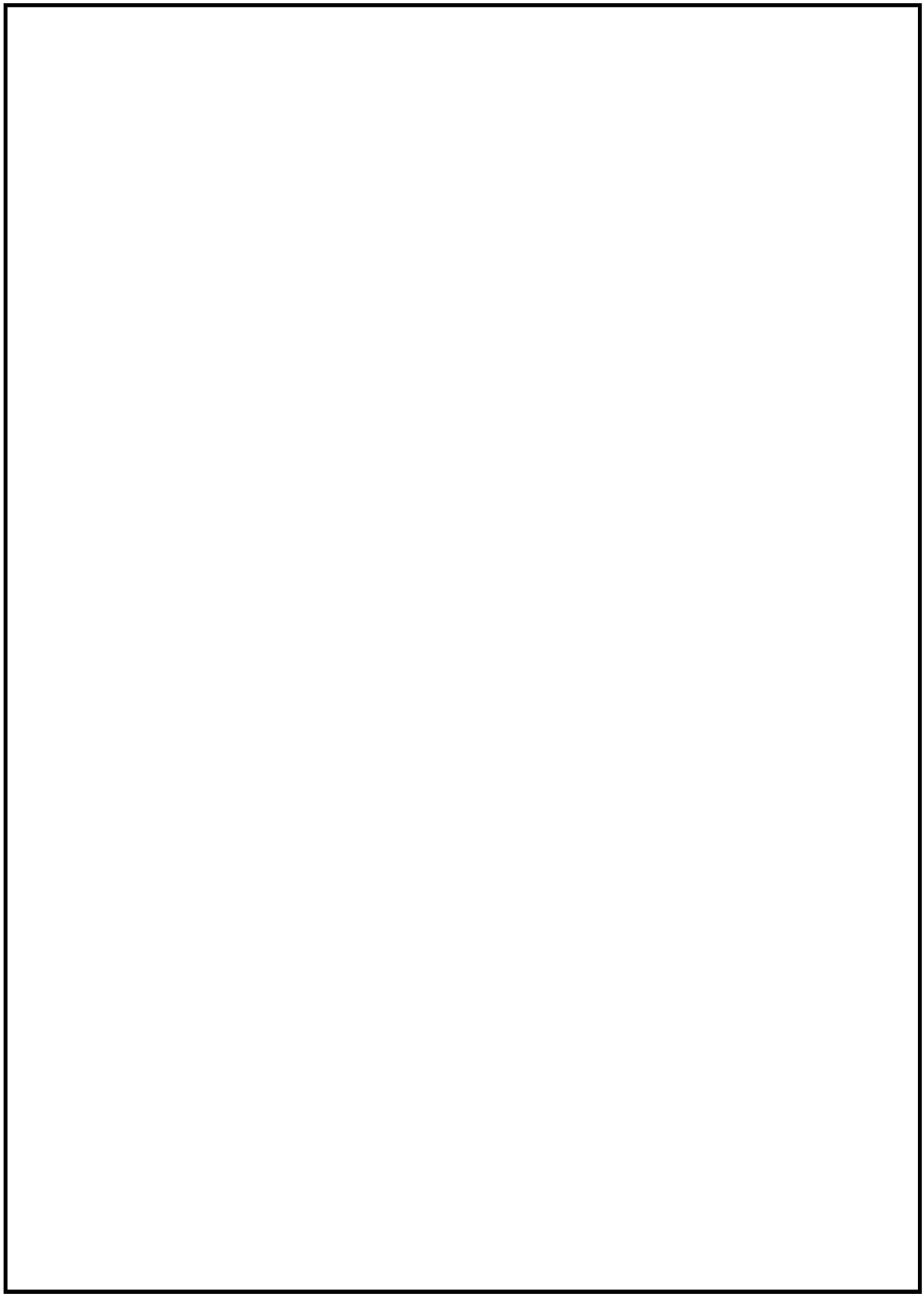


第 6.2.3 図(3)　　及び　　を評価する場合の詳細津波計算モデル（敷地内）



第 6.2.4 図　津波水位評価点位置図

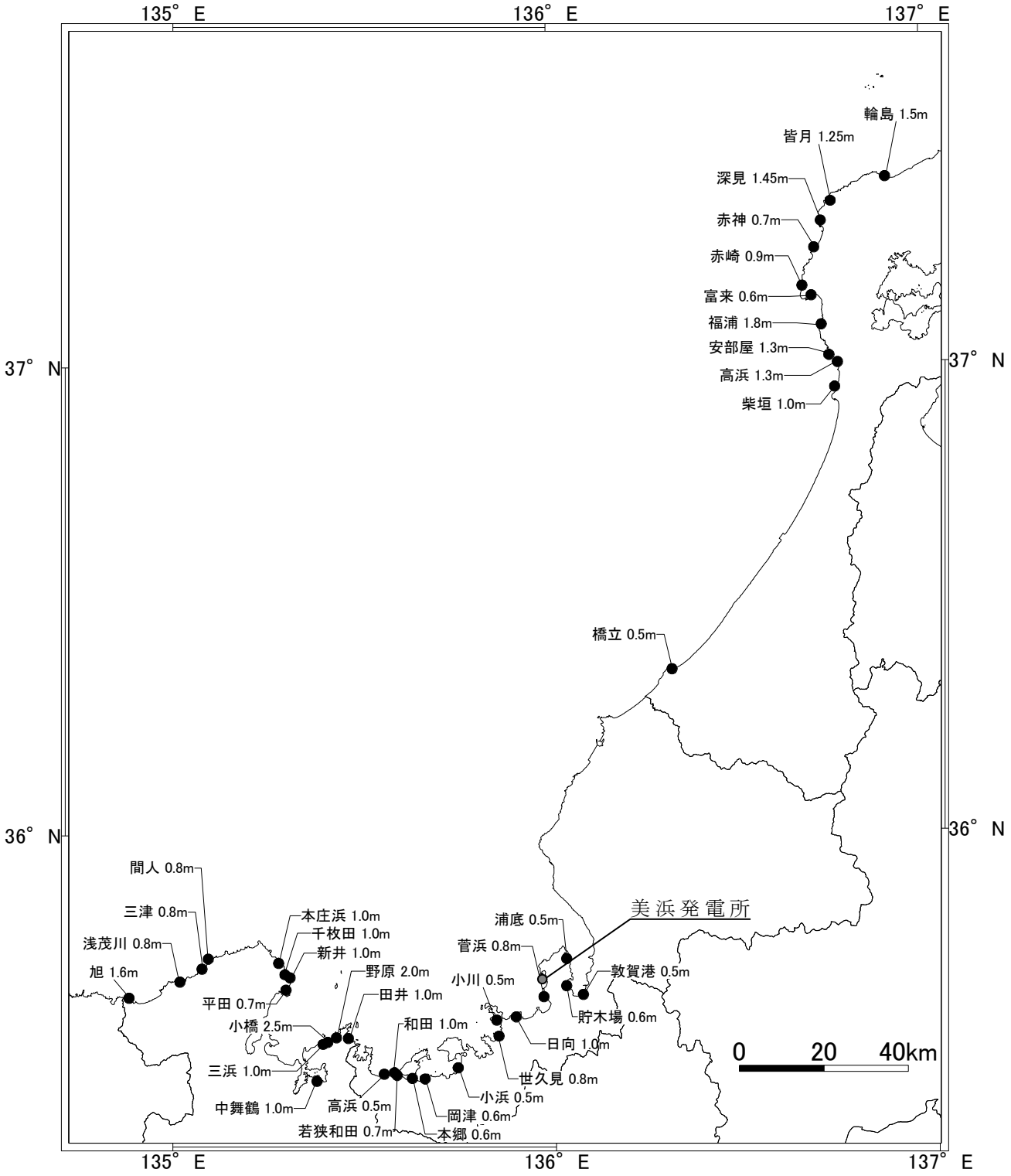
（3 号炉取水口前、3 号炉放水口前）



第 6.2.5 図　津波水位評価点位置図

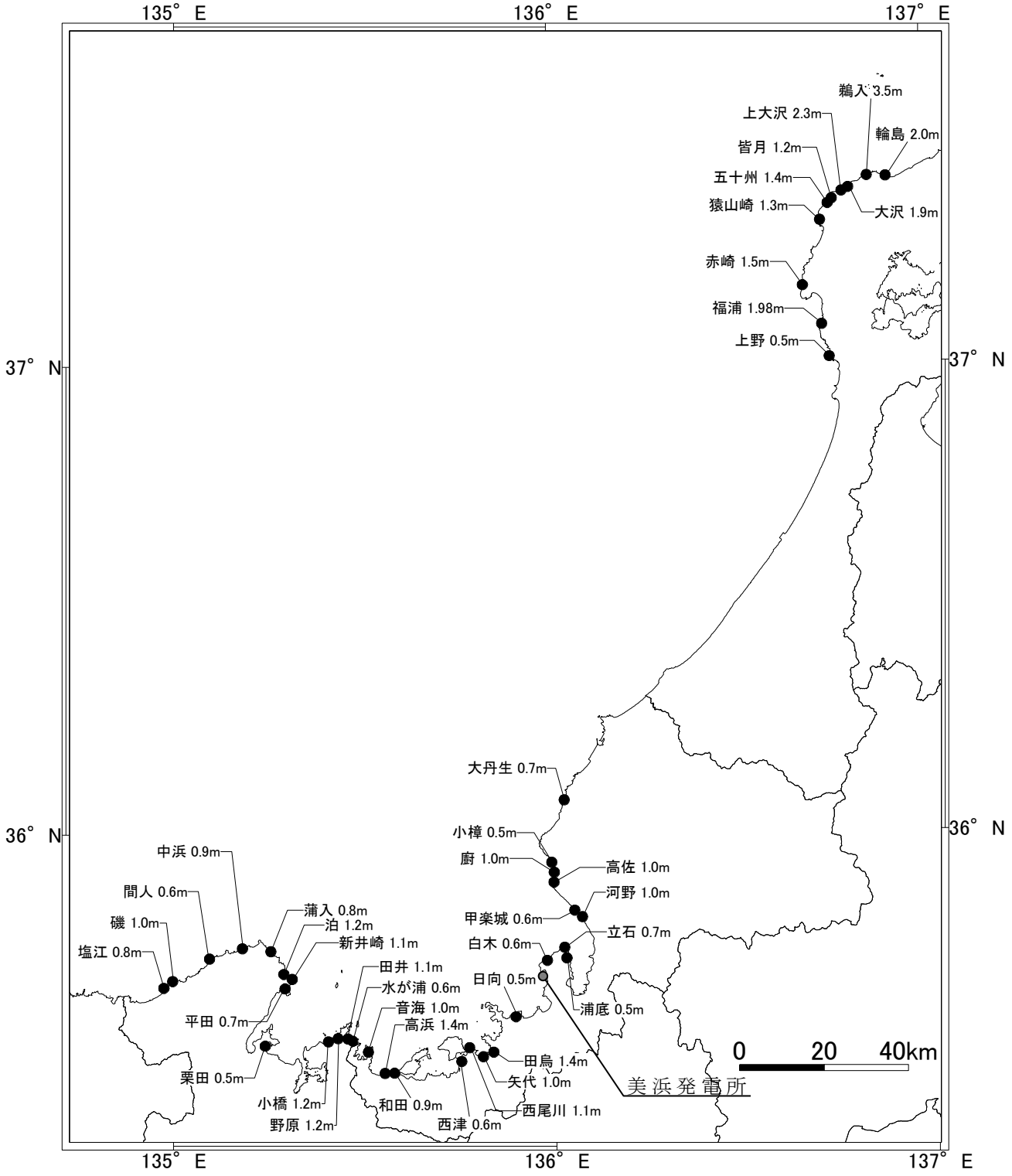
（[redacted]、[redacted]）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



※痕跡高は東北大学工学部津波防災実験所(1984)[11]による

第 6.2.6 図　1983 年日本海中部地震津波による発電所周辺の痕跡高

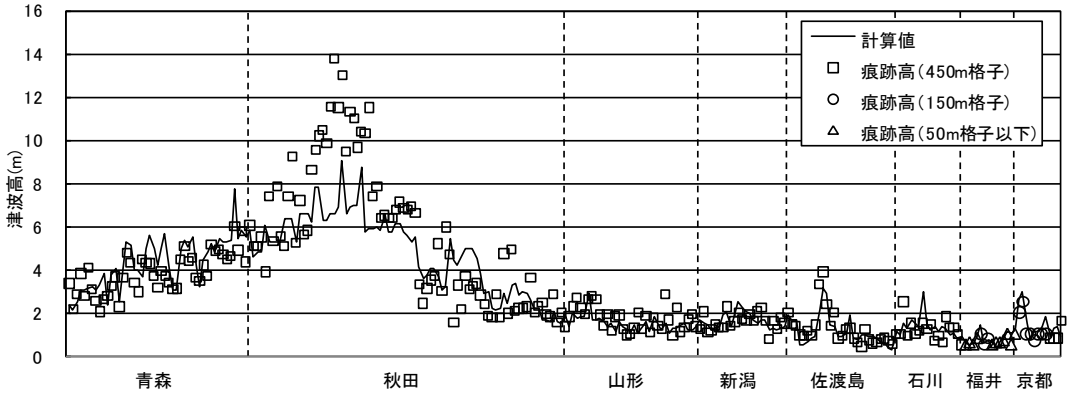


※ 痕跡高は後藤他(1994)[12]、東北大学工学部災害制御研究センター(1994)[13]、首藤他(1997)[14]、阿部他(1994)[15]による

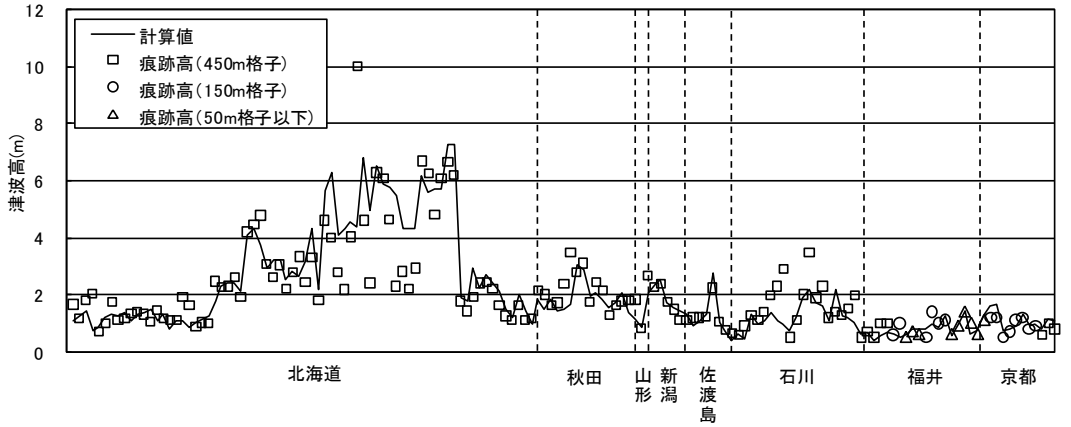
第 6.2.7 図　1993 年北海道南西沖地震津波による発電所周辺の痕跡高

対象津波	地点数 n	幾何平均 K	幾何標準偏差 κ
1983 年日本海中部地震津波	259	1.01	1.37
1993 年北海道南西沖地震津波	153	1.01	1.37

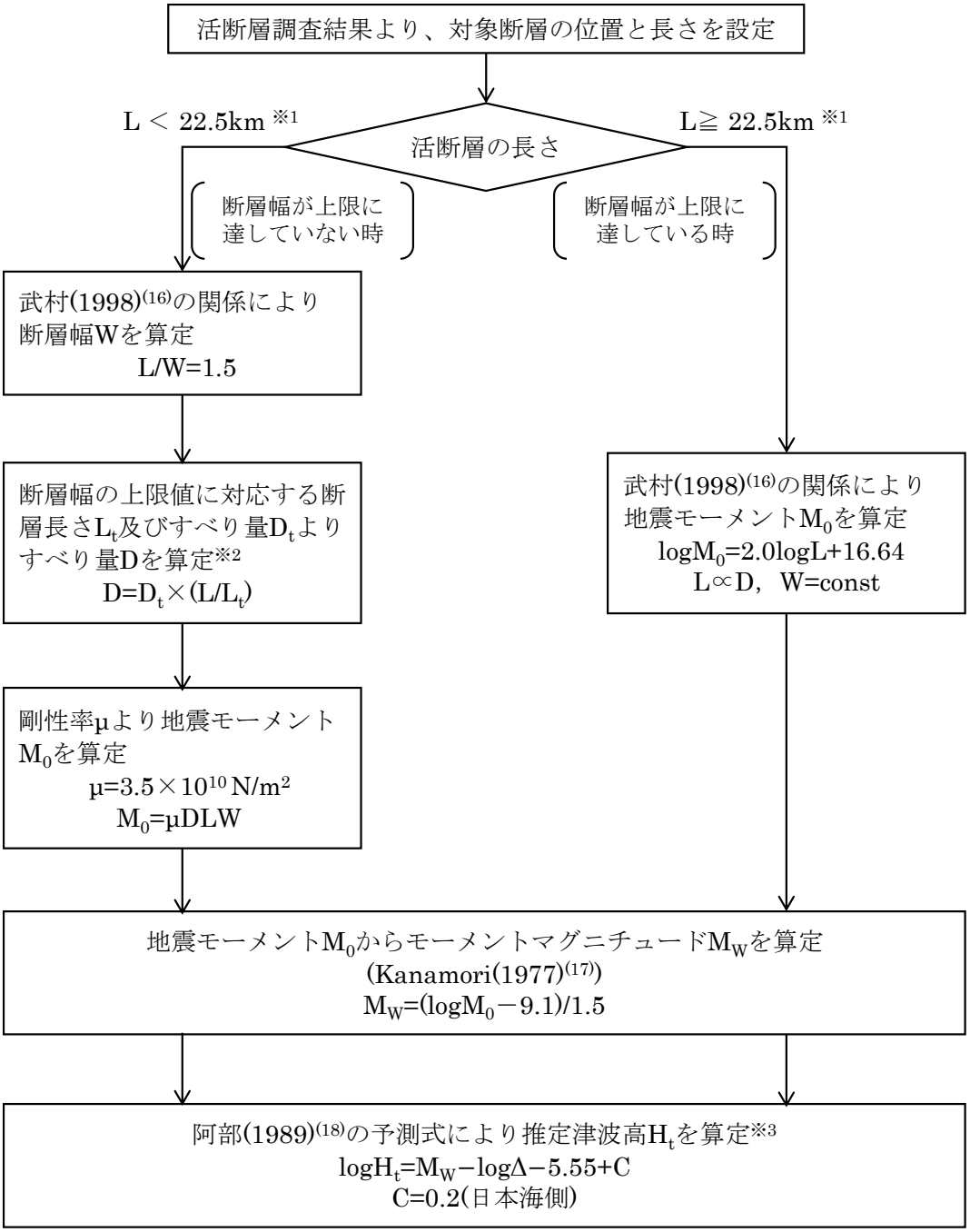
【1983 年日本海中部地震津波】



【1993 年北海道南西沖地震津波】



第 6.2.8 図　津波シミュレーション結果と津波痕跡高との比較

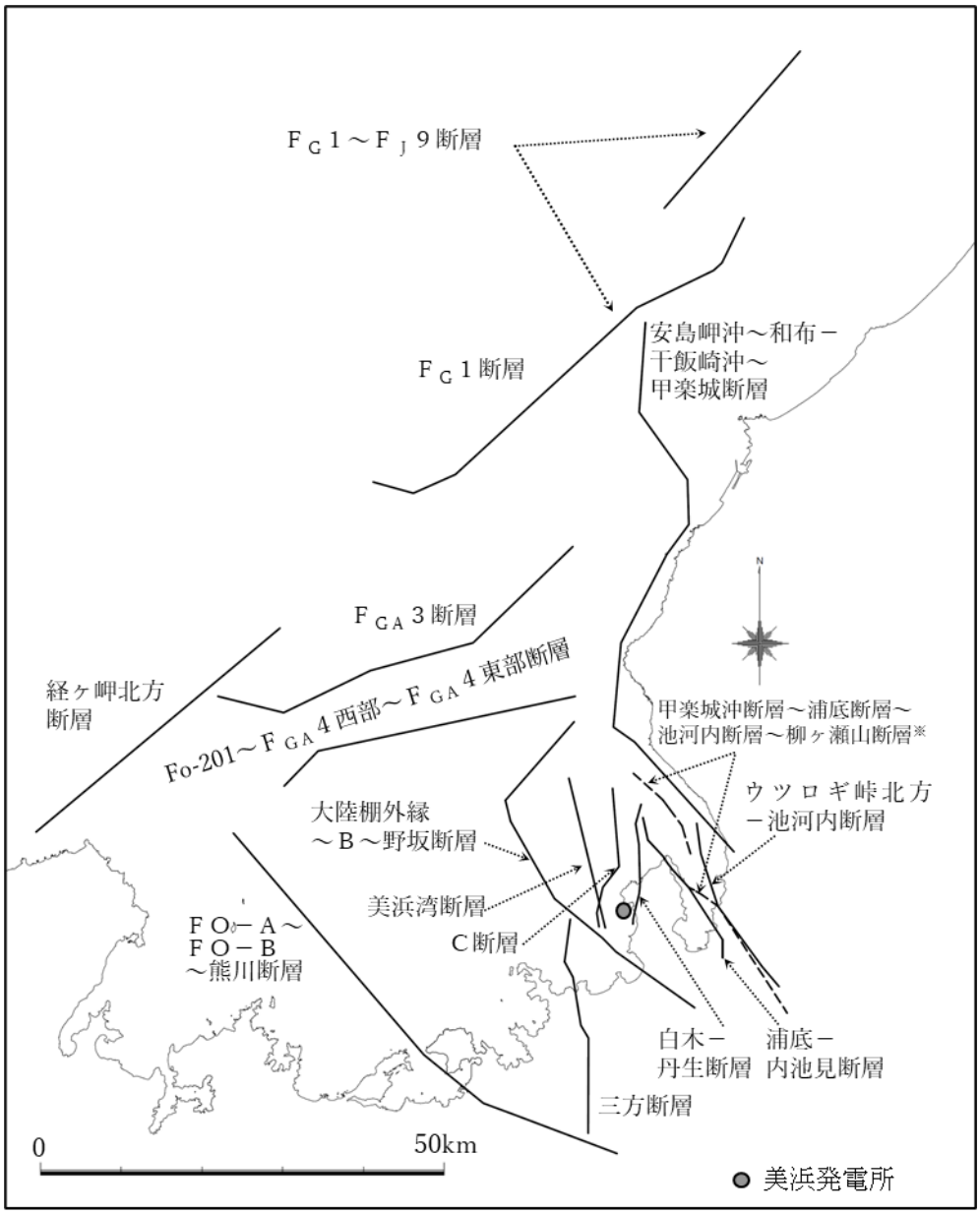


※1 断層幅の上限W_tは、地震発生層の厚さH_eを15kmとし、傾斜角δを90°（45～90°のうちM_Wが最大となる値)とした際には、$W_t=H_e/\sin\delta=15$kmとなる。断層幅の上限に対応する断層長さL_tは、$L_t=1.5W_t=22.5$kmとなる。

※2 断層幅の上限に対応するすべり量Dtは、モーメントマグニチュードを$M_{Wt}=(\log L_t+3.77)/0.75=6.83$、地震モーメントを$M_{0t}=10^{(1.5Mwt+9.1)}=2.21\times10^{19}$Nm、剛性率を$\mu=3.50\times10^{10}$N/m²とした際には、$D_t=M_{0t}/(\mu L_t W_t)=1.87$mとなる。

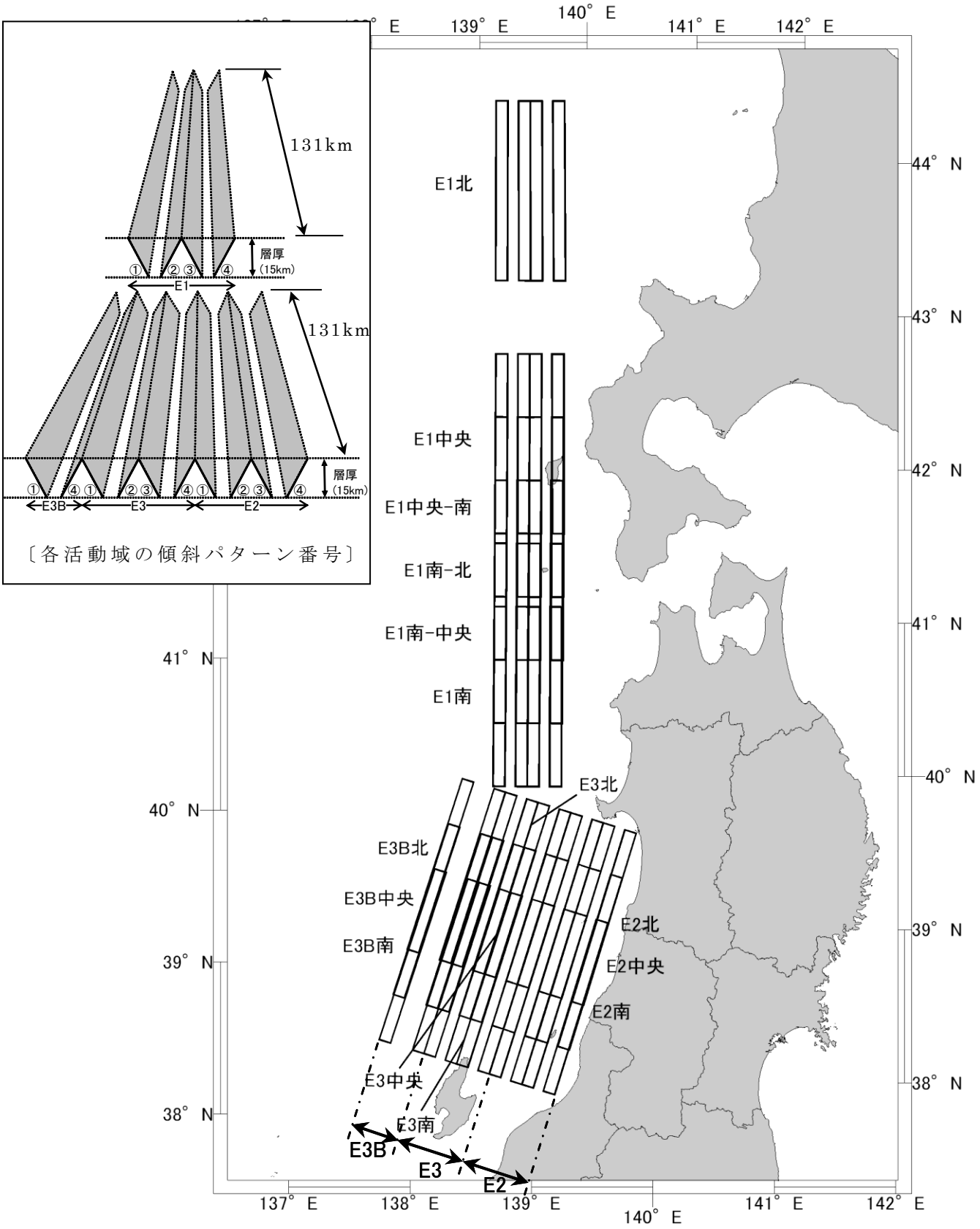
※3 $\log r_0=0.5M_W-2.25$より求まるr_0に対して、$\Delta\leqq r_0$となる場合は$\log H_r=0.5M_W-3.30+C$、C=0.2（日本海側）より求まるH_rを推定津波高とする。

第 6.2.9 図　簡易予測式による推定津波水位の算定フロー

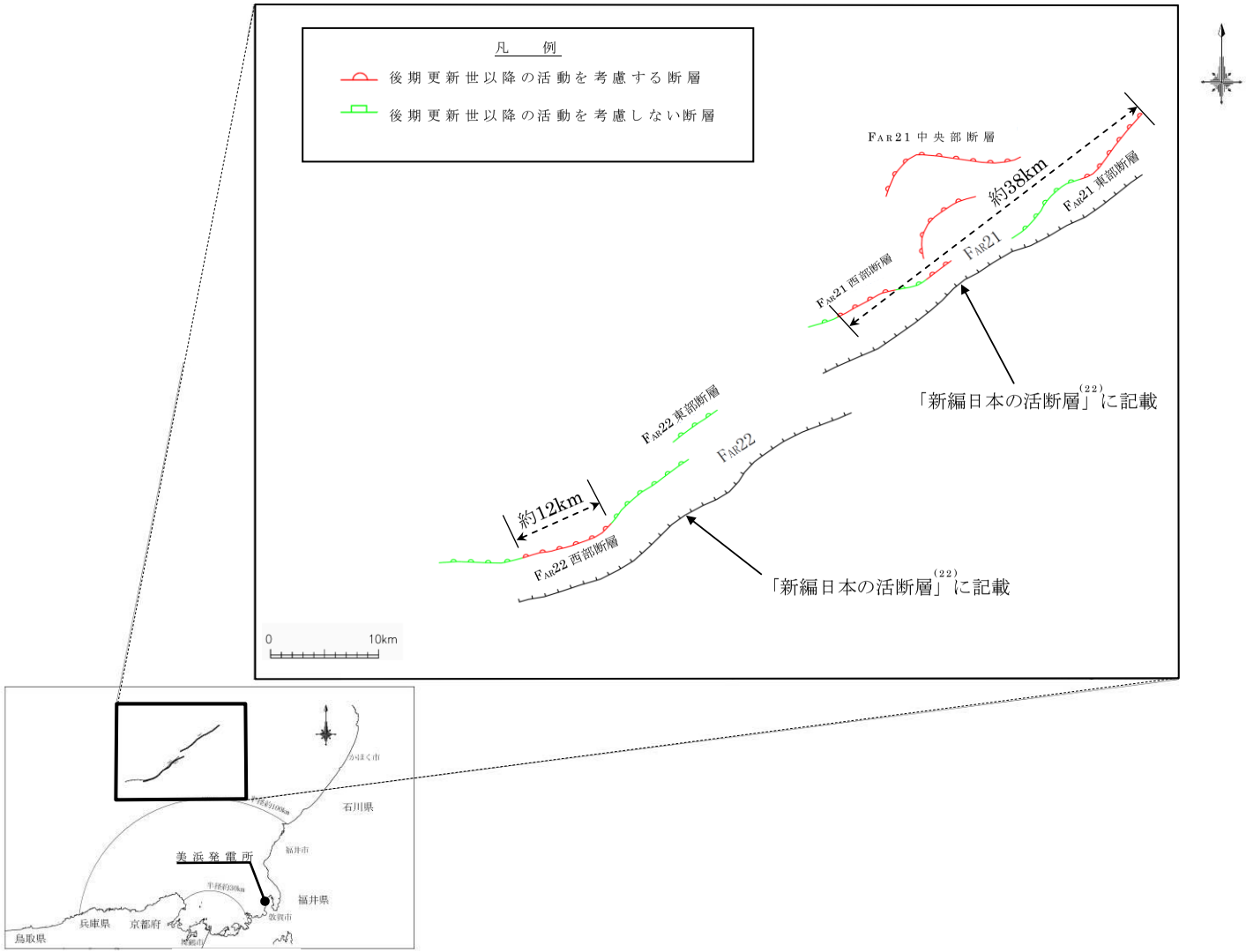


※ 甲楽城沖断層～浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層については、甲楽城沖断層と、浦底断層～池河内断層～柳ヶ瀬山断層が同時活動するものとして評価する（点線）。

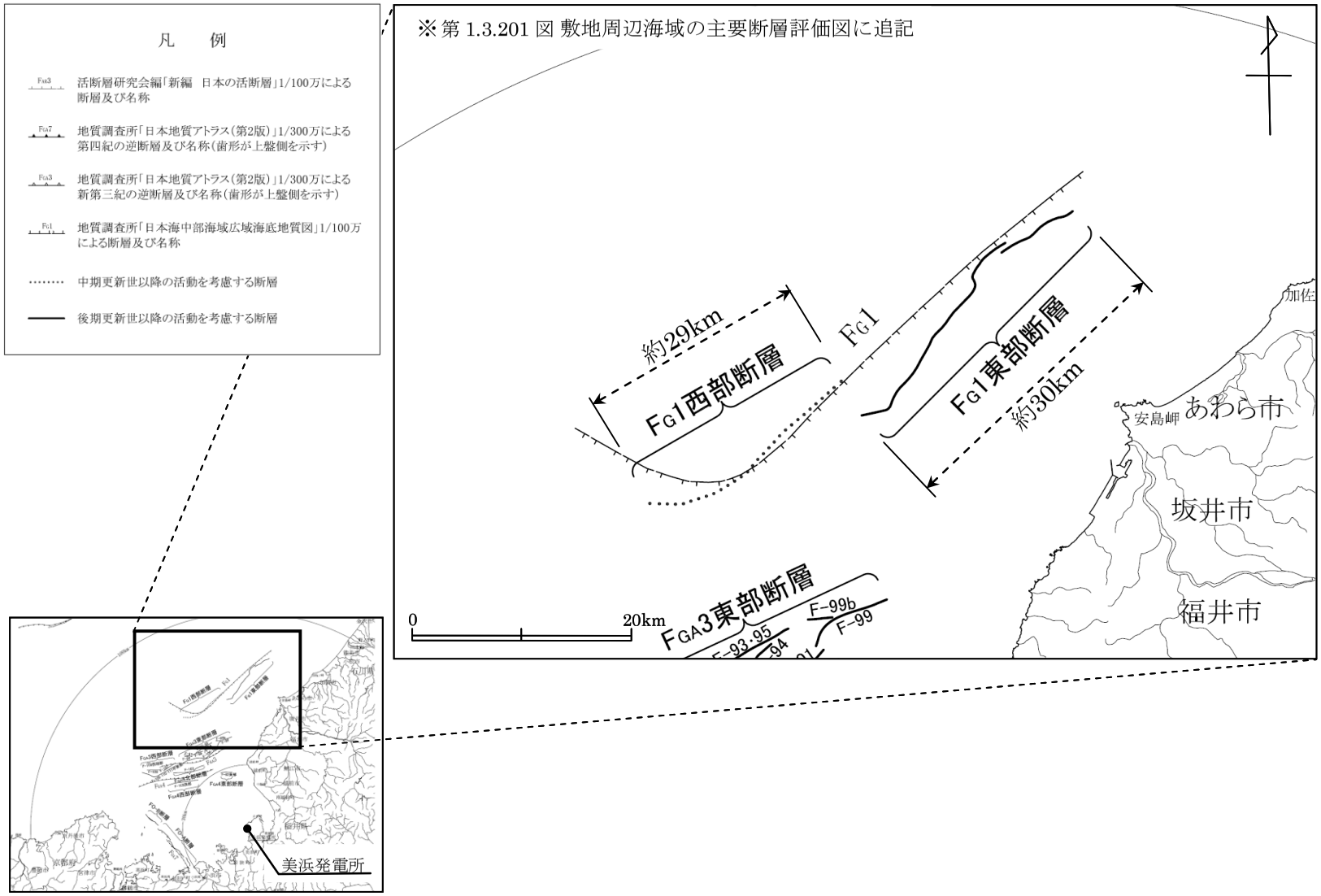
第 6.2.10 図　敷地周辺の海域における検討対象断層



第 6.2.11 図　日本海東縁部における検討対象断層



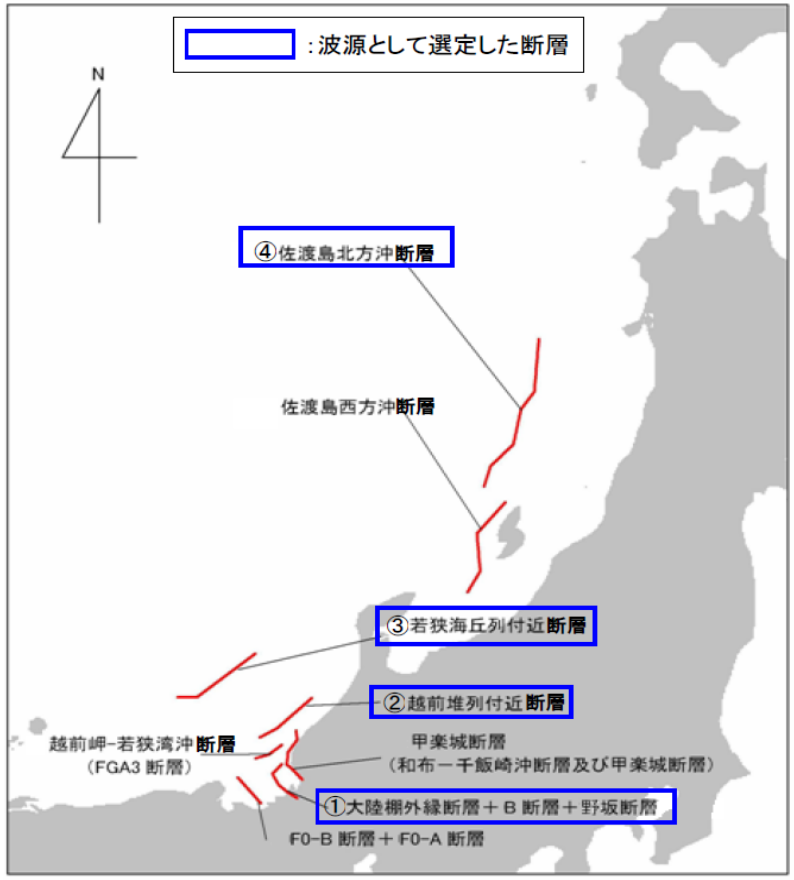
第 6.2.12 図(1)　若狭海丘列付近の断層分布図



第 6.2.12 図(2)　越前堆列付近の断層分布図

【福井県が想定した断層モデル】

断　層	断層長さ (km)	断層幅 (km)	地震規模 Mw	上縁深さ (km)	傾斜角 (°)	すべり角 (°)	すべり量 (m)
若狭海丘列付近断層	90	17.32	7.63	0.1	60	90	6.43
越前堆列付近断層	65	17.32	7.44	0.1	60	90	4.62



福井県(2012)[19]：福井県における津波シミュレーション結果について，平成 24 年 9 月 3 日，福井県 危機対策・防災課.

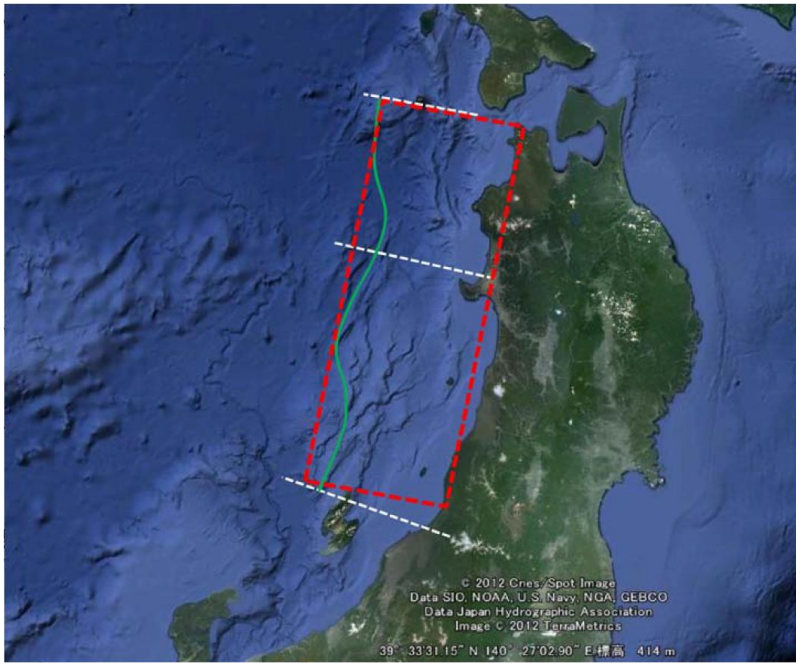
第 6.2.13 図　福井県が想定した波源モデル図

海域A+B+Cが連動した場合の津波断層モデル

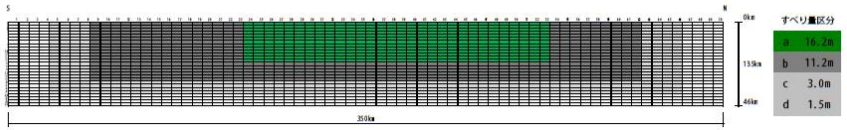
巨視的震源パラメータ	設定方法		
断層モデル原点	地中の上端における南端	38° 17′ 36.8″N 138° 5′ 14.9″E	
走向θ		14 °	
傾斜角δ	東傾斜	20 °	
すべり角γ	逆断層	90 °	
断層モデル上端深さ		0 km	
断層モデル長さL_{model}	海域A、海域B、海域Cの連動	350 km	
断層モデル幅W_{model}	W/L=0.38を摘要し、5kmメッシュでモデル化	135 km	
断層モデル面積S_{model}	$S_{model}=L_{model}\times W_{model}$	47,250 km^2 4.73E+14 cm^2	R=122.6km
マグニチュードM	$logS=M-4.07$ S:km^2	8.7	
剛性率μ	3.50×10^{11}dyne-cmと仮定	3.50E+11 dyne/cm^2 3.50E+10 N/m^2	
平均すべり量D_{model}	$logD_{model}=10^{-10.2}\times(\mu S)^{0.5}$	811 cm 8.1 m	
地震モーメントM_0	$M_0=\mu\cdot D\cdot S$	1.34E+29 dyne-cm 1.34E+22 Nm	
モーメントマグニチュードMw	$Mw=(logM_0-16.1)/1.5$ M_0:dyne-cm	8.69	

秋田県（2012）：「地震被害想定調査」に係る津波関連データについて

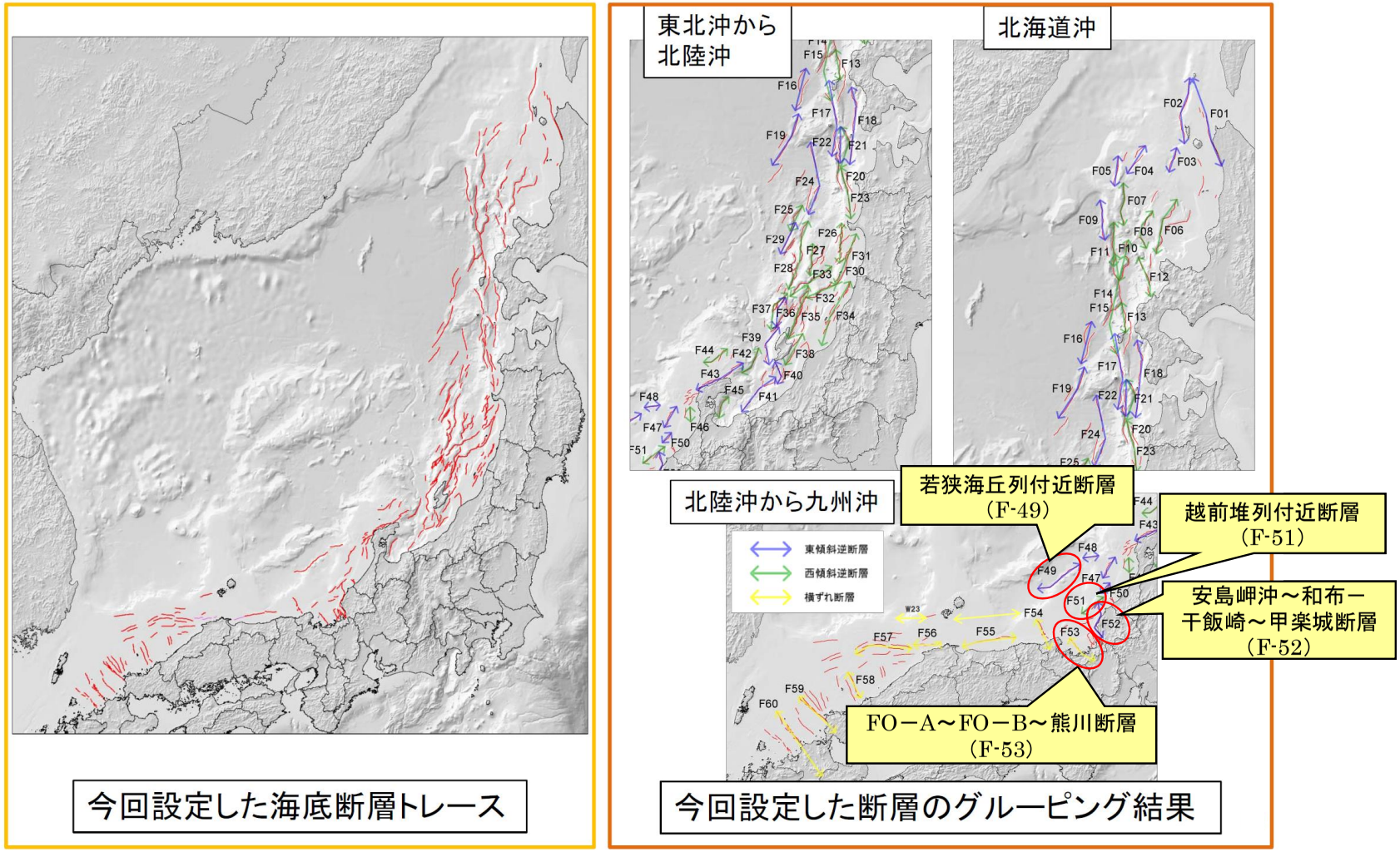
（2013年1月31日更新）津波浸水シミュレーション参考資料（秋田県HPより抜粋）(20)



【海域A+B+C、大すべり域(面積比20%)を断層中央から15km北側に配置】



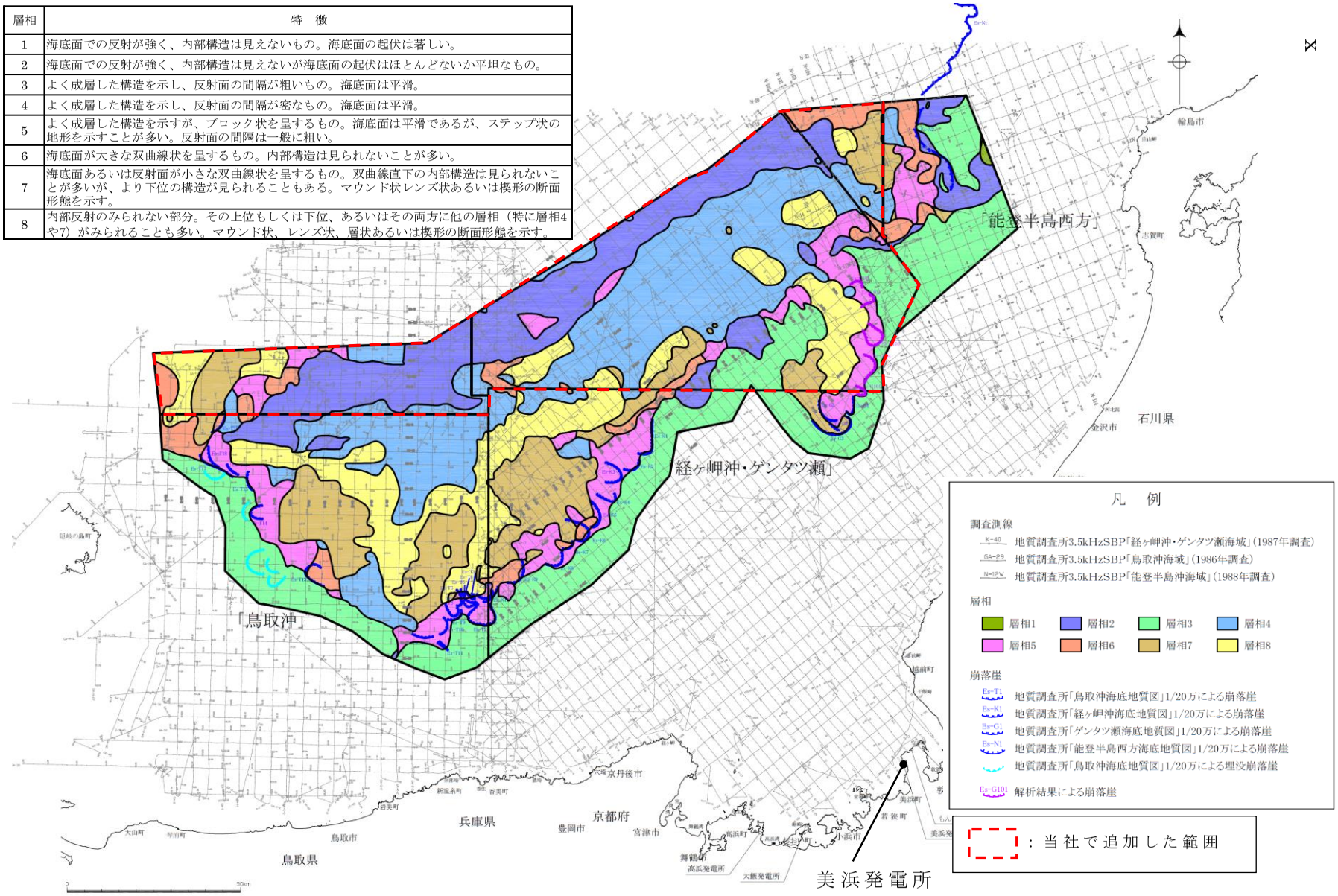
第 6.2.14 図　日本海東縁部の波源（秋田県モデル）の波源モデル図



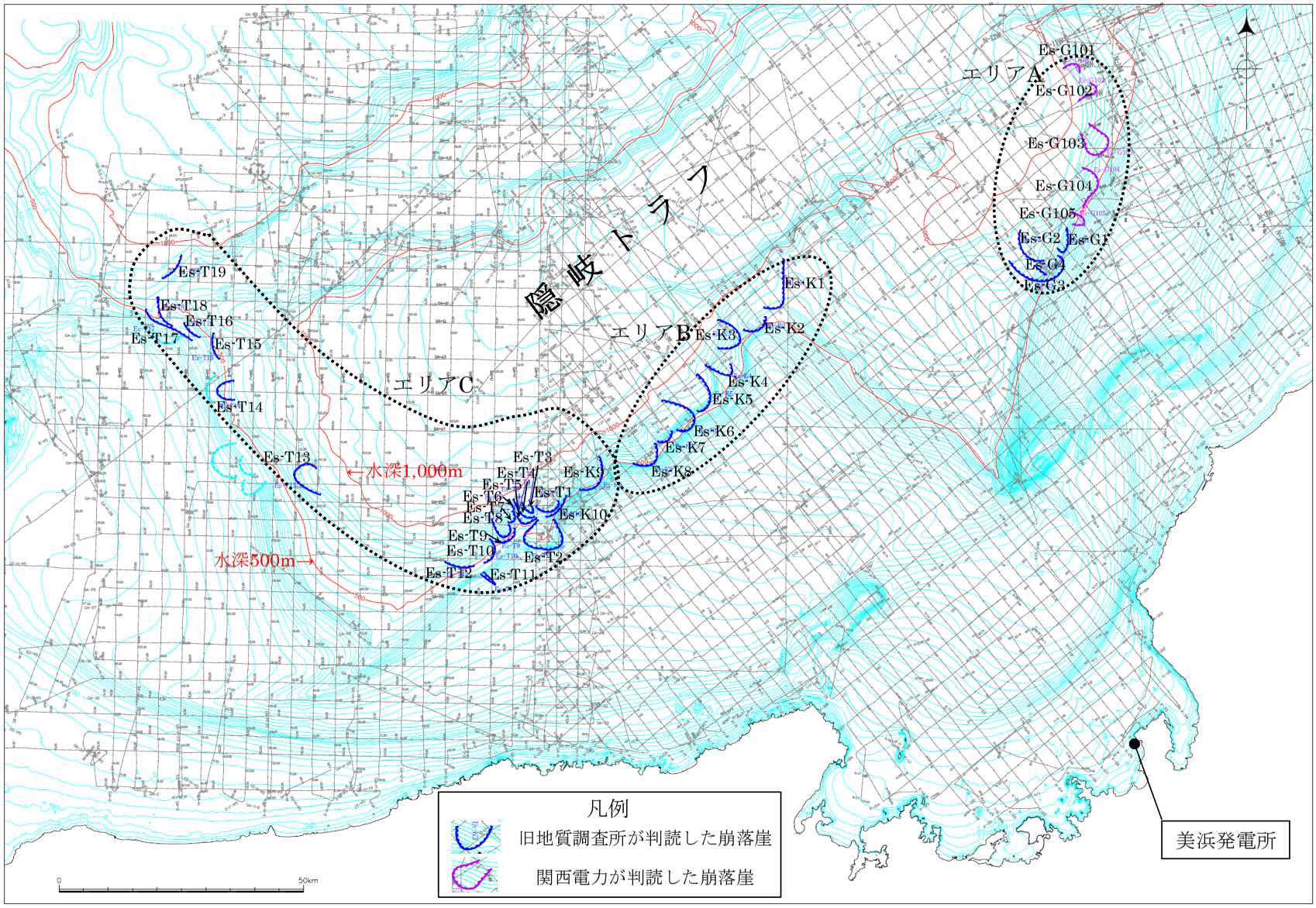
国土交通省(2014)[21]：日本海における大規模地震に関する調査検討会最終報告書に追記

第 6.2.15 図　検討会による波源位置図

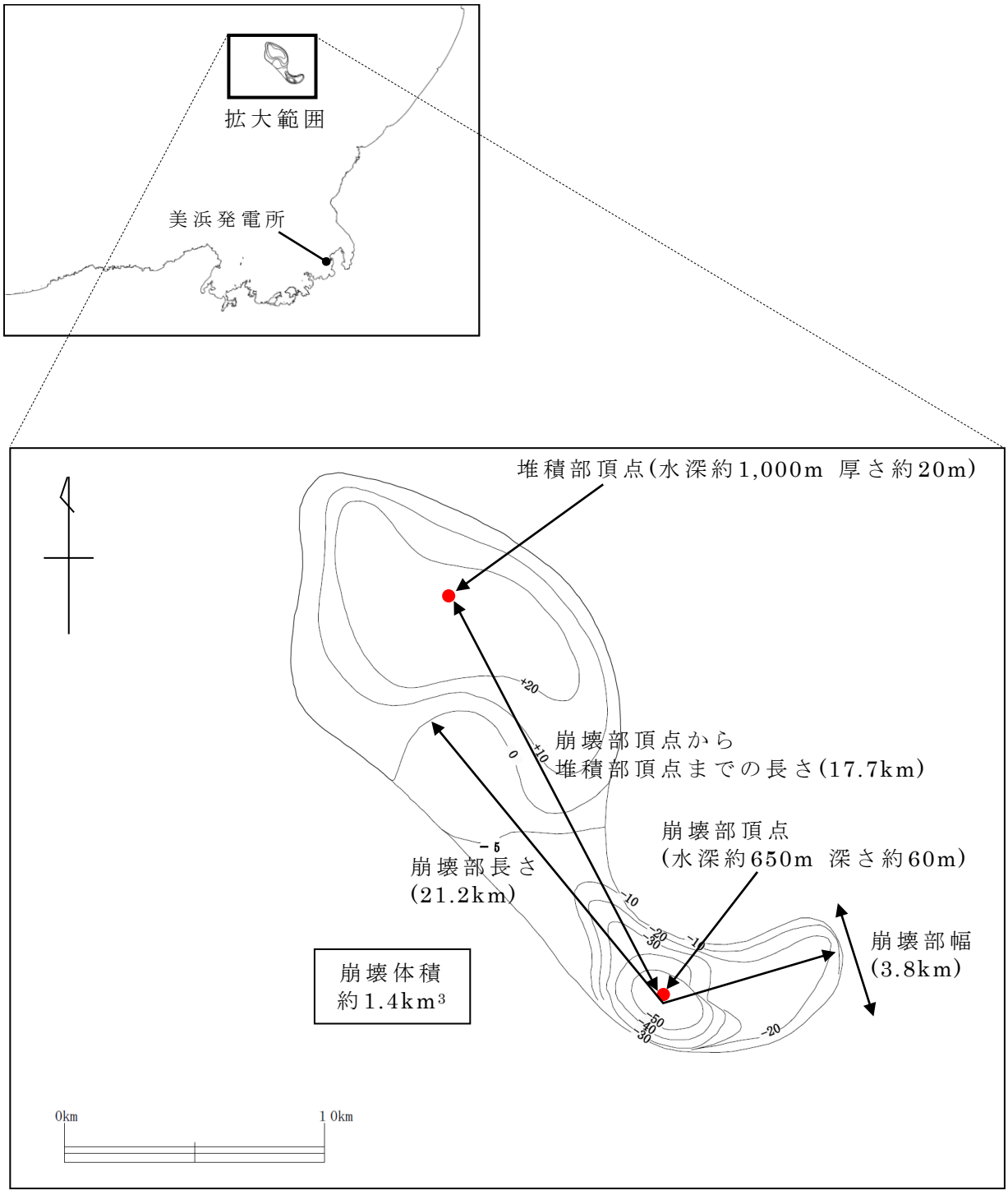
層相	特　徴
1	海底面での反射が強く、内部構造は見えないもの。海底面の起伏は著しい。
2	海底面での反射が強く、内部構造は見えないが海底面の起伏はほとんどないか平坦なもの。
3	よく成層した構造を示し、反射面の間隔が粗いもの。海底面は平滑。
4	よく成層した構造を示し、反射面の間隔が密なもの。海底面は平滑。
5	よく成層した構造を示すが、ブロック状を呈するもの。海底面は平滑であるが、ステップ状の地形を示すことが多い。反射面の間隔は一般に粗い。
6	海底面が大きな双曲線状を呈するもの。内部構造は見られないことが多い。
7	海底面あるいは反射面が小さな双曲線状を呈するもの。双曲線直下の内部構造は見られないことが多いが、より下位の構造が見られることもある。マウンド状レンズ状あるいは楔形の断面形態を示す。
8	内部反射のみられない部分。その上位もしくは下位、あるいはその両方に他の層相（特に層相4や7）がみられることも多い。マウンド状、レンズ状、層状あるいは楔形の断面形態を示す。



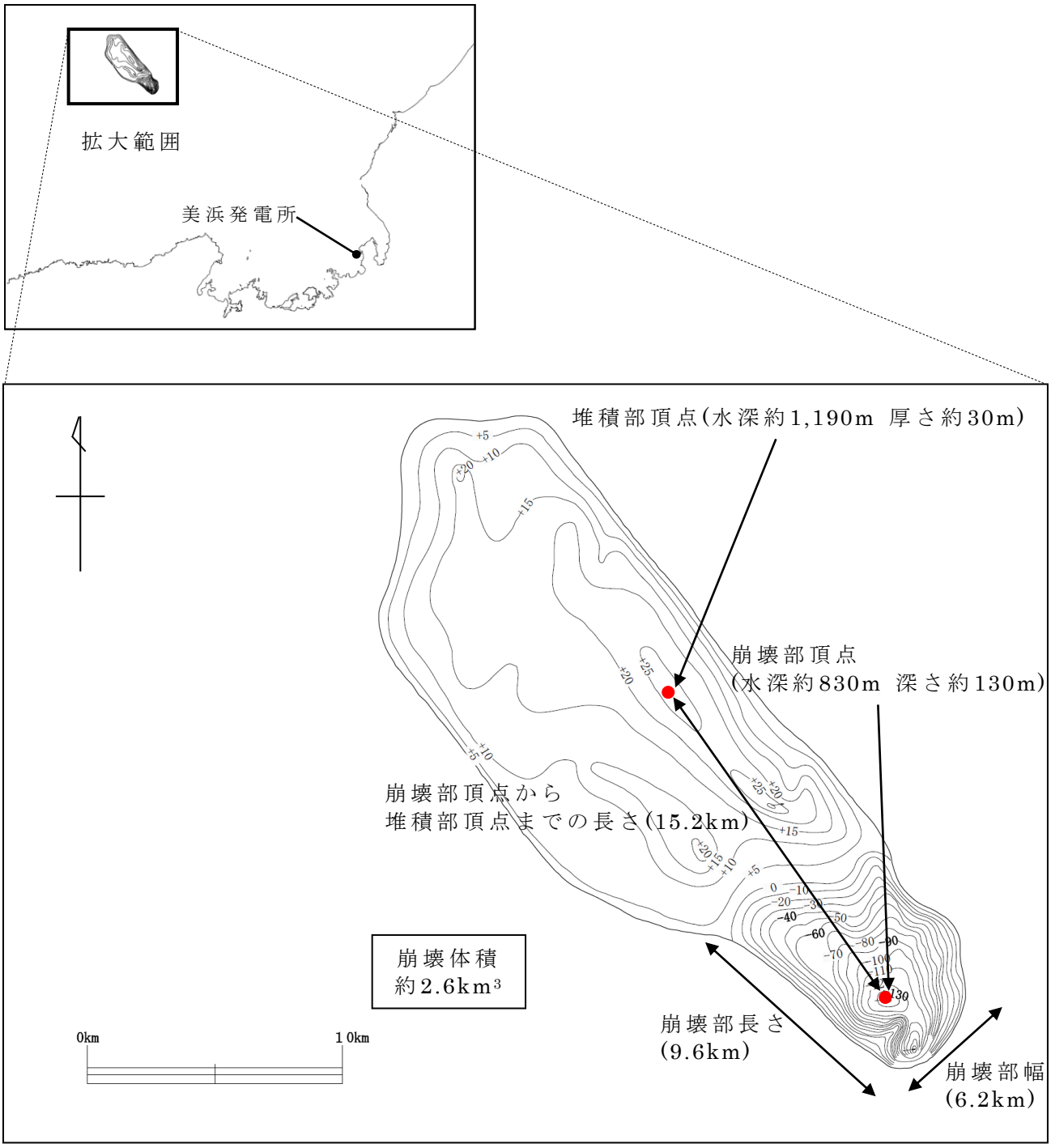
第 6.2.16 図　海底地すべり位置及び層相区分図



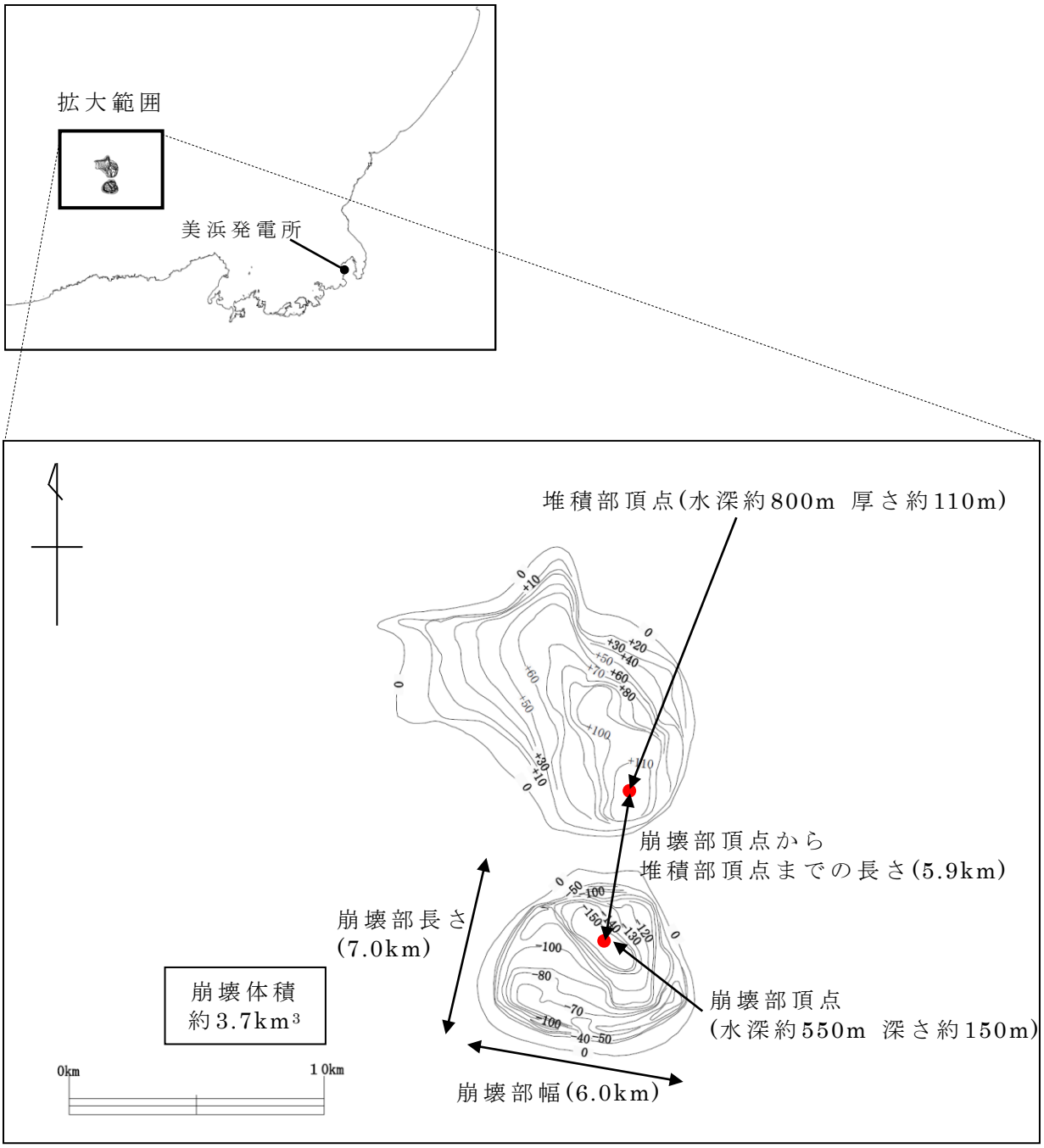
第 6.2.17 図　検討対象として抽出した海底地すべりの位置及びエリア区分図



第 6.2.18 図(1)　海底地形変化量分布図（エリアＡ：Es－G3）



第 6.2.18 図(2)　海底地形変化量分布図（エリアＢ：Es－K5）



第 6.2.18 図(3)　海底地形変化量分布図（エリアＣ：Es－T2）

【計算条件】

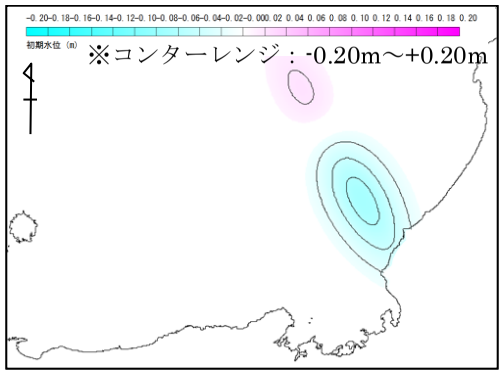
項目	エリア			備考
	エリアA Es-G3	エリアB Es-K5	エリアC Es-T2	
γ (-)	1.4	1.4	1.4	地質調査所・海洋地質図説明書※1
b (m)	21,200	9,600	7,000	崩壊部長さ※2
T (m)	60	130	150	崩壊部の頂点における崩壊深さ※2
w (m)	3,800	6,200	6,000	崩壊部幅※2
d (m)	590	700	400	崩壊部頂点の水深－崩壊深さ※2
θ (deg.)	1.1	1.7	1.4	崩壊部頂点から堆積部頂点の距離と、崩壊高さと崩壊前における堆積部頂点の水深から算出※2
g (m/s^2)	9.8	9.8	9.8	
Cd	0	0	0	
Cm	1	1	1	
S	17,700	15,200	5,900	崩壊部頂点から堆積部頂点の距離※2
S_0	8,850	7,600	2,950	S/2
Cn	0.009	0.086	0.072	$=S_0 / (R\cos\theta)$
R(m)	936,333	88,615	40,833	$=b^2/8T$
a_0(m^2/s)	0.015	0.140	0.118	$=S_0/t_0^2$
t_0(sec)	757	233	158	$=\sqrt{(R/g)}\sqrt{(\gamma+Cm)/(\gamma-1)}$
λ_0(m)	57,573	19,292	9,899	$=t_0\sqrt{gd}$
$\Delta\Phi$(rad)	0.019	0.172	0.144	$2S_0/R$
u_{max}(m/s)	11.69	32.63	18.66	$=S_0/t_0$
ΔX(m)	28,786	9,646	4,950	$=\lambda_0/2$
κ'	0.687	0.625	0.898	

項目	波源振幅の推定値		
	エリアA Es-G3	エリアB Es-K5	エリアC Es-T2
$\eta_{0,2D}$ (m)	1.12	9.79	9.65
$\eta_{0,3D}$ (m)	0.07	2.38	3.64

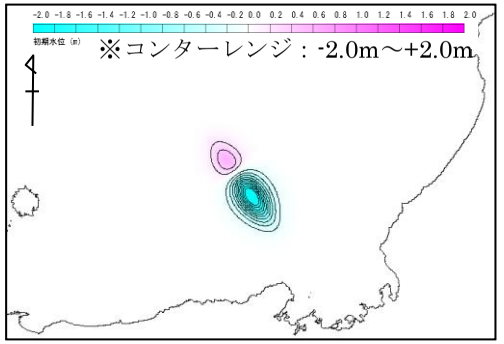
※1　片山肇、佐藤幹夫、池原研「海洋地質図　38　経ヶ岬沖　表層堆積図説明書　1:200,000」　平成5年　地質調査所(32)

※2　地形変化量分布図からの図読による値

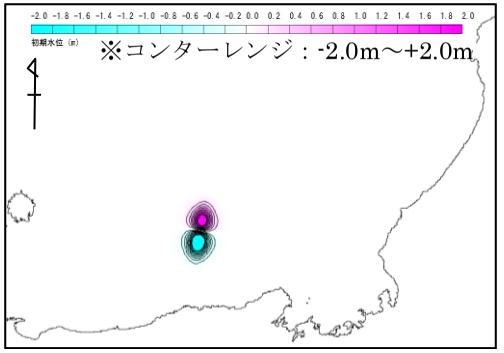
【初期水位波形】



エリアA（Es-G3）



エリアB（Es-K5）

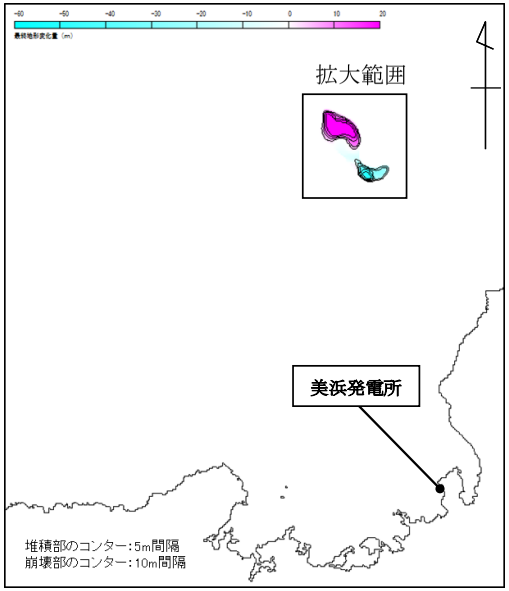


エリアC（Es-T2）

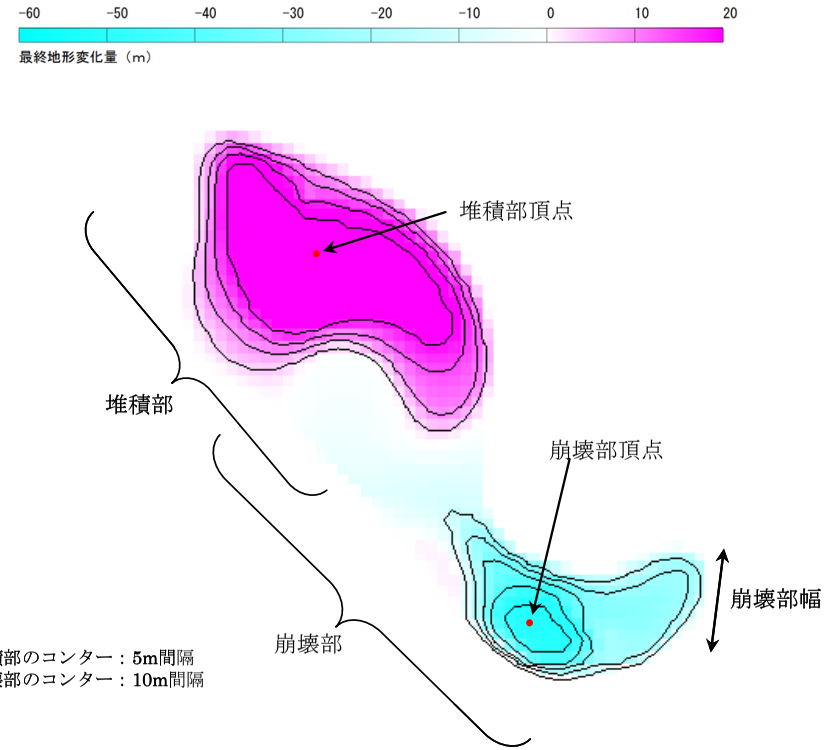
第 6.2.19 図　Watts 他の予測式の初期水位波形及び計算条件

【計算条件】

項目	設定値
設定位置格子サイズ	450m
鉛直方向破壊伝播速度（基本ケース）	0.3m/s※1
破壊継続時間（基本ケース）	3分※2
（参考）地すべり終了時間	2,082秒※3



【海底地形変化量分布図】
（Kinematicモデルへの入力コンター）

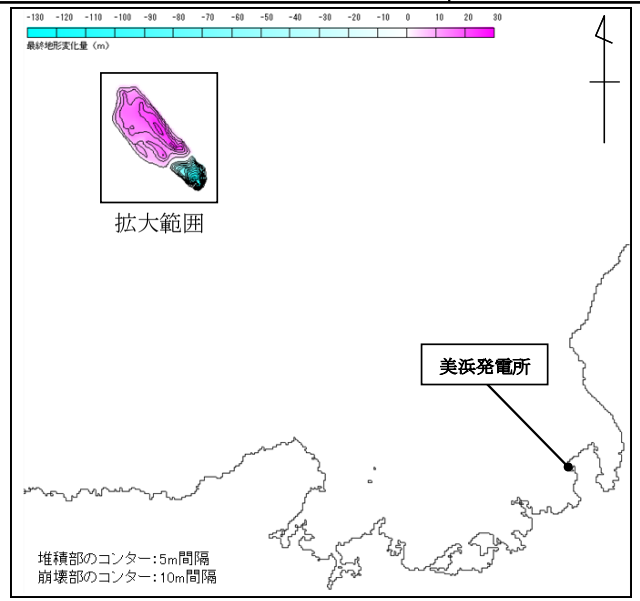


※1　破壊伝播速度の鉛直成分として設定した。
※2　地形変化の速度が鉛直方向破壊伝播速度を超えない範囲で最大となるよう破壊継続時間を設定した。
※3　地すべり終了時間＝地すべり伝播到達時間1,902秒（地すべりの標高差570.7m÷鉛直方向破壊伝播速度0.3m/s）＋破壊継続時間3分(180秒)=2,082秒

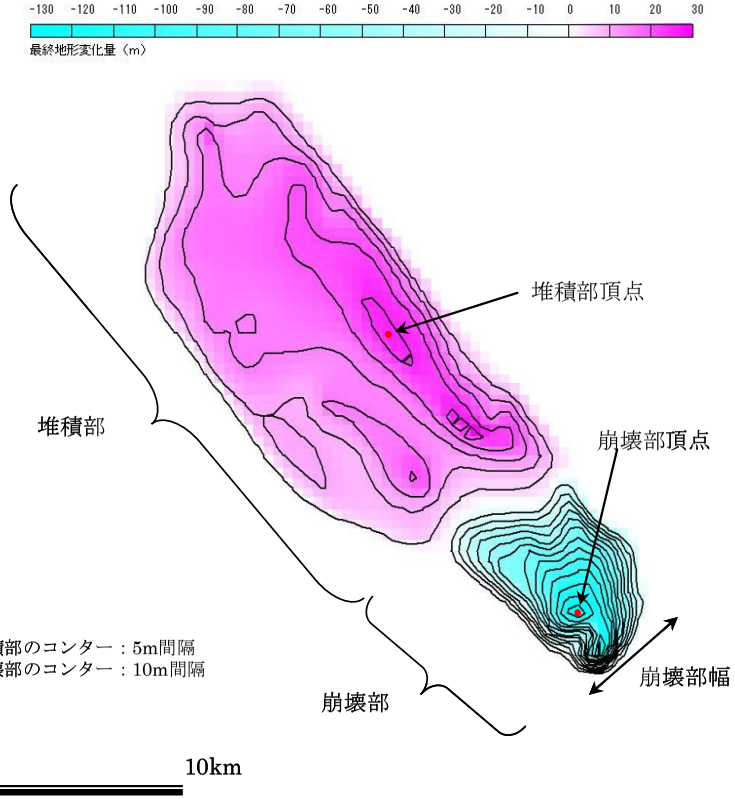
第 6.2.20 図(1)　Kinematic モデルによる計算条件（エリア A）

【計算条件】

項目	設定値
設定位置格子サイズ	450m
鉛直方向破壊伝播速度（基本ケース）	1.0m/s※1
破壊継続時間（基本ケース）	2分※2
（参考）地すべり終了時間	951秒※3



【海底地形変化量分布図】
（Kinematicモデルへの入力コンター）

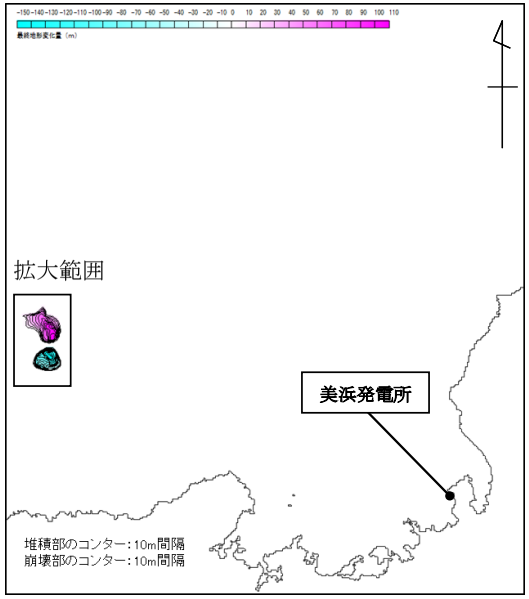


※1　破壊伝播速度の鉛直成分として設定した。
※2　地形変化の速度が鉛直方向破壊伝播速度を超えない範囲で最大となるよう破壊継続時間を設定した。
※3　地すべり終了時間＝地すべり伝播到達時間831秒（地すべりの標高差831.1m÷鉛直方向破壊伝播速度1m/s）＋破壊継続時間2分(120秒)=951秒

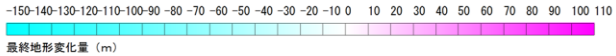
第 6.2.20 図(2)　Kinematic モデルによる計算条件（エリアＢ）

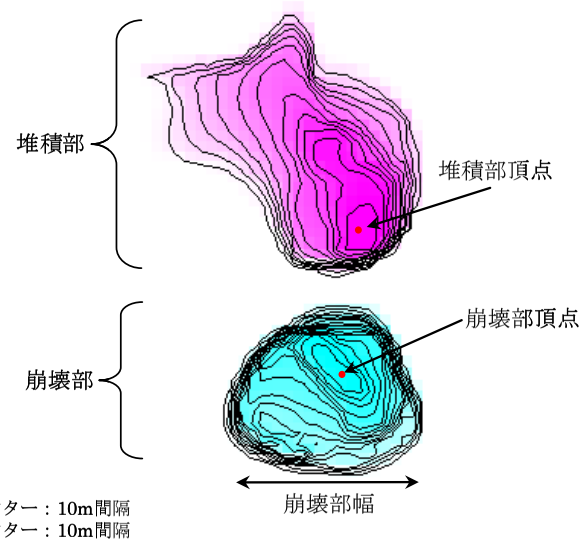
【計算条件】

項目	設定値
設定位置格子サイズ	450m
鉛直方向破壊伝播速度（基本ケース）	0.5m/s※1
破壊継続時間（基本ケース）	5分※2
（参考）地すべり終了時間	1,748秒※3



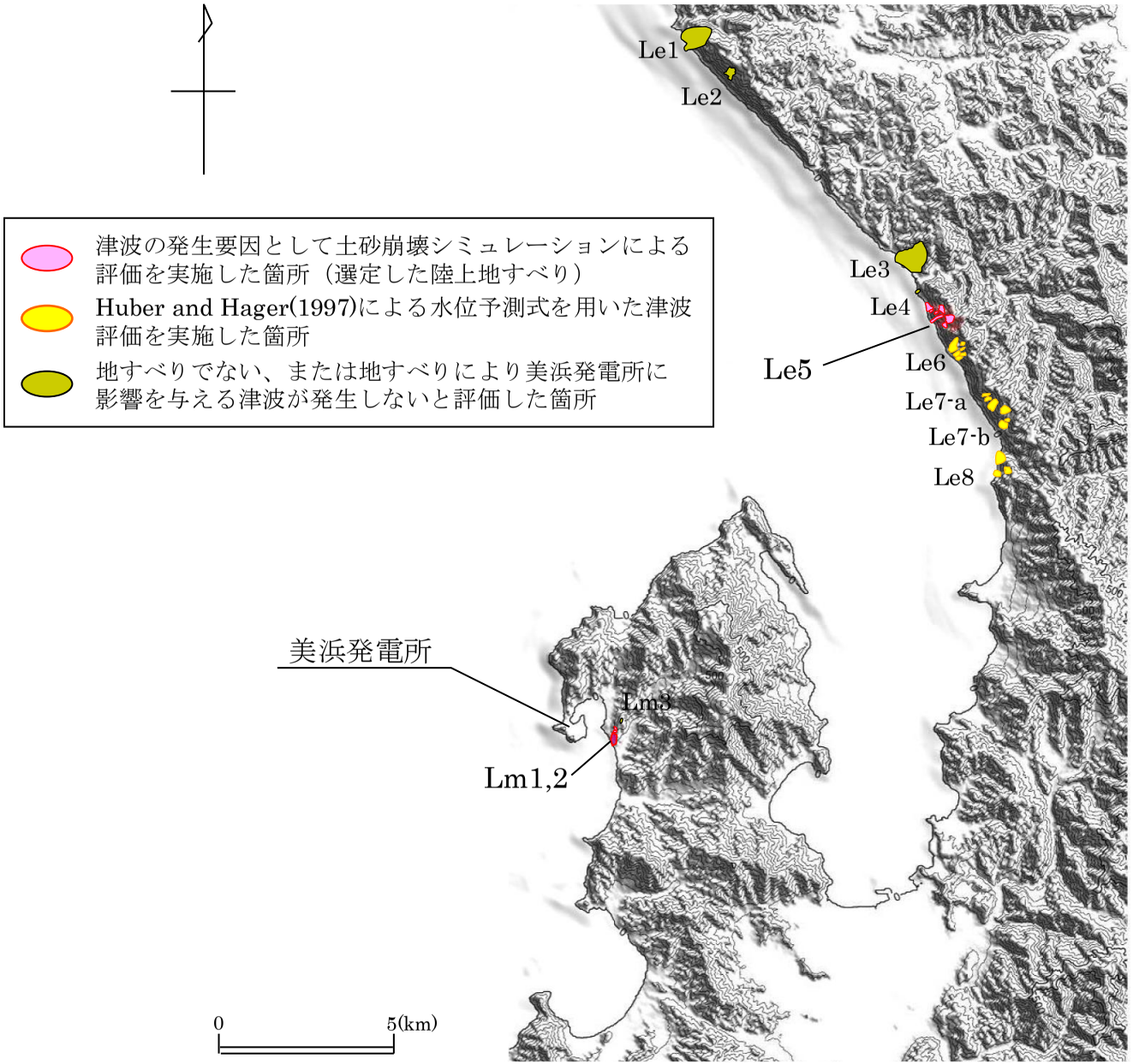
【海底地形変化量分布図】
（Kinematicモデルへの入力コンター）





※1　破壊伝播速度の鉛直成分として設定した。
※2　地形変化の速度が鉛直方向破壊伝播速度を超えない範囲で最大となるよう破壊継続時間を設定した。
※3　地すべり終了時間＝地すべり伝播到達時間1,448秒（地すべりの標高差723.9m÷鉛直方向破壊伝播速度0.5m/s）＋破壊継続時間5分(300秒)=1,748秒

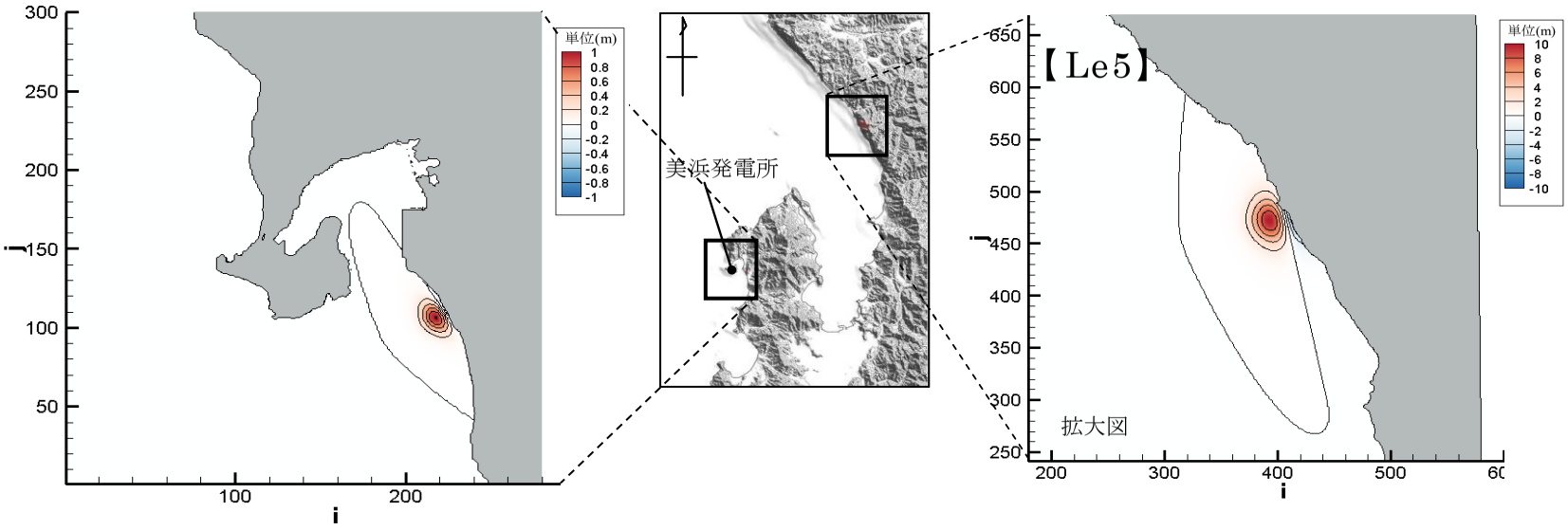
第 6.2.20 図(3)　Kinematic モデルによる計算条件（エリアＣ）



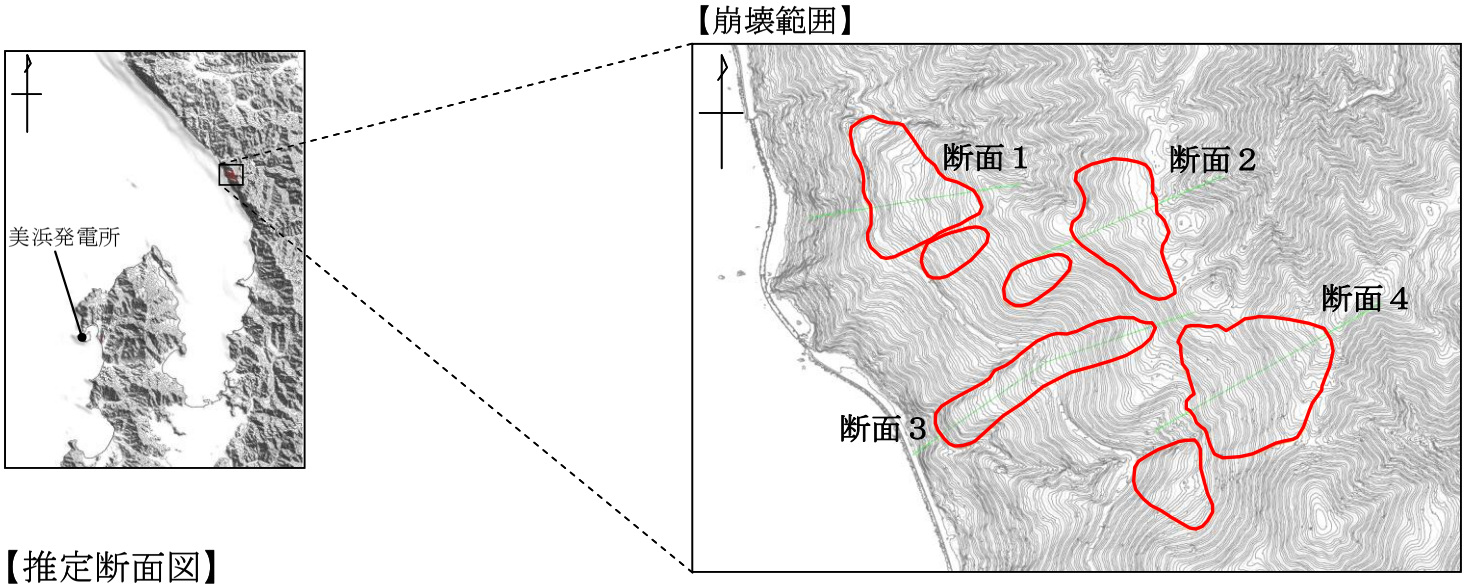
第 6.2.21 図　選定した陸上地すべりの位置図（Lm1,2、Le5）

【計算条件】

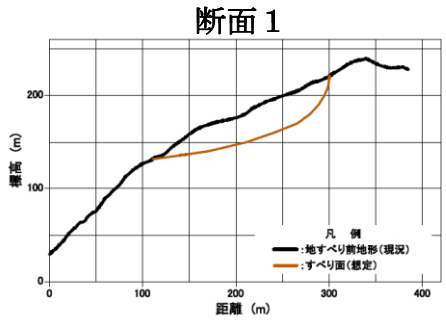
パラメータ		単位	設定値		備考
			Lm1,2	Le5	
土砂崩壊シミュレーションからの入力値	突入物体積Vs	m^3	37,336	3,300,771	TITAN2Dでの算定値
	厚さs	m	2.32	14.26	突入位置での層厚の最大値
	突入速度vs	m/s	15.76	42.58	崩壊域周辺地形図より設定
	水深h	m	10	30	崩壊域～サイト間の水深より設定
初期水位計算出力	2次元振幅 η 0,2D	m	1.49	14.78	
	第1波波長 λ 0	m	113	501	
	3次元振幅 η 0,3D	m	1.01	9.92	初期水位分布最大値

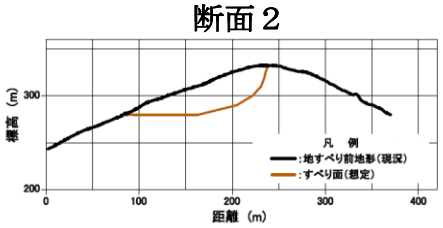


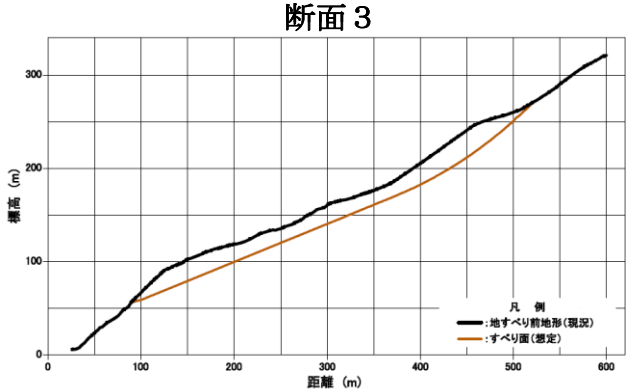
第 6.2.22 図　Watts 他による方法の初期水位波形及び計算条件（Lm1,2、Le5）

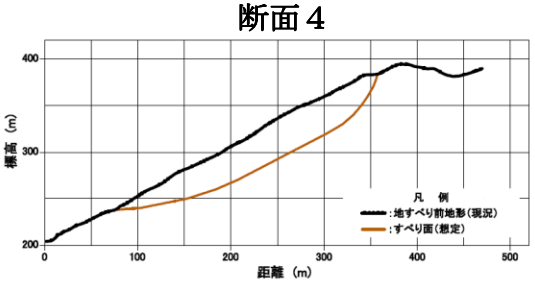


【推定断面図】



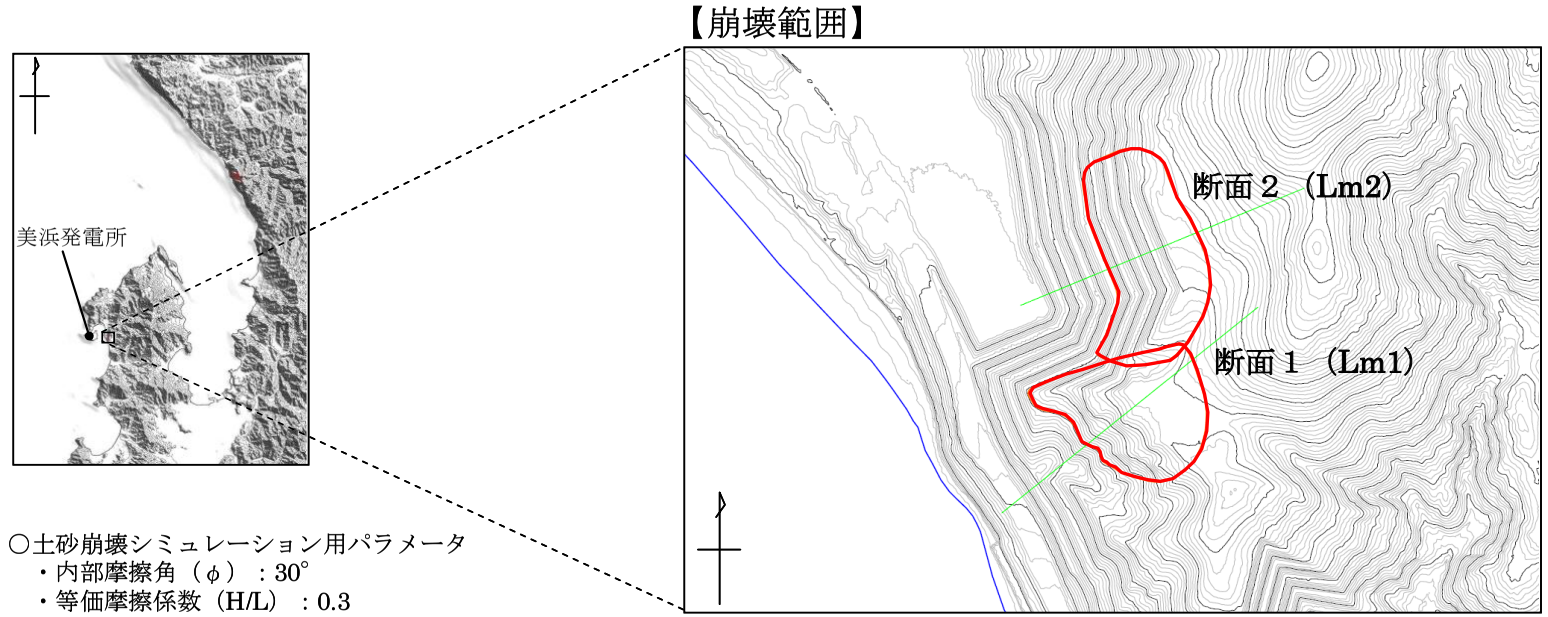


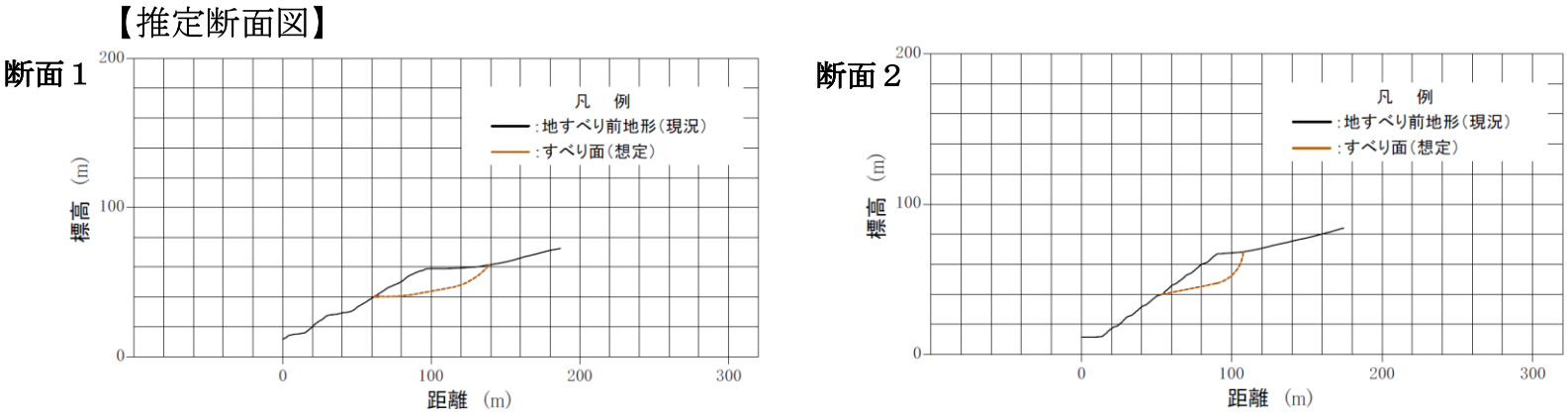




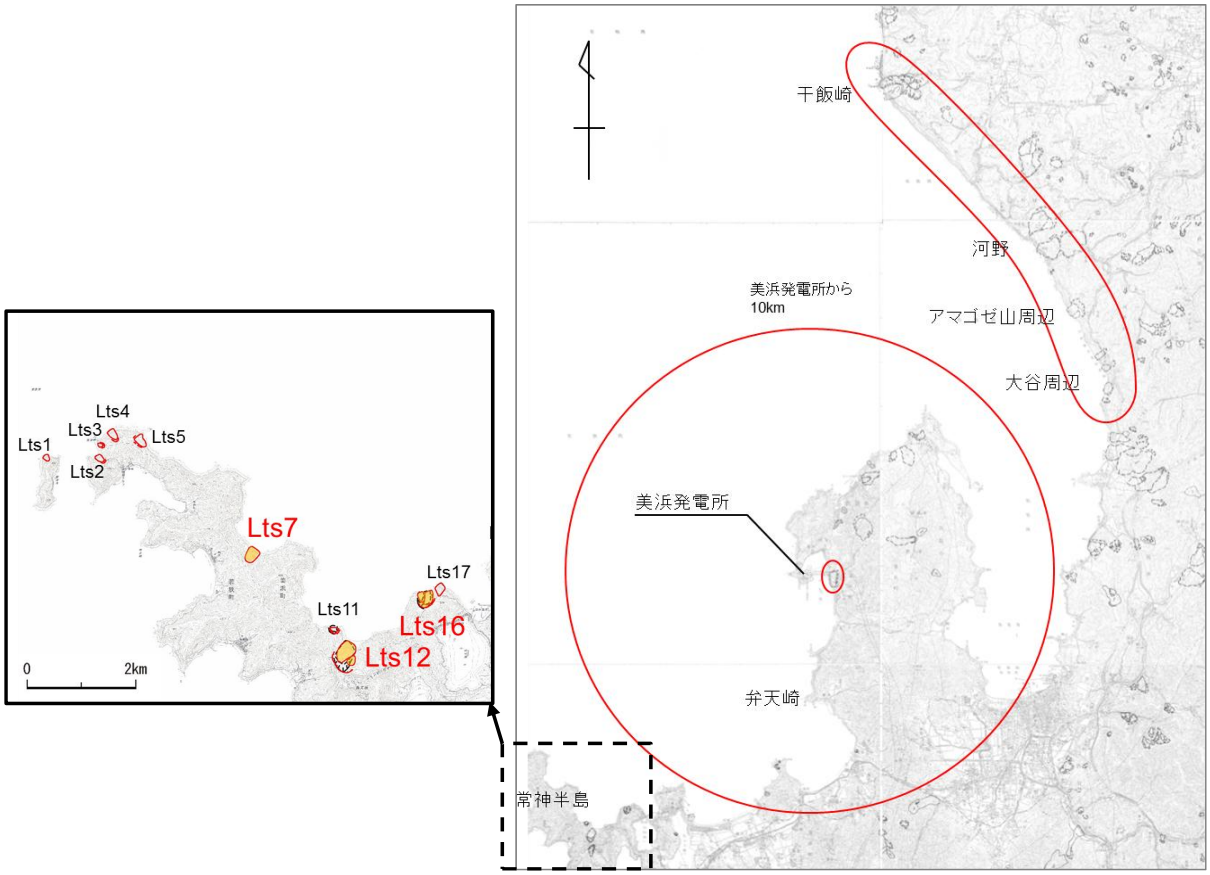
○土砂崩壊シミュレーション用パラメータ
・内部摩擦角（φ）：30°
・等価摩擦係数（H/L）：0.3

第 6.2.23 図(1)　運動学的手法による計算条件（陸上地すべり(Le5)）





第 6.2.23 図(2)　運動学的手法による計算条件（陸上地すべり(Lm1,2)）

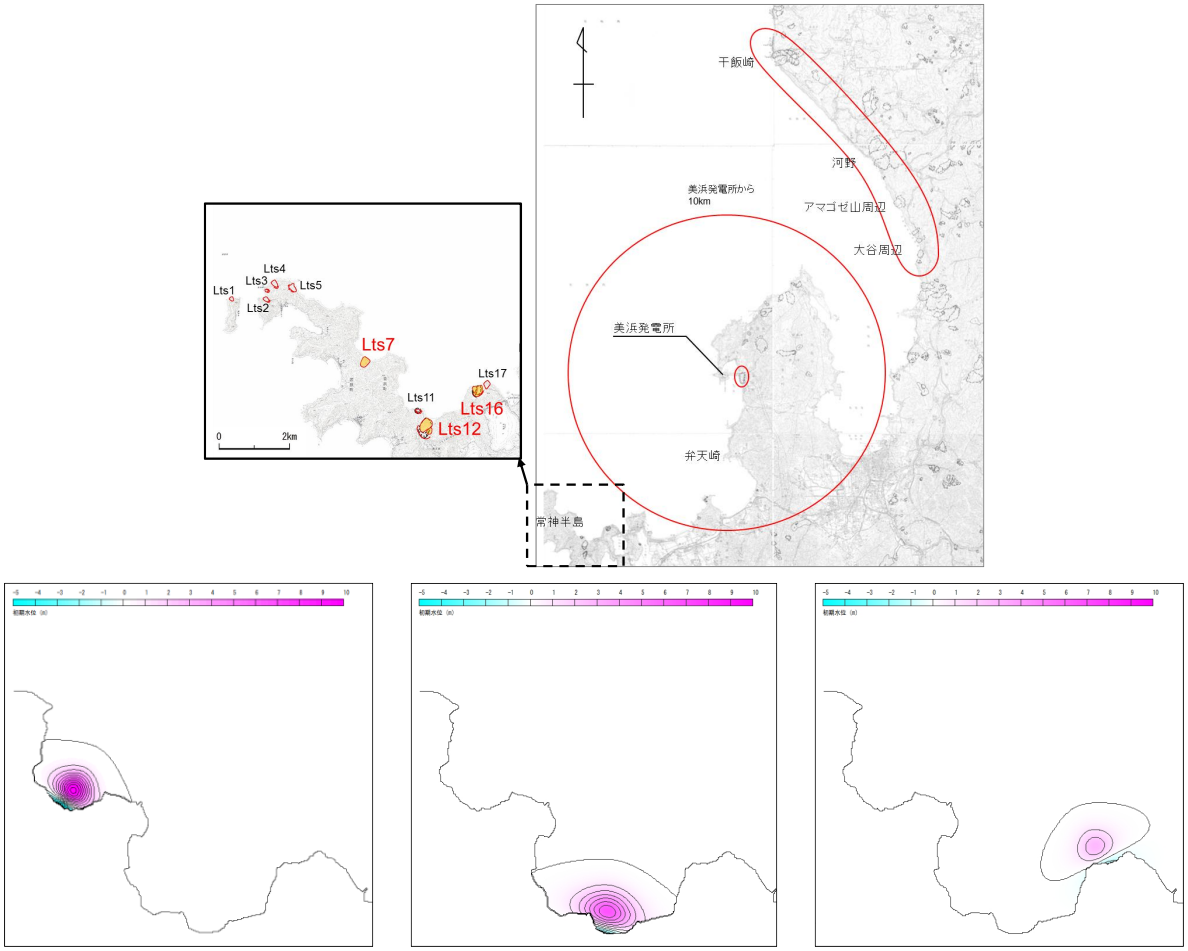


第 6.2.24 図　選定した陸上地すべりの位置図（Lts7、Lts12、Lts16）

【計算条件】

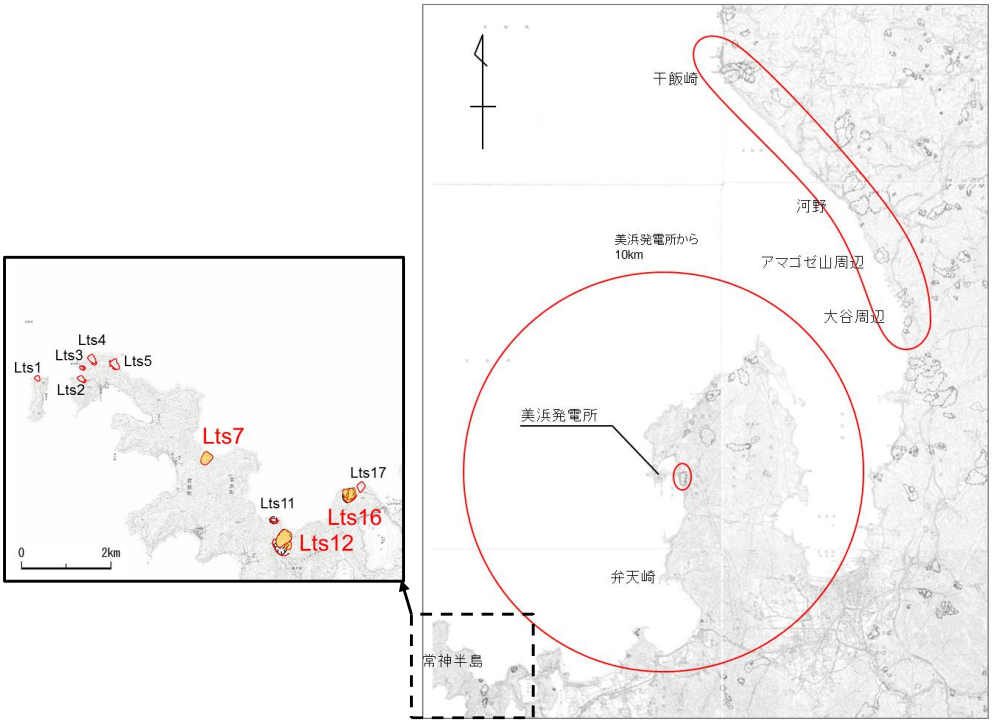
パラメータ		単位	設定値			備考
			Lts7	Lts12	Lts16	
崩壊シミュレーションからの入力値	突入物体積 Vs	m^3	1,286,870	2,163,779	1,291,039	TITAN2D での算定値
	厚さ s	m	25.47	24.89	26.90	突入位置での層厚の最大値
	幅 b	m	341.184	630.600	388.104	崩壊域周辺地形図より設定
	突入速度 vs	m/s	24.25	20.34	13.12	突入地点での最大速度
	水深 h	m	10	20	30	崩壊域～サイト間の水深より設定
初期水位計算出力	2 次元振幅 η0,2D	m	18.5	10.1	4.73	
	第 1 波波長 λ0	m	265	304	279	
	3 次元振幅 η0,3D	m	10.4	6.8	2.8	初期水位分布最大値

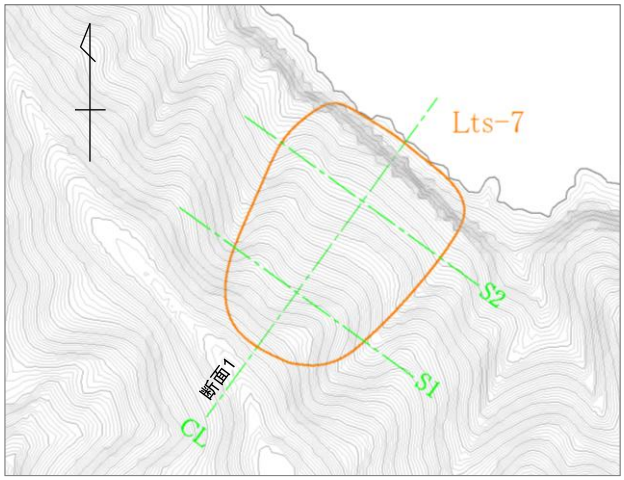
【初期水位波形】



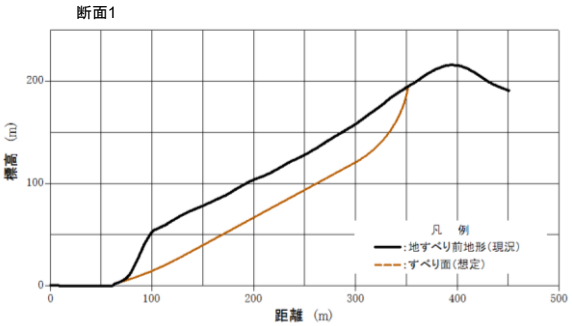
Lts7　　Lts12　　Lts16

第 6.2.25 図　Watts 他による方法の初期水位波形及び計算条件
（Lts7、Lts12、Lts16）





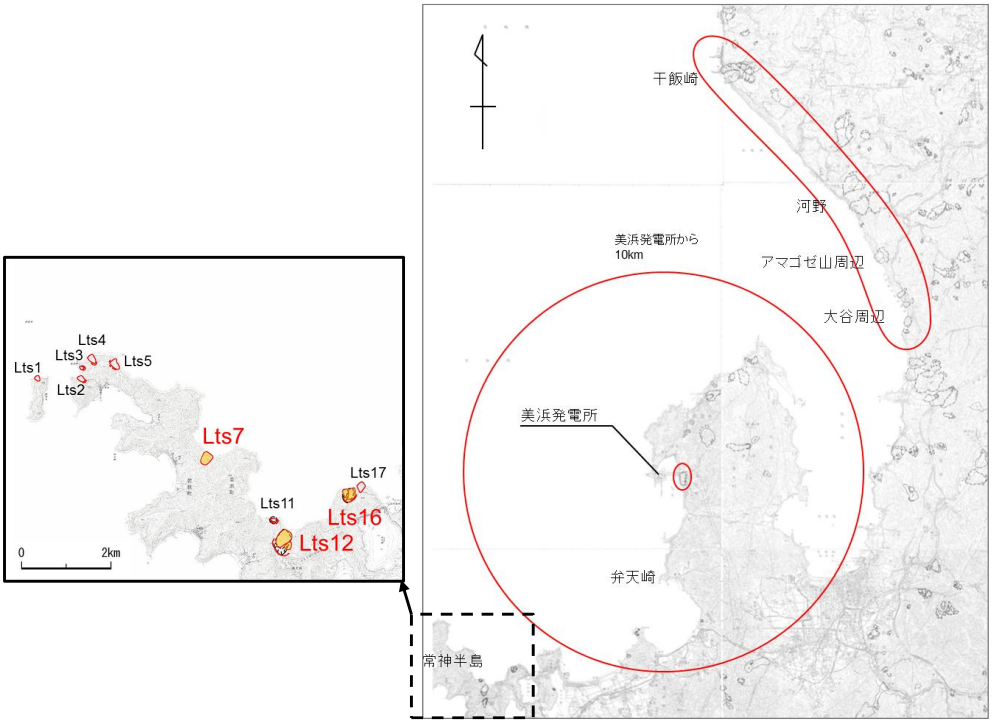
【崩壊範囲】

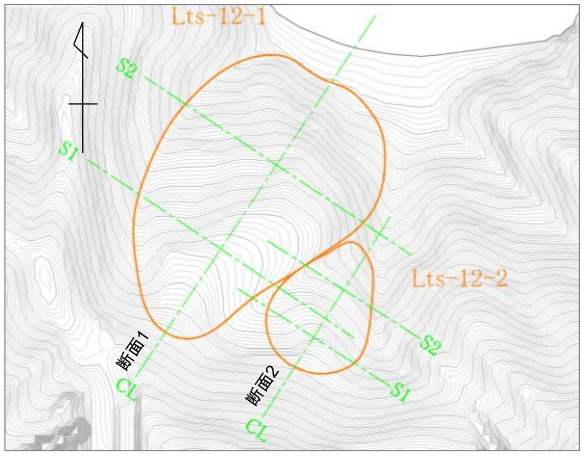


【推定断面図】

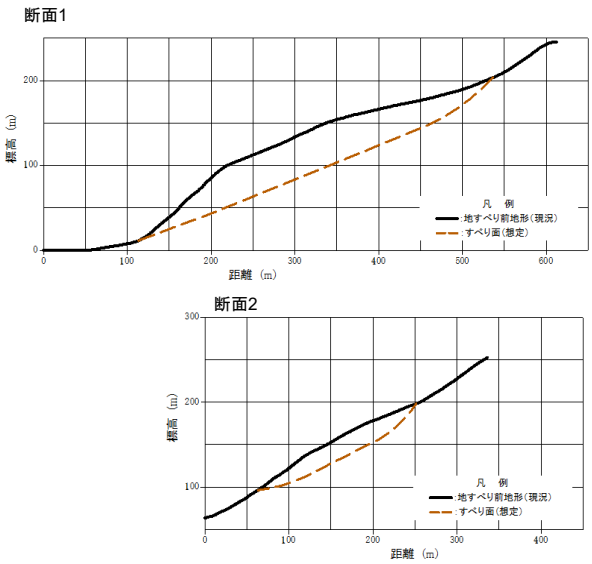
○土砂崩壊シミュレーション用パラメータ
・内部摩擦角（φ）：30°
・等価摩擦係数（L/H）：0.3

第 6.2.26 図(1)　運動学的手法による計算条件（陸上地すべり(Lts7)）





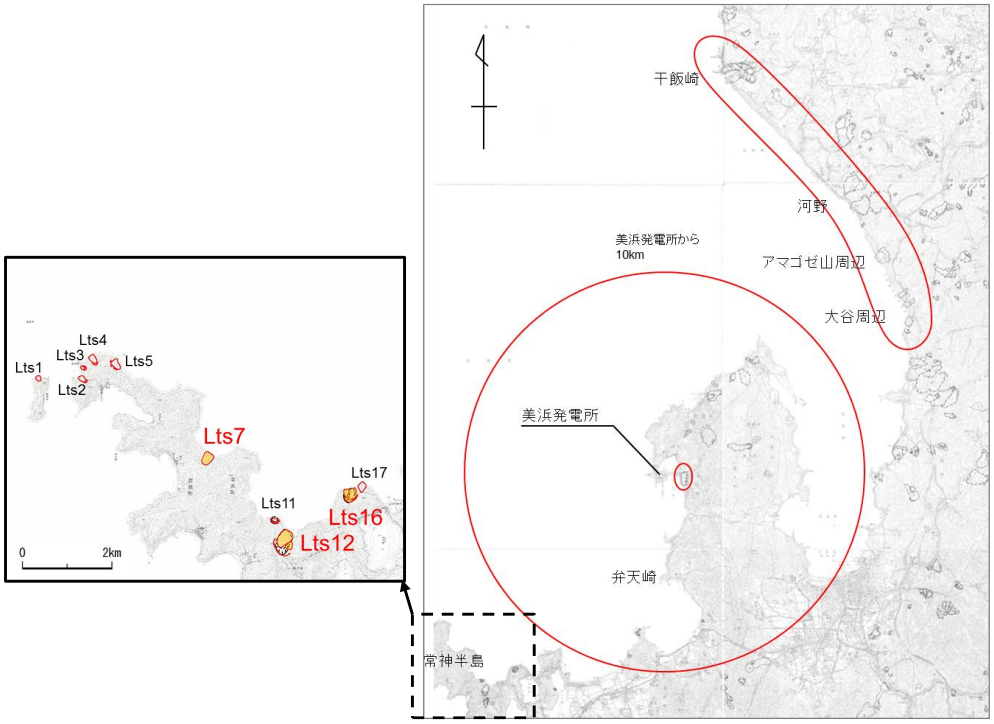
【崩壊範囲】

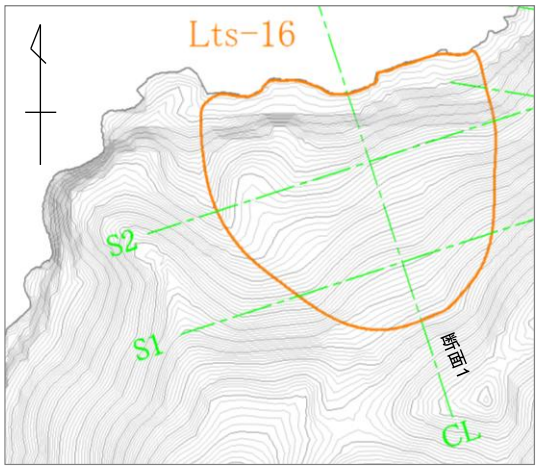


【推定断面図】

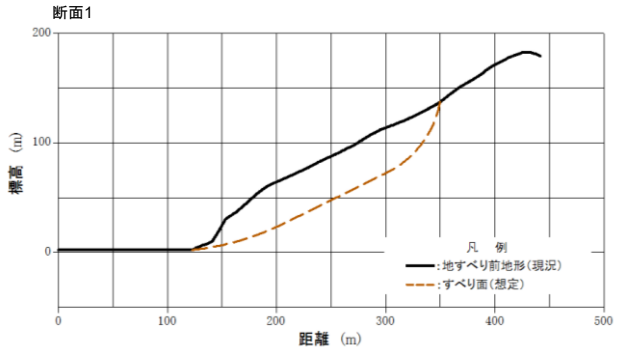
○土砂崩壊シミュレーション用パラメータ
・内部摩擦角（φ）：30°
・等価摩擦係数（L/H）：0.3

第 6.2.26 図(2)　運動学的手法による計算条件（陸上地すべり(Lts12)）





【崩壊範囲】

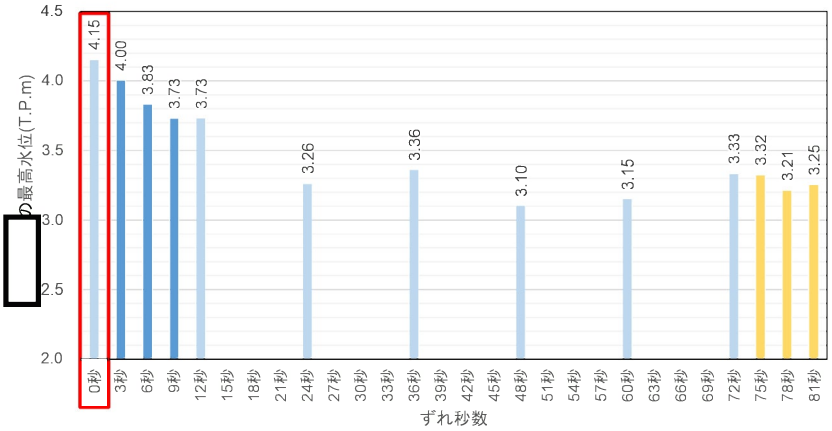


【推定断面図】

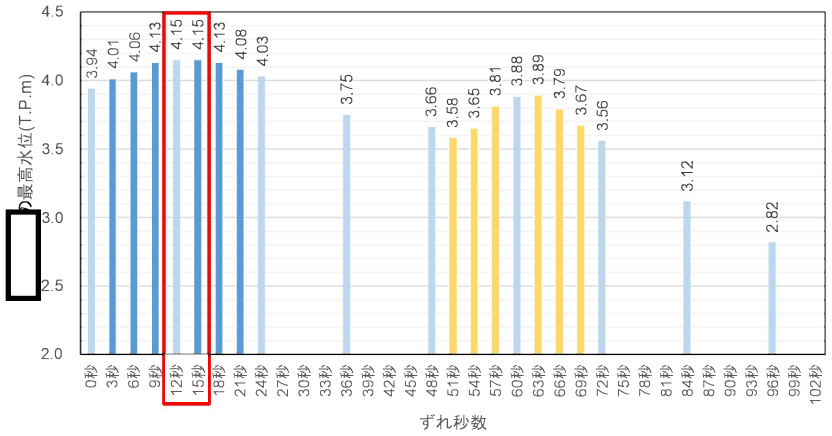
○土砂崩壊シミュレーション用パラメータ
・内部摩擦角（φ）：30°
・等価摩擦係数（L/H）：0.3

第 6.2.26 図(3)　運動学的手法による計算条件（陸上地すべり(Lts16)）

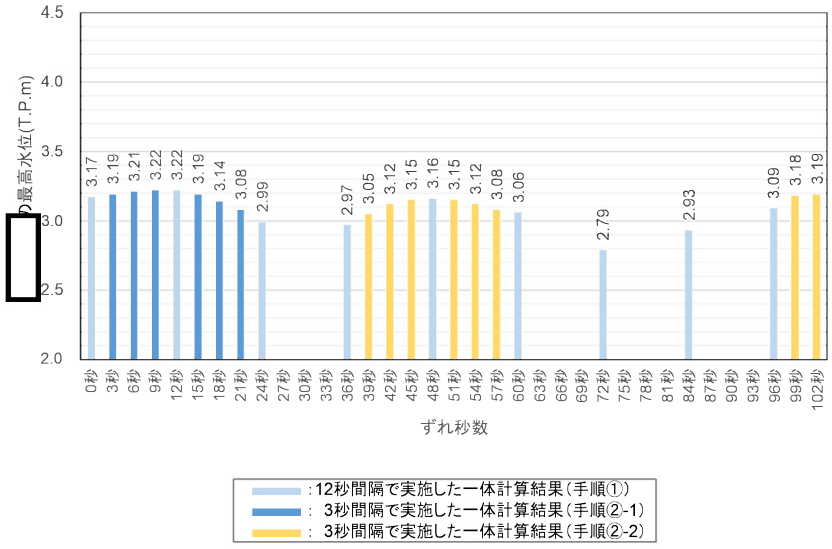
●福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアB（Kinematicモデル）



●福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアC（Watts他の予測式）



●福井県モデル（若狭海丘列付近断層）と海底地すべりエリアC（Kinematicモデル）



【抽出手順】
単体波源で水位上昇側の水位変動量の大きい組み合わせについて、下記の①～③の手順で複数のずれ秒数での一体計算を実施。

手順①
発生時間の不確かさの範囲内で、12秒間隔でずらした一体計算を実施。

手順②-1
手順①の計算結果で最高水位が最も大きくなったずれ秒数の前後について、3秒間隔でずらした一体計算を実施。

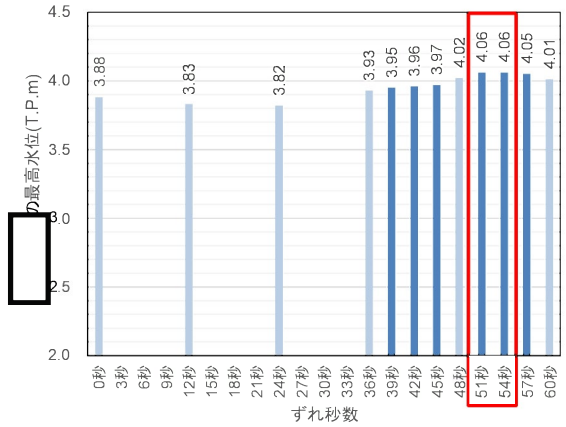
手順②-2
手順①の計算結果から、手順②-1の対象としたずれ秒数以外でも最高水位が大きくなる可能性があると考えられる部分（最高水位が最大値に近い箇所、グラフの端に向けて上昇傾向が見られる箇所）について、3秒間隔でずらした一体計算を実施。

手順③
手順①②の一体計算結果から、最も影響の大きな組み合わせ（波源・ずれ秒数）を水位上昇側の津波の組み合わせとして基準津波の選定に考慮する。

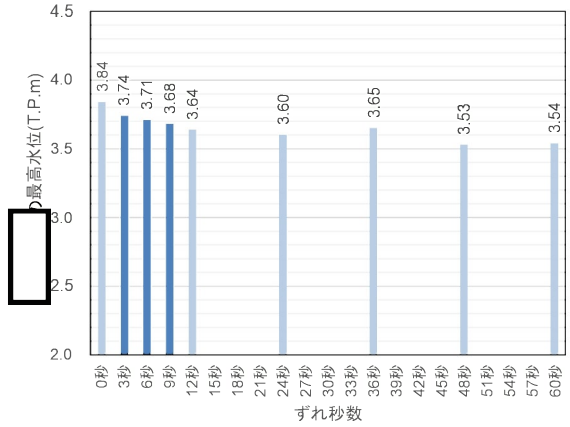
第 6.2.27 図(1)　水位上昇側の組み合わせケースの検討
（若狭海丘列付近断層（福井県モデル）＋海底地すべり）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

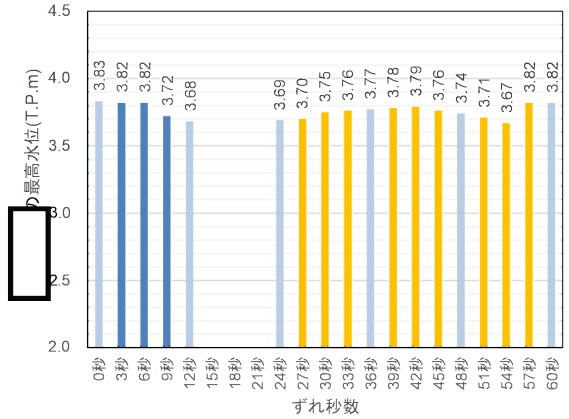
●FO－A～FO－B～熊川断層（すべり角35度）と陸上地すべりLts7（運動学的手法）



●FO－A～FO－B～熊川断層（すべり角35度）と陸上地すべりLts12（運動学的手法）



●FO－A～FO－B～熊川断層（すべり角35度）と陸上地すべりLts16（運動学的手法）



：12秒間隔で実施した一体計算結果（手順①）
：3秒間隔で実施した一体計算結果（手順②-1）
：3秒間隔で実施した一体計算結果（手順②-2）

【抽出手順】
単体波源で水位上昇側の水位変動量の大きい組み合わせについて、下記の①～③の手順で複数のずれ秒数での一体計算を実施。

手順①
発生時間の不確かさの範囲内で、12秒間隔でずらした一体計算を実施。

手順②-1
手順①の計算結果で最高水位が最も大きくなったずれ秒数の前後について、3秒間隔でずらした一体計算を実施。

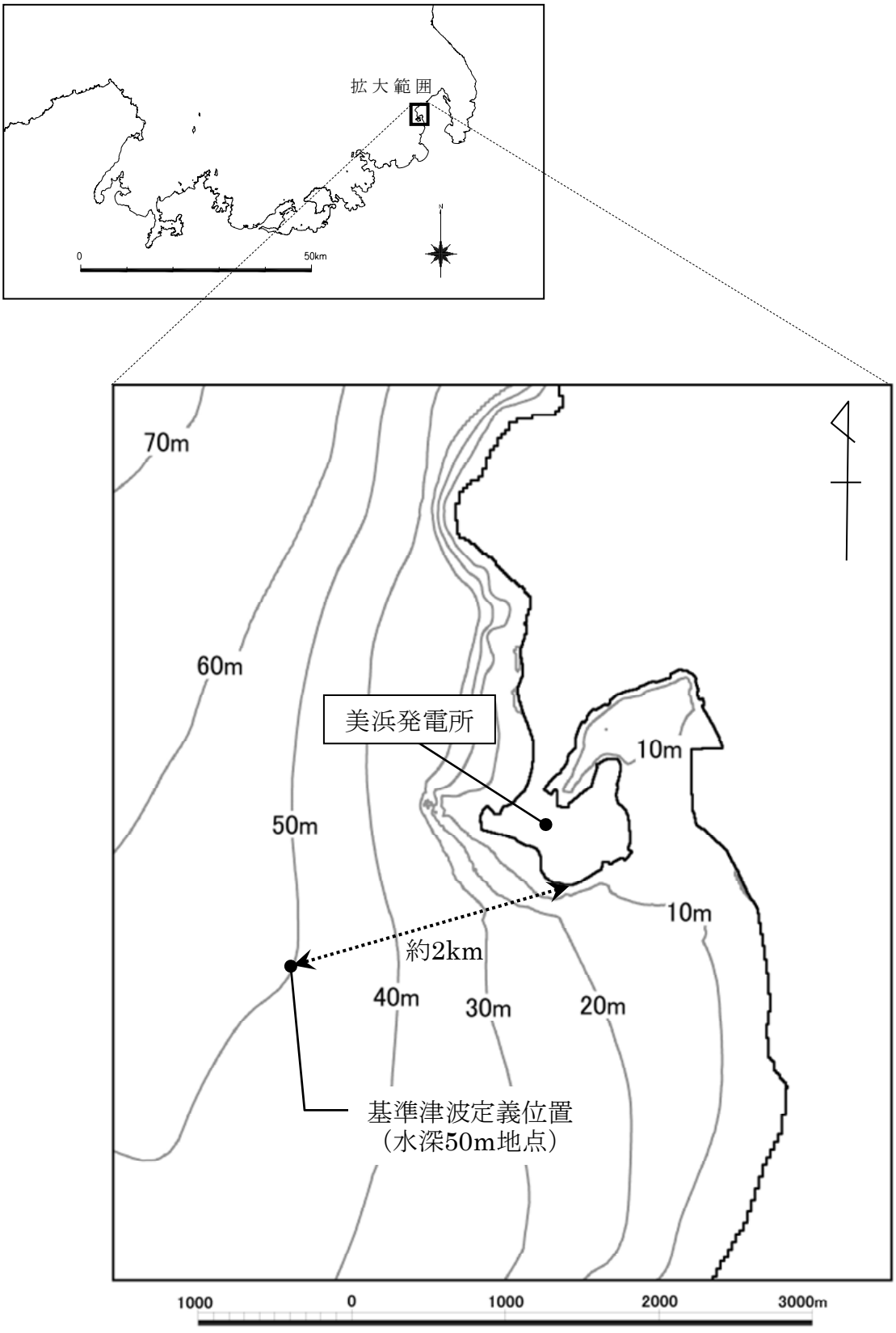
手順②-2
手順①の計算結果から、手順②-1の対象としたずれ秒数以外でも最高水位が大きくなる可能性があると考えられる部分（最高水位が最大値に近い箇所、グラフの端に向けて上昇傾向が見られる箇所）について、3秒間隔でずらした一体計算を実施。

手順③
手順①②の一体計算結果から、最も影響の大きな組み合わせ（波源・ずれ秒数）を水位上昇側の津波の組み合わせとして基準津波の選定に考慮する。

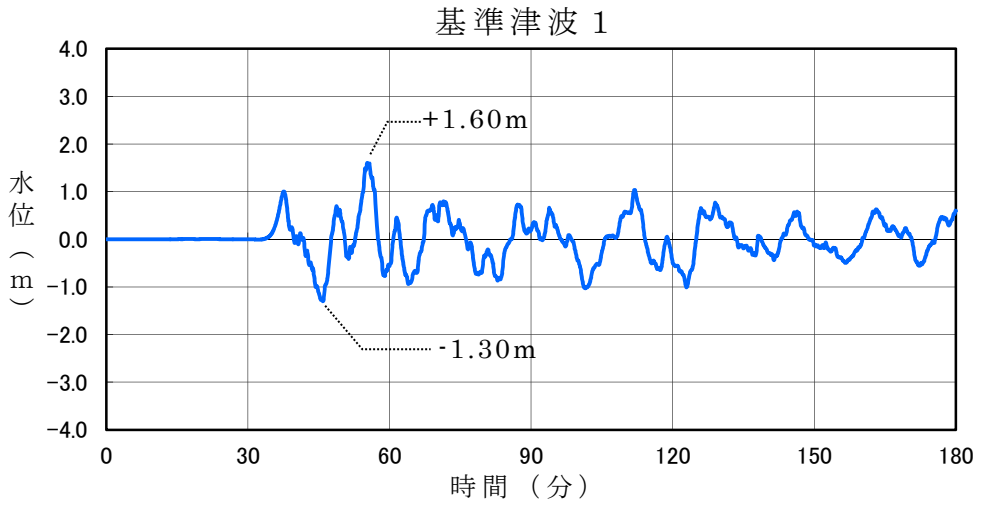
第 6.2.27 図(2)　水位上昇側の組み合わせケースの検討

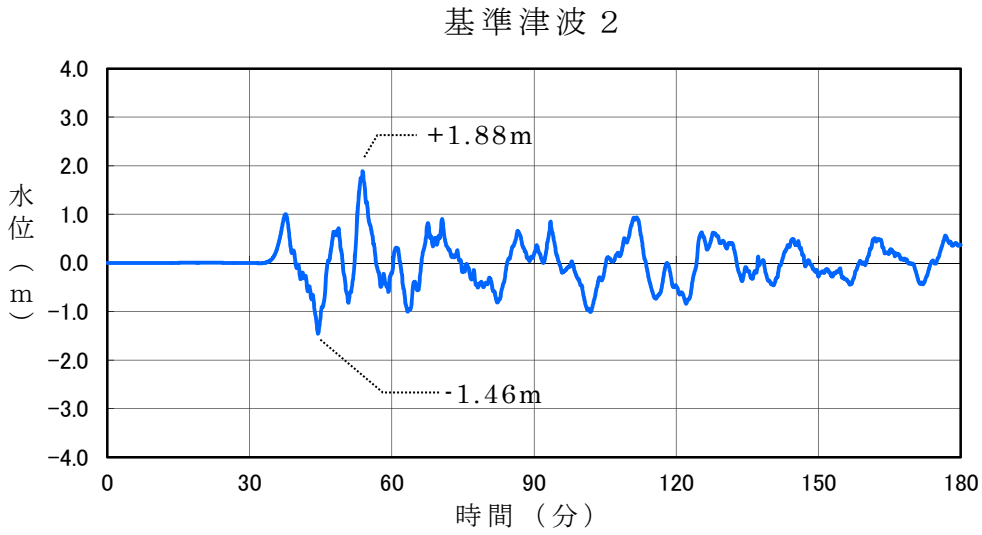
（ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層（すべり角 35 度）＋陸上地すべり）

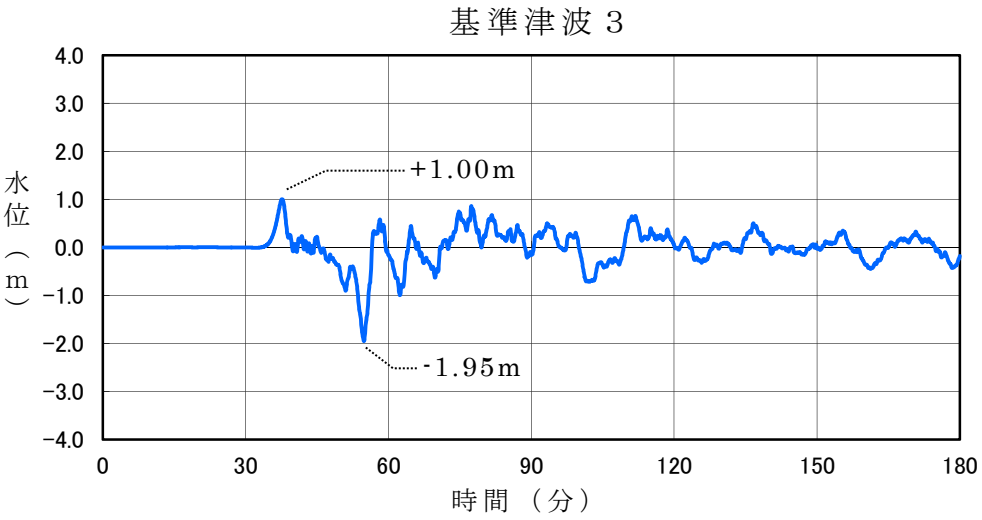
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 6.2.28 図　基準津波定義位置

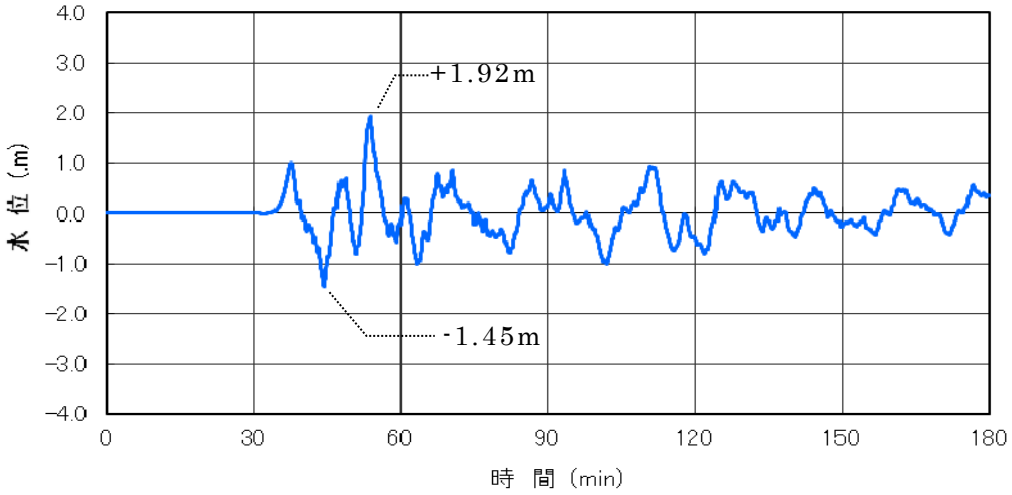




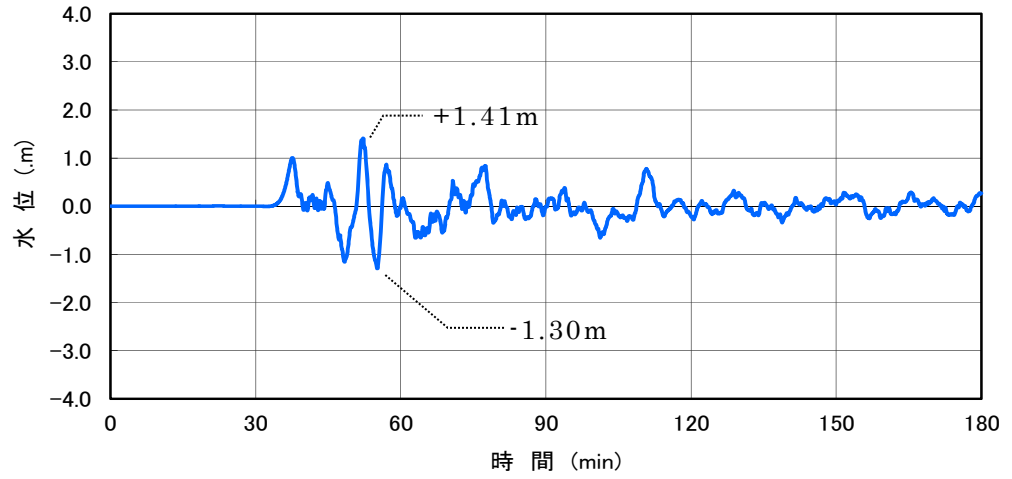


第 6.2.29 図(1)　基準津波の時刻歴波形（基準津波１～３）

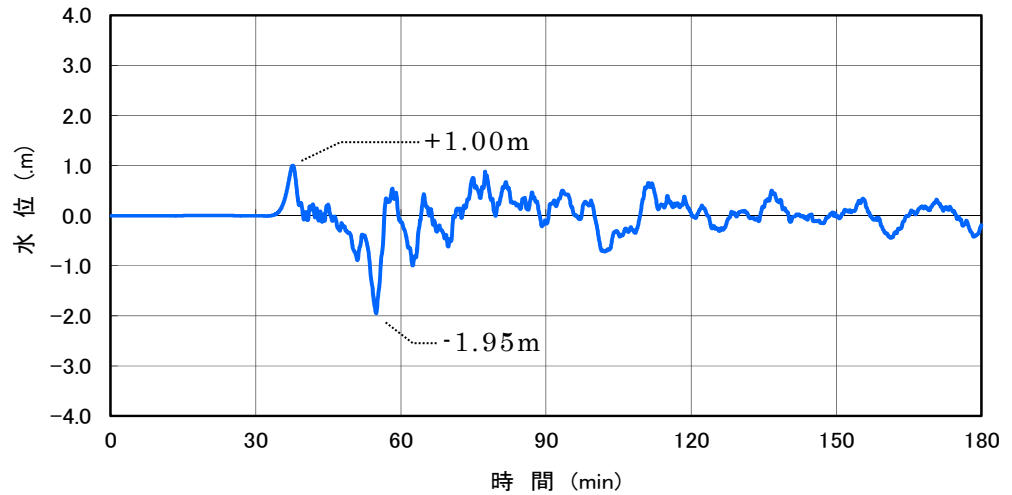
基準津波４



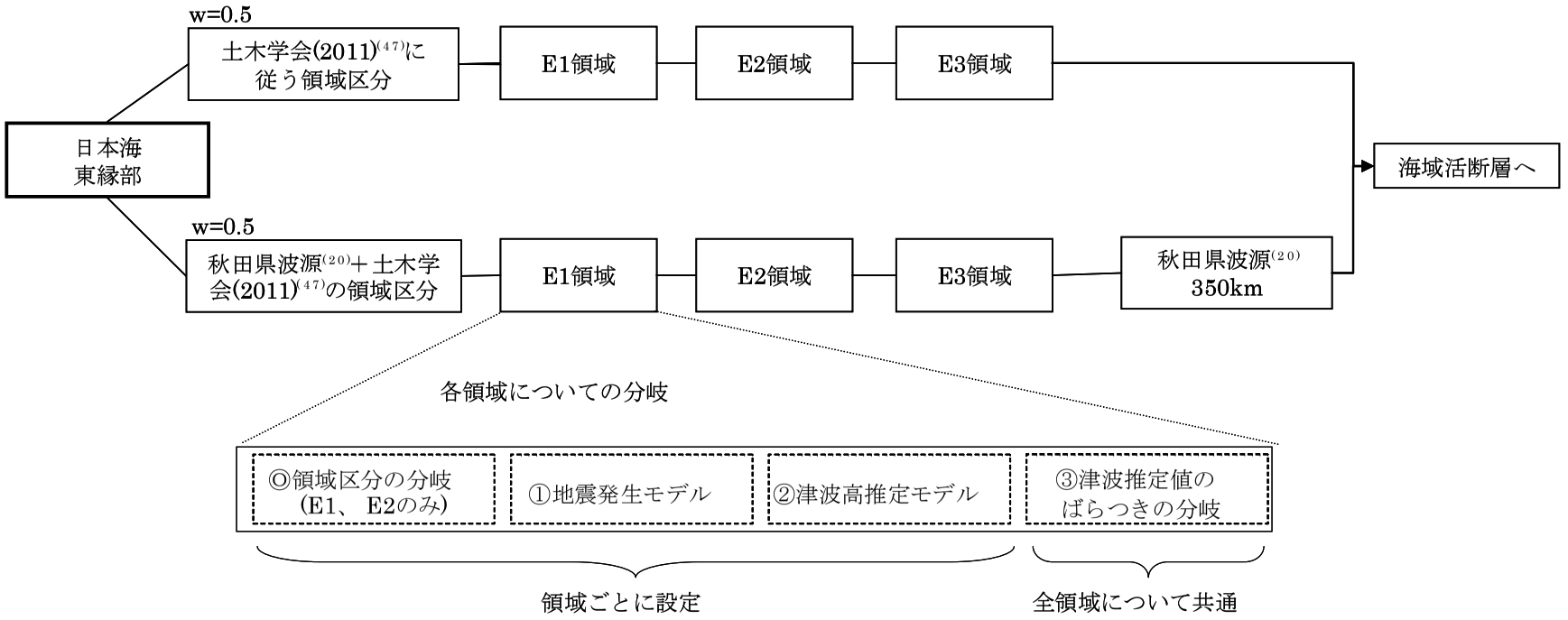
基準津波５



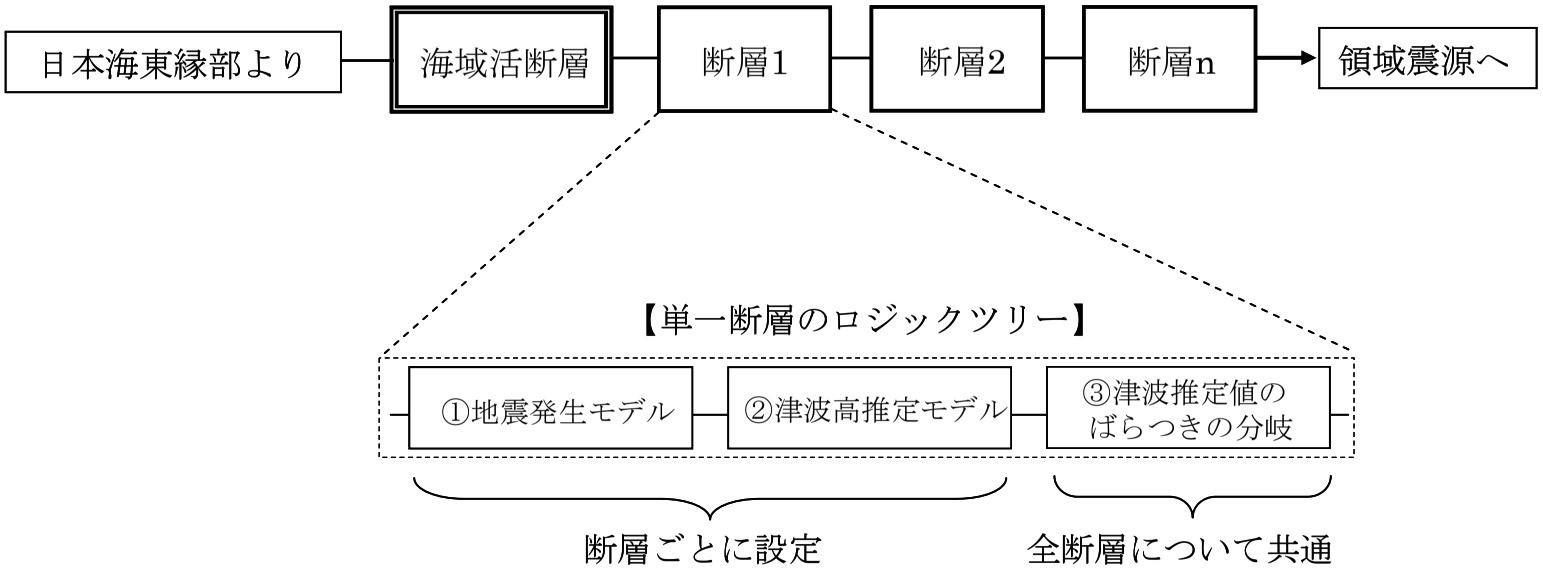
基準津波６



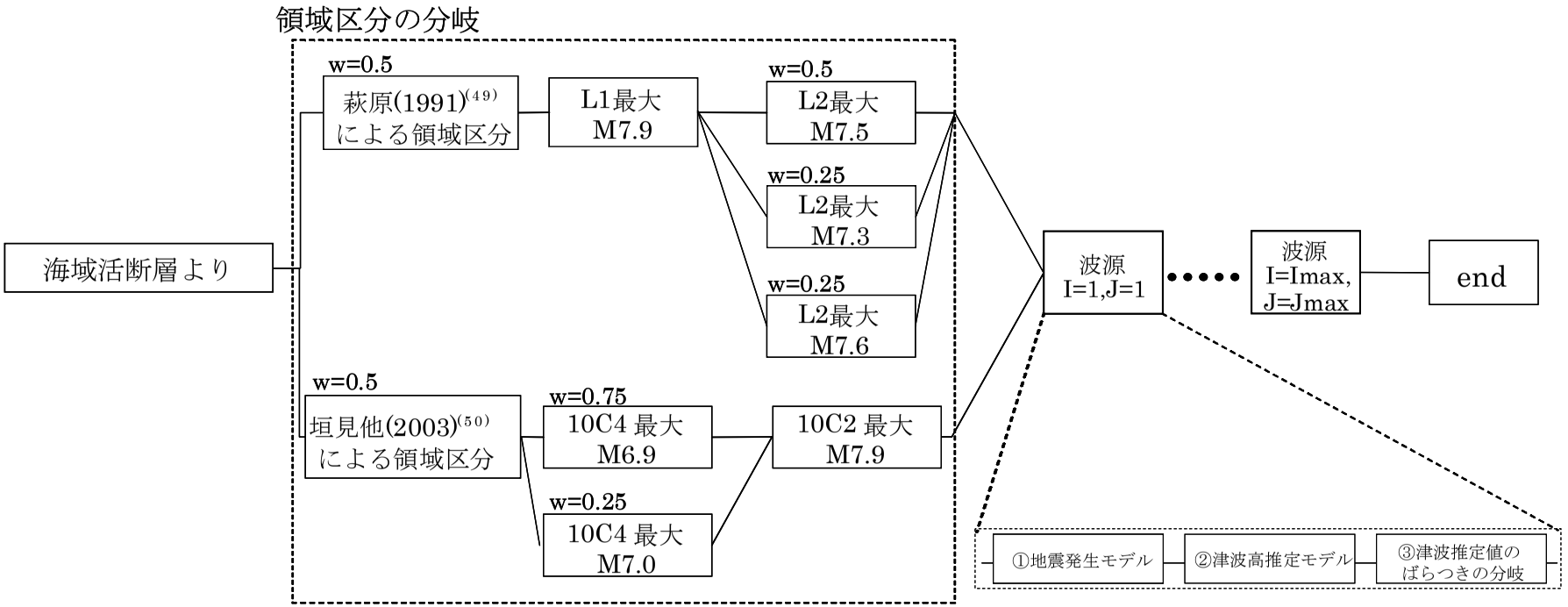
第 6.2.29 図(2)　基準津波の時刻歴波形（基準津波４～６）



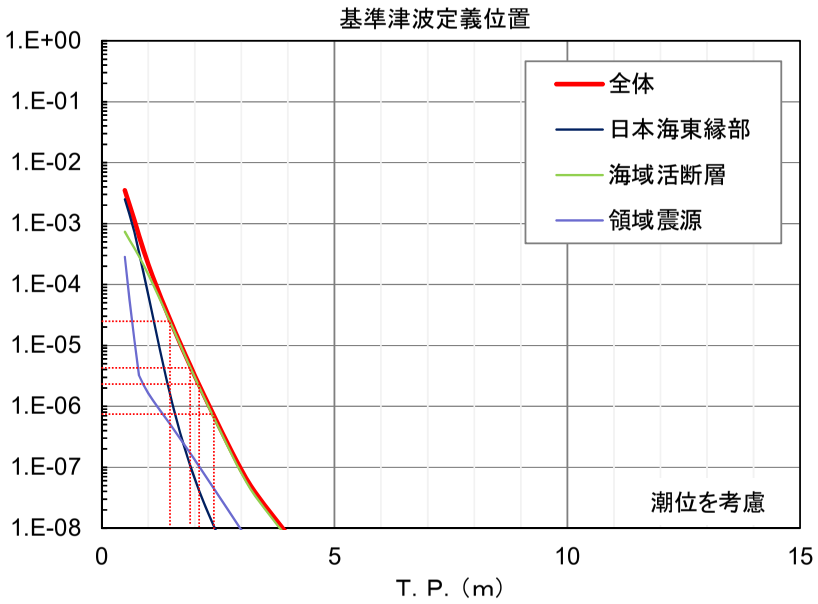
第 6.2.30 図(1)　ロジックツリー（日本海東縁部の断層による津波）



第 6.2.30 図(2)　ロジックツリー（海域活断層による津波）

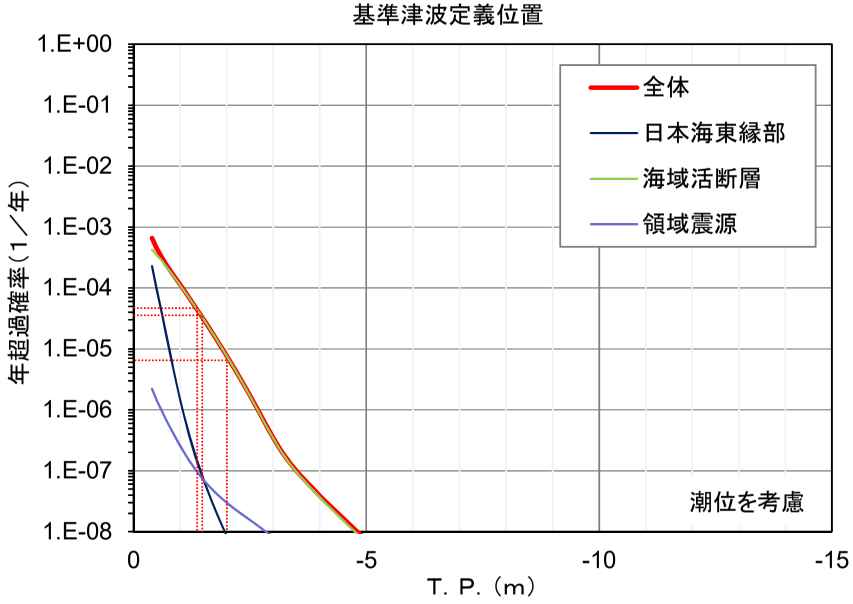


第 6.2.30 図(3)　ロジックツリー（領域震源（背景的地震）による津波）



評価点：基準津波定義位置（水深50m）		基準津波による水位	年超過確率（1/年）（平均ﾊｻﾞｰﾄﾞ曲線）
最大水位上昇側	基準津波1	T.P.+2.1 m	2.2×10^{-6}
	基準津波2	T.P.+2.4 m	7.3×10^{-7}
	基準津波3	T.P.+1.5 m	2.4×10^{-5}
	基準津波4	T.P.+2.4 m	7.3×10^{-7}
	基準津波5	T.P.+1.9 m	4.7×10^{-6}
	基準津波6	T.P.+1.5 m	2.4×10^{-5}

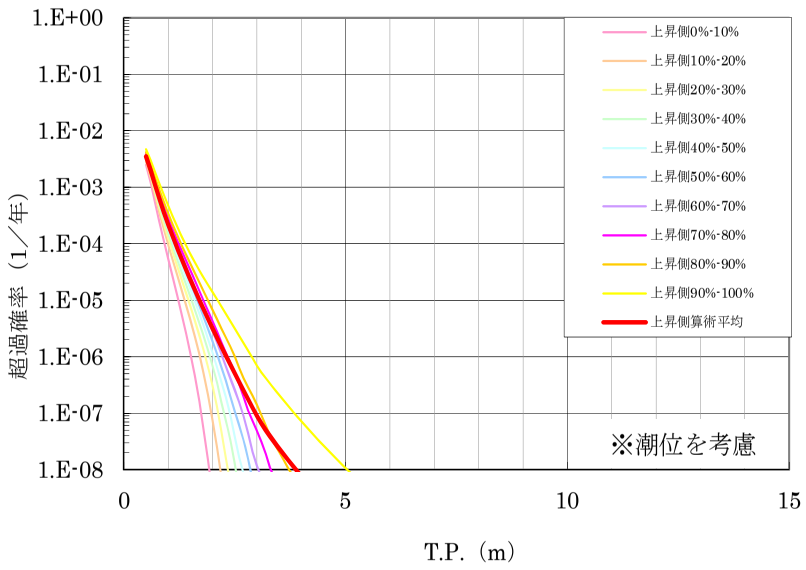
水位上昇側



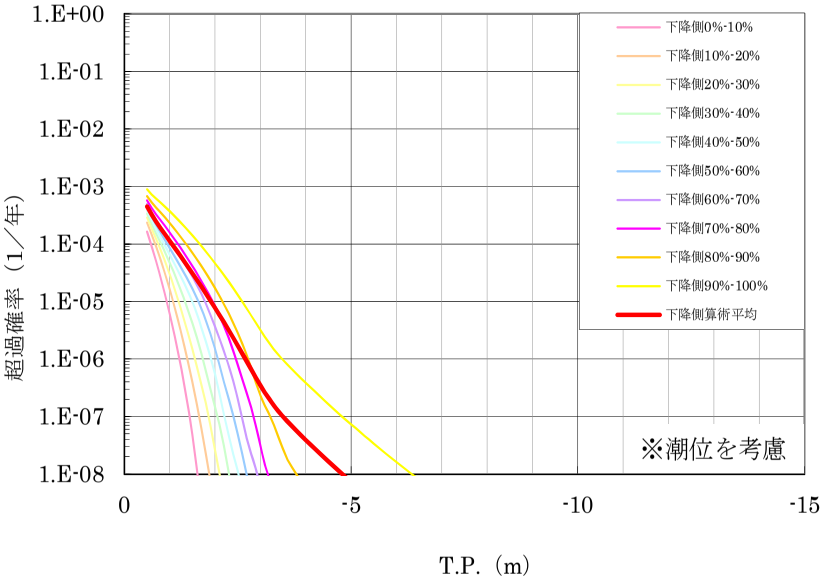
評価点：基準津波定義位置（水深50m）		基準津波による水位	年超過確率（1/年）（平均ﾊｻﾞｰﾄﾞ曲線）
最大水位下降側	基準津波1	T.P.-1.4 m	4.1×10^{-5}
	基準津波2	T.P.-1.5 m	3.2×10^{-6}
	基準津波3	T.P.-2.0 m	7.8×10^{-6}
	基準津波4	T.P.-1.5 m	3.2×10^{-5}
	基準津波5	T.P.-1.4 m	4.1×10^{-5}
	基準津波6	T.P.-2.0 m	7.8×10^{-6}

水位下降側

第 6.2.31 図　基準津波定義位置における平均ハザード曲線

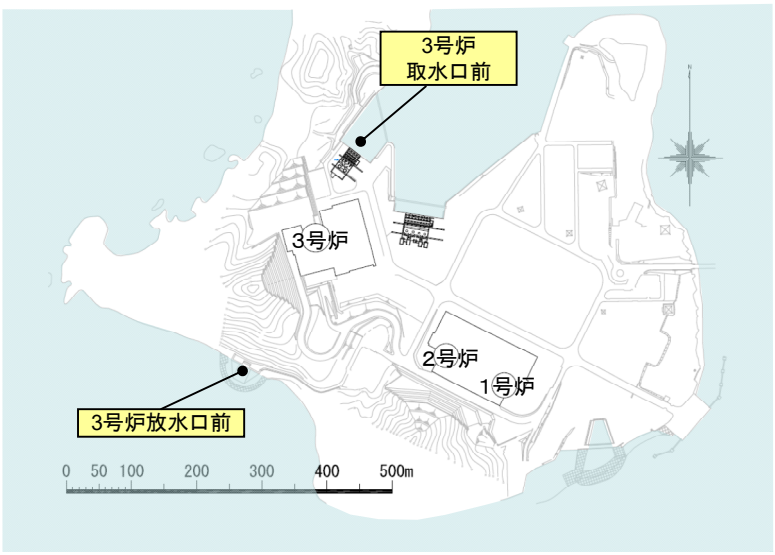


水位上昇側

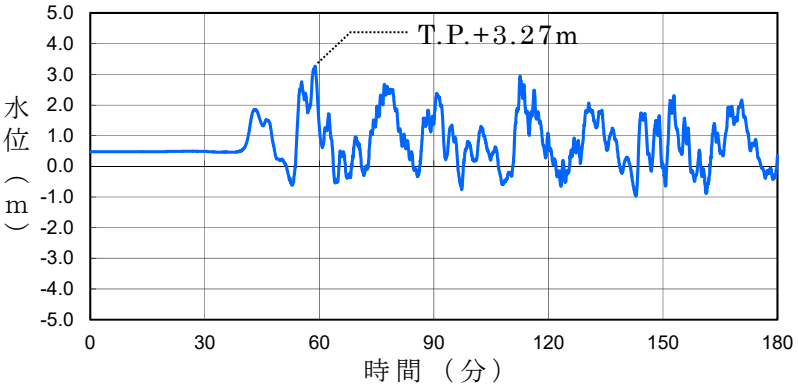


水位下降側

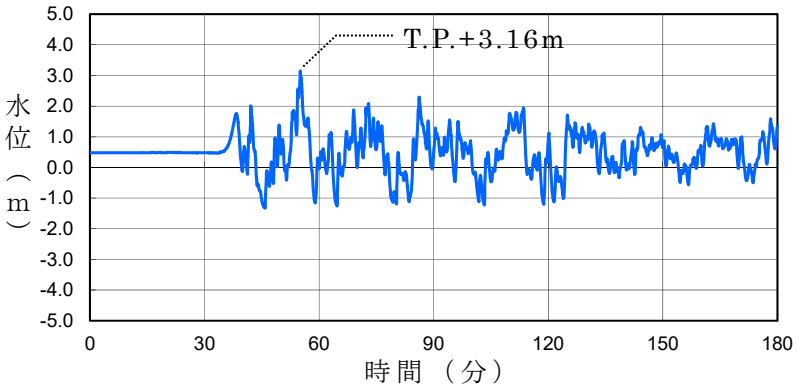
第 6.2.32 図　基準津波定義位置における 10%ごとのフラクタイル曲線



時刻歴波形の算出位置

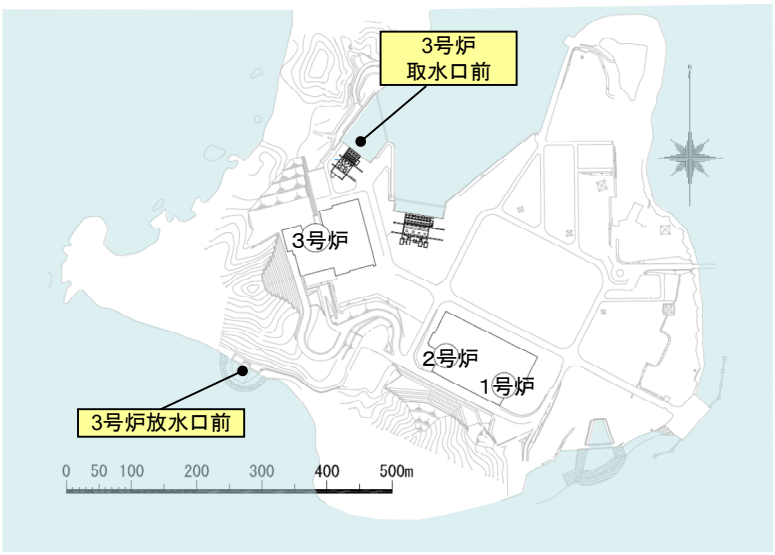


3 号炉取水口前

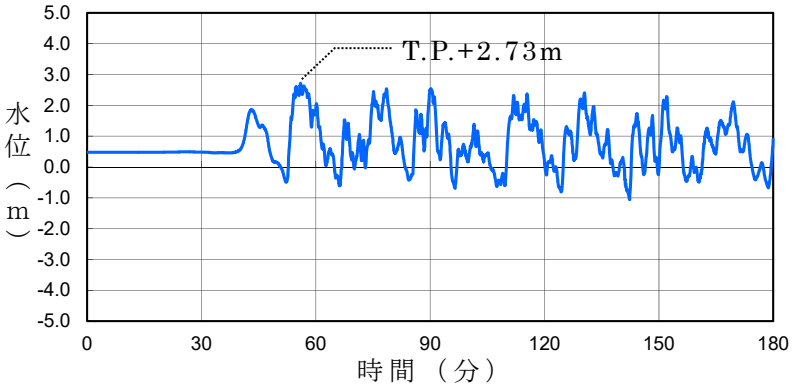


3 号炉放水口前

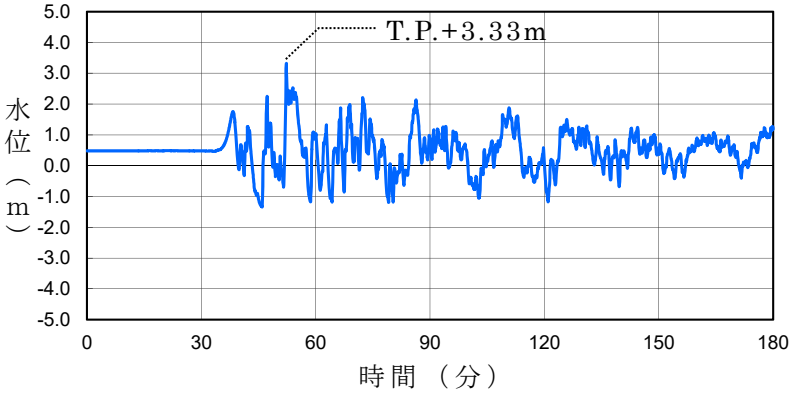
第 6.3.1 図　基準津波 1 の時刻歴波形（水位上昇側）



時刻歴波形の算出位置

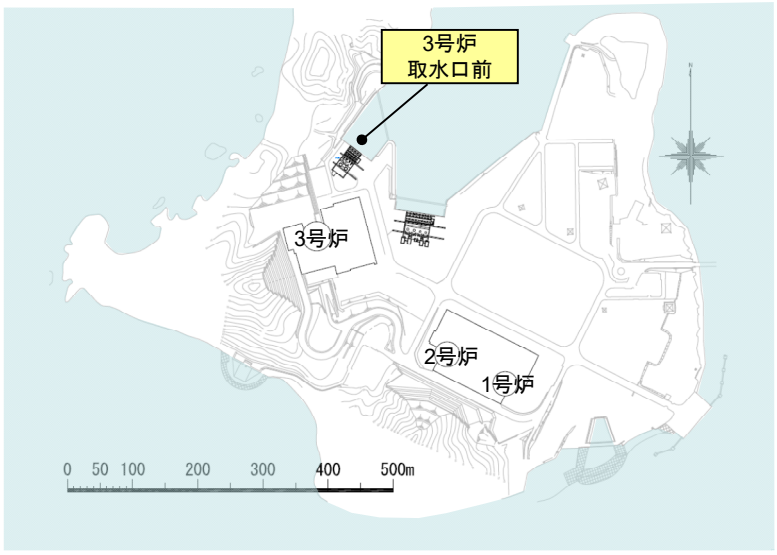


3 号炉取水口前

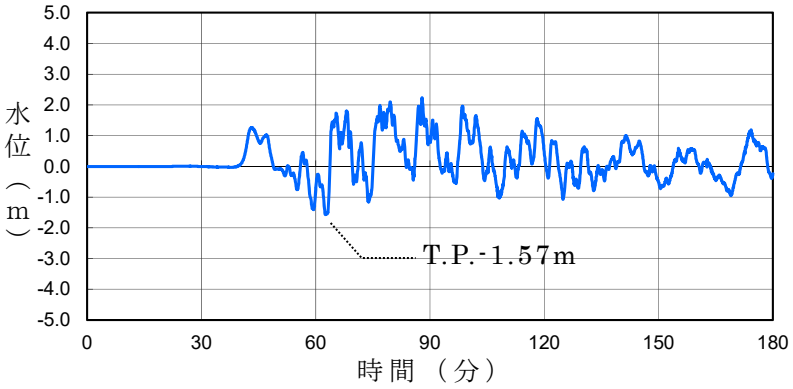


3 号炉放水口前

第 6.3.2 図　基準津波 2 の時刻歴波形（水位上昇側）

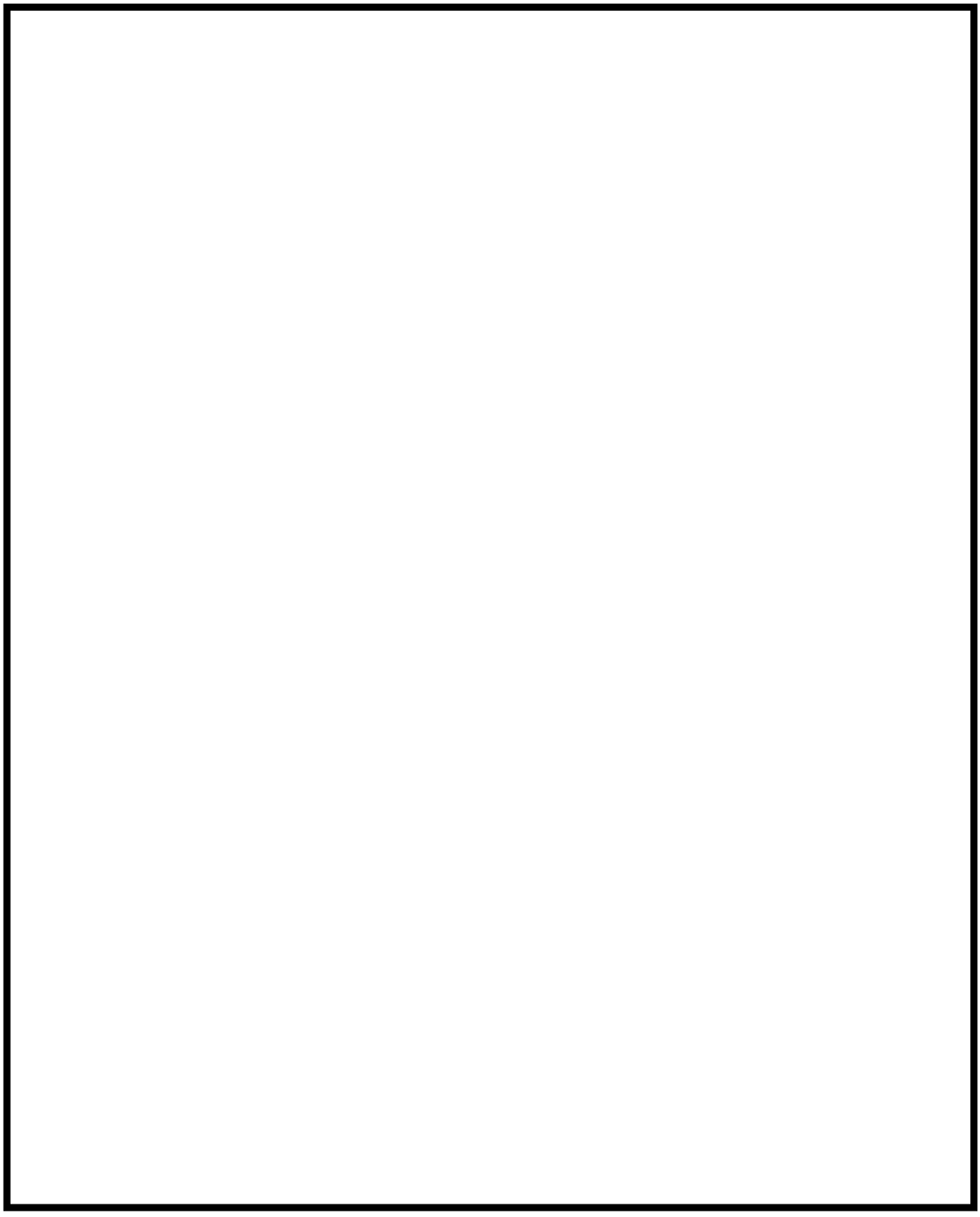


時刻歴波形の算出位置



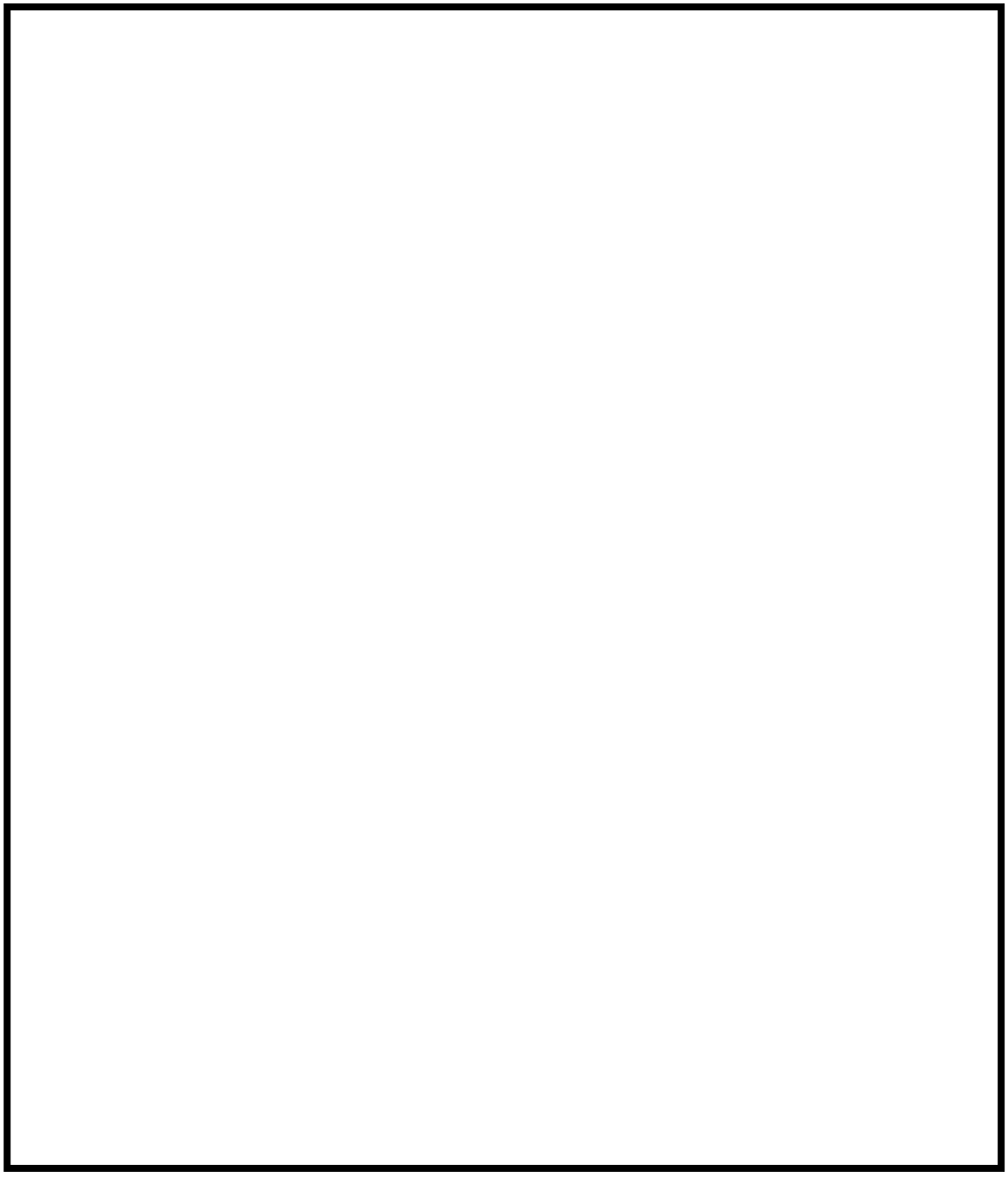
3 号炉取水口前

第 6.3.3 図　基準津波 3 の時刻歴波形（水位下降側）



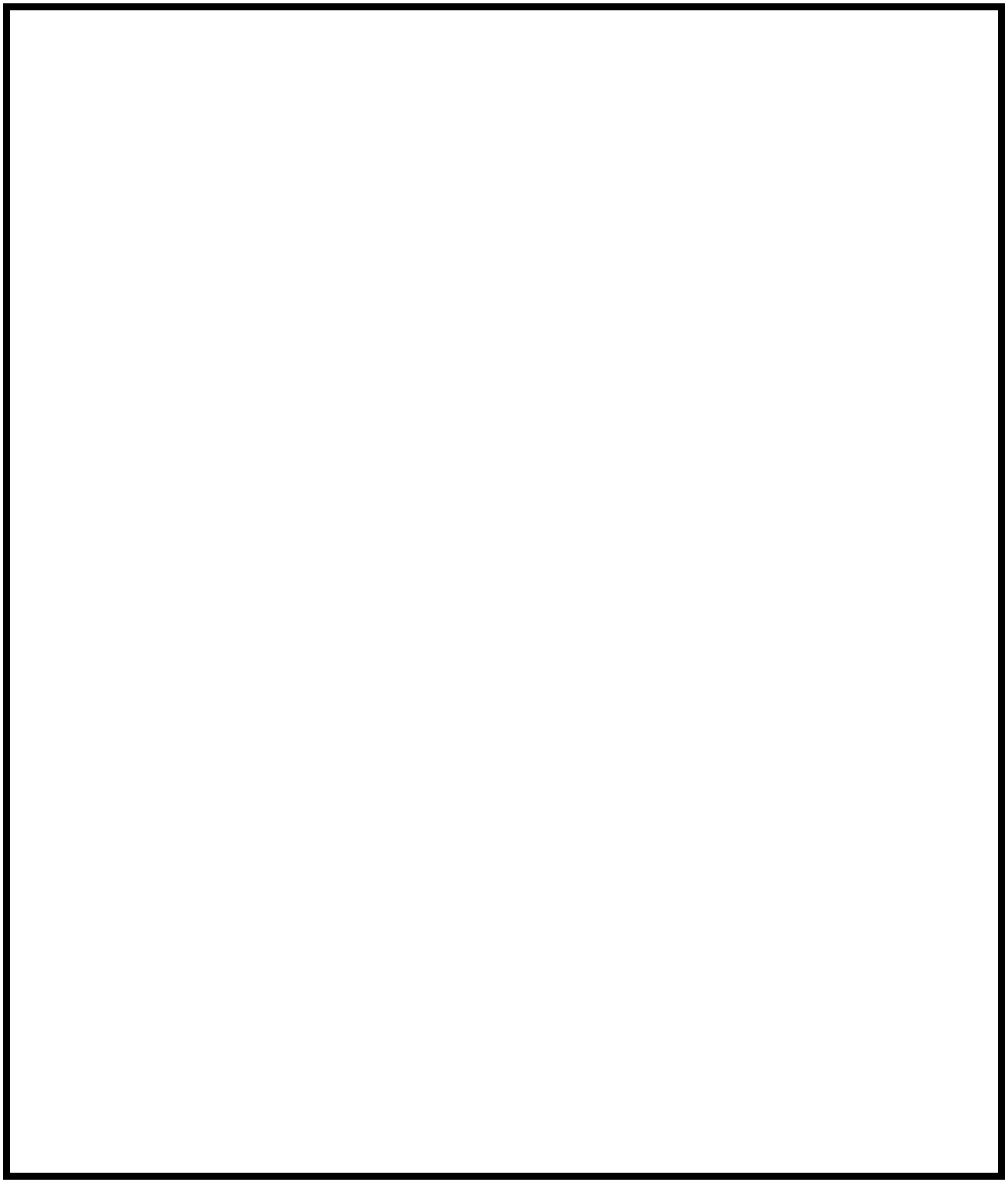
第 6.3.4 図　基準津波４の時刻歴波形（水位上昇側）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



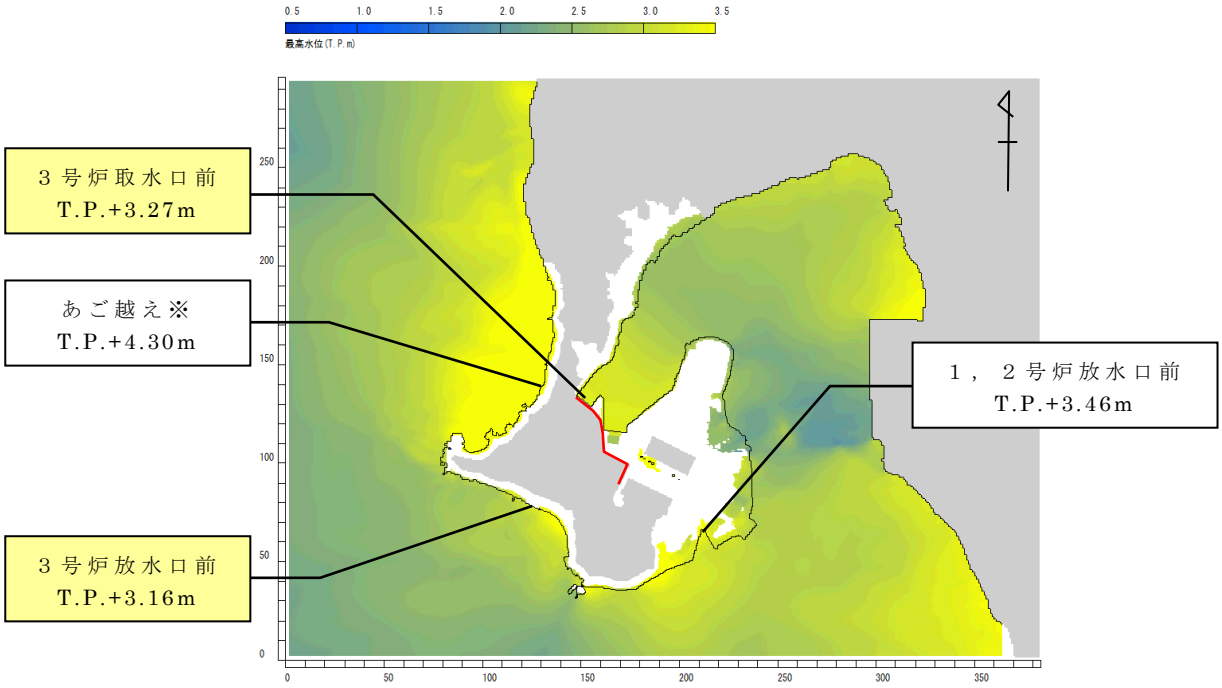
第 6.3.5 図　基準津波５の時刻歴波形（水位上昇側）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 6.3.6 図　基準津波 6 の時刻歴波形（水位下降側）

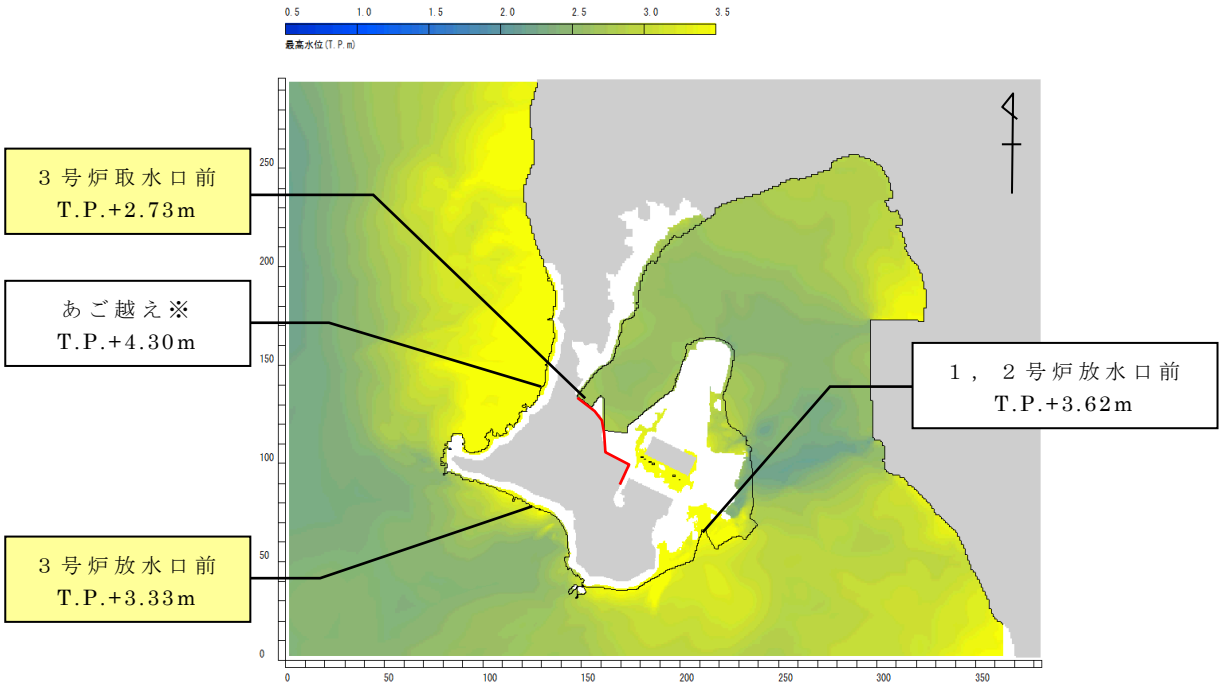
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



※陸域遡上部の最高到達点水位

最高水位分布図

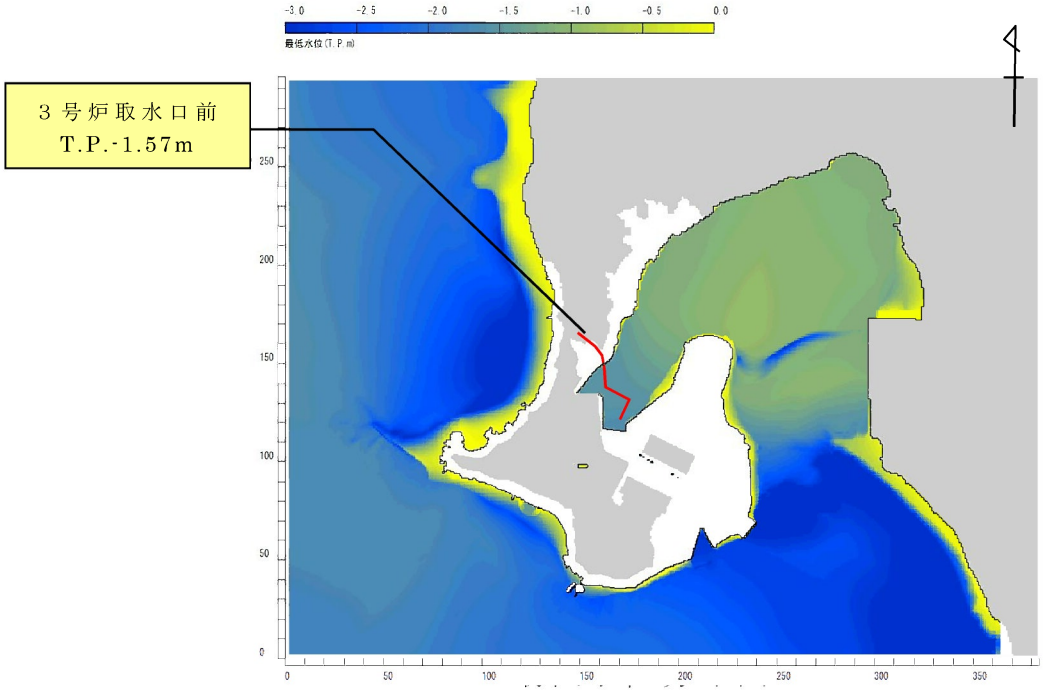
第 6.3.7 図　基準津波 1 による水位分布図



※陸域遡上部の最高到達点水位

最高水位分布図

第 6.3.8 図　基準津波 2 による水位分布図



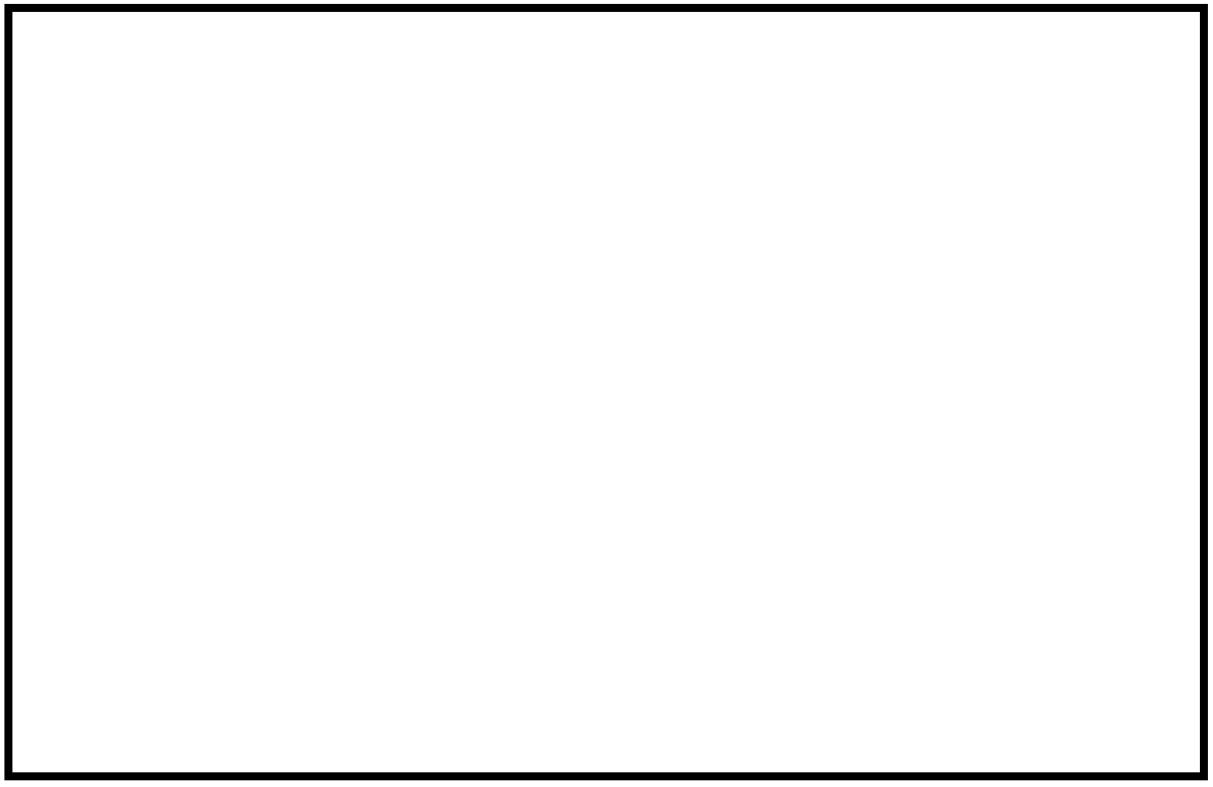
第 6.3.9 図　基準津波 3 による水位分布図

第 6.3.10 図　基準津波 4 による水位分布図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



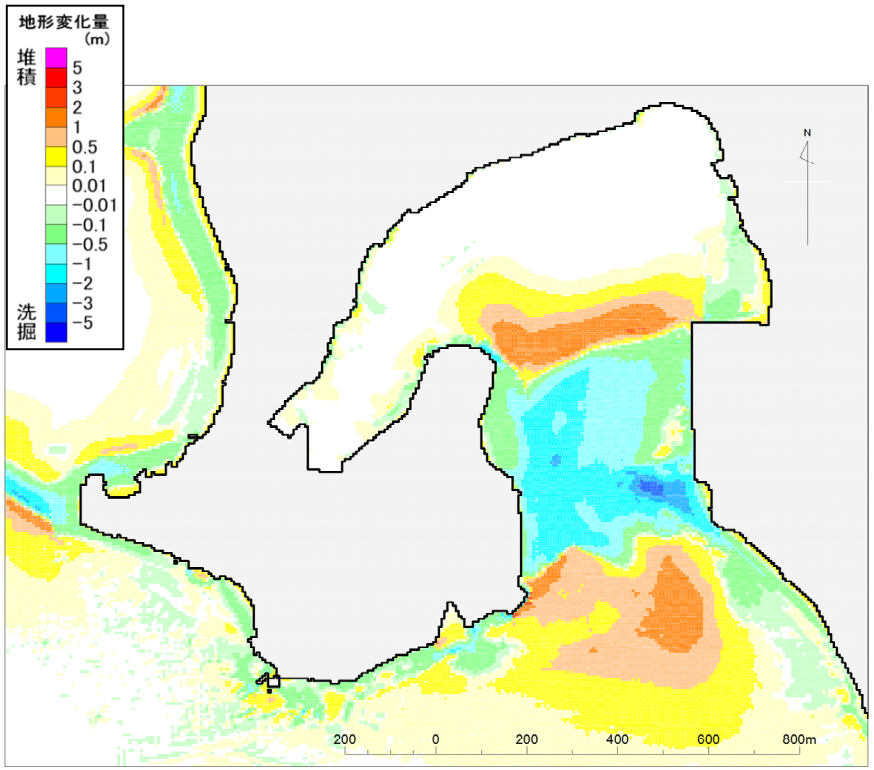
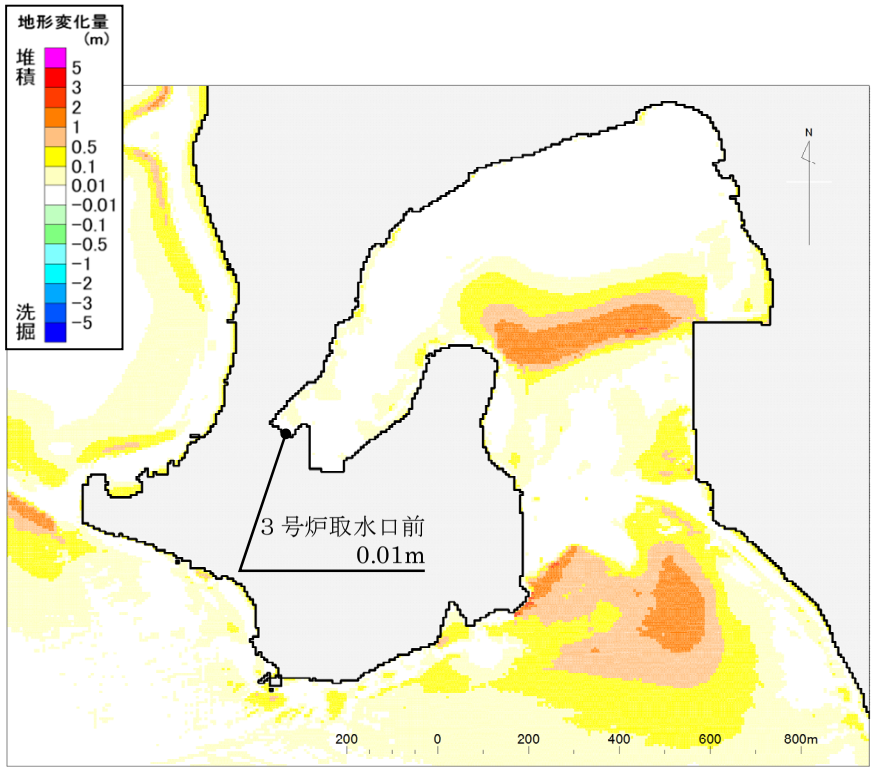
第 6.3.11 図　基準津波 5 による水位分布図



第 6.3.12 図　基準津波 6 による水位分布図

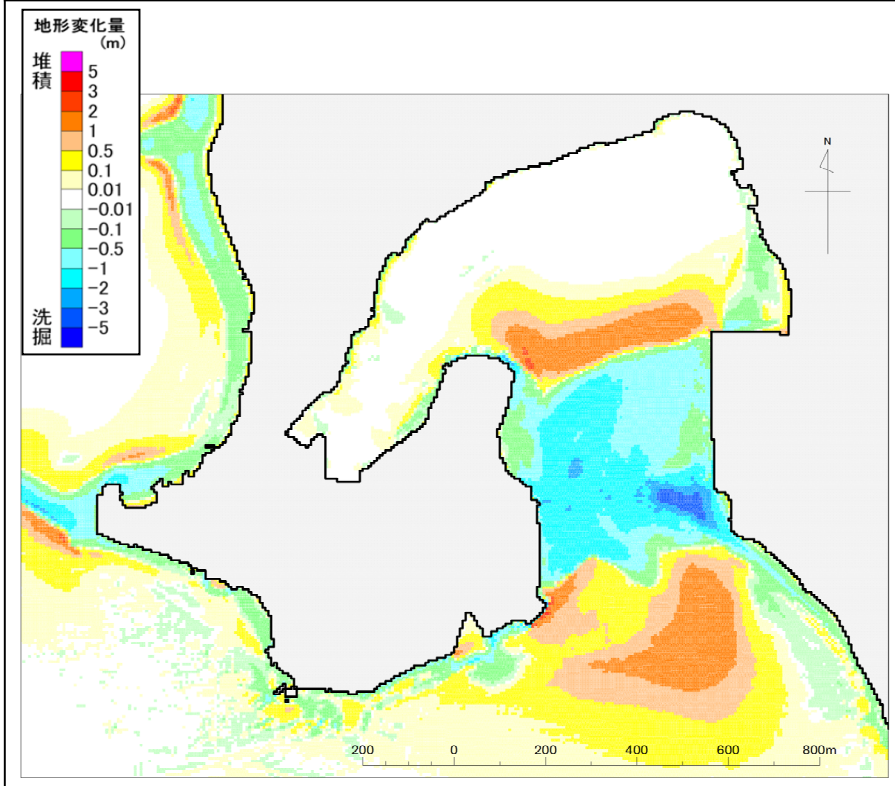
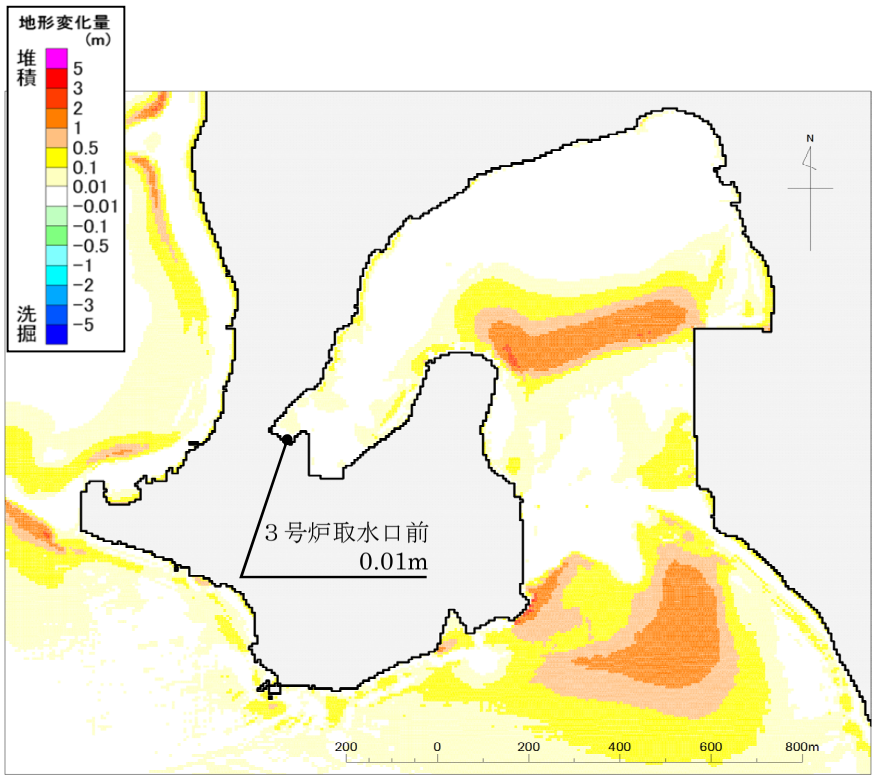
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	基準津波１（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、69秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他 (1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布
	

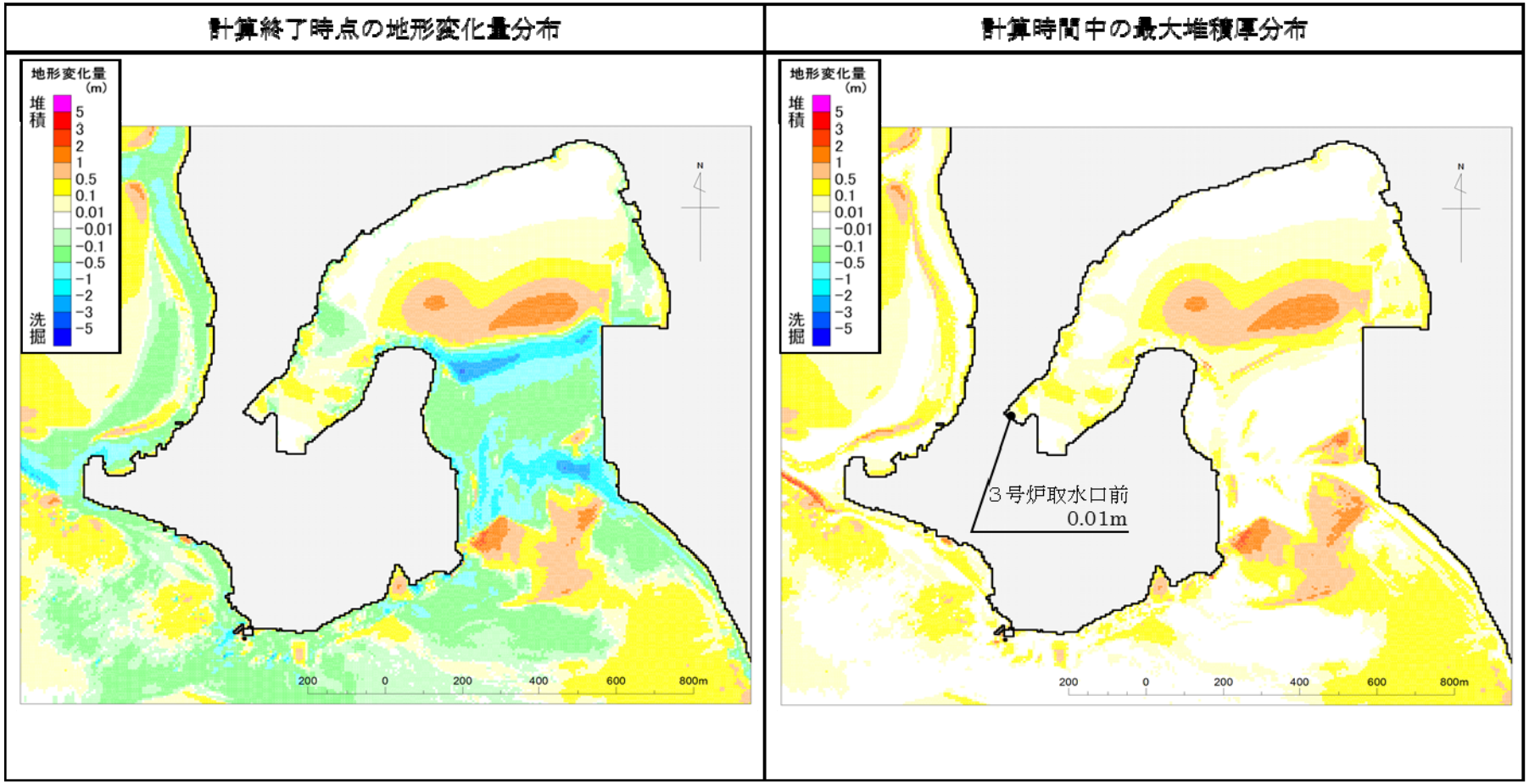
第 6.3.13 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波１）

波源	基準津波１（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、69秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他　(1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	5%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布
	

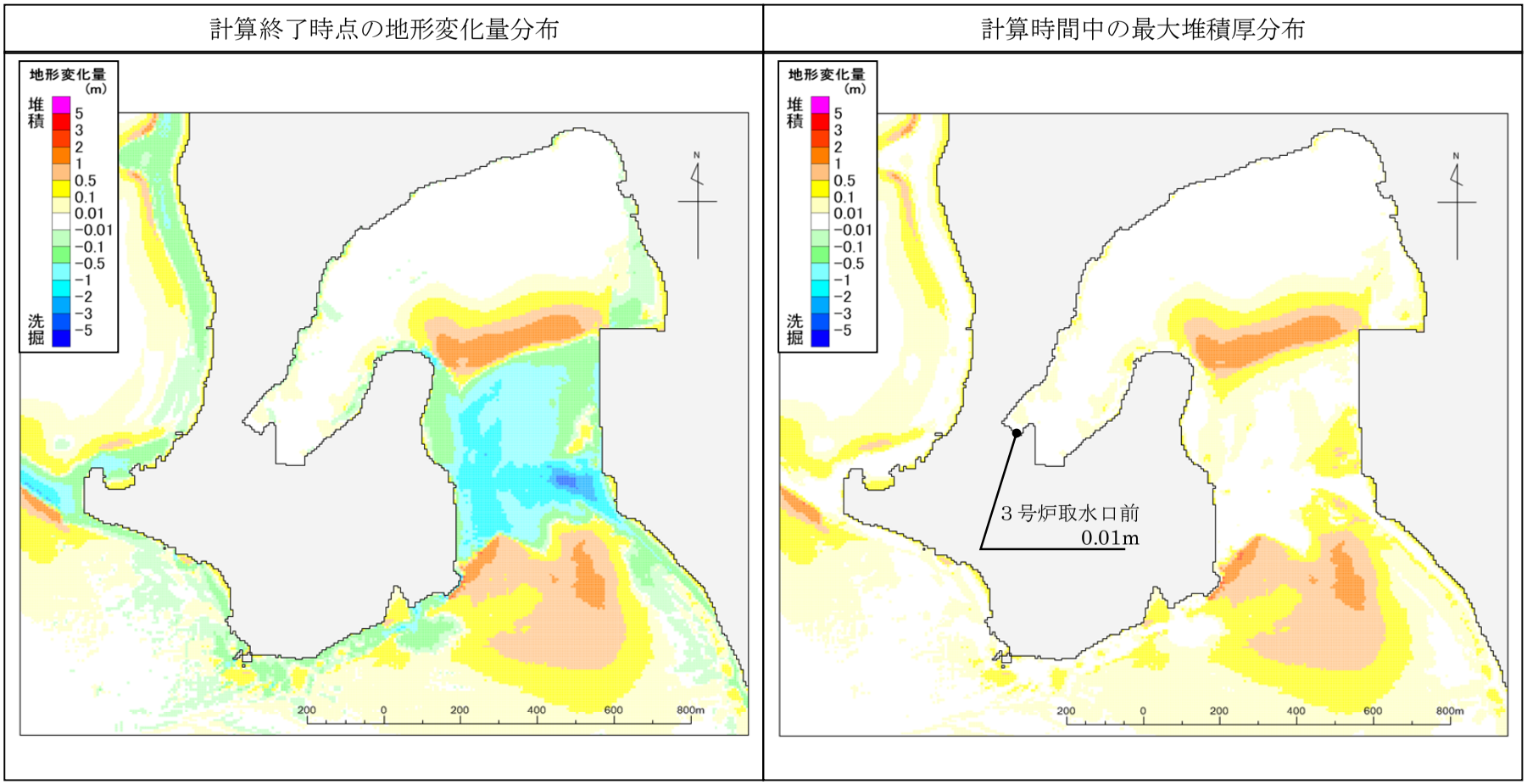
第 6.3.13 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波１）

波源	基準津波１（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、69秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋 他 (1999)[52]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%



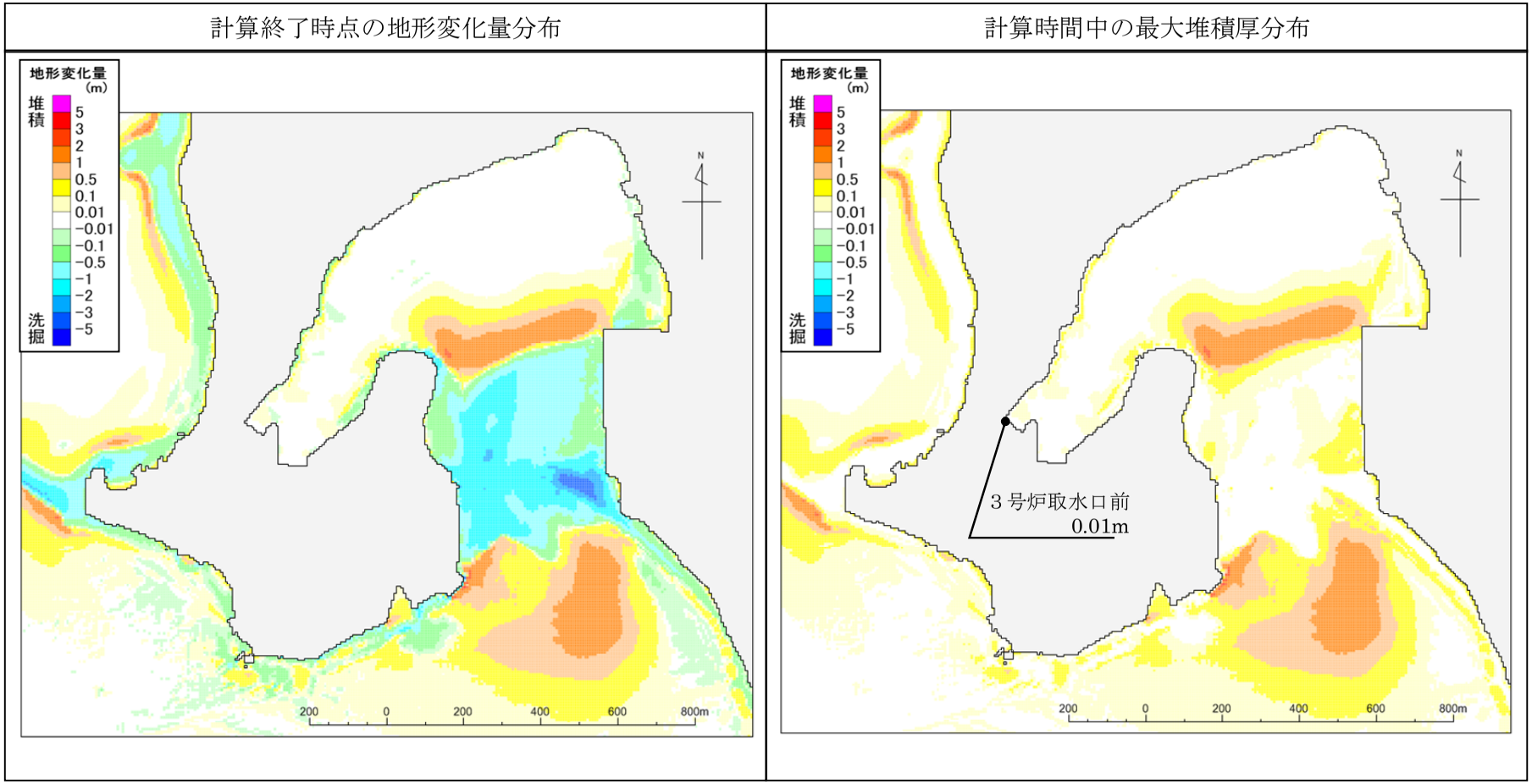
第 6.3.13 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波１）

波源	基準津波２（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、6秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他　(1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%



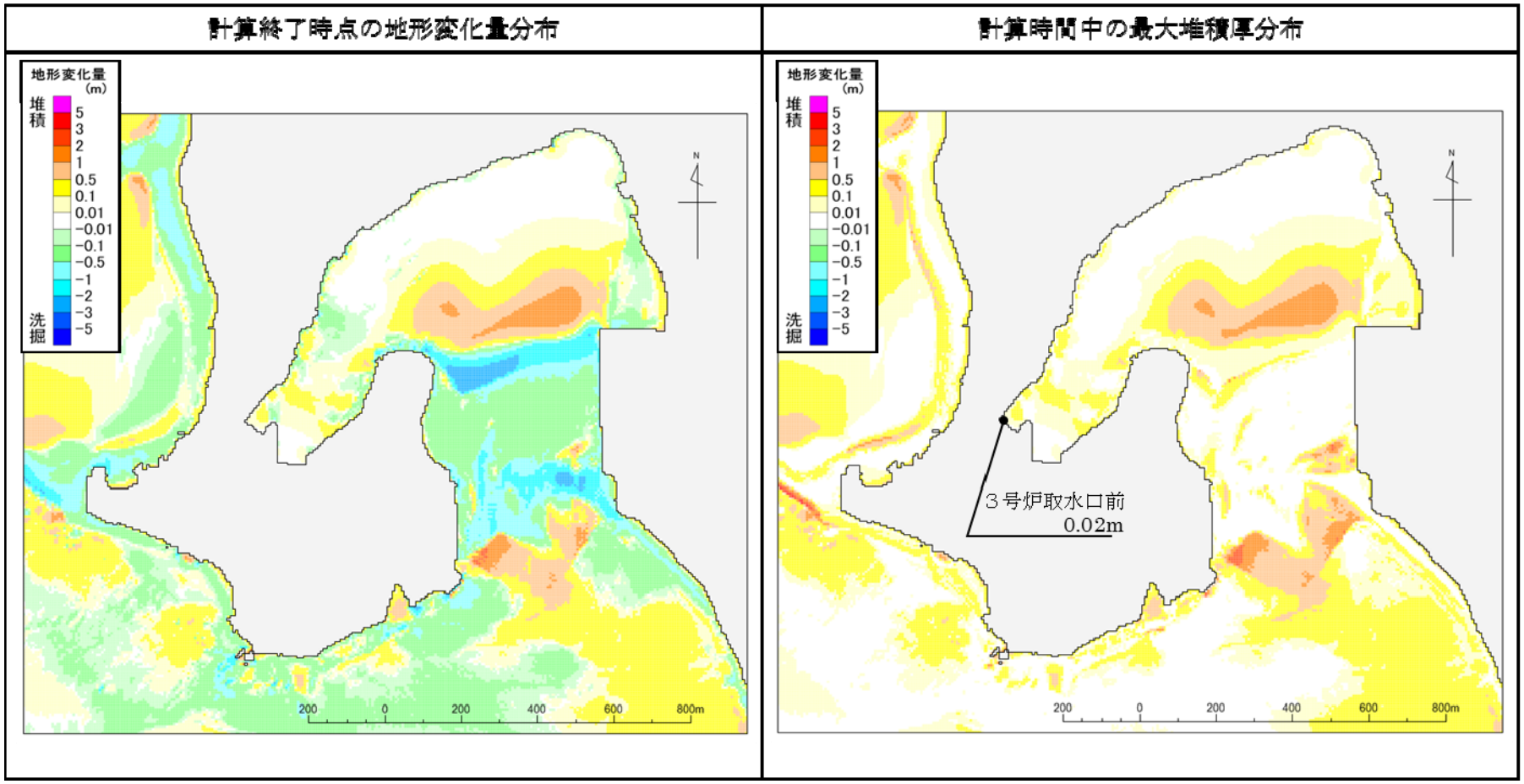
第 6.3.14 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波２）

波源	基準津波２（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、6秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他　(1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	5%



第 6.3.14 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波２）

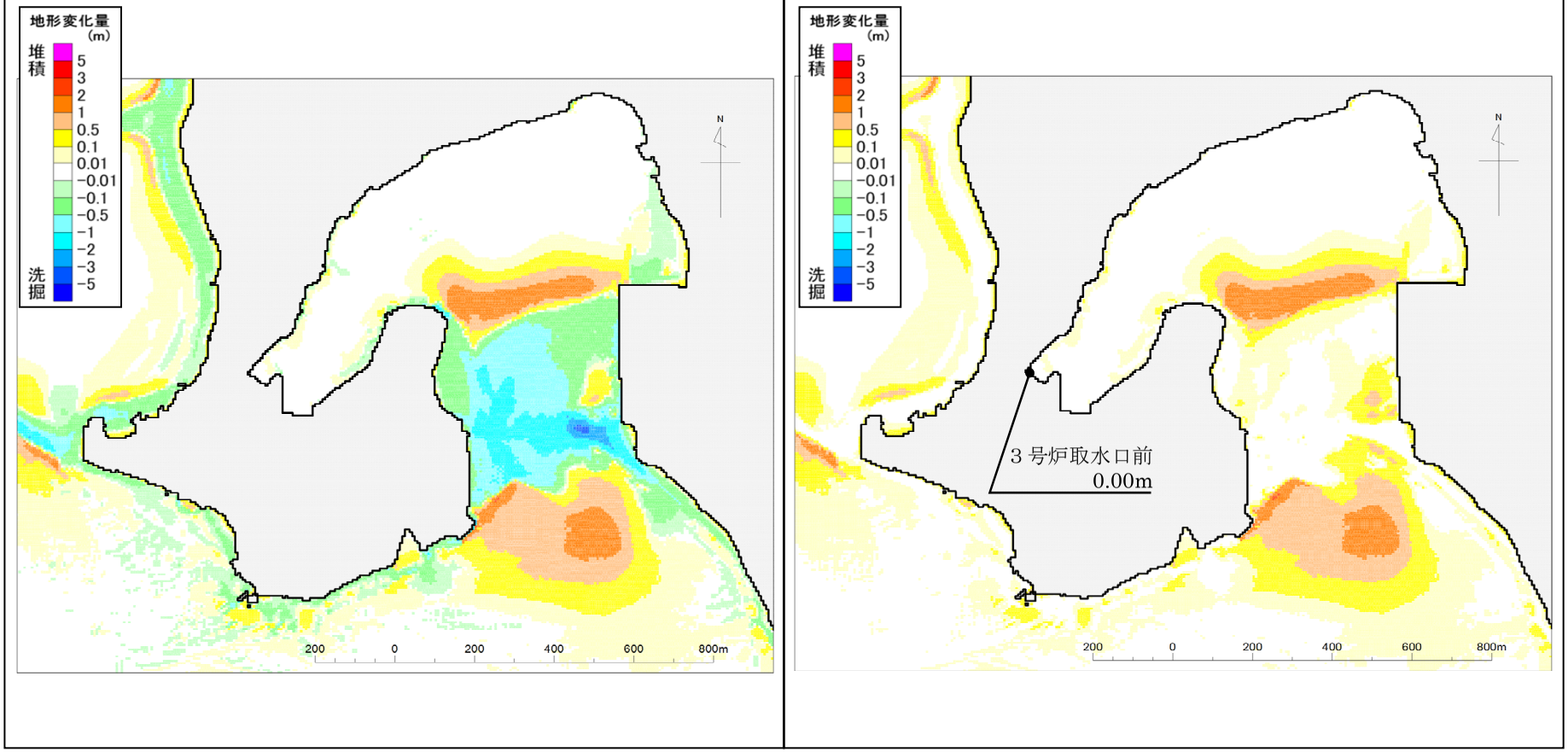
波源	基準津波２（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアB(Kinematic)、6秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋 他 (1999)[52]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%



第 6.3.14 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波２）

波源	基準津波３（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアC(Kinematic)、72秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井 他 (1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%

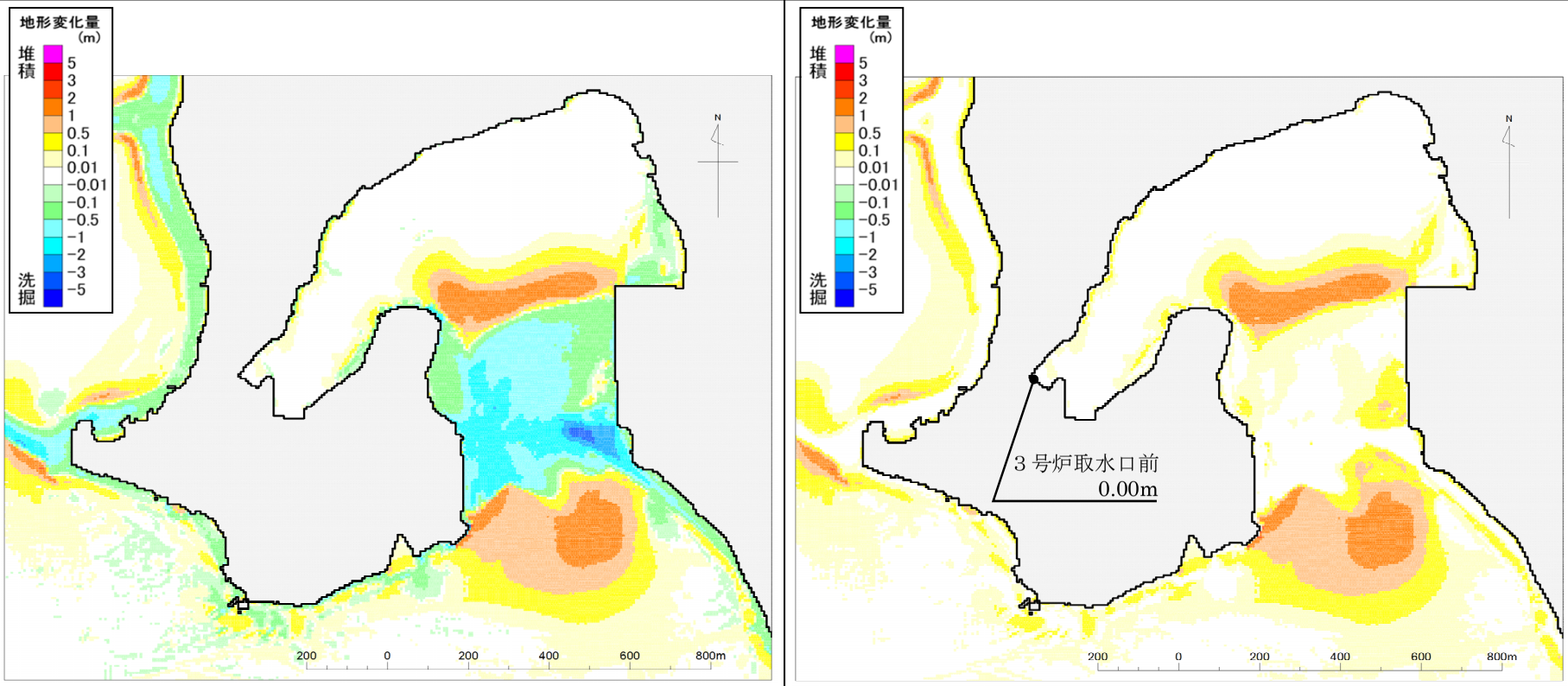
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.15 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波３）

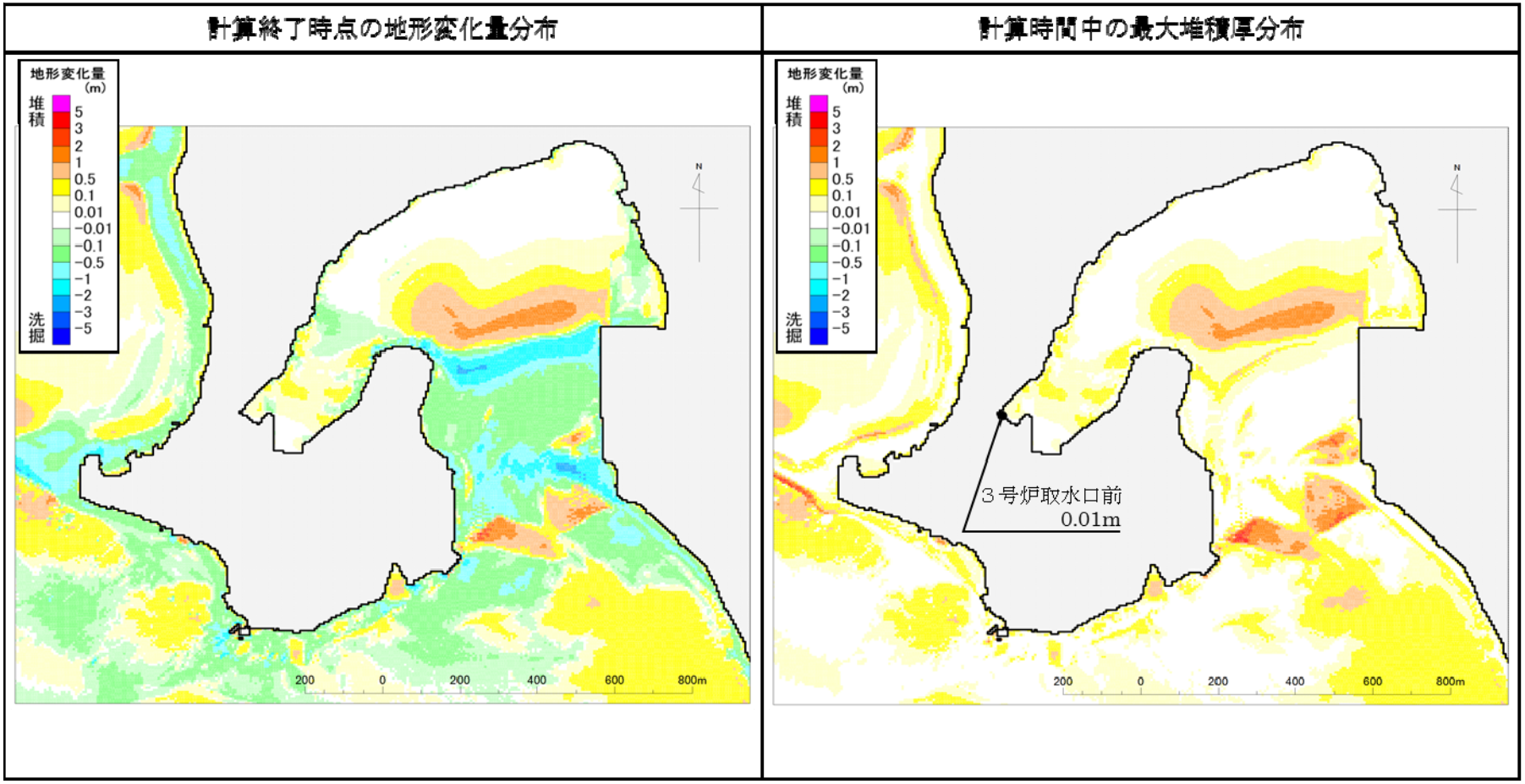
波源	基準津波３（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアC(Kinematic)、72秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他 (1998)[51]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	5%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.15 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波３）

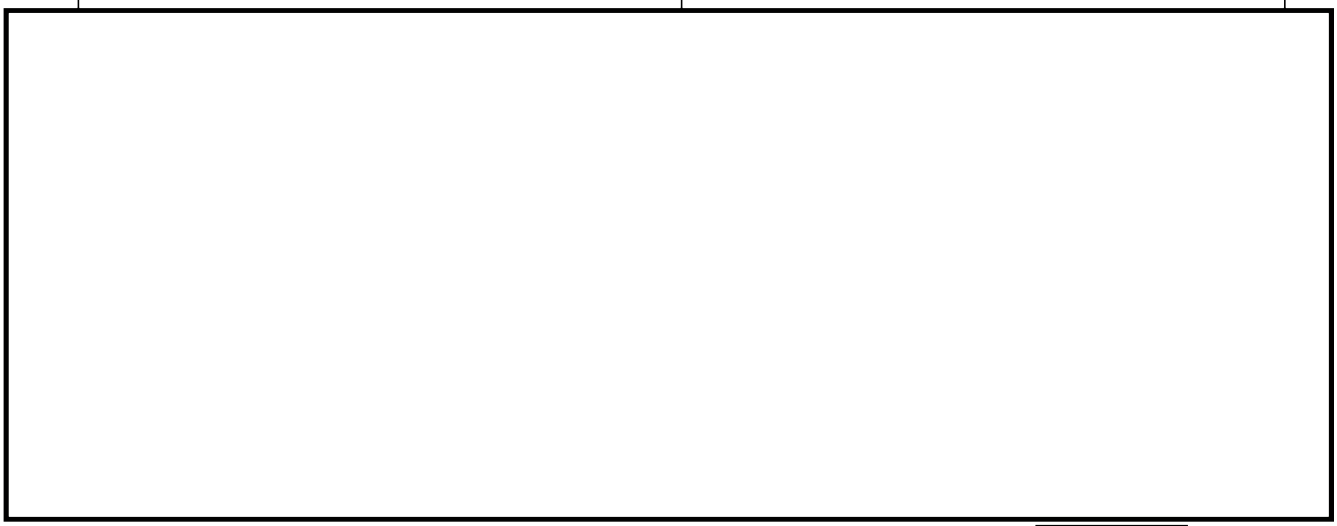
波源	基準津波３（若狭海丘列付近断層と海底地すべりエリアC(Kinematic)、72秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋 他 (1999)[52]の手法	浮遊砂堆積濃度上限値	1%



第 6.3.15 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波３）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（69秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

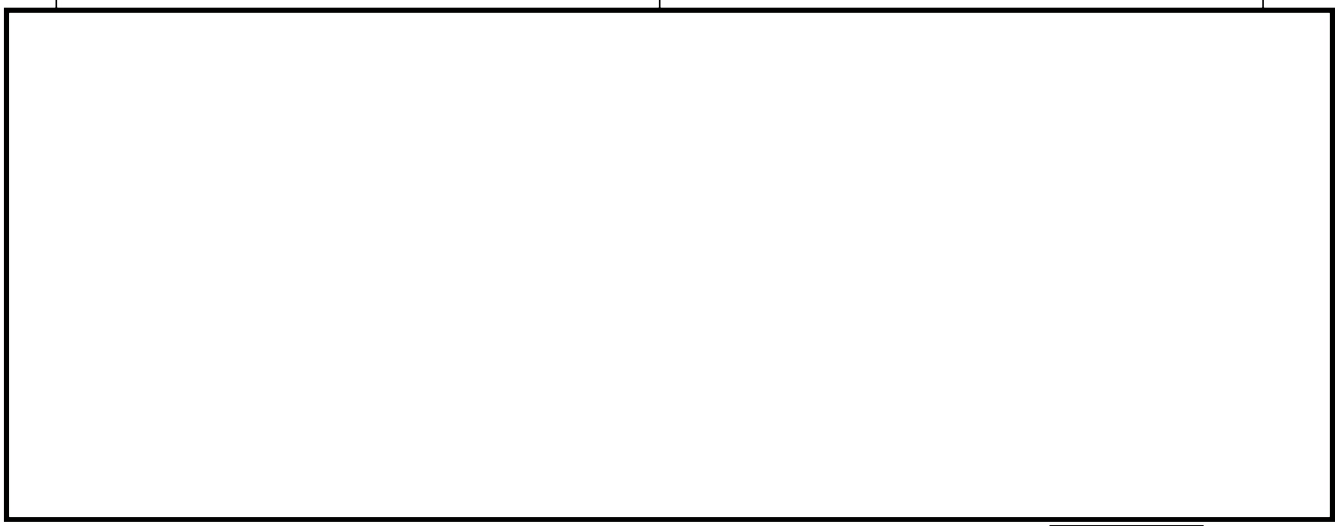
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.16 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波１、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（69秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.16 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波１、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（69秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

第 6.3.16 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波１、[　　]周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（6秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

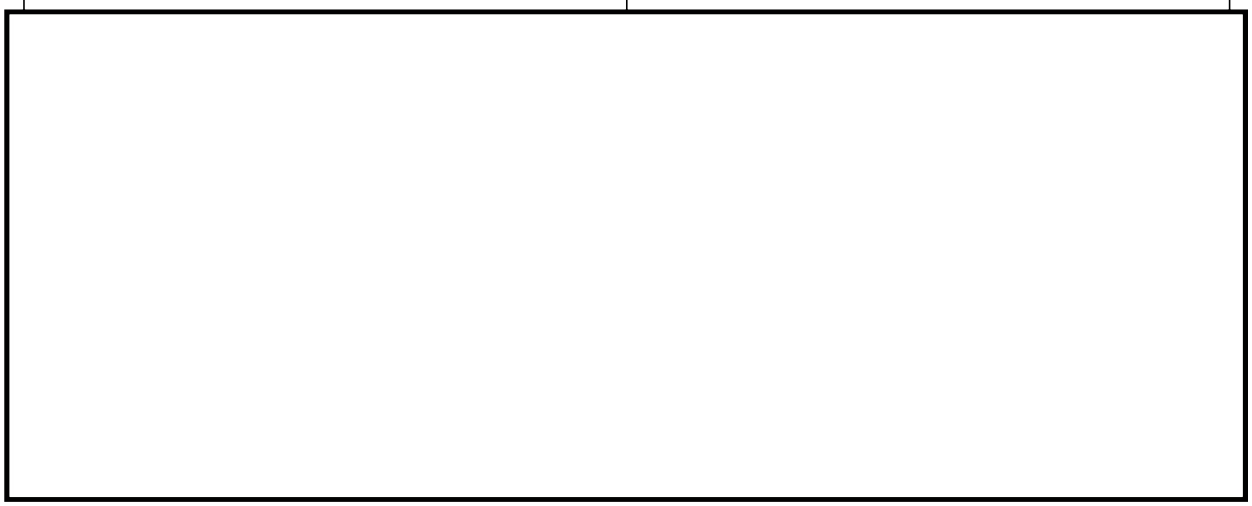
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

第 6.3.17 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波２、[　　]周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（6秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

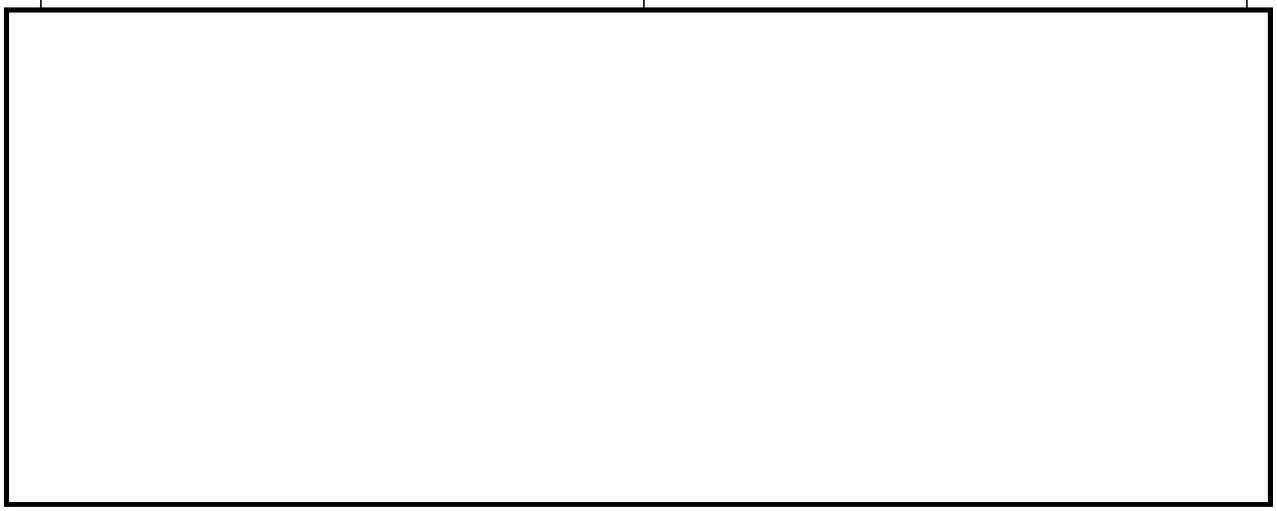
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.17 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波２、[redacted]周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（6秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

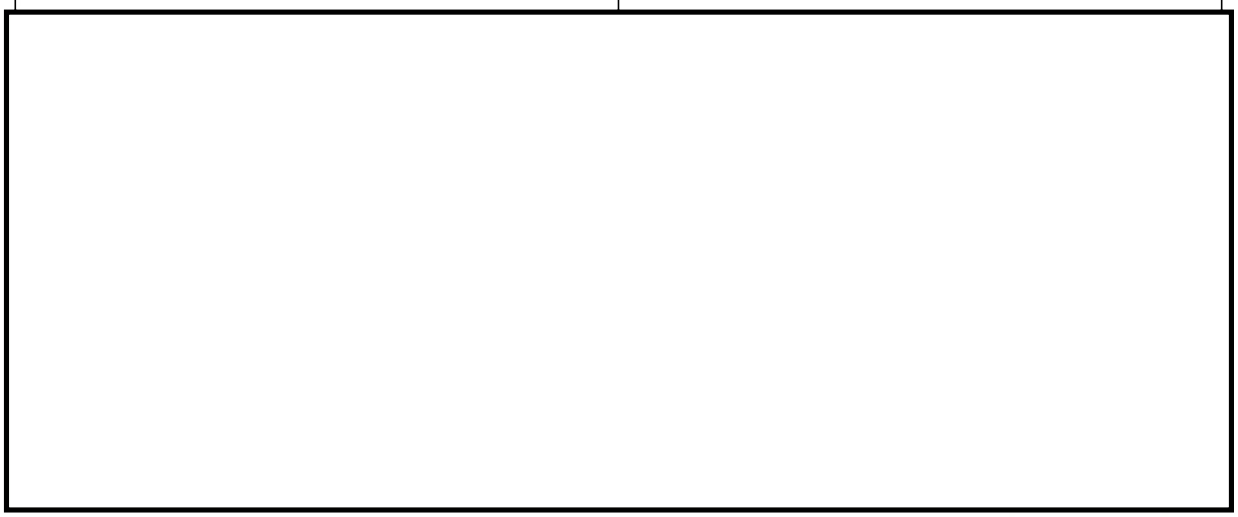


第 6.3.17 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波２、[redacted]周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（72秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

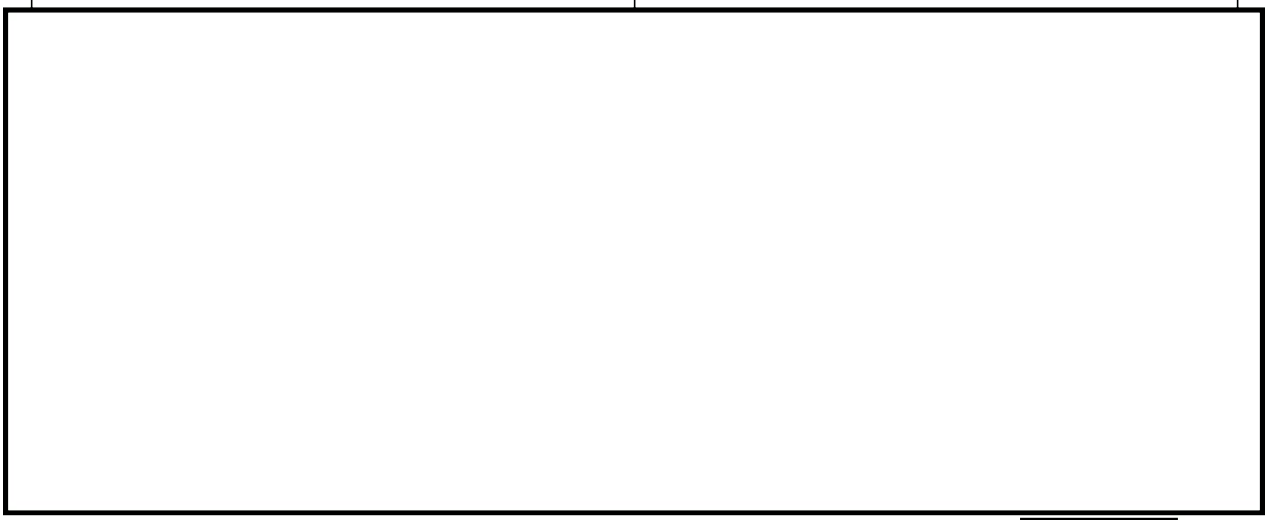
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.18 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波３、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（72秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.18 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波３、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（72秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

第 6.3.18 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波３、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（0秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

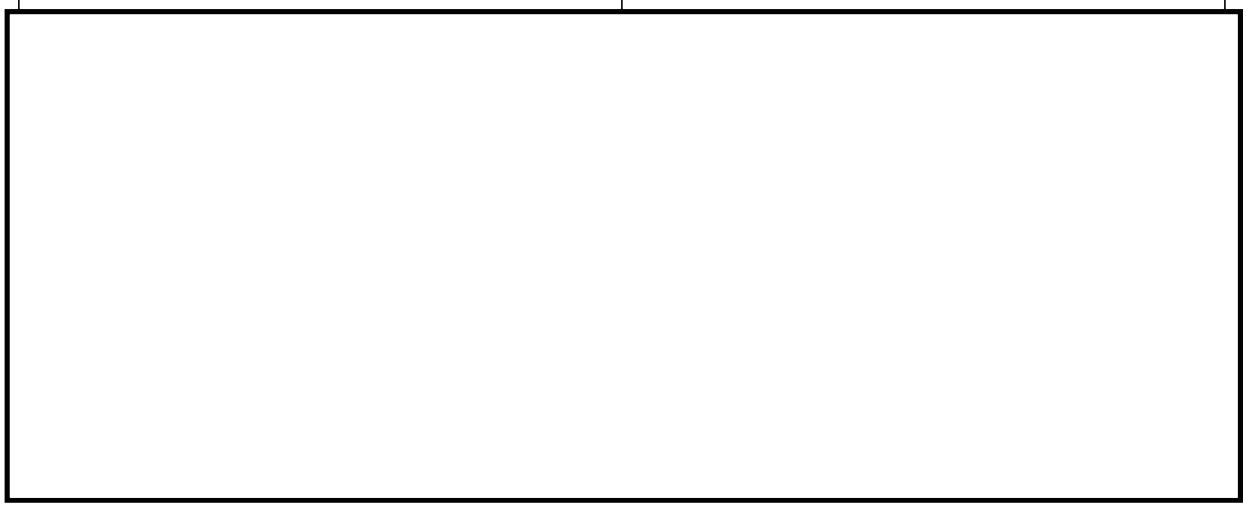
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

第 6.3.19 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波４、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（0秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

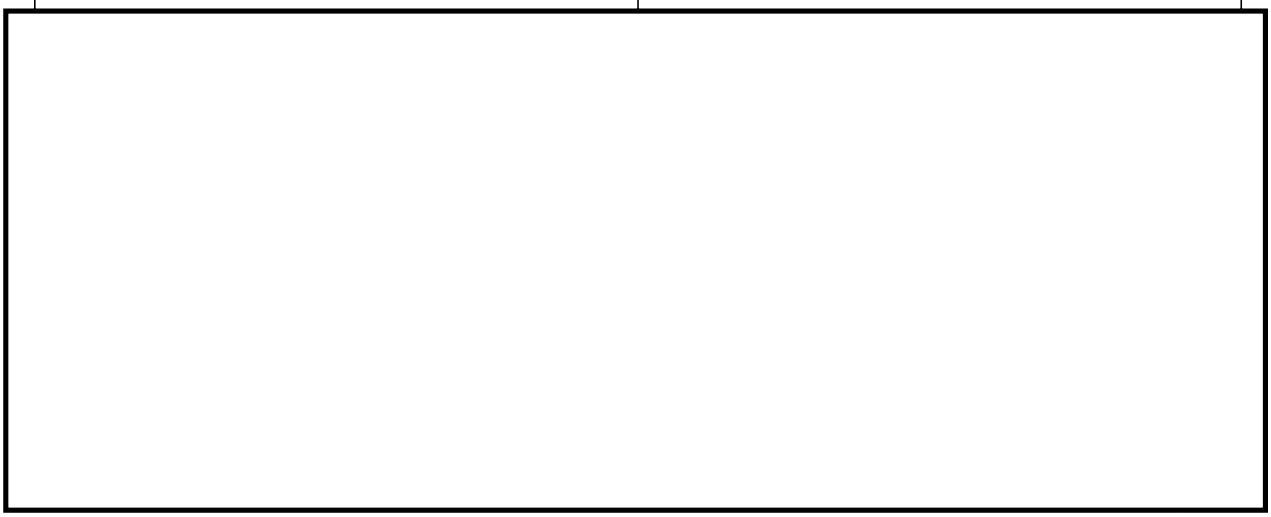
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.19 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波４、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアB（Kinematicモデルによる方法）（0秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

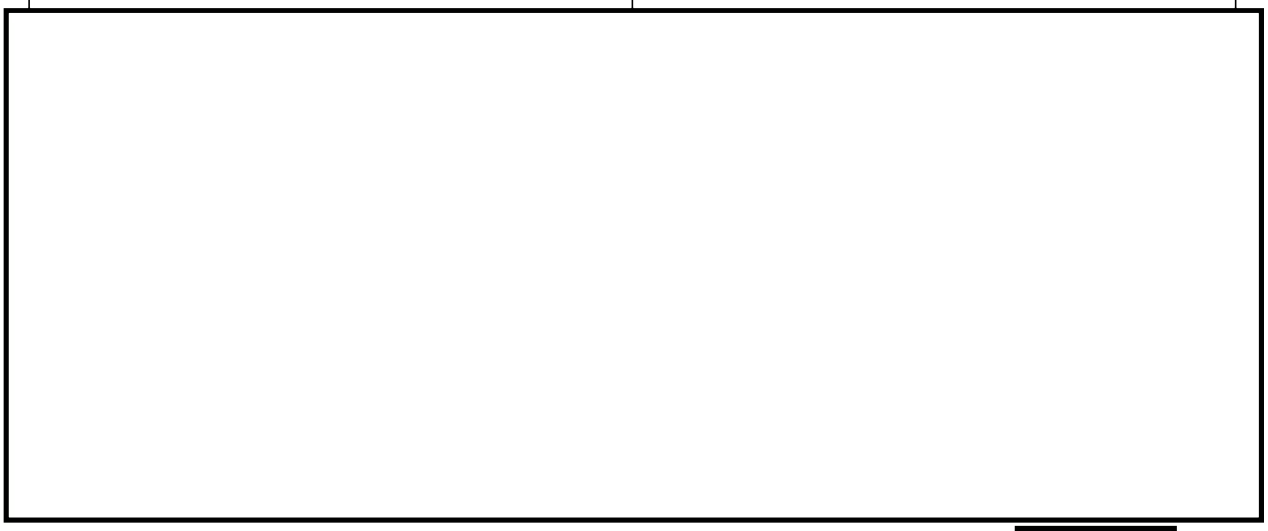


第 6.3.19 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波４、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Watts他の予測式）（15秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

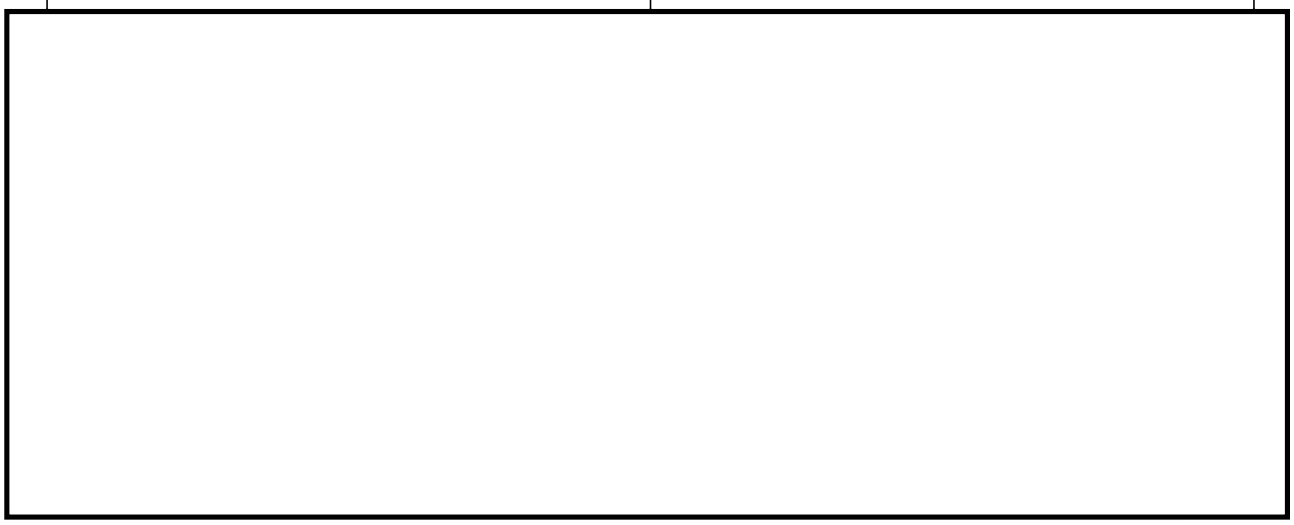
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.20 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波５、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Watts他の予測式）（15秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

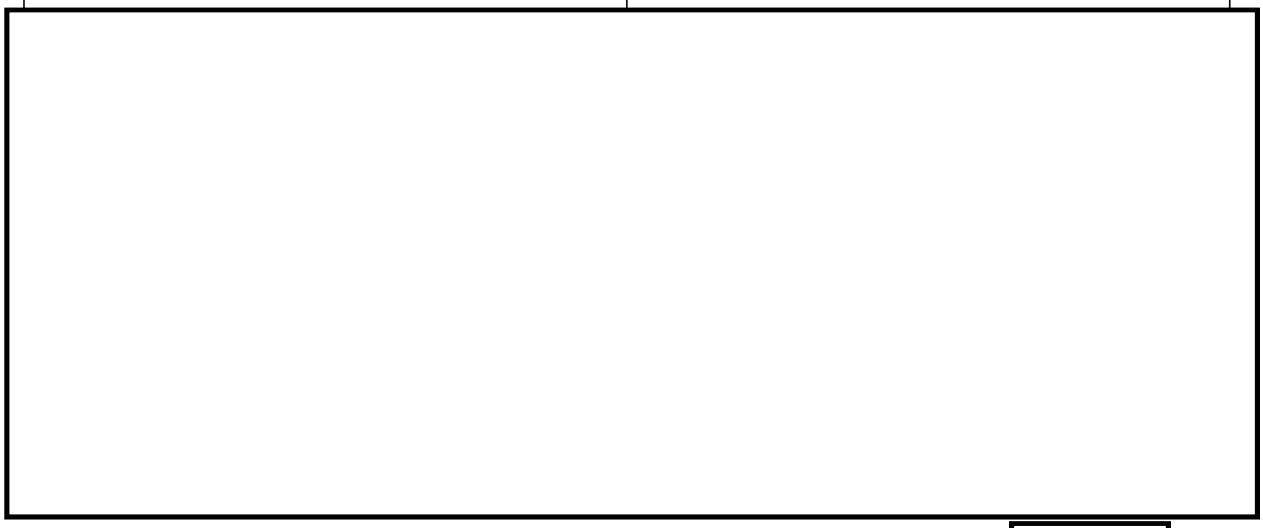


第 6.3.20 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波５、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Watts他の予測式）（15秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

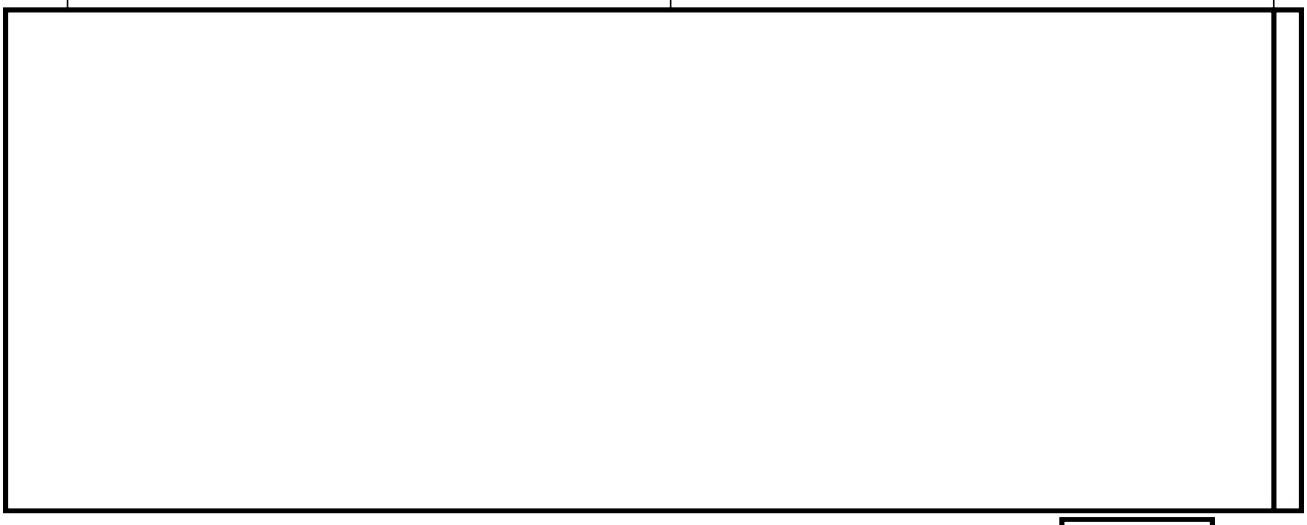
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.20 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波５、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（75秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布

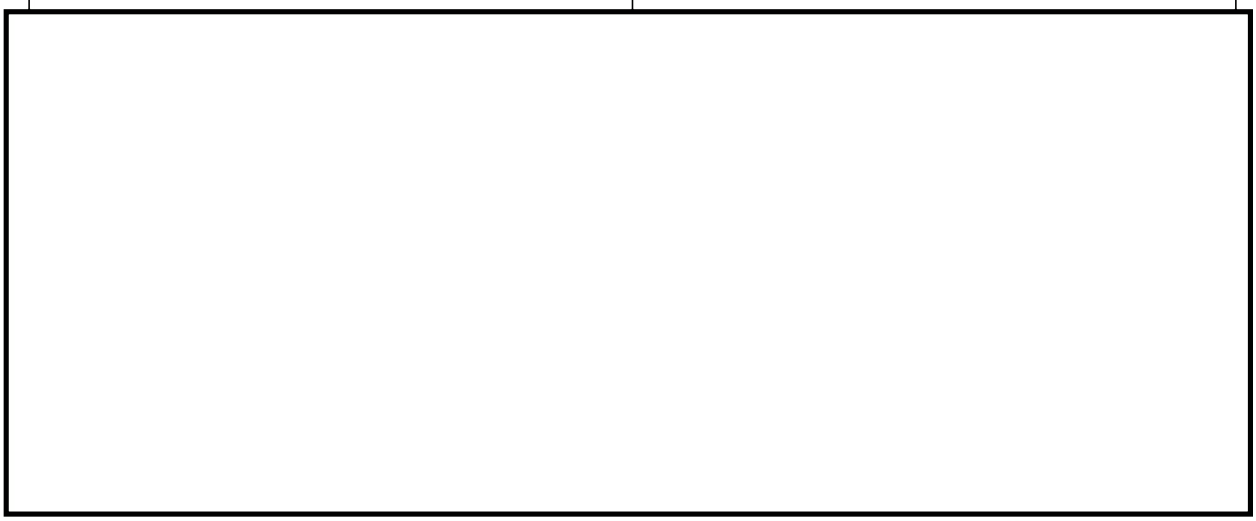


第 6.3.21 図(1)　砂移動による地形変化量（基準津波６、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（75秒ずれ）		
砂移動モデル	藤井他（1998）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	5%

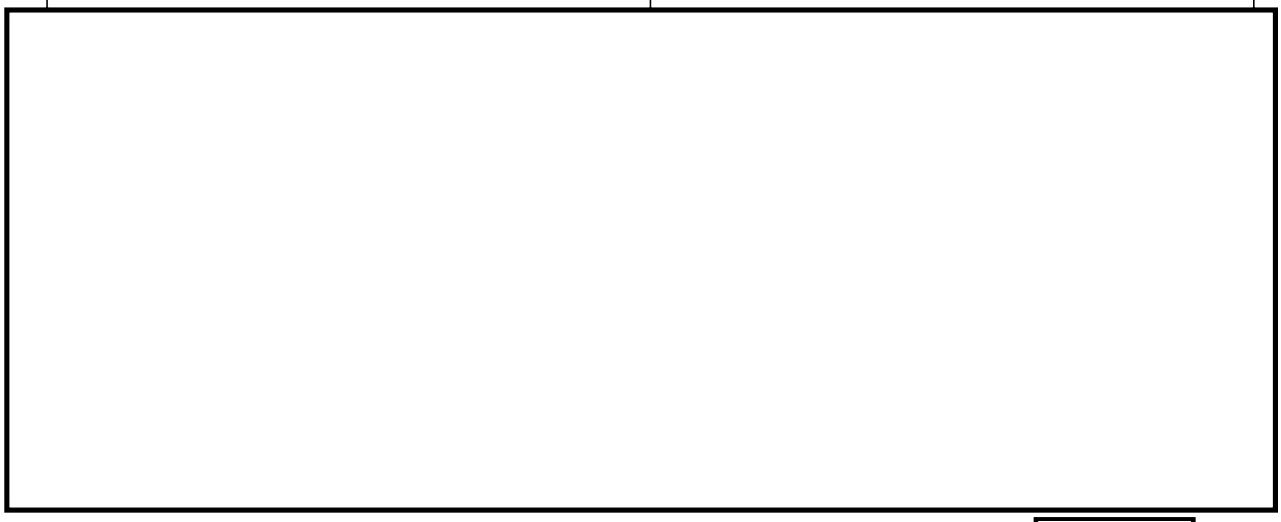
計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.21 図(2)　砂移動による地形変化量（基準津波６、　　周辺の地形を反映）

波源	福井県モデル（若狭海丘列付近断層）＋隠岐トラフ海底地すべりエリアC（Kinematicモデルによる方法）（75秒ずれ）		
砂移動モデル	高橋他（1999）の手法	浮遊砂体積濃度の上限値	1%

計算終了時点の地形変化量分布	計算時間中の最大堆積厚分布



第 6.3.21 図(3)　砂移動による地形変化量（基準津波６、　　周辺の地形を反映）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

7. 火山

7.1 検討の基本方針

自然現象に対する設計上の考慮として、想定される自然現象が発生した場合においても原子炉施設が安全機能を損なわないことを確認するため、原子力発電所の運用期間における火山影響評価を実施した。初めに立地評価として設計対応が不可能な火山事象が発電所の運用期間に影響を及ぼす可能性の評価を行い、次に影響評価として発電所の安全性に影響を与える可能性のある火山事象について検討した。

7.2 原子力発電所に影響を及ぼし得る火山の抽出

7.2.1 地理的領域内の第四紀火山

発電所の地理的領域（発電所から半径 160km の範囲）に対して、『日本の火山（第 3 版）』（中野他編(2013)[1]）、『第四紀火山岩体・貫入岩体データベース』（西来他編(2012)[2]）及び『日本の第四紀火山カタログ』（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）を参照して第四紀火山を抽出した。

文献調査等の結果より、地理的領域内の第四紀火山を第 7.2.1 表に、第四紀火山の分布を第 7.2.1 図に、火山地質図を第 7.2.2 図に示す。また発電所周辺の地質を第 1.3.3 図に示す。

地理的領域内には、発電所敷地（以下「敷地」という。）の北東側～東側と西南西側～西側に 27 の第四紀火山が分布するが、敷地を中心とした半径約 50km 範囲には第四紀火山は分布しない。また、敷地及びその周辺の地質調査の結果、少なくとも半径 30km 内には、降下火砕物を除く第四紀火山の噴出物は確認されていない。

7.2.2 将来の火山活動の可能性

地理的領域内に分布する第四紀火山について、完新世における活動の有無及び噴火履歴より、将来の火山活動の可能性を検討し、原子力発電所に影響を及ぼし得る火山を抽出した。

7.2.2.1 完新世に活動を行った火山

気象庁編(2013)[4]によれば、地理的領域内に分布する活火山（概ね過去 1 万年以内に噴火した火山及び現在活発な噴気活動のある火山）として、白山（はくさん）、御嶽山（おんたけさん）、乗鞍岳（のりくらだけ）及び焼岳（やけだけ）がある。

よって、白山、御嶽山、乗鞍岳及び焼岳については、将来の活動可能性が否定できないため、原子力発電所に影響を及ぼし得る火山として抽出した。

7.2.2.2 完新世に活動を行っていない火山

完新世に活動を行っていない第四紀火山は、地理的領域内に 23 火山

確認される。各火山の火山形式、体積、活動年代、活動期間内の最大休止期間等を第 7.2.2 表に示す。

将来の活動可能性の有無については、文献調査結果を基に、当該火山の第四紀の噴火時期、噴火規模、活動の休止期間を示す階段ダイヤグラムを作成し、評価を行った。

郡家、佐坊、照来、大屋・轟、上佐野・目坂、玄武洞、宝山、取立山、願教寺－三ノ峰、戸室山、銚子ヶ峰、毘沙門岳、両白丸山、大日ヶ岳、烏帽子－鷲ヶ岳、湯ヶ峰及び上宝については、最後の活動からの経過期間が活動期間内の最大休止期間（活動期間を想定）よりも長い火山又は活動期間が非常に短く第四紀の期間を通じて繰り返しの活動が認められない火山であったことから、将来の活動可能性がない火山と評価した(5)~(16)。

一方、扇ノ山、美方火山群、神鍋火山群、上野火山群、経ヶ岳及び地蔵峠火山群は、最後の活動からの経過期間が活動期間内の最大休止期間よりも短い火山であったことから、将来の活動可能性が否定できないため、原子力発電所に影響を及ぼし得る火山として抽出した。

7.3 運用期間における火山活動に関する個別評価

地理的領域内に分布する第四紀火山について、完新世における活動の有無及び噴火履歴より、将来の火山活動の可能性を検討した結果、白山、御嶽山、乗鞍岳、焼岳、地蔵峠火山群、扇ノ山、美方火山群、神鍋火山群、上野火山群及び経ヶ岳を「原子力発電所に影響を及ぼし得る 10 火山」として抽出し、文献調査に基づき、運用期間における火山活動に関する個別評価を行った。

7.3.1 白山

白山は、石川・岐阜県境に位置する第四紀火山であり、第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]によれば、火山体の総体積は 17km^3 とされている。白山は、歴史時代に数回の噴火記録を有し、最新の噴火として 1659 年の噴火が認められる活火山である。なお、1935 年にも噴気が確認されている[4]。白山は、敷地の約 89km 北東に位置する。

山崎他(1968)[17]及び長岡他(1985a)[18]によれば、白山は形成時代の異なる安山岩質の成層火山として、加賀室(かがむろ)火山、古白山(こはくさん)火山、新白山(しんはくさん)火山、うぐいす平火山に区分されている。それぞれの活動時期について、酒寄他(1999)[19]、遠藤(1985)[20]によれば、加賀室火山は 30 万年前～40 万年前、古白山火山は 10 万年前～13 万年前、新白山火山は 2 万年前～4 万年前に活動を開始したとされている。各火山の活動履歴を以下に示す。

加賀室火山について、長岡(1971)[21]、長岡他(1985b)[22]によれば、加賀室火山の原地形はほとんど残されていないが、古白山火山の西方に溶岩流が分布するとされている。

古白山火山について、長岡他(1985a)[18]によれば、古白山火山の活動は、Ⅰ期、Ⅱ期、Ⅲ期の活動期に区分されるとしている。酒寄他(1997)[23]によれば、Ⅰ期においては、小規模な山体を形成し、岩屑流と土石流が発生した。Ⅱ期においては、火砕流の噴出に始まり、古白山溶岩類の噴出に伴って成層火山体を形成した。この時期の噴出物が古白山火山の大部分を占めるとされている。Ⅲ期においては、清浄ヶ原(しょうじょうがはら)溶岩類、大汝峰(おおなんじほう)溶岩類等を噴出し、Ⅱ期に比べて溶岩流の原地形がよく残っているとされ

ている。

新白山火山について、守屋(2000)[24]によれば、最高峰の御前峰や剣ヶ峰を中心に形成された小規模な火山体であるとされ、山崎他(1968)[17]及び長岡他(1985a)[18]は、成層火山体を形成した御前期と、山頂火口群を形成した翠ヶ池期に区分している。

うぐいす平火山は、新白山火山と同時期に形成された２つの火山丘であり、古白山火山噴出物からなる緩斜面上に分布するとされている（長岡他(1985a)[18]）。

新白山火山の活動については、遠藤(1985)[20]によれば、弥陀ヶ原や南竜ヶ馬場に発達する湿原堆積物中の約１万年前以降のテフラの大半が山頂火口群の水蒸気噴火の堆積物と考えられている。守屋(2000)[24]によれば、4,500 年前に御前峰成層火山において山体崩壊が発生し、その崩壊物質が岩屑なだれとして大白川、庄川に流入し、砺波平野に火山泥流をもたらしたとされている。また、御前峰の馬蹄形火口内においては、約 2,000 年前にストロンボリ式及びブルカノ式噴火に伴い、南龍火山灰、白水滝溶岩流及び剣ヶ峰溶岩ドームが噴出した。1042 年噴火においては、千蛇ヶ池火口を形成して千蛇ヶ池泥流を流出し、1554 年噴火においては、翠ヶ池火口から翠ヶ池火砕流を噴出し、その後も御前峰火口において噴火が発生したとされている。そして、1659 年噴火では紺屋ヶ池火口において水蒸気噴火が発生したとされている。一方、田島他(2005)[25]によれば、新白山火山では約１万年前以降の 22 層のテフラを認め、特に約 2,000 年前以降では 200 年に１回の噴火頻度を有することを示すとともに、溶岩ドーム等を形成する噴火が 5 回～6 回発生したとされている。

白山における各活動期における噴出物の分布を第 7.3.1 図（山崎他(1968)[17]、酒寄他(1999)[19]）に示す。いずれの活動期の噴出物も白山近傍に分布する。ただし、新白山火山における御前峰成層火山の山体崩壊に伴う岩屑なだれ及び火山泥流は、大白川・庄川に沿って砺波平野にかけて流下したと考えられる。

高橋他(2004)[26]によれば、白山下の深さ 10km～14km に顕著な低速度領域かつ高 Vp/Vs 領域が認められ、この領域を避けるように地震活動が

認められることから、この低速度領域は火成活動に起因するマグマであるとされている。

したがって、白山においては、火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物が白山近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物が敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

7.3.2 御嶽山

御嶽山は、長野県と岐阜県の県境に位置する第四紀火山であり、第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]によれば、火山体の総体積は 79km^3 とされている。活動年代は、中野他編(2013)[1]によれば 75 万年前以降に活動を開始し、有史以降の活動として気象庁編(2013)[4]等によれば、1979 年、1991 年、2007 年及び 2014 年に水蒸気噴火が発生した活火山である。御嶽山は、敷地の約 139km 東北東に位置する。

山田・小林(1988)[27]によれば、御嶽火山は噴出中心を濃飛(のうひ)流紋岩体と美濃(みの)帯中生層の境界部付近にもち、円錐形に近い孤立峰を作っている。火山活動は、古期御嶽火山期とその後の静穏期、カルデラを埋めた新期御嶽活動期とその後現在にいたる静穏期に区別されている。

古期御嶽火山は、松本盆地団体研究グループ(2002)[28]によれば、テフラステージと溶岩ステージに区分されている。テフラステージは、主に降下テフラ・火砕流を噴出する爆発的な活動が起き、それに伴い大量の土石流が発生し、主に山体東側の山麓を形成したとされている。溶岩ステージには、主に溶岩を噴出する活動が起き、広く山麓を覆い古期御嶽火山を形成したとされている。山田・小林(1988)[27]によれば、古期御嶽火山の活動が終わった後、新期御嶽火山の活動開始期までに、古期御嶽火山体のどこかで大規模崩壊が発生し、岩屑なだれ堆積物－土石流堆積物を木曽川沿いに流下させたとされている。

新期御嶽火山は、山田・小林(1988)[27]によれば、約 8 万年前から約 5 万年間活動した継母岳(ままはは だけ)火山群と摩利支天(まりしてん)火山群に区別されている。継母岳火山群の活動は、流紋岩質軽石の激しい噴出で始まり、Pm-Ⅰテフラ

とその前後の Pm-Ⅰ’テフラ、Pm-Ⅱテフラの流紋岩質降下テフラが大洞軽石流とともに噴出し、古期御嶽火山体の中央部にカルデラを形成したとされている。引き続く酸性マグマの活動がそのカルデラを埋めて標高 2,900m 前後の継母岳火山群の山体を形成したとされている。継母岳火山群の噴出物の体積は約 50km^3 と推定され、主に流紋岩ーデイサイトの厚い溶岩、火砕流堆積物等で構成されている。一方、摩利支天火山群の活動は、継母岳火山群の形成後ほとんど引き続いて始まり、カルデラ内で火口を移動しつつ安山岩質噴出物を約 10km^3 噴出して、山頂部の南北約 4km 間で成層火山群が重複しあう現在の御嶽山上部の地形が作られたとされている。気象庁編(2013)[4]等によれば、木曽川泥流堆積物は約 5 万年前に発生した大規模な岩屑なだれ土石流堆積物で、御嶽山北東麓から木曽川下流まで流下したとされている。

最近の活動については、鈴木他(2009)[29]によれば、約 1 万年前以降もマグマ噴火が少なくとも 4 回確認され、最近 7,500 年間に少なくとも 11 回の水蒸気噴火（有史の噴火を除く。）が生じていたとされている。

御嶽山における噴出物の分布を第 7.3.2 図に示す（国土地理院(2012)[30]等）。

したがって、御嶽山においては、火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物が御嶽山近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物が敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

7.3.3 乗鞍岳

乗鞍岳は、長野県と岐阜県の県境に位置する第四紀火山であり、第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]によれば、火山体の総体積は 26km^3 とされている。活動年代は、中野他編(2013)[1]によれば 130 万年前以降に活動を開始し、気象庁編(2013)[4]によれば最新の噴火として約 2,000 年前に恵比須岳で噴火が発生した活火山である。乗鞍岳は、敷地の約 150km 東北東に位置する。

中野他(1995)[31]によれば、乗鞍岳は複数の火山が南北方向に配列した

複合火山体であり、噴出中心の位置や岩質から南部と北部、活動時期から古期と新期に大別される。気象庁編(2013)[4]によれば、古期噴出物として千町(せんちょう)火山体、新期噴出物として烏帽子(えぼし)火山体、四ッ岳(よっだけ)火山体、恵比須火山体及び権現池(ごんげんち)・高天ヶ原(たかまがはら)火山体に区分されている。

中野他(1995)[31]によれば、千町火山体は、乗鞍火山南部に形成された最初の火山体で安山岩溶岩流を主体とし、少量のデイサイト溶岩も認められるとされている。烏帽子火山体は、乗鞍火山北部に形成された火山体で安山岩溶岩流を主体とするとされている。四ッ岳火山体及び恵比須火山体は、烏帽子火山体の浸食の後、2ヶ所の活動中心から噴出した溶岩流及び溶岩ドームであるとされている。いずれも安山岩であるとされている。権現池・高天ヶ原火山体のうち、高天ヶ原火山体は、高天ヶ原付近を中心に活動した火山体で、噴出物は前川本谷火砕流等が南と東に分布し、安山岩質及びデイサイト質の火砕物がやや卓越するのが特徴であるとされている。権現池火山体は、乗鞍火山の中では最も新しい火山体であり、現在の権現池火口付近を中心に複数回の安山岩溶岩流の噴出があったとされている。

最近の活動については、気象庁編(2013)[4]によれば、剣ヶ峰で 9,600 年前と 9,200 年前頃に水蒸気噴火及びマグマ噴火が発生し、この活動以降も給源は不明であるが、何回かの水蒸気噴火が発生したとされている。最新の噴火である、約 2,000 年前の噴火は、恵比須岳で発生し火山灰と溶岩が噴出したとされている。

乗鞍岳における噴出物の分布を第 7.3.3 図に示す（中野他(1995)[31]等)。

したがって、乗鞍岳においては、火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物が乗鞍岳近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物が敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

7.3.4 焼岳

焼岳は、長野県と岐阜県の県境に位置する第四紀火山であり、第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]によれば、火山体の総体積は 5.5km^3 とさ

れている。活動年代は、中野他編(2013)[1]によれば 12 万年前以降に活動を開始し、気象庁編(2013)[4]によれば、最新の活動としては 1962 年～1963 年に発生した水蒸気噴火である。焼岳は、敷地の約 158km 東北東に位置する。

及川(2002)[32]によれば、焼岳火山群は、旧期焼岳火山群と新期焼岳火山群に分けられるとされている。旧期焼岳火山群は約 12 万年前～約 7 万年前の間に大棚(おおだな)火山、岩坪山(いわつぼやま)火山及び割谷山(わるだにやま)火山が活動したとされている。一方、新期焼岳火山群は約 2.6 万年前以降に活動を始め、白谷山(しらたにやま)火山、アカンダナ火山及び焼岳火山が活動したとされている。焼岳火山群を構成する岩石は、安山岩－デイサイトであり、焼岳火山群起源の全ての火砕流堆積物は、溶岩流ないし溶岩ドームの破壊によってできると考えられている火山岩塊火山灰流（block and ash flow）堆積物であるとされている。

及川(2002)[32]によれば、大棚火山は、焼岳の西方、台地上に地形をなす大棚を構成する溶岩、火砕岩からなるとされている。岩坪山火山は、岩坪山を頂とし南西に流れ下った岩坪山溶岩で構成するとされている。割谷山火山は、割谷山溶岩と岩坪谷源頭(げんとう)溶岩に分けられるとされている。なお、及川他(2010)[33]によれば、旧期火山の初期の約 12 万年前～約 10 万年前以前に、大棚火山を起源とする大規模な火山泥流（本郷(ほんごう)ラハール）が高原川(たからがわ)を流下し、富山平野まで達したとされている。白谷山火山は、約 3 万年前以降に活動し、溶岩ドームを形成しながら、たびたび火砕流を発生させたとしている。約 1.3 万年前～約 1 万年前にかけて、白谷山円頂丘溶岩Ⅲの成長とともに、熊牧場(くまぼくじょう)火砕流堆積物、平湯川(ひらゆかわ)火砕流堆積物Ⅰ、平湯川火砕流堆積物Ⅱの火砕流が流下したとされている。特に、平湯川火砕流Ⅰは新期火山において最大の火砕流堆積物で、この火砕流堆積物起源の火山泥流は高原川を流下し富山平野まで到達したとされている。アカンダナ火山は、約 1 万年前以降に活動した溶岩ドームと溶岩流、火山岩からなる。この最新活動時期は不明であるが焼岳火山より古いと推定されている。焼岳火山は、白谷山火山にやや遅れ、約 3 万年前から活動開始し、溶岩ドーム及び溶岩流の噴出とそれらの崩落によ

る火山灰流堆積物からなるとされている。黒谷源頭溶岩、小糸谷火砕流、中尾峠溶岩等の溶岩及び溶岩流が噴出するとともに、岩屑なだれが発生したとされている。

最近の活動については、気象庁編(2013)[4]によれば、最近 1 万年間にも溶岩や火砕流の噴出が続き、約 2,300 年前には最新のマグマ噴火が発生、焼岳円頂丘溶岩と中尾火砕流が噴出したとされている。この噴火以降も 1,000 年に 4 回の割合で水蒸気噴火が発生しているとされている。

焼岳における噴出物の分布を第 7.3.4 図に示す（及川他(2010)[33]等）。

したがって、焼岳においては、火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物が焼岳近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物が敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

7.3.5 地蔵峠火山群

地蔵峠火山群は、岐阜県と長野県の県境に位置する第四紀火山である。火山体の体積は 32.7km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は 340 万年前～160 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。地蔵峠火山群は、敷地の約 152km 東北東に位置する。

中野他(2000)[15]によれば、野麦峠岩体、西野岩体、辰ヶ峰岩体、奥峰岩体、地蔵峠岩体、才児岩体に区分され、火山体の大半は侵食により消失しているとされている。野麦峠岩体は最も規模が大きく、安山岩－デイサイトの溶岩及び火砕岩のほか、岩屑なだれ堆積物や湖成堆積物等を含むとされている。西野岩体は安山岩の火砕岩や溶岩のほか、デイサイトの火砕岩や礫層を含むとされている。これら以外の岩体は極めて露出が悪く、尾根上に火砕岩または溶岩が薄く分布していることが確認できたか、あるいは転石のみで分布を推定した地点であるとされている。

したがって、地蔵峠火山群においては、噴出物は主に溶岩流であるが、小規模ながらも火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物が地蔵峠火山群近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物が敷地周辺では確認されておらず、敷地ま

で十分に離隔距離がある。

7.3.6 扇ノ山

扇ノ山は、鳥取県と兵庫県の県境に位置する第四紀火山であり、約 20 個の単成火山で構成される。火山体の総体積は 4.70km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は約 120 万年前～約 40 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。扇ノ山は、敷地の約 141km 西南西に位置する。

扇ノ山の層序は、Furuyama(1981)[34]によって示されており、Furuyama et al.(1993)[6]による K-Ar 年代測定等によれば、扇ノ山の活動は第 1 期と第 2 期に大別されている。

Furuyama et al.(1993)[6]によれば、第 1 期の噴出物は、下位より、青下(あおげ)溶岩、大滝谷(おおたきだに)Ⅰ溶岩、大滝谷Ⅱ溶岩、屏風岩(びょうぶいわ)溶岩、大石(おおいし)溶岩、紫蘇輝石含有かんらん石安山岩、石井谷(いしいだに)Ⅰ溶岩、霧滝(きりだき)溶岩、斑状普通輝石かんらん石玄武岩、富枝(とみえだ)溶岩、かんらん石安山岩、上山(うえやま)溶岩、石井谷Ⅱ溶岩とされている。

第 2 期の噴出物は、菅原(すがはら)溶岩、紫蘇輝石含有かんらん石安山岩、河合(かわい)谷(だに)溶岩、角閃石含有かんらん石安山岩、広留野(ひろどめの)溶岩、無斑晶かんらん石玄武岩、畑ヶ平(はたがなる)溶岩とされている。

以上より、扇ノ山の噴出物は溶岩流及び降下火砕物からなり、その分布はそれぞれの火山近傍に限られる。

したがって、扇ノ山は活動履歴より顕著な火砕物密度流の発生は認められないと評価した。

7.3.7 美方火山群

美方火山群は、鳥取県と兵庫県の県境付近に位置する第四紀火山であり、兵庫県美方郡香美(かみ)町から養父(やぶ)市にかけて分布する単成火山で構成される。火山体の総体積は 0.46km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は約 170 万年前～約 20 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。美方火山群は、敷地の約 136km 西南西に位置する。

美方火山群を構成する火山は、第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]によれば、和田火山、春来火山、祖岡火山、貫田火山、長板火山、備火山、葛畑火山、味取火山とされ、それらの噴出物は、溶岩流及びスコリアで構成されている。

以上より、美方火山群の噴出物は溶岩流及び降下火砕物からなり、その分布はそれぞれの火山近傍に限られる。

したがって、美方火山群は活動履歴より顕著な火砕物密度流の発生は認められないと評価した。

7.3.8 神鍋火山群

神鍋火山群は、兵庫県豊岡市に位置する第四紀火山であり、稲葉川渓谷沿いの 1.5km×5km の帯状内に分布する 7 つの単成火山で構成される。火山体の総体積は 0.70km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は約 70 万年前～約 1 万年前又は約 2 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。神鍋火山群は、敷地の約 119km 西南西に位置する。

古山他(1993)[35]によれば、神鍋火山群は、西気火山、大机火山、山宮火山、ブリ火山、太田火山、清滝火山及び神鍋火山で構成するとされている。

古山他(1993)[35]及び川本(1990)[36]によれば、西気火山噴出物は下位より西気スコリア及び西気溶岩流、大机火山噴出物は下位より大机スコリア及び大机溶岩流、山宮火山噴出物は山宮スコリア、ブリ火山噴出物は下位よりブリスコリア及びブリ溶岩流、太田火山噴出物は下位より太田スコリア及び太田溶岩流、清滝火山噴出物は清滝スコリア、神鍋火山噴出物は下位より神鍋スコリア及び神鍋溶岩流で構成される。

以上より、神鍋火山群の噴出物は溶岩流及び降下火砕物からなり、その分布はそれぞれの火山近傍に限られる。

したがって、神鍋火山群は活動履歴より顕著な火砕物密度流の発生は認められないと評価した。

7.3.9 上野火山群

上野火山群は、長野・岐阜両県に分布する第四紀火山である。火山体体積は 1.24km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は 280 万年前～90 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。上野火山群は、敷地の約 140km 東に位置する。

中野他(2000)[15]によれば、上野火山群は玄武岩ないし玄武岩質安山岩の溶岩・火砕岩から独立単成火山群の噴出物であり、高山岩体群、鈴蘭岩体、椹谷岩体、上小川岩体、木曽岩体、柿其峠岩体群、摺鉢山岩体、坂下岩体及び楢谷岩体に区別される。

以上より、上野火山群の噴出物は主に溶岩流及び降下火砕物で構成され、その分布はそれぞれの火山近傍に限られる。

したがって、上野火山群は活動履歴より顕著な火砕物密度流の発生は認められないと評価した。

7.3.10 経ヶ岳

経ヶ岳は、福井県大野市及び勝山市の東部から福井・石川県境にかけて分布する第四紀火山である。火山体体積は 17.9km^3（第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]）、活動年代は約 140 万年前～約 70 万年前（中野他編(2013)[1]）とされている。経ヶ岳は、敷地の約 71km 北東に位置する。

棚瀬他(2007)[10]によれば、経ヶ岳は狭義の経ヶ岳火山（以下「経ヶ岳火山（狭義）」という。）と法恩寺火山に区別されている。経ヶ岳火山（狭義）は、下位より、経ヶ岳下部火山岩類、六呂師高原火砕流堆積物及び経ヶ岳山頂火山岩類で構成される。経ヶ岳下部火山岩類は、安山岩～玄武岩質安山岩と同質の火砕岩から主に構成されるが、小規模なスコリア堆積物を伴う。経ヶ岳山頂火山岩類は、安山岩溶岩及び火砕岩で構成され、主に山頂付近から南方にかけて分布する。

法恩寺火山は、下位より法恩寺山下部溶岩類及び法恩寺山上部溶岩類で構成され、比較的火山原面が保存されている。法恩寺山下部溶岩類は玄武岩質安山岩溶岩、法恩寺山上部溶岩類は安山岩溶岩及び火砕岩で構成されている。

三村(2001)[37]によれば、経ヶ岳南西麓には経ヶ岳の山体崩壊に伴う塚原野岩屑なだれ堆積物が分布するとされる。岩屑なだれ堆積物の体積は0.3km^{3}であり、経ヶ岳から11kmの距離まで達し、流れ山が発達した塚原野台地を形成したとされている。その年代は、三村(2001)[37]によれば6,700年前～5,000年前の間とされたが、吉澤(2010)[38]によれば、3万年前～4万年前頃の可能性が高いとされている。

経ヶ岳の噴出物は主に溶岩流及び火砕物で構成されるが、約83万年前に発生した六呂師高原火砕流堆積物、並びに、約3万年前～約4万年前に発生した塚原野岩屑なだれ堆積物が山麓部にまで分布する。

経ヶ岳については、棚瀬他(2007)[10]によれば、白山、経ヶ岳等を含む両白山地において、西南西－東北東方向に配列する九頭竜火山列（経ヶ岳が属する）とほぼ南北に配列する白山火山列（白山が属する）が存在するとされている。両白山地における火山活動の時空分布の特徴から、この地域の火山活動を3つのステージ（Ⅰ期～Ⅲ期）に区分できるとし、Ⅰ期（約3.6Ma～約1.5Ma）においては、顕著な火山列を形成しなかったが、Ⅱ期（約1.2Ma～約0.7Ma）になって九頭竜火山列の活動が発生し、その活動停止後、Ⅲ期（約0.4Ma～約0Ma）になって白山火山列の活動が発生したとされている。また、高橋他(2004)[26]によれば、両白山地において、白山以外の火山ではマグマの存在を示唆するような構造は認められないとしており、経ヶ岳火山下においても顕著な低速度領域等は認められない。

以上より、両白山地における火山活動履歴及び地球物理学的特徴より、経ヶ岳における火山活動可能性は十分に小さい。また、火砕物密度流による堆積物が経ヶ岳近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物は敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

7.4 設計対応が不可能な火山事象の評価

設計対応が不可能な火山事象は、火砕物密度流、溶岩流、岩屑なだれ、地滑り及び斜面崩壊、新しい火口の開口及び地殻変動である。

7.4.1 火砕物密度流

扇ノ山、美方火山群、神鍋火山群及び上野火山群については、活動履歴より顕著な火砕物密度流の発生は認められていない。

経ヶ岳については、両白山地における火山活動履歴及び地球物理学的特徴より、火山活動可能性は十分に小さい。また、火砕物密度流による堆積物が経ヶ岳近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物は敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

白山、御嶽山、乗鞍岳、焼岳及び地蔵峠火山群については、火砕物密度流を含むマグマ噴火の発生可能性は否定できず、火砕物密度流による堆積物がそれぞれの火山近傍に分布することが確認されているが、当該堆積物は敷地周辺では確認されておらず、敷地まで十分に離隔距離がある。

以上のことから、火砕物密度流が発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

7.4.2 溶岩流、岩屑なだれ、地滑り及び斜面崩壊

溶岩流、岩屑なだれ、地滑り及び斜面崩壊については、それぞれの火山と敷地との位置関係より、敷地まで十分離隔距離があることから、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

7.4.3 新しい火口の開口及び地殻変動

新しい火口の開口及び地殻変動については、敷地周辺は、過去の火山活動に伴う火口及びその近傍に位置しないことから、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

7.4.4 立地評価

以上の検討結果より、発電所の運用期間に設計対応が不可能な火山事

象が、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。また、これらの火山活動は、既往最大規模の噴火を考慮しても、発電所に影響を及ぼさないと評価し、火山モニタリングは不要と判断した。

7.5 火山事象の影響評価

設計対応が不可能な火山事象以外の、降下火砕物及びその他の事象について検討した。

7.5.1. 降下火砕物

降下火砕物（降灰層厚、粒径及び密度）について、文献調査及び地質調査結果より検討した。

7.5.1.1 降灰層厚に関する文献調査及び地質調査結果

「原子力発電所に影響を及ぼし得る 10 火山」及び地理的領域外の火山について、文献調査及び地質調査結果より、敷地及びその周辺において降灰層厚が比較的厚い降下火砕物を抽出した。

文献調査を行った結果、噴出源を同定できる降下火砕物の分布を第 7.5.1 図及び第 7.5.2 図に示す[1][39]。敷地付近への降下火砕物の分布としては、姶良(あいら)Tn テフラが層厚 20cm 程度、大山倉吉(だいせんくらよし)軽石が層厚 20cm 程度、恵比須峠(えびすとうげ)福田(ふくだ)テフラが層厚 40cm 程度、阿蘇(あそ)4 テフラが層厚 15cm 以上とされている[39]。ただし、阿蘇 4 テフラについては、Smith et al.（2013）[40]によると、敷地周辺の水月湖(すいげつこ)で実施されたボーリング調査結果より層厚が約 4cm 程度である。一方、噴出源を同定できない降下火砕物として、三方湖(みかたこ)東岸において NEXCO80 が層厚 20cm とされている[41]。文献調査結果より、「原子力発電所に影響を及ぼし得る 10 火山」の降下火砕物については、敷地及びその周辺においては確認できなかった。

地質調査を行った結果、敷地及びその周辺に分布する主な広域テフラとしては、鬼界葛原(きかいとづらはら)テフラ（約 9.5 万年前）、大山倉吉軽石（約 5.5 万年前）、姶良 Tn テフラ（約 2.9 万年前～約 2.6 万年前）、鬼界アカホヤテフラ（約 7,300 年前）などが確認されているが、降下火砕物として厚く堆積する箇所は確認されていない。また、若狭湾沿岸における津波堆積物調査[42]において、火山灰分析等を実施しており、その結果、鬼界アカホヤテフラ、鬱陵隠岐(うつりょうおき)テフラ（約 1.07 万年前）、姶良 Tn テ

フラなどが認められ、姶良 Tn テフラの降灰層厚は 10.5cm であるが、それ以外の降下火砕物の降灰層厚は 10cm 以下である。地質調査結果より、「原子力発電所に影響を及ぼし得る 10 火山」の降下火砕物については、敷地及びその周辺においては確認できなかった。

以上より、噴出源が同定できる降下火砕物については、文献調査及び地質調査に加え位置関係も含めて検討した結果、敷地及びその周辺において降灰層厚が比較的厚い、姶良 Tn テフラ、大山倉吉軽石及び恵比須峠福田テフラを対象に、当該火山の将来の噴火の可能性について噴火履歴及び地下構造から検討した。一方、噴出源が同定できない降下火砕物の降灰層厚については、その堆積状況及び堆積環境より検討した。

（1）噴出源が同定できる降下火砕物の降灰層厚に関する検討

a. 姶良 Tn テフラ（姶良カルデラ）[43)~47)]

姶良 Tn テフラの噴出源は姶良カルデラであり、噴火履歴より、破局的噴火の活動間隔（約 6 万年以上）は、最新の破局的噴火（姶良 Tn テフラ）の経過時間（約 3 万年）に比べて十分長いこと、現在、破局的噴火に先行して発生するプリニー式噴火ステージの兆候が認められないことから、破局的噴火までには十分時間的な余裕があると考えられ、発電所運用期間にこの規模の噴火の可能性は十分低いと考えられる。

また、姶良カルデラの地下構造による検討を行った結果、姶良カルデラ中央部のマグマ溜まりは深度 12km に位置しており、破局的噴火を引き起こす珪長質マグマの浮力中立点の深度 7km より深い位置にある。

以上より、姶良カルデラについては、発電所運用期間に姶良 Tn テフラ規模相当の噴火の可能性は十分低いと評価する。したがって、運用期間の噴火規模として、後カルデラ火山噴火ステージである桜島での既往最大規模（桜島薩摩テフラ）程度の噴火を考慮した結果、降下火砕物が敷地に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

b. 大山倉吉軽石及び大山生竹軽石（大山）[3][48]~[73]

大山倉吉軽石の噴出源は大山であり、大山は、更新世中期に活動を開始し、少なくとも 2 万年前以降までその活動を続けた[48]。山元(2018)[50]によると約 10 万年前の名和噴火からマグマ噴出率が大きくなり、大山倉吉軽石噴火から弥山噴火を経て、噴出率が急減し約 2 万年前の三鈷峰噴火で活動を終えたとされている。また、気象庁[51]によると活火山には大山は含まれていない。第四紀火山の発達史的分類では、現在は第 4 期に整理されており、その第 4 期の噴出量は第 1 期～第 3 期に比べて少なく、数 km^3 とされている。[52][53]

大山の噴火履歴より、40 万年前以降、大山の最も規模の大きな噴火は、大山倉吉軽石であったが、大山倉吉軽石噴火に至る活動間隔は、大山倉吉軽石噴火以降の経過時間に比べて十分長いことから、次の大山倉吉軽石規模の噴火までには、十分時間的な余裕があると考えられ、発電所運用期間中におけるこの規模（約 $20km^3$ 以上）の噴火の可能性は十分低いと考えられる。一方、大山倉吉軽石以外の噴火については、大山倉吉軽石噴火以前又はそれ以降においても繰り返し生じている。大山の噴火履歴に基づく階段ダイヤグラムを第 7.5.3 図に示す。

この繰り返し生じた噴火のうち、原子力規制委員会(2018)[61]によると越畑地点において大山生竹軽石の降灰層厚の評価厚さを 25cm としている。この大山生竹軽石について、町田・新井(2011)[39]、岡田・谷本(1986)[60]及び原子力規制委員会(2018)[61]に示される降灰層厚の情報をもとに等層厚線図を作成し、噴出量を Legros(2000)[62]及び Hayakawa(1985)[63]の手法で算定した結果、$1.8～11.0km^3$ となった。原子力規制委員会(2018)[61]によれば、大山生竹軽石の噴出規模は既往の研究で考えられてきた規模を上回る $10km^3$ 以上と考えられるとしていることを踏まえ、火山影響評価上、大山生竹軽石の噴出量は $11.0km^3$ とする。第 7.5.4 図に大山生竹軽石の等層厚線図を示す。

原子力規制庁(2019)[64]によると、大山では、階段ダイヤグラムからマグマ噴出率の変化が認められ、噴出率の高噴出率期と低噴出率期では化学組成のトレンドが明瞭に異なり、大山倉吉軽石は高噴出率期のトレンドと一致し、約 2 万年前の最終噴火では低噴出率期のトレンドに戻っているとされている。また、原子力規制委員会(2019)[65]においては、大山倉吉軽石は高噴出率期に、大山生竹軽石は低噴出率期に発生したとし(第 7.5.5 図(1))、その研究を更に進めた原子力規制庁(2019)[64]においては高噴出率期に発生したとしている。

Yamamoto and Hoang(2019)[66]によると、大山のアダカイトは K_2O 量の高いグループと低いグループに分類できるとし、低いグループのアダカイトは約 10 万年前から約 2 万年前の高噴出率期に発生し、高いグループのアダカイトはその高噴出率期の前後に発生したとしている。また、大山倉吉軽石と大山生竹軽石は低いグループに属するとしている(第 7.5.5 図(2))。

これらのことから、巨大噴火並みに大きい大山倉吉軽石規模の噴火は、高噴出率期でのみ発生すると考えられ、低噴出率期に戻ったとされる現在において、発電所運用期間中における大山倉吉軽石規模の噴火の可能性は十分低いと考えられる。

また、大山生竹軽石について、火山影響評価上、低噴出率期に発生した噴火と見做して火山影響評価の対象として考慮するものとし、高噴出率期に発生した大山倉吉軽石と低噴出率期に発生した大山生竹軽石は一連の巨大噴火では無いと評価する。

兼岡・井田（1997）[44]および東宮（1997）[45]から、マグマの深さと組成との関係を検討した結果、爆発的噴火を引き起こす珪長質マグマの浮力中立点の深度は、7km 程度に定置すると考えられる。大山の地下構造については、Zhao et al.(2011)[67]および大見(2002)[68]によると、大山の地下深部に広がる低速度層と、大山の西で生じている低周波地震の存在から、地下深部にマグマ溜まりが存在する可能性が示唆されるものの、仮にマグマ溜まりだと

しても、これらの低速度層は 20km 以深に位置していることが示される（第 7.5.6 図(1)）。この研究をさらに進めた Zhao et al.(2018)(69)によると、大山の地下深部の低速度層の存在が示されるが、その深度は Zhao et al.(2011)(67)と同程度であり、大山の地下深部に広がる低速度層の深度に変化がないことが示される（第 7.5.6 図(2)）。

以上より、大山については、火山発達史、噴火履歴の検討結果、噴出率期および地下構造の評価結果から、発電所運用期間中における大山倉吉軽石規模相当の噴火の可能性は十分低いと評価する。

火山影響評価上、発電所運用期間中の考慮すべき噴火規模として、大山倉吉軽石以外の噴火の中で最大規模となる大山生竹軽石の噴火の可能性を考慮し、その噴出規模を 11km^3 として、米子の 1981 年～2009 年の風データを用いて、移流拡散モデルを用いた降下火砕物のシミュレーションを実施した結果、風速等のばらつきも含めても最大層厚としては 13.5cm であった。降下火砕物のシミュレーションの結果を第 7.5.7 図(1)、(2)に示す。

大山生竹軽石について、越畑地点では、大山生竹軽石を含む層は 2 層（2a 層，2c 層）に区分され、露頭西側では 2a 層と 2c 層の境界付近に中礫を主体とする礫層（2b 層）が挟在するものの、降灰層厚の評価厚さは原子力規制委員会(2018)(61)の評価結果に基づき 25cm とする。この越畑地点の評価層厚 25cm と大山から越畑地点までの距離（191.0km）及び発電所までの距離（222.9km）の関係から、発電所地点における層厚を検討した結果、21.4cm となる。

c. 恵比須峠福田テフラ（飛騨山脈）(74)

恵比須峠福田テフラは、飛騨山脈の中でもやや南方で穂高岳～乗鞍岳に噴出源があると推定されている(39)。及川(2003)(74)によると飛騨山脈での火成活動を 3 つのステージに分けている。

stage Ⅰ（約 2.5Ma～約 1.5Ma）は、伸張ないし中間的な地殻応力場の火山活動で、カルデラ形成を伴う大規模火砕流の噴出等

があり、この内噴出量が詳細に推定されているものとして、恵比須峠福田テフラがある。噴出年代と噴出量については、約1.75Ma、250km^3～350 km^{3}と推定されている。

stageⅡ（約 1.5Ma～約 0.8Ma）は、火山活動が低調な時代である。

stageⅢ（約 0.8Ma～約 0Ma）は、東西圧縮の地殻応力場での立山～御岳火山といった成層火山の形成で特徴づけられる時代である。この時代は、10 km^{3}程度かそれ以下の規模の活動が卓越し、stage I の活動に比べて噴出量が一桁以上小さい。

以上より、発電所運用期間に鮮新世から中期更新世以前に活動した恵比須峠福田テフラ規模の噴火の可能性は十分低く、降下火砕物が敷地に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

(2) 噴出源が同定できない降下火砕物の降灰層厚に関する検討[41][75]~[79]

文献調査を行った結果、降灰層厚が比較的厚く、噴出源が同定できない降下火砕物として、NEXCO80 を抽出した。

敷地周辺の三方湖東岸で確認された層厚 20cm の NEXCO80 は、Upper と Lower の 2 つのユニットに区別されており、Upper と Lower を比較すると、Upper は重鉱物が少なく、岩片やその他混入物も含むなどの特徴から、再堆積を含んでいると考えられる。また、NEXCO ボーリングコアの調査位置は、三方断層帯の活動に伴うイベントにより、急激な湖水位の相対的上昇と湖岸線の前進、その後の湖域の埋積と扇状地の前進という過程で堆積したと推定されており、降下火砕物の層厚を評価するには堆積環境が複雑であると考えられる。

したがって、NEXCO ボーリングコアだけで評価するのではなく、周辺地域の調査結果と合わせて総合的に評価する必要があるため、周辺地域の調査結果についても検討した。

NEXCO80 は、主成分分析、屈折率等から、琵琶湖高島沖（びわこたかしまおき）ボーリングの BT37（降灰年代 12.7 万年前：長橋他(2004)[78]）、気山（きやま）露頭

の美浜テフラ等に対比される。これらの層厚を確認した結果、気山露頭で最大層厚 10cm 程度が確認されている。また、その他の地点でも複数確認されるが、いずれも 1cm 以下又は肉眼では判別できないものである。

また、NEXCO80 が確認された三方湖東岸の近傍に位置している水月湖で実施された SG06 ボーリングコアは、堆積物の保存状態がよいこと、過去 15 万年間程度の古環境情報を連続的に得られていると推定されていること、詳細に火山灰層厚の分析もされていることから、降下火砕物の層厚の評価に適していると考えられる。しかしながら、SG06 ボーリングコアにおいて NEXCO80 の対比まではなされていないが、NEXCO80 が約 12.7 万年前に降灰したと考えると、SG06 ボーリングコアの Ata（約 10 万年前）からコア底（約 15 万年前と推定）までの範囲内の 7 つの火山灰のうちのどれかに該当するが、いずれの火山灰の最大層厚も 2cm 以下である。

以上より、NEXCO80 については、三方湖東岸においては層厚 20cm であったが再堆積を含んでいると考えられること、またその他周辺調査を行った結果層厚 10cm を超えるものはなかったことから、NEXCO80 の降灰層厚は 10cm 以下と評価した。

7.5.1.2 粒径及び密度に関する文献及び地質調査結果

降下火砕物の粒径については、若狭湾沿岸における津波堆積物調査[42]より、久々子湖（くぐしこ）、菅湖（すがこ）及び中山（なかやま）湿地で確認されている降下火砕物を顕微鏡写真で確認した結果、粒径は約 0.2mm 程度であった。

本調査の中山湿地で得られた姶良 Tn テフラの粒度試験結果より、粒径分布は 1mm 以下であった。粒度試験結果を第 7.5.8 図に示す。また、文献調査の結果、長橋他(2004)[78]では、琵琶湖湖底堆積物のうち高島沖コアを用いて各種の分析がなされており、敷地周辺で確認される主なテフラの最大粒径については、鬼界アカホヤテフラ(0.66mm)、鬱陵隠岐テフラ(0.27mm)、姶良 Tn テフラ(0.95mm)、鬼界葛原テフラ(0.78mm)とされており、いずれの火山灰の最大粒径は 1mm 以下であ

る。さらに、敷地における降下火砕物は地理的領域外(160km)からの降下火砕物が想定されるが、樽前山(たるまえさん)から 156km 離れた地点での粒径分布を参照すると、約 0.2mm から約 1mm 程度である[80]。

降下火砕物の密度については、若狭湾沿岸における津波堆積物調査[42]より得られた菅湖で確認された鬼界アカホヤテフラ及び鬱陵隠岐テフラの火山灰の単位体積重量は、乾燥密度で約 0.7g/cm^3、湿潤密度で約 1.3g/cm^3 程度であった。また、文献調査の結果、宇井(1997)[81]によると、「乾燥した火山灰は密度が 0.4～0.7 程度であるが、湿ると 1.2 を超えることがある。」とされている。

7.5.1.3 評価結果

文献調査、地質調査、降下火砕物シミュレーション結果及び越畑地点における大山生竹軽石の評価層厚と距離の関係をもとにした検討結果から、発電所運用期間における敷地の降下火砕物の最大層厚は 22cm と設定した。また、降下火砕物の粒径及び密度については、文献及び地質調査結果を踏まえ、粒径は 1mm 以下、乾燥密度を 0.7g/cm^3、湿潤密度を 1.5g/cm^3 と設定した。

以上を踏まえて、降下火砕物による直接的影響及び間接的影響を確認することとする。

7.5.2 その他火山事象

その他火山事象として、火山性土石流・火山泥流及び洪水、火山から発生する飛来物（噴石)、火山ガス、津波及び静振、大気現象、火山性地震とこれに関連する事象、熱水系及び地下水の異常について、文献調査、地質調査等の結果より検討した。

火山性土石流・火山泥流及び洪水、火山から発生する飛来物（噴石）については、敷地との位置関係等から、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。火山ガスについては、敷地は若狭湾に面しており、火山ガスが滞留するような地形ではないと考えられ、地理的領域内の火山噴出物が認められないことから、発電所に影響を及ぼす可能性

は十分に小さいと評価した。

津波及び静振については、日本海で認められる活火山や第四紀火山について、津波堆積物調査結果(42)、火山の活動に関する評価結果等から、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

大気現象、火山性地震とこれに関連する事象、熱水系及び地下水の異常については、敷地周辺は過去の火山活動に伴う火口及びその近傍に位置しないことから、発電所に影響を及ぼす可能性は十分に小さいと評価した。

7.6 参考文献

(1) 中野俊・西来邦章・宝田晋治・星住英夫・石塚吉浩・伊藤順一・川辺禎久・及川輝樹・古川竜太・下司信夫・石塚治・山元孝弘・岸本清行編(2013)：日本の火山（第 3 版） 概要及び付表,200 万分の 1 地質編集図,no.11,産業技術総合研究所地質調査総合センター

(2) 西来邦章・伊藤順一・上野龍之編(2012)：第四紀火山岩体・貫入岩体データベース,地質調査総合センター速報,no.60,産業技術総合研究所地質調査総合センター

(3) 第四紀火山カタログ委員会編(1999)：日本の第四紀火山カタログ ver.1.0(CD-ROM),日本火山学会

(4) 気象庁編(2013)：日本活火山総覧（第 4 版）

(5) Uto ,K.(1989)：Neogene volcanism of Southwest Japan：Its time and space based on K-Ar dating. Unpub. Ph. D. thesis , The University of Tokyo , p.184

(6) Furuyama , K., Nagao , K. ,Mitsui , S.and Kasatani , K.(1993) ： K-Ar ages of Late Neogene monogenetic volcanoes in the east San-in District , Southwest Japan. Earth Science (Chikyu Kagaku) , 47 , p.519－p.532

(7) 先山徹・松田高明・森永速男・後藤篤・加藤茂弘(1995)：兵庫県北部の鮮新世～更新世火山岩類－K-Ar 年代・古地磁気・主化学組成－,人と自然,兵庫県立人と自然の博物館,6,p.149－p.170

(8) 古山勝彦・長尾敬介(2004)：照来コールドロンの K-Ar 年代,火山,49,4,p.181－p.187

(9) 古山勝彦(2000)：神鍋単成火山群－近畿地方の代表的な第四紀火山－,高橋正樹・小林哲夫編 フィールドガイド 日本の火山 6 中部・近畿・中国の火山,p.83－p.100

(10) 棚瀬充史・及川輝樹・二ノ宮淳・林信太郎・梅田浩司(2007)：K-Ar 年代測定に基づく両白山地の鮮新−更新世火山活動の時空分布,火山,52,p.39－p.61

(11) 酒寄淳史・林信太郎・梅田浩司(2002)：石川県,戸室火山の K-Ar 年代,

日本火山学会講演予稿集
(12) 清水智・山崎正男・板谷徹丸(1988)：両白-飛騨地域に分布する鮮新－更新世火山岩の K-Ar 年代,蒜山研究所研究報告,14,p.1－p.36
(13) 酒寄淳史・飯田雅裕・森田健一・山口達弘(1996)：天狗・大日ヶ岳火山の地質と K-Ar 年代（演旨）,三鉱学会講演要旨集,日本岩石鉱物鉱床学会,資源地質学会,1996,p.79
(14) 東野外志男・長尾敬介・板谷徹丸・坂田章吉・山崎正男(1984)：白山火山及び大日ヶ岳火山の K-Ar 年代,石川県白山自然保護センター研究報告,第 10 集,p.23－p.29
(15) 中野俊・宇都浩三・内海茂(2000)：上野玄武岩類および地蔵峠火山岩類の K-Ar 年代と化学組成の時間変化,火山 第 2 集,45,p.87－p.105
(16) 岩田修(1997)：岐阜県、湯ヶ峰火山の岩石学,日本地質学会 104 年学術大会講演要旨,P.283
(17) 山崎正男・中西信弘・松原幹夫(1968)：白山火山の形成史,火山第 2 集,13,p.32－p.43
(18) 長岡正利・清水智・山崎正男(1985a)：白山火山の地質と形成史,石川県白山自然保護センター研究報告,12,p.9－p.24
(19) 酒寄淳史・東野外志男・梅田浩司・棚瀬充史・林信太郎(1999)：古白山火山の溶岩の K-Ar 年代,石川県白山自然保護センター研究報告,26,p.7－p.11
(20) 遠藤邦彦(1985)：白山火山地域の火山灰と泥炭層の形成過程,白山高山帯自然史調査報告書,石川県白山自然保護センター,p.11－p.30
(21) 長岡正利(1971)：白山火山の地質と形成史,火山 第 2 集,vol.16,p.53－p.54
(22) 長岡正利・岩田次男・東野外志男・山崎正男(1985b)：加賀室火山―白山火山にさきだつ火山－,石川県白山自然保護センター研究報告,12,p.1－p.7
(23) 酒寄淳史・小路香織・佐藤貴志(1997)：古白山火山の溶岩流層序と岩石記載,金沢大学教育学部紀要（自然科学編）,46,p.45－p.50
(24) 守屋以智雄(2000)：白山火山－過去の噴火を記録する湿原と火口群を

めぐる,高橋正樹・小林哲夫編フィールドガイド 日本の火山 6 中部・近畿・中国の火山,p.65－p.82

(25) 田島靖久・井上公夫・守屋以智雄・長井大輔(2005)：白山火山の最近 1 万年間の噴火活動史,地球惑星科学関連学会合同大会予稿集,G017-P002

(26) 高橋直季・根岸弘明・平松良浩(2004)：白山火山周辺の三次元地震波速度構造,火山,49,p.355－p.365

(27) 山田直利・小林武彦(1988)：5 万分の 1 地質図幅「御嶽山地域の地質」,地質調査所

(28) 松本盆地団体研究グループ(2002)：古期御岳火山の地質,地球科学,56,P.65－P.85

(29) 鈴木雄介・岸本博志・千葉達朗・小川紀一朗・岡本敦(2009)：御嶽山における火山噴火緊急減災計画策定のための火山噴火履歴調査,平成 21 年度砂防学会研究発表会,P.247

(30) 国土地理院(2012)：1：25,000 火山土地条件図解説書（御嶽山地区）

(31) 中野俊・大塚勉・足立守・原山智・吉岡敏和(1995)：5 万分の 1 地質図幅「乗鞍岳地域の地質」,地質調査所

(32) 及川輝樹(2002)：焼岳火山群の地質－火山発達史と噴火様式の特徴－,地質学雑誌,第 108 巻,第 10 号,P.615－P.632

(33) 及川輝樹・石崎泰男・片岡香子(2010)：焼岳火山群の大規模ラハール堆積物と火砕流堆積物,地質学雑誌,第 116 巻,P.49－P.61

(34) Furuyama ,K.(1981) ： Geology of the Oginosen Volcano Group , Southwest Japan. J. Geosci. Osaka City Univ., 24 , p.39－p.74

(35) 古山勝彦・長尾敬介・笠谷一弘・三井誠一郎(1993)：山陰東部,神鍋火山群及び近傍の玄武岩質単成火山の K-Ar 年代,地球科学,47,p.377－p.390

(36) 川本竜彦(1990)：神鍋単成火山群の地質,火山,35,p.41－p.56

(37) 三村弘二(2001)：福井県経ヶ岳火山南西麓の覆瓦構造をもつ塚原野岩屑なだれ堆積物と 14C 年代,地質調査研究報告,52,p.303－p.307

(38) 吉澤康暢(2010)：経ヶ岳火山の岩屑なだれ岩塊の分布,流下機構,14C

年代,福井市自然史博物館研究報告,57,p.11－p.20
(39) 町田洋・新井房夫(2011)：新編 火山灰アトラス[日本列島とその周辺],東京大学出版会
(40) Victoria C. Smith , Richard A.Staff , Simon P.E. Blockley , Christopher Bronk Ramsey , Takeshi Nakagawa , Darren F.Mark , Keiji Takemura , Toru Danhara , Suigetsu 2006 Project Members(2013) : Identification and correlation of visible tephras in the Lake Suigetsu SG06 sedimentary archive , Japan : chronostratigraphic markers for synchronising of east Asian / west Pacific palaeoclimatic records across the last 150 ka , Quaternary Science Reviews , 67 , p.121－p.137
(41) 石村大輔・加藤茂弘・岡田篤正・竹村恵二(2010)：三方湖東岸のボーリングコアに記録された三方断層帯の活動に伴う後期更新世の沈降イベント,地学雑誌,119,p.775－p.793
(42) 関西電力（株）(2012)：平成 23 年東北地方太平洋沖地震の知見等を踏まえた原子力施設への地震動及び津波の影響に関する安全性評価のうち完新世に関する津波堆積物調査の結果について
(43) Shinji Nagaoka (1988) : The late quaternary tephra layers from the caldera volcanoes in and around kagoshima bay , southern kyushu , japan , Geographical Reports of Tokyo Metropolitan University , 23 , p.49－p.122
(44) 兼岡一郎・井田喜明(1997)：火山とマグマ,東京大学出版会
(45) 東宮昭彦(1997)：実験岩石学的手法で求まるマグマ溜まりの深さ,月刊地球,19,p.720－p.724
(46) 井口正人・太田雄策・中尾茂・園田忠臣・高山鐵朗・市川信夫(2011)：桜島昭和火口噴火開始以降の GPS 観測 2010 年～2011 年,「桜島火山における多項目観測に基づく火山噴火準備過程解明のための研究」平成 22 年度報告書
(47) 小林哲夫・味喜大介・佐々木寿・井口正人・山元孝広・宇都浩三(2013)：桜島火山地質図（第 2 版）,産業技術総合研究所地質調査総合

センター
(48) 津久井雅志(1984)：大山火山の地質,地質学会誌,90,p.643－p.658
(49) 津久井雅志・西戸裕嗣・長尾敬介(1985)：蒜山火山群・大山火山のK-Ar 年代,地質学雑誌,91,p.279－p.288
(50) 山元孝広(2018)：大山火山のアダカイト質マグマ供給系,日本火山学会講演予稿集 2018 年度秋季大会
(51) 気象庁
（https://www.data.jma.go.jp/svd/vois/data/tokyo/STOCK/kaisetsu/katsukazan_toha/katsukazan_toha.html）確認日：2021 年 2 月 4 日
(52) 守屋以智雄(1983)：日本の火山地形,東京大学出版会,p.34
(53) 米倉伸之・貝塚爽平・野上道男・鎮西清高(2001)：日本の地形 I 総説,東京大学出版会,p.183－p.184
(54) 須藤茂・猪股隆行・佐々木寿・向山栄(2007)：わが国の降下火山灰データベース作成,地質調査研究報告書,58,p.261－p.321
(55) 加藤茂弘・山下透・檀原徹(2004)：大山テフラの岩石記載的特徴と大山最下部テフラ層中のテフラの対比,第四紀研究,43,p.435－p.445
(56) 岡田昭明・石賀敏(2000)：大山テフラ,日本地質学会第 107 学術大会見学旅行案内書 2000 年松江,p.81－p.90
(57) 浅森浩一・梅田浩司(2005)：地下深部のマグマ・高温流体等の地球物理学的調査技術―鬼首・鳴子火山地域および紀伊半島南部地域への適用―,原子力バックエンド研究,11,p.147－p.156
(58) 産業技術総合研究所(2014)：日本の主要第四紀火山の積算マグマ噴出量階段図
(59) 山元孝広(2017)：大山火山噴火履歴の再検討,地質調査研究報告,68,1,p.1－p.16
(60) 岡田昭明・谷本慎一(1986)：大山下部火山灰から新たに発見された 2 枚の降下軽石層について
(61) 原子力規制委員会(2018)：核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第 6 7 条第 1 項の規定に基づく報告の徴収について，平成 30 年 12 月 12 日

(62) Legros, F.(2000) : Minimum volume of tephra fallout deposit estimated from a single isopach. Journal of volcanological and Geothermal Research, 96, 25-32.
(63) Hayakawa, Y.(1985) : Pyroclastic geology of Towada volcano. Bulletin of the Earthquake Research Institute, University of Tokyo, 60, 507-592.
(64) 原子力規制庁(2019)：安全研究成果報告　火山影響評価に係る科学的知見の整備
(65) 原子力規制委員会(2019)：第 8 回地震・津波技術評価検討会,参考資料 1,平成 31 年 4 月 22 日
(66) Yamamoto and Hoang(2019) : Geochemical variations of the Quaternary Daisen adakites, Southwest Japan, controlled by magma production rate. LITHOS 350-351 (2019) 105214
(67) Dapeng Zhao , Wei Wei , Yukihisa Nishizono , Hirohito Inakura (2011) : Low frequancy earthquakes and tomography in western Japan：Insight into fluid and magmatic activity , Journal of Asian Earth Sciences , 42 , p.1381－p.1393
(68) 大見士朗(2002)：西南日本内陸の活断層に発生する深部低周波地震,京都大学防災研究所年報,45B,平成 14 年 4 月,p.545－p.553
(69) Dapeng Zhao, Xin Liu and Yuanyuan Hua(2018) : Tottori earthquakes and Daisen volcano: Effects of fluids, slab melting and hot mantle upwelling. Earth and Planetary Science Letters, 485, p.121－p.129.
(70) University of Wyoming
（http://weather.uwyo.edu/upperair/sounding.html）
(71) Michigan Technological University : Forecasting Tephra Dispersion Using TEPHRA2
(72) University of South Florida(2011) : Tephra2 Users Manual Spring
(73) 萬年一剛(2013)：降下火山灰シミュレーションコード Tephra2 の理論と現状－第四紀学での利用を視野に－,第四紀研究,52,p.173－p.187

(74) 及川輝樹(2003)：飛騨山脈の隆起と火成活動の時空的関連,第四紀研究,42,p.141－p.156
(75) 日本原子力発電（株）(2014)：原子力規制委員会有識者会合による敦賀発電所敷地内破砕帯現地調査について（資料）,2014 年 1 月 24 日
(76) 日本原子力発電（株）(2014)：敦賀発電所敷地内破砕帯の調査に関する有識者会合　第 2 回追加調査評価会合（当社資料）,2014 年 6 月 21 日
(77) 竹村恵二・北川浩之・林田明・安田喜憲(1994)：三方湖・水月湖・黒田低地の堆積物の層相と年代,地学雑誌,103,p.232－p.242
(78) 長橋良隆・吉川周作・宮川ちひろ・内山高・井内美郎(2004)：近畿地方および八ヶ岳山麓における過去 43 万年間の広域テフラの層序と編年,第四紀研究,43,p.15－p.35
(79) Takeshi Nakagawa , Katsuya Gotanda , Tsuyoshi Haraguchi , Toru Danhara , Hitoshi Yonenobu , Achim Brauer , Yusuke Yokoyama , Ryuji Tada , Keiji Takemura , Richard A.Staff , Rebecca Payne , Christopher Bronk Ramsey , Charlotte Bryant , Fiona Brock , Gordon Schlolaut , Michael Marshall , Pavel Tarasov , Henry Lamb , Suigetsu 2006 Project Members(2012)： SG06 a fully continuous and varved sediment core from Lake Suigetsu , Japan: stratigraphy and potential for improving the radiocarbon calibration model and understanding of late Quaternary climate changes , Quaternary Science Reviews , 36 , p.164－p.176
(80) 鈴木建夫・勝井義雄・中村忠寿(1973)：樽前降下軽石堆積物 Ta-b 層の粒度組成,火山第 2 集,18,p.47－p.63
(81) 宇井忠英(1997)：火山噴火と災害,東京大学出版会

第 7.2.1 表　地理的領域内の第四紀火山

（中野他編(2013)[1]に基づき作成）

名称	位置情報		
	位置(世界測地系)		敷地からの離隔(km)
	緯度	経度	
郡家 (こおげ)	35° 25′ 42″ N	134° 14′ 33″ E	159
扇ノ山 (おうぎのせん)	35° 26′ 23″ N	134° 26′ 27″ E	141
佐坊 (さぼう)	35° 25′ 25″ N	134° 28′ 34″ E	138
美方火山群 (みかた)	35° 25′ 41″ N	134° 30′ 09″ E	136
照来 (てらぎ)	35° 21′ 13″ N	134° 30′ 50″ E	137
大屋・轟 (おおや・とどろき)	35° 20′ 26″ N	134° 35′ 28″ E	131
神鍋火山群 (かんなべ)	35° 30′ 25″ N	134° 40′ 30″ E	119
上佐野・目坂 (かみさの・めさか)	35° 31′ 20″ N	134° 43′ 20″ E	114
玄武洞 (げんぶどう)	35° 35′ 08″ N	134° 47′ 11″ E	107
宝山 (たからやま)	35° 20′ 46″ N	134° 55′ 07″ E	103
取立山 (とりたてやま)	36° 06′ 25″ N	136° 36′ 31″ E	74
経ヶ岳 (きょうがたけ)	36° 02′ 47″ N	136° 37′ 18″ E	71
願教寺・三ノ峰 (がんきょうじ・さんのみね)	36° 03′ 24″ N	136° 44′ 23″ E	80
戸室山 (とむろやま)	36° 31′ 52″ N	136° 44′ 49″ E	116
銚子ヶ峰 (ちょうしがみね)	36° 03′ 42″ N	136° 45′ 55″ E	83
白山 (はくさん)	36° 09′ 18″ N	136° 46′ 17″ E	89
毘沙門岳 (びしゃもんだけ)	35° 56′ 20″ N	136° 47′ 32″ E	79
両白丸山 (りょうはくまるやま)	36° 02′ 58″ N	136° 47′ 49″ E	85
大日ヶ岳 (だいにちがたけ)	36° 00′ 04″ N	136° 50′ 16″ E	86
烏帽子・鷲ヶ岳 (えぼし-わしがたけ)	35° 56′ 25″ N	136° 58′ 17″ E	95
湯ヶ峰 (ゆがみね)	35° 48′ 21″ N	137° 16′ 50″ E	120
上野火山群 (うえの)	35° 35′ 35″ N	137° 30′ 08″ E	140
御嶽山 (おんたけさん)	35° 53′ 34″ N	137° 28′ 49″ E	139
地蔵峠火山群 (じぞうとうげ)	36° 01′ 34″ N	137° 35′ 58″ E	152
上宝 (かみたから)	36° 12′ 12″ N	137° 29′ 56″ E	149
乗鞍岳 (のりくらだけ)	36° 06′ 23″ N	137° 33′ 12″ E	150
焼岳 (やけだけ)	36° 13′ 36″ N	137° 35′ 13″ E	158

中野他編(2013)[1]に基づく。貫入岩体・深成岩体については検討の対象から除く。

第 7.2.2 表　地理的領域内の第四紀火山の特徴整理

（中野他編(2013)[1]、西来他編(2012)[2]、

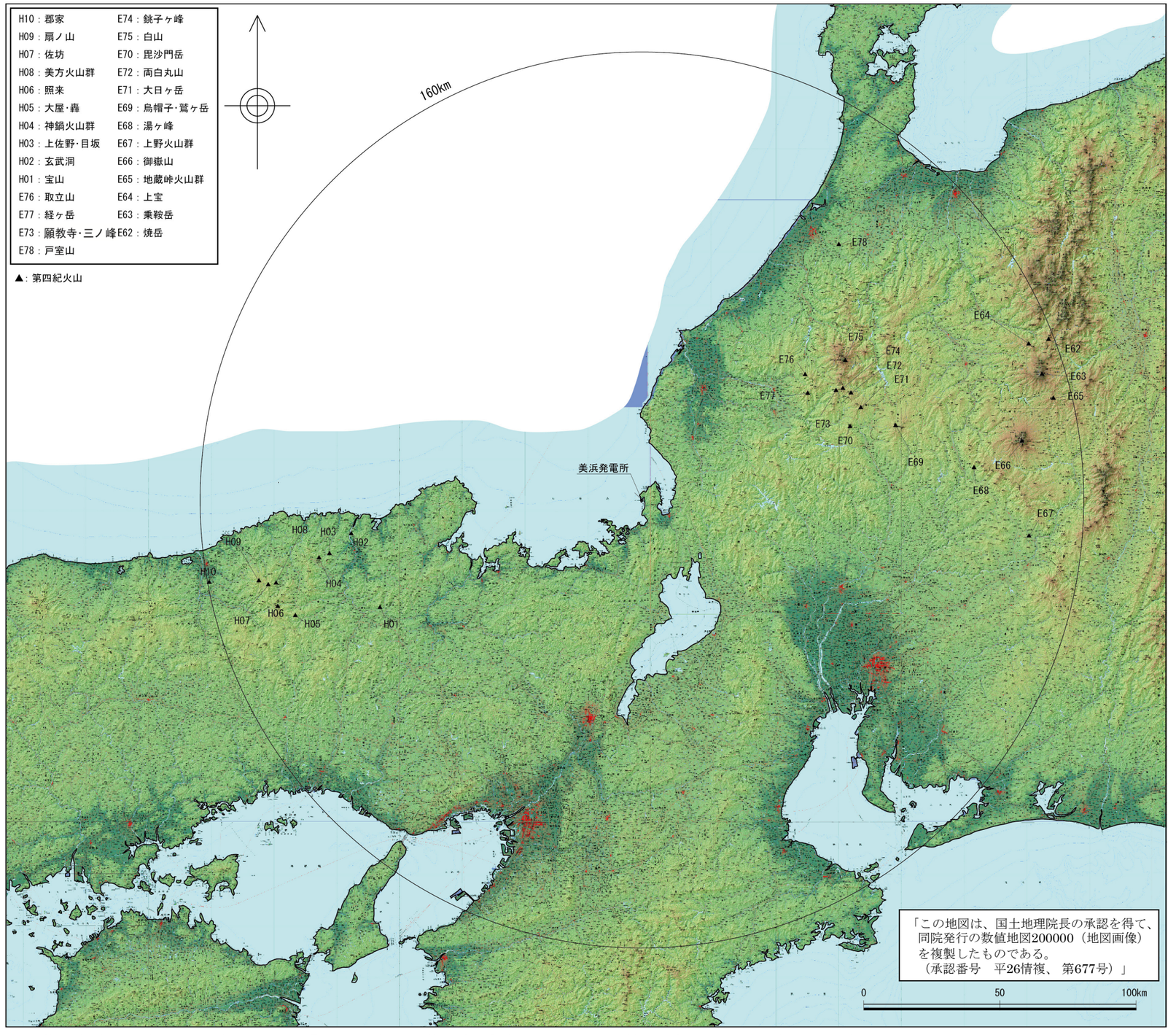
第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]等に基づき作成）

名称	火山の形式＃	データベース等に基づく活動履歴				
		体積※ (km^3)	活動年代 (千年前)	活動期間 (千年)	最新噴火＝経過期間 (千年前)	活動期間内の最大休止期間＝活動期間 (千年)
郡家 (こおげ)	(単成火山) 溶岩流	－	2100	－	2100	－
扇ノ山 (おうぎのせん)	火砕丘･溶岩流	4.70	1200 ～ 400	800	400	800
佐坊 (さぼう)	溶岩流	－	1700	－	1700	－
美方火山群 (みかた)	火砕丘･溶岩流	0.46	1700 ～ 200	1500	200	1500
照来 (てらぎ)	火砕流・溶岩流 カルデラ	－	3100 ～ 2200	900	2200	900
大屋・蟻 (おおや・とどろき)	単成火山群 溶岩流	－	2800 ～ 2400	400	2400	400
神鍋火山群 (かんなべ)	火砕丘･溶岩流	0.70	700 ～ 10-20	680-690	10-20	680-690
上佐野・目坂 (かみさの・めさか)	単成火山群 火砕丘･溶岩流	0.077	230 ～ 130	100	130	100
玄武洞 (げんぶどう)	火砕丘･溶岩流	1.00	1600	－	1600	－
宝山 (たからやま)	火砕丘･溶岩流	1.00	400 ～ 300	100	300	100
取立山 (とりたてやま)	複成火山	10.2	1000 ～ 800	200	800	200
経ヶ岳 (きょうがたけ)	複成火山	17.9	1400 ～ 700	700	700	700
願教寺・三ノ峰 (がんきょうじ・さんのみね)	複成火山	19.8	3100 ～ 2500	600	2500	600
戸室山 (とむろやま)	溶岩ドーム群	0.2	400 ～ 300	100	300	100
銚子ヶ峰 (ちょうしがみね)	(溶岩ドーム)	1.7	1500	－	1500	－
白山 (はくさん)	複成火山	17	400 ～	400	AD1659	400
毘沙門岳 (びしゃもんだけ)	複成火山	3.5	300	－	300	－
両白丸山 (りょうはくまるやま)	複成火山	6.24	400 ～ 300	100	300	100
大日ヶ岳 (だいにちがたけ)	複成火山	16	1100 ～ 900	200	900	200
烏帽子・鷲ヶ岳 (えぼし-わしがたけ)	複成火山	65.8	1600 ～ 1100	500	1100	500
湯ヶ峰 (ゆがみね)	溶岩ドーム	0.07	100	－	100	－
上野火山群 (うえの)	単成火山群 溶岩流	1.24	2800 ～ 900	1900	900	1900
御嶽山 (おんたけさん)	複成火山 カルデラ	79	750 ～ AD2014	750	AD2014	750
地蔵峠火山群 (じぞうとうげ)	複成火山	32.7	3400 ～ 1600	1800	1600	1800
上宝 (かみたから)	火砕流	40	700	－	700	－
乗鞍岳 (のりくらだけ)	溶岩ドーム	26	1300 ～ 2	1300	2	1298
焼岳 (やけだけ)	溶岩ドーム	5.5	120 ～ AD1963	120	AD1963	120

中野他編(2013)[1]等に基づく。貫入岩体・深成岩体については検討の対象から除く。

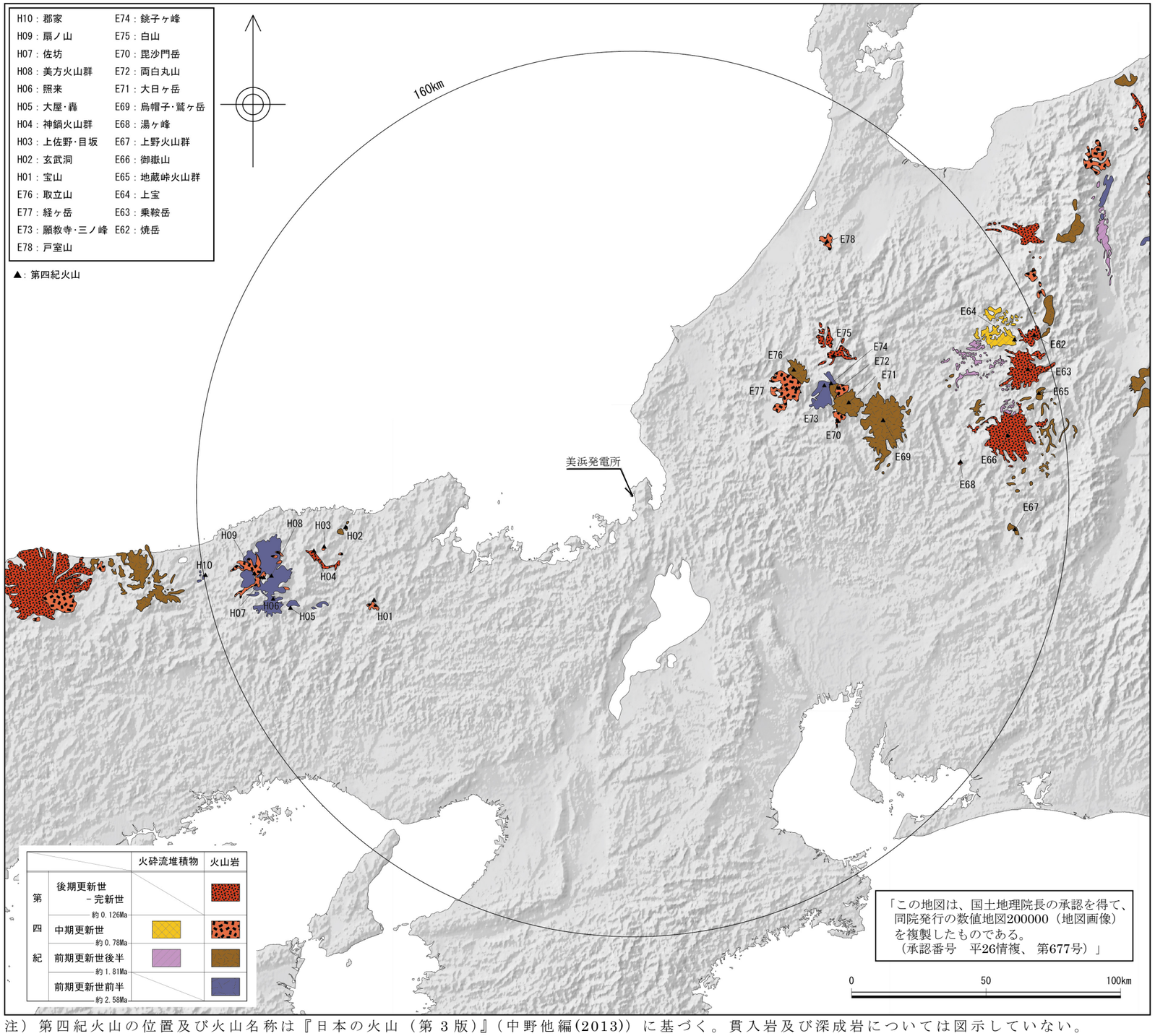
＃：中野他編(2013)[1]及び西来他編(2012)[2]の「形式・構造」に基づく。

※：第四紀火山カタログ委員会編(1999)[3]に基づく。



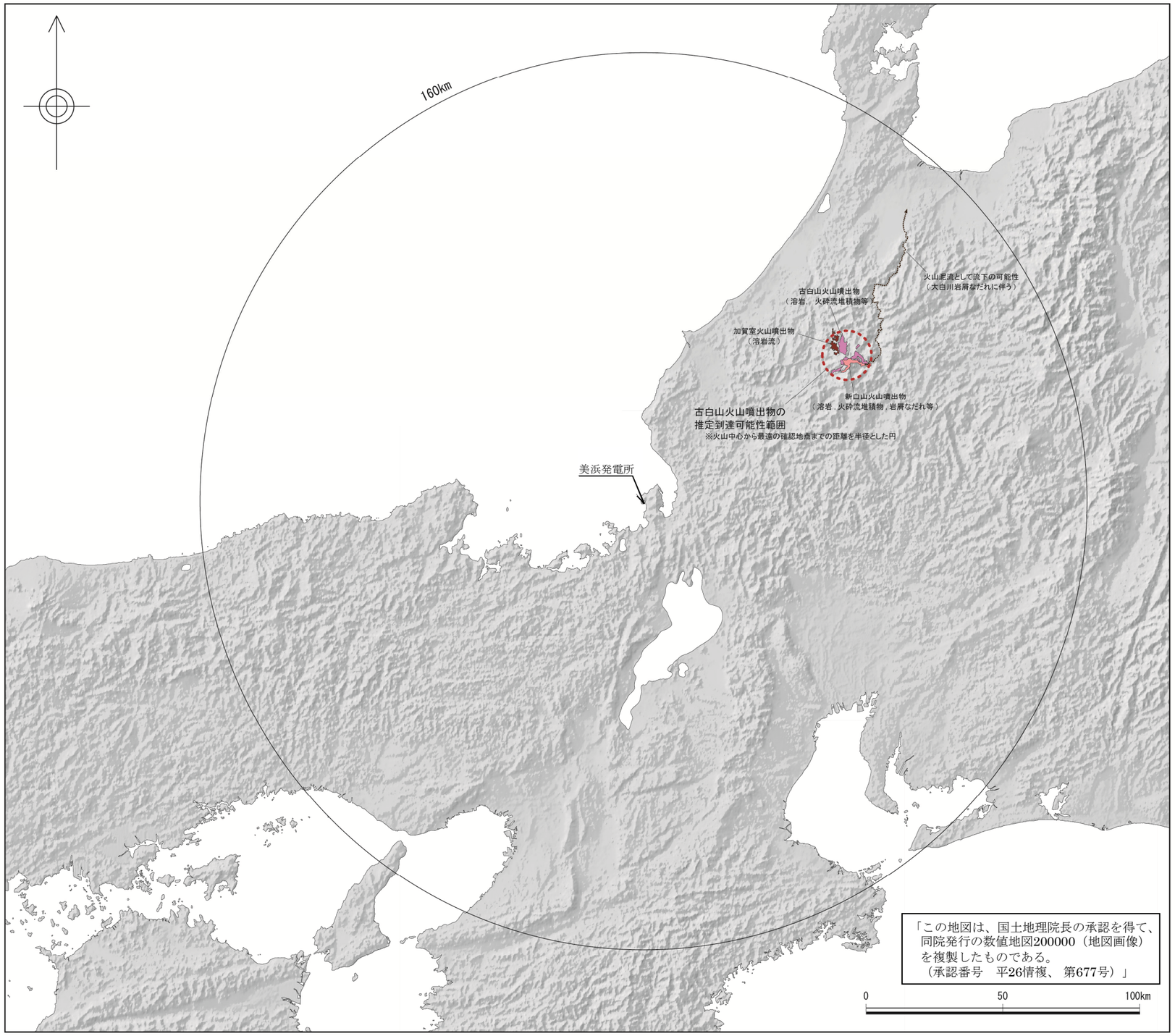
注）第四紀火山の位置及び火山名称は『日本の火山（第３版）』（中野他編(2013)）に基づく。貫入岩及び深成岩については図示していない。

第 7.2.1 図　地理的領域内の第四紀火山の分布（中野他編(2013)[1]に基づき作成）



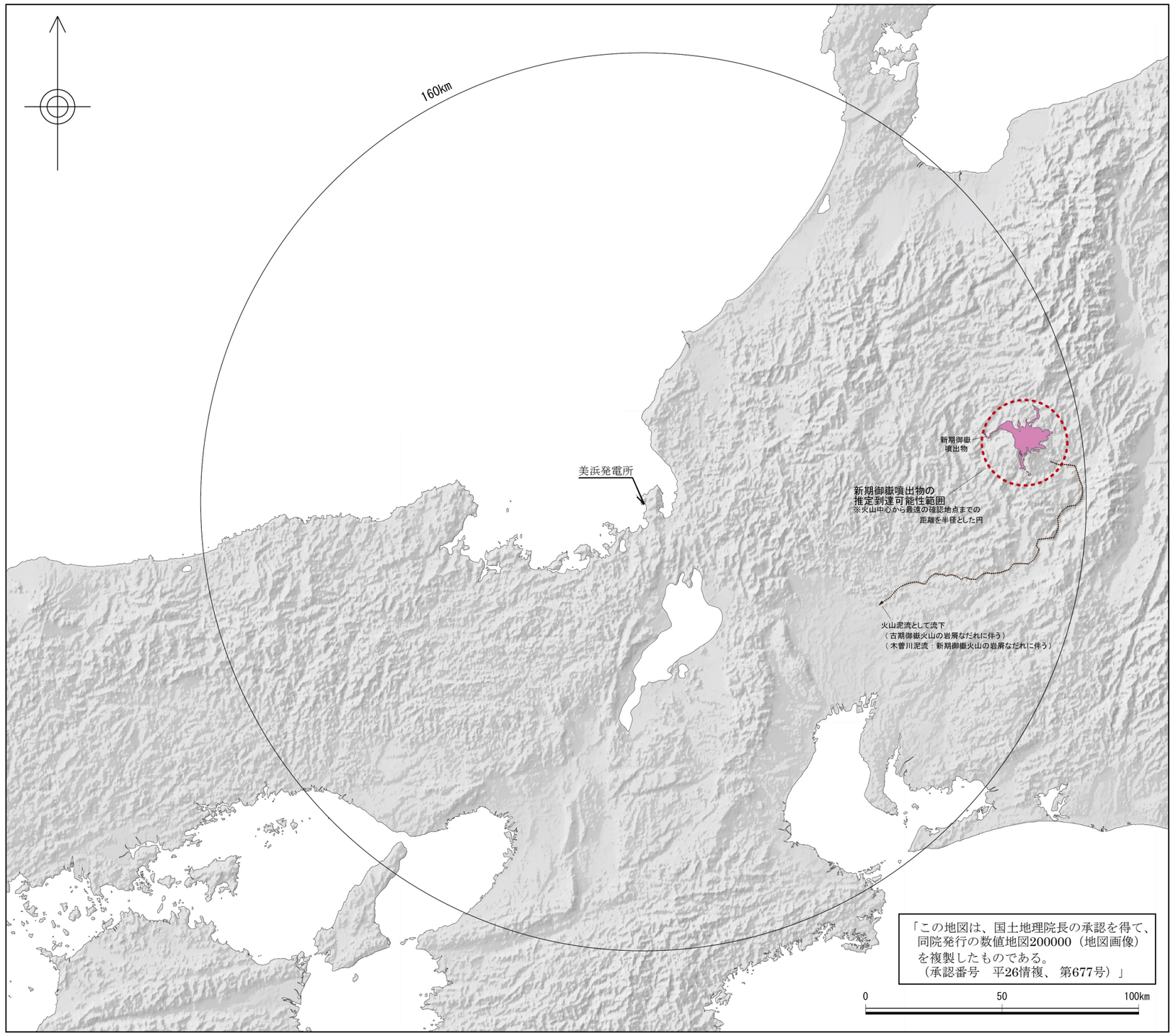
注）第四紀火山の位置及び火山名称は『日本の火山（第３版）』（中野他編(2013)）に基づく。貫入岩及び深成岩については図示していない。

第 7.2.2 図　地理的領域内の火山地質図（中野他編(2013)[1]に基づき作成）



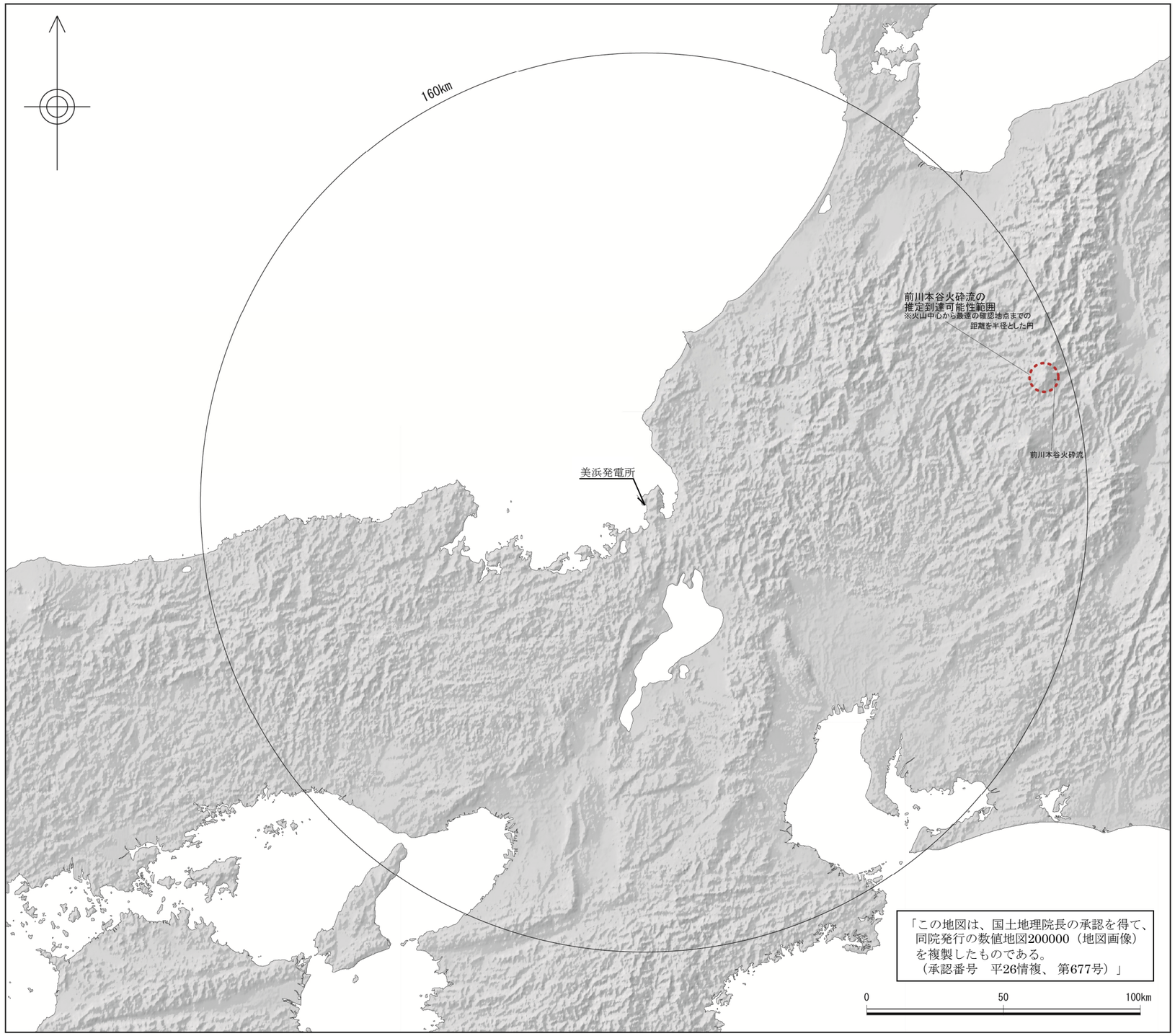
（山崎他(1968)、酒寄他(1999)による）

第 7.3.1 図　白山起源の噴出物の分布（山崎他(1968)[17]、酒寄他(1999)[19]に基づき作成）



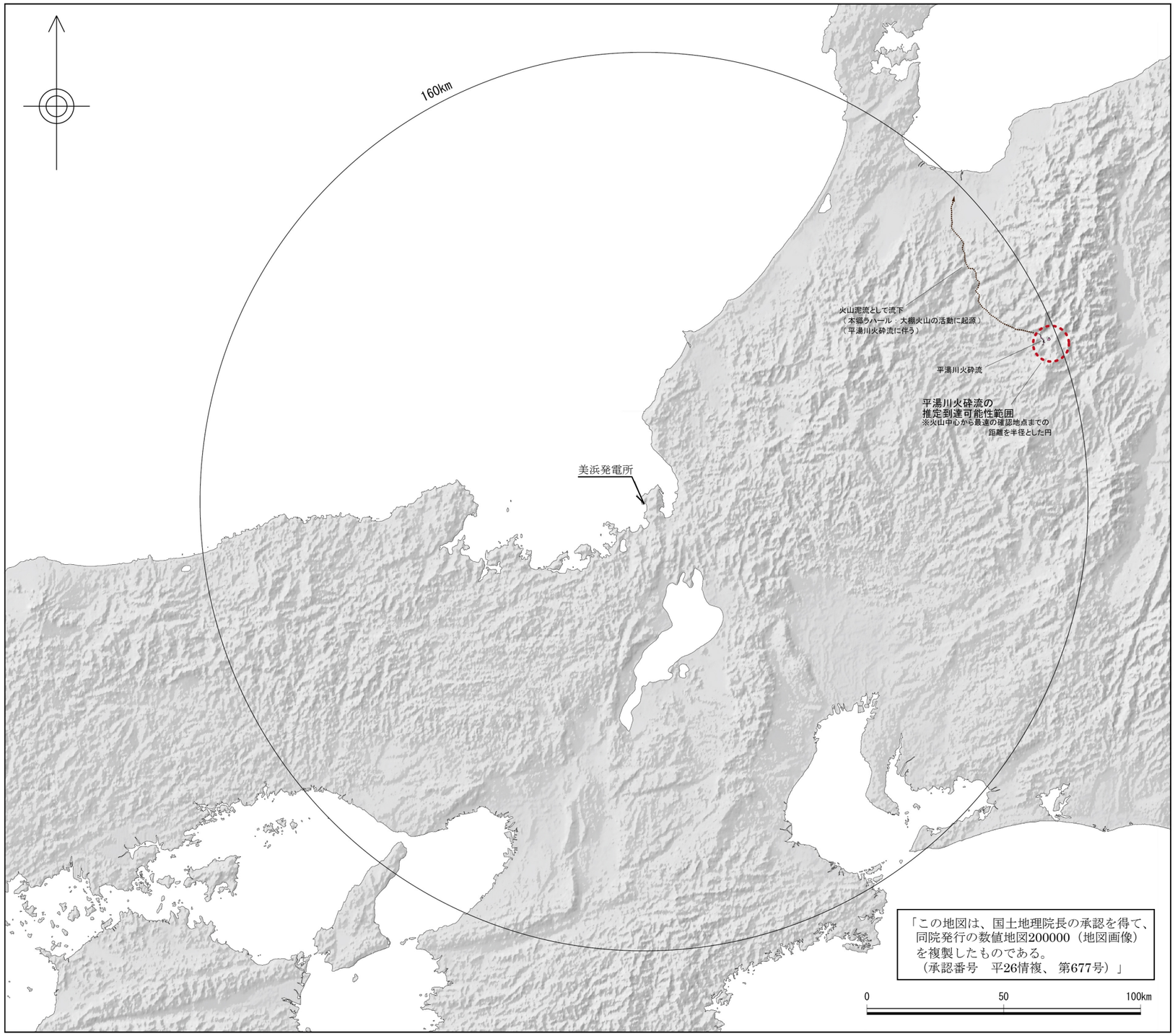
（国土地理院(2012)等による）

第 7.3.2 図　御嶽山起源の噴出物の分布（国土地理院(2012)[30]等に基づき作成）



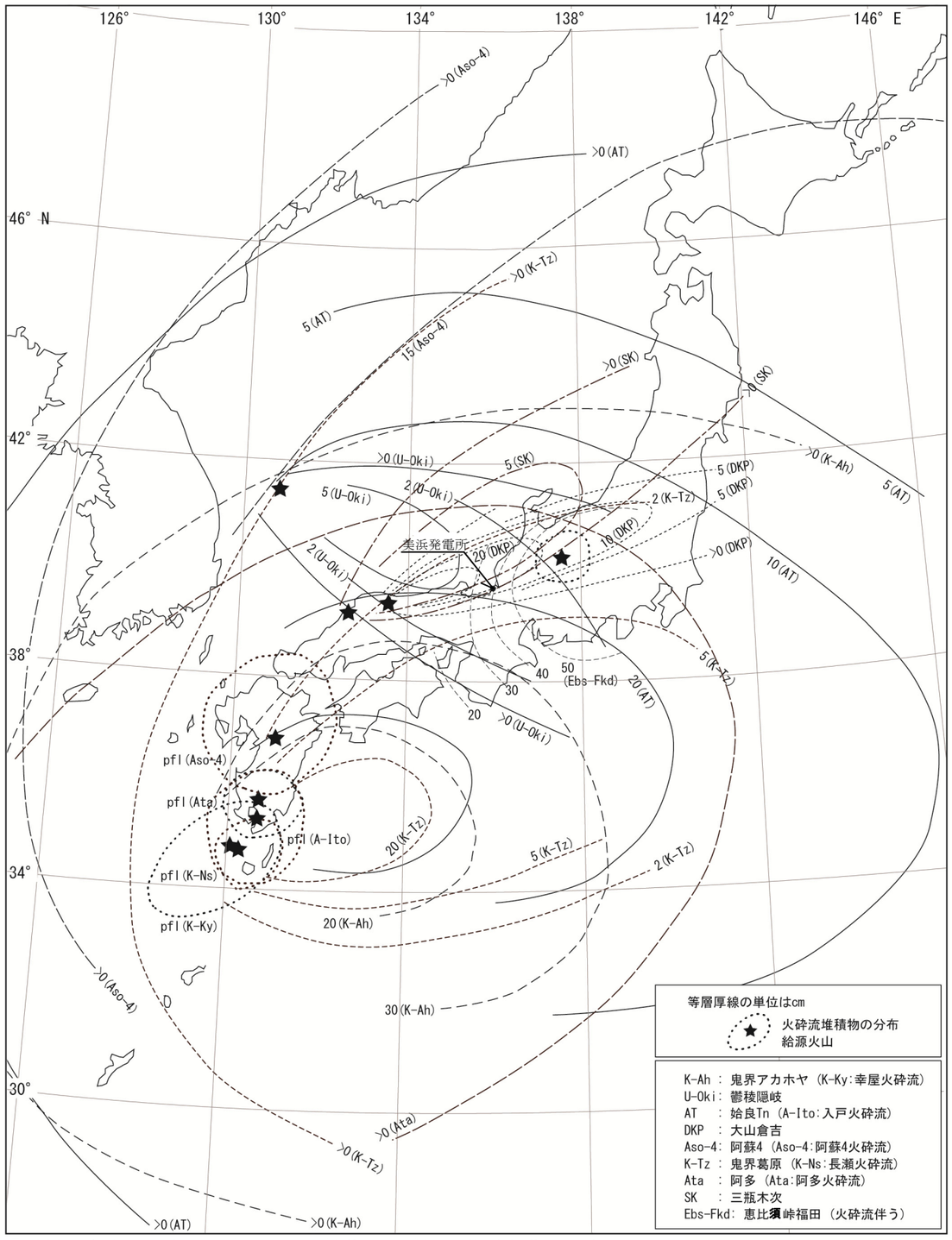
（中野他(1995)等による）

第 7.3.3 図　乗鞍岳起源の噴出物の分布（中野他(1995)[31]等に基づき作成）



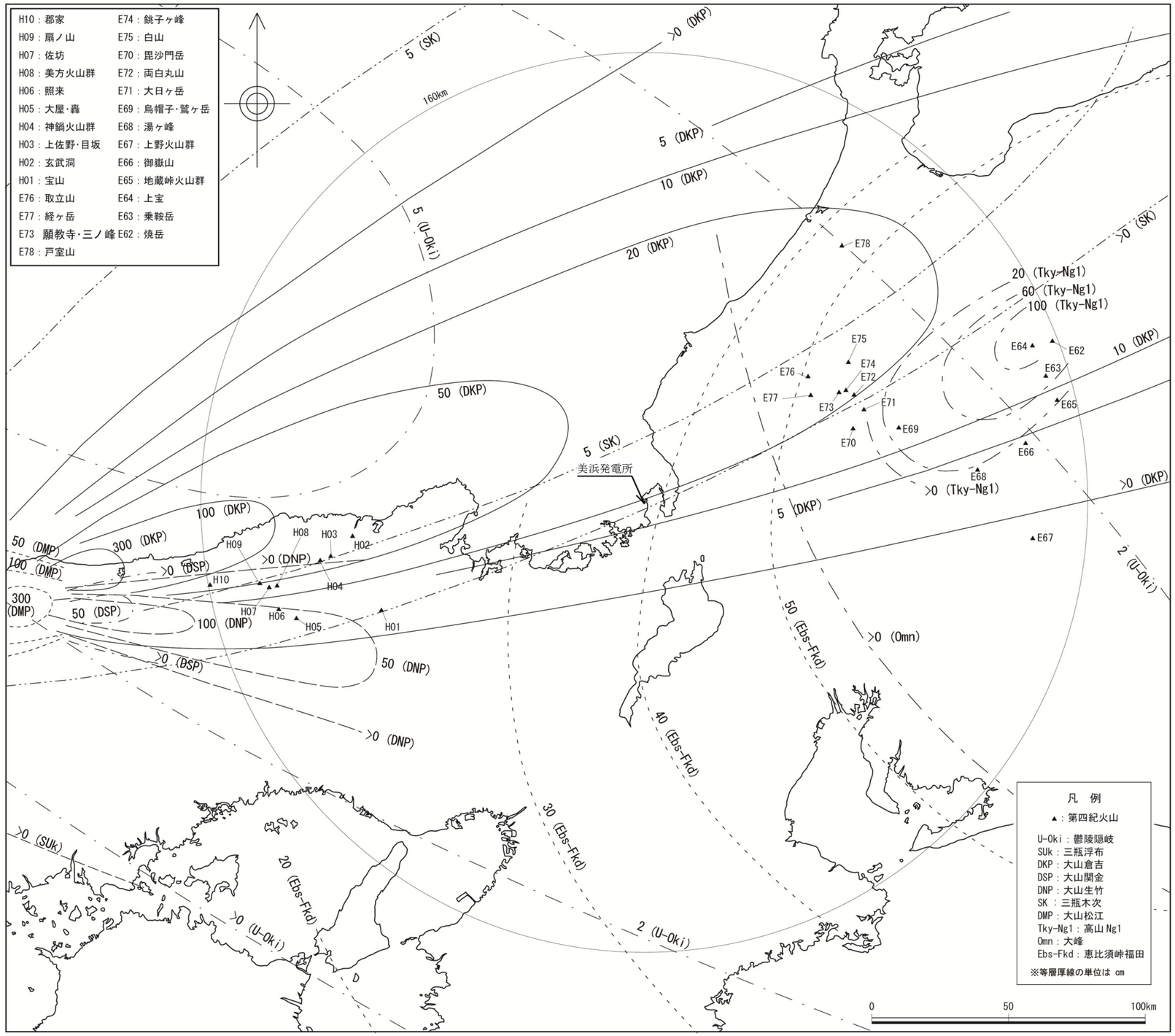
（及川他(2010)等による）

第 7.3.4 図　焼岳起源の噴出物の分布（及川他(2010)[33]等に基づき作成）



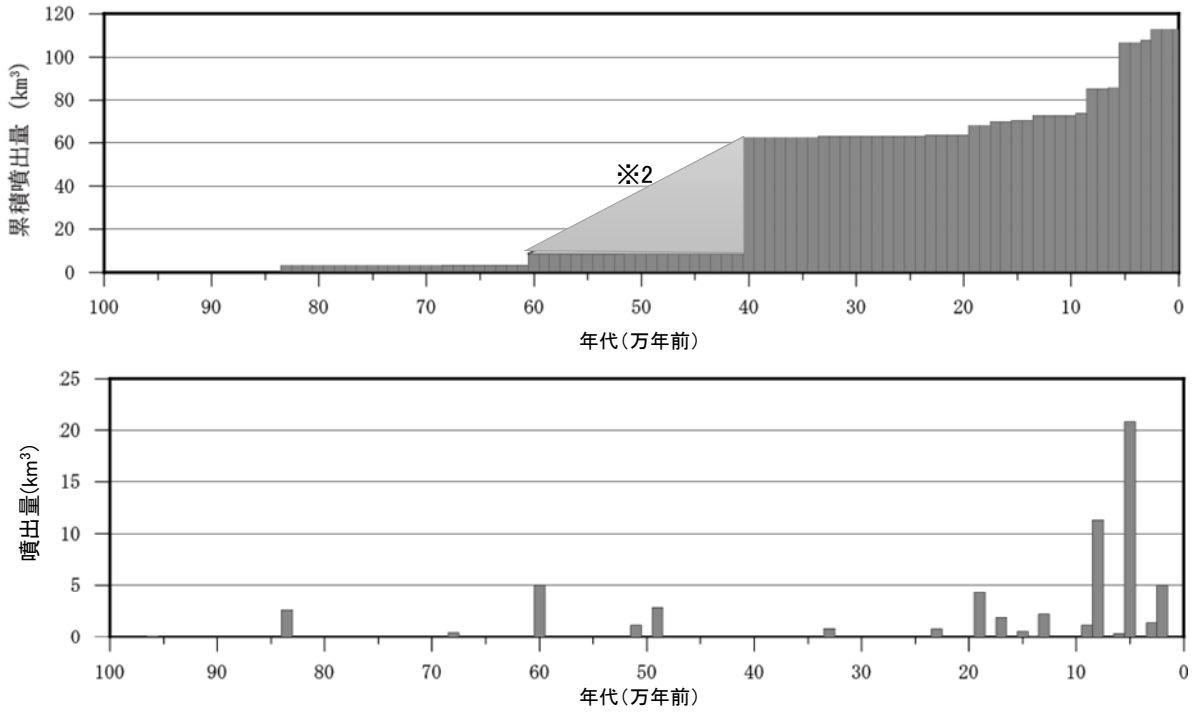
『新編　火山灰アトラス』(町田・新井(2011)) に基づき作成した

第 7.5.1 図　敷地周辺に堆積する降下火砕物の給源火山とその分布（中野他編(2013)[1]、町田・新井(2011)[39]に基づき作成）



注）第四紀火山の位置及び火山名称は『日本の火山（第３版）』（中野他編(2013)）に基づく。貫入岩及び深成岩については図示していない。
降下火山灰の名称及び等層厚線は『新編　火山灰アトラス』（町田・新井(2011)）に基づく。

第 7.5.2 図　敷地周辺の降下火砕物の分布（中野他編(2013)[1]、町田・新井(2011)[39]に基づき作成）



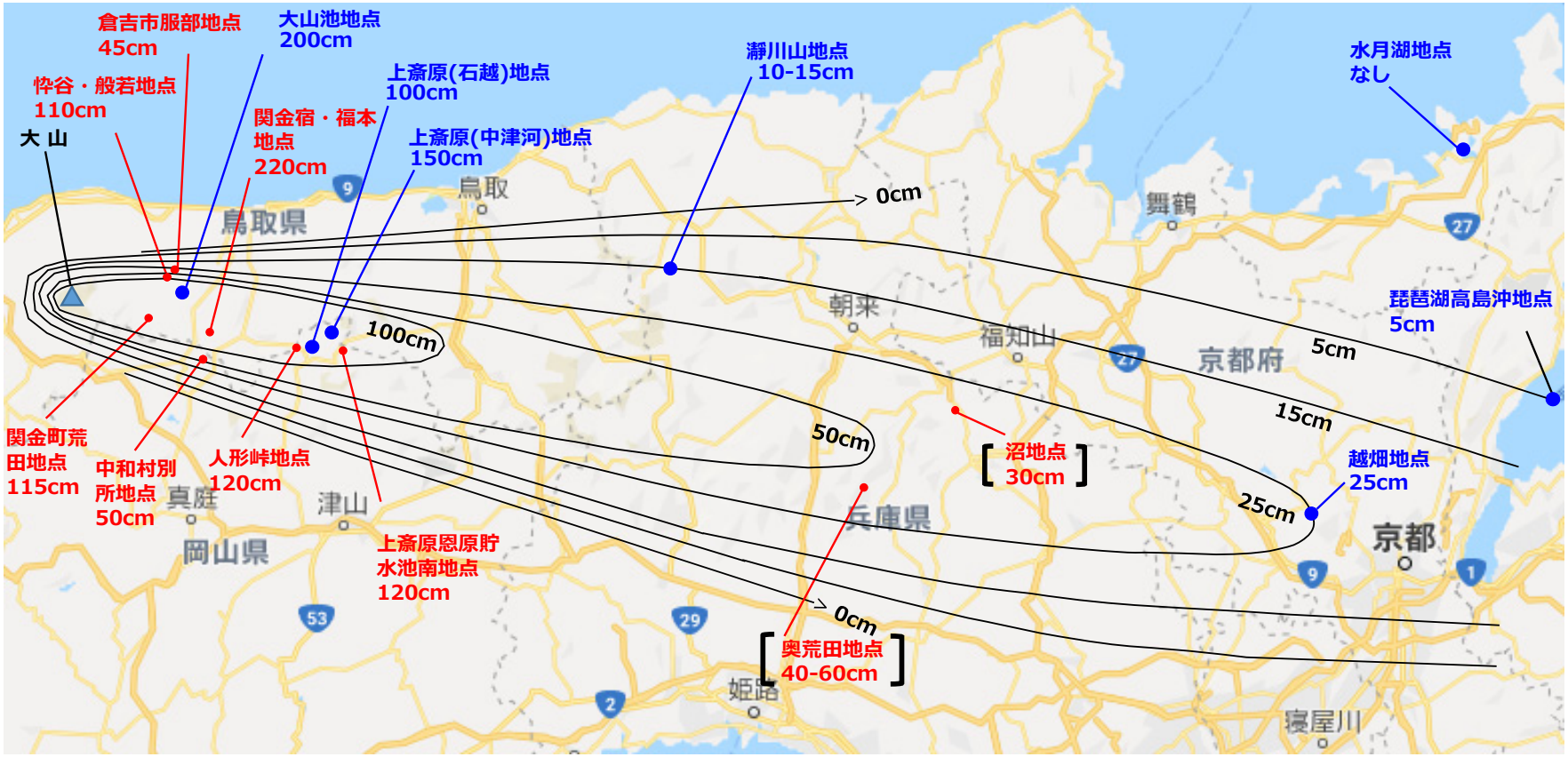
噴出物	噴出年代（万年）	噴出量（km^3）	引用
鍔抜山	96.0	0.10	(3)
下蒜山	83.5	2.60	(3)
飯戸山	68.0	0.40	(3)
二股山溶岩	60.0	5.00	(3)
溝口凝灰角礫岩	40.0-60.0	50.00	(3)
中蒜山溶岩	54.0	1.10	(3)
上蒜山溶岩	49.0	2.80	(3)
ｃｐｍ	33.0	0.80	(54)
ｈｐｍ１	23.0	0.76	(54)
奥津軽石（ＤＯＰ）	19.0	4.29	(54)
樋谷軽石（ＨｄＰ）	17.0	1.87	(54)
ｈｐｍ２	15.0	0.30	(54)
別所軽石（ＤＢＰ）	15.0	0.23	(54)
蒜山原軽石（ＤＨＰ）	14.0	0.14	(54)
松江軽石（ＤＭＰ）	13.0	2.19	(54)
名和火砕流	9.5	1.00	(3)
荒田軽石１（ＤＡＰ１）	9.3	0.14	(54)
荒田軽石２（ＤＡＰ２）	8.3	0.26	(54)
生竹軽石（ＤＮＰ）	8.0	11.00	※3
関金軽石（ＤＳＰ）	6.8	0.33	(54)
倉吉軽石（ＤＫＰ）	5.5	20.74	(54)
鴨ヶ丘火山灰（ＫｍＡ）	5.0	0.04	(54)
下のホーキ（ｓｈ）（ＤＳｓ）	2.4	0.37	(54)
上のホーキ（Ｕｈ）（ＤＨｇ）	2.3	0.44	(54)
弥山軽石（ＭｓＰ）（ＤＭｓ）	2.1	0.54	(54)
弥山ー三鈷峰	2.0	5.00	(3)

※1）須藤他(2007)[54]、第四紀カタログ編集委員会編(1999)[3]、津久井他(1985)[49]を参考に噴出年代及び噴出量を整理

※2）津久井他(1985)[49]によると、60万年前～40万年前にかけて溝口凝灰角礫岩等が噴出・堆積したとされていることから、階段ダイヤグラムではその期間の噴出物については点線で記載

※3）町田・新井(2011)[39]、岡田・谷本(1986)[60]及び原子力規制委員会(2018)[61]に示される降灰層厚の情報をもとに作成した等層厚線図（第7.5.4図）から算定。

第 7.5.3 図　大山の噴火履歴※1

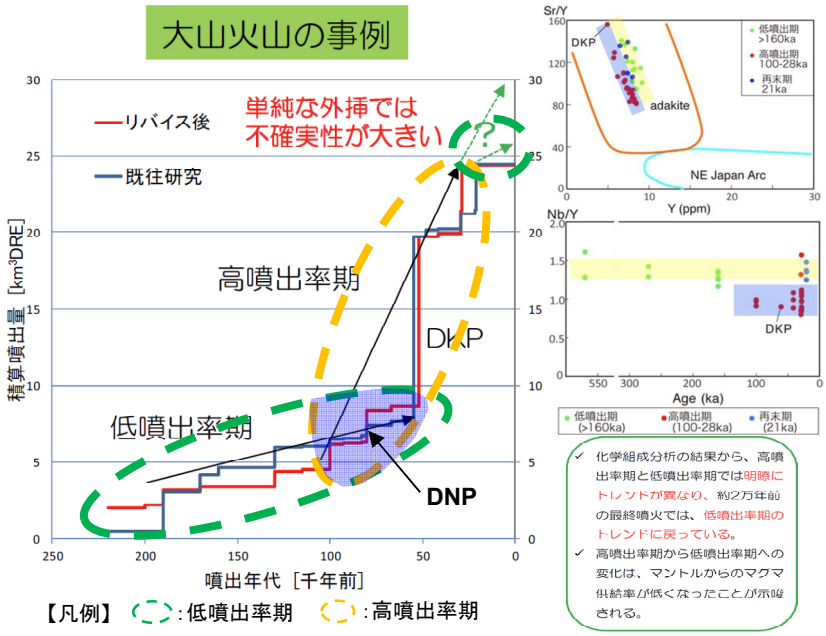


青文字は、原子力規制委員会(2018)[61] で示された地点を示す
赤文字は、岡田・谷本(1986) [60]に記載された地点を示す
[ ]　は、参考扱いとした地点を示す

出典：地図データ@2018Google,ZENRINに加筆

第 7.5.4 図　大山生竹軽石の等層厚線図

原子力規制委員会(2019)[65]より抜粋・加筆



第 7.5.5 図(1)　原子力規制委員会(2019)[65]による大山の噴出率期の評価

Yamamoto and Hoang(2019)[66]より抜粋・加筆

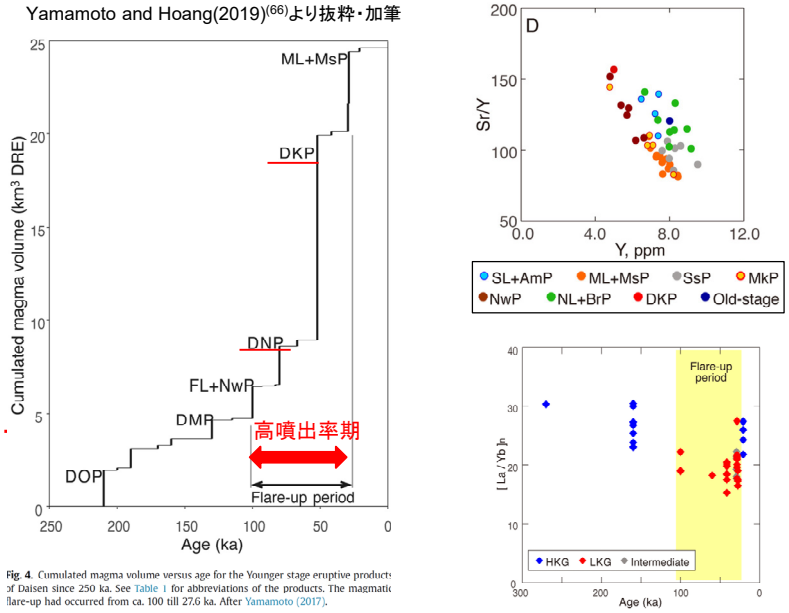
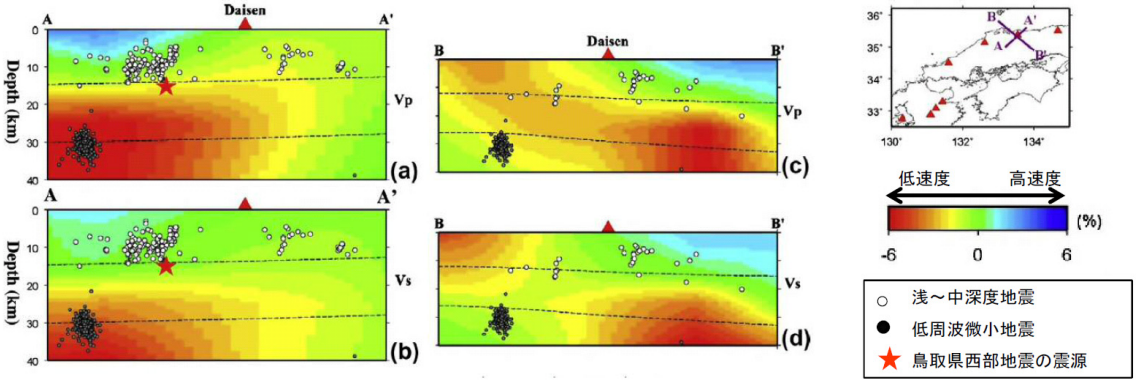
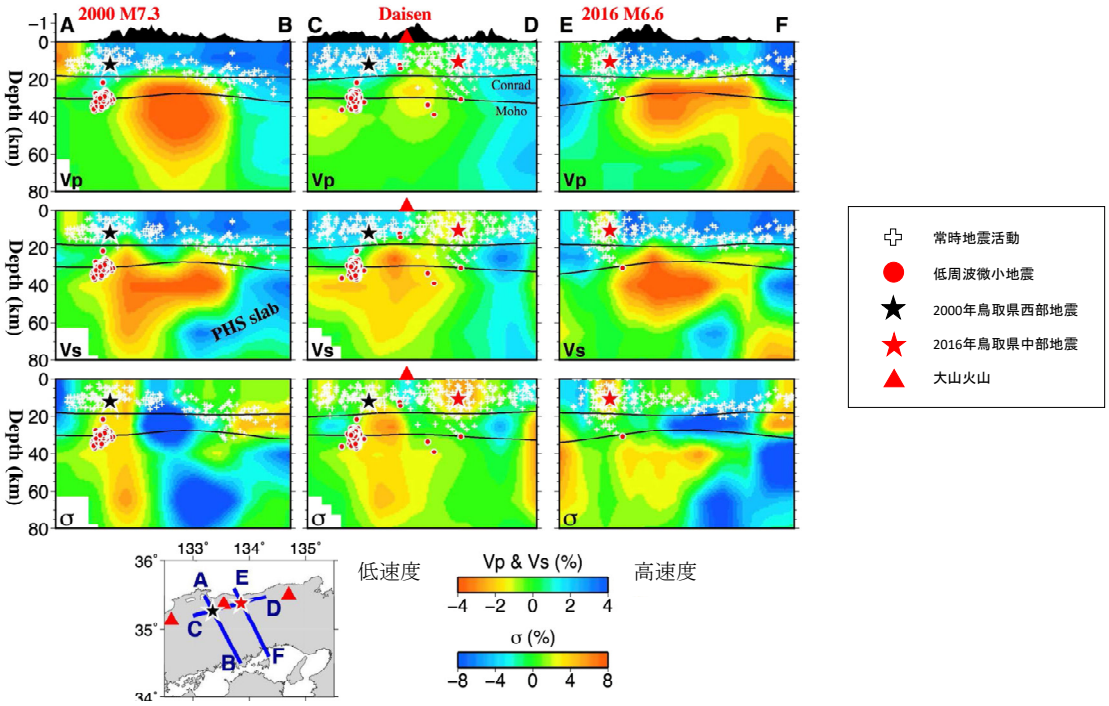


Fig. 4. Cumulated magma volume versus age for the Younger stage eruptive products of Daisen since 250 ka. See Table 1 for abbreviations of the products. The magmatic flare-up had occurred from ca. 100 till 27.6 ka. After Yamamoto (2017).

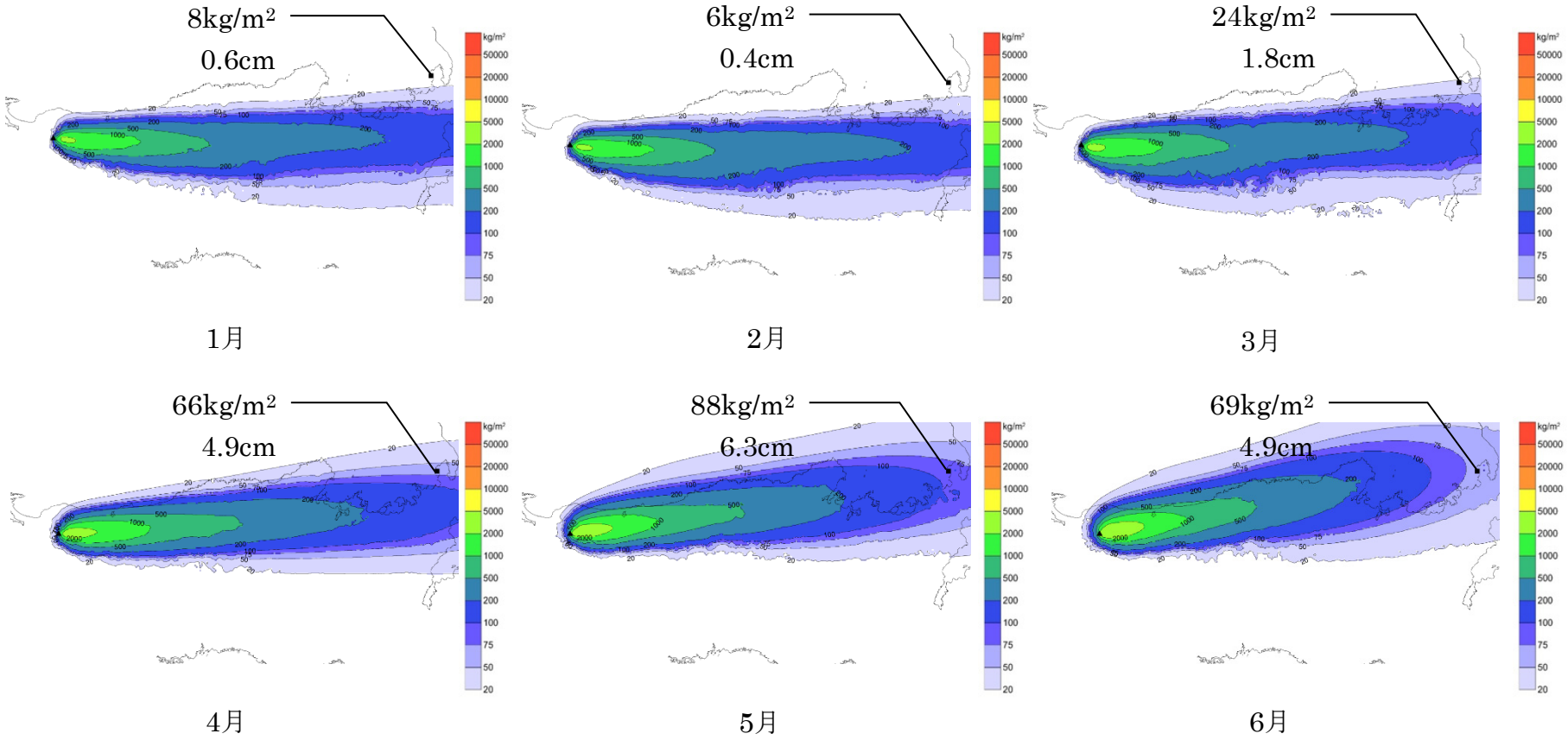
第 7.5.5 図(2)　Yamamoto and Hoang(2019)[66]による大山の噴出率期の評価



第 7.5.6 図(1)　大山の地下構造（Zhao et al.(2011)[67]に加筆）



第 7.5.6 図(2)　大山の地下構造（Zhao et al.(2018)[69]に加筆）

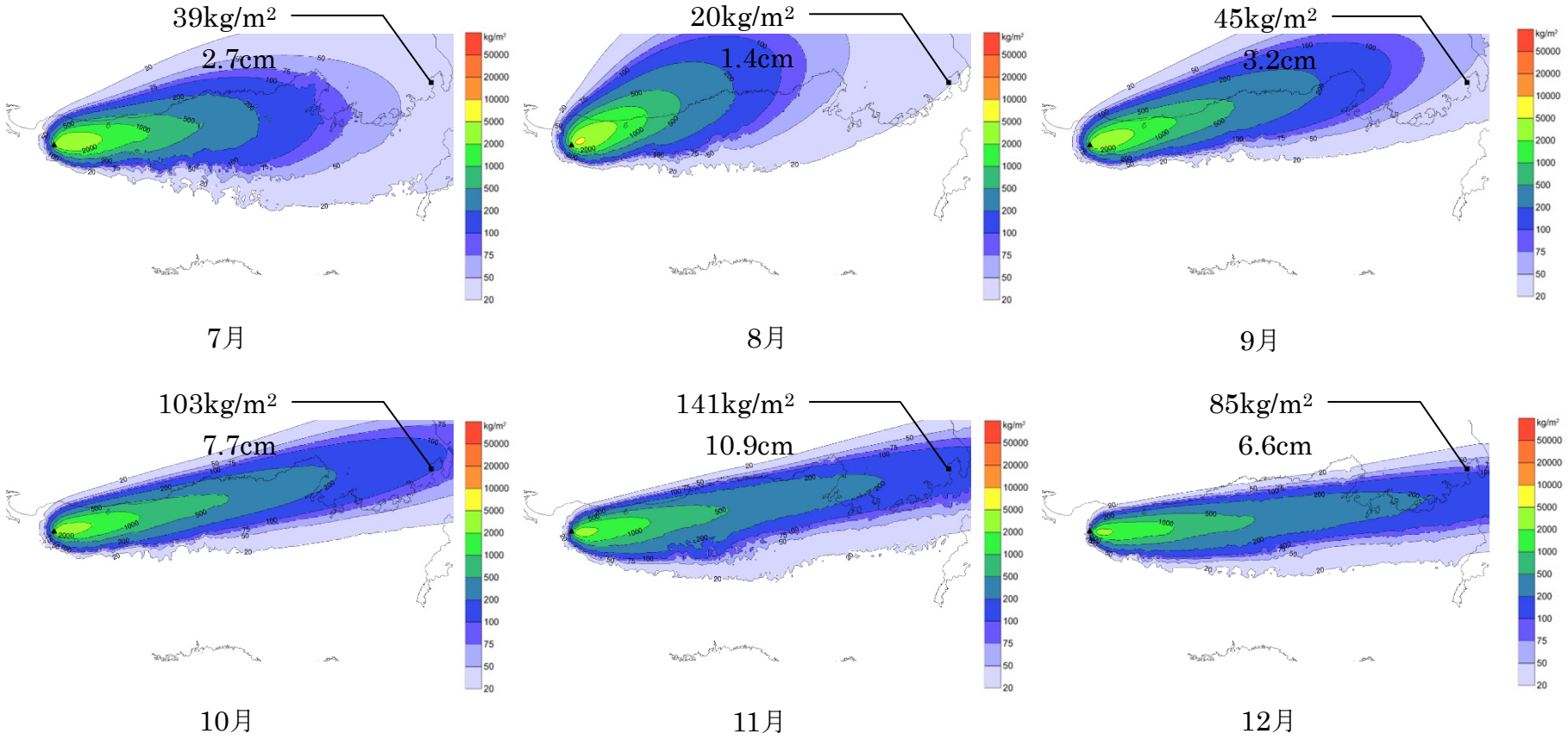


※アイソパックは降下火砕物堆積重量の分布図

上段：美浜発電所近傍での降下火砕物堆積重量

下段：美浜発電所近傍での降下火砕物堆積重量（堆積した粒径分布より等価密度を算出し、層厚を算出）

第 7.5.7 図(1)　大山の降下火砕物シミュレーション結果（基本ケース）

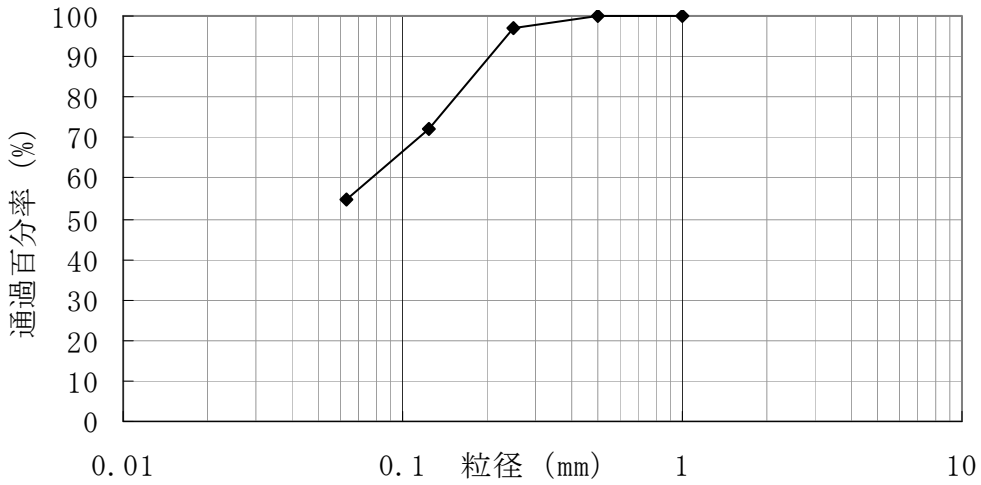


※アイソパックは降下火砕物堆積重量の分布図

上段：美浜発電所近傍での降下火砕物堆積重量

下段：美浜発電所近傍での降下火砕物堆積重量（堆積した粒径分布より等価密度を算出し、層厚を算出）

第 7.5.7 図(2)　大山の降下火砕物シミュレーション結果（基本ケース）



津波堆積物調査(42)で得られた姶良 Tn テフラ（中山湿地）を対象に実施

第 7.5.8 図　粒度試験結果

8. 竜巻

8.1 竜巻

竜巻影響評価は「原子力発電所の竜巻影響評価ガイド」（平成 25 年 6 月 19 日 原規技発第 13061911 号原子力規制委員会決定（改正　平成 26 年 9 月 17 日 原規技発第 1409172 号原子力規制委員会決定））（以下「ガイド」という。）に基づき実施する。

基準竜巻及び設計竜巻の設定は、竜巻検討地域の設定、基準竜巻の最大風速の設定及び設計竜巻の最大風速の設定の流れで実施する。

8.1.1 竜巻検討地域の設定

美浜発電所が立地する地域と、地形条件の類似性の観点及び気象条件の類似性の観点で検討を行い、竜巻検討地域を設定する。

(1) 地形条件の類似性

地形条件の類似性の観点では、独立行政法人原子力安全基盤機構が東京工芸大学に委託した研究の成果「竜巻による原子力施設への影響に関する調査研究」（以下「東京工芸大学委託成果」という。）[1]において、竜巻の発生地点と竜巻が集中する 19 個の地域が示されている。これを第 8.1.1 図に示す。美浜発電所が立地する地域は竜巻が集中する地域とは異なっている。

美浜発電所の立地する地域は、狭隘形状を呈する複雑な地形であるリアス式海岸域である。一般的に、竜巻の渦は地表面粗度の影響を受けやすく、竜巻は狭隘な形状を呈する地形では、竜巻の移動に伴って竜巻を取り巻く渦が地形により遮蔽された結果、漏斗雲及び雲内の渦度の保持が難しくなることが考えられるため、竜巻の襲来数が少なく、F3 規模の大きな竜巻が発生していないものと考えられる。

したがって、狭隘な海岸線地形を地域に関する類似条件として、狭隘形状である地形を有しかつ美浜発電所の周辺地域である福井県、京都府及び兵庫県の日本海側を美浜発電所が立地する地域の類似地域として選定する。

(2) 気象条件の類似性

気象条件の類似性の観点では、気象総観場ごとの竜巻発生場所を整理し、美浜発電所と類似の地域を抽出する。気象総観場は、気象庁「竜巻等の突風データベース」の総観場を基に、東京工芸大学委託成果を参考に、台風、低気圧、寒冷前線、その他前線、寒気移流、暖気移流、局地性擾乱及びその他の 8 つに分類する。なお、寒冷前線には気圧の谷を、その他には高気圧を含めている。第 8.1.2 図～第 8.1.5 図に上記の総観場分類に基づいた F スケール別竜巻発生地点の分布を示す。

太平洋側では台風起因の大きな竜巻が多く発生しているのに対し、日本海側や北海道では全く発生していない。また、前線や低気圧起因の竜巻は日本全国で発生しているが、規模的には、太平洋側では F2 を超える（F2～F3、F3）竜巻が観測されているのに対し、日本海側では F2 が最大となっている。九州の日本海側では台風起因の竜巻が発生しており、この地域では、北海道の日本海側から本州の日本海側では多く発生している寒気移流起因の竜巻がほとんど発生していない。

竜巻発生の総観場の特徴を踏まえ、竜巻発生の気象条件を観点とした類似地域として、北海道から本州の日本海側及び北海道の襟裳岬以西を選定する。

(3) 竜巻検討地域

(1)地形条件の類似性、(2)気象条件の類似性とあわせて考え、福井県、京都府及び兵庫県の日本海側が地形条件及び気象条件として類似する地域として選定できる。第 8.1.1 表に 1961 年～2012 年 6 月までの福井県、京都府及び兵庫県の竜巻の観測件数を示すが、当該地域は竜巻の発生数が少なく、竜巻規模も最大で F1 である。そのため、寒気移流・寒冷前線要因での竜巻発生が多い気象条件が類似している地域において、発生数が多く、大きな竜巻（F1～F2、F2 竜巻）が発生している地域を含めた北海道から本州の日本海側及び北海道の襟裳岬以西の海岸に沿った海側 5km と陸側 5km を竜巻検討地域に設定する（面積 38,895km^2)。第 8.1.6 図に竜巻検討地域を示す。

8.1.2 基準竜巻の最大風速の設定

基準竜巻の最大風速は、過去に発生した竜巻による最大風速（V_{B1}）及び竜巻最大風速のハザード曲線による最大風速（V_{B2}）のうち、大きな風速を設定する。

(1) 過去に発生した竜巻による最大風速（V_{B1}）

過去に発生した竜巻による最大風速（V_{B1}）の設定に当たっては、現時点で竜巻検討地域で過去に発生した竜巻の最大風速を十分な信頼性のあるデータ等に基づいて評価できるだけの知見を有していないことから、日本で過去に発生した竜巻の観測データを用いて設定する。なお、今後も地域特性に関する検討、新たな知見の収集やデータの拡充等に取り組み、より信頼性のある評価が可能なように努力する。

日本で過去（1961 年から 2012 年 6 月）に発生した最大の竜巻は、F3 スケールである。F3 スケールにおける風速は、70m/s～92m/s であることから、過去に発生した最大の竜巻の最大風速 V_{B1} を 92m/s とする。第 8.1.2 表に日本における F3 スケールの竜巻発生リストを示す。

(2) 竜巻最大風速のハザード曲線による最大風速（V_{B2}）

竜巻最大風速のハザード曲線は、ガイドに従い、既往の算定方法に基づき、具体的には、東京工芸大学委託成果を参照して算定する。本評価は、竜巻データの分析、竜巻風速、被害幅及び被害長さの確率密度分布及び相関係数の算定並びにハザード曲線の算定によって構成される。

竜巻最大風速のハザード曲線の算定は、竜巻検討地域（海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域の範囲）での評価及び竜巻検討地域を海岸線に沿って 1km 範囲ごとに細分化した評価の２とおりで算定し、そのうち大きな風速を設定する。

a. 海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域の評価

本評価では、竜巻検討地域外で発生して竜巻検討地域内に移動した陸上発生竜巻も発生数にカウントする。被害幅及び被害長さは、それぞれ被害全幅及び被害全長を用いる。

b. 竜巻の発生頻度の分析

気象庁の「竜巻等の突風データベース」を基に、1961 年から 2012 年 6 月までの 51.5 年間の統計量を F スケール別に算出する。第 8.1.7 図に気象庁の「竜巻等の突風データベース」による 1961 年～2012 年までの竜巻年別発生確認数を示す。なお、観測体制の変遷による観測データ品質のばらつきを踏まえ、以下の(a)～(c)の基本的な考え方に基づいて整理を行う。

(a) 被害が小さくて見過ごされやすい F0 及び F スケール不明竜巻に対しては、観測体制が強化された 2007 年以降の年間発生数や標準偏差を用いる。

(b) 被害が比較的軽微な F1 竜巻に対しては、観測体制が整備された 1991 年以降の年間発生数や標準偏差を用いる。

(c) 被害が比較的大きく見逃されることがないと考えられる F2 竜巻は、観測データが整備された 1961 年以降の全期間の年間発生数や標準偏差を用いる。

また、F スケール不明竜巻については、以下の取扱いを行う。

陸上で発生した竜巻（以下「陸上竜巻」という。）については、被害があって初めてその F スケールが推定されるため、陸上での F スケール不明竜巻は、被害が少ない F0 竜巻と見なす。

海上で発生した竜巻（以下「海上竜巻」という。）については、その竜巻のスケールを推定することは困難であることから、「海岸線から海上 5km の範囲における海上竜巻の発生特性が、海岸線から内陸 5km の範囲における陸上竜巻の発生特性と同様である。」という仮定に基づいて各 F スケールに分類する。

上記の考え方に基づく各年代別の竜巻発生数の分析結果を第 8.1.3 表に示す。

また、同表の分析結果に基づいて整理した竜巻最大風速のハザード曲線の算出に使用する竜巻の発生数を第 8.1.4 表に示す。

なお、分析結果は F スケール不明の海上竜巻の取扱いにより、観測実績に対して保守性を高めた評価としている。

c. 年発生数の確率密度分布の設定

ガイドにて、V_{B2} 算定の参考になるとされている東京工芸大学委託成果によれば、Wen and Chu(2)が、竜巻に遭遇し、かつ竜巻風速がある値以上となる確率モデルの推定法を提案し、竜巻の発生がポアソン過程に従うと仮定した場合、竜巻の年発生数の確率分布はポアソン分布若しくはポリヤ分布に従うとしている。

ポアソン分布は、生起確率が正確に分からないが稀な現象の場合に有用な分布である。一方、ポリヤ分布は、発生状況が必ずしも独立でない稀現象（ある現象が生ずるのは稀であるが、一旦ある現象が発生するとその周囲にもその現象が生じやすくなる性質）の場合に有用な分布である（例えば伝染病の発生件数)。台風や前線により竜巻が発生した場合、同時多発的に複数の竜巻が発生する状況が考えられるため、ポリヤ分布の方が実現象をより反映できると考えられる。

なお、国内を対象とした竜巻の年発生数の分布の適合性に関する検討結果は、東京工芸大学委託成果に示されており、陸上竜巻及び海上竜巻の両方の発生数について、ポリヤ分布の適合性がポアソン分布に比べて優れているとしている。

今回、竜巻検討地域で発生した竜巻を対象に、発生数に関するポアソン分布及びポリヤ分布の適合性を検討した結果を第 8.1.8 図に示す。同図より竜巻検討地域においても、ポリヤ分布の適合性がポアソン分布に比べて優れている。

以上より、ハザード曲線の評価に当たって使用する竜巻の年発生数の確率密度分布は、ポリヤ分布を採用する。

d. 竜巻風速、被害幅及び被害長さの確率分布並びに相関係数

竜巻検討地域における 51.5 年間の竜巻の発生数、被害幅及び被害長さを基に、確率密度分布については、ガイド及びガイドが参考としている東京工芸大学委託成果を参照し、対数正規分布に従うものとする。第 8.1.9 図～第 8.1.11 図にそれぞれ風速、被害幅、被害長さの確率密度分布と超過確率を示す。

なお、擬似的な竜巻の作成に伴う被害幅又は被害長さの情報がな

い竜巻には、被害幅又は被害長さを有する竜巻の観測値を与えている。その際は、被害幅又は被害長さが大きいほうから優先的に用いることで、被害幅又は被害長さの平均値が大きくなるように工夫していると共に、被害幅又は被害長さ 0 のデータについては計算に用いておらず、保守的な評価を行っている。

このように、前述の F スケール不明の竜巻の取扱い等も含め、データについては保守的な評価となる取扱いを行っている。また、1961 年以降の観測データのみを用いて、竜巻風速、被害幅及び被害長さについて相関係数を求める。その結果を第 8.1.5 表に示す。

e. 竜巻影響エリアの設定

竜巻影響エリアは、保守的に竜巻防護施設を包絡する円形エリアを竜巻影響エリアの面積及び評価対象施設を包絡する円形エリア（直径 350m、面積 96,212m²）として設定する。第 8.1.6 表に評価対象施設の面積を、第 8.1.12 図に評価対象施設を包絡する竜巻影響エリアを示す。

なお、竜巻影響エリアを円形とするため、竜巻の移動方向には依存性は生じない。

f. ハザード曲線の設定

東京工芸大学委託成果によれば、Wen and Chu が竜巻に遭遇し、かつ竜巻風速がある値以上となる確率モデルの推定法を提案している。竜巻の発生がポアソン過程に従うと仮定した場合、竜巻の年発生数の確率分布は、(a)式に示すポリヤ分布の適合性が良いとされている。本ハザード曲線の算定においても、東京工芸大学委託成果にならって適合性の良いポリヤ分布により設定する。

$$P_T(N) = \frac{(\nu T)^N}{N!}\left(1+\beta\nu T\right)^{-(N+1/\beta)}\prod_{k=1}^{N-1}\left(1+\beta k\right) \qquad \text{(a)}$$

ここで、Nは竜巻の年発生数、ν は竜巻の年平均発生数、Tは年数である。βは分布パラメータであり、式(b)で示される。

$$\beta = \left(\frac{\sigma^2}{\nu}-1\right)\times\frac{1}{\nu} \qquad \text{(b)}$$

ここで、σは竜巻の年発生数の標準偏差である。

D を対象とする構造物が風速 V_0 以上の竜巻風速に遭遇する事象と定義し、竜巻影響評価の対象構造物が 1 つの竜巻に遭遇し、その竜巻の風速が V_0 以上となる確率を $R(V_0)$とした時、T 年以内にいずれかの竜巻に遭遇し、かつ竜巻風速が V_0 以上となる確率は、以下の式(c)となる。

$$P_{V_0,T}(D) = 1 - \left[1 + \beta\nu R(V_0)T\right]^{-1/\beta} \tag{c}$$

この $R(V_0)$は、竜巻影響評価の対象地域の面積を A_0（つまり竜巻検討地域の面積=38,895km²）、１つの竜巻に遭遇し、竜巻風速が V_0 以上となる面積を $DA(V_0)$とすると、式(d)で示される。

$$R(V_0) = \frac{E\left[DA(V_0)\right]}{A_0} \tag{d}$$

ここで、$E[DA(V_0)]$は $DA(V_0)$の期待値を意味する。

本評価では、以下のようにして、$DA(V_0)$の期待値を算出し、式(d)により、$R(V_0)$を推定して、式(c)により、$P_{V_0,T}(D)$を求める。風速を V、被害幅を w、被害長さを l、移動方向をα及び構造物の寸法をA，Bとし、f(V,w,l)等の同時確率密度関数を用いると、$DA(V_0)$の期待値は式(e)で示される（Garson et al.[3]）。

$$\begin{aligned} E\left[DA(V_0)\right] &= \int_0^{\infty}\int_0^{\infty}\int_{V_0}^{\infty} W(V_0)\, l\, f(V,w,l)\, dV\, dw\, dl \\ &+ \int_0^{2\pi}\int_0^{\infty}\int_{V_0}^{\infty} H(\alpha)\, l\ f(V,l,\alpha)\, dV dl\, d\alpha \\ &+ \int_0^{2\pi}\int_0^{\infty}\int_{V_0}^{\infty} W(V_0) G(\alpha)\, f(V,w,\alpha)\, dV dw\, d\alpha \\ &+ AB\int_{V_0}^{\infty} f(V) dV \end{aligned} \tag{e}$$

ここで、式(e)の右辺第 1 項は、竜巻の被害幅と被害長さの積、つまり被害面積を表しており、いわゆる点構造物に対する被害、第２

項及び第３項は、被害長さ・被害幅と構造物寸法の積、つまり構造物の被害面積を表す。第４項は構造物面積 AB に依存する項を示す。

また、H(α) 及び G(α)はそれぞれ、竜巻の被害長さ及び被害幅方向に沿った面に竜巻影響評価対象構造物を投影した時の長さである。e 項にて竜巻影響エリアを円形で設定しているため、H、G 共に竜巻影響エリアの直径 350m で一定（竜巻の移動方向に依存しない。）となる。S は第 8.1.12 図に示す竜巻影響エリアの面積（直径 350m の円の面積：96,212m²）を表す。円の直径をＬとした場合の計算式は式(f)で示される。

$$E[DA(V_0)]=\int_0^\infty\int_0^\infty\int_{V_0}^\infty W(V_0)\,l\,f(V,w,l)\,dV\,dw\,dl$$
$$+L\int_0^\infty\int_{V_0}^\infty lf(V,l)dVdl+L\int_0^\infty\int_{V_0}^\infty W(V_0)f(V,w)dVdw+S\int_{V_0}^\infty f(V)dV \qquad \text{(f)}$$

また、$W(V_0)$は、竜巻の被害幅のうち風速が V_0 を超える部分の幅であり、式(g)で示される。この式により、被害幅内の風速分布に応じて被害様相に分布があることが考慮されている（Garson et al.[3]、Garson et al.[4]）。

$$W(V_0)=\left(\frac{V_{\min}}{V_0}\right)^{1/1.6} w \qquad \text{(g)}$$

ここで、係数の 1.6 について、既往の研究では例えば 0.5 や 1.0 等の値も提案されている。ガイドにて参照している Garson et al.[4]では、観測値が不十分であるため 1.6 を用いることが推奨されており、本検討でも 1.6 を用いる。また、美浜発電所の竜巻影響評価では、ランキン渦モデルによる竜巻風速分布に基づいて設計竜巻の特性値等を設定している。ランキン渦モデルは高さ方向によって風速及び気圧が変化しないため、地表から上空まで式(g)を適用できる。なお、式(g)において係数を 1.0 とした場合がランキン渦モデルに該当する。

また、V_{min} は、Gale intensity Velocity と呼ばれ、被害が発生し始める風速に位置づけられる。米国気象局 NWS（National Weather Service）では、34～47 ノット（17.5～24.2m/s）とされて

いる。なお、日本の気象庁が使用している風力階級では、風力 8 が疾強風（gale：17.2～20.7m/s）、風力 9 は大強風（strong gale：20.8～24.4m/s）と分類されており、風力 9 では「屋根瓦が飛ぶ。人家に被害が出始める。」とされている。

以上を参考に、V_{min}=25m/s とする。なお、この値は F0（17～32m/s）のほぼ中央値に相当する。

海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域を対象に算定したハザード曲線より、年超過確率 10^{-5} における竜巻風速 V_{B2} を求めると、58m/s となる。第 8.1.13 図に海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域における竜巻最大風速のハザード曲線を示す。

g. 1km 範囲ごとに細分化した評価

1km 範囲ごとの評価は、1km 幅は変えずに順次ずらして移動するケース（短冊ケース）を設定して評価する。評価の条件として、竜巻検討地域外で発生して竜巻検討地域内に移動した竜巻である通過竜巻も発生数としてカウントしている。被害幅及び被害長さは、それぞれ 1km 範囲内の被害幅及び被害長さを用いている。上記評価条件に基づいて、海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域の評価と同様の方法で算定したハザード曲線より、年超過確率 10^{-5} における竜巻風速 V_{B2} を求めると、海側 0～1km を対象とした場合の 70m/s が最大となる。第 8.1.14 図に 1km 範囲ごとに細分化した評価における竜巻最大風速のハザード曲線を示す。

h. 竜巻最大風速のハザード曲線による最大風速（V_{B2}）

海側及び陸側それぞれ 5km 全域の評価と、1km 範囲ごとの評価を比較して、竜巻最大風速のハザード曲線により設定する最大風速 V_{B2} は、ガイドを参考に年超過確率 10^{-5} に相当する風速とし、70m/s とする。第 8.1.15 図に海岸線から陸側及び海側それぞれ 5km 全域における竜巻最大風速のハザード曲線と 1km 範囲ごとに細分化した評価における竜巻最大風速のハザード曲線のうち、最も風速が大きくなる海側 0-1km のハザード曲線を示す。

(3) 基準竜巻の最大風速

過去に発生した竜巻による最大風速 V_{B1}=92m/s 及び竜巻最大風速のハザード曲線による最大風速 V_{B2}=70m/s より、美浜発電所における基準竜巻の最大風速 V_B は 92m/s とする。

8.1.3 設計竜巻の最大風速の設定

発電所が立地する地域の特性として、周辺の地形や竜巻の移動方向を考慮して、基準竜巻の最大風速の割り増しを検討し、設計竜巻の最大風速を設定する。

(1) 美浜発電所周辺の地形

美浜発電所の立地する地形は、二方を山に囲まれ北東から南東が開かれた狭隘な地形である。

竜巻の渦は地表面粗度の影響を受けやすい。力学的な知見からは、風洞を用いた竜巻状流れ場の可視化実験（松井・田村[5]）等において、旋回流のパラメータの一つであるスワール比（上昇流の運動量に対する角運動量の比）に応じて、地表面粗度が旋回流速度の低下に影響を与えることが分かっている。

最近の知見として、ラージ・エディー・シミュレーション（以下「LES」という。）による非定常乱流解析（Lewellen. D. C., and Lewellen. W. S.[6]）で得られたスワール比に依存した竜巻の渦構造に関する知見が妥当であることが実際の竜巻近くで行った観測結果から示唆されている（Karstens et al.[7]）。LES を用いた非定常乱流場の数値解析結果では、スワール比が下がるのと同様の効果として、地表面粗度が旋回流の接線風速を弱める効果を有することが示唆されている（Natarajan and Hangan[8]）。

したがって、地表面粗度が大きい陸上部・山岳部を通過する際、竜巻旋回流の強さは粗度の影響を受けて減衰するため、美浜発電所の立地する地形では、竜巻が発生したとしても竜巻が増幅することを考慮する必要はないと考えられる。

一方、斜面における竜巻の増幅については、下り斜面で増幅するという知見と、上り斜面で増幅するという知見の両方が存在しており、

現時点で、地形効果による竜巻増幅を十分に評価できるだけの信頼性を有する知見は存在しない。美浜発電所の場合、敷地の北側に山が存在することから、敷地北側の山から発電所に進入する場合には、Forbes[9]や Lewellen[10]が増幅するとしている下り斜面に該当する。

そこで、敷地北側の山から竜巻が発電所に進入することについては、地表面粗度が大きい山間部を越えてくることは考えにくいものの、下り斜面で増幅する可能性があることから、竜巻の移動方向について分析を行う。

(2) 美浜発電所周辺で過去に発生した竜巻の移動方向

美浜発電所の近傍エリアとして、鳥取県から石川県での竜巻の移動方向を調査した結果を第 8.1.16 図と第 8.1.17 図に示す。

35 個の発生竜巻の内、竜巻の移動方向が海上から陸側へ向かう方向（北方向以外）が 32 個で 91%を占めている。以上より、美浜発電所付近の竜巻は、海上から陸側へ向かう方向が卓越している。

竜巻の移動方向の分析結果から、美浜発電所への竜巻の進入ルートは、地形が平坦な海側からとなる可能性が高い。

(3) 設計竜巻の最大風速

美浜発電所では、海上で発生した竜巻が発電所敷地に進入する可能性が高く、知見にある下り斜面における増幅については、海上で発生した竜巻は上り勾配と下り勾配で相殺されるため、地形効果による竜巻の増幅を考慮する必要はないと考えられる。

したがって、基準竜巻の最大風速に対する割り増しは行わず、設計竜巻の最大風速 V_D は 92m/s とする。

なお、今後も継続的に新たな知見等の収集に取組み、必要な事項については適切に反映を行う。

8.2 参考文献

(1) 東京工芸大学（2011）：平成 21～22 年度原子力安全基盤調査研究（平成 22 年度）竜巻による原子力施設への影響に関する調査研究、独立行政法人原子力安全基盤機構委託研究報告書

(2) Wen. Y. K and Chu. S. L.(1973) : Tornado Risks and Design Wind Speed.Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.99, No.ST12, pp.2409-2421.

(3) Garson. R. C., Morla-Catalan J. and Cornell C.A.(1975) : Tornado DesignWinds Based on Risk. Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.101,No.ST9, pp.1883-1897.

(4) Garson. R. C., Morla-Catalan J. and Cornell C.A.(1975) : Tornado Risk Evaluation using Wind Speed Profiles. Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.101, No.ST5, pp.1167-1171.

(5) 松井正宏、田村幸雄（2005）：竜巻状流れ場の可視化実験および流速計測によるスワール比，粗度の影響、東京工芸大学工学部紀要、28、pp.113-119.

(6) Lewellen. D. C., and Lewellen. W. S.(2007): Near-surface intensification of tornado vortices. J. Atmos. Sci., 64, pp.2176-2194.

(7) Karstens. C. D., Samaras. T. M., Lee. B. D., Gallus Jr. W. A., and Finley. C. A.(2010): Near-ground pressure and wind measurements in tornadoes. Mon. Wea. Rev., 138, pp.2570-2588.

(8) Natarajan. D., and Hangan. H.(2012) : Large eddy simulations of translation and surface roughness effects on tornado-like vortices, journal of wind engineering and industrial aerodynamics, 104-106, pp.577-584.

(9) Forbes. G. S. (1998) : Topographic Influences on Tornadoes in Pennsylvania, 19th Conference on Severe Local Storms, American Meteorological Society, Minneapolis, MN, pp.269-272.

(10) Lewellen. D. C. (2012) : Effects of Topography on Tornado Dynamics: A Simulation Study, 26th Conference on Severe Local Storms, American Meteorological Society, Nashville, TN, 4B.1.

第 8.1.1 表　福井県、京都府及び兵庫県の竜巻の観測件数

（1961 年～2012 年 6 月）

	F0	F1	F2	不明
福井県	1	2	0	10
京都府	1	0	0	4
兵庫県	0	0	0	5

第 8.1.2 表　F3 スケールの竜巻発生リスト（1961 年～2012 年 6 月）

発生日時	発生場所緯度	発生場所経度	発生場所
1971 年 07 月 07 日 07 時 50 分	35 度 52 分 45 秒	139 度 40 分 13 秒	埼玉県 浦和市
1990 年 12 月 11 日 19 時 13 分	35 度 25 分 27 秒	140 度 17 分 19 秒	千葉県 茂原市
1999 年 09 月 24 日 11 時 07 分	34 度 42 分　4 秒	137 度 23 分　5 秒	愛知県 豊橋市
2006 年 11 月 07 日 13 時 23 分	43 度 58 分 39 秒	143 度 42 分 12 秒	北海道網走支庁 佐呂間町
2012 年 05 月 06 日 12 時 35 分	36 度　6 分 38 秒	139 度 56 分 44 秒	茨城県 常総市

第 8.1.3 表　竜巻発生数の分析結果

竜巻検討地域（沿岸±5km）	発生数の統計	小計	竜巻スケール				不　明		総数
			F0	F1	F2	F3	陸上	海上	含む不明
1961～2012/6（51.5 年間）	期間内総数	90	30	47	13	0	3	113	206
	平均値（年）	1.748	0.583	0.913	0.252	0	0.058	2.194	4.000
	標準偏差（年）	2.526	2.003	1.020	0.522	0	0.309	5.862	7.687
1991～2012/6（21.5 年間）	期間内総数	60	30	27	3	0	3	112	175
	平均値（年）	2.791	1.395	1.256	0.140	0	0.140	5.209	8.140
	標準偏差（年）	3.467	2.956	1.124	0.356	0	0.473	8.294	10.683
2007～2012/6（5.5 年間）	期間内総数	32	26	6	0	0	0	93	125
	平均値（年）	5.818	4.727	1.091	0.000	0	0	16.909	22.727
	標準偏差（年）	6.087	4.814	1.337	0.000	0	0	10.661	14.700
疑似 51.5 年間（陸上竜巻）	期間内総数	322	244	65	13	0	0	871	1193
	平均値（年）	6.236	4.727	1.256	0.252	0	0	16.909	23.145
	標準偏差（年）	4.970	4.814	1.124	0.522	0	0	10.661	11.762
疑似 51.5 年間（全竜巻）	期間内総数	1195	905	241	49	0	0	0	1195
	平均値（年）	23.102	17.514	4.653	0.935	0	0	0	23.102
	標準偏差（年）	9.567	9.265	2.163	1.004	0	0	0	9.567

注 1：切り上げの関係で総計数が一致していない箇所がある。
注 2：色塗り部分については、竜巻発生頻度の分析に用いるデータを示している。

第 8.1.4 表　分析結果に基づいて整理した竜巻の発生数

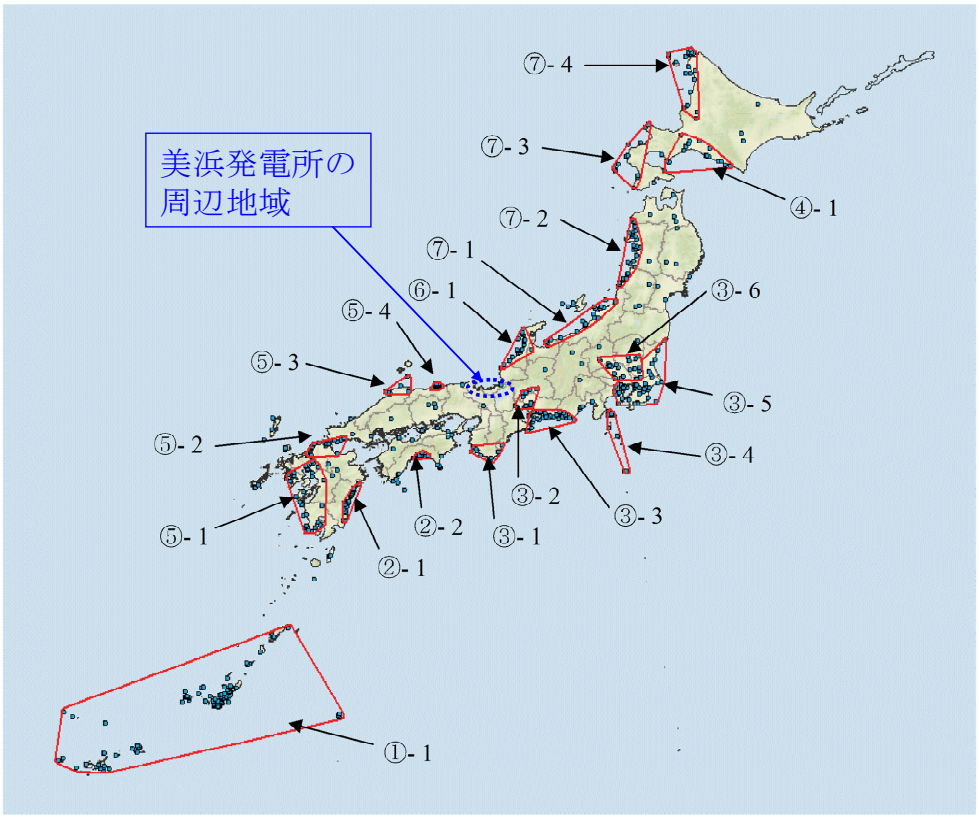
	統計	F0	F1	F2	F3	F 不明	小計
擬似 51.5 年間（全竜巻）	期間内総数	905	241	49	0	0	1195
	平均値（年）	17.573	4.680	0.951	0	0	23.204
	標準偏差（年）	9.265	2.163	1.004	0	0	9.567

第 8.1.5 表　竜巻風速、被害幅及び被害長さの相関係数

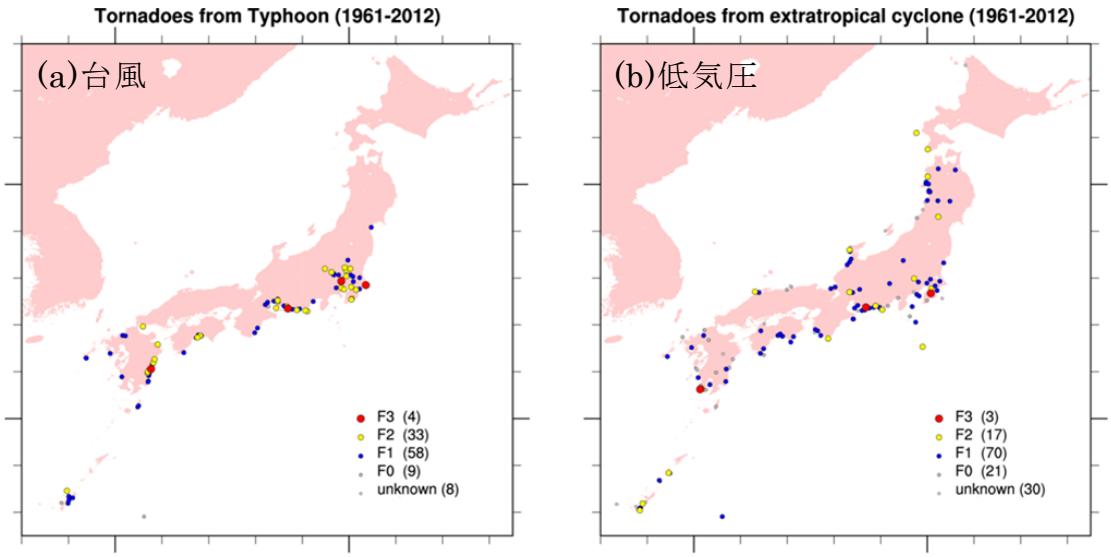
相関係数(対数)	風速(m/s)	被害幅(m)	被害長さ(m)
風速(m/s)	1.000	0	0.301
被害幅(m)	－	1.000	0.458
被害長さ(m)	－	－	1.000

第 8.1.6 表　評価対象施設の面積

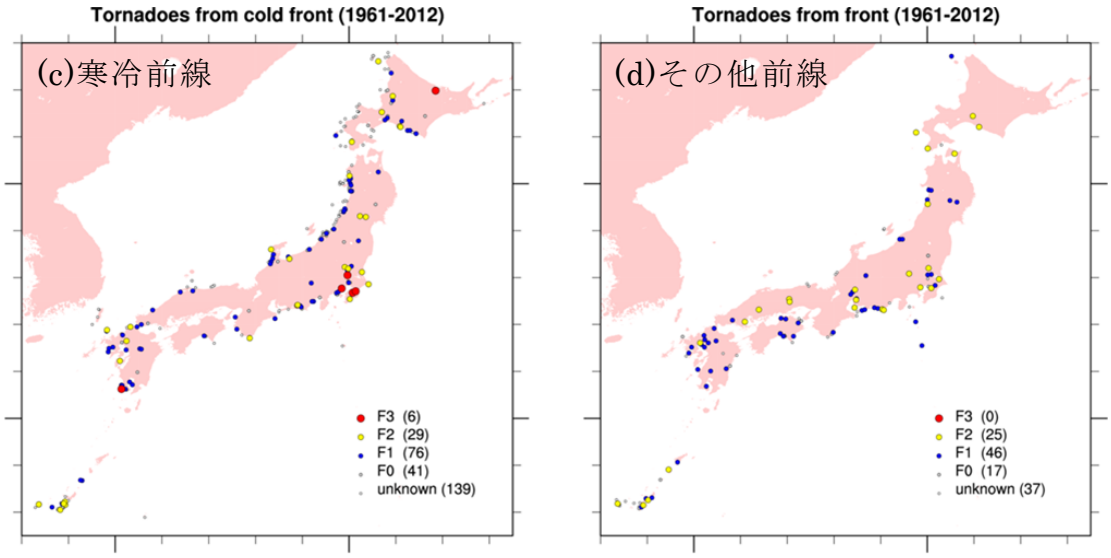
区分	施設名	3 号（m^2）
建屋・構築物	原子炉建屋	1,493
	補助建屋	5,636
	燃料取扱建屋	
	中間建屋	
	ディーゼル建屋	
	制御建屋	
	タービン建屋	4,545
	構台	2,000
設備	海水ポンプ	360
	循環水ポンプ	54
合計		14,088



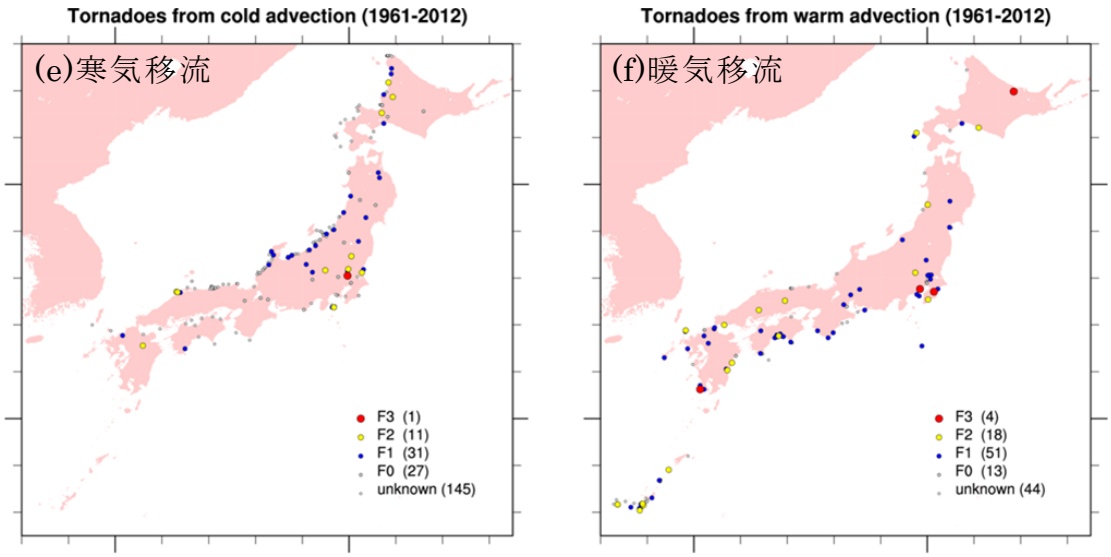
第 8.1.1 図　竜巻の発生地点と竜巻が集中する 19 個の地域



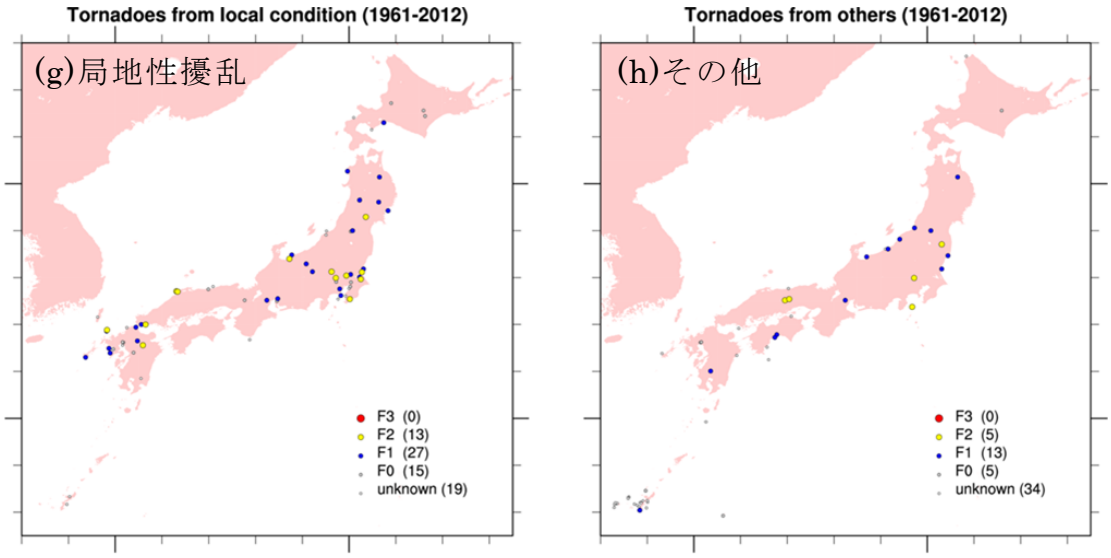
第 8.1.2 図　総観場による F スケール別竜巻発生地点の分布
（台風及び低気圧）



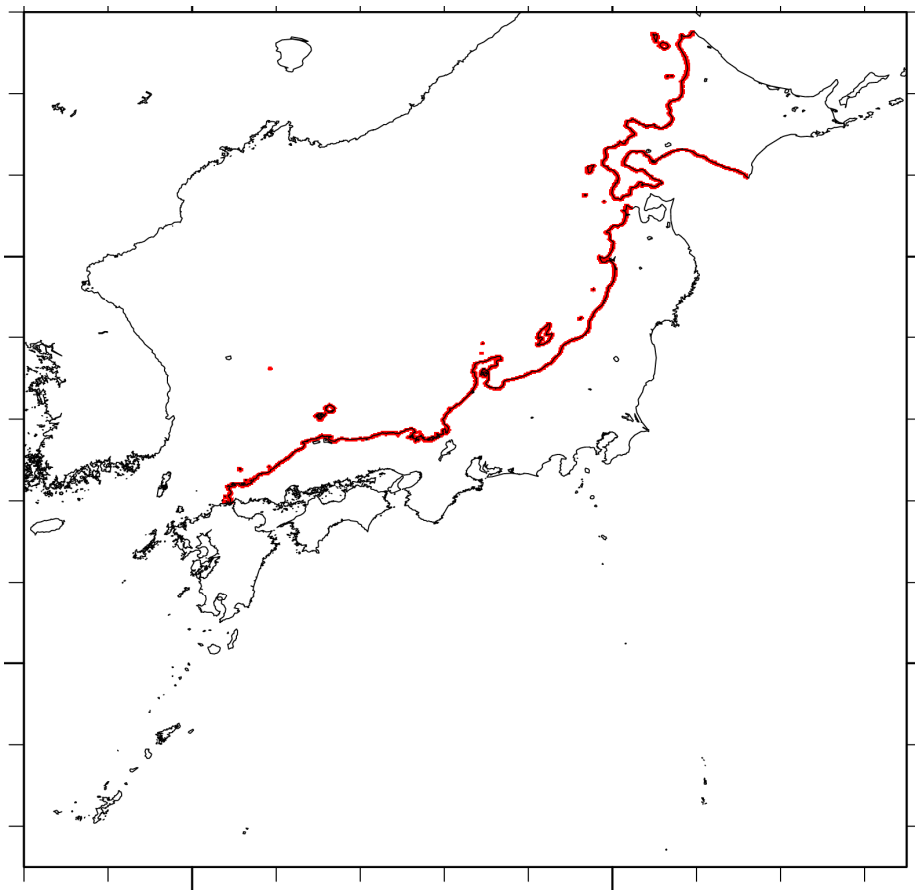
第 8.1.3 図　総観場による F スケール別竜巻発生地点の分布
（寒冷前線及びその他前線）



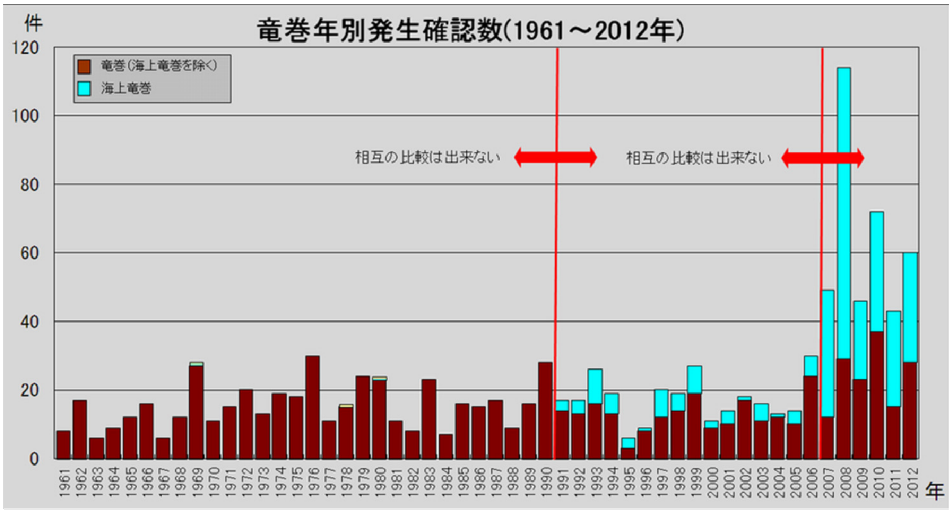
第 8.1.4 図　総観場による F スケール別竜巻発生地点の分布
（寒気移流及び暖気移流）



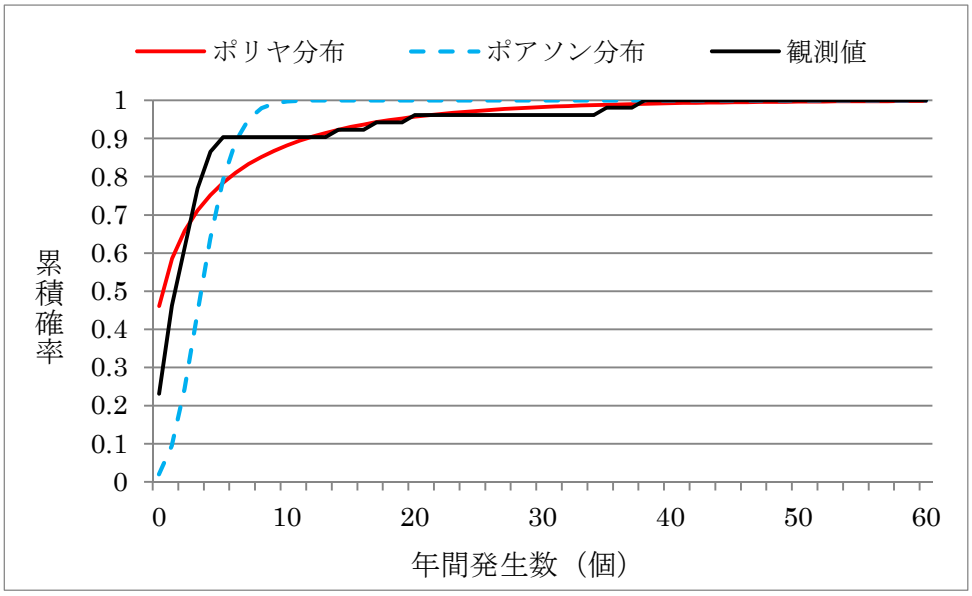
第 8.1.5 図　総観場による F スケール別竜巻発生地点の分布
（局地性擾乱及びその他）



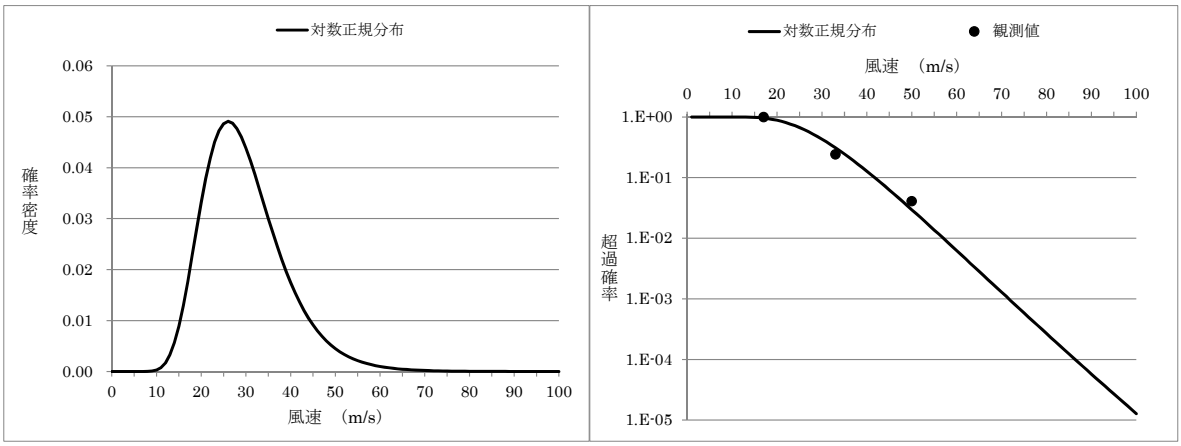
第 8.1.6 図　竜巻検討地域



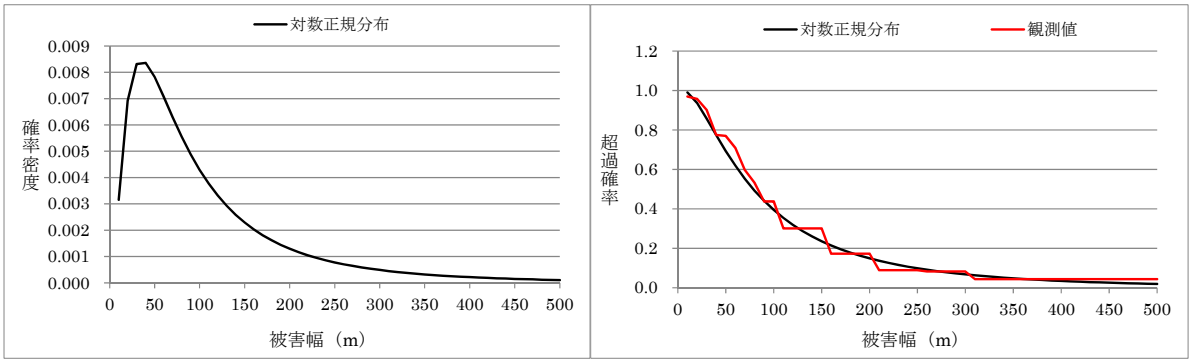
第 8.1.7 図　竜巻年別発生確認数（1961 年～2012 年）



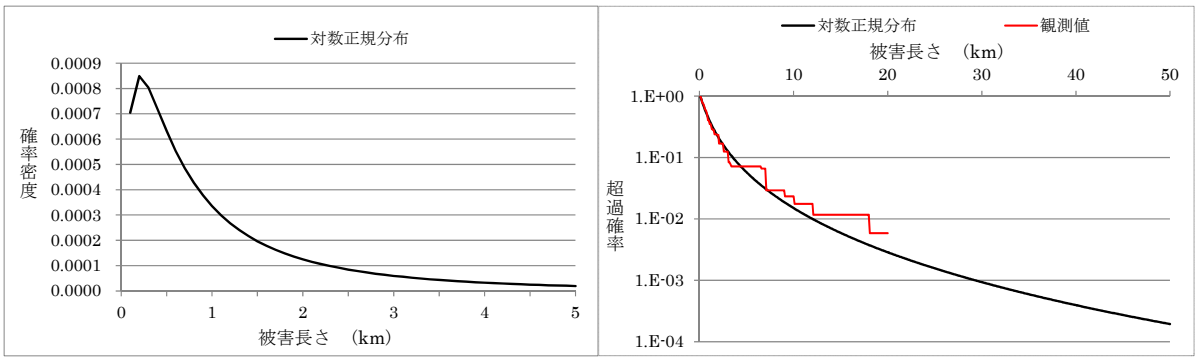
第 8.1.8 図　竜巻検討地域における竜巻の年発生数の累積頻度



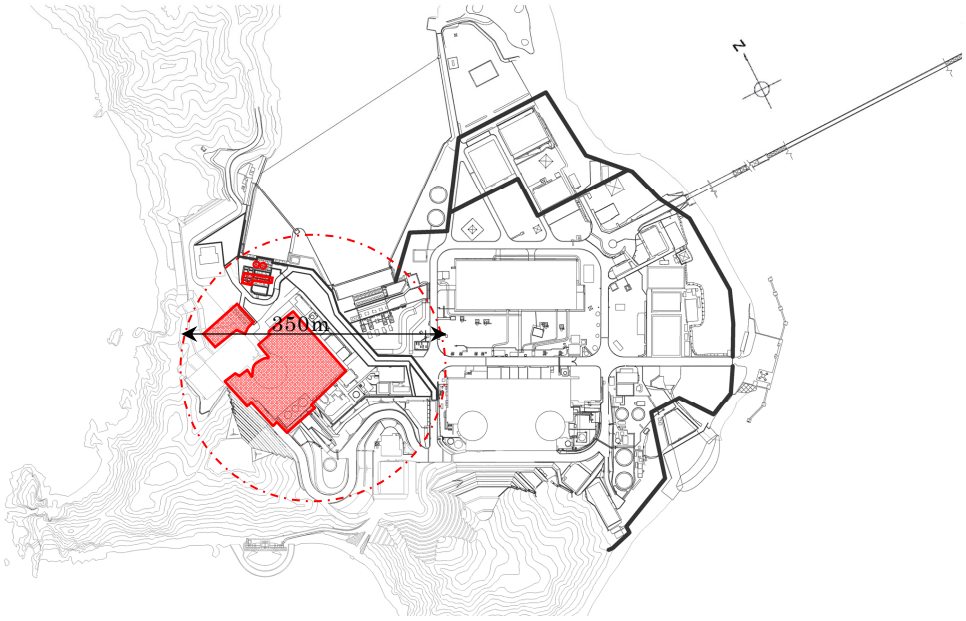
第 8.1.9 図　風速の確率密度分布（左）と超過確率（右）



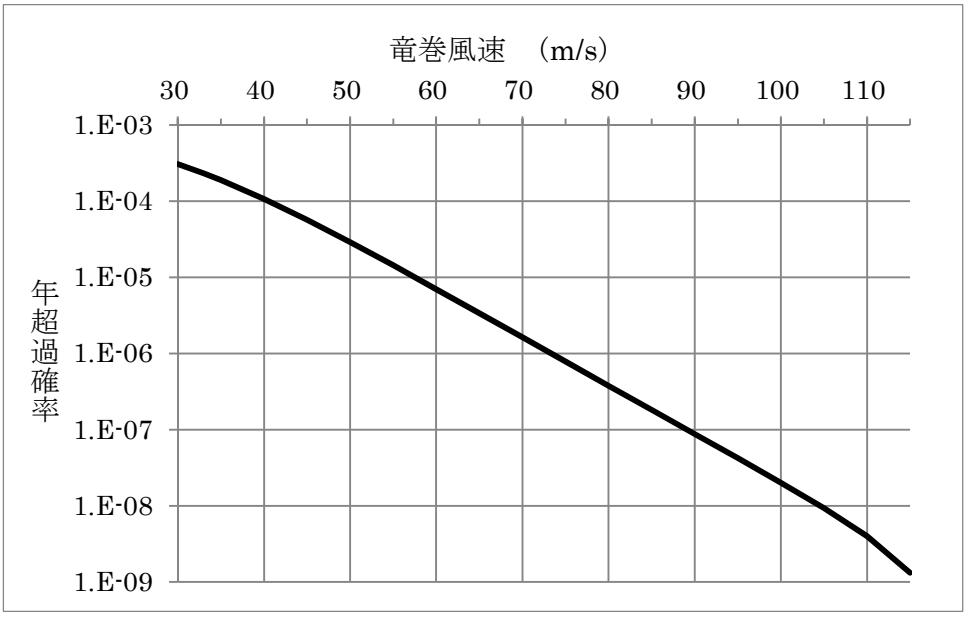
第 8.1.10 図　被害幅の確率密度分布（左）と超過確率（右）



第 8.1.11 図　被害長さの確率密度分布（左）と超過確率（右）

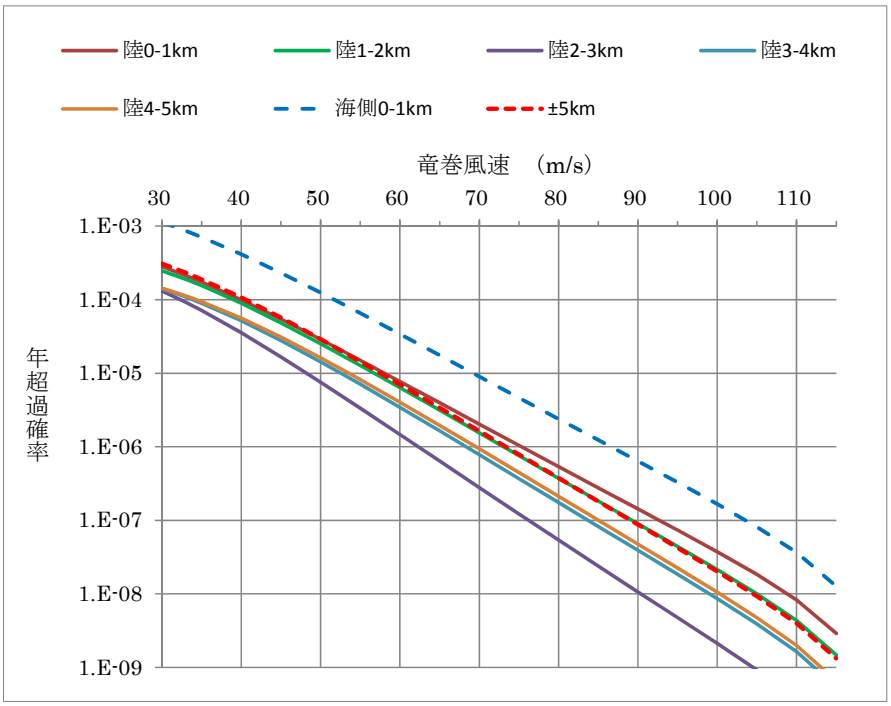


第 8.1.12 図　竜巻影響エリア



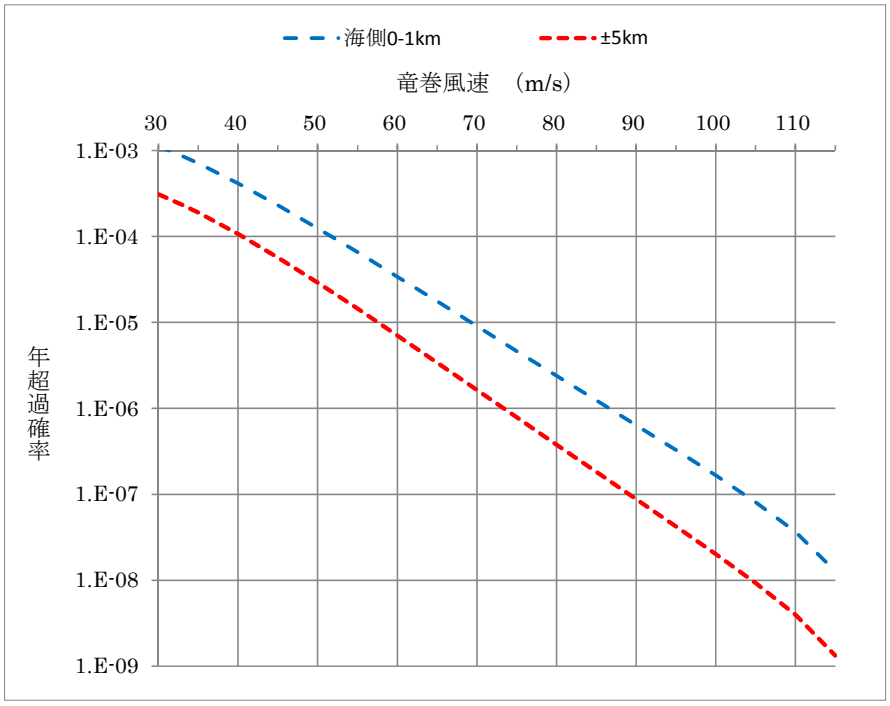
第 8.1.13 図　竜巻最大風速のハザード曲線

（海側、陸側±5km 全域の評価）



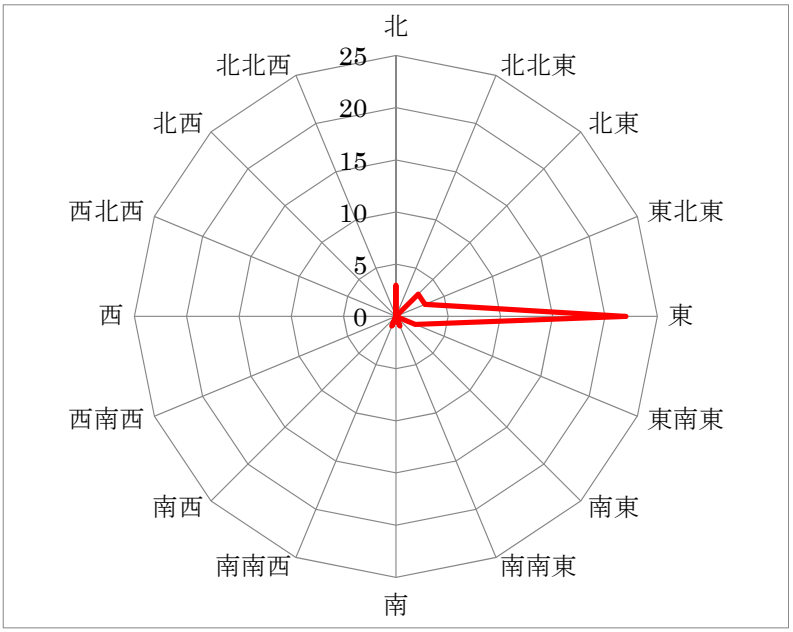
第 8.1.14 図　竜巻最大風速のハザード曲線

（1km 範囲ごとの評価）



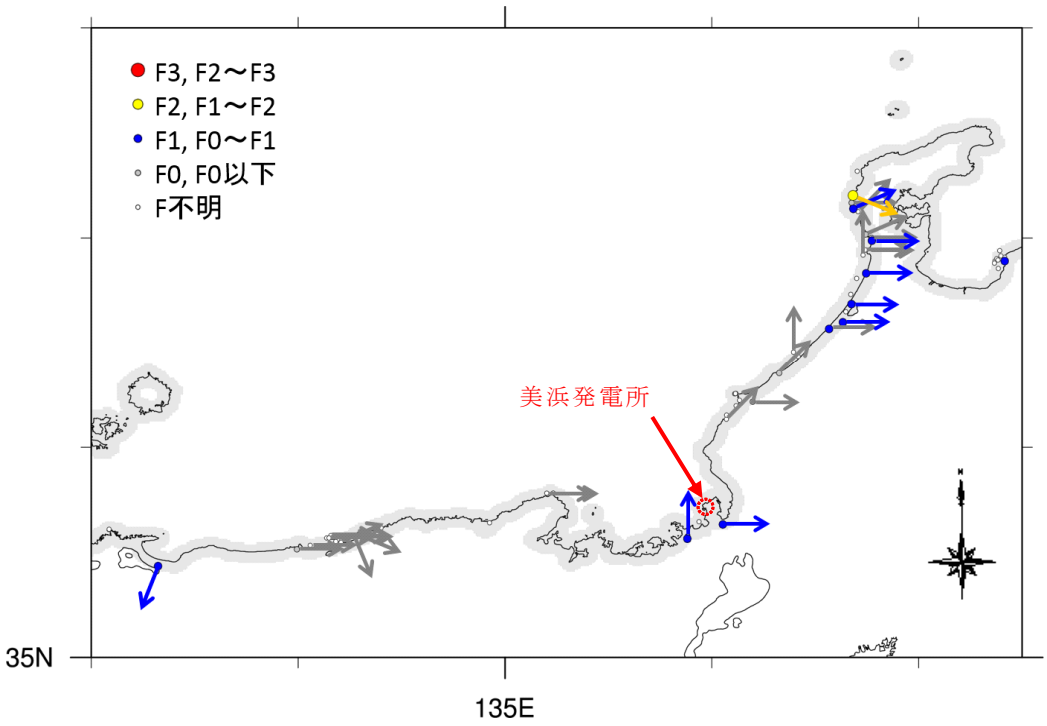
第 8.1.15 図　竜巻最大風速のハザード曲線

（海側、陸側±5km全域及び海側0-1kmにおける評価）



方向	個数
北	3
北北東	0
北東	3
東北東	3
東	22
東南東	2
南東	0
南南東	1
南	0
南南西	1
南西	0
西南西	0
西	0
西北西	0
北西	0
北北西	0
合計	35

第 8.1.16 図　竜巻の移動方向の個数（鳥取県～石川県）



第8.1.17図　竜巻の移動方向（鳥取県～石川県）

9. 生物

9.1 海生生物

発電所周辺海域において、春から夏にかけてクラゲの発生が確認されることがあるが、クラゲ等の襲来により安全施設の安全機能が損なわれた実績はない。

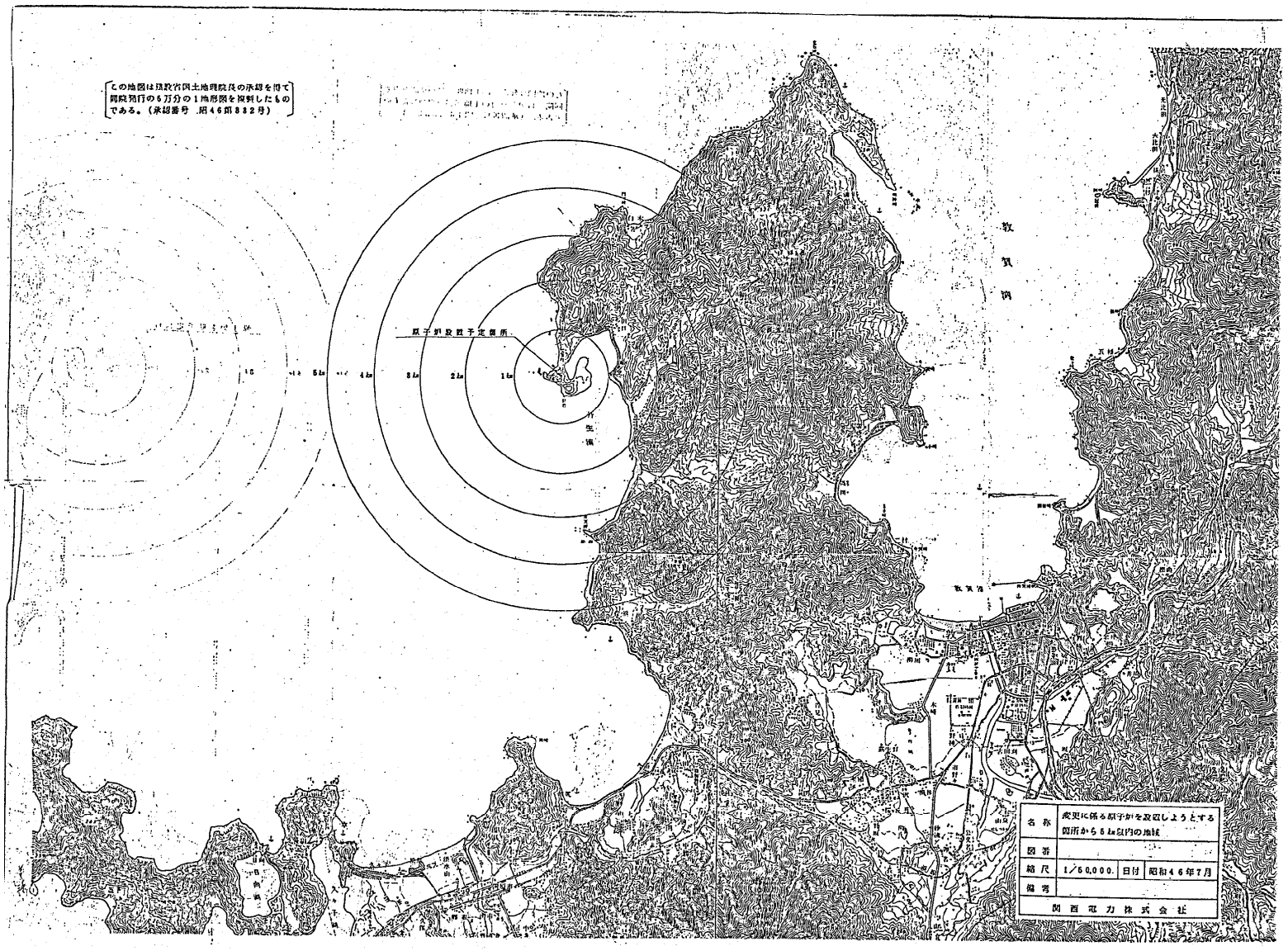
また、発電所の除塵装置やストレーナには、貝等が捕集されることがあるが、貝等により安全施設の安全機能が損なわれた実績はない。

9.2 植生

発電所周辺の植生は、地方自治体の森林簿データ及び現地植生調査結果によると、内陸側の大部分に広葉樹が広がり、その中にスギ、ヒノキ及びマツが点在して分布している。また、国土交通省の国土数値情報によると、発電所の東側には、水田等の農用地が点在している。

添　付　書　類　七

変更に係る発電用原子炉又はその主要な附属施設の設置の地点から20キロメートル以内の地域を含む縮尺20万分の1の地図及び5キロメートル以内の地域を含む縮尺5万分の1の地図


この地図は建設省国土地理院長の承認を得て同院発行の5万分の1地形図を複製したものである。（承認番号 昭46第332号）
原子炉設置予定箇所
5km
4km
3km
2km
1km
敦賀湾
名称
変更に係る原子炉を設置しようとする箇所から5km以内の地域
図番
縮尺
1/50,000.
日付
昭和46年7月
備考
関西電力株式会社


この地図は建設省国土地理院長の承認を得て同院発行の２０万分の１地勢図を複製したものである。（承認番号 昭46第832号）
原子炉設置予定箇所
20km
15km
10km
5km
名称
変更に係る原子炉を設置しようとする箇所から２０km以内の地域
図番
縮尺
1／200,000
日付
昭和４６年７月
備考
関西電力株式会社

添　　付　　書　　類　　八

変更後における発電用原子炉施設の安全設計に関する説明書

目　　次

項　　目

1. 安全設計 ……8-1-1
1.1 安全設計の方針 ……8-1-1
1.2 安全機能の重要度分類 ……8-1-54
1.3 耐震設計 ……8-1-56
1.4 耐津波設計 ……8-1-112
1.5 火災防護に関する基本方針 ……8-1-147
1.6 溢水防護に関する基本方針 ……8-1-246
1.7 竜巻防護に関する基本方針 ……8-1-273
1.8 火山防護に関する基本方針 ……8-1-294
1.9 外部火災防護に関する基本方針 ……8-1-307
1.10 品質保証の基本方針 ……8-1-324
1.11 原子炉設置変更許可申請に係る安全設計の方針 ……8-1-325
1.12 参考文献 ……8-1-721
2. プラント配置 ……8-2-1
3. 原子炉及び炉心 ……8-3-1
3.1 概　　要 ……8-3-1
3.2 燃　　料 ……8-3-3
3.3 制御棒及び制御棒駆動装置 ……8-3-16
3.4 炉内構造物 ……8-3-22
3.5 原子炉容器 ……8-3-26
3.6 核　設　計 ……8-3-29
3.7 熱水力設計 ……8-3-42
3.8 動　特　性 ……8-3-54
4. 核燃料物質の取扱施設及び貯蔵施設 ……8-4-1
4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 ……8-4-1

4.2　使用済燃料ピット浄化冷却設備 ……8-4-17
4.3　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備 ……8-4-19
4.4　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備 …8-4-32
4.5　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備 ……8-4-39
5.　原子炉冷却系統施設 ……8-5-1
5.1　１次冷却設備 ……8-5-1
5.2　余熱除去設備 ……8-5-12
5.3　非常用炉心冷却設備 ……8-5-13
5.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を
冷却するための設備 ……8-5-16
5.5　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備 ……8-5-28
5.6　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を
冷却するための設備 ……8-5-47
5.7　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備 ……8-5-88
5.8　化学・体積制御設備 ……8-5-89
5.9　原子炉補機冷却設備 ……8-5-92
5.10　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備 ……8-5-95
5.11　蒸気タービン及び附属設備 ……8-5-107
5.12　給水処理設備 ……8-5-114
6.　計測制御系統施設 ……8-6-1
6.1　原子炉制御設備 ……8-6-1
6.2　原子炉計装 ……8-6-5
6.3　プロセス計装 ……8-6-11
6.4　計装設備（重大事故等対処設備） ……8-6-16
6.5　試料採取設備 ……8-6-24
6.6　原子炉保護設備 ……8-6-25
6.7　工学的安全施設作動設備 ……8-6-32
6.8　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にする
ための設備 ……8-6-35
6.9　圧縮空気設備 ……8-6-47

6.10　制御室 ……8-6-49
6.11　発電所の運転 ……8-6-67
7.　放射性廃棄物の廃棄施設 ……8-7-1
7.1　気体廃棄物処理設備 ……8-7-1
7.2　液体廃棄物処理設備 ……8-7-3
7.3　固体廃棄物処理設備 ……8-7-8
8.　放射線管理施設 ……8-8-1
8.1　放射線管理設備 ……8-8-1
8.2　換気設備 ……8-8-21
8.3　遮蔽設備 ……8-8-31
9.　原子炉格納施設 ……8-9-1
9.1　原子炉格納施設 ……8-9-1
9.2　格納容器スプレ設備 ……8-9-6
9.3　アニュラス空気再循環設備 ……8-9-7
9.4　安全補機室空気浄化設備 ……8-9-14
9.5　原子炉格納容器内の冷却等のための設備 ……8-9-15
9.6　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備 ……8-9-39
9.7　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備 …8-9-54
9.8　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する
ための設備 ……8-9-63
9.9　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する
ための設備 ……8-9-74
9.10　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備 …8-9-81
9.11　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備 ……8-9-82
9.12　格納容器換気及びその他の設備 ……8-9-83
10. その他発電用原子炉の附属施設 ……8-10-1
10.1　非常用電源設備 ……8-10-1
10.2　代替電源設備 ……8-10-11
10.3　常用電源設備 ……8-10-24
10.4　補助蒸気設備 ……8-10-34

10.5　火災防護設備 ……8-10-35
10.6　津波及び内部溢水に対する浸水防護設備 ……8-10-59
10.7　補機駆動用燃料設備
（非常用電源設備及び補助ボイラに係るものを除く。）…8-10-91
10.8　非常用取水設備……8-10-93
10.9　緊急時対策所 ……8-10-95
10.10 構内出入監視装置……8-10-110
10.11 安全避難通路等……8-10-111
10.12 通信連絡設備 ……8-10-114
10.13 特定重大事故等対処施設……8-10-125
10.14 使用済燃料輸送容器保管建屋
（１号、２号及び３号炉共用） ……8-10-202
10.15 参考文献 ……8-10-203
11. 運転保守 ……8-11-1
11.1　運転保守の基本方針……8-11-1
11.2　保安管理体制……8-11-1
11.3　運転管理 ……8-11-1
11.4　燃料管理 ……8-11-2
11.5　放射性廃棄物管理……8-11-2
11.6　放射線管理……8-11-2
11.7　保守 ……8-11-2
11.8　非常時の措置……8-11-2
11.9　教育及び訓練……8-11-3
11.10 健康管理 ……8-11-3
11.11 発電所従業員以外の者に対する保安措置……8-11-3
11.12 記録及び報告 ……8-11-3
12. 運転保守に係る品質保証活動 ……8-12-1
13. 蒸気発生器取替期間中の安全上の措置 ……8-13-1

追　　補……8-追-1

1. 安全設計

1.1 安全設計の方針

1.1.1 安全設計の基本方針

発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）は、以下の基本的方針の基に安全設計を行い、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）等の関係法令の要求を満足するとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」に適合する構造とする。

1.1.1.1 放射線被ばく

平常運転時、発電所周辺の一般公衆及び放射線業務従事者に対し、「原子炉等規制法」に基づき定められている線量限度を超える放射線被ばくを与えないように設計する。

さらに、設計に当たっては発電所周辺の一般公衆に対し、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に定められている線量目標値を超える放射線被ばくを与えないように努める。

1.1.1.2 異常時過渡時対応

原子炉施設は、設計、製作、建設及び試験検査を通じて、信頼性の高いものとし、運転員の誤操作等による異常状態に対しては、警報により、運転員が措置し得るようにするとともに、もし、これらの修正動作が取られない場合にも、発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の固有の安全性並びに安全保護回路の作動により、過渡変化が安全に終止するよう設計する。

1.1.1.3 多重防護

燃料体から放出される放射性核分裂生成物が、発電所周辺に放散されるのを防ぐための防壁を何重にも設け、万一事故が起こった場合にも発電所周辺の一般公衆の安全を確保する。

また、工学的安全施設を設け、万一、燃料体から放出された放射性

核分裂生成物が原子炉格納施設から放散される事故が起こった場合にも発電所周辺の一般公衆の放射線被ばくを最小限におさえるようにする。

1.1.1.4 外部からの衝撃

安全施設（兼用キャスクである使用済燃料乾式貯蔵容器（以下「使用済燃料乾式貯蔵容器」という。）を除く。）は、発電所敷地で想定される洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災、高潮の自然現象（地震及び津波を除く。）又はその組合せに遭遇した場合において、自然現象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、自然現象の組合せにおいては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを設計上考慮する。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスクが安全機能を損なうかどうかをその設置される位置のいかんにかかわらず判断するために用いる地震力等を定める告示」（以下「兼用キャスク告示」という。）に定める竜巻及び発電所敷地で想定される森林火災に対して安全機能を損なわない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、竜巻による周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。

上記に加え、重要安全施設は、科学的技術的知見を踏まえ、当該重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により当該重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生じる応力を、それぞれの因果関係及び時間的変化を考慮して、適切に組み合わせる。

また、安全施設（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）は、発電所敷地又はその周辺において想定される飛来物（航空機落下）、ダムの崩

壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害により原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、確率的要因により設計上考慮する必要はない。また、ダムの崩壊については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、発電所敷地又はその周辺において想定される爆発及び近隣工場等の火災に対して安全機能を損なわない設計とする。

ここで、想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して、安全施設が安全機能を損なわないために必要な安全施設以外の施設又は設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。

1.1.1.5 人の不法な侵入等の防止

(1) 設計方針

原子炉施設への人の不法な侵入を防止するための区域を設定し、人の容易な侵入を防止できる柵、鉄筋コンクリート造りの壁等の障壁によって防護して、点検、確認等を行うことにより、接近管理及び出入管理を行える設計とする。また、探知施設を設け、警報、映像監視等、集中監視するとともに、外部との通信連絡を行う設計とする。さらに、防護された区域内においても、施錠管理により、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムへの不法な接近を防止する設計とする。

原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件の持込み（郵便物等による発電所外からの爆破物及び有害物質の持込みを含む。）

を防止するため、持込み点検を行うことができる設計とする。

不正アクセス行為（サイバーテロを含む。）を防止するため、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムが、電気通信回線を通じた不正アクセス行為を受けることがないように、当該情報システムに対する外部からのアクセスを遮断する設計とする。

(2) 体制

原子炉施設への人の不法な侵入等を防止するため、法律に基づき核物質防護管理者を選任し、所長のもと、核物質防護管理者が核物質防護に関する業務を統一的に管理する体制を整備する。

人の不法な侵入等が行われるおそれがある場合又は行われた場合に備え、核物質防護に関する緊急時の対応体制を整備する。

核物質防護に関する緊急時の組織体制を、第 1.1.1.1 図に示す。

(3) 手順等

a. 原子炉施設への人の不法な侵入等のうち、不正アクセス行為を防止することを目的に、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムにおいて、電気通信回線を通じた外部からのアクセス遮断措置を実施する。

・外部からのアクセス遮断措置については、手順を整備し、的確に実施する。

・外部からのアクセス遮断措置に係る設備の機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

・外部からのアクセス遮断措置に係る教育を定期的に実施する。

b. 原子炉施設への人の不法な侵入等のうち、不正アクセス行為を防止することを目的に、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムにおいて、接近管理及び出入管理を実施する。接近管理及び出入管理は、区域の設定、人の容易な侵入を防止できる柵、鉄筋コンクリート造りの壁等による防護、探知施設による集中監視、外部との通信連

絡、物品の持込み点検並びに警備員による監視及び巡視を行う。

・接近管理及び出入管理については、手順を整備し、的確に実施する。

・接近管理及び出入管理に係る設備の機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

・接近管理及び出入管理に係る教育を定期的に実施する。

1.1.1.6 共用

重要安全施設は、原子炉施設間で原則共用又は相互に接続しないものとするが、安全性が向上する場合は、共用又は相互に接続することを考慮する。

なお、原子炉施設間で共用又は相互に接続する重要安全施設は無いことから、共用又は相互に接続することを考慮する必要はない。

安全施設（重要安全施設を除く。）を共用又は相互に接続する場合には、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

共用又は相互に接続する系統は、許認可資料、技術資料等を基にし、運用等も考慮して抽出する。

安全施設（重要安全施設を除く。）のうち、2以上の原子炉施設を相互に接続するものとして、補助蒸気連絡ライン及び２次系補給水連絡ラインが抽出される。

補助蒸気連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の補助蒸気の圧力等は同じとし、また、十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

２次系補給水連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の圧力等は同じとし、また、

十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

1.1.1.7 多重性又は多様性及び独立性

(1) 設計方針

安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得るように設計する。このうち、重要度の特に高い安全機能を有する系統は、原則、多重性又は多様性及び独立性を備える設計とするとともに、当該系統を構成する機器の単一故障が生じた場合であって、外部電源が利用できない場合においても、その系統の安全機能を達成できる設計とする。

なお、重要度の特に高い安全機能を有する系統において、長期間にわたって安全機能が要求される静的機器を単一設計とするもののうち、安全補機室空気浄化設備及び中央制御室非常用循環設備のフィルタユニット及びダクトの一部並びにアニュラス空気再循環設備のダクトの一部については、単一故障が安全上支障のない期間に確実に除去又は修復できる設計とする。また、試料採取設備のうち事故時に 1 次冷却材をサンプリングする設備については、単一故障を仮定しても他の系統を用いてその機能を代替できる設計とする。当該設備の設計方針については、それぞれ、「9.4 安全補機室空気浄化設備」、「8.2.3.2.2 中央制御室換気設備」、「9.3 アニュラス空気再循環設備」及び「6.5 試料採取設備」に示す。

(2) 手順等

a. アニュラス空気再循環設備のダクトの一部並びに安全補機室空気浄化設備及び中央制御室非常用循環設備のダクトの一部及びフィルタユニットに要求される機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

b. アニュラス空気再循環設備のダクトの一部並びに安全補機室空気浄化設備及び中央制御室非常用循環設備のダクトの一部及びフィルタユニットに係る保守管理に関する教育を定期的に実施する。

1.1.1.8 試験検査

安全施設は、その健全性及び能力を確認するために、その安全機能の重要度に応じ、原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるよう設計する。

1.1.1.9 誤操作防止及び容易な操作

(1) 設計方針

原子炉施設は、設計、製作、建設及び試験検査を通じて、信頼性の高いものとし、運転員の誤操作等による異常状態に対しては、警報により、運転員が措置し得るようにするとともに、もし、これらの修正動作が取られない場合にも、原子炉の固有の安全性及び安全保護回路の作動により、過渡変化が安全に収束する設計とする。

原子炉施設は、運転員の誤操作を防止する設計とする。

安全施設は、操作が必要となる理由となった事象が有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件及び施設で有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件下においても、運転員が運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対応するための設備を中央制御室及び現場操作場所において容易に操作することができる設計とする。

(2) 手順等

a. 現場手動弁の色分け及び保守・点検作業に係る識別管理方法を定めるとともに、弁・機器の施錠管理方法を定め運用する。

b. 中央制御室換気設備については、閉回路循環運転に関する運転手順を定め運用する。

c. 防火・防災管理業務及び初期消火活動のための体制や運用方法等を定め運用する。

d. 地震発生時は運転員机、運転コンソールの手摺にて身体の安全確保に努めるとともに、操作を中止し安全確保に努めるよう規定類に定め運用する。

e. 適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。

f. 識別管理、施錠管理に関する教育を実施する。また、換気空調設備、照明設備に関する運転操作及び保守管理についても教育を実施する。

g. 消防訓練を実施し、初期消火活動要員としての資質の向上を図る。

1.1.1.10 避難通路、照明、通信連絡設備

原子炉施設には、標識を設置した安全避難通路、避難用及び事故対策用照明、通信連絡設備を設ける設計とする。

1.1.1.11 全交流動力電源喪失対策設備

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。

1.1.2 核分裂生成物放散の防止・抑制対策

(1) 放散防止の多重防護

燃料内で生成した核分裂生成物の発電所周辺への放散は、次の方法によって防止及び抑制する。

a. 二酸化ウラン焼結ペレット及びガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットは、それ自体核分裂生成物を保持する能力を有しているのでペレット内で発生した核分裂生成物の大部分をペレット内に保持する。

b. 二酸化ウラン焼結ペレット及びガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットから放出された核分裂生成物を、燃料被覆材により密封する。

c. 燃料被覆材が損傷しても、漏えいした核分裂生成物を、１次冷却設備内に保持する。

d. 1次冷却設備等の破損により核分裂生成物が放散される場合、原子炉格納容器、アニュラス部等からなる原子炉格納施設により、核分裂生成物を保持する。

(2) 放射性廃棄物の管理

発電所の運転に伴い発生する放射性廃棄物は、放射性廃棄物廃棄施設を設け、適切な処理及び管理を行うことにより周辺環境に対する放出放射性物質の濃度及び量を実用可能な限り低減する。

1.1.3 原子炉固有の安全性

軽水減速、軽水冷却、加圧水型原子炉は、低濃縮二酸化ウラン燃料及びガドリニア入り低濃縮二酸化ウラン燃料を使用しており、次の特性を有する。

(1) 減速材温度係数は、高温出力運転状態では負であり、原子炉を安定に維持する性質が強い。

(2) 低濃縮ウランは、ドップラ効果に基づく負の温度反応度係数を持っている。このため原子炉に急激に反応度が印加された場合でも出力の上昇があると、二酸化ウラン焼結ペレット及びガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットの熱伝導度が比較的低いこととあいまって、燃料材の温度が急上昇してドップラ効果が有効に働き、核的逸走は自動的に抑えられる。

1.1.4 原子炉施設の設計及び製作における安全上の考慮

原子炉の安全および運転の信頼性を確保するため、その設計および製作においては十分な余裕を見込み、製作の過程においては材質を吟味し、きわめて厳重な検査を行なうとともに設置直後ならびに運転開始後も主要機器については必要に応じて試験を行ない、その性能を常時立証できるようにする。

また原子炉保護上必要な計装、安全回路は多重設備とし、かつフエイル・セイフ特性を持たせる。したがつて発電所寿命中のいかなる事態においても原子炉の安全性がそこなわれることはない。

1.1.5 核設計及び熱水力設計の基本方針

(1) 炉心の核設計

炉心は、それに関連する1次冷却系統、反応度制御系統、計測制御系統及び安全保護回路の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、「3.7 熱水力設計 3.7.2 設計方針」に定義する熱水力設計上の燃料の許容損傷限界並びに「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に定める燃料エンタルピに関する燃料の許容損傷限界及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に定めるＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを超えないような固有の出力抑制特性を有する設計を前提として、以下の設計とする。

炉心は、有効高さ対等価直径比約 1.2 の円柱形で、157 体の燃料体等で構成する。

ウラン燃料のウラン 235 濃縮度は、以下の現象による反応度変化を考慮し、所定の設備利用率及び取出し燃焼度を確保するように決定する。

a. 燃焼に伴うウラン 235 等核分裂性物質量の変化

b. 減速材の温度上昇

c. 燃料要素温度上昇

d. キセノン、サマリウム等の中性子吸収物質の蓄積

e. 中性子の漏えい

原子炉の反応度制御は、制御棒クラスタ及び1次冷却材中のほう素濃度調整によって行う。これらの制御方式に加えて、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用して過剰反応度を抑制し、良好な出力分布が得られるように炉心内に配置する。

また、燃料の装荷及び取替えに当たっては、次の取替えまでの期間中、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引抜位置のまま挿入できない場合でも、0.0177Δk/k の余裕を持って高温停止できる設計とする。さらに、化学体積制御設備のほう酸注入により、0.010Δk/k の余裕を持って低温停止できる設計とする。

制御棒クラスタの最大添加反応度及び反応度添加率は、想定する事故時に原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を損なわず、炉内構造物が炉心冷却の機能を果たせるように制限する。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において熱的制限値を超えるような出力分布が起こらない設計とする。

また、炉心が負の反応度帰還効果を有するように、ドップラ係数は負であり、かつ、減速材温度係数は高温出力運転状態で負になる設計とする。さらに、出力分布振動に対し水平方向振動は固有の減衰特性を有し、軸方向振動に対しては抑制できる設計とする。

(2) 炉心の熱水力設計

熱水力設計は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料が破損しないよう、次の基準を満たすように行う。

a. 最小限界熱流束比（以下「最小ＤＮＢＲ」という。）は、許容限界値以上

b. 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満

具体的には、設計上仮定する厳しい出力分布状態においても上記の基準を満たすよう、１次冷却系統、計測制御系統、安全保護回路等の設計を行うとともに、定格出力時に次の条件を満たすこととする。

最小ＤＮＢＲ	2.03
燃料要素最大線出力密度	47.6kW/m

1.1.6 計測制御系統施設設計の基本方針

1.1.6.1 原子炉制御設備

運転及び制御保護動作に必要な中性子束、温度、圧力等を測定する原子炉計装及びプロセス計装を設けるとともに、通常運転時に起こり得る設計負荷変化及び外乱に対して自動的に原子炉を制御する原子炉制御設備を設ける。

1.1.6.2 監視警報装置

通常運転時に異常、故障が発生した場合は、これを早期に検知し所要の対策が講じられるよう中性子束、温度、圧力、放射能等を常時自動的に監視し、警報を発する装置を設ける。

また、誤動作・誤操作による異常、故障の拡大を防止し事故への進展を確実に防止するようインターロックを設ける。

1.1.6.3 原子炉保護設備

炉心及び原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれることのないよう異常状態へ接近するのを検知し、原子炉トリップを行うために原子炉保護設備を設ける。原子炉保護設備は、必要な場合に確実に作動するように多重性及び独立性を備え、単一故障によって保護機能を喪失しない設計とするとともに、駆動源が喪失した場合には、最終的に安全な状態に落ち着く設計とする。

また、これら保護機能が喪失していないことを運転中に確認できるよう設計する。

1.1.6.4 工学的安全施設作動設備

１次冷却材喪失等の設計基準事故時に、炉心及び原子炉格納容器バウンダリを保護するため、工学的安全施設を動作させる工学的安全施設作動設備を設ける。工学的安全施設作動設備は、原子炉保護設備と同様に高い信頼性が得られるよう設計する。

1.1.6.5 安全保護回路不正アクセス防止

安全保護回路への不正アクセス行為その他の電子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止する設計とする。

1.1.6.6 安全保護回路共用禁止

安全保護回路は 2 基以上の原子炉施設間で共用しない設計とする。

1.1.7 工学的安全施設設計の基本方針

原子炉施設の損壊又は故障等による原子炉内の燃料体の破損等により、大量の放射性物質の放出のおそれがある場合に、これを抑制又は防止するための機能を有する施設として、非常用炉心冷却設備、原子炉格納施設、格納容器スプレ設備、アニュラス空気再循環設備及び安全補機室空気浄化設備からなる工学的安全施設を設け、次の方針に基づき設計する。

1.1.7.1 外部電源喪失時の多重性又は多様性及び独立性

工学的安全施設の作動が必要となったときに、設計どおりの機能を発揮できるよう機器の単一故障が生じた場合であって、外部電源が利用できない場合においても機能できるように、原則、多重性又は多様性及び独立性を備える。

1.1.7.2 試験検査

工学的安全施設は、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる設計とする。

1.1.7.3 工学的安全施設の環境条件

工学的安全施設は、設計基準事故時及び設計基準事故に至るまでの間に想定されているすべての環境条件においてその機能が発揮できる設計とする。

1.1.8 重大事故等対処設備に関する基本方針

原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心、使用済燃料ピット内の燃料体等及び運転停止中における原子炉の燃料体の著しい損傷を防止するために、また、重大事故が発生した場合においても、原子炉格納容器の破損及び発電所外への放射性物質の異常な放出を防止するために必要な措置を講じた設計とする。

重大事故等対処設備については、種別として常設のものと可搬型のも

のがあるが、以下のとおり分類する。

(1) 重大事故等対処設備のうち常設のもの（常設重大事故等対処設備）

a. 常設重大事故防止設備

重大事故防止設備のうち常設のもの。「1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類」の(1) 常設重大事故防止設備に同じ。

a-1. 常設耐震重要重大事故防止設備

a.であって耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの。「1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類」の (1) a. 常設耐震重要重大事故防止設備に同じ。

a-2. 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備

a.であって a-1.以外のもの。「1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類」の (1) b. 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備に同じ。

b. 常設重大事故緩和設備

重大事故緩和設備のうち常設のもの。「1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類」の (2) 常設重大事故緩和設備に同じ。

c. 常設重大事故等対処設備（防止・緩和以外）

常設重大事故等対処設備のうち a.、b.以外の常設設備で、防止又は緩和の機能がないもの。

(2) 重大事故等対処設備のうち可搬型のもの

a. 可搬型重大事故等対処設備

重大事故等対処設備のうち持ち運びが可能な設備。

「1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類」の(3)可搬型重大事故等対処設備に同じ。

第 1.1.8.1 表「重大事故等対処設備の設備分類等」に、重大事故等対処設備の種別、設備分類及び重大事故等クラスを示す。

常設重大事故防止設備及び可搬型重大事故等対処設備のうち防止機能を持つものについては、重大事故等対処設備が代替する機能を有する設計基準事故対処設備とその耐震重要度分類をあわせて示す。

1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等

(1) 多様性、位置的分散

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系（以下「自然現象等」という。）を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

なお、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、可搬型重大事故等対処設備にて考慮する。

設計基準事故対処設備及び常設重大事故防止設備を内包する建屋並びに地中に埋設された燃料油貯蔵タンク及び地中の配管トレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

重大事故緩和設備についても、重大事故防止設備と同様に可能な限り多様性を考慮する。

a. 常設重大事故等対処設備

常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を

講じた設計とする。ただし、常設重大事故防止設備のうち、計装設備について、重要代替パラメータ（当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器を除く。）による推定は、重要な監視パラメータと異なる物理量（水位、注水量等）又は測定原理とすることで、重要な監視パラメータに対して可能な限り多様性を持った計測方法により計測できる設計とする。重要代替パラメータは重要な監視パラメータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、常設重大事故防止設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については、「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して常設重大事故防止設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して常設重大事故防止設備は、「1.11.7.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合」に基づく地盤上に設置する。地震、津波及び火災に対して常設重大事故防止設備は、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風)、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響)、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の常設重大事故防止設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られ

た建屋内に設置する。屋外の常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、常設重大事故等対処設備も防護するか、又は設計基準事故対処設備と位置的分散を図り設置する。落雷に対して空冷式非常用発電装置は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して屋外の常設重大事故防止設備は、侵入防止対策により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の常設重大事故防止設備は、多重性を持つ設計とする。

高潮に対して常設重大事故防止設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

常設重大事故緩和設備についても、可能な限り上記を考慮して多様性及び位置的分散を図る設計とする。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。また、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と可能な限り異なる水源を持つ設計とする。

b. 可搬型重大事故等対処設備

重大事故防止設備のうち可搬型のものは、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又

は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

また、可搬型重大事故等対処設備は、地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響並びに設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、可搬型重大事故等対処設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して可搬型重大事故等対処設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、「1.11.7.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合」に基づき設置された建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足並びに地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。地震及び津波に対して可搬型重大事故等対処設備は、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮された設計とする。火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく火災防護を行う。地震、津波、溢水及び火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、

使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散し、溢水量による溢水水位を考慮した高所に保管する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の可搬型重大事故等対処設備は、複数の取水箇所を選定できる設計とする。

高潮に対して可搬型重大事故等対処設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管するとともに、可能な限り設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備が設置されている原子炉建屋から 100m の離隔距離を確保するとともに、少なくとも 1 セットは、屋外の常設重大事故等対処設備か

らも 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管、又は屋外の設計基準事故対処設備から 100m の離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、重大事故防止設備のうち可搬型のものは設計基準事故対処設備又は常設重大事故防止設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。

c. 可搬型重大事故等対処設備と常設設備の接続口

可搬型重大事故等対処設備のうち、原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と、常設設備との接続口は、共通要因によって、接続することができなくなることを防止するため、建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能を確実に発揮できる設計とするとともに、建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所、建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。重大事故等時の環境条件における健全性については「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火

山の影響並びに電磁的障害に対しては、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して建屋面に設置する場合は、「1.11.7.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合」に基づく地盤上に、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合は、屋外側は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。屋外に設置する場合は、地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。地震、津波、溢水及び火災に対しては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とし、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。

風（台風)、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響)、有毒ガス及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれ

ぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。生物学的事象のうちネズミ等の小動物に対して屋外に設置する場合は、開口部の閉止により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して接続口は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。電磁的障害に対しては、計測制御回路がないことから影響を受けない。

ただし、蒸気発生器２次側による炉心冷却は補助給水ポンプへの供給源となる復水タンクの補給により行うが、補給先である復水タンクが屋外にあること及び燃料取替用水タンクと隣接していることから、別手段である送水車によるタービン動補助給水ポンプへの海水の直接供給により行う設計とし、その接続口は、復水タンク、燃料取替用水タンクと十分な離隔をもって設置する設計とする。

また、複数の機能で一つの接続口を同時に使用しない設計とする。

(2) 悪影響の防止

重大事故等対処設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設だけでなく、当該重大事故等対処設備以外の重大事故等対処設備も含む。）に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、他設備への系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による

影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、重大事故等対処設備は、他の設備に悪影響を及ぼさないように、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすること、通常時の分離された状態から接続により重大事故等対処設備としての系統構成をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。特に放射性物質又は海水を含む系統と、含まない系統を分離する場合は、通常時に確実に閉止し、使用時に通水できるようにディスタンスピースを、又は通常時に確実に取り外し、使用時に取り付けできるようにフレキシブルホースを設けることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、重大事故等対処設備は、要求される機能が複数ある場合は、原則、同時に複数の機能で使用しない設計とする。ただし、可搬型重大事故等対処設備のうち、複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量をあわせた容量とし、兼用できる設計とする。容量の設定根拠については「1.1.8.2 容量等」に記載する。

地震による影響に対しては、重大事故等対処設備は、地震により他設備に悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行うとともに、可搬型重大事故等対処設備は、設置場所での固定が可能な設計とする。

地震に対する耐震設計については「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」に示す。

地震起因以外の火災による影響に対しては、重大事故等対処設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、想定する重大事故等対処設備の破損等により生じる溢水により、他設備に悪影響を与えない設計とする。放水砲による建屋への放水により、屋外の設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置又は保管することで、他設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の可搬型重大事故等対処設備については、風荷重を考慮し、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとり、設計基準事故対処設備（防護対象施設）の他、当該設備と同じ機能を有する他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「1.1.8.3 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。重大事故等対処設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

(3) 共用の禁止

常設重大事故等対処設備の各機器については、2 以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する常設重大事故等対処設備はなく共用を考慮する必要はない。

1.1.8.2 容量等

(1) 常設重大事故等対処設備の容量等

常設重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束におい

て、想定する事象及びその事象の進展等を考慮し、重大事故等時に必要な目的を果たすために、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、伝熱容量、弁放出流量及び発電機容量並びに計装設備の計測範囲及び作動信号の設定値とする。

事故対応手段の系統設計において、常設重大事故等対処設備のうち異なる目的を持つ設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備の容量等の仕様が、系統の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であることを確認した上で、設計基準事故対処設備の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するもので、重大事故等時に設計基準事故対処設備の容量等を補う必要があるものについては、その後の事故対応手段とあわせて、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備以外の系統及び機器を使用するものについては、常設重大事故等対処設備単独で、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

(2) 可搬型重大事故等対処設備の容量等

可搬型重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展を考慮し、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、発電機容量、蓄電容量及びボンベ容量並びに計装設備の計測範囲とする。

可搬型重大事故等対処設備の容量等は、系統の目的に応じて 1 セットで必要な容量等を有する設計とする。これを複数セット保有することにより、必要な容量等に加え、十分に余裕のある容量等を有する設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量等をあわせた容量等とし、兼用できる設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給する注水設備及び電源設備は、必要となる容量等を賄うことができる設備を1基当たり2セット以上持つことに加え、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを発電所全体で確保する。また、可搬型重大事故等対処設備のうち、負荷に直接接続する可搬式整流器、可搬型バッテリ、可搬型ボンベ等は、1負荷当たり1セットに、発電所全体で故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを加えた容量等を確保する。ただし、待機要求のない時期に保守点検を実施、又は保守点検が目視点検等であり保守点検中でも使用可能なものについては、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップを考慮する。

1.1.8.3 環境条件等

(1) 環境条件

重大事故等対処設備は、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）・保管場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

重大事故等発生時の環境条件については、重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度)、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時に海水を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風)、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、重大事故等対処設備を設置（使用）・保管する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

原子炉格納容器内の重大事故等対処設備は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。

原子炉補助建屋内、緊急時対策所内及び［　　］の重大事故等対処設備は、重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。このうち、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時又は使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用する設備については、これらの環境条件を考慮した設計とするか、これらの環境影響を受けない区画等に設置する。特に、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用するため、その環境影響を考慮して、空気を供給し冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。操作は中央制御室、異なる区画（フロア）又は離れた場所から若しくは設置場所で可能な設計とする。

屋外の重大事故等対処設備は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計又は設置場所で可能な設計とするか、人が携行して使用可能な設計とす

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

る。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては位置的分散を考慮した保管により、機能を損なわない設計とする。また、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。

海水を通水する系統への影響に対しては、常時海水を通水する、海に設置する又は海で使用する重大事故等対処設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時海水を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に海水を通水する又は淡水若しくは海水から選択可能な重大事故等対処設備は、海水影響を考慮した設計とする。また、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、重大事故等対処設備は、重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を失うおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、重大事故等対処設備が溢水によりその機能を喪失しないように、常設重大事故等対処設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置し、可搬型重大事故等対処設備は、必要により想定される溢水水位よりも高所に保管する。

地震による荷重を含む耐震設計については、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」に、火災防護については、「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

(2) 重大事故等対処設備の設置場所

重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少な

い場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により設置場所で操作可能な設計とするか、放射線の影響を受けない異なる区画（フロア）又は離れた場所から遠隔で、若しくは中央制御室遮蔽区域内である中央制御室から操作可能な設計とする。

可搬型重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても設置、及び常設設備との接続に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定するが、放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により、当該設備の設置、及び常設設備との接続が可能な設計とする。

1.1.8.4 操作性及び試験・検査性

(1) 操作性の確保

a. 操作の確保

想定される重大事故等が発生した場合においても、重大事故等対処設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「1.1.8.3 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置するか、操作台を近傍に常設又は配置できる設計とする。また、防護具、照明等は重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具又は取付金具を用いて、確実に作業ができる設計とする。専用工具は、作業場所の近傍又は保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路の近傍に保管できる設計とする。可搬型重大事故等対処設備の

運搬・設置が確実に行えるように、人力、車両等による運搬又は移動ができるとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

操作内容として、現場操作については、現場の操作スイッチは、運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とし、現場での操作が可能な設計とする。また、電源操作は、感電防止のため電源の露出部への近接防止を考慮した設計とし、常設重大事故等対処設備の操作に際しては手順どおりの操作でなければ接続できない構造の設計とする。現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。現場での接続作業は、ボルト締めフランジ、コネクタ構造又はより簡便な接続規格等、接続規格を統一することにより、確実に接続ができる設計とする。ディスタンスピースはボルト締めフランジで取り付ける構造とする等操作が確実に行える設計とする。また、重大事故等に対処するために急速な手動操作を必要とする機器及び弁の操作は、要求時間内に達成できるように中央制御室設置の制御盤での操作が可能な設計とする。制御盤の操作器は運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とする。

b. 系統の切替性

重大事故等対処設備のうち、本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な弁等を設ける設計とする。

c. 可搬型重大事故等対処設備の常設設備との接続性

可搬型重大事故等対処設備を常設設備と接続するものについては、容易かつ確実に接続できるように、ケーブルは種別によって規格の統一を考慮したコネクタ又はより簡便な接続規格等を、配管は配管径や内部流体の圧力によって、高圧環境においてはフランジを、小口径配管かつ低圧環境においてはより簡便な接続規格等を用いる設計とする。また、同一ポンプを接続する配管は同口

径のフランジ接続とする等、複数の系統での規格の統一も考慮する。

d. 発電所内の屋外道路及び屋内通路の確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の設計とする。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬又は移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

電磁的障害に対しては道路・通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。

屋外アクセスルートに対する地震による影響（周辺構築物の倒壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊及び道路面の滑り）、その他自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪並びに降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ２台（予備１台）及び油圧ショベル１台（予備１台）を保管及び使用する。また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する設計とする。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確保する設計とする。想定を上回る万一のガレキ発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。また、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。自然現象のうち凍結及び森林火災、外部人為事象のうち、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対しては、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する設計とする。落雷に対しては避雷設備が必要となる箇所にアクセスルートを設定しない設計とする。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い通行性を確保する設計とする。

アクセスルートの地盤については、基準地震動による地震力に対して、耐震裕度を有する地盤に設定することで通行性を確保する設計とする。また、耐震裕度の低い地盤に設定する場合は、道路面の滑りによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する

設計とする。不等沈下に伴う段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、ブルドーザによる段差発生箇所の復旧を行う設計とする。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる設計とする。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、複数のアクセスルートによる迂回や油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

屋外アクセスルートは、考慮すべき自然現象のうち、凍結及び積雪に対しては、車両へのオールシーズンタイヤを配備することにより通行する。また、地震による薬品タンクからの溢水に対する薬品防護具の運用については「添付書類十 5.1 重大事故等対策」に示す。

大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる大規模損壊発生時の屋外アクセスルートの確保及び消火活動等については、「添付書類十 5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」に示す。

屋外アクセスルートの地震発生時における、火災の発生防止策（可燃物収納容器の固縛による転倒防止及びボンベ口金の通常閉運用）及び火災の拡大防止策（燃料保管庫を設置している保管場所に火災感知器設置）については、「火災防護計画」に定める。

屋内アクセスルートは、地震、津波、その他自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、降灰及び森林火災）及び外部人為事象（近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガス）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する設計とする。

屋内アクセスルートにおいては、溢水等に対して、アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具を着用する。また、地震

時に資機材の転倒及び散乱により通行が阻害されないように火災の発生防止対策や、通行性確保対策として、撤去出来ない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛又は転倒防止により支障をきたさない措置を講じる。屋外及び屋内アクセスルートにおいては、停電時及び夜間等の確実な運搬や移動のため可搬型照明装置を配備する。これらの運用については、「添付書類十 5.1 重大事故等対策」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

(2) 試験・検査等

重大事故等対処設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統試験においては、試験及び検査ができるテストライン等の設備を設置又は必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある重大事故等対処設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、こ

の限りとはしない設計とする。また、多様性又は多重性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多様性及び多重性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

運転中における安全保護系に準じる設備である、運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）緩和設備においては、重大事故等対処設備としての多重性を有さないため、検査実施中に機能自体の維持はできないが、原則として運転中に定期的に健全性を確認するための試験ができる設計とするとともに、原子炉停止系及び非常用炉心冷却系等の不必要な動作が発生しない設計とする。

代替電源設備及び可搬型のポンプを駆動するための電源は、系統の重要な部分として適切な定期的試験又は検査が可能な設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

1.1.8.5 各設備の基本設計方針

(1) 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(2) 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

(3) 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(4) 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(5) 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(6) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(7) 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する

機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(8) 計装設備（重大事故等対処設備）

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために必要なパラメータにより、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するための設備を設置及び保管する。

(9) 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行するために必要な重大事故等対処設備を設置する。

(10) 中央制御室(重大事故等時)

中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(11) 放射線管理設備（重大事故等時)

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

(12) 原子炉格納容器内の冷却等のための設備

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉

格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(13) 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(14) 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置する。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することで、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する。

(15) 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(16) 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設の水素爆発による損傷を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(17) 代替電源設備

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(18) 緊急時対策所(重大事故等時)

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

(19) 通信連絡設備(重大事故等時)

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

1.1.9 特定重大事故等対処施設に関する基本方針

特定重大事故等対処施設は、原子炉格納施設及び原子炉補助建屋（以下「原子炉補助建屋等」という。）への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがなく、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を有し、原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの間、使用できる設計とする。

また、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「10.13.1 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項」を考慮した設計とする。

加えて、特定重大事故等対処施設は、「1.11.9.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年

6 月 19 日制定)」に対する適合」に基づく地盤上への設置並びに「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」を一の施設で満たす設計とする。

1.1.9.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散、悪影響防止等

(1) 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地すべり、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風)、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下)、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響)、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

特定重大事故等対処施設を構成する設備を内包する建屋及び地上のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃によ

る損傷の防止が図られた設計又は設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた設計とする。

地中に埋設された[redacted]及び地中のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

建屋の地下部及び地中のトレンチについては、地下水によって特定重大事故等対処施設を構成する設備が機能を損なうことのないように、地下水が内部に容易に流れ込まないようコンクリート構造とするとともに、必要に応じて排水設備を設ける設計とする。

環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件を考慮する。原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件における健全性については、「1.1.9.3 環境条件等」に記載する。

風（台風）、凍結、降水、積雪、火山の影響及び電磁的障害に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれることのない設計とする。

竜巻のうち風荷重に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環境条件にて考慮し設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがない設計とする。

地震及び地すべりに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「1.11.9.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

する適合」に基づく地盤上に設置する。なお、基準地震動を一定程度超える地震動に対しての特定重大事故等対処施設の頑健性の確保の方針を踏まえ、[redacted]基礎地盤の支持性能については、基準地震動による地震力に対して、更に十分な余裕が確保されていることを詳細設計において確認する。

地震、津波及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、落雷、生物学的事象、森林火災、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、これらの自然現象等による損傷の防止が図られた[redacted]に設置する。

竜巻及び近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）に対して、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた[redacted]、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた[redacted]に設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落に

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

よる火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響)、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、[redacted]も防護するか、又は可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。落雷に対して[redacted]は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して[redacted]は、侵入防止対策により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「10.13.1 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項」を考慮して設置する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、特定重大事故等対処施設を構成する設備は

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と可能な限り異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とする。

(2) 悪影響の防止

特定重大事故等対処施設を構成する設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設及び重大事故等対処設備（当該の特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。））に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他の設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成及び系統隔離をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通常時の系統構成を変えることなく特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、要求される機能が複数ある場合は、同時に複数の機能で使用しない設計とする。

地震による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、地震により他の設備へ悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行う。

地震に対する耐震設計については「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」に示す。

地震起因以外の火災による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護

に関する基本方針」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備の破損等により生じる溢水により、他の設備へ悪影響を与えない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた[redacted]、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた[redacted]に設置することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、風荷重を考慮し、固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「1.1.9.3 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。特定重大事故等対処施設を構成する設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

(3) 共用の禁止

特定重大事故等対処施設を構成する設備の各機器については、2以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する特定重大事故等対処施設を構成する設備はなく共用を考慮する必要はない。

1.1.9.2 容量等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損を防止する目的を果たすために、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

事故対応手段として機能別に設計を行う。原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの 7 日間にわたっての原子炉格納容器の破損防止は、これらの機能の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、弁放出流量、発電機容量、計装設備の計測範囲等とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様が、機能の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であることを確認した上で、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のみの系統及び機器を使用するものについては、機能の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

1.1.9.3 環境条件等

(1) 環境条件

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力、湿度による影響、

屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時に[ ]を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置（使用）する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

[ ]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における[ ]の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、[ ]から可能な設計とする。

[ ]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

で可能な設計とする。

屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。操作は、 で可能な設計とする。

を通水する系統への影響に対しては、常時 を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時 を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は、 影響を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を損なうおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備が溢水によりその機能を損なわないように、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置する。

地震による荷重を含む耐震設計については、「1.3.3 特定重大事故

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

等対処施設の耐震設計」に、火災防護については、「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

(2) 特定重大事故等対処施設を構成する設備の設置場所

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設置場所での操作及び復旧作業に期待する設備の設置場所は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

その他の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、放射線の影響を受けない[redacted]から操作可能な設計とする。

1.1.9.4 操作性及び試験・検査性

(1) 操作性の確保

a. 操作の確保

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても、特定重大事故等対処施設を構成する設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「1.1.9.3 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置する。また、防護具、照明等は原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具を用いて、確実に

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

作業ができる設計とする。[redacted]に保管できる設計とする。

操作内容として、現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。また、その他の操作を必要とする機器及び弁の操作は、[redacted]での操作が可能な設計とする。[redacted]の操作器は特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の操作性を考慮した設計とし、確実な操作が可能な設計とする。

b. 系統の切替性

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち、本来の用途以外の用途として原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な弁等を設ける設計とする。

(2) 試験・検査等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

試験においては、試験及び検査ができるテストライン等の設備を設置又は必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある特定重大事故等対処施設を構成する設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、この限りとはしない設計とする。また、多重性又は多様性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多重性又は多様性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則、分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

1.1.9.5 特定重大事故等対処施設を構成する設備の基本設計方針

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによって、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）が有する原子炉格納容器の破損を防止する機能が喪失した場合に、原子炉格納容器の破損による原子炉施設外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため以下の(1)～(8)の機能を有する特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置する。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

(2) 炉内の溶融炉心の冷却機能

(3) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

(4) 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

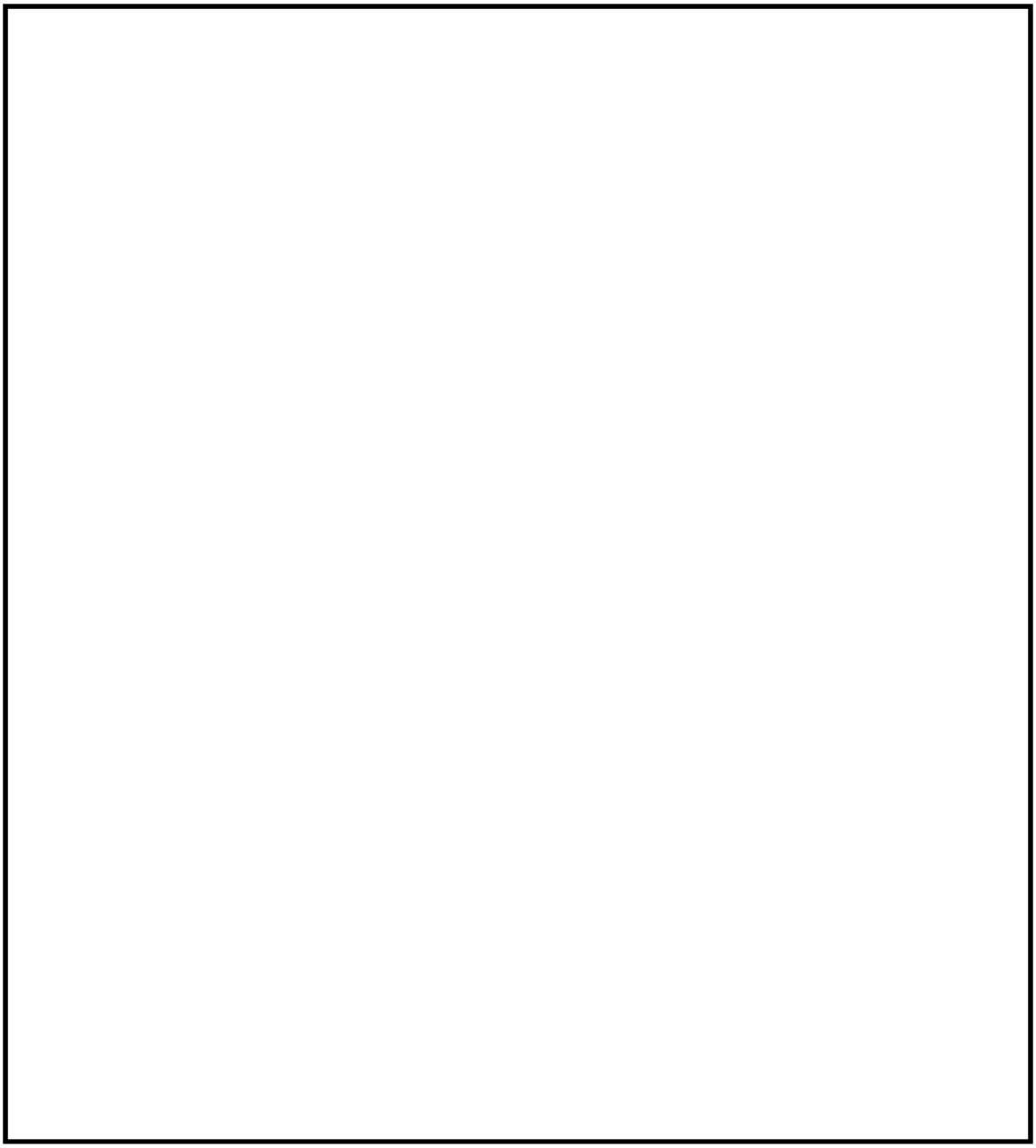
(5) 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

(6) 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能

(7) サポート機能（電源設備、計装設備、通信連絡設備）

(8) 上記設備の関連機能（減圧弁、配管等）

また、(1)～(8)の機能を制御する緊急時制御室を設ける。



1.1.10 物理的分離及び電気的分離に関する基本方針

安全保護回路、工学的安全施設等の重要度の特に高い安全機能を有する系統で多重性又は多様性のある系統は、必要に応じて各系列は互いに

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

機器、配管、ケーブル等を適切な離隔距離を取って分離配置、障壁の設置、電気的に分離する等によって、万一、1 つの系列が火災や機器、配管、ケーブル等の破損等により運転不能になっても、他の系列にその影響が波及してその安全機能が喪失しないように、独立性を備えた設計とする。

1.1.11 強度設計の基本方針

発電所の建物、構築物、機器、配管及びそれらの支持構造物は、自重、内圧、外圧、熱荷重、地震荷重等の条件に対し、十分な強度を有し、かつ、その機能を維持できるように設計する。

荷重の組合せと許容応力については、「建築基準法」、「日本建築学会各種構造設計及び計算規準」、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」等にしたがうものとする。

また、諸外国の規格、基準等を参考にする等、できるだけ新しい知見を取り入れて強度上十分安全な設計とする。

1.2 安全機能の重要度分類

原子炉施設の安全機能の相対的重要度を、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、次のように定め、これらの機能を果たすべき構築物、系統及び機器を適切に設計する。

1.2.1 安全上の機能別重要度分類

安全機能を有する構築物、系統及び機器を、それが果たす安全機能の性質に応じて、次の 2 種に分類する。

(1) その機能の喪失により、原子炉施設を異常状態に陥れ、もって一般公衆ないし放射線業務従事者に過度の放射線被ばくを及ぼすおそれのあるもの（異常発生防止系。以下「ＰＳ」という。）。

(2) 原子炉施設の異常状態において、この拡大を防止し、又はこれを速やかに収束せしめ、もって一般公衆ないし放射線業務従事者に及ぼすおそれのある過度の放射線被ばくを防止し、又は緩和する機能を有するもの（異常影響緩和系。以下「ＭＳ」という。）。

また、ＰＳ及びＭＳのそれぞれに属する構築物、系統及び機器を、その有する安全機能の重要度に応じ、それぞれクラス１、クラス２及びクラス３に分類する。それぞれのクラスの呼称は、第 1.2.1 表に掲げるとおりとする。

上記に基づく原子炉施設の安全上の機能別重要度分類を第 1.2.2 表に示す。

なお、各クラスに属する構築物、系統及び機器の基本設計ないし基本的設計方針は、確立された設計、建設及び試験の技術並びに運転管理により、安全機能確保の観点から、次の各号に掲げる基本的目標を達成できるようにする。

a. クラス１：合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

b. クラス２：高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

c. クラス３：一般の産業施設と同等以上の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

1.2.2 分類の適用の原則

原子炉施設の安全上の機能別重要度分類を具体的に適用するに当たっては、原則として次によることとする。

(1) 安全機能を直接果たす構築物、系統及び機器（以下「当該系」という。）が、その機能を果たすために直接又は間接に必要とする構築物、系統及び機器（以下「関連系」という。）の範囲と分類は、次の各号に掲げるところによるものとする。

a. 当該系の機能遂行に直接必要となる関連系（以下「直接関連系」という。）は、当該系と同位の重要度を有するものとみなす。

b. 当該系の機能遂行に直接必要はないが、その信頼性を維持し、又は担保するために必要な関連系（以下「間接関連系」という。）は、当該系より下位の重要度を有するものとみなす。ただし、当該系がクラス３であるときは、関連系はクラス３とみなす。

(2) 一つの構築物、系統及び機器が、二つ以上の安全機能を有するときは、果たすべきすべての安全機能に対する設計上の要求を満足させるものとする。

(3) 安全機能を有する構築物、系統又は機器は、これら二つ以上のものの間において、又は安全機能を有しないものとの間において、その一方の運転又は故障等により、同位ないし上位の重要度を有する他方に期待される安全機能が阻害され、もって原子炉施設の安全が損なわれることのないように、機能的隔離及び物理的分離を適切に考慮する。

(4) 重要度の異なる構築物、系統又は機器を接続するときは、下位の重要度のものに上位の重要度のものと同等の設計上の要求を課すか、又は上位の重要度のものと同等の隔離装置等によって、下位の重要度のものの故障等により上位の重要度のものの安全機能が損なわれないように、適切な機能的隔離が行われるよう考慮する。

1.3 耐震設計

原子炉施設の耐震設計は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」に適合するように、「1.3.1 設計基準対象施設の耐震設計」、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.3.4 主要施設の耐震構造」及び「1.3.5 地震検知による耐震安全性の確保」にしたがって行う。

1.3.1 設計基準対象施設の耐震設計

1.3.1.1 設計基準対象施設の耐震設計の基本方針

設計基準対象施設の耐震設計は、以下の項目にしたがって行う。

(1) 地震により生ずるおそれがあるその安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度が特に大きいもの（以下「耐震重要施設」という。）は、その供用中に当該耐震重要施設に大きな影響を及ぼすおそれがある地震による加速度によって作用する地震力に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

(2) 設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）は、地震により発生するおそれがある安全機能の喪失（地震に伴って発生するおそれがある津波及び周辺斜面の崩壊等による安全機能の喪失を含む。）及びそれに続く放射線による公衆への影響を防止する観点から、各施設の安全機能が喪失した場合の影響の相対的な程度（以下「耐震重要度」という。）に応じて、耐震重要度分類をＳクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じた地震力に十分耐えられるように設計する。

(3) 建物・構築物については、耐震重要度分類の各クラスに応じて算定する地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

なお、建物・構築物とは、建物、構築物及び土木構造物（屋外重要土木構造物及びその他の土木構造物）の総称とする。

ここで、屋外重要土木構造物とは、耐震安全上重要な機器・配管系の間接支持機能若しくは非常時における海水の通水機能を求められる土木構造物をいう。

(4) Ｓクラスの施設（(6)に記載のものを除く。）は、基準地震動 Ss による地震力に対して、その安全機能が保持できるように設計する。

また、弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。

(5) Ｓクラスの施設（(6)に記載のものを除く。）については、静的地震力は、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

また、基準地震動 Ss 及び弾性設計用地震動 Sd による地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。なお、水平２方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用し、影響が考えられる施設、設備については許容限界の範囲内にとどまることを確認する。

(6) 屋外重要土木構造物、津波防護機能を有する設備（以下「津波防護施設」という。）、浸水防止機能を有する設備（以下「浸水防止設備」という。）及び敷地における津波監視機能を有する施設（以下「津波監視設備」という。）並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、構造全体として変形能力について十分な余裕を有するとともに、それぞれの施設及び設備に要求される機能が保持できるように設計する。なお、基準地震動 Ss の水平２方向及び鉛直方向の地震力の組合せについてはＳクラス施設と同様とする。

(7) 使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

また、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置す

ることで、使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部の金属部への衝突に対してその安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

なお、水平地震力と鉛直地震力は同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

使用済燃料乾式貯蔵容器の周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設は、Ｃクラスに準じた設計とする。

(8) Ｂクラスの施設は、静的地震力に対して、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。

また、共振のおそれのある施設については、その影響についての検討を行う。その場合、検討に用いる地震動は、弾性設計用地震動 Sd に 2 分の 1 を乗じたものとする。なお、当該地震動による地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとし、Ｓクラス施設と同様に許容限界の範囲内にとどまることを確認する。

(9) Ｃクラスの施設は、静的地震力に対して、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるように設計する。

(10) 耐震重要施設が、耐震重要度分類の下位のクラスに属するものの波及的影響によって、その安全機能を損なわないように設計する。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器は、周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。なお、貯蔵用緩衝体は、「兼用キャスク告示」に定める地震力に対して、緩衝性能が損なわれず、使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落しないように設計する。また、周辺施設等の衝突によっても使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落せず、緩衝性能を発揮できる設計とする。

(11) 設計基準対象施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

(12) 炉心内の燃料被覆材の放射性物質の閉じ込めの機能については、以下のとおり設計する。

弾性設計用地震動による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、炉心内の燃料被覆材の応答が全体的におおむね弾性状態にとどまるように設計する。

基準地震動による地震力に対して、放射性物質の閉じ込めの機能に影響を及ぼさないように設計する。

1.3.1.2 耐震重要度分類

設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）の耐震重要度分類を、次のように分類する。

(1) Ｓクラスの施設

地震により発生するおそれがある事象に対して、原子炉を停止し、炉心を冷却するために必要な機能を持つ施設、自ら放射性物質を内蔵している施設、当該施設に直接関係しておりその機能喪失により放射性物質を外部に拡散する可能性のある施設、これらの施設の機能喪失により事故に至った場合の影響を緩和し、放射線による公衆への影響を軽減するために必要な機能を持つ施設及びこれらの重要な安全機能を支援するために必要となる施設並びに地震に伴って発生するおそれがある津波による安全機能の喪失を防止するために必要となる施設であって、その影響が大きいものであり、次の施設を含む。

・原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管系
・使用済燃料を貯蔵するための施設
・原子炉の緊急停止のために急激に負の反応度を付加するための施設及び原子炉の停止状態を維持するための施設
・原子炉停止後、炉心から崩壊熱を除去するための施設
・原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故後、炉心から崩壊熱を除去するための施設
・原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故の際に、圧力障壁となり放射性物質の放散を直接防ぐための施設
・放射性物質の放出を伴うような事故の際に、その外部放散を抑制

するための施設であり、上記の「放射性物質の放散を直接防ぐための施設」以外の施設

・津波防護施設及び浸水防止設備

・津波監視設備

(2) Ｂクラスの施設

安全機能を有する施設のうち、機能喪失した場合の影響がＳクラスの施設と比べ小さい施設であり、次の施設を含む。

・原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていて、１次冷却材を内蔵しているか又は内蔵し得る施設

・放射性廃棄物を内蔵している施設（ただし、内蔵量が少ない又は貯蔵方式により、その破損により公衆に与える放射線の影響が「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和 53 年通商産業省令第 77 号）」第 2 条第 2 項第 6 号に規定する「周辺監視区域」外における年間の線量限度に比べ十分小さいものは除く。）

・放射性廃棄物以外の放射性物質に関連した施設で、その破損により、公衆及び従事者に過大な放射線被ばくを与える可能性のある施設

・使用済燃料を冷却するための施設

・放射性物質の放出を伴うような場合に、その外部放散を抑制するための施設で、Ｓクラスに属さない施設

(3) Ｃクラスの施設

Ｓクラスに属する施設及びＢクラスに属する施設以外の一般産業施設又は公共施設と同等の安全性が要求される施設である。

上記に基づくクラス別施設を第 1.3.1 表に示す。

なお、同表には当該施設を支持する構造物の支持機能が維持されることを確認する地震動及び波及的影響を考慮すべき施設に適用する地震動についても併記する。

1.3.1.3 地震力の算定方法

設計基準対象施設の耐震設計に用いる地震力の算定は以下の方法に

よる。ただし、使用済燃料乾式貯蔵容器の耐震設計に用いる地震力は、「兼用キャスク告示」に定める地震力とし、水平地震力と鉛直地震力は同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

(1) 静的地震力

静的地震力は、Ｓクラスの施設（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物を除く。）、Ｂクラス及びＣクラスの施設に適用することとし、それぞれ耐震重要度分類に応じて次の地震層せん断力係数C_i及び震度に基づき算定する。

a. 建物・構築物

水平地震力は、地震層せん断力係数C_iに、次に示す施設の耐震重要度分類に応じた係数を乗じ、さらに当該層以上の重量を乗じて算定するものとする。

Ｓクラス　3.0

Ｂクラス　1.5

Ｃクラス　1.0

ここで、地震層せん断力係数C_iは、標準せん断力係数C_0を0.2 以上とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮して求められる値とする。

また、必要保有水平耐力の算定においては、地震層せん断力係数C_iに乗じる施設の耐震重要度分類に応じた係数は、Ｓクラス、Ｂクラス及びＣクラス共に 1.0 とし、その際に用いる標準せん断力係数C_0は 1.0 以上とする。

Ｓクラスの施設については、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。鉛直地震力は、震度0.3 以上を基準とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮し、高さ方向に一定として求めた鉛直震度より算定するものとする。

ただし、土木構造物の静的地震力は、安全上適切と認められる規格及び基準を参考に、Ｃクラスに適用される静的地震力を適用

する。

b. 機器・配管系

静的地震力は、上記 a.に示す地震層せん断力係数C_iに施設の耐震重要度分類に応じた係数を乗じたものを水平震度として、当該水平震度及び上記 a.の鉛直震度をそれぞれ 20%増しとした震度より求めるものとする。

なお、Sクラスの施設については、水平地震力と鉛直地震力は同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。ただし、鉛直震度は高さ方向に一定とする。

上記 a.及び b.の標準せん断力係数C_0等の割増し係数の適用については、耐震性向上の観点から、一般産業施設及び公共施設等の耐震基準との関係を考慮して設定する。

(2) 動的地震力

動的地震力は、Sクラスの施設、屋外重要土木構造物及びBクラスの施設のうち共振のおそれのあるものに適用することとし、基準地震動 Ss 及び弾性設計用地震動 Sd から定める入力地震動を入力として、動的解析により水平 2 方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定する。なお、地震力の組合せについては水平 2 方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用するものとし、影響が考えられる施設、設備に対して、許容限界の範囲内にとどまることを確認する。

Bクラスの施設のうち共振のおそれのあるものについては、弾性設計用地震動 Sd から定める入力地震動の振幅を 2 分の 1 にしたものによる地震力を適用する。

屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物については、基準地震動 Ss による地震力を適用する。

「添付書類六 4. 地震」に示す基準地震動 Ss は、「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」及び「震源を特定せず策定する地震動」について、解放基盤表面における水平方向及び鉛直方向の地震動としてそれぞれ策定し、年超過確率は、10^{-4}～10^{-5}程度である。

また、弾性設計用地震動 Sd は、基準地震動 Ss との応答スペクトルの比率が目安として 0.5 を下回らないよう基準地震動 Ss に係数を乗じて設定する。ここで、係数は工学的判断として、原子炉施設の安全機能限界と弾性限界に対する入力荷重の比率が 0.5 程度であるという知見(1)を踏まえ、さらに「原子炉設置変更許可申請書（平成 21 年 8 月 13 日許可／平成 20・08・12 原第 31 号)」の「添付書類八　変更後における原子炉施設の安全設計に関する説明書　15.3.2 動的解析」における 270gal の地震（以下「S_A 地震動」という。）の応答スペクトルをおおむね下回らないよう配慮し、余裕を持たせた値とする。具体的には工学的判断により Ss-2～24 に対して係数 0.5 を乗じた地震動、応答スペクトルに基づく地震動評価による基準地震動 Ss-1 に対してはさらに余裕を見込み、係数 0.52 を乗じた地震動を弾性設計用地震動 Sd として設定する。また、建物・構築物及び機器・配管系共に同じ値を採用することで、弾性設計用地震動 Sd に対する設計に一貫性をとる。なお、弾性設計用地震動 Sd の年超過確率は 10^{-3}～10^{-4} 程度である。弾性設計用地震動 Sd の応答スペクトルを第 1.3.1 図及び第 1.3.2 図に、弾性設計用地震動 Sd の時刻歴波形を第 1.3.3 図～第 1.3.26 図に、弾性設計用地震動 Sd と S_A 地震動の応答スペクトルの比較を第 1.3.27 図に、弾性設計用地震動 Sd と解放基盤表面における地震動の一様ハザードスペクトルの比較を第 1.3.28 図及び第 1.3.29 図に示す。

a. 入力地震動

解放基盤表面は、S 波速度が 1.65km/s 以上となっている E.L. ＋0m としている。

建物・構築物の地震応答解析における入力地震動は、解放基盤表面で定義される基準地震動 Ss 及び弾性設計用地震動 Sd を基に、対象建物・構築物の地盤条件を適切に考慮したうえで、必要に応じ二次元有限要素法又は一次元波動論により、地震応答解析モデルの入力位置で評価した入力地震動を設定する。地盤条件を考慮する場合には、地震動評価で考慮した敷地全体の地下構造と

の関係にも留意し、地盤の非線形応答に関する動的変形特性を考慮する。

また、必要に応じ敷地における観測記録による検証や最新の科学的・技術的知見を踏まえ設定する。

b. 地震応答解析

(a) 動的解析法

ⅰ. 建物・構築物

動的解析による地震力の算定に当たっては、地震応答解析手法の適用性及び適用限界等を考慮のうえ、適切な解析法を選定するとともに、建物・構築物に応じた適切な解析条件を設定する。動的解析は、スペクトルモーダル解析法又は時刻歴応答解析法による。また、三次元応答性状等の評価は、時刻歴応答解析法による。

建物・構築物の動的解析に当たっては、建物・構築物の剛性はそれらの形状、構造特性等を十分考慮して評価し、集中質点系等に置換した解析モデルを設定する。

動的解析には、建物・構築物と地盤との相互作用を考慮するものとし、解析モデルの地盤のばねは、基礎版の平面形状、地盤の剛性等を考慮して定める。設計用地盤定数は、原則として、弾性波試験によるものを用いる。

地盤－建物・構築物連成系の減衰定数は、振動エネルギーの地下逸散及び地震応答における各部のひずみレベルを考慮して定める。

弾性設計用地震動 Sd に対しては弾性応答解析を行う。

基準地震動 Ss に対する応答解析において、主要構造要素がある程度以上弾性範囲を超える場合には、実験等の結果に基づき、該当する建物部分の構造特性に応じて、その弾塑性挙動を適切に模擬した復元力特性を考慮した応答解析を行う。

また、Ｓクラスの施設を支持する建物・構築物の支持機能を検討するための動的解析において、施設を支持する建物・

構築物の主要構造要素がある程度以上弾性範囲を超える場合には、その弾塑性挙動を適切に模擬した復元力特性を考慮した応答解析を行う。

応答解析に用いる材料定数については、地盤の諸定数も含めて不確かさによる変動幅を適切に考慮する。また、必要に応じて建物・構築物及び機器・配管系の設計用地震力に及ぼす影響を検討する。

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋については、三次元有限要素法等から、建物・構築物の三次元応答性状及び機器・配管系への影響を評価する。

屋外重要土木構造物の動的解析は、構造物と地盤の相互作用を考慮できる連成系の地震応答解析手法とし、地盤及び構造物の地震時における非線形挙動の有無や程度に応じて、線形、等価線形又は非線形解析のいずれかにて行う。

なお、地震力については、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定する。

ⅱ．機器・配管系

動的解析による地震力の算定に当たっては、地震応答解析手法の適用性及び適用限界等を考慮のうえ、適切な解析法を選定するとともに、解析条件として考慮すべき減衰定数、剛性等の各種物性値は、適切な規格及び基準又は試験等の結果に基づき設定する。

機器の解析に当たっては、形状、構造特性等を考慮して、代表的な振動モードを適切に表現できるよう質点系モデル、有限要素モデル等に置換し、設計用床応答曲線を用いたスペクトルモーダル解析法又は時刻歴応答解析法により応答を求める。

配管系については、熱的条件及び口径から高温配管又は低温配管に分類し、その仕様に応じて適切なモデルに置換し、設計用床応答曲線を用いたスペクトルモーダル解析法又は時

刻歴応答解析法により応答を求める。

スペクトルモーダル解析法及び時刻歴応答解析法の選択に当たっては、衝突・すべり等の非線形現象を模擬する観点又は既往研究の知見を取り入れ実機の挙動を模擬する観点で、建物・構築物の剛性及び地盤物性の不確かさへの配慮をしつつ時刻歴応答解析を用いる等、解析対象とする現象、対象設備の振動特性・構造特性等を考慮し適切に選定する。

また、設備の三次元的な広がりを踏まえ、適切に応答を評価できるモデルを用い、水平２方向及び鉛直方向の応答成分について適切に組み合わせるものとする。

なお、剛性の高い機器は、その機器の設置床面の最大応答加速度の 1.2 倍の加速度を震度として作用させて地震力を算定する。

(3) 設計用減衰定数

応答解析に用いる減衰定数は、安全上適切と認められる規格及び基準、既往の振動実験、地震観測の調査結果等を考慮して適切な値を定める。

なお、建物・構築物の応答解析に用いる鉄筋コンクリートの減衰定数の設定については、既往の知見に加え、既設施設の地震観測記録等により、その妥当性を検討する。

また、地盤と屋外重要土木構造物の連成系地震応答解析モデルの減衰定数については地中構造物としての特徴、同モデルの振動特性を考慮して適切に設定する。

1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界

設計基準対象施設の耐震設計における荷重の組合せと許容限界は以下による。

(1) 耐震設計上考慮する状態

地震以外に設計上考慮する状態を次に示す。

a. 建物・構築物

(a) 運転時の状態

原子炉施設が運転状態にあり、通常の自然条件下におかれている状態

ただし、運転状態には通常運転時、運転時の異常な過渡変化時を含むものとする。

(b) 設計基準事故時の状態

原子炉施設が設計基準事故時にある状態

(c) 設計用自然条件

設計上基本的に考慮しなければならない自然条件（積雪荷重及び風荷重）

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態

原子炉の起動、停止、出力運転、高温待機、燃料取替え等が計画的又は頻繁に行われた場合であって運転条件が所定の制限値以内にある運転状態

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態

通常運転時に予想される機械又は器具の単一の故障若しくはその誤作動又は運転員の単一の誤操作及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって発生する異常な状態であって、当該状態が継続した場合には炉心又は原子炉冷却材圧力バウンダリの著しい損傷が生ずるおそれがあるものとして安全設計上想定すべき事象が発生した状態

(c) 設計基準事故時の状態

発生頻度が運転時の異常な過渡変化より低い異常な状態であって、当該状態が発生した場合には原子炉施設から多量の放射性物質が放出するおそれがあるものとして安全設計上想定すべき事象が発生した状態

(d) 設計用自然条件

設計上基本的に考慮しなければならない自然条件（積雪荷重、風荷重及び津波荷重）

(2) 荷重の種類

a. 建物・構築物

(a) 原子炉のおかれている状態にかかわらず常時作用している荷重、すなわち固定荷重、積載荷重、土圧、水圧及び通常の気象条件による荷重

(b) 運転時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 地震力、積雪荷重及び風荷重

ただし、運転時の状態及び設計基準事故時の状態での荷重には、機器・配管系から作用する荷重が含まれるものとし、地震力には、地震時土圧、機器・配管系からの反力、スロッシング等による荷重が含まれるものとする。

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態で施設に作用する荷重

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 地震力、積雪荷重、風荷重及び津波荷重

(3) 荷重の組合せ

地震力と他の荷重との組合せは次による。

a. 建物・構築物（c.に記載のものを除く。）

(a) Ｓクラスの建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時（通常運転時又は運転時の異常な過渡変化時）に施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) Ｓクラスの建物・構築物については、常時作用している荷重及び設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重のうち長時間その作用が続く荷重と弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力とを組み合わせる。

(c) Ｂクラス及びＣクラスの建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重と動的地震力又は静的地震力とを組み合わせる。

b. 機器・配管系（c.に記載のものを除く。）

(a) Ｓクラスの機器・配管系については、通常運転時の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) Ｓクラスの機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態及び設計基準事故時の状態のうち地震によって引き起こされるおそれのある事象によって施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(c) Ｓクラスの機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態及び設計基準事故時の状態のうち地震によって引き起こされるおそれのない事象であっても、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重は、その事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の関係を踏まえ、適切な地震力と組み合わせる。

(d) Ｂクラス及びＣクラスの機器・配管系については、通常運転時の状態で施設に作用する荷重及び運転時の異常な過渡変化時の状態で施設に作用する荷重と、動的地震力又は静的地震力とを組み合わせる。

(e) 使用済燃料乾式貯蔵容器については、通常運転時の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

c. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

(a) 津波防護施設及び浸水防止設備が設置された建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重と基準地震動 Ss による地震力とを組み合わせる。

(b) 浸水防止設備及び津波監視設備については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重等と基準地震動 Ss による地震力とを組み合わせる。

なお、上記 c.(a)及び(b)については、地震と津波が同時に作用する可能性について検討し、必要に応じて基準地震動 Ss による地震力と津波による荷重の組合せを考慮する。また、津波以外による

荷重については、「(2) 荷重の種類」に準じるものとする。

d. 荷重の組合せ上の留意事項

(a) Ｓクラスの施設に作用する地震力のうち動的地震力については、水平２方向と鉛直方向の地震力とを適切に組み合わせ算定するものとする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器に作用する「兼用キャスク告示」に定める地震力については、水平地震力及び鉛直地震力は、同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

(b) ある荷重の組合せ状態での評価が明らかに厳しいことが判明している場合には、その他の荷重の組合せ状態での評価は行わないことがある。

(c) 複数の荷重が同時に作用する場合、それらの荷重による応力の各ピークの生起時刻に明らかなずれがあることが判明しているならば、必ずしもそれぞれの応力のピーク値を重ねなくてもよいものとする。

(d) 上位の耐震重要度分類の施設を支持する建物・構築物の当該部分の支持機能を確認する場合においては、支持される施設の耐震重要度分類に応じた地震力と常時作用している荷重、運転時の状態で施設に作用する荷重及びその他必要な荷重とを組み合わせる。なお、第 1.3.1 表に対象となる建物・構築物及びその支持機能が維持されていることを検討すべき地震動等について記載する。

(4) 許容限界

各施設の地震力と他の荷重とを組み合わせた状態に対する許容限界は次のとおりとし、安全上適切と認められる規格及び基準又は試験等で妥当性が確認されている許容応力等を用いる。

a. 建物・構築物（c.に記載のものを除く。）

(a) Ｓクラスの建物・構築物

ｉ. 弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力との組合せに対する許容限界

建築基準法等の安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。

ⅱ．基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界

構造物全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有し、建物・構築物の終局耐力に対して妥当な安全余裕を持たせることとする。

なお、終局耐力は、建物・構築物に対する荷重又は応力を漸次増大していくとき、その変形又はひずみが著しく増加するに至る限界の最大耐力とし、既往の実験式等に基づき適切に定めるものとする。

(b) Ｂクラス及びＣクラスの建物・構築物（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

上記(a)ⅰ.による許容応力度を許容限界とする。

(c) 耐震重要度分類の異なる施設を支持する建物・構築物（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

上記(a)ⅱ.を適用するほか、耐震重要度分類の異なる施設を支持する建物・構築物が、変形等に対してその支持機能を損なわないものとする。

なお、当該施設を支持する建物・構築物の支持機能が損なわれないことを確認する際の地震動は、支持される施設に適用される地震動とする。

(d) 建物・構築物の保有水平耐力（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

建物・構築物については、当該建物・構築物の保有水平耐力が必要保有水平耐力に対して耐震重要度分類に応じた安全余裕を有していることを確認する。

(e) 屋外重要土木構造物

ⅰ．静的地震力との組合せに対する許容限界

安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。

ⅱ．基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界

構造部材の曲げについては限界層間変形角、終局曲率又は許容応力度、構造部材のせん断についてはせん断耐力又は許容応力度を許容限界とする。

なお、限界層間変形角、終局曲率及びせん断耐力の許容限界に対して妥当な安全余裕を持たせることとし、それぞれの安全余裕については、各施設の機能要求等を踏まえ設定する。

(f) その他の土木構造物

安全上適切と認められる規格及び基準による許容応力度を許容限界とする。

b. 機器・配管系（c.に記載のものを除く。）

(a) Ｓクラスの機器・配管系

ⅰ．弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力との組合せに対する許容限界

応答が全体的におおむね弾性状態にとどまることとする。

ただし、１次冷却材喪失事故時に作用する荷重との組合せ（原子炉格納容器及び非常用炉心冷却設備等における長期的荷重との組合せを除く。）に対しては、下記(a)ⅱ.に示す許容限界を適用する。

ⅱ．基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界

塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な余裕を有し、その施設に要求される機能に影響を及ぼさないように応力、荷重等を制限とする値を許容限界とする。

また、地震時又は地震後に動的機能が要求される機器等については、基準地震動 Ss による応答に対して、実証試験等により確認されている機能維持加速度等を許容限界とする。

(b) Ｂクラス及びＣクラスの機器・配管系

応答が全体的におおむね弾性状態にとどまることとする。

(c) 燃料集合体

地震時に作用する荷重に対して、燃料集合体の１次冷却材流路を維持できること及び過大な変形や破損を生ずることにより制御棒の挿入が阻害されることがないことを確認する。

(d) 燃料被覆材

炉心内の燃料被覆材の放射性物質の閉じ込めの機能については、以下のとおり確認する。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に生じるそれぞれの荷重と、弾性設計用地震動による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力を組み合わせた荷重条件に対して、炉心内の燃料被覆材の応答が全体的におおむね弾性状態に留まることを確認する。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に生じるそれぞれの荷重と基準地震動による地震力を組み合わせた荷重条件により塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルに留まって破断延性限界に十分な余裕を有し、放射性物質の閉じ込めの機能に影響を及ぼさないことを確認する。

(e) 使用済燃料乾式貯蔵容器

自重その他の貯蔵時に想定される荷重と、「兼用キャスク告示」に定める地震力を組み合わせた荷重条件に対して、当該使用済燃料乾式貯蔵容器に要求される機能を保持することを以下のとおり確認する。また、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器にかかる荷重に対しても、当該使用済燃料乾式貯蔵容器に要求される機能を保持することを、同様に確認する。

密封境界部については、おおむね弾性状態にとどまることを確認する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の臨界防止機能を担保しているバスケットについては、弾性状態にとどまるように設計し、臨界防止上有意な変形を起こさないことを確認する。

その他の部位については、塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルにとどまって破断延性限界に十分な

余裕を有することを確認する。

c. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

津波防護施設及び浸水防止設備が設置された建物・構築物については、当該施設及び建物・構築物が構造全体としての変形能力（終局耐力時の変形）について十分な余裕を有するとともに、その施設に要求される機能（津波防護機能及び浸水防止機能）が保持できることを確認する。

浸水防止設備及び津波監視設備については、その設備に要求される機能（浸水防止機能及び津波監視機能）が保持できることを確認する。

d. 基礎地盤の支持性能

(a) Ｓクラスの建物・構築物、Ｓクラスの機器・配管系、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の基礎地盤

ⅰ. 基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界

接地圧が、安全上適切と認められる規格及び基準等による地盤の極限支持力度に対して妥当な余裕を有することを確認する。

ⅱ. 弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力との組合せに対する許容限界（屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の基礎地盤を除く。）

接地圧に対して、安全上適切と認められる規格及び基準等による地盤の短期許容支持力度を許容限界とする。

(b) Ｂクラス及びＣクラスの建物・構築物、機器・配管系並びにその他の土木構造物の基礎地盤

上記(a)ⅱ.による許容支持力度を許容限界とする。

1.3.1.5 設計における留意事項

耐震重要施設は、耐震重要度分類の下位のクラスに属する施設（以下「下位クラス施設」という。）の波及的影響によって、その安全機能を損なわないように設計する。

波及的影響については、耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力を適用して評価を行う。なお、地震動又は地震力の選定に当たっては、施設の配置状況、使用時間等を踏まえて適切に設定する。また、波及的影響においては水平２方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用する場合に影響を及ぼす可能性のある施設、設備を選定し評価する。

波及的影響評価に当たっては、以下(1)～(4)を基に、敷地全体を俯瞰した調査・検討等を行い、耐震重要施設の安全機能への影響がないことを確認する。

なお、原子力発電所の地震被害情報を基に、以下(1)～(4)以外に検討すべき事項がないか確認し、新たな検討事項が抽出された場合には、その観点を追加する。

(1) 耐震重要施設

耐震重要施設は、耐震重要度分類の下位のクラスに属する施設（以下「下位クラス施設」という。）の波及的影響によって、その安全機能を損なわないように設計する。

波及的影響については、耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力を適用して評価を行う。なお、地震動又は地震力の選定に当たっては、施設の配置状況、使用時間等を踏まえて適切に設定する。また、波及的影響においては水平２方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用する場合に影響を及ぼす可能性のある施設、設備を選定し評価する。

波及的影響評価に当たっては、以下 a.～d.を基に、敷地全体を俯瞰した調査・検討等を行い、耐震重要施設の安全機能への影響がないことを確認する。

なお、原子力発電所の地震被害情報を基に、以下 a.～d.以外に検討すべき事項がないか確認し、新たな検討事項が抽出された場合には、その観点を追加する。

a. 設置地盤及び地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響

(a) 不等沈下

耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して不等沈下により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

(b) 相対変位

耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力による下位クラス施設と耐震重要施設の相対変位により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

b. 耐震重要施設と下位クラス施設との接続部における相互影響

耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、耐震重要施設に接続する下位クラス施設の損傷により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

c. 建屋内における下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等による耐震重要施設への影響

耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、建屋内の下位クラス施設が損傷、転倒及び落下等により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

d. 建屋外における下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等による耐震重要施設への影響

・耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、建屋外の下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

・耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、耐震重要施設周辺の斜面が崩壊しないことを確認する。

なお、上記 a.～d.の検討に当たっては、溢水、火災の観点からも波及的影響がないことを確認する。

上記の観点で検討した波及的影響を考慮する設備を、第 1.3.1 表中に「波及的影響を考慮すべき施設」として記載する。

(2) 使用済燃料乾式貯蔵容器

使用済燃料乾式貯蔵容器は、周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。

波及的影響の評価に当たっては、以下の 3 つの観点を基に、敷地全体を俯瞰した調査・検討を行い、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なわないことを確認する。なお、原子力発電所の地震被害情報を基に、3 つの観点以外に検討すべき事項がないか確認し、新たな検討事項が抽出された場合には、その観点を追加する。

影響評価には、「兼用キャスク告示」に定める地震力又は基準地震動 Ss 若しくは基準地震動 Ss による地震力を適用して評価を行う。なお、地震動又は地震力の選定に当たっては、施設の配置状況、使用時間等を踏まえて適切に設定する。また、「兼用キャスク告示」に定める地震力を適用する場合は水平地震力及び鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用する場合の影響も考慮し、基準地震動 Ss 又は基準地震動 Ss による地震力を適用する場合は水平 2 方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用する場合の影響も考慮して評価する。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器がその設置地盤により十分に支持されないこと、設置地盤が変形すること及び設置地盤に変位が生じることの影響も考慮して評価するとともに、これらの影響の程度には不確かさがあるため、人の居住の可能性のある敷地境界外において、実効線量が周辺監視区域外における線量限度を超えない範囲内にとどめるように応急復旧にも期待する。応急復旧について手順を整備する。

a. 設置地盤及び地震応答性状の相違等に起因する不等沈下又は相対変位による影響

(a) 不等沈下

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力又は基準地震動 Ss 若しくは基準地震動 Ss による地震力

による周辺施設等の設置地盤の不等沈下による、使用済燃料乾式貯蔵容器の転倒及び落下、他の使用済燃料乾式貯蔵容器及び周辺施設等の衝突並びに使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の損傷に伴う使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能への阻害に対して、その安全機能を損なわないように設計する。

(b) 相対変位

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力又は基準地震動 Ss 若しくは基準地震動 Ss による地震力による周辺施設等との相対変位による、使用済燃料乾式貯蔵容器の転倒及び落下、他の使用済燃料乾式貯蔵容器及び周辺施設等の衝突並びに使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の損傷に伴う使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能への阻害に対して、その安全機能を損なわないように設計する。

b. 使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力による、他の使用済燃料乾式貯蔵容器の衝突により、その安全機能を損なわないように設計する。

c. 使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響

(a) 周辺施設等の損傷、転倒及び落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力又は基準地震動 Ss 若しくは基準地震動 Ss による地震力による周辺施設等の損傷、転倒及び落下等による、使用済燃料乾式貯蔵容器の転倒及び落下、周辺施設等の衝突並びに使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の損傷に伴う使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能への阻害に対して、その安全機能を損なわないように設計する。

(b) 周辺斜面の崩壊

使用済燃料乾式貯蔵容器は、基準地震動 Ss 又は基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺の斜面の崩壊

に対して、その安全機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

なお、上記 a.～c.の検討に当たっては、溢水、火災の観点からも波及的影響がないことを確認する。

(3) 建屋内における下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等による耐震重要施設への影響

耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、建屋内の下位クラス施設が損傷、転倒及び落下等により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

(4) 建屋外における下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等による耐震重要施設への影響

・耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、建屋外の下位クラス施設の損傷、転倒及び落下等により、耐震重要施設の安全機能へ影響がないことを確認する。

・耐震重要施設の設計に用いる地震動又は地震力に対して、耐震重要施設周辺の斜面が崩壊しないことを確認する。

なお、上記(1)～(4)の検討に当たっては、溢水、火災の観点からも波及的影響がないことを確認する。

上記の観点で検討した波及的影響を考慮する設備を、第 1.3.1 表中に「波及的影響を考慮すべき施設」として記載する。

1.3.1.6 構造計画と配置計画

設計基準対象施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

建物・構築物は、原則として剛構造とし、重要な建物・構築物は、地震力に対し十分な支持性能を有する地盤に支持させる。剛構造としない建物・構築物は、剛構造と同等又はそれを上回る耐震安全性を確保する。

機器・配管系は、応答性状を適切に評価し、適用する地震力に対して構造強度を有するように設計する。配置に自由度のあるものは、耐

震上の観点からできる限り重心位置を低くし、かつ、安定性のよい据付け状態になるよう配置する。

また、建物・構築物の建屋間相対変位を考慮しても、建物・構築物及び機器・配管系の耐震安全性を確保する設計とする。

下位クラス施設は原則、耐震重要施設に対して離隔をとり配置する若しくは基準地震動Ssに対し構造強度を保つようにし、耐震重要施設の安全機能を損なわない設計とする。

1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計

1.3.2.1 重大事故等対処施設の耐震設計の基本方針

重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における動的地震力又は静的地震力に対する設計方針を踏襲し、重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等における運転状態、重大事故等の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、設備分類に応じて、以下の項目にしたがって耐震設計を行う。

(1) 常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）

基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

(2) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）

代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類のクラスに適用される地震力に十分に耐えることができるように設計する。

(3) 常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）

基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

なお、本施設と(2)の両方に属する重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力を適用するものとする。

(4) 可搬型重大事故等対処設備

地震による周辺斜面の崩壊、溢水、火災等の影響を受けない場所に適切に保管する。

(5) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類のクラスに適用される地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

(6) 重大事故等対処施設に適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。なお、水平２方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用し、影響が考えられる施設、設備については許容限界の範囲内にとどまることを確認する。

(7) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

(8) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設が、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設

置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない設計とする。

(9) 重大事故等対処施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

(10) 緊急時対策所の耐震設計の基本方針については、「1.3.2.7 緊急時対策所」に示す。

1.3.2.2 重大事故等対処施設の設備分類

重大事故等対処施設について、施設の各設備が有する重大事故等に対処するために必要な機能及び設置状態を踏まえて、以下の区分に分類する。

(1) 常設重大事故防止設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合であって、設計基準事故対処設備の安全機能又は使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失した場合において、その喪失した機能（重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能に限る。）を代替することにより重大事故の発生を防止する機能を有する設備であって常設のもの

a. 常設耐震重要重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの

b. 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、a.以外のもの

(2) 常設重大事故緩和設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故が発生した場合において、当該重大事故の拡大を防止し、又はその影響を緩和するための機能を有する設備であって常設のもの

(3) 可搬型重大事故等対処設備

重大事故等対処設備であって可搬型のもの

重大事故等対処施設のうち、耐震評価を行う主要設備の設備分類について、第 1.3.2 表に示す。

1.3.2.3 地震力の算定方法

重大事故等対処施設の耐震設計に用いる地震力の算定方法は、「1.3.1.3 地震力の算定方法」に示す設計基準対象施設の静的地震力、動的地震力及び設計用減衰定数について、以下のとおり適用する。

(1) 静的地震力

常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設について、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(1) 静的地震力」に示すＢクラス又はＣクラスの施設に適用する地震力を適用する。

(2) 動的地震力

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設について、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(2) 動的地震力」に示す入力地震動を用いた地震応答解析による地震力を適用する。

常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設のうち、Ｂクラスの施設の機能を代替する共振のおそれのある施設については、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(2) 動的地震力」に示す、共振のおそれのあるＢクラスの施設に適用する地震力を適用する。常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物については、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(2) 動的地震力」に示す、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物に適用する地震力を適用する。

なお、重大事故等対処施設のうち、設計基準対象施設の基本構造

と異なる施設については、適用する地震力に対して、要求される機能及び構造健全性が維持されることを確認するため、当該施設の構造を適切にモデル化した上での地震応答解析又は加振試験等を実施する。

(3) 設計用減衰定数

「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(3) 設計用減衰定数」を適用する。

1.3.2.4 荷重の組合せと許容限界

重大事故等対処施設の耐震設計における荷重の組合せと許容限界は以下による。

(1) 耐震設計上考慮する状態

地震以外に設計上考慮する状態を次に示す。

a. 建物・構築物

(a) 運転時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(a) 運転時の状態」を適用する。

(b) 設計基準事故時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(b) 設計基準事故時の状態」を適用する。

(c) 重大事故等の状態

原子炉施設が、重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故の状態で、重大事故等対処施設の機能を必要とする状態

(d) 設計用自然条件

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(c) 設計用自然条件」を適用する。

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(a) 通常運転時の状態」を適用する。

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態」を適用する。

(c) 設計基準事故時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(c) 設計基準事故時の状態」を適用する。

(d) 重大事故等の状態

原子炉施設が、重大事故に至るおそれがある事故又は重大事故の状態で、重大事故等対処施設の機能を必要とする状態

(e) 設計用自然条件

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(d) 設計用自然条件」を適用する。

(2) 荷重の種類

a. 建物・構築物

(a) 原子炉のおかれている状態にかかわらず常時作用している荷重、すなわち固定荷重、積載荷重、土圧、水圧及び通常の気象条件による荷重

(b) 運転時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 重大事故等の状態で施設に作用する荷重

(e) 地震力、積雪荷重及び風荷重

ただし、運転時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等の状態での荷重には、機器・配管系から施設に作用する荷重が含

まれるものとし、地震力には、地震時土圧、機器・配管系からの反力、スロッシング等による荷重が含まれるものとする。

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態で施設に作用する荷重

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 重大事故等の状態で施設に作用する荷重

(e) 地震力、積雪荷重、風荷重及び津波荷重

(3) 荷重の組合せ

地震力と他の荷重との組合せは次による。

a. 建物・構築物（c.に記載のものを除く。）

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物については、常時作用している荷重、設計基準事故時の状態及び重大事故等の状態で施設に作用する荷重のうち、地震によって引き起こされるおそれがある事象によって作用する荷重と地震力とを組み合わせる。重大事故等による荷重が地震によって引き起こされるおそれがある事象によって作用する荷重であるかについては、設計基準対象施設の耐震設計の考え方に基づくとともに、確率論的な考察も考慮した上で設定する。

(c) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物については、常時作用している荷重、設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重のうち地震によって引き起こされるおそれがない事象であっても、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重及び重大事故等の状態で施設に作用する荷重のうち長

期的な荷重は、地震力と組み合わせる。

(d) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重と、動的地震力又は静的地震力とを組み合わせる。

b. 機器・配管系（c.に記載のものを除く。）

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系については、通常運転時の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等の状態で施設に作用する荷重のうち、地震によって引き起こされるおそれがある事象によって施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。重大事故等による荷重が地震によって引き起こされるおそれがある事象によって作用する荷重であるかについては、設計基準対象施設の耐震設計の考え方に基づくとともに、確率論的な考察も考慮した上で設定する。

(c) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等の状態で施設に作用する荷重のうち地震によって引き起こされるおそれがない事象による荷重は、その事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の関係を踏まえ、適切な地震力（基準地震動 Ss 又は弾性設計用地震動 Sd による地震力）と組み合わせる。この組合せについては、事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の積等を考慮し、工学的、総合的に勘案の上設定する。なお、継続時間については対策の成立性も考慮した上で設定する。

以上を踏まえ、重大事故等の状態で施設に作用する荷重と地

震力（基準地震動 Ss 又は弾性設計用地震動 Sd による地震力）との組合せについては、以下を基本設計とする。原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する設備については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、弾性設計用地震動 Sd による地震力とを組み合わせる。また、原子炉格納容器バウンダリを構成する設備（原子炉格納容器内の圧力、温度の条件を用いて評価を行うその他の施設を含む。）については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、弾性設計用地震動 Sd による地震力とを組み合わせる。さらに、その他の施設については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、基準地震動 Ss による地震力とを組み合わせる。

(d) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系については、通常運転時の状態又は運転時の異常な過渡変化時の状態で施設に作用する荷重と、動的地震力又は静的地震力とを組み合わせる。

c. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

「1.3.1.4　荷重の組合せと許容限界」の「(3) 荷重の組合せ」に示す津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の荷重の組合せを適用する。

d. 荷重の組合せ上の留意事項

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設に作用する地震力のうち動的地震力については、水平２方向と鉛直方向の地震力とを適切に組み合わせて算定するものとする。

(b) ある荷重の組合せ状態での評価が明らかに厳しいことが判明している場合には、その他の荷重の組合せ状態での評価は行わないことがある。

(c) 複数の荷重が同時に作用する場合、それらの荷重による応力

の各ピークの生起時刻に明らかなずれがあることが判明しているならば、必ずしもそれぞれの応力のピーク値を重ねなくてもよいものとする。

(d) 重大事故等対処施設を支持する建物・構築物の当該部分の支持機能を確認する場合においては、支持される施設の設備分類に応じた地震力と常時作用している荷重、重大事故等の状態で施設に作用する荷重及びその他必要な荷重とを組み合わせる。

(4) 許容限界

各施設の地震力と他の荷重とを組み合わせた状態に対する許容限界は次のとおりとし、安全上適切と認められる規格及び基準又は試験等で妥当性が確認されている許容応力等を用いる。

a. 建物・構築物（c.に記載のものを除く。）

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの建物・構築物の基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

(b) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＢクラス及びＣクラスの建物・構築物の許容限界を適用する。

(c) 設備分類の異なる重大事故等対処施設を支持する建物・構築物（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す耐震重要度の異なる施設を支持する建物・構築物の許容限界を適用する。なお、適用に当たっては、「耐震重要度」を「設備分類」に読み替える。

(d) 建物・構築物の保有水平耐力（(e)及び(f)に記載のものを除く。）

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す建物・構築物の保有水平耐力に対する許容限界を適用する。

なお、適用に当たっては、「耐震重要度」を「重大事故等対処施設が代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類のクラス」に読み替える。ただし、常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、当該クラスをSクラスとする。

(e) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の土木構造物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す屋外重要土木構造物の基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

(f) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の土木構造物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すその他の土木構造物の許容限界を適用する。

b. 機器・配管系（c.に記載のものを除く。）

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すSクラスの機器・配管系の基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

ただし、原子炉格納容器及び非常用炉心冷却設備等の弾性設計用地震動 Sd と設計基準事故の状態における長期的荷重との組合せに対する許容限界は、「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すSクラスの機器・配管系の弾性設計用地震動 Sd による地震力又は静的地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

(b) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の機器・配管系

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＢクラス及びＣクラスの機器・配管系の許容限界を適用する。

c. 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の許容限界を適用する。

d. 基礎地盤の支持性能

(a) 常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物、機器・配管系、土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の基礎地盤

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの建物・構築物、Ｓクラスの機器・配管系、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の基礎地盤の基準地震動 Ss による地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

(b) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設の建物・構築物、機器・配管系及び土木構造物の基礎地盤

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＢクラス及びＣクラスの建物・構築物、機器・配管系並びにその他の土木構造物の基礎地盤の許容限界を適用する。

1.3.2.5 設計における留意事項

「1.3.1.4 設計における留意事項」の「(1) 耐震重要施設」を適用する。

ただし、適用に当たっては、「耐震重要施設」を「常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対

処施設」に、「安全機能」を「重大事故等に対処するために必要な機能」に読み替える。

なお、下位クラス施設の波及的影響については、Ｂクラス及びＣクラスの施設に加え、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の影響についても評価する。

また、可搬型重大事故等対処設備については、地震による周辺斜面の崩壊、溢水、火災等の影響を受けない場所に適切な保管がなされていることをあわせて確認する。

1.3.2.6 構造計画と配置計画

重大事故等対処施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

建物・構築物は、原則として剛構造とし、重要な建物・構築物は、地震力に対し十分な支持性能を有する地盤に支持させる。 剛構造としない建物・構築物は、剛構造と同等又はそれを上回る耐震安全性を確保する。

機器・配管系は、応答性状を適切に評価し、適用する地震力に対して構造強度を有する設計とする。配置に自由度のあるものは、耐震上の観点からできる限り重心位置を低くし、かつ、安定性のよい据付け状態になるよう配置する。

また、建物・構築物の建屋間相対変位を考慮しても、建物・構築物及び機器・配管系の耐震安全性を確保する設計とする。

Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設は、原則、常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設に対して離隔をとり配置する、若しくは基準地震動Ssに

対し構造強度を保つようにし、常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設の重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない設計とする。

1.3.2.7 緊急時対策所

緊急時対策所については、基準地震動Ssによる地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

緊急時対策所の建物については、耐震構造とし、遮蔽性能を担保する。また、緊急時対策所内の居住性を確保するため、緊急時対策所換気設備の性能とあいまって十分な気密性を確保できるよう、基準地震動Ssに対して、地震時及び地震後において、耐震壁のせん断ひずみが概ね弾性状態にとどまることを基本とする。概ね弾性状態を超える場合は、地震応答解析による耐震壁のせん断ひずみから算定した空気漏えい量が、設置する換気設備の性能を下回ることで必要な気密性を維持する設計とする。

なお、地震力の算定方法及び荷重の組合せと許容限界については、「1.3.2.3 地震力の算定方法」及び「1.3.2.4 荷重の組合せと許容限界」に示す建物・構築物及び機器・配管系のものを適用する。

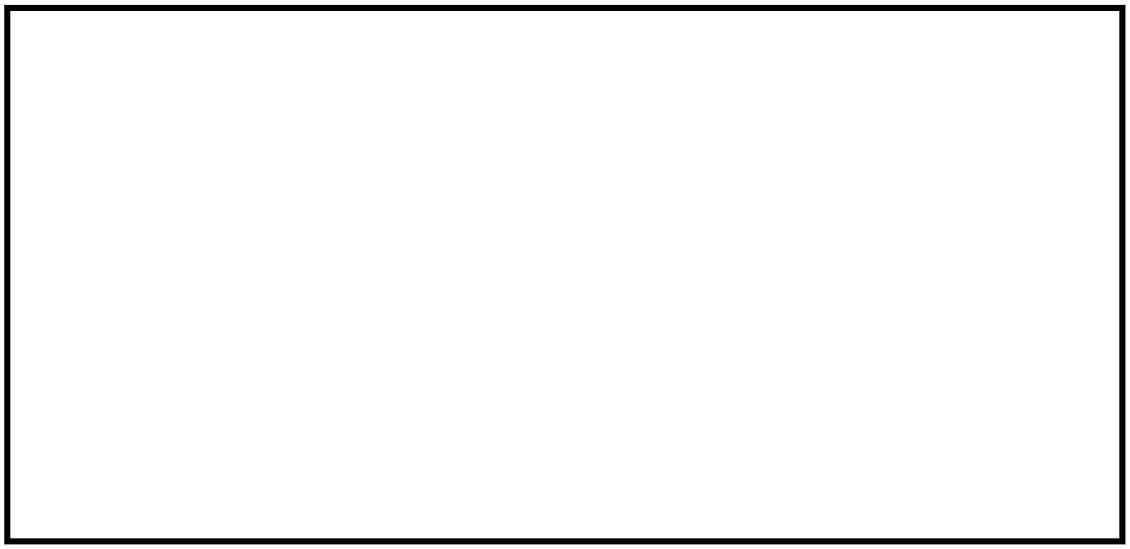
1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計

1.3.3.1 特定重大事故等対処施設の耐震設計の基本方針

特定重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における基準地震動 Ss による地震力並びに弾性設計用地震動 Sd による地震力若しくは静的地震力に対する設計方針を踏襲し、特定重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）における運転状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除

く。）の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、以下の項目にしたがって耐震設計を行う。なお、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等は、人為的な事象であり地震との確率論的な組合せの議論は困難であるが、特定重大事故等対処施設により早期に原子炉格納容器の圧力を低減させ、その後原子炉格納容器を長期的に安定状態に維持するために大規模損壊時の手順を用いた対応に移行し、原子炉格納容器の圧力を大気圧近傍まで低減させることから、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等の状態で施設に作用する荷重と基準地震動 Ss 又は弾性設計用地震動 Sd に相当する地震力とを組み合わせないこととする。

(1) 特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される弾性設計用地震動Sdによる地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、おおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるよう、かつ、基準地震動Ssによる地震力に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(2) 特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

(3) 特定重大事故等対処施設に適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。なお、水平２方向及び鉛直方向の地震力が同時に作用し、影響が考えられる施設、設備については許容限界の範囲内にとどまることを確認する。静的地震力は、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

(4) 特定重大事故等対処施設を津波から防護するための津波防護施設、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物は、基準地震動Ssによる地震力に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

(5) 特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備並びに常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない設計とする。

(6) 特定重大事故等対処施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

1.3.3.2 地震力の算定方法

特定重大事故等対処施設の耐震設計に用いる地震力の算定方法は、「1.3.1.3 地震力の算定方法」に示す設計基準対象施設の静的地震力、動的地震力及び設計用減衰定数について、以下のとおり適用する。

(1) 静的地震力

特定重大事故等対処施設について、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(1) 静的地震力」に示すＳクラスの施設に適用する地震力を適用する。

(2) 動的地震力

特定重大事故等対処施設について、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(2) 動的地震力」に示す入力地震動を用いた地震応答解析による地震力を適用する。

特定重大事故等対処施設を津波から防護するための津波防護施設、

浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物については、「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(2) 動的地震力」に示す屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物に適用する地震力を適用する。

なお、特定重大事故等対処施設のうち、設計基準対象施設の基本構造と異なる施設については、適用する地震力に対して、要求される機能及び構造健全性が維持されることを確認するため、当該施設の構造を適切にモデル化した上での地震応答解析又は加振試験等を実施する。

(3) 設計用減衰定数

「1.3.1.3 地震力の算定方法」の「(3) 設計用減衰定数」を適用する。

1.3.3.3 荷重の組合せと許容限界

特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物の耐震設計における荷重の組合せと許容限界は以下による。

(1) 耐震設計上考慮する状態

地震以外に設計上考慮する状態を次に示す。

a. 建物・構築物

(a) 運転時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(a) 運転時の状態」を適用する。

(b) 設計基準事故時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1)耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(b)設計基準事故時の状態」を適用する。

(c) 重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の

衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態

(d) 設計用自然条件

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1)耐震設計上考慮する状態 a. 建物・構築物」に示す「(c)設計用自然条件」を適用する。

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(a) 通常運転時の状態」を適用する。

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1) 耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態」を適用する。

(c) 設計基準事故時の状態

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1)耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(c) 設計基準事故時の状態」を適用する。

(d) 重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が待機状態にある状態

(e) 重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が運転状態にある状態

(f) 設計用自然条件

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(1)耐震設計上考慮する状態 b. 機器・配管系」に示す「(d)設計用自然条件」を適用する。

(2) 荷重の種類

a. 建物・構築物

(a) 原子炉のおかれている状態にかかわらず常時作用している荷重、すなわち固定荷重、積載荷重、土圧、水圧及び通常の気象条件による荷重

(b) 運転時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重

(e) 地震力、風荷重、積雪荷重等

ただし、運転時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態での荷重には、機器・配管系から作用する荷重が含まれるものとし、地震力には、地震時土圧、機器・配管系からの反力、スロッシング等による荷重が含まれるものとする。

b. 機器・配管系

(a) 通常運転時の状態で施設に作用する荷重

(b) 運転時の異常な過渡変化時の状態で施設に作用する荷重

(c) 設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重

(d) 重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重

(e) 地震力、風荷重、積雪荷重等

(3) 荷重の組合せ

地震力と他の荷重との組合せは次による。

a. 建物・構築物（c. に記載のものを除く。）

(a) 特定重大事故等対処施設の建物・構築物及び特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物については、常時作用している荷重及び運転時の状態で施設に作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) 特定重大事故等対処施設の建物・構築物及び特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物については、常時作用している荷重、設計基準事故時の状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重のうち、地震によって引き起こされるおそれがある事象によって作用する荷重と地震力とを組み合わせる。重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）が地震によって引き起こされるおそれがある事象であるかについては、設計基準対象施設の耐震設計の考え方に基づくとともに、確率論的な考察も考慮した上で設定する。

(c) 特定重大事故等対処施設の建物・構築物及び特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物については、常時作用している荷重、設計基準事故時の状態で施設に作用する荷重のうち地震によって引き起こされるおそれがない事象であっても、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重のうち長期的な荷重は、地震力と組み合わせる。

b. 機器・配管系（c. に記載のものを除く。）

(a) 特定重大事故等対処施設の機器・配管系については、通常運転時の状態で作用する荷重と地震力とを組み合わせる。

(b) 特定重大事故等対処施設の機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で施設に作用する荷重のうち、地震によって引き起こされるおそれがある事象によって施設に作用する荷重と地震力とを組み合

わせる。重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）による荷重が地震によって引き起こされるおそれがある事象によって作用する荷重であるかについては、設計基準対象施設の耐震設計の考え方に基づくとともに、確率論的な考察も考慮した上で設定する。

(c) 特定重大事故等対処施設の機器・配管系については、運転時の異常な過渡変化時の状態、設計基準事故時の状態及び重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が待機状態において施設に作用する荷重のうち地震によって引き起こされるおそれがない事象による荷重は、その事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の関係を踏まえ、適切な地震力（基準地震動 Ss 又は弾性設計用地震動 Sd による地震力）と組み合わせる。この組合せについては、事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の積等を考慮し、工学的、総合的に勘案の上設定する。なお、継続時間については、対策の成立性も考慮した上で設定する。

以上を踏まえ、重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が待機状態において施設に作用する荷重と地震力（基準地震動 Ss 又は弾性設計用地震動 Sd による地震力）との組合せについては、以下を基本設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する設備については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、弾性設計用地震動 Sd による地震力とを組み合わせる。また、原子炉格納容器バウンダリを構成する設備（原子炉格納容器内の圧力、温度の条件を用いて評価を行うその他の施

設を含む。）については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、弾性設計用地震動Sdによる地震力とを組み合わせる。さらに、その他の施設については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、基準地震動Ssによる地震力とを組み合わせる。

(d) 特定重大事故等対処施設の機器・配管系については、重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が運転状態において施設に作用する荷重のうち地震によって引き起こされるおそれがない事象による荷重は、その事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の関係を踏まえ、適切な地震力（基準地震動Ss又は弾性設計用地震動Sdによる地震力）と組み合わせる。この組合せについては、事故事象の発生確率、継続時間及び地震動の超過確率の積等を考慮し、工学的、総合的に勘案の上設定する。なお、継続時間については、特定重大事故等対処施設の原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの7日間の使命期間及び設置目的並びに対策の成立性も考慮した上で設定する。

以上を踏まえ、重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態で特定重大事故等対処施設が運転状態において施設に作用する荷重と地震力（基準地震動Ss又は弾性設計用地震動Sdによる地震力）との組合せについては、以下を基本設計とする。

フィルタベントを除く原子炉格納容器バウンダリを構成する設備（原子炉格納容器内の圧力、温度の条件を用いて評価を行うその他の施設を含む。）については、いったん事故が発生した場合、長時間継続する事象による荷重と、弾性設計用地震動Sdによる地震力とを組み合わせる。また、フィルタベントについては、いったん事故が発生した場合、長時間継

続する事象による荷重を算出し、適切な地震力と組み合わせる。

c. 特定重大事故等対処施設を津波から防護するための津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(3) 荷重の組合せ」に示す津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の荷重の組合せを適用する。

d. 荷重の組合せ上の留意事項

(a) 特定重大事故等対処施設に作用する地震力のうち動的地震力については、水平２方向と鉛直方向の地震力とを適切に組み合わせて算定するものとする。

(b) ある荷重の組合せ状態での評価が明らかに厳しいことが判明している場合には、その他の荷重の組合せ状態での評価は行わないことがある。

(c) 複数の荷重が同時に作用する場合、それらの荷重による応力の各ピークの生起時刻に明らかなずれがあることが判明しているならば、必ずしもそれぞれの応力のピーク値を重ねなくてもよいものとする。

(4) 許容限界

特定重大事故等対処施設の地震力と他の荷重とを組み合わせた状態に対する許容限界は次のとおりとし、安全上適切と認められる規格及び基準又は試験等で妥当性が確認されている許容応力等を用いる。

a. 建物・構築物（c. に記載のものを除く。）

(a) 特定重大事故等対処施設の建物・構築物及び特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物

特定重大事故等対処施設については、「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの建物・

構築物の許容限界を適用する。

特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物については、変形等に対してその支持機能を損なわないものとする。なお、支持機能が損なわれないことを確認する際の地震動は、特定重大事故対処施設に適用される地震動とする。

(b) 建物・構築物の保有水平耐力（土木構造物を除く。）

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す建物・構築物の保有水平耐力に対する許容限界を適用する。

なお、適用に当たっては、特定重大事故等対処施設の建物・構築物及び特定重大事故等対処施設を支持する建物・構築物については、「耐震重要度分類に応じた」を「耐震重要度分類Ｓクラスの施設に対応する」に読み替える。

b. 機器・配管系（c. に記載のものを除く。）

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの機器・配管系の許容限界を適用する。

ただし、原子炉格納容器及び非常用炉心冷却設備等の弾性設計用地震動Sdと重大事故等（原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等を除く。）の状態における長期的荷重との組合せに対する許容限界は、「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの機器・配管系の基準地震動Ssによる地震力との組合せに対する許容限界を適用する。

c. 特定重大事故等対処施設を津波から防護するための津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示す津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の許容限界を適用する。

d. 基礎地盤の支持性能

「1.3.1.4 荷重の組合せと許容限界」の「(4) 許容限界」に示すＳクラスの建物・構築物、Ｓクラスの機器・配管系、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物の基礎地盤の許容限界を適用する。

1.3.3.4 設計における留意事項

「1.3.1.5 設計における留意事項」の「(1) 耐震重要施設」を適用する。

ただし、適用に当たっては、「耐震重要施設」を「特定重大事故等対処施設」に、「安全機能」を「原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能」に読み替える。

なお、下位クラス施設の波及的影響については、Ｂクラス及びＣクラスの施設に加え、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備並びに常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の影響についても評価する。

また、特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物については、下位クラス施設の波及的影響を考慮しても支持機能を維持する設計とすることで、特定重大事故等対処施設の機能を維持する設計とする。なお、基準地震動を一定程度超える地震動に対しての特定重大事故等対処施設の頑健性の確保の方針を踏まえ、□□周辺斜面の安定性については、基準地震動によって生じるおそれのある崩壊に対して、更に十分な余裕が確保されていることを詳細設計において確認する。

1.3.3.5 構造計画と配置計画

特定重大事故等対処施設の構造計画及び配置計画に際しては、地震の影響が低減されるように考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

建物・構築物は、原則として剛構造とし、重要な建物・構築物は、地震力に対し十分な支持性能を有する地盤に支持させる。剛構造としない建物・構築物は、剛構造と同等又はそれを上回る耐震安全性を確保する。

機器・配管系は、応答性状を適切に評価し、適用する地震力に対して構造強度を有する設計とする。配置に自由度があるものは、耐震上の観点から出来る限り重心位置を低くし、かつ、安定性のよい据付け状態になるよう配置する。

また、建物・構築物の建屋間相対変位を考慮しても、建物・構築物及び機器・配管系の耐震安全性を確保する設計とする。

Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備並びに常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設は、原則、特定重大事故等対処施設に対して離隔をとり配置する、若しくは、基準地震動Ssに対し構造強度を保つようにし、特定重大事故等対処施設の原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない設計とする。

1.3.4 主要施設の耐震構造

1.3.4.1 原子炉格納施設

原子炉格納施設は、原子炉格納容器、内部コンクリート、外部しゃへい建屋及び基礎で構成する。原子炉格納容器は、内径約[　]、全高約[　]で、上部に半球ドーム、下部にさら形鏡をもつ円筒形の鋼板シェル構造である。また、円筒部に対して耐震補強材を設置する。内部コンクリートは、原子炉格納容器内部に設け、その主要部構造は、剛な壁式鉄筋コンクリート造であり、床を支持するはり及び一部の柱は鋼構造である。

外部しゃへい建屋は、外径約[　]、全高約[　]で、上部に扁平ド

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ームをもつ円筒形の鉄筋コンクリート造シェル構造である。また、外部しゃへい建屋に対しては補強鉄筋を設置する。基礎は、直径約[　　]、厚さ約[　]の鉄筋コンクリート造の円形基礎である。

1.3.4.2 原子炉補助建屋

(1) 燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋及びディーゼル建屋

これらの建屋は、原子炉格納施設に隣接し構造的に一体とした鉄筋コンクリート造（一部鉄骨造）の建物であり、E.L.[　　]からE.L.[　　]にわたって階段状に設けられている。これらの建屋は、岩盤の上に基礎を支持させる計画とする。

なお、これらの建屋の上部構造と原子炉格納施設との間は、基礎の一部を除き、適切な間隔を設け、建屋相互の干渉を防ぐようにする。

また、燃料取扱建屋の内部に設置する使用済燃料ピットはコンクリートスラブと鋼管製のシアキーにより、背面の岩盤と拘束を高め、発生する地震力を低減する計画とする。シアキーは、応力を確実に岩盤に伝達するために、岩盤の弱部を避けて配置する。

(2) 固体廃棄物処理建屋

固体廃棄物処理建屋は、２号炉の西側に配置された原子炉補助建屋のひとつである。固体廃棄物処理建屋は、4 層の主要床面を有しており、平面が約[　]×約[　]の鉄筋コンクリート造である。

(3) 第２固体廃棄物処理建屋

第２固体廃棄物処理建屋は、２号炉の北西側に設置された原子炉補助建屋のひとつである。第２固体廃棄物処理建屋は、5 層の主要床面を有しており、平面が約[　]×約[　]の鉄筋コンクリート造である。

1.3.4.3 タービン建屋

タービン建屋は、3層の主要床面を有しており、平面が約[　　]×約[　]（柱芯おさえ）の鉄骨造（基礎及び床は鉄筋コンクリート造、基

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

礎は杭基礎（一部べた基礎））である。

建屋の地上部は、柱及びブレースを配置した鉄骨造で、地下部の鉄筋コンクリートに応力が伝達される構造となっている。

1.3.4.4 [redacted]

[redacted]は、鉄筋コンクリート造とする。[redacted]は、その平面形状、高さ、構造種別、振動特性等を考慮し、地震時の力の流れが単純、明快となるように計画する。

1.3.4.5 原子炉容器

原子炉容器は、上部及び底部が半球状のたて置円筒形で、上部ふたは、フランジで容器胴にボルト締めされており、それ自体厚肉の剛な構造である。

原子炉容器は、容器上部胴に設ける冷却材出入口ノズルに溶接した鋼製のパッドを介して、内部コンクリートに固定する鋼製構造物に支持させる。なお、容器の熱膨張を拘束しないよう半径方向はフリーとし、下方向及び周方向を拘束する構造にして地震力に対しても支持する。

1.3.4.6 制御棒駆動装置

制御棒駆動装置は、原子炉容器上部ふたに取付けられた磁気ジャック式駆動装置である。

制御棒駆動装置は、上部端及び中間部を耐震サポートにより内部コンクリートに支持し、下部を原子炉容器上部ふたに固定し、それ自体も十分な剛性を持つので、地震力に対しても必要な強度を有する。

1.3.4.7 燃料集合体及び炉内構造物

燃料集合体は、燃料要素、制御棒案内シンブル、支持格子、上部ノズル及び下部ノズル等により構成される。燃料集合体は、制御棒案内シンブルとそれに接合した支持格子とによって骨格を形成し、燃料要素を正方格子状の配列で支持格子のばねに支持させるため、過度の変

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

形を生じることはない。また、燃料集合体に作用する地震力は、上部ノズル及び下部ノズルを介して炉内構造物の上部炉心板及び下部炉心板に伝達される。

炉内構造物は、上部炉心構造物及び下部炉心構造物から構成される。上部炉心構造物は、上部炉心支持板、上部炉心支持柱、上部炉心板及び制御棒クラスタ案内管等から構成され、下部炉心構造物は、下部炉心板、下部炉心支持柱、下部炉心支持板、炉心そう及び炉心バッフル等から構成される。炉内構造物に作用する水平地震力は、上部炉心支持板及び炉心そう上部フランジ部を介して原子炉容器フランジ部に、また、炉心そう下端を介して原子炉容器壁に取り付けた炉心支持金物にそれぞれ伝達される。さらに炉内構造物に作用する鉛直地震力は、上部炉心支持板及び炉心そう上部フランジを介して原子炉容器フランジ部に伝達される。

1.3.4.8 1次冷却設備

1次冷却設備は、1次冷却材管、蒸気発生器、冷却材ポンプ、加圧器等で構成される。

1次冷却材管は、配管口径、肉厚が大きく、接続部はすべて溶接の剛な構造となっているので、熱膨張に対する考慮から配管の途中には支持構造物を設けない構造となっている。

蒸気発生器は、水平方向を上部支持構造物及び下部支持構造物により、また、鉛直方向を支持脚により支持する。支持構造物は、1次冷却系の熱膨張を拘束しない構造となっており、水平地震力及び鉛直地震力は各方向の支持構造物を介して内部コンクリートに伝達される。

冷却材ポンプは、水平方向を上部支持構造物及び下部支持構造物により、また、鉛直方向を支持脚により支持する。支持構造物は、1次冷却系の熱膨張を拘束しない構造となっており、水平地震力及び鉛直地震力は各方向の支持構造物を介して内部コンクリートに伝達される。

加圧器は、支持スカート及び上部支持構造物により支持されており、地震力は、これらの支持構造物により内部コンクリートに伝達される。

また、上部支持構造物は、加圧器の熱膨張を拘束しない構造となっている。

1.3.4.9 使用済燃料ピットラック

使用済燃料ピットラックは、外周板を有したキャン型のラック構造であり、8 体のラックブロックすべてを連結させた構造となっている。ラックブロックは上部支持格子、中間支持格子、下部支持格子及びベースプレートが、外周板及びステーにより接続され、ラックセルはベースプレートに固定されている。ラックブロックは脚部を床面に固定せず、壁からも固定しないフリースタンディング方式としており、地震力に対してラックブロックが滑ることで地震力を低減する構造となっている。地震時の滑り挙動及びロッキング挙動に対して、ラックブロックが使用済燃料ピット壁に衝突せず、また滑り後においても、遮蔽により放射線業務従事者等が安全に作業でき、コンクリートの健全性に影響を与えないように、ピット壁と離隔距離をとる設計とする。また、ラックブロックは、地震時のロッキング挙動に対して、燃料をラックセル内に保持できるように、転倒しない設計とする。

フリースタンディングラック方式であることを踏まえて、設計に対して十分に余裕をもたせることを目的として、滑り挙動の特性を踏まえたフリースタンディングラック設計用地震動を設定する。なお、フリースタンディングラック設計用地震動は、応答スペクトルに基づく地震動評価による基準地震動 Ss-1 に対して、さらに余裕を見込んだ地震動とし、具体的には、基準地震動 Ss-1 の加速度を 1.2 倍に増大させた地震動並びに基準地震動 Ss-20、Ss-21、Ss-22 の一部周期帯及び基準地震動 Ss-1 のスペクトルを包絡させた地震動の 2 種類を設定する。

なお、地震によりラックブロックが移動した場合には、滑り後の位置から再設置の要否を判断し、ラックブロックを初期位置に再設置する。

1.3.4.10 その他

その他の機器・配管については、運転荷重、地震荷重及び熱膨張に

よる荷重を考慮して、必要に応じてリジット・ストップ、スナバ及びその他の装置を使用して耐震的にも熱的にも安全な設計とする。

1.3.5 地震検知による耐震安全性の確保

(1) 地震感知器

原子炉保護設備のひとつとして地震感知器を設け、ある程度以上の地震が起こった場合に原子炉を自動的に停止させる。トリップ設定値は弾性設計用地震動 Sd の加速度レベルに余裕を持たせた値とする。原子炉保護設備は、フェイル・セーフ設備とするが、地震以外のショックによって原子炉をトリップさせないよう配慮する。

地震感知器は、基盤の地震動をできるだけ直接的に検出するため建屋基礎版の位置、また、主要な機器が配置されている代表的な床面に設置する。なお、設置に当たっては試験及び保守管理が可能な原子炉補助建屋の適切な場所に設置する。

(2) 地震観測等による耐震性の確認

原子炉施設のうち安全上特に重要なものに対しては、地震観測網を適切に設置し、地震観測等により振動性状の把握を行い、それらの測定結果に基づく解析等により施設の機能に支障のないことを確認していくものとする。

地震観測を継続して実施するために、地震観測網の適切な維持管理を行う。

1.4 耐津波設計

1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針

1.4.1.1 耐津波設計の基本方針

設計基準対象施設は、その供用中に当該施設に大きな影響を及ぼすおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対してその安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。

(1) 津波防護対象の選定

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下「設置許可基準規則」という。）第五条（津波による損傷の防止）」の「設計基準対象施設（兼用キャスク及びその周辺施設を除く。）は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」との要求は、設計基準対象施設のうち、安全機能を有する設備を津波から防護することを要求していることから、津波から防護を検討する対象となる設備は、設計基準対象施設のうち安全機能を有する設備（クラス１、クラス２及びクラス３設備）である。

また、「兼用キャスク及びその周辺施設は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」との要求は、使用済燃料乾式貯蔵容器及び設計基準対象施設に属する周辺施設のうち、安全機能を有する設備を津波から防護することを要求していることから、津波から防護を検討する対象となる設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器及び設計基準対象施設に属する周辺施設のうち安全機能を有する設備である。

設置許可基準規則の解釈別記３では、津波から防護する設備として、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を含む耐震Ｓクラスに属する設備が要求されている。

以上から、津波から防護を検討する対象となる設備は、クラス１、クラス２及びクラス３設備並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を含む耐震Ｓクラスに属する設備とする。このうち、クラス３設備は、損傷した場合を考慮して、代替設備により必要な

機能を確保する等の対応を行う設計とする。

このため、津波から防護する設備はクラス１、クラス２設備並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を含む耐震Ｓクラスに属する設備（以下「設計基準対象施設の津波防護対象設備」という。）とする。

(2) 敷地及び敷地周辺における地形、施設の配置等

津波に対する防護の検討に当たっては、敷地周辺の図面等に基づき基本事項となる発電所の敷地及び敷地周辺における地形、施設の配置等を把握する。

a. 敷地及び敷地周辺における地形、標高並びに河川の存在の把握

美浜発電所の敷地は敦賀半島西側の丹生湾を形成する岬角部に位置する。

敷地の西部にあたる美浜発電所１号炉及び２号炉の南西から３号炉の北方にかけて、標高 81m、78m 及び 62m の三つの丘陵がほぼ南北に連なっている。

敷地東側は丹生湾に、西側は若狭湾に臨んでいる。また、発電所付近の河川としては敷地の南東約 1km のところに二級河川の落合川、北東約 1km のところに二級河川の丹生大川が存在する。

敷地は、主に T.P.＋3.5m である。



b. 敷地における施設の位置、形状等の把握

設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画として、T.P.＋3.5m の敷地に原子炉格納施設、原子炉補助建屋（補助建屋、制御建屋、中間建屋及びディーゼル建屋）があり、T.P.＋32.0ｍの高さに燃料取扱建屋がある。屋外設備としては、T.P.＋3.5m の敷地に海水ポンプエリア及び海水管トレンチ、T.P.＋5.5m の敷地に燃料油貯蔵タンク及び使用済燃料乾式貯蔵容器、T.P.＋17.6m の高さに燃料取替用水タンク及び復水タンクを設置

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

する。

非常用取水設備として、海水ポンプ室を設置する。

津波防護施設として、３号炉側敷地を取り囲むように防潮堤を設置する。また、屋外排水路に対し、屋外排水路逆流防止設備を設置する。浸水防止設備として、海水ポンプ室床面 T.P.＋3.0m に海水ポンプ室浸水防止蓋、海水ポンプエリア止水壁、T.P.＋3.5m に海水管トレンチ浸水防止蓋、並びに中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、ディーゼル建屋水密扉の設置及び防潮堤貫通部止水処置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置、建屋貫通部止水処置を実施する。津波監視設備として、海水ポンプ室上の防潮堤 T.P.＋7.5m 及び海水ポンプ室 T.P.＋2.5m に潮位計、原子炉格納容器壁面 T.P.＋72m 及び海水ポンプ室 T.P.＋10m に津波監視カメラを設置する。敷地内の遡上域の建物・構築物等としては、T.P.＋3.5m の敷地に外周防潮堤、廃棄物貯蔵庫周辺防潮堤、廃棄物庫、特高開閉所、発電所事務所、協力会社事務所、機器類、タンク類、倉庫、鉄塔等がある。

c. 敷地周辺の人工構造物の位置、形状等の把握

港湾施設として、敷地内は物揚岸壁、敷地外は、丹生湾内に漁港として丹生があり、漁港には防波堤及び桟橋が設置されている。海上設置物としては、周辺の漁港に船舶・漁船が約 80 隻、生簀が約 10 台、浮き筏が約 10 床、発電所取水口にクラゲ防止網が設置されている。敷地周辺の状況としては、民家、倉庫等があり、丹生湾入口には丹生大橋がある。海上交通としては、発電所沖合約 15km に敦賀から苫小牧（北海道）へのフェリー航路がある。

(3) 入力津波の設定

入力津波を基準津波の波源から各施設・設備等の設置位置において海水面の基準レベルから算定した時刻歴波形として設定する。基準津波による各施設・設備の設置位置における入力津波の時刻歴波形を第 1.4.1 図に示す。

入力津波の設定に当たっては、津波の高さ、速度及び衝撃力に着目し、各施設・設備において算定された数値を安全側に評価した値を入力津波高さや速度として設定することで、各施設・設備の構造・機能の損傷に影響する浸水高、波力・波圧について安全側に評価する。

a. 水位変動

入力津波の設定に当たっては、潮位変動として、上昇側の水位変動に対しては朔望平均満潮位 T.P.＋0.48m 及び潮位のばらつき 0.15m を考慮し、下降側の水位変動に対しては朔望平均干潮位 T.P.－0.01m 及び潮位のばらつき 0.16m を考慮し、下降側評価水位を設定する。また、朔望平均潮位及び潮位のばらつきは敷地周辺の観測地点敦賀検潮所（国土交通省所管）（以下「敦賀検潮所」という。）における潮位観測記録に基づき評価する。

なお、美浜発電所と敦賀検潮所の潮位観測記録の分析結果に基づき保守的に評価水位を設定する。潮汐以外の要因による潮位変動については、敦賀検潮所における 37 年（1976～2012 年）の潮位観測記録に基づき、高潮発生状況（発生確率、台風等の高潮要因）を確認する。敦賀検潮所は美浜発電所から南東約 11km 離れており、発電所と同様に若狭湾に面した海に設置されている。高潮要因の発生履歴を考慮して、高潮発生可能性及びその状況とその程度（ハザード）について検討する。基準津波による水位の年超過確率は 10^{-4}～10^{-7} 程度であり、独立事象としての津波と高潮が重畳する可能性は極めて低いと考えられるものの、高潮ハザードについては、プラント運転期間を超える再現期間 100 年に対する期待値 T.P.＋1.29m と、入力津波で考慮した朔望平均満潮位 T.P.＋0.48m、潮位のばらつき 0.15m 及び美浜発電所と敦賀検潮所との潮位差 0.10m の合計の差である 0.56m を外郭防護の裕度評価において参照する。

b. 地殻変動

地震による地殻変動についても安全側の評価を実施する。広

域的な地殻変動を評価すべき波源は、若狭海丘列付近断層である。美浜発電所は若狭湾（日本海側）に位置しており、プレート間地震は考慮対象外である。

入力津波については、基準津波の波源モデルを踏まえて、Mansinha and Smylie(1971)の方法により算定した敷地地盤の地殻変動量は、基準津波の若狭海丘列付近断層で 1cm 未満のわずかな隆起であり、地震による地殻変動の影響はないと評価する。

また、基準地震動評価における震源において地震が発生していたことが確認されているが、内陸地殻内地震の水平方向の余効変動は数 cm 程度と小さく上下方向として余効変動が確認されていないことから、余効変動が津波に対する安全性評価に影響を及ぼすことはない。

c. 取水路・放水路等の経路からの流入に伴う入力津波

耐津波設計に用いる入力津波高さを第 1.4.1 表に示す。

d. 敷地への遡上に伴う入力津波

基準津波による敷地周辺の遡上・浸水域の評価（以下「津波シミュレーション」という。）に当たっては、１号炉及び２号炉側を含めた敷地において、津波シミュレーション上影響を及ぼす斜面や道路、取水口、放水口、放水路等の地形とその標高及び伝播経路上の人工構造物の設置状況を考慮し、遡上域のメッシュサイズ（最小 3.125m）に合わせた形状にモデル化する。

敷地沿岸域及び海底地形は、海上保安庁等による海底地形図、海上音波探査結果及び取水口付近の深浅測量結果等を使用する。また、取水口、放水口、放水路等の諸元、敷地標高については、発電所の竣工図等を使用する。

伝播経路上の人工構造物については、図面を基に津波シミュレーション上影響を及ぼす構造物、津波防護施設を考慮し、遡上・伝播経路の状態に応じた解析モデル、解析条件が適切に設定された遡上域のモデルを作成する。

敷地周辺の遡上・浸水域の把握に当たっては、発電所の敷地形状を踏まえて１号炉及び２号炉敷地側から３号炉敷地側への遡上状況を適切に把握する。また、敷地前面・側面及び敷地周辺の津波の浸入角度及び速度並びにそれらの経時変化を把握する。また、敷地周辺の浸水域の寄せ波・引き波の津波の遡上・流下方向及びそれらの速度について留意し、敷地の地形、標高の局所的な変化等による遡上波の敷地への回り込みを考慮する。

津波シミュレーションに当たっては、遡上及び流下経路上の地盤並びにその周辺の地盤について、地震による液状化、流動化又はすべり、標高変化を考慮した遡上解析を実施し、遡上波の敷地への到達（回り込みによるものを含む。）の可能性について確認する。

なお、敷地の周辺斜面が、遡上波の敷地への到達に対して障壁となっている箇所はない。

また、敷地対岸に落合川及び丹生大川が存在するが、発電所とは海を隔てており、敷地への遡上波に影響することはない。

遡上波の敷地への到達の可能性に係る検討に当たっては、基準地震動に伴う地形変化、標高変化が生じる可能性がある堆積物又は埋戻土等が分布する敷地及び海域は、基準地震動が作用した場合、地盤が液状化により沈下するおそれがあることから、液状化を考慮した沈下量を設定し、沈下後の敷地高さを津波シミュレーションの条件として考慮する。また、敷地内外の人工構造物については、基準地震動による形状変化が津波の遡上に影響を及ぼす可能性があることから、その有無を津波シミュレーションの条件として考慮する。さらに、遡上域や津波水位が保守的な評価となるように、これらの条件等の組合せを考慮する。津波シミュレーションの検討ケースを第 1.4.2 表及び第 1.4.3 表に示す。

発電所周辺の斜面については、基準地震動に伴う崩落を考慮した場合においても、津波の敷地への遡上経路に影響を及ぼす

おそれはない。

初期潮位は朔望平均満潮位 T.P.＋0.48m とし、潮位のばらつき 0.15m 及び美浜発電所と敦賀検潮所との潮位差 0.10m については津波シミュレーションより求めた津波水位に加えることで考慮する。

第 1.4.2 表の検討ケースによる最高水位分布を第 1.4.2 図～第 1.4.8 図に、浸水深分布を第 1.4.9 図～第 1.4.15 図に示す。また、第 1.4.3 表の検討ケースによる最高水位分布を第 1.4.16 図～第 1.4.21 図に示す。遡上高さは、防潮堤周辺において、T.P.＋4.0m程度（浸水深は、取水口で 1.0m程度、内陸側で 0.5m 程度）となっている。

なお、各評価点において津波シミュレーションによる基準津波の最高水位分布及び時刻歴波形を比較した結果、湾内の取水口及び湾外の放水口で水位分布や水位変動の傾向に大きな差異はないことから、局所的な海面の励起は生じていない。

敷地前面又は津波浸入方向に正対した面における敷地及び津波防護施設について、その標高の分布と施設前面の津波の遡上高さの分布を比較すると、遡上波が敷地に地上部から到達、流入する可能性がある。この場合、津波防護の設計に使用する入力津波は、敷地及びその周辺の遡上域、伝播経路の不確かさ及び施設の広がりを考慮して設定するものとする。

1.4.1.2 敷地の特性に応じた津波防護の基本方針

津波防護の基本方針は、以下の(1)～(5)のとおりである。

(1) 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。下記(3)において同じ。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の

上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止できる設計とする。

(3) 上記 2 方針のほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画については、浸水防護をすることにより、津波による影響等から隔離可能な設計とする。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止できる設計とする。

(5) 津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とするため、外郭防護として、防潮堤を設置する。

また、取水路及び排水路等の経路から流入させない設計とするため、外郭防護として屋外排水路逆流防止設備並びに海水ポンプ室に海水ポンプエリア止水壁及び海水ポンプ室浸水防止蓋を設置し、防潮堤のケーブル貫通部に防潮堤貫通部止水処置を実施する。

設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、津波による影響等から隔離可能な設計とするため、内郭防護として、タービン建屋及び制御建屋と中間建屋との境界に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。さらに、屋外の循環水管の損傷箇所から海水ポンプエリア等への津波の流入を防止するため、海水ポンプエリア止水壁及び海水管トレンチ浸水防止蓋の設置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置の実施並びにディーゼル建屋に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。

地震発生後、津波が発生した場合に、その影響を俯瞰的に把握するため、津波監視設備として、原子炉格納容器壁面及び海水ポンプ室に津波監視カメラ、海水ポンプ室及び海水ポンプ室上の防潮堤に潮位計を設置する。

津波防護対策の設備分類と設置目的を第 1.4.4 表に示す。また、敷地の特性に応じた津波防護の概要を第 1.4.22 図に示す。

1.4.1.3 敷地への浸水防止（外郭防護１）

(1) 遡上波の地上部からの到達、流入の防止

設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する原子炉格納施設、原子炉補助建屋（補助建屋、制御建屋、中間建屋及びディーゼル建屋)、海水ポンプエリア及び海水管トレンチが設置されている周辺敷地高さは T.P.＋3.5m であり、取水口側並びに１号炉及び２号炉側の敷地から、津波による遡上波が到達・流入する可能性があるため、取水口側は３号炉取水口前入力津波高さ T.P.＋4.2m に対し、T.P.＋6.0m の防潮堤及び屋外排水路逆流防止設備を、１号炉及び２号炉側では、防潮堤（内陸側）入力津波高さ T.P.＋4.0m に対し、設計高さ T.P.＋5.5m の防潮堤を設置することにより津波は到達、流入しない設計とする。

なお、燃料油貯蔵タンク及び使用済燃料乾式貯蔵容器は T.P.＋5.5m に、燃料取替用水タンク及び復水タンクは T.P.＋17.6m、燃料取扱建屋は T.P.＋32m に設置されていることから、津波による遡上波は地上部から到達、流入しない。

防潮堤（取水口側）と自然地山との接続箇所については、防潮堤の高さ（T.P.＋6.0m）以上の安定した岩盤に防潮堤を接続し、防潮堤（内陸側）と地山斜面・盛土斜面との接続箇所については、防潮堤の高さ（T.P.＋5.5m）以上で且つセメント固化等により補強された斜面に防潮堤を接続することとし、地震時及び津波時においても津波防護機能を十分に保持する構造とする。

(2) 取水路、放水路等の経路からの津波の流入防止

敷地への津波流入については、取水口、屋外排水路及び防潮堤貫通部の経路からの流入の可能性があり、各々の流入経路特定結果を第 1.4.5 表に示す。なお、放水路については、敷地開口部がないことから、津波流入の可能性はない。

特定した流入経路から、津波が流入する可能性について検討を行

い、高潮ハザードの再現期間 100 年に対する期待値を踏まえた裕度と比較して、十分に余裕のある設計とする。特定した流入経路から、津波が流入することを防止するため、津波防護施設として、屋外排水路に屋外排水路逆流防止設備、浸水防止設備として、海水ポンプ室に海水ポンプ室浸水防止蓋を設置する。また、防潮堤のケーブル貫通部に防潮堤貫通部止水処置を実施する。これらの浸水対策の概要について、第 1.4.22 図に示す。また、浸水対策の実施により、特定した流入経路からの津波の流入防止が可能であることを確認した結果を第 1.4.6 表に示す。

1.4.1.4 漏水による重要な安全機能への影響防止（外郭防護２）

(1) 漏水対策

取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、取水・放水施設及び地下部等における漏水の可能性を検討した結果、海水ポンプ室については、入力津波が取水口から流入する可能性があるため、漏水が継続することによる浸水の範囲（以下「浸水想定範囲」という。）として想定する。

浸水想定範囲への浸水の可能性のある経路として、海水ポンプエリア周辺にはロータリースクリーンが存在するため、浸水防止設備として海水ポンプエリア止水壁を設置する。また、海水ポンプエリアに設置され、漏水により津波の浸水経路となる可能性がある海水ポンプグランド部及び海水ポンプ室浸水防止蓋の逆止弁については、浸水想定範囲の浸水量評価において考慮する。これらの浸水対策の概要について、第 1.4.23 図に示す。

(2) 安全機能への影響確認

海水ポンプエリアには、重要な安全機能を有する屋外設備である海水ポンプが設置されているため、海水ポンプエリアを T.P.＋6.0m の海水ポンプエリア止水壁により防水区画化する。

防水区画化した海水ポンプエリア内の海水ポンプグランド部及び海水ポンプ室浸水防止蓋の逆止弁については、漏水による浸水経路

となる可能性があるため、浸水量を評価し、安全機能への影響がないことを確認する。

(3) 排水設備設置の検討

上記(2)において浸水想定範囲である海水ポンプエリアにおいて長期間冠水することが想定される場合は、排水設備を設置する。

1.4.1.5 設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画の隔離（内郭防護）

(1) 浸水防護重点化範囲の設定

浸水防護重点化範囲として、原子炉格納施設、原子炉補助建屋（補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋及び燃料取扱建屋）、屋外設備として、海水ポンプエリア、海水管トレンチ、燃料油貯蔵タンク、燃料取替用水タンク、復水タンク及び使用済燃料乾式貯蔵容器を設定する。

(2) 浸水防護重点化範囲の境界における浸水対策

津波による溢水を考慮した浸水範囲、浸水量については、以下のとおり地震による溢水の影響も含めて確認を行い、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路、浸水口を特定し、浸水対策を実施する。具体的には、タービン建屋から浸水防護重点化範囲への地震による循環水管の損傷箇所からの津波の流入等を防止するため、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。また、屋外の循環水管の損傷箇所から海水ポンプエリア等への津波の流入を防止するため、海水ポンプエリア止水壁及び海水管トレンチ浸水防止蓋、ディーゼル建屋水密扉を設置し、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置及び建屋貫通部止水処置を実施する。浸水対策の実施に当たっては、以下の影響を考慮する。

a. 地震に起因するタービン建屋内の循環水管伸縮継手の破損及び耐震性の低い２次系機器の損傷により保有水が溢水するとともに、津波が循環水管に流れ込み、循環水管の損傷箇所を介して、タービン建屋内に流入することが考えられる。このため、ター

ビン建屋内に流入した津波により、タービン建屋に隣接する浸水防護重点化範囲（中間建屋、制御建屋及びディーゼル建屋）への影響を評価する。

b. 津波は、循環水ポンプ室の循環水管の損傷箇所を介して、浸水防護重点化範囲へ到達することが考えられる。このため、循環水管から流出した溢水による浸水防護重点化範囲への影響を評価する。

c. 地下水については、地震時の地下水の流入が浸水防護重点化範囲へ与える影響について評価する。

(3) 上記(2)a.～c.の浸水範囲、浸水量については、以下のとおり安全側の想定を実施する。

a. 建屋内の機器・配管の損傷による津波、溢水等の事象想定

タービン建屋内における溢水については、循環水管の伸縮継手の全円周状の破損及び地震に起因する２次系機器の破損を想定し、循環水ポンプを停止するまでの間に生じる溢水量と２次系設備の保有水による溢水量及び循環水管の損傷箇所からの津波の流入量を合算した水量がタービン建屋空間部に滞留するものとして溢水水位を算出する。なお、地下水は、中間建屋最下層にある湧水サンプにより排水する設計とする。

また、地震時のタービン建屋地下部外壁からの地下水の流入が考えられるため、地下水の流入量をタービン建屋内の流入量評価において考慮する。

b. 屋外配管やタンク等の損傷による津波、溢水等の事象想定

地震・津波による循環水系配管の損傷による溢水水位は、循環水ポンプ運転時は、津波襲来時においてもポンプ吐出による溢水が支配的となる。この場合の溢水影響評価は、別途実施する内部溢水の影響評価において、海水ポンプエリア止水壁等により浸水を防止することで、溢水による影響を確認する。

循環水ポンプ停止時は、損傷箇所からの溢水水位は、循環水ポンプ運転時の溢水評価に包絡される。

屋外タンク等の損傷による溢水は、別途実施する「1.6 溢水防護に関する基本方針」の影響評価において、タービン建屋が冠水するが、中間建屋水密扉及び制御建屋水密扉を設置及び建屋貫通部止水処置を実施することで中間建屋及び制御建屋に流入させないこととしているため、浸水防護重点化範囲の建屋に浸入することはない。

c. 循環水系機器・配管損傷による津波浸水量の考慮

循環水系機器・配管損傷による津波浸水量については、入力津波の時刻歴波形に基づき、津波の繰返しの襲来を考慮し、タービン建屋の溢水水位は津波等の流入の都度上昇するものとして計算する。また、取水口及び放水口水位が低い場合、流入経路を逆流してタービン建屋外へ流出する可能性があるが、保守的に一度流入したものは流出しないものと考える。

d. 機器・配管等の損傷による内部溢水の考慮

機器・配管等の損傷による浸水範囲、浸水量については、損傷箇所を介してのタービン建屋への津波の流入、内部溢水等の事象想定も考慮して算定する。

e. 地下水の流入量の考慮

地下水の流入については、１日当たりの湧水（地下水）の排水量の実績値に対して、湧水サンプポンプの排出量は大きく上回ること、また、湧水サンプポンプは耐震性を有することから、外部の支援を期待することなく排水可能である。

地震によるタービン建屋地下部外壁からの地下水の流入については、原子炉設置位置海側の既埋立地付近の地下水位を考慮しても、タービン建屋の溢水水位に包絡されるため、地下水による浸水防護重点化範囲への影響はない。

f. 施設・設備施工上生じうる隙間部等についての考慮

津波及び溢水により浸水を想定するタービン建屋地下部において、施工上生じうる建屋間の隙間部には、止水処置を行い、浸水防護重点化範囲への浸水を防止する設計とする。

1.4.1.6 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響防止

(1) 海水ポンプの取水性

基準津波による水位の低下に伴う取水口の特性を考慮した海水ポンプ位置の評価水位を適切に算出するため、開水路において非線形長波理論式及び連続式を用いて解析を実施する。また、その際、海水ポンプ室前面水域から海水ポンプ室に至る経路をモデル化し、海底摩擦による摩擦損失を考慮するとともに、潮位のばらつきの加算や安全側に評価した値を用いる等、計算結果の不確実性を考慮した評価を実施する。

この評価の結果、海水ポンプ室前の入力津波高さは、T.P.－2.7mであり、海水ポンプの設計取水可能水位 T.P.－2.81m を上回ることから、水位低下に対して海水ポンプは機能保持できる。なお、取水口は循環水系と海水系で併用されているため、発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、引き波時における海水ポンプ取水位置での水位変動量を抑制するため、循環水ポンプを停止する。

(2) 津波の二次的な影響による海水ポンプの機能保持確認

基準津波による水位変動に伴う海底の砂移動・堆積及び漂流物に対して、海水ポンプ室の通水性が確保できる設計とする。

また、基準津波による水位変動に伴う浮遊砂等の混入に対して海水ポンプは機能保持できる設計とする。

a. 砂移動・堆積の影響

海水ポンプ室は、底版が T.P.－9.17m であり、海水ポンプ下端から底版までの距離は約 5.03m となっている。

砂移動に関する数値シミュレーションを実施した結果、基準津波による砂移動に伴う砂堆積量は、海水ポンプ室において約 0.02m である。一方、海水ポンプ下端から底版までの距離は約 5.03m であるため、砂移動を考慮しても、通水性は確保できる。

b. 海水ポンプへの浮遊砂の影響

海水ポンプ取水時に浮遊砂の一部が軸受潤滑水としてポンプ軸

受に混入したとしても、海水ポンプの軸受に設けられた約 4.5mm の異物逃がし溝から排出される構造とする。

これに対して、発電所周辺の砂の平均粒径は約 0.3mm で、数ミリ以上の砂はごくわずかであることに加えて、粒径数ミリ以上の砂は浮遊し難いものであることを踏まえると、大きな粒径の砂はほとんど混入しないと考えられ、砂混入に対して海水ポンプの取水機能は保持できる。

c. 漂流物の取水性への影響

(a) 漂流物の抽出方法

漂流物となる可能性のある施設・設備を抽出するため、発電所構外については、発電所近傍の丹生湾内の漁港や民家並びに発電所周辺約 5km の範囲を、また発電所構内については、遡上域となる 1 号炉及び 2 号炉の敷地を網羅的に調査する。設置物については、地震で倒壊する可能性のあるものは倒壊させた上で、浮力計算により漂流するか否かの検討を行う。（第 1.4.24 図～第 1.4.26 図）

(b) 抽出された漂流物となる可能性のある施設・設備の影響

基準津波の遡上解析結果によると、取水口付近については、防潮堤まで、津波が遡上する。また、基準地震動による液状化等に伴う敷地の変状や潮位のばらつき(0.15m)を考慮し、基準津波により漂流物となる可能性のある施設・設備が海水ポンプの取水確保へ影響を及ぼさないことを確認する。

この結果、発電所構内で漂流する可能性があるものとして、発電所敷地内に定置網、倉庫類等があるが、防潮堤で防護されるため、取水性への影響はない。また、津波の繰返しの流況を確認した結果、漂流物は取水口へは向かわない。

なお、発電所構内の物揚岸壁に停泊する燃料等輸送船は、津波警報等発表時には緊急退避するため、漂流物とはならない。

発電所構外で漂流する可能性があるものとして、発電所近傍で航行不能になった漁船が挙げられるが、防潮堤により防護される

ため、取水性への影響はない。これらの設計においては、漂流物として衝突する可能性があるもののうち、最も重量が大きい漁船を衝突荷重として評価する。

発電所近傍を通過する定期船に関しては、発電所沖合約 15km に定期航路があるが、半径 5km 以内の敷地前面海域にないことから発電所に対する漂流物とならない。

除塵装置であるロータリースクリーン及びバースクリーンについては、基準津波の流速に対し、十分な強度を有していることから、損傷することはなく漂流物とならないことから、取水性に影響を及ぼすことはないことを確認している。

1.4.1.7 津波監視

敷地への津波の繰返しの襲来を察知し、津波防護施設、浸水防止設備の機能を確実に確保するために、津波監視設備を設置する。津波監視設備としては、津波監視カメラ及び潮位計を設置する。津波監視カメラは 3 号炉取水口前入力津波高さ T.P.＋4.2m に対して波力、漂流物の影響を受けない位置、潮位計は 3 号炉取水口前入力津波高さ T.P.＋4.2m に対して波力、漂流物の影響を受けにくい位置に設置し、津波監視機能が十分に保持できる設計とする。また、漂流物の影響を受けた場合であっても他の津波監視設備で機能補完を行う設計とする。さらに基準地震動に対して、機能を喪失しない設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）との組合せを適切に考慮する。

(1) 津波監視カメラ

原子炉格納容器壁面 T.P.＋72m 及び海水ポンプ室 T.P.＋10m に設置し、暗視機能等を有したカメラを用い、中央制御室から監視可能な設計とする。

(2) 潮位計

海水ポンプ室上の防潮堤 T.P.＋7.5m 及び海水ポンプ室 T.P.＋2.5m に設置し、上昇側及び下降側の津波高さを計測できるよう、海水ポンプ室上の防潮堤 T.P.－8.5m～T.P.＋7.0m 及び海水ポンプ室 T.P.－

8.5m～T.P.＋2.0m を測定範囲とし、中央制御室から監視可能な設計とする

1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計

1.4.2.1 重大事故等対処施設の耐津波設計の基本方針

重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

(1) 津波防護対象の選定

「設置許可基準規則第四十条（津波による損傷の防止）」においては、「重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを要求している。

なお、「設置許可基準規則第四十三条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口、保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため、可搬型重大事故等対処設備についても津波防護の対象とする。

設置許可基準規則の解釈別記３では、津波から防護する設備として、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備においても入力津波に対して当該機能を十分に保持できることを要求している。

このため、津波から防護する設備は重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備（以下「重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）とし、これらを内包する建屋及び区画について第 1.4.6 表に分類を示す。

(2) 敷地及び敷地周辺における地形、施設の配置等

a. 敷地及び敷地周辺の地形、標高並びに河川の存在の把握

「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」に同じ。

b. 敷地における施設の位置、形状等の把握

重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画として、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」で示した範囲に加え、緊急時対策所、空冷式非常用発電装置、泡混合器、

可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、軽油用ドラム缶、シルトフェンス、スプレイヘッダ、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）、タンクローリー、可搬式オイルポンプ、電源車、電源車（緊急時対策所用）、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、ブルドーザ、放水砲、油圧ショベル及び蓄電池（３系統目）の区画を設置する。（第 1.4.27 図）

c. 敷地周辺の人工構造物の位置、形状等の把握

「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」に同じ。

(3) 入力津波の設定

「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」に同じ。

1.4.2.2 敷地の特性に応じた津波防護の基本方針

津波防護の基本方針は、以下の(1)～(5)のとおりである。

(1) 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。下記(3)において同じ。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止できる設計とする。

(3) 上記 2 方針のほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画については、浸水防護をすることにより、津波による影響等から隔離可能な設計とする。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止できる設計とする。

(5) 津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とするため、外郭防護として防潮堤を設置する。

また、取水路及び排水路等の経路から流入させない設計とするため、外郭防護として屋外排水路逆流防止設備並びに海水ポンプ室に海水ポンプエリア止水壁及び海水ポンプ室浸水防止蓋を設置し、防潮堤のケーブル貫通部に防潮堤貫通部止水処置を実施する。

設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、津波による影響等から隔離可能な設計とするため、内郭防護として、タービン建屋及び制御建屋と中間建屋との境界に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。

さらに、屋外の循環水管の損傷箇所から海水ポンプエリア等への津波の流入を防止するため、海水ポンプエリア止水壁及び海水管トレンチ浸水防止蓋の設置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置の実施並びにディーゼル建屋に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。

地震発生後、津波が発生した場合に、その影響を俯瞰的に把握するため、津波監視設備として、原子炉格納容器壁面及び海水ポンプ室に津波監視カメラ、海水ポンプ室及び海水ポンプ室上の防潮堤に潮位計を設置する。

緊急時対策所、空冷式非常用発電装置、泡混合器、可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、軽油用ドラム缶、シルトフェンス、スプレイヘッダ、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）、タンクローリー、可搬式オイルポンプ、電源車、電源車（緊急時対策所用）、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、ブルドーザ、放水砲、油圧ショベル及び蓄電池（３系統目）の区画は津波の影響を受けない位置に設置されており、新たな津波防護対策は必要ない。

津波防護対策の設備分類と設置目的を第 1.4.4 表に示す。また、敷地の特性に応じた津波防護の概要を第 1.4.22 図に示す。

1.4.2.3 敷地への浸水防止（外郭防護１）

(1) 遡上波の地上部からの到達・流入の防止

重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画並びに海水ポンプ室が設置されている周辺敷地高さは T.P.＋3.5m であり、取水口側並びに１号炉及び２号炉側の敷地から津波による遡上波が到達・流入する可能性があるため、津波防護施設、浸水防止設備を設置する。

遡上波の地上部からの到達防止に当たっての検討は、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

(2) 取水路、放水路等の経路からの津波の流入防止

取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

1.4.2.4 漏水による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止（外郭防護２）

取水・放水設備及び地下部等において、漏水による浸水範囲を限定し、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的には、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

1.4.2.5 重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画の隔離（内郭防護）

(1) 浸水防護重点化範囲の設定

浸水防護重点化範囲として、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設

計方針」で示した範囲に加え、緊急時対策所、空冷式非常用発電装置、泡混合器、可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、軽油用ドラム缶、シルトフェンス、スプレイヘッダ、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）、タンクローリー、可搬式オイルポンプ、電源車、電源車（緊急時対策所用）、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、ブルドーザ、放水砲、油圧ショベル及び蓄電池（３系統目）の区画を設定する。

(2) 浸水防護重点化範囲の境界における浸水対策

浸水防護重点化範囲のうち、設計基準対象施設と同じ範囲については、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

また、その他の範囲については、津波による溢水の影響を受けない位置に設置する、若しくは津波による溢水の浸水経路がない設計とする。

1.4.2.6 水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止

(1) 重大事故時に使用するポンプの取水性

水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

また、重大事故等に使用する大容量ポンプ及び送水車の取水ホースは投込み式であり、水位変動に対する追従性があるため、取水性に影響はない。

(2) 津波の二次的な影響による海水ポンプの機能保持確認

基準津波による水位変動に伴う海底の砂移動・堆積及び漂流物に対して、海水ポンプ室の通水性が確保できる設計とする。

また、基準津波による水位変動に伴う浮遊砂等の混入に対して海水ポンプ、大容量ポンプ及び送水車は機能保持できる設計とする。具体的には、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

1.4.2.7 津波監視

津波の襲来を監視するために設置する津波監視設備の機能については、「1.4.1 設計基準対象施設の耐津波設計方針」を適用する。

1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計

1.4.3.1 特定重大事故等対処施設の耐津波設計の基本方針

特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

(1) 津波防護対象の選定

「設置許可基準規則第四十条（津波による損傷の防止）」においては、「重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを要求している。

設置許可基準規則の解釈別記３では、津波から防護する設備として、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備においても入力津波に対して当該機能を十分に保持できることを要求している。

このため、津波から防護する設備は特定重大事故等対処施設、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備（以下「特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）とし、これらを内包する建屋及び区画について第 1.4.8 表に分類を示す。

(2) 敷地及び敷地周辺における地形、施設の配置等

a. 敷地及び敷地周辺の地形、標高並びに河川の存在の把握

「1.4.1.1(2)a. 敷地及び敷地周辺における地形、標高並びに河川の存在の把握」に同じ。

b. 敷地における施設の位置、形状等の把握

特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画として、「1.4.1.1(2)b. 敷地における施設の位置、形状

等の把握」で示した範囲に加え、[redacted]を設置する。[redacted]として、[redacted]を設置する。津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、「1.4.1.1(2)b. 敷地における施設の位置、形状等の把握」で示した内容に加え、[redacted]として、[redacted]を設置する。[redacted]として、[redacted]する。[redacted]として、[redacted]を設置する。（第 1.4.28 図）

c. 敷地周辺の人工構造物の位置、形状等の把握

「1.4.1.1(2)c. 敷地周辺の人工構造物の位置、形状等の把握」に同じ。

(3) 入力津波の設定

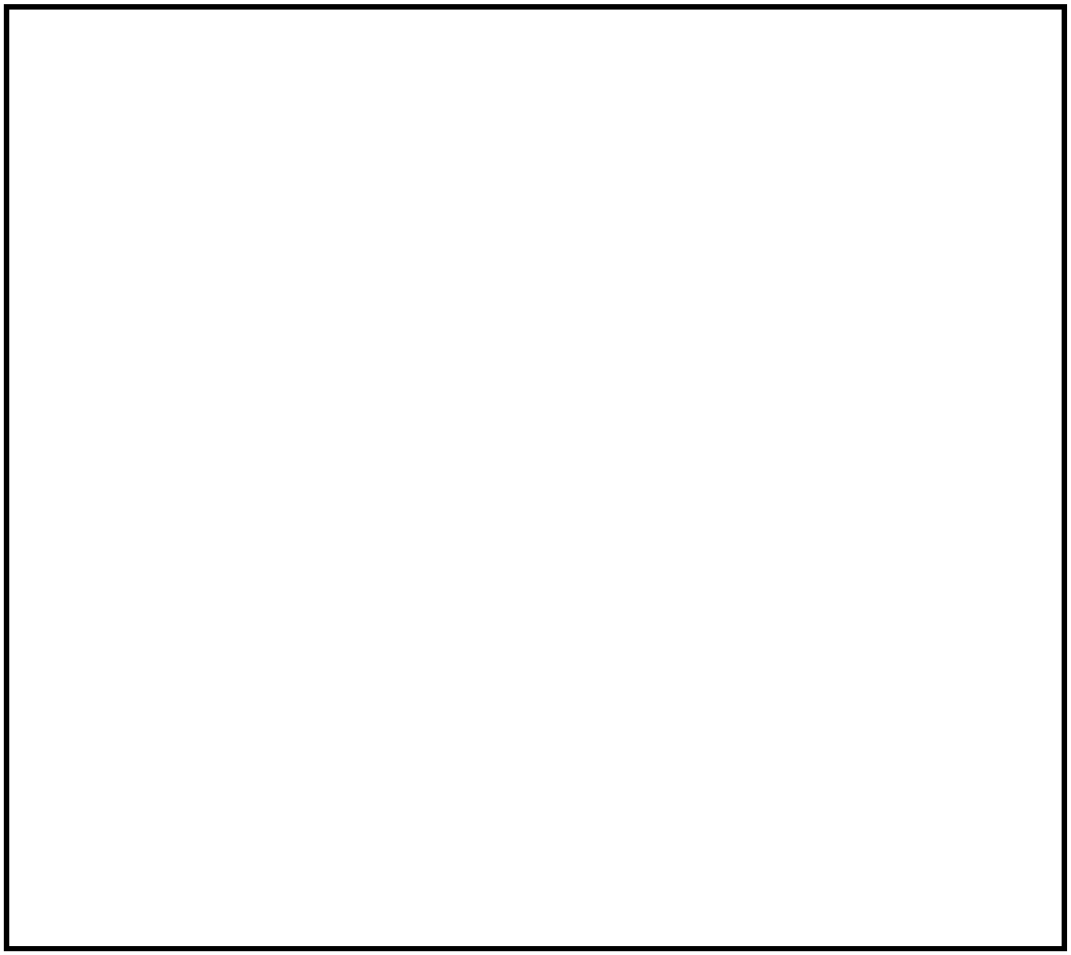
設計基準対象施設と同じ範囲については、「1.4.1.1(3) 入力津波の設定」に同じ。

[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

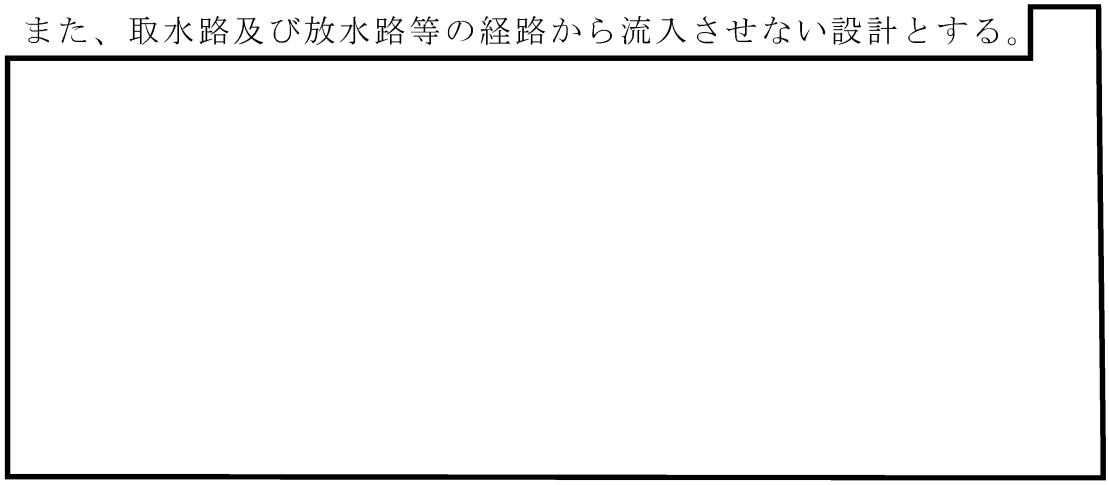
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



1.4.3.2 敷地の特性に応じた津波防護の基本方針

津波防護の基本方針は、以下の(1)～(5)のとおりである。

(1) 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。下記(3)において同じ。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止できる設計とする。

(3) 上記 2 方針のほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画については、浸水防護をすることにより、津波による影響等から隔離可能な設計とする。

(4) による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止できる設計とする。

(5) 津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とするため、外郭防護として防潮堤を設置する。

また、取水路、排水路等の経路から流入させない設計とするため、外郭防護として屋外排水路逆流防止設備並びに海水ポンプ室に海水

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ポンプエリア止水壁及び海水ポンプ室浸水防止蓋を設置し、防潮堤のケーブル貫通部に防潮堤貫通部止水処置を実施する。

特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、津波による影響等から隔離可能な設計とするため、内郭防護として、タービン建屋及び制御建屋と中間建屋との境界に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。

さらに、屋外の循環水管の損傷箇所から制御建屋等への津波の流入を防止するため、海水ポンプエリア止水壁及び海水管トレンチ浸水防止蓋の設置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置の実施並びにディーゼル建屋に水密扉の設置及び建屋貫通部止水処置を実施する。

地震発生後、津波が発生した場合に、その影響を俯瞰的に把握するため、津波監視設備として、原子炉格納容器壁面及び海水ポンプ室に津波監視カメラ、、海水ポンプ室及び海水ポンプ室上の防潮堤に潮位計、を設置する。

基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策として、の地上境界貫

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

通部に貫通部止水処置を実施する。

津波防護対策の設備分類と設置目的を第 1.4.4 表及び第 1.4.10 表に示す。また、敷地の特性に応じた津波防護の概要を第 1.4.22 図及び第 1.4.33 図に示す。

1.4.3.3 敷地への浸水防止（外郭防護１）

(1) 遡上波の地上部からの到達、流入の防止

(2) 取水路、放水路等の経路からの津波の流入防止

敷地への津波流入については、取水口、屋外排水路及び防潮堤貫通部の経路からの流入の可能性があるが、各々の流入経路特定結果及び必要に応じて実施する浸水対策については「1.4.1.3 (2) 取水路、放水路等の経路からの津波の流入防止」を適用する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.4.3.4 漏水による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止（外郭防護２）

(1) 漏水対策

敷地については、「1.4.1.4 (1) 漏水対策」を適用する。

(2) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響確認

敷地については、「1.4.1.4 (2) 安全機能への影響確認」を適用する。

(3) 排水設備設置の検討

敷地については、「1.4.1.4 (3) 排水設備設置の検討」を適用する。

1.4.3.5 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画の隔離（内郭防護）

(1) 浸水防護重点化範囲の設定

浸水防護重点化範囲として、「1.4.1.5(1) 浸水防護重点化範囲の設定」で示した範囲に加え、を設定する。

(2) 浸水防護重点化範囲の境界における浸水対策

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

浸水防護重点化範囲のうち、設計基準対象施設と同じ範囲については、「1.4.1.5(2) 浸水防護重点化範囲の境界における浸水対策」を適用する。

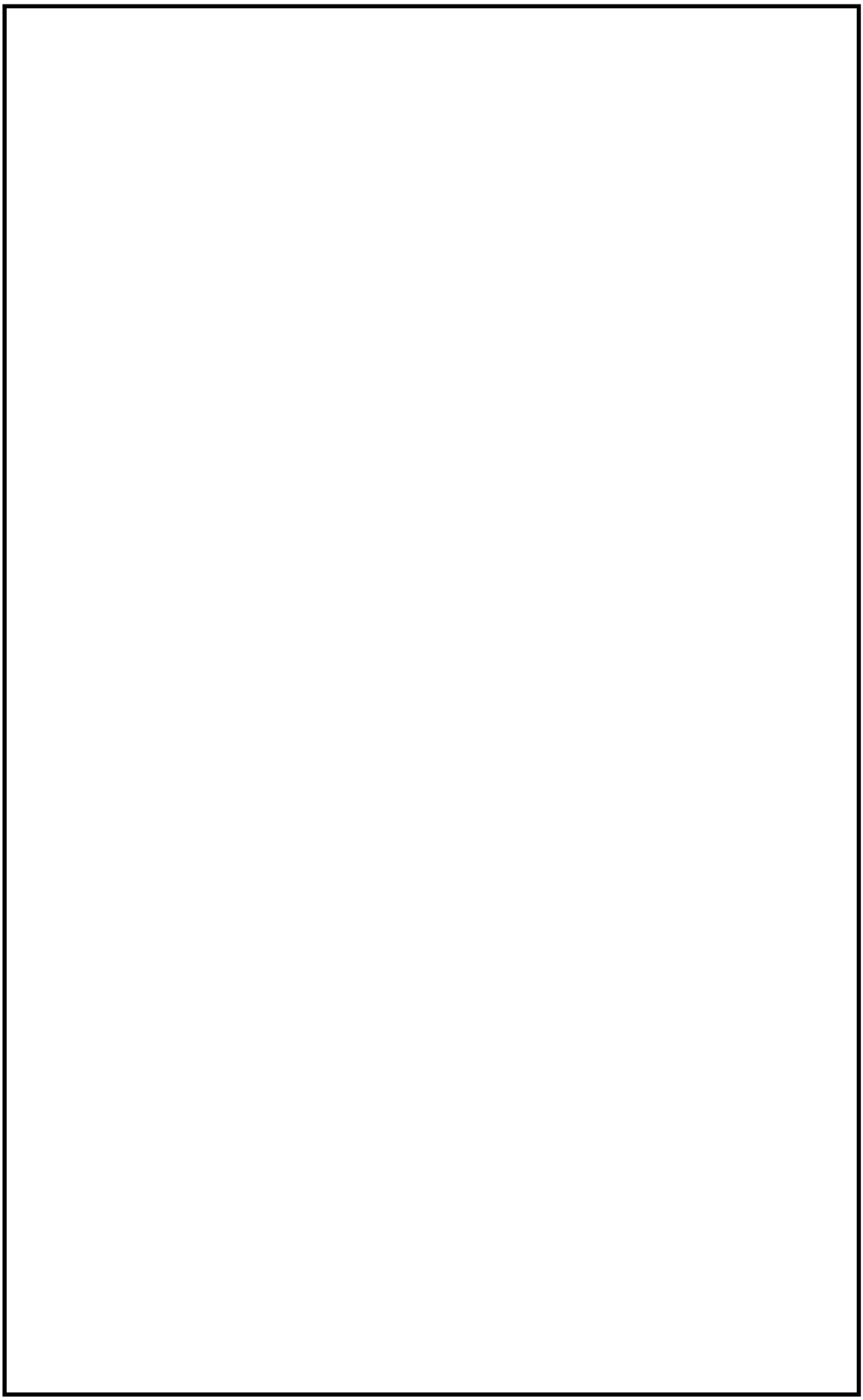
また、[redacted]については、津波による溢水の影響を受けない位置に設置する、若しくは津波による溢水の浸水経路がない設計とし、[redacted]設計とする。

1.4.3.6 [redacted]による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止

[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.4.3.7 津波監視

津波の襲来を監視するために設置する津波監視設備の機能のうち、[redacted]敷地に設置されるものについては、「1.4.1.7 津波監視」を適用する。

[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.5 火災防護に関する基本方針

1.5.1 設計基準対象施設の火災防護に関する基本方針

1.5.1.1 基本事項

設計基準対象施設は、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定し、放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を設置する区域を火災区域に設定する。設定する火災区域及び火災区画に対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計とするための基本事項を、以下の「1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定」から「1.5.1.1.6 火災防護計画」に示す。

1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定

建屋内、原子炉格納容器及びアニュラスの火災区域は、耐火壁により囲まれ、他の区域と分離されている区域を「1.5.1.1.2 安全機能を有する構築物、系統及び機器」において選定する機器並びに壁の配置を考慮し、火災区域として設定する。建屋内のうち、火災の影響軽減の対策が必要な原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器並びに放射性物質の貯蔵、かつ、閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域は、3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3 時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である 150mm[(2)]以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁（貫通部シール、防火扉、防火ダンパ）により他の火災区域と分離する。

屋外の火災区域は、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、「1.5.1.1.2 安全機能を有する構築物、系統及び機器」にお

いて選定する機器等を設置する区域を、火災区域に設定する。

また、火災区画は、建屋内で設定した火災区域を系統分離等に応じて分割して設定する。

1.5.1.1.2 安全機能を有する構築物、系統及び機器

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生を防止し、又はこれらの拡大を防止するために必要となるものである設計基準対象施設のうち、以下に示す原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するために必要な構築物、系統及び機器並びに放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を、「安全機能を有する構築物、系統及び機器」として選定する。

その他の設計基準対象施設は、設備等に応じた火災防護対策を講じる。

1.5.1.1.3 原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するために必要な構築物、系統及び機器

原子炉施設において火災が発生した場合に、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持（以下「原子炉の安全停止」という。）するために必要な以下の機能を確保するための構築物、系統及び機器を、「原子炉の安全停止に必要な機器等」として選定する。

【原子炉の安全停止に必要な機能】

① 反応度制御機能

② １次冷却系のインベントリと圧力の制御機能

③ 崩壊熱除去機能

④ プロセス監視機能

⑤ サポート（電源、補機冷却水、換気空調等）機能

⑥ その他（非常用炉心冷却機能）

1.5.1.1.4 放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器

放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機

器として、燃料の貯蔵設備並びに放射性廃棄物の処理設備及び貯蔵設備（以下、「放射性物質を貯蔵する機器等」という。）を選定する。また、放射性物質の貯蔵、かつ、閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器として、放射性廃棄物の処理設備及び貯蔵設備を選定する。

1.5.1.1.5 火災防護対象機器及び火災防護対象ケーブル

原子炉施設において火災が発生した場合に、原子炉の安全停止に影響を及ぼす可能性のある機器を火災防護対象機器として選定し、火災防護対象機器を駆動若しくは制御するケーブルを火災防護対象ケーブルとして選定する。以下、火災防護対象機器及び火災防護対象ケーブルを火災防護対象機器等という。

1.5.1.1.6 火災防護計画

原子炉施設全体を対象とした火災防護対策を実施するため、火災防護計画を策定する。火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練、火災発生防止のための活動、火災防護設備の保守点検及び火災情報の共有化等、火災防護を適切に実施するための対策並びに火災発生時の対応等、火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器並びに重大事故等対処施設については、火災の発生防止、火災の早期感知及び消火並びに火災の影響軽減の 3 つの深層防護の概念に基づき、必要な火災防護対策を行うことを定め、可搬型重大事故等対処設備、重大事故等に柔軟に対応するための多様性拡張設備等のその他の原子炉施設については、設備等に応じた火災防護対策を行うことを定める。

外部火災については、安全施設を外部火災から防護するための運用等について定める。

1.5.1.2 火災発生防止

1.5.1.2.1 原子炉施設の火災発生防止

原子炉施設の火災発生防止については、発火性又は引火性物質に対して火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検知対策、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策並びに電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を講じた設計とし、具体的な設計を「1.5.1.2.1.1 発火性又は引火性物質」から「1.5.1.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示す。

安全機能を有する機器に使用するケーブルも含めた不燃性材料又は難燃性材料の使用についての具体的な設計について「1.5.1.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用」に、落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止の具体的な設計について「1.5.1.2.3 落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止」に示す。

1.5.1.2.1.1 発火性又は引火性物質

発火性又は引火性物質を内包する設備及びこれらの設備を設置する火災区域には、以下の火災の発生防止対策を講じる設計とする。

ここでいう発火性又は引火性物質としては、消防法で定められる危険物のうち「潤滑油」及び「燃料油」、高圧ガス保安法で高圧ガスとして定められる水素、窒素、液化炭酸ガス及び空調用冷媒等のうち、可燃性である「水素」を対象とする。

(1) 漏えいの防止、拡大防止

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、溶接構造、シール構造の採用により漏えいの防止対策を講じる設計とする。また、漏えいの拡大を防止するため、液面等の監視、点検により潤滑油、燃料油の漏えいを早期に検知する対策、オイルパン、ドレン

リム、堰又は油回収装置を設置する対策を実施する設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備は、以下に示す漏えいの防止、拡大防止対策を講じる設計とする。

・気体廃棄物処理設備

気体廃棄物処理設備の配管等は雰囲気への水素の漏えいを考慮した溶接構造とし、弁グランド部から雰囲気へ水素漏えいの可能性のある弁は、雰囲気への水素の漏えいを考慮し、ベローズや金属ダイヤフラム等を用いる設計とする。

・体積制御タンク及びこれに関連する配管、弁

体積制御タンク及びこれに関連する配管、弁は、雰囲気への水素の漏えいを考慮した溶接構造とし、弁グランド部から雰囲気へ水素漏えいの可能性のある弁は、雰囲気への水素の漏えいを考慮し、ベローズや金属ダイヤフラム等を用いる設計とする。

・混合ガスボンベ

「(5) 貯蔵」に示す混合ガスボンベは、ボンベ使用時に職員がボンベ元弁を開操作し、使用後は元弁を閉操作する運用とする。

(2) 配置上の考慮

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備の火災により、原子炉施設の安全機能を損なうことのないよう、潤滑油及び燃料油を内包する設備と原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器は、壁等の設置又は離隔による配置上の考慮を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備の火災により、原子炉施設の安全機能を損なうことのないよう、水素を内包する設備と原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器は、壁等の設置による配置上の考慮を行う設計とする。

(3) 換気

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備がある火災区域の建屋等は、火災の発生を防止するために、補助建屋送気ファン及び補助建屋排気ファン等、空調機器による機械換気又は自然換気により換気を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

発火性又は引火性物質である水素を内包する設備である蓄電池、気体廃棄物処理設備、体積制御タンク及びこれに関連する配管、弁、並びに「(5) 貯蔵」に示す混合ガスボンベを設置する火災区域は、火災の発生を防止するために、以下に示す空調機器による機械換気により換気を行う設計とする。

・蓄電池

蓄電池を設置する火災区域は、バッテリ室給気ファン及び非常用電源から給電されるバッテリ室換気ファンによる機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

なお、外部電源喪失時にバッテリ室給気ファンによる給気ができない場合は、給気ラインのダンパ開放により、自然給気を行う。

・気体廃棄物処理設備

気体廃棄物処理設備を設置する火災区域は、補助建屋送気ファン及び補助建屋排気ファンによる機械換気を行うことにより、水素が漏えいしても、水素濃度を燃焼限

界濃度未満とするよう設計する。

・体積制御タンク及びこれに関連する配管、弁

体積制御タンク及びこれに関連する配管、弁を設置する火災区域は、補助建屋送気ファン及び補助建屋排気ファンによる機械換気を行うことにより、水素が漏えいしても、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

・混合ガスボンベ

「(5) 貯蔵」に示す混合ガスボンベを設置する火災区域は、中間建屋送気ファン及び中間建屋排気ファンによる機械換気を行うことにより、水素が漏えいしても、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

なお、水素を内包する設備のある火災区域は、水素濃度が燃焼限界濃度未満の雰囲気となるように送気ファン及び排気ファンで換気されるが、送気ファン及び排気ファンは、多重化して設置する設計とするため、単一故障を想定しても換気は可能である。

(4) 防爆

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、「(1) 漏えいの防止、拡大防止」で示したように、溶接構造等、潤滑油及び燃料油の漏えいを防止する設計とするとともに、オイルパンの設置等により、漏えいした潤滑油及び燃料油の拡大を防止する設計とする。

潤滑油及び燃料油が設備の外部へ漏えいしても、これらの引火点は、油内包機器を設置する室内温度よりも十分高く、機器運転時の温度よりも高いため、可燃性蒸気とならないことから、潤滑油及び燃料油が、爆発性の雰囲気を形成するおそれはない。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備は、「(1) 漏えいの防止、拡大防止」に示す溶接構造の採用等により水素を容器内に密閉すること、又は「(3) 換気」に示す機械換気により水素の滞留を防止することにより、爆発性の雰囲気にならない設計とする。

以上の設計により、「電気設備に関する技術基準を定める省令」第六十九条及び「工場電気設備防爆指針」で要求される爆発性雰囲気とはならないため、当該火災区域に設置する電気・計装品を防爆型とする必要はなく、防爆を目的とした電気設備の接地も必要ない。

なお、電気設備の必要な箇所には、「原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基準を定める省令」第十条、第十一条に基づく接地を施す設計とする。

(5) 貯蔵

貯蔵機器とは、供給設備へ補給するために設置する機器のことであり、発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油の貯蔵機器としては、ディーゼル発電機の燃料油貯蔵タンクがある。

燃料油貯蔵タンクは、7日間の外部電源喪失に対してディーゼル発電機を連続運転するために必要な量を貯蔵することを考慮した設計とする。

発火性又は引火性物質である水素の貯蔵機器としては、以下に示す混合ガスボンベがあり、このボンベは、供給単位であるボンベごとに貯蔵する設計とする。

・試料の濃度測定用混合ガスボンベ

1.5.1.2.1.2 可燃性の蒸気又は可燃性の微粉の対策

発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、「1.5.1.2.1.1(4) 防爆」に示すとおり、可燃性の蒸気を発生するおそれはなく、また、火災区域において有機溶剤を使用する場合は、火災防護計画の定めにしたがい、使用する作業場所の局所

排気を行うとともに、建屋の送気ファン及び排気ファンによる機械換気により、滞留を防止する設計とする。

また、火災区域には、「工場電気設備防爆指針」に記載される「可燃性粉じん（石炭のように空気中の酸素と発熱反応を起こし爆発する粉じん)」や「爆発性粉じん（金属粉じんのように空気中の酸素が少ない雰囲気又は二酸化炭素中でも着火し、浮遊状態では激しい爆発を生じる粉じん)」のような可燃性の微粉を発生する設備を設置しない設計とする。

以上の設計により、火災区域には、可燃性の蒸気又は微粉を高所に排出するための設備を設置する必要はなく、電気・計装品も防爆型とする必要はない。

火災区域には、金属粉や布による研磨機のように静電気が溜まるおそれがある設備を設置しない設計とするため、静電気を除去する装置を設置する必要はない。

1.5.1.2.1.3 発火源への対策

原子炉施設には、金属製の本体内に収納する等の対策を行い、設備外部に出た火花が発火源となる設備を設置しない設計とする。

また、原子炉施設には、高温となる設備があるが、高温部分を保温材で覆うことにより、可燃性物質との接触防止や潤滑油等可燃物の加熱防止を行う設計とする。

1.5.1.2.1.4 水素対策

水素を内包する設備を設置する火災区域については、「1.5.1.2.1.1(1) 漏えいの防止、拡大防止」に示すように、溶接構造等、雰囲気への水素の漏えいを防止する設計とするとともに、「1.5.1.2.1.1(3) 換気」に示すように、機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

体積制御タンクを設置する火災区域は、通常運転中において体積制御タンクの気相部に水素を封入することを考慮して、水素濃

度検知器を設置し、水素の燃焼限界濃度である 4vol%の 1/4 以下の濃度にて、中央制御室に警報を発する設計とする。

また、蓄電池を設置する火災区域は、充電時における蓄電池が水素を発生するおそれがあることを考慮して、水素濃度検知器を設置し、水素の燃焼限界濃度である 4vol%の 1/4 以下の濃度にて、中央制御室に警報を発する設計とする。

1.5.1.2.1.5 放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策

加圧器以外の 1 次冷却系は高圧水の一相流とし、また、加圧器内も運転中は常に 1 次冷却材と蒸気を平衡状態とすることで、水素や酸素の濃度が高い状態で滞留、蓄積することを防止する設計とする。

蓄電池を設置する火災区域は、空調機器による機械換気により、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

1.5.1.2.1.6 過電流による過熱防止対策

電気系統は、送電線への落雷等外部からの影響や、地絡、短絡等に起因する過電流による過熱や焼損を防止するために、保護継電器、遮断器により、故障回路を早期に遮断する設計とする。

1.5.1.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器に対しては、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は以下とする。

・不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するもの（以下「代替材料」という。）を使用する設計とする。
・構築物、系統及び機器の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合であって、当該構築物、系統及び機器における火災に起因して他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災が発生することを防止するための措置を

講じる設計とする。

1.5.1.2.2.1 主要な構造材に対する不燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器のうち、機器、配管、ダクト、トレイ、電線管、盤の筐体及びこれらの支持構造物の主要な構造材は、火災の発生防止及び当該設備の強度確保等を考慮し、ステンレス鋼、低合金鋼、炭素鋼等の金属材料、又はコンクリート等の不燃性材料を使用する設計とする。

ただし、配管のパッキン類は、その機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難であるが、金属で覆われた狭隘部に設置し直接火炎に晒されることはないことから不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とし、また、金属に覆われたポンプ及び弁等の駆動部の潤滑油並びに金属に覆われた機器躯体内部に設置される電気配線は、発火した場合でも、他の安全機能を有する構築物、系統及び機器に延焼しないことから、不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とする。

1.5.1.2.2.2 変圧器及び遮断器に対する絶縁油等の内包

安全機能を有する構築物、系統及び機器のうち、屋内の変圧器及び遮断器は、可燃性物質である絶縁油を内包していないものを使用する設計とする。

1.5.1.2.2.3 難燃ケーブルの使用

安全機能を有する機器に使用するケーブルは、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とする。

ただし、安全機能を有する機器に使用するケーブルには、自己消火性を確認するＵＬ垂直燃焼試験は満足するが、延焼性を確認するIEEE383垂直トレイ燃焼試験の要求を満足しない非難燃ケーブルがある。

したがって、非難燃ケーブルについては、以下の(1)に示すように、引き替えて難燃ケーブルを使用する設計、並びに難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保するため、(2)に示すように非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シート、結束ベルト及びシート押さえ器具で覆い複合体を形成する設計、又は(3)に示すように電線管に収納する設計とする。

(1) 非難燃ケーブルを引き替えて難燃ケーブルを使用する設計

ケーブル物量が大幅に削減できる範囲、過電流による発火リスクの低減が図れる範囲、及び原子炉格納容器内については、用途や安全性の向上の観点から、非難燃ケーブルを引き替えて難燃ケーブルを使用する設計とする。

a. ケーブル物量が大幅に削減できる範囲

非難燃ケーブルが集中している箇所（配線処理室等）において、信号を集約し伝送することができる光ケーブル（難燃ケーブル）に引き替えることで可燃物であるケーブル物量が大幅に削減できる範囲

b. 過電流による発火リスクの低減が図れる範囲

短絡又は地絡に起因する過電流による発火リスクのある高圧電力及び低圧電力ケーブルである非難燃ケーブルにおいて、高電圧が印加され発火時の発熱量が多い高圧電力ケーブルのうち、通電時間が長く難燃ケーブルに新たに引き替えることで過電流による発火リスクの低減が図れる範囲

c. 原子炉格納容器内

１次冷却材漏えい事故等が発生した場合に防火シートがデブリ発生の要因となりうる原子炉格納容器内

(2) 複合体を形成する設計

複合体は、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保する設計とする。

このため、複合体外部の火災を想定した場合に必要な設計を行った上で、複合体内部の発火を想定した場合に必要な設計を

加える。

また、複合体は、防火シートが与える化学的影響、複合体内部への熱の蓄積及び重量増加を考慮しても非難燃ケーブル及びケーブルトレイの機能が損なわれないことを確認する設計とするとともに、施工後において、複合体の難燃性能を維持する上で、防火シートのずれ、隙間及び傷の範囲を考慮する設計とし、これらを実証試験により確認して使用する設計とする。

a．複合体外部の火災を想定した場合の設計

複合体は、外部の火災に対して、燃焼の 3 要素（熱（火炎）、酸素、可燃物）のうち熱（火炎）及び酸素量を抑制することにより、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能が確保できる設計とする。

このため、複合体は、熱（火炎）及び酸素量を抑制するため、非難燃ケーブルが露出しないように非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シートで覆い、その状態を維持するため結束ベルトで固定し、シート押さえ器具で非難燃ケーブルと防火シートの隙間が拡大することを抑える設計とする。

実証試験では、この設計の妥当性を確認するため、防火シートが不燃性、遮炎性、耐久性及び被覆性を有していること、その上で、複合体としては、自己消火し燃え止まること、延焼による損傷長が難燃ケーブルよりも短くなることを確認した上で使用する。

b．複合体内部の発火を想定した場合の設計

複合体は、短絡又は地絡に起因する過電流により発火した内部の火災に対して、酸素量を抑制することにより、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保できる設計とする。

このため、複合体は、「a.複合体外部の火災を想定した場合の設計」に加え、複合体内部の延焼を燃え止まらせるため、ケーブルトレイが火災区画の境界となる壁、天井又は床を貫通する部分に耐火シールを処置し、延焼の可能性のあるケー

ブルトレイにシート押さえ器具を設置する設計とする。また、複合体内部の火炎が外部に露出しないようにするため、防火シート間を重ねて覆う設計とする。

複合体内部で発火した火災は、過電流が継続する場合と継続しない場合があることから、実証試験では、過電流が継続する場合と継続しない場合の両方において、設計の妥当性を確認するため、防火シートで複合体内部の火炎が遮られ外部に露出しないこと、また、過電流が継続しない場合は、設計の妥当性を確認するため、複合体内部の火炎に対して自己消火し燃え止まることを確認した上で使用する。

(3) 電線管に収納する設計

複合体とするケーブルトレイから安全機能を有する機器に接続するために電線管で敷設される非難燃ケーブルは、火災を想定した場合にも延焼が発生しないように、電線管に収納するとともに、電線管の両端は電線管外部からの酸素供給防止を目的として、難燃性の耐熱シール材を処置する設計とする。

なお、核計装用ケーブルは、微弱電流・微弱パルスを扱うため、耐ノイズ性を確保するために、絶縁体に誘電率の低い架橋ポリエチレンを使用する設計とする。このケーブルは、自己消火性を確認する UL 垂直燃焼試験は満足するが、延焼性を確認する IEEE383 垂直トレイ燃焼試験の要求を満足しない。したがって、核計装用ケーブルは、チャンネルごとに専用電線管に収納し、電線管の両端は難燃性の耐熱シール材を処置する設計とする。

以上のように、難燃性の耐熱シール材を処置した電線管内は、外気から容易に酸素の供給がない閉塞した状態であるため、内部のケーブルに火災が発生してもケーブルの燃焼に必要な酸素が不足し、燃焼の維持ができなくなるので、すぐに自己消火し、ケーブルは延焼しない。

このため、電線管で収納し、難燃性の耐熱シール材により酸

素の供給防止を講じた非難燃ケーブルは、IEEE383 垂直トレイ燃焼試験の判定基準を満足するケーブルと同等以上の延焼防止性能を有する。

1.5.1.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器のうち、換気空調設備のフィルタは、チャコールフィルタを除き、ガラス繊維等、「JIS L 1091（繊維製品の燃焼性試験方法）」又は「JACA No.11A（空気清浄装置用ろ材燃焼性試験方法指針（公益社団法人 日本空気清浄協会））」を満足する難燃性のフィルタを使用する設計とする。

1.5.1.2.2.5 保温材に対する不燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する保温材は、ケイ酸カルシウム、ロックウール、金属保温等、平成 12 年建設省告示第 1400 号に定められたもの又は建築基準法で不燃材料として定められたものを使用する設計とする。

1.5.1.2.2.6 建屋内装材に対する不燃性材料の使用

安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する建屋の内装材は、建築基準法に基づく不燃材料若しくはこれと同等の性能を有することを試験により確認した材料、又は消防法に基づく防炎物品若しくはこれと同等の性能を有することを試験により確認した材料を使用する設計とする。

ただし、原子炉格納容器内部コンクリートの表面に塗布するコーティング剤は、不燃材料であるコンクリートに塗布することで、火災により燃焼し難く著しい燃焼をしないこと、また、加熱源を除去した場合はその燃焼部が広がらず他の安全機能を有する構築物、系統及び機器に延焼しないこと、並びに原子炉格納容器内に設置する原子炉の安全停止に必要な機器は不燃性又は難燃性の材

料を使用し周辺には可燃物がないことから、他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災を生じさせるおそれが小さい設計とする。

1.5.1.2.3 落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止

原子炉施設では、自然現象として、落雷、地震、津波、高潮、火山の影響、森林火災、竜巻、風（台風）、凍結、降水、積雪、生物学的事象、地滑り及び洪水が想定される。

津波、高潮、森林火災及び竜巻（風（台風）を含む。）は、それぞれの現象に対して原子炉施設の安全機能を損なうことのないように、機器をこれらの自然現象から防護することで、火災の発生防止を行う設計とする。

また、地滑りについては、「1.11.7.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」の「第六条 外部からの衝撃による損傷の防止」に示すとおり、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とすることで、火災の発生防止を行う設計とする。

凍結、降水、積雪及び生物学的事象は、火源が発生する自然現象ではなく、火山の影響についても、火山から原子炉施設に到達するまでに降下火砕物が冷却されることを考慮すると、火源が発生する自然現象ではない。

洪水は、原子炉施設の地形を考慮すると、原子炉施設の安全機能を有する機器に影響を与える可能性がないため、火災が発生するおそれはない。

したがって、落雷、地震について、これらの現象によって火災が発生しないように、以下のとおり火災防護対策を講じる設計とする。

1.5.1.2.3.1 落雷による火災の発生防止

原子炉施設内の構築物、系統及び機器は、落雷による火災発生を防止するため、地盤面から高さ 20m を超える建築物には、建築

基準法に基づき「JIS A 4201 建築物等の避雷設備（避雷針）」に準拠した避雷設備を設置する設計とする。

送電線については、「1.5.1.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示すとおり、故障回路を早期に遮断する設計とする。

【避雷設備設置箇所】

・原子炉格納施設
・タービン建屋
・補助ボイラ燃料タンク
・復水処理建屋
・使用済燃料輸送容器保管建屋
・固体廃棄物処理建屋
・淡水タンク
・２次系純水タンク
・特高開閉所

1.5.1.2.3.2 地震による火災の発生防止

安全機能を有する構築物、系統及び機器（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）は、耐震クラスに応じて十分な支持性能をもつ地盤に設置するとともに、自らが破壊又は倒壊することによる火災の発生を防止する設計とする。

なお、耐震については「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがい設計する。

1.5.1.3 火災の感知及び消火

火災の感知及び消火については、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とし、具体的な設計を「1.5.1.3.1 火災感知設備」から「1.5.1.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による安全機能への影響」に示し、このうち、火災感知設備及び消火設備が、地震等の自然現象によっても、火災感知及び

消火の機能、性能が維持され、かつ、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できる設計とすることを「1.5.1.3.3 地震等の自然現象の考慮」に、また、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、原子炉を安全に停止させるための機能を損なうことのない設計とすることを「1.5.1.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による安全機能への影響」に示す。

1.5.1.3.1 火災感知設備

火災感知設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に感知する設計とする。

火災感知器と受信機を含む火災受信機盤等で構成される火災感知設備は、以下を踏まえた設計とする。

1.5.1.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮

火災感知設備の火災感知器は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、予想される火災の性質を考慮して設置する設計とする。

1.5.1.3.1.2 固有の信号を発する異なる火災感知器の設置

火災感知設備の火災感知器は、「1.5.1.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮」の環境条件等や火災感知器を設置する火災区域又は火災区画の安全機能を有する機器の種類に応じて予想される火災の性質を考慮し、火災を早期に感知できるよう、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器、アナログ式でないが、炎が発する赤外線又は紫外線を感知するため、煙や熱が感知器に到達する時間遅れがなく、火災の早期感知に優位性がある炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。

なお、アナログ式の火災感知器は、平常時の状況（温度、煙の濃度）を監視し、かつ火災現象（急激な温度や煙の濃度の上昇）

を把握することができる設計とする。

アナログ式の煙感知器は蒸気等が充満する場所には設置せず、アナログ式の熱感知器は作動温度を周囲温度より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。アナログ式でない炎感知器には、赤外線を感知する方式と紫外線を感知する方式の 2 種類があるが、炎特有の性質を検出することで誤作動が少ない赤外線方式を採用する。アナログ式でない炎感知器の誤作動を防止するため、屋内に設置する場合は、外光が当たらず、高温物体が近傍にない箇所に設置することとし、屋外に設置する場合は、視野角への影響を考慮した太陽光の影響を防ぐ遮光板の設置や防水型を採用する設計とする。

ただし、(1)から(3)に示す火災区域又は火災区画は、上記とは異なる火災感知器を組み合わせて設置する設計とする。

屋外エリアは、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない火災感知器を選定する。

発火性又は引火性の雰囲気を形成するおそれのある場所は、火災感知器作動時の着火を防止するため、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 原子炉格納容器

原子炉格納容器には、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。ただし、原子炉格納容器ループ室、加圧器室、抽出水再生クーラ室及びインコアモニタチェス室のうち比較的線量の高い場所に設置する熱感知器は、放射線による火災感知器の故障を防止するため、アナログ式でないものとする。アナログ式でない熱感知器は、原子炉格納容

器内の通常時の温度（約 65℃以下）より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。

なお、水素が発生するような事故を考慮して、アナログ式でない火災感知器は、念のため防爆型とする。

(2) 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクエリアは、タンク内部の燃料が気化することを考慮し、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。アナログ式でない防爆型の煙感知器は、塵埃及び水蒸気の影響を受けない場所に設置することで、誤作動を防止する設計とする。アナログ式でない防爆型の熱感知器は、燃料油貯蔵タンクの温度を有意に変動させる加熱源等を設置しないことで、誤作動を防止する設計とする。

(3) 固体廃棄物貯蔵庫

固体廃棄物貯蔵庫には、アナログ式の煙感知器とアナログ式の熱感知器を設置する設計とする。ただし、比較的線量の高い４－廃棄物庫のドラム缶貯蔵エリアの熱感知器は、放射線による火災感知器の故障を防止するため、アナログ式でないものとする。

アナログ式でない熱感知器は、４－廃棄物庫のドラム缶貯蔵エリアの通常時の温度より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。

廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、以下に示すとおり火災感知器を設置しない設計とする。

(4) 廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリア

廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクは、コンクリート壁で囲まれており、金属製であること及び可燃性物質を置かない設計とすることから、火災が発生するおそれはない。

したがって、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアには、火災感知器を設置しない設計とする。

1.5.1.3.1.3 火災受信機盤

中央制御室に設置する火災受信機盤で、火災感知器の作動状況を常時監視する設計とする。

火災受信機盤は、作動した火災感知器を 1 つずつ特定することで、火災の発生場所を特定する機能を有するよう設計する。

1.5.1.3.1.4 火災感知設備の電源確保

火災区域又は火災区画に設置する火災感知設備は、外部電源喪失時においても火災防護上重要な機器等を設置する火災区域又は火災区画の火災の感知が可能となるように、中央制御室に設置する火災受信機盤には消防法を満足する蓄電池を設け、非常用電源からの受電も可能な設計とする。この蓄電池は、非常用電源であるディーゼル発電機から電力が供給開始されるまでに必要な容量を有し、また、全交流動力電源喪失時に代替電源から電力が給電されるまでに必要な容量も満足するものとする。

1.5.1.3.2 消火設備

消火設備は、以下に示すとおり、安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火する設計とする。

1.5.1.3.2.1 原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備は、当該火災区域又は火災区画が、火災発生時の煙の充満及び放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮して設計する。

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画の選定

屋内の原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画は、基本的に、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるものとして選定し、このうち、原子炉格納容器内のループ室は、放射線の影響も考慮し消火活動が困難な場所として選定する。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画の選定

消火活動が困難とならない屋外の原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域並びに屋内の火災区域又は火災区画のうち、消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画を以下に示す。

消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画とは、火災が発生しても煙が大気に放出され煙の充満するおそれがない屋外の火災区域、可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域又は火災区画、運転員が常駐することにより早期の火災感知及び消火活動が可能な火災区域又は火災区画である。

a. 屋外の火災区域

(a) 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクは、地下タンクとして屋外に設置し、火災が発生しても煙が大気に放出されることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(b) 屋外タンクエリア、海水ポンプ室

屋外タンクエリア、海水ポンプ室は、火災が発生しても、煙が大気へ放出されることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

b. 可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域又は火災区画

(a) アニュラス

アニュラスに設置している火災源となりうる機器は、ケーブルに限られる。アニュラスは、高さが約 69m と高く、途中に煙の上昇を妨げるものはないこと、かつ、機械換気により、アニュラス上部から排煙されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(b) 充てん／高圧注入ポンプ配管エリア

充てん／高圧注入ポンプ配管エリアに設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、電動弁、冷却ファンに限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(c) 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、電動弁、ファン等に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(d) 封水クーラ及び非再生クーラ室

封水クーラ及び非再生クーラ室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(e) 体積制御タンク室

体積制御タンク室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、電動弁に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

c. 運転員が常駐する火災区域又は火災区画

(a) 中央制御室

中央制御室は、常駐する運転員によって、早期の火災感知が可能であり、火災発生時に煙が充満する前に消火可能であることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

設置する自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備は、消火直後から火災が発生したエリアに立ち入りが可能であり、機器の状態確認、運転操作を行う上で有利なスプリンクラーを基本とする。スプリンクラーヘッド 1 個からの放水量は、消防法施行規則第十三条に基づき 80 ℓ /min 以上とする。また、溢水の影響を考慮しスプリンクラー動作時の放水量はオリフィス等により 720ℓ /min 以下となるよう設計する。スプリンクラーの構成機器は、原則として、消防法の規定を満足するものを採用する。一方、以下の観点から抽出される箇所については、ガス消火設備等を設置する設計とする。

・スプリンクラーによる消火が適さない油タンクを設置している箇所

・スプリンクラーからの溢水により、安全施設の安全機能が

損なわれるおそれのある箇所

・スプリンクラーの施工が適さない箇所

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置し消火を行う設計とする。

a. 原子炉格納容器

原子炉格納容器内にスプリンクラーを適用するとした場合、ケーブルが密集して設置されているため、スプリンクラーが有効に動作するように配管及びヘッドを設置することは適さない。また、ガス消火設備を適用するとした場合、原子炉格納容器の自由体積が約 7 万 m^3 あることから、原子炉格納容器内全体に消火剤を充満させるまで時間を要する。このため、原子炉格納容器の消火設備は、火災発生時の煙の充満による消火活動が困難でない場合、早期に消火が可能である消火要員による消火を行う設計とする。

火災発生時の煙の充満及び放射線の影響のため、消火要員による消火活動が困難である場合は、中央制御室からの手動操作が可能であり、原子炉格納容器全域を水滴で覆うことのできる格納容器スプレ設備による手動消火を行う設計とする。

(4) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクは、乾燥砂で覆われ地下に埋設されているため、火災の規模は小さい。また、油火災であることを考慮し、消火器で消火を行う設計とする。

b. 屋外タンクエリア、海水ポンプ室

屋外タンクエリア、海水ポンプ室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

なお、海水ポンプには、「1.5.1.4 火災の影響軽減のための対策」に示す二酸化炭素消火設備を設置する。

c. アニュラス

アニュラスは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

d. 充てん／高圧注入ポンプ配管エリア

充てん／高圧注入ポンプ配管エリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

e. 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. 封水クーラ及び非再生クーラ室

封水クーラ及び非再生クーラ室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

g. 体積制御タンク室

体積制御タンク室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

h. 中央制御室

中央制御室には、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器で消火を行う設計とする。また、中央制御盤内の火災については、電気機器への影響がない二酸化炭素消火器で消火を行う設計とする。

1.5.1.3.2.2 放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域に設置する消火設備

放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域に設置する消火設備は、当該火災区域が、火災発生時の煙の充満及び放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域であるかを考慮して設計する。

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域の選定

放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域は、基本的に、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるものとして選定する。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域の選定

放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域のうち、以下の火災区域は、消火活動が困難とならない場所として選定する。

消火活動が困難とならない火災区域とは、可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域、屋外からの消火活動が可能な火災区域である。

a. 液体廃棄物処理設備エリア

液体廃棄物処理設備を設置するエリアは、火災が発生し液体放射性物質が流出しても可燃物とはならず床ドレンに回収される。液体廃棄物処理設備エリアのうち、ホールドアップタンク室、廃液ホールドアップタンク室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

b. 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピットの側面と底面は金属に覆われており、ピット内は水で満たされ、使用済燃料は火災の影響を受けないこと、また、新燃料貯蔵庫は、側面と底面が金属とコンクリートに覆われており可燃物を置かない設計とすることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

c. 水素再結合装置ガス減衰タンクエリア

水素再結合装置ガス減衰タンクエリアには火災源になりえ

る機器を設置していないことから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

d. ガス減衰タンクエリア

ガス減衰タンクエリアには火災源になりえる機器を設置していないことから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

e. 蒸気発生器保管庫

蒸気発生器保管庫の保管エリアには火災源になりえる機器を設置しておらず、入口エリアは入口扉を開放し、屋外からの消火活動が可能であることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

f. ２－廃棄物庫

２－廃棄物庫のドラム缶貯蔵エリアに設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、クレーンに限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制される。また、入口エリアは入口扉を開放し、屋外からの消火活動が可能であることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

g. 廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリア

廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、放射線の影響により立入りが困難であるが、タンクは金属製であること、タンク内に貯蔵する樹脂は水に浸かっており、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアには火災源になりえる機器を設置していないことから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

h. 使用済燃料乾式貯蔵施設

使用済燃料乾式貯蔵施設は、保管する使用済燃料乾式貯蔵容器が金属製であること及び可燃性物質を置かない設計とすることから、火災が発生するおそれがなく、万一火災が発生

しても煙が大気へ拡散されるため、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域には、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

設置する自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備の設計方針には、「1.5.1.3.2.1(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備」を適用する。

なお、放射性廃棄物を貯蔵、処理する施設に従来から設置している消防法の規定を満足する水噴霧消火設備は、スプリンクラーと同様の利点を持つため、実用発電用原子炉及びその附属施設の火災防護に係る審査基準に適合することを確認のうえ、活用する。

(4) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域に設置する消火設備

a. 液体廃棄物処理設備エリア

液体廃棄物処理設備を設置するエリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

b. 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

c. 水素再結合装置ガス減衰タンクエリア

水素再結合装置ガス減衰タンクエリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

d. ガス減衰タンクエリア

ガス減衰タンクエリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

e. 蒸気発生器保管庫

蒸気発生器保管庫は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. ２－廃棄物庫

２－廃棄物庫は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

g. 廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリア

廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、放射線の影響のため消火活動が困難な場所であるが、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクは、金属製であること、タンク内に貯蔵する樹脂は水に浸っており、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、可燃物を置かず、発火源がない設計とすることから、火災が発生するおそれがない。

したがって、廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、消火設備を設置しない設計とする。

h. 使用済燃料乾式貯蔵施設

使用済燃料乾式貯蔵施設は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓及び移動式消火設備で消火を行う設計とする。

1.5.1.3.2.3 消火用水供給系の多重性又は多様性の考慮

消火栓、水噴霧消火設備及びスプリンクラー（原子炉補助建屋を除く）への消火用水供給系の水源は、淡水タンクを 4 基設置し、

多重性を有する設計とする。消火用水供給系の消火ポンプは、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプを設置し、多様性を有する設計とする。

また、原子炉補助建屋の消火栓（地震等により淡水タンクが使用できない場合）及びスプリンクラーへの消火用水供給系は、2基以上の消火水タンク、2 台の消火水ポンプを設置し、多重性を有する設計とする。

格納容器スプレ設備は、内部スプレポンプを 2 台設置する等、系統の多重性を有する設計とし、水源は、使用可能な場合に水源とする淡水タンクを 4 基、地震等により淡水タンクが使用できない場合に水源とする燃料取替用水タンクを 1 基設置する設計とする。なお、燃料取替用水タンクは、格納容器スプレ設備により消火を行う時間が 24 時間以内であることから、単一故障を想定しない設計とする。

1.5.1.3.2.4 系統分離に応じた独立性の考慮

原子炉の安全停止に必要な機器等のうち、火災防護対象機器等の系統分離を行うために設置するスプリンクラー、ハロン消火設備等の自動消火設備は、以下に示す方法により、系統分離に応じた独立性を備える設計とする。

- 静的機器である消火配管、外部からの信号、動力を必要としない閉鎖型スプリンクラーヘッド等は、24 時間以内の単一故障の想定が不要であり、また、基準地震動で損傷しないよう設計するため、多重化しない。
- 動的機器であるスプリンクラーの予作動弁等を多重化することで、動的機器の単一故障を想定しても、両系列の火災防護対象機器等の消火設備が同時に機能を失わない設計とする。
- 火災防護対象機器等の系列ごとに消火設備を設置することで、動的機器であるハロン消火設備の容器弁等の単一故障を想定しても、両系列の火災防護対象機器等の消火設備が同時に機

能を失わない設計とする。

1.5.1.3.2.5 火災に対する二次的影響の考慮

スプリンクラーは、温度が上昇している箇所のみに放水する閉鎖型ヘッドを採用することで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない安全機能を有する構築物、系統及び機器に及ばない設計とする。

ハロン消火設備、二酸化炭素消火設備は、電気絶縁性の高いガスを採用することで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない安全機能を有する構築物、系統及び機器に及ばない設計とする。

また、これら消火設備のガスボンベ及び制御盤は、消防法施行規則第十九条、第二十条に基づき、消火対象空間には設置せず、火災による熱の影響を受けても破損及び爆発が発生しないよう、ボンベに接続する安全弁等によりボンベの過圧を防止する設計とする。

ケーブルトレイ消火設備、エアロゾル消火設備は、電気絶縁性が高い消火剤を採用するとともに、ケーブルトレイ内又は電気盤内に消火剤をとどめることで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない安全機能を有する構築物、系統及び機器に及ばない設計とする。

放射性廃棄物を貯蔵、処理する施設に使用する水噴霧消火設備は、放射性廃棄物の閉じ込め機能に影響を及ぼさない水を消火剤とすることで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない安全機能を有する構築物、系統及び機器に及ばない設計とする。

1.5.1.3.2.6 想定火災の性質に応じた消火剤の容量

消火設備に必要な消火剤の容量について、水噴霧消火設備は消防法施行規則第十六条、二酸化炭素消火設備は、消防法施行規則第十九条、ハロン消火設備は、消防法施行規則第二十条に基づき設計する。また、ケーブルトレイ消火設備は、実証試験(3)(4)により消火性能が確認された消火剤濃度以上となる容量以上を確保するよう設計する。エアロゾル消火設備は、UL2775(Fixed Condensed Aerosol Extinguishing System Units）で要求された消火剤濃度以上となる容量以上を確保するよう設計する。

消火剤に水を使用する水消火設備の容量の設計は、「1.5.1.3.2.8 消火用水の最大放水量の確保」に示す。

1.5.1.3.2.7 移動式消火設備の配備

移動式消火設備は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第八十三条の五に基づき、消火ホース等の資機材を備え付けている化学消防自動車を 1 台配備する設計とする。また、化学消防自動車が点検又は故障の場合に備え、小型動力ポンプ付水槽車を 1 台配備する設計とする。

1.5.1.3.2.8 消火用水の最大放水量の確保

消火栓、水噴霧消火設備及びスプリンクラー（原子炉補助建屋を除く）の水源である淡水タンクは、スプリンクラーの最大放水量で、消火を 2 時間継続した場合の水量（130m^3）を確保する設計とする。

原子炉補助建屋の消火栓（地震等により淡水タンクが使用できない場合）及びスプリンクラーの水源である消火水タンクは、スプリンクラーの最大放水量で、消火を 2 時間継続した場合の水量（130m^3）を確保する設計とする。

水消火設備に必要な消火水の容量について、水噴霧消火設備は、

消防法施行規則第十六条（水噴霧消火設備に関する基準)、屋内消火栓は、消防法施行令第十一条（屋内消火栓設備に関する基準)、屋外消火栓は消防法施行令第十九条（屋外消火栓設備に関する基準）に基づき設計する。

1.5.1.3.2.9 消火用水の優先供給

消火用水供給系は、所内用水系と共用しない運用により、消火を優先する設計とする。

具体的には、消火栓、水噴霧消火設備及びスプリンクラー（原子炉補助建屋を除く）の水源である淡水タンクには、「1.5.1.3.2.8 消火用水の最大放水量の確保」の最大放水量（130m^3）に対して十分な容量（2,600m^3 以上）を確保し、必要に応じて所内用水系を隔離等の運用により、消火を優先する設計とする。

また、原子炉補助建屋の消火栓（地震等により淡水タンクが使用できない場合）及びスプリンクラーの水源である消火水タンクは、所内用水系と共用しない設計とする。

1.5.1.3.2.10 消火設備の故障警報

消火設備は、電源断等の故障警報を中央制御室に発する設計とする。故障警報については、第 10.5.1.1 表に示す。

1.5.1.3.2.11 消火設備の電源確保

動作に電源が必要な消火設備は、外部電源喪失時にも設備の動作に必要な電源が蓄電池により確保される設計とする。ただし、消火水ポンプ及び格納容器スプレ設備は、非常用電源から受電することで、外部電源喪失時においても機能を失わない設計とする。

1.5.1.3.2.12 消火栓の配置

安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火栓は、消防法施行令第十一条（屋内消

火栓設備に関する基準）及び第十九条（屋外消火栓設備に関する基準）に準拠し、屋内は消火栓から半径 25m の範囲、屋外は消火栓から半径 40m の範囲における消火活動を考慮した設計とする。

1.5.1.3.2.13 固定式ガス消火設備の退出警報

固定式ガス消火設備として設置する二酸化炭素消火設備、ハロン消火設備は、動作前に職員等の退出ができるように警報を発する設計とする。

なお、ケーブルトレイ消火設備の消火剤には毒性がなく、消火時に生成されるフッ化水素は鉄板等を設置したケーブルトレイ内にとどまり、トレイ外に有意な影響を及ぼさないため、ケーブルトレイ消火設備には退出警報を設置しない。また、エアロゾル消火設備の消火剤には毒性がなく、消火時に有毒な気体を発生せず、電気盤外に有意な影響を及ぼさないため、エアロゾル消火設備には退出警報を設置しない。

1.5.1.3.2.14 管理区域内からの放出消火剤の流出防止

管理区域内で放出した消火水は、放射性物質を含むおそれがある場合には、管理区域外への流出を防止するため、各フロアの目皿や配管により回収し、液体廃棄物処理設備で処理する設計とする。

1.5.1.3.2.15 消火用の照明器具

建屋内の消火栓、消火設備現場盤の設置場所及び設置場所への経路には、移動及び消火設備の操作を行うため、蓄電池を内蔵する照明を設置する設計とする。原子炉の安全停止に必要な機器等を設置している火災区域又は火災区画の消火栓、消火設備現場盤、出入経路の照明の蓄電池は、ディーゼル発電機から給電できる設計とし、ディーゼル発電機から給電されるまでの容量を有するものとする。

1.5.1.3.3 地震等の自然現象の考慮

火災感知設備及び消火設備は、以下に示す地震等の自然現象を考慮し、機能及び性能が維持される設計とする。

1.5.1.3.3.1 凍結防止対策

外気温度が約 0℃まで低下した場合は、屋外の消火設備の凍結を防止するために屋外消火栓を微開し通水する運用とする。

また、屋外に設置する火災感知設備については、外気温度が－10℃まで低下しても使用可能な火災感知器を設置する設計とする。

1.5.1.3.3.2 風水害対策

ディーゼル消火ポンプ、電動消火ポンプ、消火水ポンプ、スプリンクラー等の消火設備は、風水害により性能が阻害されないよう、流れ込む水の影響を受けにくい屋内に設置する設計とする。

海水ポンプの二酸化炭素消火設備のように、屋外に消火設備の制御盤、ボンベ等を設置する場合にも、風水害により性能が阻害されないよう、制御盤、ボンベ等の浸水防止対策を講じる設計とする。

屋外の火災感知設備は、火災感知器の予備を保有し、風水害の影響を受けた場合にも、早期に取替えを行うことにより性能を復旧する設計とする。

1.5.1.3.3.3 地震対策

(1) 地震対策

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できる設計とする。具体的には、加振試験又は解析・評価により、要求される機能が維持されることを確認する設計とする。

火災区域又は火災区画に設置される耐震Ｂ、Ｃクラス機器に

基準地震動による損傷に伴う火災が発生した場合においても、火災防護対象機器等の機能が維持される設計とする。

(2) 地盤変位対策

消火配管は、地震時における地盤変位対策として、建屋接続部には機械式継手ではなく溶接継手を採用すると共に、地盤変位の影響を直接受けないよう、地上化又はトレンチ内に設置する設計とする。

また、建屋外部から建屋内部の消火栓に給水することが可能な給水接続口を建屋に設置する設計とする。

1.5.1.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による安全機能への影響

スプリンクラーは、安全機能を有する構築物、系統及び機器の機能が損なわれないよう、消火設備の破損、単一の誤動作又は誤操作で誤放水しない設計とする。閉鎖型のスプリンクラーヘッドの採用等具体的な設計については、第 10.5.1.2 図に示す。また、高エネルギー配管破損時の誤放水を防止するため、スプリンクラーヘッドの開放温度は、高エネルギー配管破損時の室内温度の評価値を上回る設計とする。

二酸化炭素は不活性であること並びにハロゲン化物消火剤及び炭酸水素カリウム等のエアロゾルは電気絶縁性が大きく揮発性も高いことから、消火設備の破損、誤動作又は誤操作により消火剤が放出されても電気及び機械設備に影響を与えないよう、火災区域又は火災区画に設置するガス消火設備等には、二酸化炭素、ハロゲン化物消火剤、炭酸水素カリウム等のエアロゾルを放出する消火設備を設置する設計とする。

ディーゼル発電機は、ディーゼル発電機室に設置する二酸化炭素消火設備の破損、誤動作又は誤操作で放出される二酸化炭素による窒息を考慮しても機能が喪失しないよう、外気より給気を取り入れる設計とする。

放射性廃棄物を貯蔵、処理する施設に使用する水噴霧消火設備は、

放射性廃棄物の閉じ込め機能に影響を及ぼさない水を消火剤とすることで、消火設備の破損、誤動作又は誤操作による安全機能を有する構築物、系統及び機器の安全機能への悪影響を防止する設計とする。

消火設備の放水等による溢水は、「1.6 溢水防護に関する基本方針」に基づき、安全機能へ影響がないことを確認する設計とする。

1.5.1.4 火災の影響軽減のための対策

1.5.1.4.1 安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じた火災の影響軽減のための対策

安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画内の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響に対し、「1.5.1.4.1.1 火災区域の分離」から「1.5.1.4.1.8 油タンクに対する火災の影響軽減のための対策」に示す火災の影響軽減のための対策を講じる設計とする。

1.5.1.4.1.1 火災区域の分離

原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する屋内の火災区域は、3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3 時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である 150mm(2)以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁（貫通部シール、防火扉、防火ダンパ）によって、他の火災区域から分離する設計とする。

なお、火災区域の目皿には、他の火災区域又は火災区画からの煙の流入防止を目的として、煙等流入防止装置を設置する設計とする。

1.5.1.4.1.2 火災防護対象機器等の系統分離

火災が発生しても、原子炉を安全停止するためには、プロセスを監視しながら原子炉を停止し、冷却を行うことが必要であり、このためには、原子炉を安全停止するために必要な機能を確保す

るための手段（以下「成功パス」という。）を、手動操作に期待してでも、少なくとも 1 つ確保するよう系統分離対策を講じる必要がある。

このため、火災防護対象機器等を設置する火災区域又は火災区画に対して、火災区域内又は火災区画内の火災の影響軽減のための対策や隣接する火災区域又は火災区画における火災の影響を軽減するために、以下の対策を講じる設計とする。

ただし、以下の対策と同等の対策を行う中央制御盤及び原子炉格納容器内については、「1.5.1.4.1.3 中央制御盤に対する火災の影響軽減のための対策」及び「1.5.1.4.1.4 原子炉格納容器内に対する火災の影響軽減のための対策」で示す。

(1) 3 時間以上の耐火能力を有する隔壁等

互いに相違する系列の火災防護対象機器等は、火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を確認した隔壁等で分離する設計とする。

(2) 水平距離 6m 以上、火災感知設備及び自動消火設備

互いに相違する系列の火災防護対象機器等は、仮置きするものを含めて可燃性物質のない水平距離を 6m 以上確保する設計とする。

火災感知設備は、自動消火設備を動作させるために設置し、自動消火設備の誤動作防止を考慮した感知器の作動により自動消火設備を動作させる設計とする。

自動消火設備は、第 10.5.1.3 表に示すものを設置する。

(3) 1 時間耐火隔壁等、火災感知設備及び自動消火設備

互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間を分離するために、1時間の耐火能力を有する隔壁等を設置する設計とする。

隔壁等は、火災耐久試験により 1 時間の耐火性能を有する設計であることを確認する設計とする。

火災感知設備は、自動消火設備を動作させるために設置し、

自動消火設備の誤動作防止を考慮した感知器の作動により自動消火設備を動作させる設計とする。

自動消火設備は、第 10.5.1.3 表に示すものを設置する。

1.5.1.4.1.3 中央制御盤に対する火災の影響軽減のための対策

中央制御盤は、「1.5.1.4.1.2 火災防護対象機器等の系統分離」とは異なる火災の影響軽減のための対策を講じる設計とする。

中央制御盤の火災防護対象機器等を有する安全系 VDU 盤は、運転員の操作性及び視認性向上を目的として近接して設置することから、互いに相違する系列の水平距離を 6m 以上確保することや互いに相違する系列を 1 時間の耐火能力を有する隔壁等で分離することが困難である。

また、安全系 VDU 盤に火災が発生した場合は、煙感知器の設置による早期の火災感知によって、常駐する運転員による早期の消火活動が可能なことから、固定式消火装置は設置しない。

このため、安全系 VDU 盤は、以下に示すとおり、実証試験に基づく離隔距離等による分離対策及び 1 時間の耐火能力を有する隔壁等による分離対策、並びに煙感知器の設置による早期の火災感知及び常駐する運転員による早期の消火活動により火災の影響を軽減し、両系列の火災防護対象機器等が火災により機能を失うことを防止する設計とする。また、火災により安全系 VDU 盤のすべての区画の安全機能がすべて喪失しても、他の区画の VDU 盤の運転操作や現場の遮断器等の操作により、原子炉の安全停止が可能であることも確認し、火災の影響軽減のための対策を講じる設計とする。

(1) 離隔距離等による系統分離及び 1 時間の耐火能力を有する隔壁等による分離対策

安全系 VDU 盤の画面表示装置（VDU）及びケーブル等は、火災を発生させて近接する他の構成部品に火災の影響がないことを確認した実証試験[5][6][7]の結果に基づき、以下に示す分離対

策を講じる設計とする。

a. 画面表示装置（VDU）は、相違する系列の画面表示装置（VDU）間 15mm 以上の離隔距離および厚さ 4.5mm の金属バリアにより離隔する。光交換ユニットは、相違する系列の光交換ユニット間 300mm 以上の離隔距離および厚さ 4.5mm の金属バリアにより離隔する。電源装置は、相違する系列の電源装置間 200mm 以上の離隔距離を確保する。

b. 盤内配線は、相違する系列の端子台間 5mm 以上、相違する系列のテフロン電線間 5mm 以上の離隔距離を確保する。

c. 相違する系列間を分離するための配線用バリアとしては、金属バリアによる離隔又は離隔距離 25mm を確保した盤内配線ダクトとする。

d. ケーブルは、当該ケーブルに火災が発生しても延焼せず、また、周囲へ火災の影響を与えないテフロン電線及び難燃ケーブルを使用する。

e. 2 個隣接する安全系 VDU 盤それぞれの区画を成功パスとし、安全系 VDU 盤の筐体間を 1 時間の耐火能力を有する隔壁により分離する。

(2) 煙感知器の設置による早期の火災感知

a. 中央制御室内にアナログ式の煙感知器とアナログ式の熱感知器を設置する設計とする。

b. 安全系 VDU 盤内には、火災の早期感知を目的として、煙感知器を設置する設計とする。安全系 VDU 盤は容積が小さく、盤内の構成品がごく僅かに燃焼した状態でも煙感知器により早期の火災感知が可能である。なお、念のため、安全系 VDU 盤に隣接する盤内についても、煙感知器を設置する。

(3) 常駐する運転員による早期の消火活動

a. 自動消火設備は設置しないが、安全系 VDU 盤の 1 つの区画に火災が発生しても、煙感知器の作動により、常駐する運転員が早期に消火活動を行うことにより、他の区画の安全系

VDU 盤の火災防護対象機器等への火災の影響を防止できる設計とする。

b. 常駐する運転員が早期消火を図るために消火活動の手順を定めて、訓練を実施する。

c. 消火設備は、電気機器へ悪影響を与えない二酸化炭素消火器を使用する。

d. 安全系 VDU 盤は容積が小さく、区画全域を消火器により早期に消火できることから、固定式消火設備は設置しない。

(4) 原子炉の安全停止

安全系 VDU 盤の 1 つの区画の火災により外乱が発生することを想定しても、実証試験に基づく離隔距離等による分離対策や 1 時間の耐火能力を有する隔壁等による分離、並びに安全系 VDU 盤内に設置した煙感知器による早期の火災感知や常駐する運転員による消火器を用いた消火活動により、他の区画の安全系 VDU 盤が機能を維持し、両系列の火災防護対象機器等が火災により機能を失うことを防止する設計とする。

また、火災により安全系 VDU 盤のすべての区画の安全機能がすべて喪失しても、他の区画の VDU 盤の運転操作や現場の遮断器等の操作により、原子炉の安全停止が可能な設計とする。

1.5.1.4.1.4 原子炉格納容器内に対する火災の影響軽減のための対策

原子炉格納容器内は、「1.5.1.4.1.2 火災防護対象機器等の系統分離」とは異なる火災の影響軽減のための対策を講じる設計とする。

原子炉格納容器内では、蒸気発生器の計器はループごとに配置し、ケーブルについては系列ごとに敷設して異なる貫通部に接続すること等により火災の影響軽減を図るが、ケーブルトレイが密集して設置されているため、互いに相違する系列の水平距離を 6m 以上確保すること並びに 1 時間耐火性能を有している耐火ボードや耐火シート等は 1 次冷却材漏えい事故が発生した場合にデブリ発生の要因となり格納容器再循環サンプの閉塞対策に影響を及ぼ

すため、互いに相違する系列を 1 時間の耐火能力を有する隔壁等で分離することは適さない。

また、原子炉格納容器内にスプリンクラーを適用するとした場合、ケーブルが密集して設置されているため、スプリンクラーが有効に動作するように配管及びヘッドを設置することは適さない。また、ガス消火設備を適用するとした場合、原子炉格納容器の自由体積は約 7 万 m^3 あることから、原子炉格納容器内全体に消火剤を充満させるまでには時間を要する。このため、原子炉格納容器の消火設備は、火災発生時の煙の充満による消火活動が困難でない場合、早期に消火が可能である消火要員による消火を行う設計とする。

火災発生時の煙の充満及び放射線の影響のため、消火要員による消火活動が困難である場合は、中央制御室からの手動操作が可能であり、原子炉格納容器全域を水滴で覆うことのできる格納容器スプレ設備による手動消火を行う設計とする。

このため、原子炉格納容器内の火災防護対象機器等は、以下に示す火災の影響軽減のための対策に加え、原子炉格納容器内の動的機器がすべて火災の影響により運転停止し、かつ、原子炉格納容器内の弁の遠隔操作ができなくなることを仮定しても、運転員の操作により原子炉の安全停止が可能であることも確認する設計とする。

(1) ケーブルトレイへの蓋等の設置

原子炉格納容器内の火災防護対象機器等に対する火災の影響を軽減するため、以下のケーブルトレイに蓋を設置し、火災防護対象機器等は筐体内に収納する設計とする。なお、ケーブルトレイに設置する蓋には、消火水がケーブルトレイへ浸入するための開口を設置する設計とする。

a. 同じ機能を有する火災防護対象ケーブルが敷設されるケーブルトレイ同士が 6m 以上の離隔を有する場合は、いずれか一方の系列の火災防護対象ケーブルが敷設されるケーブルトレ

イから 6m 以内の範囲に位置するケーブルトレイに対して、蓋を設置する設計とする。

b. 同じ機能を有する火災防護対象ケーブルが敷設されるケーブルトレイ同士が 6m の離隔を有しない場合は、同じ機能を有する火災防護対象ケーブルが敷設される両方のケーブルトレイ及びいずれか一方の系列の火災防護対象ケーブルが敷設されるケーブルトレイから周囲 6m 以内の範囲に位置するケーブルトレイに対して、蓋を設置する設計とする。

c. 同じ機能を有する火災防護対象ケーブルが敷設される電線管同士が 6m 以上の離隔を有する場合は、いずれか一方の系列の火災防護対象ケーブルが敷設される電線管から 6m 以内の範囲に位置するケーブルトレイに対して、蓋を設置する設計とする。

d. 同じ機能を有する火災防護対象ケーブルが敷設される電線管同士が 6m の離隔を有しない場合は、上記 c.と同じ対策を実施する設計とする。

なお、原子炉格納容器内は仮置きする可燃物を置かない設計とし、原子炉格納容器内の以下の設備については、鉄製の筐体やケーシング等で構成することにより、火災防護対象機器等に対する延焼や火炎からの影響を防止する。

・電気盤の筐体

・格納容器循環ファン軸受のケーシング

・１次冷却材ポンプ電動機油回収タンクのタンク本体

(2) 火災感知設備

設置する火災感知器は、アナログ式の煙感知器とアナログ式の熱感知器とする。ただし、原子炉格納容器ループ室及び加圧器室に設置するアナログ式でない熱感知器は、念のため防爆型とする。

(3) 消火要員又は格納容器スプレ設備による消火

a. 自動消火設備は設置しないが、消火要員が原子炉格納容器

内へ進入可能な場合は、手順を定め、訓練を実施している消火要員により、消火器、消火栓を用いて早期に消火を行う設計とする。

b. 消火要員が原子炉格納容器内へ進入困難な場合は、中央制御室で手動操作可能な格納容器スプレ設備を用いた消火活動を実施する設計とする。なお、冷却材ポンプの上部は開口となっているため、冷却材ポンプに火災が発生した場合にも、格納容器スプレ設備による消火は可能である。

c. 格納容器スプレ設備のポンプは原子炉格納容器外に設置されており、原子炉格納容器内の火災が格納容器スプレ設備に影響を及ぼすことはない。

(4) 原子炉の安全停止

ケーブルトレイへの蓋等の設置、火災防護対象機器等に延焼するおそれがある火災を感知する火災感知器の設置及び消火要員による消火活動又は中央制御室から手動操作可能な格納容器スプレ設備を用いた消火活動により、両系列の火災防護対象機器等が火災により機能を失うことを防止する設計とする。

また、以下に示す設計により、原子炉格納容器内の動的機器がすべて火災の影響により運転停止し、かつ、原子炉格納容器内の弁の遠隔操作ができなくなることを仮定しても、運転員の操作により原子炉の安全停止は可能である。

・原子炉の高温停止

火災発生時にも原子炉の高温停止が可能となるよう、火災の影響を受けても、制御棒は炉心に全挿入する設計とする。

・原子炉の高温停止の維持

火災発生時にも原子炉の高温停止の維持が可能となるよう、火災の影響を受けない原子炉格納容器外に補助給水設備と主蒸気系統設備を設置し、これらを用いた蒸気発生器による除熱を可能とする設計とする。

・原子炉の低温停止への移行

火災鎮火後、原子炉格納容器内の電動弁を手動操作し余熱除去設備を使用することで、低温停止への移行を可能とする設計とする。

1.5.1.4.1.5 放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する機器に対する火災の影響軽減のための対策

放射性廃棄物を貯蔵、処理する機能を有する機器を設置する火災区域は、3時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である150mm(2)以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により3時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁（貫通部シール、防火扉、防火ダンパ）により、他の火災区域と分離する設計とする。

ただし、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する屋外の火災区域については、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備が十分な耐火能力を有することから、他の火災区域と離隔によって分離する設計とする。

1.5.1.4.1.6 換気空調設備に対する火災の影響軽減のための対策

安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域に関連する換気空調設備には、他の火災区域又は火災区画へ火、熱又は、煙の影響が及ばないよう、防火ダンパを設置する設計とする。

換気空調設備のフィルタは、「1.5.1.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用」に示すとおり、チャコールフィルタを除き、難燃性のものを使用する設計とする。

1.5.1.4.1.7 煙に対する火災の影響軽減のための対策

運転員が常駐する中央制御室の火災発生時の煙を排気するために、建築基準法に準拠した容量の排煙設備を配備する設計とする。なお、排煙設備は、中央制御室専用であるため、放射性物質の環境への放出を考慮する必要はない。

電気ケーブルが密集する配線処理室は、ハロン消火設備による消火を行う設計とする。

なお、引火性液体を貯蔵する燃料油貯蔵タンクは、屋外に設置するため、煙が大気に放出されることから、排煙設備を設置しない設計とする。

1.5.1.4.1.8 油タンクに対する火災の影響軽減のための対策

火災区域又は火災区画に設置される油タンクは、油タンク内で発生するガスを換気空調設備による排気又はベント管により屋外へ排気する設計とする。

1.5.1.4.2 火災影響評価

火災の影響軽減のための対策を前提とし、設備等の設置状況を踏まえた可燃性物質の量等を基に、原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時に機能を失うことなく、原子炉を安全停止できることを、「1.5.1.4.2.1 火災伝播評価」から「1.5.1.4.2.3 隣接火災区域（区画）に火災の影響を与える火災区域（区画）に対する火災影響評価」に示す火災影響評価により確認する。

ただし、中央制御盤及び原子炉格納容器に対しては、「1.5.1.4.1 安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じた火災の影響軽減のための対策」で示すとおり、火災が発生しても、原子炉の安全停止が可能である。

また、内部火災により原子炉に外乱が及び、かつ、安全保護系、及び原子炉停止系の作動が要求される運転時の異常な過渡変化と設計基準事故が発生する可能性があるため、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき、運転時の異常な過渡変化と設計基準事故に対処するための機器に単一故障を想定しても、以下の状況等を考慮すると、事象が収束して原子炉は支障なく低温停

止に移行できる設計とする。

・「1.5.1.4.1.2 火災防護対象機器等の系統分離」に示す火災の影響軽減対策の実施

・制御盤の火災は盤内にとどまる(2)(6)

なお、「1.5.1.4.2 火災影響評価」では、火災区域又は火災区画を、「火災区域（区画)」と記載する。

1.5.1.4.2.1 火災伝播評価

当該火災区域（区画）の火災発生時に、隣接火災区域（区画）に火災の影響を与える場合は、隣接火災区域（区画）も含んだ火災影響評価を行う必要があるため、当該火災区域（区画）の火災影響評価に先立ち、当該火災区域（区画）に火災を想定した場合の隣接火災区域（区画）への火災の影響の有無を確認する火災伝播評価を実施する。

1.5.1.4.2.2 隣接火災区域（区画）に火災の影響を与えない火災区域（区画）に対する火災影響評価

隣接火災区域（区画）に火災の影響を与えない火災区域（区画）は、当該火災区域（区画）内に設置される耐震Ｂクラス及び耐震Ｃクラス機器を含めた機器の機能喪失を想定しても、「1.5.1.4.1 安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じた火災の影響軽減のための対策」に基づく火災の影響軽減のための対策の実施により、原子炉の安全停止に必要な成功パスが少なくとも 1 つ確保され、原子炉の安全停止が可能であることを確認する。

1.5.1.4.2.3 隣接火災区域（区画）に火災の影響を与える火災区域（区画）に対する火災影響評価

隣接火災区域（区画）に火災の影響を与える火災区域（区画）は、当該火災区域（区画）と隣接火災区域（区画）の 2 区域（区画）内に設置される耐震Ｂクラス及び耐震Ｃクラス機器も含めた

機器の機能喪失を想定しても、「1.5.1.4.1 安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じた火災の影響軽減のための対策」に基づく火災の影響軽減のための対策の実施により、原子炉の安全停止に必要な成功パスが少なくとも 1 つ確保され、原子炉の安全停止が可能であることを確認する。

1.5.1.5 その他

以下に示す火災区域又は火災区画は、それぞれの特徴を考慮した火災防護対策を実施する設計とする。

1.5.1.5.1 配線処理室

配線処理室は、消火要員による消火活動には期待せず、全域をハロン自動消火設備により消火する設計とする。

1.5.1.5.2 電気室

スイッチギヤ室は、電源供給や機器状態の計測制御を行う目的のみに使用し、電気盤のみを設置する設計とする。

1.5.1.5.3 蓄電池室

蓄電池室は、以下のとおり設計する。

(1) 蓄電池室には、蓄電池のみを設置し、直流開閉装置やインバータは設置しない設計とする。

(2) 蓄電池室の換気空調設備は、蓄電池室内の水素濃度を 2vol%以下に維持するため、社団法人電池工業会「蓄電池室に関する設計指針」(SBA G 0603)に基づき、水素ガスの排気に必要な換気量以上となる設計とする。

(3) 蓄電池室の換気空調設備が停止した場合には、中央制御室に警報を発する設計とする。

1.5.1.5.4 ポンプ室

ポンプ室は、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とするが、固定式消火設備等の消火設備によらない消火活動も考慮し、煙を排気できる可搬式の排風機を設置できる設計とする。

1.5.1.5.5 中央制御室等

中央制御室を含む火災区画の換気空調設備には、防火ダンパを設置する設計とする。また、中央制御室の床面には、防炎性を有するカーペットを使用する設計とする。

1.5.1.5.6 使用済燃料貯蔵設備、新燃料貯蔵設備及び使用済燃料乾式貯蔵施設

使用済燃料貯蔵設備は、消火水が流入しても未臨界となるように使用済燃料を配置する設計とする。

新燃料貯蔵設備は、消火水が噴霧されても臨界とならないよう、新燃料を保管するラックを一定のラック間隔を有する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、消火水が噴霧されても臨界とならないよう、使用済燃料乾式貯蔵容器内に水が流入しない設計とする。

1.5.1.5.7 放射性廃棄物処理設備及び放射性廃棄物貯蔵設備

(1) 換気空調設備は、環境への放射性物質の放出を防ぐために、排気筒に繋がるダンパを閉止し隔離できるよう設計する。

(2) 放射性物質を含んだ固体廃棄物である使用済イオン交換樹脂、チャコールフィルタ及びＨＥＰＡフィルタは、金属製の容器に貯蔵する。なお、固体廃棄物として処理を行うまでの間、金属製の容器や不燃シートに包んで保管する設計とする。

(3) 放射性廃棄物処理設備及び放射性廃棄物貯蔵設備を設置する火災区域には、崩壊熱による火災の発生を考慮する放射性物質を貯蔵しない設計とする。

1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針

1.5.2.1 基本事項

重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、重大事故等対処施設を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定する。設定する火災区域及び火災区画に対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

火災防護対策を講じる設計とするための基本事項を、以下の「1.5.2.1.1 火災区域及び火災区画の設定」から「1.5.2.1.3 火災防護計画」に示す。

1.5.2.1.1 火災区域及び火災区画の設定

補助建屋、中間建屋、制御建屋、燃料取扱建屋、緊急時対策所、[redacted]（以下、「建屋内」という。）、原子炉格納容器、アニュラス、[redacted]及び屋外の重大事故等対処施設を設置するエリアについて、火災区域及び火災区画を設定する。

火災区域及び火災区画の設定に当たっては、重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備並びに壁の配置を考慮して、火災区域又は火災区画を設定する。

建屋内、原子炉格納容器、アニュラス及び[redacted]の火災区域は、耐火壁により囲まれ、他の区域と分離されている区域を重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備の配置も考慮し、火災区域として設定する。建屋内のうち、「1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定」において、火災の影響軽減の対策として設定する火災区域は、3時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である150mm[(2)]以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により3時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁（貫通部シール、防火扉、防火ダンパ）により他の火災区域と分離する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

原子炉格納容器、アニュラス、補助建屋、中間建屋、制御建屋及び燃料取扱建屋の火災区域及び火災区画は、「1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定」に基づき設定した火災区域を適用する。

屋外については、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、重大事故等対処施設を設置する区域を、重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備の配置も考慮して火災区域として設定する。

屋外の火災区域の設定に当たっては、火災区域外への延焼防止を考慮して火災区域内の境界付近に可燃物を置かない管理を実施するとともに、敷地内植生からの離隔等を講じる範囲を火災区域として設定する。また、火災区域の境界付近においても可燃物を置かない管理を実施する。

海水ポンプ、屋外タンク、燃料油貯蔵タンクを設置する火災区域は、「1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定」に基づき設定した火災区域を適用する。

また、火災区画は、建屋内及び[redacted]で設定した火災区域を重大事故等対処施設と設計基準事故対処設備の配置も考慮し、分割して設定する。

1.5.2.1.2 火災による損傷の防止を行う重大事故等対処施設

重大事故等対処施設である常設重大事故等対処設備及び当該設備に使用しているケーブルを火災による損傷の防止を行う重大事故等対処施設とする。

1.5.2.1.3 火災防護計画

「1.5.1.1.6 火災防護計画」の基本方針を適用する。

1.5.2.2 火災発生防止

1.5.2.2.1 重大事故等対処施設の火災発生防止

重大事故等対処施設の火災発生防止については、発火性又は引火性物質に対して火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検知対策、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策並びに電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を講じた設計とし、具体的な設計を「1.5.2.2.1.1 発火性又は引火性物質」から「1.5.2.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示す。

重大事故等対処施設に使用するケーブルも含めた不燃性材料又は難燃性材料の使用についての具体的な設計について「1.5.2.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用」に、落雷、地震等の自然現象による火災発生防止の具体的な設計について「1.5.2.2.3 落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止」に示す。

1.5.2.2.1.1 発火性又は引火性物質

発火性又は引火性物質を内包する設備及びこれらの設備を設置する火災区域には、以下の火災の発生防止対策を講じる設計とする。

ここでいう発火性又は引火性物質としては、消防法で定められる危険物のうち「潤滑油」及び「燃料油」、高圧ガス保安法で高圧ガスとして定められる水素、窒素、液化炭酸ガス及び空調用冷媒等のうち、可燃性である「水素」を対象とする。

(1) 漏えい防止、拡大防止

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、溶接構造、シール構造の採用により漏えいの防止対策を講じる設計とする。また、漏えいの拡大を防止するため、液面等の監視、点検により潤滑油、燃料油の漏えいを早期に検知する対策、オイルパン、ドレンリム、堰又は油回収装置を設置する対策を実施する設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備は、以下に示す漏えいの防止、拡大防止対策を講じる設計とする。

・混合ガスボンベ

「(5) 貯蔵」に示す混合ガスボンベは、ボンベ使用時に職員がボンベ元弁を開操作し、使用後は元弁を閉操作する運用とする。

(2) 配置上の考慮

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備の火災により、重大事故等に対処する機能を損なうことのないよう、潤滑油及び燃料油を内包する設備と重大事故等対処施設は、壁等の設置又は離隔による配置上の考慮を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備の火災により、重大事故等に対処する機能を損なうことのないよう、水素を内包する設備と重大事故等対処施設は、壁等の設置による配置上の考慮を行う設計とする。

(3) 換気

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備がある火災区域の建屋等は、火災の発生を防止するために、補助建屋送気ファン及び補助建屋排気ファン等、空調機器による機械換気又は自然換気により換気を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

発火性又は引火性物質である水素を内包する設備である蓄電池、並びに「(5)貯蔵」に示す混合ガスボンベを設置する火災区域は、火災の発生を防止するために、以下に示す空調機器による機械換気により換気を行う設計とする。

・蓄電池

蓄電池を設置する火災区域は、バッテリ室給気ファン及び代替電源からも給電できる非常用母線に接続されるバッテリ室換気ファンによる機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。なお、全交流動力電源喪失時にバッテリ室給気ファンによる給気ができない場合は、給気ラインのダンパ開放により、自然給気を行う。

・蓄電池（3 系統目）

蓄電池（3 系統目）を設置する火災区域は、特定重大事故等対処施設を構成する電源設備からも給電できる[redacted]による機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

・混合ガスボンベ

「(5) 貯蔵」に示す混合ガスボンベを設置する火災区域は、中間建屋送気ファン及び中間建屋排気ファンによる機械換気を行うことにより、水素が漏えいしても、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

なお、水素を内包する設備のある火災区域は、水素濃度が燃焼限界濃度未満の雰囲気となるように送気ファン及び排気ファンで換気されるが、送気ファン及び排気ファンは、多重化して設置する設計とするため、単一故障を想定しても換気は可能である。

(4) 防爆

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、「(1) 漏えい防止、拡大防止」で示したように、溶接構造等、潤滑油及び燃料油の漏えいを防止する設計とするとともに、オイルパンの設置等により、漏えいした潤滑油及び燃料油の拡大を防止する設計とする。

潤滑油及び燃料油が設備の外部へ漏えいしても、これらの引火点は、油内包機器を設置する室内温度よりも十分高く、機器運転時の温度より高いため、可燃性蒸気とならないことから、潤滑油及び燃料油が、爆発性の雰囲気を形成するおそれはない。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備は、「(1)漏えいの防止、拡大防止」に示す溶接構造の採用等により水素を容器内に密閉すること、又は「(3)換気」に示す機械換気により水素の滞留を防止することにより、爆発性の雰囲気にならない設計とする。

以上の設計により、「電気設備に関する技術基準を定める省令」第六十九条及び「工場電気設備防爆指針」で要求される爆発性雰囲気とはならないため、当該火災区域に設置する電気・計装品を防爆型とする必要はなく、防爆を目的とした電気設備の接地も必要ない。

なお、電気設備の必要な箇所には「原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基準を定める省令」第十条、第十一条に基づく接地を施す設計とする。

(5) 貯蔵

貯蔵機器とは、供給設備へ補給するために設置する機器のことであり、発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油の貯蔵機器としては、ディーゼル発電機、空冷式非常用発電装置、

電源車、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、電源車（緊急時対策所用）及び大容量ポンプの燃料油貯蔵タンクがある。

燃料油貯蔵タンクは、一定時間のディーゼル発電機等の連続運転に必要な量を貯蔵することを考慮した設計とする。

発火性又は引火性物質である水素の貯蔵機器としては、以下に示す混合ガスボンベがあり、このボンベは、供給単位であるボンベごとに貯蔵する設計とする。

・試料の濃度測定用混合ガスボンベ

1.5.2.2.1.2 可燃性の蒸気又は可燃性の微粉の対策

「1.5.1.2.1.2 可燃性の蒸気又は可燃性の微粉の対策」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.1.3 発火源への対策

原子炉施設には、金属製の本体内に収納する等の対策を行い、設備外部に出た火花が発火源となる設備を設置しない設計とする。

また、原子炉施設には、高温となる設備があるが、高温部分を保温材で覆うことにより、可燃性物質との接触防止や潤滑油等可燃物の加熱防止を行う設計とする。

原子炉格納容器水素燃焼装置は、操作スイッチを制御盤内に収納し、操作部に保護カバーを設置する等の誤操作防止対策を行い、通常時に電源を供給しない設計とする。

1.5.2.2.1.4 水素対策

水素を内包する設備を設置する火災区域については、「1.5.2.2.1.1(3) 換気」に示すように、機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

また、蓄電池を設置する火災区域は、充電時における蓄電池が水素を発生するおそれがあることを考慮して、水素濃度検知器を設置し、水素の燃焼限界濃度である 4vol%の 1/4 以下の濃度にて、

中央制御室又は[redacted]に警報を発する設計とする。

1.5.2.2.1.5 放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策

加圧器以外の１次冷却系は高圧水の一相流とし、また、加圧器内も運転中は常に１次冷却材と蒸気を平衡状態とすることで、水素や酸素の濃度が高い状態で滞留、蓄積することを防止する設計とする。

蓄電池を設置する火災区域は、空調機器による機械換気により、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

重大事故時の原子炉格納容器内で発生する水素については、静的触媒式水素再結合装置、原子炉格納容器水素燃焼装置にて、蓄積防止対策を行う設計とする。また、重大事故時のアニュラス内の水素については、アニュラス循環ファン等にて、蓄積防止対策を行う設計とする。

1.5.2.2.1.6 過電流による過熱防止対策

「1.5.1.2.1.6 過電流による過熱防止対策」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用

重大事故等対処施設に対しては、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は以下とする。

・代替材料を使用する設計とする。
・重大事故等対処施設の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合であって、当該施設における火災に起因して他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.5.2.2.2.1 主要な構造材に対する不燃性材料の使用

重大事故等対処施設のうち、機器、配管、ダクト、トレイ、電線管、盤の筐体及びこれらの支持構造物の主要な構造材は、火災の発生防止及び当該設備の強度確保等を考慮し、ステンレス鋼、低合金鋼、炭素鋼等の金属材料、又はコンクリート等の不燃性材料を使用する設計とする。

ただし、配管のパッキン類は、その機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難であるが、金属で覆われた狭隘部に設置し直接火炎に晒されることはないことから不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とする。また、金属に覆われたポンプ及び弁等の駆動部の潤滑油並びに金属に覆われた機器躯体内部に設置される電気配線は、発火した場合でも、他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備に延焼しないことから、不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とする。

1.5.2.2.2.2 変圧器及び遮断器に対する絶縁油等の内包

重大事故等対処施設に対して、「1.5.1.2.2.2 変圧器及び遮断器に対する絶縁油等の内包」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.2.3 難燃ケーブルの使用

重大事故等対処施設に使用するケーブルは、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とする。

ただし、重大事故等対処施設に使用するケーブルには、自己消火性を確認するＵＬ垂直燃焼試験は満足するが、延焼性を確認するIEEE383垂直トレイ燃焼試験の要求を満足しない非難燃ケーブルがある。

したがって、非難燃ケーブルについては、以下の(1)に示すように、引き替えて難燃ケーブルを使用する設計、並びに難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保するため、(2)に示すように非難

燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シート、結束ベルト及びシート押さえ器具で覆い複合体を形成する設計、又は(3)に示すように電線管等に収納する設計とする。

(1) 非難燃ケーブルを引き替えて難燃ケーブルを使用する設計

ケーブル物量が大幅に削減できる範囲、過電流による発火リスクの低減が図れる範囲、及び原子炉格納容器内については、用途や安全性の向上の観点から、非難燃ケーブルを引き替えて難燃ケーブルを使用する設計とする。

a. ケーブル物量が大幅に削減できる範囲

非難燃ケーブルが集中している箇所（配線処理室等）において、信号を集約し伝送することができる光ケーブル（難燃ケーブル）に引き替えることで可燃物であるケーブル物量が大幅に削減できる範囲

b. 過電流による発火リスクの低減が図れる範囲

短絡又は地絡に起因する過電流による発火リスクのある高圧電力及び低圧電力ケーブルである非難燃ケーブルにおいて、高電圧が印加され発火時の発熱量が多い高圧電力ケーブルのうち、通電時間が長く難燃ケーブルに新たに引き替えることで過電流による発火リスクの低減が図れる範囲

c. 原子炉格納容器内

1 次冷却材漏えい事故等が発生した場合に防火シートがデブリ発生の要因となりうる原子炉格納容器内

(2) 複合体を形成する設計

複合体は、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保する設計とする。

このため、複合体外部の火災を想定した場合に必要な設計を行った上で、複合体内部の発火を想定した場合に必要な設計を加える。

また、複合体は、防火シートが与える化学的影響、複合体内部への熱の蓄積及び重量増加を考慮しても非難燃ケーブル及び

ケーブルトレイの機能が損なわれないことを確認するとともに、施工後において、複合体の難燃性能を維持する上で、防火シートのずれ、隙間及び傷の範囲を考慮する設計とし、これらを実証試験により確認して使用する設計とする。

a. 複合体外部の火災を想定した場合の設計

複合体は、外部の火災に対して、燃焼の 3 要素（熱（火炎）、酸素、可燃物）のうち熱（火炎）及び酸素量を抑制するため、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能が確保できる設計とする。

このため、複合体は、熱（火炎）及び酸素量を抑制するため、非難燃ケーブルが露出しないように非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シートで覆い、その状態を維持するため結束ベルトで固定し、シート押さえ器具で非難燃ケーブルと防火シートの隙間が拡大することを抑える設計とする。

実証試験では、この設計の妥当性を確認するため、防火シートが不燃性、遮炎性、耐久性及び被覆性を有していること、その上で、複合体としては、自己消火し燃え止まること、延焼による損傷長が難燃ケーブルよりも短くなることを確認した上で使用する。

b. 複合体内部の発火を想定した場合の設計

複合体は、短絡又は地絡に起因する過電流により発火した内部の火災に対して、酸素量を抑制することにより、難燃ケーブルと同等以上の難燃性能を確保できる設計とする。

このため、複合体は、「a.複合体外部の火災を想定した場合の設計」に加え、複合体内部の延焼を燃え止まらせるため、ケーブルトレイが火災区画の境界となる壁、天井又は床を貫通する部分に耐火シールを処置し、延焼の可能性のあるケーブルトレイにシート押さえ器具を設置する設計とする。また、複合体の火炎が外部に露出しないようにする

ため、防火シート間を重ねて覆う設計とする。

複合体内部で発火した火災は、過電流が継続する場合と継続しない場合があることから、実証試験では、過電流が継続する場合と継続しない場合の両方において、設計の妥当性を確認するため、防火シートで複合体内部の火炎が遮られ外部に露出しないこと、また、過電流が継続しない場合は、設計の妥当性を確認するため、複合体内部の火炎に対して自己消火し燃え止まることを確認した上で使用する。

(3) 電線管等に収納する設計

複合体とするケーブルトレイから重大事故等対処施設に接続するために電線管で敷設される非難燃ケーブルは、火災を想定した場合にも延焼が発生しないように、電線管に収納するとともに、電線管の両端は電線管外部からの酸素供給防止を目的として、難燃性の耐熱シール材を処置する設計とする。

なお、放射線監視設備用ケーブルは、微弱電流・微弱パルスを扱うため、耐ノイズ性を確保するために、絶縁体に誘電率の低い架橋ポリエチレンを使用する設計とする。このケーブルは、自己消火性を確認するＵＬ垂直燃焼試験は満足するが、延焼性を確認するIEEE383垂直トレイ燃焼試験の要求を満足しない。

以上のように、難燃性の耐熱シール材を処置した電線管内は、外気から容易に酸素の供給がない閉塞した状態であるため、内部のケーブルに火災が発生してもケーブルの燃焼に必要な酸素が不足し、燃焼の維持ができなくなるので、すぐに自己消火し、ケーブルは延焼しない。

このため、電線管で収納し、難燃性の耐熱シール材により酸素の供給防止を講じた非難燃ケーブルは、IEEE383 垂直トレイ燃焼試験の判定基準を満足するケーブルと同等以上の延焼防止性能を有する。

また、通信連絡設備の機器本体に使用する専用ケーブルは、通信事業者の指定するケーブルを使用する必要がある場合や製

造者等により機器本体とケーブル（電源アダプタ等を含む。）を含めた電気用品としての安全性が確認されている場合、又は電話コード等のように機器本体を移動して使用することを考慮して可とう性が求められる場合は、難燃ケーブルの使用が技術上困難である。

これらのケーブルは、金属製の筐体等に収納する、延焼防止材により保護する、又は専用の電線管に敷設するなどの措置を講じることにより、他の重大事故等対処施設及び設計基準事故対処設備に火災が発生することを防止する設計とする。

1.5.2.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用

重大事故等対処施設に対して、「1.5.1.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.2.5 保温材に対する不燃性材料の使用

重大事故等対処施設に対して、「1.5.1.2.2.5 保温材に対する不燃性材料の使用」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.2.6 建屋内装材に対する不燃性材料の使用

重大事故等対処施設を設置する建屋の内装材に対して、「1.5.1.2.2.6 建屋内装材に対する不燃性材料の使用」の基本方針を適用する。

1.5.2.2.3 落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止

原子炉施設では、自然現象として、落雷、地震、津波、高潮、火山の影響、森林火災、竜巻、風（台風）、凍結、降水、積雪、生物学的事象、地滑り及び洪水が想定される。

重大事故等対処施設は、津波、高潮に対して、その機能を損なう

ことのないように、機器を津波から防護することで、火災の発生防止を行う設計とする。

地滑りについては、重大事故等に対処する機能に影響を及ぼすおそれがないことを影響評価で確認することで、火災の発生防止を行う設計とする。

凍結、降水、積雪及び生物学的事象は、火源が発生する自然現象ではなく、火山の影響についても、火山から原子炉施設に到達するまでに降下火砕物が冷却されることを考慮すると火源が発生する自然現象ではない。

洪水は、原子炉施設の地形を考慮すると、重大事故等に対処する機能に影響を与える可能性がないため、火災が発生するおそれはない。

したがって、落雷、地震、森林火災及び竜巻（風（台風）を含む。）について、これらの現象によって火災が発生しないように、以下の火災防護対策を講じる設計とする。

1.5.2.2.3.1 落雷による火災の発生防止

重大事故等対処施設を設置する建屋等は、落雷による火災発生を防止するため、建築基準法に基づき「JIS A 4201 建築物等の雷保護」又は「JIS A 4201 建築物等の避雷設備（避雷針）」に準拠した避雷設備を設置する設計とする。

送電線については、「1.5.2.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示すとおり、故障回路を早期に遮断する設計とする。

【避雷設備設置箇所】

・原子炉格納施設

・[redacted]

1.5.2.2.3.2 地震による火災の発生防止

重大事故等対処施設は、施設の区分に応じて十分な支持性能をもつ地盤に設置するとともに、自らが破壊又は倒壊することによ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

る火災の発生を防止する設計とする。

なお、耐震については「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがい設計する。

1.5.2.2.3.3 森林火災による火災の発生防止

屋外の重大事故等対処施設は、「1.9 外部火災防護に関する基本方針」に基づき評価し、設置した防火帯による防護により、火災発生防止を講じる設計とする。

1.5.2.2.3.4 竜巻（風（台風）を含む。）による火災の発生防止

屋外の重大事故等対処施設は、竜巻（風（台風）を含む。）に対して、「1.7 竜巻防護に関する基本方針」に基づき設計した竜巻飛来物防護対策設備の設置、空冷式非常用発電装置の固縛、衝突防止を考慮して実施する燃料油等を内包した車両の飛散防止対策等や空冷式非常用発電装置の燃料油が漏えいした場合の拡大防止対策等により、火災の発生防止を講じる設計とする。なお、空冷式非常用発電装置に火災が発生した場合においても、重大事故等に対処する機能を喪失しないよう、代替する機能を有する設備と位置的分散を講じる設計とする。

また、蓄電池（3系統目）は、建屋内又は地中トレンチ内に設置することにより、竜巻による火災発生防止を講じる設計とする。

1.5.2.3 火災の感知及び消火

火災の感知及び消火については、重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とし、具体的な設計を「1.5.2.3.1 火災感知設備」から「1.5.2.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による重大事故等対処施設への影響」に示し、このうち、火災感知設備及び消火設備が、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機

能、性能が維持され、かつ、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できる設計とすることを「1.5.2.3.3 地震等の自然現象の考慮」に、また、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、重大事故等に対処する機能を損なうことのない設計とすることを「1.5.2.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による重大事故等対処施設への影響」に示す。

1.5.2.3.1 火災感知設備

火災感知設備は、重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に感知する設計とする。

火災感知器と受信機を含む火災受信機盤等で構成される火災感知設備は、以下を踏まえた設計とする。

1.5.2.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮

「1.5.1.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.1.2 固有の信号を発する異なる火災感知器の設置

火災感知設備の火災感知器は、「1.5.2.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮」の環境条件等や火災感知器を設置する火災区域又は火災区画で予想される火災の性質を考慮し、火災を早期に感知できるよう、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器、アナログ式でないが、炎が発する赤外線又は紫外線を感知するため、煙や熱が感知器に到達する時間遅れがなく、火災の早期感知に優位性がある炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。

なお、アナログ式の火災感知器は、平常時の状況（温度、煙の濃度）を監視し、かつ火災現象（急激な温度や煙の濃度の上昇）を把握することができる設計とする。

アナログ式の煙感知器は蒸気等が充満する場所には設置せず、

アナログ式の熱感知器は作動温度を周囲温度より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。

アナログ式でない炎感知器には、赤外線を感知する方式と紫外線を感知する方式の 2 種類があるが、炎特有の性質を検出することで誤作動が少ない赤外線方式を採用する。アナログ式でない炎感知器の誤作動を防止するため、屋内に設置する場合は、外光が当たらず、高温物体が近傍にない箇所に設置することとし、屋外に設置する場合は、視野角への影響を考慮した太陽光の影響を防ぐ遮光板の設置や防水型を採用する設計とする。

ただし、(1)から(2)に示す火災区域又は火災区画は、上記とは異なる火災感知器を組み合わせて設置する設計とする。

屋外エリアは、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない火災感知器を選定する。

発火性又は引火性の雰囲気を形成するおそれのある場所は、火災感知器作動時の爆発を防止するため、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 原子炉格納容器

原子炉格納容器には、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。ただし、原子炉格納容器ループ室、加圧器室、抽出水再生クーラ室及びインコアモニタチェス室のうち比較的線量の高い場所に設置する熱感知器は、放射線による火災感知器の故障を防止するため、アナログ式でないものとする。アナログ式でない熱感知器は、原子炉格納容器内の通常時の温度（約 65℃以下）より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。

なお、水素が発生するような事故を考慮して、アナログ式でない火災感知器は、念のため防爆型とする。

(2) 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクエリアは、タンク内部の燃料が気化することを考慮し、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。アナログ式でない防爆型の煙感知器は、塵埃及び水蒸気の影響を受けない場所に設置することで、誤作動を防止する設計とする。アナログ式でない防爆型の熱感知器は、燃料油貯蔵タンクの温度を有意に変動させる加熱源等を設置しないことで、誤作動を防止する設計とする。

1.5.2.3.1.3 火災受信機盤

中央制御室及び[redacted]に設置する火災受信機盤で、火災感知器の作動状況を常時監視する設計とする。

火災受信機盤は、作動した火災感知器を 1 つずつ特定することで、火災の発生場所を特定する機能を有するよう設計する。

なお、重大事故等に対処する場合を考慮して、緊急時対策所においても中央制御室の火災受信機盤における感知器の動作状況を確認できる設計とする。

1.5.2.3.1.4 火災感知設備の電源確保

火災区域又は火災区画に設置する火災感知設備は、全交流動力電源喪失時においても重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災の感知が可能となるように、中央制御室及び[redacted]に設置する火災受信機盤には消防法を満足する蓄電池を設け、非常用電源からの受電も可能な設計とする。この蓄電池は、全交流動力電源喪失時に代替電源又は[redacted]から電力が供給開始されるまでに必要な容量を有するものとする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.5.2.3.2 消火設備

消火設備は、以下に示すとおり、重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火する設計とする。

1.5.2.3.2.1 重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備は、当該火災区域又は火災区画が、火災発生時の煙の充満及び放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮して設計する。

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画の選定

屋内の重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画は、基本的に、火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となるものとして選定し、このうち、原子炉格納容器内のループ室は、放射線の影響も考慮し消火活動が困難な場所として選定する。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画の選定

消火活動が困難とならない屋外の重大事故等対処施設を設置する火災区域並びに屋内の火災区域又は火災区画のうち消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画を以下に示す。

消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画とは、火災が発生しても煙が大気に放出され煙の充満するおそれがない屋外の火災区域、可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域又は火災区画、運転員が常駐することにより早期の火災感知及び消火活動が可能な火災区域又は火災区画である。

a. 屋外の火災区域

(a) 屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリア

屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリアは、火災が発生しても煙が大気に放出されることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(b) 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクは、地下タンクとして屋外に設置し、火災が発生しても煙が大気に放出されることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

b. 可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域又は火災区画

(a) 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア周辺に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、ファン、クレーン等、ケーブルに限られる。制御・計装品、ファンは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制される。クレーン等の機器は作業時のみ通電し、火災が発生しても、煙が充満する前に作業者によって消火が可能である。ケーブルには固定式消火設備を設置する。また、可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(b) 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、電動弁、ファン等に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低

く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(c) 体積制御タンク室

体積制御タンク室に設置している火災源になりえる機器は、制御・計装品、電動弁に限られる。これらは、火災が発生したとしても金属製の筐体等で構成されていることから周囲に拡大せず、煙の発生は抑制されること、並びに可燃物を少なくすることで火災荷重を低く管理することから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

c. 運転員が常駐する火災区域又は火災区画

(a) 中央制御室

中央制御室は、常駐する運転員によって、早期の火災感知が可能であり、火災発生時の煙が充満する前に消火可能であることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備若しくは[redacted]で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

設置する自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備若しくは[redacted]で手動操作可能な固定式消火設備の設計方針には、「1.5.1.3.2.1(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備」を適用する。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備により消火を行う設計とする。

a. 原子炉格納容器

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

原子炉格納容器内にスプリンクラーを適用するとした場合、ケーブルが密集して設置されているため、スプリンクラーが有効に動作するように配管及びヘッドを設置することは適さない。また、ガス消火設備を適用するとした場合、原子炉格納容器の自由体積は約 7 万 m^3 あることから、原子炉格納容器内全体に消火剤を充満させるには時間を要する。このため、原子炉格納容器の消火設備は、火災発生時の煙の充満による消火活動が困難でない場合、早期に消火が可能である消火要員による消火を行う設計とする。

火災発生時の煙の充満及び放射線の影響のため、消火要員による消火活動が困難である場合は、中央制御室からの手動操作が可能であり、原子炉格納容器全域を水滴で覆うことのできる格納容器スプレ設備による手動消火を行う設計とする。

(4) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. 屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリア

屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリアは、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

なお、海水ポンプには、「1.5.1.4 火災の影響軽減のための対策」に示す二酸化炭素消火設備を設置する。

b. 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクは、乾燥砂で覆われ地下に設置されているため、火災の規模は小さい。また、油火災であることを考慮し、消火器で消火を行う設計とする。

c. 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリアは、自動消火

設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

d. 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

e. 体積制御タンク室

体積制御タンク室は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. 中央制御室

中央制御室には、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器で消火を行う設計とする。また、中央制御盤内の火災については、電気機器への影響がない二酸化炭素消火器で消火を行う設計とする。

1.5.2.3.2.2 消火用水供給系の多重性又は多様性の考慮

「1.5.1.3.2.3 消火用水供給系の多重性又は多様性の考慮」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.3 火災に対する二次的影響の考慮

「1.5.1.3.2.5 火災に対する二次的影響の考慮」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.4 想定火災の性質に応じた消火剤の容量

「1.5.1.3.2.6 想定火災の性質に応じた消火剤の容量」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.5 移動式消火設備の配備

「1.5.1.3.2.7 移動式消火設備の配備」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.6 消火用水の最大放水量の確保

「1.5.1.3.2.8 消火用水の最大放水量の確保」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.7 消火用水の優先供給

「1.5.1.3.2.9 消火用水の優先供給」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.8 消火設備の故障警報

「1.5.1.3.2.10 消火設備の故障警報」の基本方針を適用する。

なお、[redacted]の火災区域に設置する消火設備は、電源断等の故障警報を[redacted]へ発する設計とする。

1.5.2.3.2.9 消火設備の電源確保

動作に電源が必要な消火設備は、全交流動力電源喪失時にも設備の動作に必要な電源が蓄電池により確保される設計とする。ただし、消火水ポンプ及び格納容器スプレ設備は、代替電源から受電することで、全交流動力電源喪失時においても機能を失わない設計とする。

1.5.2.3.2.10 消火栓の配置

「1.5.1.3.2.12 消火栓の配置」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.11 固定式ガス消火設備の退出警報

「1.5.1.3.2.13 固定式ガス消火設備の退出警報」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.2.12 管理区域内からの放出消火剤の流出防止

「1.5.1.3.2.14 管理区域内からの放出消火剤の流出防止」の基

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

本方針を適用する。

1.5.2.3.2.13 消火用の照明器具

「1.5.1.3.2.15 消火用の照明器具」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.3 地震等の自然現象の考慮

火災感知設備及び消火設備は、以下に示す地震等の自然現象を考慮し、機能及び性能が維持される設計とする。

1.5.2.3.3.1 凍結防止対策

「1.5.1.3.3.1 凍結防止対策」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.3.2 風水害対策

「1.5.1.3.3.2 風水害対策」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.3.3 地震対策

(1) 地震対策

屋内の重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、施設の区分に応じて機能を維持できる設計とする。具体的には、加振試験又は解析・評価により、要求される機能が維持されることを確認する設計とする。

屋外の重大事故等対処施設を設置する火災区域の火災感知設備は、施設の区分に応じて機能を維持できる設計とする。屋外の重大事故等対処施設の消火設備のうち消火器は、固縛による転倒防止対策により地震では損傷しない設計とし、移動式消火設備で消火活動が可能な設計とする。

火災区域又は火災区画に設置される耐震Ｂ，Ｃクラス機器に基準地震動による損傷に伴う火災が発生した場合においても、重大事故等に対処する機能が維持される設計とする。

(2) 地盤変位対策

「1.5.1.3.3.3(2) 地盤変位対策」の基本方針を適用する。

1.5.2.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による重大事故等対処施設への影響

「1.5.1.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による安全機能への影響」の基本方針を適用する。

1.5.2.4 その他

「1.5.1.5 その他」の基本方針を適用する。ただし、「1.5.1.5.3 蓄電池室」の「中央制御室」は、「中央制御室又は緊急時制御室」に読み替える。

1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針

1.5.3.1 基本事項

特定重大事故等対処施設を構成する設備（以下火災防護において「特定重大事故等対処施設」という。）は、火災により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災防護対策を講じる設計とする。火災防護対策を講じる設計を行うに当たり、特定重大事故等対処施設を設置する区域を火災区域及び火災区画に設定する。設定する火災区域及び火災区画に対して、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

火災防護対策を講じる設計とするための基本事項を、以下の「1.5.3.1.1 火災区域及び火災区画の設定」から「1.5.3.1.3 火災防護計画」に示す。

1.5.3.1.1 火災区域及び火災区画の設定

[redacted]の特定重大事故等対処施設を設置するエリアに

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

ついて、火災区域及び火災区画を設定する。なお、[redacted]は屋外区域として設定する。

火災区域及び火災区画の設定に当たっては、特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置並びに壁の配置を考慮して、火災区域及び火災区画を設定する。

[redacted]の火災区域は、耐火壁により囲まれ、他の区域と分離されている区域を特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置並びに壁の配置を考慮し、火災区域として設定する。

[redacted]の火災区域及び火災区画は、「1.5.1.1.1 火災区域及び火災区画の設定」に基づき設定した火災区域を適用する。

[redacted]については、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、特定重大事故等対処施設の配置を考慮して火災区域として設定する。

屋外については、他の区域と分離して火災防護対策を実施するために、特定重大事故等対処施設を設置する区域を、特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置も考慮して火災区域として設定する。

屋外の火災区域の設定に当たっては、火災区域外への延焼防止を考慮して火災区域内の境界付近に可燃物を置かない管理を実施するとともに、敷地内植生からの離隔等を講じる範囲を火災区域として設定する。また、火災区域の境界付近においても可燃物を置かない管理を実施する。

また、火災区画は、建屋内及び[redacted]で設定した火災区域を特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設の配置も考慮し、分割して設定する。

1.5.3.1.2 火災による損傷の防止を行う特定重大事故等対処施設

[redacted]

特定重大事故等対処施設を構成する設備及び当該設備に使用しているケーブルを火災による損傷の防止を行う特定重大事故等対処施設とする。

1.5.3.1.3 火災防護計画

原子炉施設全体を対象とした火災防護対策を実施するため、火災防護計画を策定する。火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練、火災発生防止のための活動、火災防護設備の保守点検及び火災情報の共有化等、火災防護を適切に実施するための対策並びに火災発生時の対応等、火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、原子炉施設の特定重大事故等対処施設については、火災の発生防止、火災の早期感知及び消火の深層防護の概念に基づき、必要な火災防護対策を行うことを定める。

外部火災については、特定重大事故等対処施設を外部火災から防護するための運用等について定める。

1.5.3.2 火災発生防止

1.5.3.2.1 特定重大事故等対処施設の火災発生防止

特定重大事故等対処施設の火災発生防止については、発火性又は引火性物質に対して火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検知対策、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策並びに電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を講じた設計とし、具体的な設計を「1.5.3.2.1.1 発火性又は引火性物質」から「1.5.3.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示す。

特定重大事故等対処施設に使用するケーブルも含めた不燃性材料又は難燃性材料の使用についての具体的な設計について「1.5.3.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用」に、落雷、地震等の自然現象による火災発生防止の具体的な設計について「1.5.3.2.3 落雷、地震等

の自然現象による火災発生の防止」に示す。

1.5.3.2.1.1 発火性又は引火性物質

発火性又は引火性物質を内包する設備及びこれらの設備を設置する火災区域には、以下の火災の発生防止対策を講じる設計とする。

ここでいう発火性又は引火性物質としては、消防法で定められる危険物のうち「潤滑油」及び「燃料油」、高圧ガス保安法で高圧ガスとして定められる水素、窒素、液化炭酸ガス及び空調用冷媒等のうち、可燃性である「水素」を対象とする。

(1) 漏えい防止、拡大防止

「1.5.2.2.1.1(1) 漏えい防止、拡大防止」の基本方針を適用する。

(2) 配置上の考慮

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備の火災により、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、潤滑油及び燃料油を内包する設備と特定重大事故等対処施設は、壁等の設置又は離隔による配置上の考慮を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備の火災により、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、水素を内包する設備と特定重大事故等対処施設は、壁等の設置による配置上の考慮を行う設計とする。

(3) 換気

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備がある火災区域の建屋等は、火災の発生を防止するために、[redacted]、空調機器による機械換気又は自然換気により換気を行う設計とする。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

発火性又は引火性物質である水素を内包する設備である蓄電池を設置する火災区域は、火災の発生を防止するために、以下に示す空調機器による機械換気により換気を行う設計とする。

・蓄電池

蓄電池を設置する火災区域は、特定重大事故等対処施設を構成する電源設備からも給電できる[redacted]による機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

なお、水素を内包する設備のある火災区域は、水素濃度が燃焼限界濃度未満の雰囲気となるように排気ファンで換気されるが、排気ファンは、多重化して設置する設計とするため、単一故障を想定しても換気は可能である。

(4) 防爆

a. 発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油を内包する設備は、「(1) 漏えい防止、拡大防止」で示したように、溶接構造等、潤滑油及び燃料油の漏えいを防止する設計とするとともに、オイルパンの設置等により、漏えいした潤滑油及び燃料油の拡大を防止する設

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

計とする。

潤滑油及び燃料油が設備の外部へ漏えいしても、これらの引火点は、油内包機器を設置する室内温度よりも十分高く、機器運転時の温度より高いため、可燃性蒸気とならないことから、潤滑油及び燃料油が、爆発性の雰囲気を形成するおそれはない。

b. 発火性又は引火性物質である水素を内包する設備

火災区域内に設置する発火性又は引火性物質である水素を内包する設備は、「(3) 換気」に示す機械換気により水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

以上の設計により、「電気設備に関する技術基準を定める省令」第六十九条及び「工場電気設備防爆指針」で要求される爆発性雰囲気とはならないため、当該火災区域に設置する電気・計装品を防爆型とする必要はなく、防爆を目的とした電気設備の接地も必要ない。

なお、電気設備の必要な箇所には「原子力発電工作物に係る電気設備に関する技術基準を定める命令」第十条、第十一条に基づく接地を施す設計とする。

(5) 貯蔵

貯蔵機器とは、供給設備へ補給するために設置する機器のことであり、発火性又は引火性物質である潤滑油及び燃料油の貯蔵機器としては、[redacted]がある。

[redacted]は、一定時間の[redacted]の連続運転に必要な量を貯蔵することを考慮した設計とする。

1.5.3.2.1.2 可燃性の蒸気又は可燃性の微粉の対策

「1.5.1.2.1.2 可燃性の蒸気又は可燃性の微粉の対策」の基本方針を適用する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.5.3.2.1.3 発火源への対策

「1.5.1.2.1.3 発火源への対策」の基本方針を適用する。

1.5.3.2.1.4 水素対策

水素を内包する設備を設置する火災区域については、「1.5.3.2.1.1(3) 換気」に示すように、機械換気を行うことにより、水素濃度を燃焼限界濃度未満とするよう設計する。

また、蓄電池を設置する火災区域は、充電時における蓄電池が水素を発生するおそれがあることを考慮して、水素濃度検知器を設置し、水素の燃焼限界濃度である 4vol%の 1/4 以下の濃度にて、[redacted]に警報を発する設計とする。

1.5.3.2.1.5 放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策

放射線分解等により発生し、蓄積した水素の急速な燃焼によって、原子炉の安全性を損なうおそれがある場合には、水素の蓄積を防止する措置を講じる設計とする。

1.5.3.2.1.6 過電流による過熱防止対策

「1.5.1.2.1.6 過電流による過熱防止対策」の基本方針を適用する。

1.5.3.2.2 不燃性材料又は難燃性材料の使用

特定重大事故等対処施設に対しては、不燃性材料又は難燃性材料を使用する設計とし、不燃性材料又は難燃性材料が使用できない場合は以下とする。

・代替材料を使用する設計とする。

・特定重大事故等対処施設の機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難な場合であって、当該施設における火災に起因して他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

設において火災が発生することを防止するための措置を講じる設計とする。

1.5.3.2.2.1 主要な構造材に対する不燃性材料の使用

特定重大事故等対処施設のうち、機器、配管、ダクト、トレイ、電線管、盤の筐体及びこれらの支持構造物の主要な構造材は、火災の発生防止及び当該設備の強度確保等を考慮し、ステンレス鋼、低合金鋼、炭素鋼等の金属材料、又はコンクリート等の不燃性材料を使用する設計とする。

ただし、配管のパッキン類は、その機能を確保するために必要な代替材料の使用が技術上困難であるが、金属で覆われた狭隘部に設置し直接火炎に晒されることはないことから不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とする。また、金属に覆われたポンプ及び弁等の駆動部の潤滑油並びに金属に覆われた機器躯体内部に設置される電気配線は、発火した場合でも、他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設に延焼しないことから、不燃性材料又は難燃性材料でない材料を使用する設計とする。

1.5.3.2.2.2 変圧器及び遮断器に対する絶縁油等の内包

「1.5.1.2.2.2 変圧器及び遮断器に対する絶縁油等の内包」の基本方針を適用する。ただし、「安全機能を有する構築物、系統及び機器」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

1.5.3.2.2.3 難燃ケーブルの使用

特定重大事故等対処施設に使用するケーブルには、原則、実証試験により自己消火性及び延焼性を確認した難燃ケーブルを使用する設計とする。

ただし、放射線監視設備用ケーブルは、微弱電流・微弱パルスを扱うため、耐ノイズ性を確保するために、絶縁体に誘電率の低い架橋ポリエチレンを使用する設計とする。このケーブルは、自

己消火性を確認するＵＬ垂直燃焼試験は満足するが、延焼性を確認するIEEE383垂直トレイ燃焼試験の要求を満足しない。

また、通信連絡設備の機器本体に使用する専用ケーブルは、通信事業者の指定するケーブルを使用する必要がある場合や製造者等により機器本体とケーブル（電源アダプタ等を含む。）を含めた電気用品としての安全性が確認されている場合、又は電話コード等のように機器本体を移動して使用することを考慮して可とう性が求められる場合は、難燃ケーブルの使用が技術上困難である。

これらのケーブルは、金属製の筐体等に収納する、延焼防止材により保護する、又は難燃性の耐熱シール材を処置することで酸素の供給を防止した専用の電線管に敷設するなどの措置を講じることにより、他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設に火災が発生することを防止する設計とする。

1.5.3.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用

「1.5.1.2.2.4 換気空調設備のフィルタに対する不燃性材料又は難燃性材料の使用」の基本方針を適用する。ただし、「安全機能を有する構築物、系統及び機器」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

1.5.3.2.2.5 保温材に対する不燃性材料の使用

「1.5.1.2.2.5 保温材に対する不燃性材料の使用」の基本方針を適用する。ただし、「安全機能を有する構築物、系統及び機器」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

1.5.3.2.2.6 建屋内装材に対する不燃性材料の使用

「1.5.1.2.2.6 建屋内装材に対する不燃性材料の使用」の基本方針を適用する。ただし、「安全機能を有する構築物、系統及び機器」及び「原子炉の安全停止に必要な機器」は、「特定重大事故等対処

施設」に読み替える。

1.5.3.2.3 落雷、地震等の自然現象による火災発生の防止

原子炉施設では、自然現象として、落雷、地震、津波、高潮、火山の影響、森林火災、竜巻、風（台風）、凍結、降水、積雪、生物学的事象、地すべり及び洪水が想定される。

特定重大事故等対処施設は、津波、高潮に対して、その機能を損なうことのないように、機器を津波から防護することで、火災の発生防止を行う設計とする。

地すべりについては、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能に影響を及ぼすおそれがない場所に設置することで、火災の発生防止を行う設計とする。

凍結、降水、積雪及び生物学的事象は、火源が発生する自然現象ではなく、火山の影響についても、火山から原子炉施設に到達するまでに降下火砕物等が冷却されることを考慮すると火源が発生する自然現象ではない。

洪水は、原子炉施設の地形を考慮すると、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能に影響を与える可能性がないため、火災が発生するおそれはない。

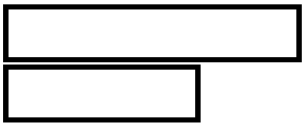
したがって、落雷、地震、森林火災及び竜巻（風（台風）を含む。）について、これらの現象によって火災が発生しないように、以下の火災防護対策を講じる設計とする。

1.5.3.2.3.1 落雷による火災の発生防止

特定重大事故等対処施設を設置する建屋等は、落雷による火災発生を防止するため、建築基準法に基づき「JIS A 4201 建築物等の雷保護」又は「JIS A 4201 建築物等の避雷設備（避雷針）」に準拠した避雷設備を設置する設計とする。

送電線については、「1.5.3.2.1.6 過電流による過熱防止対策」に示すとおり、故障回路を早期に遮断する設計とする。

【避雷設備設置箇所】



1.5.3.2.3.2 地震による火災の発生防止

特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類Ｓクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、十分な支持性能をもつ地盤に設置するとともに、自らが破壊又は倒壊することによる火災の発生を防止する設計とする。

なお、耐震については「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にしたがい設計する。

1.5.3.2.3.3 森林火災による火災の発生防止

特定重大事故等対処施設は、「1.9 外部火災防護に関する基本方針」に基づき評価し、設置した防火帯による防護により、火災発生防止を講じる設計とする。

1.5.3.2.3.4 竜巻（風（台風）を含む。）による火災の発生防止

特定重大事故等対処施設は、建屋内若しくは地上の[redacted]又は地中の[redacted]に設置すること及び「1.5.3.2.1.1(1) 漏えい防止、拡大防止」の基本方針を適用することにより、竜巻による火災発生防止を講じる設計とする。

なお、[redacted]に設置する[redacted]は、固定並びに燃料油が漏えいした場合の拡大防止対策等により、火災の発生防止を講じる設計とする。

1.5.3.3 火災の感知及び消火

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

火災の感知及び消火については、特定重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する設計とし、具体的な設計を「1.5.3.3.1 火災感知設備」から「1.5.3.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による特定重大事故等対処施設への影響」に示し、このうち、火災感知設備及び消火設備が、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、基準地震動Ssによる地震力に対して、機能を維持できる設計とすることを「1.5.3.3.3 地震等の自然現象の考慮」に、また、消火設備は、破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とすることを「1.5.3.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による特定重大事故等対処施設への影響」に示す。

1.5.3.3.1 火災感知設備

火災感知設備は、特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に感知する設計とする。

火災感知器と受信機を含む火災受信機盤等で構成される火災感知設備は、以下を踏まえた設計とする。

1.5.3.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮

「1.5.1.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.1.2 固有の信号を発する異なる火災感知器の設置

火災感知設備の火災感知器は、「1.5.3.3.1.1 火災感知器の環境条件等の考慮」の環境条件等や火災感知器を設置する火災区域又は火災区画で予想される火災の性質を考慮し、火災を早期に感知できるよう、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナロ

グ式の熱感知器、アナログ式でないが、炎が発する赤外線又は紫外線を感知するため、煙や熱が感知器に到達する時間遅れがなく、火災の早期感知に優位性がある炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。

なお、アナログ式の火災感知器は、平常時の状況（温度、煙の濃度）を監視し、かつ火災現象（急激な温度や煙の濃度の上昇）を把握することができる設計とする。

アナログ式の煙感知器は蒸気等が充満する場所には設置せず、アナログ式の熱感知器は作動温度を周囲温度より高い温度で作動するものを選定することで、誤作動を防止する設計とする。

アナログ式でない炎感知器には、赤外線を感知する方式と紫外線を感知する方式の 2 種類があるが、炎特有の性質を検出することで誤作動が少ない赤外線方式を採用する。アナログ式でない炎感知器の誤作動を防止するため、屋内に設置する場合は、外光が当たらず、高温物体が近傍にない箇所に設置することとし、屋外に設置する場合は、視野角への影響を考慮した太陽光の影響を防ぐ遮光板の設置や防水型を採用する設計とする。

ただし、(1)から(2)に示す火災区域又は火災区画は、上記とは異なる火災感知器を組み合わせて設置する設計とする。

屋外エリア及び[redacted]は、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない火災感知器を選定する。

発火性又は引火性の雰囲気を形成するおそれのある場所は、火災感知器作動時の着火を防止するため、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 原子炉格納容器

「1.5.2.3.1.2(1) 原子炉格納容器」の基本方針を適用する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(2) [redacted]は、タンク内部の燃料が気化することを考慮し、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。アナログ式でない防爆型の煙感知器は、塵埃及び水蒸気の影響を受けない場所に設置することで、誤作動を防止する設計とする。アナログ式でない防爆型の熱感知器は、[redacted]の温度を有意に変動させる加熱源等を設置しないことで、誤作動を防止する設計とする。

[redacted]は、以下に示すとおり火災感知器を設置しない設計とする。

(1) [redacted]は水で満たされていること、[redacted]は、可燃性物質を置かない設計とすることから、火災が発生するおそれはない。

したがって、[redacted]には、火災感知器を設置しない設計とする。

1.5.3.3.1.3 火災受信機盤

[redacted]及び[redacted]に設置する火災受信機盤で、火災感知器の作動状況を常時監視する設計とする。

火災受信機盤は、作動した火災感知器を 1 つずつ特定することで、火災の発生場所を特定する機能を有するよう設計する。

なお、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処する場合を考慮して、[redacted]においても[redacted]の火災受信機盤における感知器の動作状況を確認できる設計とする。

1.5.3.3.1.4 火災感知設備の電源確保

火災区域又は火災区画に設置する火災感知設備は、全交流動力

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

電源喪失時においても特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災の感知が可能となるように、[redacted]に設置する火災受信機盤には消防法を満足する蓄電池を設け、非常用電源からの受電も可能な設計とする。この蓄電池は、全交流動力電源喪失時にディーゼル発電機の代替である[redacted]から電力が供給開始されるまでに必要な容量を有するものとする。

1.5.3.3.2 消火設備

消火設備は、以下に示すとおり、特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火する設計とする。

1.5.3.3.2.1 特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備は、当該火災区域又は火災区画が、火災発生時の煙の充満及び放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画であるかを考慮して設計する。

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画の選定

「1.5.2.3.2.1(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画の選定」の基本方針を適用する。ただし、「重大事故等対処施設」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画の選定

消火活動が困難とならない屋外及び[redacted]の特定重大事故等対処施設を設置する火災区域及び屋内の火災区域又は火災区画のうち消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画を以下に示す。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画とは、火災が発生しても煙が大気に放出され煙の充満するおそれがない屋外及び[redacted]の火災区域、可燃物の設置状況等により火災が発生しても煙が充満しない火災区域又は火災区画、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員が常駐することにより早期の火災感知及び消火活動が可能な火災区域又は火災区画である。

a. 特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員が[redacted]火災区域又は火災区画[redacted]する特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員によって、早期の火災感知が可能であり、火災発生時の煙が充満する前に消火可能であることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

b. [redacted]は、地下タンクとして屋外に設置し、火災が発生しても煙が大気に放出される設計とすることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

c. [redacted]は、[redacted]に設置し、火災が発生しても煙が大気に放出される設計とすることから、消火活動が困難とならない場所として選定する。

d. [redacted]は水で満たされていること、可燃物を置かず、発火源がない設計とすることから、火災が発生するおそれがないため、消火活動が困難とならない場所として選定する。

(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

域又は火災区画には、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備を設置する設計とする。なお、[redacted]に設置する手動操作による固定式消火設備は、[redacted]から操作し、[redacted]に設置する手動操作による固定式消火設備は、[redacted]から操作する。

設置する自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備の設計方針には、「1.5.1.3.2.1(3) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備」を適用する。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備により消火を行う設計とする。

a. 原子炉格納容器

原子炉格納容器内にスプリンクラーを適用するとした場合、ケーブルが密集して設置されているため、スプリンクラーが有効に動作するように配管及びヘッドを設置することは適さない。また、ガス消火設備を適用するとした場合、原子炉格納容器の自由体積は約7万m^3あることから、原子炉格納容器内全体に消火剤を充満させるには時間を要する。このため、原子炉格納容器の消火設備は、火災発生時の煙の充満による消火活動が困難でない場合、早期に消火が可能である消火要員による消火を行う設計とする。

火災発生時の煙の充満及び放射線の影響のため、消火要員による消火活動が困難である場合は、中央制御室からの手動操作が可能であり、原子炉格納容器全域を水滴で覆うことのできる格納容器スプレ設備による手動消火を行う設計とする。

(4) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. 特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員が[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

[redacted]火災区域又は火災区画

[redacted]には、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、粉末消火器で消火を行う設計とする。また、[redacted]の火災については、電気機器への影響がないガス系消火器で消火を行う設計とする。

b. [redacted]は、乾燥砂で覆われ地下に設置されるため、火災の規模は小さい。また、油火災であることを考慮し、消火器で消火を行う設計とする。

c. [redacted]は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

d. [redacted]は水で満たされていること、可燃物を置かず、発火源がない設計とすることから、火災が発生するおそれがない。

したがって、[redacted]は、消火設備を設置しない設計とする。

1.5.3.3.2.2 消火用水供給系の多重性又は多様性の考慮

消火用水供給系の水源は、淡水タンクを 4 基設置し、多重性を有する設計とする。消火用水供給系の消火ポンプは、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプを設置し、多様性を有する設計とする。

スプリンクラーは、地震等により淡水タンクが使用できない場合に備え、2 基以上の消火水タンク、2 台の消火水ポンプを設置し、多重性を有する設計とする。

また、格納容器スプレ設備は、地震等により淡水タンクが使用

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

できない場合に備え、2 台の多重性を有する内部スプレポンプ、1 基の燃料取替用水タンクを設置する設計とする。なお、燃料取替用水タンクは、格納容器スプレ設備により消火を行う時間が 24 時間以内であることから、単一故障を想定しない設計とする。

1.5.3.3.2.3 火災に対する二次的影響の考慮

スプリンクラーは、温度が上昇している箇所のみに放水する閉鎖型ヘッドを採用することで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない特定重大事故等対処施設に及ばない設計とする。

ハロン消火設備は、電気絶縁性の高いガスを採用することで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない特定重大事故等対処施設に及ばない設計とする。

また、これら消火設備のガスボンベ及び制御盤は、消防法施行規則第二十条に基づき、消火対象空間には設置せず、火災による熱の影響を受けても破損及び爆発が発生しないよう、ボンベに接続する安全弁等によりボンベの過圧を防止する設計とする。

ケーブルトレイ消火設備、エアロゾル消火設備は、電気絶縁性が高い消火剤を採用するとともに、ケーブルトレイ内又は電気盤内に消火剤をとどめることで、火災の火炎、熱による直接的な影響のみならず、煙、流出流体、断線及び爆発等の二次的影響が、火災が発生していない特定重大事故等対処施設に及ばない設計とする。

1.5.3.3.2.4 想定火災の性質に応じた消火剤の容量

消火設備に必要な消火剤の容量について、ハロン消火設備は、消防法施行規則第二十条に基づき設計する。また、ケーブルトレイ消火設備は、実証試験[3][4]により消火性能が確認された消火剤

濃度以上となる容量以上を確保するよう設計する。エアロゾル消火設備は、UL2775(Fixed Condensed Aerosol Extinguishing System Units）で要求された消火剤濃度以上となる容量以上を確保するよう設計する。

消火剤に水を使用する水消火設備の容量の設計は、「1.5.3.3.2.6 消火用水の最大放水量の確保」に示す。

1.5.3.3.2.5 移動式消火設備の配備

「1.5.1.3.2.7 移動式消火設備の配備」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.2.6 消火用水の最大放水量の確保

消火用水供給系の水源である淡水タンク、地震等により淡水タンクが使用できない場合に使用する消火水タンクは、スプリンクラーの最大放水量で、消火を2時間継続した場合の水量（130m^3）を確保する設計とする。

水消火設備に必要な消火用水の容量について、屋内消火栓は、消防法施行令第十一条（屋内消火栓設備に関する基準）に基づき設計する。

1.5.3.3.2.7 消火用水の優先供給

消火用水供給系は、所内用水系と共用しない運用により、消火を優先する設計とする。

具体的には、水源である淡水タンクには、「1.5.3.3.2.6 消火用水の最大放水量の確保」の最大放水量（130m^3）に対して十分な容量（2,600m^3 以上）を確保し、必要に応じて所内用水系を隔離等の運用により、消火を優先する設計とする。

また、原子炉補助建屋の消火栓（地震等により淡水タンクが使用できない場合）及びスプリンクラーの水源である消火水タンクは、所内用水系と共用しない設計とする。

1.5.3.3.2.8 消火設備の故障警報

「1.5.2.3.2.8 消火設備の故障警報」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.2.9 消火設備の電源確保

動作に電源が必要な消火設備は、全交流動力電源喪失時にも設備の動作に必要な電源が蓄電池により確保される設計とする。ただし、消火水ポンプ及び格納容器スプレ設備は、ディーゼル発電機の代替である空冷式非常用発電装置から受電することで、全交流動力電源喪失時においても機能を失わない設計とする。

1.5.3.3.2.10 消火栓の配置

特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火栓は、消防法施行令第十一条（屋内消火栓設備に関する基準）に準拠し、屋内は消火栓から半径 25m の範囲における消火活動を考慮した設計とする。

1.5.3.3.2.11 固定式ガス消火設備の退出警報

固定式ガス消火設備として設置するハロン消火設備は、動作前に職員等の退出ができるように警報を発する設計とする。

なお、ケーブルトレイ消火設備の消火剤には毒性がなく、消火時に生成されるフッ化水素は鉄板等を設置したケーブルトレイ内にとどまり、トレイ外に有意な影響を及ぼさないため、ケーブルトレイ消火設備には退出警報を設置しない。また、エアロゾル消火設備の消火剤には毒性がなく、消火時に有毒な気体を発生せず、電気盤外に有意な影響を及ぼさないため、エアロゾル消火設備には退出警報を設置しない。

1.5.3.3.2.12 管理区域内からの放出消火剤の流出防止

「1.5.2.3.2.12 管理区域内からの放出消火剤の流出防止」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.2.13 消火用の照明器具

「1.5.2.3.2.13 消火用の照明器具」の基本方針を適用する。ただし、「原子炉の安全停止に必要な機器等」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

1.5.3.3.3 地震等の自然現象の考慮

火災感知設備及び消火設備は、以下に示す地震等の自然現象を考慮し、機能及び性能が維持される設計とする。

1.5.3.3.3.1 凍結防止対策

「1.5.2.3.3.1 凍結防止対策」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.3.2 風水害対策

ディーゼル消火ポンプ、電動消火ポンプ、消火水ポンプ、スプリンクラー等の消火設備は、風水害により性能が阻害されないよう、流れ込む水の影響を受けにくい屋内に設置する設計とする。

[redacted]の火災感知設備は、火災感知器の予備を保有し、風水害の影響を受けた場合にも、早期に取替えを行うことにより性能を復旧する設計とする。

1.5.3.3.3.3 地震対策

(1) 地震対策

屋内の特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、基準地震動 Ss による地震力に対して、機能を維持できる設計とする。具体的には、加振試験又は解析・評価により、機器に要求される機能が維持されることを確認する設計とする。

屋外及び[redacted]の特定重大事故等対処施設を設置する火災区域の火災感知設備は、基準地震動 Ss による地震力に対し

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

て、機能を維持できる設計とする。屋外の特定重大事故等対処施設の消火設備のうち消火器は、固縛による転倒防止対策により地震では損傷しない設計とし、移動式消火設備で消火活動が可能な設計とする。

火災区域又は火災区画に設置される耐震Ｂ、Ｃクラス機器に基準地震動による損傷に伴う火災が発生した場合においても、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれないよう設計する。

(2) 地盤変位対策

「1.5.1.3.3.3(2) 地盤変位対策」の基本方針を適用する。

1.5.3.3.4 消火設備の破損、誤動作又は誤操作による特定重大事故等対処施設への影響

スプリンクラーは、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれないよう、消火設備の破損、単一の誤動作又は誤操作で誤放水しない設計とする。閉鎖型のスプリンクラーヘッドの採用等、具体的な設計については、第 10.5.1.2 図に示す。また、高エネルギー配管破損時の誤放水を防止するため、スプリンクラーヘッドの開放温度は、高エネルギー配管破損時の室内温度の評価値を上回る設計とする。

ハロゲン化物消火剤及び炭酸水素カリウム等のエアロゾルは電気絶縁性が大きく揮発性も高いことから、消火設備の破損、誤動作又は誤操作により消火剤が放出されても電気及び機械設備に影響を与えないよう、火災区域又は火災区画に設置するガス消火設備等には、ハロゲン化物消火剤、炭酸水素カリウム等のエアロゾルを放出する消火設備を設置する設計とする。

消火設備の放水等による溢水に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事

故等に対処するために必要な機能への影響を考慮した設計とする。

1.5.3.4 その他

以下に示す火災区域又は火災区画は、それぞれの特徴を考慮した火災防護対策を実施する設計とする。

1.5.3.4.1 電気室

「1.5.1.5.2 電気室」の基本方針を適用する。ただし、「スイッチギヤ室」は、「電気室」に読み替える。

1.5.3.4.2 蓄電池室

「1.5.1.5.3 蓄電池室」の基本方針を適用する。ただし、「中央制御室」は、「[redacted]」に読み替える。

1.5.3.4.3 ポンプ室

「1.5.1.5.4 ポンプ室」の基本方針を適用する。ただし、「中央制御室」は、「[redacted]」に読み替える。

1.5.3.4.4 中央制御室等

「1.5.1.5.5 中央制御室等」の基本方針を適用する。ただし、「中央制御室」は、「[redacted]」に読み替える。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.6 溢水防護に関する基本方針

1.6.1 溢水防護に関する基本設計方針

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下「設置許可基準規則」という。）第九条（溢水による損傷の防止等）」の要求事項を踏まえ、安全施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

そのために、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計とする。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計とする。溢水の影響を受けて運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生した場合に、それらに対処するために必要な機器の単一故障を考慮しても異常状態を収束できる設計とする。

さらに、使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

ここで、これらの機能を維持するために必要な設備を、以下「防護対象設備」という。設置許可基準規則第九条及び第十二条並びに「原子力発電所の内部溢水影響評価ガイド（平成 26 年 8 月 6 日原規技発第 1408064 号原子力規制委員会決定）」（以下「溢水ガイド」という。）の要求事項を踏まえ、以下の設備を防護対象設備とする。

- 重要度の特に高い安全機能を有する系統が、その安全機能を適切に維持するために必要な設備
- プール冷却及びプールへの給水の機能を適切に維持するために必要な設備

原子炉施設内における溢水として、原子炉施設内に設置された機器及び配管の破損（地震起因を含む。）、消火水系（スプリンクラーを含む。）等の作動、使用済燃料ピット等のスロッシングその他の事象により発生した溢水を考慮し、防護対象設備が没水、被水及び蒸気の影響を受けて、その安全機能を損なうことのない設計（多重性又は多様性を有する設備が同時にその安全機能を損なうことのない設計）とする。評価に当たっ

ては、安全評価に関する審査指針に基づき、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生した場合、それらに対処するために必要な機器の単一故障を考慮しても異常状態を収束できる設計とする。

地震、津波、竜巻等の自然現象による波及的影響により発生する溢水に関しては、防護対象設備及び溢水源となる屋外タンク等の配置も踏まえて、最も厳しい条件となる自然現象による溢水の影響を考慮し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。具体的には、屋外にあるすべてのタンクについて地震起因によるタンクに付属する配管の破損及び竜巻による飛来物の衝突による屋外タンクの破損を考慮しても、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

地下水は、建屋最下層にある湧水サンプより排水する設計とする。

また、放射性物質を含む液体を内包する容器、配管その他の設備（ポンプ、弁、使用済燃料ピット及び原子炉キャビティ（キャナル含む。）等）から放射性物質を含む液体の漏えいを想定する場合には、溢水が管理区域外へ漏えいしないよう、建屋内の壁、扉、堰等により伝播経路を制限する設計とする。

具体的な溢水評価に関する設計方針を、「1.6.2 原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」及び「1.6.3 使用済燃料ピットの溢水評価に関する設計方針」にて説明する。

また、溢水防護のために実施する対策について「1.6.4 溢水防護に関する設計方針」にて説明する。

1.6.2 原子炉施設の溢水評価に関する設計方針

1.6.2.1 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量としては、発生要因別に分類した以下の溢水を想定して評価する。

① 溢水の影響を評価するために想定する機器の破損等により生じる溢水（以下「想定破損による溢水」という。）

② 発電所内で生じる異常状態（火災を含む。）の拡大防止のために設置される系統からの放水による溢水（以下「消火水の放水による

溢水」という。）

③ 地震に起因する機器の破損等により生じる溢水（以下「地震起因による溢水」という。）

④ その他の要因（地下水の流入、地震以外の自然現象に起因して生じる破損等）により生じる溢水（以下「その他の溢水」という。）

防護対象設備が設置されている建屋内において、流体を内包する容器及び配管を溢水源となり得る機器として抽出する。ここで抽出された機器のうち、上記①、③又は④の評価において破損を想定するものは、それぞれの評価での溢水源として考慮する。

なお、海水ポンプエリア及び防護対象設備が設置されている建屋外の溢水源については、地震及び竜巻を考慮する。具体的には、「1.6.2.5 海水ポンプエリアにおける溢水評価に関する設計方針」及び「1.6.2.6 防護対象設備設置建屋外からの溢水評価に関する設計方針」にて説明する。

(1) 想定破損による溢水

以下で定義する高エネルギー配管及び低エネルギー配管に分類して破損を想定し没水、被水及び蒸気による影響を評価する。

※1 「高エネルギー配管」は、呼び径 25A(1B)を超える配管でプラントの通常運転時に運転温度が 95℃を超えるか又は運転圧力が 1.9MPa[gage]を超える配管。ただし、被水、蒸気については配管径に関係なく影響を評価する。

※2 「低エネルギー配管」は、呼び径 25A(1B)を超える配管でプラントの通常運転時に運転温度が 95℃以下で、かつ、運転圧力が 1.9MPa[gage]以下の配管。（ただし、静水頭圧の配管は除く。）

※3 高エネルギー配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の 2%又はプラント運転期間の 1%より小さければ、低エネルギー配管として扱う。

破損を想定する位置は、安全機能への影響が最も大きくなる位置

とする。

配管の破損形状の想定に当たっては、「溢水ガイド附属書A」にしたがい、高エネルギー配管は、原則「完全全周破断」、低エネルギー配管は、原則「貫通クラック」を想定する。ただし、溢水ガイドでは、以下のとおり、応力評価の結果により、破損形状を想定できることが定められている。

溢水ガイドでは、配管の一次＋二次応力 Sn が許容応力 Sa に対し以下の条件を満足すれば、それに応じた破損形状の想定が可能であることを規定している。

【高エネルギー配管（ターミナルエンドを除く。）】

Sn≦0.4Sa　　破損想定不要

0.4Sa＜Sn≦0.8Sa　貫通クラック

なお、高エネルギー配管のターミナルエンドは、応力評価の結果にかかわらず「完全全周破断」を想定する。

【低エネルギー配管】

Sn≦0.4Sa　　破損想定不要

高エネルギー配管の溢水評価では、応力評価の結果により想定した破損形状による溢水を想定し、異常の検知、事象の判断、漏えい箇所の特定、漏えい箇所の隔離等により漏えい停止するまでの時間（運転員の状況確認及び隔離操作を含む。）に保守性を考慮して設定し、溢水量を算出する。

また、隔離後の溢水量として隔離範囲内の系統の保有水量を考慮する。想定する破損箇所は防護対象設備への溢水影響が最も大きくなる位置とする。

低エネルギー配管の溢水評価では、貫通クラックによる溢水を想定し、隔離による漏えい停止に必要な時間から溢水量を算出する。また、隔離後の溢水量として隔離範囲内の系統の保有水量を考慮す

る。想定する破損箇所は防護対象設備への溢水影響が最も大きくなる位置とする。ただし、応力評価結果により、一次＋二次応力 Sn が許容応力 Sa に対して、判定条件(Sn≦0.4Sa)を満足する配管については破損を想定しない。

応力評価の結果により破損形状の想定を行う場合は、評価結果に影響するような減肉がないことを確認するために継続的な肉厚管理を実施する。

(2) 消火水の放水による溢水

消火栓からの放水については、3 時間の放水により想定される溢水量若しくは、火災源が小さい場合においては、その可燃性物質の量及び等価火災時間を考慮した消火活動に伴う放水により想定される溢水量を設定する。

スプリンクラーからの放水については、スプリンクラーの設計方針で示されている放水量を用い、放水停止に要する時間については、火災発生時の中央制御室での警報発信後から、現場到着までの時間、状況確認及びスプリンクラーの放水停止までの時間に保守性を考慮して設定し、溢水量を算出する。スプリンクラーには自動起動及び手動起動があるが、溢水評価においては両者を区別せずに溢水量を算出する。なお、高エネルギー配管破断時の環境温度よりも高い作動温度のスプリンクラーヘッドを適用することで高エネルギー配管の破損によってもスプリンクラーが誤って作動しないため、高エネルギー配管破断とスプリンクラーからの放水による溢水をあわせて想定しない。スプリンクラー設備は消防法施行規則に定める設置及び維持に関する技術上の基準を満足した設計とする。したがって、スプリンクラーヘッド、感知器及び予作動弁は消防認定品とする。さらに、感知器から予作動弁に信号を送るケーブルは消防法施行規則第 12 条及び消防庁告示第 11 号により認められた耐熱電線を使用することで、耐熱仕様による保護がされているため、予作動弁の開動作に影響を及ぼさず、火災によりケーブルが損傷し、直ちに信号が遮断されることはない設計とする。

スプリンクラーからの放水によって、同時に 2 系統の防護対象設備が機能喪失するおそれがあるエリアにはハロン消火設備又は二酸化炭素消火設備を設置することで、防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とする。ハロン消火設備又は二酸化炭素消火設備を設置したエリアでは溢水量を考慮しないが、隣接するエリアでの消火栓からの放水及びスプリンクラーからの放水による溢水の伝播を考慮する。

なお、高エネルギー配管の破損によるスプリンクラーの誤作動については防止対策を図る設計とする。

発電所内で生じる異常状態（火災を含む。）の拡大防止のために設置される系統からの放水のうち、消火栓からの放水、スプリンクラーからの放水及び格納容器スプレイ系からの放水があるが、格納容器スプレイ系については原子炉格納容器内でのみ生じ、防護対象設備は耐環境性があることから格納容器スプレイ系の作動により発生する溢水により原子炉格納容器内の防護対象設備が安全機能を損なうことはない。なお、格納容器スプレイ系の作動回路は、チャンネルの単一故障を想定してもその機能を失うことがなく、かつ、偽の信号発生等による誤動作を防止する設計とする。

具体的には、原子炉格納容器圧力異常高の「2 out of 4」信号による自動作動又は中央制御盤上の操作スイッチ 2 個を同時に操作することによる手動作動としていることを確認する方針とする。

(3) 地震起因による溢水

溢水源となり得る機器（流体を内包する機器）のうち、基準地震動による地震力により破損が生じる機器を溢水源として想定する。

耐震Ｓクラスの機器については、基準地震動による地震力によって破損は生じないことから溢水源として想定しない。

また、耐震Ｂ、Ｃクラスの機器のうち、耐震Ｓクラスの機器と同様に基準地震動による地震力に対して耐震性が確保されるもの（水位制限によるものを含む。）又は耐震対策工事により、耐震性を確保するものについては溢水源として想定しない。

耐震評価又は耐震対策工事により耐震性を確保する機器を第1.6.1表に示す。

運用停止により系統保有水がない系統については、溢水源として想定しない。

溢水量の算出に当たっては、漏水が生じるとした機器のうち防護対象設備への溢水の影響が最も大きくなる位置で漏水が生じるものとして評価する。溢水源となる容器については全保有水量を考慮し、溢水源となる配管については完全全周破断による溢水量を考慮する。また、運転員による手動操作により漏えい停止を行う溢水源に対して、異常の検知、事象の判断、漏えい箇所の特定、漏えい箇所の隔離等により漏えい停止するまでの時間（運転員の状況確認及び隔離操作を含む。）に保守性を考慮して設定し、溢水量を算出するとともに、隔離後の隔離範囲内の系統の保有水量を溢水量に考慮する。

使用済燃料ピットのスロッシングによる溢水量の算出に当たっては、基準地震動による地震力によって生じるスロッシング現象を3次元流動解析により評価し、使用済燃料ピット外へ漏えいする水量を考慮する。また、使用済燃料ピットの初期水位等の評価条件は保守的となるように設定する。

水密区画内には防護対象設備が設置されておらず、かつ、地震起因により水密区画内で発生が想定される溢水は、区画外へ漏えいしない設計とすることから、防護対象設備への溢水の影響はなく、水密区画内で発生する溢水は溢水源として想定しない。

耐震評価の具体的な考え方を以下に示す。

・構造強度評価に係る応答解析は、基準地震動を用いた動的解析によることとし、機器の応答性状を適切に表現できるモデルを設定する。その上で、当該機器の据付床の水平方向及び鉛直方向それぞれの床応答を用いて応答解析を行い、それぞれの応答解析結果を適切に組み合わせる。
・応答解析に用いる減衰定数は、安全上適切と認められる規格基準、既往の振動実験、地震観測の調査結果等を考慮して適切な

値を定める。

・応力評価に当たり、簡易的な手法を用いる場合は評価結果が厳しい箇所については詳細評価を実施することで健全性を確保する。

・基準地震動による発生応力に対する評価基準値は、安全上適切と認められる規格基準で規定されている値、試験等で妥当性が確認されている値を用いる。

・バウンダリ機能確保の観点から、設備の実力を反映する場合には規格基準以外の評価基準値の適用も検討する。

(4) その他の溢水

その他の溢水については、地下水の流入、竜巻による飛来物の衝突による屋外タンクの破損に伴う漏えい等の地震以外の自然現象に伴う溢水、機器の誤作動や弁グランド部、配管フランジ部からの漏えい事象等を想定する。

1.6.2.2 防護対象設備の設定

防護対象設備は、原子炉施設内で発生した溢水に対して、重要度の特に高い安全機能を有する系統が、その安全機能を損なうことのない設計（原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計。）とするために必要な設備とする。

具体的には、原子炉の停止、高温停止、低温停止及びその維持に必要な系統設備として、以下を選定する。

・原子炉停止：原子炉停止系

・ほう酸添加：原子炉停止系（化学体積制御系のほう酸注入機能等）

・崩壊熱除去：補助給水系、主蒸気系、余熱除去系

・１次系減圧：１次冷却系の減圧機能

・上記系統の関連系（原子炉補機冷却系、海水系、制御用空気系、換気空調系、非常用電源系、冷水系、電気盤）

以上の系統設備に加え、原子炉施設の安全評価に関する審査指針に

基づき、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を対象として、溢水により発生し得る原子炉外乱及び溢水の原因となり得る原子炉外乱に対処する設備を抽出する。抽出に当たっては溢水事象となり得る運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故も評価対象とする。

原子炉外乱としては、以下の溢水により発生し得る原子炉外乱及び溢水の原因となり得る原子炉外乱を考慮する。地震に対しては溢水だけでなく、地震に起因する原子炉外乱（主給水流量喪失、外部電源喪失等）も考慮する。

・想定破損による溢水（単一機器の破損を想定）
・消火水の放水による溢水（単一の溢水源を想定）
・地震起因による溢水（耐震Ｂ、Ｃクラスの機器の破損を想定）

溢水評価上想定する起因事象として抽出する運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を第 1.6.2 表及び第 1.6.3 表に示す。また、溢水評価上想定する事象とその対処系統を第 1.6.4 表に示す。

なお、抽出された防護対象設備のうち、以下の設備は溢水影響を受けても、必要とされる安全機能を損なうことはない。

(1) フェイルポジションで安全機能に影響しない設備

「フェイル アズ イズ」でも安全機能に影響しない電動弁又は「フェイル ポジション」でも安全機能に影響しない空気作動弁等、動作機能喪失によっても安全機能へ影響しない設備。

(2) 原子炉格納容器内の設備

原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）時の原子炉格納容器内の状態（圧力・温度及び溢水影響）を考慮した耐環境仕様を有する設備又は溢水事象が発生した場合のプラント停止操作において必ずしも必要でない設備。

(3) 水の影響を受けない設備

溢水の影響により外部からの電源供給や電気信号を喪失しても機能喪失しない容器、熱交換器、フィルタ、逆止弁、手動弁、配管等の静的機器。

(4) その他設備で代替できる設備

他の設備により代替でき、機能喪失しても安全機能に影響しない設備。

以上の考えに基づき選定された溢水から防護すべき系統設備を第1.6.5表に示す。

1.6.2.3 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護に対する溢水防護区画は、防護対象設備が設置されているすべての区画並びに中央制御室及び現場操作が必要な設備へのアクセス通路について設定する。溢水防護区画は壁、扉、堰等又はそれらの組合せによって他の区画と分離される区画として設定し、溢水防護区画の水位が最も高くなるように保守的に溢水経路を設定する。現場操作が必要な設備に対しては、必要に応じて環境の温度、放射線量、薬品等による影響を考慮しても、運転員による操作場所までのアクセスが可能な設計とする。

具体的には、溢水防護区画内で発生する溢水に対しては、床ドレン、床面開口部及び床貫通部、壁貫通部並びに扉から他区画への流出は想定しない条件で溢水経路を設定し、溢水防護区画内の溢水水位を算出する。ただし、床ドレン、床面開口部及び床貫通部、壁貫通部並びに扉から流出することを定量的に確認できる場合は他区画への流出を期待する。

溢水防護区画外で発生する溢水に対しては、床ドレン、天井面開口部及び貫通部、壁貫通部並びに扉から溢水防護区画内への流入を想定した条件で溢水経路を設定し、溢水防護区画内の溢水水位を設定する。ただし、床ドレン、天井面開口部及び貫通部、壁貫通部並びに扉に流入防止対策が施されている場合は溢水防護区画外からの流入を考慮しない。

上層階の溢水は階段あるいは機器ハッチを経由して下層階へ伝播する。

溢水経路を構成する壁、扉、堰等は、基準地震動による地震力に対し健全性を確認できる場合は溢水の伝播防止を期待する。溢水が長期間滞留する水密区画境界の壁にひび割れが生じる場合は、ひび割れか

らの浸水量を算出し溢水評価に影響を与えないことを確認する方針とする。

貫通部に実施した流出及び流入防止対策は、基準地震動による地震力に対し健全性を確認できる場合は溢水の伝播防止を期待する。

消火活動により区画の扉を開放する場合は、開放した扉からの消火水の伝播を考慮する。

また、建屋外の防護対象設備である海水ポンプ及びディーゼル発電機（吸気口）が安全機能を損なうことのないようにタービン建屋を溢水経路（タービン建屋開口部を含む。）に設定する。

なお、溢水の影響を受けて防護対象設備の安全機能を損なうおそれがある高さ（以下「機能喪失高さ」という。）、溢水防護区画を構成する壁、扉、堰等については、現場の設備等の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

防護対象設備の機能喪失高さの考え方を第 1.6.6 表に示す。

1.6.2.4 防護対象設備設置建屋内における溢水評価に関する設計方針

想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水及びその他の溢水に対して、防護対象設備が以下に示す没水、被水及び蒸気の影響を受けて、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、発生した溢水については、溢水の流入状態、溢水源からの距離、運転員のアクセス等により一時的な水位変動が生じることが考えられることから、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

具体的には、防護対象設備に対して溢水防護区画ごとに算出される溢水水位にゆらぎの影響を踏まえた裕度 100mm を確保する。

1.6.2.4.1 想定破損による溢水影響に対する設計方針

想定される配管の破損形状に基づいた没水、被水及び蒸気の影響により防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 没水による影響に対する設計方針

高エネルギー配管の没水評価では、完全全周破断による溢水を想定し溢水量を算出する。

低エネルギー配管の没水評価では、貫通クラックによる溢水を想定し溢水量を算出する。ただし、応力評価結果より一次＋二次応力 Sn が許容応力 Sa に対して判定条件（Sn≦0.4Sa）を満足する配管については破損を想定しない。

算出された溢水量、設定した溢水防護区画及び溢水経路から算出した溢水水位に対し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

具体的には、以下に示す設計方針のいずれかを満足することで、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。また、いずれの設計方針も満足しない場合は、壁、扉、堰等による没水対策を実施する。

a. 溢水水位が防護対象設備の機能喪失高さを上回らないこと。

b. 防護対象設備が多重性又は多様性を有しており、各々が別区画に設置され、同時に安全機能を損なうことのないこと。

c. 溢水が到達する前に、各々の系統で閉止又は開放を期待する弁が自動閉止又は自動開放するために、当該系統の隔離状態が維持されること。

d. 当該系統の想定破損発生時に没水する防護対象設備に機能要求がないこと。

さらに、主蒸気配管及び主給水配管の敷設エリアのうち、蒸気漏えい時における溢水により防護対象設備が没水するおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

(2) 被水による影響に対する設計方針

溢水源となる機器からの直線軌道及び放物線軌道の飛散による被水又は天井面開口部若しくは貫通部からの被水による影響を受

けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。ここで、溢水防護区画内において、被水による影響を評価するための区画を評価対象区画という。

a. 評価対象区画に流体を内包する機器が設置されている場合は、防護対象設備に対し被水防護措置がなされていること。

b. 評価対象区画に流体を内包する機器が設置されていない場合は、天井面に開口部又は貫通部が存在しないこと。

c. 評価対象区画に流体を内包する機器が設置されておらず、かつ、天井面に開口部又は貫通部が存在する場合は、当該開口部及び貫通部に密封処理等の流出防止対策がなされていること。

d. 評価対象区画に流体を内包する機器が設置されておらず、天井面に開口部又は貫通部が存在し、かつ、当該開口部及び貫通部に密封処理等の流出防止対策がなされていない場合にあっては、防護対象設備に対し被水防護措置がなされていること。

e. 上記 a.～d.を満足しない場合は、防護対象設備が防滴仕様であること。

f. 上記 a.～e.を満足しない場合は、被水防護対策を実施する。

ただし、多重性又は多様性を有し各々を別区画に設置している防護対象設備で、同時にその機能を失わない場合は、機能が維持されるものとする。

なお、被水評価において、保護カバーやパッキンにより安全機能を損なうことのない設計としている設備については、実機での被水条件を考慮しても安全機能を損なうことのないことを被水試験により確認する方針とする。

保護カバー等の概要を第 1.6.1 図に示す。

(3) 蒸気による影響に対する設計方針

溢水源となる配管のうち高エネルギー配管に対して、一般部については応力評価に応じて貫通クラック又は完全全周破断、ターミナルエンドについては完全全周破断を想定し、蒸気の影響を受けて防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 蒸気拡散影響に対する設計方針

防護対象設備に対する、漏えい蒸気の拡散による影響を確認するために、熱流体解析コード（ＧＯＴＨＩＣコード）を用い、実機を模擬した空調条件や解析区画を設定して解析を実施する。

想定破損発生区画内での漏えい蒸気による防護対象設備への影響及び区画間を拡散する漏えい蒸気による防護対象設備への影響が、蒸気曝露試験及び机上評価によって防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

蒸気影響を緩和するための対策として、蒸気の漏えいを自動検知し、隔離（直ちに環境温度が上昇し健全性が確認されている条件を超えるおそれがある場合は自動隔離、それ以外は中央制御室からの遠隔手動隔離）を行うために蒸気漏えい検知システムを設置する。システムを構成するものとして、温度センサ、蒸気止め弁及び漏えい検知監視制御盤を設置する。

主蒸気配管及び主給水配管のターミナルエンドについては、防護カバーを設置し、配管と防護カバーのすき間を流出面積と設定することで漏えい蒸気量を抑制する設計とする。

また、主蒸気配管又は主給水配管の敷設エリアのうち、漏えい蒸気によって防護対象設備への影響が蒸気曝露試験及び机上評価で防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、区画外の防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とする。

防護カバーの概要を第 1.6.2 図、水密扉の配置図を第 1.6.3 図に示す。

b. 蒸気の直接噴出影響に対する設計方針

破損想定箇所の近傍に防護対象設備が設置されている場合は、漏えい蒸気の直接噴出による防護対象設備への影響を考慮する。

破損想定箇所と防護対象設備との位置関係を踏まえ、漏えい蒸気の直接噴出による影響が、蒸気曝露試験及び机上評価によって防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

蒸気の直接噴出による影響により、防護対象設備が安全機能を損なうおそれがある場合には、蒸気の影響を緩和する対策や防護対象設備の配置を見直す対策等を実施することで、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、各系統の蒸気の影響評価における想定破損評価条件を第 1.6.7 表に示す。

1.6.2.4.2 消火水の放水による溢水影響に対する設計方針

火災時の消火水系（スプリンクラーを含む。）等からの放水による没水及び被水の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、スプリンクラーからの放水については、スプリンクラーの設計方針で示されている放水量を用い、放水停止に要する時間については、火災発生時の中央制御室での警報発信後から、現場到着までの時間、状況確認及びスプリンクラーの放水停止までの時間に保守性を考慮して設定し、溢水量を算出する。スプリンクラーには自動起動及び手動起動があるが、溢水評価においては両者を区別せずに溢水量を算出する。

(1) 没水による影響に対する設計方針

消火活動に伴う放水により想定される溢水量を算出する。算出された溢水量、設定した溢水防護区画及び溢水経路から算出した溢水水位に対し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。なお、消火活動により区画の扉を開放する場合は、開放した扉からの消火水の伝播を考慮して溢水水位を算

出する。

具体的には、以下に示す設計方針のいずれかを満足することで、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。また、いずれの設計方針も満足しない場合は、壁、扉、堰等による没水対策を実施する。

a. 溢水水位が防護対象設備の機能喪失高さを上回らないこと。

b. 防護対象設備が多重性又は多様性を有しており、各々が別区画に設置され、同時に安全機能を損なうことのないこと。

なお、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

また、消火水放水時の溢水量が評価条件を満足するように、消火活動における注意事項に関する教育及び消火活動後の設備点検を行うことにより防護対象設備が安全機能を損なうことのない運用を行う設計とする。

(2) 被水による影響に対する設計方針

消火栓による被水影響に対しては、防護対象設備が設置されている建屋内の防護対象設備に対して、消火水による不用意な放水を行わないことで防護対象設備が、被水の影響を受けて安全機能を損なうことのない運用を行う設計とする。

スプリンクラーによる被水影響に対しては、「1.6.2.4.1 想定破損による溢水影響に対する設計方針」のうち「(2)被水による影響に対する設計方針」と同じ設計とする。

なお、スプリンクラーからの放水によって、同時に2系統の防護対象設備が機能喪失するおそれがあるエリアにはハロン消火設備又は二酸化炭素消火設備を設置することで、防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とする。ハロン消火設備又は二酸化炭素消火設備を設置したエリアでは溢水量を考慮しないが、隣接するエリアでの消火栓からの放水及びスプリンクラーからの放水による溢水の伝播を考慮する。

また、火災により貫通部の流出及び流入防止対策の止水機能

を損なうおそれがある場合には、当該貫通部からの消火水の伝播による溢水影響を考慮する。溢水評価の結果、防護対象設備が安全機能を損なうおそれがある場合には、壁、扉、堰等による溢水伝播を制限する対策等を実施する。

1.6.2.4.3 地震起因による溢水影響に対する設計方針（使用済燃料ピットのスロッシングを含む。）

溢水源となり得る機器（流体を内包する機器）のうち、基準地震動による地震力によって破損が生じる機器を溢水源として溢水を想定し、没水、被水及び蒸気影響により防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

耐震Ｓクラスの機器については、基準地震動による地震力によって破損は生じないことから溢水源として想定しない。

また、耐震Ｂ、Ｃクラスの機器のうち、耐震Ｓクラスの機器と同様に基準地震動による地震力に対して耐震性が確保されるもの（水位制限によるものを含む。）又は耐震対策工事により耐震性を確保するものについては溢水源として想定しない。

耐震評価又は耐震対策工事により耐震性を確保する機器を第 1.6.1 表に示す。

運用停止により系統保有水がない系統については、溢水源として想定しない。

(1) 没水による影響に対する設計方針

流体を内包する耐震Ｂ、Ｃクラスの機器のうち、基準地震動による地震力に対して耐震性が確保されないものについては、系統や容器内の保有水量に基づき溢水量を算出する。また、基準地震動による地震力によって生じるスロッシングにより、使用済燃料ピット外へ漏えいする水量を溢水量として算出する。

算出された溢水量、設定した溢水防護区画及び溢水経路から算出した溢水水位に対し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

具体的には、以下に示す設計方針のいずれかを満足することで、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。また、いずれの設計方針も満足しない場合は、壁、扉、堰等による没水対策を実施する。

a. 溢水水位が防護対象設備の機能喪失高さを上回らないこと。

b. 防護対象設備が多重性又は多様性を有しており、各々が別区画に設置され、同時に安全機能を損なうことのないこと。

なお、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

(2) 被水による影響に対する設計方針

地震による被水影響に対しては、「1.6.2.4.1 想定破損による溢水影響に対する設計方針」のうち「(2) 被水による影響に対する設計方針」と同じ設計とする。

(3) 蒸気による影響に対する設計方針

流体を内包する耐震Ｂ、Ｃクラスの機器のうち、基準地震動による地震力によって耐震性が確保されないものについては、破損する機器から発生する蒸気の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 蒸気拡散影響に対する設計方針

防護対象設備に対する、漏えい蒸気の拡散による影響を確認するために、熱流体解析コード（ＧＯＴＨＩＣコード）を用い、実機を模擬した空調条件や解析区画を設定して解析を実施する。

想定破損発生区画内での漏えい蒸気による防護対象設備への影響及び区画間を拡散する漏えい蒸気による防護対象設備への影響が、蒸気曝露試験及び机上評価によって防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

蒸気影響を緩和するための対策として、蒸気の漏えいを自動検知し、隔離（直ちに環境温度が上昇し健全性が確認されてい

る条件を超えるおそれがある場合は自動隔離、それ以外は中央制御室からの遠隔手動隔離）を行うために蒸気漏えい検知システムを設置する。システムを構成するものとして、温度センサ、蒸気止め弁及び漏えい検知監視制御盤を設置する。

b. 蒸気の直接噴出影響に対する設計方針

破損想定箇所の近傍に防護対象設備が設置されている場合は、漏えい蒸気の直接噴出による防護対象設備への影響を考慮する。破損想定箇所と防護対象設備との位置関係を踏まえ、漏えい蒸気の直接噴出による影響が、蒸気曝露試験及び机上評価によって防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

蒸気の直接噴出による影響により、防護対象設備が安全機能を損なうおそれがある場合には、蒸気影響を緩和する対策や防護対象設備の配置を見直す対策等を実施することで、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

1.6.2.4.4 その他の溢水影響に対する設計方針

その他の溢水のうち機器の誤作動や弁グランド部、配管フランジ部からの漏えい事象等に対しては、漏えい検知システム等により早期に検知し、漏えい箇所の特定及び漏えい箇所の隔離等により漏えいを止めることで防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とする。

1.6.2.5 海水ポンプエリアにおける溢水評価に関する設計方針

海水ポンプエリア内にある防護対象設備が海水ポンプエリア内及びエリア外で発生する溢水の影響を受けて、安全機能を損なうことのない設計とする。

具体的には、海水ポンプエリア外で発生する想定破損及び地震起因

による溢水を考慮し、循環水管の伸縮継手部の破損から循環水ポンプが停止するまでの間に生じる溢水、屋外タンク接続配管の完全全周破断等による溢水及び竜巻によって屋外タンクが破損した場合に発生する溢水が、タービン建屋を経由し、屋外排水路逆流防止設備（排水路）より排出が可能な溢水経路（タービン建屋開口部含む。）を設定し、海水ポンプの機能喪失高さに至らないことを確認する方針とする。

海水ポンプエリアへの溢水の浸水を防止するため海水ポンプエリア止水壁を設置するとともに、泥水による海水ポンプ取水性への影響を防止するため泥水対策壁を設置する。

屋外排水路逆流防止設備（排水路）については、排水が期待できることを定量的に評価するとともに、漂流物により溢水経路を阻害する可能性がある場合は対策を実施する。なお、溢水ガイドに基づき、屋外排水路逆流防止設備（排水路）及びタービン建屋開口部については、排出量が最も大きな 1 箇所からの流出は期待しないものとして排出量を算出する。

また、海水ポンプエリア内で発生する想定破損における低エネルギー配管の貫通クラックによる溢水、消火水の放水による溢水及び地震起因による溢水を海水ポンプエリアから海水ポンプ室浸水防止蓋によって排出できる設計とし、海水ポンプエリア内の防護対象設備の機能喪失高さに至らないことを確認する方針とする。なお、溢水ガイドに基づき、海水ポンプ室浸水防止蓋のうち排出量が最も大きい配管 1 箇所からの流出は期待しないものとして排出量を算出する。

なお、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

1.6.2.6 防護対象設備設置建屋外からの溢水評価に関する設計方針

防護対象設備が設置されている建屋と暗渠で繋がっている固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋並びにタービン建屋及び屋外タンクからの溢水について、防護対象設備が設置されている建屋に対する溢水経路を特定し、壁、扉、堰等又はそれらの組合せにより溢水が

流入しない設計とする。

(1) 固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋からの溢水影響に対する設計方針

固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋で発生する溢水が、補助建屋へ流入しない設計とするために、以下の対策を実施する。

・固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋から防護対象設備が設置されている補助建屋への流入経路に補助建屋水密扉を設置し、貫通部に流入防止対策を実施する。

(2) タービン建屋からの溢水影響に関する設計方針

タービン建屋で発生する溢水が、防護対象設備が設置されている中間建屋及び制御建屋へ流入しない設計とする。

タービン建屋における溢水評価では、想定破損及び地震起因による影響を考慮し、循環水管の伸縮継手部の破損及び２次系機器の破損を想定し評価する。具体的には、循環水ポンプが停止するまでの間に生じる溢水、２次系機器の保有水による溢水、循環水管の損傷箇所からの津波による流入及び屋外タンクからの溢水を考慮する。

タービン建屋で発生する溢水については、タービン建屋開口部から海水ポンプ側、放水路側の両側へ排出可能な設計とし、またタービン建屋側の水位が下がれば放水路側からタービン建屋開口部を経由し、タービン建屋及びタービン建屋開口部を通り屋外排水路逆流防止設備（排水路）から排出可能な設計とする。

また、漂流物により溢水経路を阻害する可能性がある場合は対策を実施する。

上記に加え、循環水管の損傷箇所からの津波による海水の流入については、別途実施する「1.4 耐津波設計」の津波浸水量を考慮する。なお、取・放水側からタービン建屋への流入を想定しても、津波到達前のタービン建屋内の溢水による水頭圧により、津波の流入がないことを確認する方針とする。

タービン建屋で発生する溢水が、防護対象設備が設置されている中間建屋及び制御建屋へ流入しないようにするために、以下の対策

を実施する。

・タービン建屋から防護対象設備が設置されている建屋への流入経路には、中間建屋水密扉及び制御建屋水密扉を設置し、貫通部に流入防止対策を実施する。

また、建屋外の防護対象設備であるディーゼル発電機（吸気口）においても、タービン建屋における溢水評価において想定される溢水に対して、タービン建屋を経由し、屋外排水路逆流防止設備（排水路）より排出が可能な溢水経路（タービン建屋開口部含む。）を設定し、機能喪失高さに至らないことを確認する方針とする。

屋外排水路逆流防止設備（排水路）については、排水が期待できることを定量的に評価するとともに、漂流物により溢水経路を阻害する可能性がある場合は対策を実施する。なお、溢水ガイドに基づき、屋外排水路逆流防止設備（排水路）及びタービン建屋開口部については、排出量が最も大きな 1 箇所からの流出は期待しないものとして排出量を算出する。

(3) 屋外タンクからの溢水影響に対する設計方針

自然現象による屋外タンクからの溢水影響については、地震及び設計竜巻を考慮する。

地震については、基準地震動による地震力に対して耐震性を有していない屋外タンクからの溢水が、防護対象設備が設置されている中間建屋、制御建屋及びディーゼル建屋へ流入しない設計とする。

また、「1.7 竜巻防護に関する基本方針」において設定した設計竜巻による飛来物により、屋外タンクが破損した場合に発生する溢水が、防護対象設備が設置されている中間建屋、制御建屋及びディーゼル建屋に流入しない設計とする。

自然現象による屋外タンクからの溢水の影響については、設計竜巻による飛来物を除き、地震時の評価に含まれるが、防護対象設備が設置されている中間建屋、制御建屋及びディーゼル建屋へ流入しないようにするために、以下の対策を実施する。

・２次系純水タンクの水位を制限する。

・屋外タンクから防護対象設備が設置されている建屋への流入経路には、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉及びディーゼル建屋水密扉を設置する。

また、地表面以下にある燃料油貯蔵タンク及び建屋との貫通部は、屋外タンクからの溢水の影響を受けても安全機能を損なうことのない設計とする。

(4) 地下水による溢水影響に対する設計方針

地下水は、建屋最下層にある湧水サンプより排水する設計とする。

湧水サンプポンプ、湧水サンプポンプ電源及び吐出ラインは、基準地震動による地震力に対して耐震性を確保するとともに、湧水サンプポンプ電源は非常用母線に接続することにより、その機能を損なうことのない設計とする。

1.6.3 使用済燃料ピットの溢水評価に関する設計方針

1.6.3.1 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量は、「1.6.2.1 溢水源及び溢水量の想定」の溢水源及び溢水量と同じ想定とする。

1.6.3.2 防護対象設備の設定

防護対象設備は、使用済燃料ピットの冷却機能及び給水機能の維持に必要な設備とする。

使用済燃料ピットを定められた水温（65℃以下）に維持する必要があるため、使用済燃料ピットの冷却機能の維持に必要な設備を抽出する。

また、使用済燃料の放射線に対する遮蔽機能（水面の設計基準線量率≦0.01mSv/h）の維持に必要な水位が確保されるように、使用済燃料ピットへの給水機能の維持に必要な設備を抽出する。

具体的には、燃料取替用水系の設備及び燃料ピット冷却浄化系の設備を抽出する。

1.6.3.3 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護区画及び溢水経路は、「1.6.2.3 溢水防護区画及び溢水経路の設定」と同じ方法で設定する。

1.6.3.4 使用済燃料ピットの冷却機能及び給水機能の維持に必要な設備の溢水影響に関する設計方針

使用済燃料ピットの冷却機能及び給水機能の維持に必要な設備が、想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水及びその他の溢水に対して、以下に示す没水、被水及び蒸気の影響を受けて、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、発生した溢水については、溢水の流入状態、溢水源からの距離、運転員のアクセス等により一時的な水位変動が生じることが考えられることから、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

具体的には、防護対象設備に対して溢水防護区画ごとに算出される溢水水位にゆらぎの影響を踏まえた裕度 100mm を確保する。

1.6.3.4.1 想定破損による溢水影響に対する設計方針

想定破損による防護対象設備への溢水影響は、「1.6.2.4.1 想定破損による溢水影響に対する設計方針」と同様の設計とする。

1.6.3.4.2 消火水の放水による溢水影響に対する設計方針

消火水の放水による防護対象設備への溢水影響は、「1.6.2.4.2 消火水の放水による溢水影響に対する設計方針」と同様の設計とする。

1.6.3.4.3 地震起因による溢水影響に対する設計方針（使用済燃料ピットのスロッシングを含む。）

a. 地震起因による防護対象設備への溢水影響

地震起因による防護対象設備への溢水影響は、「1.6.2.4.3 地震起因による溢水影響に対する設計方針」と同様の設計とする。

b. 使用済燃料ピットのスロッシング後の機能維持に関する設計方針

使用済燃料ピットのスロッシングによる溢水量の算出に当たっては、基準地震動による地震力によって生じるスロッシング現象を３次元流動解析により評価し、使用済燃料ピット外へ漏えいする水量を考慮する。また、使用済燃料ピットの初期水位等の評価条件は保守的となるように設定する。算出した溢水量からスロッシング後の使用済燃料ピット水位を求め、使用済燃料ピットの冷却機能（水温 65℃以下）及び使用済燃料の放射線に対する遮蔽機能（水面の設計基準線量率≦0.01mSv/h）の維持に必要な水位が確保される設計とする。

1.6.3.4.4 その他の溢水影響に対する設計方針

その他の溢水による防護対象設備への溢水影響は、「1.6.2.4.4 その他の溢水影響に対する設計方針」と同様の設計とする。

1.6.4 溢水防護に関する設計方針

想定破損による溢水、消火水の放水による溢水及び地震起因による溢水が発生した場合においても、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、壁、扉、堰等により浸水を防止するための対策を実施する。

(1) 補助建屋水密扉

固体廃棄物処理建屋及び第２固体廃棄物処理建屋で発生する溢水が補助建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、補助建屋水密扉を補助建屋に設置する。

(2) 中間建屋水密扉

タービン建屋からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋に設置する。

中間建屋の主蒸気配管又は主給水配管からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋（主蒸気配管・主給水配管中

間建屋区画）に設置する。

ディーゼル建屋の主蒸気配管からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋に設置する。

(3) 制御建屋水密扉

タービン建屋からの溢水が制御建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、制御建屋水密扉を制御建屋に設置する。

(4) ディーゼル建屋水密扉

屋外タンクからの溢水がディーゼル建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、ディーゼル建屋水密扉をディーゼル建屋に設置する。

ディーゼル建屋の主蒸気配管からの溢水がディーゼル建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、ディーゼル建屋水密扉をディーゼル建屋（主蒸気配管ディーゼル建屋区画）に設置する。

(5) 主蒸気配管・主給水配管からの溢水防護

主蒸気配管又は主給水配管からの溢水により、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、主蒸気配管及び主給水配管における想定破損箇所とその周辺の防護対象設備の間に区画壁を設置するとともに主蒸気配管及び主給水配管の外部遮蔽壁部等のターミナルエンドについては、防護カバー等を設置する。

(6) 海水ポンプエリア止水壁

海水ポンプエリア外で発生する溢水が海水ポンプエリア内へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、海水ポンプエリア周囲に海水ポンプエリア止水壁を設置する。

(7) 屋外排水路逆流防止設備（排水路）

屋外、タービン建屋にて発生する溢水を敷地外へ排水する設計とするため、屋外排水路逆流防止設備（排水路）を設置する。

(8) 泥水対策壁

泥水による海水ポンプ取水性への影響がない設計とするため、泥水対策壁を設置する。

防護カバーの概要を第 1.6.2 図、水密扉の配置図を第 1.6.3 図、海水ポンプエリア止水壁他の配置図を第 1.6.4 図に示す。

1.7 竜巻防護に関する基本方針

1.7.1 設計方針

1.7.1.1 竜巻に対する設計の基本方針

安全施設は、竜巻に対して、原子炉施設の安全性を確保するために必要な機能（以下「安全機能」という。）を損なわないよう、基準竜巻、設計竜巻及び設計荷重を適切に設定し、以下の事項に対して、対策を行い、建屋による防護、構造健全性の維持、代替設備の確保等によって、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、安全施設が設計竜巻による波及的影響によって、その安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 飛来物の衝突による施設の貫通及び裏面剥離

(2) 設計竜巻荷重及びその他の組み合わせ荷重（常時作用している荷重、運転時荷重、竜巻以外の自然現象による荷重及び設計基準事故時荷重）を適切に組み合わせた設計荷重

(3) 竜巻による気圧の低下

(4) 外気と繋がっている箇所への風の流入

(5) 砂等の粒子状の飛来物による目詰まり、閉塞及び噛込み

1.7.1.2 設計竜巻の設定

「添付書類六 8. 竜巻」において設定した設計竜巻の最大風速は92m/s とする。

ただし、竜巻に対する設計に当たっては、設計竜巻の最大風速 92m/s を安全側に数字を切り上げて、最大風速 100m/s の竜巻の特性値に基づく設計荷重に対して、安全施設（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）が安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、設計竜巻については、今後も継続的に観測データや増幅に関する新たな知見等の収集に取組み、必要な事項については適切に反映を行う。

使用済燃料乾式貯蔵容器に対する設計竜巻の最大風速は、「兼用キャスク告示」に定める 100m/s とする。

1.7.1.3 設計竜巻から防護する施設

設計竜巻から防護する施設としては、安全施設が設計竜巻の影響を受ける場合においても、原子炉施設の安全性を確保するために、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」で規定されているクラス１、クラス２及びクラス３に該当する構築物、系統及び機器とする。

設計竜巻から防護する施設のうち、クラス３に属する施設は損傷する場合を考慮して、代替設備により必要な機能を確保すること、安全上支障のない期間に修復すること等の対応が可能な設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とすることから、クラス１及びクラス２に属する施設を竜巻防護施設とする。

なお、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、竜巻は気象現象、津波は地震又は海底地すべり等により発生し、発生原因が異なり、同時に発生することは考えられず、事象の組み合わせは考慮しないことから、竜巻防護施設として抽出しない。

竜巻防護施設は以下に分類できる。

・建屋又は構築物に内包され防護される施設（外気と繋がっている施設を除く。）
・建屋に内包されるが防護が期待できない施設
・屋外施設及び建屋内の施設で外気と繋がっている施設

竜巻防護施設のうち、屋外施設及び建屋内の施設で外気と繋がっている主な施設を、以下のとおり抽出する。

（屋外施設）
・海水ポンプ（配管、弁を含む。）
・海水ストレーナ
・復水タンク（配管、弁を含む。）
・燃料取替用水タンク（配管、弁を含む。）
・使用済燃料乾式貯蔵容器

（建屋内の施設で外気と繋がっている施設）
・換気空調設備（アニュラス空気再循環設備、格納容器換気設備、

補助建屋換気設備、中央制御室換気設備及びディーゼル発電機室の換気空調設備の外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界となるダンパ・バタフライ弁）

・格納容器排気筒

1.7.1.4 竜巻防護施設を内包する施設

竜巻防護施設を内包する主な施設を、以下のとおり抽出する。

・原子炉建屋（原子炉容器他を内包する建屋）

・補助建屋（余熱除去設備他を内包する建屋）

・燃料取扱建屋（使用済燃料ピット他を内包する建屋）

・中間建屋（蓄電池他を内包する建屋）

・ディーゼル建屋（ディーゼル発電機他を内包する建屋）

・制御建屋（中央制御室他を内包する建屋）

・燃料油貯蔵タンク基礎（燃料油貯蔵タンクを内包する構築物）

・海水ポンプエリア止水壁（海水ポンプ他を内包する施設）

1.7.1.5 竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設

竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設は、当該施設の破損により竜巻防護施設に波及的影響を及ぼして安全機能を損なわせる可能性が否定できない施設、又はその施設の特定の区画とする。

具体的には、竜巻防護施設に機械的影響を及ぼし得る施設及び竜巻防護施設に機能的影響を及ぼし得る施設を以下のとおり抽出する。

竜巻防護施設に機械的影響を及ぼし得る施設としては、施設の高さと、竜巻防護施設及び竜巻防護施設を内包する施設との距離を考慮して、竜巻防護施設を内包する施設に隣接している施設、倒壊により竜巻防護施設を損傷させる可能性がある施設を竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設として抽出する。

また、竜巻防護施設に機能的影響を及ぼし得る施設としては、屋外にある竜巻防護施設の附属施設及び竜巻防護施設を内包する区画の換気空調設備のうち外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界とな

るダンパ・バタフライ弁を竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設として抽出する。

(1) 竜巻防護施設に機械的影響を及ぼし得る主な施設

（竜巻防護施設を内包する施設に隣接している施設）

・タービン建屋（中間建屋、ディーゼル建屋及び制御建屋に隣接する施設）

・構台（ディーゼル建屋及び燃料油貯蔵タンク基礎に隣接する施設）

（倒壊により竜巻防護施設を損傷させる可能性がある施設）

・耐火隔壁（倒壊により海水ポンプを損傷させる可能性がある施設）

・１次系純水タンク（倒壊により復水タンクを損傷させる可能性がある施設）

・循環水ポンプ（倒壊により海水ポンプを損傷させる可能性がある施設）

・使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備（倒壊により使用済燃料乾式貯蔵容器を損傷させる可能性がある施設）

・貯蔵架台（倒壊により使用済燃料乾式貯蔵容器を損傷させる可能性がある施設）

・構台（倒壊により使用済燃料乾式貯蔵容器を損傷させる可能性がある施設）

(2) 竜巻防護施設に機能的影響を及ぼし得る主な施設

（屋外にある竜巻防護施設の附属施設）

・ディーゼル発電機吸気・排気消音器（ディーゼル発電機の附属施設）

・主蒸気逃がし弁消音器（主蒸気逃がし弁の附属施設）

・主蒸気安全弁排気管（主蒸気安全弁の附属施設）

・タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管（タービン動補助給水ポンプの附属施設）

・燃料油貯蔵タンクベント管（燃料油貯蔵タンクの附属施設）
（竜巻防護施設を内包する区画の換気空調設備のうち、外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界となるダンパ・バタフライ弁）
・換気空調設備（バッテリ室の換気空調設備の外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界となるダンパ）

1.7.1.6 設計飛来物の設定

プラントウォークダウンによる敷地全体を俯瞰した調査・検討を行い、発電所構内の資機材等の設置状況を踏まえ、竜巻防護施設等に衝突する可能性のある飛来物を抽出する。抽出した飛来物の寸法、質量及び形状から飛来の有無を判断し、設計飛来物のうち最も高い運動エネルギー及び貫通力を考慮して、竜巻防護対策によって防護ができない可能性があるものは固縛、建屋内収納又は撤去の対策を実施する。

竜巻防護施設等に衝突する可能性がある飛来物のうち、「原子力発電所の竜巻影響評価ガイド」（平成 25 年 6 月 19 日原規技発第 13061911 号 原子力規制委員会決定（改正 平成 26 年 9 月 17 日原規技発第 1409172 号 原子力規制委員会決定））を参考にして鋼製材（長さ 4.2m×幅 0.3m×奥行き 0.2m、質量 135kg、飛来時の水平速度 51m/s、飛来時の鉛直速度 34m/s）を設計飛来物として設定する。さらに、防護ネットや防護鋼板による竜巻飛来物防護対策設備（以下「竜巻飛来物防護対策設備」という。）の形状、寸法を考慮して、鋼製材より小さく竜巻飛来物防護対策設備を通過する可能性がある砂利、及び竜巻飛来物防護対策設備を通過しないが竜巻防護施設である使用済燃料ピットに侵入した場合に燃料集合体に直接落下する可能性がある鋼製パイプを設計飛来物として設定する。なお、砂利の寸法は竜巻飛来物防護対策設備の網目の寸法を考慮して設定する。

第 1.7.1 表に美浜発電所における設計飛来物を示す。

1.7.1.7 荷重の組合せと許容限界

(1) 竜巻防護施設等に作用する設計竜巻荷重

設計竜巻により竜巻防護施設等に作用する荷重を以下に示す。

a. 風圧力による荷重

設計竜巻の最大風速による荷重であり、「建築基準法」等及び「日本建築学会 建築物荷重指針・同解説」に準拠して、次式のとおり算出する。

$W_w = q \cdot G \cdot C \cdot A$

ここで、

W_w　：風圧力による荷重

q　：設計用速度圧

G　：ガスト影響係数（=1.0）

C　：風力係数（施設の形状や風圧力が作用する部位（屋根、壁等）に応じて設定する。）

A　：施設の受圧面積

$$q = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_D^2$$

ここで、

ρ　：空気密度

V_D　：設計竜巻の最大風速

ただし、竜巻による最大風速は、一般的には水平方向の風速として算定されるが、鉛直方向の風圧力に対してぜい弱と考えられる竜巻防護施設等が存在する場合には、鉛直方向の最大風速等に基づいて算出した鉛直方向の風圧力についても考慮した設計とする。

b. 気圧差による荷重

外気と隔離されている区画の境界部が気圧差による圧力影響を受ける設備及び竜巻防護施設を内包する施設の建屋壁、屋根等においては、設計竜巻による気圧低下によって生じる竜巻防護施設等の内外の気圧差による圧力荷重が発生し、保守的に「閉じた施設」を想定し次式のとおり算出する。

$W_P = \Delta P_{max} \cdot A$

ここで、

W_P　　：気圧差による荷重

ΔP_{max}　　：最大気圧低下量

A　　：施設の受圧面積

c. 飛来物の衝撃荷重

衝撃荷重が大きくなる向きで設計飛来物である砂利、鋼製パイプ又は鋼製材が竜巻防護施設等に衝突した場合の衝撃荷重を算出する。

また、貫通評価においても、設計飛来物の貫通力が大きくなる向きで衝突することを考慮して評価を行う。

(2) 設計竜巻荷重の組合せ

竜巻防護施設等の設計に用いる設計竜巻荷重は、設計竜巻による風圧力による荷重（W_W）、気圧差による荷重（W_P）及び設計飛来物による衝撃荷重（W_M）を組み合わせた複合荷重とし、複合荷重 W_{T1} 及び W_{T2} は米国原子力規制委員会の基準類を参考として、以下のとおり設定する。

$$W_{T1} = W_P$$

$$W_{T2} = W_W + 0.5 \cdot W_P + W_M$$

なお、竜巻防護施設等には W_{T1} 及び W_{T2} の両荷重をそれぞれ作用させる。

(3) 設計竜巻荷重と組み合わせる荷重の設定

設計竜巻荷重と組み合わせる荷重は、以下のとおりとする。

a. 竜巻防護施設等に常時作用する荷重及び運転時荷重

竜巻防護施設等に作用する荷重として、自重等の常時作用する荷重、さらに施設の運転により重畳して作用する運転時の荷重を適切に組み合わせる。

b. 竜巻以外の自然現象による荷重

竜巻は積乱雲や積雲に伴って発生する現象であり[8]、積乱雲の発達時に竜巻と同時発生する可能性がある自然現象は、雷、雪、雹及び大雨である。これらの自然現象の組合せにより発生する荷重は、以下のとおり設計竜巻荷重に包絡される。

なお、竜巻と同時に発生する自然現象については、今後も継続的に新たな知見等の収集に取組み、必要な事項については適切に反映を行う。

① 雷

竜巻と雷が同時に発生する場合においても、雷によるプラントへの影響は、雷撃であるため雷による荷重は発生しない。

② 雪

美浜発電所が立地する地域において、冬期、竜巻が襲来する場合は竜巻通過前後に降雪を伴う可能性はあるが、上昇流の竜巻本体周辺では、竜巻通過時に雪は降らない。また、下降流の竜巻通過時や竜巻通過前に積った雪の大部分は竜巻の風により吹き飛ばされるため、雪による荷重は十分小さく設計竜巻荷重に包絡される。

③ 雹

雹は積乱雲から降る直径 5mm 以上の氷の粒であり、仮に直径 10cm 程度の大型の雹を想定した場合でも、その質量は約 0.5kg である。竜巻と雹が同時に発生する場合においても 10cm 程度の雹の終端速度は 59m/s[9]、運動エネルギーは約 0.9kJ であり、設計飛来物の運動エネルギーと比べ十分に小さく、雹の衝突による荷重は設計竜巻荷重に包絡される。

④ 大雨

竜巻と大雨が同時に発生する場合においても、雨水により屋外施設に荷重の影響を与えることはなく、また降雨による荷重は十分小さいため、設計竜巻荷重に包絡される。

c. 設計基準事故時荷重

設計竜巻は設計基準事故の起因とはならない設計とするため、設計竜巻と設計基準事故は独立事象となる。

設計竜巻と設計基準事故が同時に発生する頻度は十分小さいことから、設計基準事故時荷重と設計竜巻との組合せは考慮しない。

仮に、風速が低く発生頻度が高い竜巻と設計基準事故が同時に発生する場合、竜巻防護施設等のうち設計基準事故時荷重が生じる設備としては動的機器である海水ポンプが考えられるが、設計基準事故時においても海水ポンプの圧力、温度が変わらず、機械的荷重が変化することはないため、設計基準事故により考慮すべき荷重はなく、竜巻と設計基準事故時荷重の組合せは考慮しない。

(4) 許容限界

建屋及び構築物の設計において、設計飛来物の衝突による貫通及び裏面剥離発生の有無の評価については、貫通及び裏面剥離が発生する限界厚さと部材の最小厚さを比較することにより行う。さらに、設計荷重により、発生する変形又は応力が以下の法令、規格、規準、指針類等に準拠し算定した許容限界を下回る設計とする。

・建築基準法
・日本工業規格
・日本建築学会及び土木学会等の規準・指針類
・原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1987（日本電気協会）
・日本機械学会の規準・指針類
・原子力エネルギー協会（ＮＥＩ）の規準・指針類

系統及び機器の設計において、設計飛来物の衝突による貫通の有無の評価については、貫通が発生する限界厚さと部材の最小厚さを比較することにより行う。設計飛来物が貫通することを考慮する場合には、設計荷重に対して防護対策を考慮した上で、系統及び機器に発生する応力が以下の規格、規準及び指針類に準拠し算定した許容応力度等に基づく許容限界を下回る設計とする。

・日本工業規格
・日本機械学会の規準・指針類
・原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1987（日本電気協会）

1.7.1.8 竜巻防護設計

竜巻防護施設、竜巻防護施設を内包する施設及び竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設の設計竜巻からの防護設計方針を以下に示す。

(1) 竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物に内包され防護される施設（外気と繋がっている施設を除く。）

竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物に内包され防護される施設（外気と繋がっている施設を除く。）は、建屋又は構築物による防護により設計荷重及び設計飛来物の衝突による影響を受けない設計とする。

ただし、建屋又は構築物による防護が期待できない場合には、(2)のとおりとする。

(2) 竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物に内包されるが防護が期待できない施設

建屋又は構築物に内包される竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物が設計竜巻による影響により損傷する可能性があるために、設計竜巻による影響から防護できない可能性のある施設は、設計荷重又は設計飛来物の衝突による影響に対して安全機能を損なうことのない設計とするが、安全機能を損なう可能性がある場合には設備又は運用による竜巻防護対策を実施することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(3) 竜巻防護施設のうち、屋外施設及び建屋内の施設で外気と繋がっている施設

屋外の竜巻防護施設は、設計荷重又は設計飛来物の衝突による影響により安全機能を損なうことのない設計とする。安全機能を損なう場合には、設備又は運用による竜巻防護対策を実施することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

建屋に内包され防護される竜巻防護施設のうち、外気と繋がる施設は、設計荷重の影響を受けても、安全機能を損なうことのない設計とする。

(4) 竜巻防護施設を内包する施設

竜巻防護施設を内包する施設は、設計荷重に対して主架構の構造健全性が維持されるとともに、個々の部材の破損により施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。また、設計飛来物の衝突に対しては、貫通及び裏面剥離の発生により施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(5) 竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設

竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設は、設計荷重又は設計飛来物の衝突による影響により、竜巻防護施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、設備による竜巻防護対策のうち、竜巻飛来物防護対策設備を設置するものについて、防護ネットは鋼製材の運動エネルギーを吸収し貫通しない設計とし、防護鋼板は鋼製材が貫通しない厚みとする。

以上の竜巻防護設計を考慮して、設計竜巻から防護する施設及び竜巻対策等を第 1.7.2 表に、竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設及び竜巻対策等を第 1.7.3 表に、竜巻防護施設を内包する施設及び竜巻対策等を第 1.7.4 表に、竜巻飛来物防護対策設備の概念図を第 1.7.1 図に示す。

1.7.1.9 竜巻防護施設を内包する施設の設計

竜巻防護施設を内包する施設の設計は、風圧力による荷重、気圧差による荷重、設計飛来物による衝撃荷重及び自重等の常時作用する荷重に対して、主架構の構造健全性が維持されるとともに、個々の部材の破損により施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。また、設計飛来物の衝突時においても、貫通及び裏面剥離の発生により施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 原子炉建屋、中間建屋、ディーゼル建屋及び制御建屋

風圧力による荷重、気圧差による荷重、設計飛来物による衝撃荷重及び自重等の常時作用する荷重に対して、主架構の構造健全

性が維持されるとともに、個々の部材の破損により当該建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。また、設計飛来物の衝突時においても、貫通及び裏面剥離の発生により当該建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

ただし、設計荷重又は設計飛来物の衝突による影響を受け、開口部建具等が損傷し当該建屋内の竜巻防護施設の安全機能を損なう可能性がある場合には、当該建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なわないかを評価し、安全機能を損なう可能性がある場合には、設備又は運用による竜巻防護対策を実施する。

(2) 燃料取扱建屋及び補助建屋

風圧力による荷重、気圧差による荷重、設計飛来物による衝撃荷重及び自重等の常時作用する荷重に対して、主架構の構造健全性が維持されるとともに、個々の部材の破損により当該建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

ただし、設計荷重又は設計飛来物の衝突による影響を受け、外壁が損傷し当該建屋内の竜巻防護施設の安全機能を損なう可能性がある場合には、当該建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なわないかを評価し、安全機能を損なう可能性がある場合には、設備又は運用による竜巻防護対策を実施する。

(3) 燃料油貯蔵タンク基礎

設計飛来物が衝突した際に、設計飛来物の貫通を防止するとともに、当該施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(4) 海水ポンプエリア止水壁

風圧力による荷重、設計飛来物による衝撃荷重及び自重等の常時作用する荷重に対して、構造健全性を維持し当該施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。また、設計飛来物の衝突時においても、貫通及び裏面剥離の発生により当該施設内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

1.7.1.10 竜巻防護施設及び竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設の設計

竜巻防護施設は、構造健全性を損なわないこと又は取替え・補修が可能なことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。また、竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設は、構造健全性を維持すること、設計上の要求を維持すること又は安全上支障のない期間に修復することにより、竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物に内包され防護される施設（外気と繋がっている施設を除く。）

建屋又は構築物内の竜巻防護施設（外気と繋がっている施設を除く。）は、原子炉建屋、補助建屋、燃料取扱建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、制御建屋、燃料油貯蔵タンク基礎又は海水ポンプエリア止水壁に内包され、設計荷重又は設計飛来物の衝突から防護されることによって、安全機能を損なうことのない設計とする。

(2) 竜巻防護施設のうち、建屋又は構築物に内包されるが防護が期待できない施設

燃料取扱建屋及び補助建屋は、設計飛来物の衝突に対して外壁に貫通が発生することを考慮し、燃料取扱建屋及び補助建屋内部の竜巻防護施設のうち、設計荷重又は設計飛来物の衝突により安全機能を損なう可能性がある使用済燃料ピット及びよう素除去薬品タンク他が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、ディーゼル建屋及び中間建屋については、設計荷重又は設計飛来物の衝突の影響により、開口部建具に貫通が発生することを考慮し、開口部建具付近の竜巻防護施設のうち、設計飛来物の衝突により安全機能を損なう可能性があるディーゼル発電機及び主蒸気管他が安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 使用済燃料ピット

設計飛来物である鋼製材が燃料取扱建屋を貫通して使用済燃

料ピットに侵入し、設計飛来物である鋼製材の衝撃荷重により、使用済燃料ピットのライニング及びコンクリートの一部が損傷することを考慮しても、ピット水の漏えいはほとんどなく、使用済燃料ピットの冷却機能及び遮蔽機能を損なうことのない設計とすることにより、使用済燃料ピットの安全機能を損なうことのない設計とする。また、使用済燃料ピット水による減速及び使用済燃料ピットラックにより、使用済燃料ピットラックに保管される燃料集合体の構造健全性が維持される設計とする。フリースタンディング方式の使用済燃料ピットラックが設計飛来物の衝撃荷重を受けた場合においても、使用済燃料ピットラックの安全機能を損なうことのない設計とする。

b. よう素除去薬品タンク他

よう素除去薬品タンク他は設計飛来物である鋼製材が補助建屋の外壁を貫通しよう素除去薬品タンク他に衝突し安全機能を損なうことを考慮して、補助建屋外壁部に竜巻飛来物防護対策設備を設置することにより、設計飛来物のよう素除去薬品タンク他への衝突を防止し、よう素除去薬品タンク他の構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

c. ディーゼル発電機

ディーゼル発電機は設計飛来物である鋼製材がディーゼル発電機室の開口部建具であるガラリを貫通しディーゼル発電機に衝突し安全機能を損なうことを考慮して、ディーゼル発電機室のガラリに竜巻飛来物防護対策設備を設置することにより、設計飛来物のディーゼル発電機への衝突を防止し、ディーゼル発電機の構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

また、竜巻によりディーゼル発電機の吸・排気口の気圧が低下する場合及び排気口に風が流入して排気が阻害される場合でも、排気ガス温度が許容限界温度に達することはなく、運転継続が可能である設計とする。

d. 主蒸気管他

主蒸気管他は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプがディーゼル建屋の開口部建具であるブローアウトパネル及び中間建屋の開口部建具である入口扉を貫通し、主蒸気管他に衝突し安全機能を損なうことを考慮して、ディーゼル建屋のブローアウトパネル及び中間建屋の入口扉に竜巻飛来物防護対策設備を設置することにより、設計飛来物の主蒸気管他への衝突を防止し、主蒸気管他の構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

(3) 竜巻防護施設のうち、屋外施設及び建屋内の施設で外気と繋がっている施設

a. 海水ポンプ（配管、弁を含む。）

海水ポンプ（配管、弁を含む。）は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮して、竜巻飛来物防護対策設備による竜巻防護対策を行う。竜巻防護対策を行う海水ポンプ（配管、弁を含む。）が風圧力による荷重、気圧差による荷重、竜巻飛来物防護対策設備によって防護できない砂利による衝撃荷重、自重等の常時作用する荷重及び運転時荷重に対して構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 海水ストレーナ

海水ストレーナは設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮して、竜巻飛来物防護対策設備による竜巻防護対策を行う。竜巻防護対策を行う海水ストレーナが風圧力による荷重、気圧差による荷重、竜巻飛来物防護対策設備によって防護できない砂利による衝撃荷重、自重等の常時作用する荷重及び運転時荷重に対して構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

c. 復水タンク（配管、弁を含む。）及び燃料取替用水タンク（配管、弁を含む。）

復水タンク（配管、弁を含む。）及び燃料取替用水タンク（配管、弁を含む。）は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮して、竜巻飛来物防護対策設備による竜巻防護対策を行う。竜巻防護対策を行う復水タンク（配管、弁を含む。）及び燃料取替用水タンク（配管、弁含む。）が風圧力による荷重、気圧差による荷重、竜巻飛来物防護対策設備によって防護できない砂利による衝撃荷重、自重等の常時作用する荷重及び運転時荷重に対して構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、開放タンクである復水タンク及び燃料取替用水タンクの水位計は、差圧式水位計とし、竜巻による気圧の低下に対して水位計測信号に大きな変化が生じない設計とする。

d. 格納容器排気筒

格納容器排気筒が竜巻防護施設を内包する施設である原子炉建屋に内包されていることを考慮すると、風圧力による荷重及び設計飛来物による衝撃荷重は作用しない。気圧差による荷重に対して、格納容器排気筒の構造健全性が維持され安全機能を損なわない設計とする。

e. 換気空調設備（アニュラス空気再循環設備、格納容器換気設備、補助建屋換気設備、中央制御室換気設備及びディーゼル発電機室の換気空調設備の外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界となるダンパ・バタフライ弁）

換気空調設備が補助建屋等に内包されていることを考慮すると、風圧力による荷重及び設計飛来物による衝撃荷重は作用しない。気圧差による荷重に対して、換気空調設備の構造健全性が維持され安全機能を損なうことのない設計とする。

f. 使用済燃料乾式貯蔵容器

使用済燃料乾式貯蔵容器は、風圧力による荷重、気圧差による荷重及び設計飛来物による衝撃荷重等に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、竜巻による周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。なお、貯蔵用緩衝体は、「兼用キャスク告示」に定める設計竜巻の最大風速に対して、緩衝性能が損なわれず、使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落しないように設計する。また、周辺施設等との衝突によっても使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落せず、緩衝性能を発揮できる設計とする。

(4) 竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設

a. タービン建屋、構台、耐火隔壁、１次系純水タンク、循環水ポンプ、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵架台

竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設のうち、タービン建屋、構台、耐火隔壁、１次系純水タンク、循環水ポンプ、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵架台については、風圧力による荷重、気圧差による荷重、設計飛来物による衝撃荷重及び自重等の常時作用する荷重に対して倒壊により竜巻防護施設へ波及的影響を及ぼさない設計とする。

b. ディーゼル発電機吸気・排気消音器

ディーゼル発電機吸気・排気消音器は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプの衝突により貫通することを考慮しても、ディーゼル発電機吸気・排気消音器が損傷して閉塞することはなく、ディーゼル発電機の吸気・排気機能が維持される設計とする。さらに、ディーゼル発電機吸気・排気消音器が風圧力による荷重及び気圧差による荷重に対して、構造健全性を維持し安全機能を損なうことのない設計とする。

以上より、ディーゼル発電機吸気・排気消音器が、竜巻防護施設であるディーゼル発電機に機能的影響を及ぼさず、ディーゼル発電機が安全機能を損なうことのない設計とする。

c. 主蒸気逃がし弁消音器

主蒸気逃がし弁消音器は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮しても、主蒸気逃がし弁

消音器が損傷して閉塞することはなく、主蒸気逃がし弁の排気機能が維持される設計とする。さらに、主蒸気逃がし弁消音器が風圧力による荷重及び気圧差による荷重に対して、構造健全性を維持し安全機能を損なうことのない設計とする。

以上より、主蒸気逃がし弁消音器が、竜巻防護施設である主蒸気逃がし弁に機能的影響を及ぼさず、主蒸気逃がし弁が安全機能を損なうことのない設計とする。

d. 主蒸気安全弁排気管

主蒸気安全弁排気管は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮しても、主蒸気安全弁排気管が損傷して閉塞することはなく、主蒸気安全弁の排気機能が維持される設計とする。さらに、主蒸気安全弁排気管が風圧力による荷重及び気圧差による荷重に対して、構造健全性を維持し安全機能を損なうことのない設計とする。

以上より、主蒸気安全弁排気管が、竜巻防護施設である主蒸気安全弁に機能的影響を及ぼさず、主蒸気安全弁が安全機能を損なうことのない設計とする。

e. タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管

タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮しても、タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管が損傷して閉塞することはなく、タービン動補助給水ポンプの機関の排気機能が維持される設計とする。さらに、タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管が風圧力による荷重及び気圧差による荷重に対して、構造健全性を維持し安全機能を損なうことのない設計とする。

以上より、タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管が、竜巻防護施設であるタービン動補助給水ポンプに機能的影響を及ぼさず、タービン動補助給水ポンプが安全機能を損なうことのない設計とする。

f. 燃料油貯蔵タンクベント管

燃料油貯蔵タンクベント管は設計飛来物である鋼製材及び鋼製パイプが衝突により貫通することを考慮しても、燃料油貯蔵タンクベント管が損傷して閉塞することはなく、燃料油貯蔵タンクのベント機能が維持される設計とする。さらに、燃料油貯蔵タンクベント管が風圧力による荷重及び気圧差による荷重に対して、構造健全性を維持し安全機能を損なうことのない設計とする。

以上より、燃料油貯蔵タンクベント管が、竜巻防護施設である燃料油貯蔵タンクに機能的影響を及ぼさず、燃料油貯蔵タンクが安全機能を損なうことのない設計とする。

g. 換気空調設備（バッテリ室の換気空調設備の外気と繋がるダクト・ファン及び外気との境界となるダンパ）

換気空調設備が竜巻防護施設を内包する施設である中間建屋に内包されていることを考慮すると、設計竜巻荷重のうち風圧力による荷重及び設計飛来物による衝撃荷重は作用しない。気圧差による荷重に対しては、換気空調設備の構造健全性が維持される設計とする。

以上より、換気空調設備が、竜巻防護施設である蓄電池に機能的影響を及ぼさず、蓄電池が安全機能を損なうことのない設計とする。

1.7.1.11 竜巻随伴事象に対する設計

竜巻随伴事象は、過去の竜巻被害の状況及び美浜発電所のプラント配置から想定される以下の事象を抽出し、事象が発生する場合においても、竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 火災

竜巻防護施設を内包する建屋内については、設計竜巻により飛来物が侵入する場合でも、建屋開口部付近に飛来物が衝突し、原子炉施設の安全機能を損なう可能性がある発火性又は引火性物質

を内包する機器はなく、火災防護計画により適切に管理することから、建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことはない。

建屋外については、設計竜巻により危険物タンク等に火災が発生する場合でも、外部火災防護施設の安全機能を損なうことのない設計とすることを「1.9 外部火災防護に関する基本方針」にて考慮する。

なお、建屋外の火災については、消火用水、化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車等による消火活動を行う。

(2) 溢水

竜巻防護施設を内包する建屋内については、設計竜巻により飛来物が侵入した場合でも、建屋開口部付近に飛来物が衝突し、原子炉施設の安全機能を損なう可能性がある溢水源がないことから、建屋内の竜巻防護施設が安全機能を損なうことはない。

建屋外については、設計竜巻により溢水が発生する場合に、溢水における防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とすることを「1.6 溢水防護に関する基本方針」にて考慮する。

(3) 外部電源喪失

設計竜巻と同時に発生する雷又はダウンバーストの影響により外部電源喪失が発生する場合については、設計竜巻に対してディーゼル発電機の構造健全性を維持することにより、外部電源喪失の影響がなく竜巻防護施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

1.7.2 手順等

(1) 飛来時の運動エネルギー、貫通力が設計飛来物である鋼製材よりも大きなものについては、管理規定を定め、設置場所等に応じて固縛、建屋内収納又は撤去により飛来物とならない管理を行う手順等を整備し、的確に実施する。

(2) 車両に関しては入構を管理するとともに、竜巻の襲来が予想される場合には、停車している場所に応じて退避又は固縛することにより飛

来物とならない管理を行う手順等を整備し、的確に実施する。

(3) 竜巻飛来物防護対策設備の取付・取外操作、飛来物発生防止対策のために設置した設備の操作については、手順等を整備し、的確に操作を実施する。

(4) 竜巻の襲来が予想される場合には、ディーゼル発電機室の水密扉の閉止状態を確認し、換気空調系のダンパ等を閉止する手順等を整備し、的確に実施する。

(5) 竜巻の襲来が予想される場合の燃料取扱作業中止については、手順等を整備し、的確に操作を実施する。

(6) 安全施設のうち、竜巻に対して構造健全性が維持できない場合の代替設備又は予備品の確保においては、運用等を整備し、的確に実施する。

(7) 竜巻飛来物防護対策設備について、要求機能を維持するために、保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(8) 建屋開口部付近に飛来物が衝突し、原子炉施設の安全機能を損なう可能性がある発火性又は引火性物質を内包する機器の設置については、火災防護計画により適切に管理するとともに、必要に応じ防護対策を行う。

(9) 竜巻の襲来後については、屋外設備の点検を実施し損傷の有無を確認する手順等を整備し、的確に実施する。

(10) 竜巻の襲来後、建屋外において火災を発見した場合、消火用水、化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車等による消火活動を行う手順等を整備し、的確に実施する。

(11) 竜巻に対する運用管理を確実に実施するために必要な技術的能力を維持・向上させることを目的とし、竜巻に対する運用管理に関する教育及び訓練を定期的に実施する。

1.8 火山防護に関する基本方針

1.8.1 設計方針

1.8.1.1 概要

安全施設は、火山事象に対して、原子炉施設の安全性を確保するために必要な機能（以下「安全機能」という。）を損なうことのない設計とする。このため、「添付書類六 7.火山」で評価し抽出された発電所に影響を及ぼし得る火山事象である降下火砕物による直接的影響及び間接的影響について評価を行うとともに、降下火砕物により安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

1.8.1.2 火山事象に対する設計の基本方針

将来の活動可能性が否定できない火山について、運用期間中の噴火規模を考慮し、発電所の安全機能に影響を及ぼし得る火山事象を抽出した結果、「添付書類六 7.火山」に示すとおり該当する火山事象は降下火砕物のみであり、防護すべき防護対象施設が降下火砕物により安全機能を損なうことのない設計とする。以下に、火山事象に対する防護設計の基本方針を示す。

(1) 降下火砕物による直接的な影響（荷重、閉塞、磨耗、腐食等）に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

(2) 発電所内の構築物、系統及び機器における降下火砕物の除去等の対応が可能な設計とする。

(3) 降下火砕物による発電所外での間接的な影響（7 日間の外部電源の喪失、交通の途絶によるアクセス制限事象）を考慮し、ディーゼル発電機の燃料油の貯蔵設備等により、原子炉及び使用済燃料ピットの安全性を損なうことのない設計とする。

1.8.1.3 設計条件の設定

1.8.1.3.1 設計条件に用いる降下火砕物の設定

(1) 降下火砕物の層厚、密度及び粒径の設定

地質調査結果に文献調査結果も参考にして、美浜発電所の敷地

において考慮する火山事象としては、「添付書類六 7.火山」に示すとおり、最大層厚 22cm、粒径 1mm 以下、密度 0.7g/cm^3（乾燥状態）～1.5g/cm^3（湿潤状態）の降下火砕物を設計条件として設定する。

(2) 降下火砕物の特徴

各種文献の調査結果より、降下火砕物は以下の特徴を有する。

a. 火山ガラス片、鉱物結晶片から成る[10]。ただし、砂よりもろく硬度は低い[11]。

b. 硫酸等を含む腐食性のガス（以下「腐食性ガス」という。）が付着している[10]。ただし、金属腐食研究の結果より、直ちに金属腐食を生じさせることはない[12]。

c. 水に濡れると導電性を生じる[10]。

d. 湿った降下火砕物は乾燥すると固結する[10]。

e. 降下火砕物粒子の融点は、一般的な砂に比べ約 1,000℃と低い[10]。

1.8.1.4 降下火砕物の影響から防護する施設

降下火砕物の影響から防護する施設は、原子炉施設の安全性を確保するため、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」で規定されているクラス１、クラス２及びクラス３に該当する構築物、系統及び機器（使用済燃料乾式貯蔵容器を除く。）とする。

さらに、当該施設が降下火砕物の影響により安全機能を損なうことのないよう、降下火砕物の影響から防護する施設（以下「防護対象施設」という。）として、各施設の構造や設置状況等を考慮して防護対象施設を以下のとおり抽出する。

(1) クラス１及びクラス２に属する施設を内包し、降下火砕物による影響から防護する建屋

(2) クラス１及びクラス２に属する施設のうち、屋外に設置されている施設

(3) クラス１及びクラス２に属する施設のうち、屋内にあっても屋外に開口し降下火砕物を含む海水及び空気の流路となる施設

(4) クラス１及びクラス２に属する施設のうち、屋内の空気を機器内に取り込む機構を有しそれにより降下火砕物の影響を受ける可能性がある施設

(5) クラス３に属する施設及びその他の施設のうち、屋外に開口し降下火砕物を含む海水及び空気の流路となって、クラス１及びクラス２に属する施設に影響を及ぼす可能性がある施設

なお、その他のクラス３に属する施設については、降下火砕物による影響を受ける場合を考慮して、代替設備により必要な機能を確保すること、又は安全上支障が生じない期間に除灰あるいは修復等の対応が可能とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

上記により抽出した防護対象施設を第 1.8.1 表に示す。

1.8.1.5 降下火砕物の影響に対する防護対象施設の設計方針

降下火砕物の特徴から、防護対象施設に対し直接的又は間接的に影響を及ぼす可能性のある降下火砕物の影響に対する防護対象施設の設計方針を以下に示す。

1.8.1.5.1 直接的影響因子

降下火砕物の特徴及び防護対象施設の構造や設置状況等を考慮し、有意な影響を及ぼす可能性が考えられる直接的な影響因子を以下のとおり選定する。

(1) 荷重

「荷重」について考慮すべき影響因子は、建屋又は屋外設備の上に堆積し静的な負荷を与える「構造物への静的負荷」、並びに建屋又は屋外設備に対し降灰時に衝撃を与える「粒子の衝突」である。

なお、評価に当たっては以下の荷重の組合せ等を考慮する。

a. 防護対象施設に常時作用する荷重、運転時荷重等

防護対象施設に作用する荷重として、自重等の常時作用する荷重、さらに施設の運転により重畳して作用する運転時の荷重を適切に組み合わせる。

b. 設計基準事故時荷重

防護対象施設は、降下火砕物によって設計基準事故の起因とはならない設計とするため、設計基準事故とは独立事象である。

また、降下火砕物の降灰と設計基準事故が同時に発生する頻度は十分小さいことから、設計基準事故時荷重と降下火砕物による荷重との組合せは考慮しない。

仮に、防護対象施設への影響が小さく発生頻度が高い少量の降下火砕物の降灰と設計基準事故が同時に発生する場合、防護対象施設のうち設計基準事故時荷重が生じる施設としては動的機器である海水ポンプが考えられるが、設計基準事故時においても海水ポンプの圧力、温度が変わらず、機械的荷重が変化することはないため、設計基準事故時に生じる荷重の組合せは考慮しない。

c. その他の自然現象の影響を考慮した荷重の組合せ

降下火砕物と火山以外の自然現象の組合せについては、荷重の影響において、降下火砕物、風（台風）及び積雪による組合せを考慮する。

(2) 閉塞

「閉塞」について考慮すべき影響因子は、降下火砕物を含む海水が流路の狭隘部等を閉塞させる「水循環系の閉塞」、並びに降下火砕物を含む空気が機器の狭隘部や換気系の流路を閉塞させる「換気系、電気系及び計装制御系の機械的影響（閉塞）」である。

(3) 磨耗

「磨耗」について考慮すべき影響因子は、降下火砕物を含む海水が流路に接触することにより配管等を磨耗させる「水循環系の内部における磨耗」、並びに降下火砕物を含む空気が動的機器の摺動部に侵入し磨耗させる「換気系、電気系及び計装制御系の機械

的影響（磨耗)」である。

(4) 腐食

「腐食」について考慮すべき影響因子は、降下火砕物に付着した腐食性ガスにより建屋及び屋外施設の外面を腐食させる「構造物の化学的影響（腐食)」、海水に溶出した腐食性成分により海水管等を腐食させる「水循環系の化学的影響（腐食)」、並びに換気系、電気系及び計装制御系において降下火砕物を含む空気の流路等を腐食させる「換気系、電気系及び計装制御系に対する化学的影響（腐食)」である。

(5) 大気汚染

「大気汚染」について考慮すべき影響因子は、降下火砕物により汚染された発電所周辺の大気が運転員の常駐する中央制御室内に侵入することによる居住性の劣化、並びに降下火砕物の除去、屋外設備の点検等、屋外における作業環境を劣化させる「発電所周辺の大気汚染」である。

(6) 水質汚染

「水質汚染」については、給水等に使用する発電所周辺の淡水等に降下火砕物が混入することによる汚染が考えられるが、発電所では純水装置により水処理した給水を使用しており、降下火砕物の影響を受けた淡水等を直接給水として使用しないこと、また水質管理を行っていることから、安全施設の安全機能には影響しない。

(7) 絶縁低下

「絶縁低下」について考慮すべき影響因子は、湿った降下火砕物が、電気系及び計装制御系に導電性を生じさせることによる「計装盤の絶縁低下」である。

1.8.1.5.2 間接的影響因子

(1) 外部電源喪失及びアクセス制限

降下火砕物によって発電所周辺にもたらされる影響により、発

電所に間接的な影響を及ぼす因子は、湿った降下火砕物が送電線の碍子及び特高開閉所の充電露出部等に付着し絶縁低下を生じさせることによる広範囲における「外部電源喪失」、並びに降下火砕物が道路に堆積し交通が途絶することによる「アクセス制限」である。

1.8.1.6 防護対象施設の設計

降下火砕物が発電所の構築物、系統及び機器に及ぼす影響は、前述したとおり、「直接的影響因子」と「間接的影響因子」があり、各々に応じて、各構築物、系統及び機器についてこれらを適切に考慮した設計とする。

1.8.1.6.1 直接的影響に対する設計方針

直接的影響については、防護対象施設の構造や設置状況等（形状、機能、外気吸入や海水通水の有無等）を考慮し、想定される各影響因子に対して、影響を受ける各防護対象施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 荷重

a. 構造物への静的負荷

防護対象施設のうち、構造物への静的負荷を考慮すべき施設は、以下に示すとおり、降下火砕物が堆積しやすい屋根構造を有する建屋及び屋外施設である。

・原子炉建屋、補助建屋、燃料取扱建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、制御建屋

・復水タンク、燃料取替用水タンク、海水ポンプ

当該施設の許容荷重が、降下火砕物による荷重に対して安全裕度を有することにより、構造健全性を失わず安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 粒子の衝突

防護対象施設のうち屋外施設は、降下火砕物の衝突によって

構造健全性が失われないことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、粒子の衝突による影響については、「1.7. 竜巻防護に関する基本方針」に包絡される。

(2) 閉塞

a. 水循環系の閉塞

防護対象施設のうち、水循環系の閉塞を考慮すべき施設は、降下火砕物を含む海水の流路となる海水ポンプ、海水ストレーナ及び取水設備（これらの下流の設備を含む。）である。

前述のとおり降下火砕物は粘土質ではないことから水中で固まり閉塞することはないが、当該施設は、降下火砕物の粒径（最大 1mm）に対し十分大きな流水部を設けることにより、流路及びポンプ軸受部の狭隘部等が閉塞しない設計とする。

b. 換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（閉塞）

防護対象施設のうち、降下火砕物による機械的影響（閉塞）を考慮すべき施設は、以下に示すとおり、降下火砕物を含む空気を取り入れる可能性がある施設である。

・海水ポンプ（海水ポンプモータ）、主蒸気逃がし弁消音器、主蒸気安全弁排気管、タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管、ディーゼル発電機機関、ディーゼル発電機消音器、換気空調設備、格納容器排気筒及び補助建屋排気筒

なお、海水ポンプモータは「電気系及び計装制御系」に該当し、それ以外は「換気系」に該当する。

各施設の構造上の対応として、海水ポンプ（海水ポンプモータ）、ディーゼル発電機機関及びディーゼル発電機消音器は開口部を下向きの構造とすること、また主蒸気逃がし弁消音器、主蒸気安全弁排気管等のその他の施設については開口部や配管の形状等により、降下火砕物が流路に侵入した場合でも閉塞しない設計とする。

また、設備対応として、外気を取り入れる海水ポンプ（海水

ポンプモータ)、換気空調設備及びディーゼル発電機消音器にそれぞれフィルタを設置することにより、フィルタより大きな降下火砕物が内部に侵入しにくい設計とし、さらに降下火砕物がフィルタに付着した場合でも清掃や取替えが可能な構造とすることで、降下火砕物により閉塞しない設計とする。

主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁は、開口部に降下火砕物が侵入した場合でも消音器や配管の形状により閉塞しにくい設計とし、また仮に弁出口配管内に降下火砕物が侵入し堆積した場合でも、弁の吹出しにより流路を確保し閉塞しない設計とする。

ディーゼル発電機機関は、フィルタを通過した小さな粒径の降下火砕物が侵入した場合でも、降下火砕物により閉塞しない設計とする。

格納容器排気筒及び補助建屋排気筒は、降下火砕物が侵入した場合でも、排気筒の構造から排気流路が閉塞しない設計とする。また、降下火砕物が侵入した場合でも、排気筒内部の点検、並びに状況に応じて除去等の対応が可能な設計とする。

(3) 磨耗

a. 水循環系の内部における磨耗

防護対象施設のうち、降下火砕物による水循環系の内部における磨耗を考慮すべき施設は、降下火砕物を含む海水を取り込む施設である海水ポンプ、海水ストレーナ及び取水設備（これらの下流の設備を含む。）である。降下火砕物は砂よりも硬度が低くもろいことから磨耗による影響は小さい。また当該施設については、降灰時の特別点検、その後の日常保守管理により、状況に応じて補修が可能であり、磨耗により安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（磨耗）

防護対象施設のうち、降下火砕物による機械的影響（磨耗）を考慮すべき施設は、降下火砕物を含む空気を取り込む施設で摺動部を有するディーゼル発電機機関、並びに屋内の空気を取

り込む機構を有する計器用空気圧縮機である。なお、いずれも「換気系」に該当する。

降下火砕物は砂よりも硬度が低くもろいことから、磨耗の影響は小さい。

構造上の対応として、開口部を下向きとすることにより侵入しにくい構造とし、仮に当該施設の内部に降下火砕物が侵入した場合でも耐磨耗性のある材料を使用することにより、磨耗により安全機能を損なうことのない設計とする。

設備対応として、外気を取り入れる換気空調設備及びディーゼル発電機消音器にそれぞれフィルタを設置することにより、フィルタより大きな降下火砕物が内部に侵入しにくい設計とし、また換気空調設備においては、前述のフィルタの設置、さらに外気取入ダンパの閉止、換気空調設備の停止又は閉回路循環運転により、建屋内への降下火砕物の侵入を防止することが可能な設計とする。

(4) 腐食

a. 構造物の化学的影響（腐食）

防護対象施設のうち、降下火砕物による構造物の化学的影響（腐食）を考慮すべき施設は、以下に示すとおり、直接的な付着による影響が考えられる施設である。

・原子炉建屋、補助建屋、燃料取扱建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、制御建屋

・復水タンク、燃料取替用水タンク、海水ポンプ

金属腐食研究の結果より、降下火砕物によって直ちに金属腐食を生じないが、外装の塗装等によって短期での腐食により安全機能を損なうことのない設計とする。なお、降灰後の長期的な腐食の影響については、日常保守管理等により、状況に応じて補修が可能な設計とする。

b. 水循環系の化学的影響（腐食）

防護対象施設のうち、水循環系の化学的影響（腐食）を考慮

すべき施設は、降下火砕物を含む海水を取り込む施設である海水ポンプ、海水ストレーナ及び取水設備（これらの下流の設備を含む。）である。

金属腐食研究の結果より、降下火砕物によって直ちに金属腐食を生じないが、耐食性のある材料の使用や塗装の実施等によって、腐食により安全機能を損なうことのない設計とする。なお、降灰後の長期的な腐食の影響については、日常保守管理等により、状況に応じて補修が可能な設計とする。

c. 換気系、電気系及び計装制御系に対する化学的影響（腐食）

防護対象施設のうち、降下火砕物による化学的影響（腐食）を考慮すべき施設は、降下火砕物を含む空気を取り入れ、かつ腐食により安全機能に影響を及ぼす可能性が考えられる海水ポンプ（海水ポンプモータ（電気系及び計装制御系））、格納容器排気筒（換気系）及び補助建屋排気筒（換気系）である。

金属腐食研究の結果より、降下火砕物によって直ちに金属腐食を生じないが、塗装の実施等によって、腐食により安全機能を損なうことのない設計とする。また、海水ポンプモータはモータ内部の電気系を耐食性のある樹脂で保護することによって、腐食により安全機能を損なうことのない設計とする。なお、降灰後の長期的な腐食の影響については、日常保守管理等により、状況に応じて補修が可能な設計とする。

(5) 大気汚染

a. 発電所周辺の大気汚染

降下火砕物により汚染された発電所周辺の大気が、中央制御室換気設備の外気取入口を通じて中央制御室に侵入しないよう、外気取入口に平型フィルタを設置することにより、降下火砕物が外気取入口に到達した場合であってもフィルタより大きな降下火砕物が内部に侵入しにくい設計とする。

これに加えて下流側にさらに細かな粒子を捕集可能な粗フィルタを設置していることから、降下火砕物の侵入に対して他の

換気空調設備に比べて高い防護性能を有しているが、仮に室内に侵入した場合でも降下火砕物は微量であり、粒径は極めて細かな粒子である。

また、中央制御室換気設備については、外気取入ダンパの閉止及び閉回路循環運転を可能とすることにより、中央制御室内への降下火砕物の侵入を防止すること、さらに外気取入遮断時において室内の居住性を確保するため、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の影響評価を実施することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(6) 絶縁低下

a. 計装盤の絶縁低下

計装盤のうち、絶縁低下を考慮すべき防護対象施設は、空気を取り込む機構を有する安全保護系計装盤であり、屋内に侵入した降下火砕物を取り込むことによる影響を考慮する。

当該機器の設置場所は中央制御室換気設備にて空調管理されており、本換気空調設備の外気取入口には平型フィルタを設置し、これに加えて下流側にさらに細かな粒子を捕集可能な粗フィルタを設置していることから、降下火砕物の侵入に対して他の換気空調設備に比べて高い防護性能を有しているが、仮に室内に侵入した場合でも降下火砕物は微量であり、粒径は極めて細かな粒子である。

また、本換気空調設備については、外気取入ダンパの閉止及び閉回路循環運転を可能とすることにより、リレー室内への降下火砕物の侵入を防止することが可能である。

これらフィルタの設置により侵入に対する高い防護性能を有すること、また外気取入ダンパの閉止及び閉回路循環運転による侵入防止が可能な設計とすることにより、降下火砕物の付着による絶縁低下による影響を防止し、安全保護系計装盤の安全機能を損なうことのない設計とする。

1.8.1.6.2 間接的影響に対する設計方針

降下火砕物による間接的影響には、広範囲にわたる送電網の損傷による7日間の外部電源喪失、発電所外での交通の途絶によるアクセス制限事象に対し、原子炉の停止、並びに停止後の原子炉及び使用済燃料ピットの冷却に係る機能を担うために必要となる電源の供給が燃料油貯蔵タンク及びディーゼル発電機により継続でき、安全機能を損なうことのない設計とする。

1.8.2 手順等

降下火砕物の降灰時における手順については、降灰時の特別点検、除灰（資機材を含む。）等の対応を適切に実施するため、以下について定める。

(1) 降灰が確認された場合には、建屋や屋外の構築物等に長期間降下火砕物の荷重を掛け続けないこと、また降下火砕物の付着による腐食等が生じる状況を緩和するために、防護対象施設等に堆積した降下火砕物の除灰を実施する。

(2) 降灰が確認された場合には、防護対象施設に対する特別点検を行い、降下火砕物の降灰による影響が考えられる設備等があれば、状況に応じて補修等を行う。

(3) 降灰が確認された場合には、外気取入口に設置している平型フィルタ、外気取入ダンパの閉止、換気空調設備の停止又は閉回路循環運転により、建屋内への降下火砕物の侵入を防止する。

(4) 降灰が確認された場合には、換気空調設備の外気取入口の平型フィルタについて、点検によりフィルタ差圧を確認するとともに、状況に応じて清掃や取替えを実施する。

(5) 降灰が確認された場合には、 水循環系のストレーナについて、差圧を確認するとともに、状況に応じて洗浄を行う。

(6) 降灰が確認された場合には、開閉所設備の碍子洗浄を行う。

(7) 降灰後の腐食等の中長期的な影響については、日常巡視点検や定期点検等により腐食等による異常がないか確認を行い、異常が確認され

た場合には、状況に応じて塗替塗装等の対応を行う。

(8) 火山事象に対する運用管理に万全を期すため、必要な技術的能力を維持・向上させることを目的とし、降下火砕物による施設への影響を生じさせないための運用管理に関する教育を実施する。

1.9 外部火災防護に関する基本方針

1.9.1 設計方針

安全施設は、想定される外部火災において、最も厳しい火災が発生した場合においても原子炉施設の安全性を確保するために必要な機能（以下「安全機能」という。）を損なわないよう、防火帯の設置、建屋による防護、離隔距離の確保、代替設備の確保等によって、安全機能を損なうことのない設計とする。

外部火災で想定する火災を第 1.9.1 表に示す。

また、想定される火災及び爆発の二次的影響に対して、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

(1) 外部火災防護施設

安全施設に対して外部火災の影響を受けた場合において、原子炉の安全性を確保するため、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」で規定されているクラス１、クラス２及びクラス３に該当する構築物、系統及び機器を外部火災防護施設とする。外部火災防護施設を第 1.9.2 表に示す。

クラス１及びクラス２に関しては、安全機能を有する施設を内包する建屋及び屋外施設に対し、必要とされる防火帯を森林との間に設けること等により、外部火災による建屋外壁（天井スラブを含む。）及び屋外施設の温度を許容温度以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

また、クラス３の安全機能を有する安全施設については、屋内に設置されている施設は建屋により防護することとし、屋外施設については、防火帯の内側に設置すること、又は消火活動等により防護することとし、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、防火帯の外側にあるクラス３施設としては、モニタポストがある。火災発生時には、モニタポストについては代替設備を確保する設計とする。

(2) 森林火災

「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」（平成 25 年 6 月 19 日

原規技発第 13061912 号 原子力規制委員会決定）に基づき、過去 10 年間の気象条件を調査し、発電所から直線距離で 10km の間に発火点を設定し、森林火災シミュレーション解析コード（以下「ＦＡＲＳＩＴＥ」という。）を用いて影響評価を実施し、必要な防火帯等を設置することにより、外部火災防護施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 森林火災の想定

(a) 森林火災における各樹種の可燃物量は、福井県から入手した森林簿データ、現地調査結果等による現地の植生を用いる。

(b) 気象条件は過去 10 年間を調査し、森林火災の発生件数を考慮して、最小湿度、最高気温及び最大風速の組合せとする。

(c) 風向は最大風速における風向と最多風向の出現回数を調査し、卓越風向を設定する。

(d) 発火点については、発電所から直線距離 10km の間で風向及び人為的行為を考慮し、防火帯幅及び熱影響評価に際してＦＡＲＳＩＴＥより出力される高い値を用いて実施するために 2 地点を設定する。

a) 福井県における森林火災の最多発生原因である「野焼き」と「焚き火」を考慮し、「野焼き」として田の領域、「焚き火」として広場のある領域（公園）を発火点として設定する。また、卓越風向（北北東）が発電所の風上方向となるよう、発火点を 2 地点設定する。

・発火点 1：発電所の北東約 1.3km の田の領域

・発火点 2：発電所の北北東約 0.6km の公園

(e) 日照による草地及び樹木の乾燥に伴い、火線強度及び反応強度が増大することから、これらを考慮して火線強度又は反応強度が最大となる発火時刻を設定する。

b. 評価対象範囲

発電所近傍の発火想定地点を 10km 以内とし、植生及び地形の評価対象範囲は発火点の距離に余裕をみて南北 13km、東西 13km の

範囲を対象に評価を行う。

c. 必要データ（ＦＡＲＳＩＴＥ入力条件）

(a) 地形データ

現地状況をできるだけ模擬するため、発電所周辺の土地の地形データについては、公開情報の中でも高い空間解像度である10mメッシュの「基盤地図情報 数値標高モデル」（国土地理院データ）を用いる。

(b) 土地利用データ

現地状況をできるだけ模擬するため、発電所周辺の建物用地、交通用地等のデータについては、公開情報の中でも高い空間解像度である100mメッシュの「国土数値情報　土地利用細分メッシュ」（国土交通省データ）を用いる。

(c) 植生データ

現地状況をできるだけ模擬するため、樹種及び生育状況に関する情報を有する森林簿の空間データを地方自治体（福井県）より入手する。森林簿の情報を用いて、土地利用データにおける森林領域を樹種・林齢によりさらに細分化する。

発電所構内の植生データについては、発電所内の樹木を管理している緑化計画書を用いる。

また、発電所周辺の植生データについて、実際の植生を調査し、ＦＡＲＳＩＴＥ入力データとしての妥当性を確認する。

(d) 気象データ

現地にて起こり得る最も厳しい条件を検討するため、過去10年間のデータのうち、福井県で発生した森林火災の実績より、発生件数が多い月の気象条件（最多風向、最大風速、最高気温、最小湿度）の最も厳しい条件を用いる。なお、気象条件を設定する際には、最寄りの敦賀特別地域気象観測所の気象データに加え、より保守的な評価をするため、10年間以上の気象データを保有し、発電所から近い気象観測所である美浜地域気象観測システムの気象データを使用する。

d. 延焼速度及び火線強度の算出

ホイヘンスの原理に基づく火炎の拡大モデルを用いて延焼速度（0.05m/s（発火点 1））や火線強度（705kW/m（発火点 1））を算出する。

e. 火炎到達時間による消火活動

延焼速度より、発火点から防火帯までの火炎到達時間※（約 2.0 時間（発火点 2））を算出し、森林火災が防火帯に到達するまでの間に発電所に常駐している自衛消防隊による屋外消火栓等を用いた消火活動が可能であり、万が一の飛び火による火炎の延焼を防止することで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、防火帯の外側にあるクラス３設備としては、モニタポストがある。火災発生時には、モニタポストについては代替設備を確保する設計とする。

※ 火炎が防火帯に到達する時間

f. 防火帯幅の設定

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される最大火線強度（705kW/m（発火点 1））により算出される評価上必要とされる防火帯幅 16.2m に対し、安全側に余裕を考慮した 18m 以上の防火帯幅を確保することにより安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

設置する防火帯を第 1.9.1 図に示す。

g. 外部火災防護施設への熱影響

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m^2（発火点 1））※1,2 に対し、安全側に余裕を考慮した 500kW/m^2 に基づき、防火帯から最も近い位置（212m）にある外部火災防護施設（３号炉ディーゼル建屋）の建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度を求め、コンクリート許容温度 200℃※3 (13)以下とすることで外部火災防護施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

※1 ＦＡＲＳＩＴＥの保守的な入力データからＦＡＲＳＩＴＥで評価した火炎輻射発散度

※2 火炎輻射発散度は反応強度と比例することから反応強度が高い発火点１の火炎輻射発散度を用いて評価する。

※3 火災時における短期温度上昇を考慮した場合において、コンクリート圧縮強度が維持される保守的な温度

h. 外部火災防護施設の危険距離の確保

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m²（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した500kW/m² に基づき危険距離※を求め、防火帯外縁（火炎側）から最も近くに位置する外部火災防護施設（３号炉ディーゼル建屋）までの距離（212m）を危険距離以上確保することで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

※ 発電所周囲に設置される防火帯の外縁（火炎側）から外部火災防護施設の間に必要な離隔距離

i. 海水ポンプへの熱影響

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m²（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した500kW/m² に基づき海水ポンプの冷却空気の取込温度を求め、許容温度 65℃※以下とすることで海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

※ モータ下部軸受許容温度以下となるために必要な冷却空気の取込温度

j. 復水タンクへの熱影響

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m²（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した500kW/m² に基づきタンク内の水の温度を求め、許容温度 40℃※以下とすることで復水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

※ 補助給水系の設計温度

k. 燃料取替用水タンクへの熱影響

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m²（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した

500kW/m²に基づきタンク内の水の温度を求め、許容温度40℃※以下とすることで燃料取替用水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

※ 下流側ポンプ（内部スプレポンプ）の設計吸込み温度

l. 使用済燃料乾式貯蔵容器への熱影響

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m²（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した500kW/m² に基づき使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を求め、許容温度以下とすることで使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

m. 海水ポンプ、復水タンク、燃料取替用水タンク及び使用済燃料乾式貯蔵容器の危険距離の確保

ＦＡＲＳＩＴＥから出力される反応強度から求めた火炎輻射発散度（422kW/m2（発火点 1））に対し、安全側に余裕を考慮した500kW/m² に基づき危険距離を求め、発電所周囲に設置する防火帯の外縁（火炎側）からの離隔距離を危険距離以上確保することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(3) 近隣産業施設の火災・爆発

a. 石油コンビナート等の施設の影響

「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」に基づき、発電所敷地外 10km 以内の産業施設に対して、必要な離隔距離を確保することで、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

発電所敷地外 10km 以内の範囲において、石油コンビナート施設を調査した結果、当該施設は存在しない事を確認している。なお、発電所の最も近くに存在する石油コンビナート施設として、「石油コンビナート等災害防止法」第 2 条第 2 号の規定に基づく「石油コンビナート等特別防災区域を指定する政令」（昭和 51 年政令第 192 号）で指定される福井国家石油備蓄基地等の施設が、発電所の北北東約 50km の位置、福井市と坂井市にわたる沿岸に存在する。

発電所敷地外 10km 以内の範囲において、石油コンビナート施設

以外の産業施設を調査した結果、敦賀市に主要な産業施設があるが、これらの産業施設と発電所の間には山林（標高 100m 以上）があり、また、これらの産業施設から外部火災防護施設までの離隔距離を確保していることから、火災・爆発の影響を受けるおそれはない。

b. 発電所敷地内に存在する危険物タンクの熱影響

「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」に基づき、発電所敷地内に存在する危険物タンクを対象に影響評価を実施し、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度等を許容温度以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

対象の危険物タンクを第 1.9.3 表、第 1.9.2 図に示す。

(a) 火災の想定

a) 危険物タンクの貯蔵量は、危険物施設として許可された貯蔵容量とする。

b) 離隔距離は、評価上厳しくなるようタンク位置から外部火災防護施設までの直線距離とする。

c) 危険物タンクの破損等による防油提内の全面火災を想定する。

d) 気象条件は無風状態とする。

e) 火災は円筒火災モデルとし、火炎の高さは燃焼半径の 3 倍とする。

(b) 評価対象範囲

評価対象とする危険物タンクは、引火等のおそれがある発電所敷地内の屋外に設置されている危険物タンクとして、燃料の保有量が多く、直接原子炉施設を臨むことができるタンク類の火災を想定し、以下のタンクを評価対象として想定する。

a) 補助ボイラ燃料タンク

b) ３号炉タービン油タンク

(c) 外部火災防護施設への熱影響

補助ボイラ燃料タンクを対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度（1,656W/m^2）で制御建屋

外壁が昇温されるものとして、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度を算出し、コンクリート許容温度 200℃※1 以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

(d) 海水ポンプへの熱影響

海水ポンプから最も近くに設置している３号炉タービン油タンク（離隔距離 71m）を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度（378W/m²）で昇温されるものとして、冷却空気の取込温度を算出し、許容温度 65℃※2 以下とすることで海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

また、燃料量が多く、付近に設置している補助ボイラ燃料タンク（離隔距離 171m）を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度（106W/m²）で昇温されるものとして、冷却空気の取込温度を算出し、許容温度 65℃※2 以下とすることで海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

(e) 復水タンクへの熱影響

復水タンクから最も近くに設置している補助ボイラ燃料タンク（離隔距離 68m）を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度（667W/m²）で昇温されるものとしてタンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※3 以下とすることで復水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

(f) 燃料取替用水タンクへの熱影響

燃料取替用水タンクから最も近くに設置している補助ボイラ燃料タンク（離隔距離 56m）を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度（943W/m²）で昇温されるものとしてタンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※4 以下とすることで燃料取替用水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

※1 火災時における短期温度上昇を考慮した場合において、コンクリート圧縮強度が維持される保守的な温度

※2 モータ下部軸受許容温度以下となるために必要な冷却空気の取込温度

※3 補助給水系の設計温度

※4 下流側ポンプ（内部スプレポンプ）の設計吸込み温度

(g) 使用済燃料乾式貯蔵容器への熱影響

使用済燃料乾式貯蔵容器と屋外の危険物タンクとの間には、原子炉建屋等の障壁があり、火災時に直接熱影響を受けないように配置上の考慮を行うことにより、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

(4) 航空機墜落による火災

「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」に基づき、航空機墜落による火災について落下カテゴリごとに選定した航空機を対象に影響評価を実施し、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度等を許容温度以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 対象航空機の選定方法

航空機落下確率評価については、評価条件の違いからカテゴリに分けて落下確率を求めている。評価に考慮している航空機落下事故については、訓練中の事故等、民間航空機と自衛隊機又は米軍機では、その発生状況が必ずしも同一ではなく、自衛隊機又は米軍機の中でも機種によって飛行形態が同一ではないと考えられる。選定した落下事故のカテゴリと対象航空機を第 1.9.4 表及び第 1.9.5 表に示す。

評価対象航空機については、落下事故のカテゴリごとの評価対象航空機のうち、評価条件が最も厳しくなる燃料積載量が最大の機種を選定する。

b. 航空機墜落による火災の想定

(a) 航空機は、発電所における航空機墜落評価の対象航空機のうち燃料積載量が最大の機種とする。

(b) 航空機は燃料を満載した状態を想定する。

(c) 航空機の墜落は発電所敷地内であって墜落確率が 10^{-7}（回／炉・年）以上になる範囲のうち原子炉施設への影響が最も厳しくなる地点で起こることを想定する。

(d) 航空機の墜落によって燃料に着火し火災が起こることを想定する。

(e) 気象条件は無風状態とする。

(f) 火災は円筒火災をモデルとし、火炎の高さは燃焼半径の３倍とする。

c. 評価対象範囲

評価対象範囲は、発電所敷地内であって原子炉施設又は使用済燃料乾式貯蔵容器を中心にして落下確率が 10^{-7}（回／炉・年）以上になる範囲のうち原子炉施設又は使用済燃料乾式貯蔵容器への影響が最も厳しくなる区域とする。

原子炉施設に対するカテゴリごとの対象航空機の離隔距離を第 1.9.4 表に示す。また、使用済燃料乾式貯蔵容器に対するカテゴリごとの対象航空機の離隔距離を第 1.9.5 表に示す。

d. 外部火災防護施設への熱影響

落下事故のカテゴリごとに選定した航空機を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で外部火災防護施設の建屋外壁が昇温されるものとして、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度を算出し、コンクリート許容温度 200℃※1 以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

カテゴリごとの対象航空機の輻射強度を第 1.9.4 表に示す。

e. 海水ポンプへの熱影響

対象航空機のうち輻射強度が最も高い自衛隊機又は米軍機のＦ－１５を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして海水ポンプの冷却空気の取込温度を算出し、許容温度 65℃※2 以下とすることで海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

f. 復水タンクへの熱影響

対象航空機のうち輻射強度が最も高い自衛隊機又は米軍機のＦ－１５を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとしてタンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※3 以下とすることで復水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

g. 燃料取替用水タンクへの熱影響

対象航空機のうち輻射強度が最も高い自衛隊機又は米軍機のＦ－１５を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとしてタンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※4 以下とすることで燃料取替用水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

h. 航空機墜落に起因する敷地内危険物タンク火災の熱影響

航空機墜落による火災のうち評価結果が厳しい自衛隊機又は米軍機のＦ－１５と、敷地内危険物タンク火災のうち評価結果が厳しい補助ボイラ燃料タンクについて同時に火災が発生した場合を対象に、火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で防護対象施設の建屋外壁が昇温されるものとして、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度を算出し、コンクリート許容温度 200℃※1 以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

※1 火災時における短期温度上昇を考慮した場合において、コンクリート圧縮強度が維持される保守的な温度

※2 モータ下部軸受許容温度以下となるために必要な冷却空気の取込温度

※3 補助給水系の設計温度

※4 下流側ポンプ（内部スプレポンプ）の設計吸込み温度

i. 使用済燃料乾式貯蔵容器への熱影響

対象航空機のうち輻射強度が最も高い自衛隊機又は米軍機のＫＣ－７６７を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして、使用済燃料乾

式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を算出し、許容温度以下とすることで使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

(5) 発電所港湾内に入港する船舶火災の熱影響

「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」に基づき、物揚岸壁に停泊する船舶を対象に影響評価を実施し、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度等を許容温度以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

対象の船舶を第 1.9.6 表、第 1.9.3 図に示す。

a. 火災の想定

(a) 燃料保有量は、満積とした状態とする。

(b) 離隔距離は、評価上厳しくなるよう物揚岸壁から外部火災防護施設までの直線距離とする。

(c) 船舶の燃料タンクの破損等による火災を想定する。

(d) 気象条件は無風状態とする。

(e) 火災は円筒火災をモデルとし、火炎の高さは燃焼半径の 3 倍とする。

b. 評価対象範囲

発電所港湾内に入港し物揚岸壁に停泊する、大型の船舶である燃料等輸送船を評価対象とする。

c. 外部火災防護施設への熱影響

燃料等輸送船を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で外部火災防護施設の建屋外壁が昇温されるものとして、建屋（垂直外壁面及び天井スラブから選定した、火災の輻射に対して最も厳しい箇所）の表面温度を算出し、コンクリート許容温度 200℃※1 以下とすることで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

d. 海水ポンプへの熱影響

燃料等輸送船を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きる

までの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして、海水ポンプの冷却空気の取込温度を算出し、許容温度 65℃※2 以下とすることで海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

e. 復水タンクへの熱影響

燃料等輸送船を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして、タンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※3 以下とすることで復水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

f. 燃料取替用水タンクへの熱影響

燃料等輸送船を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして、タンク内の水の温度を算出し、許容温度 40℃※4 以下とすることで燃料取替用水タンクの安全機能を損なうことのない設計とする。

※1 火災時における短期温度上昇を考慮した場合において、コンクリート圧縮強度が維持される保守的な温度

※2 モータ下部軸受許容温度以下となるために必要な冷却空気の取込温度

※3 補助給水系の設計温度

※4 下流側ポンプ（内部スプレポンプ）の設計吸込み温度

g. 使用済燃料乾式貯蔵容器への熱影響

燃料等輸送船を対象に火災が発生した時間から燃料が燃え尽きるまでの間、一定の輻射強度で昇温されるものとして、使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を算出し、許容温度以下とすることで使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

(6) 二次的影響（ばい煙等）

ばい煙等による外部火災防護施設への影響については、第 1.9.7 表の分類のとおり評価を行い、必要な場合は対策を実施することで安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

a. 換気空調設備

外気を取り入れている換気空調設備として、格納容器換気設備、補助建屋換気設備、中央制御室換気設備、中間建屋換気空調設備、バッテリ室換気空調設備及びディーゼル発電機室換気空調設備がある。

これらの外気取入口には平型フィルタを設置しているため、ばい煙が外気取入口に到達した場合であっても、一定以上の粒径のばい煙については、平型フィルタにより侵入を防止することにより安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、外気取入用ダンパが設置されており、閉回路循環運転が可能である中央制御室換気設備については、外気取入ダンパを閉止し、閉回路循環運転を行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、中央制御室換気設備及び緊急時対策所換気設備については、外気取入遮断時の室内の居住性を確保するため、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の影響評価を実施することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

b. ディーゼル発電機

ディーゼル発電機機関吸気系の吸気消音器に付属するフィルタで比較的大粒径のばい煙粒子が捕獲され、粒径数 μm～10μm 程度のばい煙が過給機、空気冷却器に侵入するものの、機器の隙間はばい煙粒子に比べて十分大きく、閉塞に至ることを防止することでディーゼル発電機の安全機能を損なうことのない設計とする。

c. 海水ポンプ

海水ポンプモータは、防塵フィルタ等を通して外気をモータ内部に取り込むことにより、異物が内部へ侵入しにくい設計とする。また、ばい煙がモータ内部に侵入した場合でも、機器の隙間はばい煙粒子に比べて十分大きく、閉塞等に至ることを防止することにより、海水ポンプの安全機能を損なうことのない設計とする。

d. 主蒸気逃がし弁、排気筒等

主蒸気逃がし弁は、建屋外部に排気管を有する設備であるが、ばい煙が排気管内に侵入した場合でも、主蒸気逃がし弁の吹出力が十

分大きいため、微小なばい煙粒子は吹き出されることにより主蒸気逃がし弁の安全機能を損なうことのない設計とする。

また、排気筒及び主蒸気安全弁については、主蒸気逃がし弁と同様に、建屋外部の配管にばい煙が侵入した場合でも、その動作時には侵入したばい煙は吹き出されることにより排気筒及び主蒸気安全弁の安全機能を損なうことのない設計とする。

e. 安全保護系計装盤

安全保護系計装盤が設置されている部屋は、中央制御室換気設備にて空調管理されており、本空調系の外気取入口には平型フィルタが設置されているが、これに加えて下流にさらに細かな粒子を捕集可能な粗フィルタが設置されている。このため、他の換気空調設備に比べてばい煙に対して高い防護性能を有しており、室内に侵入するばい煙の粒径は極めて細かな粒子である。

この粗フィルタの設置により、極めて細かな粒子のばい煙が侵入した場合においても、ばい煙の付着による短絡等の発生を可能な限り低減することにより安全保護系計装盤の安全機能を損なうことのない設計とする。

f. 計器用空気圧縮機

計器用空気圧縮機が設置されている部屋は、中間建屋換気空調設備にて空調管理されており、本換気空調設備の外気取入口には、平型フィルタが設置されていることに加えて、さらに細かな粒子を捕集可能な粗フィルタが設置されていることから一定以上の粒径のばい煙について侵入阻止可能である。

この粗フィルタの設置により、極めて細かな粒子のばい煙が侵入した場合においても、ばい煙の付着により機器内の損傷を可能な限り低減することにより計器用空気圧縮機の安全機能を損なうことのない設計とする。

(7) 有毒ガスの影響

有毒ガスの発生に伴う居住空間への影響については、中央制御室換気設備及び緊急時対策所換気設備における外気取入遮断時の室内の居

住性を確保するため、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の影響評価を実施することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

外気を取り入れている換気空調設備として、格納容器換気設備、補助建屋換気設備、中央制御室換気設備、中間建屋換気空調設備、バッテリ室換気空調設備及びディーゼル発電機室換気空調設備がある。

外気取入ダンパが設置されており、閉回路循環運転が可能である中央制御室換気設備については、外気取入ダンパを閉止し、閉回路循環運転を行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

上記以外の換気空調設備については、外気取入ダンパを閉止すること等により安全機能を損なうことのない設計とする。

発電所周辺地域の幹線道路としては、発電所から南方向約 8km のところを東西に通る一般国道２７号線がある。

鉄道路線としては、ＪＲ小浜線（敦賀～東舞鶴）があり、発電所の南南東方向約 10km に東美浜駅、南南西方向約 11km に美浜駅がある。

発電所周辺海域の船舶の航路としては、発電所沖合約 11km に敦賀から苫小牧（北海道）へのフェリー航路がある。

また、発電所の北北東約 50km の位置、福井市と坂井市にわたる沿岸に福井国家石油備蓄基地等の石油コンビナート施設がある。さらに、石油コンビナート以外の産業施設として、敦賀市に主要な産業施設がある。

これらの幹線道路、鉄道路線、船舶航路及び石油コンビナート等の施設は発電所から離隔距離を確保することで、危険物を搭載した車両及び船舶を含む事故等による発電所への有毒ガスの影響がない設計とする。

1.9.2 体制

火災発生時の原子炉施設の保全のための活動を行うため、消火活動要員が常駐するとともに、火災発生時には、所員により編成する自衛消防隊を設置する。

自衛消防隊の組織体制を第 1.9.4 図に示す。

1.9.3 手順等

外部火災における手順については、火災発生時の対応、防火帯の維持・管理、ばい煙・有毒ガス発生時の対応及び補助ボイラ燃料タンクの燃料保有量の制限等を適切に実施するための対策を火災防護計画に定める。

(1) 防火帯の維持・管理においては、手順等を整備し、的確に実施する。

(2) 初期消火活動においては、手順等を整備し、火災発生現場の確認、中央制御室への連絡、消火栓等を用いた初期消火活動を実施する。

(3) 外部火災によるばい煙発生時には、外気取入口に設置している平型フィルタ、外気取入ダンパの閉止、換気空調設備の停止、又は閉回路循環運転により、建屋内へのばい煙の侵入を阻止する。

(4) 外部火災による有毒ガス発生時には、外気取入ダンパの閉止、換気空調設備の停止、又は、閉回路循環運転により、建屋内への有毒ガスの侵入を阻止する。

(5) 外部火災による中央制御室へのばい煙侵入阻止に係る教育を定期的に実施する。

(6) 森林火災から外部火災防護施設を防護するための防火帯の設定に係る火災防護に関する教育を定期的に実施する。

(7) 近隣の産業施設の火災・爆発から外部火災防護施設を防護するために、離隔距離を確保することについて火災防護に関する教育を定期的に実施する。

(8) 外部火災発生時の初期消火活動について火災防護に関する教育を定期的に実施する。また、消火活動要員による消防訓練、総合的な訓練、運転操作等の訓練を定期的に実施する。

(9) モニタポストが外部火災の影響を受けた場合は、代替設備を防火帯内側に設置する運用とし、手順を定め、訓練を定期的に実施する。

(10) 3号炉タービン油タンクは常時空運用とする。

(11) 補助ボイラ燃料タンクの燃料保有量を110kℓに制限する。

1.10 品質保証の基本方針

原子炉施設の機器、装置の安全性、信頼性の向上のために設計、製作、据付け等の各段階において、以下の方針で適切な品質保証活動を実施する。

(1) 品質保証活動に参画する組織、業務分担及び責任を明確にし確実に品質保証活動を遂行する。

(2) 原子炉施設の設計・製作者の分担する品質保証活動が、正しく遂行されることを確認するため、これに対する原子炉施設の設計・製作者の体制、要領及び能力を事前に確認するとともに、実施状況についても、必要に応じて工場駐在又は立会検査により確認する。

(3) 原子炉施設の設計、製作者の外注品についても、上記と同様の確認を行うものとする。

(4) 仕様決定、設計、製作、据付け、試験及び検査の各段階では、これらに適用される法令、規格、基準の要求及び発電所の機能、安全に係る基本的設計条件を満足することを資料検討、立会検査等により確認する。

(5) 立会検査、承認を必要とする項目については、事前に原子炉の設計、製作者と協議決定し、確実に実施されることを確認する。

(6) 文書、図面、仕様書、図書、資料、記録等については、処理手順、管理方法を明確にし、確実に保管する。

(7) 新しい知見、技術や国内外の事故、故障等に関する教訓の反映を行う。特に、蒸気発生器伝熱管に係る既存の損傷形態についての新しい知見、技術等を積極的に導入し、その発生の防止抑制を図る。

(8) 設計等の変更管理及びヒューマンエラー防止が確実に実施されたことを確認する。

1.11 原子炉設置変更許可申請に係る安全設計の方針

1.11.1 原子炉設置変更許可申請（平成 5 年 4 月 19 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.1.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」、「配管の破断に伴う「内部発生飛来物に対する設計上の考慮」について」等に適合する構造とする。

1.11.1.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 2 年 8 月 30 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 2 年 8 月 30 日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

ただし、本項において用いる用語の意義は、同指針「用語の定義」に従いそれぞれ当該各号の定めるところによる。

指針 1. 準拠規格及び基準

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査について、それらが果たすべき安全機能の重要度を考慮して適切と認められる規格及び基準によるものであること。

適合のための設計方針

蒸気発生器及び蒸気発生器保管庫の設計、材料選定、製作及び検査については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質の使用等に関する規則」、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度等を定める告示」等の法令、規格及び基準に基づくとともに、原則として以下に示す法令、規格、基準に準拠するものとする。

(1) 電気工作物の溶接に関する技術基準を定める省令
(2) 発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令
(3) 建築基準法
(4) 日本工業規格（ＪＩＳ）
(5) 日本建築学会各種構造設計及び計算基準
(6) 日本電気協会電気技術基準調査委員会電気技術規程及び指針
(7) ＡＳＭＥ（American Society of Mechanical Engineers）規格
(8) ＡＳＴＭ（American Society for Testing and Materials）規格

蒸気発生器及び蒸気発生器保管庫は上記の法令、規格、基準のいずれかに準拠しており下記のようになる。

a. 蒸気発生器　(1)(2)(4)(6)(7)(8)
b. 蒸気発生器保管庫　(3)(5)

指針 4. 内部発生飛来物に対する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、原子炉施設内部で発生が想定される飛来物に対し、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

蒸気発生器は、想定される配管破損（破断又は漏えいをいう）による動的影響に対し、その機能が損なわれることのないように必要な強度設計を行う。

指針 6. 環境条件に対する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能が期待されているすべての環境条件に適合できる設計であること。

適合のための設計方針

蒸気発生器の設計条件を設定するに当たっては、安全機能が期待される通常運転時、異常状態において予想又は想定される圧力、温度、湿度、放射線量等各種の条件を考慮し、十分安全側の条件を与えるとともに、必要に応じてそれらの変動時間、繰り返し回数等の過渡条件を設定し、材料疲労、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能なように設計する。

指針 19. 原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性

1. 原子炉冷却材圧力バウンダリは、通常運転時及び異常状態において、その健全性を確保できる設計であること。

適合のための設計方針

1. 蒸気発生器の原子炉冷却材圧力バウンダリは、異常な冷却材の漏えい又は破損の発生する可能性が極めて小さくなるよう材料選定、耐震設計、過圧防止等の考慮を払った設計とする。

詳細設計において、蒸気発生器は、想定される過渡状態条件下において、十分な強度を有することを解析により確認する。

出力分布調整用制御棒クラスタ駆動軸の撤去は、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計を変更するものではなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は確保できる。

指針 20. 原子炉冷却材圧力バウンダリの破壊防止

原子炉冷却材圧力バウンダリは、通常運転時、保修時、試験時及び異常状態において、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じない設計であること。

適合のための設計方針

通常運転時、保修時、試験時及び異常状態において蒸気発生器の原子炉冷却材圧力バウンダリは、脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように、破壊じん性を考慮した材料の選択、設計、製作及び運転に留意するものとする。

蒸気発生器の原子炉冷却材圧力バウンダリのフェライト系鋼材で製作する部分は、非延性破壊防止の観点から、通商産業省令等に基づき破壊じん性を確認し、適切な温度で使用するものとする。

指針 22. 原子炉冷却材圧力バウンダリの供用期間中の試験及び検査

原子炉冷却材圧力バウンダリは、その健全性を確認するために、原子炉の供用期間中に試験及び検査ができる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉の運転開始後、運転上重要な部分や機器が完全にその機能を遂行し、安全上問題がないことを確認するために、燃料取替え時あるいはその他の原子炉停止期間中に、蒸気発生器の原子炉冷却材圧力バウンダリの供用期間中検査を行えるように設計する。

指針 24. 残留熱を除去する系統

残留熱を除去する系統は、原子炉の停止時に、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えないように、炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱を除去できる機能を有する設計であること。

適合のための設計方針

通常停止時における原子炉の炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱は、原子炉停止初期の段階においては蒸気発生器により除去し、発生蒸気は復水器又は大気放出により処理する設計とする。

なお、異常時においては、その態様により、蒸気発生器による炉心冷却を期待する場合、蒸気発生器は１次冷却材の強制循環又は自然循環により炉心の熱を２次冷却系へ伝熱し、必要な除熱ができるよう設計する。

指針 55. 固体廃棄物貯蔵施設

固体廃棄物貯蔵施設は、原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物を貯蔵する容量が十分であるとともに、廃棄物による汚染の拡大防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

蒸気発生器保管庫は、１，３号炉の蒸気発生器取替えに伴い取り外した蒸気発生器 5 基等を貯蔵保管できる容量であるとととともに、独立した建屋とし、汚染拡大防止を考慮した設計とする。

指針 56. 周辺の放射線防護

原子炉施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。

適合のための設計方針

蒸気発生器保管庫からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り小さい値になるように、施設を設計する。

1.11.2 原子炉設置変更許可申請（平成 6 年 10 月 11 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.2.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」等に適合する構造とする。

1.11.2.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 2 年 8 月 30 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成2年8月30日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

指針 1. 準拠規格及び基準

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査について、それらが果たすべき安全機能の重要度を考慮して適切と認められる規格及び基準によるものであること。

適合のための設計方針

原子炉容器上部ふた、洗浄排水処理装置、雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置の設計、材料選定、製作及び検査については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質の使用等に関する規則」、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の想定に基づく線量当量限度等を定める告示」等の法令、規格及び基準に基づくとともに、原則として以下に示す法令、規格、基準に準拠するものとする。

(1) 電気工作物の溶接に関する技術基準を定める省令
(2) 発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令
(3) 建築基準法
(4) 日本工業規格（ＪＩＳ）
(5) 日本建築学会各種構造設計及び計算基準
(6) 日本電気協会電気技術基準調査委員会電気技術規程及び指針
(7) ＡＳＭＥ（American Society of Mechanical Engineers）規格
(8) ＡＳＴＭ（American Society for Testing and Materials）規格
(9) 消防法

指針 7. 共用に関する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器が2基以上の原子炉施設間で共用される場合には、原子炉の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

固体廃棄物処理設備の雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置は１号、２号及び３号炉共用とするが、当該設備の故障により同時に２基以上の原子炉の事故をもたらすものではない。

指針 9. 信頼性に関する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計であること。

適合のための設計方針

1. について

液体廃棄物処理系及び固体廃棄物処理系は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計とする。

指針 19. 原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性

1. 原子炉冷却材圧力バウンダリは、通常運転時及び異常状態において、その健全性を確保できる設計であること。

適合のための設計方針

1. について

原子炉容器上部ふたに関し、出力分布調整用制御棒クラスタ駆動装置を設けない設計は、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る安全設計の方針を変更するものではなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確保できる。

指針 53. 放射性液体廃棄物の処理施設

1. 原子炉施設の運転に伴い発生する放射性液体廃棄物の処理施設は、適切なろ過、蒸発処理、イオン交換、貯留、減衰、管理等により、周辺環境に対して、放出放射性物質の濃度及び量を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。 2. 放射性液体廃棄物の処理施設及びこれに関連する施設は、これらの施設からの液体状の放射性物質の漏えいの防止及び敷地外への管理されない放出の防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

1. について

洗浄排水処理系は、周辺公衆の受ける線量当量を合理的に達成できる限り低く保つ設計とし、原子力安全委員会の「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」を満足できる設計とする。

放射性液体廃棄物は、放射性物質濃度に応じて分離収集・処理を行うものとする。放射性物質濃度が低い洗浄排水については、原則として洗浄排水処理系にて処理する設計としており、放射性物質の放出を合理的に達成できる限り少なくするようにする。

2. について

洗浄排水処理系は、これらの施設からの液体状の放射性物質の漏えいの防止及び敷地外への管理されない放出を防止するため、次の各項を考慮した設計とする。

(1) 漏えいの発生を防止するため、処理施設には適切な材料を使用するとともに、適切な計測制御設備を設ける。

(2) 放射性液体が漏えいした場合には、漏えいを早期に検出し、中央制御室等に警報を発する。

また、処理施設は独立した区画内に設けるか周辺にせき等を設け、漏えいの拡大防止に対策を講じる。

(3) 建物外へ通じる出入口等にはせき等を設け、建物外への漏えいを防止する。

(4) 敷地外へ管理されない排水を排出する排水路上には施設内部の床面を設けない。

また、関連する施設内には管理されない排水路に通じる開口部を設けない。

指針 54. 放射性固体廃棄物の処理施設

原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物の処理施設は、廃棄物の破砕、圧縮、焼却、固化等の処理過程における放射性物質の散逸等の防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

洗浄排水処理装置からの発生する濃縮廃液は、雑固体廃棄物として取り扱う。

雑固体廃棄物は必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後ドラム詰め等を行い貯蔵保管する。その後溶融・充てん固化処理する場合には雑固体処理設備で処理し、貯蔵保管する。イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクに収集した後、廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵し、その後廃樹脂処理装置で処理する。処理後の樹脂は雑固体廃棄物として取り扱う。処理後の濃縮廃液は廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵する。

放射性固体廃棄物の処理施設は、これらの処理過程において放射性物質の散逸等の防止を考慮した設計とする。

指針 55. 固体廃棄物貯蔵施設

固体廃棄物貯蔵施設は、原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物を貯蔵する容量が十分であるとともに、廃棄物による汚染の拡大防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

廃樹脂タンクと合わせて廃樹脂貯蔵タンクの合計の容量は、約88.5m^{3}である。廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクの容量は、約56m^{3}である。

固体廃棄物貯蔵庫は、200ℓドラム缶約 35,000 本相当を貯蔵保管する能力を有する。

これらは、必要がある場合には増設を考慮する。

蒸気発生器保管庫は、１号炉及び３号炉の蒸気発生器取替えに伴い取り外した蒸気発生器５基等並びに３号炉の原子炉容器上部ふた取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた１基等を貯蔵保管できる能力を有する。

固体廃棄物貯蔵施設は、廃棄物による汚染の拡大防止を考慮した設計とする。

指針 56. 周辺の放射線防護

原子炉施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。

適合のための設計方針

第２固体廃棄物処理建屋及び原子炉容器上部ふた取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた等を貯蔵保管した蒸気発生器保管庫からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り小さい値になるように、施設を設計する。

指針 57. 放射線業務従事者の放射線防護

1. 原子炉施設は、放射線業務従事者の立入場所における線量当量を合理的に達成できる限り低減できるように、放射線業務従事者の作業性等を考慮して、遮へい、機器の配置、遠隔操作、放射性物質の漏えい防止、換気等、所要の放射線防護上の措置を講じた設計であること。

適合のための設計方針

1. について

洗浄排水処理装置、雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置は、放射線業務従事者の線量当量を合理的に達成できる限り低減できるようにしゃへい壁、迷路等の設置、機器の配置等放射線防護上の措置を講じた設計とする。

また、操作盤は放射線レベルの低い場所に設置し、装置の遠隔操作が可能なように設計する。

指針 58. 放射線業務従事者の放射線管理

原子炉施設は、放射線業務従事者を放射線から防護するため、放射線被ばくを十分に監視及び管理するための放射線管理施設を設けた設計であること。 また、放射線管理施設は、必要な情報を制御室又は適当な場所に表示できる設計であること。

適合のための設計方針

第２固体廃棄物処理建屋は、放射線業務従事者等の出入管理及び汚染管理を行うため、更衣室、シャワ室、退出モニタ等を設ける。

第２固体廃棄物処理建屋内雑固体分別エリアの放射線監視のため、エリアモニタを設け、第２固体廃棄物処理建屋内制御室で自動記録、指示及び警報を行うとともに、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する設計とする。また、放射線業務従事者が特に頻繁に立入る箇所については定期的及び必要の都度、サーベイメータによる外部放射線に係る線量当量率、サンプリング等による空気中放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度の測定を行い、適当な場所に表示する設計とする。

指針 59. 放射線監視

原子炉施設は、通常運転時及び異常状態において、少なくとも原子炉格納容器内雰囲気、原子炉施設の周辺監視区域周辺及び放射性物質の放出経路を適切にモニタリングできるとともに、必要な情報を制御室又は適当な場所に表示できる設計であること。

適合のための設計方針

雑固体処理設備及び廃樹脂処理装置を収納する第２固体廃棄物処理建屋には、プロセスモニタを設置し、第２固体廃棄物処理建屋換気設備の排気及び雑固体処理設備の溶融処理に伴って排気口から放出される排ガス中の放射性物質の濃度の監視を実施できる設計とする。

また、プロセスモニタは、第２固体廃棄物処理建屋内制御室で自動記録、指示及び警報を行うとともに、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する設計とする。

なお、プロセスモニタは、「発電用軽水型原子炉施設における放出放射性物質の測定に関する指針」を満足する設計とする。

1.11.2.3 安全機能の重要度分類

第1.11.2.1表に示す構築物、系統及び機器の安全機能の相対的重要度を、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、次のように定め、これらの機能を果たすべき構築物、系統及び機器を適切に設計する。

1.11.2.3.1 安全上の機能別重要度分類

安全機能を有する構築物、系統及び機器を、それが果たす安全機能の性質に応じて、2種に分類する。

(1) その機能の喪失により、原子炉施設を異常状態に陥れ、もって一般公衆ないし従事者に過度の放射線被ばくを及ぼすおそれのあるもの（異常発生防止系。以下「ＰＳ」という。）。

(2) 原子炉施設の異常状態において、この拡大を防止し、又はこれを速やかに収束せしめ、もって一般公衆ないし従事者に及ぼすおそれのある過度の放射線被ばくを防止し、又は緩和する機能を有するもの（異常影響緩和系。以下「ＭＳ」という。）。

また、ＰＳ及びＭＳのそれぞれに属する構築物、系統及び機器を、その有する安全機能の重要度に応じ、それぞれクラス１、クラス２及びクラス３に分類する。それぞれのクラスの呼称は第 1.11.2.2 表に掲げるとおりとする。

上記に基づく構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度分類を第 1.11.2.3 表に示す。

なお、各クラスに属する構築物、系統及び機器の基本設計ないし基本的設計方針は、確立された設計、建設及び試験の技術並びに運転管理により、安全機能確保の観点から、次に掲げる基本的目標を達成できるようにする。

a. クラス１：合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

b. クラス２：高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

c. クラス３：一般産業施設と同等以上の信頼性を確保し、かつ、維

持すること。

1.11.2.3.2 分類の適用の原則

構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度を具体的に分類するにあたっては、原則として次のとおりとする。

(1) 安全機能を直接果たす構築物、系統及び機器（以下「当該系」という。）が、その機能を果たすために直接又は間接に必要とする構築物、系統及び機器（以下「関連系」という。）の範囲と分類は、次の各号に掲げるところによるものとする。

a. 当該系の機能遂行に直接必要となる関連系は、当該系と同位の重要度を有するものとみなす。

b. 当該系の機能遂行に直接必要はないが、その信頼性を維持し、又は担保するために必要な関連系は、当該系より下位の重要度を有するものとみなす。ただし、当該系がクラス３であるときは、関連系はクラス３とみなす。

(2) 一つの構築物、系統又は機器は、これらの二つ以上の安全機能を有するときは、果たすべきすべての安全機能に対する設計上の要求を満足するようにする。

(3) 安全機能を有する構築物、系統又は機器は、これら二つ以上のものの間において、又は安全機能を有しないものとの間において、その一方の運転又は故障等により、同位ないし上位の重要度を有する他方に期待される安全機能が阻害され、もって原子炉施設の安全が損なわれることのないように、機能的隔離及び物理的分離を適切に考慮する。

(4) 重要度の異なる構築物、系統又は機器を接続するときは、下位の重要度のものに上位の重要度のものと同等の設計上の要求を課すか、又は上位の重要度のものと同等の隔離装置等によって、下位の重要度のものの故障等により上位の重要度のものの安全機能が損なわれないように、適切な機能的隔離が行われるよう考慮する。

第 1.11.2.1 表　安全上の機能別重要度分類を行う構築物、系統及び機器

（平成 6 年 10 月 11 日原子炉設置変更許可申請分）

構築物、系統及び機器
液体廃棄物処理系 固体廃棄物処理系

第 1.11.2.2 表　安全上の機能別重要度分類

（平成 6 年 10 月 11 日原子炉設置変更許可申請分）

機能による分類 ＼ 重要度による分類		安全機能を有する構築物、系統及び機器		安全機能を有しない構築物、系統及び機器
		異常の発生防止の機能を有するもの（ＰＳ）	異常の影響緩和の機能を有するもの（ＭＳ）	
安全に関連する構築物、系統及び機器	クラス１ クラス２ クラス３	ＰＳ－１ ＰＳ－２ ＰＳ－３	ＭＳ－１ ＭＳ－２ ＭＳ－３	
安全に関連しない構築物、系統及び機器				安全機能以外の機能のみを行うもの

第 1.11.2.3 表　本原子炉施設の安全上の機能別重要度分類

（平成 6 年 10 月 11 日原子炉設置変更許可申請分）

分類	異常発生防止系				
	定義	機能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連※	備考
ＰＳ－３	異常状態の起因事象となるものであって、ＰＳ－１及びＰＳ－２以外の構築物、系統及び機器	放射性物質の貯蔵機能	放射性廃棄物処理施設（放射能インベントリの小さいもの） 注）		注） 液体及び固体の放射性廃棄物処理系

※関連系については、「1.11.2.3.2 分類の適用の原則」参照

1.11.3 原子炉設置変更許可申請（平成 8 年 7 月 29 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.3.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下（原子炉等規制法」という。）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」等に適合する構造とする。

1.11.3.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 2 年 8 月 30 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成2年8月30日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

指針 7. 共用に関する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器が2基以上の原子炉施設間で共用される場合には、原子炉の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

固体廃棄物処理設備の蒸気発生器保管庫（１号及び３号炉共用）は１号、２号及び３号炉の共用とするが、当該設備の故障により同時に２基以上の原子炉の事故をもたらすものではない。

指針 55. 固体廃棄物貯蔵施設

固体廃棄物貯蔵施設は、原子炉施設から発生する放射性固体廃棄物を貯蔵する容量が十分であるとともに、廃棄物による汚染の拡大防止を考慮した設計であること。

適合のための設計方針

蒸気発生器保管庫は、１号炉及び３号炉の蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器 5 基等並びに１号炉、２号炉及び３号炉の原子炉容器上部ふた取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた 3 基等を貯蔵保管できる能力を有する。

固体廃棄物貯蔵施設は、廃棄物による汚染拡大防止を考慮した設計とする。

指針 56. 周辺の放射線防護

原子炉施設は、通常運転時において原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り低減できる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉容器上部ふた取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた等を貯蔵保管した蒸気発生器保管庫の寄与を含め、原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率を合理的に達成できる限り小さい値になるように、施設を設計する。

1.11.4 原子炉設置変更許可申請（平成 10 年 2 月 3 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.4.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」等に適合する構造とする。

1.11.4.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 2 年 8 月 30 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成2年8月30日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

指針 1. 準拠規格及び基準

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査について、それらが果たすべき安全機能の重要度を考慮して適切と認められる規格及び基準によるものであること。

適合のための設計方針

使用済燃料ラックの設計、材料選定、製作及び検査については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量当量限度等を定める告示」等の法令、規格及び基準に基づくとともに、原則として以下に示す法令、規格、基準に準拠するものとする。

(1) 発電用原子炉設備に関する技術基準を定める省令

(2) 日本工業規格（ＪＩＳ）

(3) 日本電気協会電気技術基準調査委員会電気技術規程及び指針

国内法令、規格及び基準において規定されないものについては、必要に応じて十分使用実績があり、信頼性の高い以下に示す国外の規格に準拠する。

(4) ＡＳＭＥ（American Society of Mechanical Engineers）規格

(5) ＡＳＴＭ（American Society for Testing and Materials）規格

指針 7. 共用に関する設計上の考慮

安全機能を有する構築物、系統及び機器が2基以上の原子炉施設間で共用される場合には、原子炉の安全性を損なうことのない設計であること。

適合のための設計方針

燃料取扱設備の一部、使用済燃料ピット冷却装置及び使用済燃料貯蔵設備について１号、２号及び３号炉共用とするが、共用によって原子炉の安全性を損なうことのない設計とする。共用する燃料取扱設備、使用済燃料ピット冷却装置及び使用済燃料貯蔵設備は、以下のとおりである。

a. 燃料取扱設備

輸送容器除染装置、原子炉補助建屋内キャナル、使用済燃料ピットクレーン等

b. 使用済燃料ピット冷却装置

使用済燃料ピットクーラ、使用済燃料ピットポンプ、使用済燃料ピット脱塩塔、使用済燃料ピットフィルタ等

c. 使用済燃料貯蔵設備

使用済燃料ピット、使用済燃料ラック等

指針 9. 信頼性に関する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計であること。

適合のための設計方針

使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む。）は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計とする。

指針 49. 燃料の貯蔵設備及び取扱設備

1. 新燃料及び使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。 (3) 貯蔵設備は、適切な貯蔵能力を有すること。 2. 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、前項の各号に掲げる事項のほか、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。 (1) 放射線防護のための適切な遮へいを有すること。 (2) 貯蔵設備は、崩壊熱を十分に除去し、最終的な熱の逃がし場へ輸送できる系統及びその浄化系を有すること。

適合のための設計方針

1. 燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、新燃料の搬入から使用済燃料の搬出までの取扱いを安全かつ確実に行うことができるように、次の方針により設計する。

(3) 使用済燃料の貯蔵設備は、燃料取替え時に取り出される燃料及び通常運転時の炉心に装荷されている燃料を貯蔵することができる全炉心燃料の約 130%相当分以上の容量を有するように設計する。

2. 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、以下のように設計する。

(1) 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、放射線業務従事者の被ばくを合理的に達成できる限り低くするように設計する。

(2) 貯蔵設備は、冷却装置を有する設計とし、使用済燃料ピット水を冷却して、使用済燃料ピットに貯蔵した使用済燃料からの崩壊熱を十分除去できる設計とする。冷却装置で除去した熱は、原子炉補機冷却装置及び補機冷却海水設備を経て最終的な熱の逃がし場である海へ輸送できる設計とする。

また、冷却装置は、使用済燃料ピット水を適切な水質に維持できる設計とする。

指針 50. 燃料の臨界防止

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、幾何学的な安全配置又はその他の適切な手段により、想定されるいかなる場合でも、臨界を防止できる設計であること。

適合のための設計方針

使用済燃料ピット中の使用済燃料ラックは、燃料集合体の間隔を十分にとり、設備容量分の燃料を収容しても実効増倍率は、0.98（解析上の不確定さを含む。以下同じ。）以下であるように設計する。

1.11.4.3 安全機能の重要度分類

第1.11.4.1表に示す構築物、系統及び機器の安全機能の相対的重要度を、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、次のように定め、これらの機能を果たすべき構築物、系統及び機器を適切に設計する。

1.11.4.3.1 安全上の機能別重要度分類

安全機能を有する構築物、系統及び機器を、それが果たす安全機能の性質に応じて、２種に分類する。

(1) その機能の喪失により、原子炉施設を異常状態に陥れ、もって一般公衆ないし従事者に過度の放射線被ばくを及ぼすおそれのあるもの（異常発生防止系。以下「ＰＳ」という。）。

(2) 原子炉施設の異常状態において、この拡大を防止し、又はこれを速やかに収束せしめ、もって一般公衆ないし従事者に及ぼすおそれのある過度の放射線被ばくを防止し、又は緩和する機能を有するもの（異常影響緩和系。以下「ＭＳ」という。）。

また、ＰＳ及びＭＳのそれぞれに属する構築物、系統及び機器を、その有する安全機能の重要度に応じ、それぞれクラス１、クラス２及びクラス３に分類する。それぞれのクラスの呼称は第1.11.4.2表に掲げるとおりとする。

上記に基づく構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度分類を第1.11.4.3表に示す。

なお、各クラスに属する構築物、系統及び機器の基本設計ないし基本的設計方針は、確立された設計、建設及び試験の技術並びに運転管理により、安全機能確保の観点から、次に掲げる基本的目標を達成できるようにする。

a. クラス１：合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

b. クラス２：高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

c. クラス３：一般産業施設と同等以上の信頼性を確保し、か

つ、維持すること。

1.11.4.3.2 分類の適用の原則

構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度を具体的に分類するにあたっては、原則として以下のとおりとする。

(1) 安全機能を直接果たす構築物、系統及び機器（以下「当該系」という。）が、その機能を果たすために直接又は間接に必要とする構築物、系統及び機器（以下「関連系」という。）の範囲と分類は、次の各号に掲げるところによるものとする。

a. 当該系の機能遂行に直接必要となる関連系は、当該系と同位の重要度を有するものとみなす。

b. 当該系の機能遂行に直接必要はないが、その信頼性を維持し、又は担保するために必要な関連系は、当該系より下位の重要度を有するものとみなす。ただし、当該系がクラス３であるときは、関連系はクラス３とみなす。

(2) 一つの構築物、系統又は機器は、これらの二つ以上の安全機能を有するときは、果たすべきすべての安全機能に対する設計上の要求を満足するようにする。

(3) 安全機能を有する構築物、系統又は機器は、これら二つ以上のものの間において、又は安全機能を有しないものとの間において、その一方の運転又は故障等により、同位ないし上位の重要度を有する他方に期待される安全機能が阻害され、もって原子炉施設の安全が損なわれることのないように、機能的隔離及び物理的分離を適切に考慮する。

(4) 重要度の異なる構築物、系統又は機器を接続するときは、下位の重要度のものに上位の重要度のものと同等の設計上の要求を課すか、又は上位の重要度のものと同等の隔離装置等によって、下位の重要度のものの故障等により上位の重要度のものの安全機能が損なわれないように、適切な機能的隔離が行われるよう考慮する。

第 1.11.4.1 表　安全上の機能別重要度分類を行う構築物、系統及び機器

（平成 10 年 2 月 3 日原子炉設置変更許可申請分）

構築物、系統及び機器
使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む。）

第 1.11.4.2 表　安全上の機能別重要度分類

（平成 10 年 2 月 3 日原子炉設置変更許可申請分）

機能による分類 ＼ 重要度による分類		安全機能を有する構築物、系統及び機器		安全機能を有しない構築物、系統及び機器
		異常の発生防止の機能を有するもの（ＰＳ）	異常の影響緩和の機能を有するもの（ＭＳ）	
安全に関連する構築物、系統及び機器	クラス１ クラス２ クラス３	ＰＳ－１ ＰＳ－２ ＰＳ－３	ＭＳ－１ ＭＳ－２ ＭＳ－３	
安全に関連しない構築物、系統及び機器				安全機能以外の機能のみを行うもの

第 1.11.4.3 表　本原子炉施設の安全上の機能別重要度分類

（平成 10 年 2 月 3 日原子炉設置変更許可申請分）

分類		定　義	機　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系
異常発生防止系	PS-2	1)その損傷又は故障により発生する事象によって、炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こすおそれはないが、敷地外への過度の放射性物質の放出のおそれのある構築物、系統及び機器	2)原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていないものであって、放射性物質を貯蔵する機能	使用済燃料ピット（使用済燃料ラックを含む。）	使用済燃料ピット冷却系（使用済燃料ピット冷却装置）

1.11.5 原子炉設置変更許可申請（平成 15 年 7 月 28 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.5.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」等に適合する構造とする。

1.11.5.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 13 年 3 月 29 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成13年3月29日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

指針 1. 準拠規格及び基準

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、設計、材料の選定、製作及び検査について、それらが果たすべき安全機能の重要度を考慮して適切と認められる規格及び基準によるものであること。

適合のための設計方針

燃料集合体の設計、材料の選定、製作及び検査については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質の使用等に関する規則」、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示」等の法令、規格及び基準に基づくとともに、原則として以下に示す法令、規格、基準に準拠するものとする。

(1) 発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令
(2) 発電用核燃料物質に関する技術基準を定める省令
(3) 日本工業規格（ＪＩＳ）
(4) 日本電気協会で規定する電気技術規程及び指針（ＪＥＡＣ、ＪＥＡＧ）
(5) ＡＳＭＥ（American Society of Mechanical Engineers）規格
(6) ＡＳＴＭ（American Society of Testing and Materials）規格

指針 9. 信頼性に関する設計上の考慮

1. 安全機能を有する構築物、系統及び機器は、その安全機能の重要度に応じて、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計であること。

適合のための設計方針

1. について

燃料集合体は、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、それが果たす安全機能の性質に応じて分類し、十分に高い信頼性を確保し、かつ、維持し得る設計とする。

指針 11. 炉心設計

1. 炉心は、それに関連する原子炉冷却系、原子炉停止系、計測制御系及び安全保護系の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えることのない設計であること。

適合のための設計方針

1. について

(1) 炉心は、それに関連する１次冷却設備、原子炉停止系、計測制御系、安全保護系等の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えないように以下の基準を満足する設計とする。

a. 最小ＤＮＢＲは、許容限界値以上であること。

b. 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満であること。

すなわち、炉心設計においては、炉内出力分布が平坦になるような燃料取替方式を採用するほか、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用する。

また、計測制御系により、原子炉運転中の炉内出力分布が監視できる設計とする。

さらに、燃料中心最高温度が二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点を超えるか、又は最小ＤＮＢＲが許容限界値を下回るおそれがある場合には、安全保護系の作動により原子炉を自動的に停止できる設計とする。

(2) 想定される反応度投入過渡事象（原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き）時においては「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に定める燃料エンタルピに関する燃料の許容設計限界及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取り扱いについて」に定めるＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを超えることのない設計とする。

指針 12. 燃料設計

1. 燃料集合体は、原子炉内における使用期間中に生じ得る種々の因子を考慮しても、その健全性を失うことがない設計であること。 2. 燃料集合体は、輸送及び取扱い中に過度の変形を生じない設計であること。

適合のための設計方針

1. について

燃料集合体は、原子炉内における使用期間中を通じ、燃料棒の内外圧差、燃料棒及び他の材料の照射、負荷の変化により起こる圧力・温度の変化、化学的効果、静的・動的荷重、燃料ペレットの変形、燃料棒内封入ガスの組成の変化等を考慮して、各構成要素が十分な強度を有し、その機能を保持できる設計とする。

このため、燃料棒は使用期間中の通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、以下の基準を満足できる設計とする。

(1) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満であること。

(2) 燃料棒内圧は、通常運転時において、被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被覆管のギャップが増加する圧力を超えないこと。

(3) 被覆管応力は、被覆材の耐力以下であること。

(4) 被覆管に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して1%以下であること。

(5) 累積疲労サイクルは、設計疲労寿命以下であること。

2. について

燃料集合体は、輸送及び取扱い中に燃料集合体に加わる荷重に対して構成部品が十分な強度を有し、燃料集合体としての機能を阻害することのない設計とする。

また、輸送及び取扱いに当たっては、過度な外力がかからないよう十分な配慮をするとともに、発電所へ搬入後、健全性を確認する。

指針 13. 原子炉の特性

炉心及びそれに関連する系統は、固有の出力抑制特性を有し、また、出力振動が生じてもそれを容易に制御できる設計であること。

適合のための設計方針

濃縮ウラン燃料、軽水減速、軽水冷却、加圧水型の本原子炉は、低濃縮二酸化ウラン燃料及びガドリニア入り低濃縮二酸化ウラン燃料を使用し、ドップラ係数、減速材温度係数、減速材ボイド係数及び圧力係数を総合した固有の負の反応度フィードバック特性を持たせることにより、固有の出力抑制特性を有する設計とする。

具体的には、原子炉は、高温状態以外で臨界としない設計とする。ドップラ係数は、急激な反応度増加があった場合でも十分な出力抑制効果を有するように、常に負になる設計とする。減速材温度係数は、高温出力運転状態で負になる設計とする。減速材ボイド係数及び圧力係数は、減速材温度係数と同様減速材密度の変化に基づく反応度係数であるが、通常、温度の効果に比べ小さい。

これらにより、設計負荷変化及び外乱に起因する反応度変化に対しては、固有の出力抑制特性と原子炉制御設備により原子炉出力の振動が十分な減衰特性を有する設計とするとともに、急激な反応度増加に対しても、固有の出力抑制特性により十分な出力抑制効果を有する設計とする。

原子炉に固有の負の反応度フィードバック特性を持たせることにより、キセノンによる原子炉出力分布の空間振動のうち水平方向振動は減衰特性を有する設計とする。軸方向振動は、炉外核計装で軸方向中性子束偏差を計測することにより確実かつ容易に検出でき、制御棒クラスタを操作して、アキシャルオフセットを適正な範囲に維持することによって出力振動を抑制できる設計とする。

また、アキシャルオフセットが運転目標値から大きく逸脱した場合には、原子炉制御設備又は原子炉保護設備が作動し、出力低下あるいは原子炉トリップを行うことにより、燃料の許容設計限界を超えない設計とする。

指針 14. 反応度制御系

1. 反応度制御系は、通常運転時に生じることが予想される反応度変化を調整し、所要の運転状態に維持し得る設計であること。 2. 制御棒の最大反応度価値及び反応度添加率は、想定される反応度投入事象に対して原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、また、炉心冷却を損なうような炉心、炉心支持構造物及び原子炉圧力容器内部構造物の破壊を生じない設計であること。

適合のための設計方針

1. について

炉心の反応度制御系としては、制御棒クラスタの位置を制御することによって反応度を制御する制御棒制御系と、１次冷却材中のほう素濃度を調整することによって反応度を制御する化学体積制御設備の原理の異なる二つの系を設け、通常運転時に生じることが予想される反応度変化を制御するのに十分な反応度制御能力を有する設計とする。

制御棒制御系は、主として負荷変動及び零出力から全出力までの反応度変化を制御し、化学体積制御設備はキセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの１次冷却材温度変化及び燃料の燃焼に伴う反応度変化を制御する設計とし、両者の組合わせによって所要の運転状態に維持できる設計とする。

2. について

反応度が大きく、かつ急激に投入される事象として制御棒飛び出しがあるが、零出力から全出力間の制御棒クラスタの挿入限界を設定することにより、制御棒クラスタの位置を制限し、制御棒クラスタ１本が飛び出した場合でも過大な反応度が添加されない設計とする。

また、反応度が急激に投入される事象として原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜きがあるが、この場合には制御棒クラスタの引き抜き最大速度を制限することにより、過度の反応度添加率とならない設計とする。

さらに、これら反応度投入事象に対しては「出力領域中性子束高」等による原子炉トリップ信号を設け、燃料の最大エンタルピや原子炉圧力が顕著に上昇する前に、原子炉を自動的に停止し、過渡状態を早く終結させることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、また、炉心冷却を損なうような炉心及び炉内構造物の破壊を生じない設計とする。

指針 15. 原子炉停止系の独立性及び試験可能性

原子炉停止系は、高温待機状態又は高温運転状態から、炉心を臨界未満にでき、かつ、高温状態で臨界未満を維持できる少なくとも二つの独立した系を有するとともに、試験可能性を備えた設計であること。

適合のための設計方針

原子炉停止系としては、制御棒制御系による制御棒クラスタの炉心への挿入と、化学体積制御設備による 1 次冷却材中へのほう酸注入の原理の異なる二つの独立した系を設け、かつ、それらは試験可能性を備えた設計とする。

制御棒制御系は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、高温運転状態から速やかに炉心を高温状態で臨界未満にすることができる設計とする。

化学体積制御設備は、燃料の燃焼、キセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの温度変化等による比較的緩やかな反応度変化の制御に使用するが、全制御棒クラスタが挿入不能の場合でも、炉心を高温運転状態から高温状態で臨界未満にし、その状態を維持できる設計とする。

指針 16. 制御棒による原子炉の停止余裕

原子炉停止系のうち制御棒による系は、高温状態及び低温状態において、反応度価値の最も大きい制御棒１本が完全に炉心の外に引き抜かれ、挿入できないときでも、炉心を臨界未満にできる設計であること。

適合のための設計方針

制御棒クラスタは、最も反応度価値の大きい制御棒クラスタ１本が、全引き抜き位置のまま挿入できないときでも、高温状態で十分な反応度停止余裕を持って炉心を臨界未満にできる設計とする。さらに、低温状態でも化学体積制御設備によるほう酸注入により、十分な反応度停止余裕を持って炉心を臨界未満に維持できる設計とする。

指針 17. 原子炉停止系の停止能力

1. 原子炉停止系に含まれる独立した系のうち少なくとも一つは、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えることなく、高温状態で炉心を臨界未満にでき、かつ、高温状態で臨界未満を維持できる設計であること。 2. 原子炉停止系に含まれる独立した系の少なくとも一つは、低温状態で炉心を臨界未満にでき、かつ、低温状態で臨界未満を維持できる設計であること。

適合のための設計方針

1. について

原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである制御棒制御系による反応度制御は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界を超えることなく、高温状態で炉心を臨界未満にできる設計とする。

また、化学体積制御設備による反応度制御は、１次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる設計とする。

原子炉運転中は、所要の反応度停止余裕を確保するため、制御棒クラスタの位置が挿入限界を超えないことを監視する。

なお、「２次冷却系の異常な減圧」のように炉心が冷却されるような運転時の異常な過渡変化時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を臨界未満にでき、かつ、運転時の異常な過渡変化後において臨界未満を維持できる設計とする。

2. について

原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである化学体積制御設備による反応度制御は、１次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に伴う反応度変化及び高温状態から低温状態までの反応度変化を制御し、低温状態で炉心を臨界未満に維持できる設計とする。

指針 18. 原子炉停止系の事故時の能力

事故時において、原子炉停止系に含まれる独立した系の少なくとも一つは、炉心を臨界未満にでき、また、原子炉停止系に含まれる独立した系の少なくとも一つは、炉心を臨界未満に維持できる設計であること。

適合のための設計方針

原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである制御棒制御系は、想定される事故時において、原子炉トリップ信号により制御棒クラスタを炉心に挿入することにより、高温状態において炉心を臨界未満にできる設計とする。

また、原子炉停止系に含まれる独立した系の一つである化学体積制御設備はキセノン濃度変化及び１次冷却材温度変化による反応度変化がある場合には、１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を臨界未満に維持できる設計とする。

なお、「主蒸気管破断」のように炉心が冷却されるような事故時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を臨界未満にでき、かつ、事故後において臨界未満を維持できる設計とする。

指針 49. 燃料の貯蔵設備及び取扱設備

1. 新燃料及び使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。 (3) 貯蔵設備は、適切な貯蔵能力を有すること。 (4) 取扱設備は、移送操作中の燃料集合体の落下を防止できること。 2. 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、前項の各号に掲げる事項のほか、次の各号に掲げる事項を満足する設計であること。 (1) 放射線防護のための適切な遮へいを有すること。 (2) 貯蔵設備は、崩壊熱を十分に除去し、最終的な熱の逃がし場へ輸送できる系統及びその浄化系を有すること。 (4) 貯蔵設備は、燃料集合体の取扱い中に想定される落下時においても、その安全機能が損なわれるおそれがないこと。

適合のための設計方針

1. について

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、新燃料の搬入から使用済燃料の搬出までの取扱いを安全かつ確実に行うことができるように、次の方針により設計する。

(3) 使用済燃料の貯蔵設備は、燃料取替え時に取出される燃料及び通常運転時に炉心に装荷されている燃料を貯蔵することができる全炉心燃料の約 130%相当分以上の容量を有するように設計する。

(4) 燃料取扱設備は、移送操作中の燃料集合体の落下を防止するために、適切な保持装置を有するように設計する。

2. について

使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、以下のように設計する。

(1) 使用済燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、放射線業務従事者の受ける線量を合理的に達成できる限り低くするように設計する。

(2) 使用済燃料の貯蔵設備は、使用済燃料ピット浄化冷却設備を有する設計とする。使用済燃料ピット浄化冷却設備は、使用済燃料ピット水を冷却して、使用済燃料ピットに貯蔵した使用済燃料からの崩壊熱を

十分除去できる設計とする。使用済燃料ピット水浄化冷却設備で除去した熱は、原子炉補機冷却水設備及び原子炉補機冷却海水設備を経て最終的な熱の逃がし場である海へ輸送できる設計とする。

(4) 貯蔵設備は、燃料集合体の取扱い中に想定される落下時にも著しい使用済燃料ピット水の減少を引き起こさないように設計する。

指針 50. 燃料の臨界防止

燃料の貯蔵設備及び取扱設備は、幾何学的な安全配置又はその他の適切な手段により、想定されるいかなる場合でも、臨界を防止できる設計であること。

適合のための設計方針

新燃料貯蔵庫中の新燃料ラックは、燃料集合体の間隔を十分にとり、設備容量分の燃料を収容しても実効増倍率は、0.95（解析上の不確定さを含む。以下同じ。）以下であるように設計する。

使用済燃料ピット中の使用済燃料ラックは、燃料集合体の間隔を十分にとり、設備容量分の燃料を収容しても実効増倍率は、0.98（解析上の不確定さを含む。以下同じ。）以下であるように設計する。

1.11.5.3 安全機能の重要度分類

第1.11.5.1表に示す構築物、系統及び機器の安全機能の相対的重要度を、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、次のように定め、これらの機能を果たすべき構築物、系統及び機器を適切に設計する。

1.11.5.3.1 安全上の機能別重要度分類

安全機能を有する構築物、系統及び機器を、それが果たす安全機能の性質に応じて、次の２種に分類する。

(1) その機能の喪失により、原子炉施設を異常状態に陥れ、もって一般公衆ないし従事者に過度の放射線被ばくを及ぼすおそれのあるもの（異常発生防止系。以下「ＰＳ」という。）。

(2) 原子炉施設の異常状態において、この拡大を防止し、又はこれを速やかに収束せしめ、もって一般公衆ないし従事者に及ぼすおそれのある過度の放射線被ばくを防止し、又は緩和する機能を有するもの（異常影響緩和系。以下「ＭＳ」という。）。

また、ＰＳ及びＭＳのそれぞれに属する構築物、系統及び機器を、その有する安全機能の重要度に応じ、それぞれクラス１、クラス２及びクラス３に分類する。それぞれのクラスの呼称は第1.11.5.2 表に掲げるとおりとする。

上記に基づく構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度分類を第 1.11.5.3 表に示す。

なお、各クラスに属する構築物、系統及び機器の基本設計ないし基本的設計方針は、確立された設計、建設及び試験の技術並びに運転管理により、安全機能確保の観点から、次に掲げる基本的目標を達成できるようにする。

a. クラス１：合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

b. クラス２：高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

c. クラス３：一般の産業施設と同等以上の信頼性を確保し、かつ、

維持すること。

1.11.5.3.2 分類の適用の原則

構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度を具体的に分類するにあたっては、原則として次のとおりとする。

(1) 安全機能を直接果たす構築物、系統及び機器（以下「当該系」という。）が、その機能を果たすために直接又は間接に必要とする構築物、系統及び機器（以下「関連系」という。）の範囲と分類は、次の各号に掲げるところによるものとする。

a. 当該系の機能遂行に直接必要となる関連系は、当該系と同位の重要度を有するものとみなす。

b. 当該系の機能遂行に直接必要はないが、その信頼性を維持し、又は担保するために必要な関連系は、当該系より下位の重要度を有するものとみなす。ただし、当該系がクラス３であるときは、関連系はクラス３とみなす。

(2) 一つの構築物、系統及び機器が、二つ以上の安全機能を有するときは、果たすべきすべての安全機能に対する設計上の要求を満足するようにする。

(3) 安全機能を有する構築物、系統又は機器は、これら二つ以上のものの間において、又は安全機能を有しないものとの間において、その一方の運転又は故障等により、同位ないし上位の重要度を有する他方に期待される安全機能が阻害され、もって原子炉施設の安全が損なわれることのないように、機能的隔離及び物理的分離を適切に考慮する。

(4) 重要度の異なる構築物、系統又は機器を接続するときは、下位の重要度のものに上位の重要度のものと同等の設計上の要求を課すか、又は上位の重要度のものと同等の隔離装置等によって、下位の重要度のものの故障等により上位の重要度のものの安全機能が損なわれないように、適切な機能的隔離が行われるよう考慮する。

第 1.11.5.1 表　安全上の機能別重要度分類を行う構築物、系統及び機器

（平成 15 年 7 月 28 日原子炉設置変更許可申請分）

構築物、系統及び機器
燃　料　集　合　体

第 1.11.5.2 表　安全上の機能別重要度分類

（平成 15 年 7 月 28 日原子炉設置変更許可申請分）

機能による分類 ／ 重要度による分類		安全機能を有する構築物、系統及び機器		安全機能を有しない構築物、系統及び機器
		異常の発生防止の機能を有するもの（ＰＳ）	異常の影響緩和の機能を有するもの（ＭＳ）	
安全に関連する構築物、系統及び機器	ｸﾗｽ１ ｸﾗｽ２ ｸﾗｽ３	ＰＳ－１ ＰＳ－２ ＰＳ－３	ＭＳ－１ ＭＳ－２ ＭＳ－３	
安全に関連しない構築物、系統及び機器				安全機能以外の機能のみを行うもの

第 1.11.5.3 表　本原子炉施設の安全上の機能別重要度分類

（平成 15 年 7 月 28 日原子炉設置変更許可申請分）

分　類		定　　義	機　　能	構築物､系統又は機器	特記すべき関連系
異常発生防止系	ＰＳ－１	その損傷又は故障により発生する事象によって (a) 炉心の著しい損傷、又は (b) 燃料の大量の破損を引き起こすおそれのある構築物、系統及び機器	炉心形状の維持機能	燃料集合体（ただし、燃料を除く。）	－
	ＰＳ－３	原子炉冷却材中放射性物質濃度を通常運転に支障のない程度に低く抑える構築物、系統及び機器	核分裂生成物の原子炉冷却材中への放散防止機能	燃料被覆管	－

1.11.6 原子炉設置変更許可申請（平成 20 年 8 月 12 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.6.1 安全設計の基本方針

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下、「原子炉等規制法」という。）、「電気事業法」等の関係法令の要求を満足するとともに、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」等に適合する構造とする。

1.11.6.2 「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成 13 年 3 月 29 日改訂）」に対する適合

今回の原子炉設置変更許可申請に係る原子炉施設は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針（平成13年3月29日改訂）」のうち以下の指針に十分適合するように設計する。各指針に対する適合のための設計方針は次のとおりである。

指針 27. 電源喪失に対する設計上の考慮

原子炉施設は、短時間の全交流動力電源喪失に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できる設計であること。

適合のための設計方針

(1) 本原子炉施設の所内動力用電源は、外部電源として電力系統に接続されている 275kV 送電線 2 回線及び 77kV 送電線 1 回線のほかに、非常用所内電源としてディーゼル発電機を 2 台設けており、全交流動力電源喪失は極めて少ないと考えられるが、万一全交流動力電源が喪失した場合、原子炉は自動的に停止し、蓄電池を電源として原子炉停止後の冷却時の運転監視ができる設計とする。

(2) 原子炉停止後、交流電源が回復するまでは、炉心からの核分裂生成物の崩壊熱及びその他の残留熱は 1 次冷却設備においては 1 次冷却材の自然循環、2 次冷却設備においては主蒸気安全弁の動作とタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への給水により除去し、30 分は原子炉の冷却を確保できる設計とする。

(3) 全交流動力電源喪失時安全保護系及びタービン動補助給水ポンプの作動に必要な電源は蓄電池から給電する設計とする。

指針 48. 電気系統

3. 非常用所内電源系は、多重性又は多様性及び独立性を有し、その系統を構成する機器の単一故障を仮定しても次の各号に掲げる事項を確実に行うのに十分な容量及び機能を有する設計であること。 (1) 運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく原子炉を停止し、冷却すること。 (2) 原子炉冷却材喪失等の事故時の炉心冷却を行い、かつ、原子炉格納容器の健全性並びにその他の所要の系統及び機器の安全機能を確保すること。

適合のための設計方針

3. について

非常用所内電源系のうち原子炉の安全のため常に確実なる電源を必要とする機器に対して蓄電池 2 系列を設ける設計とする。蓄電池は非常用直流母線に独立分離して接続し、外部電源系の機能喪失時に一つの系列が作動しないと仮定した場合でも、運転時の異常な過渡変化時において、燃料の許容設計限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの設計条件を超えることなく原子炉を停止し、冷却でき、あるいは、原子炉冷却材喪失等の事故時において、炉心冷却を行い、かつ、原子炉格納容器の健全性並びにその他の所要の系統及び機器の安全機能を確保するのに十分な容量及び機能を有する設計とする。

1.11.6.3 安全機能の重要度分類

第1.11.6.1表に示す構築物、系統及び機器の安全機能の相対的重要度を、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、次のように定め、これらの機能を果たすべき構築物、系統及び機器を適切に設計する。

1.11.6.3.1 安全上の機能別重要度分類

安全機能を有する構築物、系統及び機器を、それが果たす安全機能の性質に応じて、次の２種に分類する。

(1) その機能の喪失により、原子炉施設を異常状態に陥れ、もって一般公衆ないし従事者に過度の放射線被ばくを及ぼすおそれのあるもの（異常発生防止系。以下「ＰＳ」という。）。

(2) 原子炉施設の異常状態において、この拡大を防止し、又はこれを速やかに収束せしめ、もって一般公衆ないし従事者に及ぼすおそれのある過度の放射線被ばくを防止し、又は緩和する機能を有するもの（異常影響緩和系。以下「ＭＳ」という。）。

また、ＰＳ及びＭＳのそれぞれに属する構築物、系統及び機器を、その有する安全機能の重要度に応じ、それぞれクラス１、クラス２及びクラス３に分類する。それぞれのクラスの呼称は第1.11.6.2 表に掲げるとおりとする。

上記に基づく構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度分類を第 1.11.6.3 表に示す。

なお、各クラスに属する構築物、系統及び機器の基本設計ないし基本的設計方針は、確立された設計、建設及び試験の技術並びに運転管理により、安全機能確保の観点から、次に掲げる基本的目標を達成できるようにする。

a. クラス１：合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

b. クラス２：高度の信頼性を確保し、かつ、維持すること。

c. クラス３：一般の産業施設と同等以上の信頼性を確保し、かつ、

維持すること。

1.11.6.3.2 分類の適用の原則

構築物、系統及び機器の安全上の機能別重要度を具体的に分類するにあたっては、原則として次のとおりとする。

(1) 安全機能を直接果たす構築物、系統及び機器（以下、「当該系」という。）が、その機能を果たすために直接又は間接に必要とする構築物、系統及び機器（以下、「関連系」という。）の範囲と分類は、次の各号に掲げるところによるものとする。

a. 当該系の機能遂行に直接必要となる関連系は、当該系と同位の重要度を有するものとみなす。

b. 当該系の機能遂行に直接必要はないが、その信頼性を維持し、又は担保するために必要な関連系は、当該系より下位の重要度を有するものとみなす。ただし、当該系がクラス３であるときは、関連系はクラス３とみなす。

(2) 一つの構築物、系統及び機器が、二つ以上の安全機能を有するときは、果たすべきすべての安全機能に対する設計上の要求を満足するようにする。

(3) 安全機能を有する構築物、系統又は機器は、これら二つ以上のものの間において、又は安全機能を有しないものとの間において、その一方の運転又は故障等により、同位ないし上位の重要度を有する他方に期待される安全機能が阻害され、もって原子炉施設の安全が損なわれることのないように、機能的隔離及び物理的分離を適切に考慮する。

(4) 重要度の異なる構築物、系統又は機器を接続するときは、下位の重要度のものに上位の重要度のものと同等の設計上の要求を課すか、又は上位の重要度のものと同等の隔離装置等によって、下位の重要度のものの故障等により上位の重要度のものの安全機能が損なわれないように、適切な機能的隔離が行われるよう考慮する。

第 1.11.6.1 表　安全上の機能別重要度分類を行う構築物、系統及び機器

（平成 20 年 8 月 12 日原子炉設置変更許可申請分）

構築物、系統及び機器
直流電源系

第 1.11.6.2 表　安全上の機能別重要度分類

（平成 20 年 8 月 12 日原子炉設置変更許可申請分）

機能による分類 / 重要度による分類		安全機能を有する構築物、系統及び機器		安全機能を有しない構築物、系統及び機器
		異常の発生防止の機能を有するもの（ＰＳ）	異常の影響緩和の機能を有するもの（ＭＳ）	
安全に関連する構築物、系統及び機器	ｸﾗｽ１ ｸﾗｽ２ ｸﾗｽ３	ＰＳ－１ ＰＳ－２ ＰＳ－３	ＭＳ－１ ＭＳ－２ ＭＳ－３	
安全に関連しない構築物、系統及び機器				安全機能以外の機能のみを行うもの

第 1.11.6.3 表　本原子炉施設の安全上の機能別重要度分類

（平成 20 年 8 月 12 日原子炉設置変更許可申請分）

分　類		定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系
異常影響緩和系	ＭＳ－１	安全上必須なその他の構築物、系統及び機器	安全上特に重要な関連機能	直流電源系	－

1.11.7 発電用原子炉設置変更許可申請（平成 27 年 3 月 17 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.7.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第一条　適用範囲

この規則は、実用発電用原子炉及びその附属施設について適用する。

適合のための設計方針

設計基準対象施設及び重大事故等対処施設の設計及び材料の選定に当たっては、工事計画の認可、使用前検査及び施設定期検査等にも配慮して、原則として現行国内法規に基づく規格及び基準によるものとする。ただし、外国の規格及び基準による場合又は規格及び基準で一般的でないものを適用する場合には、それらの規格及び基準の適用の根拠、国内法規に基づく規格及び基準との対比並びに適用の妥当性を明らかにする。

第二条　定義

1　この規則において使用する用語は、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（以下「法」という。）において使用する用語の例による。

2　この規則において、次に掲げる用語の意義は、それぞれ当該各号に定めるところによる。

一　「放射線」とは、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和五十三年通商産業省令第七十七号。以下「実用炉規則」という。）第二条第二項第一号に規定する放射線をいう。

二　「通常運転」とは、設計基準対象施設において計画的に行われる発電用原子炉の起動、停止、出力運転、高温待機、燃料体の取替えその他の発電用原子炉の計画的に行われる運転に必要な活動をいう。

三　「運転時の異常な過渡変化」とは、通常運転時に予想される機械又は器具の単一の故障若しくはその誤作動又は運転員の単一の誤操作及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって発生する異常な状態であって、当該状態が継続した場合には発電用原子炉の炉心（以下単に「炉心」という。）又は原子炉冷却材圧力バウンダリの著しい損傷が生ずるおそれがあるものとして安全設計上想定すべきものをいう。

四　「設計基準事故」とは、発生頻度が運転時の異常な過渡変化より低い異常な状態であって、当該状態が発生した場合には発電用原子炉施設から多量の放射性物質が放出するおそれがあるものとして安全設計上想定すべきものをいう。

五　「安全機能」とは、発電用原子炉施設の安全性を確保するために必要な機能であって、次に掲げるものをいう。

イ　その機能の喪失により発電用原子炉施設に運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、これにより公衆又は従事者に放射線障害を及ぼすおそれがある機能

ロ　発電用原子炉施設の運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の拡大を防止し、又は速やかにその事故を収束させることにより、公衆又は従事者に及ぼすおそれがある放射線障害を防止し、及び放射性物質が発電用原子炉を設置する工場又は事業所（以下「工場等」という。）外へ放出されることを抑制し、又は防止する機能

六　「安全機能の重要度」とは、発電用原子炉施設の安全性の確保のために必要な安全機能の重要性の程度をいう。

七　「設計基準対象施設」とは、発電用原子炉施設のうち、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生を防止し、又はこれらの拡大を防止するために必要となるものをいう。

八　「安全施設」とは、設計基準対象施設のうち、安全機能を有するものをいう。

九　「重要安全施設」とは、安全施設のうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものをいう。

十　「工学的安全施設」とは、発電用原子炉施設の損壊又は故障その他の異常による発電用原子炉内の燃料体の著しい損傷又は炉心の著しい損傷により多量の放射性物質の放出のおそれがある場合に、これを抑制し、又は防止するための機能を有する設計基準対象施設をいう。

十一　「重大事故等対処施設」とは、重大事故に至るおそれがある事故（運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を除く。以下同じ。）又は重大事故（以下「重大事故等」と総称する。）に対処するための機能を有する施設をいう。

十二　「特定重大事故等対処施設」とは、重大事故等対処施設のうち、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより炉心の著しい損傷が発生するおそれがある場合又は炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損による工場等外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するためのものをいう。

十三　「設計基準事故対処設備」とは、設計基準事故に対処するための安全機能を有する設備をいう。

十四　「重大事故等対処設備」とは、重大事故等に対処するための機能を有する設備をいう。

十五　「重大事故防止設備」とは、重大事故等対処設備のうち、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合であって、設計基準事故対処設備の安全機能又は使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能が喪失した場合において、その喪失した機能（重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能に限る。）を代替することにより重大事故の発生を防止する機能を有する設備をいう。

十六　「重大事故緩和設備」とは、重大事故等対処設備のうち、重大事故が発生した場合において、当該重大事故の拡大を防止し、又はその影響を緩和するための機能を有する設備をいう。

十七　「多重性」とは、同一の機能を有し、かつ、同一の構造、動作原理その他の性質を有する二以上の系統又は機器が同一の発電用原子炉施設に存在することをいう。

十八　「多様性」とは、同一の機能を有する二以上の系統又は機器が、想定される環境条件及び運転状態において、これらの構造、動作原理その他の性質が異なることにより、共通要因（二以上の系統又は機器に同時に影響を及ぼすことによりその機能を失わせる要因をいう。以下同じ。）又は従属要因（単一の原因によって確実に系統又は機器に故障を発生させることとなる要因をいう。以下同じ。）によって同時にその機能が損なわれないことをいう。

十九　「独立性」とは、二以上の系統又は機器が、想定される環境条件及び運転状態において、物理的方法その他の方法によりそれぞれ互いに分離することにより、共通要因又は従属要因によって同時にその機能が損なわれないことをいう。

二十　「管理区域」とは、実用炉規則第二条第二項第四号に規定する管理区域をいう。

二十一　「周辺監視区域」とは、実用炉規則第二条第二項第六号に規定する周辺監視区域をいう。

二十二　「燃料材」とは、熱を発生させるために成形された核燃料物質をいう。

二十三　「燃料被覆材」とは、原子核分裂生成物の飛散を防ぎ、かつ、一次冷却材による侵食を防ぐために燃料材を覆う金属管をいう。

二十四　「燃料要素」とは、燃料材、燃料被覆材及び端栓からなる炉心の構成要素であって、構造上独立の最小単位であるものをいう。

二十五　「燃料要素の許容損傷限界」とは、燃料被覆材の損傷の程度であって、安全設計上許容される範囲内で、かつ、発電用原子炉を安全に運転することができる限界をいう。

二十六　「原子炉停止系統」とは、発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持するために発電用原子炉を停止する系統をいう。

二十七　「反応度制御系統」とは、通常運転時に反応度を調整する系統をいう。

二十八　「反応度価値」とは、制御棒の挿入又は引き抜き、液体制御材の注入その他の発電用原子炉の運転に伴う発電用原子炉の反応度の変化量をいう。

二十九　「制御棒の最大反応度価値」とは、発電用原子炉が臨界（臨界近傍を含む。）にある場合において、制御棒を一本引き抜くことにより炉心に生ずる反応度価値の最大値をいう。

三十　「反応度添加率」とは、発電用原子炉の反応度を調整することにより炉心に添加される単位時間当たりの反応度の量をいう。

三十一　「一次冷却材」とは、炉心において発生した熱を発電用原子炉から直接に取り出すことを主たる目的とする流体をいう。

三十二　「二次冷却材」とは、一次冷却材の熱を熱交換器により取り

出すための流体であって、蒸気タービンを駆動させることを主たる目的とする流体をいう。

三十三　「一次冷却系統」とは、炉心を直接冷却する冷却材が循環する回路をいう。

三十四　「最終ヒートシンク」とは、発電用原子炉施設において発生した熱を最終的に除去するために必要な熱の逃がし場をいう。

三十五　「原子炉冷却材圧力バウンダリ」とは、発電用原子炉施設のうち、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、圧力障壁となる部分をいう。

三十六　「原子炉格納容器」とは、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設の容器内の機械又は器具から放出される放射性物質の漏えいを防止するために設けられる容器をいう。

三十七　「原子炉格納容器バウンダリ」とは、発電用原子炉施設のうち、原子炉格納容器において想定される事象が発生した場合において、圧力障壁及び放射性物質の放出の障壁となる部分をいう。

三十八　「最高使用圧力」とは、対象とする機器又は炉心支持構造物がその主たる機能を果たすべき運転状態において受ける最高の圧力以上の圧力であって、設計上定めるものをいう。

三十九　「最高使用温度」とは、対象とする機器、支持構造物又は炉心支持構造物がその主たる機能を果たすべき運転状態において生ずる最高の温度以上の温度であって、設計上定めるものをいう。

四十　「安全保護回路」とは、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を検知し、これらの事象が発生した場合において原子炉停止系統及び工学的安全施設を自動的に作動させる設備をいう。

本申請書において用いる用語の定義は、上記当該各号の定めるところによる。

第三条　設計基準対象施設の地盤

1　設計基準対象施設は、次条第二項の規定により算定する地震力（設計基準対象施設のうち、地震の発生によって生ずるおそれがあるその安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度が特に大きいもの（以下「耐震重要施設」という。）にあっては、同条第三項に規定する基準地震動による地震力を含む。）が作用した場合においても当該設計基準対象施設を十分に支持することができる地盤に設けなければならない。 2　耐震重要施設は、変形した場合においてもその安全機能が損なわれるおそれがない地盤に設けなければならない。 3　耐震重要施設は、変位が生ずるおそれがない地盤に設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

耐震重要施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

耐震重要施設以外の設計基準対象施設については、耐震重要度分類の各クラスに応じて算定する地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

第２項について

耐震重要施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化及び揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、その安全機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

第３項について

耐震重要施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

第四条　地震による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、地震力に十分に耐えることができるものでなければならない。 2　前項の地震力は、地震の発生によって生ずるおそれがある設計基準対象施設の安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度に応じて算定しなければならない。 3　耐震重要施設は、その供用中に当該耐震重要施設に大きな影響を及ぼすおそれがある地震による加速度によって作用する地震力（以下「基準地震動による地震力」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 4　耐震重要施設は、前項の地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

設計基準対象施設は、耐震重要度分類をＳクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じて設定した地震力に対しておおむね弾性範囲の設計を行う。

なお、耐震重要度分類及び地震力については、「第２項について」に示すとおりである。

第２項について

設計基準対象施設は、地震により発生するおそれがある安全機能の喪失（地震に伴って発生するおそれがある津波及び周辺斜面の崩壊等による安全機能の喪失を含む。）及びそれに続く放射線による公衆への影響を防止する観点から、各施設の安全機能が喪失した場合の影響の相対的な程度に応じて、以下のとおり、耐震重要度分類をＳクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じた地震力を算定する。

(1) 耐震重要度分類

Ｓクラス：地震により発生するおそれがある事象に対して、原子炉を停止し、炉心を冷却するために必要な機能を持つ施設、自ら放射性物質を内蔵している施設、当該施設に直接関係しておりその機能喪失により放射性物質を外部に拡散する可能性のある施設、これらの施設の機能喪失により事故に至った場合の影響を緩和し、放射線による公衆への影響を軽減するために必要な機能を持つ施設及びこれらの重要な安全機能を支援するために必要となる施設、並びに地震に伴って発生するおそれがある津波による安全機能の喪失を防止するために必要となる施設であって、その影響が大きいもの

Ｂクラス：安全機能を有する施設のうち、機能喪失した場合の影響がＳクラスの施設と比べ小さい施設

Ｃクラス：Ｓクラスに属する施設及びＢクラスに属する施設以外の一般産業施設又は公共施設と同等の安全性が要求される施設

(2) 地震力

上記(1)のＳクラスの施設（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物を除く。）、Ｂクラス及びＣクラスの施設に適用する地震力は以下のとおり算定する。

なお、Ｓクラスの施設については、弾性設計用地震動Sdによる地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力を適用する。

a. 静的地震力

静的地震力は、Ｓクラス、Ｂクラス及びＣクラスの施設に適用することとし、それぞれ耐震重要度分類に応じて次の地震層せん断力係数Ｃ$_i$及び震度に基づき算定する。

(a) 建物・構築物

水平地震力は、地震層せん断力係数Ｃ$_i$に、次に示す施設の耐震

重要度分類に応じた係数を乗じ、さらに当該層以上の重量を乗じて算定するものとする。

Ｓクラス　3.0

Ｂクラス　1.5

Ｃクラス　1.0

ここで、地震層せん断力係数C_iは、標準せん断力係数C_0を0.2以上とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮して求められる値とする。

Ｓクラスの施設については、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。鉛直地震力は、震度0.3以上を基準とし、建物・構築物の振動特性及び地盤の種類等を考慮して求めた鉛直震度より算定するものとする。ただし、鉛直震度は高さ方向に一定とする。

(b) 機器・配管系

耐震重要度分類の各クラスの地震力は、上記(a)に示す地震層せん断力係数C_iに施設の耐震重要度分類に応じた係数を乗じたものを水平震度とし、当該水平震度及び上記(a)の鉛直震度をそれぞれ20%増しとした震度より求めるものとする。

なお、Ｓクラスの施設については、水平地震力と鉛直地震力は同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。ただし、鉛直震度は高さ方向に一定とする。

b. 弾性設計用地震動 Sd による地震力

弾性設計用地震動Sdによる地震力は、Ｓクラスの施設に適用する。

弾性設計用地震動Sdは、「添付書類六　4.地震」に示す基準地震動Ssに工学的判断から求められる係数を乗じて設定する。具体的には工学的判断によりSs-2～24に対して係数0.5を乗じた地震動、応答スペクトルに基づく地震動評価による基準地震動Ss-1に対してはさらに余裕を見込み、係数0.52を乗じた地震動を弾性設計用地震動Sdとして設定する。

また、弾性設計用地震動Sdによる地震力は、水平２方向及び鉛直

方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

なお、Ｂクラスの施設のうち、共振のおそれのある施設については、弾性設計用地震動Sdに2分の1を乗じた地震動によりその影響についての検討を行う。当該地震動による地震力は水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせて算定するものとする。

第３項について

耐震重要施設（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物を除く。）については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、敷地及び敷地周辺の地質・地質構造、地盤構造並びに地震活動性等の地震学及び地震工学的見地から想定することが適切な地震動、すなわち「添付書類六 4.地震」に示す基準地震動Ssによる地震力に対して、安全機能が損なわれない設計とする。

また、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物については、基準地震動 Ss による地震力に対して、それぞれの施設及び設備に要求される機能が保持できる設計とする。

基準地震動Ssによる地震力は、基準地震動Ssを用いて、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

なお、耐震重要施設が、耐震重要度分類の下位のクラスに属する施設の波及的影響によって、その安全機能へ影響がないことを確認する。

第４項について

耐震重要施設については、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して、安全機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

第五条　津波による損傷の防止

設計基準対象施設は、その供用中に当該設計基準対象施設に大きな影響を及ぼすおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

基準津波は、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、波源海域から敷地周辺までの海底地形、地質構造、地震活動性等の地震学的見地から想定することが適切なものとして策定する。

入力津波は基準津波の波源から各施設・設備の設置位置において算定される時刻歴波形として設定する。

耐津波設計としては、以下の方針とする。

(1) 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等から施設へ流入させない設計とする。

(2) 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する設計とする。

(3) (1)(2)に規定するもののほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、基準津波によ

る水位の低下に対して、海水ポンプが機能保持でき、かつ冷却に必要な海水が確保できる設計とする。また、基準津波による水位変動に伴う砂の移動・堆積及び漂流物に対して海水ポンプ室の通水性が確保でき、かつ取水口からの砂の混入に対して海水ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 津波防護施設及び浸水防止設備については、入力津波（施設の津波に対する設計を行うために、津波の伝播特性、浸水経路等を考慮して、それぞれの施設に対して設定するものをいう。以下同じ。）に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また、津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計に当たっては、地震による敷地の隆起・沈降、地震（本震及び余震）による影響、津波の繰返しの襲来による影響及び津波による二次的な影響（洗掘、砂移動、漂流物等）及び自然条件（積雪、風荷重等）を考慮する。

(7) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプの取水性の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

第六条　外部からの衝撃による損傷の防止

1　安全施設は、想定される自然現象（地震及び津波を除く。次項において同じ。）が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。 2　重要安全施設は、当該重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により当該重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生ずる応力を適切に考慮したものでなければならない。 3　安全施設は、工場等内又はその周辺において想定される発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して安全機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

安全施設は、発電所敷地で想定される自然現象（地震及び津波を除く。）が発生した場合においても安全機能を損なうことのない設計とする。ここで、発電所敷地で想定される自然現象に対して、安全施設が安全機能を損なわないために必要な安全施設以外の施設又は設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。また、発電所敷地で想定される自然現象又はその組合せに遭遇した場合において、自然現象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件を考慮する。

自然現象を網羅的に抽出するために、国内外の基準等や文献(14)~(22)に基づき事象を収集し、海外の選定基準(18)も考慮の上、敷地又はその周辺の自然環境を基に、発電所敷地で想定される自然現象を選定する。

発電所敷地で想定される自然現象は、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災又は高潮である。また、これらの自然現象による影響は、関連して発生する可能性がある自然現象及び敷地周辺地域で得られる過去の記録等を考慮

し決定する。

以下にこれら自然現象に対する設計方針を示す。

(1) 洪水

美浜発電所周辺地域における河川としては、美浜発電所敷地東方向約1.5kmに落合川があるが、美浜発電所は落合川とは入り江を挟んだ対岸に立地している。

敷地の地形及び表流水の状況から判断して、敷地が洪水による被害を受けることはない。

(2) 風（台風）

敷地付近で観測された最大瞬間風速は、敦賀特別地域気象観測所での観測記録（1909年～2012年）によれば、41.9m/s（1961年9月16日）である。

安全施設は、風荷重を建築基準法に基づき設定し、それに対し機械的強度を有することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(3) 竜巻

安全施設は、最大風速100m/sの竜巻が発生した場合においても、竜巻による風圧力による荷重、気圧差による荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重等に対して安全機能を損なわないために、飛来物の発生防止対策及び竜巻防護対策を行う。

a. 飛来物の発生防止対策

竜巻により発電所構内の資機材等が飛来物となり、竜巻防護施設が安全機能を損なわないために、以下の対策を行う。

・飛来物となる可能性のあるものを固縛、建屋内収納又は撤去する。

・車両の入構の制限、竜巻の襲来が予想される場合の車両の退避又は固縛を行う。

b. 竜巻防護対策

固縛等による飛来物の発生防止対策ができないものが飛来し、安全施設が安全機能を損なわないために、以下の対策を行う。

・竜巻防護施設を内包する施設及び竜巻飛来物防護対策設備により、竜巻防護施設を防護し構造健全性を維持し安全機能を損なうことの

ない設計とする。

・竜巻防護施設の構造健全性が維持できない場合には、代替設備又は予備品の確保、損傷した場合の取替え又は補修が可能な設計とすることにより安全機能を損なうことのない設計とする。

竜巻の発生に伴い、雹の発生が考えられるが、雹による影響は竜巻防護設計にて想定している設計飛来物の影響に包絡される。

さらに、竜巻の発生に伴い、雷の発生も考えられるが、雷は電気的影響を及ぼす一方、竜巻は機械的影響を及ぼすものであり、竜巻と雷が同時に発生するとしても個別に考えられる影響と変わらないことから、各々の事象に対して安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(4) 凍結

敷地付近で観測された最低気温は、敦賀特別地域気象観測所での観測記録（1897年～2012年）によれば、－10.9℃（1904年1月27日）である。

安全施設は、凍結に対して、上記最低気温を考慮し、屋外機器で凍結のおそれのあるものに保温等の凍結防止対策を行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(5) 降水

敷地付近で観測された日最大１時間降水量は、敦賀特別地域気象観測所での観測記録（1937年～2012年）によれば、57.9mm（1956年8月4日）である。

安全施設は、森林法に基づき観測記録を上回る降雨強度86mm/hを設定し、敷地内に構内排水施設を設けて海域に排水することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(6) 積雪

敷地付近で観測された積雪の深さの月最大値は、敦賀特別地域気象観測所での観測記録（1897年～2012年）によれば、196cm（1981年1月15日）である。

安全施設は、積雪荷重を建築基準法に基づき設定し、それに対し機

械的強度を有することにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(7) 落雷

安全施設は、発電所の雷害防止対策として、建屋等に避雷設備を設け、接地網の布設による接地抵抗の低減等の対策を行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

(8) 地滑り

地すべり地形分布図（独立行政法人防災科学技術研究所発行）及び土砂災害危険箇所図（国土交通省国土政策局発行）によると、美浜発電所周辺の地滑り地形は第1.11.7.1図に示すとおりであり、この地滑り地形の地滑りに対して、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

美浜発電所において、急傾斜地崩壊危険箇所が複数設定されており、西側の急傾斜地崩壊危険箇所の中央部に重要安全施設を内包する原子炉補助建屋等があるが、斜面の安定性を確保することにより、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。

その他の地滑り箇所については使用済燃料輸送容器保管建屋、２次系純水タンク、固体廃棄物処理建屋、固体廃棄物貯蔵庫及び蒸気発生器保管庫があるが、地滑りに対し、本原子炉施設の安全上の機能別重要度分類に応じて要求される安全機能を損なわない設計とし、構築物にあっては、相応の頑健性を有する鉄筋コンクリート造とするとともに、損傷した場合には速やかに補修を行う。また、必要に応じて放射線量を測定し、遮蔽等の運用上の措置を講じる。

(9) 火山の影響

安全施設は、火山事象が発生した場合においても安全機能を損なうことのない設計とする。

将来の活動可能性が否定できない火山について、運用期間中の噴火規模を考慮し、発電所の安全機能に影響を及ぼし得る火山事象を抽出した結果、「添付書類六 7.火山」に示すとおり該当する火山事象は降下火砕物のみであり、地質調査結果に文献調査結果も参考にして、

美浜発電所の敷地において考慮する火山事象としては、最大層厚10cm、粒径1mm以下、密度0.7g/cm^3（乾燥状態）～1.5g/cm^3（湿潤状態）の降下火砕物を考慮する。

降下火砕物による直接的影響及び間接的影響のそれぞれに対し、安全機能を損なわないよう以下の設計とする。

a. 直接的影響に対する設計

安全施設は、直接的影響である降下火砕物の構造物への静的負荷に対して安全裕度を有する設計とすること、水循環系の閉塞に対して狭隘部等が閉塞しない設計とすること、換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（閉塞）に対して降下火砕物が侵入しにくい設計とすること、水循環系の内部における磨耗及び換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（磨耗）に対して磨耗しにくい設計とすること、構造物の化学的影響（腐食）、水循環系の化学的影響（腐食）及び換気系、電気系及び計装制御系に対する化学的影響（腐食）に対して短期での腐食が発生しない設計とすること、発電所周辺の大気汚染に対して中央制御室の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さらに外気を遮断できる設計とすること、絶縁低下に対して空気を取り込む機構を有する計装盤の設置場所の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さらに外気を遮断できる設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、安全施設は、降下火砕物の除去や換気空調設備外気取入口のフィルタの点検、清掃や取替、ストレーナの洗浄、換気空調系の閉回路循環運転、必要な保守管理等により安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 間接的影響に対する設計

安全施設は、降下火砕物の間接的影響である7日間の外部電源喪失、発電所外での交通の途絶によるアクセス制限事象に対し、原子炉の停止、並びに停止後の原子炉及び使用済燃料ピットの冷却に係る機能を担うために必要となる電源の供給が燃料油貯蔵タンク及びディーゼル発電機により継続でき、安全機能を損なうことのない設計とする。

(10) 生物学的事象

生物学的事象に対して、クラゲ等の海生生物の発生、小動物の侵入を考慮する。

安全施設は、クラゲ等の海生生物の発生に対して、原子炉補機冷却海水設備に除塵装置を設け、また、小動物の侵入に対して、屋外装置の端子箱貫通部等にシールを行うことにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

除塵装置を通過する貝等の海生生物については、海水ストレーナや復水器細管洗浄装置により、１次系冷却水クーラや復水器等への影響を防止する。さらに、定期的に開放点検、清掃をできるよう点検口等を設ける設計とする。

(11) 森林火災

森林火災については、過去10年間の気象条件を調査し、発電所から直線距離で10kmの間に発火点を設定し、ＦＡＲＳＩＴＥを用いて影響評価を実施し、評価上必要とされる防火帯幅16.2mに対し、18m以上の防火帯幅を確保すること等により安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、ばい煙発生時の二次的影響に対して、外気を取り入れる空調系統、外気を設備内に取り込む機器及び室内の空気を取り込む機器に分類し、影響評価を行い、必要な場合は対策を実施することで安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(12) 高潮

敦賀検潮所における観測記録（1976年～2012年）によれば、過去最高潮位はT.P.（東京湾平均海面）＋0.95m（1998年9月22日；台風７号）である。

安全施設は、敷地高さ（T.P.＋3.5m以上）に設置し、高潮により安全機能を損なうことのない設計とする。

自然現象の組合せについては、発電所敷地で想定される自然現象（地震及び津波を除く。）から、敷地の地形等から判断して被害を受けない

と評価した洪水及び津波に包絡される高潮を除いた事象に、地震及び津波を加え、網羅的に組み合わせる。

組合せの評価に当たっては、各々の自然現象の設計に包絡されること、同時に発生するとは考えられないこと、又は与える影響が自然現象を重ね合わせることで各々の自然現象が与える影響より緩和されることといった観点から評価する。

なお、発生頻度が高い風（台風）、積雪、降水又は凍結については、降水及び積雪、並びに降水及び凍結の組合せは同時に発生するとは考えられない、又は各々の影響より緩和されることを考慮し、風（台風）及び降水の組合せ、並びに風（台風）、積雪及び凍結の組合せをあらかじめ想定する。また、組合せの評価のうち、「第四条 地震による損傷の防止」及び「第五条 津波による損傷の防止」において考慮する事項は、各々の条項で考慮する。

上記の考えを基に組合せの評価を行った結果、考慮が必要とされた風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せに対しては、安全施設の安全機能を損なうことのない設計とする。その他の組合せに対しては、安全施設の安全機能を損なうことがないことを確認した。

第２項について

重要安全施設は、当該重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により当該重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生じる応力を、それぞれの因果関係及び時間的変化を考慮して、適切に組み合わせて設計する。

なお、過去の記録及び現場調査の結果を参考にして、必要のある場合には、異種の自然現象を重畳させるものとする。

重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象は、第１項において選定した自然現象に含まれる。また、重要安全施設を含む安全施設は、第１項において選定した自然現象又はその組合せにより、安全機能を損なうことのない設計とする。安全機能が損なわれなければ設計基準事故に至らないため、重要安全施設に大きな影響を及

ぼすおそれがあると想定される自然現象又はその組合せと設計基準事故に因果関係はない。

したがって、因果関係の観点からは、重要安全施設に大きな影響を及ぼすおそれがあると想定される自然現象により重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生じる応力を組み合わせる必要はなく、重要安全施設は、各々の事象に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、重要安全施設は、設計基準事故の影響が及ぶ期間に発生すると考えられる自然現象により当該重要安全施設に作用する衝撃及び設計基準事故時に生じる応力を適切に考慮する設計とする。

第３項について

安全施設は、発電所敷地又はその周辺において想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して安全機能を損なうことのない設計とする。

ここで、発電所敷地又はその周辺において想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものに対して、安全施設が安全機能を損なわないために必要な安全施設以外の施設又は設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。

想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものを網羅的に抽出するために国内外の基準等や文献[14]~[25]に基づき事象を収集し、海外の選定基準[18]も考慮の上、敷地及び敷地周辺の状況を基に、設計上考慮すべき事象を選定する。

発電所敷地又はその周辺で想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものは、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害である。

(1) 飛来物（航空機落下）

原子炉施設への航空機落下確率については「実用発電用原子炉施設

への航空機落下確率の評価基準について」（平成14･07･29原院第4号（平成14年7月30日原子力安全・保安院制定））等に基づき評価した結果、約3.9×10^{-8}回／炉・年であり、防護設計の要否を判断する基準である10^{-7}回／炉・年を超えない。

したがって、航空機落下による機械的荷重を考慮する必要はなく、航空機落下により安全施設が安全機能を損なうことはない。

(2) ダムの崩壊

発電所の近くには、崩壊により発電所に影響を及ぼすようなダムはないため、ダムの崩壊による安全施設への影響については考慮する必要はない。

(3) 爆発

発電所の近くには、爆発により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設はないため、爆発による安全施設への影響については考慮する必要はない。

また、発電所敷地外10km以内の範囲において、石油コンビナート施設以外の産業施設を調査した結果、敦賀市に主要な産業施設があるが、これらの産業施設と発電所の間には山林（標高100m以上）があり、また、これらの産業施設から外部火災防護施設までの離隔距離を確保していることから、爆発による爆風圧及び飛来物の影響を受けるおそれはない。

(4) 近隣工場等の火災

a. 石油コンビナート等の施設の火災

発電所の近くには、火災により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設はないため、石油コンビナート施設の火災による安全施設への影響については考慮する必要はない。

また、発電所敷地外10km以内の範囲において、石油コンビナート施設以外の産業施設を調査した結果、敦賀市に主要な産業施設があるが、これらの産業施設と発電所の間には山林（標高100m以上）があり、また、これらの産業施設から外部火災防護施設までの離隔距離を確保していることから、火災時の輻射熱の影響を受けるおそ

れはない。

b. 発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災

発電所敷地内に存在する危険物タンク火災発生時の輻射熱による外部火災防護施設の建屋表面温度等を許容温度以下とすることにより、安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

c. 航空機墜落による火災

発電所敷地内への航空機墜落に伴う火災発生時の輻射熱による外部火災防護施設の建屋表面温度等を許容温度以下とすることにより、安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

d. 発電所港湾内に入港する船舶の火災

発電所港湾内に入港する船舶の火災発生時に輻射熱による外部火災防護施設の建屋表面温度等を許容温度以下とすることにより、安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

e. 二次的影響（ばい煙等）

発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災及び航空機墜落による火災に伴うばい煙等発生時の二次的影響に対して、外気を取り入れる空調系統、外気を設備内に取り込む機器及び室内の空気を取り込む機器に分類し、影響評価を行い、必要な場合は対策を実施することで、安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(5) 有毒ガス

発電所の敷地及び敷地周辺の状況を基に、想定される外部人為事象のうち外部火災により発生する有毒ガスの影響については、適切な防護対策を講じることで安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

外部火災による有毒ガス発生時には、居住空間へ影響を及ぼさないように外気取入ダンパを閉止等する。又は、閉回路循環運転により、建屋内への有毒ガスの侵入を阻止することで、安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

幹線道路、鉄道路線、船舶航路及び石油コンビナート等の施設による有毒ガスの影響については、発電所から離隔距離を確保することで、

安全施設が安全機能を損なうことのない設計とする。

(6) 船舶の衝突

発電所周辺の海域の船舶としては、フェリーが敦賀から苫小牧まで運航しているが、航路は発電所沖合約11kmであり距離が離れていること、また、発電所がその航路の針路上にないことから、漂流したとしても取水口に船舶が漂着するおそれはない。

また、取水口のある入り江では養殖業が行われており、小型船舶が漂流し、取水口前に侵入する可能性があるが、仮に取水口前に侵入した場合でも、取水口桟橋及びバースクリーンにより侵入経路は阻害され、取水口への侵入のおそれはない。

さらに、日本海航行中の大型タンカー等が座礁し、重油が流出した場合は、取水機能に影響を与えないようオイルフェンスを設置する。

したがって、安全施設は、船舶の衝突によって取水口が閉塞することなく安全機能を損なうことはない。

(7) 電磁的障害

安全機能を有する原子炉保護設備は、原子炉施設で発生する電磁干渉や無線電波干渉等により機能が喪失しないよう、計測制御回路を構成する原子炉保護系計器ラック及びケーブルは、日本工業規格（ＪＩＳ）等に基づき、ラインフィルタや絶縁回路の設置により、サージ・ノイズの侵入を防止するとともに、鋼製筐体や金属シールド付ケーブルの適用により電磁波の侵入を防止する設計としているため、電磁的障害により安全施設が安全機能を損なうことはない。

第七条　発電用原子炉施設への人の不法な侵入等の防止

工場等には、発電用原子炉施設への人の不法な侵入、発電用原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件が持ち込まれること及び不正アクセス行為（不正アクセス行為の禁止等に関する法律（平成十一年法律第百二十八号）第二条第四項に規定する不正アクセス行為をいう。第二十四条第六号において同じ。）を防止するための設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

原子炉施設への人の不法な侵入を防止するため、核物質防護対策として、安全施設を含む区域を設定し、人の容易な侵入を防止できる柵、鉄筋コンクリート造りの壁等の障壁によって防護して、点検、確認等を行うことにより、接近管理及び出入管理を行える設計とする。また、探知施設を設け、警報、映像監視等、集中監視するとともに、外部との通信連絡を行う設計とする。さらに、防護された区域内においても、施錠管理により、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムへの不法な接近を防止する設計とする。

原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件の持込み（ 郵便物等による発電所外からの爆破物及び有害物質の持込みを含む。）を防止するため、核物質防護対策として、持込み点検を行うことができる設計とする。

不正アクセス行為（サイバーテロを含む。）を防止するため、核物質防護対策として、原子炉施設及び特定核燃料物質の防護のために必要な設備又は装置の操作に係る情報システムが、電気通信回線を通じた不正アクセス行為を受けることがないように、当該情報システムに対する外部からのアクセスを遮断する設計とする。

第八条　火災による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、火災により発電用原子炉施設の安全性が損なわれないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、早期に火災発生を感知する設備（以下「火災感知設備」という。）及び消火を行う設備（以下「消火設備」といい、安全施設に属するものに限る。）並びに火災の影響を軽減する機能を有するものでなければならない。 2　消火設備（安全施設に属するものに限る。）は、破損、誤作動又は誤操作が起きた場合においても発電用原子炉を安全に停止させるための機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

設計基準対象施設は、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのないよう、火災発生防止、火災感知及び消火並びに火災の影響軽減の措置を講じるものとする。

(1) 火災発生防止

潤滑油等の発火性又は引火性物質を内包する機器は、漏えいを防止する構造とする。万一、潤滑油等が漏えいした場合に、漏えいの拡大を防止する堰等を設ける設計とする。

安全機能を有する構築物、系統及び機器は、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性材料又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備を設けるとともに、安全上の重要度に応じた耐震設計を行う。

(2) 火災の感知及び消火

安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とする。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器が設置される火災区域又は火災区画並びに放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器が設置される火災区域であって、火災発生時に煙の充満、放射線の影響により消火活動が困難なところには、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器相互の系統分離を行うために設けられた火災区域又は火災区画に設置する自動消火設備は、系統分離に応じた独立性を備えた設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できる設計とする。

(3) 火災の影響軽減

火災防護対象機器等については、以下に示す火災の影響軽減のための対策を講じた設計とする。

原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器を設置する火災区域については、3時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である150mm[(2)]以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により3時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁によって他の火災区域から分離する設計とする。

火災防護対象機器等は、以下に示すいずれかの要件を満たす設計とする。

a. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間が 3 時間以上の耐火能力を有する隔壁等で分離されていること。

b. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間の水平距離が 6m 以上あり、かつ、火災感知設備及び自動消火設備が当該火災区域又は火災区画に設置されていること。この場合、水平距離間には仮置きするものを含め可燃性物質が存在しないこと。

c. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間が 1 時間の耐火能力を有する隔壁等で分離されており、かつ、火災感知設備及び自動消火設備が当該火災区画に設置されていること。

放射性物質の貯蔵、かつ、閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器が設置される火災区域については、3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁によって他の火災区域から分離された設計とする。

第 2 項について

消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置を考慮した設計等を行うことにより、原子炉を安全に停止させるための機能を損なうことのない設計とする。

第九条　溢水による損傷の防止等

1　安全施設は、発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。 2　設計基準対象施設は、発電用原子炉施設内の放射性物質を含む液体を内包する容器又は配管の破損によって当該容器又は配管から放射性物質を含む液体があふれ出た場合において、当該液体が管理区域外へ漏えいしないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

安全施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

そのために、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計とする。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計とする。さらに使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

なお、原子炉施設内における溢水として、原子炉施設内に設置された機器及び配管の破損（地震起因を含む。）、消火水系（スプリンクラーを含む。）等の作動又は使用済燃料ピットのスロッシングにより発生した溢水を考慮する。

第２項について

設計基準対象施設は、原子炉施設内の放射性物質を含む液体を内包する容器又は配管の破損によって当該容器又は配管から放射性物質を含む液体があふれ出た場合において、当該液体が管理区域外へ漏えいしない設計とする。

第十条　誤操作の防止

1　設計基準対象施設は、誤操作を防止するための措置を講じたものでなければならない。 2　安全施設は、容易に操作することができるものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

運転員の誤操作を防止するため、盤の配置、操作器等の操作性に留意するとともに、状態表示及び警報表示により原子炉施設の状態が正確、かつ迅速に把握できる設計とする。また、保守管理において誤りが生じにくいよう留意した設計とする。

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故発生後、ある時間までは運転員の操作を期待しなくとも必要な安全機能が確保される設計とする。

第２項について

原子炉施設の事故の対応操作に必要な各種指示計、原子炉を安全に停止するために必要な原子炉保護設備及び工学的安全施設関係の制御盤は、中央制御室に集中して設ける設計とする。

また、中央制御盤は盤面機器及び盤面表示（操作器、指示計、警報）をシステムごとにグループ化した配列及び色分けによる識別や操作器のコード化（色、形状、大きさ等の視覚的要素での識別）等を行うことで、通常運転、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故時において運転員の誤操作を防止するとともに容易に操作することができる設計とする。

当該操作が必要となる理由となった事象が有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件及び原子炉施設で有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件（地震、内部火災、内部溢水、外部電源喪失及び外部火災に伴うばい煙や有毒ガス、降下火砕物）を想定しても、運転員が運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対応するための設備を中央制御室において容易に操作することができる設計とするとともに、現

場操作についても設計基準事故時に操作が必要な箇所は環境条件を想定し、容易に操作することができる設計とする。

（地震）

中央制御室及び中央制御盤は、原子炉補助建屋（耐震Ｓクラス）内に設置し、基準地震動による地震力に対し必要となる機能が喪失しない設計とする。また、中央制御室内に設置する中央制御盤等は床等に固定することにより、運転操作に影響を与えず容易に操作できる設計とする。さらに、運転員机、運転コンソールに手摺を設置し、地震発生時における運転員の安全確保及び運転コンソールの操作器への誤接触を防止できる設計とする。

現場操作については、操作対象設備が基準地震動による地震力に対して機能喪失せず、現場操作場所へのアクセスルートも確保される設計とする。

（内部火災）

中央制御室に消火器を設置するとともに、火災が発生した場合の運転員の対応を規定類に定め、運転員による速やかな消火を行うことで運転操作に影響を与えず容易に操作することができる設計とする。また、安全系ＶＤＵ盤内で火災が発生した場合には、盤内の煙感知器により火災を感知し、常駐する運転員が消火器による消火を行うことを規定類に定めることで速やかな消火を可能とし、容易に操作することができる設計とする。なお、念のため、安全系ＶＤＵ盤に隣接する盤についても、火災を早期に感知するため、煙感知器を設置する。

現場操作が必要となる対象設備は、「1.5.1 設計基準対象施設の火災防護に関する基本方針」による設計とすることで、火災発生防止、火災感知及び消火並びに火災の影響軽減の措置を講じ、容易に操作することができる設計とする。

（内部溢水）

中央制御室周りには、地震時に溢水源となる機器を設けない設計とする。なお、中央制御室周りの消火作業については、中央制御室に影響を与えない消火方法とすることにより、溢水による影響を与えず、中央制

御室にて容易に操作することができる設計とする。

現場操作が必要となる対象設備は、「1.6 溢水防護に関する基本方針」による設計とすることで、溢水が発生した場合においても安全機能を損なわず、容易に操作することができる設計とする。

(外部電源喪失)

地震、竜巻・風（台風)、積雪、落雷、外部火災、降下火砕物の降下に伴い外部電源が喪失した場合には、ディーゼル発電機が起動することにより操作に必要な照明用電源を確保し、容易に操作することができる設計とする。また、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間においても、蓄電池内蔵の照明設備又は可搬型の作業用照明により中央制御室における運転操作に必要な照明を確保し、容易に操作することができる設計とする。

現場操作が必要となる対象設備は「10.11 安全避難通路等」による設計とすることで必要な照明を確保し、容易に操作することができる設計とする。

(ばい煙等による操作環境の悪化)

外部火災によるばい煙や有毒ガス及び降下火砕物による中央制御室内の操作環境の悪化に対しては、中央制御室換気設備を閉回路循環運転とし、外気を遮断することにより運転操作に影響を与えず容易に操作することができる設計とする。

建屋内の現場操作に対しては、換気設備を停止することにより外気を遮断し、運転操作に影響を与えず容易に操作することができる設計とする。

さらに、その他の安全施設の操作等についても、プラントの安全上重要な機能に障害をきたすおそれのある機器・弁や外部環境に影響を与えるおそれのある現場弁等に対して、色分けによる識別管理を行い操作を容易にするとともに、施錠管理により誤操作を防止する設計とする。

第十一条　安全避難通路等

発電用原子炉施設には、次に掲げる設備を設けなければならない。

一　その位置を明確かつ恒久的に表示することにより容易に識別できる安全避難通路

二　照明用の電源が喪失した場合においても機能を損なわない避難用の照明

三　設計基準事故が発生した場合に用いる照明（前号の避難用の照明を除く。）及びその専用の電源

適合のための設計方針

第１項第１号について

原子炉施設の建屋内には数箇所避難階段を設置し、それらに通じる避難通路を設ける。また、中央制御室、避難通路等には必要に応じて、標識並びに非常灯及び誘導灯を設け、その位置を明確かつ恒久的に表示することにより容易に識別できる設計とする。

第１項第２号について

非常灯及び誘導灯は、灯具に蓄電池を内蔵し、照明用の電源が喪失した場合においても機能を損なわない設計とする。

第１項第３号について

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として、避難用の照明とは別に作業用照明を設置する設計とする。

作業用照明は、外部電源喪失時及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの間においても点灯できるよう、専用の内蔵電池を備える。この作業用照明は、プラント停止・冷却操作、監視等の操作が必要となる中央制御室、中央制御室退避時に必要な操作を行う中央制御室外原子炉停止盤、設計基準事故が発生した場合に現場操作の可能性のある主蒸気ヘッダ室、原子炉補機冷却水設備トレン分離操作箇所、全交流動力電源喪失

発生時に復旧対応が必要となるスイッチギヤ室等及びこれらへのアクセスルート（以下「中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等」という。）に設置することにより、昼夜、場所を問わず作業が可能な設計とする。

設計基準事故に対応するための操作が必要な場所は、作業用照明が設置されており作業が可能である。なお、現場作業の緊急性との関連において、仮設照明の準備に時間的猶予がある場合の対応を考慮し、初動操作に対応する運転員が常時滞在している中央制御室等に懐中電灯等の可搬型照明を配備する。

第十二条　安全施設

1　安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、安全機能が確保されたものでなければならない。 2　安全機能を有する系統のうち、安全機能の重要度が特に高い安全機能を有するものは、当該系統を構成する機械又は器具の単一故障（単一の原因によって一つの機械又は器具が所定の安全機能を失うこと（従属要因による多重故障を含む。）をいう。以下同じ。）が発生した場合であって、外部電源が利用できない場合においても機能できるよう、当該系統を構成する機械又は器具の機能、構造及び動作原理を考慮して、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保するものでなければならない。 3　安全施設は、設計基準事故時及び設計基準事故に至るまでの間に想定される全ての環境条件において、その機能を発揮することができるものでなければならない。 4　安全施設は、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものでなければならない。 5　安全施設は、蒸気タービン、ポンプその他の機器又は配管の損壊に伴う飛散物により、安全性を損なわないものでなければならない。 6　重要安全施設は、二以上の発電用原子炉施設において共用し、又は相互に接続するものであってはならない。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用し、又は相互に接続することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合は、この限りでない。 7　安全施設（重要安全施設を除く。）は、二以上の発電用原子炉施設と共用し、又は相互に接続する場合には、発電用原子炉施設の安全性を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

安全施設は、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関

する審査指針」に基づき、それが果たす安全機能の性質に応じて分類し、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得る設計とする。

第２項について

安全機能を有する系統のうち、重要度が特に高い安全機能を有する系統については、その構造、動作原理、果たすべき安全機能の性質等を考慮し、原則として多重性のある独立した系列又は多様性のある独立した系列を設け、各系列又は各系列相互間は、離隔距離を取るか必要に応じ障壁を設ける等により、物理的に分離し、想定される単一故障及び外部電源が利用できない場合を仮定しても所定の安全機能を達成できる設計とする。

また、重要度が特に高い安全機能を有する系統において、設計基準事故が発生した場合に長時間にわたって機能が要求される静的機器のうち、アニュラス空気再循環設備のダクトの一部、安全補機室空気浄化設備及び中央制御室非常用循環設備のフィルタユニット及びダクトの一部並びに試料採取設備のうち事故時に１次冷却材をサンプリングする設備については単一設計とする。

アニュラス空気再循環設備のダクトの一部並びに安全補機室空気浄化設備のフィルタユニット及びダクトの一部については、当該設備に要求される格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能が喪失する単一故障として、想定される最も過酷な条件となる故障を、ダクトについては全周破断、フィルタユニットについてはフィルタ本体の閉塞を想定する。いずれの故障においても、単一故障による放射性物質の放出に伴う被ばくの影響を最小限に抑えるよう、安全上支障のない期間に故障を確実に除去又は修復できる設計とし、その単一故障を仮定しない。設計に当たっては、想定される故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とする。

安全上支障のない期間については、設計基準事故時に、ダクトの全周破断又はフィルタ本体の閉塞に伴う放射性物質の漏えいを考慮しても、

周辺の公衆に対する放射線被ばくのリスクが「添付書類十 3.4 環境への放射性物質の異常な放出」の評価結果と同程度であり、また、修復作業に係る被ばくが緊急時作業に係る線量限度以下とできる期間として、3 日間とする。

中央制御室非常用循環設備のフィルタユニット及びダクトの一部については、当該設備に要求される原子炉制御室非常用換気空調機能が喪失する単一故障として、想定される最も過酷な条件となる故障を、ダクトについては全周破断、フィルタユニットについてはフィルタ本体の閉塞を想定する。いずれの故障においても、単一故障による中央制御室の運転員の被ばくの影響を最小限に抑えるよう、安全上支障のない期間に故障を確実に除去又は修復できる設計とし、その単一故障を仮定しない。設計に当たっては、想定される単一故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とする。

安全上支障のない期間については、設計基準事故時に、ダクトの全周破断又はフィルタ本体の閉塞に伴う放射性物質の漏えいを考慮しても、中央制御室の運転員の被ばく量は緊急作業時における線量限度に対して十分な裕度を確保でき、また、修復作業に係る被ばくが緊急時作業に係る線量限度以下とできる期間として、3 日間とする。

試料採取設備のうち事故時に 1 次冷却材をサンプリングする設備については、当該設備に要求される事故時の原子炉の停止状態の把握機能が単一故障によって喪失しても、他の系統を用いてその機能を代替できる設計とし、当該設備に対する多重性の要求は適用しない。設計に当たっては、格納容器再循環サンプ水位の確認により、事故時の再循環水のほう素濃度が未臨界ほう素濃度以上であることを確認でき、原子炉が停止状態にあることを把握できる設計とする。

なお、アニュラス空気再循環設備、安全補機室空気浄化設備、及び中央制御室非常用循環設備の単一設計箇所については、劣化モードに対する適切な保守管理を実施し、故障の発生を低く抑える。

第３項について

安全施設の設計条件を設定するに当たっては、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に予想又は想定される圧力、温度、放射線量等各種の条件を考慮し十分安全側の条件を与えるとともに必要に応じてそれらの変動時間、繰り返し回数等の過渡条件を設定し、材料疲労、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能な設計とする。なお、原子炉格納容器内に設置している安全上重要な機器で原子炉冷却材喪失時に必要なものは設計基準事故時の環境条件に適合する設計とする。

第４項について

安全施設は、それらの健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、必要性及びプラントに与える影響を考慮して原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる設計とする。

試験又は検査が可能な設計とする対象設備を表に示す。

表　試験又は検査が可能な設計とする対象設備

構築物、系統及び機器	設計上の考慮
反応度制御系、原子炉停止系統	試験のできる設計とする。
原子炉冷却材圧力バウンダリ	原子炉の供用期間中に試験及び検査ができる設計とする。
残留熱を除去する系統	試験のできる設計とする。
非常用炉心冷却系統	定期的に試験及び検査できるとともに、その健全性及び多重性の維持を確認するため、独立に各系の試験及び検査ができる設計とする。
最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送する系統	試験のできる設計とする。
原子炉格納容器	定期的に、所定の圧力により原子炉格納容器全体の漏えい率測定ができる設計とする。 電線、配管等の貫通部及び出入口の重要な部分の漏えい試験ができる設計とする。
隔離弁	隔離弁は定期的な動作試験が可能であり、かつ、重要な弁については漏えい試験ができる設計とする。
原子炉格納容器熱除去系	試験のできる設計とする。
原子炉格納施設雰囲気を制御する系統	試験のできる設計とする。
安全保護系	原則として原子炉の運転中に、定期的に試験ができるとともに、その健全性及び多重性の維持を確認するため、各チャンネルが独立に試験できる設計とする。
電気系統	重要度の高い安全機能に関連する電気系統は、系統の重要な部分の適切な定期的試験及び検査が可能な設計とする。
燃料の貯蔵設備及び取扱設備	安全機能を有する構築物、系統及び機器は、適切な定期的試験及び検査ができる設計とする。

第５項について

原子炉施設内部においては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する弁及び配管の破断並びに高速回転機器の破損による飛来物が想定される。

発電所内の施設についていえば、タービン・発電機等の大型回転機器に対して、その損壊によりプラントの安全を損なうおそれのある飛散物が発生する可能性を十分低く抑えるよう、機器設計、製作、品質管理及び運転管理に十分な考慮を払う。

さらに、万一蒸気タービンの破損を想定した場合でも、タービン羽根、Ｔ－Ｇカップリング、タービン・ディスク、高圧タービン・ロータ等の飛散物によって安全施設の機能が損なわれる可能性を極めて低くする設計とする。

高温高圧の流体を内包する１次冷却材管、主蒸気管及び主給水管については、その破断が安全上重要な施設の機能維持に影響を与えるおそれがあるため、材料選定、強度設計及び品質管理に十分な考慮を払う。

さらに、これに加えて安全性を高めるために、上記配管については仮想的な破断を想定し、その結果生じるかも知れない配管のむち打ち、流出流体のジェット力、周辺雰囲気の変化又は溢水等により、安全施設の機能が損なわれることのないよう配置上の考慮を払うとともに、それらの影響を低減させるための手段として、主蒸気管及び主給水管については配管ホイップレストレイントを設ける。

以上の考慮により、安全施設は安全性を損なうことのない設計とする。

第６項について

該当無し

第７項について

安全施設（重要安全施設を除く。）のうち、2 以上の原子炉施設と共用するものは、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

安全施設（重要安全施設を除く。）のうち、2 以上の原子炉施設を相

互に接続するものとして、補助蒸気連絡ライン及び２次系補給水連絡ラインが抽出される。

補助蒸気連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の補助蒸気の圧力等は同じとし、また、十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

２次系補給水連絡ラインは、１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管を相互接続するものの、通常は連絡弁を閉操作することで１号炉及び２号炉共用配管と３号炉配管は分離されることから、悪影響を及ぼすことはなく、連絡時においても、各号炉の圧力等は同じとし、また、十分な供給容量を有することで、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

第十三条　運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の拡大の防止

設計基準対象施設は、次に掲げる要件を満たすものでなければならない。

一　運転時の異常な過渡変化時において次に掲げる要件を満たすものであること。

イ　最小限界熱流束比（燃料被覆材から冷却材への熱伝達が低下し、燃料被覆材の温度が急上昇し始める時の熱流束（単位時間及び単位面積当たりの熱量をいう。以下同じ。）と運転時の熱流束との比の最小値をいう。）又は最小限界出力比（燃料体に沸騰遷移が発生した時の燃料体の出力と運転時の燃料体の出力との比の最小値をいう。）が許容限界値以上であること。

ロ　燃料被覆材が破損しないものであること。

ハ　燃料材のエンタルピーが燃料要素の許容損傷限界を超えないこと。

ニ　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力の一・一倍以下となること。

二　設計基準事故時において次に掲げる要件を満たすものであること。

イ　炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。

ロ　燃料材のエンタルピーが炉心及び原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を維持するための制限値を超えないこと。

ハ　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力の一・二倍以下となること。

ニ　原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び原子炉格納容器バウンダリにおける温度が最高使用圧力及び最高使用温度以下となること。

ホ　設計基準対象施設が工場等周辺の公衆に放射線障害を及ぼさないものであること。

適合のための設計方針

設計基準対象施設は、固有の安全性及び安全確保のために設計した設備により安全に運転できることを示すために、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対する解析及び評価を、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（平成 2 年 8 月 30 日原子力安全委員会決定）及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」（昭和 57 年 1 月 28 日原子力安全委員会決定）等に基づき実施し、要件を満足する設計とする。

第十四条　全交流動力電源喪失対策設備

発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉停止系統の動作により原子炉を安全に停止し、１次冷却系においては１次冷却材の自然循環、２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気安全弁の動作により一定時間冷却を行えるとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための工学的安全施設が動作することができるよう、制御電源の確保等これらの設備に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。

第十五条　炉心等

1　設計基準対象施設は、原子炉固有の出力抑制特性を有するとともに、発電用原子炉の反応度を制御することにより核分裂の連鎖反応を制御できる能力を有するものでなければならない。

2　炉心は、通常運転時又は運転時の異常な過渡変化時に発電用原子炉の運転に支障が生ずる場合において、原子炉冷却系統、原子炉停止系統、反応度制御系統、計測制御系統及び安全保護回路の機能と併せて機能することにより燃料要素の許容損傷限界を超えないものでなければならない。

3　燃料体、減速材及び反射材並びに炉心支持構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、停止後に炉心の冷却機能を維持できるものでなければならない。

4　燃料体及び反射材並びに炉心支持構造物、熱遮蔽材並びに一次冷却系統に係る容器、管、ポンプ及び弁は、一次冷却材又は二次冷却材の循環、沸騰その他の一次冷却材又は二次冷却材の挙動により生ずる流体振動又は温度差のある流体の混合その他の一次冷却材又は二次冷却材の挙動により生ずる温度変動により損傷を受けないものでなければならない。

5　燃料体は、通常運転時における圧力、温度及び放射線に起因する最も厳しい条件において、必要な物理的及び化学的性質を保持するものでなければならない。

6　燃料体は、次に掲げるものでなければならない。

一　通常運転時における発電用原子炉内の最高使用圧力、自重、附加荷重その他の燃料体に加わる負荷に耐えるものとすること。

二　輸送中又は取扱中において、著しい変形を生じないものとすること。

適合のための設計方針

第１項について

濃縮ウラン燃料、軽水減速、軽水冷却、加圧水型の本原子炉は、低濃縮二酸化ウラン燃料及びガドリニア入り低濃縮二酸化ウラン燃料を使用し、ドップラ係数、減速材温度係数、減速材ボイド係数及び圧力係数を総合した固有の負の反応度帰還効果を持たせることにより、固有の出力抑制特性を有する設計とする。

具体的には、原子炉は、高温状態以外で臨界としない設計とする。ドップラ係数は、急激な反応度増加があった場合でも十分な出力抑制効果を有するように、常に負になる設計とする。減速材温度係数は、高温出力運転状態で負になる設計とする。減速材ボイド係数及び圧力係数は、減速材温度係数と同様減速材密度の変化に基づく反応度係数であるが、これらによる反応度が炉心に与える効果は、通常、減速材温度の効果に比べ小さい。

これらにより、設計負荷変化及び外乱に起因する反応度変化に対しては、固有の出力抑制特性と原子炉制御設備により原子炉出力の振動が十分な減衰特性を有する設計とするとともに、急激な反応度増加に対しても、固有の出力抑制特性により十分な出力抑制効果を有する設計とする。

原子炉に固有の負の反応度帰還効果を持たせることにより、キセノンによる原子炉出力分布の空間振動のうち水平方向振動は減衰特性を有する設計とする。軸方向振動は、炉外核計装で軸方向中性子束偏差を計測することにより確実かつ容易に検出でき、制御棒クラスタを操作して、アキシャルオフセットを適正な範囲に維持することによって出力振動を抑制できる設計とする。

また、アキシャルオフセットが運転目標値から大きく逸脱した場合には、原子炉制御設備又は原子炉保護設備が作動し、出力低下あるいは原子炉トリップを行うことにより、燃料要素の許容損傷限界を超えない設計とする。

第２項について

(1) 炉心は、それに関連する１次冷却系統、反応度制御系統、原子炉停止系統、計測制御系統及び安全保護回路の機能とあいまって、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において燃料要素の許容損

傷限界を超えないように以下の基準を満足する設計とする。

a. 最小ＤＮＢＲは、許容限界値以上であること。

b. 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満であること。

すなわち、炉心設計においては、炉内出力分布が平坦になるような燃料取替方式を採用するほか、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用する。

また、計測制御系統により、原子炉運転中の炉内出力分布を監視できる設計とする。

さらに、燃料中心最高温度が二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点を超えるか又は最小ＤＮＢＲが許容限界値を下回るおそれがある場合には、安全保護回路の作動により原子炉を自動的に停止できる設計とする。

(2) 想定される反応度投入過渡事象（原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き）時においては「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に定める燃料材のエンタルピに関する燃料要素の許容損傷限界及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に定めるＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを超えることのない設計とする。

第３項について

炉心を構成する燃料要素以外の燃料体の構成要素及び原子炉容器内で炉心近辺に位置する燃料体以外の構成要素は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において想定される荷重の組合せに対し、原子炉の安全停止及び炉心の冷却を確保するために必要な構造及び強度を維持し得る設計とする。

第４項について

燃料体は、１次冷却材の挙動により生ずる流体振動により損傷を受けない設計とする。

炉心支持構造物、熱遮蔽材並びに１次冷却系統に係る容器、管、ポンプ及び弁は、１次冷却材又は２次冷却材の循環、沸騰等により生ずる流体振動又は温度差のある流体の混合等により生ずる温度変動により損傷を受けない設計とする。

第５項及び第６項第１号について

燃料体は、通常運転時における燃料要素の内外圧差、燃料要素及び他の材料の照射、負荷の変化により起こる圧力及び温度の変化、化学的効果、静的及び動的荷重、燃料材の変形、燃料要素内封入ガスの組成の変化等を考慮して、各構成要素が十分な強度を有し、その機能を保持できる設計とし、通常運転時における原子炉内の最高使用圧力、自重、附加荷重、核分裂生成物の蓄積による燃料被覆材の内圧上昇、熱応力等の荷重に耐える設計とする。

このため、燃料要素は所要の運転期間において、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に、以下の基準を満足できる設計とする。

(1) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満であること。

(2) 燃料要素内圧は、通常運転時において、燃料被覆材の外向きのクリープ変形により燃料材と燃料被覆材のギャップが増加する圧力を超えないこと。

(3) 燃料被覆材応力は、燃料被覆材の耐力以下であること。

(4) 燃料被覆材に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して1%以下であること。

(5) 累積疲労サイクルは、設計疲労寿命以下であること。

第６項第２号について

燃料体は、輸送及び取扱中に燃料体に加わる荷重に対して構成部品が十分な強度を有し、燃料体としての機能を阻害することのない設計とする。

また、輸送及び取扱いに当たっては、過度な外力がかからないよう十分な配慮をするとともに、発電所へ搬入後、健全性を確認する。

第十六条　燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設

1　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、通常運転時に使用する燃料体又は使用済燃料（以下この条において「燃料体等」という。）の取扱施設（安全施設に係るものに限る。）を設けなければならない。

一　燃料体等を取り扱う能力を有するものとすること。

二　燃料体等が臨界に達するおそれがないものとすること。

三　崩壊熱により燃料体等が溶融しないものとすること。

四　使用済燃料からの放射線に対して適切な遮蔽能力を有するものとすること。

五　燃料体等の取扱中における燃料体等の落下を防止できるものとすること。

2　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、燃料体等の貯蔵施設（安全施設に属するものに限る。以下この項において同じ。）を設けなければならない。

一　燃料体等の貯蔵施設は、次に掲げるものであること。

イ　燃料体等の落下により燃料体等が破損して放射性物質の放出により公衆に放射線障害を及ぼすおそれがある場合において、放射性物質の放出による公衆への影響を低減するため、燃料貯蔵設備を格納するもの及び放射性物質の放出を低減するものとすること。

ロ　燃料体等を必要に応じて貯蔵することができる容量を有するものとすること。

ハ　燃料体等が臨界に達するおそれがないものとすること。

二　使用済燃料の貯蔵施設（使用済燃料を工場等内に貯蔵する乾式キャスク（以下「キャスク」という。）を除く。）にあっては、前号に掲げるもののほか、次に掲げるものであること。

イ　使用済燃料からの放射線に対して適切な遮蔽能力を有するものとすること。

ロ　貯蔵された使用済燃料が崩壊熱により溶融しないものであって、最終ヒートシンクへ熱を輸送できる設備及びその浄化系を有するものとすること。

ハ　使用済燃料貯蔵槽（安全施設に属するものに限る。以下この項及び次項において同じ。）から放射性物質を含む水があふれ、又は漏れないものであって、使用済燃料貯蔵槽から水が漏えいした場合において水の漏えいを検知することができるものとすること。

ニ　燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能が損なわれないものとすること。

3　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、使用済燃料貯蔵槽の水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量を測定できる設備を設けなければならない。

一　使用済燃料貯蔵槽の水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量の異常を検知し、それを原子炉制御室に伝え、又は異常が生じた水位及び水温を自動的に制御し、並びに放射線量を自動的に抑制することができるものとすること。

二　外部電源が利用できない場合においても温度、水位その他の発電用原子炉施設の状態を示す事項（以下「パラメータ」という。）を監視することができるものとすること。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉補助建屋内１号、２号及び３号炉共用の燃料体等の取扱設備は、新燃料の搬入から使用済燃料の搬出までの取扱いを安全かつ確実に行うことができるように、次の方針により設計する。

第１項第１号について

燃料取扱設備は、新燃料の搬入から使用済燃料の搬出までの取扱いにおいて、燃料取替クレーン、燃料移送装置、使用済燃料ピットクレーン等を連携し、当該燃料を搬入、搬出又は保管できる設計とする。

第１項第２号について

燃料取扱設備は、燃料体等を一体ずつ取り扱う構造とし、臨界を防止する設計とする。

第１項第３号について

燃料体等（新燃料を除く。）の移送は、すべて水中で行い、崩壊熱により溶融しない設計とする。

第１項第４号について

使用済燃料の取扱設備は、取扱い時において、十分な水遮蔽深さが確保される設計とする。

第１項第５号について

燃料取扱設備は、移送操作中の燃料体等の落下を防止するため、十分な考慮を払った設計とする。また、クレーンはワイヤ２重化、フック部外れ止め及び動力電源喪失時保持機能を有し、使用済燃料ピットの機能に影響を及ぼす重量物については落下を防止できる設計とする。

第２項第１号について

原子炉補助建屋内１号、２号及び３号炉共用の燃料体等の貯蔵設備は、以下のように設計する。

イ　燃料の貯蔵設備は、独立の原子炉補助建屋に設け、原子炉補助建屋内の独立の区画に新燃料貯蔵庫を設ける。

原子炉補助建屋内の使用済燃料ピット水面には、補助建屋送気系統により外気を供給し、使用済燃料ピット水面から上昇する気体が建屋内に拡散するのを防止するとともに、使用済燃料ピット区域からの排気は補助建屋排気系統より補助建屋排気筒へ排出する設計とする。また、燃料体等の落下により放射性物質が放出された場合は、使用済燃料ピット付近のエリアモニタで検知し、警報を発信する設計とする。

加えて、使用済燃料ピットには、使用済燃料ピット浄化冷却設備を

設け、使用済燃料ピット水に含まれる固形分及びイオン性不純物を除去し、ピット水からの放射線量が十分低くなるように設計する。

ロ　新燃料の貯蔵設備は、燃料取替時に必要とする燃料を貯蔵することができる1/3炉心分以上の容量を有し、使用済燃料の貯蔵設備は、燃料取替時に取り出される燃料及び通常運転時に炉心に装荷されている燃料を貯蔵することができる全炉心燃料の約130%相当分以上の容量を貯蔵できる容量を有する設計とする。

ハ　原子炉補助建屋内１号、２号及び３号炉共用の使用済燃料ピット中の使用済燃料ピットラックは、燃料集合体との間隔を十分にとり、設備容量分の燃料を収容しても実効増倍率は0.98（解析上の不確定さを含む。）以下となる設計とする。

新燃料貯蔵庫中の新燃料ラックは、燃料集合体の間隔を十分にとり、設備容量分の燃料を収容しても実効増倍率は、0.95（解析上の不確定さを含む。）以下となる設計とする。

第２項第２号について

原子炉補助建屋内１号、２号及び３号炉共用の使用済燃料の貯蔵設備は、以下のように設計する。

イ　使用済燃料ピットの壁面及び底部は、コンクリート壁による遮蔽を有し、使用済燃料の上部は十分な水深を持たせた遮蔽により、放射線業務従事者の受ける線量を合理的に達成できる限り低くする設計とする。

ロ　使用済燃料の貯蔵設備は、使用済燃料ピット浄化冷却設備を有する設計とする。使用済燃料ピット浄化冷却設備は、使用済燃料ピット水を冷却して、使用済燃料ピットに貯蔵した使用済燃料からの崩壊熱を十分除去できる設計とする。使用済燃料ピット浄化冷却設備で除去した熱は、原子炉補機冷却水設備及び原子炉補機冷却海水設備を経て最終的な熱の逃がし場である海へ輸送できる設計とする。

また、使用済燃料ピット浄化冷却設備は、使用済燃料ピット水を適切な水質に維持できる設計とする。

ハ　使用済燃料ピットは、冷却水の喪失を防止するため基準地震動に対

して機能を維持する設計とするとともに、冷却水の喪失を引き起こす可能性のあるドレン配管等は設けない設計とする。また、内面はステンレス鋼でライニングし、漏えいを防止する。

さらに、使用済燃料ピットに接続する配管には、サイフォン現象により冷却水の喪失を招かないよう必要な個所にはサイフォンブレーカを設ける。

また、使用済燃料ピット内張りからの漏えい検知のための装置及び使用済燃料ピット水位監視のための水位低及び水位高の警報を有する設計とする。

ニ　使用済燃料ピットは、燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時及び重量物の落下時においてもその機能を損うことのない設計とする。

また、使用済燃料ピットクレーン本体等の重量物については、使用済燃料ピットに落下しない設計とする。

第３項第１号について

使用済燃料ピットには使用済燃料ピット水漏えい監視のため、漏えい検知装置を設ける。

また、使用済燃料ピットの水位及び水温監視のため、水位低及び水位高並びに温度高の警報を設け、中央制御室に警報を発信する設計とする。

燃料取扱場所の放射線監視のため、エリアモニタ及び排気筒モニタを設け、放射線量の異常を検知した時は中央制御室に警報を発信する設計とする。

第３項第２号について

使用済燃料ピットの水位及び温度並びに燃料取扱場所の放射線量の計測設備は、非常用所内電源より給電し、外部電源が利用できない場合においても、監視できる設計とする。

第十七条　原子炉冷却材圧力バウンダリ

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

一　通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に生ずる衝撃、炉心の反応度の変化による荷重の増加その他の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器に加わる負荷に耐えるものとすること。

二　原子炉冷却材の流出を制限するため隔離装置を有するものとすること。

三　通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬間的破壊が生じないよう、十分な破壊じん性を有するものとすること。

四　原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の漏えいを検出する装置を有するものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号及び第１項第２号について

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力及び温度変化は、１次冷却設備、工学的安全施設、原子炉補助施設、計測制御系統施設等の機能により、許容される範囲内に制御できる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリとならない部分からの異常な漏えいが生じた場合において、１次冷却材の喪失を停止させるため、配管系の通常運転時の状態及び使用目的を考慮し、適切な隔離弁を設けた設計とする。

なお、原子炉冷却材圧力バウンダリは、次の範囲の機器及び配管とし、設計上考慮する。

(1) 原子炉容器及びその付属物（本体に直接付けられるもの、制御棒駆動機構ハウジング等）

(2) １次冷却系を構成する機器及び配管（冷却材ポンプ、蒸気発生器

の水室・管板・管、加圧器、１次冷却系配管、弁等）

(3) 接続配管

a. 通常時開及び事故時閉となる弁を有するものは、原子炉側からみて、第２隔離弁を含むまでの範囲とする。

b. 通常時又は事故時に開となるおそれがある通常時閉及び事故時閉となる弁を有する余熱除去系入口ラインは、原子炉側からみて、第２隔離弁を含むまでの範囲とする。

c. 通常時閉及び事故時閉となる弁を有するもののうち、b.以外のものは、原子炉側からみて、第１隔離弁を含むまでの範囲とする。

d. 通常時閉及び原子炉冷却材喪失時開となる弁を有する非常用炉心冷却系等も a.に準ずる。

e. 上記において「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。

なお、通常時閉及び事故時閉となる手動弁のうち個別に施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記 c.に該当することから、1 個の隔離弁を設けるものとする。

原子炉冷却材圧力バウンダリの拡大範囲（以下「拡大範囲」という。）となる余熱除去系入口ラインについては、従来クラス２機器としていたが、上記 b.に該当することから原子炉冷却材圧力バウンダリ範囲としてクラス１機器における要求を満足していることを確認する。

拡大範囲については、クラス１機器供用期間中検査を行うとともに、拡大範囲のうち配管と管台の溶接継手に対して追加の非破壊検査（浸透探傷検査）を検査間隔にて全数(100%)継続的に行い健全性を確認する。

第１項第３号について

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、保修時、試験時及び事故時において、原子炉冷却材圧力バウンダリが脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように、フェライト系鋼材で製作する機器に対しては、切欠じん性を考慮した材料選択、設計、製作及び運転に留意するものとする。

原子炉容器、蒸気発生器水室、加圧器等は、脆性破壊防止の観点から最低使用温度を確認し、適切な温度で使用するものとする。

なお、原子炉容器は中性子照射によって脆性遷移温度が上昇するのでカプセルに収容した試験片を炉心そうと原子炉容器の間に挿入して照射し計画的に取り出し最低使用温度を確認する。

鋼板（フェライト系）としては、原子力発電用マンガン・モリブデン・ニッケル鋼圧延鋼板２種相当品を、鍛鋼（フェライト系）としては、原子力発電用鍛鋼品２種Ｂ相当品を使用する。

第１項第４号について

原子炉冷却材圧力バウンダリからの１次冷却材の漏えいの早期検出用として、原子炉格納容器内への漏えいに対しては、格納容器ガスモニタ、格納容器じんあいモニタ、格納容器サンプ水位計、凝縮液量測定装置等を設ける。

また、１次冷却材の２次冷却系への漏えいに対しては、蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器空気抽出器ガスモニタ及び高感度型主蒸気管モニタを設ける。

これらの検出装置が異常を検出した場合は中央制御室に警報を発するよう設計する。

第十八条　蒸気タービン

1　蒸気タービン（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）は、当該蒸気タービンが損壊し、又は故障した場合においても、発電用原子炉施設の安全性を損なわないものでなければならない。 2　蒸気タービンには、当該蒸気タービンが損壊し、又は故障した場合においても発電用原子炉施設の安全性を損なわないよう、その運転状態を監視できる設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

蒸気タービンについては、安全施設に属するものではないが、想定される環境条件において、材料に及ぼす化学的及び物理的影響を考慮した設計とする。

また、振動対策、過速度対策等各種の保護装置及び監視制御装置によって、運転状態の監視を行い、原子炉施設の安全性を損なうことのない設計とする。

第十九条　非常用炉心冷却設備

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、非常用炉心冷却設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

一　一次冷却材を喪失した場合においても、燃料被覆材の温度が燃料材の溶融又は燃料体の著しい損傷を生ずる温度を超えて上昇することを防止できるものとすること。

二　一次冷却材を喪失した場合においても、燃料被覆材と冷却材との反応により著しく多量の水素を生じないものとすること。

適合のための設計方針

非常用炉心冷却設備としては、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系を設ける。このうち蓄圧注入系は、外部駆動源を必要とせず、事故に伴って１次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力以下に低下すると、逆止弁の自動開放によって自動的に注水を開始する設計とする。

また、高圧注入系及び低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号によって自動的に起動し、外部電源喪失時にもディーゼル発電機からの給電によって駆動できるように設計する。

想定される配管破断による１次冷却材喪失事故に対し、最高燃料被覆管温度及びジルコニウムー水反応量ともに「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」を十分満足するように設計する。

第二十条　一次冷却材の減少分を補給する設備

発電用原子炉施設には、通常運転時又は一次冷却材の小規模漏えい時に発生した一次冷却材の減少分を補給する設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

１次冷却材喪失事故に至らない原子炉冷却材圧力バウンダリからの小さな漏えい、バウンダリに接続する小口径配管及び小さな機器の破断又は損傷による１次冷却材の漏えいに対しては化学体積制御設備の充てん／高圧注入ポンプを用いてこれを補給することができる設計とする。

充てん／高圧注入ポンプは計３台設置し、仮に外部電源が喪失した場合でもディーゼル発電機からの給電によって運転可能とする。

第二十一条　残留熱を除去することができる設備

発電用原子炉施設には、発電用原子炉を停止した場合において、燃料要素の許容損傷限界及び原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を維持するために必要なパラメータが設計値を超えないようにするため、原子炉圧力容器内において発生した残留熱を除去することができる設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

原子炉の炉心からの核分裂生成物崩壊熱と他の残留熱は、原子炉停止後初期の段階においては蒸気発生器により除去し、発生蒸気は復水器又は大気放出により処理し、１次冷却系の圧力及び温度が所定の値以下に低下した後の段階においては余熱除去設備により残留熱の除去を行う。余熱除去設備は、2 系列運転の場合、原子炉停止後約 20 時間で１次冷却材温度を 60℃まで下げることができるように設計する。

これら残留熱を除去する設備は、各段階に応じた残留熱を安全に除去するため、多重性を有する系統構成とし、さらに補助給水ポンプ、余熱除去ポンプ等は非常用母線より給電する。

第二十二条　最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

一　原子炉圧力容器内において発生した残留熱及び重要安全施設において発生した熱を除去することができるものとすること。

二　津波、溢水又は工場等内若しくはその周辺における発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものに対して安全性を損なわないものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号について

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時、原子炉で発生した熱は、復水器を経て最終的な熱の逃し場である海へ放出されるか、又は、大気へ放出される。

その他の安全上重要な構築物、系統及び機器の冷却水系としては、閉ループを構成する原子炉補機冷却水設備及び開ループの原子炉補機冷却海水設備がある。

原子炉補機冷却水設備は、余熱除去クーラ、内部スプレクーラ等の安全上重要な機器からの熱を除去する。

原子炉補機冷却海水設備は１次冷却水クーラ、ディーゼル発電機等の安全上重要な機器からの熱を除去し、最終的な熱の逃がし場である海水に熱を放出する。

これらの冷却水系は、多重性を持たせ、また、非常用母線より給電して、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時に十分その機能を果たせるように設計する。

第１項第２号について

最終ヒートシンクへ熱を輸送することができる設備（原子炉補機冷却水設備及び原子炉補機冷却海水設備）は、津波、溢水又はその周辺にお

ける原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものに対して安全性を損なうことのない設計とする。

(1) 津波

第五条の適合のための設計方針に示すとおり、基準津波に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

(2) 内部溢水

第九条の適合のための設計方針に示すとおり、原子炉施設内で想定される溢水に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

(3) 外部人為事象

第六条の適合のための設計方針に示すとおり、想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して、安全機能を損なうことのない設計とする。

第七条の適合のための設計方針に示すとおり、原子炉施設への人の不法な侵入等を防止するため、適切な措置を講じる設計とする。

第二十三条　計測制御系統施設

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、計測制御系統施設を設けなければならない。

一　炉心、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリ並びにこれらに関連する系統の健全性を確保するために監視することが必要なパラメータは、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時においても想定される範囲内に制御できるものとすること。

二　前号のパラメータは、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時においても想定される範囲内で監視できるものとすること。

三　設計基準事故が発生した場合の状況を把握し、及び対策を講じるために必要なパラメータは、設計基準事故時に想定される環境下において、十分な測定範囲及び期間にわたり監視できるものとすること。

四　前号のパラメータのうち、発電用原子炉の停止及び炉心の冷却に係るものについては、設計基準事故時においても二種類以上監視し、又は推定することができるものとすること。

五　発電用原子炉の停止及び炉心の冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状況を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても確実に記録され、及び当該記録が保存されるものとすること。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉施設における計測制御設備は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、次の事項を考慮した設計とする。

第１項第１号及び第１項第２号について

計測制御系は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において炉心中性子束、制御棒クラスタ位置、１次冷却材圧力、温度、流量及び水位、蒸気発生器２次側圧力及び水位、原子炉格納容器内圧力及び温度等

の重要なパラメータを適切な範囲に維持制御し監視できる設計とする。

第１項第３号について

設計基準事故が発生した場合の状況を把握し、及び対策を講じるために必要な、原子炉格納容器内圧力、温度、１次冷却材圧力、１次冷却材温度、高圧及び低圧安全注入流量、補給水流量、原子炉格納容器内水素ガス濃度等のパラメータは、設計基準事故時に想定される環境下において、十分な測定範囲及び期間にわたり監視、記録できる設計とする。

第１項第４号について

前号のパラメータのうち、原子炉の停止及び炉心の冷却に係るものについては、設計基準事故時においても加圧器水位、１次冷却材圧力・温度及びサブクール度により監視し、又は推定することができる設計とする。

第１項第５号について

原子炉の停止及び炉心の冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状態を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても、確実に記録及び保存できる設計とする。

第二十四条　安全保護回路

発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、安全保護回路（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

一　運転時の異常な過渡変化が発生する場合において、その異常な状態を検知し、及び原子炉停止系統その他系統と併せて機能することにより、燃料要素の許容損傷限界を超えないようにできるものとすること。

二　設計基準事故が発生する場合において、その異常な状態を検知し、原子炉停止系統及び工学的安全施設を自動的に作動させるものとすること。

三　安全保護回路を構成する機械若しくは器具又はチャンネルは、単一故障が起きた場合又は使用状態からの単一の取り外しを行った場合において、安全保護機能を失わないよう、多重性を確保するものとすること。

四　安全保護回路を構成するチャンネルは、それぞれ互いに分離し、それぞれのチャンネル間において安全保護機能を失わないように独立性を確保するものとすること。

五　駆動源の喪失、系統の遮断その他の不利な状況が発生した場合においても、発電用原子炉施設をより安全な状態に移行するか、又は当該状態を維持することにより、発電用原子炉施設の安全上支障がない状態を維持できるものとすること。

六　不正アクセス行為その他の電子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止することができるものとすること。

七　計測制御系統施設の一部を安全保護回路と共用する場合には、その安全保護機能を失わないよう、計測制御系統施設から機能的に分離されたものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号について

安全保護系には予想される各種の運転時の異常な過渡変化に対処し得る複数の原子炉トリップ信号及び工学的安全施設作動信号を設け、運転時の異常な過渡変化時に、原子炉の過出力状態や出力の急激な上昇等の異常状態を検知した場合には、原子炉停止系統を動作させて原子炉を自動的に停止させるとともに、必要に応じて工学的安全施設作動設備により非常用炉心冷却設備を動作させ、燃料要素の許容損傷限界を超えることがない設計とする。

また、制御棒クラスタの連続引抜きのような原子炉停止系統の単一の誤動作に対し、炉心を過出力状態から保護するための「中性子束高原子炉トリップ」信号、「過大出力ΔＴ高原子炉トリップ」信号を設けるほか、燃料被覆管の損傷を防止するための「過大温度ΔＴ高原子炉トリップ」信号等を設け、これらの信号によって原子炉を自動的に停止させ、燃料要素の許容損傷限界を超えることがない設計とする。

第１項第２号について

安全保護系は、設計基準事故時に対処し得る複数の原子炉トリップ信号及び工学的安全施設作動信号を設け、１次冷却材喪失事故等の事故を検知した場合には、原子炉保護設備の作動により原子炉を自動的に停止させるとともに、必要に応じて工学的安全施設作動設備が作動して非常用炉心冷却設備、原子炉格納容器隔離弁あるいは格納容器スプレ設備等の工学的安全施設を自動的に動作させる設計とする。

第１項第３号について

安全保護系は、多重性を有するチャンネル構成とし、チャンネルの単一故障又は使用状態からの単一の取り外しを考慮しても、安全保護機能を果たす設計とする。

(1) 安全保護系は、使用状態からの単一の取外し、あるいは運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時においてチャンネルの単一故

障を想定しても安全保護機能を失うことがなく、かつ、偽の信号発生等による誤動作を防止するため、「2 out of 3」又は「2 out of 4」構成とする。

(2) 例外として、プラント起動時等、その安全保護機能を必要とする期間が短期間に限られる場合は、その短期間でのチャンネルの故障確率が小さいことから「1 out of 2」構成とする。

第１項第４号について

安全保護回路を構成するチャンネルは、チャンネルごとに専用のケーブルトレイ、計器ラック等を設けるとともに、それぞれのチャンネル間において安全保護機能を失わないように物理的、電気的に分離し、独立性を図る設計とする。また、各チャンネルの電源も無停電電源４母線から独立に供給する設計とする。

第１項第５号について

原子炉保護系の演算処理装置、原子炉トリップしゃ断器の不足電圧コイル等は、駆動源の喪失、系の遮断に対して、原子炉をトリップさせる方向に動作するよう設計する。

その他の安全保護回路は、多重化し、物理的にも分離することによって、計測チャンネル又は論理回路トレインに単一故障が生じても安全側に落ち着くか、又は、そのままの状態にとどまって安全上支障がない状態を維持できるよう設計する。

第１項第６号について

安全保護系のデジタル計算機は、不正アクセス行為その他の電子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止することができる設計とする。

(1) 安全保護系のデジタル計算機は、これが収納された盤の施錠等により、ハードウェアを直接接続させないことで物理的に分離し、外部ネットワークへのデータ伝送の必要がある場合は、ゲートウェイ

を介して一方向通信（送信のみ）にすることにより送信のみに制限することで機能的に分離する設計とする。

(2) 安全保護系のデジタル計算機は、外部からの不正アクセスを防止するため、計算機固有のプログラム及び言語を使用し、一般的なコンピュータウィルスが動作しない環境となる設計とする。

(3) 安全保護系のデジタル計算機の設計、製作、試験及び変更管理の各段階において、「安全保護系へのディジタル計算機の適用に関する規程（JEAC4620-2008）」及び「ディジタル安全保護系の検証及び妥当性確認に関する指針」（JEAG4609-2008）に準じて、検証及び妥当性確認（コンピュータウィルスの混入防止含む。）がなされたソフトウェアを使用する設計とする。

(4) 不正な変更等による承認されていない動作や変更を防ぐため、発電所出入管理により、物理的アクセスを制限するとともに、安全保護系のデジタル計算機のパスワード管理により、電気的アクセスを制限する設計とする。

第１項第７号について

安全保護系は、計測制御系から分離した設計とする。安全保護系の一部から計測制御系への信号を取り出す場合には、信号の分岐箇所に光変換カード又は絶縁増幅器を使用し、計測制御系で回路の短絡、開放等の故障が生じても安全保護系への影響を与えない設計とする。

また、安全保護系と計測制御系の盤、ケーブル、ケーブルトレイ等は原則として物理的に分離した配置とする。

第二十五条　反応度制御系統及び原子炉停止系統

1　発電用原子炉施設には、反応度制御系統（原子炉停止系統を含み、安全施設に係るものに限る。次項において同じ。）を設けなければならない。

2　反応度制御系統は、計画的な出力変化に伴う反応度変化を燃料要素の許容損傷限界を超えることなく制御できる能力を有し、かつ、次に掲げるものでなければならない。

一　制御棒、液体制御材その他反応度を制御するものによる二以上の独立した系統を有するものとすること。

二　通常運転時の高温状態において、二以上の独立した系統がそれぞれ発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できるものであり、かつ、運転時の異常な過渡変化時の高温状態においても反応度制御系統のうち少なくとも一つは、燃料要素の許容損傷限界を超えることなく発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。この場合において、非常用炉心冷却設備その他の発電用原子炉施設の安全性を損なうおそれがある場合に作動する設備の作動に伴って注入される液体制御材による反応度価値を加えることができる。

三　通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における低温状態において、反応度制御系統のうち少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界に移行し、及び未臨界を維持できること。

四　一次冷却材喪失その他の設計基準事故時において、反応度制御系統のうち少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界へ移行することができ、かつ、少なくとも一つは、発電用原子炉を未臨界に維持できること。この場合において、非常用炉心冷却設備その他の発電用原子炉施設の安全性を損なうおそれがある場合に作動する設備の作動に伴って注入される液体制御材による反応度価値を加えることができる。

五　制御棒を用いる場合にあっては、反応度価値の最も大きな制御棒

一本が固着した場合においても第二号から第四号までの規定に適合すること。

3　制御棒の最大反応度価値及び反応度添加率は、想定される反応度投入事象（発電用原子炉に反応度が異常に投入される事象をいう。）に対して原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、かつ、炉心の冷却機能を損なうような炉心、炉心支持構造物及び原子炉圧力容器内部構造物の損壊を起こさないものでなければならない。

4　制御棒、液体制御材その他の反応度を制御する設備は、通常運転時における圧力、温度及び放射線に起因する最も厳しい条件において、必要な物理的及び化学的性質を保持するものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

反応度制御系統としては、制御棒クラスタの位置を制御することによって反応度を制御する制御棒制御系と、１次冷却材中のほう素濃度を調整することによって反応度を制御する化学体積制御設備の原理の異なる2 つの系統を設け、通常運転時に生じることが予想される反応度変化を制御するのに十分な反応度制御能力を有する設計とする。

第２項について

反応度制御系統のうち、制御棒制御系は主として負荷変動及び零出力から全出力までの反応度変化を制御し、化学体積制御設備はキセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの１次冷却材温度変化及び燃料の燃焼に伴う反応度変化を制御する設計とし、両者の組合せによって所要の運転状態に維持できる設計とする。

制御棒制御系は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、高温運転状態から速やかに炉心を高温状態で未臨界にすることができる設計とする。

化学体積制御設備は、燃料の燃焼、キセノン濃度変化、高温状態から低温状態までの温度変化等による比較的緩やかな反応度変化の制御に使用するが、全制御棒クラスタが挿入不能の場合でも、炉心を高温運転状

態から高温状態で未臨界にし、その状態を維持できる設計とする。

反応度制御系統は、計画的な出力変化に伴う反応度変化を燃料要素の許容損傷限界を超えることなく制御できる能力を有する設計とする。さらに、反応度制御系統は以下の能力を有する設計とする。

第２項第１号について

反応度制御系統は、制御棒制御系による制御棒クラスタの炉心への挿入と、化学体積制御設備による１次冷却材中へのほう酸注入の原理の異なる２つの独立した系統を設ける。

第２項第２号について

反応度制御系統に含まれる独立した系統の１つである制御棒制御系による反応度制御は、制御棒クラスタの炉心への挿入により、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において燃料要素の許容損傷限界を超えることなく、高温状態で炉心を未臨界にできる設計とする。また、化学体積制御設備による反応度制御は、１次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分未臨界を維持できる設計とする。

原子炉運転中は、所要の反応度停止余裕を確保するため、制御棒クラスタの位置が挿入限界を超えないことを監視する。

なお、「２次冷却系の異常な減圧」のように炉心が冷却されるような運転時の異常な過渡変化時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ、運転時の異常な過渡変化後において未臨界を維持できる設計とする。

第２項第３号について

反応度制御系統に含まれる独立した系統の１つである化学体積制御設備による反応度制御は、１次冷却材中へのほう酸注入により、キセノン濃度変化に伴う反応度変化及び高温状態から低温状態までの反応度変化

を制御し、低温状態で炉心を未臨界に維持できる設計とする。

第２項第４号について

反応度制御系統に含まれる独立した系統の１つである制御棒制御系は、１次冷却材の喪失その他の設計基準事故時において、原子炉トリップ信号により制御棒クラスタを炉心に挿入することにより、高温状態において炉心を未臨界にできる設計とする。

また、反応度制御系統に含まれる独立した系統の１つである化学体積制御設備は、キセノン濃度変化及び１次冷却材温度変化による反応度変化がある場合には、１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界に維持できる設計とする。

なお、「主蒸気管破断」のように炉心が冷却されるような設計基準事故時には、原子炉トリップ信号による制御棒クラスタの炉心への挿入に加えて、非常用炉心冷却設備による１次冷却材中へのほう酸注入により炉心を未臨界にでき、かつ、設計基準事故後において未臨界を維持できる設計とする。

第２項第５号について

制御棒クラスタは、最も反応度価値の大きい制御棒クラスタ１本が、全引抜位置のまま挿入できないときでも、高温状態で十分な反応度停止余裕を有して炉心を未臨界にできる設計とする。

さらに、低温状態でも化学体積制御設備によるほう酸注入により、十分な反応度停止余裕を有して炉心を未臨界に維持できる設計とする。

第３項について

反応度が大きく、かつ、急激に投入される事象として「制御棒飛び出し」があるが、零出力から全出力間の制御棒クラスタの挿入限界を設定することにより、制御棒クラスタの位置を制限し、制御棒クラスタ１本が飛び出した場合でも過大な反応度が添加されない設計とする。

また、反応度が急激に投入される事象として「原子炉起動時における

制御棒の異常な引き抜き」があるが、この場合には制御棒クラスタの引抜最大速度を制限することにより、過度の反応度添加率とならない設計とする。

さらに、これら反応度投入事象に対しては「出力領域中性子束高」等による原子炉トリップ信号を設け、燃料材の最大エンタルピや原子炉圧力が顕著に上昇する前に、原子炉を自動的に停止し、過渡状態を早く終結させることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリを破損せず、また、炉心冷却を損なうような炉心及び炉内構造物の破壊を生じない設計とする。

第４項について

制御棒クラスタ、液体制御材その他の反応度を制御する設備は、通常運転時における圧力、温度及び放射線に起因する最も厳しい条件において、必要な耐放射線性、寸法安定性、耐熱性、核性質、耐食性及び化学的安定性を保持する設計とする。

第二十六条　原子炉制御室等

1　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、原子炉制御室（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

一　設計基準対象施設の健全性を確保するために必要なパラメータを監視できるものとすること。

二　発電用原子炉施設の外の状況を把握する設備を有するものとすること。

三　発電用原子炉施設の安全性を確保するために必要な操作を手動により行うことができるものとすること。

2　発電用原子炉施設には、火災その他の異常な事態により原子炉制御室が使用できない場合において、原子炉制御室以外の場所から発電用原子炉を高温停止の状態に直ちに移行させ、及び必要なパラメータを想定される範囲内に制御し、その後、発電用原子炉を安全な低温停止の状態に移行させ、及び低温停止の状態を維持させるために必要な機能を有する装置を設けなければならない。

3　原子炉制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が原子炉制御室に出入りするための区域は、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合に発電用原子炉の運転の停止その他の発電用原子炉施設の安全性を確保するための措置をとるため、従事者が支障なく原子炉制御室に入り、又は一定期間とどまり、かつ、当該措置をとるための操作を行うことができるよう、遮蔽その他の適切な放射線防護措置、気体状の放射性物質及び原子炉制御室外の火災により発生する燃焼ガスに対する換気設備の隔離その他の適切に防護するための設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項第１号及び第１項第３号について

中央制御室は、原子炉及び主要な関連設備の運転状況並びに主要なパラメータが監視できるとともに、安全性を確保するために急速な手動操

作を要する場合には、これを行うことができる設計とする。

(1) 原子炉及び主要な関連設備の運転状況の監視及び操作を行うことができる設計とする。

(2) 炉心、原子炉冷却材圧力バウンダリ、原子炉格納容器バウンダリ及びそれらの関連する系統の健全性を確保するため、炉心中性子束、制御棒位置、１次冷却材の圧力・温度・流量、加圧器水位、原子炉格納容器内圧力・温度等の主要なパラメータの監視が可能な設計とする。

(3) 事故時において、事故の状態を知り対策を講ずるために必要なパラメータである原子炉格納容器内の圧力・温度等の監視が可能な設計とする。

第１項第２号について

原子炉施設に影響を及ぼす可能性があると想定される自然現象等に加え、発電所構内の状況（海側、山側）を、屋外に設置した暗視機能等を持った監視カメラを遠隔操作することにより中央制御室にて昼夜にわたり把握することができる設計とする。

また、津波、竜巻等による発電所構内の状況の把握に有効なパラメータは、気象観測設備等にて測定し中央制御室にて確認できる設計とする。

さらに、中央制御室にＦＡＸ等も設置し、公的機関からの地震、津波、竜巻情報等を入手できる設計とする。

第２項について

火災その他の異常な事態により、中央制御室内で原子炉停止操作が行えない場合でも、中央制御室以外の適切な場所から原子炉を急速に停止するとともに高温停止状態を維持できる設計とする。

(1) 原子炉は制御棒駆動装置電源室の原子炉トリップしゃ断器を開くか、現場で蒸気タービンをトリップすることにより、急速に停止できる設計とする。

(2) 中央制御室外の適切な場所に制御盤を設け、原子炉の高温停止時

に操作頻度が高い機器及び原子炉トリップ後短時間に操作が必要とされる機器の操作並びに必要最小限のパラメータの監視を行うことができる設計とする。

また、その他必要な機器の操作は現場において行うことができるようにする。さらに必要があれば、適切な手順を用いて原子炉を低温停止状態に導くことができる設計とする。

第３項について

原子炉の事故対策操作に必要な各種指示計、並びに原子炉を安全に停止するために必要な原子炉保護設備及び工学的安全施設関係の制御盤は、中央制御室に集中して設ける設計とする。

中央制御室において火災が発生する可能性を極力抑えるように、中央制御室内の主要ケーブル、制御盤等は実用上可能な限り不燃性、難燃性の材料を使用する。

万一事故が発生した際には、次のような対策により中央制御室内の運転員に対し、過度の放射線被ばくがないように考慮し、運転員が中央制御室内にとどまり、事故対策に必要な各種の操作を行うことができる設計とする。

(1) 想定される最も過酷な事故時においても、「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」（以下「線量限度等を定める告示」という。）に定められた緊急作業に係る許容被ばく線量を十分下回るように遮蔽を設けた設計とする。

(2) 中央制御室換気設備は、事故時には外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護するように設計する。

中央制御室外で有毒ガスが発生した場合にも、中央制御室換気設備の外気取入れを手動で遮断し、閉回路循環方式に切り替えることにより運転員の安全を守ることができる設計とする。

(3) 中央制御室は、中央制御室外の火災により発生するばい煙や有毒

ガス及び降下火砕物を想定しても中央制御室換気設備の外気取入れを手動で遮断し、閉回路循環方式に切り替えることにより、運転員を外部からの自然現象等から防護できる設計とする。

なお、事故時において、中央制御室への外気取入れを一時停止した場合に、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

第二十七条　放射性廃棄物の処理施設

工場等には、次に掲げるところにより、通常運転時において放射性廃棄物（実用炉規則第二条第二項第二号に規定する放射性廃棄物をいう。以下同じ。）を処理する施設（安全施設に係るものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

一　周辺監視区域の外の空気中及び周辺監視区域の境界における水中の放射性物質の濃度を十分に低減できるよう、発電用原子炉施設において発生する放射性廃棄物を処理する能力を有するものとすること。

二　液体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、放射性物質を処理する施設から液体状の放射性廃棄物が漏えいすることを防止し、及び工場等外へ液体状の放射性廃棄物が漏えいすることを防止できるものとすること。

三　固体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、放射性廃棄物を処理する過程において放射性物質が散逸し難いものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号について

気体廃棄物処理設備の設計に際しては、原子力発電所の運転に伴い周辺環境に放出する放射性気体廃棄物による発電所周辺の一般公衆の受ける線量が「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」（昭和 50 年 5 月 13 日原子力安全委員会決定）において定める線量目標値（50 マイクロシーベルト／年）を達成できるように、次のようなろ過、貯留、減衰及び管理等を行い、周辺監視区域の外の空気中の放射性物質の濃度を十分に低減できる設計とする。

窒素をカバーガスとする各タンクからのベントガス及び各機器からのベントガス等の窒素廃ガスは、ガス圧縮装置により加圧圧縮し、ガス減衰タンクに一定期間貯留して放射能を十分に減衰させた後、放射性物質の濃度を監視しながら補助建屋排気筒から放出する。

体積制御タンクからパージされる水素廃ガスは、水素再結合装置に導き、水素を除去したのち、水素再結合ガス減衰タンクに一定期間貯留して放射能を十分に減衰させた後、放射性物質の濃度を監視しながら補助建屋排気筒から放出する。

換気空気は、粒子用フィルタ等を通した後、放射性物質の濃度を監視しながら補助建屋排気筒又は格納容器排気筒から放出する。

また、液体廃棄物処理設備の設計に際しては、原子力発電所の運転に伴い周辺環境に放出する放射性液体廃棄物による発電所周辺の一般公衆の受ける線量が「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」（昭和 50 年 5 月 13 日原子力安全委員会決定）において定める線量目標値（50 マイクロシーベルト／年）を達成できるように、次のようなろ過、蒸発処理、イオン交換、貯留、減衰及び管理等を行い、周辺監視区域の境界における水中の放射性物質の濃度を十分に低減できる設計とする。

放射性液体廃棄物は、原則として、フィルタ、蒸発器及びイオン交換器等で処理した後、必要期間貯留し、蒸留水は再使用するか、又は試料採取分析を行い、放射性物質の濃度が十分低いことを確認した後、放射性物質の濃度を監視しながら放出する。

また、その際に発生する濃縮廃液等は、放射性固体廃棄物として処理する。

第 1 項第 2 号について

液体廃棄物処理設備及びこれに関連する施設は、これらの処理施設から液体状の放射性物質が漏えいすることを防止し、敷地外へ液体状の放射性廃棄物が漏えいすることを防止できる設計とする。具体的には次のとおりとする。

(1) 液体廃棄物処理設備及びこれに関連する施設は、適切な材料を使用し、かつ適切な計測制御設備を有し、漏えいの発生を防止できる設計とする。

(2) 液体廃棄物処理設備及びこれに関連する施設は、タンク等から漏

えいが生じたとき、漏えいを早期に検出し、中央制御室等に警報を発信する設計とする。

また、液体廃棄物処理設備及びこれに関連する施設は、建屋の床及び壁面に漏えいし難い対策を行い、独立した区画内に設けるかあるいは周辺に堰等を設け漏えいの拡大防止の対策を講ずることにより、放射性液体廃棄物が万一漏えいした場合は、適切に措置できる設計とする。

(3) 建屋からの漏えいに対して、建屋外に通ずる出入口等には漏えいすることを防止するための堰等を設け、かつ、床及び壁面は建屋外へ漏えいし難い対策を行う設計とする。

(4) 管理されない排水が流れる排水路を通じて放射性液体廃棄物が敷地外へ放出されることのない設計とする。

第1項第3号について

固体廃棄物処理設備は、廃棄物の圧縮、焼却、溶融、固化等の処理過程において放射性物質が散逸し難い設計とする。具体的には次のとおりとする。

(1) 濃縮廃液等は、遮蔽装置、遠隔操作等により、ドラム詰装置にて固化材（セメント又はアスファルト）とともにドラム詰めできる設計とする。

(2) イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクを経て、廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図り、その後廃樹脂処理装置で処理できる設計とする。また、処理後の廃樹脂は、雑固体廃棄物として取り扱い焼却できる設計とする。

(3) 雑固体廃棄物は、必要に応じ圧縮又は焼却により減容してドラム詰め等できる設計とする。その後溶融・充てん固化処理をする場合は、雑固体処理設備で処理できる設計とする。

(4) 雑固体廃棄物のうち使用済液体用フィルタは、必要に応じてコンクリート等で内張りしたドラム缶に遠隔操作により詰めることができる設計とする。

(5) 雑固体廃棄物のうち使用済換気用フィルタは、圧縮若しくは焼却により減容してドラム詰めするか、又は放射性物質が飛散しないようにこん包する。

第二十八条　放射性廃棄物の貯蔵施設

工場等には、次に掲げるところにより、発電用原子炉施設において発生する放射性廃棄物を貯蔵する施設（安全施設に係るものに限る。）を設けなければならない。

一　放射性廃棄物が漏えいし難いものとすること。

二　固体状の放射性廃棄物を貯蔵する設備を設けるものにあっては、放射性廃棄物による汚染が広がらないものとすること。

適合のための設計方針

放射性廃棄物を貯蔵する施設は、放射性廃棄物が漏えいし難い設計とするとともに、固体状の放射性物質を貯蔵する設備を設けるものにあっては、放射性廃棄物による汚染が広がらない設計とする。具体的には以下のとおりとする。

固体廃棄物貯蔵庫は、ドラム缶等の容器に封入した固体廃棄物を貯蔵することにより放射性物質による汚染の拡大防止を考慮した設計とする。

蒸気発生器保管庫は、容器等に封入した蒸気発生器、原子炉容器上部ふた及び炉内構造物等を貯蔵することにより放射性物質による汚染の拡大防止を考慮した設計とする。また、固体廃棄物貯蔵庫及び蒸気発生器保管庫の津波による浸水を防止するために、外周防潮堤及び廃棄物貯蔵庫周辺防潮堤を設置することにより、放射性物質による汚染の拡大防止を考慮した設計とする。

廃樹脂貯蔵タンクは、独立した区画内に設け、漏えいを検出できる設計とすることにより、放射性物質による汚染の拡大防止を考慮した設計とする。

第二十九条　工場等周辺における直接ガンマ線等からの防護

設計基準対象施設は、通常運転時において発電用原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による工場等周辺の空間線量率が十分に低減できるものでなければならない。

適合のための設計方針

通常運転時において原子炉施設からの直接ガンマ線及びスカイシャインガンマ線による敷地周辺の空間線量率が、十分に低減（空気カーマで1年間当たり50マイクログレイ以下となるように）できる設計とする。

第三十条　放射線からの放射線業務従事者の防護

1　設計基準対象施設は、外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、次に掲げるものでなければならない。 一　放射線業務従事者（実用炉規則第二条第二項第七号に規定する放射線業務従事者をいう。以下同じ。）が業務に従事する場所における放射線量を低減できるものとすること。 二　放射線業務従事者が運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、迅速な対応をするために必要な操作ができるものとすること。 2　工場等には、放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線管理施設を設けなければならない。 3　放射線管理施設には、放射線管理に必要な情報を原子炉制御室その他当該情報を伝達する必要がある場所に表示できる設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項第１号について

外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を低減でき、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、迅速な対応をするために必要な操作ができる設計とする。具体的には以下のとおりとする。

(1) 原子炉施設は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」に基づいて管理区域を定めるとともに通常運転時、保修時等において放射線業務従事者が受ける線量が「線量限度等を定める告示」に定められた線量限度を超えないようにし、さらに、放射線業務従事者等が業務に従事する場所における放射線量を合理的に達成できる限り低減できるように、遮蔽及び機器の配置を行うとともに空間線量率の高い区域に設置する弁等は可能な限り遠隔操作可能な設計とする。

なお、遮蔽設計に当たっては、放射線業務従事者の立入り頻度、滞

在時間等を考慮して外部放射線に係る設計基準線量率を設け、これを満足するようにする。

(2) １次冷却材等の放射性物質濃度の高い流体は可能な限り系外へ漏えいしない設計とするが、ベント、ドレン及びリークオフのようにやむを得ない場合はサンプ等へ導く等の対策を講ずることによって、汚染の拡大を防止する設計とする。

また、万一漏えいが生じた場合でも、汚染が拡大しないように機器を独立した区画内に配置したり、周辺に堰を設ける等の対策を施し漏えいの拡大を防止し、早期発見が可能な設計とする。

(3) 換気空調設備は、適切な換気風量を確保して、建屋内の環境の浄化を行う設計とする。

第１項第２号について

中央制御室は、設計基準事故時においても中央制御室内にとどまり各種の操作を行う運転員が「線量限度等を定める告示」に定められた限度を超える被ばくを受けないように、遮蔽を設ける等の放射線防護措置を講じた設計とする。

第２項について

放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線管理施設を設け、放射線管理に必要な情報を中央制御室その他当該情報を伝達する必要がある場所に表示できる設備（安全施設に係るものに限る。）を設ける設計とする。具体的には以下のとおりとする。

放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線被ばくを監視及び管理するためのエリアモニタリング設備、プロセスモニタリング設備、放射線サーベイ設備、個人管理関係設備を備えるほか、管理区域内への立入り及び物品の搬出入を管理するための出入管理設備及び汚染管理設備を設ける。

第３項について

エリアモニタリング設備は中央制御室及び管理区域内の主要箇所の空間線量率を、また、プロセスモニタリング設備は、主要系統の放射能レベルを連続監視し、異常時には中央制御室及びその他必要な箇所に警報を発する設計とする。

また、放射線業務従事者が特に頻繁に立入る箇所については定期的及び必要の都度、サーベイメータによる外部放射線に係る線量当量率、サンプリング等による空気中放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度の測定を行う。

第三十一条　監視設備

発電用原子炉施設には、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、当該発電用原子炉施設及びその境界付近における放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びに設計基準事故時における迅速な対応のために必要な情報を原子炉制御室その他当該情報を伝達する必要がある場所に表示できる設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

(1) 原子炉格納容器内雰囲気のモニタリングは、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時には格納容器じんあいモニタ及び格納容器ガスモニタによって、設計基準事故時には格納容器内線量当量率を格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）によって連続的に行い、中央制御室で監視できる設計とする。また、設計基準事故時には原子炉格納容器内の空気をサンプリングすることによって放射性物質の濃度等を把握することができる設計とする。

(2) 原子炉施設内の放射性物質の濃度は、１次系補機冷却水モニタ、高感度型主蒸気管モニタ、復水器空気抽出器ガスモニタ等のプロセスモニタリング設備にて連続的にモニタリングし、中央制御室で監視できる設計とする。これらのプロセスモニタリング設備は、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに警報を発信し、原子炉施設からの放射性物質の放出を制限するための適切な措置が行える設計とする。

放射性物質の放出経路については、下記の場所にモニタを設置し、中央制御室で監視できる設計とする。また、必要箇所はサンプリングができるようにしてプラントのすべての状態においてモニタリングできる設計とする。

(a) 格納容器排気筒

(b) 補助建屋排気筒

(c) 復水器排気ライン

(d) 廃棄物処理設備排水ライン等の排水放出ライン

(3) 発電所の周辺には、モニタステーション、モニタポスト及びモニタポイントを設置し、さらに移動式放射能測定装置（モニタ車）により放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定を行う。

モニタステーション及びモニタポストは、非常用所内電源に接続し、電源復旧までの期間、電源を供給できる設計とする。さらに、モニタステーション及びモニタポストは、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置を有し、電源切替え時の短時間の停電時に電源を供給できる設計とする。また、モニタステーション及びモニタポストから中央制御室までのデータ伝送系及び緊急時対策所までのデータ伝送系は、有線及び無線により、多様性を有し、指示値は中央制御室及び緊急時対策所で監視できる設計とする。モニタステーション及びモニタポストは、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに中央制御室に警報を発信する設計とする。また、放射性気体廃棄物の放出管理及び発電所周辺の被ばく線量評価並びに一般気象データ収集のため、発電所敷地内で気象観測設備により風向、風速その他の気象条件を測定及び記録できる設計とする。

上記により、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、発電所及び発電所周辺における放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びに設計基準事故時における迅速な対応のために必要な情報を把握できる設計とする。

第三十二条　原子炉格納施設

1　原子炉格納容器は、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設が損壊し、又は故障した場合において漏えいする放射性物質が公衆に放射線障害を及ぼさないようにするため、想定される最大の圧力、最高の温度及び適切な地震力に十分に耐えることができ、かつ、適切に作動する隔離機能と併せて所定の漏えい率を超えることがないものでなければならない。

2　原子炉格納容器バウンダリを構成する設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に瞬間的破壊が生じないよう、十分な破壊じん性を有するものでなければならない。

3　原子炉格納容器を貫通する配管には、隔離弁（安全施設に属するものに限る。次項及び第五項において同じ。）を設けなければならない。ただし、計測装置又は制御棒駆動装置に関連する配管であって、当該配管を通じての漏えい量が十分許容される程度に抑制されているものについては、この限りでない。

4　主要な配管（事故の収束に必要な系統の配管を除く。）に設ける隔離弁は、設計基準事故時に隔離機能の確保が必要となる場合において、自動的、かつ、確実に閉止される機能を有するものでなければならない。

5　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより隔離弁を設けなければならない。

一　原子炉格納容器に近接した箇所に設置するものとすること。

二　原子炉格納容器内に開口部がある配管又は原子炉冷却材圧力バウンダリに接続している配管のうち、原子炉格納容器の外側で閉じていないものにあっては、原子炉格納容器の内側及び外側にそれぞれ一個の隔離弁を設けるものとすること。ただし、その一方の側の設置箇所における配管の隔離弁の機能が、湿気その他隔離弁の機能に影響を与える環境条件によって著しく低下するおそれがあると認められるときは、貫通箇所の外側であって近接した箇所に二個の隔離

弁を設けることをもって、これに代えることができる。

三　原子炉格納容器を貫通し、貫通箇所の内側又は外側において閉じている配管にあっては、原子炉格納容器の外側に一個の隔離弁を設けるものとすること。ただし、当該格納容器の外側に隔離弁を設けることが困難である場合においては、原子炉格納容器の内側に一個の隔離弁を適切に設けることをもって、これに代えることができる。

四　前二号の規定にかかわらず、配管に圧力開放板を適切に設けるときは、原子炉格納容器の内側又は外側に通常時において閉止された一個の隔離弁を設けることをもって、前二号の規定による隔離弁の設置に代えることができる。

五　閉止後において駆動動力源が喪失した場合においても隔離機能が失われないものとすること。

6　発電用原子炉施設には、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設が損壊し、又は故障した際に生ずる原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇により原子炉格納容器の健全性に支障が生ずることを防止するため、原子炉格納容器内において発生した熱を除去する設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

7　発電用原子炉施設には、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設が損壊し、又は故障した際に原子炉格納容器から気体状の放射性物質が漏えいすることにより公衆に放射線障害を及ぼすおそれがある場合は、放射性物質の濃度を低減させるため、原子炉格納施設内の雰囲気の浄化系（安全施設に係るものに限る。）を設けなければならない。

8　発電用原子炉施設には、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設が損壊し、又は故障した際に生ずる水素及び酸素により原子炉格納容器の健全性を損なうおそれがある場合は、水素及び酸素の濃度を抑制するため、可燃性ガス濃度制御系（安全施設に係るものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉格納容器は、格納容器スプレ設備とあいまって１次冷却材管の最も過酷な破断を想定し、これにより放出される１次冷却材のエネルギーによる事故時の圧力、温度及び設計上想定された地震荷重に耐えるように設計する。

また、原子炉冷却材喪失事故が発生した場合でも、格納容器スプレ設備の作動により、内圧及び温度を速やかに下げ、出入口及び貫通部を含めた原子炉格納容器全体の漏えい率を許容値以下に保ち原子炉格納容器バウンダリの健全性を保つように設計する。

第２項について

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時において、原子炉格納容器バウンダリが脆性的挙動を示さず、かつ、急速な伝播型破断を生じないように、フェライト系鋼材で製作する部分に対しては、切欠じん性を考慮した材料の選択、設計、製作及び運転に留意するものとする。

原子炉格納容器本体、貫通部等は、最低使用温度より 17℃以上低い温度で衝撃試験又は落重試験を行い、規定値を満足した材料を使用する。

耐圧部材料のうち、板材は原子力発電用炭素鋼圧延鋼板４種を、管材は JIS G 3460 低温配管用鋼管相当品を使用する。

第３項について

原子炉格納容器を貫通する配管系には、原子炉格納容器の機能を確保するために必要な隔離弁を設ける。

原子炉格納容器を貫通する計装配管のような特殊な細管であって、特に隔離弁を設けない場合には、隔離弁を設置したのと同等の隔離機能を有するように設計する。

第４項について

主要な配管系に設ける原子炉格納容器隔離弁は、原子炉冷却材喪失時

に動作を必要とする非常用炉心冷却設備等の配管の隔離弁を除き、自動隔離弁とし、隔離機能の確保が可能な設計とする。

自動隔離弁は、単一故障の仮定に加え外部電源が利用できない場合でも、隔離機能が達成できる設計とする。

第５項第１号について

自動隔離弁は、原子炉格納容器に近接した箇所に設置する。

第５項第２号について

原子炉冷却材圧力バウンダリに連絡するか、又は原子炉格納容器内に開口し、原子炉格納容器を貫通している各配管は、原子炉冷却材喪失事故時に必要とする配管及び計装配管のような特殊な細管を除いて、原則として原子炉格納容器の内側に１個、外側に１個の隔離弁を設ける設計とする。

第５項第３号について

原子炉格納容器の内側又は外側において閉じた配管系については、次の方針で隔離弁を設置する。

(1) 原子炉格納容器の内側又は外側に少なくとも１個の自動隔離弁を設ける。

(2) 自動隔離弁は原子炉格納容器に近接した箇所に設置する。

第５項第４号について

該当なし

第５項第５号について

原子炉格納容器隔離弁は閉止後駆動動力源の喪失によっても隔離機能が喪失しない設計とする。また、原子炉格納容器隔離弁のうち、隔離信号で自動閉止するものは、隔離信号が除去されても自動開とはならない設計とする。

第６項について

原子炉格納容器内の熱除去系として格納容器スプレ設備を設ける。

格納容器スプレ設備は、１次冷却材管の最も過酷な破断を想定した場合でも放出されるエネルギーによる事故時の原子炉格納容器内圧力及び温度を速やかに下げ、かつ原子炉格納容器の内圧を低く維持することにより、放射性物質の外部への漏えいを少なくする設計とする。

格納容器スプレ設備は、外部電源喪失の状態で、事故発生から注入モード終了までの期間は動的機器の単一故障を仮定しても、また再循環モード以降の期間は、動的機器の単一故障又は想定される静的機器の単一故障のいずれかを仮定しても上記の安全機能を満足するよう、多重性及び独立性を有する設計とする。

第７項について

原子炉格納施設内の雰囲気の浄化系として、アニュラス空気再循環設備及び格納容器スプレ設備を設ける。

アニュラス空気再循環設備は、原子炉冷却材喪失事故時に想定する原子炉格納容器からの漏えい気体中に含まれるよう素を除去し、環境に放出される核分裂生成物の濃度を減少させるような設計とする。本設備の動的機器は、多重性を持たせ、また、非常用母線から給電して十分その機能を果たせるように設計する。

格納容器スプレ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器内の熱除去系として作動するとともに、よう素吸収効果を持つ添加剤により、原子炉格納容器内のよう素濃度を低減できる機能を持った設計とする。

第８項について

原子炉冷却材喪失事故後に原子炉格納容器内に蓄積される水素濃度が可燃限界に達するのは、事故後、長期間経過した後であり、水素の蓄積の割合はきわめて緩慢である。原子炉格納容器の健全性を維持するのに必要な処置は、水素濃度が可燃限界に達するまでに実施できる設計とする。

第三十三条　保安電源設備

1　発電用原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系したものでなければならない。

2　発電用原子炉施設には、非常用電源設備（安全施設に属するものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

3　保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、発電用原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用電源設備から安全施設への電力の供給が停止することがないよう、機器の損壊、故障その他の異常を検知するとともに、その拡大を防止するものでなければならない。

4　設計基準対象施設に接続する電線路のうち少なくとも二回線は、それぞれ互いに独立したものであって、当該設計基準対象施設において受電可能なものであり、かつ、それにより当該設計基準対象施設を電力系統に連系するものでなければならない。

5　前項の電線路のうち少なくとも一回線は、設計基準対象施設において他の回線と物理的に分離して受電できるものでなければならない。

6　設計基準対象施設に接続する電線路は、同一の工場等の二以上の発電用原子炉施設を電力系統に連系する場合には、いずれの二回線が喪失した場合においても電力系統からこれらの発電用原子炉施設への電力の供給が同時に停止しないものでなければならない。

7　非常用電源設備及びその附属設備は、多重性又は多様性を確保し、及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故に対処するための設備がその機能を確保するために十分な容量を有するものでなければならない。

8　設計基準対象施設は、他の発電用原子炉施設に属する非常用電源設備及びその附属設備から受電する場合には、当該非常用電源設備から供給される電力に過度に依存しないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）2 ルート 4 回線及び 77kV 送電線（丹生線）1 ルート 1 回線で電力系統に連系した設計とする。

第２項について

原子炉施設に、非常用電源設備としてディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。また、それらに必要な燃料等を備える設計とする。

第３項について

保安電源設備（安全施設へ電力を供給するための設備をいう。）は、電線路、原子炉施設において常時使用される発電機及び非常用発電設備から安全施設への電力の供給が停止することがないよう、発電機、外部電源系、非常用電源系、その他の関連する電気系機器の短絡や地絡又は母線の低電圧や過電流等を保護継電器にて検知できる設計とする。また、故障を検知した場合は、ガス絶縁遮断器あるいはメタルクラッド開閉装置等の遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、変圧器１次側において３相のうち１相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作により）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源からの受電へ切り替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。なお、1 相開放故障事象の知見を手順書に反映し、運転員に対して定期的に教育を実施するとともに、変圧器等の巡視点検を実施することや手動による受電切替え時には、架線部を含む変圧器等の巡視点検を実施することで、可能な限り異常の早期検知に努める。

また、保安電源設備は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力の供給が停止することがないよう、以下の設計とする。

・送電線の回線数と開閉所の母線数は、供給信頼度の整合が図れた設計とし、275kV母線は2母線、77kV母線は1母線で構成する。275kV送電線及び77kV送電線は、それぞれ起動変圧器及び予備変圧器を介し原子炉施設へ給電する設計とするとともに発電機からの発生電力は、所内変圧器を介し原子炉施設へ給電する設計とする。非常用母線を2母線確保する構成とすることで、多重性を損なうことなく、系統分離を考慮して母線を構成する設計とする。
・電気系統を構成する送電線、母線、変圧器、非常用電源系、その他関連する機器については、電気学会電気規格調査会にて定められた規格（ＪＥＣ）又は日本工業規格（ＪＩＳ）等で定められた適切な仕様を選定することにより信頼性の高い設計とする。
・非常用所内電源系からの受電時等の母線切替えは、故障を検知した場合、自動切替え及び容易に手動で切り替わる設計とする。

第４項について

設計基準対象施設は、送受電可能な回線として、275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）2 ルート 4 回線及び受電専用の回線として 77kV 送電線（丹生線）1 ルート 1 回線の合計 3 ルート 5 回線にて、電力系統に接続する。

275kV 送電線は、約 20km 離れた嶺南変電所に連系する。また、77kV 送電線は、約 19km 離れた北陸電力敦賀変電所に連系する。これらの変電所は、その電力系統における上流側の接続先において異なる変電所に連系し、1 つの変電所が停止することによって、当該原子力施設に接続された送電線がすべて停止する事態に至らない設計とする。

第５項について

設計基準対象施設に連系する 275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）4 回線と 77kV 送電線（丹生線）1 回線は、同一の送電鉄塔に架線しないよ

う、それぞれに送電鉄塔を備える設計とする。

また、送電線は、大規模な盛土の崩壊、大規模な地すべり、急傾斜の崩壊による被害の最小化を図るため、鉄塔基礎の安定性を確保することで、鉄塔の倒壊を防止するとともに、台風等による強風発生時の事故防止対策を図ることにより、外部電源系からの電力供給が同時に停止することのない設計とする。

さらに、275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）と 77kV 送電線（丹生線）の交差箇所の離隔距離については、必要な絶縁距離を確保する設計とする。

これらにより、設計基準対象施設に連系する送電線は、互いに物理的に分離した設計とする。

第 6 項について

設計基準対象施設に連系する送電線は、275kV 送電線 4 回線と 77kV 送電線 1 回線で構成する。

これらの送電線は 1 回線で 3 号炉の停止に必要な電力を供給し得る容量とし、いずれの 2 回線が喪失しても、原子炉施設が外部電源喪失に至らない構成とする。

当該開閉所から主発電機側の送受電設備は、十分な支持性能をもつ地盤に設置するとともに、碍子は可とう性のある懸垂碍子等を使用し、遮断器等は重心の低いガス絶縁遮断器を採用する等、耐震性の高いものを使用する。さらに津波に対して、隔離又は防護するとともに、塩害を考慮し、碍子に対しては、碍子洗浄装置を設置し、遮断器等に対しては、屋内施設化を採用する。

なお、77kV 送電線の開閉所である 77kV 特高開閉所の建屋については、水密性を有する設計とする。

第 7 項について

ディーゼル発電機及びその附属設備は、多重性及び独立性を考慮して、必要な容量のものを各々別の場所に 2 台備え、共通要因により機能喪失

しない設計とするとともに、各々非常用高圧母線に接続する。

蓄電池は、非常用 2 系統を各々別の場所に設置し、多重性及び独立性を確保し共通要因により機能が喪失しない設計とする。

これらにより、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合にも、機能が確保される設計とする。

また、ディーゼル発電機については、7 日間の外部電源喪失を仮定しても、連続運転により必要とする電力を供給できるよう、7 日間分の容量以上の燃料を敷地内の燃料油貯蔵タンクに貯蔵する。

第８項について

設計基準事故において、原子炉施設に属する非常用電源設備及びその附属設備は、原子炉ごとに単独で設置し、他の原子炉施設と共用しない設計とする。

第三十四条　緊急時対策所

工場等には、一次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため、緊急時対策所を原子炉制御室以外の場所に設けなければならない。

適合のための設計方針

１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため緊急時対策所を中央制御室以外の場所に設置する。

緊急時対策所は、異常等に対処するために必要な指示を行うための要員を収容できる設計とする。また、異常等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに正確かつ速やかに把握できる設備として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。また、発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うために必要な設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、運転指令設備、電力保安通信用電話設備、加入電話、加入ファクシミリ、無線通話装置及び社内ＴＶ会議システムを設置又は保管する設計とする。

また、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

第三十五条　通信連絡設備

1　工場等には、設計基準事故が発生した場合において工場等内の人に対し必要な指示ができるよう、警報装置（安全施設に属するものに限る。）及び多様性を確保した通信連絡設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。 2　工場等には、設計基準事故が発生した場合において発電用原子炉施設外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡ができるよう、多様性を確保した専用通信回線を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉補助建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置及び多様性を確保した通信設備（発電所内）を設置又は保管する設計とする。また、緊急時対策所へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所内）を設置する設計とする。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

第２項について

設計基準事故が発生した場合において、発電所外の原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、通信設備（発電所外）を設置又は保管する設計とする。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所外）を設置する設計とする。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、

有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

第三十六条　補助ボイラー

1　発電用原子炉施設には、設計基準事故に至るまでの間に想定される使用条件に応じて必要な蒸気を供給する能力がある補助ボイラー（安全施設に属するものに限る。次項において同じ。）を設けなければならない。 2　補助ボイラーは、発電用原子炉施設の安全性を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

補助ボイラについては、設計基準事故に至るまでの間に想定される使用条件に応じて、必要な蒸気を供給可能な設計とする。

第２項について

補助ボイラの損傷時においても、原子炉施設の安全性を損なわない設計とする。

第三十七条　重大事故等の拡大の防止等

1　発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。 2　発電用原子炉施設は、重大事故が発生した場合において、原子炉格納容器の破損及び工場等外への放射性物質の異常な水準の放出を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。 3　発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、使用済燃料貯蔵槽内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。 4　発電用原子炉施設は、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故シーケンスグループに対して、炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

第２項について

重大事故が発生した場合において、想定した格納容器破損モードに対して、原子炉格納容器破損及び放射性物質の発電所の外への異常な放出を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

第３項について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した事故に対して、使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料体等の著しい

損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

第４項について

重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合において、想定した運転停止中事故シーケンスグループに対して、運転停止中における原子炉内の燃料体の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じる設計とする。

第三十八条　重大事故等対処施設の地盤

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める地盤に設けなければならない。

一　重大事故防止設備のうち常設のもの（以下「常設重大事故防止設備」という。）であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの（以下「常設耐震重要重大事故防止設備」という。）が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力が作用した場合においても当該重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤

二　常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）第四条第二項の規定により算定する地震力が作用した場合においても当該重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤

三　重大事故緩和設備のうち常設のもの（以下「常設重大事故緩和設備」という。）が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力が作用した場合においても当該重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤

2　重大事故等対処施設（前項第二号の重大事故等対処施設を除く。次項及び次条第二項において同じ。）は、変形した場合においても重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設けなければならない。

3　重大事故等対処施設は、変位が生ずるおそれがない地盤に設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項第１号について

常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

第１項第２号について

常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、代替する機能を有する設計基準事故対処設備が属する耐震重要度分類の各クラスに応じて算定する地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

第１項第３号について

常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

第２項について

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化及び揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

第３項について

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

なお、「第１項第１号～第３項について」における重大事故等対処施設の設備分類については、第三十九条の「適合のための設計方針」の「第１項について」における「Ⅰ．設備分類」による。

第三十九条　地震による損傷の防止

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める要件を満たすものでなければならない。 一　常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力に対して重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 二　常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）第四条第二項の規定により算定する地震力に十分に耐えることができるものであること。 三　常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）　基準地震動による地震力に対して重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 2　重大事故等対処施設は、第四条第三項の地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

重大事故等対処施設について、施設の各設備が有する重大事故等に対処するために必要な機能及び設置状態を踏まえて「Ⅰ．設備分類」のとおり分類し、設備分類に応じて「Ⅱ．設計方針」に示す設計方針にしたがって耐震設計を行う。耐震設計において適用する地震動、当該地震動による地震力等については、設計基準対象施設のものを設備分類に応じて適用する。

なお、「Ⅱ．設計方針」の(1)、(2)及び(3)に示す設計方針が、それぞれ第１項の第一号、第二号及び第三号の要求事項に対応するものである。

Ⅰ．設備分類

(1) 常設重大事故防止設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合であって、設計基準事故対処設備の安全機能又は使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失した場合において、その喪失した機能（重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能に限る。）を代替することにより重大事故の発生を防止する機能を有する設備であって常設のもの

a. 常設耐震重要重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの

b. 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備

常設重大事故防止設備であって、a.以外のもの

(2) 常設重大事故緩和設備

重大事故等対処設備のうち、重大事故が発生した場合において、当該重大事故の拡大を防止し又はその影響を緩和するための機能を有する設備であって常設のもの

Ⅱ．設計方針

(1) 常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設

基準地震動Ssによる地震力に対して、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

(2) 常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設

代替する機能を有する設計基準事故対処設備の耐震重要度分類のクラスに適用される地震力に十分に耐えることができるように設計する。

(3) 常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設

基準地震動Ssによる地震力に対して、重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

なお、上記設計において適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛

直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

また、常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設が、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、重大事故等に対処するために必要な機能を損なわないように設計する。

第２項について

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

第四十条　津波による損傷の防止

重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

基準津波及び入力津波の策定に関しては、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

耐津波設計としては以下の方針とする。

(1) 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等の経路から流入させない設計とする。

(2) 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。

(3) (1)(2)に規定するもののほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

また、大容量ポンプ及び送水車については、基準津波による水位の変動に対して取水性を確保でき、取水口からの砂の混入に対して、ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプ等の取水性の評価に当たっては、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

第四十一条　火災による損傷の防止

重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうおそれがないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、火災感知設備及び消火設備を有するものでなければならない。

適合のための設計方針

重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災発生防止、火災感知及び消火の措置を講じるものとする。

(1) 火災発生防止

潤滑油等の発火性又は引火性物質を内包する機器は、漏えいを防止する構造とする。万一、潤滑油等が漏えいした場合に、漏えいの拡大を防止する堰等を設ける設計とする。

重大事故等対処施設は、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の重大事故等対処施設、設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性材料又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流保護継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備を設けるとともに、施設の区分に応じた耐震設計を行う。

(2) 火災の感知及び消火

重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とする。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画であって、火災発生時に煙の充満、放射線の影響により消火活動が困難なところには、自動消火設

備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できる設計とする。

(3) 消火設備の破損、誤動作又は誤操作について

消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置を考慮した設計等を行うことにより、重大事故等に対処する機能を損なうことのない設計とする。

第四十三条　重大事故等対処設備

1　重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

二　想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

三　健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

四　本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

五　工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

六　想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

2　重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。）と接続するものにあっては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

二　二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工

場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。

三　常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

3　可搬型重大事故等対処設備に関しては、第一項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え、十分に余裕のある容量を有するものであること。

二　常設設備（発電用原子炉施設と接続されている設備又は短時間に発電用原子炉施設と接続することができる常設の設備をいう。以下同じ。）と接続するものにあっては、当該常設設備と容易かつ確実に接続することができ、かつ、二以上の系統又は発電用原子炉施設が相互に使用することができるよう、接続部の規格の統一その他の適切な措置を講じたものであること。

三　常設設備と接続するものにあっては、共通要因によって接続することができなくなることを防止するため、可搬型重大事故等対処設備（原子炉建屋の外から水又は電力を供給するものに限る。）の接続口をそれぞれ互いに異なる複数の場所に設けるものであること。

四　想定される重大事故等が発生した場合において可搬型重大事故等対処設備を設置場所に据え付け、及び常設設備と接続することができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

五　地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管すること。

六　想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故

等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、工場等内の道路及び通路が確保できるよう、適切な措置を講じたものであること。

七　重大事故防止設備のうち可搬型のものは、共通要因によって、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

適合のための設計方針

(1) 多様性、位置的分散、悪影響防止等

a. 多様性、位置的分散

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

なお、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、可搬型重大事故等対処設備にて考慮する。

設計基準事故対処設備及び常設重大事故防止設備を内包する建屋並びに地中に埋設された燃料油貯蔵タンク及び地中の配管トレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

重大事故緩和設備についても、重大事故防止設備と同様に可能な限り多様性を考慮する。

(a) 常設重大事故等対処設備（第２項　第三号）

常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。ただし、常設重大事故防止設備のうち、計装設備について、重要代替パラメータ（当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器を除く。）による推定は、重要な監視パラメータと異なる物理量（水位、注水量等）又は測定原理とすることで、重要な監視パラメータに対して可能な限り多様性を持った計測方法により計測できる設計とする。重要代替パラメータは重要な監視パラメータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、常設重大事故防止設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については、「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して常設重大事故防止設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して常設重大事故防止設備は、「1.11.7.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）」に対する適合」に基づく地盤上に設置する。地震、津波及び火災に対して常設重大事故防止設備は、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.2

重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の常設重大事故防止設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置する。屋外の常設重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、常設重大事故等対処設備も防護するか、又は設計基準事故対処設備と位置的分散を図り設置する。落雷に対して空冷式非常用発電装置は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して屋外の常設重大事故防止設備は、侵入防止対策により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の常設重大事故防止設備は、多重性を持つ設計とする。

高潮に対して常設重大事故防止設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

常設重大事故緩和設備についても、可能な限り上記を考慮して多様性及び位置的分散を図る設計とする。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。また、常設重大事故防止設備は設計基準事故対処設備と可能な限り異なる水源を持つ設計とする。

(b) 可搬型重大事故等対処設備（第３項　第五号及び第七号）

重大事故防止設備のうち可搬型のものは、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故防止設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

また、可搬型重大事故等対処設備は、地震、津波その他の自然現象又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響並びに設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の配置その他の条件を考慮した上で常設重大事故等対処設備と異なる保管場所に保管する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、可搬型重大事故等対処設備がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して可搬型重大事故等対処設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、「1.11.7.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及

び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）」に対する適合」に基づき設置された建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足並びに地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。地震及び津波に対して可搬型重大事故等対処設備は、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮された設計とする。火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく火災防護を行う。地震、津波、溢水及び火災に対して可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散し、溢水量による溢水水位を考慮した高所に保管する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備の安全機能、使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能又は常設重大事故等対処設備の重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。生物学的事象のうち、くらげ等の海洋生物に対して屋外の可搬型

重大事故等対処設備は、複数の取水箇所を選定できる設計とする。

高潮に対して可搬型重大事故等対処設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して屋内の可搬型重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に保管するとともに、可能な限り設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り複数箇所に分散して保管する。屋外の可搬型重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備が設置されている原子炉建屋から100mの離隔距離を確保するとともに、少なくとも1セットは、屋外の常設重大事故等対処設備からも100mの離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管、又は屋外の設計基準事故対処設備から100mの離隔距離を確保した上で複数箇所に分散して保管する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、重大事故防止設備のうち可搬型のものは設計基準事故対処設備又は常設重大事故防止設備と異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とし、駆動源及び冷却源が同じ場合は別の手段が可能な設計とする。

(c) 可搬型重大事故等対処設備と常設設備の接続口（第３項　第三号）

可搬型重大事故等対処設備のうち、原子炉建屋の外から水又は電力を供給する設備と、常設設備との接続口は、共通要因によって、接続することができなくなることを防止するため、建屋の異

なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能を確実に発揮できる設計とするとともに、建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所、建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。重大事故等時の環境条件における健全性については「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）及び竜巻のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対しては、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

地震及び地滑りに対して建屋面に設置する場合は、「1.11.7.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）」に対する適合」に基づく地盤上に、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合は、屋外側は地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。屋外に設置する場合は、地震により生ずる敷地下斜面の滑り、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に設置するとともに、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。地震、津波、溢水及び火災に対しては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とし、溢

水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して建屋面に設置する場合は、異なる建屋面の隣接しない位置に複数箇所設置する。建屋面及び屋外にそれぞれ設置する場合、又は屋外に設置する場合は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する。生物学的事象のうちネズミ等の小動物に対して屋外に設置する場合は、開口部の閉止により安全機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して接続口は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。電磁的障害に対しては、計測制御回路がないことから影響を受けない。

ただし、蒸気発生器２次側による炉心冷却は補助給水ポンプへの供給源となる復水タンクの補給により行うが、補給先である復水タンクが屋外にあること及び燃料取替用水タンクと隣接してい

ることから、別手段である送水車によるタービン動補助給水ポンプへの海水の直接供給により行う設計とし、その接続口は、復水タンク、燃料取替用水タンクと十分な離隔をもって設置する設計とする。

また、複数の機能で一つの接続口を同時に使用しない設計とする。

b. 悪影響の防止（第１項　第五号）

重大事故等対処設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設だけでなく、当該重大事故等対処設備以外の重大事故等対処設備も含む。）に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、他設備への系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、重大事故等対処設備は、他の設備に悪影響を及ぼさないように、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすること、通常時の分離された状態から接続により重大事故等対処設備としての系統構成をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。特に放射性物質又は海水を含む系統と、含まない系統を分離する場合は、通常時に確実に閉止し、使用時に通水できるようにディスタンスピースを、又は通常時に確実に取り外し、使用時に取り付けできるようにフレキシブルホースを設けることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、重大事故等対処設備は、要求される機能が複数ある場合は、原則、同時に複数の機能で使用しない設計とする。ただし、可搬型重大事故等対処設備のうち、複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同

時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量をあわせた容量とし、兼用できる設計とする。容量の設定根拠については「1.1.8.2 容量等」に記載する。

地震による影響に対しては、重大事故等対処設備は、地震により他設備に悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行うとともに、可搬型重大事故等対処設備は、設置場所での固定が可能な設計とする。

地震起因以外の火災による影響に対しては、重大事故等対処設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、想定する重大事故等対処設備の破損等により生じる溢水により、他設備に悪影響を与えない設計とする。放水砲による建屋への放水により、屋外の設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の重大事故等対処設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置又は保管することで、他設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の可搬型重大事故等対処設備については、風荷重を考慮し、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとり、設計基準事故対処設備（防護対象施設）の他、当該設備と同じ機能を有する他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「1.1.8.3 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。重大事故等対処設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

c. 共用の禁止（第２項　第二号）

常設重大事故等対処設備の各機器については、2 以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する常設重大事故等対処設備はなく共用を考慮する必要はない。

(2) 容量等

a. 常設重大事故等対処設備の容量等（第２項　第一号）

常設重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展等を考慮し、重大事故等時に必要な目的を果たすために、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、伝熱容量、弁放出流量及び発電機容量並びに計装設備の計測範囲及び作動信号の設定値とする。

事故対応手段の系統設計において、常設重大事故等対処設備のうち異なる目的を持つ設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備の容量等の仕様が、系統の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であることを確認した上で、設計基準事故対処設備の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備の系統及び機器を使用するもので、重大事故等時に設計基準事故対処設備の容量等を補う必要があるものについては、その後の事故対応手段とあわせて、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備以外の系統及び機器を使用するものについては、常設重大事故等対処設備単独で、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

b. 可搬型重大事故等対処設備の容量等（第３項　第一号）

可搬型重大事故等対処設備は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展を考慮し、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、発電機容量、蓄電容量及びボンベ容量並びに計装設備の計測範囲とする。

可搬型重大事故等対処設備の容量等は、系統の目的に応じて1セットで必要な容量等を有する設計とする。これを複数セット保有することにより、必要な容量等に加え、十分に余裕のある容量等を有する設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち複数の機能を兼用することで、設置の効率化及び被ばく低減を図れるものは、同時に要求される可能性がある複数の機能に必要な容量等をあわせた容量等とし、兼用できる設計とする。

可搬型重大事故等対処設備のうち原子炉建屋の外から水又は電力を供給する注水設備及び電源設備は、必要となる容量等を賄うことができる設備を1基当たり2セット以上持つことに加え、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを発電所全体で確保する。また、可搬型重大事故等対処設備のうち、負荷に直接接続する可搬式整流器、可搬型バッテリ、可搬型ボンベ等は、1負荷当たり1セットに、発電所全体で故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを加えた容量等を確保する。ただし、待機要求のない時期に保守点検を実施、又は保守点検が目視点検等であり保守点検中でも使用可能なものについては、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップを考慮する。

(3) 環境条件等

a. 環境条件（第1項　第一号）

重大事故等対処設備は、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）・保管場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

重大事故等発生時の環境条件については、重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重

大事故等時に海水を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、重大事故等対処設備を設置（使用）・保管する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

原子炉格納容器内の重大事故等対処設備は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。

原子炉補助建屋内及び緊急時対策所内の重大事故等対処設備は、重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。このうち、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時又は使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用する設備については、これらの環境条件を考慮した設計とするか、これらの環境影響を受けない区画等に設置する。特に、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、使用済燃料ピットに係る重大事故等時に使用するため、その環境影響を考慮して、空気を供給し冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。操作は中央制御室、異なる区画（フロア）

又は離れた場所から若しくは設置場所で可能な設計とする。

屋外の重大事故等対処設備は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計又は設置場所で可能な設計とするか、人が携行して使用可能な設計とする。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては、位置的分散を考慮した保管により、機能を損なわない設計とする。また、可搬型重大事故等対処設備については、必要により当該設備の落下防止、転倒防止又は固縛の措置をとる。

海水を通水する系統への影響に対しては、常時海水を通水する、海に設置する又は海で使用する重大事故等対処設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時海水を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に海水を通水する又は淡水若しくは海水から選択可能な重大事故等対処設備は、海水影響を考慮した設計とする。また、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、重大事故等対処設備は、重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を失うおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、重大事故等対処設備が溢水によりその機能を喪失しないように、常設重大事故等対処設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置し、可搬型重大事故等対処設備は、必要により想定される溢水水位よりも高所に保管する。

b. 重大事故等対処設備の設置場所（第１項　第六号及び第３項　第四号）

重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置

や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により設置場所で操作可能な設計とするか、放射線の影響を受けない異なる区画（フロア）又は離れた場所から遠隔で、若しくは中央制御室遮蔽区域内である中央制御室から操作可能な設計とする。

可搬型重大事故等対処設備の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても設置、及び常設設備との接続に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定するが、放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により、当該設備の設置、及び常設設備との接続が可能な設計とする。

(4) 操作性及び試験・検査性

a. 操作性の確保

(a) 操作の確保（第１項　第二号）

想定される重大事故等が発生した場合においても、重大事故等対処設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「1.1.8.3 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置するか、操作台を近傍に常設又は配置できる設計とする。また、防護具、照明等は重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具又は取付金具を用いて、確実に作業ができる設計とする。専用工具は、作業場所の近傍又は保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路の近傍に保管できる設計とする。可搬型重大事故等対処設備の運搬・設置が確実に行えるように、人力、車両等による運搬又は

移動ができるとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

操作内容として、現場操作については、現場の操作スイッチは、運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とし、現場での操作が可能な設計とする。また、電源操作は、感電防止のため電源の露出部への近接防止を考慮した設計とし、常設重大事故等対処設備の操作に際しては手順どおりの操作でなければ接続できない構造の設計とする。現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。現場での接続作業は、ボルト締めフランジ、コネクタ構造又はより簡便な接続規格等、接続規格を統一することにより、確実に接続ができる設計とする。ディスタンスピースはボルト締めフランジで取り付ける構造とする等操作が確実に行える設計とする。また、重大事故等に対処するために急速な手動操作を必要とする機器及び弁の操作は、要求時間内に達成できるように中央制御室設置の制御盤での操作が可能な設計とする。制御盤の操作器は運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とする。

(b) 系統の切替性（第１項　第四号）

重大事故等対処設備のうち、本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な弁等を設ける設計とする。

(c) 可搬型重大事故等対処設備の常設設備との接続性（第３項　第二号）

可搬型重大事故等対処設備を常設設備と接続するものについては、容易かつ確実に接続できるように、ケーブルは種別によって規格の統一を考慮したコネクタ又はより簡便な接続規格等を、配管は配管径や内部流体の圧力によって、高圧環境においてはフランジを、小口径配管かつ低圧環境においてはより簡便な接続規格等を用いる設計とする。また、同一ポンプを接続する配管は同口

径のフランジ接続とする等、複数の系統での規格の統一も考慮する。

(d) 発電所内の屋外道路及び屋内通路の確保（第３項　第六号）

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の設計とする。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するための経路、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬又は移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

電磁的障害に対しては道路・通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。

屋外アクセスルートに対する地震による影響（周辺構築物の倒壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊及び道路面の滑り）、その他自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪並びに降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ2台（予備1台）及び油圧ショベル1台（予備1台）を保管及び使用する。また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する設計とする。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確保する設計とする。想定を上回る万一の瓦礫発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。また、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。自然現象のうち凍結及び森林火災、外部人為事象のうち、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対しては、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する設計とする。落雷に対しては避雷設備が必要となる箇所にアクセスルートを設定しない設計とする。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い通行性を確保する設計とする。

アクセスルートの地盤については、基準地震動による地震力に対して、耐震裕度を有する地盤に設定することで通行性を確保する設計とする。また、耐震裕度の低い地盤に設定する場合は、道路面の滑りによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する

設計とする。不等沈下に伴う段差の発生が想定される箇所においては、段差緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、ブルドーザによる段差発生箇所の復旧を行う設計とする。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる設計とする。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、複数のアクセスルートによる迂回や油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

屋内アクセスルートは、地震、津波、その他自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、降灰及び森林火災）及び外部人為事象（近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガス）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する設計とする。

b. 試験・検査等（第１項　第３号）

重大事故等対処設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統試験においては、試験及び検査ができるテストライン等の設備を設置又は

必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある重大事故等対処設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、この限りとはしない設計とする。また、多様性又は多重性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多様性及び多重性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

運転中における安全保護系に準じる設備である、ＡＴＷＳ緩和設備においては、重大事故等対処設備としての多重性を有さないため、検査実施中に機能自体の維持はできないが、原則として運転中に定期的に健全性を確認するための試験ができる設計とするとともに、原子炉停止系及び非常用炉心冷却系等の不必要な動作が発生しない設計とする。

代替電源設備及び可搬型のポンプを駆動するための電源は、系統の重要な部分として適切な定期的試験又は検査が可能な設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

第四十四条　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持すると共に、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行するために必要な重大事故等対処設備を設置する。

緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備のうち、原子炉を未臨界とするための設備として以下の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止及びほう酸水注入）を設ける。また、１次冷却系の過圧防止及び原子炉出力を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）を設ける。

原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止）として、原子炉トリップスイッチは、手動による原子炉緊急停止ができる設計とする。

原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラック及び原子炉トリップしゃ断器の故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、ＡＴＷＳ緩和設備は、作動によるタービントリップ及び主蒸気止弁の閉止により、１次冷却系から２次冷却系への除熱を過渡的に悪化させることで１次冷却材温度を上昇させ、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制できる設計とする。また、

ＡＴＷＳ緩和設備は、復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプを自動起動させ、蒸気発生器水位の低下を抑制するとともに、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止することで、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持できる設計とする。

ＡＴＷＳ緩和設備から自動信号が発信した場合において、原子炉の出力を抑制するために必要な機器等が自動動作しなかった場合の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、中央制御室での操作により、手動で主蒸気止弁を閉操作することで原子炉出力を抑制するとともに、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプを手動で起動し、補助給水を確保することで蒸気発生器水位の低下を抑制し、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止できる設計とする。

制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、ほう酸タンクを水源としたほう酸ポンプは、緊急ほう酸注入弁を介して充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

ほう酸ポンプが故障により使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、ほう酸注入タンクを介して原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

さらに、ほう酸注入タンクが使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

第四十五条　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁の故障等により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード）として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へのほう酸水の注水を行い、加圧器逃がし弁を開操作することでフィードアンドブリードを行う設計とする。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力による専用工具を用いたタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁の操作と、人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及

び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能を回復できる設計とする。主蒸気逃がし弁については、機能回復のため現場において専用工具を用いて人力で操作できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器２次側による炉心冷却)として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

第四十六条　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、１次冷却系の減圧のための設備及び１次冷却系の減圧とあわせて炉心を冷却するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧及び１次冷却系のフィードアンドブリード）を設ける。また、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧のための設備として以下の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁の故障等により蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁は、開操作することにより１次冷却系を減圧できる設計とする。また、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へほう酸水を注水できる設計とする。

加圧器逃がし弁の故障等により１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発

生器２次側での炉心冷却による１次冷却系の減圧を行う設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの機能回復のための設備として以下の重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力による専用工具を用いたタービン動補助給水ポンプの蒸気加減弁の操作と、人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能回復できる設計とする。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器 2 次側による炉心冷却)として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、1 次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、主蒸気逃がし弁の機能回復のための設備で窒素ボンベ等の可搬型重大事故防止設備と同等以上の効果を有する措置として以下の重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）として、主蒸気逃がし弁は、現場において可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベ等を接続するの

と同等以上の作業の迅速性、駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性及び空気作動に対する多様性を有するため、手動設備として設計する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した加圧器逃がし弁の機能回復のための設備として以下の可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）として、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び可搬式整流器は、加圧器逃がし弁の電磁弁へ給電し、かつ、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、加圧器逃がし弁に空気を供給し、空気作動弁である加圧器逃がし弁を動作させることで１次冷却系を減圧できる設計とする。可搬式整流器は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。可搬式整流器及び空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、炉心溶融時における高圧溶融物放出及び原子炉格納容器内雰囲気直接加熱を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁を使用する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、蒸気発生器伝熱管破損発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制、インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を使用する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、余熱除去系の隔離に

使用する余熱除去ポンプ入口弁は、遠隔駆動機構を用いることで離れた場所から遠隔操作できる設計とする。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である加圧器逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合に使用する窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の容量の設定も含めて、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である主蒸気逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合の手動操作も含めて、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計及び設置場所での専用工具の操作により可能な設計とする。

第四十七条　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時における原子炉の冷却

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（代替炉心注水、代替再循環運転、炉心注水及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。また、炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充て

ん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）として、送水車を使用した海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプは駆動源を電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の故

障等により余熱除去設備の再循環運転による炉心冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替再循環運転）として、格納容器再循環サンプを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、Ａ内部スプレクーラ及び格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して代替再循環運転できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電

源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（低圧代替再循環運転）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（高圧代替再循環運転）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転中及び運転停止中において、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに運転中及び運転停止中において全交流動力電源が喪失した場合

を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。電動補助給水ポンプは、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて人力による弁の操作ができる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水及び代替炉心注水）として、アキュムレータは、原子炉へ注水できる設計とする。

(2) 炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合における原子炉容器内の残存溶融デブリの冷却

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉容器に残存溶融デブリが存在する場合、原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ）により残存溶融デブリを冷却し、原子炉格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気

設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

(3) 炉心の著しい損傷が発生した場合における溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延及び防止

原子炉の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止することで、原子炉格納容器の破損を防止する設備として以下の重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプは、原子炉に注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク

又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に対して、多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び充て

ん／高圧注入ポンプによる炉心注水並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプと、屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプの接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、複数箇所設置する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した代替炉心注水は、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転に対して異なる水源を持つ設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、屋外に設置することで、原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車を使用した代替炉心注水は、送水車により海水を水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転、Ａ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水

タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水及び燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内

部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプ並びに原子炉格納容器内のアキュムレータと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

代替炉心注水時において恒設代替低圧注水ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替炉心注水時においてＣ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、自己冷却でき、かつ安全注入ラインを介さず充てんラインを用いて原子炉に注水できることで、余熱除去ポンプを使用した炉心注水に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、Ｃ充てん／高圧注入ポンプの自己冷却は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口配管から分岐した自己冷却ラインによりＣ充てん／高圧注入ポンプを冷却できることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置することで、１次系冷却水ポンプ及び屋外の海水ポンプと位置的分散を図る設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替炉心注水時の電源に使用する電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、専用の電源として可搬式代替低圧注水ポンプに給電でき、発電機を空冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機及び空冷式非常用発電装置を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、屋外の空冷式非常用発電装置並びに原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管及び可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管は、水源から安全注入配管との合流点までの系統について、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプを使用した代替炉心注水配管は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口の安全注入配管と充てん配管との分岐点からの充てんラインについて、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の多様性及び位置的分散によって、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して、重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

第四十八条　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備のうち、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送するための設備として以下の重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却）を設ける。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場で人力による操作ができることで、蒸気発生器２次側での除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができる設計とする。全交流動力電源喪失時においても電動補助給水ポンプは代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における１次冷却材喪失事象時を想定した重大事故等対処設備（格納

容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替補機冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプの原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却は、タービン動補助給水ポンプを蒸気駆動とし、電動補助給水ポンプの電源を設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、さらに主蒸気逃がし弁は専用工具を設け、手動操作とすることにより、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した最終ヒートシンクへの熱の輸送に対して、多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する補助給水系及び主蒸気系は、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した系統に対して多様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置し、復水タンクは屋外の海水ポンプと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

機器の多様性及び系統の独立並びに位置的分散によって、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

第四十九条　原子炉格納容器内の冷却等のための設備

1　発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

第２項について

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(1) 原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対

処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設

計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高

使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度の低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状

態を確認できる設計とする。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内に

スプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）

用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイは、炉心損傷防止目的と原子炉格納容器破損防止目的を兼用する設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却は、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）並びに内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを用いた格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の冷却に対して多様性を持った設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは原子炉格納容器内に設置し、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク及び窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は原子炉補助建屋内の内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）と異なる区画に設置し、海水ポンプは屋外の燃料取替用水タンクと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレイは、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した格納容器スプレイに対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。電

源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

炉心の著しい損傷が発生した場合の代替格納容器スプレイ時において恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替格納容器スプレイに使用する送水車の駆動源は、車両のエンジンを利用したディーゼル駆動とすることにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

送水車は、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する大容量ポンプの駆動源は、水冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

大容量ポンプは、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレ配管は、水源から格納容器スプレ配管との合流点までの系統について、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

格納容器内自然対流冷却において使用する原子炉補機冷却系は、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の独立性及び位置的分散によって、内部スプレポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

第五十条　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とす

る。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

第五十一条　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置する。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することで、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する。

原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するための設備として以下の原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、格納容器スプレイ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。

原子炉格納容器下部注水設備（原子炉下部キャビティ直接注水）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは燃料取替用水系を介して、原子炉下部キャビティに注水することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、

代替電源設備である空冷式非常用電源装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉格納容器下部注水設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、代替格納容器スプレイ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ、原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、原子炉下部キャビティ注水ポンプとあわせて、原子炉下部キャビティに長期的に十分な水量を蓄水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

なお、原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止するための設備として重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。これらの設備は、「5.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」と同じであり、詳細は「5.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」にて記載する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水とは互いに多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水に対して異なる水源を持つ設計とする。内部スプレポンプは、系統として多重性を持つ設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンクは、互いに隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、同時にその機能が損なわれない設計とする。

内部スプレポンプは、多重性を持ったディーゼル発電機から給電できる設計とする。原子炉格納容器下部注水において原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、互いに独立性を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、原子炉補助建屋内の恒設代替低圧注水ポンプ出口配管と格納容器スプレ配管との合流点から原子炉格納容器内のスプレリングまでの配管を除いて互いに独立性を持つ設計とする。

連通管を含むスプレノズルから原子炉下部キャビティへの流入経路は、原子炉格納容器内に様々な経路を設けることで、多重性を持った設計とする。

第五十二条　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するための設備として以下の水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設ける。水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設けることから、水素ガスを原子炉格納容器外に排出する設備は設けない。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、静的触媒式水素再結合装置は、ジルコニウムー水反応等で短期的に発生する水素及び水の放射線分解等で長期的に緩やかに発生し続ける水素を除去することにより、原子炉格納容器内の水素濃度を継続的に低減できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は中央制御室にて静的触媒式水素再結合装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、原子炉格納容器水素燃焼装置は、炉心の著しい損傷に伴い事故初期に原子炉格納容器内に大量に放出される水素を計画的に燃焼させ、原子炉格納容器内の水素濃度ピークを制御できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置

は中央制御室にて原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定するための設備として以下の監視設備（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は格納容器ガス試料採取系統設備に接続することで、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置にて供給された原子炉格納容器内の雰囲気ガスの水素濃度を可搬型格納容器内水素濃度計測装置で測定し、中央制御室にて原子炉格納容器内の水素濃度を監視できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においては、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプを原子炉補機冷却系に接続することで、サンプリングガスを冷却するための１次系冷却水を供給できる設計とする。また、24 時間経過した後のサンプリングガスの冷却として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置及び可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

第五十三条　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷により原子炉格納容器内に水素が発生した場合にアニュラスの水素濃度を低減することで水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する。

格納容器内自然対流冷却、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の圧力及び温度低下機能と、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置による水素濃度低減機能とあいまって、水素爆発を防止するとともに、貫通部からアニュラスに漏えいし、アニュラス内で混合された可燃限界濃度未満の水素を含む空気の放射性物質を低減し、排出できる設備として以下の水素排出設備（アニュラスからの水素排出）を設ける。

水素排出設備（アニュラスからの水素排出）として、アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする水素等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することでアニュラス内に水素が滞留しない設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニ

ュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器からアニュラスに漏えいした水素濃度を推定するため、想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で推定できる設備として以下の監視設備（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、アニュラス内の雰囲気ガスの水素濃度を測定し、中央制御室にてアニュラス内の水素濃度を監視できる設計とする。可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

第五十四条　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

1　発電用原子炉施設には、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料貯蔵槽からの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料貯蔵槽の水位が低下した場合において貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、使用済燃料貯蔵槽からの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料貯蔵槽の水位が異常に低下した場合において貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

(1) 使用済燃料ピット水位の低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の冷却、放射線の遮蔽及び臨界防止

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピット内燃料集合体等を冷却し、使用済燃料ピットに接続する配管が破損しても、放射線の遮蔽が維持される水位を確保するための設備として以下の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）を設ける。

使用済燃料ピットに接続する配管の破損については、使用済燃料ピット入口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位以下に水位が低下する

ことを防止するため、入口配管上部にサイフォンブレーカを設ける設計とする。使用済燃料ピット出口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位を維持できるように、それ以上の位置に取出口を設ける設計とする。

なお、冷却及び水位確保により使用済燃料ピットの機能を維持し、純水冠水状態で未臨界を維持できる設計とする。

使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラの故障等により使用済燃料ピットの冷却機能が喪失、燃料取替用水ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により使用済燃料ピットの注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管の破損等により使用済燃料ピット水の小規模な漏えいにより使用済燃料ピットの水位が低下した場合の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）として、海水を送水車により使用済燃料ピットへ注水する設計とする。

(2) 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和、臨界防止及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合に、燃料損傷の進行を緩和し、臨界にならないよう配慮したラック形状及び燃料配置において、スプレイや蒸気条件においても未臨界を維持できることにより臨界を防止し、燃料損傷時に使用済燃料ピット全面にスプレイすることによりできる限り環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）として、海を水源とした送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイを行う設計とする。

(3) 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済

燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合には原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水することにより、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水できる設計とし、建屋の損壊等により開口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。

(4) 使用済燃料ピットに係るパラメータの監視

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、重大事故等時に使用済燃料ピットに係る監視に必要な設備として以下のパラメータを計測する計測設備（使用済燃料ピットの監視）を設ける。

使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定可能な設計とする。使用済燃料ピットに係る重大事故等時の使用済燃料ピットの状態を使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視できる設計とする。また、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、その環境影響を考慮して使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置にて冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。

これらの設備は、ディーゼル発電機に加えて代替電源設備である空冷式非常用発電装置より給電できる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係の評価及び各設置場所間での関係性を把握し、測定結果の傾向を確認することで、使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2代替電源設備」にて記載する。

第五十五条　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において工場等外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合における発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、海を水源とした送水車は、スプレイヘッダを介して原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において、海洋への放射性物質の拡散を抑制する設備として、重大事故等対処設備（海洋への拡散

抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（海洋への拡散抑制）として、シルトフェンスは、汚染水が発電所から海洋に流出する 2 箇所（取水口側 1 箇所、放水口側 1 箇所）に設置できる設計とする。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災に対応するための設備として重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）を設ける。

重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）として、放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）と接続し、泡消火剤と混合しながら原子炉格納容器周辺へ放水できる設計とする。

第五十六条　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等の収束に必要となる水の供給設備のうち、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、原子炉施設には、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するための設備として以下の重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給、海から復水タンクへの補給、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、海から使用済燃料ピットへの注水、海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給、代替再循環運転）及び代替水源を設ける。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である１次冷却系のフィードアンドブリードの水源として、代替水源である燃料取替用水タンクを使用する。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクへの補給が不能となった場合の代替手段である重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給）として送水車及びタービン動補助給水ポンプを使用する。送水車は、可搬型ホースを介し

てタービン動補助給水ポンプへ水を供給できる設計とする。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。また、充てん／高圧注入ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。

格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの水源として、代替水源である復水タンク及び送水車を使用する。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉又は原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。また、充てん／高圧注入ポンプは原子炉へ水を注水する設計とする。また、原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプの電源は全交流動力電源が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

また、充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である送水車、可搬式代替低圧注水ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）を使用する。送水車により可搬型ホースを介して、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプは、余熱除去系を介して、原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプの駆動源

は、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。

重大事故等により、炉心注水及び格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇した場合の重大事故等対処設備（復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給）として、復水タンク及び送水車を使用する。復水タンクは、復水タンクから燃料取替用水タンクへの移送ラインにより、燃料取替用水タンクへ水頭圧にて補給できる設計とする。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により再循環機能が喪失した場合の代替再循環設備（代替再循環運転）として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用する。

格納容器再循環サンプを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、Ａ内部スプレクーラを介して、代替再循環運転できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（高圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び大容量ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（低圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び大容量ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等により、使用済燃料ピットへの水の注水手段の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の重大事故等対処設備（海から使用済燃料ピットへの注水）として、送水車を使用する。海を水源とした送水車は、可搬型ホースにより使用済燃料ピットへ水を注水する設計とする。

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等の収束に必要となる水の供給設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合に、使用済燃料ピットへ十分な量の水を注水するための設備、できる限り燃料損傷の進行を緩和し放射性物質の放出を低減するための設備及び発電所外への放射性物質の拡散を抑制

するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）及び放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）又は放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、送水車及びスプレイヘッダを使用する。

送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水を行う設計とする。

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。

放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲を使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できる設計とするとともに、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊等により開口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。

復水タンク枯渇又は破損時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、脱気器タンク及び燃料取替用水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

復水タンク枯渇時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク及びＡ、Ｂ淡水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における炉心注水のための代替淡

水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における炉心注水のための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における使用済燃料ピット注水のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び１次系純水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい時は、海を水源として使用できる設計とする。

代替水源からの移送ルートを確保し、移送ホース及びポンプについては、複数箇所に分散して保管する。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラにより再循環運転できることで、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転に対して多重性を持つ設計とする。

高圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧

注入ポンプへの代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

低圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプへの代替補機冷却は大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

電源設備の多様性については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、スプレイヘッダ、可搬型ホース及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水にて使用する大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び可搬型ホースは、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

第五十七条　電源設備

1　発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、第三十三条第二項の規定により設置される非常用電源設備及び前項の規定により設置される電源設備のほか、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための常設の直流電源設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等の対応に必要な電力を供給するための設備として以下の代替電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型直流電源設備及び代替所内電気設備を設ける。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」時に必要な交流負荷へ電力を供給する常設代替電源設備として、空冷式非常用発電装置を使用する。

空冷式非常用発電装置は、中央制御室の操作にて速やかに起動し、非

常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に最低限必要な設備に電力を供給する可搬型代替電源設備として電源車を使用する。

電源車は、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

電源車は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する所内常設蓄電式直流電源設備として、蓄電池（安全防護系用）を使用する。これらの設備は、負荷切離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計とする。また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）は運転コンソールへ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失及び蓄電池の枯渇）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する可搬型直流電源設備として、電源車及び可搬式整流器を使用する。これらの設備は、直流母線へ接続することにより、24 時間にわたり電力を供給できる設計とする。

所内電気設備は、2 系統の非常用母線等により構成することにより、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも 1 系統は電力供給機能の維持及び人の接近性の確保を図る設計とする。これとは別に上記 2 系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給する代替所内電気設備として、空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式

整流器を使用する。

代替所内電気設備は、空冷式非常用発電装置を代替所内電気設備変圧器に接続し、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器より電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、屋外の適切な離隔距離を持った位置に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、少なくとも 1 台は屋外の空冷式非常用発電装置から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、空冷式非常用発電装置に対して位置的分散を図る設計とする。

電源車の接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、空冷式のディーゼル発電機を使用し、原子炉補助建屋内の蓄電池（安全防護系用）に対して、電源車は原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管し、可搬式整流器は原子炉補助建屋内の異なる区画に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器

を使用した代替所内電気設備は、電源を空冷式非常用発電装置とし、原子炉補助建屋内の所内電気設備である２系統の非常用母線と異なる区画に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

可搬式オイルポンプ及びタンクローリーは、原子炉補助建屋から100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び燃料油移送ポンプに対して位置的分散を図る設計とする。

燃料油貯蔵タンクの燃料油取出口は、隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

空冷式非常用発電装置を使用した代替電源系は、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車を使用した代替電源系は、電源車から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、電源車から直流き電盤までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）を使用した電源系に対して独立した設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、独立した電路で系統構成することにより、所内電気設備である 2 系統の非常用母線に対して独立した設計とする。

第五十八条　計装設備

発電用原子炉施設には、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握できる設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために必要な主要パラメータにより、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するための設備を設置及び保管する。

当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータは、「添付書類十　第5.1.1表」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータとする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するためのパラメータは、「添付書類十　第5.1.1表」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータとする。

重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータは、設計基準を超える状態において原子炉施設の状態を把握するための能力（最高計測可能温度等（設計基準最大値等））を明確にする。

原子炉施設の状態の把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を推定する手段を有する設計とする。

重要な監視パラメータ又は有効な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）の計測が困難となった場合又は計測範囲を超えた場合の推定は、「添付書類十　第5.1.1表」のうち「1.15　事故時の計装に関する手

順等」の計器故障時のパラメータ推定又は計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定の対応手段等により推定ができる設計とする。

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測するとともに、重要代替パラメータが複数ある場合は、推定する重要な監視パラメータとの関係性がより直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を踏まえた確からしさを考慮し、優先順位を定める。

現場の操作時に監視が必要なパラメータ及び常設の重大事故等対処設備の代替の機能を有するパラメータは、可搬型の重大事故等対処設備により計測できる設計とする。

直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータとして、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、乾電池を電源とした可搬型計測器により計測できる設計とする。

可搬型計測器による測定においては、測定対象の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか 1 つの適切なパラメータを選定し測定又は監視するものとする。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し測定又は監視するものとする。

原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要となる重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータが計測又は監視及び記録ができる設計とする。

第五十九条　原子炉制御室

第二十六条第一項の規定により設置される原子炉制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、重大事故等時において、中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備及び中央制御室遮蔽の機能とあわせて、運転員の実効線量が7日間で100mSvを超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。可搬型の酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、室内の酸素及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できる設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷

式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等が発生し、中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、運転員が中央制御室の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設ける設計とする。また、以下の重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）を設ける。

重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）として、照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。身体サーベイの結果、運転員の汚染が確認された場合は、運転員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設けることができるよう考慮する。

可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

第六十条　監視測定設備

1　発電用原子炉施設には、重大事故等が発生した場合に工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線の量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録することができる設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、重大事故等が発生した場合に工場等において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録することができる設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第1項について

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度及び放射線量の測定）を設ける。

重大事故等対処設備（放射線量の測定）として、可搬式モニタリングポストを使用する。可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、モニタステーション及びモニタポストが機能喪失した場合の代替手段として、発電所敷地境界付近において、原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とし、モニタステーション及びモニタポストを代替し得る原子力災害対策特別措置法第10条及び第15条に定められた事象の判断に必要な十分な個数を保管する。

また、可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、

発電所海側敷地境界方向（緊急時対策所用と兼用）を含む原子炉格納施設を囲む8方位において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とする。

可搬式モニタリングポストの指示値は、無線（衛星系回線）により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。可搬式モニタリングポストで測定した放射線量は、原則、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われない設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。可搬式モニタリングポストの電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬式モニタリングポスト

設計基準事故対処設備であるモニタステーション及びモニタポストは、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

・燃料油貯蔵タンク（10.2　代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2　代替電源設備）

・タンクローリー（10.2　代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2　代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2　代替電源設備」にて記載する。

移動式放射能測定装置（モニタ車）のダスト・よう素サンプラ、汚染サーベイメータ又はよう素モニタが機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（放射性物質の濃度の測定）として可搬型放射線計測装置を使用する。

可搬型放射線計測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中）を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるように測定値

を表示する設計とし、移動式放射能測定装置（モニタ車）の測定機能を代替し得る十分な個数を保管する。可搬型放射線計測装置（ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ）の電源は、乾電池を使用する設計とする。可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ）の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ）

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度及び放射線量の測定）として、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量を測定するために、可搬型放射線計測装置、電離箱サーベイメータ及び小型船舶を使用する。可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるように測定値を表示する設計とし、発電所の周辺海域においては、小型船舶を用いる設計とする。可搬型放射線計測装置（ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）、電離箱サーベイメータの電源は、乾電池を使用する設計とする。可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ）の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）
・電離箱サーベイメータ
・小型船舶

これらの設備は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損が発生

した場合に放出されると想定される放射性物質の濃度及び放射線量を測定できる設計とする。

第２項について

重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

重大事故等時に発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備として以下の重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件を測定）を設ける。

気象観測設備が機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件の測定）として、可搬型気象観測装置を使用する。可搬型気象観測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる設計とする。可搬型気象観測装置の指示値は、無線により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。可搬型気象観測装置で測定した風向、風速その他の気象条件は、原則、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われない設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。可搬型気象観測装置の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型気象観測装置

第六十一条　緊急時対策所

1　第三十四条の規定により設置される緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、次に掲げるものでなければならない。 一　重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じたものであること。 二　重大事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備を設けたものであること。 三　発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設けたものであること。 2　緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができるものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、その機能に係る設備を含め、基準地震動による地震力に対し、機能を喪失しないようにするとともに、基準津波の影響を受けない設計とする。地震及び津波に対しては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」に基づく設計とする。また、緊急時対策所の機能に係る設備は、中央制御室との共通要因により同時に機能喪失しないよう、

中央制御室に対して独立性を有する設計とするとともに、中央制御室とは離れた場所に設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含め、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができる設計とする。

重大事故等が発生し、緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、対策要員が緊急時対策所の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設置する設計とする。身体サーベイの結果、対策要員の汚染が確認された場合は、対策要員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設置することができるよう考慮する。

重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、緊急時対策所の居住性を確保するための設備として、以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、緊急時対策所遮蔽、緊急時対策所換気設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを使用する。

緊急時対策所の居住性については、想定する放射性物質の放出量等を東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と同等とし、かつ、緊急時対策所内でのマスクの着用、交代要員体制及び安定よう素剤の服用がなく、仮設設備を考慮しない条件においても、緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えないことを判断基準とする。

緊急時対策所遮蔽は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に

係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。

緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所遮蔽の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計に当たっては、緊急時対策所の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置を保管する設計とする。

緊急時対策所には、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管するとともに、室内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを保管する設計とする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備として、以下の重大事故等対処設備（情報の把握）を設ける。

重大事故等対処設備（情報の把握）として、重大事故等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに緊急時対策所において把握できる情報収集設備を使用する。

緊急時対策所の情報収集設備として、事故状態等の必要な情報を把握するために必要なパラメータ等を収集し、緊急時対策所で表示できるよう、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。

原子炉補助建屋に設置する安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、全交流動力電源が喪失し

た場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための設備として、以下の重大事故等対処設備（通信連絡）を設ける。

重大事故等対処設備（通信連絡）として、緊急時対策所から中央制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、通信連絡設備を使用する。

緊急時対策所の通信連絡設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、代替電源設備からの給電を可能とするよう、以下の重大事故等対処設備（電源の確保）を設ける。

全交流動力電源が喪失した場合、代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）を使用する。

代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）は1台で緊急時対策所に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて3台保管することで、多重性を有する設計とする。

電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて、燃料を補給できる設計とする。

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

第六十二条　通信連絡を行うために必要な設備

発電用原子炉施設には、重大事故等が発生した場合において当該発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所内）及び緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）を設ける。

通信設備（発電所内）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定)、衛星電話（携帯)、トランシーバー及び携行型通話装置は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所内）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）は、原子炉補助建屋に設置し、ＳＰＤＳ表示装置は、緊急時対策所に設置する設計とする。

衛星電話（固定）は、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。

トランシーバーの電源は、充電池又は乾電池を使用しており、充電池

を用いるものについては、充電池の残量が少なくなった場合は、別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。また、乾電池を用いるものについては、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続して通話ができる設計とする。

携行型通話装置の電源は、乾電池を使用しており、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続して通話ができる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、ＳＰＤＳ表示装置については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所外）及び発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）を設ける。

通信設備（発電所外）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定)、衛星電話（携帯)、衛星電話（可搬)、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所外）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムは、原子炉補助建屋に設置する設計とする。

衛星電話（固定)、衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムは、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電

装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。

衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムの電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へのデータ伝送の機能に係る設備及び緊急時対策所の通信連絡機能に係る設備としての、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、固縛又は転倒防止処置を講じ、基準地震動による地震力に対し、機能喪失しない設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

電源車（緊急時対策所用）については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

1.11.8 発電用原子炉設置変更許可申請（平成 30 年 6 月 11 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.8.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第四条　地震による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、地震力に十分に耐えることができるものでなければならない。 5　炉心内の燃料被覆材は、基準地震動による地震力に対して放射性物質の閉じ込めの機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

炉心内の燃料被覆材の放射性物質の閉じ込めの機能については、以下のとおり設計する。

第１項について

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に生じるそれぞれの荷重と、弾性設計用地震動による地震力又は静的地震力のいずれか大きい方の地震力を組み合わせた荷重条件に対して、炉心内の燃料被覆材の応答が全体的におおむね弾性状態に留まる設計とする。

第５項について

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に生じるそれぞれの荷重と基準地震動による地震力を組み合わせた荷重条件により塑性ひずみが生じる場合であっても、その量が小さなレベルに留まって破断延性限界に十分な余裕を有し、放射性物質の閉じ込めの機能に影響を及ぼさない設計とする。

なお、燃料の機械設計においては、燃料中心最高温度、燃料要素内圧、燃料被覆材応力、燃料被覆材に生じる円周方向引張歪の変化量及び累積疲労サイクルに対する設計方針を満足するように燃料要素の設計を行うが、上記の設計方針を満足させるための設計に当たっては、これらのうち燃料被覆材への地震力の影響を考慮すべき項目として、燃料被覆材応力及び累積疲労サイクルを評価項目とする。評価においては、内外圧差による応力、ペレットの接触圧による応力、熱応力、地震による応力及び水力振動による応力を考慮し、設計疲労曲線としては、Langer and

O’Donnell の曲線を使用する。

第九条　溢水による損傷の防止等

1　安全施設は、発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。 2　設計基準対象施設は、発電用原子炉施設内の放射性物質を含む液体を内包する容器、配管その他の設備から放射性物質を含む液体があふれ出た場合において、当該液体が管理区域外へ漏えいしないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

安全施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

そのために、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計とする。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計とする。さらに使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

なお、原子炉施設内における溢水として、原子炉施設内に設置された機器及び配管の破損（地震起因を含む。）、消火水系（スプリンクラーを含む。）等の作動、使用済燃料ピット等のスロッシングその他の事象により発生した溢水を考慮する。

第２項について

設計基準対象施設は、原子炉施設内の放射性物質を含む液体を内包する容器、配管その他の設備（ポンプ、弁、使用済燃料ピット及び原子炉キャビティ（キャナル含む。）等）から放射性物質を含む液体があふれ出た場合において、当該液体が管理区域外へ漏えいしない設計とする。

第十五条　炉心等

6　燃料体は、次に掲げるものでなければならない。 一　通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における発電用原子炉内の圧力、自重、附加荷重その他の燃料体に加わる負荷に耐えるものとすること。

適合のための設計方針

第６項第１号について

燃料体は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における原子炉内の圧力、自重、附加荷重、核分裂生成物の蓄積による燃料被覆材の内圧上昇、熱応力等の荷重に耐える設計とする。

このため、燃料要素は所要の運転期間において、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に、以下の基準を満足できる設計とする。

(1) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満であること。

(2) 燃料要素内圧は、通常運転時において、燃料被覆材の外向きのクリープ変形により燃料材と燃料被覆材のギャップが増加する圧力を超えないこと。

(3) 燃料被覆材応力は、燃料被覆材の耐力以下であること。

(4) 燃料被覆材に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して1%以下であること。

(5) 累積疲労サイクルは、設計疲労寿命以下であること。

第五十条　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（Ｓ

Ａ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置及び代替所内電気設備変圧器については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故

等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

第五十九条　運転員が原子炉制御室にとどまるための設備

発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合（重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）が有する原子炉格納容器の破損を防止するための機能が損なわれた場合を除く。）においても運転員が第二十六条第一項の規定により設置される原子炉制御室にとどまるために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、重大事故等時において中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。

中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備及び中央制御室遮蔽の機能とあわせて、運転員の実効線量が7日間で100mSvを超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。

可搬型の酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、室内の酸素及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できる設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れるこ

とも可能な設計とする。照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。

中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等が発生し、中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、運転員が中央制御室の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設ける設計とする。また、以下の重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）を設ける。

重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）として、照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。

身体サーベイの結果、運転員の汚染が確認された場合は、運転員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設けることができるよう考慮する。

可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）を設ける。

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）として、アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする放射性物質等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することで放射性物質の濃度を低減する設計と

する。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

1.11.8 発電用原子炉設置変更許可申請（平成 31 年 2 月 8 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.8.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第二十六条　原子炉制御室等

3　一次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合に発電用原子炉の運転の停止その他の発電用原子炉施設の安全性を確保するための措置をとるため、従事者が支障なく原子炉制御室に入り、又は一定期間とどまり、かつ、当該措置をとるための操作を行うことができるよう、次の各号に掲げる場所の区分に応じ、当該各号に定める設備を設けなければならない。 一　原子炉制御室及びその近傍並びに有毒ガスの発生源の近傍工場等内における有毒ガスの発生を検出するための装置及び当該装置が有毒ガスの発生を検出した場合に原子炉制御室において自動的に警報するための装置 二　原子炉制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が原子炉制御室に出入りするための区域 遮蔽壁その他の適切に放射線から防護するための設備、気体状の放射性物質及び原子炉制御室外の火災により発生する燃焼ガスに対し換気設備を隔離するための設備その他の適切に防護するための設備

適合のための設計方針

第３項一号について

万一事故が発生した際には、次のような対策により中央制御室内の運転員に対し、有毒ガスによる影響により、対処能力が著しく低下することがないように考慮し、運転員が中央制御室内にとどまり、事故対策に必要な各種の操作を行うことができる設計とする。

(1) 想定される有毒ガスの発生において、有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、敷地内外において貯蔵施設に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「固定源」という。）及び敷地内において輸送手段の輸送容器に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「可動源」という。）そ

れぞれに対して有毒ガスが発生した場合の影響評価（以下「有毒ガス防護に係る影響評価」という。）を実施する。

固定源に対しては、運転員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。可動源に対しては、中央制御室換気設備の隔離等の対策により運転員を防護できる設計とする。

第３項二号について

「原子炉制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が原子炉制御室に出入りするための区域に係る設計方針については、平成 28 年 10 月 5 日付け原規規発第 16100514 号をもって設置変更許可を受けた第 26 条第３項の設計方針に同じ。」

第三十四条　緊急時対策所

2　緊急時対策所及びその近傍並びに有毒ガスの発生源の近傍には、有毒ガスが発生した場合に適切な措置をとるため、工場等内における有毒ガスの発生を検出するための装置及び当該装置が有毒ガスの発生を検出した場合に緊急時対策所において自動的に警報するための装置その他の適切に防護するための設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

緊急時対策所は、有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下しないよう、当該要員が緊急時対策所内にとどまり、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができる設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

固定源に対しては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。また、可動源に対しては、緊急時対策所換気設備の隔離等の対策により当該要員を防護できる設計とする。

1.11.9 発電用原子炉設置変更許可申請（平成 30 年 4 月 20 日申請）に係る安全設計の方針

1.11.9.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第五条　津波による損傷の防止

設計基準対象施設は、その供用中に当該設計基準対象施設に大きな影響を及ぼすおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

基準津波は、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、波源海域から敷地周辺までの海底地形、地質構造、地震活動性等の地震学的見地から想定することが適切なものとして策定する。

入力津波は基準津波の波源から各施設・設備の設置位置において算定される時刻歴波形として設定する。

設計基準対象施設は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。

第三十八条　重大事故等対処施設の地盤

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める地盤に設けなければならない。 一　重大事故防止設備のうち常設のもの（以下「常設重大事故防止設備」という。）であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの（以下「常設耐震重要重大事故防止設備」という。）が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力が作用した場合においても当該重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤 三　重大事故緩和設備のうち常設のもの（以下「常設重大事故緩和設備」という。）が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力が作用した場合においても当該重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤 四　特定重大事故等対処施設 第四条第二項の規定により算定する地震力が作用した場合及び基準地震動による地震力が作用した場合においても当該特定重大事故等対処施設を十分に支持することができる地盤 2　重大事故等対処施設（前項第二号の重大事故等対処施設を除く。次項及び次条第二項において同じ。）は、変形した場合においても重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設けなければならない。 3　重大事故等対処施設は、変位が生ずるおそれがない地盤に設けなければならない。

適合のための設計方針

1．特定重大事故等対処施設について

第１項第４号について

特定重大事故等対処施設については、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、接地圧に対する

十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

第２項について

特定重大事故等対処施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化、揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

第３項について

特定重大事故等対処施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

２．重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）である蓄電池（３系統目）について

第１項第１号について

常設耐震重要重大事故防止設備である蓄電池（３系統目）が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

第１項第３号について

常設重大事故緩和設備である蓄電池（３系統目）が設置される重大

事故等対処施設については、基準地震動による地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置する。

また、上記に加え、基準地震動による地震力が作用することによって弱面上のずれが発生しないことを含め、基準地震動による地震力に対する支持性能を有する地盤に設置する。

第２項について

蓄電池（３系統目）が設置される重大事故等対処施設は、地震発生に伴う地殻変動によって生じる支持地盤の傾斜及び撓み並びに地震発生に伴う建物・構築物間の不等沈下、液状化及び揺すり込み沈下等の周辺地盤の変状により、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない地盤に設置する。

第３項について

蓄電池（３系統目）が設置される重大事故等対処施設は、将来活動する可能性のある断層等の露頭がない地盤に設置する。

第三十九条　地震による損傷の防止

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める要件を満たすものでなければならない。 一　常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力に対して重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 三　常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。） 基準地震動による地震力に対して重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 四　特定重大事故等対処施設 第四条第二項の規定により算定する地震力に十分に耐えることができ、かつ、基準地震動による地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 2　重大事故等対処施設は、第四条第三項の地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

<u>適合のための設計方針</u>

1．特定重大事故等対処施設について

第１項４号について

特定重大事故等対処施設について、以下の設計方針にしたがって耐震設計を行う。

特定重大事故等対処施設は、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される静的地震力又は弾性設計用地震動 Sd による地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるよう、かつ、基準地震動 Ss による地震力に対して、必要な機能が損なわれるおそれがないよう設計する。

また、特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接

支持構造物は、上記の地震力に対してその機能を喪失しない設計とする。

特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、

なお、上記設計において適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。また、静的

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

地震力は、水平地震力と鉛直地震力が同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

加えて、特定重大事故等対処施設及び特定重大事故等対処施設の機能を維持するために必要な間接支持構造物は、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備並びに常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない設計とする。

第２項について

特定重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なわない場所に設置する。

２．重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）である蓄電池（３系統目）について

重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における動的地震力又は静的地震力に対する設計方針を踏襲し、重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等における運転状態、重大事故等の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、施設区分に応じて耐震設計を行う。

第１項第１号について

常設耐震重要重大事故防止設備である蓄電池（３系統目）が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力に対し

て、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

第１項第３号について

常設重大事故緩和設備である蓄電池（３系統目）が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

なお、上記設計において適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

第２項について

蓄電池（３系統目）については、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

第四十条　津波による損傷の防止

重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

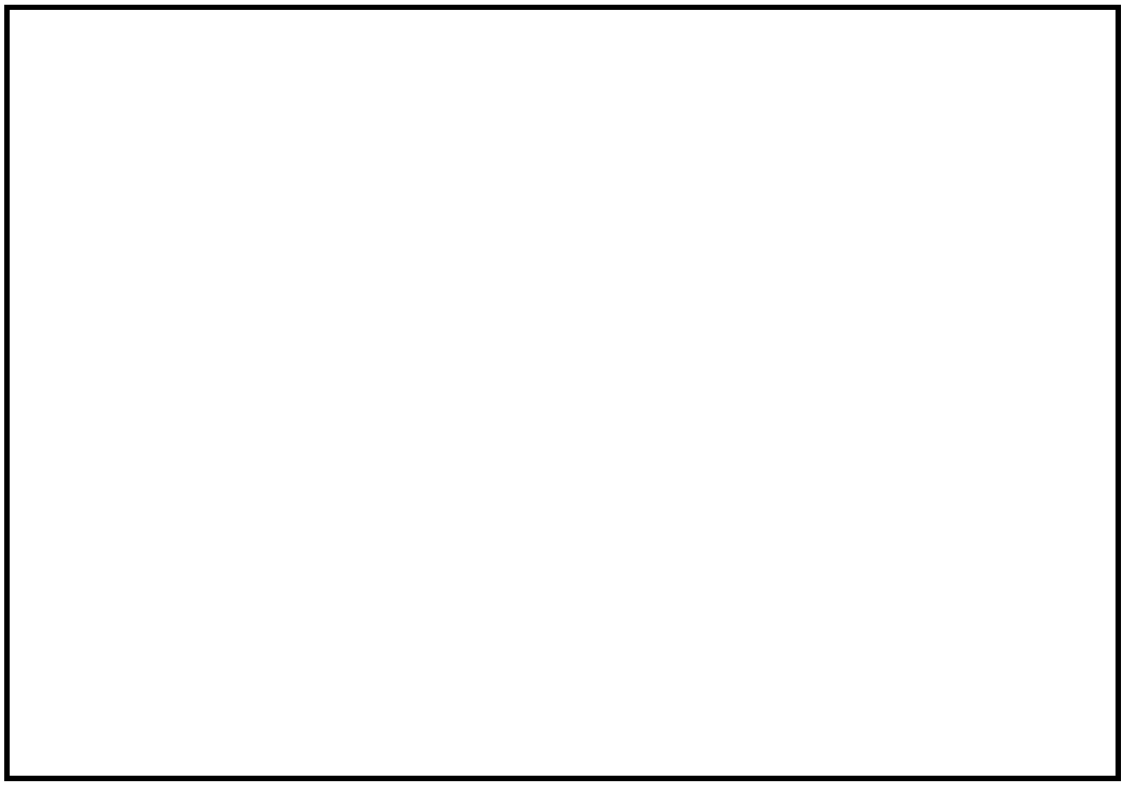
基準津波の策定に関しては、第五条の「適合のための設計方針」を適用する。

入力津波は基準津波の波源から各施設・設備の設置位置において算定される時刻歴波形として設定する。

耐津波設計としては、以下の方針とする。

１．特定重大事故等対処施設について

(1) 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等から施設へ流入させない設計とする。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。

(3) (1) (2)に規定するもののほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

(4)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

(5) 津波防護施設及び浸水防止設備については、入力津波に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また、津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。

また、基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の貯水機能及び止水機能が保持できる設計とする。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の設計に当たっては、地震による敷地の隆起・沈降、地震（本震及び余震）による影響、津波の繰返しの襲来による影響及び津波による二次的な影響（洗掘、砂移動、漂流物等）並びに自然条件（積雪、風荷重等）を考慮する。

(7) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

２．重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）である蓄電池（３系統目）について

(1) 蓄電池（３系統目）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等の経路から流入させない設計とする。

(2) 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

(3) (1)(2)に規定するもののほか、蓄電池（３系統目）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

３．重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設及び蓄電池（３系統目）を除く。）について

基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

第四十一条　火災による損傷の防止

重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうおそれがないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、火災感知設備及び消火設備を有するものでなければならない。

適合のための設計方針

１．特定重大事故等対処施設について

特定重大事故等対処施設は、火災により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災発生防止、火災感知及び消火の措置を講じるものとする。

(1) 火災発生防止

潤滑油等の発火性又は引火性物質を内包する機器は、漏えいを防止する構造とする。万一、潤滑油等が漏えいした場合に、漏えいの拡大を防止する堰等を設ける設計とする。

特定重大事故等対処施設は、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の特定重大事故等対処施設及びその他の原子炉施設において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性材料又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流保護継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備を設けるとともに、耐震重要度分類Ｓクラスの施設に適用される地震力が作用した場合においても、機能を維持できる設計とする。

(2) 火災の感知及び消火

特定重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とす

る。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画であって、火災発生時に煙の充満、放射線の影響により消火活動が困難なところには、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備若しくは[redacted]で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、基準地震動Ssによる地震力に対して、機能を維持できる設計とする。

(3) 消火設備の破損、誤動作又は誤操作について

特定重大事故等対処施設は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置を考慮した設計等を行うことにより、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とする。

２．重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）である蓄電池（３系統目）について

蓄電池（３系統目）は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのないよう、火災発生防止、火災感知及び消火の措置を講じるものとする。

(1) 火災発生防止

蓄電池（３系統目）は、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の重大事故等対処施設、設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性材料又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流保護継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

を設けるとともに、施設の区分に応じた耐震設計を行う。

(2) 火災の感知及び消火

蓄電池（３系統目）に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とする。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、蓄電池（３系統目）を設置する火災区域又は火災区画であって、火災発生時に煙の充満、放射線の影響により消火活動が困難なところには、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備若しくは[redacted]で手動操作可能な固定式消火設備を設置する設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できる設計とする。

(3) 消火設備の破損、誤動作又は誤操作について

蓄電池（３系統目）は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置を考慮した設計等を行うことにより、重大事故等に対処するために必要な機能を損なうことのない設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第四十二条　特定重大事故等対処施設

1　工場等には、次に掲げるところにより、特定重大事故等対処施設を設けなければならない。

一　原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。

二　原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を有するものであること。

三　原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生後、発電用原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの間、使用できるものであること。

適合のための設計方針

特定重大事故等対処施設は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがなく、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を有し、原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの間、使用できる設計とする。

また、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「10.13.1 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項」を考慮した設計とする。

加えて、特定重大事故等対処施設は、「1.11.9.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）に対する適合」に基づく地盤上への設置並びに「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」を一の施設で満たす設計とする。

(1) 多重性又は多様性、独立性、位置的分散、悪影響防止等

a. 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を

構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り、多重性又は多様性及び独立性を有し、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地すべり、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

特定重大事故等対処施設を構成する設備を内包する建屋及び地上のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計又は設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた設計とする。

地中に埋設された[redacted]及び地中のトレンチについては、地震、津波、火災及び外部からの

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

衝撃による損傷の防止が図られた設計とする。

建屋の地下部及び地中のトレンチについては、地下水によって特定重大事故等対処施設を構成する設備が機能を損なうことのないように、地下水が内部に容易に流れ込まないようコンクリート構造とするとともに、必要に応じて排水設備を設ける設計とする。

環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件を考慮する。原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件における健全性については、「1.1.9.3 環境条件等」に記載する。

風（台風）、凍結、降水、積雪、火山の影響及び電磁的障害に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環境条件にて考慮し機能が損なわれることのない設計とする。

竜巻のうち風荷重に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、環境条件にて考慮し設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがない設計とする。

地震及び地すべりに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「1.11.9.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」に基づく地盤上に設置する。

地震、津波及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.3 特定重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重

大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、落雷、生物学的事象、森林火災、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、これらの自然現象等による損傷の防止が図られた[redacted]に設置する。

竜巻及び近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）に対して、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた[redacted]、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた[redacted]に設置する。

風（台風）、竜巻、落雷、生物学的事象、森林火災、近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を防護するとともに、[redacted]も防護するか、又は可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。落雷に対して[redacted]は、避雷設備又は接地設備により防護する設計とする。生物学的事象のうち、ネズミ等の小動物に対して[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted]は、侵入防止対策により原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれのない設計とする。

高潮に対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、津波に包絡されることから影響を受けない。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、「10.13.1 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項」を考慮して設置する。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

サポート系に対しては、系統又は機器に供給される電力、空気、油及び冷却水を考慮し、特定重大事故等対処施設を構成する設備は設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と可能な限り異なる駆動源及び冷却源を用いる設計とする。

b. 悪影響の防止

特定重大事故等対処施設を構成する設備は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設及び重大事故等対処設備（当該の特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。））に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

他の設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、弁の閉止等によって、通常時の系統構成から特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成及び系統隔離をすること、又は他の設備から独立して単独で使用可能なこと、並びに通常時の系統構成を変えることなく特定重大事故等対処施設を構成する設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

同一設備の機能的な影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、要求される機能が複数ある場合は、同時に複数の機能で使用しない設計とする。

地震による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、地震により他の設備へ悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行う。

地震に対する耐震設計については「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」に示す。

地震起因以外の火災による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

地震起因以外の溢水による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備の破損等により生じる溢水により、他の設備へ悪影響を与えない設計とする。

風（台風）及び竜巻による影響については、屋内の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた[redacted]、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた[redacted]に設置することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、屋外の特

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

定重大事故等対処施設を構成する設備である[redacted]は、風荷重を考慮し、固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする（「1.1.9.3 環境条件等」）。

内部発生飛散物による影響に対しては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、高速回転機器の破損、ガス爆発及び重量機器の落下を考慮する。特定重大事故等対処施設を構成する設備としては、内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する機器、爆発性ガスを内包する機器及び落下を考慮すべき重量機器はないが、高速回転機器については、飛散物とならない設計とする。

c. 共用の禁止

特定重大事故等対処施設を構成する設備の各機器については、2以上の原子炉施設において共用しない設計とする。

なお、原子炉施設間で共用する特定重大事故等対処施設を構成する設備はなく共用を考慮する必要はない。

(2) 容量等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損を防止する目的を果たすために、事故対応手段として機能別に設計を行う。原子炉施設の外からの支援が受けられるまでの7日間にわたっての原子炉格納容器の破損防止は、これらの機能の組合せにより達成する。

「容量等」とは、必要となる機器のポンプ流量、タンク容量、弁放出流量、発電機容量、計装設備の計測範囲等とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の系統及び機器を使用するものについては、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様が、機能の目的に応じて必要となる容量等の仕様に対して十分であることを確認した上で、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備（特定重大事故等対

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

処施設を構成するものを除く。）の容量等の仕様と同仕様の設計とする。

特定重大事故等対処施設を構成する設備のみの系統及び機器を使用するものについては、機能の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

(3) 環境条件等

a. 環境条件

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の環境条件については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時に□を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

これらの環境条件のうち、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置（使用）する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

[ ]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における[ ]の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、[ ]から可能な設計とする。

[ ]の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時におけるそれぞれの場所の環境条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。操作は、[ ]で可能な設計とする。

屋外の特定重大事故等対処施設を構成する設備である[ ][ ]は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、地震、積雪及び降下火砕物による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とするとともに、風（台風）及び竜巻による風荷重の影響に対しては設計基準事故対処設備の安全機能及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）の重大事故等に対処するための機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）と位置的分散を図り設置する。操作は、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

[redacted]で可能な設計とする。

[redacted]を通水する系統への影響に対しては、常時[redacted]を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は耐腐食性材料を使用する。ただし、常時[redacted]を通水するコンクリート構造物については、腐食を考慮した設計とする。使用時に[redacted]を通水する特定重大事故等対処施設を構成する設備は、[redacted]影響を考慮した設計とする。

電磁波による影響に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を損なうおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、特定重大事故等対処施設を構成する設備が溢水によりその機能を損なわないように、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、想定される溢水水位よりも高所に設置する。

地震による荷重を含む耐震設計については、「1.3.3 特定重大事故等対処施設の耐震設計」に、火災防護については、「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

b. 特定重大事故等対処施設を構成する設備の設置場所

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち設置場所での操作及び復旧作業に期待する設備の設置場所は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

その他の特定重大事故等対処施設を構成する設備は、放射線の影響を受けない[redacted]から操作可能な設計とする。

(4) 操作性及び試験・検査性

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

a. 操作性の確保

(a) 操作の確保

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においても、特定重大事故等対処施設を構成する設備を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「1.1.9.3 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよう、必要に応じて常設の足場を設置する。また、防護具、照明等は原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作準備として、一般的に用いられる工具を用いて、確実に作業ができる設計とする。[redacted]に保管できる設計とする。

操作内容として、現場で操作を行う弁は、手動操作が可能な弁を設置する。また、その他の操作を必要とする機器及び弁の操作は、[redacted]での操作が可能な設計とする。[redacted]の操作器は特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の操作性を考慮した設計とし、確実な操作が可能な設計とする。

(b) 系統の切替性

特定重大事故等対処施設を構成する設備のうち、本来の用途以外の用途として原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために使用する設備を含めて通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある設備は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

弁等を設ける設計とする。

b. 試験・検査等

特定重大事故等対処施設を構成する設備は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とするとともに非破壊検査が必要な設備については、試験装置を設置できる設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、所要の系統機能を確認する設備について、原則、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とする。系統試験においては、試験及び検査ができるテストライン等の設備を設置又は必要に応じて準備する。また、悪影響防止の観点から他と区分する必要があるもの又は単体で機能・性能を確認するため個別に確認を実施するものは、特性及び機能・性能確認が可能な設計とする。

原子炉の運転中に待機状態にある特定重大事故等対処施設を構成する設備は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。ただし、運転中の試験又は検査によって原子炉の運転に大きな影響を及ぼす場合は、この限りとはしない設計とする。また、多重性又は多様性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多重性又は多様性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

構造・強度を確認又は内部構成部品の確認が必要な設備については、原則、分解・開放（非破壊検査を含む。）が可能な設計とし、

機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

(5) 特定重大事故等対処施設を構成する設備が有する機能

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによって、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）が有する原子炉格納容器の破損を防止する機能が喪失した場合に、原子炉格納容器の破損による原子炉施設外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため以下のa. ～h. の機能を有する特定重大事故等対処施設を構成する設備を設置する。

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

b. 炉内の溶融炉心の冷却機能

c. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

d. 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

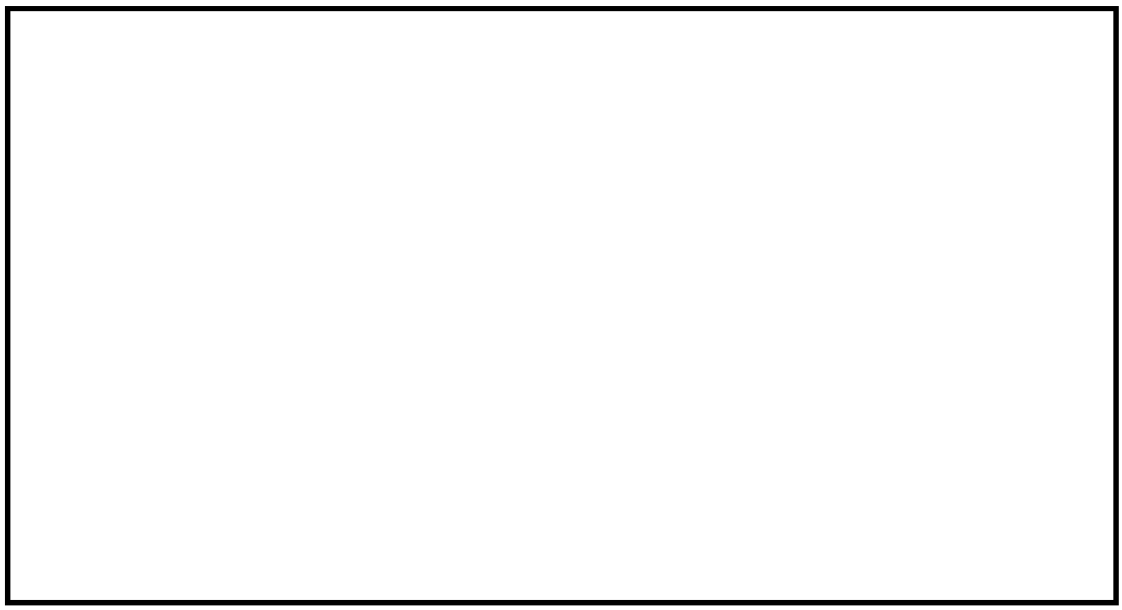
e. 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

f. 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能

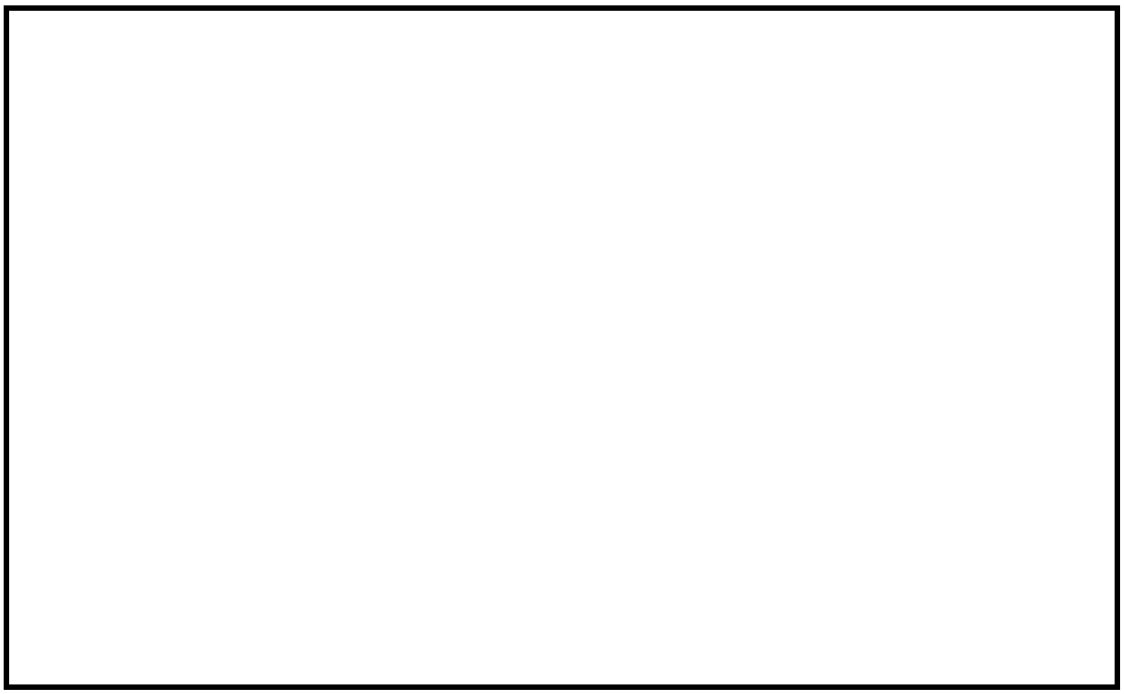
g. サポート機能（電源設備、計装設備、通信連絡設備）

h. 上記設備の関連機能（減圧弁、配管等）

また、a. ～h. の機能を制御する緊急時制御室を設ける。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

第四十三条　重大事故等対処設備

1　重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

二　想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

三　健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

四　本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

五　工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

六　想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

2　重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。）と接続するものにあっては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

二　二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工

場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。

三　常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

適合のための設計方針

１．特定重大事故等対処施設について

特定重大事故等対処施設の本条文への適合性については、「1.11.9.1「実用発電用原子炉施設及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合」の「第四十二条　特定重大事故等対処施設」に含めて記載する。

２．重大事故等対処設備（特定重大事故等対処施設を構成するものを除く。）である蓄電池（３系統目）について

(1) 多様性、位置的分散、悪影響防止等

a. 多様性、位置的分散

共通要因としては、環境条件、自然現象、外部人為事象、溢水、火災及びサポート系を考慮する。

自然現象については、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮する。

地震及び津波以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震又は津波を含む自然現象の組合せについては、それぞれ「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」にて考慮する。

外部人為事象については、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、

発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮する。

なお、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、可搬型重大事故等対処設備にて考慮する。

建屋については、地震、津波、火災及び外部からの衝撃による損傷の防止が図られた設計又は設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、設計基準事故対処設備を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた設計とする。

重大事故緩和設備についても、重大事故防止設備と同様に可能な限り多様性を考慮する。

(a) 常設重大事故等対処設備（第２項　第三号）

蓄電池（３系統目）は、設計基準事故対処設備の安全機能と、共通要因によって同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、可能な限り多様性、独立性、位置的分散を考慮して適切な措置を講じた設計とする。

環境条件に対しては、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、蓄電池（３系統目）がその機能を確実に発揮できる設計とする。重大事故等時の環境条件における健全性については、「1.1.8.3 環境条件等」に記載する。風（台風）のうち風荷重、凍結、降水、積雪及び火山の影響並びに電磁的障害に対して蓄電池（３系統目）は、環境条件にて考慮し機能が損なわれない設計とする。

竜巻のうち風荷重に対して蓄電池（３系統目）は、環境条件にて考慮し設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがない設計とする。

地震及び地滑りに対して蓄電池（３系統目）は、「1.11.9.1「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」に

基づく地盤上に設置する。地震、津波及び火災に対して蓄電池（３系統目）は、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」及び「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に基づく設計とする。

地震、津波、溢水及び火災に対して蓄電池（３系統目）は、設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないように、可能な限り設計基準事故対処設備と位置的分散を図り、溢水量による溢水水位を考慮した高所に設置する。

風（台風）、落雷、生物学的事象、森林火災、有毒ガス及び電磁的障害に対して、屋内の蓄電池（３系統目）は、これらの自然現象等による損傷の防止が図られた［　　］に設置する。

竜巻及び近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）に対して、屋内の蓄電池（３系統目）は、設計基準事故対処設備を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた［　　］に設置する。

高潮に対して蓄電池（３系統目）は、津波に包絡されることから影響を受けない。

なお、発電所敷地で想定される自然現象のうち、洪水については、立地的要因により設計上考慮する必要はない。

また、発電所敷地又はその周辺において想定される人為事象のうち、飛来物（航空機落下）については、防護設計の要否判断の基準を超えないとの理由により、ダムの崩壊、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災については、立地的要因により、船舶の衝突については、敷地配置により設計上考慮する必要はない。

常設重大事故緩和設備についても、可能な限り上記を考慮して多様性及び位置的分散を図る設計とする。

b. 悪影響の防止（第１項　第五号）

蓄電池（３系統目）は原子炉施設（他号炉を含む。）内の他の設備（設計基準対象施設だけでなく、当該重大事故等対処設備以外の

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

重大事故等対処設備も含む。）に対して悪影響を及ぼさないよう、以下の措置を講じた設計とする。

他の設備への悪影響としては、他設備への系統的な影響、同一設備の機能的な影響、地震、火災、溢水、風（台風）及び竜巻による影響並びにタービンミサイル等の内部発生飛散物による影響を考慮する。

他設備への系統的な影響（電気的な影響を含む。）に対しては、蓄電池（３系統目）は、他の設備に悪影響を及ぼさないように、遮断器の操作によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすること、通常時の分離された状態から接続により重大事故等対処設備としての系統構成をすること、並びに通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

地震による影響に対しては、蓄電池（３系統目）は、地震により他設備に悪影響を及ぼさないように、また、地震による火災源及び溢水源とならないように、耐震設計を行う設計とする。

地震起因以外の火災による影響に対しては、蓄電池（３系統目）は、火災発生防止、感知及び消火による火災防護を行う。

火災防護については「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」に示す。

風（台風）及び竜巻による影響については、蓄電池（３系統目）は、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に設置又は保管することで、他設備に悪影響を及ぼさない設計又は設計基準事故対処設備を設置若しくは保管する建屋と位置的分散が図られた建屋内に設置することで、他設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

(2) 容量等

a. 常設重大事故等対処設備の容量等（第２項　第一号）

蓄電池（３系統目）は、想定される重大事故等の収束において、想定する事象及びその事象の進展等を考慮し、重大事故等時に必要

な目的を果たすために、事故対応手段としての系統設計を行う。重大事故等の収束は、これらの系統の組合せにより達成する。

常設重大事故等対処設備のうち設計基準事故対処設備以外の系統及び機器を使用する蓄電池（３系統目）については、常設重大事故等対処設備単独で、系統の目的に応じて必要となる容量等を有する設計とする。

(3) 環境条件等

a. 環境条件（第１項　第一号）

蓄電池（３系統目）は、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置（使用）・保管場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

重大事故等発生時の環境条件については、重大事故等時における温度（環境温度及び使用温度）、放射線及び荷重に加えて、その他の使用条件として環境圧力及び湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時に海水を通水する系統への影響、電磁波による影響及び周辺機器等からの悪影響を考慮する。荷重としては重大事故等が発生した場合における環境圧力を踏まえた圧力、温度及び機械的荷重に加えて自然現象（地震、風（台風）、竜巻、積雪及び火山の影響）による荷重を考慮する。

地震以外の自然現象の組合せについては、風（台風）、積雪及び火山の影響による荷重の組合せを考慮する。地震を含む自然現象の組合せについては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」にて考慮する。

これらの環境条件のうち、重大事故等時における環境温度、環境圧力、湿度による影響、屋外の天候による影響、重大事故等時の放射線による影響及び荷重に対しては、重大事故等対処設備を設置（使用）・保管する場所に応じて、以下の設備分類ごとに、必要な機能を有効に発揮できる設計とする。

[　　]の蓄電池（３系統目）は、重大事故等時における環境

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

条件を考慮した設計とする。また、地震による荷重を考慮して、機能を損なうことのない設計とする。

電磁波による影響に対しては、蓄電池（３系統目）は、重大事故等が発生した場合においても電磁波によりその機能が損なわれない設計とする。

また、事故対応の多様性拡張のために設置・配備している設備を含む周辺機器等からの悪影響により機能を失うおそれがない設計とする。周辺機器等からの悪影響としては、地震、火災及び溢水による波及的影響を考慮する。溢水に対しては、蓄電池（３系統目）が溢水によりその機能を喪失しないように、蓄電池（３系統目）は、想定される溢水水位よりも高所に設置する。

b. 重大事故等対処設備の設置場所（第１項　第六号）

蓄電池（３系統目）の設置場所は、想定される重大事故等が発生した場合においても操作及び復旧作業に支障がないように、遮蔽の設置や線源からの離隔距離により放射線量が高くなるおそれの少ない場所を選定し、設置場所で操作可能な設計とする。

放射線量が高くなるおそれがある場合は、追加の遮蔽の設置により設置場所で操作可能な設計とするか、放射線の影響を受けない異なる区画（フロア）又は離れた場所から遠隔で、若しくは中央制御室遮蔽区域内である中央制御室から操作可能な設計とする。

(4) 操作性及び試験・検査性

a. 操作性の確保

(a) 操作の確保（第１項　第二号）

想定される重大事故等が発生した場合においても、蓄電池（３系統目）を確実に操作できるように、手順書の整備並びに教育及び訓練による実操作及び模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする（「1.1.8.3 環境条件等」）。操作するすべての設備に対し、十分な操作空間を確保するとともに、確実な操作ができるよ

う、必要に応じて常設の足場を設置するか、操作台を近傍に常設又は配置できる設計とする。また、防護具、照明等は重大事故等発生時に迅速に使用できる場所に配備する。

操作内容として、現場操作については、現場の操作スイッチは、運転員の操作性及び人間工学的観点を考慮した設計とし、現場での操作が可能な設計とする。また、電源操作は、感電防止のため電源の露出部への近接防止を考慮した設計とし、蓄電池（３系統目）の操作に際しては手順どおりの操作でなければ接続できない構造の設計とする。

(b) 系統の切替性（第１項　第四号）

通常時に使用する系統から系統構成を変更する必要のある蓄電池（３系統目）は、速やかに切替操作可能なように、系統に必要な遮断器を設ける設計とする。

b. 試験・検査等（第１項　第三号）

蓄電池（３系統目）は、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査（「発電用原子力設備における破壊を引き起こすき裂その他の欠陥の解釈について」に準じた検査を含む。）を実施できるよう、電圧測定等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前検査、施設定期検査、定期安全管理検査及び溶接安全管理検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

原子炉の運転中に待機状態にある蓄電池（３系統目）は、運転中に定期的に試験又は検査ができる設計とする。また、多様性又は多重性を備えた系統及び機器にあっては、その健全性並びに多様性及び多重性を確認するため、各々が独立して試験又は検査ができる設計とする。

蓄電池（３系統目）は、系統の重要な部分として適切な定期的試験又は検査が可能な設計とする。

機能・性能確認、各部の経年劣化対策及び日常点検を考慮することにより、分解・開放が不要なものについては外観の確認が可能な設計とする。

第五十七条　電源設備

1　発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、第三十三条第二項の規定により設置される非常用電源設備及び前項の規定により設置される電源設備のほか、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための常設の直流電源設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等の対応に必要な電力を供給するための設備として以下の代替電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型直流電源設備、所内常設直流電源設備（３系統目）及び代替所内電気設備を設ける。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」時に必要な交流負荷へ電力を供給する常設代替電源設備として、空冷式非常用発電装置を使用する。

空冷式非常用発電装置は、中央制御室の操作にて速やかに起動し、非

常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に最低限必要な設備に電力を供給する可搬型代替電源設備として電源車を使用する。

電源車は、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

電源車は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する所内常設蓄電式直流電源設備として、蓄電池（安全防護系用）を使用する。これらの設備は、負荷切離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計とする。また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）は運転コンソールへ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失及び蓄電池の枯渇）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する可搬型直流電源設備として、電源車及び可搬式整流器を使用する。これらの設備は、直流母線へ接続することにより、24 時間にわたり電力を供給できる設計とする。更なる信頼性を向上するため、設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給するため、特に高い信頼性を有する所内常設直流電源設備（３系統目）として、蓄電池（３系統目）を使用する。この設備は、負荷切り離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが

可能な設計とする。

また、蓄電池（３系統目）及びその電路は、特に高い信頼性を有する直流電源設備とするため、安全機能の重要度分類クラス１相当の設計とし、耐震設計においては、蓄電池（３系統目）及びその電路は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことに加え、弾性設計用地震動 Sd による地震力または静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、おおむね弾性状態に留まる範囲で耐えられるように設計する。加えて、蓄電池（３系統目）は、当該設備設置に伴う耐震性、火災防護対策等への影響を考慮した[redacted]に設置する設計とする。

所内電気設備は、2 系統の非常用母線等により構成することにより、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも１系統は電力供給機能の維持及び人の接近性の確保を図る設計とする。これとは別に上記２系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給する代替所内電気設備として、空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用する。

代替所内電気設備は、空冷式非常用発電装置を代替所内電気設備変圧器に接続し、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器より電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、屋外の適切な離隔距離を持った位置に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

ーゼル発電機に対して、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、少なくとも１台は屋外の空冷式非常用発電装置から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、空冷式非常用発電装置に対して位置的分散を図る設計とする。

電源車の接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、空冷式のディーゼル発電機を使用し、原子炉補助建屋内の蓄電池（安全防護系用）及び［　　］の蓄電池（３系統目）に対して、電源車は原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管し、可搬式整流器は原子炉補助建屋内の異なる区画に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）に対して、［　　］に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管する電源車及び原子炉補助建屋内の可搬式整流器を用いた可搬型直流電源設備に対して、［　　］に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、電源を空冷式非常用発電装置とし、原子炉補助建屋内の所内電気設備である２系統の非常用母線と異なる区画に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

可搬式オイルポンプ及びタンクローリーは、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び燃料油移送ポンプに対して位置的分散を図る設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。

燃料油貯蔵タンクの燃料油取出口は、隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

空冷式非常用発電装置を使用した代替電源系は、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車を使用した代替電源系は、電源車から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、電源車から直流き電盤までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）を使用した電源系に対して独立した設計とする。

蓄電池（３系統目）を使用した直流電源は、蓄電池（安全防護系用）並びに電源車及び可搬式整流器を用いた電源系統に対して独立した設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、独立した電路で系統構成することにより、所内電気設備である 2 系統の非常用母線に対して独立した設計とする。

1.11.10 原子炉設置変更許可申請（2020年7月17日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.10.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定)」に対する適合

第四十二条　特定重大事故等対処施設

1　工場等には、次に掲げるところにより、特定重大事故等対処施設を設けなければならない。 二　原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備を有するものであること。

適合のための設計方針

[redacted]に関して以下のとおり設計する。

有毒ガスの発生に関して、有毒ガスが特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員に及ぼす影響により、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の対処能力が低下し、特定重大事故等対処施設の機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、固定源及び可動源それぞれに対して有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

固定源に対しては、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回る設計とするとともに、可動源に対しては、[redacted]の換気空調設備の隔離等の対策により特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員を防護できる設計とする。

そのほかの[redacted]に係る設計方針については、令和2年7月8日付け原規規発第2007083号をもって設置変更許可を受けた設計方針に同じ。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.11.11 発電用原子炉設置変更許可申請（2019 年 9 月 26 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.11.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第六条　外部からの衝撃による損傷の防止

1　安全施設は、想定される自然現象（地震及び津波を除く。次項において同じ。）が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

(1) 火山の影響

安全施設は、火山事象が発生した場合においても安全機能を損なうことのない設計とする。

将来の活動可能性が否定できない火山について、運用期間中の噴火規模を考慮し、発電所の安全機能に影響を及ぼし得る火山事象を抽出した結果、「添付書類六 7.火山」に示すとおり該当する火山事象は降下火砕物のみであり、地質調査結果に文献調査結果も参考にして、美浜発電所の敷地において考慮する火山事象としては、最大層厚22cm、粒径1mm以下、密度0.7g/cm^3（乾燥状態）～1.5g/cm^3（湿潤状態）の降下火砕物を考慮する。

降下火砕物による直接的影響及び間接的影響のそれぞれに対し、安全機能を損なわないよう以下の設計とする。

a. 直接的影響に対する設計

安全施設は、直接的影響である降下火砕物の構造物への静的負荷に対して安全裕度を有する設計とすること、水循環系の閉塞に対して狭隘部等が閉塞しない設計とすること、換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（閉塞）に対して降下火砕物が侵入しにくい設計とすること、水循環系の内部における磨耗及び換気系、電気系及び計装制御系に対する機械的影響（磨耗）に対して磨耗しにくい設計とすること、構造物の化学的影響（腐食）、水循環系の化学的影響（腐食）及び換気系、電気系及び計装制御系に対する化学的影響（腐食）に対して短期での腐食が発生しない設計とすること、発電所周辺の大気汚染に対して中央制御室の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さ

らに外気を遮断できる設計とすること、絶縁低下に対して空気を取り込む機構を有する計装盤の設置場所の換気空調系は降下火砕物が侵入しにくく、さらに外気を遮断できる設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、安全施設は、降下火砕物の除去や換気空調設備外気取入口のフィルタの点検、清掃や取替、ストレーナの洗浄、換気空調系の閉回路循環運転、必要な保守管理等により安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 間接的影響に対する設計

安全施設は、降下火砕物の間接的影響である7日間の外部電源喪失、発電所外での交通の途絶によるアクセス制限事象に対し、原子炉の停止、並びに停止後の原子炉及び使用済燃料ピットの冷却に係る機能を担うために必要となる電源の供給が燃料油貯蔵タンク及びディーゼル発電機により継続でき、安全機能を損なうことのない設計とする。

1.11.12 発電用原子炉設置変更許可申請（2024年4月15日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.12.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）」に対する適合

第二十七条 放射性廃棄物の処理施設

工場等には、次に掲げるところにより、通常運転時において放射性廃棄物（実用炉規則第二条第二項第二号に規定する放射性廃棄物をいう。以下同じ。）を処理する施設（安全施設に係るものに限る。以下この条において同じ。）を設けなければならない。

三　固体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、放射性廃棄物を処理する過程において放射性物質が散逸し難いものとすること。

適合のための設計方針

第１項第３号について

固体状の放射性廃棄物の処理に係るものにあっては、その処理する過程において放射性物質が散逸し難い設計とする。

Ａ蒸気発生器保管庫への減容したバーナブルポイズンの運搬時は、遮蔽機能を有する容器に封入して運搬することにより、放射性物質の散逸防止を考慮した設計とする。

第二十八条　放射性廃棄物の貯蔵施設

工場等には、次に掲げるところにより、発電用原子炉施設において発生する放射性廃棄物を貯蔵する施設（安全施設に係るものに限る。）を設けなければならない。

一　放射性廃棄物が漏えいし難いものとすること。

二　固体状の放射性廃棄物を貯蔵する設備を設けるものにあっては、放射性廃棄物による汚染が広がらないものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号及び第２号について

放射性廃棄物を貯蔵する施設は、放射性廃棄物が漏えいし難い設計とするとともに、固体状の放射性廃棄物を貯蔵する設備を設けるものにあっては、放射性廃棄物による汚染が広がらない設計とする。

具体的には、Ａ蒸気発生器保管庫は、容器等に封入した蒸気発生器、原子炉容器上部ふた及び減容したバーナブルポイズン等を貯蔵保管することにより、放射性廃棄物による汚染が広がらない設計とする。

第二十九条　工場等周辺における直接線等からの防護

設計基準対象施設は、通常運転時において発電用原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による工場等周辺の空間線量率が十分に低減できるものでなければならない。

適合のための設計方針

通常運転時において原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による敷地周辺の空間線量率が、十分に低減（空気カーマで1年間当たり50マイクログレイ以下となるように）できる設計とする。

具体的には、A蒸気発生器保管庫に容器に封入した減容したバーナブルポイズンを貯蔵保管しても、直接線及びスカイシャイン線による敷地周辺の空間線量率が、空気カーマで1年間当たり50マイクログレイ以下とできる設計とする。

第三十条　放射線からの放射線業務従事者の防護

1　設計基準対象施設は、外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、次に掲げるものでなければならない。 一　放射線業務従事者（実用炉規則第二条第二項第七号に規定する放射線業務従事者をいう。以下同じ。）が業務に従事する場所における放射線量を低減できるものとすること。

適合のための設計方針

第１項第１号について

外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を低減できる設計とする。

具体的には、Ａ蒸気発生器保管庫に、容器に封入した減容したバーナブルポイズンを貯蔵保管しても、通常運転時、保修時等において放射線業務従事者が受ける線量が「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」に定められた線量限度を超えないようにし、さらに、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を合理的に達成できる限り低減できるように、遮蔽及び機器の配置を行う設計とする。

1.11.13 発電用原子炉設置変更許可申請（2024年7月25日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.13.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月19日制定）」に対する適合

第四条　地震による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、地震力に十分に耐えることができるものでなければならない。 2　前項の地震力は、地震の発生によって生ずるおそれがある設計基準対象施設の安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度に応じて算定しなければならない。 3　耐震重要施設は、その供用中に当該耐震重要施設に大きな影響を及ぼすおそれがある地震による加速度によって作用する地震力（以下「基準地震動による地震力」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

タービン動補助給水ポンプは、耐震重要度分類をＳクラスとして設定した地震力に対しておおむね弾性範囲の設計を行う。

第２項について

タービン動補助給水ポンプは、地震により発生するおそれがある安全機能の喪失（地震に伴って発生するおそれがある津波及び周辺斜面の崩壊等による安全機能の喪失を含む。）及びそれに続く放射線による公衆への影響を防止する観点から耐震重要度分類をＳクラスに分類し地震力を算定する。

第３項について

タービン動補助給水ポンプは、基準地震動Ssによる地震力に対して、安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。

基準地震動Ssによる地震力は、基準地震動Ssを用いて、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

なお、タービン動補助給水ポンプが、耐震重要度分類の下位のクラスに属する施設の波及的影響によって、その安全機能へ影響がないことを

確認する。

第八条　火災による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、火災により発電用原子炉施設の安全性が損なわれないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、早期に火災発生を感知する設備（以下「火災感知設備」という。）及び消火を行う設備（以下「消火設備」といい、安全施設に属するものに限る。）並びに火災の影響を軽減する機能を有するものでなければならない。 2　消火設備（安全施設に属するものに限る。）は、破損、誤作動又は誤操作が起きた場合においても発電用原子炉を安全に停止させるための機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉の高温停止及び低温停止を達成し、維持するための安全機能を有する構築物、系統及び機器（以下「原子炉の安全停止に必要な機器等」という）に該当するタービン動補助給水ポンプを設置する建屋を火災区域に設定し、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのないよう、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる設計とする。

(1) 火災発生防止

潤滑油等の発火性又は引火性物質を内包する機器は、漏えいを防止する構造とする。万一、潤滑油等が漏えいした場合に、漏えいの拡大を防止する堰等を設ける設計とする。

タービン動補助給水ポンプは、不燃性又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備を設けるとともに、安全上の重要度に応じた耐震設計を行う。

(2) 火災感知及び消火

タービン動補助給水ポンプを設置するタービン動補助給水ポンプ室は安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とする。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、タービン動補助給水ポンプ室は、火災発生時に煙の充満により消火活動が困難な場所として、自動消火設備を設置する設計とする。

原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器相互の系統分離を行うために設けられた火災区域又は火災区画に設置する自動消火設備は、系統分離に応じた独立性を備えた設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できる設計とする。

(3) 火災の影響軽減

原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器であるタービン動補助給水ポンプを設置する火災区域については、3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3 時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である 150mm 以上の壁厚を有するコンクリート壁又は火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁によって他の火災区域から分離する設計とする。

火災防護対象機器等は、以下に示すいずれかの要件を満たす設計とする。

a. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間が3時間以上の耐火能力を有する隔壁等で分離されていること。

b. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間の水平距離が6m以上あり、かつ、火災感知設備及び自動消火

設備が当該火災区域又は火災区画に設置されていること。この場合、水平距離間には仮置きするものを含め可燃性物質が存在しないこと。

c. 互いに相違する系列の火災防護対象機器等について、互いの系列間が1時間の耐火能力を有する隔壁等で分離されており、かつ、火災感知設備及び自動消火設備が当該火災区画に設置されていること。

第２項について

消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置設計等を行うことにより、原子炉を安全に停止させるための機能を損なうことのない設計とする。

第九条　溢水による損傷の防止等

1　安全施設は、発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

タービン動補助給水ポンプや周辺の溢水防護設備は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

第十二条　安全施設

1　安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、安全機能が確保されたものでなければならない。 3　安全施設は、設計基準事故時及び設計基準事故に至るまでの間に想定される全ての環境条件において、その機能を発揮することができるものでなければならない。 4　安全施設は、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものでなければならない。 5　安全施設は、蒸気タービン、ポンプその他の機器又は配管の損壊に伴う飛散物により、安全性を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

安全施設であるタービン動補助給水ポンプは、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、それが果たす安全機能の性質に応じて分類し、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得る設計とする。

第３項について

安全施設であるタービン動補助給水ポンプの設計条件を設定するに当たっては通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時に予想又は想定される圧力、温度、湿度、放射線量等各種の環境条件を考慮し十分安全側の条件を与えることにより、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能な設計とする。

第４項について

安全施設であるタービン動補助給水ポンプは、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、必要性及びプラントに与える影響を考慮して原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができる

設計とする。

第５項について

安全施設であるタービン動補助給水ポンプは、蒸気タービン、ポンプその他の高速回転機器又は配管の損壊に伴う飛散物によりその機能が損なわれる可能性を極めて低くする設計とする。

また、タービン動補助給水ポンプに蒸気加減弁を設けることにより、運転中に回転速度が定格回転速度を超過した場合においても、定格回転速度以下に制御できる設計とし、過速度に起因する機器の損壊を防止する。

さらに、万一タービンの破損を想定した場合でも、タービン羽根等の飛散物によって安全施設の機能が損なわれる可能性を極めて低くする設計とする。

以上の考慮により、安全施設は飛散物により安全性を損なうことのない設計とする。

第十四条　全交流動力電源喪失対策設備

1　発電用原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、発電用原子炉を安全に停止し、かつ、発電用原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池その他の設計基準事故に対処するための電源設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉停止系統の動作により原子炉を安全に停止し、１次冷却系においては１次冷却材の自然循環、２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気安全弁の動作により一定時間冷却を行えるとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための工学的安全施設が動作することができるよう、制御電源の確保等これらの設備に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。

具体的には、タービン動補助給水ポンプ取替えを実施しても、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉停止系統の動作により原子炉を安全に停止し、１次冷却系においては１次冷却材の自然循環、２次冷却系においてはタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気安全弁の動作により一定時間冷却を行えるとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための工学的安全施設が動作することができるよう、制御電源の確保等これらの設備に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける設計とする。

第三十九条　地震による損傷の防止

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める要件を満たすものでなければならない。 一　常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）　基準地震動による地震力に対して重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。

適合のための設計方針

重大事故等対処施設については、設計基準対象施設の耐震設計における動的地震力又は静的地震力に対する設計方針を踏襲し、重大事故等対処施設の構造上の特徴、重大事故等における運転状態、重大事故等の状態で施設に作用する荷重等を考慮し、適用する地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことを目的として、施設区分に応じて耐震設計を行う。

第１項第１号について

常設耐震重要重大事故防止設備であるタービン動補助給水ポンプは、基準地震動Ssによる地震力に対して、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

なお、上記設計において適用する動的地震力は、水平２方向及び鉛直方向について適切に組み合わせたものとして算定する。

また、タービン動補助給水ポンプが、Ｂクラス及びＣクラスの施設、常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故防止設備及び常設重大事故緩和設備のいずれにも属さない常設の重大事故等対処施設の波及的影響によって、重大事故等に対処するために必要な機能を損なわないように設計する。

第四十一条　火災による損傷の防止

1　重大事故等対処施設は、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なうおそれがないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、火災感知設備及び消火設備を有するものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

重大事故等対処施設であるタービン動補助給水ポンプを設置する建屋を火災区域に設定し、火災により重大事故等に対処するために必要な機能を損なわないよう、火災発生防止、火災感知及び消火の措置を講じる設計とする。

(1) 火災発生防止

潤滑油等の発火性又は引火性物質を内包する機器は、漏えいを防止する構造とする。万一、潤滑油等が漏えいした場合に、漏えいの拡大を防止する堰等を設ける設計とする。

タービン動補助給水ポンプは、不燃性材料又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の重大事故等対処施設、設計基準事故対処設備において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性材料又は難燃性材料を使用した設計とする。

電気系統については、必要に応じて、過電流継電器等の保護装置と遮断器の組合せ等により、過電流による過熱、焼損の防止を図るとともに、必要な電気設備に接地を施す設計とする。

落雷や地震により火災が発生する可能性を低減するため、避雷設備を設けるとともに、施設の区分に応じた耐震設計を行う。

(2) 火災の感知及び消火

タービン動補助給水ポンプを設置するタービン動補助給水ポンプ室は、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を

設置する設計とする。

消火設備は、消火器及び消火栓を設置するとともに、タービン動補助給水ポンプ室は、火災発生時に煙の充満により消火活動が困難な場所として、自動消火設備を設置する設計とする。

火災区域又は火災区画の火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できる設計とする。

(3) 消火設備の破損、誤動作又は誤操作について

消火設備の破損、誤動作又は誤操作が起きた場合においても、消火設備の消火方法、消火設備の配置設計等を行うことにより、重大事故等に対処する機能を損なうことのない設計とする。

第四十三条　重大事故等対処設備

1　重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

一 想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

三 健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

2　重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。）と接続するものにあっては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。

一　想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

適合のための設計方針

(1) 多様性、位置的分散、悪影響防止等

a. 悪影響の防止（第１項　第五号）

タービン動補助給水ポンプは、発電用原子炉施設内の他の設備に対して悪影響を及ぼさない設計とする。

(2) 容量等

a. 常設重大事故等対処設備の容量等（第２項 第一号）

タービン動補助給水ポンプは、想定される重大事故等の収束において必要な容量を有する設計とする。

(3) 環境条件等

a. 環境条件（第１項　第一号）

タービン動補助給水ポンプは、想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重及びその他の使用条件において、その機能が有効に発揮できるよう、その設置場所に応じた耐環境性を有する設計とするとともに、操作が可能な設計とする。

また、タービン動補助給水ポンプは、海水の使用を想定し、海水影響を考慮した設計とする。

(4) 操作性及び試験・検査性

a. 操作性の確保（第１項　第二号）

想定される重大事故等が発生した場合においても、タービン動補助給水ポンプを確実に起動できるよう、手順書の整備並びに教育及び訓練による模擬操作を行う。

手順に定めた操作を確実なものとするため、操作環境として、重大事故等時の環境条件に対し、操作場所での操作が可能な設計とする。

b. 試験・検査等（第１項　第三号）

タービン動補助給水ポンプは、健全性及び能力を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に必要な箇所の保守点検、試験又は検査を実施できるよう、分解点検等ができる構造とする。また、接近性を考慮した配置、必要な空間等を備える設計とし、構造上接近又は検査が困難である箇所を極力少なくする設計とする。

これらの試験及び検査については、使用前事業者検査及び定期事業者検査の法定検査を実施できることに加え、保全プログラムに基づく点検及び日常点検の保守点検内容を考慮して設計するものとする。

機能・性能の確認においては、系統試験及び漏えい確認が可能な設計とし、系統試験において試験及び検査ができるテストラインを設置する。

第四十五条　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

1　発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系統の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系統の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

第四十六条　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

1　発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

加圧器逃がし弁の故障により１次冷却系統の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側での炉心冷却による１次冷却系統の減圧を行う設計とする。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）として、復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系統の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系統の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器２次側による炉心冷却)として、送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気

発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。

第五十七条　電源設備

1　発電用原子炉施設には、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な設備を設けなければならない。 2　発電用原子炉施設には、第三十三条第二項の規定により設置される非常用電源設備及び前項の規定により設置される電源設備のほか、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための常設の直流電源設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項及び第２項について

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する所内常設蓄電式直流電源設備（蓄電池（安全防護系用）及び３系統目の所内常設直流電源設備（蓄電池（３系統目））を設ける設計とする。

具体的には、タービン動補助給水ポンプ取替えを実施しても、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する所内常設蓄電式直流電源設備（蓄電池（安全防護系用）及び３系統目の所内常設直流電源設備（蓄電池（３系統目））を設ける設計とする。

1.11.14 発電用原子炉設置変更許可申請（2024 年 7 月 12 日申請分）に係る安全設計の方針

1.11.14.1 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定)」に対する適合

第三条　設計基準対象施設の地盤

1　設計基準対象施設は、次条第二項の規定により算定する地震力（設計基準対象施設のうち、地震の発生によって生ずるおそれがあるその安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度が特に大きいもの（以下「耐震重要施設」という。）及び兼用キャスクにあっては、同条第三項に規定する基準地震動による地震力を含む。）が作用した場合においても当該設計基準対象施設を十分に支持することができる地盤に設けなければならない。ただし、兼用キャスクにあっては、地盤により十分に支持されなくてもその安全機能が損なわれない方法により設けることができるときは、この限りでない。 2　耐震重要施設及び兼用キャスクは、変形した場合においてもその安全機能が損なわれるおそれがない地盤に設けなければならない。 3　耐震重要施設及び兼用キャスクは、変位が生ずるおそれがない地盤に設けなければならない。ただし、兼用キャスクにあっては、地盤に変位が生じてもその安全機能が損なわれない方法により設けることができるときは、この限りでない。

適合のための設計方針

第１項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、岩盤の上に設置するが、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤により十分に支持されないことにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器の周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設については、耐震重要度分類のＣクラスに適用される地震力が作用した場合においても、接地圧に対する十分な支持力を有する地盤に設置す

る。

なお、設置地盤により十分に支持されないことの影響の程度の不確かさを考慮した応急復旧等については、第４条第６項への適合のための設計方針に示す。

第２項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、岩盤の上に設置するが、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤が変形したことにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

なお、設置地盤が変形したことの影響の程度の不確かさを考慮した応急復旧等については、第４条第６項への適合のための設計方針に示す。

第３項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、岩盤の上に設置するが、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、地盤に変位が生じることにより引き起こされる設置地盤、地震応答性状の相違等に起因する相対変位又は不等沈下による影響、使用済燃料乾式貯蔵容器間の相互影響及び使用済燃料乾式貯蔵容器と周辺施設等との相互影響（周辺施設等の損傷、転倒、落下等による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響を含む。）に対して、その安全機能が損なわれない設計とする。

なお、設置地盤に変位が生じることの影響の程度の不確かさを考慮した応急復旧等については、第４条第６項への適合のための設計方針に示す。

第四条　地震による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、地震力に十分に耐えることができるものでなければならない。 2　前項の地震力は、地震の発生によって生ずるおそれがある設計基準対象施設の安全機能の喪失に起因する放射線による公衆への影響の程度に応じて算定しなければならない。 3　耐震重要施設は、その供用中に当該耐震重要施設に大きな影響を及ぼすおそれがある地震による加速度によって作用する地震力（以下「基準地震動による地震力」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 4　耐震重要施設は、前項の地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 6　兼用キャスクは、次のいずれかの地震力に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 一　兼用キャスクが地震力により安全機能を損なうかどうかをその設置される位置のいかんにかかわらず判断するために用いる合理的な地震力として原子力規制委員会が別に定めるもの 二　基準地震動による地震力 7　兼用キャスクは、地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）は、耐震重要度をＳクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じて設定した地震力に対しておおむね弾性状態の設計を行う。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方

沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第 4 条第 1 項で規定される弾性設計用地震動 Sd に変更がないことを確認する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設は、Ｃクラスの機器・配管系に準じた設計とし、静的地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐える設計とする。ただし、使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計及び使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計は、一般産業品を用いることでＣクラスの機器・配管系に準じた設計とする。

第 2 項について

設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）は、地震により発生するおそれがある安全機能の喪失（地震に伴って発生するおそれがある津波及び周辺斜面の崩壊等による安全機能の喪失を含む。）及びそれに続く放射線による公衆への影響を防止する観点から、各施設の安全機能が喪失した場合の影響の相対的な程度に応じて耐震重要度分類をＳクラス、Ｂクラス又はＣクラスに分類し、それぞれに応じた地震力を算定する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第 4 条第 2 項で算定される弾性設計用地震動 Sd に変更がないことを確認する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設は、Ｃクラスの機器・配管系に属する施設に適用される地震力を準用して地震力を算定する。

第 3 項について

耐震重要施設（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物を除く。）については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、基準地震動 Ss による地震力に対して、安全機能が損なわれない設計とする。

また、屋外重要土木構造物、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視

設備並びに浸水防止設備が設置された建物・構築物については、基準地震動 Ss による地震力に対して、それぞれの施設及び設備に要求される機能が保持できる設計とする。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第 4 条第 3 項で規定される基準地震動 Ss に変更がないことを確認する。

第 4 項について

耐震重要施設については、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して、安全機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第 4 条第 3 項で規定される基準地震動 Ss に変更がないことを確認する。

第 6 項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める地震力に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。また、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置することで、使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部の金属部への衝突に対してその安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

水平地震力と鉛直地震力は同時に不利な方向の組合せで作用するものとする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。なお、貯蔵用緩衝体は、「兼用キャスク告示」に定める地震力に対して、緩衝性能が損なわれず、使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落しないように設計する。また、周辺施設等の衝突によっても使用済燃料乾式貯蔵容器から

脱落せず、緩衝性能を発揮できる設計とする。

周辺施設等の波及的影響には、使用済燃料乾式貯蔵容器及び周辺施設については「兼用キャスク告示」に定める地震力を適用し、使用済燃料乾式貯蔵容器及び周辺施設以外の施設については基準地震動 Ss 若しくは基準地震動 Ss による地震力を適用して評価を行う。使用済燃料乾式貯蔵容器がその設置地盤により十分に支持されないこと、設置地盤が変形すること及び設置地盤に変位が生じることの影響も考慮して評価する。評価する事象としては、貯蔵架台の損傷による使用済燃料乾式貯蔵容器の落下、移動式クレーンのブームの使用済燃料乾式貯蔵容器への衝突及び使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備を構成するコンクリートパネルの使用済燃料乾式貯蔵容器への衝突を考慮する。なお、構台は基準地震動 Ss に対して構造健全性を維持することを、平成 28 年 10 月 26 日付け原規規発第 1610261 号をもって認可を受けた工事計画認可申請にて確認しており、使用済燃料乾式貯蔵容器へ波及的影響を及ぼすおそれはない。

使用済燃料乾式貯蔵容器がその設置地盤により十分に支持されないこと、設置地盤が変形すること及び設置地盤に変位が生じることの影響の程度には不確かさがあるため、人の居住の可能性のある敷地境界外において、実効線量が周辺監視区域外における線量限度を超えない範囲内にとどめるように応急復旧にも期待する。応急復旧について手順を整備する。

なお、応急復旧についての手順の整備に当たっては、使用済燃料乾式貯蔵容器内の燃料集合体が破損し、使用済燃料乾式貯蔵容器の閉じ込め機能も喪失して、外部に放射線及び放射性物質が漏えいする場合、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の給排気口が全閉塞し、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能が阻害される場合、並びにこれらの事象が重畳した場合も考慮する。

第 7 項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、基準地震動 Ss による地震力によって生じるおそれがある周辺の斜面の崩壊に対して、その安全機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。

具体的には、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設の周辺斜面を西側斜面及び２箇所の南西側斜面に区分した上で、西側斜面は使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する施設から離隔を確保することにより、安全機能が損なわれないことを確認する。また、南西側斜面は最も厳しい評価となると想定される評価断面に対して安定性評価を実施し、安全機能が損なわれないことを確認する。

第五条　津波による損傷の防止

1　設計基準対象施設（兼用キャスク及びその周辺施設を除く。）は、その供用中に当該設計基準対象施設に大きな影響を及ぼすおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 2　兼用キャスク及びその周辺施設は、次のいずれかの津波に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。 一　兼用キャスクが津波により安全機能を損なうかどうかをその設置される位置のいかんにかかわらず判断するために用いる合理的な津波として原子力規制委員会が別に定めるもの 二　基準津波

適合のための設計方針

第１項について

設計基準対象施設（使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設を除く。）については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、基準津波に対して安全機能が損なわれない設計とする。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和７年６月27日公表）を踏まえても、第５条１項で規定される基準津波に変更がないことを確認する。

第２項について

使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設は、基準津波に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないよう、以下の方針に基づき設計する。

(1) 使用済燃料乾式貯蔵容器及びその周辺施設のうち設計基準対象施設に属する周辺施設が設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等から流入させない設計とする。

(2) 津波防護対象設備である使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する区画については、浸水防護重点化範囲として明確化し、津波による影響を受けない位置に設置する設計とする。

また、基準津波については、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和7年6月27日公表）を踏まえても、第5条1項で規定される基準津波に変更がないことを確認する。

第六条　外部からの衝撃による損傷の防止

1　安全施設（兼用キャスクを除く。）は、想定される自然現象（地震及び津波を除く。次項において同じ。）が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。 3　安全施設（兼用キャスクを除く。）は、工場等内又はその周辺において想定される発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。以下「人為による事象」という。）に対して安全機能を損なわないものでなければならない。 4　兼用キャスクは、次に掲げる自然現象が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。 一　兼用キャスクが竜巻により安全機能を損なうかどうかをその設置される位置のいかんにかかわらず判断するために用いる合理的な竜巻として原子力規制委員会が別に定めるもの 二　想定される森林火災 6　兼用キャスクは、次に掲げる人為による事象に対して安全機能を損なわないものでなければならない。 一　工場等内又はその周辺において想定される兼用キャスクの安全性を損なわせる原因となるおそれがある爆発 二　工場等の周辺において想定される兼用キャスクの安全性を損なわせる原因となるおそれがある火災

適合のための設計方針

第１項について

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備はクラス３に属する施設であることを踏まえ、発電所敷地で想定される自然現象（地震及び津波を除く。）が発生した場合においても安全上支障のない期間に修復すること等の対応が可能な設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。ここで、発電所敷地で想定される自然現象に対して、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備が安全機能を損なわないために必要な使用済燃料乾式貯蔵容器

格納設備以外の施設又は設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。また、発電所敷地で想定される自然現象又はその組合せに遭遇した場合において、自然現象そのものがもたらす環境条件及びその結果として施設で生じ得る環境条件を考慮する。

発電所敷地で想定される自然現象は、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災又は高潮である。

なお、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備を構成するコンクリートパネルは、竜巻による設計飛来物の衝突に対して貫通及び裏面剥離を防止し、設計竜巻により飛来物とならないように設計する。

第３項について

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備はクラス３に属する施設であることを踏まえ、発電所敷地又はその周辺で想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）に対して、安全上支障のない期間に修復すること等の対応が可能な設計とすることにより、安全機能を損なうことのない設計とする。

発電所敷地又はその周辺で想定される原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものは、飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害である。

第４項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、発電所敷地で想定される自然現象のうち竜巻及び森林火災が発生した場合においても安全機能を損なうことのない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、竜巻による周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。

ここで、竜巻及び森林火災に対して、使用済燃料乾式貯蔵容器が安全機

能を損なわないために必要な使用済燃料乾式貯蔵容器以外の施設、設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。また、発電所敷地で想定される自然現象に遭遇した場合において、自然現象そのものがもたらす環境条件及びその結果として使用済燃料乾式貯蔵容器に生じうる環境条件を考慮する。

以下にこれらの自然現象に対する設計方針を示す。

(1) 竜巻

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める最大風速100m/s の竜巻が発生した場合においても、竜巻による風圧力による荷重、気圧差による荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重等に対して安全機能を損なうことのない設計とする。

なお、資機材等の設置状況を踏まえ、飛来物となり使用済燃料乾式貯蔵容器、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備、貯蔵架台及び構台に対して衝突する可能性のあるもののうち、飛来した場合の運動エネルギー及び貫通力が設計飛来物である鋼製材よりも大きなものの固縛や竜巻襲来が予想される場合の車両の退避等の飛来物発生防止対策を行う。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、竜巻による周辺施設等の波及的影響に対して、貯蔵用緩衝体を装着することにより、その安全機能を損なわないように設計する。なお、貯蔵用緩衝体は、「兼用キャスク告示」に定める設計竜巻の最大風速に対して、緩衝性能が損なわれず、使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落しないように設計する。また、周辺施設等との衝突によっても使用済燃料乾式貯蔵容器から脱落せず、緩衝性能を発揮できる設計とする。

具体的には、設計飛来物により使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備が損傷し、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備を構成するコンクリートパネルが設計飛来物とともに使用済燃料乾式貯蔵容器に落下した場合や、貯蔵架台が損傷し、使用済燃料乾式貯蔵容器が貯蔵架台から落下した場合においても、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。なお、構台は竜巻による風圧力による荷重、気圧差による荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重等に対して、倒壊しない強度

を有することを、平成 28 年 10 月 26 日付け原規規発第 1610261 号をもって認可を受けた工事計画認可申請にて確認しており、使用済燃料乾式貯蔵容器へ波及的影響を及ぼすおそれはない。

(2) 森林火災

森林火災については、過去 10 年間の気象条件を調査し、発電所から直線距離で 10km の間に発火点を設定し、ＦＡＲＳＩＴＥを用いて影響評価を実施し、評価上必要とされる防火帯幅 16.2m に対し、安全側に余裕を考慮した 18m 以上の防火帯幅を確保すること等により使用済燃料乾式貯蔵容器が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備について、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能に及ぼす影響を考慮しても、使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を許容温度以下とすることにより使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

第 6 項について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、発電所敷地又はその周辺において想定される使用済燃料乾式貯蔵容器の安全性を損なわせる原因となるおそれがある爆発及び近隣工場等の火災に対して安全機能を損なうことのない設計とする。

ここで、発電所敷地又はその周辺において想定される使用済燃料乾式貯蔵容器の安全性を損なわせる原因となるおそれがある爆発及び近隣工場等の火災に対して、使用済燃料乾式貯蔵容器が安全機能を損なわないために必要な使用済燃料乾式貯蔵容器以外の施設、設備等（重大事故等対処設備を含む。）への措置を含める。

(1) 爆発

発電所の近くには、爆発により使用済燃料乾式貯蔵容器に影響を及ぼすような石油コンビナート施設はないため、爆発による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響については考慮する必要はない。

また、発電所敷地外 10km 以内の範囲において、石油コンビナート施

設以外の産業施設を調査した結果、敦賀市に主要な産業施設があるが、これらの産業施設と発電所の間には山林（標高 100m 以上）があり、また、これらの産業施設から使用済燃料乾式貯蔵容器までの離隔距離を確保していることから、爆発による爆風圧及び飛来物の影響を受けるおそれはない。

(2) 近隣工場等の火災

a. 石油コンビナート等の施設の火災

発電所の近くには、火災により使用済燃料乾式貯蔵容器に影響を及ぼすような石油コンビナート施設はないため、石油コンビナート施設の火災による使用済燃料乾式貯蔵容器への影響については考慮する必要はない。

また、発電所敷地外 10km 以内の範囲において、石油コンビナート施設以外の産業施設を調査した結果、敦賀市に主要な産業施設があるが、これらの産業施設と発電所の間には山林（標高 100m 以上）があり、また、これらの産業施設から使用済燃料乾式貯蔵容器までの離隔距離を確保していることから、火災時の熱輻射の影響を受けるおそれはない。

b. 発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災

使用済燃料乾式貯蔵容器と屋外の危険物タンクとの間には、原子炉建屋等の障壁があり、火災時に直接熱影響を受けないように配置上の考慮を行うことにより、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

c. 航空機墜落による火災

発電所敷地内への航空機墜落に伴う火災発生時の輻射熱による使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を許容温度以下とすることにより、使用済燃料乾式貯蔵容器が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備について、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能に及ぼす影響を考慮しても、使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を許容温度以下

とすることにより使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

d. 発電所港湾内に入港する船舶の火災

発電所港湾内に入港する船舶の火災発生時の輻射熱による使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を許容温度以下とすることにより、使用済燃料乾式貯蔵容器が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備について、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能に及ぼす影響を考慮しても、使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を許容温度以下とすることにより使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

e. 二次的影響（ばい煙等）

使用済燃料乾式貯蔵容器は外気を取り入れる設備でないため、ばい煙等発生時の二次的影響を受けない。

第七条　発電用原子炉施設への人の不法な侵入等の防止

工場等には、発電用原子炉施設への人の不法な侵入、発電用原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件が持ち込まれること及び不正アクセス行為（不正アクセス行為の禁止等に関する法律（平成十一年法律第百二十八号）第二条第四項に規定する不正アクセス行為をいう。第二十四条第六号において同じ。）を防止するための設備を設けなければならない。

適合のための設計方針

発電用原子炉施設への人の不法な侵入を防止するため、使用済燃料乾式貯蔵施設は、人の容易な侵入を防止できる柵、鉄筋コンクリート造りの壁等の障壁によって防護して、点検、確認等を行うことにより、接近管理及び出入管理を行える設計とする。また、探知施設を設け、警報、映像監視等、集中監視するとともに、外部との通信連絡を行う設計とする。

発電用原子炉施設に不正に爆発性又は易燃性を有する物件その他人に危害を与え、又は他の物件を損傷するおそれがある物件の持込み（郵便物等による発電所外からの爆破物及び有害物質の持込みを含む。）を防止するため、使用済燃料乾式貯蔵施設は、持込み点検を行うことができる設計とする。

第八条　火災による損傷の防止

1　設計基準対象施設は、火災により発電用原子炉施設の安全性が損なわれないよう、火災の発生を防止することができ、かつ、早期に火災発生を感知する設備（以下「火災感知設備」という。）及び消火を行う設備（以下「消火設備」といい、安全施設に属するものに限る。）並びに火災の影響を軽減する機能を有するものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

使用済燃料乾式貯蔵施設は、火災により発電用原子炉施設の安全性を損なわないよう、使用済燃料乾式貯蔵容器が設置されるエリア周囲の管理区域フェンス内（以下「使用済燃料乾式貯蔵施設貯蔵エリア」という。）を火災区域に設定し、火災発生防止、火災感知及び消火並びに火災の影響軽減について、以下に示す設計とする。使用済燃料乾式貯蔵施設を含む美浜発電所全体に係る火災防護計画を策定する。

(1) 火災発生防止

使用済燃料乾式貯蔵施設は、不燃性又は難燃性材料と同等以上の性能を有するものである場合若しくは他の安全機能を有する構築物、系統及び機器において火災が発生することを防止するための措置が講じられている場合を除き、不燃性又は難燃性材料を使用した設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、金属製であり、十分な耐火能力を有した設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器の通常保管時は、使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する屋外の火災区域（使用済燃料乾式貯蔵施設貯蔵エリア）に可燃性物質を置かない設計とし、使用済燃料乾式貯蔵容器の搬出入時においても発火源を極力排除した設計とする。

(2) 火災感知及び消火

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料乾式貯蔵容器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように異なる種類の感知器を設置する設計とする。

火災感知設備は、中央制御室の監視装置で監視する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓及び移動式消火設備で消火を行う設計とする。

(3) 火災の影響軽減

使用済燃料乾式貯蔵容器を設置する屋外の火災区域（使用済燃料乾式貯蔵施設貯蔵エリア）については、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備が十分な耐火能力を有することから、他の火災区域と離隔によって分離する設計とする。

第九条　溢水による損傷の防止等

1　安全施設は、発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても安全機能を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

使用済燃料乾式貯蔵施設は、原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、安全機能を損なうことのない設計とする。

具体的には、使用済燃料乾式貯蔵容器は、溢水の影響を受けない静的機器であり、構造が単純で外部から動力の供給を必要としないことから、発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、放射性物質の閉じ込め機能が維持できる設計とする。

第十二条　安全施設

1　安全施設は、その安全機能の重要度に応じて、安全機能が確保されたものでなければならない。 3　安全施設は、設計基準事故時及び設計基準事故に至るまでの間に想定される全ての環境条件において、その機能を発揮することができるものでなければならない。 4　安全施設は、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものでなければならない。 5　安全施設は、蒸気タービン、ポンプその他の機器又は配管の損壊に伴う飛散物により、安全性を損なわないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項について

使用済燃料乾式貯蔵施設は、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」に基づき、それが果たす安全機能の性質に応じて分類し、十分高い信頼性を確保し、かつ維持し得る設計とする。

貯蔵用緩衝体は、地震及び竜巻による波及的影響に対して期待する設備であることから安全施設として分類しないものの、使用済燃料乾式貯蔵容器に装着しその機能を発揮する設備であることから使用済燃料乾式貯蔵容器（安全上の機能別重要度分類ＰＳ－２）と同様の重要性があるとして、第 12 条第 3 項から第 5 項までの規定を適用する。

第３項について

使用済燃料乾式貯蔵容器、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵用緩衝体の設計条件を設定するに当たっては、劣化等に対しても十分な余裕を持って機能維持が可能となるよう、供用中に想定される圧力、温度、湿度、放射線量等各種の環境条件を考慮し、十分安全側の条件を与えることにより、これらの条件下においても期待されている安全機能を発揮できる設計とする。

第４項について

使用済燃料乾式貯蔵容器、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵用緩衝体は、その健全性及び能力を確認するため、その安全機能の重要度に応じ、必要性及びプラントに与える影響を考慮して、供用中に試験又は検査ができる設計とする。

試験又は検査が可能な設計とする対象設備を表に示す。

表　試験又は検査が可能な設計とする対象設備

構築物、系統及び機器	設計上の考慮
燃料の貯蔵設備	安全機能を有する構築物、系統及び機器は、適切な定期的試験及び検査ができる設計とする。

第５項について

使用済燃料乾式貯蔵容器、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵用緩衝体においては、その周辺に内部発生エネルギーの高い流体を内蔵する配管等及び高速回転機器を配置しない設計とすること、及び既設の高速回転機器は飛散物が発生しないように設計上の考慮がされていることから、これらの破損による飛散物が生じることはなく、使用済燃料乾式貯蔵容器、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備及び貯蔵用緩衝体の安全性を損なうことはない。

第十六条　燃料体等の取扱施設及び貯蔵施設

２　発電用原子炉施設には、次に掲げるところにより、燃料体等の貯蔵施設（安全施設に属するものに限る。以下この項において同じ。）を設けなければならない。

一　燃料体等の貯蔵施設は、次に掲げるものであること。

イ　燃料体等の落下により燃料体等が破損して放射性物質の放出により公衆に放射線障害を及ぼすおそれがある場合において、放射性物質の放出による公衆への影響を低減するため、燃料貯蔵設備を格納するもの及び放射性物質の放出を低減するものとすること。

ロ　燃料体等を必要に応じて貯蔵することができる容量を有するものとすること。

ハ　燃料体等が臨界に達するおそれがないものとすること。

４　キャスクを設ける場合には、そのキャスクは、第二項第一号に定めるもののほか、次に掲げるものでなければならない。

一　使用済燃料からの放射線に対して適切な遮蔽能力を有するものとすること。

二　使用済燃料の崩壊熱を適切に除去することができるものとすること。

三　使用済燃料が内包する放射性物質を適切に閉じ込めることができ、かつ、その機能を適切に監視することができるものとすること。

適合のための設計方針

第２項第１号及び第４項第１号から３号について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、使用済燃料の原子力発電所敷地外への運搬に使用する容器に兼用することができるものとして、「核燃料物質等の工場又は事業所の外における運搬に関する規則」第六条及び十一条を満たす核燃料輸送物設計承認を受けた設計とする。密封境界部は、設計上想定される衝撃力に対して、おおむね弾性状態にとどまる設計とし、貯蔵用緩衝

体を装着し蓋部が金属部へ衝突しない設置方法で設置する。

使用済燃料乾式貯蔵施設における使用済燃料乾式貯蔵容器の設計条件を表１に示す。

表１　使用済燃料乾式貯蔵容器の設計条件

項目		使用済燃料乾式貯蔵容器の設計条件
設計貯蔵期間		60 年
貯蔵場所		使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備内
貯蔵姿勢		横置き
設置方式		貯蔵架台上に設置
固定方式		トラニオン固定
全質量（使用済燃料集合体を含む）		106t 以下
主要寸法		全長 5.2m 以下 外径 2.4m 以下
表面における線量当量率		2mSv/h 以下
表面から 1m 離れた位置における線量当量率		100μSv/h 以下
貯蔵状態における周囲温度	最低温度	-20℃（注 1）
	最高温度（注 2）	45℃
貯蔵状態における使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備壁面温度の最高温度（注 2）		65℃
地震力	加速度	水平 2300Gal 及び鉛直 1600Gal
	速度	水平 2m/s 及び鉛直 1.4m/s
津波荷重の算出条件		津波による影響を受けない位置に設置する設計
竜巻荷重の算出条件	風速	100m/s

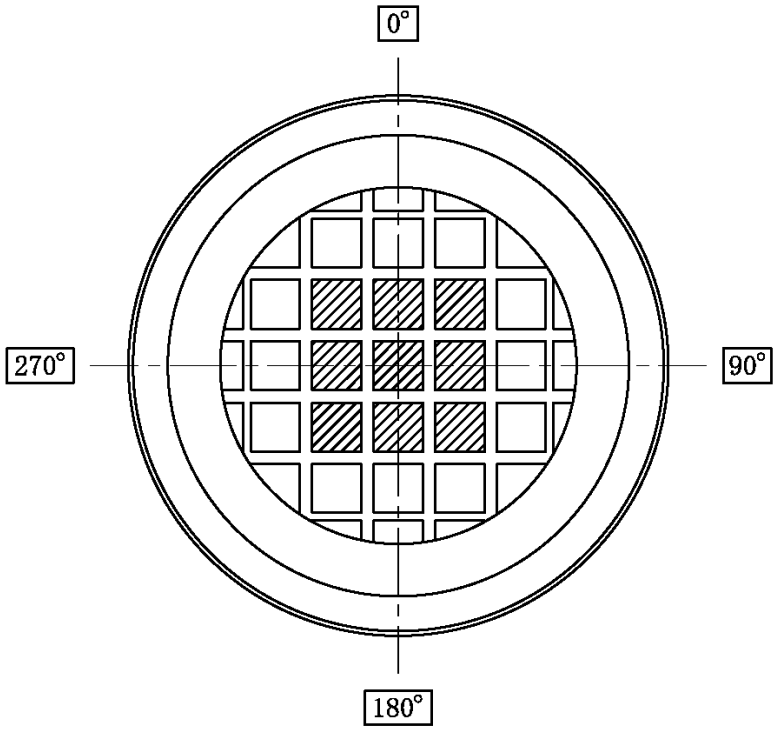
（注 1）添付書類六の第 3.4 表における最低気温の極値は-10.9℃
（敦賀特別地域気象観測所（1904 年））

（注 2）通常貯蔵状態での使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱解析に使用している温度であり、この温度を超えた場合においても使用済燃料乾式貯蔵容器の構成部材及び容器に収納する使用済燃料の温度を求め、許容温度以下とすることで使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を損なうことのない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器に収納する使用済燃料の仕様を表２に、収納位置条件を図１に示す。使用済燃料乾式貯蔵容器には、運転中のデータ、シッピング検査等により健全であることを確認した使用済燃料を収納する。

表２　使用済燃料乾式貯蔵容器に収納する使用済燃料集合体の仕様（15×15 燃料）

項目	使用済燃料乾式貯蔵容器			
使用済燃料集合体の種類	48,000MWd/t 型		39,000MWd/t 型	
	A 型	B 型	A 型	B 型
集合体幅	約 214mm			
全長	約 4100mm			
質量	約 670kg			
初期濃縮度（集合体平均）	4.1wt%以下		3.5wt%以下	
最高燃焼度（収納する燃料集合体１体の燃焼度の最大値）	48,000MWd/t		39,000MWd/t	
冷却期間	16 年以上	19 年以上	16 年以上	19 年以上
収納体数	21 体			
崩壊熱量	13.5kW 以下			



：中央部（バーナブルポイズン集合体を挿入した状態で収納可能）

：外周部

	15×15 燃料 48,000MWd/t 型			15×15 燃料 39,000MWd/t 型		
	燃焼度	冷却期間		燃焼度	冷却期間	
		A 型	B 型		A 型	B 型
中央部	48,000MWd/t 以下	16 年 以上	19 年 以上	39,000MWd/t 以下	16 年 以上	19 年 以上
外周部	44,000MWd/t 以下	21 年 以上	24 年 以上	39,000MWd/t 以下	21 年 以上	24 年 以上

図１　使用済燃料集合体の収納位置条件

第２項第１号について

燃料体等の貯蔵設備は、以下のように設計する。

イ　使用済燃料乾式貯蔵施設内では、使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部を開放することなく、かつ、内包する放射性物質の閉じ込めを使用済燃料乾式貯蔵容器のみで担保する設計とする。

ロ　使用済燃料の貯蔵設備は、全炉心燃料の約 130%相当数の燃料集合体

数に十分余裕を持たせた貯蔵容量を有する設計とする。

また、使用済燃料乾式貯蔵施設は使用済燃料乾式貯蔵容器 10 基分の燃料集合体数を貯蔵できる容量を有する設計とする。

ハ　使用済燃料乾式貯蔵容器は、容器内のバスケットにより適切な燃料集合体間隔を保持し、燃料集合体が相互に接近しないようにする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器内の燃料位置等について想定される最も厳しい状態を仮定しても実効増倍率が 0.95（解析上の不確定さを含む。）以下となる設計とする。

使用済燃料を使用済燃料乾式貯蔵容器に収納するに当たっては、臨界評価で考慮した因子についての条件又は範囲を逸脱しないことを、あらかじめ確認する。

第４項第１号について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、使用済燃料から放出される放射線をガンマ線遮蔽材及び中性子遮蔽材により十分に遮蔽する設計とする。

使用済燃料を使用済燃料乾式貯蔵容器に収納するに当たっては、遮蔽機能に関する評価で考慮した使用済燃料の燃焼度に応じた配置の条件又は範囲を逸脱しないことを、あらかじめ確認する。

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の損傷によりその遮蔽機能が著しく低下した場合においても、使用済燃料乾式貯蔵容器の遮蔽機能及び配置により、人の居住の可能性のある敷地境界外における実効線量が周辺監視区域外における線量限度を超えない設計とする。

第４項第２号について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、自然冷却によって収納した使用済燃料の崩壊熱を外部に放出できる設計とする。

使用済燃料を使用済燃料乾式貯蔵容器に収納するに当たっては、除熱機能に関する評価で考慮した使用済燃料の燃焼度に応じた配置の条件又は範囲を逸脱しないことを、あらかじめ確認する。

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機

能を阻害しない設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の給排気口について、積雪及び降下火砕物による堆積物が給気口下端を超える場合は、排気口が給排気口の役割を果たすことで、給排気口が閉塞しない設計とする。

さらに、使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度及び使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備内の雰囲気温度が異常に上昇していないことは、周辺施設である使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計により適切な頻度で監視する設計とする。

第４項第３号について

使用済燃料乾式貯蔵容器は、放射性物質を適切に閉じ込めることができ、閉じ込め機能を適切に監視できる設計とする。

貯蔵用緩衝体は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材が、ＪＳＭＥ使用済燃料貯蔵施設規格金属キャスク構造規格（2007 年版）に規定される供用状態Ｄの許容基準を満足するために必要な緩衝性能を有する設計とする。

閉じ込め機能の異常に対し、適切な期間内で、使用済燃料乾式貯蔵容器をキャスクピット等へ移送し、修理を行う。また、必要に応じて、収納された使用済燃料の取出し、使用済燃料ピットへの移送、他の使用済燃料乾式貯蔵容器への詰替え等を行う。

使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材及び貯蔵用緩衝体の主要な構成部材は、設計貯蔵期間中（60 年）の温度、放射線等の環境及びその環境下での腐食、クリープ、応力腐食割れ等の経年劣化に対して十分な信頼性のある材料を選定し、健全性を維持する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力は、周辺施設である使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計により適切な頻度で監視する設計とする。

第二十九条　工場等周辺における直接線等からの防護

設計基準対象施設は、通常運転時において発電用原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による工場等周辺の空間線量率が十分に低減できるものでなければならない。

適合のための設計方針

通常運転時において、原子炉施設からの直接線及びスカイシャイン線による敷地周辺の空間線量率が、十分に低減（実効線量で1年間当たり 50 マイクロシーベルト以下となるように）できる設計とする。

具体的には、使用済燃料乾式貯蔵施設を設置しても、使用済燃料乾式貯蔵容器及び使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の遮蔽機能等により、直接線及びスカイシャイン線による敷地周辺の空間線量率が、実効線量で1年間当たり 50 マイクロシーベルト以下とできる設計とする。

第三十条　放射線からの放射線業務従事者の防護

1　設計基準対象施設は、外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、次に掲げるものでなければならない。 一　放射線業務従事者（実用炉規則第二条第二項第七号に規定する放射線業務従事者をいう。以下同じ。）が業務に従事する場所における放射線量を低減できるものとすること。 2　工場等には、放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線管理施設を設けなければならない。 3　放射線管理施設には、放射線管理に必要な情報を原子炉制御室その他当該情報を伝達する必要がある場所に表示できる設備（安全施設に属するものに限る。）を設けなければならない。

適合のための設計方針

第１項第１号について

外部放射線による放射線障害を防止する必要がある場合には、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を低減できる設計とする。具体的には以下のとおりとする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」に基づいて管理区域を定めるとともに、通常運転時、保修時等において放射線業務従事者が受ける線量が「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」に定められた線量限度を超えないようにし、さらに、放射線業務従事者が業務に従事する場所における放射線量を合理的に達成できる限り低減できるように、遮蔽及び機器の配置を行う設計とする。

なお、遮蔽設計に当たっては、放射線業務従事者の立入り頻度、滞在時間等を考慮して外部放射線に係る設計基準線量率を設け、これを満足するようにする。

第２項について

放射線から放射線業務従事者を防護するため、放射線管理施設を設ける

設計とする。具体的には以下のとおりとする。

使用済燃料乾式貯蔵施設において、放射線被ばくを監視及び管理するための個人管理関係設備を備える設計とする。

第３項について

使用済燃料乾式貯蔵施設は、管理区域を設定し、放射線業務従事者が立ち入る場所については、定期的及び必要の都度、サーベイメータによる外部放射線に係る線量当量率の測定を行うとともに、作業場所の入口付近等に線量当量率を表示する。

第三十九条　地震による損傷の防止

1　重大事故等対処施設は、次に掲げる施設の区分に応じ、それぞれ次に定める要件を満たすものでなければならない。 一　常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）基準地震動による地震力に対して重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 二　常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）第四条第二項の規定により算定する地震力に十分に耐えることができるものであること。 三　常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設（特定重大事故等対処施設を除く。）　基準地震動による地震力に対して重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 四　特定重大事故等対処施設　第四条第二項の規定により算定する地震力に十分に耐えることができ、かつ、基準地震動による地震力に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものであること。 2　重大事故等対処施設は、第四条第三項の地震の発生によって生ずるおそれがある斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

第１項第１号について

常設耐震重要重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故に至るおそれがある事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日

本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第４条第３項で規定される基準地震動 Ss に変更がないことを確認する。

第１項第２号について

常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備が設置される重大事故等対処施設については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、代替する機能を有する設計基準事故対処設備の耐震重要度分類のクラスに適用される地震力に十分に耐えることができるように設計する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第４条第２項で算定される弾性設計用地震動 Sd に変更がないことを確認する。

第１項第３号について

常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、基準地震動Ssによる地震力に対して、重大事故に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないように設計する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和 7 年 6 月 27 日公表）を踏まえても、第４条第３項で規定される基準地震動 Ss に変更がないことを確認する。

第１項第４号について

特定重大事故等対処施設については、耐震重要度分類のＳクラスの施設に適用される静的地震力又は弾性設計用地震動Sdによる地震力に対しておおむね弾性状態にとどまる範囲で耐えられるよう、かつ、基準地震動Ssによる地震力に対して、必要な機能が損なわれるおそれがないよう設計する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和7年6月27日公表）を踏まえても、第４条第２項で算定される弾性設計用地震動Sd及び第４条第３項で規定される基準地震動Ssに変更がないことを確認する。

第２項について

常設耐震重要重大事故防止設備又は常設重大事故緩和設備が設置される重大事故等対処施設については、基準地震動Ssによる地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない場所に設置する。また、特定重大事故等対処施設については、基準地震動Ssによる地震力によって生じるおそれがある周辺斜面の崩壊に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するための必要な機能を損なわない場所に設置する。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和7年6月27日公表）を踏まえても、第４条第３項で規定される基準地震動Ssに変更がないことを確認する。

第四十条　津波による損傷の防止

重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。

適合のための設計方針

重大事故等対処施設については、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、基準津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないよう設計する。また、特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

具体的には、地震調査研究推進本部地震調査委員会より公表された「日本海中南部の海域活断層の長期評価（第一版）―近畿地域・北陸地域北方沖―」（令和7年6月27日公表）を踏まえても、第５条１項で規定される基準津波に変更がないことを確認する。

1.12 参考文献

(1) 「静的地震力の見直し（建築編）に関する調査報告書（概要)」
（社）日本電気協会　電気技術調査委員会原子力発電耐震設計特別調査委員会建築部会　平成 6 年 3 月

(2) 「原子力発電所の火災防護指針　JEAG4607-2010」
（社）日本電気協会　2010

(3) 「チューブ式自動消火設備のケーブルトレイ火災への適用性評価」
電力中央研究所　N14008　2014 年

(4) 「ケーブルトレイ自動消火設備の消火性能検証試験」
関西電力株式会社　2014 年

(5) 「電気盤内機器の防火対策実証試験（その１)」
三菱重工業株式会社 MHI-NES-1061　平成 25 年 5 月

(6) 「電気盤内機器の防火対策実証試験（その２)」
三菱重工業株式会社 MHI-NES-1062　平成 25 年 5 月

(7) 「原子力プラント 安全系監視操作システム 火災防護実証試験報告書」
三菱電機株式会社 JEJP-3101-6024　平成 28 年 1 月

(8) 「雷雨とメソ気象」
大野久雄　東京堂出版　2001 年

(9) 「一般気象学」
小倉義光　東京大学出版会　1984 年

(10) 「広域的な火山防災対策に係る検討会（第３回）（資料２)」
平成 24 年

(11) 「シラスコンクリートの特徴とその実用化の現状」
武若耕司　コンクリート工学 Vol.42　2004

(12) 「火山環境における金属材料の腐食」
出雲茂人、末吉秀一他　防食技術 Vol.39　1990

(13) 「建築火災のメカニズムと火災安全設計」
原田和典　財団法人日本建築センター　平成 19 年

(14) Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of

Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants", IAEA, April 2010

(15) Safety Requirements No.NS-R-3 "Site Evaluation for Nuclear Installations", IAEA, November 2003

(16) NUREG/CR-2300 "PRA PROCEDURES GUIDE", NRC, January 1983

(17) NUREG-1407 "Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities", NRC, June 1991

(18) ASME/ANS RA-Sa-2009 "Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications", February 2009

(19) NEI 12-06[Rev.0] "DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE", NEI, August 2012

(20)「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」
原子力規制委員会　制定：平成 25 年 6 月 19 日

(21)「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」
原子力規制委員会　制定：平成 25 年 6 月 19 日

(22)「日本の自然災害」
国会資料編纂会　1998 年

(23)「産業災害全史」
日外アソシエーツ　2010 年 1 月

(24)「日本災害史事典 1868-2009」
日外アソシエーツ　2010 年 9 月

(25) NEI 06-12 "B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline", NEI, December 2006

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(1/27)

第43条　重大事故等対処設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
ブルドーザ	アクセスルートの確保	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
油圧ショベル				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(2/27)

第44条　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
ATWS緩和設備	原子炉出力抑制（自動）	制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器、原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
主蒸気止弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気安全弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器安全弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
原子炉トリップスイッチ	手動による原子炉緊急停止	原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
制御棒クラスタ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
原子炉トリップしゃ断器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
主蒸気止弁	原子炉出力抑制（手動）	制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器、原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気安全弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器安全弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸タンク	ほう酸水注入	制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器、原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
緊急ほう酸注入弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸フィルタ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(3/27)

第45条　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
充てん/高圧注入ポンプ	1次冷却系のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	-
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	復水タンク	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ直流電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ起動弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ		電動補助給水ポンプ全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁、全交流動力電源(制御用空気)、直流電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ	蓄圧注入	アキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ出口電動弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(4/27)

第46条　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設/可搬	設備分類	重大事故等クラス
加圧器逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード	電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	-
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	復水タンク	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)	加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ直流電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ起動弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ		電動補助給水ポンプ全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁、全交流動力電源(制御用空気)、直流電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
窒素ボンベ(加圧器逃がし弁作動用)	加圧器逃がし弁の機能回復	加圧器逃がし弁、全交流動力電源(制御用空気)、直流電源	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
可搬式空気圧縮機(加圧器逃がし弁作動用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
可搬型バッテリ(加圧器逃がし弁用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	-
加圧器逃がし弁	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	1次冷却系の減圧(蒸気発生器伝熱管破損)	主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁		加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	1次冷却系の減圧(インターフェイスシステムLOCA)	主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁		加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去ポンプ入口弁	余熱除去系の隔離(インターフェイスシステムLOCA)	余熱除去ポンプ入口弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ	蓄圧注入	アキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ出口電動弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(5/27)

第46条　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
主蒸気逃がし弁	1次冷却系の減圧 (蒸気発生器伝熱管破損)	主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁		加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	1次冷却系の減圧 (インターフェイスシステムLOCA)	主蒸気逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁		加圧器逃がし弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
余熱除去ポンプ入口弁	余熱除去系の隔離 (インターフェイスシステムLOCA)	余熱除去ポンプ入口弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ	蓄圧注入	アキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ出口電動弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(6/27)

第47条　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設/可搬	設備分類	重大事故等クラス
A、B内部スプレポンプ	代替炉心注水	余熱除去ポンプ、充てん/高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプスクリーン	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
可搬式代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	余熱除去ポンプ、充てん/高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプスクリーン	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A、B内部スプレポンプ	代替再循環運転	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁(格納容器再循環サンプ連絡第1弁)、余熱除去ポンプ入口弁(格納容器再循環サンプ連絡第2弁)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A・B内部スプレポンプ入口弁(格納容器再循環サンプ側)				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん／高圧注入ポンプ	炉心注水	格納容器再循環サンプスクリーン	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	全交流動力電源原子炉補機冷却系	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
C充てん／高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
可搬式代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	全交流動力電源原子炉補機冷却系	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
B余熱除去ポンプ	代替再循環運転	全交流動力電源原子炉補機冷却系	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B余熱除去クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(7/27)

第47条　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
内部スプレポンプ	格納容器水張り（格納容器スプレイ、代替格納容器スプレイ）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
内部スプレクーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ	炉心注水	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A、B内部スプレポンプ	代替炉心注水	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
可搬式代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A、B内部スプレポンプ	代替再循環運転	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	—
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(8/27)

第47条　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
アキュムレータ	代替炉心注水	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
C充てん／高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
可搬式代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電源車 （可搬式代替低圧注水ポンプ用）				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
B余熱除去ポンプ	代替再循環運転	全交流動力電源 原子炉補機冷却系	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器再循環サンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B余熱除去クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ	炉心注水	— （溶融炉心の落下遅延・防止）	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
余熱除去ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
余熱除去クーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(9/27)

第47条　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
A、B内部スプレポンプ	代替炉心注水	— (溶融炉心の落下遅延・防止)	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替炉心注水	— (溶融炉心の落下遅延・防止)	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
C充てん／高圧注入ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(10/27)

第48条　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	海水ポンプ、1次系冷却水ポンプ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	海水ポンプ、1次系冷却水ポンプ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内自然対流冷却	海水ポンプ、1次系冷却水ポンプ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ	代替補機冷却	海水ポンプ、1次系冷却水ポンプ	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
B余熱除去ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
電動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
蒸気発生器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
主蒸気管				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ	大容量ポンプによる代替補機冷却	全交流動力電源	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
B余熱除去ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(11/27)

第49条　原子炉格納容器内の冷却等のための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内 自然対流冷却	内部スプレポンプ、 内部スプレクーラ、 内部スプレポンプ入口弁(格納容器再循環サンプ側)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
1次系冷却水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
1次系冷却水クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
1次系冷却水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
窒素ボンベ(1次系冷却水タンク加圧用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
海水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器 スプレイ	内部スプレポンプ、 燃料取替用水タンク	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器 スプレイ	全交流動力電源、 原子炉補機冷却水設備	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
復水タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内 自然対流冷却	全交流動力電源、 原子炉補機冷却水設備	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内 自然対流冷却	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水クーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
窒素ボンベ(1次系冷却水タンク加圧用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
海水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
海水ストレーナ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器 スプレイ	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器 スプレイ	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器内 自然対流冷却	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(12/27)

第50条　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
内部スプレポンプ	格納容器スプレイ（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
内部スプレクーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器自然対流冷却（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水クーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
1次系冷却水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
窒素ボンベ（1次系冷却水タンク加圧用）				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
海水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
海水ストレーナ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイ（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器自然対流冷却（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイ（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(13/27)

第51条　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
内部スプレポンプ	格納容器スプレイ（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
内部スプレクーラ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ	原子炉下部キャビティ直接注水（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイ（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ	原子炉下部キャビティ直接注水（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイ（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
燃料取替用水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
復水タンク				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(14/27)

第52条　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
静的触媒式水素再結合装置	水素濃度低減	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
静的触媒式水素再結合装置 温度監視装置				常設	常設重大事故緩和設備	－
原子炉格納容器水素燃焼装置				常設	常設重大事故緩和設備	－
原子炉格納容器水素燃焼装置 温度監視装置				常設	常設重大事故緩和設備	－
可搬型格納容器内 水素濃度計測装置	水素濃度監視	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
可搬型原子炉補機冷却水 循環ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
格納容器雰囲気ガスサンプリング 湿分分離器				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
可搬型格納容器ガス試料圧縮装置				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(15/27)

第53条　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
アニュラス循環ファン	水素排出	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	-
アニュラス循環フィルタユニット				常設	常設重大事故緩和設備	-
窒素ボンベ (アニュラス循環系ダンパ作動用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器排気筒				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2
可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	水素濃度監視	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	-

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(16/27)

第54条　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準対象施設		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
送水車	海水から使用済燃料ピットへの注水	使用済燃料ピットポンプ、 使用済燃料ピットクーラ、 燃料取替用水タンク、 燃料取替用水ポンプ	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
送水車	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
スプレイヘッダ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
大容量ポンプ(放水砲用)	大容量ポンプ(放水砲用)及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
使用済燃料ピット水位(広域)	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	-
可搬型使用済燃料ピット水位				可搬	可搬型重大事故等対処設備	-
使用済燃料ピット温度(AM用)		使用済燃料ピット温度 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	-
可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ		使用済燃料ピット区域エリアモニタ —	C —	可搬	可搬型重大事故等対処設備	-
使用済燃料ピットエリア監視カメラ		—	—	常設	常設重大事故緩和設備	-
使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置		—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	-

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(17/27)

第55条　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
大容量ポンプ(放水砲用)	大気・海洋への拡散抑制	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
シルトフェンス				可搬	可搬型重大事故等対処設備	-
送水車	大気・海洋への拡散抑制	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
スプレイヘッダ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
大容量ポンプ(放水砲用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
シルトフェンス				可搬	可搬型重大事故等対処設備	-
大容量ポンプ(放水砲用)	航空機燃料火災への泡消火	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
泡混合器				可搬	可搬型重大事故等対処設備	-

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(18/27)

第56条　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
送水車	復水タンクから海水への水源切替(送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給)	復水タンク(枯渇又は破損)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
タービン動補助給水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
燃料取替用水タンク	1次冷却系のフィードアンドブリード		S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
加圧器逃がし弁				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車	海水を用いた復水タンクへの補給	復水タンク(枯渇)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
復水タンク	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	燃料取替用水タンク(枯渇又は破損)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
抽出水再生クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車	海水を用いた復水タンクへの補給	燃料取替用水タンク(枯渇又は破損)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
可搬式代替低圧注水ポンプ	燃料取替用水タンクから海水への水源切替	燃料取替用水タンク(枯渇又は破損)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
電源車 (可搬式代替低圧注水ポンプ用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
送水車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
復水タンク	復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	燃料取替用水タンク(枯渇)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車	海水を用いた復水タンクへの補給		S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(19/27)

第56条　重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
復水タンク	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	燃料取替用水タンク (枯渇又は破損) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
恒設代替低圧注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉下部キャビティ注水ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
送水車	海水を用いた復水タンクへの補給	燃料取替用水タンク (枯渇又は破損)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器再循環サンプ	代替再循環	余熱除去ポンプ、充てん/高圧注入ポンプ、余熱除去クーラ	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	—
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A、B内部スプレポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
A内部スプレクーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
格納容器再循環サンプ		全交流動力電源、 原子炉補機冷却系	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	—
格納容器再循環サンプスクリーン				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B余熱除去ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B充てん/高圧注入ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
B余熱除去クーラ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
ほう酸注入タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
大容量ポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
A1、A2海水ストレーナ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備	SA-2
送水車	海水から使用済燃料ピットへの注水	燃料取替用水タンク (枯渇又は破損)	S	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
送水車	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
スプレイヘッダ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
大容量ポンプ(放水砲用)	大容量ポンプ(放水砲用)及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
大容量ポンプ(放水砲用)	大容量ポンプ(放水砲用)及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
放水砲				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(20/27)

第57条　電源設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設/可搬	設備分類	重大事故等クラス
空冷式非常用発電装置	代替電源(交流)からの給電	ディーゼル発電機 (全交流動力電源) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
燃料油貯蔵タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
可搬式オイルポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
電源車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
タンクローリー				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
燃料油移送ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
蓄電池(安全防護系用)	代替電源(直流)からの給電	ディーゼル発電機 (全交流動力電源) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
蓄電池(3系統目)				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
計器用電源(無停電電源装置)				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
空冷式非常用発電装置		ディーゼル発電機 (全交流動力電源)及び 蓄電池(安全防護系用)(枯渇) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
燃料油貯蔵タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
可搬式オイルポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
タンクローリー				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
燃料油移送ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
電源車				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
可搬式整流器				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
計器用電源(無停電電源装置)				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
空冷式非常用発電装置	代替所内電源設備による(交流、直流)給電	所内電気設備 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
燃料油貯蔵タンク				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
可搬式オイルポンプ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
タンクローリー				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
燃料油移送ポンプ				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
代替所内電気設備分電盤				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
代替所内電気設備変圧器				常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
可搬式整流器				可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
ディーゼル発電機	電源供給	ディーゼル発電機 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
燃料油貯蔵タンク		燃料油貯蔵タンク —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(21/27)

第58条　計装設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設可搬	設備分類	重大事故等クラス
1次冷却材高温側広域温度	温度計測	1次冷却材低温側広域温度	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
1次冷却材低温側広域温度		1次冷却材高温側広域温度	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
冷却材圧力(広域)	圧力計測	加圧器圧力 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
原子炉水位	水位計測	加圧器水位	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
加圧器水位		安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
安全注入流量	注水量計測	燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
補助安全注入流量		燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
余熱除去クーラ出口流量		燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
恒設代替低圧注水ポンプ 出口流量積算		燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器内温度	温度計測	格納容器圧力 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器圧力	圧力計測	格納容器内温度 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器圧力(広域)		格納容器圧力 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器再循環サンプ水位(広域)	水位計測	格納容器再循環サンプ水位(狭域) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器再循環サンプ水位(狭域)		格納容器再循環サンプ水位(広域) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
原子炉格納容器水位		—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
原子炉下部キャビティ水位		—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)	線量計測	格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)		格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
出力領域中性子束	出力計測	中間領域中性子束	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
中間領域中性子束		出力領域中性子束	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
中性子源領域中性子束		中間領域中性子束	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
蒸気発生器水位(狭域)	水位計測	蒸気発生器水位(広域)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
蒸気発生器水位(広域)		蒸気発生器水位(狭域)	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
補助給水流量	注水量計測	復水タンク水位	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
燃料取替用水タンク水位	水位計測	安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
ほう酸タンク水位		中性子源領域中性子束	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
復水タンク水位		補助給水流量	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
主蒸気圧力	圧力計測	1次冷却材低温側広域温度	S	常設	常設耐震重要重大事故防止設備	－
格納容器スプレ流量積算	注水量計測	燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
原子炉下部キャビティ注水ポンプ 出口流量積算		燃料取替用水タンク水位 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
1次系冷却水タンク水位	水位計測	格納容器空調装置冷却水出口流量 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(22/27)

第58条　計装設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
1次系冷却水タンク加圧ライン圧力	圧力計測	格納容器空調装置冷却水出口流量 —	C —	可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
可搬型格納容器内 水素濃度計測装置	水素濃度計測	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
可搬型アニュラス内 水素濃度計測装置		—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
可搬型温度計測装置(格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度(SA)用)	温度計測	格納容器空調装置冷却水出口流量 —	C —	可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
可搬型計測器	温度、圧力、水位及び注水量計測	各計器(耐震Sクラスの計器含む) —	S —	可搬	可搬型重大事故等対処設備	—
SPDS表示装置	発電所内の 通信連絡	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
安全パラメータ表示システム (SPDS)				常設	常設重大事故緩和設備	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(23/27)

第59条　運転員が原子炉制御室にとどまるための設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
中央制御室遮蔽	居住性の確保	中央制御室遮蔽 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
制御建屋送気ファン		制御建屋送気ファン —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
制御建屋循環ファン		制御建屋循環ファン —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
中央制御室非常用循環ファン		中央制御室非常用循環ファン —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
中央制御室非常用循環フィルタユニット		中央制御室非常用 循環フィルタユニット —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
酸素濃度計		酸素濃度計 —	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
二酸化炭素濃度計		二酸化炭素濃度計 —	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
可搬型照明(SA)		中央制御室照明 —	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
制御建屋冷暖房ユニット		制御建屋冷暖房ユニット —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	–
可搬型照明(SA)	汚染の持ち込み防止	チェンジングエリア非常用照明 —	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	–
アニュラス循環ファン	放射性物質の 濃度低減	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	–
アニュラス循環フィルタユニット				常設	常設重大事故緩和設備	–
窒素ボンベ (アニュラス循環系ダンパ作動用)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
格納容器排気筒				常設	常設重大事故緩和設備	SA-2

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(24/27)

第60条 監視測定設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
可搬式モニタリングポスト	放射線量の測定	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
電離箱サーベイメータ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
可搬型放射線計測装置	放射性物質の濃度の測定	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
小型船舶	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
可搬型気象観測装置	風向、風速その他の気象条件の測定	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(25/27)

第61条　緊急時対策所

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
緊急時対策所遮蔽	居住性の確保	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
緊急時対策所非常用空気浄化ファン				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
空気供給装置				可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3
緊急時対策所内可搬型エリアモニタ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
緊急時対策所外可搬型エリアモニタ				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
酸素濃度計				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
二酸化炭素濃度計				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
SPDS表示装置	必要な指示及び通信連絡	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
安全パラメータ表示システム(SPDS)				常設	常設重大事故緩和設備 常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
安全パラメータ伝送システム				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
衛星電話(固定)				常設	常設重大事故緩和設備	－
衛星電話(携帯)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
衛星電話(可搬)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
緊急時衛星通報システム				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
携行型通話装置				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
緊急時対策所非常用空気浄化ファン	必要な要員の収容	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
電源車(緊急時対策所用)	代替交流電源設備からの給電の確保	—	—	可搬	可搬型重大事故等対処設備	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(26/27)

第62条　通信連絡を行うために必要な設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
衛星電話(固定)	発電所内の通信連絡	運転指令設備等 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－
衛星電話(携帯)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
トランシーバー				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
携行型通話装置				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
SPDS表示装置		—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
安全パラメータ表示システム(SPDS)				常設	常設重大事故緩和設備	－
衛星電話(固定)	発電所外(社内外)の通信連絡	—	—	常設	常設重大事故緩和設備	－
衛星電話(可搬)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
衛星電話(携帯)				可搬	可搬型重大事故等対処設備	－
緊急時衛星通報システム				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
安全パラメータ表示システム(SPDS)				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－
安全パラメータ伝送システム				常設	常設重大事故等対処設備(防止・緩和以外)	－

第 1.1.8.1 表　重大事故等対処設備の設備分類等(27/27)

1次冷却設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
蒸気発生器	1次冷却設備	蒸気発生器 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
冷却材ポンプ		冷却材ポンプ —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
原子炉容器		原子炉容器 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
加圧器		加圧器 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2
1次冷却材管		1次冷却材管 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	SA-2

原子炉格納施設

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
原子炉格納容器	原子炉格納容器	原子炉格納容器 —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－

燃料取扱及び貯蔵施設

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
使用済燃料ピット	使用済燃料貯蔵槽	使用済燃料ピット —	S —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－

補機駆動用燃料設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
軽油用ドラム缶	補機駆動用燃料設備	※ －	－	可搬	可搬型重大事故等対処設備	SA-3

※：各条文における送水車の代替する機能を有する設計基準事故対処設備に同じ

非常用取水設備

設備(既設+新設)	系統機能	代替する機能を有する設計基準事故対処設備		設備種別	重大事故等対処設備	
		設備	耐震重要度分類	常設 可搬	設備分類	重大事故等クラス
海水ポンプ室	非常用取水設備	海水ポンプ室 —	C —	常設	常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備 常設重大事故緩和設備	－

第 1.2.1 表　安全上の機能別重要度分類

機能による分類 / 重要度による分類		安全機能を有する構築物、系統及び機器		安全機能を有しない構築物、系統及び機器
		異常の発生防止の機能を有するもの（ＰＳ）	異常の影響緩和の機能を有するもの（ＭＳ）	
安全に関連する構築物、系統及び機器	クラス１ クラス２ クラス３	ＰＳ－１ ＰＳ－２ ＰＳ－３	ＭＳ－１ ＭＳ－２ ＭＳ－３	
安全に関連しない構築物、系統及び機器				安全機能以外の機能のみを行うもの

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(1/8)

分　類	異　常　発　生　防　止　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＰＳ－１	その損傷又は故障により発生する事象によって、 (a) 炉心の著しい損傷、又は (b) 燃料の大量の破損 を引き起こすおそれのある構築物、系統及び機器	1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ機能	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する以下の機器・配管系（計装等の小口径配管・機器は除く。） 原子炉容器 蒸気発生器 冷却材ポンプ（原子炉冷却材圧力バウンダリになる範囲） 加圧器 配管及び弁並びに隔離弁（範囲は、原子炉冷却材圧力バウンダリ、原子炉格納容器バウンダリ） 制御棒駆動装置圧力ハウジング 炉内計装案内管	
		2) 過剰反応度の印加防止機能	制御棒駆動装置圧力ハウジング	
		3) 炉心形状の維持機能	炉心支持構造物（炉心そう、上部炉心支持板、上部炉心支持柱、上部炉心板、下部炉心板、下部炉心支持柱及び下部炉心支持板） 燃料集合体（ただし、燃料を除く。）	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(2/8)

分　類	異　常　影　響　緩　和　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＭＳ－１	1) 異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し、残留熱を除去し、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し、敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物、系統及び機器	1) 原子炉の緊急停止機能	原子炉停止系統の制御棒による系（制御棒クラスタ及び制御棒駆動装置（トリップ機能）） 制御棒クラスタ 制御棒クラスタ案内管 制御棒駆動装置（トリップ機能）	燃料集合体の制御棒案内シンブル ［ＭＳ－１］（注 2）
		2) 未臨界維持機能	原子炉停止系統 制御棒クラスタ 化学・体積制御設備（ほう酸水注入機能） 非常用炉心冷却設備（ほう酸水注入機能）	制御棒駆動装置及び制御棒駆動装置圧力ハウジング ［ＭＳ－１］（注 2）
		3) 原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（安全弁開機能）	
		4) 原子炉停止後の除熱機能	残留熱を除去する系統 余熱除去設備 補助給水系 蒸気発生器 蒸気発生器から主蒸気止弁までの主蒸気系統 主蒸気安全弁 主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能） 蒸気発生器から主給水隔離弁までの給水設備	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(3/8)

分　類	異　常　影　響　緩　和　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＭＳ－１	1) 異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し、残留熱を除去し、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し、敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物、系統及び機器	5) 炉心冷却機能	非常用炉心冷却設備 　低圧注入系 　高圧注入系 　蓄圧注入系	
		6) 放射性物質の閉じ込め機能、放射線の遮蔽及び放出低減機能	原子炉格納容器（原子炉格納容器貫通部、エアロック及び機器搬入口を含む。） アニュラス 原子炉格納容器隔離弁及び原子炉格納容器バウンダリ配管系（範囲は、原子炉冷却材圧力バウンダリ、原子炉格納容器バウンダリ） 格納容器スプレ設備 アニュラス空気再循環設備 安全補機室空気浄化設備 外部遮蔽	排気筒 ［ＭＳ－１］（注 2）
	2) 安全上必須なその他の構築物、系統及び機器	1) 工学的安全施設及び原子炉停止系統の作動信号の発生機能	安全保護系 原子炉保護設備及び工学的安全施設作動設備（注 4）	
		2) 安全上特に重要な関連機能	非常用所内電源系 ディーゼル発電機 中央制御室及び中央制御室遮蔽 中央制御室換気設備 原子炉補機冷却水設備 原子炉補機冷却海水設備 直流電源設備 計測制御用電源設備 制御用空気設備 （いずれも、ＭＳ－１関連のもの）	取水設備（原子炉補機冷却海水設備にかかわるもの） ［ＭＳ－１］（注 2）

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(4/8)

分　類	異　常　発　生　防　止　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＰＳ－２	1) その損傷又は故障により発生する事象によって、炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こすおそれはないが、敷地外への過度の放射性物質の放出のおそれのある構築物、系統及び機器	1) 原子炉冷却材を内蔵する機能（ただし、原子炉冷却材圧力バウンダリから除外されている計装等の小口径のもの及びバウンダリに直接接続されていないものは除く。）	化学・体積制御設備の抽出ライン 化学・体積制御設備の浄化ライン	
		2) 原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていないものであって、放射性物質を貯蔵する機能	気体廃棄物処理設備 　ガス減衰タンク 　水素再結合ガス減衰タンク 使用済燃料ピット（使用済燃料ピットラックを含む。） 新燃料貯蔵庫（臨界を防止する機能） 使用済燃料乾式貯蔵容器（注 5）	使用済燃料ピット浄化冷却設備 ［ＰＳ－３］（注 3） 使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備 ［ＰＳ－３］（注 3）
		3) 燃料を安全に取り扱う機能	燃料取扱設備 　燃料取替クレーン 　燃料移送装置 　使用済燃料ピットクレーン	
	2) 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって、その故障により、炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物、系統及び機器	1) 安全弁及び逃がし弁の吹き止まり機能	加圧器安全弁（吹き止まり機能） 加圧器逃がし弁（吹き止まり機能）	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(5/8)

分　類	異　常　影　響　緩　和　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＭＳ－２	1）ＰＳ－２の構築物、系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようにする構築物、系統及び機器	1）燃料プール水の補給機能	燃料取替用水タンクからの使用済燃料ピット水補給ライン	
		2）放射性物質放出の防止機能	―	
	2）異常状態への対応上特に重要な構築物、系統及び機器	1）事故時のプラント状態の把握機能	原子炉計装の一部（注 4） プロセス計装の一部（注 4）	
		2）異常状態の緩和機能	加圧器逃がし弁（手動開閉機能） 加圧器後備ヒータ 加圧器逃がし弁入口止弁（閉機能）	
		3）中央制御室外からの安全停止機能	中央制御室外原子炉停止装置（安全停止に関連するもの）（注 4）	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(6/8)

分　類	異　常　発　生　防　止　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＰＳ－３	1) 異常状態の起因事象となるものであって、ＰＳ－１及びＰＳ－２以外の構築物、系統及び機器	1) 原子炉冷却材保持機能（ＰＳ－１、ＰＳ－２以外のもの）	計装配管及び弁 試料採取設備の配管及び弁	
		2) 原子炉冷却材の循環機能	冷却材ポンプ 化学・体積制御設備の封水注入ライン	
		3) 放射性物質の貯蔵機能	加圧器逃がしタンク 液体廃棄物処理設備（貯蔵機能を有する範囲） 固体廃棄物処理設備（貯蔵機能を有する範囲） 新燃料貯蔵庫	
		4) 電源供給機能（非常用を除く。）	発電機及び励磁機設備(発電機負荷開閉器を含む。) 蒸気タービン及び附属施設 所内電源系統（ＭＳ－１以外） 直流電源設備（ＭＳ－１以外） 計測制御用電源設備（ＭＳ－１以外） 制御棒駆動装置用電源設備 送電線設備 変圧器設備 開閉所設備	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(7/8)

分　類	異　常　発　生　防　止　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＰＳ－３	1) 異常状態の起因事象となるものであって、ＰＳ－１及びＰＳ－２以外の構築物、系統及び機器	5) プラント計測・制御機能（安全保護機能を除く。）	原子炉制御系の一部（注 4） 原子炉計装の一部（注 4） プロセス計装の一部（注 4）	
		6) プラント運転補助機能	補助蒸気設備 制御用空気設備（ＭＳ－１以外） 原子炉補機冷却水設備（ＭＳ－１以外） 補給水設備	
	2) 原子炉冷却材中放射性物質濃度を通常運転に支障のない程度に低く抑える構築物、系統及び機器	1) 核分裂生成物の原子炉冷却材中への放散防止機能	燃料被覆管及び端栓	
		2) 原子炉冷却材の浄化機能	化学・体積制御設備の浄化ライン（浄化機能）	

第 1.2.2 表　原子炉施設の安全上の機能別重要度分類(8/8)

分　類	異　常　影　響　緩　和　系			
	定　　義	機　　能	構築物、系統又は機器	特記すべき関連系（注 1）
ＭＳ－３	1) 運転時の異常な過渡変化があっても、ＭＳ－１、ＭＳ－２とあいまって、事象を緩和する構築物、系統及び機器	1) 原子炉圧力の上昇の緩和機能	加圧器逃がし弁（自動操作）	
		2) 出力上昇の抑制機能	タービンランバックインターロック（注 4） 制御棒引抜阻止インターロック（注 4）	
		3) 原子炉冷却材の補給機能	化学・体積制御設備の充てんライン及びほう酸補給ライン 給水処理設備の１次系補給水ライン	
		4) タービントリップ機能	主蒸気止弁（閉機能）	
	2) 異常状態への対応上必要な構築物、系統及び機器	1) 緊急時対策上重要なもの及び異常状態の把握機能	緊急時対策所 蒸気発生器ブローダウン系統（サンプリング機能を有する範囲） 試料採取設備（事故時に必要な１次冷却材放射性物質濃度及び原子炉格納容器雰囲気放射性物質濃度のサンプリング分析機能を有する範囲） 通信連絡設備 放射線監視設備の一部（注 4） 原子炉計装の一部（注 4） プロセス計装の一部（注 4） 安全避難通路 非常用照明	

（注 1）関連系については、「1.2.2 分類の適用の原則」参照。
（注 2）直接関連系に相当する。
（注 3）間接関連系に相当する。
（注 4）安全機能を有する計測制御装置の設計指針 JEAG 4611-1991 に準拠する。
（注 5）貯蔵用緩衝体については、地震及び竜巻による波及的影響に対して期待する設備であることから安全施設として分類しないものの、使用済燃料乾式貯蔵容器に装着しその機能を発揮する設備であることから使用済燃料乾式貯蔵容器（安全上の機能別重要度分類ＰＳ－２）と同様の重要性があるとして、第 12 条第 3 項から第 5 項まで及び第 7 項の規定を適用する。

第 1.3.1 表　クラス別施設(1/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)		波及的影響を考慮すべき施設 (注5)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)	適用範囲	検討用地震動 (注6)
S	a.「原子炉冷却材圧力バウンダリ」（「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年6月28日告示）」において記載されている定義と同様）を構成する機器・配管系	・原子炉容器 ・原子炉冷却材圧力バウンダリに属する容器・配管・ポンプ・弁	S S	・隔離弁を閉とするために必要な電気計装設備	S	・原子炉容器・蒸気発生器・冷却材ポンプ・加圧器の支持構造物 ・機器等の支持構造物	S S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	Ss Ss	・格納容器ポーラクレーン ・タービン建屋 ・その他	Ss Ss Ss
	b.使用済燃料を貯蔵するための施設	・使用済燃料ピット ・使用済燃料ピットラック	S S	・使用済燃料ピット水補給設備（非常用）	S	—	—	・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	Ss	・使用済燃料ピットクレーン ・タービン建屋 ・その他	Ss Ss Ss
	c.原子炉の緊急停止のために急激に負の反応度を付加するための施設及び原子炉の停止状態を維持するための施設	・制御棒クラスタ及び制御棒駆動装置（スクラム機能に関する部分） ・ほう酸注入系（移送系）	S S	・炉心支持構造物及び制御棒クラスタ案内管 ・非常用電源及び計装設備	S S	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	Ss Ss	・タービン建屋 ・その他	Ss Ss
	d.原子炉停止後、炉心から崩壊熱を除去するための施設	・主蒸気・主給水系（主給水隔離弁前逆止弁より蒸気発生器２次側を経て、主蒸気止弁まで） ・補助給水系 ・復水タンク ・余熱除去系	S S S S	・原子炉補機冷却系（工学的安全設備に係わるもの） ・原子炉補機冷却海水系 ・燃料取替用水タンク ・炉心支持構造物 ・非常用電源及び計装設備	S S S S S	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋） ・当該の屋外設備を支持する構造物	Ss Ss Ss	・タービン建屋 ・その他	Ss Ss

第 1.3.1 表　クラス別施設(2/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)		波及的影響を考慮すべき施設 (注5)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)	適用範囲	検討用地震動 (注6)
S	e. 原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故後、炉心から崩壊熱を除去するための施設	・安全注入系 ・余熱除去系（ECCS） ・燃料取替用水タンク	S S S	・原子炉補機冷却系 ・原子炉補機冷却海水系 ・中央制御室の遮蔽と換気空調設備 ・非常用電源及び計装設備	S S S S	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋） ・当該の屋外設備を支持する構造物	Ss Ss Ss	・タービン建屋 ・その他	Ss Ss
	f. 原子炉冷却材圧力バウンダリ破損事故の際に、圧力障壁となり放射性物質の放散を直接防ぐための施設	・原子炉格納容器 ・原子炉格納容器バウンダリに属する配管・弁	S S	－	－	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	Ss Ss	・タービン建屋 ・その他	Ss Ss
				・隔離弁を閉とするために必要な電気計装設備	S	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	Ss Ss		
	g. 放射性物質の放出を伴うような事故の際に、その外部放散を抑制するための施設で上記 f. 以外の施設	・格納容器スプレイ系 ・燃料取替用水タンク ・アニュラス空気再循環設備 ・格納容器排気筒 ・安全補機室空気浄化設備（工学的安全施設に含まれるもの）	S S S S S	・原子炉補機冷却系 ・原子炉補機冷却海水系 ・非常用電源及び計装設備	S S S	・機器等の支持構造物	S	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋） ・当該の屋外設備を支持する構造物	Ss Ss Ss	・タービン建屋 ・その他	Ss Ss

第 1.3.1 表　クラス別施設(3/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)		波及的影響を考慮すべき施設 (注5)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)	適用範囲	検討用地震動 (注6)
S	h. 津波防護機能を有する設備及び浸水防止機能を有する設備	・防潮堤 ・屋外排水路逆流防止設備 ・海水ポンプ室浸水防止蓋 ・海水ポンプエリア止水壁 ・海水管トレンチ浸水防止蓋 ・制御建屋水密扉 ・中間建屋水密扉 ・ディーゼル建屋水密扉 ・建屋貫通部止水処置 ・防潮堤貫通部止水処置 ・海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置	S S S S S S S S S S S	－	－	－	－	・当該の屋外設備を支持する構造物 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋	Ss Ss	・その他	Ss
	i. 敷地における津波監視機能を有する施設	・津波監視カメラ ・潮位計	S S	・非常用電源及び計装設備	S	・機器等の支持構造物	S	・当該の屋外設備を支持する構造物 ・原子炉格納施設	Ss Ss	・その他	Ss
	その他	・炉内構造物	S	－	－	－	－	・原子炉格納施設	Ss	－	－

第 1.3.1 表　クラス別施設(4/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)
B	j. 原子炉冷却材圧力バウンダリに直接接続されていて、１次冷却材を内蔵している又は内蔵し得る施設	・化学体積制御系のうち抽出系及び余剰抽出系	B	－	－	・機器等の支持構造物	B	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋 （燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	S_B S_B
	k. 放射性廃棄物を内蔵している施設（ただし、内蔵量が少ない又は貯蔵方式により、その破損により公衆に与える放射線の影響が周辺監視区域外における年間の線量限度に比べ十分小さいものは除く。）	・廃棄物処理設備（ただし、Ｃクラスに属するものは除く。）	B	－	－	・機器等の支持構造物	B	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋 （燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋）	S_B S_B
	l. 放射性廃棄物以外の放射性物質に関連した施設で、その破損により、公衆及び従業員に過大な放射線被ばくを与える可能性のある施設	・使用済燃料ピット冷却浄化系 ・化学体積制御系（ただし、Ｓクラス及びＣクラスに属するものは除く。） ・放射線低減効果の大きい遮蔽 ・補助建屋クレーン ・使用済燃料ピットクレーン ・燃料取替クレーン ・燃料移送装置	B B B B B B B	－	－	・機器等の支持構造物	B	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋 （燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	S_B S_B

第 1.3.1 表　クラス別施設(5/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)
B	m. 使用済燃料を冷却するための施設	・使用済燃料ピット冷却浄化系	B	・原子炉補機冷却系 ・原子炉補機冷却海水系 ・電気計装設備	B B B	・機器等の支持構造物	B	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋） ・海水ポンプ基礎等の海水系を支持する構造物	S_B S_B S_B
	n. 放射性物質の放出を伴うような場合に、その外部放散を抑制するための施設で、Sクラスに属さない施設	－	－	－	－	－	－	－	－

第 1.3.1 表　クラス別施設(6/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)
C	o. 原子炉の反応度を制御するための施設でSクラス及びBクラスに属さない設備	・制御棒駆動装置（スクラム機能に関する部分を除く。）	C	－	－	・機器等の支持構造物	C	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋）	S_C S_C
	p. 放射性物質を内蔵している又はこれに関連した施設でSクラス及びBクラスに属さない施設	・試料採取系 ・床ドレン系 ・洗浄排水処理系 ・ドラム詰装置より下流の固体廃棄物処理設備（固体廃棄物貯蔵庫を含む） ・ベイラ ・化学体積制御系のうち、ほう酸回収装置蒸留水側及びほう酸補給タンクまわり ・液体廃棄物処理設備のうち、廃液蒸発装置蒸留水側 ・原子炉補給水系 ・新燃料貯蔵設備 ・その他	C C C C C C C C C C	－	－	・機器等の支持構造物	C	・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋） ・固体廃棄物貯蔵庫 ・その他	S_C S_C S_C S_C

第 1.3.1 表　クラス別施設(7/7)

耐震クラス	クラス別施設	主要設備 (注1)		補助設備 (注2)		直接支持構造物 (注3)		間接支持構造物 (注4)	
		適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	クラス	適用範囲	検討用地震動 (注6)
C	q. 放射線安全に関係しない施設等	・タービン設備 ・原子炉補機冷却系 ・補助ボイラ及び補助蒸気系 ・消火設備 ・主発電機・変圧器 ・換気空調設備 ・蒸気発生器ブローダウン系 ・所内用空気系 ・格納容器ポーラクレーン ・緊急時対策所 ・その他	C C C C C C C C C C C	－	－	・機器等の支持構造物	C	・タービン建屋 ・原子炉格納施設 ・原子炉補助建屋（燃料取扱建屋、補助建屋、制御建屋、中間建屋ディーゼル建屋、固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋） ・補助ボイラ建屋 ・緊急時対策所建屋 ・その他	S_c S_c S_c S_c S_c S_c

(注1)主要設備とは、当該機能に直接的に関連する設備をいう。
(注2)補助設備とは、当該機能に間接的に関連し、主要設備の補助的役割を持つ設備をいう。
(注3)直接支持構造物とは、主要設備、補助設備に直接取り付けられる支持構造物若しくはこれらの設備の荷重を直接的に受ける支持構造物をいう。
(注4)間接支持構造物とは、直接支持構造物から伝達される荷重を受ける構造物（建物、構築物）をいう。
(注5)波及的影響を考慮すべき施設とは、下位の耐震クラスに属するものの破損によって耐震重要施設に波及的影響を及ぼすおそれがある施設をいう。
(注6)Ss:基準地震動Ssにより定まる地震力
S_B:耐震Ｂクラス施設に適用される地震力
Sc:耐震Ｃクラス施設に適用される静的地震力

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(1/9)

設 備 分 類	定 義	主 要 設 備 （〔 〕内は代替する機能を有する設計基準事故対処設備の属する耐震重要度分類）
Ⅰ.常設耐震重要重大事故防止設備以外の常設重大事故防止設備	常設重大事故防止設備であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの以外のもの	・格納容器圧力〔C〕 ・１次系冷却水タンク水位〔C〕 ・使用済燃料ピット水位（広域）〔C〕 ・使用済燃料ピット温度（AM用）〔C〕 ・海水ポンプ室〔C〕 ・衛星電話（固定）〔C〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(2/9)

設備分類	定義	主要設備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅱ.常設耐震重要重大事故防止設備	常設重大事故防止設備であって、耐震重要施設に属する設計基準事故対処設備が有する機能を代替するもの	・原子炉容器〔S〕 ・蒸気発生器〔S〕 ・加圧器〔S〕 ・冷却材ポンプ〔S〕 ・１次冷却材管〔S〕 ・原子炉格納容器〔S〕 ・A内部スプレクーラ〔S〕 ・燃料取替用水タンク〔S〕 ・抽出水再生クーラ〔S〕 ・余熱除去クーラ〔S〕 ・ほう酸注入タンク〔S〕 ・ほう酸タンク〔S〕 ・ほう酸フィルタ〔S〕 ・アキュムレータ〔S〕 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ〔S〕 ・余熱除去ポンプ〔S〕 ・充てん／高圧注入ポンプ〔S〕 ・ほう酸ポンプ〔S〕 ・恒設代替低圧注水ポンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン〔S〕 ・主蒸気管〔S〕 ・１次系冷却水クーラ〔S〕 ・１次系冷却水タンク〔S〕 ・海水ストレーナ〔S〕 ・海水ポンプ〔S〕 ・１次系冷却水ポンプ〔S〕 ・燃料油貯蔵タンク〔S〕 ・復水タンク〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(3/9)

設備分類	定義	主要設備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅱ.常設耐震重要重大事故防止設備		・原子炉下部キャビティ注水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ〔S〕 ・電動補助給水ポンプ〔S〕 ・制御建屋循環ファン〔S〕 ・制御建屋送気ファン〔S〕 ・中央制御室非常用循環ファン〔S〕 ・中央制御室非常用循環フィルタユニット〔S〕 ・制御建屋冷暖房ユニット〔S〕 ・A格納容器循環冷暖房ユニット ・冷却材圧力（広域）〔S〕 ・格納容器圧力（広域） ・主蒸気圧力〔S〕 ・格納容器再循環サンプ水位（広域）〔S〕 ・格納容器再循環サンプ水位（狭域）〔S〕 ・燃料取替用水タンク水位〔S〕 ・加圧器水位〔S〕 ・原子炉水位〔C〕 ・蒸気発生器水位（広域）〔S〕 ・蒸気発生器水位（狭域）〔S〕 ・復水タンク水位〔S〕 ・ほう酸タンク水位〔S〕 ・余熱除去クーラ出口流量〔S〕 ・安全注入流量〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(4/9)

設備分類	定義	主要設備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅱ.常設耐震重要重大事故防止設備		・補助安全注入流量〔S〕 ・補助給水流量〔S〕 ・格納容器内温度〔C〕 ・１次冷却材高温側広域温度〔S〕 ・１次冷却材低温側広域温度〔S〕 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）〔S〕 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）〔S〕 ・中性子源領域中性子束〔S〕 ・中間領域中性子束〔S〕 ・出力領域中性子束〔S〕 ・格納容器スプレ流量積算〔S〕 ・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ・ＡＴＷＳ緩和設備 ・蓄電池（安全防護系用）〔S〕 ・蓄電池（３系統目） ・ディーゼル発電機〔S〕 ・原子炉トリップしゃ断器〔S〕 ・原子炉トリップスイッチ〔S〕 ・代替所内電気設備分電盤 ・代替所内電気設備変圧器 ・空冷式非常用発電装置 ・格納容器再循環サンプ〔S〕 ・中央制御室遮蔽〔S〕 ・使用済燃料ピット〔S〕 ・制御棒クラスタ〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(5/9)

設 備 分 類	定 義	主 要 設 備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅱ.常設耐震重要重大事故防止設備		・緊急ほう酸注入弁〔S〕 ・主蒸気止弁〔S〕 ・タービン動補助給水ポンプ起動弁〔S〕 ・加圧器逃がし弁〔S〕 ・主蒸気逃がし弁〔S〕 ・余熱除去ポンプ入口弁〔S〕 ・主蒸気安全弁〔S〕 ・加圧器安全弁〔S〕 ・アキュムレータ出口電動弁〔S〕 ・A・B内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）〔S〕 ・計器用電源（無停電電源装置） ・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算 ・燃料油移送ポンプ〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(6/9)

設備分類	定義	主要設備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅲ.常設重大事故緩和設備	重大事故等対処設備のうち、重大事故が発生した場合において、当該重大事故の拡大を防止し、又はその影響を緩和するための機能を有する設備であって常設のもの	・原子炉容器〔S〕 ・蒸気発生器〔S〕 ・加圧器〔S〕 ・冷却材ポンプ〔S〕 ・１次冷却材管〔S〕 ・原子炉格納容器〔S〕 ・内部スプレクーラ〔S〕 ・燃料取替用水タンク〔S〕 ・抽出水再生クーラ〔S〕 ・余熱除去クーラ〔S〕 ・ほう酸注入タンク〔S〕 ・内部スプレポンプ〔S〕 ・余熱除去ポンプ〔S〕 ・充てん／高圧注入ポンプ〔S〕 ・恒設代替低圧注水ポンプ ・１次系冷却水クーラ〔S〕 ・１次系冷却水タンク〔S〕 ・海水ストレーナ〔S〕 ・海水ポンプ〔S〕 ・１次系冷却水ポンプ〔S〕 ・燃料油貯蔵タンク〔S〕 ・復水タンク〔S〕 ・格納容器排気筒〔S〕 ・制御建屋循環ファン〔S〕 ・制御建屋送気ファン〔S〕 ・中央制御室非常用循環ファン〔S〕 ・アニュラス循環ファン〔S〕 ・中央制御室非常用循環フィルタユニット〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(7/9)

設 備 分 類	定 義	主 要 設 備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅲ. 常設重大事故緩和設備		・制御建屋冷暖房ユニット〔S〕 ・A格納容器循環冷暖房ユニット ・アニュラス循環フィルタユニット〔S〕 ・原子炉下部キャビティ注水ポンプ ・冷却材圧力（広域）〔S〕 ・格納容器圧力〔S〕 ・格納容器圧力（広域） ・格納容器再循環サンプ水位（広域）〔S〕 ・格納容器再循環サンプ水位（狭域）〔S〕 ・1次系冷却水タンク水位〔S〕 ・燃料取替用水タンク水位〔S〕 ・安全注入流量〔S〕 ・補助安全注入流量〔S〕 ・余熱除去クーラ出口流量〔S〕 ・格納容器内温度〔C〕 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）〔S〕 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）〔S〕 ・使用済燃料ピット水位（広域） ・使用済燃料ピット温度（AM用）

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(8/9)

設備分類	定義	主要設備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅲ.常設重大事故緩和設備		・使用済燃料ピットエリア監視カメラ ・格納容器スプレ流量積算〔S〕 ・原子炉下部キャビティ水位 ・原子炉格納容器水位 ・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算 ・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ・蓄電池（安全防護系用）〔S〕 ・蓄電池（３系統目） ・空冷式非常用発電装置 ・代替所内電気設備変圧器 ・代替所内電気設備分電盤 ・中央制御室遮蔽〔S〕 ・緊急時対策所遮蔽 ・海水ポンプ室〔C〕 ・使用済燃料ピット〔S〕 ・衛星電話（固定）〔C〕 ・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）〔C〕 ・ＳＰＤＳ表示装置〔C〕 ・静的触媒式水素再結合装置 ・静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 ・原子炉格納容器水素燃焼装置 ・原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置 ・加圧器逃がし弁〔S〕

第 1.3.2 表　重大事故等対処施設（主要設備）の設備分類(9/9)

設 備 分 類	定 義	主 要 設 備 （〔 〕内は、設計基準事故対処施設を兼ねる設備の耐震重要度分類）
Ⅲ.常設重大事故緩和設備		・計器用電源（無停電電源装置） ・ディーゼル発電機〔S〕 ・格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器 ・格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器 ・燃料油移送ポンプ〔S〕

第 1.4.1 表　入力津波高さ一覧表

水位上昇側					水位下降側
3号炉取水口前	防潮堤（内陸側）	1,2号炉放水口前	3号炉放水口前	あご越え	3号炉取水口前
T.P.+4.0m (T.P.+4.2m)	T.P.+3.7m (T.P.+4.0m)	T.P.+4.7m (T.P.+5.0m)	T.P.+3.6m (T.P.+3.9m)	T.P.+4.5m (T.P.+4.8m)	T.P.－2.4m (T.P.－2.7m)

（　）内はばらつき及び美浜発電所と敦賀検潮所との潮位差を考慮した入力津波であり、ばらつきとして、①潮位のばらつき(上昇側：0.15m、下降側：0.16m)、②入力津波の数値計算上のばらつきを考慮し安全側に評価している。さらに、水位下降側は満潮位計算で得られた最低水位との差分を考慮している。

第 1.4.2 表　基準津波 1 による影響評価の検討ケース

解析条件	計算条件	①敷地外構造物		②放水路内の貝付着	③地盤変状	④敷地内構造物	
		桟橋	丹生大橋			外周防潮堤	建物・構造物
		あり／なし	あり／なし	あり／なし	あり／なし	あり／なし	あり／なし
	設定条件	不透過構造として考慮	― （桟橋のモデルに包含）	【粗度係数】 貝付着あり0.02 貝付着なし0.015	【陸域】 0～2.5mの範囲で傾斜させて沈下量を設定 【海域】 1.5mの沈下量を設定	外周防潮堤のうち防護壁部を考慮する。	概ね50m^{2}以上の建物構造物を考慮
基準津波1	ケース１	なし	なし	あり	なし	なし	なし
	ケース２	あり	なし	あり	なし	なし	なし
	ケース３	なし	なし	なし	なし	なし	なし
	ケース４	なし	なし	なし	あり	なし	なし
	ケース５	なし	なし	なし	あり	あり	なし
	ケース６	なし	なし	なし	あり	なし	あり
	ケース７	なし	なし	なし	あり	あり	あり

第 1.4.3 表　基準津波 4 及び基準津波 5 による影響評価の検討ケース

解析条件	計算条件	①敷地外構造物		②地盤変状
		桟橋	丹生大橋	
		あり／なし	あり／なし	あり／なし
	設定条件	不透過構造として考慮	― （桟橋のモデルに包含）	【陸域】 0～2.5mの範囲で傾斜させて沈下量を設定 【海域】 1.5mの沈下量を設定
基準津波4	ケース８	なし	なし	なし
	ケース９	あり	なし	なし
	ケース１０	あり	なし	あり
基準津波5	ケース１１	なし	なし	なし
	ケース１２	あり	なし	なし
	ケース１３	なし	なし	あり

第 1.4.4 表　津波防護対策の設備分類と設置目的

津波防護対策		設備分類	設置目的
防潮堤		津波防護施設	基準津波による遡上波が浸水防護重点化範囲に到達することを防止する。
屋外排水路 逆流防止設備			屋外排水路からの津波流入により浸水防護重点化範囲に到達することを防止する。
海水ポンプ室浸水防止蓋		浸水防止設備	海水ポンプ室床面からの津波流入による海水ポンプエリアへの流入を防止する。
海水ポンプエリア止水壁			屋外の循環水管の損傷箇所からの溢水及び損傷箇所を介しての津波の流入による溢水に対して、浸水防護重点化範囲への流入を防止する。
海水管トレンチ浸水防止蓋			
タービン建屋及び制御建屋と中間建屋との境界	水密扉		地震によるタービン建屋内の循環水管損傷や２次系設備及び屋外タンクの損傷に伴う溢水及び損傷箇所を介しての津波の流入による溢水に対して、浸水防護重点化範囲への流入を防止する。
	建屋貫通部止水処置		
ディーゼル建屋	水密扉		屋外の循環水管の損傷箇所からの溢水及び損傷箇所を介しての津波の流入による溢水に対して、浸水防護重点化範囲への流入を防止する。
	建屋貫通部止水処置		
防潮堤貫通部止水処置			防潮堤のケーブル貫通部からの津波流入による浸水防護重点化範囲に流入することを防止する。
海水ポンプエリア止水壁 貫通部止水処置			海水ポンプエリア止水壁貫通部からの、浸水防護重点化範囲への津波の流入を防止する。
津波監視カメラ		津波監視設備	地震発生後、津波が発生した場合にその影響を俯瞰的に把握する。
潮位計			

第 1.4.5 表　流入経路特定結果

		流入経路
取水口	海水系	海水ポンプ室、海水管、海水管トレンチ
	循環水系	循環水ポンプ室、循環水管
屋外排水路		排水路
防潮堤貫通部		取水口ケーブル貫通部、主変圧器ＯＦケーブル貫通部、起動変圧器ＯＦケーブル貫通部、予備変圧器ケーブル貫通部、原水ポンプ室行きケーブル貫通部、２，３号連絡ケーブル貫通部

第 1.4.6 表　各経路からの流入評価結果

流入経路※1			入力津波高さ	許容津波高さ※2	裕度	評価
取水口	海水系	T.P.+3.0m	T.P.+4.2m （3 号炉取水口前）	T.P.+6.0m	1.8m	流入しない
	循環水系	T.P.+3.5m	T.P.+4.2m （3 号炉取水口前）	T.P.+6.0m	1.8m	流入しない
屋外排水路		T.P.+1.1m	T.P.+4.2m （3 号炉取水口前）	T.P.+6.0m	1.8m	流入しない
防潮堤貫通部		T.P.+3.5m 以下	T.P.+4.2m （3 号炉取水口前）	T.P.+6.0m	1.8m	流入しない
			T.P.+4.0m （防潮堤（内陸側））	T.P.+5.5m	1.5m	流入しない

※1 津波防護施設、浸水防止設備設置前の高さを示す。

※2 津波防護施設、浸水防止設備設置後の高さを示す。

第 1.4.7 表　津波防護対象範囲の分類

津波防護対象範囲	説明	対象
(1)設計基準対象施設の津波防護対象範囲（重大事故等対処施設含む）	重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画と設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画が同一範囲	原子炉格納施設、原子炉補助建屋（補助建屋、制御建屋、中間建屋、ディーゼル建屋及び燃料取扱建屋）、燃料油貯蔵タンク、海水ポンプエリア、海水管トレンチ、燃料取替用水タンク及び復水タンク
(2)可搬型重大事故等対処設備の津波防護対象範囲	(1)を除く可搬型重大事故等対処設備を内包する建屋及び区画	泡混合器、可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、軽油用ドラム缶、シルトフェンス、スプレイヘッダ、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）、タンクローリー、可搬式オイルポンプ、電源車、電源車（緊急時対策所用）、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、ブルドーザ、放水砲及び油圧ショベル
(3)重大事故等対処施設のみの津波防護対象範囲	(1)(2)を除く重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画	空冷式非常用発電装置、緊急時対策所及び蓄電池（３系統目）
(4)津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備	津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、入力津波に対して機能を保持できることが必要	防潮堤、屋外排水路逆流防止設備、海水ポンプエリア止水壁、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、ディーゼル建屋水密扉、海水ポンプ室浸水防止蓋、海水管トレンチ浸水防止蓋、防潮堤貫通部止水処置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置、建屋貫通部止水処置、津波監視カメラ及び潮位計

第 1.4.8 表　特定重大事故等対処施設の津波防護対象範囲の分類

津波防護対象範囲	説明	対象
(3)津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備	津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、入力津波に対して機能を保持できることが必要	防潮堤、屋外排水路逆流防止設備、海水ポンプエリア止水壁、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、ディーゼル建屋水密扉、海水ポンプ室浸水防止蓋、海水管トレンチ浸水防止蓋、防潮堤貫通部止水処置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置、建屋貫通部止水処置、津波監視カメラ、潮位計、 貫通部止水処置

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.4.9 表　入力津波高さ一覧表

（　）内はばらつき及び美浜発電所と敦賀検潮所との潮位差を考慮した入力津波であり、ばらつきとして、①潮位のばらつき（上昇側：0.15m、下降側：0.16m）、②入力津波の数値計算上のばらつきを考慮し安全側に評価している。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.4.10 表　特定重大事故等対処施設の津波防護対策の設備分類と設置目的

津波防護対策	設備分類	設置目的
[redacted]	津波防護施設	[redacted]
[redacted]	浸水防止設備	[redacted]から基準津波を一定程度超える津波が浸水防護重点化範囲へ流入することを防止する。
貫通部止水処置	浸水防止設備	[redacted]の壁貫通部並びに[redacted]貫通部から基準津波を一定程度超える津波が浸水防護重点化範囲へ流入することを防止する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.4.11 表 各経路からの流入評価結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.6.1 表　耐震評価又は耐震対策工事により耐震性を確保する機器※

設備名称	設備名称
樹脂タンク	使用済燃料ピットポンプ
ほう酸補給タンク	使用済燃料ピットスキマポンプ
ドラミングバッチタンク	ホールドアップタンク
冷却材フィルタ	ホールドアップタンク循環ポンプ
封水フィルタ	ホールドアップタンクポンプ
使用済燃料ピットフィルタ	廃液蒸発装置中和剤注入装置
使用済燃料ピットスキマフィルタ	消泡剤タンク
キャビティフィルタ	消泡剤注入ポンプ
蒸りゅう液フィルタ	酸液ドレンタンク
ほう酸濃縮液フィルタ	廃樹脂タンク
イオン交換フィルタ	洗浄排水処理装置
脱ほう素塔	水素再結合ガス減衰タンクドレンポンプ
冷却材脱塩塔	水素再結合ガス減衰タンクドレンフィルタ
冷却材カチオン塔	水素再結合装置
体積制御タンク	水素再結合ガス圧縮装置
亜鉛注入装置	燃料取替用水ヒータ
1 次系薬品タンク	廃液フィルタ
ガス圧縮装置	廃液給水ポンプ
使用済燃料ピット脱塩塔	廃液ホールドアップタンク
蒸りゅう液脱塩塔	補助建屋サンプフィルタ
モニタタンク	薬品ドレンポンプ
モニタタンクポンプ	薬品ドレンタンク
ほう酸濃縮液タンク	洗浄排水モニタタンク
ほう酸濃縮液ポンプ	洗浄排水モニタタンクポンプ
ホールドアップタンクカチオン塔	洗じょう排水フィルタ
ホールドアップタンク脱塩塔	廃液蒸りゅう水フィルタ
廃液蒸りゅう水脱塩塔	廃樹脂貯蔵タンク
廃液蒸りゅう水タンク	1 次系純水ポンプ
廃液蒸りゅう水ポンプ	燃料取替用水浄化装置
充てんポンプ室冷暖房ユニット	スプレ余熱除去ポンプ室冷暖房ユニット
酸液ドレン中和剤計量タンク	補助建屋冷却材ドレンタンク
薬品ドレン中和剤計量タンク	補助建屋冷却材ドレンポンプ
薬品ドレン中和剤タンク	サンプルクーラ
硝酸タンク	ブローダウンサンプルクーラー
硝酸計量タンク	空調用冷水膨張タンク
1 次系純水タンク	制御建屋冷暖房ユニット
抽出水非再生クーラ	蒸気発生器ブロータンク
封水クーラ	冷水ポンプ
使用済燃料ピットクーラ	チラーユニット
ほう酸回収装置	補助蒸気復水サンプルクーラ
廃液蒸発装置	補助蒸気復水サンプリングポンプ
酸液ドレンポンプ	

※耐震性確保には水位制限を含む。

第 1.6.2 表　溢水評価上想定する起因事象

（運転時の異常な過渡変化）

原子炉外乱の事象	考慮要否	スクリーンアウトする理由
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	○	
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	○	
制御棒の落下及び不整合	○	
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	○	
原子炉冷却材流量の部分喪失	○	
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	－	誤起動の場合、停止ループの低温の冷却材が炉心に注入され、炉心に正の反応度が添加された後の反応度フィードバック効果により原子炉出力は低下し整定する。このように、本事象では対処設備は不要であるため、溢水影響評価上考慮不要
外部電源喪失	○	外部電源喪失により常用電源が喪失するが、常用電源喪失は「主給水流量喪失」及び「原子炉冷却材流量の喪失」に包絡
主給水流量喪失	○	
蒸気負荷の異常な増加	－	蒸気負荷が増加した場合、炉心に正の反応度が添加された後の反応度フィードバック効果により原子炉出力は抑制され整定する。このように、本事象では対処設備は不要であるため、溢水影響評価上考慮不要
２次冷却系の異常な減圧	○	
蒸気発生器への過剰給水	○	
負荷の喪失	○	
原子炉冷却材系の異常な減圧	○	
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	○	

第 1.6.3 表　溢水評価上想定する起因事象

（設計基準事故）

原子炉外乱の事象	考慮要否	スクリーンアウトする理由
原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）	○※	
原子炉冷却材流量の喪失	○	
原子炉冷却材ポンプの軸固着	－	溢水の発生によって冷却材ポンプの回転軸は固着しない
主給水管破断	○※	
主蒸気管破断	○※	
制御棒飛び出し	○※	
蒸気発生器伝熱管破損	－	溢水の発生によって蒸気発生器の伝熱管は破損しない

※溢水事象であるため対象として考慮する。

第 1.6.4 表　溢水評価上想定する事象とその対処系統

溢水評価上想定する事象	左記事象に対する対処機能	対処系統
①「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」「制御棒の落下及び不整合」	・原子炉トリップ ・補助給水	・安全保護系 ・原子炉停止系 ・補助給水系
②「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」 (ほう素濃度制御系異常)		
③「原子炉冷却材流量の部分喪失」及び「原子炉冷却材流量の喪失」 (冷却材ポンプ停止)		
④蒸気発生器への過剰給水 (主給水制御弁開他※1)		
⑤主給水流量喪失 (主給水ポンプ停止他※2)		
⑥負荷の喪失 (主蒸気隔離弁閉他※3)		
⑦出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動		
⑧主給水管破断		
⑨外部電源喪失		
⑩2 次冷却系の異常な減圧 （タービンバイパス弁開他※4)	上記機能に加え、 ・高圧注入	上記系統に加え、 ・高圧注入系 (ほう酸注入タンク)
⑪原子炉冷却材系の異常な減圧 （加圧気逃し弁開他※5)		
⑫主蒸気管破断		
⑬「原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ)」及び「制御棒飛び出し」	上記機能に加え、 ・低圧注入 ・格納容器スプレイ ・格納容器隔離	上記系統に加え、 ・低圧注入系 ・格納容器スプレイ系 ・アニュラス循環系 ・原子炉格納容器隔離弁

※1 主給水バイパス制御弁開

※2 復水ポンプ停止、主給水制御弁・隔離弁閉

※3 タービントリップ

※4 主蒸気逃がし弁開、タービン蒸気加減弁開

※5 加圧器スプレ弁開、加圧器補助スプレ弁開

第 1.6.5 表　溢水から防護すべき系統設備

補助給水系
化学体積制御系
安全注入系
主蒸気系
余熱除去系
原子炉補機冷却系
海水系
制御用空気系
換気空調系
非常用電源系（ディーゼル発電機を含む。）
格納容器スプレイ系
冷水系
電気盤
燃料ピット冷却浄化系
燃料取替用水系

第 1.6.6 表　機器と機能喪失高さの考え方

機　　器	機　能　喪　失　高　さ
弁	①電動弁：電動弁駆動装置下端 ②空気作動弁：各付属品（アクチュエータ、電磁弁、減圧弁、リミットスイッチ）のうち、最低高さの付属品の下端部
ダンパ	各付属品（アクチュエータ、電磁弁、減圧弁、リミットスイッチ）のうち、最低高さの付属品の下端部
ポンプ （操作盤含む）	①ポンプあるいはモータでいずれか低い箇所 ②ポンプは軸貫通部若しくは油タンクのエアブリーザ部の低い方 ③モータは下端部
ファン	モータは下端部又は端子箱下端の低い部位
盤	盤内の計器類の最下部
計器	計器本体又は伝送器の下端部

第 1.6.7 表　蒸気影響評価における配管の想定破損評価条件

系	統	破損想定	隔離
補助蒸気系	一般部（25A を超える。）	貫通クラック	自動
	ターミナルエンド部 一般部（25A 以下）	完全全周破断	
化学体積制御系（抽出）			手動
蒸気発生器ブローダウンサンプル系			
主蒸気系			
蒸気発生器ブローダウン系	ターミナルエンド部		
	一般部	貫通クラック	

第 1.7.1 表 美浜発電所における設計飛来物

飛来物の種類	砂利	鋼製パイプ	鋼製材
寸法(m)	長さ×幅×奥行き 0.04×0.04×0.04	長さ×直径 2×0.05	長さ×幅×奥行き 4.2×0.3×0.2
質量(kg)	0.18	8.4	135
最大水平速度 (m/s)	62	49	51
最大鉛直速度 (m/s)	42	33	34

第 1.7.2 表 設計竜巻から防護する施設及び竜巻対策等

設計竜巻から防護する施設	竜巻の最大風速条件	飛来物対策	防護施設	想定する設計飛来物	手順等
海水ポンプ（配管、弁を含む。） 海水ストレーナ 復水タンク（配管、弁を含む。） 燃料取替用水タンク（配管、弁を含む。）	100m/s	・固縛等の対策 ・車両の退避	施設を内包する施設 竜巻飛来物防護対策設備	砂利	－
使用済燃料ピット			施設を内包する施設	鋼製材 鋼製パイプ 砂利	燃料取扱作業中止
よう素除去薬品タンク他			施設を内包する施設 竜巻飛来物防護対策設備	－	－
ディーゼル発電機			施設を内包する施設 竜巻飛来物防護対策設備	－	水密扉の閉止
主蒸気管他			施設を内包する施設 竜巻飛来物防護対策設備	砂利	－
格納容器排気筒 換気空調設備（アニュラス空気再循環設備、格納容器換気設備、補助建屋換気設備、中央制御室換気設備及びディーゼル発電機室の換気空調設備）			施設を内包する施設	－	－
使用済燃料乾式貯蔵容器			－	鋼製材 鋼製パイプ 砂利	－
安全機能の重要度分類クラス１及びクラス２に属する施設のうち上記以外の建屋又は構築物内の施設			施設を内包する施設	－	－
クラス３に属する施設			－	－	代替設備・予備品の確保及び補修・取替え等

第 1.7.3 表 竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設及び竜巻対策等

竜巻防護施設に波及的影響を及ぼし得る施設	竜巻の最大風速条件	飛来物対策	防護施設	想定する設計飛来物	手順等
タービン建屋 構台 循環水ポンプ 使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備 貯蔵架台	100m/s	・固縛等の対策 ・車両の退避	－	鋼製材 鋼製パイプ 砂利	－
耐火隔壁 １次系純水タンク			竜巻飛来物防護対策設備	砂利	－
ディーゼル発電機吸気・排気消音器 主蒸気逃がし弁消音器 主蒸気安全弁排気管 タービン動補助給水ポンプ蒸気大気放出管 燃料油貯蔵タンクベント管			－	鋼製材 鋼製パイプ 砂利	－
換気空調設備（バッテリ室の換気空調設備）			施設を内包する施設	－	－

第 1.7.4 表 竜巻防護施設を内包する施設及び竜巻対策等

竜巻防護施設	竜巻の最大風速条件	飛来物対策	防護施設	想定する設計飛来物	手順等
原子炉建屋 補助建屋 燃料取扱建屋 中間建屋 ディーゼル建屋 制御建屋 燃料油貯蔵タンク基礎 海水ポンプエリア止水壁	100m/s	・固縛等の対策 ・車両の退避	－	鋼製材 鋼製パイプ 砂利	ディーゼル発電機室の水密扉の閉止

第 1.8.1 表　防護対象施設

施設区分	火山影響評価の対象施設
安全機能の重要度分類クラス１及びクラス２に属する施設を内包し、降下火砕物による影響から防護する建屋	・原子炉建屋 ・補助建屋 ・燃料取扱建屋 ・中間建屋 ・ディーゼル建屋 ・制御建屋
安全機能の重要度分類クラス１及びクラス２に属する施設のうち、屋外に設置されている施設、並びに屋内にあっても屋外に開口し降下火砕物を含む海水及び空気の流路となる施設	・復水タンク ・燃料取替用水タンク ・海水ポンプ ・海水ストレーナ ・主蒸気逃がし弁（消音器） ・主蒸気安全弁（排気管） ・タービン動補助給水ポンプ（蒸気大気放出管） ・格納容器排気筒 ・ディーゼル発電機
安全機能の重要度分類クラス１及びクラス２に属する施設のうち、屋内の空気を機器内に取り込む機構を有し、それにより降下火砕物の影響を受ける可能性がある施設	・安全保護系計装盤 ・計器用空気圧縮機
安全機能の重要度分類クラス３に属する施設及びその他の施設のうち、屋外に開口し降下火砕物を含む海水及び空気の流路となって、安全機能の重要度分類クラス１及びクラス２に属する施設に影響を及ぼす可能性のある施設	・取水設備 ・補助建屋排気筒 ・換気空調設備（給気系外気取入口） ［補助建屋換気設備、中央制御室換気設備、格納容器換気設備、ディーゼル発電機室換気空調設備、中間建屋換気空調設備、バッテリ室換気空調設備、主蒸気ヘッダ室換気設備］

第 1.9.1 表　外部火災にて想定する火災

火災種別	考慮すべき火災
森林火災	発電所敷地外 10km 以内に発火点を設定した発電所に迫る火災
近隣の産業施設の火災・爆発	発電所敷地外 10km 以内に存在する石油コンビナート等の施設の火災・爆発
	発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災
	発電所港湾内に入港する船舶の火災
航空機墜落による火災	発電所敷地内への航空機墜落時の火災

第 1.9.2 表　外部火災防護施設

1. 火災に対する直接的な影響を受ける施設

防護対象	外部火災防護施設
安全機能の重要度分類 クラス１及びクラス２に属する施設を内包する建屋	・原子炉建屋 ・制御建屋 ・燃料取扱建屋 ・補助建屋 ・中間建屋 ・ディーゼル建屋 ※消火活動による防護手段を期待しない条件のもと、火元からの離隔距離で防護
安全機能の重要度分類 クラス１及びクラス２に属する屋外施設	・海水ポンプ ・復水タンク ・燃料取替用水タンク ・使用済燃料乾式貯蔵容器 ※消火活動による防護手段を期待しない条件のもと、火元からの離隔距離で防護
安全機能の重要度分類 クラス３に属する施設	・タービン建屋 ・特高開閉所 ・固体廃棄物貯蔵庫 ・モニタポスト他 ※屋内に設置されている施設については、建屋により防護することとし、屋外施設については、防火帯の内側に設置すること又は消火活動等により防護

2. 火災に対する二次的な影響を受ける施設

防護対象	外部火災防護施設
安全機能の重要度分類 クラス１及びクラス２に属する施設	・海水ポンプ ・主蒸気逃がし弁、排気筒等 ・換気空調設備 ・ディーゼル発電機 ・安全保護系計装盤 ・計器用空気圧縮機

第1.9.3表　発電所敷地内に設置している屋外の評価対象危険物タンク

タンク名	燃料	燃料量	影響先	離隔距離
補助ボイラ燃料タンク	重油	350kℓ※1	制御建屋	41m
			海水ポンプ	171m
			復水タンク	68m
			燃料取替用水タンク	56m
3号炉タービン油タンク	タービン油	85kℓ※2	海水ポンプ	71m

※1 航空機墜落に起因する敷地内危険物タンク火災を考慮し、燃料保有量を 110kℓ に制限する。

※2 空運用とする。

第 1.9.4 表　落下事故のカテゴリと対象航空機

落下事故のカテゴリ			対象航空機	離隔距離※2	輻射強度
計器飛行の民間航空機			B747－400	171m	750W/m^2
有視界飛行の民間航空機		大型航空機			
		小型航空機	（評価結果は自衛隊機又は米軍機の落下に包含される）※1		
自衛隊機又は米軍機	訓練空域内で飛行中及び訓練空域外を飛行中	空中空輸機等高高度での巡航が想定される大型固定翼機	KC－767	139m	812W/m^2
		その他の大型固定翼機、小型固定翼機及び回転翼機	F－15	36m	1,276W/m^2

※1 落下確率評価において考慮している航空機は、小型固定翼機及び小型回転翼機である。評価条件は、原子炉施設から距離が 91m、燃料積載量が小型固定翼機の 2m^3 程度であることから、自衛隊機又は米軍機において原子炉施設からの距離が 36m、燃料積載量が 15m^3 程度で評価していることを踏まえると、本評価は自衛隊機又は米軍機の落下による火災影響評価に包含される。

※2 離隔距離の設定に当たり、落下実績がない場合は、保守的に 0.5 回を用いた。

第 1.9.5 表　落下事故のカテゴリと対象航空機（使用済燃料乾式貯蔵容器）

落下事故のカテゴリ			対象航空機	離隔距離※2	輻射強度
計器飛行の民間航空機			Ｂ７４７－４００	336m	195W/m^2
有視界飛行の民間航空機		大型航空機			
		小型航空機	（評価結果は自衛隊機又は米軍機の落下に包含される）※1		
自衛隊機又は米軍機	訓練空域内で飛行中及び訓練空域外を飛行中	空中空輸機等高高度での巡航が想定される大型固定翼機	ＫＣ－７６７	200m	372W/m^2
		その他の大型固定翼機、小型固定翼機及び回転翼機	Ｆ－１５	106m	145W/m^2

※1　落下確率評価において考慮している航空機は、小型固定翼機及び小型回転翼機である。評価条件は、使用済燃料乾式貯蔵容器から距離が 200m、燃料積載量が小型固定翼機の 2m^{3}程度であることから、自衛隊機又は米軍機において使用済燃料乾式貯蔵容器からの距離が 106m、燃料積載量が 15m^{3}程度で評価していることを踏まえると、本評価は自衛隊機又は米軍機の落下による火災影響評価に包含される。

※2 離隔距離の設定に当たり、落下実績がない場合は、保守的に 0.5 回を用いた。

第 1.9.6 表　物揚岸壁に停泊する船舶

船舶	燃料	容量	影響先	離隔距離
燃料等輸送船	重油	560kℓ	制御建屋	580m
			海水ポンプ	660m
			復水タンク	610m
			燃料取替用水タンク	600m
			使用済燃料乾式貯蔵容器	626m

第 1.9.7 表　ばい煙による影響評価

	分類	影響評価設備
機器への影響	外気を取り入れる空調系統	換気空調設備
	外気を設備内に取り込む機器	ディーゼル発電機
		海水ポンプ
		主蒸気逃がし弁、排気筒等
	室内の空気を取り込む機器	安全保護系計装盤
		計器用空気圧縮機

本　部

組　織	構　成	主　な　任　務
本部長	○所　長	本部の統括 方針の決定
副本部長	○原子力安全統括	本部長の補佐
核物質防護 管理者	※法律に基づき選任し、国へ届け出た者	核物質防護に関する業務の統一的な管理
本部付	○発電用原子炉 主任技術者等	本部長への意見具申 各班長への助言又は協力

各　班

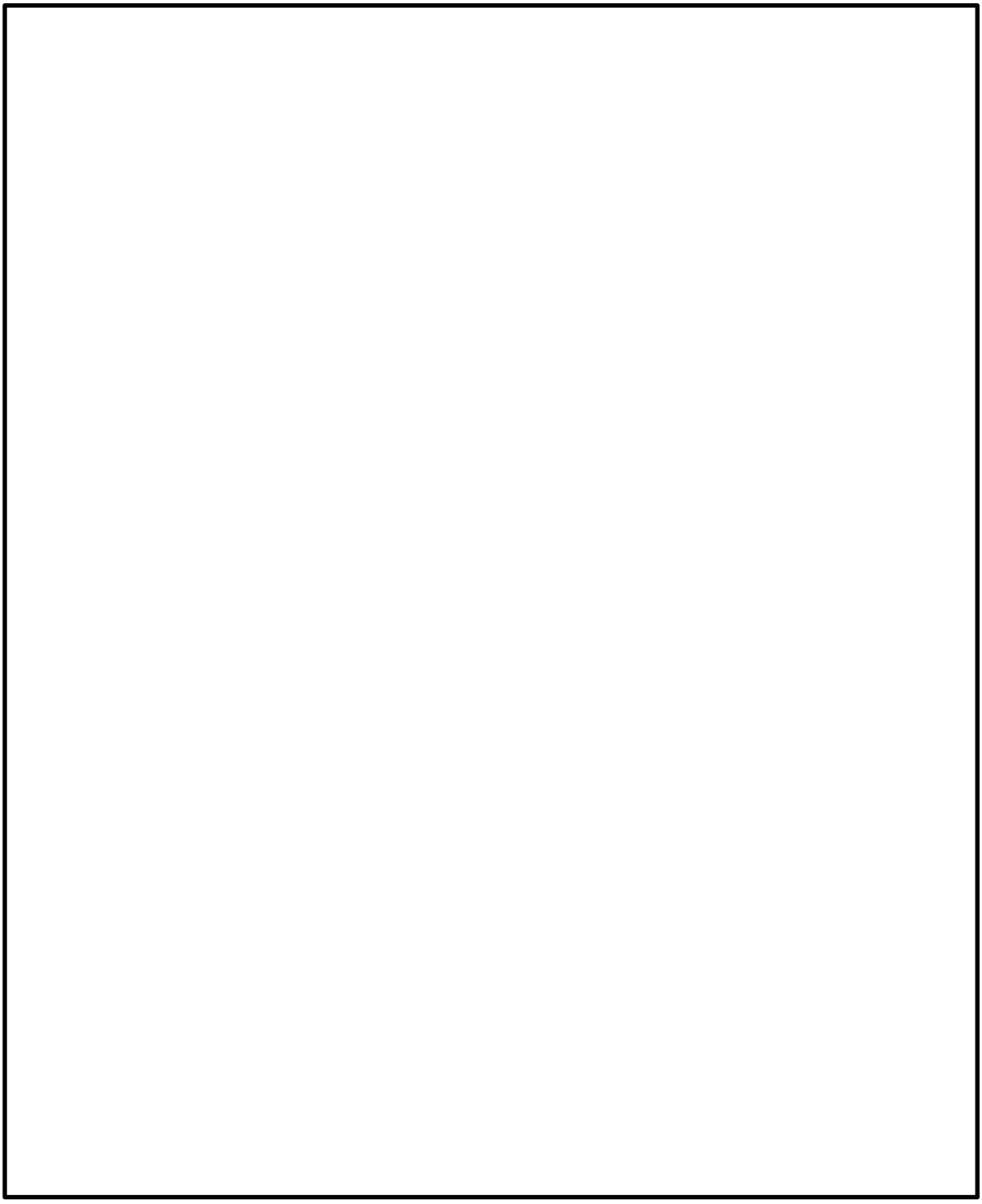
組　織	構　成	主　な　任　務
総務班	○所長室 ○品質保証室 ○電気工事グループ ○機械工事グループ	本部の運営
広報班	○所長室	プレス対応 自治体対応
情報班	○技術課	情報の収集・把握 通報連絡
安全管理班	○安全・防災室 ○原子燃料課	所内の警備 保安上の技術的支援
放射線管理班	○放射線管理課	放射線管理
発電班	○発電室	運転上の措置
保修班	○保全計画課 ○電気保修課 ○計装保修課 ○原子炉保修課 ○タービン保修課 ○土木建築課	設備の保修

技術的支援

運転員（当直員）

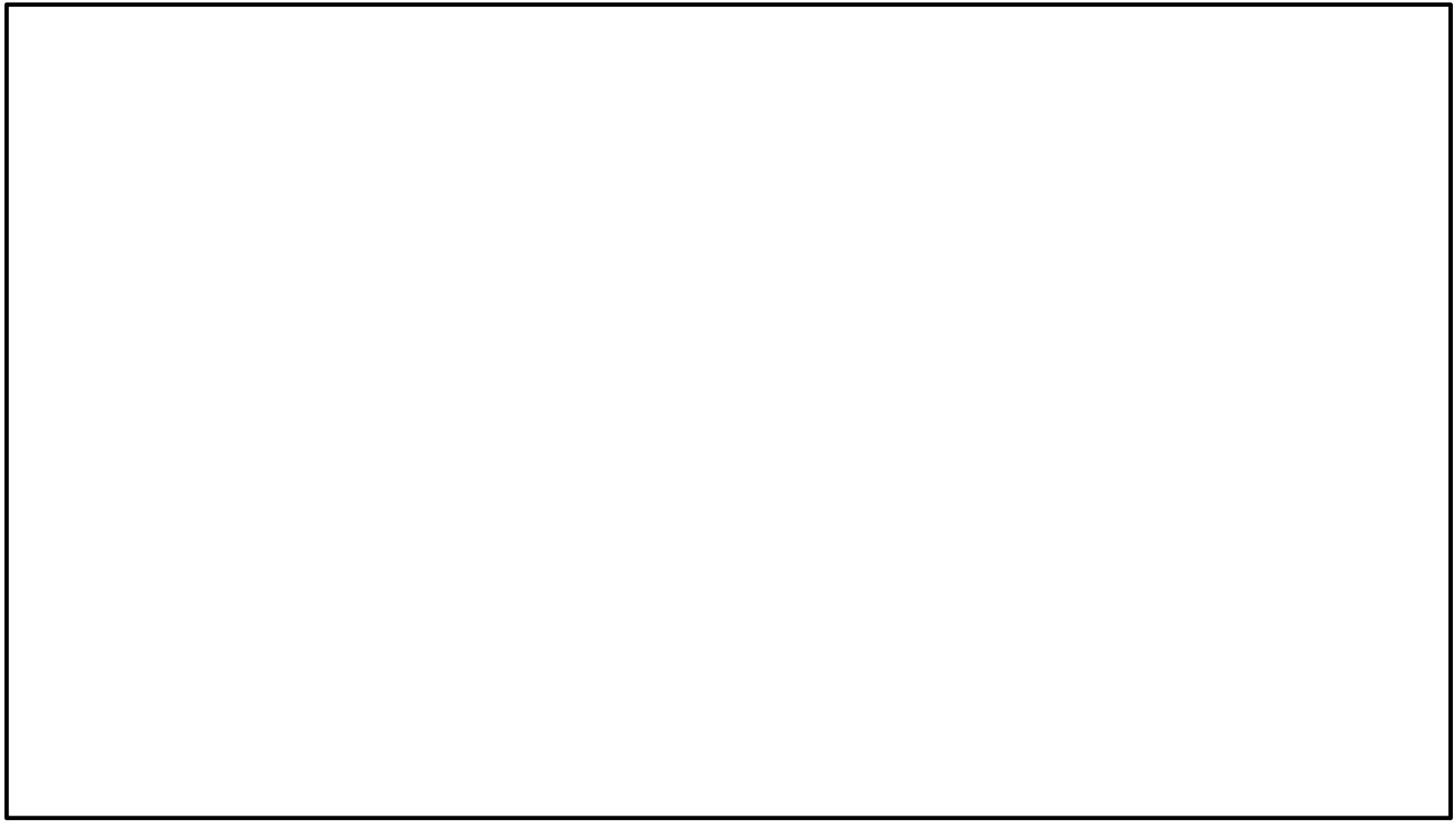
組　織	構　成	主　な　任　務
運転員 （当直員）	○発電室	運転上の措置

第 1.1.1.1 図　核物質防護に関する緊急時の体制図



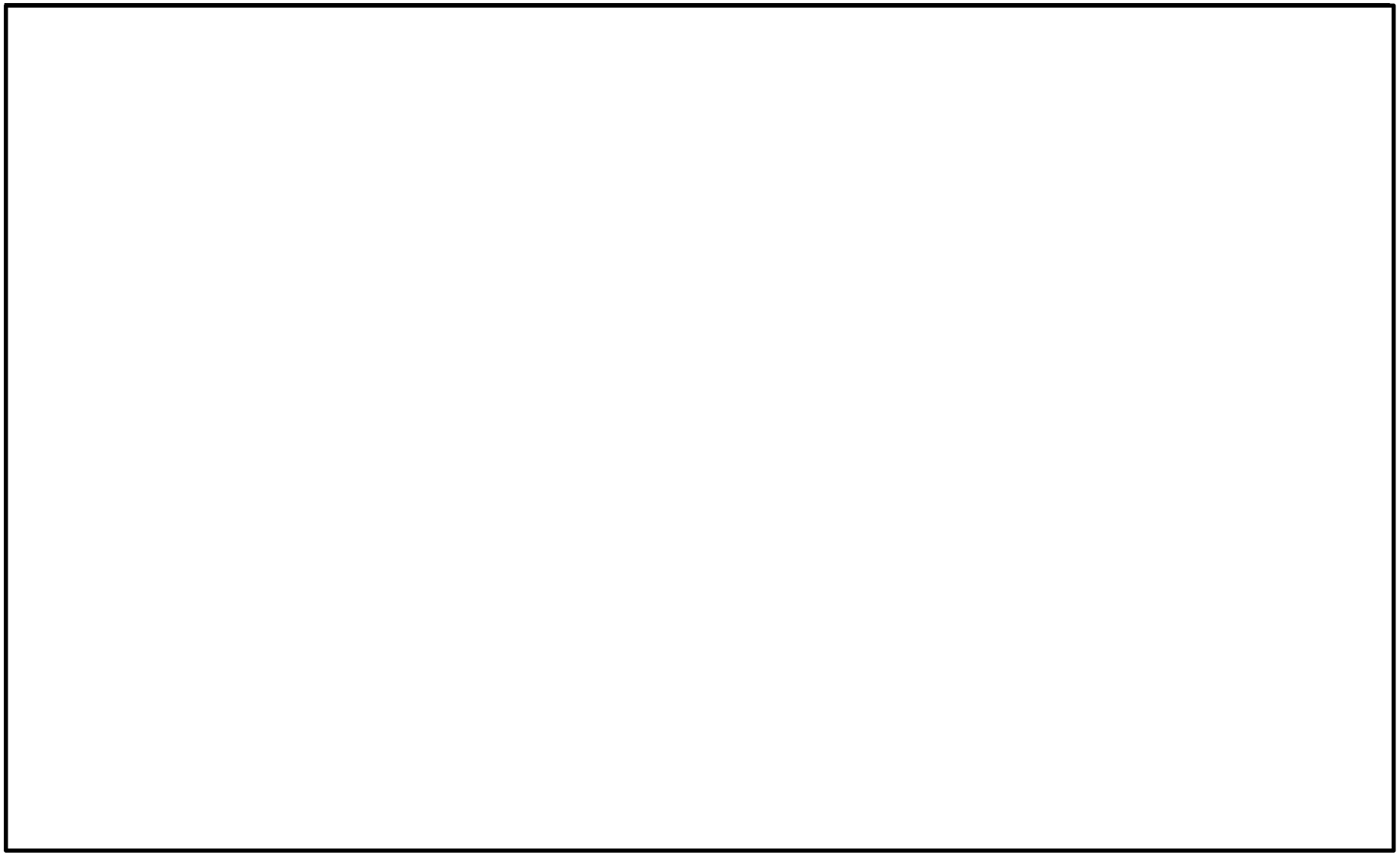
第 1.1.8.1 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（発電所全体）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



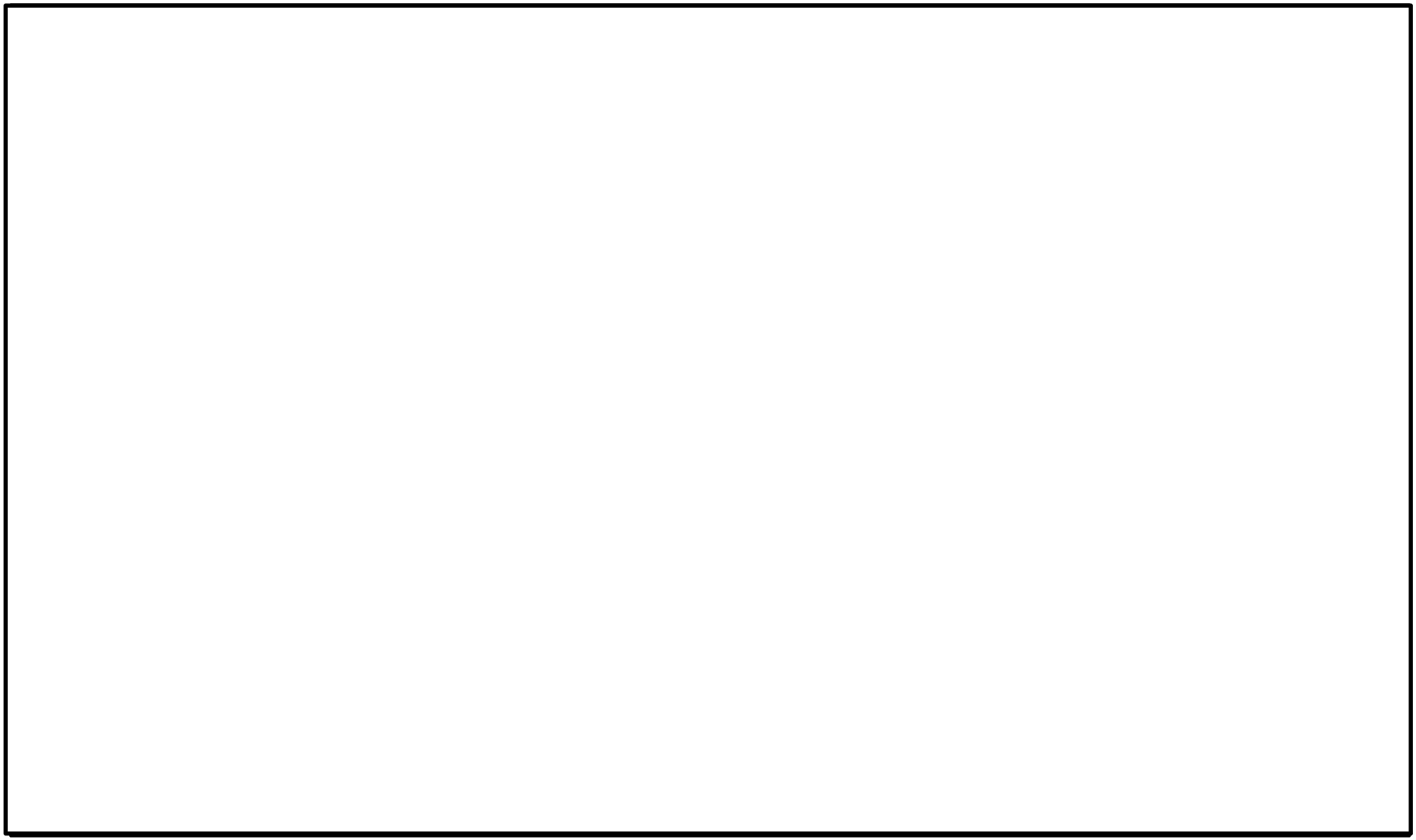
第 1.1.8.2 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（地下１階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



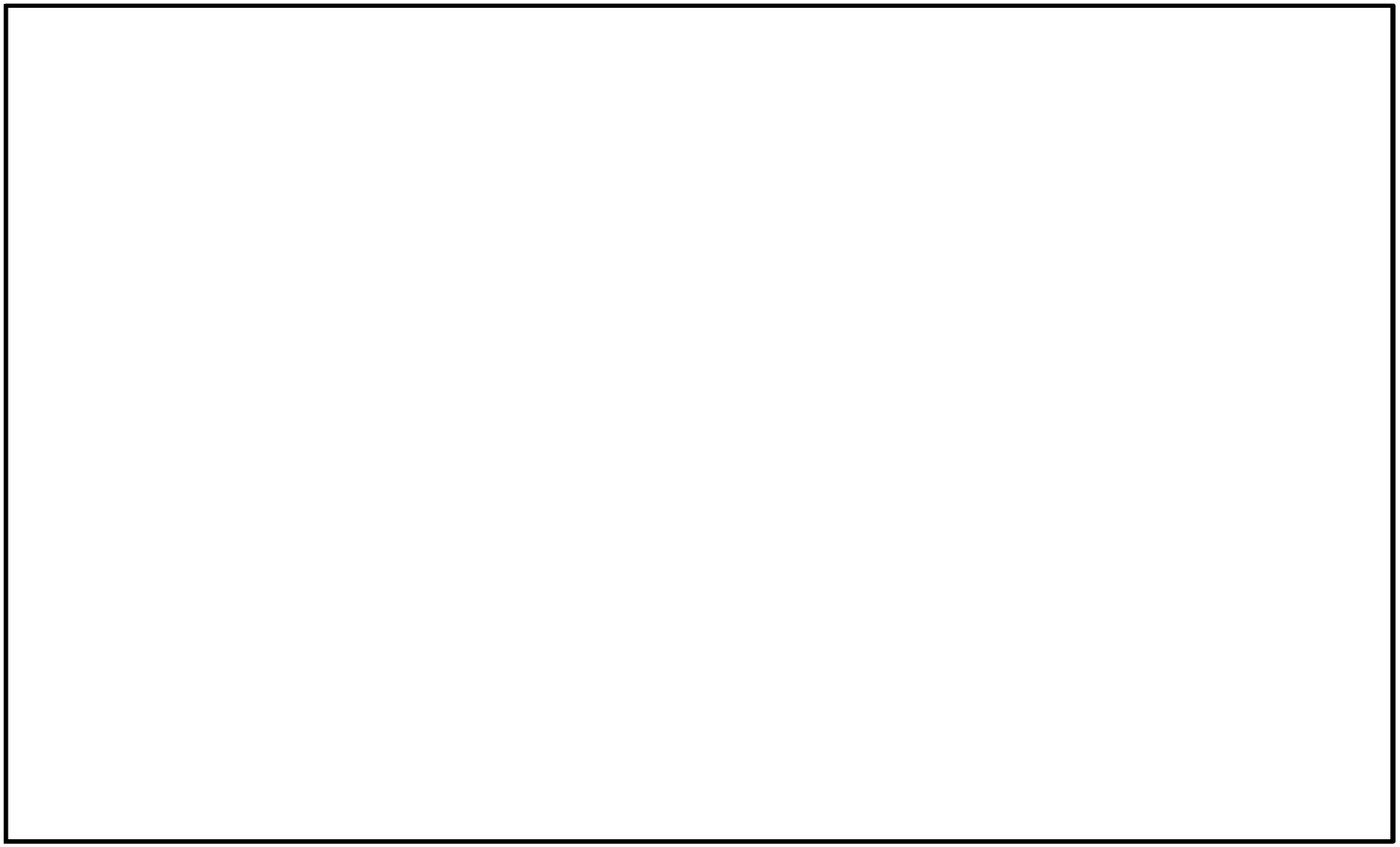
第 1.1.8.3 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（１階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



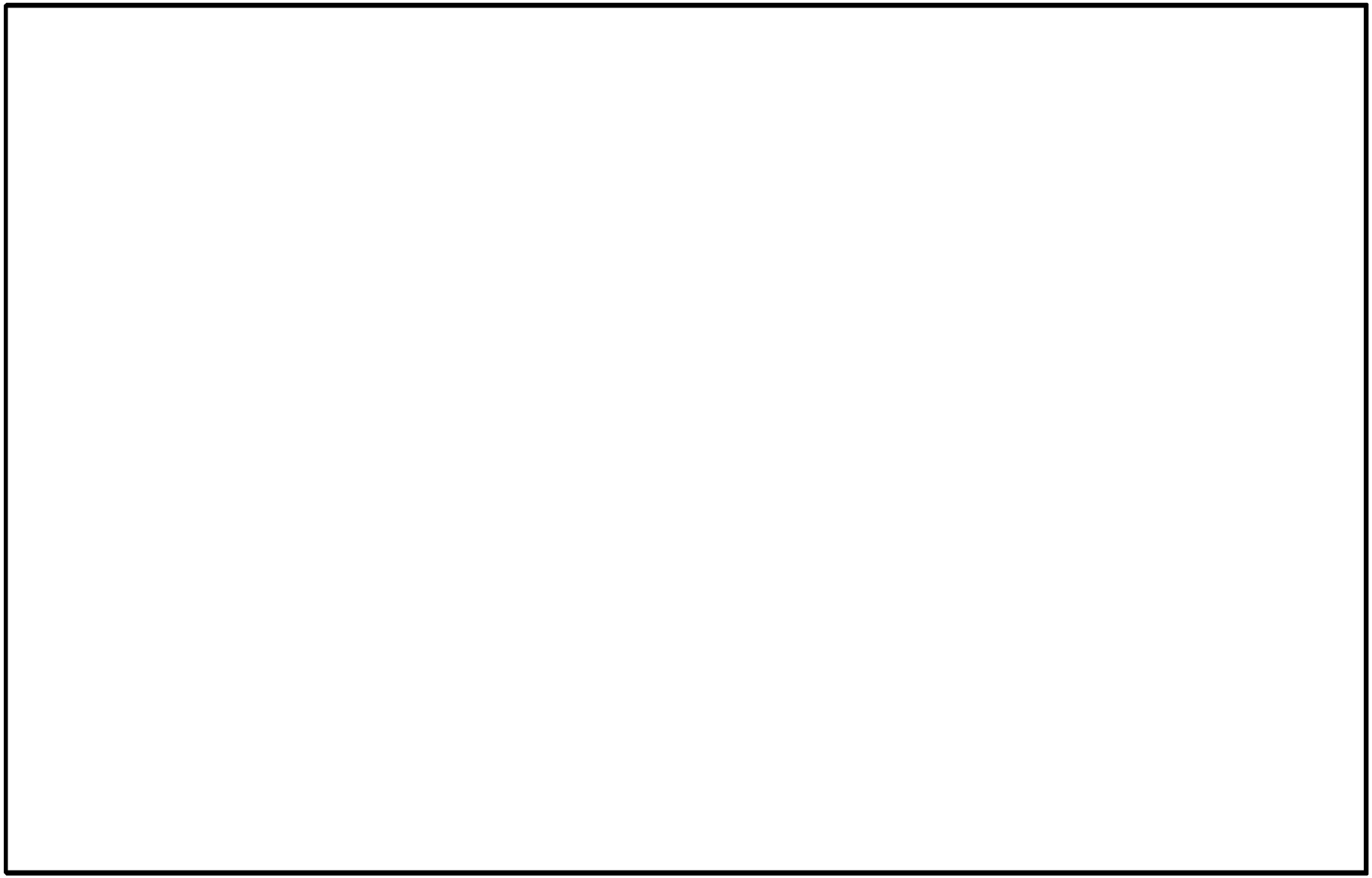
第 1.1.8.4 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（２階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



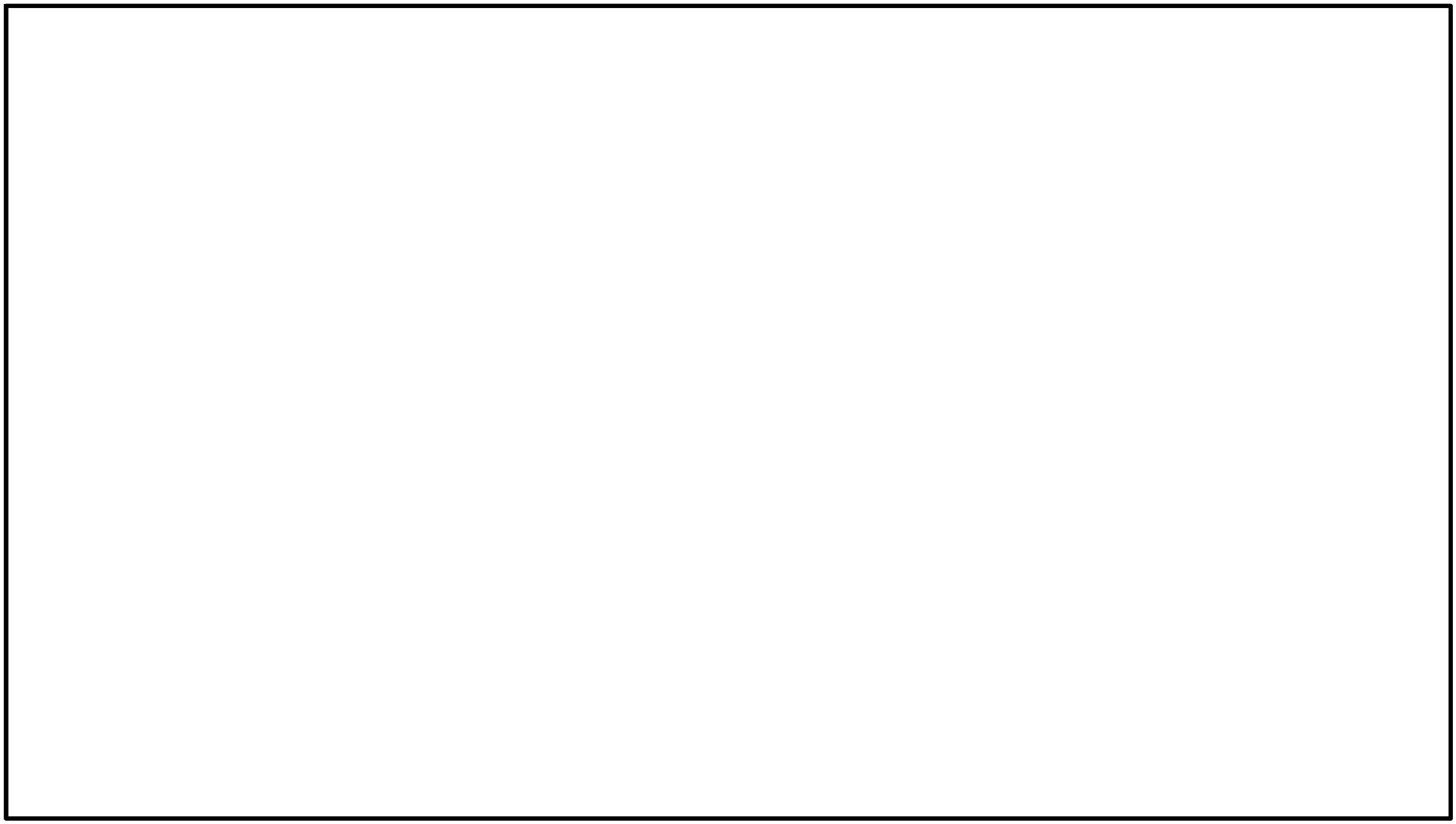
第 1.1.8.5 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（３階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



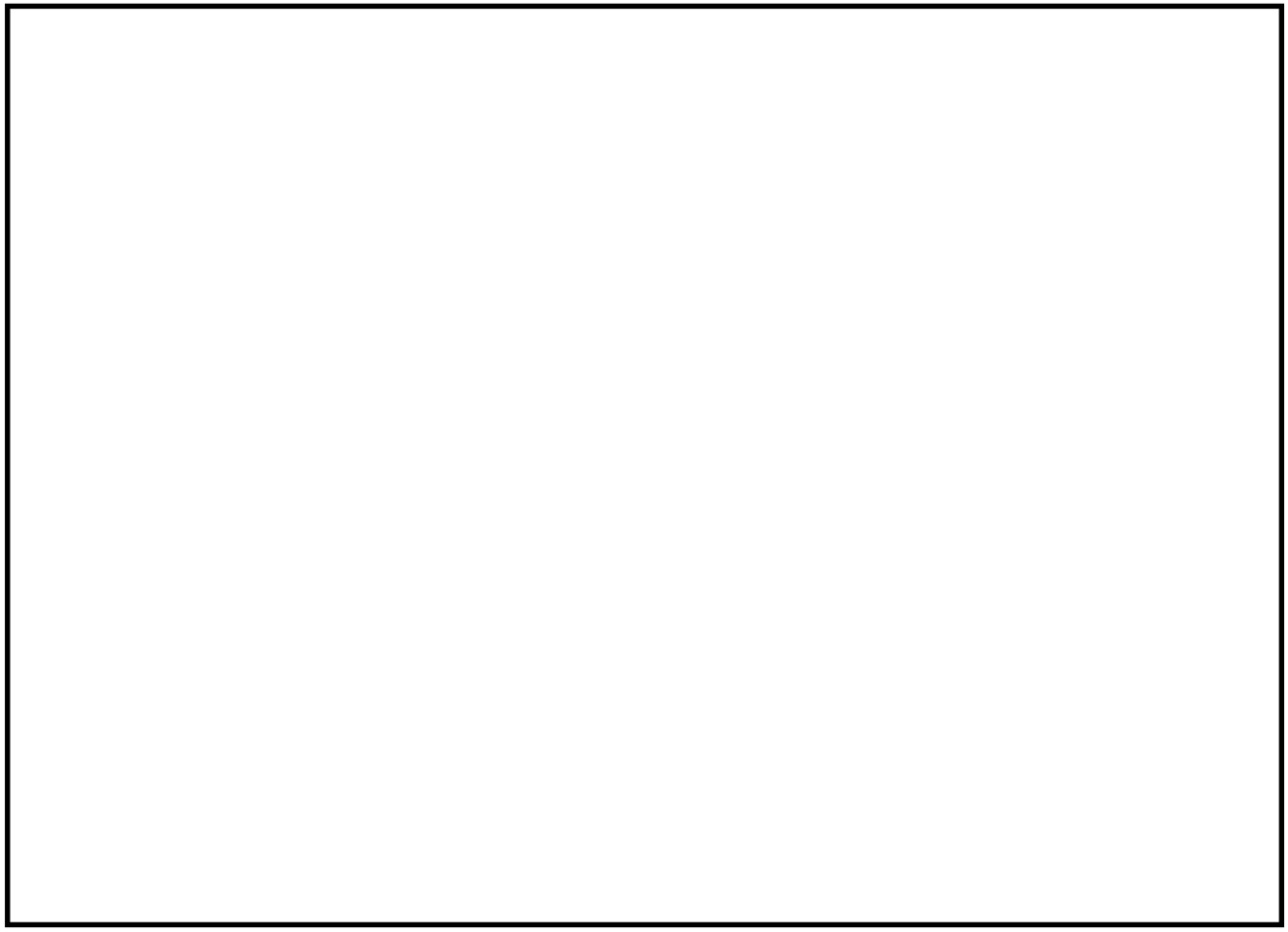
第 1.1.8.6 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（４階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



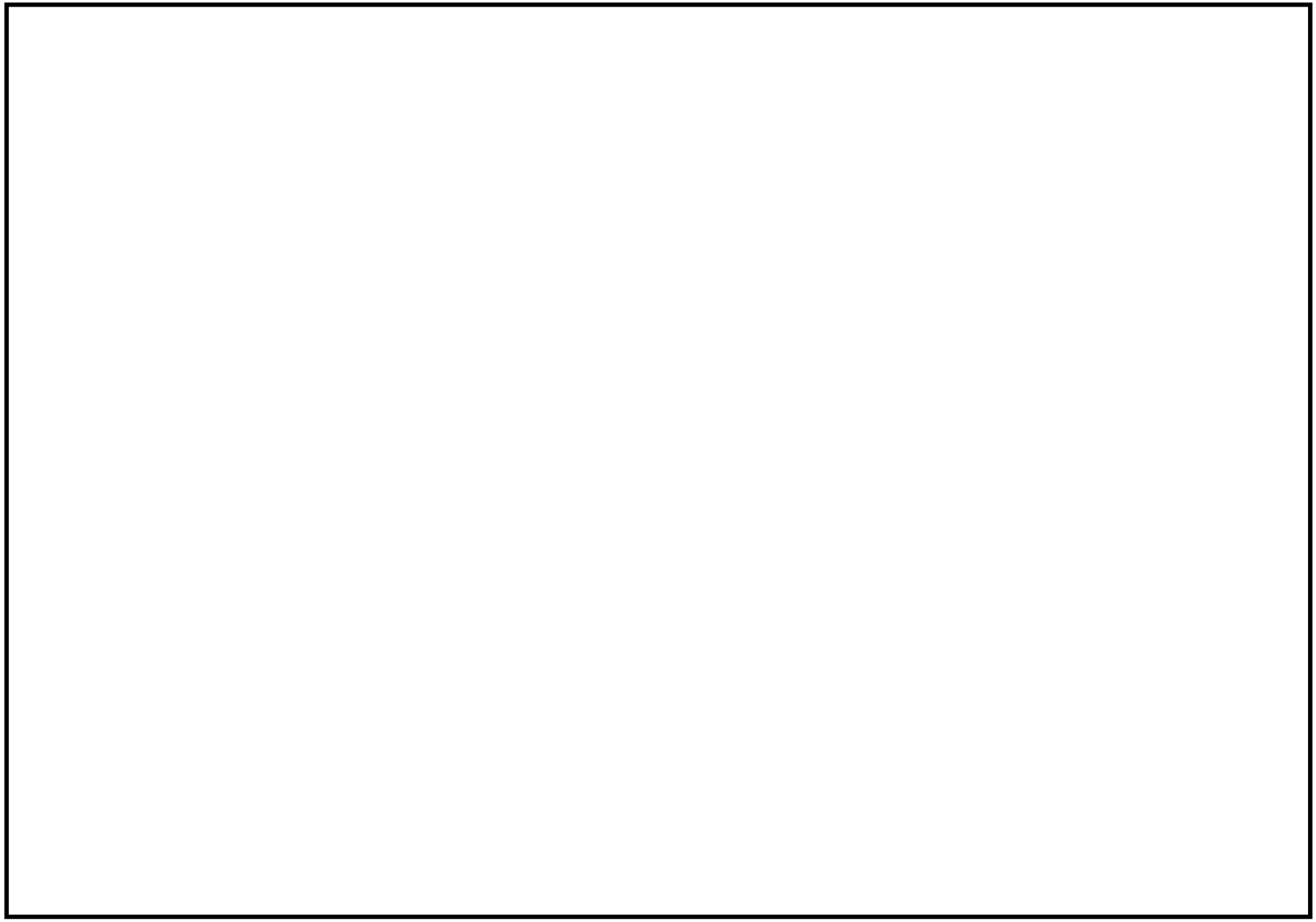
第 1.1.8.7 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図（５階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



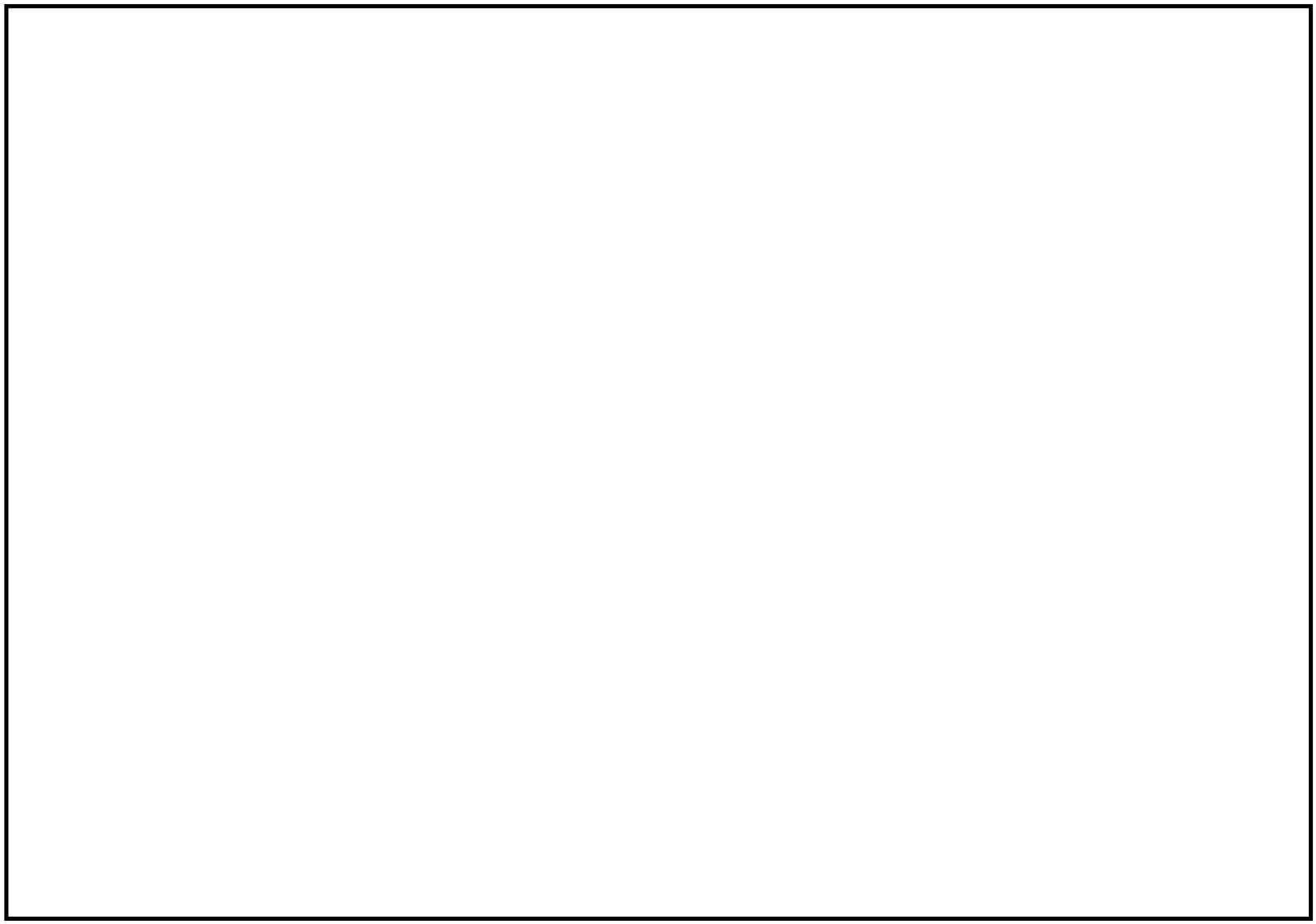
第 1.1.8.8 図　重大事故等対処設備配置及び保管場所図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



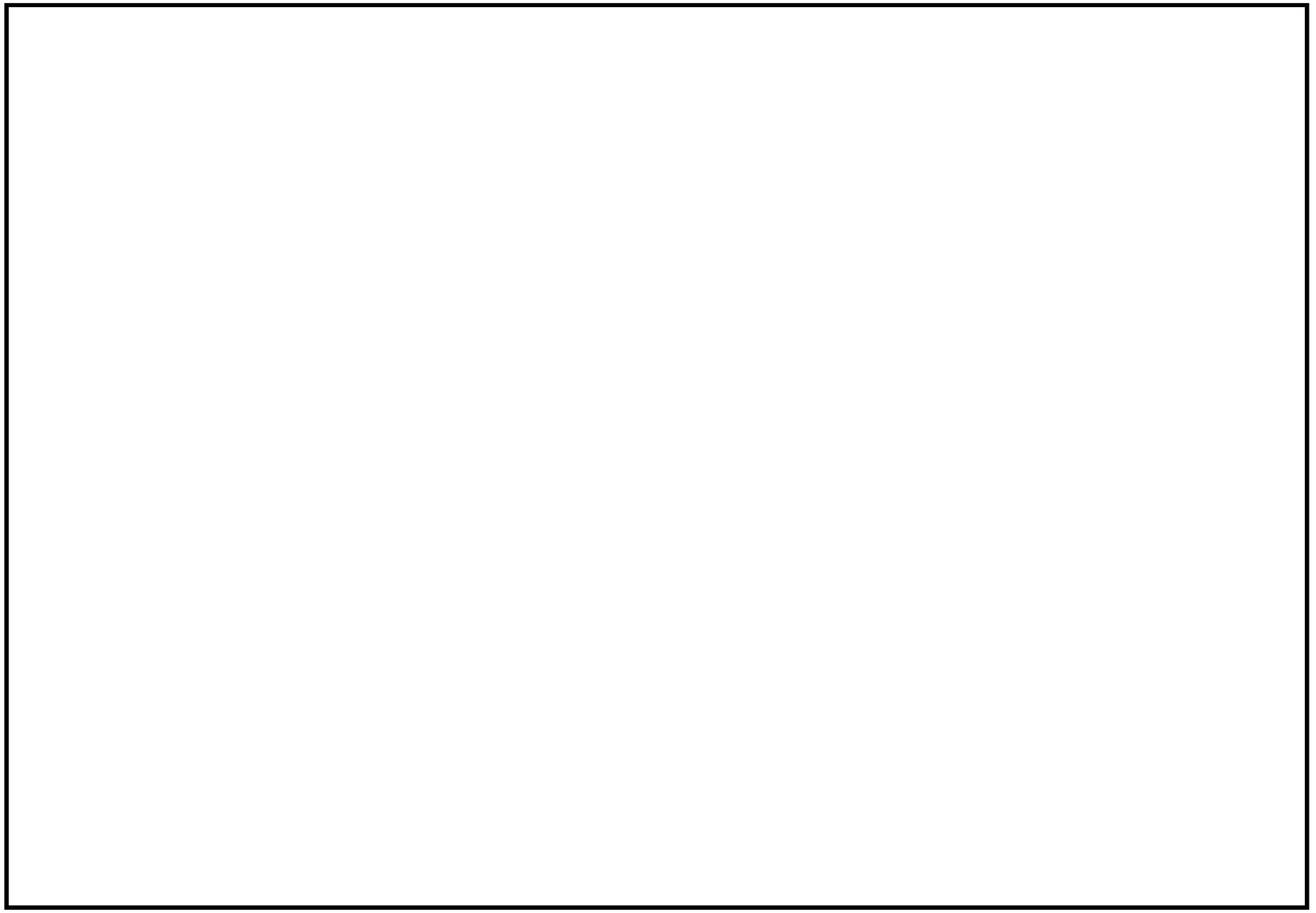
第 1.1.9.1 図　特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



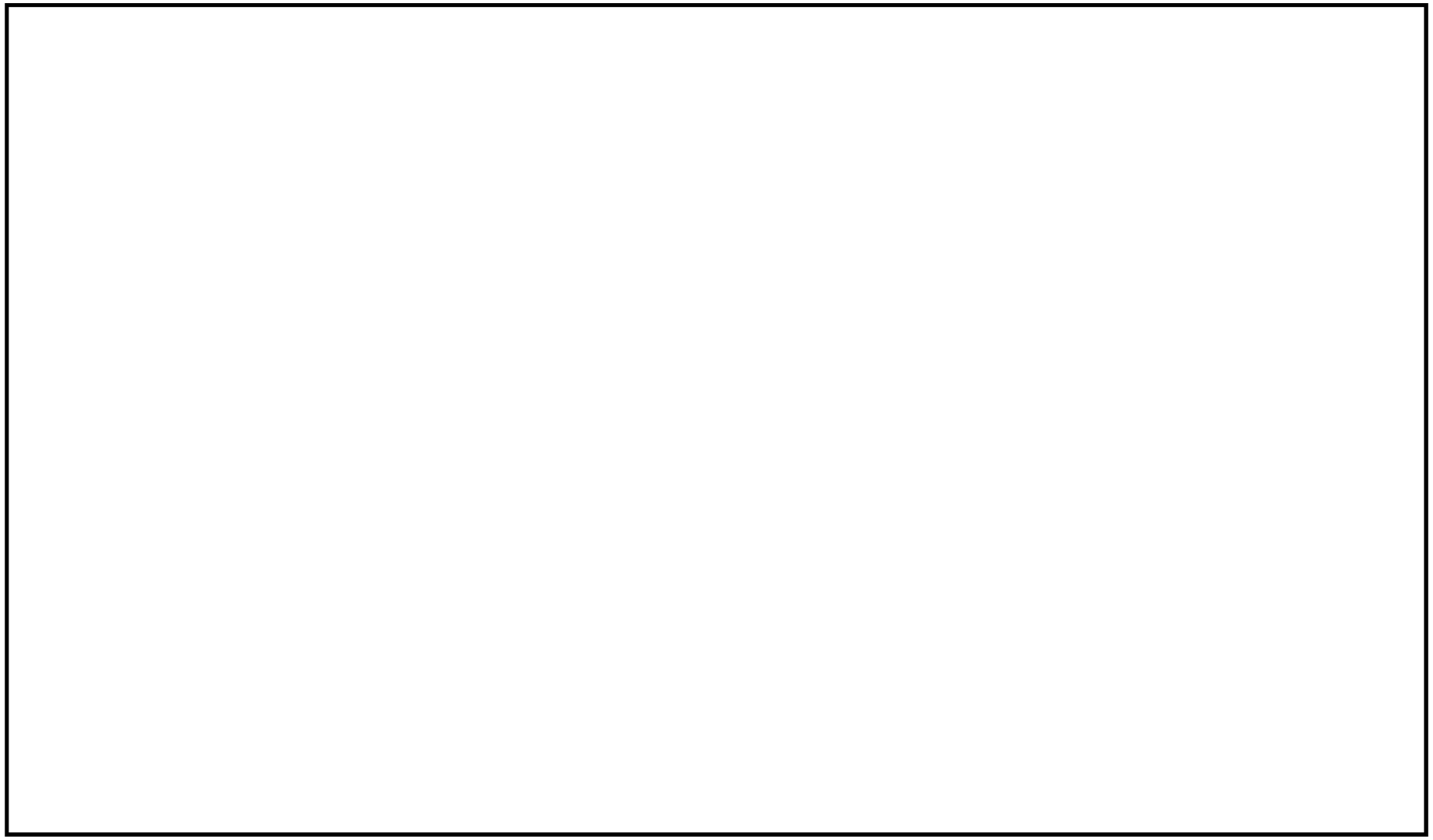
第 1.1.9.2 図　特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



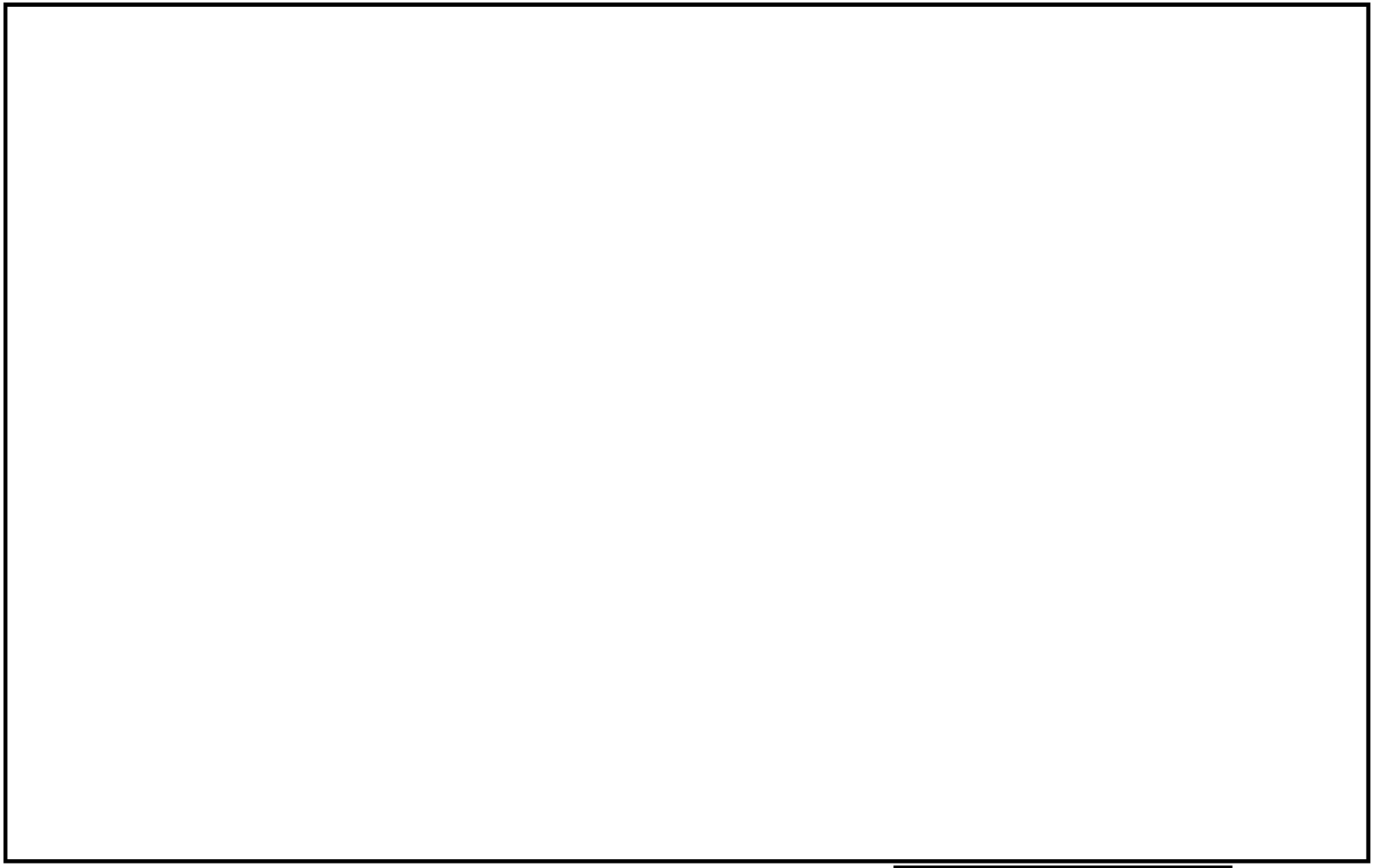
第 1.1.9.3 図　特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



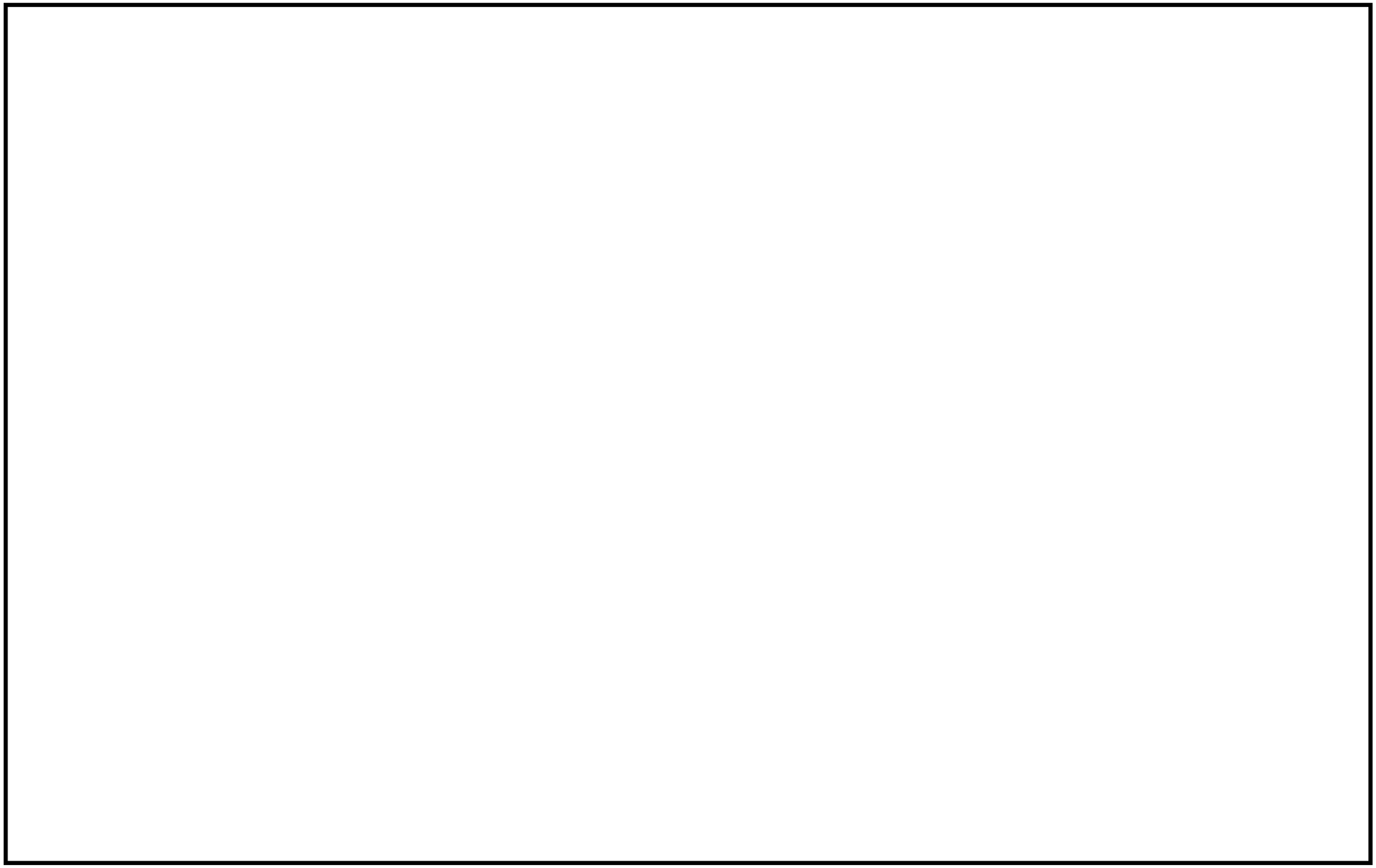
第 1.1.9.4 図　特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



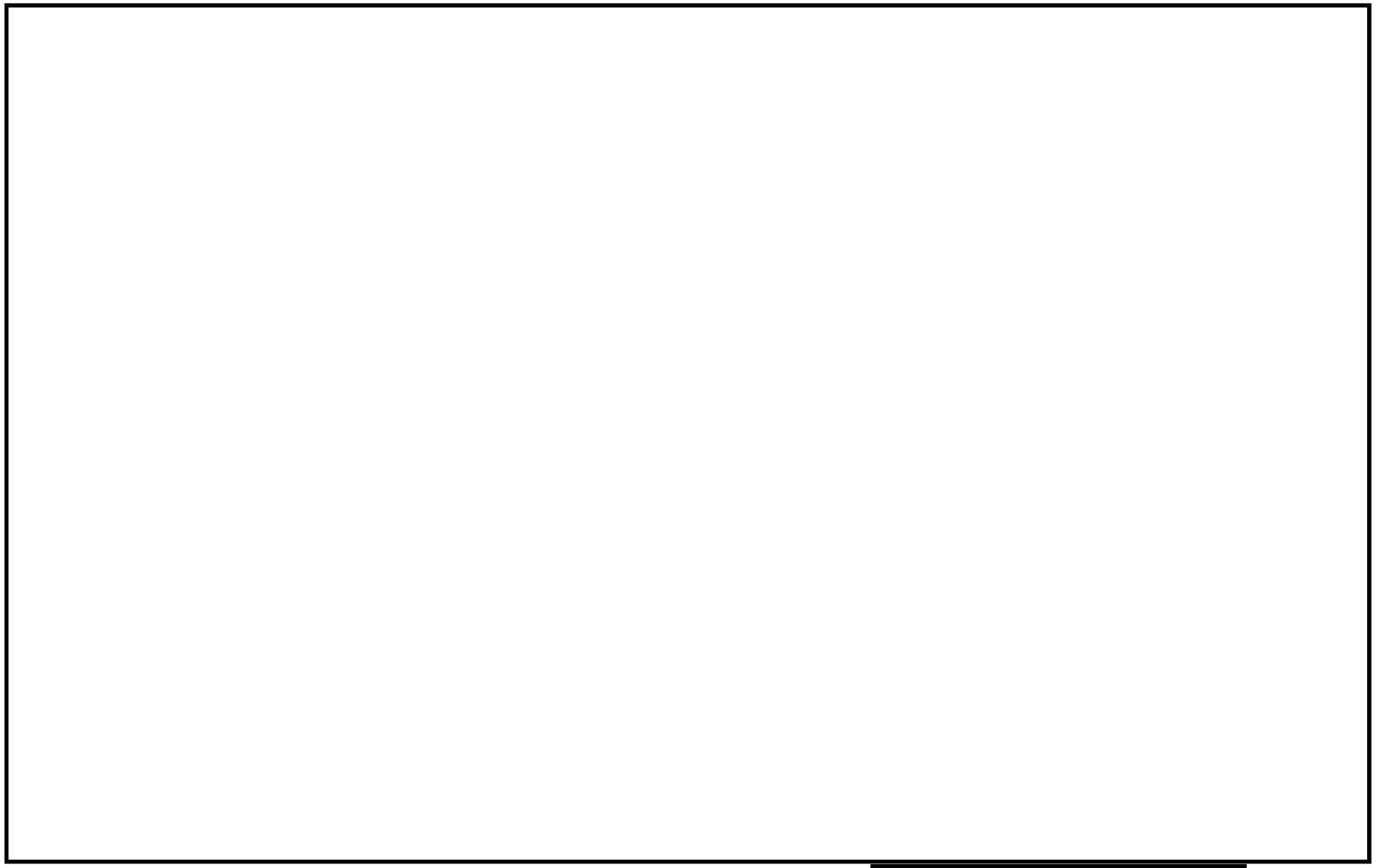
第 1.1.9.5 図　特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



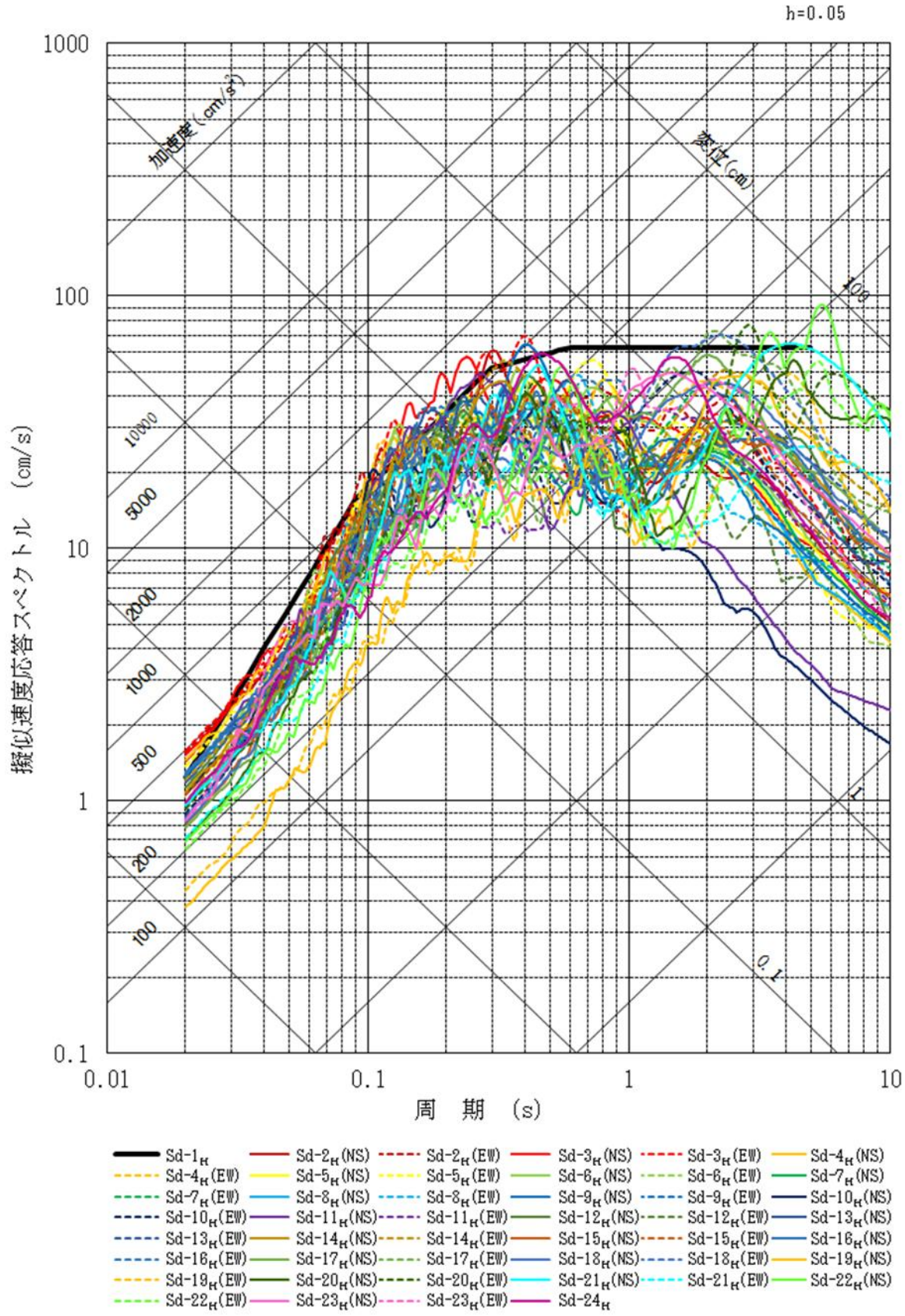
第 1.1.9.6 図 特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

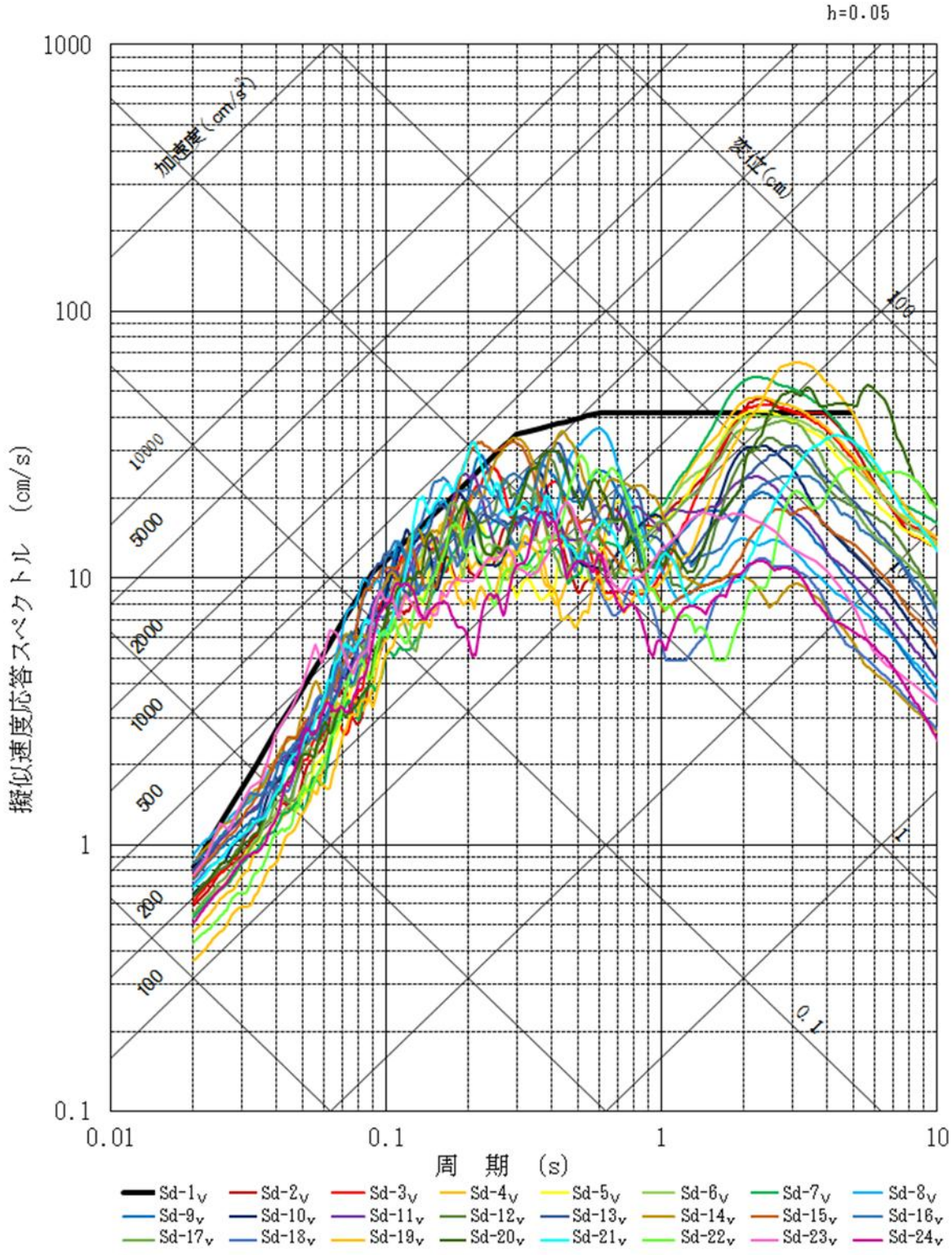


第 1.1.9.7 図 特定重大事故等対処施設を構成する設備の配置図

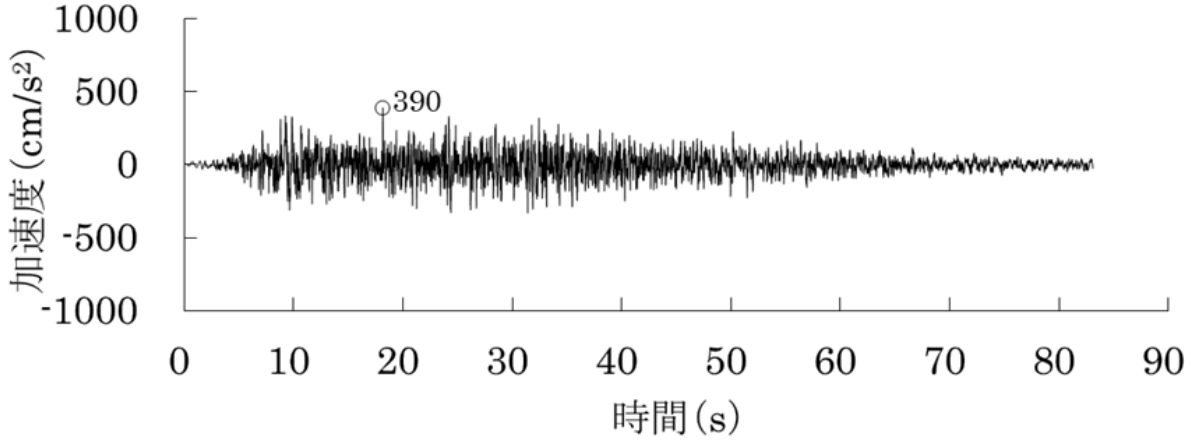
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



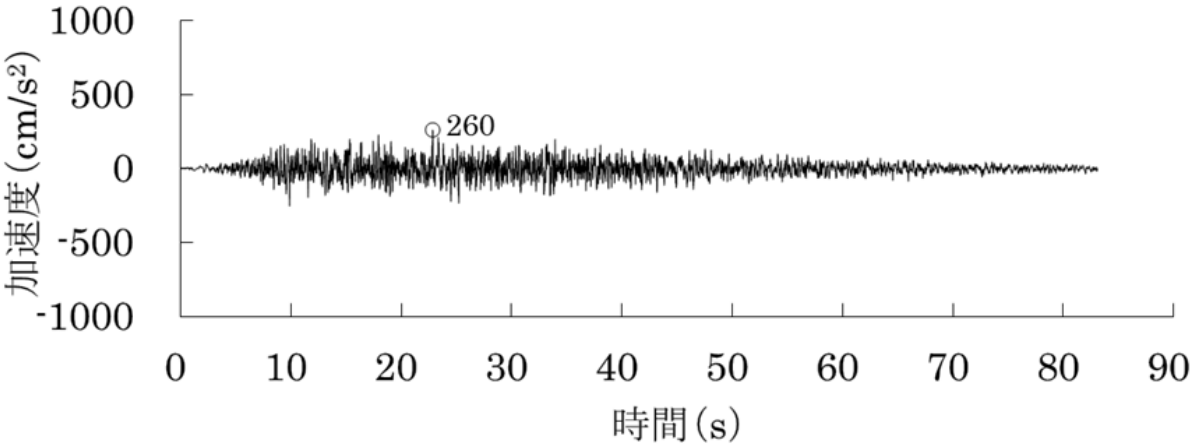
第 1.3.1 図　弾性設計用地震動 Sd の応答スペクトル（水平方向）



第 1.3.2 図　弾性設計用地震動 Sd の応答スペクトル（鉛直方向）

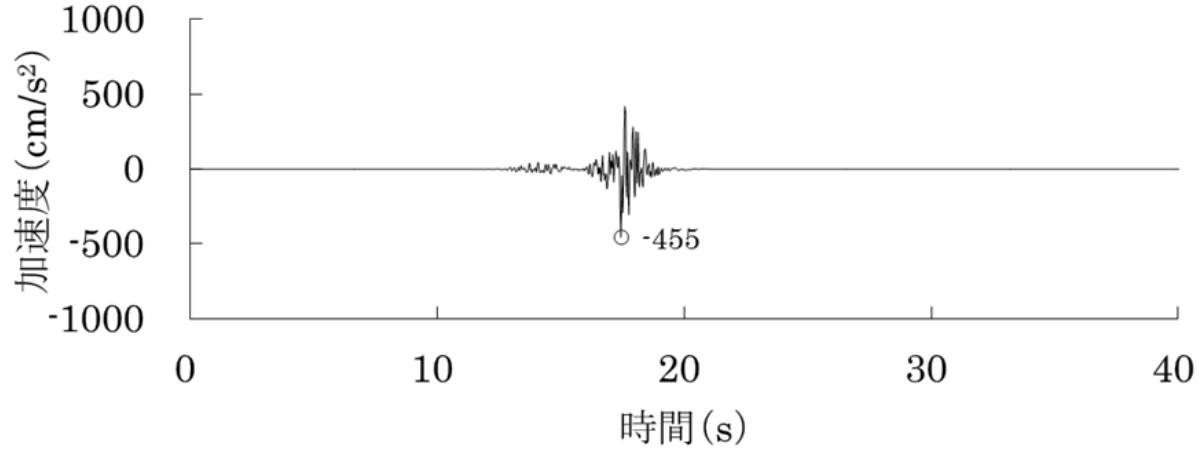


加速度（水平方向：$Sd\text{-}1_H$）

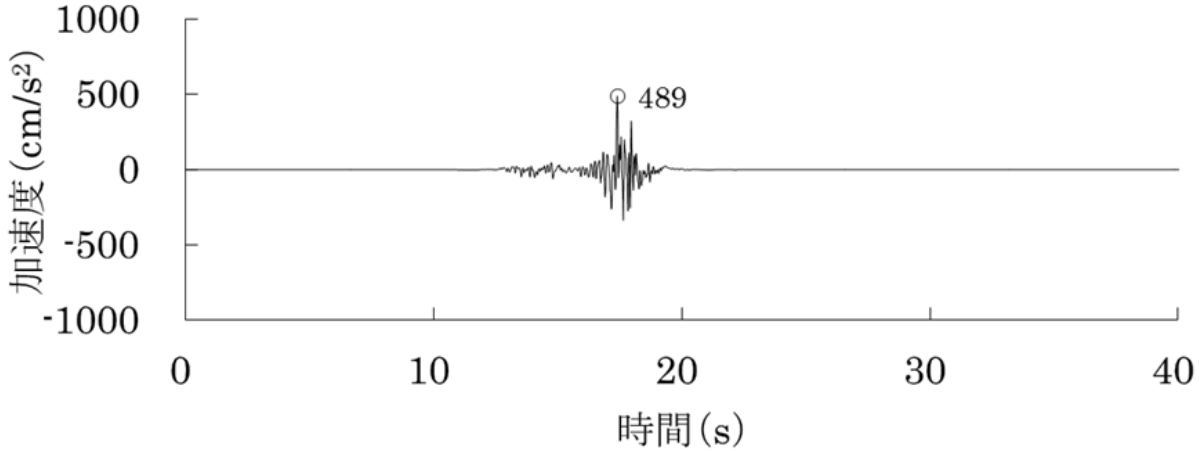


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}1_V$）

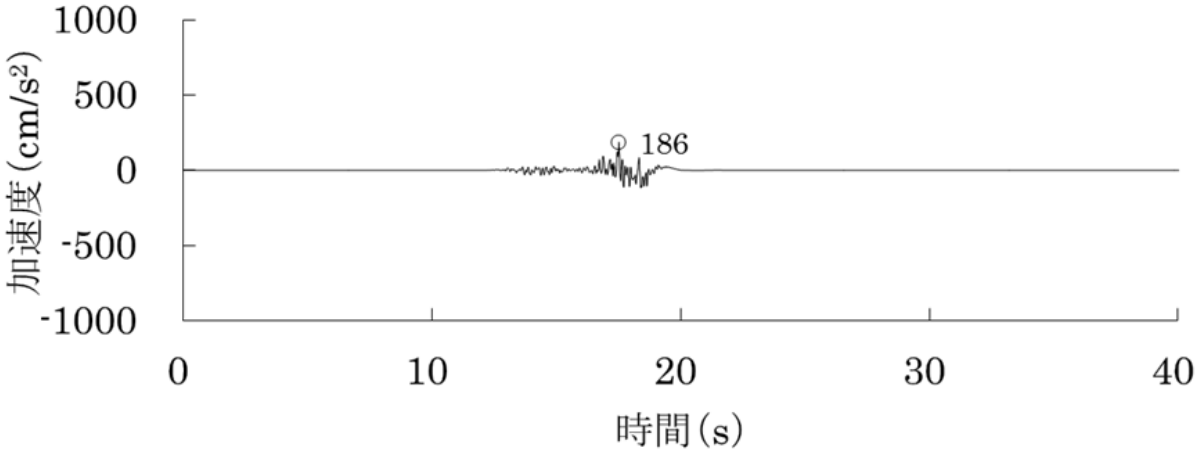
第 1.3.3 図　弾性設計用地震動 Sd-1 の設計用模擬地震波の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}2_H$(NS)）

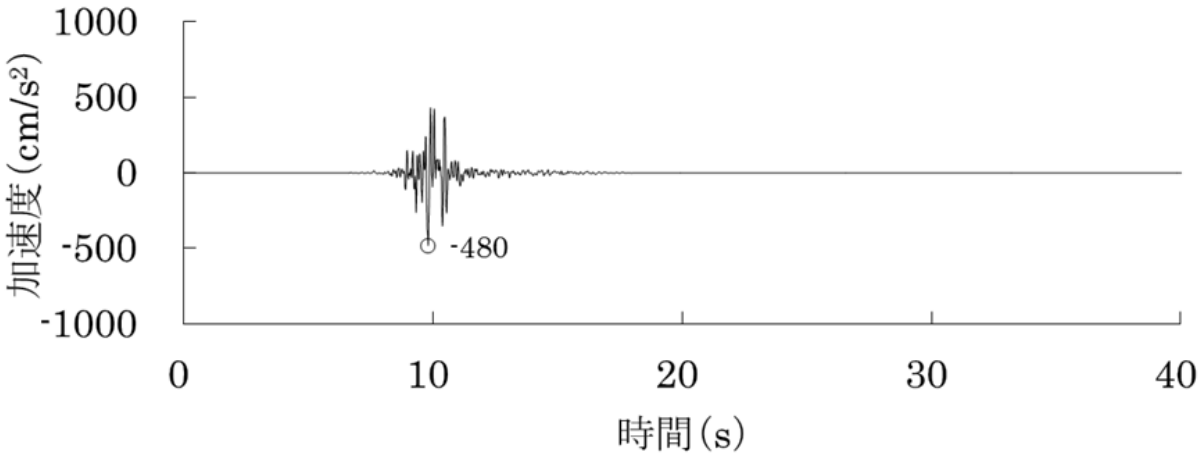


加速度（水平方向：$Sd\text{-}2_H$(EW)）

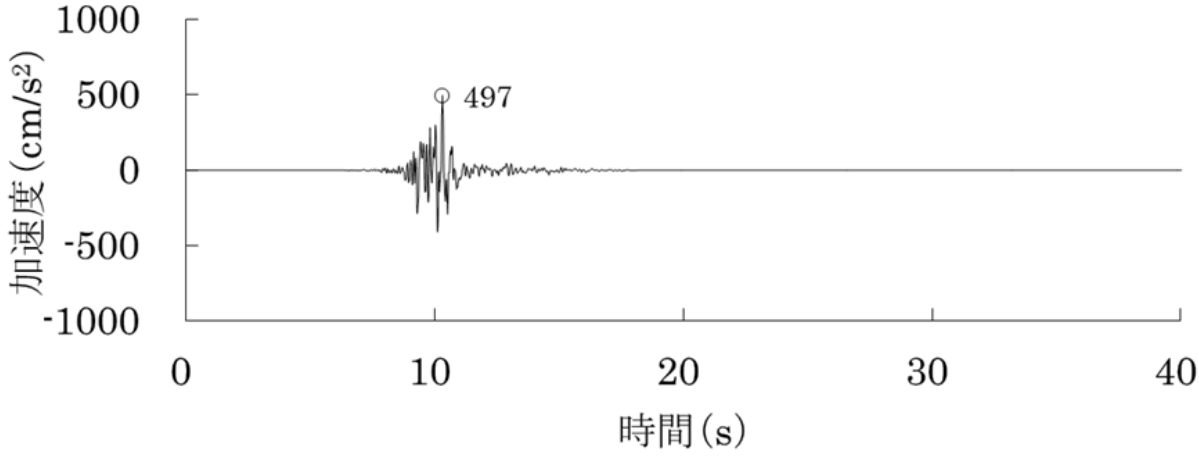


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}2_V$）

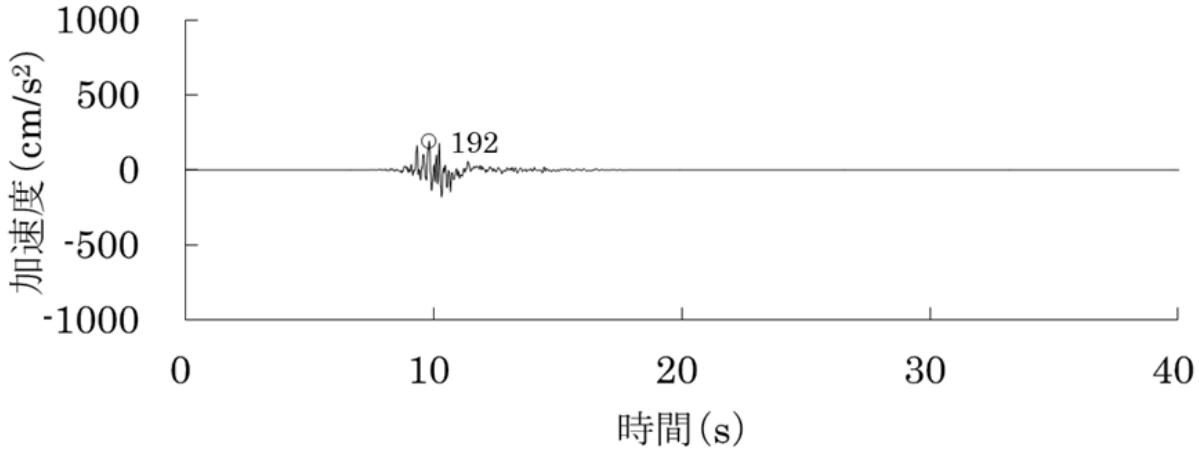
第 1.3.4 図　弾性設計用地震動 Sd-2 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}3_H(NS)$）

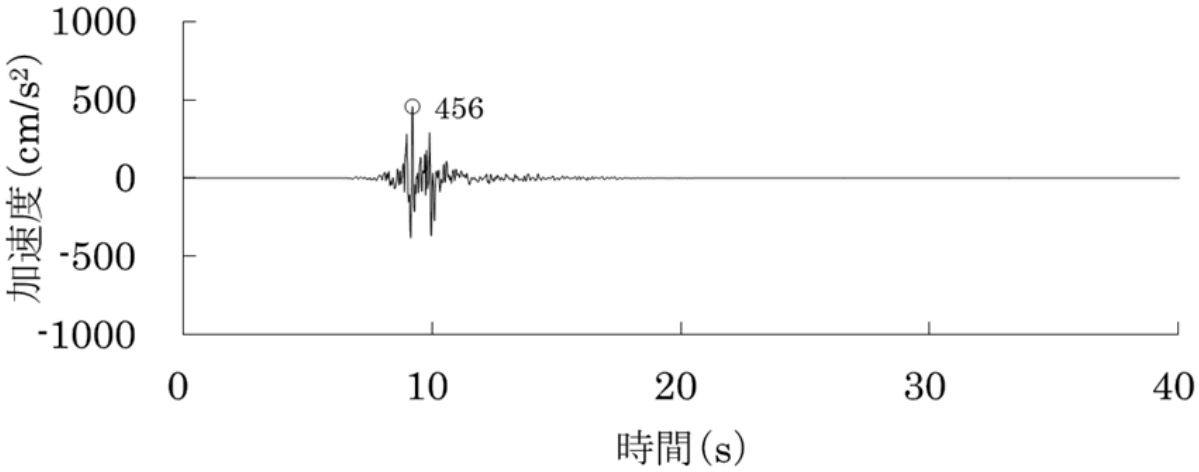


加速度（水平方向：$Sd\text{-}3_H(EW)$）

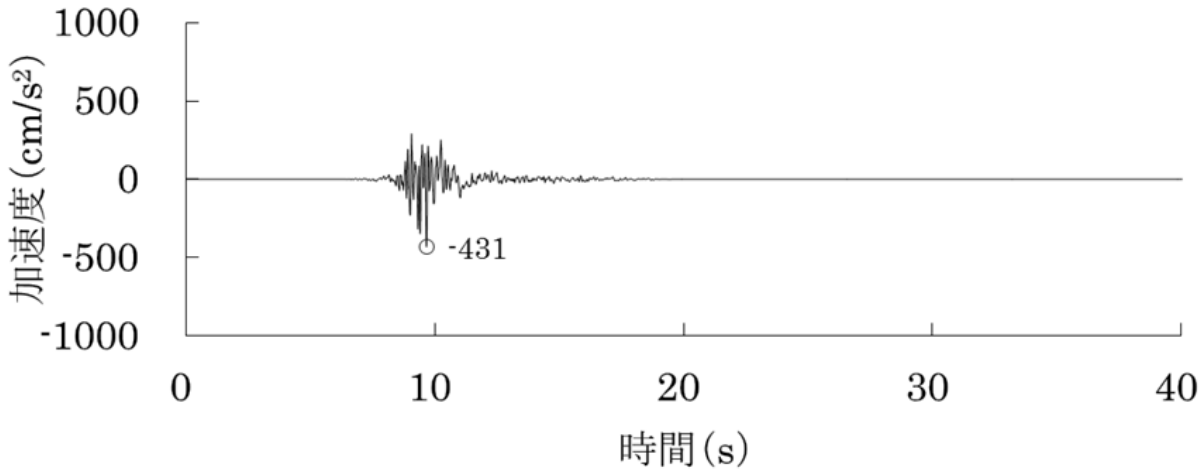


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}3_V$）

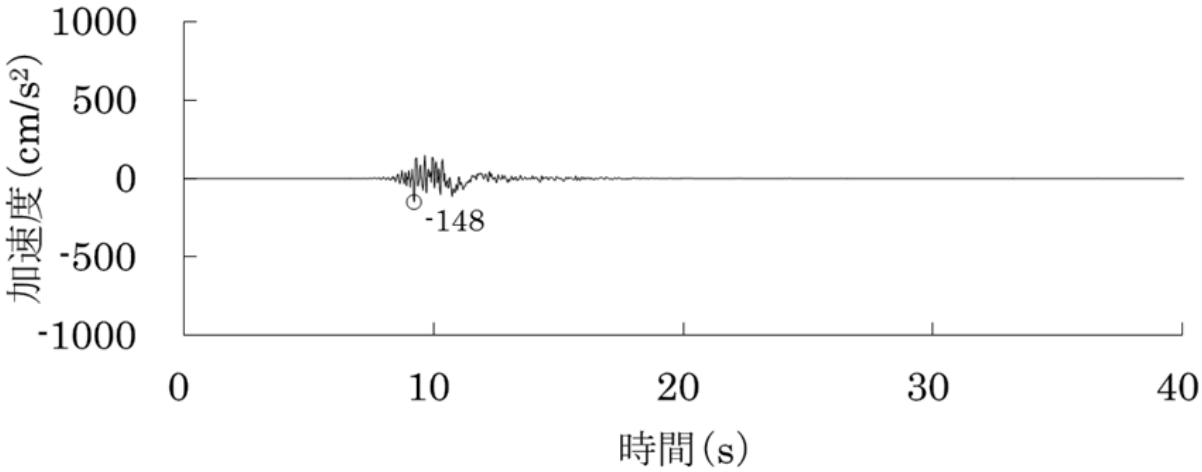
第 1.3.5 図　弾性設計用地震動 Sd-3 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}4_H$(NS)）

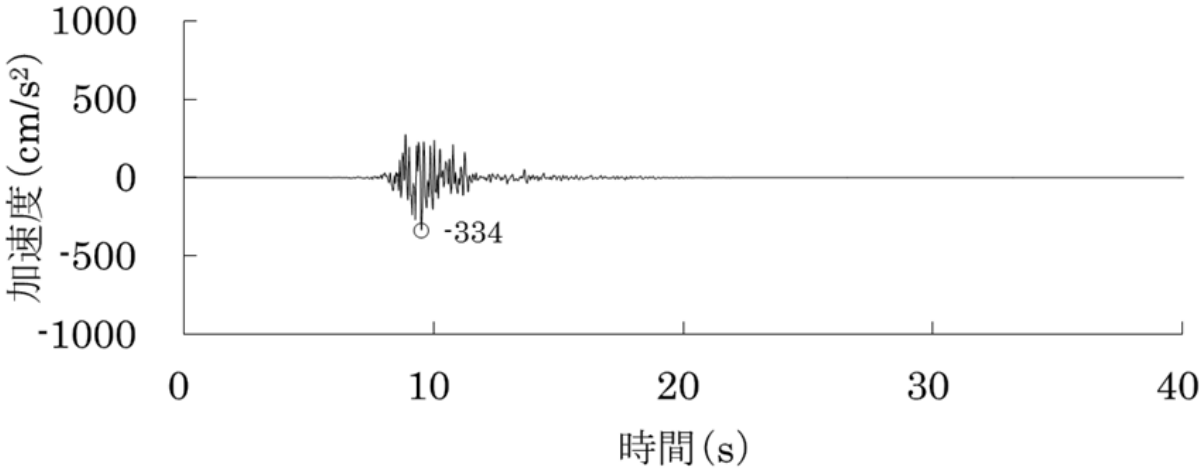


加速度（水平方向：$Sd\text{-}4_H$(EW)）

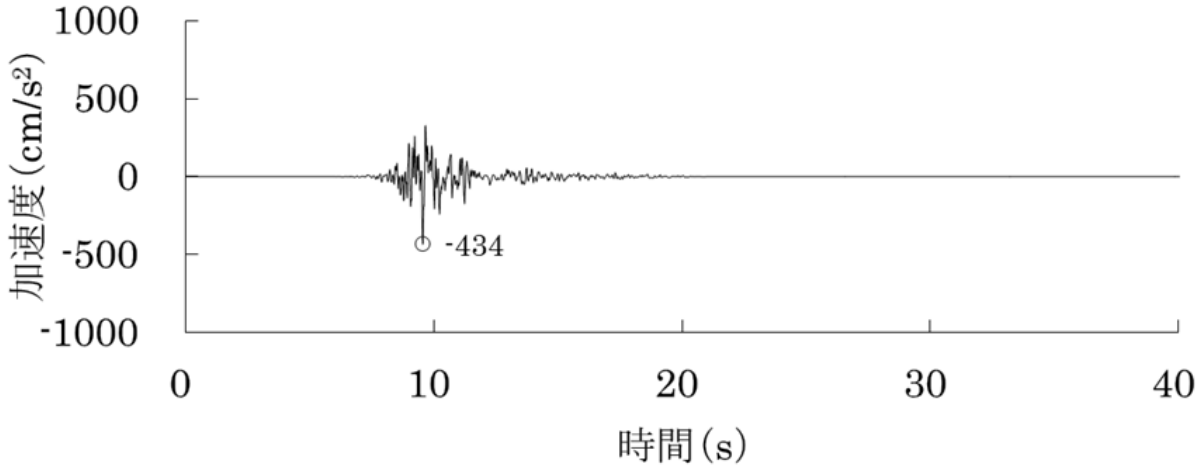


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}4_V$）

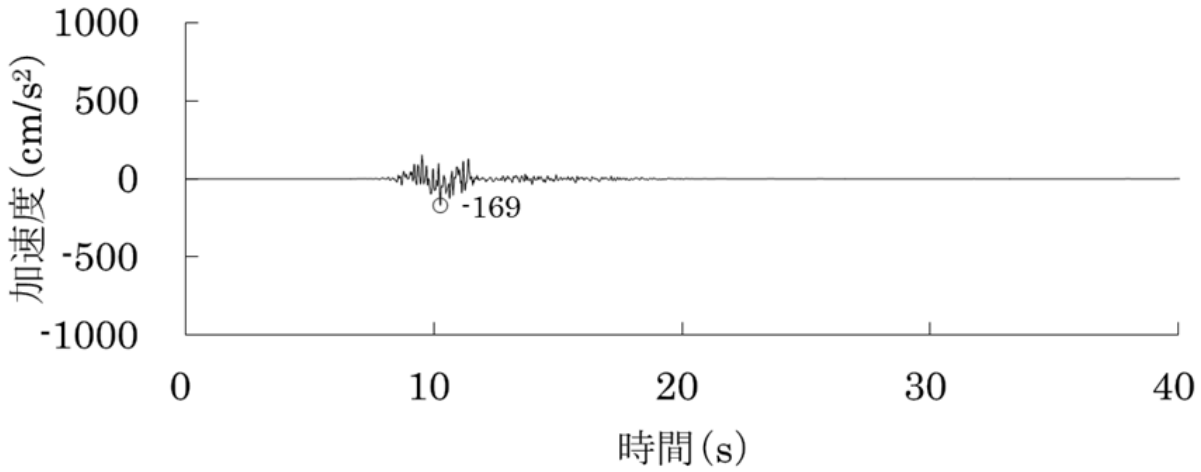
第 1.3.6 図　弾性設計用地震動 Sd-4 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}5_H$(NS)）

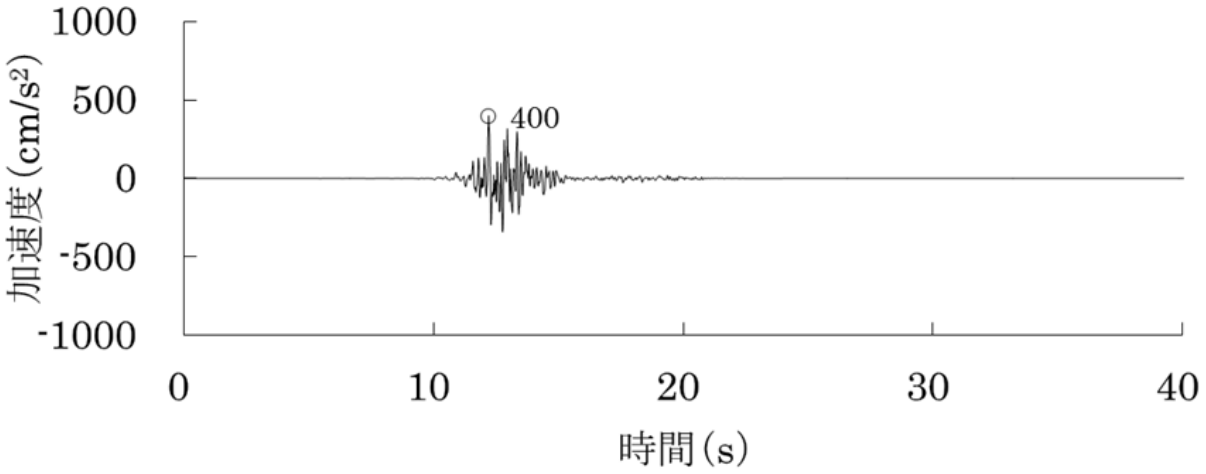


加速度（水平方向：$Sd\text{-}5_H$(EW)）

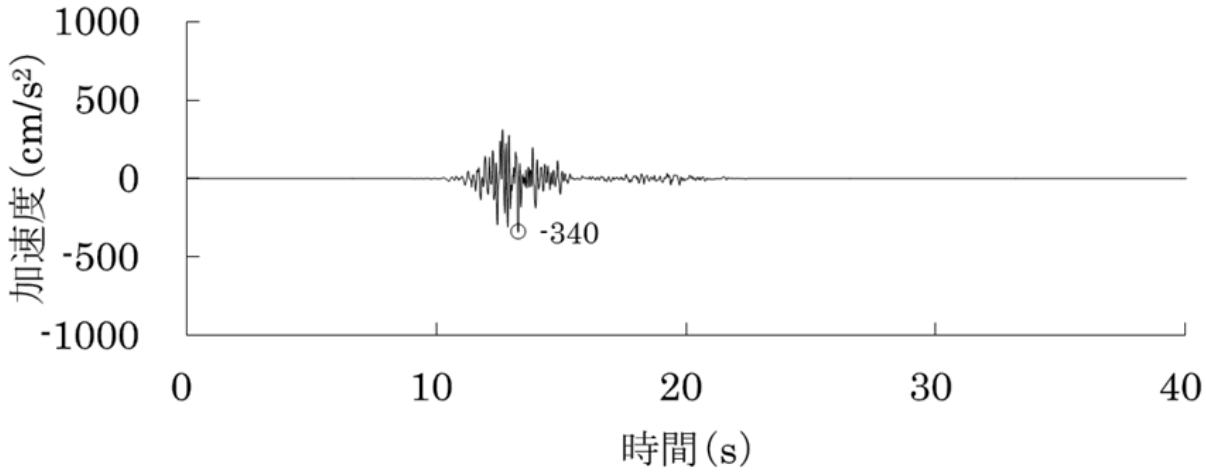


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}5_V$）

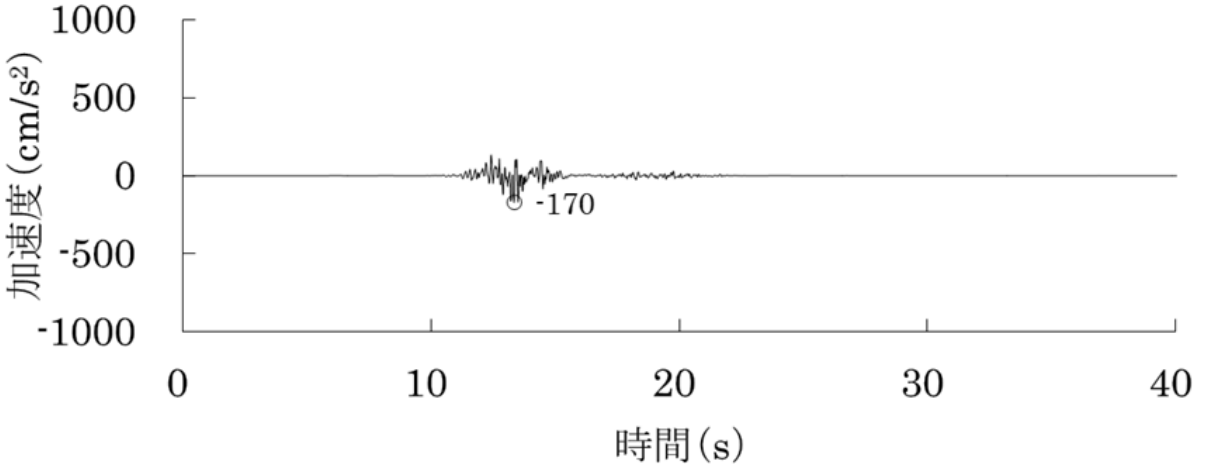
第 1.3.7 図　弾性設計用地震動 Sd-5 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}6_H$(NS)）

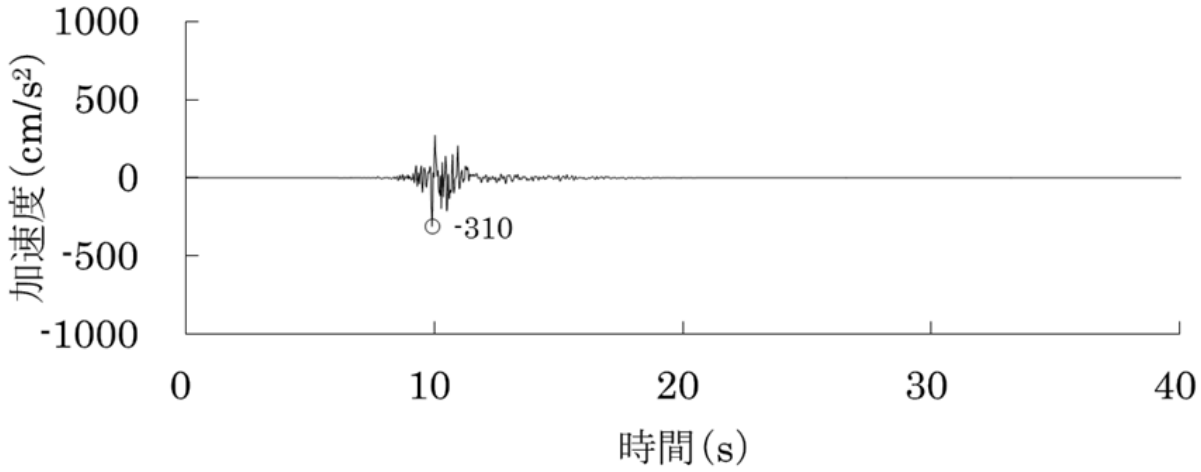


加速度（水平方向：$Sd\text{-}6_H$(EW)）

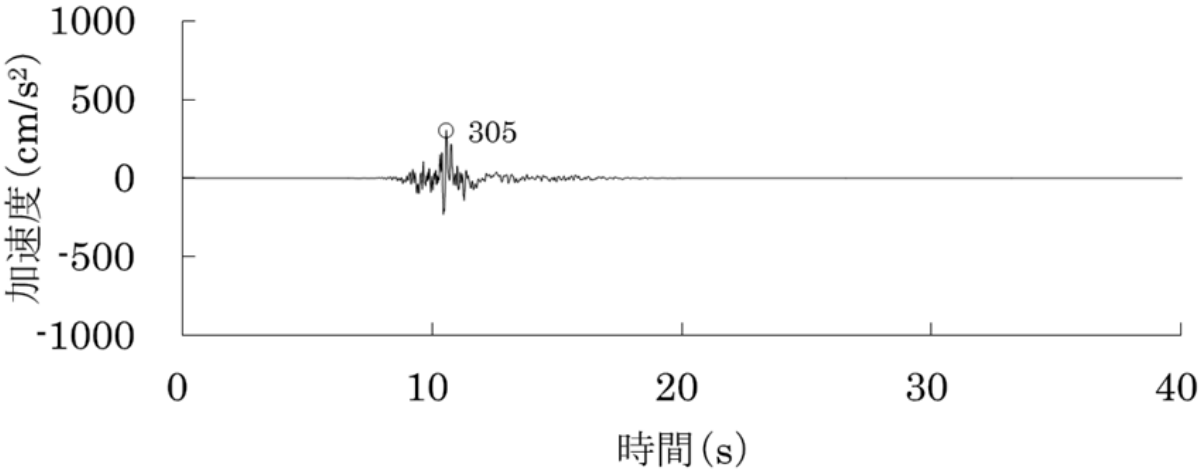


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}6_V$）

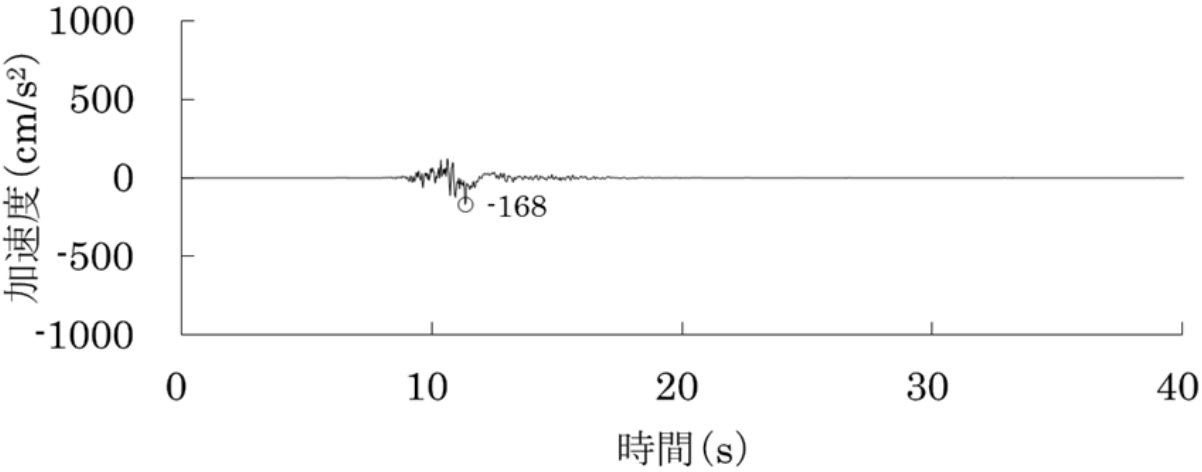
第 1.3.8 図　弾性設計用地震動 Sd-6 の時刻歴波形



加速度（水平方向：Sd-7$_H$(NS)）

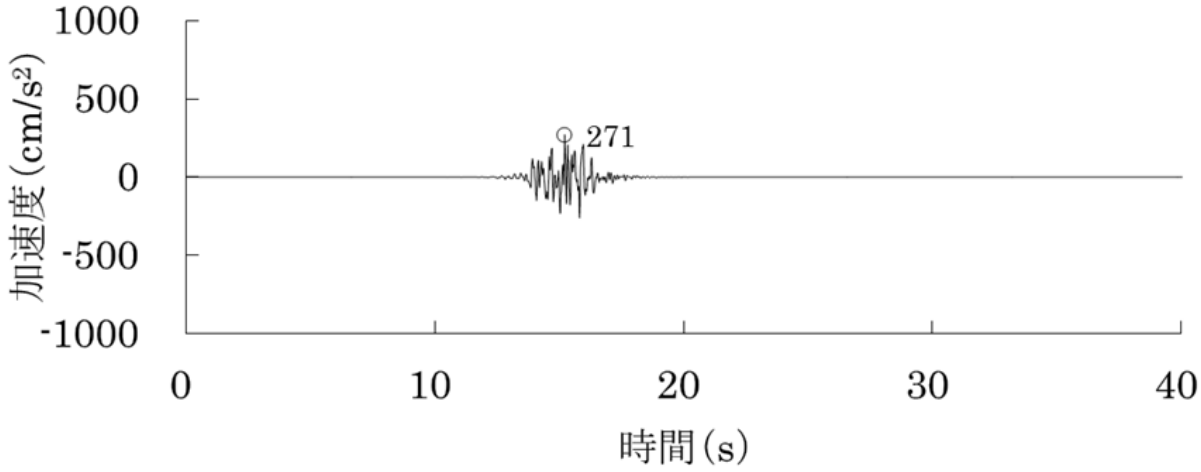


加速度（水平方向：Sd-7$_H$(EW)）

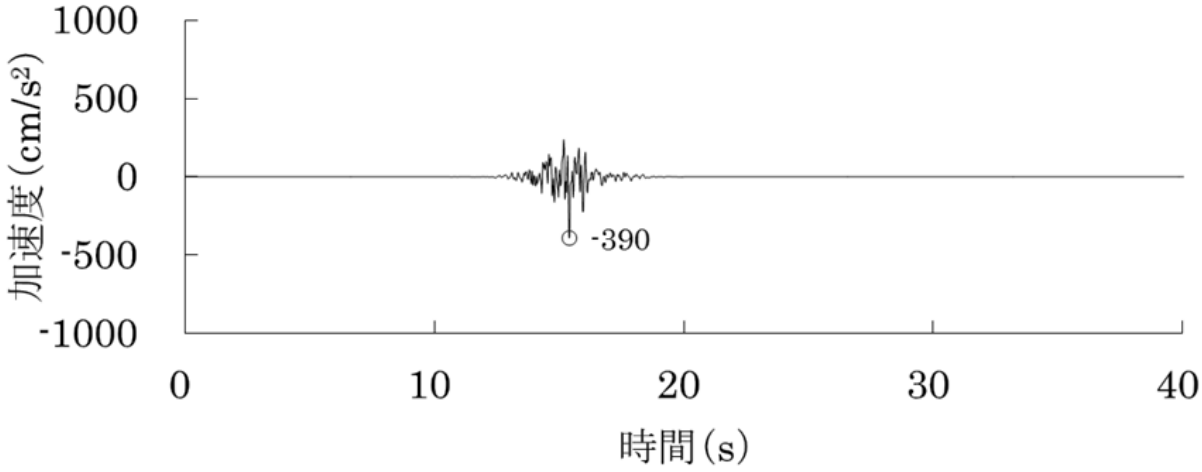


加速度（鉛直方向：Sd-7$_V$）

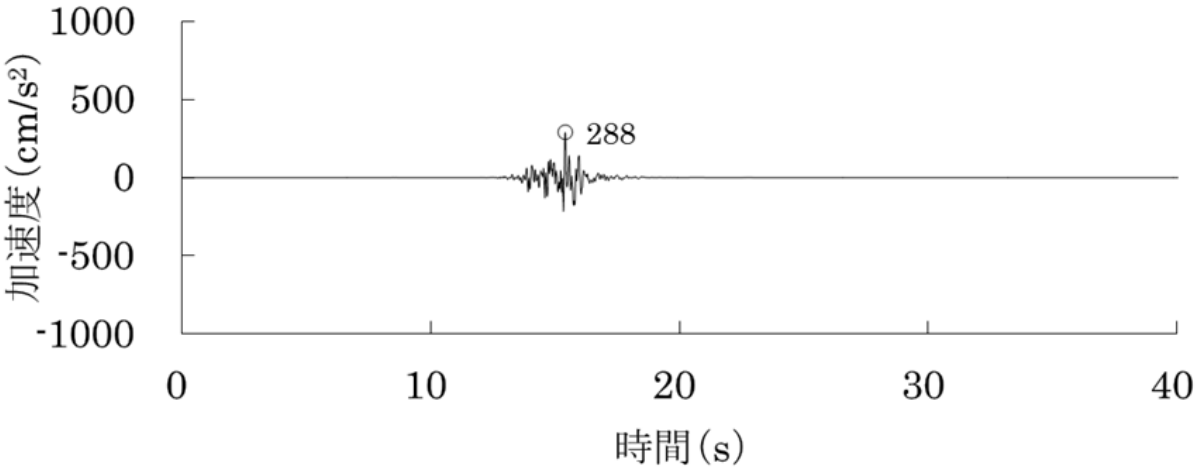
第 1.3.9 図　弾性設計用地震動 Sd-7 の時刻歴波形



加速度（水平方向：Sd-8$_H$(NS)）

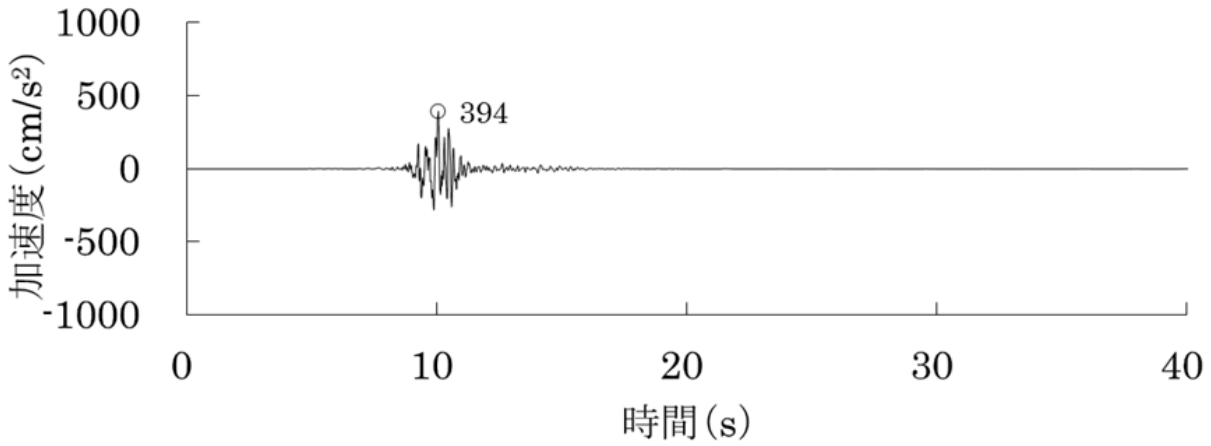


加速度（水平方向：Sd-8$_H$(EW)）

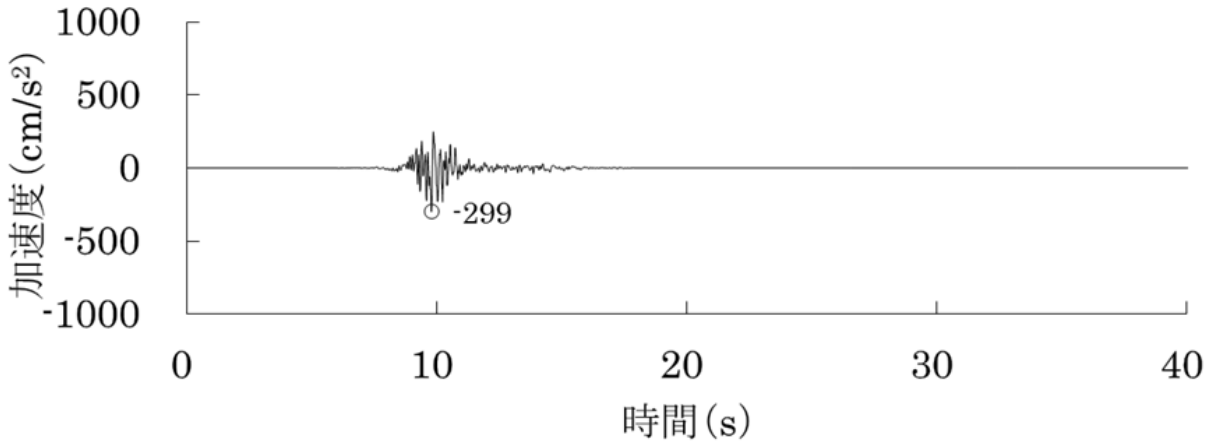


加速度（鉛直方向：Sd-8$_V$）

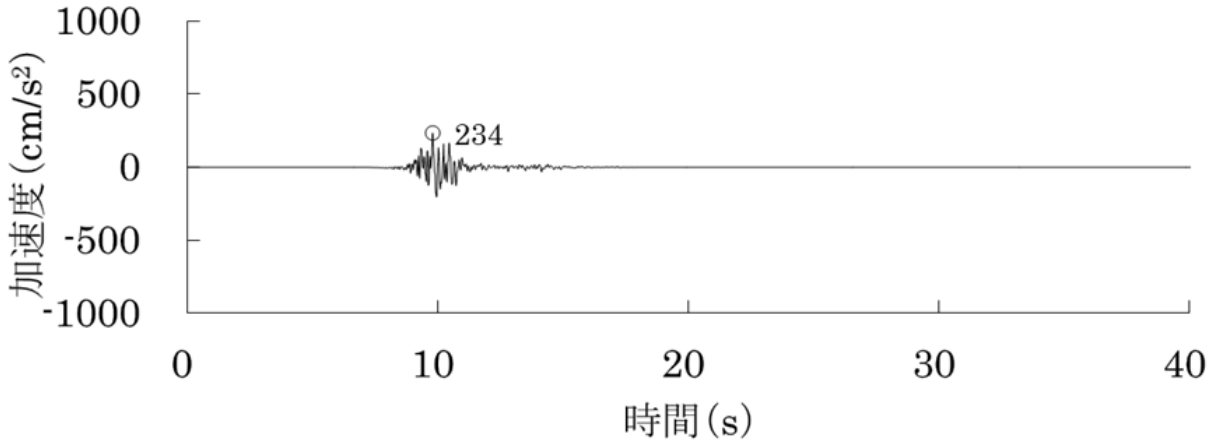
第 1.3.10 図　弾性設計用地震動 Sd-8 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}9_H(NS)$）

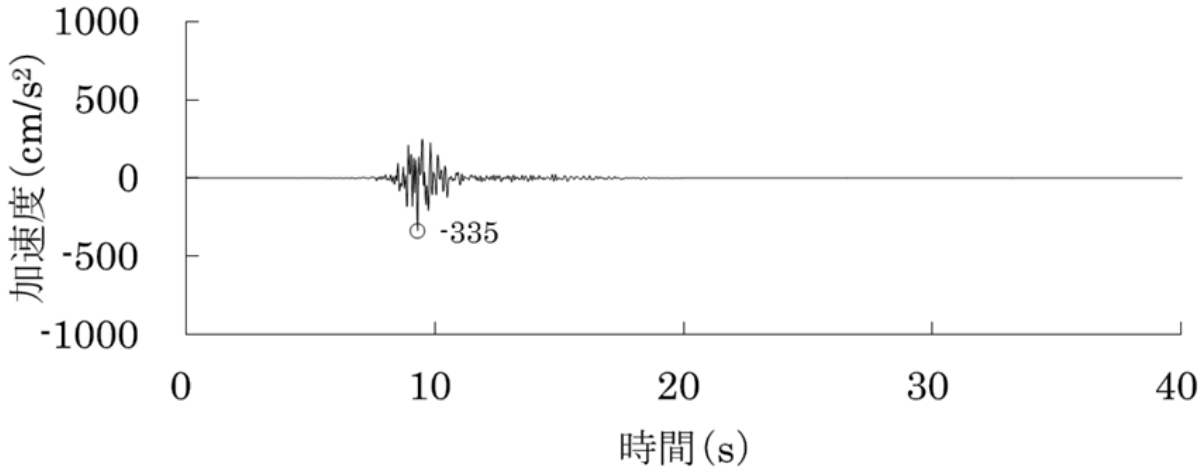


加速度（水平方向：$Sd\text{-}9_H(EW)$）

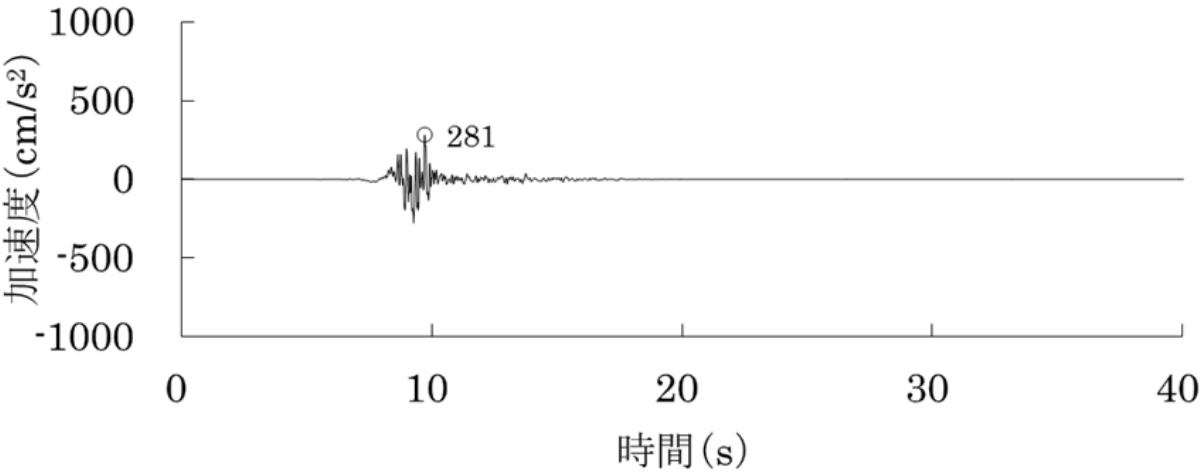


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}9_V$）

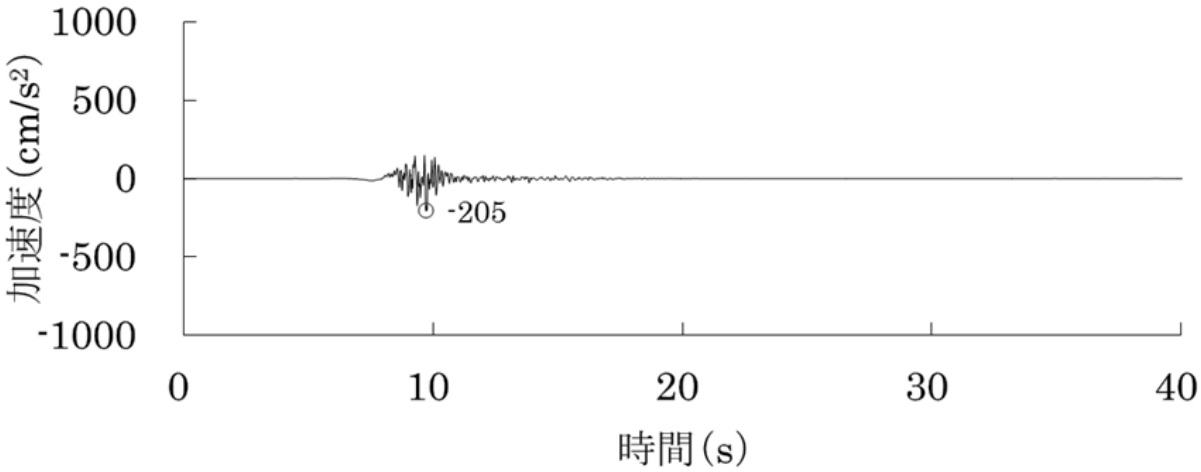
第 1.3.11 図　弾性設計用地震動 Sd-9 の時刻歴波形



加速度（水平方向：Sd-10H(NS)）

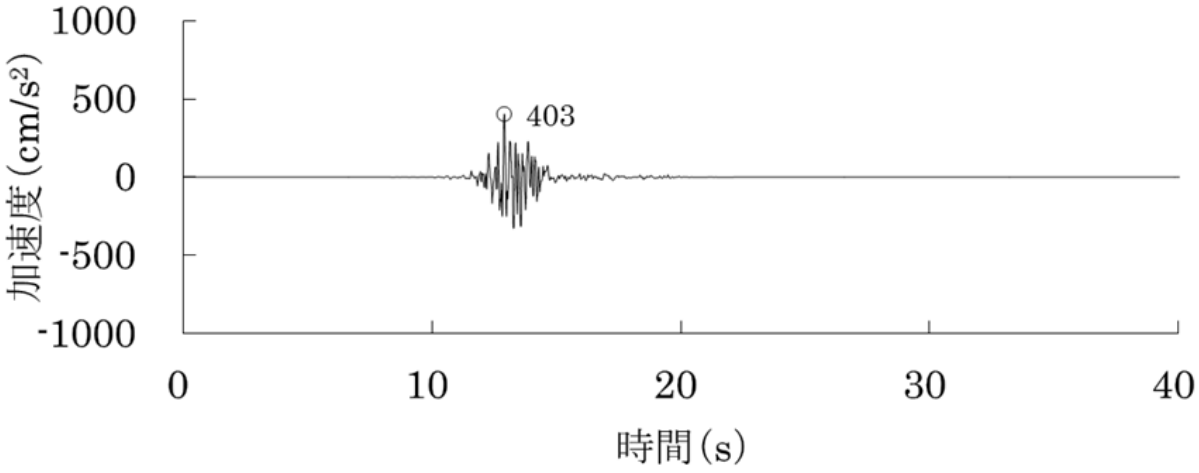


加速度（水平方向：Sd-10H(EW)）

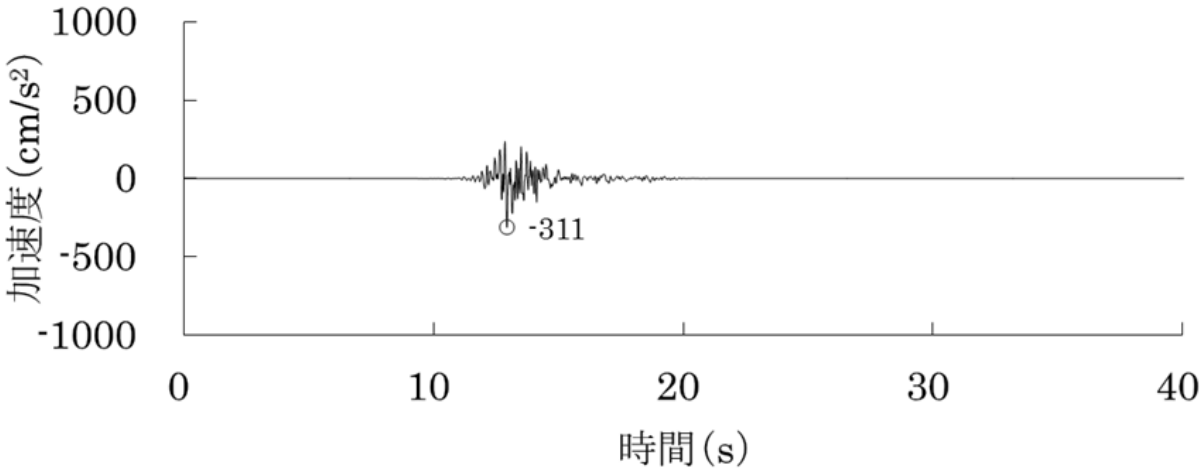


加速度（鉛直方向：Sd-10V）

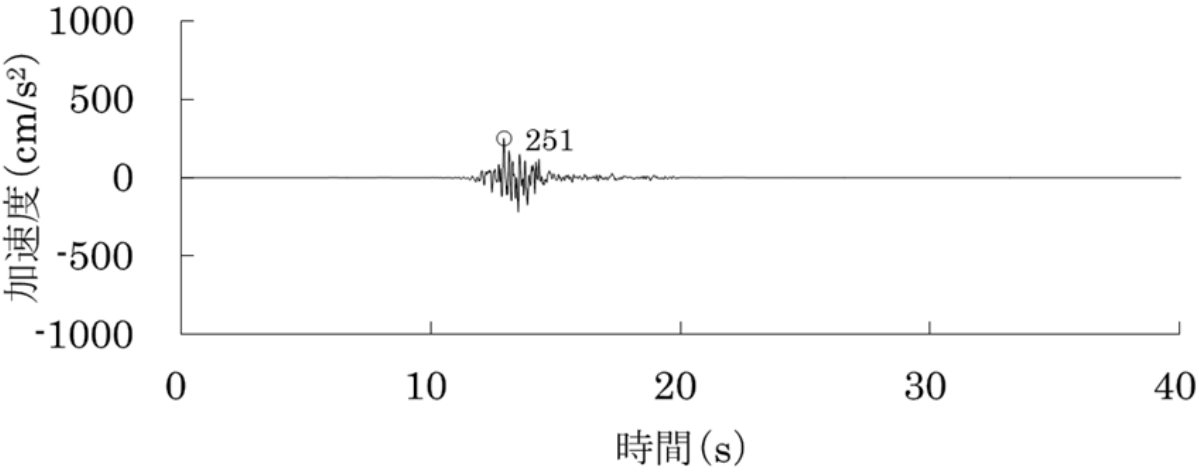
第 1.3.12 図　弾性設計用地震動 Sd-10 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}11_H(NS)$）

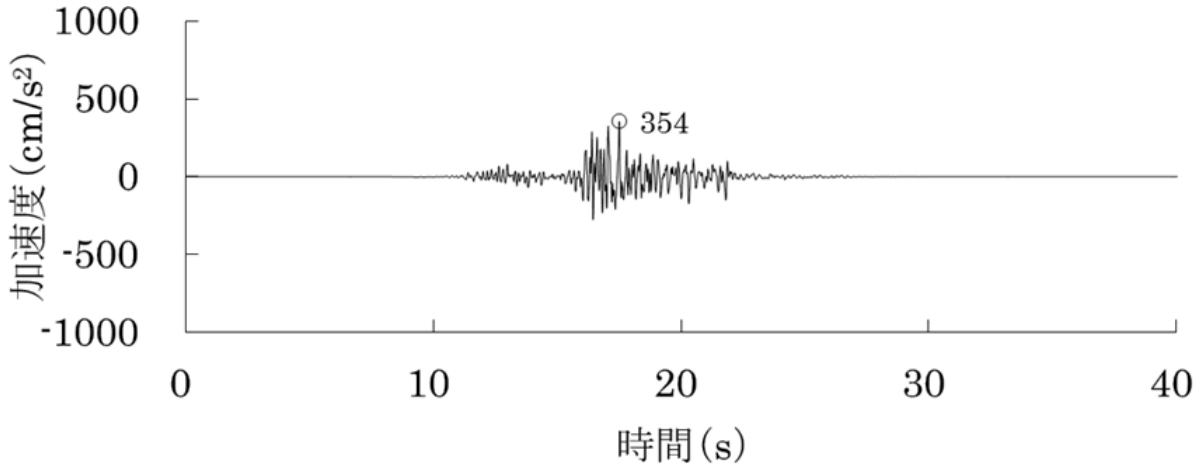


加速度（水平方向：$Sd\text{-}11_H(EW)$）

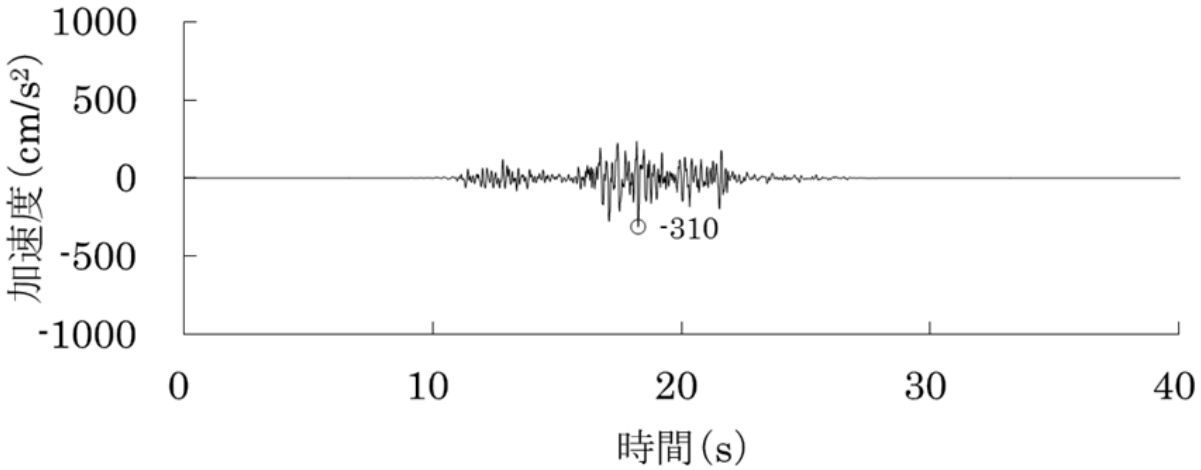


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}11_V$）

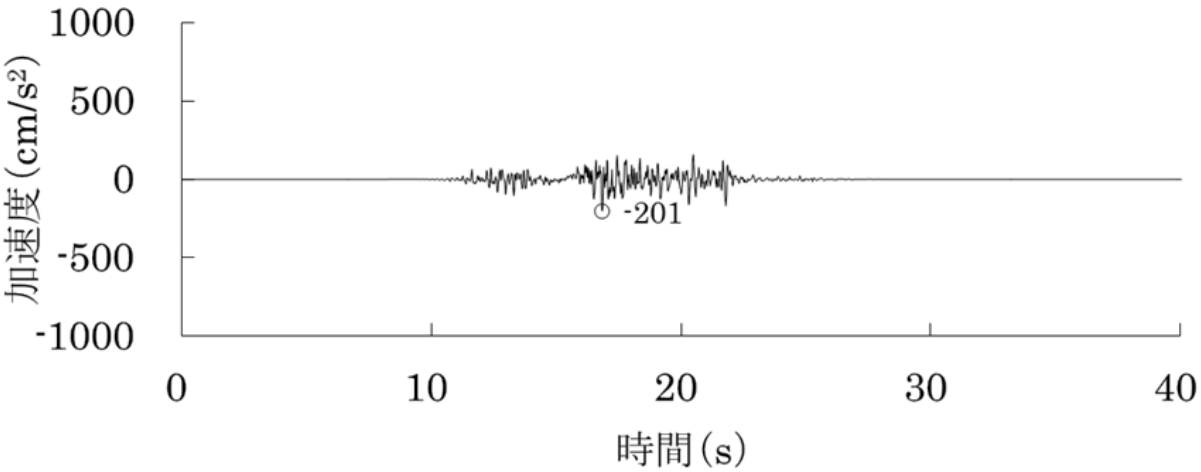
第 1.3.13 図　弾性設計用地震動 Sd-11 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}12_H$(NS)）

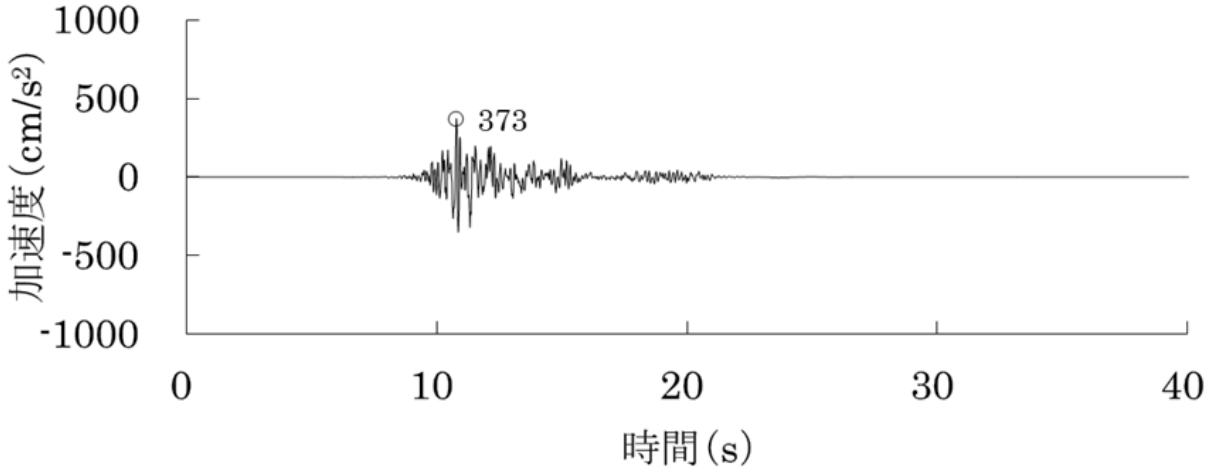


加速度（水平方向：$Sd\text{-}12_H$(EW)）

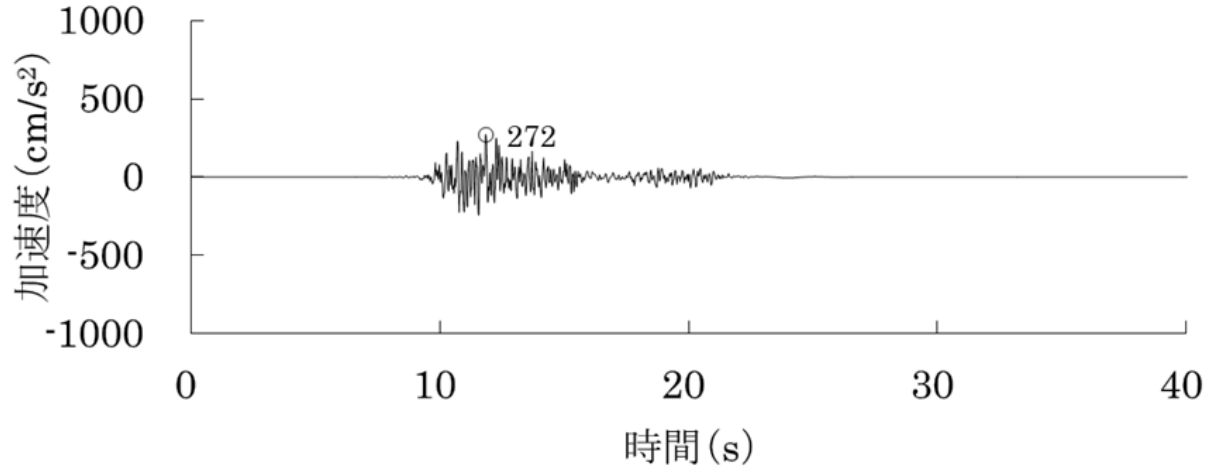


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}12_V$）

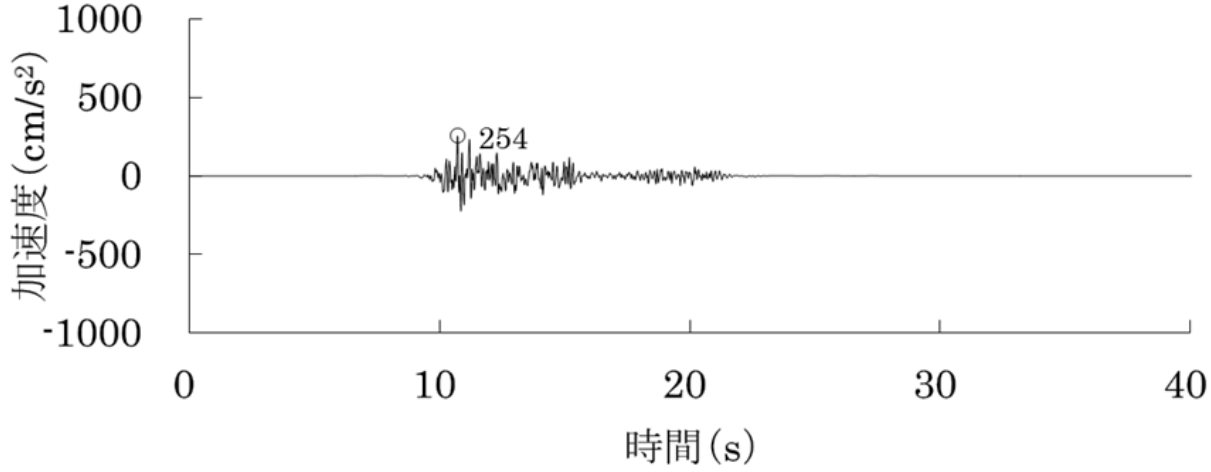
第 1.3.14 図　弾性設計用地震動 Sd-12 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}13_H(NS)$）

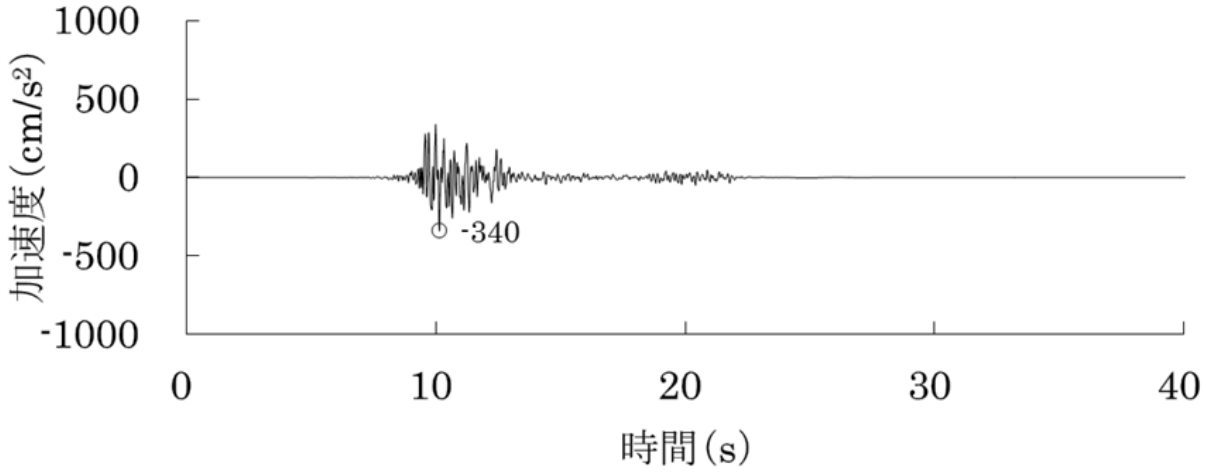


加速度（水平方向：$Sd\text{-}13_H(EW)$）

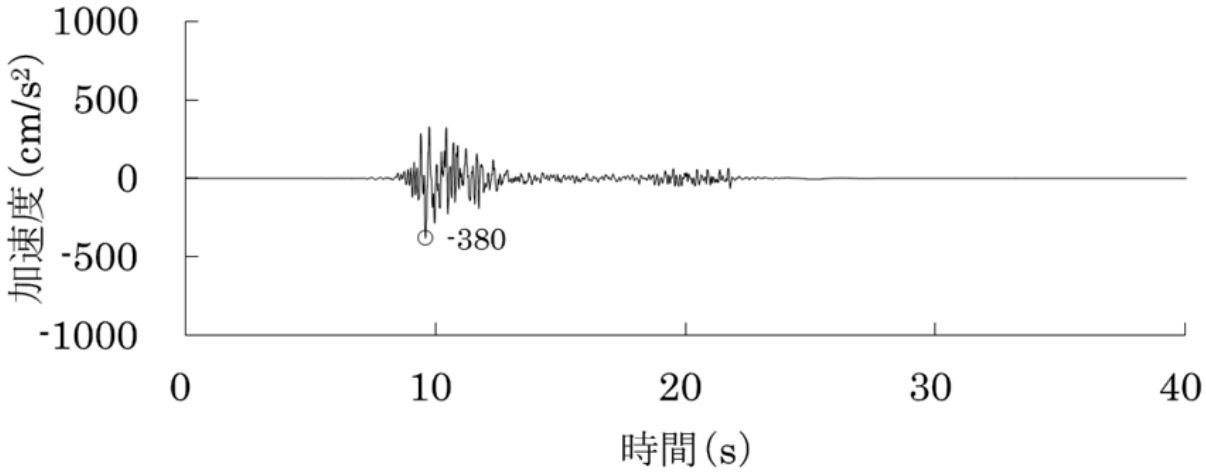


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}13_V$）

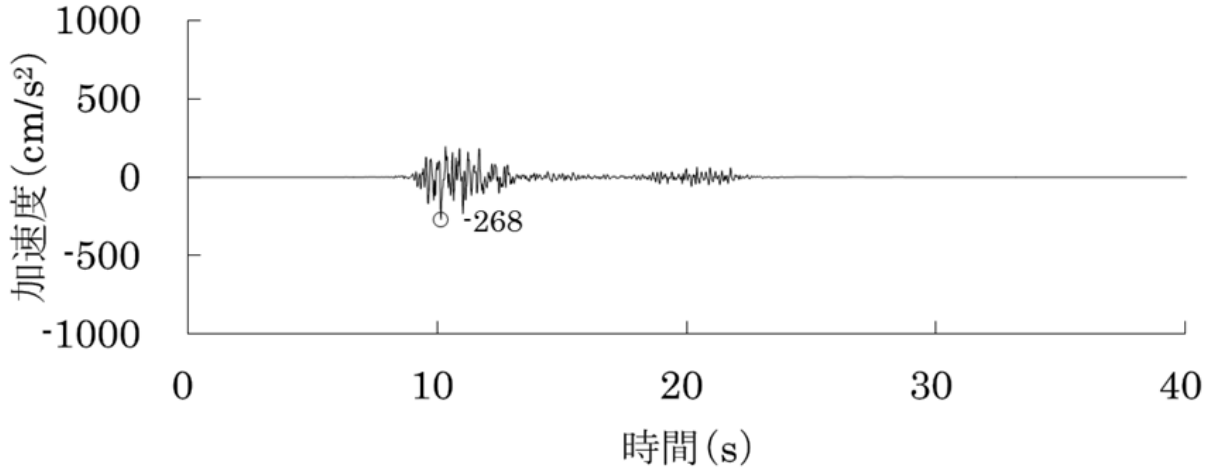
第 1.3.15 図　弾性設計用地震動 Sd-13 の時刻歴波形



加速度（水平方向：Sd-14$_H$(NS)）

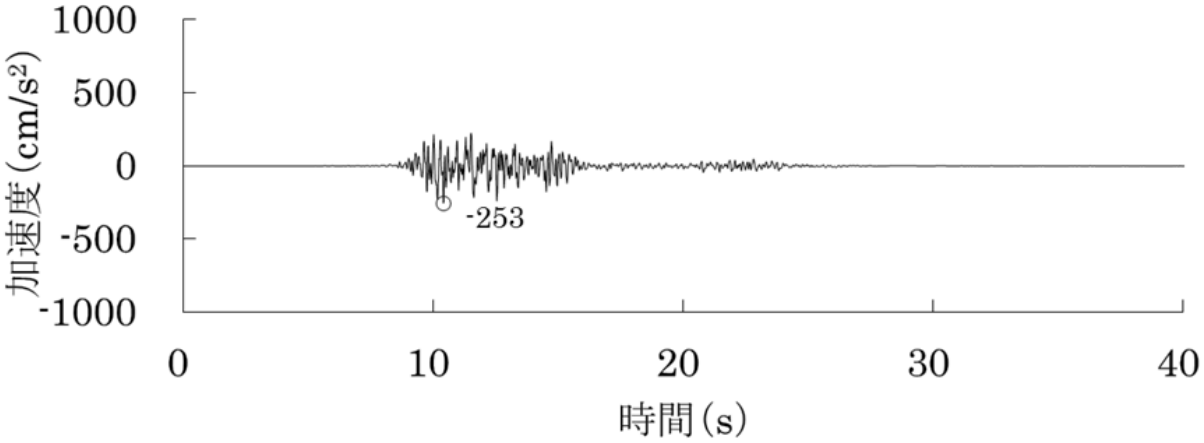


加速度（水平方向：Sd-14$_H$(EW)）

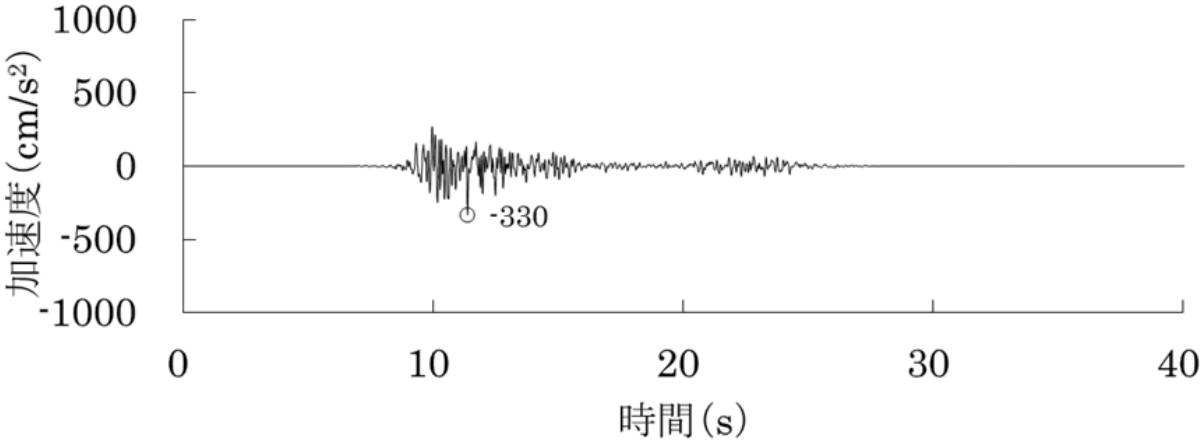


加速度（鉛直方向：Sd-14$_V$）

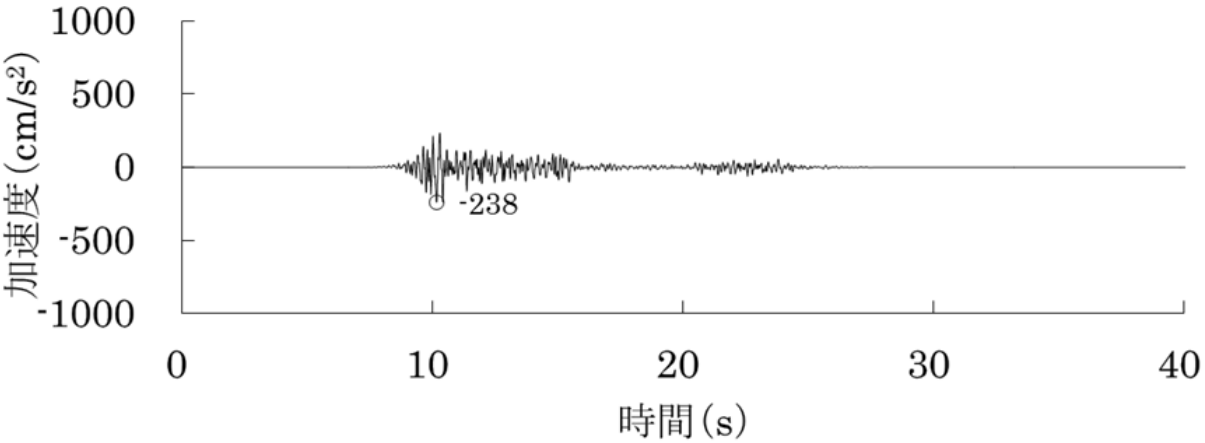
第 1.3.16 図　弾性設計用地震動 Sd-14 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}15_H$(NS)）

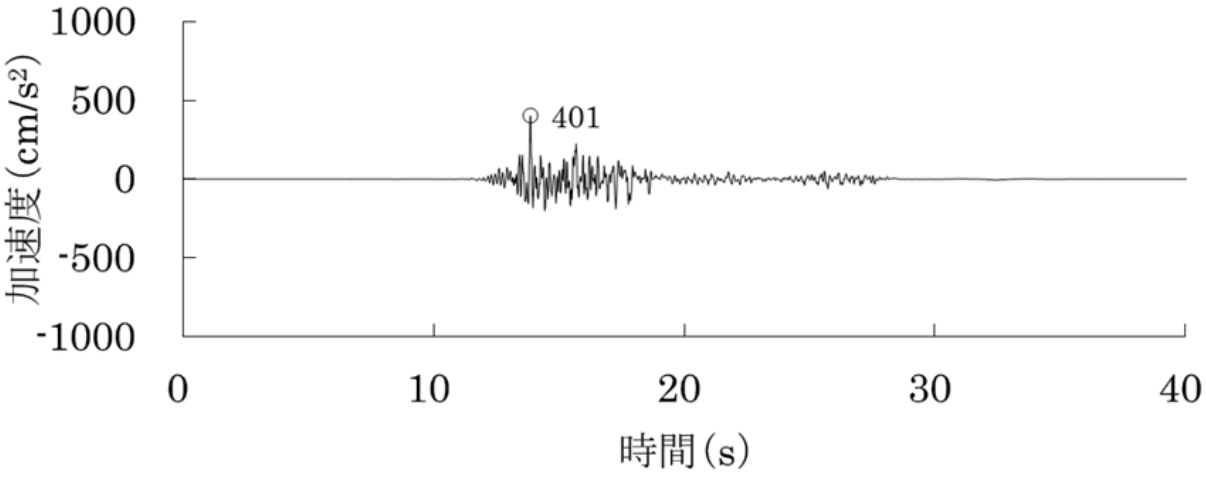


加速度（水平方向：$Sd\text{-}15_H$(EW)）

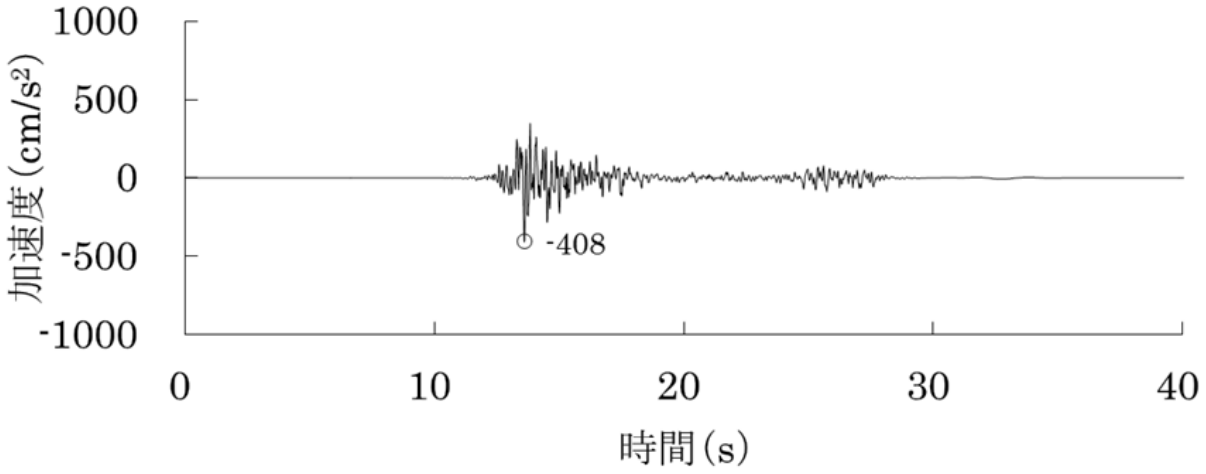


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}15_V$）

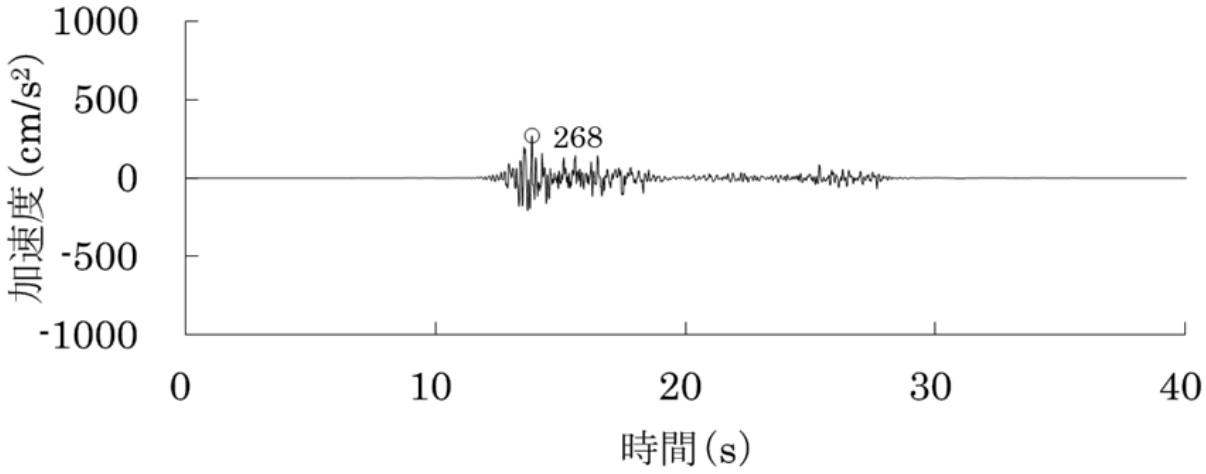
第 1.3.17 図　弾性設計用地震動 Sd-15 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}16_H(NS)$）

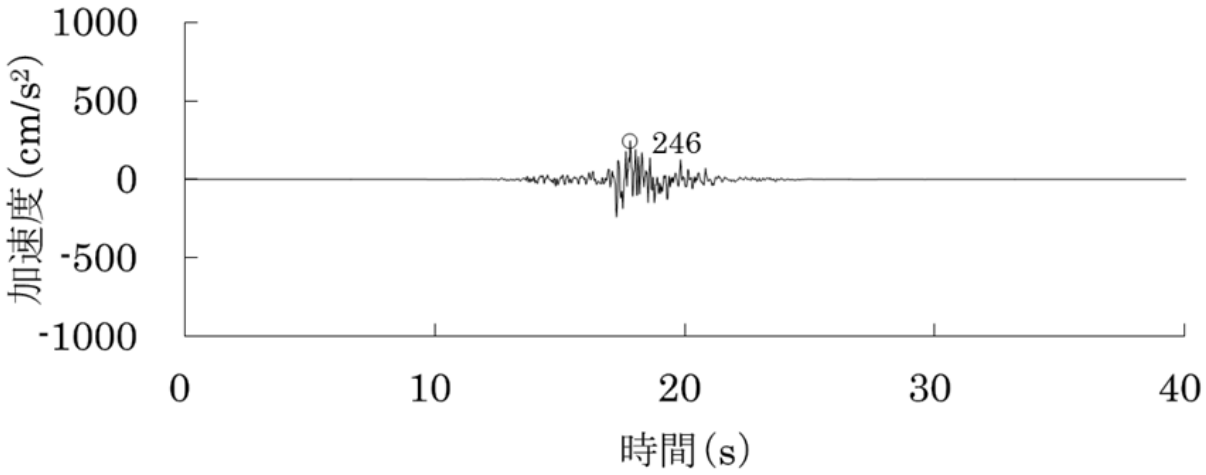


加速度（水平方向：$Sd\text{-}16_H(EW)$）

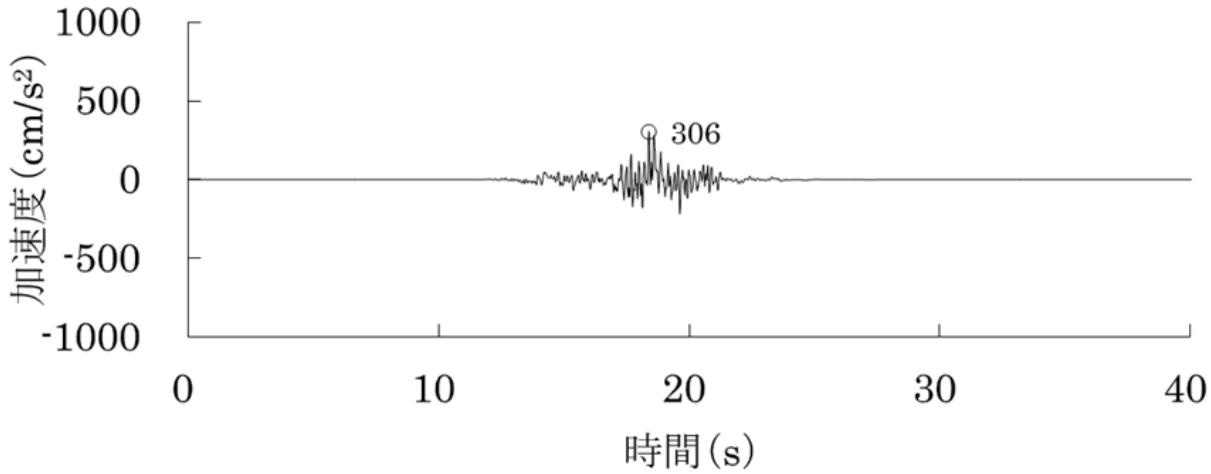


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}16_V$）

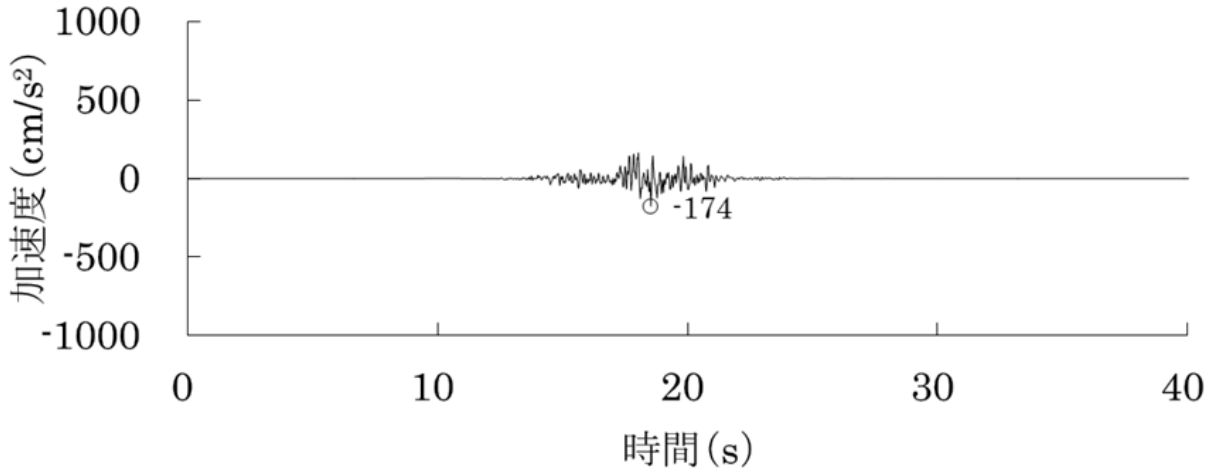
第 1.3.18 図　弾性設計用地震動 Sd-16 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}17_H(NS)$）

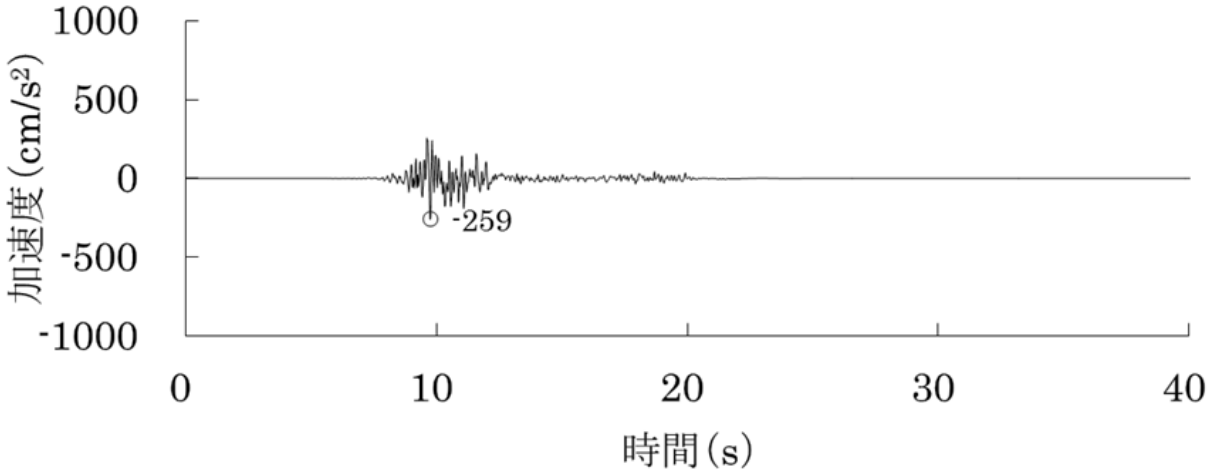


加速度（水平方向：$Sd\text{-}17_H(EW)$）

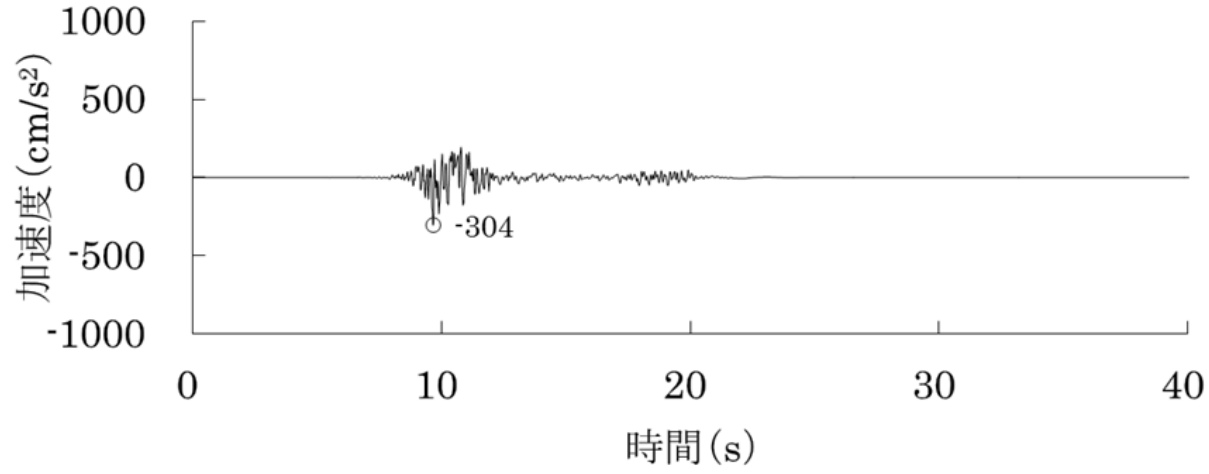


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}17_V$）

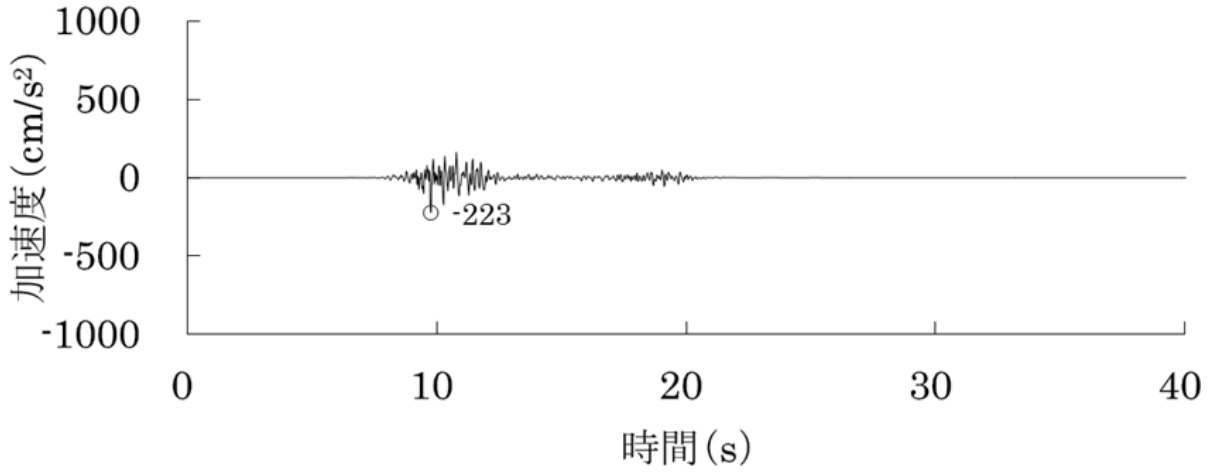
第 1.3.19 図　弾性設計用地震動 Sd-17 の時刻歴波形



加速度（水平方向：Sd-18$_H$(NS)）

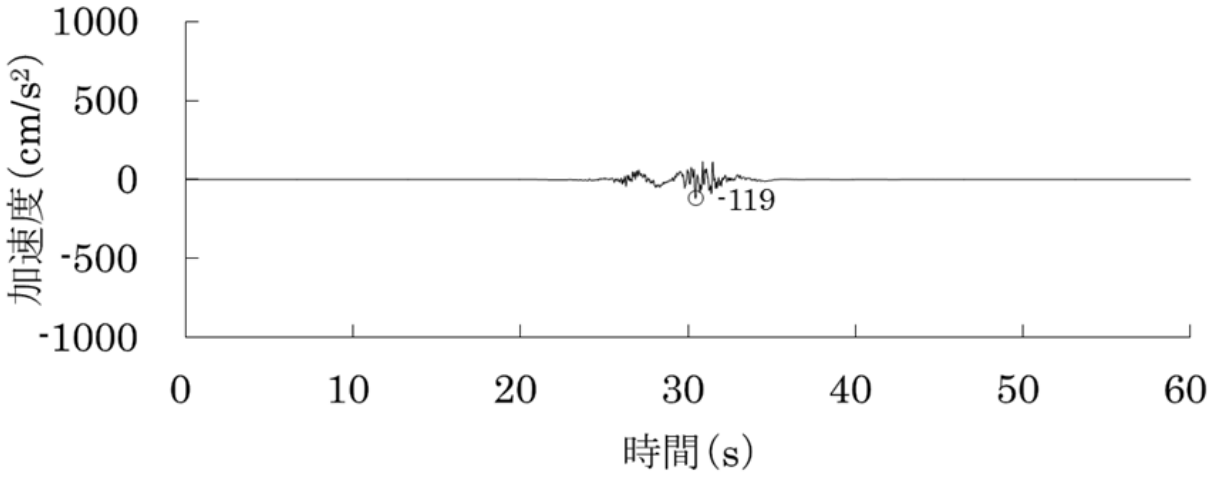


加速度（水平方向：Sd-18$_H$(EW)）

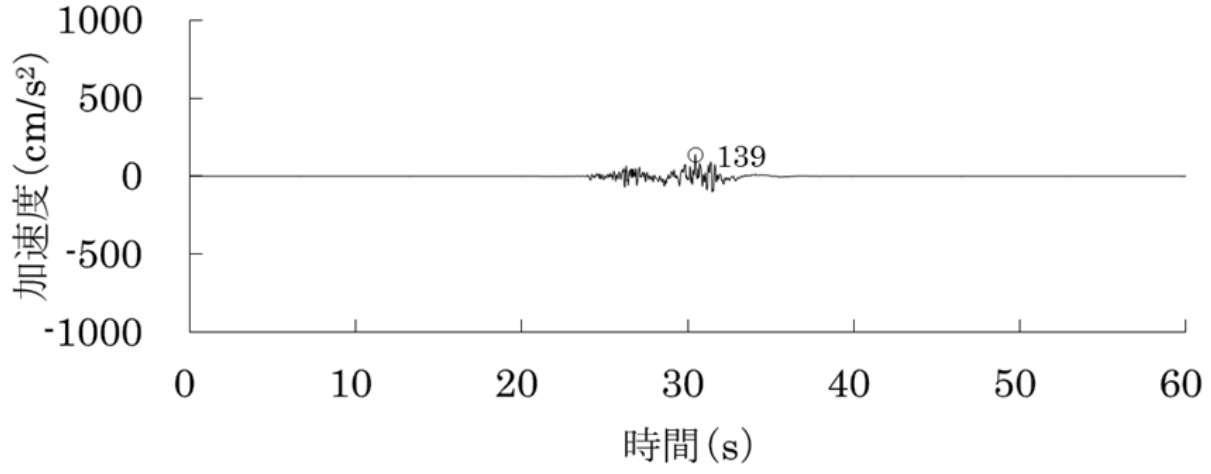


加速度（鉛直方向：Sd-18$_V$）

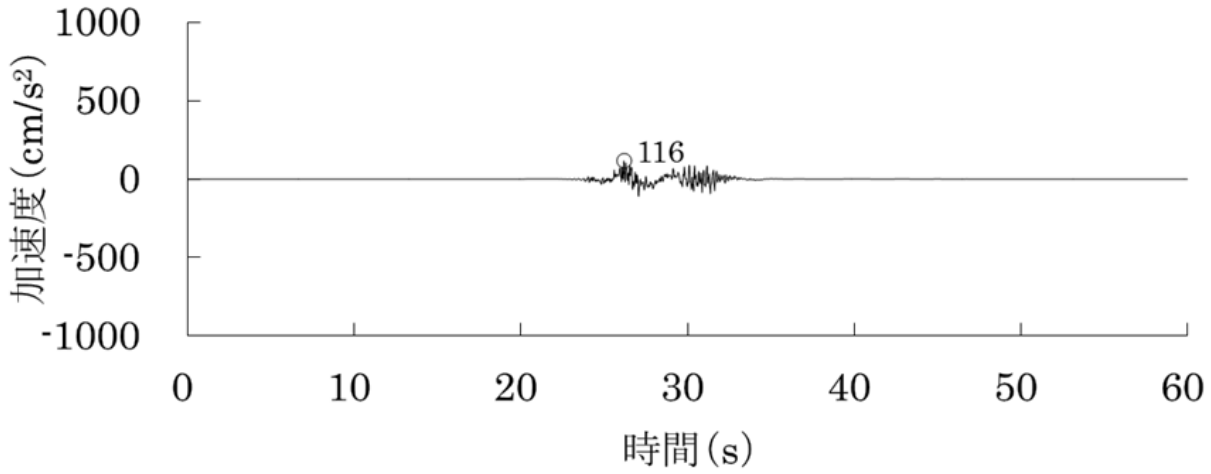
第 1.3.20 図　弾性設計用地震動 Sd-18 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}19_H$(NS)）

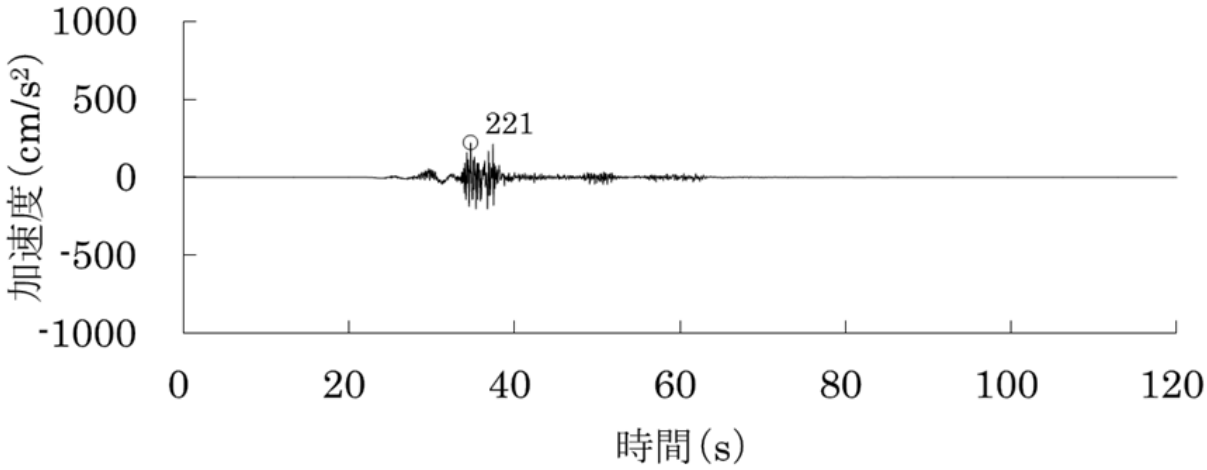


加速度（水平方向：$Sd\text{-}19_H$(EW)）

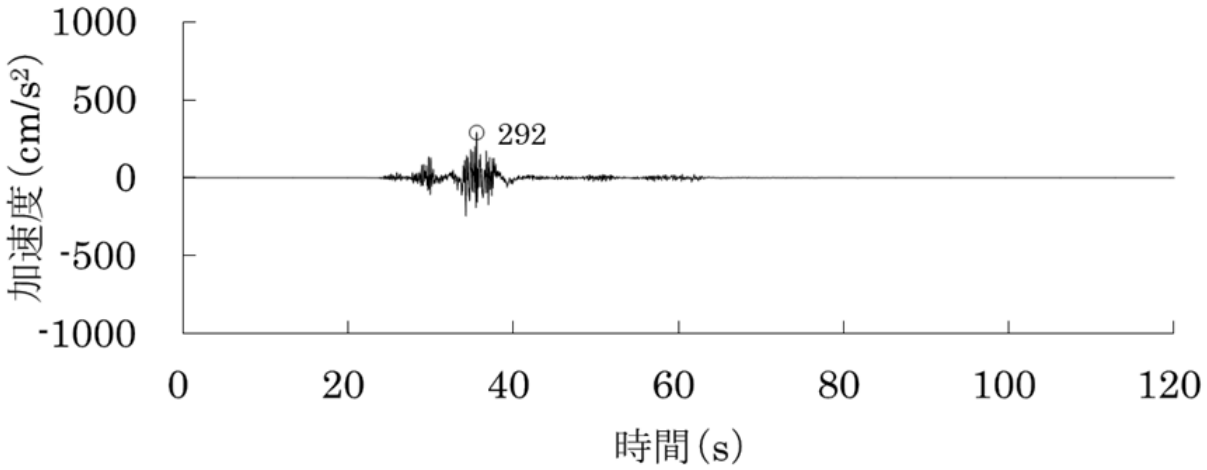


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}19_V$）

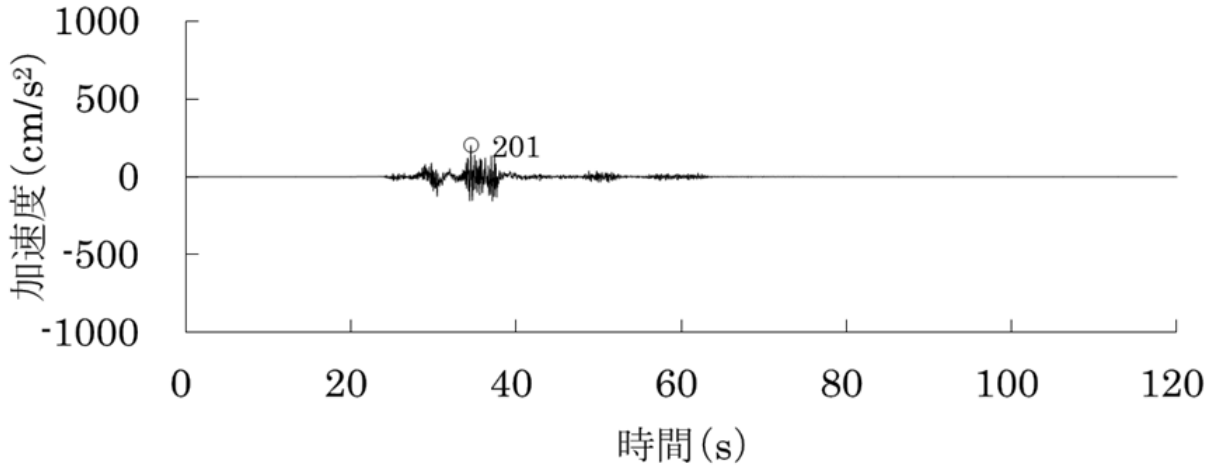
第 1.3.21 図　弾性設計用地震動 Sd-19 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}20_H$(NS)）

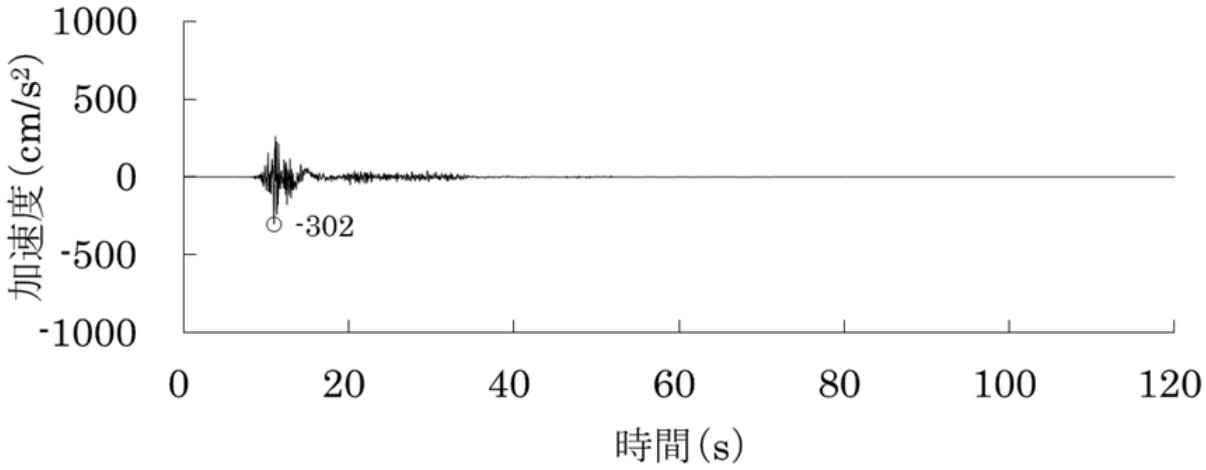


加速度（水平方向：$Sd\text{-}20_H$(EW)）

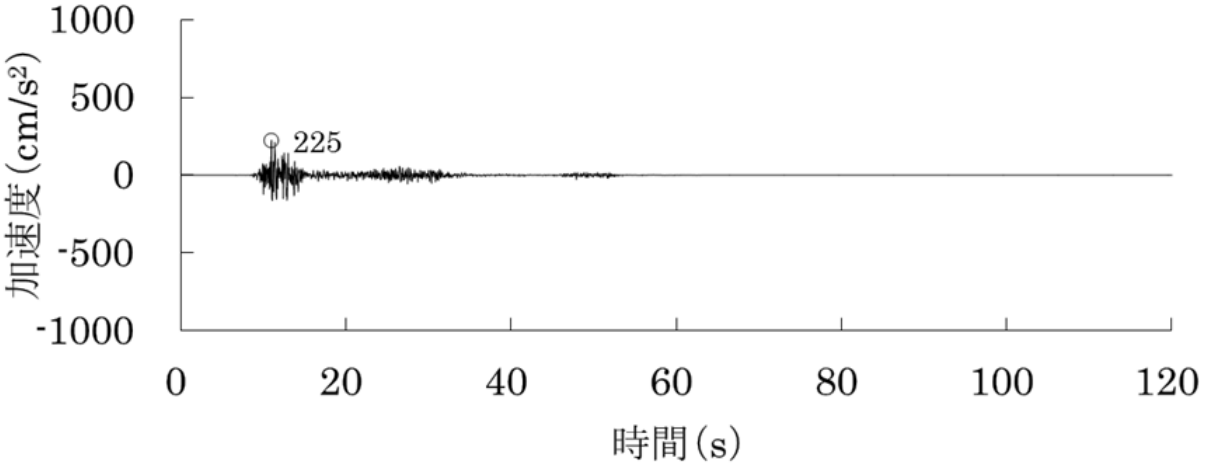


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}20_V$）

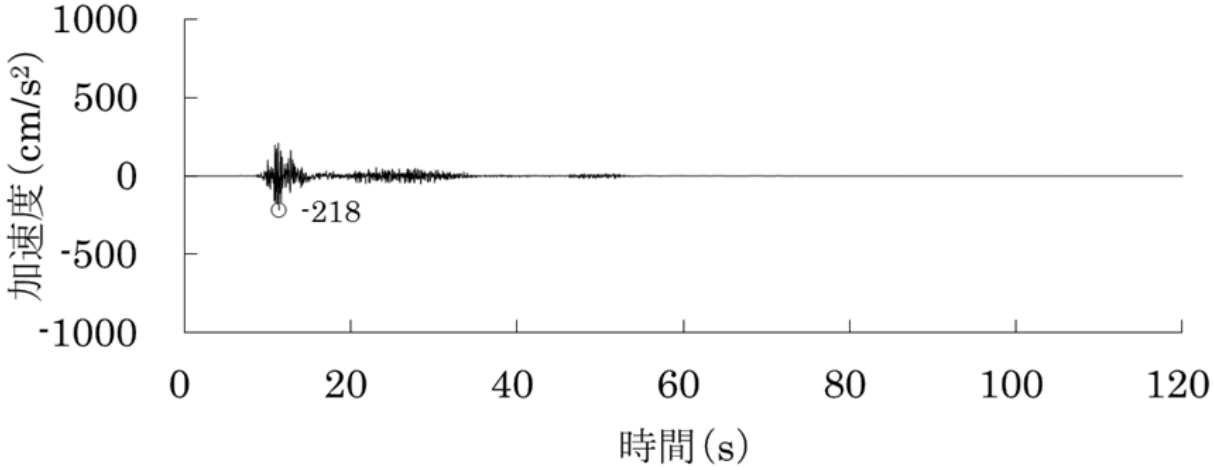
第 1.3.22 図　弾性設計用地震動 Sd-20 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}21_H(NS)$）

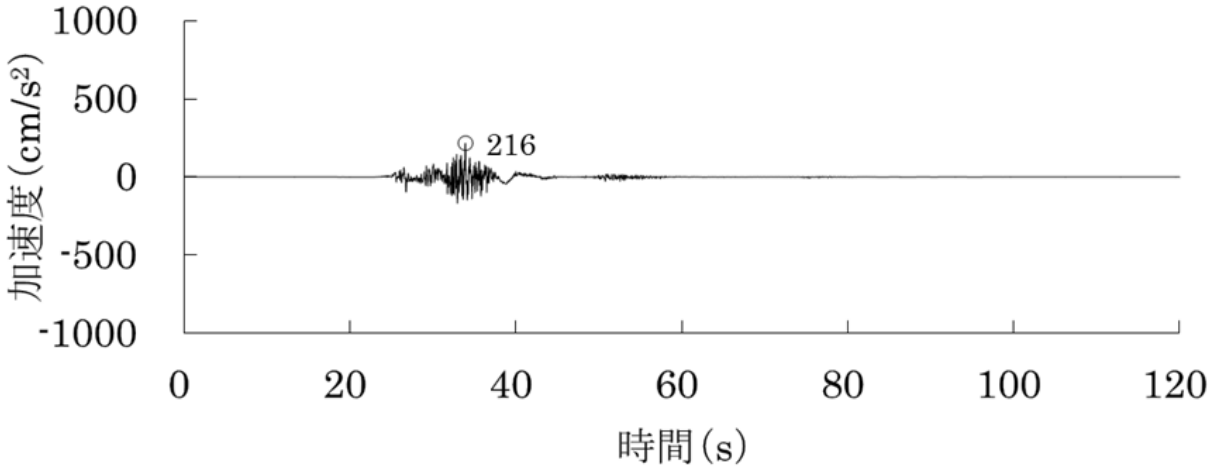


加速度（水平方向：$Sd\text{-}21_H(EW)$）

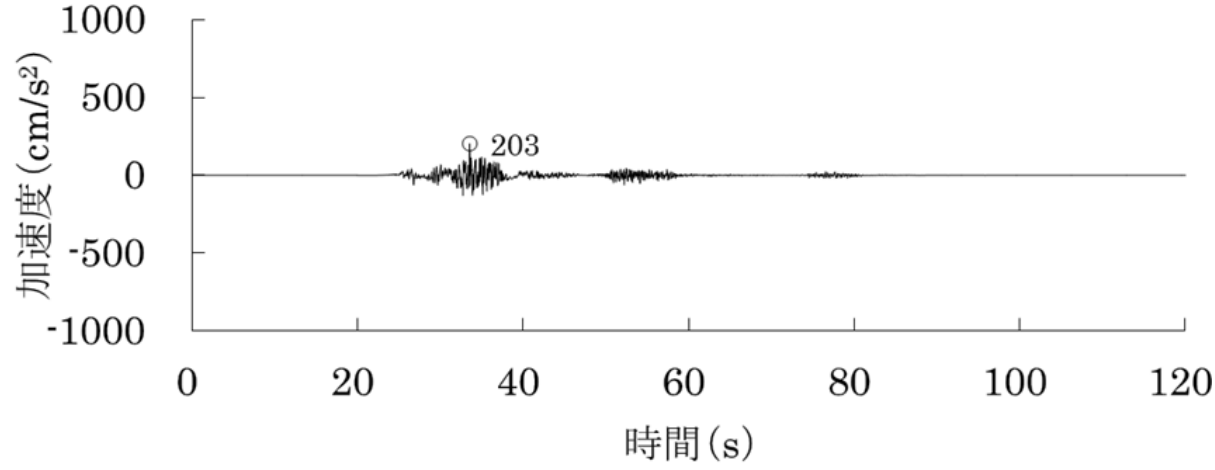


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}21_V$）

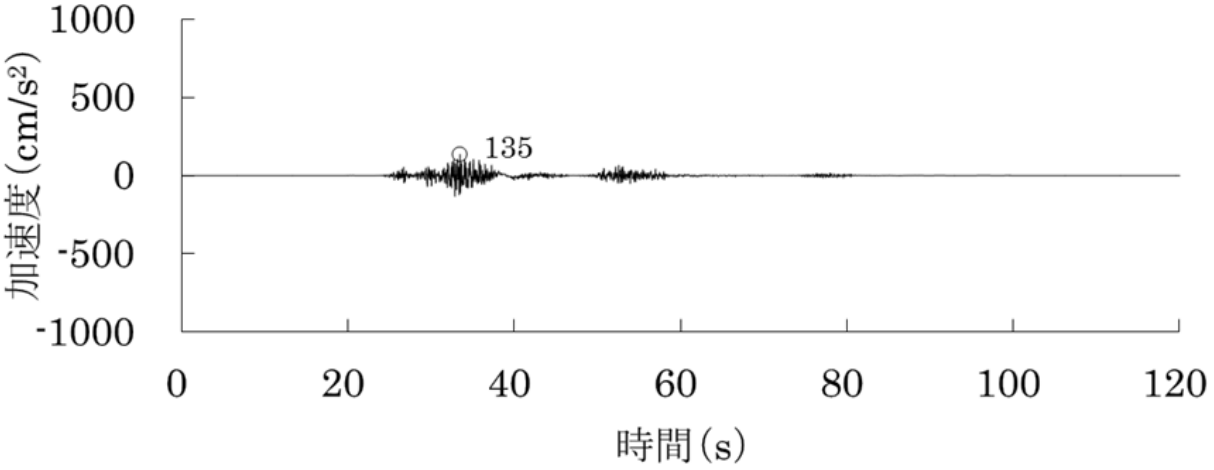
第 1.3.23 図　弾性設計用地震動 Sd-21 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}22_H$(NS)）

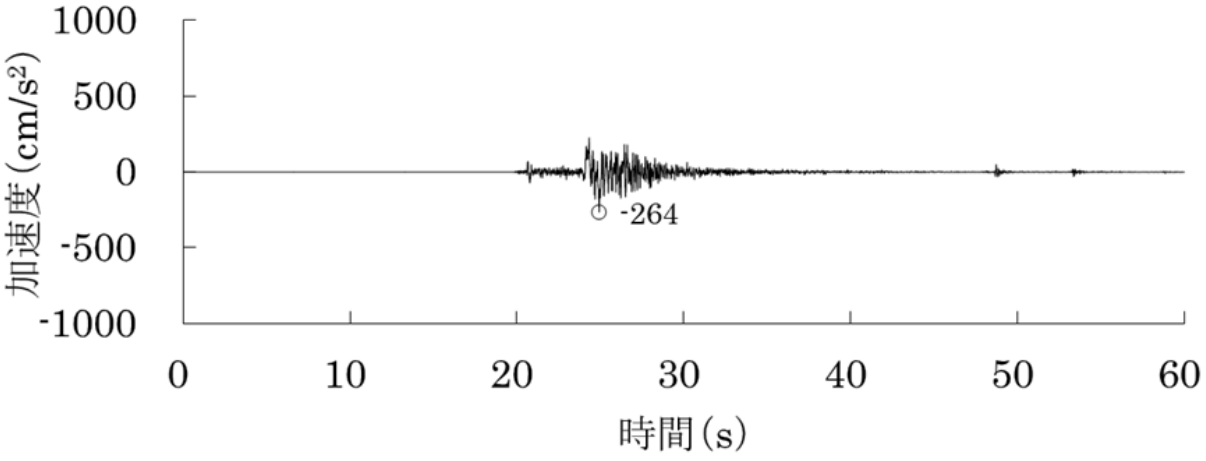


加速度（水平方向：$Sd\text{-}22_H$(EW)）

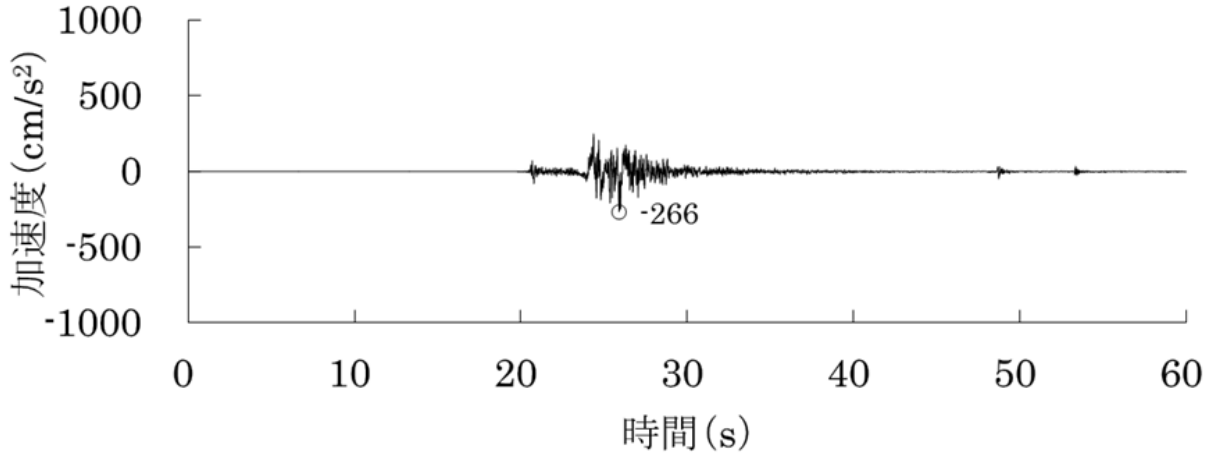


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}22_V$）

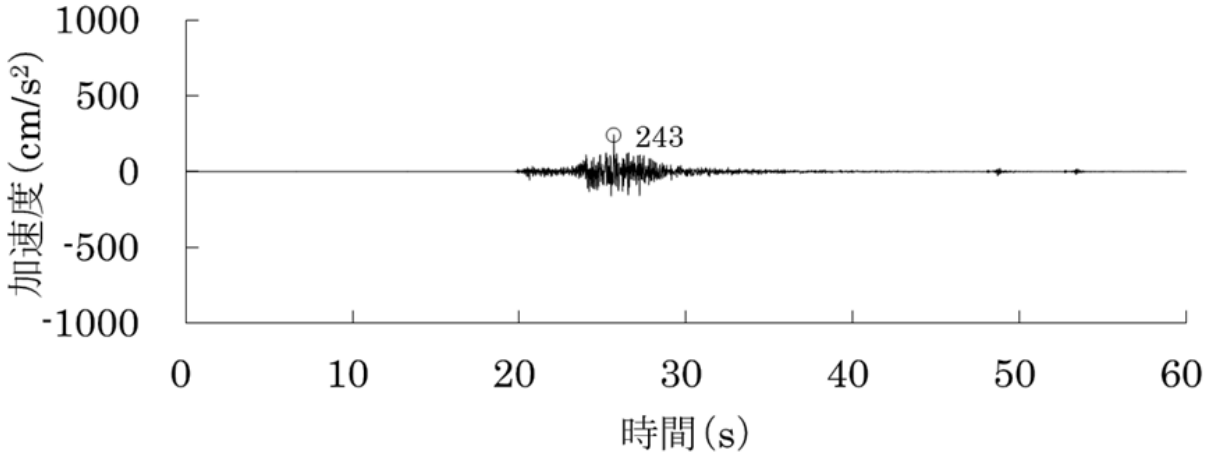
第 1.3.24 図　弾性設計用地震動 Sd-22 の時刻歴波形



加速度（水平方向：$Sd\text{-}23_H$(NS)）

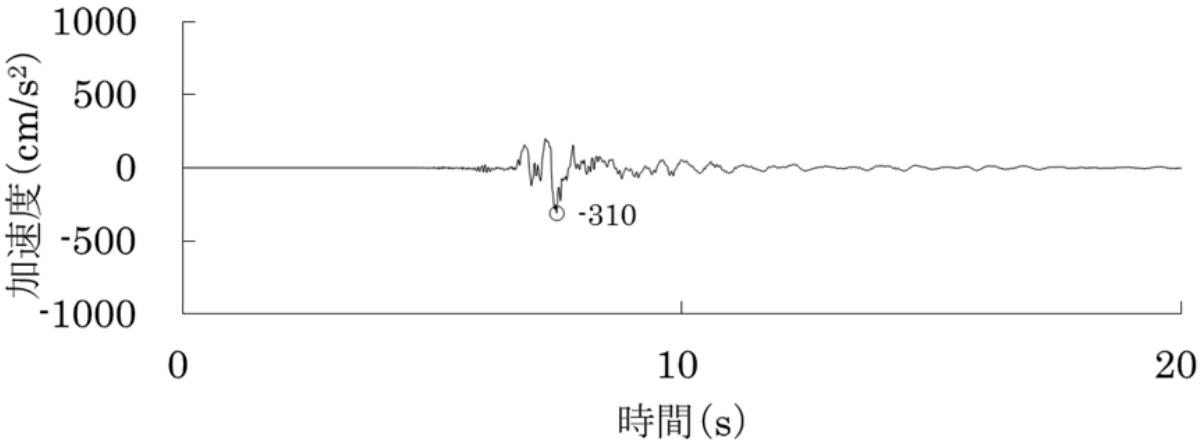


加速度（水平方向：$Sd\text{-}23_H$(EW)）

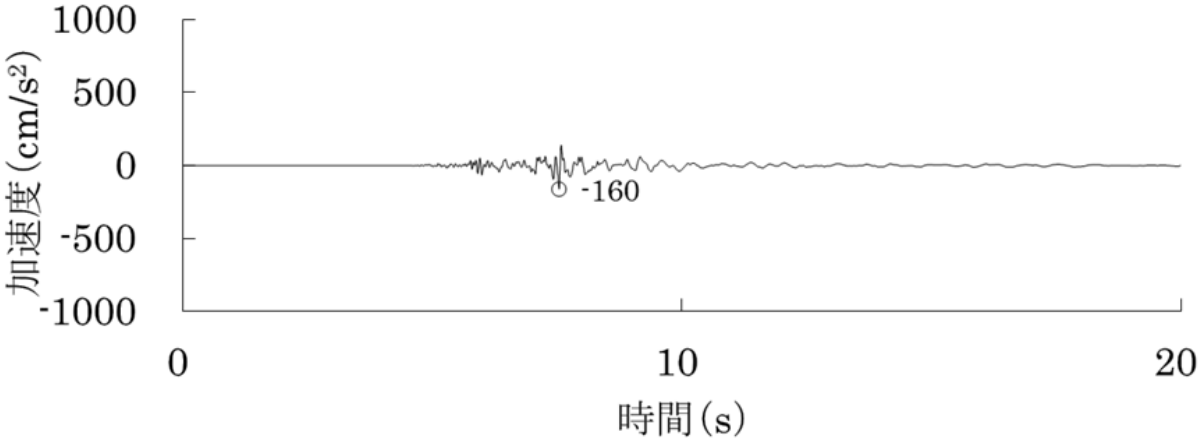


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}23_V$）

第 1.3.25 図　弾性設計用地震動 Sd-23 の時刻歴波形

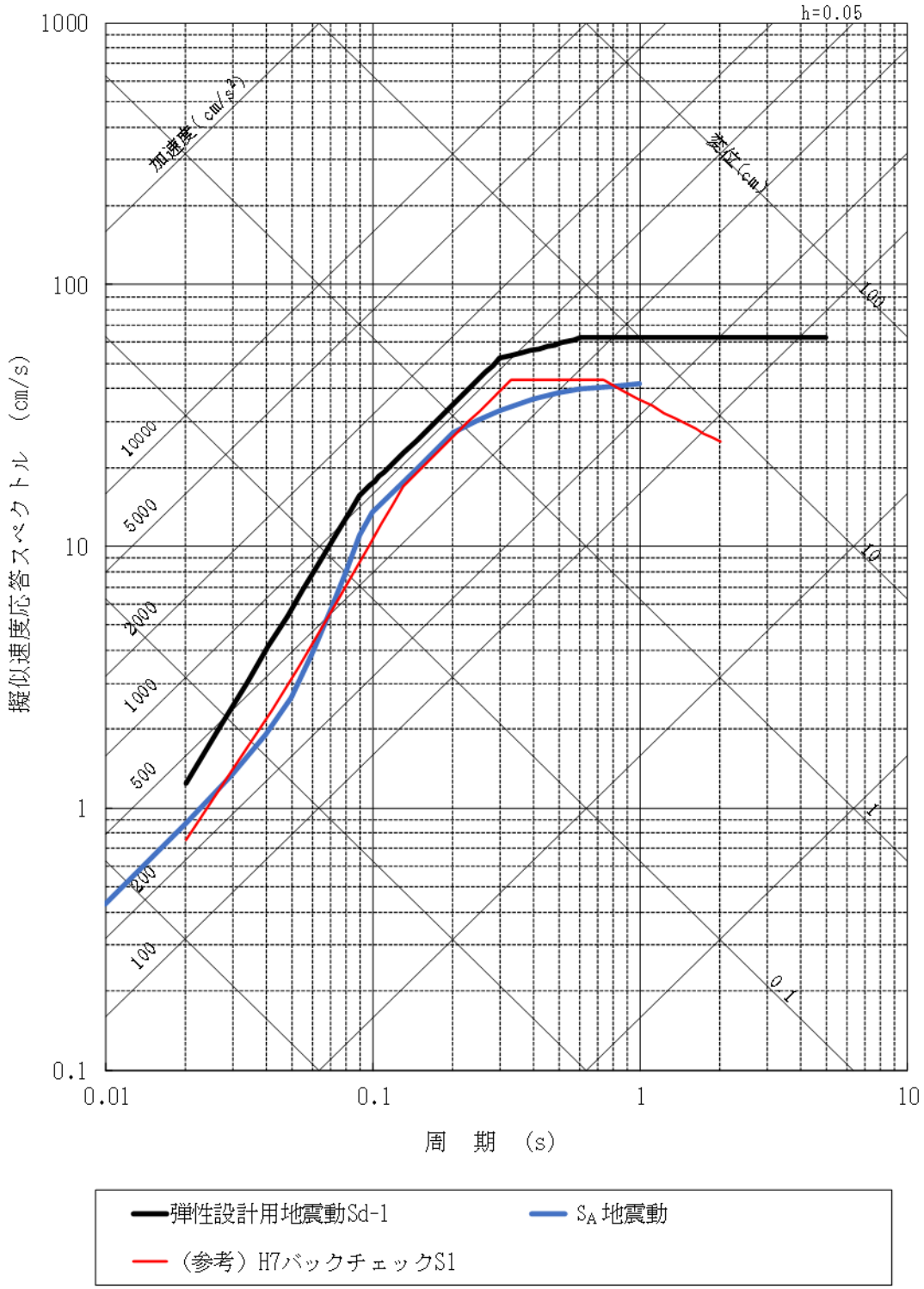


加速度（水平方向：$Sd\text{-}24_H$）

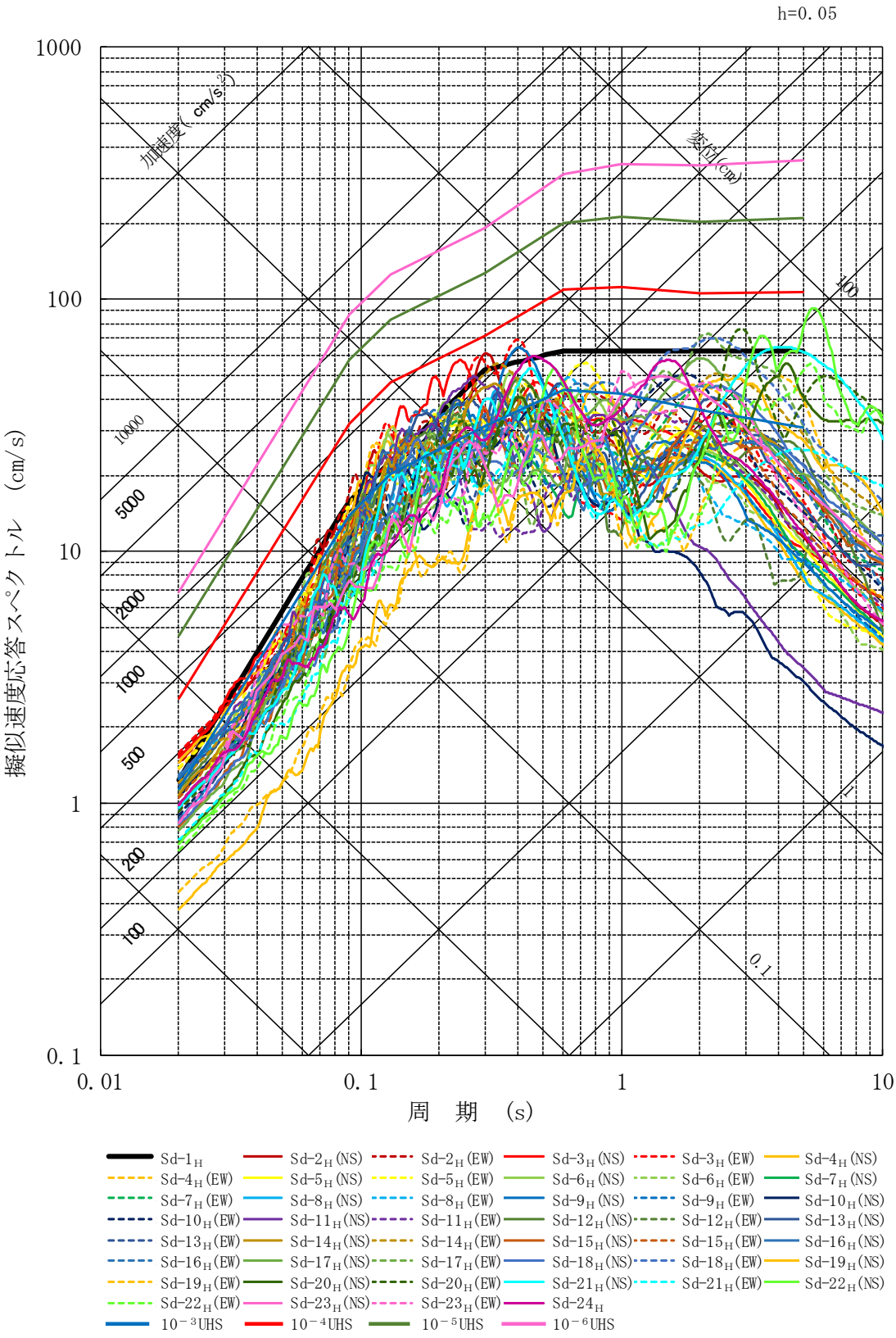


加速度（鉛直方向：$Sd\text{-}24_V$）

第 1.3.26 図　弾性設計用地震動 Sd-24 の時刻歴波形

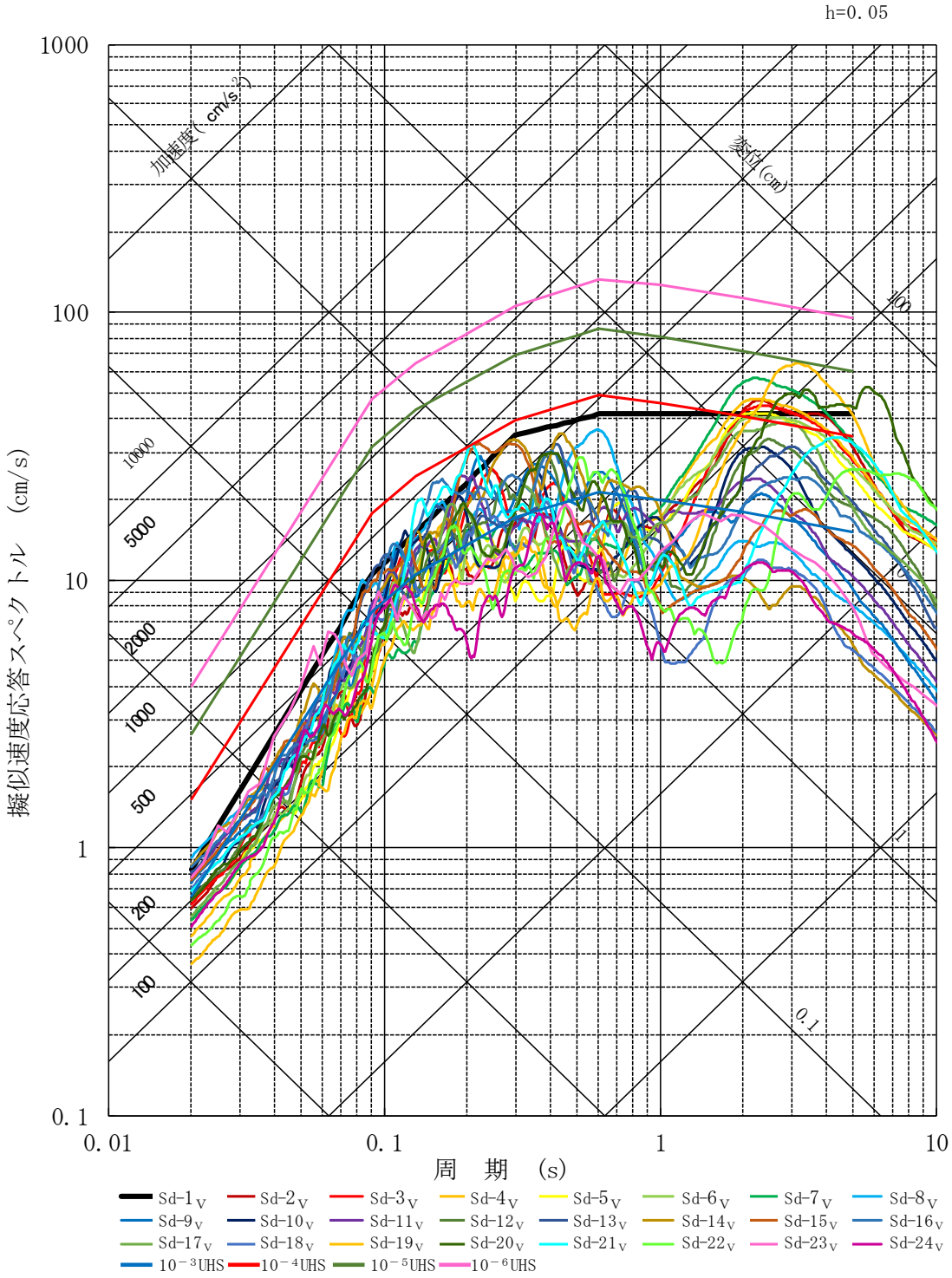


第 1.3.27 図　弾性設計用地震動 Sd と S_A 地震動の応答スペクトルの比較



注：UHS:一様ハザードスペクトル

第 1.3.28 図　弾性設計用地震動の応答スペクトル及び解放基盤表面における地震動の一様ハザードスペクトルの比較（水平方向）

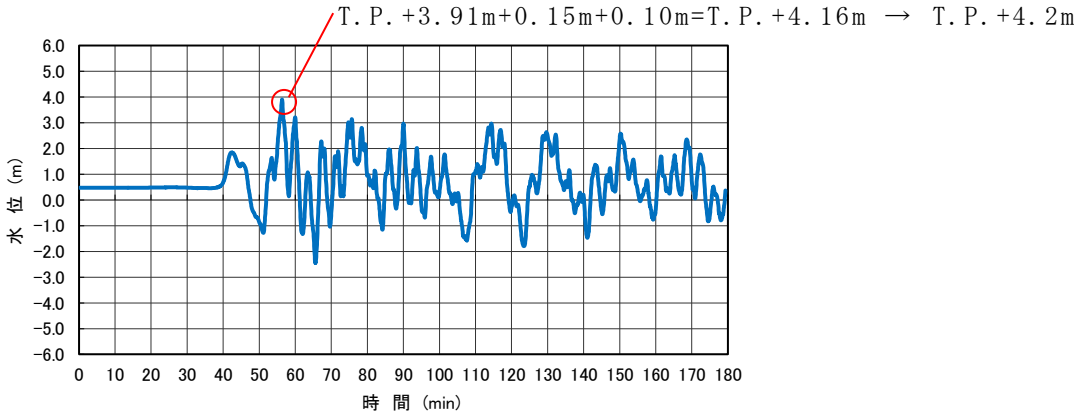


注：UHS:一様ハザードスペクトル

第 1.3.29 図　弾性設計用地震動の応答スペクトル及び解放基盤表面における地震動の一様ハザードスペクトルの比較（鉛直方向）

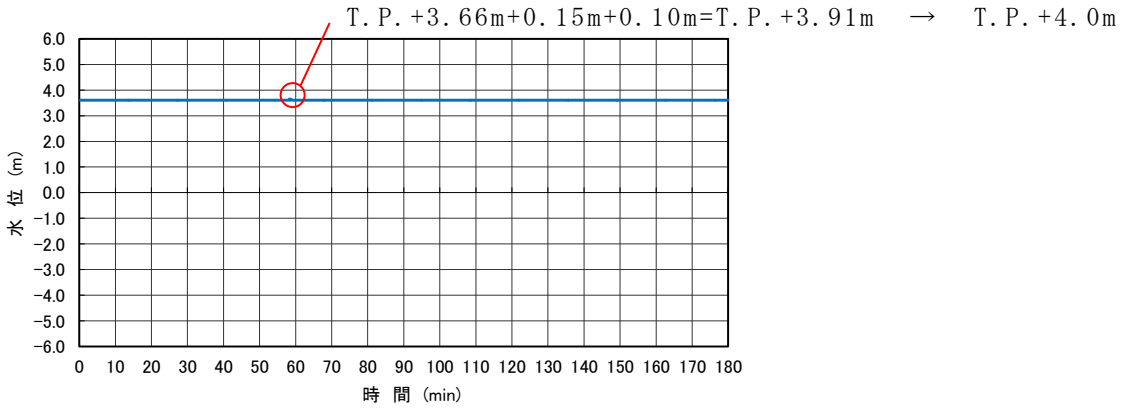
３号炉取水口前

（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）の組合せ）



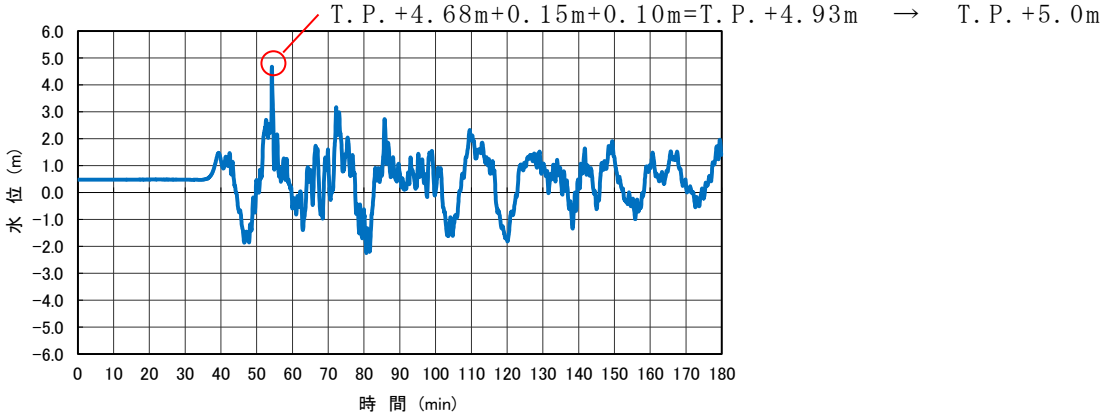
防潮堤（内陸側）

（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリアＢ）の組合せ）



１，２号炉放水口前

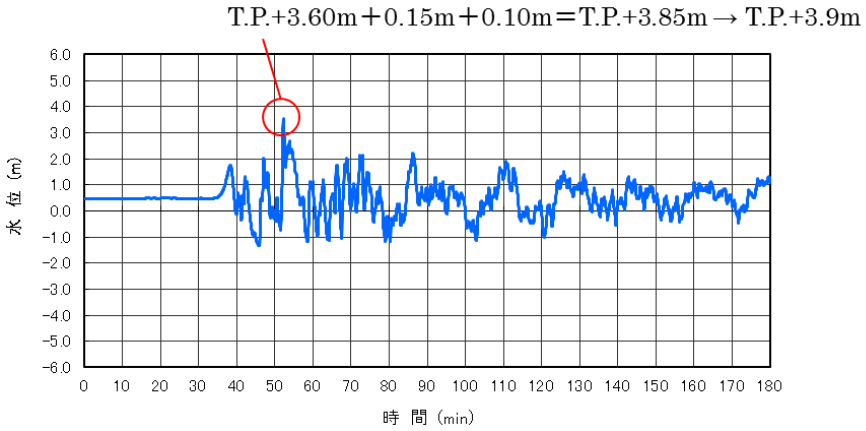
（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリア Ｂ）の組合せ）



第 1.4.1 図　入力津波波形(1/2)

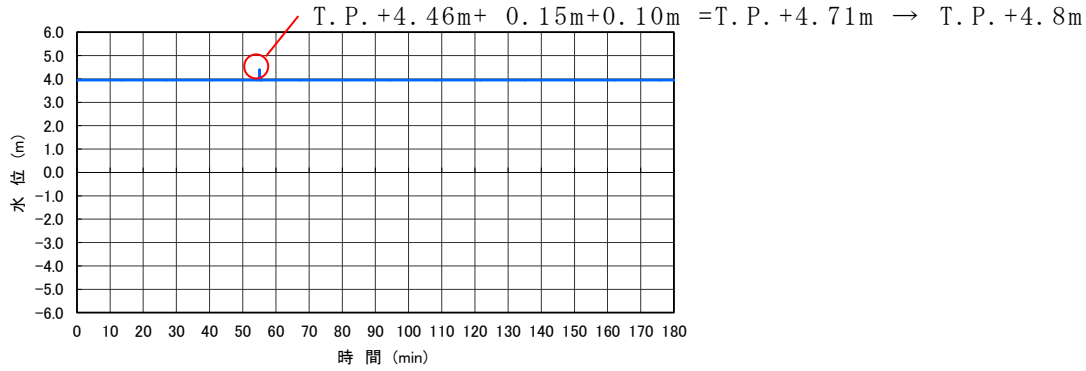
3 号炉放水口前

（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリア B）の組合せ）



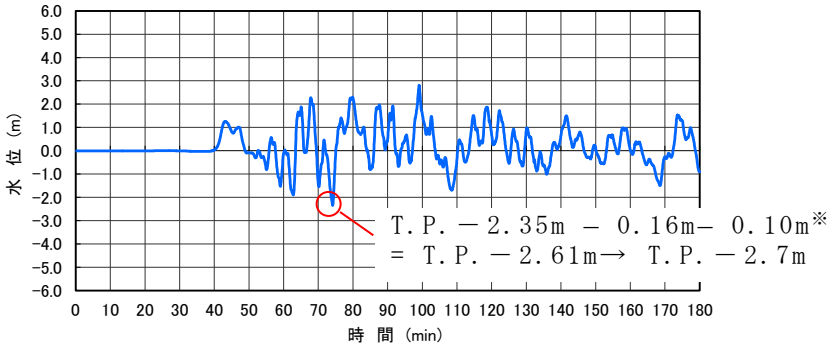
あご越え

（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリア B）の組合せ）



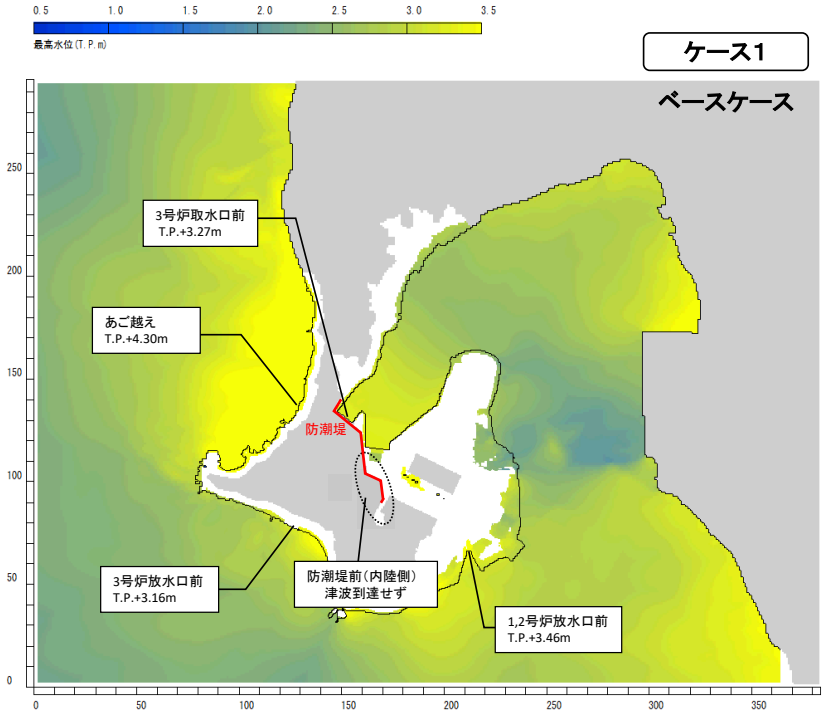
3 号炉取水口前（水位下降側）

（若狭海丘列付近断層と隠岐トラフ海底地すべり（エリア C）の組合せ）

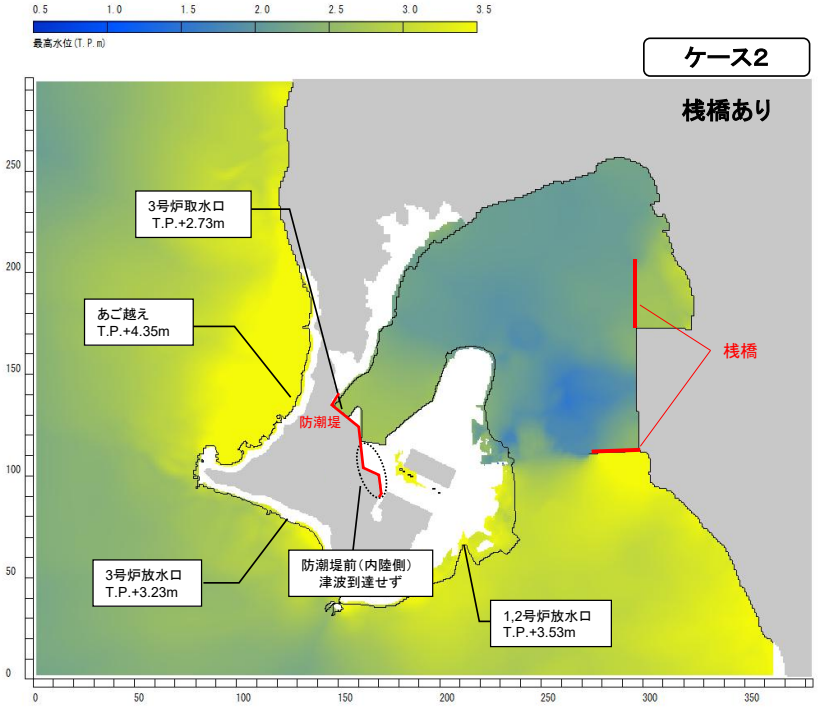


※満潮位計算（水位上昇側）で得られた最低水位との差分 0.10m を考慮

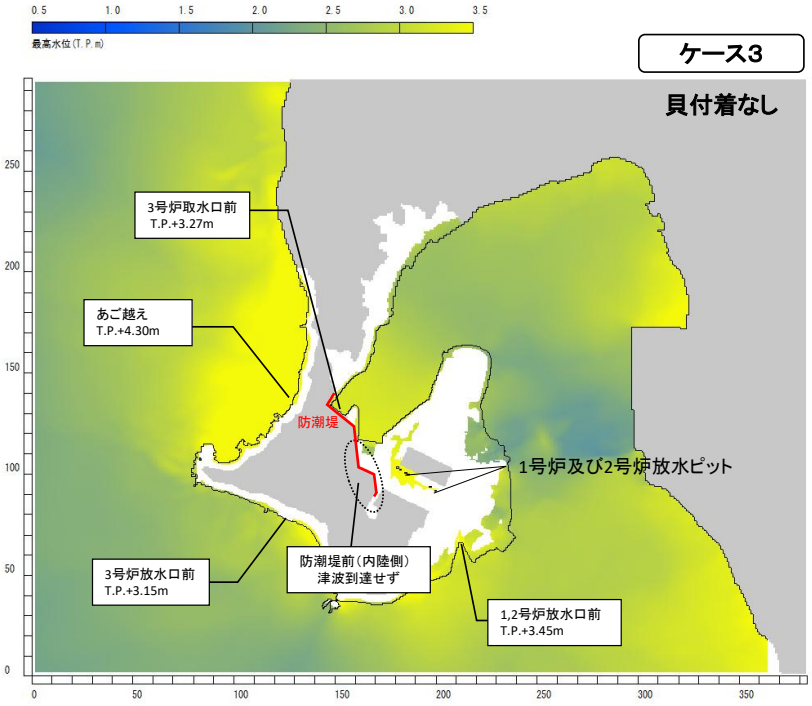
第 1.4.1 図　入力津波波形(2/2)



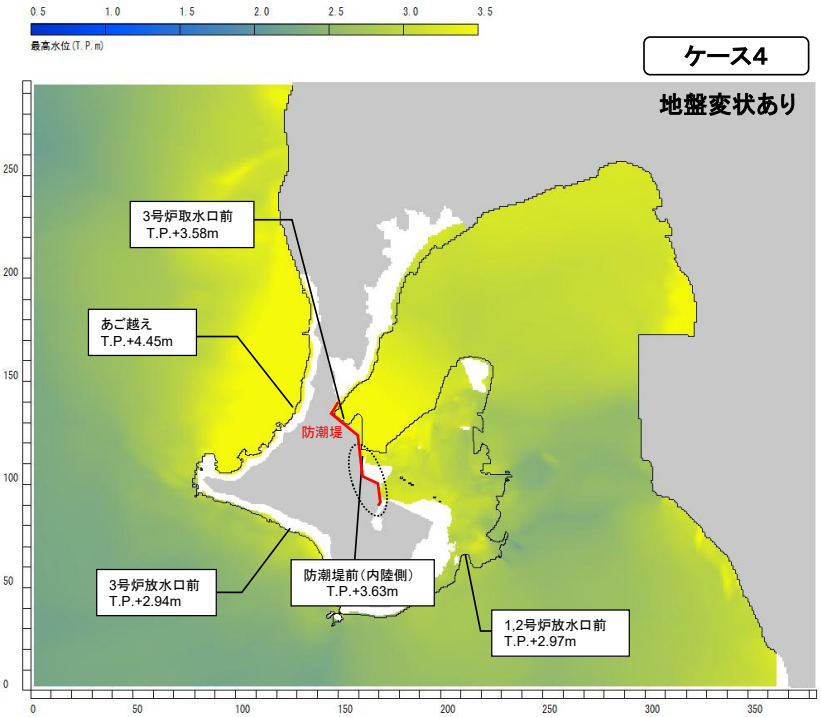
第 1.4.2 図　基準津波１による最高水位分布（ケース１）



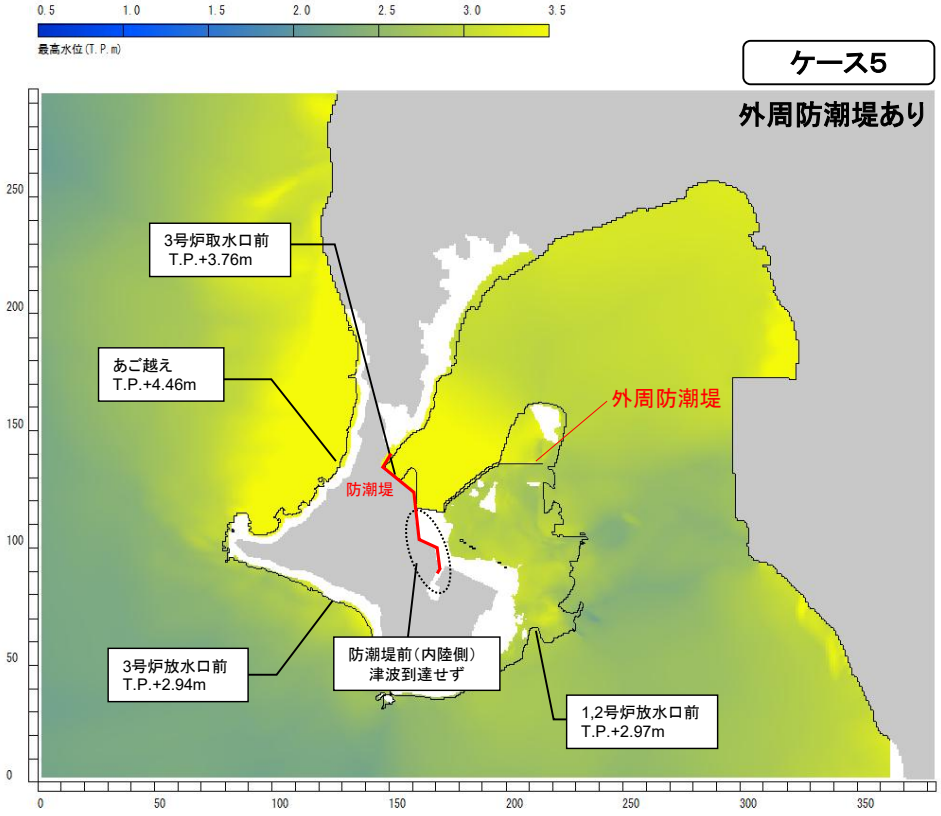
第 1.4.3 図　基準津波１による最高水位分布（ケース２）



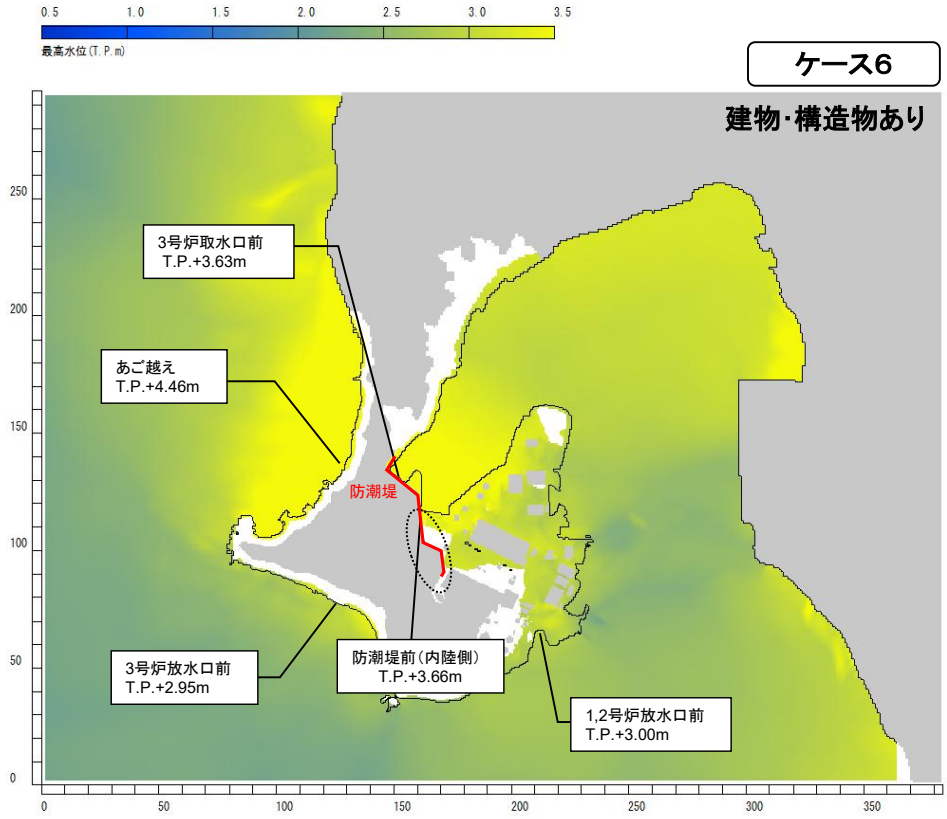
第 1.4.4 図　基準津波 1 による最高水位分布（ケース 3）



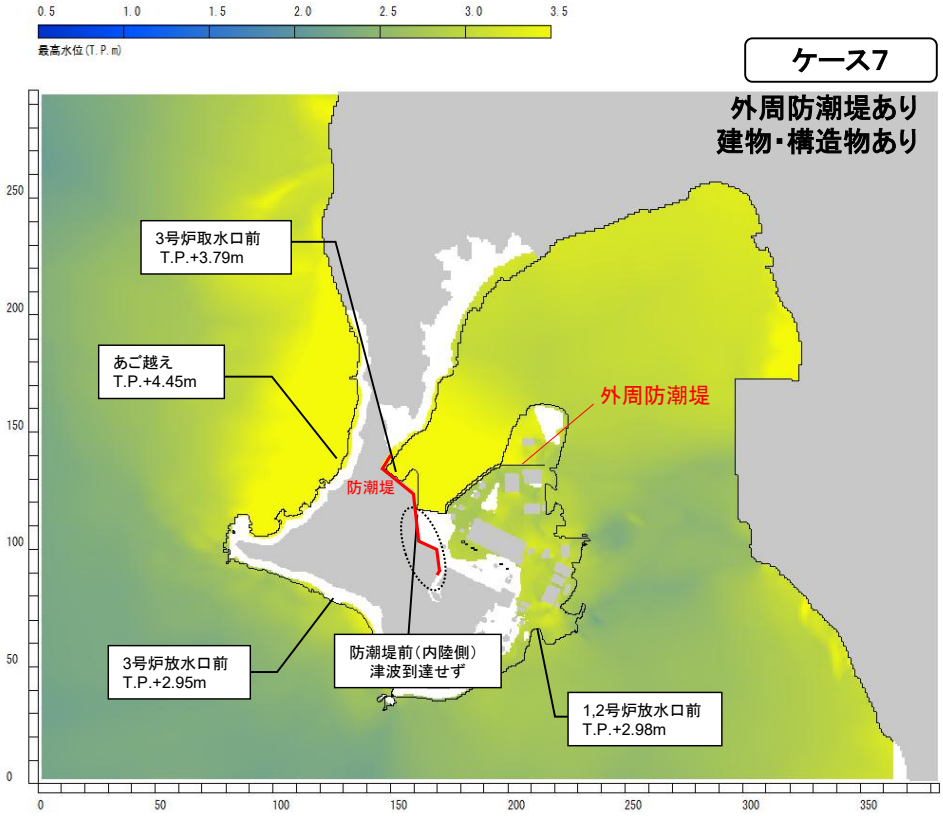
第 1.4.5 図　基準津波 1 による最高水位分布（ケース 4）



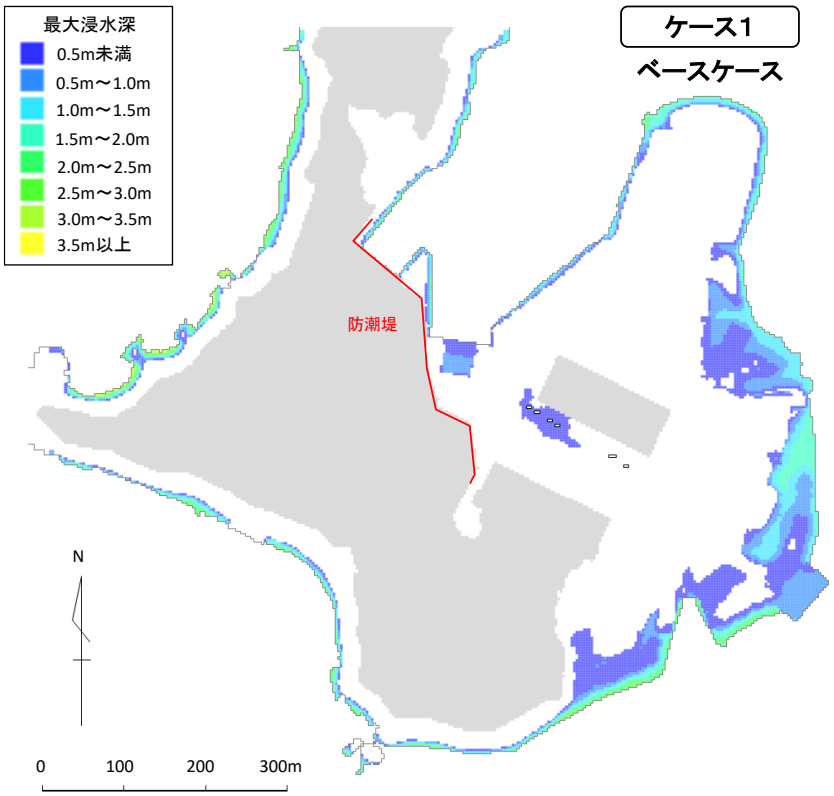
第 1.4.6 図　基準津波 1 による最高水位分布（ケース 5）



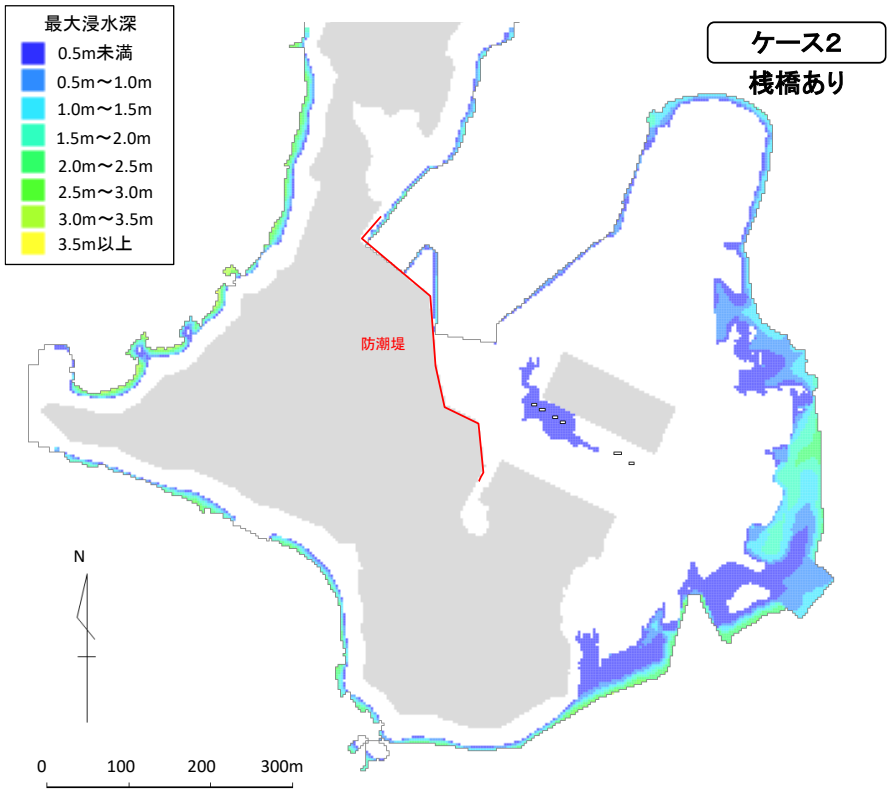
第 1.4.7 図　基準津波 1 による最高水位分布（ケース 6）



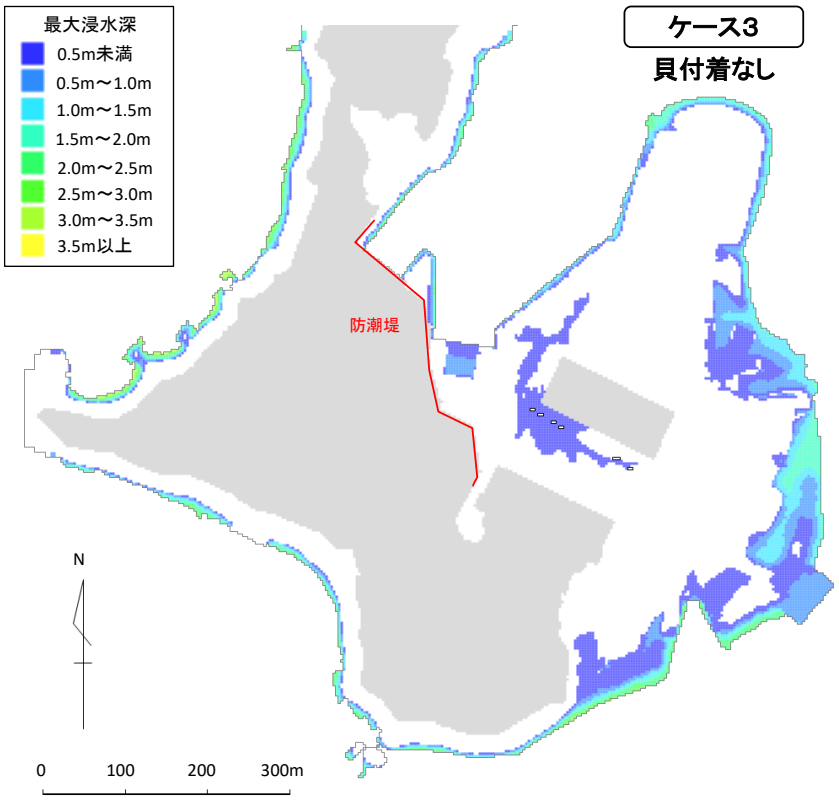
第 1.4.8 図　基準津波 1 による最高水位分布（ケース 7）



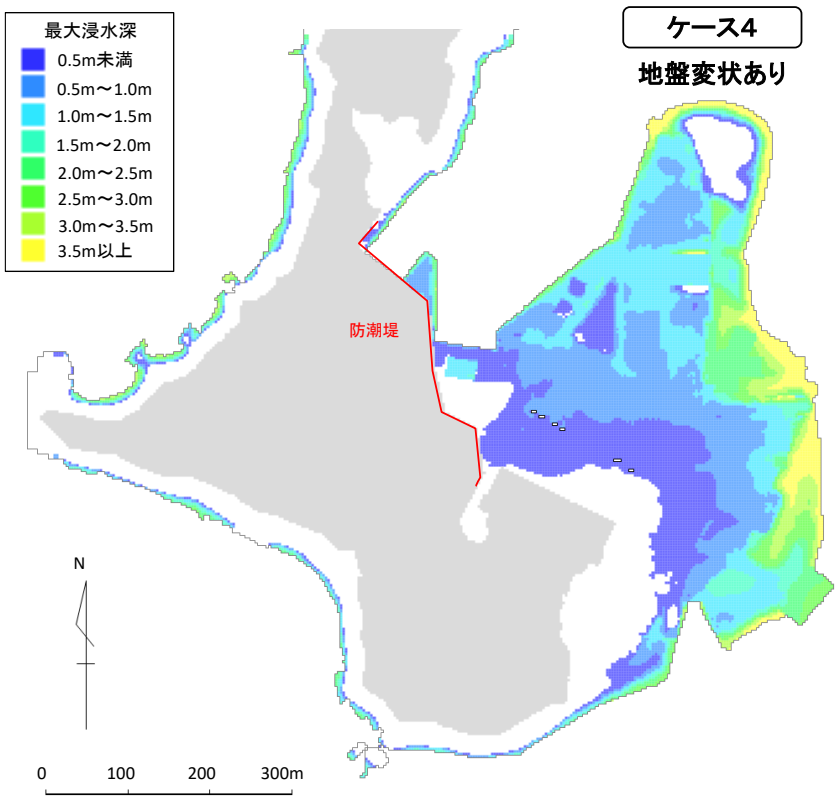
第 1.4.9 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 1）



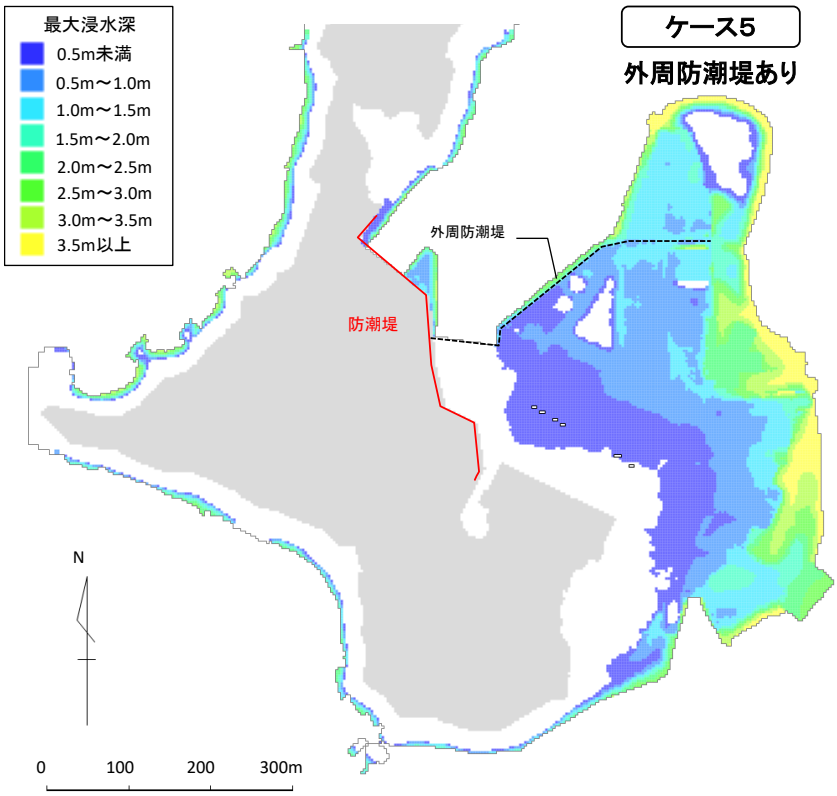
第 1.4.10 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 2）



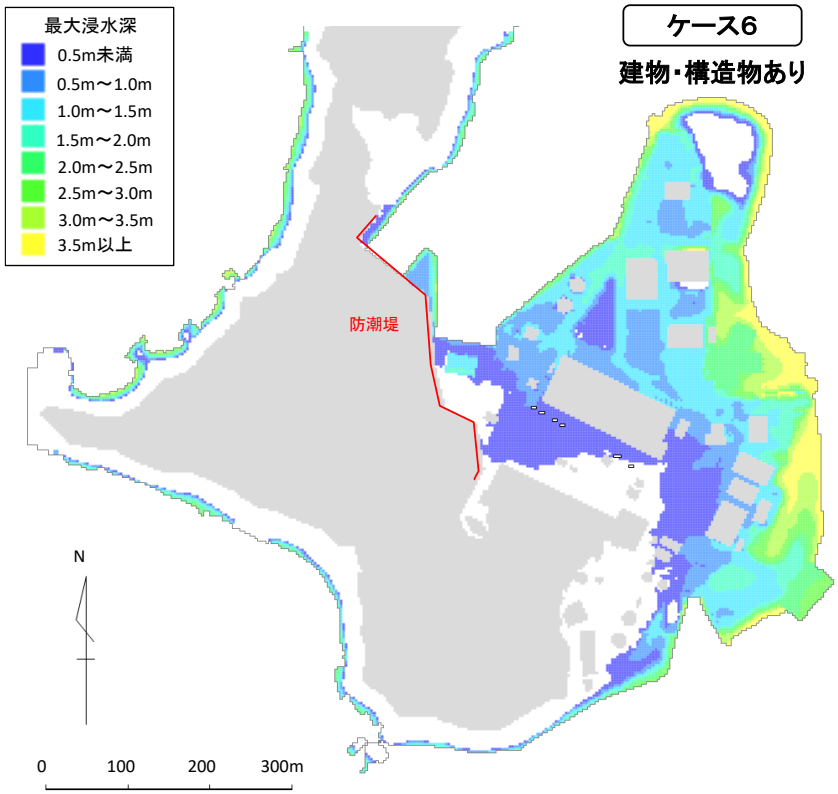
第 1.4.11 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 3）



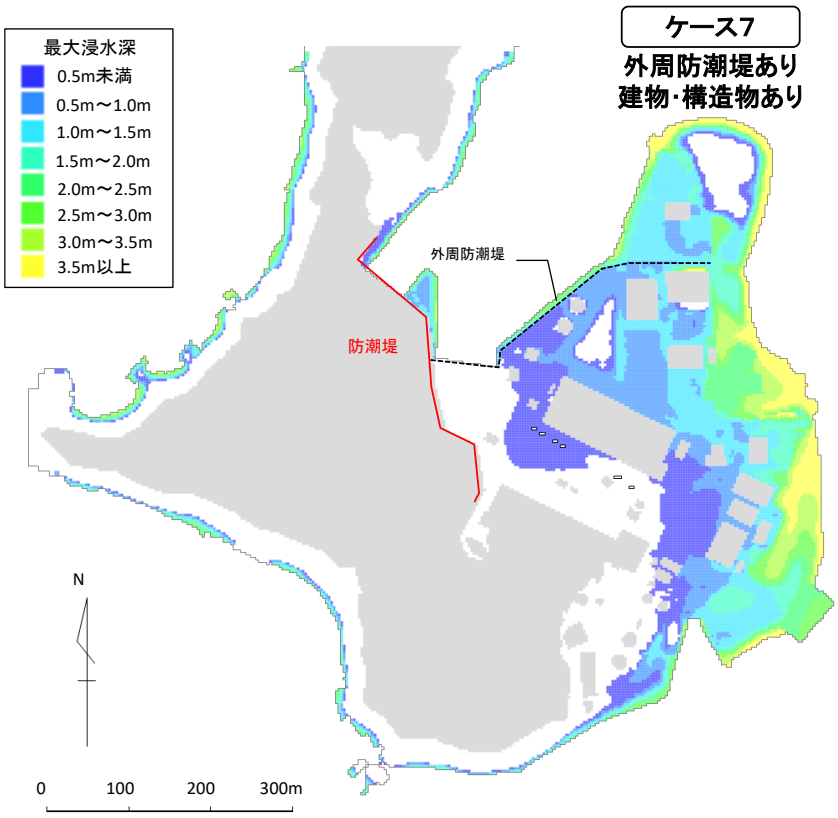
第 1.4.12 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 4）



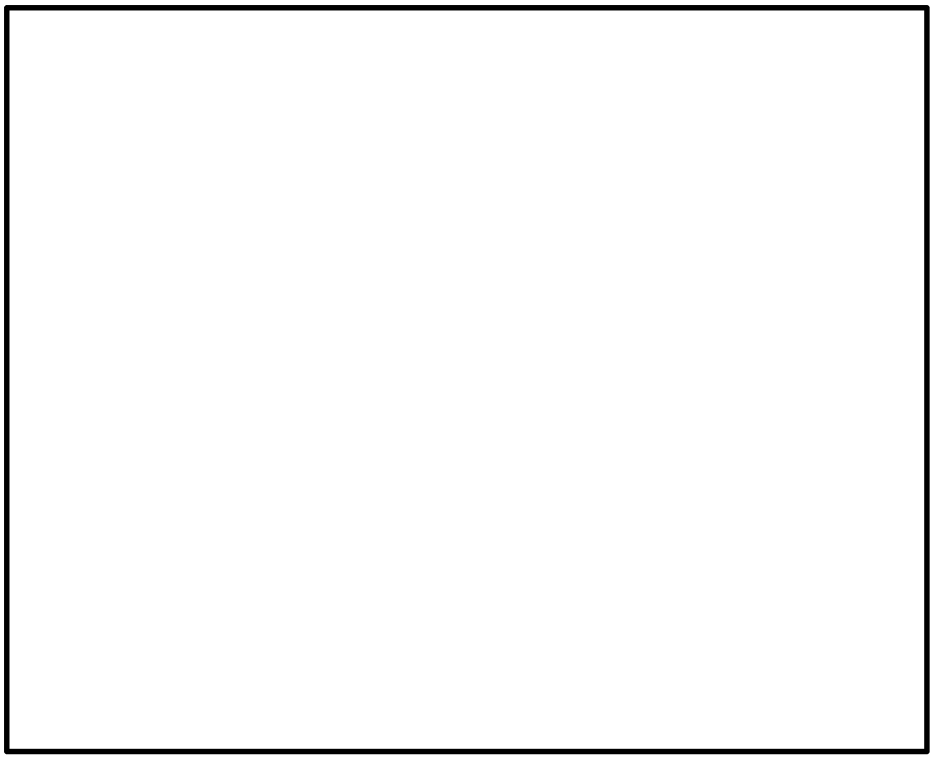
第 1.4.13 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 5）



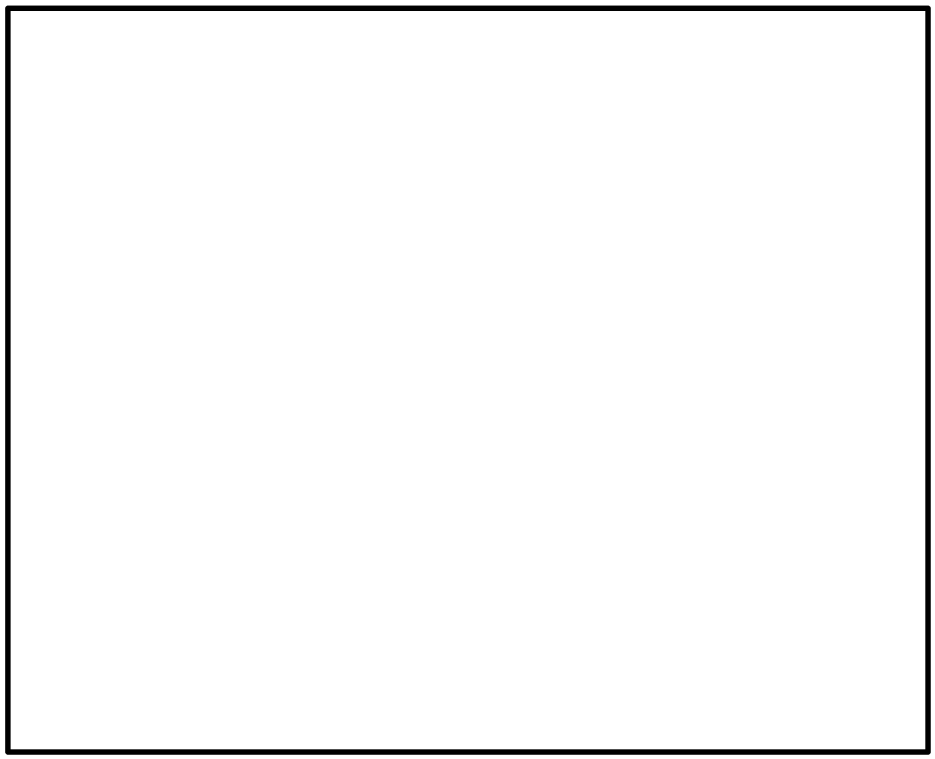
第 1.4.14 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 6）



第 1.4.15 図　基準津波 1 による浸水深分布（ケース 7）

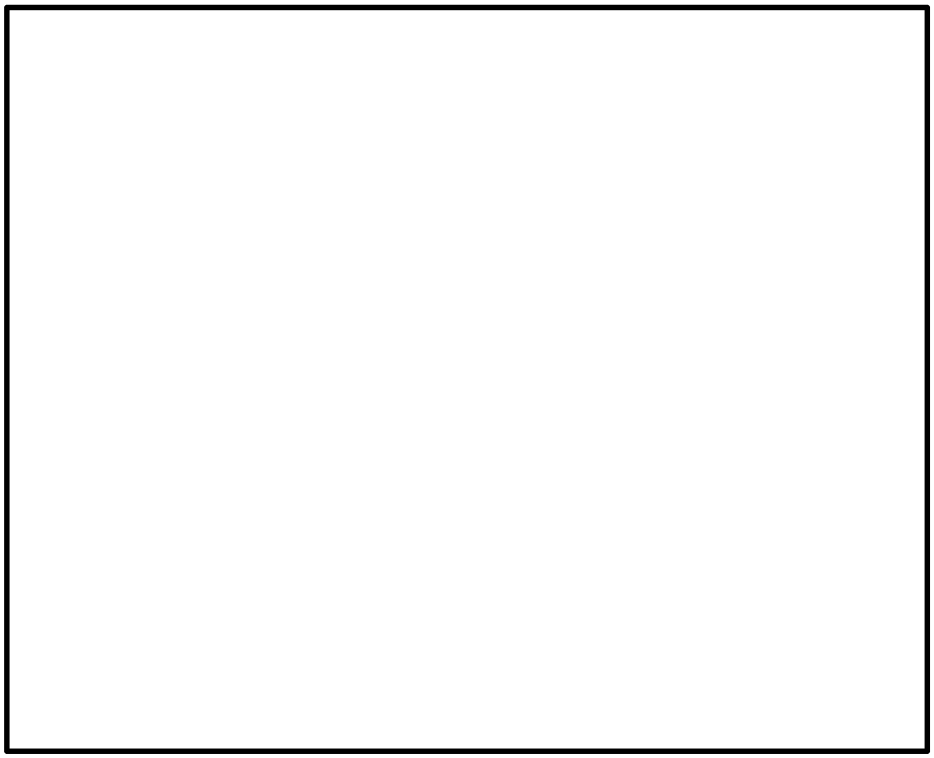


第 1.4.16 図　基準津波４による最高水位分布（ケース８）

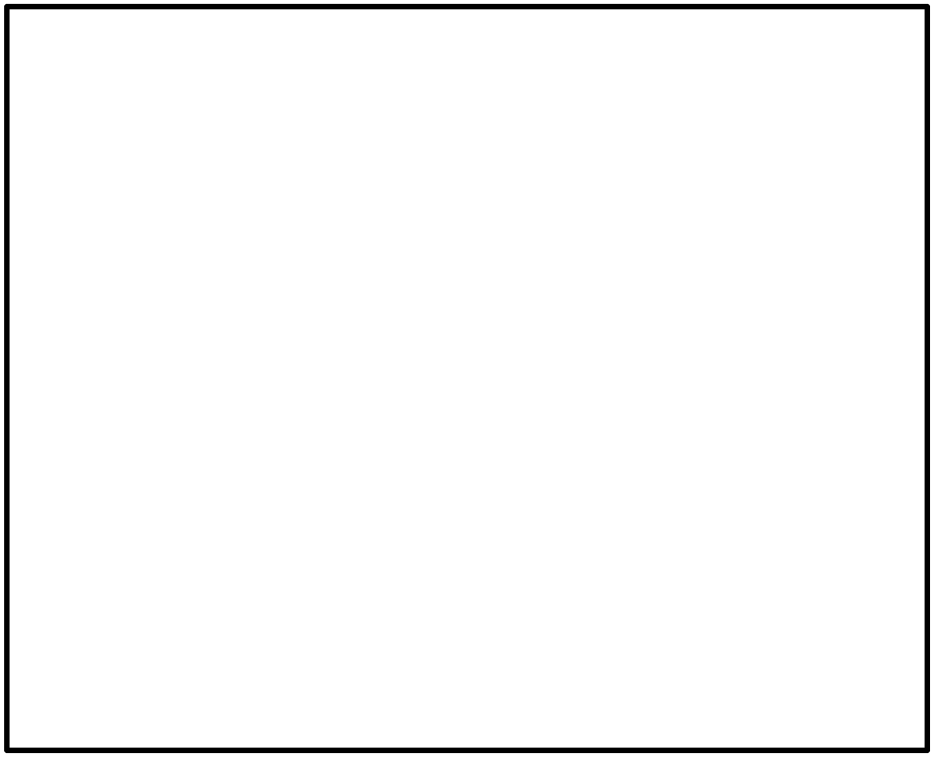


第 1.4.17 図　基準津波４による最高水位分布（ケース９）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

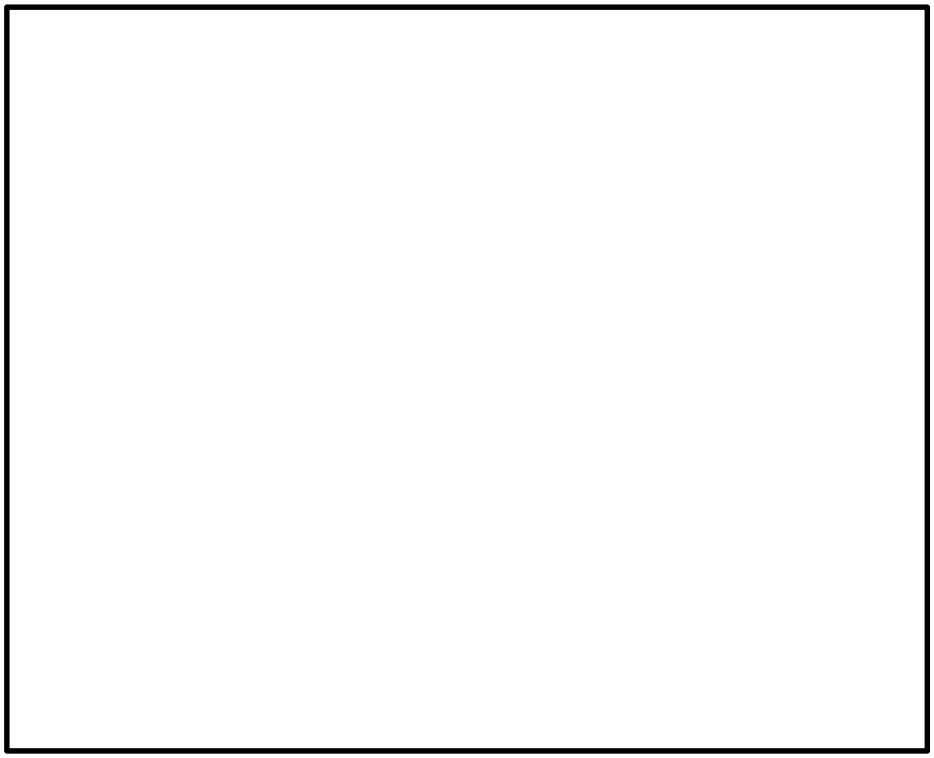


第 1.4.18 図　基準津波４による最高水位分布（ケース１０）

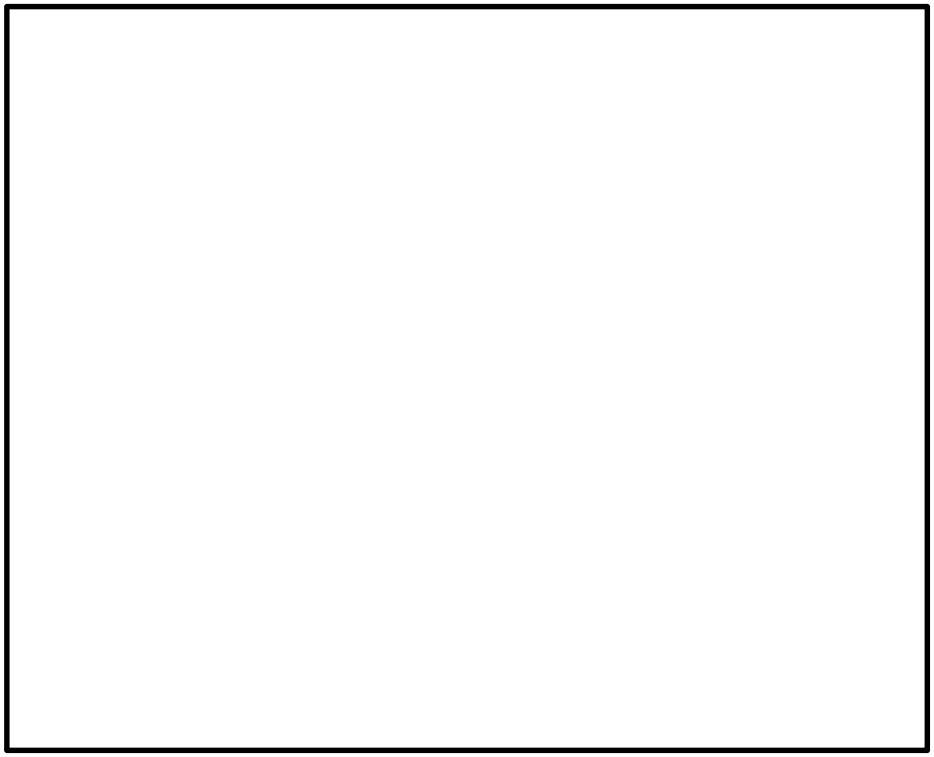


第 1.4.19 図　基準津波５による最高水位分布（ケース１１）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

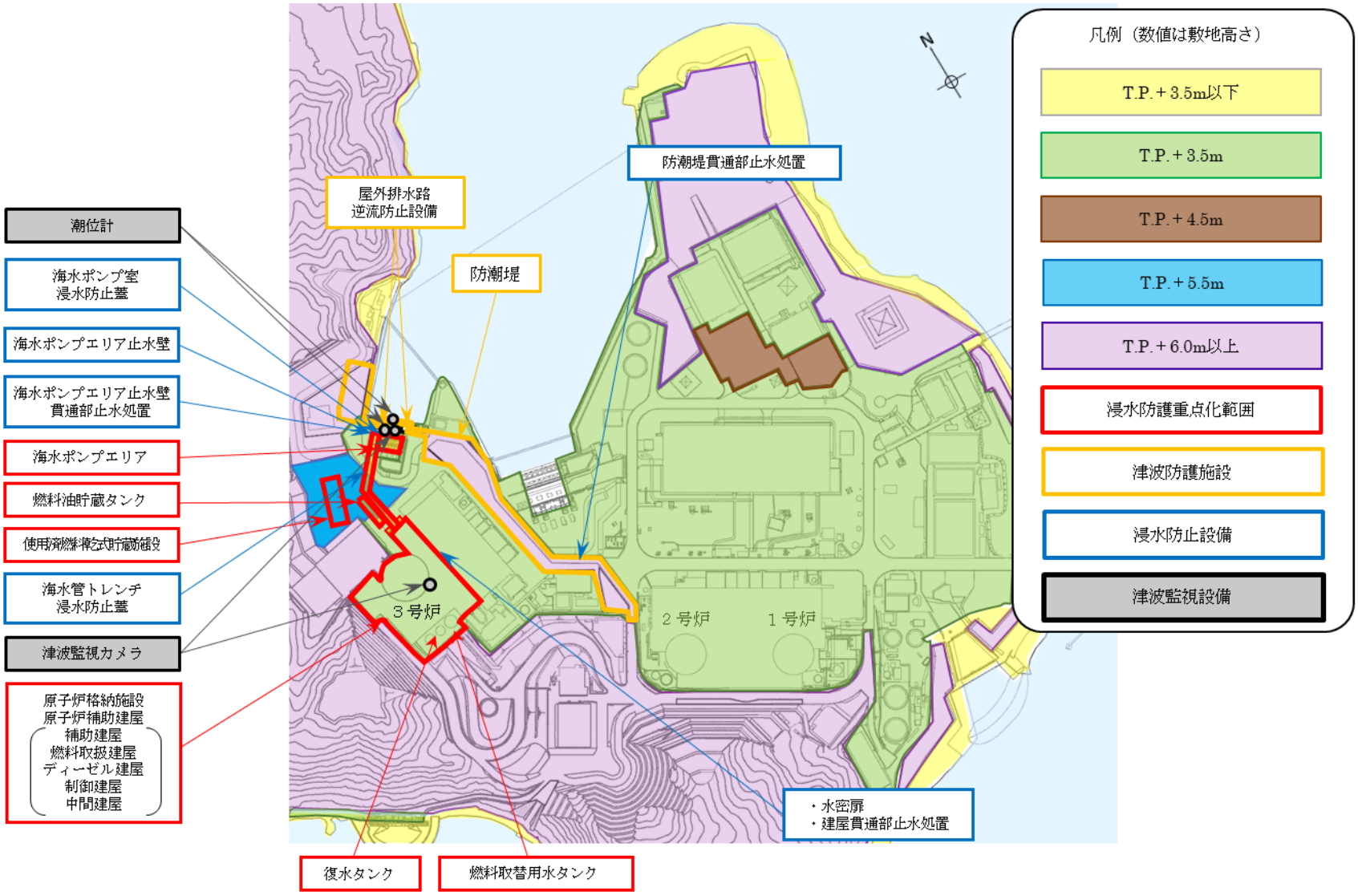


第 1.4.20 図　基準津波５による最高水位分布（ケース１２）

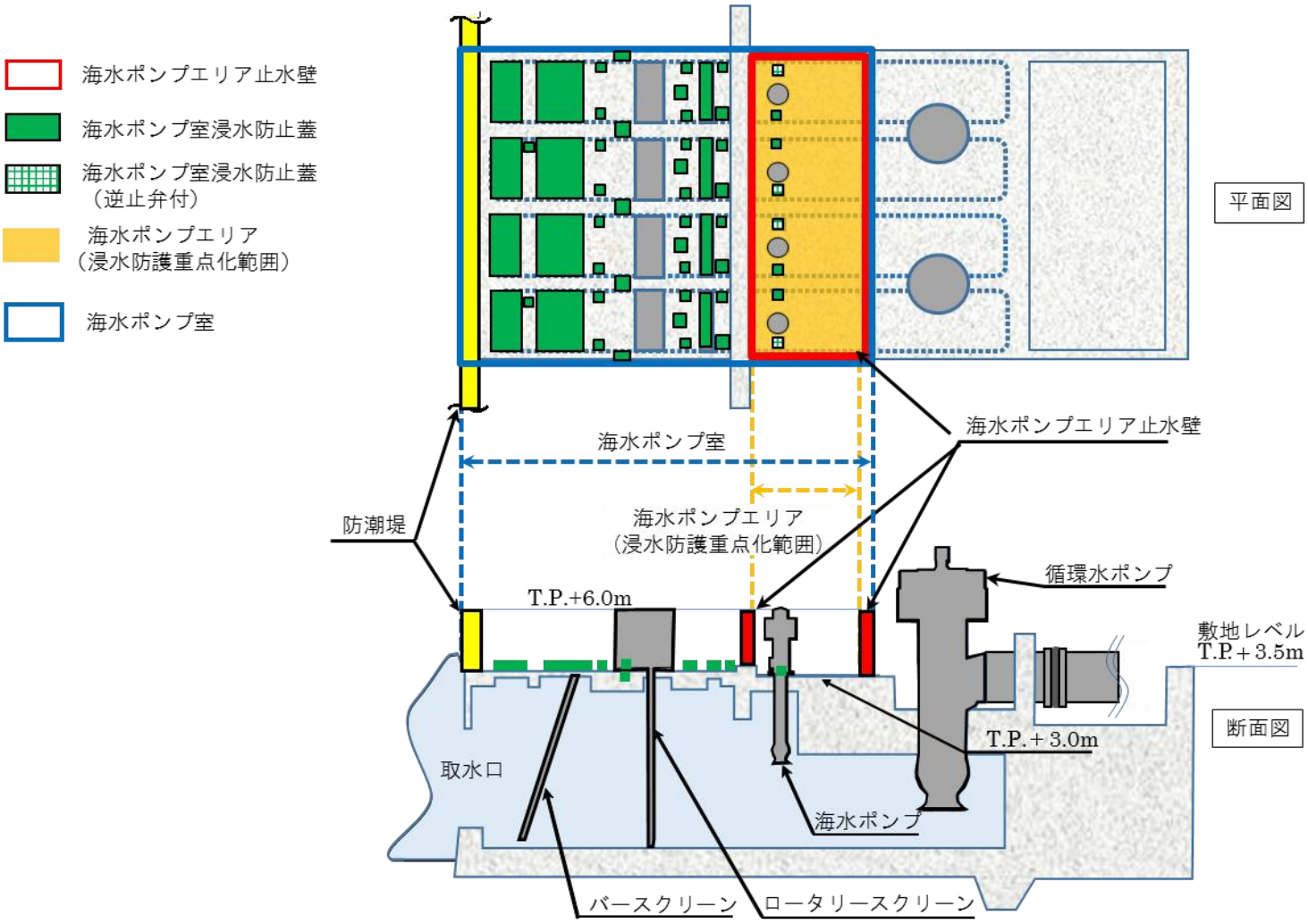


第 1.4.21 図　基準津波５による最高水位分布（ケース１３）

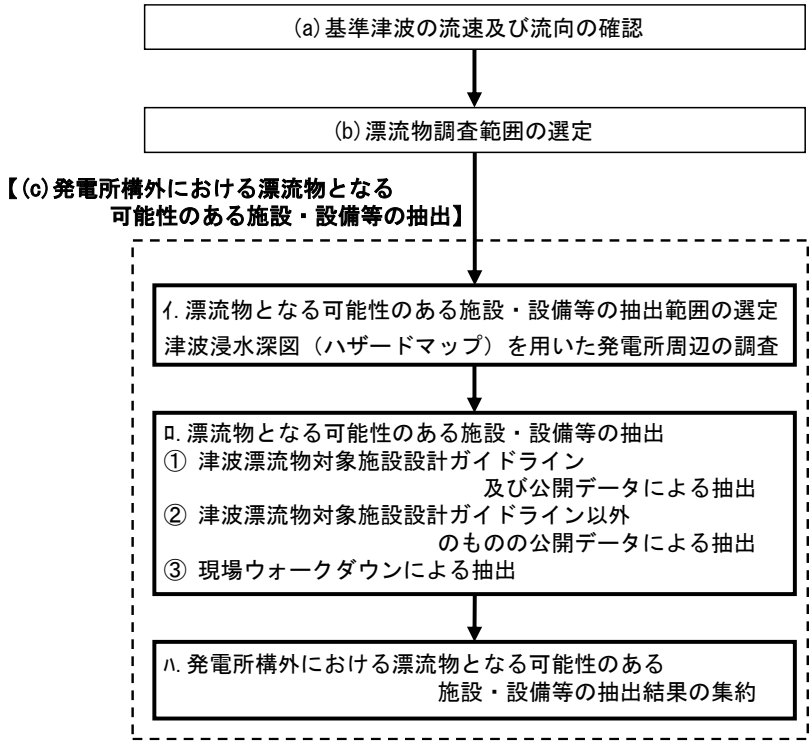
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



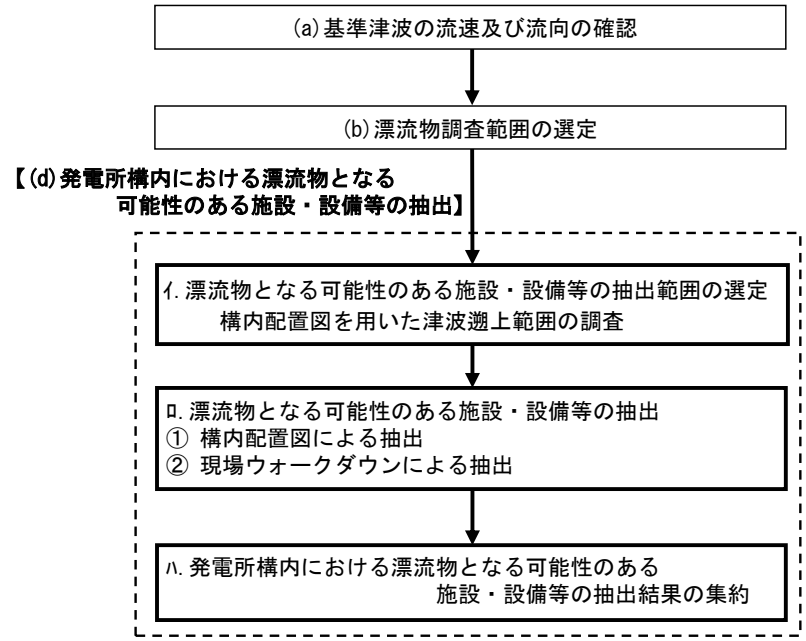
第 1.4.22 図　敷地の特性に応じた津波防護の概要



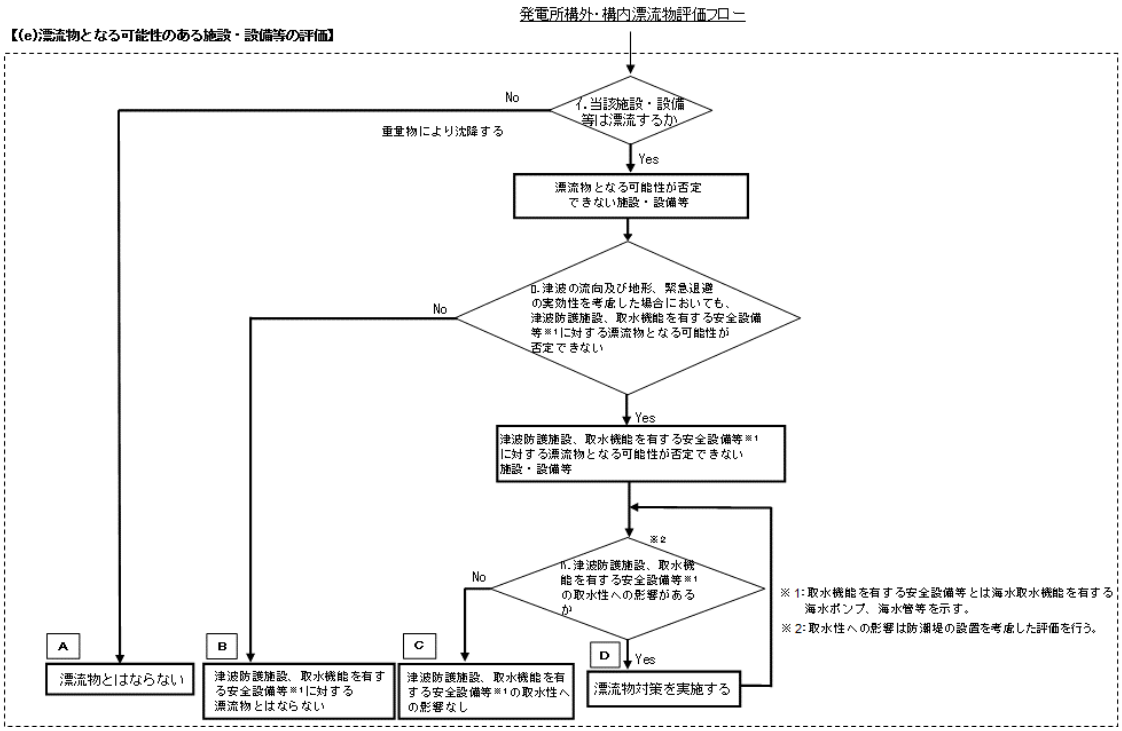
第 1.4.23 図　海水ポンプ室浸水防止設備の概要



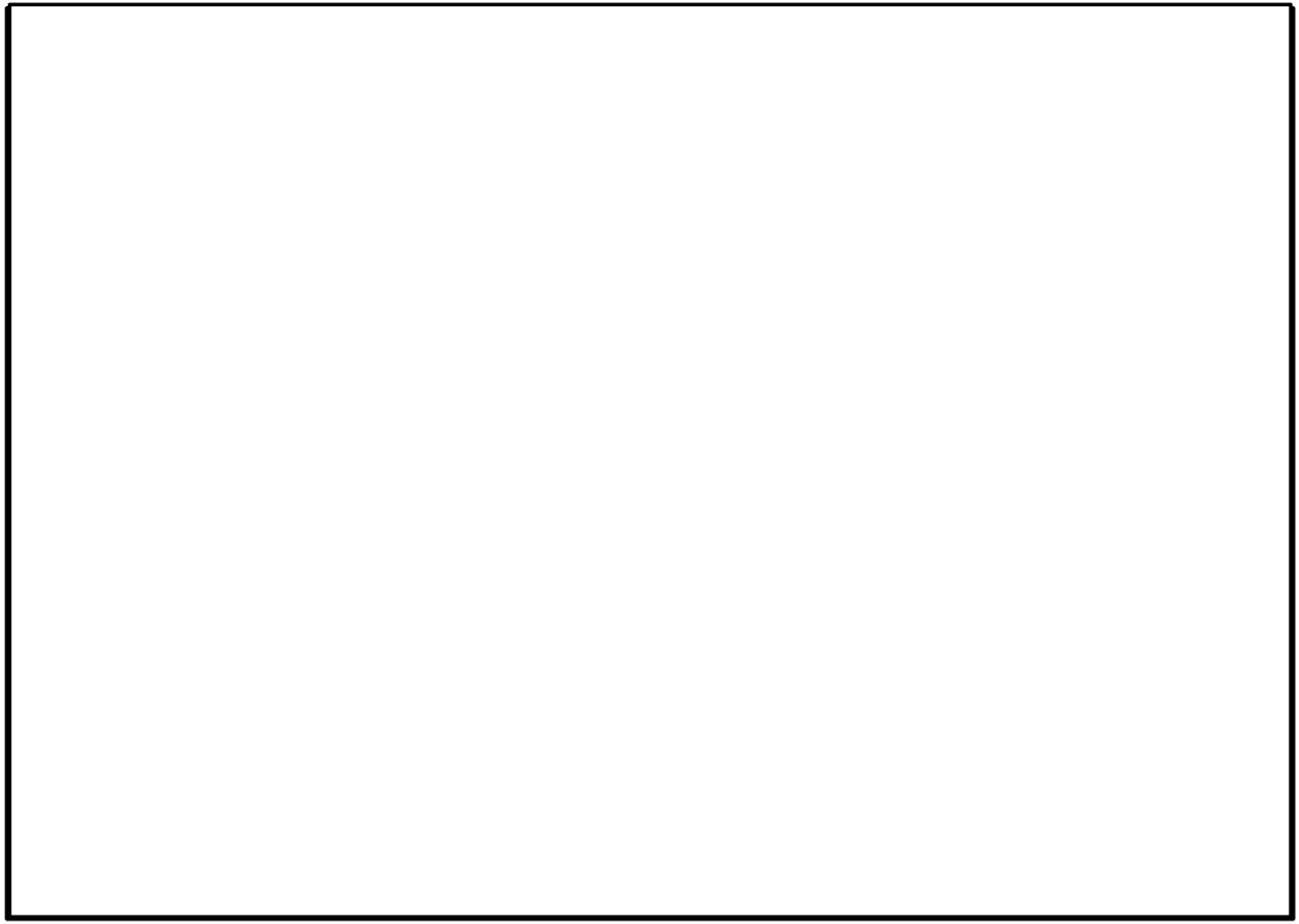
第 1.4.24 図　漂流物評価フロー（構外）



第 1.4.25 図　漂流物評価フロー（構内）

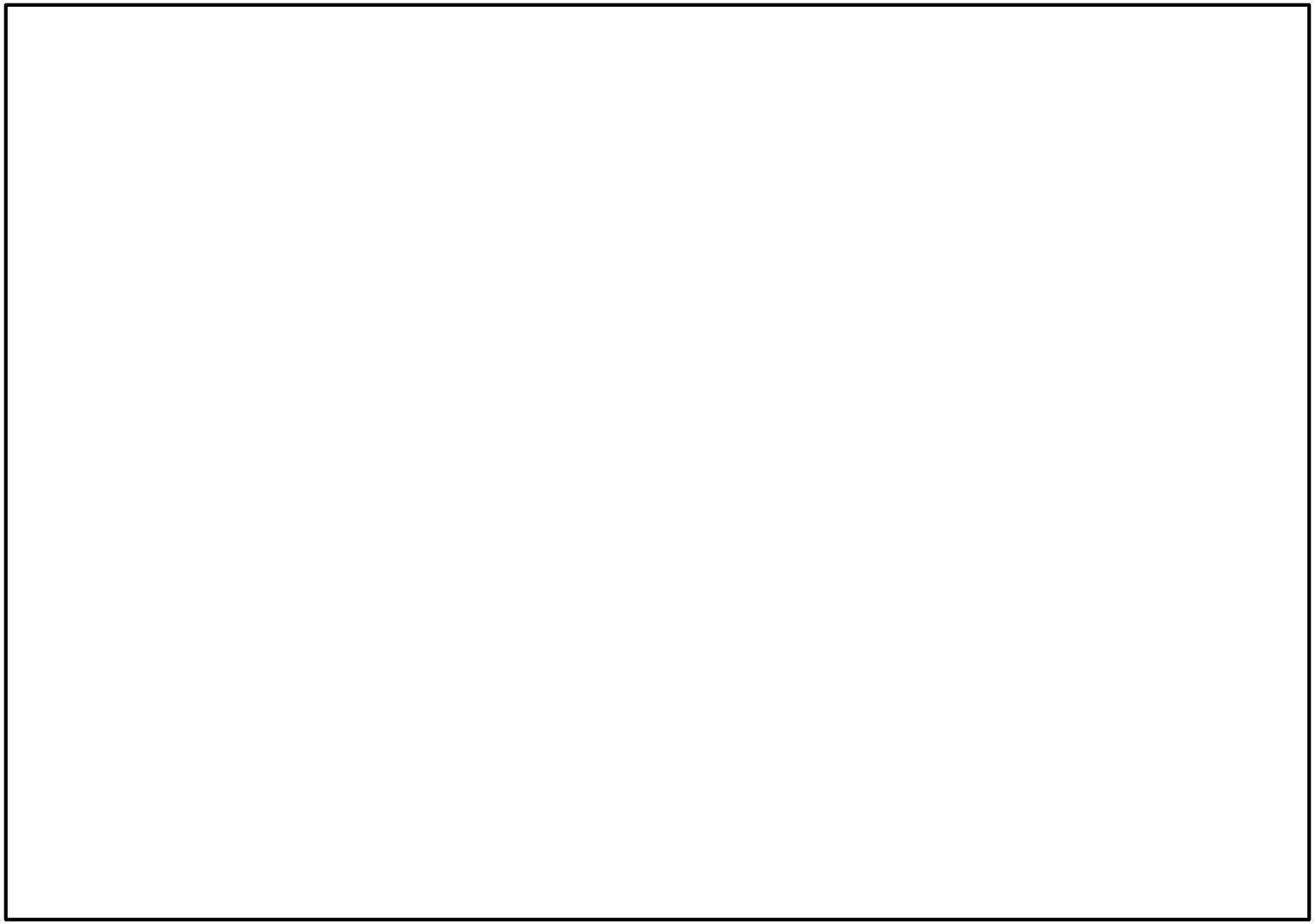


第 1.4.26 図　漂流物評価フロー



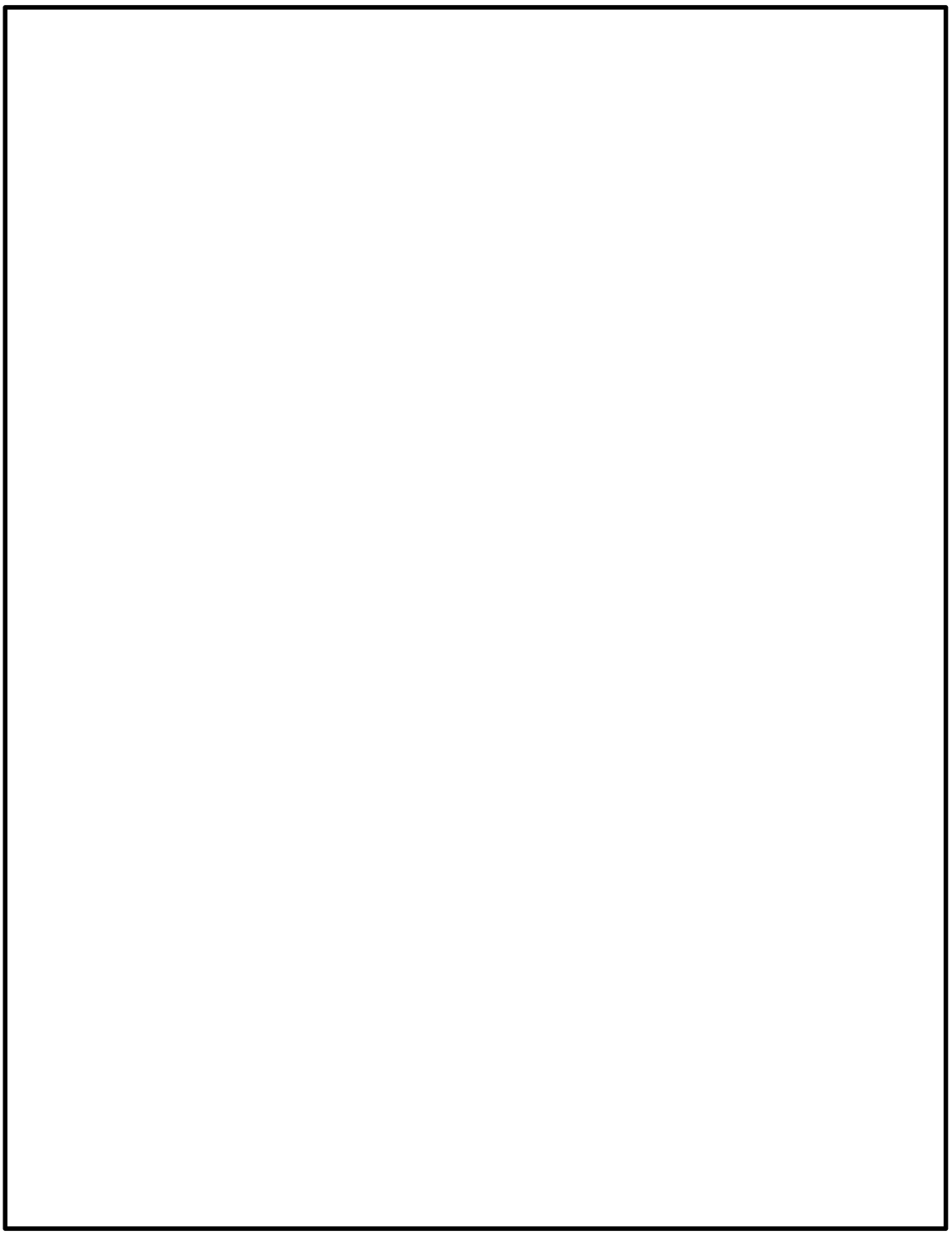
第 1.4.27 図　重大事故等対処施設の津波防護対象範囲

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



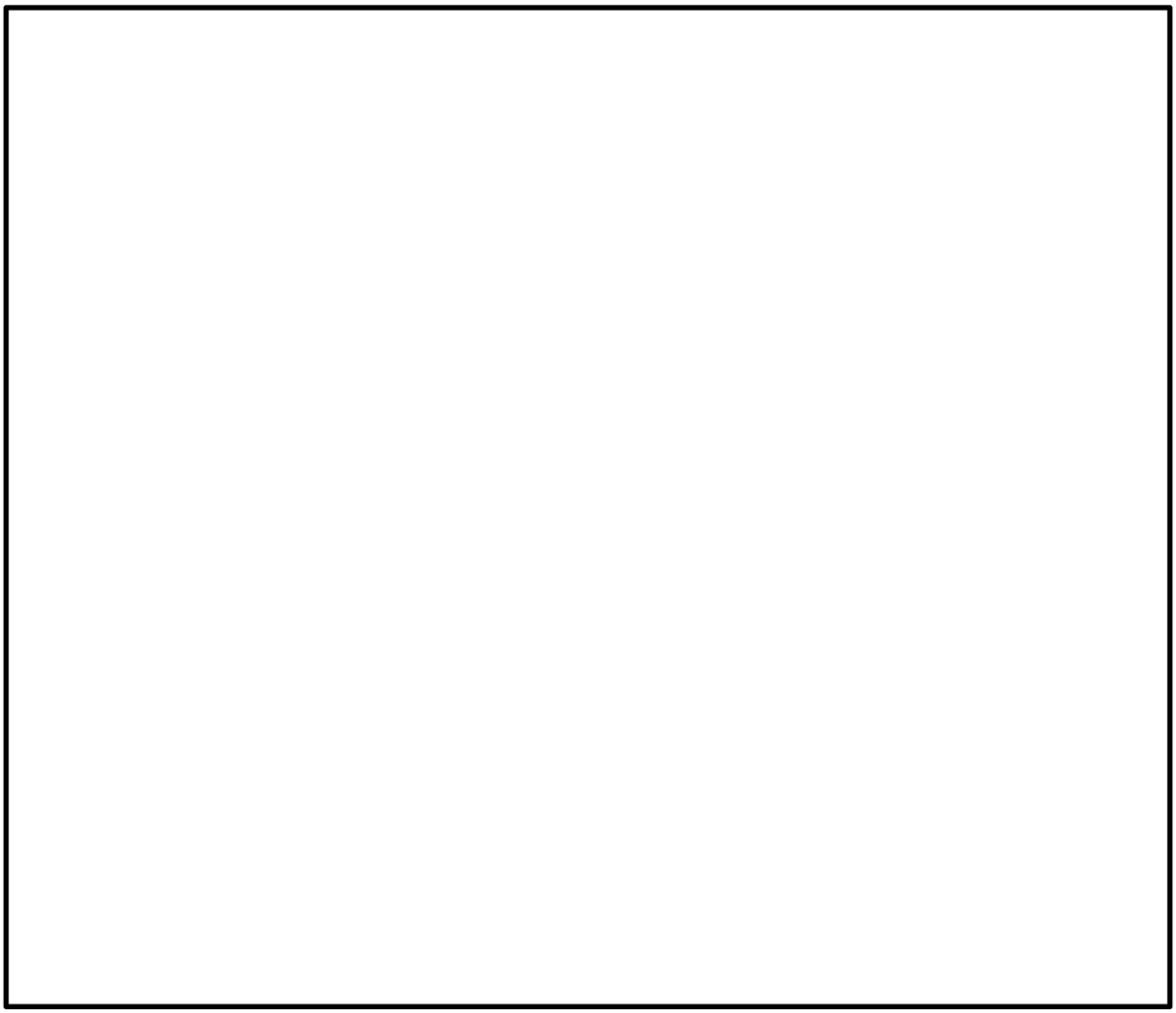
第 1.4.28 図　特定重大事故等対処施設の津波防護対象範囲

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



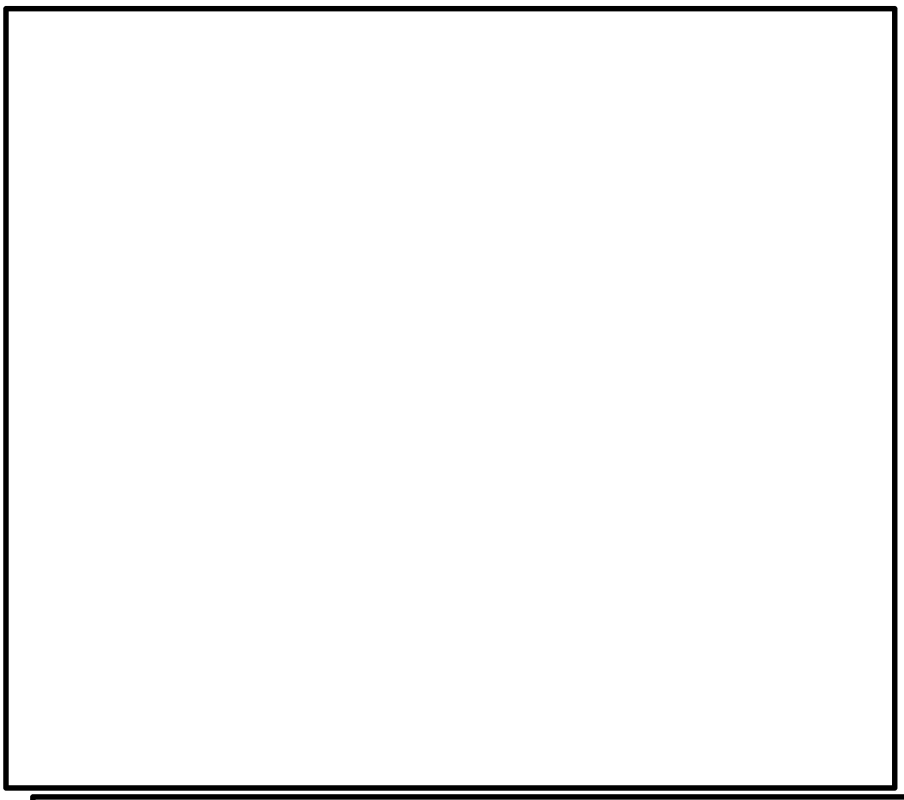
第 1.4.29 図　入力津波波形

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



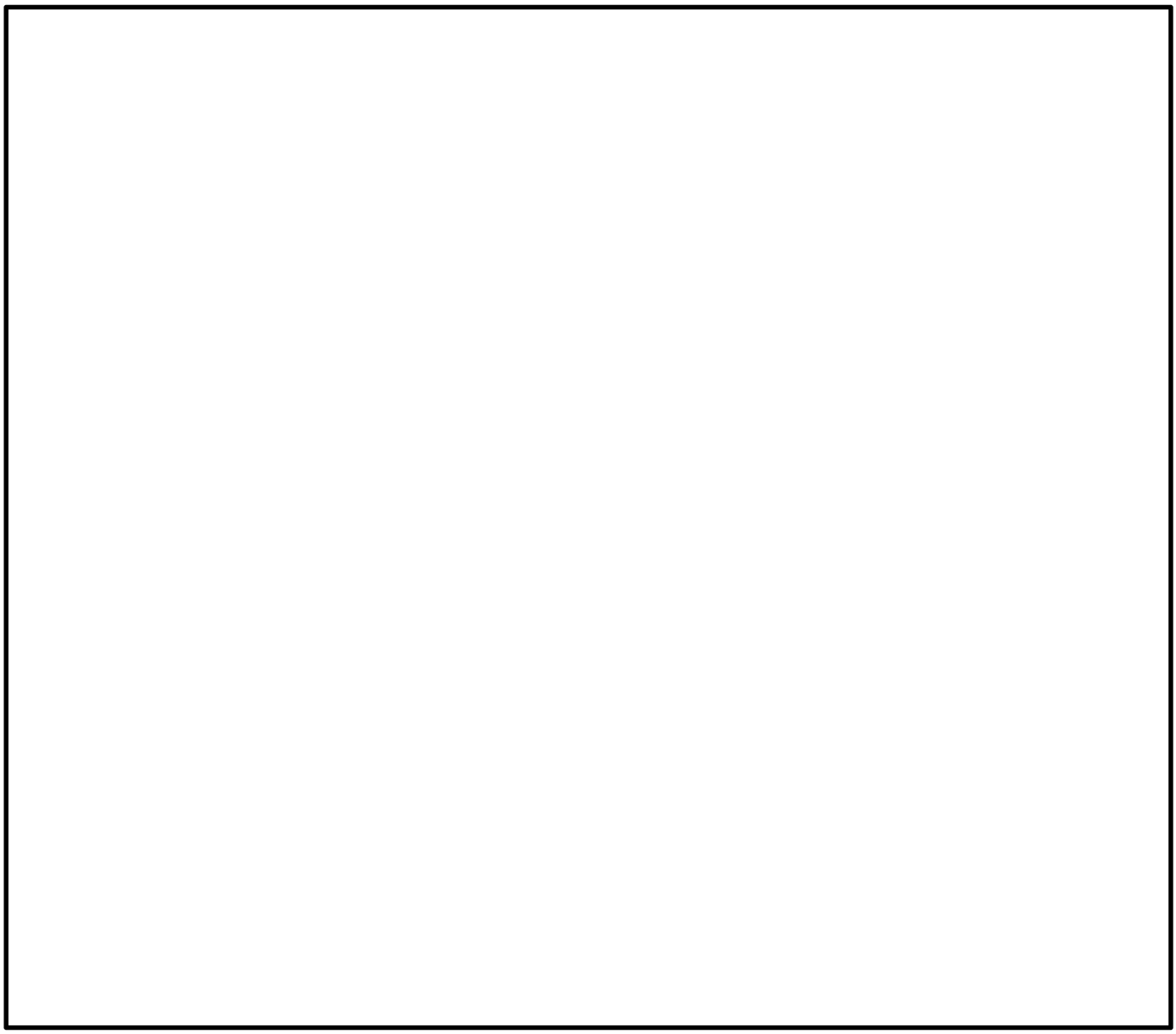
第 1.4.30 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



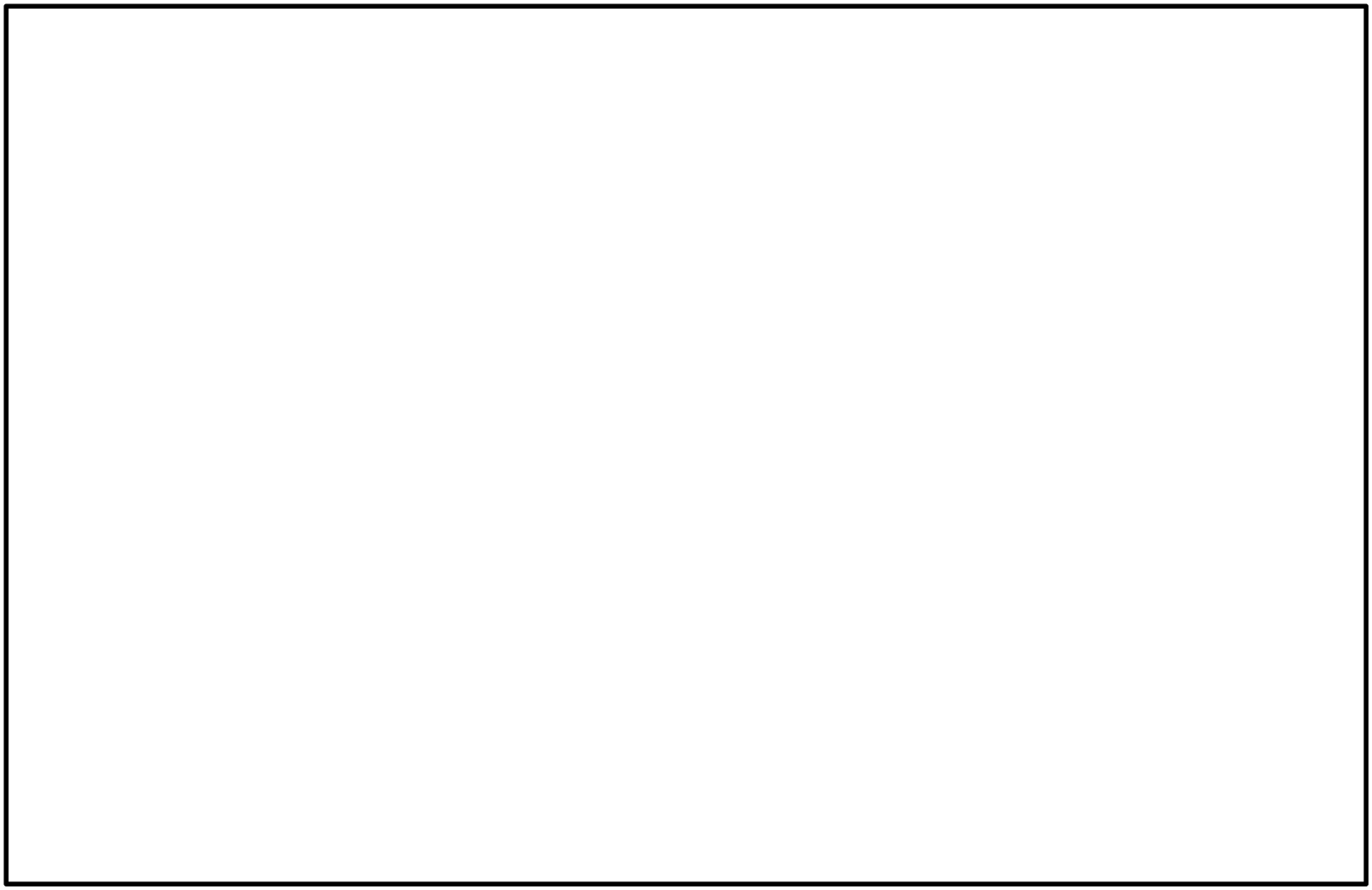
第 1.4.31 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



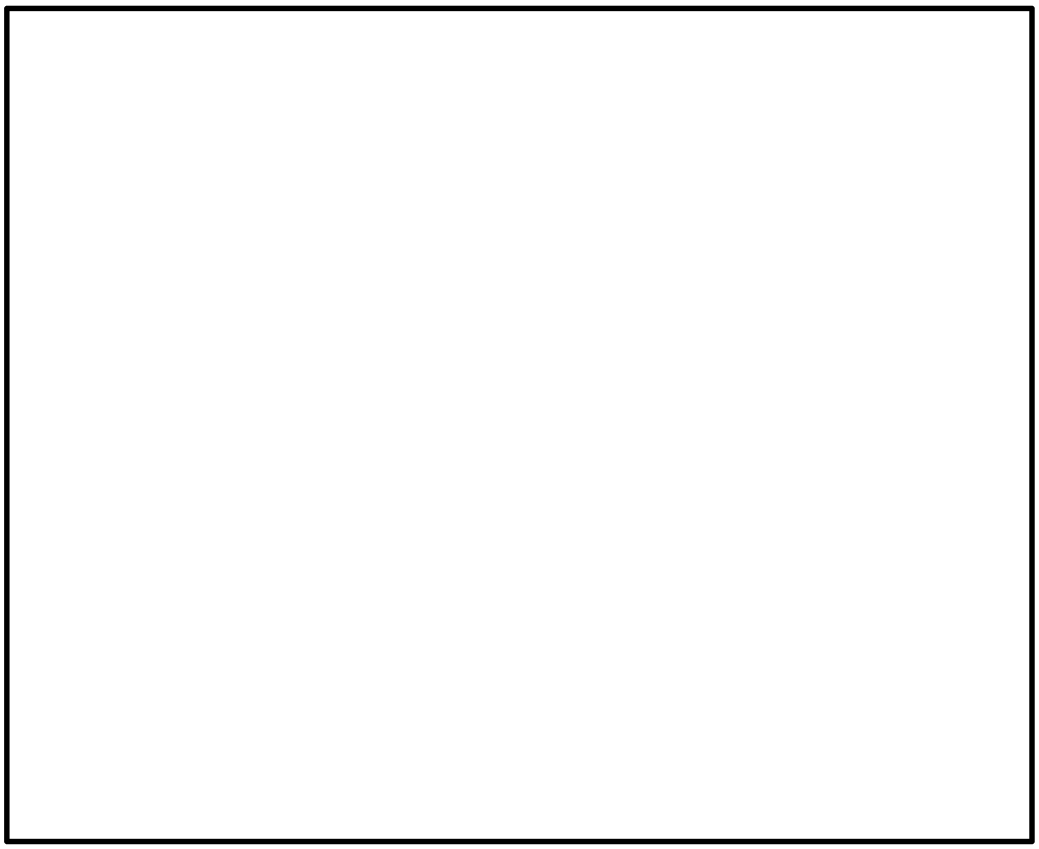
第 1.4.32 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

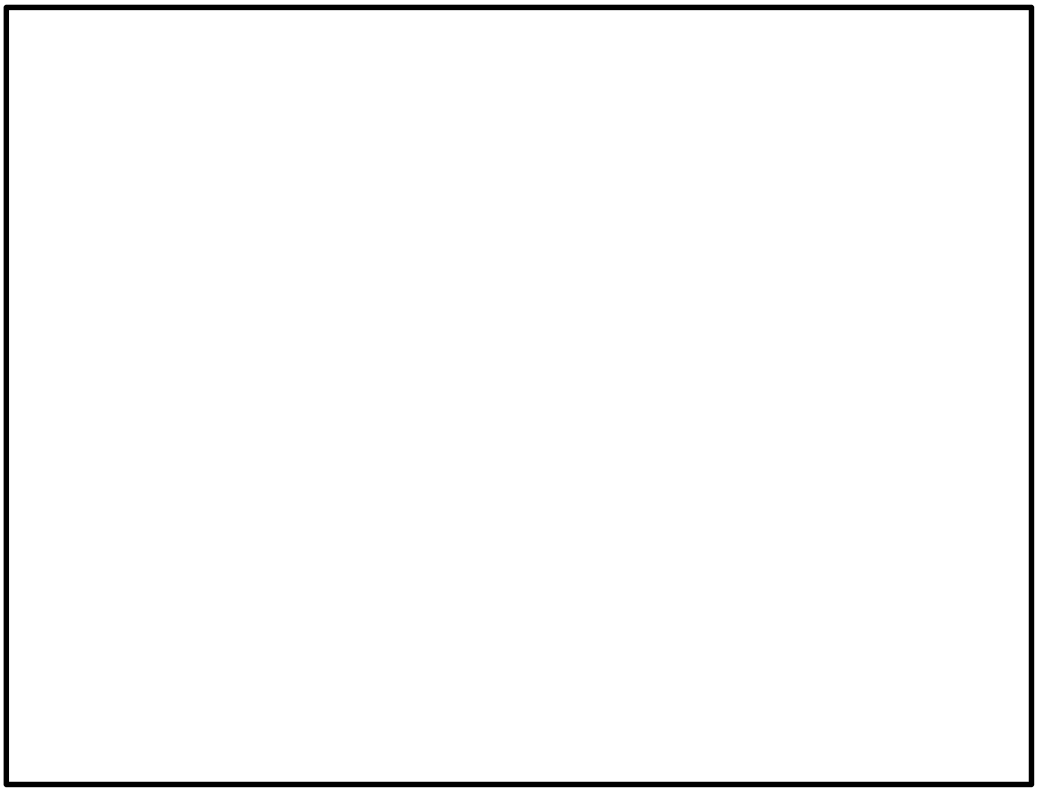


第 1.4.33 図　特定重大事故等対処施設の敷地の特性に応じた津波防護の概要

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

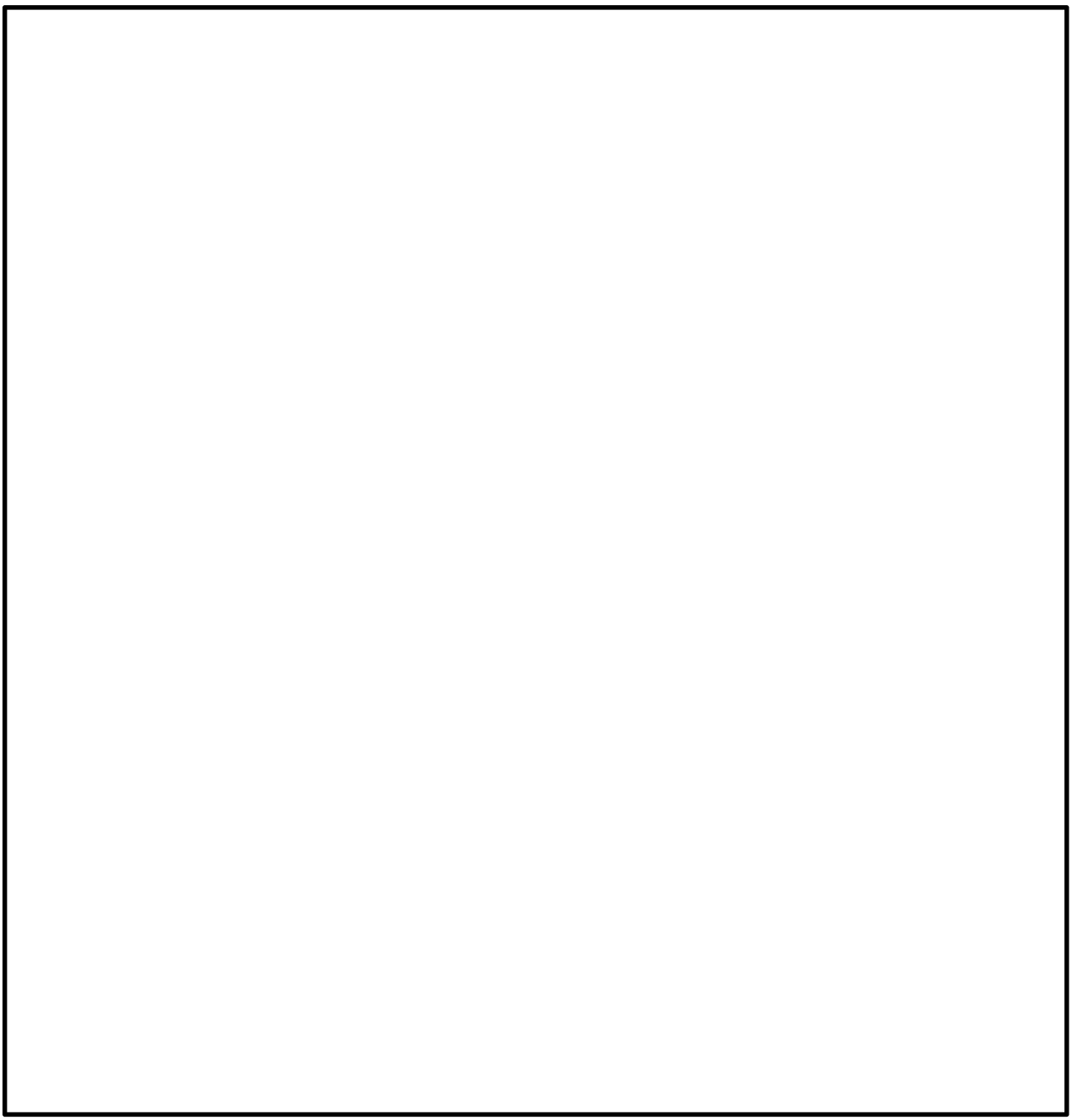


第 1.4.34 図　基準津波に対する漂流物評価フロー（構外）



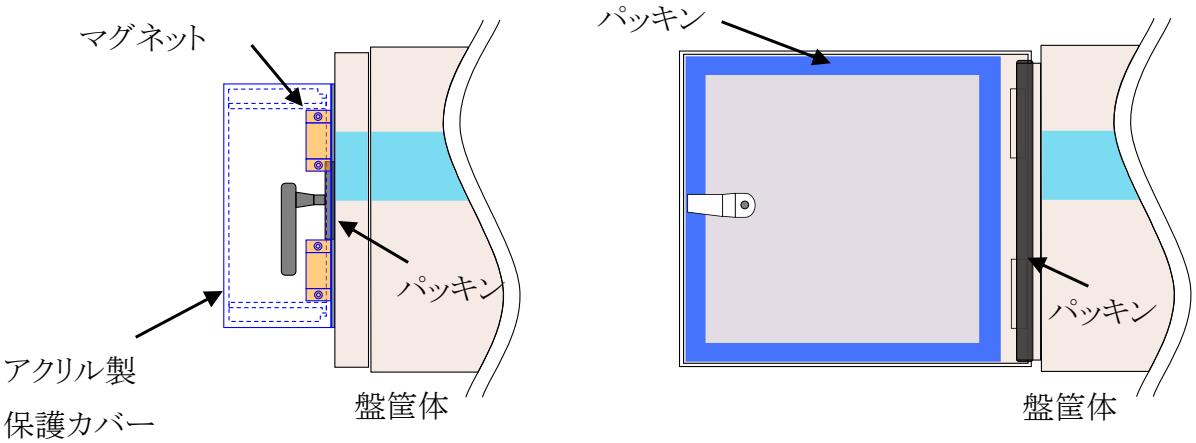
第 1.4.35 図　基準津波に対する漂流物評価フロー（構内）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

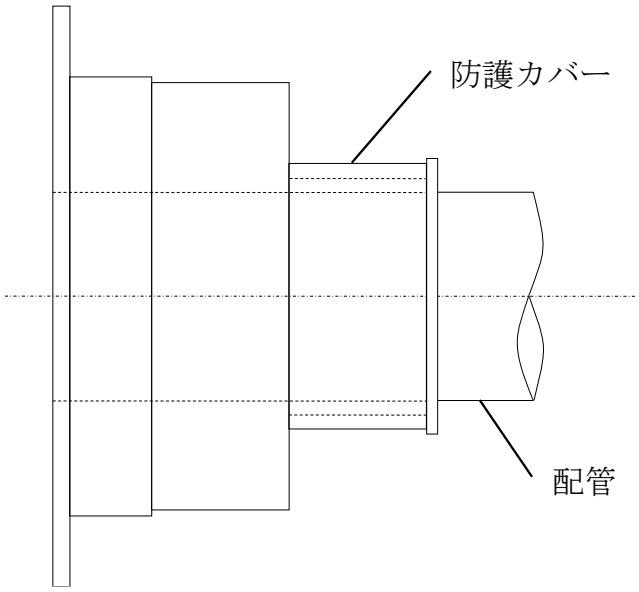


第 1.4.36 図　基準津波に対する漂流物評価フロー

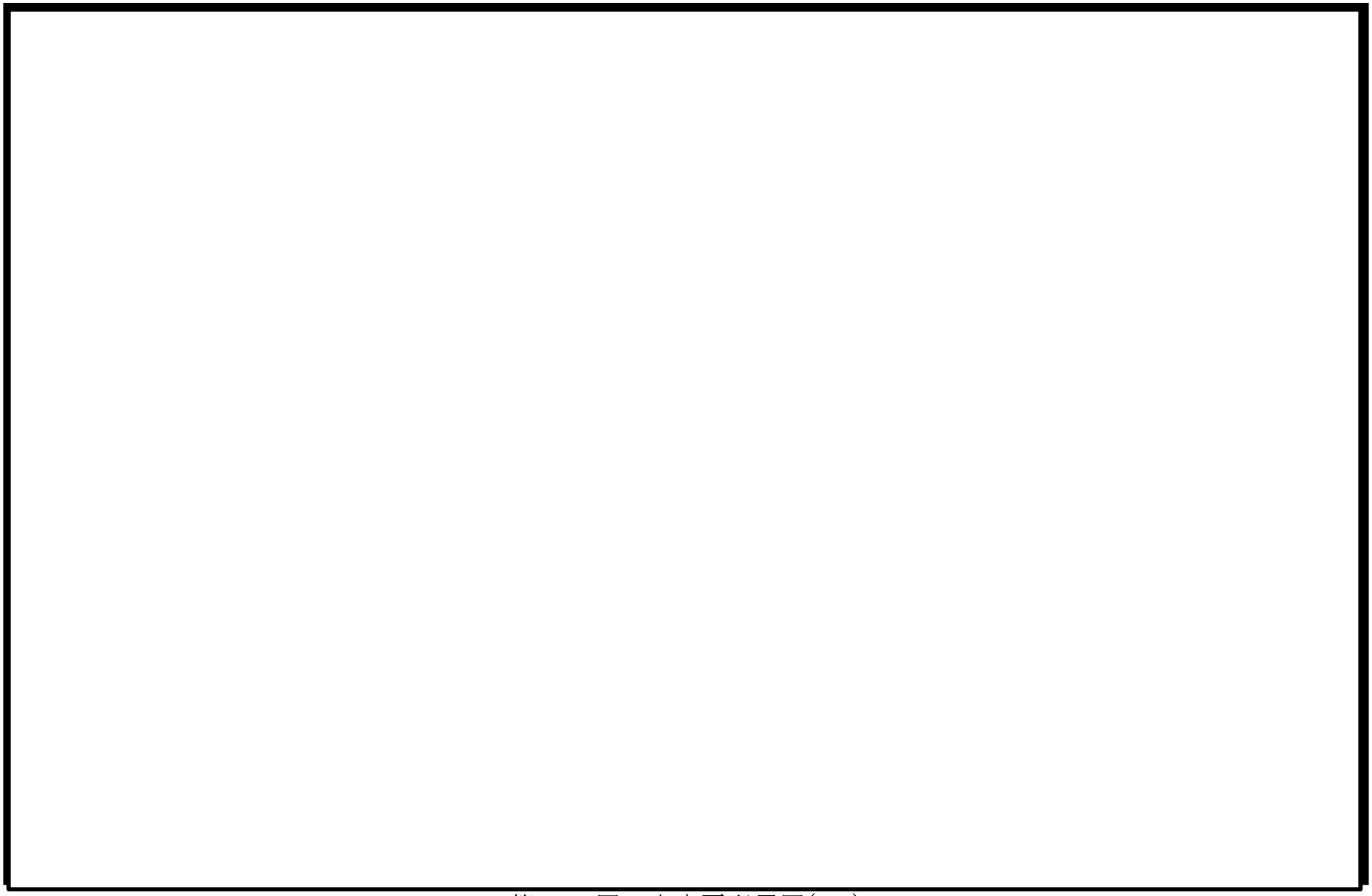
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第1.6.1図　保護カバー等の概要

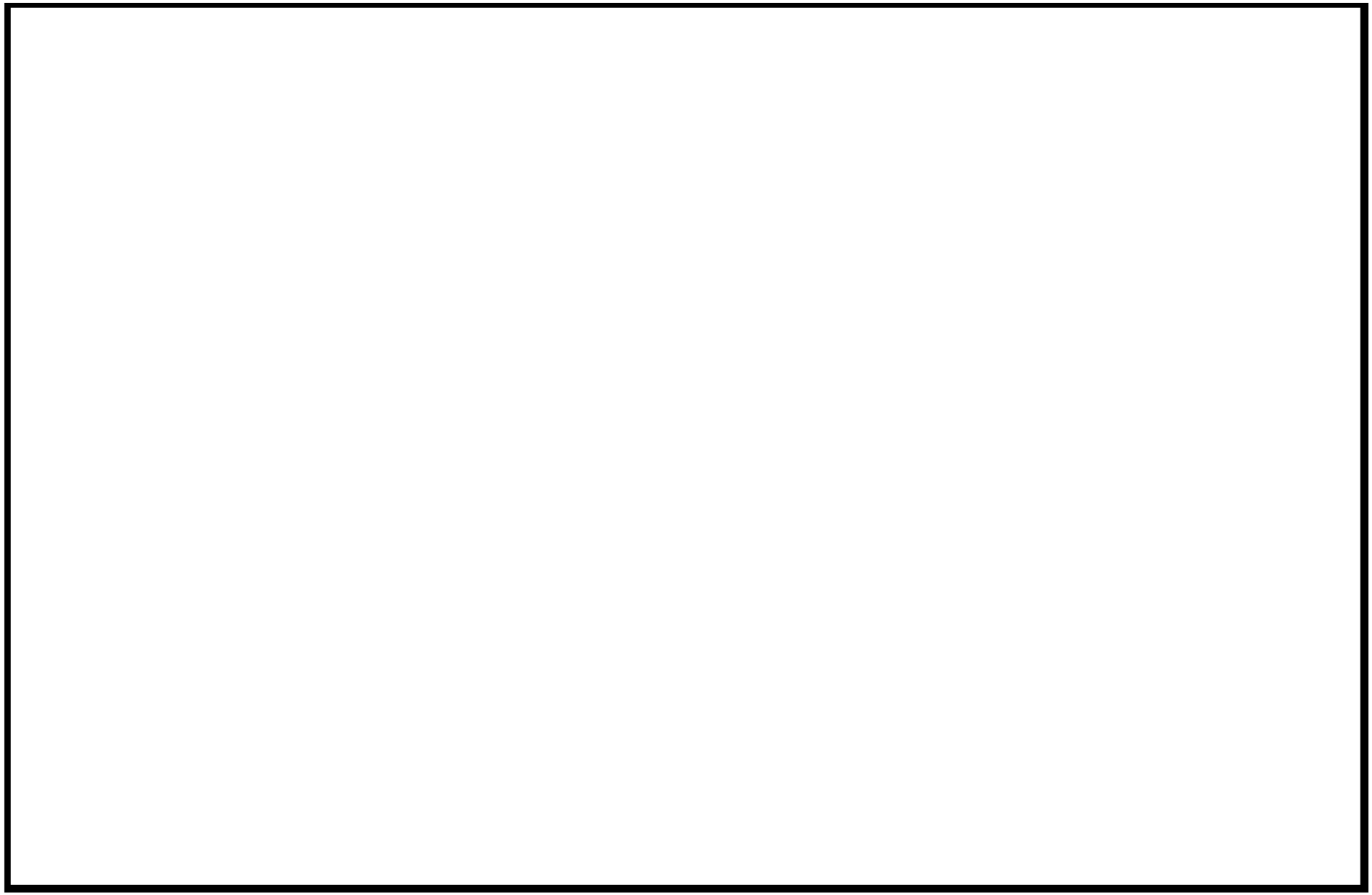


第1.6.2図　防護カバーの概要



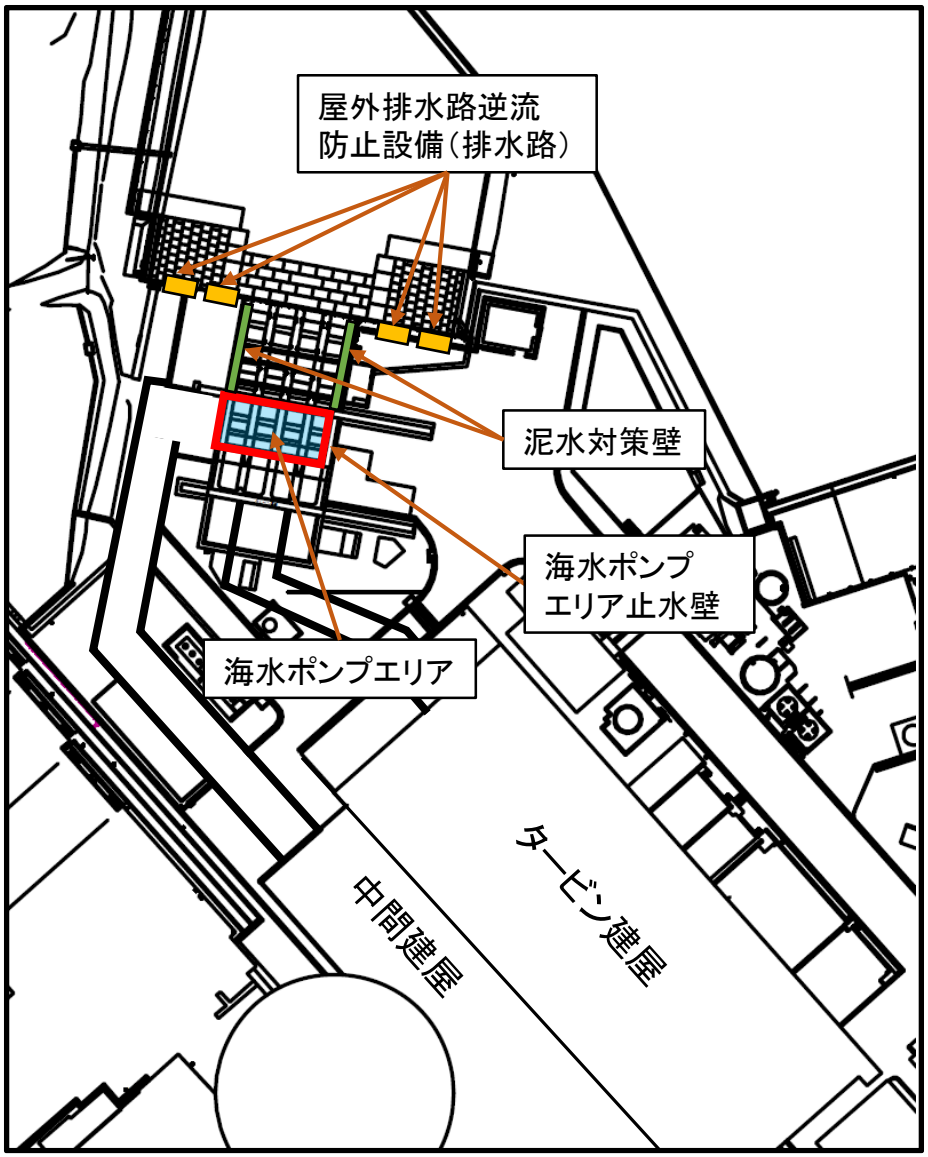
第1.6.3図　水密扉配置図(1/2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

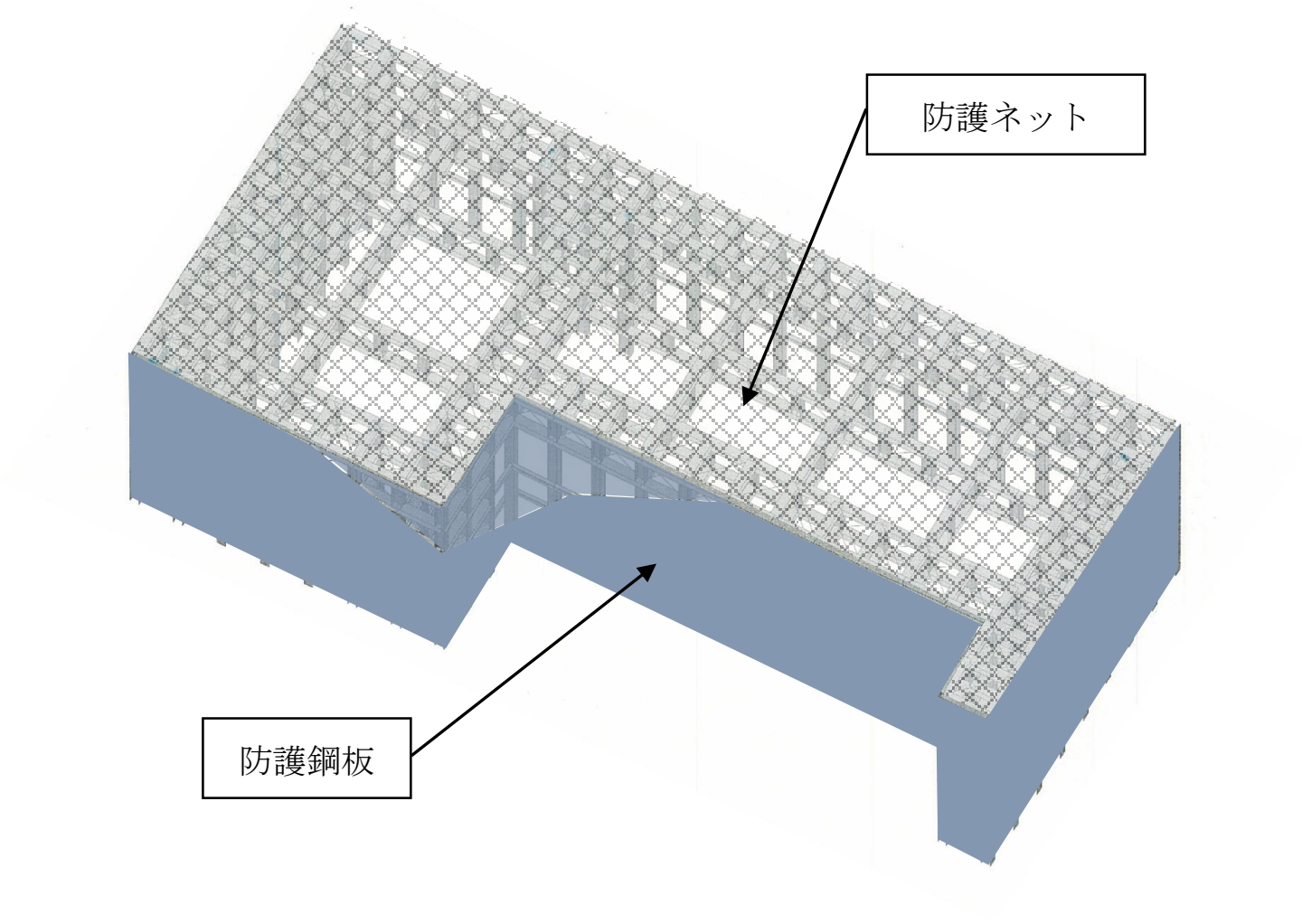


第1.6.3図　水密扉配置図(2/2)

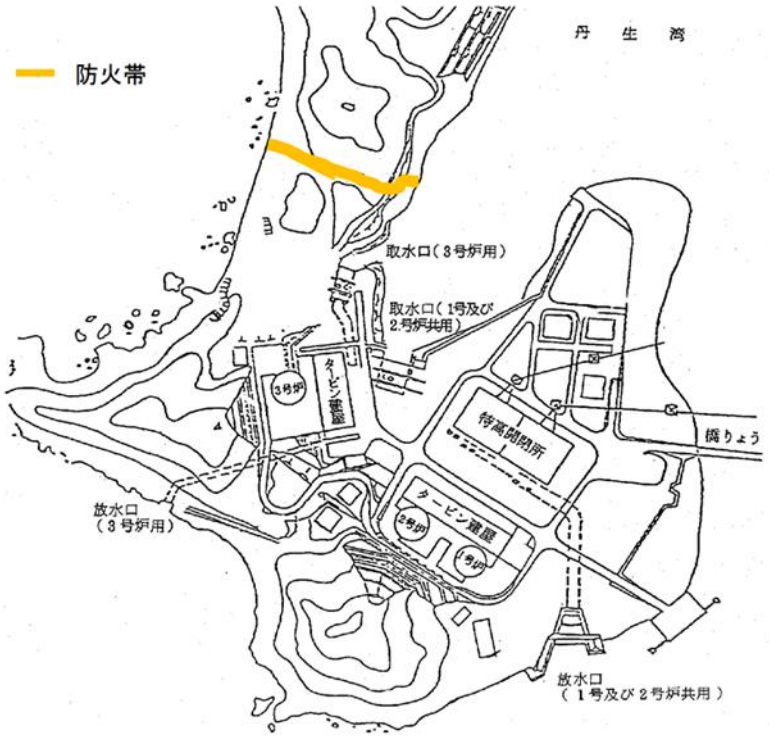
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



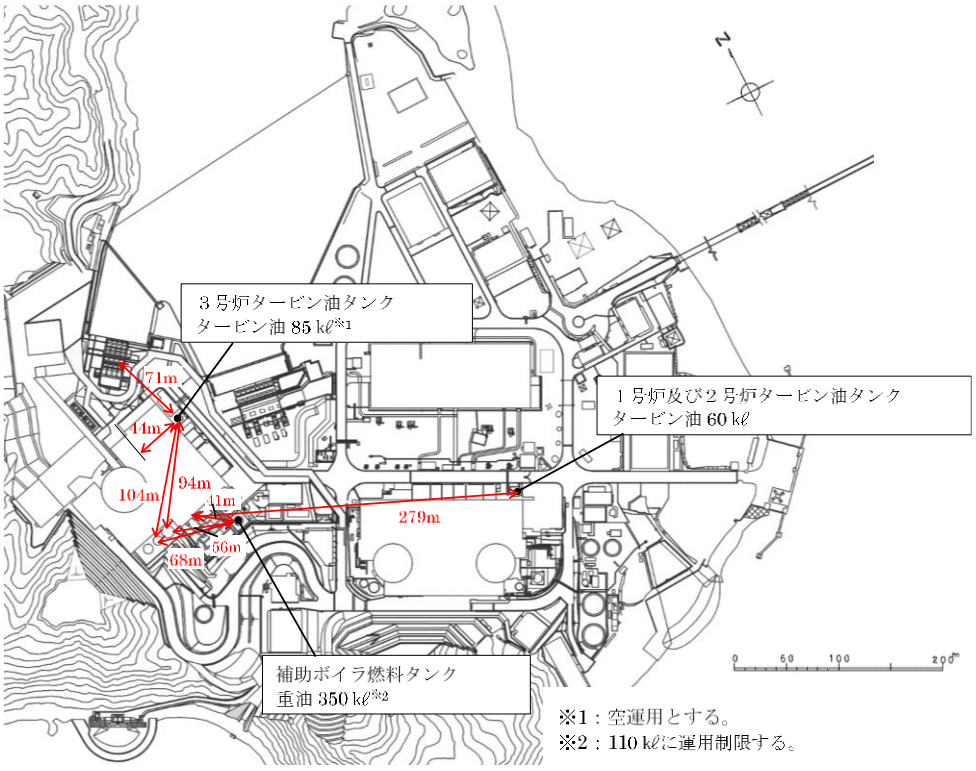
第1.6.4図　海水ポンプエリア止水壁他配置図



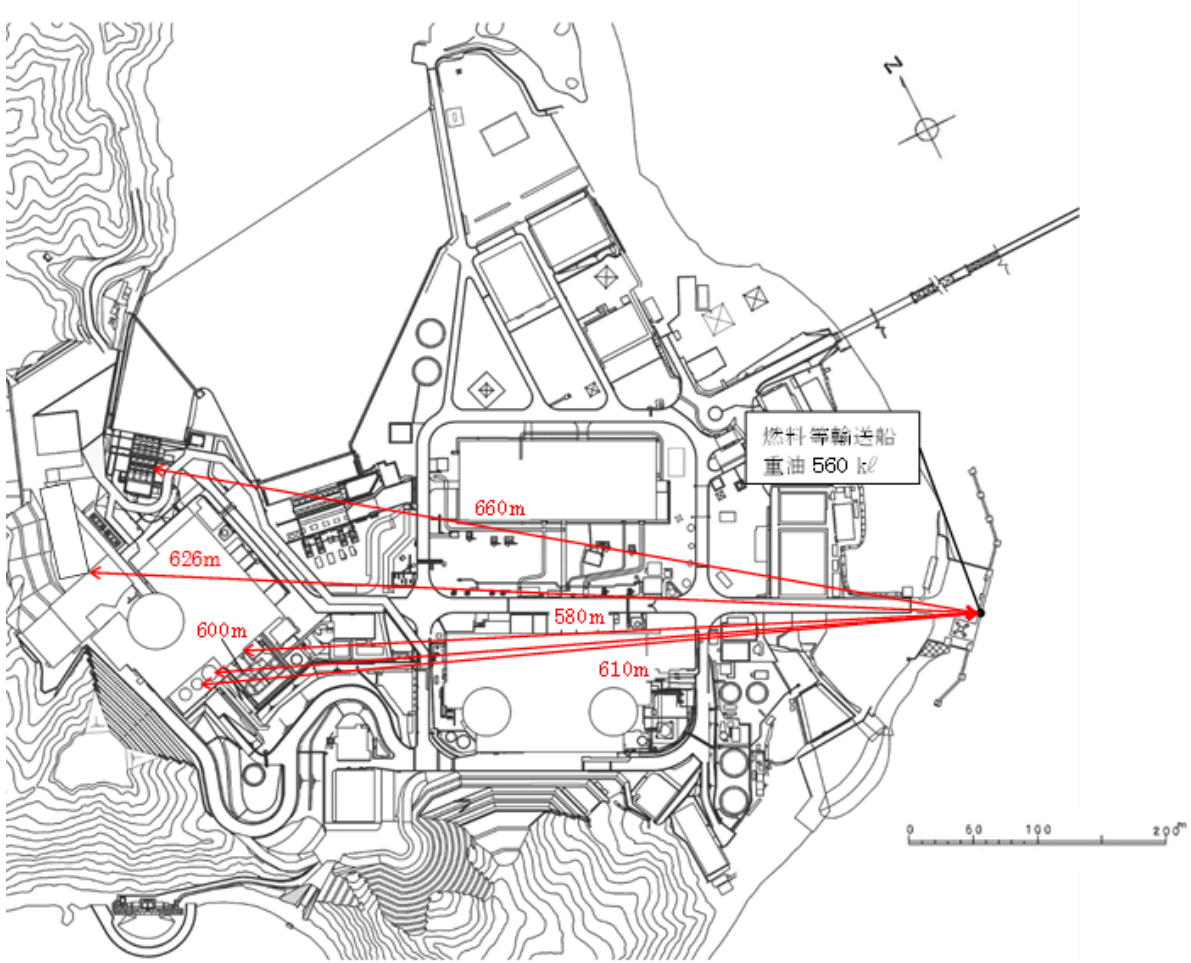
第1.7.1図　竜巻飛来物防護対策設備概念図



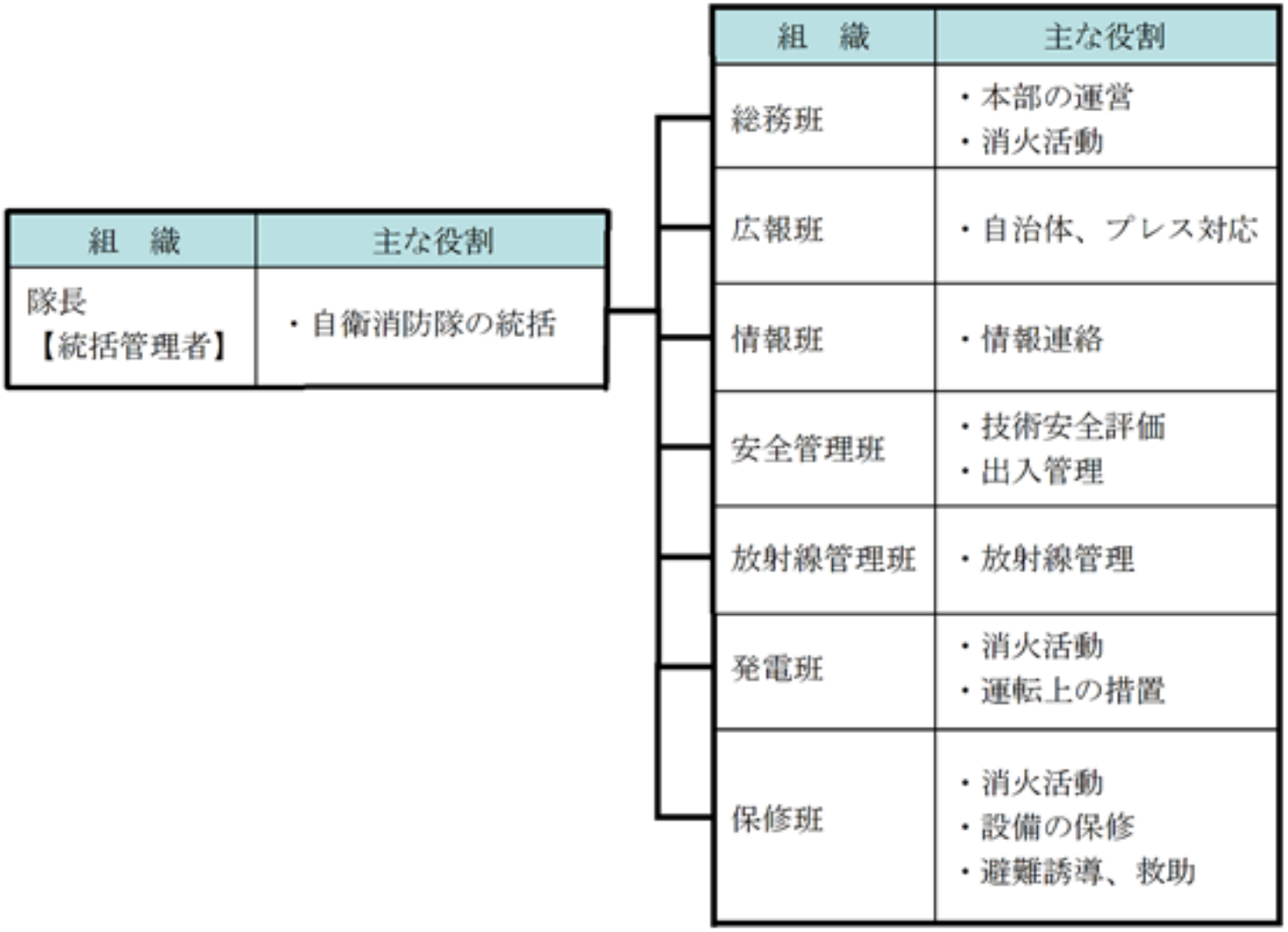
第1.9.1図　防火帯設置図



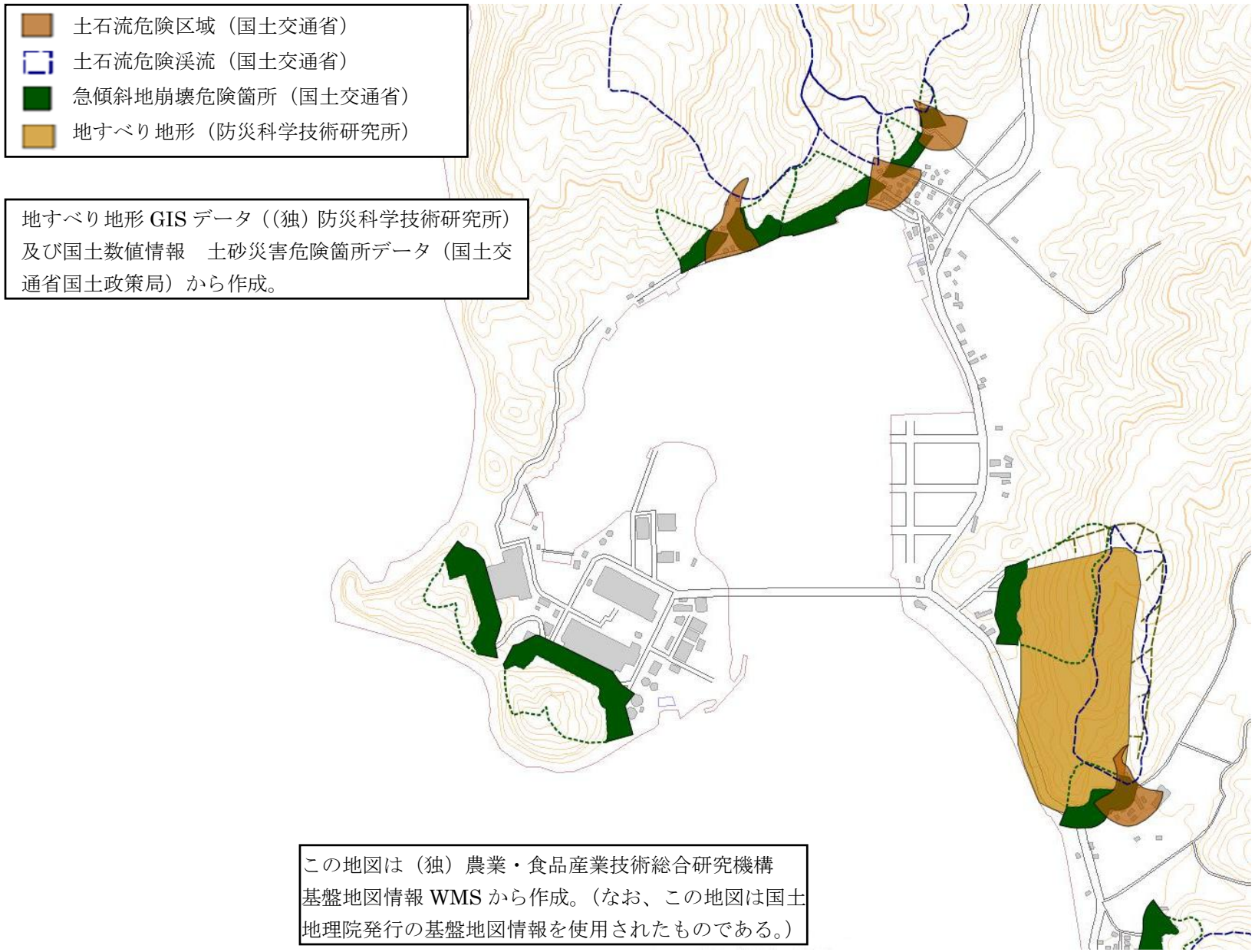
第1.9.2図　危険物タンク配置図



第 1.9.3 図　船舶配置図



第 1.9.4 図　自衛消防隊体制図



第 1.11.7.1 図　発電所周辺における地滑り地形分布図

2. プラント配置

発電所内には、下記の建物及び構築物を設ける。各建屋及び構築物は、運転及び保守に便利であり、かつ、安全を十分考慮に入れた配置とする。

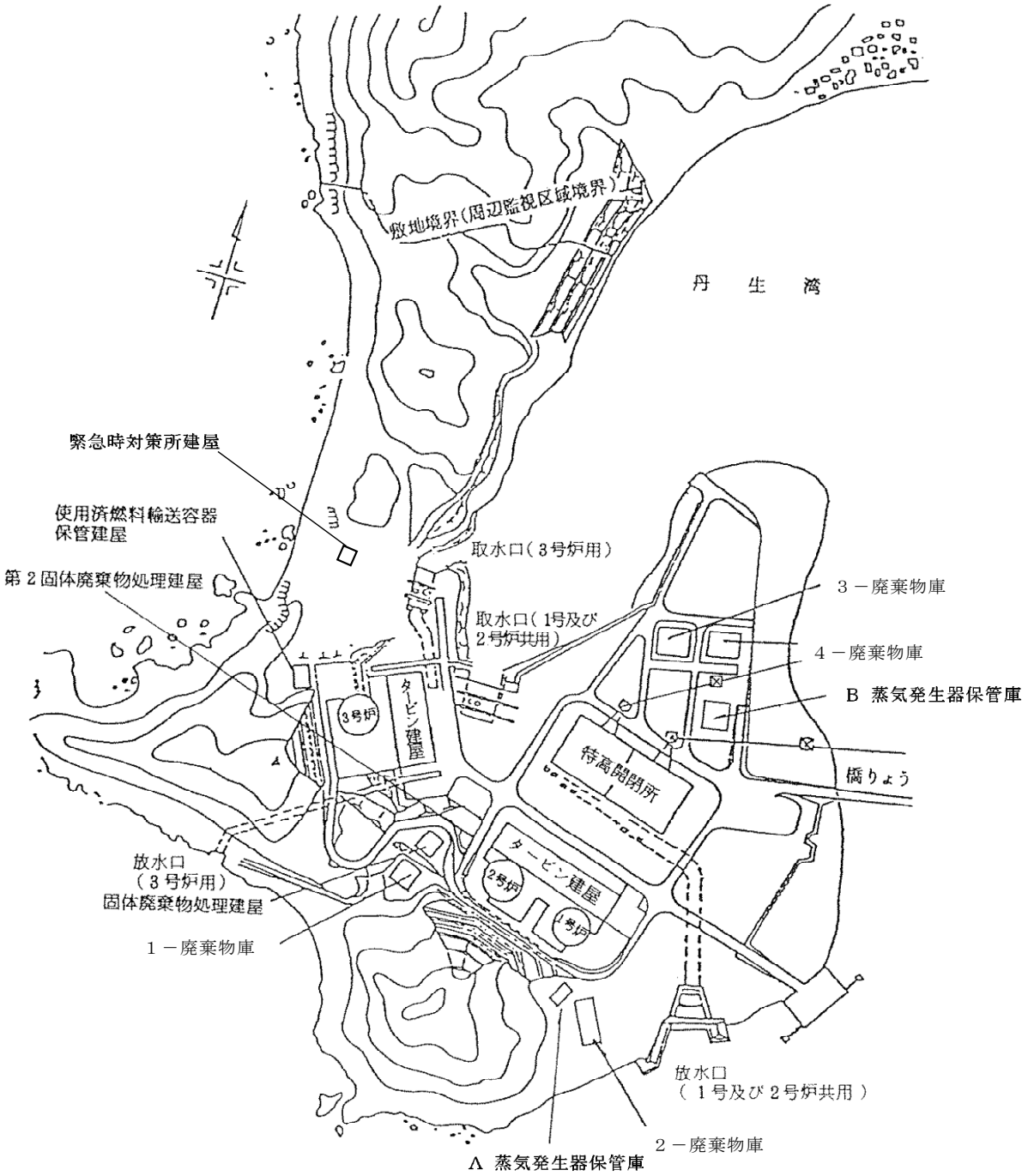
(1) 原子炉格納容器
(2) 原子炉補助建屋（一部１号、２号及び３号炉共用）
(3) タービン建屋
(4) 屋内式開閉所（一部１号、２号及び３号炉共用）
(5) サービス建屋（１号、２号及び３号炉共用）
(6) 固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）
(7) 第２固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）
(8) 固体廃棄物貯蔵庫（１号、２号及び３号炉共用）
(9) 使用済燃料輸送容器保管建屋（１号、２号及び３号炉共用）
(10) 蒸気発生器保管庫（１号、２号及び３号炉共用、既設、並びに１号、２号及び３号炉共用）
(11) 取水口
(12) 放水口
(13) 岸壁（１号、２号及び３号炉共用）
(14) 緊急時対策所建屋
(15) [redacted]
(16) [redacted]

発電所全体配置図は、第 2.1 図に示すとおりである。

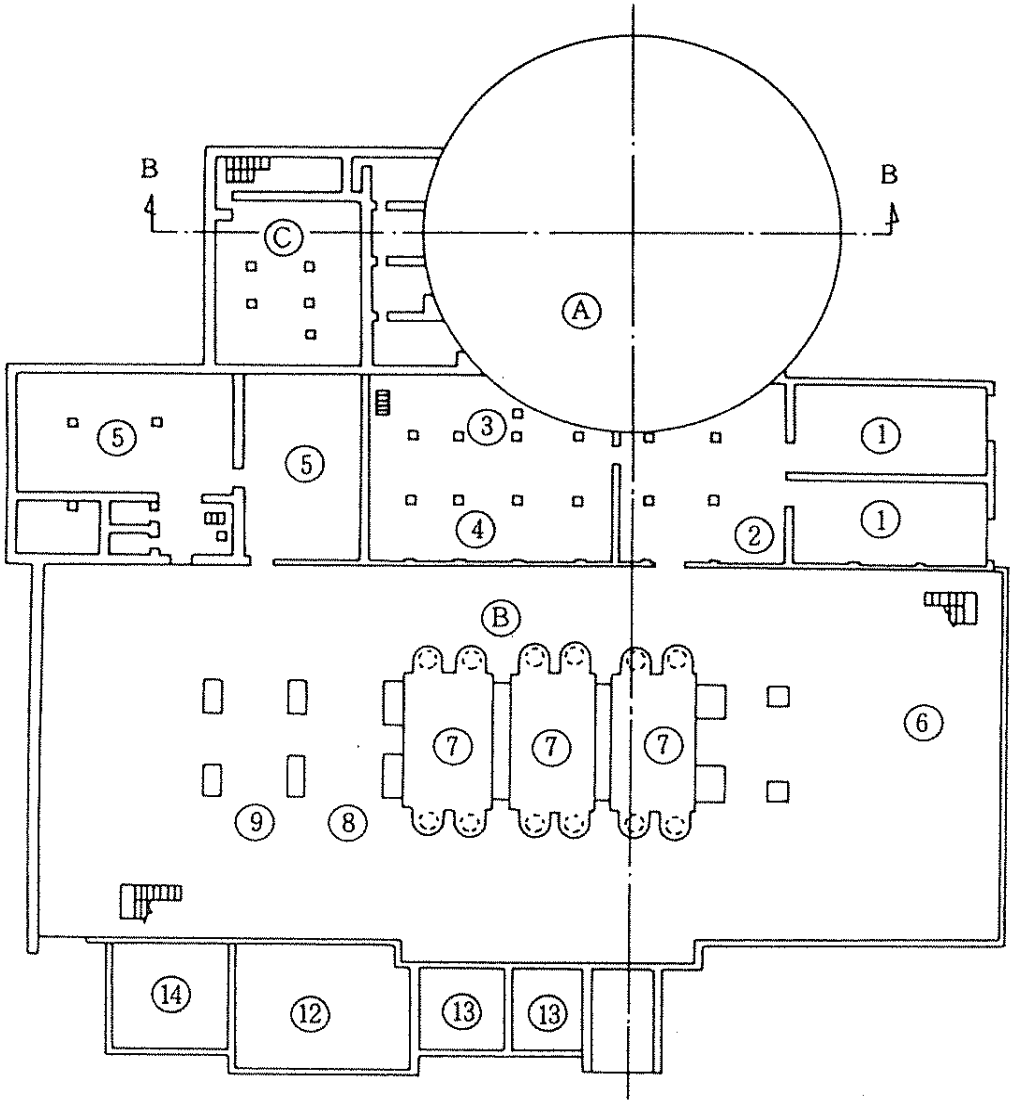
建屋内の機器配置図は、第 2.2 図～第 2.8 図に示す。

特定重大事故等対処施設を含む全体配置図を第 2.9 図に示す。

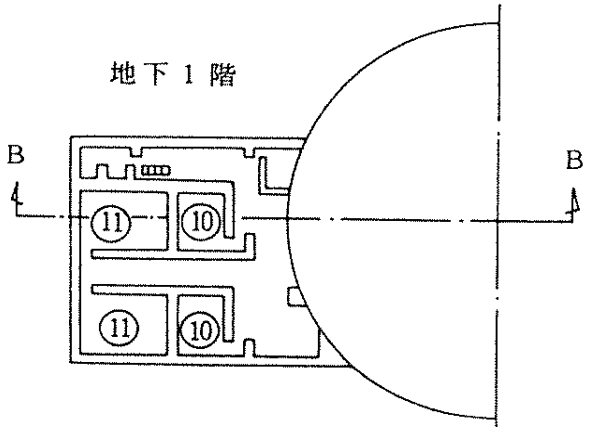
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



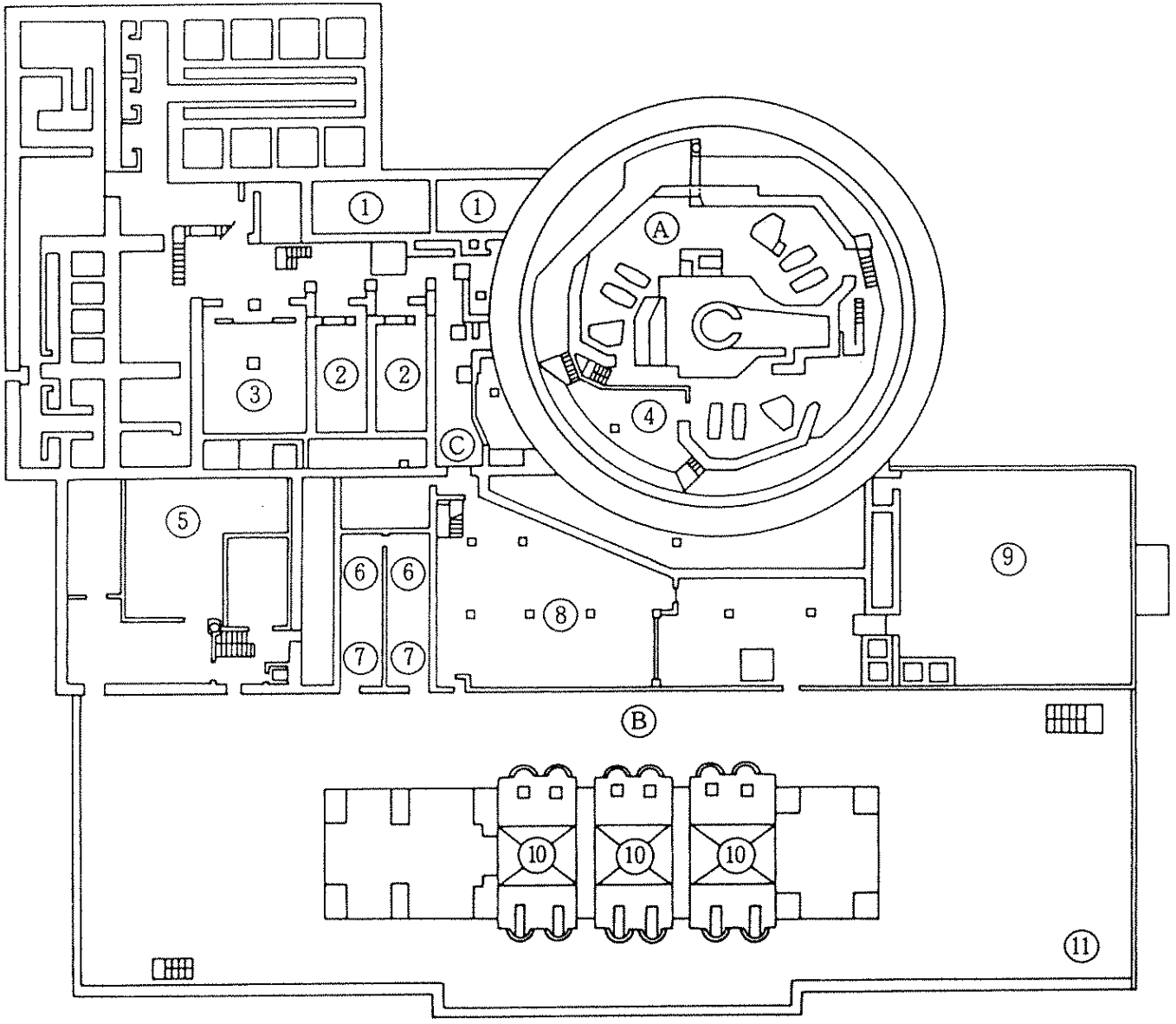
第 2.1 図　発電所全体配置図



A	原子炉格納施設基礎
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	ジーゼル発電機室
2	補助給水ポンプ
3	計器用空気圧縮設備
4	一次系冷却水クーラ
5	スイッチギヤ室
6	給水ポンプ
7	復　水　器
8	復水器真空ポンプ
9	復水ポンプ
10	余熱除去ポンプ室
11	格納容器スプレポンプ室
12	主 変 圧 器
13	所内変圧器
14	起動変圧器

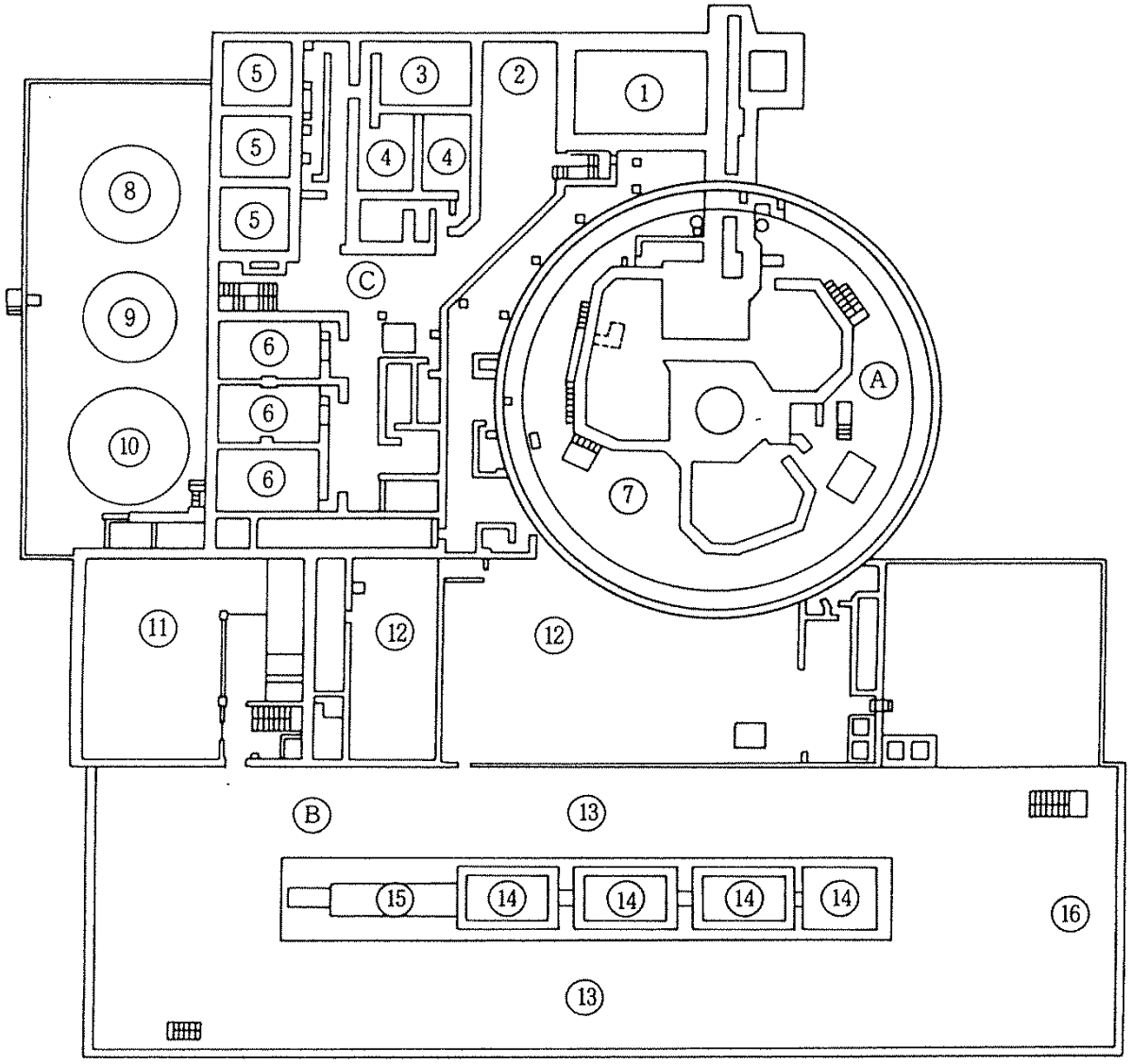


第2.2図　主要建屋平面図（１階、地下１階）



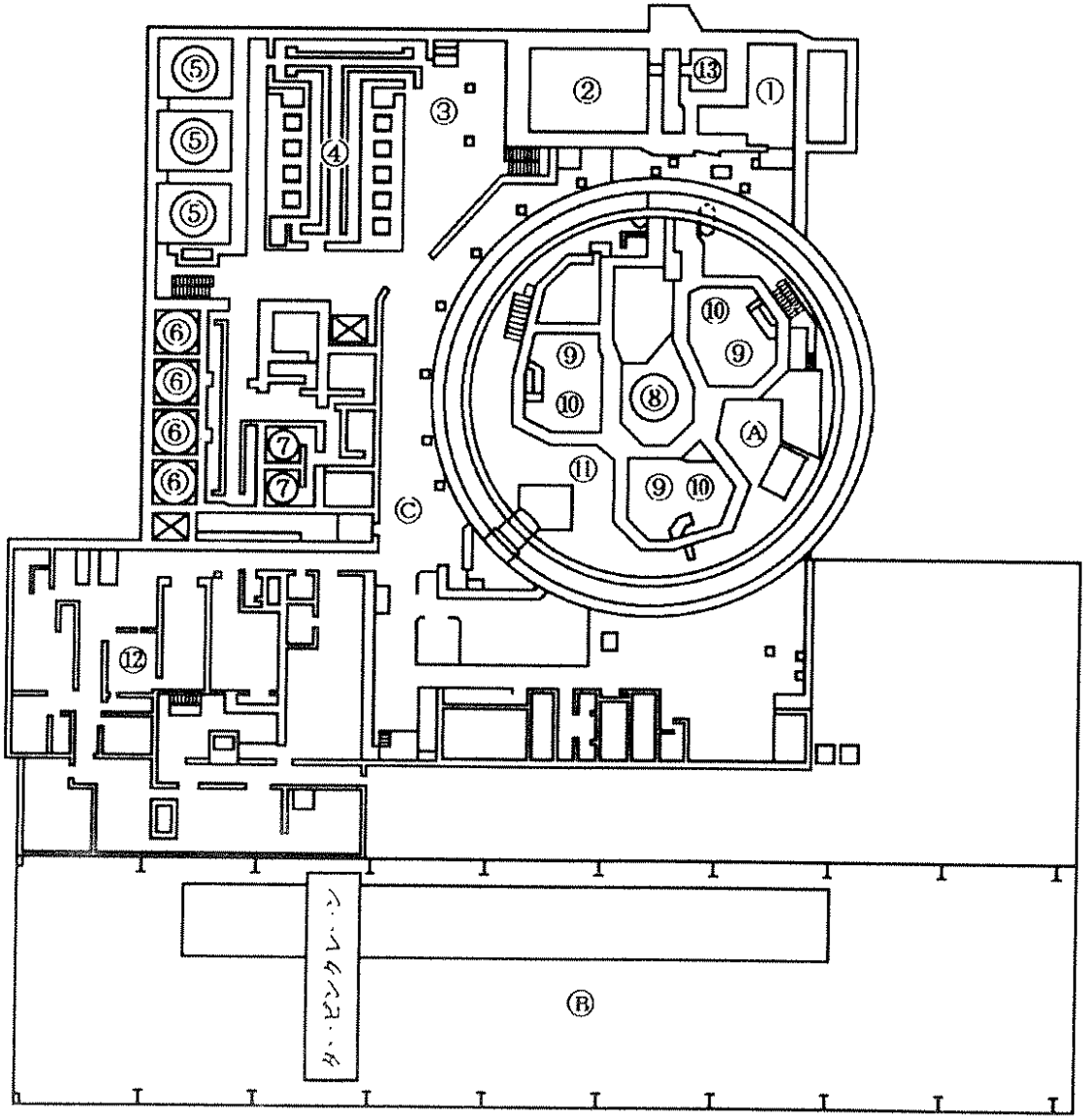
A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	廃液ホールドアップタンク室
2	余熱除去クーラ室
3	格納容器スプレクーラ室
4	原子炉格納容器空気再循環設備
5	リレー室
6	バッテリ室
7	バッテリ充電室
8	一次系冷却水ポンプ
9	主蒸気ヘッダ室
10	復水器
11	給水加熱器

第2.3図　主要建屋平面図（２階）



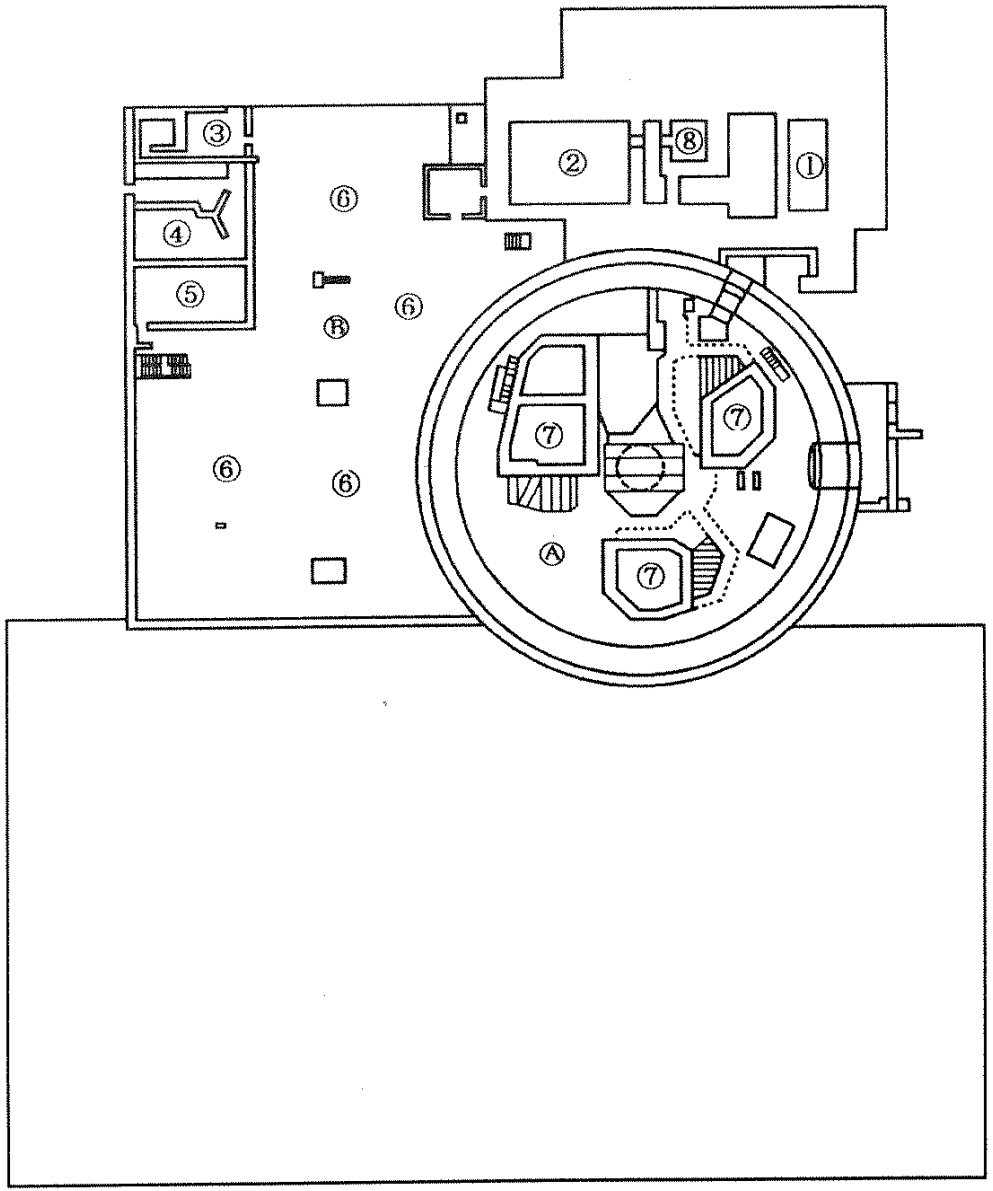
A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	使用済燃料ピット
2	使用済燃料ピットクーラ
3	ほう酸回収装置，脱ガス装置
4	廃液蒸発装置室
5	ホールドアップタンク室
6	充てん/高圧注入ポンプ室
7	原子炉格納容器空気再循環設備
8	一次系純水タンク
9	復水タンク
10	燃料取替用水タンク
11	中央制御室
12	換気装置室
13	湿分分離加熱器
14	タービン
15	発電機
16	給水加熱器

第2.4図　主要建屋平面図（３階）



A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	除染区域
2	使用済燃料ピット
3	モニタタンク
4	脱塩塔室
5	ホールドアップタンク室
6	ガス減衰タンク室
7	圧縮装置室
8	原子炉容器
9	蒸気発生器
10	一次冷却材ポンプ
11	原子炉格納容器空気再循環設備
12	放射線管理室
13	キャスクピット

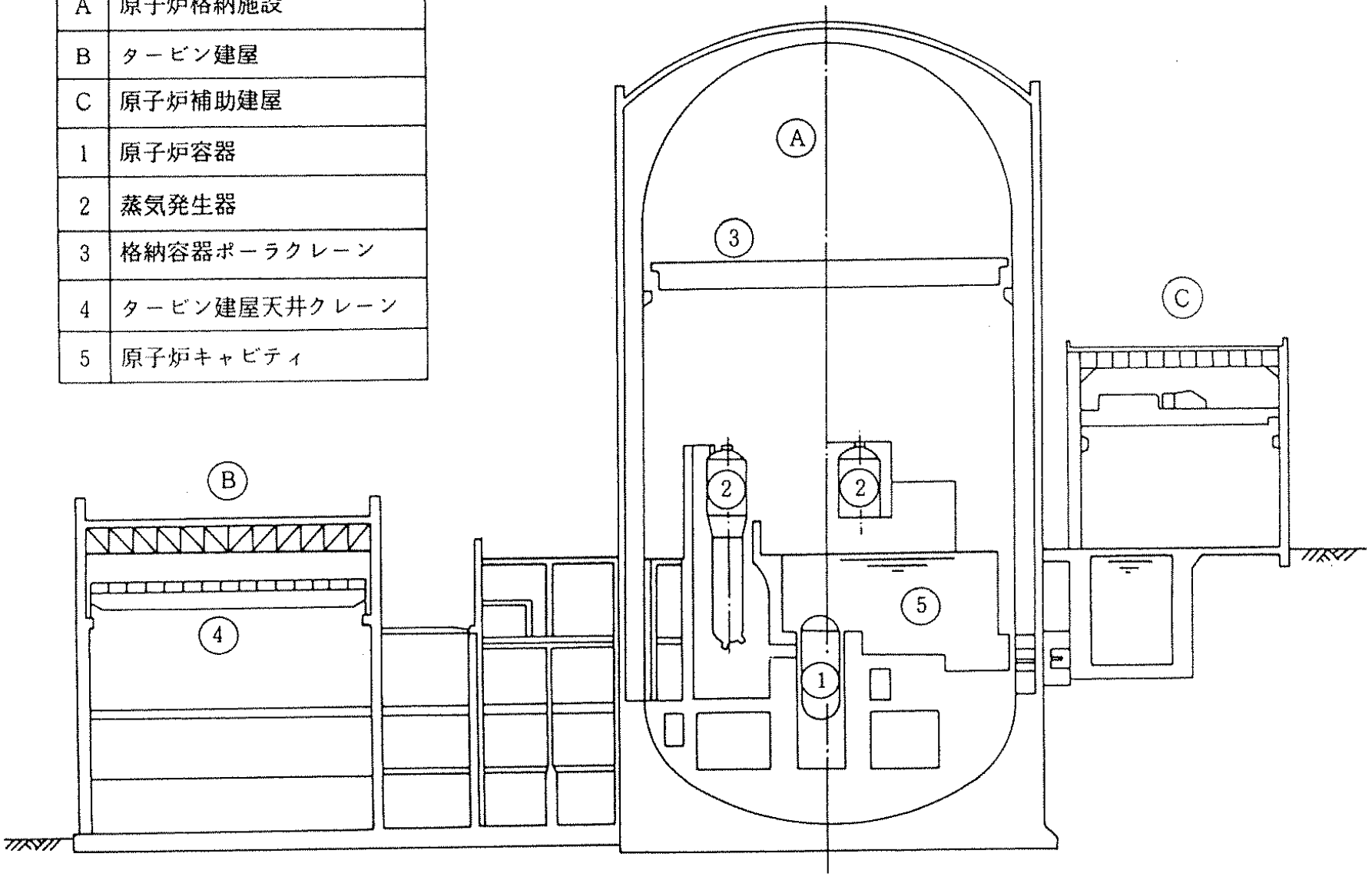
第2.5図　主要建屋平面図（４階）



A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	新燃料貯蔵庫
2	使用済燃料ピット
3	水素及び窒素貯蔵区域
4	ドラム詰室
5	ほう酸タンク室
6	換気装置
7	蒸気発生器
8	キャスクピット

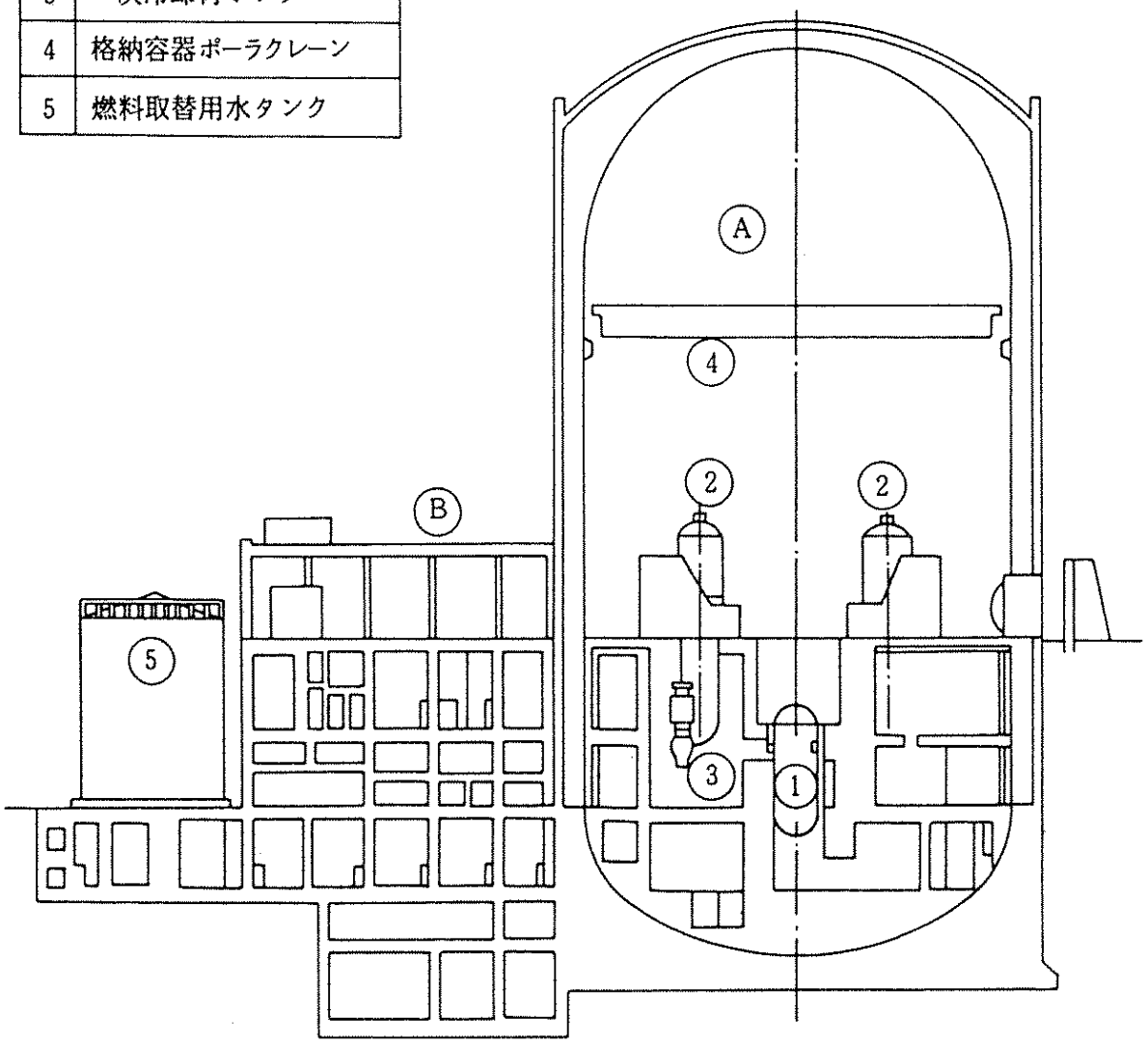
第2.6図　主要建屋平面図（５階）

A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	格納容器ポーラクレーン
4	タービン建屋天井クレーン
5	原子炉キャビティ

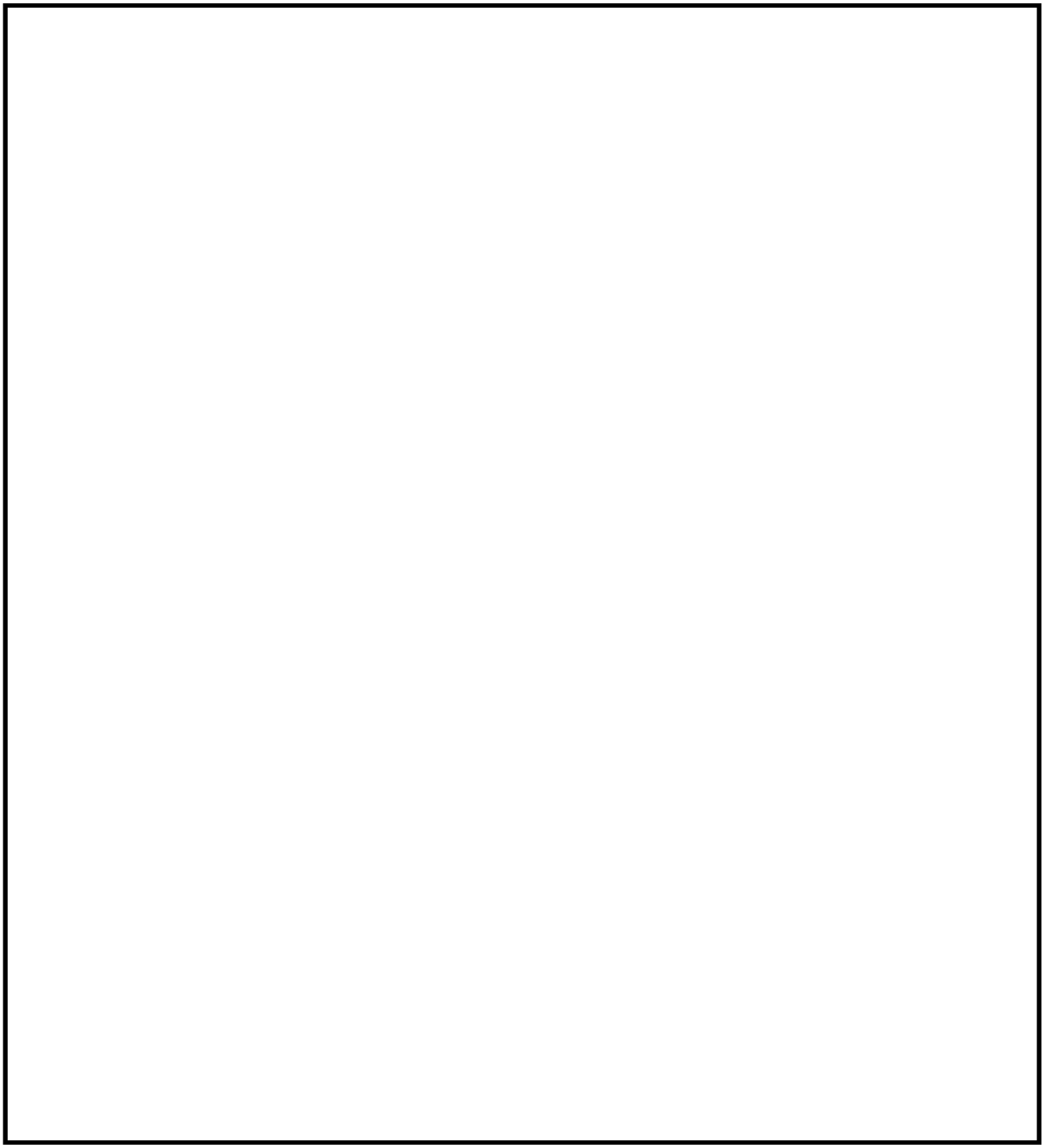


第2.7図　主要建屋断面図（Ａ－A断面）

A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	一次冷却材ポンプ
4	格納容器ポーラクレーン
5	燃料取替用水タンク



第2.8図　主要建屋断面図（Ｂ－Ｂ断面）



第 2.9 図 発電所全体配置図（特定重大事故等対処施設を含む。）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

3. 原子炉及び炉心

3.1 概要

原子炉を構成する要素としては、原子炉容器、燃料集合体、炉内構造物、制御棒クラスタ、制御棒駆動装置等がある。原子炉及び炉心の概要を第3.1.1図及び第3.1.2図に示す。

炉心は、157体の燃料集合体を円柱状に配列して構成し、初装荷炉心では、炉心を3領域に分け、それぞれ異なった濃縮度を採用する。

また、炉心は１次冷却設備の軽水により冷却、減速され、その減速材中には、中性子吸収材としてほう酸を入れる。

燃料集合体の燃料棒の配列は、15×15であり、そのうち204本が燃料棒、20本が制御棒案内シンブル、残り1本が炉内計装用案内シンブルである。制御棒案内シンブルは、制御棒クラスタ、バーナブルポイズン、中性子源又はシンブルプラグアセンブリの挿入に使用する。

燃料集合体を支持する炉内構造物は、大別して上部炉心構造物及び下部炉心構造物で構成する。

１次冷却材は、１次冷却材入口ノズルから原子炉容器内に入り、炉心そうと原子炉容器間の円環部を下方に流れ、原子炉容器底部で上向き流となり、ほぼ均一流量分布で炉心下部に入り、炉心内で発生する熱エネルギーを吸収して高温となり、炉心上部プレナムで混合した後、１次冷却材出口ノズルを経て蒸気発生器に至り、熱エネルギーは蒸気タービンを駆動する高温高圧の蒸気の発生に用いられる。

原子炉の反応度制御は、制御棒クラスタの操作及び１次冷却材中のほう素濃度調整の原理の異なる２つの方法によって行う。これらの制御方式に加えて、過剰反応度を抑制し、減速材温度係数を高温出力運転状態で負にするため、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用する。

制御棒クラスタは、起動、停止、負荷変化等に伴う比較的急速な反応度変化を制御するのに用い、ほう素濃度調整は、燃料の燃焼に伴う反応度変化、キセノン、サマリウム等の変化に伴う反応度変化、常温から運転温度までの温度変化に伴う反応度変化等の比較的緩やかな反応度変化を制御す

るのに用いる。制御棒クラスタは、原子炉容器上部ふたに取り付けた磁気ジャック式制御棒駆動装置により駆動する。ほう素濃度は、化学体積制御設備によるフィード・アンド・ブリード方式又はイオン交換処理方式により調整する。

核設計においては、制御棒クラスタ、燃料集合体及びバーナブルポイズンの配置、燃料の濃縮度、１次冷却材中のほう素濃度等のパラメータを決定し、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き位置のままで挿入できない場合でも、原子炉制御設備及び原子炉保護設備とあいまって、適切な反応度制御をできるようにする。また、出力分布振動に対し水平方向振動は固有の減衰特性を持ち、軸方向振動に対しては容易に抑制可能である設計とする。

熱水力設計においては、燃料被覆管と１次冷却材との間で適切な熱伝達が行われるように、燃料集合体の構造、出力分布、炉心流量分布等について適切な設計をするとともに、反応度制御設備、原子炉保護設備等とあいまって燃料の健全性を確保するようにする。

１次冷却材中の腐食生成物及びこれから生成する放射性物質をできるだけ少なくするため、１次冷却材に直接接触する部分には、耐食性材料を用いるか、又は表面を耐食性材料で被覆する。炉心には、耐食性とともに核特性の優れた材料を選択する。

原子炉及び炉心の主要仕様を第3.1.1表に示す。

3.2 燃料

3.2.1 概要

燃料集合体は、多数の二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットを「ジルカロイ－４の合金成分を調整しニオブ等を添加したジルコニウム基合金」若しくは「ジルコニウム－ニオブ合金にスズ及び鉄を添加したジルコニウム基合金」又はジルカロイ－４で被覆した燃料棒、制御棒案内シンブル、炉内計装用案内シンブル、支持格子、上部ノズル、下部ノズル等で構成する。申請書本文における五、原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備 ハ．原子炉本体の構造及び設備 (2)燃料体 (ⅱ)燃料被覆材の種類に示す「ジルカロイ－４の合金成分を調整しニオブ等を添加したジルコニウム基合金」若しくは「ジルコニウム－ニオブ合金にスズ及び鉄を添加したジルコニウム基合金」（以下、3.2 では「ジルコニウム基合金」という。）の主成分は第 3.2.1 表のとおりである。[1][2]燃料棒の配列は、15×15 であり、そのうち 204 本が燃料棒、20 本が制御棒案内シンブル、残り 1 本が炉内計装用案内シンブルである。制御棒案内シンブルは、制御棒クラスタ、バーナブルポイズン、中性子源又はシンブルプラグアセンブリの挿入に使用する。

3.2.2 設計方針[1][3]

燃料の機械設計においては、燃料材料、使用温度、圧力条件及び照射効果を考慮し、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、原子炉施設の各設備とあいまって燃料の健全性を確保するため、次の設計方針を満足するようにする。

(1) 燃料棒

燃料棒は、燃料温度、燃料棒内圧、被覆管の応力、歪及び疲労を制限することにより、その健全性を確保する。このため、燃料寿命中、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、以下の方針を満足するように燃料棒の設計を行う。

設計に当たっては、ペレットの熱膨張、スエリング及び焼きしまり、核分裂生成ガスの生成及び放出、被覆管の熱膨張、クリープ、弾性変形

等の原子炉運転中に生じる諸現象を考慮する。また、濃縮度、ガドリニア濃度等を考慮する。

a. 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満となる設計とし、それぞれのペレットと被覆管との熱膨張差によって生じる応力を抑える。

b. 燃料棒内圧は、通常運転時において、被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被覆管のギャップが増加する圧力を超えない設計とする。

c. 被覆管応力は、被覆材の耐力以下となる設計とする。被覆材の耐力は、使用温度及び放射線照射の効果を考慮すると、約310N/mm^2～約590N/mm^{2}となる。

d. 被覆管に生じる円周方向引張歪の変化量は、各過渡変化に対して１％以下となる設計とする。

e. 累積疲労サイクルは、設計疲労寿命以下となる設計とする。設計疲労曲線としては、Langer and O'Donnellの曲線を使用する。

(2) 燃料集合体

燃料集合体の健全性は、種々の荷重に基づく応力及び変形を制限することにより確保する。

また、燃料集合体が他の構成部品の機能に影響を与えないようにする。このため、以下の方針で燃料集合体を設計する。

a. 原子炉内における使用期間中の通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において加わる荷重に対して、各構成要素がASME Sec.Ⅲの規格に準拠して十分な強度を有し、その機能が保持できる設計とする。

b. 輸送及び取扱い時に、燃料集合体に加わる荷重を設計上、軸方向について6G、また、横方向についても各支持格子部固定の条件で6Gと設定し、構成部品がこの荷重に対して十分な強度を有し、燃料集合体としての機能が保持できる設計とする。

3.2.3 主要設備

(1) 燃料棒

燃料棒は、第 3.2.1 図に示すように二酸化ウラン焼結ペレット又はガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットをジルコニウム基合金被覆管又はジルカロイ－４被覆管に挿入し、輸送及び取扱い時のペレットの移動を防ぐためにコイルばねを入れ、両端にジルカロイ－４端栓を溶接した密封構造のもので、ヘリウムを加圧充てんする。

二酸化ウラン焼結ペレットの初期密度は理論密度の約 97％又は約 95％、ガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットの初期密度は理論密度の約 96％又は約 95％とする。

ペレットの形状は円柱状であり、その両端は凹状に成型し、ペレット中央部の軸方向膨張を吸収する。さらに、端面角部の面取り成型を行い、ペレットと被覆管の機械的相互作用を軽減する。ペレットから放出される核分裂生成ガス、ペレットと被覆管との熱膨張差、燃焼に伴うペレット密度変化等により被覆管やシール溶接部に過大な応力が加わるのを防止するため、ペレットと被覆管に適当な間隙を設けるとともに、燃料棒にはプレナムを設ける。

被覆管の１次冷却材定格運転圧力による圧縮応力及びクリープを低減するため、燃料棒にヘリウムを加圧充てんする。このヘリウム加圧及びペレットの焼きしまりへの考慮により、燃料寿命中、被覆管にコラプスが起こることはない。(1) (3) (4) (5)

初期加圧量の設定に当たっては、燃料棒内圧が、通常運転時において、被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被覆管のギャップが増加する圧力を超えないように考慮している。

(2) 燃料集合体

燃料集合体には、二酸化ウラン燃料集合体とガドリニア入り二酸化ウラン燃料集合体がある。

燃料集合体は、第 3.2.2 図及び第 3.2.3(1)図に示すように、15×15 の正方配列を形成する燃料棒 204 本、制御棒案内シンブル 20 本、炉内計装用案内シンブル１本、支持格子 7 個、上部ノズル及び下部ノズル各１個等で構成する。(1) (6)

二酸化ウラン燃料集合体は、すべての燃料棒が二酸化ウラン燃料棒で

あり、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料集合体は、燃料棒のうち 20 本又は 16 本がガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒である。ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒の配置を第 3.2.3(2)図及び第 3.2.3(3)図に示す。

燃料集合体は、外側板のない、いわゆるキャンレスタイプで、1 次冷却材の混合を良好にして熱除去効率を高める等の特徴を有する構造であり、燃料棒を各支持格子の単位格子当たり 6 点で支持することにより燃料棒相互の位置、すなわち水路間隔を保持している。

制御棒は、制御棒案内シンブルとの間に十分な間隙があり、容易に挿入又は引き抜きができる。制御棒案内シンブルの下部は、径を小さくして内部の水によるダッシュポット効果により制御棒落下を緩衝する構造としている。

3.2.4 主要仕様

(1) 燃料棒

ペレット及び被覆管の仕様を第 3.2.1 表に示す。

(2) 燃料集合体

燃料集合体の仕様を第 3.2.1 表に示す。

3.2.5 評価

(1) 構成材料[1] [2]

二酸化ウラン焼結ペレット及びガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットは、炉心の運転温度及び圧力において、被覆材（ジルコニウム基合金又はジルカロイ－４）及び充てんガス（ヘリウム及び空気、又はヘリウム）に対して化学的に不活性であり、高温水による腐食も無視し得る程度である。また、ガス状あるいは高い揮発性を有するものを含めて、核分裂生成物を保持する能力がある。

被覆材であるジルコニウム基合金及びジルカロイ－４は、小さな吸収断面積を有し中性子経済性に優れ、ペレット－被覆管の相互作用や内外圧差による変形に十分耐える高い強度を有し、1 次冷却材、二酸化ウラン、ガドリニア入り二酸化ウラン、核分裂生成物等に対して高い耐食性

を示し、かつ、高い信頼性を有する材料である。

また、被覆管以外に使用するジルカロイ－４、ニッケル・クロム・鉄合金及びステンレス鋼も、使用条件下で十分な強度、耐熱性、耐食性及び耐放射線性を有する。

(2) 照射効果

燃料の燃焼が進むとペレット及び被覆管の材料特性が影響を受ける。すなわち、被覆管は中性子の照射を受けると材料の強度が増加し、延性が低下する。ペレットは、燃焼の初期段階においてわずかながら体積が減少する。これを焼きしまりと呼んでいる。更に燃焼が進むと核分裂による気体状及び固体状の核分裂生成物がペレット内に蓄積すること等により、ペレット体積が増大する。これを照射スエリングと呼んでいる。

ペレットの焼結に当たっては、二酸化ウラン焼結ペレットは理論密度の約 97%又は約 95%、ガドリニア入り二酸化ウラン焼結ペレットは理論密度の約 96%又は約 95%にするとともに、照射中の焼きしまりを小さくするような方法を採用する。これにより照射中の焼きしまりは十分小さく抑えられ、その核設計及び熱水力設計への影響は小さい。(7) (8) (9)

燃料寿命を通じて、熱膨張及び照射スエリングにより被覆管に過大な歪が生じないように、また、燃料温度が過大にならないように、ペレットと被覆管の間隙を決定している。

ペレットと被覆管の間隙の熱伝達率は、主として間隙中のガスの熱伝導率、間隙の大きさ及びペレットと被覆管が接触する場合はその接触圧に依存する。

燃料が燃焼するにつれ、間隙中にはペレットから放出されたキセノン、クリプトン等の核分裂生成ガス及びペレット中に含まれる揮発性不純物が蓄積してくる。これらの核分裂生成ガス及び揮発性不純物は、一般的に間隙の熱伝達率を小さくするが、本原子炉の燃料では、間隙に充てんするヘリウムの圧力を高めて、核分裂生成ガス及び揮発性不純物の影響が小さくなるように考慮している。

また、後に述べる燃料の温度計算においては、核分裂生成物が燃料の溶融点及び熱伝導率に及ぼす影響も考慮している。

核分裂生成物が蓄積すると、燃料の溶融点はわずかな割合（10,000MWd/t 当たり約 32℃）で低下する傾向にある。また、燃焼に伴いペレット熱伝導率は低下する。(1) (2)

燃焼により発生する核分裂生成ガスの一部はペレットから放出され、燃料棒の内部圧力は燃焼が進むにつれて上昇する。燃料性能に影響を与えるこれらの照射効果を考慮して燃料の機械設計を行っている。

(3) 燃料要素(1) (3)

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料棒の寿命期間中の健全性は以下のように保たれている。

なお、燃料棒の性能評価には、計算値を実験により検証して、その妥当性が確認されている燃料棒挙動解析モデルを用いる。(10) (11)

a. 燃料中心最高温度

二酸化ウランの溶融点は、実験結果(12)を基に、未照射二酸化ウランでは約2,800℃、燃焼に伴う溶融点の低下を10,000MWd/t当たり32℃とし、燃焼度71,000MWd/tでは約2,570℃とする。燃料中心最高温度の解析上の制限値は、計算モデルの不確定性及び燃料の製造公差を考慮して、未照射燃料では2,580℃、燃焼に伴う溶融点の低下を10,000MWd/t当たり32℃とし、燃焼度71,000MWd/tでは2,350℃とする。ただし、第１～第26領域の二酸化ウラン燃料については、燃料中心最高温度の解析上の制限値を未照射燃料では2,600℃、燃焼に伴う溶融点の低下を考慮して燃焼度62,000MWd/tでは2,400℃とする。なお、3.2における燃料中心最高温度の解析上の制限値は、便宜上厳しいものを使用する。

ガドリニア入り二酸化ウランの溶融点は、二酸化ウランに比し幾分低下することを考慮して、未照射燃料では約2,700℃とし、燃焼に伴う溶融点の低下は10,000MWd/t当たり32℃とする。ガドリニア入り二酸化ウラン燃料の燃料中心最高温度の解析上の制限値は、計算モデルの不確定性及び燃料製造公差を考慮して、未照射燃料では2,480℃、燃料中心温度が最高となる燃焼度約10,000MWd/tでは更に溶融点の燃焼に伴う低下を考慮して2,440℃とする。ただし、第16～

第26領域のガドリニア入り二酸化ウラン燃料については、燃料中心最高温度の解析上の制限値を未照射燃料では2,530℃、燃料中心温度が最高となる燃焼度約10,000MWd/tでは2,490℃とする。なお、3.2における燃料中心最高温度の解析上の制限値は、便宜上厳しいものを使用する。

このため、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒のウラン濃縮度を同一集合体内の通常の二酸化ウラン燃料棒のウラン濃縮度より1.6wt%下げ、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒の線出力密度を低減させる設計としている。なお、第16～第26領域燃料のガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒のウラン濃縮度については、同一集合体内の通常の二酸化ウラン燃料棒のウラン濃縮度より1.5wt%下げる。

二酸化ウラン燃料の燃料中心温度の評価が最も厳しくなるのは、燃料中心温度が最高となり、かつ、燃料中心温度と制限値との差が最も小さくなるペレット初期密度約95%理論密度の場合の燃料寿命初期約1,200MWd/tであり、この場合制限値は2,570℃となるが、定格出力時の最大線出力密度47.6kW/m並びに通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における最大線出力密度59.1kW/mに対する燃料中心最高温度は、第3.2.4図に示すようにそれぞれ約1,970℃及び約2,270℃であり、制限値を十分下回っている。

ガドリニア入り二酸化ウラン燃料については、ウラン濃縮度を二酸化ウラン燃料よりも下げることにより、定格出力時の最大線出力密度は36.9kW/m、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における最大線出力密度は44.3kW/mとしているが、これらの線出力密度に対するガドリニア入り二酸化ウラン燃料の燃料中心最高温度はそれぞれガドリニア濃度約10wt%の場合の約1,790℃及び約2,010℃であり、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料に対する解析上の制限値2,440℃を十分下回っている。

したがって、いずれの燃料の燃料中心最高温度も、それぞれの溶融点より十分低い。

b. 燃料棒内圧

燃料棒内圧は、燃焼に伴う核分裂生成ガスの蓄積等により徐々に上昇するが、プレナムを十分大きくとっているので、最高燃焼度を有する燃料棒内圧でも、通常運転時において、第3.2.5図に示すように過大となることはなく、被覆管の外向きのクリープ変形によりペレットと被覆管のギャップが増加する圧力である約18.6MPa～約19.7MPaを超えることはない。

c. 被覆管の応力

燃料寿命初期においては、１次冷却材定格運転圧力と燃料要素内圧との内外圧差によって被覆管には圧縮応力が生じるが、燃料要素をヘリウムガスで加圧しているため、定常状態での圧縮応力は小さい。燃焼に伴う核分裂生成ガスの蓄積等により内外圧差は低下し、ペレットと被覆管の接触後はペレットのスエリングにより、また、その後内圧が上昇した場合は内圧によっても、被覆管には引張応力が生じるが、被覆管の外側への変形は非常に小さく、また、変形には長時間を要し、その間には被覆管のクリープによる応力緩和が起こるので、定常状態での引張応力は小さくなる。

被覆管の応力として、内外圧差による応力、ペレットの接触圧による応力、熱応力及び水力振動による応力を考えるが、これらの応力を組み合わせた場合でも被覆材の耐力を十分下回る。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、定常状態からの線出力密度の増加は過大なものとはならず、被覆管の応力を被覆材の耐力以下に保つことができる。

d. 被覆管の歪

燃料棒内圧は、燃料寿命初期においては１次冷却材定格運転圧力より低いので、被覆管は内外圧差による圧縮応力を受け、クリープにより徐々に径が減少し、ペレットとの接触に至る。ペレットと接触後は、第3.2.6図に示すように、ペレットのスエリングによる膨張速度、接触圧及び燃料棒内圧によるクリープ速度が釣り合った状態で、径が徐々に増加する。接触してから燃料寿命末期までの歪増加は極めて小さく問題にならない。なお、スエリングによる歪増加率

は小さく、このような場合、被覆管は10%以上の歪に至るまで定常クリープ領域にあり、不安定化は生じない。通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時においても、定常状態からの線出力密度の増加は過大なものとはならず、被覆管の歪の増加量を3.2.2の設計方針で示した1%以下に保つことができる。

e. 疲労サイクル

被覆管には燃料寿命中、起動、停止及び負荷変化による応力サイクルがかかり、熱応力、内外圧差及び接触圧が変化する。燃料棒のヘリウム加圧は、外圧の影響を一部相殺し、被覆管のクリープ速度を減少させ、ペレットと被覆管の接触が生じる時点を遅らせるため、被覆管に生じる周期的な歪の回数及びその程度を減少させる。

このヘリウム加圧により、累積疲労サイクルはLanger and O'Donnellの曲線に基づく許容累積疲労サイクルを十分下回る。

その他の考慮事項として、被覆管には燃料寿命中、1次冷却材との反応により酸化膜が形成され、これに伴って被覆管肉厚は減少するが、その減肉は小さく、肉厚の減少による被覆管の応力増加は問題とならない。また、被覆管の腐食により発生する水素の一部は被覆管に吸収されるが、この水素吸収を考慮しても被覆管の延性は確保されている。

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における線出力密度は、燃料棒破損の起きないことが確認されている範囲にあり、ペレットー被覆管相互作用による燃料棒破損は発生しない。

(4) 燃料集合体[(1) (3)]

燃料集合体には、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時並びに輸送及び取扱い時に種々の荷重が加わるが、以下のようにその機能が維持されている。

燃料集合体の性能評価は、実験、有限要素法構造解析等により行う。

a. 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時における健全性

支持格子のばね強度を適切に選ぶこと、又は支持格子が燃料棒の動きに追従することにより、燃料棒と制御棒案内シンブルとの相対

変位による過度の応力及び燃料棒曲がりは発生しない。また、燃料棒と上部ノズル及び下部ノズル、又は燃料棒と上部ノズルとの間隙を適切に選ぶことにより、燃料棒の照射成長及び熱膨張による軸方向の伸びを吸収できる。さらに、燃料集合体全長を適切に選ぶことにより、燃料集合体の照射成長による軸方向の伸びを吸収できる。

１次冷却材の流動に伴って燃料集合体に生じる揚力は、上部ノズル押さえばねの変位による反力で抑えられている。これによって燃料集合体に生じる応力は十分小さい。

燃料棒は、適切に選ばれたばね強度を有する支持格子により単位格子当たり6点で支持されるとともに、支持格子は隣接する燃料集合体の支持格子と過大な位置ずれを起こさないことから、燃料棒の水力振動の振幅は小さく、燃料棒に発生する応力による疲労は無視できる程度に小さい。同様に燃料寿命中の水力振動によるフレッティング摩耗も問題とならない。

制御棒クラスタのトリップ挿入は、燃料寿命中の回数が少ないので、上部ノズル、下部ノズル及び制御棒案内シンブルの疲労に与える影響は小さい。

熱水力設計では、燃料棒曲がりＤＮＢ試験の結果を踏まえて燃料寿命中の燃料棒のわん曲の程度及び頻度を考慮した設計としている。(13) (14)

なお、燃料集合体の構成部品は、１次冷却材に対して高い耐食性を有することから、腐食は問題とならない。

b. 輸送及び取扱い時の健全性

燃料取扱い時のクレーンによる荷重は、上部ノズル及び下部ノズルに加わるが、荷重の大きさは、使用されるクレーンの特性で決まり3G～4G程度である。

また、輸送時には上部ノズル、下部ノズル及び各支持格子に荷重が加わるが、荷重の大きさを輸送容器に装備したショック指示計又は加速度計で監視し、6G以下であることを確認する。

以上より、輸送及び取扱い時の荷重を、軸方向について6G、横方

向についても、各支持格子部固定の条件で6Gとして設計しているので、構成部品はこの荷重に対して十分な強度を有し、燃料集合体としての機能は保持される。

なお、燃料集合体に6Gを超える荷重が加わったと考えられる場合には、健全性について再評価を行う。

3.2.6 燃料の製造及び検査

燃料集合体の製造工程の概要を第 3.2.7 図に示す。

品質管理は、燃料製造工程のすべての段階において厳しく行い、設計仕様を満たしているか確認する。各段階での品質管理は、製造工程書類及び品質管理計画書によって定める。

ペレットについては、ペレットの密度、化学成分、外観等の検査を行う。被覆管については、寸法検査、管壁欠陥を検出するための超音波探傷試験等を行い、さらに破壊試験として、化学分析、引張試験等を行う。端栓溶接部の健全性は、X線検査又は超音波検査によって確認する。燃料棒については、ヘリウム漏えい試験を行い、被覆管及び端栓溶接部からのヘリウムの漏れがないことを確認する。燃料集合体の組立後には、燃料棒間隙のような重要部分についての寸法検査及び目視検査を行う。

発電所到着後は、燃料集合体の変形の有無等を検査し、その健全性を確認する。

また、燃料の使用中は、運転時の 1 次冷却材中の放射性物質濃度の監視及び燃料取替え時の検査によりその健全性を確認する。

3.2.7 燃料の使用実績[15] [16]

ジルカロイ被覆燃料は 1960 年代より商業用加圧水型原子炉で本格的に使用され、今日に至るまで多数の使用実績を有しており、それらの使用経験や多数の開発試験燃料の使用経験はその後の商業用加圧水型原子炉の燃料設計、運転条件、燃料製造技術等の向上に反映されている。国内における 2003 年 3 月までのジルカロイ被覆燃料の商業炉の使用実績は、約 450 万本に達している。このジルカロイと成分がほとんど同じジルコニ

ウム基合金被覆燃料についても、海外の試験炉、商業炉で照射されており、さらに国内における先行照射が 1997 年から 2002 年に実施されている。

試験燃料の中には、最大線出力密度約 69kW/m で照射されたものやペレット最高燃焼度が約 80,000MWd/t に達したものがあり、本原子炉の定格出力時における最大線出力密度 47.6kW/m、燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t 相当を十分に上回る照射実績が得られている。

3.2.8 参考文献

(1) 「三菱ＰＷＲ高燃焼度化ステップ２燃料の機械設計」
MHI-NES-1021 改 5
三菱重工業、平成 15 年

(2) 「原燃工製ＰＷＲステップ２燃料の改良因子について」
NFK-8116 改 3
原子燃料工業、平成 14 年

(3) 「原燃工製ＰＷＲステップ２燃料の機械設計について
（１５×１５型・３ループ炉）」
NFK-8127
原子燃料工業、平成 15 年

(4) 「燃料被覆管のクリープコラプスについて」
MAPI-1030
三菱原子力工業、昭和 49 年

(5) 「燃料被覆管のクリープコラプスの評価」
NFK-8026 改 3
原子燃料工業、昭和 56 年

(6) 「原燃工製ＰＷＲステップ２燃料集合体の開発」
NFK-8114 改 2
原子燃料工業、平成 15 年

(7) 「燃料ペレットの焼きしまりについて」
MAPI-1032
三菱原子力工業、昭和 50 年

(8) 「燃料ペレット焼きしまりの評価」
NFK-8010 改 6
原子燃料工業、平成 14 年
(9) 「燃料ペレット焼きしまりによるパワースパイクについて」
MHI-NES-1002 改 1
三菱重工業、平成 14 年
(10)「三菱ＰＷＲの燃料設計計算コードの概要」
MAPI-1019 改 1
三菱原子力工業、昭和 63 年
(11)「燃料棒性能解析コード（ＦＰＡＣ）」
NFK-8011 改 7
原子燃料工業、平成 14 年
(12)「Melting Point of Irradiated Uranium Dioxide」
J. A. Christensen, R. J. Allio and A. Biancheria, WCAP-6065, 1965
(13)「改良統計的熱設計手法について」
MHI-NES-1009 改 1
三菱重工業、平成 12 年
(14)「改良統計的熱設計手法について」
NFK-8107 改 1
原子燃料工業、平成 12 年
(15)「ＰＷＲ燃料の使用実績」
MHI-NES-1022 改 1
三菱重工業、平成 15 年
(16)「原燃工Ｂ型燃料の照射実績」
NFK-8049 改 11
原子燃料工業、平成 15 年

3.3 制御棒及び制御棒駆動装置

3.3.1 概要

本原子炉に用いる制御棒はクラスタ方式で、原子炉トリップは制御棒クラスタの重力落下によって行う。制御棒クラスタは、目的により制御グループ及び停止グループに分けられる。制御グループは、通常運転中、出力、温度等原子炉の運転条件の変化による反応度変化を補償するために使用する。停止グループの制御棒クラスタは、停止の際、制御グループの制御棒クラスタとともに、炉心の余剰反応度を吸収するために用いる。制御棒クラスタは、最も反応度効果の大きい制御棒クラスタ1本が炉心に挿入できない場合でも、十分余裕を持って停止できる制御能力を持つよう設計する。

3.3.2 制御棒クラスタ及び案内管の構造

クラスタの構造は、第 3.3.1 図に示すように、細い制御棒 20 本をスパイダ継手で対称位置に配置する構造で、各制御棒は、各燃料集合体内の燃料要素位置に固定される 20 本の案内シンブル内を上下する。

案内シンブルには多くの小孔を設け、1次冷却材の自由な出入をゆるし、原子炉トリップ時に支障を生じないようにする。また、案内シンブルの下端を閉じて、原子炉トリップ動作の終りに緩衝作用を行わせる構造とする。

制御棒の吸収体は、銀－インジウム－カドミウム合金棒をステンレス鋼管で被覆したもので、上端はスパイダ継手により固定し、駆動軸と連結する。

制御棒クラスタの設計仕様の概要は、次のとおりである。

クラスタ当たりの制御棒本数	20
被覆材料	ステンレス鋼
吸収材	銀－インジウム－カドミウム合金
制御棒クラスタ数	48
制御棒クラスタ制御棒有効長さ	約3.61m
吸収材直径	約10mm
被覆厚さ	約0.5mm

3.3.3 制御棒クラスタ駆動装置

(1) 制御棒クラスタ駆動装置の構造

制御棒クラスタは、原子炉容器上部ふたに取り付ける磁気ジャック式駆動装置により駆動する。駆動装置は、第 3.3.2 図に示すように、圧力ハウジング、動作コイル、内部機構及び駆動軸よりなる。

原子炉容器上部ふた取り外しの際は、全動作コイルを消磁して駆動軸と駆動機構を切離し、制御棒クラスタを炉心内に放置する。次に、制御棒クラスタ動作用コイル及び位置指示用コイルの電源を切り離し、駆動軸以外の全部の装置を上部ふたとともに取り外す。機構の結合は、上部ふた取り付けの際、動作コイルを励磁することにより行うことができる。

a. 圧力ハウジング

駆動装置の可動部分は、すべて圧力ハウジング内に設ける。圧力ハウジングは原子炉容器上部ふたのノズルに溶接取り付けする。また、圧力ハウジングには機械的シールは全くないので、１次冷却材が外部に漏えいすることはない。

b. 動作コイルスタック

圧力ハウジングの外側に独立した3個のコイルよりなる動作コイルスタックを設ける。

コイルスタックの上に外部配線と連絡するターミナルを設け、取り外しを容易にする。コイルは電流制御により駆動する。

動作コイルの運転中の発生熱を除去するため、空気冷却設備を設け常時通風を行う。

c. 内部機構

内部機構は、圧力ハウジング内に収容されるグリッパラッチとアマチュアよりなり、駆動軸の円周状のみぞとかみあうラッチと駆動軸周りの可動アマチュアの動作により、上下に動作する。アマチュアは外部の動作コイルで操作する。コイルは、適当な時間とシーケンスで励磁できるようにする。

ラッチの動作は、常に機械的荷重のない状態で行い、駆動軸のみぞ及びラッチ先端の摩耗を最少にする。

プラント運転中、駆動軸とラッチは、2個の動作コイルの励磁で引き抜き位置に保持する。コイルへの給電は、炉のトリップ信号又は電源喪失事故のためしゃ断されると、制御棒クラスタと駆動軸の重量によりラッチが外れ、制御棒クラスタは炉心内に自重で落下する。

圧力ハウジング内の部品は、常に1次冷却材中に浸され、高温高圧下でも安全に作動するよう設計する。

d. 駆動軸

駆動軸にはラッチとかみあう円周状のみぞを設け、その下端には制御棒クラスタと連結するカップリングを設ける。カップリングの連結及び取り外しは遠隔操作で行うことができる。

(2) 制御棒駆動装置の動作

駆動装置の動作順序は、引き抜きサイクルの場合には次の段階により行う。（第 3.3.3 図参照）

a. サイクルは、ムーバブルグリッパコイルが励磁された状態から始まり、この場合、ムーバブルグリッパラッチが駆動軸をおさえる。

b. リフトコイルを励磁して、リフト磁極とリフトアマチュア・ムーバブルグリッパ磁極の間のギャップを閉じると、ムーバブルグリッパラッチにより支えられている駆動軸が、リフトアマチュアとともに、1ステップ（約16mm）上昇する。

c. ムーバブルグリッパラッチに荷重をかけた状態でステーショナリグリッパコイルを励磁し、ステーショナリアマチュアを上げ、ステーショナリグリッパ磁極の下のギャップを閉じる。ステーショナリグリッパアマチュアに連結されたステーショナリグリッパラッチを駆動軸のみぞの中にかみ合わせる。

ラッチは駆動軸に接触し、約1.6mmだけ駆動軸を持ち上げる。

約1.6mmの動きによって、それまでムーバブルグリッパラッチにかかっていた駆動軸の荷重が、ステーショナリグリッパラッチに移行する。

d. ムーバブルグリッパコイルを消磁し、ムーバブルグリッパアマチュアを自重とバネの力で落下させ、グリッパラッチを駆動軸のみぞか

ら外す。

e. リフトコイルを消磁し、リフトアマチュアを元の位置まで、すなわち約16㎜だけ落下させる。

f. ムーバブルグリッパコイルを励磁し、ムーバブルグリッパラッチを駆動軸のみぞにかみ合わせる。このとき、約1.6mmの軸方向の隙間があり、駆動軸の重量はラッチに伝えられていない。

g. ステーショナリグリッパコイルを消磁して、駆動軸の荷重をムーバブルグリッパラッチに移す。同時にステーショナリグリッパラッチは駆動軸のみぞから外れる。

これによりサイクルを完了する。1サイクルで駆動軸は約16㎜持ち上げられる。

挿入操作の場合は、上記と全く逆の動作により行い、いずれの場合も、ラッチアームとみぞとのかみ合いが常に無荷重の状態で行われるので、ラッチ先端と駆動軸の摩耗は少ない。

運転中、制御棒クラスタの多くは炉心から引き抜かれた位置に保つ。このときは、ステーショナリグリッパコイルを励磁して駆動軸の荷重を保持するとともに、ムーバブルグリッパコイルも励磁して駆動軸を保持する。このコイルの電源が原子炉トリップ信号などの原因によりしゃ断された場合には、制御棒クラスタの自重によりラッチが外れ、制御棒クラスタは重力により炉心内に落下する。

制御棒クラスタ駆動装置の設計仕様の概要は、次のとおりである。

駆動方式	通常時	磁気ジャック
	トリップ時	重力
駆動装置数		48
駆動速度（最大）		約114cm/min
トリップ時間		約2秒
1ステップ移動距離		約16mm
電源の種類		交流260V

3.3.4 バーナブル・ポイズン・アセンブリ

Ａ型バーナブル・ポイズン・アセンブリは第 3.3.4(1)図に示すようにほうけい酸ガラス管をステンレス鋼で被ふくしたものであり、これを十数本クラスタ状に成型し燃料集合体の制御棒案内シンブルに挿入する。Ａ型バーナブル・ポイズンはその使用期間を通じてほうけい酸ガラスの温度は軟化点を超えず、被ふく管の応力はＡＳＭＥ　Ｓｅｃ Ⅲに準じた許容応力を超えないように設計する。

Ｂ型バーナブル・ポイズン・アセンブリは第 3.3.4(2)図に示すようにほう酸入りアルミナペレットをジルカロイ－４で被ふくしたものであり、これを十数本クラスタ状に成型し燃料集合体の制御棒案内シンブルに挿入する。また、Ｂ型バーナブル・ポイズンは、寿命初期の反応度価値をＡ型バーナブル・ポイズンに一致させ、その使用期間を通じてほう素入りアルミナペレットの温度は溶融点を超えず、被ふく管の応力はジルカロイ－４の耐力以下、被ふく管の円周方向引張歪は１%以下となるように設計する。なお、Ｂ型バーナブル・ポイズンについては 5EFPY（全出力換算年）を超えて使用することはない。

バーナブル・ポイズン・アセンブリは炉心全体に分布して配置する。

バーナブル・ポイズン・アセンブリの有する反応度抑制効果の分だけ、１次冷却材中のほう素濃度を小さくすることができ、したがって運転温度ではサイクル初期においても減速材温度係数が負になる。また、バーナブル・ポイズン・アセンブリの採用により炉心水平面内の出力分布が更に平坦化する。

バーナブル・ポイズン・アセンブリ中のほう素は燃焼が進行するに伴って損耗するが、その損耗の割合は充分小さいので、サイクル全期間を通じて、１次冷却材中のほう素濃度は初期の値より小さくなり、したがって減速材温度係数は運転温度では常に負になる。

Ａ型及びＢ型バーナブル・ポイズン・アセンブリの設計仕様の概要を下記に示す。

	Ａ　型	Ｂ　型
有　効　長	約3.6m	約3.5m

吸収材外径	約10㎜	約9㎜
吸収材の種類	ほうけい酸ガラス	ほう素入りアルミナペレット
被ふく材料	ステンレス鋼	ジルカロイ４

バーナブル・ポイズン棒の個数

初装荷炉心	896本
取 替 炉 心	896本以下

3.4 炉内構造物

3.4.1 概要

炉内構造物は、大別して上部炉心構造物及び下部炉心構造物で構成する。原子炉容器内構造の概要を第 3.1.1 図に示す。

炉内構造物は、以下の機能を有する。

(1) 制御棒クラスタを必要時に挿入又は引抜きできるように確実に位置決めする。

(2) 燃料集合体を支持し、位置決めする。

(3) １次冷却材が燃料集合体を冷却するように流路を形成する。

3.4.2 設計方針

(1) 熱除去

炉内構造物は、燃料集合体とともに１次冷却材の炉心内での流量分布を均一にし、バイパス流量を制限するとともに、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時においても燃料から適切な熱除去ができる設計とする。

(2) 構造強度

炉内構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時の荷重の組合せに対して必要な強度及び機能を有する設計とする。

また、炉内構造物は、応力及び変形に対して配慮することにより、燃料集合体を所定の位置に確実に保持し、ねじれ等が生じない設計とする。

(3) 材料選定

炉内構造物は、圧力、温度、放射線等の種々の厳しい条件下で安全機能を維持できる材料を選定する。また、炉内構造物には、原子炉容器への中性子照射量を少なくするため、熱遮蔽材を設置し、供用期間中、原子炉容器材料のじん性が保たれる設計とする。

(4) 試験検査

炉内構造物は、その健全性を確認するために、原子炉容器外に取り出し供用期間中検査ができる設計とする。

(5) その他

燃料取替えを行うために上部炉心構造物及び下部炉心構造物は、押えリングを介してのみ接続し、安全かつ容易に分離できる設計とする。

炉内構造物は、可動小型中性子束検出器のシンブルを案内し、また、原子炉容器材料の照射試験片を挿入できる設計とする。

3.4.3 主要設備

(1) 上部炉心構造物

上部炉心構造物は、第 3.4.1 図に示すように、制御棒クラスタ案内管、上部炉心板、上部炉心支持板、上部炉心支持柱等で構成し、以下のような構造及び機能を有する。

a. 制御棒クラスタ案内管

制御棒クラスタ案内管は、制御棒クラスタを案内し、駆動軸及び引き抜かれた制御棒クラスタを水平方向水流から保護する。制御棒クラスタ案内管は、上部を上部炉心支持板に固定され、下部を上部炉心板に支持ピンで拘束される。

b. 上部炉心板

上部炉心板は、その下面に取り付けた上部燃料案内ピンにより燃料集合体上端の位置決めを行う。

c. 上部炉心支持板

上部炉心支持板は、円筒胴付鋼製円板であり、原子炉容器フランジで支持され、上部炉心板、上部炉心支持柱等に作用する荷重を原子炉容器フランジに伝達する。

d. 上部炉心支持柱

上部炉心支持柱は、上部炉心支持板と上部炉心板とを結合するために、上下端をそれぞれの板に固定される。上部炉心支持柱は、2枚の板の間で荷重を伝達し、また、炉内計装用熱電対を案内する熱電対引出管を固定する。

上部炉心構造物には、自重、燃料集合体からの荷重、地震荷重、水力荷重等の鉛直方向荷重並びに地震荷重、1 次冷却材の横流れによる荷重等の水平方向荷重が作用する。

鉛直方向荷重は、上部炉心板から上部炉心支持柱を介して上部炉心支持板に伝達され、原子炉容器フランジで支持する。水平方向荷重は、上部炉心支持柱により上部炉心支持板及び上部炉心板に分配され、原子炉容器フランジ及び上部炉心板位置決めピンを介して炉心そうに伝達する。

(2) 下部炉心構造物

下部炉心構造物は、第 3.4.2 図に示すように、炉心そう、炉心バッフル、下部炉心板、下部炉心支持板、下部炉心支持柱、熱遮蔽材等で構成し、以下のような構造及び機能を有する。

a. 炉心そう

炉心そうは、上部フランジを原子炉容器フランジで支持され、下端は、原子炉容器胴内壁に取り付けた炉心支持金物により水平方向の変位が拘束される。炉心そうの内部には炉心バッフル及び下部炉心板が取り付けられ、炉心内の１次冷却材の流路を形成している。炉心バッフルと炉心そうの間の流れは上向きとし、１次冷却材の炉心バッフル板隙間から燃料集合体方向への横流れの低減を図ることにより、横流れが燃料棒に与える影響を大幅に低減する。炉心そうの内側には上部炉心板位置決めピンを設け、上部炉心構造物の位置決めを行う。また、外側に照射試験片案内管を取り付け、原子炉容器材料の照射試験片を挿入し、原子炉運転中照射する。

b. 下部炉心板

下部炉心板は、その上面に取り付けた下部燃料案内ピンにより燃料集合体下端の位置決めを行う。

c. 下部炉心支持板

下部炉心支持板は、下部炉心支持柱に作用する荷重を炉心そうに伝達する。

d. 下部炉心支持柱

下部炉心支持柱は、下部炉心板と下部炉心支持板とを結合し、下部炉心支持板に炉心の荷重を伝達する。

e. 熱遮蔽材

熱遮蔽材は、炉心そうの外側で中性子線量の大きい箇所に配置することにより、原子炉運転中原子炉容器壁に照射される中性子線量を減少させる。

f. 炉内計装案内管

炉内計装案内管は、炉内計装筒より挿入された可動小型中性子束検出器のシンブルが燃料集合体内の炉内計装用案内シンブルに挿入できるように案内する。

下部炉心構造物には、自重、燃料集合体の荷重、制御棒クラスタ落下時の荷重、地震荷重、水力荷重等の鉛直方向荷重並びに地震荷重、1次冷却材の横流れによる荷重等の水平方向荷重が作用する。

鉛直方向荷重は、下部炉心板から下部炉心支持柱を介して下部炉心支持板に伝達する。さらに、下部炉心支持板から炉心そうを介して炉心そうフランジに伝達され、原子炉容器フランジで支持する。水平方向荷重は、炉心そうに伝達され、原子炉容器フランジ及び炉心支持金物に分配される。燃料集合体に作用する水平方向荷重は、炉心そうに固定された下部炉心板及び上部炉心板から上部炉心板位置決めピンを介して炉心そうに伝達する。

3.4.4 主要仕様

炉内構造物の主要仕様を第 3.4.1 表に示す。

3.4.5 試験検査

炉内構造物は、その機能の健全性を確認するため、原子炉容器外に取り出し供用期間中検査を行う。

3.5 原子炉容器

3.5.1 概要

原子炉容器は、第 3.5.1 図に示すように、底部が半球状のたて置円筒形で、上部ふたはフランジにOリングを入れてボルト締めする。原子炉容器内には、炉心、炉内構造物、制御棒クラスタ及びその他炉心付属部品を収容する。１次冷却材出入口ノズルは、容器のフランジと炉心上端との間に設け、炉心位置以下の高さには大口径ノズルは設けない。

高速中性子束照射を受ける容器の炉心高さ部分は、不連続点又は応力集中を生じるような形状のない平滑な円筒形とする。容器の材料は低合金鋼で、内面の１次冷却材と接触する部分はステンレス鋼で肉盛りし、腐食を防止する。

容器上部ふたは本体にボルト締めで取り付け、燃料取替え及び保修のとき取り外し可能とする。上部ふたには制御棒クラスタ用ノズルを設け、制御棒駆動装置の圧力ハウジングを正確に位置決めした後、溶接により取り付ける。

上部ふたのシールは、フランジ当たり面に同心円状に二重に設けたみぞにニッケル・クロム・鉄合金製Oリングを取り付けて行う。

シール部の漏えいは、胴側フランジの 2 本のリングの間に設けるタップ孔から温度指示装置へ配管し、漏えいする高温水による高温度警報によって検出する。

原子炉容器は、１次冷却材ノズル部に溶接取付けする鋼製支持パッドで支持する。支持パッドは、鋼板製リングガーダ上に取り付けるベースプレート上に置き、リングガーダは原子炉容器周囲のコンクリート壁の棚状の部分で支持する。

温度変化による容器の膨張収縮は、ベースプレートと支持パッド間の滑りにより吸収し、地震時の横荷重はベースプレート上のサイドストップによって支え、容器の中心位置を常に確保するようにする。

原子炉容器外面は、すべて保温材でおおい、水滴防止式でほう酸溶液の酸性に耐える保温材を選択する。

3.5.2 使用材料

原子炉容器には、原子力発電用マンガンーモリブデンーニッケル鋼圧延材相当品を用いる。この鋼材は、すぐれた抗張力及び必要な寸法のものが容易に得られるので採用する。更に、機械的性質及び高速中性子照射効果について比較的豊富な実績が得られていることも理由の一つである。この鋼材は溶接性も良く、多数の原子炉容器に用いられている。

容器内面は、すべてコバルト量 0.2%以下の 304 型ステンレス鋼で溶接肉盛りする。この材料は溶接性がすぐれ、水質管理を行う 1 次冷却材中では重大な腐食を生じるおそれはない。塩化物などステンレス鋼に有害な化合物による 1 次冷却材の汚染は、運転中の化学管理によって避けるようにする。製作中もステンレス鋼肉盛りの汚染防止に注意し、水圧試験に使用する水の水質についても厳重に管理する。

制御棒クラスタ用ノズルには、機械的性質及び耐食性にすぐれ、熱膨張係数が原子炉容器材とほぼ等しいニッケル・クロム・鉄合金を用いる。

シール用Oリングには、耐食性、機械的性質及び加工の容易さからニッケル・クロム・鉄合金を用い、Oリングには、銀メッキを施こし軟らかい接触面によりシール効果を良くする。

ボルトには、機械的強度及び衝撃強さのすぐれたボルト用低合金鋼を用いる。

原子炉容器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

型　　式	たて置円筒上下半球鏡容器形
設計圧力	17.16MPa[gage]
設計温度	343℃
全　　高	約13m
胴内径	約4.0m
材　　質	
本体、上部ふた	低合金鋼 （JIS G3120相当品及びJIS G3204相当品）
肉盛り	ステンレス鋼
スタッドボルト	低合金鋼

推定中性子照射量	原子炉容器内面から1/4板厚の位置において
（E＞1MeV）	約5×10^{19}n/cm^2（40定格負荷相当年時点）
ＮＤＴ温度初期（計画値）	－12℃以下
加 熱 ・ 冷 却 率	55℃/h以下

3.5.3 設計条件

原子炉容器は定常負荷及び設計過渡運転状態における温度及び圧力変化に耐えるよう設計する。応力解析は、内圧、内部荷重、外部荷重、定常温度、温度変化の効果及び疲労荷重を考慮して行う。

原子炉容器の実際の運転条件下で放射線損傷の程度を知るため、適用可能な日本電気協会技術規程（原子力編）「原子炉構造材の監視試験方法」(JEAC4201)に準拠した照射試験を実施する。高速中性子照射によるぜい化を監視するため、カプセルに収容した試験片を炉心そうと原子炉容器の間に挿入し、計画的に取り出して破壊試験が実施できる設計とする。

これは、第 3.5.2 図のように、カプセルに収納した試験片を炉心周囲に挿入して照射し、計画的に取り出して破壊試験を行うことにより、使用中の材料特性の変化を監視する。

カプセルには原子炉容器母材、溶接部等から採取した衝撃試験片、引張試験片、ＷＯＬ試験片（Wedge Opening Load Specimen ；ウェスチングハウス社が開発した破壊応力、破壊じん性を試験する試験片）等を収容する。

3.5.4 放射線損傷の考慮

原子炉容器は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時、保修時、試験時及び事故時においてぜい性的挙動を示さず、かつ急速な伝播型破断を生じないよう材料選定、設計、製作及び運転に留意する。

3.6 核 設 計

3.6.1 概　　要

原子炉は、低濃縮二酸化ウランを燃料とする軽水減速の加圧水型原子炉であり、核分裂は、主として軽水で減速された熱中性子によるものである。核特性上の主要因子である減速材／ウラン体積比は約 3.4～約 3.6 である。原子炉は、起動時には高温状態まで加熱後臨界とし、停止時には高温状態で臨界未満とした後低温状態まで冷却する。

出力運転時における炉心内での蒸気ボイドの発生は無視できる。また、定格出力運転中は制御棒クラスタがほぼ全引き抜き状態にあり、燃料の燃焼に伴う反応度変化をほう素濃度調整により制御するため、燃料の燃焼に伴う炉心内出力分布の変化は小さい。燃料集合体の燃料棒は、約 14.3mm のピッチで 15×15 の正方格子をなすように配列しており、そのうち 21 本は燃料棒が入らない水路等となるが、ピッチが小さいため局所的な出力ピーキングは大きくならない。さらに、燃料集合体を適切に配置し、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用することで出力ピーキングを適切な範囲に抑えることができる。

ドップラ係数は常に負であり、減速材温度係数は高温出力運転状態では負に保たれているため、原子炉に固有の安全性を与えている。また、キセノンによる出力振動のうち、径方向振動は収束性であり、軸方向振動も炉心寿命中の大部分において収束性である。サイクル末期では軸方向振動が起こる可能性があるが、たとえ振動が生じても制御棒クラスタの操作によって容易に抑制可能である。

3.6.2 設計方針

(1) 原子炉の安全上及び運転上の見地から次のことを考慮して設計する。

a. 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、原子炉施設の各設備の保護動作とあいまって燃料の健全性を確保できる炉心特性を有すること。

b. 最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き状態であ

っても、常に炉心を臨界未満にすることができること。

c. 原子炉制御設備により炉心を連続的に、かつ、安定に制御できること。

d. 通常の運転制御を行うのに十分な負の反応度効果を有すること。

(2) これらを基本とし、濃縮度、ガドリニア濃度等を考慮した上で、以下の方針に基づき具体的設計を行う。

a. 反応度停止余裕

制御棒クラスタは、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き位置のまま挿入できない場合でも、高温停止状態では0.0177Δk/k以上の反応度停止余裕を与える設計とする。さらに、化学体積制御設備によるほう酸注入により、低温停止状態でも0.010Δk/k以上の反応度停止余裕を確保できる設計とする。

b. 制御棒クラスタの最大反応度価値及び最大反応度添加率

制御棒クラスタの最大反応度価値及び最大反応度添加率は、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を損なわず、炉内構造物が炉心冷却の機能を果たせるように制限する。

すなわち、制御棒クラスタの最大反応度価値は制御棒クラスタ1本が挿入限界位置から飛び出した場合、高温全出力時で0.0015Δk/k以下、高温零出力時サイクル初期で0.0075Δk/k以下、サイクル末期で0.010Δk/k以下となる設計とする。また、最大反応度添加率は２つのバンクの制御棒クラスタが引き抜き手順上可能な最大速度で引き抜かれても、86×10^{-5}(Δk/k)/s以下となる設計とする。さらに、高温全出力運転中全引き抜き位置から制御棒クラスタ1本が落下した場合の負の最大添加反応度は2.5×10^{-3}Δk/kを上回らない設計とする。

c. 反応度係数

炉心が負の反応度フィードバック特性を有するように、ドップラ係数は常に負であり、かつ、高温出力運転状態で減速材温度係数は負となる設計とし、これらを総合した反応度出力係数が運転時の異常な過渡変化時においても出力抑制効果を有する設計とする。

d. 出力分布

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料中心最高

温度及び最小ＤＮＢＲの制限を満足するため、通常運転時の熱水路係数を3.6.5.3の(2)に記載する条件を満たす設計とする。

e. 安 定 性

出力分布の振動が生じないように、炉心に十分な減衰特性を持たせた設計とするか、又はたとえ振動が生じてもそれを検出し、容易に抑制できる設計とする。

f. 燃料燃焼度

燃料集合体の最高燃焼度は、55,000MWd/t以下となる設計とする。ただし、第1～第15領域燃料については、燃料集合体の最高燃焼度は39,000MWd/t以下、第16～第26領域燃料については、48,000MWd/t以下となる設計とする。

3.6.3 解析方法(1) (2) (3) (4) (5)

原子炉の核的性能を評価するための核設計計算には、多群中性子輸送理論及び少数群中性子拡散理論を使用する。

原子炉の核的性能の計算は、少数群定数計算及び炉心核計算の 2 種類に大別される。

(1) 少数群定数計算

本計算は、燃料ペレット、被覆管、減速材等で構成される燃料集合体の集合体単位又は各構成要素の単位セルごとの均質化した少数群定数（高速中性子群定数及び熱中性子群定数）を求める。少数群定数は燃料集合体の各物質の多群断面積を用いて燃料集合体を対象とした中性子輸送計算又は中性子拡散計算を行い、中性子スペクトル及び中性子束空間分布を計算し、これに基づいてスペクトル加重平均を行うことにより求める。燃料集合体単位の少数群定数を求める場合は、集合体均質化に伴う誤差を除去するための中性子束不連続因子を同時に求める。

(2) 炉心核計算

本計算は、炉心の出力分布、燃焼度、制御棒価値、停止余裕、炉心寿命等を求める。

本計算においては、少数群定数計算で得られた群定数及び中性子束不

連続因子を用いて、少数群中性子拡散理論に基づく３次元拡散計算を行う。さらに、詳細出力分布再構成法又は詳細出力分布合成法を用いて、燃料棒単位の詳細な出力分布を求める。

(3) 実測値との比較

前述の方法による計算結果と臨界実験との比較及び国内外の加圧水型軽水炉の運転試験結果や実績との比較があり、いずれも非常に良い一致を得ており、十分な計算の信頼性を確認している。

3.6.4 核設計値及び炉心内の配置

3.6.2 の設計方針を満足させる核設計値を、第 3.6.1 表に示す。

制御棒クラスタ及び取替炉心の代表的なケースとして平衡炉心の燃料集合体の配置を第 3.6.1 図及び第 3.6.4 図に示す。

3.6.5 核設計の内容

3.6.5.1 反応度制御

炉心の反応度制御は、制御棒クラスタの操作及び１次冷却材中のほう素濃度調整の原理の異なる２つの方法によって行う。これらの制御方式に加えて、炉心の過剰反応度を抑制するため、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用する。炉心の実効増倍率及び反応度制御能力を第3.6.1表に示し、バーナブルポイズンの初装荷炉心内配置を第3.6.3図に示す。

(1) 制御棒クラスタ

制御棒クラスタは、その機能によってA、B、C、Dの4バンクからなる制御グループと、S_A、S_Bの2バンクからなる停止グループに分けられており、バンク単位で挿入又は引き抜きを行う。制御グループは原子炉の出力を制御し、停止グループは制御グループとともに原子炉トリップを行う。原子炉トリップ時には、制御棒クラスタ48本が重力で炉心に落下する。制御棒クラスタは、第3.6.1図のように炉心内に配置し、次のような反応度制御能力を有する。

a. 制御グループの制御棒クラスタは、原子炉出力が高温零出力から

高温全出力まで変化したときの、１次冷却材温度変化、燃料温度変化、少量のボイド生成等による反応度変化を制御する。

b. 制御グループの制御棒クラスタは、ほう素濃度、１次冷却材温度、キセノン濃度等が微少変化したときの反応度変化を制御する。

c. 制御グループの制御棒クラスタは、タービン負荷が5%/minのランプ状変化、10%ステップ状変化及びタービンバイパス制御系作動を伴う急激なステップ状減少をしたとき、原子炉が安定に応答できるのに十分な反応度の微分価値を有する。

d. 停止グループ及び制御グループの制御棒クラスタは、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き位置のまま挿入できない場合でも、残りの制御棒クラスタのみで、原子炉を高温全出力から十分速く高温停止状態とする能力を有する。

制御棒クラスタは、以上の能力を有するとともに、中性子吸収材の減損等を考慮して、十分余裕がある設計とする。原子炉運転中は、出力分布の平坦化、反応度停止余裕の確保及び制御棒クラスタ飛び出し時の添加反応度を制限するため、停止グループは全引き抜き位置に保持し、制御グループは挿入限界以上に保持する。

上に述べたように、高温全出力から高温停止に移行する場合は、制御棒クラスタを用いて反応度制御を行うが、その際、3.6.2に述べた設計方針の反応度停止余裕が確保される必要がある。反応度停止余裕は、制御棒クラスタの反応度と制御棒クラスタにより制御すべき所要制御反応度との差であり、これらは3.6.3に述べた核設計計算により求める。

所要制御反応度は出力欠損とボイド減少による反応度の和となる。出力欠損による反応度は、高温全出力から高温零出力までの燃料温度低下、減速材温度低下及び中性子束再分布により添加される正の反応度である。また、ボイド減少による反応度は、高温全出力でわずかに発生しているボイドが出力低下により消滅することによって添加される正の反応度である。制御棒クラスタの反応度は、制御棒クラスタのバンクＤが挿入限界まで挿入されている状態から、最大

反応度価値を有する制御棒クラスタ1本が全引き抜き位置のまま挿入できないものとし、さらに、計算上の不確定性を考慮して10%の余裕をみて評価している。

所要制御反応度は、主として減速材温度係数がより負側に移行するため、サイクル末期で最大となる。

代表的なケースとして、平衡炉心及び予定外取出しのある炉心における所要制御反応度及び制御棒クラスタの反応度は第3.6.2表に示すとおりであり、所要の反応度停止余裕を十分確保している。

制御棒クラスタ引き抜きによる最大反応度添加率は、制御棒クラスタ最大駆動速度及び制御棒クラスタの各バンクの反応度価値で定まる。制御棒クラスタ最大駆動速度は、約114cm/minであり、2つのバンクが同時に最大速度で引き抜かれた場合でも、最大反応度添加率は$86\times10^{-5}(\Delta k/k)/s$を十分下回っている。

また、定格出力運転中、全引き抜き位置から制御棒クラスタ1本が落下した場合の負の最大添加反応度は、$2.5\times10^{-3}\Delta k/k$を上回ることはない。

さらに、制御棒クラスタ飛び出し時の添加反応度は、高温全出力時で$0.0015\Delta k/k$を、高温零出力時サイクル初期で$0.0075\Delta k/k$、サイクル末期で$0.010\Delta k/k$を十分下回っている。

(2) ほう素濃度調整

1次冷却材中のほう素濃度調整は、化学体積制御設備により行い、次のような比較的緩やかな反応度変化を制御する。

a. 高温状態から低温状態までの1次冷却材温度変化に伴う反応度変化

b. キセノン、サマリウム等の濃度変化に伴う反応度変化

c. 燃料の燃焼に伴う反応度変化

本設備によるほう酸注入により、低温停止状態でも$0.010\Delta k/k$以上の反応度停止余裕を確保できる。

ほう素希釈による正の反応度添加率は、ほう素希釈速度とほう素による反応度効果で定まり、ほう素濃度が高いほど反応度添加率は

大きい。

１次冷却材のほう素濃度を高めに考慮し、充てん／高圧注入ポンプ３台を最大流量で運転して純水を１次冷却系に注入した場合でも、ほう素希釈速度は約8ppm/min 以下であり、正の反応度添加率は0.8×10^{-3}(Δk/k)/min以下である。一方、ほう酸ポンプ1台及び充てん／高圧注入ポンプ1台使用時のほう素添加速度は、約16ppm/minであり、この場合、ほう素による反応度効果を低めに考慮しても、1.1×10^{-3}(Δk/k)/min以上の負の反応度添加が可能である。

燃料取替え時のほう素濃度は、2,600ppm以上であり、制御棒クラスタ全挿入の状態で実効増倍率を0.95以下に、また、制御棒クラスタなしでも炉心を十分臨界未満にできる。

3.6.5.2 反応度係数

反応度係数は、燃料温度、減速材温度、減速材密度、圧力、ボイド等の炉心状態量の変化に対する反応度の変化の割合を示すパラメータである。各反応度係数の値を第3.6.1表に示す。

ドップラ係数は、燃料実効温度の変化に対する反応度変化の割合であり、低濃縮二酸化ウラン及びガドリニア入り低濃縮二酸化ウランを使用している本原子炉では、常に負である。

減速材温度係数は、減速材温度の変化に対する反応度変化の割合であり、一般に負である。しかし、減速材中にほう素が存在する場合には、その濃度が高くなると減速材温度係数が正になることもあり得る。これは、温度上昇により減速材密度が減少すると炉心中のほう素の量が減ることになり、反応度に正の増分効果を及ぼすためであるが、バーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用することにより、減速材温度係数を高温出力運転状態において負の値とする。減速材密度係数は、減速材密度の変化に対する反応度変化の割合であり、高温出力運転状態において減速材温度係数を負に保つ限り正である。

圧力係数及びボイド係数による反応度が、炉心に与える影響は小さい。

このように、反応度変化を補償する主な2つの効果、ドップラ係数及

び減速材温度係数は、高温出力運転中常に負に保たれており、原子炉に固有の安全性を与えている。

3.6.5.3 出力分布[6] [7] [8] [9]

(1) 熱水路係数の定義

核設計及び熱水力設計で定義する熱水路係数は次のとおりである。

a. 核的エンタルピ上昇熱水路係数（$F_{\Delta H}^{N}$）

核的エンタルピ上昇熱水路係数は、炉心最大燃料棒出力と炉心平均燃料棒出力の比である。

なお、定格出力時全制御棒クラスタ引き抜き状態における核的エンタルピ上昇熱水路係数は、水平方向出力分布に関する核設計上のパラメータ（水平方向ピーキング係数F_{XY}^{N}）である。

b. 核的熱流束熱水路係数（F_{Q}^{N}）

核的熱流束熱水路係数は、炉心最大線出力密度と炉心平均線出力密度の比であり、以下の因子からなっている。

$$F_{Q}^{N}=\mathrm{Max}\{P(X,Y,Z)\}\times F_{U}^{N}$$

ここで、

$P(X,Y,Z)$　：炉心位置(X,Y,Z)における局所相対出力

F_{U}^{N}　：核的不確定性因子（1.05）

また、燃料焼きしまりの効果を含める場合の核的熱流束熱水路係数は次式で表される。

$$F_{Q}^{N}=\mathrm{Max}\{P(X,Y,Z)\times S(Z)\}\times F_{U}^{N}$$

ここで、

$S(Z)$　：炉心高さZにおける燃料焼きしまりによる出力スパイク係数

c. 工学的熱流束熱水路係数（F_{Q}^{E}）

工学的熱流束熱水路係数は、燃料製造上の公差が熱流束熱水路係数に与える影響を考慮する因子である。ペレットの直径、密度、濃縮度、被覆管直径等の製造公差を統計的に組み合わせた設計値

1.03を使用する。

d. 熱流束熱水路係数（F_Q）

熱流束熱水路係数は、炉心最大線出力密度と炉心平均線出力密度の比であり、次式で表される。

$$F_Q = F_Q^N \times F_Q^E$$

(2) 通常運転時の出力分布

通常運転時の出力分布が以下を満足する設計とする。

$$F_{\Delta H}^N \leqq 1.60\{1+0.3(1-P)\}$$

$$F_Q^N \leqq 2.18/P$$（燃料ペレット焼きしまり効果を含まない）

ここで、

P　　：相対出力

上記方針を満足させるため、次により出力分布を平坦化する。

a. 初装荷炉心においては、炉心を3領域に分け、それぞれ異なった濃縮度を採用し、外周部の濃縮度を高くする。また、中央2領域は、チェッカーボード状に配置し、バーナブルポイズン配置と組み合わせて、良好な水平方向出力分布が得られるようにする。初装荷炉心の燃料集合体配置を第3.6.2図に示す。取替炉心の新燃料集合体及び再使用燃料集合体の装荷位置は、出力分布の平坦化等を考慮して決定するが、必要に応じてバーナブルポイズン又はガドリニア入り二酸化ウラン燃料を使用することにより、良好な水平方向出力分布が得られるようにする。

b. 出力分布の状態を示すパラメータとして、アキシャルオフセットがある。アキシャルオフセットは、炉外中性子束検出器の上部信号（ϕ_t）及び下部信号（ϕ_b）を用いて次のように定義する。

$$\text{アキシャルオフセット} = \frac{\phi_t - \phi_b}{\phi_t + \phi_b}$$

通常運転時は、アキシャルオフセットを適正な範囲に保つ。このため、通常運転時はアキシャルオフセットを常時炉外核計装で監視し、必要があれば制御グループの制御棒クラスタを操作して、アキシャルオフセットを定められた範囲内に抑える。

種々の出力分布におけるアキシャルオフセットと熱流束熱水路係数（F_Q）との対応を整理した結果によると、アキシャルオフセットをある範囲内に保てば熱流束熱水路係数もある範囲に保たれる。このため、アキシャルオフセットを定められた範囲内に抑えることによって、熱流束熱水路係数を上記に示す核的熱流束熱水路係数（F_Q^N）の上限値に工学的熱流束熱水路係数（F_Q^E）を乗じることで定まる許容値以下にすることができる。

(3) 運転時の異常な過渡変化時における出力分布

運転時の異常な過渡変化時において、出力分布は通常運転時と異なった分布となる。出力分布に影響を与え、かつ、燃料棒線出力密度が最も増大する運転時の異常な過渡変化としては、「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」及び「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」がある。「原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈」が発生すると、制御棒クラスタが自動制御の場合、炉心熱出力は一定に保たれるが、通常運転時と異なった出力分布となる。また「出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」が発生すると、炉心熱出力の上昇とともに出力分布が変化する。いずれの場合にも、出力分布の変化により、最大線出力密度は通常運転時に比べて増加する。これらの異常な出力分布状態においても、原子炉保護設備の働きにより、燃料中心最高温度及び最小ＤＮＢＲに対する制限を超えるような出力分布が起こらないようにする。

3.6.5.4 安 定 性[9] [10]

キセノンによる出力分布の空間振動で問題となるのは、軸方向振動のみであり、水平方向振動は、炉心寿命中十分な減衰性を有する。軸方向振動に対しては、減速材温度係数による効果は小さいが、ドップラ係数が振動の抑制に大きな効果を有している。サイクル末期では軸方向振動が起こる可能性があるが、この軸方向振動は、制御グループの制御棒クラスタを操作して、アキシャルオフセットを適正な範囲に維持することにより、容易に避けることができるとともに、たとえ振

動が生じてもそれを検出し、制御グループの制御棒クラスタの操作によって容易に抑制可能である。もし、アキシャルオフセットが運転目標値から大きく逸脱した場合には、原子炉制御設備の作動による出力低下あるいは原子炉保護設備の作動による原子炉トリップを行う。

3.6.5.5 燃料取替えと取替炉心の安全性

燃料の燃焼に伴って炉心の過剰反応度が低下すると、比較的燃焼の進んだ燃料集合体を取り出し、同数の燃料集合体を装荷する。新燃料集合体及び再使用燃料集合体の装荷位置は、出力分布の平坦化等を考慮して決定する。

燃料取替えは、約400EFPD（全出力換算日）ごとに行う予定である。

炉心には仕様の一部異なる燃料が混在することもあるが、その共存性については問題ないことを確認している。(11)

(1) 燃料取替え

定期的な燃料取替えにおいては、設備利用率等の運転条件を考慮のうえ、所定のサイクル寿命を与えるのに必要な取替燃料の濃縮度及び燃料取替え体数を決定する。取出し燃料、炉心内の燃料配置等は、燃料取替え時の燃焼度実績等を考慮したうえ決定する。標準的な燃料取替え方式を想定した場合、取出し燃料の体数は、多少の変動はあるが代表的なケースである平衡炉心で約44体であり、その際の取出し燃料の平均燃焼度は、約49,000MWd/tである。

運転上の要求、燃料損傷等により、予定した定期的燃料取替え以外の時期に燃料取替えを行う必要が生じることも考えられる。このような場合、取出し燃料の平均燃焼度が変わることはあり得る。

(2) 取替炉心の安全性

取替炉心の安全性は、各取替サイクルにおいて、核的熱水路係数等の炉心パラメータが本節に記載している安全解析使用値から逸脱しないことを実測あるいは計算により確認する。

燃料取替えの詳細は、最終的には実際の運転実績に応じて燃料取替え時に決定するが、ここでは代表的なケースとして平衡炉心及び

予定外取出しのある炉心の2ケースの燃料取替え方式を想定し、各サイクルの炉心特性から取替炉心の安全性について示す。

想定したケースの炉心の主要パラメータを第3.6.3表に、燃料集合体配置図を第3.6.4図及び第3.6.5図に示す。

各ケースの炉心の安全性確認項目の評価結果は第3.6.4表に示すとおりであり、安全解析使用値を満足する炉心が設計できる。

3.6.6 参考文献

(1) 「ガドリニア入り燃料の核設計」
MAPI-1066改5
三菱重工業、平成15年

(2) 「三菱ＰＷＲの新核設計手法と信頼性」
MAPI-1087改5
三菱重工業、平成10年

(3) 「三菱ＰＷＲのＰＨＯＥＮＩＸ－Ｐ／ＡＮＣによる核設計の信頼性」
MHI-NES-1025
三菱重工業、平成14年

(4) 「ＰＷＲ核設計手法と信頼性（改良ＮＵＬＩＦシステム）」
NFK-8102
原子燃料工業、平成7年

(5) 「改良ＮＵＬＩＦシステムにおけるＰＷＲ核設計手法の信頼性」
NFK-8113改1
原子燃料工業、平成14年

(6) 「燃料ペレットの焼きしまりについて」
MAPI-1032
三菱原子力工業、昭和50年

(7) 「燃料ペレット焼きしまりの評価」
NFK-8010改6
原子燃料工業、平成14年

(8) 「燃料ペレット焼きしまりによるパワースパイクについて」

MHI-NES-1002改1
三菱重工業、平成14年
(9) 「三菱ＰＷＲにおける出力分布制御について」
MHI-NES-1027改1
三菱重工業、平成15年
(10) 「ＰＷＲのキセノン振動制御」
原子力学会誌、Vol.19　No.1(1977)
(11) 「Ａ型及びＢ型燃料集合体の共存する炉心特性（３ループ１５×１５型ステップ２燃料集合体）」
NFK-8128
原子燃料工業、平成15年

3.7 熱水力設計

3.7.1 概　　要

炉心の熱水力設計は、3.6に記載した核設計とあいまって、炉心熱出力、熱流束、熱伝達面積、１次冷却材流量、原子炉圧力、１次冷却材温度、熱水路係数、燃料中心温度、最小ＤＮＢＲ等を勘案して決定される。

定格出力時の炉心熱出力約2,432MWは、157体の燃料集合体による実効熱伝達面積約3,926m^{2}と炉心の平均熱流束約603kW/m^{2}とによって達成される。

これを冷却する１次冷却材は、全流量約45.2×10^{6}kg/h、圧力約15.4MPa[gage]、原子炉容器入口温度約289℃、原子炉容器出口温度約323℃である。

3.7.2 設計方針

熱水力設計は炉心寿命中、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の健全性を確保するため、以下の方針の下に行う。

(1) 最小ＤＮＢＲは、許容限界値以上である設計とする。

ここで、ＤＮＢＲは、限界熱流束、すなわち沸騰熱伝達の過程において核沸騰からの離脱が起こるときの熱流束（これを「ＤＮＢ熱流束」という。）と実際の熱流束との比で定義される。

(2) 燃料中心最高温度は、二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点未満となる設計とする。

ここで、二酸化ウラン燃料の燃料中心最高温度の解析上の制限値は、未照射燃料で2,580℃、燃焼度71,000MWd/tで2,350℃とし、この間は燃焼に伴って低下するものとする。ただし、第1～第26領域の二酸化ウラン燃料については、燃料中心最高温度の解析上の制限値を未照射燃料では2,600℃、燃焼に伴う溶融点の低下を考慮して燃焼度62,000MWd/tでは2,400℃とする。なお、3.7における燃料中心最高温度の解析上の制限値は、便宜上厳しいものを使用する。

また、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料の燃料中心最高温度の解析上の制限値は、未照射燃料で2,480℃、燃料中心温度が最高となる燃焼度

約10,000MWd/tで2,440℃とする。ただし、第16～第26領域のガドリニア入り二酸化ウラン燃料については、燃料中心最高温度の解析上の制限値を未照射燃料では2,530℃、燃料中心温度が最高となる燃焼度約10,000MWd/tでは2,490℃とする。なお、3.7における燃料中心最高温度の解析上の制限値は、便宜上厳しいものを使用する。このため、定格出力時に次の条件を満足する設計とする。

(1) 最小ＤＮＢＲ　　2.03

(2) 燃料棒最大線出力密度　　47.6kW/m

3.7.3 解析方法

3.7.3.1 炉心の熱水力解析(1) (2)

炉心の熱水力解析では、軸方向流路に沿って１次冷却材の密度、流量、エンタルピ、ボイド率、静圧等の熱水力パラメータを計算する。本解析は次の3段階に分けて行う。

(1) 炉心全体の解析

炉心入口流速分布及び炉心出口圧力を境界条件とし、炉心を燃料集合体ごとに分け、各燃料集合体ごとの流量、エンタルピ、圧力損失、温度、ボイド率、燃料集合体間のエネルギの収支及び流量の収支を求める。

(2) 熱水路を含む燃料集合体の解析

熱水路を含む燃料集合体を4つに分割し、入口流量条件、各軸方向高さにおける隣接燃料集合体との運動量の収支及びエネルギの収支等について炉心全体の解析で得られる値を境界条件として、(1)と同様の熱水力特性諸量を求める。

(3) 各水路ごとの解析

熱水路を含む1/4燃料集合体について各水路ごとの発熱量を入力し、(2)で得られる結果を境界条件として各水路ごとの熱水力パラメータを解析する。

ＤＮＢＲの評価には実際の熱流束に対応するものとして設計出力分布を用いるが、ＤＮＢ熱流束は冷却材の条件に応じて、3.7.5.1に

述べる相関式に基づいて計算する。

3.7.3.2 燃料温度解析[3] [4]

燃料温度の解析は半径方向熱伝導モデルにより行う。

燃料温度に影響を与える因子、すなわち二酸化ウラン又はガドリニア入り二酸化ウランの熱伝導率、被覆管・１次冷却材熱伝達係数、ギャップコンダクタンスに影響を与える内部ガスの成分及び圧力、ギャップ寸法（又は接触圧）等は実験式又は半実験的モデルで適切に計算する。

この解析モデルによる温度計算値は、実験値と良い一致が得られている。

なお、燃料温度の解析においては、濃縮度、ガドリニア濃度等を考慮する。

3.7.4 熱水力設計値

3.7.2に示す設計方針を満足する炉心の熱水力設計値は第3.7.1表のとおりである。

3.7.5 熱水力設計の内容

3.7.5.1 ＤＮＢＲ[1] [2] [5] [6] [7] [8] [9] [10] [11]

熱水力設計では、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において最小ＤＮＢＲが許容限界値を下回ることを防ぐため、炉心運転限界を設定する。

ＤＮＢＲの評価には、実際の熱流束に対応するものとして設計出力分布を用い、ＤＮＢ熱流束は冷却材条件に応じてＤＮＢ相関式により求める。ＤＮＢ熱流束の値に影響を与える冷却材条件は、3.7.3.1に述べた炉心の熱水力解析による結果を使用する。

本評価には、ＤＮＢ相関式として「ＭＩＲＣ－１相関式」又は「ＮＦＩ－１相関式」を使用する。

ＤＮＢは、水力的条件及び熱伝達現象の効果によって起こるもので、

その場所での流量、圧力及び蒸気重量率の局所的条件のみならず、流路長さ、支持格子間隔等の上流の条件や流路の形状等の影響を受ける。

「ＭＩＲＣ－１相関式」及び「ＮＦＩ－１相関式」は、上記局所的パラメータ及びシステムパラメータの各種条件下における混合羽根付支持格子を用いた管群のＤＮＢ試験結果から求めたものであり、本原子炉のＤＮＢ熱流束を適切に求めることができる。

ＤＮＢ相関式に入力される炉心内局所的冷却材条件は、ＴＨＩＮＣ－Ⅳコード又は改良ＣＯＢＲＡ－３Ｃコードによるサブチャンネル解析により求められる。

「ＭＩＲＣ－１相関式」又は「ＮＦＩ－１相関式」を用いた最小ＤＮＢＲの評価には、改良統計的熱設計手法を使用する。改良統計的熱設計手法では、ＤＮＢ試験の結果より得られたＤＮＢ相関式の不確定性と、統計的に取り扱う入力パラメータの不確定性を一括して統計的に取り扱い、これらの不確定性は最小ＤＮＢＲの許容限界値の中で考慮する。

統計的に取り扱う入力パラメータについては、最確値を入力としてサブチャンネル解析を行い、得られた局所冷却材条件をＤＮＢ相関式に入力して求められるＤＮＢＲ最確値を最小ＤＮＢＲの評価値とする。

最小ＤＮＢＲの評価値は、通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、次式で与えられる最小ＤＮＢＲの許容限界値（$DNBR_{SL}$）以上である設計とする。

$$DNBR_{SL} = DNBR_{DL} / F^{M}_{DNBR,Z}$$

$$1.0 = DNBR_{DL} \times F^{U}_{DNBR,Z}$$

ここで、

$DNBR_{SL}$　：最小ＤＮＢＲの許容限界値

$DNBR_{DL}$　：ＤＮＢＲ設計限界値

$F^{M}_{DNBR,Z}$　：ＤＮＢペナルティのための余裕

$F^{U}_{DNBR,Z}$　：ＤＮＢ相関式の不確定性を表す確率分布と入力パラメータの不確定性に基づく最小ＤＮＢＲの確率分布を一括して統計的に取り扱った確率分布の不確定性

因子

本原子炉での改良統計的熱設計手法における最小ＤＮＢＲの許容限界値の設定については、以下のとおりとする。

(1) ＤＮＢ相関式の不確定性

平均値を1.0とし、ＤＮＢ相関式の不確定性に基づいて設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

(2) 統計的に取り扱う入力パラメータの不確定性

a. １次冷却材流量

定格流量を最確値とし、流量測定誤差に基づいて設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

なお、炉心入口流量の不均一性については、熱水路を含む燃料集合体への冷却材流量を平均より5%減少させることにより考慮する。

b. 炉心バイパス流量

炉心の冷却材流量には、熱除去に寄与しないバイパス流量として以下を考慮する。

(a) 原子炉容器ふた部へ向かう流れ

(b) 制御棒案内シンブルを通る流れ

(c) 原子炉容器と炉心槽の間隙を経て冷却材出口ノズルに至る流れ

(d) 炉心バッフルと炉心槽の間を通る流れ

これらのバイパス流路の定格寸法及び各部圧力損失に基づいて設定した最確値と、各バイパス流路の寸法公差及び各部圧力損失の不確定性による影響を考慮して設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

c. 原子炉出力

定格値を最確値とし、熱出力校正誤差に基づいて設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

d. １次冷却材平均温度

定格値を最確値とし、温度測定誤差及び制御系による影響を考慮して設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

e. 炉心圧力

炉心部分の圧力評価値に基づいて設定した最確値と、圧力測定誤差及び制御系による影響を考慮して設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

f. 核的エンタルピ上昇熱水路係数（$F^N_{\Delta H}$）

炉心の出力分布は、主として濃縮度、燃料集合体装荷パターン、バーナブルポイズン配置、原子炉出力、制御棒クラスタ位置、燃焼度等によって変化する。ＤＮＢ熱流束の評価には水路に沿って出力を積分したエンタルピ上昇の水平方向分布、すなわち核的エンタルピ上昇熱水路係数（$F^N_{\Delta H}$）が重要になる。$F^N_{\Delta H}$の最確値は水平方向ピーキング係数（F^N_{XY}）の上限値に基づいて設定し、実炉心及び臨界実験装置での測定結果を用いた誤差評価に基づいて標準偏差を設定することにより統計的に取り扱う。

なお、部分出力時における$F^N_{\Delta H}$の最確値としては、定格出力時での値に係数：{1+0.3(1-P)}（P：相対出力）を乗じたものを用いる。出力の低下に伴って$F^N_{\Delta H}$の値を大きくするのは、制御棒クラスタを挿入することにより、水平方向出力ピークが上昇するためであるが、「過大温度ΔT高原子炉トリップ」設定にこの影響を盛り込んでいるので、炉心の安全性は確保されている。

g. エンタルピ上昇に関する工学的熱水路係数

ペレットの直径、密度及び濃縮度の製造公差によるエンタルピ上昇への影響については、定格値（1.0）を最確値とし、製造公差及び燃料製造実績データに基づいて設定した標準偏差を用いることにより統計的に取り扱う。

なお、統計的に取り扱わない以下のものについては、固定値として取り扱う。

a. 軸方向出力分布

軸方向出力分布は制御棒クラスタの動き、負荷変動、キセノン再分布等によって大幅に変化するが、運転中の出力分布変動に余裕をもって対処できるように最大と平均の比が1.62であるコサイン分布をＤＮＢ評価に用いる。

b. 熱拡散係数

水路間のエンタルピの混合割合は、水路間エンタルピ差、１次冷却材の密度及び流速に比例する。この混合割合を無次元の熱拡散係数（ＴＤＣ）によって表現する。

模擬燃料集合体を用いたＴＤＣ実験を行い、ＴＤＣの平均値として約0.042以上の値を得たが、設計には十分な余裕を見込んで0.034を使用する。

(3) 最小ＤＮＢＲの許容限界値の設定

ＤＮＢ相関式の不確定性を表す確率分布と入力パラメータの不確定性に基づく最小ＤＮＢＲの確率分布を一括して統計的に取り扱った確率分布に基づき、最小ＤＮＢＲの許容限界値（$DNBR_{SL}$）を設定する。

本原子炉における最小ＤＮＢＲの許容限界値は、上記の一括して統計的に取り扱った確率分布の95％下限値が1.0となる時のＤＮＢＲ最確値、すなわちＤＮＢＲ設計限界値（$DNBR_{DL}$）に、燃料棒曲がりによるＤＮＢペナルティ及び支持格子の圧損係数の異なる燃料集合体が同一炉心に混在することにより生じ得るＤＮＢペナルティを見込んだ余裕（$F^{M}_{DNBR,Z}$）を考慮して1.35とする。

以上に述べた最小ＤＮＢＲの許容限界値に対し、定格出力時の最小ＤＮＢＲを求めると第3.7.1表に示すように2.03である。

3.7.5.2 燃料温度[3] [4] [5] [12]

燃料温度の解析は、3.7.3.2で述べたように半径方向熱伝導モデルにより行うが、本解析に影響する諸因子については、以下のように取り扱う。

(1) 燃料ペレット熱伝導率

二酸化ウランの熱伝導率は、その溶融点までの積分値が実験値と一致するように定めたモデルにより評価する。

ガドリニア入り二酸化ウランの熱伝導率は、ガドリニアの添加により若干低下するので、その効果を適切に考慮したモデルにより評

価する。

また、燃焼に伴いペレット熱伝導率が低下するので、その効果を適切に考慮したモデルにより評価する。

(2) 燃料棒内半径方向出力分布

燃料棒内半径方向出力分布は核設計コード等により計算され、これを半径方向熱伝導モデルに適用して燃料ペレット内の温度分布を計算する。

半径方向出力係数fは次のように定義され、燃料棒内半径方向出力分布の形を表すものである。

$$\int_{Ts}^{Tc} K(T)dT = \frac{q'f}{4\pi}$$

ここで、

K(T)　：均一的な密度分布を持つ二酸化ウラン熱伝導率（W/(m･℃)）

q'　：線出力密度（W/m）

Ts　：ペレット表面温度（℃）

Tc　：ペレット中心温度（℃）

(3) ギャップコンダクタンス

ペレットー被覆管ギャップにおける温度低下は、ギャップの寸法及びギャップ内のガスの熱伝導率の関数である。ギャップコンダクタンスの計算モデルは、燃料ペレット熱伝導モデルと組み合わせて使用されるとき、燃料中心温度の計算値が実験値と一致するように定める。

(4) 熱伝達係数

強制対流熱伝達係数は、よく知られたDittus-Boelterの式から得られ、レイノルズ数及びプラントル数各々の指数式として表される。

$$\frac{hDe}{K} = a \cdot Re^{b} \cdot Pr^{c}$$

ここで、

h　：熱伝達率　（W/(m²･℃)）

De　　：水力的等価直径　（m）

K　　：流体の熱伝導率　（W/(m･℃)）

Re　　：レイノルズ数

Pr　　：プラントル数

a,b,c　　：定数

熱伝達係数は上式のa、b、cを実験により適切に定めることにより表される。

核沸騰が始まった後の被覆管表面温度はThomの式で決定される。

$\Delta Tsat = \alpha \cdot \exp(-\beta P)(q'')^{0.5}$

ここで、

ΔTsat　　：Tw－Tsat（℃）

P　　：原子炉圧力（MPa）

q”　　：局所熱流束（W/m^2）

Tw　　：被覆管表面温度（℃）

Tsat　　：飽和温度（℃）

α,β　　：定数

以上により、二酸化ウラン燃料の燃料中心最高温度を求めると、燃料中心温度が最高となるのは、ペレット初期密度約95％理論密度の場合の燃料寿命初期約1,200MWd/tであり、この場合の制限値は2,570℃となるが、定格出力運転時の最大線出力密度47.6kW/m時の燃料中心最高温度は約1,970℃、3.7.6で述べる燃料の健全性確保のための安全保護系の二酸化ウラン燃料に対する設計上の目標値である最大線出力密度59.1kW/m時の燃料中心最高温度は約2,270℃であり、制限値を十分下回っている。

ガドリニア入り二酸化ウラン燃料の燃料中心温度が最高となるのは、ガドリニア濃度約10wt％の場合の燃焼度約10,000MWd/tであり、この場合の制限値は2,440℃となるが、定格出力運転時の最大線出力密度36.9kW/m時の燃料中心最高温度は約1,790℃、3.7.6で述べる燃料の健全性確保のための安全保護系のガドリニア入り二酸化ウラン燃料に対する設計上の目標値である最大線出力密度

44.3kW/m時の燃料中心最高温度は約2,010℃であり、制限値を十分下回っている。

3.7.6 運転時のＤＮＢ及び燃料過出力の防止

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料の健全性を確保するため、ＤＮＢ及び燃料過出力の観点より次のような防護を行う。

(1) 運転時のＤＮＢ防護

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、ＤＮＢＲが許容限界値を下回ることを防ぐための炉心運転限界は、１次冷却材平均温度、原子炉圧力、１次冷却材温度差及び軸方向中性子束偏差の関数として定められる。この炉心運転限界は、3.7.5.1で述べた設計出力分布に基づいて計算されているが、原子炉保護設備により、炉外核計装からの軸方向中性子束偏差が過大になると「過大温度ΔＴ高原子炉トリップ」の設定点が自動的に下がる設計としているので、炉心の安全性は確保される。

したがって、3.7.2に示すＤＮＢＲ設計方針は十分に満足される。

(2) 運転時の燃料過出力防護

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において、燃料中心最高温度が二酸化ウラン及びガドリニア入り二酸化ウランそれぞれの溶融点以上となることを防ぐための炉心運転限界は、前項で記した「過大温度ΔＴ高原子炉トリップ」と同様に「過大出力ΔＴ高原子炉トリップ」により保護される。

「過大出力ΔＴ高原子炉トリップ」の設定は、二酸化ウラン燃料に対しては最大線出力密度59.1kW/m、ガドリニア入り二酸化ウラン燃料に対しては最大線出力密度44.3kW/mを目標として行われるので、3.7.2に示す燃料温度設計方針は十分に満足される。

3.7.7 参考文献

(1) 「ＴＨＩＮＣ－Ⅳコードの概要」

MAPI-1044

三菱原子力工業、昭和51年

(2) 「ＰＷＲ熱水力設計手法」

NFK-8024改6

原子燃料工業、平成14年

(3) 「三菱ＰＷＲの燃料設計計算コードの概要」

MAPI-1019改1

三菱原子力工業、昭和63年

(4) 「燃料棒性能解析コード（ＦＰＡＣ）」

NFK-8011改7

原子燃料工業、平成14年

(5) 「三菱ＰＷＲ高燃焼度化ステップ２燃料の機械設計」

MHI-NES-1021改5

三菱重工業、平成15年

(6) 「原燃工製ＰＷＲステップ２燃料集合体の開発」

NFK-8114改2

原子燃料工業、平成15年

(7) 「改良統計的熱設計手法について」

MHI-NES-1009改1

三菱重工業、平成12年

(8) 「改良統計的熱設計手法について」

NFK-8107改1

原子燃料工業、平成12年

(9) 「三菱新ＤＮＢ相関式（ＭＩＲＣ－１）について」

MAPI-1075改3

三菱重工業、平成12年

(10)「原燃工新ＤＮＢ相関式（ＮＦＩ－１）について」

NFK-8087改1

原子燃料工業、平成12年

(11)「Ａ型及びＢ型燃料集合体の共存する炉心特性（３ループ１５×１５型ステップ２燃料集合体）」

NFK-8128
原子燃料工業、平成15年
(12)「原燃工製ＰＷＲステップ２燃料の機械設計について
（１５×１５型・３ループ炉）」
NFK-8127
原子燃料工業、平成15年

3.8 動 特 性[1]

3.8.1 概　　要

加圧水型原子炉は、固有の自己制御性及び原子炉制御設備により、タービン負荷に応じて原子炉出力を追従させる制御方式としている。定格出力の15%以上での設計負荷変化による外乱に対し、原子炉はトリップすることなく、主要諸変数を許容される制限値内に制御し、十分な減衰性を持って安定性を維持する設計とし、これを解析により確認している。

3.8.2 設計方針

加圧水型原子炉は、通常運転時において炉心内の体沸騰を許容しない設計としているので原子炉の熱水力特性は安定であり、また、ドップラ係数は常に負であり、かつ、減速材温度係数は高温出力運転状態で負になる設計としていることから、原子炉は固有の自己制御性を有する。

本原子炉は、この固有の自己制御性及び原子炉制御設備により、タービン負荷に応じて原子炉出力を追従させる制御方式とし、負荷変化時の外乱に対し安定性を維持する設計としている。

定格出力の15％以上での、通常運転時における原子炉及び原子炉制御設備の設計方針は、次のとおりである。

(1) 負荷変化に対して、原子炉制御設備を含めた原子炉系の応答が安定で、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度等の主要諸変数が十分な減衰性を持って新たな平衡負荷に相当した設定値に制御される設計とする。

(2) 原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度等の主要諸変数は過渡時に許容される制限値内に収まり、通常運転時の偏差は適当な範囲内に制御される設計とする。

上記(1)及び(2)の設計方針を許容する負荷変化の範囲として、以下の設計負荷変化を設計条件とする。

a. ±10％ステップ状負荷変化

（定格出力の15％から100％の範囲内）

b. ±5％/minのランプ状負荷変化

（定格出力の15％から100％の範囲内）

c. 急激な負荷減少

（タービンバイパス（約40％容量）制御系併用）

3.8.3 解析方法

応答解析は、加圧水型原子炉プラントの動特性を模擬した計算プログラムにより解析する。解析モデルは、原子炉動特性、燃料熱系、１次冷却系、蒸気発生器、加圧器、種々の制御系等を含んでいる。なお、解析は代表的なケースとして3.6で述べた平衡炉心を対象とする。

以下に解析モデルの概要を示す。

(1) 6 群の遅発中性子並びに制御棒反応度、減速材温度及び燃料温度の反応度フィードバックを含む 1 点近似中性子動特性モデルを用いる。

(2) 燃料熱系は、燃料ペレットを径方向に外部及び内部の 2 領域、被覆管を 1 領域として扱う。

(3) １次冷却系は、炉心流路部、炉心出入口混合部、配管部、蒸気発生器流路部等に分割した熱水力モデルとする。

(4) 蒸気発生器は、蒸気流量、給水流量及び 1 次側からの伝達熱量の影響を含めたモデルとする。

(5) 加圧器は、液相及び気相に分割した非平衡モデルとし、加圧器ヒータ、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁の制御系を模擬する。

(6) 制御系は、制御棒制御系、タービンバイパス制御系、加圧器圧力制御系、給水制御系等の主要な制御系を模擬する。

(7) 必要な安全保護系を模擬する。

これらは国内の加圧水型原子炉プラントにおいてその妥当性を確認したものである。

シミュレーションモデルの全体構成を第3.8.1図に示す。

3.8.4 過渡応答

(1) ±10％ステップ状負荷変化

第3.8.2図は定格負荷状態から10％ステップ状負荷減少時の応答を示

す。

負荷の急減により、制御棒クラスタが自動挿入され、原子炉出力は初期に急減するが、１次冷却材平均温度が低下するに従って、減少が緩やかとなり、１次冷却材平均温度が落ち着くと一定となる。

１次冷却材平均温度は原子炉出力の減少により初期に急速に低下するが、原子炉出力の減少が緩やかになるにつれて低下傾向も緩やかとなり、減少した負荷に対応する温度に向かって低下する。原子炉圧力は初期に加圧器への流入サージの影響により一時上昇するが、１次冷却材平均温度の低下が大きくなると、加圧器からの流出サージの影響により低下する。原子炉圧力が加圧器液相温度に対応する飽和圧力に達すると、加圧器液相部は蒸発を開始し、圧力低下は抑制される。その後加圧器ヒータの動作により定格運転圧力に回復する。

第3.8.3図は90％定格負荷状態から10％ステップ状負荷増加時の応答を示す。１次冷却材平均温度は初期に低下し、これに伴って原子炉圧力も低下するが、その低下割合は加圧器圧力信号による加圧器ヒータの動作により緩和される。その後、１次冷却材平均温度の上昇に伴って原子炉圧力は上昇するが、加圧器スプレイ及び加圧器ヒータの動作により定格運転圧力に回復する。制御棒クラスタが自動的に引き抜かれるにつれて、１次冷却材平均温度は上昇し、増加した負荷に対応する温度に向かう。

以上のように原子炉出力、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の主要パラメータは、原子炉固有の自己制御性、原子炉制御設備等により十分な減衰性を持って設定値に制御され、3.8.2に示す設計方針を満足して運転継続できることを示している。

(2) ±5％/min のランプ状負荷変化

第3.8.4図は、5％/minで15％定格負荷から定格負荷まで負荷を増加させた場合の応答を示す。１次冷却材平均温度は初期に低下するが、制御棒クラスタの自動引き抜きにより原子炉出力が増加するにつれて定格負荷に対応する温度に近づく。原子炉圧力は加圧器からの流出サージ又は加圧器への流入サージ量に影響されるが、その程度は小さく

１次冷却材平均温度が新たな平衡値に近づくにつれ定格運転圧力に回復する。

第3.8.5図は5%/minで定格負荷から15%定格負荷まで負荷を減少させた場合の応答を示す。応答は第3.8.4図のほぼ逆応答となるが、原子炉圧力は温度の低下につれて低下し、その低下割合は加圧器ヒータの動作により緩和される。最終的には１次冷却材平均温度が整定した時点で定格運転圧力に回復する。

以上のように原子炉出力、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の主要パラメータは、原子炉固有の自己制御性、原子炉制御設備等により、十分な減衰性を持って設定値に制御され、3.8.2に示す設計方針を満足して運転継続できることを示している。

(3) 急激な負荷減少

10%以上50%以下のステップ状負荷減少時には、タービンバイパス制御系が自動的に作動し、原子炉はトリップすることなく新しい出力平衡値に達する。

第3.8.6図は、タービンバイパス制御系作動を伴う定格負荷からの50%ステップ状負荷減少時の応答を示す。負荷の急減により、制御棒クラスタが自動挿入されるとともに、定格主蒸気流量の約40%の設計容量を持つタービンバイパス制御系が自動的に作動する。タービンバイパス制御系は１次冷却系に過渡的に蓄えられる熱を除去し、負荷減少により１次冷却系に加わる影響を系自体と制御棒クラスタ動作によって対処し得る程度に緩和し、１次冷却材平均温度ピークを許容値内にとどめる。１次冷却材平均温度が低下するに従い、タービンバイパス流量は減少し、新しい定常状態ではタービンバイパス弁は完全に閉じている。

以上のように原子炉出力、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の主要パラメータは、原子炉固有の自己制御性、原子炉制御設備等により、十分な減衰性を持って新しい平衡状態に制御され、3.8.2に示す設計方針を満足して運転継続できることを示している。

3.8.5 参考文献

(1)「三菱ＰＷＲの過渡解析と実測の比較」

MAPI-1046改1

三菱重工業、平成14年

第3.1.1表　原子炉及び炉心の主要仕様

炉心熱出力	約2,432MW
1次冷却材全流量	約45.2×10^6kg/h
原子炉容器入口1次冷却材温度	約289℃
原子炉容器出口1次冷却材温度	約323℃
原子炉圧力	約15.4MPa[gage]
炉心有効高さ	約3.66m
炉心等価直径	約3.04m
炉心全ウラン量	約73t
冷却回路数	3

第3.2.1表　燃料の主要仕様

(1) ペレット

材　　料		二酸化ウラン（一部ガドリニアを含む）
濃 縮 度		
初装荷燃料	第1領域	約2.0wt%
	第2領域	約2.7wt%
	第3領域	約3.4wt%
取 替 燃 料		約4.6wt%以下 ガドリニア入り燃料については、濃縮度約3.0wt%以下、ガドリニア濃度約10wt%以下
ただし、	第4、第5領域	約3.3wt%
	第6～第11領域	約2.8wt%
	第12～第15領域	約3.4wt%
	第16～第26領域	約4.0wt%～約3.4wt% ガドリニア入り燃料については、濃縮度約2.5wt%～約1.9wt%、ガドリニア濃度約6wt%
初期密度		理論密度の約97% ガドリニア入り燃料については、理論密度の約96%
ただし、	第1～第26領域	理論密度の約95%
ペレット直径		約9.29mm又は約9.21mm
ペレット長さ		約12.6mm、約11.2mm又は約10.0mm
ペレット最高燃焼度		約71,000MWd/t
ペレット中心最高温度		
定格出力時		約1,970℃ 約1,790℃（ガドリニア入り燃料）
最大線出力密度59.1kW/m時		約2,270℃
（ガドリニア入り燃料に		約2,010℃（ガドリニア入り燃料）

ついては44.3kW/m時）

(2) 被 覆 管

材　　料	ジルカロイ－４の合金成分を調整しニオブ等を添加したジルコニウム基合金 ・Sn-Fe-Cr-Nb系ジルコニウム基合金 （Sn：0.7～0.9wt%、 Fe：0.18～0.24wt%、 Cr：0.07～0.13wt%、 Fe+Cr：0.28～0.37wt%、 Nb：0.45～0.55wt%、 Zr：残り） ・Sn-Fe-Cr-Nb-Ni系ジルコニウム基合金 （Sn：0.90～1.15wt%、 Fe：0.24～0.30wt%、 Cr：0.13～0.19wt%、 Nb：0.08～0.14wt%、 Ni：0.007～0.014wt%、 Zr：残り） ジルコニウム－ニオブ合金にスズ及び鉄を添加したジルコニウム基合金 ・Sn-Fe-Nb系ジルコニウム基合金 （Sn：0.9～1.3wt%、 Fe：0.08～0.12wt%、 Nb：0.8～1.2wt%、 Zr：残り）
ただし、　第1～第26領域	ジルカロイ－４
外　　径	約10.72mm
厚　　さ	約0.62mm又は約0.66mm
被覆管－ペレット間隙（直径）	約0.19mm
表面最高温度	

定格出力時	約350℃
最大線出力密度59.1kW/m時	約350℃

(3) 燃料集合体

集合体数	157
燃料棒配列	15×15
集合体当たり燃料棒本数	204
全燃料棒本数	32,028
燃料棒全長（端栓とも）	約3.9m
燃料棒ピッチ	約14.3mm
集合体全長	約4.1m
集合体断面寸法	約214mm×約214mm
支持格子材料	ニッケル・クロム・鉄合金
集合体当たり支持格子数	7
制御棒案内シンブル材料	ジルカロイ－４
集合体当たり制御棒案内シンブル本数	20

制御棒案内シンブル

外径	上部	約13.9mm
	下部	約12.4mm（ダッシュポット部）
厚さ	上部	約0.43mm
	下部	約0.43mm（ダッシュポット部）

炉内計装用案内シンブル材料	ジルカロイ－４
集合体当たり炉内計装用案内シンブル本数	1

炉内計装用案内シンブル

外径	約13.9mm
厚さ	約0.43mm

燃焼度

取替燃料集合体平均	約49,000MWd/t（3.6で述べる平衡炉心）
燃料集合体最高	55,000MWd/t

ただし、　第1～第15領域　　39,000MWd/t

　　第16～第26領域　48,000MWd/t

第3.4.1表 炉内構造物の主要仕様

形　　式	上・下2分割型 15×15型制御棒クラスタ案内管装着
主 要 寸 法	上部・下部炉心板間　約4.1m
炉心そう内径	約3.4m
主 要 材 料	ステンレス鋼

第3.6.1表　　核　設　計　値

(1) 炉　心		
有効高さ		約 3.66m
等価直径		約 3.04m
減速材／ウラン体積比(低温時)		約 3.4～約 3.6
燃料集合体数		157
燃料集合体中の燃料棒配列		15×15
燃料集合体中の燃料棒本数		204
濃 縮 度		
初装荷燃料	第 1 領域	約 2.0wt%
	第 2 領域	約 2.7wt%
	第 3 領域	約 3.4wt%
取 替 燃 料		約 4.6wt%以下 ガドリニア入り燃料については、濃縮度約 3.0wt%以下、ガドリニア濃度約 10wt%以下
ただし、	第 4、第 5 領域	約 3.3wt%
	第 6～第 11 領域	約 2.8wt%
	第 12～第 15 領域	約 3.4wt%
	第 16～第 26 領域	約 4.0wt%～約 3.4wt% ガドリニア入り燃料については、濃縮度約 2.5wt%～約 1.9wt%、ガドリニア濃度約 6wt%
平均燃焼度		
取替燃料集合体（平衡炉心）		約 49,000MWd/t
(2) 核的熱水路係数（定格出力時）		
F_Q^N		2.18 以下 (燃料ペレット焼きしまり効果を含まない)
$F_{\Delta H}^N$		1.60 以下

(3) 線出力密度

定格出力時平均	約 20.3kW/m
定格出力時最大	45.7kW/m （燃料ペレット焼きしまり効果を含まない） 35.4kW/m（ガドリニア入り燃料） （燃料ペレット焼きしまり効果を含まない）

(4) 実効増倍率（取替炉心サイクル初期）

燃料取替停止（全制御棒クラスタ挿入）	0.95（約 1,800ppm）
低 温 停 止（全制御棒クラスタ引き抜き）	0.99（約 1,900ppm）
高 温 停 止（全制御棒クラスタ引き抜き）	0.98（約 2,100ppm）
高温全出力（全制御棒クラスタ引き抜き）	1.00（約 1,600ppm）
高温全出力（全制御棒クラスタ引き抜き、キセノン、サマリウム平衡）	1.00（約 1,200ppm）

(5) 反応度制御能力（取替炉心）

制御棒クラスタ （最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本挿入不能時）	約 0.05Δk/k
ほう素濃度調整	0.17Δk/k 以上 （約 2,600ppm）
バーナブルポイズン（サイクル初期）	約 0.08Δk/k 以下

(6) 反応度係数

減速材温度係数	$(+0.5 \sim -8.1) \times 10^{-4}$	(Δk/k)/℃
ドップラ係数	$(-1.7 \sim -4.8) \times 10^{-5}$	(Δk/k)/℃
ボイド係数	$(+0.5 \sim -2.5) \times 10^{-3}$	(Δk/k)/%ボイド
圧力係数	$(+7.9 \sim -0.4) \times 10^{-4}$	(Δk/k)/MPa
減速材密度係数	(+0.37～0)	(Δk/k)/(g/cm^3)

（減速材温度係数は、高温出力運転状態では負である）

(7) 実効遅発中性子割合及び即発中性子寿命

実効遅発中性子割合	0.75～0.44	(%)
即発中性子寿命	20～10	(μ sec)

第 3.6.2 表　　反　応　度　停　止　余　裕

	平　衡　炉　心 サイクル末期	予定外取出炉心 サイクル末期
1．所要制御反応度	約 2.92%Δk/k	約 2.88%Δk/k
出 力 欠 損	約 2.87%Δk/k	約 2.83%Δk/k
ボイド減少	約 0.05%Δk/k	約 0.05%Δk/k
2．制御棒クラスタの反応度(注)	約 5.13%Δk/k	約 5.00%Δk/k
3．反応度停止余裕	約 2.21%Δk/k	約 2.12%Δk/k

（注）　制御棒クラスタのバンク D が挿入限界まで挿入されている状態から、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が全引き抜き位置のまま挿入できないものとし、他の制御棒クラスタを全挿入させて反応度を求め、さらに、設計裕度 10%を差し引いた値。

第 3.6.3 表　炉心の主要パラメータ

領域＼サイクル			第Nサイクル (平衡炉心)	第N＋1サイクル (予定外取出炉心)
燃料集合体装荷体数	第(M－3)領域	(M－3)A 4.6wt% (Gd 入り*)	8	
		(M－3)B 4.6wt%	17	
	第(M－2)領域	(M－2)A 4.6wt% (Gd 入り*)	16	8
		(M－2)B 4.6wt%	28	17
	第(M－1)領域	(M－1)A 4.6wt% (Gd 入り*)	16	16
		(M－1)B 4.6wt%	28	28
	第 M 領域	MA 4.6wt% (Gd 入り*)	16	16
		MB 4.6wt%	28	20
	第(M＋1)領域	(M＋1)A 4.6wt% (Gd 入り*)		16
		(M＋1)B 4.6wt%		36
サイクル燃焼度（MWd/t）			13,800	13,800
バーナブルポイズン棒本数			0	0
サイクル初期 臨界ほう素濃度(ppm)			1,550	1,520
取出し燃料集合体の 平均燃焼度（MWd/t）			49,000	48,900

* 3.0wt%^{235}U－10wt%Gd_2O_3燃料棒 20 本を含む。

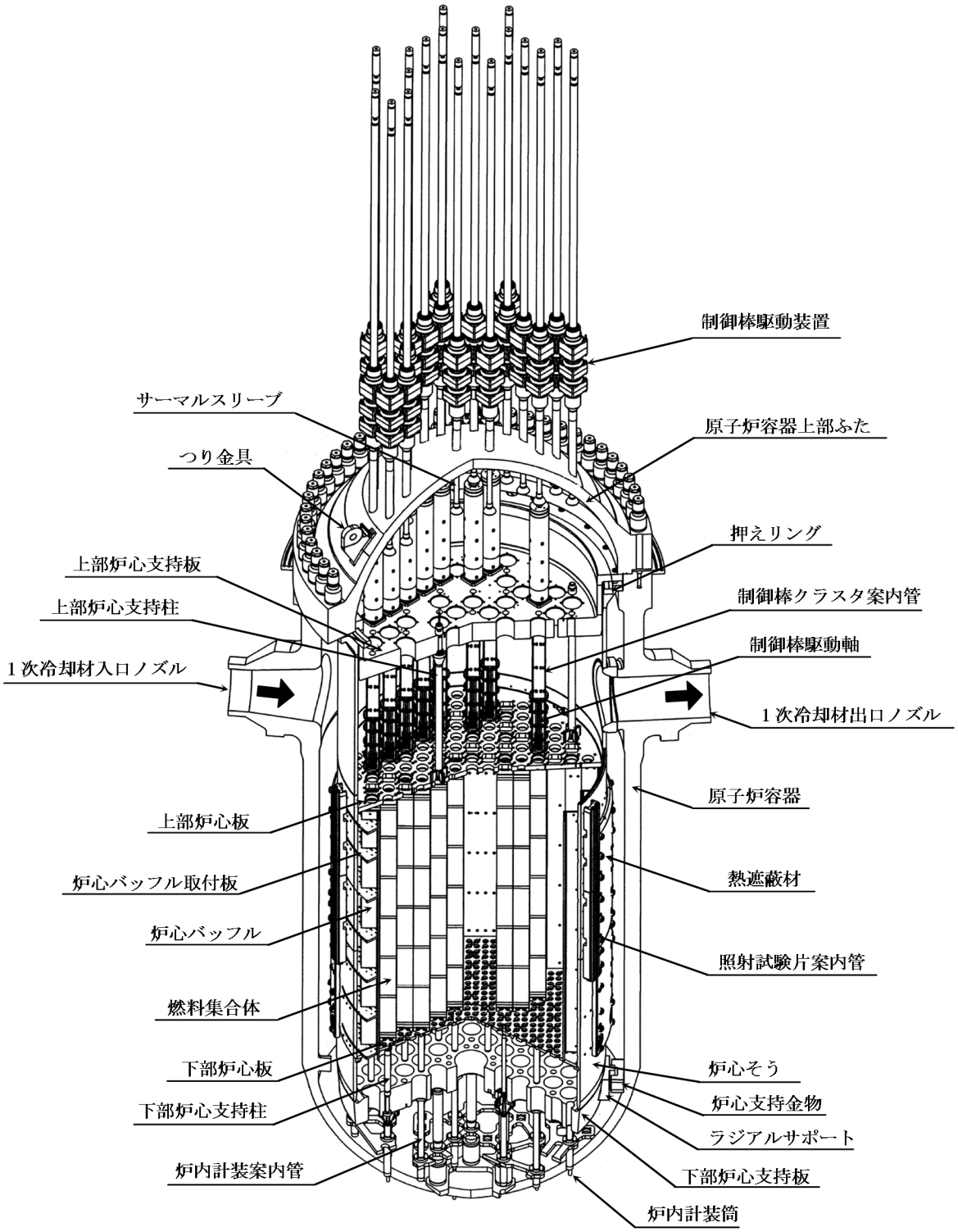
第 3.6.4 表　炉 心 の 安 全 性 確 認 項 目

項　　目			単　　位	安全解析使用値	第 N サイクル（平衡炉心）	第 N+1 サイクル（予定外取出炉心）
反応度停止余裕（サイクル末期）			%Δk/k	≦ 1.77	2.21	2.12
最大線出力密度(注)			kW/m	≦ 45.7	41.8	40.2
燃料集合体最高燃焼度			MWd/t	≦ 55,000	54,400	54,000
F_{XY}^{N}			－	≦ 1.48	1.46	1.42
減速材温度係数 ($\partial\rho/\partial T_m$)			$\times10^{-5}$(Δk/k)/℃	-81 ～ +5	-64 ～ -3.0	-64 ～ -3.8
ドップラ係数 ($\partial\rho/\partial T_f$)			$\times10^{-5}$(Δk/k)/℃	-4.8 ～ -1.7	-3.2 ～ -2.3	-3.2 ～ -2.3
制御棒落下時	落下制御棒価値		%Δk/k	≦ 0.25	0.17	0.17
制御棒落下時	$F_{\Delta H}^{N}$		－	≦ 1.80	1.71	1.68
制御棒飛び出し時 F_Q	サイクル初期	高温零出力	－	≦ 14	5.2	8.8
制御棒飛び出し時 F_Q	サイクル初期	高温全出力	－	≦ 5.0	2.3	2.2
制御棒飛び出し時 F_Q	サイクル末期	高温零出力	－	≦ 25	17	17
制御棒飛び出し時 F_Q	サイクル末期	高温全出力	－	≦ 5.0	2.5	2.4
飛び出し制御棒価値	サイクル初期	高温零出力	%Δk/k	≦ 0.75	0.29	0.43
飛び出し制御棒価値	サイクル初期	高温全出力	%Δk/k	≦ 0.15	0.03	0.03
飛び出し制御棒価値	サイクル末期	高温零出力	%Δk/k	≦ 1.0	0.82	0.71
飛び出し制御棒価値	サイクル末期	高温全出力	%Δk/k	≦ 0.15	0.04	0.04
最大反応度添加率			$\times10^{-5}$(Δk/k)/s	≦ 86	62	59

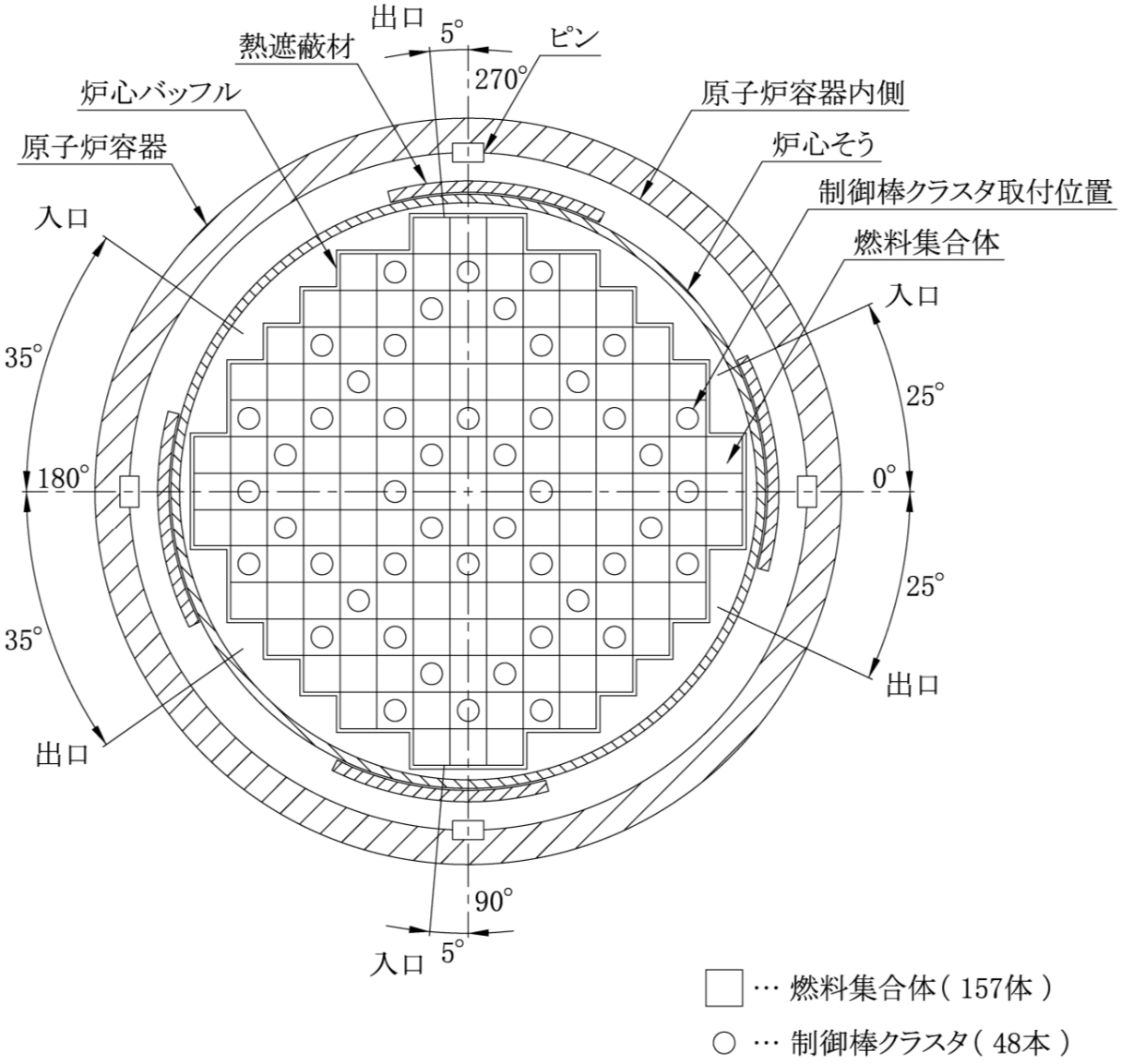
(注)　燃料ペレット焼きしまり効果を含まない。

第3.7.1表　　熱 水 力 設 計 値

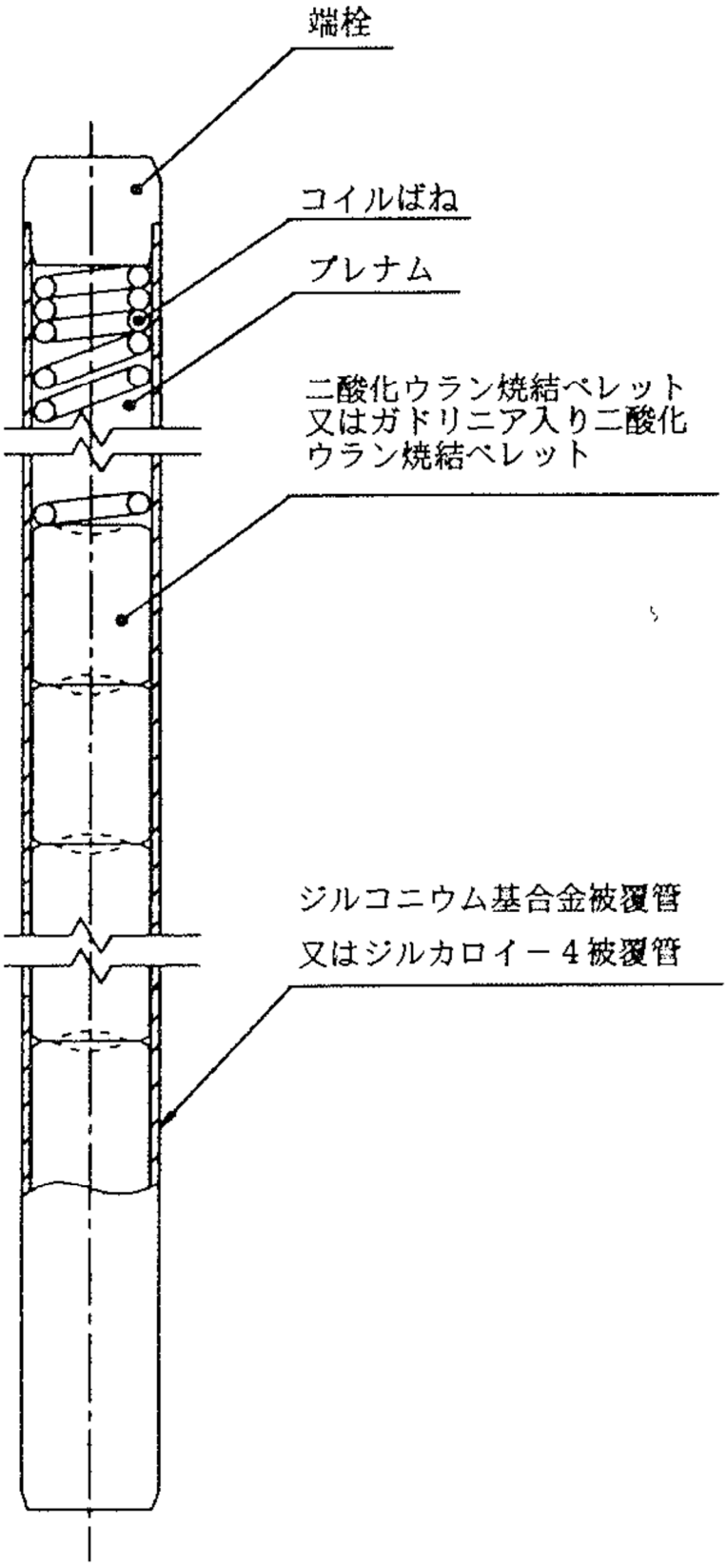
炉心熱出力	約 2,432MW
燃料棒からの熱発生割合	約 97.4%
１次冷却材圧力	約 15.4MPa[gage]
１次冷却材流量	約 45.2×10^6kg/h
炉心バイパス流量割合	約 4.0%
実効熱伝達面積	約 3,926m^2
原子炉容器入口１次冷却材温度	約 289℃
原子炉容器出口１次冷却材温度	約 323℃
平均出力密度	約 92kW／ℓ
熱 流 束	
定格出力時平均	約 603kW/m^2
定格出力時最大	約 1,412kW/m^2
線出力密度	
定格出力時平均	約 20.3kW/m
定格出力時最大	47.6kW/m
	36.9kW/m（ガドリニア入り燃料）
熱水路係数（定格出力時）	
F_Q	2.34
$F^N_{\Delta H}$	1.60
燃料中心最高温度	
定格出力時	約 1,970℃
	約 1,790℃（ガドリニア入り燃料）
最大線出力密度 59.1kW/m 時	約 2,270℃
（ガドリニア入り燃料に	約 2,010℃（ガドリニア入り燃料）
ついては 44.3kW/m 時）	
最小ＤＮＢＲ	
定格出力時	2.03
運転時の異常な過渡変化時	1.35 以上



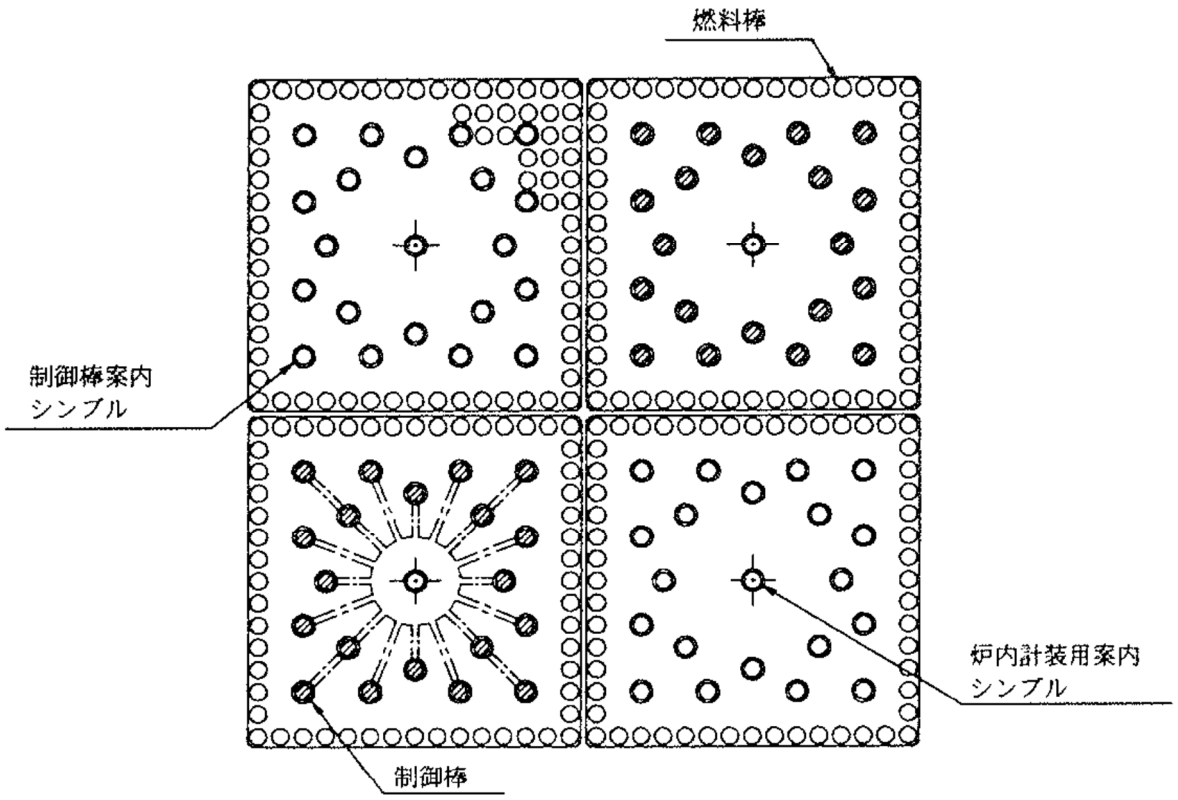
第3.1.1図　原子炉容器内構造説明図



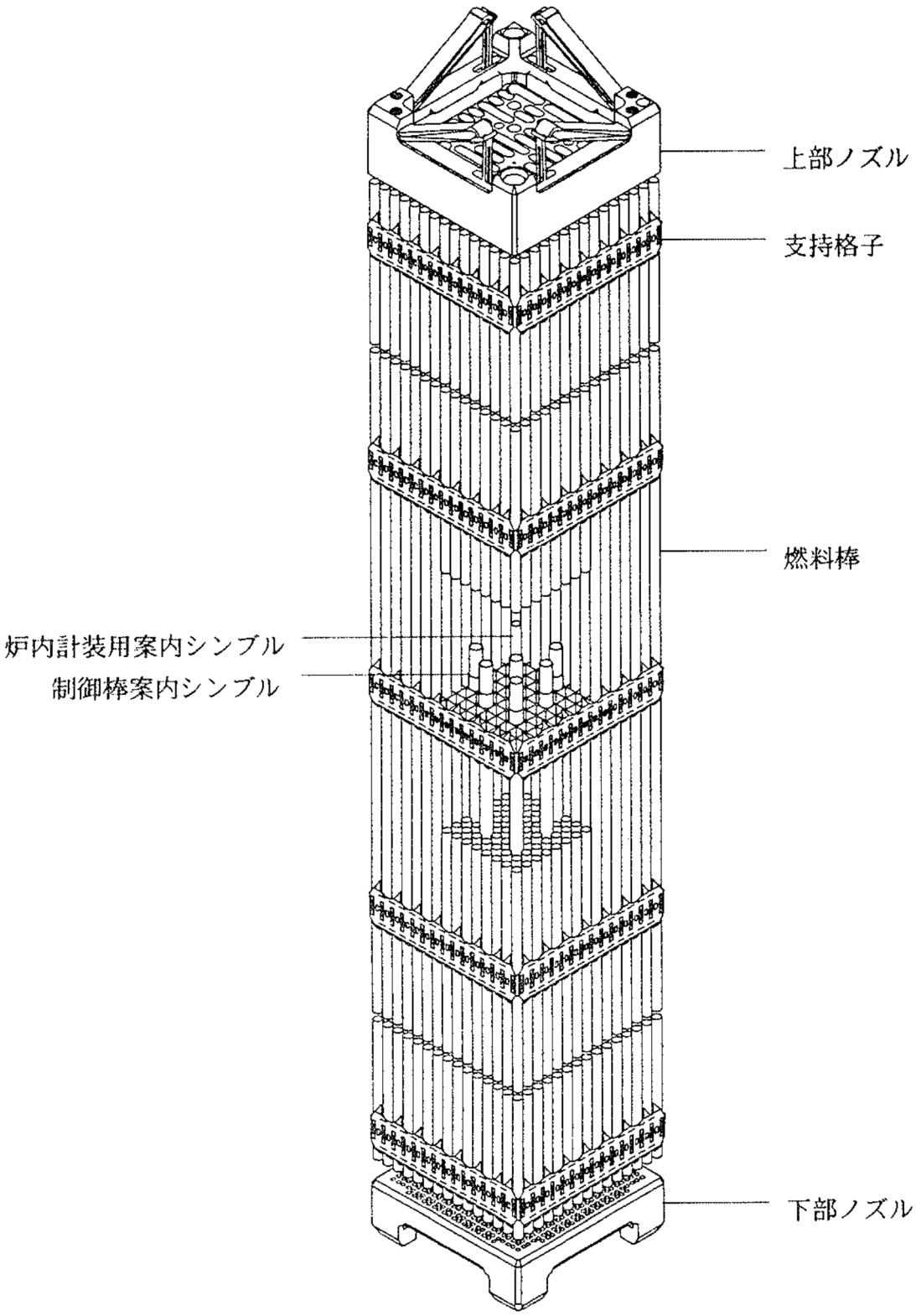
第3.1.2図　炉心断面説明図



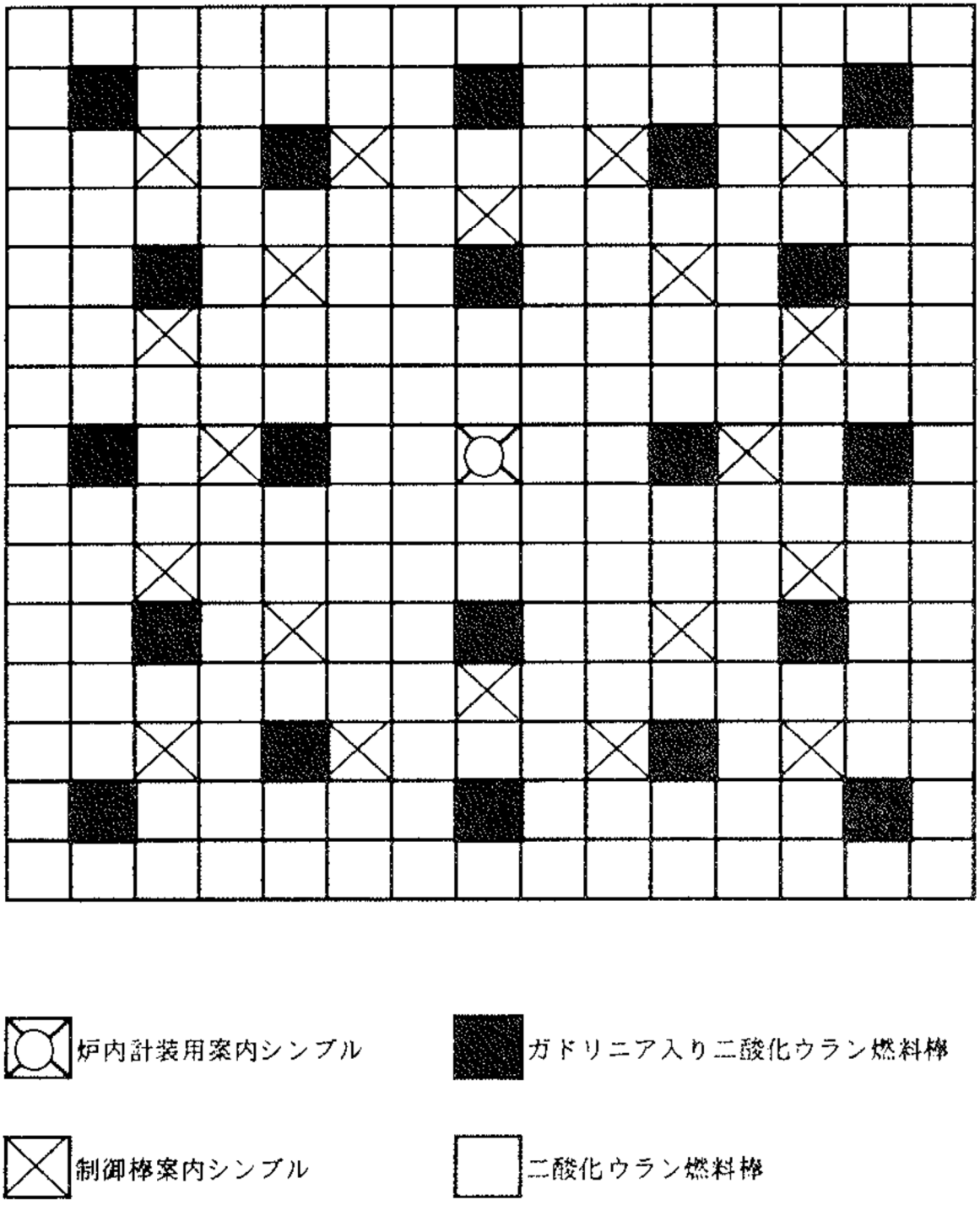
第3.2.1図　燃料棒断面図



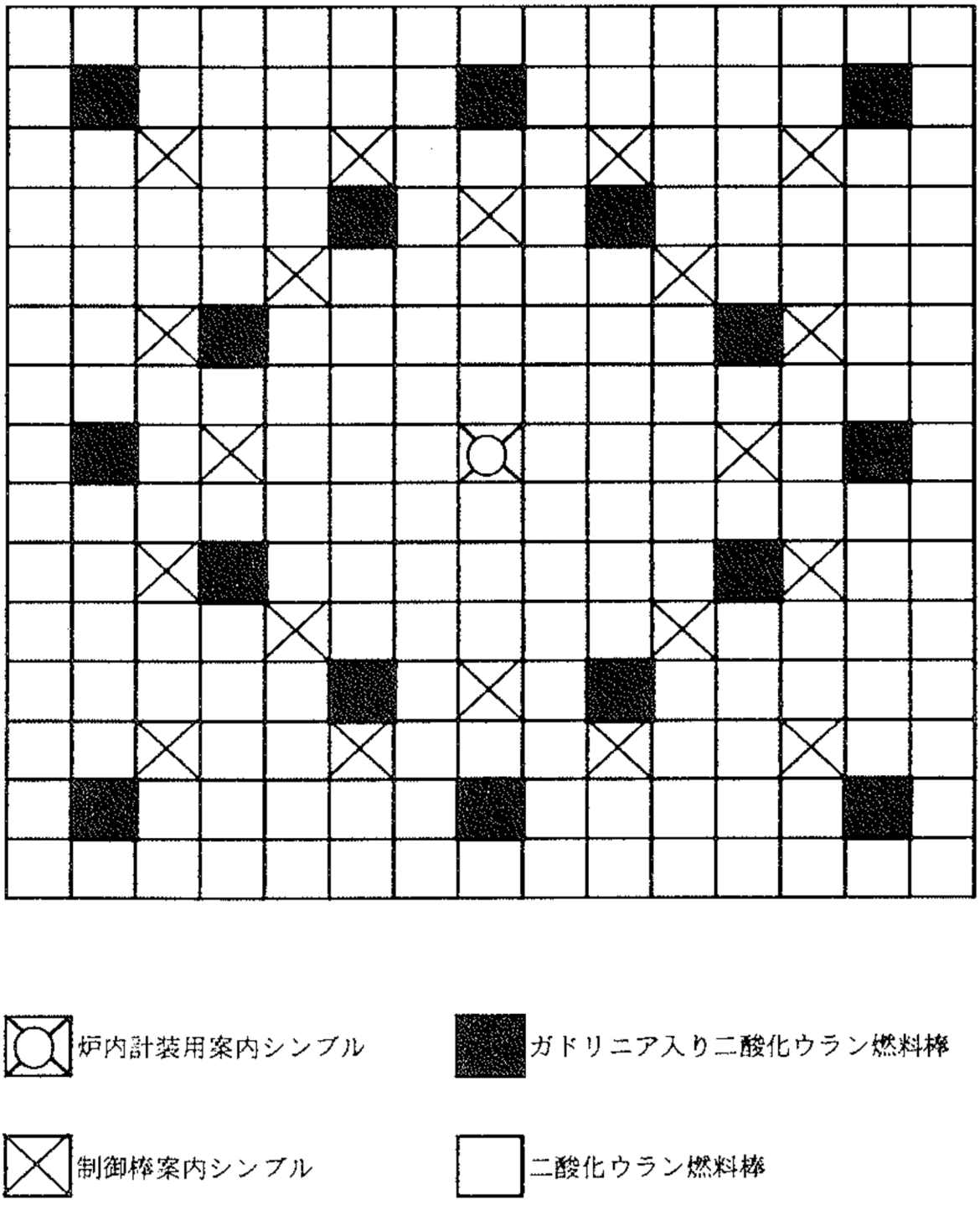
第3.2.2図　燃料集合体断面図



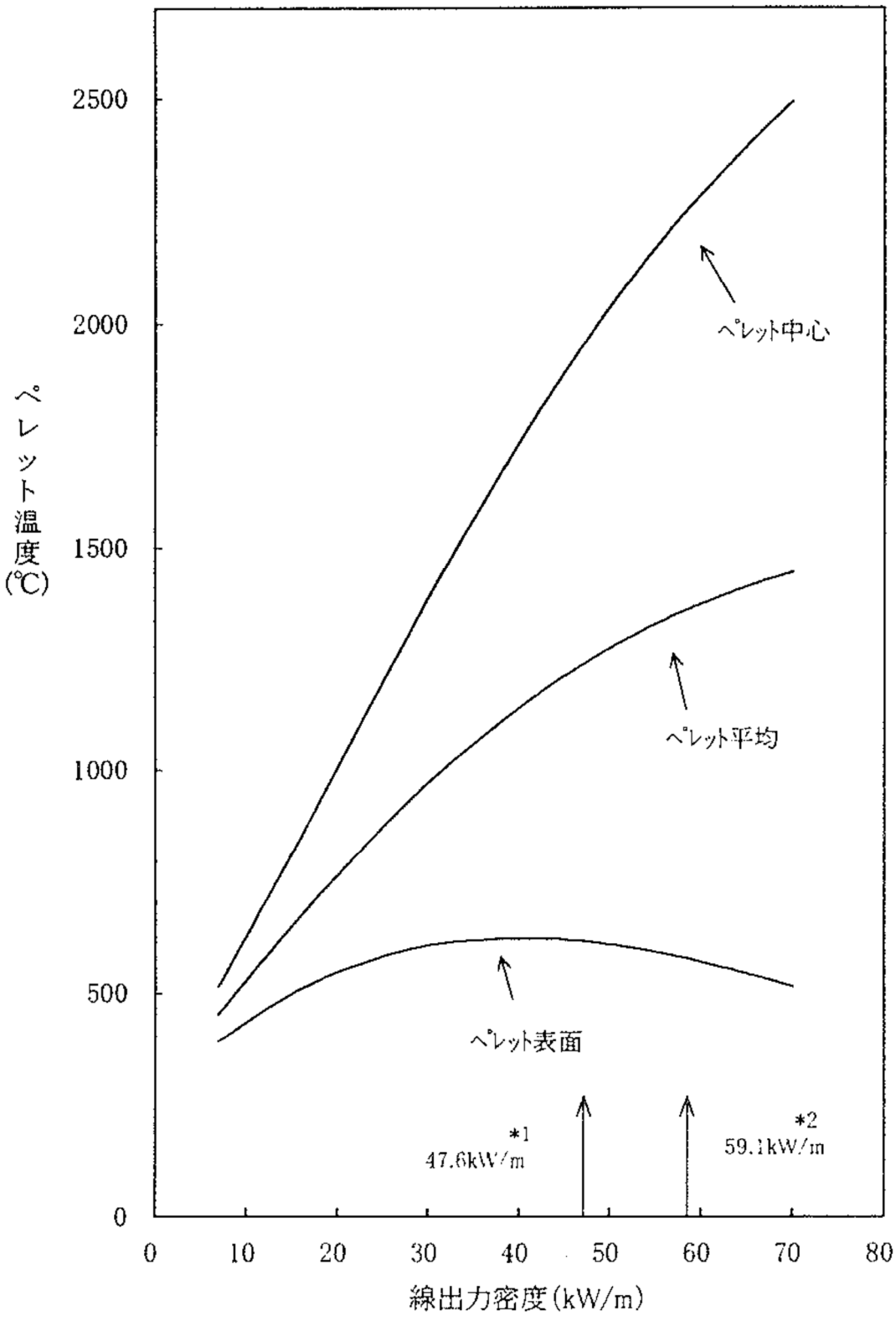
第3.2.3(1)図　燃料集合体構造概要図



第3.2.3(2)図　集合体内ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒配置図
(ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒本数：20本)



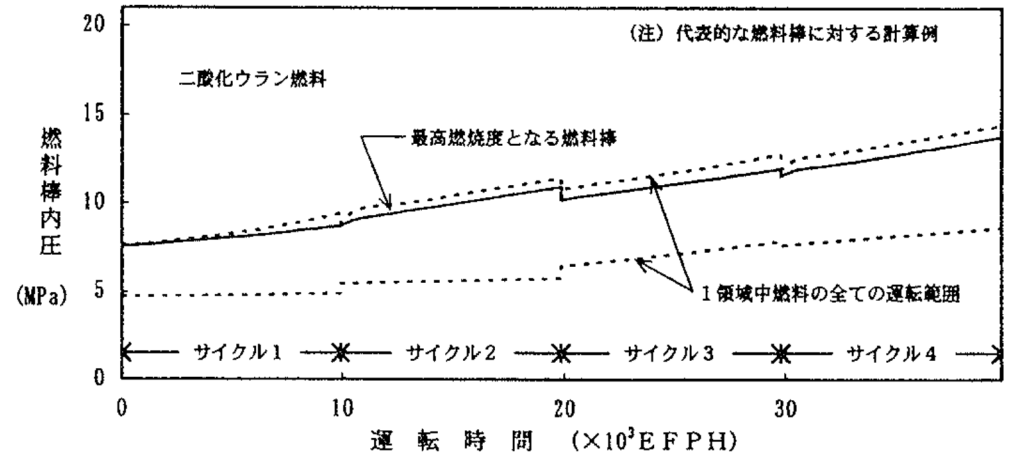
第3.2.3(3)図　集合体内ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒配置図
(ガドリニア入り二酸化ウラン燃料棒本数：16本)

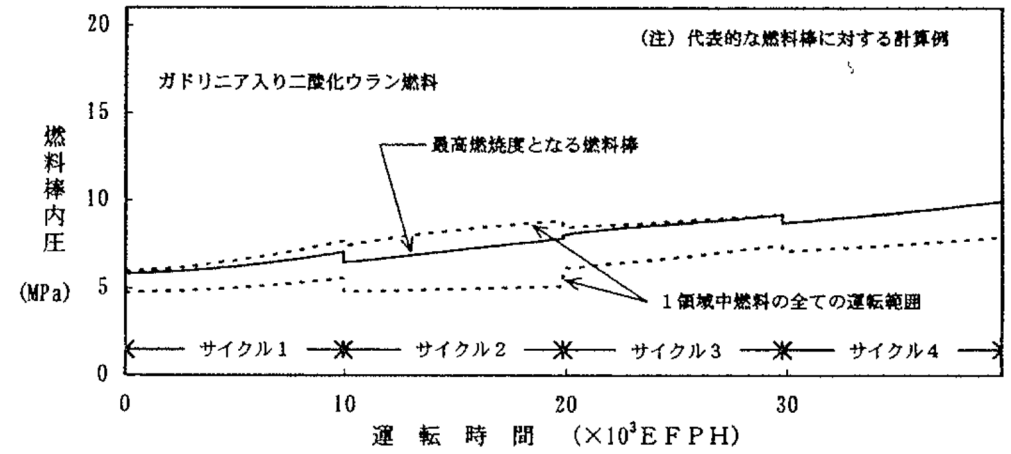


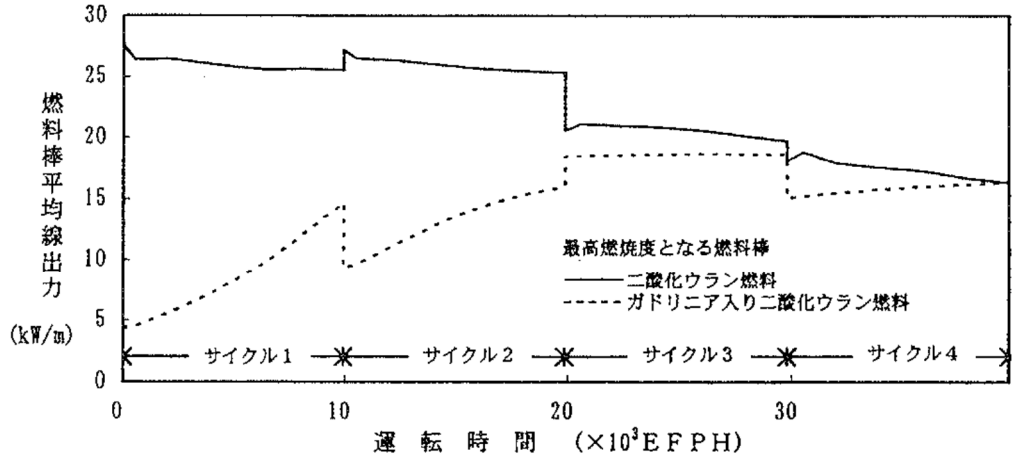
*1定格出力時の最大線出力密度
*2運転時の異常な過渡変化時における最大線出力密度

第3.2.4図　ペレットの中心、平均、表面温度対線出力密度

（寿命中の最高温度、参考文献(1)及び(10)のモデルで計算）



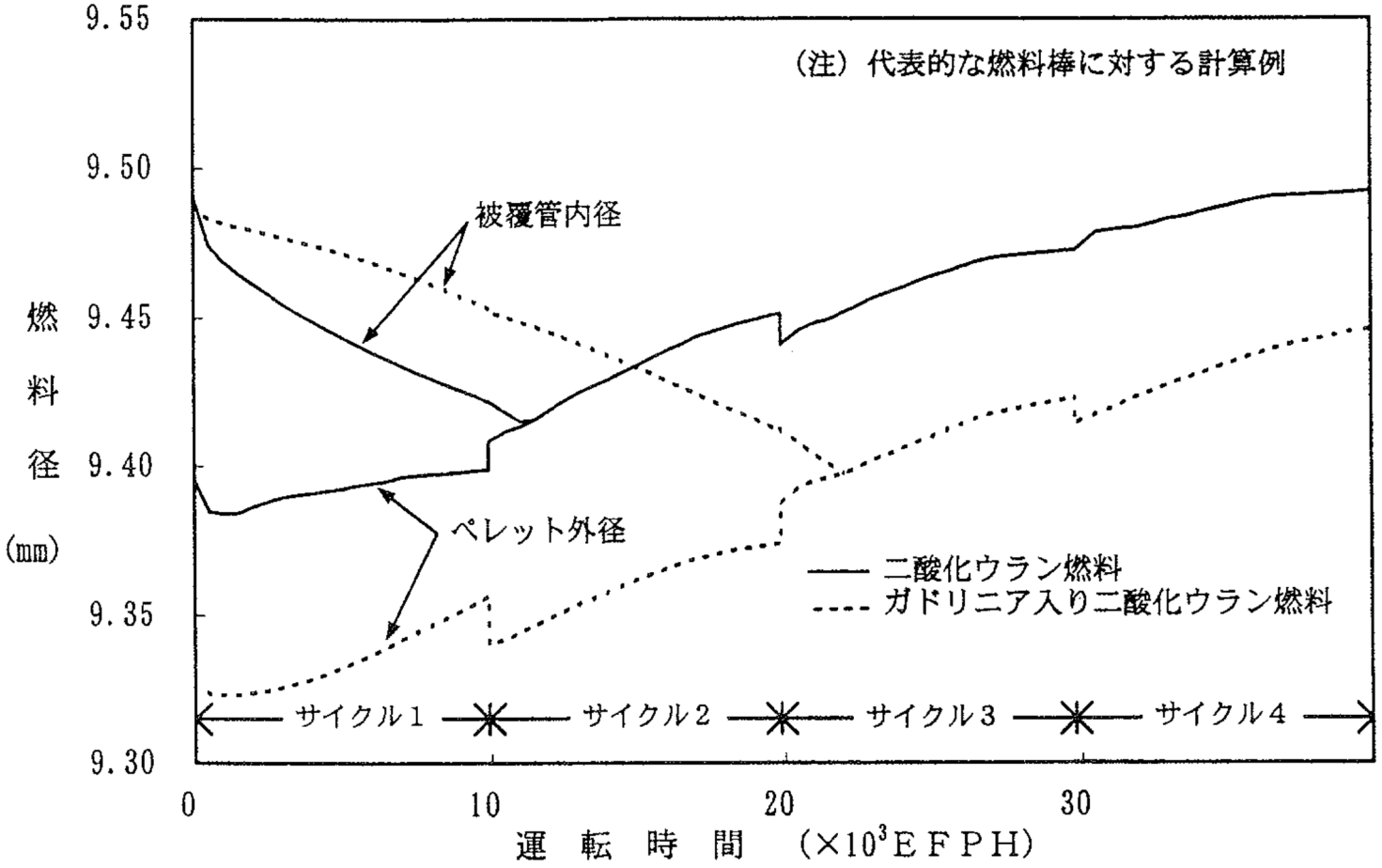




（注）ＥＦＰＨ：全出力換算時間

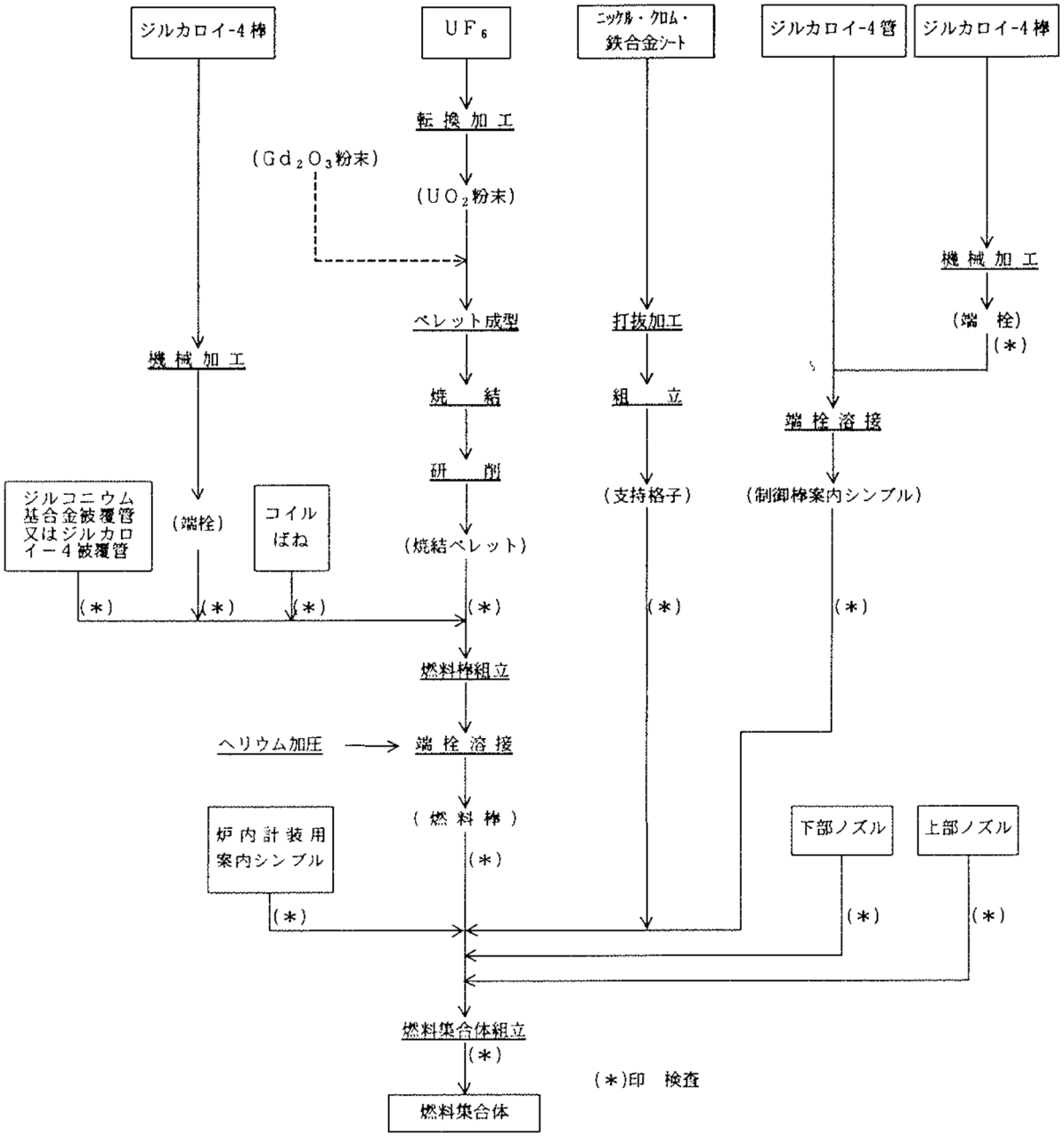
第3.2.5図　燃料棒内圧の燃焼度変化

（参考文献(1)及び(10)のモデルで計算）

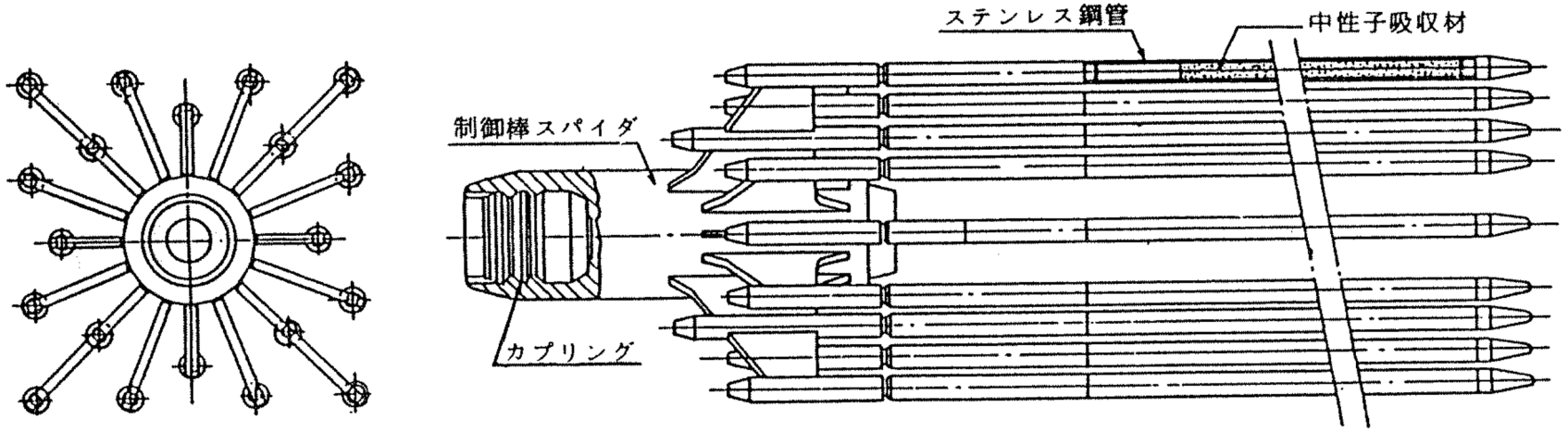


(注) EFPH：全出力換算時間

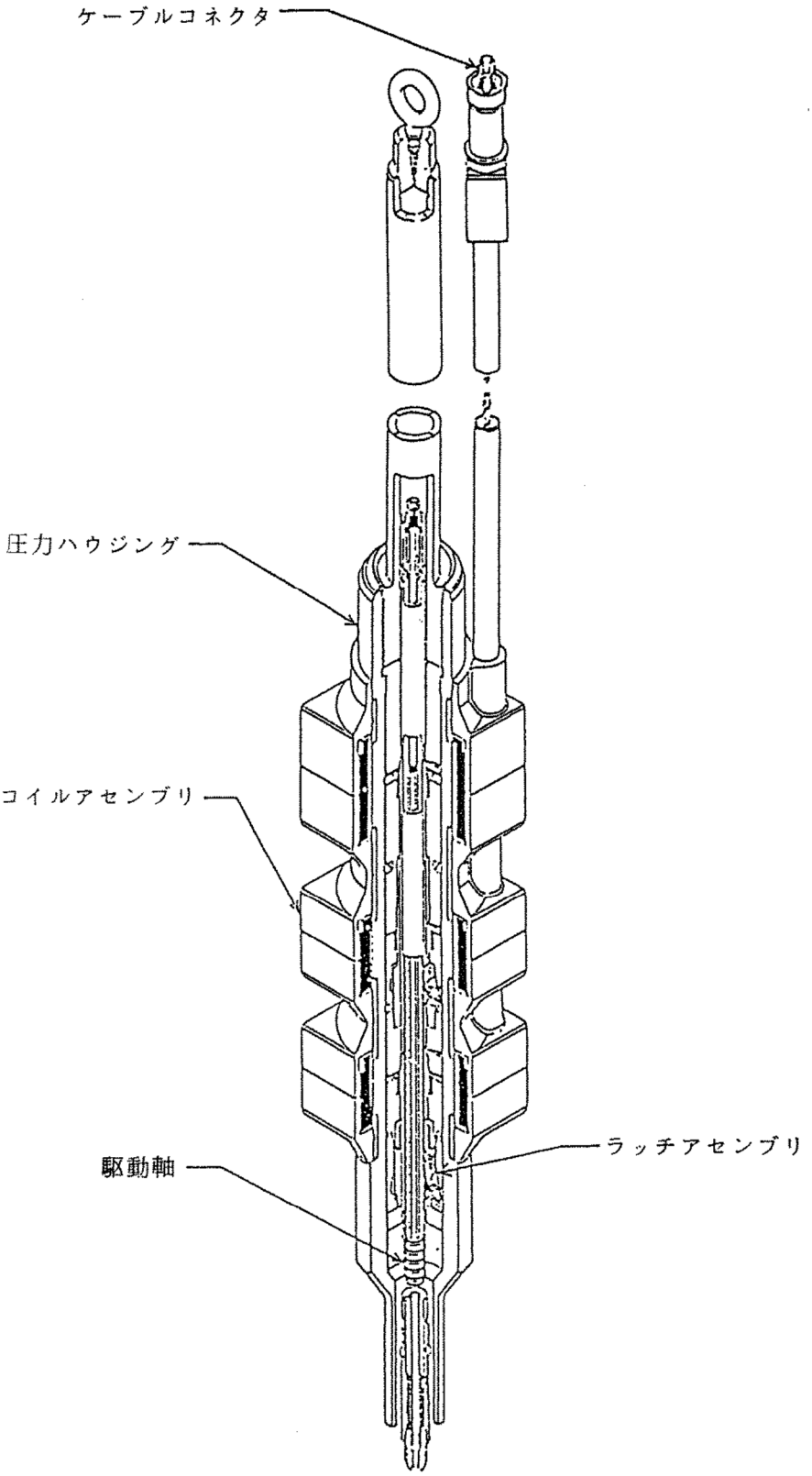
第3.2.6図　燃料径の燃焼度変化（参考文献(1)及び(10)のモデルで計算）



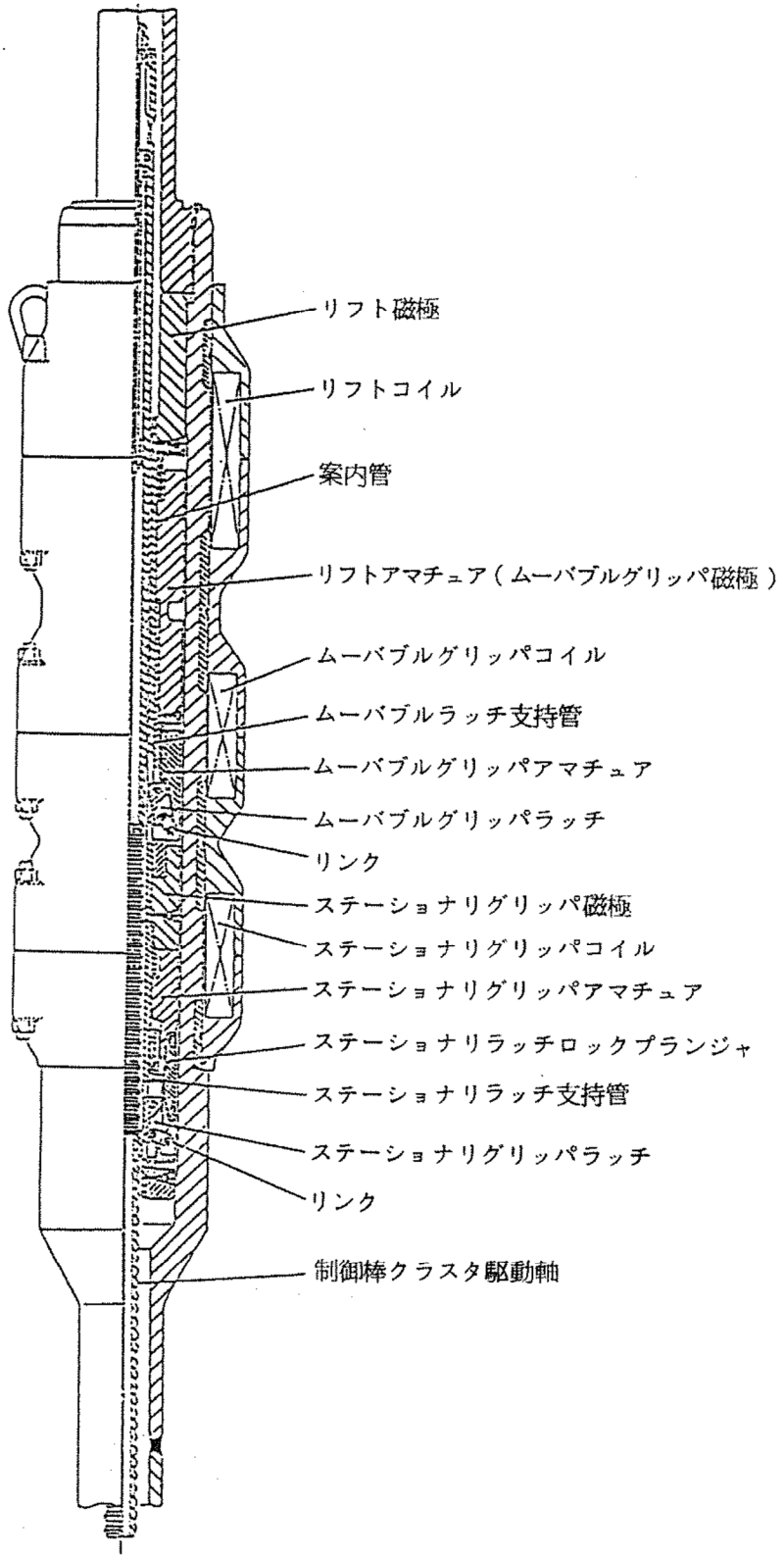
第3.2.7図　燃料の製造工程概要図



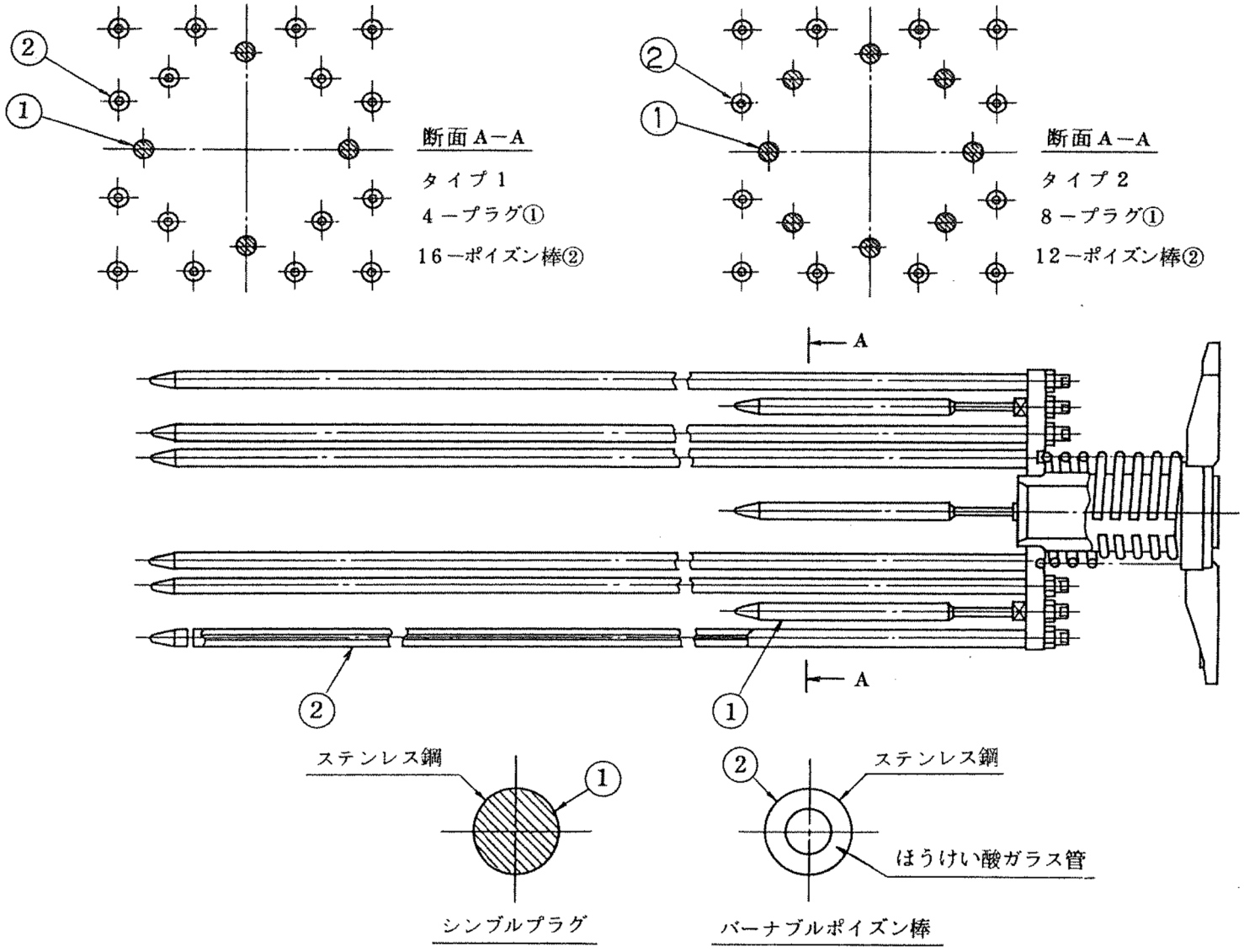
第3.3.1図　制御棒クラスタ構造説明図



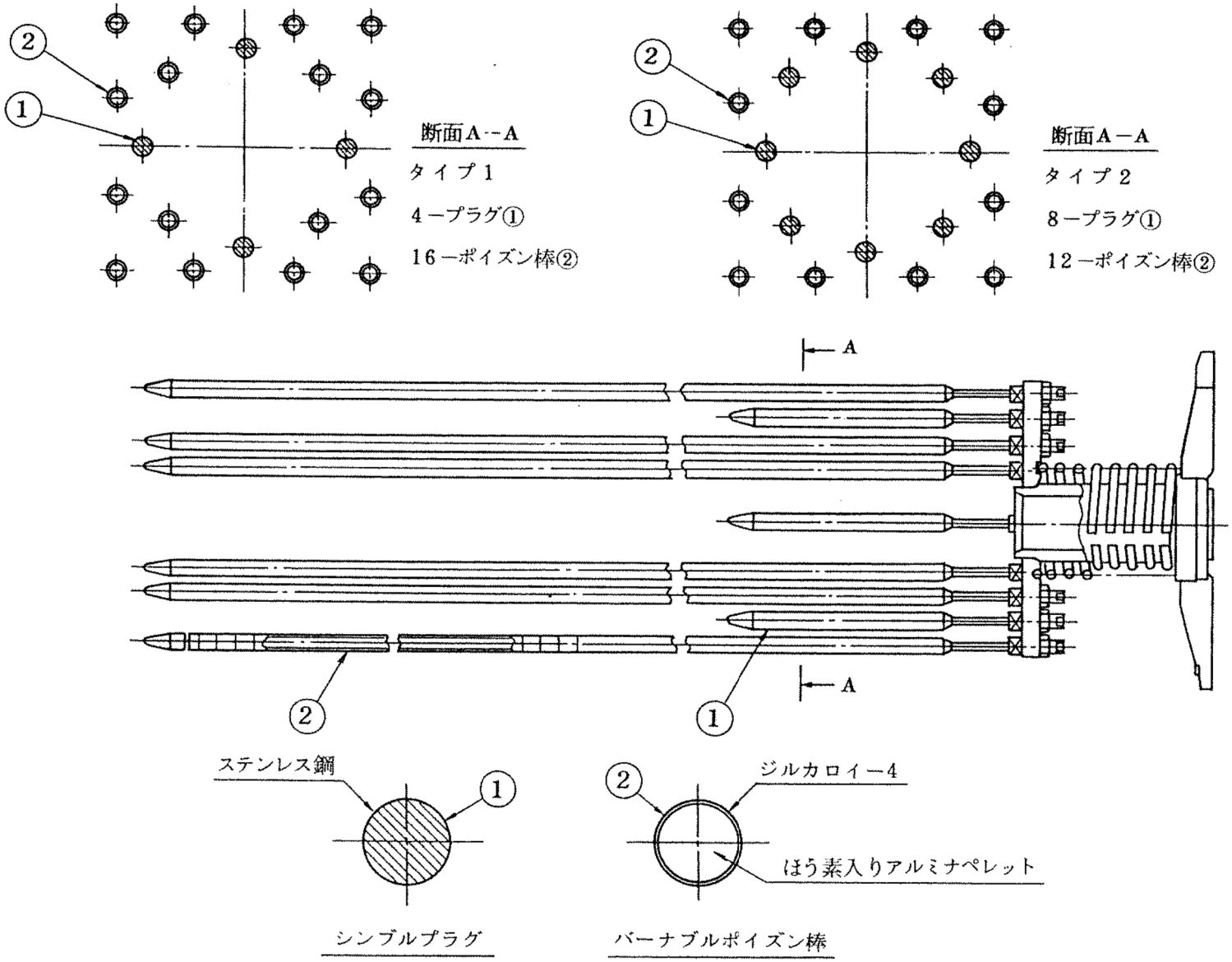
第3.3.2図　制御棒クラスタ駆動装置断面図



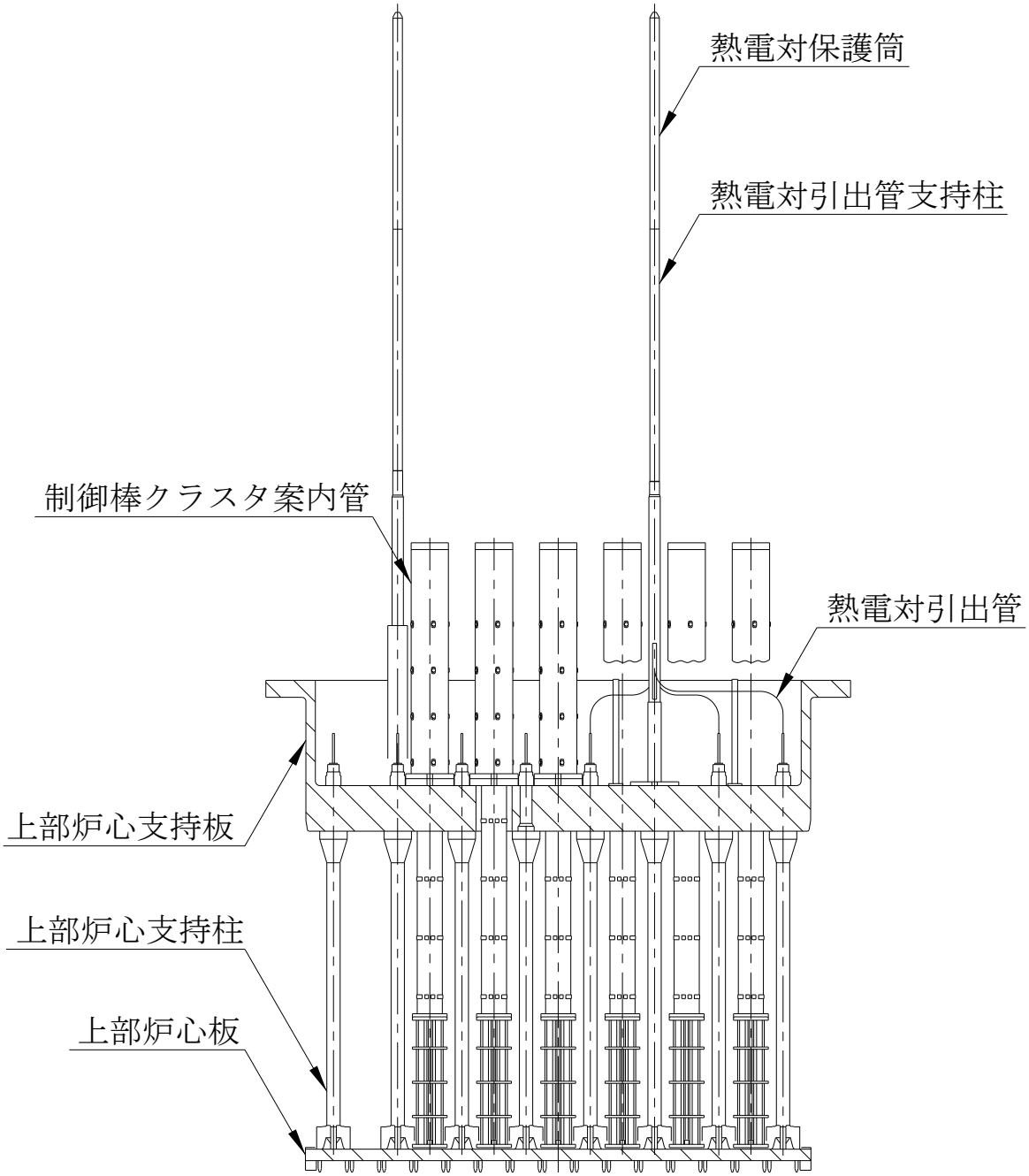
第3.3.3図　制御棒クラスタ駆動装置説明図



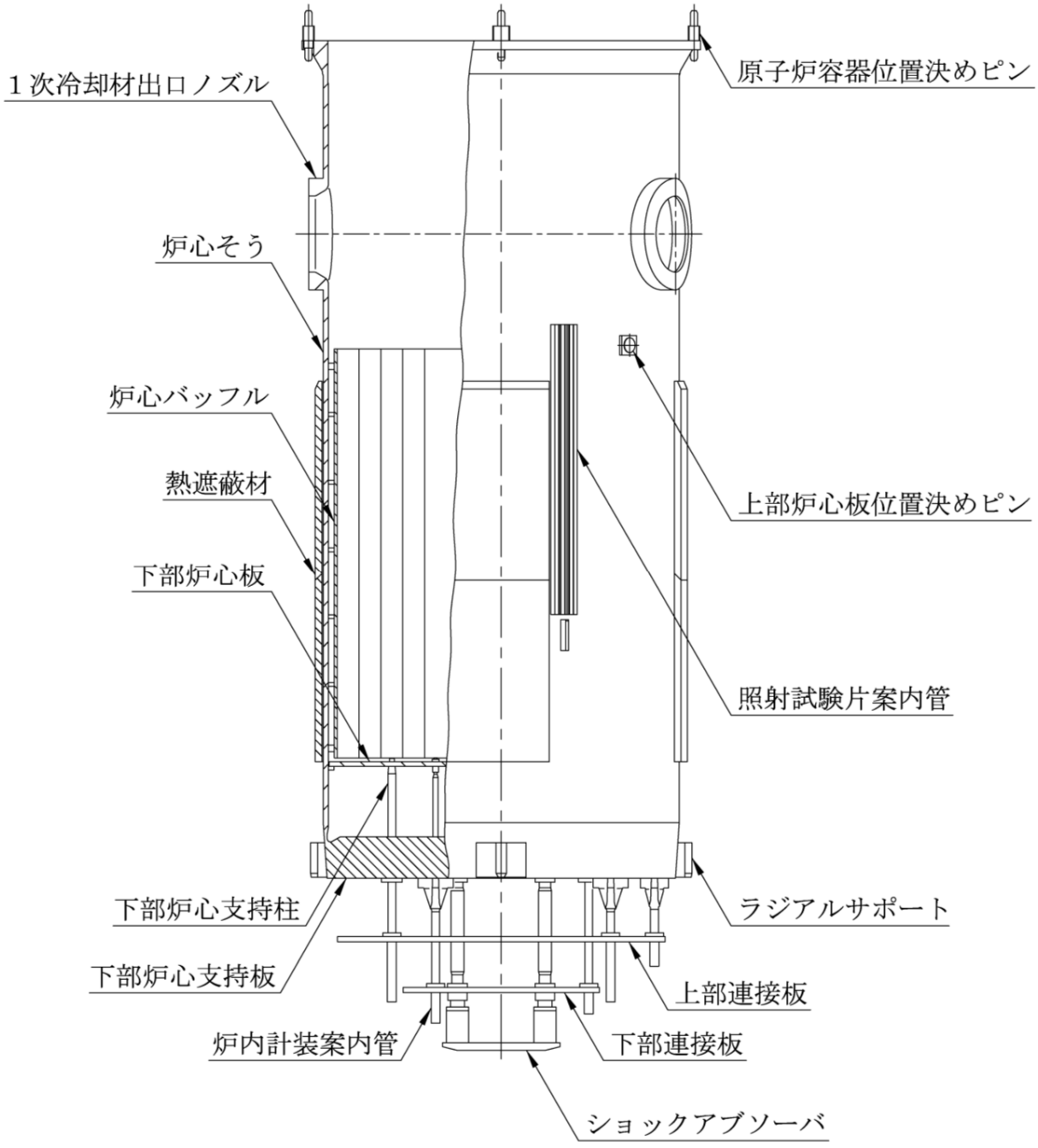
第3.3.4(1)図　A型バーナブルポイズンアセンブリ構造説明図



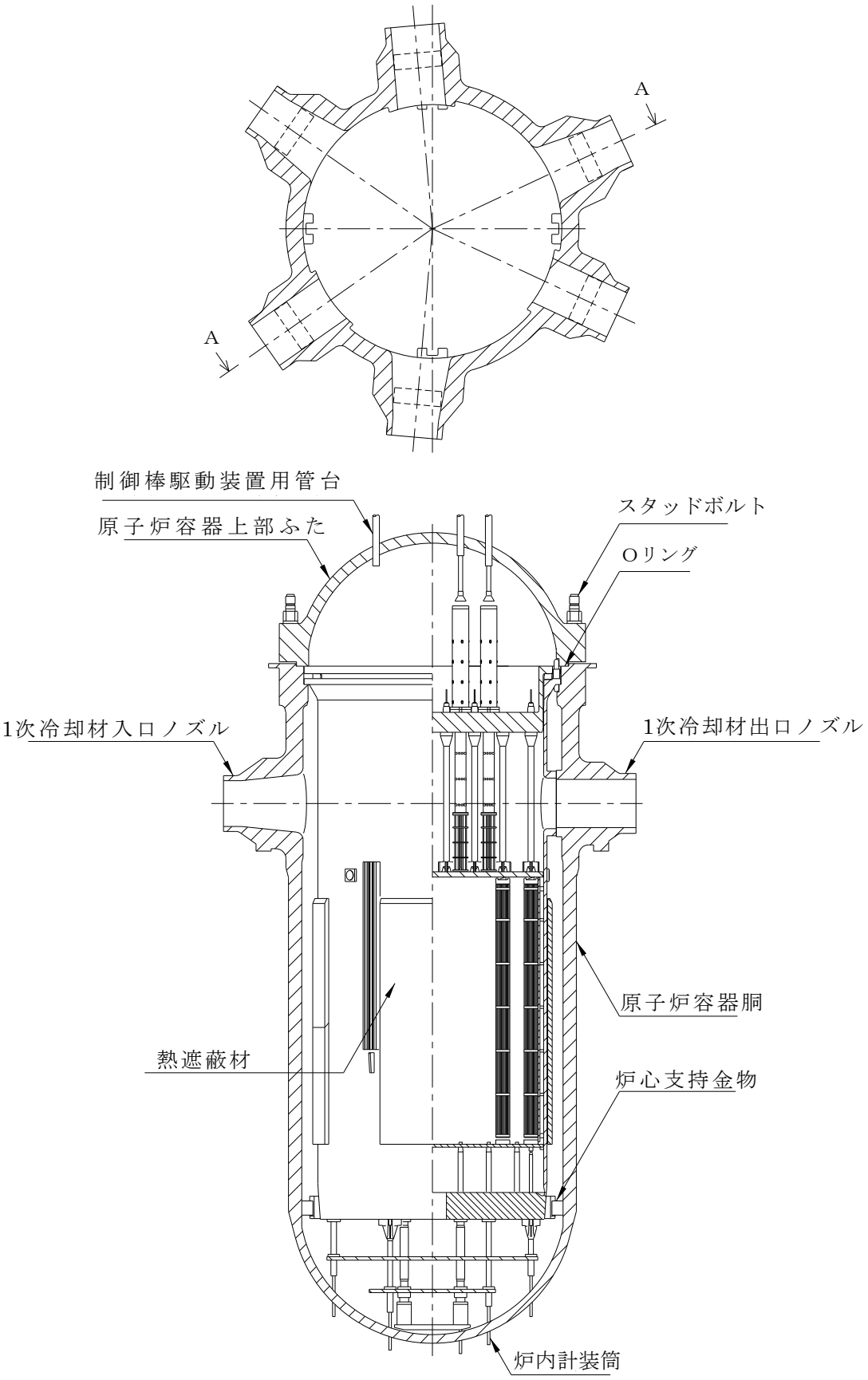
第3.3.4(2)図　B型バーナブルポイズンアセンブリ構造説明図



第3.4.1図　上部炉心構造物構造説明図

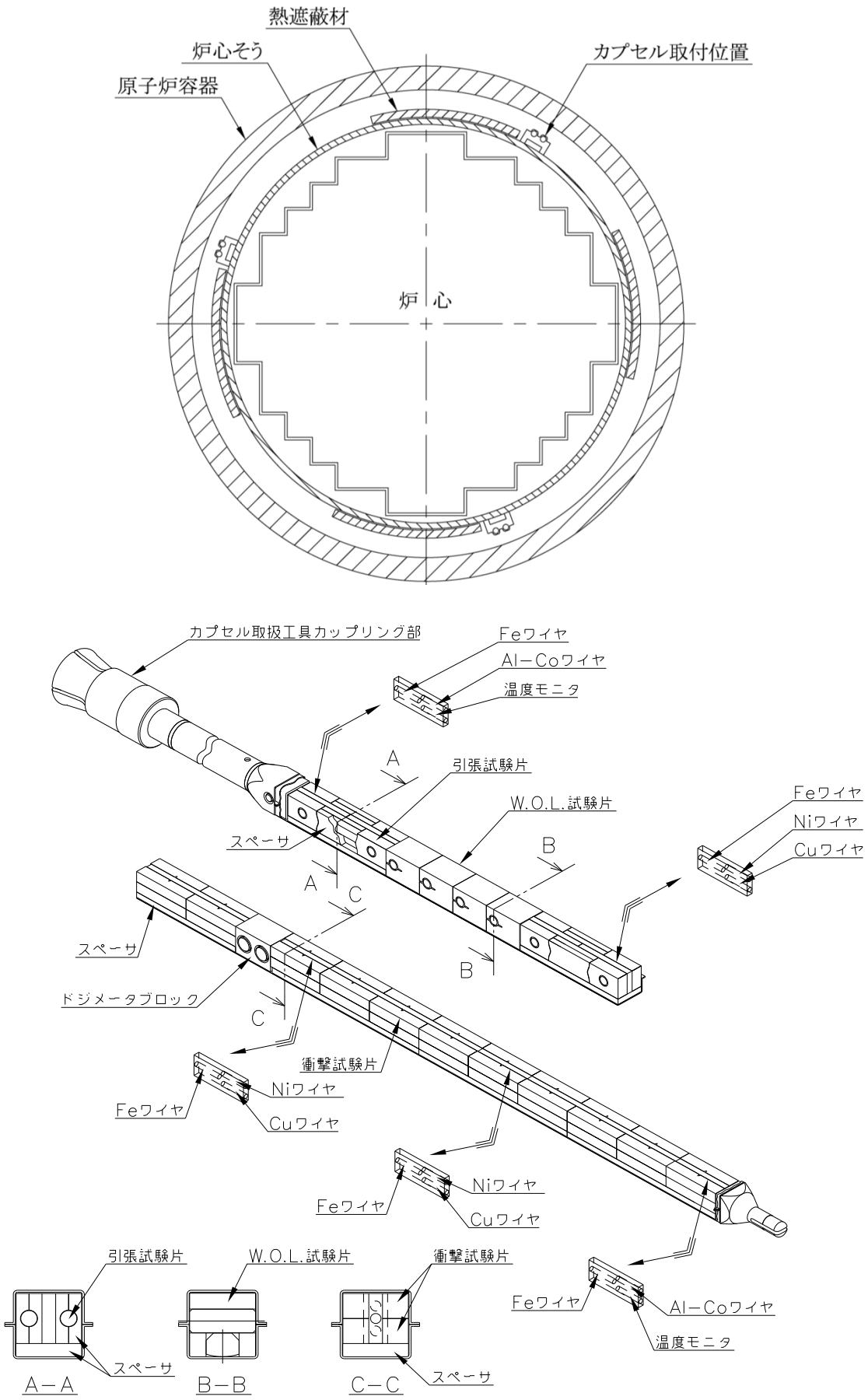


第3.4.2図　下部炉心構造物構造説明図

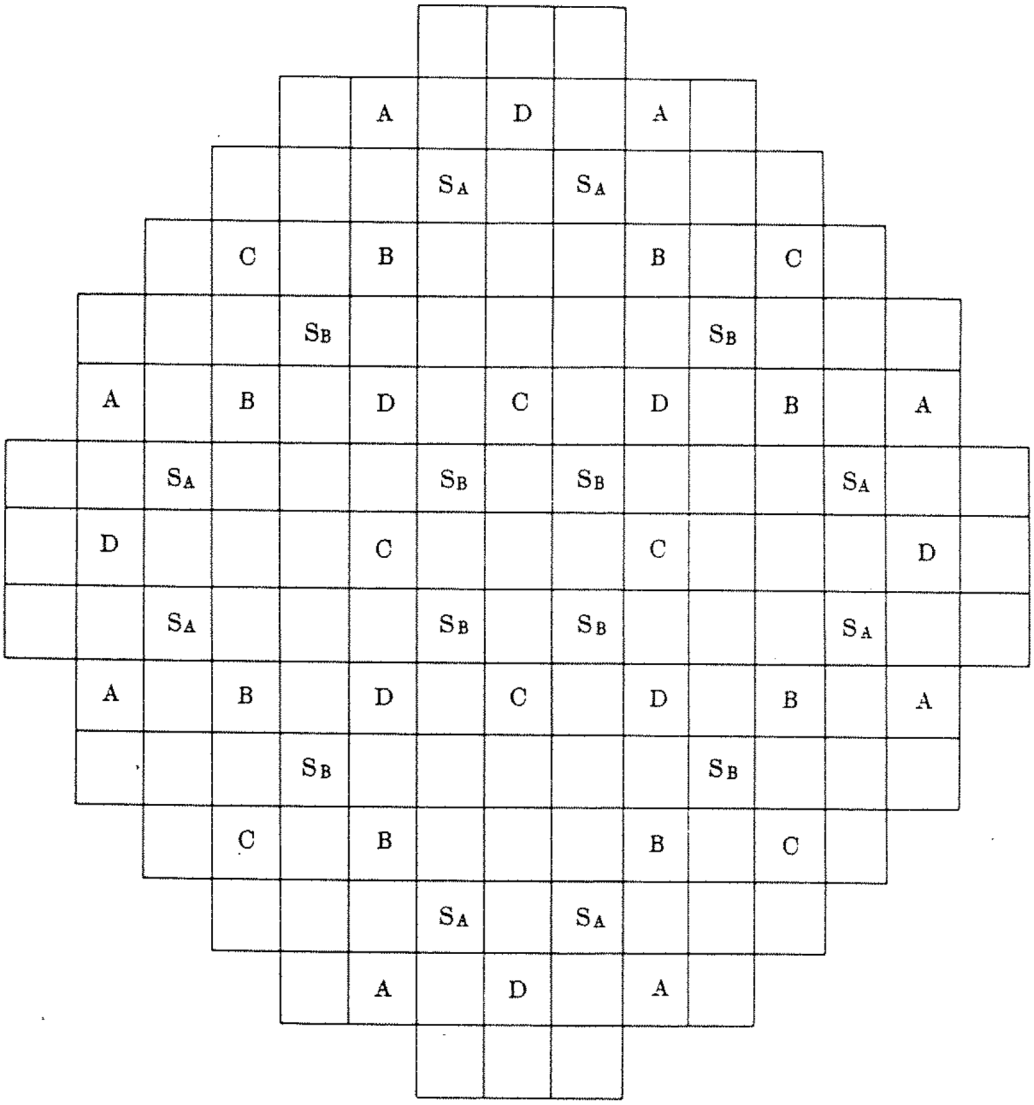


断面Ａ－Ａ

第3.5.1図　原子炉容器内構造説明図

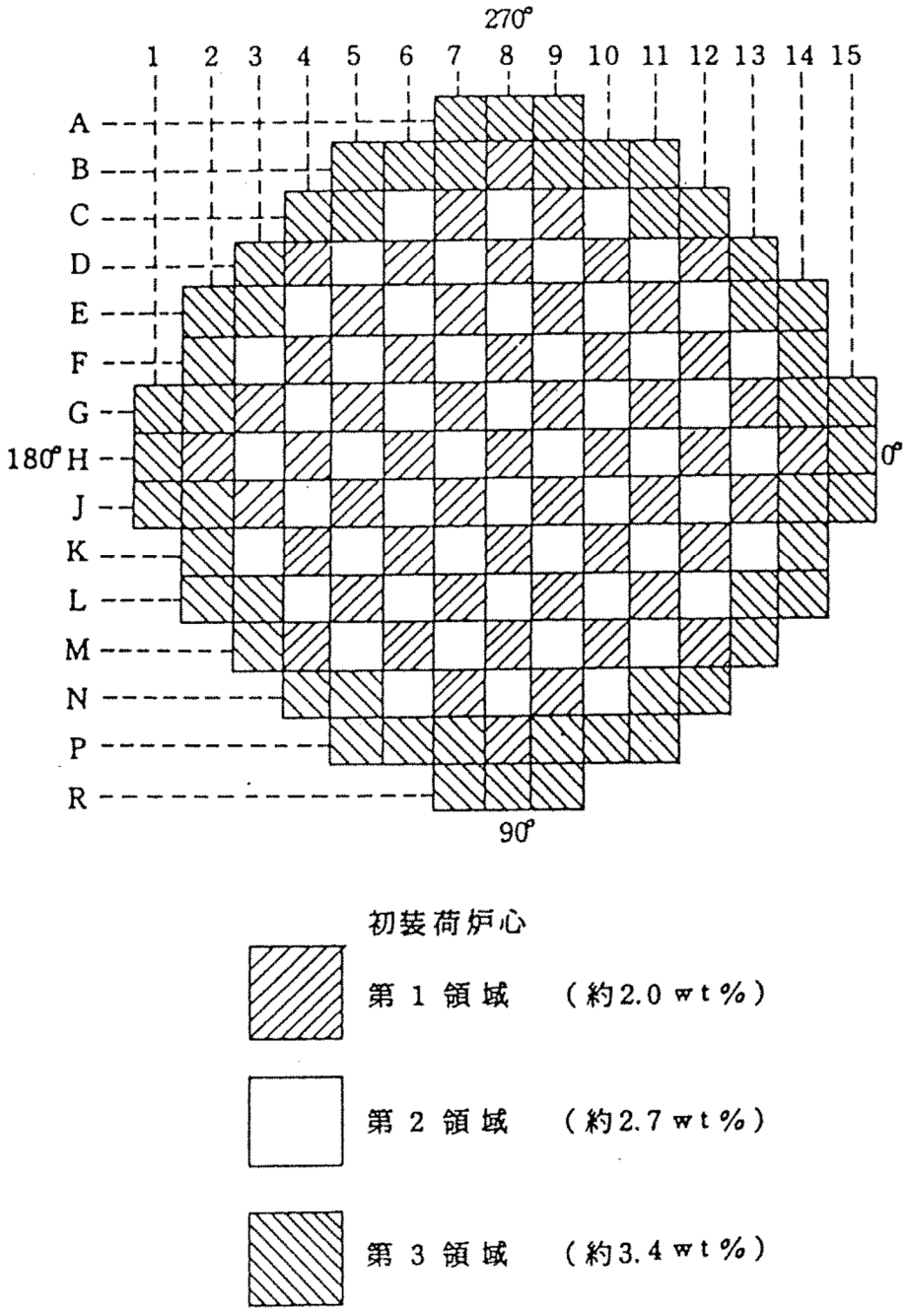


第3.5.2図　原子炉容器構造材監視試験片挿入位置説明図

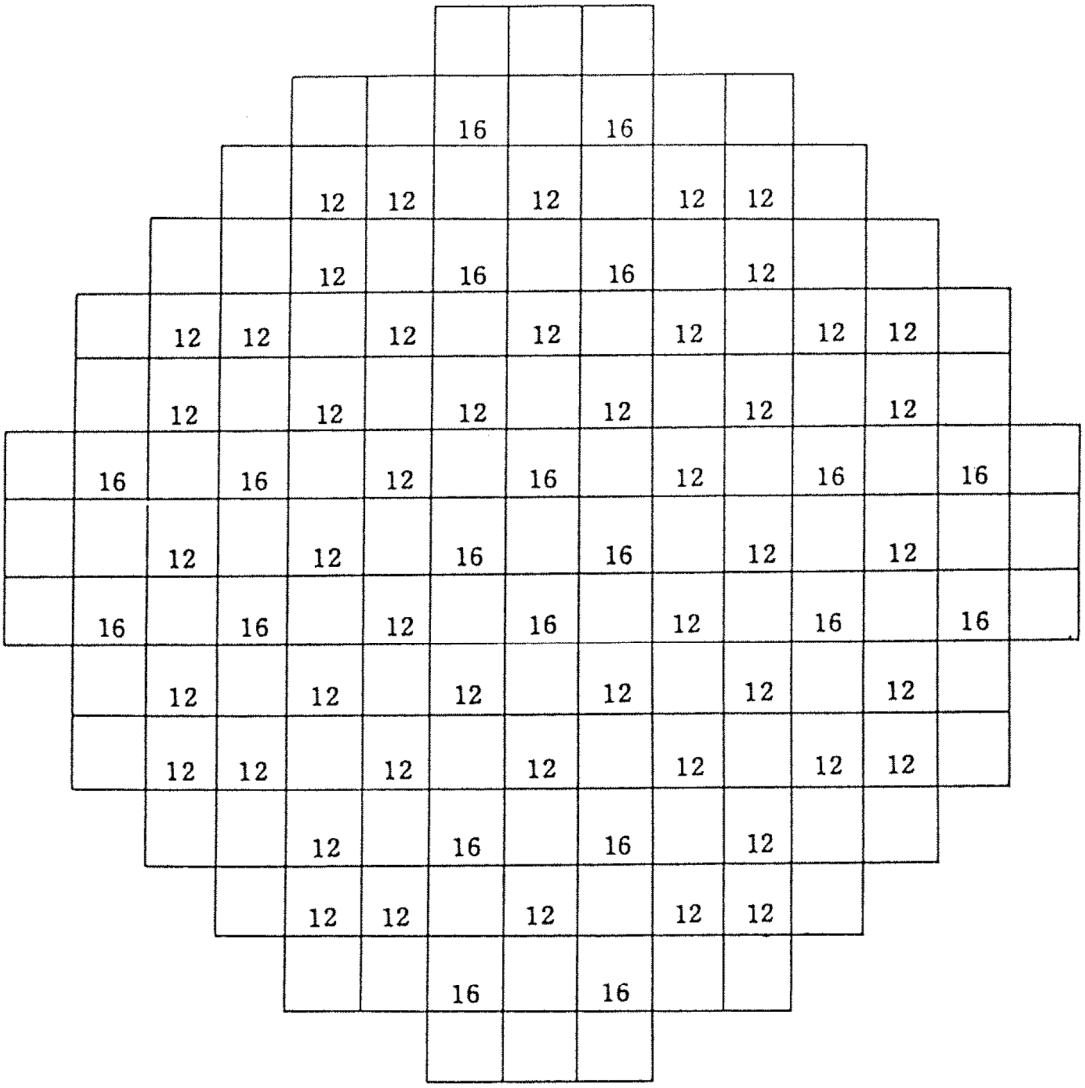


A ; 制御用 (バンクA)
B ; 制御用 (バンクB)
C ; 制御用 (バンクC)
D ; 制御用 (バンクD)
SA ; 停止用 (バンクA)
SB ; 停止用 (バンクB)

第3.6.1図　制御棒クラスタ配置図



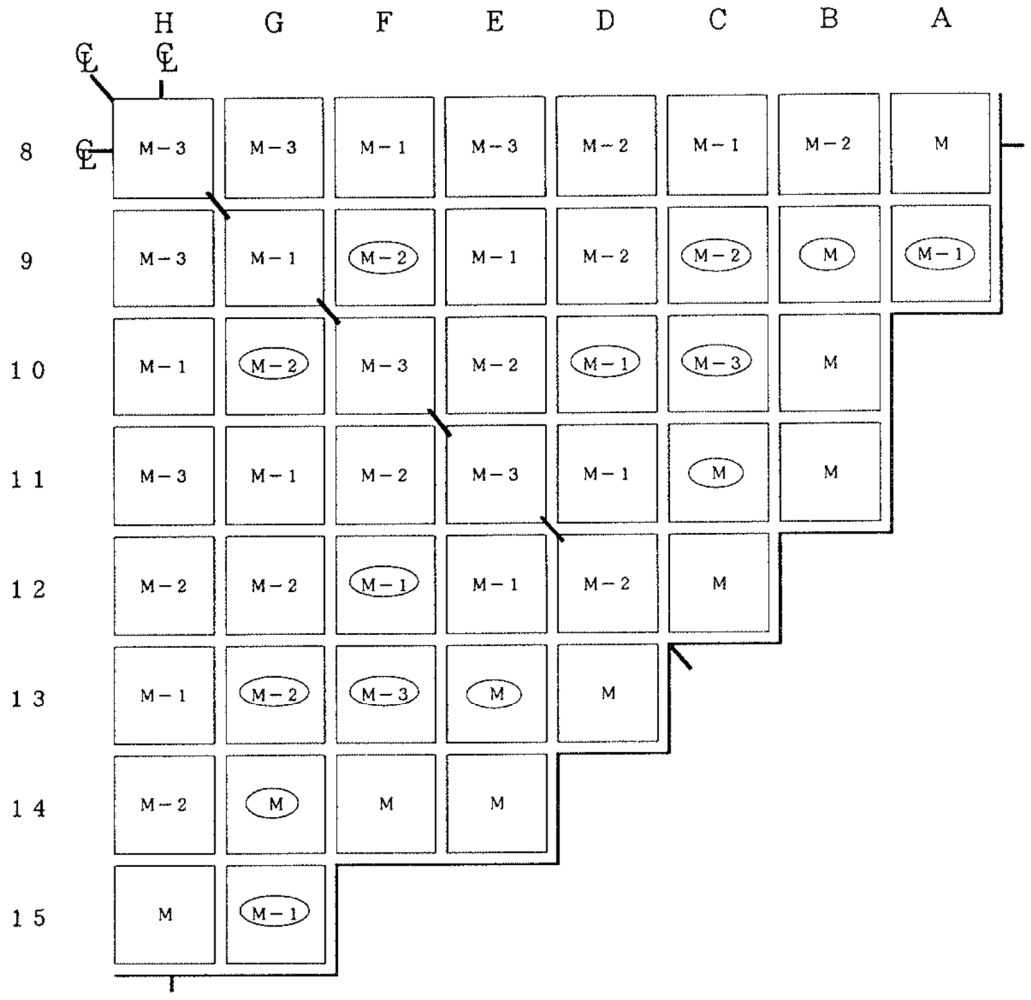
第3.6.2図　燃料集合体配置説明図（初装荷炉心）



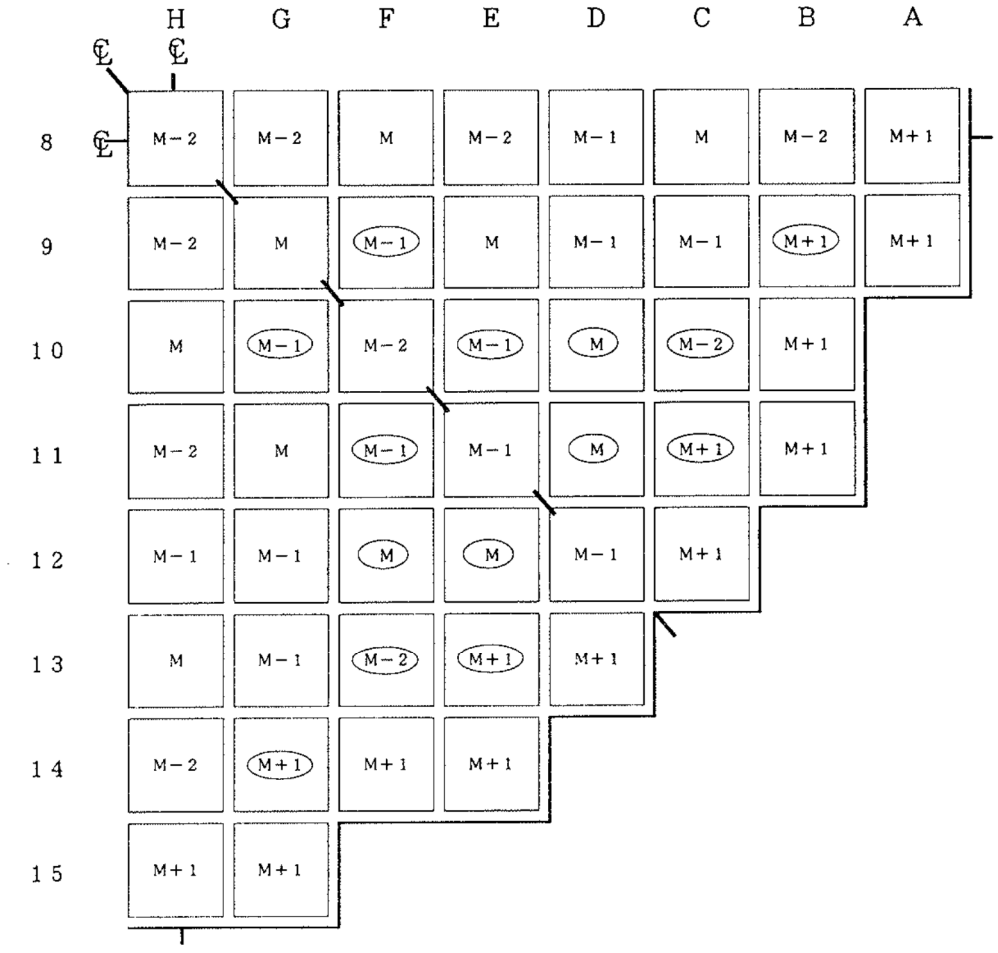
16　16本タイプバーナブルポイズン

12　12本タイプバーナブルポイズン

第3.6.3図　初装荷炉心バーナブルポイズン配置図



第 3.6.4 図　燃料集合体配置図（第 N サイクル炉心（平衡炉心））［1/4 炉心］

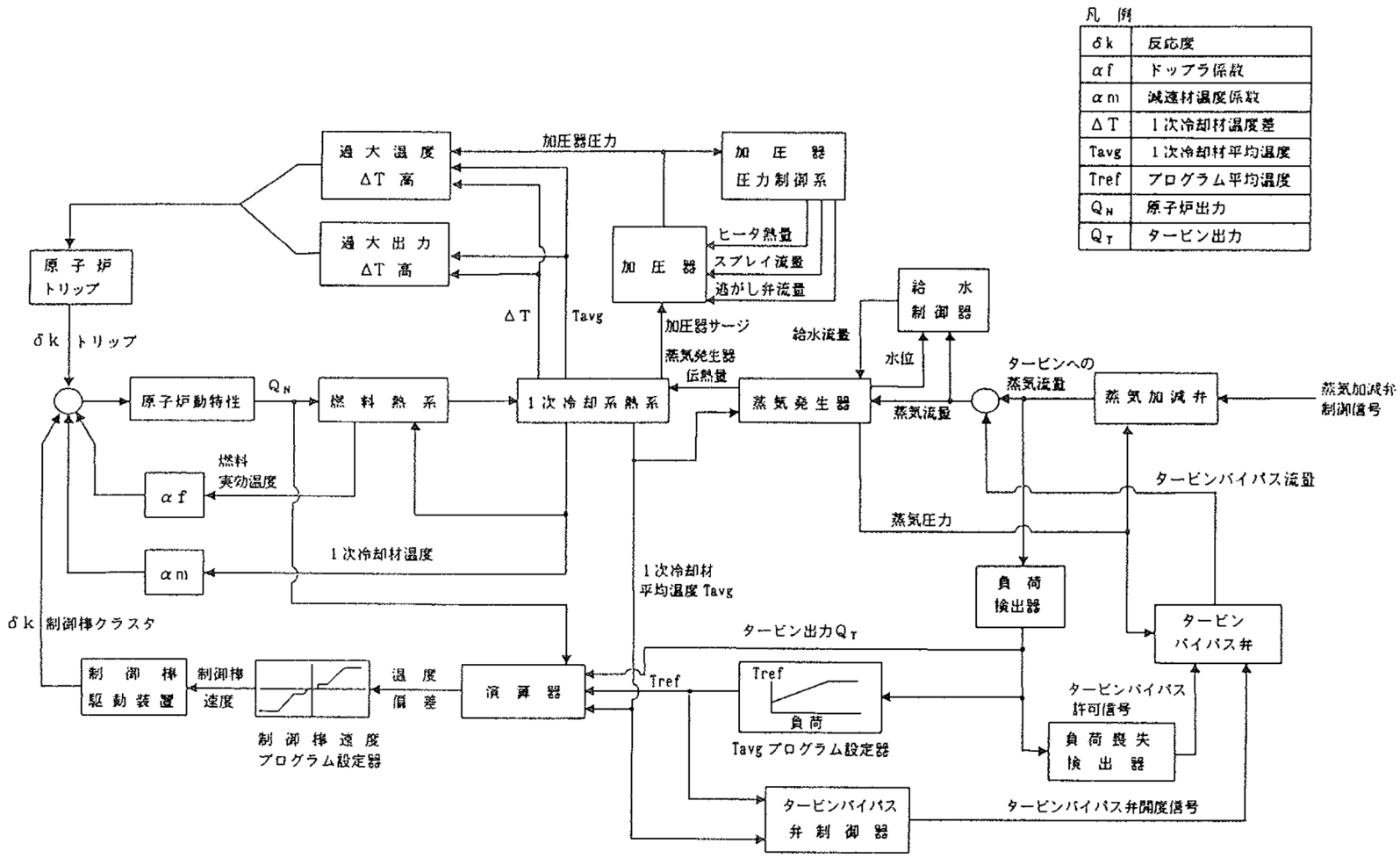


(M－2) :第(M－2)A領域燃料 (4．6wt%(Gd入り) 8体) *
M－2 :第(M－2)B領域燃料 (4．6wt% 17体)
(M－1) :第(M－1)A領域燃料 (4．6wt%(Gd入り) 16体) *
M－1 :第(M－1)B領域燃料 (4．6wt% 28体)
(M) :第MA領域燃料 (4．6wt%(Gd入り) 16体) *
M :第MB領域燃料 (4．6wt% 20体)
(M＋1) :第(M＋1)A領域燃料 (4．6wt%(Gd入り) 16体) *
M＋1 :第(M＋1)B領域燃料 (4．6wt% 36体)

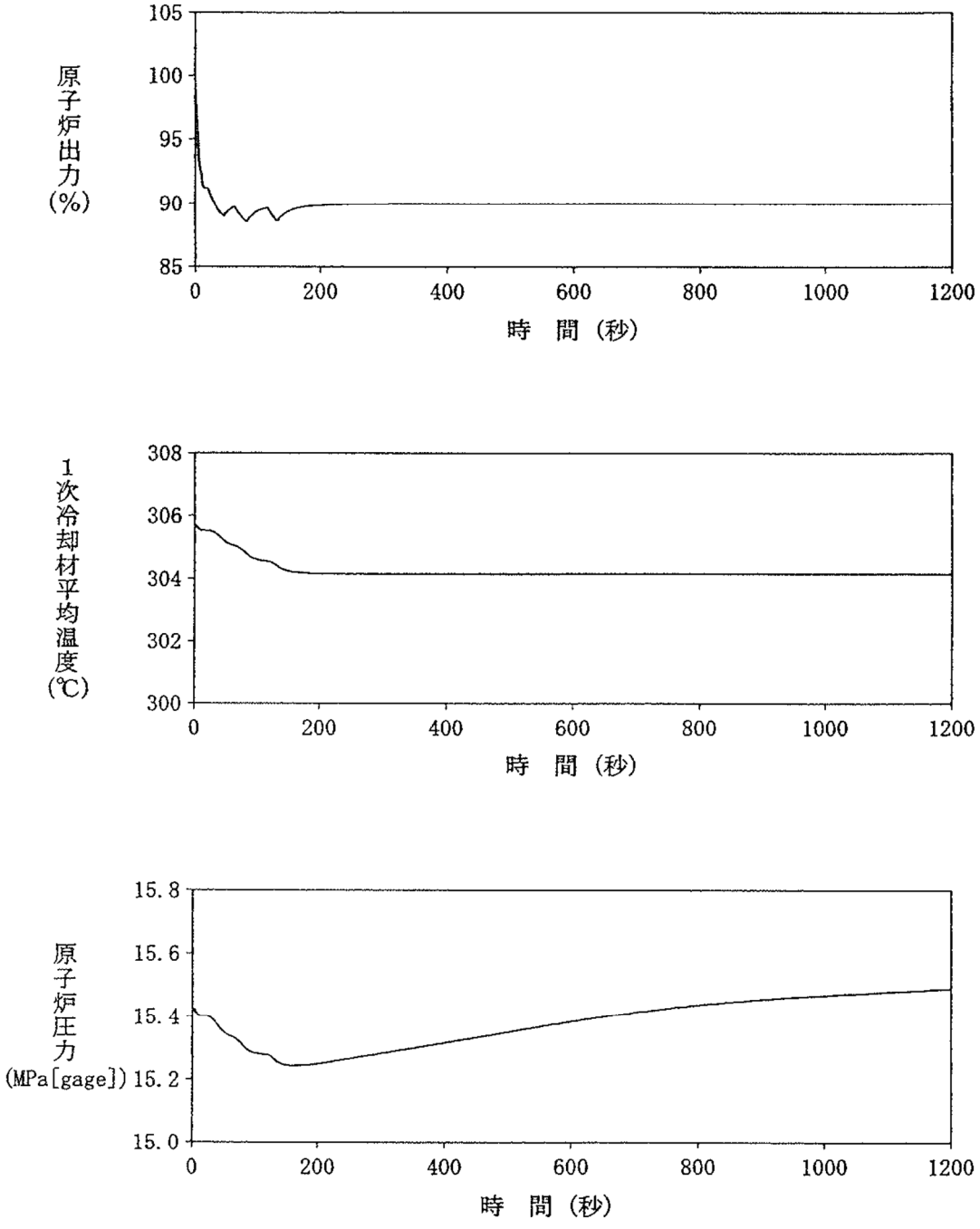
* :3．0wt%^{235}U-10wt%Gd_2O_3 燃料棒20本を含む。

注) (M＋1) 、M＋1は新燃料

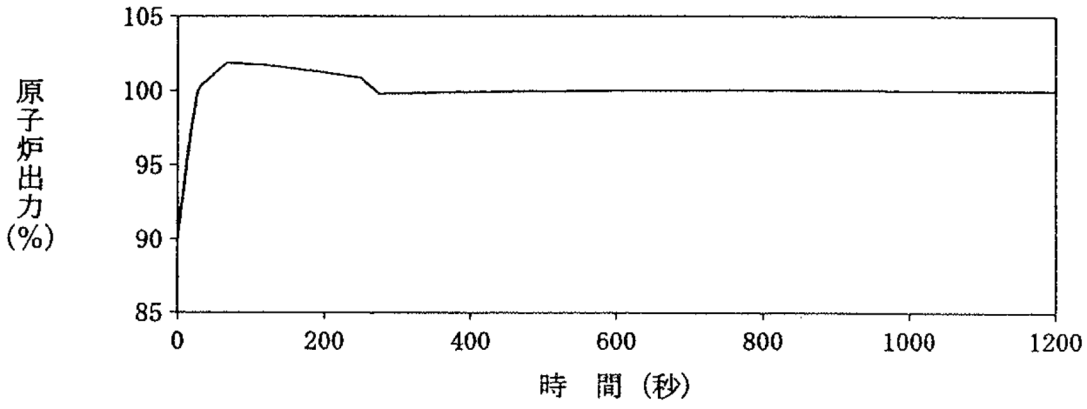
第 3.6.5 図　燃料集合体配置図（第N+1サイクル炉心（予定外取出炉心））［1/4 炉心］

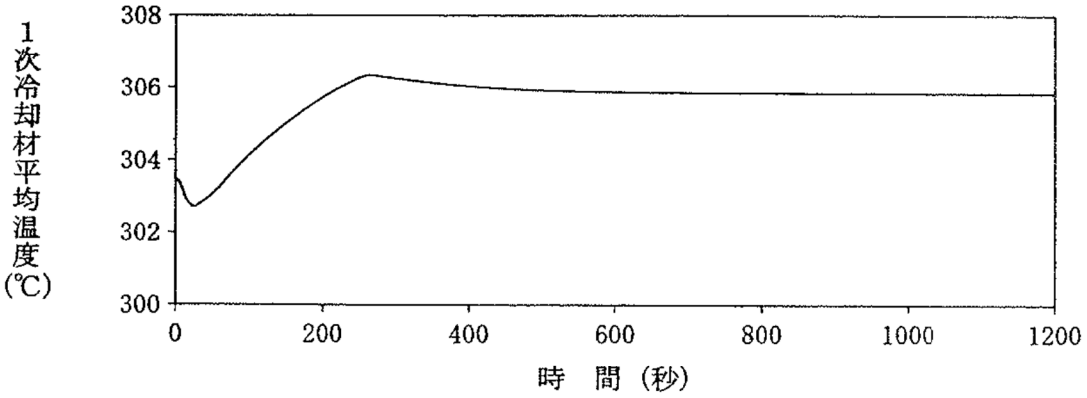


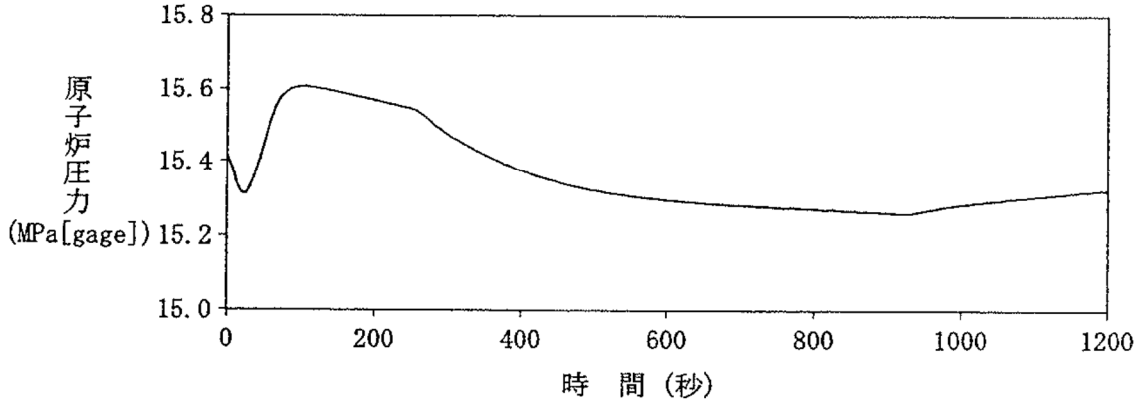
第3.8.1図　動特性シミュレーションモデル



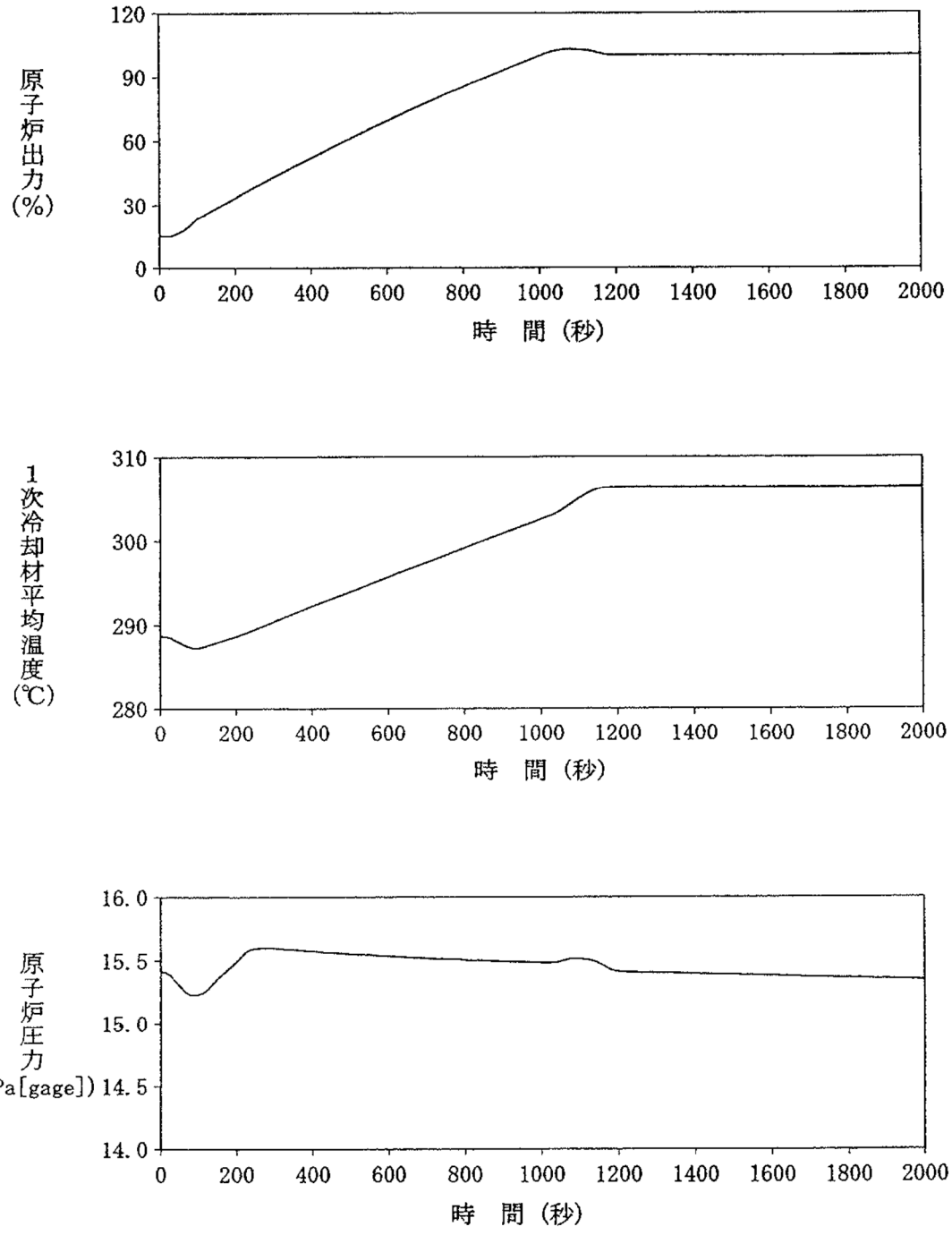
第3.8.2図　10%ステップ状負荷減少の場合（100%→90%）



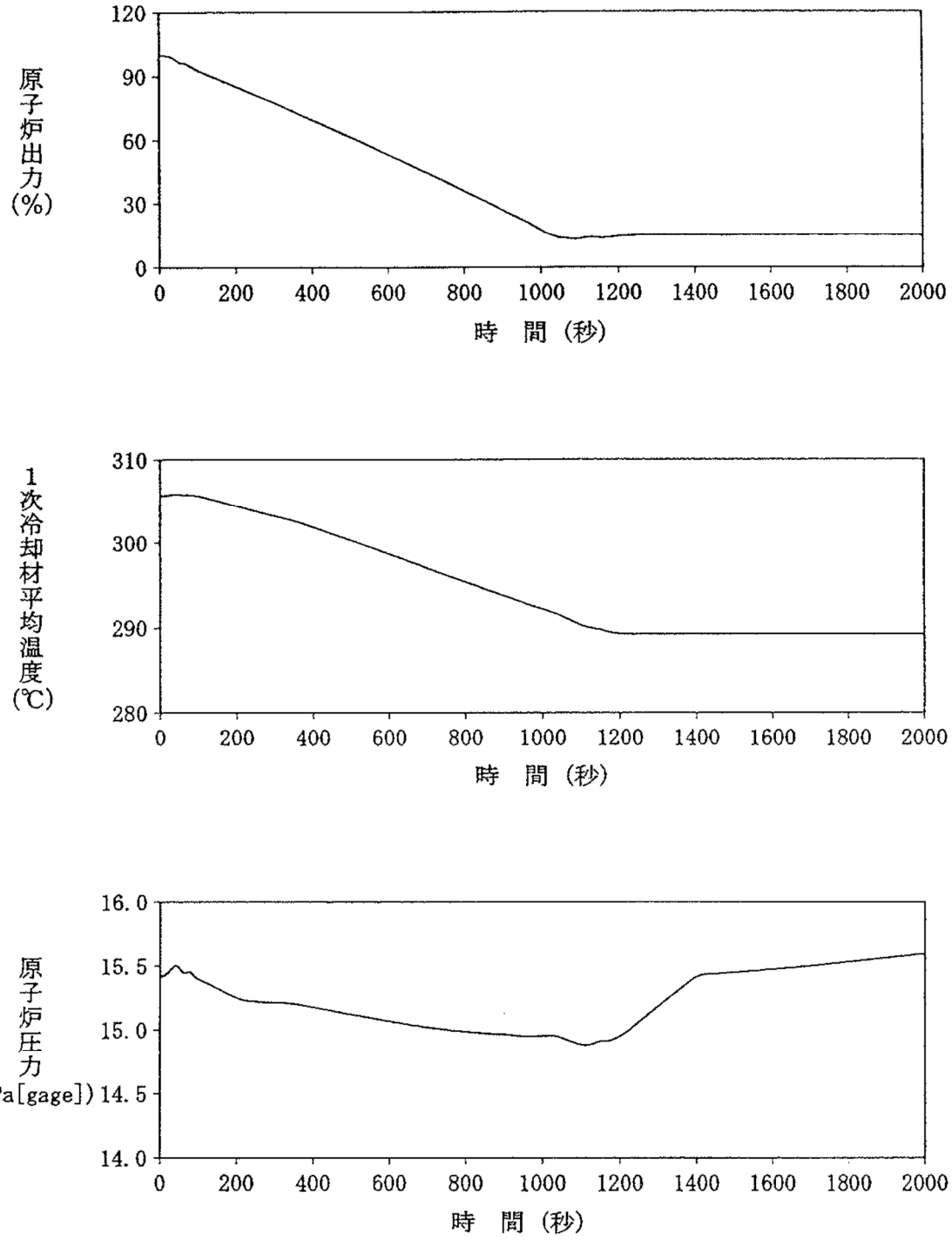




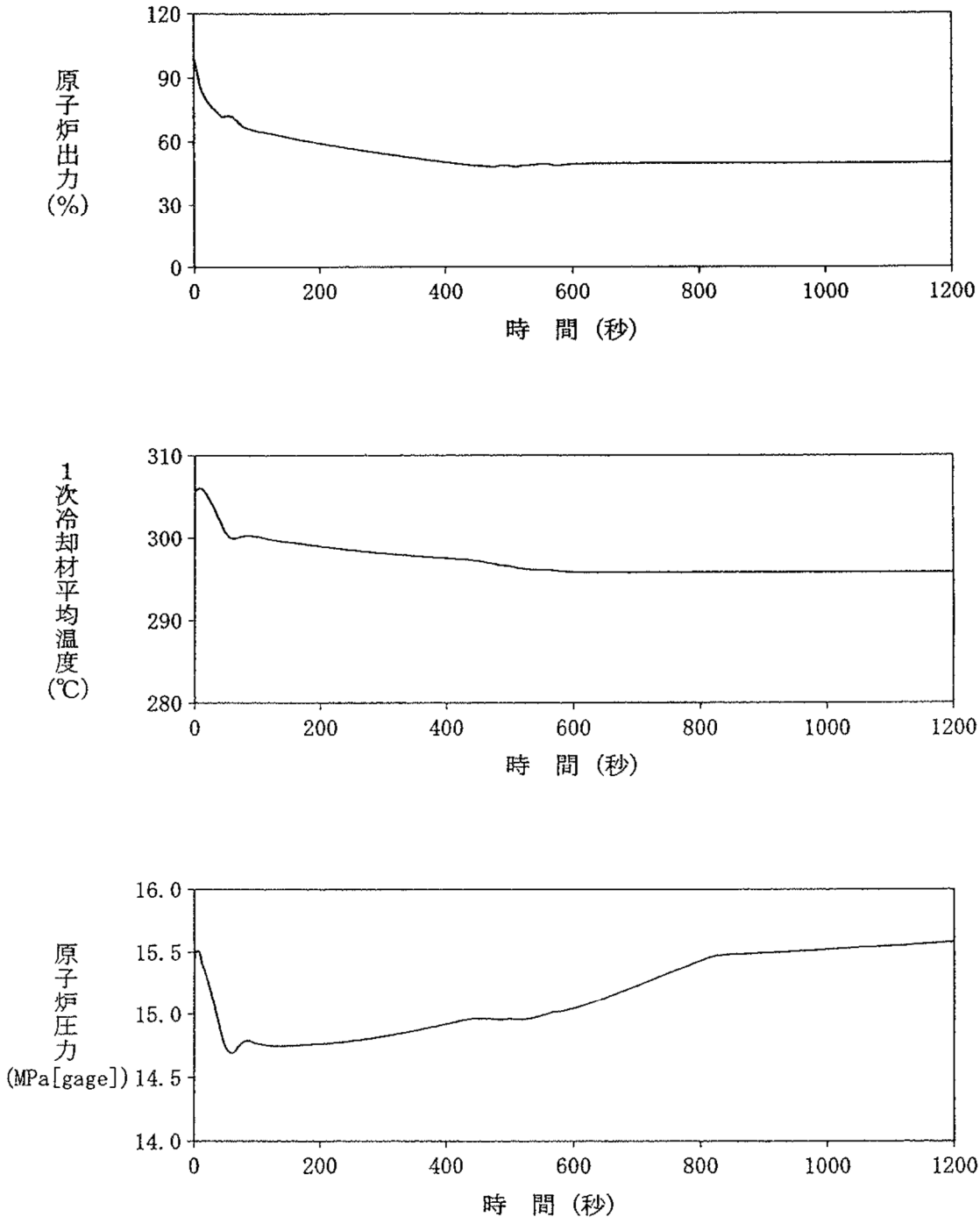
第3.8.3図　10%ステップ状負荷増加の場合（90%→100%）



第3.8.4図　5%/minランプ状負荷増加の場合（15%→100%）



第3.8.5図　5%/minランプ状負荷減少の場合（100%→15%）



第3.8.6図　50%ステップ状負荷減少の場合（100%→50%）

4. 核燃料物質の取扱施設及び貯蔵施設

4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備

4.1.1 通常運転時等

4.1.1.1 概要

燃料の取扱設備及び貯蔵設備は、新燃料を発電所内に搬入してから使用済燃料を発電所外に搬出するまでの燃料取扱い及び貯蔵を安全かつ確実に行うものである。

燃料取替えは、平衡時には年に約 1 回行い、この時に取り出す燃料集合体は約 50 体を予定している。

燃料取扱設備の配置を第 4.1.1.1 図に示す。

発電所に搬入した新燃料は、補助建屋クレーン等を使用して、受取検査後、原子炉補助建屋内の新燃料貯蔵庫又は使用済燃料ピットに貯蔵する。

原子炉停止後、原子炉より取り出す使用済燃料は、燃料取替クレーン、燃料移送装置、使用済燃料ピットクレーン等を使用して、ほう酸水を張ったキャビティ、キャナル及び燃料移送管を通して使用済燃料ピットへ移動する。

これらの使用済燃料の移送は、遮蔽及び冷却のため、すべて水中で行う。

使用済燃料は、使用済燃料ピットラックに貯蔵するが、必要に応じて使用済燃料ピット内で別に用意した容器に入れて貯蔵する。

使用済燃料は、使用済燃料ピットラック内で通常 12 箇月間以上冷却し、冷却を終えた使用済燃料は、使用済燃料ピットクレーン等を使用して水中で使用済燃料輸送容器に入れ再処理工場へ搬出する。

さらに、燃料の取扱設備及び貯蔵設備のうち、原子炉補助建屋内の燃料取扱設備の一部及び使用済燃料貯蔵設備は１号、２号及び３号炉共用とする。

使用済燃料のうち、十分に冷却（16年以上冷却）した使用済燃料は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を維持できることを確認のうえ使用済燃料乾式貯蔵容器に収納し、ヘリウムガスを封入後、使用済燃料

乾式貯蔵施設へ運搬し、貯蔵する。使用済燃料を使用済燃料乾式貯蔵容器に収納するに当たっては、臨界評価で考慮した因子についての条件又は範囲並びに遮蔽機能及び除熱機能に関する評価で考慮した使用済燃料の燃焼度に応じた配置の条件又は範囲を逸脱しないことを、あらかじめ確認する。使用済燃料乾式貯蔵施設による貯蔵後は、使用済燃料乾式貯蔵容器を用いて再処理工場へ搬出する。

使用済燃料ピットの水位及び水温並びに燃料取扱場所の放射線量を中央制御室で監視できるとともに、異常時は警報を発信する。

また、使用済燃料乾式貯蔵容器の一次蓋と二次蓋との間の圧力を監視できるものとする。

4.1.1.2 設計方針

燃料の取扱設備及び貯蔵設備は、新燃料の搬入から使用済燃料の搬出までの取扱い及び貯蔵を安全かつ確実に行うことができるよう以下の方針により設計する。

(1) 燃料の取扱設備及び貯蔵設備のうち安全上重要な機器は、適切な定期的試験及び検査ができる設計とする。

(2) 燃料貯蔵設備は、適切な格納性と補助建屋送気系統及び補助建屋排気系統を有する区画として設計する。

(3) 新燃料の貯蔵設備は、1 回の燃料取替えに必要とする燃料集合体数に十分余裕を持たせた貯蔵容量を有し、また、使用済燃料の貯蔵設備は、全炉心燃料の約 130%相当数の燃料集合体数に十分余裕を持たせた貯蔵容量を有する設計とする。

さらに、使用済燃料乾式貯蔵施設は使用済燃料乾式貯蔵容器 10 基分の燃料集合体数を貯蔵できる容量を有する設計とする。

(4) 燃料取扱設備は、移送操作中の燃料体等の落下を防止するため２重ワイヤ等の適切な保持装置を有する設計とする。

(5) 使用済燃料の取扱設備及び貯蔵設備は、放射線業務従事者の線量を合理的に達成できる限り低くする設計とする。

(6) 使用済燃料の貯蔵設備は、使用済燃料ピット浄化冷却設備を有す

る設計とする。使用済燃料ピット浄化冷却設備は、使用済燃料ピット水を冷却して使用済燃料ピットラックに貯蔵した使用済燃料からの崩壊熱を十分除去できるとともに、使用済燃料ピット水を適切な水質に維持できる設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、設計上想定される状態において自然冷却によって使用済燃料の崩壊熱を外部に放出し、使用済燃料の温度を、燃料被覆管のクリープ破損及び燃料被覆管の機械的特性の低下を防止する観点から制限される値以下に維持するとともに、使用済燃料乾式貯蔵容器の温度を、基本的安全機能を維持する観点から制限される値以下に維持できる設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能を阻害しない設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の給排気口について、積雪及び降下火砕物による堆積物が給気口下端を超える場合は、排気口が給排気口の役割を果たすことで、給排気口が閉塞しない設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度及び使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備内の雰囲気温度が異常に上昇していないことは、周辺施設である使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計により適切な頻度で監視する設計とする。

(7) 使用済燃料ピットは、冷却用の使用済燃料ピット水の保有量が著しく減少することを防止するため、基準地震動に対して機能を維持する設計とするとともに、使用済燃料ピットに接続する配管は、使用済燃料ピット水の減少を引き起こさない設計とする。

使用済燃料ピット水位（狭域）は、水位の異常な低下及び上昇を監視できる計測範囲を有し、中央制御室で監視できる設計とする。また、使用済燃料ピット水位スイッチは、異常時に警報を発信する設計とする。使用済燃料ピット温度は、ピット水の過熱状態を監視できる計測範囲を有し、中央制御室で監視できるとともに、異常時に警報を発信する設計とする。燃料取扱場所の線量当量率を測定する使用済燃料ピット区域エリアモニタは、管理区域境界

における線量当量率限度から設置区域における立入り制限値を包絡する計測範囲を有し、中央制御室で監視できるとともに、異常時に警報を発信する設計とする。さらに、使用済燃料ピット内張りからの漏えい検知のための装置を有する設計とする。

外部電源が利用できない場合においても、非常用所内電源からの給電により使用済燃料ピットの温度、水位及び放射線量が監視可能な設計とする。

さらに、万一漏えいが生じた場合には、燃料取替用水タンクからほう素濃度 2,600ppm 以上のほう酸水を注水できる設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、設計上想定される状態において、使用済燃料から放出される放射線をガンマ線遮蔽材及び中性子遮蔽材により十分に遮蔽する設計とする。

(8) 使用済燃料の貯蔵設備は、燃料体等の取扱中に想定される燃料体等の落下時においても著しい使用済燃料ピット水の減少を引き起こすような損傷が生じない設計とする。

(9) 使用済燃料乾式貯蔵容器は、使用済燃料乾式貯蔵施設内では蓋部を開放することなく、かつ、設計上想定される状態において内包する放射性物質の閉じ込めを使用済燃料乾式貯蔵容器のみで担保する設計とする。また、圧力容器として、「発電用原子力設備規格　設計・建設規格」のクラス３容器に適合する設計とし、閉じ込め機能を周辺施設である使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計により適切に監視することができる設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力を適切な頻度で監視する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、設計上想定される状態において、一次蓋及び二次蓋が開放可能であり、使用済燃料の燃料ペレットが燃料被覆管から脱落せず、使用済燃料の過度な変形が生じない設計とする。また、閉じ込め機能の異常に対し、適切な期間内で、使用済燃料乾式貯蔵容器をキャスクピット等へ移送し、修理を行う。また、必要に応じて、収納された使用済燃料の取出し、使用

済燃料ピットへの移送、他の使用済燃料乾式貯蔵容器への詰替え等を行う。

(10) 使用済燃料の貯蔵設備は、ほう素濃度 2,600ppm 以上のほう酸水で満たし、定期的にほう素濃度を分析する。また、設備容量分の燃料収容時に純水で満たされた場合を想定しても実効増倍率は0.98以下で十分な未臨界性を確保できる設計とする。

新燃料の貯蔵設備は、浸水することのないようにするが、設備容量分の燃料収容時に純水で満たされた場合を想定しても実効増倍率は 0.95 以下で十分な未臨界性を確保できる設計とする。さらに、いかなる密度の水分雰囲気で満たされたと仮定しても未臨界性を確保できる設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、設計貯蔵期間（60 年）を通じて、設計上想定される状態において容器内のバスケットにより適切な燃料集合体間隔を保持し、燃料集合体が相互に接近しないようにする。また、使用済燃料の燃焼に伴う反応度低下を考慮せず、使用済燃料乾式貯蔵容器内の燃料位置等について想定される最も厳しい状態を仮定しても実効増倍率が 0.95（解析上の不確定さを含む。）以下で十分な未臨界性を確保できる設計とする。

(11) 落下時に使用済燃料ピットの機能に影響を及ぼす重量物については、使用済燃料ピット周辺の状況、現場における作業実績、図面等にて確認することにより、落下時のエネルギーを評価し、気中落下試験時の燃料集合体の落下エネルギー（39.3kJ）以上となる設備等を抽出する。抽出された設備等については、使用済燃料ピットからの離隔を確保するとともに基準地震動による地震力に対しても、床面や壁面へ固定する等により、地震時にも落下を防止できる設計とする。

a. 原子炉補助建屋

原子炉補助建屋の天井を支持する鉄骨梁及び柱は、基準地震動に対して健全性が確保される設計とする。天井は、鋼板の上に鉄筋コンクリート造の床を設け、地震による剥落のない構造とする。

壁は、梁や柱の外側に取り付け、使用済燃料ピット内に落下しない構造とする。

b. 使用済燃料ピットクレーン

使用済燃料ピットクレーンは、基準地震動による地震力に対し、クレーン本体、転倒防止金具及び走行レールにおける評価を行い、使用済燃料ピットへの落下物とならないよう、以下を満足する設計とする。

(a) クレーン本体は、保守的な吊荷の条件で求める地震力に対し、耐震性が確保される設計とする。

(b) クレーンの転倒防止金具等は、保守的な条件で求められる荷重に対して、許容応力以下であること。

(c) 走行レールの基礎ボルトは、走行方向、走行直角方向及び鉛直方向に発生する組み合わせた地震力に対して、許容応力以下であること。

c. 補助建屋クレーン

補助建屋クレーンは、使用済燃料ピットの上部に一部走行レールがあるが、走行範囲を制限する措置を講ずること及び建屋の構造により、仮に脱落したとしても、クレーン本体及び吊荷が使用済燃料ピットへの落下物とならない設計とする。仮に落下後の移動を想定しても、使用済燃料ピットとの間にキャナルがあるため、クレーン本体及び吊荷が使用済燃料ピットへの落下物となることはない。

また、使用済燃料輸送容器又は使用済燃料乾式貯蔵容器をキャスクピット上で取り扱う場合は、燃料ピットゲートを閉止するとともに、使用済燃料輸送容器及び使用済燃料乾式貯蔵容器の移動範囲や移動速度の制限に関する運用上の措置を講ずる。

補助建屋クレーンの走行限界位置を第 4.1.1.2 図に示す。

(12) 新燃料及び使用済燃料貯蔵設備は、原子炉補助建屋内に設け、これらと炉心との間には燃料集合体の移動等のために、原子炉格納容器を貫通する燃料移送装置を含む燃料取扱設備を設ける。

(13) 燃料移送装置の原子炉格納容器貫通部は、原子炉格納容器バウンダリの健全性を保証できるよう設計する。

(14) 冷却後の使用済燃料を、輸送容器に収容し、容器表面を除染して再処理工場へ輸送できるように設計する。

4.1.1.3 主要設備の仕様

燃料の取扱設備及び貯蔵設備の設備仕様を第 4.1.1.1 表に示す。

4.1.1.4 主要設備

(1) 新燃料貯蔵庫

新燃料貯蔵庫は、原子炉補助建屋内の独立した区画に設け、キャン型のラックに新燃料を 1 体ずつ挿入する構造とし、乾燥状態で貯蔵する。

新燃料貯蔵庫は、万一純水で満たされたとしても実効増倍率が 0.95 以下になるよう設計する。さらに、いかなる密度の水分雰囲気で満たされたと仮定しても臨界未満となるよう設計する。

貯蔵容量は全炉心燃料の約 61%相当分とする。

(2) 使用済燃料ピット

使用済燃料ピット（１号、２号及び３号炉共用）は、原子炉補助建屋内に設け鉄筋コンクリート造で、耐震設計Ｓクラスとする。壁は遮蔽を考慮して十分厚くする。使用済燃料ピット内面は、漏水を防ぎ保守を容易にするために、ステンレス鋼板で内張りした構造とする。

使用済燃料ピット水の減少防止のために、使用済燃料ピット浄化冷却設備の取水のための配管は使用済燃料ピット上部に取り付け、また、注水のための配管にはサイフォンブレーカを取り付ける。

さらに、使用済燃料ピット底部には排水口は設けない。

サイフォンブレーカの配置を第 4.1.1.3 図に示す。

使用済燃料ピットのステンレス鋼板内張りから、万一漏えいが生じた場合に漏えい水の検知ができるように、漏えい検知装置を設置

し、燃料取替用水タンクからほう素濃度 2,600ppm 以上のほう酸水を注水できる設計とする。

貯蔵容量は、全炉心燃料の約 520%相当分とする。

使用済燃料ピット内には、原子炉容器から取り出した使用済燃料を鉛直に保持し、ほう素濃度 2,600ppm 以上のほう酸水中に貯蔵するためのキャン型の使用済燃料ピットラック（１号、２号及び３号炉共用）を配置する。使用済燃料ピットラックは、各ラックのセルに 1 体ずつ燃料集合体を挿入する構造で、耐震設計Ｓクラスとする。使用済燃料ピットラックは、材料として中性子吸収材であるボロンを添加したステンレス鋼を使用し、ラック中心間隔は、たとえ設備容量分の新燃料を貯蔵し、純水で満たされた場合を想定しても実効増倍率は 0.98 以下になるように決定する。

使用済燃料ピットには、新燃料を初装荷時に気中で、また、燃料取替え時に水中に一時的に保管する。また、使用済燃料ピットにはバーナブルポイズン、使用済制御棒等をラック内で貯蔵する。

また、使用済燃料輸送容器及び使用済燃料乾式貯蔵容器を置くためにキャスクピットを設ける。

(3) 輸送容器除染装置

輸送容器除染装置（１号、２号及び３号炉共用、既設）は、キャスクピットに隣接して設け、使用済燃料輸送容器、使用済燃料乾式貯蔵容器等の除染を行う。

(4) キャビティ及びキャナル

キャビティは原子炉容器上方に設け、燃料取替え時にほう酸水を満たすことにより燃料取扱い時に必要な遮へいが得られるようにする。

原子炉容器とキャビティ底面のすきまは、水張りに先立ってシールリングによってシールする。

キャビティは、鉄筋コンクリート造で、内面はステンレス鋼板で内張りし、炉内構造物及びその他の必要な工具を置くことができる十分な広さを持たせる。

キャナルは、キャビティと原子炉補助建屋の間で燃料集合体を移送するための水路である。この水路は原子炉格納容器を貫通する燃料移送管を介して原子炉補助建屋内キャナル（１号、２号及び３号炉共用、既設）と原子炉格納容器内キャナルに分かれる。

原子炉格納容器内キャナルの側壁の高さ及び内張り材料はキャビティと同じとし、燃料取替え時にキャビティとつながるプールを形成する。

(5) 燃料取替クレーン

燃料取替クレーンは、キャビティと原子炉格納容器内キャナルの上に設けたレール上を水平に移動するブリッジと、その上を移動するトロリーよりなるブリッジクレーンである。

トロリー上には､運転台及び燃料集合体をつかむためのグリッパチューブを内蔵した外部マスト・アセンブリがあり、燃料集合体はマストチューブ内に入った状態でキャビティ及び原子炉格納容器内キャナルの適当な位置に移動することができる。

グリッパチューブの下部にあるグリッパは、空気作動式とし、燃料集合体をつかんだ状態で空気が喪失しても、安全側に働いて燃料集合体を落とすことのない構造とする。

ブリッジ・トロリーの駆動及びグリッパチューブの昇降を安全かつ確実に行うために、各装置はインターロックを設ける。

燃料取替クレーンは、地震時にも転倒することがないように設計し、さらに、走行部はレールを抱え込む構造とする。

(6) 使用済燃料ピットクレーン

使用済燃料ピットクレーン（１号、２号及び３号炉共用、既設）は、使用済燃料ピット上を移動するブリッジクレーンであり、使用済燃料ピット内での燃料集合体の移動は架台上のホイスト、取扱工具等によって行う。

使用済燃料ピットクレーンは、駆動源の喪失に対しフェイル・アズ・イズの設計とするとともに、取扱工具は、１号炉及び２号炉から運搬された使用済燃料並びに３号炉の燃料集合体をそれぞれ取り

扱うことができる構造とし、燃料取扱中に燃料集合体が外れて落下することのないような機械的インターロックを設ける。

使用済燃料ピットクレーンは、地震時にも転倒することがないように設計し、さらに、走行部はレールを抱え込む構造とする。

(7) 燃料移送装置

燃料移送管を通して燃料集合体を移送するために、水中でレール上を走行する移送台車及び燃料移送管の両端のトラックフレームに燃料集合体の姿勢を変えるリフティング機構を設ける。

移送台車及びリフティング機構には、燃料集合体の受渡しを安全かつ確実にできるようにインターロックを設ける。

燃料取替え時以外は、移送台車を使用済燃料ピット側に納め、燃料移送管の隔離弁を閉止し、閉止ふたをする。

(8) 制御棒クラスタ取替装置

制御棒クラスタ取替装置は、キャナル内に設け、燃料集合体に挿入されている制御棒クラスタを取り出し、他の燃料集合体に装着する装置である。

この制御棒クラスタ取替作業は、すべて水中で行う。

(9) 新燃料エレベータ

新燃料エレベータは、1 体の燃料集合体を載せることのできる箱型エレベータで、補助建屋クレーンから使用済燃料ピットクレーンに新燃料を受渡しする装置である。新燃料エレベータは、駆動源の喪失に対しフェイルセイフ設計とし、燃料集合体の落下を防止する構造とする。

(10) 使用済燃料ピット水位（狭域）

使用済燃料ピット水位（狭域）は、通常水位からの水位の低下及び上昇を監視できる計測範囲を有し、中央制御室において監視可能とする。

(11) 使用済燃料ピット水位スイッチ

使用済燃料ピット水位スイッチは、使用済燃料移送時に必要な水遮蔽厚さ等を考慮し、使用済燃料ピットの水位の異常を検知し

た場合は中央制御室において警報を発信する。

(12) 使用済燃料ピット温度

使用済燃料ピット温度は、使用済燃料ピット水の水温を監視できる計測範囲を有し、中央制御室において監視できるとともに、異常を検知した場合は警報を発信する。

(13) 使用済燃料ピット区域エリアモニタ

使用済燃料ピット区域エリアモニタは、使用済燃料ピット周辺の放射線量を監視できる計測範囲を有し、中央制御室において監視できるとともに、異常を検知した場合は警報を発信する。

(14) 使用済燃料乾式貯蔵施設

使用済燃料乾式貯蔵施設は、使用済燃料を収納する使用済燃料乾式貯蔵容器、設計基準対象施設に属する周辺施設（使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備、貯蔵用緩衝体、貯蔵架台、使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計及び使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計）及び設計基準対象施設に属さない周辺施設（使用済燃料乾式貯蔵容器の移送の取扱いに供される取扱設備（移動式クレーン等））で構成する。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、貯蔵容器本体、蓋、バスケット等で構成され、内部にヘリウムガスを封入し、保持できる構造とし、使用済燃料乾式貯蔵容器と貯蔵架台とをトラニオン部で固縛し、基礎等に固定せず、かつ、貯蔵用緩衝体の装着により使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋部が金属部へ衝突しない方法により設置する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材は、設計貯蔵期間（60 年）の温度、放射線等の環境及びその環境下での腐食、クリープ、応力腐食割れ等の経年劣化に対して十分な信頼性のある材料を選定し、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を維持する設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器は、設計貯蔵期間（60 年）の温度、放射線等の環境及びその環境下での腐食、クリープ、応力腐食割れ等の経年劣化に対して、使用済燃料乾式貯蔵容器に収納する使用済燃料の健全性を確保する設計とするため、使用済燃料乾式貯蔵容器内部にヘリウムガスを封入し、保持できる構造とする。

貯蔵用緩衝体の主要な構成部材は、設計貯蔵期間中（60 年）の温度、放射線等の環境及びその環境下での腐食、クリープ、応力腐食割れ等の経年劣化に対して十分な信頼性のある材料を選定し、健全性を維持する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「核燃料物質等の工場又は事業所の外における運搬に関する規則」第六条及び十一条を満たす設計とする。密封境界部は、設計上想定される衝撃力に対して、おおむね弾性状態にとどまる設計とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器の臨界防止機能をバスケットで担保しており、設計上想定される状態において、バスケットが弾性状態にとどまり、臨界防止上有意な変形を起こさない設計とする。

貯蔵用緩衝体は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する部材が、ＪＳＭＥ使用済燃料貯蔵施設規格金属キャスク構造規格（2007 年版）に規定される供用状態Ｄの許容基準を満足するために必要な緩衝性能を有する金属製の緩衝体である。貯蔵用緩衝体が損傷した場合、取替等によりその機能を保持する設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器を格納し、自然対流による冷却のための給排気口を設けた鉄筋コンクリート造の遮蔽設備である。

また、１基の使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備には、１基の使用済燃料乾式貯蔵容器を格納する。

設計基準対象施設に属する周辺施設は、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を維持するために、一般産業施設又は公共施設と同等の設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵施設は、燃料を収納する容器を合計 10 基配置できる容量とする。

なお、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の損傷によりその遮蔽機能が著しく低下した場合においても、人の居住の可能性のある敷地境界外において、実効線量が周辺監視区域外における線量限度を超えない設計とする。

a. 使用済燃料乾式貯蔵容器

(a) 燃料収納時（ウラン燃料）

燃料集合体中の燃料棒配列　15×15 燃料

ウラン 235 濃縮度　約 4.1wt%以下

燃料集合体最高燃焼度　48,000MWd/t 以下

冷却年数　16 年以上

使用済燃料乾式貯蔵容器は、設計貯蔵期間において、使用済燃料の崩壊熱を適切に除去し、使用済燃料乾式貯蔵容器の安全機能を担保する各部位及び使用済燃料が、構造健全性及び性能を維持できる構造とする。また、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備は、使用済燃料乾式貯蔵容器の除熱機能を阻害しない設計とするとともに、使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備の給排気口は、積雪及び降下火砕物により閉塞しない設計とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、容器表面の線量当量率が 2mSv/h 以下及び容器表面から 1m 離れた位置における線量当量率が 100μSv/h 以下となるよう、収納される使用済燃料の放射線源強度を考慮して十分に遮蔽できる構造とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、貯蔵容器本体、二重の蓋及び金属ガスケットにより漏えいを防止し、設計貯蔵期間中の貯蔵容器内部圧力を負圧に維持できる構造とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、容器内のバスケットにより、個々の使用済燃料を使用済燃料乾式貯蔵容器内部の所定の位置に収納し、適切な燃料集合体間隔を保持することにより燃料集合体は相互に接近しない構造とする。また、使用済燃料を全容量収納し、使用済燃料乾式貯蔵施設内における使用済燃料乾式貯蔵容器の配置及び相互の中性子干渉、バスケットの形状、バスケット格子内の使用済燃料の配置、中性子吸収材の製造公差及び中性子吸収に伴う原子個数密度の減少、減速材（水）の影響も含め、技術的に想定されるいかなる場合でも、実効増倍率を 0.95（解析上の不確

定さを含む。）以下に保ち、使用済燃料の臨界を防止できる構造とする。

使用済燃料乾式貯蔵容器は、「兼用キャスク告示」に定める加速度による地震力に対して、安全機能が損なわれるおそれがないように設計する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の蓋間圧力は、使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計により監視し、使用済燃料乾式貯蔵容器の表面温度及び使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備内の雰囲気温度が異常に上昇していないことは、使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計により監視する。

使用済燃料乾式貯蔵容器の移送の取扱いに供される取扱設備（移動式クレーン等）は、使用済燃料乾式貯蔵容器を取り扱うために使用する。

4.1.1.5 手順等

(1) 使用済燃料ピットへの重量物落下防止対策

a. 使用済燃料ピット周辺の設備やクレーンで取り扱う吊荷については、「4.1.1.2 設計方針(11)」の考え方に基づき使用済燃料ピットに影響を及ぼす落下物となる可能性を評価し、落下防止措置を実施する。

b. 使用済燃料ピット上の燃料集合体取扱作業において、燃料集合体下端の吊上げの上限高さはピット底部より 5.6m とすることを手順等で整備し、的確に操作を実施する。

c. 使用済燃料ピットの健全性を維持するため、燃料取扱設備の吊荷に対する落下防止対策として、ワイヤ２重化や可動範囲制限等を施した設備を使用することとし、それらを手順等に整備し、的確に実施する。

d. 補助建屋クレーンにより、使用済燃料輸送容器又は使用済燃料乾式貯蔵容器をキャスクピット上で取り扱う場合は、燃料ピットゲートを閉止する。また、使用済燃料輸送容器及び使用済燃料乾

式貯蔵容器の移動範囲や移動速度の制限に関する運用上の措置を講ずることとし、それらを手順等に整備し、的確に実施する。

e. クレーン等安全規則に基づき、定期点検及び作業開始前点検を実施するとともに、クレーンの運転、玉掛けは有資格者が実施する。

f. 使用済燃料ピットの健全性を維持するため、重量物落下防止に係る設備等については、適切に保守管理を実施するとともに必要に応じ補修を行う。

g. 使用済燃料ピットへの重量物落下防止に係る落下防止措置及び当該設備の保守管理に関する教育を行う。

4.1.2 重大事故等時

4.1.2.1 概要

燃料貯蔵設備の使用済燃料ピットは、使用済燃料ピットの冷却機能喪失、使用済燃料ピットの注水機能喪失、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合において、燃料の貯蔵機能を確保する設計とする。

また、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいにより使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合に、臨界にならないよう配慮したラック形状及び燃料配置においてスプレイや蒸気条件においても臨界を防止する設計とする。

4.1.2.2 設計方針

4.1.2.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

使用済燃料ピットは、通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

4.1.2.2.2 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

使用済燃料ピットは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

使用済燃料ピットは、代替水源として海水を使用するため、海水影響を考慮した設計とする。

4.1.2.3 主要設備及び仕様

燃料の取扱設備及び貯蔵設備（重大事故等時）の主要設備及び仕様を第 4.1.2.1 表に示す。

4.1.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

使用済燃料ピットは、外観の確認が可能な設計とする。また、漏えい等の確認が可能な設計とする。

4.2 使用済燃料ピット浄化冷却設備

使用済燃料ピット冷却装置（１号、２号及び３号炉共用）は、使用済燃料から発生する崩壊熱を十分除去できる能力を持つ。

使用済燃料ピットクーラは2基設置し、その冷却容量は過去に取り出された使用済燃料と１号炉及び２号炉使用済燃料が使用済燃料ピットに貯蔵されているときに燃料取替で原子炉から全炉心を取り出して貯蔵した場合に、使用済燃料ピット水平均温度が 52℃を超えないように設計する。また、この場合において、使用済燃料ピットポンプ１台運転でも使用済燃料ピット水平均温度を 65℃以下に保つ。

使用済燃料ピットクーラの胴側に１次系冷却水を通し、管側には使用済燃料ピット水を通す。使用済燃料ピット脱塩塔は、使用済燃料ピット冷却水を清浄に保つために設ける。

主要機器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

使用済燃料ピットクーラ

型　　式	横置Ｕ字管式
基　　数	2（１号、２号及び３号炉共用）
伝熱容量	約 3.2MW 及び約 4.7MW
最高使用圧力	
管　　側	0.98MPa〔gage〕
胴　　側	0.98MPa〔gage〕
最高使用温度	
管　　側	95℃
胴　　側	95℃
材　　料	
管　　側	ステンレス鋼
胴　　側	炭素鋼

使用済燃料ピットポンプ

型　　式	うず巻式
台　　数	2（１号、２号及び３号炉共用）
容　　量	約 523m^3/h（1 台当たり）

使用済燃料ピット脱塩塔

基　　数	1（１号、２号及び３号炉共用）
最高使用圧力	0.98MPa〔gage〕
最高使用温度	95
本 体 材 料	ステンレス鋼

使用済燃料ピットフィルタ

基　　数	1（１号、２号及び３号炉共用）
流　　量	約 34m^3/h
最高使用圧力	0.98MPa〔gage〕
最高使用温度	95℃
本 体 材 料	ステンレス鋼

4.3 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

4.3.1 概要

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備の概略系統図を第 4.3.1 図から第 4.3.2 図に示す。

4.3.2 設計方針

(1) 使用済燃料ピット水位の低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の冷却、放射線の遮蔽及び臨界防止

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピット内燃料集合体等を冷却し、使用済燃料ピットに接続する配管が破損しても、放射線の遮蔽が維持される水位を確保するための設備として以下の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）を設ける。

使用済燃料ピットに接続する配管の破損については、使用済燃料ピット入口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位以下に水位が低下することを防止するため、入口配管上部にサイフォンブレーカを設ける設計とする。使用済燃料ピット出口配管からの漏えい時は、遮蔽必要水位を維持できるように、それ以上の位置に取出口を設ける設計とする。

なお、冷却及び水位確保により使用済燃料ピットの機能を維持し、純水冠水状態で未臨界を維持できる設計とする。

使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラの故障等に

より使用済燃料ピットの冷却機能が喪失、燃料取替用水ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により使用済燃料ピットの注水機能が喪失又は使用済燃料ピットに接続する配管の破損等により使用済燃料ピット水の小規模な漏えいにより使用済燃料ピットの水位が低下した場合の可搬型代替注水設備（使用済燃料ピットへの注水）として、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

海水を送水車により使用済燃料ピットへ注水する設計とし、送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

(2) 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和、臨界防止及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合に、燃料損傷の進行を緩和し、臨界にならないよう配慮したラック形状及び燃料配置において、スプレイや蒸気条件においても未臨界を維持できることにより臨界を防止し、燃料損傷時に使用済燃料ピット全面にスプレイすることによりできる限り環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）として、送水車、スプレイヘッダ及び軽油用ドラム缶を使用する。

海を水源とした送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイを行う設計とする。送水車の燃

料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・スプレイヘッダ

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

(3) 使用済燃料ピット水位の異常低下時における使用済燃料ピット内燃料集合体の損傷の進行緩和及び放射性物質の放出低減

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合には原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水することにより、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するための設備として以下の放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲並びに燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に大量の水を放水できる設計とし、建屋の損壊等により開口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）の燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ（放水砲用）

・放水砲

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

(4) 使用済燃料ピットに係るパラメータの監視

使用済燃料ピットの冷却等のための設備のうち、重大事故等時に使用済燃料ピットに係る監視に必要な設備として以下のパラメータを計測する計測設備（使用済燃料ピットの監視）を設ける。

使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定可能な設計とする。

使用済燃料ピットに係る重大事故等時の使用済燃料ピットの状態を使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視できる設計とする。

また、使用済燃料ピットエリア監視カメラは、その環境影響を考慮して使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置にて冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。

これらの設備は、ディーゼル発電機に加えて代替電源設備である空冷式非常用発電装置より給電できる設計とする。

可搬型使用済燃料ピット水位は、吊込装置（フロート、シンカーを含む。）、延長ワイヤ等を可搬型とすることにより、ピット内の構造等に影響を受けない設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係の評価及び各設置場所間での関係性を把握し、測定結果の傾向を確認することで、使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・使用済燃料ピット水位（広域）
・可搬型使用済燃料ピット水位
・使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）
・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ
・使用済燃料ピットエリア監視カメラ
・使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ並びに使用済燃料ピットエリア監視カメラ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

4.3.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

送水車を使用した使用済燃料ピットへの代替注水は、ポンプ付のエンジンによる駆動方式を採用することにより、使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラを使用した使用済燃料ピットの冷却機能並びに燃料取替用水ポンプを使用した使用済燃料ピットの注水機能

に対して多様性を持った起動方式により駆動できる設計とする。また、海を水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする燃料取替用水ポンプを使用した使用済燃料ピットの注水機能に対して異なる水源を持つ設計とする。

送水車は、屋外の燃料取替用水タンク、原子炉補助建屋内の燃料取替用水ポンプ、使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ並びに使用済燃料ピットエリア監視カメラ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

4.3.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

使用済燃料ピットへの注水に使用する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

使用済燃料ピットへのスプレイに使用する送水車及びスプレイヘッダは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、他の設備から独立して一体で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、車輪止め又はアウトリガーにより固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

スプレイヘッダは、固縛又はアウトリガーにより固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

使用済燃料ピットの監視に使用する使用済燃料ピット水位（広域）、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び使用済燃料ピットエリア監視カメラは、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

使用済燃料ピットの監視に使用する可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

4.3.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

送水車は、使用済燃料ピットの冷却機能の喪失、注水機能の喪失及び小規模の漏えいによりピット水位が低下した場合の注水設備として使用する。冷却機能の喪失及び注水機能の喪失による水位低下を防止するためには、使用済燃料ピットの蒸散量を上回る注水量を有する必要がある。また、小規模の漏えいによる水位低下については、使用済燃料ピット入口配管からの漏えいの場合は、サイフォンブレーカの効果によりサイフォンブレーカ開口部の高さで水位の低下は止まり、最も水位が低下する使用済燃料ピット出口配管からの漏えいの場合は、出口配管の高さまで水位が低下することで漏えいは止まるため、出口配管の水位から遮蔽基準値に相当する水位に到達するまでは余裕があることから、使用済燃料ピットの蒸散量を上回る注水量を有する設計とする。

また、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出

口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合において、使用済燃料ピット全面にスプレイすることにより、燃料損傷の進行緩和及び臨界防止並びに、できる限り環境への放射性物質の放出を低減するために必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

スプレイヘッダは、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合において、使用済燃料ピット全面にスプレイすることで、燃料損傷の進行緩和及び臨界防止並びに、できる限り環境への放射性物質の放出を低減することができるものを 1 セット 1 個使用する。保有数は 1 セット 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を保管する設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）は、燃料損傷時に、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するために放水砲による直線状及び噴霧状（広範囲）の放水により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台（原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用）の合計 2 台を保管する設計とする。

放水砲は、燃料損傷時に、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するために放水砲による直線状及び噴霧状（広範囲）の放水により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用と

して 1 台の合計 2 台を保管する設計とする。

使用済燃料ピット水位（広域）及び使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）は、重大事故等時により変動する可能性のある範囲にわたり測定できる設計とする。

可搬型使用済燃料ピット水位は、重大事故等時により変動する可能性のある使用済燃料ピット上部から底部近傍までの範囲にわたり測定できる設計とする。保有数は、1 セット 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を保管する設計とする。

使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、使用済燃料ピットエリア監視カメラの耐環境性向上用の空気を供給し、1 セット 1 個使用する。保有数は 1 セット 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を保管する設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、重大事故等時により変動する可能性のある範囲にわたり測定できる設計とし、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係の評価及び各設置場所間での関係性を把握し、測定結果の傾向を確認することで、使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定できる設計とする。可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは 1 セット 2 個使用する。保有数は 1 セット 2 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 3 個を保管する設計とする。

使用済燃料ピットエリア監視カメラは、重大事故等時において赤外線の機能により使用済燃料ピットの状態及び使用済燃料ピットの水温の傾向を監視できる設計とする。

4.3.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

送水車、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

スプレイヘッダは、屋外に保管し、原子炉補助建屋内に設置するため、重大事故等時における屋外及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用する設備であるため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

送水車及びスプレイヘッダは、水源として海水を使用するため、海水影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）は、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

使用済燃料ピット水位（広域）及び使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用するため、その環境条件を考慮した設計とする。

可搬型使用済燃料ピット水位は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用するため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、原子炉補助建屋内に保管し、屋外に設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用するため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

使用済燃料ピットエリア監視カメラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの

水位が異常に低下する事故時に使用する設備であるため、その環境を考慮して空気を供給し冷却することで耐環境性向上を図る設計とする。

使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、原子炉補助建屋内に保管し、屋外に設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用するため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

4.3.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

放水砲は、車両等により運搬、移動ができる設計とするとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

送水車の接続箇所は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

使用済燃料ピットへのスプレイを行う場合に使用する、スプレイヘッダと送水車の接続は、可搬型ホースで確実に接続できる設計とする。スプレイヘッダは、車両等により運搬、移動した後、人力により所定の場所に配置できる設計とするとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。送水車は現場での操作が可能な設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）と放水砲の接続は、可搬型ホースで確実に接続できる設計とする。放水砲は、複数の方向から原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

可搬型使用済燃料ピット水位の吊込装置（フロート、シンカーを含む。）、延長ワイヤ等、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、人力により運搬、

移動ができる設計とする。

可搬型使用済燃料ピット水位の吊込装置等の取り付けは、取付金具を用いて確実に取り付けできる設計とする。可搬型使用済燃料ピット水位の水位発信器及び延長ワイヤの接続は、確実に接続ができる設計とする。使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、現場での操作が可能な設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタの取付架台への取り付けは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価及び各設置場所間での関係性を把握している場所のうち設置場所としている箇所で、取付金具を用いて確実に取り付けできる設計とする。可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタのケーブル接続はコネクタ接続とし、規格を統一することにより、ケーブルを確実に接続できる設計とする。

4.3.3 主要設備及び仕様

使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備の主要設備及び仕様を第4.3.1表及び第4.3.2表に示す。

4.3.4 試験・検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

使用済燃料ピットへの注水に使用する系統（送水車）は他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

送水車は、分解が可能な構造とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

使用済燃料ピットへのスプレイに使用する系統（送水車及びスプレイヘッダ）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

スプレイヘッダは、使用済燃料ピット全面にスプレイできることの確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する系統（大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）は、分解が可能な構造とする。さらに、車両としての運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

放水砲は、外観の確認が可能な設計とする。また、直線状及び噴霧状の放水ができることの確認が可能な設計とする。

使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）は、特性の確認が可能なように、模擬入力ができる設計とする。使用済燃料ピットエリア監視カメラは、機能・性能の確認が可能なように、模擬入力による校正ができる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、特性の確認が可能なように、線源校正ができる設計とする。

使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、機能・性能の確認が可能な設計とする。

4.4 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

4.4.1 概要

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備の概略系統図を第 4.4.1 図から第 4.4.3 図に示す。

4.4.2 設計方針

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合における発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲並びに燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）の燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ（放水砲用）

・放水砲

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」に記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）として、送水車、スプレイヘッダ及び軽油用ドラム缶を使用する。

海を水源とした送水車は、スプレイヘッダを介して原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶から補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・スプレイヘッダ

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は使用済燃料ピット内の燃料体等の著しい損傷に至った場合において、海洋への放射性物質の拡散を抑制する設備として以下の重大事故等対処設備（海洋への拡散抑制）を設ける。

重大事故等対処設備（海洋への拡散抑制）として、シルトフェンスを使用する。

シルトフェンスは、汚染水が発電所から海洋に流出する 2 箇所（取水口側 1 箇所、放水口側 1 箇所）に設置できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・シルトフェンス

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備のうち、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災に対応するための設備として以下の重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）

を設ける。

重大事故等対処設備（航空機燃料火災への泡消火）として大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器並びに燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）と接続し、泡消火剤と混合しながら原子炉格納容器周辺へ放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）の燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ（放水砲用）
・放水砲
・泡混合器
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

4.4.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

大気への拡散抑制に使用する大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、他の設備から独立して一体で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

大気への拡散抑制に使用する送水車及びスプレイヘッダは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成とすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び送水車は、車輪止め又はアウトリガーにより固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

スプレイヘッダ及び泡混合器は、固縛又はアウトリガーにより固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

海洋への拡散抑制に使用するシルトフェンスは、他の設備から独立して使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

航空機燃料火災への泡消火に使用する大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器は、他の設備から独立して一体で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

4.4.2.2 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

大容量ポンプ（放水砲用）は、放射性物質の拡散を抑制するため又は航空機燃料火災に対応するため、放水砲による直線状の放水により原子炉格納容器の最高点である頂部に又は噴霧状の放水により広範囲において原子炉補助建屋等に放水できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台（原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用）の合計 2 台を保管する設計とする。

放水砲は、放射性物質の拡散を抑制するため又は航空機燃料火災に対応するため、放水砲による直線状の放水により原子炉格納容器の最高点である頂部に又は噴霧状の放水により広範囲において原子炉補助建屋等に放水できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 2 台を保管する設計とする。

送水車は、使用済燃料ピット内の燃料体等が著しい損傷に至った場

合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水することにより、できる限り環境への放射性物質の放出を低減するために必要な容量を有するものを1セット1台使用する。保有数は、2セット2台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

スプレイヘッダは、使用済燃料ピット内の燃料体等が著しい損傷に至った場合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水することで、できる限り環境への放射性物質の放出を低減できるものを 1 セット 1 個使用する。保有数は、1 セット 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

シルトフェンスは、海洋への放射性物質の拡散を抑制するため、設置場所に応じた高さ及び幅を有する設計とする。保有数は、各設置場所に必要な幅を有するシルトフェンスを取水口側に幅約 80m を 2 組（幅約 20m／本を 4 本で 1 組)、放水口側に幅約 20m を 2 組（幅約 10m／本を 2 本で 1 組)、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、破損時のバックアップ用として取水口側用に1組（幅約20m／本を4本で1組)、放水口側用に 1 組（幅約 10m／本を 2 本で 1 組）を保管する設計とする。

泡混合器は、航空機燃料火災に対応するため、放水砲による放水時、泡消火剤を 1%濃度で注入できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 2 台を保管する設計とする。

4.4.2.3 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、送水車、スプレイヘッダ、泡混合器及びシルトフェンスは、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は、設置場所で可能な設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、送水車、スプレイヘッダ及び泡混合器は、使用時に海水を通水するため海水の影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車は、海から直接取水する際の異物の混入防止を考慮した設計とする。

シルトフェンスは、海に設置するため、耐腐食性材料を使用する設計とする。

4.4.2.4 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し設置場所にて固定できる設計とする。

放水砲及び泡混合器は、車両等により運搬、移動ができる設計とするとともに、放水砲は、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

シルトフェンスは、車両等により運搬が可能な設計とし、確実に設置できる設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器の接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。放水砲は、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び泡混合器は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

スプレイヘッダは、車両等により運搬、移動した後、人力により運搬し、所定の位置に配置できる設計とするとともに、設置場所にてア

ウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

使用済燃料ピット内の燃料体等が著しい損傷に至った場合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水する場合に使用する送水車とスプレイヘッダは、可搬型ホースで確実に接続できる設計とする。送水車は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

4.4.3 主要設備及び仕様

発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備の主要設備及び仕様は第 4.4.1 表のとおり。

4.4.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

大気への拡散抑制及び航空機燃料火災への泡消火に使用する系統（大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）は、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

放水砲及び泡混合器は、外観の確認が可能な設計とする。また、放水砲は直線状及び噴霧状の放水ができることの確認が可能な設計とする。

大気への拡散抑制に使用する系統（送水車及びスプレイヘッダ）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

送水車は、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

スプレイヘッダは、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できることの確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

海洋への拡散抑制に使用するシルトフェンスは、外観の確認が可能な設計とする。

4.5 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

4.5.1 概要

想定される重大事故等に対処するための水源として必要な量の水を貯留するための重大事故等対処設備を設置及び保管する。海その他の水源から、想定される重大事故等の収束に必要な量の水を取水し、当該重大事故等に対処するために必要な設備に供給するための重大事故等対処設備を設置及び保管する。

重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備の概略系統図を第4.5.1図から第4.5.14図に示す。

4.5.2 設計方針

重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備のうち、想定される重大事故等に対処するための水源として必要な量の水を貯留するための設備、海その他の水源から、想定される重大事故等の収束に必要な量の水を取水し、当該重大事故等に対処するために必要な設備に供給するための設備として、以下の重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給、海から復水タンクへの補給、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、海から使用済燃料ピットへの注水、代替再循環運転）及び代替水源を設ける。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である１次冷却系のフィードアンドブリードの水源として、代替水源である燃料取替用水タンクを使用する。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・燃料取替用水タンク

・充てん／高圧注入ポンプ

・加圧器逃がし弁

ほう酸注入タンクは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクへの補給が不能となった場合の代替手段である重大事故等対処設備（海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給）として送水車、タービン動補助給水ポンプ及び軽油用ドラム缶を使用する。送水車は、可搬型ホースを介してタービン動補助給水ポンプへ水を供給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・タービン動補助給水ポンプ

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇した場合の重大事故等対処設備（海から復水タンクへの補給）として、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプによる代替

炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。また、充てん／高圧注入ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの水源として、代替水源である復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉又は原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。また、充てん／高圧注入ポンプは原子炉へ水を注水する設計とする。さらに、原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉格納容器へ水を注水する設計とする。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプの電源は全交流動力電源が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

また、充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・復水タンク
・恒設代替低圧注水ポンプ
・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・充てん／高圧注入ポンプ
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）

抽出水再生クーラは設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について、重大事故等対処設備として設計を行う。

その他重大事故等に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。また、空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の水源として、代替水源である送水車、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶を使用する。送水車により可搬型ホースを介して、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプは、余熱除去系を介して、原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプの駆動源は、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料は、燃料貯蔵タンクからタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・可搬式代替低圧注水ポンプ

・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等により、炉心注水及び格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇した場合の重大事故等対処設備（復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給）として、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。復水タンクは、復水タンクから燃料取替用水タンクへの移送ラインにより、燃料取替用水タンクへ水頭圧にて補給できる設計とする。送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ水を補給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・復水タンク
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により再循環機能が喪失した場合の代替再循環設備（代替再循環運転）として、A、B内部スプレポンプ、A内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用する。

格納容器再循環サンプを水源とするA、B内部スプレポンプは、A内部スプレクーラを介して、代替再循環運転できる設計とする。格納容器

再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ

・Ａ内部スプレクーラ

・格納容器再循環サンプ

・格納容器再循環サンプスクリーン

その他重大事故等に使用する設計基準事故対処設備としては、Ａ、Ｂ内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（高圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。大容量ポンプの燃料

は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｂ余熱除去ポンプ
・Ｂ充てん／高圧注入ポンプ
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・格納容器再循環サンプ
・格納容器再循環サンプスクリーン
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

Ｂ余熱除去クーラ、ほう酸注入タンク及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した代替再循環設備（低圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器

再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて炉心を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｂ余熱除去ポンプ
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・格納容器再循環サンプ
・格納容器再循環サンプスクリーン
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

Ｂ余熱除去クーラ、Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備として設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等により、使用済燃料ピットへの水の注水手段の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の重大事故等対処設備（海から使用済燃料ピットへの注水）として、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

海を水源とした送水車は、可搬型ホースにより使用済燃料ピットへ水を注水する設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備のうち、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続し、燃料損傷に至った場合に、使用済燃料ピットへ十分な量の水を注水するための設備、できる限り燃料損傷の進行を緩和し放射性物質の放出を低減するための設備及び発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備として以下の可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）及び放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）を設ける。

可搬型スプレイ設備（使用済燃料ピットへのスプレイ）又は放水設備（原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、送水車、スプレイヘッダ及び軽油用ドラム缶を使用する。

送水車は、可搬型ホースによりスプレイヘッダを介して使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水を行う設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・送水車

・スプレイヘッダ

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

使用済燃料ピットについては、「4.1 燃料の取扱設備及び貯蔵設備 4.1.2 重大事故等時」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。

放水設備（原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水）として、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

放水砲は、可搬型ホースにより海を水源とする大容量ポンプ（放水砲用）に接続することにより、原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できる設計とするとともに、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊等により開口部がある状態においては、建屋内の使用済燃料ピット周辺に向けた放水ができる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、設置場所を任意に設定でき、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）の燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ（放水砲用）
・放水砲
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。また、海を水源として使用できる設計とする。

復水タンク枯渇又は破損時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、脱気器タンク及び燃料取替用水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

復水タンク枯渇時における蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク及びＡ、Ｂ淡水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における炉心注水のための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における炉心注水のための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇時における格納容器スプレイのための代替淡水源として、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び復水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

燃料取替用水タンク枯渇又は破損時における使用済燃料ピット注水のための代替淡水源として、２次系純水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク及び１次系純水タンクを確保する。また、海を水源として使用できる設計とする。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい時は、海を水源として使用できる設計とする。

4.5.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

代替水源として１次冷却系のフィードアンドブリードに使用する燃料取替用水タンク、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁は、

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する復水タンクに対して異なる水源として設計する。

また、燃料取替用水タンクを水源とすることで、復水タンクを水源として使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却に対して多様性を持つ設計とする。

充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に、充てん／高圧注入ポンプは原子炉補助建屋内に設置することで、屋外の復水タンクと位置的分散を図る設計とする。

燃料取替用水タンクは、屋外の復水タンクと隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、復水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給に使用する送水車は、海水を水源とすることで、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する復水タンクに対して系統の異なる水源として設計する。

タービン動補助給水ポンプは、屋外の復水タンクと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

代替水源として代替炉心注水及び代替格納容器スプレイに使用する復水タンク、送水車、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプは、燃料取替用水タンクを水源として使用する炉心注水及び格納容器スプレイに対して異なる系統の水源として設計する。恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと

同時にその機能が損なわれない設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプと原子炉補助建屋内の異なる区画に設置することにより、位置的分散を図る設計とする。

代替水源として代替炉心注水に使用する可搬式代替低圧注水ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源として使用する炉心注水に対して異なる系統の水源として設計する。また、復水タンクを水源として使用する代替炉心注水に対しても異なる系統の水源として使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）より、独立した電源供給ラインから給電することにより、多様性をもった電源より駆動できる設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び可搬型ホースは屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の恒設代替低圧注水ポンプと屋外の離れた位置に保管することで、位置的分散を図る設計とする。

タービン動補助給水ポンプへの直接供給又は復水タンクの補給に使用する、送水車及び可搬型ホースは、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

送水車の接続箇所は、共通要因によって接続できなくなることを防止するため、２箇所設置する。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラにより再循環運転できることで、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転に対して多重性を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラは余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプに対し原子炉補助建屋内の異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

高圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高

圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプはＡ余熱除去ポンプ及びＡ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプに対し原子炉補助建屋内の異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電し、水冷式の大容量ポンプを用いて原子炉補機冷却系に海水を直接供給する代替補機冷却により、余熱除去ポンプによる再循環運転に対して多様性を持つ設計とする。

低圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプは設計基準事故対処設備としてのディーゼル発電機を使用した電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプへの代替補機冷却は大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプはＡ余熱除去ポンプに対し原子炉補助建屋内の異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプ及び可搬型ホース等は、屋外の海水ポンプ並びに原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプ及びディーゼル発電機に対し屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確立した位置に複数箇所設置する設計とする。

使用済燃料ピットの注水に使用する送水車並びに使用済燃料ピット

へのスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する送水車及びスプレイヘッダは、海水を補給できることで、使用済燃料ピットへの注水に使用する燃料取替用水タンクに対して異なる系統の水源として設計する。

送水車、スプレイヘッダ及び可搬型ホースは、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水にて使用する大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び可搬型ホースは、屋外の異なる位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

4.5.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

１次冷却系のフィードアンドブリードの水源に使用する燃料取替用水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

海からタービン動補助給水ポンプへの直接供給に使用する送水車及びタービン動補助給水ポンプは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

タービン動補助給水ポンプへの直接供給又は復水タンクへ補給する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる代替炉心注水に使用する復水タンク及び送水車は弁操作等によって、通常時

の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には復水タンクと恒設代替低圧注水ポンプをディスタンスピースで分離する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイに使用する復水タンク及び送水車は弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には復水タンクと恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替炉心注水の水源に使用する送水車、可搬式代替低圧注水ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替再循環運転に使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーンは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

高圧又は低圧代替再循環運転に使用するＢ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ、ほう酸注入タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の系統構成から

重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

使用済燃料ピットの注水に使用する送水車並びに使用済燃料ピットへのスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する送水車及びスプレイヘッダは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は、他の設備から独立して一体で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、放水砲及びスプレイヘッダは、車両等により運搬、移動した後、人力により所定の場所に配置ができる設計とするとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定し他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプ及び大容量ポンプ（放水砲用）は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定することで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

4.5.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

送水車は、タービン動補助給水ポンプへの直接供給又は復水タンクの枯渇に対する復水タンクへの補給並びに燃料取替用水タンクの枯渇

又は破損に対する代替炉心注水、代替格納容器スプレイ又は使用済燃料ピットへの注水としての水源及び水の供給設備の機能を同時に使用した場合に必要な容量を有する設計とする。また、使用済燃料ピットからの大量の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合において、使用済燃料ピット全面にスプレイすることにより、燃料損傷の進行緩和及び臨界防止並びに、できる限り環境への放射性物質の放出を低減するために必要な容量を有する設計とする。さらに、使用済燃料ピット内の燃料体等が著しい損傷に至った場合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水することにより、発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は２セット２台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として１台の合計３台を分散して保管する設計とする。

復水タンクが枯渇又は破損した場合の代替手段である１次冷却系のフィードアンドブリードの水源として使用する燃料取替用水タンクは、復水タンクが枯渇又は破損した場合の代替淡水源として十分な容量を有する設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却として使用するタービン動補助給水ポンプは、設計基準事故時の蒸気発生器２次側による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な補助給水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の復水タンクを代替水源とした代替注水として使用する恒設代替低圧注水ポンプは、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。また、復水タンクを代替水源とした代替注水として

使用する充てん／高圧注入ポンプはほう酸水を１次冷却系に注水する機能と一部を兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合の代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な炉心注水流量に対して十分な容量を有する設計とする。

代替炉心注水及び代替格納容器スプレイの水源として使用する復水タンクは、燃料取替用水タンクに対し、海水を補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプは、燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合において代替炉心注水に必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、可搬式代替低圧注水ポンプを駆動するために必要な容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により再循環機能が喪失した場合における代替再循環運転として使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラは、設計基準事故時の格納容器スプレイ再循環運転と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のスプレイ流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認してい

るため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により再循環機能が喪失した場合における代替再循環運転として使用する格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、設計基準事故時の水源として原子炉格納容器内に溜まった水を各ポンプへ供給する槽及びろ過装置としての機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の容量等の仕様が、再循環運転時の水源として必要な容量等の仕様に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合における高圧代替再循環運転設備として使用するＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備として原子炉格納容器に溜まった水を１次冷却系に注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

大容量ポンプは、重大事故等において代替補機冷却として使用し、必要な容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として１台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）は、発電所外への放射性物質の拡散抑制、燃料損傷時に、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出低減するために放水砲による直線状の放水により原子炉格納容器の最高点である頂部又は噴霧状の放水により広範囲において原子炉補助建屋等に放水ができる容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は、1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台（原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを

予備として兼用）の合計 2 台を保管する設計とする。

スプレイヘッダは、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、可搬型代替注水設備においても使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端未満かつ水位低下が継続する場合において、使用済燃料ピット全面にスプレイすること及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水し、燃料損傷の進行緩和、臨界防止、できる限り環境への放射性物質の放出を低減及び発電所外への放射性物質の拡散を抑制することができるものを 1 セット 1 個使用する。保有数は 1 セット 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

放水砲は、発電所外への放射性物質の拡散を抑制、燃料損傷時に、できる限り燃料損傷の進行緩和及び環境への放射性物質の放出を低減するために放水砲による直線状放水により原子炉格納容器の最高点である頂部に又は噴霧状の放水により広範囲において原子炉補助建屋等に放水できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は 1 セット 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 2 台を分散して保管する設計とする。

可搬型ホースは、複数のルートを考慮してそれぞれのルートに必要なホースの長さを満足する数量の合計に、故障時のバックアップを考慮した数量を分散して保管する。なお、可搬型ホースの保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮しない。

4.5.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び可搬型ホースは、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時におけ

る屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車、大容量ポンプ、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲は使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

送水車、大容量ポンプ及び大容量ポンプ（放水砲用）は海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ余熱除去クーラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＢ余熱除去ポンプの操作は中央制御室から可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

加圧器逃がし弁、抽出水再生クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。また、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは再循環運転時における保温材等のデブリの影響及び海水注水を行った場合の影響を考慮し、閉塞しない設計とする。

加圧器逃がし弁の操作は中央制御室から可能な設計とする。

燃料取替用水タンク、復水タンク、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、Ｂ余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、抽出水再生クーラ、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ及びほう酸注入タンクは、淡水又は海水から選択可能であるため、海水影響を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び

屋外の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する設計とする。

スプレイヘッダは、屋外に保管し、屋外又は原子炉補助建屋内に設置するため、重大事故等時における屋外及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用する設備であるため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

スプレイヘッダは使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

4.5.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

可搬式代替低圧注水ポンプ、スプレイヘッダ及び放水砲は、車両等により運搬、移動した後、人力により所定の場所に設置ができる設計とするとともに、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

送水車、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプ及び大容量ポンプ（放水砲用）は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

送水車は可搬型ホースによりタービン動補助給水ポンプ及び使用済燃料ピット又は復水タンク及び使用済燃料ピットへ確実に水を供給できる設計とする。

加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した１次冷却系のフィードアンドブリードを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。加圧器逃がし弁及び充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

送水車及びタービン動補助給水ポンプを使用した、蒸気発生器２次側への注水手段としてタービン動補助給水ポンプに海水を直接供給す

る系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、タービン動補助給水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、復水タンク及び送水車を使用した代替炉心注水を行う系統並びに恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、復水タンク及び送水車を水源とした代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプは中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車を使用した代替炉心注水を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車の接続口との接続はボルト締めフランジ接続とし、一般的に使用される工具を用いて、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。接続口は、同一形状とするとともに同一ポンプを接続する配管は同口径のフランジ接続とする。可搬式代替低圧注水ポンプと電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）のケーブル接続は、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は付属の操作スイッチにより現場で操作可能な設計とする。

送水車及び復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サ

ンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用した代替再循環運転を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。Ａ、Ｂ内部スプレポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

代替補機冷却によるＢ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ、ほう酸注入タンク、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用した高圧又は低圧代替再循環運転を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。代替補機冷却への切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

代替補機冷却に使用する大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

使用済燃料ピットへスプレイする場合及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水する場合に使用する送水車及びスプレイヘッダの接続は可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。送水車は付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）と放水砲の接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。放水砲は、複数の方向から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水できる設計とする。大容量ポンプ（放水砲用）は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

4.5.3 主要設備及び仕様

重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備の主要設備及び仕様は第 4.5.1 表及び第 4.5.2 表のとおり。

4.5.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

送水車は機能・性能及び漏えいの確認が可能な設計とする。

送水車は、分解が可能な設計とする。また、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。さらに、外観点検の確認が可能な設計とする。

可搬型ホースは、外観及び漏えいの確認が可能な設計とする。

１次冷却系のフィードアンドブリードの水源に使用する燃料取替用水タンクは漏えい確認のための水張りが可能な設計とする。ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。ほう酸注入タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

充てん／高圧注入ポンプは、分解が可能な設計とする。また、試験系統にて機能・性能確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

加圧器逃がし弁は分解点検が可能な設計とする。また、開閉、機能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

タービン動補助給水ポンプは、悪影響防止のため、独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む系統と、海水を含まない系統と個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

また、タービン動補助給水ポンプは分解が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる代替炉心注水並びに恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの水源に使用する復水タンクは、漏えい確認のための水張りが可能な設計とする。有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

抽出水再生クーラは、機能・性能の確認ができる設計とする。また、構造については応力腐食割れ対策、伝熱管摩耗対策により健全性が確保でき、開放が不要な設計であることから、外観の確認が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、分解が可能な設計とする。また、試験系統にて機能・性能確認及び漏えい確認が可能な系統設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、分解が可能な設計とする。また、試験系統にて機能・性能確認及び漏えい確認が可能な系統設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、可搬式代替低圧注水ポンプ１台を駆動できることの確認が可能な設計とする。

代替再循環運転に使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラは、格納容器再循環サンプを含まない循環ラインを用いた試験系統により機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

高圧又は低圧代替再循環運転に使用するＢ余熱除去ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、大容量ポンプ、Ａ１、Ａ２海水ストレーナ及びほう酸注入タンクは、格納容器再循環サンプを含まない循環ラインを用いた試験系統により機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系と個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

Ａ内部スプレクーラ、Ｂ余熱除去クーラは内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、分解が可能な設計とする。

大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。ま

た、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、外観の確認が可能な設計とする。

使用済燃料ピットへの注水に使用する送水車並びに使用済燃料ピットへのスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する送水車及びスプレイヘッダは、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

スプレイヘッダは、使用済燃料ピット全面にスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水できることの確認が可能な設計とする。

また、外観の確認が可能な設計とする。

原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する系統（大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

大容量ポンプ（放水砲用）は分解が可能な設計とする。また、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。さらに、外観の確認が可能な設計とする。

放水砲は、外観の確認が可能な設計とする。また、直線状及び噴霧状の放水ができることの確認が可能な設計とする。

第 4.1.1.1 表　燃料の取扱設備及び貯蔵設備の設備仕様

(1) 新燃料貯蔵庫

個　　数	1
ラック容量	燃料集合体約 100 体分（全炉心燃料の約 61%相当分）
ラック材料	ステンレス鋼

(2) 使用済燃料ピット

基　　数	1
ラック容量	燃料集合体約 810 体分 （全炉心燃料の約 520%相当分、１号、２号及び３号炉共用）
ラック材料	ボロン添加（0.95～1.05wt%）ステンレス鋼
ライニング材料	ステンレス鋼

(3) 輸送容器除染装置

個　　数	1（１号、２号及び３号炉共用、既設）

(4) キャビティ及びキャナル

個　　数	1（キャナルのうち原子炉補助建屋内キャナルは１号、２号及び３号炉共用、既設）
ライニング材料	ステンレス鋼

(5) 燃料取替クレーン

個　　数	1

(6) 使用済燃料ピットクレーン

個　　数	1（１号、２号及び３号炉共用、既設）

(7) 燃料移送装置

個　　数	1

(8) 制御棒クラスタ取替装置

個　　数	1

(9) 新燃料エレベータ

個　　数	1

(10) 使用済燃料ピット水位（狭域）

個　　数	1

計 測 範 囲　　E.L.＋30.89m～E.L.＋32.19m

検　出　器　　超音波式検出器

(11) 使用済燃料ピット水位スイッチ

個　　数　　1

検　出　器　　フロート式レベルスイッチ

(12) 使用済燃料ピット温度

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～100℃

検　出　器　　測温抵抗体

(13) 使用済燃料ピット区域エリアモニタ

個　　数　　1

計 測 範 囲　　1～10^5 μSv/h

検　出　器　　半導体式検出器

(14) 使用済燃料乾式貯蔵施設

個　　数　　1

貯 蔵 能 力　　全炉心燃料の約 130%相当分
（使用済燃料乾式貯蔵容器 10 基分）

種　　類　　使用済燃料乾式貯蔵容器

最大収納体数　　21

主要寸法　全長　　約 5.2m

外径　　約 2.4m

周辺施設

使用済燃料乾式貯蔵容器格納設備

貯蔵用緩衝体

貯蔵架台

使用済燃料乾式貯蔵容器蓋間圧力計

使用済燃料乾式貯蔵容器表面温度計

使用済燃料乾式貯蔵容器の移送の取扱いに供される取扱設備（移動式クレーン等）

第 4.1.2.1 表　燃料の取扱設備及び貯蔵設備（重大事故等時）の設備仕様

(1) 使用済燃料ピット

基　　数	1
ラック容量	燃料集合体約 810 体分 （全炉心燃料の約 520%相当分、１号、２号及び３号炉共用）
ラック材料	ボロン添加（0.95～1.05wt%）ステンレス鋼
ライニング材料	ステンレス鋼

第 4.3.1 表　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備（常設）の設備仕様

(1) 使用済燃料ピット水位（広域）

個　　数	1
計 測 範 囲	E.L.＋24.76m～E.L.＋31.94m
検　出　器	電波式水位検出器

(2) 使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）

個　　数	1
計 測 範 囲	0～100℃
検　出　器	測温抵抗体

(3) 使用済燃料ピットエリア監視カメラ

個　　数	1
種　　類	赤外線カメラ

第 4.3.2 表　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	高圧 2 段バランスタービンポンプ
台	数	2（予備 1）
容	量	約 300m^3/h（1 台当たり）
吐出圧力		約 1.3MPa［gage］

(2) スプレイヘッダ

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

個	数	1（予備 1）

(3) 大容量ポンプ（放水砲用）

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式

台　　数　　1（予備 1※1）

容　　量　　約 1,440m³/h

吐 出 圧 力　　約 1.2MPa［gage］

※1　原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用

(4) 放水砲

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　移動式ノズル

台　　数　　1（予備 1）

(5) 可搬型使用済燃料ピット水位

個　　数　　1（予備 1）

計 測 範 囲　　E.L.約＋21m～E.L.約＋32m

検　出　器　　フロート式水位検出器

(6) 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・放射線管理設備

個　　数　　2（予備 1）

計 測 範 囲　　0.01～100mSv/h

検　出　器　　半導体式検出器

(7) 使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置

型　　式　　冷却用空気圧縮機

台　　数　　1（予備 1）

第 4.4.1 表　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 大容量ポンプ（放水砲用）

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1（予備 1※1）
容	量	約 1,440m³/h
吐出圧力		約 1.2MPa[gage]

※1　原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用

(2) 放水砲

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	移動式ノズル
台	数	1（予備 1）

(3) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　高圧 2 段バランスタービンポンプ

台　　数　　2（予備 1）

容　　量　　約 300m^3/h（1 台当たり）

吐 出 圧 力　　約 1.3MPa[gage]

(4) スプレイヘッダ

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

個　　数　　1（予備 1）

(5) 泡混合器

台　　数　　1（予備 1）

(6) シルトフェンス

型　　式　　フロート式（カーテン付）

(a) 取水口側

組　数　　2（予備 1※1）

幅　　約 80m（幅約 20m／本を 4 本で 1 組として 2 組を保管）

高　さ　　約 10m（1 組当たり）

(b) 放水口側

組　数　　2（予備 1※2）

幅　　約 20m（幅約 10m／本を 2 本で 1 組として 2 組を保管）

高　さ　　約 6m（1 組当たり）

※1　取水口側用として予備 1 組（幅約 20m／本を 4 本で 1 組として保管）

※2　放水口側用として予備 1 組（幅約 10m／本を 2 本で 1 組として保管）

第 4.5.1 表 重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備（常設）の設備仕様

(1) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 1,720m^3
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材　　料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

(2) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 170m^3/h
揚	程	約 950m
本体材料		ステンレス鋼

(3) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(4) 内部スプレポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備

・火災防護設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	たて置うず巻式
台　　数	2（代替再循環運転時Ａ、Ｂ号機使用）
容　　量	約 423m^3/h（1 台当たり）（再循環運転時）
最高使用圧力	2.1MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 124m（再循環運転時）
本 体 材 料	ステンレス鋼

(5) 内部スプレクーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備

・火災防護設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	横置Ｕ字管式
基　　数	1（代替再循環運転時Ａ号機使用）
伝 熱 容 量	約 17MW
最高使用圧力	
管　側	2.1MPa[gage]
胴　側	0.98MPa[gage]

最高使用温度

管　側　　150℃

胴　側　　95℃

材　　料

管　側　　ステンレス鋼

胴　側　　炭素鋼

(6) 格納容器再循環サンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　プール形

基　　数　　2

材　　料　　鉄筋コンクリート

(7) 格納容器再循環サンプスクリーン

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　ディスク型

個　　数　2

容　　量　約 1,698m³/h（1 個当たり）

最高使用温度　122℃

材　　料　ステンレス鋼

(8) 余熱除去ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・余熱除去設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　うず巻式

台　　数　1（代替再循環運転時Ｂ号機使用）

容　　量　約 852m³/h（再循環運転時）

揚　　程　約 73m（再循環運転時）

最高使用圧力　4.1MPa[gage]

最高使用温度　200℃

本 体 材 料　ステンレス鋼

(9) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	3（代替再循環運転時Ｂ号機使用）
容　　量	約 34m³/h（1 台当たり）（最大充てん時） 約 147m³/h（1 台当たり） （安全注入時及び再循環運転時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 1,770m（最大充てん時） 約 732m（安全注入時及び再循環運転時）
本 体 材 料	ステンレス鋼

(10) 余熱除去クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	横置Ｕ字管式
基　　数	1（代替再循環運転時Ｂ号機使用）
伝 熱 容 量	約 7.8MW
最高使用圧力	
管　側	4.1MPa[gage]
胴　側	0.98MPa[gage]

最高使用温度

管　側　　200℃

胴　側　　95℃

材　　料

管　側　　ステンレス鋼

胴　側　　炭素鋼

(11) ほう酸注入タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　たて置円筒型

基　　数　　1

容　　量　　約 3.4m^3

最高使用圧力　　18.8MPa[gage]

最高使用温度　　150℃

ほう素濃度　　20,000ppm 以上

材　　料　　炭素鋼（ステンレス鋼内張り）

ヒータ基数　　2

ヒータ型式　　電気ヒータ

ヒータ容量　　約 5kW（1 基当たり）

(12) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	2（代替補機冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）
最高使用圧力	1.2MPa[gage]
最高使用温度	40℃
材　　料	炭素鋼

(13) 抽出水再生クーラ

兼用する設備は以下のとおり。
・化学・体積制御設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	多胴横置Ｕ字管式
基　　数	1
伝 熱 容 量	約 2.4MW
最高使用圧力	
管　側	18.8MPa[gage]
胴　側	17.16MPa[gage]
最高使用温度	
管　側	343℃
胴　側	343℃
材　　料	
管　側	ステンレス鋼
胴　側	ステンレス鋼

(14) 加圧器逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	空気作動式
個	数	2
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		360℃
材	料	ステンレス鋼

(15) 恒設代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

(16) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

第 4.5.2 表 重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備（可搬型）の設備仕様

(1) 大容量ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	2（予備 1）
容	量	約 1,440m^3/h（1 台当たり）
吐出圧力		約 1.2MPa[gage]

(2) 可搬式代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	2（予備 1）
容	量	約 150m^3/h（1 台当たり）
揚	程	約 150m

(3) 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

台	数	2（予備 1）
容	量	約 610kVA（1 台当たり）

(4) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　高圧２段バランスタービンポンプ

台　　数　　2（予備 1）

容　　量　　約 300m^3/h（1 台当たり）

吐 出 圧 力　　約 1.3MPa[gage]

(5) スプレイヘッダ

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

個　　数　　1（予備 1）

(6) 大容量ポンプ（放水砲用）

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　うず巻式

台　　数　　1（予備 1[※1]）

容　　量　　約 1,440m^3/h

吐 出 圧 力　　約 1.2MPa[gage]

※1　原子炉冷却系統施設の大容量ポンプを予備として兼用

(7) 放水砲

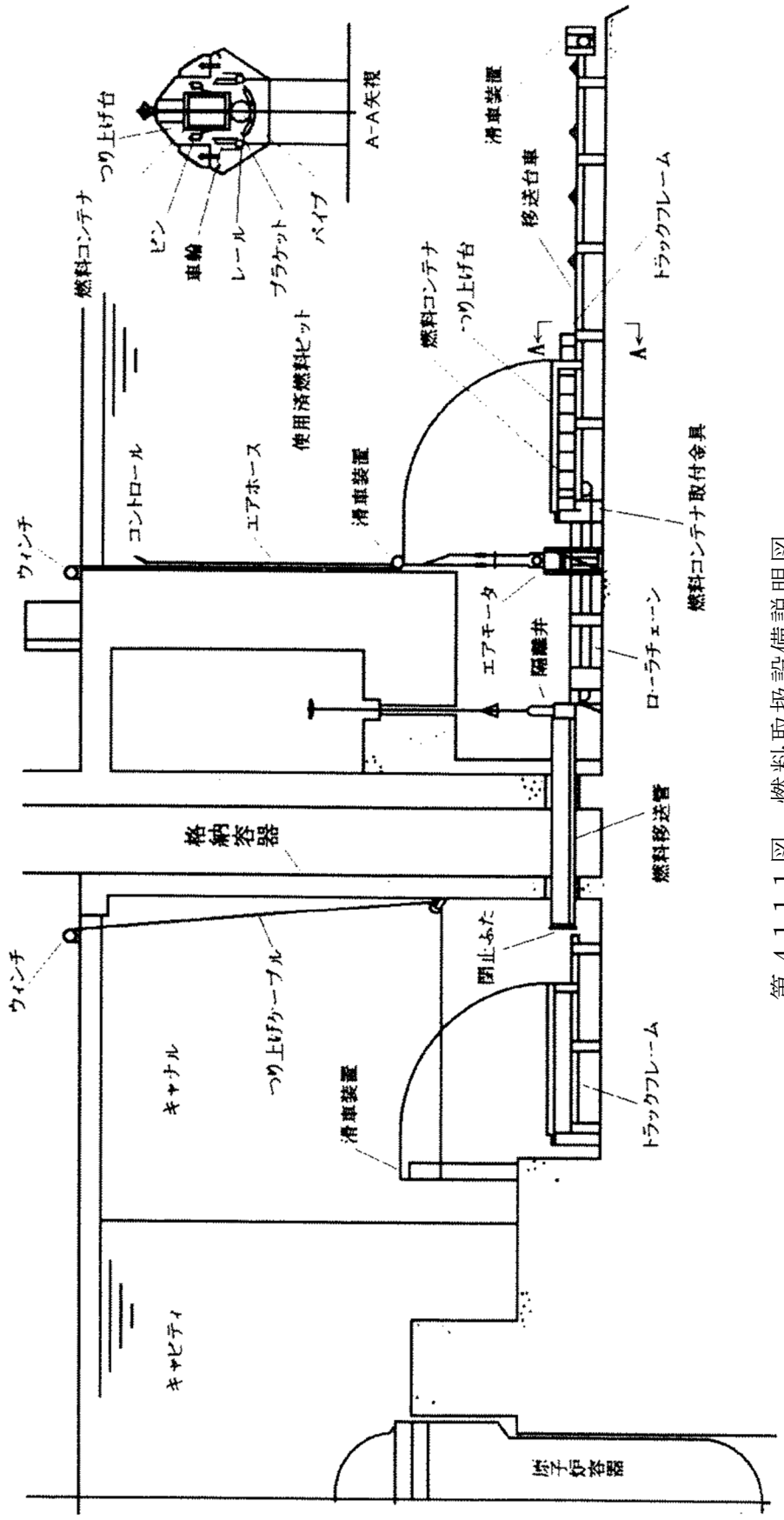
兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

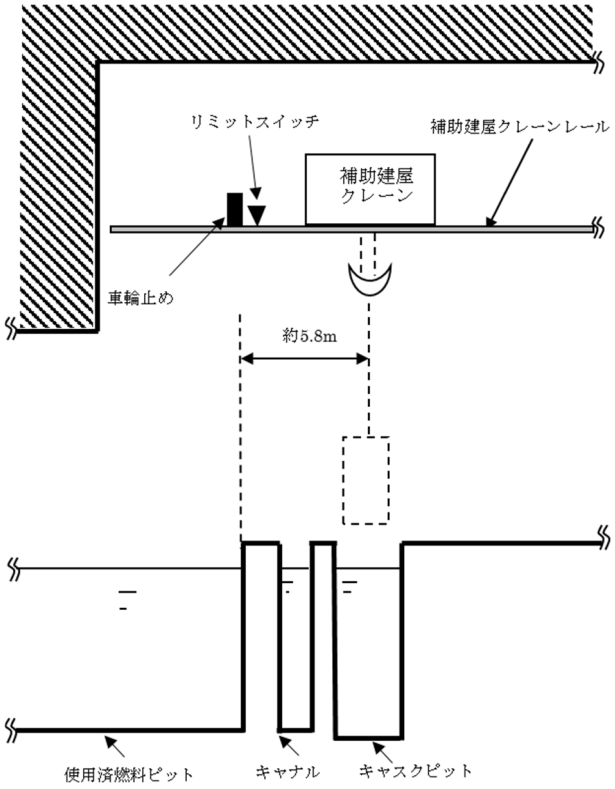
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	移動式ノズル
台	数	1（予備 1）

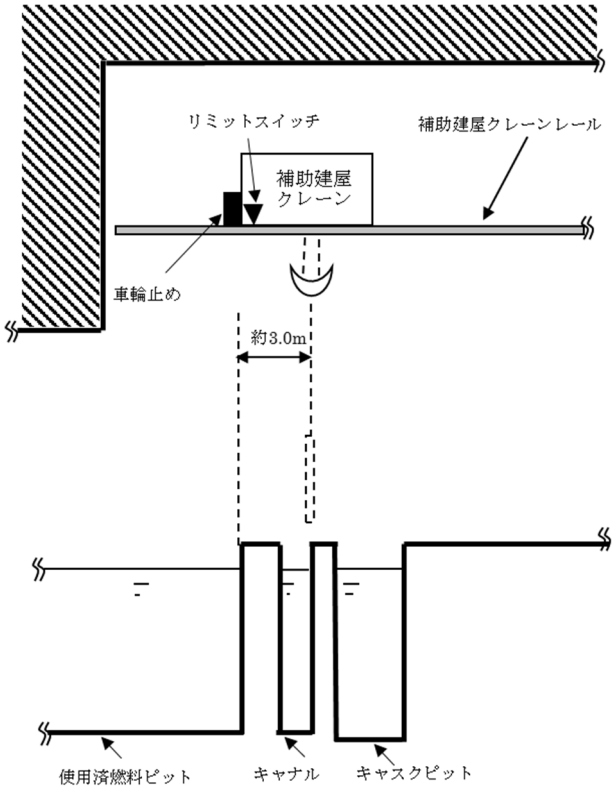


第 4.1.1.1.1 図　燃料取扱設備説明図

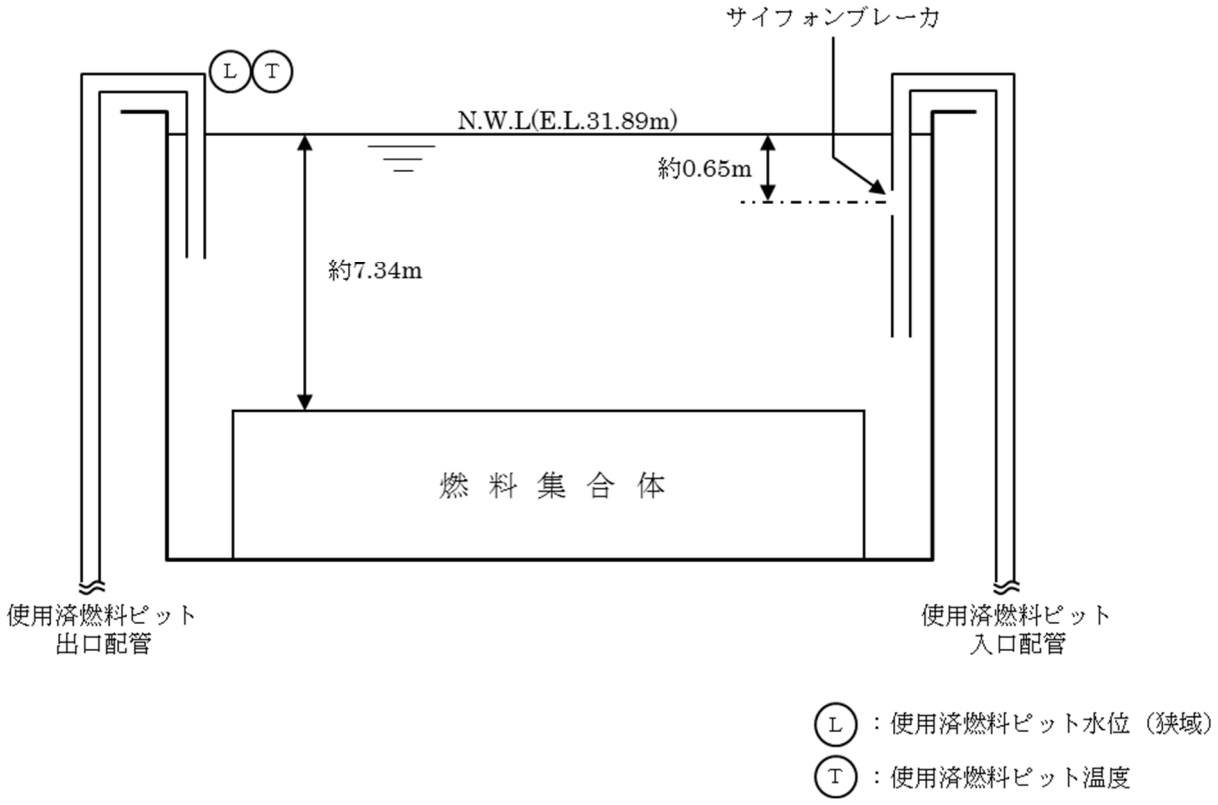
（使用済燃料輸送容器及び使用済燃料乾式貯蔵容器取扱時）



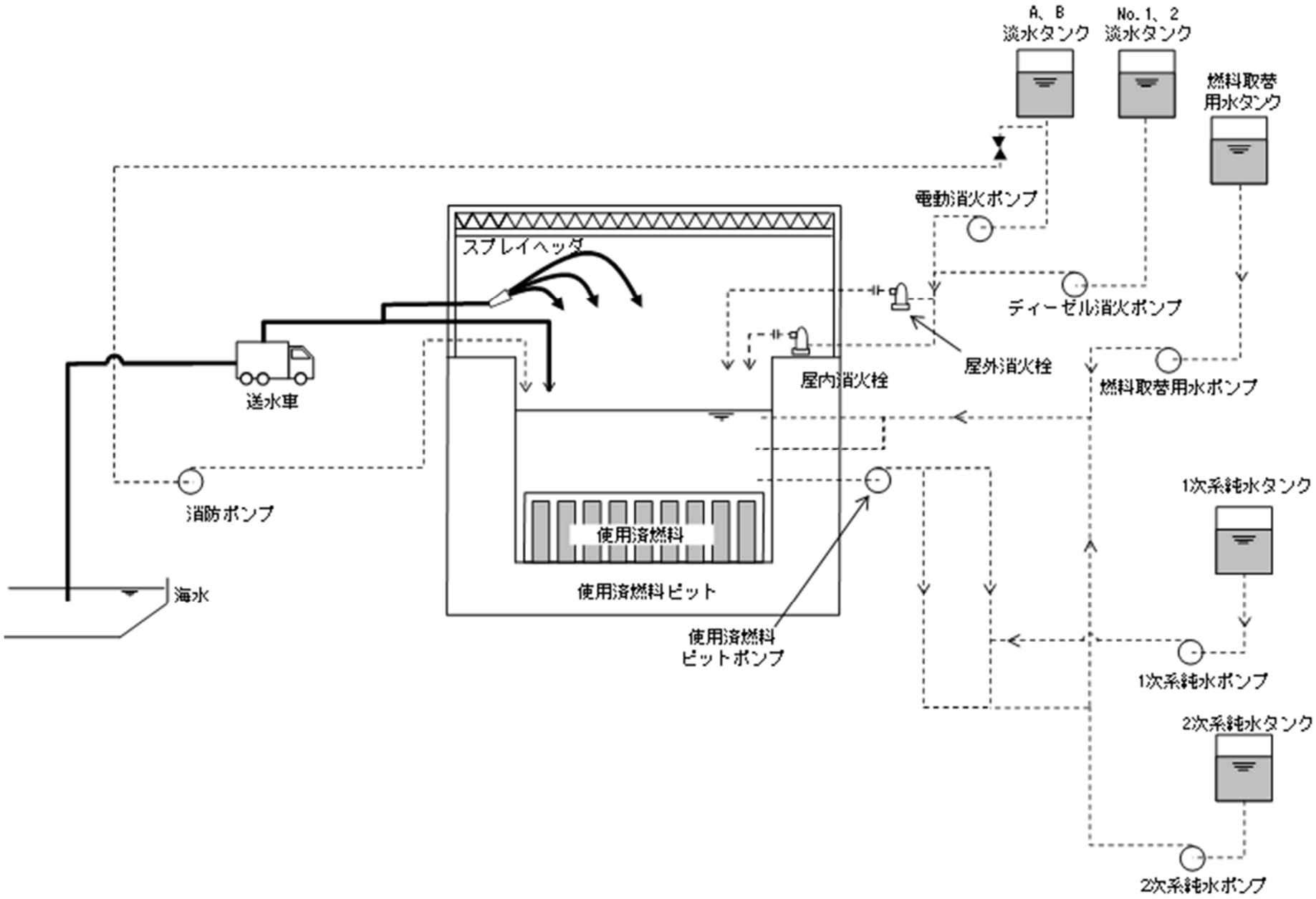
（新燃料取扱時）



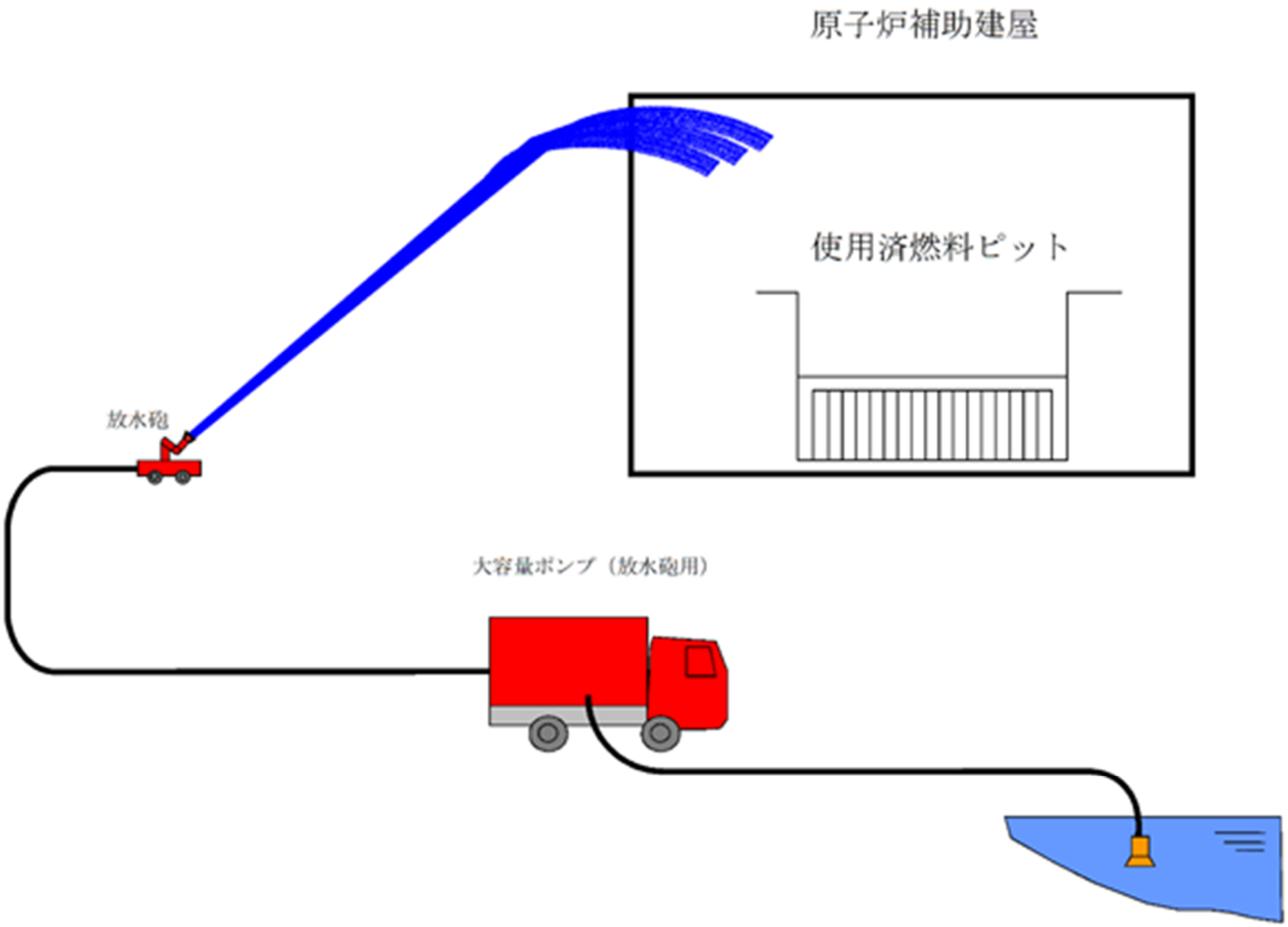
第 4.1.1.2 図　補助建屋クレーン走行限界位置の概要図



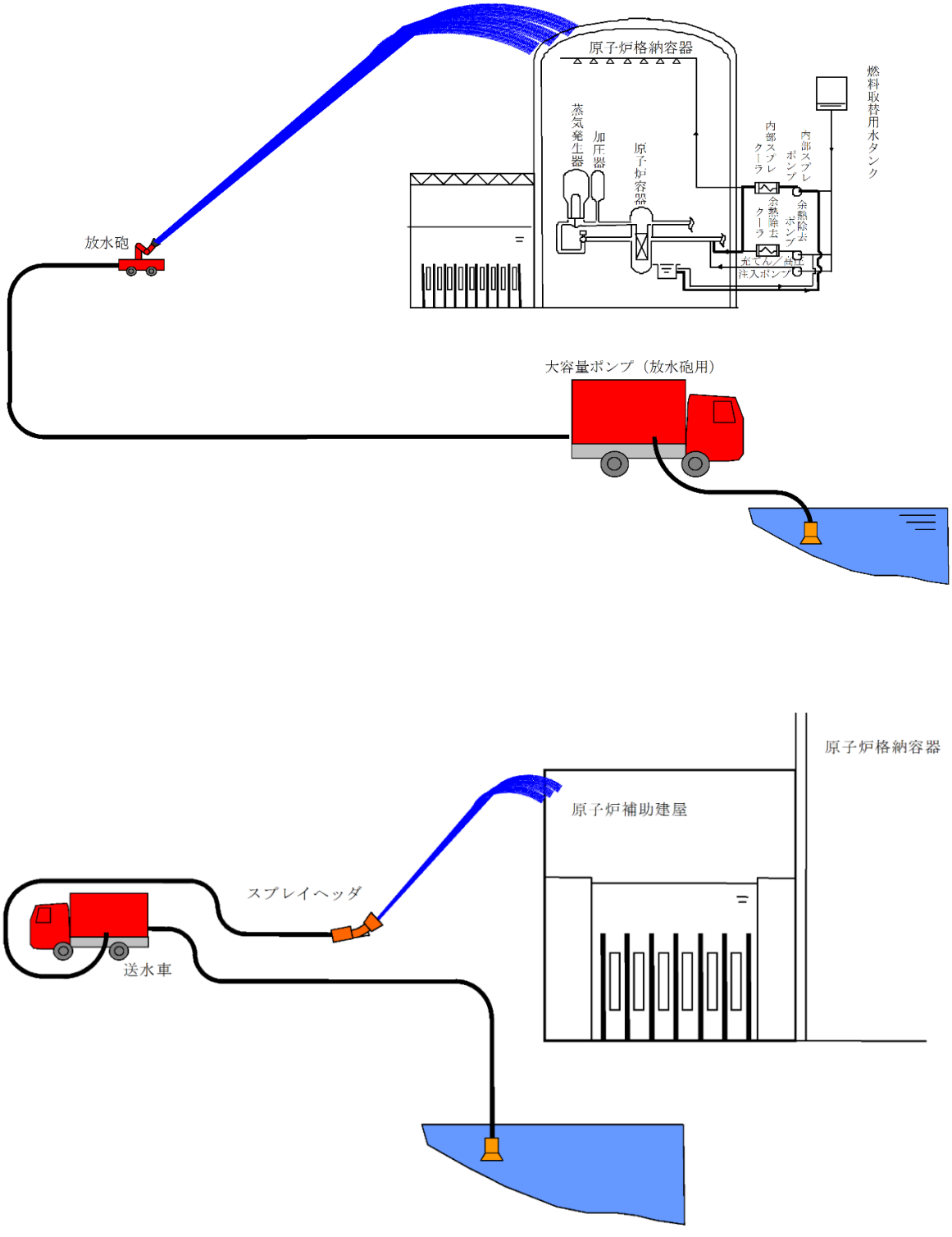
第 4.1.1.3 図　サイフォンブレーカの配置の概要図



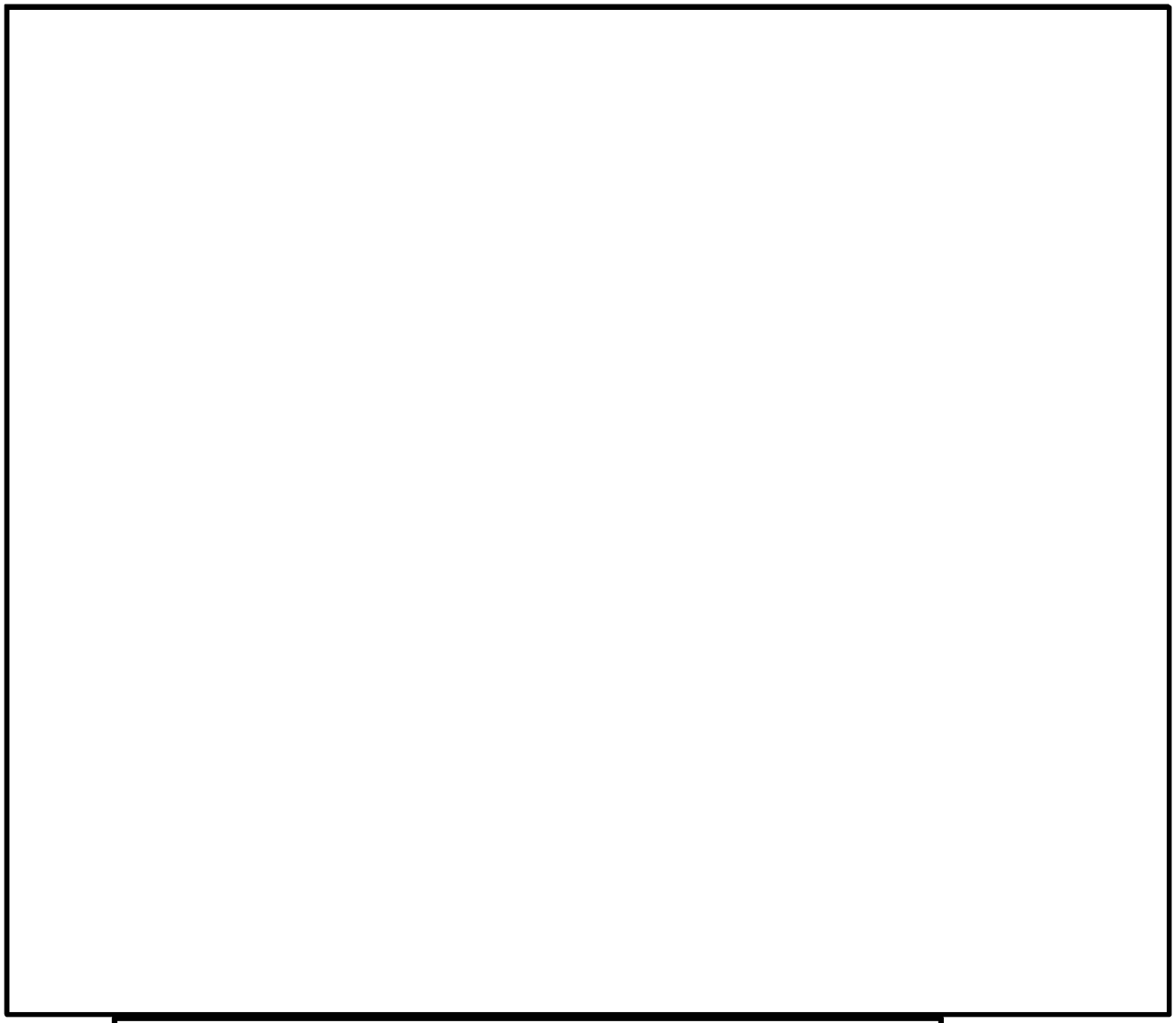
第 4.3.1 図　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備　概略系統図（１）



第 4.3.2 図　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備　概略系統図（２）

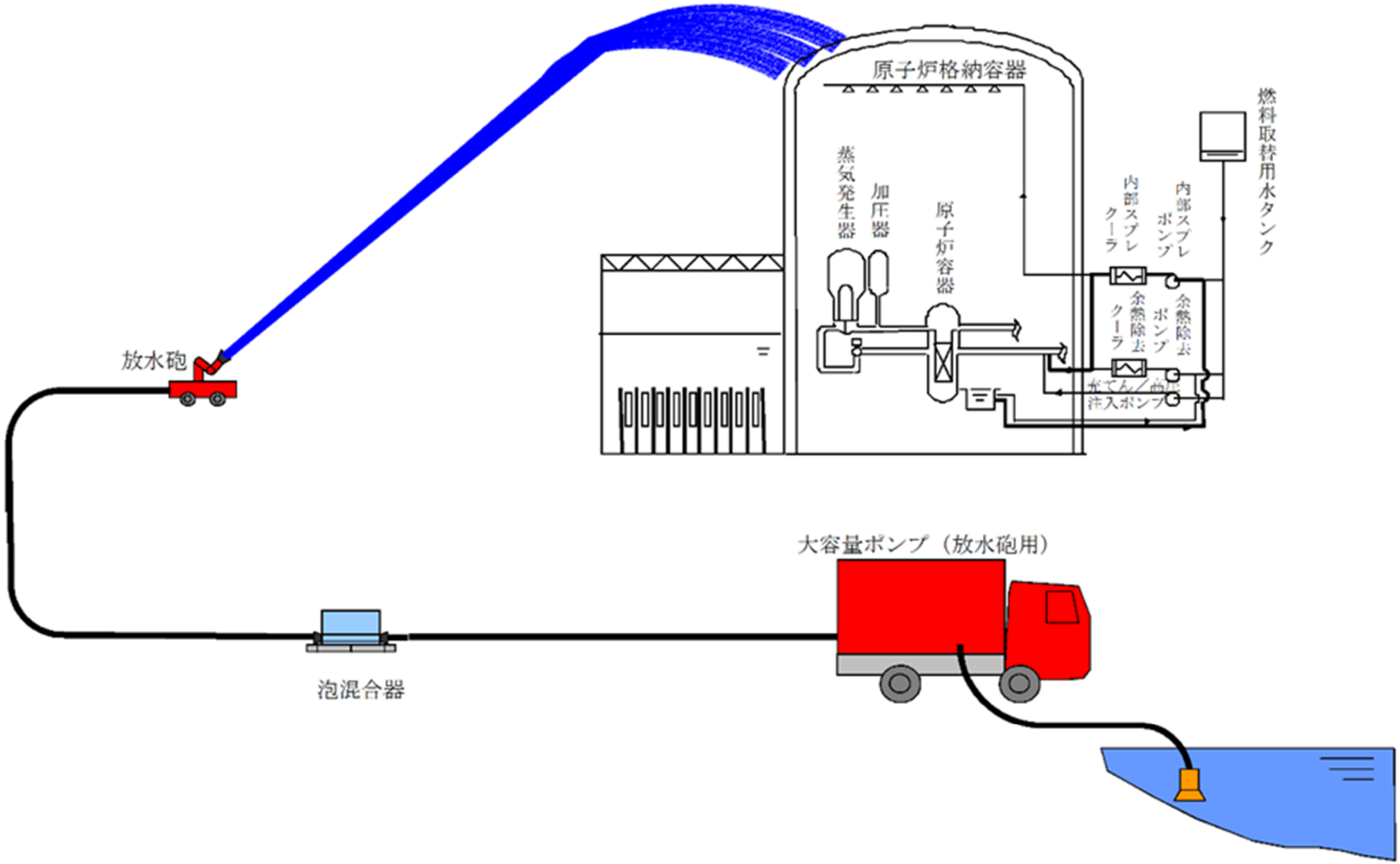


第 4.4.1 図　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備　概略系統図（１）

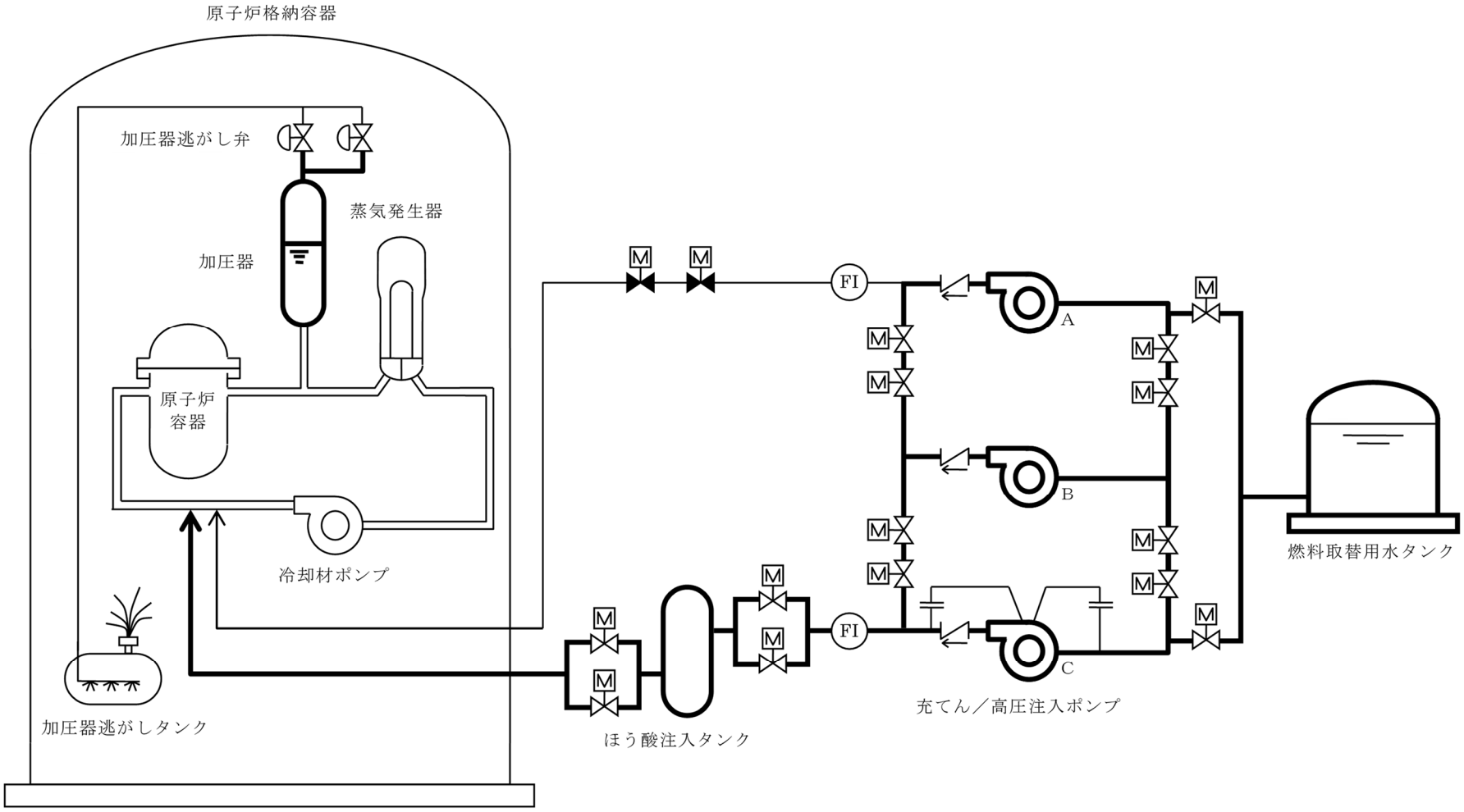


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

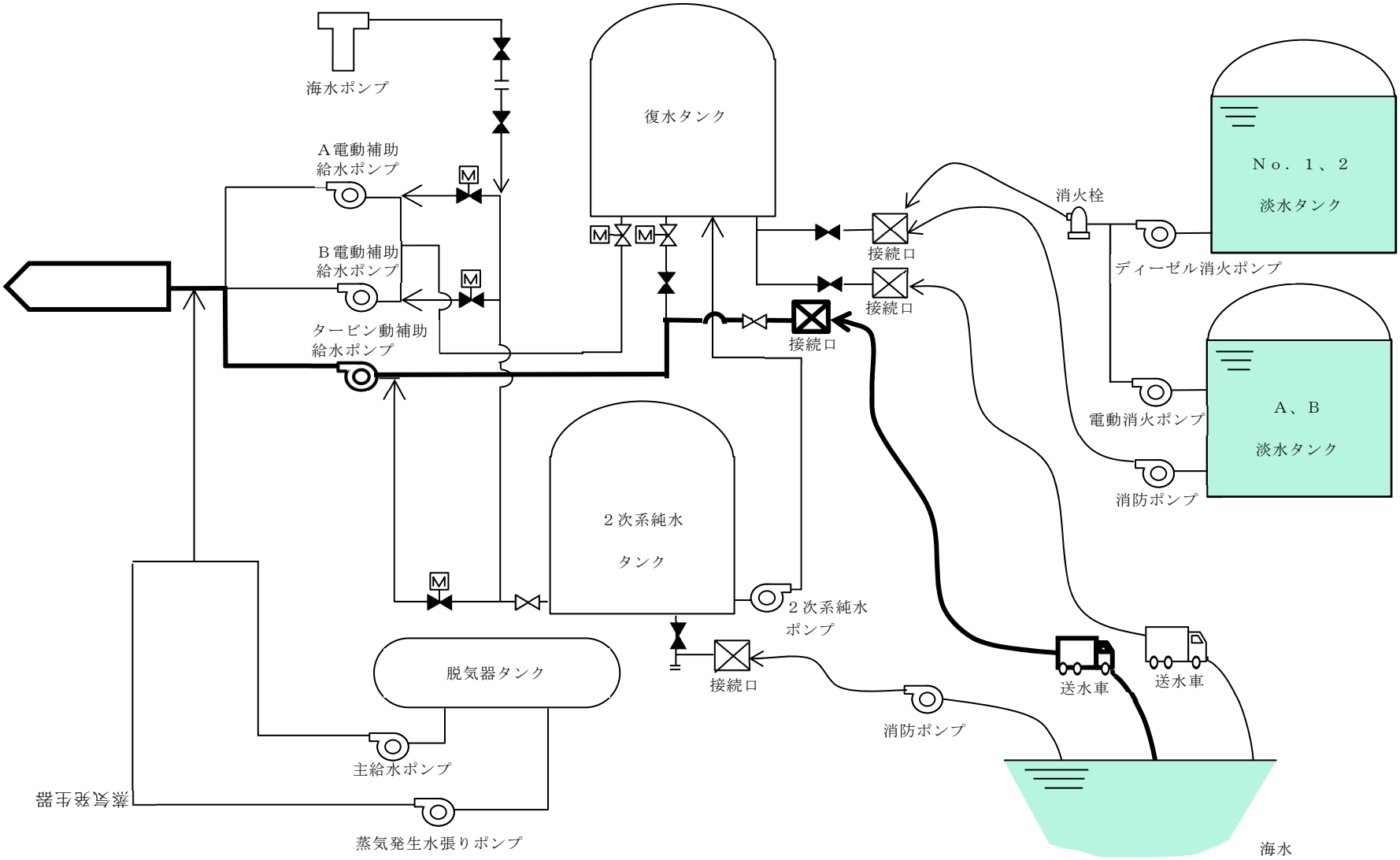
第 4.4.2 図　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備　概略系統図（２）



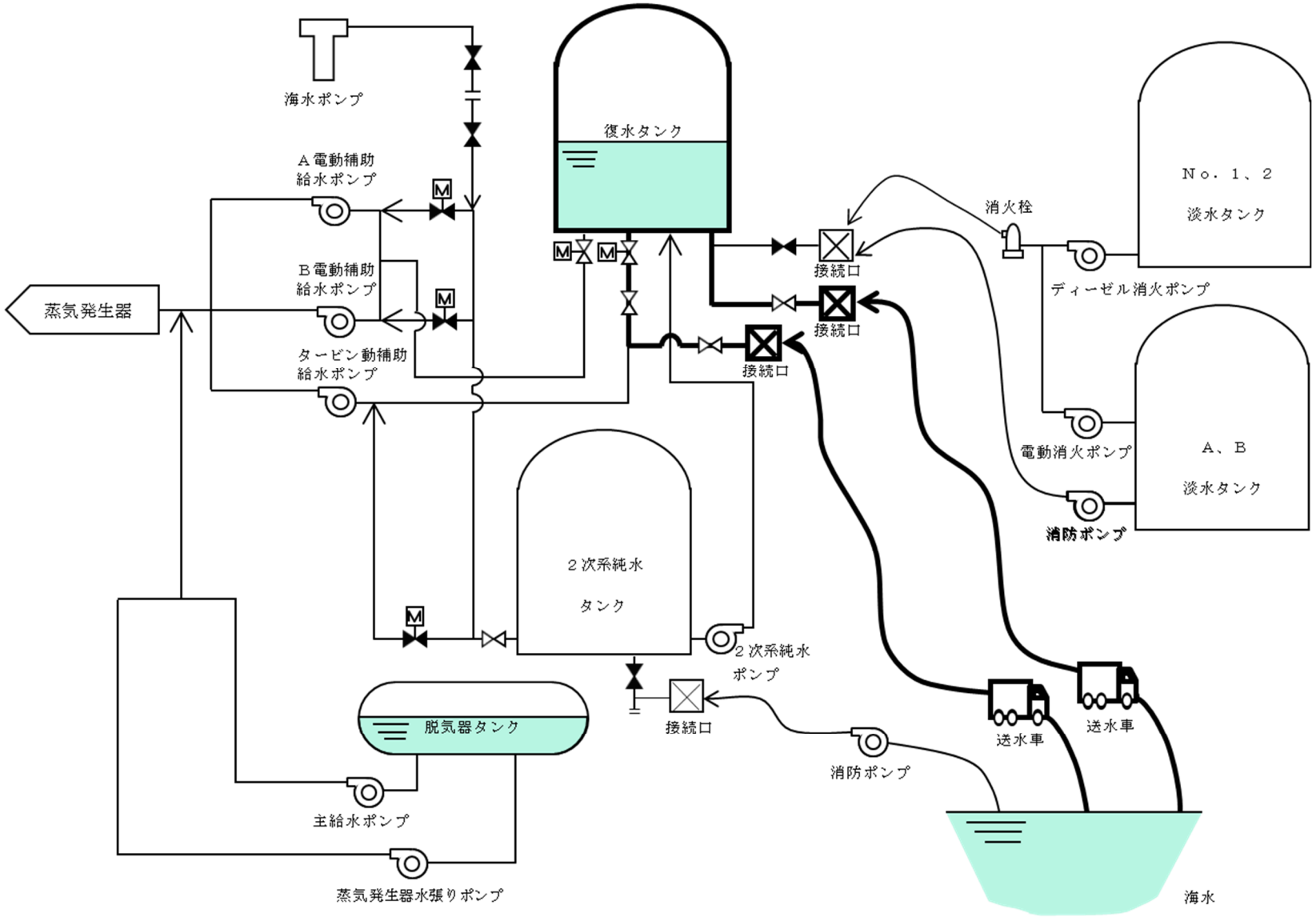
第 4.4.3 図　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備　概略系統図（３）



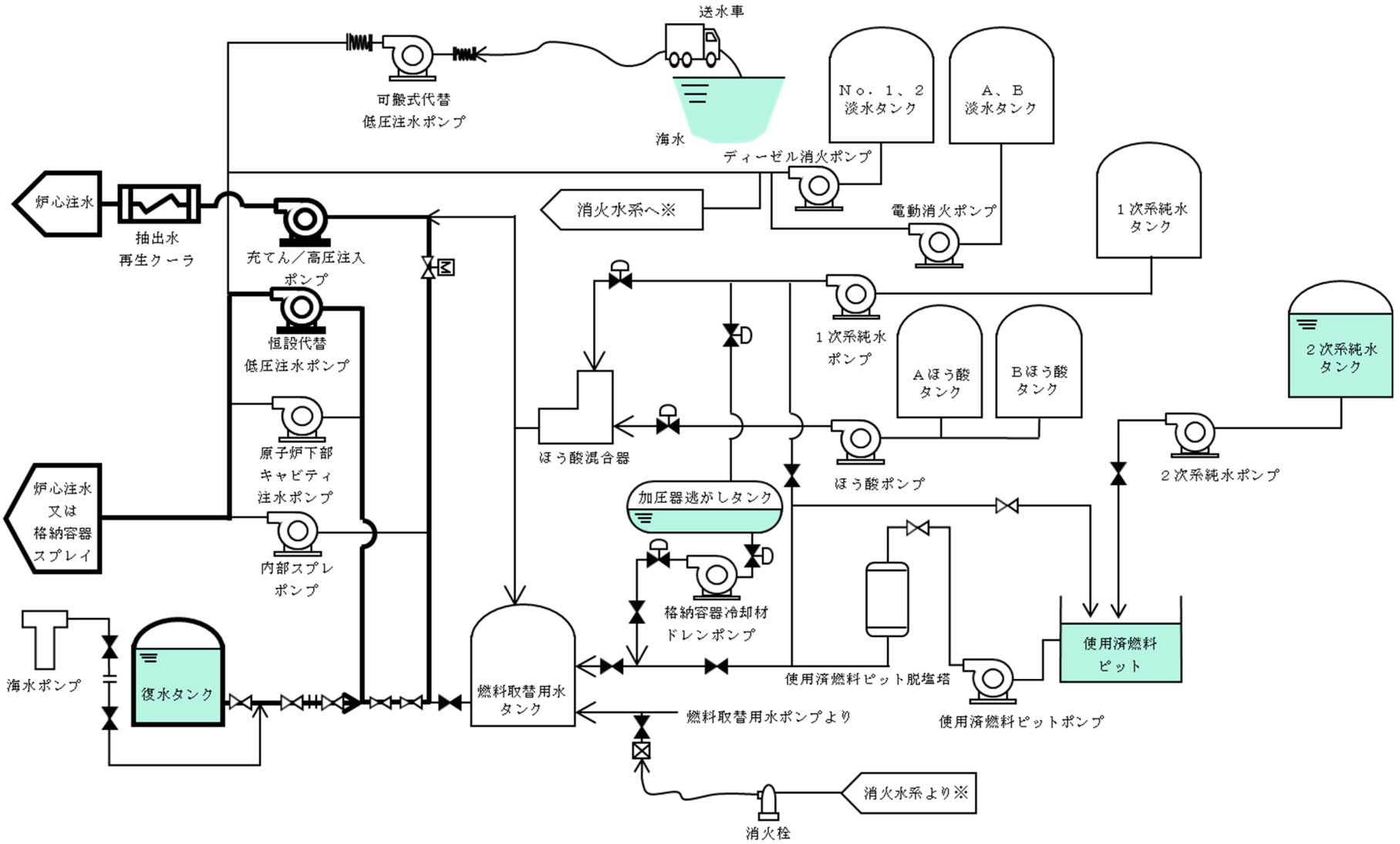
第 4.5.1 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１）



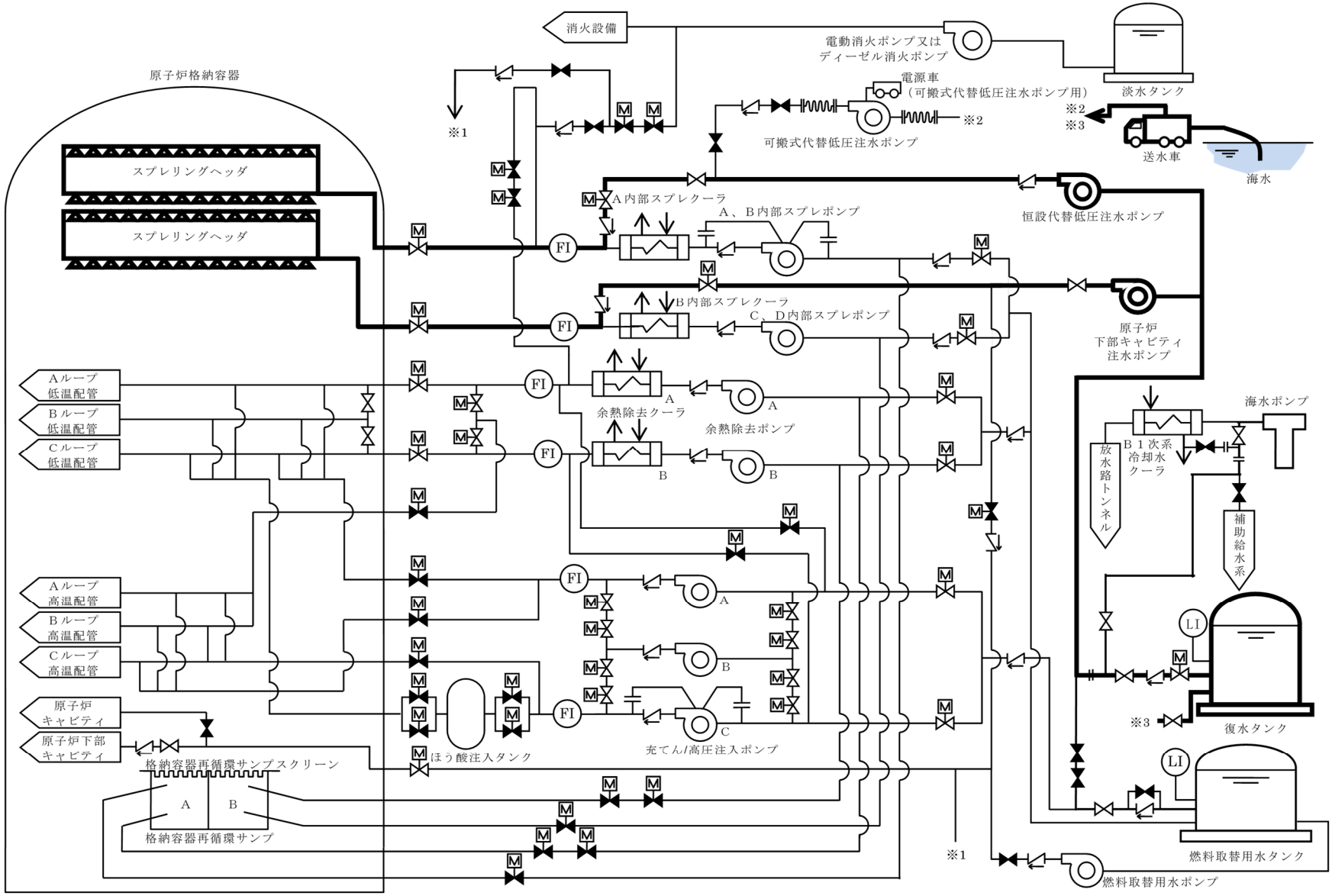
第 4.5.2 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（２）



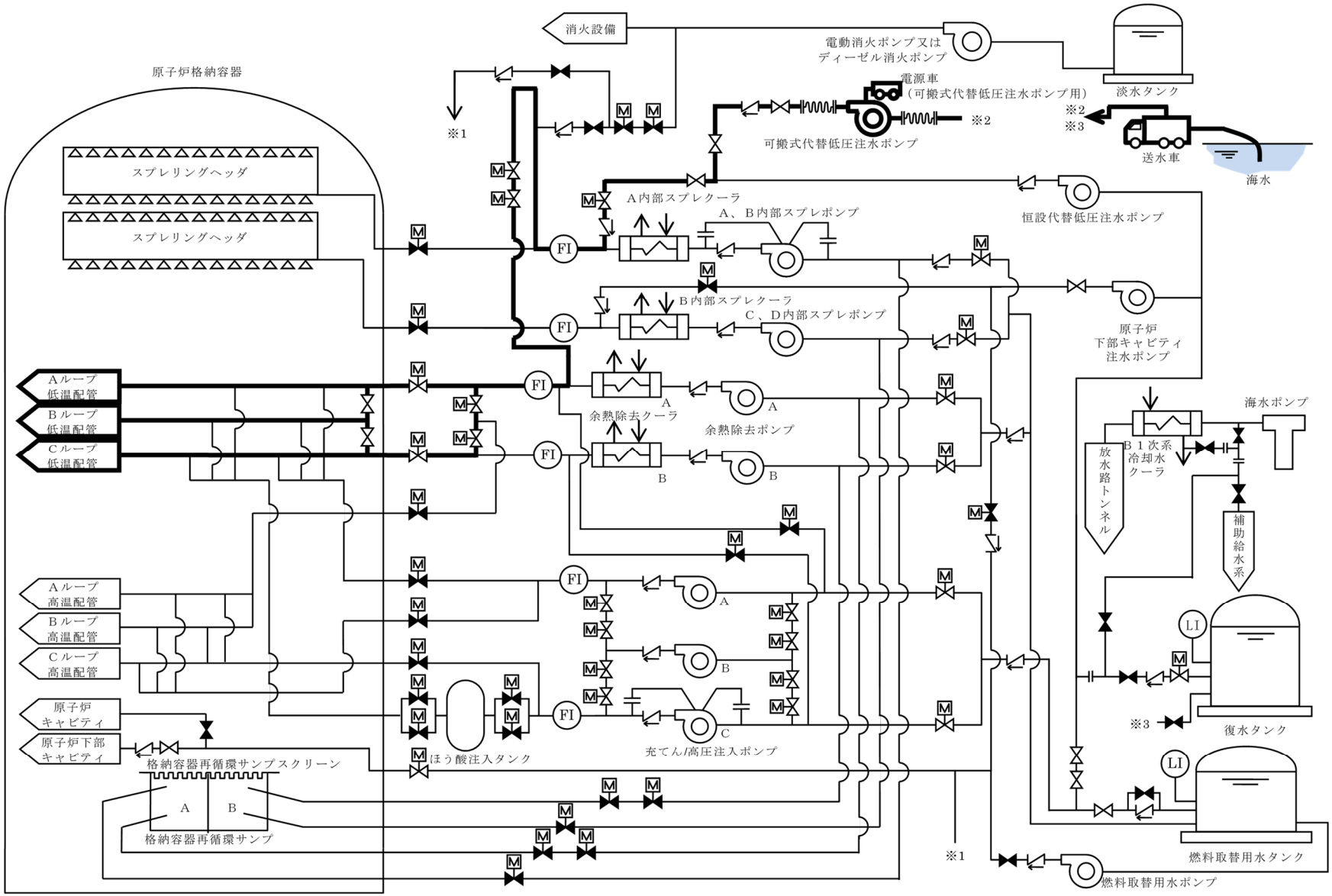
第 4.5.3 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（３）



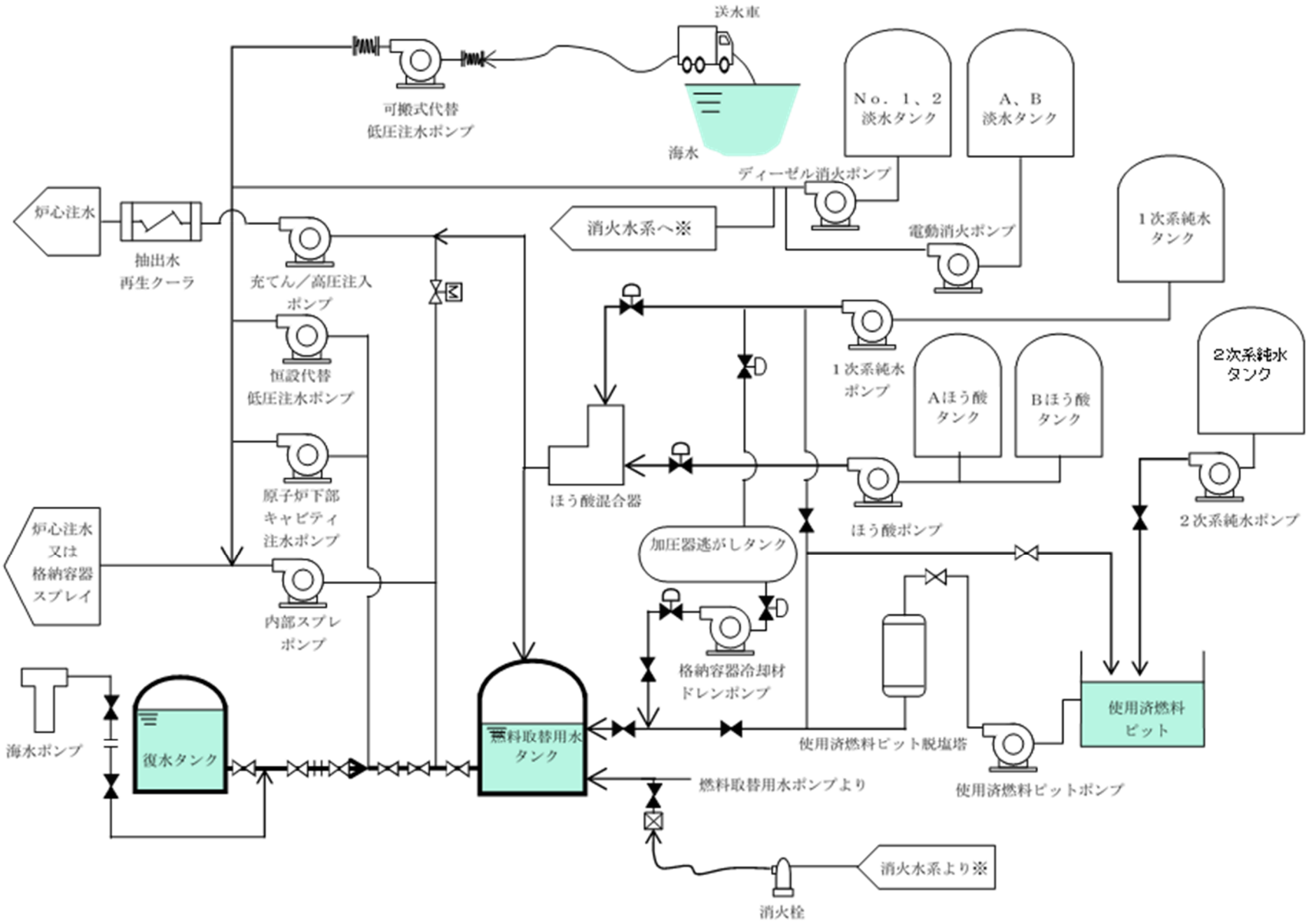
第 4.5.4 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（４）



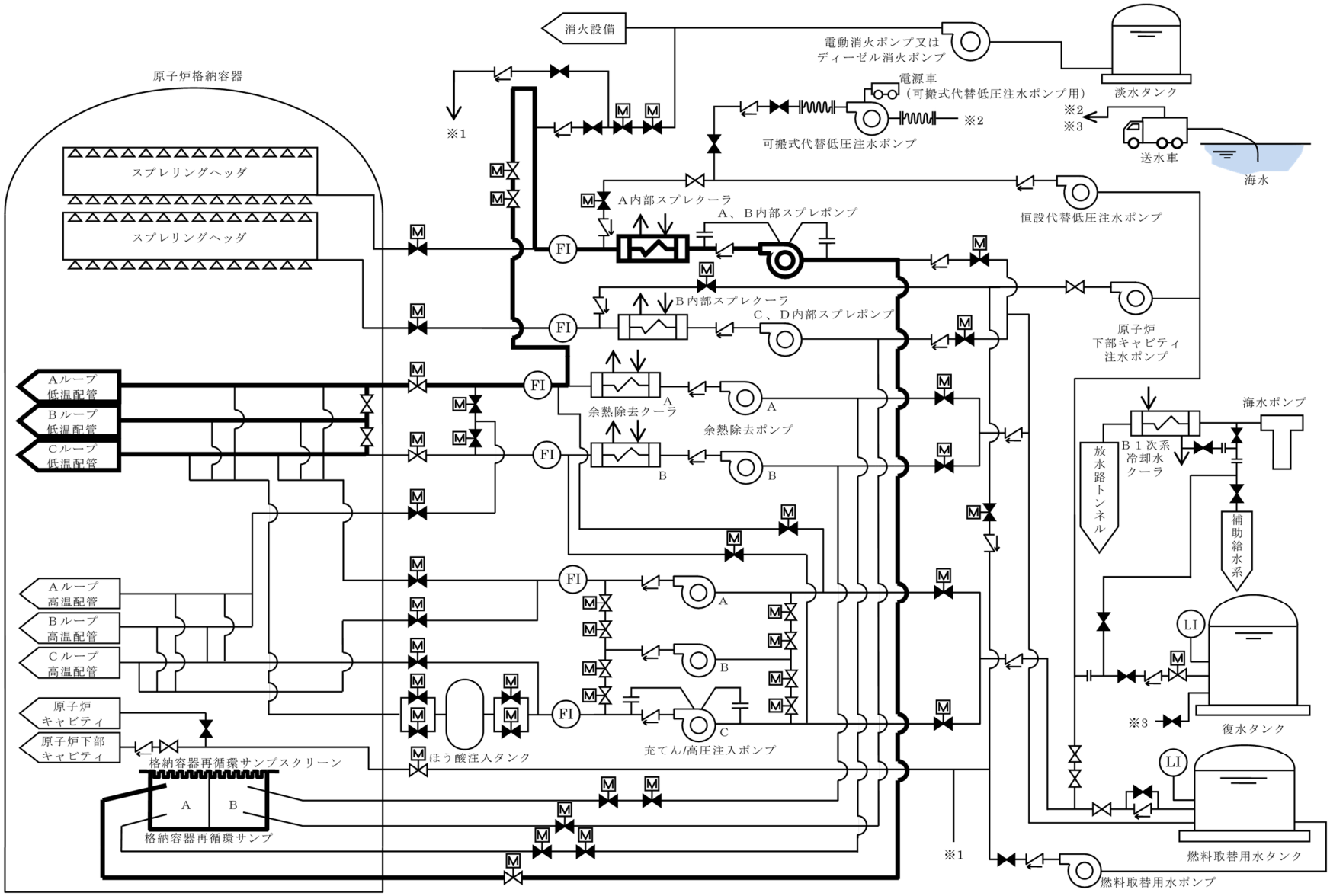
第 4.5.5 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（5）



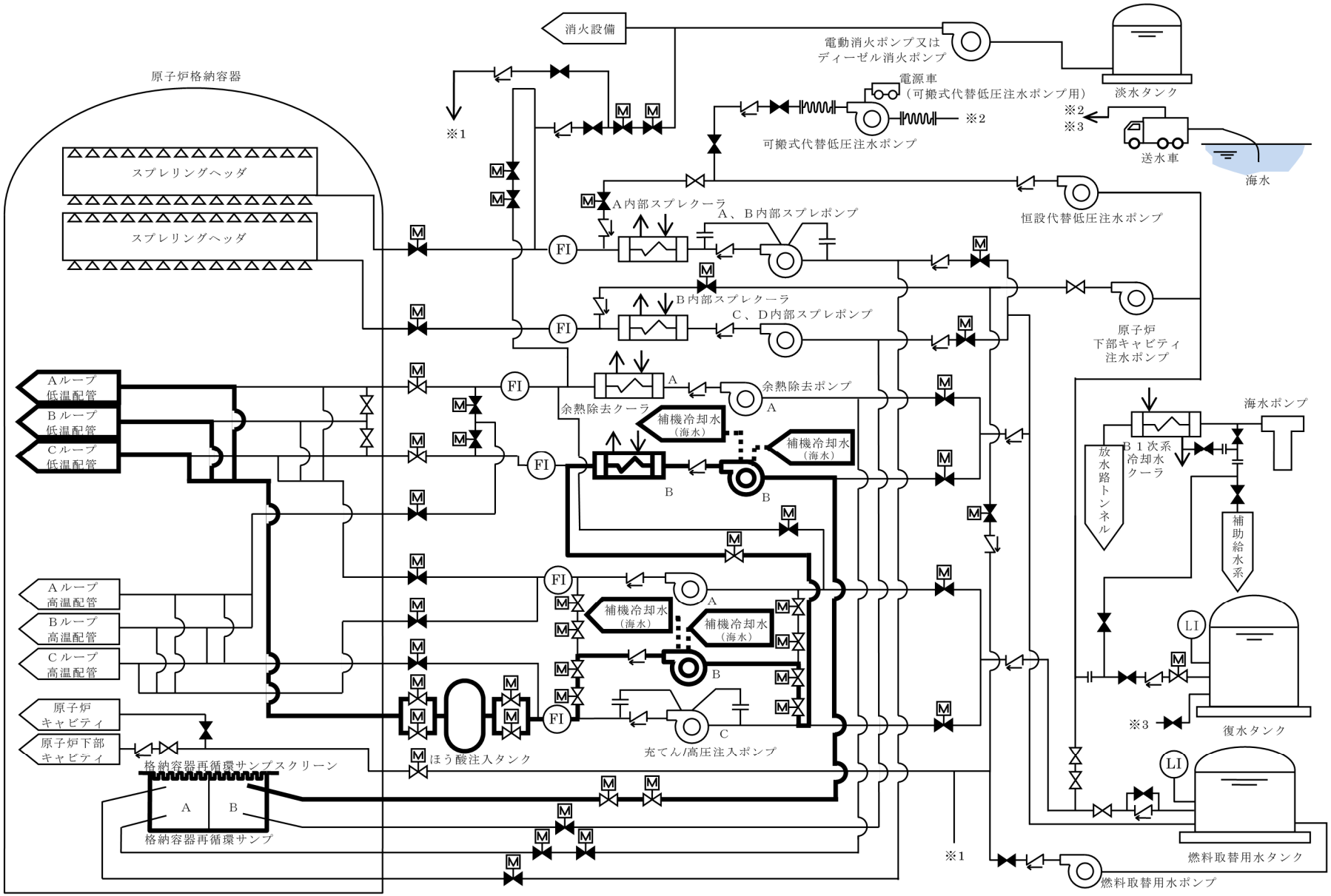
第 4.5.6 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（６）



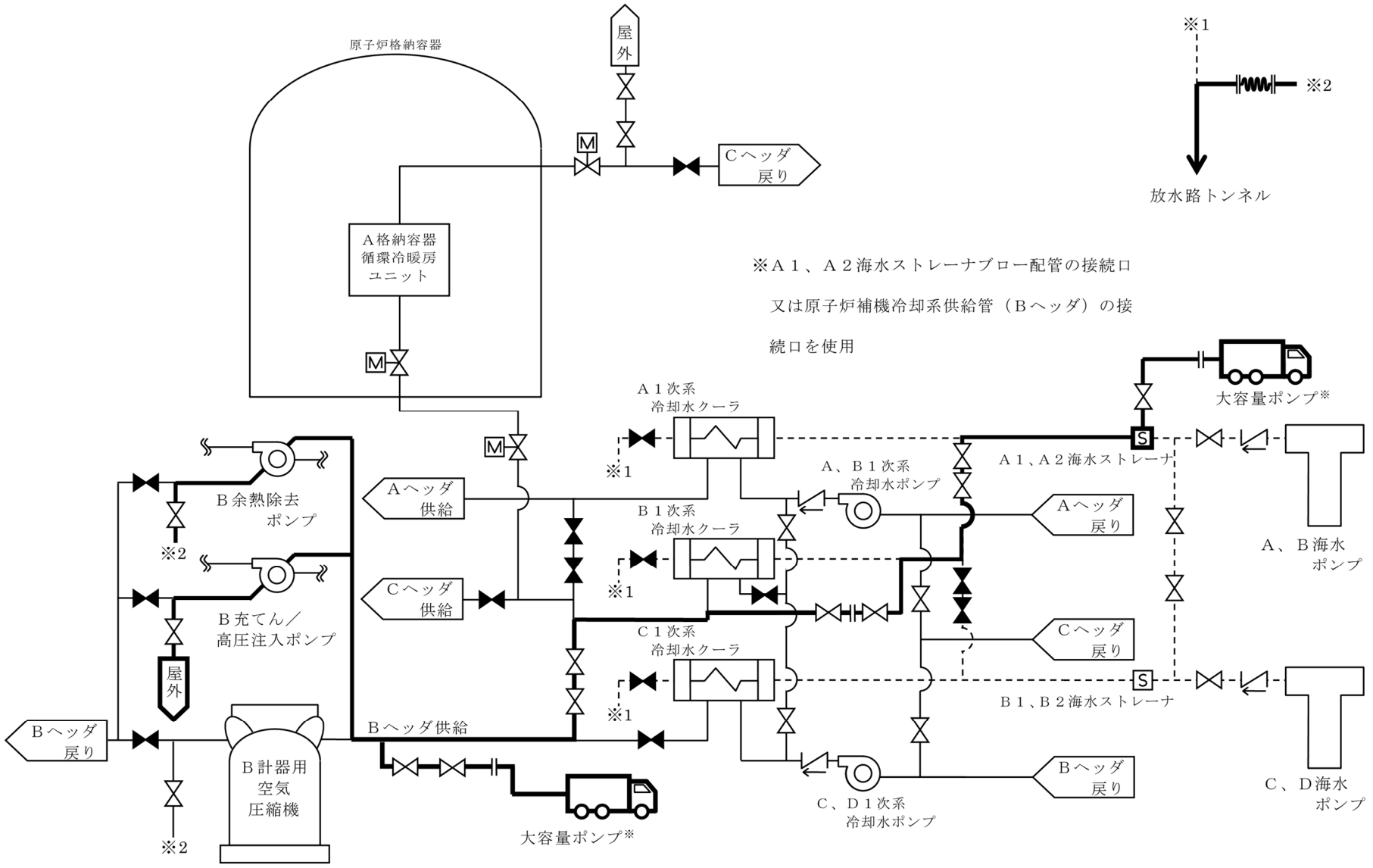
第 4.5.7 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（７）



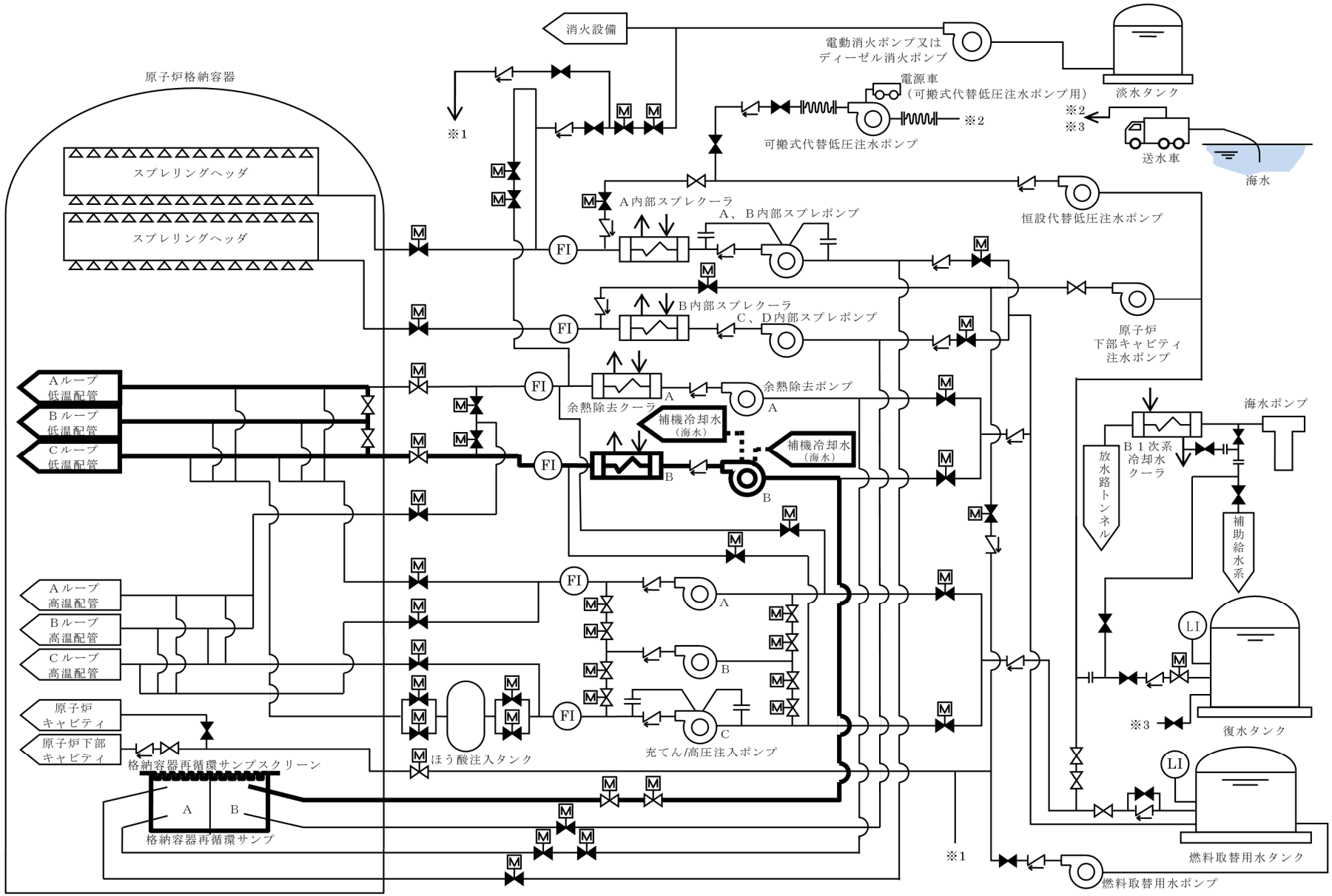
第 4.5.8 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（８）



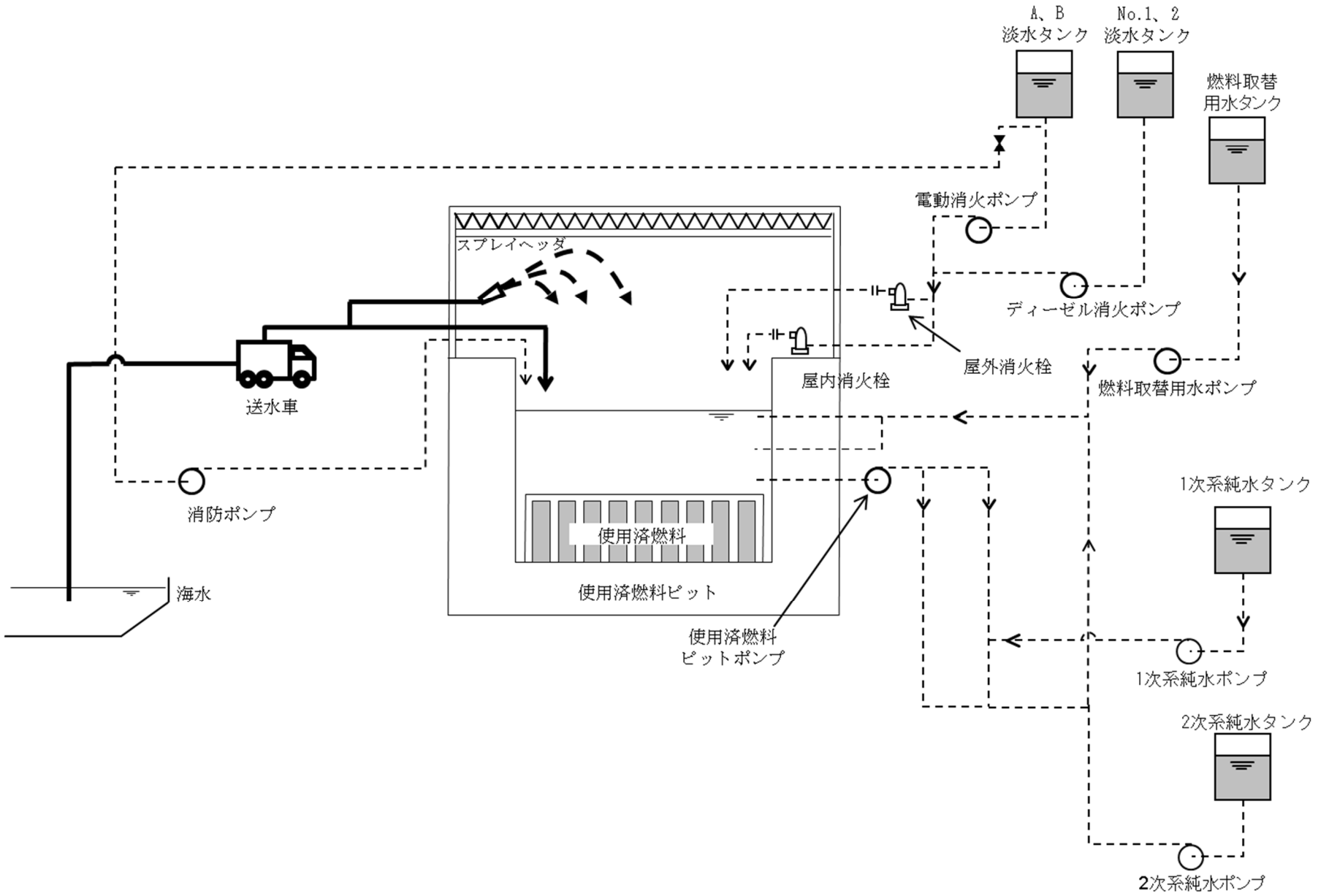
第 4.5.9 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（９）



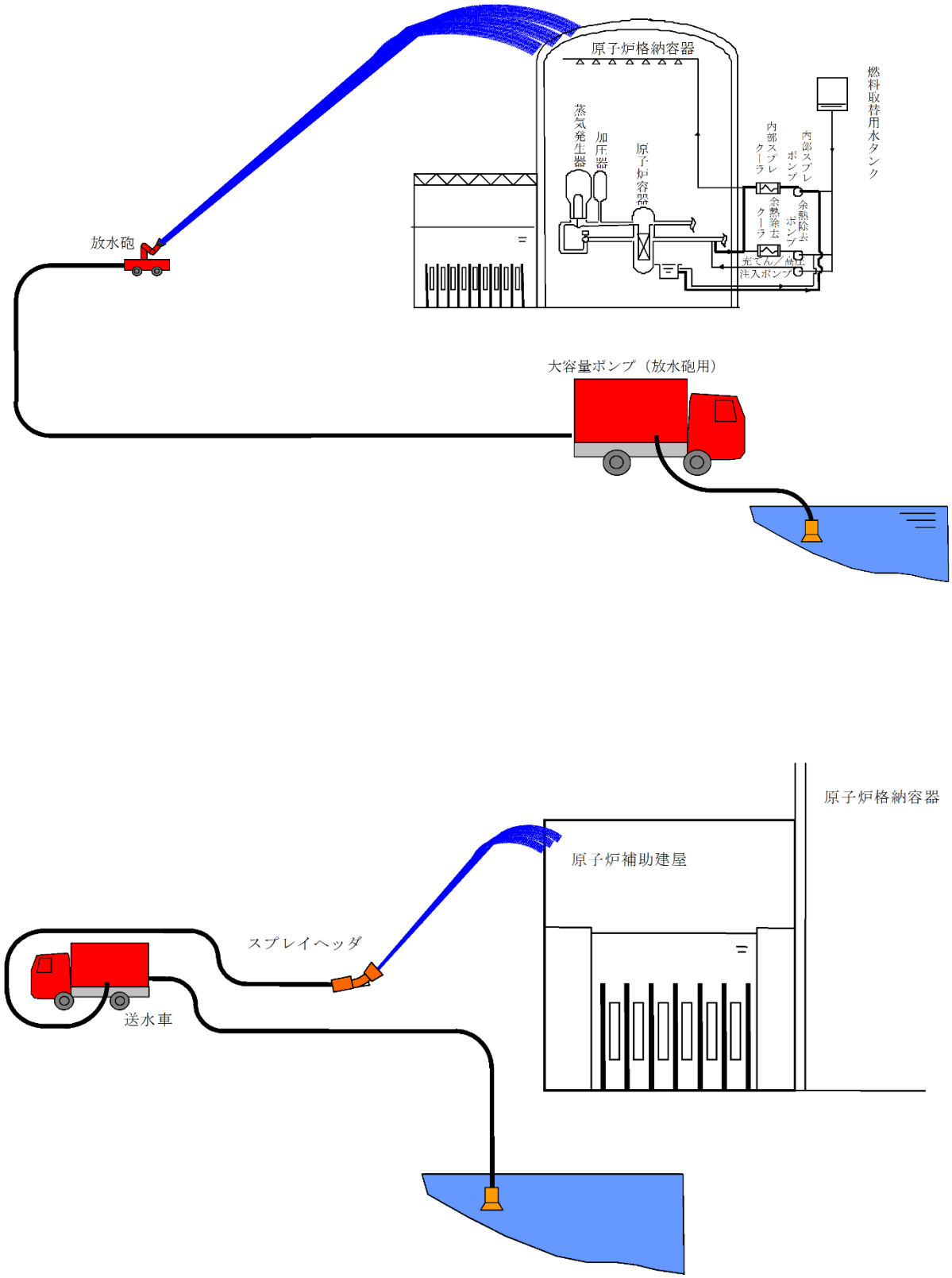
第 4.5.10 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１０）



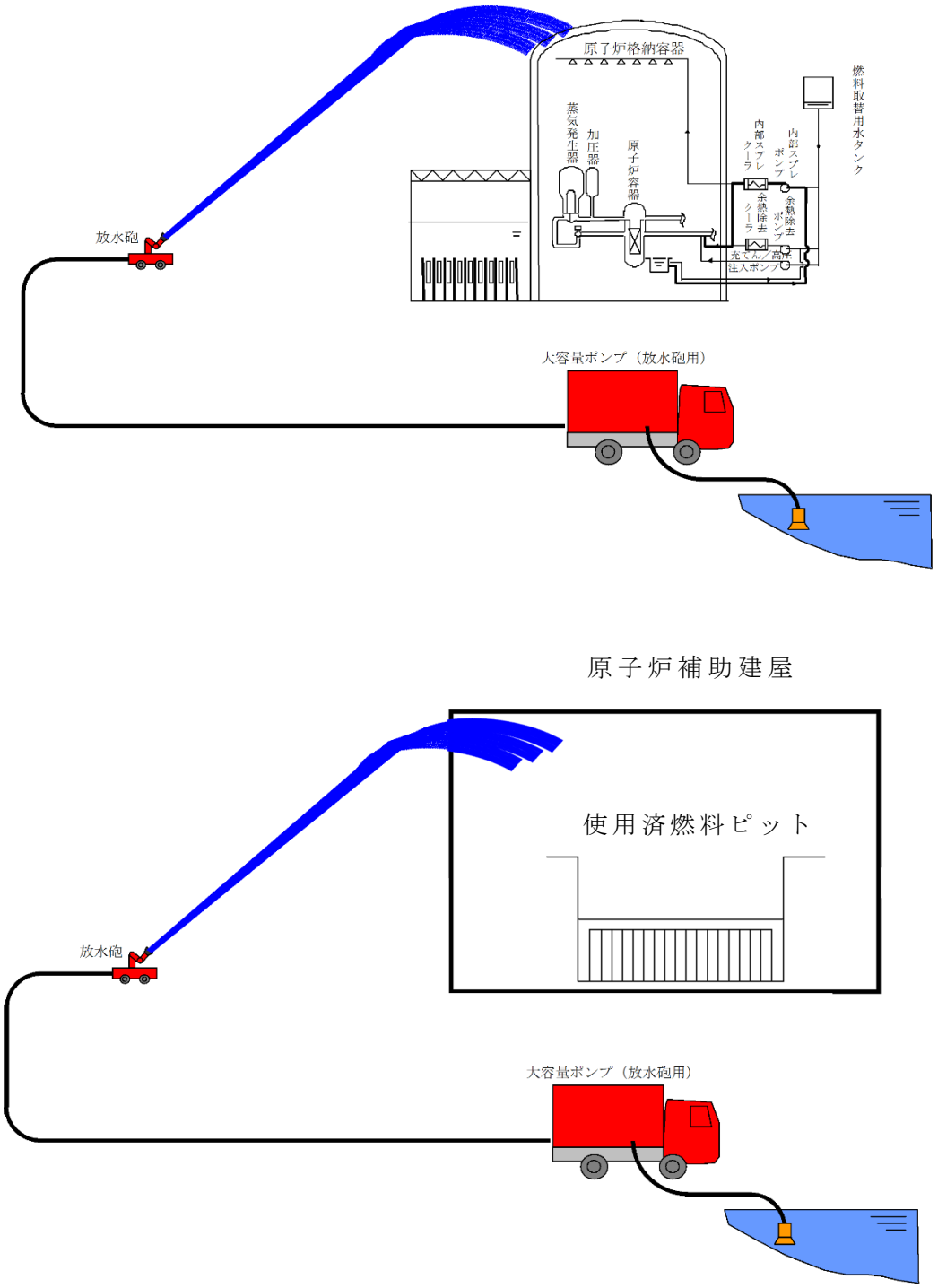
第 4.5.11 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１１）



第 4.5.12 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１２）



第 4.5.13 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１３）



第 4.5.14 図　重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備　概略系統図（１４）

5. 原子炉冷却系統施設

5.1 1次冷却設備

5.1.1 通常運転時等

5.1.1.1 概要

1次冷却設備は、炉心で発生する熱エネルギーにより加熱される1次冷却材を循環し、蒸気発生器で熱交換させて、蒸気タービンを駆動する高温高圧蒸気を発生する設備である。

この設備は、原子炉容器につながる1次冷却材管、冷却材ポンプ、蒸気発生器、加圧器及び補機で構成し、第5.1.1.1図のように配置する。

1次冷却設備は、関連する補助系統の配管との接続部を含めて原子炉冷却材圧力バウンダリを構成しており、その範囲は第5.1.1.2図に示されるとおりである。

1次冷却材は、炉心の冷却のほか、減速材及び反射材としての機能を果たし、さらに、ほう素濃度調整制御用の中性子吸収材の溶媒としても用いる。

1次冷却設備は、炉心の燃料破損等が起こった場合に、原子炉格納容器内への核分裂生成物の放散防止の機能も有する。

1次冷却回路は3回路で、各回路にそれぞれ1台の冷却材ポンプ及び蒸気発生器を設けて1次冷却材の循環と熱除去を行う。各回路は、炉心の熱出力の約1/3の熱除去能力を持つものとする。

加圧器及びその補機は、1次冷却材圧力を制御する機能を有する。

1次冷却材に触れる場所には耐食性材料を使用する。

原子炉冷却材圧力バウンダリとなる機器の主要部分のフェライト系材料については、脆性遷移温度を考慮して選定を行う。

5.1.1.2 設備仕様の概要

1次冷却回路数	3
1次冷却材全流量	約 45×10^6kg/h
設計圧力	175kg/cm^{2}G
設計温度	343℃

	加圧器は 360℃
運 転 圧 力	約 157kg/cm²G
１次冷却材温度（原子炉容器入口）	約 289℃
（ 〃 出口）	約 323℃
蒸 気 発 生 器	
型 式	たて置Ｕ字管式熱交換器型
個 数	3
胴側最高使用圧力	76.3kg/cm²G
管側最高使用圧力	175kg/cm²G
１次冷却材流量	約 15,000t/h/基
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 61.5kg/cm²G
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃
蒸 気 発 生 量（定格出力時）	約 1,600t/h/基
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝 熱 面 積	約 5,055m²/基
伝熱管本数	3,382 本/基
伝熱管内径	約 20mm
伝熱管厚さ	約 1.3mm
胴 部 外 径（上部）	約 4.5m
胴 部 外 径（下部）	約 3.4m
全 高	約 21m
材 料	
本 体	低合金鋼
伝 熱 管	ニッケル・クロム・鉄合金
管板肉盛り	ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り	ステンレス鋼
１次冷却材ポンプ	
型 式	漏えい制御軸封式たて置斜流型
台 数	3
容 量	約 20,100m³/h/台

揚　　程		約 81m
回 転 数		約 1,190rpm
全　　高		約 7.8m
材　　質		ステンレス鋼（SUS27 相当）
加 圧 器		
型　　式		たて置円筒上下半球鏡容器
台　　数		1
容　　量		約 40m^3
全　　高		約 13m
材　　料	本　体	マリガン・モリブデン鋼（ASTM A533 GR.A CL.1 相当）
	内張り	ステンレス鋼（SUS27 相当）

1 次冷却材管

	管内径	管　厚
低 温 側	約 700mm	約 69mm
高 温 側	約 740mm	約 73mm
蒸気発生器－ポンプ間	約 790mm	約 78mm
材　　質	ステンレス鋼（ASTM A376 TP.316 相当）	

5.1.1.3 1 次冷却設備の機器

5.1.1.3.1 蒸気発生器

各 1 次冷却材回路には、たて置U字管式熱交換器型蒸気発生器を 1 基ずつ設け、タービンを全出力運転するのに必要な蒸気流量の約 1/3 ずつを供給する。

蒸気発生器の構造を第 5.1.1.3 図に示す。

1 次冷却材は、1 次冷却材入口ノズルから蒸気発生器下部の入口水室に入り、伝熱管（U字管）を経て出口水室に至り、1 次冷却材出口ノズルから出る。出入口両水室は仕切板で分離する。

蒸気発生器 2 次側への給水は、伝熱管上端のすぐ上の位置から給水管を通じて行い、給水は伝熱管外筒と胴の間の円環水路を再循環

水と混合しながら下降した後、方向を変えて伝熱管束の間を上昇しながら１次冷却材との熱交換により加熱され､一部が蒸気となる。

次に、上昇する蒸気と水の混合物は、気水分離器に入り、スワールベーンを通過して蒸気と飽和水に分離され、飽和水は再び給水とともに下方に向かって循環する。蒸気は、湿分分離器により通常の負荷で湿分 0.25wt%以下の蒸気となる。湿分分離器を出た蒸気は、蒸気出口ノズル部に設けられたフローリストリクタを通り、タービンへ供給される。フローリストリクタは、主蒸気流量検出のための差圧取り出しを目的とするが、更に主蒸気管破断事故時には、蒸気流出を抑制する。

蒸気発生器伝熱管は、全出力運転時において必要な熱伝達能力を持った設計とし、また、供用期間中の伝熱管の汚れに対しても余裕のある設計としている。

蒸気発生器伝熱管はU字形細管であり、管板に取り付け、シール溶接する。

伝熱管の直管部は 8 枚の管支持板で支持し、U字部は振止め金具で支持する。

管支持板はステンレス鋼の板であり、伝熱管貫通部での不純物の濃縮を抑制するため管穴形状は四つ葉型とする。

伝熱管の振止め金具は、伝熱管のU字部の流体力による振動を抑制するものである。

第 5.1.1.4 図のように伝熱管の振止め金具は、長方形の断面を持つV字型ステンレス鋼棒であり、これを伝熱管の間に所定の深さまで挿入する。この振止め金具は、伝熱管との接触に際して線接触となるので接触力が分散されて点接触のような局部的な集中力を与えない。また、接触部分は線状なので伝熱管との間隙に蒸気が停滞することはない。振止め金具は保持金具に溶接し保持金具が抜け出すことがないように最外周列の伝熱管に抱き込む形に取り付ける。また、振止め金具及び保持金具は伝熱管には溶接しない。

蒸気発生器本体は、低合金鋼製で、１次冷却材と接する内面はス

テンレス鋼、管板はニッケル・クロム・鉄合金で肉盛りする。伝熱管には、耐食性等に優れているニッケル・クロム・鉄合金を用いる。

蒸気発生器は、供用期間中において内部の検査が可能なように、１次側、２次側ともにマンホールを設け、渦電流探傷検査による伝熱管の検査等が可能な構造とする。蒸気発生器の溶接部の供用期間中検査範囲に対して、保温材は取り外し可能な構造にする。

製作中及び供用期間中において、蒸気発生器本体については超音波探傷検査等により、また伝熱管については渦電流探傷検査等によりその健全性を確認する。更に、振止め金具の挿入状態についても渦電流探傷検査等により確認する。

蒸気発生器は耐震Ａクラスとし、基盤における最大加速度が405gal の地震動に対しても安全機能が保持されることを確認する。

蒸気発生器２次側の水質管理は、腐食抑制のため溶存酸素、塩素等の含有量の制限及びナトリウム、銅等の含有量の管理並びにpH調整を行う。

また、蒸気発生器２次側の水質管理を行うために、管板上部にある 2 個のブローダウンノズルから必要に応じて連続又は間欠的にブローし、ブロー水はブローダウン設備へ導く。

蒸気発生器のブローダウン配管に蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器真空ポンプ排気ラインに復水器空気抽出器ガスモニタ及び各主蒸気管に高感度型主蒸気管モニタを設け、中央制御室において伝熱管からの１次冷却水の漏えいを早期に検知する。

5.1.1.3.2　１次冷却材ポンプ

１次冷却回路には、冷却材を循環させるためのポンプをそれぞれ1台ずつ設ける。ポンプは、漏えい制御式軸封装置を有する電動機駆動たて置斜流ポンプで、その形状は第 5.1.1.5 図のとおりである。

電動機及びインペラは、保守又は点検に際し、ケーシングを動かさず容易に取外しできるようにする。１次冷却材と接触するポンプ部品にはすべて耐食性材料を用いる。ポンプを駆動する電動機は、

三相誘導電動機を用いポンプ上に直結する。電動機は空冷式で油潤滑を行う。

ポンプを駆動する電動機は所内高圧常用母線に接続し、「非常用炉心冷却設備作動」信号と「原子炉トリップ」信号の一致により電動機のしゃ断器を開放する。この際、同しゃ断器が開とならない場合は、所内高圧常用母線の受電しゃ断器を開放する。

１次冷却材ポンプの電源喪失により、全負荷で冷却材流量喪失事故が起こっても、原子炉はトリップされ、１次冷却材ポンプ及び電動機の慣性によって流量はゆるやかに低下するので、燃料被ふくの破損及び原子炉の過圧力などは起こらない。

ポンプ及び電動機の駆動軸は、電動機上下端及びポンプ上部に設ける 3 個のベアリングで支持する。ポンプ側ベアリングは水潤滑を行い、原子炉補機冷却設備の冷却水により電動機ベアリングを冷却する。

駆動軸からの漏えいに対するシールは、ポンプと電動機間の駆動軸に取り付ける漏えい制御式シールアセンブリによって行う。これは 3 段のシールアセンブリよりなり、化学・体積制御設備充てん／高圧注入ポンプより、１次冷却材と同じ水質のシール水をインペラとシールアセンブリの間に注入する。このシール水の圧力は、原子炉圧力より少し高く調整し、一部が下方に流れ、ラビリンスシールを経て１次冷却材中に流入する。残りは上方へ流れ、下部ベアリングの冷却及び潤滑を行った後第 1 段シールに達し、減圧の後一定流量で化学・体積制御設備にもどる。このシール水は、第 2 段シールによってさらにシールされ、第 2 段シールを漏えいしたシール水は、大気圧に近い圧力で放射性廃棄物廃棄施設へ導く。この 2 段のシールのうち一つが破損しても残りのシールで十分に機能を果たすことができる。さらに、第 3 のシールにより第 2 シールからの漏えい物質が原子炉格納容器内に放出されることを防止するので、原子炉格納容器内が汚染されるおそれはほとんどない。

5.1.1.3.3 加圧器及び付属設備

加圧器及び付属設備は、第 5.1.1.1 図のように、加圧器本体、ヒータ、サージ及びスプレ配管、安全弁及び逃がし弁、加圧器逃がしタンク、安全弁排気管などよりなる。

加圧器は、第 5.1.1.6 図に示す構造で、定常運転中 1 次冷却材圧力を設定値に保ち、通常の過渡的負荷変化に伴う 1 次冷却材の熱膨張及び収縮による圧力変化を許容範囲内に制御し、また、1 次冷却設備圧力が設計圧力をこえるのを防ぐ。

運転中加圧器は、下約半分が液相、上半が気相を成しており、底部には液浸式のヒータを、上部にはスプレならびに安全弁及び逃がし弁を設ける。

加圧器と 1 次冷却回路の高温側配管はサージ管で連結し、負荷変動等に伴うサージを加圧器により吸収するように設計する。すなわち、プラント負荷減少に伴う正のサージがあれば、1 次冷却回路低温側配管から分岐するスプレ系を作動させ、加圧器内の蒸気を凝縮し、圧力を規定値に保つ。スプレ系の空気作動弁は中央制御室で手動制御できるようにする。少量のスプレ水を運転中連続的に流し、加圧器中の水質を 1 次冷却材と同一に保ち、また、スプレ配管の冷却を防ぐ。より大きいサージに対しては安全弁及び逃し弁が作動する。

プラント負荷増加に伴う負の圧力サージがある場合には、加圧器中の液相が蒸発し、また、ヒータを自動起動して、1 次冷却材圧力を規定値にもどす。この設備の系統は、第 5.1.1.5 図に示すとおりとする。

加圧器は低合金鋼製で、内面はステンレス鋼で内張りする。ヒータはステンレス鋼で被ふくしたものを用い、取付部には冷却材の漏えいに対し十分な考慮を払った設計を行う。

安全弁は完全密閉式ポップ型で、日本の法規に従って、吸出し圧力は加圧器の設計圧力及びそれ以上の圧力に設定し、容量はプラント負荷の喪失時のサージ流量以上の値とする。逃がし弁は空気作動

弁であり、過渡的負荷減少時に1次冷却材の圧力を最大運転圧力以下に制限することを目的として設置する。安全弁及び逃がし弁から放出される蒸気及び水は、配管により加圧器逃がしタンクに導き、タンク中の水によって凝縮冷却させ、ドレンヘッダを経て放射性廃棄物廃棄施設へ送る。タンクには、排出される蒸気による破損を避けるようラプチャディスクを設け、タンク内圧が設計圧力をこえた場合、過剰の蒸気を原子炉格納容器内に放出する。

また、タンクは、常時窒素ガスを封入し、1次冷却材から出てくる非凝縮性ガスを窒素ガスとともに放射性廃棄物廃棄施設へ送って処理する。

5.1.1.3.4 弁類

1次冷却設備の弁類として、加圧器安全弁、加圧器逃がし弁、加圧器逃がし弁入口止弁、加圧器スプレ弁、ベント弁、ドレン弁、逆止弁等を設け、このうち主要な弁については中央制御室に弁の開閉表示を行う。

1次冷却設備に接続され、その一部が原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管系には、原子炉冷却材圧力バウンダリとならない部分からの異常な漏えいが生じた場合において、1次冷却材の流出を制限するため、その配管系を通じての漏えいが、通常時の充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量等を考慮し許容できる程度に小さいものを除いて、次のとおり隔離弁を設ける。

a. 通常時開、事故時閉の場合は2個の隔離弁を設ける。

b. 通常時閉、事故時閉の場合は1個の隔離弁を設ける。

c. 通常時閉、原子炉冷却材喪失時開の非常用炉心冷却系等は a.に準ずる。

なお、b.に準ずる隔離弁において、通常時又は事故時に開となるおそれのある場合は、2個の隔離弁を設ける。ここで「隔離弁」とは、自動隔離弁、逆止弁、通常時ロックされた閉止弁及び遠隔操作閉止弁をいう。また、通常時閉及び事故時閉となる手動弁のうち個別に

施錠管理を行う弁は、開となるおそれがなく、上記 b.に該当することから、1 個の隔離弁を設けるものとする。

弁が 1 次冷却材に接する主要部分は、すべてステンレス鋼を使用する。

大口径の弁類は、バックシート及び第 5.1.1.7 図に示すようにステムリークオフを設け、下部グランドパッキンの漏えい水を液体廃棄物処理設備に送る。また、小口径の弁類についても、可能な限りグランド部にベローズや金属ダイヤフラムを用いて漏えいのない構造とした弁を採用し、1 次冷却設備から原子炉格納容器内への漏えいを実質的に零にする。

加圧器安全弁は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が加圧器安全弁の設定圧力に影響を与えない平衡型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出圧力は、1 次冷却設備の最高使用圧力に設定し、容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、1 次冷却系の圧力を最高使用圧力の 1.1 倍以下に抑えることができる。

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に 1 次冷却系の圧力を最高運転圧力以下に制限するために設置する。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の入口止弁を設ける。

加圧器スプレ弁は、加圧器スプレイ流量を自動調節して、1 次冷却系の圧力が過大となるのを防止する。スプレ管及びサージ管内の温度維持並びに加圧器内とそれ以外の 1 次冷却材のほう素濃度に差が生じないようにするため、加圧器スプレ弁と並行に手動のバイパス弁を設けて、少量のスプレイ水を連続的に流す。

各配管系には、水張り及び水抜きのために、ベント弁及びドレン弁を設け、各ベントの先端にはプラグを設ける。

1 次冷却設備の主要弁類の設備仕様の概略を第 5.1.1.1 表に示す。

5.1.1.4 手順等

(1) 1次冷却系ループドレン弁及び加圧器ベント弁については、通常時又は事故時開となるおそれがないようにハンドルロックによる施錠管理を実施する。

(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する弁等については、適切に保守管理を実施するとともに必要に応じ補修を行う。

5.1.2 重大事故等時

5.1.2.1 概要

1次冷却設備の蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び1次冷却材管については、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

5.1.2.2 設計方針

5.1.2.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

流路として使用する蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び1次冷却材管等から構成される1次冷却設備は、設計基準対象施設として使用する場合と同じ系統構成で重大事故等対処設備として使用することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

5.1.2.2.2 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び1次冷却材管は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び1次冷却材管は、代替水源として淡水又は海水から選択可能であるため、海水

影響を考慮した設計とする。

5.1.2.3 主要設備及び仕様

１次冷却設備（重大事故等時）の主要設備及び仕様を第 5.1.2.1 表に示す。

5.1.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

流路として使用する系統（蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管）は、通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、蒸気発生器及び加圧器は、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

冷却材ポンプは、分解が可能な設計とする。

原子炉容器は、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。

蒸気発生器は、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

5.2 余熱除去設備

原子炉停止後に、炉心の余熱を除去し１次冷却材の温度を下げるため、第 1 段階として１次冷却材ポンプの運転を継続し、蒸気発生器で２次側へ熱伝達し、発生蒸気を復水器へダンプして熱を除去する。

炉心の余熱が減少し１次冷却材の温度、圧力が下がれば、第 2 段階として余熱除去設備に切り替えて冷却を継続する。

冷却材は１次冷却回路の高温側から取り出し、余熱除去ポンプで余熱除去クーラへ送って１次系冷却水により冷却し、１次冷却回路の低温側にもどす。１次冷却回路に接続する管路には隔離弁を設け、１次冷却回路の圧力が余熱除去設備の設計圧力より高いときは弁が開かないようなインタロックを設ける。

この設備の１次冷却材及びほう酸水にふれる部分には耐食性の材料を使用する。系統構成は、第 5.2.1 図のとおりとする。

主要機器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

余熱除去クーラ

型　　式	横置U字管形
台　　数	2
伝熱容量	約 6.7×10^{6}kcal/h/台

余熱除去ポンプ

型　　式	うずまき型
台　　数	2
容　　量	約 850m^3/h/台
揚　　程	約 73m

5.3 非常用炉心冷却設備

5.3.1 機能

非常用炉心冷却設備は、工学的安全施設の一つであって、１次冷却材喪失事故時等にほう酸水を原子炉に注入し、燃料温度の過度の上昇を防止して、燃料の損傷、溶融、燃料被ふく管のジルコニウム－水反応を防止する機能を有する。

5.3.2 設備設計

非常用炉心冷却設備の系統構成は、第 5.3.1 図に示すとおりで、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系よりなる。

これらの構成機器は、多重性を持たせるとともに非常用電源からも給電できるように設計しており、いかなる事故状態においてもその機能を十分果たすことができる。また、機器は定期的に作動の確認試験が行えるようにする。

蓄圧注入系は、原子炉冷却材喪失が発生して１次冷却回路の圧力が所定値以下に低下すれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクよりほう酸水を原子炉容器内に自動的に注入して、炉心の早期冷却を確保する。

蓄圧タンクは、炭素鋼製で耐食性材料でライニングを施こすものとし、ほう酸水を満たして窒素ガスで常時加圧し、逆止弁を介して１次冷却回路の低温側配管に結合する。

高圧注入系は、原子炉補助建屋内に設ける充てん／高圧注入ポンプにより、原子炉冷却材喪失時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を１次冷却回路の低温及び高温側配管を経て原子炉容器内に注入し、炉心の冷却を確保する。

低圧注入系は、原子炉補助建屋内に設ける余熱除去ポンプにより、原子炉冷却材喪失時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を１次冷却回路の低温及び高温側配管を経て原子炉容器内に注入し、炉心の冷却を確保する。

また、燃料取替用水タンクの貯留水を注入し終えた場合には、原子炉格納容器底部にあるサンプにたまったほう酸水を、余熱除去ポンプを用い余熱除去クーラで冷却して注入することができるよう設計する。この

ため、必要な注入水源は連続して確保できる。充てん／高圧注入ポンプも、この余熱除去クーラ出口から格納容器サンプ水を吸入できるよう設計する。

余熱除去ポンプは、原子炉停止時には余熱を除去するため使用するが、通常運転中は常に低圧注入ポンプとしてはたらくよう待機状態にしておく。

充てん／高圧注入ポンプは、通常運転中は化学体積制御設備としてはたらくが、非常用炉心冷却設備作動信号により充てん／高圧注入ポンプの吸込側は、体積制御タンクから燃料取替用水タンクに切替る。

燃料取替用水タンクの水量は、全量が注入されれば格納容器サンプ、各ポンプ及び注入ヘッダ間の循環を行うのに十分な量とする。また、ほう素濃度は、常温で全制御棒クラスタ挿入状態で実効増倍率 K_{eff} を 0.95 以下にできるようにする。

高圧及び低圧の非常用炉心冷却系は、非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動するが、まず非常用炉心冷却設備の注入側隔離弁が開き、ついで充てん／高圧注入ポンプと余熱除去ポンプが作動する。

非常用炉心冷却系のポンプは、定期的に作動確認が行えるようなテストラインを設ける。

この設備のほう酸にふれる部分は耐食性材料を使用する。

主要機器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

蓄圧タンク

基　　数	3
容　　量	約 41m^3（１基当たり）
加圧ガス圧力	約 4.4MPa[gage]
ほう素濃度	2,600ppm 以上

燃料取替用水タンク

基　　数	1
容　　量	約 1,700m^3
ほう素濃度	2,600ppm 以上

充てん／高圧注入ポンプ

台　　数	3

	容　　量	約 150m³/h（1 台当たり）
	揚　　程	約 730m
余熱除去ポンプ		
	台　　数	2
	容　　量	約 850m³/h（1 台当たり）
	揚　　程	約 73m
ほう酸注入タンク		
	基　　数	1
	容　　量	約 3.4m³
	ほう素濃度	20,000ppm 以上

5.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

5.4.1 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備の概略系統図を第 5.4.1 図から第 5.4.6 図に示す。

5.4.2 設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁の故障等により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード）として、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び加圧器逃がし弁を使用する。

燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へのほう酸水の注水を行い、加圧器逃がし弁を開操作することでフィードアンドブリードを行う設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・加圧器逃がし弁

・燃料取替用水タンク

ほう酸注入タンクは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備とし

ては、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」に記載する。１次冷却設備を構成する蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器、１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、復水タンク及びタービン動補助給水ポンプ起動弁を使用する。また、代替電源として、空冷式非常用発電装置を使用する。

復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能を回復できる設計とする。主蒸気逃がし弁については、機能回復のため現場において専用工具を用いて人力で操作できる設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・タービン動補助給水ポンプ
・電動補助給水ポンプ
・主蒸気逃がし弁
・復水タンク
・蒸気発生器
・タービン動補助給水ポンプ起動弁
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、送水車及びタービン動補助給水ポンプを使用する。

送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。送水車は、可搬型ホースを介してタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・タービン動補助給水ポンプ

・主蒸気逃がし弁

・蒸気発生器

・送水車

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路にかかる機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、アキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、充てん／高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンがあり、多様性、位置的分散等以外の重大事故

等対処設備としての設計を行う。

加圧器水位、蒸気発生器水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）、補助給水流量及び復水タンク水位は、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水の監視又は蒸気発生器２次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの動作状況の確認に使用することから、重大事故等対処設備としての設計を行う。加圧器水位、蒸気発生器水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）、補助給水流量及び復水タンク水位については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」に記載する。

5.4.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁を使用した１次冷却系のフィードアンドブリードは、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却に対して多様性を持つ設計とする。また、燃料取替用水タンクを水源とすることで、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却に対して異なる水源を持つ設計とする。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置し、充てん／高圧注入ポンプは原子炉補助建屋内のタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁と異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

燃料取替用水タンクは、屋外の復水タンクと隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、復水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却は、補助給水ポンプへの供給源となる復水タンクの補給により行うが、補給先である復水タンクが屋外にあること及び燃料取替用水タンクが隣接していることから、別手段

である送水車によるタービン動補助給水ポンプへの海水の直接供給により行う設計とし、その接続口は、復水タンク、燃料取替用水タンクと十分な離隔をもって設置する設計とする。送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給に使用する送水車は、海水を水源とすることで、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する復水タンクに対して系統の異なる水源として設計する。

送水車は、屋外の復水タンクと離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

タービン動補助給水ポンプの機能回復においてタービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルを設けることで、常設直流電源を用いた操作に対して多様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプの機能回復において電動補助給水ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

主蒸気逃がし弁の機能回復において主蒸気逃がし弁は、専用工具を用いて、空気作動に対して手動操作とすることで多様性を持つ設計とする。

5.4.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

１次冷却系のフィードアンドブリードに使用する充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用するタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、復水タンク、蒸気発生器、タービン動補助給水ポンプ起動弁及び主蒸気管は、弁操作等によ

って、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

その他、重大事故等時に使用するアキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車は、車輪止めによって固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

5.4.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合における１次冷却系のフィードアンドブリードとして使用する充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクは、設計基準事故時のほう酸水を１次冷却系へ注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量及びタンク容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量及びタンク容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合における１次冷却系のフィードアンドブリードとして使用する加圧器逃がし弁は、設計基準事故時の１次冷却系の減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の放出流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な放出流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却として使用するタービン動補助給

水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び蒸気発生器は、設計基準事故時の蒸気発生器２次側による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量及び蒸気流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な補助給水流量及び蒸気流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却として使用する復水タンクは、蒸気発生器への注水量に対し、淡水又は海水補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

アキュムレータは、設計基準事故時の蓄圧注入系の機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の保持圧力及び保有水が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な保持圧力及び保有水に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

１次冷却系のフィードアンドブリード継続により１次冷却系の圧力が低下し余熱除去設備が使用可能となれば、余熱除去系による冷却を開始する。余熱除去系として使用する余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、設計基準事故時の余熱除去系による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の余熱除去流量及び伝熱容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な余熱除去流量及び伝熱容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

再循環運転が使用可能となれば、非常用炉心冷却設備による高圧再循環運転を開始する。再循環運転として使用する充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、設計基準事故時の再循環運転による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量及び伝熱容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量及び伝熱容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

送水車は、重大事故等時において、蒸気発生器への注水量に対し、海水を補給することにより水源を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

5.4.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

充てん／高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ及び余熱除去ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

加圧器逃がし弁及びアキュムレータ出口電動弁は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

ほう酸注入タンク及び余熱除去クーラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ起動弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

主蒸気逃がし弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で専用工具を用いて可能な設計とする。

蒸気発生器、アキュムレータ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

主蒸気管は、重大事故等時における原子炉格納容器内及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は、代替水源として淡水又は海水から選択可能であるため、海水影響を考慮した設計とする。

格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、再循環運転時における保温材等のデブリの影響及び海水注水を行った場合の影響を考慮し、閉塞しない設計とする。

送水車は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。また、海水から直接取水する際の異物混入防止を考慮した設計とする。

送水車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

5.4.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した１次冷却系のフィードアンドブリードを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。加圧器逃がし弁及び充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び復水タンクを使用した蒸気発生器２次側により炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場操作も可能となるように専用工具を設け、常設の足場を用いて現場で人力により確実に操作できる設計とする。専用工具は、作業場所近傍に保管できる設計とする。

タービン動補助給水ポンプ起動弁は、手動ハンドルを設け、現場で人力により確実に操作できる設計とする。

アキュムレータ出口電動弁は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び格納容器再循環サンプを使用した高圧再循環運転並びに余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去系による炉心冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。余熱除去ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

送水車とタービン動補助給水ポンプとの接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

送水車、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。送水車は付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁は中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

送水車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

5.4.3 主要設備及び仕様

原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備の主要設備及び仕様は第 5.4.1 表及び第 5.4.2 表のとおり。

5.4.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

１次冷却系のフィードアンドブリードに使用する系統（充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンク）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクは、ほう素濃度及び有効水

量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、復水タンク、蒸気発生器、タービン動補助給水ポンプ起動弁及び主蒸気管）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水ポンプ起動弁は、分解が可能な設計とする。

復水タンク及び蒸気発生器は、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器は、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

その他、重大事故等時に使用する系統（アキュムレータ及びアキュムレータ出口電動弁）は、試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

アキュムレータは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

アキュムレータ出口電動弁は、分解が可能な設計とする。

その他、重大事故等時に使用する系統（余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラ）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、余熱除去ポンプは、分解が可能な設計とする。

余熱除去クーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

その他、重大事故等時に使用する格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、外観の確認が可能な設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（送水車）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統

設計とする。

送水車は分解が可能な設計とする。また、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。さらに、外観の確認が可能な設計とする。

5.5 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

5.5.1 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備の概略系統図を第5.5.1図から第5.5.8図に示す。

5.5.2 設計方針

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、１次冷却系の減圧のための設備及び１次冷却系の減圧とあわせて炉心を冷却するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧及び１次冷却系のフィードアンドブリード）を設ける。また、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧のための設備として以下の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）を設ける。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁の故障等により蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁を使用する。また、これとあわせて重大事故等対処設備（１次冷却系のフィードアンドブリード）である、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

加圧器逃がし弁は、開操作することにより１次冷却系を減圧できる設計とする。また、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へほう酸水を注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・加圧器逃がし弁

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

ほう酸注入タンクは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用

することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、加圧器逃がし弁及び充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機並びにアキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンがあり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、ディーゼル発電機の詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1　１次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

加圧器逃がし弁の故障等により１次冷却系の減圧機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用する。

復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側での炉心冷却による１次冷却系の減圧を行う設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・電動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ
・復水タンク
・蒸気発生器
・主蒸気逃がし弁

主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路にかかる機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、タービン

動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの機能回復のための設備として以下の重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（補助給水ポンプの機能回復）として、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク及びタービン動補助給水ポンプ起動弁を使用する。また、代替電源として、空冷式非常用発電装置を使用する。

復水タンクを水源としたタービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプは、蒸気発生器に注水するため、現場での人力によるタービン動補助給水ポンプ起動弁の操作によりタービン動補助給水ポンプの機能を回復し、蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。電動補助給水ポンプの電源については空冷式非常用発電装置より給電することで機能回復できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・タービン動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ起動弁
・電動補助給水ポンプ
・復水タンク
・蒸気発生器
・主蒸気逃がし弁
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、可搬式オイルポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

復水タンクへの補給不能により２次冷却系からの除熱機能が喪失した場合の重大事故等対処設備(蒸気発生器２次側による炉心冷却)として、送水車及びタービン動補助給水ポンプを使用する。

送水車を使用した海水を水源とするタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。蒸気発生器２次側による炉心冷却によって、１次冷却系の十分な減圧及び冷却ができる設計とし、その期間内に１次冷却系の減圧対策及び低圧時の冷却対策が可能な時間的余裕をとれる設計とする。送水車は、可搬型ホースを介してタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・タービン動補助給水ポンプ
・主蒸気逃がし弁
・蒸気発生器
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、主蒸気逃がし弁の機能回復のための設備で窒素ボンベ等の可搬型重大事故防止設備と同等以上の効果を有する措置として以下の重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（主蒸気逃がし弁の機能回復）として、専用工具を用いて手動にて主蒸気逃がし弁を使用する。

主蒸気逃がし弁は、現場において可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベ等を接続するのと同等以上の作業の迅速性、駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性及び空気作動に対する多様性を有するため、手動設備として設計する。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・主蒸気逃がし弁

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した加圧器逃がし弁の機能回復のための設備として以下の可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）を設ける。

全交流動力電源及び常設直流電源系統が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（加圧器逃がし弁の機能回復）として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び可搬式整流器を使用する。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び可搬式整流器は、加圧器逃がし弁の電磁弁へ給電し、かつ、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、加圧器逃がし弁に空気を供給し、空気作動弁である加圧器逃がし弁を動作させることで1次冷却系を減圧できる設計とする。可搬式整流器は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）
・可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）
・可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）
・可搬式整流器（10.2 代替電源設備）
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

可搬式整流器、空冷式非常用発電装置、可搬式オイルポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、炉心溶融

時における高圧溶融物放出及び原子炉格納容器内雰囲気直接加熱を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、加圧器逃がし弁を使用する。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・加圧器逃がし弁

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備のうち、蒸気発生器伝熱管破損発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制、インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）を設ける。

重大事故等対処設備（１次冷却系の減圧）として、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を使用する。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・主蒸気逃がし弁

・加圧器逃がし弁

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、余熱除去系の隔離に使用する余熱除去ポンプ入口弁は、遠隔駆動機構を用いることで離れた場所から遠隔操作できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・余熱除去ポンプ入口弁

5.5.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を使用した１次冷却系の減圧及び１次冷却系のフィードアンドブリードは、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧に対して多様

性を持つ設計とする。また、燃料取替用水タンクを水源とすることで、復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧に対して異なる水源を持つ設計とする。

加圧器逃がし弁は原子炉格納容器内に設置し、充てん／高圧注入ポンプは原子炉補助建屋内の電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁と異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

燃料取替用水タンクは、屋外の復水タンクと隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、復水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却は、補助給水ポンプへの供給源となる復水タンクの補給により行うが、補給先である復水タンクが屋外にあること及び燃料取替用水タンクが隣接していることから、別手段である送水車によるタービン動補助給水ポンプへの海水の直接供給により行う設計とし、その接続口は、復水タンク、燃料取替用水タンクと十分な離隔をもって設置する設計とする。送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給に使用する送水車は、海水を水源とすることで、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用する復水タンクに対して系統の異なる水源として設計する。

送水車は、屋外の復水タンクと離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧は、加圧器逃がし弁を使用した１次冷却系の減圧に対して多様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は、原子炉補助建屋内に設置し、復水タンクは屋外に設置することで、原子炉格納容器内の加圧器逃がし弁と位置的分散を図る設計とする。

補助給水ポンプの機能回復において、タービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルを設けることで、常設直流電源を用いた弁操作に対して多様性を持つ設計とする。

主蒸気逃がし弁の機能回復において主蒸気逃がし弁は、専用工具を用いて、空気作動に対して手動操作とすることで多様性を持つ設計とする。

加圧器逃がし弁の機能回復において加圧器逃がし弁は、電磁弁の電源を可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）から給電し、駆動用空気を窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）から供給することで、制御用空気及び常設直流電源を用いた弁操作に対して可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用)、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を用いた弁操作が多様性を持つ設計とする。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用)、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、通常時接続せず原子炉補助建屋内の常設直流電源設備及び計器用空気圧縮機と異なる区画に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

5.5.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

１次冷却系の減圧に使用する加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、蒸気発生器、主蒸気管及び復水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

アキュムレータ、アキュムレータ出口電動弁、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

タービン動補助給水ポンプは、タービン動補助給水ポンプ起動弁の操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、固縛によって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、余熱除去系の隔離に使用する余熱除去ポンプ入口弁は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車は、車輪止めによって固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

5.5.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が

喪失した場合における１次冷却系のフィードアンドブリードとして使用する加圧器逃がし弁は、設計基準事故時の１次冷却系の減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の放出流量が、炉心崩壊熱により加圧された１次冷却系を減圧するために必要な放出流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

炉心溶融時における高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱を防止するために使用する加圧器逃がし弁は、設計基準事故時の１次冷却系の減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の放出流量が、炉心溶融時に１次冷却系を減圧させるために必要な放出流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器伝熱管破損発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制するため、又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えい量を抑制するために使用する加圧器逃がし弁は、設計基準事故時の１次冷却系の減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の放出流量が、蒸気発生器伝熱管破損発生時の１次冷却材の漏えいを抑制するために必要な放出流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合における１次冷却系のフィードアンドブリードとして使用する充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクは、設計基準事故時にほう酸水を１次冷却系に注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量及びタンク容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量及びタンク容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能として使用するタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、主蒸

気逃がし弁及び蒸気発生器は、設計基準事故時の蒸気発生器２次側による１次冷却系の冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量及び蒸気流量が、炉心崩壊熱により加圧された１次冷却系を冷却することで減圧させるために必要な補助給水流量及び蒸気流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能として使用する復水タンクは、蒸気発生器への注水量に対し、淡水又は海水補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

アキュムレータは、設計基準事故時の蓄圧注入系の機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の保持圧力及び保有水が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な保持圧力及び保有水に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

１次冷却系のフィードアンドブリード継続により１次冷却系の圧力が低下し余熱除去設備が使用可能となれば、余熱除去系による冷却を開始する。余熱除去系として使用する余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、設計基準事故時の余熱除去系による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の余熱除去流量及び伝熱容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な余熱除去流量及び伝熱容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

再循環運転が使用可能となれば、非常用炉心冷却設備による高圧再循環運転を開始する。再循環運転として使用する充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、設計基準事故時の再循環運転による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量及び伝熱容量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量及び伝熱容量に対しても十分であることを

確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、供給先の加圧器逃がし弁が空気作動式であるため、重大事故等時に想定される原子炉格納容器圧力と弁全開に必要な圧力の和を設定圧力とし、配管分の加圧、弁作動回数及びリークしないことを考慮した容量に対して十分な容量を有した窒素ボンベ 4 本（Ａ系統 3 本、Ｂ系統 1 本)、可搬式空気圧縮機 2 台（Ａ系統 1 台、Ｂ系統 1 台）を使用する。保有数は窒素ボンベ 4 本（Ａ系統 3 本、Ｂ系統 1 本)、可搬式空気圧縮機 2 台（Ａ系統 1 台、Ｂ系統 1 台)、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として窒素ボンベ 2 本（Ａ系統 1 本、Ｂ系統 1 本)、可搬式空気圧縮機 1 台の合計窒素ボンベ 6 本、可搬式空気圧縮機 3 台を保管する設計とする。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、加圧器逃がし弁 2 台の作動時間を考慮した容量を有するもの 1 個を使用する。保有数は 1 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

送水車は、重大事故等時において、蒸気発生器への注水量に対し、海水を補給することにより水源を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

5.5.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である加圧器逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合に使用する窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加

圧器逃がし弁作動用）の容量の設定も含めて、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

アキュムレータ出口電動弁は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ及び余熱除去ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、これらの環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、操作は中央制御室から可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

ほう酸注入タンク及び余熱除去クーラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

主蒸気管は、重大事故等時における原子炉格納容器内及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、これらの環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、操作は中央制御室から可能な設計及び設置場所で可能な設計とする。

想定される重大事故等が発生した場合に確実に作動するように、減圧用の弁である主蒸気逃がし弁は、制御用空気が喪失した場合の手動操作も含めて、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の環境影響を受けない原

子炉補助建屋内の区画に設置し、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計及び設置場所での専用工具の操作により可能な設計とする。

蒸気発生器、アキュムレータ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、再循環運転時における保温材等のデブリの影響及び海水注水を行った場合の影響を考慮し、閉塞しない設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び復水タンクは、代替水源として淡水又は海水から選択可能であるため、海水影響を考慮した設計とする。

タービン動補助給水ポンプ起動弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

余熱除去ポンプ入口弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時に使用する設備であるため、その環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所と異なる区画から遠隔駆動機構を用いて可能な設計とする。

送水車は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。また、海水から直接取水する際の異物混入防止を考慮した設計とする。

送水車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋

外の環境条件を考慮した設計とする。

5.5.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した１次冷却系のフィードアンドブリードを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。加圧器逃がし弁及び充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側により炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場操作も可能となるように専用工具を設け、常設の足場を用いて、現場で人力により確実に操作できる設計とする。専用工具は、作業場所近傍に保管できる設計とする。

アキュムレータ出口電動弁及び余熱除去ポンプ入口弁は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び格納容器再循環サンプを使用した高圧再循環運転を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。余熱除去ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

タービン動補助給水ポンプ起動弁は、現場操作も可能となるように手動ハンドルを設け、現場で人力により確実に操作できる設計とする。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を使用した加圧器逃がし弁への代替空気供給を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作

等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の出口配管と制御用空気配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の接続口は、ボンベ取付継手による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、１次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、重大事故等が発生した場合でも、加圧器逃がし弁への給電を通常時の系統から可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給へ電源操作等により速やかに切り替えられる設計とする。また、車輪の設置により運搬、移動ができる設計とするとともに、設置場所にてストッパーレバーにより固定できる設計とする。接続は端子接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

余熱除去ポンプ入口弁は、遠隔駆動機構を用いて確実に操作できる設計とする。

送水車とタービン動補助給水ポンプとの接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

送水車、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。送水車は付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁は中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

送水車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

5.5.3 主要設備及び仕様

原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備の主要設備及び仕様は第 5.5.1 表及び第 5.5.2 表のとおり。

5.5.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

１次冷却系の減圧に使用する系統（加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁）は、多重性のある通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

１次冷却系の減圧に使用する系統（充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンク）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、充てん／高圧注入ポンプは、分解が可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクは、ほう酸濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器、復水タンク、タービン動補助給水ポンプ起動弁）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ起動弁は、分解が可能な設計とする。

蒸気発生器及び復水タンクは、内部確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器は、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（主蒸気逃がし弁及び主蒸気管）は、多重性のある通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、主蒸気逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

その他、重大事故等時に使用する系統（アキュムレータ及びアキュムレータ出口電動弁）は、試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

アキュムレータは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

アキュムレータ出口電動弁は、分解が可能な設計とする。

その他、重大事故等時に使用する系統（余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラ）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、余熱除去ポンプは、分解が可能な設計とする。

余熱除去クーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

その他、重大事故等時に使用する格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、外観の確認が可能な設計とする。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、加圧器逃がし弁駆動用空気配管への空気供給により、弁の開閉試験が可能な設計とする。窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は規定圧力が確認できる設計とする。

また、外観の確認が可能な設計とする。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、電磁弁を駆動可能なように、加圧器逃がし弁用電磁弁へ電源供給ができる設計とする。また、電圧測定が可能な系統設計とする。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、余熱除去系の隔離に使用する余熱除去ポンプ入口弁は、遠隔駆動装置による開閉確認が可能な設計とする。また、分解が可能な設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（送水車）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統

設計とする。

送水車は分解が可能な設計とする。また、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。さらに、外観の確認が可能な設計とする。

5.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

5.6.1 概要

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備の概略系統図を第 5.6.1 図から第 5.6.16 図に示す。

5.6.2 設計方針

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時における原子炉の冷却

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧時に原子炉を冷却するための設備のうち、原子炉を冷却し、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（代替炉心注水、代替再循環運転、炉心注水及び蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。また、炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備（代替炉心注水）を設ける。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転又はＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転で格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替炉心注水）として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ

・燃料取替用水タンク

Ａ内部スプレクーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、Ａ、Ｂ内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転又はＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転で格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により炉心注水機能が喪失した場合、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転又はＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転で格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合、運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した可搬型重大事故防止設備（代替炉心注水）として、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用)、送水車、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶を使用する。

送水車を使用した海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においても可搬式代替低圧注水ポンプは駆動源を電源車（可

搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電できる設計とする。電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・可搬式代替低圧注水ポンプ
・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・送水車
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の故障等により余熱除去設備の再循環運転による炉心冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（代替再循環運転）として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンを使用する。

格納容器再循環サンプを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、Ａ内部スプレクーラ及び格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して代替再循環運転できる設計とする。格納容器再循環サンプ

スクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ

・格納容器再循環サンプ

・格納容器再循環サンプスクリーン

・Ａ内部スプレクーラ

・Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転又はＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転で格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水）として、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

ほう酸注入タンクは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備と

しての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる再循環運転又はＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転で格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合並びに運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故防止設備（炉心注水）として、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

・復水タンク

抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の常設重大事故防止設備（代替炉心注水）として、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水

タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（低圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続

することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプは、代替補機冷却を用いることで低圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｂ余熱除去ポンプ
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・格納容器再循環サンプ
・格納容器再循環サンプスクリーン
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

Ｂ余熱除去クーラ及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

運転中の１次冷却材喪失事象時において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合並びに運転停止中において全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設

備（高圧代替再循環運転）として、Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで原子炉補機冷却系に海水を直接供給し、代替補機冷却ができる設計とする。格納容器再循環サンプを水源とするＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替補機冷却を用いることで高圧代替再循環運転ができ、原子炉格納容器内の冷却とあわせて原子炉を冷却できる設計とする。格納容器再循環サンプスクリーンは、非常用炉心冷却設備及び内部スプレポンプの有効吸込水頭を確保できる設計とする。Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｂ余熱除去ポンプ
・Ｂ充てん／高圧注入ポンプ
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・格納容器再循環サンプ
・格納容器再循環サンプスクリーン
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

Ｂ余熱除去クーラ、ほう酸注入タンク及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。空

冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

運転中及び運転停止中において、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに運転中及び運転停止中において全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用する。

復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水し、主蒸気逃がし弁を開操作することで蒸気発生器２次側による炉心冷却ができる設計とする。電動補助給水ポンプは、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて人力による弁の操作ができる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・電動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ
・復水タンク
・主蒸気逃がし弁
・蒸気発生器
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、電動補助給水ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

運転停止中において余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラの故障等により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合並びに全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（炉心注水及び代替炉心注水）として、アキュムレータを使用する。

アキュムレータは、原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・アキュムレータ

蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び1次冷却材管については、「5.1 1次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

(2) 炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合における原子炉容器内の残存溶融デブリの冷却

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合において、原子炉容器に残存溶融デブリが存在する場合、原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ）により残存溶融デブリを冷却し、原子炉格納容器の破損を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計と

する。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・内部スプレポンプ

・燃料取替用水タンク

内部スプレクーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ

・燃料取替用水タンク

・復水タンク

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水できる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

・送水車

・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

(3) 炉心の著しい損傷が発生した場合における溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延及び防止

原子炉の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止することで、原子炉格納容器の破損を防止する設備として以下の重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、安全注入系により原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

ほう酸注入タンクは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

・復水タンク

抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（炉心注水）として、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプは、原子炉に注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・余熱除去ポンプ

・燃料取替用水タンク

余熱除去クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、余熱除去ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸

気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1　１次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ

・燃料取替用水タンク

Ａ内部スプレクーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、Ａ、Ｂ内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1　１次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系と余熱除去系間の連絡ラインを介して原子炉へ注水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、空冷式非常用発電装置より、代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ

・燃料取替用水タンク

・復水タンク

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替炉心注水）として、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とするＣ充てん／高圧注入ポンプは、自己冷却ラインを用いることにより運転でき、化学体積制御系により原子炉へ注水できる設計とする。Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備として

の設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

5.6.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプにより炉心注水できることで、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に対して多重性を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプは原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプと異なる区画に設置し、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に対して、多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替

低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプと、屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプの接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、複数箇所設置する設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）を使用した代替再循環運転は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）により再循環運転できることで、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）による再循環運転に対して多重性を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、Ａ内部スプレクーラ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）は原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）と異なる区画に設置し、位置的分散を図る設計と

する。

充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した炉心注水は、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転に対して異なる水源を持つ設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは屋外に設置することで、原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと位置的分散を図る設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した代替炉心注水は、燃料取替用水タンクを水源とすることで格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転に対して異なる水源を持つ設計とする。

燃料取替用水タンクは屋外に設置することで、原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した代替炉心注水は、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転並びにＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転に対して異なる水源を持つ設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは屋外に設置することで、原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車を使用した代替炉心注水は、送水車により海水を水源とすることで、格納容器再循環サンプスクリ

ーン及び格納容器再循環サンプを水源とする余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプを使用した再循環運転、Ａ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替再循環運転、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水及び燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子炉格納容器内の格納容器再循環サンプスクリーン及び格納容器再循環サンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気管及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却は、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気管及び主蒸気逃がし弁は、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した炉心注水は、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持つ設計とする。

充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

アキュムレータを使用した炉心注水及び代替炉心注水は、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持つ設計とする。

アキュムレータは、原子炉格納容器内に設置することで、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び１次系冷却水ポンプ並びに屋外の海水ポンプと、位置的分散を図る設計とする。

また、アキュムレータを使用した炉心注水及び代替炉心注水は、燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプを使用した炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した代替炉心注水は、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプは原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水は、可搬式代替低圧注水ポンプを専用の発電機である空冷式の電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）から給電することにより、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、送水車により海水を水源とすることで、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする充てん／高圧注入ポンプを使用した炉心注水、燃料取替用水タンクを水源とするＡ、Ｂ内部スプレポンプを使用した代替炉心注水並びに燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水に対して異なる水源を持つ設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンク並びに原子

炉補助建屋内の余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプ並びに原子炉格納容器内のアキュムレータと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラを使用した代替再循環運転は、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを使用した余熱除去機能に対して多重性を持つ設計とする。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラは原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラと異なる区画に設置し、位置的分散を図る設計とする。

代替炉心注水時において恒設代替低圧注水ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替炉心注水時においてＣ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、自己冷却でき、かつ安全注入ラインを介さず充てんラインを用いて原子炉に注水できることで、余熱除去ポンプを使用した炉心注水に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、Ｃ充てん／高圧注入ポンプの自己冷却は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口配管から分岐した自己冷却ラインによりＣ充てん／高圧注入ポンプを冷却できることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持つ設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置することで、１次系冷却水ポンプ及び屋外の海水ポンプと位置的分散を図る設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替炉心注水時の電源に使用する電源車（可搬式代替低圧注水ポン

プ用）は、専用の電源として可搬式代替低圧注水ポンプに給電でき、発電機を空冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機及び空冷式非常用発電装置を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、屋外の空冷式非常用発電装置並びに原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

低圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプへの代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

大容量ポンプは、屋外の海水ポンプ及び原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

高圧代替再循環運転時においてＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の余熱除去ポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置することで、１次系冷却水ポンプ及び屋外の海水ポンプと位置的分散を図る設計とする。

また、大容量ポンプを使用するＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用する

補機冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

大容量ポンプは、屋外の海水ポンプ及び原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用するタービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁の駆動源は、タービン動補助給水ポンプは常設直流電源系によりタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することで蒸気を駆動源とし、電動補助給水ポンプは駆動源を空冷式非常用発電装置から給電でき、主蒸気逃がし弁は専用工具を設け、手動操作とすることにより、ディーゼル発電機を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

送水車の接続箇所は、共通要因によって接続できなくなることを防止するため、2 箇所設置する。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管及び可搬式代替低圧注水ポンプを使用した代替炉心注水配管は、水源から安全注入配管との合流点までの系統について、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプを使用した代替炉心注水配管は、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ出口の安全注入配管と充てん配管との分岐点からの充てんラインについて、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の多様性及び位置的分散によって、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して、

重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

5.6.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

代替炉心注水に使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク、Ａ内部スプレクーラ、復水タンク、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ及び抽出水再生クーラは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンク及び化学体積制御系と原子炉補機冷却系をディスタンスピースで分離する設計とする。

代替炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替格納容器スプレイを行う系統構成から代替炉心注水を行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に悪影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替炉心注水に使用する可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

代替再循環運転に使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、Ａ内部スプレクーラ、Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）、Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ、ほう酸注

入タンク及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

代替再循環運転に使用する大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプは、アウトリガーによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また送水車及び大容量ポンプは、車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

炉心注水に使用する充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、ほう酸注入タンク、抽出水再生クーラ、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラ並びに炉心注水及び代替炉心注水に使用するアキュムレータは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気逃がし弁、主蒸気管及び蒸気発生器は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器スプレイに使用する内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク及び内部スプレクーラは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、残存溶融デブリ冷却のための代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器

スプレイを行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に悪影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

5.6.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合における代替炉心注水として使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプは、設計基準事故時の格納容器スプレイ注水機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のスプレイ流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

余熱除去設備の再循環運転による炉心冷却機能が喪失した場合における代替再循環運転として使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ内部スプレクーラは、設計基準事故時の格納容器スプレイ再循環運転と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のスプレイ流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉格納容器水張り（格納容器スプレイ）により残存溶融デブリを冷却するために使用する内部スプレポンプは、設計基準事故時の格納容器スプレイ注水機能と兼用しており、設計基準事故時に使用するスプレイ流量が、炉心が溶融した場合の残存溶融デブリを冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉格納容器の破損を防止するための代替炉心注水として使用するＡ、Ｂ内部スプレポンプは、設計基準事故時の格納容器スプレイ注水機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のスプレイ流量が、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

代替炉心注水及び炉心注水として使用する燃料取替用水タンクは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備の水源と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のタンク容量が、崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要なタンク容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

格納容器スプレイ注水及び代替格納容器スプレイとして使用する燃料取替用水タンクは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備の水源と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のタンク容量が、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要なタンク容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプの故障等により炉心注水機能が喪失した場合における代替炉心注水として使用する恒設代替低圧注水ポンプは、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

残存溶融デブリを冷却するために代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプは、炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に原子炉容器の残存溶融デブリを冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

残存溶融デブリを冷却するために代替格納容器スプレイとして使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に原子炉容器の残存溶融デブリを冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

原子炉格納容器の破損を防止するために代替炉心注水として使用する恒設代替低圧注水ポンプは、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な炉心注水流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

代替炉心注水として使用する復水タンクは、炉心注水のための注水量に対し、可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に切り替えるまでの間、十分な容量を有する設計とする。

代替格納容器スプレイとして使用する復水タンクは、格納容器注水のための注水量に対し、海水を補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

蒸気発生器２次側での炉心冷却として使用する復水タンクは、蒸気発生器への注水量に対し、海水を補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプは、重大事故等時において、代替炉心注水として炉心冷却に必要な流量を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、可搬式代替低圧注水ポンプを駆動するために必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

送水車は、重大事故等時において、原子炉への注水量及び復水タンクへの補給量に対し、海水を補給することにより水源を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

代替再循環運転として使用する格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、設計基準事故時の水源として原子炉格納容器内に溜まった水を各ポンプへ供給する槽及びろ過装置としての機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の容量等の仕様が、再循環運転時の水源として、必要な容量等の仕様に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉を冷却するための炉心注水として使用する充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の高圧注入系としてほう酸水を１次冷却系に注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉を冷却するための炉心注水として使用する充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の化学体積制御系としてほう酸水を１次冷却系に注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉を冷却するための炉心注水及び代替炉心注水として使用するアキュムレータは、設計基準事故時のほう酸水を１次冷却系に注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の高圧代替再循環運転として使用するＢ充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備として原子炉格納容器に溜まった水を１次冷却系に注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているた

め、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉格納容器の破損を防止するための炉心注水として使用する充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の高圧注入系としてほう酸水を１次冷却系に注水する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉格納容器の破損を防止するための炉心注水として使用する充てん／高圧注入ポンプは、設計基準事故時の化学体積制御系としてほう酸水を１次冷却系に注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の低圧代替再循環運転として使用するＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備として原子炉格納容器に溜まった水を１次冷却系に注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉格納容器の破損を防止するための炉心注水として使用する余熱除去ポンプは、設計基準事故時の低圧注入系として１次冷却系にほう酸水を注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加圧された原子炉格納容器の破損を防止するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

大容量ポンプは、重大事故等時において代替補機冷却として使用し、必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用とし

て１台の合計３台を分散して保管する設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却として使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び蒸気発生器は、設計基準事故時の蒸気発生器２次側による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量及び蒸気流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な補助給水流量及び蒸気流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

5.6.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

内部スプレポンプ及び余熱除去ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

復水タンク及び燃料取替用水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

内部スプレクーラ、ほう酸注入タンク及び余熱除去クーラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び大容量ポンプは、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。また、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

送水車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、操作が設置場所で可能と

なるように放射線量の低い場所を選定して設置する。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車は、水源として海水を使用するため、海水影響を考慮した設計とする。

アキュムレータ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、抽出水再生クーラ及び蒸気発生器は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、再循環運転時における保温材等のデブリの影響及び海水注水を行った場合の影響を考慮し、閉塞しない設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、これらの環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、操作は中央制御室で可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、復水タンク、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び蒸気発生器は、水源として海水を使用するため、海水影響を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する設計とする。

主蒸気管は、重大事故等時における原子炉格納容器内及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

主蒸気逃がし弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時及

び蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時に使用する設備であるため、インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の環境影響を受けない原子炉補助建屋内の区画に設置し、蒸気発生器伝熱管破損＋破損蒸気発生器隔離失敗時の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計及び設置場所での専用工具の操作により可能な設計とする。

5.6.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した代替炉心注水を行う系統、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ、格納容器再循環サンプ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）を使用した代替再循環運転を行う系統並びに内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用した残存溶融デブリを冷却するために格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。Ａ、Ｂ内部スプレポンプ及びＡ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した代替炉心注水を行う系統並びに恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した残存溶融デブリを冷却するために代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、重大事故等時の代替格納容器スプレイを行う系統構成から代替炉心注水を行う系統構成への切替え並びに代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えについても、電動弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した、残存溶融デブリを冷却するために代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

送水車と復水タンクとの接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプは、車両等により運搬、移動ができる設計とするとともに、可搬式代替低圧注水ポンプは、設置場所にてアウトリガーの設置等により固定できる設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車及び大容量ポンプは車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプ及び送水車を使用した代替炉心注水を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。

可搬式代替低圧注水ポンプの接続口との接続はボルト締めフランジ接続とし、一般的に使用される工具を用いて、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した炉心注水を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

アキュムレータを使用した炉心注水及び代替炉心注水を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速や

かに切り替えられる設計とする。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプの自己冷却ラインは、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

代替補機冷却によるＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプを使用した代替再循環運転を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。代替補機冷却への切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

代替補機冷却に使用する大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側により炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。また、主蒸気逃がし弁は現場操作も可能となるように専用工具を設け、常設の足場を用いて現場で人力により確実に操作できる設計とする。専用工具は、作業場所近傍に保管できる設計とする。

余熱除去ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

残存溶融デブリを冷却するために格納容器スプレイを行う内部スプレポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

5.6.3 主要設備及び仕様

原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備の主要設備及び仕様は第 5.6.1 表及び第 5.6.2 表のとおり。

5.6.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作及び試験・検査性」に示す。

代替炉心注水に使用する系統（A、B内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク、A内部スプレクーラ、充てん／高圧注入ポンプ及び抽出水再生クーラ）は多重性のある試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

燃料取替用水タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。

また、燃料取替用水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

内部スプレクーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

また、内部スプレポンプ及び充てん／高圧注入ポンプは、分解が可能な設計とする。

抽出水再生クーラは、機能・性能の確認ができる設計とする。また、構造については、応力腐食割れ対策、伝熱管の磨耗対策により健全性が確保でき、開放が不要な設計であることから、外観の確認が可能な設計とする。

代替炉心注水に使用する系統（恒設代替低圧注水ポンプ及び復水タンク）は、試験系統を用いて機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの

確認が可能な系統設計とする。

また、恒設代替低圧注水ポンプは、分解が可能な設計とする。

復水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

代替炉心注水に使用する系統（可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えい確認が可能な設計とする。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、可搬式代替低圧注水ポンプ１台を駆動できることの確認が可能な設計とする。

また、可搬式代替低圧注水ポンプ、送水車及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、分解が可能な設計とする。さらに、送水車及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

代替再循環運転に使用する系統（Ｂ余熱除去ポンプ、Ｂ余熱除去クーラ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びほう酸注入タンク）は、格納容器再循環サンプを含まない循環ラインを用いた試験系統により機能・性能確認及び漏えい確認が可能な系統設計とする。

アキュムレータによる炉心注水系統は、試験系統により機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

アキュムレータは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

ほう酸注入タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

余熱除去ポンプは、分解が可能な設計とする。

余熱除去クーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、外観の確認が可能な設計とする。

Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）は、分解

が可能な設計とする。

代替再循環運転に使用する系統（Ａ１、Ａ２海水ストレーナ）は、独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系とを個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

また、Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

代替再循環運転に使用する系統（大容量ポンプ）は、試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び蒸気発生器）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプは、分解が可能な設計とする。

蒸気発生器は、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（主蒸気逃がし弁及び主蒸気管）は、通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、主蒸気逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

残存溶融デブリを冷却するために格納容器スプレイに使用する系統（内部スプレポンプ及び内部スプレクーラ）は独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

残存溶融デブリを冷却するために代替格納容器スプレイに使用する

系統（原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車）は、運転中に試験系統を用いて独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。また、原子炉下部キャビティ注水ポンプは、分解が可能な設計とする。

5.7 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

「4.5 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」に記載する。

5.8 化学・体積制御設備

化学・体積制御設備には、次の各種の機能を持たせる。

(1) １次冷却設備中の１次冷却材保有量を適正に保持する。

(2) 反応度制御のため、１次冷却材中のほう素（中性子吸収材）の濃度を調整する。

(3) １次冷却材中の核分裂生成物、腐食生成物などの不純物を除去し、１次冷却材の純度を適正に保つ。

(4) １次冷却設備の腐食を防止するため、1 次冷却材中に腐食抑制剤を添加し、その濃度を適正に保つ。

(5) １次冷却材ポンプの軸封水を供給する。

(6) １次冷却回路への水張り及び水圧テストに使用する。

化学・体積制御設備の系統構成は、第 5.8.1 図に示すとおりで、発電所の運転中１次冷却材の一部を１次冷却回路の低温側から抽出し、充てん管路を経て低温側にもどす。１次冷却回路との接続部には、その近傍に隔離弁を設け、充てん管路には隔離弁のほかに逆止弁も設ける。この設備の１次冷却材及びほう酸水にふれる部分は、耐食性の材料を使用する。

１次冷却回路から抽出した１次冷却材は、再生クーラ及び非再生クーラで減温し、抽出水オリフィス及び抽出水圧力制御弁で減圧して１次冷却材浄化イオン交換器に送る。ここで１次冷却材中のイオン状不純物を除去し、フィルタを通してスプレ・ノズルから体積制御タンク中に噴出する。体積制御タンクの気相部には水素ガスを封入し、その一部が１次冷却材中に溶解する。また、液相から分離した分裂生成ガスは、体積制御タンクから放射性廃棄物廃棄施設へベントし除去する。

充てん／高圧注入ポンプは、体積制御タンクからの１次冷却材を１次冷却回路の圧力以上に加圧し、再生クーラを通して１次冷却回路にもどす。充てん／高圧注入ポンプを出た１次冷却材の一部を１次冷却材ポンプに送り、軸封及び軸受の冷却を行う。封水の一部は１次冷却回路に入るが、残りは漏えい水となり、封水クーラで冷却されて充てん／高圧注入ポンプ吸込側にもどる。

正規の抽出水の経路を閉じて１次冷却材ポンプの軸封を保つ場合には、

軸封部を通って１次冷却回路に入った分の水量を、１次冷却回路から余剰抽出水管路で抽出し、余剰抽出水クーラを通して充てん／高圧注入ポンプ吸込側にもどす。

１次冷却材中のほう素濃度の制御を行う際、ほう素濃度を低下させるときは、体積制御タンクの前から１次冷却材をホールドアップタンクへ排出し、補給水管路から純水を供給する。通常運転中にほう素濃度を高くする場合は、ほう酸タンクから高濃度ほう酸水を補給水管路へ供給するが、非常停止時に高濃度ほう酸水を直接充てん／高圧注入ポンプ入口側へ供給することができる管路も設ける。ほう酸タンクから充てん管路までの配管及びほう酸タンクは、常時加熱できるようにしてほう酸の析出を防止する。炉心寿命末期頃に１次冷却材中のほう素濃度を低下させる時は、上記の「フィード・アンド・ブリード」法よりイオン交換法によるほう素除去がより経済的であるので、抽出水を脱ほう素イオン交換器に通してほう素除去を行う。

１次冷却設備中の１次冷却材保有量は、体積制御タンクの水位制御により適正に保持する。１次冷却設備への１次冷却材の補給は、純水とほう酸水を１次冷却材中のほう素濃度と等しくなる割合で供給することにより行う。

１次冷却材の化学的性質の制御として、水酸化リチウムを薬品タンクから充てん／高圧注入ポンプ吸込側に注入して pH 調整を行い、ヒドラジンの注入又は体積制御タンクへの水素圧入により溶存酸素量を調整する。

設備の設計仕様の概要は、次のとおりである。

再生クーラ

型　　式	横置３胴Ｕ字管形
台　　数	1
伝熱容量	約 2.1×10^{6}kcal/h

非再生クーラ

型　　式	横置Ｕ字管形
台　　数	1
伝熱容量	約 4.1×10^{6}kcal/h

体積制御タンク

台　　数　　1

容　　量　　約 8.5m^3

充てん／高圧注入ポンプ

型　　式　　うずまき型

台　　数　　3

容　　量　　約 34m^3/h/台

揚　　程　　約 1,770m

ほう酸タンク

台　　数　　2

容　　量　　約 30m^3/基

5.9 原子炉補機冷却設備

5.9.1 原子炉補機冷却水設備

この設備は、冷却される原子炉補機と冷却海水との間の熱媒体として働く中間冷却系で、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、冷却される原子炉補機及び 2 系統の母管から分岐した配管からなり、これらの 2 系統は、１次系冷却水クーラ及びポンプを含め必要な場合には互いに分離し得る閉回路を構成し、放射性物質の漏入を監視するための放射線モニタを設置する。

冷却水には純水を使用し、各原子炉補機より熱を除去した後、１次系冷却水ポンプによって１次系冷却水クーラに至り、ここで海水と熱交換を行なって再び原子炉補機にもどる。この設備によって冷却されるのは、余熱除去クーラ、非再生クーラ、サンプルクーラ、使用済燃料ピットクーラ、封水クーラ、余剰抽出水クーラ及び冷却材ポンプである。また、１次系冷却水ポンプは非常用母線より給電し、かつ、非常用電源の単一故障時においても安全上必要な原子炉補機への冷却水を確保し得るよう設計する。

さらに原子炉補機冷却水設備は、基準津波、溢水及び外部人為事象により安全性を損なわないよう設計する。

この系統は、第 5.2.1 図のとおりである。

主要機器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

１次系冷却水クーラ

型　　式	横置直管式
基　　数	3
伝 熱 容 量	約 10MW（1 基当たり）
最高使用圧力	
管　　側	0.7MPa〔gage〕
胴　　側	0.98MPa〔gage〕
最高使用温度	
管　　側	40℃
胴　　側	95℃

材　　料

管　側　　アルミブラス

胴　側　　炭素鋼

1次系冷却水ポンプ

型　　式	うず巻式
台　　数	4
容　　量	約 1,150m³/h（1 台当たり）
揚　　程	約 60m
最高使用圧力	0.98MPa〔gage〕
最高使用温度	95℃
本体材料	炭素鋼

1次系冷却水タンク

型　　式	横置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 8m³
通常水容量	約 4m³
最高使用圧力	0.34MPa〔gage〕
最高使用温度	95℃
本体材料	炭素鋼

5.9.2 原子炉補機冷却海水設備

この設備は、原子炉補機冷却水設備を冷却するもので、海水ポンプで海水を1次系冷却水クーラに送り原子炉補機冷却水を冷却する。また、配管は 2 系統の母管から分岐し、これらの 2 系統は、海水ポンプを含め必要な場合には互いに分離し得る構成とする。

交流電源喪失時には、非常用電源から海水ポンプに電力を供給し、かつ、非常用電源の単一故障時においても、この設備の運転を継続して原子炉系統施設の冷却及び安全を確保する。

また、基準津波、溢水及び外部人為事象により安全性を損なわないよう設計する。

系統構成は、第 5.9.1 図のとおりとする。

系統機器の仕様は、下記のとおりとする。

海水ポンプ

型	式	斜流式
台	数	4
容	量	約 3,200m^3/h（1 台当たり）
揚	程	約 30m

5.10 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

5.10.1 概要

設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備の概略系統図を第5.10.1図から第5.10.3図に示す。

5.10.2 設計方針

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備のうち、最終的な熱の逃がし場へ熱を輸送するための設備として以下の重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）及び重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却）を設ける。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故防止設備（蒸気発生器２次側による炉心冷却）として、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用する。

復水タンクを水源とした電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器へ注水できる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場で人力による操作ができることで、蒸気発生器２次側での除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができる設計とする。全交流動力電源喪失時においても電動補助給水ポンプは代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・電動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ
・復水タンク

・主蒸気逃がし弁
・蒸気発生器
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、電動補助給水ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における１次冷却材喪失事象時を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用)、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（B ヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格

納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替補機冷却）として、大容量ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー

配管又は原子炉補機冷却系供給管（B ヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプの原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・Ｂ充てん／高圧注入ポンプ
・Ｂ余熱除去ポンプ
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

5.10.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却は、タービン動補助給水ポンプを蒸気駆動とし、電動補助給水ポンプの電源を設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電でき、さらに主蒸気逃がし弁は専用工具を設け、手動操作とすることにより、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した最終ヒートシンクへの熱の輸送に対して、多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する補助給水系及び主蒸気系は、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した系統に対して多様性を持つ設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁は原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置し、復水タンクは屋外の海水ポンプと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

機器の多様性及び系統の独立並びに位置的分散によって、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

大容量ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した最終ヒートシンクへの熱の輸送に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

大容量ポンプは、屋外の海水ポンプ及び原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプを使用した代替補機冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで、１次系冷却水ポンプを使用した最終ヒートシンクへの熱の輸送に対して多様性を持った駆動源により駆

動できる設計とする。

大容量ポンプは、屋外の海水ポンプ及び原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に複数箇所設置する設計とする。

格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却に使用する大容量ポンプの駆動源は、水冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機を使用した電源に対して多様性を持つ設計とする。

大容量ポンプ、可搬型ホース等は、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。

Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと異なる区画に設置することで、１次系冷却水ポンプ及び屋外の海水ポンプと位置的分散を図る設計とする。

5.10.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気逃がし弁、主蒸気管及び蒸気発生器は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット及びＡ１、Ａ２海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の

系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却に使用する大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプにより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

代替補機冷却に使用するＡ１、Ａ２海水ストレーナ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

5.10.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における蒸気発生器２次側での炉心冷却として使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び蒸気発生器は、設計基準事故時の蒸気発生器２次側による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量及び蒸気流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な補助給水流量及び蒸気流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における蒸気発生器２次側での炉心冷却として使用する復水タンクは、蒸気発生器への注水量に対し、淡水又は海水を補給するまでの間、水源を確保できる十分な容量を有する設計とする。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合における１次冷却材喪失事象時における格納容器内自然対流冷却として使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニットは、重大事故等時に崩壊熱による原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇に対して、格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水させることで、自然対流冷却の圧力損失を考慮しても原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる容量を有する設計とする。

海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合並びに全交流動力電源が喪失した場合に、代替補機冷却として原子炉補機冷却系へ海水を直接供給するＢ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備として原子炉格納容器に溜まった水を１次冷却系に注水する設備と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注水流量が、炉心崩壊熱により加熱された１次冷却系を冷却するために必要な注水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

大容量ポンプは、重大事故等時において格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却として同時に使用した場合に必要な容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は、２セット２台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として１台の合計３台を分散して保管する設計とする。

5.10.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

復水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した

設計とする。

主蒸気逃がし弁は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で専用工具を用いて可能な設計とする。

主蒸気管は、重大事故等時における原子炉格納容器内及び原子炉補助建屋内の環境を考慮した設計とする。

蒸気発生器は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、代替水源として淡水又は海水から選択可能であるため、海水影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプは、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。また、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とし、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する設計とする。

5.10.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び主蒸気逃がし弁を使用した蒸気発生器２次側により炉心冷却する系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作

等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、主蒸気逃がし弁は、現場操作も可能となるように専用工具を設け、常設の足場を用いて、現場で人力により確実に操作できる設計とする。専用工具は、作業場所近傍に保管できる設計とする。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニット及び大容量ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却を行う系統並びに大容量ポンプを使用したＢ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプへの代替補機冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

大容量ポンプは、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

5.10.3 主要設備及び仕様

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備の主要設備及び仕様を第 5.10.1 表及び第 5.10.2 表に示す。

5.10.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、分解が可能な設計とする。

復水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器は、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する系統（主蒸気逃がし弁及び主蒸気管）は、通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、主蒸気逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

格納容器内自然対流冷却又は代替補機冷却に使用する系統（Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、Ａ１、Ａ２海水ストレーナ、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプ）は、独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系とを個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

また、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。また、差圧確認が可能な系統設計とする。

Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプは、分解が可能な設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。

また、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

格納容器内自然対流冷却及び代替補機冷却に使用する系統（大容量ポンプ）は、試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする

5.11 蒸気タービン及び附属設備

5.11.1 概要

この施設は、主蒸気系統、タービン、復水設備、復水・給水設備及びその他必要な設備からなり、系統構成は、第 5.11.1 図のとおりである。

蒸気発生器で発生した蒸気は、主蒸気管により主蒸気ヘッダを経て高圧タービンに至る。高圧タービンを出た蒸気は、湿分分離加熱器を経て低圧タービンに入る。低圧タービンの排気は、復水器に流入し復水となり、復水ポンプによって低圧給水ヒータ群を経て脱気器に送られる。脱気器の給水は、主給水ポンプで加圧し、高圧給水ヒータを経て蒸気発生器へ供給される。各給水ヒータへの抽気は、高圧タービンからは脱気器と高圧給水ヒータへ、低圧タービンからは低圧給水ヒータへ抽気する。

タービンの負荷が急減したときに原子炉余剰発生熱を除去するために、蒸気を復水器へダンプするタービンバイパス弁と主蒸気逃がし弁を設ける。タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、原子炉の起動及び停止時の原子炉発生熱を除去するときにも使用する。

主給水管破断事故時等のときに蒸気発生器へ給水を送るために、タービン動補助給水ポンプと電動補助給水ポンプを設ける。その水源は、復水タンクと２次系純水タンクの保有水を使用する。電動補助給水ポンプの電源は、非常用電源設備から受電する。

復水器真空ポンプの排気及び蒸気発生器２次側ブローダウンは、放射線モニターで監視する。復水器真空ポンプの排気は、警報動作時出入管理室排気フィルタユニットを経由して補助建屋排気筒から放出する。一方、蒸気発生器の２次側ブローダウンは、警報動作時自動隔離される。

主要機器の設計仕様の概要は、次のとおりである。

タ ー ビ ン

型　　式	串型 4 車室 6 分流排気再熱再生式
台　　数	1

出　　力	約 826,000kW（発電機端）
回 転 数	約 1,800rpm
主蒸気止め弁前蒸気圧力	約 59kg/cm^{2}G
主蒸気止め弁前蒸気温度	約 274℃
復水器真空度	約 722mm/Hg
復　水　器	
形　　式	ラジアルフロー単流式
台　　数	3
冷却面積	約 74,160m^2（3 台分）
冷 却 水	海水
冷却水量	約 182,000m^3/h（3 台分）
設計温度	22℃
給水加熱器	
型　　式	横置Uチューブ形
台　　数（段数×系列数）	
低圧給水加熱器	12（4 段×3 系列）
高圧給水加熱器	2（1 段×2 系列）
最終給水温度	約 220℃
脱　気　器	
型　　式	スプレ・トレイ式
台　　数	2
ストレージタンク容量	約 350m^3
溶存酸素	0.005cc/ℓ以下
主給水ポンプ	
形　　式	ダブルボリュート遠心式
台　　数	3
容　　量	約 2,700t/h/台
揚　　程	約 710m
電 動 機	約 3,400kW×2/台

5.11.2 設計方針

蒸気タービン及び附属設備は、１次冷却材と隔離したものであり、さらに、この施設は原子炉施設の安全が確保できるよう、また、放射線防護対策を考慮して次のように設計する。

(1) 主蒸気系統

この系統は第 5.11.1 図に示すとおりで、蒸気発生器からの主蒸気管は、原子炉格納容器を貫通し主蒸気ヘッダに至り、ヘッダから蒸気タービンへの主蒸気管、湿分分離加熱器、復水器等への蒸気管を分岐する。原子炉格納容器外部でヘッダに至る前に主蒸気安全弁、主蒸気逃がし弁、主蒸気止弁及び主蒸気逆止弁を設ける。

なお、主蒸気止弁の閉止機能の信頼性向上を図るため、閉弁操作後現場で同弁を増締めし閉止することができるようにする。

主蒸気ヘッダからは、湿分分離加熱器、タービングランドシール、脱気器及びスチームコンバータの蒸気供給配管を分岐する。

主蒸気管破断事故時に、主蒸気系統を隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、各主蒸気管のヘッダの上流に、主蒸気止弁及び逆止弁を各々1 個ずつ直列に設ける。

隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により作動する。

復水器ダンプ蒸気は、減圧して復水器へダンプする。

タービン発電機負荷の急減時には、タービンバイパス弁が自動的に開き余剰の蒸気を復水器へダンプし、原子炉系統の急激な変化をさける。タービンバイパス弁の容量は、全負荷時蒸気量の約 40%とする。このタービンバイパス制御系は、原子炉停止時の余熱を除去するときにも使用する。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の作動により、過圧を防止するとともに、１次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気止弁の上流に各々1 個設け、定格主蒸気流量の約 10%を処理できる。この主蒸気逃がし弁は、各系統ごとに制御し、中央制御盤からも手動操作が可能であるが、通常

は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定値以上になると全開となる。タービンバイパス系が使用不能の場合でも、主蒸気逃がし弁の動作で原子炉を高温停止状態に維持でき、さらに、その状態から低温停止することができる。主蒸気逃がし弁に異常が生じた場合、この逃がし弁を隔離できるよう主蒸気逃がし弁元弁を設ける。

主蒸気系統を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気止弁の上流にそれぞれ 7 個、合計 21 個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

2 本の主蒸気管の主蒸気止弁の上流には、タービン動補助給水ポンプ駆動用の蒸気分岐管を接続する。2 本の分岐管は、逆止弁を経て合流し、タービン動補助給水ポンプに至るので、一方の蒸気発生器の蒸気が使用できないときでも、他の一方からの蒸気が確保できる。

主蒸気管

管内径	約 700mm
管厚	約 33mm
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
材料	炭素鋼

主蒸気安全弁

型式	ばね式
個数	21
口径	5B
容量	約 240t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

主蒸気逃がし弁

型式	空気作動式
個数	3
口径	6B

容　　量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

主蒸気止弁

型　　式	空気作動型スイングディスク式
個　　数	3
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

主蒸気逆止弁

型　　式	スウィングディスク式
個　　数	3
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

タービンバイパス弁

型　　式	空気作動式
個　　数	8
口　　径	8B
容　　量	約 250t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa［gage］
最高使用温度	291℃
本体材料	低炭素鋼

(2) 復水器真空ポンプ排気系統

復水器内の空気及び非凝縮性気体は、復水器真空ポンプで抽出し排気筒へ導く。途中の排気ラインには、放射線モニタを設け、もし蒸気発生器で１次冷却材の２次側への漏えいがあるときに、抽出排気に出てくる放射性非凝縮性気体を検出できるようにする。

(3) 蒸気発生器ブローダウン系統

蒸気発生器内の２次側（胴側）の固形物濃度を調整するため、連続的にブローダウンタンクへブローする。ブローされたドレンは放射線モニタで監視し、ブローダウンタンクのドレンを放射性廃棄物廃棄施設に送ることもできるようにする。

(4) 補助給水ポンプ

主給水管破断事故時等に、主給水ポンプに代って蒸気発生器の給水を確保し、原子炉の余熱を除去するために補助給水ポンプとしてタービン駆動及び電動機駆動のものを設置する。

このポンプの吸込側は復水タンク及び２次系純水タンクに連絡し、吐出側給水管は主給水管の給水制御弁下流側に入る。

タービン動補助給水ポンプの駆動用蒸気は、蒸気発生器の発生蒸気を使用する。

なお、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間、このポンプ及び主蒸気安全弁の動作により原子炉停止後の冷却が可能である。

電動補助給水ポンプは、タービン動補助給水ポンプの約 50％容量のものを 2 台設ける。このポンプの電動機は非常用電源に接続し、外部電源喪失時にも電源は、ディーゼル発電機により確保する。

補助給水ポンプの設計仕様の概要は、次のとおりである。

タービン動補助給水ポンプ

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 170m^3/h

電動補助給水ポンプ

型	式	うず巻式
台	数	2
容	量	約 85m^3/h（1 台当たり）

(5) 補給水設備

補給水設備は、２次系純水ポンプ、復水タンク、２次系純水タン

ク等で構成する。

復水器の水位制御は、復水器が高水位の時は復水を復水タンクに戻し、低水位の時は２次系純水タンクの水を復水器に供給する。

２次系純水ポンプは、起動時の復水器、脱気器、２次系冷却水タンクの水張り及び２次系純水タンクから復水タンクへの送水等のためにも使用する。

２次系純水ポンプ

型	式	うず巻式
台	数	2
容	量	約 150m^3/h（1 台当たり）
本　体　材　料		ステンレス鋳鋼

復水タンク

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼

２次系純水タンク

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 1,500m^3
材	料	低炭素鋼

5.12 給水処理設備

淡水としては、敷地より約2～3kmの地点を流れる落合川及び馬背川の流域水を利用する。取水は、川の沿岸に貯水そうを設置し、ポンプにより送水管を通して発電所構内のろ過装置を経て淡水タンクに貯える。給水処理設備への送水は、この淡水タンクからポンプにより送られる。

給水処理設備は、原子炉系及びタービン系に供給する純水を製造するもので、タービン系設備の純水は、給水処理装置の2床式純水装置、混床式ポリッシャにより製造して２次系純水タンクに貯蔵し、原子炉系設備の純水は、上記純水を更に純水脱気加温装置に通すことにより製造して１次系純水タンクに貯蔵する。

第 5.1.1.1 表　1 次冷却設備の主要弁類の設備仕様

(1) 加圧器安全弁

型　　式	ばね式（平衡型）
個　　数	3
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	360℃
容　　量	約 157t/h（1 個当たり）
材　　料	ステンレス鋼

(2) 加圧器逃がし弁

型　　式	空気作動式
個　　数	2
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	360℃
材　　料	ステンレス鋼

(3) 加圧器スプレ弁

型　　式	空気作動式
個　　数	2
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	343℃
材　　料	ステンレス鋼

(4) 加圧器逃がし弁入口止弁

型　　式	電気作動式
個　　数	2
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	360℃
材　　料	ステンレス鋼

第 5.1.2.1 表　１次冷却設備（重大事故等時）の設備仕様

(1) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置Ｕ字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
１次冷却材流量	約 15.0×10^3t/h（1 基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃
蒸気発生量（定格出力時）	約 1.60×10^3t/h（1 基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝熱面積	
（Ａ号機）	約 5,050m^2
（Ｂ号機）	約 5,055m^2
（Ｃ号機）	約 5,055m^2
伝熱管本数	
（Ａ号機）	3,379 本

（B号機）	3,382本
（C号機）	3,382本
伝熱管内径	約20mm
伝熱管厚さ	約1.3mm
胴部外径（上部）	約4.5m
胴部外径（下部）	約3.4m
全高	約21m
材料	
本体	低合金鋼
伝熱管	ニッケル・クロム・鉄合金
管板肉盛り	ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り	ステンレス鋼

(2) 冷却材ポンプ

型式	漏えい制御軸封式たて置斜流型
台数	3
容量	約20,100m^3/h（1台当たり）
揚程	約81m
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	343℃
主要寸法	
全高	約7.8m
ケーシング外径	約2.0m
材料	ステンレス鋼
電動機	
型式	三相誘導電動機
電圧	6,600V
出力	約4,500kW（1台当たり）
回転数	約1,190rpm

(3) 原子炉容器

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉容器

・１次冷却設備

型　　式	たて置円筒上下半球鏡容器型
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	343℃
運転圧力	約 15.4MPa[gage]
原子炉容器入口１次冷却材温度（定格出力時）	約 289℃
原子炉容器出口１次冷却材温度（定格出力時）	約 323℃
主要寸法	
内径	約 4.0m
全高（内のり）	約 12.1m
最小肉厚	約 126mm（下部鏡板）
材料	
母材	低合金鋼（JIS G 3120 相当品及び JIS G 3204 相当品）
肉盛り	ステンレス鋼
スタッド	低合金鋼
推定中性子照射量（E ＞1MeV）	原子炉容器内面から 1/4 板厚の位置において約 5×10^{19}n/cm^2（40 定格負荷相当年時点）
NDT 温度初期（計画値）	－12℃以下
加熱・冷却率	55℃/h 以下

(4) 加圧器

型　　式	たて置円筒上下半球鏡容器
基　　数	1
容　　量	約 40m^3
最高使用圧力	17.16MPa[gage]
最高使用温度	360℃

外径		約 2.4m
全高		約 12.1m
材料		
	母材	低合金鋼
	肉盛り	ステンレス鋼

(5) 1 次冷却材管

最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		343℃
管内径		
	低温側	約 700mm
	高温側	約 740mm
	蒸気発生器～ポンプ間	約 790mm
管厚		
	低温側	約 69mm
	高温側	約 73mm
	蒸気発生器～ポンプ間	約 78mm
材料		ステンレス鋼

第 5.4.1 表　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備（常設）の設備仕様

(1) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・化学・体積制御設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	3
容　　量	約 147m³/h（1 台当たり） （安全注入時及び再循環運転時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 732m（安全注入時及び再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(2) 加圧器逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	空気作動式
個	数	2
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		360℃
材	料	ステンレス鋼

(3) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・火災防護設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 1,720m^3
最高使用圧力		大気圧
最高使用温度		95℃
ほう素濃度		2,600ppm 以上
材	料	ステンレス鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(4) ほう酸注入タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 3.4m^3
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
ほう素濃度	20,000ppm 以上
材　　料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
ヒータ基数	2
ヒータ型式	電気ヒータ
ヒータ容量	約 5kW（1 基当たり）

(5) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式		うず巻式
台　　数		1
容　　量		約 170m^3/h
揚　　程		約 950m
本 体 材 料		ステンレス鋼

(6) 電動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式		うず巻式
台　　数		2
容　　量		約 85m^3/h（1 台当たり）
揚　　程		約 950m
本 体 材 料		合金鋼

(7) 主蒸気逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型	式	空気作動式
個	数	3
口	径	6B
容	量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力		7.48MPa[gage]
最高使用温度		291℃
本体材料		炭素鋼

(8) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(9) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置Ｕ字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
１次冷却材流量	約 15.0×10^{3}t/h（１基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃
蒸気発生量（定格出力時）	約 1.60×10^{3}t/h（１基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝熱面積	
（Ａ号機）	約 5,050m^2
（Ｂ号機）	約 5,055m^2
（Ｃ号機）	約 5,055m^2
伝熱管本数	
（Ａ号機）	3,379 本
（Ｂ号機）	3,382 本
（Ｃ号機）	3,382 本
伝熱管内径	約 20mm
伝熱管厚さ	約 1.3mm

胴部外径（上部）　約 4.5m
胴部外径（下部）　約 3.4m
全　　高　約 21m
材　　料
本　　体　低合金鋼
伝 熱 管　ニッケル・クロム・鉄合金
管板肉盛り　ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り　ステンレス鋼

(10) タービン動補助給水ポンプ起動弁

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

型　　式　電気作動式
個　　数　2
最高使用圧力　7.48MPa[gage]
最高使用温度　291℃
材　　料　炭素鋼

(11) 主蒸気管

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

管 内 径　約 700mm
管　　厚　約 33mm

最高使用圧力　　7.48MPa[gage]
最高使用温度　　291℃
材　　料　　炭素鋼

(12) アキュムレータ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

型　　式　　たて置円筒型
基　　数　　3
容　　量　　約 41m^3（1 基当たり）
最高使用圧力　　4.9MPa[gage]
最高使用温度　　150℃
加圧ガス圧力　　約 4.4MPa[gage]
ほう素濃度　　2,600ppm 以上
材　　料　　炭素鋼（ステンレス鋼内張り）

(13) アキュムレータ出口電動弁

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

型　　式　　電気作動式
個　　数　　3
最高使用圧力　　17.16MPa[gage]
最高使用温度　　343℃
材　　料　　ステンレス鋼

(14) 余熱除去ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	2
容　　量	約 852m^3／h（1 台当たり） （再循環運転時） 約 681m^3／h（1 台当たり） （余熱除去運転時）
最高使用圧力	4.1MPa[gage]
最高使用温度	200℃
揚　　程	約 73m（再循環運転時） 約 82m（余熱除去運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(15) 余熱除去クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するため

の設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	横置 U 字管式
基	数	2
伝熱容量		約 7.8MW（1 基当たり）
最高使用圧力		
	管側	4.1MPa[gage]
	胴側	0.98MPa[gage]
最高使用温度		
	管側	200℃
	胴側	95℃
材料		
	管側	ステンレス鋼
	胴側	炭素鋼

(16) 格納容器再循環サンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	プール形
基	数	2
材	料	鉄筋コンクリート

(17) 格納容器再循環サンプスクリーン

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	ディスク型
個	数	2
容	量	約 1,698 m^3/h（1 個当たり）
最高使用温度		122℃
材	料	ステンレス鋼

第 5.4.2 表　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	高圧 2 段バランスタービンポンプ
台　　数	2（予備 1）
容　　量	約 300m^3/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力	約 1.3MPa[gage]

第 5.5.1 表　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備（常設）の設備仕様

(1) 加圧器逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	空気作動式
個	数	2
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		360℃
材	料	ステンレス鋼

(2) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・化学・体積制御設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	3

容　　量	約 147m^3/h（1 台当たり） （安全注入時及び再循環運転時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 732m（安全注入時及び再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(3) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 1,720m^3
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材　　料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L. ＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

(4) ほう酸注入タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 3.4m^3
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
ほう素濃度	20,000ppm 以上
材　　料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
ヒータ基数	2
ヒータ型式	電気ヒータ
ヒータ容量	約 5kW（1 基当たり）

(5) 電動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式　　うず巻式
台　　数　　2
容　　量　　約 85m³/h （1 台当たり）
揚　　程　　約 950m
本　体　材　料　　合金鋼

(6) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式　　うず巻式
台　　数　　1
容　　量　　約 170m³/h
揚　　程　　約 950m
本　体　材　料　　ステンレス鋼

(7) 主蒸気逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	空気作動式
個　　数	3
口　　径	6B
容　　量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

(8) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置U字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
１次冷却材流量	約 15.0×10^{3}t/h（1 基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃
蒸気発生量（定格出力時）	約 1.60×10^{3}t/h（1 基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下

伝　熱　面　積

（A号機）　約 5,050m^2

（B号機）　約 5,055m^2

（C号機）　約 5,055m^2

伝 熱 管 本 数

（A号機）　3,379 本

（B号機）　3,382 本

（C号機）　3,382 本

伝 熱 管 内 径　約 20mm

伝 熱 管 厚 さ　約 1.3mm

胴部外径（上部）　約 4.5m

胴部外径（下部）　約 3.4m

全　　高　約 21m

材　　料

本　　体　低合金鋼

伝　熱　管　ニッケル・クロム・鉄合金

管板肉盛り　ニッケル・クロム・鉄合金

水室肉盛り　ステンレス鋼

(9) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 700m^3
材　　料	低炭素鋼
設置高さ	E.L. ＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

(10) 主蒸気管

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

管内径	約 700mm
管　　厚	約 33mm
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材　　料	炭素鋼

(11)アキュムレータ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するため

の設備

型	式	たて置円筒型
基	数	3
容	量	約 41m^3（1 基当たり）
最高使用圧力		4.9MPa[gage]
最高使用温度		150℃
加圧ガス圧力		約 4.4MPa[gage]
ほう素濃度		2,600ppm 以上
材	料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）

(12) アキュムレータ出口電動弁

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

型	式	電気作動式
個	数	3
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		343℃
材	料	ステンレス鋼

(13) 余熱除去ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・余熱除去設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	2
容	量	約 852m³/h（1 台当たり） （再循環運転時） 約 681m³/h（1 台当たり） （余熱除去運転時）
最高使用圧力		4.1MPa[gage]
最高使用温度		200℃
揚	程	約 73m（再循環運転時） 約 82m（余熱除去運転時）
本体材料		ステンレス鋼

(14) 余熱除去クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・余熱除去設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	横置 U 字管式
基	数	2
伝熱容量		約 7.8MW（1 基当たり）
最高使用圧力		
	管側	4.1MPa[gage]
	胴側	0.98MPa[gage]
最高使用温度		
	管側	200℃

胴　　側　　95℃

材　　料

管　　側　　ステンレス鋼

胴　　側　　炭素鋼

(15) 格納容器再循環サンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　プール形

基　　数　　2

材　　料　　鉄筋コンクリート

(16) 格納容器再循環サンプスクリーン

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　ディスク型

個　　数　　2

容　　量　　約 1,698m^3/h（1 個当たり）

最 高 使 用 温 度　　122℃

材　　料　　ステンレス鋼

(17) タービン動補助給水ポンプ起動弁

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

型　　式　　電気作動式

個　　数　　2

最 高 使 用 圧 力　　7.48MPa[gage]

最 高 使 用 温 度　　291℃

材　　料　　炭素鋼

(18) 余熱除去ポンプ入口弁

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・余熱除去設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

型　　式　　電気作動式

個　　数　　2

最 高 使 用 圧 力　　4.1MPa[gage]

最 高 使 用 温 度　　200℃

本　体　材　料　　ステンレス鋼

第 5.5.2 表 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）

種	類	鋼製容器
本	数	4（予備 2）
容	量	約 7Nm^3（1 本当たり）
最高使用圧力		14.7MPa[gage]
供給圧力		約 0.84MPa[gage]（供給後圧力）

(2) 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）

型	式	往復式
台	数	2（予備 1）
容	量	約 14.4m^3/h（1 台当たり）
吐出圧		約 0.84MPa[gage]

(3) 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）

型	式	リチウムイオン電池
個	数	1（予備 1）
容	量	約 780Wh
電	圧	約 125V

(4) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

- 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
- 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- 原子炉格納容器内の冷却等のための設備
- 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	高圧２段バランスタービンポンプ
台	数	2（予備 1）
容	量	約 300m^3/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.3MPa[gage]

第 5.6.1 表　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備（常設）の設備仕様

(1) 内部スプレポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置うず巻式
台　　数	4（代替炉心注水時及び代替再循環運転時Ａ、Ｂ号機使用）
容　　量	約 423m³/h（1 台当たり）
最高使用圧力	2.1MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 124m
本体材料	ステンレス鋼

(2) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための

設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 1,720m^3
最高使用圧力		大気圧
最高使用温度		95℃
ほう素濃度		2,600ppm 以上
材	料	ステンレス鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(3) 恒設代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

(4) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための

設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

(5) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(6) 格納容器再循環サンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	プール形
基	数	2
材	料	鉄筋コンクリート

(7) 格納容器再循環サンプスクリーン

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

種	類	ディスク型
個	数	2
容	量	約 1,698m^3/h（1 個当たり）
最高使用温度		122℃
材	料	ステンレス鋼

(8) 内部スプレクーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	横置U字管式
基　　数	2（代替炉心注水時及び代替再循環運転時A号機使用）
伝熱容量	約 17MW（1 基当たり）
最高使用圧力	
管　　側	2.1MPa[gage]
胴　　側	0.98MPa[gage]
最高使用温度	
管　　側	150℃
胴　　側	95℃
材　　料	
管　　側	ステンレス鋼
胴　　側	炭素鋼

(9) A・B内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）

型　　式	電気作動式
個　　数	1
最高使用圧力	2.1MPa[gage]
最高使用温度	150℃
材　　料	ステンレス鋼

(10) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	3（代替炉心注水時C号機使用、 代替再循環運転時B号機使用）
容　　量	約 34m³/h（1 台当たり）（最大充てん時） 約 147m³/h（1 台当たり） （安全注入時及び再循環運転時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 1,770m（最大充てん時） 約 732m（安全注入時及び再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(11) ほう酸注入タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型

基　　数	1
容　　量	約 3.4m^3
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
ほう素濃度	20,000ppm 以上
材　　料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
ヒータ基数	2
ヒータ型式	電気ヒータ
ヒータ容量	約 5kW（1 基当たり）

(12) 抽出水再生クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	多胴横置U字管式
基　　数	1
伝熱容量	約 2.4MW
最高使用圧力	
管　　側	18.8MPa[gage]
胴　　側	17.16MPa[gage]
最高使用温度	
管　　側	343℃
胴　　側	343℃
材　　料	
管　　側	ステンレス鋼
胴　　側	ステンレス鋼

(13) 余熱除去ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	2（代替再循環運転時B号機使用）
容　　量	約 852m³/h（1 台当たり） （安全注入時及び再循環運転時）
最高使用圧力	4.1MPa[gage]
最高使用温度	200℃
揚　　程	約 73m（安全注入時及び再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(14) 余熱除去クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	横置U字管式
基　　数	2（代替再循環運転時B号機使用）
伝熱容量	約 7.8MW（1 基当たり）

最高使用圧力

管　　側　　4.1MPa[gage]

胴　　側　　0.98MPa[gage]

最高使用温度

管　　側　　200℃

胴　　側　　95℃

材　　料

管　　側　　ステンレス鋼

胴　　側　　炭素鋼

(15) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　たて置円筒型

基　　数　　2（代替補機冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）

最高使用圧力　　1.2MPa[gage]

最高使用温度　　40℃

材　　料　　炭素鋼

(16) 電動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式		うず巻式
台　　数		2
容　　量		約 85m^3/h（1 台当たり）
揚　　程		約 950m
本　体　材　料		合金鋼

(17) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式		うず巻式
台　　数		1
容　　量		約 170m^3/h
揚　　程		約 950m
本　体　材　料		ステンレス鋼

(18) 主蒸気逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	空気作動式
個　　数	3
口　　径	6B
容　　量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

(19) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。
・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置U字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
１次冷却材流量	約 15.0×10^{3}t/h（１基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃

蒸気発生量	
（定格出力時）	約 1.60×10^3t/h（1基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝熱面積	
（A号機）	約 5,050m^2
（B号機）	約 5,055m^2
（C号機）	約 5,055m^2
伝熱管本数	
（A号機）	3,379 本
（B号機）	3,382 本
（C号機）	3,382 本
伝熱管内径	約 20mm
伝熱管厚さ	約 1.3mm
胴部外径（上部）	約 4.5m
胴部外径（下部）	約 3.4m
全高	約 21m
材料	
本体	低合金鋼
伝熱管	ニッケル・クロム・鉄合金
管板肉盛り	ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り	ステンレス鋼

(20) 主蒸気管

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

管内径	約 700mm
管厚	約 33mm
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材料	炭素鋼

(21) アキュムレータ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

型式	たて置円筒型
基数	3
容量	約 41m^3（1 基当たり）
最高使用圧力	4.9MPa[gage]
最高使用温度	150℃
加圧ガス圧力	約 4.4MPa[gage]
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）

第 5.6.2 表　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬式代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	2（予備 1）
容	量	約 150m^3/h（1 台当たり）
揚	程	約 150m

(2) 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

台	数	2（予備 1）
容	量	約 610kVA（1 台当たり）

(3) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式		高圧２段バランスタービンポンプ
台　　数		2（予備 1）
容　　量		約 300m³/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.3MPa[gage]

(4) 大容量ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式		うず巻式
台　　数		2（予備 1）
容　　量		約 1,440m³/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.2MPa[gage]

第 5.10.1 表　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備（常設）の設備仕様

(1) 電動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型	式	うず巻式
台	数	2
容	量	約 85m^3/h（1 台当たり）
揚	程	約 950m
本体材料		合金鋼

(2) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型	式	うず巻式

台　　数　　1
容　　量　　約 170m^3/h
揚　　程　　約 950m
本 体 材 料　　ステンレス鋼

(3) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　たて置円筒型
基　　数　　1
容　　量　　約 700m^3
材　　料　　低炭素鋼
設 置 高 さ　　E.L.＋17.6m
距　　離　　約 60m（炉心より）

(4) 主蒸気逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	空気作動式
個　　数	3
口　　径	6B
容　　量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48 MPa[gage]
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

(5) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。
・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置U字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
１次冷却材流量	約 15.0×10^3t/h（1 基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃

蒸気発生量	
（定格出力時）	約 1.60×103t/h（1 基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝熱面積	
（A 号機）	約 5,050 m^2
（B 号機）	約 5,055 m^2
（C 号機）	約 5,055 m^2
伝熱管本数	
（A 号機）	3,379 本
（B 号機）	3,382 本
（C 号機）	3,382 本
伝熱管内径	約 20mm
伝熱管厚さ	約 1.3mm
胴部外径（上部）	約 4.5m
胴部外径（下部）	約 3.4m
全高	約 21m
材料	
本体	低合金鋼
伝熱管	ニッケル・クロム・鉄合金
管板肉盛り	ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り	ステンレス鋼

(6) 主蒸気管

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

管内径	約 700mm
管厚	約 33mm
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材料	炭素鋼

(7) 格納容器循環冷暖房ユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器換気及びその他の設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型式	冷却コイル内蔵型
基数	1（格納容器内自然対流冷却時A号機使用）
伝熱容量	約 14.2MW
最高使用温度	
管側	161℃
最高使用圧力	
管側	1.2MPa[gage]

(8) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型式	たて置円筒型
基数	2（格納容器内自然対流冷却時及び

代替補機冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）

最高使用圧力	1.2MPa[gage]
最高使用温度	40℃
材料	炭素鋼

(9) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・化学・体積制御設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型式	うず巻式
台数	1（代替補機冷却時Ｂ号機使用）
容量	約 147m^3/h（再循環運転時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚程	約 732m（再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

(10) 余熱除去ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・余熱除去設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	1（代替補機冷却時Ｂ号機使用）
容　　量	約 852m^3/h（再循環運転時）
最高使用圧力	4.1MPa[gage]
最高使用温度	200℃
揚　　程	約 73m（再循環運転時）
本体材料	ステンレス鋼

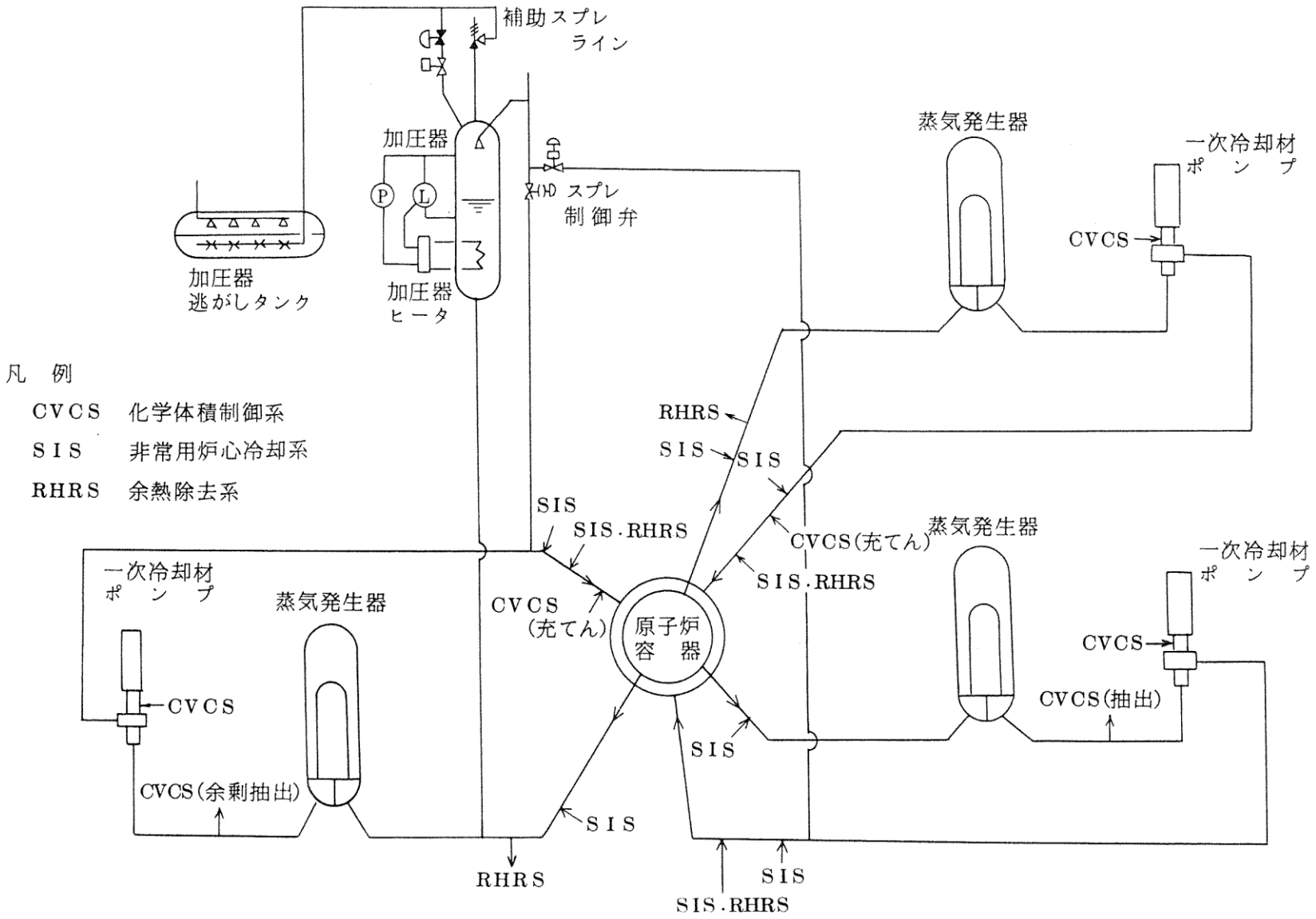
第 5.10.2 表　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 大容量ポンプ

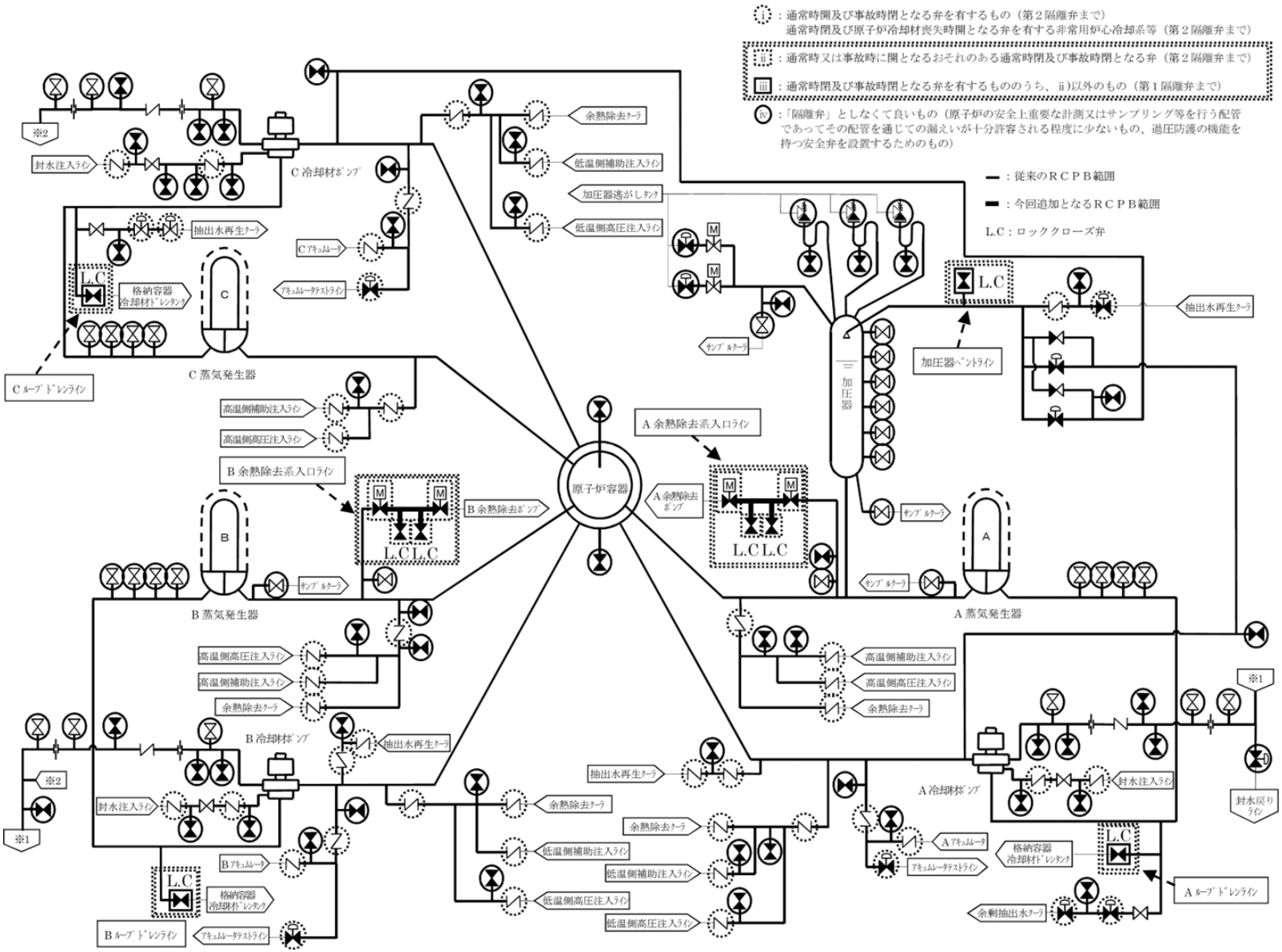
兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

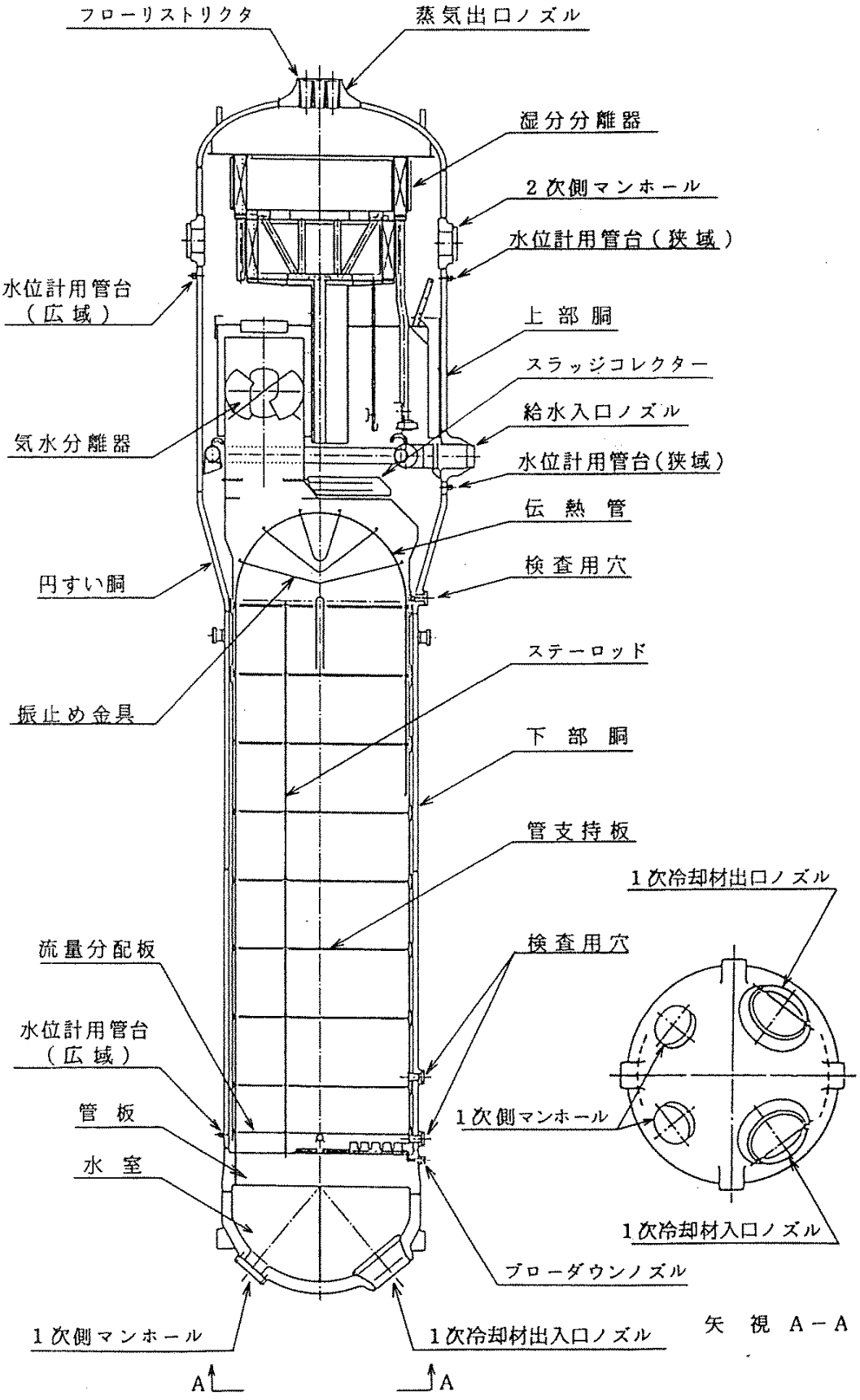
型　　式		うず巻式
台　　数		2（予備 1）
容　　量		約 1,440m^3/h（1 台当たり）
吐	出　圧　力	約 1.2MPa[gage]



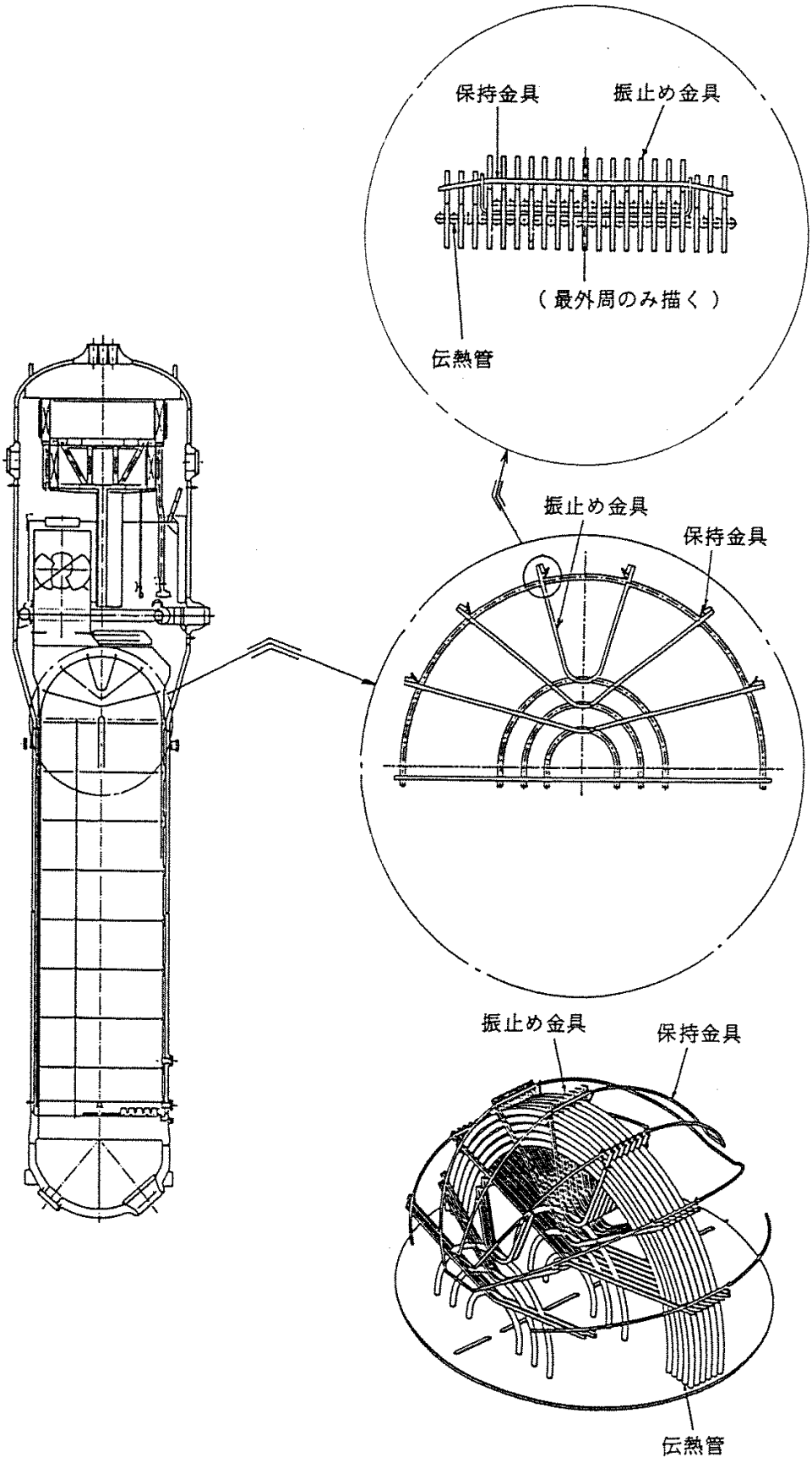
第 5.1.1.1 図　1 次冷却設備系統説明図



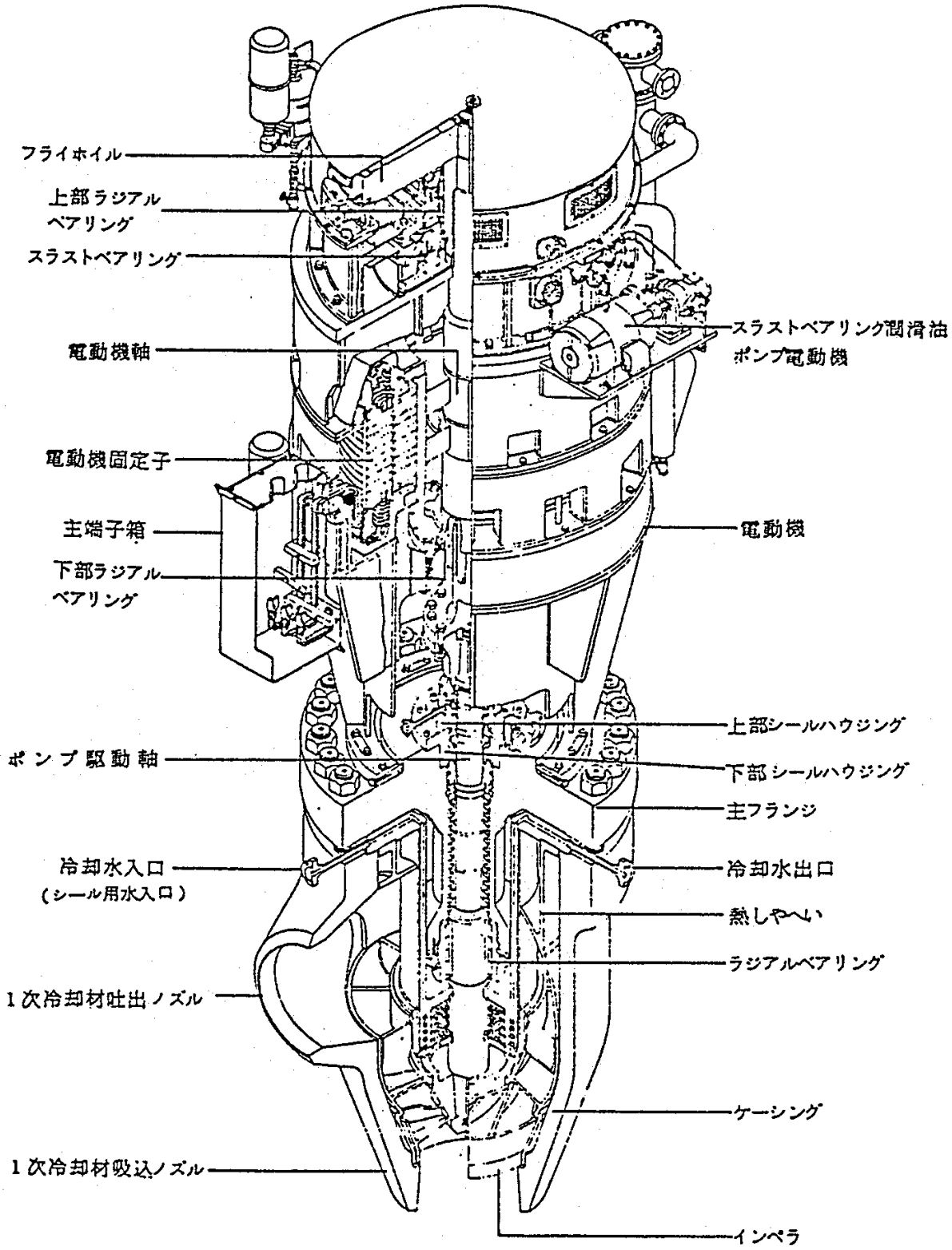
第 5.1.1.2 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ図



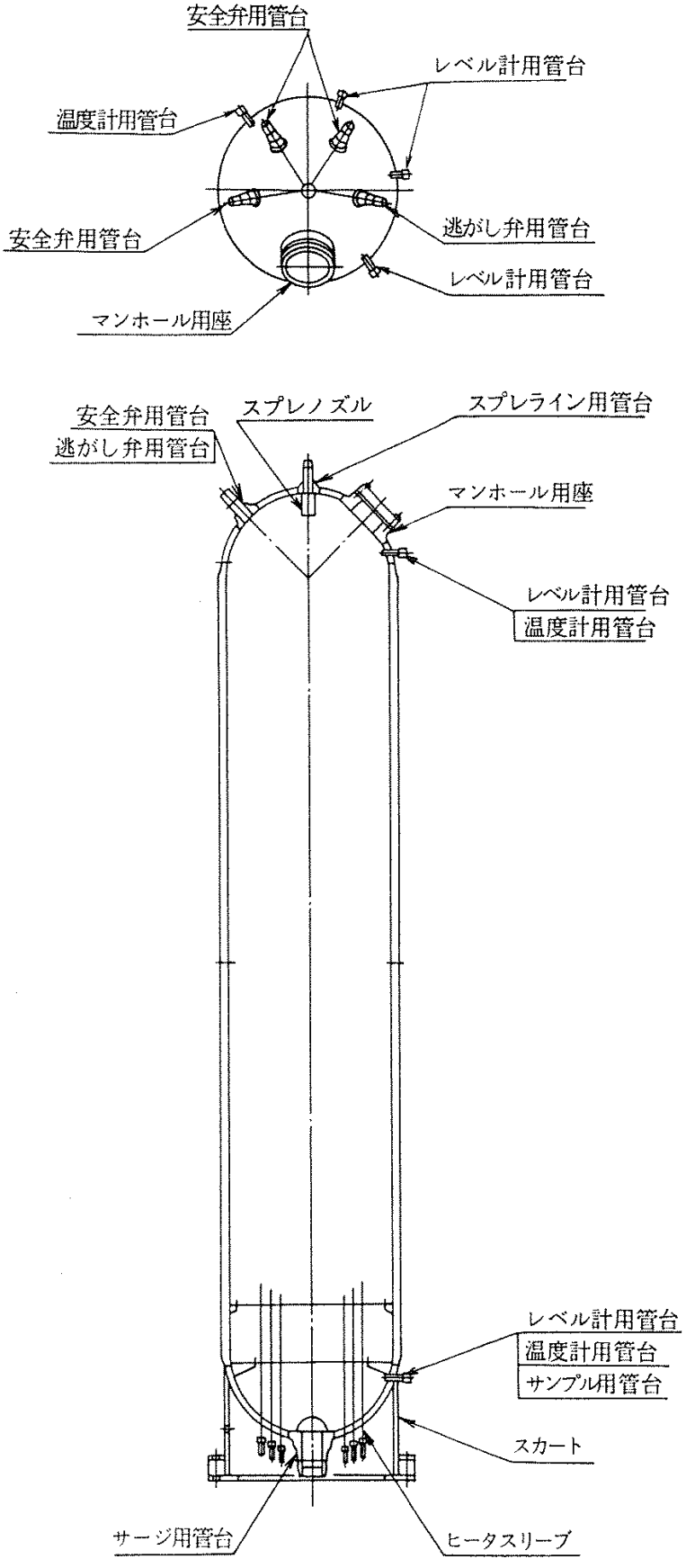
第 5.1.1.3 図　蒸気発生器構造説明図



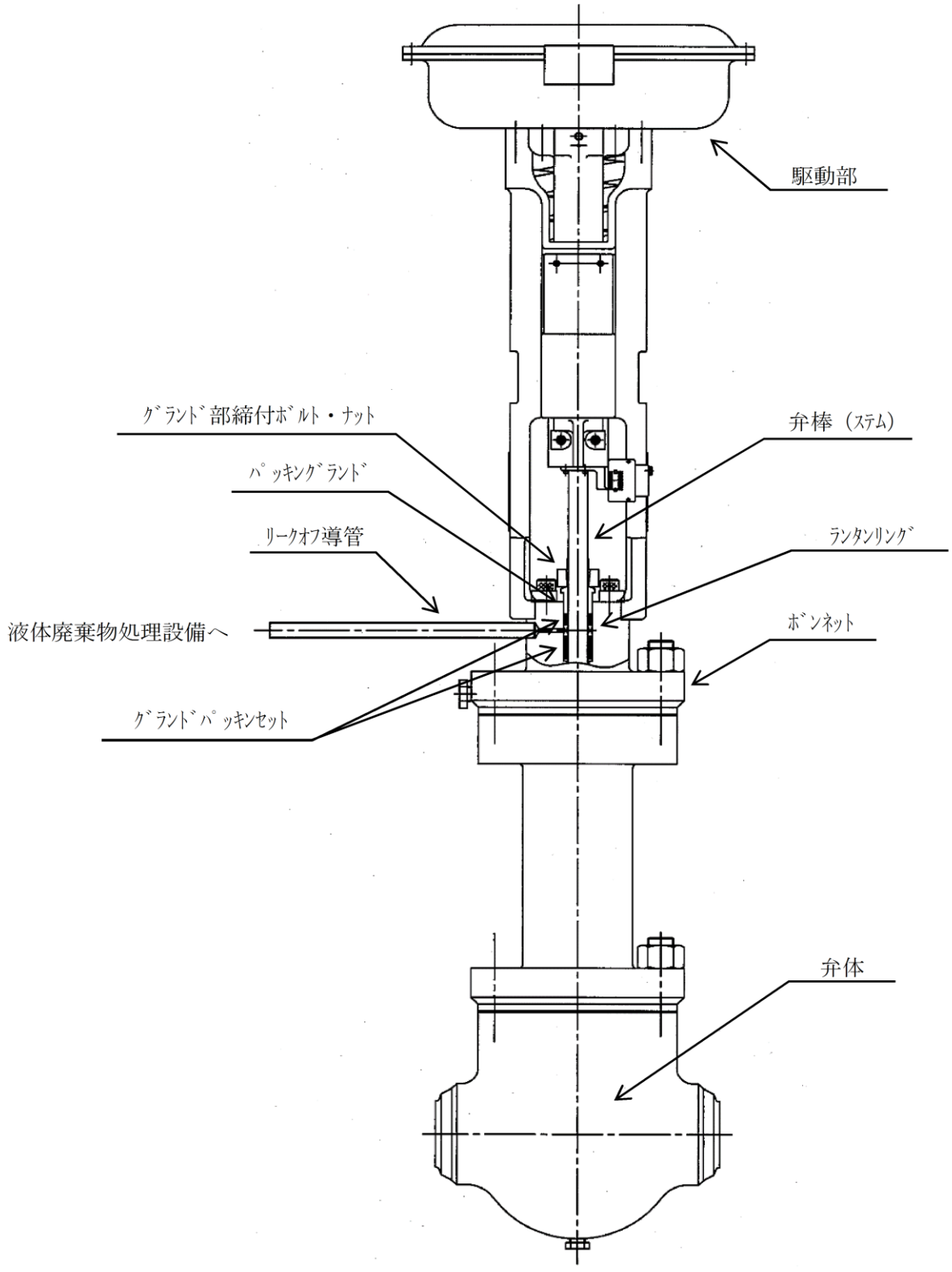
第 5.1.1.4 図　蒸気発生器伝熱管振止め金具取付図



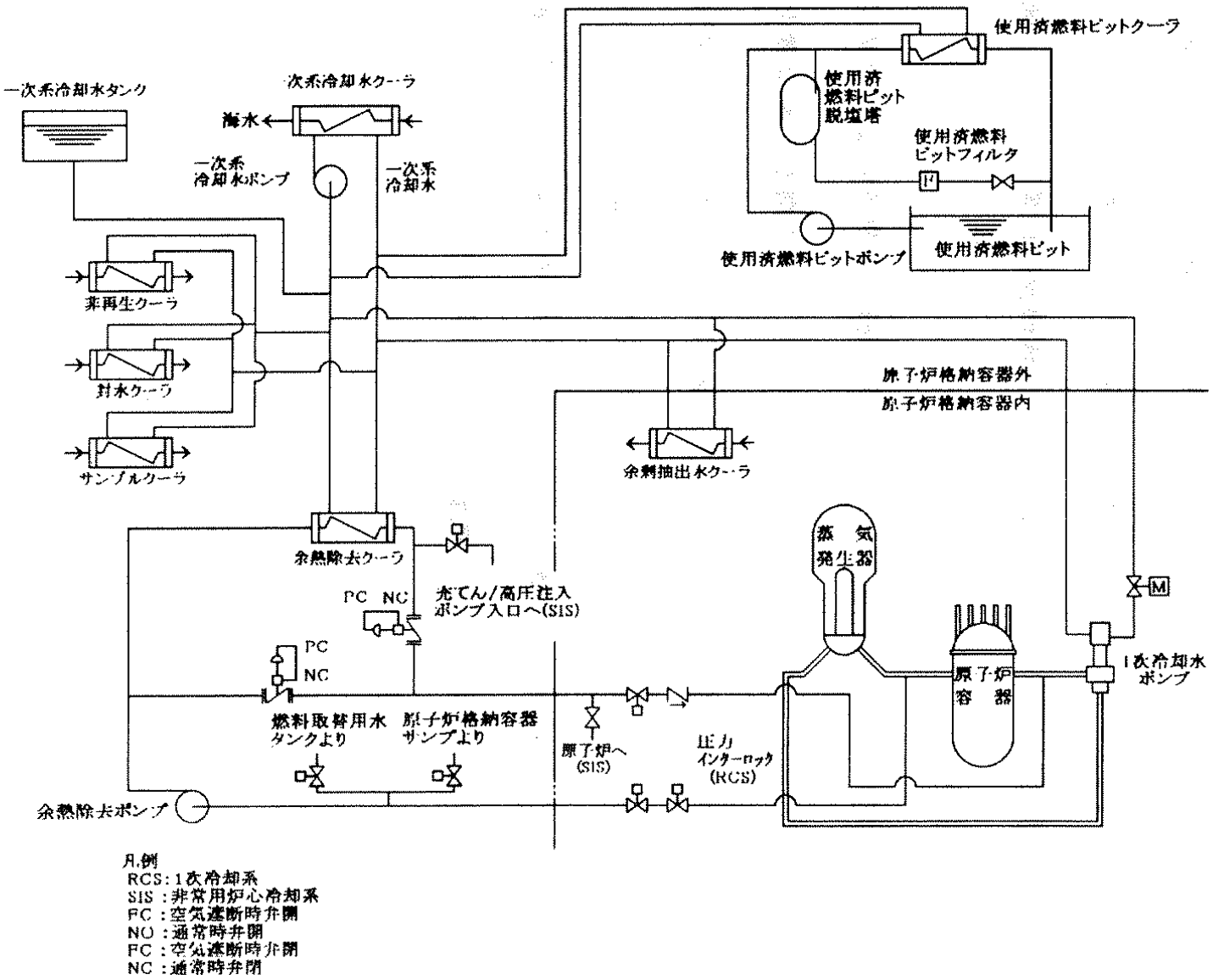
第 5.1.1.5 図　1 次冷却材ポンプ構造説明図



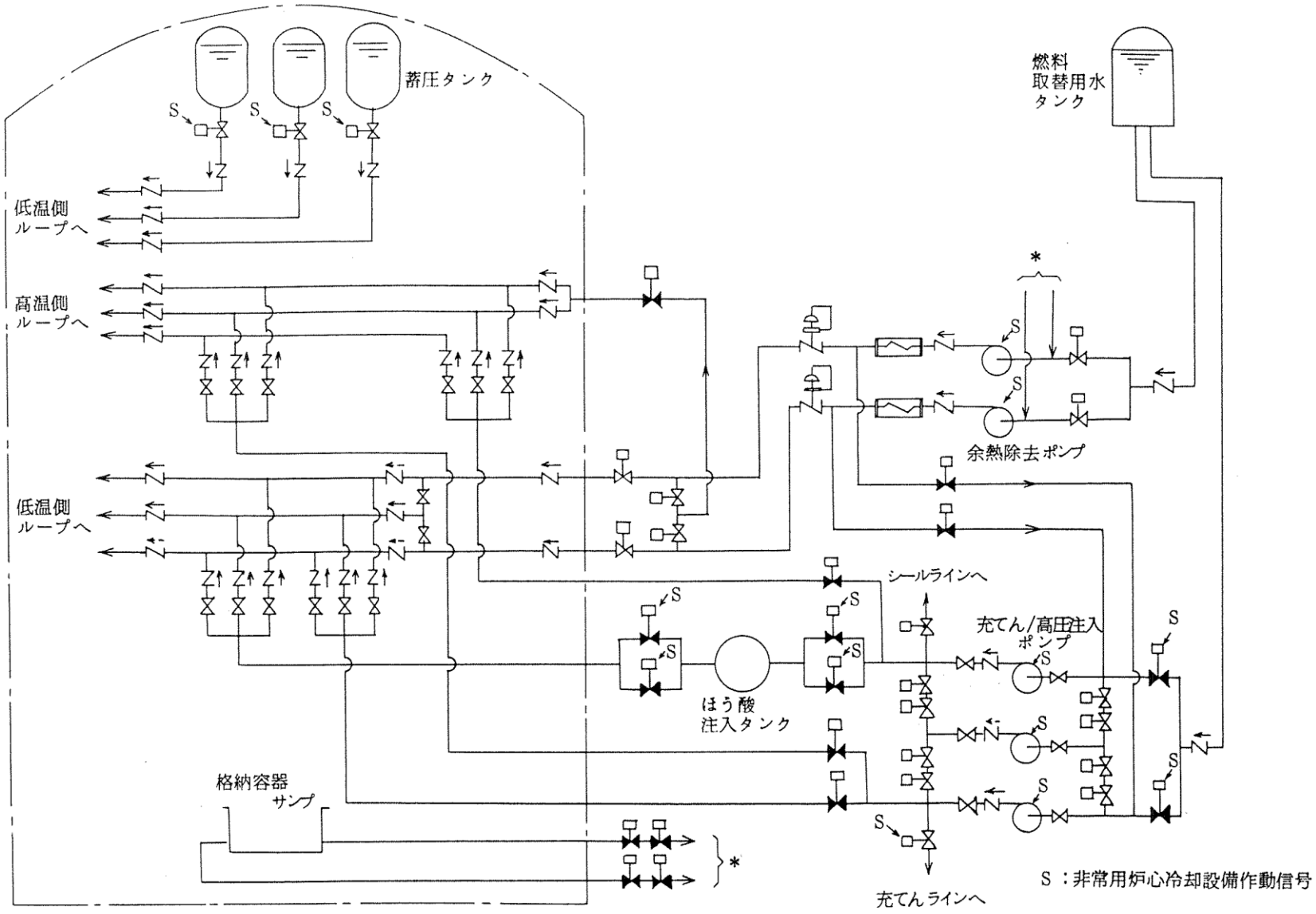
第 5.1.1.6 図　加圧器構造説明図



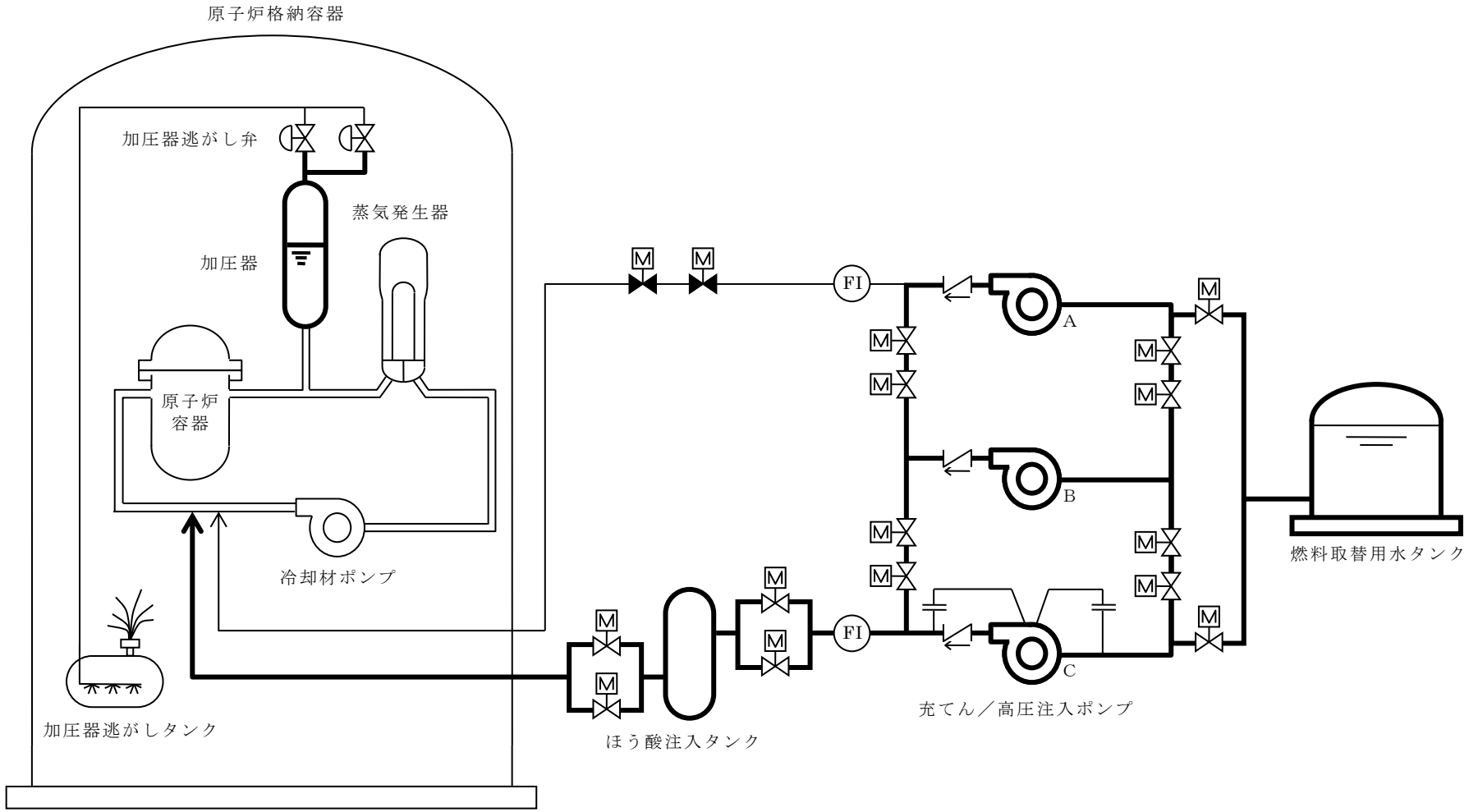
第 5.1.1.7 図　弁のステムリークオフ説明図



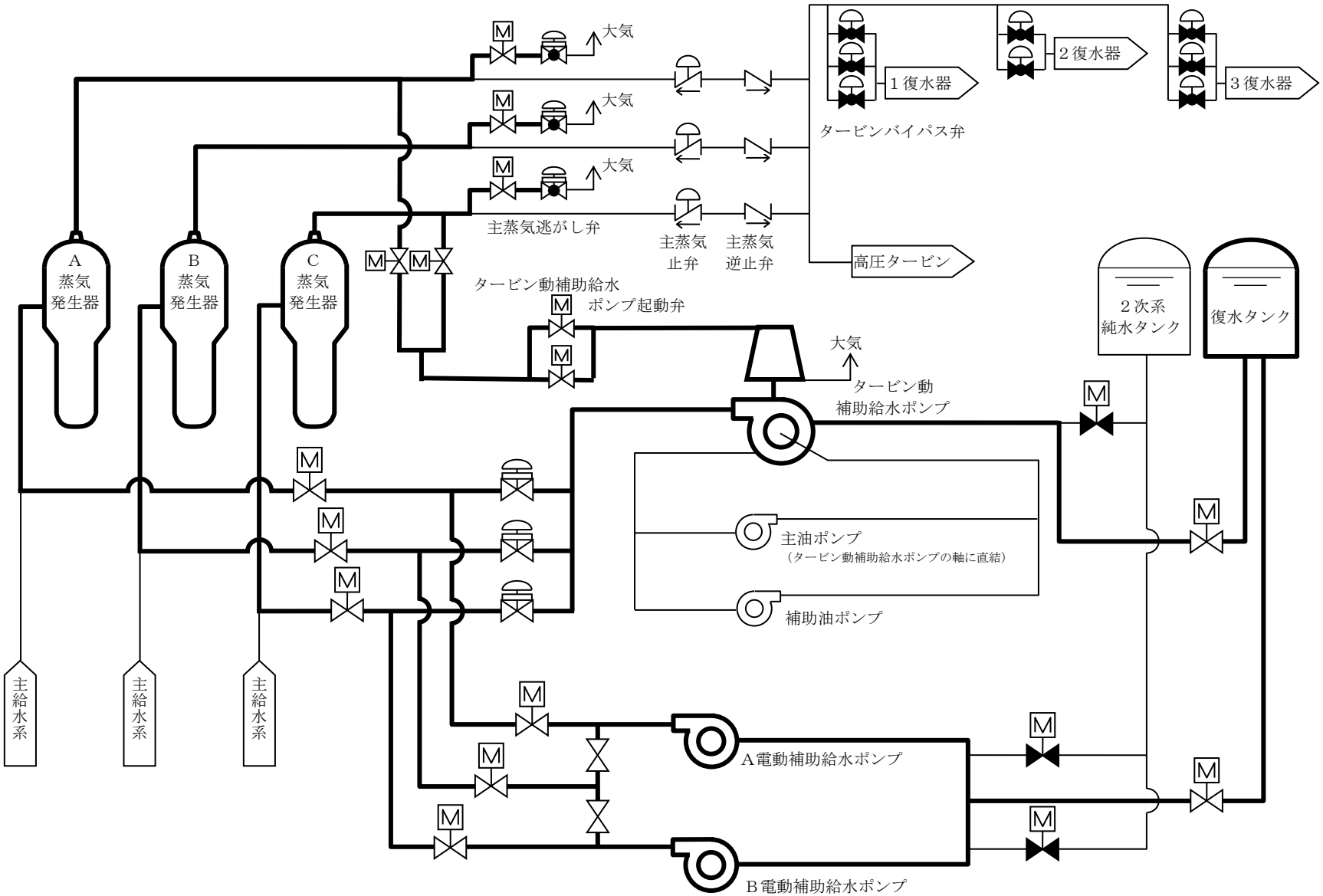
第 5.2.1 図　余熱除去設備及び原子炉補機冷却設備系統説明図



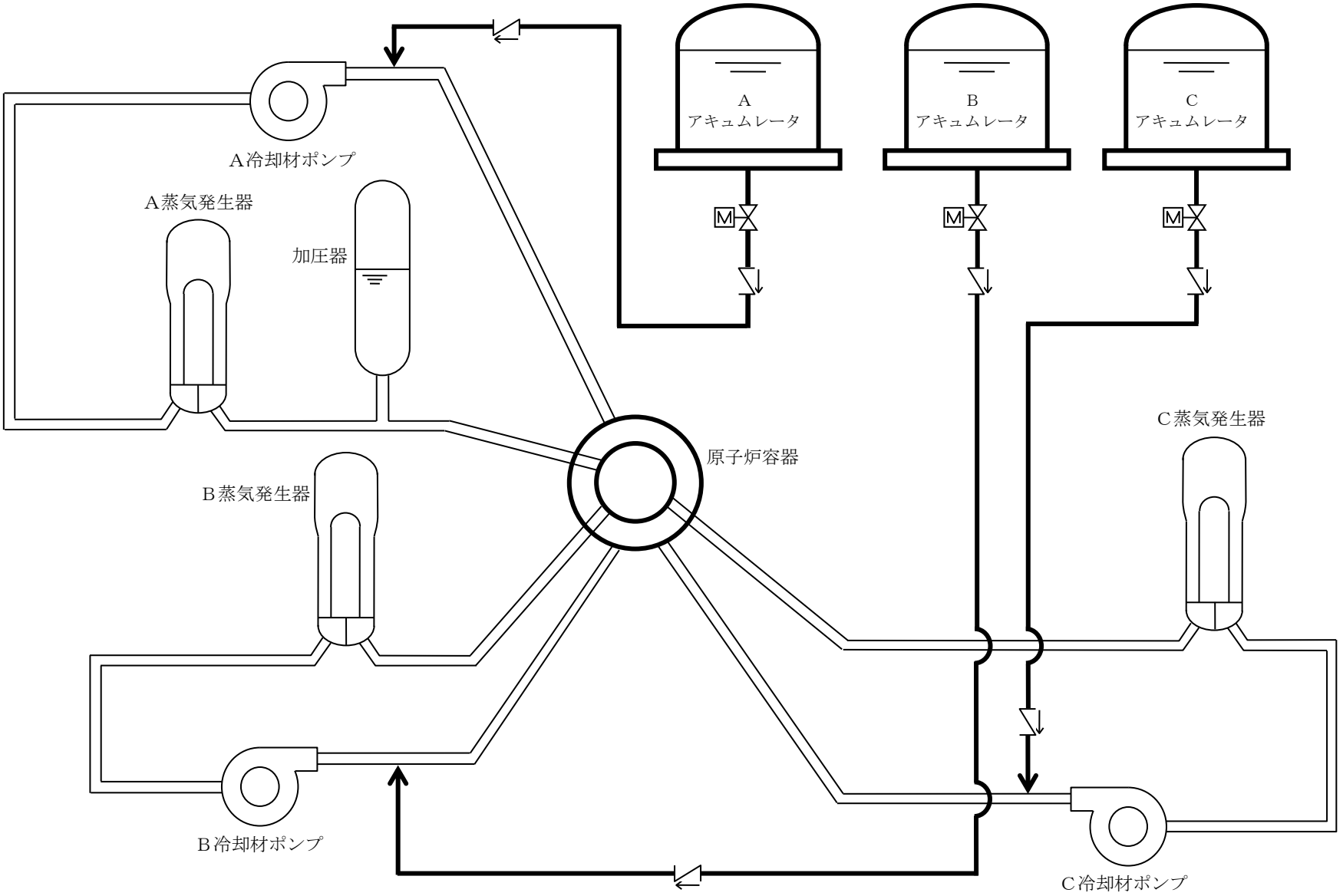
第 5.3.1 図　非常用炉心冷却設備系統説明図



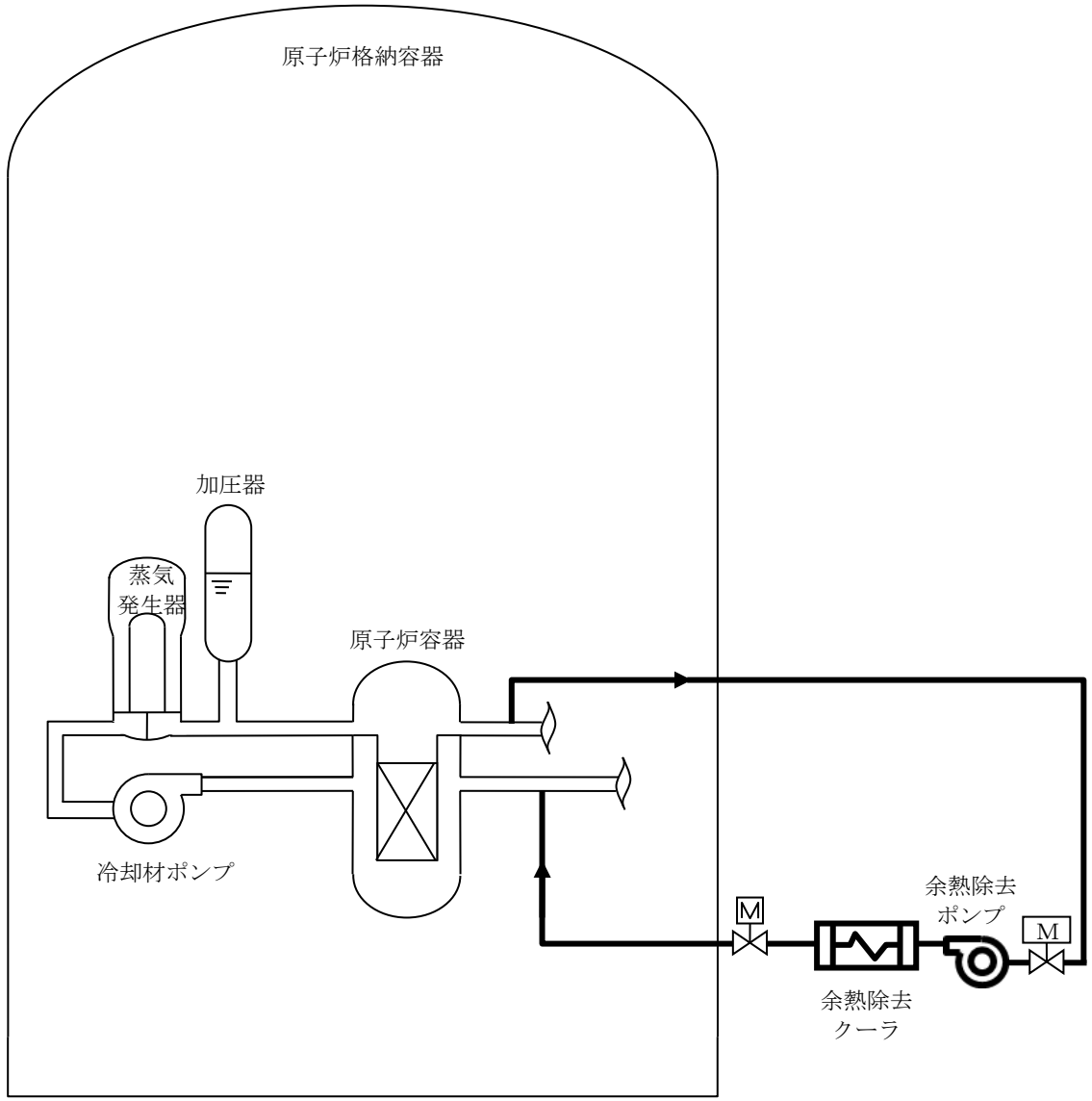
第 5.4.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１）



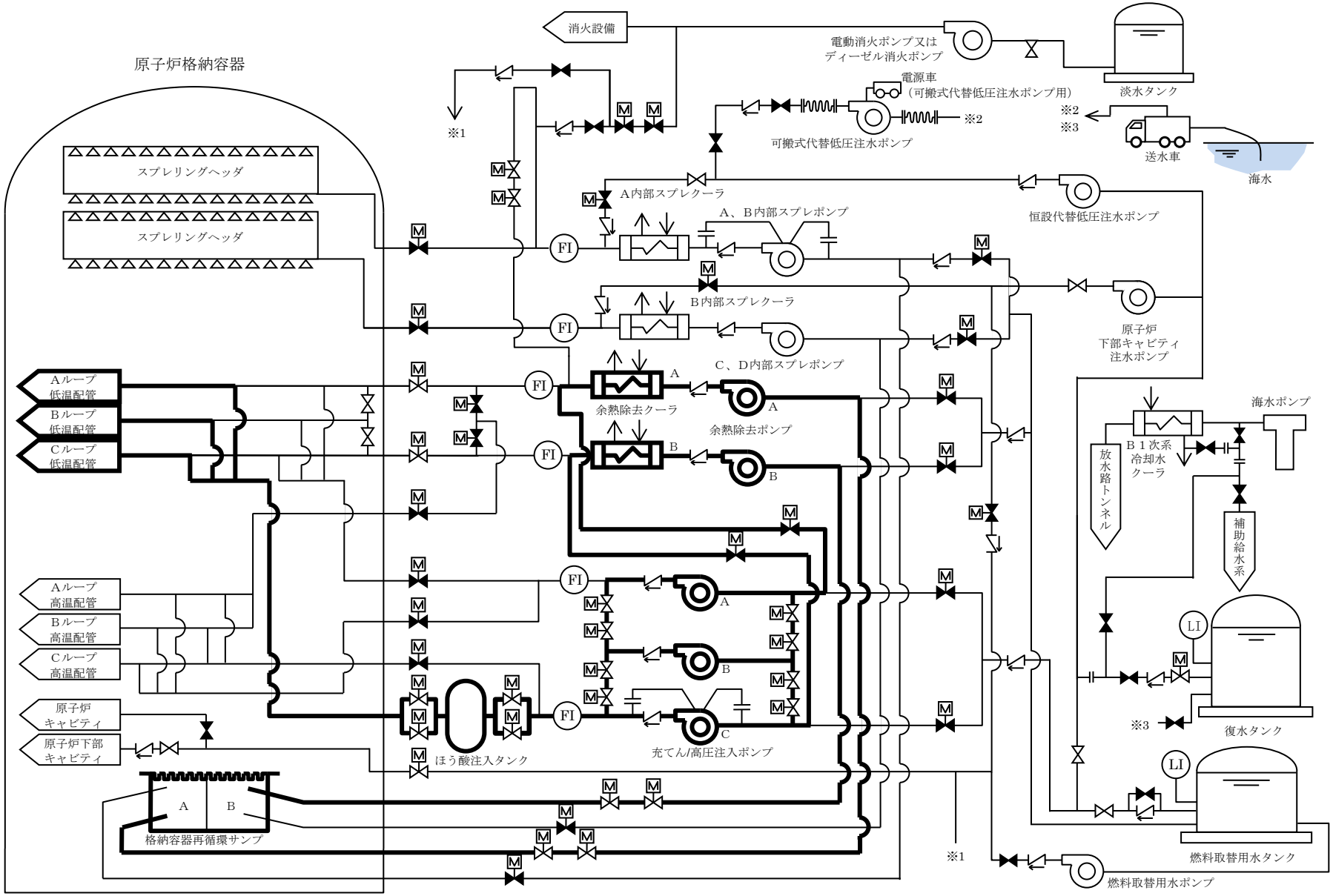
第 5.4.2 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（２）



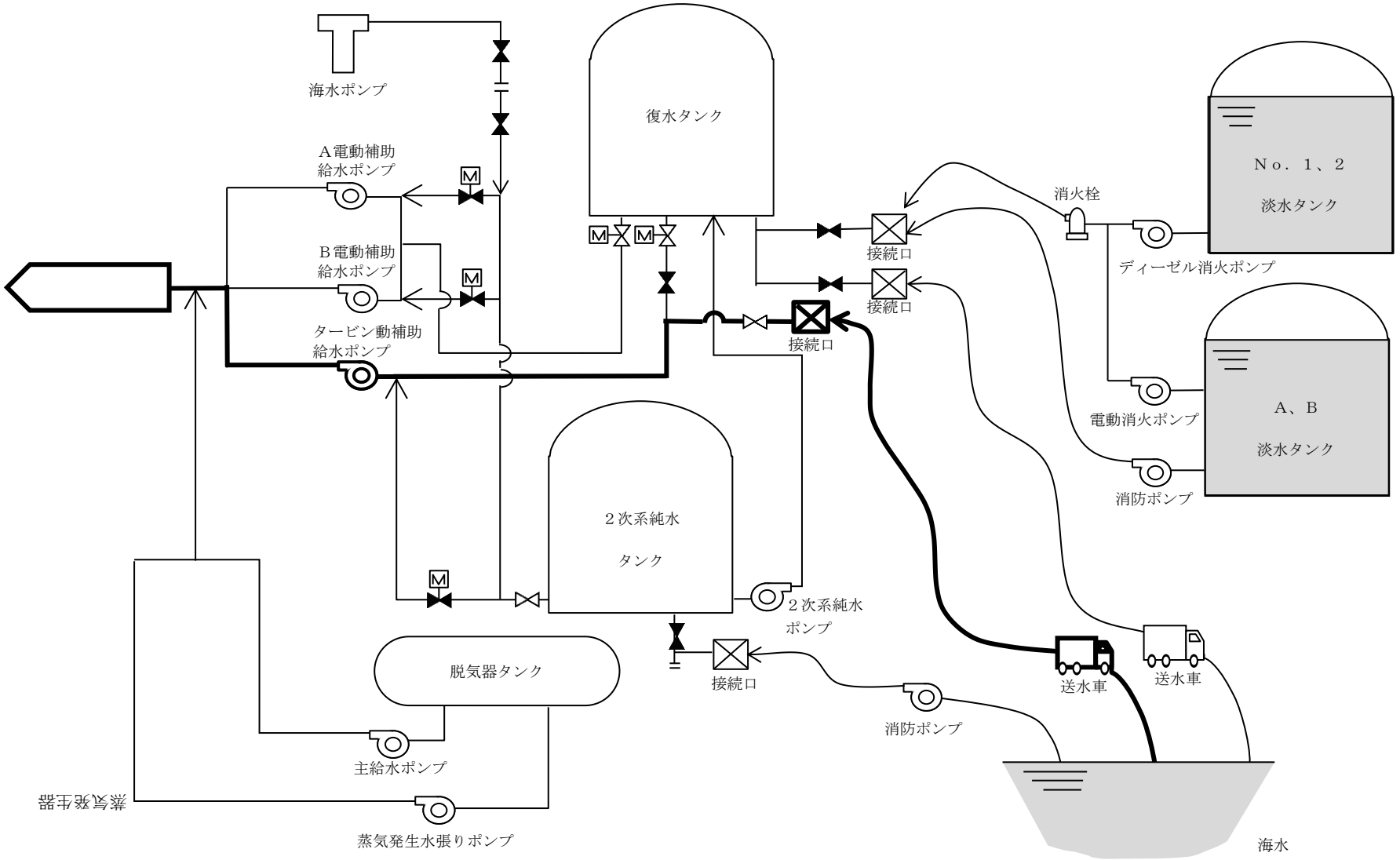
第 5.4.3 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（３）



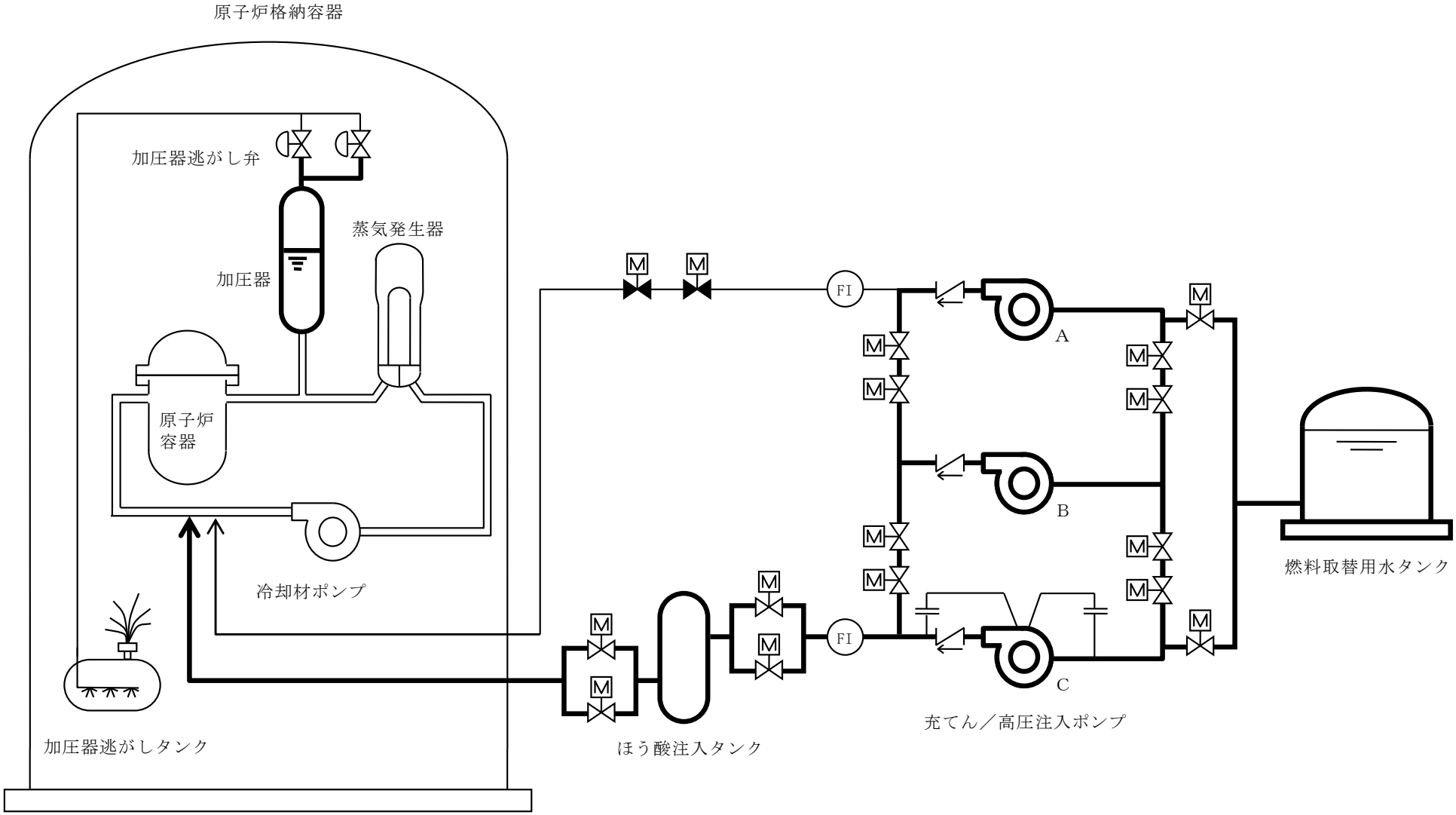
第 5.4.4 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（４）



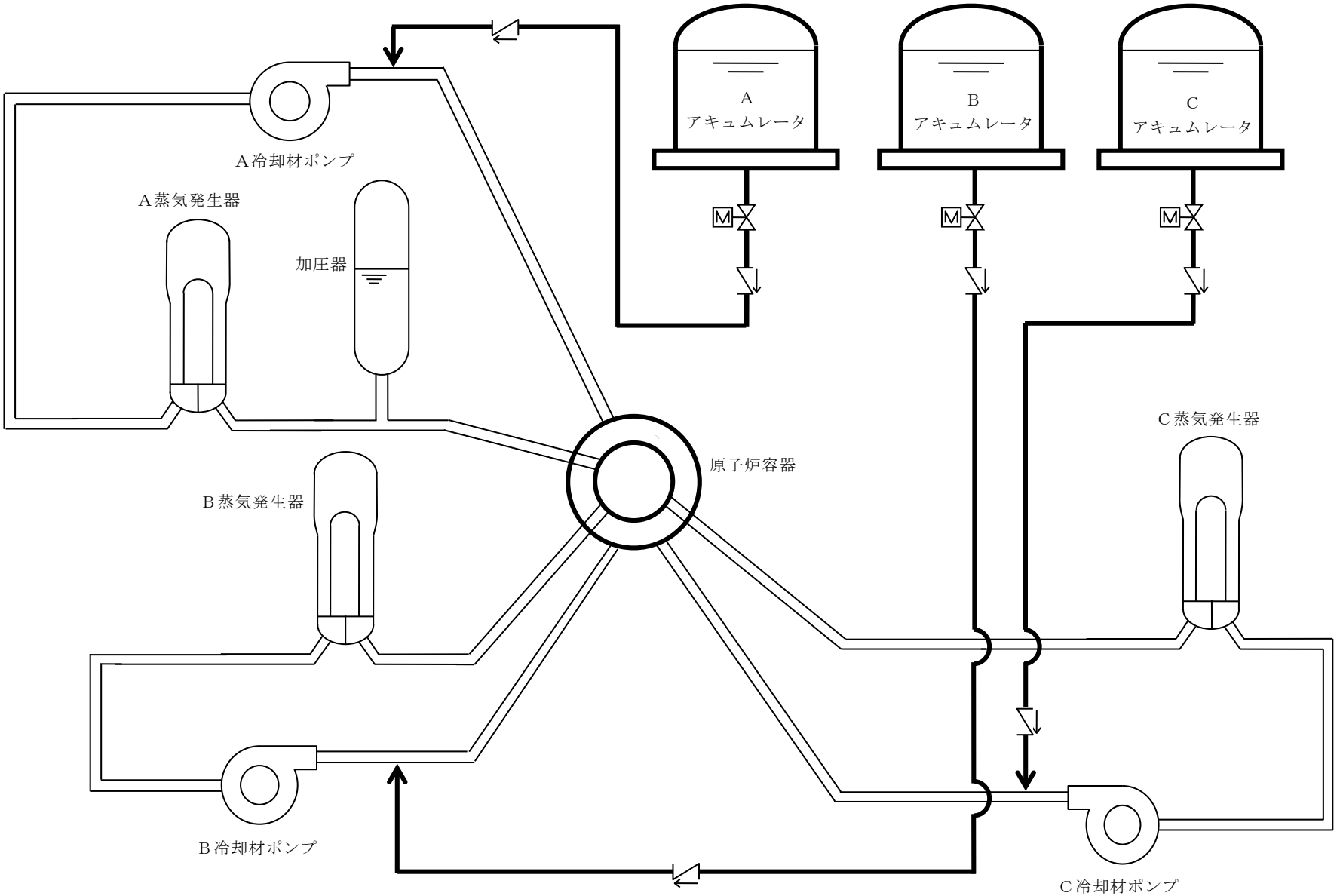
第 5.4.5 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（５）



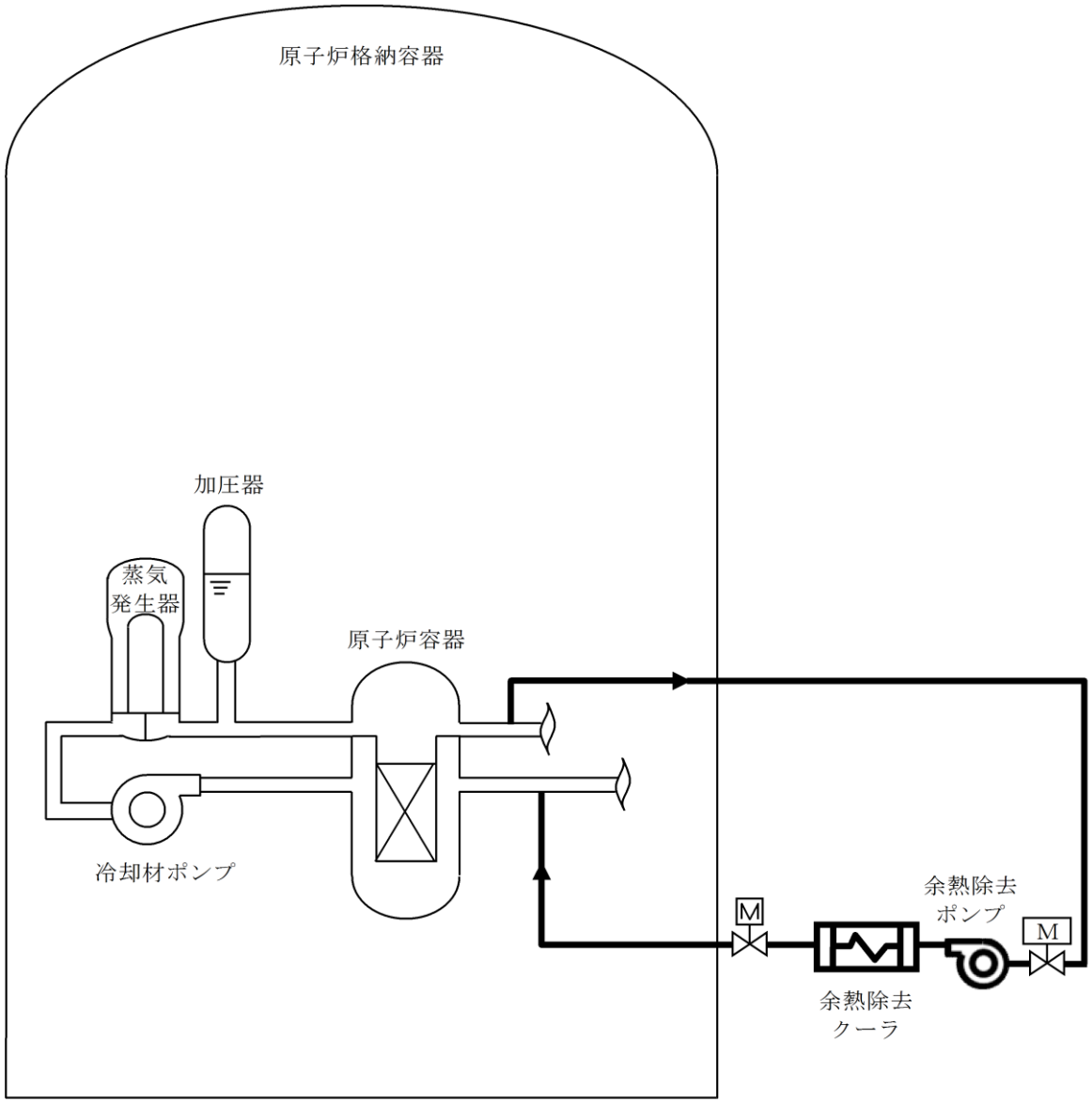
第 5.4.6 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（６）



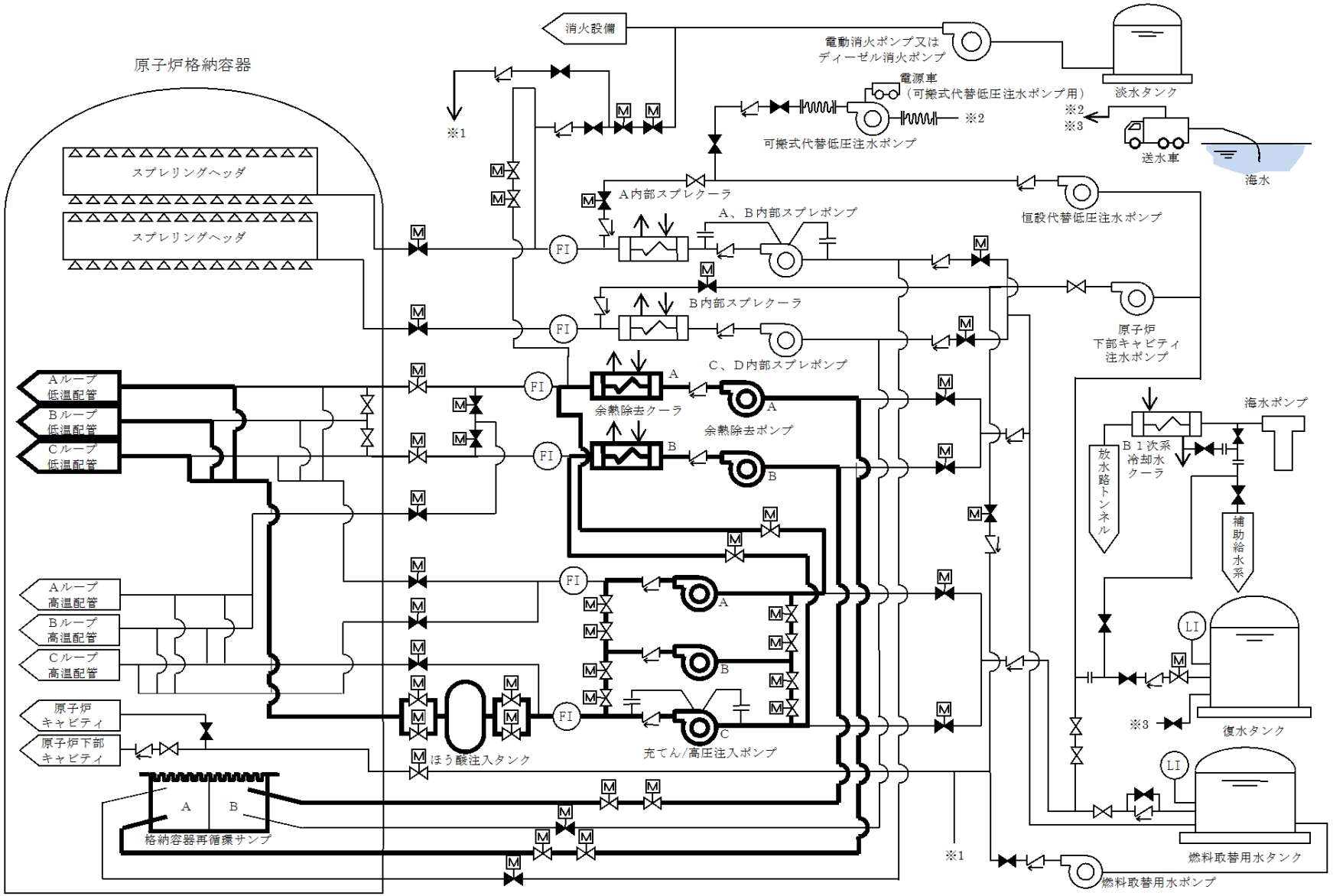
第 5.5.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（１）



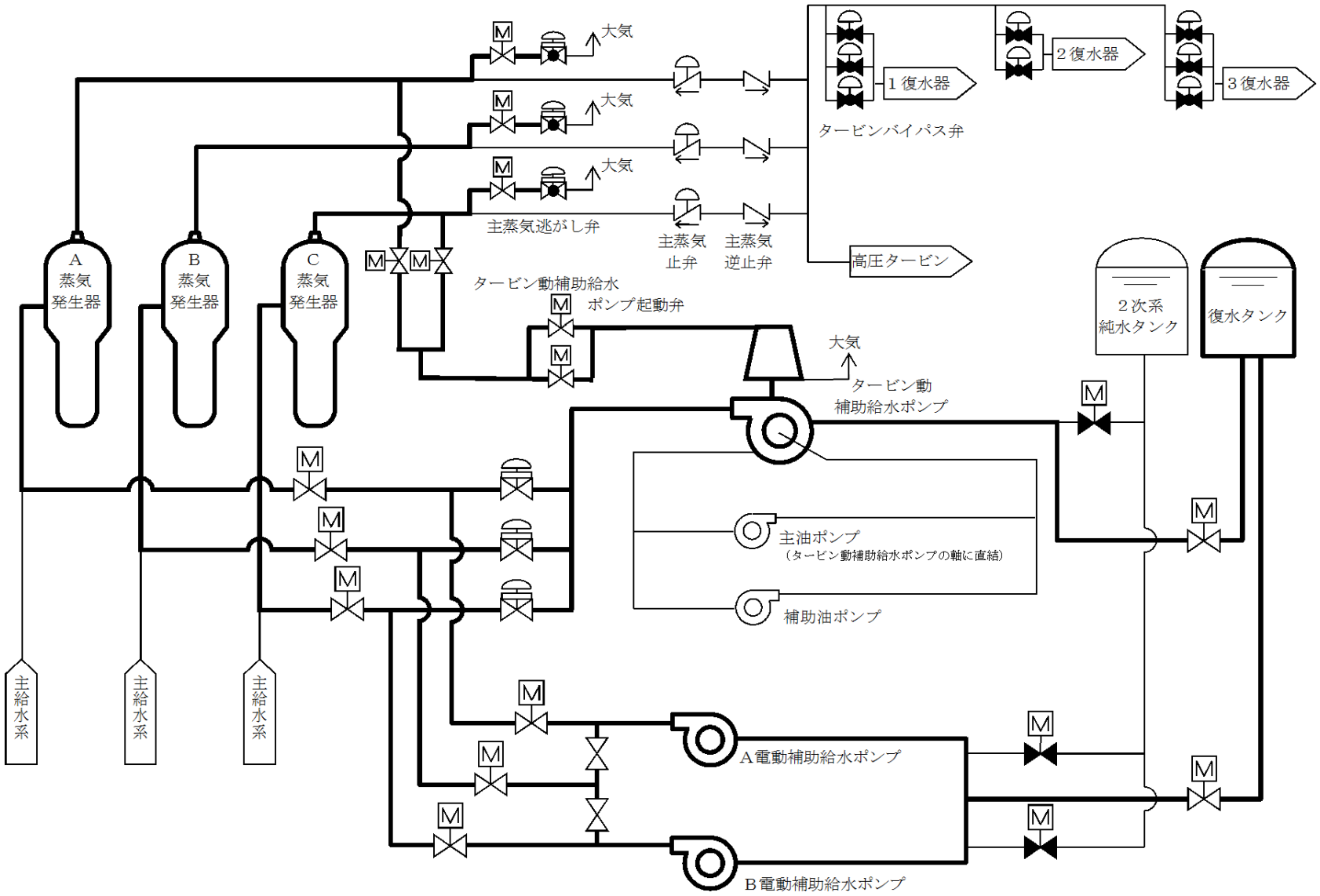
第 5.5.2 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（２）



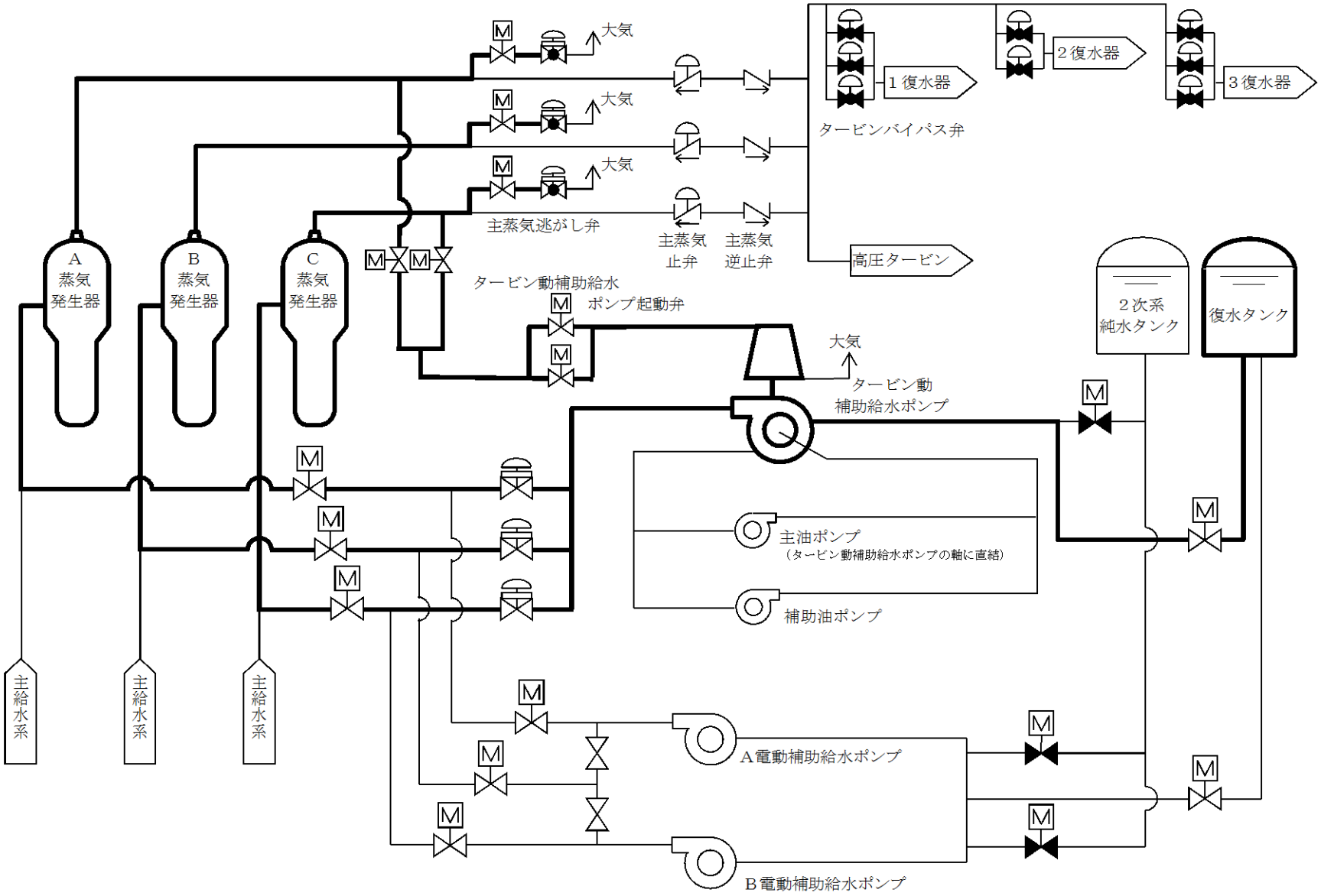
第 5.5.3 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（３）



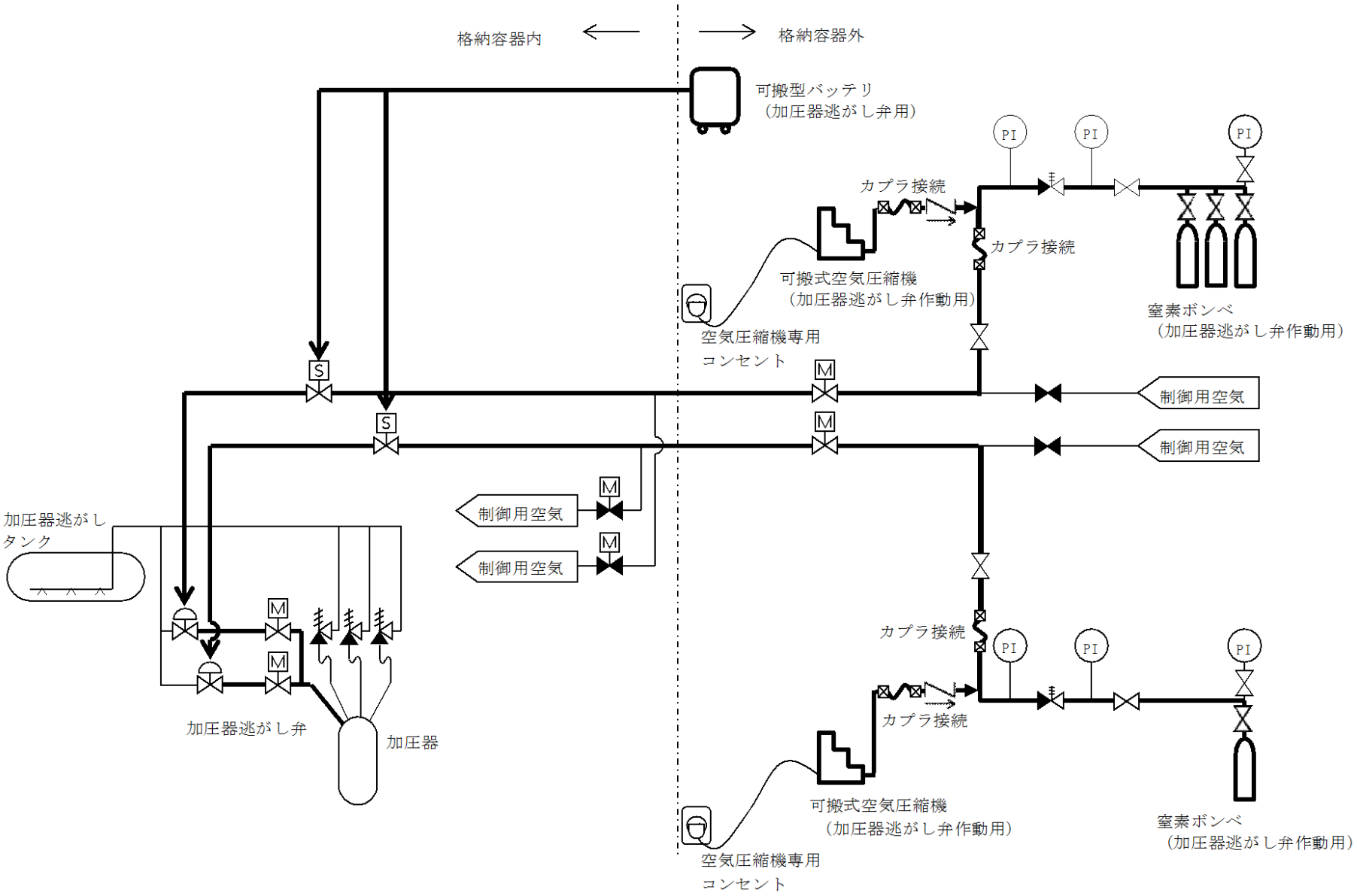
第 5.5.4 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（４）



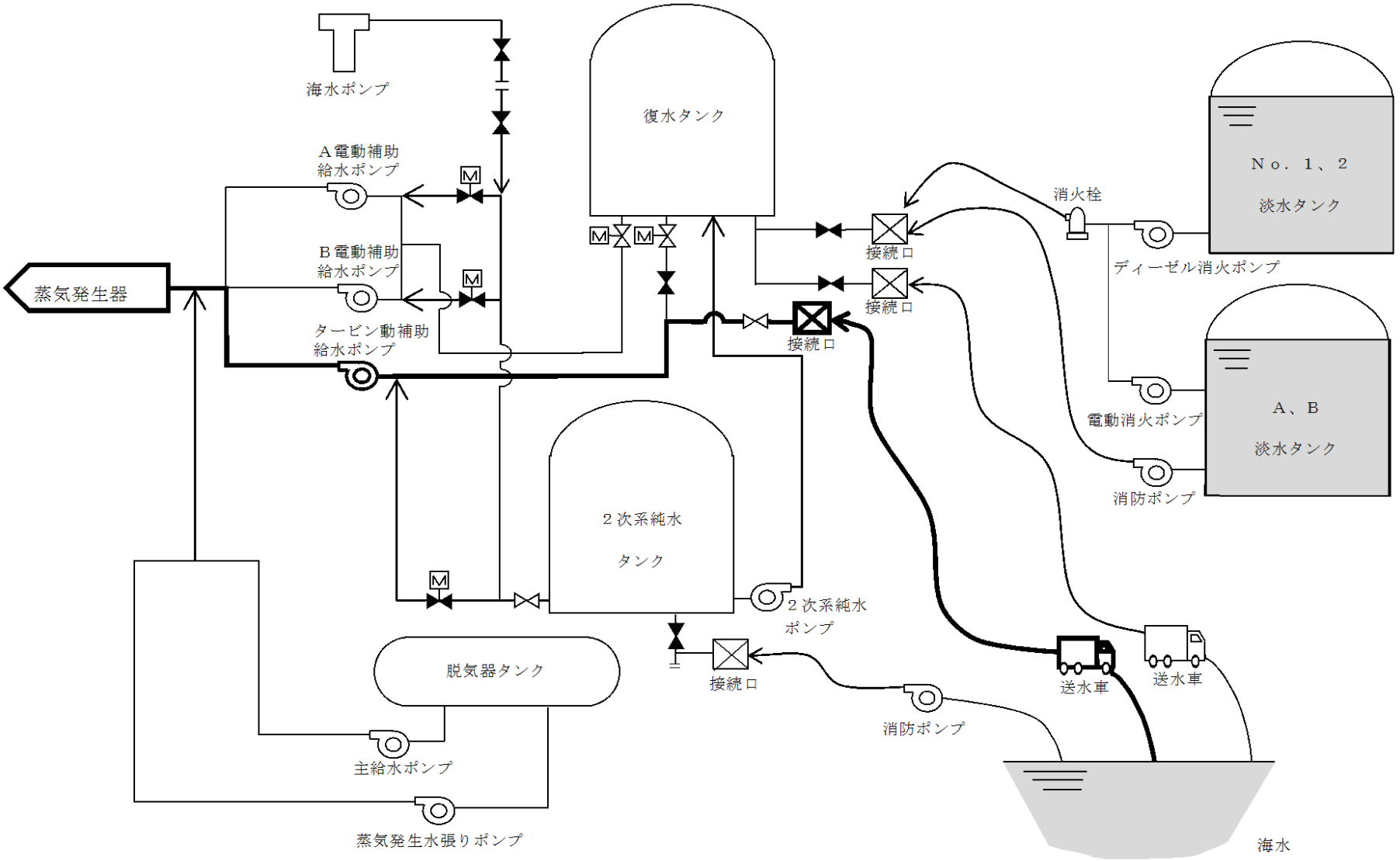
第 5.5.5 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（５）



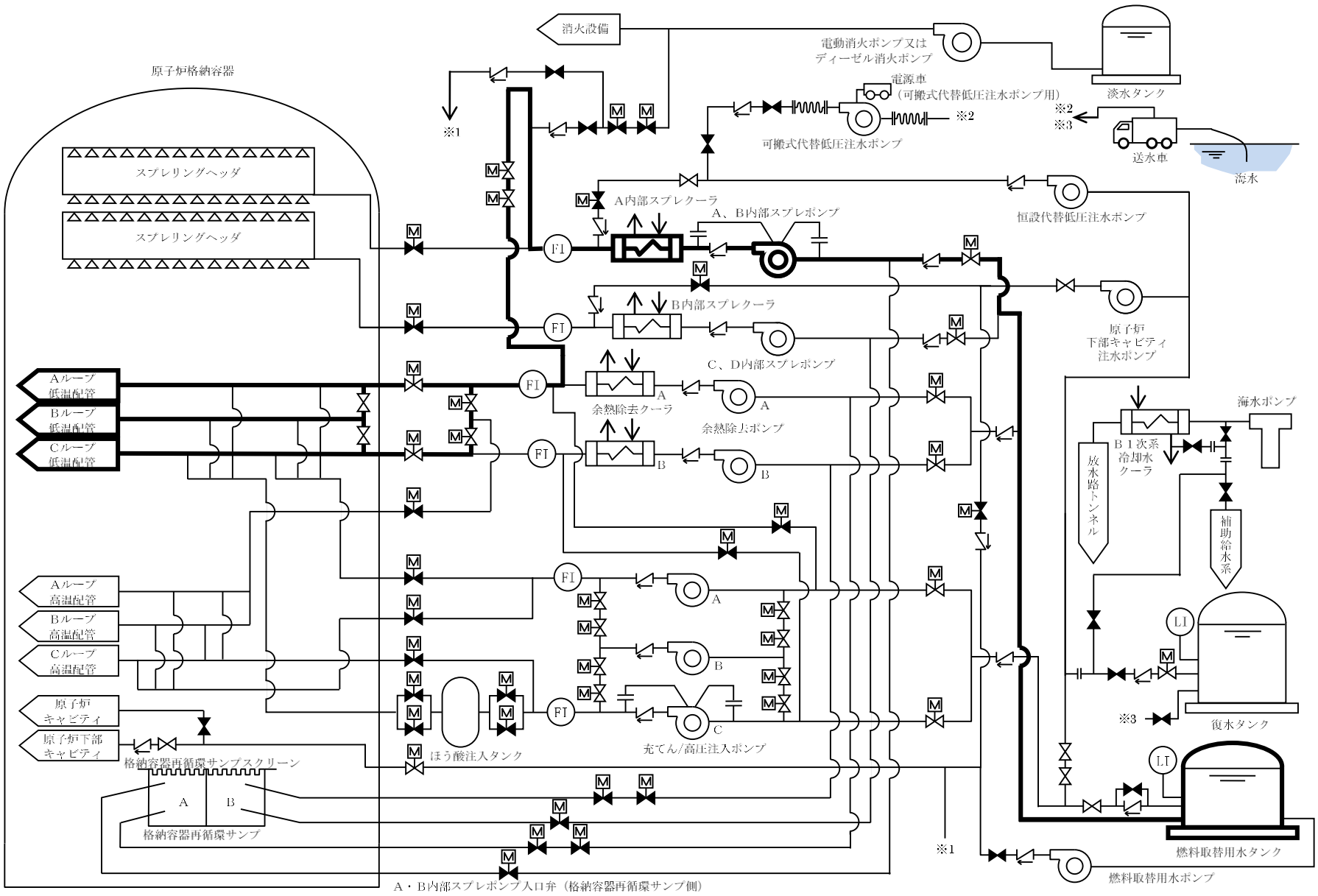
第 5.5.6 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（６）



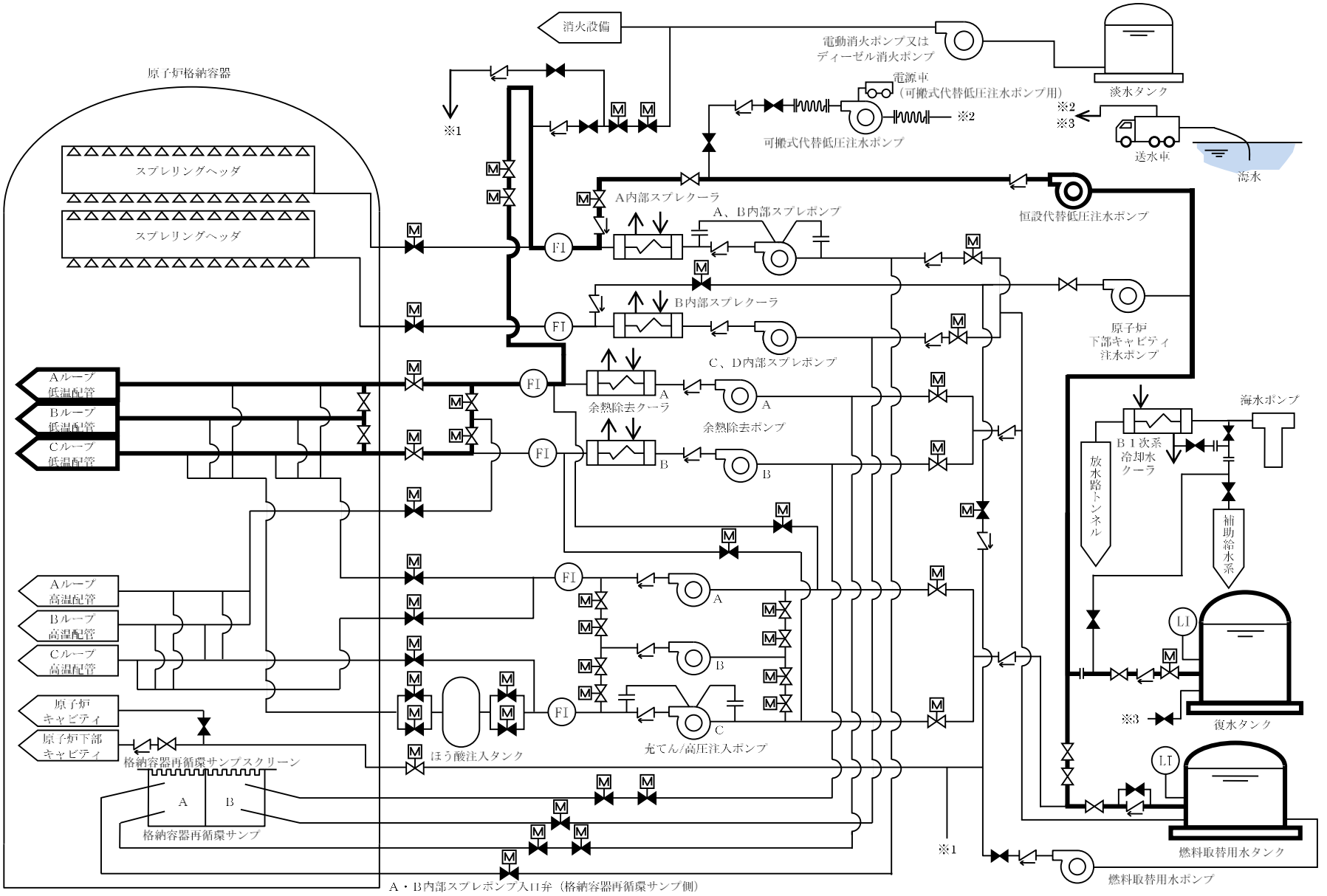
第 5.5.7 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（７）



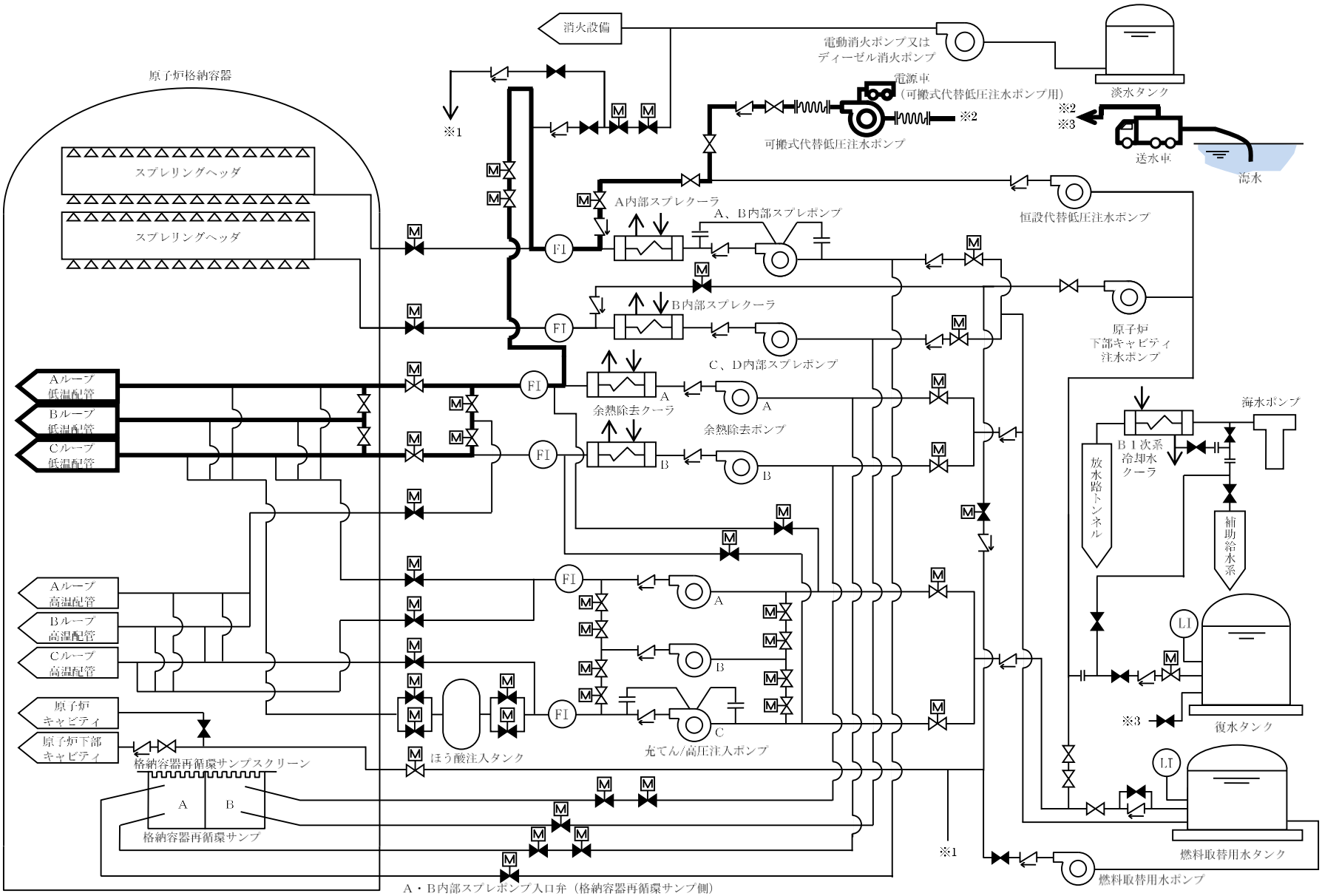
第 5.5.8 図　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備　概略系統図（８）



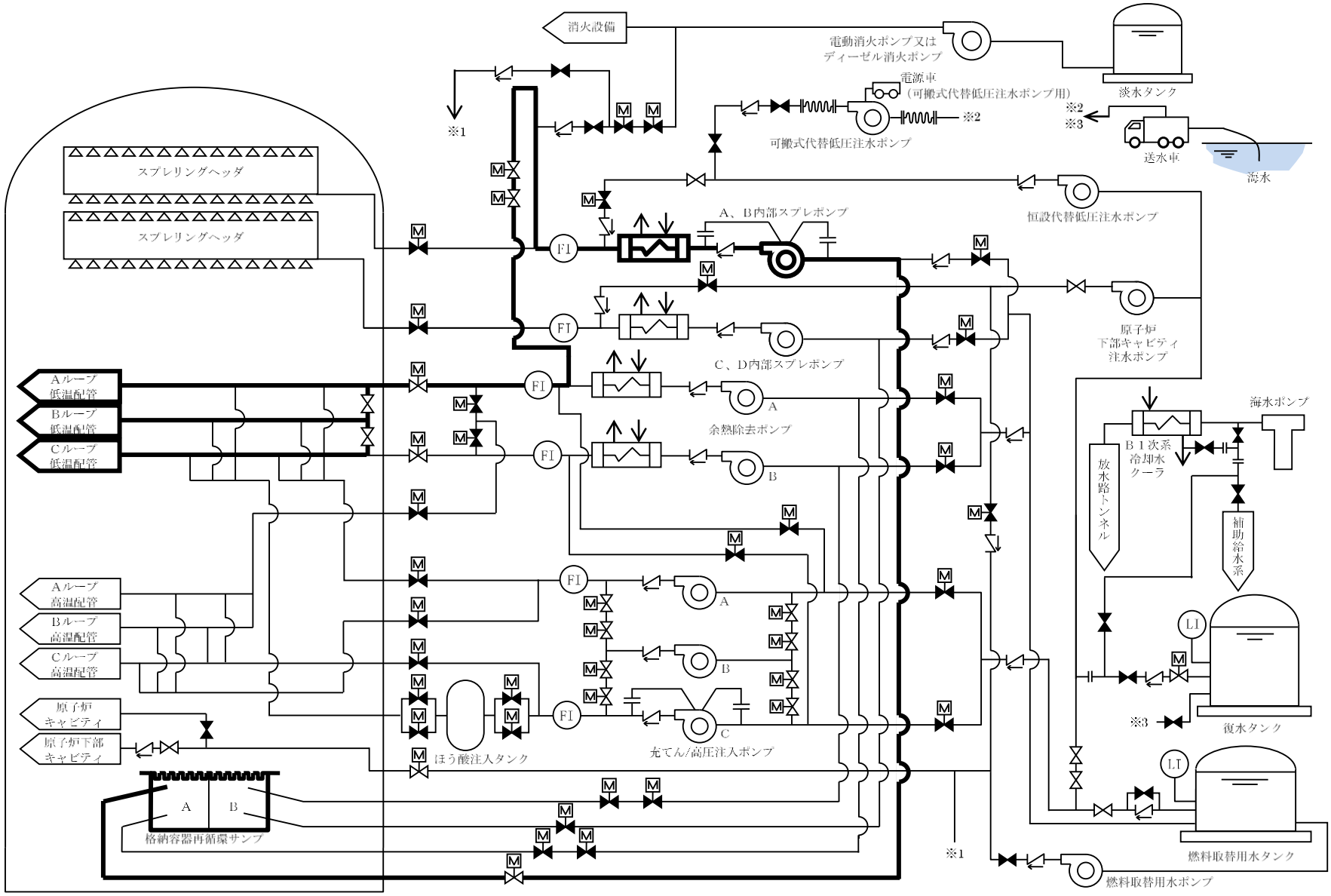
第 5.6.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１）



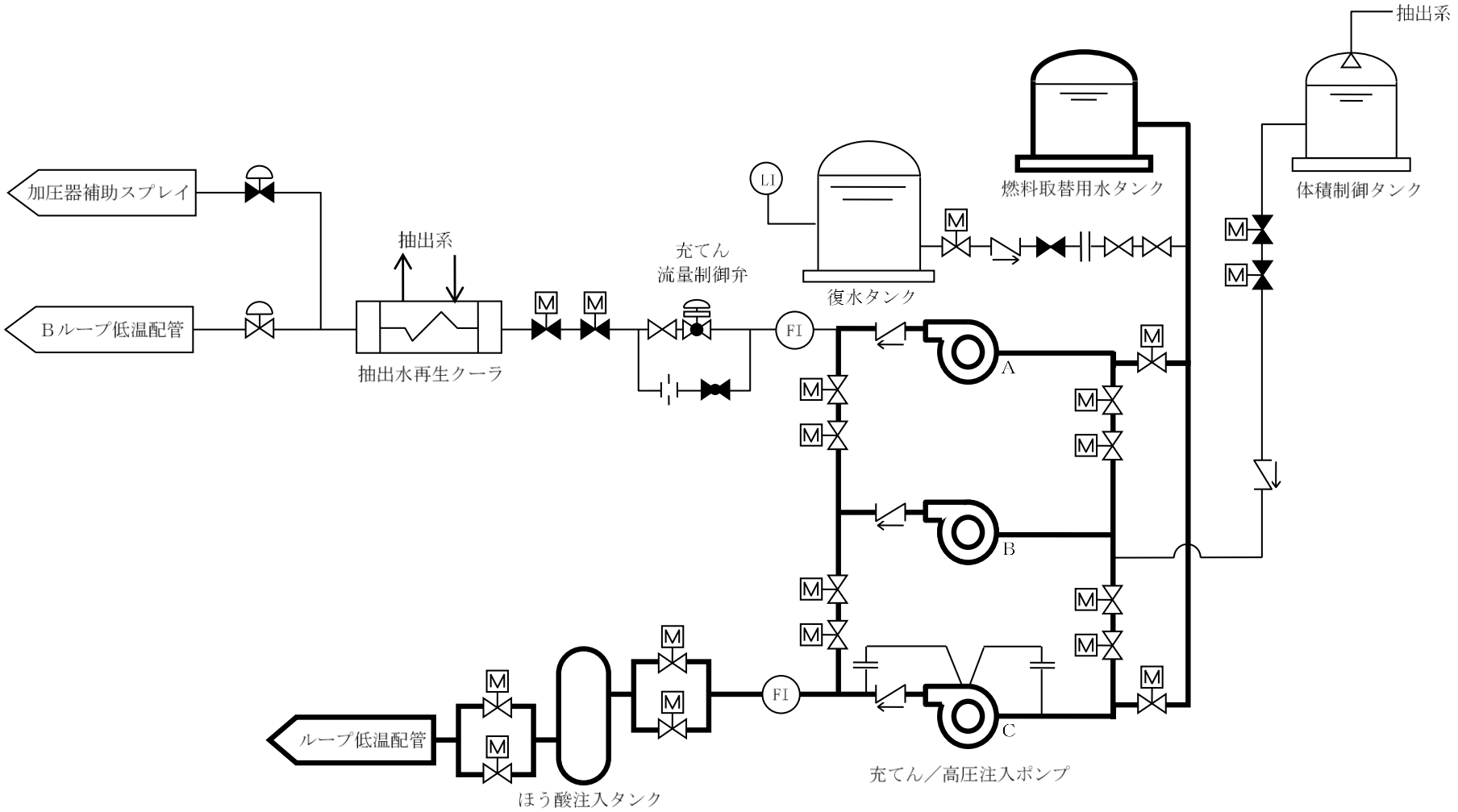
第 5.6.2 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（２）



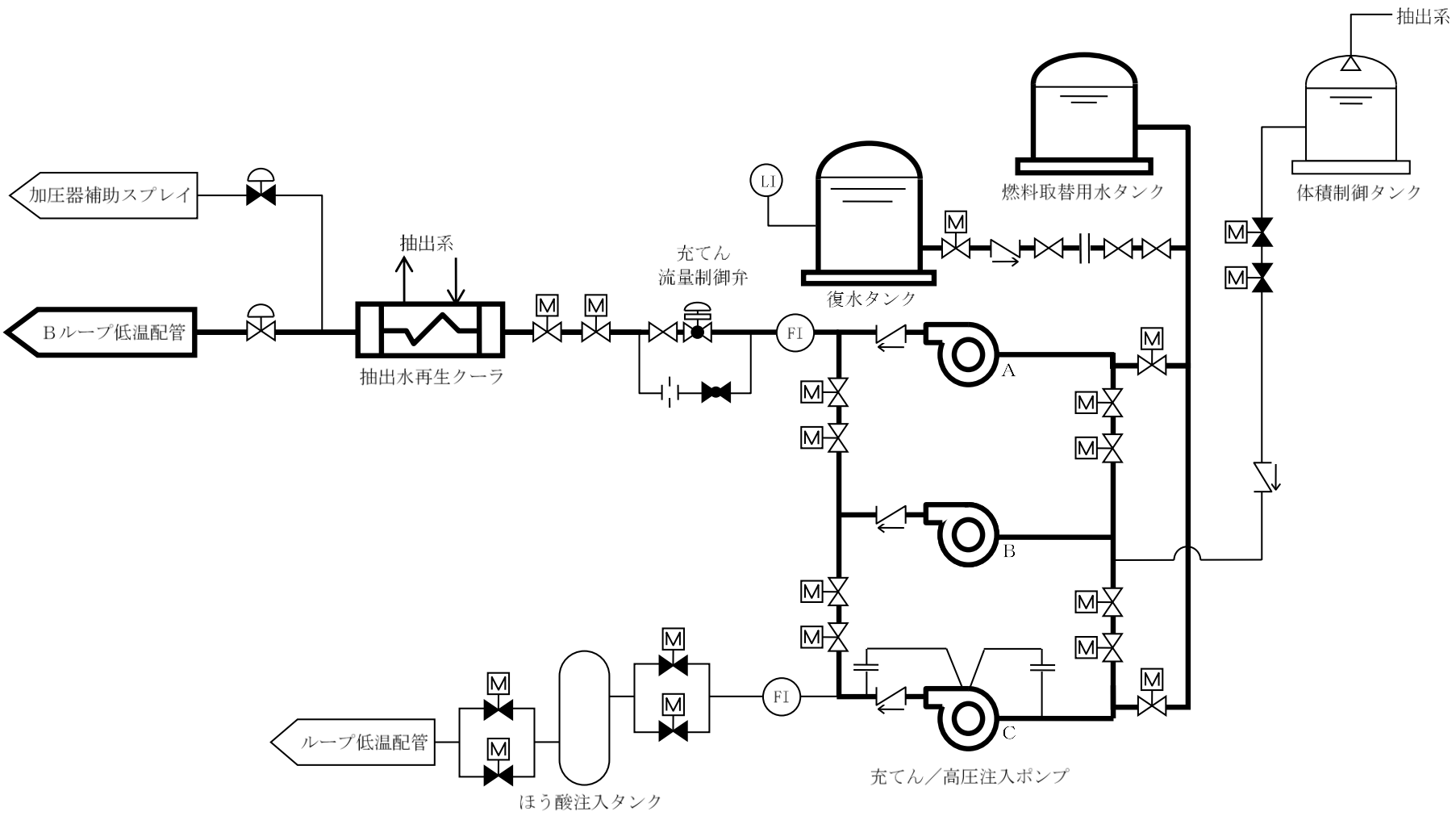
第 5.6.3 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（３）



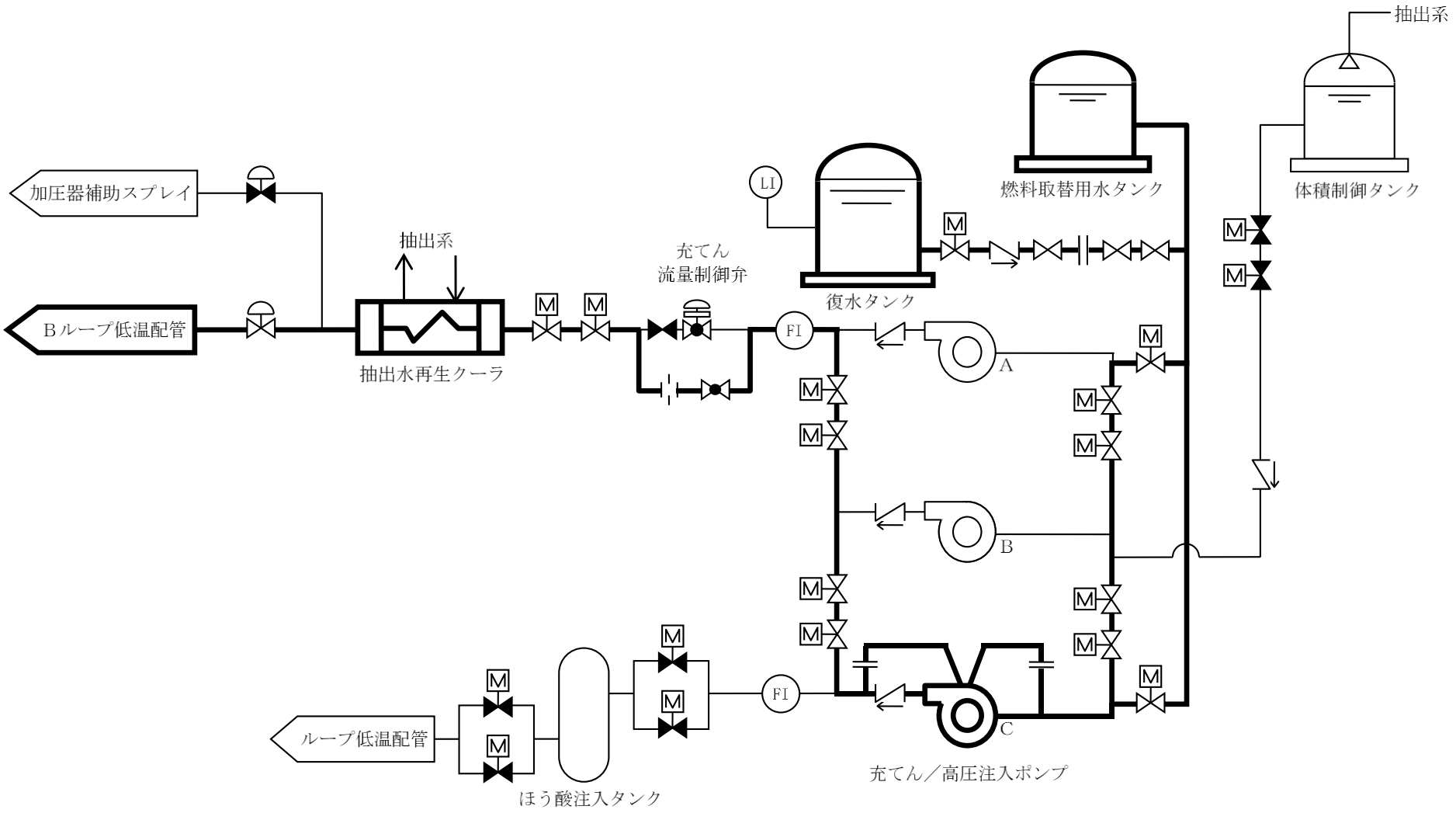
第 5.6.4 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（４）



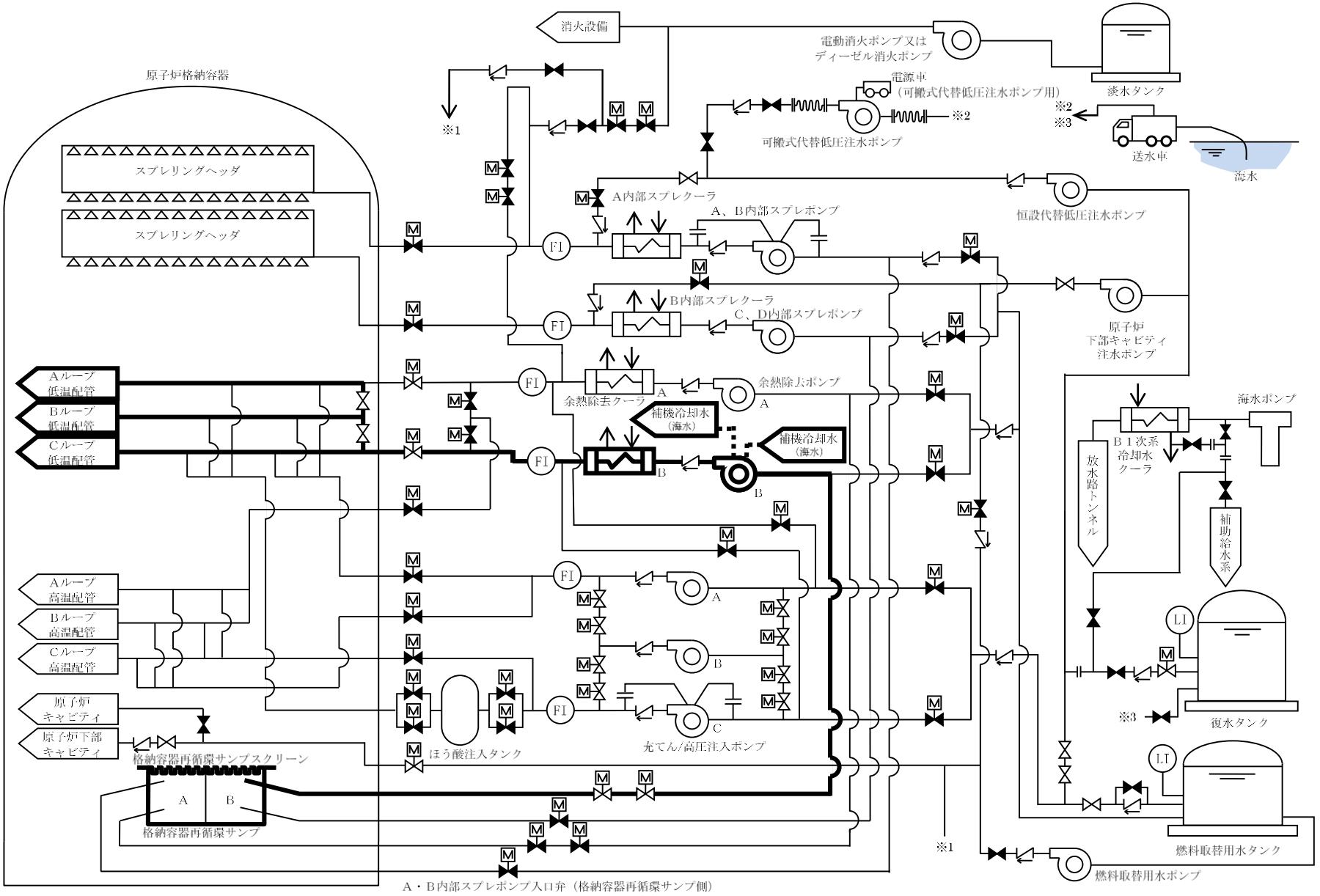
第 5.6.5 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（５）



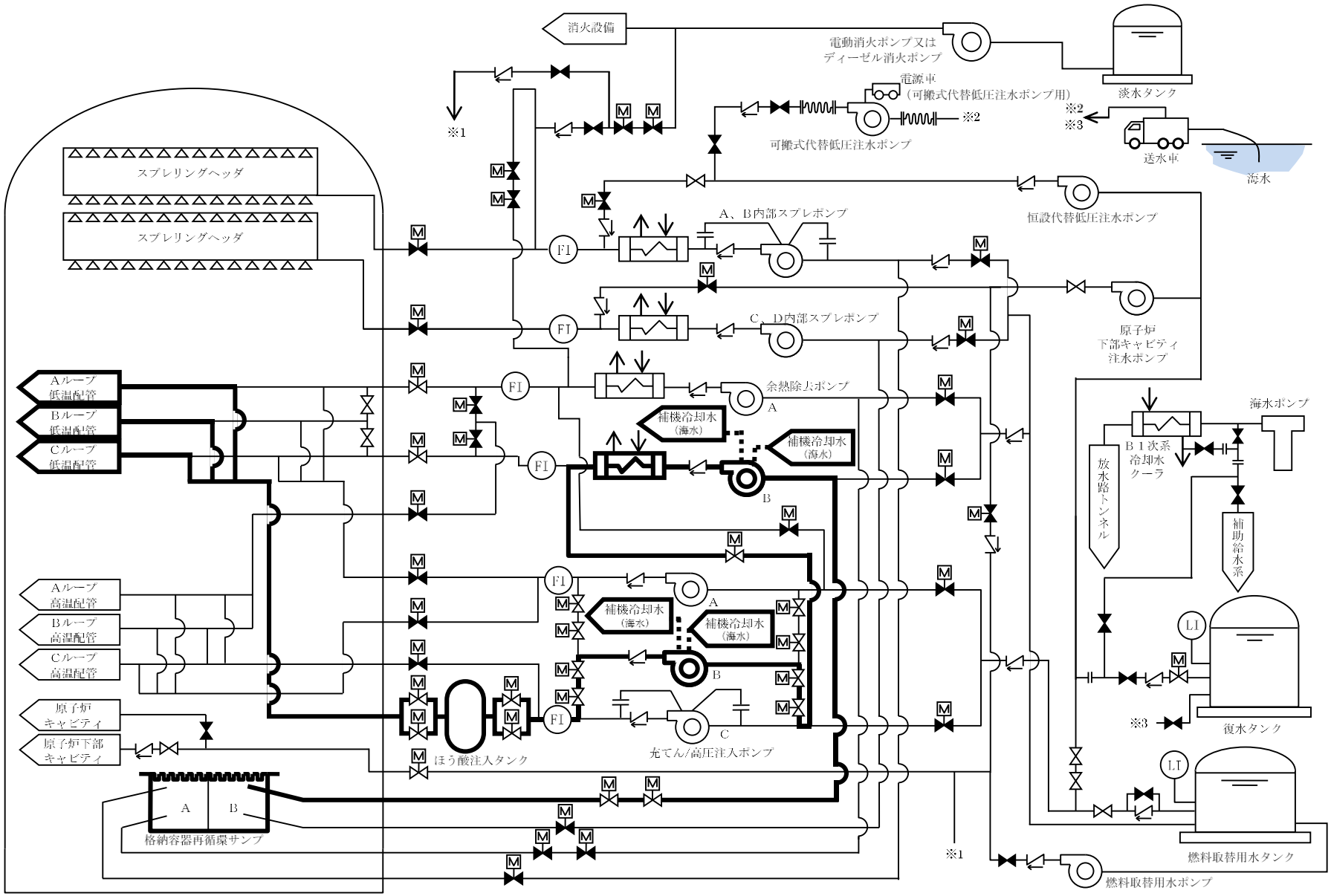
第 5.6.6 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（６）



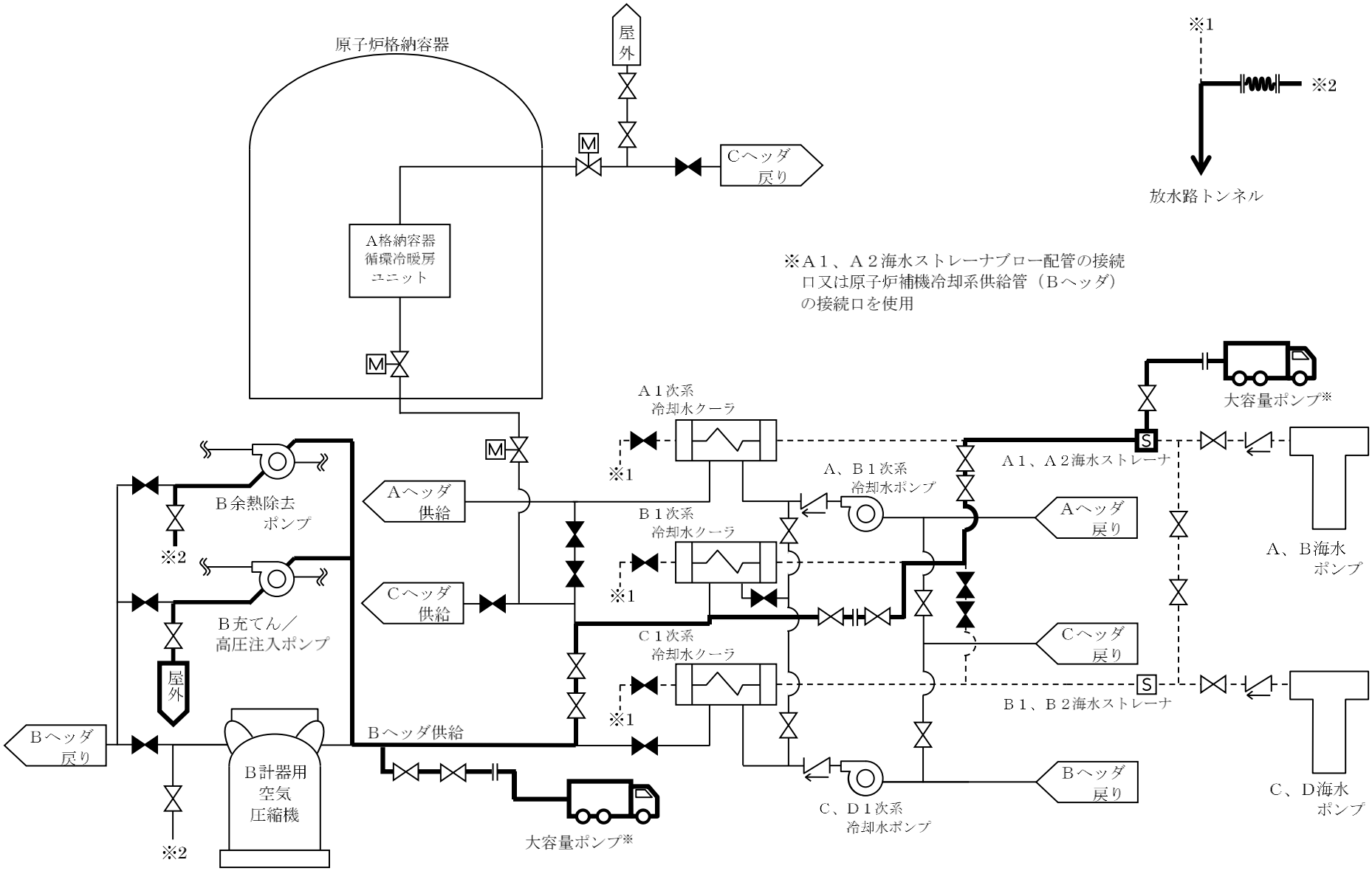
第 5.6.7 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（７）



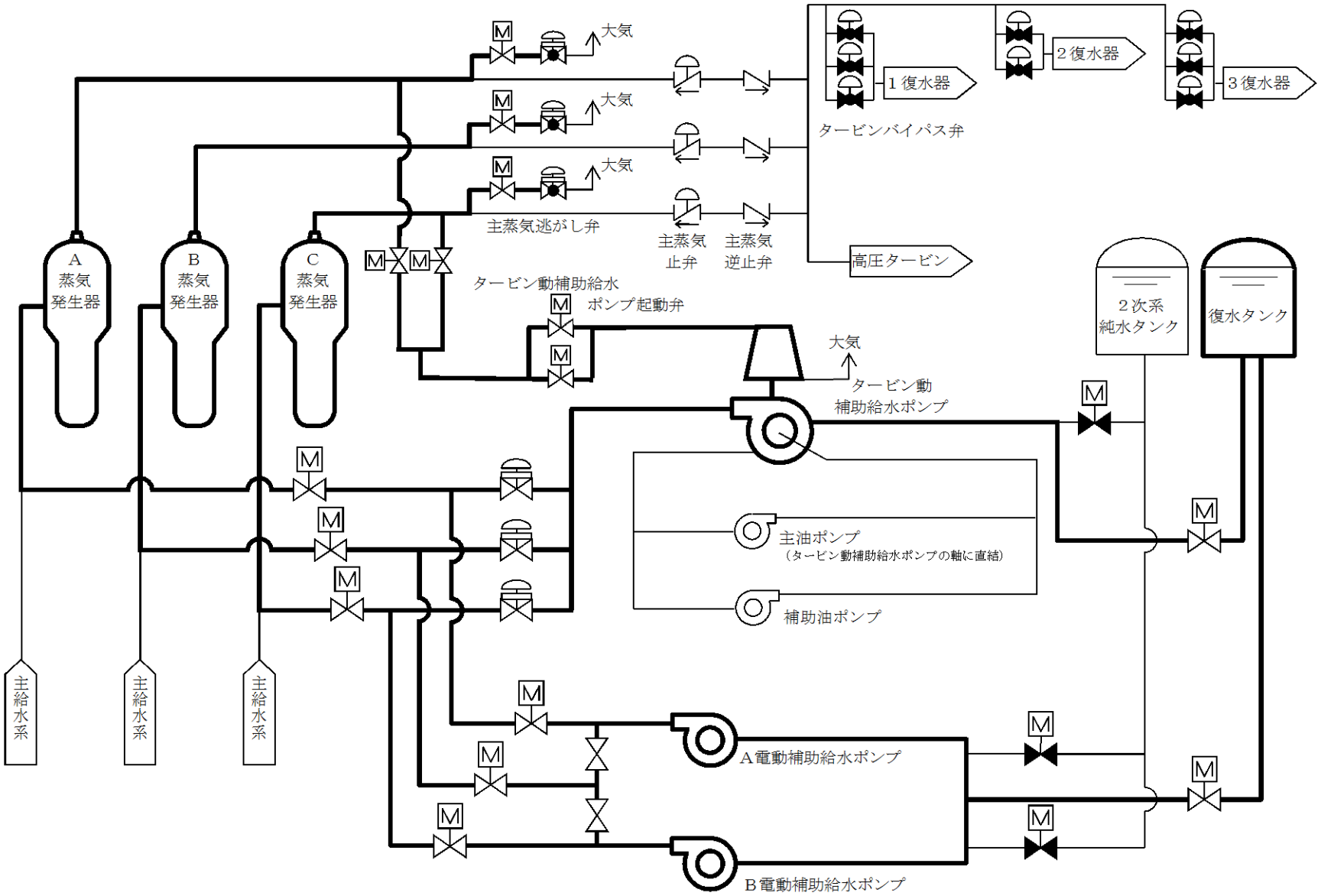
第 5.6.8 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（８）



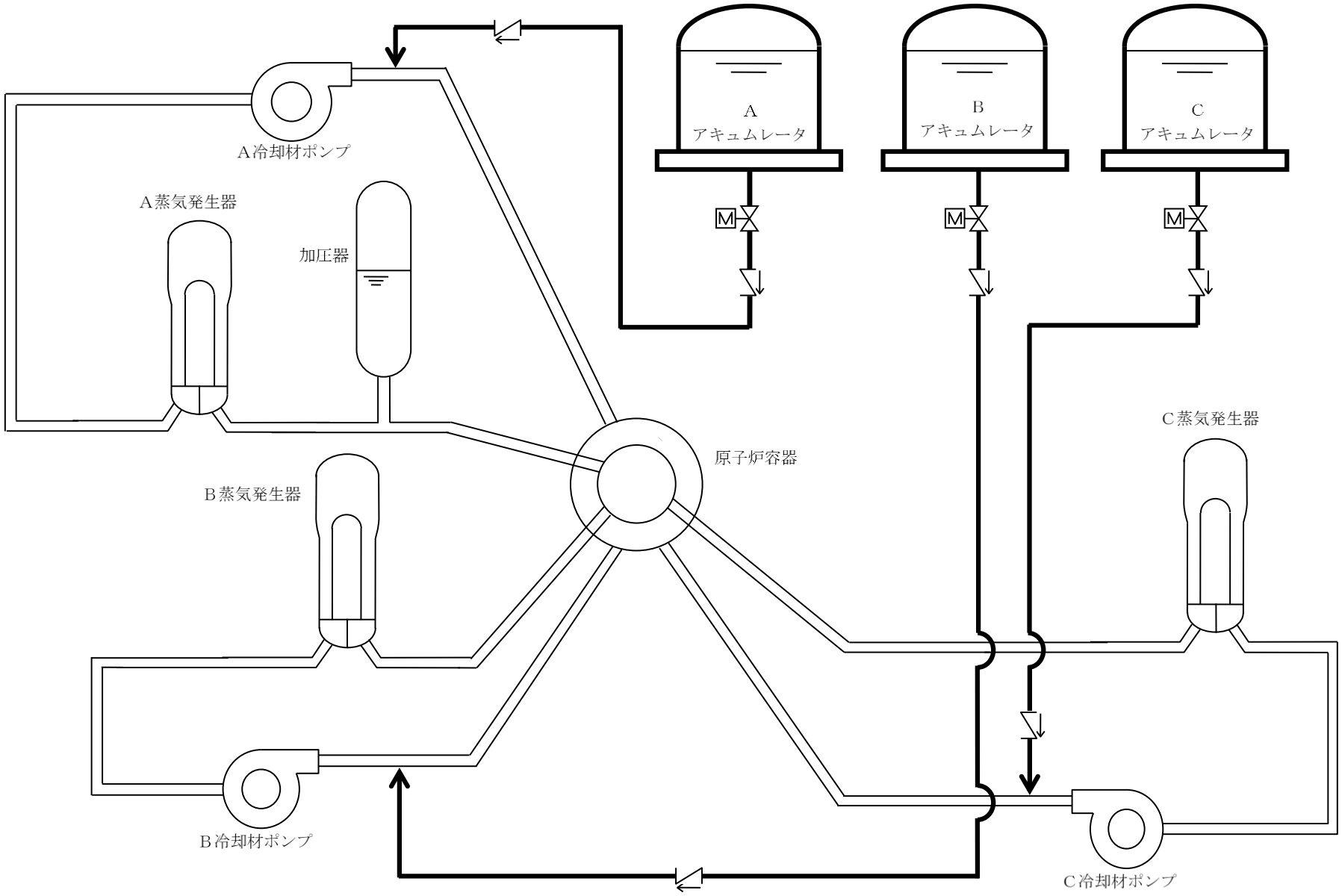
第 5.6.9 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（９）



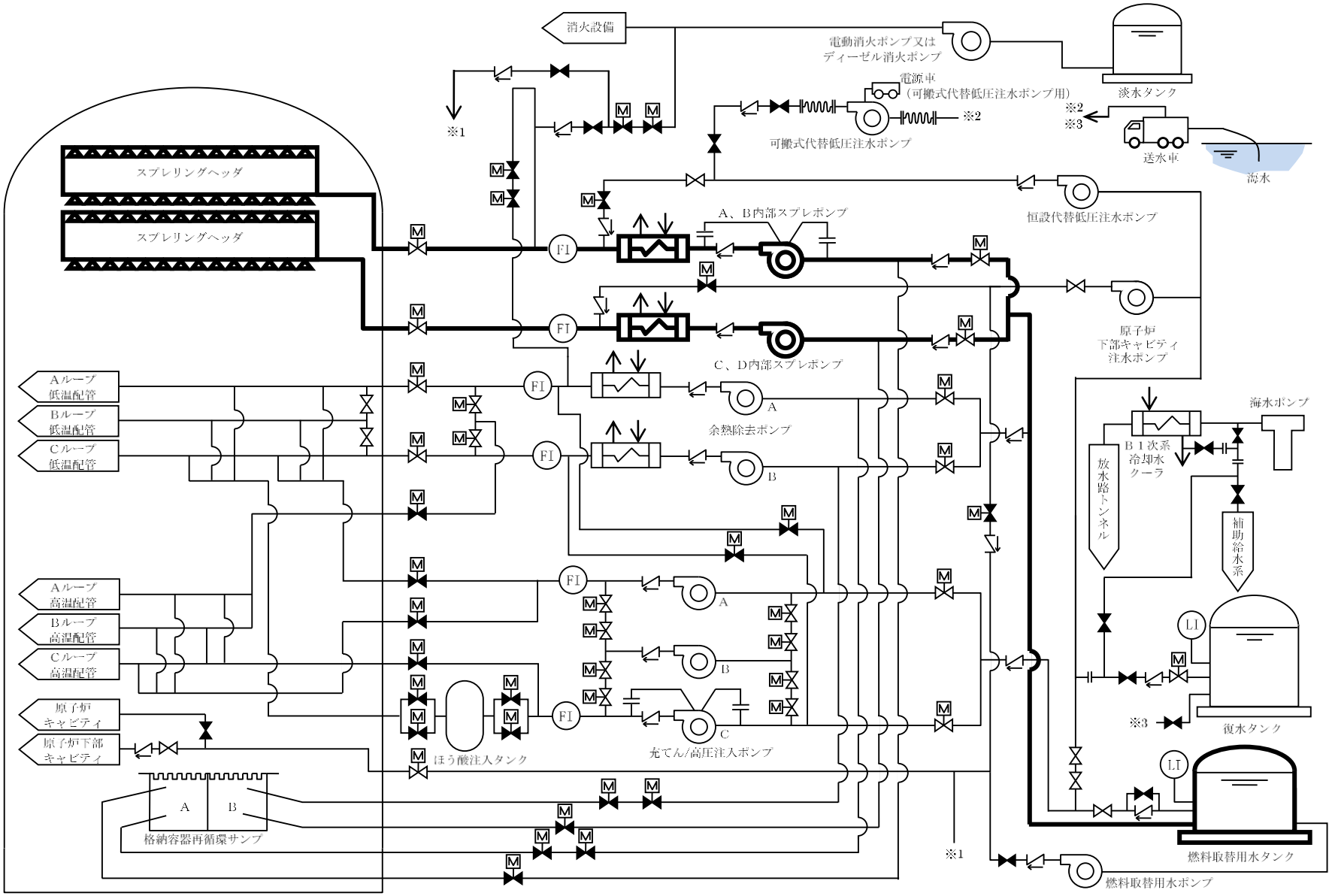
第 5.6.10 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１０）



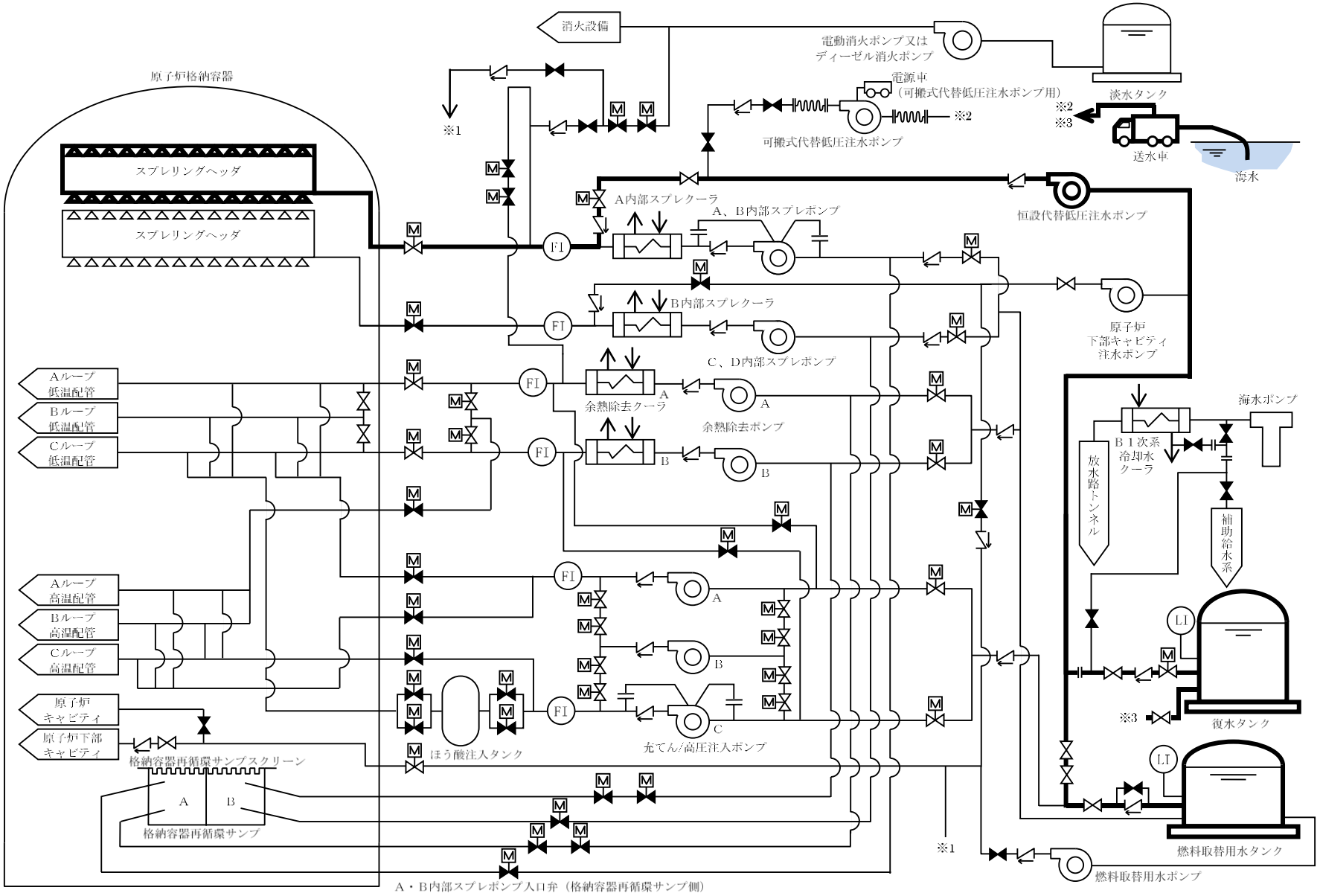
第 5.6.11 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１１）



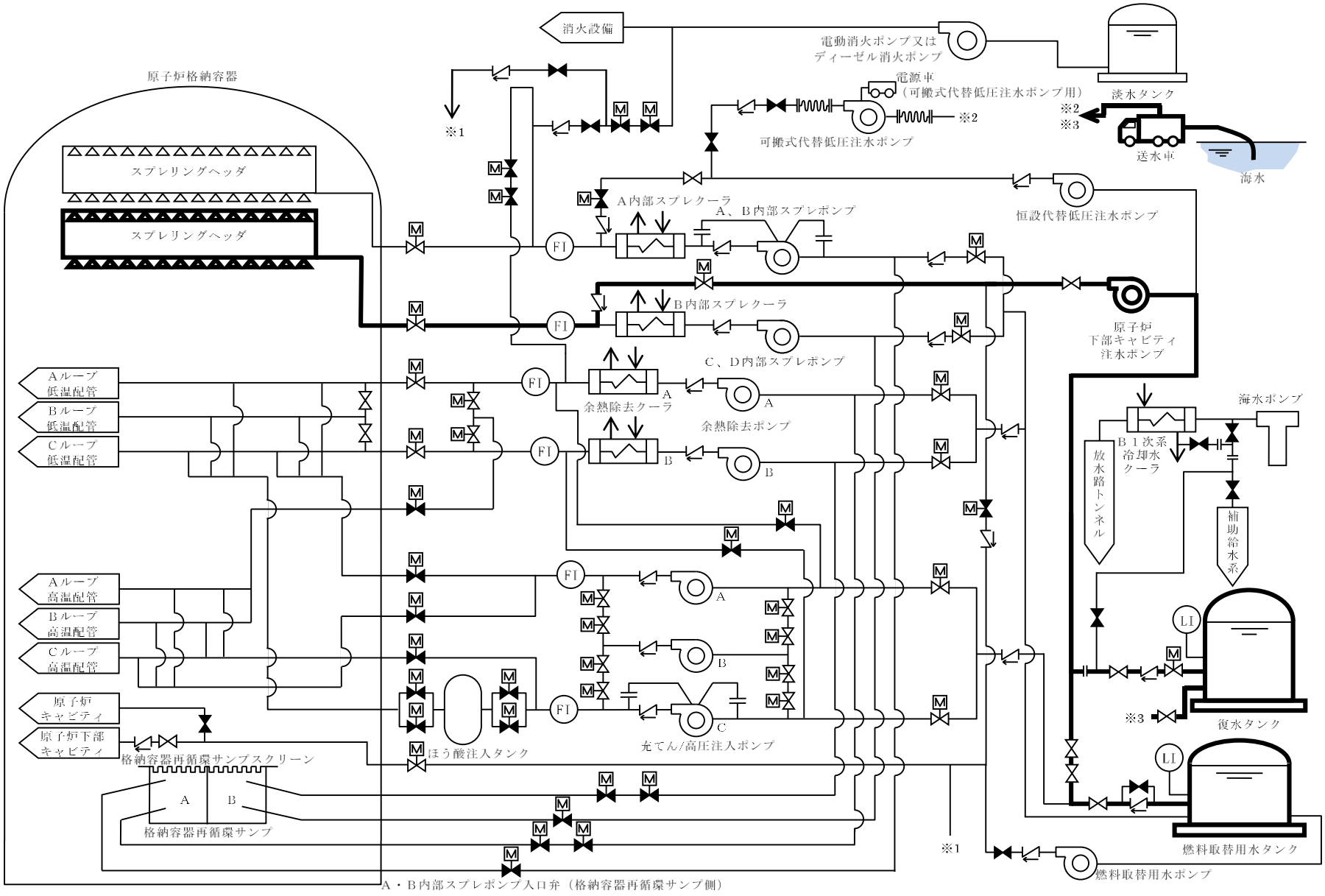
第 5.6.12 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１２）



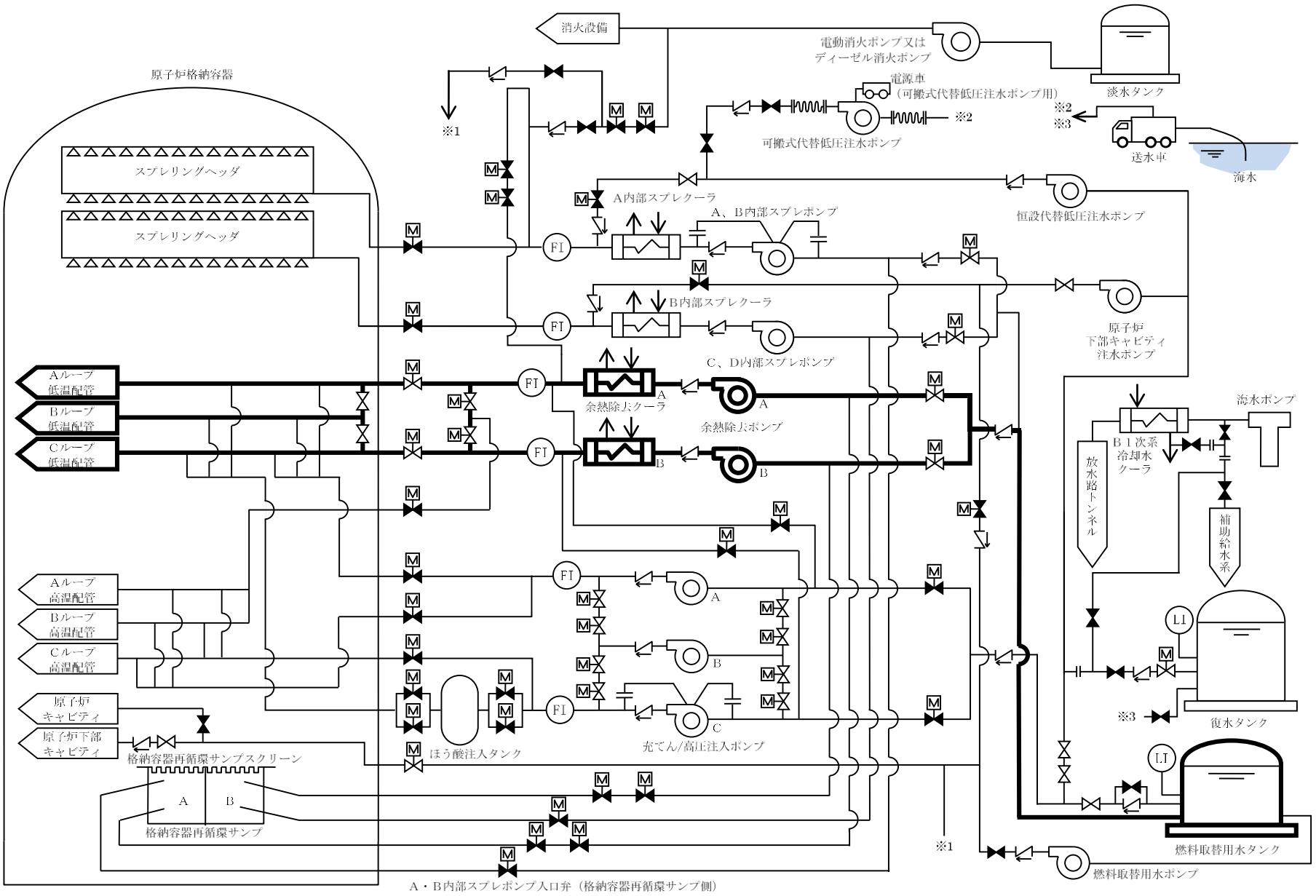
第 5.6.13 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１３）



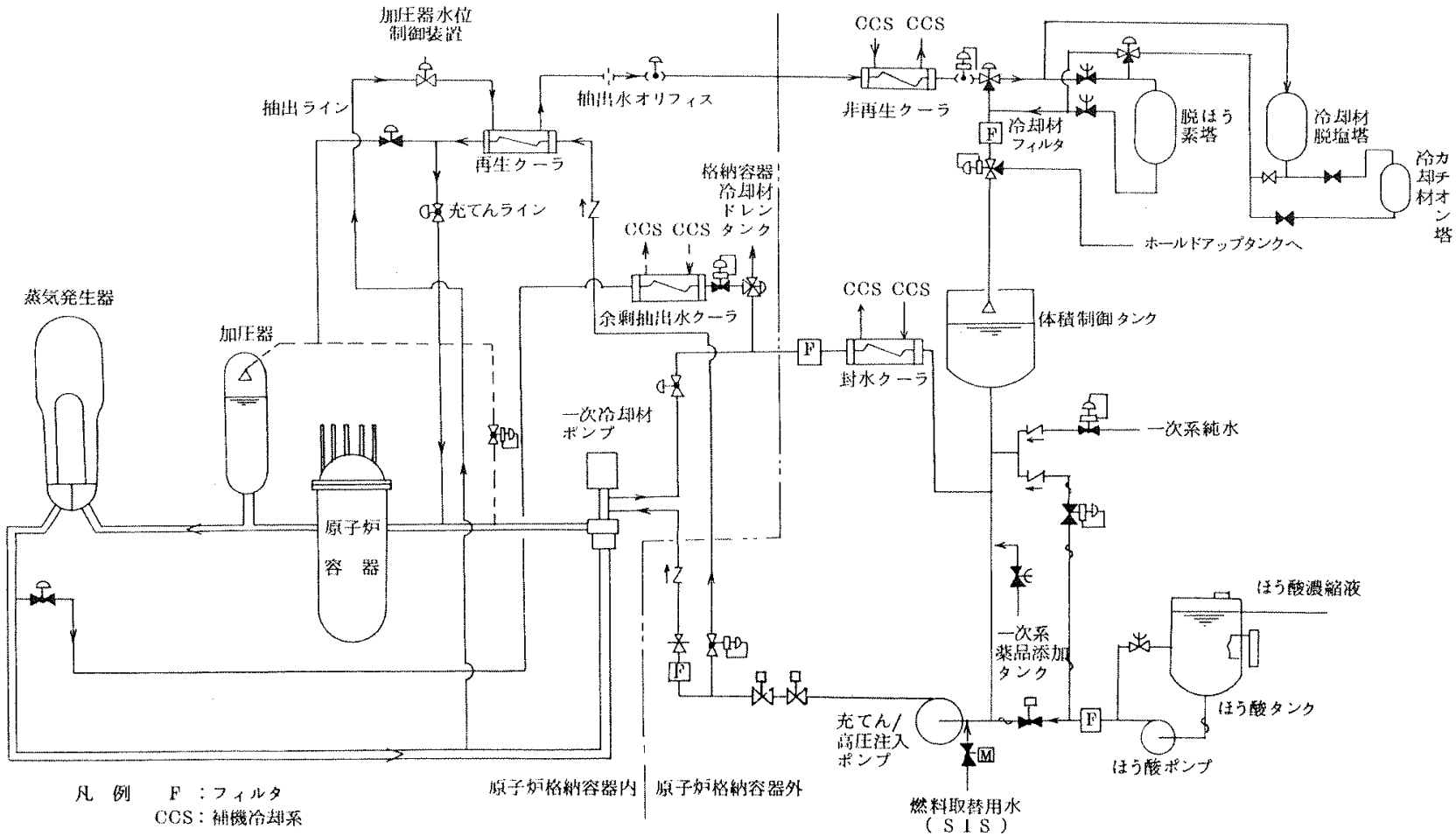
第 5.6.14 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１４）



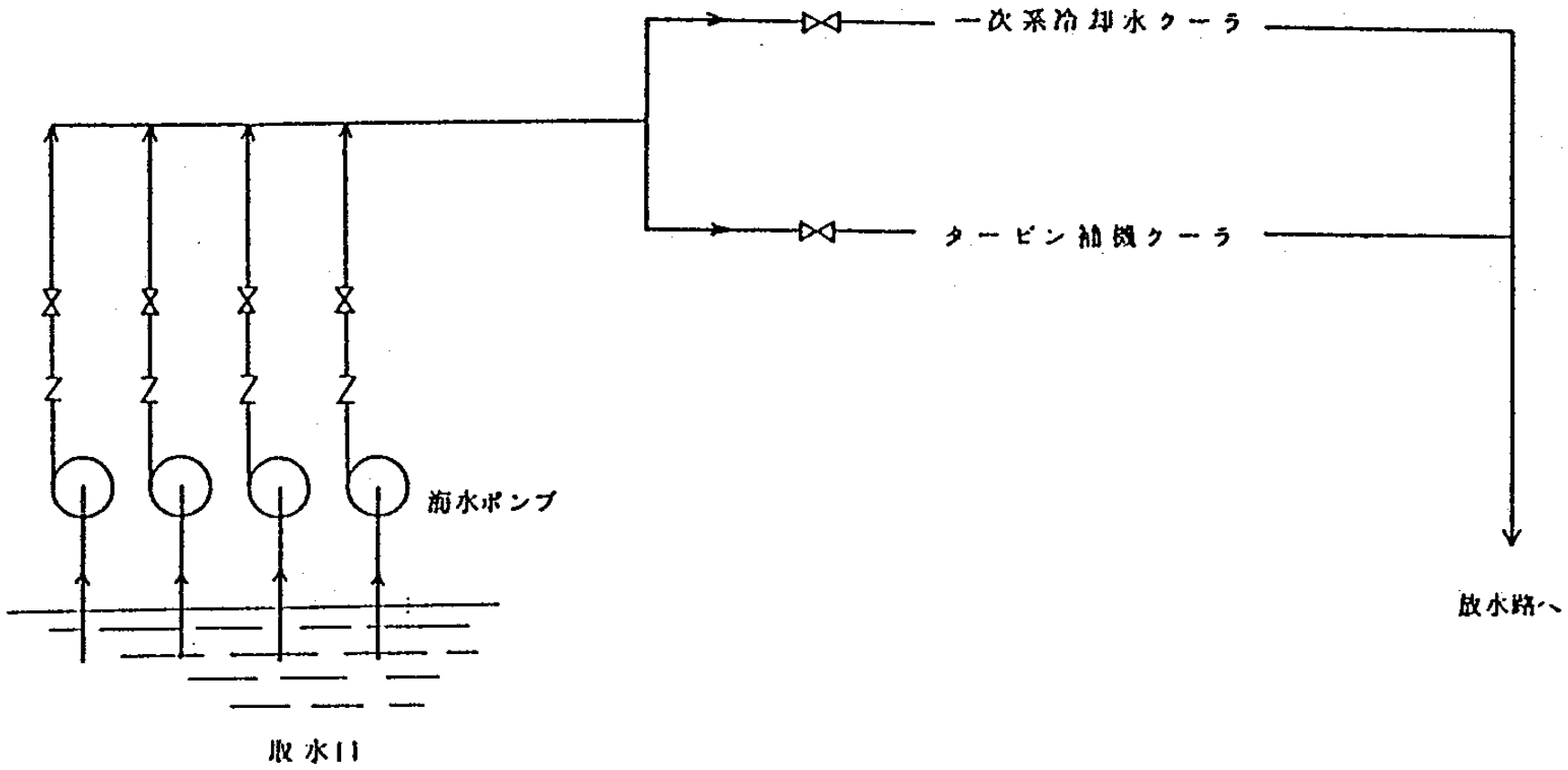
第 5.6.15 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１５）



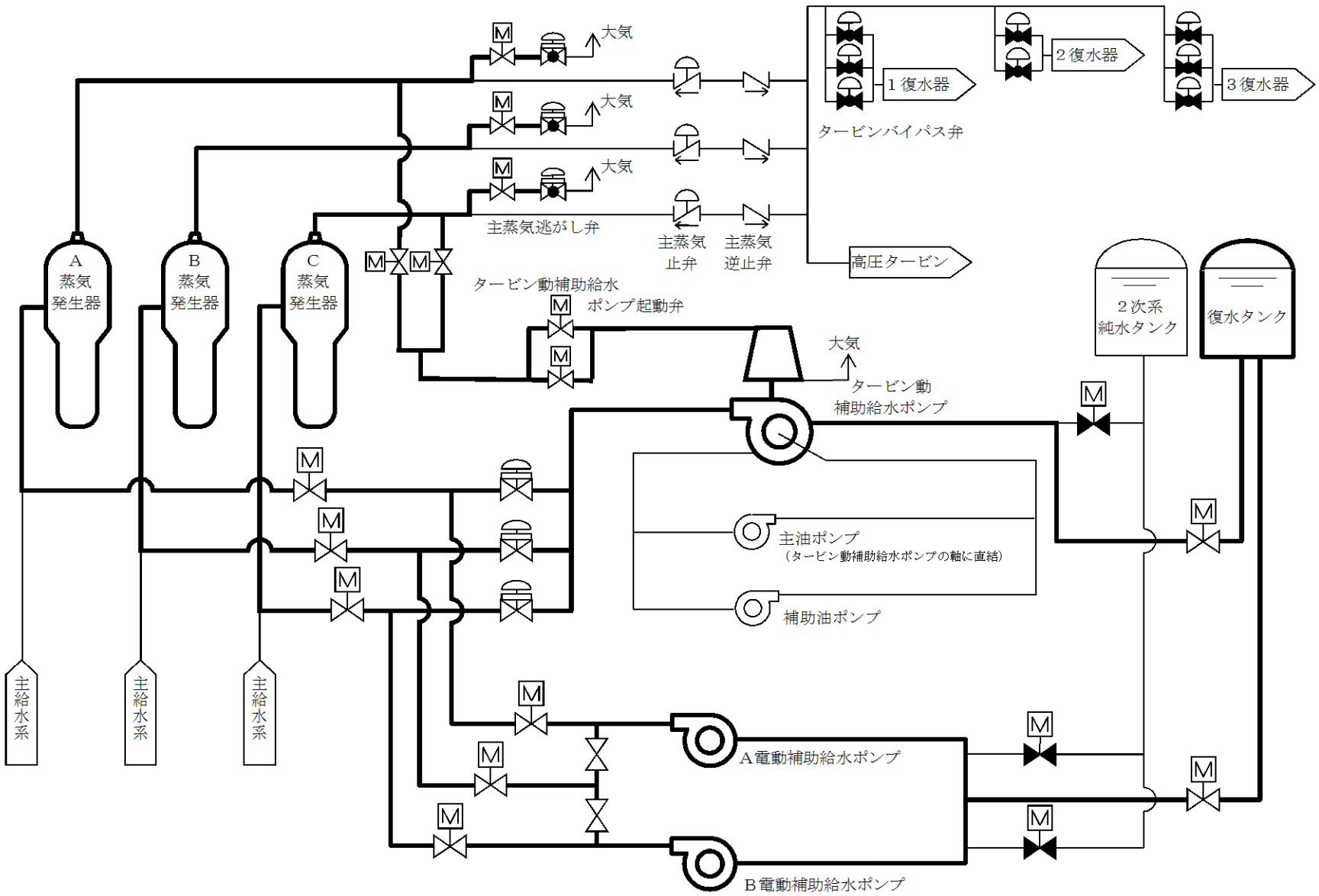
第 5.6.16 図　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備　概略系統図（１６）



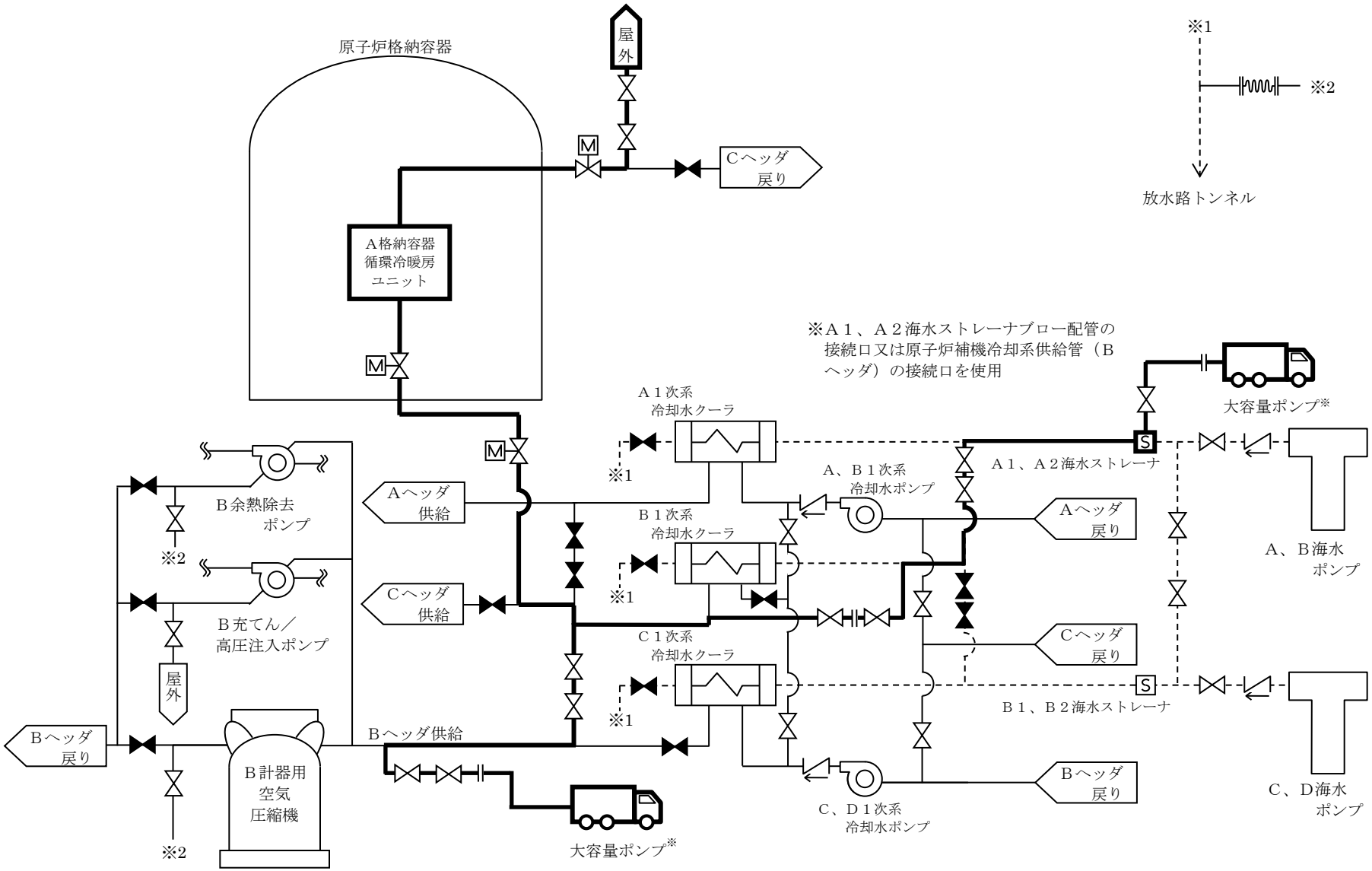
第 5.8.1 図　化学・体積制御設備系統説明図



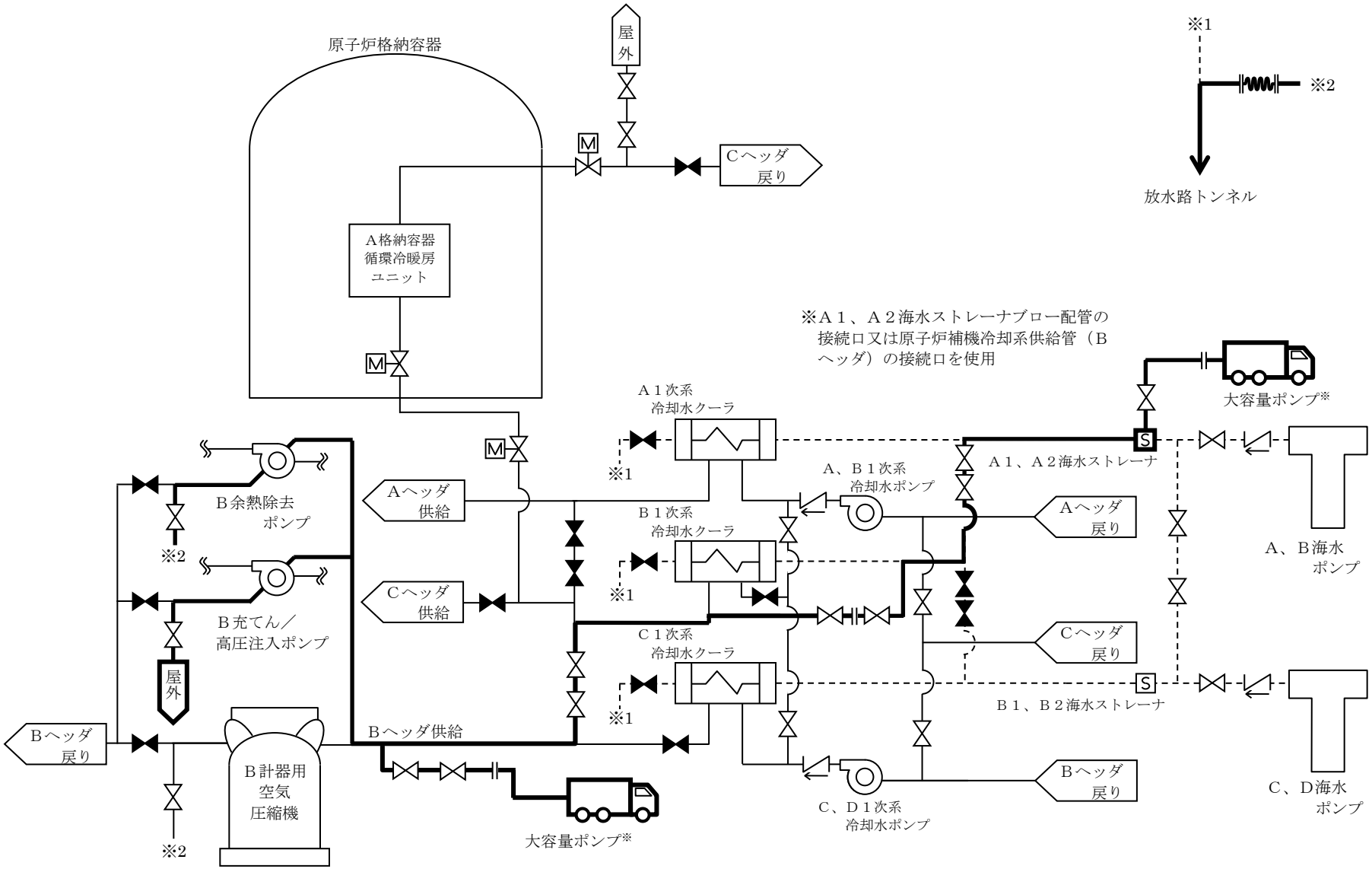
第 5.9.1 図　補機冷却海水設備系統説明図



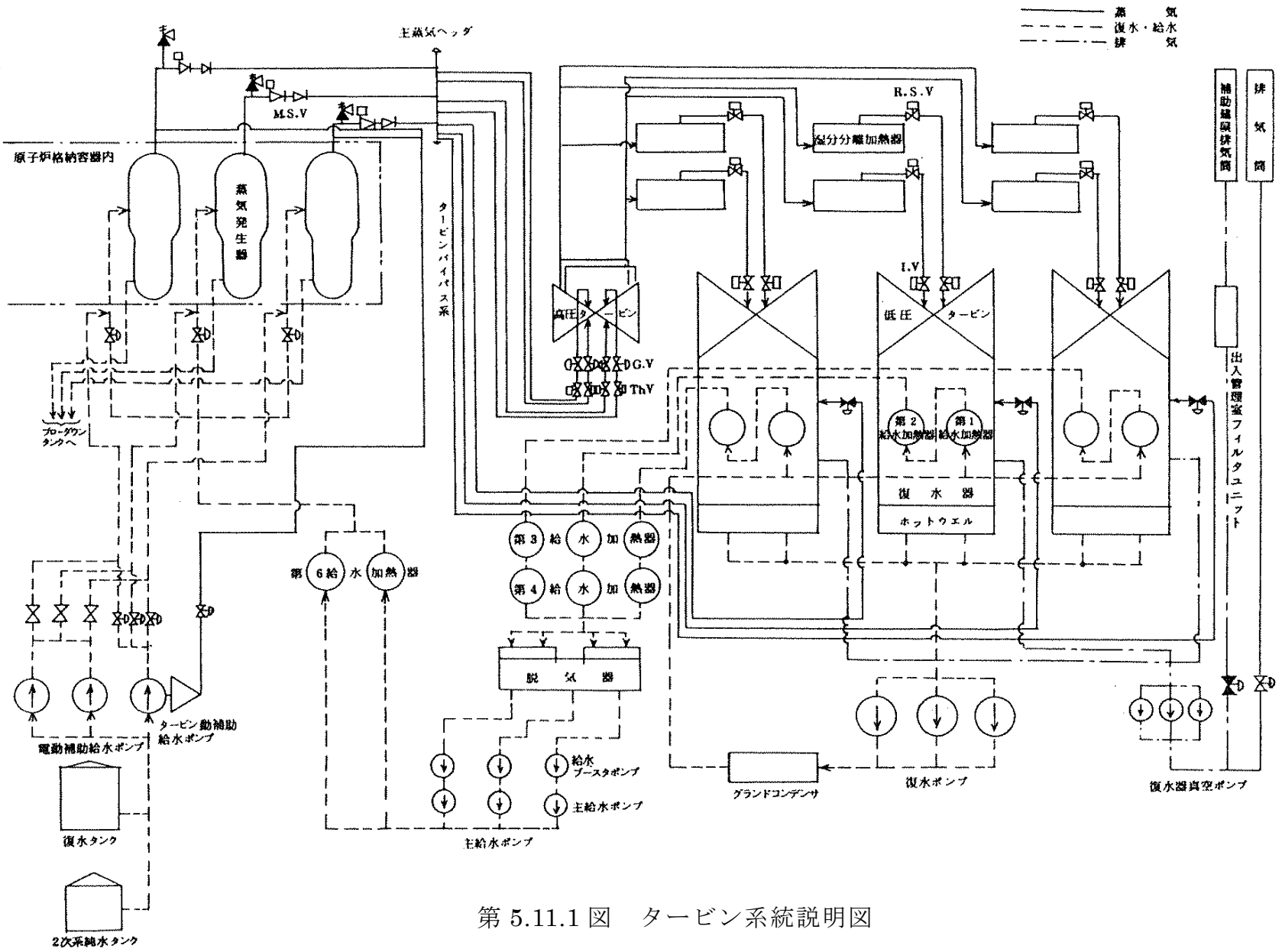
第 5.10.1 図　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備　概略系統図（１）



第 5.10.2 図　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備　概略系統図（２）



第 5.10.3 図　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備　概略系統図（３）



第 5.11.1 図　タービン系統説明図

6. 計測制御系統施設

6.1 原子炉制御設備

本発電所では、原子炉設備はもちろん、タービン発電機設備も含めて集中制御方式を採用し、タービンの負荷変化に応じて原子炉の出力を制御する方式を採る。通常の運転中の出力の制御は、(1)タービン蒸気流量の調整、(2)原子炉の負の反応度係数による自己調整、(3)制御棒クラスタの位置調整によって行う。発電所全体の制御系統図を第 6.1.1 図に示す。

原子炉の反応度制御には制御棒クラスタの位置調整と 1 次冷却材中のほう素濃度調整の 2 方式を併用して、適切な反応度制御を行う。主として前者は、出力、温度などプラントの運転条件の変化による短期の反応度変化の補償と高温停止時の余剰反応度の吸収に使用し、後者は、燃料の燃焼、核分裂生成物の毒作用などの長期にわたる反応度変化の補償と低温停止時に使用する。

原子炉の出力制御は、定格出力の約 15%以下の範囲では手動で行い、定格出力の約 15%以上では自動とする。この自動制御の範囲内では、±5%／分のランプ状負荷変化と、±10%のステップ状負荷変化に応ずることができ、さらに、タービンバイパス制御系の併用により、定格出力の 50%相当までの急激な負荷減少でも原子炉スクラムを起こすことなく対処できる。

1 次冷却材圧力は加圧器により自動制御し、また、1 次冷却系の体積制御は化学・体積制御設備で行う。

6.1.1 制御棒による制御系

(1) 制御棒クラスタ制御グループによる制御（1 次冷却材平均温度制御）

通常運転状態で、原子炉出力を自動制御している場合には、プラント出力の変更は、タービン側で蒸気流量を加減することによって行う。自動制御装置は原子炉側でその出力変化による諸量の変動を検出し、これを許容値内に保つように制御棒クラスタを操作して出力変化に追随する。原子炉側における主要制御変数としては 1 次冷却材平均温度を使用する。

1 次冷却材平均温度は各 1 次冷却回路に設ける 2 組の抵抗温度計に

よって測定する。低温側の温度検出素子を対応する高温側の素子と直列になるよう接続して電気的ブリッジ回路を形成し、平均温度に相当する信号を得る。

制御装置はこの平均温度信号をタービン発電機負荷に比例するプログラム平均温度と比較して制御信号を作る。この信号により制御グループの制御棒クラスタを自動的に駆動して、1次冷却材平均温度を所定の値に維持する。

この場合制御棒クラスタは比例速度制御を行うように動作する。また個々の制御棒クラスタの動作順序を定めるためにプログラマを設け、制御グループの制御棒クラスタの中のサブグループ（数個の制御棒クラスタで編成する）をプログラマからの信号で駆動する。この際一つのグループに属する各サブグループは、1 ステップ（移動距離は約16mm）の差以内に維持され、引き抜きと挿入シーケンスが可逆的になるようにする。また引き抜き、挿入速度は制御装置からの要求信号に比例させるので、これによって制御棒クラスタを最大 114cm/min の速度まで安全に駆動することができ、比較的大きい負荷変化に対しても応答する能力を有する。

またこの自動制御範囲は定検出力の約 15%以上である。

(2) 制御棒クラスタ停止グループによる制御

停止グループの制御棒クラスタは、制御グループの制御棒クラスタとともに原子炉を出力状態から速やかに高温停止し、さらに十分な停止余裕を与えるために使用する。

低温停止にはほう素濃度の調整による制御を併用する。

また低温からの起動には、まず停止グループの制御棒クラスタを引き上げて、つぎにほう素濃度の調整と制御グループの制御棒クラスタを併用して臨界にする。

このグループはすべて手動によって操作するが、原子炉トリップ時にはその駆動装置用電源をしゃ断することにより、制御棒クラスタの自重により挿入する。制御棒クラスタの制御の概要を第 6.1.2 図に示す。

6.1.2 ほう素濃度による制御

この制御系は、燃料の燃焼、キセノン、サマリウム量の変化及び１次冷却材温度の低温停止から高温零出力状態までの変化に伴うような比較的ゆるやかな反応度変化を制御する。

１次冷却材中のほう素濃度は、化学・体積制御設備を利用して手動操作で増減する。

ほう素濃度を高くする場合には、充てん／高圧注入ポンプによって１次冷却回路へほう酸溶液を注入し、逆に濃度を低くする場合には、純水を補給して所要の濃度に希釈する。いずれの場合にも、抽出した余分の冷却材はホールドアップタンクへ排出する。

この１次冷却材中のほう素濃度は、適時試料採取し測定する。

6.1.3 タービンバイパス制御系

タービンバイパス制御系は、１次冷却材平均温度制御系の正常な動作範囲を超えるステップ状負荷変動を吸収するために設けるもので、これにより定格出力の 10%以上の負荷の急激な減少に対処できる。

蒸気発生器２次側の蒸気系統には、定格負荷の約 40%に相当する蒸気量を復水器へバイパスする制御弁を設ける。１次冷却設備は、定格出力の約 10%相当のステップ状負荷変化に対する追随能力を有するから、発電所負荷が約 50%減少した場合でも、原子炉をスクラムすることなしに運転を継続することができる。

この制御弁は、前述の１次冷却材平均温度制御系の温度負荷制御器からの制御信号で作動する。また、蒸気発生器の蒸気圧力を直接制御信号として使用することもできるし、手動でも制御できる。

6.1.4 加圧器圧力制御系

過渡時の原子炉冷却系の圧力変化は、加圧器及び加圧器圧力制御装置によって制御する。この圧力制御は、原子炉冷却系の圧力が一定の値になるように行う。加圧器には、スプレ弁、逃がし弁、安全弁及びヒータを設ける。

通常運転状態では、加圧器の下部は液相、上部は気相になっており、加圧器圧力が設定値を超えて高くなった場合は、原子炉冷却系の低温側の１次冷却材を加圧器の気相にスプレして蒸気の凝縮を行う。このスプレ流量は、加圧器圧力信号により比例制御する。また、このスプレ作動時の熱応力の抑制及び加圧器内の１次冷却材のほう素濃度調整のため、常時少量のスプレを行う。

加圧器ヒータは、比例ヒータと後備ヒータに分け、前者は、加圧器の熱損失の補償と小さい圧力変動の吸収に使用し、加圧器圧力による比例制御方式をとる。後者は、加圧器圧力が設定値を超えて大きく低下した場合や、加圧器の水位が設定値を超えて上昇した場合に使用し、オン・オフ制御方式をとる。

スプレの能力範囲を超えるような大きな圧力上昇があった場合には、逃がし弁の作動によって圧力上昇を阻止する。この場合、放出される蒸気は、加圧器逃がしタンクに導き凝縮させる。

加圧器圧力が設定値より大きく低下した場合には、加圧器圧力信号によりスプレ弁を全閉し、圧力低下を阻止する。

加圧器圧力制御系の作動の概略を第 6.1.3 図に示す。

6.2 原子炉計装

原子炉計装には炉外計装、炉内計装、制御棒クラスタ位置指示計装および停止余裕監視装置などを設ける。炉外計装としては中性子束検出器を使用し、中性子束を連続的に監視して原子炉の運転、保護のために必要な信号を原子炉制御系および原子炉保護系に送る。

また炉内計装は炉内に配置する熱電対と可動小型中性子束検出器とを使用し、炉心内の燃料要素出口温度および中性子束分布を必要に応じて測定し、炉心出力分布の決定等運転に必要な資料を得る。

6.2.1 炉外計装

(1) 概要

炉外計装系は、中性子源領域から中間領域をへて定格出力の 120%までの原子炉出力を監視する機能を有する。原子炉出力の監視は、原子炉容器に隣接する 1 次しゃへいコンクリートの計測孔にそう入する中性子束検出器により行う。

核計装系は、中性子源領域、中間領域、出力領域の 3 領域に分けるが、各領域の測定範囲に相互に重なりがあるようにし、一つの領域から他の領域に移る際にも連続的な出力の読みを得ることができるようにする。

炉外計装系の概略を第 6.2.1 図に示す。

(2) 検出器

この系統には、4 個の検出器と 4 個の検出器集合体とを使用する。このうち、2 個の検出器は中性子源領域に使用する比例計数管で、他の 2 個の検出器は、中間領域に使用するガンマ線補償型電離箱であり、これらは炉心の二つの「平たん側面」に近接する垂直計測孔にそう入する。また 4 個の検出器集合体は、炉心高さとほぼ同じ長さの長型ガンマ線非補償型電離箱で、内部を二等分し、炉心高さのほぼ半分の高さの 8 個の独立した検出器に相当し、出力領域用として使用する。この 4 つの長型電離箱を、炉心の四つの「角部」に近接した垂直計測孔にそう入する。

(3) 中性子源領域

中性子源領域チヤンネルは、中性子源領域における中性子束レベルを指示し、また中性子束レベルが設定値をこえる場合に警報信号およびスクラム信号を原子炉制御系および保護系に送る。起動の初期には、信号の検知を容易にするため可聴計数率信号を用いる。

(4) 中間領域

中間領域は 2 チャンネルの計装系とし、ガンマ線補償型電離箱に生じる中性子束レベルに応じる直流電流を中央制御室に指示記録する。

中性子束レベルが設定値を超えた場合には、警報信号及び制御棒クラスタ引き抜き阻止信号を出し、さらに中性子束レベルが大きくなり続ける場合には、原子炉トリップ信号を出す。また、中性子束レベルが中間領域に入ると、中性子源領域原子炉トリップ信号ブロック許可信号を発信する。(P-6)

(5) 出力領域

出力領域は 4 チャンネルの計装系とし、各チャンネル毎に次の 3 種の信号レベルの監視を行う。

a) 下部電離箱からの 4 回路の電流

b) 上部電離箱からの 4 回路の電流

c) 上記 a)及び b)の加算電流

a)及び b)の電流は直続レベル指示計に、c)の加算電流はレベル増幅器にて%炉出力に換算された後双安定回路に送られる。レベル増幅器には利得調整回路を設け、実際の直流電流を定格出力に対応して調整できるようにする。

4 個のレベル増幅器からは、それぞれ増幅された電流を中央制御盤に送り指示するとともに原子炉制御信号としても使用する。また、このレベル増幅器の出力信号に対しては、比較回路により相互間の偏差を検出し、この偏差が設定値以上になると警報を発する。

双安定回路の出力は、“2 out of 4”一致方式によって原子炉スクラム信号を出す。

各チャンネルのメータリレーは、過大出力への接近を示すものとし

て制御棒クラスタ引き抜きを阻止する。各チャンネルの双安定回路は、運転出力に応じて中性子束高の原子炉トリップ信号を出す。また、中性子束レベルが出力領域に入ると、中性子源領域中性子束高原子炉トリップの自動ブロック、中間領域中性子束高及び出力領域中性子束（低設定）原子炉トリップの手動ブロック許可信号を発信する。

6.2.2 炉内計装

(1) 概要

炉内計装によって、炉心内の中性子束分布及び燃料集合体出口温度を測定する。測定した情報により、炉心出力分布及び熱水路係数を監視できる。

炉内計装系は、あらかじめ選択された場所における燃料集合体の上部温度測定用のクロメル・アルメル熱電対と、燃料集合体の全長を通る中性子束分布測定用の中性子束検出器とで構成する。その概略を第6.2.2図及び第6.2.3図に示す。

炉内温度及び中性子束分布計装系により得る測定データは、既に得られている解析結果と組合せて炉心寿命のいかなる時点においても炉心出力分布を決定できる。この方法によると、計算技術のみによる場合に比べてより正確な結果を得ることができる。

炉内計装によるデータは、冷却材エンタルピ分布、燃料燃焼度分布、冷却材流量分布等の計算に用いる。

(2) 熱電対

クロメル・アルメル熱電対を炉内へ入れる案内管は、原子炉容器頂部のシール部を通り、燃料集合体の上部で終端する。

原子炉頂部のシール部は、原子炉内圧に対し完全にシールできるものとする。熱電対は、必要に応じて取り替えることができるようにステンレス鋼のシースでおおい、上記案内管の中に入れる。熱電対の出力は、中央制御室に指示する。

(3) 可動小型中性子束検出器及び中性子束検出器案内管

5個の可動小型中性子束検出器を備え、炉心内での測定位置は遠隔

操作によって決定できる。

小型検出器をそう入する案内管は、原子炉容器の底部からコンクリートしゃへい壁等を貫通して案内管シールテーブルに達するコンジットを通して炉心にそう入する。案内管は、引き抜き可能な構造とする。

案内管の先端は閉じ、原子炉内圧と大気圧の間の圧力障壁とする。案内管とコンジットの間の機械的シールは、シールテーブルの所で行う。

案内管は、通常運転時は定位置に静止しており、保守及び燃料取替え時には引き抜く。

小型検出器駆動系は、各 5 個の駆動装置、通路選択装置及び回転式選択装置で構成する。駆動装置によって、先端に小型検出器の付いている中空のラセン状駆動ワイヤを炉心内に押し込む。検出器に接続する小径の同軸ケーブルは、駆動ワイヤの中空部を通って駆動ワイヤの終端部まで引き出す。

各駆動装置は、ギアモータ、駆動輪をおさめた駆動箱及び全駆動ワイヤを収容できるリールを備える貯蔵装置で構成する。ギアモータは、どの通路にも駆動ワイヤ及び検出器を押し込むに充分な出力を持つものとし、駆動輪は、ラセン状の駆動ワイヤと結合してギアモータにより駆動する。

各駆動装置には通路選択装置を設け、検出器を入れる通路を選択する。

回転式選択装置は、10 個まで選択可能な通路の一つに検出器を入れる回転式移動装置と、検出器を引き抜いたのち案内管を手動で閉鎖するためそれぞれの通路に対応する 10 個の隔離弁とからなる。これらの隔離弁が開いている時は、検出器及び駆動ワイヤを自由に通すことができ、また、閉じている時は、たとえ案内管が破損しても炉心からの冷却材漏えいを防止できる。

6.2.3 制御棒クラスタ位置指示計装

制御棒クラスタ位置指示系には、制御棒クラスタ駆動軸と位置指示コイルとの磁気結合を利用するアナログ方式のものと、駆動ステップ数を計数するディジタル方式のものを設ける。

アナログ方式の指示系統は、制御棒クラスタ駆動機構の圧力ハウジング外部に取り付ける電気コイルを検出器として用いる。底部にそう入された位置にある場合には、１次及び２次コイル間の磁気結合度は小さく、したがって、２次側には比較的小さい誘起電圧しか発生しない。制御棒クラスタが磁気ジャック駆動装置により引き抜かれるに従い、駆動軸の相対的に高い透磁率のために磁気結合度が増加し、誘起電圧も上昇する。この電圧測定により位置を指示、記録し、とくに、全そう入時には制御棒下限指示燈を点燈し、警報を発信する。

ディジタル方式の指示系統は、停止グループ及び制御サブグループの制御棒クラスタが磁気ジャックによって駆動されたステップ数を指示するもので、プログラマのサイクル機構及び磁気ジャックに連結するパルス伝送器により、磁気ジャックが励磁される回数を計数する。各制御棒グループのステップに対して、計数読取の装置は 1 個のパルスを受け、それ以前に指示されていた信号に加算又は減算を行う。

これらの指示系統を第 6.2.4 図に示す。

6.2.4 停止余裕監視装置

原子炉運転中は常に制御棒クラスタの位置を適当な位置に保って、急速停止時に必要な停止余裕値を確保しなければならない。

この目的のために停止余裕監視装置を設けて、制御棒クラスタのそう入限界値（下限）を計算させ、もし、制御棒クラスタの位置がこの限界値に近づいたときは、この装置から警報を発する。

そう入限界値の計算にはアナログ計算機を使用し、その入力計算要素として、１次冷却材原子炉容器出入口点における温度差及びその平均値を用いる。この装置は計算して得た限界値と、制御棒クラスタ位置指示計装からの測定値を比較するものである。

6.2.5 中性子源

中性子源には、１次中性子源と２次中性子源の 2 種類を使用し、１次中性子源は、初装荷炉心での初期における起動に際して使用する。２次

中性子源は、原子炉運転中に放射化され、比較的後期における原子炉起動に際して使用できるものとする。１次中性子源の材料は、ポロニウムーベリリウム又はトリウム 228－ベリリウム混合物又はカリホルニウムで、２次中性子源の材料は、アンチモンーベリリウムの混合物とする。

１次及び２次中性子源は、両方共燃料集合体中の使用されないクラスタ案内シンブルに入れ、しっかりと固定する。

6.3 プロセス計装

6.3.1 概要

プラントの適切かつ安全な運転のために１次冷却系をはじめとし、各補助系における必要なプロセス量の測定を行い、その信号の一部は、原子炉保護設備、工学的安全施設作動設備、原子炉制御設備に用いる。

プロセス計装設備は、検出器のほかに、演算処理装置を収納する計器ラックから構成し、主要なパラメータは、中央制御盤に指示、記録及び警報の発信を行う。

原子炉の停止及び炉心冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状況を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても監視でき確実に記録及び保存ができる。

6.3.2 設計方針

(1) 安全保護回路のプロセス計装は、以下の方針で設計する。

a. 安全保護回路のプロセス計装は、運転時の異常な過渡変化が生じた場合において、その異常な状態を検知し、原子炉停止系統及び必要な工学的安全施設とあわせて機能することにより燃料要素の許容損傷限界を超えないようにできる設計とする。

b. 安全保護回路のプロセス計装は、設計基準事故時に、その異常な状態を検知し、原子炉停止系統及び必要な工学的安全施設を含む適切な系統を自動で動作させる設計とする。

c. 安全保護回路のプロセス計装は、単一故障又は使用状態からの単一の取り外しを行った場合において、安全保護機能を喪失しないよう多重性を確保する設計とする。

d. 安全保護回路のプロセス計装は、チャンネル相互を分離し、それぞれのチャンネル間において独立性を確保する設計とする。

e. 安全保護回路のプロセス計装は、駆動源の喪失、系統の遮断その他考慮すべき不利な状況に対して最終的に安全な状態に落ち着くような設計とする。

f. 安全保護回路のプロセス計装は、不正アクセス行為その他の電子

計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止する設計とする。

g. 安全保護回路のプロセス計装は、計測制御系と分離した設計とし、安全保護回路の一部を計測制御系と共用する場合には、計測制御系の故障、誤操作若しくは使用状態からの単一の取り外しが波及し、その安全保護機能を失わないように、機能的に分離する設計とする。

h. 安全確保上最も重要な原子炉停止、炉心冷却及び放射能閉じ込めの３つの機能の状況を監視するのに必要な炉心の中性子束、原子炉水位及び１次冷却系の圧力及び温度等は、設計基準事故時においても記録されるとともに事象経過後に参照できるよう当該記録が保存できる設計とする。

i. 安全保護回路のプロセス計装は、２基以上の原子炉施設間で共用又は相互に接続しない設計とする。

j. 安全保護回路のプロセス計装は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できるような設計とする。

(2) 安全保護回路以外の主要なプロセス計装としては、１次冷却系計装、補助給水系計装、燃料取替用水系計装等があり、これらは以下の方針で設計する。

a. 通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時において主要なパラメータは、予想変動範囲での監視、記録ができるよう設計する。

また、事故時において事故の状態を知り対策を講じるために必要なパラメータは監視、記録できるようにする。

b. プロセス計装の主要なパラメータは中央制御盤で監視できるようにする。

c. 主要なプロセス計装の電源は、無停電電源装置より給電する。

6.3.3 主要設備

6.3.3.1 安全保護回路のプロセス計装

原子炉保護設備及び工学的安全施設作動設備に信号を供給する安全保護回路のプロセス計装は、検出器のほかに演算処理装置を収納する

計器ラックから構成される。安全保護回路のプロセス計装を第6.3.1表に示す。

ここにも示すとおり、これらの計装は単一故障又は使用状態からの単一の取り外しを行った場合において、安全保護機能を喪失しないよう多重化しており、それぞれのチャンネルは、独立した計器ラックに収納することにより物理的に分離している。

また、これらの計装に必要な電源は、4 台の無停電電源装置からそれぞれ独立に給電するとともに、検出器と計器ラック間等の関連する配線もチャンネル相互に分離し電気的にも独立性を保つようにする。

さらに、安全保護回路のプロセス計装の信号を制御系に使用する場合には、光変換カード又は絶縁増幅器により両者の間を絶縁し、制御系に生じた短絡、地絡又は断線による故障が安全保護回路に影響を与えることのないようにする。

これらの計装の機能をテストする場合には、検出器の出力信号回路に模擬入力を印加することにより、規定の設定値において、必要な動作をすることを確認することができる。また、多重化した検出器は、チャンネル相互の信号を比較することにより、原子炉運転中にもその健全性を確認できる。なお、安全保護回路のプロセス計装の計測信号はすべて中央制御盤上に指示、又は記録し、プラントの適切かつ安全な運転ができるようにする。

なお、加圧器水位、主蒸気ライン圧力、格納容器内圧力及び蒸気発生器水位については、事故時において監視、記録できるものとする。

6.3.3.2 安全保護回路以外のプロセス計装

(1) 1次冷却系計装

1次冷却系計装では、1次冷却材の温度、圧力、サブクール度、加圧器スプレイラインの温度、加圧器逃がしラインの温度、加圧器逃がしタンクの温度、圧力、水位、冷却材ポンプの振動、軸受温度、冷却水温度等を連続的に指示又は記録し、必要なものについては警報を発する。

なお、炉心冷却状態監視を補助するものとして原子炉水位計を設ける。

(2) 化学・体積制御系計装

化学・体積制御系では、抽出水管路の圧力、温度、流量、体積制御タンクの圧力、水位、充てん管路および１次冷却材ポンプ封水充てん管路の圧力、温度、流量、ほう酸補給管路の圧力、流量、ほう酸タンクの温度、水位等を連続的に測定し、指示記録する。また、これらの信号の一部は制御信号として使用する。

抽出水管路および封水充てん管路の温度高、抽出水管路の圧力高および充てん管路の圧力低、体積制御タンクおよびほう酸タンクの低および高水位等の信号により、警報を発する。

(3) 給水及び蒸気系計装

給水および蒸気系計装では、給水および蒸気の流量、温度、圧力、蒸気発生器の水位、２次系プロセス計測量（例えばタービン、発電機、復水器、復水および給水ポンプ、その他のプロセス計測量）等を連続的に測定し、指示記録する。

蒸気発生器水位は、通常の 3 要素制御方式（蒸気流量、給水流量、水位の 3 要素）により制御する。

(4) 燃料貯蔵設備計装

使用済燃料ピットの水位及び温度の異常な状態を検知し、中央制御室に警報を発する。

また、外部電源が利用できない場合でも温度、水位その他使用済燃料ピットの状態を示す事項を監視できる設計とする。

(5) その他

上記のほかに、放射性廃棄物処理系、使用済燃料ピット浄化冷却系、試料採取系、蒸気発生器ブローダウン系、海水系等のプロセス計装を設ける。

(6) 記録及び保存

安全保護回路以外のプロセス計装で必要なものについては記録及び保存を行う。

(7) ユニット総合管理計算機

中央制御盤によるプラントの状態把握を補助するものとして、所要の処理能力及び記憶容量を有するユニット総合管理計算機を設け、主にプロセス計装からの信号を入力し、圧力、温度、流量、放射線レベル等の印字及び画面表示を行う。

6.4 計装設備（重大事故等対処設備）

6.4.1 概要

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータを推定するために必要なパラメータにより、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するための設備を設置又は保管する。

当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータは、「添付書類十 第 5.1.1 表」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータとする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために必要な原子炉施設の状態を把握するためのパラメータは、「添付書類十 第 5.1.1 表」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータとする。

重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータは、設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握するための能力（最高計測可能温度等（設計基準最大値等））を明確にする。計測範囲を第 6.4.1 表及び第 6.4.2 表に、設計基準最大値等を第 6.4.3 表に示す。

6.4.2 設計方針

原子炉施設の状態の把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を推定する手段を有する設計とする。

重要な監視パラメータ又は有効な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）の計測が困難となった場合又は計測範囲を超えた場合の推定は、「添付書類十 第 5.1.1 表」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の計器故障時のパラメータ推定又は計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定の対応手段等により推定ができる設計とする。

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器があ

る場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測するとともに、重要代替パラメータが複数ある場合は、推定する重要な監視パラメータとの関係性がより直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を踏まえた確からしさを考慮し、優先順位を定める。推定手段及び優先順位を第 6.4.4 表に示す。

具体的なパラメータは、以下のとおりとする。

・可搬型格納容器内水素濃度計測装置
・１次系冷却水タンク加圧ライン圧力
・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）
・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置（9.9 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備）

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置については、「9.9 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備」に記載する。

直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータとして、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、乾電池を電源とした可搬型計測器により計測できる設計とする。計測できるパラメータ最大値等を第 6.4.3 表に示す。

可搬型計測器による測定においては、測定対象の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し測定又は監視するものとする。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し測定又は監視するものとする。

原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要となる重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータが計測又は監視及び記録ができる設計とする。

重大事故等の対応に必要となるパラメータは、原則、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われないとともに帳票が出力できる設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。重大事故等の対応に必要となる現場のパラメータについても、記録でき

る設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

・ＳＰＤＳ表示装置

・可搬型温度計測装置

重大事故等対処設備は非常用母線に接続され、代替電源である空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）及び電源車から給電可能な設計とする。また、全交流動力電源喪失時においても、空冷式非常用発電装置からの給電までは十分な容量を有した蓄電池（安全防護系用）から給電可能な設計とする。全交流動力電源が喪失した場合において、計測設備へ交流電源を給電するため、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。空冷式非常用発電装置は、計測設備へ交流電源を給電できる設計とする。また、常設直流電源系が喪失した場合においても、直流電源を給電するため、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車、可搬式整流器、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び計器用電源（無停電電源装置）を使用する。蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）又は電源車、可搬式整流器及び計器用電源（無停電電源装置）は、計測設備へ直流電源を給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

・蓄電池（安全防護系用）（10.2 代替電源設備）

・蓄電池（３系統目）（10.2 代替電源設備）

・電源車（10.2 代替電源設備）

・可搬式整流器（10.2 代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

・計器用電源（無停電電源装置）（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車、可搬式整流器、可搬式オイルポンプ及び計器用電源（無停電電源装置）については、「10.2 代替電源設備」に記載する。

全交流動力電源及び常設直流電源系が喪失した場合においても可搬型格納容器内水素濃度計測装置は、電源を空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

6.4.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

常設の重大事故等対処設備のうち重要代替パラメータ（当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器を除く。）による推定は、重要な監視パラメータと異なる物理量（水位、注水量等）又は測定原理とすることで、重要な監視パラメータに対して可能な限り多様性を持った計測方法により計測できる設計とする。重要代替パラメータは重要な監視パラメータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。

重要な監視パラメータの計測、重要代替パラメータの他チャンネルの計測及び重要代替パラメータの計測における電源は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源（空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）及び電源車）から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

6.4.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

常設の重大事故等対処設備のうち、多重性を有するパラメータはチャンネル相互を物理的、電気的に分離し、チャンネル間の独立性を図

るとともに、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ間においてもパラメータ相互を分離し、パラメータ間の独立性を図ることで、他の設備に悪影響を及ぼさないよう独立した設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置は、電源操作によって、通常の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、設計基準対象施設と兼用する重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータの信号取出し回路並びに給電回路は、電気的及び物理的に分離して他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力及び格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）並びに可搬型計測器は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

6.4.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

常設の重大事故等対処設備は、必要な計測範囲を有する計器により計器の不確かさを考慮しても設計基準を超える状態において原子炉施設の状態を推定できる設計とする。

可搬型の重大事故等対処設備は、設計基準を超える状態において原子炉施設の状態を推定するための計測範囲及び、十分に余裕のある個数を有する設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置は、1 個使用する。保有数は 1 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

可搬型の１次系冷却水タンク加圧ライン圧力は、1 個使用する。保有数は 1 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を

分散して保管する設計とする。

可搬型計測器は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内の温度、圧力、水位及び流量（注水量）計測用として 40 個使用する。保有数は 40 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 40 個の合計 80 個を分散して保管する設計とする。

また、格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）計測用として 3 個使用する。保有数は 3 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 4 個を分散して保管する設計とする。

6.4.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータは、重大事故等時の原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

・１次冷却材高温側広域温度
・１次冷却材低温側広域温度
・冷却材圧力（広域）
・加圧器水位
・原子炉水位
・格納容器内温度
・格納容器再循環サンプ水位（広域）
・格納容器再循環サンプ水位（狭域）
・原子炉格納容器水位
・原子炉下部キャビティ水位
・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
・出力領域中性子束
・中間領域中性子束
・中性子源領域中性子束

・蒸気発生器水位（狭域）
・蒸気発生器水位（広域）

なお、出力領域中性子束、中間領域中性子束及び中性子源領域中性子束については、重大事故等時初期における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。インターフェイスシステムＬＯＣＡ時に使用するため、その環境条件を考慮した設計とする。

・安全注入流量
・補助安全注入流量
・補助給水流量
・主蒸気圧力

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

・余熱除去クーラ出口流量
・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算
・格納容器スプレ流量積算
・格納容器圧力
・格納容器圧力（広域）
・１次系冷却水タンク水位
・ほう酸タンク水位

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

・復水タンク水位
・燃料取替用水タンク水位

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力及び格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）並びに可搬型計測器は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、

重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。作業は計測場所で可能な設計とする。安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置は、重大事故等時における中央制御室、原子炉補助建屋、緊急時対策所のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

6.4.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置の計装ケーブルの接続は、コネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

可搬型の１次系冷却水タンク加圧ライン圧力の接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

可搬型の格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の検出器と温度計本体の接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

可搬型計測器の計装ケーブルの接続は、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

6.4.3 主要設備及び仕様

計装設備の主要設備及び仕様は第 6.4.1 表及び第 6.4.2 表に示す。

6.4.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器は、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正、標準器による校正又は線源校正ができる設計とする。また、警報動作を有するパラメータについては、特性の確認が可能なように、模擬入力による設定値確認ができる設計とする。

6.5 試料採取設備

この設備は、１次冷却材の化学的及び放射化学的性質を分析、評価するため、１次冷却設備の各所から冷却材試料を採取する。分析の主要項目は、１次冷却材中のほう素濃度、核分裂生成物による放射能濃度、溶存気体の量及び腐食生成物濃度である。系統構成は、第 6.5.1 図に示すとおりである。

１次冷却設備からの試料は、短寿命の放射能を減衰させるディレイ・コイル、サンプルクーラ及び減圧棒を通して冷却、減圧し、試料採取室のサンプルシンクで採取する。気体試料は、試料採取管路のサンプル容器を使用して採取する。

試料採取点の主なものは、１次冷却系統、加圧器、体積制御タンク、１次冷却材浄化イオン交換器出入口及び余熱除去設備である。

また、事故時に原子炉格納容器内の雰囲気ガスサンプリングのため、格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置、格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器及び試料採取管を設ける。第 6.5.2 図に概要を示す。

試料採取設備のうち事故時に１次冷却材をサンプリングする設備については、当該設備に要求される事故時の原子炉の停止状態の把握機能が単一故障によって喪失しても、他の系統を用いてその機能を代替できる設計とし、当該設備に対する多重性の要求は適用しない。設計に当たっては、格納容器再循環サンプ水位の確認により、事故時の再循環水のほう素濃度が未臨界ほう素濃度以上であることを確認でき、原子炉が停止状態にあることを把握できる設計とする。

6.6 原子炉保護設備

6.6.1 概要

原子炉保護設備は、原子炉計装あるいは、安全保護系のプロセス計装からの信号により、運転中の異常な過渡変化時あるいは、事故時に際し工学的安全施設の動作とあいまって燃料の許容設計限界、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリを保護するため原子炉停止系統を動作させ、原子炉を自動停止させる。

原子炉保護設備は、原子炉プラントの種々のパラメータを監視する原子炉計装あるいは、安全保護系のプロセス計装からの信号を受信し、原子炉トリップ信号及びインターロック回路作動信号を発生する２重トレインの論理回路と原子炉トリップ信号により自動的に開く原子炉トリップしゃ断器とで構成する。

6.6.2 設計方針

原子炉保護設備は、以下の方針で設計する。

(1) 原子炉保護設備は、運転時の異常な過渡変化が生じた場合において、その異常な状態を検知し、原子炉停止系統を含む適切な設備とあわせて機能することにより燃料要素の許容損傷限界を超えることがない設計とする。

(2) 原子炉保護設備は、設計基準事故時にその異常な状態を検知し、原子炉停止系統を自動的に動作させ、また、必要な場合には手動でも動作できる設計とする。

(3) 原子炉保護設備は、単一故障又は使用状態からの単一の取り外しを行った場合において、安全保護機能を喪失しないよう多重性を確保する設計とする。

(4) 原子炉保護設備は、チャンネル相互を分離し、それぞれのチャンネル間において独立性を確保する設計とする。

(5) 原子炉保護設備は、駆動源の喪失、系統の遮断その他考慮すべき不利な状況に対して最終的に安全な状態に落ち着くような設計とする。

(6) 原子炉保護設備のデジタル計算機は、不正アクセス行為その他の電

子計算機に使用目的に沿うべき動作をさせず、又は使用目的に反する動作をさせる行為による被害を防止する設計とする。

(7) 原子炉保護設備は、2 基以上の原子炉施設間で共用又は相互に接続しない設計とする。

(8) 原子炉保護設備は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できる設計とする。

(9) 原子炉保護設備は、作動状況が確認できる設計とする。

6.6.3 主要設備

6.6.3.1 原子炉トリップしゃ断器

原子炉トリップしゃ断器は、第 6.6.1 図に示すように、直列に 2 台設け、制御棒駆動装置Ｍ－Ｇセットの 3 相交流電源を制御棒駆動装置に接続する。各ロジックトレインは、独立の原子炉トリップしゃ断器を、それぞれ開くことができる。

原子炉をトリップさせるには、2 台中、1 台の原子炉トリップしゃ断器を開けばよく、いずれかの原子炉トリップしゃ断器が開くと、制御棒駆動装置への電源は遮断され、制御棒クラスタは、自重で炉心に挿入される。各原子炉トリップしゃ断器の不足電圧コイルは、プラント出力運転中励磁して、スプリングに抗してトリッププランジャを保持している。

原子炉計装あるいは安全保護系のプロセス計装によって監視している変数が設定値に達し、所要の演算処理装置等が動作すると、原子炉トリップしゃ断器の不足電圧コイルへの直流回路を開く。不足電圧コイルの直流電源が喪失すると、トリッププランジャを解放し、原子炉トリップしゃ断器を開く。

制御棒クラスタは運転員が原子炉トリップしゃ断器をリセットするまで引き抜きはできない。また、原子炉トリップしゃ断器はトリップ信号が復帰しないと、リセットはできない。

また、運転中にトリップしゃ断器のテストができるようにバイパスしゃ断器を設ける。

原子炉トリップしゃ断器は、原子炉補助建屋内のＭＧセット制御棒駆動装置室に設置し、必要な場合には、現場手動遮断が可能である。

6.6.3.2 原子炉トリップ信号

原子炉トリップ信号としては、次のものがあり、これらをまとめて第 6.6.1 表及び第 6.6.2 図に示す。なお、出力条件により原子炉トリップ信号のブロック等を行うパーミッシブ回路を設けている。これらをまとめて第 6.6.2 表に示す。

(1) 中性子源領域中性子束高

原子炉停止及び起動時の炉心保護のため、中性子源領域中性子束高の“1 out of 2”信号で原子炉をトリップさせる。このトリップは、中間領域中性子束がパーミッシブ信号-6（P-6、以下同様に記す。）の設定値を超えた場合には、手動でブロックできる。

さらに、出力領域中性子束が P-10 の設定値を超えると自動ブロックされる。

(2) 中間領域中性子束高

原子炉停止及び起動時の炉心保護のため、中間領域中性子束高の“1 out of 2”信号で原子炉をトリップさせる。このトリップは、出力領域中性子束が P-10 の設定値を超えた場合には、手動でブロックできる。

(3) 出力領域中性子束高

出力領域中性子束高には、高設定と低設定とがあり、通常の出力運転状態では、定格出力値以上に設定した高設定値により、起動時等の低出力運転状態では、定格出力値以下の低設定値により、両者とも出力領域中性子束高の“2 out of 4”信号で、原子炉をトリップさせる。低設定トリップは、出力領域中性子束が P-10 の設定値を超えた場合には、手動でブロックできる。

(4) 出力領域中性子束変化率高

制御棒クラスタの飛び出し時あるいは制御棒クラスタの落下時の炉心保護のため、出力領域中性子束増加率高の“2 out of 4”又は出

力領域中性子束減少率高の“2 out of 4”信号によって原子炉をトリップさせる。

(5) 安全注入

安全注入信号が発生した場合には、原子炉をトリップさせる。

(6) 過大温度ΔT高

過大温度ΔT 高の設定値は以下のとおりで、このトリップは、炉心を保護するため“2 out of 4”信号で原子炉をトリップさせる。

過大温度ΔT高設定値

$$=K_1-K_2\frac{1+\tau_1 s}{1+\tau_2 s}(T-T_0)+K_3(P-P_0)-f(\Delta q)$$

ここで、s　　：ラプラス演算子

T　　：１次冷却材平均温度

T_0　　：定格出力時の１次冷却材平均温度

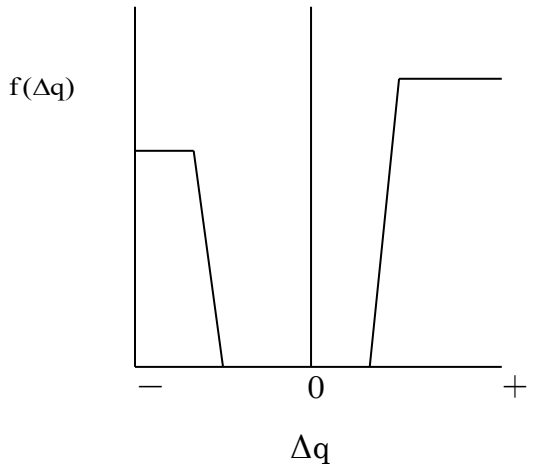
P　　：加圧器圧力

P_0　　：定格運転圧力

K_1~K_3，τ_1，τ_2：定数

$f(\Delta q)$　　：炉外中性子束検出器（出力領域用）の上半分（ϕ_t）と下半分（ϕ_b）の指示値の差の関数で、概略を下図に示す。

（$\Delta q = \phi_t - \phi_b$）



(7) 過大出力ΔT高

過大出力 ΔT 高トリップは、炉心の過大出力を防止する。過大出

力 ΔT 高の設定値は以下のとおりで“2 out of 4”信号で原子炉をトリップさせる。

過大出力 ΔT 高設定値

$$=K_4-\left(K_5\frac{\tau_3 s}{1+\tau_3 s}T\right)-\left(K_6(T-T_0)\right)-f(\Delta q)$$

ここで、s　　：ラプラス演算子

T　　：１次冷却材平均温度

T_0　　：定格出力時の１次冷却材平均温度

$K_4 \sim K_6$，　τ_3：定数

f(Δq)　：過大温度 ΔT 高と同じ

(8) 加圧器圧力高

１次冷却系の過圧防護のために、加圧器圧力高の“2 out of 4”信号によって原子炉をトリップさせる。

(9) 加圧器圧力低

１次冷却系の圧力が異常に低下した場合に、炉心を保護するため、加圧器圧力低の“2 out of 4”信号によって原子炉をトリップさせる。

このトリップは、出力領域中性子束及びタービン負荷が P-7 の設定値以下の場合には自動でブロックされる。

加圧器圧力進相／遅相補償信号＝$\frac{1+\tau_4 s}{1+\tau_5 s}\cdot P$

ここで、s　　：ラプラス演算子

P　　：加圧器圧力

τ_4，　τ_5：定数

(10) 冷却材流量低

１次冷却材流量が低下した場合に、炉心を保護するため、ループごとの冷却材流量低の“2 out of 4”信号で原子炉をトリップさせる。

ただし、出力領域中性子束あるいはタービン負荷が P-7 の設定値以上では、2ループ以上からの流量低信号の一致で、また、出力領域中性子束が P-8 の設定値以上ではいずれかのループからの流

量低信号で原子炉をトリップさせる。

(11) 冷却材ポンプ母線電圧低

冷却材ポンプの母線電圧が低下した場合の1次冷却材流量の低下に対して、炉心を保護するため、ループごとの冷却材ポンプ母線電圧低の“2 out of 3”信号の2ループ以上の一致で原子炉をトリップさせる。このトリップは、出力領域中性子束及びタービン負荷がP-7の設定値以下では自動的にブロックされる。

(12) 冷却材ポンプ母線周波数低

冷却材ポンプの母線周波数が低下した場合の1次冷却材流量の低下に対して、炉心を保護するため、ループごとの冷却材ポンプ母線周波数低の“2 out of 3”信号の2ループ以上の一致で原子炉をトリップさせる。このトリップは、出力領域中性子束及びタービン負荷がP-7の設定値以下では、自動的にブロックされる。

(13) 冷却材ポンプしゃ断器開

(10)、(11)、(12)項のバックアップとして、出力領域中性子束あるいは、タービン負荷がP-7の設定値以上の出力では、2台以上の冷却材ポンプしゃ断器開一致信号で、また、出力領域中性子束がP-8の設定値以上では、いずれかの冷却材ポンプしゃ断器開信号で、原子炉をトリップさせる。

(14) タービントリップ

蒸気タービンがトリップした場合は、1次冷却系の温度及び圧力の過度の上昇を避けるため、タービン非常しゃ断油圧低の“2 out of 3”信号又は、主蒸気止め弁全閉信号で原子炉をトリップさせる。このトリップは、出力領域中性子束及びタービン負荷がP-7の設定値以下では、自動的にブロックされる。

(15) 蒸気発生器主給水流量低

給水流量の喪失による1次冷却系の過圧を防止するため、主蒸気流量と給水流量差大の“1 out of 2”信号と蒸気発生器水位低の“2 out of 4”信号との一致で原子炉をトリップさせる。

(16) 蒸気発生器水位異常低

(15)項のバックアップとして、蒸気発生器の水位が過度に低下した場合には、蒸気発生器水位異常低の“2 out of 4”信号で原子炉をトリップさせる。

(17) 加圧器水位高

(8)項のバックアップとして加圧器水位高の“2 out of 4”信号で原子炉をトリップさせる。このトリップは、出力領域中性子束及びタービン負荷が P-7 の設定値以下では、自動的にブロックされる。

(18) 地震

水平地震大の“2 out of 3”信号又は、鉛直地震大の“2 out of 3”信号で原子炉をトリップさせる。

(19) 手動

中央制御盤上の原子炉トリップスイッチ2個のうち、いずれか1個を操作すれば、原子炉はトリップする。

6.6.4 手順等

(1) 安全保護系のデジタル計算機が収納された盤については、施錠管理方法を定め運用する。

(2) 発電所への出入りについては、出入管理方法を定め運用する。

(3) 安全保護系の保守ツールの使用については、パスワードの管理及び入力操作に関する手順等並びにソフトウェアの使用について検証及び妥当性を確認することを定め運用する。

(4) 適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。

(5) 保守管理や盤の施錠管理、出入管理、パスワード管理等の管理手順に関する教育を実施する。

6.7 工学的安全施設作動設備

6.7.1 概要

工学的安全施設作動設備は、1次冷却材喪失事故あるいは主蒸気管破断事故等に際して、炉心、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器バウンダリを保護するための設備を起動するものである。これらをまとめて第6.7.1図に示す。

工学的安全施設作動設備は、安全保護系のプロセス計装から信号を受けて、工学的安全施設を作動させる2トレインの論理回路で構成する。

6.7.2 設計方針

(1) 工学的安全施設作動設備は、単一故障あるいは使用状態からの単一の取り外しを行っても、安全保護機能を喪失しないような多重性を有する設計とする。

(2) 工学的安全施設作動設備は、チャンネル相互を分離し、チャンネル間の独立性を図る設計とする。

(3) 工学的安全施設作動設備は、駆動源の喪失又は系の遮断に対して、最終的に安全な状態に落ち着くような設計とする。

(4) 工学的安全施設作動設備は、原子炉の運転中に定期的に試験を行い、機能が喪失していないことを確認できる設計とする。

(5) 工学的安全施設作動設備は、自動的に作動し、また必要な場合には手動でも作動できる設計とする。

なお、運転員の手動操作を期待するものは、容易に操作可能で、操作に必要な状態表示があり、操作が正しく行われたことが表示される設計とする。

(6) 工学的安全施設作動設備は、作動状況が確認できる設計とする。

(7) システムの導入段階、更新段階、試験段階でコンピュータウィルスが混入することを防止し、システムへのアクセス管理ができる設計とすることで、承認されていない動作や変更を防ぐ設計とする。

6.7.3 その他の主要な安全保護回路

(1) 安全注入回路

下記項目のいずれかの信号が発生した場合には、安全注入信号を発し次の動作を行う。

高圧注入系起動、低圧注入系起動、原子炉格納容器隔離、アニュラス循環ファン起動、給水隔離、ディーゼル発電機起動、補助給水ポンプ起動、原子炉トリップ等

a. 加圧器圧力低と加圧器水位低の一致

加圧器圧力低と加圧器水位低との一致の“2 out of 4”信号により、1次冷却材喪失あるいは、主蒸気管破断を検出して安全注入信号を発する。この信号は、原子炉圧力が P-11 の設定値以下の場合には、手動ブロックできる。

b. 加圧器圧力異常低

加圧器圧力異常低の“2 out of 4”信号により1次冷却材喪失を検出して安全注入信号を発する。この信号は原子炉圧力が P-11 の設定値以下の場合には手動ブロックできる。

なお、中間領域中性子束が P-6 の設定値以下では、原子炉圧力が P-11の設定値以上になった場合でも、この信号の自動アンブロックは阻止される。

c. 主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは、1次冷却材平均温度異常低の一致

主蒸気流量高（各蒸気ラインは流量高の“1 out of 2”信号で検出する。）の“2 out of 3”信号と主蒸気圧力低（各蒸気ラインは圧力低の“2 out of 4”信号で検出する。）の“2 out of 3”信号あるいは、1次冷却材平均温度異常低の“2 out of 4”信号との一致により、主蒸気管破断を検出して、安全注入信号を発する。

この信号は、1次冷却材平均温度が P-12 の設定値以下の場合は手動ブロックできる。

d. 主蒸気差圧高

各蒸気ライン間の主蒸気差圧高の“2 out of 4”信号により、主蒸

気管破断による蒸気圧力低を検出し、ある蒸気ラインが他の 2 ラインに対して圧力低になると安全注入信号を発する。

e. 格納容器圧力高

格納容器圧力高の“2 out of 4”信号により、1 次冷却材喪失や原子炉格納容器内での主蒸気管破断を検出し、安全注入信号を発する。

f. 手　動

中央制御盤上の安全注入スイッチ 2 個のうち 1 個を操作すれば安全注入信号を発信することができる。

(2) 中性子束高に対する補助保護回路

中間領域あるいは出力領域中性子束高信号により制御棒クラスタの自動及び手動引き抜きを阻止する。

(3) 1 次冷却材可変温度高に対する補助保護回路

1 次冷却材可変温度高信号により、制御棒クラスタの自動及び手動引き抜きを阻止し、またタービン発電機の負荷を自動的にカットバックする。

(4) 警報回路

警報回路は、次の状態に対してプラントが正常な運転状態から逸脱していることを運転員に通報するものである。

a. 中性子束及び温度、圧力、流量等のプロセス変数が異常値に達した場合

b. 原子炉格納容器排気、復水器エゼクタ排気等の放射線が異常値に達した場合

c. 制御棒クラスタが落下した場合

d. その他原子炉安全性に関連する設備が動作した場合

6.8 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

6.8.1 概要

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行するために必要な重大事故等対処設備を設置する。

緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備の概略系統図を第 6.8.1 図から第 6.8.5 図に示す。

6.8.2 設計方針

緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備のうち、原子炉を未臨界とするための設備として以下の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止及びほう酸水注入）を設ける。また、１次冷却系の過圧防止及び原子炉出力を抑制するための設備として以下の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）を設ける。原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（手動による原子炉緊急停止）として、原子炉トリップスイッチを使用する。

原子炉トリップスイッチは、手動による原子炉緊急停止ができる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉トリップスイッチ

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行う。

原子炉緊急停止が必要な原子炉トリップ設定値に到達した場合において、原子炉保護系リレーラック及び原子炉トリップしゃ断器の故障等により原子炉自動トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、ＡＴＷＳ緩和設備、主蒸気止弁、主蒸気逃がし弁、

主蒸気安全弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁を使用する。

ＡＴＷＳ緩和設備は、作動によるタービントリップ及び主蒸気止弁の閉止により、１次冷却系から２次冷却系への除熱を過渡的に悪化させることで１次冷却材温度を上昇させ、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制できる設計とする。また、ＡＴＷＳ緩和設備は、復水タンクを水源とするタービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプを自動起動させ、蒸気発生器水位の低下を抑制するとともに、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止することで、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・ＡＴＷＳ緩和設備
・主蒸気止弁
・電動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ
・復水タンク
・加圧器逃がし弁
・加圧器安全弁
・主蒸気逃がし弁
・主蒸気安全弁
・蒸気発生器

主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、電動補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行う。また、ディーゼル発電機の詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事

故等時」にて記載する。

ＡＴＷＳ緩和設備から自動信号が発信した場合において、原子炉の出力を抑制するために必要な機器等が自動動作しなかった場合の重大事故等対処設備（原子炉出力抑制）として、主蒸気止弁、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁を使用する。

中央制御室での操作により、手動で主蒸気止弁を閉操作することで原子炉出力を抑制するとともに、復水タンクを水源とする電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプを手動で起動し、補助給水を確保することで蒸気発生器水位の低下を抑制し、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却系の過圧を防止できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・主蒸気止弁
・電動補助給水ポンプ
・タービン動補助給水ポンプ
・復水タンク
・加圧器逃がし弁
・加圧器安全弁
・主蒸気逃がし弁
・主蒸気安全弁
・蒸気発生器

主蒸気管は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、電動補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行う。また、ディーゼル発電機の詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事

故等時」にて記載する。

制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラックの故障等により原子炉トリップに失敗した場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、ほう酸タンク及び充てん／高圧注入ポンプを使用する。

ほう酸タンクを水源としたほう酸ポンプは、緊急ほう酸注入弁を介して充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・ほう酸ポンプ

・緊急ほう酸注入弁

・ほう酸タンク

・充てん／高圧注入ポンプ

ほう酸フィルタ及び抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及び充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

ほう酸ポンプが故障により使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、ほう酸注入タンクを介して原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・ほう酸注入タンク

・燃料取替用水タンク

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

さらに、ほう酸注入タンクが使用できない場合の重大事故等対処設備（ほう酸水注入）として、充てん／高圧注入ポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプは、化学体積制御系により原子炉に十分な量のほう酸水を注入できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・充てん／高圧注入ポンプ

・燃料取替用水タンク

抽出水再生クーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、充てん／高圧注入ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。蒸気発生器、冷却材ポンプ、原子炉容器、加圧器及び１次冷却材管については、「5.1 １次冷却設備 5.1.2 重大事故等時」にて記載する。

6.8.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

ＡＴＷＳ緩和設備を使用した自動での１次冷却系の過圧防止及び原子炉出力抑制は、原子炉安全保護系設備と部分的に設備を共用するため、原子炉安全保護系設備から電気的・物理的に分離することで原子

炉安全保護系設備と同時に機能喪失しない設計とする。

また、ＡＴＷＳ緩和設備、主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、復水タンク、蒸気発生器、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラックと共通要因によって同時に機能を損なわないよう、それぞれ原理の異なる原子炉出力抑制方法を用いることで多様性を持つ設計とする。

ＡＴＷＳ緩和設備は原子炉安全保護系設備と共通要因によって同時に機能を損なわれないよう、原子炉安全保護系設備から電気的・物理的に分離し独立した盤として設置することで位置的分散を図る設計とする。

原子炉トリップスイッチを使用した手動による原子炉緊急停止は、手動により原子炉トリップできることで、自動による原子炉トリップに対し多様性を持つ設計とする。

原子炉安全保護系設備からの原子炉トリップと多様性を持つ原子炉トリップスイッチを使用することで手動により原子炉トリップできる設計とする。

主蒸気止弁、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁を使用した手動での１次冷却系の過圧防止及び原子炉出力抑制は、原子炉補助建屋内の原子炉保護系リレーラックと共通要因によって同時に機能を損なわれないように位置的分散を図る設計とする。

ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクを使用したほう酸水注入は、制御棒クラスタ、原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラックと共通要因によって同時に機能を損なわないよう、それぞれ原理の異なる原子炉出力抑制方法を用いることで多様性を持つ設計とする。ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクは、

原子炉補助建屋内の原子炉トリップしゃ断器及び原子炉保護系リレーラック及び原子炉格納容器内の制御棒クラスタと共通要因によって同時に機能を損なわないよう位置的分散を図る設計とする。

6.8.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

手動による原子炉緊急停止に使用する原子炉トリップスイッチは、独立して信号を発信することができる設計とする。また、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器は、遮断器操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

原子炉出力抑制に使用するＡＴＷＳ緩和設備は、他の設備に悪影響を及ぼさないよう系統から分離が可能な設計とする。原子炉トリップ信号が原子炉安全保護系設備より正常に発信した場合は、不必要な信号の発信を阻止できる設計とする。また、主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気管、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁及び蒸気発生器は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

ほう酸水注入に使用するほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、ほう酸タンク、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸フィルタ、抽出水再生クーラ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

6.8.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

手動による原子炉緊急停止として使用する原子炉トリップスイッチ

は、設計基準事故対処設備の原子炉手動停止機能と兼用しており、中央制御室での操作を可能とするため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備として使用するＡＴＷＳ緩和設備は、重大事故等時に「蒸気発生器水位異常低」の原子炉トリップ信号の計装誤差を考慮して確実に作動する設計とする。

ＡＴＷＳ緩和設備の作動による主蒸気止弁の閉止に伴う１次冷却系の過圧のピークを抑えるために使用する加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、設計基準事故対処設備の１次冷却系の過圧防止機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の放出流量が、主蒸気止弁の閉止による１次冷却系の過圧防止に必要な放出流量に対して十分であることを確認していることから、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。また、その後の１次冷却系を安定させるために使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁及び蒸気発生器は、設計基準事故対処設備の蒸気発生器２次側による冷却機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の補助給水流量及び蒸気流量が、主蒸気止弁の閉止による１次冷却系の過圧防止に必要な補助給水流量及び蒸気流量に対して十分であることを確認していることから、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

原子炉トリップに失敗した場合における原子炉を未臨界状態へ移行するためにほう酸水を炉心注入する設備として使用するほう酸タンク、ほう酸ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクは、設計基準事故時のほう酸水を１次冷却系に注入する機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の注入流量及びタンク容量が、原子炉トリップ失敗の場合に原子炉を未臨界状態とするために必要な注入流量及びタンク容量に対して十分であることを確認していることから、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

6.8.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

原子炉トリップスイッチは、重大事故等時における中央制御室内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

制御棒クラスタ、加圧器安全弁、蒸気発生器及び抽出水再生クーラは、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

原子炉トリップしゃ断器、ＡＴＷＳ緩和設備、主蒸気安全弁、ほう酸タンク、ほう酸フィルタ及びほう酸注入タンクは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

主蒸気管は、重大事故等時における原子炉格納容器内及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

ＡＴＷＳ緩和設備は、ＡＴＷＳ緩和機能以外に、デジタル安全保護設備の共通要因故障対策の機能も有しているが、これらの回路は、それぞれハードウェアのみでシステムを構築した回路とすることにより、同一筐体内にあるが、他機能からの影響を考慮した設計とする。

主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及び充てん／高圧注入ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

復水タンク及び燃料取替用水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

加圧器逃がし弁は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

6.8.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

原子炉トリップスイッチを使用した手動による原子炉緊急停止は、中央制御室の中央制御盤での操作が可能な設計とする。

主蒸気止弁を使用した原子炉出力抑制を行う系統及び復水タンク、

電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁を使用した１次冷却系の過圧防止を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプは、中央制御室の中央制御盤での操作が可能な設計とする。

ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及びほう酸タンクを使用したほう酸水注入を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。緊急ほう酸注入弁及びほう酸ポンプは、中央制御室の中央制御盤での操作が可能な設計とする。

充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクを使用したほう酸水注入を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。充てん／高圧注入ポンプは、中央制御室の中央制御盤での操作が可能な設計とする。

6.8.3 主要設備及び仕様

緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備の主要設備及び仕様は第 6.8.1 表のとおり。

6.8.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

手動による原子炉緊急停止に使用する原子炉トリップスイッチは、機能・性能の確認が可能なように、手動操作による原子炉トリップしゃ断器開放ができる設計とする。

手動による原子炉緊急停止に使用する制御棒クラスタは、機能・性能の確認が可能なように、動作確認ができる設計とする。

手動による原子炉緊急停止に使用する原子炉トリップしゃ断器は、機能・性能の確認が可能なように、試験装置を接続し動作の確認ができる

設計とする。

原子炉出力抑制に使用するＡＴＷＳ緩和設備は、運転中に機能・性能の確認が可能なように、模擬入力によるロジック回路動作確認が可能な設計とする。この場合、原子炉停止系及び非常用炉心冷却系の不必要な動作が発生しない設計とする。また、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正及び設定値確認ができる設計とする。

原子炉出力抑制に使用する系統（主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、蒸気発生器及び主蒸気管）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁は、分解が可能な設計とする。

復水タンク及び蒸気発生器は、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

蒸気発生器は、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

原子炉出力抑制に使用する系統（加圧器安全弁及び主蒸気安全弁）は、通常時の系統構成により機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁は、分解が可能な設計とする。

ほう酸水注入に使用する系統（ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、ほう酸タンク、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸フィルタ、抽出水再生クーラ、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンク）は、他系統と独立した試験系統により機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

ほう酸フィルタは、差圧確認が可能な設計とする。また、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。

また、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及び充てん／高圧注入ポンプは、分解可能な設計とする。

抽出水再生クーラは、機能・性能の確認ができる設計とする。また、

構造については、応力腐食割れ対策、伝熱管の磨耗対策により健全性が確保でき、開放が不要な設計であることから、外観の確認が可能な設計とする。

ほう酸タンク、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

6.9 圧縮空気設備

圧縮空気設備として計器用空気設備及び雑用空気設備よりなる。

6.9.1 計器用空気設備

(1) 概要

計器用空気設備は、計器用空気圧縮機、計器用空気だめ、計器用空気乾燥器、計器用空気供給配管、弁及び計装等より構成し、原子炉格納容器内、原子炉補助建屋内、タービン建屋内等に設置されている空気作動弁、制御器、計測器等に清浄で乾燥した圧縮空気を供給する。

計器用空気系統の系統構成を第 6.9.1 図に示す。

(2) 設計方針

a 計器用空気圧縮機の電源は非常用母線から供給し、トレインを分離して多重性を持たせる。

b 安全上重要な系統に接続する計器用空気供給配管は、2 系統の供給母管より構成し、互いに分離し得る設計とする。

c 計器用空気設備は、後備用として雑用空気設備からも空気を供給できるように設計する。

(3) 主要設備の仕様

計器用空気圧縮機

型	式	無給油式
個	数	2
容	量	約 10Nm^3/min/個
吐出圧力		約 7kg/cm^{2}G

計器用空気だめ

個	数	2
容	量	約 2.5m^3/個

計器用空気乾燥器

型	式	二塔式たて形空気脱湿器
個	数	2
容	量	約 10Nm^3/min/個

(4) 主要設備

計器用空気圧縮機は、清浄な圧縮空気を供給するために、無給油方式を採用する。計器用空気圧縮機は 100%容量のものを 2 台設置する。

(5) 評価

a 計器用空気圧縮機の電源はトレイン分離された 2 つの非常用母線から供給される。

b 安全上重要な系統への計器用空気は、分離された 2 系統の母管から供給される。

(6) 試験検査

計器用空気設備は、常時運転している設備であるので中央制御室等でその運転状態を監視できる。また、停止中の計器用空気圧縮機については、定期的に作動試験を行うことができる。

6.9.2 雑用空気設備

雑用空気圧縮機の仕様を以下に示す。

雑用空気圧縮機

型　　式	無給油式
個　　数	2
容　　量	約 5Nm^3/min
吐出圧力	約 7kg/cm^{2}G

6.10 制御室

6.10.1 通常運転時等

6.10.1.1 概要

計測制御系統施設のうち、プラント主系統（原子炉及びタービン発電機）の運転に必要な監視及び操作装置は、集中化し、中央制御室内の中央制御盤に設置する。

また、火災その他の異常な状態により、中央制御室が使用できない場合においても原子炉を安全に停止できるよう、中央制御室外原子炉停止装置を設ける。

6.10.1.2 中央制御室

6.10.1.2.1 設計方針

中央制御室及び中央制御盤は、以下の方針を満足するように設計する。

(1) 原子炉施設の通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時の対応に必要な計測制御装置を、中央制御盤上で集中監視及び制御が行えるように設計する。

(2) 中央制御盤の配置及び操作器具の盤面配置等については人間工学的な操作性を考慮し設計する。また、中央制御室にて同時にもたらされる環境条件（地震、内部火災、内部溢水、外部電源喪失及び外部火災に伴うばい煙や有毒ガス、降下火砕物並びに有毒ガス）を想定しても安全施設を容易に操作することが可能なように設計する。

(3) 原子炉施設に影響を及ぼす可能性があると想定される自然現象等や発電所構内の状況を昼夜にわたり把握することができる設計とする。

(4) 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」を満足するように、１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合、有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく

低下しないようするとともに、運転員の過度の放射線被ばくも考慮することで、従事者が支障なく中央制御室に入れるとともに、一定期間中央制御室内にとどまって所要の操作及び措置をとることができる設計とする。

(5) 中央制御室は、プラントの状況に応じた必要な情報を共有しながら、事故処置を含む総合的な運転管理を図ることができるよう居住性に配慮した設計とする。

(6) 室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるように酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

6.10.1.2.2 主要設備

(1) 中央制御盤

中央制御盤は、原子炉制御設備、プロセス計装設備、原子炉保護設備、工学的安全施設、タービン設備、電気設備等の計測制御装置を設けた運転コンソール（安全系ＶＤＵ、監視操作ＶＤＵ、警報ＶＤＵ及びハードスイッチ）等で構成し、原子炉施設の通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時の対応に必要な盤面機器及び盤面表示（操作器、指示計、警報）を運転員の操作性を考慮して設置する。

なお、中央制御盤は盤面機器及び盤面表示（操作器、指示計、警報）をシステムごとにグループ化した配列及び色分けによる識別や操作器のコード化（色、形状、大きさ等の視覚的要素での識別）等を行うことで、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び設計基準事故時における運転員の誤操作の防止及び操作が容易にできるものとする。

(2) 中央制御室

中央制御室は、原子炉補助建屋内に設置し、1 次冷却系統に係る原子炉施設の損壊又は故障が発生した場合に、従事者が支障なく中央制御室に入ることができるよう、これに連絡する通路及び

出入りするための区域を多重化するとともに、中央制御室内にとどまり必要な操作、措置を行うことができる設計とする。

中央制御室は、有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく低下し、安全施設の安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、「有毒ガス防護に係る影響評価ガイド（平成 29 年 4 月 5 日 原規技発第 1704052 号原子力規制委員会決定）」（以下「有毒ガス評価ガイド」という。）を参照し、有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から、有毒化学物質の揮発性等の性状、貯蔵量、建屋内保管、換気等の貯蔵状況等を踏まえ、敷地内及び中央制御室等から半径 10km 以内にある敷地外の固定源並びに可動源を特定し、特定した有毒化学物質に対して有毒ガス防護のための判断基準値を設定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、貯蔵容器すべてが損傷し、有毒化学物質の全量流出によって発生した有毒ガスが大気中に放出される事象を想定し、運転員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。

可動源に対しては、「10.12 通信連絡設備」に記載する通信連絡設備による連絡、中央制御室換気設備の隔離、防護具の着用等により運転員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

中央制御室及びこれに連絡する通路並びに運転員その他の従事者が原子炉制御室に出入りするための区域は、運転員が過度の被ばくを受けないように施設し、運転員の勤務形態を考慮し、事故

後 30 日間において、運転員が中央制御室に入り、とどまっても、中央制御室遮蔽を透過する放射線による線量、中央制御室に侵入した外気による線量及び入退域時の線量が、中央制御室換気設備等の機能とあいまって、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」に示される 100mSv を下回るように遮蔽を設ける。

換気系は他と独立して設け、事故時には外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし運転員を内部被ばくから防護する設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。また、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度も活動に支障のない範囲であることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

中央制御室は、原子炉施設に影響を及ぼす可能性があると想定される自然現象等や発電所構内の状況を昼夜にわたり把握するため遠隔操作及び暗視機能等を持った監視カメラを設置する。

中央制御室は、当該操作が必要となる理由となった事象により有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件及び原子炉施設で有意な可能性をもって同時にもたらされる環境条件（地震、内部火災、内部溢水、外部電源喪失及び外部火災に伴うばい煙や有毒ガス、降下火砕物並びに有毒ガス）を想定しても、適切な措置を講じることにより運転員が運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対応するための設備を容易に操作することができるものとする。

また、現場操作が必要な添付書類十の設計基準事故（蒸気発生器伝熱管破損）時の操作場所である主蒸気ヘッダ室及び設計基準事故（原子炉冷却材喪失）時の操作場所である原子炉補機冷却水設備トレン分離操作箇所においても、環境条件（地震、内部火災、

内部溢水、外部電源喪失及び外部火災に伴うばい煙や有毒ガス、降下火砕物）を想定しても容易に操作ができるとともに、操作に必要な照明（アクセスルート上の照明を含む。）は、内蔵の蓄電池からの給電により外部電源喪失時においても点灯を継続する。さらに、その他の安全施設の操作等についても、プラントの安全上重要な機能に障害をきたすおそれのある機器や外部環境に影響を与えるおそれのある現場弁等に対して、色分けによる識別管理及び施錠管理により誤操作を防止する。

想定される環境条件及びその措置は以下のとおり。

（地震）

中央制御室及び中央制御盤は、原子炉補助建屋（耐震Ｓクラス）内に設置し、基準地震動による地震力に対し必要となる機能が喪失しないものとする。また、運転員机、運転コンソールに手摺を設置し、地震発生時における運転員の安全確保及び運転コンソールの操作器への誤接触を防止するとともに天井照明設備には落下防止措置を講じる。

（内部火災）

中央制御室に消火器を設置するとともに、火災が発生した場合の運転員の対応を規定類に定め、運転員による速やかな消火を行うことで運転操作に影響を与えず容易に操作できる設計とする。また、安全系ＶＤＵ盤内で火災が発生した場合には、盤内の煙感知器により火災を感知し、常駐する運転員が消火器による消火を行うことを規定類に定めることで速やかな消火を可能とする設計とする。さらに安全系ＶＤＵ盤に隣接する盤についても、火災を早期に感知するため、煙感知器を設置する。

（内部溢水）

中央制御室周りには、地震時に溢水源となる機器を設けない設計とする。なお、中央制御室周りの消火作業については、中央制御室に影響を与えない消火方法とすることにより、溢水による影響を与えず、中央制御室にて容易に操作することができる設計と

する。

（外部電源喪失）

運転操作に必要な照明は、地震、竜巻・風（台風）、積雪、落雷、外部火災、降下火砕物に伴い外部電源が喪失した場合には、ディーゼル発電機が起動することにより操作に必要な照明用電源を確保し、容易に操作できるものとする。また、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの間においても、蓄電池内蔵の照明設備により運転操作に必要な照明用電源を確保し、容易に操作できるものとする。

（ばい煙等による中央制御室内環境の悪化）

中央制御室外の火災により発生するばい煙や有毒ガス及び降下火砕物による中央制御室内の操作環境の悪化を想定しても、中央制御室換気設備の外気取入を手動で遮断し、閉回路循環方式に切り替えることにより、運転操作に影響を与えず容易に操作できる設計とする。

（有毒ガス）

有毒ガスが運転員に及ぼす影響により、運転員の対処能力が著しく低下することなく、１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊又は故障その他の異常が発生した場合所要の操作及び措置をとることができる設計とする。

なお、原子炉施設の外の状況を把握するため、以下の設備を設置する。

a. 監視カメラ

想定される自然現象等（地震、津波、洪水、風（台風）・竜巻通過後の設備周辺における飛散状況、降水、積雪、落雷、地滑り、降下火砕物、火災、飛来物）に加え発電所構内の状況（海側、山側）を昼夜にわたり把握するために屋外に暗視機能等を持った監視カメラを設置する。

b. 気象観測設備等

津波、風（台風）、竜巻等による発電所構内の状況の把握に有効なパラメータ（潮位、風向・風速等）を入手するために、気象観測設備等を設置する。

c. ＦＡＸ等

公的機関からの地震、津波、竜巻、雷雨、降雨予報、天気図、台風情報等を入手するために、中央制御室にＦＡＸ、テレビ等を設置する。

6.10.1.2.3 手順等

(1) 手順に基づき、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により、中央制御室内の酸素濃度、二酸化炭素濃度を測定する。

(2) 手順に基づき、監視カメラ及び気象観測設備等により原子炉施設の外の状況を把握するとともに、ＦＡＸ等により公的機関から必要な情報を入手する。

(3) 監視カメラ、気象観測設備等に要求される機能を維持するため、適切な保守管理を実施するとともに、故障時においては補修を行う。

(4) 酸素濃度計、二酸化炭素濃度計等の保守管理及び運転に関する教育を行う。

(5) 手順に基づき、「10.12 通信連絡設備」に記載する通信連絡設備による連絡、中央制御室換気設備の隔離、防護具の着用等により、中央制御室内の運転員の対処能力を確保する。

6.10.1.3 中央制御室外原子炉停止装置

6.10.1.3.1 設計方針

(1) 火災その他の異常な状態により、中央制御室が使用できない場合には、中央制御室外原子炉停止装置を設け、中央制御室外の適切な場所から原子炉を停止し、高温停止状態に直ちに移行し、その後、原子炉を低温停止状態に導き維持することができる設計とする。

(2) 高温停止時に、操作が時間的に急を要する機器及び停止中に操作を行う頻度の高い機器の操作機器は、中央制御室での操作に優先する中央制御室外原子炉停止盤から操作を行う。

(3) 現場操作を必要とするものについては、非常用照明設備及び通信設備を設ける。

6.10.2 重大事故等時

6.10.2.1 概要

中央制御室には、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

中央制御室（重大事故等時）概略系統図を第 6.10.2.1 図から第 6.10.2.3 図に示す。

6.10.2.2 設計方針

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、中央制御室遮蔽及び原子炉補助建屋の換気設備のうち中央制御室換気設備の中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに可搬型照明（ＳＡ）、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を使用する。また、代替電源として空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

重大事故等時において、中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設

する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備及び中央制御室遮蔽の機能とあわせて、運転員の実効線量が7日間で100mSvを超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。可搬型の酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、室内の酸素及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できる設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・中央制御室遮蔽
・中央制御室非常用循環ファン
・制御建屋送気ファン
・制御建屋循環ファン
・中央制御室非常用循環フィルタユニット
・可搬型照明（ＳＡ）
・酸素濃度計
・二酸化炭素濃度計
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、原子炉補助建屋の換気設備のうち中央制御室換気設備の制御建屋冷

暖房ユニット及びディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行う。また、ディーゼル発電機の詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

重大事故等が発生し、中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、運転員が中央制御室の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設ける設計とする。また、以下の重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）を設ける。

重大事故等対処設備（汚染の持ち込み防止）として、可搬型照明（ＳＡ）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

照明については、可搬型照明（ＳＡ）により確保できる設計とする。

身体サーベイの結果、運転員の汚染が確認された場合は、運転員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設けることができるよう考慮する。

可搬型照明（ＳＡ）は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・可搬型照明（ＳＡ）
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、

ディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）を設ける。重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減）として、アニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする放射性物質等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することで放射性物質の濃度を低減する設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、B系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・アニュラス循環ファン
・アニュラス循環フィルタユニット
・窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。格納容器排気筒は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、アニュラス循環ファンの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

6.10.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

中央制御室換気設備は、多重性をもったディーゼル発電機から給電でき、系統として多重性を持つ設計とする。

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン及び可搬型照明（ＳＡ）は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

6.10.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

中央制御室の居住性の確保のために使用する中央制御室遮蔽は、原子炉補助建屋と一体のコンクリート構造物とし、倒壊等により他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

中央制御室の居住性の確保のために使用する中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、ダンパ操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

中央制御室の居住性の確保のために使用する酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

中央制御室の居住性の確保及び汚染の持ち込み防止に使用する可搬型照明（ＳＡ）は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

放射性物質の濃度を低減するために使用するアニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び格納容器排気筒は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

放射性物質の濃度を低減するために使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

6.10.2.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として使用する中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気フ

ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、重大事故等時に運転員の内部被ばくを防止するために必要な浄化機能に対して、設計基準事故対処設備としてのフィルタユニットが持つ浄化能力を使用することにより達成できることを確認した上で、同仕様で設計する。

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、中央制御室内の居住環境の基準値の範囲を測定できるものを1個使用する。保有数は、故障時及び保守点検のバックアップ用の2個を含めて合計3個を分散して保管する設計とする。

可搬型照明（ＳＡ）は、重大事故等時に中央制御室の運転コンソール及びＳＡ監視操作盤での操作に必要な照度を有するものを4個、重大事故等時に身体サーベイ及び作業服の着替え等に必要な照度を有するものを2個使用する。保有数は、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として1個を含めて合計7個を分散して保管する設計とする。

炉心の著しい損傷により発生した放射性物質が、原子炉格納容器外に漏えいした場合において、放射性物質の濃度を低減するために使用するアニュラス循環ファンは、設計基準事故対処設備のアニュラス空気再循環設備と兼用しており、原子炉格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。アニュラス循環フィルタユニットは、設計基準事故対処設備としてのフィルタ性能が、原子炉格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、供給先のアニュラス循環系のダンパが空気作動式であるため、ダンパ全開に必要な圧力を設定圧力とし、配管分の加圧、ダンパ作動回数、リークしないことを考慮した容量に対して十分な容量を有したもの

を１セット１本使用する。保有数は、１セット１本、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 本の合計 2 本を保管する設計とする。

6.10.2.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

中央制御室遮蔽は、コンクリート構造物として原子炉補助建屋と一体であり、建屋として重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

可搬型照明（ＳＡ）は、中央制御室内及び原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における中央制御室内及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室並びに身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画で可能な設計とする。

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、中央制御室内で保管及び使用するため、重大事故等時における中央制御室内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

アニュラス循環ファンは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

格納容器排気筒は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

6.10.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

中央制御室換気設備の運転モード切替えは、中央制御室換気隔離信号による自動動作のほか、中央制御室の運転コンソールでの手動切替操作も可能な設計とする。中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、中央制御室の運転コンソールでの操作が可能な設計とする。また、中央制御室換気設備の空気作動ダンパは、一般的に使用される工具を用いて人力で開操作が可能な構造とする。

酸素濃度計、二酸化炭素濃度計及び可搬型照明（ＳＡ）は、汎用品を用いる等容易かつ確実に操作ができる設計とする。

アニュラス循環ファンを使用した放射性物質の濃度低減を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。アニュラス循環ファンは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用したアニュラス循環系のダンパへの代替空気供給を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の出口配管と制御用空気配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、ボンベ取付継手

による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、1次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

6.10.2.3 主要設備及び仕様

中央制御室の主要設備及び仕様は第 6.10.2.1 表及び第 6.10.2.2 表のとおり。

6.10.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

中央制御室の居住性の確保のために使用する中央制御室遮蔽は、主要部分の断面寸法が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

中央制御室の居住性の確保のために使用する系統（中央制御室（気密性）、中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニット）は、通常ラインにて機能・性能確認が可能な系統設計とする。

また、中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、分解が可能な設計とする。

中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、差圧確認が可能な設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。

中央制御室の居住性の確保のために使用する酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、特性の確認が可能なように、標準器等による校正ができる設計とする。

中央制御室の居住性の確保及び汚染の持ち込み防止に使用する可

搬型照明（ＳＡ）は、バッテリ容量の確認が可能なように、点灯状態の継続により機能・性能の確認ができる設計とする。

アニュラスからの放射性物質の濃度低減に使用する系統（アニュラス循環ファン及びアニュラス循環フィルタユニット）は、多重性のある試験系統により独立して機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

アニュラス循環ファンは、分解が可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。よう素フィルタは、フィルタ取外しができる設計、格納容器排気筒は、外観の確認が可能な設計とする。

アニュラスからの放射性物質の濃度低減に使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、アニュラス循環系ダンパ作動用配管へ窒素供給することにより機能・性能の確認が可能な設計とする。ボンベは規定圧力が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

6.11 発電所の運転

発電所の運転操作順序の概要は下記の予定である。

6.11.1 起動

起動開始前に次の操作を行う。

(1) 発電所計装及び制御系は、正常状態であることを確認する。

(2) 発電所所内電力供給及び無停電電源装置は、正常状態であることを確認する。

(3) 核計装及び安全系統（ジーゼル発電機も含む）は、正常状態であることを確認する。

(4) 各系統の各弁の開閉状態の点検を行う。

(5) 次の補助設備の事前点検を行い、起動又は作動状態にする。

a 給水処理設備

b 補機冷却設備

c 放射線管理設備

d 1次冷却材試料採取設備

e 計器用圧縮空気設備

f 放射性廃棄物処理設備

g 換気設備

(6) 余熱除去系統が運転されていることを確認する。

(7) 充てん／高圧注入ポンプにより、体積制御タンクから1次冷却材ポンプのシール部に送水し、また、1次冷却回路への注水管を通して1次冷却材圧力を所定の圧力以上に維持する。

以上の状態が満足されている場合、次の順序でプラントを起動する。

(8) 停止グループの制御棒クラスタを全引抜きとする。

(9) 加圧器全ヒータを起動する。

(10) 1次冷却材ポンプを起動し、1次冷却回路の加熱を開始する。

(11) 水質が良好になれば、1次冷却回路の加熱を開始する。

(12) 余熱除去ポンプを停止し、余熱除去回路を隔離する。

(13) 1次冷却材温度が無負荷平均温度になれば保持する。

(14) これまでの炉心履歴に基づいて、高温零出力に対応する制御棒クラスタ位置及び臨界ほう素濃度を推定する。

(15) 化学・体積制御弁を希釈運転状態に設定し、ほう素濃度を臨界ほう素濃度になるようほう素濃度調整を行う。

(16) 制御グループの制御棒クラスタを引抜き、臨界にする。

(17) 低出力時、制御棒グループの制御棒クラスタ位置が所定の位置に落ちつくように１次冷却材ほう素濃度を調整する。

(18) 蒸気発生器から２次側に蒸気を送り、２次系の暖気を行う。

(19) タービン回転速度を上げ、主発電機を系統に併列する。

(20) 発電機負荷を増加する。

(21) 所内負荷の大部分を起動変圧器より所内変圧器に移す。

(22) 原子炉出力の増加に応じて､制御グループの制御棒クラスタ位置を調整し(タービン出力約15%で、制御棒操作は手動より自動に切り替える)、１次冷却材平均温度を規定値に維持する。

6.11.2 負荷の増減

(1) 負荷を手動で調整する場合は、タービンのガバナ弁を加減する。自動出力調整装置を併用すれば、自動中央給電制御方式とすることもできる。

(2) 自動で制御グループの制御棒クラスタ位置を調整することにより発電機負荷に見合う出力とする。

6.11.3 停止

(1) 負荷を減少する。

(2) 原子炉出力の減少に応じて、制御グループ制御棒クラスタ位置を調整し（タービン出力約15%以下では手動操作)、１次冷却材を規定の平均温度に維持する。

(3) 所内負荷を所内変圧器より起動変圧器に切り替える。

(4) 主発電機を解列し、タービンを手動トリップする。

(5) 化学・体積制御系から濃いほう酸水を１次冷却系に注入し、１次

冷却材中のほう素濃度を低温停止に必要な温度まで増加する。

(6) １次冷却系を冷却するために、タービンバイパス弁を調整する。

(7) １次冷却材温度、圧力が約176℃、約31.6kg/cm²G以下になれば、余熱除去ポンプを起動し、１次冷却材温度を60℃以下にする。

(8) １次冷却材ポンプを停止し、加圧器ヒータの電源を切り、化学・体積制御系の補助スプレにより加圧器を冷却する。

第 6.3.1 表　安全保護系のプロセス計装

項　　目	チャンネル数	検　出　器
原 子 炉 圧 力	4	圧 力 伝 送 器
加 圧 器 水 位	4	差 圧 伝 送 器
１次冷却材温度	4	測温抵抗式温度計
蒸気発生器水位	４／蒸気発生器	差 圧 伝 送 器
主 蒸 気 流 量	２／ループ	差 圧 伝 送 器
主蒸気ライン圧力	４／ループ	圧 力 伝 送 器
主 給 水 流 量	２／ループ	差 圧 伝 送 器
タービン第１段圧力	2	圧 力 伝 送 器
１次冷却材流量	４／ループ	差 圧 伝 送 器
格納容器内圧力	4	圧 力 伝 送 器

第 6.4.1 表　計装設備（常設）の設備仕様

(1) １次冷却材高温側広域温度

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	3
計　測　範　囲	0～400℃

(2) １次冷却材低温側広域温度

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	3
計　測　範　囲	0～400℃

(3) 冷却材圧力（広域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	2
計　測　範　囲	0～20.6MPa[gage]

(4) 加圧器水位

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	2
計　測　範　囲	0～100%

(5) 原子炉水位

個　　数	1
計　測　範　囲	0～100%

(6) 安全注入流量

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～225m^3/h

(7) 補助安全注入流量

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～225m^3/h

(8) 余熱除去クーラ出口流量

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～1,000m^3/h

(9) 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～150m^3/h（積算：0～10,000m^3）

(10) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～150m^3/h（積算：0～10,000m^3）

(11) 格納容器スプレ流量積算

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～1,000m^3/h（積算：0～10,000m^3）

(12) 格納容器内温度

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～220℃

(13) 格納容器圧力

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～490kPa[gage]

(14) 格納容器圧力（広域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　1

計 測 範 囲　　0～1.0MPa[gage]

(15) 格納容器再循環サンプ水位（広域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～100%

(16) 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～100%

(17) 原子炉格納容器水位

個　　数　　1

計 測 範 囲　　ON-OFF

(18) 原子炉下部キャビティ水位

個　　数　　1

計 測 範 囲　　ON-OFF

(19) 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　10^{2}～10^{7}μSv/h

(20) 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　10^{3}～10^{8}mSv/h

(21) 出力領域中性子束

兼用する設備は以下のとおり。

・炉外計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　4（上部と下部の中性子束平均）

計 測 範 囲　　0～120%

(22) 中間領域中性子束

兼用する設備は以下のとおり。

・炉外計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　10^{-11}～5×10^{-3}A

(23) 中性子源領域中性子束

兼用する設備は以下のとおり。

・炉外計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　1～10^{6}cps

(24) 蒸気発生器水位（狭域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	6
計 測 範 囲	0～100%

(25) 蒸気発生器水位（広域）

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	3
計 測 範 囲	0～100%

(26) 補助給水流量

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	3
計 測 範 囲	0～180m^3/h

(27) 主蒸気圧力

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	6
計 測 範 囲	0～9.8MPa[gage]

(28) 1次系冷却水タンク水位

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	2
計 測 範 囲	0～100%

(29) 燃料取替用水タンク水位

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～100%

(30) ほう酸タンク水位

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～100%

(31) 復水タンク水位

兼用する設備は以下のとおり。

・プロセス計装

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数　　2

計 測 範 囲　　0～13m

(32) 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

個　　数　　一式

(33) ＳＰＤＳ表示装置

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

個　　数　　一式

第 6.4.2 表　計装設備（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬型格納容器内水素濃度計測装置

兼用する設備は以下のとおり。

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	1（予備 1）
計 測 範 囲	0～20vol%

(2) １次系冷却水タンク加圧ライン圧力

個　　数	1（予備 1）
計 測 範 囲	0～1.6MPa[gage]

(3) 可搬型温度計測装置

個　　数	3※1（予備 1）
計 測 範 囲	0～200℃

※1　格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用

(4) 可搬型計測器

個　　数	40（予備 40）
計 測 範 囲	－※1

※1　計測範囲については、可搬型計測器に表示される計測結果を読み取り、換算表を用いて工学値に換算する。

第 6.4.3 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（1／5）

分類	重要な監視パラメータ 重要代替パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	可搬型計測器個数
原子炉圧力容器内の温度	1 次冷却材高温側広域温度※1	3	0～400℃	最大値： 約 336℃	1 次系最高使用温度（343 ℃）及び炉心損傷の判断基準である 350℃を超える温度を監視可能。なお、1 次冷却材高温側広域温度で炉心損傷を判断する際は、炉内温度に比べ 1 次冷却材高温側広域温度がやや低めの値を示すものの、炉心損傷を判断する時点（350℃）において大きな温度差は見られないことから、1 次冷却材高温側広域温度により炉心損傷を判断することが可能である。	3
	1 次冷却材低温側広域温度※1	3	0～400℃	最大値： 約 335℃		
原子炉圧力容器内の圧力	冷却材圧力（広域）※1	2	0～20.6 MPa[gage]	最大値： 約 17.7MPa[gage]	1 次系最高使用圧力（17.16 MPa[gage]）の 1.2 倍（事故時の判断基準）である 20.59MPa[gage]を監視可能。	1
	1 次冷却材高温側広域温度※2 1 次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位※1	2	0～100%	最大値：約 84% 最小値：0%以下 （注 1）	加圧器上部胴上端近傍から下部胴下端近傍までの水位を監視可能。通常運転時及び事故時の 1 次冷却系保有水を制御し、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1
	原子炉水位※1	1	0～100%	最大値：100% 最小値：0%	原子炉容器底部から原子炉容器頂部までの原子炉容器内の水位を監視可能。重大事故等時において、加圧器水位による監視ができない場合、原子炉容器内の水位及び保有水が監視可能であり、事故対応が可能。	4
	冷却材圧力（広域）※2	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
	1 次冷却材高温側広域温度※2 1 次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
原子炉圧力容器への注水量	安全注入流量	1	0～225m³/h	147 m³/h	充てん／高圧注入ポンプの流量（147m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	1
	補助安全注入流量	1	0～225m³/h	147 m³/h	充てん／高圧注入ポンプの流量（147m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	1
	余熱除去クーラ出口流量※1	2	0～1,000m³/h	852 m³/h	余熱除去ポンプの流量（852m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	1
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	1	0～150 m³/h (0~10,000 m³)	—（注 2）	重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプの流量（120m³/h）を監視可能。	1
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ				
	加圧器水位※2 原子炉水位※2	原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータと同じ				
	冷却材圧力（広域）※2	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
	1 次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ				

第 6.4.3 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（2／5）

分類	重要な監視パラメータ 重要代替パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	可搬型計測器個数
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレ流量積算	1	0～1,000m³/h (0~10,000 m³)	—（注２）	重大事故等時において、内部スプレポンプの流量（846m³/h）を監視可能。	1
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	原子炉圧力容器内への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）				
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	1	0～150 m³/h (0~10,000 m³)	—（注２）	重大事故等時において、原子炉下部キャビティ注水ポンプの流量（120m³/h）を監視可能。	1
	安全注入流量 補助安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ				
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ				
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	2	0～220℃	最大値： 約 122℃	設計基準事故時の格納容器最高使用温度（122℃）を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度（200℃）を監視可能。	1
	格納容器圧力※2 格納容器圧力（広域）※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力※1	2	0～490 kPa[gage]	最大値： 約 233kPa[gage]	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力（261kPa[gage]）を監視可能。	1
	格納容器圧力（広域）※1	1	0～1.0 MPa[gage]	—（注２）	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力（261kPa[gage]）を監視可能。 重大事故等時において格納容器最高使用圧力の 2 倍の圧力（0.522MPa[gage]）を監視可能。	1
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）※1	2	0～100%	100%	再循環可能水位（59%）を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1 -
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）※1	2	0～100%	100%以上	格納容器再循環サンプ上端（約 100%）を監視可能。狭域水位の 100%は、広域水位の約 40%に相当。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	
	原子炉格納容器水位※1	1	ON-OFF	—（注２）	重大事故等時において、原子炉格納容器内への注水量の制限レベルに達したことを監視可能。	1
	原子炉下部キャビティ水位※1	1	ON-OFF	—（注２）	重大事故等時において、原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に必要な水量があることを監視可能。	
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ				
	格納容器スプレ流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ				
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）				
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）				

第 6.4.3 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（3／5）

分類	重要な監視パラメータ 重要代替パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	可搬型計測器個数
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	1	0～20vol%	—（注２）	重大事故等時において、水素濃度 13vol%を監視可能。	－
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）※1	2	10^{2}～10^{7}μSv/h	10^{5}mSv/h 以下（注３）	炉心損傷判断の値である 10^{5}mSv/h を超える放射線量率を監視可能。格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）と格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測範囲はオーバーラップするように設定。	－
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※1	2	10^{3}～10^{8}mSv/h			－
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束※1	4※3	0～120%（3.3×10^{5}～1.2×10^{10} n/cm²・sec）	定格出力の約 71 倍設計基準事故「制御棒飛び出し」（注４）	設計基準事故時、事象初期は中性子束が急激に上昇し、一時的に計測範囲を超えるが、負のドップラ反応度帰還効果により抑制され、急峻に低下するため、現状の計測範囲でも、同計測範囲により事故対応が可能。また、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。 通常運転時の変動範囲 0～100%に対し、0～120%を監視可能。 「中間領域中性子束」及び「中性子源領域中性子束」とあいまって重大事故等時における中性子束の変動範囲を監視可能。	－
	中間領域中性子束※1	2	10^{-11}～5×10^{-3}A（1.3×10^{2}～6.6×10^{10} n/cm²・sec）		通常運転時の変動範囲 10^{-11}～約 10^{-3}A に対し、10^{-11}～5×10^{-3}A を監視可能。	－
	中性子源領域中性子束※1	2	1～10^{6}cps（10^{-1}～10^{5} n/cm²・sec）		通常運転時の変動範囲 1～10^{5}cps に対し、1～10^{6}cps を監視可能。	－
	1 次冷却材高温側広域温度※2 1 次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
	ほう酸タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ				
アニュラス内の水素濃度	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	1	0～20vol%	—（注２）	重大事故等時におけるアニュラス内の水素濃度を監視可能。	－
	可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2	原子炉格納容器内の水素濃度を監視するパラメータと同じ				
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※2	2	原子炉格納容器内の放射線量率を監視するパラメータと同じ		重大事故等時の原子炉格納容器内の線量率は、10^{8}mSv/h 以下であり監視可能。	－

第 6.4.3 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（4／5）

分類	重要な監視パラメータ 重要代替パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	可搬型計測器個数
最終ヒートシンクの確保	格納容器圧力※1	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
	蒸気発生器水位（狭域）※1	6	0～100%	最大値：100% 以上（注５） 最小値：0% 以下（注６）	湿分分離器下端から伝熱管上端まで監視可能。「蒸気発生器水位（広域）」とあいまって、重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。	3
	蒸気発生器水位（広域）※1	3	0～100%	最大値：100% 以上（注５） 最小値：0% 以下（注６）	湿分分離器下端から管板付近まで監視可能。重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。（注７）	
	補助給水流量※1	3	0～180 m^3/h	74.0m^3/h	補助給水流量（74.0 m^3/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	3
	主蒸気圧力※1	6	0～9.8 MPa[gage]	最大値: 約 7.9MPa[gage]	２次系最高使用圧力（7.48MPa[gage]）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	3
	１次系冷却水タンク水位	2	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1
	１次系冷却水タンク加圧ライン圧力※2	1	0～1.6 MPa[gage]	—（注２）	１次系冷却水タンクの加圧目標 120kPa[gage]を監視可能。	—
	格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）※1	3※4	0～200℃を計測可能 （汎用温度計）	—（注２）	設計基準事故時の格納容器最高使用温度（122℃）を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度（200℃）を監視可能。	3
	格納容器圧力（広域）※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
	復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ				

第 6.4.3 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（5／5）

分類	重要な監視パラメータ 重要代替パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	可搬型計測器個数
格納容器バイパスの監視	蒸気発生器水位（狭域）※1 蒸気発生器水位（広域）※2 主蒸気圧力※1 補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同じ				
	冷却材圧力（広域）※1	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ				
	1 次冷却材高温側広域温度※2 1 次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ				
	加圧器水位※2	原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータと同じ				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ				
水源の確保	燃料取替用水タンク水位	2	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1
	ほう酸タンク水位	2	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1
	復水タンク水位	2	0～13m	13m	変動範囲 0～13m を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	1
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ				
	格納容器スプレ流量積算※2 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ				
	安全注入流量※2 補助安全注入流量※2 余熱除去クーラ出口流量※2 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ				
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同じ				
	出力領域中性子束※2 中間領域中性子束※2 中性子源領域中性子束※2	未臨界の維持又は監視をするパラメータと同じ				

※1：重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ、※2：重要代替パラメータ、※3：上部と下部の中性子束平均値、※4：入口用 1 個、出口用 2 個

（注１）計測範囲を一時的に超えるが、このときには原子炉水位又は 1 次冷却材圧力と 1 次冷却材温度によって、原子炉の冷却状態を監視する。

（注２）重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。

（注３）炉心損傷判断の値は 10^5mSv/h であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

（注４）120%定格出力を超えるのは短期間であり、かつ出力上昇及び下降は急峻であるため運転監視上影響はない。

（注５）計測範囲を一時的に超えるが、100%以上であることで冷却されていることを監視可能。

（注６）計測範囲を一時的に超えるのは、破断側の蒸気発生器においてであり、破断のない側の蒸気発生器の水位は監視可能。

（注７）蒸気発生器水位（広域）下端を一時的に下回る重大事故等時の事象であるが、下回っていることで蒸気発生器がドライアウトしている又はそのおそれがあることを監視可能。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（1／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	1次冷却材高温側広域温度	①主要パラメータの他ループ ②1次冷却材低温側広域温度 ③〔炉内温度〕	・1次冷却材高温側広域温度の1ループが故障した場合は、他ループの1次冷却材高温側広域温度により推定する。 ・1次冷却材高温側広域温度の計測が困難となった場合は、1次冷却材低温側広域温度により推定する。また、使用可能であれば炉内温度（多様性拡張設備）により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	1次冷却材低温側広域温度	①主要パラメータの他ループ ②1次冷却材高温側広域温度 ③〔炉内温度〕	・1次冷却材低温側広域温度の1ループが故障した場合は、他ループの1次冷却材低温側広域温度により推定する。 ・1次冷却材低温側広域温度の計測が困難となった場合は、1次冷却材高温側広域温度により推定する。また、使用可能であれば炉内温度（多様性拡張設備）により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	〔炉内温度〕	①主要パラメータの他検出器 ②1次冷却材高温側広域温度 ③1次冷却材低温側広域温度	・炉内温度（多様性拡張設備）の1つの検出器が故障した場合は、他検出器の炉内温度（多様性拡張設備）により推定する。 ・炉内温度（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、1次冷却材高温側広域温度又は1次冷却材低温側広域温度により推定する。推定は、炉心出口のより直接的なパラメータである1次冷却材高温側広域温度を優先する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（2／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の圧力	冷却材圧力（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②〔加圧器圧力〕 ③１次冷却材高温側広域温度 ④１次冷却材低温側広域温度	・冷却材圧力（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの冷却材圧力（広域）により推定する。 ・冷却材圧力（広域）の計測が困難となった場合は、使用可能で計測範囲内であれば、加圧器圧力（多様性拡張設備）にて推定する。また、原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、原子炉圧力容器内の圧力を推定する。推定は、１次冷却材高温側広域温度、１次冷却材低温側広域温度の順で優先し使用する。原子炉圧力容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
	〔加圧器圧力〕	①主要パラメータの他チャンネル ②冷却材圧力（広域）	・加圧器圧力（多様性拡張設備）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。 ・加圧器圧力の計測が困難となった場合は、測定範囲が広い冷却材圧力（広域）により原子炉圧力容器内の圧力を推定する。
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉水位 ③〔１次冷却材サブクール度〕 ③冷却材圧力（広域） ③１次冷却材高温側広域温度	・加圧器水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの加圧器水位により推定する。（多様性拡張設備を含む） ・加圧器水位の計測が困難となった場合は、原子炉水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材高温側広域温度により原子炉圧力容器内がサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。 また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測している原子炉水位を優先する。
	原子炉水位	①加圧器水位 ②〔１次冷却材サブクール度〕 ②冷却材圧力（広域） ②〔炉内温度〕 ②１次冷却材高温側広域温度 ②１次冷却材低温側広域温度	・原子炉水位の計測が困難となった場合は、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）、炉内温度（多様性拡張設備）、１次冷却材高温側広域温度及び１次冷却材低温側広域温度により原子炉圧力容器内がサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。 また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測している加圧器水位を優先する。
	〔ＲＣＳノズルセンタ水位〕	①１次冷却材高温側広域温度 ①１次冷却材低温側広域温度 ②〔余熱除去ポンプ出口圧力〕	・ＲＣＳノズルセンタ水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度の変化及び余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の傾向監視により水位を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（3／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	・安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	補助安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	・補助安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	余熱除去クーラ出口流量	①主要パラメータの他ループ ②燃料取替用水タンク水位 ③加圧器水位 ④原子炉水位 ⑤格納容器再循環サンプ水位（広域）	・余熱除去クーラ出口流量が故障した場合は、他ループの余熱除去クーラ出口流量により推定する。 ・余熱除去クーラ出口流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位及び加圧器水位又は、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（4／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	〔充てん流量〕	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位	・充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、燃料取替用水タンク水位又は加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の加圧器水位の順で優先し使用する。また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。
	〔アキュムレータ圧力〕	①冷却材圧力（広域） ①１次冷却材低温側広域温度	・アキュムレータ圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。
	〔アキュムレータ水位（広域）〕	①〔アキュムレータ水位〕 ②冷却材圧力（広域） ②１次冷却材低温側広域温度	・アキュムレータ水位（広域）（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、使用可能で計測範囲内であれば、アキュムレータ水位（多様性拡張設備）により推定する。 ・アキュムレータ水位（広域）（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。
	〔内部スプレ系連絡消火水流量積算〕	①余熱除去クーラ出口流量 ②加圧器水位 ③原子炉水位	・内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、余熱除去クーラ出口流量又は、加圧器水位、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、原子炉圧力容器への注水量を直接計測できる余熱除去クーラ出口流量を優先する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（5／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレ流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・格納容器スプレ流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。
	安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	補助安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・補助安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	余熱除去クーラ出口流量	①主要パラメータの他ループ ②燃料取替用水タンク水位 ③格納容器再循環サンプ水位（広域）	・余熱除去クーラ出口流量が故障した場合は、他ループの余熱除去クーラ出口流量により推定する。 ・原子炉格納容器への注水量は、水源である燃料取替用水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	〔充てん流量〕	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（6／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	〔内部スプレクーラ出口流量〕	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位又は格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。 推定は、水源である燃料取替用水タンク水位又は復水タンク水位を優先する。
	〔内部スプレ系連絡消火水流量積算〕	①〔淡水タンク水位〕 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	・内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、水源である淡水タンク水位（多様性拡張設備）又は格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器圧力 ③格納容器圧力（広域）	・格納容器内温度の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内温度により推定する。 ・格納容器内温度の計測が困難となった場合は、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器圧力又は格納容器圧力（広域）により、温度を推定する。推定は、詳細な値を把握できる格納容器圧力を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器圧力（広域） ②〔格納容器圧力（狭域）〕 ③格納容器内温度	・格納容器圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器圧力により推定する。 ・格納容器圧力の計測が困難となった場合は、格納容器圧力（広域）、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）により圧力を推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器圧力（広域）又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
	格納容器圧力（広域）	①格納容器圧力 ①〔格納容器圧力（狭域）〕 ②格納容器内温度	・格納容器圧力（広域）の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば格納容器圧力、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）により推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器圧力又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（7／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器再循環サンプ水位（狭域） ③原子炉下部キャビティ水位 ③原子炉格納容器水位 ④燃料取替用水タンク水位 ④復水タンク水位 ④格納容器スプレ流量積算 ④恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ④原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	・格納容器再循環サンプ水位（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器再循環サンプ水位（広域）により推定する。 ・格納容器再循環サンプ水位（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器再循環サンプ水位（狭域）、原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、注水積算量である格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は、測定範囲内であれば、連続的な監視ができる格納容器再循環サンプ水位（狭域）を優先する。
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）	①格納容器再循環サンプ水位（広域）	・格納容器再循環サンプ水位（狭域）の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）との相関関係により水位を推定する。
	原子炉下部キャビティ水位	①格納容器再循環サンプ水位（広域） ②燃料取替用水タンク水位 ②復水タンク水位 ②格納容器スプレ流量積算 ②恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ②原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	・原子炉下部キャビティ水位の計測が困難となった場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）又は注水元である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先する。
	原子炉格納容器水位	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ①格納容器スプレ流量積算 ①恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ①原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	・原子炉格納容器水位の計測が困難となった場合は、注水元である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（8／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	①主要パラメータの予備 ②静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 ②原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置 ③〔ガスクロマトグラフによる水素濃度〕	・可搬型格納容器内水素濃度計測装置が故障した場合は、予備の可搬型格納容器内水素濃度計測装置により計測する。 ・可搬型格納容器内水素濃度計測装置の計測が困難となった場合は、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作特性により原子炉格納容器内の水素濃度が大規模な水素燃焼が生じない領域であることを確認する。 使用可能であればガスクロマトグラフ（多様性拡張設備）により水素濃度を確認し、ガスクロマトグラフの結果に基づき水素濃度を推定する。
アニュラス内の水素濃度	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	①主要パラメータの予備 ②可搬型格納容器内水素濃度計測装置 ②格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ②〔格納容器排気筒高レンジガスモニタ〕 ③〔アニュラス内水素濃度計測装置〕	・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置が故障した場合は、予備の可搬型アニュラス内水素濃度計測装置により計測する。 ・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様性拡張設備）の放射線量率の比によりアニュラスへの漏えい率を推定し、格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率から評価された相関図より、アニュラス水素濃度を推定する。 ・使用可能であれば、アニュラス内水素濃度計測装置（多様性拡張設備）を使用し、アニュラス内水素濃度を計測する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（9／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） ②〔モニタポスト〕	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）により推定する。 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及びモニタポスト（多様性拡張設備）の指示の上昇を傾向監視し、原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ③〔格納容器入口エリアモニタ〕 ③〔炉内計装区域エリアモニタ〕	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により推定する。 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の計測が困難になった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の指示の上昇を傾向監視することにより、炉心損傷のおそれが生じていない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の測定範囲より低く、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。
	〔格納容器じんあいモニタ〕	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	・格納容器じんあいモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器ガスモニタ〕	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	・格納容器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器入口エリアモニタ〕	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	・格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔炉内計装区域エリアモニタ〕	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	・炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（10／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②中間領域中性子束 ③１次冷却材高温側広域温度 ③１次冷却材低温側広域温度 ④ほう酸タンク水位	・出力領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの出力領域中性子束により推定する。 ・出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束、１次冷却材低温側広域温度と１次冷却材高温側広域温度の差により推定する。推定は出力領域中性子束の計測範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	中間領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②出力領域中性子束 ②中性子源領域中性子束 ③ほう酸タンク水位	・中間領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中間領域中性子束により推定する。 ・中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、出力領域中性子束の測定範囲であれば、出力領域中性子束による推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲であれば、中性子源領域中性子束により推定する。なお、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の測定範囲上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	中性子源領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②中間領域中性子束 ③ほう酸タンク水位	・中性子源領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中性子源領域中性子束により推定する。 ・中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束の測定範囲であれば、中間領域中性子束により推定を行う。なお、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であると推定する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
	〔中間領域起動率〕	①中間領域中性子束 ②中性子源領域中性子束 ②〔中性子源領域起動率〕	・中間領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束により起動率を推定する。なお、中性子源領域中性子束の測定範囲の場合、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。
	〔中性子源領域起動率〕	①中性子源領域中性子束 ②中間領域中性子束 ②〔中間領域起動率〕	・中性子源領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、中性子源領域中性子束により起動率を推定する。なお、中間領域中性子束の測定範囲の場合、中間領域中性子束及び中間領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（11／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	格納容器圧力	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器圧力（広域） ③格納容器内温度	・格納容器圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器圧力により推定する。 ・格納容器圧力の計測が困難となった場合は、格納容器圧力（広域）により圧力を傾向監視し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により格納容器圧力を推定し、傾向監視により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は、格納容器圧力（広域）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
	１次系冷却水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）	・１次系冷却水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの１次系冷却水タンク水位により推定する。 ・１次系冷却水タンク水位の計測が困難な場合は、格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の傾向監視により、原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
	〔１次系冷却水タンク圧力〕	①１次系冷却水タンク加圧ライン圧力	・１次系冷却水タンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力により、原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
	〔格納容器空調装置冷却水流量〕	①格納容器内温度 ①格納容器圧力	・格納容器空調装置冷却水流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
	格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）	①主要パラメータの予備 ②格納容器内温度 ②格納容器圧力	・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）が故障した場合は、予備の格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）により格納容器循環冷暖房ユニット入口温度及び出口温度を計測する。 ・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（12／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	主蒸気圧力	①主要パラメータの他チャンネル又は他ループ ②１次冷却材低温側広域温度 ③１次冷却材高温側広域温度	・主蒸気圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネル又は他ループの主蒸気圧力により推定する。 ・主蒸気圧力の計測が困難となった場合は、１次冷却系統が満水状態で蒸気発生器２次側が飽和状態であれば、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度により主蒸気圧力を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は、１次冷却材低温側広域温度を優先する。なお、蒸気発生器２次側が飽和状態になるまで（未飽和状態）は不確かさが生じることを考慮する。
	蒸気発生器水位（狭域）	①主要パラメータの他チャンネル ②蒸気発生器水位（広域） ③１次冷却材低温側広域温度 ③１次冷却材高温側広域温度	・蒸気発生器水位（狭域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの蒸気発生器水位（狭域）により推定する。（多様性拡張設備を含む） ・蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（広域）、１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器水位（狭域）を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は相関関係のある蒸気発生器水位（広域）を優先する。
	蒸気発生器水位（広域）	①蒸気発生器水位（狭域） ②１次冷却材低温側広域温度 ②１次冷却材高温側広域温度	・蒸気発生器水位（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば蒸気発生器水位（狭域）にて推定する。また、１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視により、蒸気発生器水位（広域）を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は測定範囲内であれば、蒸気発生器水位（狭域）を優先する。なお、蒸気発生器がドライアウトした場合、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度が上昇傾向となることで推定することができる。
	補助給水流量	①復水タンク水位 ②蒸気発生器水位（広域） ③蒸気発生器水位（狭域）	・補助給水流量の計測が困難となった場合は、復水タンク水位、蒸気発生器水位（広域）及び蒸気発生器水位（狭域）を傾向監視することにより最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は復水タンク水位を優先する。
	[主蒸気流量]	①主要パラメータの他チャンネル ②主蒸気圧力 ③蒸気発生器水位（狭域） ③蒸気発生器水位（広域） ③補助給水流量	・主蒸気流量（多様性拡張設備）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの主蒸気流量（多様性拡張設備）により推定する。 ・主蒸気流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、主蒸気圧力の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器２次側による除熱状況を監視し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。また、蒸気発生器水位（狭域）及び蒸気発生器水位（広域）の変化傾向と補助給水流量を監視することにより主蒸気流量を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（13／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	蒸気発生器水位（狭域）	①主要パラメータの他チャンネル ②蒸気発生器水位（広域）	・蒸気発生器水位（狭域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの蒸気発生器水位（狭域）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難となった場合、蒸気発生器水位（広域）の上昇により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、主蒸気圧力及び補助給水流量により傾向監視する。
		③主蒸気圧力 ③補助給水流量	
	主蒸気圧力	①主要パラメータの他チャンネル	・主蒸気圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの主蒸気圧力により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・主蒸気圧力の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（広域）の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
		②蒸気発生器水位（広域） ②補助給水流量	
	冷却材圧力（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②〔加圧器圧力〕	・冷却材圧力（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの冷却材圧力（広域）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・冷却材圧力（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば、加圧器圧力（多様性拡張設備）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の傾向監視により蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇がないことでインターフェイスシステムＬＯＣＡを推定する。原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、冷却材圧力を推定する。推定は、測定範囲内であれば、冷却材圧力を直接測定している加圧器圧力（多様性拡張設備）を優先する。
		③蒸気発生器水位（狭域） ③主蒸気圧力 ③格納容器再循環サンプ水位（広域）	
		④１次冷却材高温側広域温度 ④１次冷却材低温側広域温度	

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（14／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	〔復水器空気抽出器ガスモニタ〕	①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・復水器空気抽出器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔蒸気発生器ブローダウン水モニタ〕	①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・蒸気発生器ブローダウン水モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔高感度型主蒸気管モニタ〕	①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・高感度型主蒸気管モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔補助建屋排気筒ガスモニタ〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ①格納容器再循環サンプ水位（広域） ①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・補助建屋排気筒ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔補助建屋サンプ水位〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ①格納容器再循環サンプ水位（広域） ①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・補助建屋サンプ水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔余熱除去ポンプ出口圧力〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ①格納容器再循環サンプ水位（広域） ①蒸気発生器水位（狭域） ①主蒸気圧力	・余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（15／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	〔加圧器逃がしタンク圧力〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ②〔格納容器サンプ水位〕	・加圧器逃がしタンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔加圧器逃がしタンク水位〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ②〔格納容器サンプ水位〕	・加圧器逃がしタンク水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔加圧器逃がしタンク温度〕	①冷却材圧力（広域） ①加圧器水位 ②〔格納容器サンプ水位〕	・加圧器逃がしタンク温度（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.4.4 表　重要代替パラメータによる重要な監視パラメータの推定（16／16）

分類	重要な監視パラメータ ［有効な監視パラメータ］	重要代替パラメータ ［多様性拡張設備］	代替パラメータ推定方法
水源の確保	燃料取替用水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器再循環サンプ水位（広域） ③格納容器スプレ流量積算 ③〔内部スプレクーラ出口流量〕 ③安全注入流量 ③補助安全注入流量 ③余熱除去クーラ出口流量 ③〔充てん流量〕 ③恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ③原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	・燃料取替用水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの燃料取替用水タンク水位により推定する。 ・燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）又は格納容器スプレ流量積算等の燃料取替用水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、水源の有無や使用量を推定する。推定は、格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。
	復水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル ②補助給水流量 ③格納容器スプレ流量積算 ③恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ③原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	・復水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの復水タンク水位により推定する。 ・復水タンク水位の計測が困難となった場合は、補助給水流量等の復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、水源の有無や使用量を推定する。
	ほう酸タンク水位	①主要パラメータの他ループ ②〔緊急ほう酸注入流量〕 ③出力領域中性子束 ③中間領域中性子束 ③中性子源領域中性子束	・ほう酸タンク水位が故障した場合は、他ループのほう酸タンク水位により推定する。 ・ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸注入流量（多様性拡張設備）によりほう酸タンク水位を推定し、水源の有無や使用量を推定する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う負の反応度が添加されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示低下により水源の有無を推定する。

重要代替パラメータの番号は優先順位を示す。

第 6.6.1 表　原子炉トリップ信号一覧表

原子炉トリップ信号	検　出　器	作動ロジック	インターロック （第 6.6.2 表参照）
中性子源領域中性子束高	中性子源領域中性子束検出器	1/2	(P-6)設定値以上で手動ブロック (P-10)設定値以上で自動ブロック
中間領域中性子束高	中間領域中性子束検出器	1/2	(P-10)設定値以上で手動ブロック
出力領域中性子束高 a 低設定 b 高設定	 出力領域中性子束検出器 出力領域中性子束検出器	 2/4 2/4	(P-10)設定値以上で手動ブロック
出力領域中性子束変化率高 a 増加率高 b 減少率高	 出力領域中性子束検出器 出力領域中性子束検出器	 2/4 2/4	
安全注入			第 6.6.3 表参照
過大温度△T 高	1 次冷却材温度検出器 加圧器圧力検出器 出力領域中性子束検出器	2/4	
過大出力△T 高	1 次冷却材温度検出器 出力領域中性子束検出器	2/4	
加圧器圧力高	加圧器圧力検出器	2/4	
加圧器圧力低	加圧器圧力検出器	2/4	(P-7)設定値以下で自動ブロック
冷却材流量低	1 次冷却材流量検出器	2/4 (各ループ)	1 ループは(P-8)設定値以下で自動ブロック 2 ループ以上は(P-7)設定値以下で自動ブロック
冷却材ポンプ 母線電圧低	1 次冷却材ポンプ 電源低電圧リレー	各母線の 2/3 の 2/3	(P-7)設定値以下で自動ブロック
冷却材ポンプ 母線周波数低	1 次冷却材ポンプ 電源周波数リレー	各母線の 2/3 の 2/3	(P-7)設定値以下で自動ブロック
冷却材ポンプしゃ断器開	1 次冷却材ポンプ遮断器	1 台開 2 台以上開	(P-8)設定値以下で自動ブロック (P-7)設定値以下で自動ブロック
タービントリップ	タービン非常遮断油圧検出器 主蒸気止め弁	2/3 4 台閉	(P-7)設定値以下で自動ブロック
蒸気発生器主給水流量低	給水流量検出器 主蒸気流量検出器 蒸気発生器水位検出器	主蒸気給水流量差大の 1/2 と蒸気発生器水位低の 2/4 の一致 (各ループ)	
蒸気発生器水位異常低	蒸気発生器水位検出器	2/4 (各ループ)	
加圧器水位高	加圧器水位検出器	2/4	(P-7)設定値以下で自動ブロック
地　震 a 水平地震大 b 鉛直地震大	 水平方向加速度検出器 鉛直方向加速度検出器	 2/3 2/3	
手　動		1/2	

第 6.6.2 表　原子炉トリップ信号に関するパーミッシブ信号一覧表

パーミッシブ信号の記号	機　　能	入 力 信 号
P-6	中性子源領域中性子束高原子炉トリップ手動ブロック許可	中間領域中性子束高の 1/2
P-7	下記信号による原子炉トリップ許可 a. 2 ループ以上の冷却材流量低 b. 2 台以上の冷却材ポンプしゃ断器開 c. 2 母線以上の冷却材ポンプ母線電圧低 d. 2 母線以上の冷却材ポンプ母線周波数低 e. タービントリップ f. 加圧器圧力低 g. 加圧器水位高	出力領域中性子束高の 2/4 あるいはタービン第 1 段後圧力高の 1/2
P-8	下記信号による原子炉トリップ許可 a. 1 ループの冷却材流量低 b. 1 台の冷却材ポンプしゃ断器開	出力領域中性子束高の 2/4
P-10	下記の動作を行う。 中性子源領域中性子束高原子炉トリップ自動ブロック許可 中間領域中性子束高原子炉トリップの手動ブロック許可 出力領域中性子束高(低設定)原子炉トリップの手動ブロック許可	出力領域中性子束高の 2/4

第 6.6.3 表　工学的安全施設作動信号一覧表（１／２）

工学的安全施設作動信号		検　出　器	作動ロジック	インターロック (第 6.6.4 表参照)
安全注入信号	a. 加圧器圧力低と加圧器水位低の一致	加圧器圧力検出器 加圧器水位検出器	加圧器圧力低と加圧器水位低の一致信号の 2/4	(P-11)の設定値以下で手動ブロック
	b. 加圧器圧力異常低	加圧器圧力検出器	2/4	(P-11)の設定値以下で手動ブロック (P-6)の設定値以下で自動アンブロックの阻止
	c. 主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致	主蒸気流量検出器 主蒸気圧力検出器 １次冷却材温度検出器	主蒸気流量高（各ラインは 1/2）の 2/3 と主蒸気圧力低（各ラインは 2/4）の 2/3 あるいは１次冷却材平均温度異常低の 2/4 の一致	(P-12)の設定値以下で手動ブロック
	d. 主蒸気差圧高	主蒸気圧力検出器	他の 2 ラインに対して圧力低（各ライン間の主蒸気差圧高の 2/4）	
	e. 格納容器圧力高	原子炉格納容器圧力検出器	2/4	
	f. 手　動		1/2	
主蒸気隔離信号	a. 格納容器圧力異常高	原子炉格納容器圧力検出器	2/4	
	b. 主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致	安全注入信号 c と同じ	安全注入信号 c と同じ	
	c. 手　動		1/1(各ループ) 1/2(全ループ)	
内部スプレ信号	a. 格納容器圧力異常高	原子炉格納容器圧力検出器	2/4	
	b. 手　動		2/2	

第 6.6.3 表　工学的安全施設作動信号一覧表（２／２）

工学的安全施設作動信号		検　出　器	作動ロジック	インターロック (第 6.6.4 表参照)
格納容器隔離信号	a. 安全注入信号	安全注入信号と同じ	安全注入信号と同じ	
	b. 内部スプレ信号	内部スプレ信号と同じ	内部スプレ信号と同じ	
	c. 手　動		1/2	

第 6.6.4 表　工学的安全施設作動信号に関するパーミッシブ信号一覧表

パーミッシブ信号の記号	機　　能	入 力 信 号
P-6	加圧器圧力異常低による安全注入信号自動アンブロック許可	中間領域中性子束高の 1/2
P-11	下記信号による安全注入信号の手動ブロック許可 a.加圧器圧力低と加圧器水位低の一致 b.加圧器圧力異常低	加圧器圧力低の 2/4
P-12	主蒸気流量高と主蒸気圧力低あるいは 1 次冷却材平均温度異常低の一致による安全注入信号の手動ブロック許可	1 次冷却材平均温度異常低の 2/4

第 6.8.1 表　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備（常設）の設備仕様

(1) 原子炉トリップスイッチ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉保護設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

個　　数	2

(2) 制御棒クラスタ

兼用する設備は以下のとおり。

・制御棒及び制御棒駆動装置

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

クラスタの数	48
クラスタ当たり制御棒本数	20
制御棒有効長さ	約 3.61m
中性子吸収材直径	約 10mm
中性子吸収材材料	銀・インジウム・カドミウム合金
被覆管厚さ	約 0.5mm
被覆管材料	ステンレス鋼

(3) 原子炉トリップしゃ断器

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉保護設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型　　式	低圧気中しゃ断器
台　　数	2
定格使用電圧	460V
定格電流	1600A

(4) ＡＴＷＳ緩和設備

個　　数	1

工学的安全施設等の作動信号の種類

a. タービントリップ信号

b. 主蒸気隔離信号

c. 補助給水ポンプ起動信号

(5) 主蒸気止弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型　　式	空気作動型スイングディスク式
個　　数	3
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材　　料	炭素鋼

(6) 電動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	うず巻式
台　　数	2
定格容量	約 85m^3/h（1 台当たり）
定格揚程	約 950m
本体材料	合金鋼

(7) タービン動補助給水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・補助給水ポンプ
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等時に必要となる水源及び水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	1
定格容量	約 170m^3/h
定格揚程	約 950m
本体材料	ステンレス鋼

(8) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1

容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(9) 加圧器逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	空気作動式
個	数	2
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		360℃
材	料	ステンレス鋼

(10) 加圧器安全弁

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型	式	ばね式（平衡型）
個	数	3
最高使用圧力		17.16MPa[gage]
最高使用温度		360℃
容	量	約 157t/h（1 個当たり）
材	料	ステンレス鋼

(11) 主蒸気逃がし弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	空気作動式
個　　数	3
口　　径	6B
容　　量	約 170t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
本体材料	炭素鋼

(12) 主蒸気安全弁

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型　　式	ばね式
個　　数	21
口　　径	5B
吹出容量	約 240t/h（1 個当たり）
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材　　料	炭素鋼

(13) 蒸気発生器

兼用する設備は以下のとおり。

・１次冷却設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための

設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

型　　式	たて置 U 字管式熱交換器型
基　　数	3
胴側最高使用圧力	7.48MPa[gage]
管側最高使用圧力	17.16MPa[gage]
1 次冷却材流量	約 15.0×10^3t/h（1 基当たり）
主蒸気運転圧力（定格出力時）	約 6.03MPa[gage]
主蒸気運転温度（定格出力時）	約 277℃
蒸気発生量（定格出力時）	約 1.60×10^3t/h（1 基当たり）
出口蒸気湿分	0.25wt%以下
伝熱面積	
（A 号機）	約 5,050m^2
（B 号機）	約 5,055m^2
（C 号機）	約 5,055m^2
伝熱管本数	
（A 号機）	3,379 本
（B 号機）	3,382 本
（C 号機）	3,382 本
伝熱管内径	約 20mm
伝熱管厚さ	約 1.3mm
胴部外径（上部）	約 4.5m
胴部外径（下部）	約 3.4m
全　　高	約 21m
材　　料	
本　　体	低合金鋼
伝熱管	ニッケル・クロム・鉄合金

管板肉盛り	ニッケル・クロム・鉄合金
水室肉盛り	ステンレス鋼

(14) 主蒸気管

兼用する設備は以下のとおり。

・主蒸気系統

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

管内径	約 700mm
管厚	約 33mm
最高使用圧力	7.48MPa[gage]
最高使用温度	291℃
材料	炭素鋼

(15) ほう酸タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

基数	2
容量	約 30.3m^3（1 基当たり）
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	21,000ppm 以上
材料	ステンレス鋼

(16) ほう酸ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型	式	うず巻式
台	数	3
容	量	約 17m³/h（1 台当たり）
最高使用圧力		0.98MPa[gage]
最高使用温度		95℃
本体材料		ステンレス鋼

(17) 緊急ほう酸注入弁

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型	式	電気作動式
個	数	1
最高使用圧力		1.4MPa[gage]
最高使用温度		150℃
材	料	ステンレス鋼

(18) ほう酸フィルタ

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
流	量	約 34.1m³/h
最高使用圧力		0.98MPa[gage]
最高使用温度		95℃
本体材料		ステンレス鋼

(19) 充てん／高圧注入ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・化学・体積制御設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	3
容　　量	約 34m^3/h（1台当たり）（最大充てん時）
	約 147m^3/h（1台当たり）（安全注入時）
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 1,770m（最大充てん時）
	約 732m（安全注入時）
本体材料	ステンレス鋼

(20) 抽出水再生クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・化学・体積制御設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	多胴横置 U 字管式
基　　数	1
伝熱容量	約 2.4MW
最高使用圧力	
管　　側	18.8MPa[gage]
胴　　側	17.16MPa[gage]

最高使用温度

管側	343℃
胴側	343℃

材料

管側	ステンレス鋼
胴側	ステンレス鋼

(21) ほう酸注入タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型式	たて置円筒型
基数	1
容量	約 3.4m^3
最高使用圧力	18.8MPa[gage]
最高使用温度	150℃
ほう素濃度	20,000ppm 以上
材料	炭素鋼（ステンレス鋼内張り）
ヒータ基数	2
ヒータ型式	電気ヒータ
ヒータ容量	約 5kW（1 基当たり）

(22) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備

・格納容器スプレ設備

・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 1,720m^3
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材　　料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

第 6.10.2.1 表　中央制御室（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) 中央制御室遮蔽　　一式

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・遮蔽設備

(2) 中央制御室非常用循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(3) 制御建屋送気ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(4) 制御建屋循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(5) 中央制御室非常用循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

型　　式　　粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型

基　　数　　1

(6) 制御建屋冷暖房ユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

型　　式	粗フィルタ、蒸気加熱コイル及び冷却コイル内蔵型
基　　数	2

(7) アニュラス循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

台　　数	2
容　　量	約 170m^3/min（1 台当たり）

(8) アニュラス循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

型　　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及び よう素フィルタ内蔵型
基　　数	2
容　　量	約 170m^3/min（1 基当たり）
チャコール層厚さ	約 50mm
よう素除去効率	95%以上
粒子除去効率	99%以上（0.7μm 粒子）

(9) 格納容器排気筒

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・格納容器換気及びその他の設備

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

個　　数	1

地上高さ　　約 87m

第 6.10.2.2 表　中央制御室（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬型照明（ＳＡ）

個　　数	6（予備 1）

(2) 酸素濃度計

測 定 範 囲	0～25%
個　　数	1（予備 2）

(3) 二酸化炭素濃度計

測 定 範 囲	0～1%
個　　数	1（予備 2）

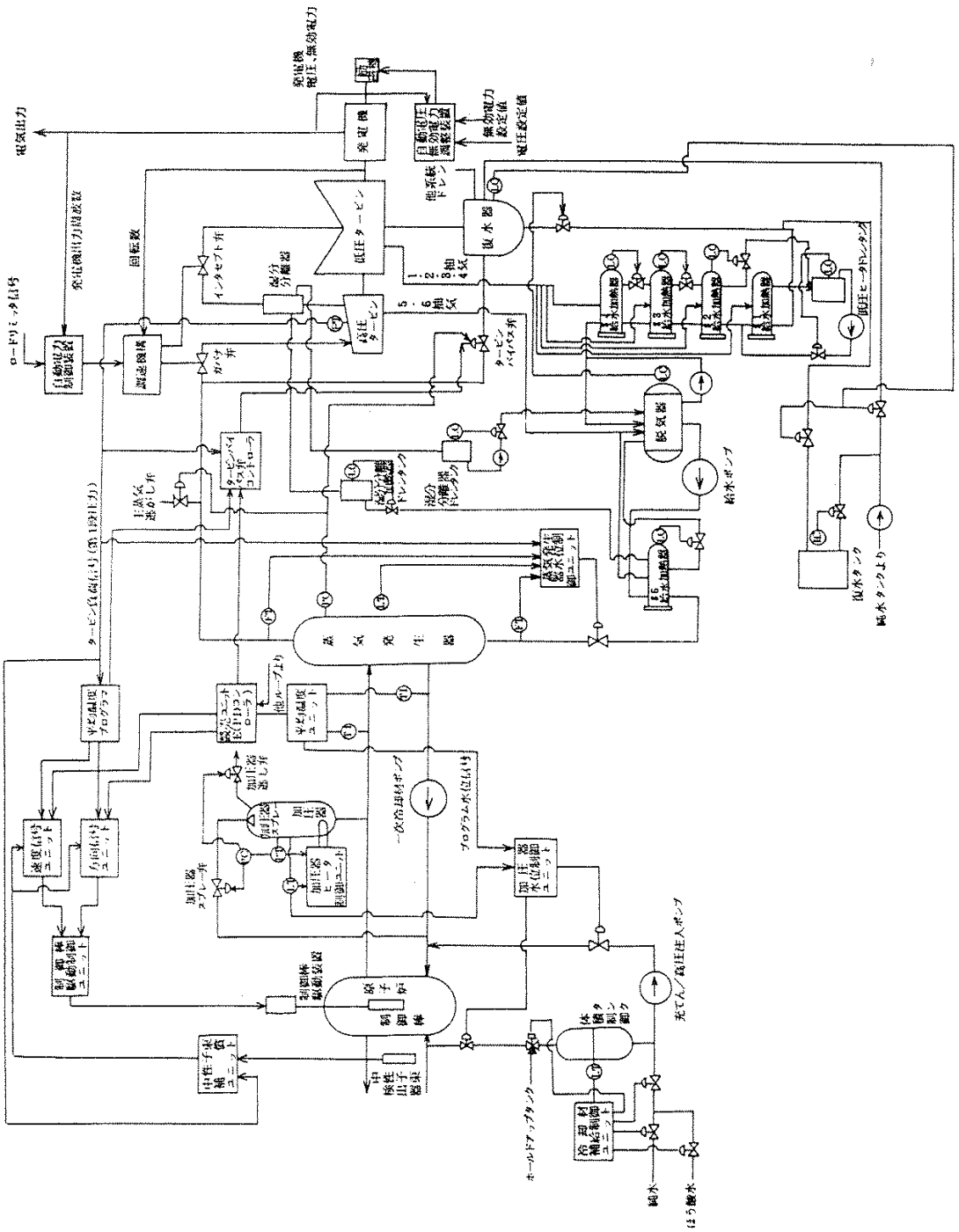
(4) 窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）

・中央制御室

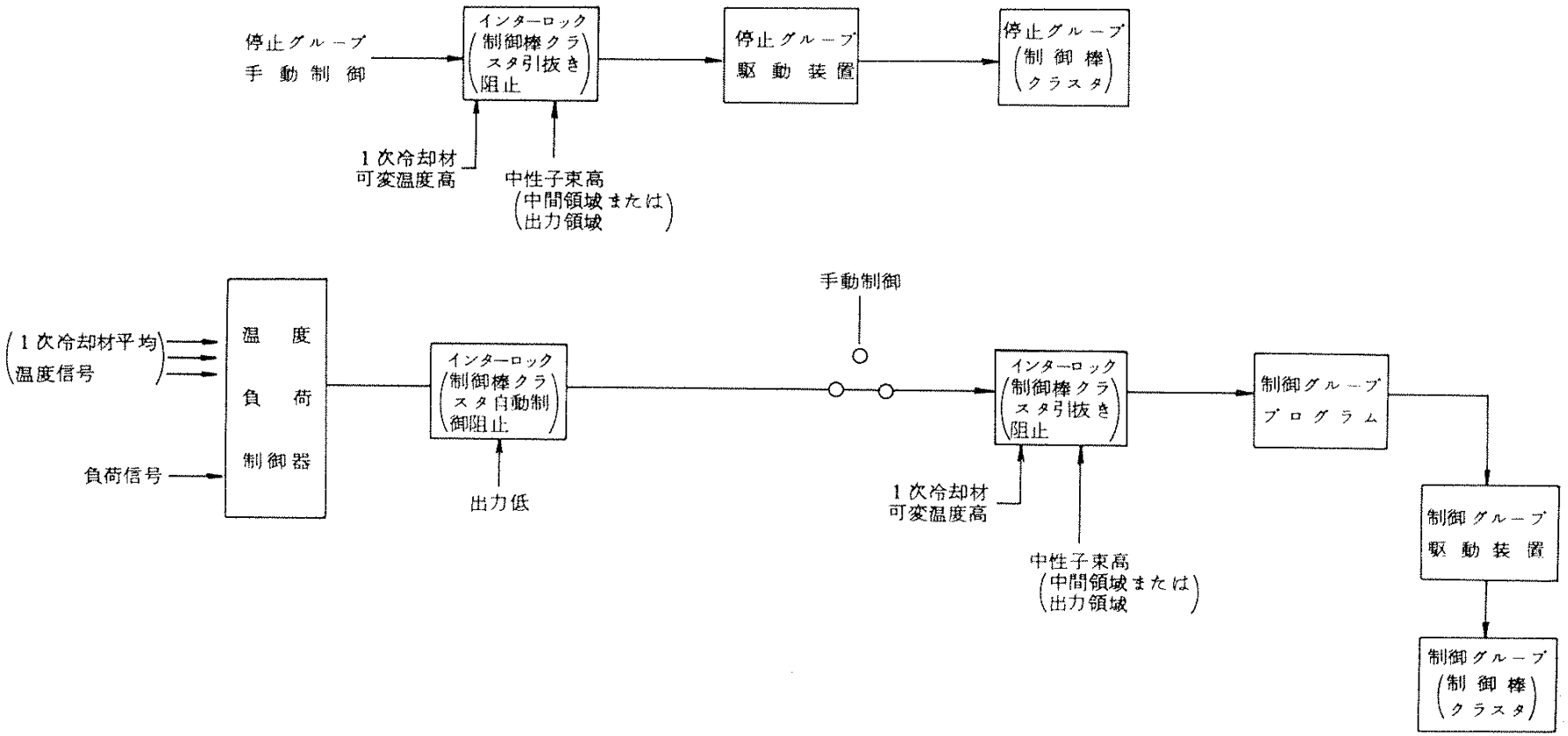
・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

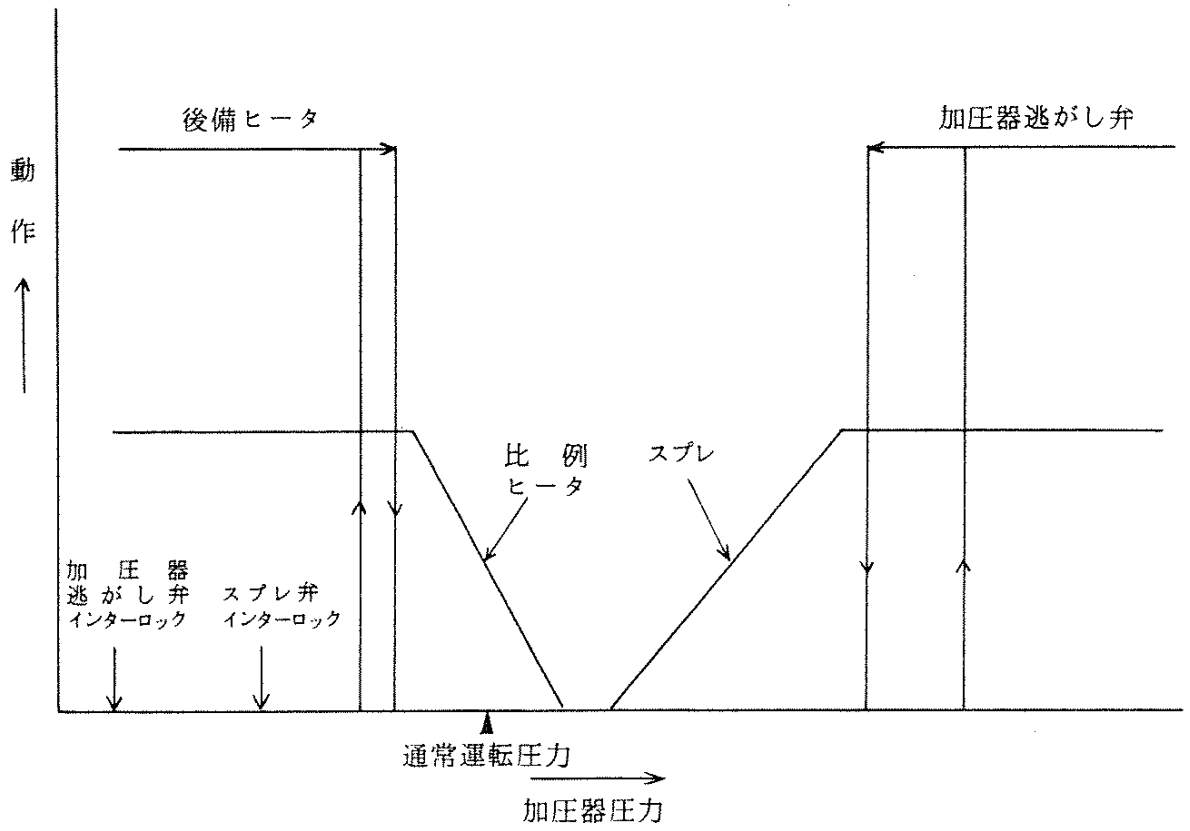
種　　類	鋼製容器
本　　数	1（予備 1）
容　　量	約 7Nm^3
最高使用圧力	14.7MPa[gage]
供 給 圧 力	約 0.25MPa[gage]（供給後圧力）



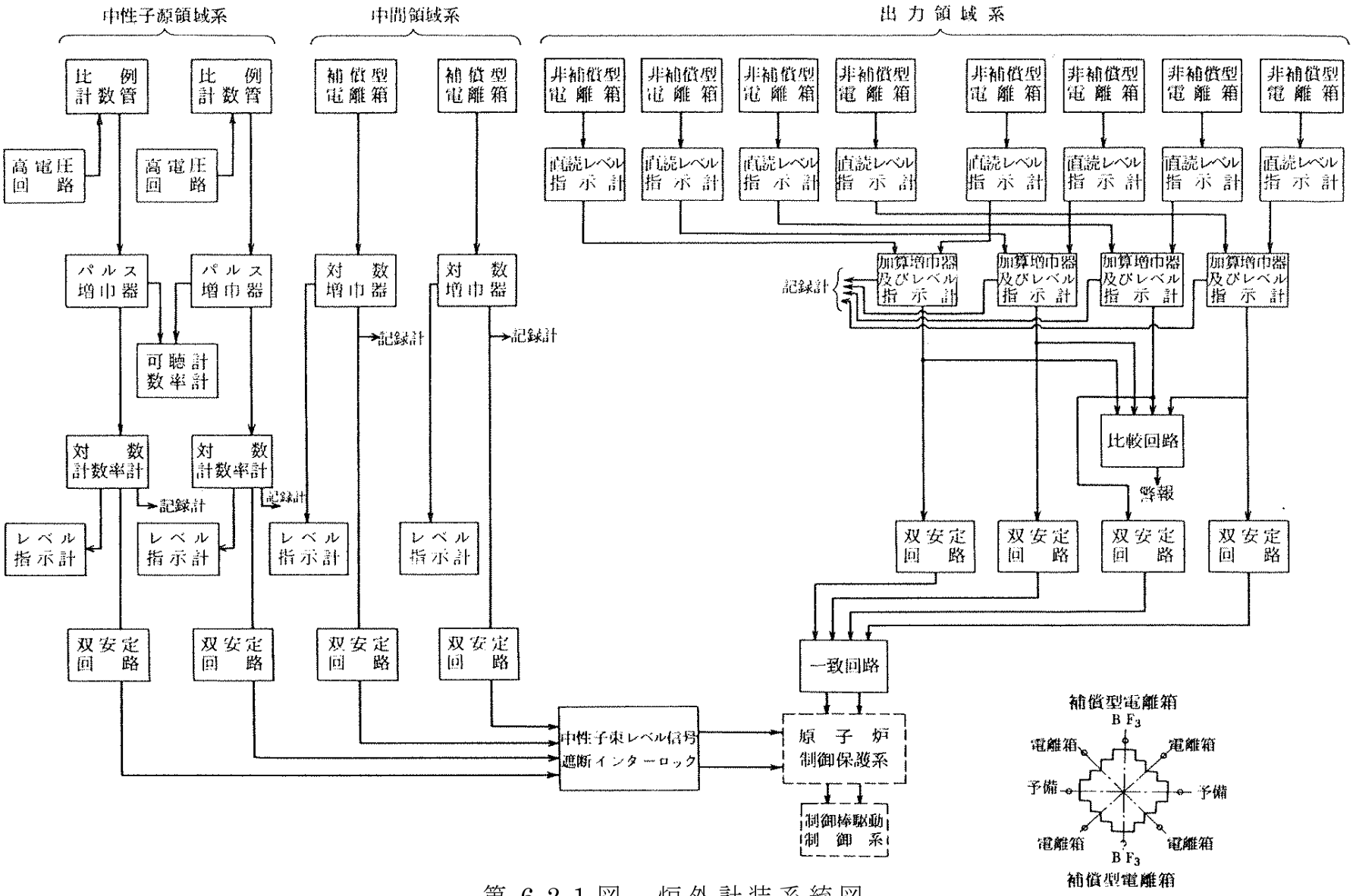
第 6.1.1 図　発電所全体制御系統図



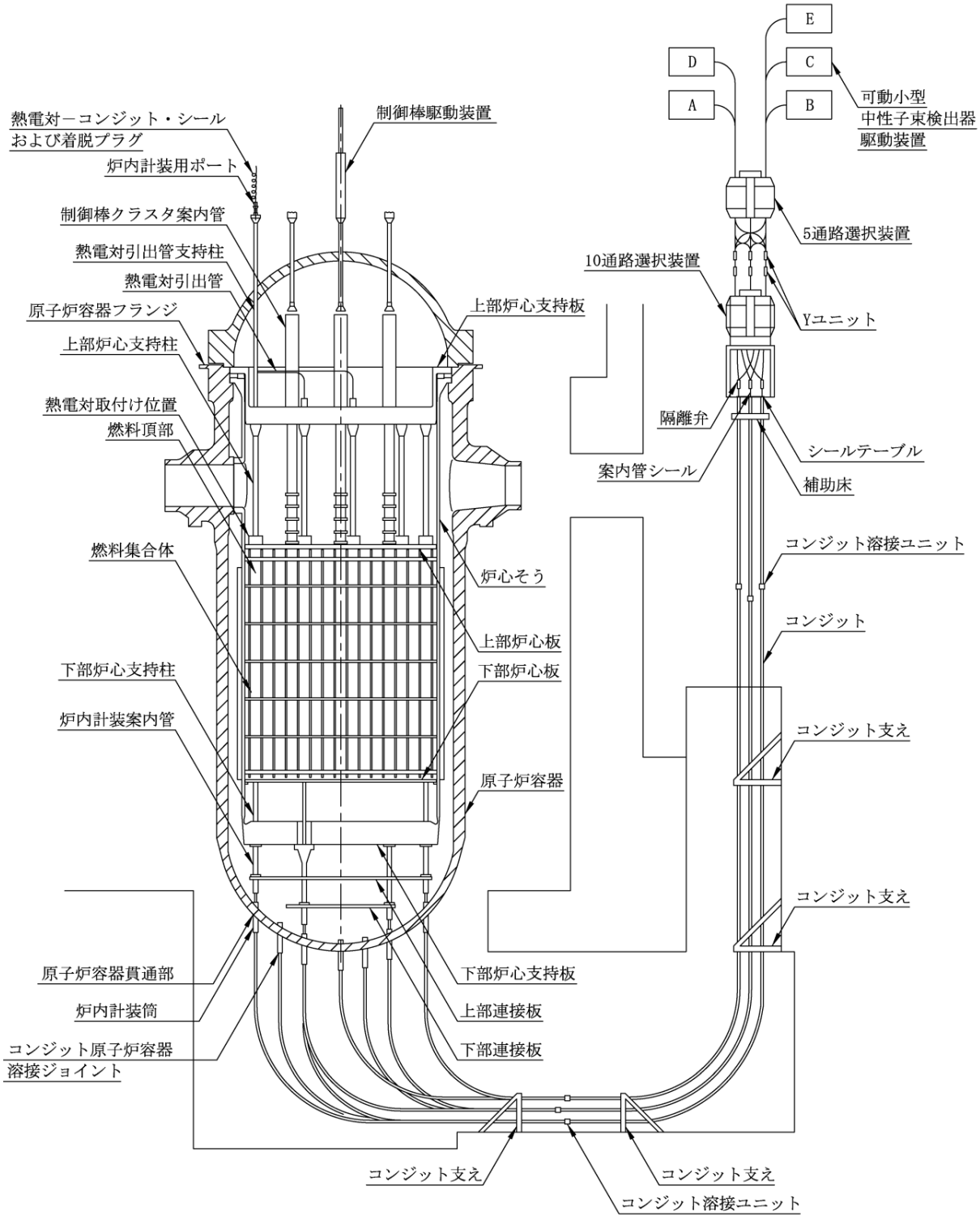
第 6.1.2 図　制御棒クラスタ制御系統図



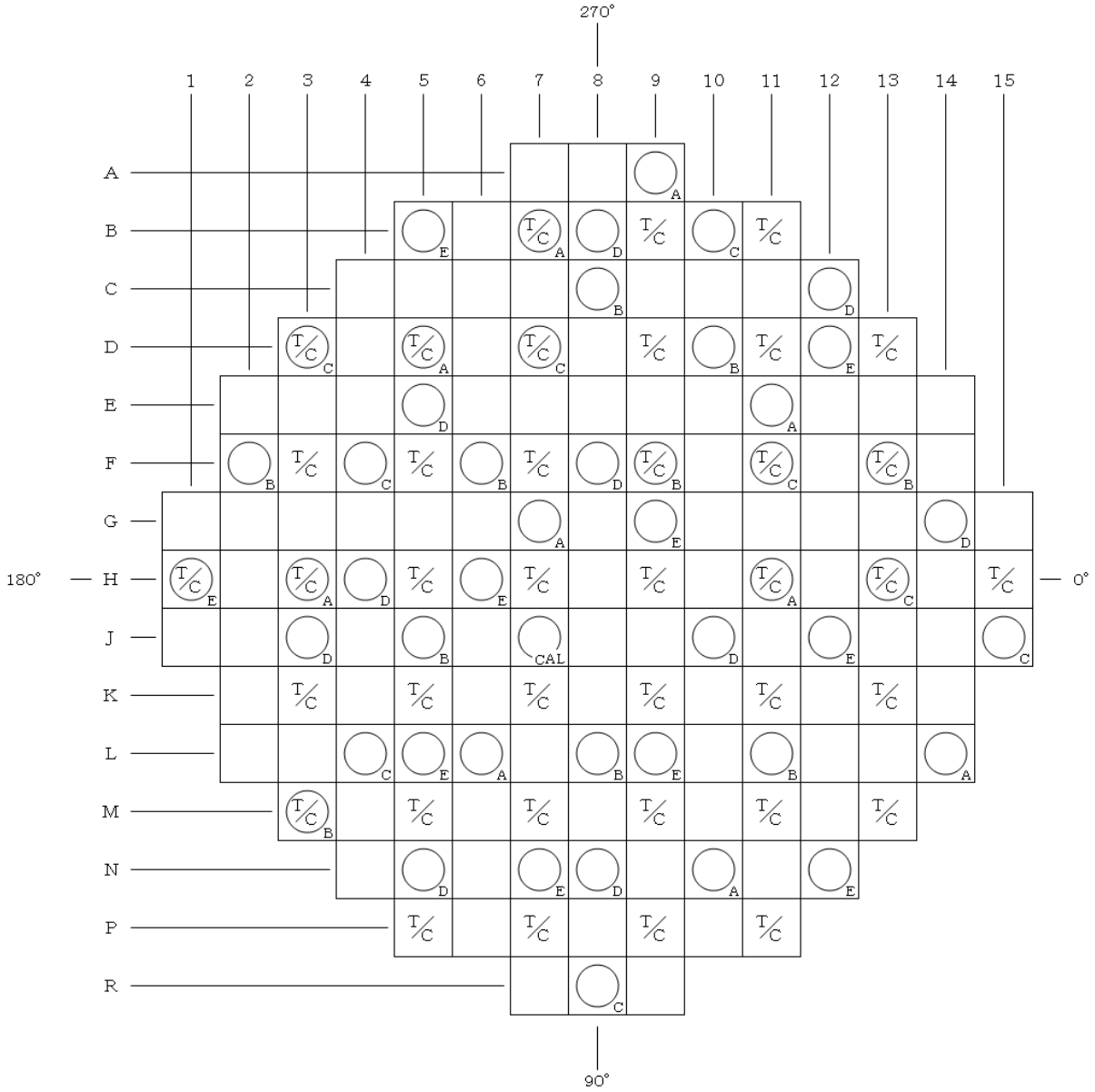
第 6.1.3 図 加圧器圧力制御説明図



第 6.2.1 図　炉外計装系統図

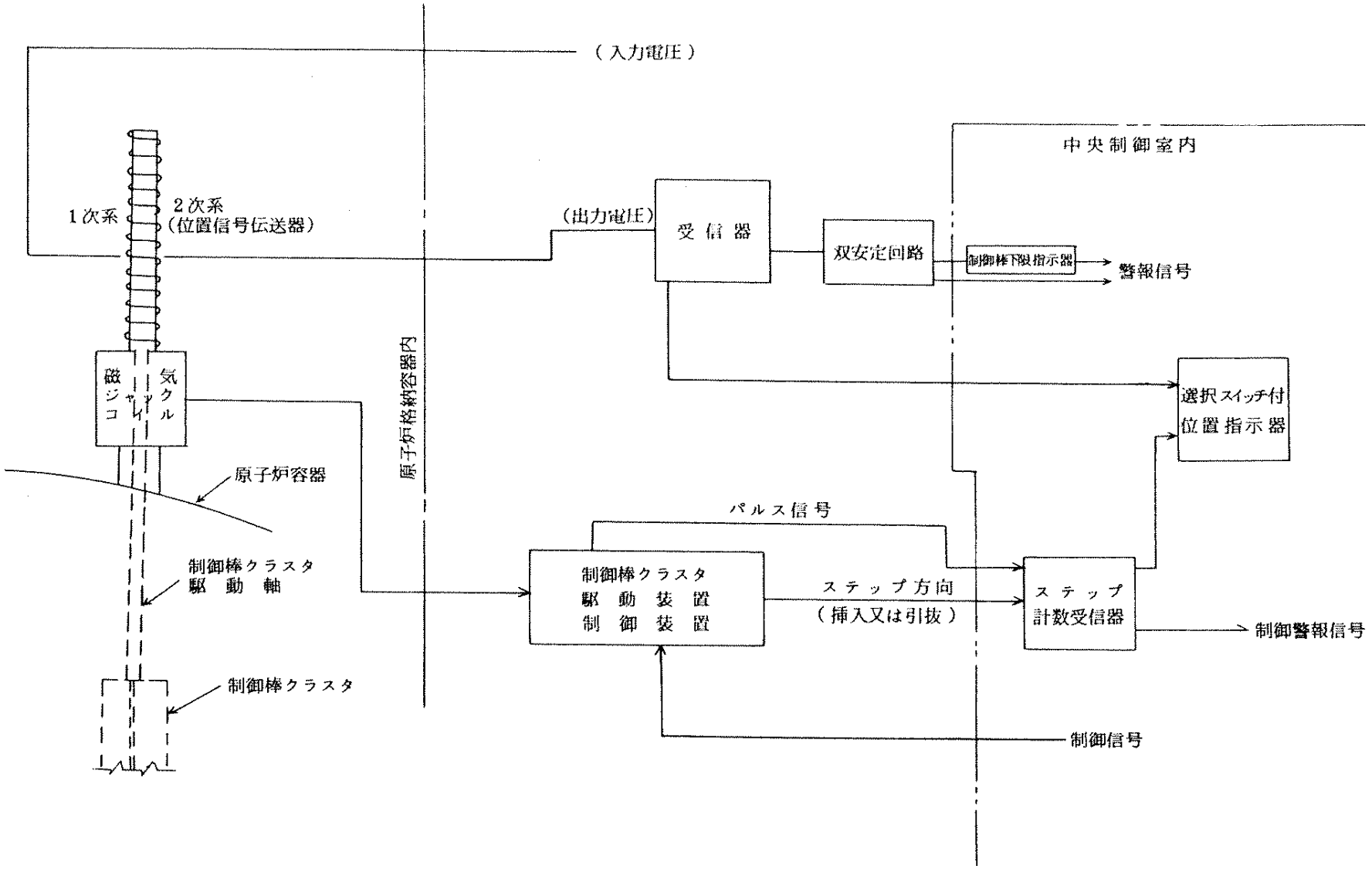


第 6.2.2 図 炉内計装説明図

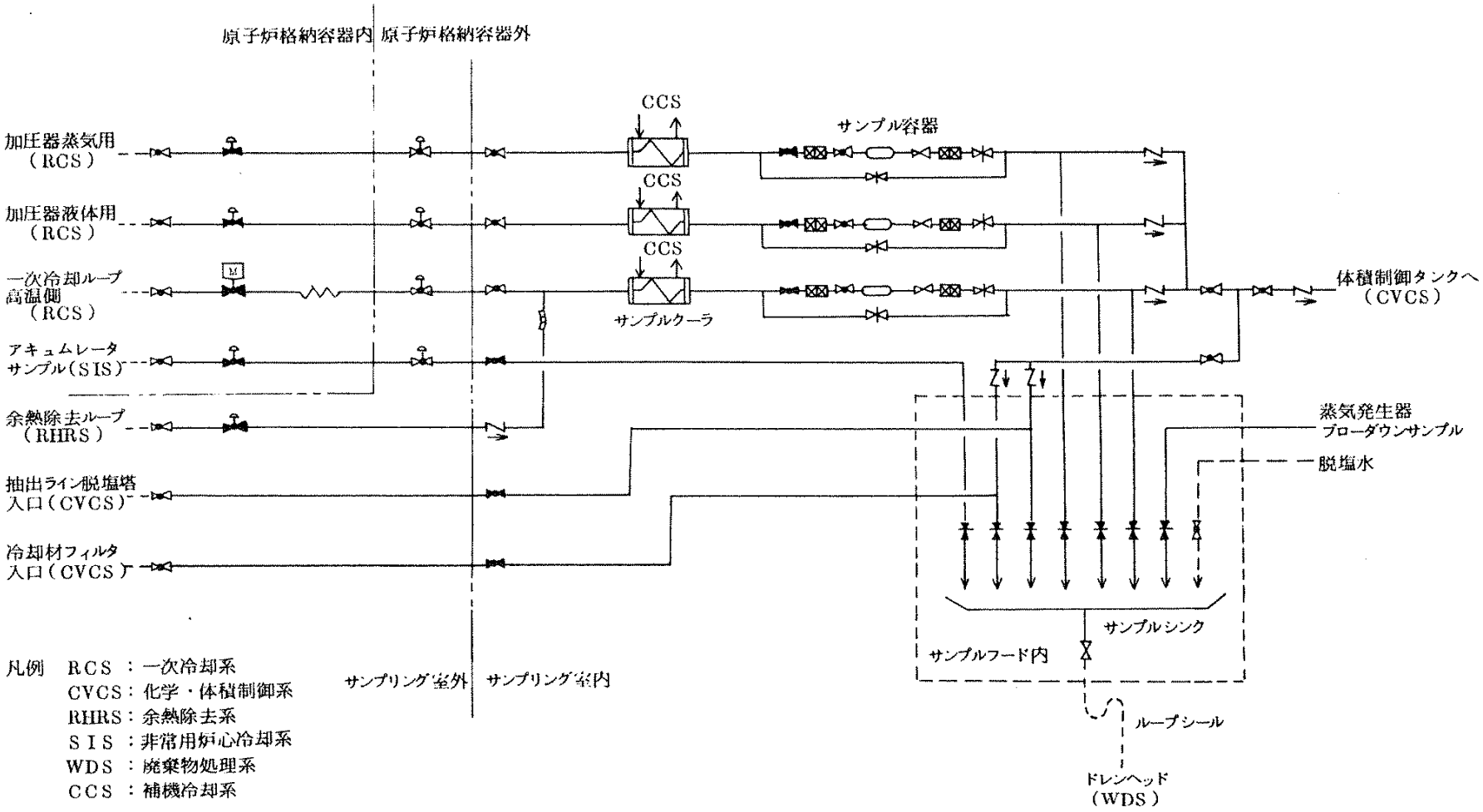


T／C	：	炉内熱電対	39点
○A, B, C, D, E	：	炉内中性子束検出器A, B, C, D, E	49点
○CAL	：	炉内中性子束検出器校正用	1点

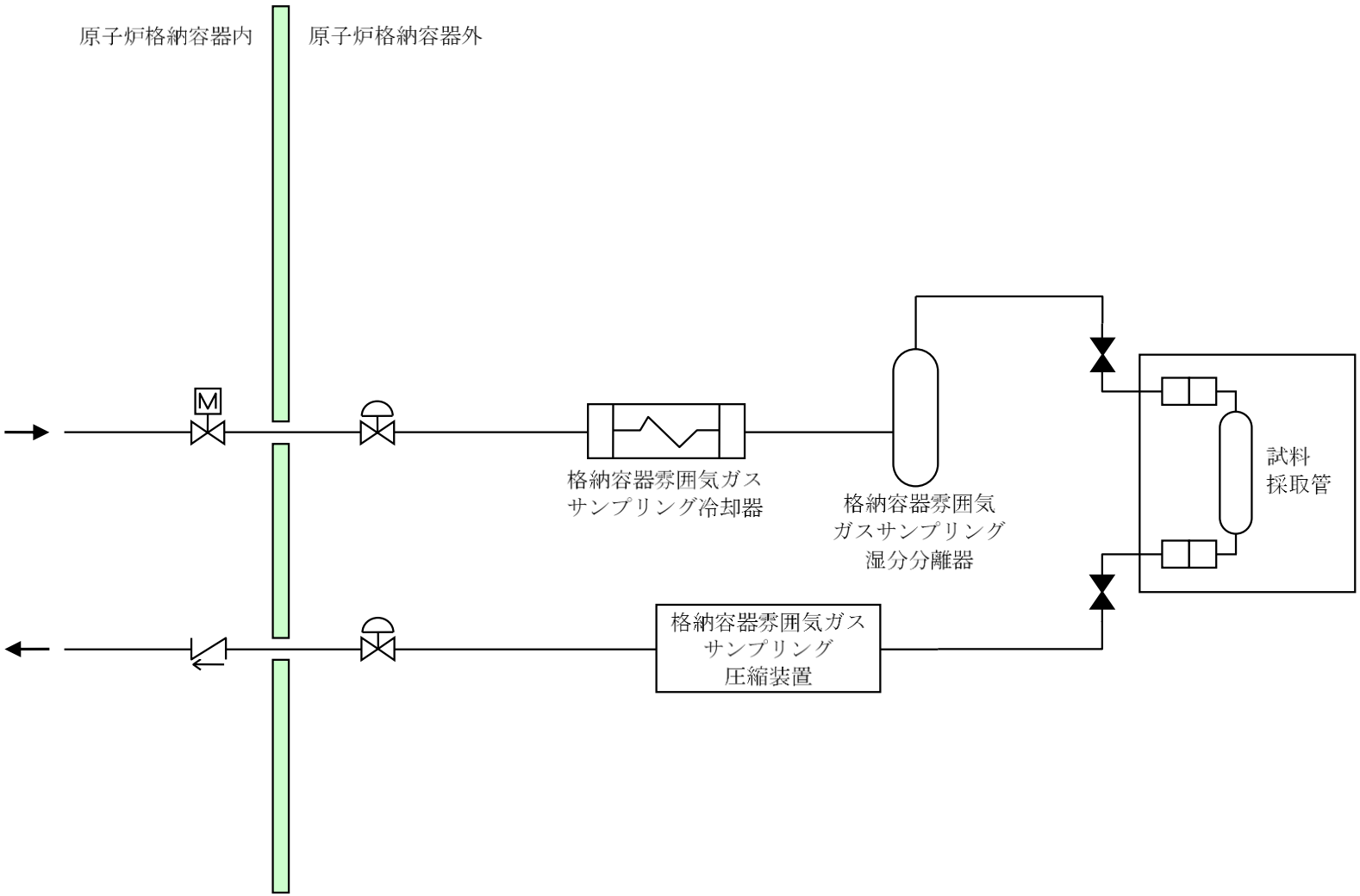
第 6.2.3 図　炉内計装配置説明図



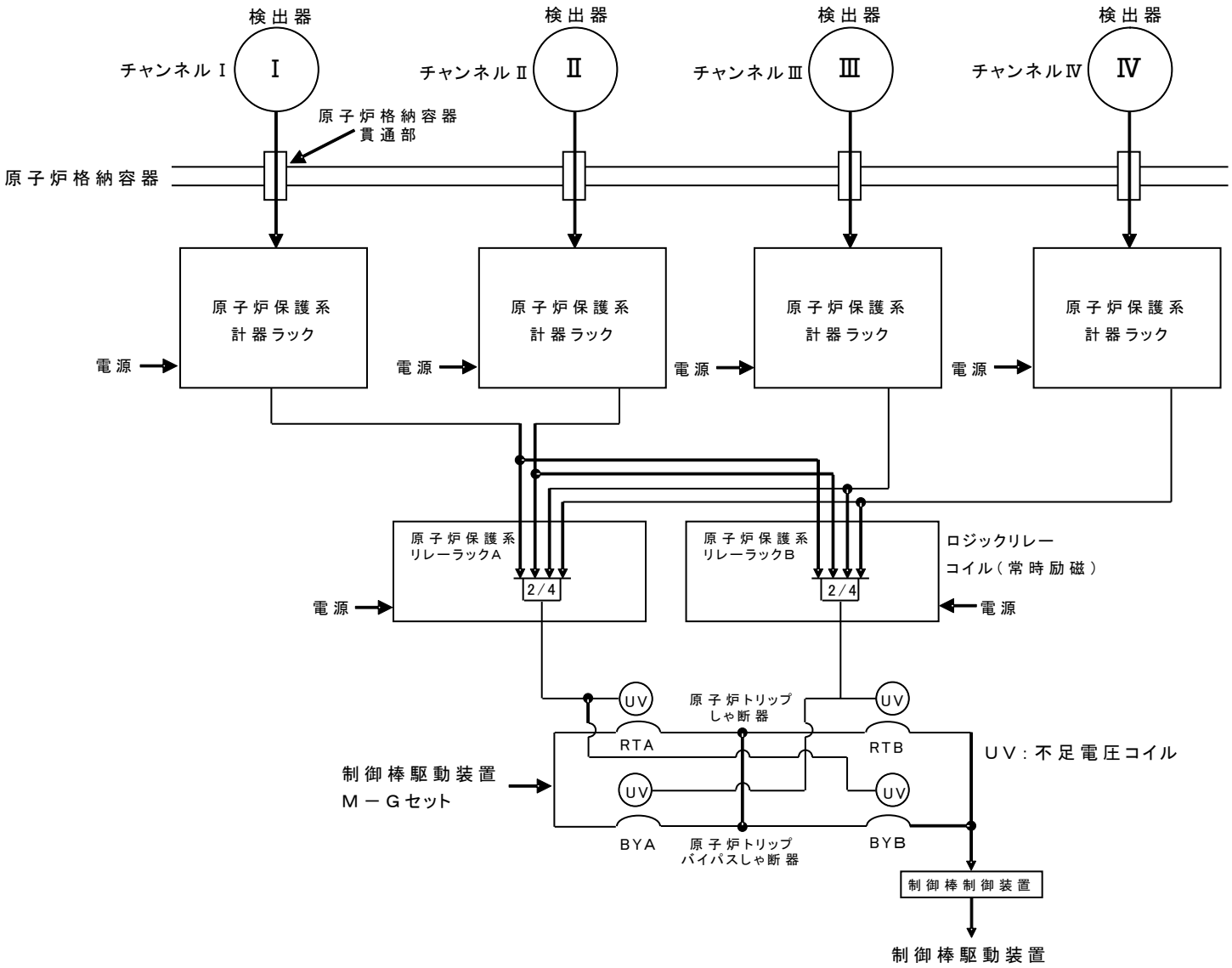
第 6.2.4 図　制御棒クラスタ位置指示系統図



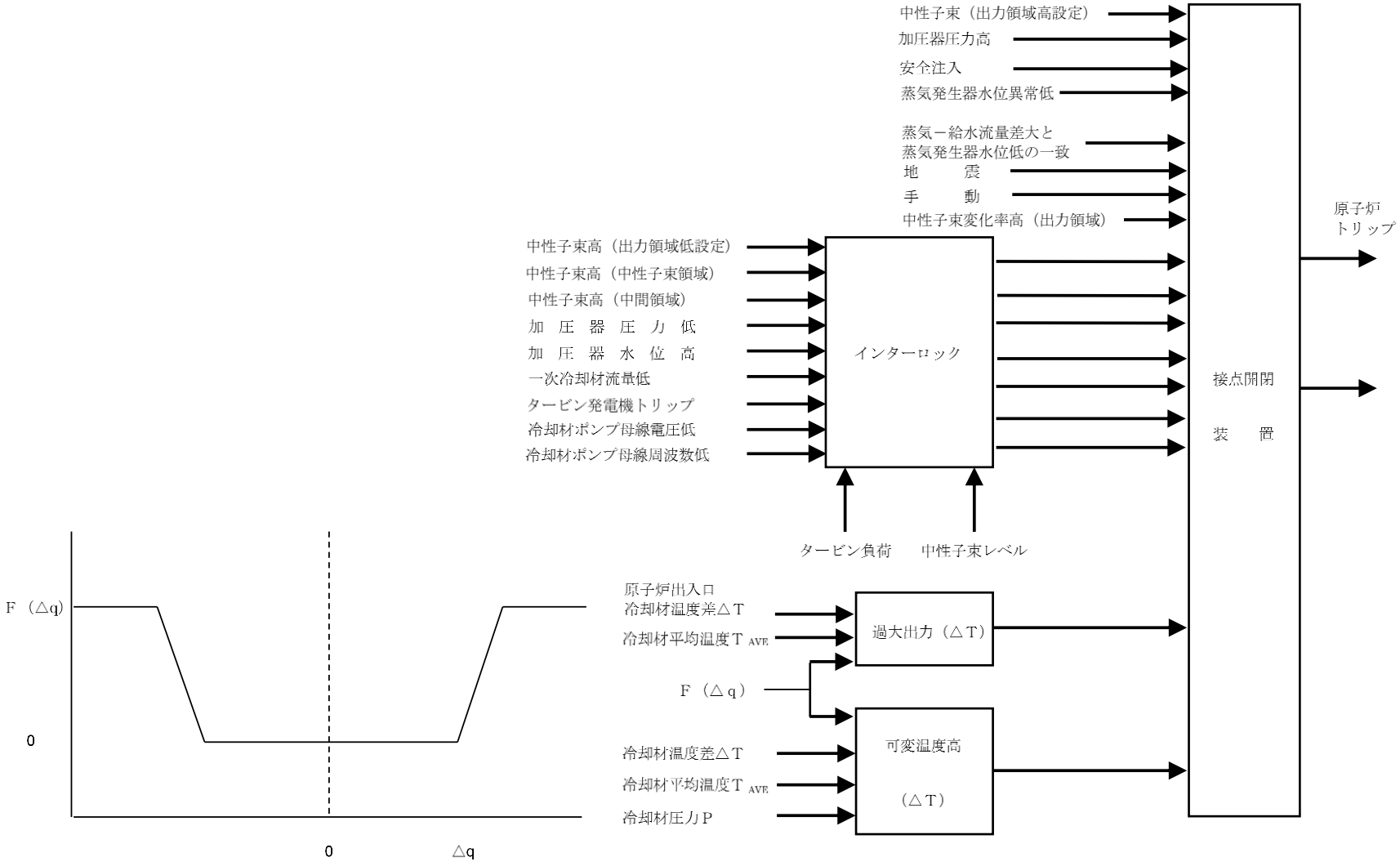
第 6.5.1 図　サンプリング設備系統説明図



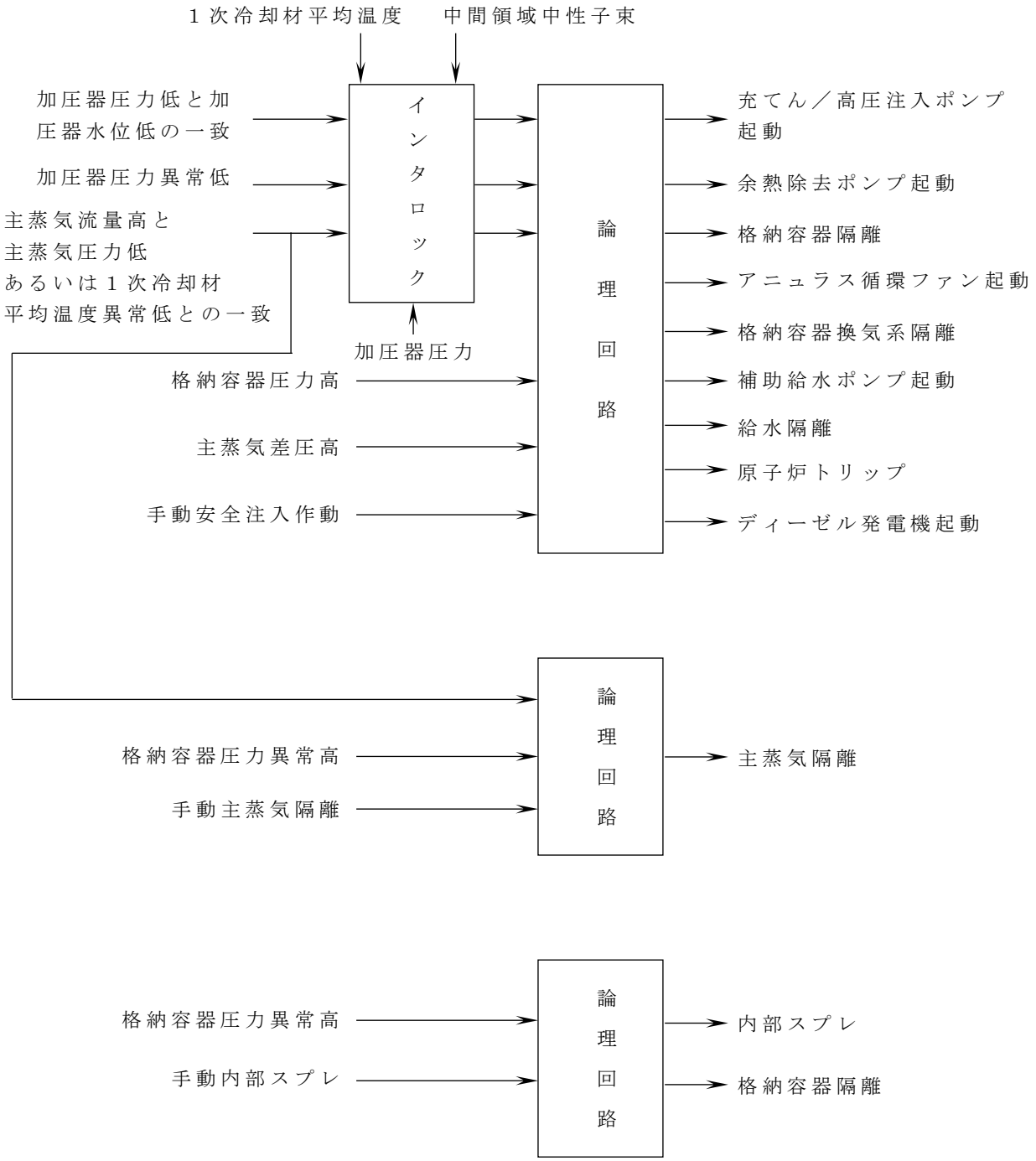
第 6.5.2 図　格納容器ガス試料採取系統設備　概略系統図



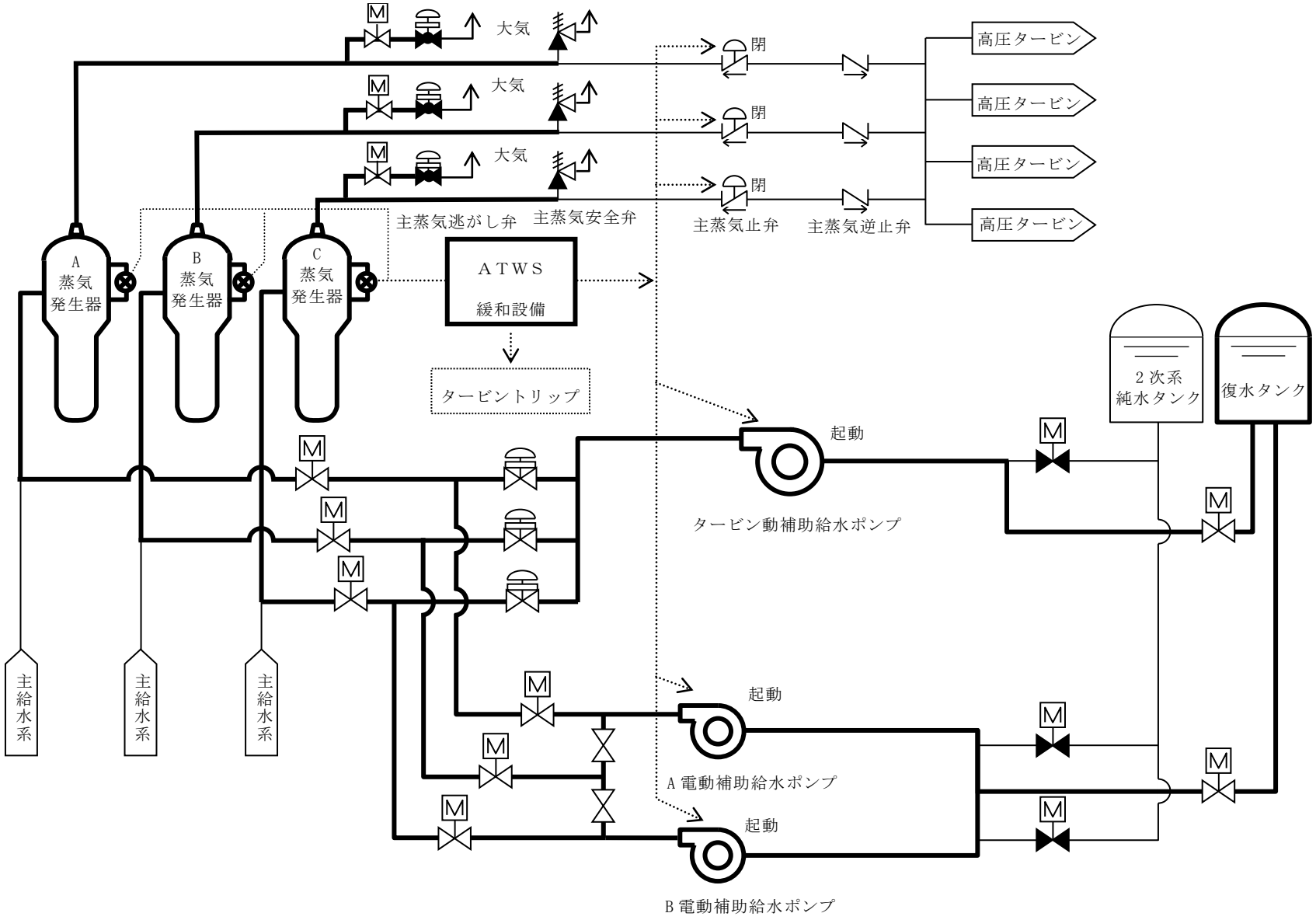
第 6.6.1 図　原子炉保護設備概念図（2 out of 4 の場合）



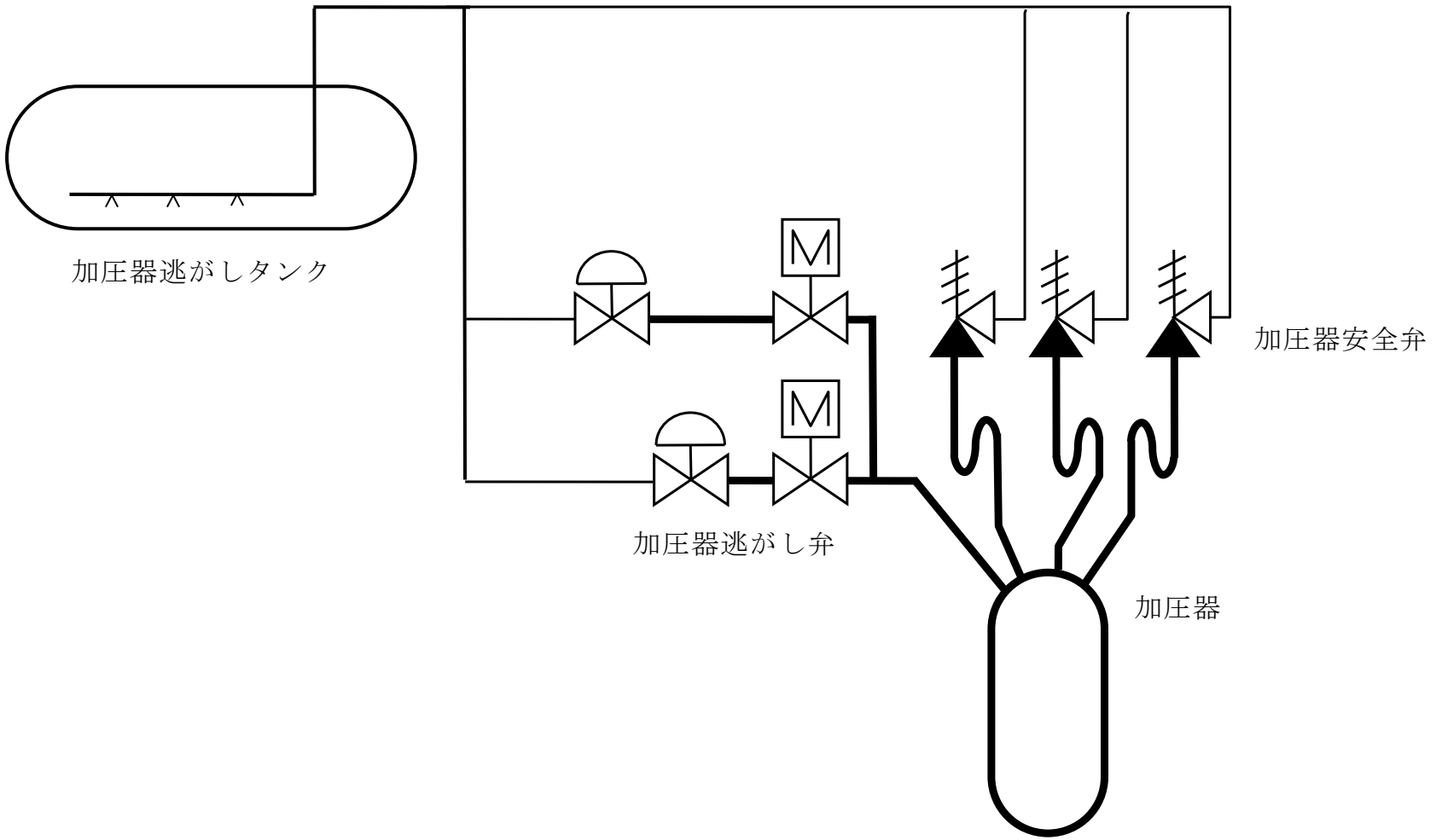
第 6.6.2 図　原子炉保護系統図



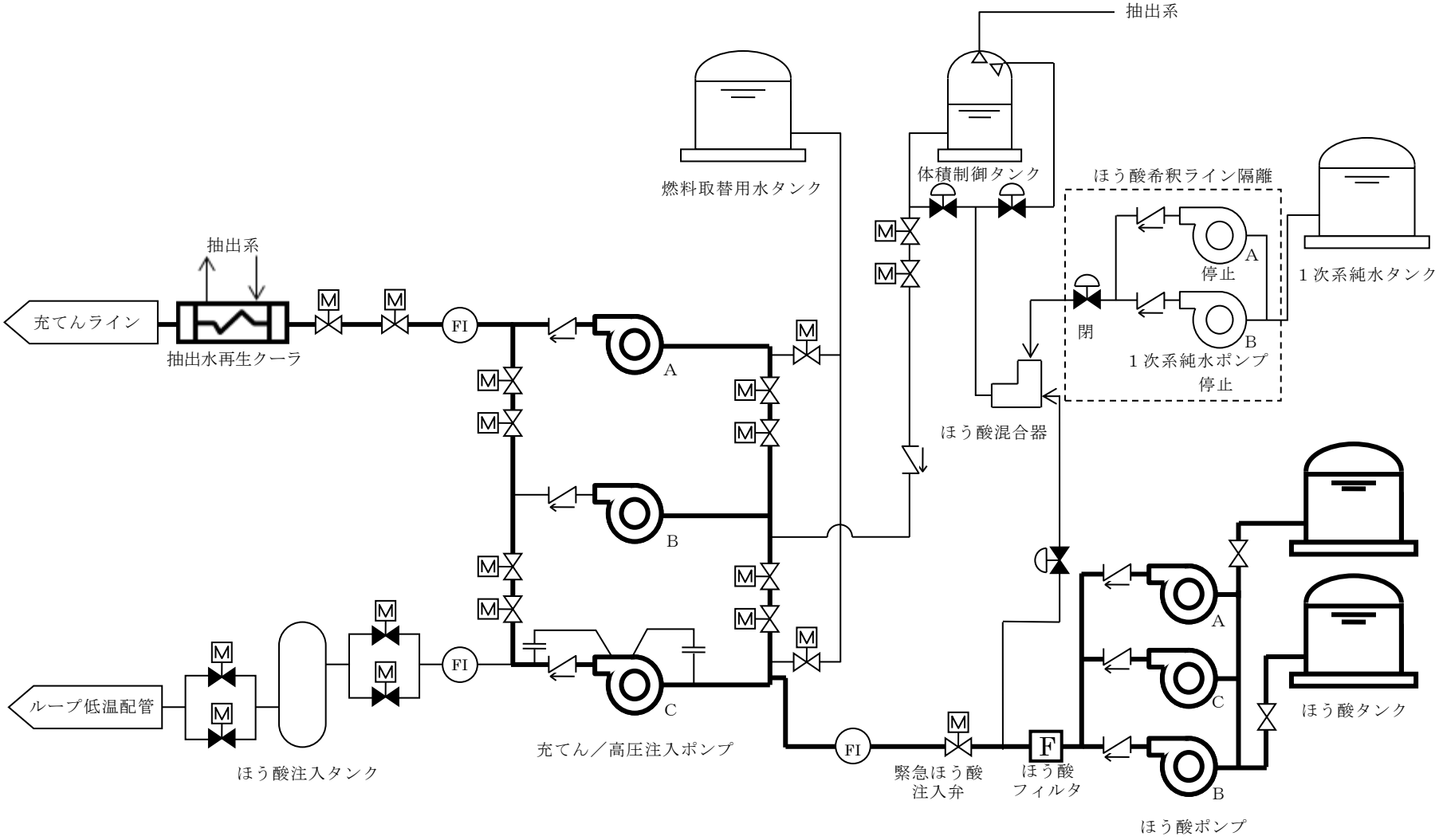
第 6.7.1 図　工学的安全施設作動説明図



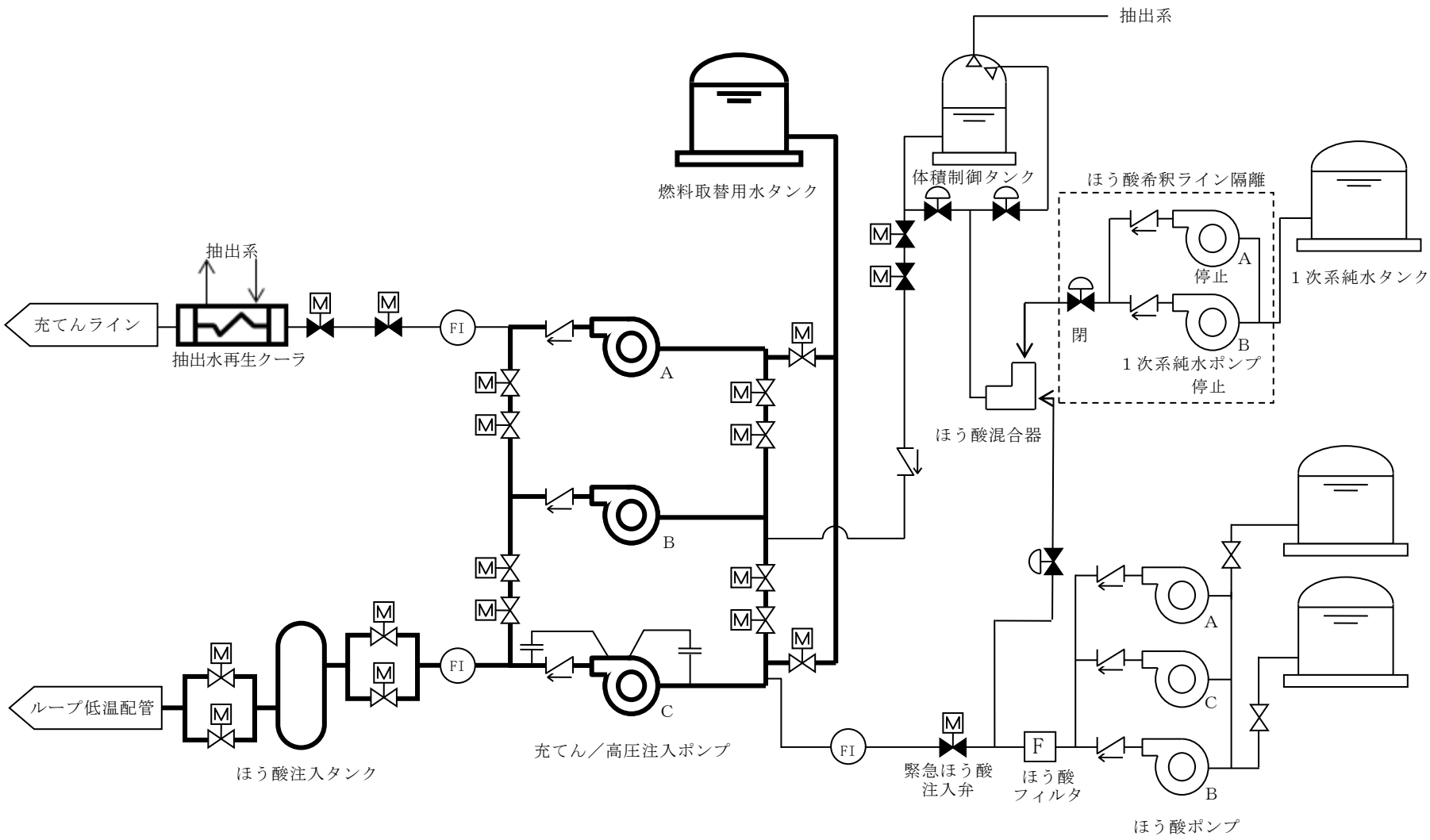
第 6.8.1 図　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備　概略系統図（１）



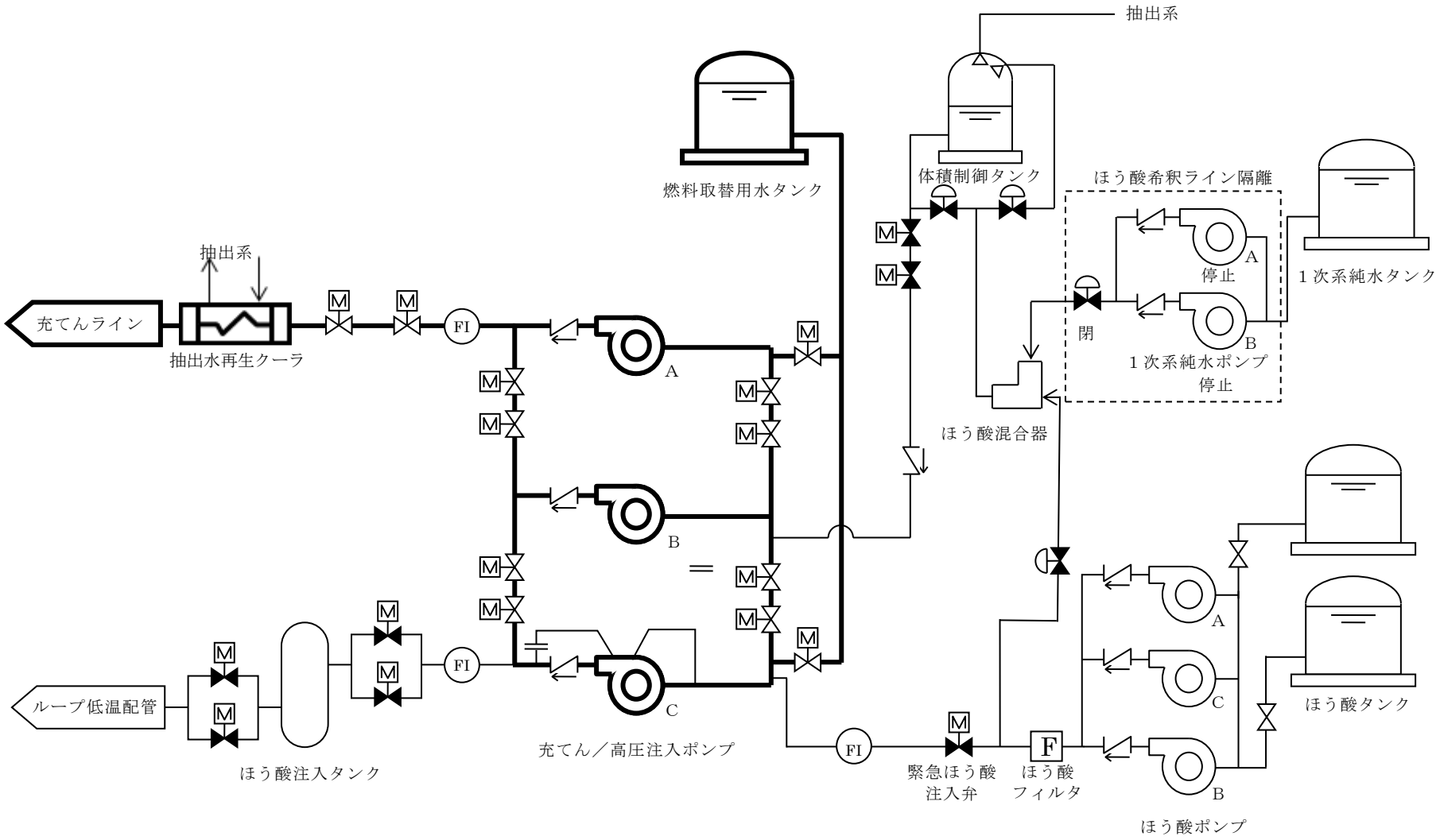
第 6.8.2 図　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備　概略系統図（２）



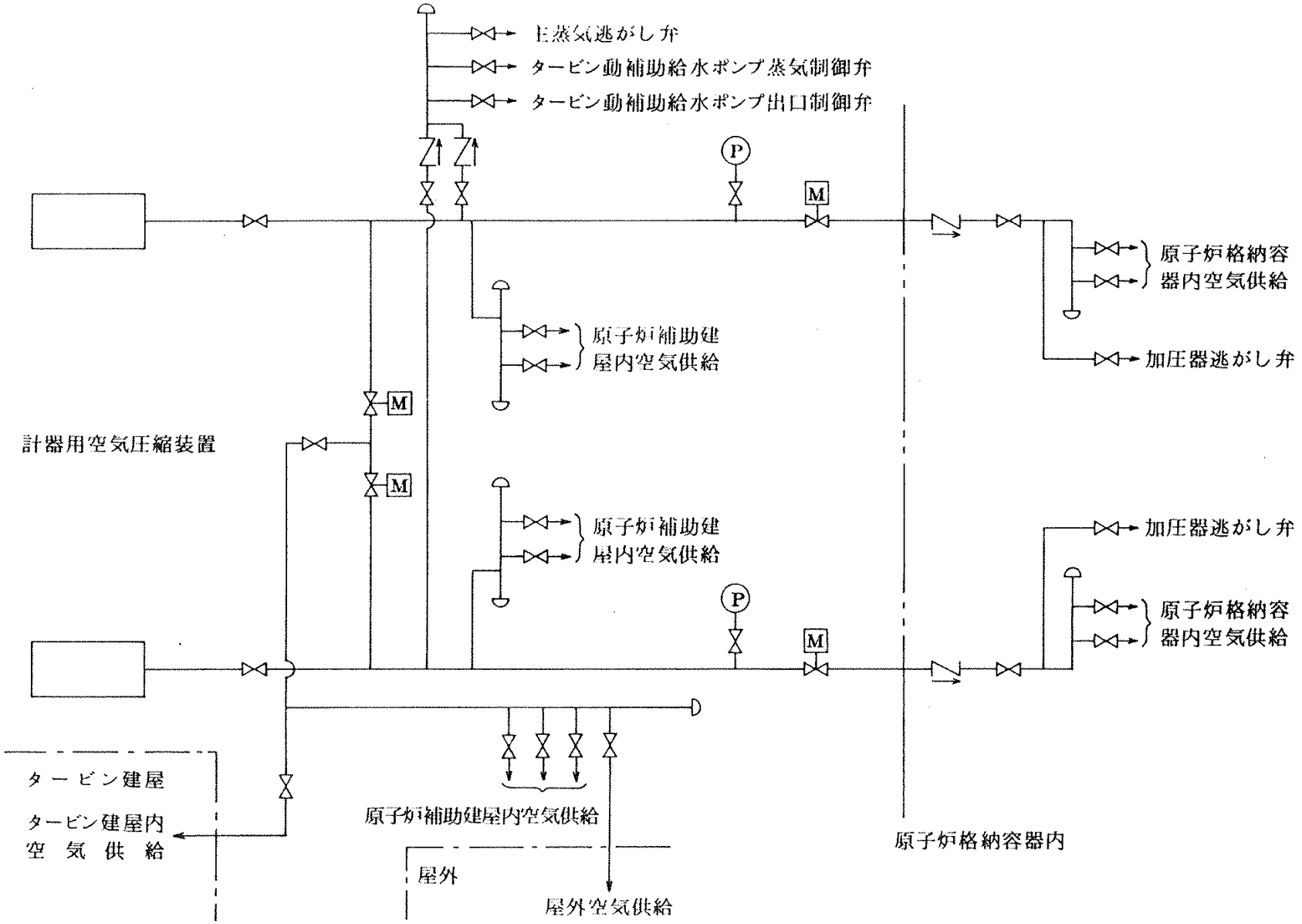
第 6.8.3 図　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備　概略系統図（３）



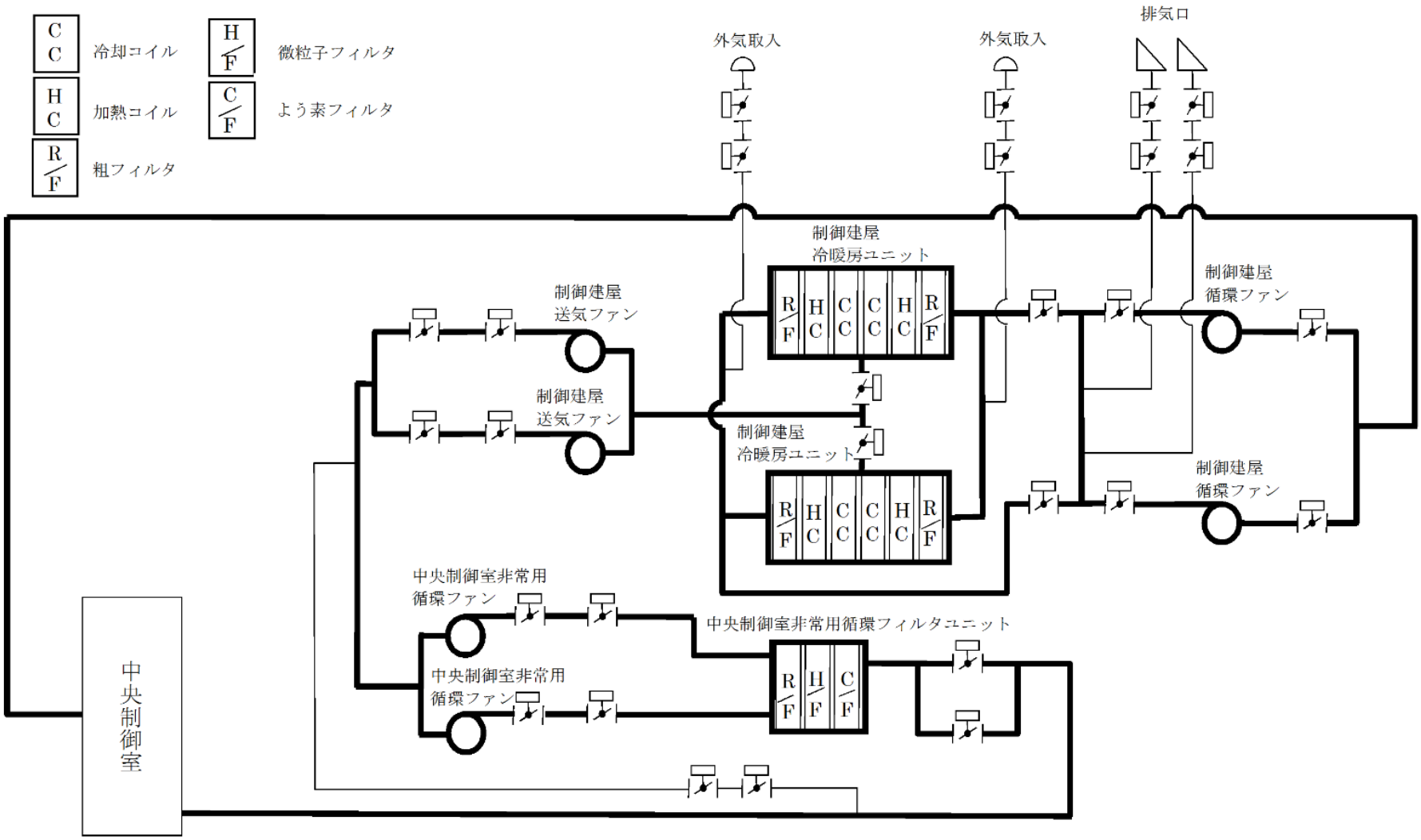
第 6.8.4 図　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備　概略系統図（4）



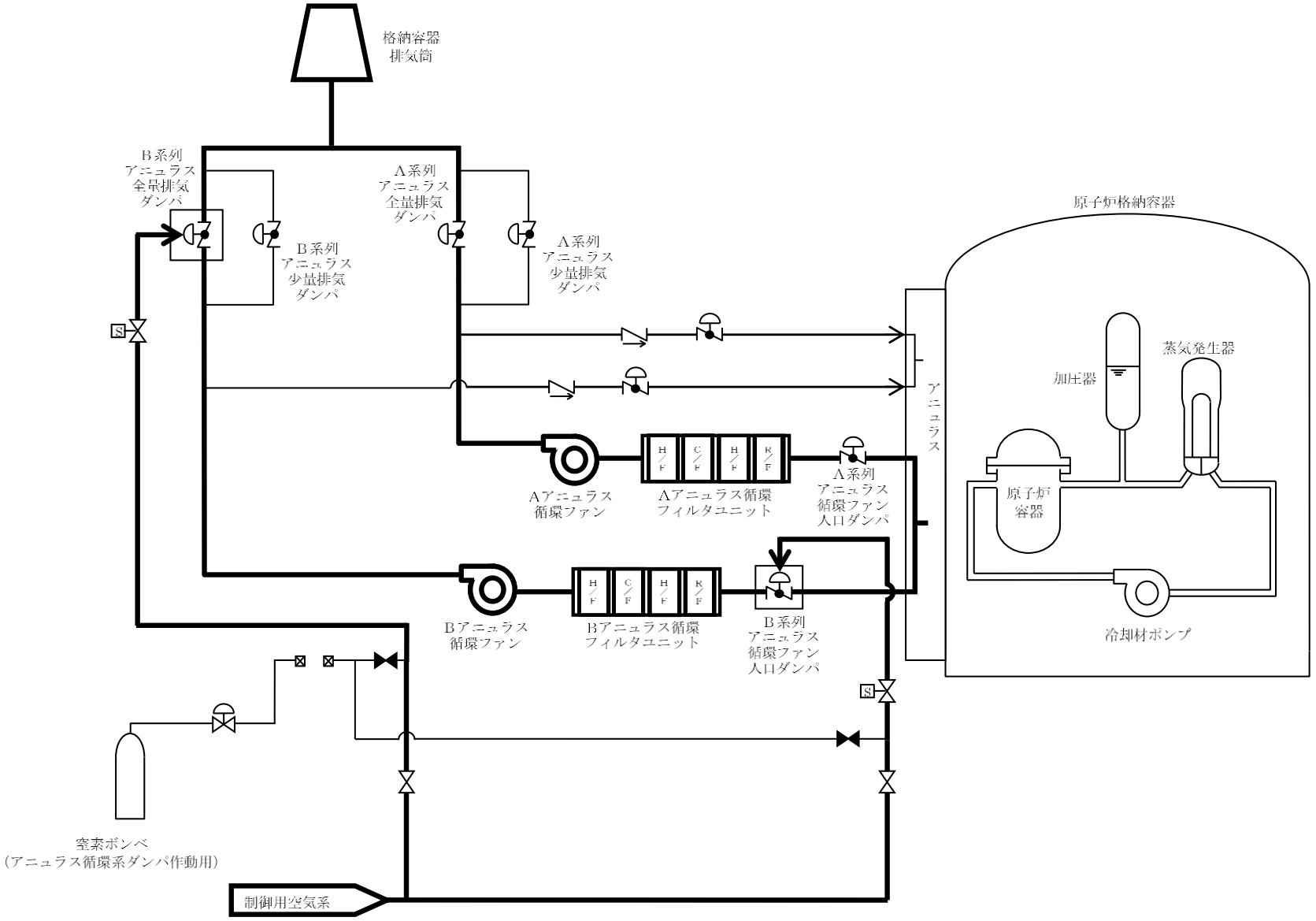
第 6.8.5 図　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備　概略系統図（５）



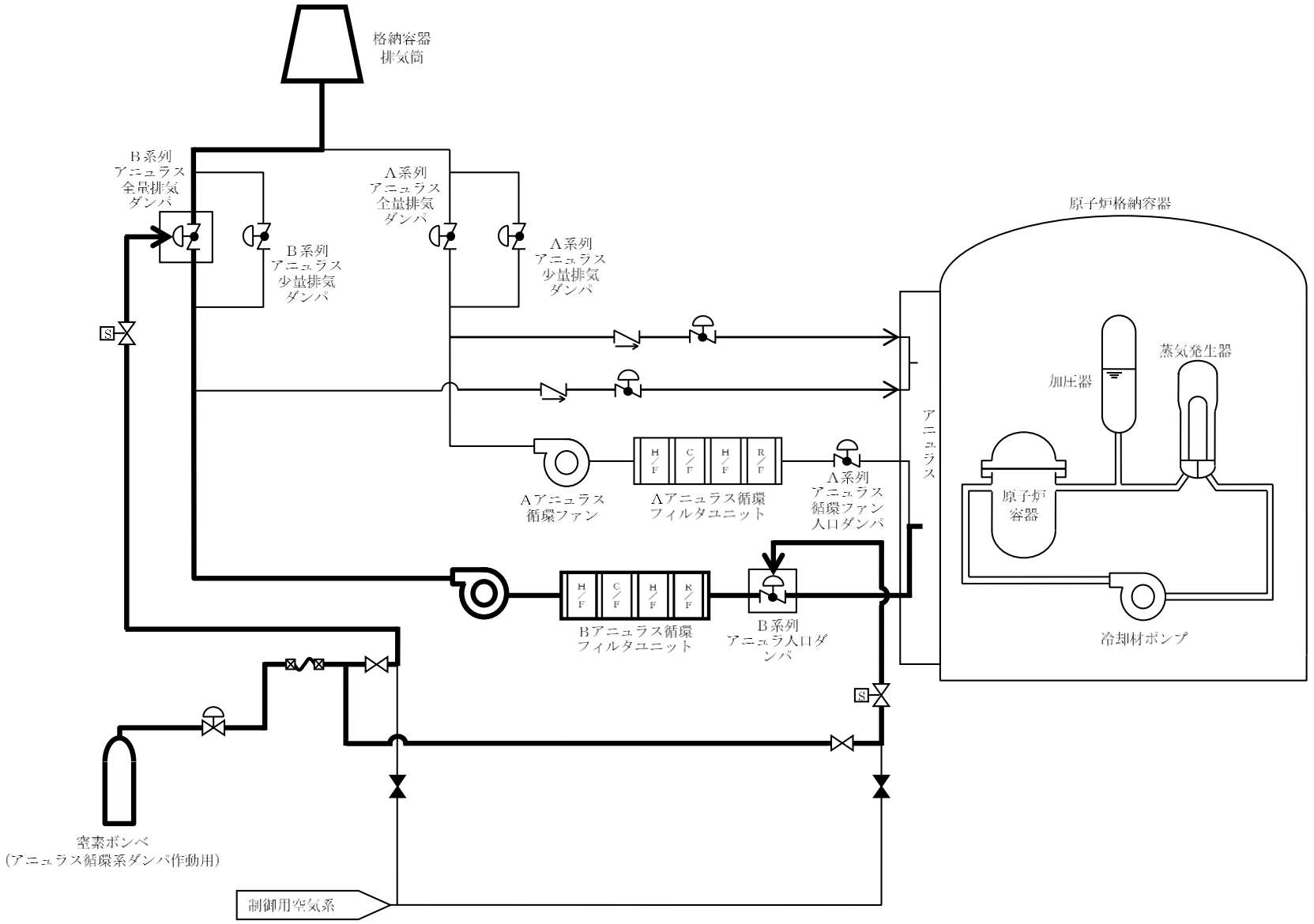
第 6.9.1 図　計器用空気系統説明図



第 6.10.2.1 図　中央制御室（重大事故等時）概略系統図（１）



第 6.10.2.2 図　中央制御室（重大事故等時）概略系統図（２）



第 6.10.2.3 図　中央制御室（重大事故等時）概略系統図（３）

7. 放射性廃棄物の廃棄施設

放射性廃棄物の廃棄施設は、おもに原子炉補助建屋内にあり、取り扱う放射性廃棄物の状態によって気体廃棄物処理設備、液体廃棄物処理設備、固体廃棄物処理設備に分類する。

流路線図を第 7.1 図に示す。

7.1 気体廃棄物処理設備

平常運転時に発生する気体廃棄物は、主として１次冷却系、同付属各種タンクのカバーガス及び抽出冷却材の脱ガス操作に伴って発生する１次冷却材中の溶存ガスである。

気体廃棄物は、その放射能が規定値以下の場合には、貯留することなく大量の空気とともに排気筒より放出する。放射能が規定値以上の場合は、気体を収集圧縮してガス減衰タンクに貯留する。また、必要に応じて、体積制御タンクから水素ガスをキャリアとして、抽出冷却材中の溶存ガスを抜き出し、窒素ガスとともに水素再結合装置に導き、水素を除去したのち、ガス減衰タンクに貯留する。ガス減衰タンクに貯留した放射性ガスは、放射能を減衰させたのち、気象条件を考慮して放出量を管理しつつ排気筒より放出する。

気体廃棄物廃棄施設の流路線図を第 7.1.1 図に示す。

主要設備の仕様は、次のとおりである。

ガス減衰タンク（水素再結合装置ガス減衰タンクを含む）

台　　数	8
容　　量	約17m^3/台（4台）、約13m^3/台（4台）
設計圧力	10kg/cm^2G

水素再結合装置

基　　数	1
容　　量	約68Nm^3/h

ガス圧縮機（水素再結合装置ガス圧縮機を含む）

台　　数	4
型　　式	遠心型

設計吐出圧力　　約7.7kg/cm^{2}G（2台）

約7.0kg/cm^{2}G（2台）

7.2 液体廃棄物処理設備

7.2.1 概要

液体廃棄物処理設備は、液体廃棄物の性状に応じて処理するため、ほう酸回収系、廃液処理系及び洗浄排水処理系の 3 つの主要な処理系に大別される。

これらの液体廃棄物処理設備は、下記の機能を有する。

(1) ほう酸回収系は、ホールドアップタンクに回収、貯留される 1 次冷却設備からの抽出 1 次冷却材及び原子炉格納容器内 1 次冷却材ドレンを処理する。

(2) 廃液処理系は、廃液ホールドアップタンクに回収、貯留される格納容器機器ドレン、補助建屋機器ドレン、格納容器床ドレン、補助建屋床ドレン及び薬品ドレン等を処理する。

(3) 洗浄排水処理系は、洗浄排水タンクに集められる洗たく排水、手洗排水及びシャワ排水を処理する。

なお、放射性廃棄物の廃棄施設の流路線図を第 7.1 図に示す。

7.2.2 設計方針

液体廃棄物処理設備の設計に際しては、発電所の運転に伴い周辺環境に放出する液体廃棄物による発電所周辺の一般公衆の受ける線量当量が、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」を満足するように、次のような貯留、処理、再使用、減衰、放出管理等を行い、放射性物質の濃度及び量を合理的に達成できる限り低減できる設計とする。

(1) 液体廃棄物処理設備は、液体廃棄物の性状によって、それぞれ専用の処理系で処理できる設計とする。

(2) 液体廃棄物は、原則として、フィルタ、蒸発器、イオン交換器等で処理することにより、合理的に達成できる限り放射性物質の濃度を低減できる設計とする。

(3) 液体廃棄物は、処理後、貯留し、再使用又は放出管理を行い、合理的に達成できる限り環境への放射性物質の放出量を低減できる設計とする。また、放出する場合は試料採取分析を行い放射性物質の濃度が

十分低いことを確認した後、その濃度を監視しながら放出する設計とする。

なお、主に１号炉及び２号炉が同時に定期検査中の場合に１号及び２号炉共用液体廃棄物を３号炉のタービン復水器冷却水放水路へ、主に３号炉が定期検査中の場合に３号炉液体廃棄物を１号及び２号炉共用のタービン復水器冷却水放水路へ放出可能な連絡配管を設ける。

(4) 液体廃棄物処理設備及びこれに関連する施設（「7.3 固体廃棄物処理設備」に記載したもののうち液体状の放射性廃棄物を取り扱う設備を含む。）は、これらの施設から液体状の放射性物質の漏えい防止及び敷地外への管理されない放出を防止するため、次の各項を考慮した設計とする。

a. 処理設備には適切な材料を使用するとともに、タンク水位の検出器、インターロック回路等の適切な計測制御設備を設けることにより、漏えいの発生を防止できる設計とする。

b. タンクの水位、漏えい検知等の警報を設け、タンク等から漏えいが生じた場合、漏えいを早期に検出し、中央制御室等に警報を発することができる設計とする。

また、処理設備を設ける建屋の床及び壁面は漏えいし難い構造とするとともに、処理設備は独立した区画内に設けるか周辺にせき等を設け、漏えいの拡大防止対策を講じることにより、放射性液体廃棄物が万一漏えいした場合に、適切に措置できる設計とする。

c. 建屋外に通じる出入口等にはせき等を設け、建屋外への漏えいを防止するとともに、床及び壁面は建屋外へ漏えいし難い構造とする。

d. 処理設備を設ける建屋内部には敷地外に管理されずに排出される排水が流れる排水路に通じる開口部（マンホール等）を設けない設計とする。また、処理設備を設ける建屋の地下には、敷地外に管理されずに排出される排水が流れる排水路を埋設しない設計とする。

7.2.3 主要設備

(1) 格納容器冷却材ドレンタンク

格納容器冷却材ドレンタンクは、原子炉格納容器内の1次冷却材ドレンを集める。本タンク水はホールドアップタンクに送り、処理する。格納容器冷却材ドレンタンクの容量は、約 1.3m³ である。予想発生量は約 520m³/y である。

(2) ホールドアップタンク

ホールドアップタンクは、1次冷却材抽出水及び1次冷却材ドレンを貯留する。本タンク水はほう酸回収装置に送り、処理する。ホールドアップタンクは、容量約 220m³ のものを3基設置する。予想発生量は、格納容器冷却材ドレンタンクからの移送分も含めて、約 4,700m³/y である。

(3) ほう酸回収装置

ほう酸回収装置は、ホールドアップタンク水を処理する。蒸留水及び濃縮液は、それぞれ1次系純水タンク及びほう酸タンクに回収する。ほう酸回収装置は、容量約 3.4m³/h のものを1基設置する。予想処理量は約 4,700m³/y である。

(4) ほう酸蒸留水イオン交換器

ほう酸蒸留水イオン交換器は、ほう酸回収装置で処理された1次冷却材ドレンの蒸留水を更に浄化する。ほう酸蒸留水イオン交換器は、樹脂容量約 0.57m³ のものを2基設置する。

(5) モニタタンク

モニタタンクは、ほう酸蒸留水イオン交換器からの蒸留水を貯留する。本タンク水は、試料採取分析し、水質を確認した後、1次系純水タンクに送り、原則として再使用する。なお、放出する場合は、試料採取分析し放射性物質の濃度が十分低いことを確認して放出する。モニタタンクは、容量約 41m³ のものを 2 基設置する。予想発生量は約 4,700m³/y である。

(6) 格納容器サンプ

格納容器サンプは、原子炉格納容器内で発生する床ドレンを集める。本サンプ水は廃液ホールドアップタンクに送り、処理する。予想発生量は約 10m³/y である。

また、格納容器サンプには格納容器サンプ水位上昇率測定装置を設置し、漏えい液体を集め、その水位上昇を測定することにより漏えいを検知できる設計とする。

(7) サンプタンク

サンプタンクは、原子炉補助建屋内等の機器ドレン等を集める。本タンク水は廃液ホールドアップタンクに送り、処理する。サンプタンクは、容量約 2.3m^3 のものを 1 基設置する。予想発生量は、約 150m^3/y である。

(8) 廃液ホールドアップタンク

廃液ホールドアップタンクは、原子炉格納容器内の機器ドレン及び床ドレン、原子炉補助建屋等の機器ドレン及び床ドレン、薬品ドレン等を貯留する。本タンク水は廃液蒸発装置に送り、処理する。廃液ホールドアップタンクは、容量約 30m^3 のものを 1 基及び約 70m^3 のものを 1 基設置する。予想発生量は約 1,500m^3/y である。

(9) 廃液蒸発装置

廃液蒸発装置は、廃液ホールドアップタンク水を処理する。蒸留水はイオン交換器に送り、濃縮廃液はドラム詰装置へ移送する。廃液蒸発装置は、容量約 1.7m^3/h のものを 1 基設置する。予想処理量は約 1,500m^3/y である。

(10) 廃液蒸留水イオン交換器

廃液蒸留水イオン交換器は、廃液蒸発装置で処理された廃液の蒸留水を更に浄化する。廃液蒸留水イオン交換器は、樹脂容量約 0.34m^3 のものを 2 基設置する。

(11) 廃液蒸留水タンク

廃液蒸留水タンクは、廃液蒸留水イオン交換器からの蒸留水を貯留する。本タンク水は、試料採取分析し、放射性物質の濃度が十分低いことを確認して放出する。廃液蒸留水タンクは、容量約 21m^3 のものを 2 基設置する。予想発生量は約 1,500m^3/y である。

(12) 洗浄排水タンク

洗浄排水タンクは、洗たく排水、手洗排水及びシャワ排水を貯留す

る。本タンク水は、洗浄排水処理装置に送り、処理する。洗浄排水タンクは、容量約 2.5m^3 のものを 2 基設置する。予想発生量は約 1,700m^3/y である。

なお、作業着等の洗たくは、原則としてドライクリーニングとする。

(13) 洗浄排水処理装置

洗浄排水処理装置は、原子炉補助建屋内に設置し、洗浄排水タンク水を処理する。限外ろ過膜を通した透過水は、洗浄排水モニタタンクに送り、濃縮廃液は雑固体廃棄物として焼却処理する。洗浄排水処理装置は、容量約 0.5m^3/h のものを 1 基設置する。予想処理量は約 1,700m^3/y である。

なお、洗浄排水処理装置の流路線図を第 7.2.1 図に示す。

(14) 洗浄排水モニタタンク

洗浄排水モニタタンクは、洗浄排水処理装置の透過水等を貯留する。本タンク水は、試料採取分析し、放射性物質の濃度が十分低いことを確認して放出する。洗浄排水モニタタンクは、容量約 15m^3 のものを 2 基設置する。予想発生量は約 1,700m^3/y である。

(15) 薬品ドレンタンク

薬品ドレンタンクは、放射化学室から出る薬品ドレン等を集める。本タンク水は、廃液ホールドアップタンクへ移送する。薬品ドレンタンクの容量は、約 15m^3 である。予想発生量は約 410m^3/y である。

7.2.4 主要仕様

液体廃棄物処理設備の主要仕様を、第 7.2.1 表に示す。

7.2.5 試験検査

液体廃棄物処理設備は、常時使用している設備であるので、中央制御室等でその状態を監視を行うことにより、その機能の健全性を確認する。

7.3 固体廃棄物処理設備

7.3.1 概要

固体廃棄物処理設備は、固体廃棄物の種類により、次のように分類し、それぞれに応じた処理を行う。

(1) 廃液蒸発装置の濃縮廃液

(2) イオン交換器廃樹脂

(3) ウエス、金属、機材等の雑固体廃棄物

(4) 使用済液体用フィルタの雑固体廃棄物

(5) 使用済換気用フィルタの雑固体廃棄物

なお、放射性廃棄物の廃棄施設の流路線図を第 7.1 図に示す。

7.3.2 設計方針

固体廃棄物処理設備の設計に際しては、放射線業務従業者の受ける線量を合理的に達成できる限り低減できるように、次のような処理、貯蔵保管等を行うことができる設計とする。

(1) 濃縮廃液等は、遮蔽装置、遠隔操作等により、ドラム詰装置にて固化材（セメント又はアスファルト）とともにドラム詰めできる設計とする。

(2) イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクを経て、廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図り、その後廃樹脂処理装置で処理できる設計とする。

(3) 雑固体廃棄物は、必要に応じ圧縮又は焼却により減容してドラム詰め等できる設計とする。その後溶融・充てん固化処理をする場合は、雑固体処理設備で処理できる設計とする。

(4) 雑固体廃棄物のうち使用済液体用フィルタは、必要に応じてコンクリート等で内張りしたドラム缶に遠隔操作により詰めることができる設計とする。

(5) 雑固体廃棄物のうち使用済換気用フィルタは、圧縮若しくは焼却により減容してドラム詰めするか又は放射性物質が飛散しないようにこん包する。

(6) 固体廃棄物処理設備は、廃棄物の圧縮、焼却、溶融、固化等の処理過程における放射性物質の散逸等の防止を考慮した設計とする。

上記の固体廃棄物は、発電所内の固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

また、使用済制御棒等の放射化された機器は、放射能の減衰を図るため使用済燃料ピットラック又は使用済燃料乾式貯蔵容器に貯蔵する。

また、蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器７基等、原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた３基等、炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物１基等及び減容したバーナブルポイズンは、必要に応じて汚染拡大防止対策を講じるとともに、炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物１基及び減容したバーナブルポイズンは、遮蔽機能を有する鋼製の保管容器に収納し、蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。

なお、必要に応じて、固体廃棄物を廃棄事業者の廃棄施設へ廃棄する。

7.3.3 主要設備

(1) 廃樹脂タンク

廃樹脂タンクは、イオン交換器廃樹脂を収集するタンクである。本タンクから廃樹脂貯蔵タンクに配管移送できるよう設計する。廃樹脂タンクは、容量約 8.5m^3のものを１基設置する。

(2) 廃樹脂貯蔵タンク

廃樹脂貯蔵タンクは、廃樹脂タンクから移送したイオン交換器廃樹脂を貯蔵する。イオン交換器廃樹脂は放射性物質を減衰させるため、本タンクに貯蔵する。廃樹脂貯蔵タンクは、容量約 10m^3のものを８基設置する。予想発生量は約 3m^3/y である。

なお、必要がある場合には増設を考慮する。

(3) 廃樹脂処理装置（１号、２号及び３号炉共用）

廃樹脂処理装置は、１号及び２号炉共用並びに３号炉の廃樹脂貯蔵タンクから移送したイオン交換器廃樹脂を処理する。処理後の樹脂は雑固体廃棄物として取扱い雑固体焼却設備で焼却処理する。処理後の

濃縮廃液は廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵する。本装置の容量は、約 9m^3/y のイオン交換器廃樹脂を処理できるものとし、第２固体廃棄物処理建屋内に設置する。本装置は、主要部分（廃樹脂供給タンク、溶離器、硫酸回収器、中和タンク、廃液供給ポンプ、中和タンクポンプ、濃縮器及び濃縮廃液タンク）を耐震Ｂクラスとし、剛構造となるように設計し、また、主要部分以外の部分を耐震Ｃクラスとして設計する。また、廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクの容量は、濃縮廃液を 10 年以上貯蔵できるよう約 28m^3 のものを 2 基設置する。

濃縮廃液タンクは、必要がある場合には増設を考慮する。

なお、廃樹脂処理装置の流路線図を第 7.3.1 図に示す。

(4) セメント固化装置

セメント固化装置は、濃縮廃液等を固化材（セメント）とともにドラム詰めする装置である。本装置は、原子炉補助建屋内に設置し、遠隔で操作できる設計である。

(5) アスファルト固化装置（１号、２号及び３号炉共用）

アスファルト固化装置は、固体廃棄物処理建屋内に設置し、濃縮廃液等を遠隔操作によって固化材（アスファルト）とともに加熱し、水分を蒸発させてドラム詰めする。

本装置は、アスファルト供給設備、熱媒設備、復水設備、オフガス設備等を有し、他にドラム詰め及びドラム移送を遠隔操作で行うためのコンベア、しゃへい壁、鉛ガラス等を設ける。なお、蒸発分離された水分は、復水として補助建屋サンプタンクへ送り処理する。また、復水器の廃ガス及びタンク等のベントは、フィルタを通した後、３号炉の原子炉補助排気設備に導き、原子炉補助建屋排気筒から放出する。

なお、アスファルト固化装置の流路線図を第 7.3.2 図に示す。

(6) ベイラ（一部１号、２号及び３号炉共用）

ベイラは、雑固体廃棄物のうち減容可能なものを圧縮減容する。

(7) 雑固体焼却設備（１号、２号及び３号炉共用）

雑固体焼却設備は、固体廃棄物処理建屋内に設置し、雑固体廃棄物のうち可燃性雑固体、廃油等を焼却処理し、ドラム詰めする。

本設備は、焼却炉、排ガス処理装置、焼却灰取出装置を有し、他に焼却灰のドラム詰め及びドラム移送を遠隔操作で行うための昇降機、しゃへい壁、鉛ガラス等を設ける。また、本設備からの排ガスはセラミックフィルタ等を通した後、固体廃棄物処理建屋屋上に設置する焼却炉排気口から放出する。

なお、雑固体焼却設備の流路線図を第 7.3.3 図に示す。

(8) 雑固体処理設備（１号、２号及び３号炉共用）

雑固体処理設備は、第２固体廃棄物処理建屋内に設置し、雑固体廃棄物を溶融・充てん固化し、ドラム詰めする。本設備は、溶融炉、排ガス処理装置、充てん固化装置等で構成し、主要部分（溶融炉及びセラミックフィルタ）を耐震Ｂクラスとし、剛構造となるように設計し、また、主要部分以外の部分を耐震Ｃクラスとして設計する。また、本設備からの排ガスはセラミックフィルタ等を通した後、第２固体廃棄物処理建屋屋上の排気口（建屋の換気も含む。）から放出する。

なお、雑固体処理設備の流路線図を第 7.3.4 図に示す。

(9) 固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）

固体廃棄物処理建屋は、２号炉の西側、１－廃棄物庫に隣接して設置し、アスファルト固化装置及び雑固体焼却設備を収納する。

固体廃棄物処理建屋の配置図を第7.3.5図に、また、固体廃棄物処理建屋内の機器配置図を第7.3.6図に示す。

建屋は耐震Ｂクラスで設計し、地下１階、地上３階建ての鉄筋コンクリート造である。

(10) 第２固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）

第２固体廃棄物処理建屋は、２号炉の北西側、固体廃棄物処理建屋に隣接して設置し、廃樹脂処理装置及び雑固体処理設備を収納する。

第２固体廃棄物処理建屋の配置図を第 7.3.5 図に、また、第２固体廃棄物処理建屋内の機器配置図を第 7.3.7 図に示す。

生体しゃへいは耐震Ｂクラスとし、剛構造となるように設計する。建屋は間接支持構造物として耐震Ｂクラスの施設に適用される地震力に対して支持機能が維持されることを確認する。建屋は地下3階、

地上2階建ての鉄筋コンクリート造とする。

(11) 固体廃棄物貯蔵庫（１号、２号及び３号炉共用）

固体廃棄物貯蔵庫は、鉄筋コンクリート造で、貯蔵庫内には、サンプピット等を設ける。固体廃棄物貯蔵庫の概略を第7.3.8図に示す。

固体廃棄物貯蔵庫は、200ℓドラム缶約 35,000 本相当を貯蔵保管する能力を有する。

なお、必要がある場合には増設を考慮する。

(12) 蒸気発生器保管庫（１号、２号及び３号炉共用、既設、並びに１号、２号及び３号炉共用）

蒸気発生器保管庫は、１号炉、２号炉及び３号炉の蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器7基等、１号炉、２号炉及び３号炉の原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた3基等、３号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物1基等、並びに３号炉の減容したバーナブルポイズンを貯蔵保管する能力を有する。

本保管庫は、所要の遮蔽設計を行い、耐震Ｃクラスとして設計するとともに、準拠する法令、規格、基準を満足するよう設計する。

本保管庫の平面図及び断面図を第7.3.9図及び第7.3.10図に示す。

7.3.4 主要仕様

固体廃棄物処理設備の主要仕様を、第 7.3.1 表に示す。

7.3.5 試験検査

固体廃棄物処理設備は、常時使用している設備であるので、中央制御盤等でその状態を監視を行うことにより、その機能の健全性を確認する。

第 7.2.1 表　液体廃棄物処理設備の主要仕様

(1)　格納容器冷却材ドレンタンク

個　　数	1
容　　量	約 1.3m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(2)　ホールドアップタンク

個　　数	3
容　　量	約 220m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(3)　ほう酸回収装置

個　　数	1
容　　量	約 3.4m³/h/個
本体材料	ステンレス鋼

(4)　ほう酸蒸留水イオン交換器

個　　数	2
樹脂容量	約 0.57m³/個
本体材料	ステンレス鋼

(5)　モニタタンク

個　　数	2
容　　量	約 41m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(6)　サンプタンク

個　　数	1
容　　量	約 2.3m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(7)　廃液ホールドアップタンク

個　　数	1
容　　量	約 30m³/個
個　　数	1

容　　量　　約 70m³/個

材　　料　　ステンレス鋼

(8) 廃液蒸発装置

個　　数　　1

容　　量　　約 1.7m³/h/個

本体材料　　ステンレス鋼

(9) 廃液蒸留水イオン交換器

個　　数　　2

樹脂容量　　約 0.34m³/個

本体材料　　ステンレス鋼

(10) 廃液蒸留水タンク

個　　数　　2

容　　量　　約 21m³/個

材　　料　　ステンレス鋼

(11) 洗浄排水タンク

個　　数　　2

容　　量　　約 2.5m³/個

材　　料　　ステンレス鋼

(12) 洗浄排水処理装置

個　　数　　1

容　　量　　約 0.5m³/h/個

本体材料　　ステンレス鋼

(13) 洗浄排水モニタタンク

個　　数　　2

容　　量　　約 15m³/個

材　　料　　ステンレス鋼

(14) 薬品ドレンタンク

個　　数　　1

容　　量　　約 15m³/個

材　　料　　ステンレス鋼

第 7.3.1 表　固体廃棄物処理設備の主要仕様

(1)　廃樹脂タンク

個　　数	1
容　　量	約 8.5m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(2)　廃樹脂貯蔵タンク

個　　数	8
容　　量	約 10m³/個
材　　料	ステンレス鋼

(3)　廃樹脂処理装置（１号、２号及び３号炉共用）

個　　数	1

(4)　ドラム詰め装置

個　　数	2
う　ち	セメント固化装置
	アスファルト固化装置
	（１号、２号及び３号炉共用）

(5)　ベイラ

個　　数	1
個　　数	1（１号、２号及び３号炉共用）

(6)　雑固体焼却設備（１号、２号及び３号炉共用）

個　　数	1

(7)　雑固体処理設備（１号、２号及び３号炉共用）

個　　数	1

(8)　固体廃棄物貯蔵庫（１号、２号及び３号炉共用）

１－固体廃棄物貯蔵庫

面　　積	約 1,200m²
容　　量	約 4,500 本（200ℓドラム缶相当）
構　　造	鉄筋コンクリート造

２－固体廃棄物貯蔵庫

面　　積　　約 1,000m²
容　　量　　約 4,500 本（200ℓドラム缶相当）
構　　造　　鉄筋コンクリート造

３－固体廃棄物貯蔵庫

面　　積　　約 1,800m²
容　　量　　約 8,000 本（200ℓドラム缶相当）
構　　造　　鉄筋コンクリート造

４－固体廃棄物貯蔵庫

面　　積
1　階　　約 1,800m²
2　階　　約 1,800m²
容　　量　　約 18,000 本（200ℓドラム缶相当）
構　　造　　鉄筋コンクリート造

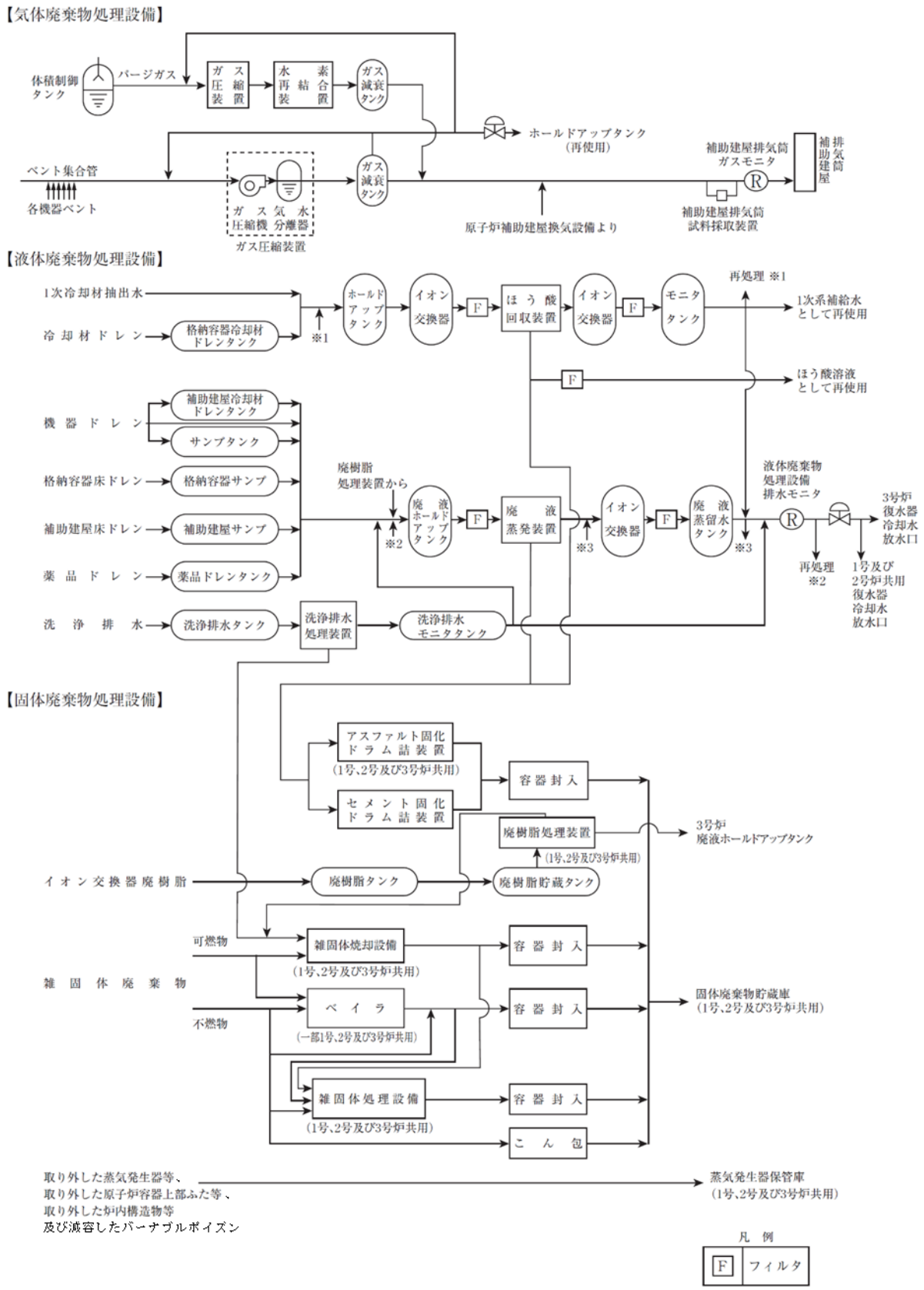
(9)　蒸気発生器保管庫

Ａ蒸気発生器保管庫（１号、２号及び３号炉共用、既設）

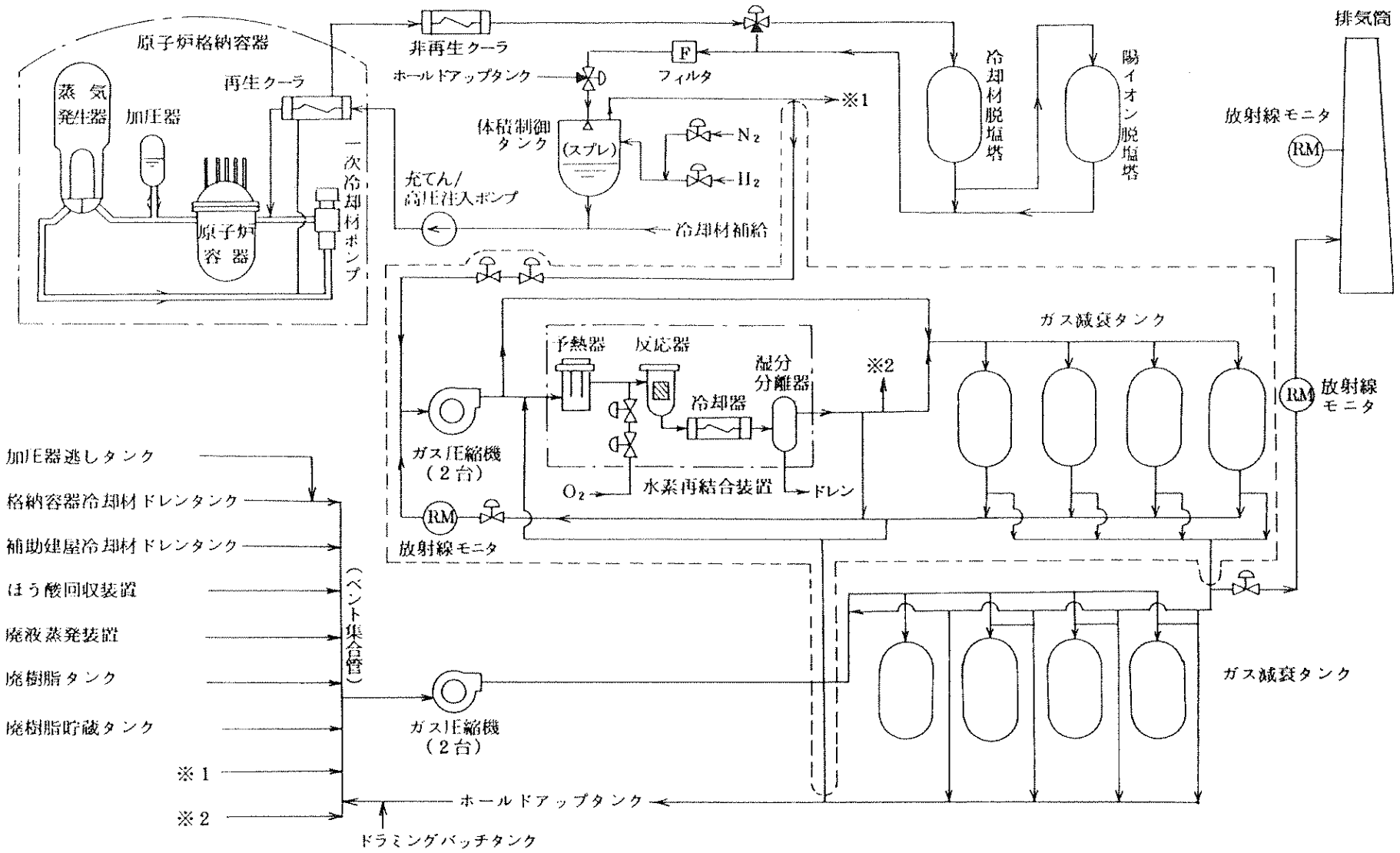
面　　積　　約 600m²
型　　式　　地上式鉄筋コンクリート造
保管対象物　　取り外した蒸気発生器 2 基等、
取り外した原子炉容器上部ふた 2 基等
及び減容したバーナブルポイズン

Ｂ蒸気発生器保管庫（１号、２号及び３号炉共用）

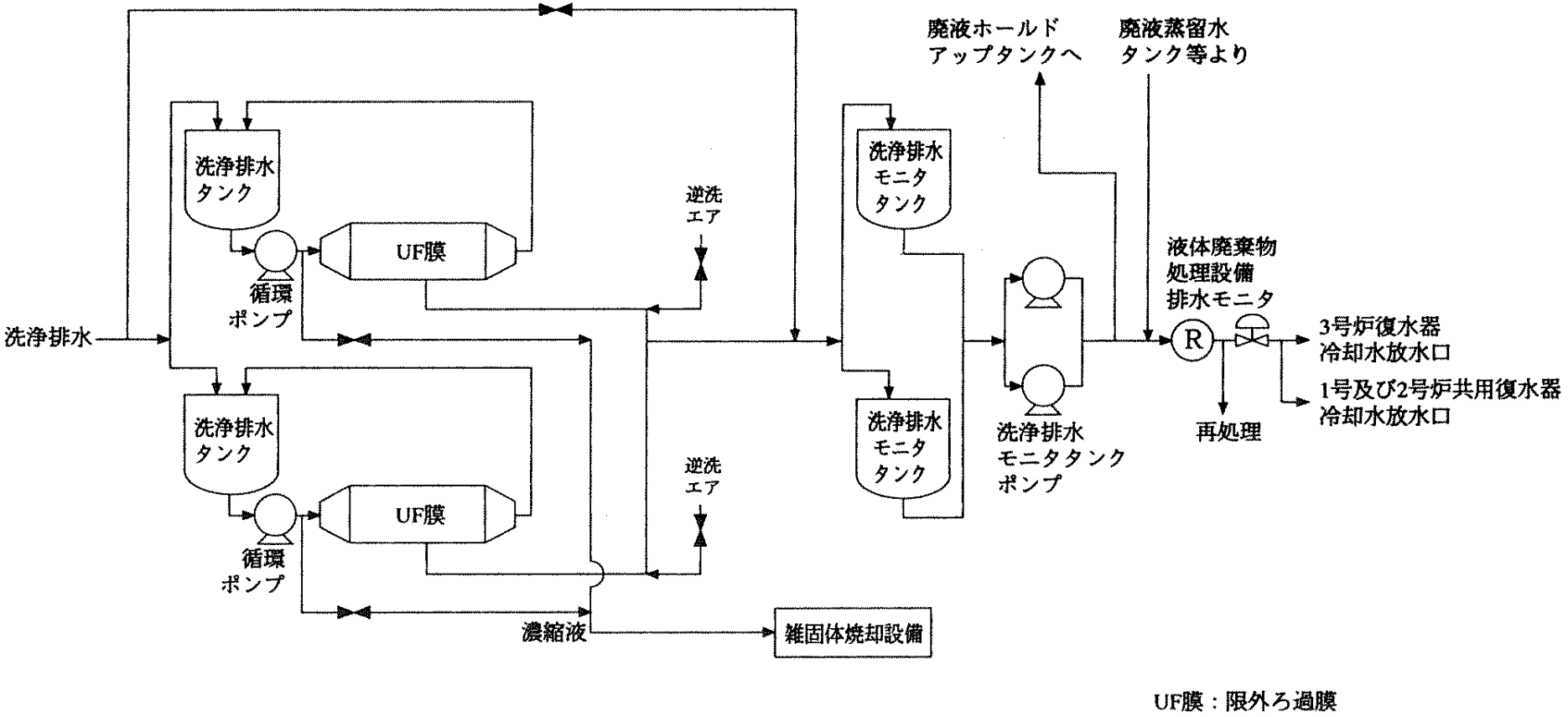
面　　積　　約 1,000m²
型　　式　　地上式鉄筋コンクリート造
保管対象物　　取り外した蒸気発生器 5 基等、
取り外した原子炉容器上部ふた 1 基等
及び取り外した炉内構造物 1 基等



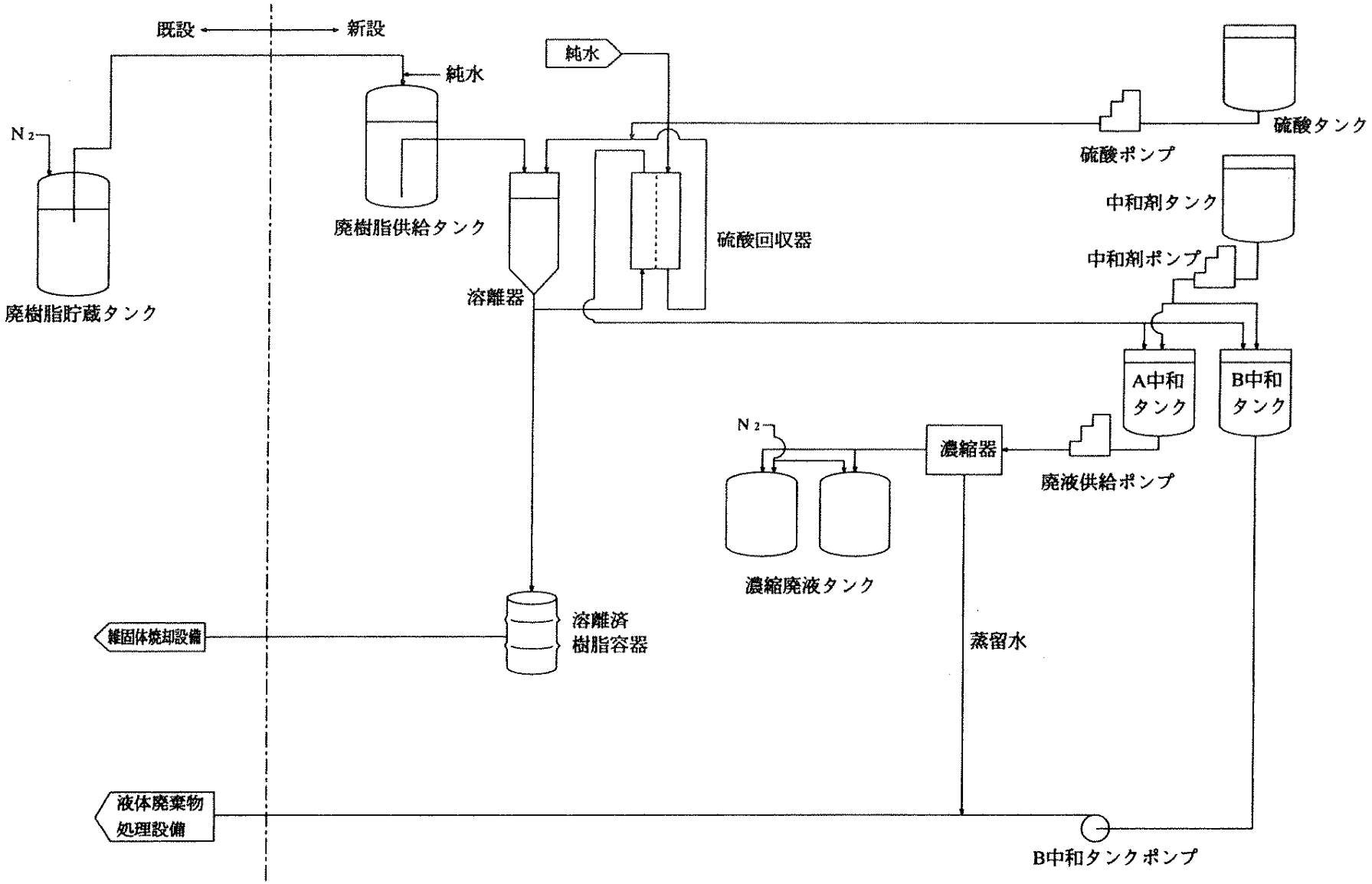
第 7.1 図　放射性廃棄物の廃棄施設の流路線図



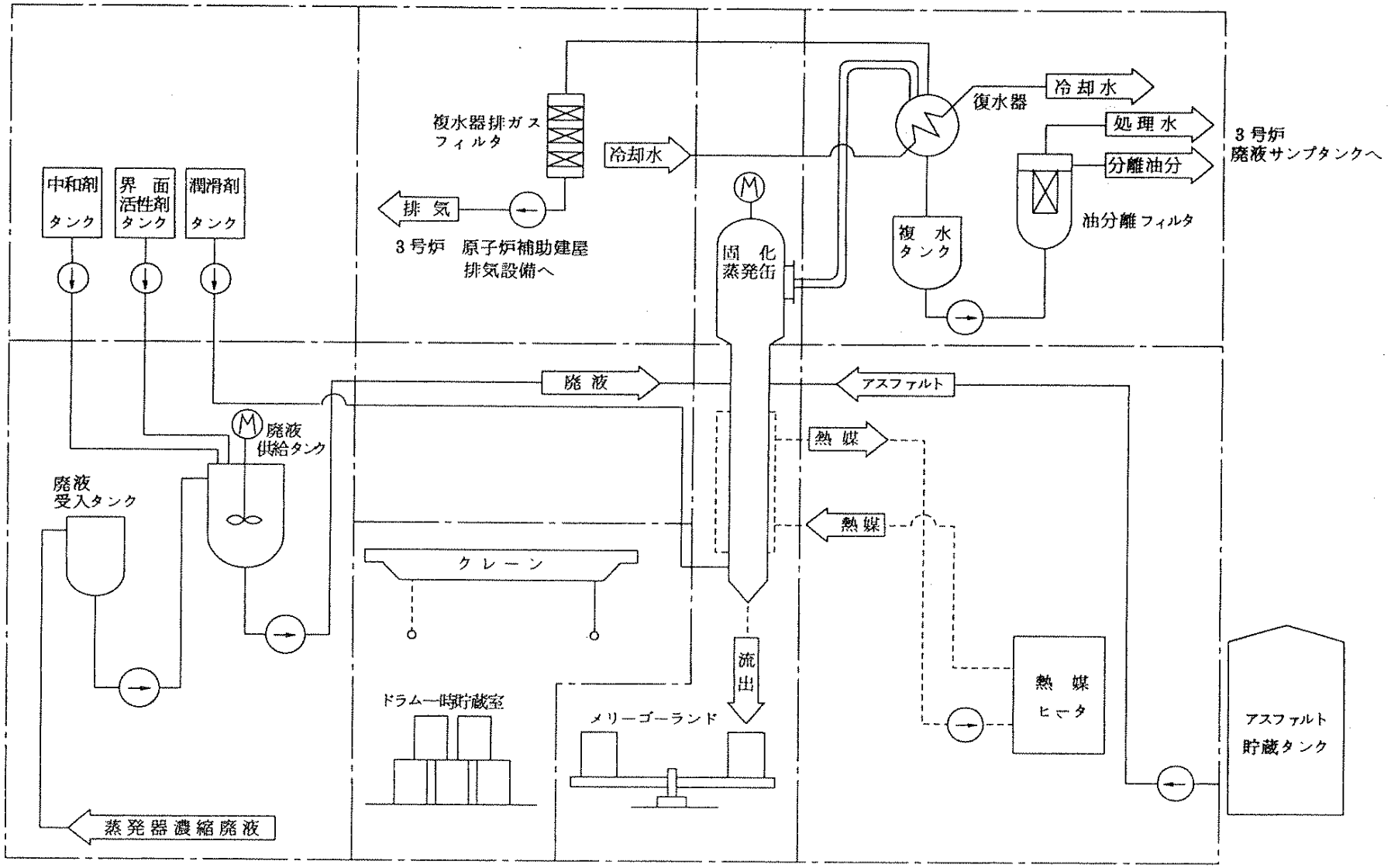
第 7.1.1 図　気体廃棄物廃棄施設の流路線図



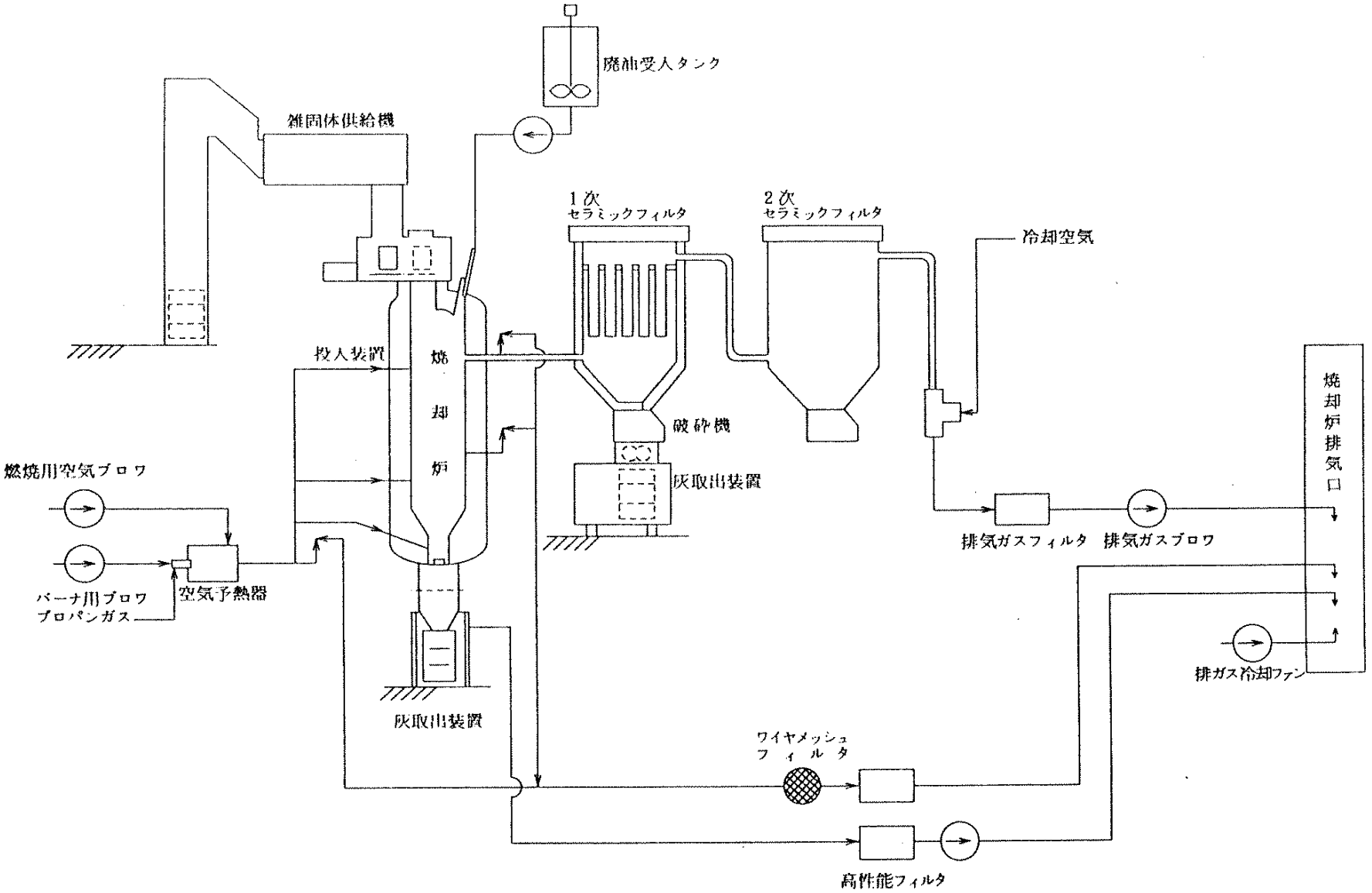
第 7.2.1 図　洗浄排水処理装置の流路線図



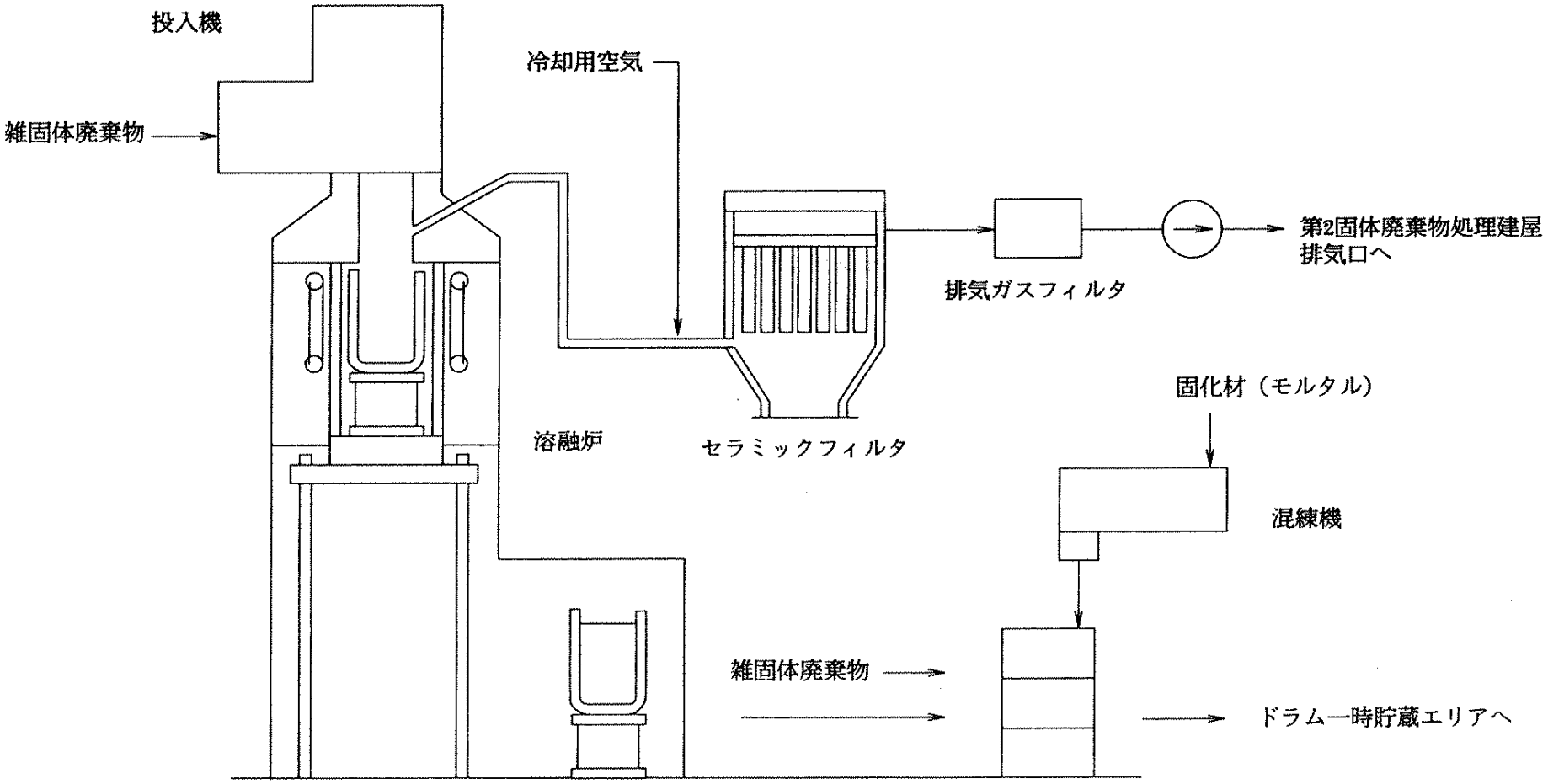
第 7.3.1 図　廃樹脂処理装置の流路線図



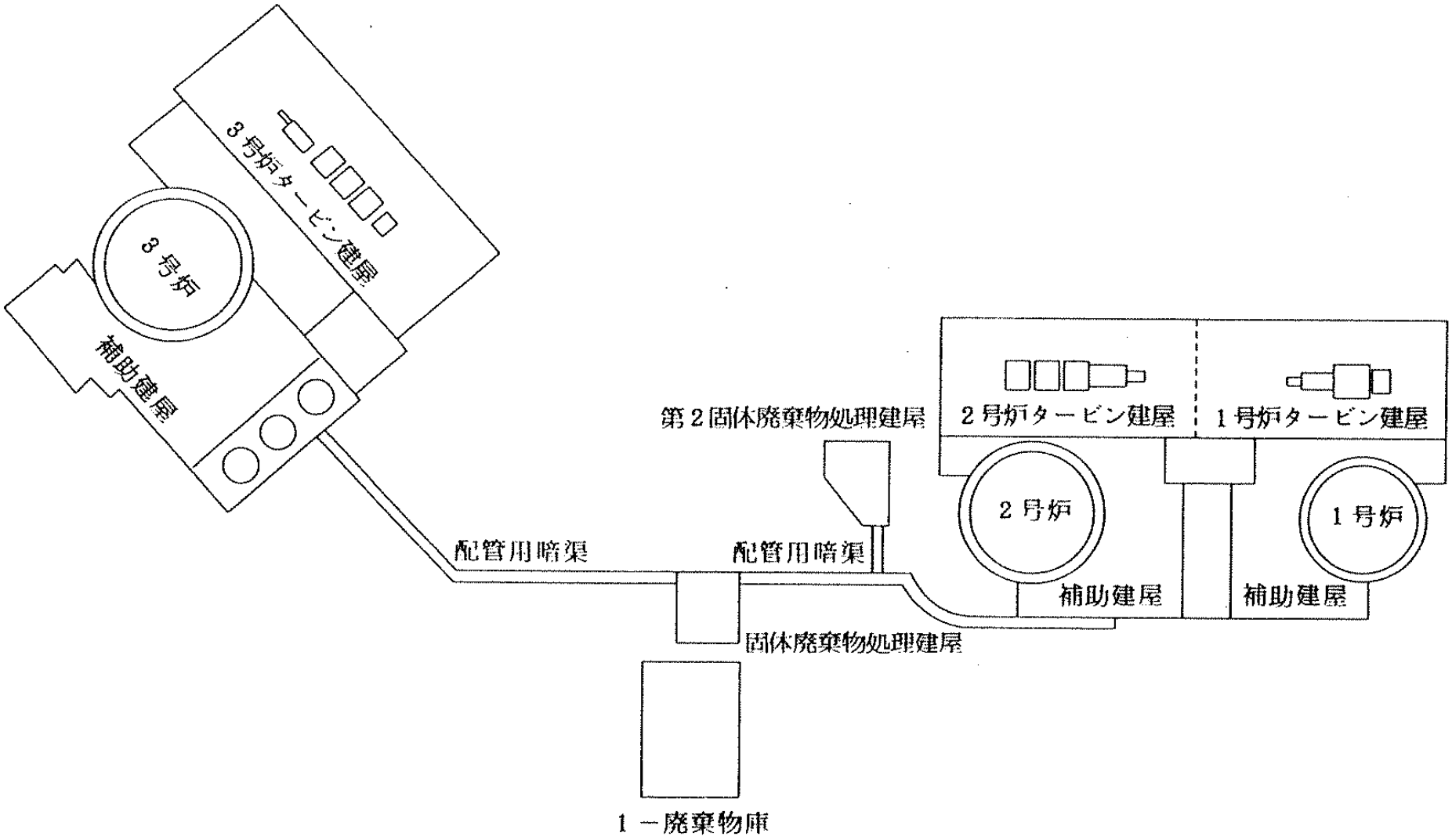
第 7.3.2 図　アスファルト固化装置の流路線図



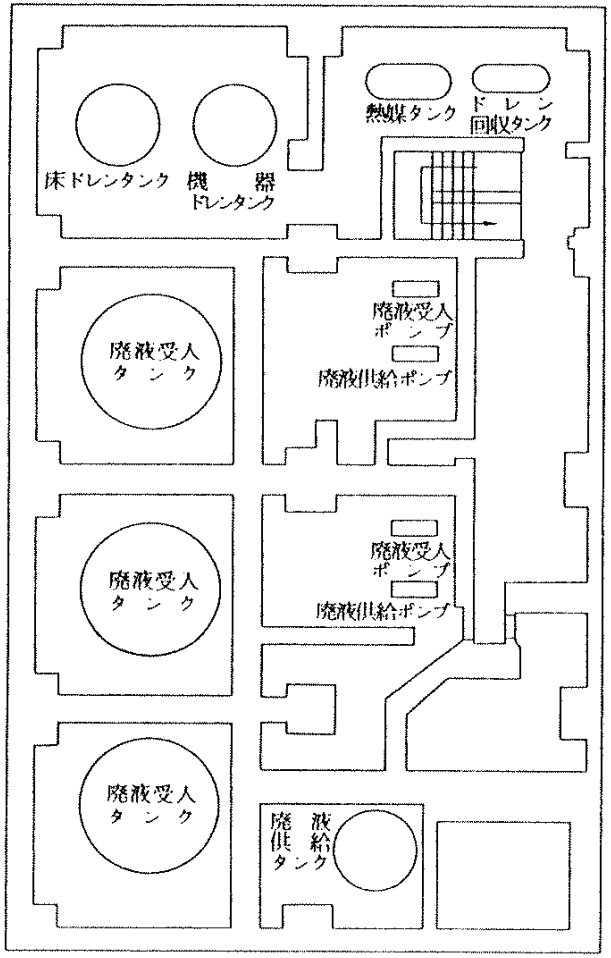
第 7.3.3 図　雑固体焼却設備の流路線図



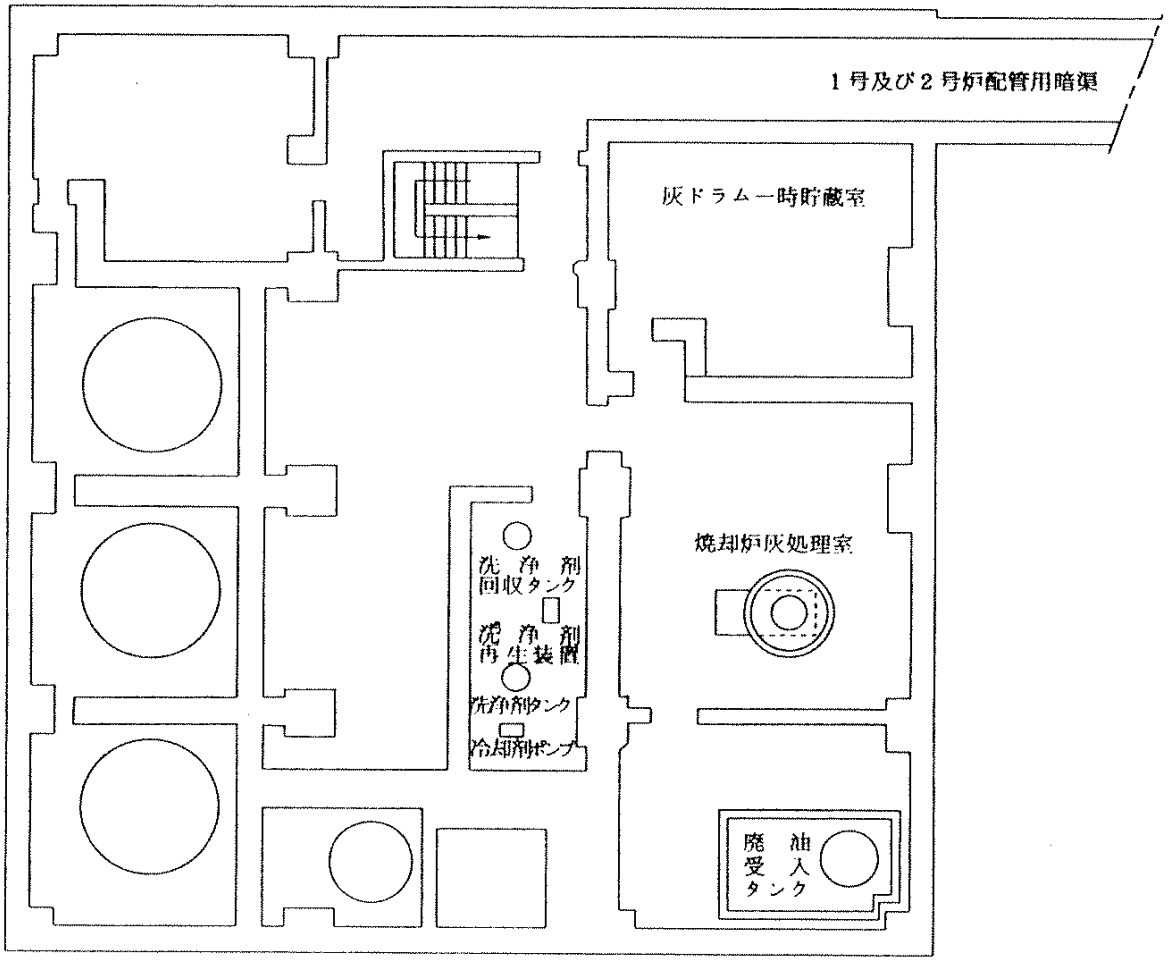
第 7.3.4 図　雑固体処理設備の流路線図



第 7.3.5 図　固体廃棄物処理建屋配置図

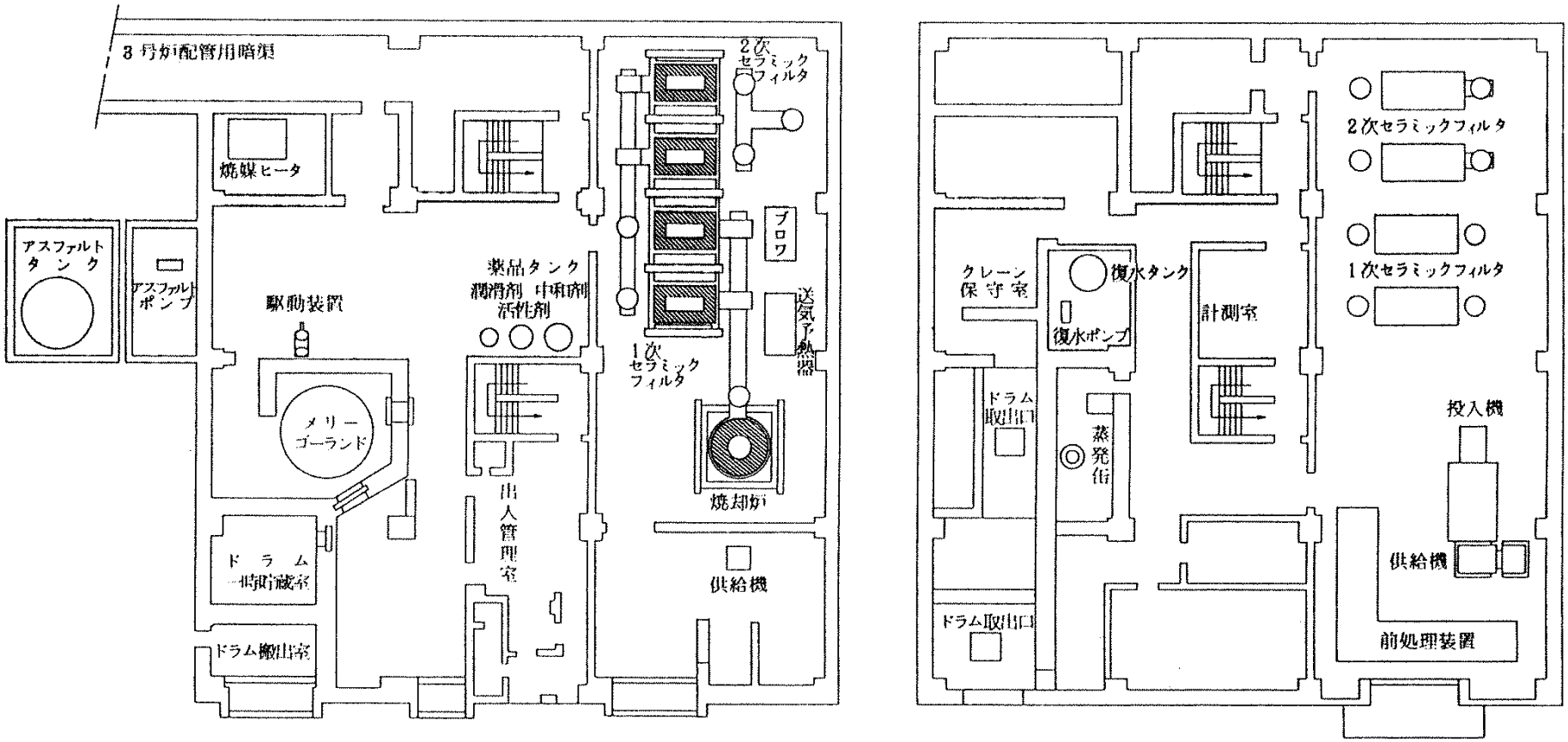


地下1階

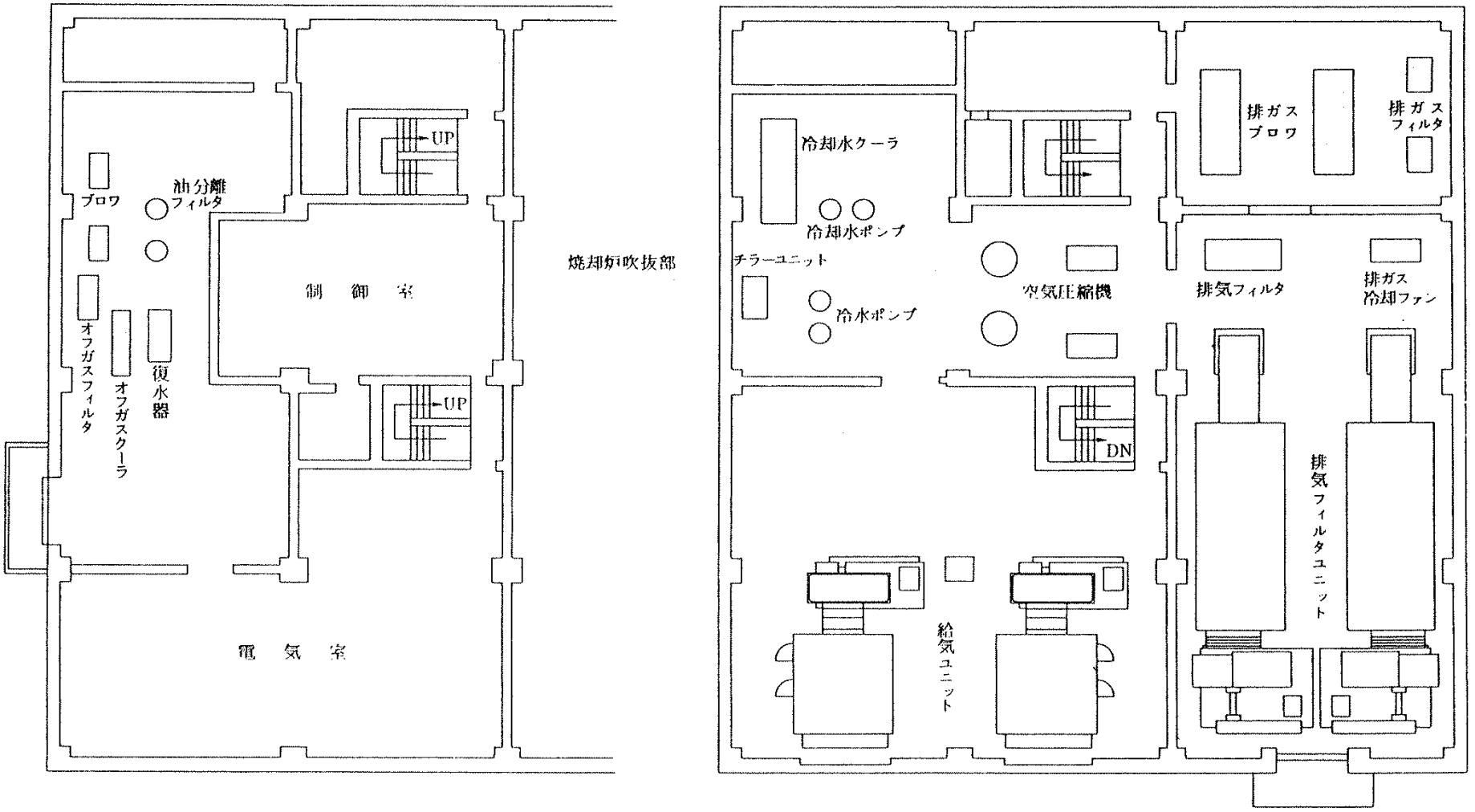


地下中1階

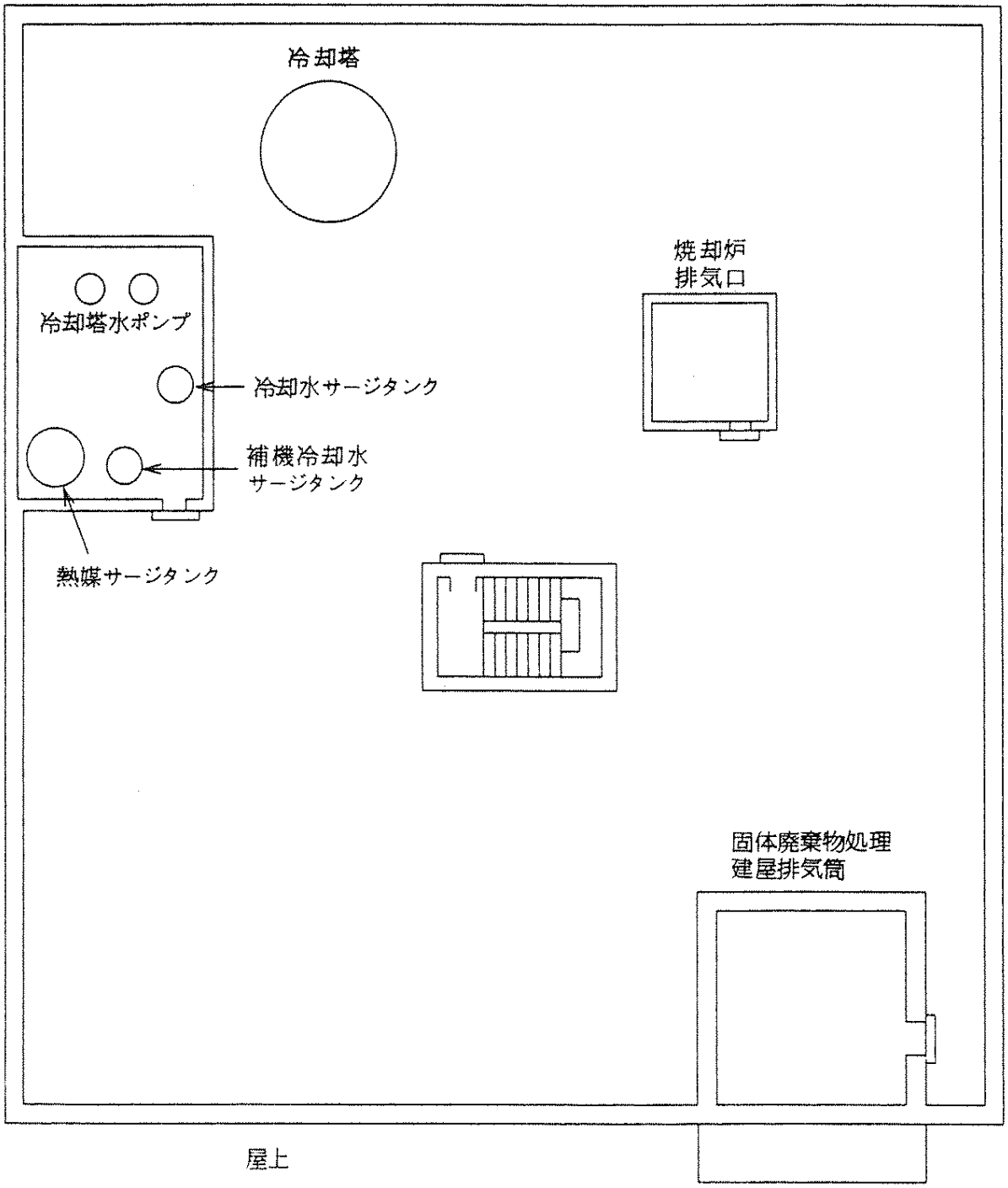
第 7.3.6 図　固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その１）



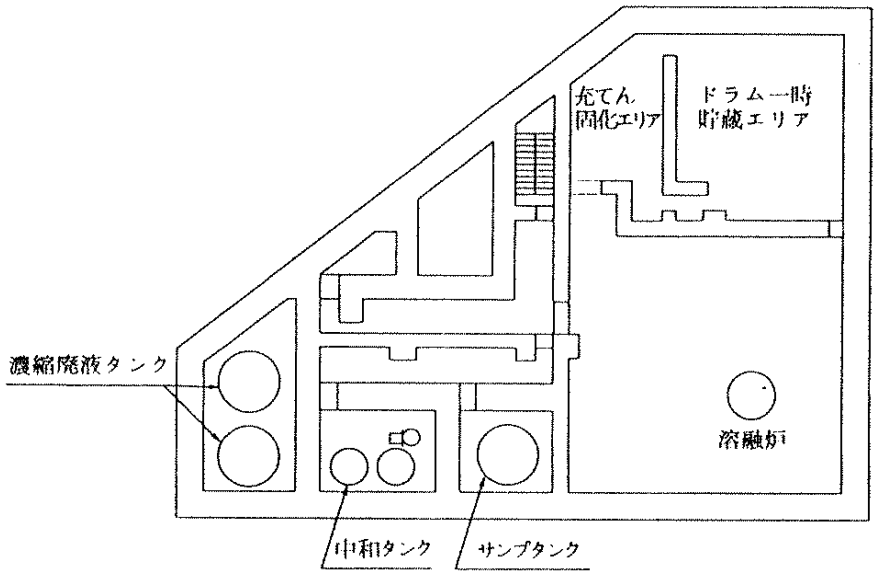
第 7.3.6 図　固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その２）



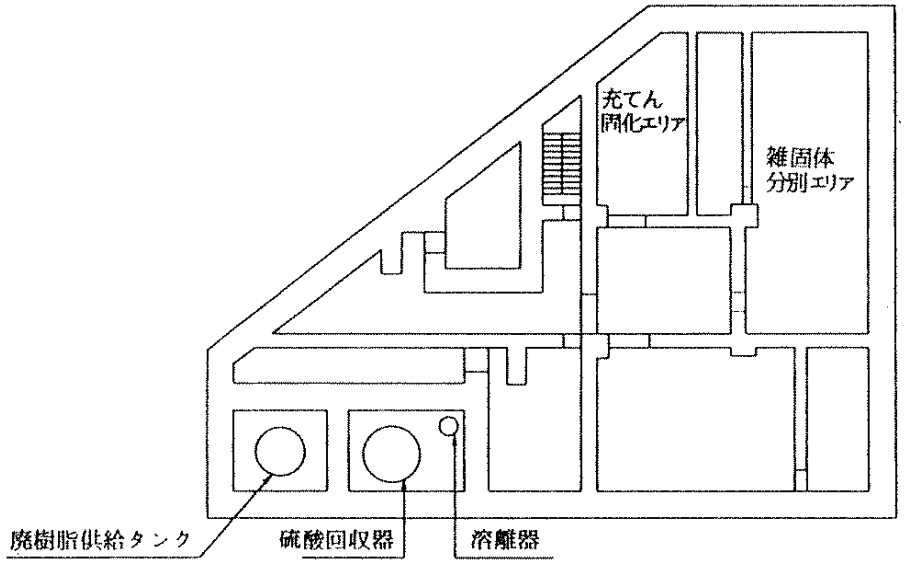
第 7.3.6 図　固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その３）



第 7.3.6 図　固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その４）

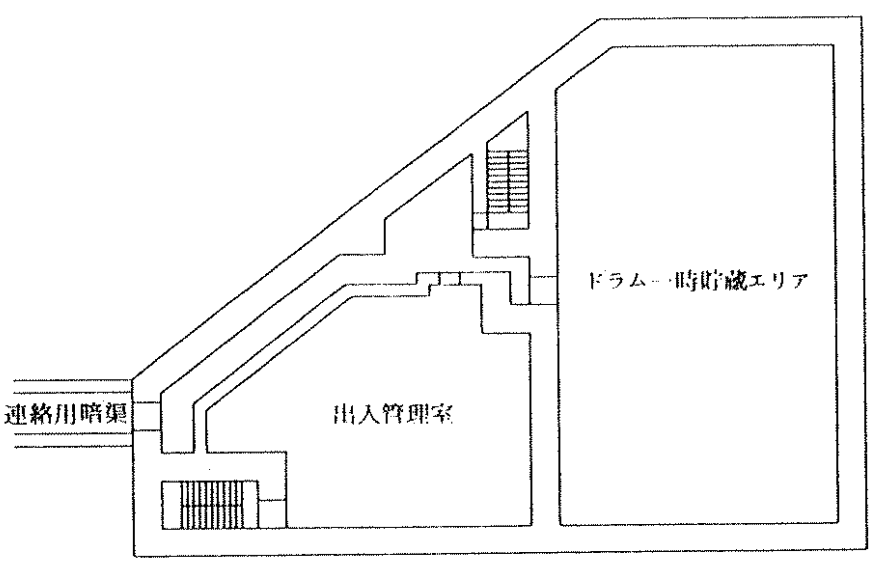


地下３階

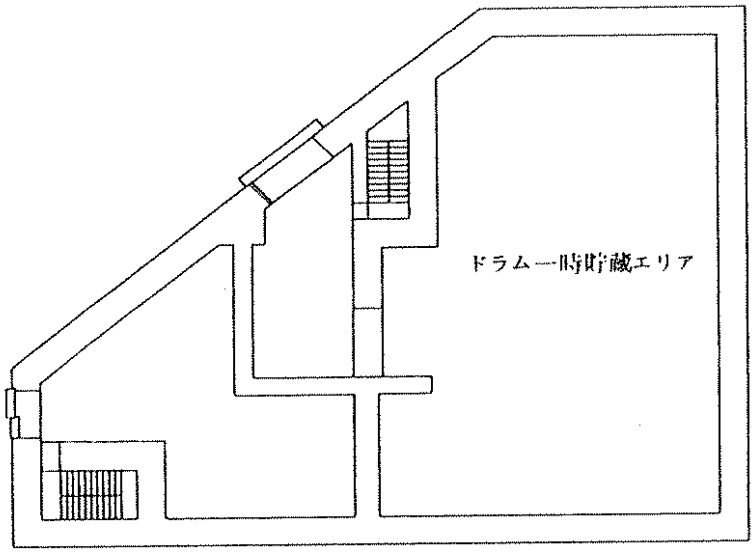


地下２階

第 7.3.7 図　第２固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その１）

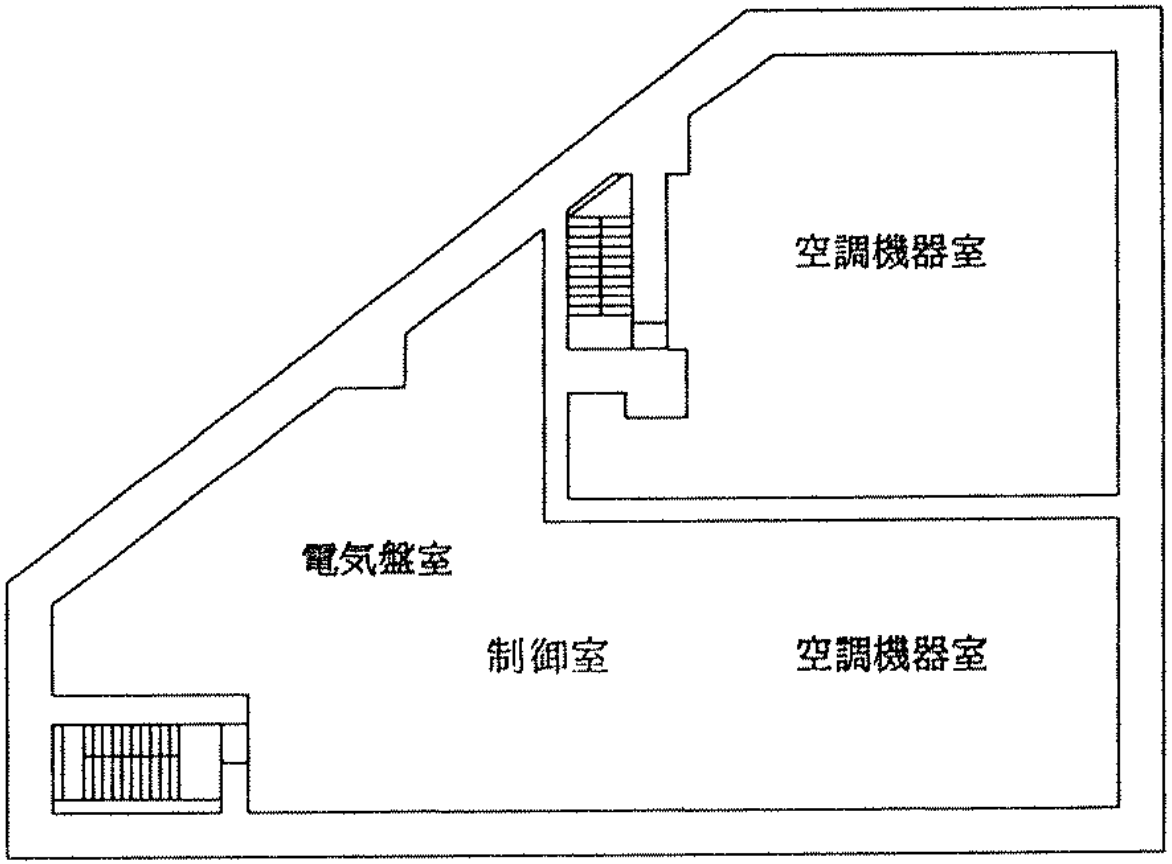


地下１階



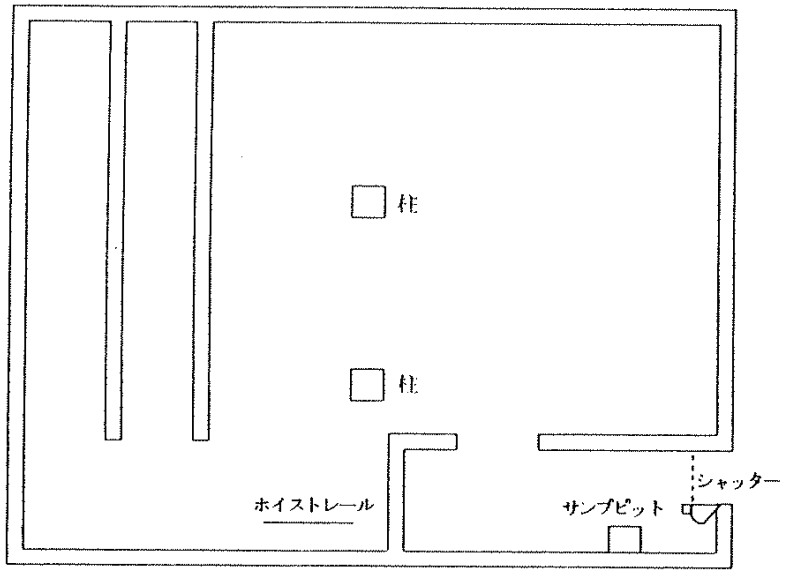
１　階

第 7.3.7 図　第２固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その２）

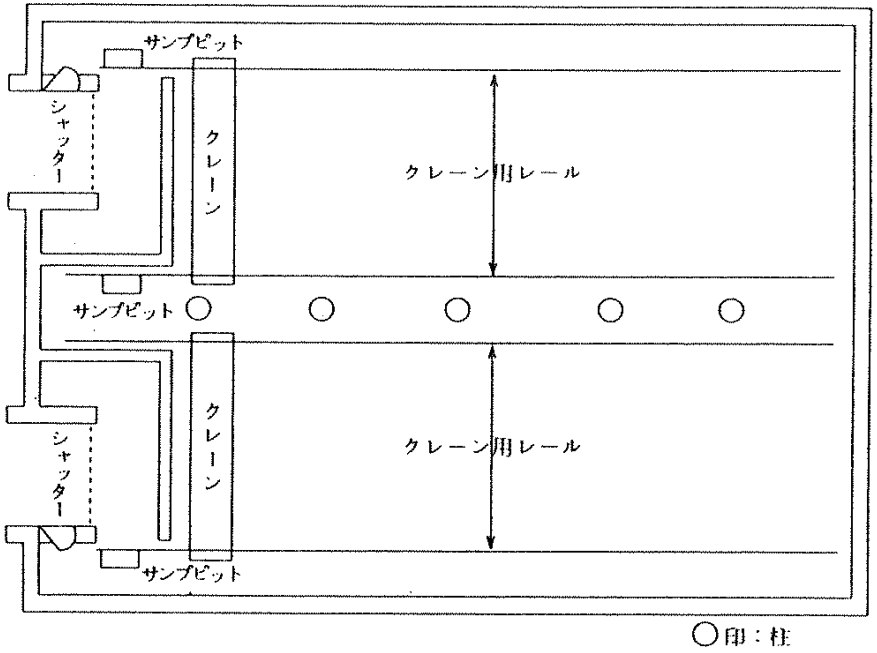


2　階

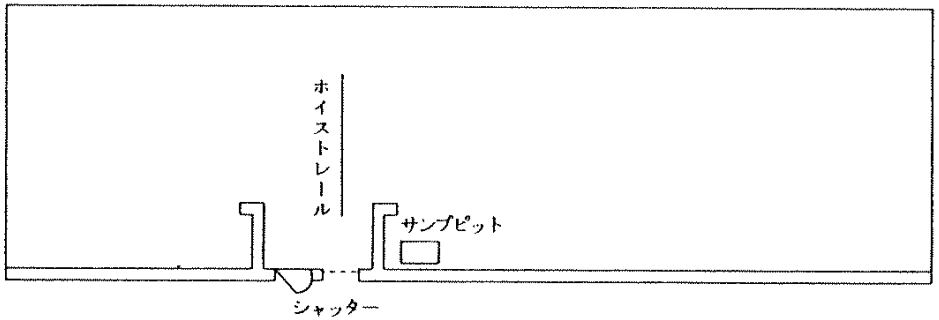
第 7.3.7 図　第２固体廃棄物処理建屋内機器配置図（その３）



1－廃棄物庫

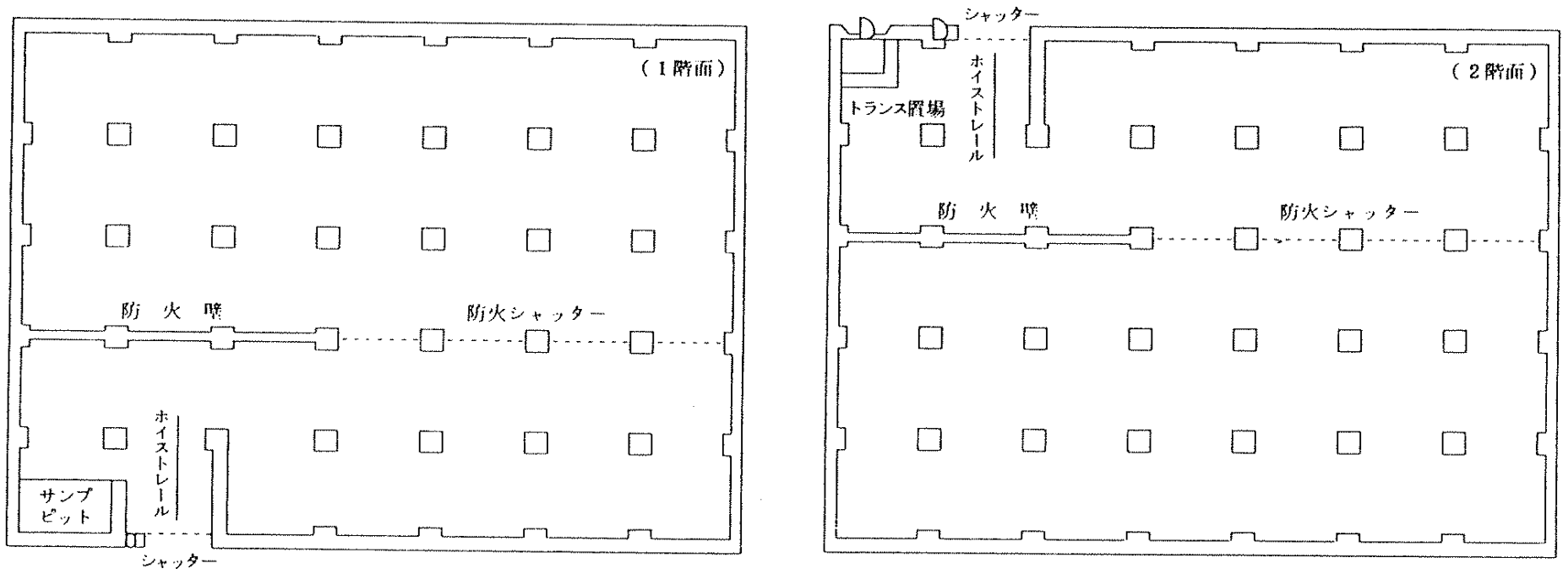


3－廃棄物庫

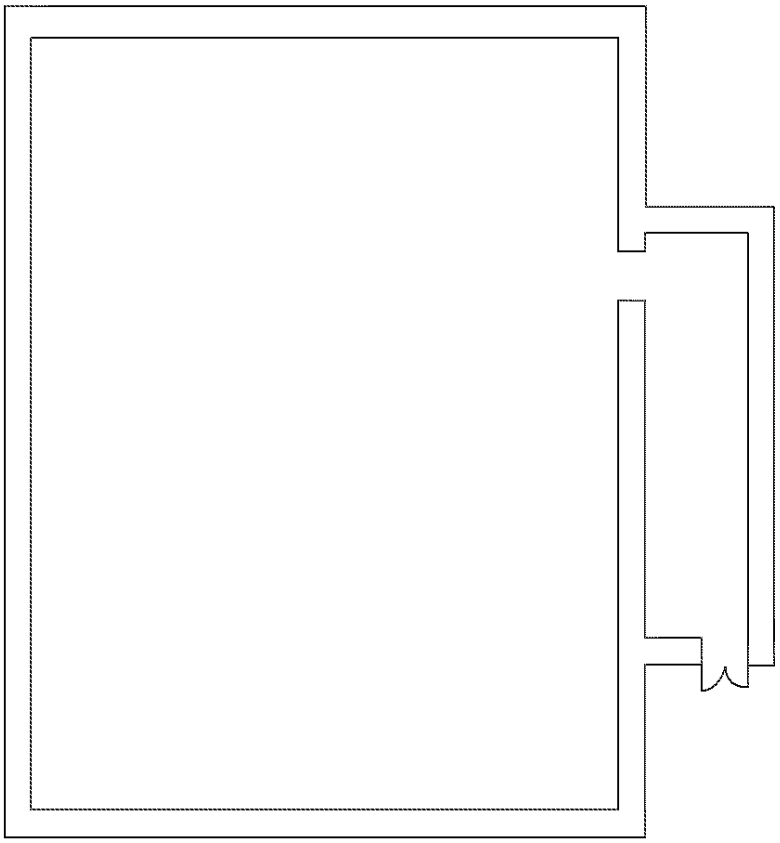


2－廃棄物庫

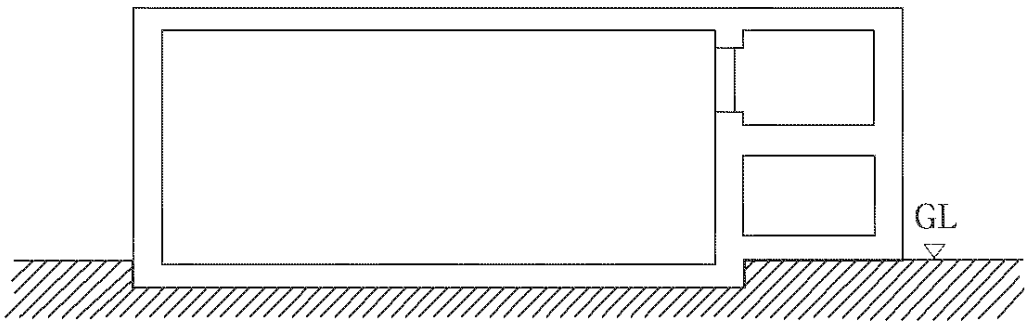
第 7.3.8 図　固体廃棄物庫概略平面図（その１）



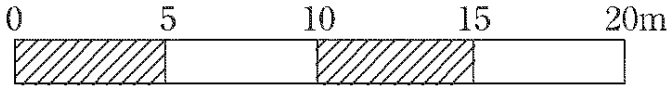
第 7.3.8 図　固体廃棄物庫概略平面図（その２）



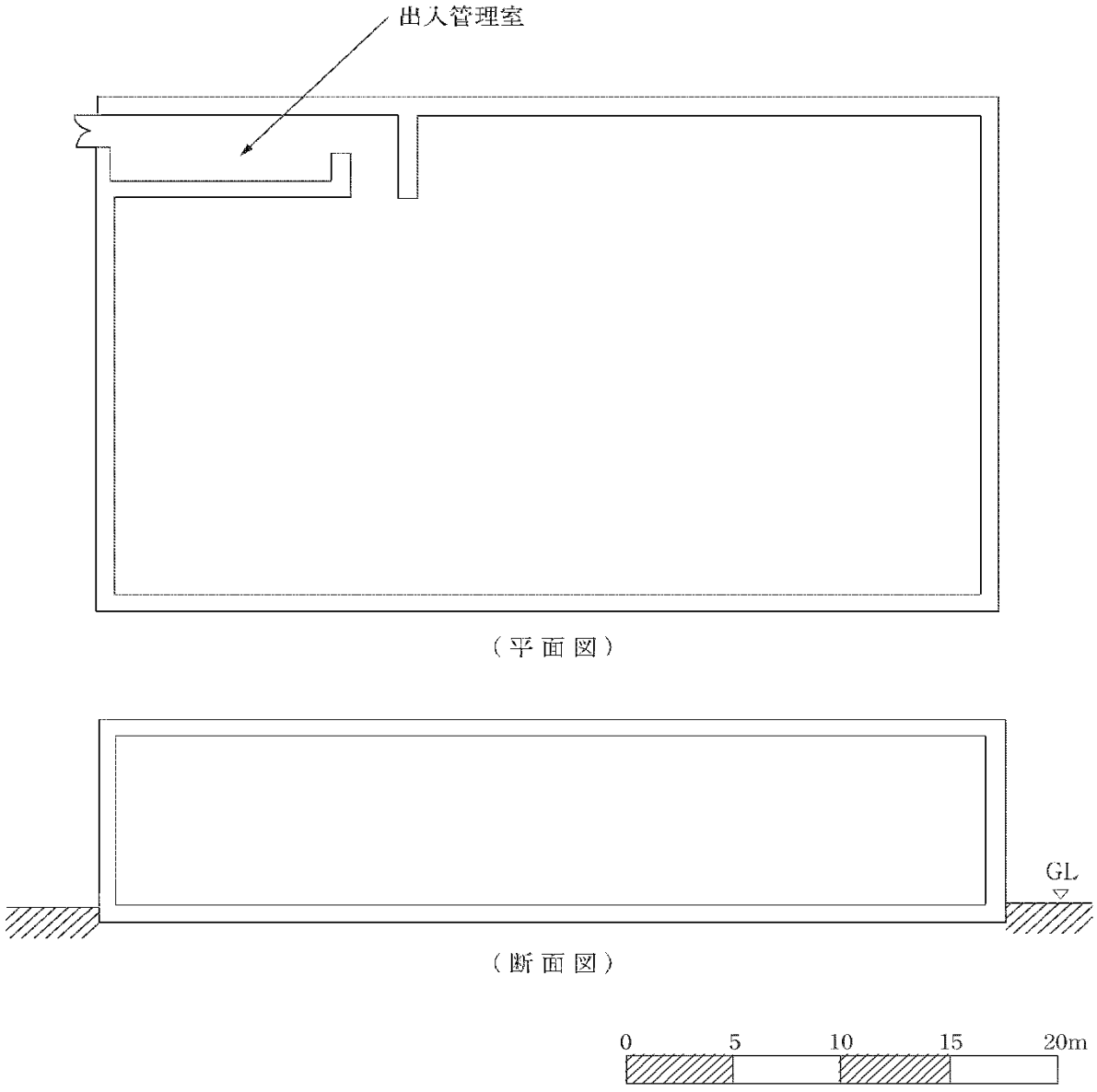
（１階平面図）



（断面図）



第 7.3.9 図　Ａ蒸気発生器保管庫平面図・断面図（１号、２号及び３号炉共用）



第 7.3.10 図　B蒸気発生器保管庫平面図・断面図（１号、２号及び３号炉共用）

8. 放射線管理施設

8.1 放射線管理設備

8.1.1 通常運転時等

8.1.1.1 概要

放射線管理施設は、発電所周辺の一般公衆及び放射線業務従事者等を、本発電所に起因する放射線被ばくから十分に防護するためのもので、放射線管理関係設備、放射線監視設備及び放射線防護設備からなる。

8.1.1.2 設計方針

通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、敷地周辺の一般公衆及び従業員の放射線被ばくが十分低く保たれている事を監視するため、次の設計方針に基づき、放射線管理設備を設ける。

(1) 放射線業務従事者、管理区域内に立入る者及び物品の搬出入に対して出入管理、汚染管理及び各個人の被ばく管理ができる設計とする。

(2) 通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、異常な放射性物質の放出、発電所内外の空間線量、放射性物質濃度等を測定及び監視できる設計とする。

(3) 万一の事故に備えて、必要な放射線計測器及び防護作業器材を備える。

(4) 中央制御室に必要な情報及び緊急時対策所に必要な情報の通報が可能である設計とする。

(5) 事故時に監視が必要な放射線監視設備は非常用所内電源に接続する。

(6) 放射線監視設備は、測定対象核種、測定下限濃度、測定頻度、試料採取方法等を適切に定め管理すること等で、通常運転時、発電所外へ放出される放射性物質の放射能量を監視できる設計とする。

なお、放射線監視設備は、「発電用軽水型原子炉施設における放出放射性物質の測定に関する指針」に適合する設計とする。

(7) 事故時に監視が必要な放射線監視設備は、事故時の環境条件（温度、圧力、蒸気雰囲気等）によってその機能が損なうことのないものとする。

(8) モニタステーション及びモニタポストは、非常用所内電源に接続し、電源復旧までの期間、電源を供給できる設計とする。さらに、モニタステーション及びモニタポストは、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置を有し、電源切替え時の短時間の停電時に電源を供給できる設計とする。また、モニタステーション及びモニタポストから中央制御室までのデータ伝送系及び緊急時対策所までのデータ伝送系は、有線及び無線により、多様性を有し、指示値は中央制御室及び緊急時対策所で監視できる設計とする。モニタステーション及びモニタポストは、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに中央制御室に警報を発信する設計とする。

(9) 放射性気体廃棄物の放出管理及び発電所周辺の被ばく線量評価並びに一般気象データ収集のため、発電所敷地内で気象観測設備により風向、風速その他の気象条件を測定及び記録できる設計とする。

8.1.1.3 主要設備

(1) 放射線管理関係設備

出入管理、汚染管理、化学分析及び放射能測定のため、次の設備を設ける。

(1) 出入管理設備

原子炉格納施設、補助建屋及び使用済燃料輸送容器保管建屋（３号炉補助建屋連絡暗渠を含む）内管理区域への立入りは、出入管理室を通る設計とし、ここで人員及び物品等の出入管理を行う。ただし、燃料及び大型機器の搬出入に際しては、補助建屋、使用済燃料輸送容器保管建屋及び原子炉格納施設の機器搬入口で出入管理を行う。また、放射線管理に必要な各種のサーベイメータ等を備える。

固体廃棄物処理建屋及び第２固体廃棄物処理建屋内管理区域への立入りについても、専用の出入管理室を通る設計とし、ここで出入管理を行う。

(2) 汚染管理設備

原子炉格納施設及び補助建屋内管理区域への人の出入りに伴う汚

染の管理を行うために、汚染管理設備を設ける。

これには、更衣室、シャワ室、退出モニタ及び汚染衣類の洗たく室を備える。

また、固体廃棄物処理建屋及び第２固体廃棄物処理建屋内管理区域の汚染管理設備（１号、２号及び３号炉共用）には、更衣室、シャワ室及び退出モニタを備える。

(3) 試料分析関係設備

１次冷却設備、廃棄物処理設備、その他各設備からの試料の一般化学分析及び放射化学分析並びに放射能測定を行うために、次のようなものを設ける。

なお、環境試料の放射能の測定は、環境モニタリングセンターが行う。

a. 試料採取室

各種系統からの試料をこの室で採取する。試料採取設備の詳細については、「6.5　試料採取設備」に述べるが、当室内にある主な設備は、次のとおりである。

サンプルクーラ、サンプルシンク、サンプルフード等

b. 放射化学室

放射性試料の前処理及び放射化学分析を行うために、放射化学室を設ける。

放射化学分析は第8.1.1.1表に示す主要器具を必要に応じて使用する。

c. コールド化学室（１号、２号及び３号炉共用）

２次系試料の前処理及び一般化学分析を行うために、コールド化学室を設ける。

一般化学分析は、第8.1.1.2表に示す主要器具を必要に応じて使用する。

d. ホットカウント室

各種系統及び作業環境の放射性試料の放射能を測定するためにホットカウント室を設ける。

放射能測定は、第8.1.1.3表に示す主要装置を必要に応じて使用する。

e. モニタ校正室（１号、２号及び３号炉共用）

サーベイメータ及び可搬型エリアモニタ等の放射線測定器の校正及び校正用密封線源の保管をするために、モニタ校正室を設ける。

当室内にある主な設備は、次のとおりである。

モニタ校正装置、線源貯蔵室等

(4) 個人管理関係設備（１号、２号及び３号炉共用）

放射線業務従事者の外部被ばく管理のために、フィルム・バッジ及び警報付ディジタル線量計等を備える。また、内部被ばく管理のために、体内の放射能を測定するホールボディ・カウンタを設ける。

個人管理のための測定は、第8.1.1.4表に示す主要測定器を必要に応じて使用する。

(2) 放射線監視設備

放射線監視設備は、プロセスモニタリング設備、エリアモニタリング設備、周辺モニタリング設備及び放射線サーベイ設備からなり次の機能を持つ。

・各系統及び各区域における放射能異常を早期に検出し警報を発する。

・プラント外へ制御しながら放出する放射性物質を常時監視する。

a. プロセスモニタリング設備

プロセスモニタは、連続的に放射線を測定する。中央制御室内でその自動記録、指示を行い、かつ、放射線管理室においても自動記録を行う。また、放射線レベルが基準設定値を超えたときは、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する。ただし、固体廃棄物処理建屋内の廃棄物処理設備の各プロセスモニタ（１号、２号及び３号炉共用）は固体廃棄物処理建屋内制御室で自動記録、指示及び警報発信を行うとともに、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する。

また、第２固体廃棄物処理建屋内の廃棄物処理設備のプロセス

モニタ（１号、２号及び３号炉共用）は、第２固体廃棄物処理建屋内制御室で自動記録、指示及び警報発信を行うとともに、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する。

プロセスモニタとして次のものがある。

a. 原子炉格納施設モニタ

原子炉格納施設内の放射性ガス及びじんあいの監視を行うもので、格納容器ガスモニタ（1台）及び格納容器じんあいモニタ（1台）を設ける。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

b. 排気筒モニタ

排気筒から排出される放射性ガスの監視を行うもので、格納容器排気筒ガスモニタ（1台）及び補助建屋排気筒ガスモニタ（1台）を設ける。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

c. 主蒸気管モニタ（3 台）

蒸気発生器伝熱管破損時に主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁から放出される蒸気中の放射性物質の濃度の監視を行う。検出器には、電離箱を使用する。

d. 復水器空気抽出器ガスモニタ（1 台）

復水器空気抽出ポンプの排気中の放射能を監視し、１次冷却材の２次系への漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

e. 蒸気発生器ブローダウン水モニタ（1 台）

蒸気発生器２次側ブロー水中の放射能を監視し、１次冷却材の２次系への漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

f. 高感度型主蒸気管モニタ（3 台）

主蒸気管中の放射性物質の濃度を監視し、１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

g. 原子炉補機冷却水モニタ（2 台）

原子炉補機冷却水中の放射能を監視し、１次冷却設備、化学体

積制御設備、余熱除去設備、試料採取設備、廃棄物処理設備等から、原子炉補機冷却水中への放射性物質の漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

h. 液体廃棄物処理設備排水モニタ（1台）

液体廃棄物処理設備で処理した排水中の放射能を監視する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

i. 1次系補助蒸気復水モニタ（1台）

液体廃棄物処理設備の廃液蒸発装置等の1次系補機への加熱蒸気の復水ドレン中の放射能を監視し、1次系補機から加熱用補助蒸気側への放射性物質の漏えいを検知する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

j. 冷却材連続モニタ（1台）

原子炉運転中の冷却材の放射能を連続的に監視する。検出器には、半導体検出器を使用する。

k. アスファルト固化復水器排ガスモニタ（1号、2号及び3号炉共用）

アスファルト固化復水器の排ガス中の放射性ガスを監視する。検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

l. 雑固体焼却炉排ガスモニタ（1号、2号及び3号炉共用）

雑固体焼却炉の排ガス中の放射性ガス及びじんあいの監視を行うもので、ガスモニタ及びじんあいモニタの検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

m. 固体廃棄物処理建屋排気ガスモニタ（1号、2号及び3号炉共用）

固体廃棄物処理建屋の排気中の放射性ガスの監視を行うもので、ガスモニタ（1台）を設ける。ガスモニタ検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

n. 第2固体廃棄物処理建屋排気モニタ（1号、2号及び3号炉共用）

第2固体廃棄物処理建屋の排気中の放射性ガス及びじんあいの監視を行うもので、ガスモニタ（1台）及びじんあいモニタ（1台）を設ける。各モニタの検出器には、シンチレーション検出器を使用する。

b. エリアモニタリング設備

建屋内、室内等の外部放射線に係る線量当量率を連続的に測定するために、エリアモニタリング設備を設ける。

この設備は、中央制御室で指示、自動記録を行い、放射線レベルが設定値以上になると現場、中央制御室及び、放射線管理室に警報を発する。ただし、固体廃棄物処理建屋のエリアモニタ（１号、２号及び３号炉共用）は、固体廃棄物処理建屋内制御室で指示、自動記録を行い、放射線レベルが設定値以上になると現場、固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する。また、第２固体廃棄物処理建屋内雑固体分別エリアのエリアモニタ（１号、２号及び３号炉共用）は、第２固体廃棄物処理建屋内制御室で指示、自動記録を行い、放射線レベルが設定値以上になると現場、第２固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室に警報を発する。

また、使用済燃料輸送容器保管建屋のエリアモニタ（１号、２号及び３号炉共用）は、使用済燃料輸送容器保管建屋内制御室で指示、自動記録を行い、放射線レベルが設定値以上になると現場、使用済燃料輸送容器保管建屋内制御室及び中央制御室に警報を発する。

エリアモニタを設ける区域は、次のとおりである。

(a) 中央制御室
(b) 補助建屋内ドラム詰め室
(c) 放射化学室
(d) 充てんポンプ室
(e) ガス圧縮機室
(f) 使用済燃料ピット付近
(g) 試料採取室
(h) 原子炉格納容器内（エアロック付近）
(i) 原子炉格納容器内（炉内核計装付近）
(j) 固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）

(k) 第２固体廃棄物処理建屋雑固体分別エリア（１号、２号及び３号炉共用）

(l) 使用済燃料輸送容器保管建屋内（１号、２号及び３号炉共用）

また、燃料取扱い中の原子炉格納容器内（E.L.＋32.3 m付近）、補修中の機器室の付近には可搬式エリアモニタ装置を必要に応じて設ける。

さらに、事故時において十分な測定範囲を有する格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）を設ける。

c. 周辺モニタリング設備

(a) 固定モニタリング設備（１号、２号及び３号炉共用）

発電所敷地内及び敷地周辺の空間放射線量率及び空気中のじんあいを測定するためにモニタステーションを、空間放射線量率を連続測定するためにモニタポストを設ける。また、空間積算線量を測定するためにモニタポイントを設ける。

モニタステーション及びモニタポストの電源系は、非常用所内電源、野外モニタ分電盤（１号、２号及び３号炉共用）、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置（１号、２号及び３号炉共用）から構成される。

モニタステーション及びモニタポストは、非常用所内電源に接続し、電源復旧までの期間、電源を供給できる設計とする。さらに、モニタステーション及びモニタポストは、モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置を有し、電源切替え時の短時間の停電時に電源を供給できる設計とする。

また、モニタステーション及びモニタポストから中央制御室までのデータ伝送系及び緊急時対策所までのデータ伝送系は、有線及び無線により、多様性を有し、指示値は中央制御室及び緊急時対策所で監視できる設計とする。モニタステーション及びモニタポストは、その測定値が設定値以上に上昇した場合、直ちに中央制御室に警報を発信する設計とする。

主な固定モニタリング設備の仕様を第 8.1.1.5 表に示す。

(b) 移動式放射能測定装置（モニタ車）（環境モニタリングセンター、１号、２号及び３号炉共用）

周辺地域のモニタリングを行うために、環境モニタリングセンターに設けている移動式放射能測定装置（モニタ車）1 台を共用する。

また、万一、放射性物質の異常放出があった場合敷地周辺の放射線測定を行うために、移動式放射能測定装置（モニタ車）2 台を共用する。

(c) 気象観測設備

排気の放出管理及び一般気象データ収集のために発電所敷地内で、気温、風向、風速及び降雨量を連続監視し、中央制御室で記録を行う。

d. 放射線サーベイ設備

所内の必要箇所、特に管理区域内で、運転員がしばしば立ち入る箇所及び原子炉の運転・保守上必要な箇所の外部放射線に係る線量当量率、空気中及び水中の放射性物質濃度、並びに表面の放射性物質の密度のうち、必要なものを定期的に測定し、監視する。

外部放射線に係る線量当量率は、可搬型の各種サーベイメータを用いて測定し、空気中及び水中の放射性物質濃度は、サンプリングして測定する。

また、表面の放射性物質の密度は、サーベイメータ又はスミヤ法により測定する。

測定は、第8.1.1.6表に示す主要計測器を必要に応じて使用する。

8.1.1.4 手順等

(1) モニタステーション及びモニタポストの電源機能、警報機能及びデータ伝送系の多様性を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに必要に応じ補修を行う。

(2) モニタステーション及びモニタポストの電源、警報及びデータ伝

送系の保守管理に関する教育を定期的に実施する。

8.1.2 重大事故等時

8.1.2.1 概要

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

監視測定設備配備概要図を第 8.1.2.1 図に示す。

使用済燃料ピットに係る重大事故等により、使用済燃料ピット区域の空間線量率が変動する可能性のある範囲にわたり測定するために必要な重大事故等対処設備を保管する。

重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータである原子炉格納容器内の放射線量率を計測又は監視及び記録ができる重大事故等対処設備を設置する。

緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを保管する。

8.1.2.2 設計方針

重大事故等対処設備（放射線量の測定）として、可搬式モニタリングポストを使用する。可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、モニタステーション及びモニタポストが機能喪失した場合の代替手段として、発電所敷地境界付近において、原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とし、モニタステーション及びモニタポストを代替し得る

原子力災害対策特別措置法第 10 条及び第 15 条に定められた事象の判断に必要な十分な個数を保管する。

また、可搬式モニタリングポストは、重大事故等が発生した場合に、発電所海側敷地境界方向（緊急時対策所用と兼用）を含む原子炉格納施設を囲む８方位において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる設計とする。

可搬式モニタリングポストの指示値は、無線（衛星系回線）により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。可搬式モニタリングポストで測定した放射線量は、原則、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われない設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。可搬式モニタリングポストの電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬式モニタリングポスト

設計基準事故対処設備であるモニタステーション及びモニタポストは、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2　代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2　代替電源設備）
・タンクローリー（10.2　代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2　代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2　代替電源設備」にて記載する。

移動式放射能測定装置（モニタ車）のダスト・よう素サンプラ、汚染サーベイメータ又はよう素モニタが機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（放射性物質の濃度の測定）として可搬型放射線計測装置を使用する。

可搬型放射線計測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中）を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるように測定値を表示する設計とし、移動式放射能測定装置（モニタ車）の測定機能を代替し得る十分な個数を保管する。可搬型放射線計測装置（ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ）の電源は、乾電池を使用する設計とする。可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ）の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ）

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度及び放射線量の測定）として、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量を測定するために、可搬型放射線計測装置、電離箱サーベイメータ及び小型船舶を使用する。

可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるように測定値を表示する設計とし、発電所の周辺海域においては、小型船舶を用いる設計とする。可搬型放射線計測装置（ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）、電離箱サーベイメータの電源は、乾電池を使用する設計とする。可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ）の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）

・電離箱サーベイメータ

・小型船舶

これらの設備は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損が発生した場合に放出されると想定される放射性物質の濃度及び放射線量を測定できる設計とする。

重大事故等時に発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備として以下の重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件の測定）を設ける。

気象観測設備が機能喪失した場合を代替する重大事故等対処設備（風向、風速その他の気象条件の測定）として、可搬型気象観測装置を使用する。

可搬型気象観測装置は、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる設計とする。可搬型気象観測装置の指示値は、無線により伝送し、緊急時対策所で監視できる設計とする。可搬型気象観測装置で測定した風向、風速その他の気象条件は、原則、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われない設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。可搬型気象観測装置の電源は、充電池を使用する設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬型気象観測装置

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、使用済燃料ピット区域の空間線量率について、使用済燃料ピットに係る重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定可能な設計とする。可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係の評価及び各設置場所での関係を把握し、測定結果の傾向を確認することで、使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定できる設計とするとともに、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から

給電できる設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、原子炉格納容器内の放射線量率を想定される重大事故等に計測又は監視及び記録ができる設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は以下のとおりとする。

・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）

・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定できる設計とする。

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタの多様性、位置的分散、悪影響防止、容量等、環境条件等、操作性の確保及び試験検査については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

8.1.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

設計基準事故対処設備であるモニタステーション及びモニタポストは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替交流電源から給電できる設計とする。空冷式非常用発電装置の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

放射線量の測定における空冷式非常用発電装置を使用した代替交流電源は、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、格納容

器内高レンジエリアモニタ（低レンジ)、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ)、モニタステーション及びモニタポストに給電でき、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替交流電源から給電できる設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、主要パラメータ及び代替パラメータに対して可能な限り多様性を考慮した設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測における電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、空冷式のディーゼル発電機を使用し、原子炉補助建屋内の蓄電池（安全防護系用）に対して、電源車は原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管し、可搬式整流器は原子炉補助建屋内の異なる区画に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

可搬式モニタリングポスト、可搬型放射線計測装置及び可搬型気象観測装置は、モニタステーション、モニタポスト、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び気象観測設備と異なる場所で、かつ耐震性を有する緊急時対策所内に保管することで、同時に機能喪失しない設計とする。

8.1.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

可搬式モニタリングポスト、可搬型放射線計測装置、電離箱サーベイメータ、小型船舶及び可搬型気象観測装置は、他の設備から独

立して単独で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は、重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、チャンネル相互を物理的、電気的に分離し、チャンネル間の独立性を図るとともに、主要パラメータ及び代替パラメータ間においてもパラメータ相互を分離し、パラメータ間の独立性を図り他の設備に悪影響を及ぼさないよう独立した設計とする。

8.1.2.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を測定する可搬式モニタリングポスト、可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、「発電用軽水型原子炉施設における事故時の放射線計測に関する審査指針」に定める測定上限値を満足する設計とする。

可搬型気象観測装置は、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に定める通常観測の観測項目を測定できる設計とする。

可搬式モニタリングポストは、10 個（モニタステーション及びモニタポストを代替し得る原子力災害対策特別措置法第 10 条及び第 15 条に定められた事象の判断に必要な十分な個数としての 6 個を含み、原子炉格納施設を囲む 8 方位における放射線量の測定が可能な個数)、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 11 個を保管する設計とする。

可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ）は、移動式放射能

測定装置（モニタ車）の代替測定並びに発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度を測定し得る十分な個数として各 2 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として各 1 個の合計各 3 個を保管する設計とする。

可搬型放射線計測装置（ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）は、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度を測定し得る十分な個数として各 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として各 1 個の合計各 2 個を保管する設計とする。

電離箱サーベイメータは、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において放射線量を測定し得る十分な個数として 2 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 3 個を保管する設計とする。

小型船舶は、発電所の周辺海域において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量の測定を行うために必要な台数として 1 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 2 台を保管する設計とする。また、小型船舶は、発電所の周辺海域において、原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量の測定を行うために必要な測定装置及び要員を積載できる設計とする。

可搬型気象観測装置は、気象観測設備が機能喪失しても代替し得る個数として 1 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を保管する設計とする。

可搬式モニタリングポスト、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ)、電離箱サーベイメータ及び可搬型気象観測装置の電源は、充電池又は乾電池を使用し、予備品と交換することで、重大事故等時の必要な期間測定できる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、1 セット 2 個使用する。保有数は 1 セット 2 個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに故障時のバックアップ用として 1 個の合計 3 個を保管する設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、設計基準を超える状態において原子炉施設の状態を推定するための計測範囲を有する設計とする。

8.1.2.2.4 環境条件

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

可搬式モニタリングポスト及び可搬型気象観測装置は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。人が携行して測定が可能な設計とする。

小型船舶は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。また、海で使用するため、耐腐食性材料を使用する設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、原子炉補助建屋内に保管し、屋外に設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。使用済燃料ピットの水位が異常に低下する事故時に使用するため、その環境を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、重大事故等時の原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

8.1.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

可搬式モニタリングポスト及び可搬型気象観測装置は、接続をコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

可搬型放射線計測装置及び電離箱サーベイメータは、接続がなく単体で使用し付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

可搬式モニタリングポスト、可搬型放射線計測装置、電離箱サーベイメータ及び可搬型気象観測装置は、人力による運搬、移動ができる設計とする。

小型船舶は、容易に操縦ができ、車両等により運搬、移動ができる設計とする。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタの取付架台への取り付けは、複数の場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価及び各設置場所間での関係性を把握している場所のうち設置場所としている箇所で、取付金具を用いて確実に取り付けできる設計とする。可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタのケーブル接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

8.1.2.3 主要設備及び仕様

重大事故等対処設備の主要設備及び仕様を第 8.1.2.1 表～第 8.1.2.2 表に示す。

8.1.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

放射線量の測定に使用する可搬式モニタリングポスト、電離箱サーベイメータ、放射性物質の濃度の測定に使用する可搬型放射線計測装置（ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）は、校正用線源による特性の確認ができる設計とする。

試料採取に使用する可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ）は、外観点検及び機能・性能確認ができる設計とする。

海上モニタリングに使用する小型船舶は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

風向、風速その他の気象条件の測定に使用する可搬型気象観測装置は、特性の確認が可能な設計とする。

可搬式モニタリングポスト及び可搬型気象観測装置は、データ伝送機能確認ができる設計とする。

8.1.3 放射線防護設備

平常時及び非常時の放射線防護並びに救助活動に必要な防護マスク、無線機等の防護用機器を備える。又、鉛しゃへいブロック等のしゃへい用器材及び汚染除去用器材を備える。

8.2 換気設備

8.2.1 概要

換気空調設備は、通常運転時及び事故時に発電所従業員に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質を除去低減するもので、原子炉格納施設の換気設備、原子炉補助建屋の換気設備、固体廃棄物処理建屋及び第２固体廃棄物処理建屋の換気設備、タービン建屋の換気設備並びに緊急時対策所換気設備等で構成する。

アニュラス空気再循環設備及び安全補機室空気浄化設備は、「9.3 アニュラス空気再循環設備」及び「9.4 安全補機室空気浄化設備」で述べているので、ここでは省略する。

8.2.2 設計方針

(1) 換気空調設備は、管理区域内と管理区域外を別系統とする。なお、中間建屋は管理区域内と管理区域外があり、同一系統を用いて換気を行うが、管理区域内の空気が直接管理区域外へ流れない設計とする。

(2) 換気は、清浄区域に新鮮な空気を供給して放射能レベルの高い区域に向かって流れるようにし、排気は適切なフィルタを通して行う。

(3) 各換気系統は、その容量が区域及び部屋の必要な換気並びに除熱を十分に行えるようにする。

なお、換気量は、原子炉格納容器は 1.5 回/h 以上、原子炉補助建屋は 2 回/h 以上の換気回数とする。

(4) 各換気空調設備のフィルタは、点検及び交換ができるように設計する。また、よう素フィルタには、温度感知設備を設ける。

(5) 中央制御室換気設備は、事故時には外気との連絡口を遮断し、よう素フィルタを通る閉回路循環運転方式とし、運転員等を内部被ばくから防護する設計とする。

(6) 安全機能の重要度が特に高い安全機能を有する換気空調設備においては、単一故障を仮定しても、所定の安全機能を失うことのないよう原則として多重性を備える設計とする。

8.2.3 主要設備

8.2.3.1 原子炉格納施設の換気設備

原子炉格納施設の換気設備については添付書類八の 9.2、9.3 及び 9.12 に記載している。

8.2.3.2 原子炉補助建屋の換気設備

原子炉補助建屋の換気設備は補助建屋換気設備及び中央制御室換気設備で構成する。

8.2.3.2.1 補助建屋換気設備

原子炉補助建屋は、放射性物質を含む設備及び含む恐れのある設備を収納する放射性区域と、原子炉補機冷却設備室等の放射性物質を含む恐れのない設備を収納する非放射性区域に分ける。また、放射性区域は放射性汚染の程度により、一般補機室、使用済燃料ピット及び工学的安全設備の充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、内部スプレポンプ等を収納する安全補機室に分ける。

補助建屋換気設備は、送気設備、排気設備及び安全補機室空気浄化設備で構成する。補助建屋換気系統説明図を第 8.2.1 図に示す。なお、安全補機室空気浄化設備は、「9.4 安全補機室空気浄化設備」にて記載する。

(1) 補助建屋送気設備

原子炉補助建屋内の放射性区域に外気を供給するために補助建屋送気ファン及び補助建屋送気冷暖房ユニットを設ける。補助建屋送気冷暖房ユニットは、粗フィルタ及び加熱コイルで構成し、取り入れた空気をろ過した後、温度を冬季に約 10℃以上に保つために加熱コイルにより温度調節を行う。

非放射性区域に外気を供給するために、中間建屋送気ファン及び中間建屋送気冷暖房ユニットを設ける。中間建屋送気冷暖房ユニットは、粗フィルタ及び加熱コイルで構成し、取り入れた空気をろ過した後、温度を冬季に約 10℃以上に保つために加熱コイル

により温度調節を行う。

(2) 補助建屋排気設備

放射性区域の一般補機室、使用済燃料ピット及び安全補機室からの排気並びにアスファルト固化装置からのアスファルト固化復水器排ガス等を集合して、補助建屋排気フィルタユニットでろ過した後、補助建屋排気ファンにより排気筒へ排出する。補助建屋排気フィルタユニットは、粗フィルタ及び微粒子フィルタで構成し、排気中の微粒子をろ過する。

非放射性区域の排気は、別置の排気ファンで行う。

主な機器

補助建屋送気設備

補助建屋送気冷暖房ユニット

基	数	2
容	量	約 1,480m^3/min（1 基当たり）

補助建屋送気ファン

台	数	2
容	量	約 1,480m^3/min（1 台当たり）

中間建屋送気冷暖房ユニット

基	数	1
容	量	約 1,090m^3/min

中間建屋送気ファン

台	数	2
容	量	約 1,090m^3/min（1 台当たり）

補助建屋排気設備

補助建屋排気フィルタユニット

基	数	2
容	量	約 1,480m^3/min（1 基当たり）

補助建屋排気ファン

台	数	3（予備 1）
容	量	約 1,480m^3/min（1 台当たり）

中間建屋排気ファン

台	数	2
容	量	約 1,000m^3/min（1 台当たり）

8.2.3.2.2 中央制御室換気設備

(a) 通常運転時

中央制御室、リレー室、計算機室等の換気及び冷暖房は、冷却コイルを内蔵した制御建屋冷暖房ユニット、中央制御室非常用循環フィルタユニット、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環ファン等から構成する中央制御室換気設備により行うことができる設計とする。

通常運転時は、外気との連絡口を用いて外気を取り入れることができる設計とする。

出入管理室の排気は、出入管理室フィルタユニットを通して、出入管理室排気ファンにより補助建屋排気設備に導き、排気筒から放出することができる設計とする。

中央制御室換気設備には、通常ラインのほか、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、事故時には外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。

中央制御室外の火災により発生する有毒ガス等に対し、中央制御室換気設備の外気取入れを手動で遮断し、閉回路循環方式に切り替えることが可能な設計とする。

中央制御室換気設備は、原子炉冷却材喪失事故後の短期間では動的機器の単一故障及び外部電源喪失を仮定した場合でも本設備

の機能を保つよう設計する。また、事故後 24 時間以上経過した長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の故障を仮定しても、当該設備に要求される原子炉制御室非常用換気空調機能を達成できる設計とする。

なお、単一設計とするフィルタユニット及びダクトの一部については、劣化モードに対する適切な保守管理を実施し、故障の発生を低く抑えるとともに、想定される故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とする。中央制御室換気設備系統説明図を第 8.2.2 図に、主要設備の仕様を第 8.2.1 表に示す。

(b) 重大事故等時

(b-1) 設計方針

重大事故等時において、中央制御室換気設備は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した中央制御室非常用循環フィルタユニット並びに中央制御室非常用循環ファンからなる非常用ラインを設け、外気との連絡口を遮断し、中央制御室非常用循環フィルタユニットを通る閉回路循環方式とし、運転員を内部被ばくから防護する設計とする。

運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室遮蔽の機能とあわせて、運転員の実効線量が 7 日間で 100mSv を超えないようにすることにより、中央制御室の居住性を確保できる設計とする。

外部との遮断が長期にわたり、室内の環境が悪くなった場合には、外気を中央制御室非常用循環フィルタユニットで浄化しながら取り入れることも可能な設計とする。

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、中央制御室換気設備の制御建屋冷暖房ユニットがあり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計

を行う。

中央制御室換気設備は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源喪失時においても代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

空冷式非常用発電装置については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

(b-1-1) 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

中央制御室換気設備は、多重性をもったディーゼル発電機から給電でき、系統として多重性を持つ設計とする。

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。

電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

(b-1-2) 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、ダンパ操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離ができることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

(b-1-3) 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

重大事故等時において中央制御室の居住性を確保するための設備として使用する中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環

フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、重大事故等時に運転員の内部被ばくを防止するために必要な浄化機能に対して、設計基準事故対処設備としてのフィルタユニットが持つ浄化能力を使用することにより達成できることを確認した上で、同仕様で設計する。

(b-1-4) 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

(b-1-5) 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

中央制御室換気設備の運転モードの切替えは、中央制御室換気隔離信号による自動動作のほか、中央制御室の運転コンソールでの手動切替操作も可能な設計とする。中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、中央制御室の運転コンソールでの操作が可能な設計とする。また、中央制御室換気設備の空気作動ダンパは、一般的に使用される工具を用いて人力で開操作が可能な構造とする。

(b-2) 主要設備及び仕様

中央制御室換気設備の主要設備及び仕様を第 8.2.2 表に示す。

(b-3) 試験・検査

中央制御室の居住性の確保のために使用する系統（中央制御室（気密性)、中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニ

ット及び制御建屋冷暖房ユニット）は、通常ラインにて機能・性能確認が可能な系統設計とする。

また、中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン及び制御建屋循環ファンは、分解が可能な設計とする。

中央制御室非常用循環フィルタユニット及び制御建屋冷暖房ユニットは、差圧確認が可能な設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。

8.2.3.3 固体廃棄物処理建屋換気設備（１号、２号及び３号炉共用）

固体廃棄物処理建屋換気設備は、送気設備及び排気設備で構成する。

固体廃棄物処理建屋換気系統説明図を第 8.2.3 図に示す。

(1) 固体廃棄物処理建屋送気設備

固体廃棄物処理建屋に外気を供給するために、固体廃棄物処理建屋送気ファン及び固体廃棄物処理建屋送気暖房ユニットを設ける。

固体廃棄物処理建屋送気暖房ユニットは、エアフィルタ及び加熱コイルで構成し、取り入れた空気のろ過及び温度調節を行う。

(2) 固体廃棄物処理建屋排気設備

固体廃棄物処理建屋の排気は、エアフィルタ及び高効率エアフィルタからなる排気フィルタユニットを経て、排気ファンにより建屋屋上の排気筒から排出する。

主な機器

固体廃棄物処理建屋送気設備

固体廃棄物処理建屋送気暖房ユニット

台　　数　　2

容　　量　　約1,550m^3/min/台

固体廃棄物処理建屋送気ファン

台　　数　　2

容　　量　　約1,550m^3/min/台

固体廃棄物処理建屋排気設備

固体廃棄物処理建屋排気フィルタユニット

台　　数　　2

容　　量　　約1,600m^3/min/台

固体廃棄物処理建屋排気ファン

台　　数　　2

容　　量　　約1,600m^3/min/台

8.2.3.4 第２固体廃棄物処理建屋換気設備（１号、２号及び３号炉共用）

第２固体廃棄物処理建屋換気設備は、給気設備及び排気設備で構成する。

第２固体廃棄物処理建屋換気系統説明図を第 8.2.4 図に示す。

(1) 第２固体廃棄物処理建屋給気設備

第２固体廃棄物処理建屋に外気を供給するために、第２固体廃棄物処理建屋給気ファン及び第２固体廃棄物処理建屋給気ユニットを設ける。

第２固体廃棄物処理建屋給気ユニットは、エアフィルタ及び電気加熱コイルで構成し、取り入れた空気のろ過及び温度調節を行う。

(2) 第２固体廃棄物処理建屋排気設備

第２固体廃棄物処理建屋の排気は、エアフィルタ及び高効率エアフィルタからなる排気フィルタユニットを経て、排気ファンにより排気口から排出する。

主な機器

第２固体廃棄物処理建屋給気設備

第２固体廃棄物処理建屋給気ユニット

台　　数　　1

容　　量　　約1,060m^3/min/台

第２固体廃棄物処理建屋給気ファン

台　　数　　2

容　　量　　約1,060m^3/min/台

第２固体廃棄物処理建屋排気設備

第２固体廃棄物処理建屋排気フィルタユニット

台　　数　　1

容　　量　　約980m³/min/台

第２固体廃棄物処理建屋排気ファン

台　　数　　2

容　　量　　約980m³/min/台

8.2.3.5 タービン建屋の換気設備

タービン発電機とその補機室は強制換気方式を採用する。

8.2.3.6 緊急時対策所換気設備

a. 重大事故等時

(a) 設計方針

緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所遮蔽の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計に当たっては、緊急時対策所の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。

また、緊急時対策所外の火災により発生する有毒ガス等に対する換気設備の隔離その他の適切に防護するための設備を設ける設計とする。

緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置を保管する設計とする。

緊急時対策所換気設備の多様性、位置的分散、悪影響防止、容量等、環境条件等、操作性の確保及び試験検査については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

(b) 主要設備及び仕様

緊急時対策所換気設備の主要設備及び仕様は、第 8.2.3 表に示す。

8.3 遮蔽設備

8.3.1 概要

遮蔽設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、発電所周辺の一般公衆及び発電所従業員の受ける線量を低減するもので、次のものから構成される。

(1) 原子炉１次遮蔽
(2) 原子炉２次遮蔽
(3) 補助遮蔽
(4) 燃料取扱い遮蔽
(5) 中央制御室遮蔽
(6) 一時遮蔽
(7) 緊急時対策所遮蔽

8.3.2 設計方針

(1) 発電所周辺の一般公衆が受ける線量については、「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」（以下「線量限度等を定める告示」という。）に定められた周辺監視区域外の値より十分小さくなるようにする。また人の居住の可能性のある敷地境界外において、発電所内の使用済燃料乾式貯蔵施設を除く他の施設からのガンマ線と使用済燃料乾式貯蔵施設からの中性子及びガンマ線とを合算し、実効線量で年間 50 マイクロシーベルトを超えないような遮蔽設計とする。

(2) 燃料取替時、補修時等の通常運転時において、放射線業務従事者等が受ける線量が、「線量限度等を定める告示」に定められた限度を超えないようにするのはもちろん、不必要な放射線被ばくを防止するような遮蔽とする。

(3) 重大事故及び仮想事故においても、発電所周辺の一般公衆の受ける線量が、「原子炉立地審査指針」の目安線量を十分下回る遮蔽とする。

事故時及び重大事故等時に中央制御室内の運転員等に対し、過度の放射線被ばくがないように考慮し、運転員等が中央制御室内にとどま

り、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるように設計する。

重大事故等の発生時に緊急時対策所内の対策要員に対し、過度の放射線被ばくがないように考慮し、事故対応に必要な措置を行うことができる遮蔽設計とする。

(4) 遮蔽は、各場所の放射線レベル、各場所への立入りの頻度、滞在時間等を考慮した上で放射線業務従事者等の放射線被ばくが十分管理できるように、下記の遮蔽設計区分(1)を満足するように設計する。

なお、使用済燃料乾式貯蔵施設については、下記の遮蔽設計区分(2)を満足するように設計する。

遮蔽設計区分(1)

区　　分		設計基準放射線量率
管理区域外	第Ⅰ区分：管理区域外	≦0.00625mSv/h
管理区域内	第Ⅱ区分：立入頻度が比較的多いところ	≦0.01mSv/h
	第Ⅲ区分：立入頻度が比較的少ないところ	≦0.15mSv/h
	第Ⅳ区分：通常は立入り不要のところ	＞0.15mSv/h

遮蔽設計区分(2)

区　　分		設計基準放射線量率
管理区域外	第Ⅰ区分：管理区域外	≦0.0026mSv/h
管理区域内	第Ⅱ区分：立入頻度が比較的多いところ	≦0.01mSv/h
	第Ⅲ区分：立入頻度が比較的少ないところ	≦0.15mSv/h
	第Ⅳ区分：通常は立入り不要のところ	＞0.15mSv/h

8.3.3 主要設備

8.3.3.1 原子炉１次遮蔽

原子炉１次しゃへいは、原子炉容器を直接とり囲む構造物で、通常運転時の原子炉からの放射線を減衰させるとともに、原子炉停止後の１次系補機の保修が可能な程度に、原子炉からの放射線を減衰させる。

原子炉１次しゃへいは、最小厚さ約 2.7m の鉄筋コンクリート壁で、支持構造物を介して原子炉容器を支持する。

原子炉１次しゃへいは、原子炉容器からの伝達熱を除去し、コンクリート内部で吸収される放射線による過熱脱水を防止するため、原子炉容器下部空気冷却設備により空気で冷却する。

8.3.3.2 原子炉２次遮蔽

原子炉２次しゃへいは、原子炉格納容器内の構造物及び原子炉格納容器外周コンクリート壁等の構造物で原子炉格納施設からの放射線を許容レベルに減少させる。原子炉格納容器もこの原子炉２次しゃへいの一部となる。原子炉２次しゃへいは、原子炉１次しゃへいと組合せて原子炉格納施設の外側での放射線量率を通常時は第Ｉ区分に減衰し、また、仮想事故時でも発電所周辺の公衆の受ける線量を「原子炉立地審査指針」に定めるめやす線量を十分下まわるように設計する。原子炉２次しゃへいの主要なものは、蒸気発生器側壁（厚さ約 1.1m の鉄筋コンクリート構造)、原子炉格納容器鋼板（円筒部厚さ約 38mm、ドーム部厚さ約 19mm）及び原子炉格納容器外周コンクリート壁（円筒部厚さ約 0.7m 以上、ドーム部厚さ約 0.4m）である。

8.3.3.3 補助遮蔽

補助しゃへいは、補助建屋内の廃棄物処理設備、化学・体積制御設備、試料採取設備、固体廃棄物処理建屋及び第２固体廃棄物処理建屋内の廃棄物処理設備等の放射性物質を内蔵する機器及び配管からの放射線に対して、放射線業務従事者を保護するもので、主として機器のまわりのコンクリート壁からなる。また、中央制御室のしゃへいは、

仮想事故条件でも中央制御室で必要時間作業を可能とするものである。

補助しゃへいの主なものは、次のとおりである。

1次冷却材浄化イオン交換器しゃへい	約 1.2m
充てんポンプしゃへい	約 0.9m
体積制御タンクしゃへい	約 1.2m
ホールドアップタンクしゃへい	約 1.1m
廃樹脂タンクしゃへい	約 1.3m

8.3.3.4 燃料取扱い遮蔽

燃料取扱い遮蔽は、燃料取替時に原子炉キャビティに張るほう酸水、キャビティ壁、キャナル壁、使用済燃料ピットに張るほう酸水等からなり、燃料取替時、燃料移送時及び使用済燃料貯蔵中（使用済燃料ピットラック再設置時を含む。）に、放射線業務従事者等が安全に作業できるようにする。

燃料取替時のキャビティの水深は最低約 10.5m、また、使用済燃料ピットの水深は約 12m である。また、原子炉キャビティ壁は厚さ約 0.9m、キャナル壁は厚さ約 1.2m の鉄筋コンクリート壁である。

8.3.3.5 中央制御室遮蔽

a. 通常運転時等

中央制御室遮蔽は、原子炉補助建屋内に設置し、原子炉冷却材喪失等の設計基準事故時に、中央制御室内にとどまり必要な操作、措置を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設し、運転員の勤務形態を考慮し、事故後 30 日間において、運転員が中央制御室に入り、とどまっても、中央制御室遮蔽を透過する放射線による線量、中央制御室に侵入した外気による線量及び入退域時の線量が、中央制御室換気設備等の機能とあいまって、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」に示される 100mSv を下回る遮蔽とする。

b. 重大事故等時

(a) 設計方針

中央制御室遮蔽は、重大事故等時に、中央制御室にとどまり必要な操作を行う運転員が過度の被ばくを受けないよう施設する。運転員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる重大事故等時に、全面マスクの着用及び運転員の交代要員体制を考慮し、その実施のための体制を整備することで、中央制御室換気設備の機能とあわせて、運転員の実効線量が 7 日間で 100mSv を超えないよう設計する。

(a-1) 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

中央制御室遮蔽は、原子炉補助建屋と一体のコンクリート構造物とし、倒壊等により他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

(a-2) 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件」に示す。

中央制御室遮蔽は、コンクリート構造物として原子炉補助建屋と一体であり、建屋として重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。

(b) 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

中央制御室遮蔽は、主要部分の断面寸法が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

8.3.3.6 一時遮蔽

一時しゃへいは、放射性物質を内蔵する機器及び設備の保修時あるいは事故時の保守等に一時的に使用するもので、コンクリートブロック、鉛、鉄板等可搬型のものであり必要に応じて使用する。

8.3.3.7 緊急時対策所遮蔽

緊急時対策所遮蔽は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。

緊急時対策所遮蔽の多様性、位置的分散及び試験検査については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

第 8.1.1.1 表　放射化学分析用主要器具

(1) 分光光度計

数　　量　　1

(2) 原子吸光分光分析計

数　　量　　1

(3) ガスクロマトグラフ

数　　量　　1

(4) 電気伝導度計

数　　量　　1

(5) pH 計

数　　量　　1

(6) 濁度計

数　　量　　1

第 8.1.1.2 表　一般化学分析用主要器具（１号、２号及び３号炉共用）

(1) 分光光度計

数　　量　　1

(2) 原子吸光分光分析計

数　　量　　1

(3) 電気伝導度計

数　　量　　1

(4) pH計

数　　量　　1

(5) 濁度計

数　　量　　1

第 8.1.1.3 表　放射能測定用主要装置

(1) γ線多重波高分析装置

数　　量	1
検 出 器	Ge半導体

(2) 液体シンチレーション計数装置

数　　量	1
検 出 器	液体シンチレータ

(3) ＧＭ計数装置

数　　量	3
検 出 器	ＧＭ管

(4) ガス放射能測定装置

数　　量	1
検 出 器	電離箱

(5) 2πガスフロー計数装置

数　　量	1
検 出 器	比例計数管

第 8.1.1.4 表　個人管理関係主要測定器

(1) フィルム・バッジ（１号、２号及び３号炉共用）

個　　数	約 800

(2) 警報付ディジタル線量計（１号、２号及び３号炉共用）

個　　数	約 1,000
検 出 器	半導体

(3) ホールボディ・カウンタ（１号、２号及び３号炉共用）

台　　数	1
検 出 器	Na1 シンチレータ

(4) 退出モニタ

台　　数	2
検 出 器	ガスフローカウンタ

第 8.1.1.5 表　主な固定モニタリング設備の設備仕様

(1) モニタステーション及びモニタポスト（１号、２号及び３号炉共用）

種　　類	NaI(Tl)シンチレーション式検出器、電離箱式検出器
計 測 範 囲	1.0×10^{1}～1.0×10^{8}nGy/h
台　　数	6
伝 送 方 法	有線及び無線

(2) モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置
（１号、２号及び３号炉共用）

容　　量	約 3kVA×5（１台当たり）
電　　源	鉛蓄電池
電　　圧	100V
台　　数	6

(3) 移動式放射能測定装置（モニタ車）
（環境モニタリングセンター、１号、２号及び３号炉共用）

台　　数	1（環境モニタリングセンター）
台　　数	2（１号、２号及び３号炉共用）

(4) 気象観測設備（１号、２号及び３号炉共用）

観 測 項 目	風向、風速、日射量、放射収支量、雨量
台　　数	1
伝 送 方 法	有線

第 8.1.1.6 表　放射線サーベイ設備関係主要測定器

(1) 線量率測定用サーベイメータ

数　　量	約25
検 出 器	ＧＭ管、電離箱

(2) 汚染サーベイメータ

数　　量	約10
検 出 器	ＧＭ管

(3) 中性子線サーベイメータ(１号、２号及び３号炉共用)

数　　量	3
検 出 器	^{3}He比例計数管

(4) 可搬型ダストモニタ

数　　量	4
検 出 器	シンチレーション検出器

(5) 可搬型ガスモニタ

数　　量	4
検 出 器	電離箱

第 8.1.2.1 表　放射線管理設備（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	2
計　測　範　囲	10^{2}～10^{7}μSv/h

(2) 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	2
計　測　範　囲	10^{3}～10^{8}mSv/h

第 8.1.2.2 表　放射線管理設備（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬式モニタリングポスト

種　　類	NaI（Tl）シンチレーション式検出器、 半導体式検出器
計 測 範 囲	B.G.～1,000mGy/h
個　　数	10（予備 1）
伝 送 方 法	無線（衛星系回線）

(2) 可搬型放射線計測装置

a. 可搬式ダストサンプラ

個　　数	2（予備 1）

b. NaI シンチレーションサーベイメータ

種　　類	NaI（Tl）シンチレーション式検出器
計 測 範 囲	B.G.～30μGy/h
個　　数	2（予備 1）

c. 汚染サーベイメータ

種　　類	プラスチックシンチレーション式検出器
計 測 範 囲	0～300kmin^{-1}
個　　数	2（予備 1）

d. ZnS シンチレーションサーベイメータ

種　　類	ZnS（Ag）シンチレーション式検出器
計 測 範 囲	0～99.9kmin^{-1}
個　　数	1（予備 1）

e. β線サーベイメータ

種　　類	プラスチックシンチレーション式検出器
計 測 範 囲	0～300kmin^{-1}
個　　数	1（予備 1）

(3) 電離箱サーベイメータ

種　　類	電離箱式検出器
計 測 範 囲	1.0μSv/h～300mSv/h

個　　数　　2（予備 1）

(4) 小型船舶

台　　数　　1（予備 1）

(5) 可搬型気象観測装置

観 測 項 目　　風向、風速、日射量、放射収支量、雨量

個　　数　　1（予備 1）

伝 送 方 法　　無線

(6) 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・放射線管理設備

種　　類　　半導体式検出器

計 測 範 囲　　0.01～100mSv/h

個　　数　　2（予備 1）

(7) 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・緊急時対策所

種　　類　　半導体式検出器

計 測 範 囲　　0.001～99.99mSv/h

個　　数　　1（予備 1）

(8) 緊急時対策所外可搬型エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・緊急時対策所

種　　類　　半導体式検出器

計 測 範 囲　　0.001～99.99mSv/h

個　　数　　1（予備 1）

第 8.2.1 表　中央制御室換気設備の設備仕様

(1) 制御建屋冷暖房ユニット

型　　式	粗フィルタ、蒸気加熱コイル及び冷却コイル内蔵型
基　　数	2
容　　量	約 2,075m^3/min（1 基当たり）

(2) 制御建屋送気ファン

台　　数	2
容　　量	約 2,075m^3/min（1 台当たり）

(3) 制御建屋循環ファン

台　　数	2
容　　量	約 1,595m^3/min（1 台当たり）

(4) 中央制御室非常用循環フィルタユニット

型　　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基　　数	1
容　　量	約 340m^3/min
よう素除去効率	95%以上
粒子除去効率	99%以上（0.7μm 粒子）

(5) 中央制御室非常用循環ファン

台　　数	2
容　　量	約 340m^3/min（1 台当たり）

(6) 出入管理室フィルタユニット

型　　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基　　数	1
容　　量	約 570m^3/min

(7) 出入管理室排気ファン

台　　数	2
容　　量	約 570m^3/min（1 台当たり）

第 8.2.2 表　中央制御室換気設備（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) 中央制御室非常用循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(2) 制御建屋送気ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(3) 制御建屋循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

台　　数　　2

(4) 中央制御室非常用循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

型　　式　　粗フィルタ、微粒子フィルタ及び
よう素フィルタ内蔵型

基　　数　　1

(5) 制御建屋冷暖房ユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・換気設備

基　　数　　2

第 8.2.3 表 緊急時対策所換気設備（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 緊急時対策所非常用空気浄化ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・換気設備

・緊急時対策所

台	数	1（予備 2）
容	量	約 25m^3／min

(2) 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・換気設備

・緊急時対策所

型	式	微粒子フィルタ／よう素フィルタ
基	数	1（予備 2）
容	量	約 25m^3／min
効	率	
単体除去効率		99.97%以上（0.15μm 粒子）／95%以上
総合除去効率		99.99%以上（0.7μm 粒子）／99.75%以上

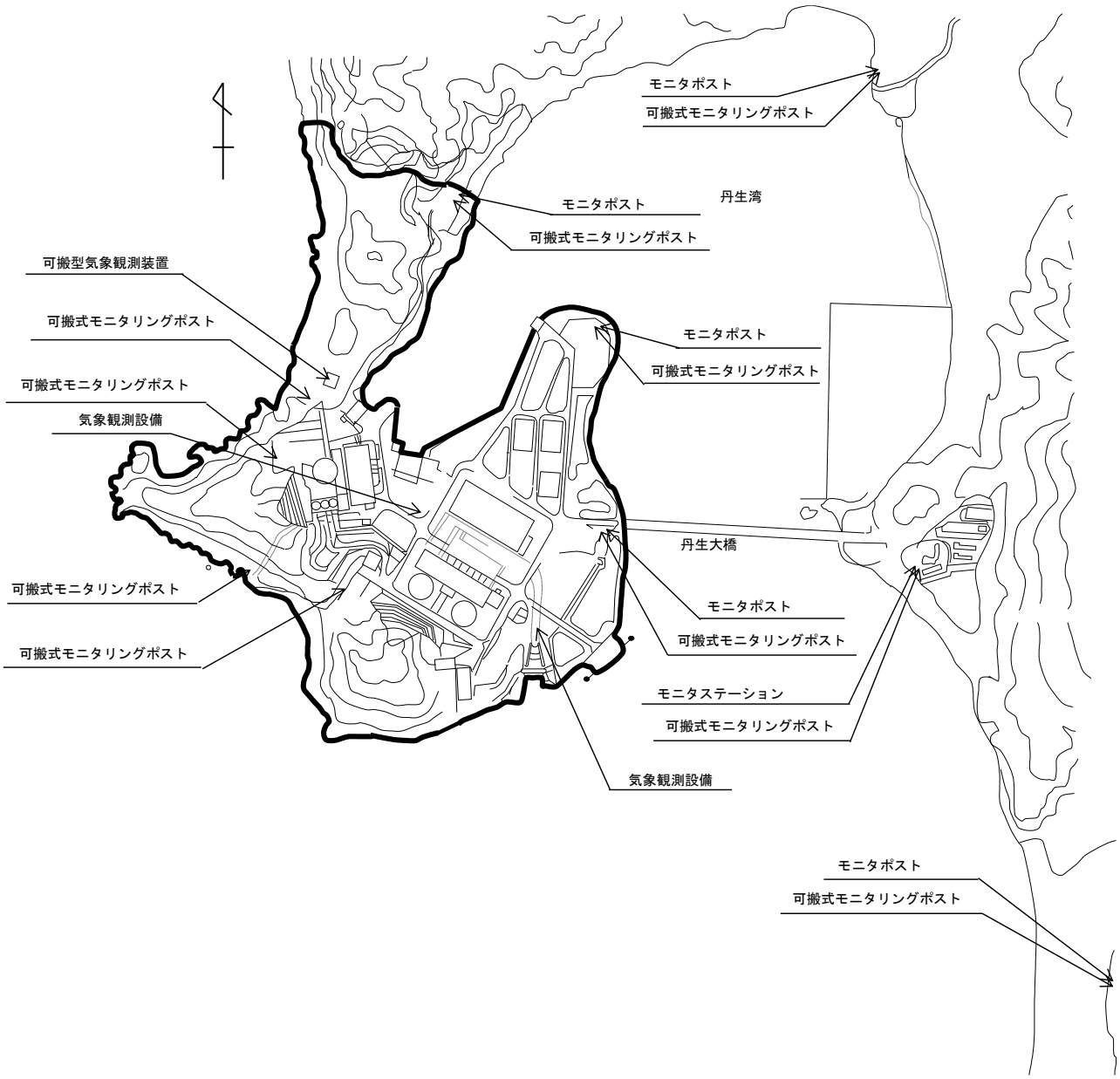
(3) 空気供給装置

兼用する設備は以下のとおり。

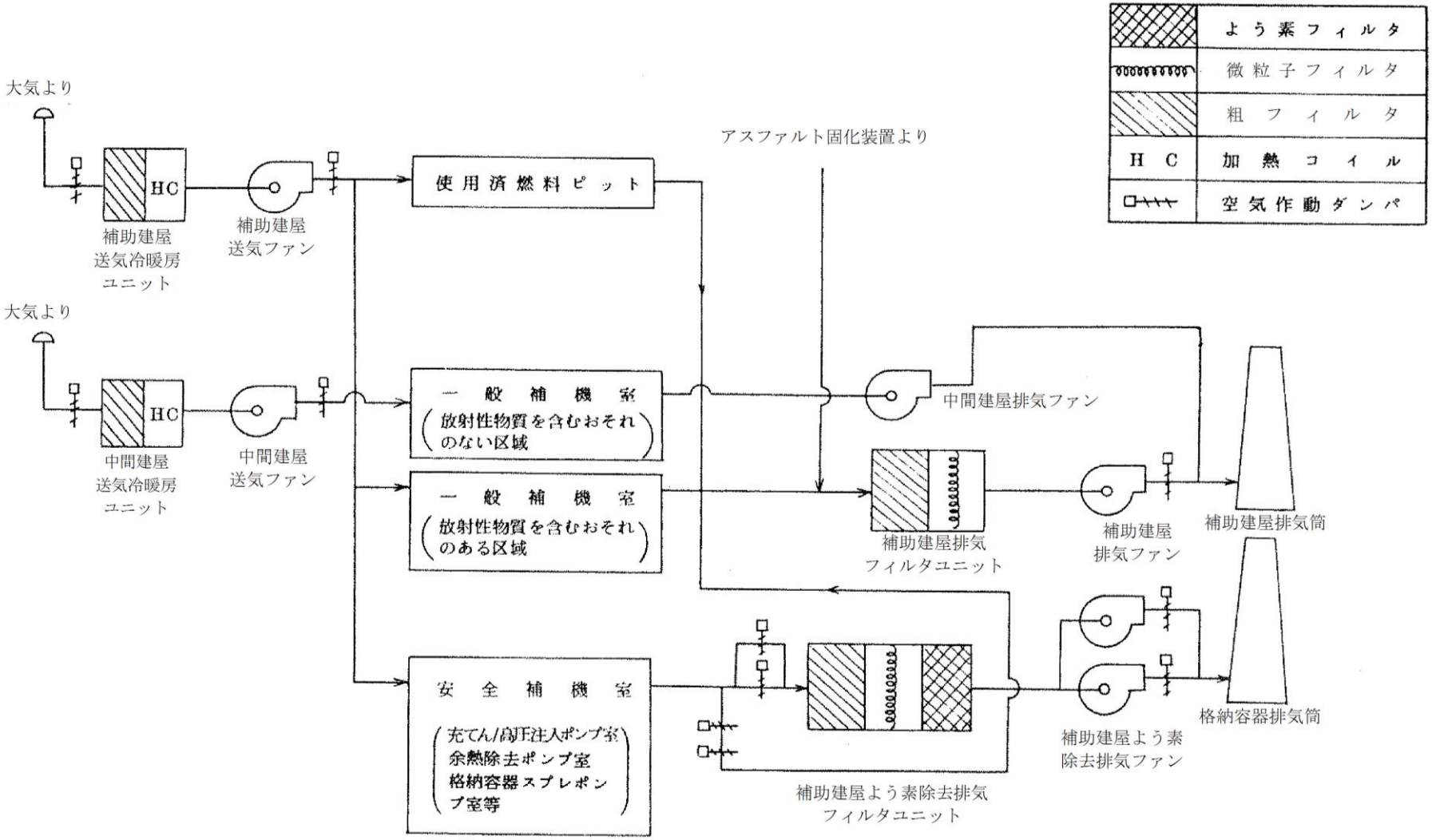
・換気設備

・緊急時対策所

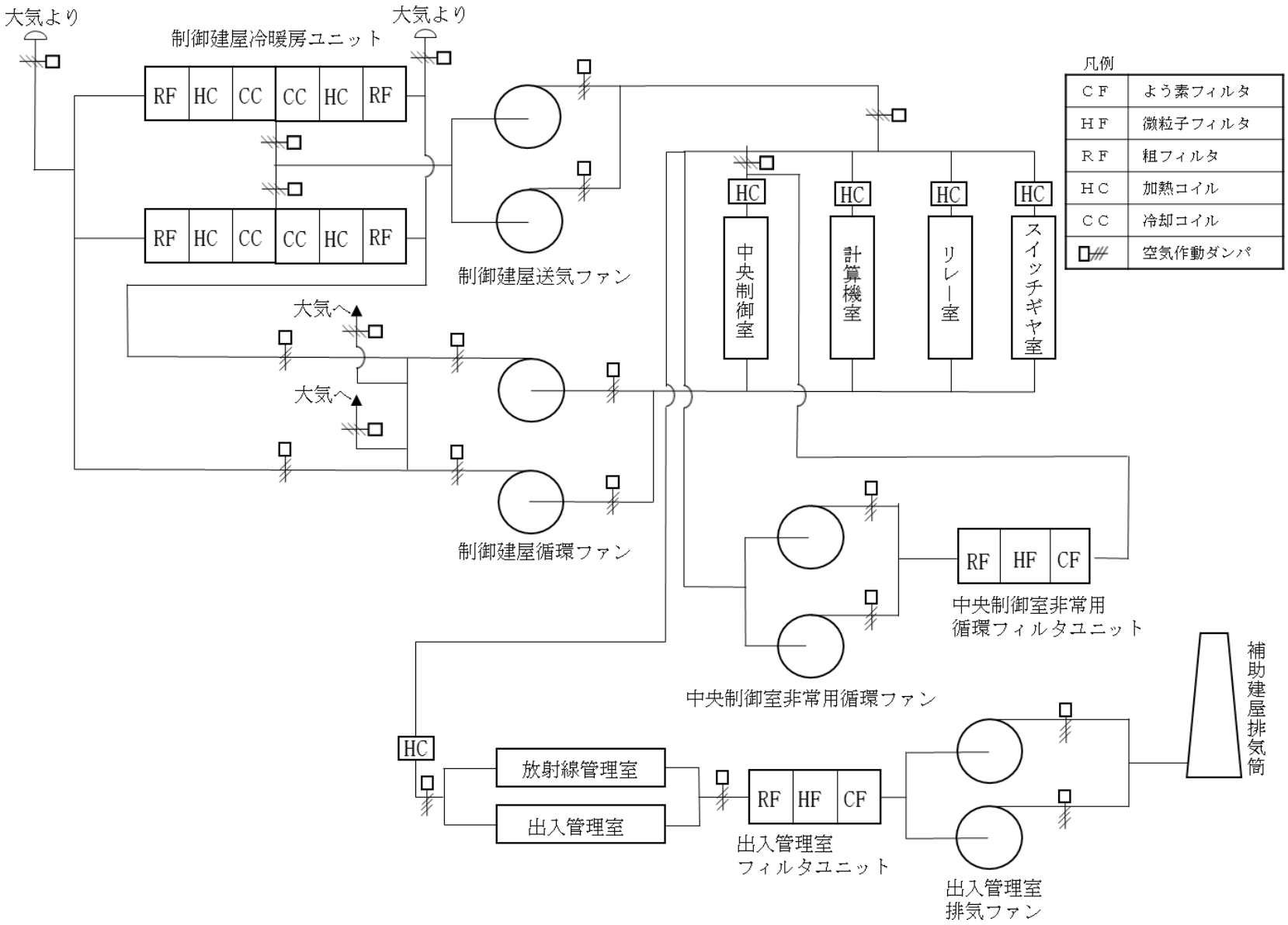
型	式	空気ボンベ
本	数	360 本以上（予備 1）



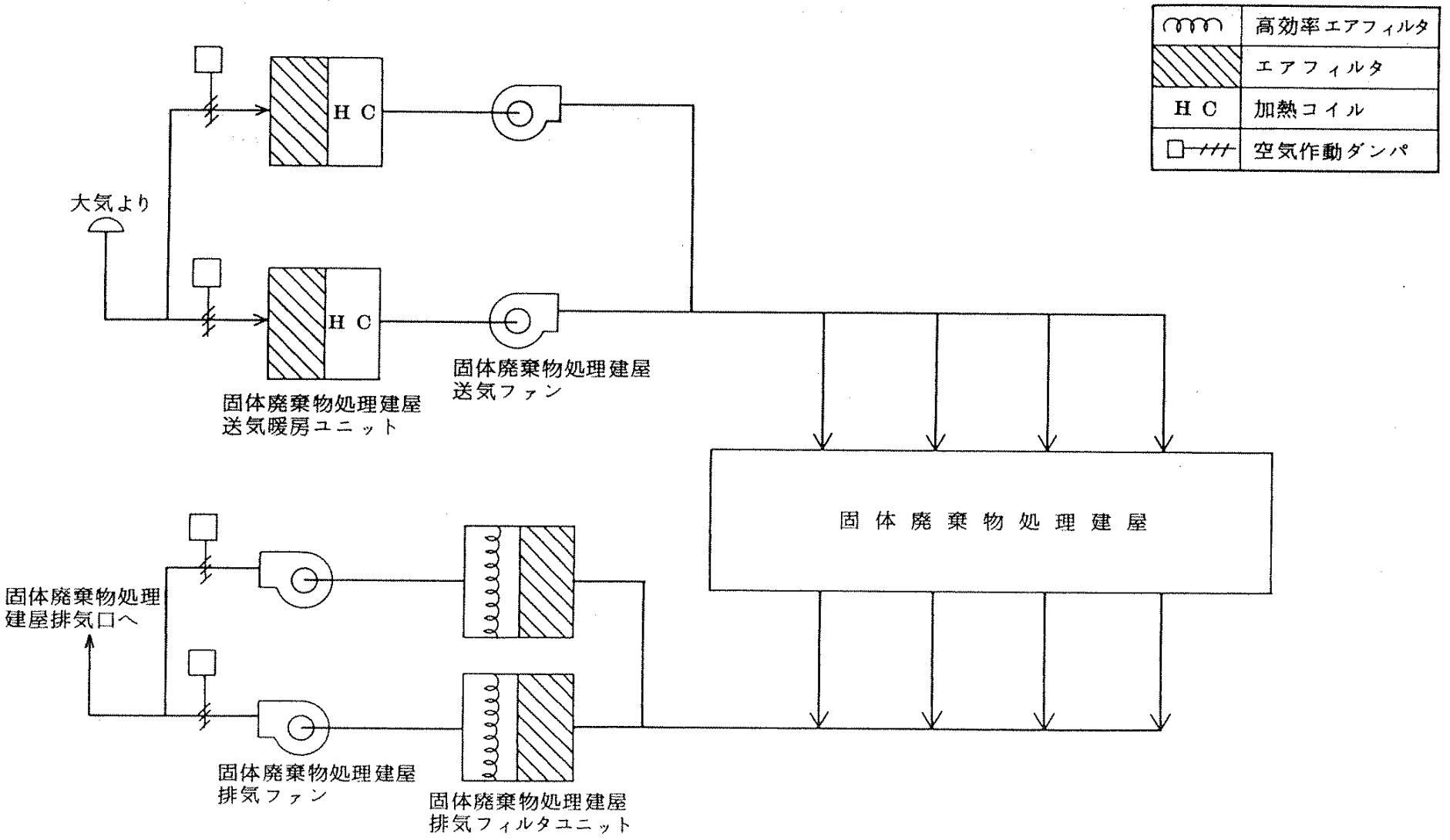
第 8.1.2.1 図　監視測定設備配備概要図



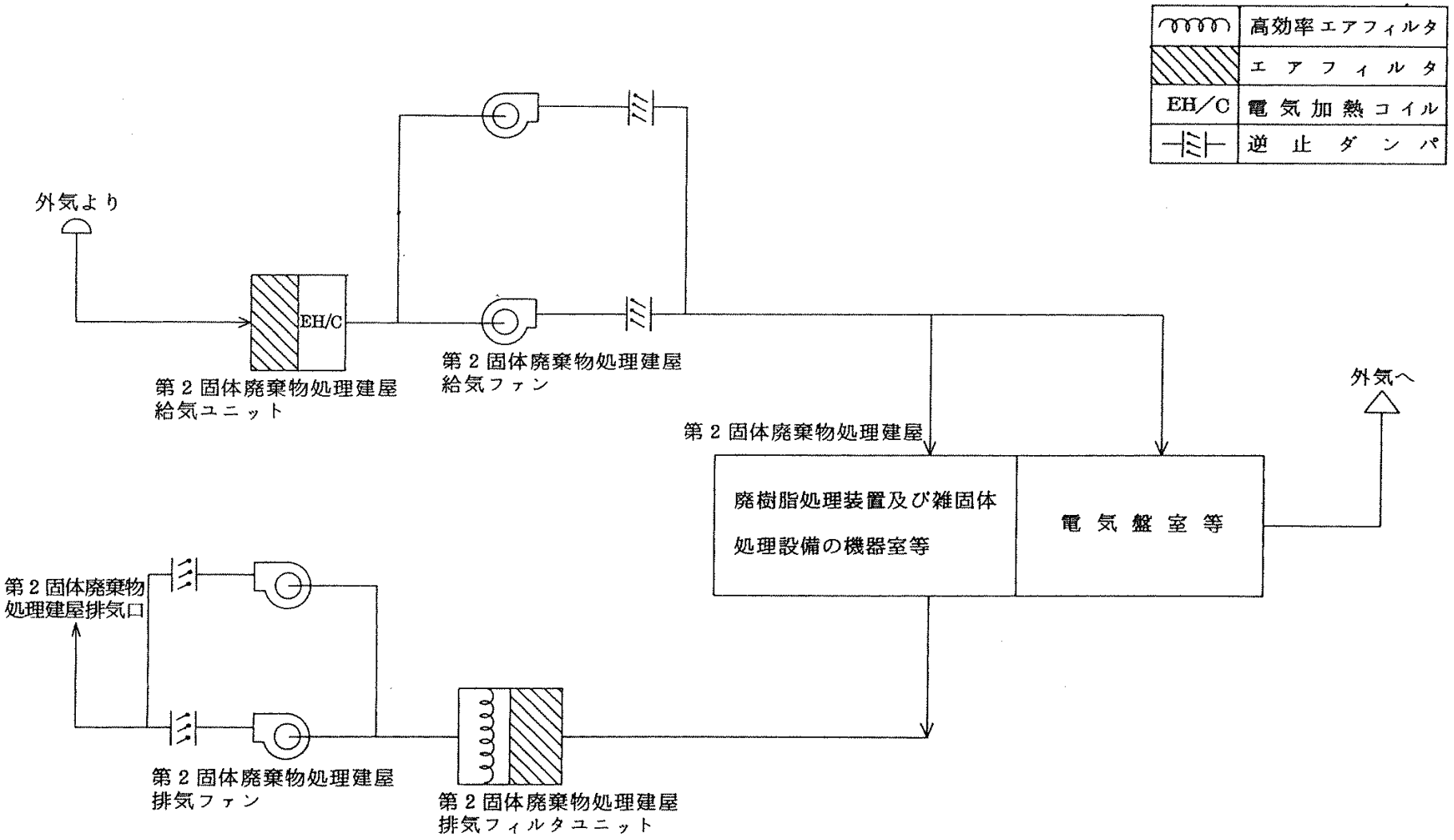
第 8.2.1 図　補助建屋換気系統説明図



第 8.2.2 図　中央制御室換気設備系統説明図



第 8.2.3 図　固体廃棄物処理建屋換気系統説明図（１号、２号及び３号炉共用）



第 8.2.4 図　第２固体廃棄物処理建屋換気系統説明図（１号、２号及び３号炉共用）

9. 原子炉格納施設

9.1 原子炉格納施設

9.1.1 通常運転時等

9.1.1.1 概要

原子炉格納施設は原子炉施設の主要部分を耐圧構造の密閉鋼製容器中に収容して、事故時の放射性物質の飛散による従業員および周辺の居住者の放射線被ばくを防ぐことを目的としており、このためつぎのような条件を満足する設計とする。

(1) 設計圧力は1次冷却設備破断事故時に生ずる最高圧力を考慮して選定する。

(2) 原子炉格納施設を貫通する配管には隔離弁を設けて、事故時に原子炉格納施設の機能を保持できる構造とする。

(3) 原子炉格納施設の機能保持に必要なミサイル防護を設ける。

(4) 必要な工学的安全設備を設け、原子炉格納容器の格納性を高める。

(5) 発電所の寿命の全期間にわたつて必要な時に漏えい率推定試験および各貫通部の漏えい試験を行なうことができる構造とする。

これらの条件を満足させることを考えて、第 2.2 図～第 2.8 図に示すように円筒形の原子炉格納容器とその外周コンクリート壁を主体とする構造を採用する。

原子炉格納容器とその外周コンクリート壁との間は密閉された空間（アニュラス部）を形成する。

配管および配線などの格納容器貫通部はあらゆる使用条件において原子炉格納施設の機能を保持できるように設計するが、さらにこれらをアニユラス部に設け、貫通部を設ける部分を原子炉格納容器とアニユラス部の二重格納構造とする。

原子炉格納施設への出入は人用エアロツクを通つて行ない、保修などの際に必要な機器の搬出入は機器搬入口を使用する。

なお、原子炉を全出力運転している場合でも、原子炉格納容器内の機器等の保修のため一定期間格納容器内に立入りのできるようにする。

１次冷却材喪失事故などの際に原子炉格納容器内圧の降下を図り、外部への放射性物質の放散を防ぐため格納容器スプレ設備およびアニュラス空気再循環設備などの工学的安全施設を設ける。また、作業員などが原子炉格納施設内に入る前に、原子炉格納容器内空気を換気するため格納容器換気設備などを設ける。

9.1.1.2 原子炉格納容器及びアニュラス

鋼製原子炉格納容器は、鉄筋コンクリート製の格納容器外周コンクリート壁とともに岩盤に直接置いた鉄筋コンクリートスラブで直接支持し、基礎の設計施工に際してはスラブと岩盤との間に隙間ができないように考慮する。鋼製格納容器は、その円筒部自体が格納容器内に設けるポーラクレーンの支持構造体ともなるよう設計する。

原子炉格納容器の主要部分の材料の選択には、ぜい性破壊の防止を考慮に入れる。すなわち、格納容器の耐圧部に使用する厚さ 13mm 以上のフェライト系鋼材については、ぜい性遷移温度が最低使用温度より 17℃以上低いものを選んで製作する。

１次冷却設備の構成機器の破損によるミサイルを防ぐため、コンクリートしゃへい体及びコンクリート運転床面にその機能をもたせ、制御棒クラスタ駆動装置に対してはその上部にしゃへい構造物を設ける。

原子炉格納容器は、常温空気・設計圧力において容器内容積の 0.1%/ day 以下の漏えい率となるよう設計する。原子炉格納容器の外周コンクリート壁は、しゃへい上の必要性から厚さを決定し、原子炉格納容器より約 5m 大きい直径をもつ円筒上部ドーム型で、原子炉格納容器との間の空間は閉空間をつくり二重格納設備を構成する。配管及び配線の原子炉格納容器貫通部はアニュラス部を通っており、これらの漏えい検査もアニュラス内の空間を利用して行う。

主要設備の設計仕様の概要は、次のとおりである。

原子炉格納容器

型　　式	上部半球形下部さら形鏡円筒型
設計圧力	2.4kg/cm²G

設計温度	122℃	
主要寸法	内　　径	約 38m
	全　　高	約 81m
	胴 板 厚	約 38mm
内 容 積	約 69,800m^3	
漏えい率	0.1%/day 以下	
	（常温空気、設計圧力において）	

格納容器外周コンクリート壁

型　　式	たて置円筒上部ドーム型	
主要寸法	内　　径	約 43m
	地上高さ	約 83m
材　　料	鉄筋コンクリート	
アニュラス部内容積	約 21,400m^3	

9.1.1.3 原子炉格納容器付属設備

9.1.1.3.1 配管および配線貫通部

配管および配線などの格納容器貫通部は二重壁構造とし、原子炉格納容器に溶接したスリーブの中に配管、配線などを通し、その両端を密封する構造とする。各貫通部は個々に設計圧力において試験を行なうことができるようにする。貫通部の設計に際しては、熱膨張および地震動に対する相対変位および熱応力を考慮する。

格納容器外周コンクリート壁の貫通部は単なる貫通構造であり、圧力シールとしての設計は行なわない。

配管貫通部は低温から高温にわたる各種配管および空気ダクトに対してそれぞれに最適の設計を行なうよう考慮する。

燃料取替用キヤナルと使用済燃料ピツトを結ぶ燃料移送管貫通部は原子炉格納容器に溶接する大口径円筒の内部にステンレス鋼製の配管を設ける構造とし、相対移動を吸収するために膨張継手を設ける。

9.1.1.3.2 機器搬入口および人用エアロツク

機器搬入口は二重ガスケツトによつてドアをボルト締めする構造で、原子炉格納容器内の設備の保修点検に必要な機器の搬出入を行ないうるものとする。人用エアロツクは 2 箇所あり、いずれも二重扉構造で、圧力平衡装置および二重扉が同時に開とならない保護装置を設ける。

9.1.1.4 隔離弁

原子炉格納容器を貫通する配管には、事故時に放射性物質が外部に漏えいしないよう隔離弁を設ける。自動隔離弁への信号は、非常用炉心冷却設備作動信号等とする。隔離弁、検出器及び制御回路などは、定期的にその機能を試験できるように設計する。

9.1.1.5 原子炉格納容器の漏えいの試験

9.1.1.5.1 原子炉格納容器漏えい率試験

原子炉格納容器は必要な時にその漏えい率を推定することができるようにする。

この試験の方法としては計器用空気を含むすべての空気系統が原子炉格納容器を貫通する回路をしや断し、原子炉格納容器内を加圧して保持し、その間に漏えいする空気量を計算することによつて漏えい率を求める測定法を用いる。

9.1.1.5.2 貫通部漏えい試験

配管、配線、エアロツクなど格納容器貫通部はすべて必要な時に、空気あるいはハロゲンガスなどの気体を用いて個々に耐圧試験を行なつて漏えいの有無を検査できるようにする。

9.1.2 重大事故等時

9.1.2.1 概要

原子炉格納容器は、重大事故等時において設計圧力及び設計温度を

超えることが想定されるが、その機能が損なわれることのないよう、原子炉格納容器限界圧力及び限界温度までに至らない設計とする。

9.1.2.2 設計方針

9.1.2.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

原子炉格納容器は、通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.1.2.2.2 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

原子炉格納容器は、重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。

原子炉格納容器は、代替水源として淡水又は海水から選択可能であるため、海水影響を考慮した設計とする。

9.1.2.3 主要設備及び仕様

原子炉格納施設（重大事故等時）の主要設備及び仕様は第9.1.2.1表のとおり。

9.1.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

原子炉格納容器は、外観の確認が可能な設計とする。また、漏えいの確認が可能な設計とする。

9.2 格納容器スプレ設備

この設備は、工学的安全施設のひとつとして設けられるもので、第9.2.1図に系統の概略を示すように、独立な2系統で構成する。

1次冷却材喪失事故時等に、燃料取替用水タンクのほう酸水に放射性よう素除去薬品を混入して、原子炉格納容器内に配置するスプレノズルからスプレして格納容器内気を冷却、凝縮して内圧を減ずるとともに、スプレ水滴によりよう素を吸着して、気中のよう素濃度を減ずる。長時間の連続スプレに備えて、再循環サンプ水が利用できるように原子炉格納容器サンプからスプレポンプ吸込部に連絡配管を設ける。また、スプレヘッダ入口弁を締め切ってポンプの試験運転を行うためのテストラインを設ける。

材料については、ほう酸にふれる部分は耐食性材料を使用する。

スプレポンプの設計仕様の概要は、次のとおりである。

型　　式	横置遠心式電動機駆動
台　　数	4
容　　量	約 423m^3/h/台
揚　　程	約 124m

9.3 アニュラス空気再循環設備

9.3.1 設計基準事故時

アニュラス空気再循環設備は、アニュラス循環ファン及びよう素フィルタを含むフィルタユニット等からなり、原子炉冷却材喪失事故時に、アニュラス部を負圧に保つことによって、二重格納の機能を果たし、また、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした空気をよう素フィルタを通して浄化再循環し、環境に放出される放射性物質の濃度を減少させる。アニュラス循環フィルタユニットによるよう素除去効率は、95%以上となる設計とする。

アニュラス空気再循環設備は、通常運転時は待機状態とし、非常用炉心冷却設備作動信号により起動し、原子炉冷却材喪失事故後の短期間では動的機器の単一故障及び外部電源喪失を仮定した場合でも、アニュラス部の負圧を 25 分以内に達成できる設計とする。

また、事故後 24 時間以上経過した長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の故障を仮定しても、当該設備に要求される格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能を達成できる設計とする。

なお、単一設計とする格納容器排気筒手前のダクトの一部については、劣化モードに対する適切な保守管理を実施し、故障の発生を低く抑えるとともに、想定される故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とする。

第 9.3.1 図に系統の概略を示す。

主な機器

(1) アニュラス循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

台	数	2
容	量	約 170m^3/min（1 台当たり）

(2) アニュラス循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

型　　式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基　　数	2
容　　量	約 170m^3/min（1 基当たり）
チャコール層厚さ	約 50mm
よう素除去効率	95%以上
粒子除去効率	99%以上（0.7μm 粒子）

9.3.2 重大事故等時

9.3.2.1 設計方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するための設備及び原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設の水素爆発による損傷を防止するための設備として以下の重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減及び水素の排出）を設ける。

重大事故等対処設備（放射性物質の濃度低減及び水素の排出）として、アニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする放射性物質及び水素等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することで、放射性物質の濃度を低減するとともに水素を排出する設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備であ

る空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・アニュラス循環ファン
・アニュラス循環フィルタユニット
・窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。格納容器排気筒は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、アニュラス循環ファンの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

9.3.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載す

る。

9.3.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

放射性物質の濃度低減及び水素の排出に使用するアニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び格納容器排気筒は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

放射性物質の濃度低減及び水素の排出に使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.3.2.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

炉心の著しい損傷により発生した放射性物質及び水素が、原子炉格納容器外に漏えいした場合において、放射性物質の濃度低減及び水素の排出に使用するアニュラス循環ファンは、設計基準事故対処設備のアニュラス空気再循環設備と兼用しており、原子炉格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。また、原子炉格納容器外に漏えいした可燃限界濃度未満の水素を含む空気を排出させる機能に対して、設計基準事故対処設備としてのアニュラスの負圧達成能力及び負圧維持能力を使用することにより、アニュラス内の水素を屋外に排出することができるため、同仕様で設計するが、格納容器内自然対流冷却、格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の温度・圧力低下機能と、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装

置による原子炉格納容器内の水素濃度低減機能とあいまって、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する容量を有する設計とする。アニュラス循環フィルタユニットは、設計基準事故対処設備としてのフィルタ性能が、原子炉格納容器から漏えいする空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、供給先のアニュラス循環系のダンパが空気作動式であるため、ダンパ全開に必要な圧力を設定圧力とし、配管分の加圧、ダンパ作動回数、リークしないことを考慮した容量に対して十分な容量を有したものを 1 セット 1 本使用する。保有数は、1 セット 1 本、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 本の合計 2 本を保管する設計とする。

9.3.2.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

アニュラス循環ファンは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

格納容器排気筒は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

9.3.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

アニュラス循環ファンを使用した放射性物質の濃度低減及び水素の排出を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。アニュラス循環ファンは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用したアニュラス循環系のダンパへの代替空気供給を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の出口配管と制御用空気配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、ボンベ取付継手による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、１次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

9.3.2.2.6 主要設備及び仕様

アニュラス空気再循環設備の主要設備及び仕様は第 9.3.2.1 表及び第 9.3.2.2 表に示す。

9.3.2.2.7 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

アニュラスからの放射性物質の濃度低減及び水素の排出に使用する系統（アニュラス循環ファン及びアニュラス循環フィルタユニット）は、多重性のある試験系統により独立して機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

アニュラス循環ファンは、分解が可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計と

する。よう素フィルタは、フィルタ取外しができる設計、格納容器排気筒は、外観の確認が可能な設計とする。

アニュラスからの放射性物質の濃度低減及び水素の排出に使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、アニュラス循環系ダンパ作動用配管へ窒素供給することにより機能・性能の確認が可能な設計とする。ボンベは規定圧力が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

9.4 安全補機室空気浄化設備

安全補機室空気浄化設備は、ファン、よう素フィルタを含むフィルタユニット等からなり、原子炉冷却材喪失事故時には、非常用炉心冷却設備作動信号により起動し、安全補機室の空気を浄化した後排気筒から放出する。

また、補助建屋よう素除去排気フィルタユニットによるよう素除去効率は、95%以上となる設計とする。

原子炉冷却材喪失事故後の短期間では動的機器の単一故障及び外部電源喪失を仮定した場合でも本設備の機能を保つように設計する。

また、事故後 24 時間以上経過した長期間では動的機器の単一故障又は想定される静的機器の故障を仮定しても、当該設備に要求される格納容器内又は放射性物質が格納容器内から漏れ出た場所の雰囲気中の放射性物質の濃度低減機能を達成できる設計とする。

なお、単一設計とするフィルタユニット及びダクトの一部については、劣化モードに対する適切な保守管理を実施し、故障の発生を低く抑えるとともに、想定される故障の除去又は修復のためのアクセスが可能であり、かつ、補修作業が容易となる設計とする。

主な機器

安全補機室空気浄化設備

補助建屋よう素除去排気フィルタユニット

基	数	1
容	量	約 425m^3/min
よう素除去効率		95%以上

補助建屋よう素除去排気ファン

台	数	2
容	量	約 425m^3/min（1 台当たり）

9.5 原子炉格納容器内の冷却等のための設備

9.5.1 概要

設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器内の冷却等のための設備概略系統図を第 9.5.1 図から第 9.5.4 図に示す。

9.5.2 設計方針

(1) 原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用)、海水ポンプ及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）を使用する。

海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水

ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・１次系冷却水ポンプ
・１次系冷却水クーラ
・１次系冷却水タンク
・窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
・海水ポンプ
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時において、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内

上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ

・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）を使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度の低下

原子炉格納容器内の冷却等のための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）、海水ポンプ及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）を使用する。

海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水

ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・１次系冷却水ポンプ
・１次系冷却水クーラ
・１次系冷却水タンク
・窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
・海水ポンプ
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処

設備)」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプにつ

いては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

１次冷却材喪失事象時に内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合の重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タン

ク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タン

ク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タン

ク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については、「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失し、炉心の著しい損傷が発生した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）を使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより放射性物質濃度を低下できる設計とする。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・大容量ポンプ

・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

Ａ１ 、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイは、炉心損傷防止目的と原子炉格納容器破損防止目的を兼用する設計とする。

9.5.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却は、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）並びに内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを用いた格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の冷却に対して多様性を持った設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは原子炉格納容器内に設置し、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク及び窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は原子炉補助建屋内の内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）と異なる区画に設置し、海水ポンプは屋外の燃料取

替用水タンクと離れた位置に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレイは、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した格納容器スプレイに対して異なる水源を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

炉心の著しい損傷が発生した場合の代替格納容器スプレイ時において恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

代替格納容器スプレイに使用する送水車の駆動源は、車両のエンジンを利用したディーゼル駆動とすることにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

送水車は、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する大容量ポンプの駆動源は、水冷式のディーゼル駆動とすることで、ディーゼル発電機を使用した電源

に対して多様性を持つ設計とする。

大容量ポンプは、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機と屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した代替格納容器スプレ配管は、水源から格納容器スプレ配管との合流点までの系統について、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

格納容器内自然対流冷却において使用する原子炉補機冷却系は、内部スプレポンプを使用した系統に対して独立した設計とする。

これらの系統の独立性及び位置的分散によって、内部スプレポンプを使用した設計基準事故対処設備に対して重大事故等対処設備としての独立性を持つ設計とする。

送水車の接続箇所は、共通要因によって接続できなくなることを防止するため、2 箇所設置する。

9.5.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

格納容器内自然対流冷却に使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、海水ポンプ及び海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車は車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.5.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における格納容器内自然対流冷却として使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニットは、重大事故等時に崩壊熱による原子炉格納容器内の圧力及び温度の上昇に対して、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水又は海水を供給させることで、格納容器内自然対流冷却の圧力損失を考慮しても原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる容量を有する設計とする。

内部スプレポンプ、内部スプレクーラ及び内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）の故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における格納容器内自然対流冷却として使用する１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク及び海水ポンプは、設計基準事故時の原子炉補機冷却系の機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の１次系冷却水流量が、炉心崩壊熱により加圧及び加熱された原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な１次系冷却水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、格納容器内自然対流冷却を実施する際に、１次系冷却水の沸騰を防止するため１次系冷却水タンク気相部を必要な圧力まで加圧できる容量を有するものを１セット１本使用する。保有数は１セット１本、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として１本の合計２本を保管する設計とする。

また、全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合における格納容器内自然対流冷却として使用する大容量ポンプは、格納容器内自然対流冷却として使用した場合に必要な容量を有するものを１セット１台使用する。保有数は、２セット２台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として１台の合計３台を分散して保管する設計とする。

内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心崩壊熱により原子炉格納容器の破損を防止するために必要なスプレイ流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクの故障等により原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合における代替格納容器スプレイとして使用する燃料取替用水タンク及び復水タンクは、原子炉格納容器へのスプレイ量に対し、海水を補給するまでの間、十分な容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために格納容器内自然対流冷却として使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、海水ポンプ及び大容量ポンプは、格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水又は海水を供給させることで、自然対流冷却の圧力損失を考慮しても原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる容量を有する設計とする。

また、代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要なスプレイ流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

送水車は、重大事故等時において、復水タンクへの補給量に対し、海水を補給することにより水源を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用

いた代替格納容器スプレイは、格納容器内自然対流冷却とあわせて代替格納容器スプレイを行うことにより原子炉格納容器内の放射性物質濃度を低下できる設計とする。

9.5.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

１次系冷却水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

１次系冷却水クーラは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

１次系冷却水タンクは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

海水ポンプは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。

１次系冷却水クーラ、海水ポンプ及び海水ストレーナは、常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

復水タンク及び燃料取替用水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。大容量ポンプ

及び送水車の操作は設置場所で可能な設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び復水タンクは、代替水源として海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

9.5.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を使用した１次系冷却水タンクへの窒素加圧を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）の出口配管と窒素ガス供給配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）の接続口は、ボンベ取付継手による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、１次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ(１次系冷却水タンク加圧用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えら

れる設計とする。また、重大事故等時の代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えについても、電動弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。送水車は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。送水車は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

大容量ポンプ及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプ及び送水車は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

送水車と復水タンクとの接続は、可搬型ホースを確実に接続できる

設計とする。

9.5.3 主要設備及び仕様

原子炉格納容器内の冷却等のための設備の主要設備及び仕様を第9.5.1表及び第9.5.2表に示す。

9.5.4 試験・検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

格納容器内自然対流冷却に使用する系統（Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、海水ポンプ及び海水ストレーナ）は、独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系とを個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

また、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、差圧確認が可能な設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。

１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプは、分解が可能な設計とする。

１次系冷却水クーラ及び１次系冷却水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

１次系冷却水クーラは、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、１次系冷却水タンク加圧ラインへ窒素供給することにより機能・性能の確認が可能な設計とする。ボンベは規定圧力が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する系統（Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ及びＡ１、Ａ２海水ストレーナ）は、試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する系統（恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、送水車、燃料取替用水タンク及び復水タンク）は、運転中に試験系統を用いて独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

送水車は、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

燃料取替用水タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、復水タンク及び燃料取替用水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

また、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは分解が可能な設計とする。

9.6 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

9.6.1 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備の概略系統図を第9.6.1図から第9.6.5図に示す。

9.6.2 設計方針

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として以下の重大事故等対処設備（格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

重大事故等対処設備（格納容器スプレイ）として、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・内部スプレポンプ

・燃料取替用水タンク

内部スプレクーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、A格納容器

循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用)、海水ポンプ及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）を使用する。

海水ポンプを用いて１次系冷却水クーラへ海水を供給するとともに、１次系冷却水の沸騰防止のため、１次系冷却水タンクに窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を接続して窒素加圧し、１次系冷却水ポンプによりＡ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水を供給できる設計とする。Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・１次系冷却水ポンプ
・１次系冷却水クーラ
・１次系冷却水タンク
・窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
・海水ポンプ
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプの電源として使用するディーゼ

ル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7 補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2　代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2　代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

重大事故等対処設備（代替格納容器スプレイ）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車及び軽油用ドラム缶を使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより原子炉格納容器内にスプレイできる設計とする。海を水源とする送水車は、可搬型ホースを介して復水タンクへ海水を補給できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。送水車の燃料は、軽油用ドラム缶より補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2　代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2　代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2　代替電源設備）
・送水車
・軽油用ドラム缶（10.7　補機駆動用燃料設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2　代替電源設備）
・タンクローリー（10.2　代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2　代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、

可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。軽油用ドラム缶については「10.7 補機駆動用燃料設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2　重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合を想定した重大事故等対処設備（格納容器内自然対流冷却）として、A格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用)、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。

海を水源とする大容量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系を介して、A格納容器循環冷暖房ユニットへ海水を直接供給できる設計とする。A格納容器循環冷暖房ユニットは、原子炉格納容器内雰囲気温度の上昇により自動動作するダクト開放機構を有し、重大事故等時において原子炉格納容器の最高使用圧力及び最高使用温度を下回る飽和温度にて確実に開放することで格納容器内自然対流冷却ができる設計とする。

また、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に取り付け、冷却水温度を監視することにより、A格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却の状態を確認できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・A格納容器循環冷暖房ユニット
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・燃料油移送ポンプ（10.2　代替電源設備）
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）（6.4 計装設備（重大事故等対処設備））

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）については、「6.4 計装設備（重大事故等対処設備）」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8 非常用取水設備」にて記載する。

9.6.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

大容量ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却は、大容量ポンプを水冷式のディーゼル駆動とすることで、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却に対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

大容量ポンプは屋外の海水ポンプ及び原子炉補助建屋内の１次系冷却水ポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

代替格納容器スプレイ時において恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。復水タンクは、屋外の燃料取替用水タンクと隣接しているが、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象

等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、燃料取替用水タンクと同時にその機能が損なわれない設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する送水車の駆動源は、車両のエンジンを利用したディーゼル駆動とすることにより、内部スプレポンプによる格納容器スプレイに対して多様性を持った駆動源により駆動できる設計とする。

送水車は、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと屋外の離れた位置に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

送水車の接続箇所は、共通要因によって接続できなくなることを防止するため、2 箇所設置する。

9.6.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

格納容器スプレイに使用する内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク及び内部スプレクーラは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、海水ポンプ及び海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、

他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

送水車は車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する送水車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.6.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器スプレイとして使用する内部スプレポンプは、設計基準事故時の原子炉格納容器の冷却による減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のスプレイ流量が、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要なスプレイ流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器スプレイとして使用する燃料取替用水タンクは、設計基準事故時の原子炉格納容器の冷却による減圧機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合のタンク容量が、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要なタンク容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

代替格納容器スプレイとして使用する燃料取替用水タンク及び復水タンクは、原子炉格納容器へのスプレイ量に対し、海水を補給するまでの間、十分な容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器内自然対流冷却として使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニットは、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに１次系冷却水又は海水を供給させることで、格納容器内自然対流冷却の圧力損失を考慮しても原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器内自然対流冷却として使用する１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク及び海水ポンプは、設計基準事故時の原子炉補機冷却系の機能と兼用しており、設計基準事故時の１次系冷却水流量が、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な１次系冷却水流量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対

処設備と同仕様で設計する。

窒素ボンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）は、格納容器内自然対流冷却を実施する際に、1 次系冷却水の沸騰を防止するため 1 次系冷却水タンク気相部を必要な圧力まで加圧できる容量を有するものを 1 セット 1 本使用する。保有数は、1 セット 1 本、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 本の合計 2 本を保管する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器の破損を防止するために代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心の著しい損傷が発生した場合の圧力及び温度を低下させるために必要なスプレイ流量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

送水車は、重大事故等時において、復水タンクへの補給量に対し、海水を補給することにより、水源を確保できる容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

大容量ポンプは、重大事故等時において、格納容器内自然対流冷却として使用した場合に必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

9.6.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

内部スプレポンプ及び 1 次系冷却水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、重大事故等時における屋外

の環境条件を考慮した設計とする。

内部スプレクーラ及び１次系冷却水タンクは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

１次系冷却水クーラは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

海水ポンプは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。

１次系冷却水クーラ、海水ポンプ及び海水ストレーナは、常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、復水タンク及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットは、代替水源として海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。大容量ポンプ及び送水車の操作は設置場所で可能な設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

9.6.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

格納容器スプレイを行う内部スプレポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプを使用した格納容器内自然対流冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）を使用した１次系冷却水タンクへの窒素加圧を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）の出口配管と窒素ガス供給配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。また、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）の接続口は、ボンベ取付継手による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、１次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、重大事故等時の代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えについても、電動弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。送水車は付属の操作スイッチにより、現場での操作が可能な設計とする。送水車と復水

タンクとの接続は、可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク及び送水車を使用した代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、中央制御室制御盤での操作が可能な設計とする。

大容量ポンプ及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットを使用した格納容器内自然対流冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。

大容量ポンプ及び送水車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

9.6.3 主要設備及び仕様

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備の主要設備及び仕様は第 9.6.1 表及び第 9.6.2 表に示す。

9.6.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

格納容器スプレイに使用する系統（内部スプレポンプ、燃料取替用水

タンク及び内部スプレクーラ）は、多重性のある試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、内部スプレポンプは、分解が可能な設計とする。

内部スプレクーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

燃料取替用水タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計とする。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する系統（Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、海水ポンプ及び海水ストレーナ）は、独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系とを個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

また、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。

１次系冷却水ポンプ及び海水ポンプは、分解が可能な設計とする。

１次系冷却水クーラ及び１次系冷却水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

１次系冷却水クーラは、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）は、１次系冷却水タンク加圧ラインへ窒素供給することにより機能・性能の確認が可能な設計とする。ボンベは規定圧力が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

格納容器内自然対流冷却に使用する系統（Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ及びＡ１、Ａ２海水ストレーナ）は、試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する系統（恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、送水車、燃料取替用水タンク及び復水タンク）は、運転中に試験系統を用いて独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、送水車は、分解が可能な設計とする。さらに、送水車は、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

また、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプは、分解が可能な設計とする。

復水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

9.7 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

9.7.1 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な重大事故等対処設備を設置する。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することで、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止する。

原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備の概略系統図を第 9.7.1 図から第 9.7.3 図に示す。

9.7.2 設計方針

原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するための設備として以下の原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイ）を設ける。

原子炉格納容器下部注水設備（格納容器スプレイ）として、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクを使用する。

燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプは、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、格納容器スプレイ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・内部スプレポンプ

・燃料取替用水タンク

内部スプレクーラは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設

計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、内部スプレポンプの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

原子炉格納容器下部注水設備（原子炉下部キャビティ直接注水）として、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする原子炉下部キャビティ注水ポンプは燃料取替用水系を介して、原子炉下部キャビティに注水することで、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

原子炉格納容器下部注水設備（代替格納容器スプレイ）として、恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用する。

燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とする恒設代替低圧注水ポンプは、格納容器スプレイ系を介して、原子炉格納容器内上部にあるスプレリングのスプレノズルより注水し、代替格納容器スプレイ水が原子炉格納容器とフロア最外周部間の隙間等を通じ、原子炉格納容器最下階フロアまで流下し、さらに連通管を経由して原子炉下部キャビティへ流入することで、原子炉下部キャビティ注水ポンプとあわせて、原子炉下部キャビティに長期的に十分な水量を蓄水できる設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、代替電源設備である空冷式非常用発電装置より代替所内電気設備変圧器を経由して給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・恒設代替低圧注水ポンプ
・燃料取替用水タンク
・復水タンク
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・代替所内電気設備変圧器（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

なお、原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合に溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延・防止するための設備として重大事故等対処設備（炉心注水及び代替炉心注水）を設ける。これらの設備は、「5.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」と同じであり、詳細は「5.6 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備」にて記載する。

9.7.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水は、空冷式非常用発電装置からの独立した電源供給ラインから給電することにより、内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水とは互いに多様性を持った電源により駆動できる設計とする。また、燃料取替用水タンク又は復水タンクを水源とすることで、燃料取替用水タンクを水源とする内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水に対して異なる水源を持つ設計とする。内部スプレポンプは、系統として多重性を持つ設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、原子炉補助建屋内の内部スプレポンプと異なる区画に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

屋外の燃料取替用水タンク及び復水タンクは、互いに隣接していることから、いずれのタンクも設計基準事故対処設備として自然現象等に対して防護することにより、自然現象等を起因として、同時にその機能が損なわれない設計とする。

内部スプレポンプは、多重性を持ったディーゼル発電機から給電できる設計とする。

原子炉格納容器下部注水において原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、互いに独立性を持つ設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備と内部スプレポンプを使用した原子炉格納容器下部注水設備は、系統の多様性及び位置的分散により、原子炉補助建屋内の恒設代替低圧注水

ポンプ出口配管と格納容器スプレ配管との合流点から原子炉格納容器内のスプレリングまでの配管を除いて互いに独立性を持つ設計とする。

連通管を含むスプレノズルから原子炉下部キャビティへの流入経路は、原子炉格納容器内に様々な経路を設けることで、多重性を持った設計とする。

9.7.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

格納容器スプレイに使用する内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク及び内部スプレクーラは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

原子炉下部キャビティ直接注水に使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替格納容器スプレイを行う系統構成から原子炉下部キャビティ直接注水を行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に悪影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えの際においても、他の設備に悪影響を及ぼさないよう、中央制御室での電動弁操作により系統構成が可能な設計とする。また、放射性物質を含む系統と含まな

い系統を区分するため、通常運転時には燃料取替用水タンクと復水タンクをディスタンスピースで分離する設計とする。

原子炉格納容器最下階フロアから原子炉下部キャビティへ通じる連通管は、設計基準事故時の格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転に悪影響を及ぼさないよう、格納容器再循環サンプ最低水没水位を確保できる高さに設置するとともに、原子炉下部キャビティから原子炉格納容器最下階フロアへ水を流出させることが可能な設計とする。

9.7.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するために使用する内部スプレポンプは、設計基準事故時の格納容器スプレイ注水機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の格納容器スプレイ流量が、炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器へスプレイすることで、原子炉格納容器最下階フロアから原子炉下部キャビティへの流入経路として設置している連通管からスプレイ水が流入することにより、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに十分な水量を蓄水できる容量に対して十分であることを確認しているため設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するために格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイとして使用する燃料取替用水タンク及び復水タンクは、溶融炉心が落下するまでに原子炉下部キャビティに蓄水する容量に対して、十分な容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するために原子炉下部キャビティ直接注水として使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプは、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉下部キャビティ直接注水として、原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するために必要な蓄水量に対して十

分であることを確認した容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するために代替格納容器スプレイとして使用する恒設代替低圧注水ポンプは、炉心の著しい損傷が発生した場合において代替格納容器スプレイとして、原子炉下部キャビティ直接注水として使用する原子炉下部キャビティ注水ポンプとあわせて、原子炉格納容器の下部に落下した溶融炉心を冷却するために必要な蓄水量に対して十分であることを確認した容量を有する設計とする。

9.7.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

内部スプレポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

燃料取替用水タンク及び復水タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

内部スプレクーラは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び恒設代替低圧注水ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室で可能な設計とする。

原子炉格納容器最下階フロアから原子炉下部キャビティへ通じる連通管は、重大事故等時における溶融炉心の堆積及び保温材等のデブリの影響を考慮し、閉塞しない設計とする。

9.7.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

原子炉格納容器下部注水設備として、格納容器スプレイを行う内部スプレポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した原子炉下部キャビティ直接注水を行う系統は、重大事

故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、重大事故等時の代替格納容器スプレイを行う系統構成から原子炉下部キャビティ直接注水を行う系統構成への切替えについても、電動弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。原子炉下部キャビティ注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。原子炉下部キャビティ直接注水を行う系統の電動弁は、中央制御室からの操作に加えて、現場で人力により操作が可能な設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクを使用した代替格納容器スプレイを行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、重大事故等時の代替炉心注水を行う系統構成から代替格納容器スプレイを行う系統構成への切替えについても、電動弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。恒設代替低圧注水ポンプは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

9.7.3 主要設備及び仕様

原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備の主要設備及び仕様は第 9.7.1 表に示す。

9.7.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

格納容器スプレイに使用する系統（内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク及び内部スプレクーラ）は、多重性のある試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

燃料取替用水タンクは、ほう素濃度及び有効水量が確認できる設計と

する。また、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

また、内部スプレポンプは、分解が可能な設計とする。

内部スプレクーラは、内部の確認が可能なように、フランジを設ける設計とする。また、伝熱管の非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

原子炉下部キャビティ直接注水に使用する系統（原子炉下部キャビティ注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンク）は、運転中に試験系統を用いて独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

原子炉下部キャビティ注水ポンプは、分解が可能な設計とする。

復水タンクは、内部の確認が可能なように、マンホールを設ける設計とする。

代替格納容器スプレイに使用する系統（恒設代替低圧注水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンク）は、運転中に試験系統を用いて独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、放射性物質を含む系統と、含まない系統とを個別に通水確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

恒設代替低圧注水ポンプは、分解が可能な設計とする。

原子炉格納容器最下階フロアから原子炉下部キャビティへ通じる連通管は、閉塞していないことが確認できる設計とする。

9.8 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

9.8.1 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の概略系統図を第 9.8.1 図から第 9.8.2 図に示す。

9.8.2 設計方針

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するための設備として以下の水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設ける。水素濃度制御設備（水素濃度低減）を設けることから、水素ガスを原子炉格納容器外に排出する設備は設けない。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、静的触媒式水素再結合装置を使用し、動作状況確認のため静的触媒式水素再結合装置温度監視装置を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

静的触媒式水素再結合装置は、ジルコニウム－水反応等で短期的に発生する水素及び水の放射線分解等で長期的に緩やかに発生し続ける水素を除去することにより、原子炉格納容器内の水素濃度を継続的に低減できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は中央制御室にて静的触媒式水素再結合装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

- 静的触媒式水素再結合装置
- 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置

・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

水素濃度制御設備（水素濃度低減）として、原子炉格納容器水素燃焼装置を使用し、動作状況確認のため原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

原子炉格納容器水素燃焼装置は、炉心の著しい損傷に伴い事故初期に原子炉格納容器内に大量に放出される水素を計画的に燃焼させ、原子炉格納容器内の水素濃度ピークを制御できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は中央制御室にて原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を温度上昇により確認できる設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・原子炉格納容器水素燃焼装置
・原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、原子炉格納容器水素燃焼装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。原子炉格納容器については、「9.1 原子炉格納施設 9.1.2 重大事故等時」にて記載する。

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定するための設備として以下の監視設備（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器、格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプを使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は格納容器ガス試料採取系統設備に接続することで、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置にて供給された原子炉格納容器内の雰囲気ガスの水素濃度を可搬型格納容器内水素濃度計測装置で測定し、中央制御室にて原子炉格納容器内の水素濃度を監視できる設計とする。全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合においては、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプを原子炉補機冷却系に接続することで、サンプリングガスを冷却するための 1 次系冷却水を供給できる設計とする。また、24 時間経過した後のサンプリングガスの冷却として、海を水源とする大容

量ポンプは、Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管又は原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）と可搬型ホースを接続することで、原子炉補機冷却系へ海水を直接供給できる設計とする。可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置及び可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。大容量ポンプの燃料は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時を含む。）を用いて補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・可搬型格納容器内水素濃度計測装置
・可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ
・可搬型格納容器ガス試料圧縮装置
・格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器
・格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・大容量ポンプ
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び可搬式オイルポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。海水ポンプ室については、「10.8

非常用取水設備」にて記載する。

9.8.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

静的触媒式水素再結合装置温度監視装置、原子炉格納容器水素燃焼装置、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

大容量ポンプの接続箇所は、接続口から建屋又は地中の配管トレンチまでの経路について十分な離隔距離を確保した位置に、複数箇所設置する設計とする。

9.8.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

水素濃度低減に使用する静的触媒式水素再結合装置は、他の系統から独立した設計とする。また、重大事故等時の原子炉格納容器内における動作時の水素処理による温度上昇が他の重大事故等対処に重要となる設備に悪影響を及ぼさない設計とする。静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は、静的触媒式水素再結合装置の水素処理性能へ悪影響を及ぼさない設計とするとともに、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

水素濃度低減に使用する原子炉格納容器水素燃焼装置は、他の設備に悪影響を及ぼさないよう遮断器にて他の系統と分離が可能で、使用時に短絡及び地絡等による過電流が発生した場合でも非常用電源系に悪影響を及ぼさない設計とする。また、重大事故等時の原子炉格納容器内における動作時の水素燃焼による温度上昇が他の重大事故等対処

に重要となる設備に悪影響を及ぼさない設計とする。原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、原子炉格納容器水素燃焼装置の水素処理性能へ悪影響を及ぼさない設計とするとともに、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

水素濃度監視に使用する可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに設置場所にて固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

水素濃度監視に使用する大容量ポンプは、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止めによって固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、大容量ポンプより供給される海水を含む系統と含まない系統を区分するため、通常運転時には原子炉補機冷却系と海水系をディスタンスピースで分離する設計とする。

水素濃度監視に使用するＡ１、Ａ２海水ストレーナは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.8.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の水素濃度を低減するために使用する静的触媒式水素再結合装置は、原子炉格納容器内の水素の効率的な除去を考慮して原子炉格納容器内に分散させた配置とし、水素再結合反応開始の不確実さを考慮しても重大事故等時の原子炉格納容器内の水素濃度を低減できることを確認した容量を有する設計とする。

炉心の著しい損傷が発生した場合における原子炉格納容器内の水素濃度を低減するために使用する原子炉格納容器水素燃焼装置は、炉心

の著しい損傷に伴い事故初期に原子炉格納容器内に大量に放出される水素を計画的に燃焼させ、原子炉格納容器内の水素濃度ピークを抑制するため、水素放出の想定箇所に加えその隣接区画、水素の主要な通過経路及び上部ドーム部に配置し、重大事故等時の原子炉格納容器内の一層の水素濃度低減が可能な設計とする。

静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況確認のために使用する静的触媒式水素再結合装置温度監視装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、炉心損傷時の静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作時に想定される温度範囲を計測できる設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器及び格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器は、原子炉施設の設計基準を超えた場合の、原子炉格納容器内の水素濃度の測定ができる計測範囲を有する設計とする。

可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプは、原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、原子炉補機冷却系の保有水を格納容器ガス試料採取系統設備に送水することでサンプリングガスを冷却し、計測可能な温度範囲に収めることができる容量を有する設計とし、原子炉補機冷却系はサンプリングガスを 24 時間以上冷却可能な保有水量を有する設計とする。

可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、採取後のサンプリングガスを原子炉格納容器内に戻すことができる吐出圧力を有する設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、1 個使用する。保有数は 1 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

大容量ポンプは、格納容器ガス試料採取系統設備への海水が供給可能となった以降の冷却機能を担い、サンプリングガスを計測可能な温度範囲に収めることができる容量を有する設計とする。水素濃度監視

に使用する大容量ポンプは、必要な容量を有するものを 1 セット 1 台使用する。保有数は、2 セット 2 台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 台の合計 3 台を分散して保管する設計とする。

9.8.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

静的触媒式水素再結合装置、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。

原子炉格納容器水素燃焼装置は、重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器及び格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器は、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

大容量ポンプは、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。また、使用時に海水を通水するため、海水影響を考慮した設計とし、海から直接取水する際の異物の流入防止を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、重大事故等時における使用条件及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、常時海水を通水するため耐腐食性材

料を使用する設計とする。

9.8.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

原子炉格納容器水素燃焼装置は、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器及び格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器を使用した原子炉格納容器内の水素濃度の監視を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴う接続作業は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。

可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置の電源ケーブルの接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。可搬型格納容器内水素濃度計測装置の計装ケーブルの接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、現場の操作スイッチによる操作が可能な設計とし、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の指示値は、中央制御室にて確認できる設計とする。可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、台車により運搬、移動ができる設計とするとともに、設置場所にて固定できる設計とする。

大容量ポンプを使用した代替補機冷却を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴うディスタンスピースの取替作業については、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、車両として移動可能な設計とすると

ともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。

大容量ポンプとＡ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）との接続口については、嵌合構造により可搬型ホースを確実に接続できる設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナブロー配管フランジ及び原子炉補機冷却系供給管（Ｂヘッダ）フランジは、一般的に使用される工具を用いて確実に取替えが可能な設計とする。大容量ポンプは、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

9.8.3 主要設備及び仕様

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の主要設備及び仕様は第 9.8.1 表及び第 9.8.2 表に示す。

9.8.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

水素濃度低減に使用する静的触媒式水素再結合装置は、触媒の外観の確認及び機能・性能の確認を行うため、触媒が取出しできる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

静的触媒式水素再結合装置温度監視装置は、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正ができる設計とする。

水素濃度低減に使用する原子炉格納容器水素燃焼装置は、機能・性能の確認が可能なように、抵抗及び電圧を測定できる設計とする。

原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置は、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正ができる設計とする。

格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器及び格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器は、他系統と独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な設計とする。また、構造については応力腐食割れ対策、伝熱管の磨耗対策により健全性が確保でき、開放が不要な設計であることから、外観の確認が可能な設計とする。

水素濃度監視に使用する系統（可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及

び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置）は、試験系統での運転が可能なように、試験装置を配備及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置は、分解が可能な設計とする。

水素濃度監視に使用する可搬型格納容器内水素濃度計測装置は、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正ができる設計とする。

水素濃度監視に使用する系統（大容量ポンプ）は、試験系統により独立して機能・性能及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

大容量ポンプは、分解が可能な設計とする。さらに、車両として運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

水素濃度監視に使用する系統（Ａ１、Ａ２海水ストレーナ）は、独立して機能・性能及び漏えいの確認ができる系統設計とする。試験系統に含まれない配管については、悪影響防止のため、海水を含む海水系と、海水を含まない原子炉補機冷却系とを個別に通水確認及び漏えいの確認ができる系統設計とする。

Ａ１、Ａ２海水ストレーナは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、ボンネットを取り外すことができる設計とする。

9.9 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

9.9.1 概要

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備の概略系統図を第 9.9.1 図から第 9.9.3 図に示す。

9.9.2 設計方針

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷により原子炉格納容器内に水素が発生した場合にアニュラスの水素濃度を低減することで水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する。

格納容器内自然対流冷却、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の圧力及び温度低下機能と、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置による水素濃度低減機能とあいまって、水素爆発を防止するとともに、貫通部からアニュラスに漏えいし、アニュラス内で混合された可燃限界濃度未満の水素を含む空気の放射性物質を低減し、排出できる設備として以下の水素排出設備（アニュラスからの水素排出）を設ける。

水素排出設備（アニュラスからの水素排出）として、アニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

アニュラス循環ファンは、原子炉格納容器からアニュラスへ漏えいする水素等を含む空気を吸入し、アニュラス循環フィルタユニットを介して放射性物質を低減させた後排出することでアニュラス内に水素が滞留しない設計とする。アニュラス循環ファンは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とす

る。また、Ｂ系アニュラス循環系のダンパは、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置により電磁弁を開放することで制御用空気設備の窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により開操作できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・アニュラス循環ファン
・アニュラス循環フィルタユニット
・窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。格納容器排気筒は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、アニュラス循環ファンの電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器からアニュラスに漏えいした水素濃度を推定するため、想定される事故時に水素濃度が変動する可能性のある範囲で推定できる設備として以下の監視設備（水素濃度監視）を設ける。

監視設備（水素濃度監視）として、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を使用する。また、代替電源設備として空冷式非常用発電装置を使用する。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、アニュラス内の雰囲気ガス

の水素濃度を測定し、中央制御室にてアニュラス内の水素濃度を監視できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、ディーゼル発電機に加えて、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

具体的なパラメータ及び設備は、以下のとおりとする。

・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

その他、重大事故等時に使用する設計基準事故対処設備としては、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の電源として使用するディーゼル発電機があり、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備としての設計を行うが、詳細については「10.2 代替電源設備」にて記載する。空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

9.9.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

アニュラス循環ファン及び可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、ディーゼル発電機に対して多様性を持った空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

9.9.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

アニュラスからの水素排出に使用するアニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット及び格納容器排気筒は、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

アニュラスからの水素排出に使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

水素濃度監視に使用する可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに設置場所にて固定をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

9.9.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

炉心の著しい損傷により原子炉格納容器内で発生した水素が、原子炉格納容器外に漏えいした場合において、水素を排出するために使用するアニュラス循環ファン及びアニュラス循環フィルタユニットは、原子炉格納容器外に漏えいした可燃限界濃度未満の水素を含む空気を排出させる機能に対して、設計基準事故対処設備としてのアニュラスの負圧達成能力及び負圧維持能力を使用することにより、アニュラス内の水素を屋外に排出することができるため、同仕様で設計するが、格納容器内自然対流冷却、格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイによる原子炉格納容器の温度・圧力低下機能と、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置による原子炉格納容器内の水素濃度低減機能とあいまって、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する容量を有する設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、供給先のアニュラス循環系のダンパが空気作動式であるため、ダンパ全開に必要な圧力を設定圧力とし、配管分の加圧、ダンパ作動回数、リークしないこ

とを考慮した容量に対して十分な容量を有したものを 1 セット 1 本使用する。保有数は、1 セット 1 本、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 本の合計 2 本を保管する設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、設計基準を超える状態において原子炉施設の状態を推定するための計測範囲を有する設計とする。保有数は、1 セット 1 個、機能要求の無い時期に保守点検可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として 1 個の合計 2 個を分散して保管する設計とする。

9.9.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

アニュラス循環ファンは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

格納容器排気筒は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における使用条件及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

9.9.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

アニュラス循環ファンを使用した水素排出を行う系統は、重大事故

等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。アニュラス循環ファンは、中央制御室の制御盤での操作が可能な設計とする。

窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を使用したアニュラス循環系のダンパへの代替空気供給を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の出口配管と制御用空気配管の接続は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、ボンベ取付継手による接続とし、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用、１次系冷却水タンク加圧用及びアニュラス循環系ダンパ作動用）の取付継手は同一形状とする。また、窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）の接続口は、一般的に使用される工具を用いて確実に接続できるとともに、必要により窒素ボンベの交換が可能な設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を使用したアニュラス内の水素濃度の測定を行う系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から弁操作等にて速やかに切り替えられる設計とする。また、切替えに伴う接続作業は、簡便な接続方法による接続とし、確実に接続できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の計装ケーブルの接続はコネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の指示値は、中央制御室にて確認できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、台車により運搬、移動ができる設計とするとともに、設置場所にて固定できる設計とする。

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。

9.9.3 主要設備及び仕様

水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備の主要設備及び仕様は第 9.9.1 表及び第 9.9.2 表のとおり。

9.9.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

アニュラスからの水素排出に使用する系統（アニュラス循環ファン及びアニュラス循環フィルタユニット）は、多重性のある試験系統により独立して機能・性能確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

アニュラス循環ファンは、分解が可能な設計とする。

アニュラス循環フィルタユニットは、差圧確認が可能な系統設計とする。また、内部の確認が可能なように、点検口を設ける設計とする。よう素フィルタは、フィルタ取外しができる設計、格納容器排気筒は、外観の確認が可能な設計とする。

アニュラスからの水素排出に使用する窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）は、アニュラス循環系ダンパ作動用配管へ窒素供給することにより機能・性能の確認が可能な設計とする。ボンベは規定圧力が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

水素濃度監視に使用する可搬型アニュラス内水素濃度計測装置は、特性の確認が可能なように、模擬入力による校正ができる設計とする。

9.10 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

「4.4 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備」に記載する。

9.11 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

「4.5 重大事故等の収束に必要となる水の供給設備」に記載する。

9.12 格納容器換気及びその他の設備

原子炉格納容器内の空気の換気、冷却、浄化のために次の設備を設ける。

(1) 格納容器換気設備（第 9.3.1 図参照）

この設備は原子炉停止中作業員が原子炉格納容器内に立ち入る場合、原子炉格納容器内の空気を新鮮な空気と入れかえる目的のために設ける。

送気設備に加熱コイル、フイルタ及び 2 台の格納容器換気送風機を設け通常は格納容器換気送風機 1 台で原子炉格納容器内に換気を供給する。

排気設備に高効率エアフイルタおよび 2 台の格納容器排風機を設け、通常は原子炉格納容器内の空気を格納容器排風機 1 台により排気筒に導く。

格納容器換気送気用ダクトおよび排気用ダクトにはそれぞれ原子炉格納容器の内側と外側に各 1 個の自動バタフライ弁を直列に設ける。原子炉運転中、このバタフライ弁は全閉する。

(2) 格納容器空気浄化設備

(3) 格納容器空気再循環設備

(4) 制御棒クラスタ駆動装置空気冷却設備

(5) 原子炉容器下部空気冷却設備

第 9.1.2.1 表　原子炉格納施設（重大事故等時）の設備仕様

(1) 原子炉格納容器

型　　式	上部半球、下部さら形鏡円筒型
基　　数	1
最高使用圧力	0.261MPa[gage]
最高使用温度	122℃
材　　料	炭素鋼

第 9.3.2.1 表　アニュラス空気再循環設備（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) アニュラス循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

台	数	2
容	量	約 170m³/min（1 台当たり）

(2) アニュラス循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

型	式	粗フィルタ、微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基	数	2
容	量	約 170m³/min（1 基当たり）
チャコール層厚さ		約 50mm
よう素除去効率		95%以上
粒子除去効率		99%以上（0.7μm 粒子）

(3) 格納容器排気筒

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・格納容器換気及びその他の設備

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

個	数	1
地上高さ		約 87m

第 9.3.2.2 表　アニュラス空気再循環設備（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

種　　類	鋼製容器
本　　数	1（予備 1）
容　　量	約 7Nm^3
最高使用圧力	14.7MPa[gage]
供 給 圧 力	約 0.25MPa[gage]（供給後圧力）

第 9.5.1 表　原子炉格納容器内の冷却等のための設備（常設）の設備仕様

(1) 格納容器循環冷暖房ユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器換気及びその他の設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	冷却コイル内蔵型
基　　数	1（格納容器内自然対流冷却時A号機使用）
伝熱容量	約 14.2MW
最高使用温度	
管　　側	161℃
最高使用圧力	
管　　側	1.2MPa[gage]

(2) 1 次系冷却水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	うず巻式
台　　数	4
容　　量	約 1,150m^3/h（1 台当たり）
揚　　程	約 60m
最高使用圧力	0.98MPa[gage]
最高使用温度	161℃
本体材料	炭素鋼

(3) 1 次系冷却水クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	横置直管式
基　　数	3
伝熱容量	約 10MW（1 基当たり）
最高使用温度	
管　　側	40℃
胴　　側	161℃
最高使用圧力	
管　　側	0.7MPa[gage]
胴　　側	0.98MPa[gage]
材　　料	
管　　側	アルミブラス
胴　　側	炭素鋼

(4) 1 次系冷却水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	横置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 8m^3
通常水容量	約 4m^3
最高使用圧力	0.34MPa[gage]
最高使用温度	95℃
材　　料	炭素鋼

(5) 海水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却海水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型	式	斜流式
台	数	4
容	量	約 3,200m³/h（1 台当たり）
揚	程	約 30m
本体材料		ステンレス鋼

(6) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	4（大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）
最高使用圧力		1.2MPa[gage]
最高使用温度		40℃
材	料	炭素鋼

(7) 恒設代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m³/h

揚　　程　　約 165m

本 体 材 料　　ステンレス鋼

(8) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　うず巻式

台　　数　　1

容　　量　　約 120m^3/h

揚　　程　　約 165m

本 体 材 料　　ステンレス鋼

(9) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　たて置円筒型

基　　数　　1

容　　量　　約 1,720m^3

最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距離	約 60m（炉心より）

(10) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備

・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型式	たて置円筒型
基数	1
容量	約 700m^3
材料	低炭素鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距離	約 60m（炉心より）

第 9.5.2 表　原子炉格納容器内の冷却等のための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 窒素ボンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

種　　類	鋼製容器
本　　数	1（予備 1）
容　　量	約 7Nm^3
最高使用圧力	14.7MPa[gage]
供 給 圧 力	約 0.12MPa[gage]（供給後圧力）

(2) 大容量ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	2（予備 1）
容　　量	約 1,440m^3／h（1 台当たり）
吐 出 圧 力	約 1.2MPa[gage]

(3) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	高圧２段バランスタービンポンプ
台	数	2（予備 1）
容	量	約 300m^3/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.3MPa[gage]

第 9.6.1 表　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備（常設）の設備仕様

(1) 内部スプレポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置うず巻式
台　　数	4
容　　量	約 423m^3/h（1 台当たり）
最高使用圧力	2.1MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 124m
本 体 材 料	ステンレス鋼

(2) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 1,720m^3
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材　　料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

(3) 内部スプレクーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備

・火災防護設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	横置U字管式
基　　数	2
伝熱容量	約 17MW（1 基当たり）
最高使用圧力	
管　　側	2.1MPa[gage]
胴　　側	0.98MPa[gage]
最高使用温度	
管　　側	150℃
胴　　側	95℃
材　　料	
管　　側	ステンレス鋼
胴　　側	炭素鋼

(4) 格納容器循環冷暖房ユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器換気及びその他の設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	冷却コイル内蔵型
基　　数	1（格納容器内自然対流冷却時A号機使用）
伝熱容量	約 14.2MW
最高使用温度	
管　　側	161℃
最高使用圧力	
管　　側	1.2MPa[gage]

(5) 1次系冷却水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式	うず巻式
台　　数	4
容　　量	約 1,150m^3/h（1 台当たり）
揚　　程	約 60m
最高使用圧力	0.98MPa[gage]
最高使用温度	161℃
本体材料	炭素鋼

(6) 1次系冷却水クーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式　　横置直管式

基　　数　　3

容　　量　　約 10MW（1 基当たり）

最高使用温度

管　　側　　40℃

胴　　側　　161℃

最高使用圧力

管　　側　　0.7MPa[gage]

胴　　側　　0.98MPa[gage]

材　　料

管　　側　　アルミブラス

胴　　側　　炭素鋼

(7) 1 次系冷却水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式　　横置円筒型

基　　数　　1

容　　量　　約 8m^3

通常水容量　　約 4m^3

最高使用圧力　　0.34MPa[gage]

最高使用温度　　95℃

材　　料　　炭素鋼

(8) 海水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉補機冷却海水設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

型　　式　　斜流式

台　　数　　4

容　　量　　約 3,200m³/h（1 台当たり）

揚　　程　　約 30m

本 体 材 料　　ステンレス鋼

(9) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　たて置円筒型

基　　数　　4（大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）

最高使用圧力　　1.2MPa[gage]

最高使用温度　　40℃

材　　料　　炭素鋼

(10) 恒設代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式　　うず巻式

台　　数　　1

容　　量　　約 120m³/h

揚　　程　　約 165m

本 体 材 料　　ステンレス鋼

(11) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

(12) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

第 9.6.2 表　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 窒素ボンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

種	類	鋼製容器
本	数	1（予備 1）
容	量	約 7Nm^3
最高使用圧力		14.7MPa[gage]
供 給 圧 力		約 0.12MPa[gage]（供給後圧力）

(2) 大容量ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	2（予備 1）
容	量	約 1,440m^3/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.2MPa[gage]

(3) 送水車

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

・発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	高圧２段バランスタービンポンプ
台	数	2（予備 1）
容	量	約 300m^3/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力		約 1.3MPa[gage]

第 9.7.1 表　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備（常設）の設備仕様

(1) 内部スプレポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置うず巻式
台　　数	4
容　　量	約 423m^3/h（1 台当たり）
最高使用圧力	2.1MPa[gage]
最高使用温度	150℃
揚　　程	約 124m
本 体 材 料	ステンレス鋼

(2) 燃料取替用水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用炉心冷却設備
・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	1
容　　量	約 1,720m^3
最高使用圧力	大気圧
最高使用温度	95℃
ほう素濃度	2,600ppm 以上
材　　料	ステンレス鋼
設置高さ	E.L.＋17.6m
距　　離	約 60m（炉心より）

(3) 内部スプレクーラ

兼用する設備は以下のとおり。

・格納容器スプレ設備
・火災防護設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	横置 U 字管式
基　　数	2
伝熱容量	約 17MW（1 基当たり）
最高使用圧力	
管　　側	2.1MPa[gage]
胴　　側	0.98MPa[gage]
最高使用温度	
管　　側	150℃
胴　　側	95℃
材　　料	
管　　側	ステンレス鋼
胴　　側	炭素鋼

(4) 恒設代替低圧注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	うず巻式
台	数	1
容	量	約 120m^3/h
揚	程	約 165m
本体材料		ステンレス鋼

(5) 復水タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・補給水設備
・緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型	式	たて置円筒型
基	数	1
容	量	約 700m^3
材	料	低炭素鋼
設置高さ		E.L.＋17.6m
距	離	約 60m（炉心より）

(6) 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	1
容　　量	約 120m^3/h
揚　　程	約 165m
本体材料	ステンレス鋼

第 9.8.1 表　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備（常設）の設備仕様

(1) 静的触媒式水素再結合装置

基　　数	5
再結合効率	約 1.2kg/h（1 基当たり） （水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa[abs]時）
本体材料	ステンレス鋼

(2) 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置

計測範囲	0℃～800℃

(3) 原子炉格納容器水素燃焼装置

方　　式	ヒーティングコイル方式
個　　数	12（予備 1（ドーム部））
容　　量	約 556W（1 個当たり）

(4) 原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置

計測範囲	0℃～800℃

(5) 海水ストレーナ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
・原子炉格納容器内の冷却等のための設備
・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	たて置円筒型
基　　数	2（代替補機冷却時Ａ１、Ａ２号機使用）
最高使用圧力	1.2MPa[gage]
最高使用温度	40℃
材　　料	炭素鋼

(6) 格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器

型　　式	たて置円筒形
基　　数	1
容　　量	約 22ℓ
最高使用圧力	0.83MPa[gage]
最高使用温度	95℃
材　　料	ステンレス鋼

(7) 格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器

型　　式	二重管式
基　　数	1
伝熱容量	約 3.0kW
最高使用圧力	
内側管	0.83MPa[gage]
外側管	0.98MPa[gage]
最高使用温度	
内側管	138℃
外側管	95℃
材　　料	
内側管	ステンレス鋼
外側管	ステンレス鋼

第 9.8.2 表　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬型格納容器内水素濃度計測装置

兼用する設備は以下のとおり。

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・計装設備（重大事故等対処設備）

個　　数	1（予備 1）
計 測 範 囲	0～20vol%

(2) 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ

台　　数	1（予備 1）
容　　量	約 1m³/h

(3) 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置

台　　数	1（予備 1）
容　　量	約 4m³/h
吐 出 圧 力	約 0.6MPa[gage]

(4) 大容量ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備

・最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備

・原子炉格納容器内の冷却等のための設備

・原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備

・水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備

・重大事故等の収束に必要となる水の供給設備

型　　式	うず巻式
台　　数	2（予備 1）
容　　量	約 1,440m³/h（1 台当たり）
吐 出 圧 力	約 1.2MPa[gage]

第 9.9.1 表　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備（常設）の設備仕様

(1) アニュラス循環ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

台	数	2
容	量	約 170m³/min（1 台当たり）

(2) アニュラス循環フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

型	式	粗フィルタ、 微粒子フィルタ及びよう素フィルタ内蔵型
基	数	2
容	量	約 170m³/min（1 基当たり）
チャコール層厚さ		約 50mm
よう素除去効率		95%以上
粒子除去効率		99%以上（0.7μm 粒子）

(3) 格納容器排気筒

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

・格納容器換気及びその他の設備

・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

個	数	1

地 上 高 さ　　約 87m

第 9.9.2 表　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備（可搬型）の設備仕様

(1) 窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）

兼用する設備は以下のとおり。

・中央制御室

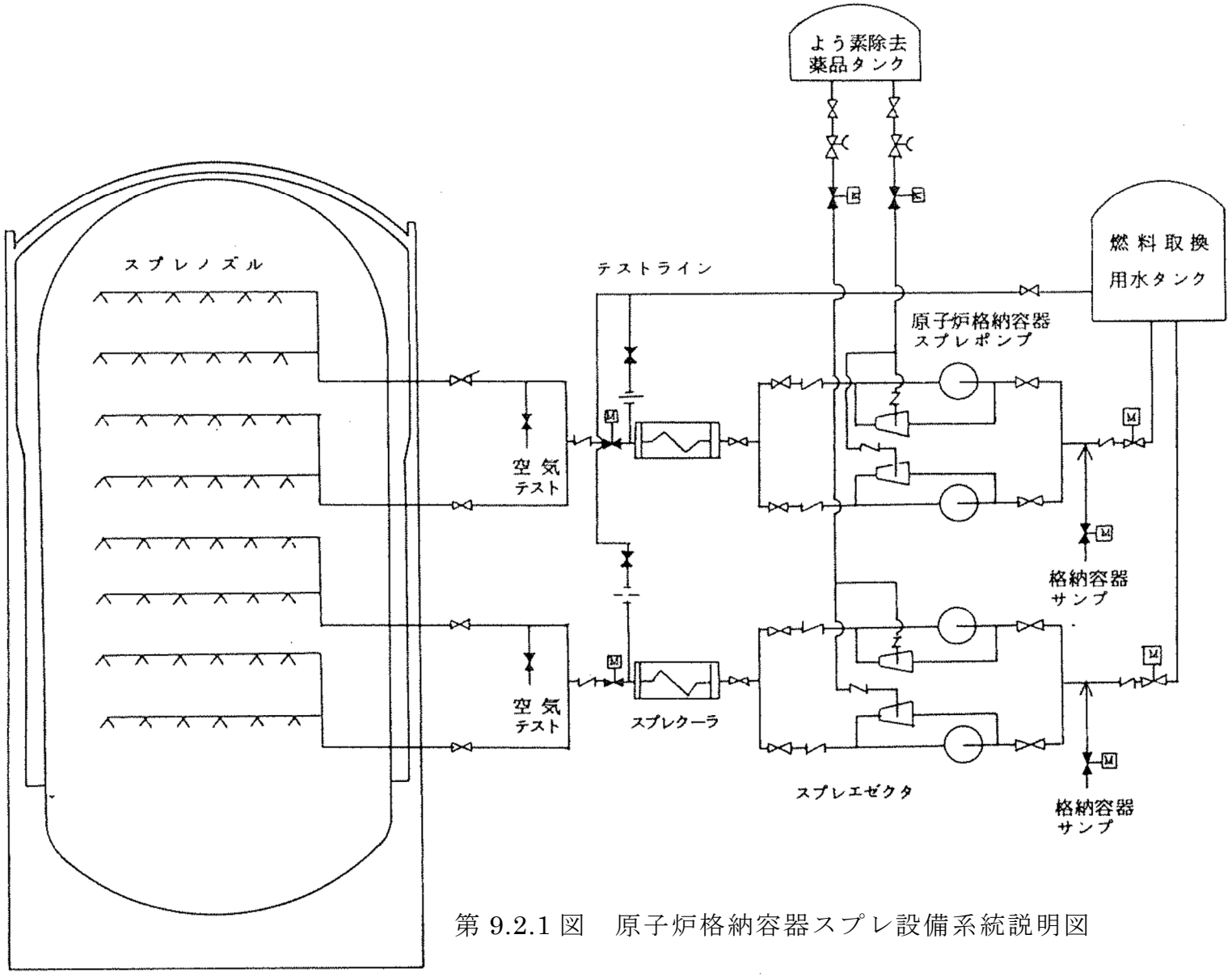
・アニュラス空気再循環設備

・水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備

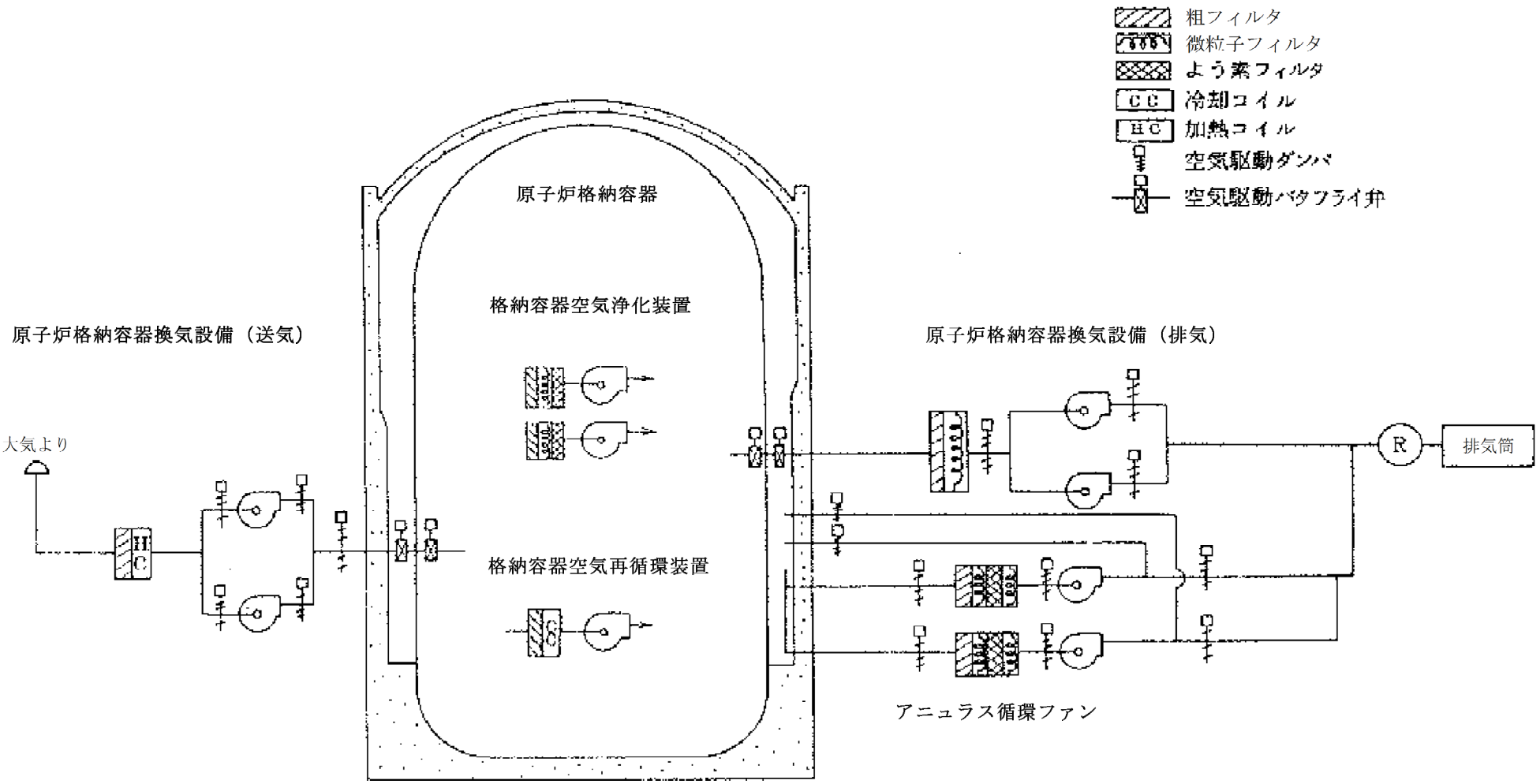
種	類	鋼製容器
本	数	1（予備 1）
容	量	約 7Nm^3
最高使用圧力		14.7MPa[gage]
供 給 圧 力		約 0.25MPa[gage]（供給後圧力）

(2) 可搬型アニュラス内水素濃度計測装置

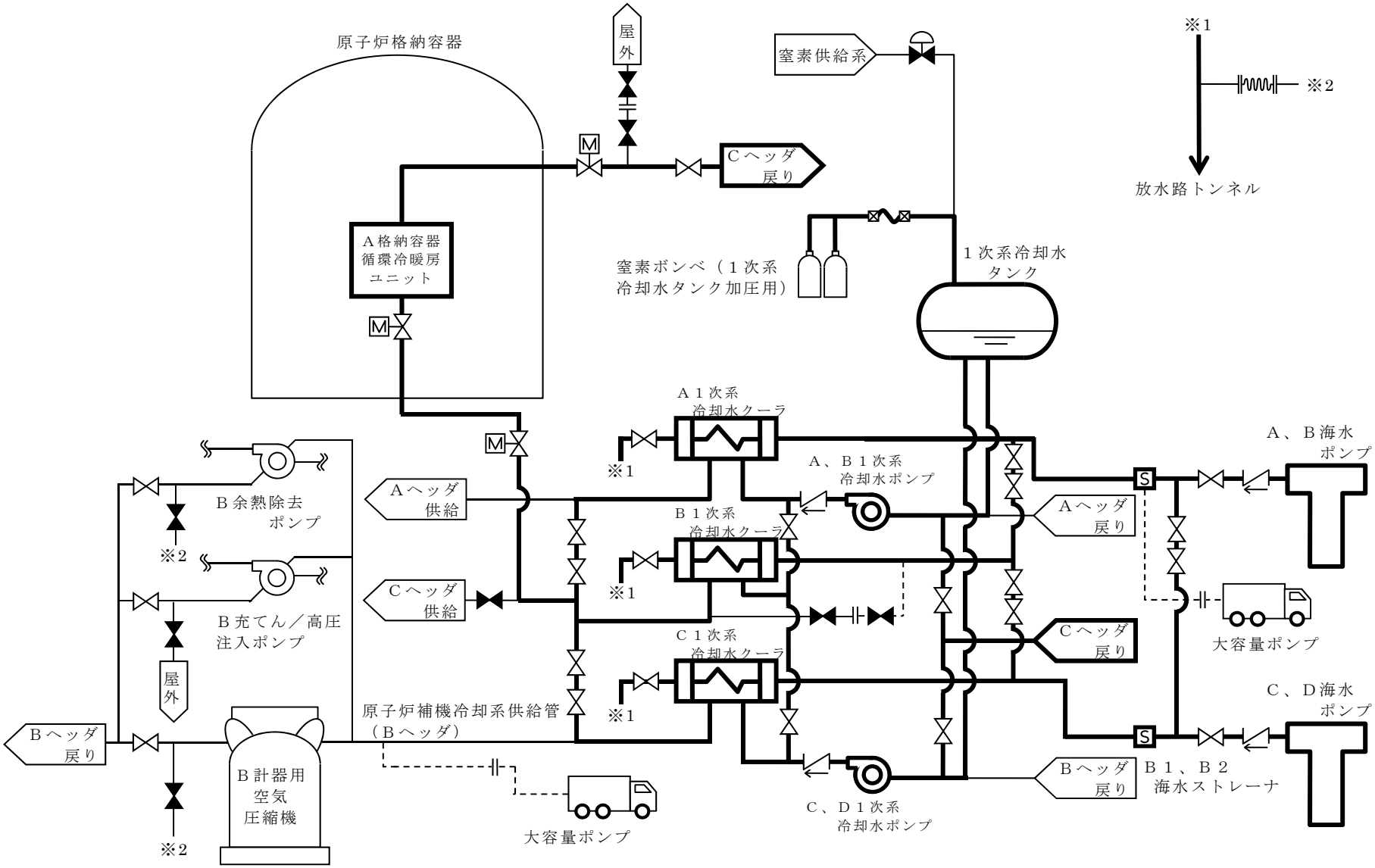
個	数	1（予備１）
計 測 範 囲		0～20vol%



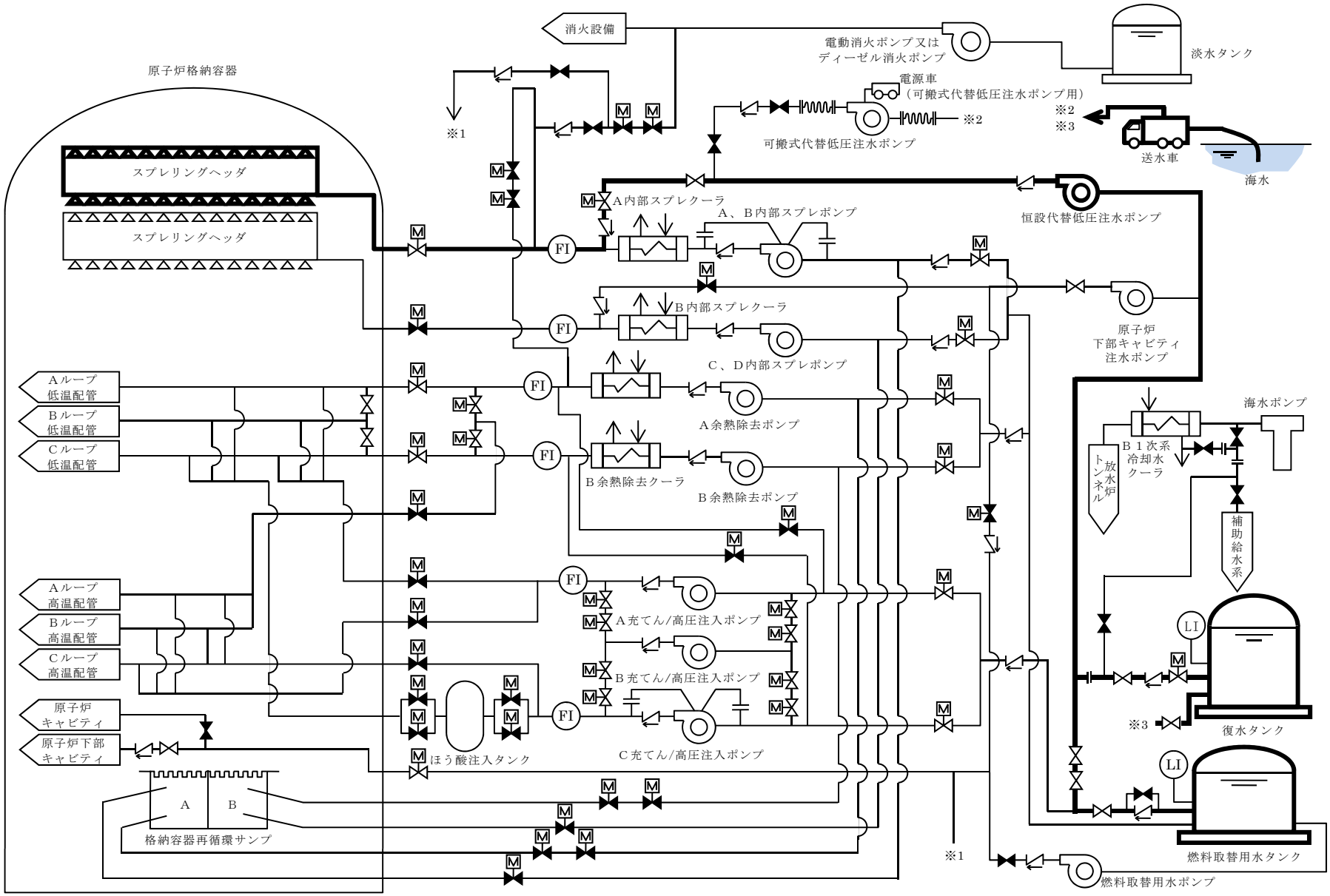
第 9.2.1 図　原子炉格納容器スプレ設備系統説明図



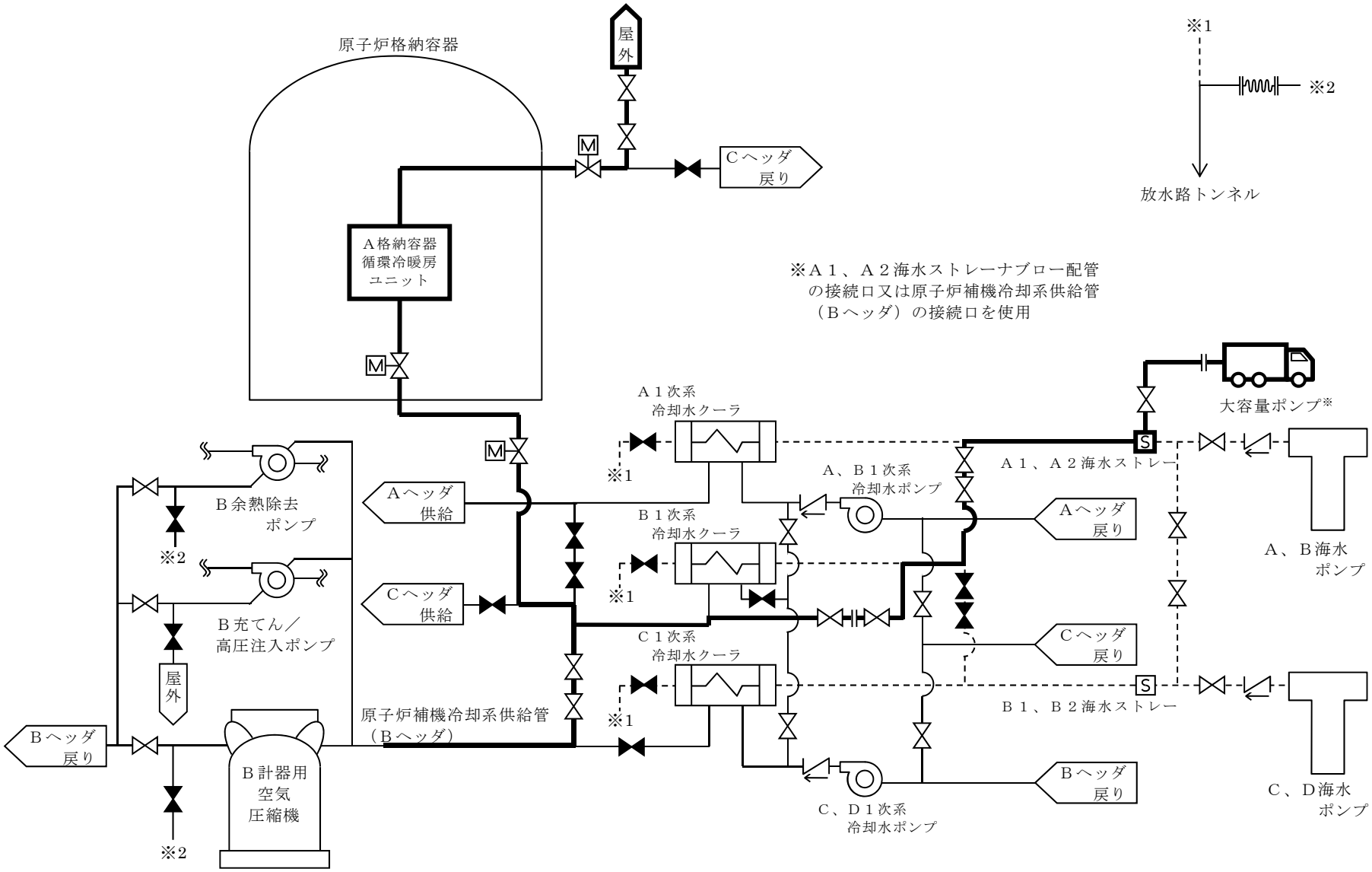
第 9.3.1 図　原子炉格納容器換気設備及びアニュラス空気再循環設備系統説明図



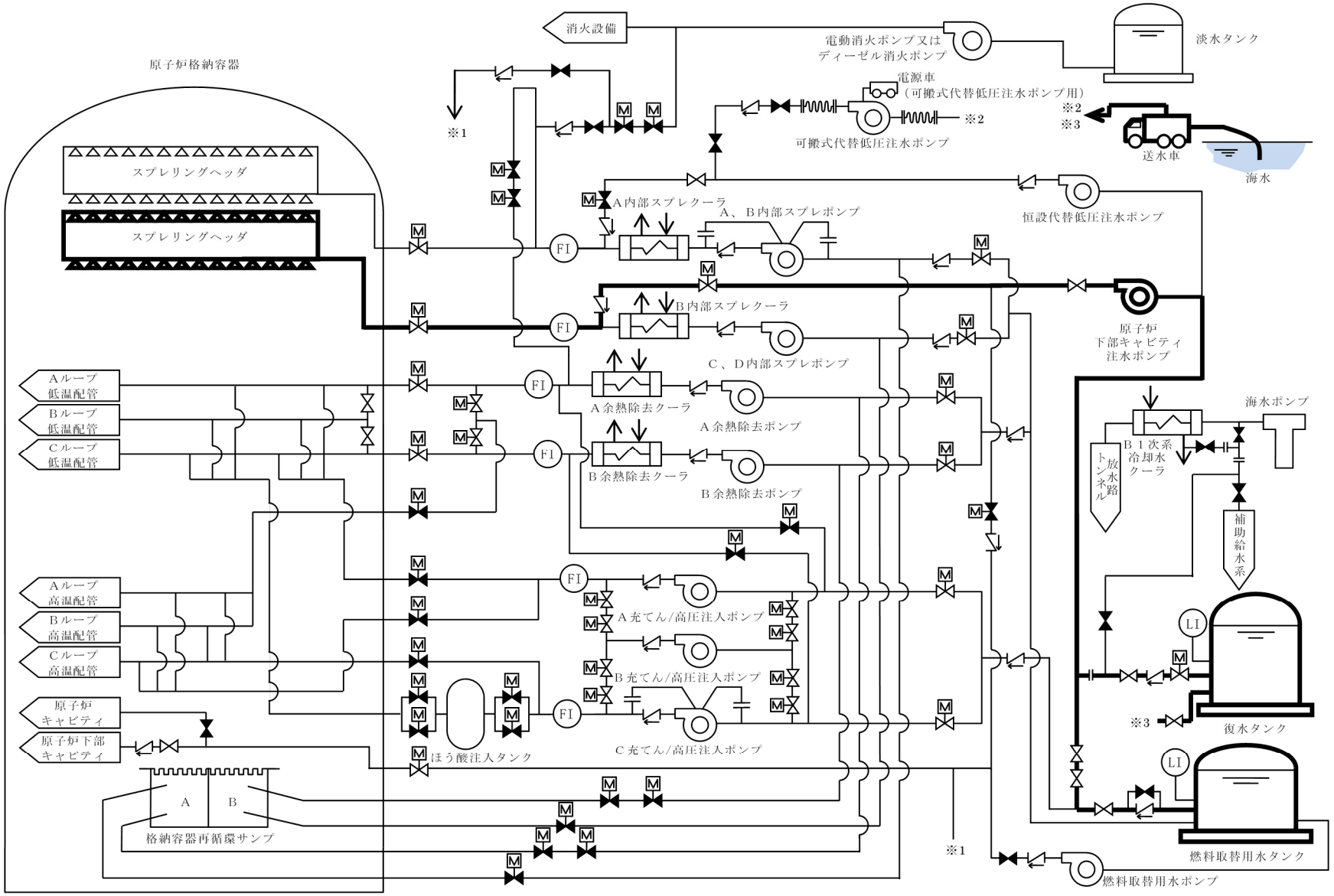
第 9.5.1 図　原子炉格納容器内の冷却等のための設備　概略系統図（1）



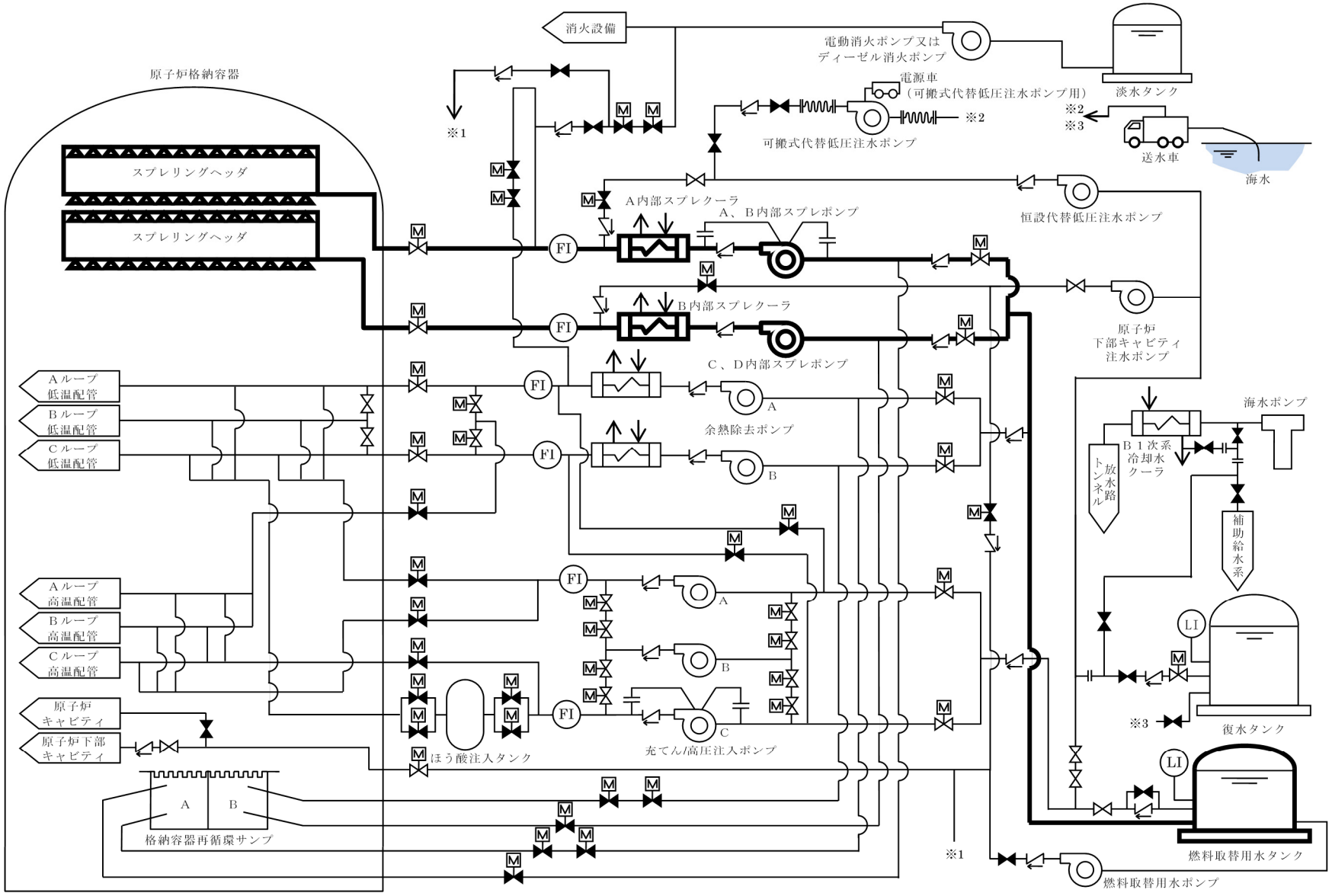
第 9.5.2 図　原子炉格納容器内の冷却等のための設備　概略系統図（２）



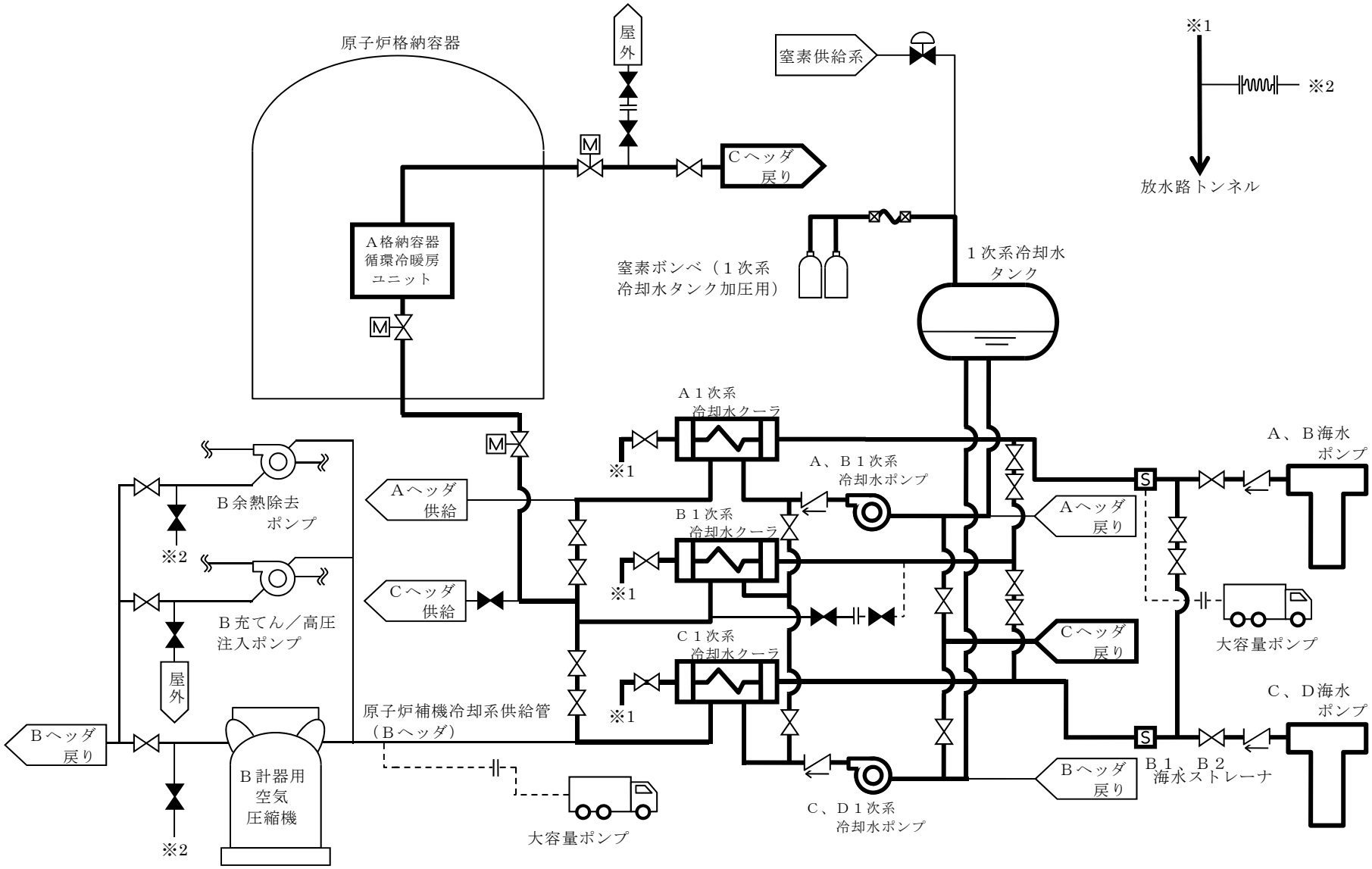
第 9.5.3 図　原子炉格納容器内の冷却等のための設備　概略系統図（３）



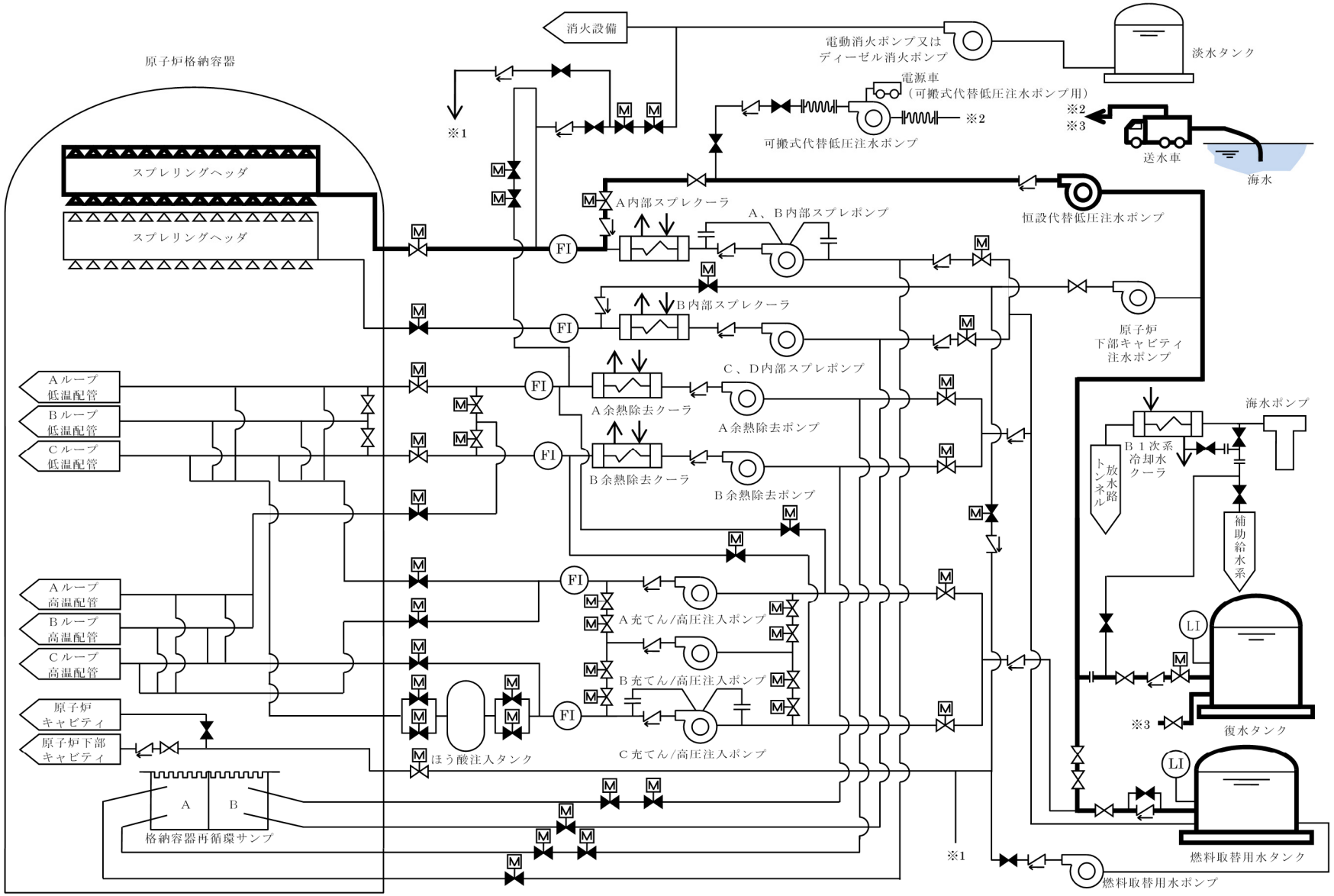
第 9.5.4 図　原子炉格納容器内の冷却等のための設備　概略系統図（４）



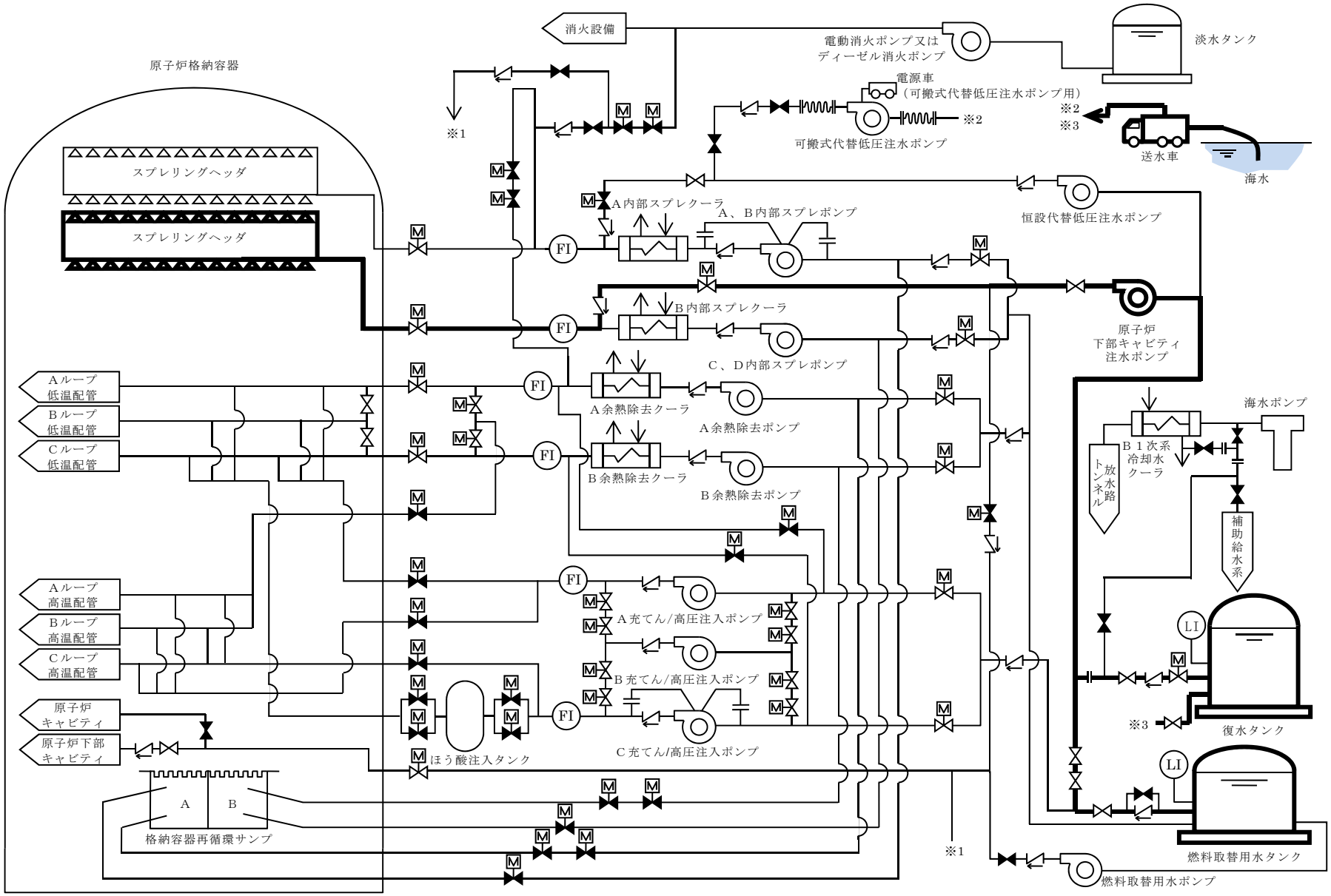
第 9.6.1 図　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備　概略系統図（１）



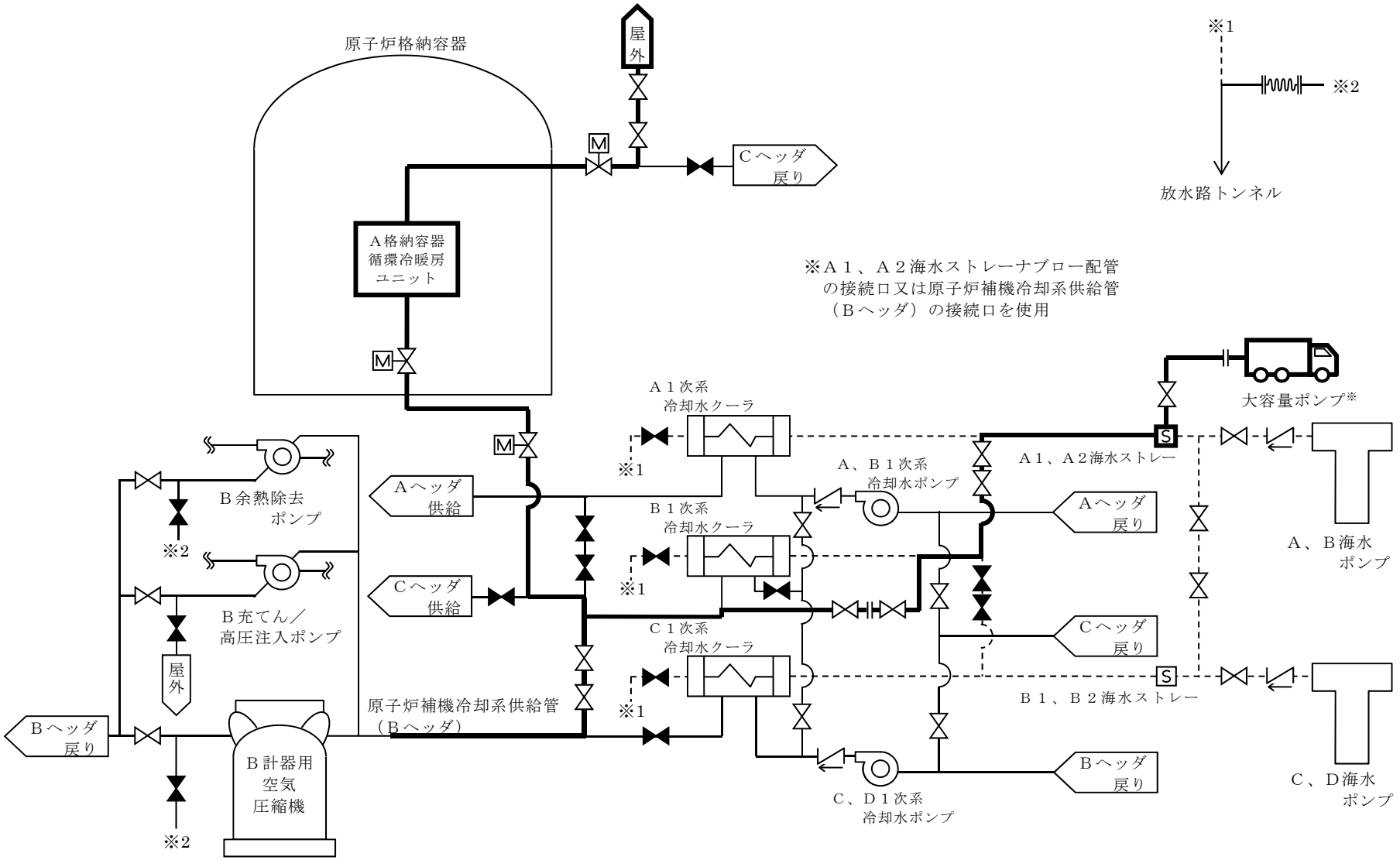
第 9.6.2 図　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備　概略系統図（2）



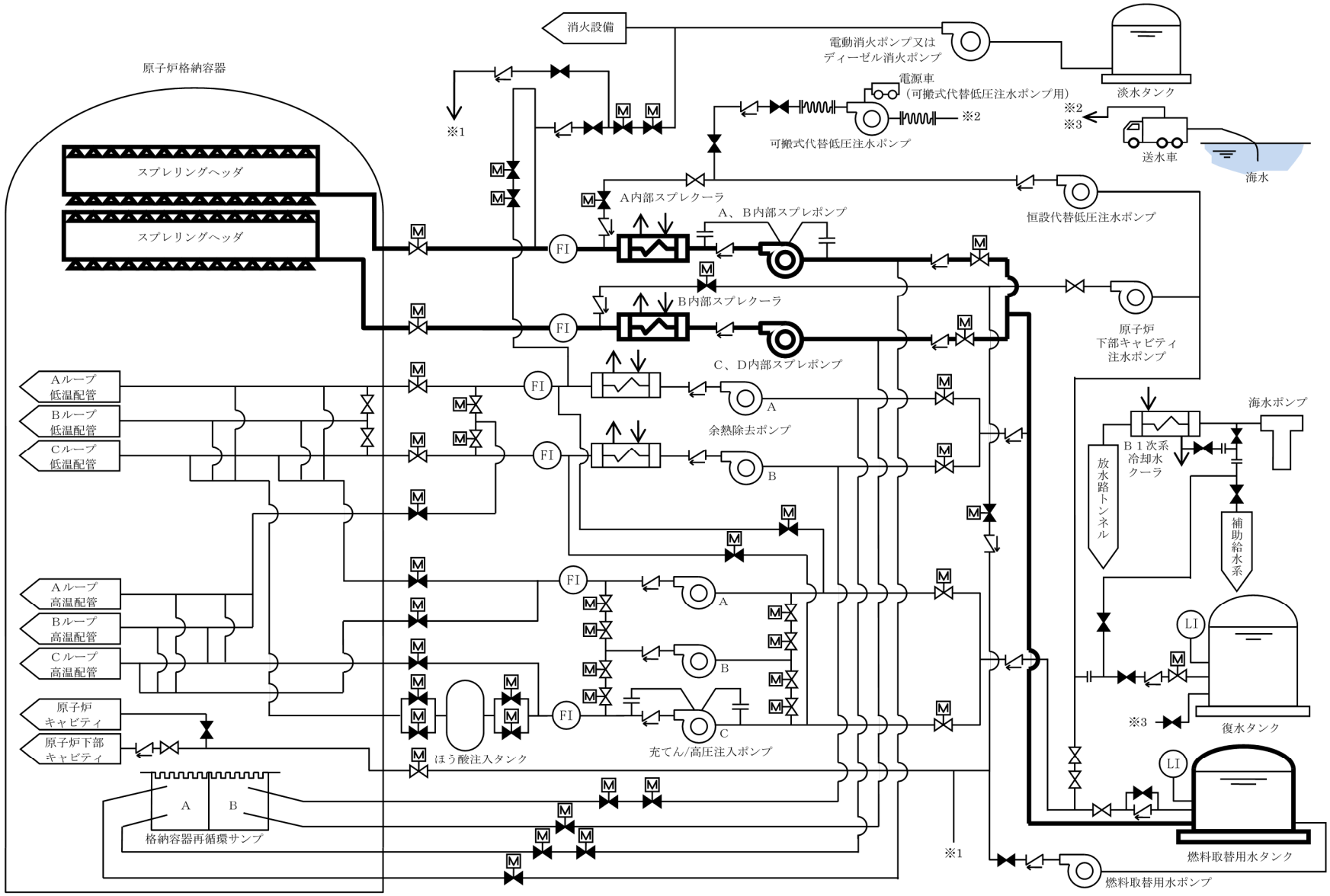
第 9.6.3 図　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備　概略系統図（３）



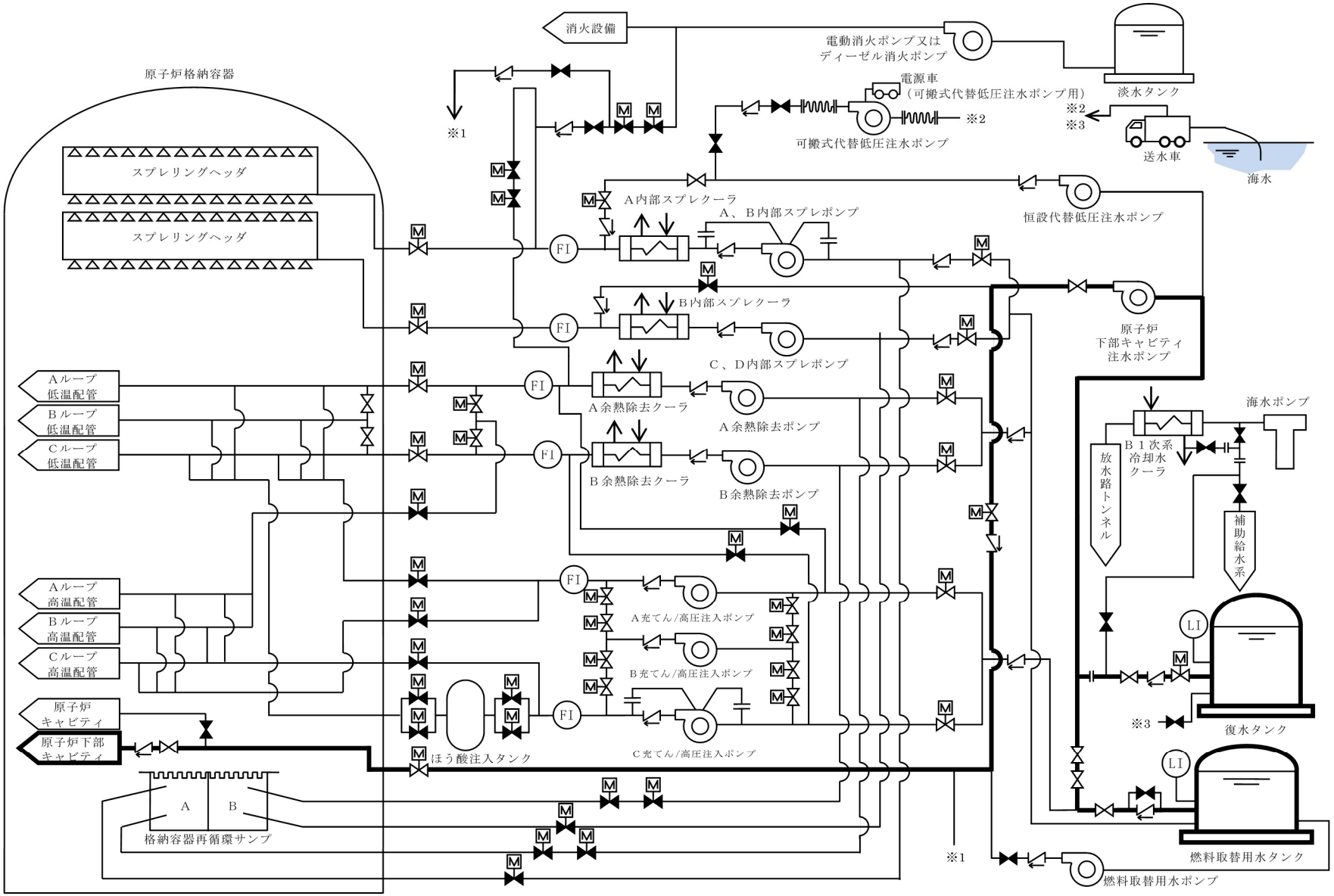
第 9.6.4 図　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備　概略系統図（４）



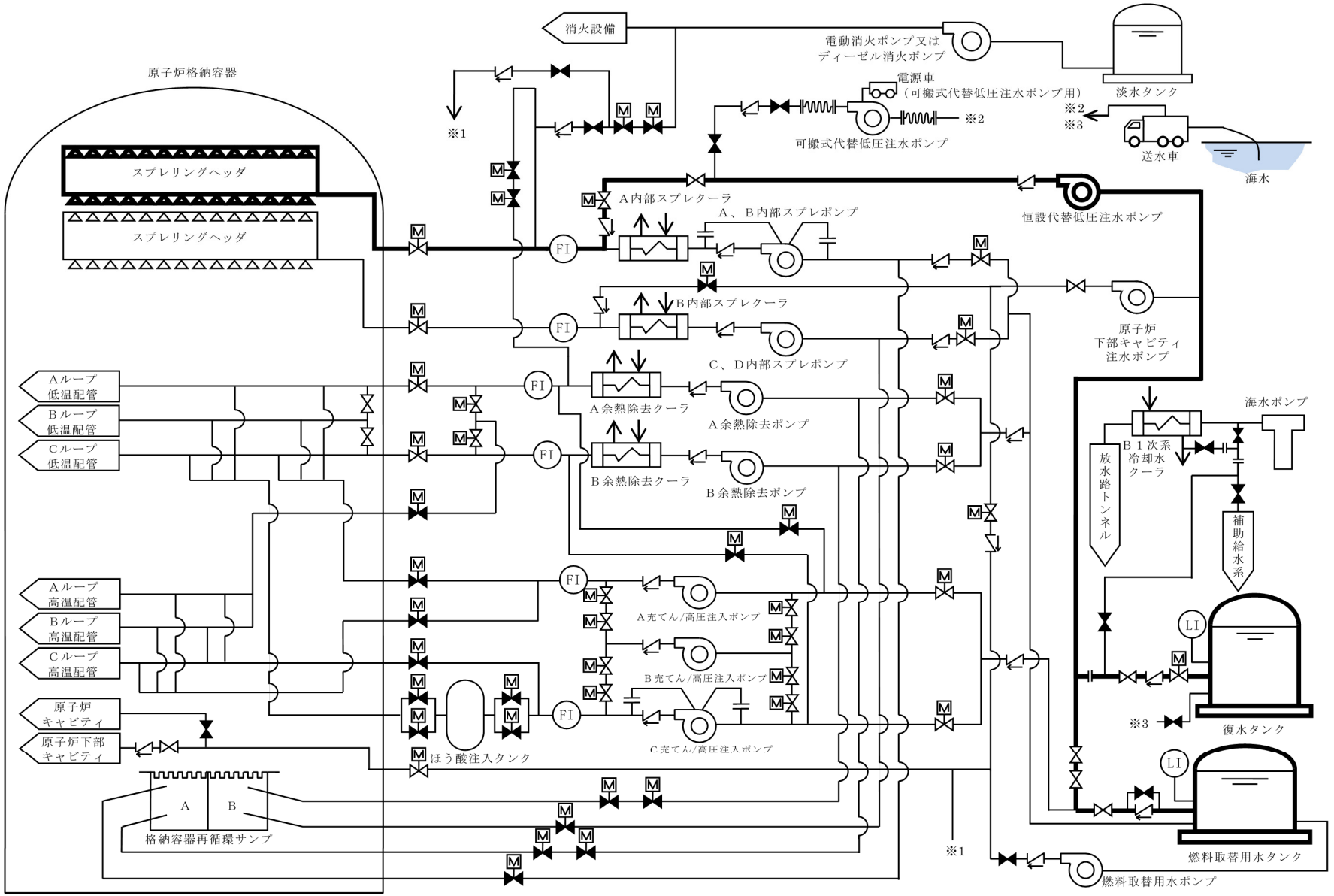
第 9.6.5 図　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備　概略系統図（５）



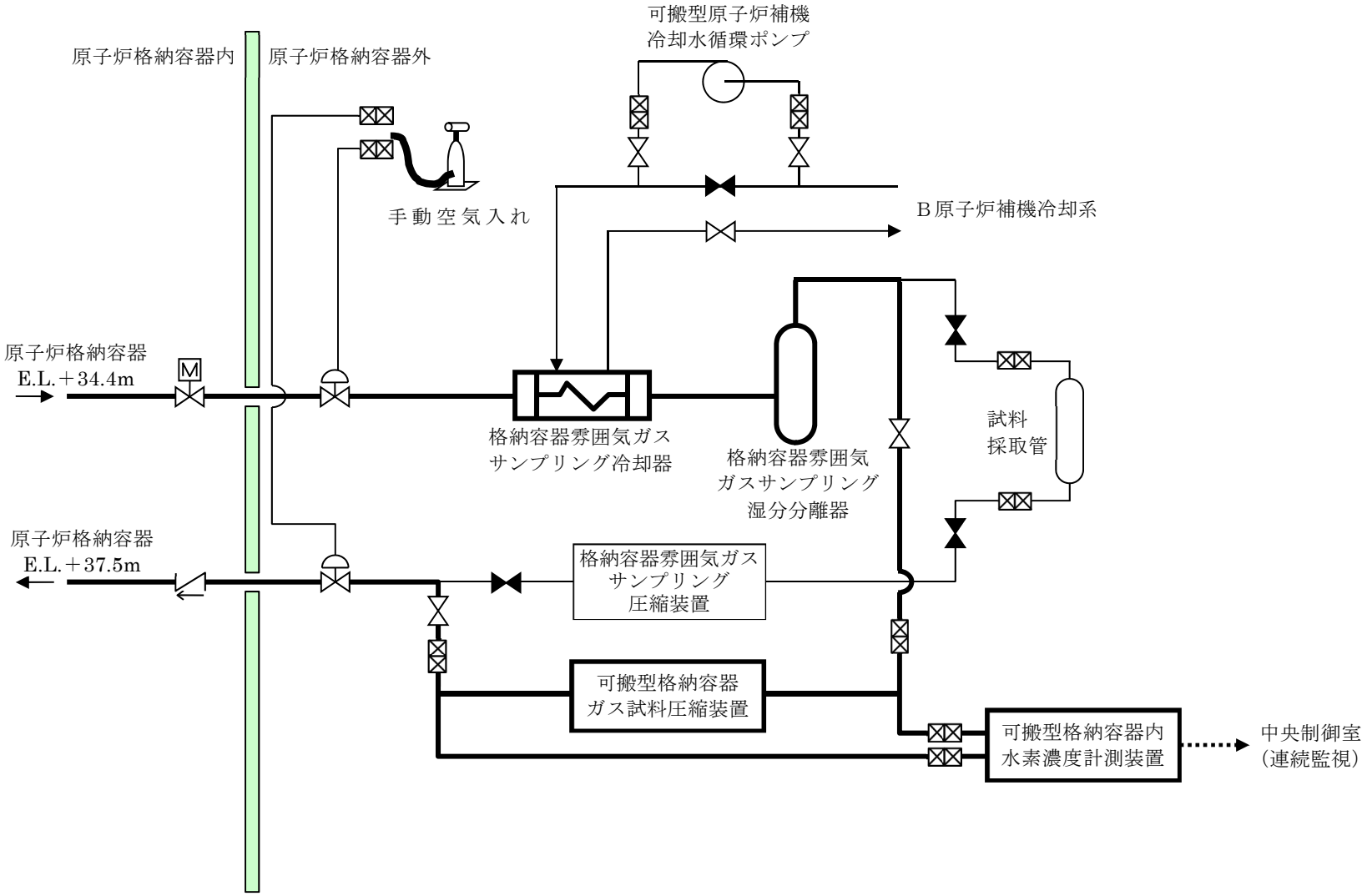
第 9.7.1 図　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備　概略系統図（１）



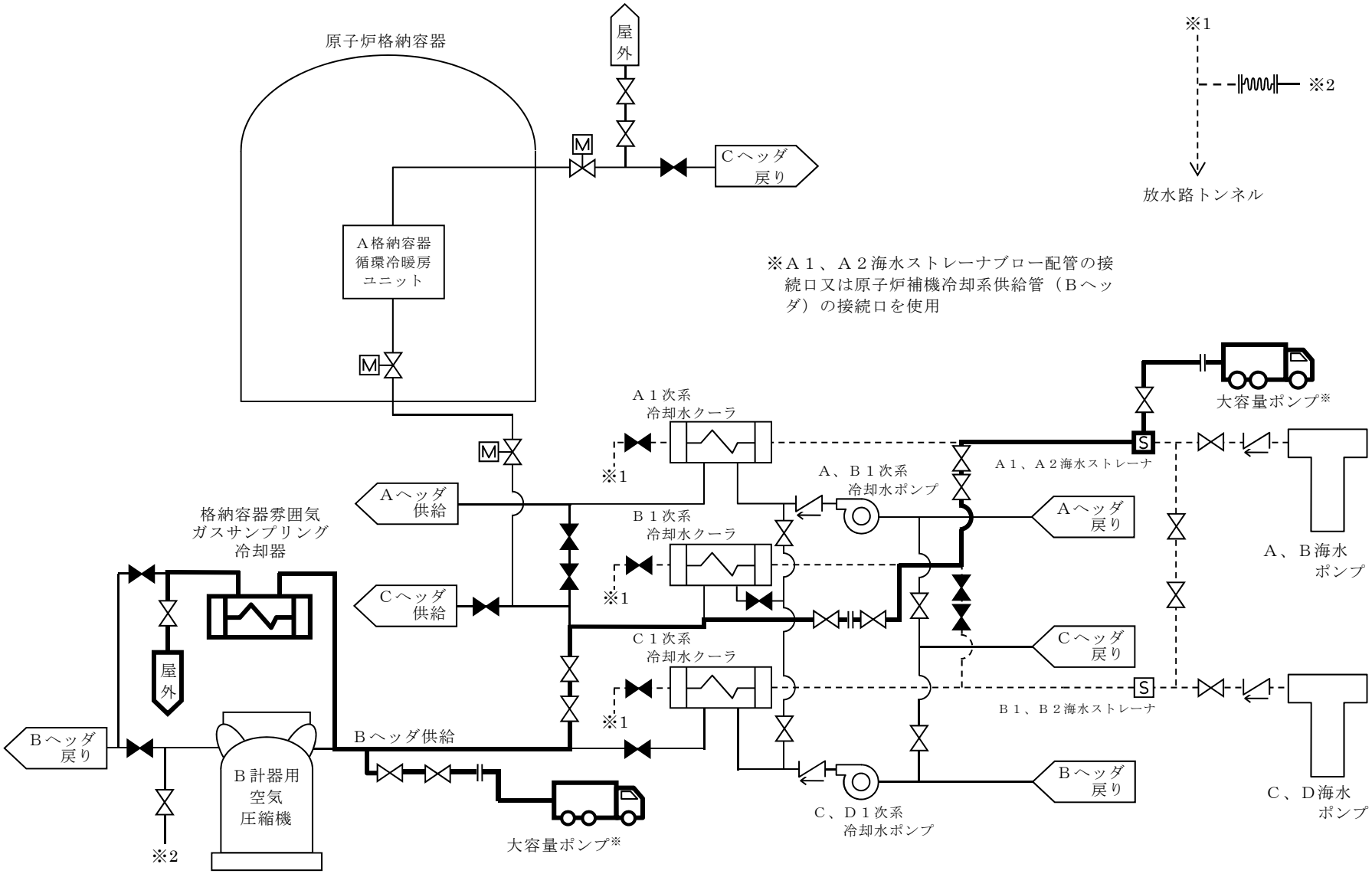
第 9.7.2 図　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備　概略系統図（２）



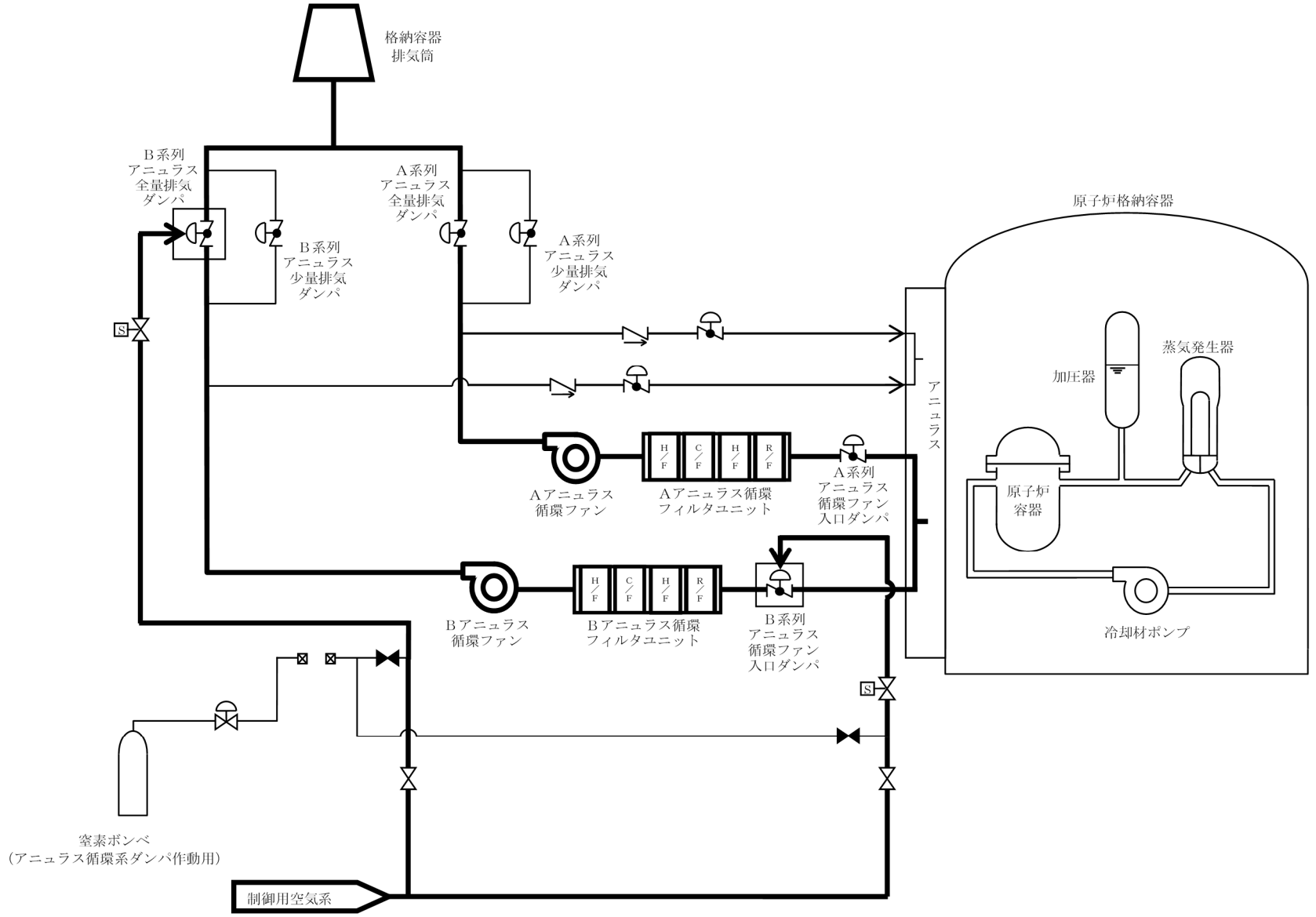
第 9.7.3 図　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備　概略系統図（３）



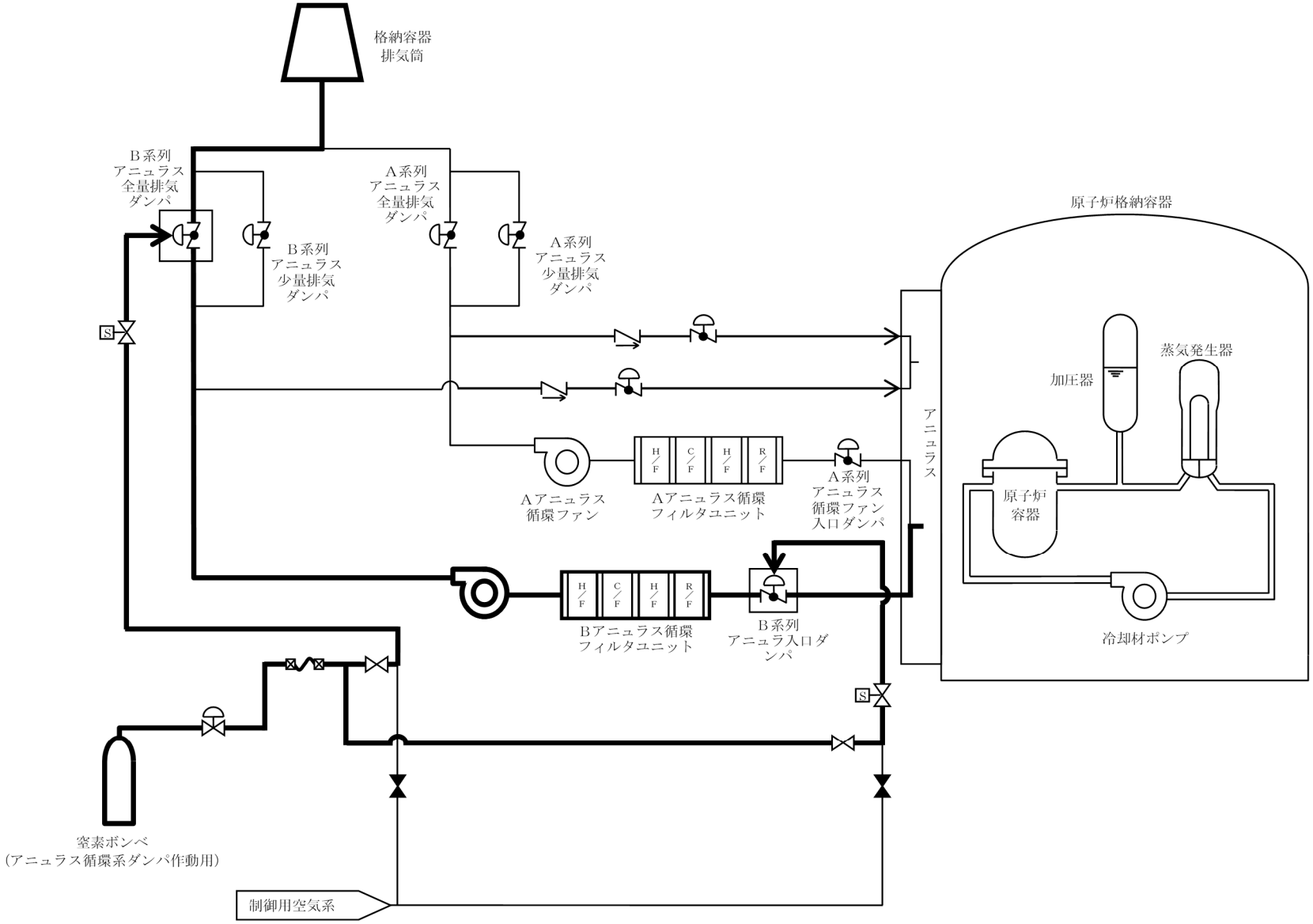
第 9.8.1 図　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備　概略系統図（１）



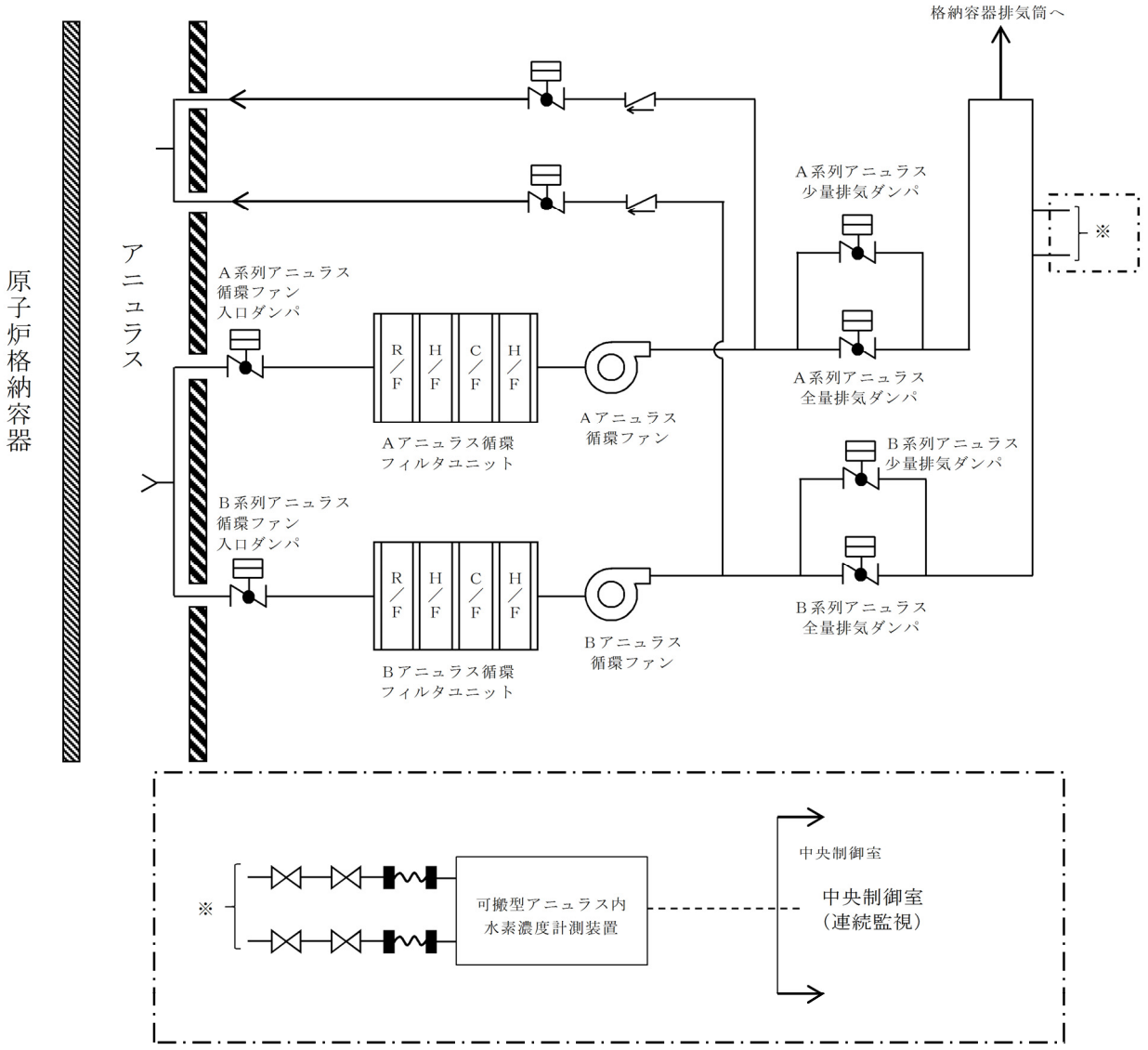
第 9.8.2 図　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備　概略系統図（２）



第 9.9.1 図　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備　概略系統図（１）



第 9.9.2 図　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備　概略系統図（２）



第 9.9.3 図　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備　概略系統図（３）

10. その他発電用原子炉の附属施設

10.1 非常用電源設備

10.1.1 概要

原子炉施設は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、電力系統に連系する設計とする。

所内高圧母線は、常用 3 母線と非常用 2 母線で構成する。非常用 2 母線は、起動変圧器、所内変圧器、予備変圧器、ディーゼル発電機のいずれからも受電できる。

所内低圧母線は、常用 4 母線、非常用 2 母線で構成する。非常用 2 母線はそれぞれの非常用高圧母線から動力変圧器を通して受電する。

所内補機は、工学的安全施設の補機と一般補機に分け、それぞれ非常用母線、常用母線に接続する。所内補機で 2 台以上設置するものは非常用、常用共に各母線に分割接続し、所内電力供給の安定を図る。

2 台のディーゼル発電機は、275kV 送電線が停電した場合にそれぞれの非常用母線に電力を供給し、1台で発電所を安全に停止するために必要な補機を運転するのに十分な容量を有するとともに、たとえ同時に工学的安全施設が動作しても対処できる容量とする。

また、発電所の安全に必要な直流電源を確保するため蓄電池を設置し、安定した交流電源を必要とするものに対しては、無停電電源装置を設置する。直流電源設備は、非常用所内電源として 125V 2 系統及び常用所内電源として 125V 1 系統から構成する。

発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系機器の短絡や地絡又は母線の低電圧や過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、他の安全機能への影響を限定し、非常用所内電源系からの受電時に母線切替操作も容易に実施可能な設計とする。

10.1.2 設計方針

10.1.2.1 非常用所内電源系

安全上重要な構築物、系統及び機器の安全機能を確保するため非常用所内電源系を設ける。安全上重要な系統及び機器へ電力を供給する電気施設は、その電力の供給が停止することがないよう、発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系機器の短絡や地絡又は母線の低電圧や過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、非常用所内電源系からの受電時に、容易に母線切替操作が実施可能な設計とする。

非常用電源設備及びその附属設備は、多重性及び独立性を確保し、その系統を構成する機械又は器具の単一故障が発生した場合であっても、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時において工学的安全施設及び設計基準事故対処設備の機能が確保される設計とする。

また、ディーゼル発電機については、7 日間の外部電源喪失を仮定しても、連続運転により必要とする電力を供給できるよう、7 日間分の容量以上の燃料を敷地内の燃料油貯蔵タンクに貯蔵する設計とする。

10.1.2.2 全交流動力電源喪失

原子炉施設には、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を冷却するための設備が動作するとともに、原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの設備の動作に必要な容量を有する蓄電池（安全防護系用）を設ける。

10.1.3 主要設備

10.1.3.1 所内高圧系

所内高圧系を第 10.1.1 図に示す。非常用高圧母線は、次の 2 母線で構成する。

非常用高圧母線（４－３Ｃ、４－３Ｄ）

起動変圧器、所内変圧器、予備変圧器、ディーゼル発電機から受電できる母線

これらの母線は、母線ごとに一連のメタルクラッド開閉装置で構成し遮断器には磁気遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

非常用高圧母線のメタルクラッド開閉装置は、耐震性を有した原子炉補助建屋内に設置する。

非常用高圧母線は起動変圧器、所内変圧器、予備変圧器及びディーゼル発電機に接続し工学的安全施設の補機と発電所の保安に必要な非常用系補機に給電する。

通常時、非常用高圧母線には 275kV 送電線から起動変圧器を介し、起動変圧器から受電できなくなった場合には所内変圧器から、また、所内変圧器から受電できなくなった場合にはディーゼル発電機から、さらに、ディーゼル発電機からの受電も失敗した場合には、77kV 送電線から予備変圧器を介し給電する。

メタルクラッド開閉装置の設備仕様の概略を第 10.1.1 表に示す。

10.1.3.2 所内低圧系

所内低圧系を、第 10.1.1 図に示す。非常用低圧母線は、次の 2 母線で構成する。

非常用低圧母線（３－３Ｃ、３－３Ｄ）

非常用高圧母線から受電する母線

これらの母線は、一連のキュービクルで構成し、遮断器は気中遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

非常用低圧母線のパワーセンタは、耐震性を有した原子炉補助建屋内に設置する。

工学的安全施設の補機と発電所の保安に必要な非常用系補機を接

続している非常用低圧母線には、非常用高圧母線から動力変圧器を通して降圧し給電する。また、通常時、非常用低圧母線には、275kV 送電線から起動変圧器を介して非常用高圧母線を通じて給電し、起動変圧器から受電できなくなった場合には、所内変圧器から非常用高圧母線を通して給電する。所内変圧器から受電できなくなった場合には、ディーゼル発電機から非常用高圧母線を通じて給電する。

さらに、ディーゼル発電機からの受電も失敗した場合には、77kV 送電線から予備変圧器を介して非常用高圧母線を通じて給電する。

パワーセンタの設備仕様の概略を第 10.1.2 表に示す。

10.1.3.3 ディーゼル発電機

(1) ディーゼル発電機

ディーゼル発電機は、外部電源（275kV）が喪失した場合に、発電所の保安を確保し、安全に停止するために必要な電力を供給し、さらに、工学的安全施設の電力も供給する。

ディーゼル発電機は、多重性を考慮して、必要な容量のものを 2 台備え、各々非常用高圧母線に接続する。

各ディーゼル発電機は、原子炉補助建屋内のそれぞれ独立した部屋に設置する。

また、ディーゼル発電機は、それぞれ定格出力で 7 日間以上連続運転できる燃料油貯蔵タンクを発電所内に設ける設計とする。

ディーゼル発電機は、非常用高圧母線低電圧信号及び非常用炉心冷却設備作動信号で起動し、10 秒以内に電圧を確立した後は、各非常用高圧母線に接続し負荷に給電する。

外部電源喪失のみが発生した場合、各ディーゼル発電機に自動的に接続される主要補機は、次のとおりである。

制御建屋送気ファン　　1 台
制御建屋循環ファン　　1 台
充てん／高圧注入ポンプ　　1 台

チラーユニット　　1台
1次系冷却水ポンプ　　2台
電動補助給水ポンプ　　1台
海水ポンプ　　1台
制御棒駆動装置冷却ファン　　1台
格納容器循環ファン　　1台

上記以外にも、必要に応じて補機を起動できる。

また、1次冷却材喪失事故と外部電源喪失が同時に起こった場合、各ディーゼル発電機に自動的に接続される主要補機は次のとおりである。

工学的安全施設の弁類　　数十台
アニュラス循環ファン　　1台
中央制御室非常用循環ファン　　1台
制御建屋送気ファン　　1台
制御建屋循環ファン　　1台
充てん／高圧注入ポンプ　　1台
余熱除去ポンプ　　1台
1次系冷却水ポンプ　　2台
電動補助給水ポンプ　　1台
海水ポンプ　　1台
内部スプレポンプ　　2台
チラーユニット　　1台

上記以外にも必要に応じて補機を起動できる。

ディーゼル発電機負荷が最も大きくなる1次冷却材喪失事故と外部電源喪失が同時に起こった場合の負荷曲線例を第 10.1.2 図に示す。

ディーゼル発電機の設備仕様の概略を第 10.1.5 表に示す。

10.1.3.4 直流電源設備

直流電源設備は、第 10.1.3 図に示すように、蓄電池（安全防護系

用）2 組に加え、蓄電池（一般用）1 組の合計 3 組のそれぞれ独立した蓄電池、充電器、直流き電盤等で構成し、蓄電池（安全防護系用）2 組のいずれの 1 組が故障しても残りの系統でプラントの安全性は確保する。また、これらは、多重性及び独立性を確保することにより、共通要因により同時に機能が喪失することのない設計とする。直流母線は 125V であり、うち蓄電池（安全防護系用）2 組の電源の負荷は、工学的安全施設等の開閉器作動電源、タービン動補助給水ポンプ現地盤、電磁弁、計器用電源（無停電電源装置）である。

3 組の蓄電池は、据置型蓄電池で独立したものであり、蓄電池（安全防護系用）2 組は非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。

また、蓄電池（安全防護系用）の容量は 1 組当たり約 2,200A・h であり、原子炉を安全に停止し、かつ、原子炉の停止後に炉心を一定時間冷却するための設備が動作するとともに原子炉格納容器の健全性を確保するための設備が動作することができるよう、これらの動作に必要な容量を有している。

この容量は、例えば、原子炉が停止した際に遮断器の開放動作を行うメタルクラッド開閉装置（約 125A）、原子炉停止後の炉心冷却のためのタービン動補助給水ポンプ現地盤（タービン動補助給水ポンプ起動弁等）（約 12A）、原子炉の停止、冷却、原子炉格納容器の健全性を確認できる計器に電力供給を行う計器用電源（無停電電源装置）（約 280A）及びその他制御盤の待機電力等（約 215A）の負荷へ電力供給を行った場合においても、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間に対し、1 時間以上電力供給が可能な容量である。

直流電源設備の設備仕様の概略を第 10.1.3 表に示す。

10.1.3.5 計測制御用電源設備

計測制御用電源設備は、第 10.1.4 図に示すように非常用として計器用母線 4 母線、また、常用として計器用母線 12 母線及び計器用後

備母線 4 母線で構成し、母線電圧は 115V 及び 100V である。

非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する計器用電源（無停電電源装置）等で構成する。

計器用電源（無停電電源装置）は、外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの約 30 分間においても、直流電源設備である蓄電池（安全防護系用）から直流電力が供給されることにより、計器用電源（無停電電源装置）内の変換器を介し直流を交流へ変換し、非常用の計器用母線に対し電力供給を確保できる。そのため、炉外核計装の監視による原子炉の安全停止の確認、1 次冷却材温度等の監視による原子炉の冷却状態の確認、及び格納容器圧力、格納容器内温度の監視による原子炉格納容器の健全性の確認を可能とする。

原子炉保護設備等の重要度の特に高い安全機能を有する設備に関する負荷は、非常用の計器用母線に接続する。多重チャンネル構成の原子炉保護設備への給電は、チャンネルごとに分離し、独立性を確保する。

なお、非常用の計器用母線 4 母線は、後備計器用電源（変圧器）からも受電できる。

計測制御用電源設備の設備仕様の概略を第 10.1.4 表に示す。

重大事故等の対処に必要となる SA 監視計器用電源については、「10.2　代替電源設備」に示す。SA 監視計器用電源は、設計基準事故対処において使用しないものの、通電待機としておくため、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、「10.1.3.4 直流電源設備」の蓄電池（安全防護系用）の容量は、SA 監視計器用電源を考慮しても、全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源設備から開始されるまでの約 30 分間に対し、1 時間以上電力供給が可能な容量である。

10.1.3.6 電線路

原子炉保護設備及び工学的安全施設に関する多重性を持つ動力回路、制御回路、計装回路のケーブルは、それぞれ相互に電気的・物理的分離を図るため、適切な離隔距離又は必要に応じて隔壁を設けたケーブルトレイ及びコンジット（電線貫通部を含む。）を使用して敷設し、相互の独立性を侵害することがないようにする。特にケーブルトレイ等が隔壁を貫通する場合は、火災対策上隔壁効果を減少させないような構造とする。

10.1.3.7 事故時母線切替え

常時は、非常用高圧母線は 275kV 送電線 4 回線から受電可能な設計とする。

発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系機器の短絡や地絡又は母線の低電圧や過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、故障による影響を局所化し、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

また、275kV 送電線 4 回線停電時には、発電所を安全に停止するために必要な所内電力は、ディーゼル発電機から供給する。

275kV 送電線 4 回線停電時に、ディーゼル発電機からの受電も失敗すれば、77kV 送電線に接続する予備変圧器から発電所を安全に停止するために必要な電力を供給する。

(1) 所内変圧器への切替え

起動変圧器の故障等により起動変圧器からの電力が喪失し、所内変圧器系に電圧がある場合、所内変圧器から受電して、発電所の安全停止に必要な補機を運転する。本切替えは自動切替えであり容易に実施可能である。

(2) ディーゼル発電機への切替え

非常用高圧母線が停電するとディーゼル発電機が起動するとともに、非常用高圧母線に接続する電動機負荷及び非常用低圧母線

に接続する電動機負荷はすべて遮断し、ディーゼル発電機の電圧が定格値になるとディーゼル発電機を非常用高圧母線に接続し、発電所を安全に停止するために必要な負荷を順次再投入する。

(3) 予備変圧器（77kV 系）への切替え

275kV 送電線 4 回線とも停電し、その上ディーゼル発電機からの受電も失敗し、77kV 送電線に電圧がある場合、予備変圧器から受電して、発電所の安全停止に必要な補機を運転する。本切替えは手動切替えで容易に実施可能である。

(4) 275kV 送電線電圧回復後の切替え

ディーゼル発電機で所内負荷運転中、275kV 送電線の電圧が回復すれば、所内負荷を元の状態に戻す。

(5) 計器用母線の切替え

非常用の計器用電源（無停電電源装置）からの 4 母線には、2 台の後備計器用電源（変圧器）を設け、440V 交流電源に切り替えることができる。

10.1.4 主要仕様

主要仕様を第 10.1.1 表から第 10.1.5 表に示す。

10.1.5 試験検査

10.1.5.1 ディーゼル発電機

(1) 手動起動試験

ディーゼル発電機は、定期的に手動で起動し、非常用高圧母線に接続して、定格負荷をかけた状態で、健全性を確認する。

(2) 自動起動試験

原子炉停止時に、非常用高圧母線低電圧信号及び非常用炉心冷却設備作動信号を模擬し、信号発信後 10 秒以内に電圧が確立することを確認する。

10.1.5.2 蓄電池

蓄電池（安全防護系用）は、定期的に電解液面の検査と補水、電解液の比重とセル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い、健全性を確認する。

10.1.6 手順等

(1) 電気設備に要求される機能を維持するため、日常点検、定期点検により適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。

(2) 電気設備に係る保守管理に関する教育を行う。

10.2 代替電源設備

10.2.1 概要

設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な電力を確保するために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

代替電源設備の概略系統図を第 10.2.1 図から第 10.2.5 図に示す。

10.2.2 設計方針

重大事故等の対応に必要な電力を供給するための設備として以下の代替電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備、可搬型直流電源設備、所内常設直流電源設備（３系統目）及び代替所内電気設備を設ける。

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」時に必要な交流負荷へ電力を供給する常設代替電源設備として、空冷式非常用発電装置を使用する。

空冷式非常用発電装置は、中央制御室の操作にて速やかに起動し、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・空冷式非常用発電装置
・燃料油貯蔵タンク
・可搬式オイルポンプ
・タンクローリー
・燃料油移送ポンプ

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に最低限必要な設備に電力を供給する可搬型代替電源設備として電源車を使用する。

電源車は、非常用高圧母線へ接続することで電力を供給できる設計とする。電源車は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・電源車

・燃料油貯蔵タンク

・タンクローリー

・燃料油移送ポンプ

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する所内常設蓄電式直流電源設備として、蓄電池（安全防護系用）を使用する。これらの設備は、負荷切離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計とする。また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）は運転コンソールへ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・蓄電池（安全防護系用）

・計器用電源（無停電電源装置）

更なる信頼性を向上するため、設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給するため、特に高い信頼性を有する所内常設直流電源設備（３系統目）として、蓄電池（３系統目）を使用する。この設備は、負荷切り離しを行わずに 24 時間（ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）にわたり、電力の供給を行うことが可能な設計と

する。

また、蓄電池（３系統目）及びその電路は、特に高い信頼性を有する直流電源設備とするため、安全機能の重要度分類クラス１相当の設計とし、耐震設計においては、蓄電池（３系統目）及びその電路は、基準地震動 Ss による地震力に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないことに加え、弾性設計用地震動 Sd による地震力または静的地震力のいずれか大きい方の地震力に対して、おおむね弾性状態に留まる範囲で耐えられるように設計する。加えて、蓄電池（３系統目）は、当該設備設置に伴う耐震性、火災防護対策等への影響を考慮した[　　]に設置する設計とする。

なお、蓄電池（３系統目）は、直流負荷に対し直流き電盤を介して必要な負荷へ電力供給するとともに、交流負荷については、計器用電源内の変換器を介し直流を交流へ変換し、必要な負荷へ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・蓄電池（３系統目）

設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失及び蓄電池の枯渇）した場合に、重大事故等の対応に必要な設備に直流電力を供給する可搬型直流電源設備として、電源車及び可搬式整流器を使用する。これらの設備は、直流母線へ接続することにより、24 時間にわたり電力を供給できる設計とする。また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）は運転コンソールへ電力の供給を行うことが可能な設計とする。

電源車は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・電源車

・燃料油貯蔵タンク

・タンクローリー

・燃料油移送ポンプ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

・可搬式整流器

・計器用電源（無停電電源装置）

所内電気設備は、2 系統の非常用母線等により構成することにより、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも 1 系統は電力供給機能の維持及び人の接近性の確保を図る設計とする。これとは別に上記 2 系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給する代替所内電気設備として、空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用する。

代替所内電気設備は、空冷式非常用発電装置を代替所内電気設備変圧器に接続し、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器より電力を供給できる設計とする。

空冷式非常用発電装置は、燃料油貯蔵タンクより可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・空冷式非常用発電装置

・燃料油貯蔵タンク

・可搬式オイルポンプ

・タンクローリー

・燃料油移送ポンプ

・代替所内電気設備変圧器

・代替所内電気設備分電盤

・可搬式整流器

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクよりタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて燃料を補給できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・燃料油貯蔵タンク

・タンクローリー

・燃料油移送ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ、電動補助給水ポンプ、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁、余熱除去ポンプ、内部スプレポンプ、内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側)、格納容器循環ファン、1 次系冷却水ポンプ、海水ポンプ、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置、原子炉格納容器水素燃焼装置、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、アニュラス循環ファン、原子炉格納容器水位、原子炉下部キャビティ水位、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環ファン、可搬型照明（ＳＡ)、衛星電話（固定)、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ)、安全パラメータ伝送システム、アキュムレータ出口電動弁及び計器用電源（無停電電源装置）は、ディーゼル発電機より電力を供給できる設計とする。

10.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

空冷式非常用発電装置は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、屋外の適切な離隔距離を持った位置に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機に対して、原子炉補助建屋から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

電源車は、空冷式のディーゼル発電機とし、少なくとも 1 台は屋外の空冷式非常用発電装置から 100m 以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、空冷式非常用発電装置に対して位置的分散を図る設計とする。

電源車の接続箇所は、原子炉補助建屋の異なる面の隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、空冷式のディーゼル発電機を使用し、原子炉補助建屋内の蓄電池（安全防護系用）及び［　　］の蓄電池（３系統目）に対して、電源車は原子炉補助建屋から100m以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管し、可搬式整流器は原子炉補助建屋内の異なる区画に分散して保管することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）に対して、［　　］に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

また、蓄電池（３系統目）は、原子炉補助建屋から100m以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管する電源車及び原子炉補助建屋内の可搬式整流器を用いた可搬型直流電源設備に対して、［　　］に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、電源を空冷式非常用発電装置とし、原子炉補助建屋内の所内電気設備である2系統の非常用母線と異なる区画に設置することで、多様性及び位置的分散を図る設計とする。

可搬式オイルポンプ及びタンクローリーは、原子炉補助建屋から100m以上の離隔距離を確保した複数箇所に分散して保管することで、原子炉補助建屋内のディーゼル発電機及び燃料油移送ポンプに対して位置的分散を図る設計とする。

燃料油貯蔵タンクの燃料油取出口は、隣接しない位置に、適切な離隔距離をもって複数箇所設置する設計とする。

空冷式非常用発電装置を使用した代替電源系は、空冷式非常用発電装置から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

電源車を使用した代替電源系は、電源車から非常用高圧母線までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、ディーゼル発電機を使用した電源系に対して独立した設計とする。

電源車及び可搬式整流器を使用した可搬型直流電源設備は、電源車から直流き電盤までの系統において、独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）を使用した電源系に対して独立した設計とする。

蓄電池（３系統目）を使用した直流電源は、蓄電池（３系統目）から直流き電盤までの系統において独立した電路で系統構成することにより、蓄電池（安全防護系用）並びに電源車及び可搬式整流器を用いた電源系統に対して独立した設計とする。

代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器を使用した代替所内電気設備は、独立した電路で系統構成することにより、所内電気設備である2系統の非常用母線に対して独立した設計とする。

10.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

空冷式非常用発電装置、ディーゼル発電機及び計器用電源（無停電電源装置）は、遮断器操作等によって通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をする他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

燃料油貯蔵タンク、燃料油移送ポンプ、可搬式オイルポンプ及びタンクローリーは、他の設備から独立して使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤は、通常の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備として系統構成することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

電源車及び可搬式整流器は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等対処設備として系統構成することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

可搬型重大事故等対処設備である可搬式オイルポンプ、タンクローリー、電源車及び可搬式整流器を設置する時は、車輪止めや固縛等によって固定することで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.2.2.3 容量等

基本方針については「1.1.8.2 容量等」に示す。

空冷式非常用発電装置は、常設代替電源設備として、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の対処のために必要な負荷容量に対して十分であることを確認した発電機容量を有する設計とする。

燃料油貯蔵タンクは、重大事故等発生後7日間、重大事故等対処設備の運転に必要な燃料に対して十分であることを確認したタンク容量を有する設計とする。

可搬式オイルポンプは、空冷式非常用発電装置の重大事故等対処設備の連続運転に必要な燃料を補給できる容量を有するものを1セット1台使用する。保有数は1セット1台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として1セット1台の合計2セット2台を分散して保管する設計とする。

タンクローリーは、空冷式非常用発電装置、電源車、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用)、電源車（緊急時対策所用）及び大容量ポンプの重大事故等対処設備の連続運転に必要な燃料を補給できる容量を有するものを1セット2台使用する。保有数は1セット2台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能である

ため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として1台の合計3台を分散して保管する設計とする。また、燃料油移送ポンプは、タンクローリーにより必要な燃料を補給できる容量を有する設計とする。

電源車は、設計基準事故対処設備の電源が喪失する重大事故等時に最低限必要な交流負荷へ電力を供給するために必要な容量を有するものを1セット1台使用する。保有数は、2セット2台、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用として1セット1台の合計3セット3台を分散して保管する設計とする。

ディーゼル発電機は、重大事故等の収束に必要な容量が設計基準事故対処設備の容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備の容量と同仕様の設計とする。

蓄電池（安全防護系用）は、負荷切離しを行わずに24時間（ただし、「負荷切離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切離しを行う場合を含まない。）にわたって電力を供給できる容量に対して十分であることを確認した蓄電容量を有する設計とする。また、計器用電源（無停電電源装置）は、重大事故等の対応に必要な監視計器に電力を供給できる容量を有する設計とする。

蓄電池（3系統目）は、負荷切り離しを行わずに24時間（ただし、「負荷切り離しを行わずに」には、中央制御室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）にわたって電力を供給できる容量に対して十分であることを確認した蓄電容量を有する設計とする。

可搬型直流電源設備を構成する電源車及び可搬式整流器は、重大事故等の対処に必要な容量を有する設計とする。電源車は、1セット1台使用する。可搬式整流器は、1セット1個使用する。可搬式整流器の保有数は、可搬型直流電源設備用1セット1個及び代替所内電気設備用1セット1個、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバッ

クアップ用として 1 セット 1 個の合計 3 セット 3 個を分散して保管する設計とする。

代替所内電気設備である代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器は、所内電気設備である 2 系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給できる容量を有する設計とする。

10.2.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

空冷式非常用発電装置は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室及び設置場所から可能な設計とする。

燃料油貯蔵タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び電源車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

燃料油移送ポンプは、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は、中央制御室又は設置場所で可能な設計とする。

可搬式整流器は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

ディーゼル発電機は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室及び設置場所で可能な設計とする。

蓄電池（安全防護系用）及び計器用電源（無停電電源装置）は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計

とする。蓄電池負荷切り離し操作のうち、1 時間以内に実施するものについては、中央制御室で可能な設計とする。

蓄電池（３系統目）は、重大事故等時における[redacted]の環境条件を考慮した設計とする。負荷切り離し操作は、中央制御室から可能な設計とする。

10.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

空冷式非常用発電装置及びディーゼル発電機を使用した電源系は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から遮断器操作にて速やかに切り替えられる設計とする。遮断器操作は操作に際して手順どおりでなければ接続しない構造の設計とする。

空冷式非常用発電装置及びディーゼル発電機の操作は、中央制御室及び設置場所で可能な設計とする。

燃料油貯蔵タンクに保管する燃料は、可搬式オイルポンプ及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）にて確実に移送できる設計とする。

電源車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めにより設置場所にて固定できる設計とする。また、容易かつ確実に接続できるように、同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

蓄電池（安全防護系用）の負荷切離し及び計器用電源（無停電電源装置）の操作は、中央制御室で可能な設計とする。

蓄電池（３系統目）負荷切り離し操作は、中央制御室から可能な設計とする。

原子炉補助建屋内に保管している可搬式整流器は、接続箇所まで運搬、移動できる設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。また、簡便な接続規格による接続とし、容易かつ確実に接続できるように、端子接続を行う設計とする。

代替所内電気設備分電盤の操作は、中央制御室又は設置場所で可能な設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.2.3 主要設備及び仕様

代替電源設備の主要設備及び仕様は第 10.2.1 表及び第 10.2.2 表のとおり。

10.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

常設代替電源設備にて使用する系統（空冷式非常用発電装置）は、模擬負荷により機能・性能確認が可能な設計とする。

空冷式非常用発電装置は、分解点検が可能な設計とする。

可搬型代替電源設備にて使用する系統（電源車）は、模擬負荷により機能・性能確認が可能な設計とする。

電源車は、分解点検が可能な設計とする。さらに、電源車は、車両として、運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

電源設備に燃料を供給する燃料油貯蔵タンク及びタンクローリーは、油量、漏えいの確認が可能なように油面計又は検尺口を設け、内部の確認が可能なようにマンホールを設ける設計とする。さらに、タンクローリーは、車両として、運転状態の確認が可能な設計とし、外観の確認が可能な設計とする。

燃料油移送ポンプ、タンクローリー付ポンプ及び可搬式オイルポンプは、通常ラインにて機能・性能確認ができる設計とし、分解が可能な設計とする。

ディーゼル発電機は、分解点検が可能な設計とし、系統負荷により性能確認が可能な系統設計とする。

所内常設蓄電式直流電源設備である蓄電池（安全防護系用）は、機能・性能確認が可能なように電圧、比重測定が可能な設計とする。

計器用電源（無停電電源装置）は、機能・性能確認が可能なように電圧測定が可能な設計とする。

所内常設直流電源設備である蓄電池（３系統目）は、機能・性能確

認が可能なように電圧測定が可能な設計とする。

可搬型直流電源設備にて使用する系統（電源車及び可搬式整流器）は、模擬負荷により機能・性能確認が可能な系統設計とする。また、外観点検が可能な設計とする。

代替所内電気設備に使用する代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤は、機能・性能確認が可能なように絶縁抵抗測定が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

10.3 常用電源設備

10.3.1 概要

設計基準対象施設は、275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）にて、約 20km 離れた嶺南変電所に連系する。また、77kV 送電線（丹生線）にて、約 19km 離れた北陸電力敦賀変電所に連系する。

上記 3 ルート 5 回線の送電線との独立性を確保するため、万一、送電線の上流側接続先である嶺南変電所が停止しても、北陸電力敦賀変電所から電力を供給することが可能な設計とする。

なお、これら送電線は、発電所を安全に停止するために必要な電力を供給可能な容量とする。

275kV 送電線は、1 回線で 3 号炉の全発生電力を送電し得る容量とすることで、1回線事故が発生しても、発電所を全出力運転できる設計とする。

所内電力は通常時には、主として発電機から所内変圧器を通して受電するが、275kV 送電線から所内変圧器及び起動変圧器を通しても受電することができる。さらに、275kV 送電線停電の場合には、77kV 送電線から予備変圧器を通し、発電所を安全に停止するために必要な所内電力を受電できる設計とする。

所内高圧母線は、常用 3 母線と非常用 2 母線で構成する。常用 3 母線は所内変圧器から直接受電できるほか、起動変圧器からも受電できる設計とする。

所内低圧母線は、常用 4 母線、非常用 2 母線で構成する。常用 4 母線は常用高圧母線又は非常用高圧母線から動力用変圧器を通して受電できる設計とする。

所内補機は、工学的安全施設の補機と一般補機とに分け、それぞれ非常用母線、常用母線に接続する。所内補機で 2 台以上設置するものは非常用、常用共に各母線に分割接続し、所内電力供給の安定を図る。

また、必要な直流電源を確保するため蓄電池を設置する。

直流電源設備は、非常用所内電源として 2 系統及び常用所内電源として 1 系統から構成する。

10.3.2 設計方針

10.3.2.1 外部電源系

重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、外部電源系を設ける。重要安全施設へ電力を供給する電気施設は、その電力の供給が停止することがないよう、送電線の回線数と特高開閉所の母線数は、供給信頼度の整合が図れた設計とし、電気系の系統分離を考慮して、275kV 母線を 2 母線、77kV 母線を 1 母線で構成する。

また、発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系の機器の短絡や地絡又は母線の低電圧や過電流等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

また、変圧器 1 次側において 3 相のうち 1 相の電路の開放が生じ、安全施設への電力の供給が不安定になった場合においては、自動（地絡や過電流による保護継電器の動作により）若しくは手動操作で、故障箇所の隔離又は非常用母線の健全な電源からの受電へ切り替えることにより安全施設への電力の供給の安定性を回復できる設計とする。なお、1 相開放故障事象の知見を手順書に反映し、運転員に対して定期的に教育を実施するとともに、変圧器等の巡視点検を実施することや手動による受電切替え時には、架線部を含む変圧器等の巡視点検を実施することで、可能な限り異常の早期検知に努める。

外部電源系の少なくとも 2 回線は、それぞれ独立した送電線により電力系統に連系させるため、万一、送電線の上流側接続先である嶺南変電所が停止しても、北陸電力敦賀変電所から電力を供給することが可能な設計とする。

少なくとも 1 回線は他の回線と物理的に分離された設計とし、すべての送電線が同一鉄塔等に架線されない設計とすることにより、これらの原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

さらに、いずれの 2 回線が喪失した場合においても電力系統から

これらの原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

当該特高開閉所から主発電機側の送受電設備は、十分な支持性能をもつ地盤に設置する。

碍子、遮断器等は耐震性の高いものを使用する。さらに津波に対して隔離又は防護するとともに、塩害を考慮した設計とする。

10.3.3 主要設備

10.3.3.1 送電線（1号、2号及び3号炉共用、非常用電源設備と兼用）

発電所は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、第 10.3.1 図に示すとおり、送受電可能な 275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）2 ルート 4 回線及び受電専用の回線として 77kV 送電線（丹生線）1 ルート 1 回線の合計 3 ルート 5 回線で電力系統に連系する。

275kV 送電線は、約 20km 離れた嶺南変電所に連系する。また、77kV 送電線は、約 19km 離れた北陸電力敦賀変電所に連系する。

万一、送電線の上流側接続先である嶺南変電所が停止しても、北陸電力敦賀変電所から電力を供給する。本切替えは手動切替えで容易に実施可能である。

送電線は 1 回線で、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を供給できるような容量を選定するとともに、常時、重要安全施設に連系する 275kV 送電線は、単一故障時の影響を考慮し、4 回線とする。

275kV 送電系統については、短絡、地絡検出用保護装置を設置する設計とする。また、送電線両端の電気所の送電線引出口に遮断器を配置し、送電線で短絡、地絡等の故障が発生した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

また、送電線 1 相の開放が生じた際には、275kV 送電線は電力送電時、77kV 送電線は予備変圧器から所内負荷へ給電している場合、保護装置による自動検知又は人的な検知（巡視点検等）を加えるこ

とで、一部の保護継電器等による検知が期待できない箇所の 1 相開放故障の発見や、その兆候を早期に発見できる可能性を高めることとしている。

なお、1 相開放故障事象の知見を手順書に反映し、運転員に対して定期的に教育を実施するとともに、変圧器等の巡視点検を実施することや手動による受電切替え時には、架線部を含む変圧器等の巡視点検を実施することで、可能な限り異常の早期検知に努める。

設計基準対象施設に連系する 275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）4 回線と 77kV 送電線（丹生線）1 回線は、同一の送電鉄塔に架線しないよう、それぞれに送電鉄塔を備える。

また、送電線は、大規模な盛土の崩壊、大規模な地すべり、急傾斜の崩壊による被害の最小化を図るため、鉄塔基礎の安定性を確保することで、鉄塔の倒壊を防止するとともに、台風等による強風発生時の事故防止対策を図ることにより、外部電源系からの電力供給が同時に停止することはない。

さらに、275kV 送電線（美浜線及び敦賀線）と 77kV 送電線（丹生線）の交差箇所の離隔距離については、必要な絶縁距離を確保する。

これらにより、設計基準対象施設に連系する送電線は、互いに物理的に分離した設計である。

送電線の設備仕様の概略を第 10.3.1 表に示す。また、送電系統図を第 10.3.1 図に示す。

10.3.3.2 特高開閉所（1 号、2 号及び 3 号炉共用）

特高開閉所は、第 10.3.2 図に示すように、275kV 送電線と主変圧器及び起動変圧器並びに 77kV 送電線と予備変圧器を連系するそれぞれの遮断器、断路器、避雷器、計器用変圧器、計器用変流器及び 275kV 母線等から構成する。

故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる。

また、特高開閉所は地盤の不等沈下や傾斜等が起きないような十分な支持性能を持つ場所に設置し、かつ津波の影響を考慮する。

碍子、遮断器は耐震性の高い懸垂碍子及びガス絶縁機器を使用する。

なお、77kV 送電線の開閉所である 77kV 特高開閉所の建屋については、水密性を有する設計とする。

また、塩害を考慮し、碍子に対しては、碍子洗浄装置を設置し、遮断器等に対しては、屋内施設化を採用する。

特高開閉所機器の設備仕様の概略を第 10.3.2 表に示す。

10.3.3.3 発電機及び励磁装置

発電機は約 920,000kVA、約 1,800rpm の蒸気タービンに直結された横置・円筒回転界磁形・全閉自己通風・水素内部冷却・同期交流発電機で励磁機はブラシレス励磁機である。

発電機及び励磁機の設備仕様の概略を第 10.3.3 表に示す。

10.3.3.4 主要変圧器

美浜発電所 3 号炉では、次のような主要変圧器を使用する。

主変圧器　・・・通常運転時には、発電機電圧(22kV)を送電線電圧(275kV)に昇圧する。また、起動・停止時には、送電線電圧(275kV)を発電機電圧(22kV)に降圧する。

所内変圧器・・・発電機電圧(22kV)を所内高圧母線電圧(6.9 kV)に降圧する。

起動変圧器・・・送電線電圧(275kV)を所内高圧母線電圧(6.9 kV)に降圧する。

予備変圧器・・・送電線電圧(77kV)を所内高圧母線電圧(6.9 kV)に降圧する。

発電所の発生電力は、主変圧器から 275kV 送電線へ送電する。

常用高圧母線は、通常運転時発電機から所内変圧器を通して受電し、起動停止時には 275kV 送電線から所内変圧器又は起動変圧器を

通して受電する。また、非常用高圧母線は 275kV 送電線から起動変圧器又は所内変圧器を通して受電する。なお、275kV 送電線停電の場合には、ディーゼル発電機により、発電所を安全に停止するために必要な電力を受電することができる。さらに、ディーゼル発電機が使用できない場合には、遮断器を手動投入することにより、非常用高圧母線は 77kV 送電線から予備変圧器を通して発電所を安全に停止するために必要な電力を受電することができる。

主要変圧器の設備仕様の概略を第 10.3.4 表に示す。

10.3.3.5 所内高圧系

所内高圧系を、第 10.1.1 図に示す。常用高圧母線は、次の 3 母線で構成する。

常用高圧母線（４－３Ａ１、４－３Ａ２、４－３Ｂ）

所内変圧器から受電するとともに起動変圧器から受電できる母線

これらの母線は、母線ごとに一連のメタルクラッド開閉装置で構成し遮断器には真空遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる。

常用高圧母線のメタルクラッド開閉装置は、タービン建屋内に設置する。

常用高圧母線には、通常運転時に必要な負荷を振り分け、起動時は所内変圧器から給電する。また、常用高圧母線は所内変圧器の停止時に起動変圧器に切り替える。

メタルクラッド開閉装置の設備仕様の概略を第 10.1.1 表に示す。

10.3.3.6 所内低圧系

所内低圧系を第 10.1.1 図に示す。常用低圧母線は、次の 4 母線で構成する。

常用低圧母線（３－３Ａ１、３－３Ａ２、３－３Ｂ、３－３Ｅ）

常用高圧母線から受電できる母線
（３－３Ａ１、３－３Ａ２、３－３Ｂ）
非常用高圧母線から受電できる母線
（３－３Ｅ）

これらの母線は、一連のキュービクルで構成し、遮断器は気中遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。

常用低圧母線のパワーセンタは、タービン建屋内及び原子炉補助建屋内に設置する。

パワーセンタの設備仕様の概略を第 10.1.2 表に示す。

10.3.3.7 直流電源設備

直流電源設備は、第 10.1.3 図に示すように、蓄電池（安全防護系用）2 組に加え、蓄電池（一般用）1 組の合計 3 組のそれぞれ独立した蓄電池、充電器、直流き電盤等で構成する。直流母線は 125V であり、うち蓄電池（一般用）1 組の電源の負荷は、タービン発電機及び原子炉関係の計測制御電源、タービンの軸受油ポンプ、発電機の非常用密封油ポンプ、電磁弁等である。

3 組の蓄電池は、据置型蓄電池で独立したものであり、蓄電池（一般用）1 組は常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。

直流電源設備の設備仕様の概略を第 10.1.3 表に示す。

10.3.3.8 計測制御用電源設備

計測制御用電源設備は、第 10.1.4 図に示すように常用として計器用交流母線 12 母線及び計器用後備母線 4 母線、また、非常用として計器用交流母線 4 母線で構成し、母線電圧は 115V 及び 100V である。

常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線に接続する計器用電源（無停電電源装置）等で構成する。

計測制御用電源設備の設備仕様の概略を第 10.1.4 表に示す。

10.3.3.9 制御棒駆動装置用電源設備

制御棒駆動装置用電源設備は、第 10.3.3 図に示すようにM－Gセットを使用する。

M－Gセットは、100%容量のものを 2 台備え、各々別個に 440V 母線から給電する。また、モータにはフライホイールを取り付け、瞬間的な電力変動による発電機出力のじょう乱を極力抑制し、制御棒駆動装置用電源の確保を図る。

制御棒駆動装置用電源設備の設備仕様の概略を第 10.3.5 表に示す。

10.3.3.10 作業用電源設備

作業用電源としてはパワーセンタ及び所内コントロールセンタから変圧器を通して、交流 200V 及び 100V に変圧し、給電する。

また、分電盤、スイッチ、コンセント等を所要場所に設置する。

10.3.3.11 電線路

動力回路、制御回路、計装回路のケーブルは、それぞれ相互に電気的・物理的分離を図るため、適切な離隔距離又は必要に応じて隔壁を設けたケーブルトレイ及びコンジット（電線貫通部を含む。）を使用して敷設する。

特にケーブルトレイ等が隔壁を貫通する場合は、火災対策上隔壁効果を減少させないような構造とする。

10.3.3.12 事故時母線切替え

通常時は 275kV 送電線 4 回線を使用して運転するが、275kV 送電線 1 回線事故時でも残りの 3 回線で発電所の発生電力を送電し得る容量がある。

万一、電気系の短絡や地絡、母線の低電圧や過電流等が発生した場合も、それらを検知できる設計としており、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、故障による影響を局所化し、他の

安全機能への影響を限定できる構成とする。

(1) 起動変圧器（275kV 系）への切替え

所内変圧器から受電している常用高圧母線は主変圧器停止時には起動変圧器に切替えを行う。本切替えは自動切替えであり容易に実施可能である。

10.3.4 主要仕様

主要仕様を第 10.1.1 表から第 10.1.4 表及び第 10.3.1 表から第 10.3.5 表に示す。

10.3.5 試験検査

10.3.5.1 蓄電池

蓄電池（一般用）は、定期的にセル電圧の測定及び内部抵抗の測定を行い、健全性を確認する。

10.3.6 手順等

(1) 外部電源系統切替えを実施する際は、手順を定め、給電操作指令伝票等を活用し、給電運用担当箇所と連携を図り実施する。

(2) 電気設備の塩害を考慮し、定期的に碍子洗浄操作を実施する。また、碍子の汚損が激しい場合は、臨時に碍子洗浄操作を実施する。

(3) 変圧器１次側において 1 相開放を検知した場合、故障箇所の隔離又は非常用母線を健全な電源から受電できるよう切替えを実施する。

(4) 上記(3)対応の 1 相開放故障が検知されない状態において、安全系機器に悪影響が生じた場合にも、運転員がそれを認知し、適切な対応を行えるよう手順書等を整備し、運転員に対して定期的に教育を実施する。

(5) 変圧器等の巡視点検を実施する。また、手動による受電切替え時には、架線部を含む変圧器等の巡視点検を実施する。

(6) 電気設備に要求される機能を維持するため、日常点検、定期点検により適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。

(7) 外部電源系統切替操作に関する教育・訓練を実施する。

(8) 電気設備に係る保守管理に関する教育を実施する。

10.4 補助蒸気設備

10.4.1 補助ボイラ

発電所が停止中でも、原子炉系及びタービン系で所要の熱源を供給することができるよう補助ボイラを設ける。

補助ボイラは、想定される使用条件に応じて必要な蒸気を供給する能力を有する設計とする。また、補助ボイラは、原子炉施設の安全性に影響を及ぼすおそれのない設計とする。

10.5 火災防護設備

10.5.1 設計基準対象施設

10.5.1.1 概要

原子炉施設内の火災区域及び火災区画に設置される、安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火は、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、火災感知設備及び消火設備を設置する。火災感知設備及び消火設備の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、安全機能を有する構築物、系統及び機器は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作によって安全機能を失うことのないよう設置する。火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できるよう設置する。原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器相互の系統分離を行うために設ける火災区域及び火災区画に設置される消火設備は、系統分離に応じた独立性を備えるよう設置する。

火災の影響軽減は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響を軽減するため、系統分離等の火災の影響軽減のための対策を行う。

また、火災の影響軽減のための対策を前提とし、設備等の設置状況を踏まえた可燃性物質の量等を基に、原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時

に機能を失うことなく、原子炉の高温停止及び低温停止が達成できることを、火災影響評価により確認する。

10.5.1.2 設計方針

原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される、原子炉の高温停止、低温停止を達成し、維持する機能及び放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、火災発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

(1) 火災発生防止

発火性又は引火性物質の漏えい防止の措置や不燃性材料又は難燃性材料の使用等、火災の発生を防止する。

(2) 火災の感知及び消火

火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行う。

(3) 火災の影響軽減

安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画内の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響に対し、火災の影響軽減対策を行う。

10.5.1.3 主要設備

10.5.1.3.1 火災発生防止設備

原子炉施設は、「1.5.1 設計基準対象施設の火災防護に関する基本方針」における「1.5.1.2 火災発生防止」に示すとおり、発火性又は引火性物質の拡大防止のためのオイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する設計とする。

また、非難燃ケーブルについては、難燃ケーブルと同等以上の性能を確保するため、非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火

シートで覆い、複合体を形成する設計とする。

複合体の概要図を第 10.5.1.1 図に示す。

10.5.1.3.2 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、予想される火災の性質を考慮して、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合せて、以下のとおり設置する設計とする。

屋外エリアは、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 一般エリア

一般エリアには、アナログ式の煙感知器（一部１号、２号及び３号炉共用)、アナログ式の熱感知器（一部１号、２号及び３号炉共用）又はアナログ式でない炎感知器を組み合せて設置する設計とする。

(2) 原子炉格納容器

原子炉格納容器には、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。ただし、原子炉格納容器ループ室、加圧器室、抽出水再生クーラ室及びインコアモニタチェス室のうち比較的線量の高い場所は、アナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する。

(3) 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクエリアには、アナログ式でない防爆型の煙

感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。

(4) 固体廃棄物貯蔵庫

固体廃棄物貯蔵庫には、アナログ式の煙感知器とアナログ式の熱感知器を設置する設計とする。ただし、４－廃棄物庫のドラム缶貯蔵エリアについては、アナログ式でない熱感知器を設置する。

(5) 中央制御盤内

中央制御室の火災防護対象機器等を設置する中央制御盤内には、煙感知器を設置する設計とする。

10.5.1.3.3 消火設備

消火設備は、原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画並びに放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域の火災を早期に消火するために、火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画であるかを考慮し、以下のとおり設置する設計とする。

また、消火設備は、第 10.5.1.1 表に示す故障警報を、中央制御室に発する設計とする。

10.5.1.3.3.1 原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備であるスプリンクラー、ハロン消火設備、ケーブルトレイ消火設備、二酸化炭素消火設備、エアロゾル消火設備を設置する設計とする。

スプリンクラーの概要図を第 10.5.1.2 図、ハロン消火設備の

概要図を第 10.5.1.3 図、二酸化炭素消火設備の概要図を第 10.5.1.4 図、第 10.5.1.5 図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a. 原子炉格納容器

原子炉格納容器は、消火器、消火栓で消火を行うとともに、淡水タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレ設備を設置する設計とする。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクエリアは、消火器で消火を行う設計とする。

b. 屋外タンクエリア、海水ポンプ室

屋外タンクエリア、海水ポンプ室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

なお、海水ポンプには、「10.5.1.3.4 火災の影響軽減のための対策設備」として、二酸化炭素消火設備を設置する。

c. 中央制御室

中央制御室は、消火器、二酸化炭素消火器で消火を行う設計とする。

d. アニュラス

アニュラスは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

e. 充てん／高圧注入ポンプ配管エリア

充てん／高圧注入ポンプ配管エリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

g. 封水クーラ及び非再生クーラ室

封水クーラ及び非再生クーラ室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

h. 体積制御タンク室

体積制御タンク室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

10.5.1.3.3.2 放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる放射性物質を貯蔵する機器等を設置する火災区域の消火設備は、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備であるスプリンクラー（一部１号、２号及び３号炉共用）、ハロン消火設備（一部１号、２号及び３号炉共用）、ケーブルトレイ消火設備、エアロゾル消火設備、水噴霧消火設備（１号、２号及び３号炉共用）を設置する設計とする。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域に設置する消火設備

a. 液体廃棄物処理設備エリア

液体廃棄物処理設備を設置するエリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

b. 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

c. 水素再結合装置ガス減衰タンクエリア

水素再結合装置ガス減衰タンクエリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

d. ガス減衰タンクエリア

ガス減衰タンクエリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

e. 蒸気発生器保管庫

蒸気発生器保管庫は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. ２－廃棄物庫

２－廃棄物庫は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

g. 廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリア

廃樹脂タンク、廃樹脂貯蔵タンク及び廃樹脂供給タンクエリアは、火災が発生するおそれがないため、消火設備は設置しない設計とする。

h. 使用済燃料乾式貯蔵施設

使用済燃料乾式貯蔵施設は、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備は設置せず、消火器、消火栓及び移動式消火設備で消火を行う設計とする。

10.5.1.3.4 火災の影響軽減のための対策設備

火災の影響軽減のための対策設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画内の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響に対し、火災の影響軽減のための対策を講じるために、以下のとおり設置する。

10.5.1.3.4.1 火災区域の分離を実施する設備

他の火災区域又は火災区画と分離するために、以下の耐火能力を有する耐火壁を設置する。

(1) 3 時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3 時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である 150mm 以上の壁厚のコンクリート壁

(2) 火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁

10.5.1.3.4.2 火災防護対象機器等の火災の影響軽減のための対策を実施する設備

火災防護対象機器等を設置する火災区域又は火災区画に対して、火災区域内又は火災区画内の火災の影響軽減のための対策や隣接する火災区域又は火災区画における火災の影響を軽減するための対策を実施するための隔壁等として、以下の設備を設置する。

火災の影響を軽減するための対策を実施するために設置する火災感知設備及び自動消火設備は、「10.5.1.3.2 火災感知設備」及び「10.5.1.3.3 消火設備」の設備を設置する。

(1) 火災耐久試験により 3 時間以上の耐火能力を確認した隔壁等

(2) 火災耐久試験により 1 時間の耐火能力を確認した隔壁等

10.5.1.4 主要仕様

10.5.1.4.1 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の種類を第 10.5.1.2 表に示す。

10.5.1.4.2 消火設備

消火設備の概略仕様を第 10.5.1.3 表に示す。

10.5.1.5 試験検査

10.5.1.5.1 火災感知設備

アナログ式の火災感知器を含めた火災感知設備は、機能に異常がないことを確認するため、定期的に自動試験を実施する。

ただし、自動試験機能のない火災感知器は、機能に異常がないことを確認するために、煙等の火災を模擬した試験を定期的に実施する。

10.5.1.5.2 消火設備

機能に異常がないことを確認するために、消火設備の動作確認を実施する。

ただし、格納容器スプレ設備は、内部スプレポンプを定期的に起動する試験において、その機能を確認する。

10.5.1.6 体制

火災防護に関する以下の体制に関する事項を、火災防護計画に定める。

火災発生時の原子炉施設の保全のための活動を行うため、通報連絡者、運転員及び専属消防隊による消火要員が常駐するとともに、火災発生時には、所員により編成する自衛消防隊を所長の判断により設置する。

自衛消防隊の組織体制を、第 10.5.1.6 図に示す。

10.5.1.7 手順等

火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護するため、火災区域及び火災区画を考慮した火災の発生防止、火災の早期感知及び消火並びに火災の影響軽減の 3 つの深層防護の概念に基づく火災防護対策等について定めるが、このうち、火災防護対策を実施するために必要な手順の主なものを以下に示す。

(1) 火災が発生していない平常時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 火災が発生していないこと及び火災感知設備に異常がないことを火災受信機盤で常時監視する。

b. 消火設備の故障警報が発信した場合には、中央制御室及び必要な現場の制御盤の警報を確認するとともに、消火設備が故障している場合には、早期に必要な補修を行う。

(2) 消火設備のうち、自動消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、

的確に操作を行う。

a. 火災感知器が作動した場合は、火災区域又は火災区画からの退避警報、自動消火設備の動作状況を確認する。

b. 自動消火設備の動作後は、消火状況の確認、消火状況を踏まえた消火活動の実施、プラント運転状況の確認等を行う。

(3) 消火設備のうち、手動操作による固定式消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 火災感知器が作動し、火災を確認した場合は、消火活動を行う。

b. 消火活動が困難な場合は、職員の退避を確認後、固定式消火設備を手動操作により動作させ、動作状況の確認、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(4) 原子炉格納容器内における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 当直課長が局所火災と判断し、かつ、原子炉格納容器内への進入が可能であると判断した場合は、消火器、消火栓による消火活動を実施するとともに、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

b. 当直課長が原子炉格納容器内へ進入できないと判断した場合又は広範囲な火災と判断した場合は、プラントを停止するとともに、格納容器スプレ設備を使用した消火を実施し、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(5) 中央制御盤内における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 煙感知器、熱感知器及び中央制御盤内の煙感知器により感知した火災は、常駐する運転員が消火器による消火活動を行い、消火状況の確認等を行う。

b. 煙の充満により運転操作に支障がある場合は、火災発生時の煙を排気するため、換気空調設備の換気モードの切替えを行い排煙する。

(6) 水素濃度検知器を設置する火災区域又は火災区画における水素濃度上昇時の対応として、換気空調設備の運転状態の確認及び換気空調設備の切替えを実施する手順を整備し、的確に操作を行う。

(7) 火災発生時の煙の充満により消火活動に支障がある場合を考慮し、ポンプ室の消火活動時には、可搬式の排風機を準備することを定めた手順を整備し、的確に操作を行う。

(8) 屋外消火配管の凍結防止対策の対応として、外気温度が約0℃まで低下した場合は、屋外消火栓を微開し通水する手順を整備し、的確に操作を行う。

(9) 消火栓、水噴霧消火設備及びスプリンクラー（原子炉補助建屋を除く）の水源である淡水タンクは、消火用水の最大放水量に対して十分な容量を確保する運用を行うことを定めた手順を整備し、的確に操作を行う。

(10) 可燃物の状況を踏まえて消火活動が困難にならないとした火災区域又は火災区画、可燃物の状況を踏まえて火災の影響軽減対策を実施する火災区域又は火災区画における点検等で使用する資機材（可燃物）の持込みと保管に係る手順を整備し、的確に実施する。

(11) 火災の発生を防止するために、火災区域又は火災区画における溶接等の火気作業に対する以下の手順を整備し、的確に実施する。

a. 火気作業前の計画策定

b. 火気作業時の養生、消火器等の配備、監視人の配置等

(12) 火災防護に必要な設備は、機能を維持するため、計画に基づき適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。また、安全機能を有する機器に使用する非難燃ケーブルに対して複合体を形成する施工においては、実証試験で難燃性能を確認した設計に基づく施工計画を作成し実施する。

(13) 安全機能を有する機器に使用する高圧電力及び低圧電力ケーブルのうち、防火シートによる複合体を形成して使用する非難燃ケーブルは、短絡又は地絡に起因する過電流による発火リスク低減を図るため、適切な保守管理を実施するとともに、必要に応じ難

燃ケーブルへ引き替えを行う。

(14) 火災区域、火災防護対象機器等、火災の影響軽減のための隔壁等の設計変更に当たっては、原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時に機能を失うことなく、原子炉を安全停止できることを火災影響評価により確認する。

(15) 原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、火災から防護すべき機器等、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した以下の教育を、定期的に実施する。

a. 火災区域及び火災区画の設定

b. 火災から防護すべき安全機能を有する構築物、系統及び機器

c. 火災の発生防止対策

d. 火災感知設備

e. 消火設備

f. 火災の影響軽減対策

g. 火災影響評価

(16) 原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、消火器及び消火栓による消火活動等について、消火要員による消防訓練、総合的な訓練及び運転員による運転操作等の訓練を、定期的に実施する。

10.5.2 重大事故等対処施設

10.5.2.1 概要

原子炉施設内の火災区域及び火災区画に設置される、重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火は、重大事故等対処施設に対して火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、火災感知設備及び消火設備を設置する。火災感知設備及び消火設備の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、重大事故等対処施設は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作によって重大事故等に対処する機能を失うことのないよう設置する。火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できるよう設置する。

10.5.2.2 設計方針

原子炉施設内の火災区域及び火災区画に設置される、重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、火災発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

(1) 火災発生防止

発火性又は引火性物質の漏えい防止の措置や不燃性材料又は難燃性材料の使用等、火災の発生を防止する。

(2) 火災の感知及び消火

火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行う。

10.5.2.3 主要設備

10.5.2.3.1 火災発生防止設備

重大事故等対処施設は、「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」における「1.5.2.2 火災発生防止」に示すとおり、発火性又は引火性物質の拡大防止のためのオイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する設計とする。

また、非難燃ケーブルについては、難燃ケーブルと同等以上の

性能を確保するため、非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シートで覆い、複合体を形成する設計とする。

複合体の概要図を第 10.5.1.1 図に示す。

10.5.2.3.2 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、予想される火災の性質を考慮して、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合せて、以下のとおり設置する設計とする。

屋外エリアは、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 一般エリア

一般エリアには、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器を組み合せて設置する設計とする。

(2) 原子炉格納容器

原子炉格納容器には、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて設置する設計とする。ただし、原子炉格納容器ループ室、加圧器室、抽出水再生クーラ室及びインコアモニタチェス室のうち比較的線量の高い場所は、アナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する。

(3) 燃料油貯油そうエリア

燃料油貯油そうエリアには、アナログ式でない防爆型の煙感

知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。

(4) 中央制御盤内

中央制御室の中央制御盤内には、煙感知器を設置する設計とする。

10.5.2.3.3 消火設備

消火設備は、重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火するために、火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画であるかを考慮し、以下のとおり設置する設計とする。

また、消火設備は、第10.5.1.1表に示す故障警報を、中央制御室又は[redacted]に発する設計とする。

10.5.2.3.3.1 重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には、自動消火設備又は中央制御室で手動操作可能な固定式消火設備若しくは緊急時制御室で手動操作可能な固定式消火設備であるスプリンクラー、ハロン消火設備、ケーブルトレイ消火設備、二酸化炭素消火設備及びエアロゾル消火設備を設置する設計とする。

スプリンクラーの概要図を第10.5.1.2図、ハロン消火設備の概要図を第10.5.1.3図、二酸化炭素消火設備の概要図を第10.5.1.4図、第10.5.1.5図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a. 原子炉格納容器

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

原子炉格納容器は、消火器、消火栓で消火を行うとともに、淡水タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレ設備を設置する設計とする。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とはならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. 中央制御室

中央制御室は、消火器、二酸化炭素消火器で消火を行う設計とする。

b. 使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリア

使用済燃料ピット及び新燃料貯蔵庫エリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

c. 屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリア

屋外タンクエリア、海水ポンプ室及び空冷式非常用発電装置エリアは、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

なお、海水ポンプには、「10.5.1.3.4 火災の影響軽減のための対策設備」として、二酸化炭素消火設備を設置する。

d. 燃料油貯蔵タンクエリア

燃料油貯蔵タンクエリアは、消火器で消火を行う設計とする。

e. 主蒸気ヘッダ室

主蒸気ヘッダ室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

f. 体積制御タンク室

体積制御タンク室は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

10.5.2.4 主要仕様

10.5.2.4.1 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の種類を第 10.5.1.2 表に示す。

なお、[redacted]に設置する火災感知器の種類を第 10.5.1.4 表に示す。

10.5.2.4.2 消火設備

消火設備の概略仕様を第 10.5.1.3 表に示す。

なお、[redacted]に設置する消火設備の概要仕様を第 10.5.1.5 表に示す。

10.5.2.5 試験検査

10.5.2.5.1 火災感知設備

「10.5.1.5.1 火災感知設備」の基本方針を適用する。

10.5.2.5.2 消火設備

「10.5.1.5.2 消火設備」の基本方針を適用する。

10.5.2.6 体制

「10.5.1.6 体制」の基本方針を適用する。

10.5.2.7 手順等

火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、重大事故等対処施設を火災から防護するため、火災区域及び火災区画を考慮した火災の発生防止、火災の早期感知及び消火のそれぞれの深層防護の概念に基づく火災防護対策等について定めるが、このうち、火災防護対策を実施するために必要な手順の主なものを以下に示す。

(1) 火災が発生していない平常時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 火災が発生していないこと及び火災感知設備に異常がないこ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

とを火災受信機盤で常時監視する。

b. 消火設備の故障警報が発信した場合には、中央制御室及び必要な現場の制御盤の警報を確認するとともに、消火設備が故障している場合には、早期に必要な補修を行う。

(2) 消火設備のうち、自動消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 火災感知器が作動した場合は、火災区域又は火災区画からの退避警報、自動消火設備の動作状況を確認する。

b. 自動消火設備の動作後は、消火状況の確認、消火状況を踏まえた消火活動の実施、プラント運転状況の確認等を行う。

(3) 消火設備のうち、手動操作による固定式消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 火災感知器が作動し、火災を確認した場合は、消火活動を行う。

b. 消火が困難な場合は、職員の退避を確認後、固定式消火設備を手動操作により動作させ、動作状況の確認、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(4) 原子炉格納容器内における火災発生時の対応においては、以下の手順を整備し、的確に操作を行う。

a. 当直課長が局所火災と判断し、かつ、原子炉格納容器内への進入が可能であると判断した場合は、消火器、消火栓による消火活動を実施するとともに、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

b. 当直課長が原子炉格納容器内へ進入できないと判断した場合又は広範囲な火災と判断した場合は、プラントを停止するとともに、格納容器スプレ設備を使用した消火を実施し、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(5) 中央制御盤内における火災発生時の対応においては、以下の手

順を整備し、的確に操作を行う。

a. 煙感知器、熱感知器及び中央制御盤内の煙感知器により感知した火災は、常駐する運転員が消火器による消火活動を行い、消火状況の確認等を行う。

b. 煙の充満により運転操作に支障がある場合は、火災発生時の煙を排気するため、換気空調設備の換気モードの切替えを行い排煙する。

(6) 水素濃度検知器を設置する火災区域又は火災区画における水素濃度上昇時の対応として、換気空調設備の運転状態の確認及び換気空調設備の切替えを実施する手順を整備し、的確に操作を行う。

(7) 火災発生時の煙の充満により消火活動に支障がある場合を考慮し、ポンプ室の消火活動時には、可搬式の排風機を準備することを定めた手順を整備し、的確に操作を行う。

(8) 屋外消火配管の凍結防止対策の対応として、外気温度が約 0℃まで低下した場合は、屋外消火栓を微開し通水する手順を整備し、的確に操作を行う。

(9) 消火栓、水噴霧消火設備及びスプリンクラー（原子炉補助建屋を除く）の水源である淡水タンクは、消火用水の最大放水量に対して十分な容量を確保する運用を行うことを定めた手順を整備し、的確に操作を行う。

(10) 可燃物の状況を踏まえて消火活動が困難にならないとした火災区域又は火災区画における点検等で使用する資機材（可燃物）の持込みと保管に係る手順を整備し、的確に実施する。

(11) 火災の発生を防止するために、火災区域又は火災区画における溶接等の火気作業に対する以下の手順を整備し、的確に実施する。

a. 火気作業前の計画策定

b. 火気作業時の養生、消火器等の配備、監視人の配置等

(12) 火災防護に必要な設備は、機能を維持するため、計画に基づき適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。また、重大事故等対処施設に使用する非難燃ケーブルに対して複合

体を形成する施工においては、実証試験で難燃性能を確認した設計に基づく施工計画を作成し実施する。

(13) 重大事故等対処施設に使用する高圧電力及び低圧電力ケーブルのうち、防火シートによる複合体を形成して使用する非難燃ケーブルは、短絡又は地絡に起因する過電流による発火リスク低減を図るため、適切な保守管理を実施するとともに、必要に応じ難燃ケーブルへ引き替えを行う。

(14) 原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、火災から防護すべき機器等、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した以下の教育を、定期的に実施する。

a. 火災区域及び火災区画の設定

b. 火災から防護すべき重大事故等対処施設

c. 火災の発生防止対策

d. 火災感知設備

e. 消火設備

(15) 原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、消火器及び消火栓による消火活動等について、消火要員による消防訓練、総合的な訓練及び運転員による運転操作等の訓練を、定期的に実施する。

10.5.3 特定重大事故等対処施設

10.5.3.1 概要

原子炉施設内の火災区域及び火災区画に設置される、特定重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火は、特定重大事故等対処施設に対して火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、火災感知設備及び消火設備を設置する。火災感知設備及び消火設備の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、特定重大事故等対処施設は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作によって原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能を失うことのないよう設置する。火災感知設備及び消火設備は、基準地震動 Ss による地震力に対して、機能を維持できるよう設置する。

10.5.3.2 設計方針

「10.5.2.2 設計方針」を適用する。ただし、「重大事故等対処施設」は、「特定重大事故等対処施設」に読み替える。

10.5.3.3 主要設備

10.5.3.3.1 火災発生防止設備

特定重大事故等対処施設は、「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」における「1.5.3.2 火災発生防止」に示すとおり、発火性又は引火性物質の拡大防止のためのオイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する設計とする。

10.5.3.3.2 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、予想される火災の性質を考慮して、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合せて、以下のとおり設置する設計とする。

屋外エリアは、火災による煙は周囲に拡散し、煙感知器による

火災感知は困難であることから、アナログ式の熱感知器とアナログ式でない炎感知器を選定する。

放射線量が高い場所は、アナログ式の火災感知器の放射線の影響による故障が想定される。このため、火災感知器の故障を防止する観点から、アナログ式でない防爆型の火災感知器を選定する。

(1) 一般エリア

「10.5.1.3.2 火災感知設備(1) 一般エリア」を適用する。

(2) 原子炉格納容器

「10.5.1.3.2 火災感知設備(2) 原子炉格納容器」を適用する。

(3) [redacted]には、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する設計とする。

10.5.3.3.3 消火設備

消火設備は、特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火するために、火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画であるかを考慮し、以下のとおり設置する設計とする。

また、消火設備は、第10.5.1.1表に示す故障警報を、[redacted]に発する設計とする。

10.5.3.3.3.1 特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には、自動消火設備又は手動操作による固定式消火設備であるスプリンクラー、ハロン消火設備、ケーブルトレイ消火設備及びエアロゾル消火設備を設置する設計とする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

スプリンクラーの概要図を第 10.5.1.2 図、ハロン消火設備の概要図を第 10.5.1.3 図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a. 原子炉格納容器

原子炉格納容器は、消火器、消火栓で消火を行うとともに、淡水タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレ設備を設置する設計とする。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とはならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. [redacted]は、消火器、ガス系消火器で消火を行う設計とする。

b. [redacted]は、消火器で消火を行う設計とする。

c. [redacted]は、消火器、消火栓で消火を行う設計とする。

10.5.3.4 主要仕様

10.5.3.4.1 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の種類を第 10.5.1.4 表に示す。

10.5.3.4.2 消火設備

消火設備の概略仕様を第 10.5.1.5 表に示す。

10.5.3.5 試験検査

10.5.3.5.1 火災感知設備

「10.5.2.5.1 火災感知設備」を適用する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.5.3.5.2 消火設備

「10.5.2.5.2 消火設備」を適用する。

10.5.3.6 体制

「10.5.2.6 体制」を適用する。

10.5.3.7 手順等

「10.5.2.7 手順等」のうち、「10.5.2.7(5)」を除き適用する。ただし、「重大事故等対処施設」は、「特定重大事故等対処施設」に、「中央制御室」は、「　　」に読み替える。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.6 津波及び内部溢水に対する浸水防護設備

10.6.1 津波に対する損傷防止

10.6.1.1 設計基準対象施設

10.6.1.1.1 概要

原子炉施設の耐津波設計については、「設計基準対象施設は、施設の供用中に極めてまれではあるが発生する可能性があり、施設に大きな影響を与えるおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを目的として、津波の敷地への流入防止、漏水による安全機能への影響防止、津波防護の多重化及び水位低下による安全機能への影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波から防護する設備は、クラス１、クラス２設備並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を含む耐震Ｓクラスに属する設備（以下「設計基準対象施設の津波防護対象設備」という。）とする。

津波の敷地への流入防止は、設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波の地上部からの到達、流入の防止及び取水路、放水路等の経路からの流入防止対策を講じる。

漏水による安全機能への影響防止は、取水・放水施設、地下部等において、漏水の可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する対策を講じる。

津波防護の多重化として、上記２つの対策のほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画において、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

水位低下による安全機能への影響防止は、水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する対策を講じる。

10.6.1.1.2 設計方針

設計基準対象施設は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

(1) 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画並びに海水ポンプ室は基準津波による遡上波が到達する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

b. 上記 a.の遡上波については、敷地及び敷地周辺の地形及びその標高、河川等の存在並びに地震による広域的な隆起・沈降を考慮して、遡上波の回り込みを含め敷地への遡上の可能性を検討する。また、地震による変状又は繰返し襲来する津波による洗掘・堆積により地形又は河川流路の変化等が考えられる場合は、敷地への遡上経路に及ぼす影響を検討する。

c. 取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、流入の可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じ浸水対策を施すことにより、津波の流入を防止する設計とする。

(2) 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、取水・放水

施設、地下部等における漏水の可能性を検討した上で、漏水が継続することによる浸水範囲を想定（以下「浸水想定範囲」という。）するとともに、同範囲の境界において浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、浸水防止設備を設置することにより浸水範囲を限定する設計とする。

b. 浸水想定範囲及びその周辺に設計基準対象施設の津波防護対象設備がある場合は、防水区画化するとともに、必要に応じて浸水量評価を実施し、安全機能への影響がないことを確認する。

c. 浸水想定範囲における長期間の冠水が想定される場合は、必要に応じ排水設備を設置する。

(3) (1)(2)に規定するもののほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、基準津波による水位の低下に対して、海水ポンプが機能保持でき、かつ冷却に必要な海水が確保できる設計とする。また、基準津波による水位変動に伴う砂の移動・堆積及び漂流物に対して海水ポンプ室の通水性が確保でき、かつ取水口からの砂の混入に対して海水ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 津波防護施設及び浸水防止設備については、入力津波（施設の津波に対する設計を行うために、津波の伝播特性、浸水経路

等を考慮して、それぞれの施設に対して設定するものをいう。以下同じ。）に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また、津波監視設備については、入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 「津波防護施設」は、防潮堤及び屋外排水路逆流防止設備とする。「浸水防止設備」は、海水ポンプ室浸水防止蓋、海水ポンプエリア止水壁、海水管トレンチ浸水防止蓋、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、ディーゼル建屋水密扉、防潮堤貫通部止水処置、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置及び建屋貫通部止水処置とする。また、「津波監視設備」は、潮位計及び津波監視カメラとする。

b. 入力津波については、基準津波の波源からの数値計算により、各施設・設備の設置位置において算定される時刻歴波形とする。数値計算に当たっては、敷地形状、敷地沿岸域の海底地形、津波の敷地への侵入角度、河川の有無、陸上の遡上・伝播の効果、伝播経路上の人工構造物等を考慮する。また、津波による港湾内の局所的な海面の固有振動の励起を適切に評価し考慮する。

c. 津波防護施設については、その構造に応じ、波力による侵食及び洗掘に対する抵抗性並びにすべり及び転倒に対する安定性を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対する津波防護機能が十分に保持できる設計とする。

d. 浸水防止設備については、浸水想定範囲等における浸水時及び冠水後の波圧等に対する耐性等を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対して浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

e. 津波監視設備については、津波の影響（波力及び漂流物の衝突）に対して、影響を受けにくい位置への設置及び影響の防止策・緩和策等を検討し、入力津波に対して津波監視機能

が十分に保持できる設計とする。

f. 津波防護施設の外側の発電所敷地内及び近傍において建物・構築物、設置物等が破損、倒壊及び漂流する可能性がある場合には、津波防護施設及び浸水防止設備に波及的影響を及ぼさないよう、漂流防止措置又は津波防護施設及び浸水防止設備への影響の防止措置を施す設計とする。

g. 上記c.、d.及びf.の設計等においては、耐津波設計上の十分な裕度を含めるため、各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重（浸水高、波力・波圧、洗掘力、浮力等）について、入力津波による荷重から十分な余裕を考慮して設定する。また、余震の発生の可能性を検討した上で、必要に応じて余震による荷重と入力津波による荷重との組合せを考慮する。さらに、入力津波の時刻歴波形に基づき、津波の繰返しの襲来による作用が津波防護機能及び浸水防止機能へ及ぼす影響について検討する。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計に当たっては、地震による敷地の隆起・沈降、地震（本震及び余震）による影響、津波の繰返しの襲来による影響及び津波による二次的な影響（洗掘、砂移動、漂流物等）並びに自然条件（積雪、風荷重等）を考慮する。

(7) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプの取水性の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

10.6.1.1.3 主要設備

(1) 防潮堤

敷地高さ T.P.＋3.5m の敷地を越える津波が襲来した場合に、津波が敷地へ到達・流入することを防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、防潮堤を設置する。防潮堤の構造形式としては、鉄筋コンクリート部及び地盤改良部の 2 種類からなる。防潮堤の設計においては、十分な支持性能を有する岩盤又は構造物上に設置するとともに、基準地震動による地震力に対して津波防護機能が十分に保持できるよう設計する。また、波力による侵食及び洗掘に対する抵抗性並びにすべり及び転倒に対する安定性を評価し、越流時の耐性や構造境界部の止水に配慮した上で、入力津波に対する津波防護機能が十分に保持できる設計とする。また、入力津波については、施設の設置位置を考慮して、各評価点（3 号炉取水口前及び防潮堤（内陸側））で最も大きい水位を選定する。設計に当たっては、漂流物による荷重、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組合せを適切に考慮する。なお、主要な構造体の境界部には、想定される荷重の作用を考慮し、試験等にて止水性を確認した止水ジョイント等で止水処置を講じる設計とする。

(2) 屋外排水路逆流防止設備

屋外排水路からの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、屋外排水路逆流防止設備を設置する。屋外排水路逆流防止設備の設計においては、十分な支持性能を有する構造物上に設置するとともに、基準地震動による地震力に対して津波防護機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(3) 海水ポンプ室浸水防止蓋

海水ポンプ室床面からの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプ室に海水ポンプ室浸水防止蓋を設置する。海水ポンプ室浸水防止蓋の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機

能が十分に保持できる設計とする。また、浸水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(4) 海水ポンプエリア止水壁

屋外の循環水管の損傷箇所から海水ポンプエリアへの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプ室に海水ポンプエリア止水壁を設置する。海水ポンプエリア止水壁の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。また、浸水時及び冠水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(5) 海水管トレンチ浸水防止蓋

屋外の循環水管の損傷箇所から海水管トレンチへの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水管トレンチに海水管トレンチ浸水防止蓋を設置する。海水管トレンチ浸水防止蓋の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。また、浸水時及び冠水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）の組合せを適切に考慮する。

(6) 中間建屋水密扉

タービン建屋から浸水防護重点化範囲への溢水の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、中間建屋に中間建屋水密扉を設置する。中間建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、溢水時の波圧等に対する耐

性を評価し、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(7) 制御建屋水密扉

タービン建屋から浸水防護重点化範囲への溢水の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、制御建屋に制御建屋水密扉を設置する。制御建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、溢水時の波圧等に対する耐性を評価し、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(8) ディーゼル建屋水密扉

屋外の溢水により浸水防護重点化範囲への津波・溢水の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、ディーゼル建屋水密扉を設置する。ディーゼル建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、溢水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(9) 防潮堤貫通部止水処置

防潮堤の貫通部からの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、防潮堤貫通部止水処置を実施する。

防潮堤貫通部止水処置の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、浸水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組み合わせを適切に考慮する。

(10) 海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置

海水ポンプエリア止水壁の貫通部からの津波の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置を実施する。海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、浸水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、自然条件（積雪、風荷重等）及び地震（余震）との組み合わせを適切に考慮する。

(11) 建屋貫通部止水処置

タービン建屋と制御建屋及び中間建屋との境界並びにディーゼル建屋壁から浸水防護重点化範囲への溢水の流入を防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、建屋貫通部止水処置を実施する。建屋貫通部止水処置の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分保持できる設計とする。また、溢水による静水圧として作用する荷重及び余震荷重を考慮した場合において浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

上記(1)～(8)の各施設・設備における許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、各施設・設備を構成する材料が弾性域内に収まることを基本とする。

上記(9)～(11)の貫通部止水処置については、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の維持を考慮して、貫通部止水処置が健全性を維持することとする。

各施設・設備等の設計、評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び各施設・設備等の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、各施設・設備の設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

各施設・設備等の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高、速度、津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。

漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計において、基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。

余震荷重については、基準津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏まえ過去の地震データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し、余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として、この余震規模から求めた地震動に対してすべての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

主要設備の概念図を第 10.6.1.1.1 図～第 10.6.1.1.7 図に示す。

10.6.1.1.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6.1.1.1 表に示す。

10.6.1.1.5 試験検査

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備は、健全性及び

性能を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査を実施する。

10.6.1.1.6 手順等

(1) 燃料等輸送船に関し、津波警報等が発表された場合において、荷役作業を中断し、陸側作業員及び輸送物を退避させるとともに、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う手順等を整備し、的確に実施する。

(2) 津波監視カメラ及び潮位計による津波の襲来状況の監視及び漂流物影響を考慮した運用手順を整備し、的確に実施する。

(3) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、各施設及び設備に要求される機能を維持するため、適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。

(4) 津波防護に係る手順に関する教育並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の保守管理に関する教育を定期的に実施する。

(5) 水密扉については、開放後の確実な閉止操作、中央制御室における閉止状態の確認及び閉止されていない状態が確認された場合の閉止を実施する手順を整備し、的確に実施する。

(6) 循環水ポンプについては、発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、引き波時における海水ポンプの取水性を確保するため、停止する手順を整備し、的確に実施する。

10.6.1.2 重大事故等対処施設

10.6.1.2.1 概要

原子炉施設の耐津波設計については、「重大事故等対処施設は、基準津波に対して、重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを目的として、津波の敷地への流入防止、漏水による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止、津波防護の多重化及び水位低下

による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波の敷地への流入防止は、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備は除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波の地上部からの到達、流入の防止及び取水路、放水路等の経路からの流入防止対策を講じる。

漏水による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止は、取水・放水施設、地下部等において、漏水の可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

津波防護の多重化として、上記2つの対策のほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備は除く。）を内包する建屋及び区画において、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

水位低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止は、水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

10.6.1.2.2 設計方針

重大事故等対処施設は、基準津波に対して重大事故等の対処への機能が損なわれるおそれがない設計とする。

津波から防護する設備は、重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備（以下「重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

(1) 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波によ

る遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画並びに海水ポンプ室については基準津波による遡上波が到達する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

b. 上記 a.の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

c. 取水路又は放水路等の経路から、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定し、重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的には「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(3) (1)(2)に規定するもののほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。そのため、海水ポンプについては、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

また、大容量ポンプ及び送水車については、基準津波による

水位の変動に対して取水性を確保でき、取水口からの砂の混入に対して、各ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプ等の取水性の評価における入力津波の評価に当たっては、「10.6.1.1 設計基準対象施設」に対する耐津波設計を適用する。

10.6.1.2.3 主要設備

「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.6.1.2.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6.1.1.1 表に示す。

10.6.1.2.5 試験検査

「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.6.1.2.6 手順等

「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.6.1.3 特定重大事故等対処施設

10.6.1.3.1 概要

原子炉施設の耐津波設計については、「特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを目的として、津波の敷地への流入防止、津波防護の多重化及び［　　］による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

処するために必要な機能への影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波から防護する設備は、特定重大事故等対処施設、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備（以下「特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）とする。

津波の敷地への流入防止は、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波の地上部からの到達、流入の防止及び取水路、放水路等の経路からの流入の防止対策を講じる。

漏水による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止は、取水・放水施設、地下部等において、漏水の可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

津波防護の多重化として、上記2つの対策のほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画において、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

水位低下による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止は、[redacted]による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

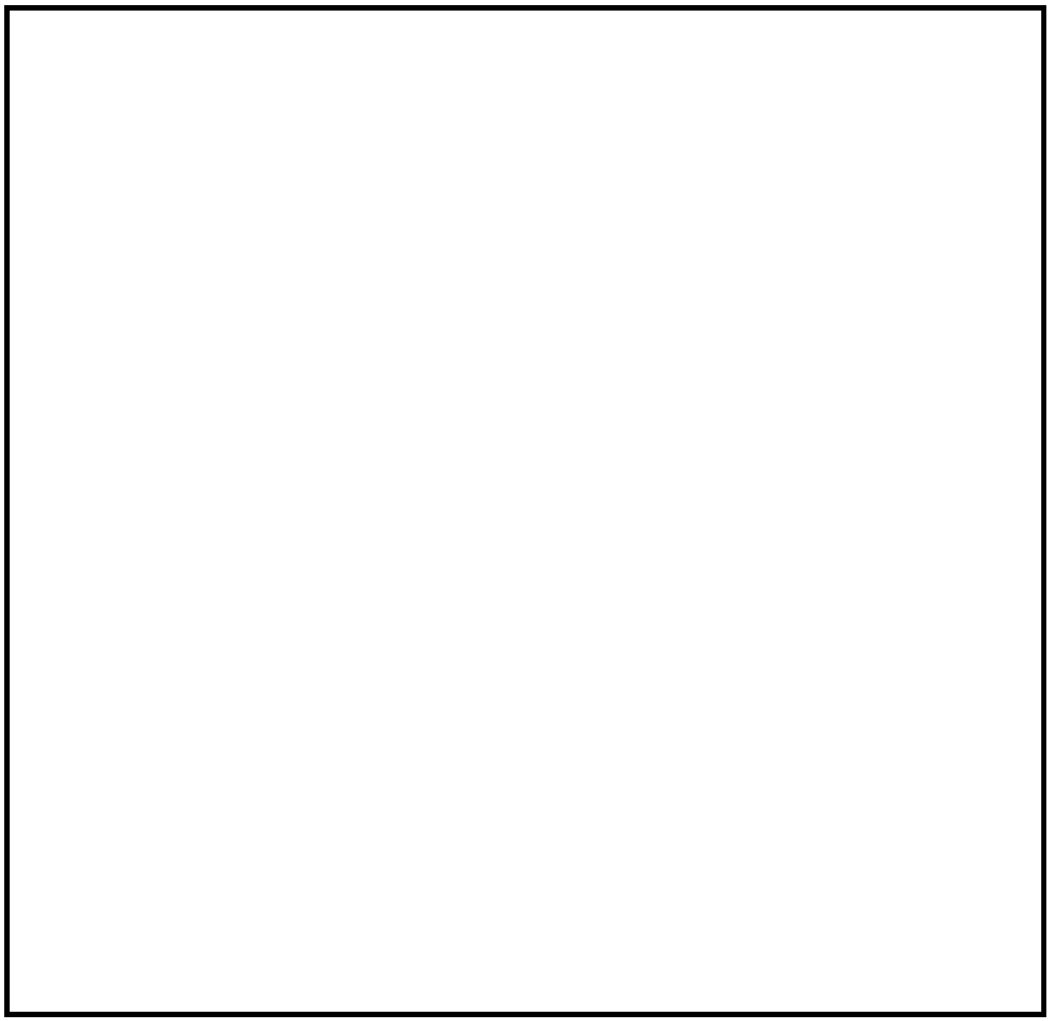
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.6.1.3.2 設計方針

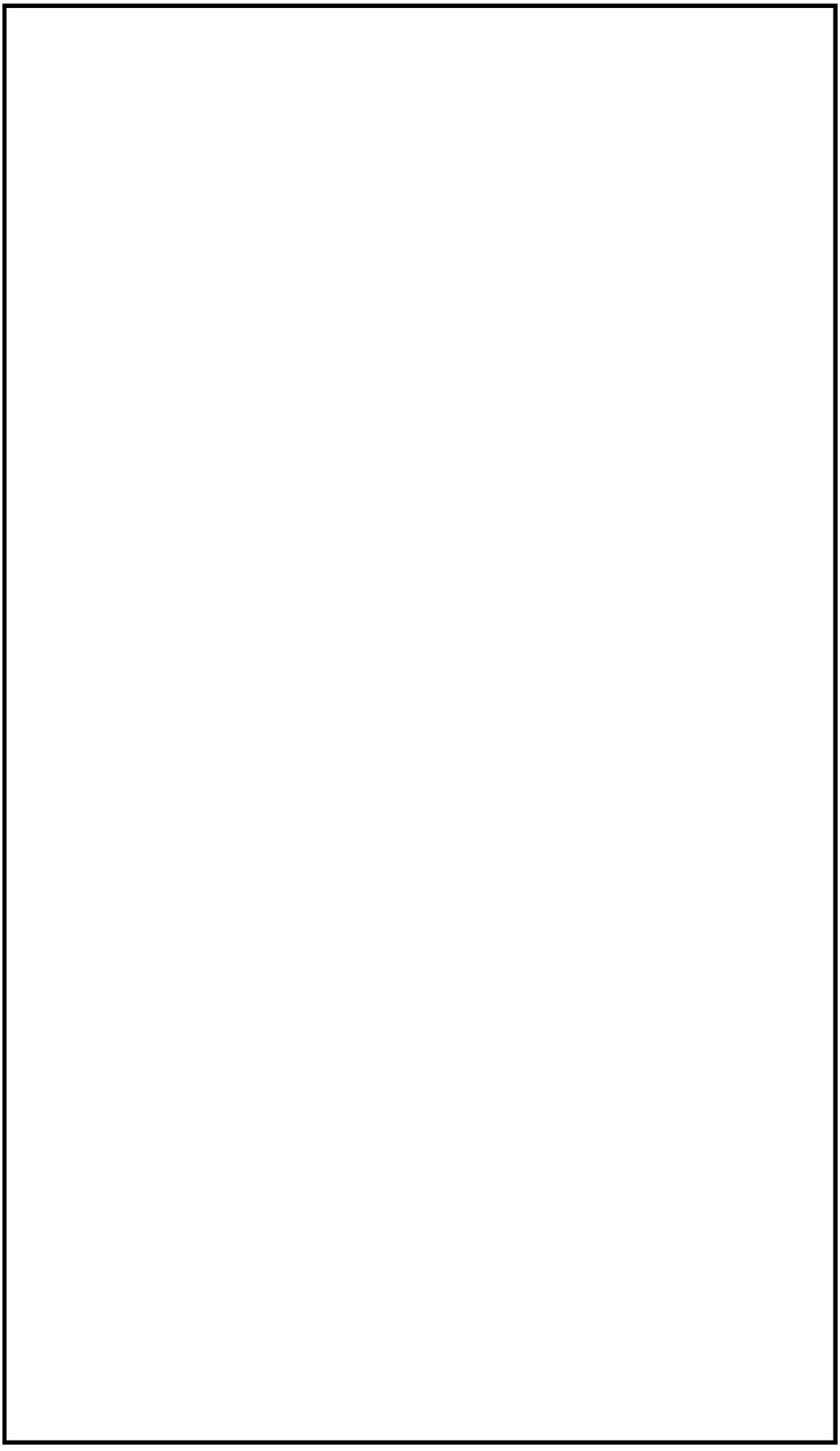
特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

(1) 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路及び放水路等の経路から流入させない設計とする。さらに、特定重大事故等対処施設は、基準津波を一定程度超える津波に対して頑健性を高める設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

b. 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については基準津波による遡上波が到達又は流入する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。

c. 上記 b.の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「10.6.1.1.2 設計方針」を適用する。

d. 取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.6.1.1.2 設計方針」を適用する。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、取水・放水施設、地下部等における漏水の可能性を検討した上で、漏水が継続することによる浸水範囲を想定（以下「浸水想定範囲」という。）するとともに、同範囲の境界において浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、浸水防止設備を設置することにより浸水範囲を限定する設計とする。

b. 浸水想定範囲及びその周辺に設計基準対象施設の津波防護対

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

象設備がある場合は、防水区画化するとともに、必要に応じて浸水量評価を実施し、安全機能への影響がないことを確認する。

c. 浸水想定範囲における長期間の冠水が想定される場合は、必要に応じ排水設備を設置する。

(3) (1) (2)に規定するもののほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

(4)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(5) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、「10.6.1.1.2 設計方針」を適用する。

なお、[redacted]は、「10.6.1.1.2 設計方針」に加え、[redacted]とする。

[redacted]は、「10.6.1.1.2 設計方針」に加え、[redacted]及び貫通部止水処置とする。

また、[redacted]は、「10.6.1.1.2 設計方針」に加え、[redacted]及び[redacted]とする。

基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の設計に当たっては、「10.6.1.1.2 設計方針」を基本とする。[redacted]

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計に当たっては、「10.6.1.1.2 設計方針」に対する耐津波設計を適用する。

基準津波を一定程度超える津波に対する津波防護対策の設計に当たっては、「10.6.1.1.2 設計方針」を基本とする。[redacted]

(7) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに[redacted]の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.6.1.3.3 主要設備

「10.6.1.1.3 主要設備」に加え、以下の設備とする。

(1)[redacted]の設計においては、基準地震動による地震力に対して津波防護機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、漂流物による荷重、自然条件（積雪、風荷重等）、地震（余震）による荷重との組合せを適切に考慮する。

許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、材料が弾性域内に収まることを基本とする。

設計、評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高、速度、津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。

漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

設計において、基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。

余震荷重については、基準津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏まえ過去の地震データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し、余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として、この余震規模から求めた地震動に対してすべての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

の概念図を第 10.6.1.3.1 図に示す。

(2)

から浸水防護重点化範囲への基準津波を一定程度超える津波の流入を防止し、特定重大事故等対処施設を構成する設備が機能喪失することのない設計とするため、

を設置する。

の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるよう設計する。

(3) 貫通部止水処置

から浸水防護重点化範囲への基準津波を一定程度超える津波の流入を防止し、特定重大事故等対処施設を構成する設備が機能喪失することのない設計とするため、

の地上境界貫通部に、貫通部止水処置を実施する。貫通部止水処置の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるよう設計する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.6.1.3.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6.1.1.1 表及び第 10.6.1.3.1 表に示す。

10.6.1.3.5 試験検査

「10.6.1.1.5 試験検査」に同じ。

10.6.1.3.6 手順等

「10.6.1.1.6 手順等」に同じ。

10.6.2 内部溢水に対する防護設備

10.6.2.1 概要

原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、原子炉施設内に設ける壁、扉、堰等により、防護対象設備がその安全機能を損なうことのない設計とする。

溢水評価に当たっては、溢水防護区画を設定し溢水防護区画の水位が最も高くなるように保守的に溢水経路を設定する。発生を想定する溢水に対し、防護対象設備が没水、被水及び蒸気の影響を受けて、その安全機能を損なうことのない設計とする。

10.6.2.2 設計方針

原子炉施設内で溢水が発生した場合において、原子炉施設内に設ける壁、扉、堰等の浸水防護設備により、防護対象設備がその安全機能を損なうことのない設計とする。

使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能を維持できる設計とする。

さらに、海水ポンプエリア及び防護対象設備が設置されている建屋外の溢水源については、地震及び竜巻を考慮する。具体的には、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

「10.6.2.2.3 海水ポンプエリアにおける溢水評価に関する設計方針」及び「10.6.2.2.4 防護対象設備設置建屋外からの溢水評価に関する設計方針」にて説明する。

また、放射性物質を含む液体を内包する容器、配管その他の設備（ポンプ、弁、使用済燃料ピット及び原子炉キャビティ（キャナル含む。）等）から放射性物質を含む液体の漏えいを想定する場合には、溢水が管理区域外へ漏えいしないよう、建屋内の壁、扉、堰等により伝播経路を制限する設計とする。

10.6.2.2.1 原子炉施設の溢水評価に関する設計方針

(1) 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量としては、発生要因別に分類した以下の溢水を想定して評価する。

a. 溢水の影響を評価するために想定する機器の破損等により生じる溢水（以下「想定破損による溢水」という。）

b. 発電所内で生じる異常状態（火災を含む。）の拡大防止のために設置される系統からの放水による溢水（以下「消火水の放水による溢水」という。）

c. 地震に起因する機器の破損等により生じる溢水（以下「地震起因による溢水」という。）

d. その他の要因（地下水の流入、地震以外の自然現象に起因して生じる破損等）により生じる溢水（以下「その他の溢水」という。）

防護対象設備が設置されている建屋内において、流体を内包する容器及び配管を溢水源となり得る機器として抽出する。ここで抽出された機器のうち、上記 a. 、c.又は d.の評価において破損を想定するものは、それぞれの評価での溢水源として考慮する。

(2) 防護対象設備の設定

防護対象設備は、原子炉施設内で発生した溢水に対して、重

要度の特に高い安全機能を有する系統が、その安全機能を損なうことのない設計（原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計。）とするために必要な設備とする。

さらに、原子炉施設の安全評価に関する審査指針に基づき、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故を対象として、溢水により発生し得る原子炉外乱及び溢水の原因となり得る原子炉外乱に対処する設備を抽出する。抽出に当たっては溢水事象となり得る運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故も評価対象とする。

(3) 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護に対する溢水防護区画は、防護対象設備が設置されているすべての区画並びに中央制御室及び現場操作が必要な設備へのアクセス通路について設定する。溢水防護区画は壁、扉、堰等又はそれらの組合せによって他の区画と分離される区画として設定し、溢水防護区画の水位が最も高くなるように保守的に溢水経路を設定する。

(4) 防護対象設備設置建屋内における溢水評価に関する設計方針

想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水及びその他の溢水に対して、防護対象設備が以下に示す没水、被水及び蒸気の影響を受けて、安全機能を損なうことのない設計とする。

また、溢水評価において、現場操作が必要な設備に対しては、必要に応じて環境の温度、放射線量、薬品等による影響を考慮しても、運転員による操作場所までのアクセスが可能な設計とする。

a. 想定破損による溢水影響に対する設計方針

想定される配管の破損形状に基づいた溢水の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

b. 消火水の放水による溢水影響に対する設計方針

火災時の消火水系（スプリンクラーを含む。）等からの放水による溢水を想定し、溢水の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

また、格納容器スプレイ系については原子炉格納容器内でのみ生じ、防護対象設備は耐環境性があることから格納容器スプレイ系の作動により発生する溢水により原子炉格納容器内の防護対象設備が安全機能を損なうことはない。

c. 地震起因による溢水影響に対する設計方針（使用済燃料ピットのスロッシングを含む。）

溢水源となり得る機器（流体を内包する機器）のうち、基準地震動による地震力によって破損が生じる機器を溢水源として想定し、溢水の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。

d. その他の溢水影響に対する設計方針

その他の溢水のうち機器の誤作動や弁グランド部、配管フランジ部からの漏えい事象等に対しては、漏えい検知システム等により早期に検知し、漏えい箇所の特定及び漏えい箇所の隔離等により漏えいを止めることで防護対象設備の安全機能を損なうことのない設計とする。

10.6.2.2.2 使用済燃料ピットの溢水評価に関する設計方針

(1) 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量は、「10.6.2.2.1 原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」と同じ想定とする。

(2) 防護対象設備の設定

防護対象設備は、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料ピットへの給水機能の維持に必要な設備とする。

(3) 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護区画及び溢水経路は、「10.6.2.2.1 原子炉施設の溢水

評価に関する設計方針」と同じ設定とする。

(4) 溢水評価に関する設計方針

溢水評価に対する設計方針は、「10.6.2.2.1 原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」と同様とする。

なお、基準地震動での使用済燃料ピットのスロッシングにより、使用済燃料ピット外へ漏えいする溢水量を考慮しても、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料の放射線に対する遮蔽機能の維持に必要な水位が確保される設計とする。

10.6.2.2.3 海水ポンプエリアにおける溢水評価に関する設計方針

海水ポンプエリア内にある防護対象設備が、海水ポンプエリア内及びエリア外で発生する溢水の影響を受けて、安全機能を損なうことのない設計とする。また、防護対象設備の機能喪失高さは、発生した溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

10.6.2.2.4 防護対象設備設置建屋外からの溢水評価に関する設計方針

防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、固体廃棄物処理建屋、第2固体廃棄物処理建屋、タービン建屋及び屋外タンクからの溢水は、防護対象設備が設置される建屋へ流入しない設計とする。また、地下水は、建屋最下層にある湧水サンプより排水する設計とする。

10.6.2.3 主要設備

(1) 補助建屋水密扉

固体廃棄物処理建屋及び第2固体廃棄物処理建屋で発生する溢水が補助建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、補助建屋水密扉を補助建屋に設置する。

補助建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、

溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(2) 中間建屋水密扉

タービン建屋からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋に設置する。

中間建屋の主蒸気配管又は主給水配管からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋（主蒸気配管・主給水配管中間建屋区画）に設置する。

ディーゼル建屋の主蒸気配管からの溢水が中間建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋に設置する。

中間建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧等に対して水密性を有する設計とする。

(3) 制御建屋水密扉

タービン建屋からの溢水が制御建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、制御建屋水密扉を制御建屋に設置する。

制御建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(4) ディーゼル建屋水密扉

屋外タンクからの溢水がディーゼル建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、ディーゼル建屋水密扉をディーゼル建屋に設置する。

ディーゼル建屋の主蒸気配管からの溢水がディーゼル建屋へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、ディーゼル建屋水密扉をディーゼル建屋（主蒸気配管ディーゼル建屋区画）に設置する。

ディーゼル建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧等に対して水密性を有する設計とする。

(5) 主蒸気配管・主給水配管からの溢水防護

主蒸気配管及び主給水配管における想定破損箇所とその周辺の防護対象設備の間に区画壁を設置するとともに主蒸気配管及び主給水配管の外部遮蔽壁部等のターミナルエンドについては、防護カバーを設置することにより、主蒸気配管及び主給水配管からの溢水で、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とする。設置する区画壁は、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能を維持し、溢水により発生する水圧等に対して水密性を有する設計とする。

また、漏えい蒸気によって区画外の防護対象設備への影響が蒸気曝露試験及び机上評価で防護対象設備の健全性が確認されている条件（圧力、温度及び湿度）を超えるおそれのあるエリアにおいては、区画壁（水密扉を含む。）を設置し、安全機能を損なうことのない設計とする。

(6) 海水ポンプエリア止水壁

海水ポンプエリア外で発生する溢水が海水ポンプエリア内へ伝播することを防止し、防護対象設備が安全機能を損なうことのない設計とするため、海水ポンプエリア周囲に海水ポンプエリア止水壁を設置する。海水ポンプエリア止水壁の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(7) 屋外排水路逆流防止設備（排水路）

屋外、タービン建屋で発生する溢水を敷地外へ排水する設計とするため、屋外排水路逆流防止設備（排水路）を設置する。屋外排水路逆流防止設備（排水路）の設計においては、基準地震動に

よる地震力に対して津波防護設備への波及的影響がない設計とする。

(8) 泥水対策壁

泥水による海水ポンプへの取水性に影響がない設計とするため、泥水対策壁を設置する。泥水対策壁の設計においては、基準地震動による地震力に対して津波防護設備への波及的影響がない設計とする。

防護カバーの概要を第 1.6.2 図、水密扉配置図を第 1.6.3 図、海水ポンプエリア止水壁他配置図を第 1.6.4 図に示す。

10.6.2.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6.2.1 表に示す。

10.6.2.5 試験検査

浸水防護設備は、健全性及び性能を確認するため、原子炉の運転中又は停止中に、定期的に試験又は検査を実施する。

10.6.2.6 手順等

溢水評価において、期待する壁、扉、堰等の浸水防護設備、保護カバー、防護カバー等の設備については、継続的な保守管理や水密扉閉止等の運用を適切に実施するためにその手順を明確にする。

また、溢水評価において、溢水量を制限するために漏えい停止操作に期待する場合は、その手順を明確にする。さらに、それらの手順を確実に実施するために、継続的な教育訓練を実施する。

(1) 配管の想定破損による溢水、スプリンクラーからの放水による溢水及び地震による溢水が発生する場合においては、的確に操作を行うために手順等を整備する。

(2) 溢水防護区画において、各種対策設備の追加及び資機材の持込み等により評価条件としている可燃性物質の量及び滞留面積に見直しがある場合は、溢水評価への影響確認を行う。

(3) 水密扉については、開放後の確実な閉止操作、中央制御室にお

ける閉止状態の確認及び閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作を的確に行うために手順を整備する。また、水密扉の閉止状態を的確に管理するために社内ルール等の運用を適切に実施する。

(4) 運転実績（高エネルギー配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の 2%又はプラント運転期間の 1%より小さい。）により、低エネルギー配管としている設備の運転時間実績管理を行う。

(5) 機能喪失高さが低い防護対象設備が消火水の放水による溢水により機能喪失することのないよう、消火水放水時の注意事項を現場に表示する。

(6) 火災時に消火水を放水した場合は、消火水による防護対象設備の安全機能への影響の有無を確認するために、防護対象設備の安全機能が損なわれていないことを保守管理で確認する。

(7) 消火活動の結果を踏まえ、放水後の放水量の内部溢水評価に係る妥当性について検証を行う。

(8) 配管の想定破損により、防護対象設備が蒸気環境に曝された場合は、防護対象設備の安全機能が損なわれていないことを保守管理で確認する。

(9) 海水ポンプエリア内及びエリア外の溢水を受けて、海水ポンプエリア内の防護対象設備が機能喪失しないように海水ポンプ室浸水防止蓋、海水ポンプエリア止水壁及び泥水対策壁の適切な保守管理を実施する。

(10) 配管の想定破損評価において、応力評価の結果により破損形状の想定を行う場合は、評価結果に影響するような減肉がないことを確認するために継続的な肉厚管理を実施する。

(11) 浸水防護設備及び「1.6 溢水防護に関する基本方針」で示す防護対象設備の機能維持に必要な設備に対して、要求される機能を維持するため、適切な保守管理を実施する。また、故障時においても補修を実施する。

(12) 内部溢水全般（評価内容並びに溢水経路、防護対象設備、水密扉、堰等の設置の考え方等）について教育を定期的に実施する。

(13) 火災が発生した場合の初期消火活動及び自衛消防隊による消火活動時の放水に関する注意事項について、教育を定期的に実施する。

(14) 運転員が内部溢水発生時に的確な判断・操作等が実施できるよう、内部溢水発生の対処に係る訓練を定期的に実施する。

(15) タンクにおいて、水位制限を設ける場合は手順を整備する。

(16) 運用停止により系統保有水がない系統を設定する場合は、手順等を整備する。

10.7 補機駆動用燃料設備（非常用電源設備及び補助ボイラに係るものを除く。）

10.7.1 概要

重大事故等に対処するために使用する可搬型又は常設設備の動作に必要な駆動燃料を貯蔵及び補給する燃料設備として軽油用ドラム缶、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプを設ける。燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

10.7.2 主要設備及び仕様

10.7.2.1 主要設備

(1) 軽油用ドラム缶

送水車に補給する燃料を貯蔵するために、軽油用ドラム缶を設置する。

10.7.2.2 主要仕様

軽油用ドラム缶の主要仕様を第 10.7.1 表に示す。

10.7.3 設計方針

設計基準事故対処設備の機能が喪失した場合等に使用する重大事故等対処設備の動作に必要となる駆動燃料は、補機駆動用燃料設備に貯蔵できる設計とする。

10.7.3.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

軽油用ドラム缶は、軽油の使用先である送水車の代替する機能を有する設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備から 100m 以上の離隔距離を確保した場所に保管する設計とする。

10.7.3.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

軽油用ドラム缶は、固縛することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.7.3.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

軽油用ドラム缶は、送水車の燃料の消費量に対して必要な容量を有する設計とし、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップを考慮した数量を保管する。

10.7.3.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

軽油用ドラム缶は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

10.7.3.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

軽油用ドラム缶は、一般的に使用される工具を用いて送水車へ確実に燃料を補給できる設計とする。

10.7.3.6 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

軽油用ドラム缶は、外観及び漏えい確認が可能な設計とする。

10.8 非常用取水設備

10.8.1 通常運転時等

10.8.1.1 概要

設計基準事故の収束に必要となる原子炉補機冷却海水系の冷却用の海水を確保するための設備を設置する。非常用取水設備の概要図を第 10.8.1.1 図に示す。

10.8.1.2 設計方針

設計基準事故時に必要な原子炉補機冷却海水系に使用する海水を取水し、海水ポンプへ導水するための流路を構築するために、海水ポンプ室を設置することで、冷却に必要な海水を確保できる設計とする。

10.8.1.3 主要設備

(1) 海水ポンプ室

海水を海水ポンプまで導入するために海水ポンプ室を設置する。

10.8.1.4 主要仕様

非常用取水設備の主要仕様を第 10.8.1.1 表に示す。

10.8.1.5 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

海水ポンプ室は、外観の確認が可能な設計とする。海水ポンプ室は、非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

10.8.2 重大事故等時

10.8.2.1 概要

非常用取水設備の海水ポンプ室は、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

10.8.2.2 設計方針

10.8.2.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

海水ポンプ室は、通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.8.2.2.2 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

海水ポンプ室は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

海水ポンプ室は、鉄筋コンクリート構造物であり、常時海水を通水するため、腐食を考慮して鉄筋に対して十分なかぶり厚さを確保する設計とする。

10.8.2.3 主要仕様

非常用取水設備の主要仕様を第 10.8.1.1 表に示す。

10.8.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

海水ポンプ室は、外観の確認が可能な設計とする。

海水ポンプ室は、非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

10.9 緊急時対策所

10.9.1 通常運転時等

10.9.1.1 概要

１次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため、緊急時対策所を中央制御室以外の場所に設置する。

緊急時対策所は、異常等に対処するために必要な指示を行うための要員を収容できる設計とする。また、異常等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに正確かつ速やかに把握できる設備として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。また、発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うために必要な設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、運転指令設備、電力保安通信用電話設備、加入電話、加入ファクシミリ、無線通話装置及び社内ＴＶ会議システムを設置又は保管する設計とする。

また、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する。

緊急時対策所は、有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下しないよう、当該要員が緊急時対策所内にとどまり、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができる設計とする。

10.9.1.2 設計方針

緊急時対策所は以下のとおりの設計とする。

(1) １次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるために必要な指示を行う要員を収容できる設計とする。

(2) 1次冷却系統に係る原子炉施設の損壊その他の異常に対処するために必要な指示ができるよう、異常等に対処するために必要な情報を把握できる設備を設置する設計とする。

(3) 発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。

(4) 室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管する設計とする。

(5) 有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下しないよう、当該要員が緊急時対策所内にとどまり、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができる設計とする。

そのために、有毒ガス評価ガイドを参照し、有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から、有毒化学物質の揮発性等の性状、貯蔵量、建屋内保管、換気等の貯蔵状況等を踏まえ、敷地内及び中央制御室等から半径 10km 以内にある敷地外の固定源並びに可動源を特定し，特定した有毒化学物質に対して有毒ガス防護のための判断基準値を設定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、貯蔵容器すべてが損傷し、有毒化学物質の全量流出によって発生した有毒ガスが大気中に放出される事象を想定し、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。

可動源に対しては、「10.12 通信連絡設備」に記載する通信連絡設備による連絡、緊急時対策所換気設備の隔離、防護具の着用

等により重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

10.9.1.3 主要設備

緊急時対策所の主要設備は以下のとおりとする。

(1) 緊急時対策所

異常等に対処するために必要な指示を行う要員を収容できるよう、緊急時対策所を設置する。

(2) 情報収集設備

中央制御室内の運転員を介さずに異常状態等を正確かつ速やかに把握するため、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する。

(3) 通信連絡設備（10.12 通信連絡設備）

発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うことができる通信連絡設備を設置又は保管する。

(4) 酸素濃度計

室内の酸素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計を保管する。

(5) 二酸化炭素濃度計

室内の二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、二酸化炭素濃度計を保管する。

10.9.1.4 手順等

緊急時対策所に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。また、当該保守管理に関する教育を定期的に実施する。

10.9.1.5 主要仕様

緊急時対策所の設備仕様を第 10.9.1.1 表に示す。

10.9.2 重大事故等時

10.9.2.1 概要

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

10.9.2.2 設計方針

緊急時対策所は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、その機能に係る設備を含め、基準地震動による地震力に対し、機能を喪失しないようにするとともに、基準津波の影響を受けない設計とする。地震及び津波に対しては、「1.3.2 重大事故等対処施設の耐震設計」及び「1.4.2 重大事故等対処施設の耐津波設計」に基づく設計とする。また、緊急時対策所の機能に係る設備は、中央制御室との共通要因により同時に機能喪失しないよう、中央制御室に対して独立性を有する設計とするとともに、中央制御室とは離れた場所に設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含め、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができる設計とする。

重大事故等が発生し、緊急時対策所の外側が放射性物質により汚

染したような状況下において、対策要員が緊急時対策所の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設置する設計とする。身体サーベイの結果、対策要員の汚染が確認された場合は、対策要員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設置することができるよう考慮する。

重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、緊急時対策所の居住性を確保するための設備として、以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、緊急時対策所遮蔽、緊急時対策所換気設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを使用する。

緊急時対策所の居住性については、想定する放射性物質の放出量等を東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と同等とし、かつ、緊急時対策所内でのマスクの着用、交代要員体制及び安定よう素剤の服用がなく、仮設設備を考慮しない条件においても、緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えないことを判断基準とする。

緊急時対策所遮蔽は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。

緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所の気密性及び緊急時対策所遮蔽の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所にとどまる要員の実効線量が事故後 7 日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計に当たっては、緊急時対策所の気

密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置を保管する設計とする。

緊急時対策所には、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管するとともに、室内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストを保管する設計とする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備として、以下の重大事故等対処設備（情報の把握）を設ける。

重大事故等対処設備（情報の把握）として、重大事故等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに緊急時対策所において把握できる情報収集設備を使用する。

緊急時対策所の情報収集設備として、事故状態等の必要な情報を把握するために必要なパラメータ等を収集し、緊急時対策所で表示できるよう、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置を設置する設計とする。

原子炉補助建屋に設置する安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための設備として、以下の重大事故等対処設備（通信連絡）を設ける。

重大事故等対処設備（通信連絡）として、緊急時対策所から中央

制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、通信連絡設備を使用する。

緊急時対策所の通信連絡設備として、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所は、代替電源設備からの給電を可能とするよう、以下の重大事故等対処設備（電源の確保）を設ける。

全交流動力電源が喪失した場合、代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）を使用する。

代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）は 1 台で緊急時対策所に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて 3 台保管することで、多重性を有する設計とする。

電源車（緊急時対策所用）は、燃料油貯蔵タンクより、タンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて、燃料を補給できる設計とする。

これらの具体的な設備は以下のとおりとする。

・緊急時対策所遮蔽
・緊急時対策所非常用空気浄化ファン
・緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット
・空気供給装置
・酸素濃度計
・二酸化炭素濃度計
・緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
・緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
・可搬式モニタリングポスト（8.1 放射線管理設備）
・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
・安全パラメータ伝送システム
・ＳＰＤＳ表示装置
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・衛星電話（10.12 通信連絡設備）
・緊急時衛星通報システム（10.12 通信連絡設備）
・携行型通話装置（10.12 通信連絡設備）
・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（10.12 通信連絡設備）
・電源車（緊急時対策所用）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

可搬式モニタリングポストについては、「8.1 放射線管理設備」にて記載する。

空冷式非常用発電装置、可搬式オイルポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12 通信連絡設備」にて記載する。

10.9.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

緊急時対策所は、独立した建屋及びそれと一体の緊急時対策所遮蔽並びに換気設備として緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを有し、さらに、換気設備の電源を電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。これら中央制御室に対して独立性を有した設備により居住性を確保できる設計とする。

緊急時対策所は、中央制御室以外の場所に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び電源車（緊急時対策所用）は、中央制御室とは離れた場所の屋外に分散して保管することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、1 台で緊急時対策所を換気するために必要な容量を有するものを予備も含めて 3 台保管することで多重性を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、1 基で緊急時対策所を換気するために必要な容量を有するものを予備も含めて 3 基保管することで多重性を図る設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、異なる通信方式を使用し、多様性を持つ設計とする。

代替電源設備としての電源車（緊急時対策所用）は、緊急時対策所に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて 3 台保管することで、多重性を図る設計とする。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.2.1 多様性、位置的分散」に示す。

10.9.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

緊急時対策所遮蔽は、緊急時対策所と一体のコンクリート構造物とし、倒壊等により他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び電源車（緊急時対策所用）は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成ができることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

空気供給装置、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、他の設備から独立して単独に使用可能なことにより他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.2.2 悪影響防止」に示す。

10.9.2.2.3 容量等

常設及び可搬型重大事故等対処設備として使用する機器等に必要な容量及び数量の考え方については、基本的な設計方針の「1.1.8.2 容量等」に示す。

緊急時対策所の指揮スペースは、重大事故等に対処するために必要な指示をする対策要員及び原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散の抑制に必要な現場活動等に従事する対策要員、約 70 名を収容できる設計とする。また、対策要員が緊急時対策所に 7 日間とどまり重大事故等に対処するために必要な数量の放射線管理用資機材や食料等を保管できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置は、緊急時対策所内にとどまる対策要員の線量を低減し、かつ、酸素濃度及び二酸化炭素濃度を活動に支障がないよう維持できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策所を換気するために必要な容量を有するものを 1 台使用する。保有数は、故障時及び保守点検のバックアップ用の 2 台を含めて合計 3 台を保管する設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策所を換気するために必要な容量を有するものを1基使用する。保有数は、故障時及び保守点検のバックアップ用の2基を含めて合計3基を保管する設計とする。

また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策所内に対し、放射線による悪影響を及ぼさないよう、十分な放射性物質の除去効率及び吸着能力を有する設計とする。

空気供給装置は「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」における放射性物質の放出時間が 10 時間であることを踏まえて十分な余裕を持つ容量を有する設計とする。

代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）は、1 台で緊急時対策所に給電するために必要な容量を有するものを2台使用する。保有数は、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用の1台を含めて合計3台を保管する設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と必要なデータ量を伝送できる設計とする。

緊急時対策所内可搬型エリアモニタは、緊急時対策所内の放射線量の測定が可能な台数として1個使用する。保有数は、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用の1個を含めて合計2個を保管する設計とする。

緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、緊急時対策所外の放射線量の測定が可能な台数として1個使用する。保有数は、保守点検内容は目視点検等であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障時のバックアップ用の1個を含めて合計2個を保管する設計とする。

酸素濃度計は、緊急時対策所内の居住環境の基準値の範囲を測

定できるものを、緊急時対策所に1個使用する。保有数は、故障時及び保守点検のバックアップ用の2個を含めて合計3個を保管する設計とする。

二酸化炭素濃度計は、緊急時対策所内の居住環境の基準値の範囲を測定できるものを、緊急時対策所に1個使用する。保有数は、故障時及び保守点検のバックアップ用の2個を含めて合計3個を保管する設計とする。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.2.3 容量等」に示す。

10.9.2.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

緊急時対策所遮蔽は、コンクリート構造物として緊急時対策所と一体であり、建屋として重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、重大事故等時における緊急時対策所付近の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所内から可能な設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

空気供給装置は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

電源車（緊急時対策所用）は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所内で可能な設計とする。

酸素濃度計、二酸化炭素濃度計及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタは重大事故等時における緊急時対策所内の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所内で可能な設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置

（計装設備（重大事故等対処設備）及び通信連絡設備と兼用）及び安全パラメータ伝送システム（通信連絡設備と兼用）は、重大事故等時における原子炉補助建屋及び緊急時対策所のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、入室を待つ対策要員等を放射線等から防護するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画は、緊急時対策所内に設ける。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.2.4 環境条件等」に示す。

10.9.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策所との接続が速やかに行えるよう、緊急時対策所付近に保管し、一般的に使用される工具を用いて容易かつ確実にダクトとの接続が可能な設計とするとともに、交換ができる設計とする。また、緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策所内の操作スイッチにより速やかに切り替えられる設計とする。

空気供給装置は、速やかに系統構成できるよう、緊急時対策所付近に保管する設計とするとともに、容易に交換ができる設計とする。また、緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示値等に応じて緊急時対策所内を空気供給装置により加圧する必要があるため、緊急時対策所内の手動操作バルブにより確実に空気加圧操作ができる設計とする。

電源車（緊急時対策所用）は、緊急時対策所との接続が速やかに行えるよう、緊急時対策所付近に保管し、接続をコネクタ接続とし、接続先と規格を統一することにより確実に接続が行える設計とするとともに、容易に交換ができる設計とする。また、緊急時対策所内からの操作スイッチにより容易かつ確実に起動・停止できる設計とする。

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、人力により容易に運搬でき、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。また、測定結果は、緊急時対策所内にて容易かつ確実に把握できるよう考慮する。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムは、常時伝送を行うため、通常操作を必要としない設計とする。

ＳＰＤＳ表示装置、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、汎用品を用いる等容易かつ確実に操作ができる設計とする。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.2.5 操作性の確保」に示す。

10.9.2.3 主要設備及び仕様

緊急時対策所（重大事故等時）の主要設備及び仕様は第 10.9.2.1 表及び第 10.9.2.2 表に示す。

10.9.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

居住性の確保として使用する緊急時対策所遮蔽は、主要部分の断面寸法が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、通常ライン

にて機能・性能の確認が可能な設計とする。また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、差圧の確認が可能な設計とする。また、居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、分解が可能な設計とする。緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、性能の確認が可能なようフィルタの取り出しが可能な設計とする。

居住性の確保として使用する空気供給装置は、空気ボンベの内圧確認による機能・性能の確認が可能な設計とする。

電源設備として使用する電源車（緊急時対策所用）は、適切な負荷へ接続することにより、機能・性能の確認が可能な設計とする。

放射線量の測定に使用する緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタは、校正用線源による特性の確認ができる設計とする。

必要な情報を把握するために使用する情報収集設備は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定に使用する酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、特性の確認が可能なように、標準器等による校正ができる設計とする。

衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、「10.12.2.4 試験検査」に示す。

10.10 構内出入監視装置

人の不法な侵入等を防止するため、照明灯、有線通信装置、テレビカメラ、磁気施錠装置等を設ける。

10.11 安全避難通路等

10.11.1 概要

照明用電源は、所内低圧系より、原子炉格納容器内（アニュラス部を含む。）、原子炉補助建屋内、タービン建屋内及び水中照明設備（以下「建屋内等の照明設備」という。）へ給電する。

中央制御室及び避難通路等への非常用照明は、非常用母線から給電する。さらに、避難通路を確保するために蓄電池内蔵型の非常灯及び誘導灯を設ける。

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として、避難用の照明とは別に作業用照明を中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等に設置する。作業用照明は、外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの間においても、中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等は専用の内蔵電池からの給電により点灯を継続し、昼夜、場所を問わず作業が可能な設計とする。作業用照明の配置場所の概要については第 10.11.1 図から第 10.11.4 図に示す。

また、その他現場作業が必要となった場合を考慮し、可搬型照明を配備する。

10.11.2 設計方針

安全避難通路は、その位置を明確かつ恒久的に表示することにより、容易に識別できるように避難用照明を設置する。また、避難用照明は、電源が喪失した場合においても機能を損なうおそれがないようにする。さらに、設計基準事故が発生した場合に用いる照明（避難用の照明を除く。）及びその専用の電源を設ける。

10.11.3 主要設備

10.11.3.1 照明設備

照明用電源は、パワーセンタ、原子炉コントロールセンタ、タービンコントロールセンタ及び所内コントロールセンタから変圧器を

通して、建屋内等の照明設備へ給電する。

中央制御室、避難通路等への非常用照明は、非常用母線から給電する。さらに、居室、避難通路に設置される非常灯及び誘導灯は、全交流動力電源喪失時に内蔵の蓄電池から給電する。

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として、避難用の照明とは別に作業用照明を中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等に設置する。

作業用照明のうち、中央制御室及び原子炉補機冷却水設備トレン分離操作箇所は非常用電源から、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等は非常用電源あるいは常用電源のいずれかより受電する。また、外部電源喪失時及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの間においても、中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等は専用の内蔵電池からの給電により 30 分間以上点灯を継続する。

この作業用照明により、設計基準事故で操作が必要となる中央制御室、主蒸気ヘッダ室及びアクセスルート等の照明を確保でき、昼夜、場所を問わず作業が可能な設計とする。

また、設計基準事故に対応するための操作が必要な場所は、作業用照明が設置されており作業が可能であるが、現場作業の緊急性との関連において、仮設照明の準備に時間的猶予がある場合の対応を考慮し、初動操作を対応する運転員が滞在する中央制御室、計器用空気圧縮機室、事務所に懐中電灯等の可搬型照明を配備する。

原子炉冷却材喪失事故時における原子炉補機冷却水設備トレン分離操作に必要な作業用照明は、当該操作箇所に設置し、事故後24時間以内に操作を可能とするため非常用電源より給電することにより設計基準事故が発生した場合でも点灯を継続する設計とする。

10.11.4 手順等

(1) 可搬型照明は、定められた箇所に保管し、必要時、迅速に使用できるよう必要数を保管管理する。

(2) 可搬型照明及び作業用照明に要求される機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、故障時においては補修を行う。

(3) 作業用照明に係る保守管理に関する教育を行う。

(4) 可搬型照明の使用等に関する教育・訓練を行う。

10.12 通信連絡設備

10.12.1 通常運転時等

10.12.1.1 概要

設計基準事故が発生した場合において、発電所内の人に対し必要な指示ができるよう、警報装置及び多様性を確保した通信連絡設備を設置又は保管する。

また、発電所外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡ができるよう、多様性を確保した専用通信回線に接続する。

10.12.1.2 設計方針

(1) 設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉補助建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置及び多様性を確保した通信設備（発電所内）を設置又は保管する設計とする。また、緊急時対策所へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所内）を設置する設計とする。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

(2) 設計基準事故が発生した場合において、発電所外の原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、通信設備（発電所外）を設置又は保管する設計とする。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所外）を設置する設計とする。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を

備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

10.12.1.3 主要設備

10.12.1.3.1 通信連絡設備

(1) 設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉補助建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置である事故一斉放送装置及び多様性を確保した通信設備（発電所内）である運転指令設備、電力保安通信用電話設備等を設置又は保管する。また、緊急時対策所へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置を設置する。

事故一斉放送装置及び運転指令設備については、発電所内のすべての人に対し通信連絡できる設計とする。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

(2) 設計基準事故が発生した場合において、発電所外の原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、加入電話、衛星電話（携帯）等の通信設備（発電所外）を設置又は保管する。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）として、安全パラメータ表示

システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムを設置する。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源又は無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

さらに、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、定期的に点検を行うとともに、専用通信回線及びデータ伝送設備（発電所外）の常時監視を行うことにより、常時使用できることを確認する。

10.12.1.4 主要仕様

通信連絡設備の一覧を第 10.12.1.1 表から第 10.12.1.5 表に示す。

10.12.1.5 試験検査

警報装置、通信設備（発電所内）及び通信設備（発電所外）は、通話通信の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

10.12.1.6 手順等

(1) 通信連絡設備の操作については、手順を整備し、的確に実施する。

(2) 専用通信回線、データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）については、常時監視を行うとともに、異常時の対応に関する手順を整備する。また、異常時の対応手順に関する

訓練を定期的に実施する。

(3) 通信連絡設備に要求される機能を維持するため、適切に保守管理を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(4) 社内外の関係先へ、的確かつ迅速に通報連絡ができるよう、原子力防災訓練等を定期的に実施する。

10.12.2 重大事故等時

10.12.2.1 概要

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

10.12.2.2 設計方針

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所内）及び緊急時対策所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）を設ける。

通信設備（発電所内）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所内）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）は、原子炉補助建屋に設置し、ＳＰＤＳ表示装置は、緊急時対策所に設置する設計とする。

衛星電話（固定）は、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。

トランシーバーの電源は、充電池又は乾電池を使用しており、充電池を用いるものについては、充電池の残量が少なくなった場合は、別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電することができる設計とする。また、乾電池を用いるものについては、予備の乾電池と交換することにより 7 日間以上継続して通話ができる設計とする。

携行型通話装置の電源は、乾電池を使用しており、予備の乾電池と交換することにより、7 日間以上継続して通話ができる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。また、ＳＰＤＳ表示装置については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・衛星電話（固定）
・衛星電話（携帯）
・トランシーバー
・携行型通話装置
・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
・ＳＰＤＳ表示装置
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）
・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）

・電源車（緊急時対策所用）（10.9 緊急時対策所）

・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

電源車（緊急時対策所用）については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所外）及び発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）を設ける。

通信設備（発電所外）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、中央制御室、緊急時対策所又は原子炉補助建屋等に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所外）として、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムは、原子炉補助建屋に設置する設計とする。

衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムは、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星電話（固定）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置又は電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用しており、充電池の残量が少なくなった場合は、別の端末と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の

電源から充電することができる設計とする。

衛星電話（可搬）及び緊急時衛星通報システムの電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）から給電できる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電できる設計とする。

緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へのデータ伝送の機能に係る設備及び緊急時対策所の通信連絡機能に係る設備としての、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、固縛又は転倒防止処置を講じ、基準地震動による地震力に対し、機能喪失しない設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・衛星電話（固定）
・衛星電話（携帯）
・衛星電話（可搬）
・緊急時衛星通報システム
・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）
・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
・安全パラメータ伝送システム
・空冷式非常用発電装置（10.2 代替電源設備）
・燃料油貯蔵タンク（10.2 代替電源設備）

・可搬式オイルポンプ（10.2 代替電源設備）
・タンクローリー（10.2 代替電源設備）
・電源車（緊急時対策所用）（10.9 緊急時対策所）
・燃料油移送ポンプ（10.2 代替電源設備）

空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプについては、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

電源車（緊急時対策所用）については、「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

10.12.2.2.1 多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源設備から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」及び「10.9 緊急時対策所」にて記載する。

また、通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）は、異なる通信方式を使用し、多様性を持つ設計とする。

10.12.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.8.1 多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備

に悪影響を及ぼさない設計とする。

衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.12.2.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.8.2 容量等」に示す。

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置は、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるよう、必要な個数を設置又は保管する。

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、発電所外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるよう、必要な個数を設置又は保管する。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）（計装設備（重大事故等対処設備）、緊急時対策所及び通信連絡設備と兼用）及び安全パラメータ伝送システム（緊急時対策所及び通信連絡設備と兼用）は、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所に必要なデータ量を伝送できる設計とする。

10.12.2.2.4 環境条件等

基本方針については、「1.1.8.3 環境条件等」に示す。

携行型通話装置は、重大事故等時における建屋内（原子炉格納容器内を除く。）及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。人が携行して使用が可能な設計とする。

衛星電話（携帯）及びトランシーバーは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。人が携行して使用が可能な設計とする。

衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、安全パラ

メータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置は、重大事故等時における中央制御室、原子炉補助建屋又は緊急時対策所のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

10.12.2.2.5 操作性の確保

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

衛星電話（携帯）及びトランシーバーは、特別な技量を要することなく、容易に操作ができるとともに、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

携行型通話装置は、乾電池を使用し、使用場所において端末と接続端子又は通話装置用ケーブルを容易かつ確実に接続できるとともに、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

衛星電話（可搬）は、容易に設置及び操作ができるとともに、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、衛星電話（固定）及び緊急時衛星通報システムは、特別な技量を要することなく、容易に操作ができるとともに、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムは、常時伝送を行うため、通常操作を必要としない設計とする。

ＳＰＤＳ表示装置は、容易かつ確実に操作ができる設計とする。

10.12.2.3 主要設備及び仕様

通信連絡を行うために必要な設備の主要設備及び仕様は第10.12.2.1表及び第10.12.2.2表のとおり。

10.12.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.8.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

通信設備（発電所内）及び通信設備（発電所外）は、通話通信の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

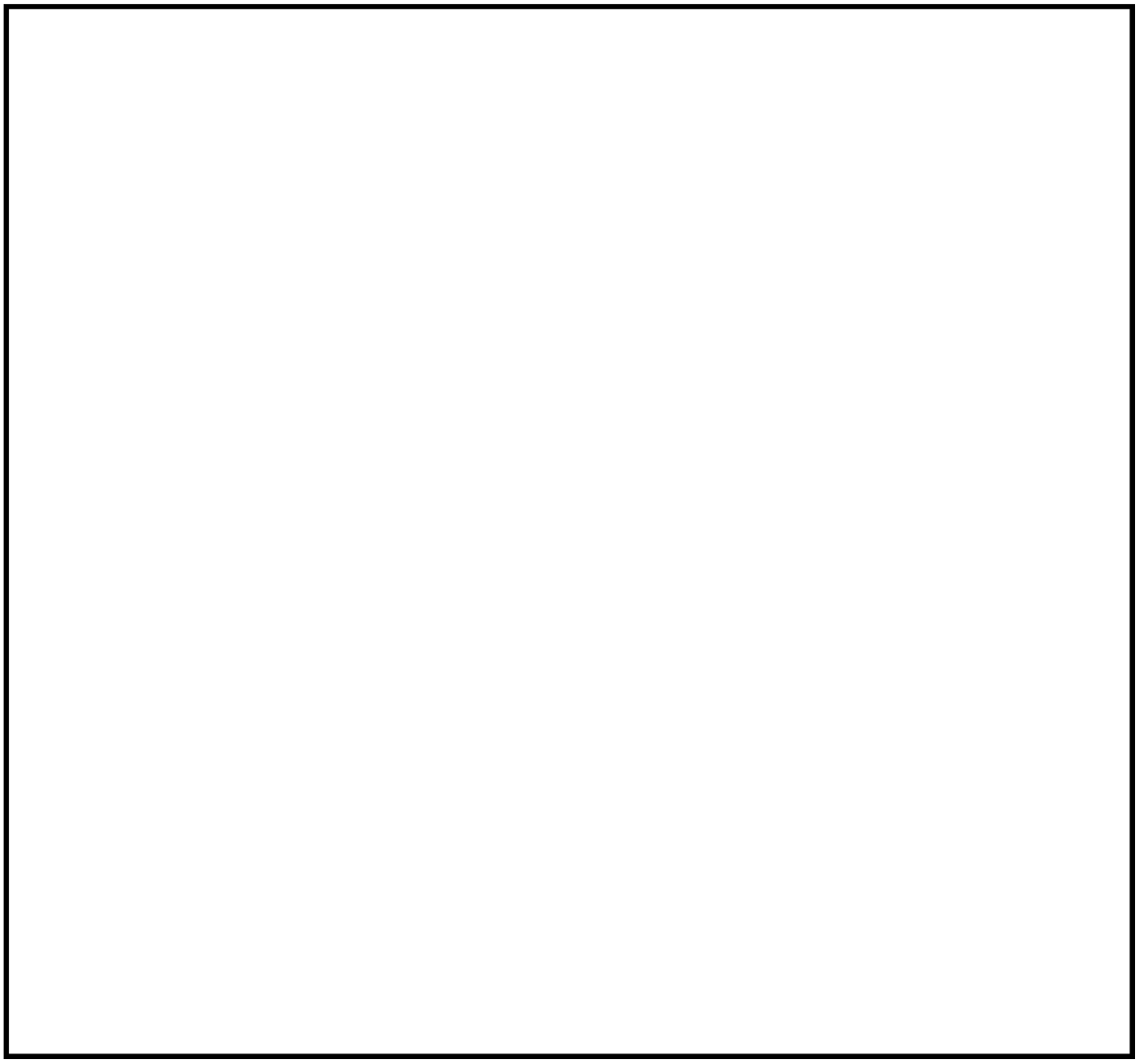
10.13 特定重大事故等対処施設

10.13.1 特定重大事故等対処施設に係る意図的な大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項

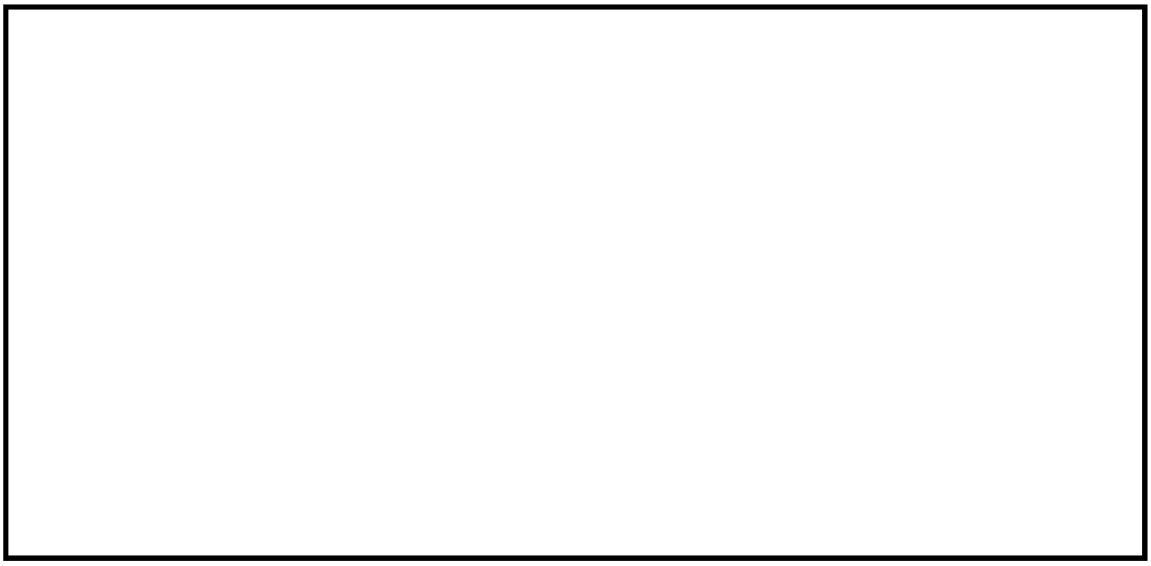
10.13.1.1 概要

原子炉施設に特定重大事故等対処施設を設置し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能（以下 10.13.1 において「必要な機能」という。）が損なわれるおそれがないように、原子炉補助建屋等及び特定重大事故等対処施設が同時に破損することを防ぐ設計とする。

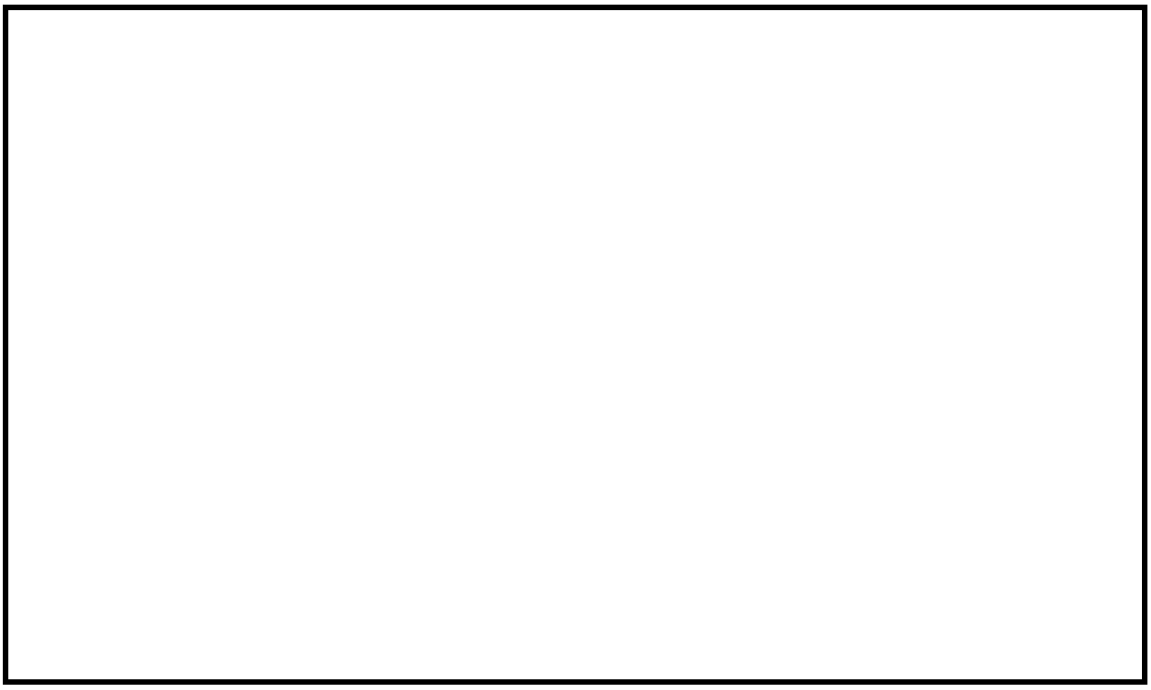
10.13.1.2 設計方針



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



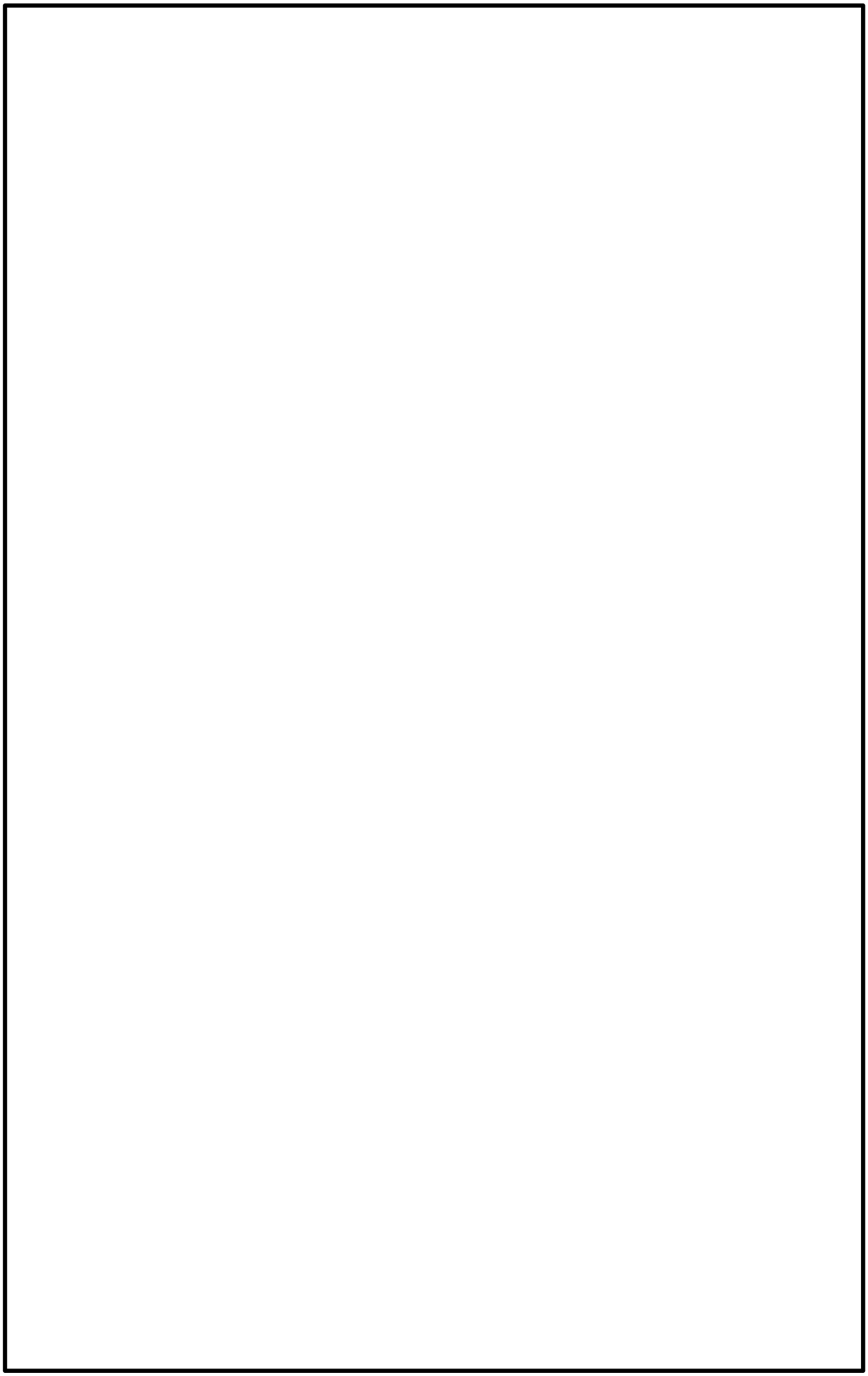
10.13.1.2.1 大型航空機の衝突影響を考慮する対象範囲



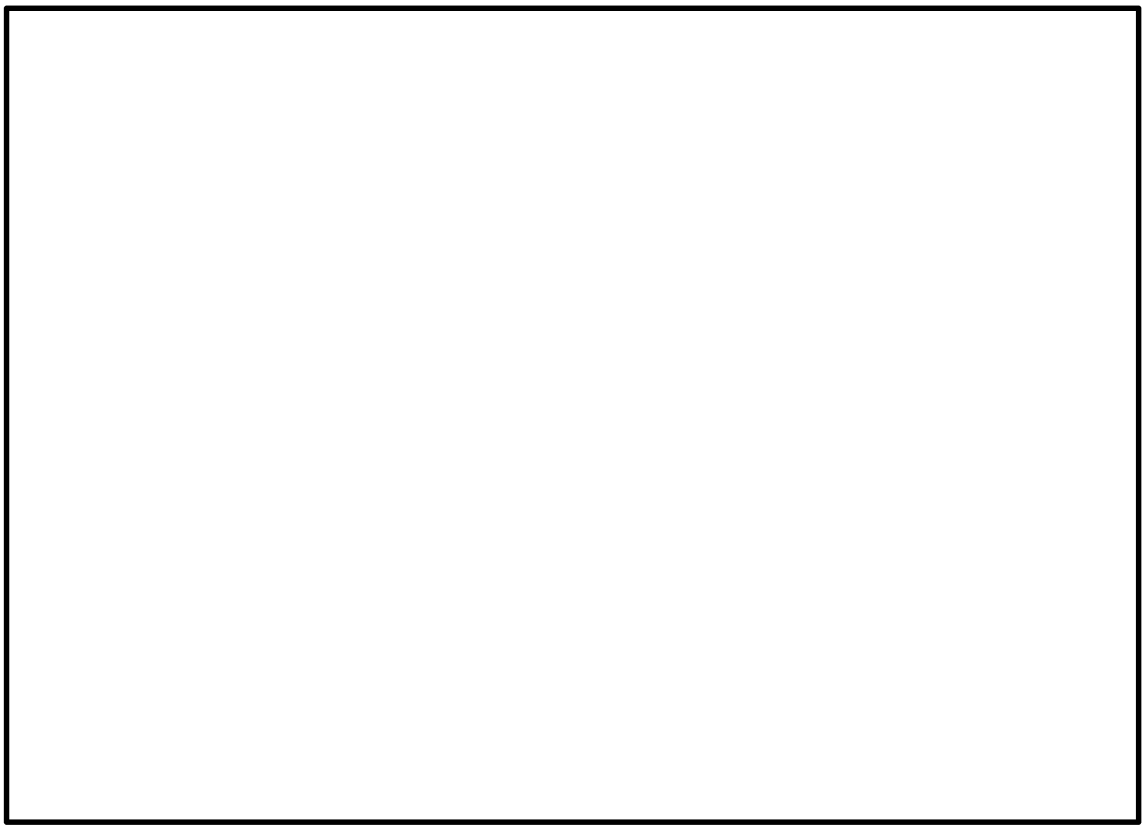
10.13.1.2.2 大型航空機等の特性



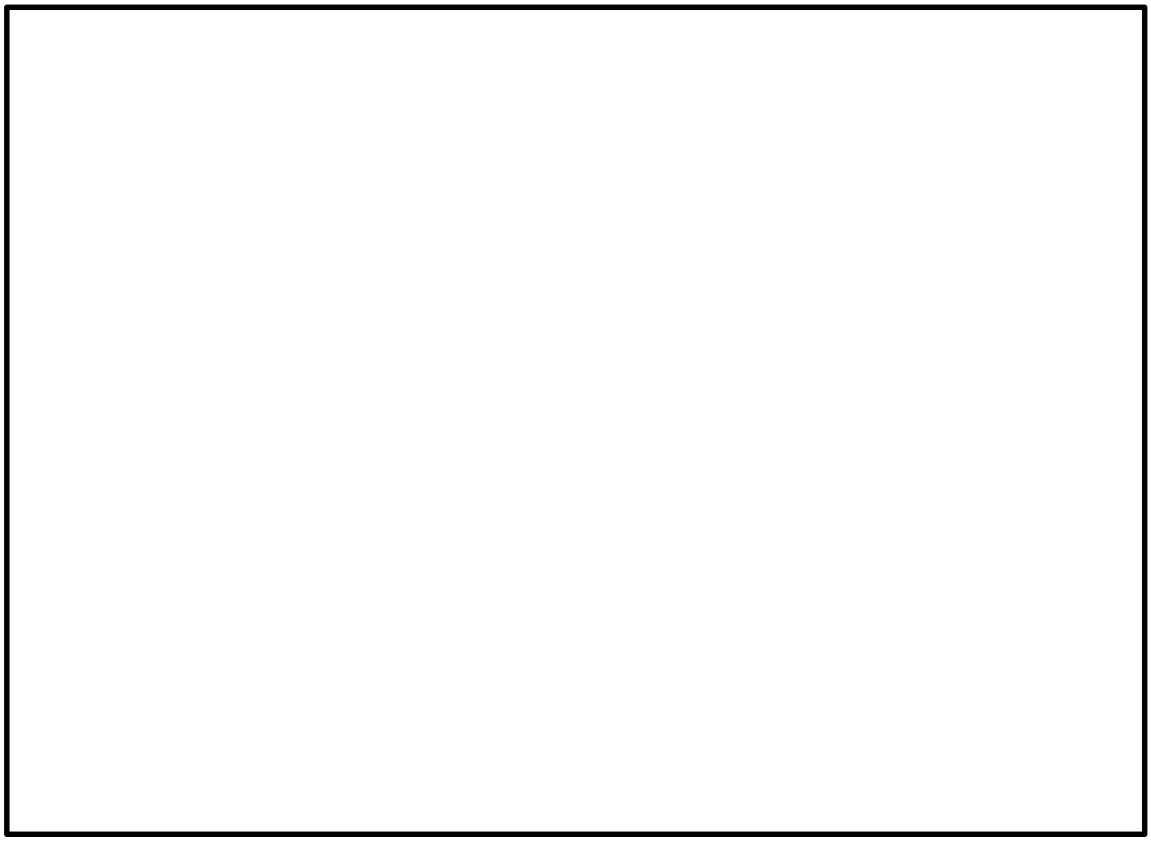
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

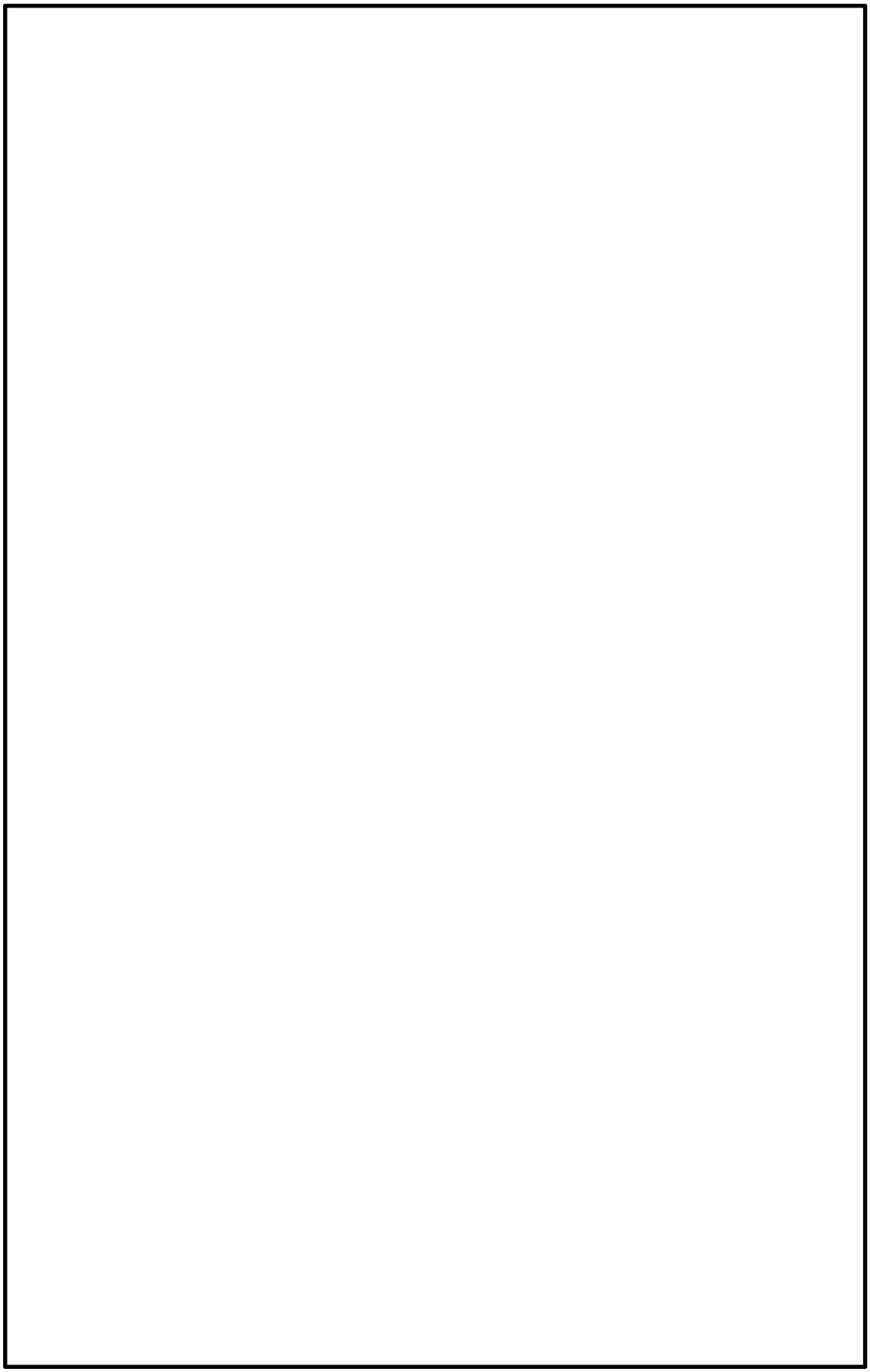


10.13.1.2.3 大型航空機の衝突箇所と大型航空機衝突影響評価の対象範囲の設定



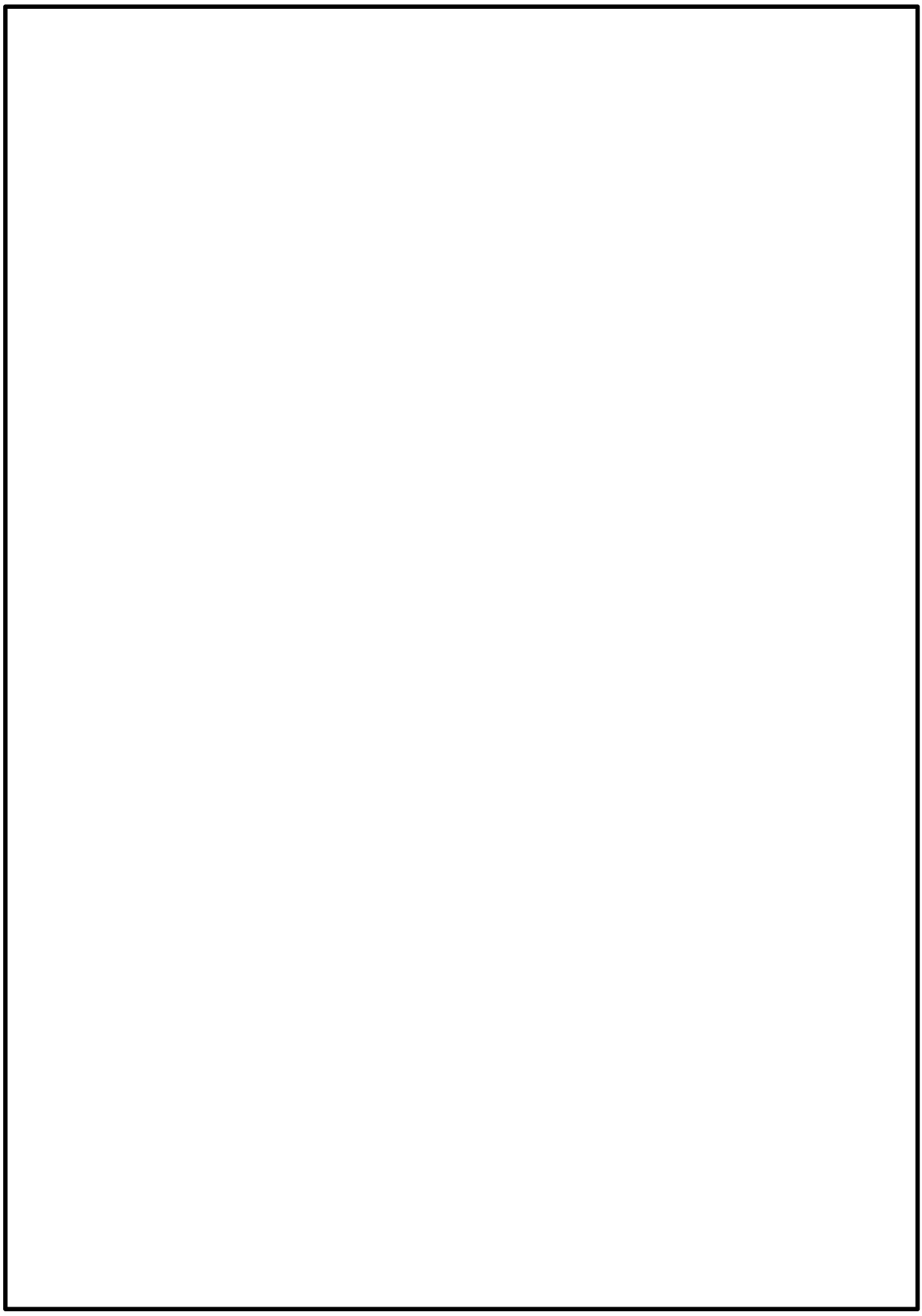
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

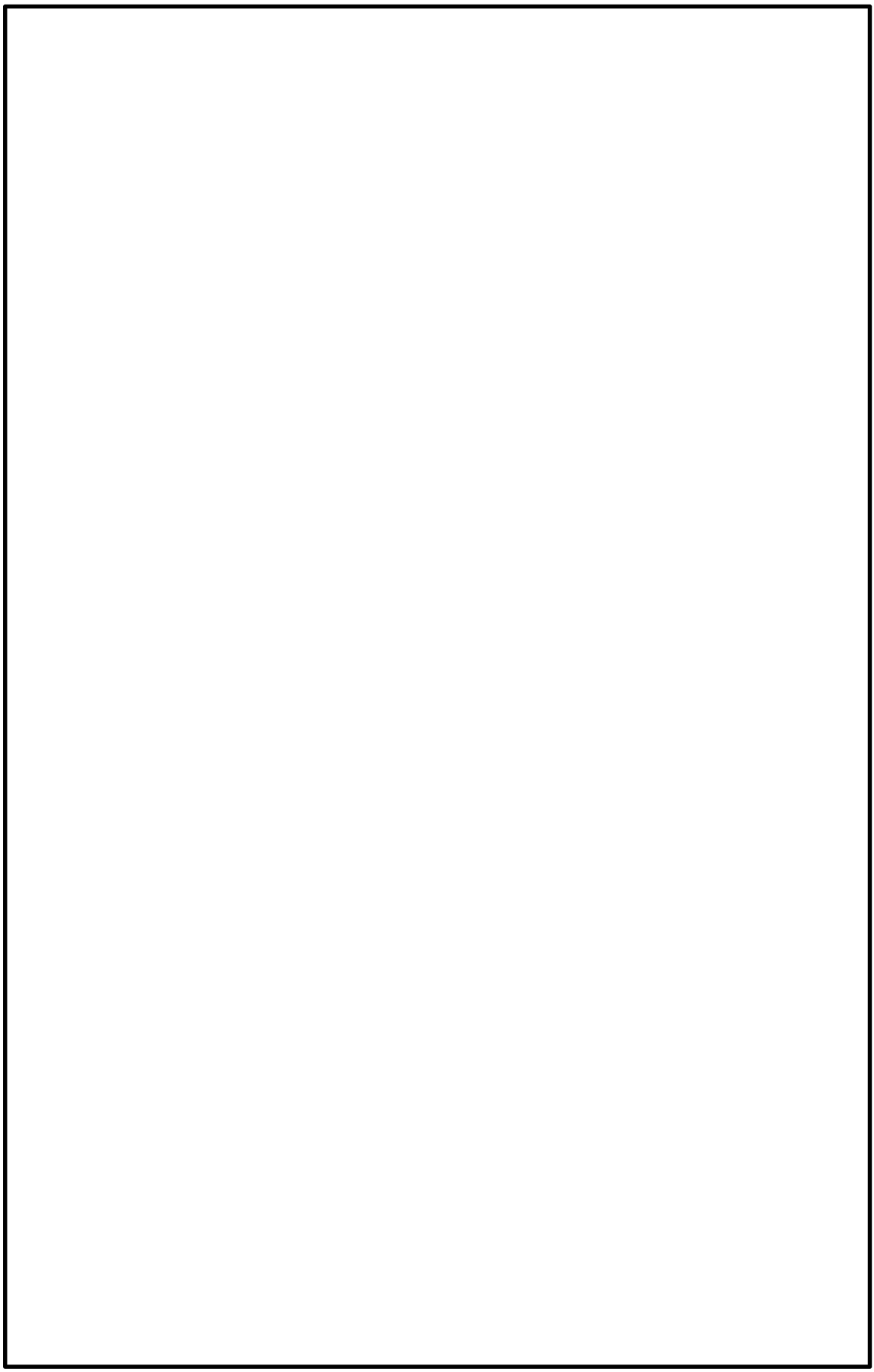
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.1.2.4 評価内容の設定

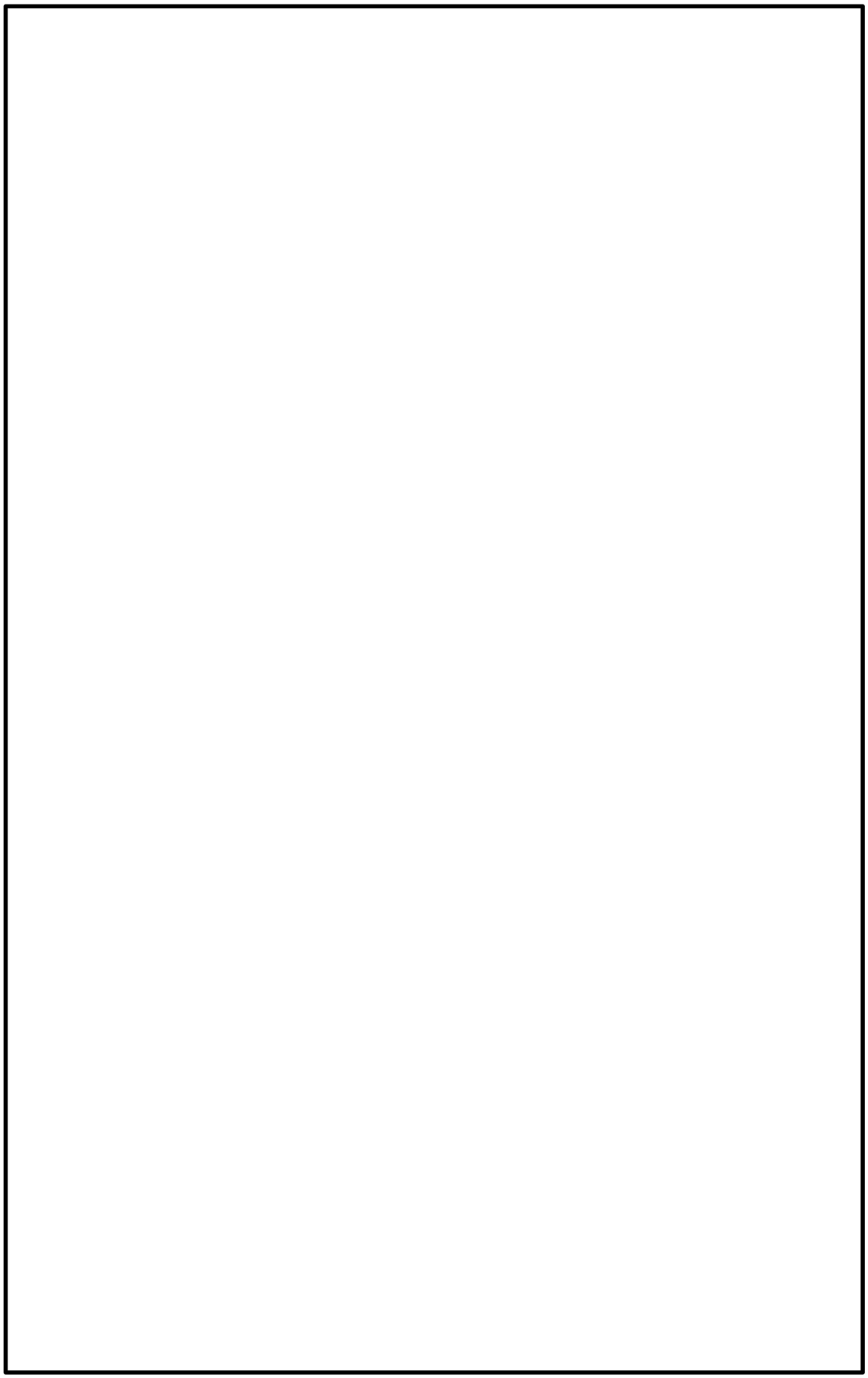


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

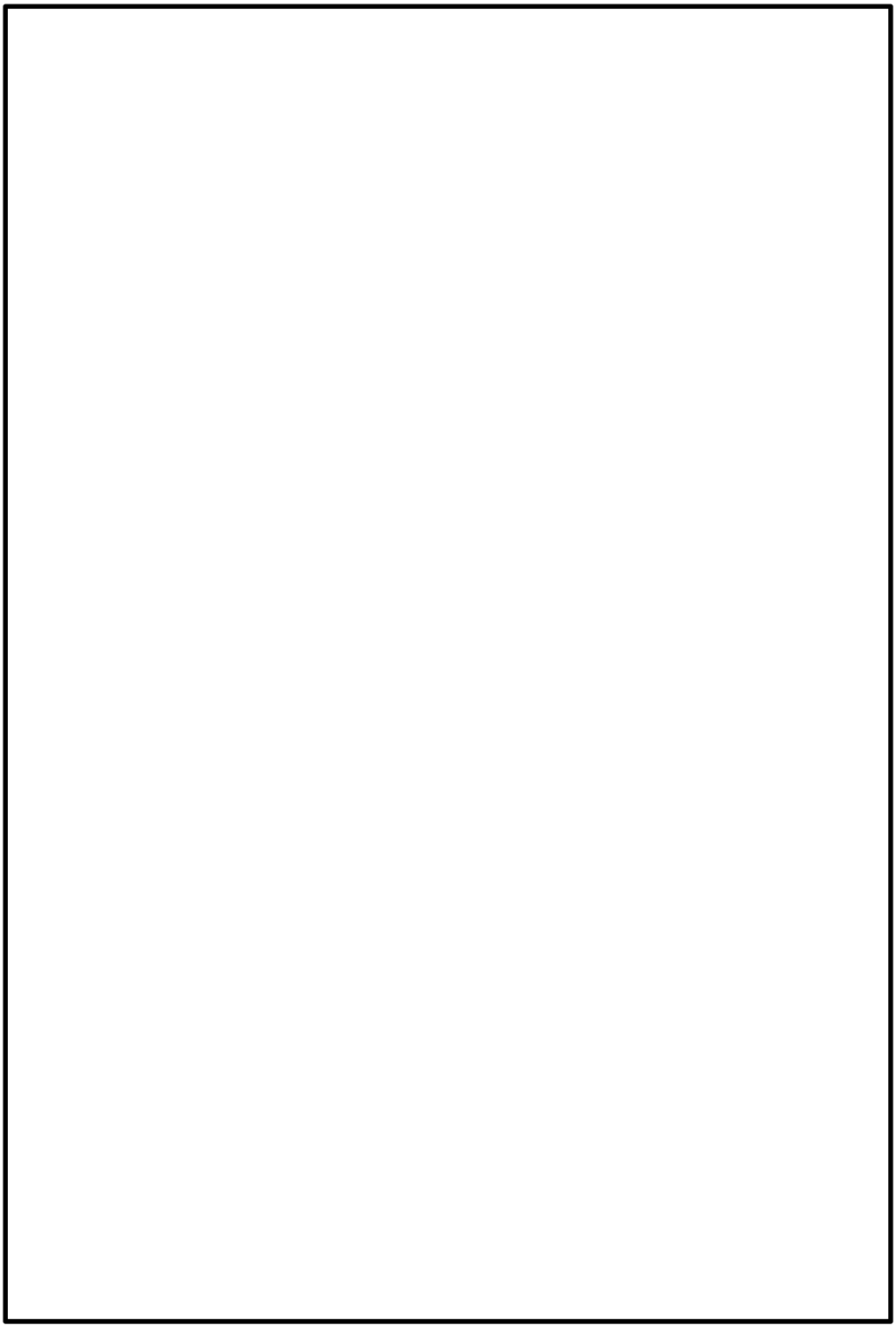


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



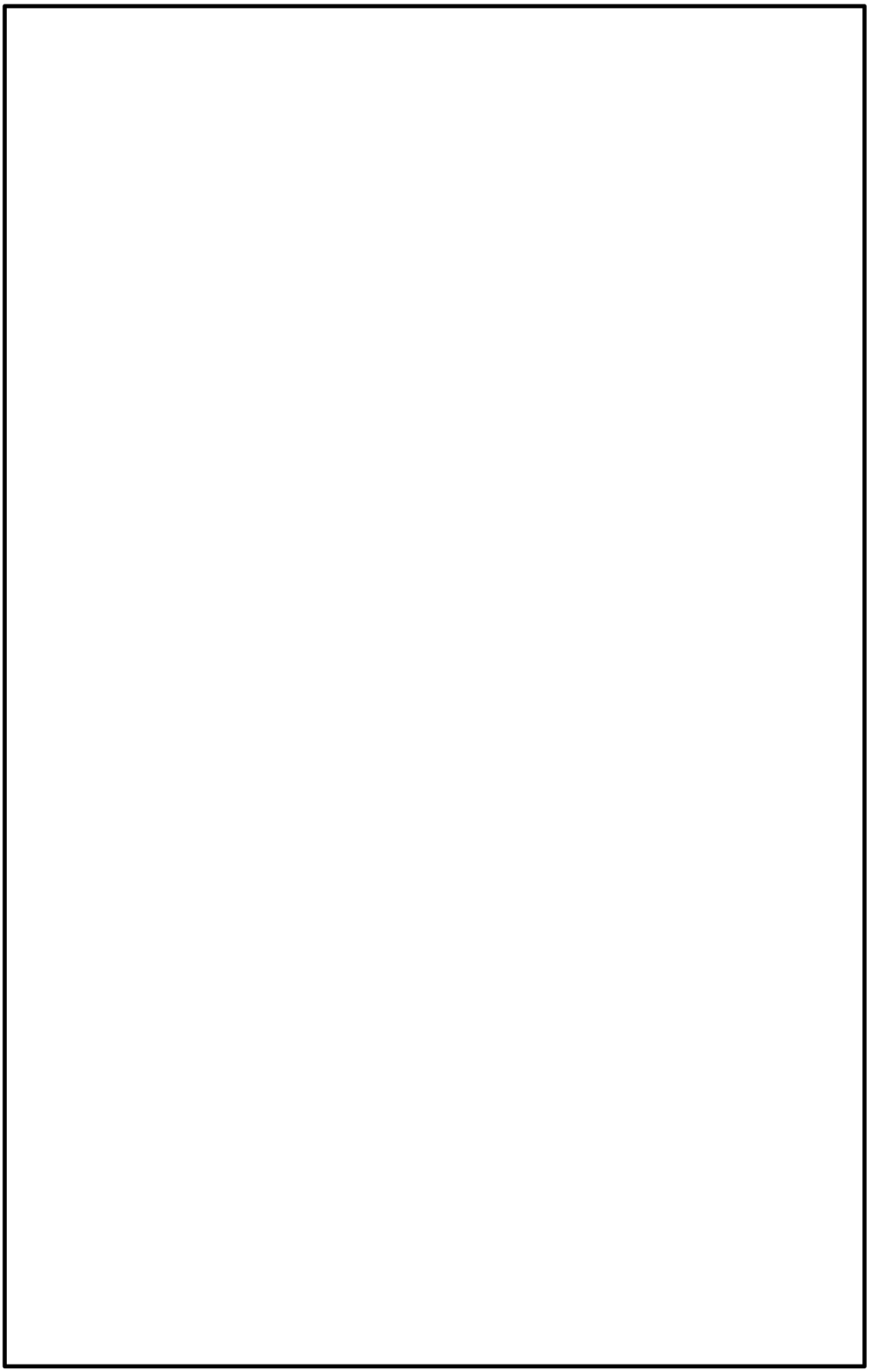
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.1.2.5 評価の方法



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

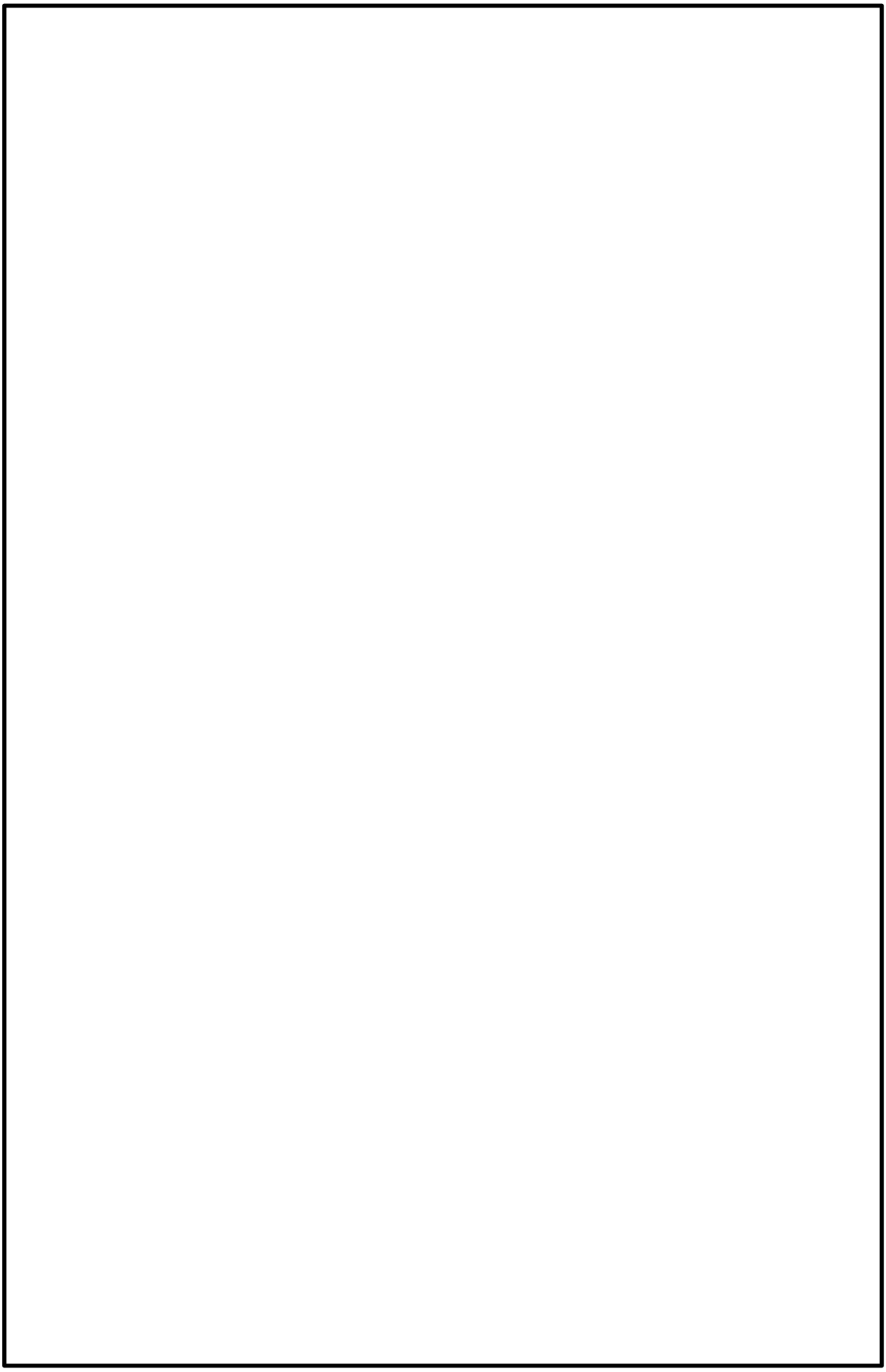


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

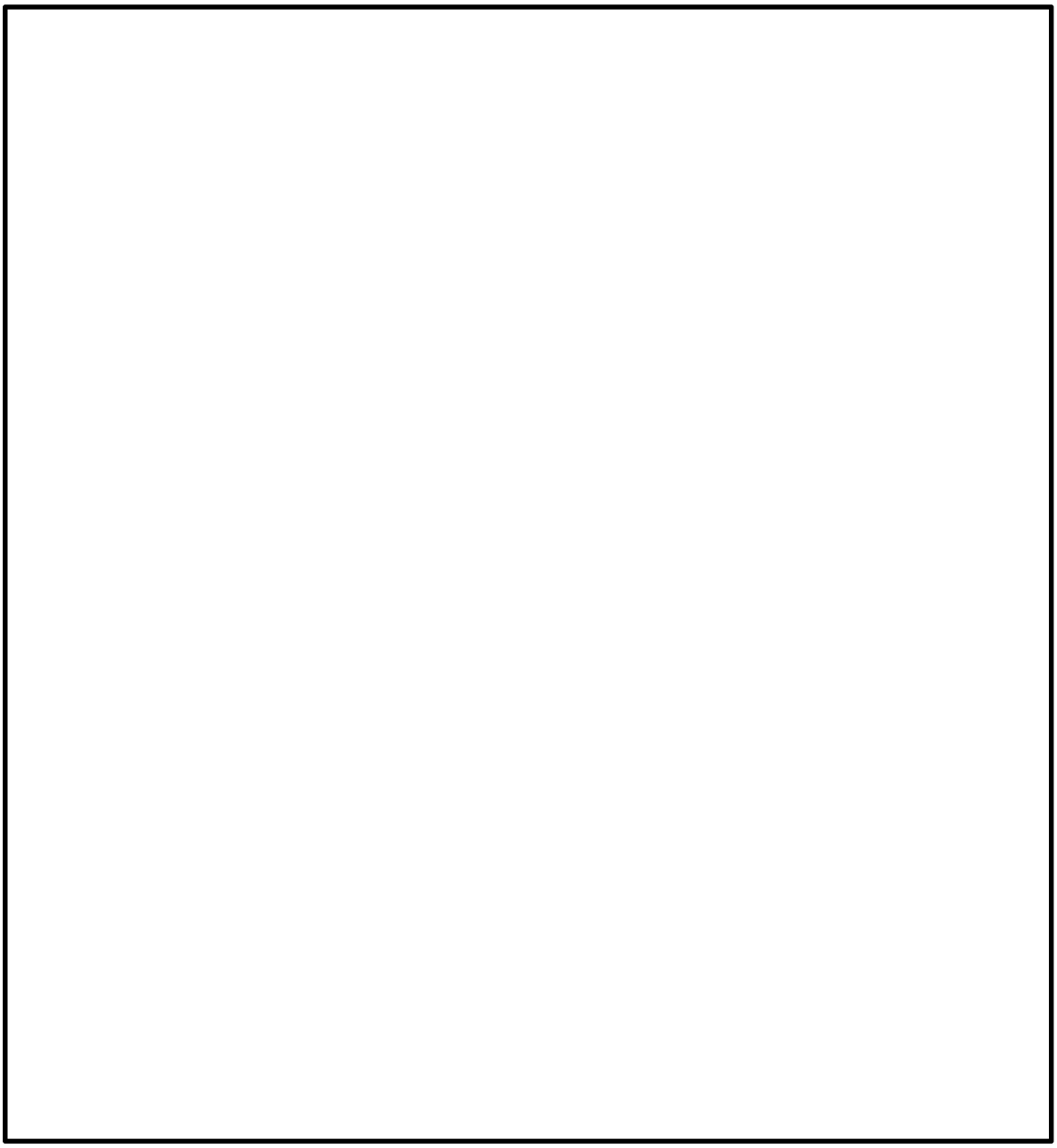
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.2 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

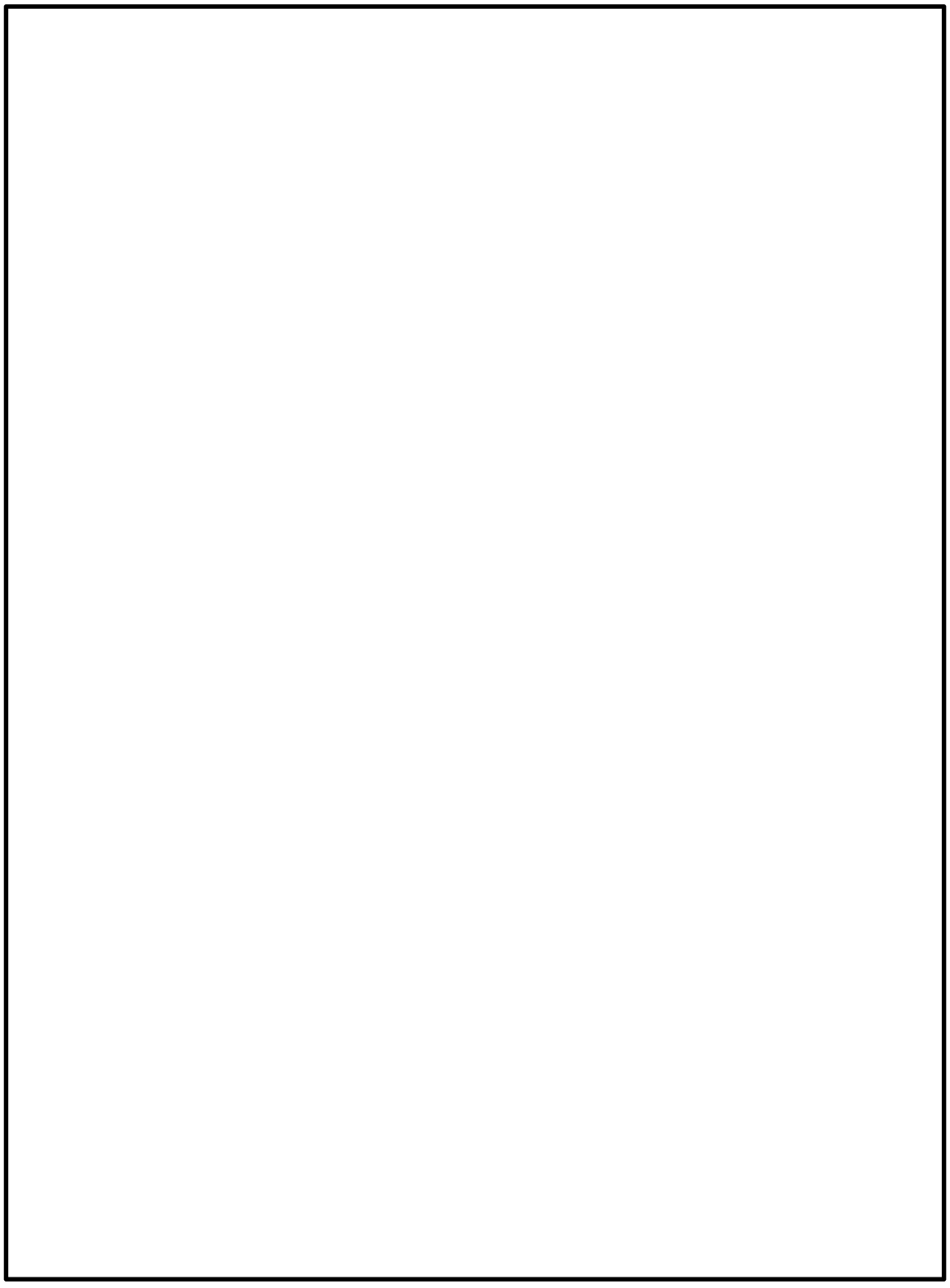
10.13.2.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能の概略系統図を第10.13.2.1図に示す。

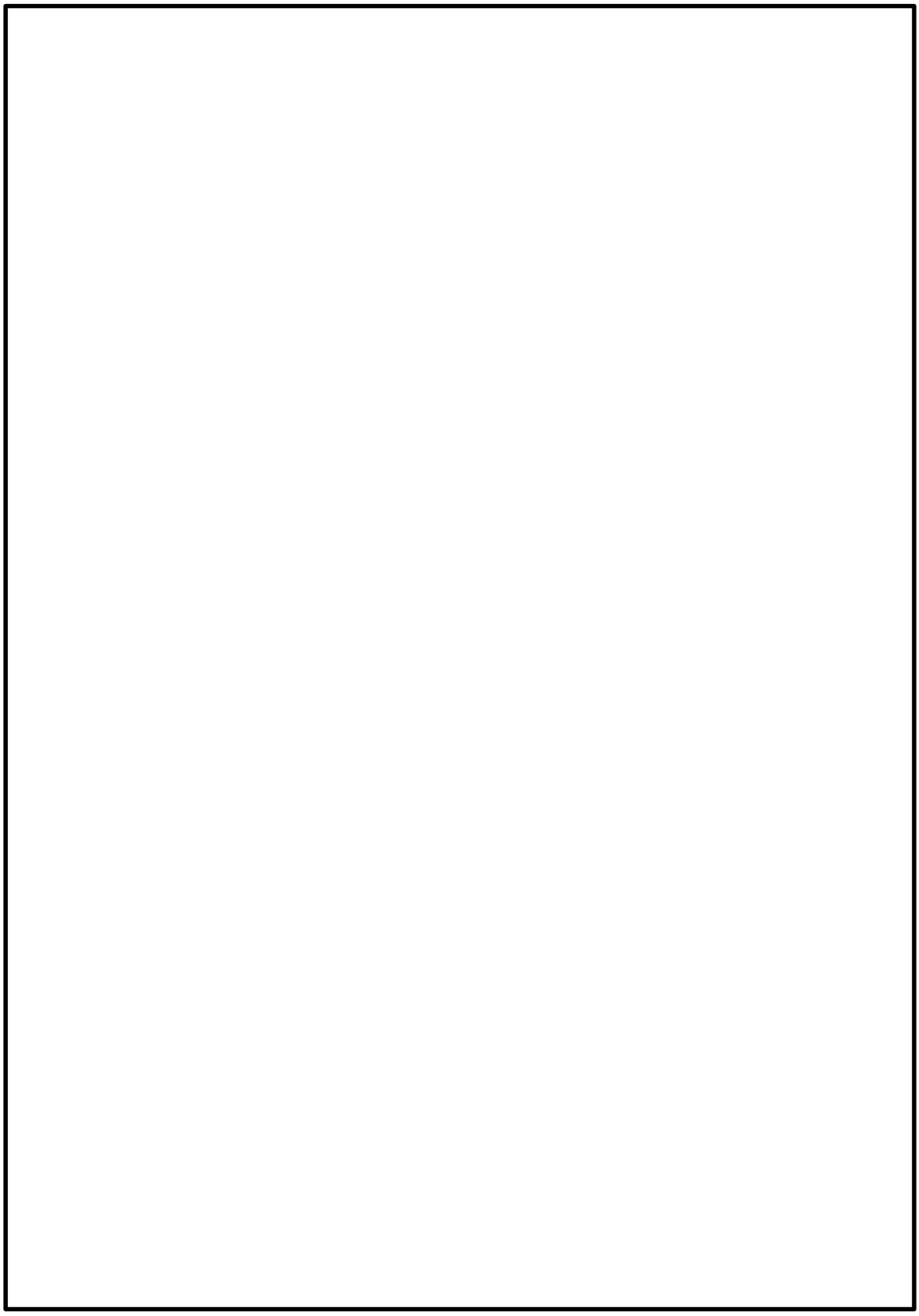
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.2.2 設計方針



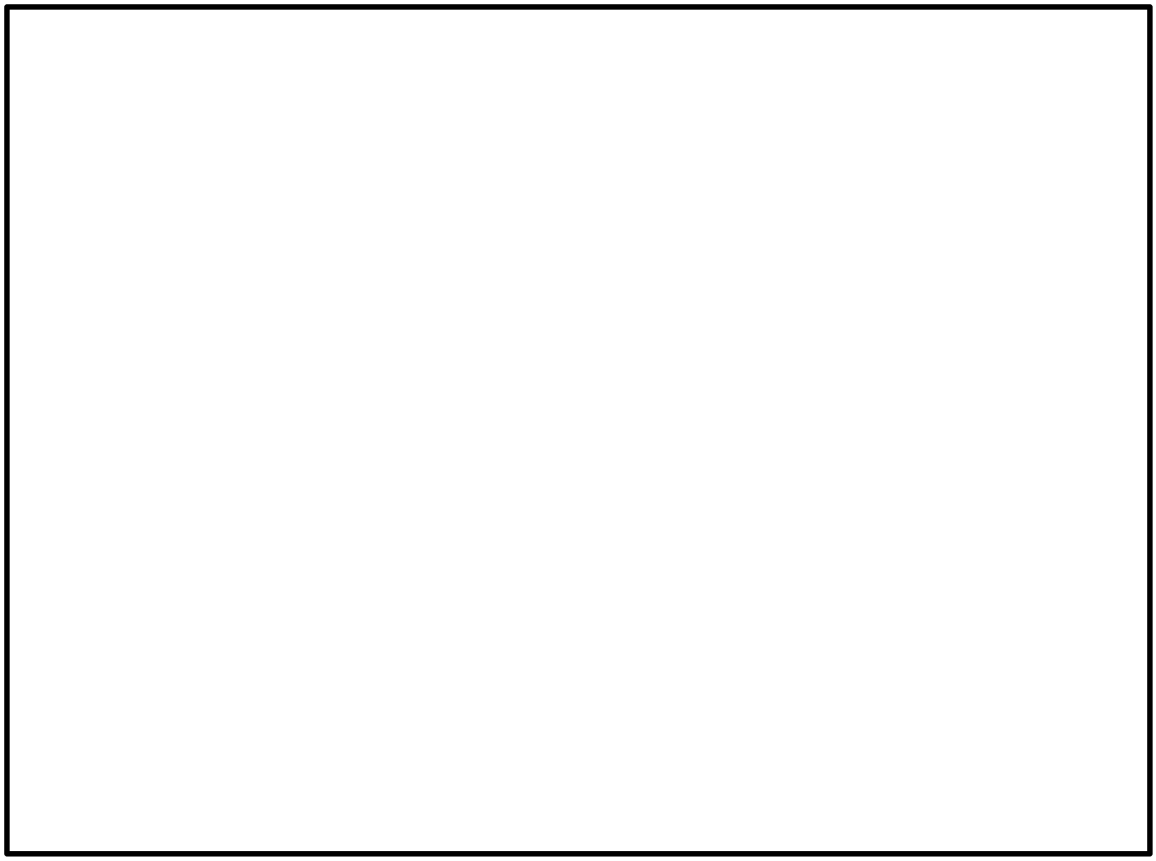
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.2.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

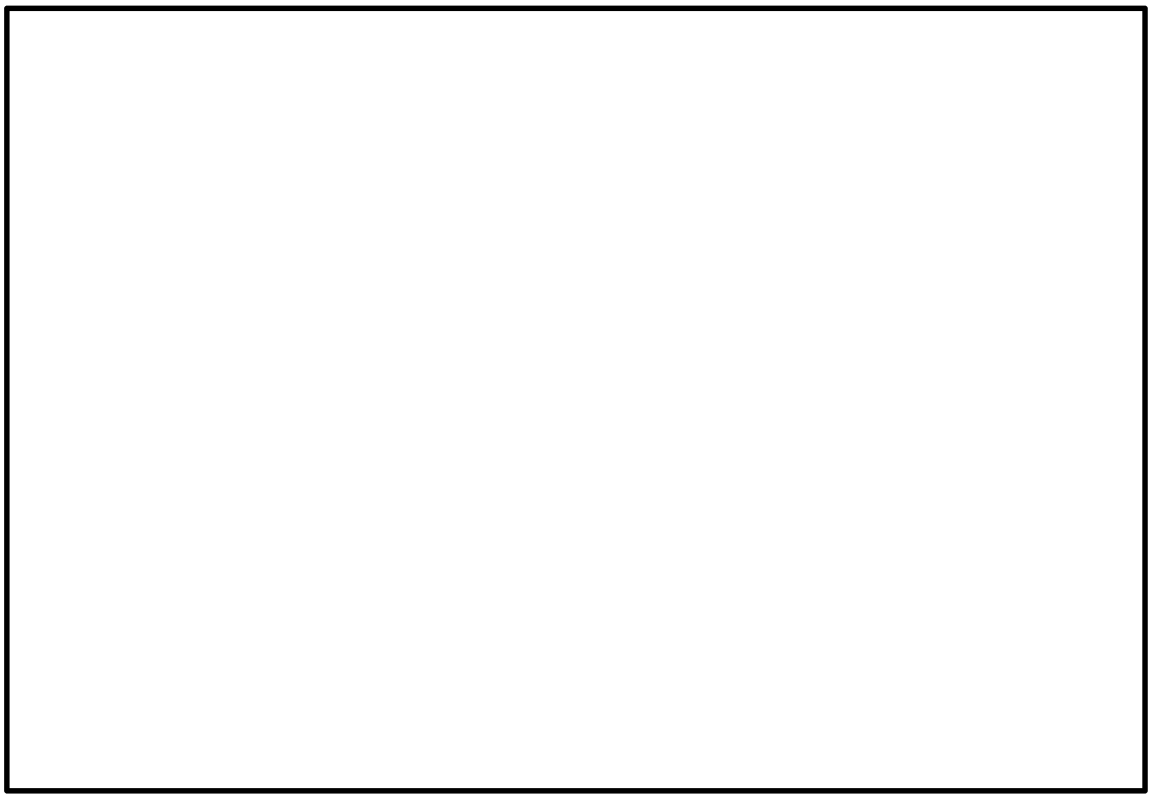


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.2.2.2 悪影響防止



10.13.2.2.3 容量等

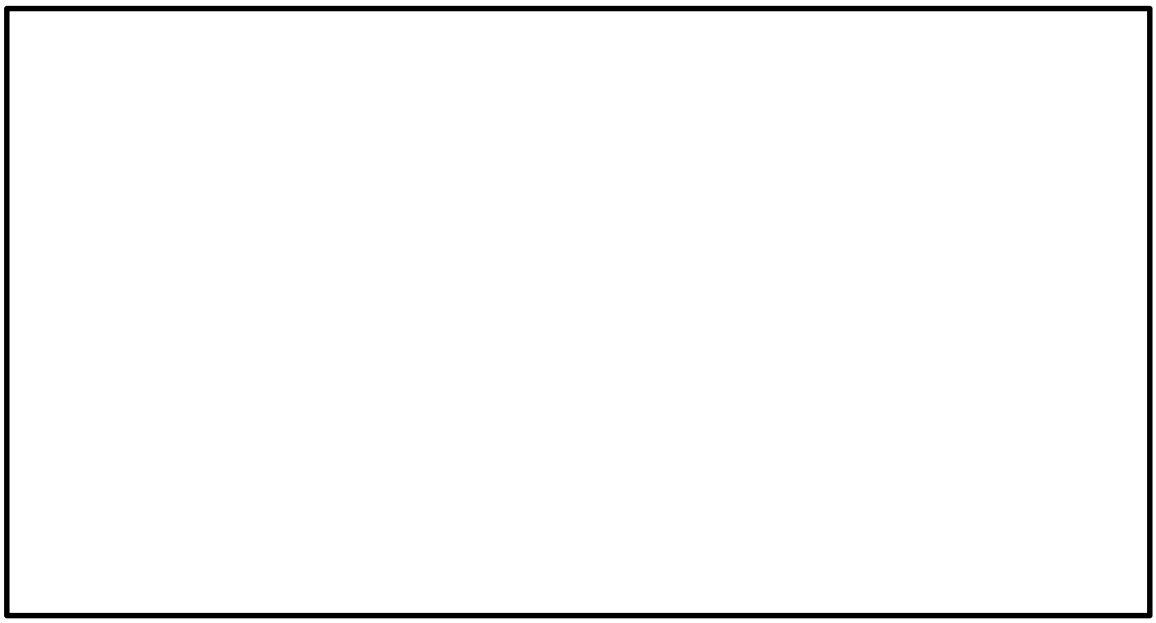


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.2.2.4 環境条件等

10.13.2.2.5 操作性の確保

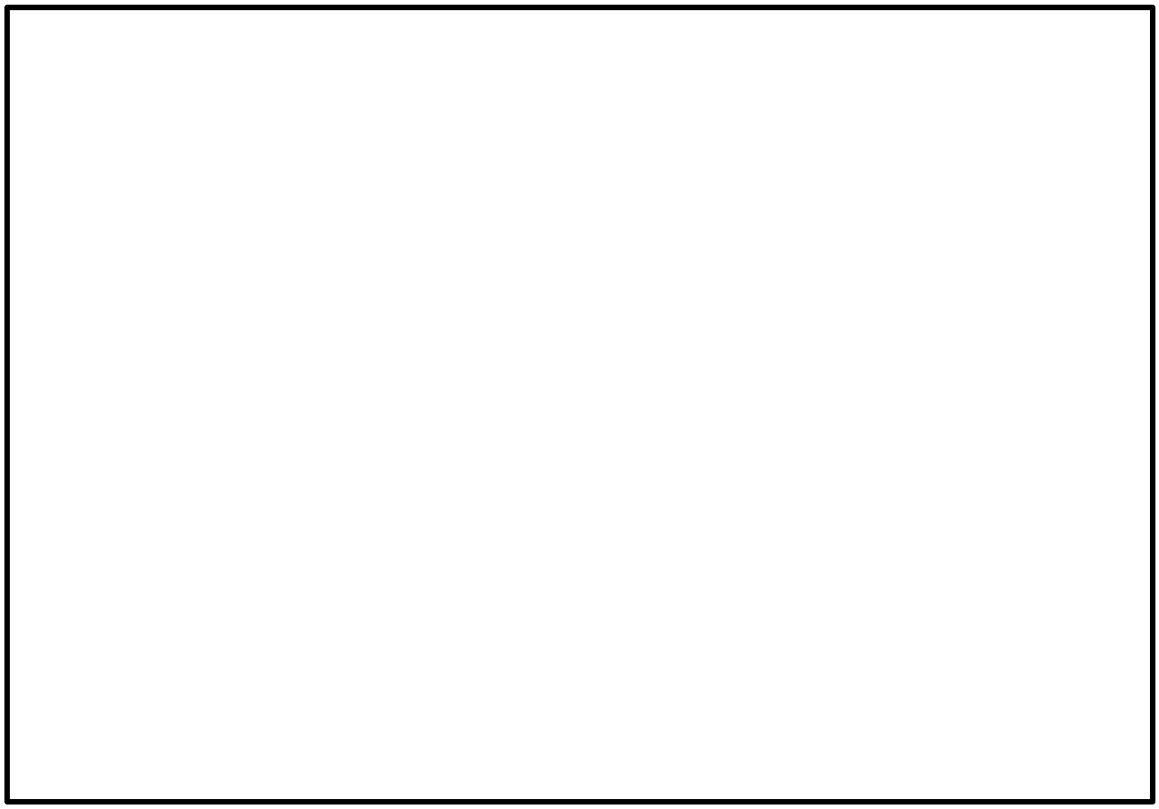
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.2.3 主要設備及び仕様



10.13.2.4 試験検査



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.2.5 信頼性向上を図るための設計方針

10.13.3 炉内の溶融炉心の冷却機能

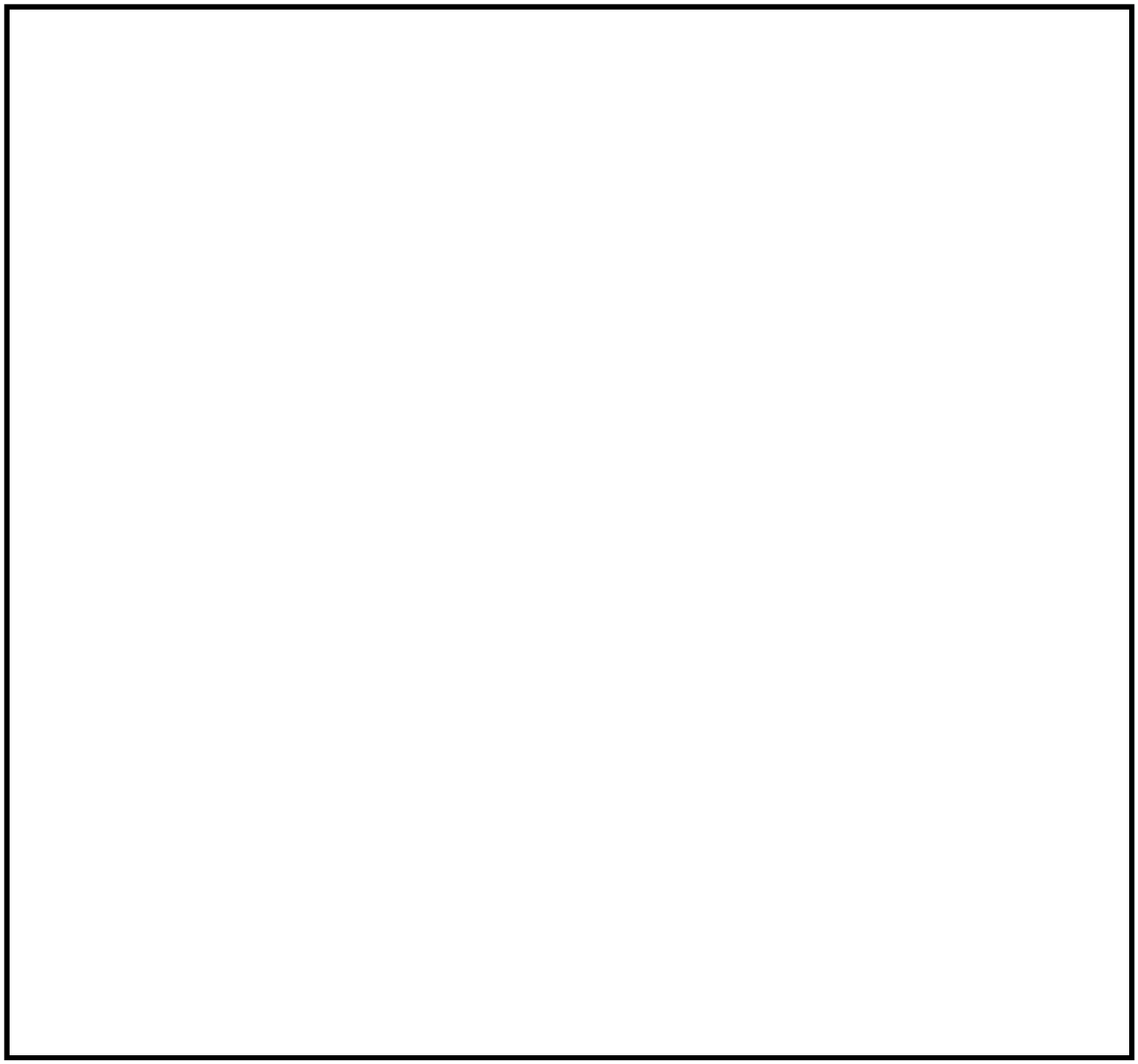
10.13.3.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、炉内の溶融炉心の冷却機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

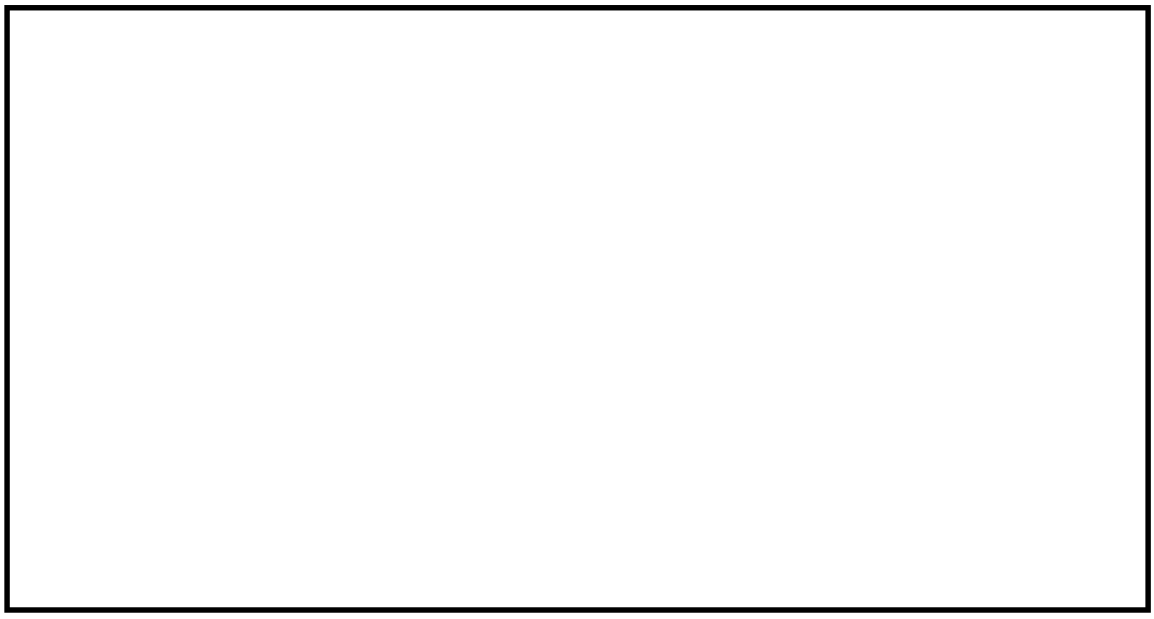
炉内の溶融炉心の冷却機能の概略系統図を第 10.13.3.1 図に示す。

10.13.3.2 設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.3.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

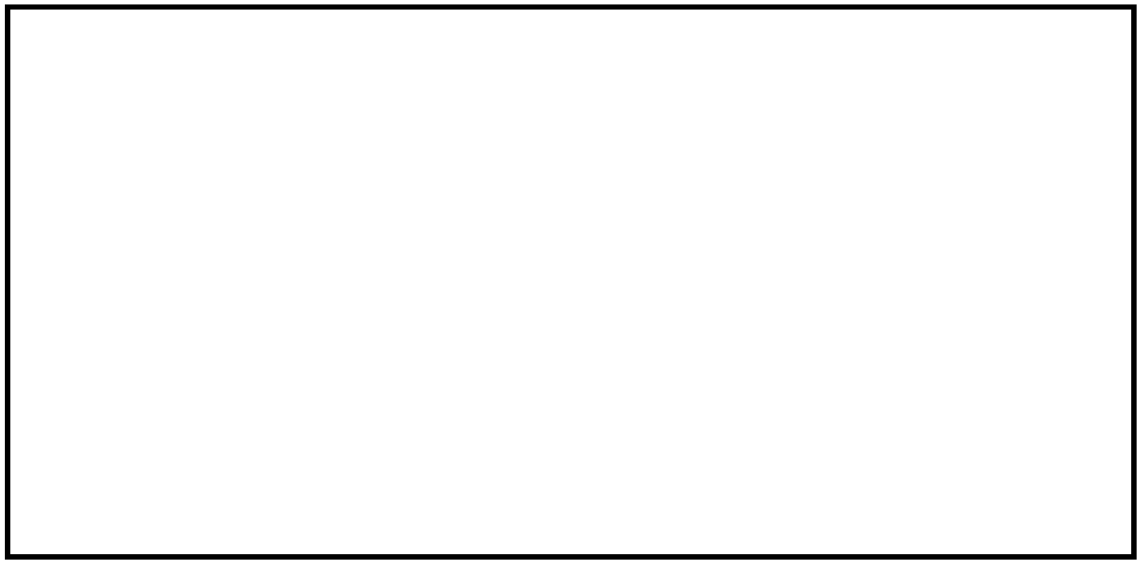


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.3.2.2 悪影響防止



10.13.3.2.3 容量等

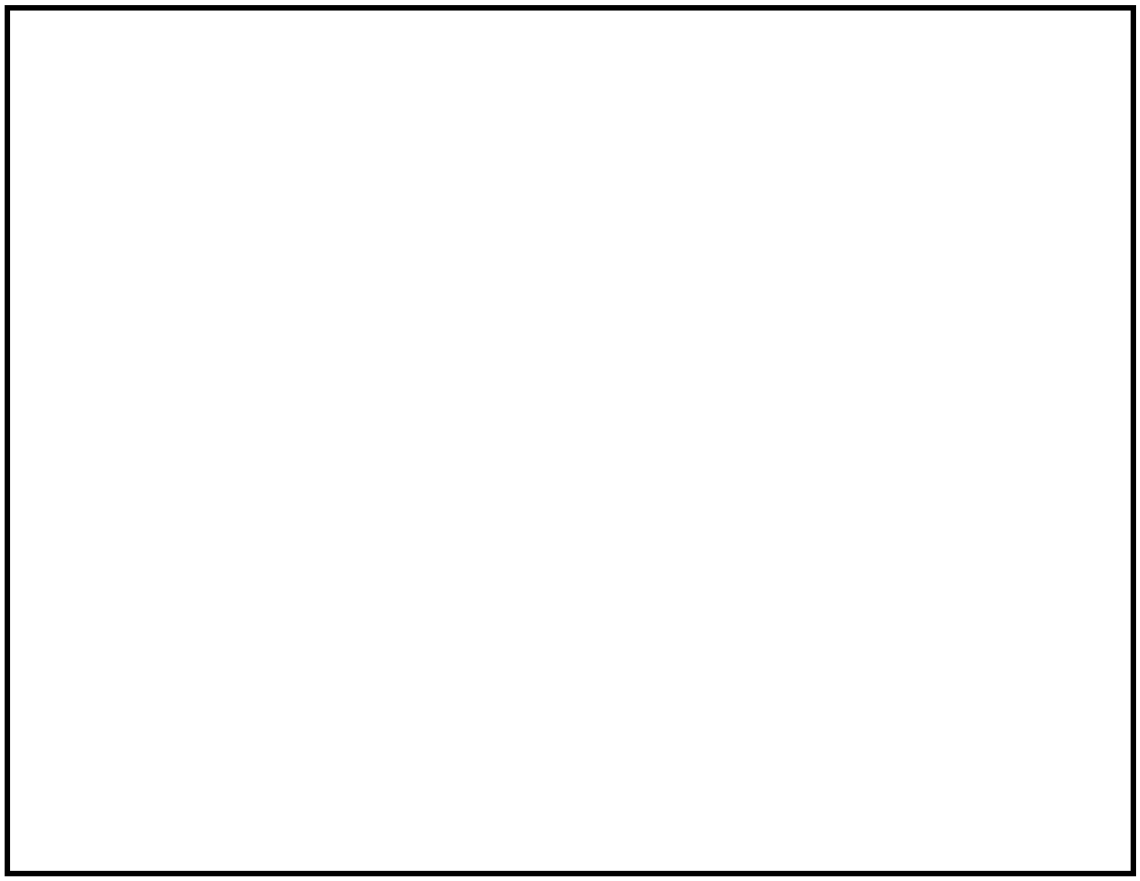


10.13.3.2.4 環境条件等



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

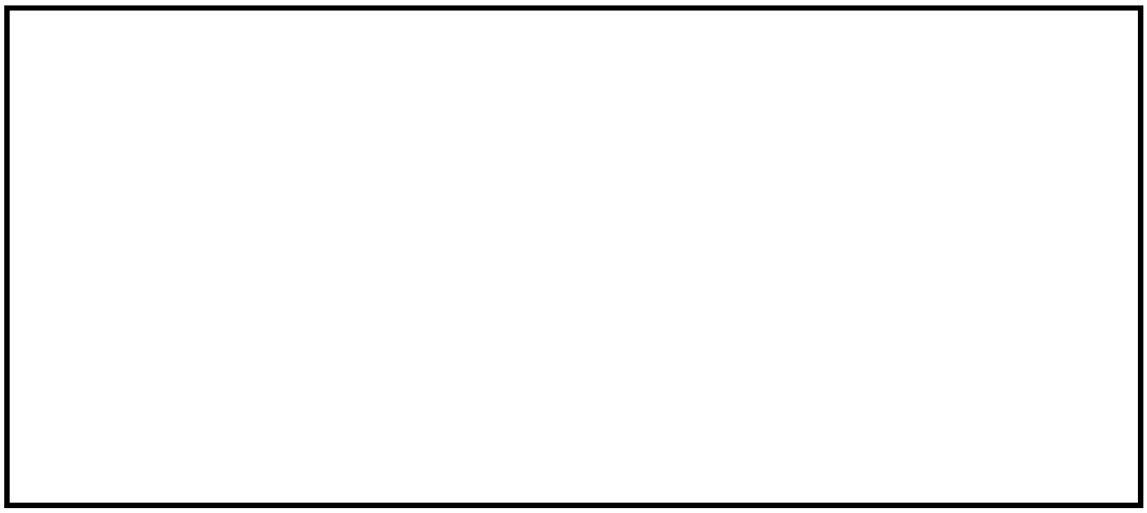
10.13.3.2.5 操作性の確保



10.13.3.3 主要設備及び仕様



10.13.3.4 試験検査



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.3.5 信頼性向上を図るための設計方針

10.13.4 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

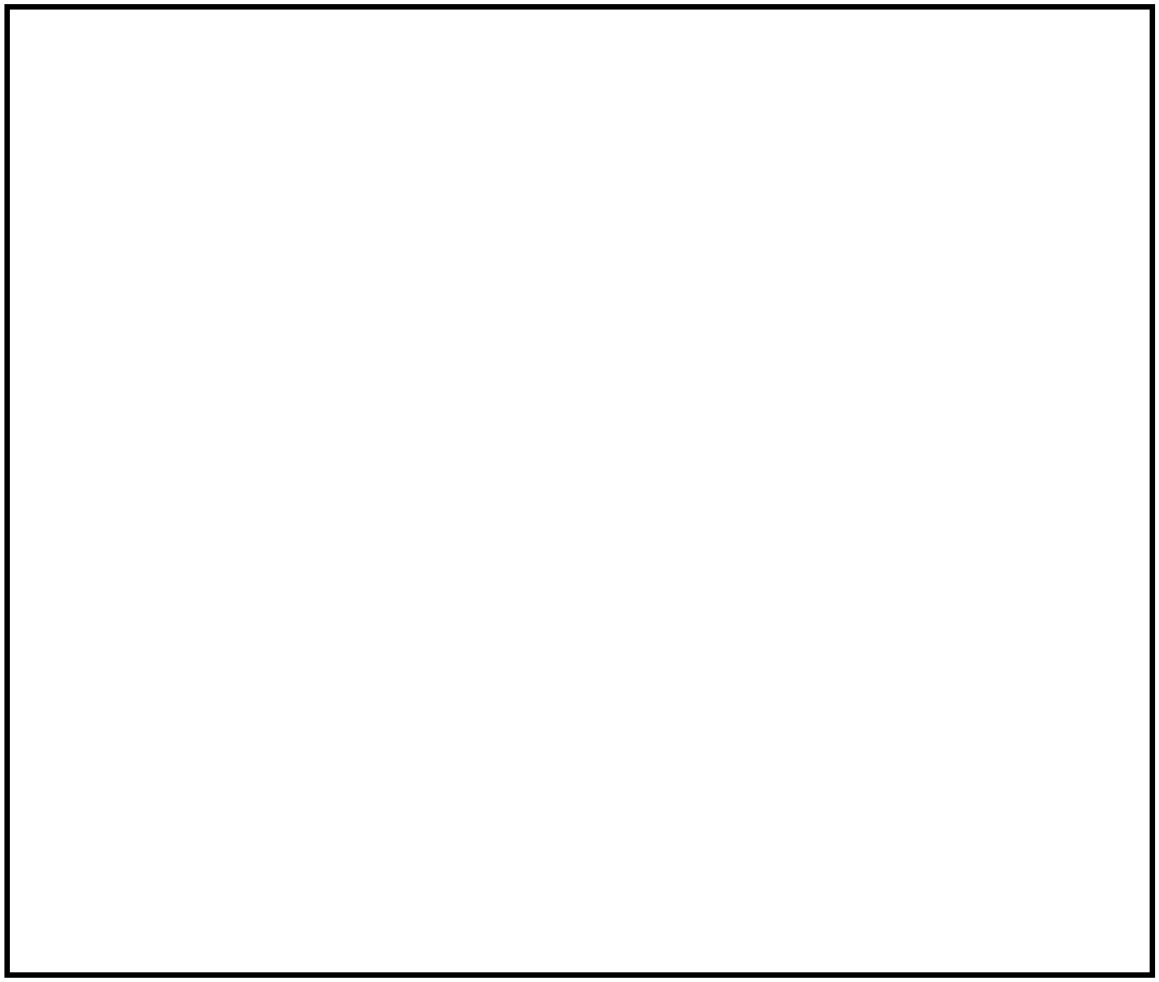
10.13.4.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

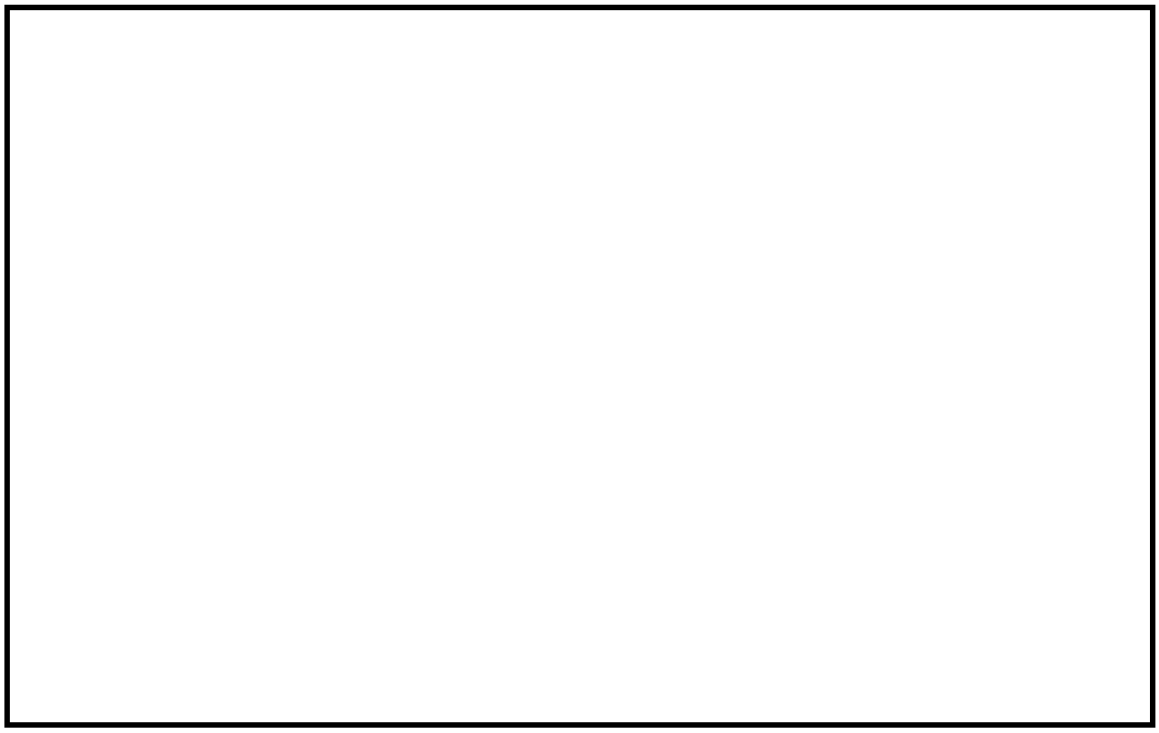
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能の概略系統図を第 10.13.4.1 図に示す。

10.13.4.2 設計方針

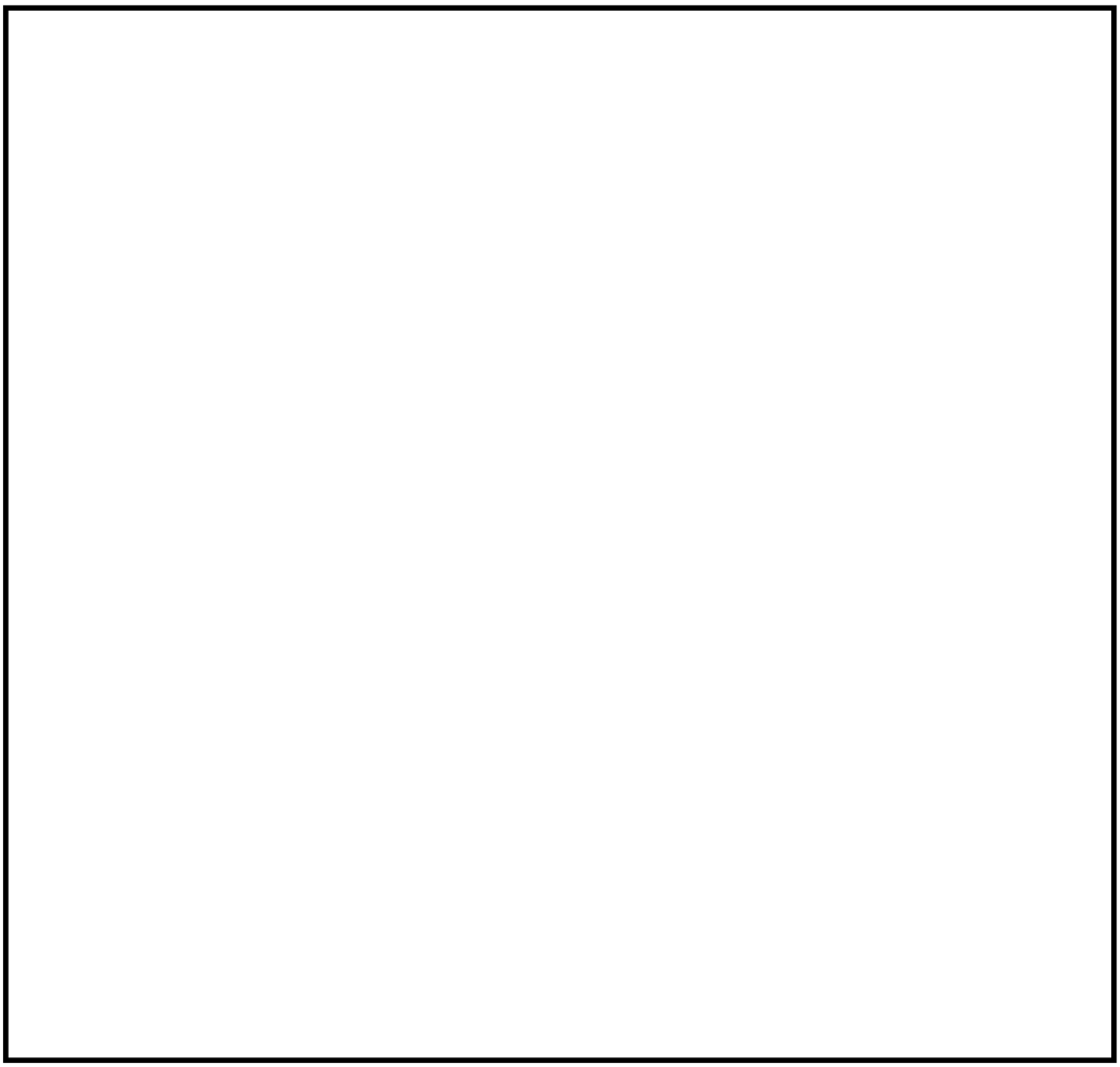
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.4.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.4.2.2 悪影響防止



10.13.4.2.3 容量等



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.4.2.4 環境条件等

10.13.4.2.5 操作性の確保

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.4.3 主要設備及び仕様

10.13.4.4 試験検査

10.13.4.5 信頼性向上を図るための設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.5 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

10.13.5.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の概略系統図を第10.13.5.1図に示す。

10.13.5.2 設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.5.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.5.2.2 悪影響防止

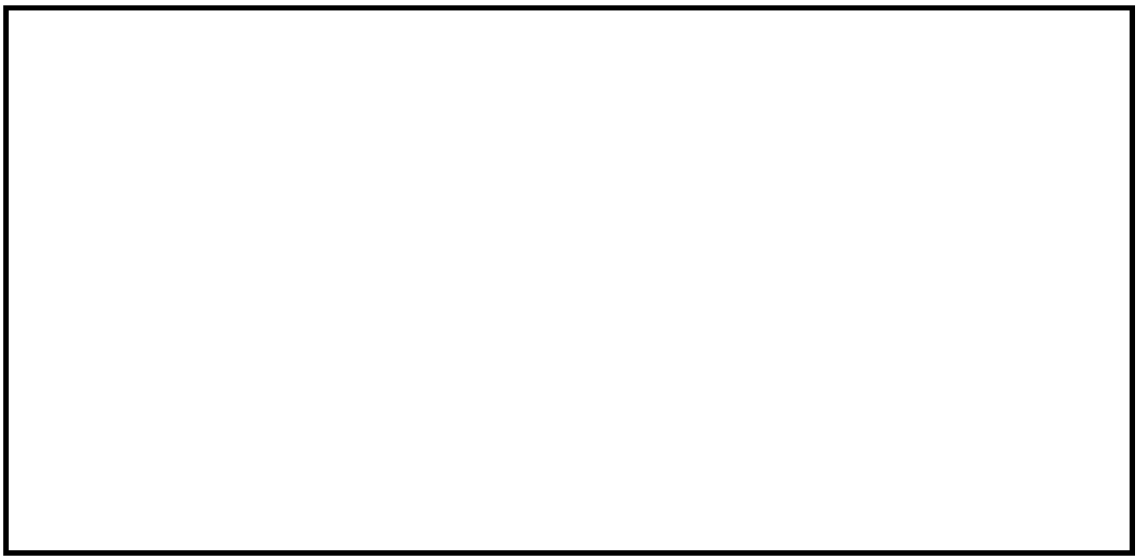
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.5.2.3 容量等



10.13.5.2.4 環境条件等



10.13.5.2.5 操作性の確保



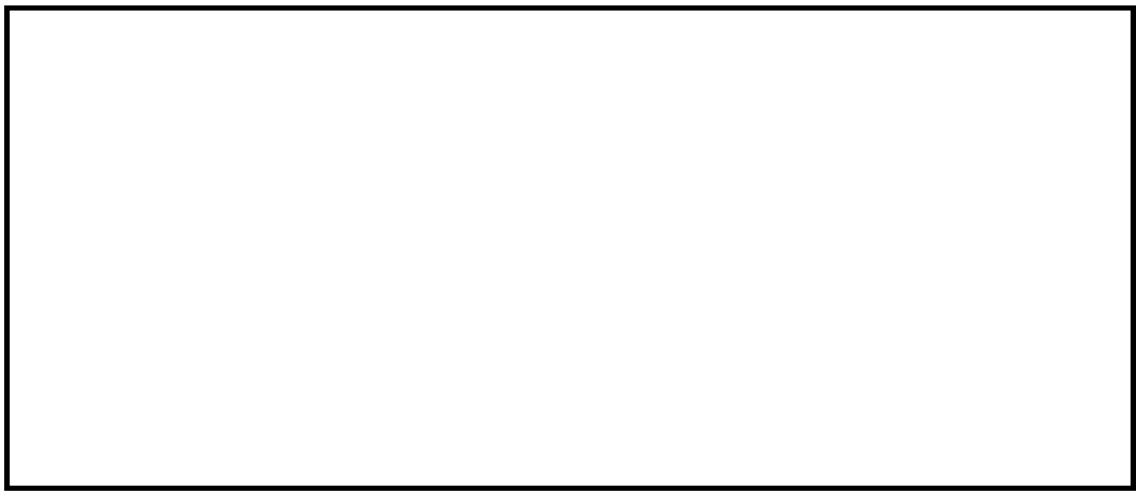
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.5.3 主要設備及び仕様



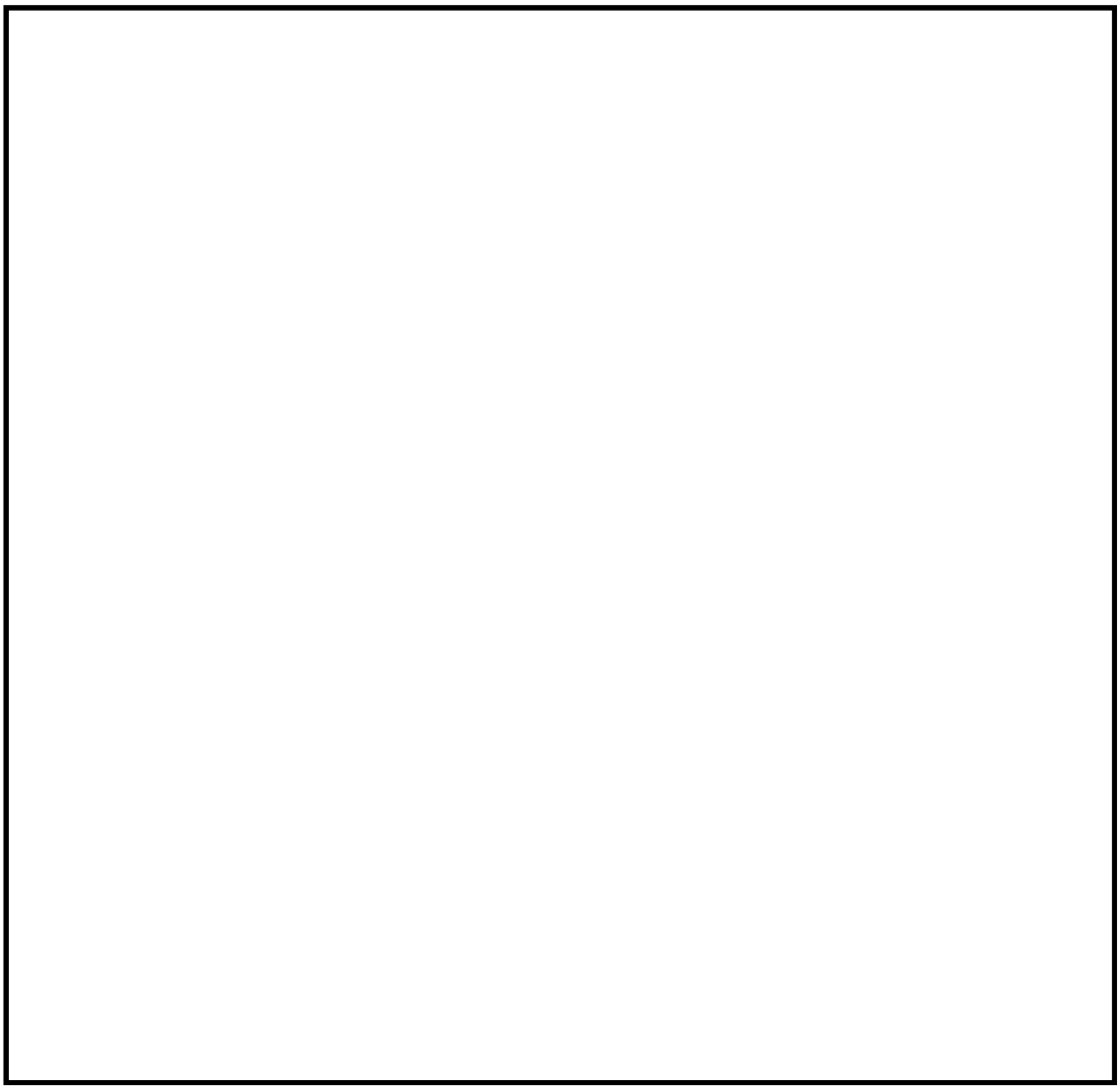
10.13.5.4 試験検査



10.13.5.5 信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.6 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

10.13.6.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器の過圧破損防止機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

原子炉格納容器の過圧破損防止機能の概略系統図を第 10.13.6.1 図に示す。

10.13.6.2 設計方針



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.6.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

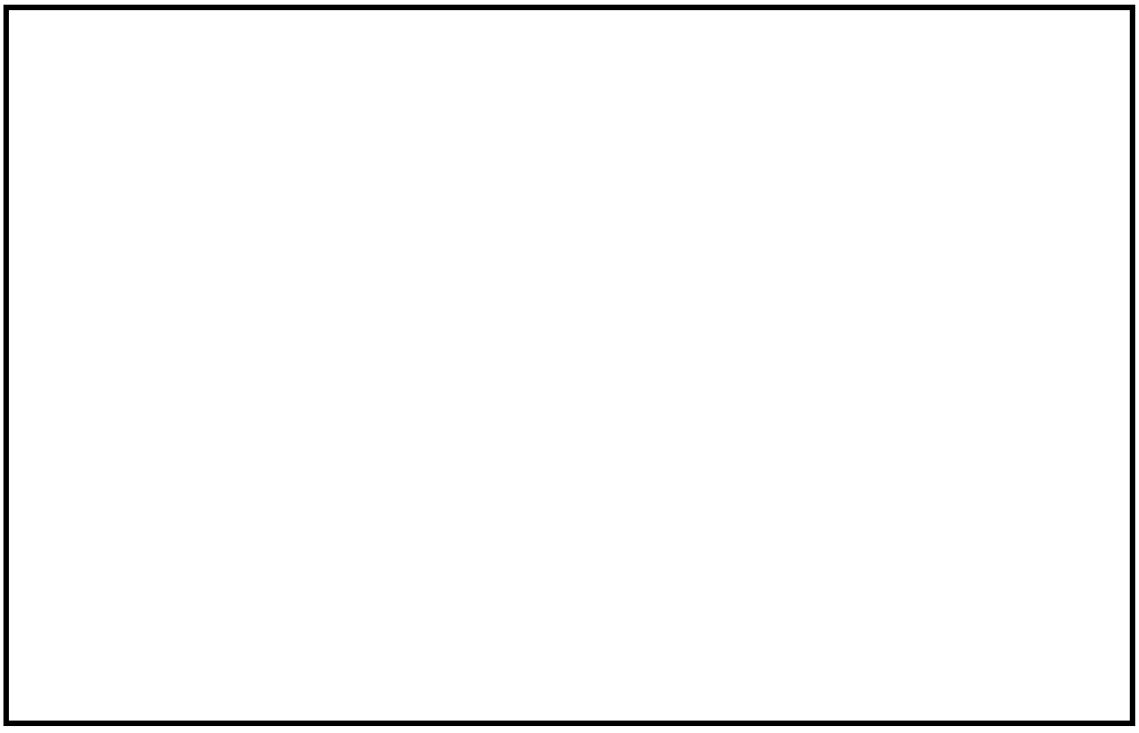
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.6.2.2 悪影響防止



10.13.6.2.3 容量等



10.13.6.2.4 環境条件等



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.6.2.5 操作性の確保

10.13.6.3 主要設備及び仕様

10.13.6.4 試験検査

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.6.5 信頼性向上を図るための設計方針

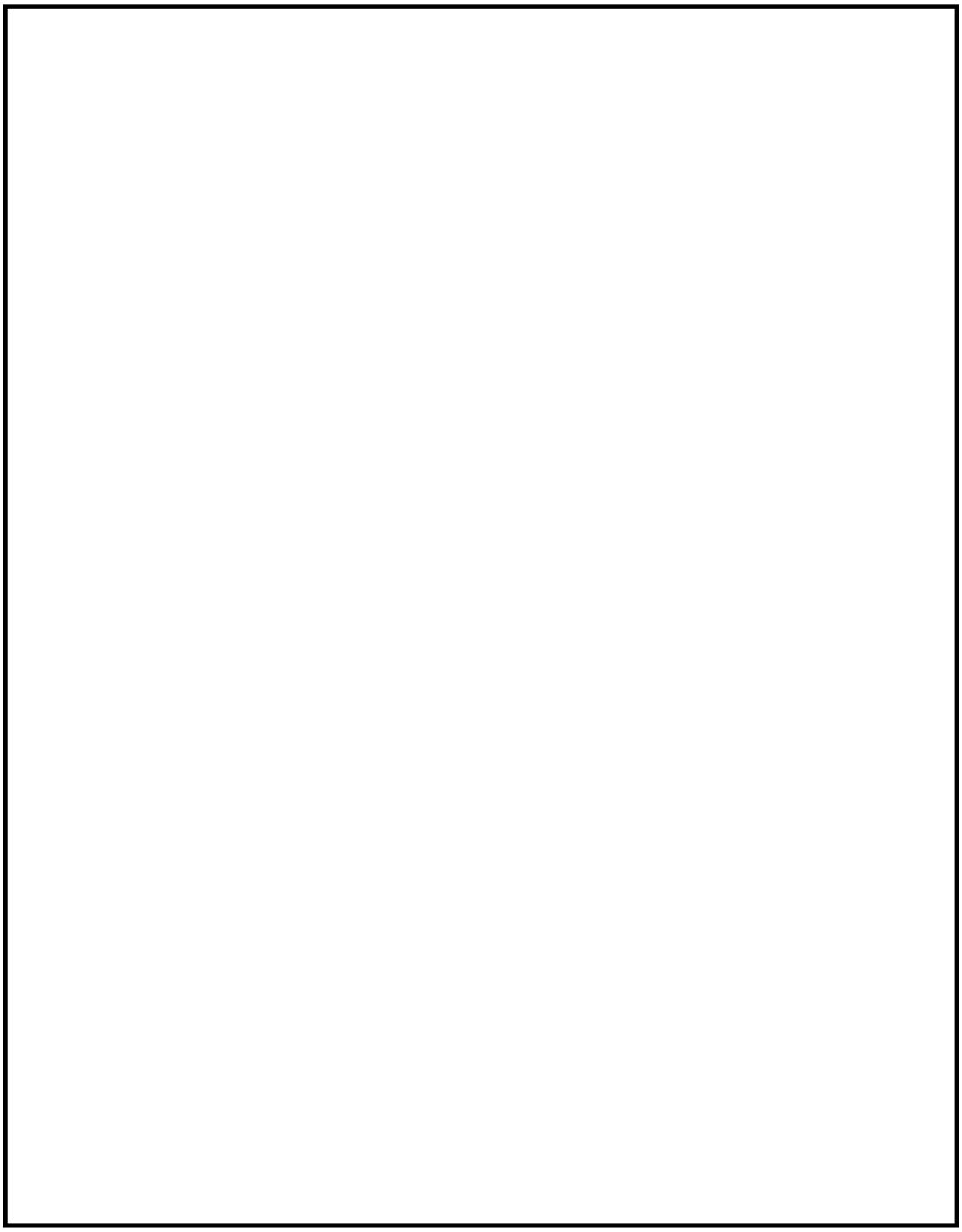
10.13.7 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能

10.13.7.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

10.13.7.2 設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

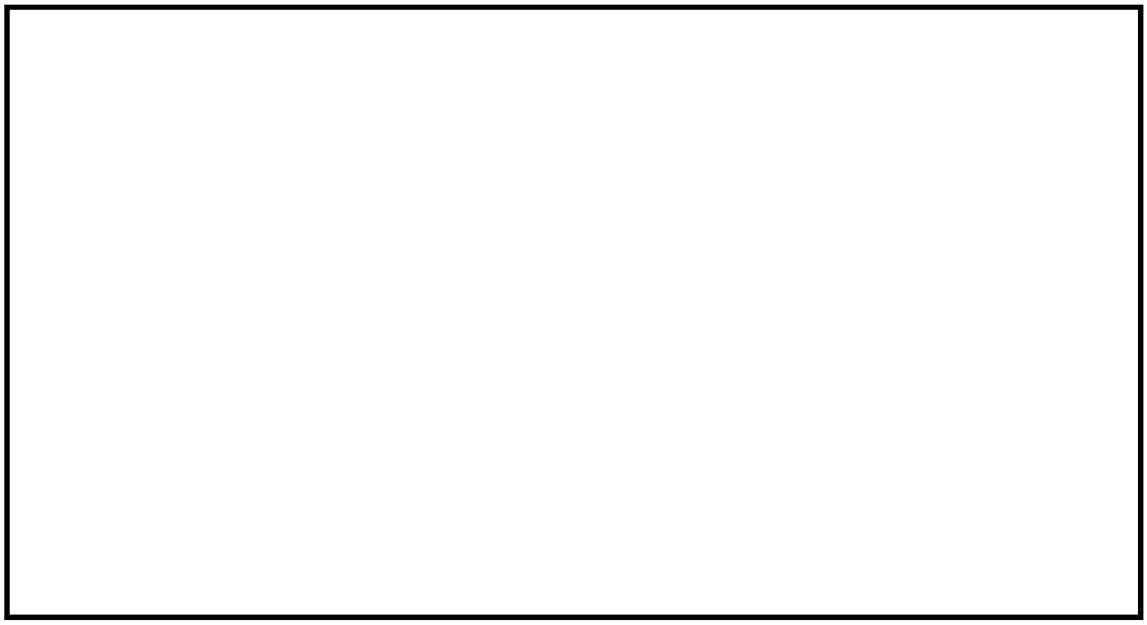


10.13.7.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

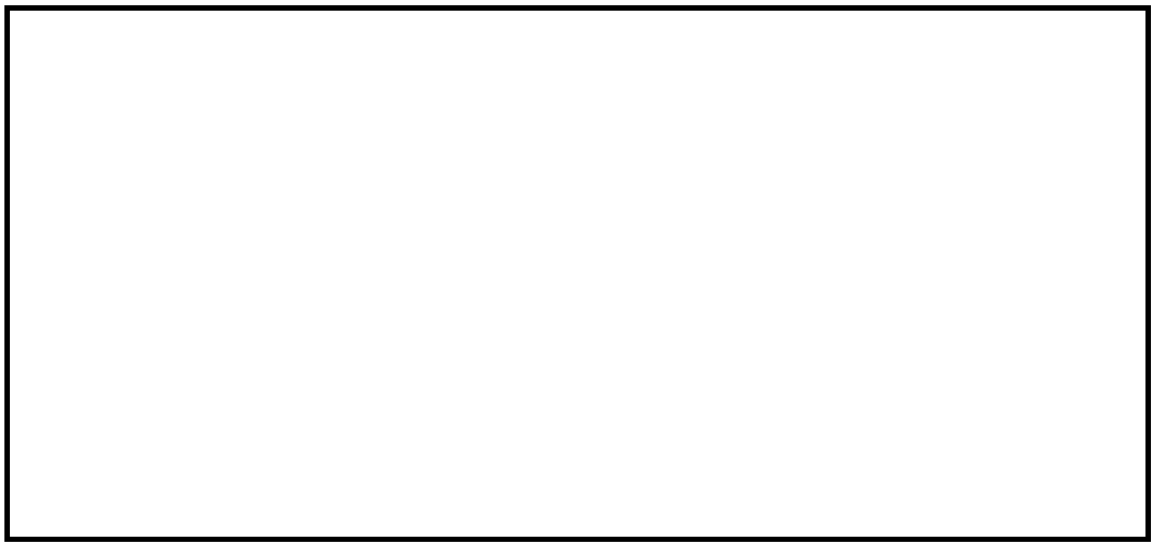


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.7.2.2 悪影響防止



10.13.7.2.3 容量等



10.13.7.2.4 環境条件等



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.7.3 主要設備及び仕様

10.13.7.4 試験検査

10.13.7.5 信頼性向上を図るための設計方針

10.13.8 電源設備

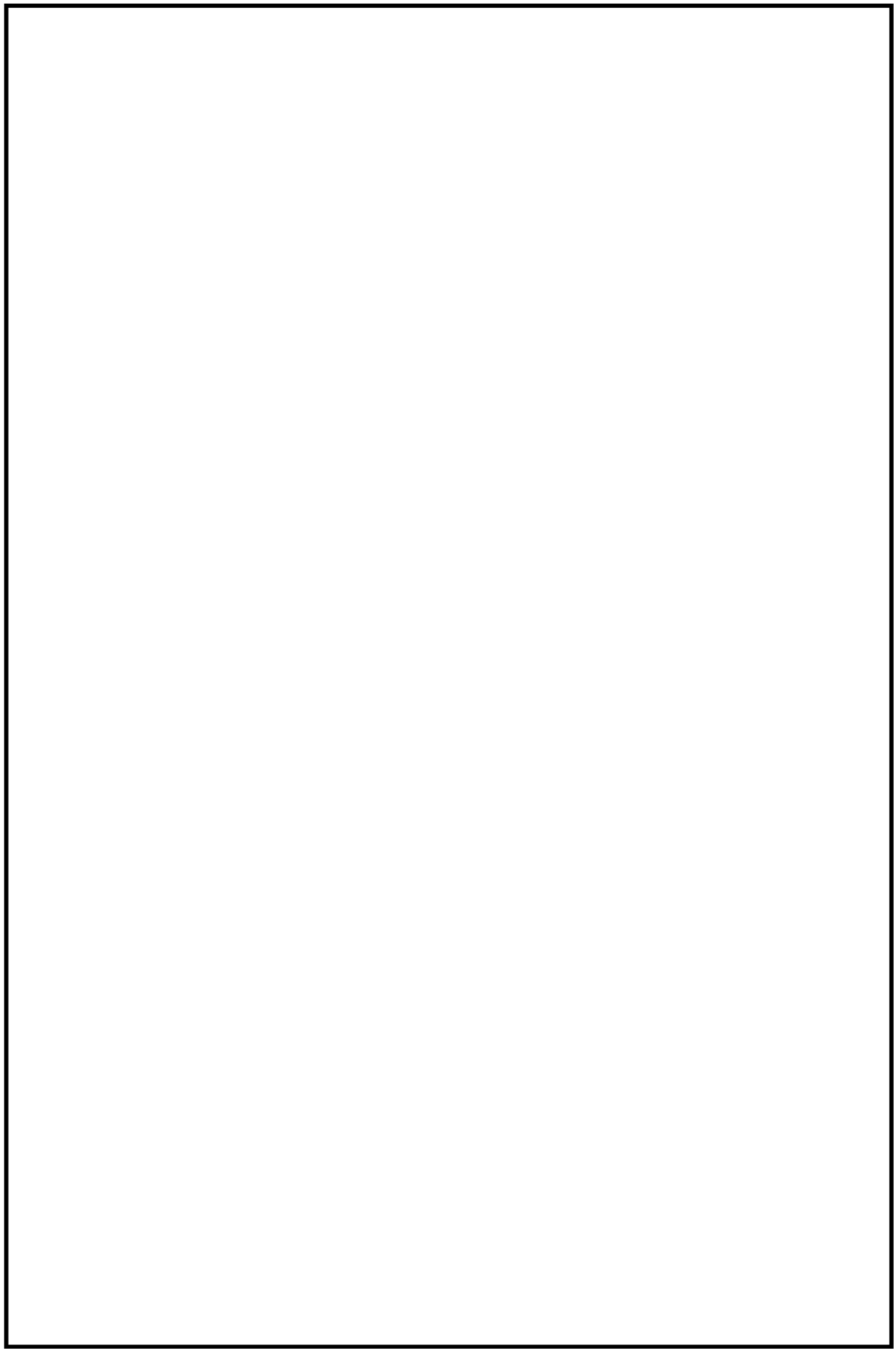
10.13.8.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な機器へ電力を供給するための電源設備を設置する。

電源設備の概略系統図を第 10.13.8.1 図に示す。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.8.2 設計方針

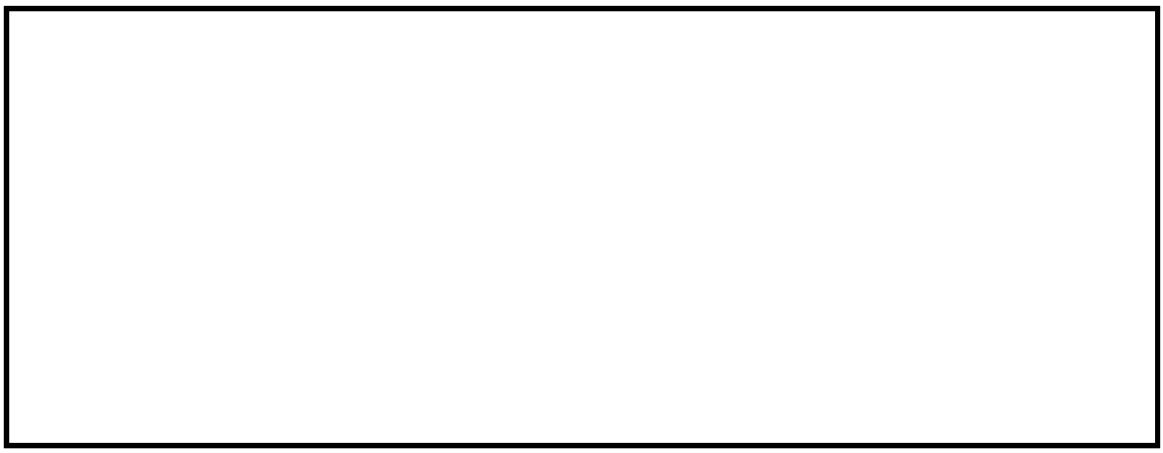


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.8.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

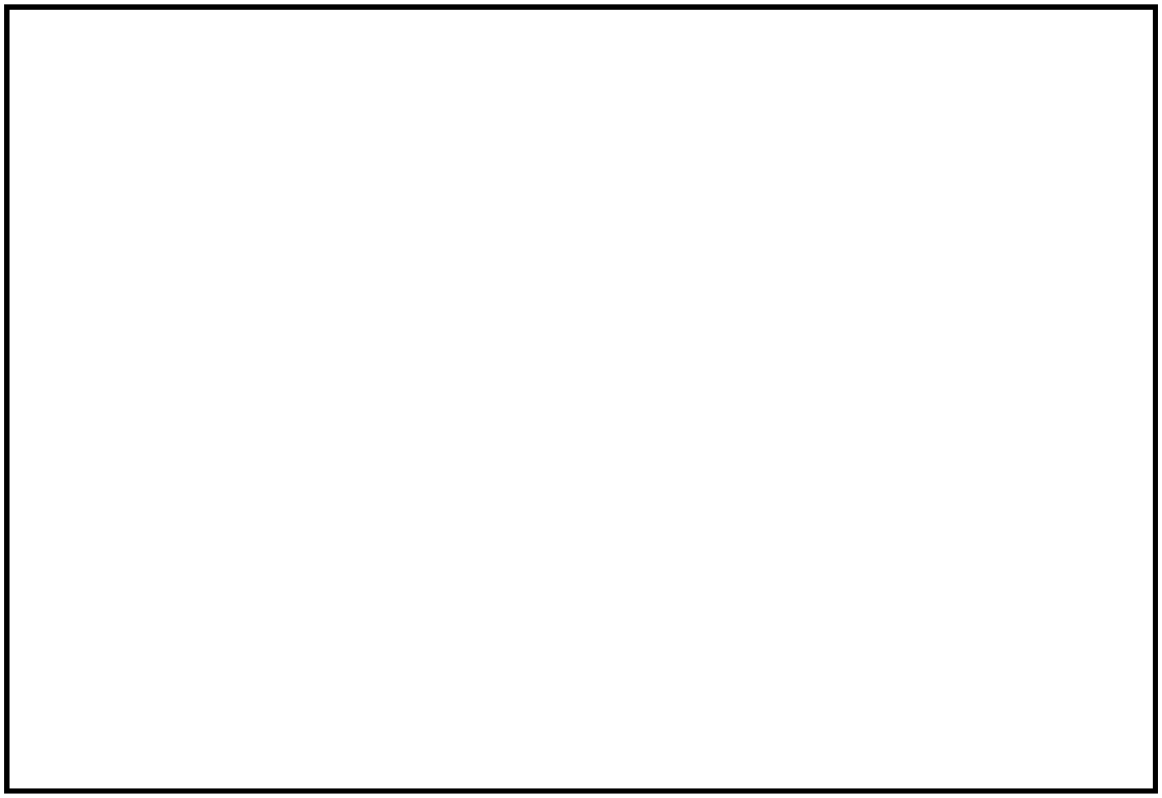
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.8.2.2 悪影響防止



10.13.8.2.3 容量等



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.8.2.4 環境条件等

10.13.8.2.5 操作性の確保

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.8.3 主要設備及び仕様

10.13.8.4 試験検査

10.13.8.5 信頼性向上を図るための設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.9 計装設備

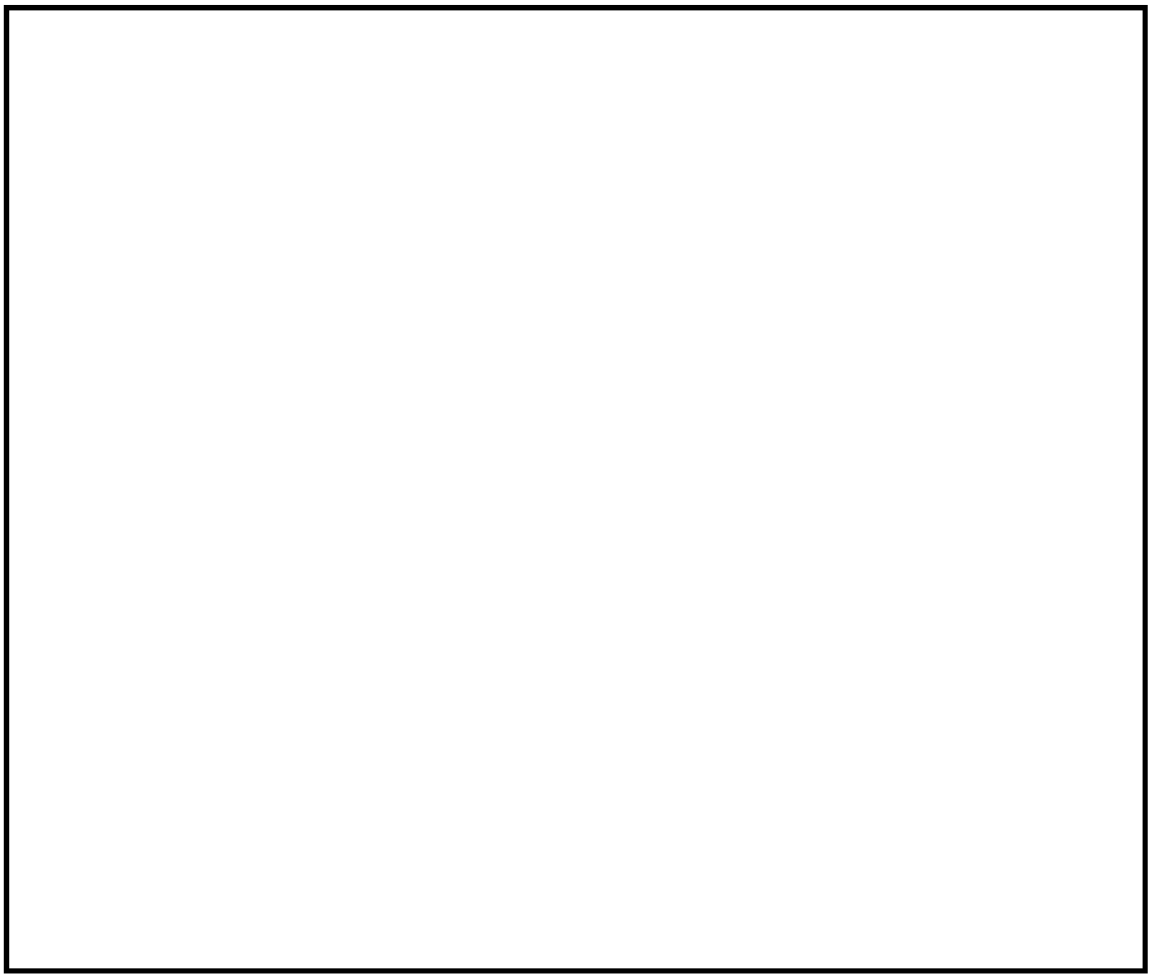
10.13.9.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要なプラント状態を把握及び特定重大事故等対処施設を構成する設備を監視するための計測機能を有する計装設備を設置する。

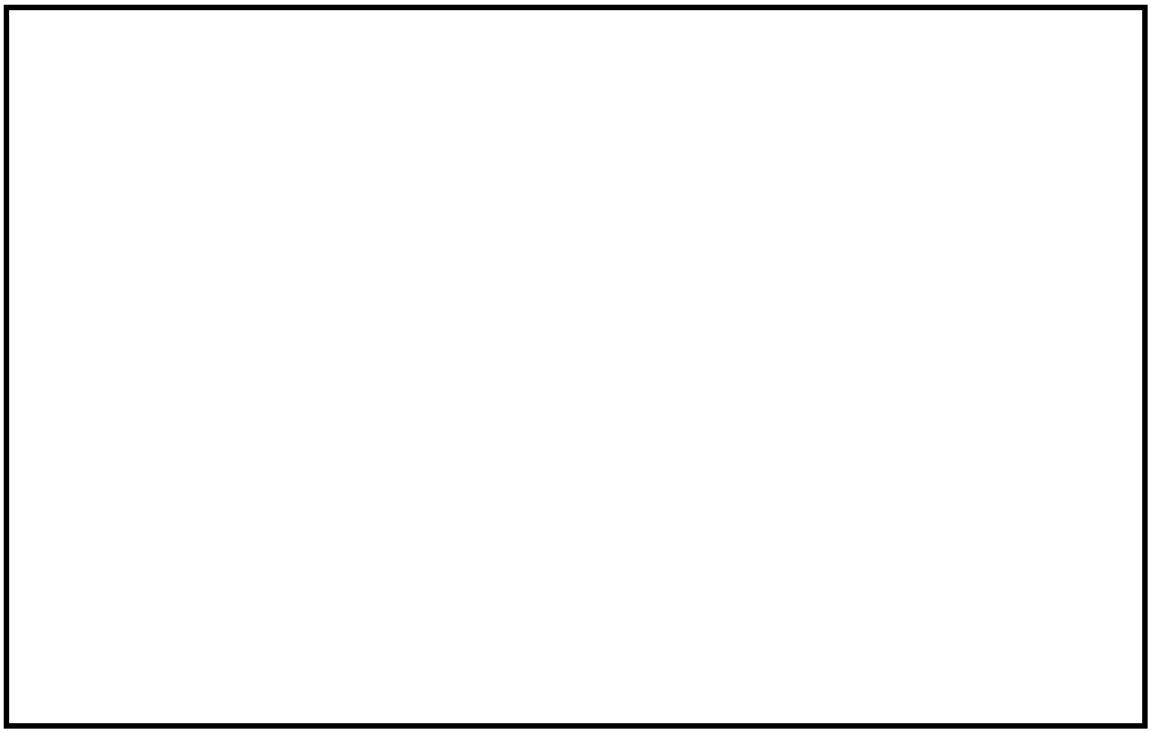
計装設備の概略系統図を第 10.13.9.1 図に示す。

10.13.9.2 設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.9.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.9.2.2 悪影響防止



10.13.9.2.3 容量等



10.13.9.2.4 環境条件等



10.13.9.3 主要設備及び仕様



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.9.4 試験検査

10.13.9.5 信頼性向上を図るための設計方針

10.13.10 通信連絡設備

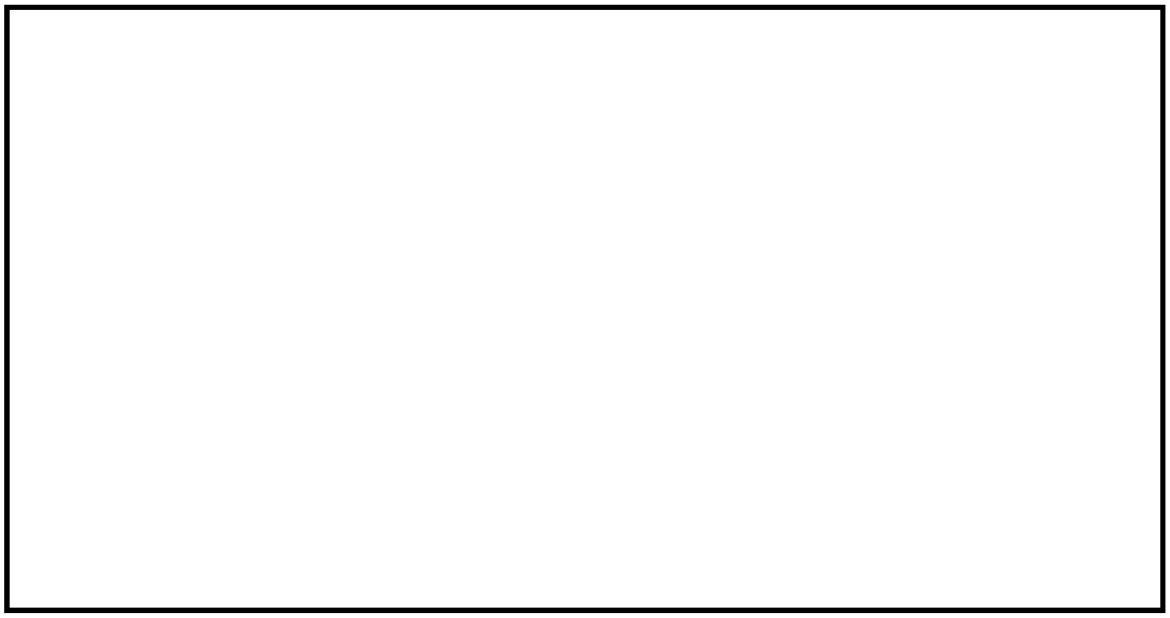
10.13.10.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するための緊急時制御室において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置する。

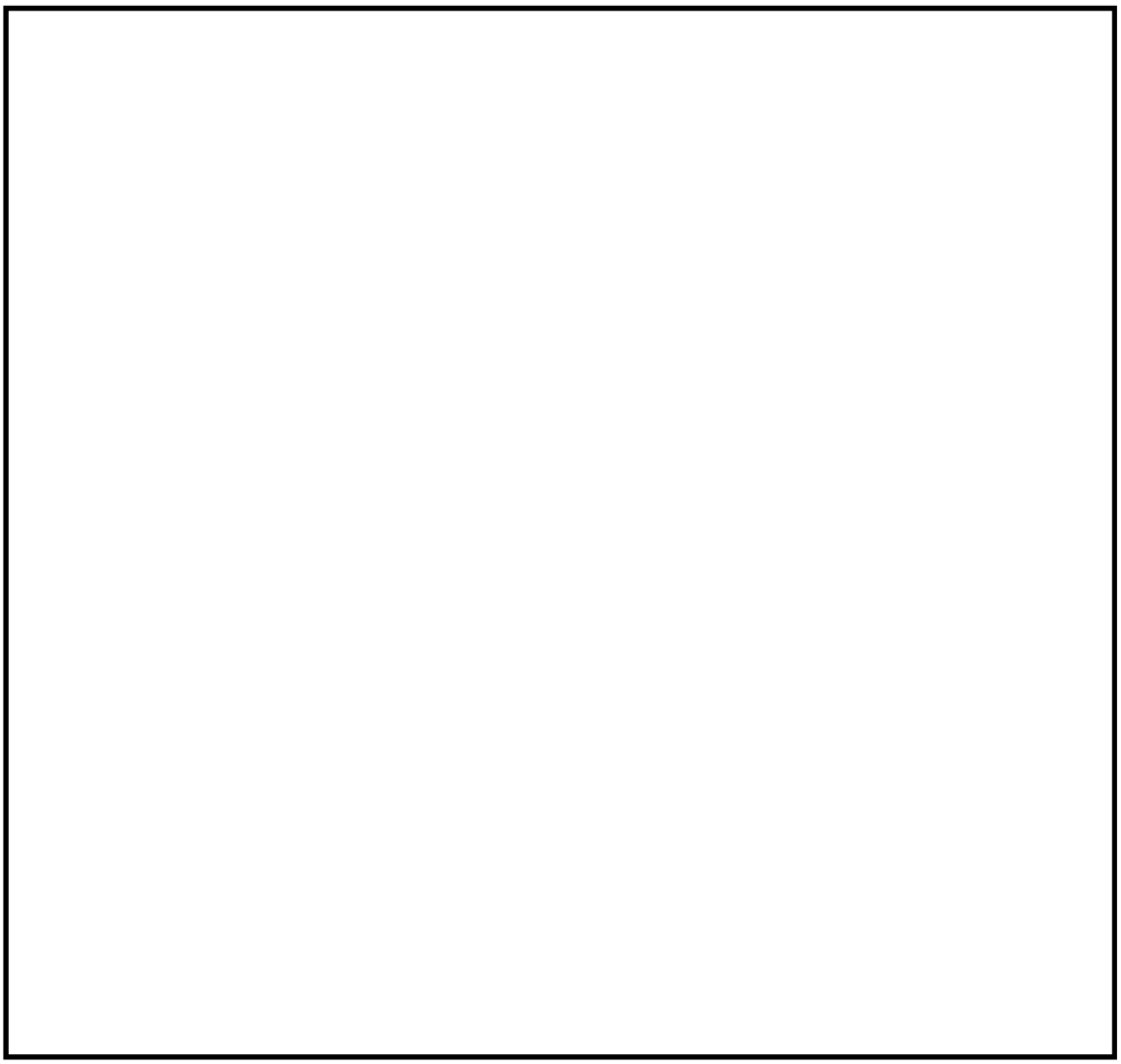
通信連絡設備の概略系統図を第 10.13.10.1 図に示す。

10.13.10.2 設計方針

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.10.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.10.2.2 悪影響防止



10.13.10.2.3 容量等



10.13.10.2.4 環境条件等



10.13.10.2.5 操作性の確保



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.10.3 主要設備及び仕様

10.13.10.4 試験検査

10.13.10.5 信頼性向上を図るための設計方針

10.13.11 緊急時制御室

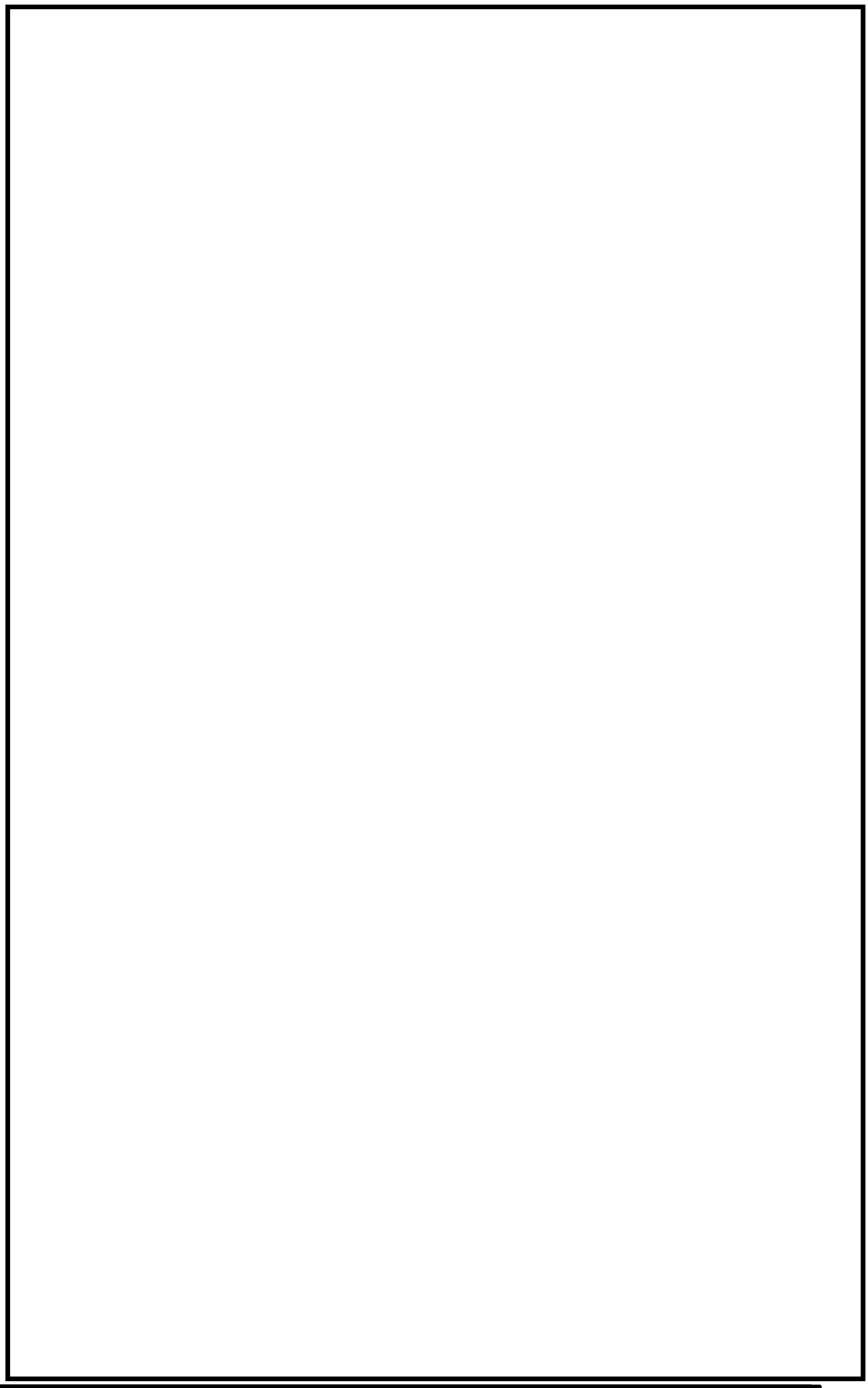
10.13.11.1 概要

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な特定重大事故等対処施設を構成する設備の制御機能を有する緊急時制御室を設置する。

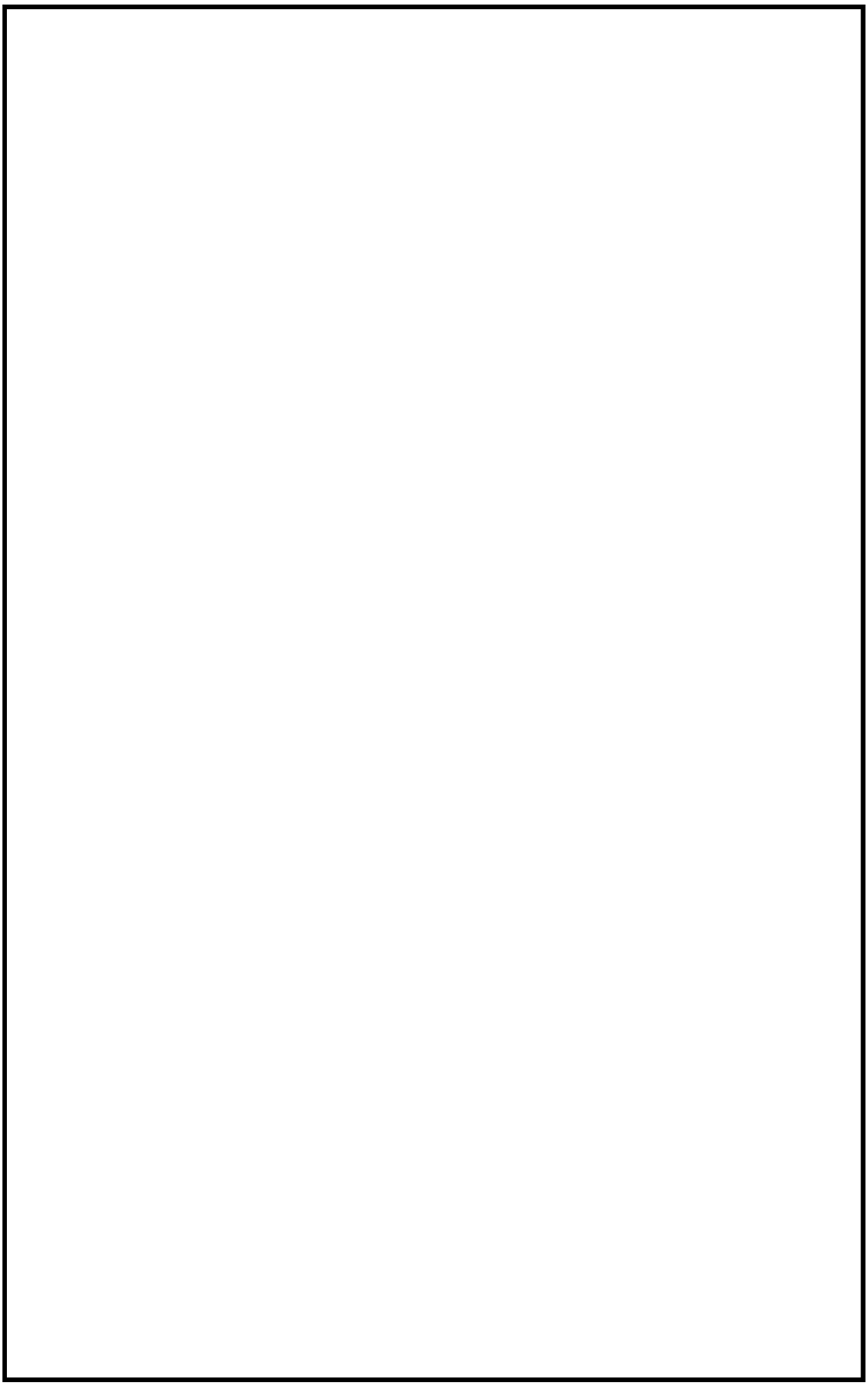
緊急時制御室の概略系統図を第 10.13.11.1 図に示す。

10.13.11.2 設計方針

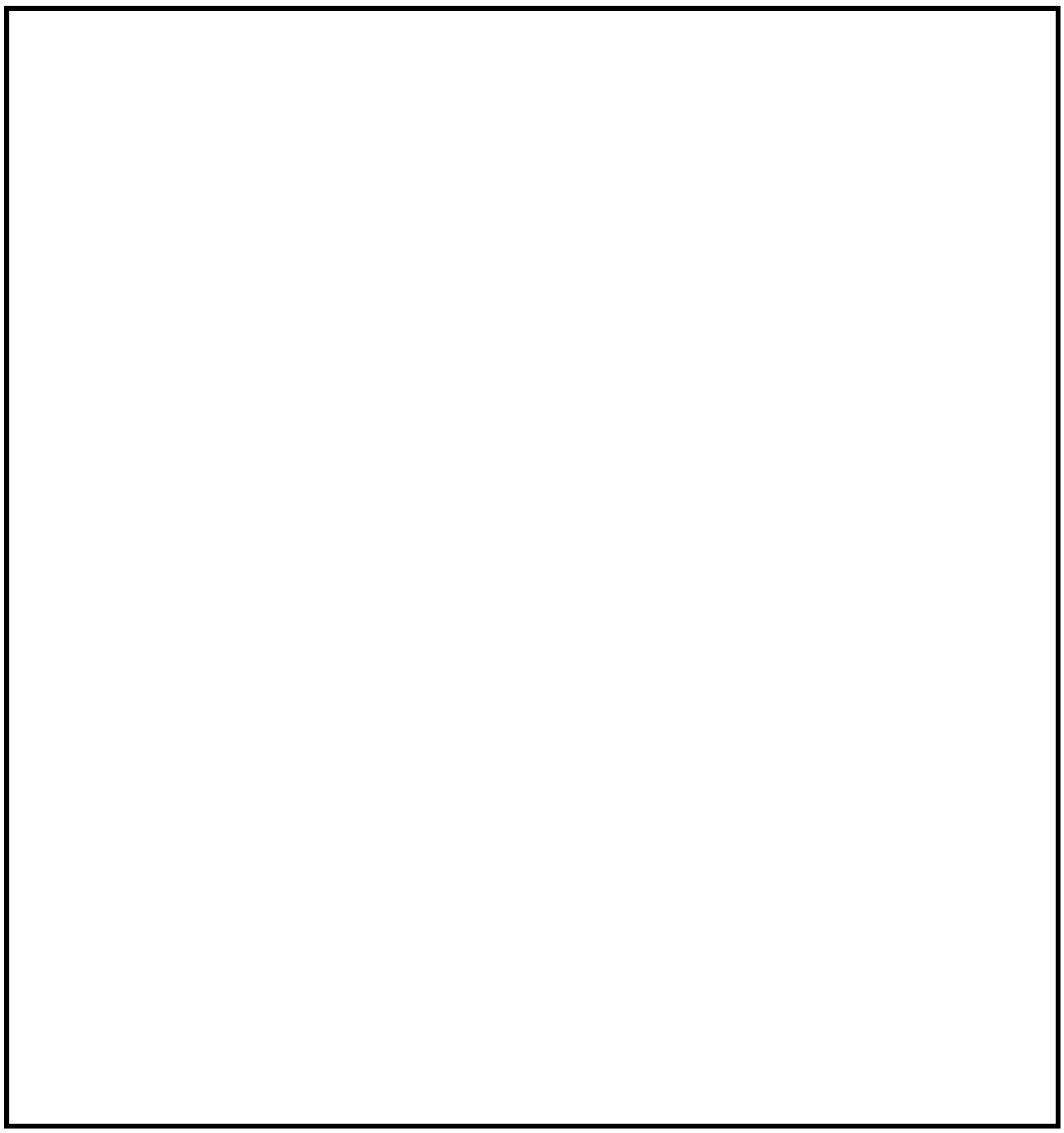
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



は、有毒ガスが特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員に及ぼす影響により、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の対処能力が著しく低下し、特定重大事故等対処施設の機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、有毒ガス評価ガイドを参照し、有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から、有毒化学物質の揮発性等の性状、貯蔵量、建屋内保管、換気等の貯蔵状況等を踏まえ、敷地内及び中央制御室等から半径 10km 以内にある敷地外の固定源並び

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

に可動源を特定し、特定した有毒化学物質に対して有毒ガス防護のための判断基準値を設定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、貯蔵容器すべてが損傷し、有毒化学物質の全量流出によって発生した有毒ガスが大気中に放出される事象を想定し、特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。

可動源に対しては、「10.12 通信連絡設備」に記載する通信連絡設備による連絡、[redacted]の換気空調設備の隔離、防護具の着用等により特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて施設管理及び運用管理を適切に実施する。

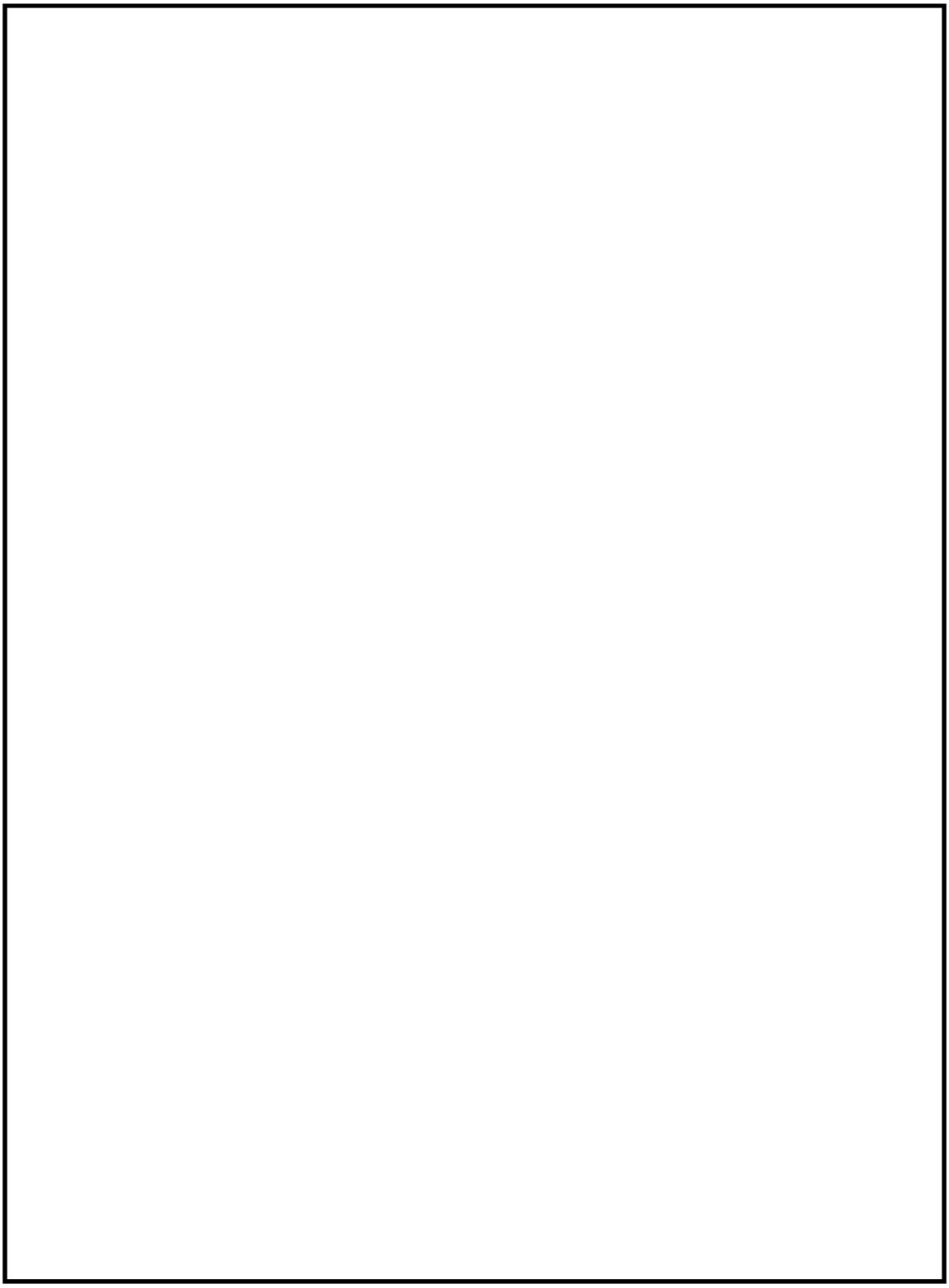
[redacted]

10.13.11.2.1 多重性又は多様性、独立性、位置的分散

[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



10.13.11.2.2 悪影響防止



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.11.2.3 容量等

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.13.11.2.4 環境条件等

10.13.11.2.5 操作性の確保

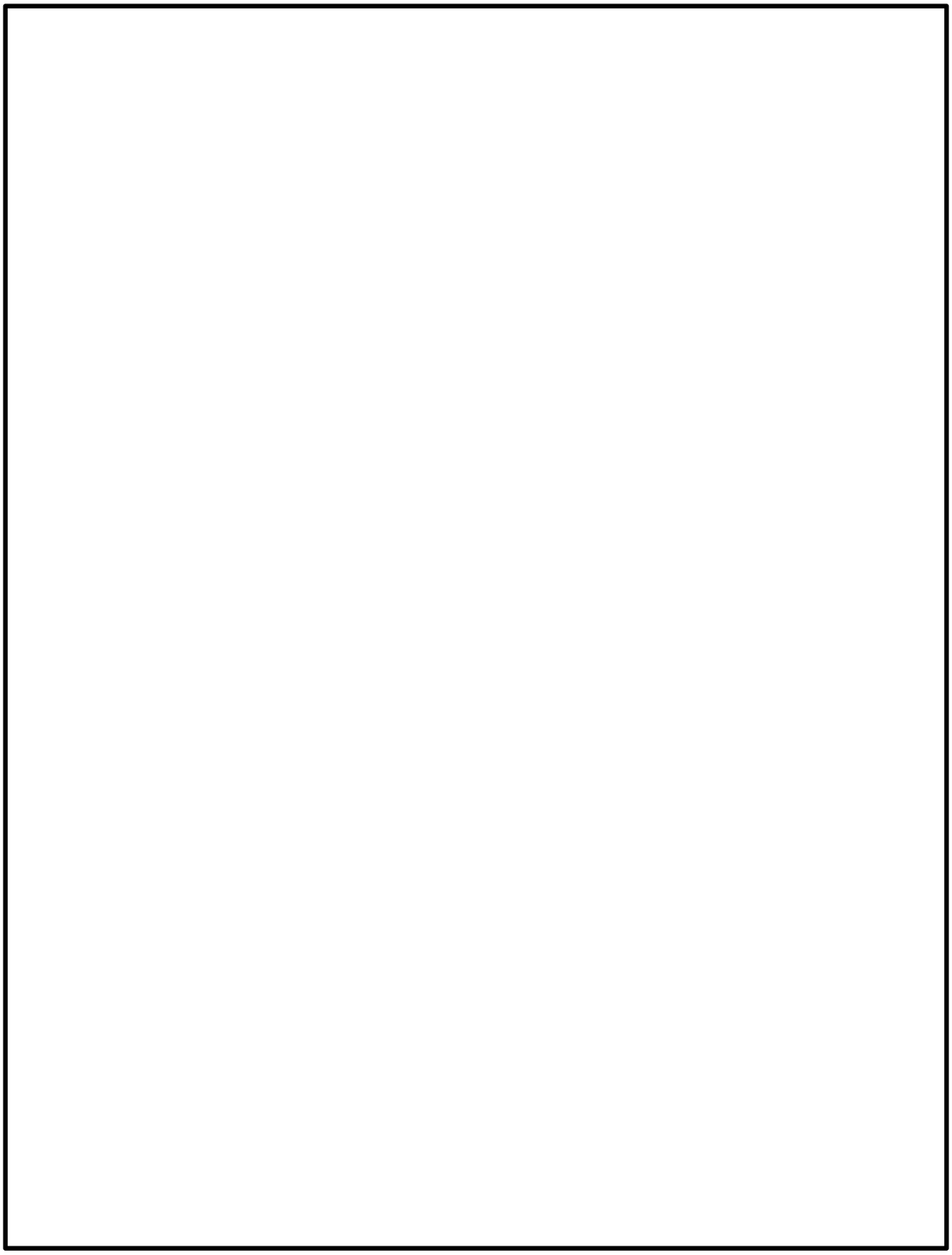
10.13.11.3 主要設備及び仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

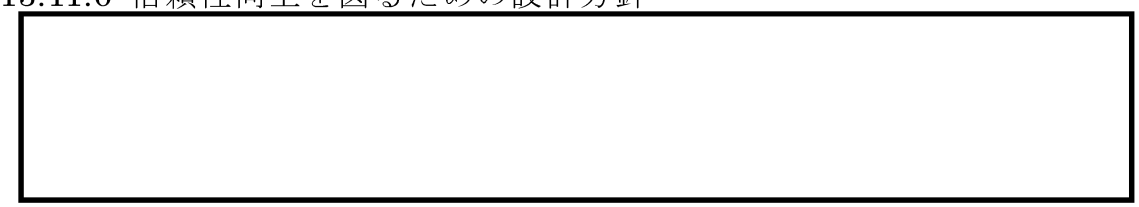
10.13.11.4 試験検査

10.13.11.5

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

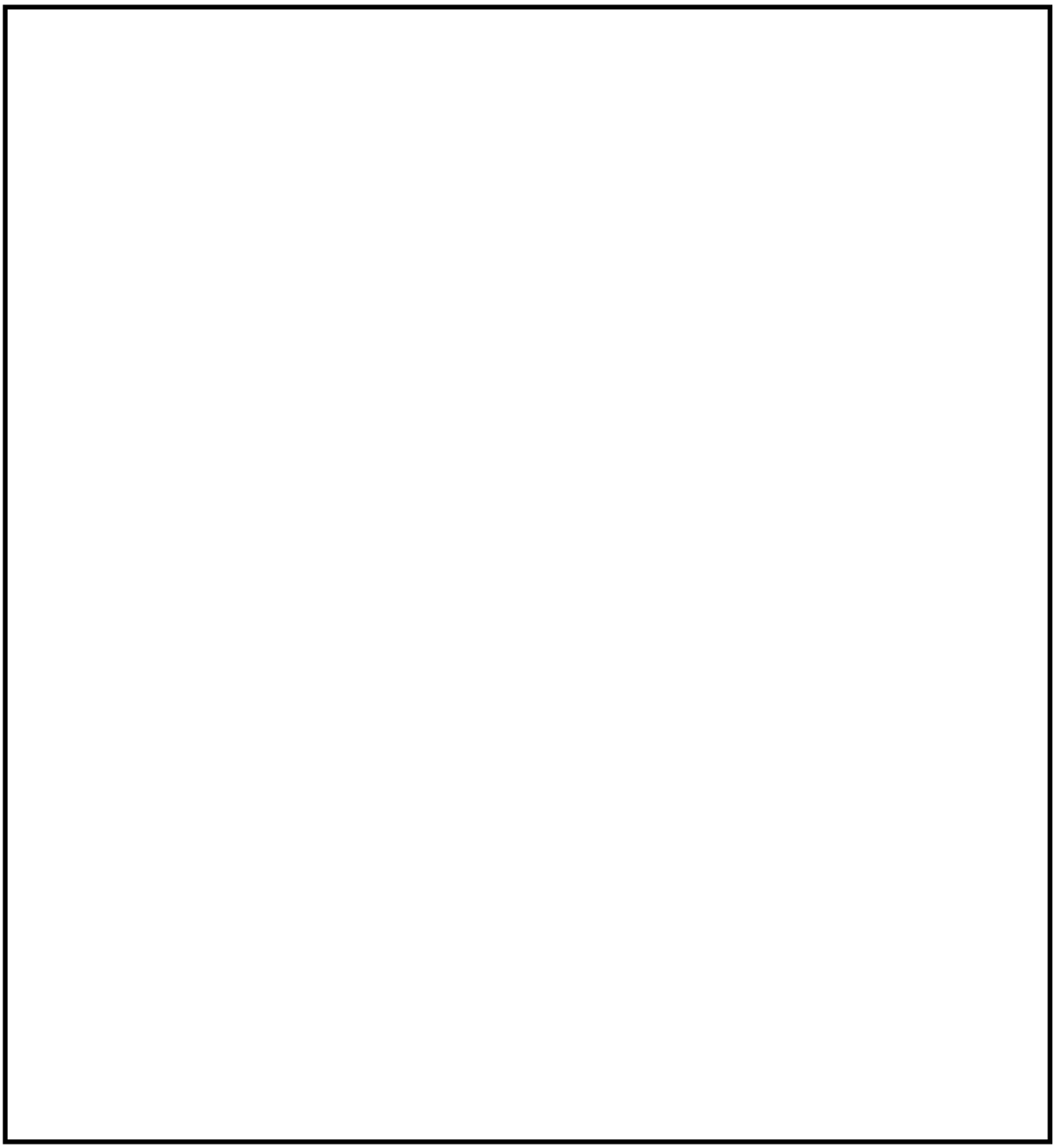


10.13.11.6 信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

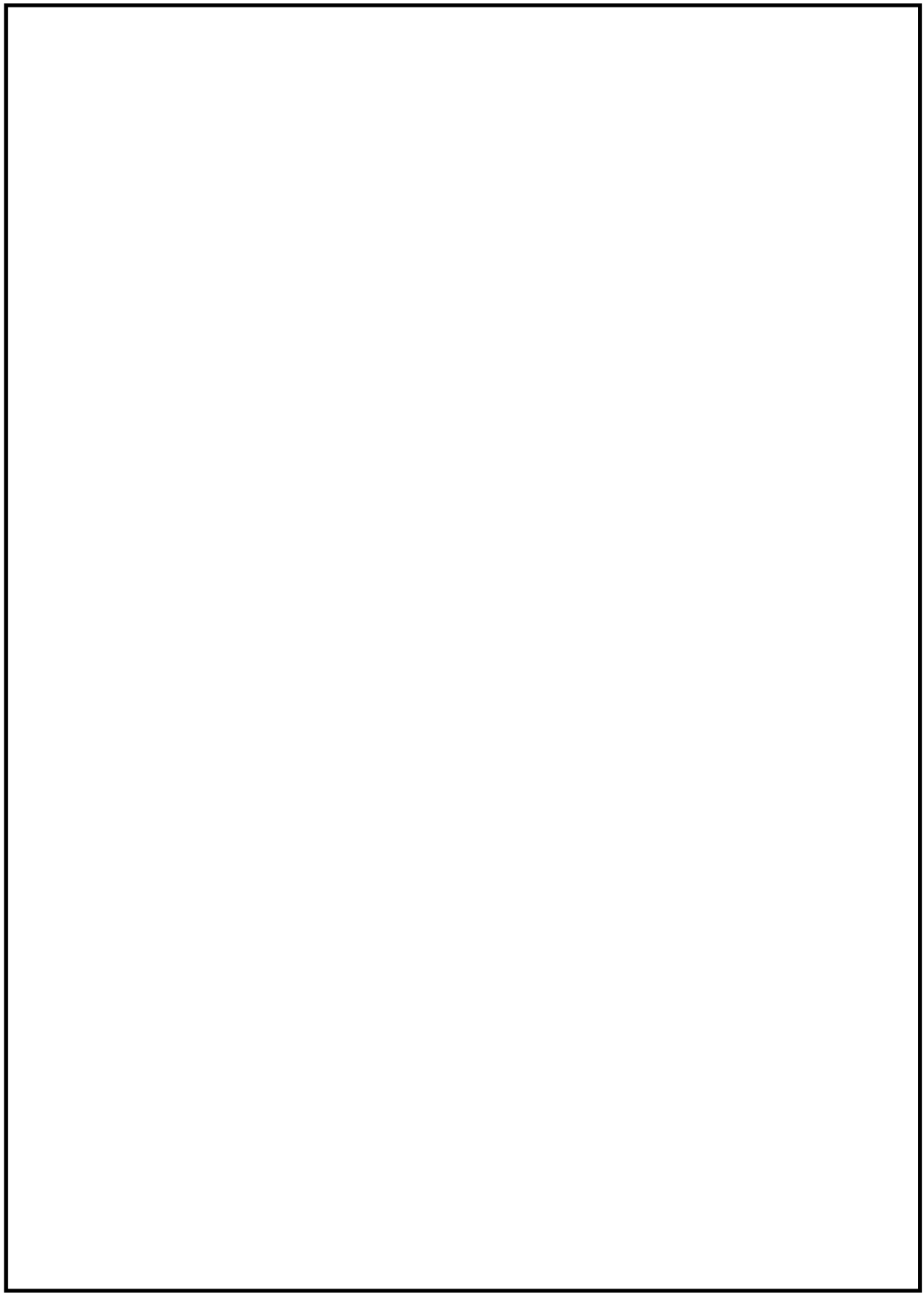




枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

10.14 使用済燃料輸送容器保管建屋（１号、２号及び３号炉共用）

使用済燃料を発電所外に搬出する場合は、使用済燃料輸送容器に装填して輸送するが、輸送作業を効率的に行うため、使用済燃料輸送容器保管建屋を設置する。

本建屋内には、使用済燃料装填前あるいは装填後の輸送容器を一時保管する保管場所、輸送容器取扱場所等を設ける。（第10.14.1図参照）

また、従事者の放射線被ばくを少なくするため、本建屋での輸送容器移動は遠隔操作で行えるよう設計する。

10.15 参考文献

(1) 最新 航空実用ハンドブック，株式会社 朝日ソノラマ 日本航空広報部

(2) Stellungnahme der HSK zur Sicherheit der schweizerischen Kernkraftwerke bei einem vorsätzlichen Flugzeugabsturz, Würenlingen, März 2003

(3) 航空豆知識, JAL ホームページ

(4) Aircraft Crash Impact Analyses Demonstrate Nuclear Power Plant's Structural Strength, December 2002, 米国 NEI 研究レポート

(5) Zusammenfassung de GRS-Studie durch das Bundesministerium für Umwelt,Naturschutz und Reaktorsicherheit(BMU),Bonn,den 27,11,2002

(6) P.P. Degen, "Perforation of Reinforced Concrete Slabs by Rigid Missiles", Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.106, No.ST7, July 1980

(7) K. Muto et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part1: Outline of Test Program and Small-Scale Tests", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.257-264, 1989

(8) Y. Esashi et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact Deformable Missiles Part2: Intermediate Scale Tests", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.265-270, 1989

(9) K. Muto et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part3: Full-Scale Tests", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.271-278, 1989

(10) K. Muto et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part4: Overall Evaluation of Local Damage", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.279-284, 1989

(11) W.S. Chang, "Impact of Solid Missiles on Concrete Barriers", Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.107, No.ST2, February 1981

(12) J.D. Riera, "A Critical Reappraisal of Nuclear Power Plant Safety against Accidental Aircraft Impact", Nuclear Engineering and Design, Vol.57, pp.193-206, 1980

(13) W.A. von Riesemann et al., "Full-Scale Aircraft Impact Test for Evaluation of Impact Forces Part1: Test Plan, Test Method, and Test Results", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.285-292, 1989

(14) K. Muto et al., "Full-Scale Aircraft Impact Test for Evaluation of Impact Force Part2: Analysis of the Results", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.293-299, 1989

(15) Airplane Characteristics for Airport Planning, BOEING 社ホームページ

(16) 平成 25 年度版　民間航空機関連データ集（平成 26 年 3 月），一般財団法人 日本航空機開発協会

(17) PRTR 制度　届外排出量の推計方法等に係わる資料　平成 26 年度届出外排出量の推計方法等　詳細版，16.航空機に係る排出量，経済産業省

(18) Federal Aviation Administration, U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION TYPE CERTIFICATE DATA SHEET

(19) Dimensions & key data, Airbus 社ホームページ
(20) Airliners.net，http://www.airliners.net/
(21) 空港土木施設設計基準　国土交通省航空局監修，平成 17 年 4 月，財団法人　港湾空港建設技術サービスセンター
(22) Jane's All the World's Aircraft 2000-2001
(23) Jane's All the World's Aircraft 2013-2014
(24) Jane's Aero – Engines Issue 25, 2009
(25) 民間航空機に関する市場予測 2014－2033（2014 年 3 月），一般財団法人 日本航空機開発協会
(26) BWR 配管における混合ガス(水素・酸素)の燃焼による配管損傷防止に関するガイドライン(第 3 版)，平成 22 年 3 月，一般社団法人　日本原子力技術協会

第 10.1.1 表　メタルクラッド開閉装置の設備仕様（１／２）

構成及び仕様

	受電盤	き電盤	計器用変圧器盤
型　　式	屋内用鋼板製単位閉鎖垂直自立形		
個　　数	約 16	約 59	約 12
定　格　電　圧	6.9kV		
電　気　方　式	60Hz　　3 相　　3 線　　抵抗接地式		
電源引込方式	バスダクト又はケーブルによる		
フィーダ引出方式	ケーブルによる		
母線電流容量	2,000A		

遮断器

項　　目	受電用	き電用
型　　式	磁気遮断器、真空遮断器	
個　　数	約 16	約 59
極　　数	3 極	
操　作　方　式	電磁操作(DC125V)、電動バネ操作(DC125V)	
絶　縁　階　級	6 号	
定　格　電　圧	7.2kV	
定　格　電　流	2,000A、1,200A	
遮　断　電　流	40.1kA、44kA	
定格遮断時間	5 サイクル	
引きはずし自由方式	電気的、機械的	
投　入　方　式	電磁式、バネ式	

第 10.1.1 表　メタルクラッド開閉装置の設備仕様（２／２）

動力変圧器

項　　目	非常用母線用	常用母線用
個　　数	2	4
型　　式	屋内用 3 相乾式変圧器	
冷　却　方　式	自冷	自冷／風冷
周　　波　　数	60Hz	
容　　量	約 2,000kVA	約 1,500/ 2,000kVA
結　　線	一次：星形　　二次：三角形	
定　格　電　圧	一次：6.6kV（5 タップ） （6.3、6.45、6.6、6.75、6.9 kV） 二次：460V	
絶　　縁	H種	

第 10.1.2 表　パワーセンタの設備仕様

構成及び仕様

	受電盤	母線連絡盤	き電盤	変圧器盤
型　　式	屋内用鋼板製閉鎖垂直自立形			
個　　数	約 6	約 10	約 25	約 6
定　格　電　圧	600V			
電　気　方　式	60Hz　　3 相　　3 線　　非接地式			
電源引込方式	バスダクト又はケーブルによる			
フィーダ引出方式	ケーブルによる			
母線電流容量	3,000A（主母線）　　1,600A（分岐母線）			

遮断器

項　　目	受電用	母線連絡用	き電用
型　　式	低圧気中遮断器		
個　　数	約 6	約 9	約 71
極　　数	3 極		
操　作　方　式	電動蓄勢バネ操作(DC125V)、電磁操作(DC125V)		
定　格　電　圧	600V		
定　格　電　流	3,000A	3,000A	1,600A
遮　断　電　流 （交流分実効値）	65kA	65kA	42kA　50kA
引きはずし自由方式	電気的、機械的		

第 10.1.3 表　直流電源設備の設備仕様

(1) 蓄電池

型　　式	鉛蓄電池
組　　数	3
容　　量	約 2,200A･h×2 組（安全防護系用）
	約 3,000A･h×１組（一般用）
電　　圧	129V（浮動充電時）（安全防護系用）
	131.6V（浮動充電時）（一般用）

(2) 充電器

型　　式	鋼板製自立閉鎖形
	自動定電圧装置付サイリスタ整流器
個　　数	3
充電方式	浮動
冷却方式	自冷
交流入力	3 相　60Hz　440V
直流出力	129V（浮動充電時）（安全防護系用）
	131.6V（浮動充電時）（一般用）
	約 540A×2 個（安全防護系用）
	約 350A×1 個（一般用）

(3) 直流き電盤

型　　式	鋼板製自立閉鎖形配電用遮断器内蔵
個　　数	3
母線容量	約 2,000A（1 個当たり）

第 10.1.4 表　計測制御用電源設備の設備仕様

(1) 非常用

a. 計器用電源（無停電電源装置）

型　　式		静止型インバータ
個　　数		4
容　　量		約 20kVA（1 個当たり）
出　力　電　圧		115V

(2) 常用

a. 計器用電源（変圧器）

型　　式		乾式
個　　数		4
容　　量		約 20kVA　×2 個　（後備）
		約 30kVA　×2 個　（常用）
出　力　電　圧		115V

b. 計器用電源（無停電電源装置）

型　　式		静止型インバータ
個　　数		2
容　　量		約 50kVA（1 個当たり）
出　力　電　圧		100V

第 10.1.5 表　ディーゼル発電機の設備仕様

(1) エンジン

台　　数	2
出　　力	約 3,900kW　（1 台当たり）
起 動 方 式	圧縮空気駆動
使 用 燃 料	Ａ重油

(2) 発電機

台　　数	2
型　　式	横置回転界磁 3 相同期発電機
容　　量	約 4,875kVA　（1 台当たり）
力　　率	0.8（遅れ）
電　　圧	6,900V
周 波 数	60Hz

(3) 燃料油貯蔵タンク

種　　類	横置円筒形
容　　量	約 200m^3　（1 基当たり）
基　　数	2
取 付 箇 所	E.L.－2.68m

(4) 燃料油移送ポンプ（※1）

型　　式	歯車式
台　　数	2
容　　量	約 3.0m^3/h 以上（1 台当たり）
吐 出 圧 力	約 0.5MPa〔gage〕

※1　燃料油移送ポンプは、ディーゼル発電機に含む。

第 10.2.1 表　電源設備（常設）の設備仕様

(1) 空冷式非常用発電装置

種　　類	空冷式ディーゼル発電機
台　　数	2
容　　量	約 1,825kVA（1 台当たり）
電　　圧	6,600V

(2) 燃料油貯蔵タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

種　　類	横置円筒形
基　　数	2
容　　量	約 200m^3（1 基当たり）
使 用 燃 料	A 重油

(3) ディーゼル発電機

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

エンジン

台　　数	2
出　　力	約 3,900kW（1 台当たり）
起 動 方 式	圧縮空気駆動
使 用 燃 料	A 重油

発電機

台　　数	2
型　　式	横置回転界磁 3 相同期発電機
容　　量	約 4,875kVA（1 台当たり）

力率		0.8（遅れ）
電圧		6,900V
周波数		60Hz

燃料油移送ポンプ(※1)

型式		歯車式
台数		2
容量		約 3.0m³/h 以上（1 台当たり）
吐出圧力		約 0.5MPa〔gage〕

※1　燃料油移送ポンプは、ディーゼル発電機に含む。

(4) 蓄電池（安全防護系用）

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

型式		鉛蓄電池
組数		2
容量		約 2,200A・h（1 組当たり）
電圧		129V（浮動充電時）

(5) 蓄電池（３系統目）

型式		鉛蓄電池
組数		1
容量		約 3,000A・h
電圧		143V（浮動充電時）

(6) 計器用電源（無停電電源装置）

兼用する設備は以下のとおり。

・ 非常用電源設備

・ 代替電源設備

型式		静止型インバータ

個	数	4
容	量	約 20kVA（1 個当たり）
出 力 電	圧	115V

(7) 代替所内電気設備変圧器

個	数	1
容	量	約 750kVA
電	圧	6,600V/460V

(8) 代替所内電気設備分電盤

個	数	3
電	圧	440V

第 10.2.2 表　電源設備（可搬型）の設備仕様

(1) 可搬式オイルポンプ

型　　式	歯車式
台　　数	1（予備 1 台）
容　　量	約 1.2m³/h 以上
吐 出 圧 力	約 1.0MPa［gage］

(2) タンクローリー

台　　数	2（予備 1）
容　　量	3m³ 以上（1 台当たり）

(3) 電源車

型　　式	空冷式ディーゼル発電機
台　　数	2（予備 1）
容　　量	約 610kVA（1 台当たり）
電　　圧	6,600V

(4) 可搬式整流器

整流器

個　　数	2（予備 1）
最 大 出 力	約 15kVA（1 個当たり）
出 力 電 圧	0～150V
出 力 電 流	0～100A

降圧変圧器

個　　数	2（予備 1）
容　　量	約 30kVA（1 個当たり）
電　　圧	440V/210V
周 波 数	60Hz

第 10.3.1 表　送電線の設備仕様

（「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用）

	美　浜　線	敦　賀　線	丹生線（北陸電力(株)立石線）
公称電圧	275kV	275kV	77kV
回 線 数	2	2	1
導体サイズ	TACSR/HRAC 810mm² 4 導体 NS- TACSR/HRAC 810mm² 4 導体 NS- TACSR/HRAC 810mm² 2 導体 ACSR/HRAC 410mm² 4 導体	ACSR/AW 410mm² 4 導体 ACSR/AC 410mm² 4 導体 STACSR/AW 810mm² 2 導体 STACSR/AW 820mm² 2 導体 TACSR/AC 810mm² 2 導体	ACSR/AC 120mm² 1 導体 IACSR/AC 240 mm² 1 導体 ACSR/AC 160mm² 1 導体 THDCC 75mm² 1 導体 CVTSS 3× 200 mm²
送電容量	約 1,560MW	約 1,570MW	約 50.5MW
亘　　長	約 19km （嶺南変電所まで）	約 20km （嶺南変電所まで）	約 19km （北陸電力敦賀変電所まで）
備　　考	1 号、2 号及び 3 号炉共用	1 号、2 号及び 3 号炉共用	1 号、2 号及び 3 号炉共用

第 10.3.2 表　特高開閉所機器の設備仕様

275kV 母線（１号、２号及び３号炉共用）

型　　式	相分離 SF_6 ガス絶縁方式及び気中絶縁方式
定　格　電　圧	300kV
定　格　電　流	4,000A
定格短時間耐電流	40kA　2 秒

遮断器

	主変圧器用遮断器	起動変圧器用遮断器	275kV 送電線用遮断器	275kV 母線連絡用遮断器
個　　数	1	1	4	1
定格電圧	300kV	300kV	300kV	300kV
定格電流	2,000A	2,000A	4,000A	4,000A
定格遮断電　流	40kA	40kA	40kA	40kA
備　　考	－	－	１号、２号及び３号炉共用	１号、２号及び３号炉共用

	予備変圧器用遮断器	－
個　　数	1	－
定格電圧	84kV	－
定格電流	1,200A	－
定格遮断電　流	31.5kA	－
備　　考	１号、２号及び３号炉共用	－

第 10.3.3 表　発電機、励磁装置及び発電機負荷開閉器の設備仕様

(1) 発電機

型　　式	横置回転界磁 3 相同期タービン発電機
容　　量	約 920,000kVA
力　　率	90%遅れ
電　　圧	22,000V
相	3 相
周 波 数	60Hz
回 転 数	約 1,800rpm
結 線 法	星形
冷 却 法	水素内部冷却

(2) 励磁装置

名　　称	主励磁機	副励磁機
型　　式	ブラシレス励磁	永久磁石回転界磁形
個　　数	1	1
容　　量	約 3,500kW	約 40kVA
電　　圧	DC 440V	125V
回 転 数	約 1,800rpm	約 1,800rpm
駆動方法	タービン発電機と直結	タービン発電機と直結

(3) 発電機負荷開閉器

定 格 電 圧	24kV
定 格 電 流	26,000A
個　　数	1

第 10.3.4 表　主要変圧器の設備仕様（１／２）

		主変圧器	A所内変圧器	B所内変圧器
型　式		屋外無圧密封 負荷時タップ 切換器付	屋外無圧密封式	屋外無圧密封式
容　量		約 860,000kVA	1 次 約 42,000kVA 2 次 約 23,100kVA /約 23,100kVA	約 21,600kVA
電圧	1 次	22,000V	22,000V 21,500V 21,000V	22,000V 21,500V 21,000V
	2 次	275,000 ±12,500V （9 タップ）	6,900V/6,900V	6,900V
相		3	3	3
周波数		60Hz	60Hz	60Hz
結線法	1 次	三角	三角	三角
	2 次	星形	星形、星形	星形
	3 次	－	－	－
冷却方式		送油風冷式	油入風冷式	油入風冷式
個　数		1	1	1
備　考		－	－	－

第 10.3.4 表　主要変圧器の設備仕様（２／２）

		起動変圧器	予備変圧器
型　式		屋外無圧密封 負荷時タップ 切換器付	屋外無圧密封 負荷時タップ 切換器付
容　量		１次 約 45,000kVA ２次 約 31,000kVA /約 21,000kVA	約 30,000kVA
電圧	１次	262,500 ±25,000V （17 タップ）	65,000～77,000～81,000V （9 タップ）
	２次	6,900V/6,900V	6,900V
相		3	3
周波数		60Hz	60Hz
結線法	１次	星形	星形
	２次	星形、星形	星形
	３次	三角	三角
冷却方式		送油風冷式	油入自冷式
個　数		1	1
備　考		－	１号、２号及び３号炉共用

第 10.3.5 表　制御棒駆動装置用電源設備の設備仕様

種	類	電動発電機
台	数	2

駆動用電動機

種	類	誘導電動機
容	量	約 110kW（1 台当たり）
電	圧	440V
相		3 相

発電機

容	量	約 438kVA（1 台当たり）
電	圧	交流 260V

第 10.5.1.1 表 消火設備の主な故障警報

設 備		主な警報
消火ポンプ	電動消火ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
	ディーゼル消火ポンプ	ポンプ自動停止、装置異常 （燃料・冷却水レベル低下）
	消火水ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
消火設備	・二酸化炭素消火設備 ・ハロン消火設備 ・スプリンクラー ・ケーブルトレイ消火設備 ・水噴霧消火設備	設備異常 （電源故障、断線、短絡、地絡等）

第 10.5.1.2 表 火災感知設備の火災感知器の種類

火災感知器の設置箇所	火災感知器の設置型式	
一般エリア	煙感知器又は熱感知器	熱感知器又は炎感知器
原子炉格納容器	煙感知器	熱感知器又は炎感知器 （一部、防爆型熱感知器含む）
燃料油貯蔵タンクエリア	防爆型煙感知器	防爆型熱感知器
4－廃棄物庫	アナログ式でない煙感知器	アナログ式でない熱感知器

第 10.5.1.3 表 消火設備の概略仕様

(1) スプリンクラー（一部１号、２号及び３号炉共用）

・消 火 剤: 水

・消火剤量: 消防法施行規則第 13 条に基づく量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋等）

(2) 全域ハロン消火設備（一部１号、２号及び３号炉共用）

・消 火 剤: ハロン１３０１

・消火剤量: 消防法施行規則第 20 条に基づき算出される量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋等）

(3) 局所ハロン消火設備

・消 火 剤: ハロン１３０１

・消火剤量: 消防法施行規則第 20 条に基づき、開口部を考慮して算出される量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋等）

(4) ケーブルトレイ消火設備

・消 火 剤: ハロゲン化物（ＦＫ－５－１－１２）

・消火剤量: 約 4.3kg/m^3 以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋等）

(5) 二酸化炭素自動消火設備

・消 火 剤: 二酸化炭素

・消火剤量: 消防法施行規則第 19 条に基づき、開口部を考慮して算出され

る量以上

・設置箇所: ディーゼル発電機室、海水ポンプ

(6) エアロゾル消火設備

・消 火 剤: 炭酸水素カリウム等

・消火剤量: 約 100g（1 個当たり）

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋等）

(7) 水噴霧消火設備（１号、２号及び３号炉共用）

・消 火 剤: 水

・消火剤量: 消防法施行規則第 16 条に基づき算出される量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（固体廃棄物貯蔵庫等）

(8) 消火ポンプ

・電動消火ポンプ（１号、２号及び３号炉共用）

台　　数　　1

容　　量　　約 320m^3/h

・ディーゼル消火ポンプ（１号、２号及び３号炉共用）

台　　数　　2

容　　量　　約 650m^3/h（1 台当たり）

・消火水ポンプ

台　　数　　2

容　　量　　約 64.8 m^3/h（1 台当たり）

第 10.5.1.4 表　特定重大事故等対処施設の火災感知設備の火災感知器の種類

火災感知器の設置箇所	火災感知器の設置型式	
一般エリア	煙感知器又は熱感知器	熱感知器又は炎感知器
原子炉格納容器	煙感知器	熱感知器又は炎感知器 （一部、防爆型 熱感知器含む。）
	熱感知器	炎感知器
	防爆型煙感知器	防爆型熱感知器

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.5.1.5 表　特定重大事故等対処施設の消火設備の概略仕様

(1) スプリンクラー

・消 火 剤: 水

・消火剤量: 消防法施行規則第１３条に基づく量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（[redacted]）

(2) 全域ハロン消火設備

・消 火 剤: ハロン１３０１

・消火剤量: 消防法施行規則第２０条に基づき算出される量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（[redacted]）

(3) 局所ハロン消火設備

・消 火 剤: ハロン１３０１

・消火剤量: 消防法施行規則第２０条に基づき、開口部を考慮して算出される量以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（[redacted]）

(4) ケーブルトレイ消火設備

・消 火 剤: ハロゲン化物（ＦＫ－５－１－１２）

・消火剤量: 約 4.3kg/m^3 以上

・設置箇所: 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（[redacted]）

(5) エアロゾル消火設備

・消 火 剤: 炭酸水素カリウム等

・消火剤量: 約 100g（1 個当たり）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

・設置箇所：火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難な火災区域又は火災区画（[redacted]）

(6) 消火ポンプ

・電動消火ポンプ

台	数	1
容	量	約 320m³/h

・ディーゼル消火ポンプ

台	数	2
容	量	約 650m³/h（1 台当たり）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.6.1.1.1 表　浸水防護設備の設備仕様（１）

(1) 防潮堤

種	類	防潮堤
材	料	セメント改良土、鉄筋コンクリート
個	数	1

(2) 屋外排水路逆流防止設備

種	類	逆流防止蓋（フラップゲート）
材	料	鋼材
個	数	16

(3) 海水ポンプ室浸水防止蓋

種	類	閉止蓋
材	料	ステンレス鋼
個	数	56

(4) 海水ポンプエリア止水壁

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種	類	止水壁
材	料	炭素鋼
個	数	1

(5) 海水管トレンチ浸水防止蓋

種	類	閉止蓋
材	料	ステンレス鋼
個	数	3

(6) 中間建屋水密扉

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種	類	片開扉
材	料	炭素鋼
個	数	4

(7) 制御建屋水密扉

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種　　類　　片開扉
材　　料　　炭素鋼
個　　数　　2

(8) ディーゼル建屋水密扉

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種　　類　　片開扉
材　　料　　炭素鋼
個　　数　　2

(9) 防潮堤貫通部止水処置

種　　類　　貫通部止水
材　　料　　シール材
個　　数　　一式

(10) 海水ポンプエリア止水壁貫通部止水処置

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種　　類　　貫通部止水
材　　料　　ブーツ
個　　数　　一式

(11) 建屋貫通部止水処置

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種　　類　　貫通部止水
材　　料　　シール材、ブーツ又はモルタル
個　　数　　一式

第 10.6.1.3.1 表　浸水防護設備の設備仕様（特定重大事故等対処施設用）

(1) [redacted]

兼用する設備は以下のとおり。

・特定重大事故等対処施設の津波に対する防護設備

・特定重大事故等対処施設を構成する設備

種	類	[redacted]
材	料	鉄筋コンクリート
個	数	1

(2) [redacted]

種	類	閉止蓋
材	料	ステンレス鋼
個	数	3

(3) 貫通部止水処置

種	類	貫通部止水
材	料	シール材、ブーツ
個	数	一式

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.6.2.1 表　浸水防護設備の設備仕様（２）

(1) 補助建屋水密扉

種	類	片開扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(2) 中間建屋水密扉

種	類	片開扉
材	料	炭素鋼
個	数	7

(3) 制御建屋水密扉

種	類	片開扉
材	料	炭素鋼
個	数	2

(4) ディーゼル建屋水密扉

種	類	片開扉
材	料	炭素鋼
個	数	5

(5) 海水ポンプエリア止水壁

（「津波に対する防護設備」及び「内部溢水に対する防護設備」と兼用）

種	類	止水壁
材	料	炭素鋼
個	数	1

(6) 屋外排水路逆流防止設備（排水路）

種	類	排水路
材	料	鉄筋コンクリート
個	数	4

(7) 泥水対策壁

種	類	鋼製壁

材	料	炭素鋼
個	数	2

第 10.7.1 表　補機駆動用燃料設備（非常用電源設備及び補助ボイラに係るものを除く。）の設備仕様

(1) 軽油用ドラム缶

型	式	円筒形容器
個	数	31（予備 1）
容	量	約 200ℓ（1 個当たり）

第 10.8.1.1 表　非常用取水設備の主要仕様

(1) 海水ポンプ室

種	類	取水槽
材	料	鉄筋コンクリート
個	数	1

第 10.9.1.1 表　緊急時対策所の設備仕様

(1) 緊急時対策所

個	数	一式

(2) 情報収集設備

設　備	名	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
個	数	一式
設　備	名	安全パラメータ伝送システム
個	数	一式
設　備	名	ＳＰＤＳ表示装置
個	数	一式

(3) 通信連絡設備

設　備	名	衛星電話（固定）
個	数	一式
設　備	名	衛星電話（携帯）
個	数	一式
設　備	名	衛星電話（可搬）
個	数	一式
設　備	名	緊急時衛星通報システム
個	数	一式
設　備	名	携行型通話装置
個	数	一式
設　備	名	統合原子力防災ﾈｯﾄﾜｰｸに接続する通信連絡設備
個	数	一式
設　備	名	運転指令設備
個	数	一式
設　備	名	電力保安通信用電話設備
個	数	一式
設　備	名	加入電話
個	数	一式

設　　備　　名　　加入ファクシミリ

個　　数　　一式

設　　備　　名　　無線通話装置

個　　数　　一式

設　　備　　名　　社内ＴＶ会議システム

個　　数　　一式

(4) 酸素濃度計

個　　数　　1（予備 2）

測　定　範　囲　　0～25%

(5) 二酸化炭素濃度計

個　　数　　1（予備 2）

測　定　範　囲　　0～1%

第 10.9.2.1 表　緊急時対策所（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) 緊急時対策所遮蔽

個　　数　一式

(2) 緊急時対策所情報収集設備

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設	備	名	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
個		数	一式
設	備	名	安全パラメータ伝送システム※1
個		数	一式
設	備	名	ＳＰＤＳ表示装置
個		数	一式

※1　計装設備（重大事故等対処設備）は兼用しない。

(3) 通信連絡設備

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設	備	名	衛星電話（固定）
個		数	一式
設	備	名	緊急時衛星通報システム
個		数	一式
設	備	名	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
個		数	一式

第 10.9.2.2 表　緊急時対策所（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 緊急時対策所非常用空気浄化ファン

兼用する設備は以下のとおり。

・換気設備

・緊急時対策所

台　　数　1（予備 2）

容　　量　約 25m^3/min

(2) 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット

兼用する設備は以下のとおり。

・換気設備

・緊急時対策所

型　　式　微粒子フィルタ／よう素フィルタ

基　　数　1（予備 2）

容　　量　約 25m^3/min

効　　率

単体除去効率　99.97%以上（0.15μm 粒子）／95%以上

総合除去効率　99.99%以上（0.7μm 粒子）／99.75%以上

(3) 空気供給装置

兼用する設備は以下のとおり。

・換気設備

・緊急時対策所

型　　式　空気ボンベ

本　　数　360 本以上（予備 1）

(4) 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・緊急時対策所

型　　式　半導体式検出器

個　　数　1（予備 1）

計　測　範　囲　0.001～99.99mSv/h

(5) 緊急時対策所外可搬型エリアモニタ

兼用する設備は以下のとおり。

・放射線管理設備

・緊急時対策所

型　　式　半導体式検出器

個　　数　1（予備 1）

計　測　範　囲　0.001～99.99mSv/h

(6) 酸素濃度計

個　　数　1（予備 2）

測　定　範　囲　0～25%

(7) 二酸化炭素濃度計

個　　数　1（予備 2）

測　定　範　囲　0～1%

(8) 通信連絡設備

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名　衛星電話（携帯）

個　　数　一式

設　備　名　衛星電話（可搬）

個　　数　一式

設　備　名　携行型通話装置

個　　数　一式

(9) 電源車（緊急時対策所用）

台　　数　2（予備 1）

容　　量　約 220kVA（1 台当たり）

電　　圧　440V

第 10.12.1.1 表　警報装置の仕様

通信種別	主要設備	電源	通信回線
警報装置	事故一斉放送装置	非常用所内電源 通信用無停電電源装置	－

第 10.12.1.2 表　通信設備（発電所内）の仕様

通信種別		主要設備		電源	通信回線
通信設備（発電所内）	所内	運転指令設備		非常用所内電源 通信用無停電電源装置	－
		電力保安通信用電話設備	保安電話（固定）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置	－
			保安電話（携帯）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置 充電池	
		トランシーバー		充電池 乾電池	
		携行型通話装置		乾電池	
		衛星電話	固定（注１）	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置 蓄電池	衛星系回線（通信事業者回線）
			携帯（注１）	充電池	
		無線通話装置（注２）		固定：非常用所内電源 通信用無停電電源装置 車載：移動式放射能測定装置（モニタ車）の車用蓄電池	無線系回線

（注１）：発電所外用（社内及び社外）と共用。
（注２）：発電所外用（社内）と共用。

第 10.12.1.3 表　通信設備（発電所外）（社内）の仕様

通信種別		主要設備		電源	通信回線
通信設備（発電所外）	社内	加入電話（注２）（注４）		通信事業者から給電	有線系回線 （通信事業者回線）
		携帯電話（注２）（注４）		充電池	無線系回線 （通信事業者回線）
		加入ファクシミリ（注２）		非常用所内電源	有線系回線 （通信事業者回線）
		電力保安通信用電話設備	保安電話（固定）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置	有線系回線、 無線系回線 （専用の電力保安通信用回線） 衛星系回線 （通信事業者回線）
			保安電話（携帯）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置 充電池	
			衛星保安電話	非常用所内電源 蓄電池	
		統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（注２）	ＴＶ会議システム	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	有線系回線、 衛星系回線 （通信事業者回線）
			ＩＰ電話		
			ＩＰ－ＦＡＸ		
		社内ＴＶ会議システム		非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	有線系回線 （専用の電力保安通信用回線） 衛星系回線 （通信事業者回線）
		衛星電話	固定（注１）	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置 蓄電池	衛星系回線 （通信事業者回線）
			携帯（注１）	充電池	
			可搬	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	
		無線通話装置（注３）		固定：非常用所内電源 通信用無停電電源装置 車載：移動式放射能測定装置（モニタ車）の車用蓄電池	無線系回線

（注１）：発電所内用及び発電所外用（社外）と共用。
（注２）：発電所外用（社外）と共用。
（注３）：発電所内用と共用。
（注４）：災害時優先回線を含む。

第 10.12.1.4 表　通信設備（発電所外）（社外）の仕様

通信種別		主要設備		電源	通信回線
通信設備（発電所外）	社外	加入電話（注２）（注３）		通信事業者から給電	有線系回線 （通信事業者回線）
		携帯電話（注２）（注３）		充電池	無線系回線 （通信事業者回線）
		加入ファクシミリ（注２）		非常用所内電源	有線系回線 （通信事業者回線）
		電力保安通信用電話設備	保安電話（固定）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置	有線系回線 （通信事業者回線）
			保安電話（携帯）（注１）	非常用所内電源 通信用無停電電源装置 充電池	
		統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（注２）	ＴＶ会議システム	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	有線系回線 衛星系回線 （通信事業者回線）
			ＩＰ電話		
			ＩＰ－ＦＡＸ		
		衛星電話	固定（注１）	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置 蓄電池	衛星系回線 （通信事業者回線）
			携帯（注１）	充電池	
		緊急時衛星通報システム		非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	衛星系回線 （通信事業者回線）

（注１）：発電所内用及び発電所外用（社内）と共用。
（注２）：発電所外用（社内）と共用。
（注３）：災害時優先回線を含む。

第 10.12.1.5 表　　データ伝送設備の仕様

通信種別		主要設備	電源	通信回線
データ伝送設備	発電所内	ＳＰＤＳ表示装置	非常用所内電源 緊急時対策所無停電電源装置	有線系回線 無線系回線
		安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）（注１）	非常用所内電源 蓄電池	
	発電所外	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）（注１）	非常用所内電源 蓄電池	有線系回線 無線系回線 （専用の電力保安通信用回線） 有線系回線 衛星系回線 （通信事業者回線）
		安全パラメータ伝送システム		

（注１）：発電所内用及び発電所外用と共用。

第 10.12.2.1 表　通信連絡設備（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1) 衛星電話（固定）

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	衛星電話（固定）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	一式

(2) 緊急時衛星通報システム

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	緊急時衛星通報システム
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	一式

(3) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	ＴＶ会議システム
使 用 回 線	有線系回線、衛星系回線
個　　数	一式

設　備　名	ＩＰ電話
使 用 回 線	有線系回線
個　　数	一式

設　備　名	ＩＰ電話
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	一式

設　備　名　　ＩＰ－ＦＡＸ
使 用 回 線　　有線系回線
個　　数　　一式

設　備　名　　ＩＰ－ＦＡＸ
使 用 回 線　　衛星系回線
個　　数　　一式

(4) 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）
・緊急時対策所
・通信連絡設備

設　備　名　　安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
使 用 回 線　　有線系回線、無線系回線
個　　数　　一式

(5) 安全パラメータ伝送システム

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所
・通信連絡設備

設　備　名　　安全パラメータ伝送システム
使 用 回 線　　有線系回線、衛星系回線
個　　数　　一式

(6) ＳＰＤＳ表示装置

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）
・緊急時対策所
・通信連絡設備

設　備　名　　ＳＰＤＳ表示装置
個　　数　　一式

第 10.12.2.2 表　通信連絡設備（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1) 衛星電話（携帯）

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	衛星電話（携帯）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	一式

(2) 衛星電話（可搬）

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	衛星電話（可搬）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	一式

(3) トランシーバー

設　備　名	トランシーバー
使 用 回 線	無線系回線
個　　数	一式

(4) 携行型通話装置

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	携行型通話装置
使 用 回 線	有線系回線
個　　数	一式

第 10.13.1.1 表（1/4）　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.1 表（2/4）　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.1 表（3/4）　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.1 表（4/4）　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

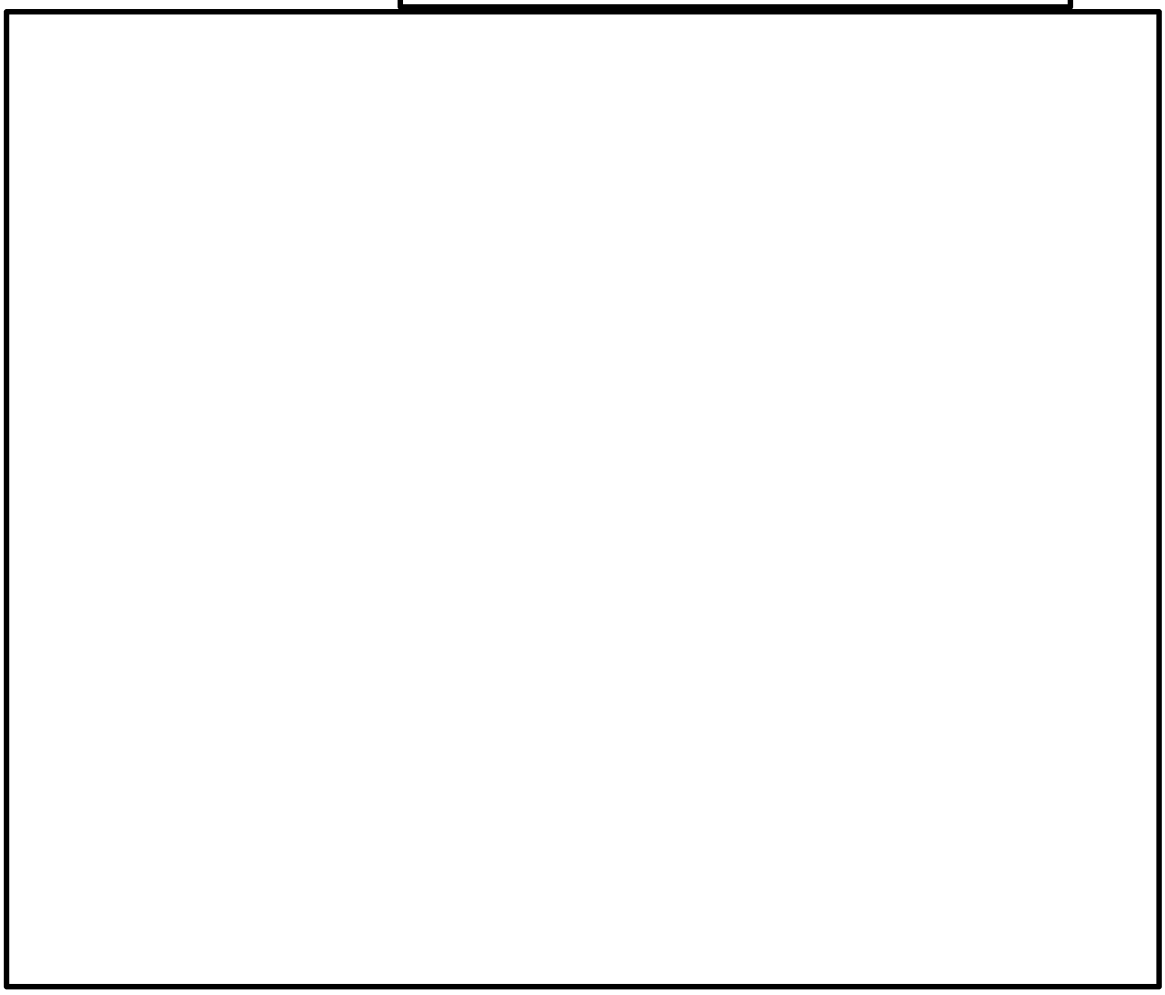
第 10.13.1.2 表

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.3 表

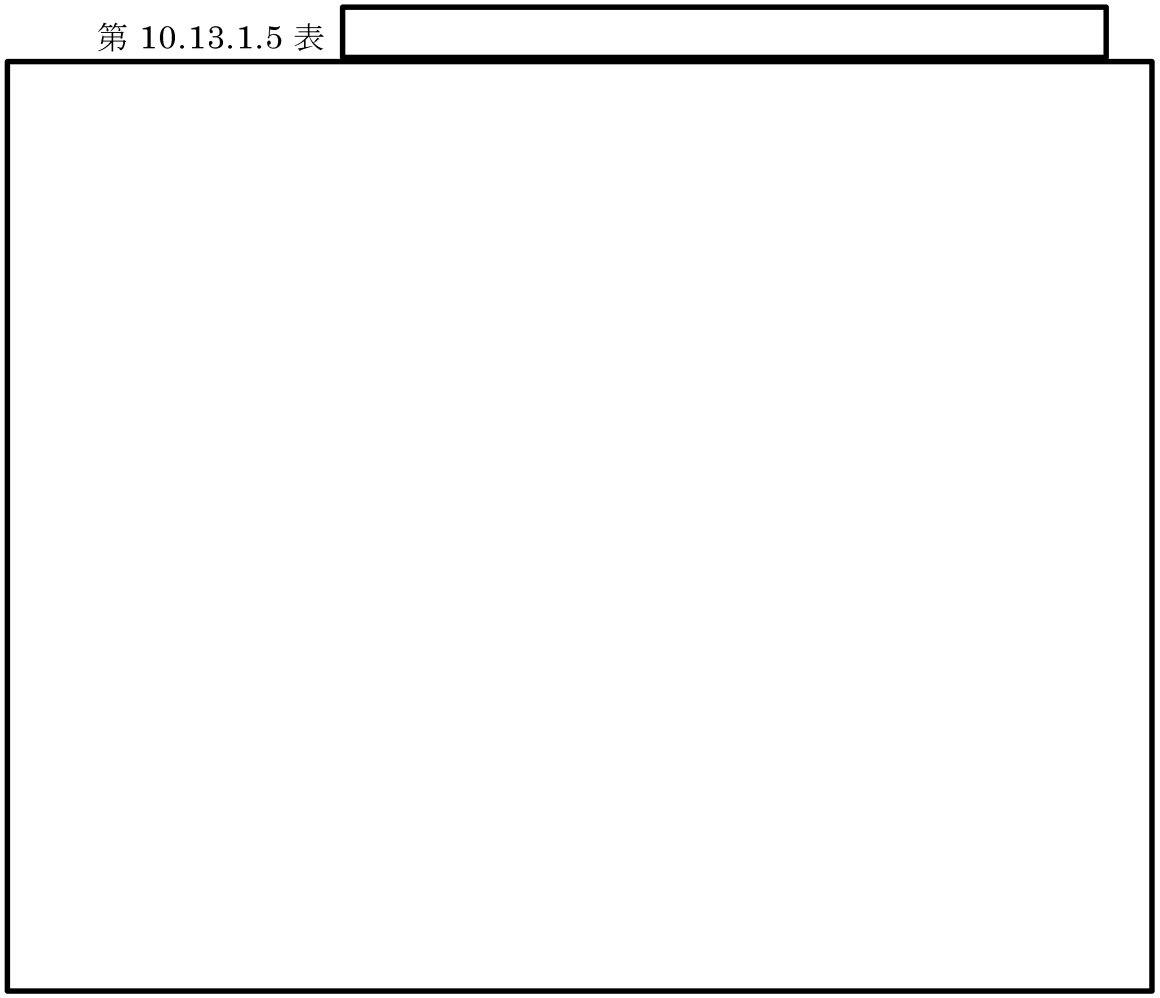
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.4 表



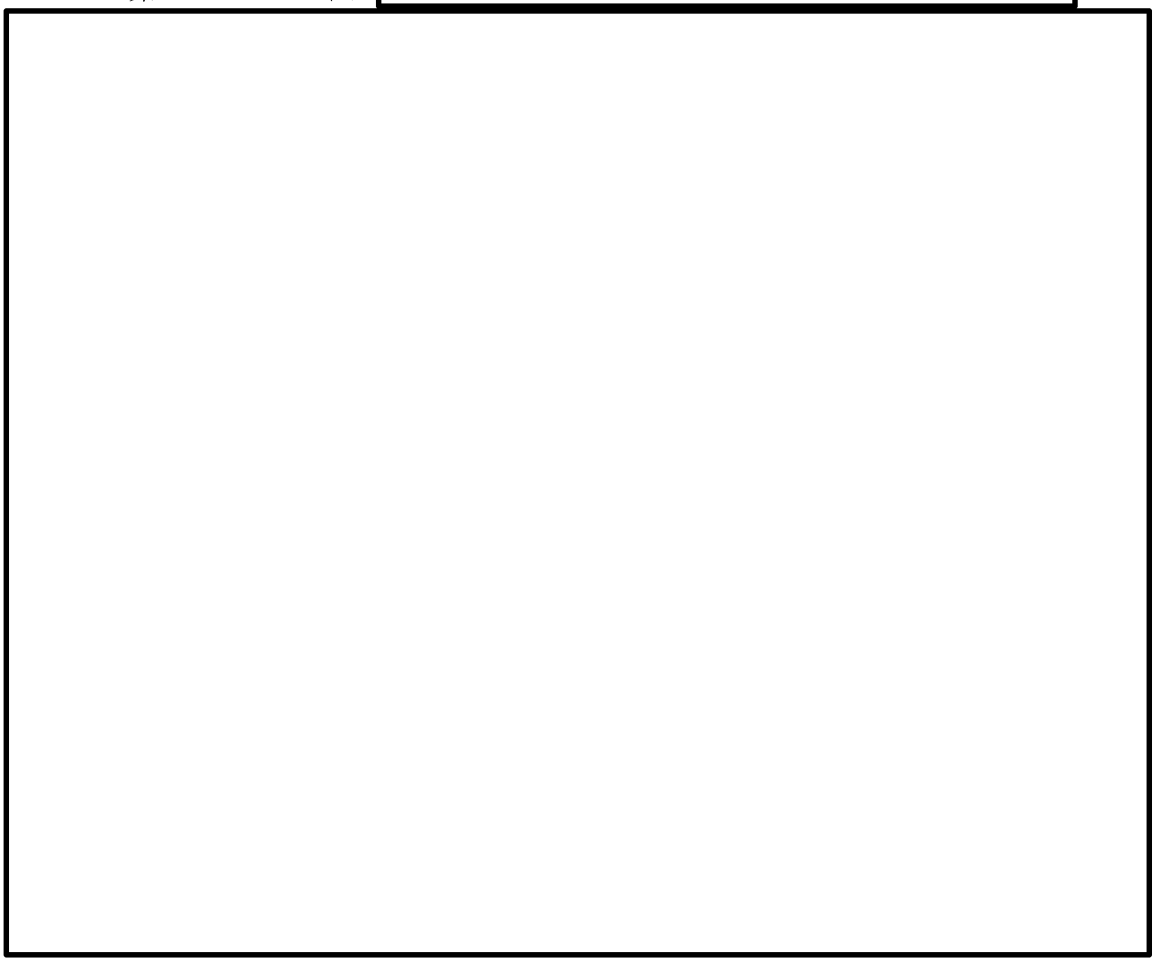
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.5 表



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.6 表



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.7 表　評価対象建屋等及び評価対象設備の評価内容

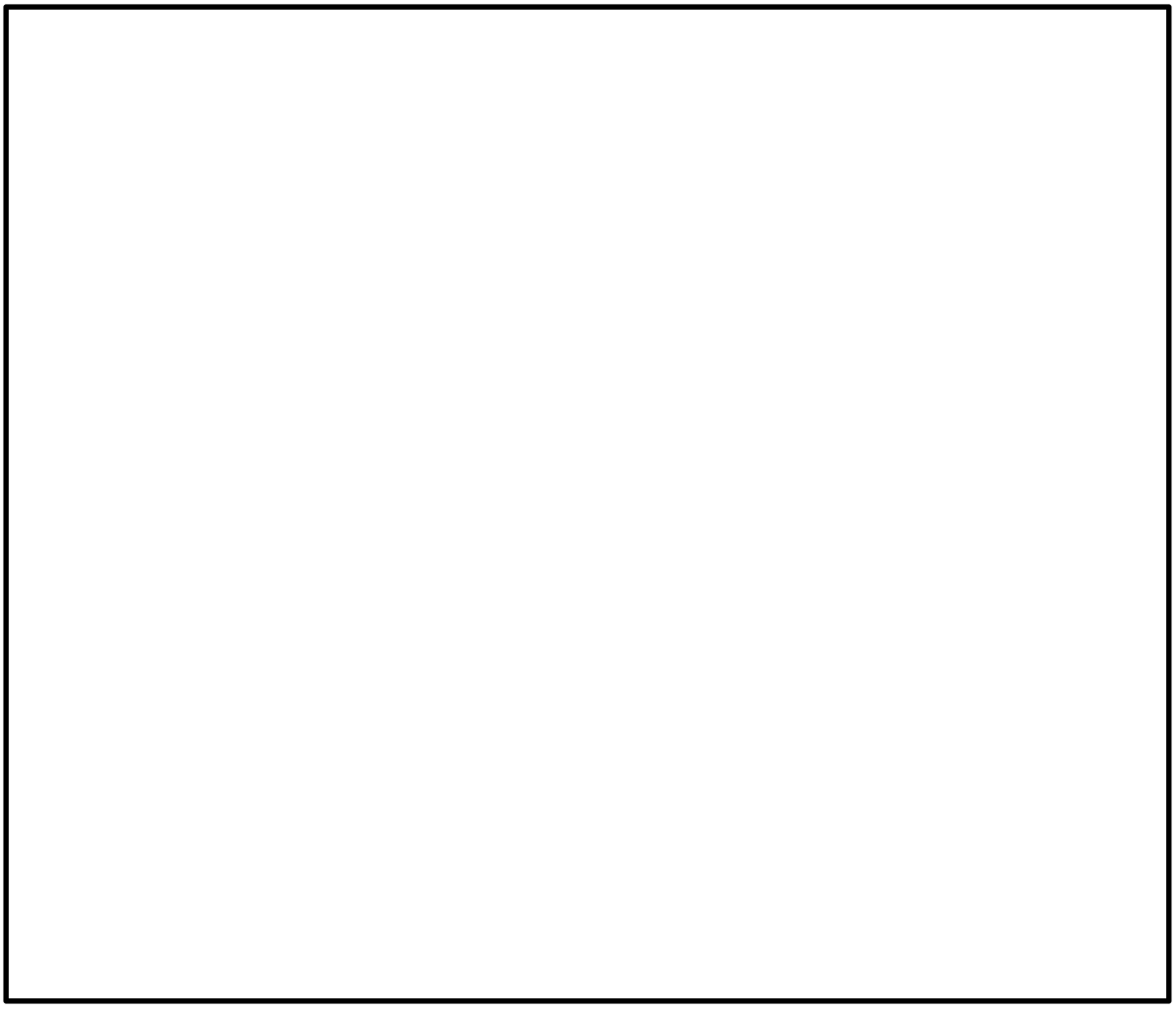
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.1.8 表

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.2.1 表　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.3.1 表　炉内の溶融炉心の冷却機能の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.4.1 表　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能の設備仕様

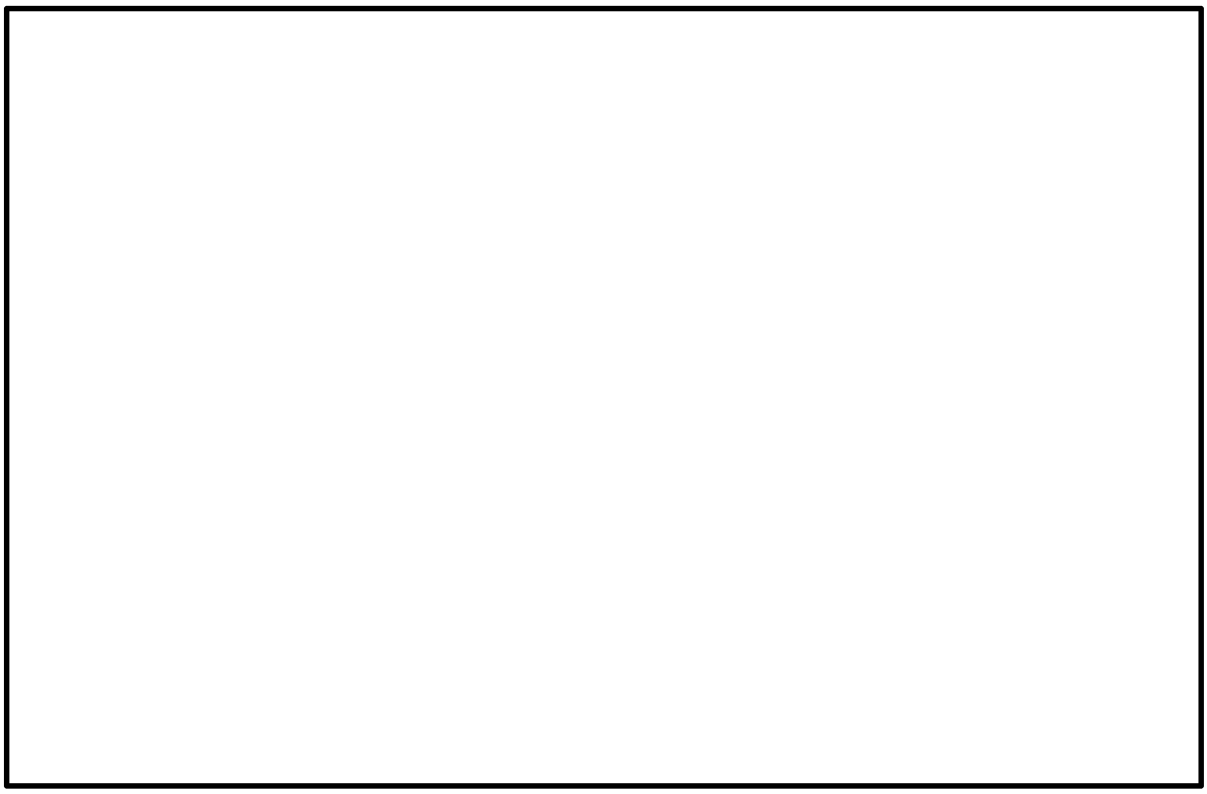
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.5.1 表　格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

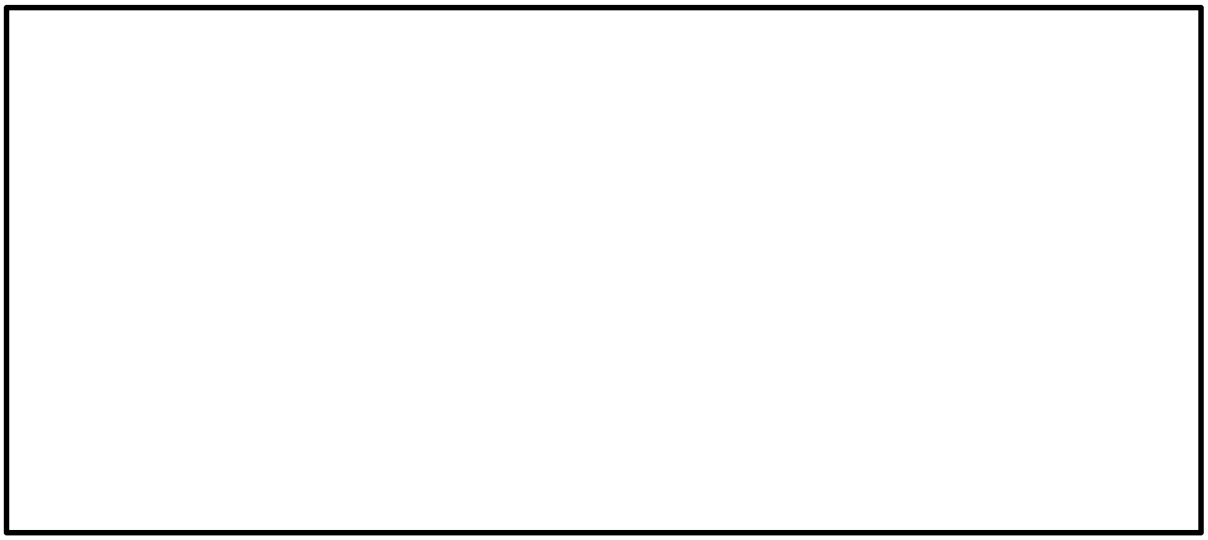
第 10.13.6.1 表　原子炉格納容器の過圧破損防止機能の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

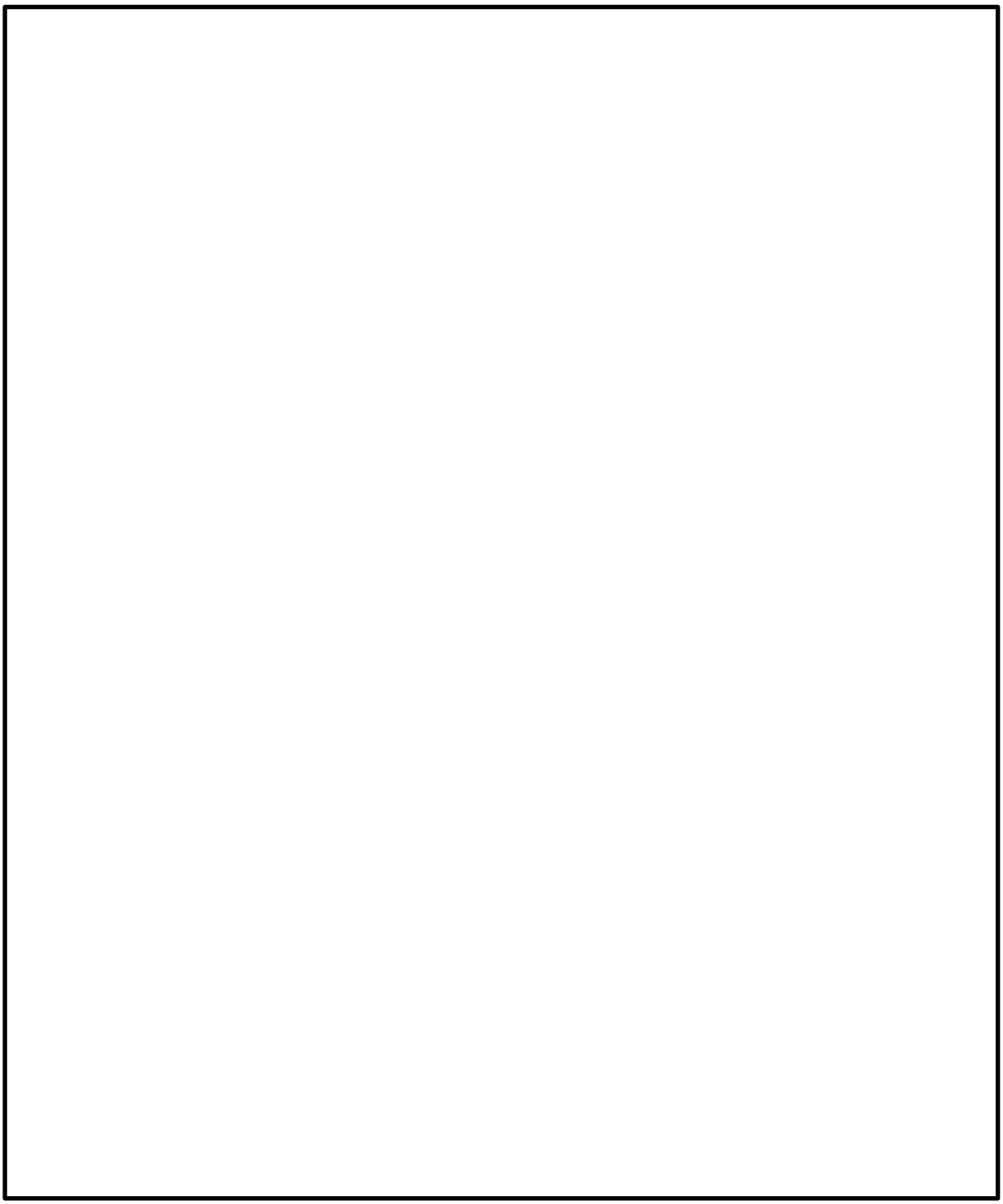
第 10.13.7.1 表　水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能の設備仕様



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.8.1 表　電源設備の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

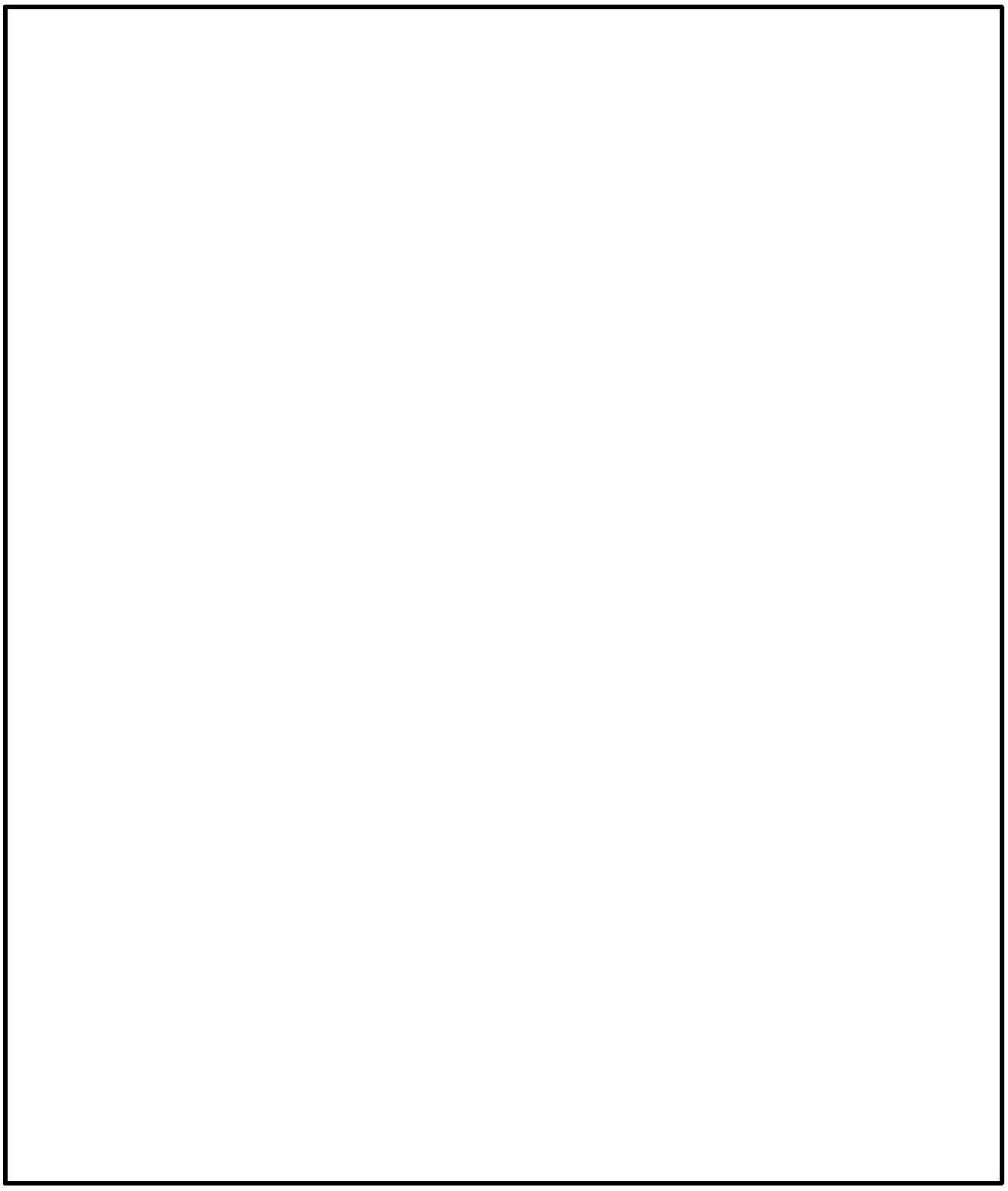


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.9.1 表　計装設備の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



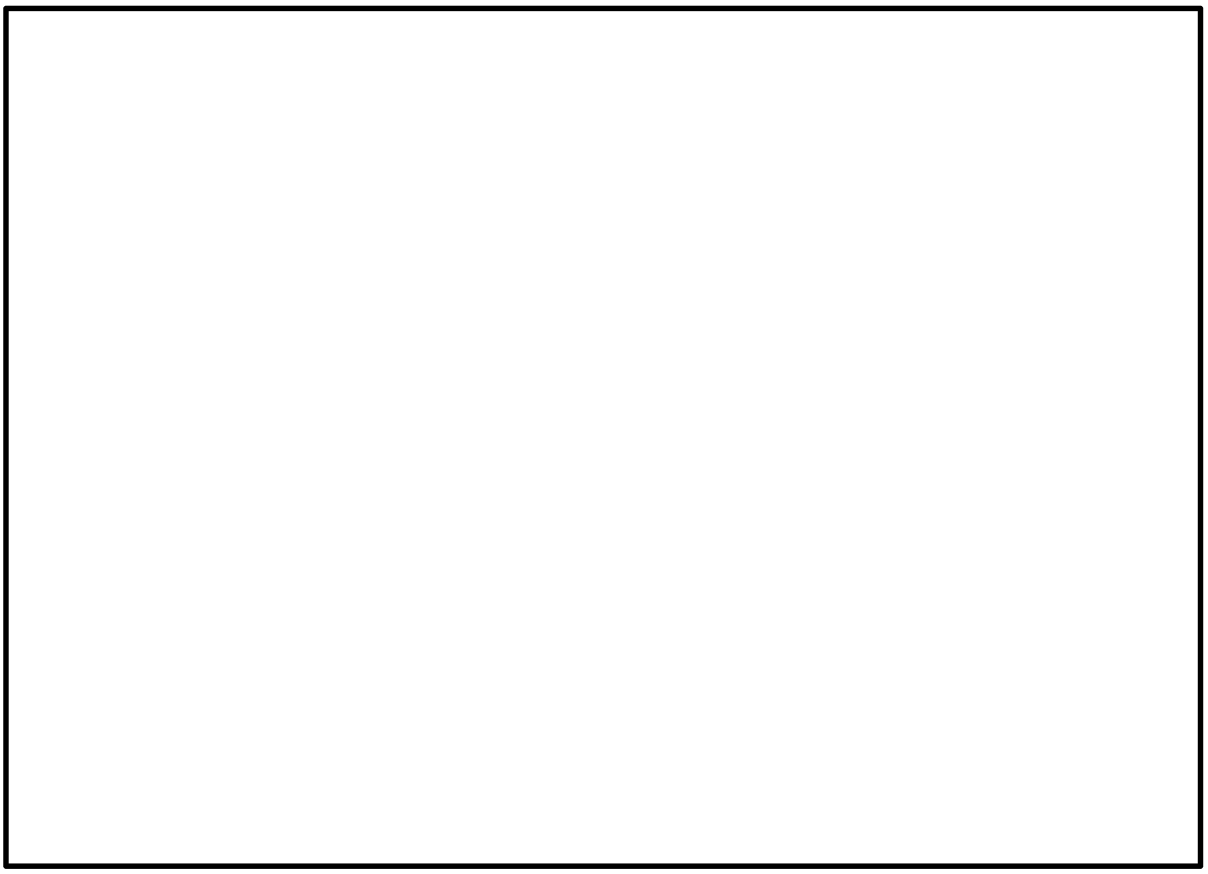
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.10.1 表　通信連絡設備の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

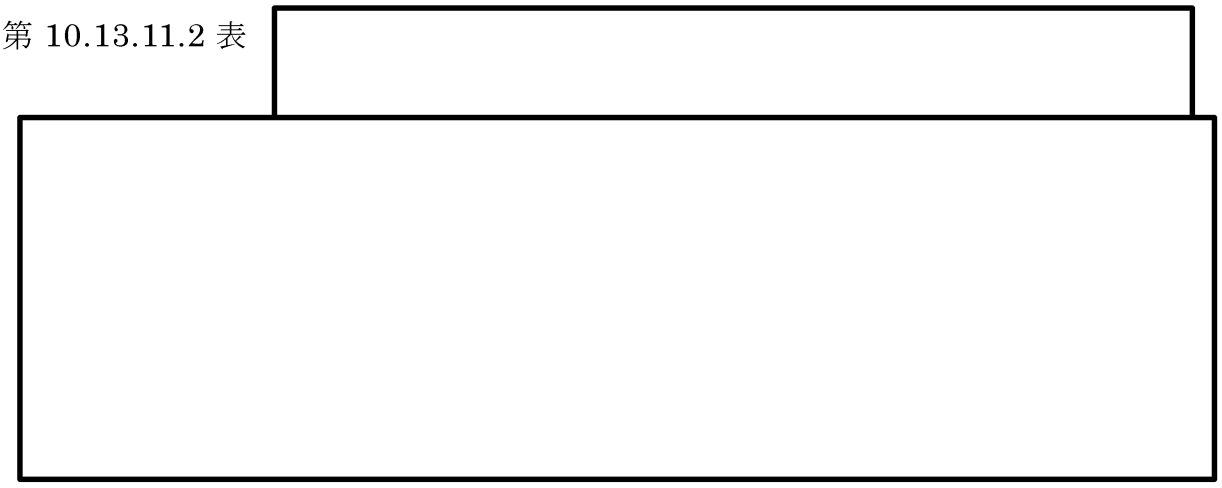
第 10.13.11.1 表　緊急時制御室の設備仕様

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



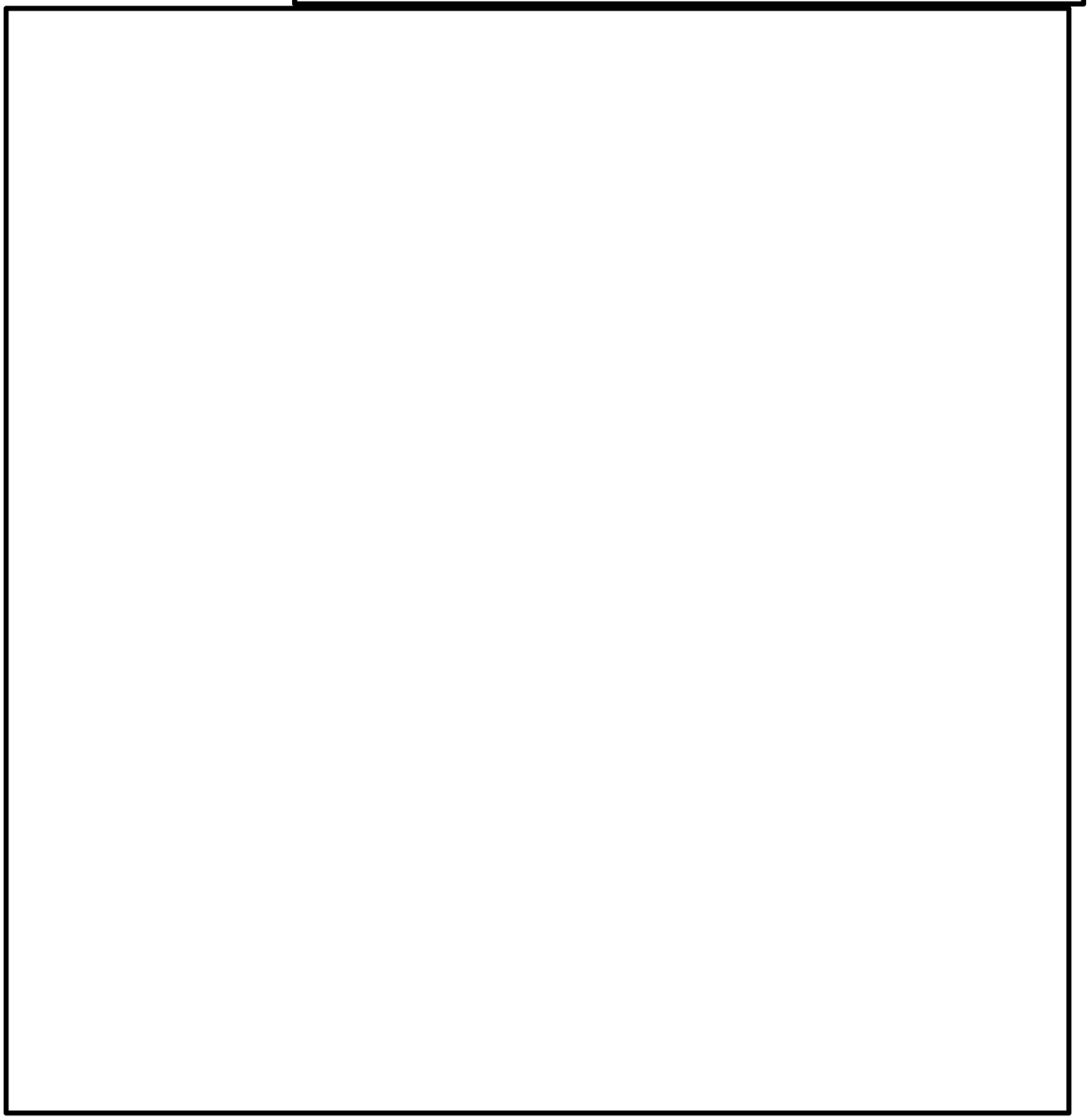
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.11.2 表



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.11.3 表



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.12.1 表

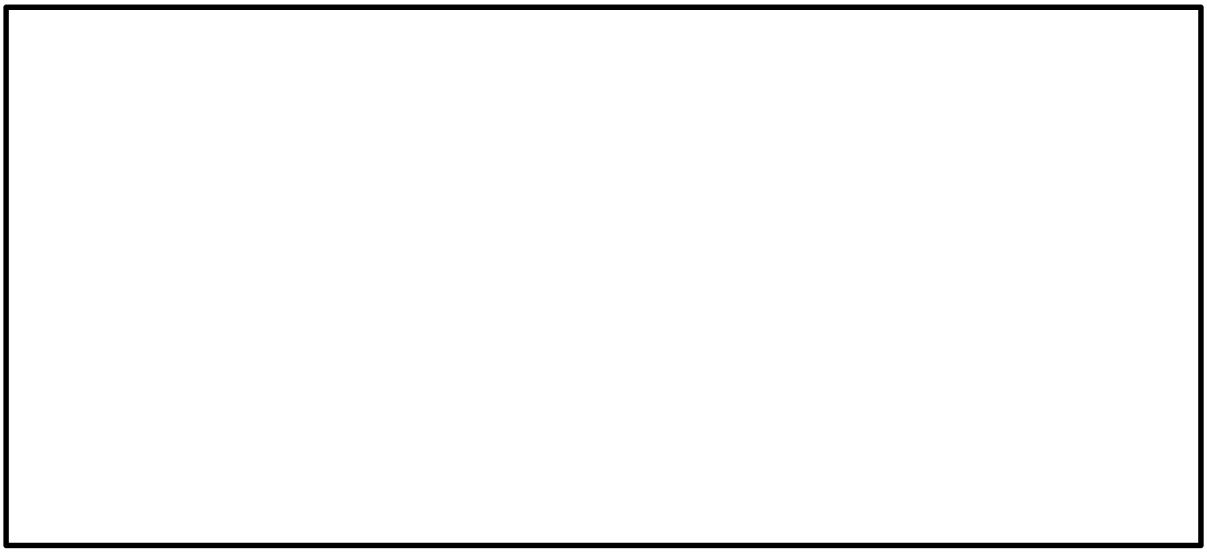
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.13.1 表

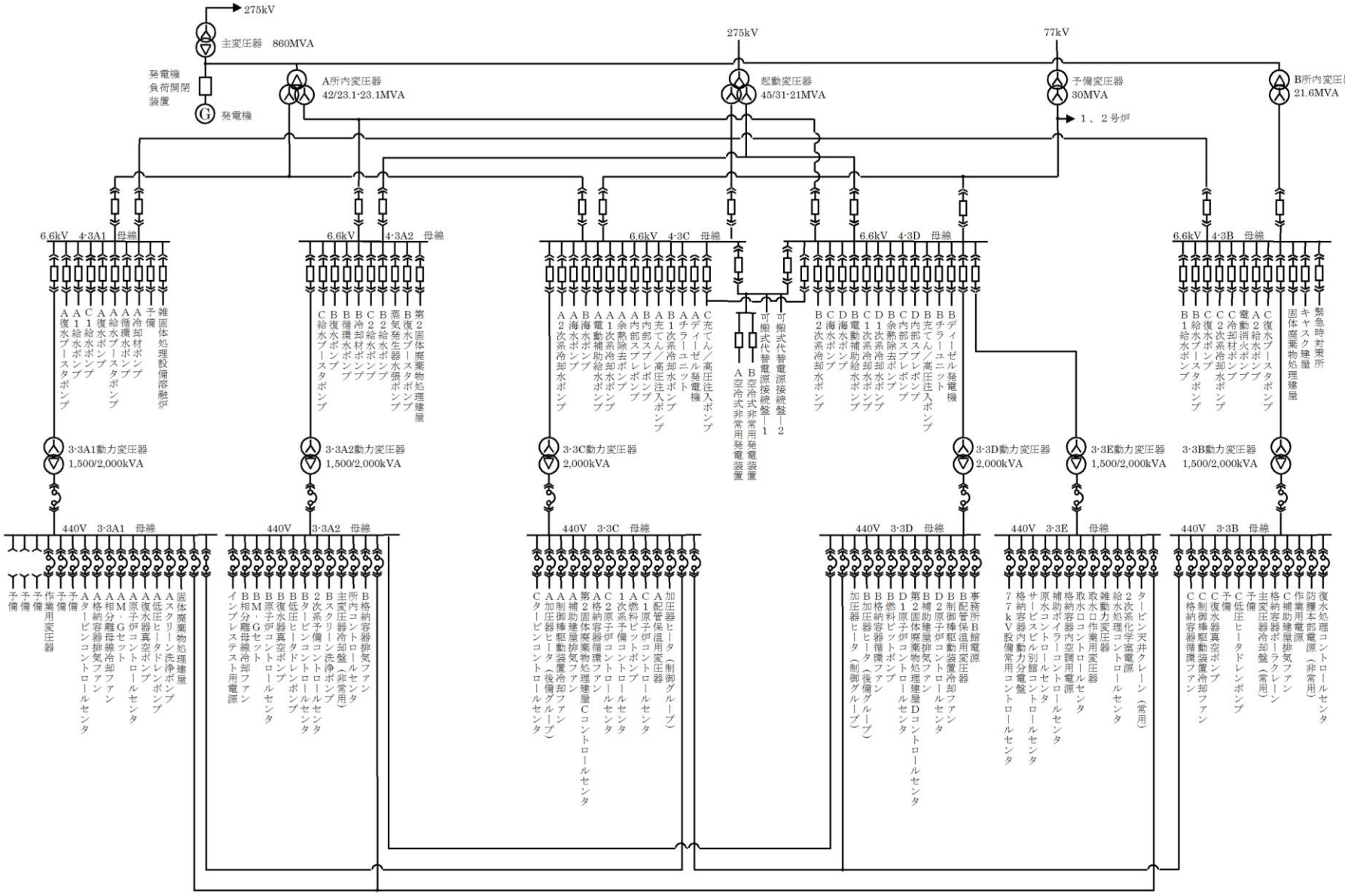


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

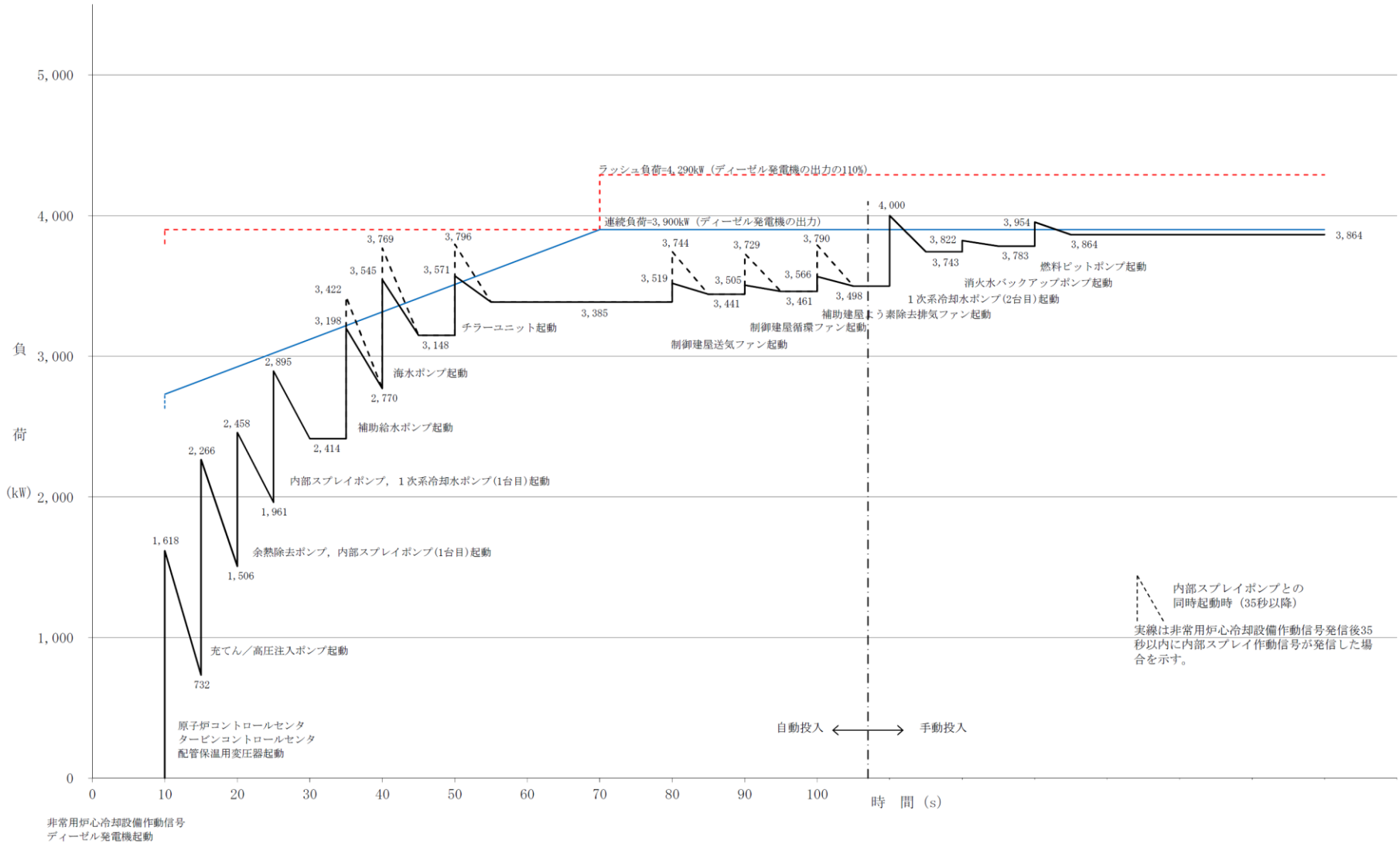
第 10.13.14.1 表 [redacted]

[redacted]

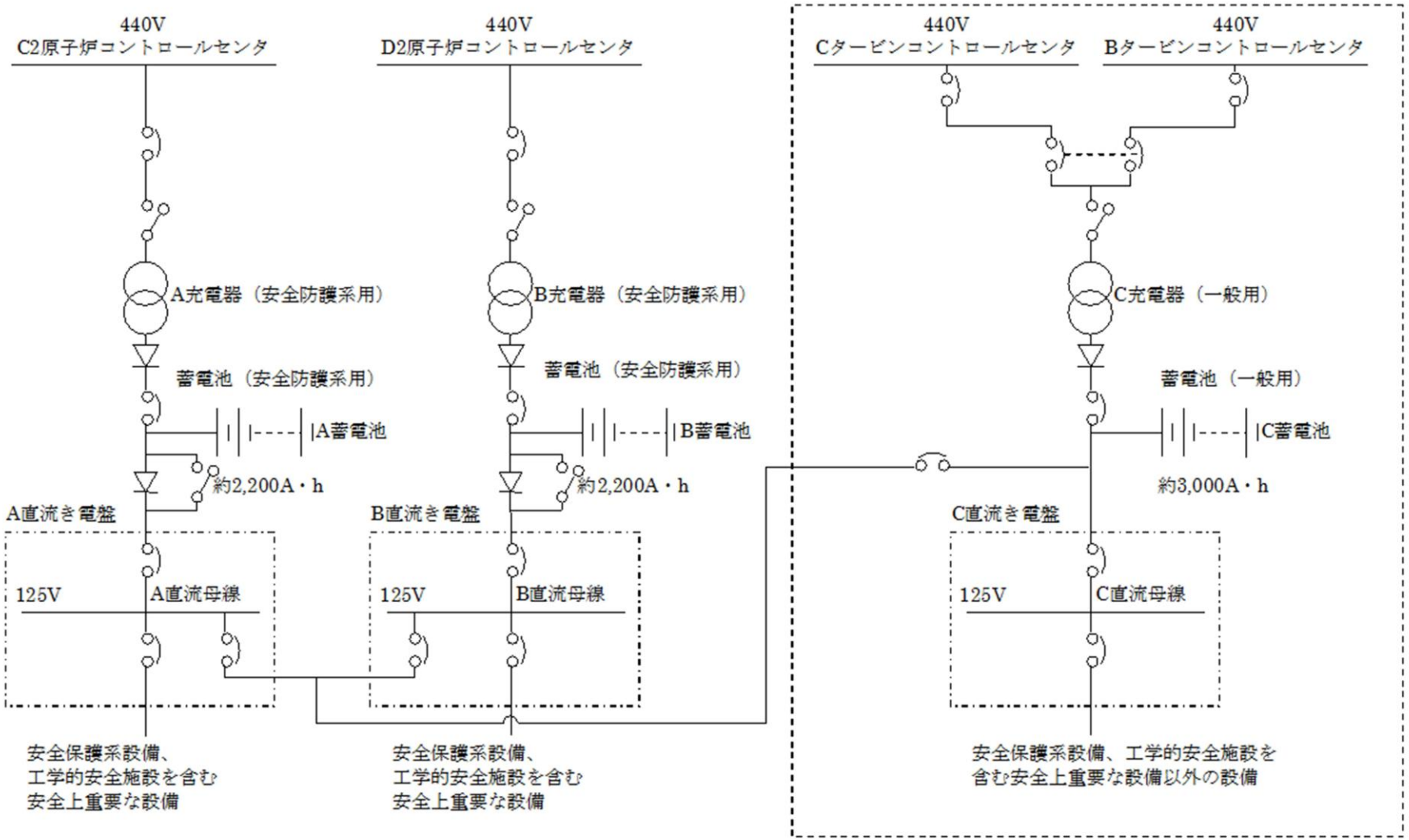
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



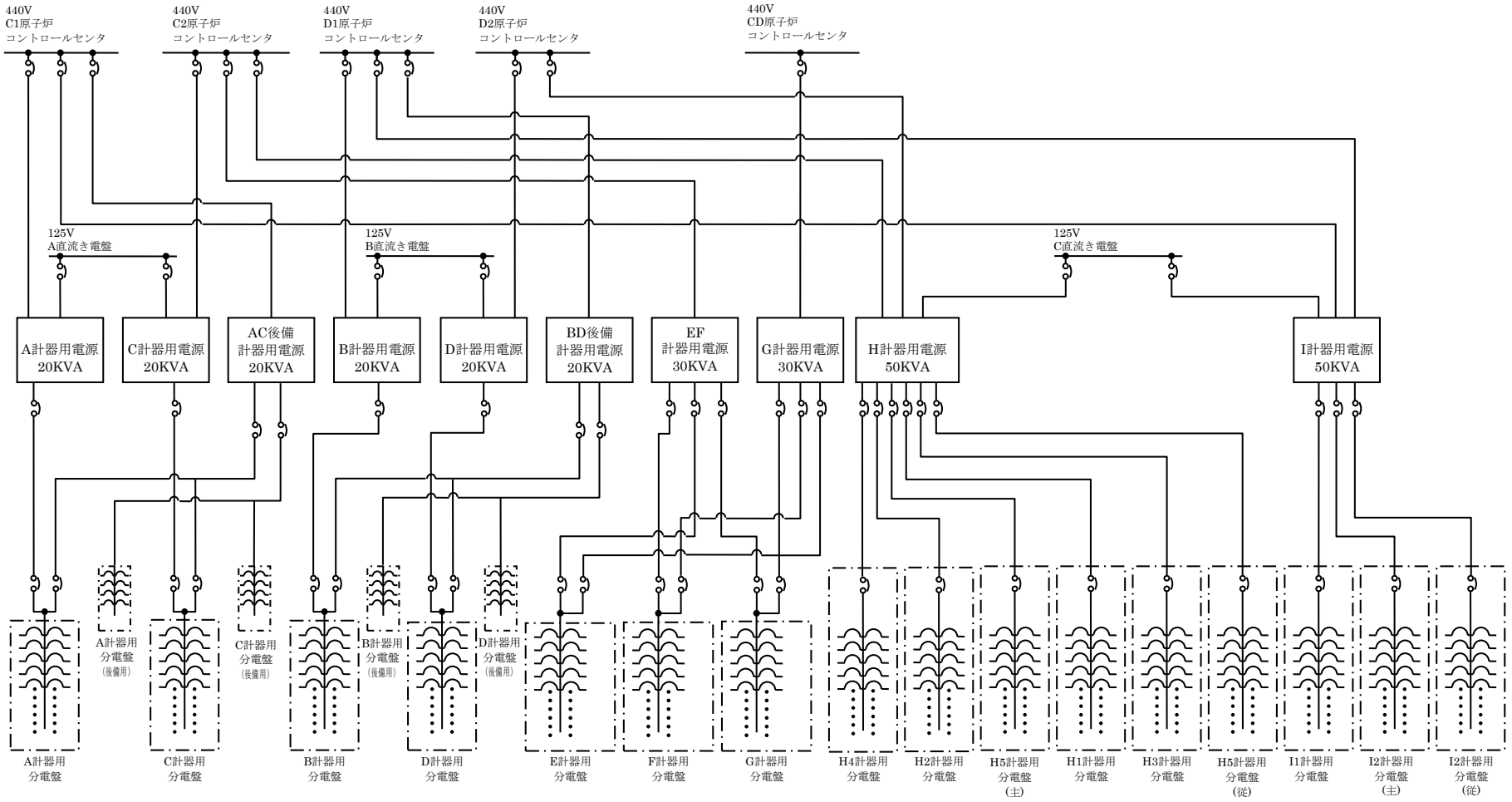
第 10.1.1 図　所内単線結線図



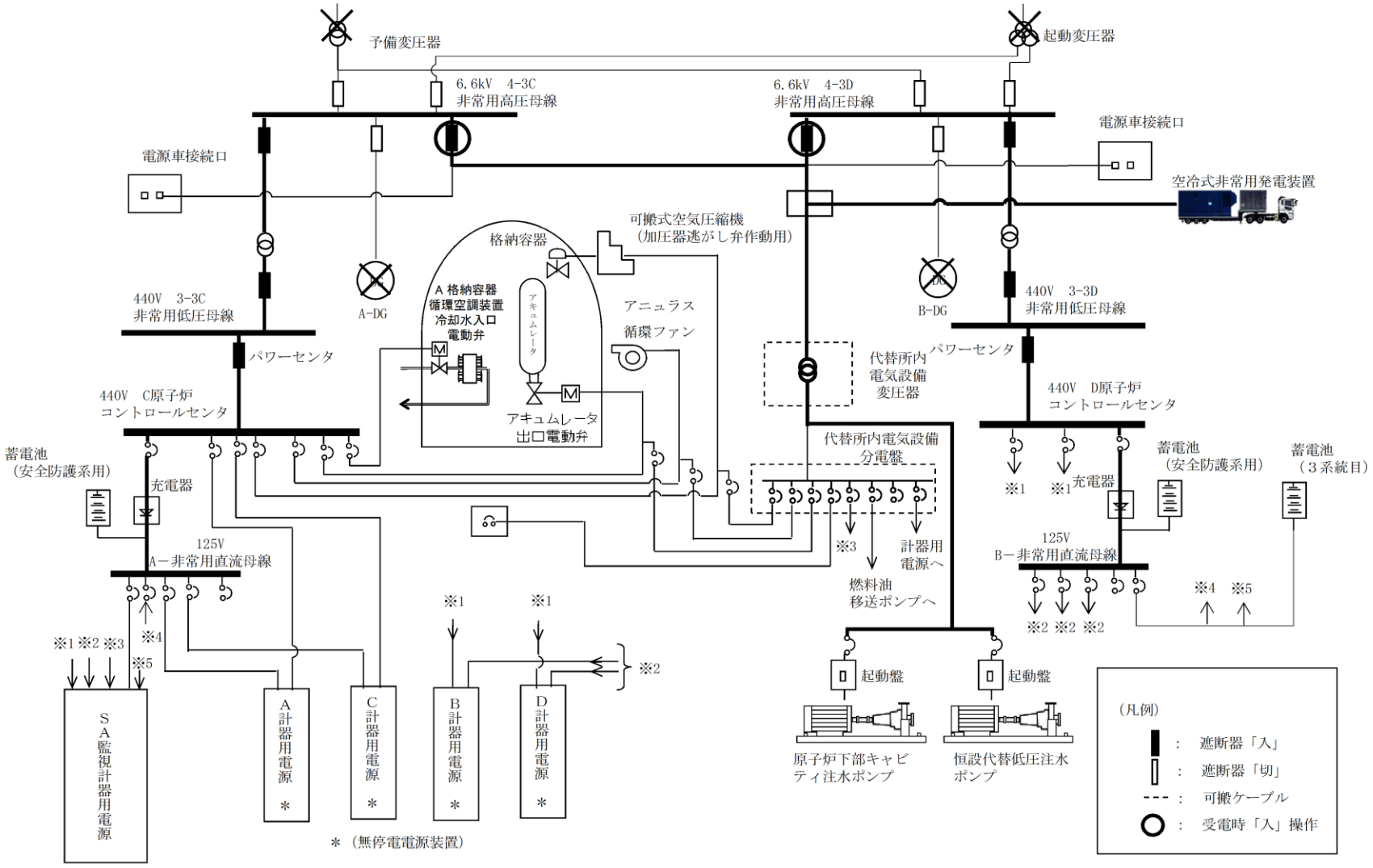
第 10.1.2 図　工学的安全施設作動時におけるディーゼル発電機の負荷曲線



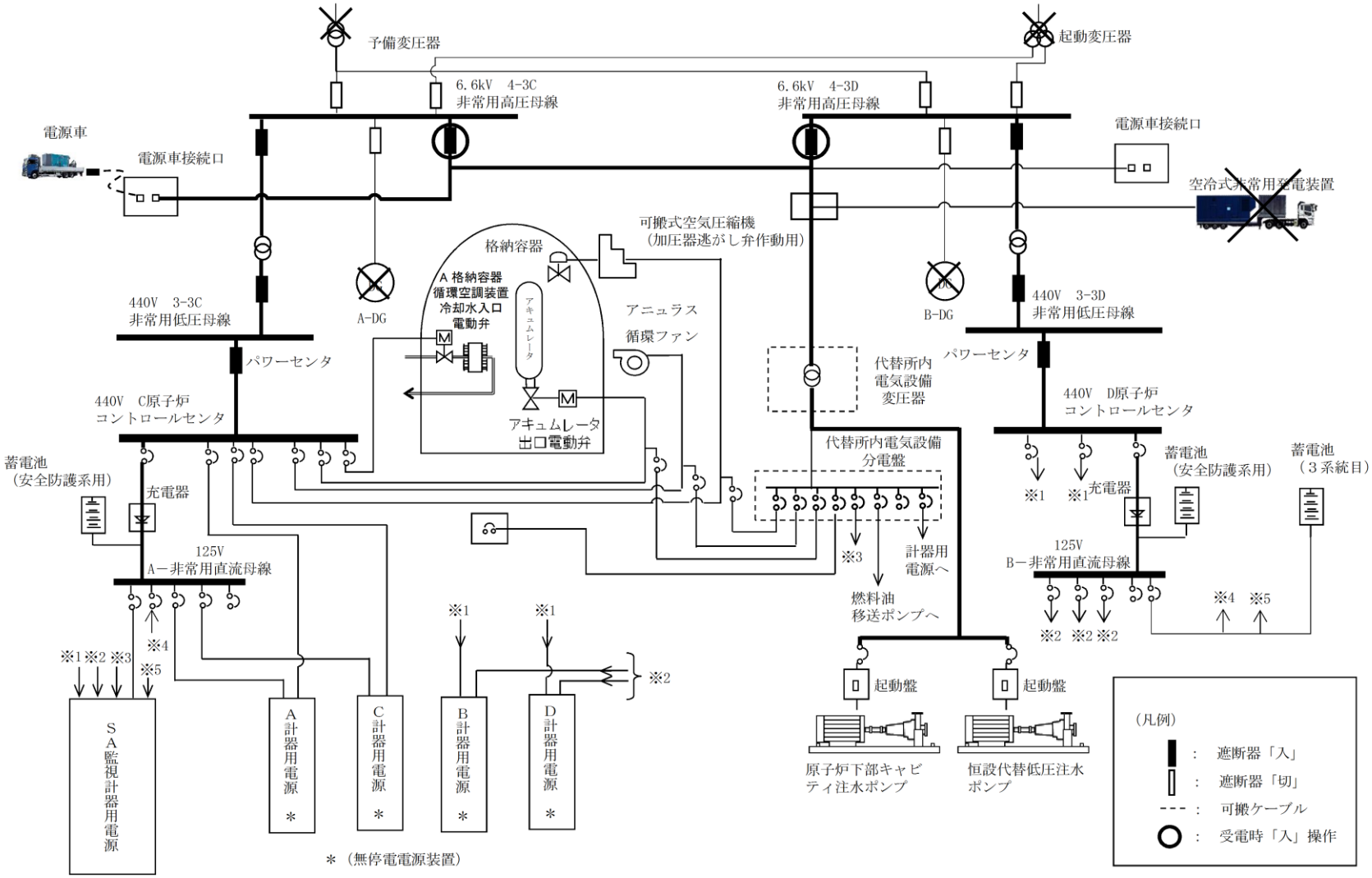
第 10.1.3 図　直流単線結線図



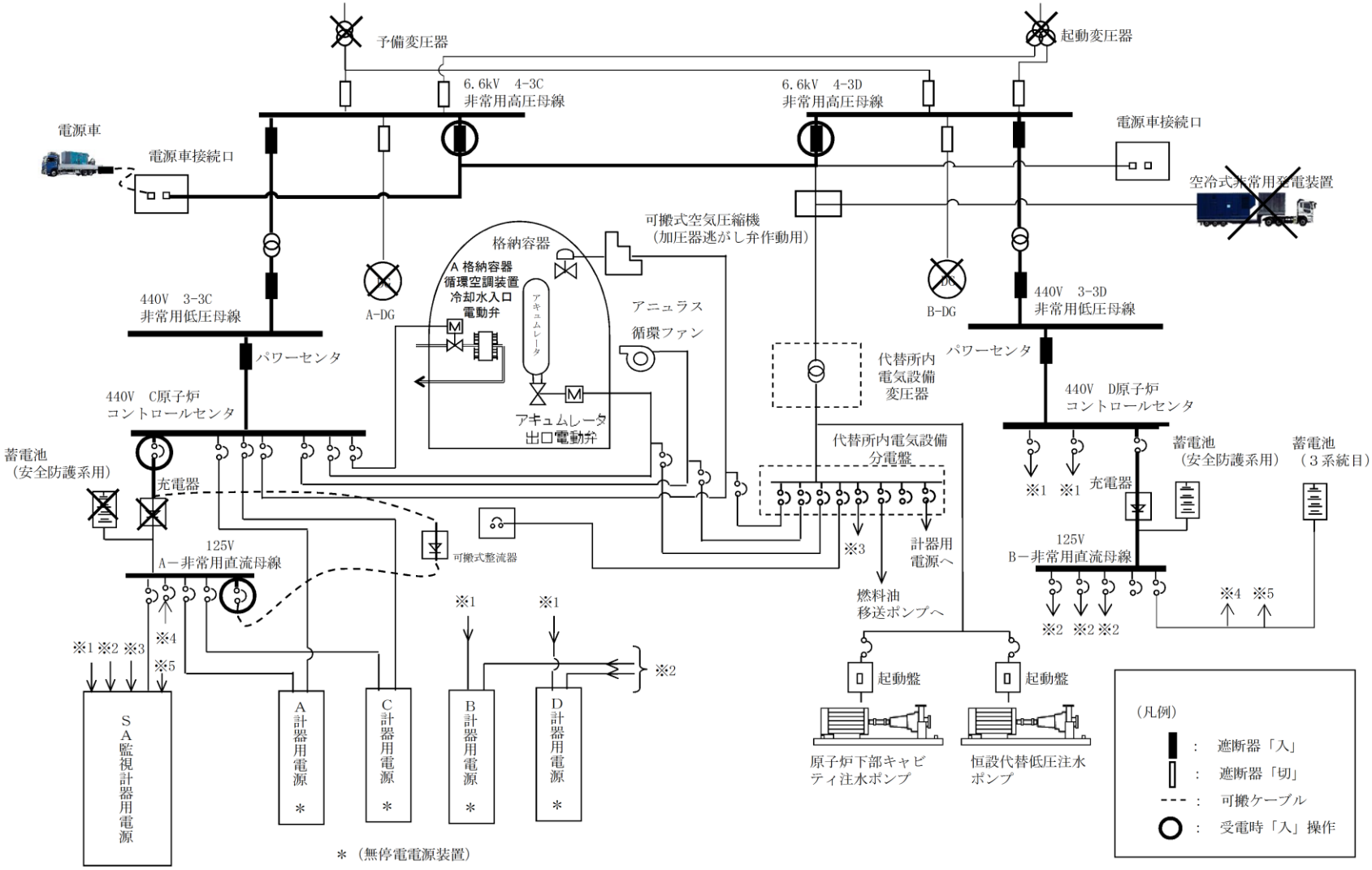
第 10.1.4 図　計測制御用電源単線結線図



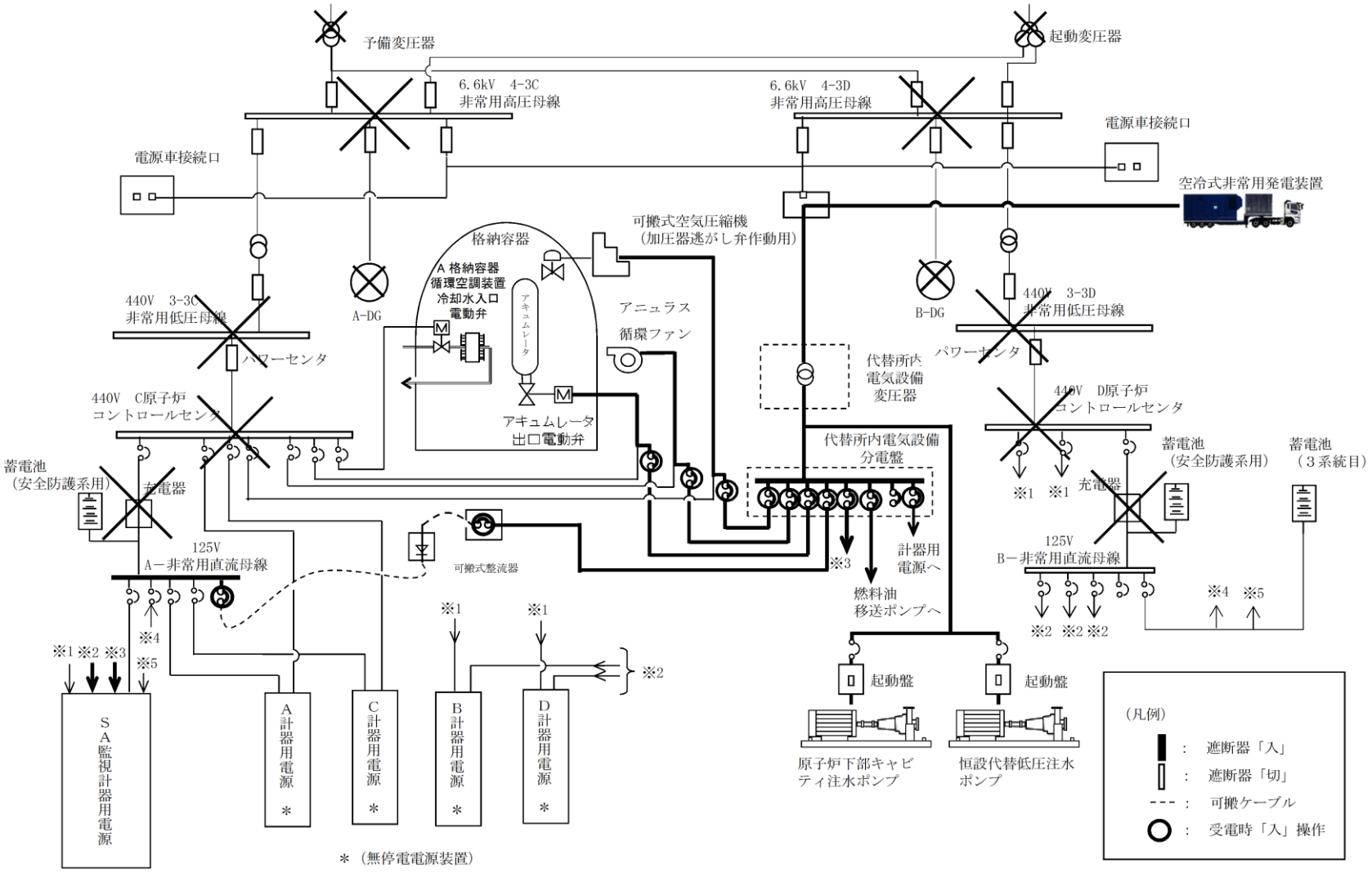
第 10.2.1 図　電源系統概要図（１）



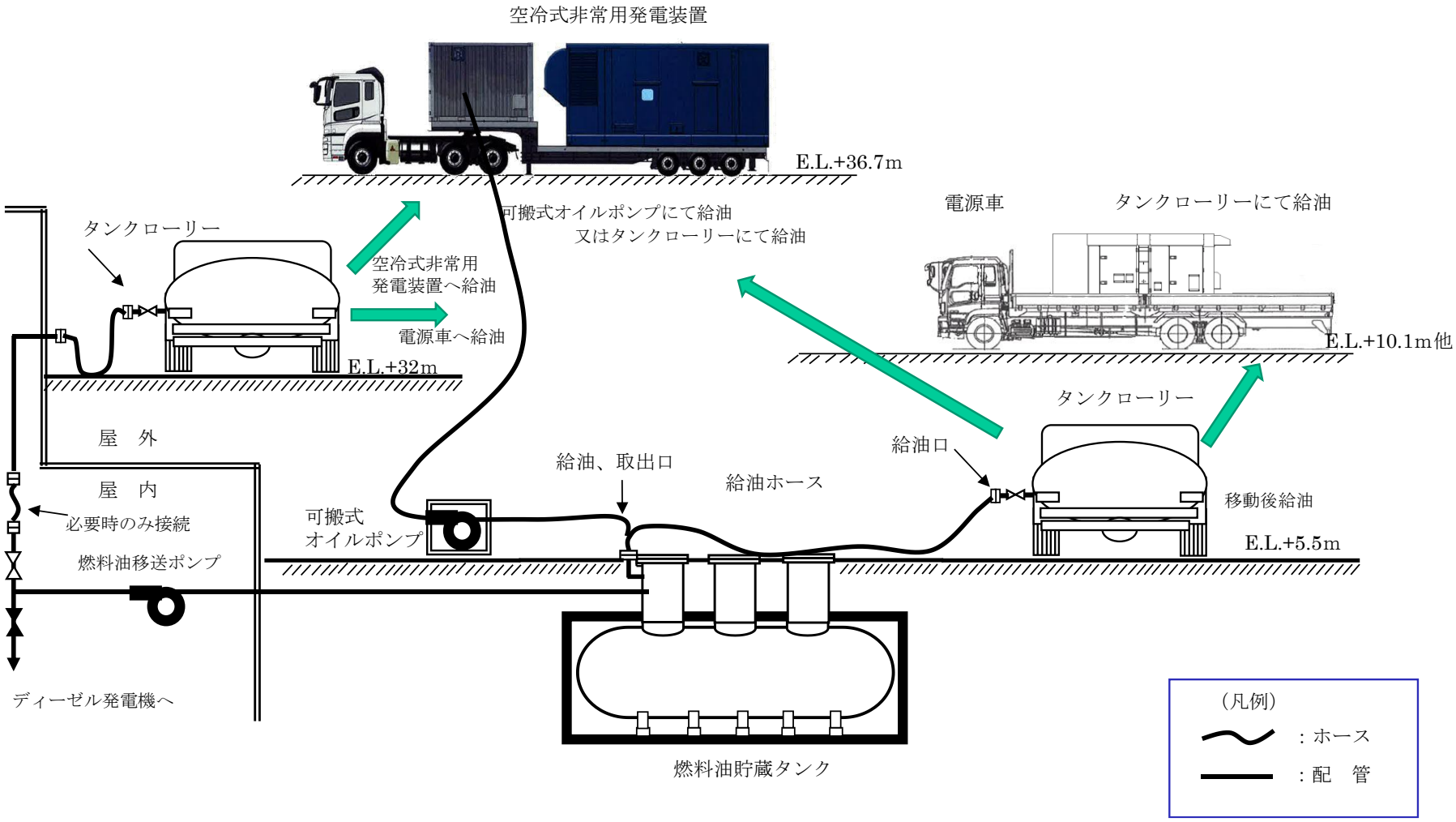
第 10.2.2 図　電源系統概要図（２）



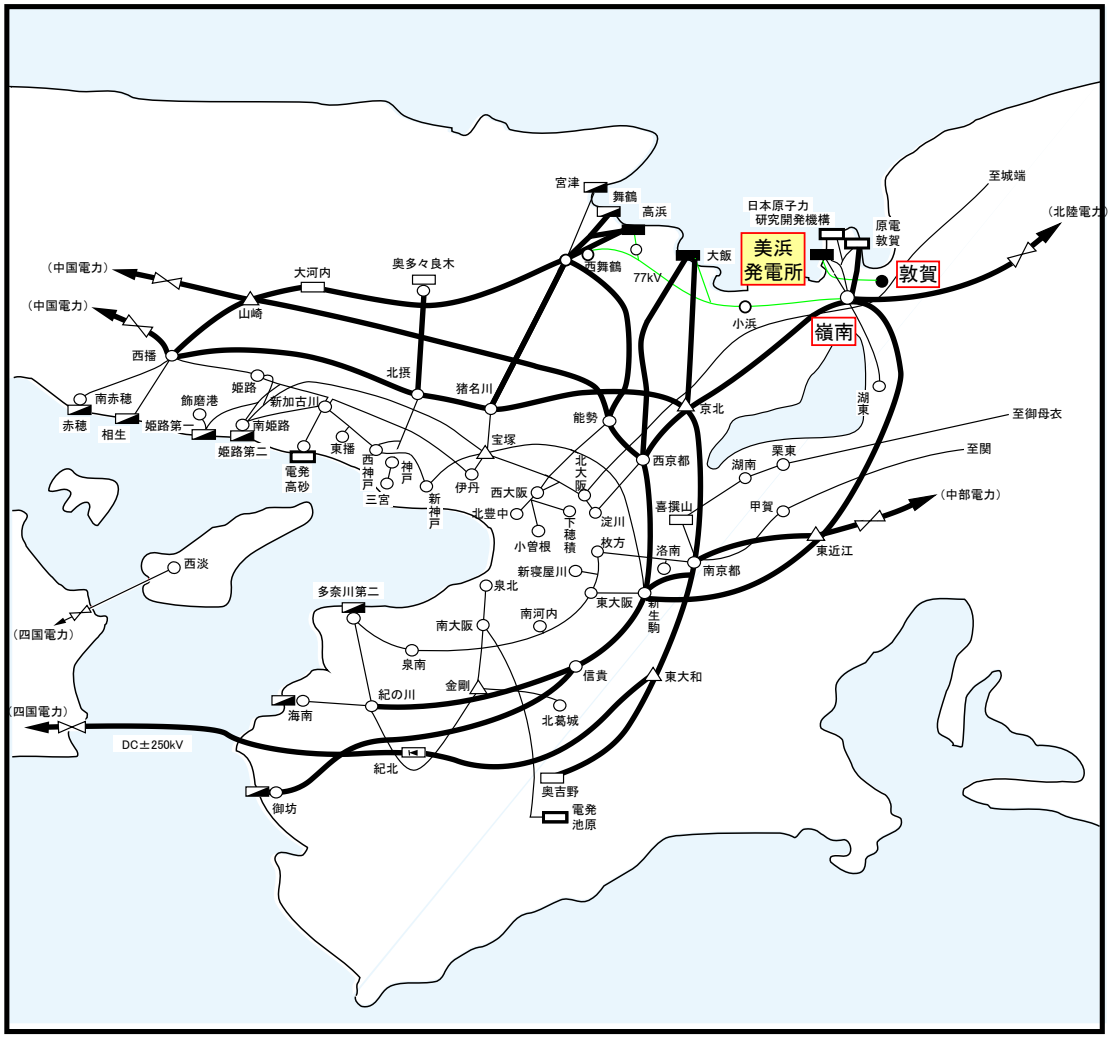
第 10.2.3 図　電源系統概要図（３）



第 10.2.4 図　電源系統概要図（４）

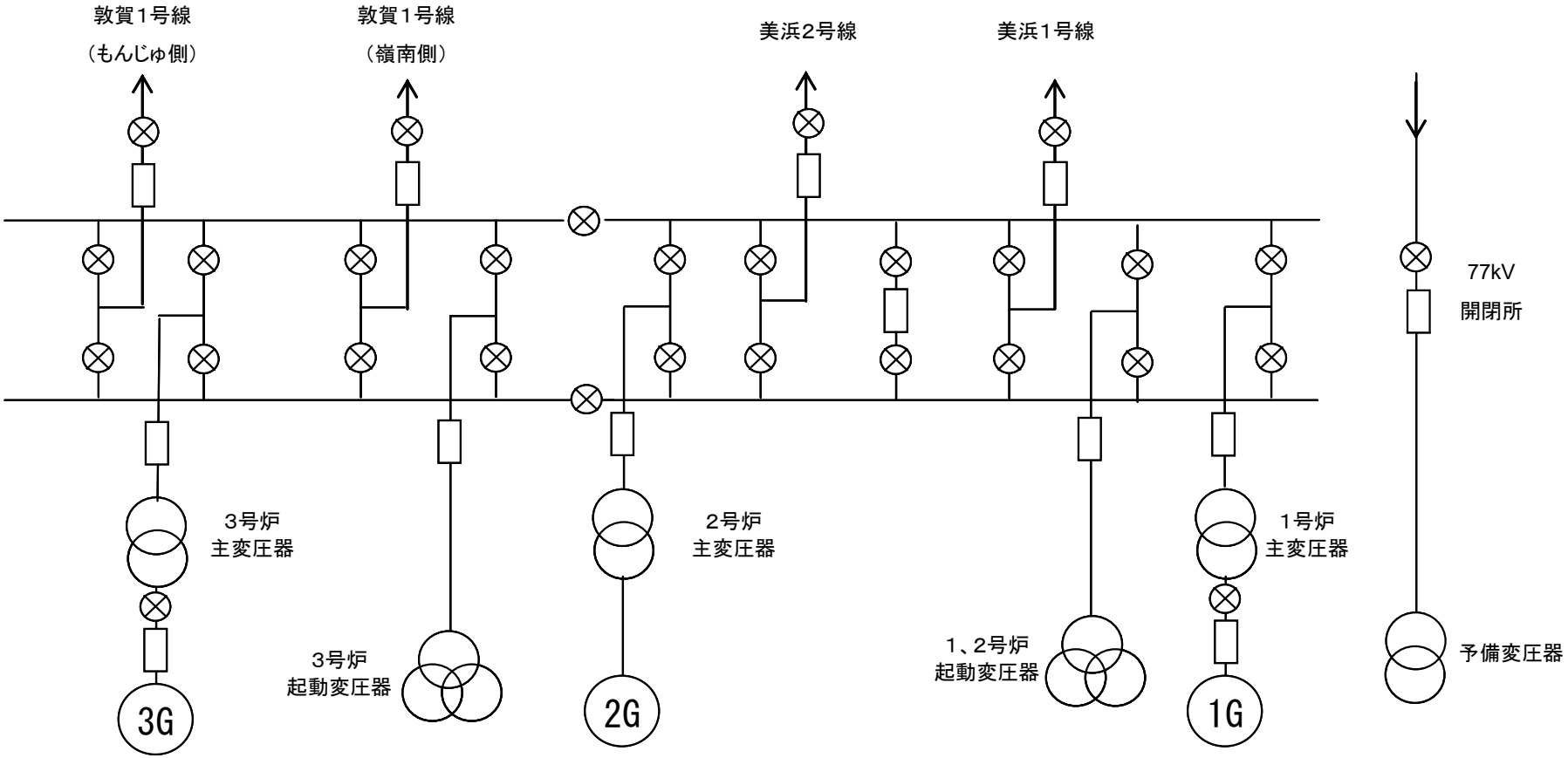


第 10.2.5 図　電源系統概要図（５）

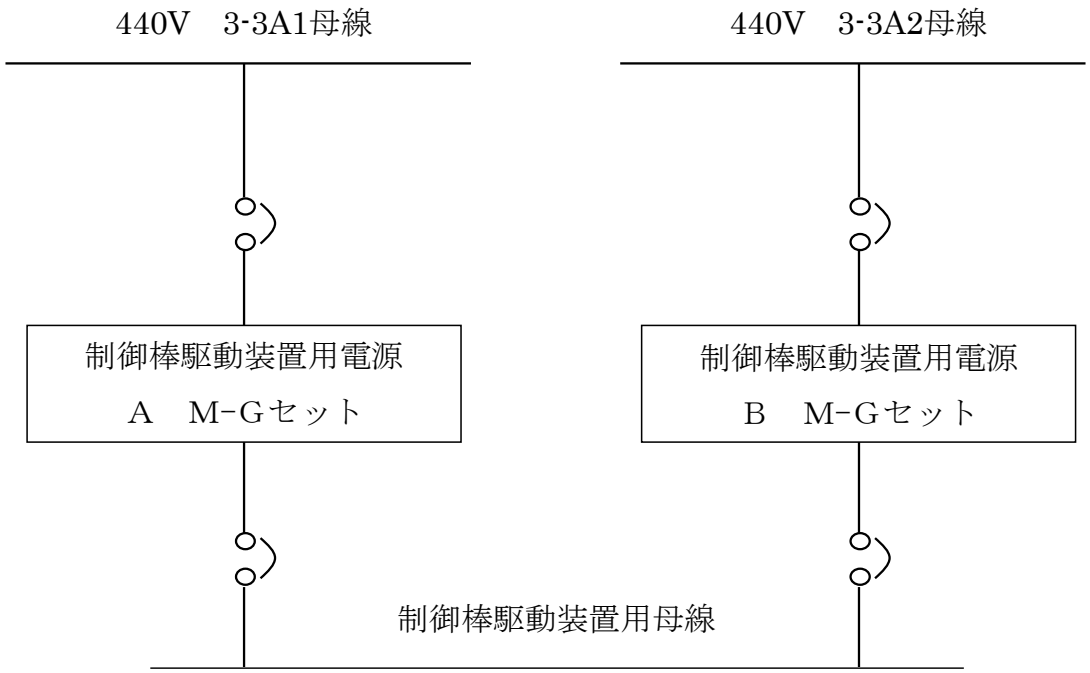


	送電線			自社発電所			他社発電所	自社変電所	他社変電所	開閉所	変換所	連系点
	500kV	275kV～187kV	77kV	原子力	火力	水力						
既設設備												

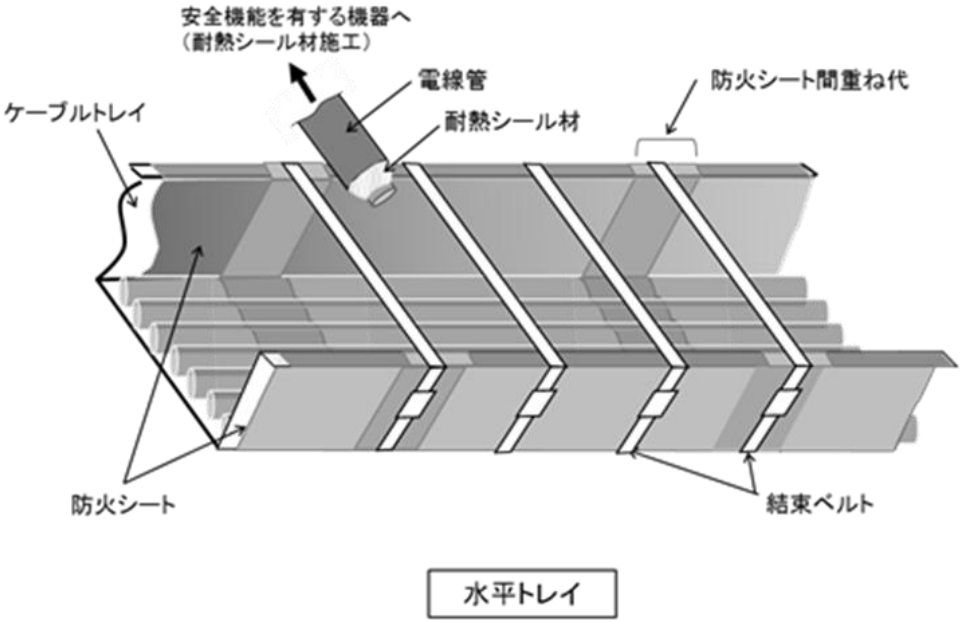
第 10.3.1 図　送電系統図（平成２７年２月時点系統図）

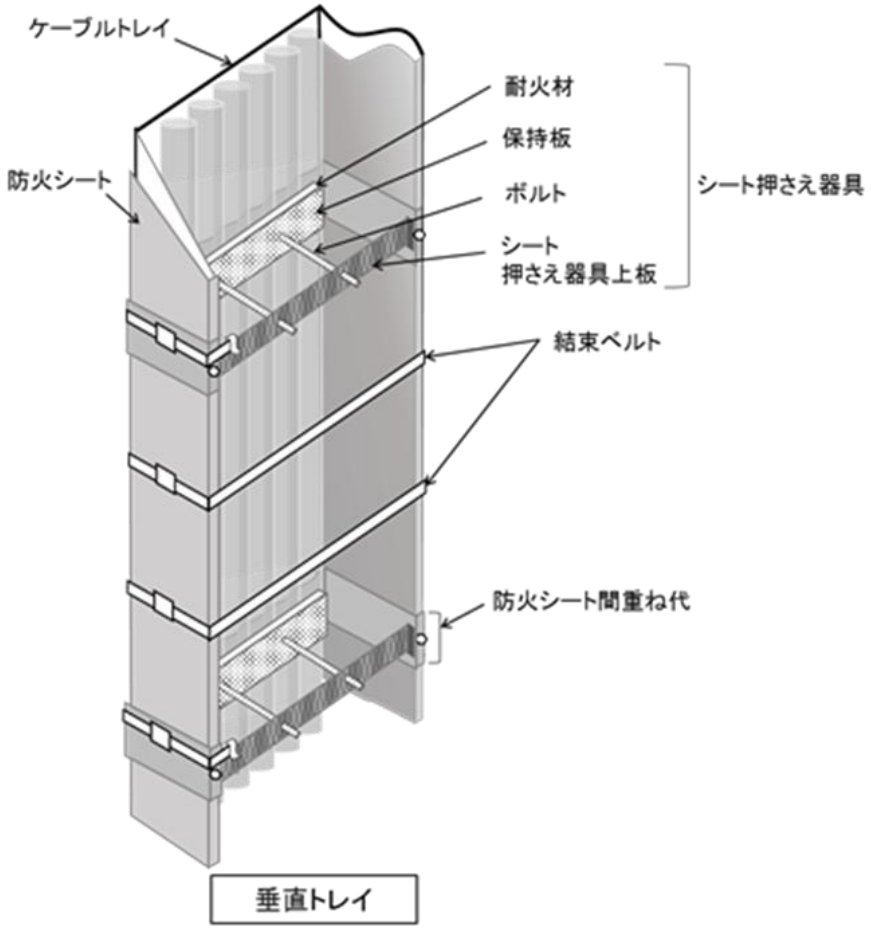


第 10.3.2 図　特高開閉所単線結線図

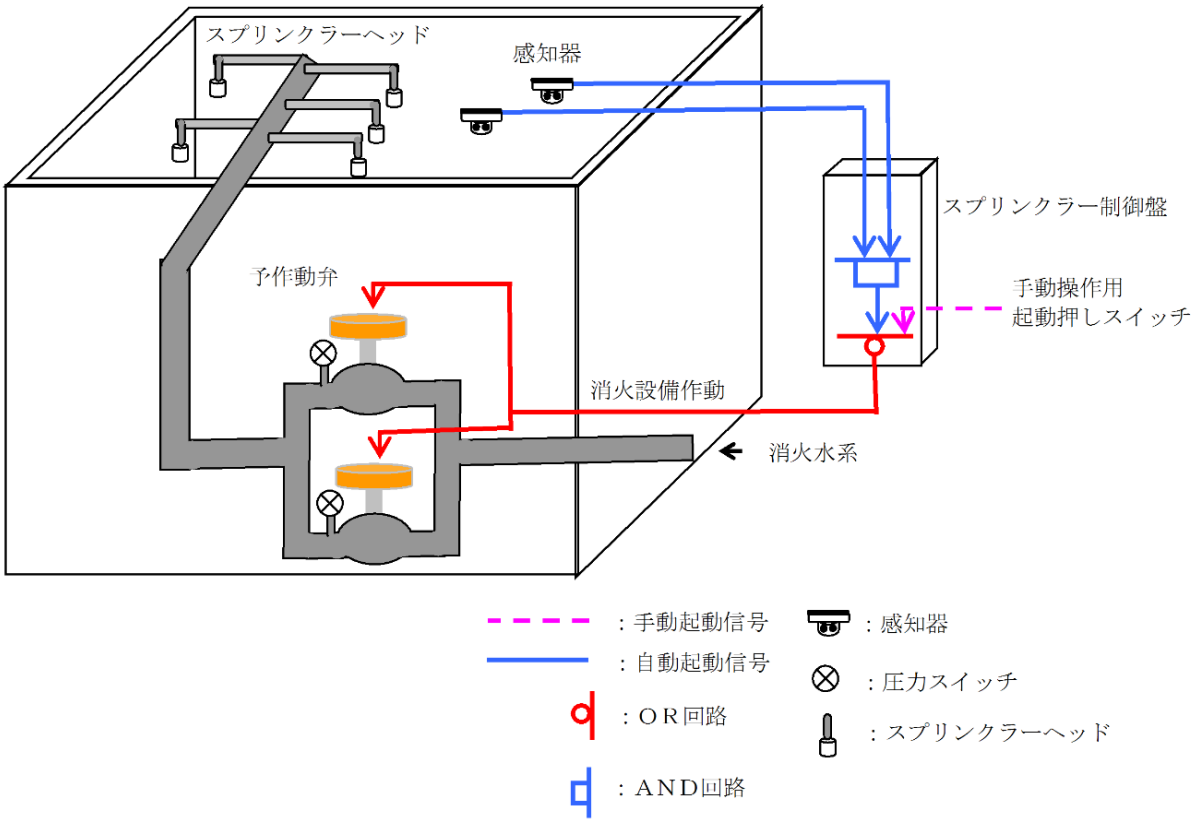


第 10.3.3 図　制御棒駆動装置用電源設備単線結線図

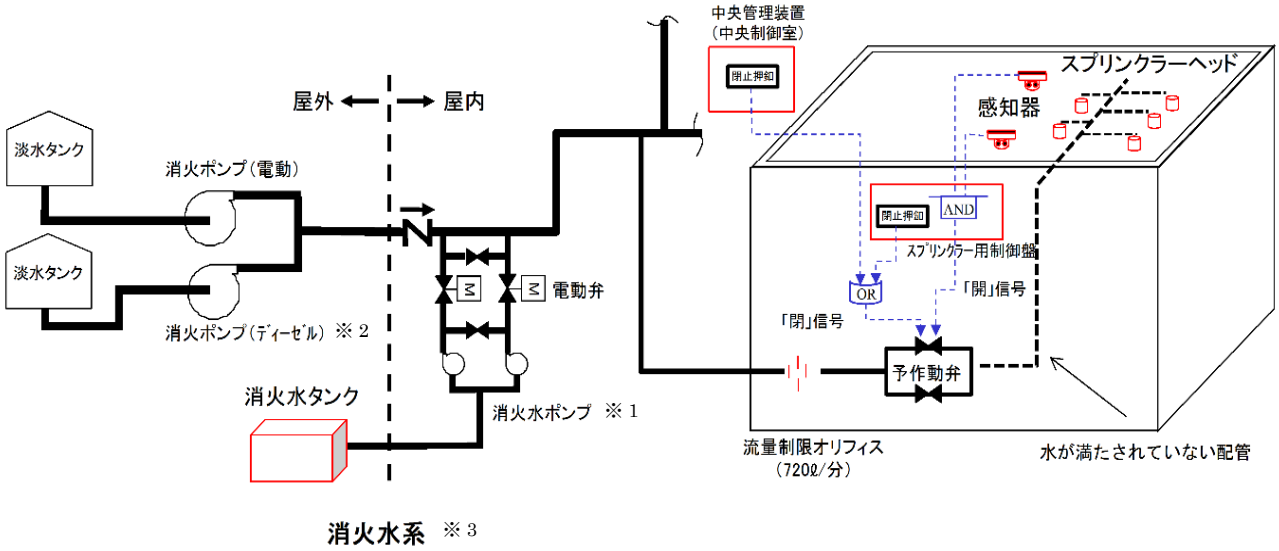




第 10.5.1.1 図　複合体概要図



第 10.5.1.2 図　スプリンクラー概要図(1/3)

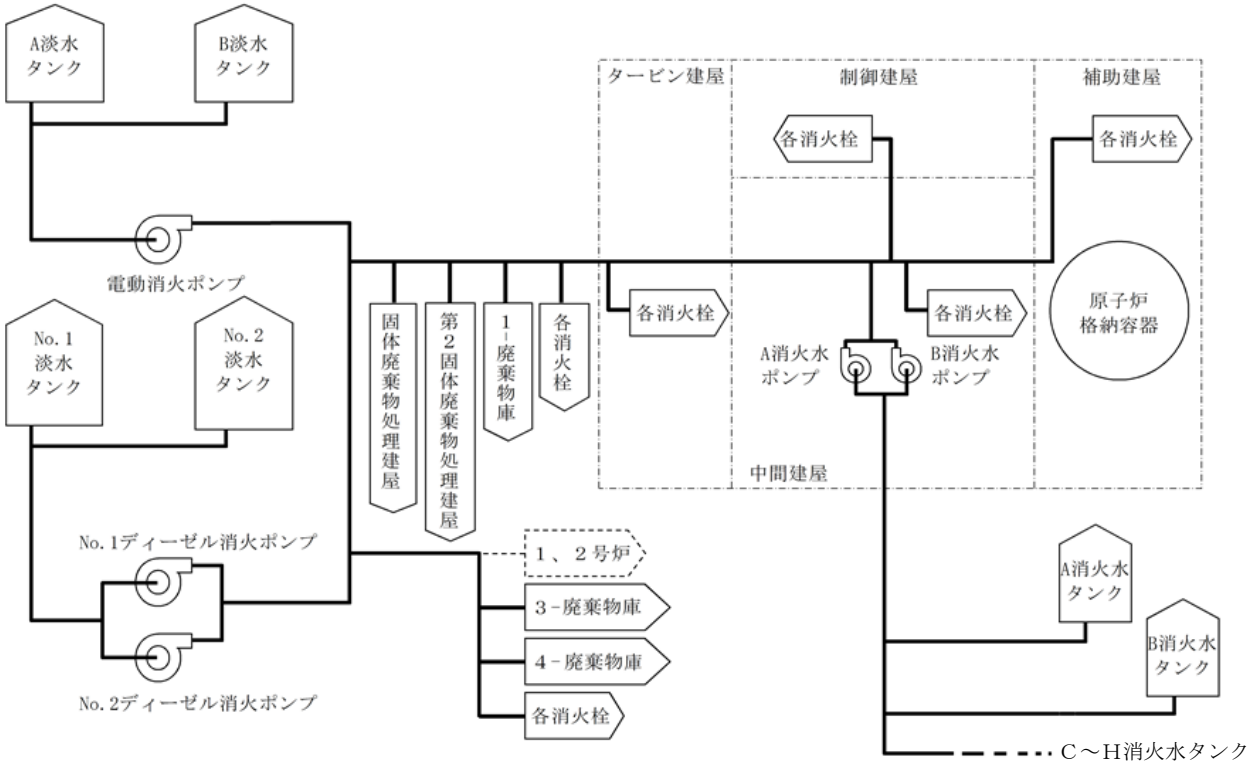


※1 スプリンクラー動作時に自動起動する。

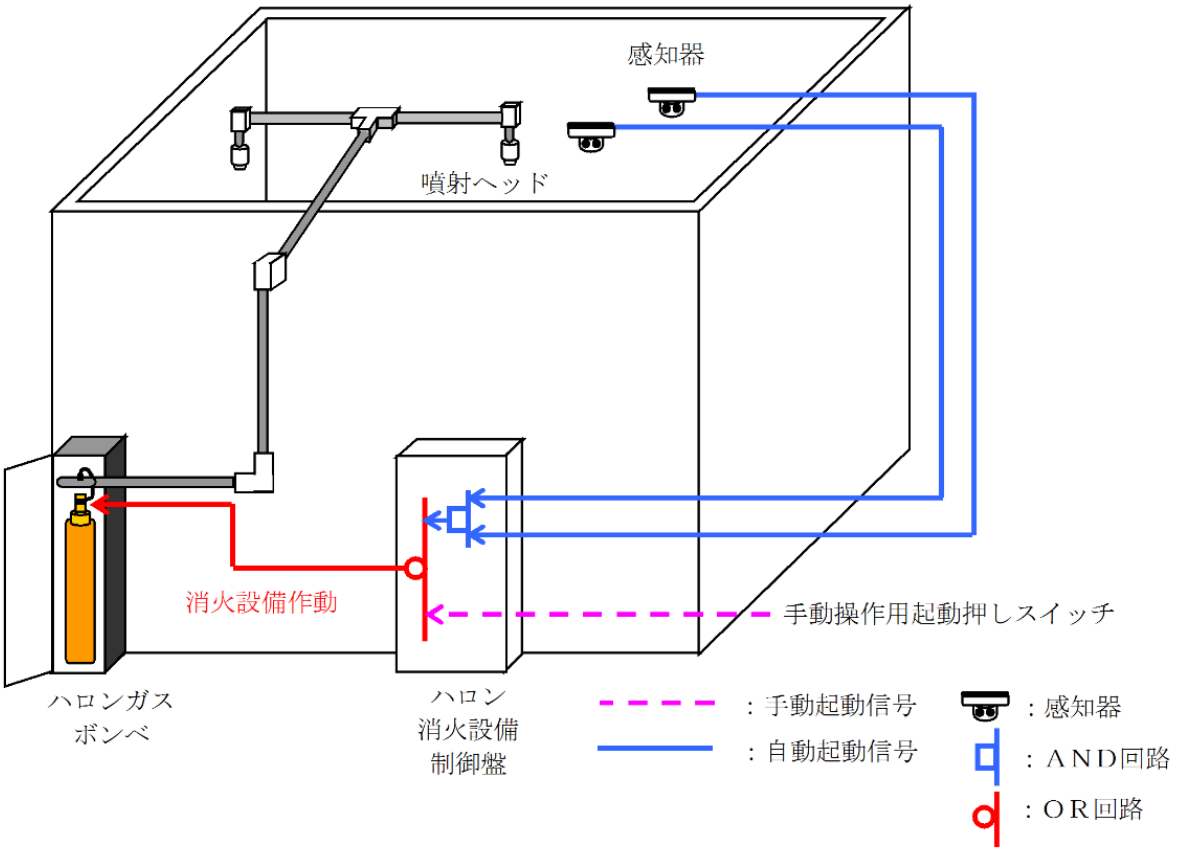
※2 消火水の使用により一定流量が流れた場合等に自動起動する。
なお、スプリンクラーが動作しても消火ポンプは自動起動しない。

※3 消火水系については、第 10.5.1.2 図 スプリンクラー概要図(3/3)に示す。

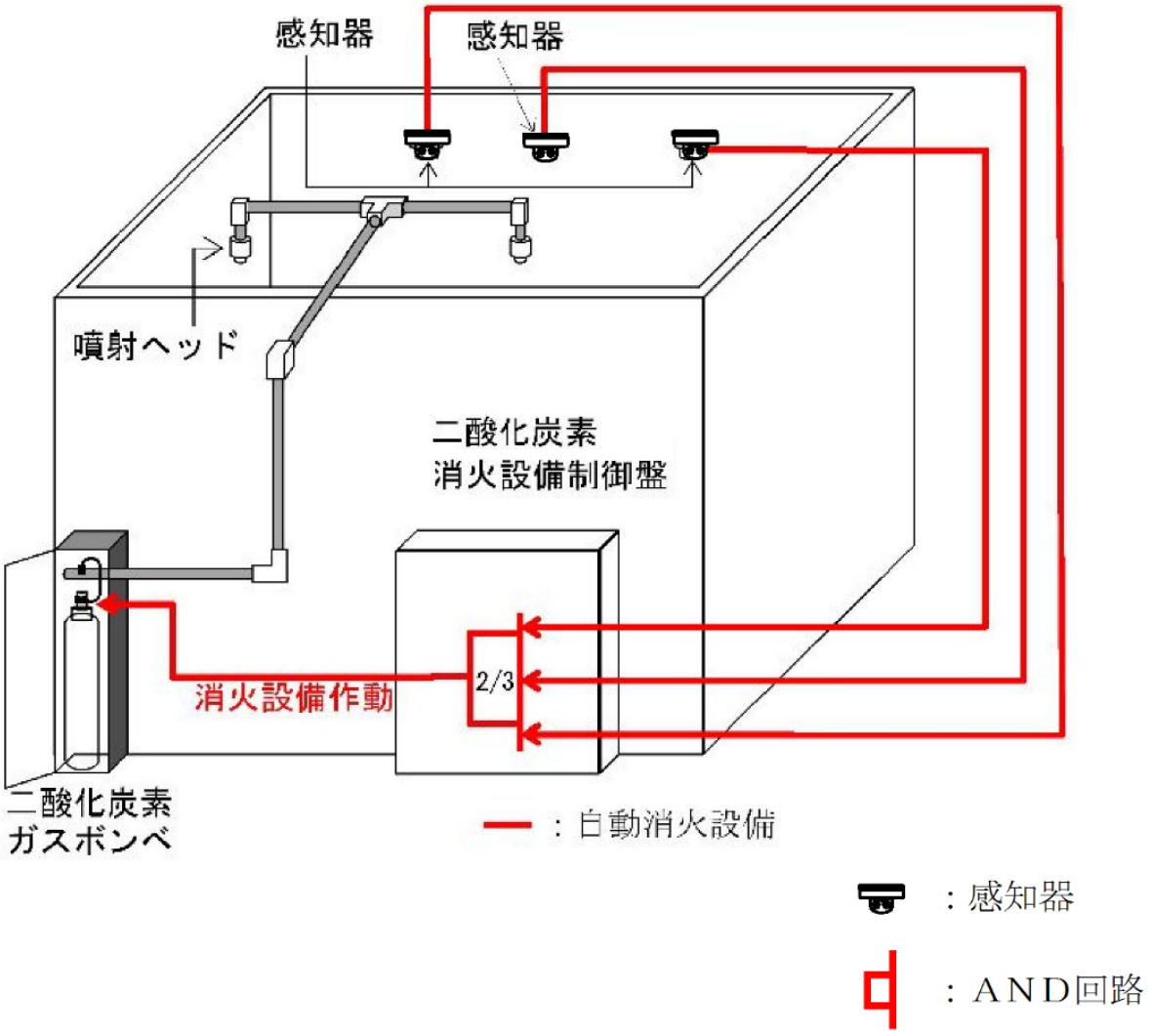
第 10.5.1.2 図　スプリンクラー概要図(2/3)



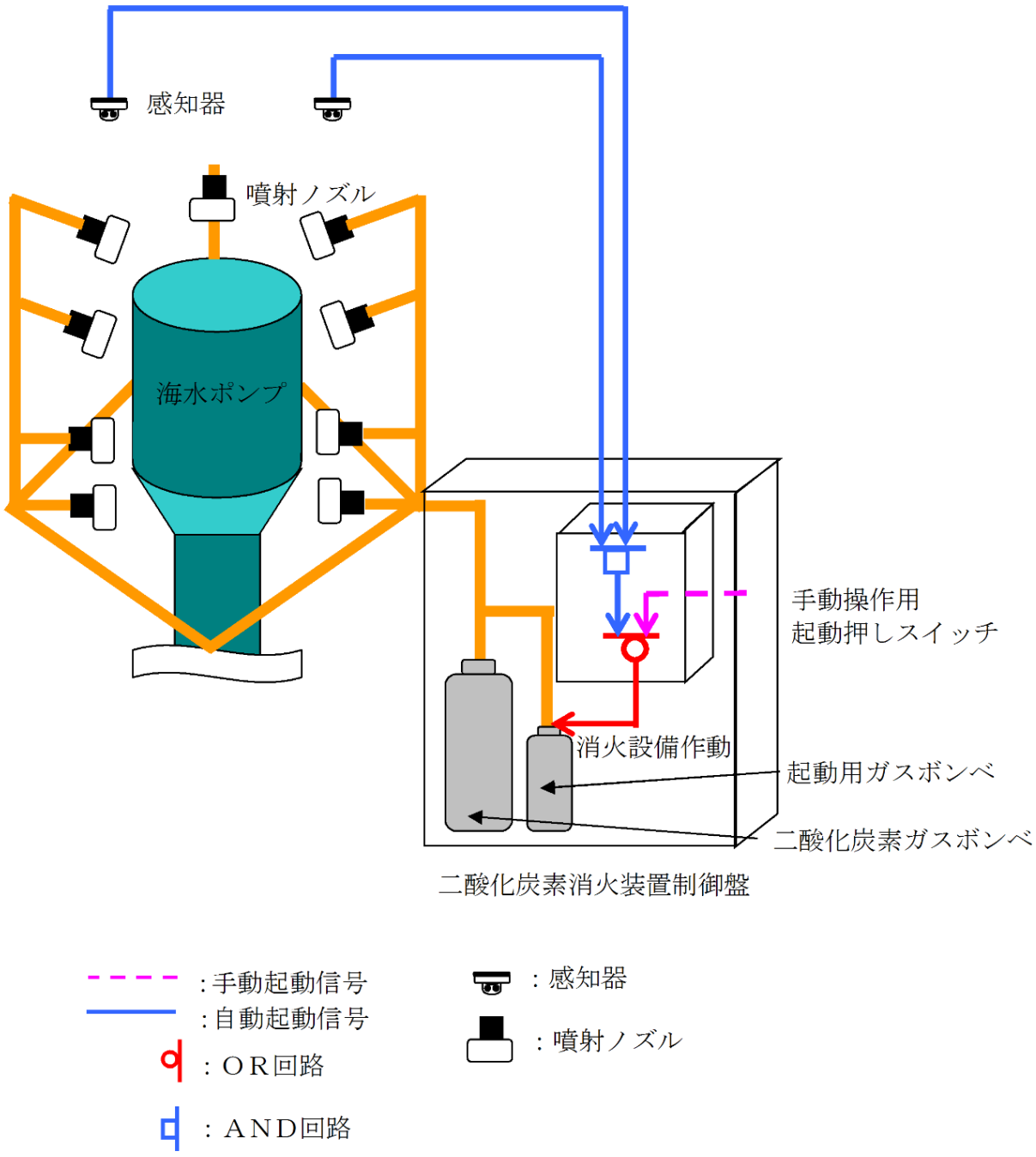
第 10.5.1.2 図　スプリンクラー概要図(3/3)



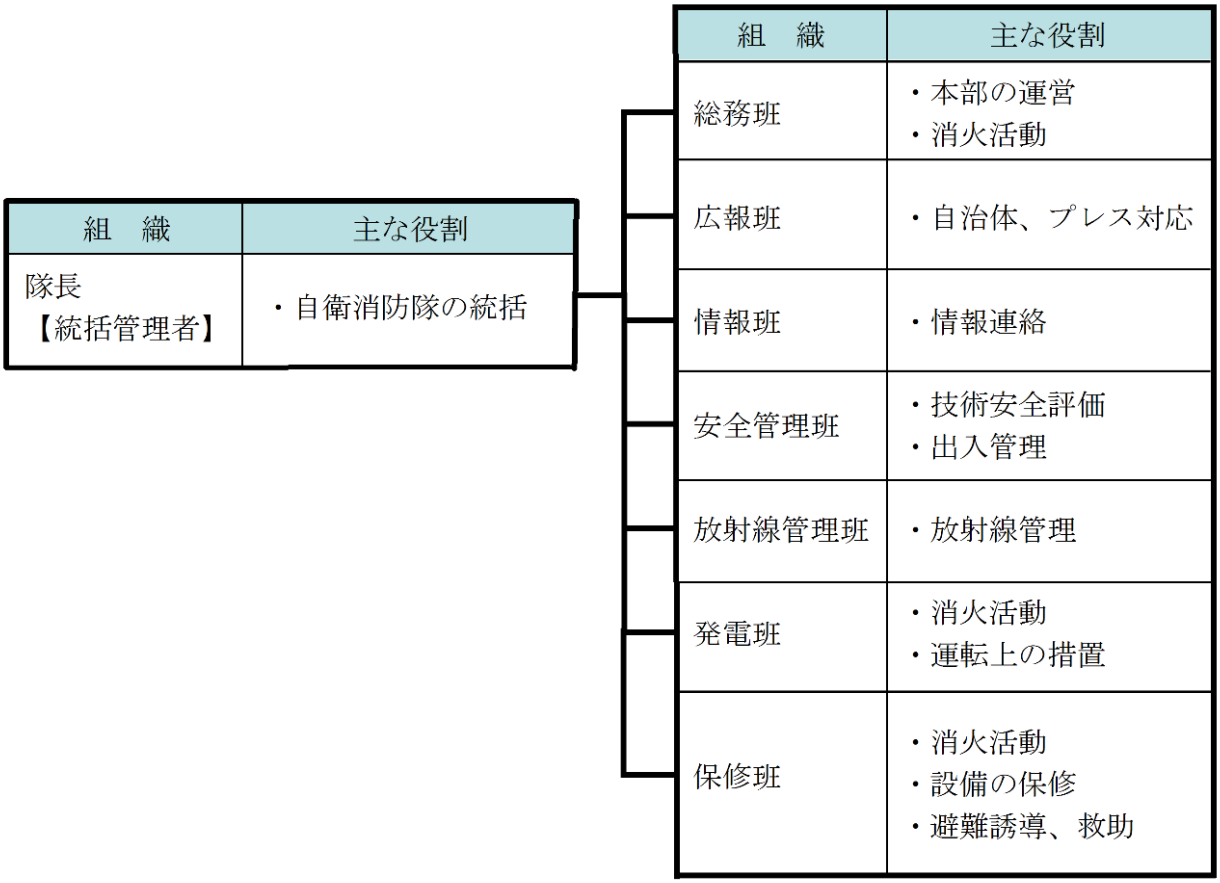
第 10.5.1.3 図　ハロン消火設備概要図



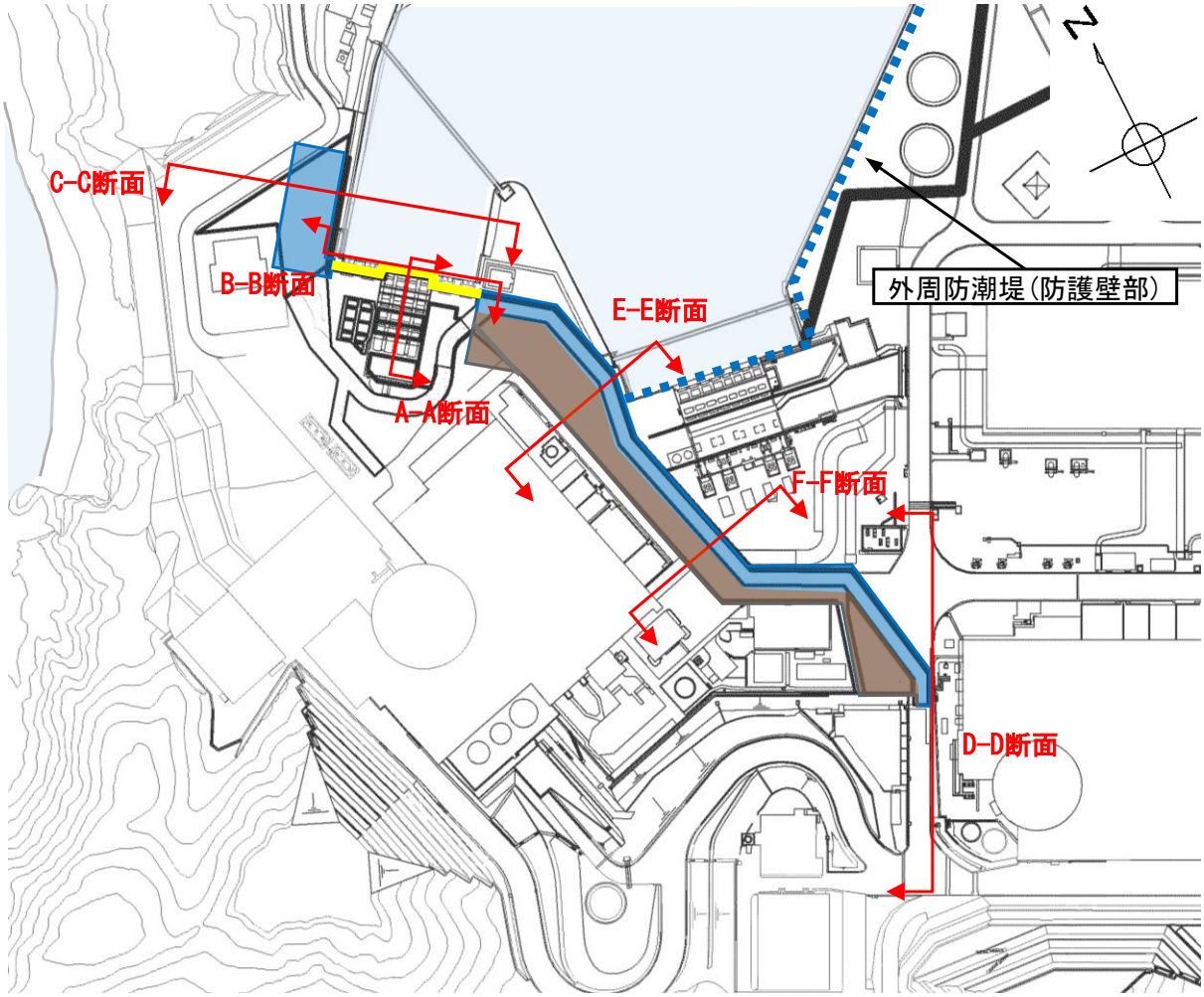
第 10.5.1.4 図　二酸化炭素消火設備概要図（ディーゼル発電機室）



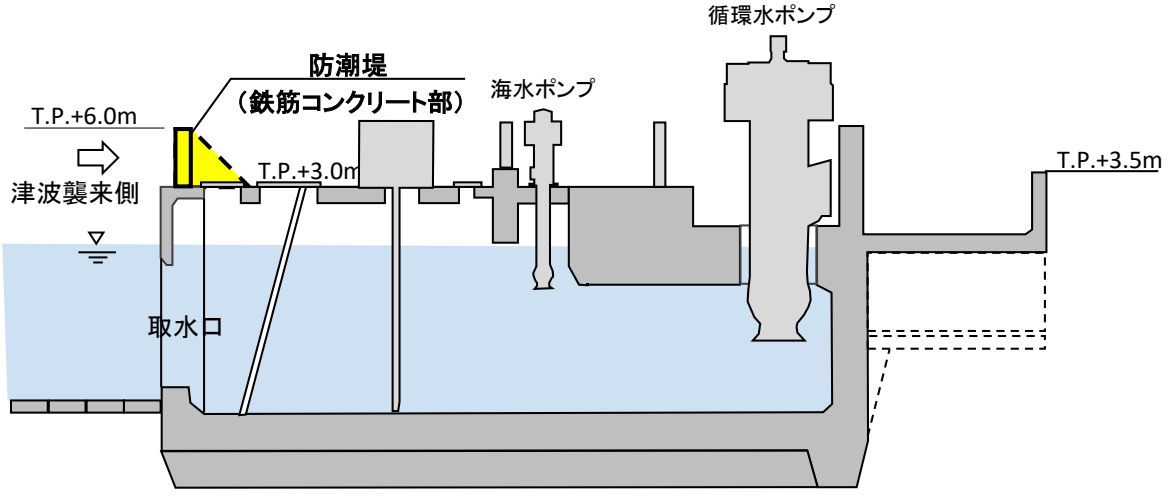
第 10.5.1.5 図　二酸化炭素消火設備概要図（海水ポンプ）



第 10.5.1.6 図　自衛消防隊体制図

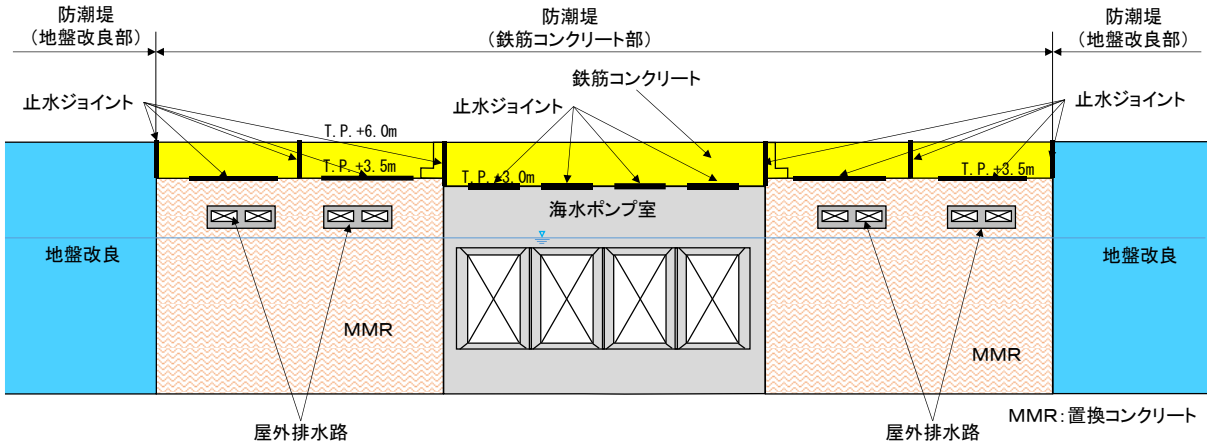


（a） 平面図

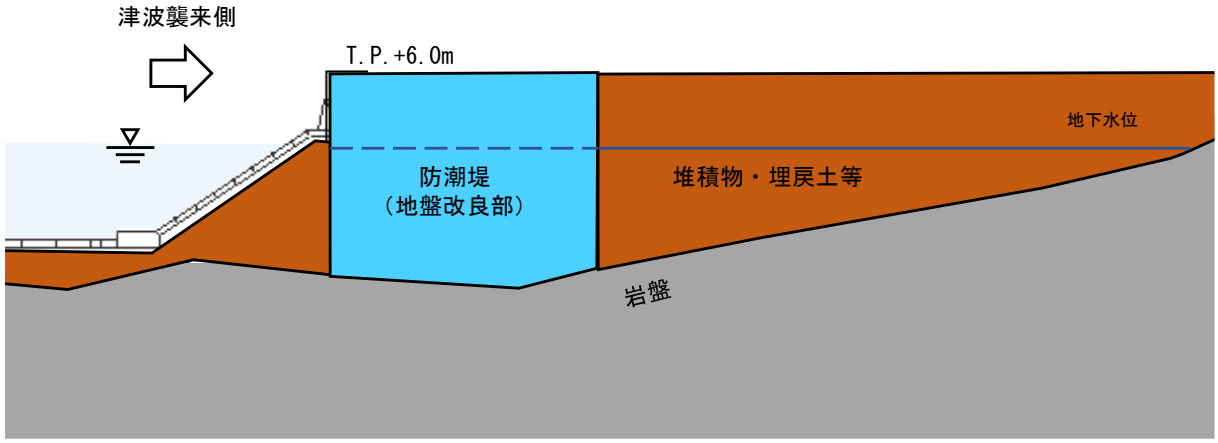


（b） 断面図　鉄筋コンクリート部（A-A 断面）

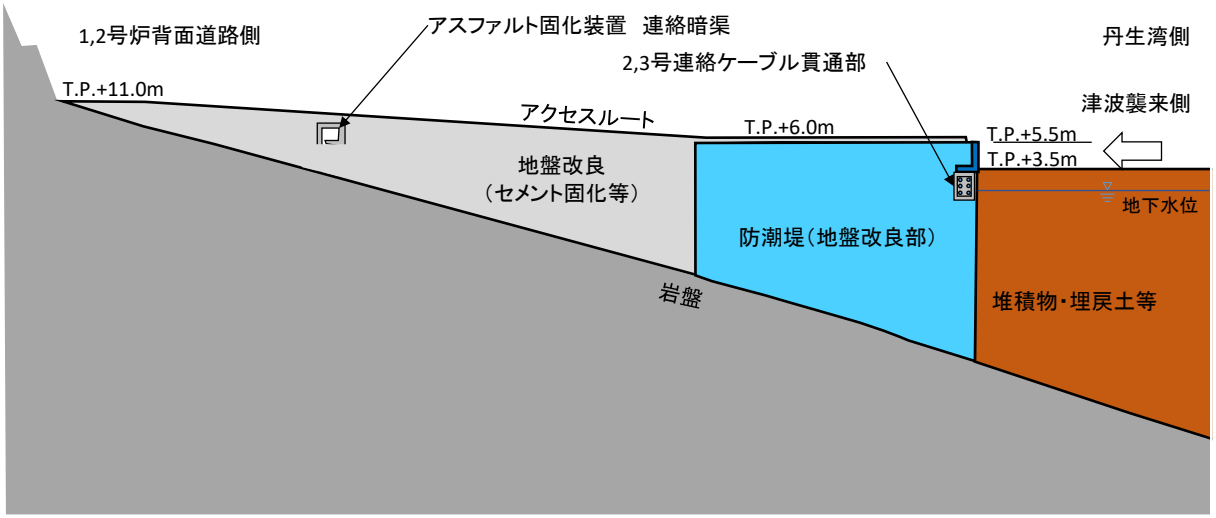
第 10.6.1.1.1 図　防潮堤概念図(1/3)



（a）正面図　鉄筋コンクリート部（B-B 断面）

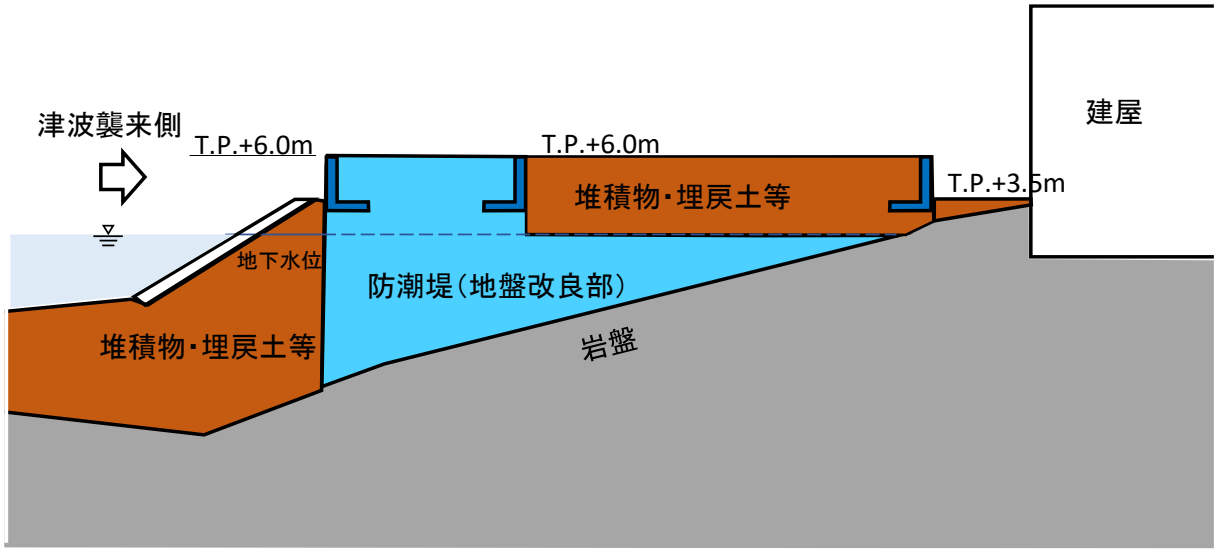


（b）断面図　地盤改良部（C-C 断面）

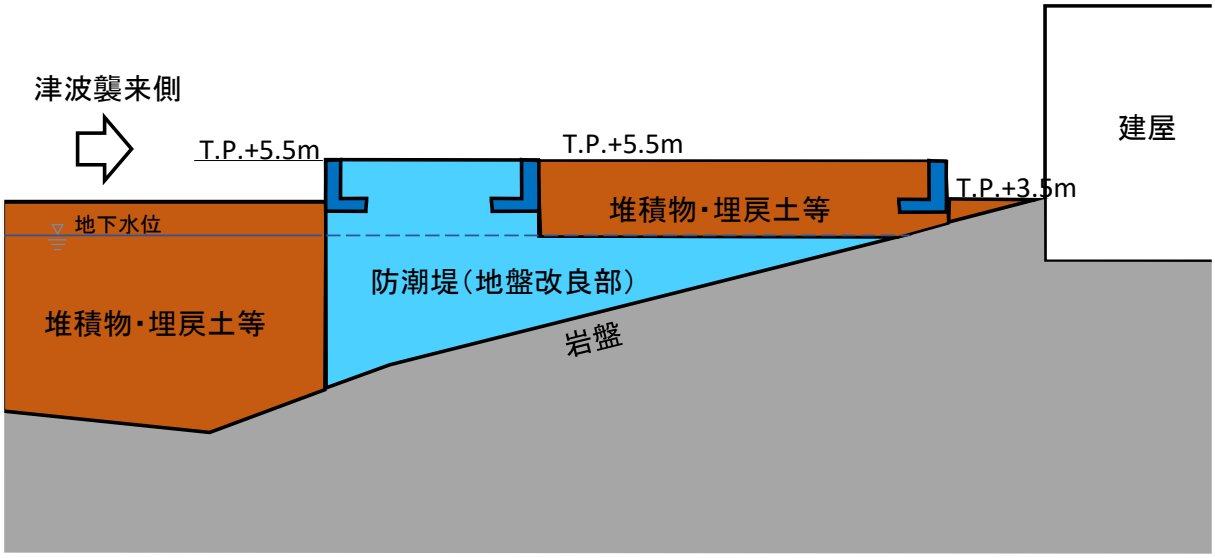


（c）断面図　地盤改良部（D-D 断面）

第 10.6.1.1.1 図　防潮堤概念図(2/3)

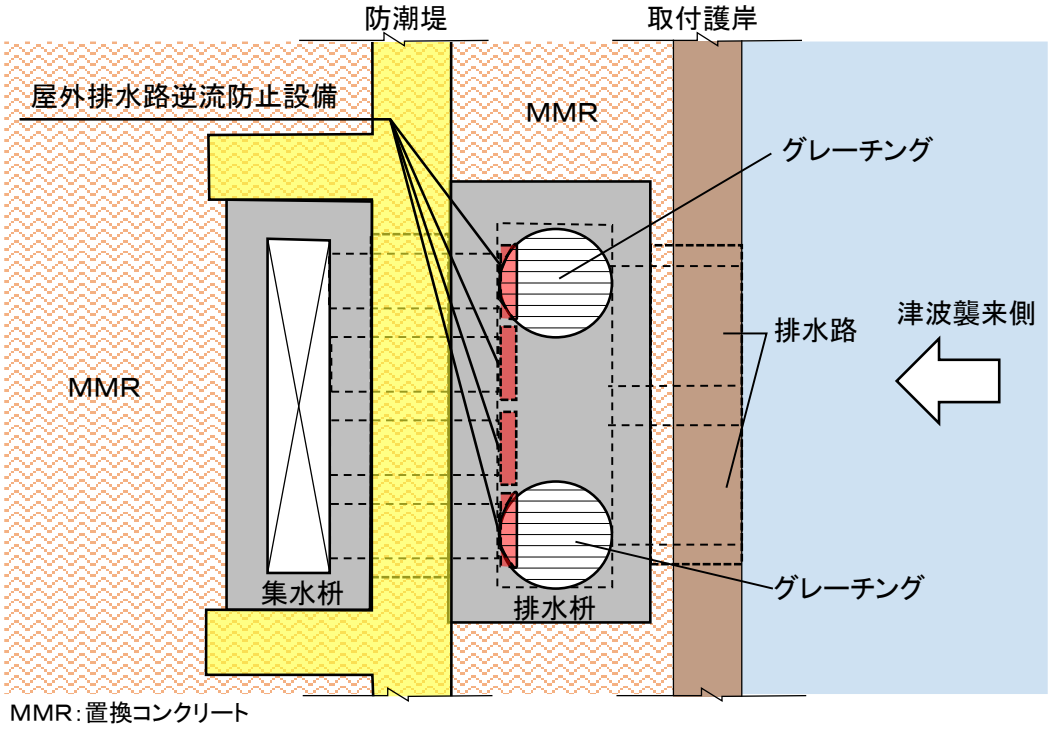


（a） 断面図　地盤改良部（E-E 断面）

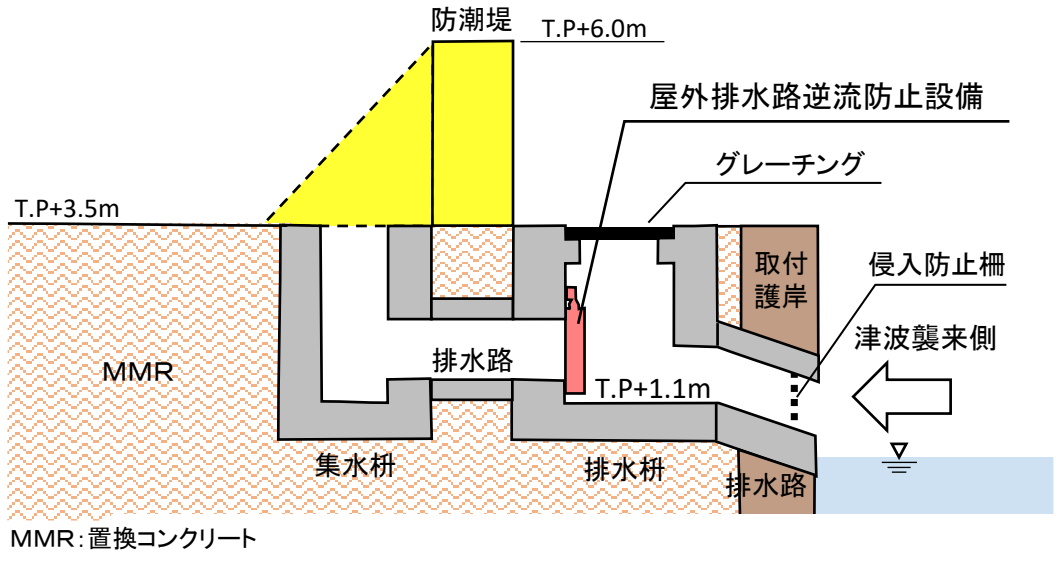


（b） 断面図　地盤改良部（F-F 断面）

第 10.6.1.1.1 図　防潮堤概念図(3/3)

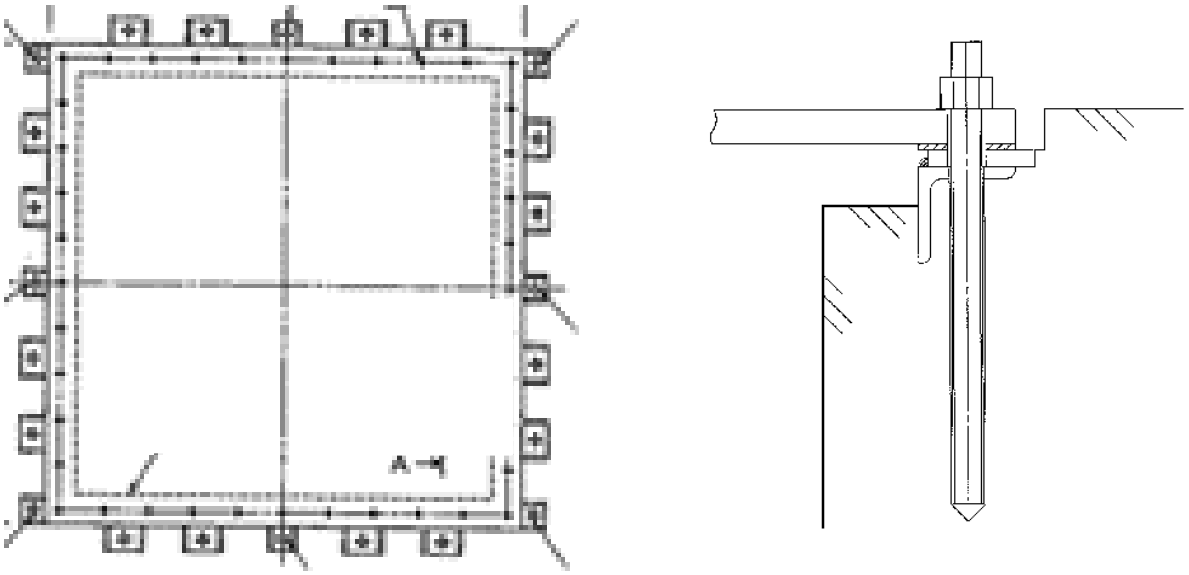


（a） 平面図

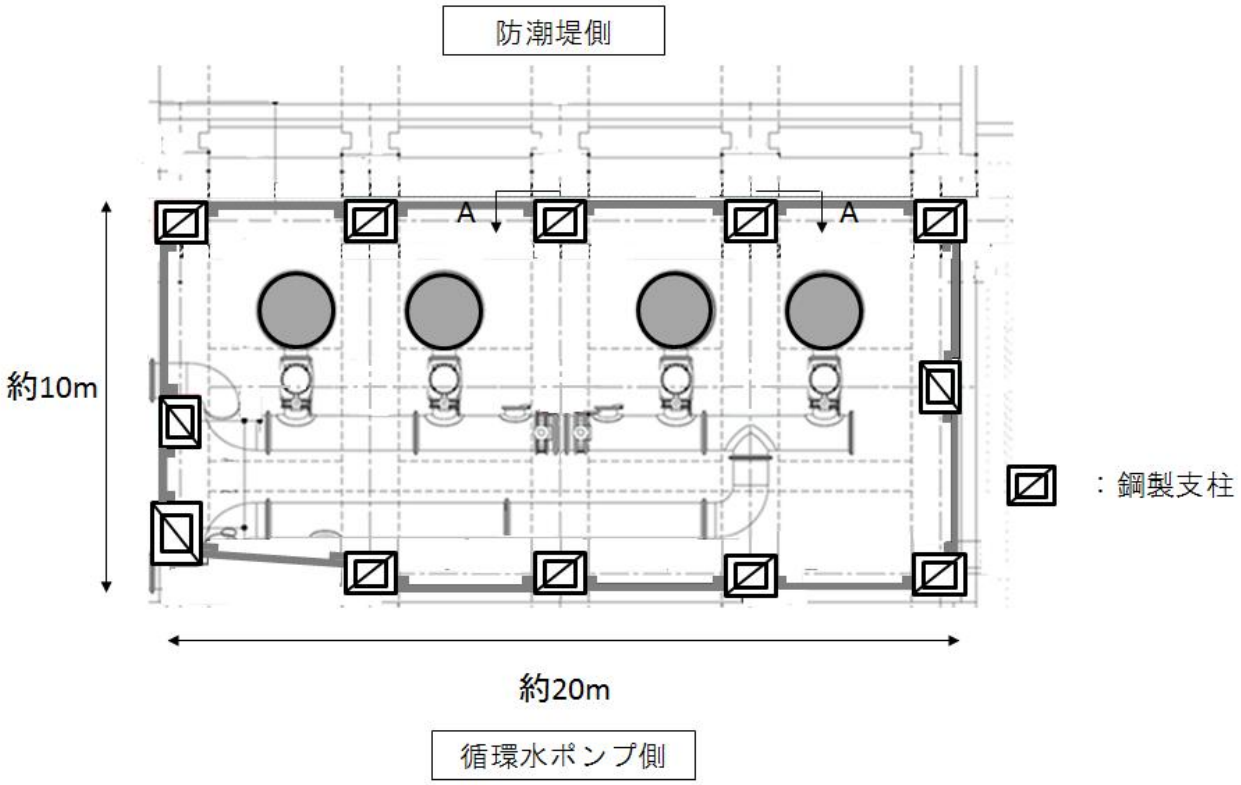


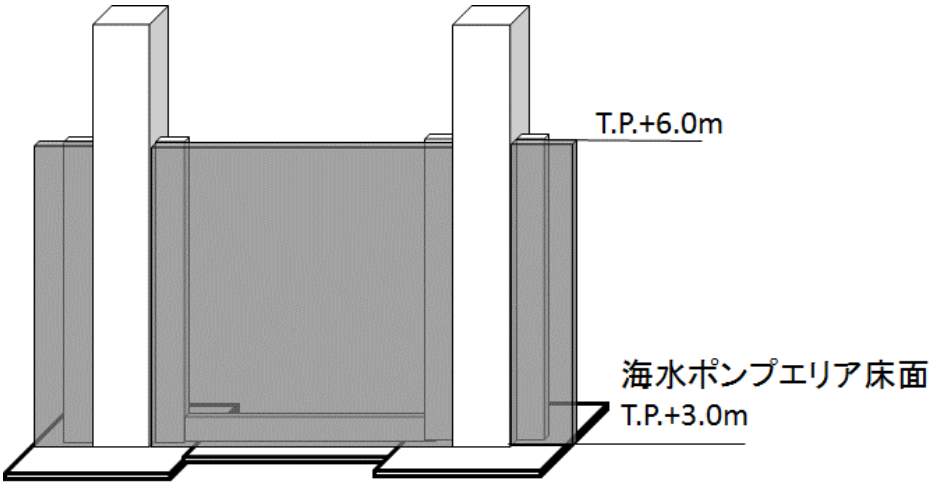
（b） 断面図

第 10.6.1.1.2 図　屋外排水路逆流防止設備概念図



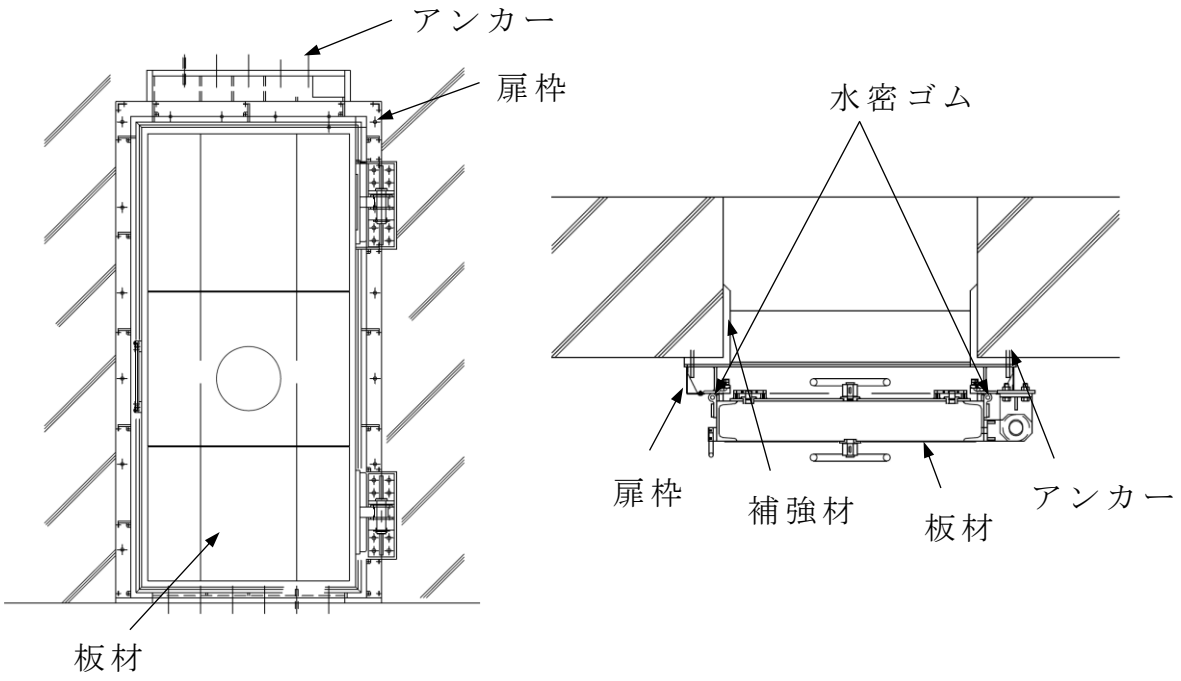
第 10.6.1.1.3 図　浸水防止蓋概念図



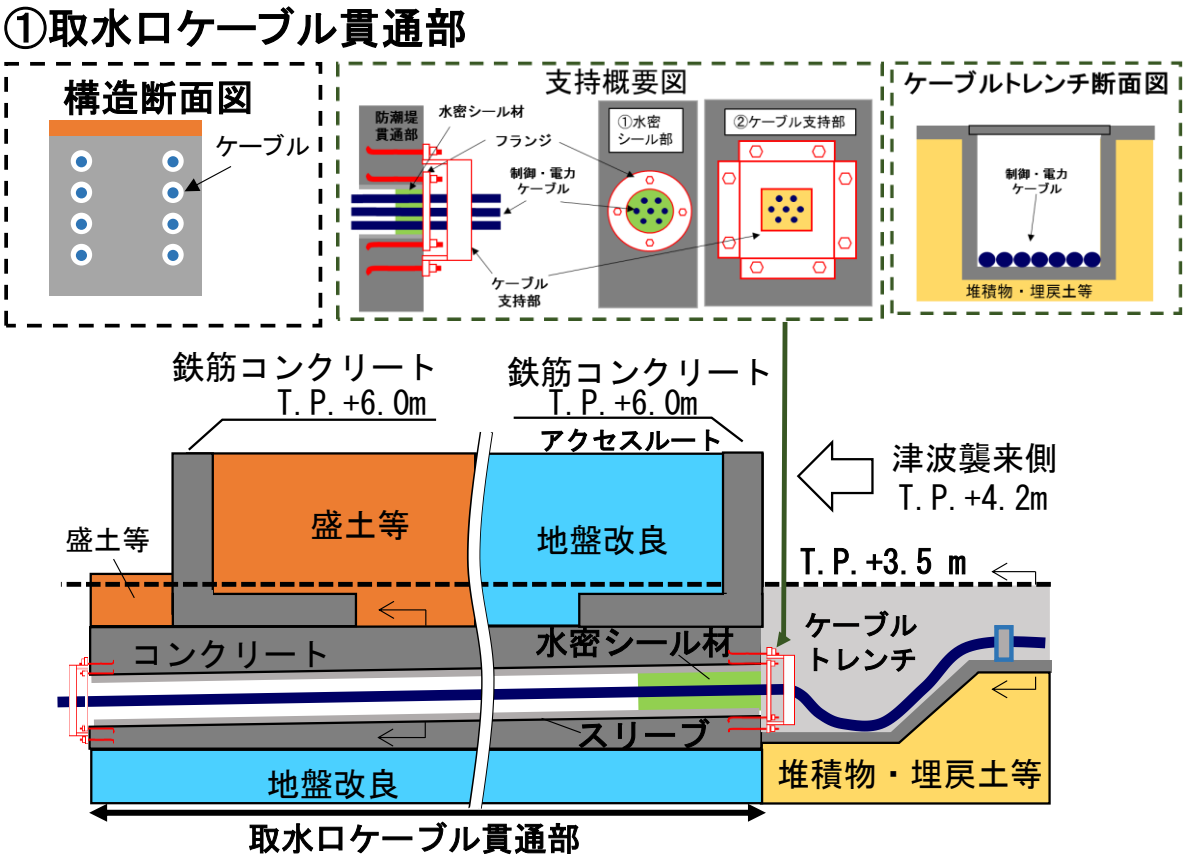


A-A 側面図

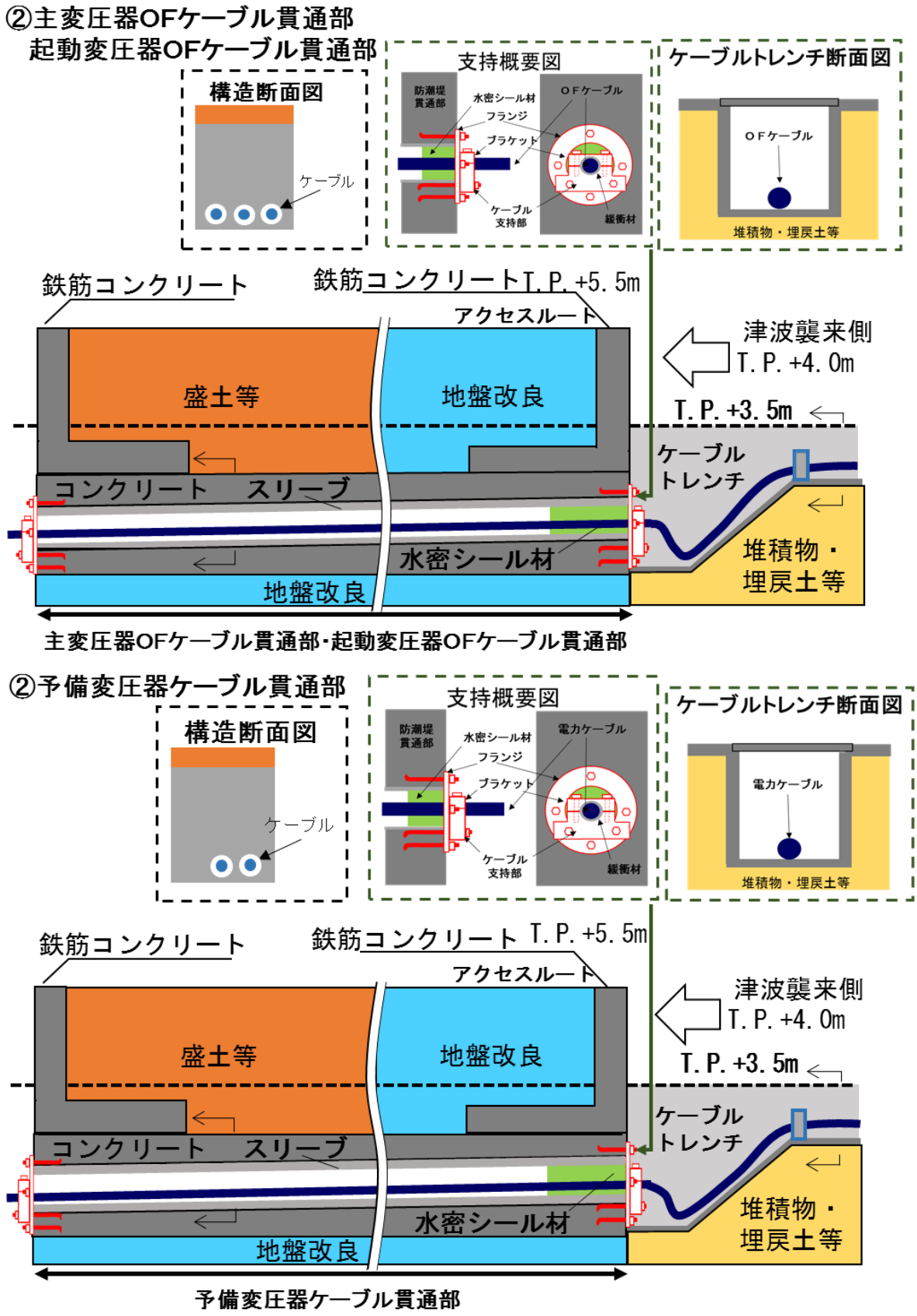
第 10.6.1.1.4 図　海水ポンプエリア止水壁概念図



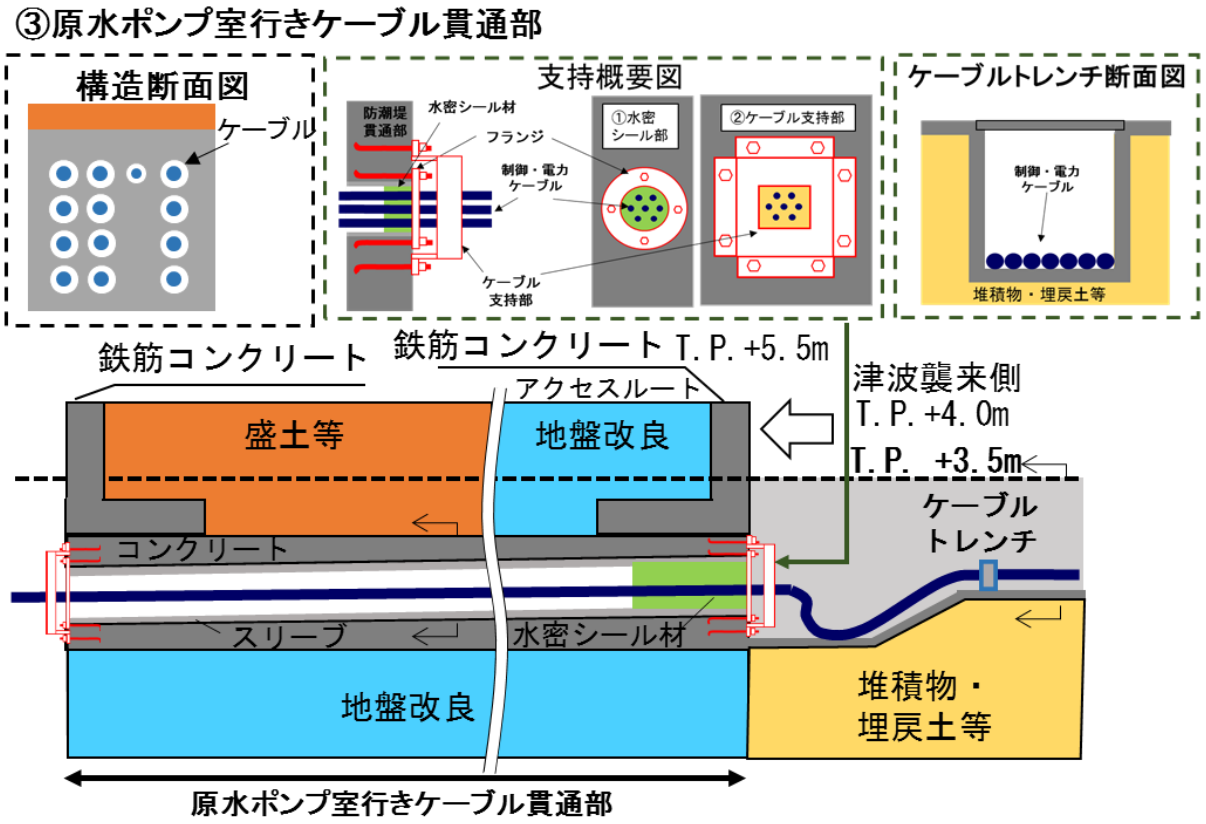
第 10.6.1.1.5 図　水密扉概念図

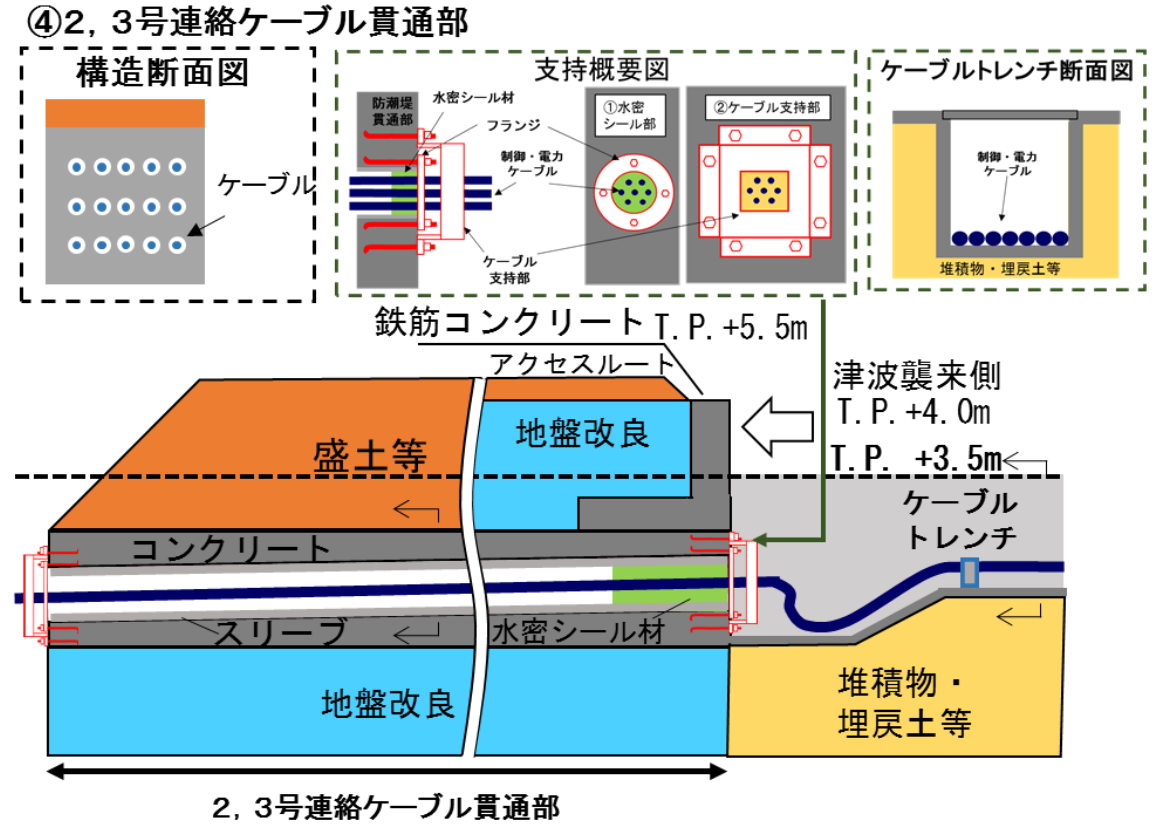


第 10.6.1.1.6 図　防潮堤貫通部止水処置概念図(1/3)

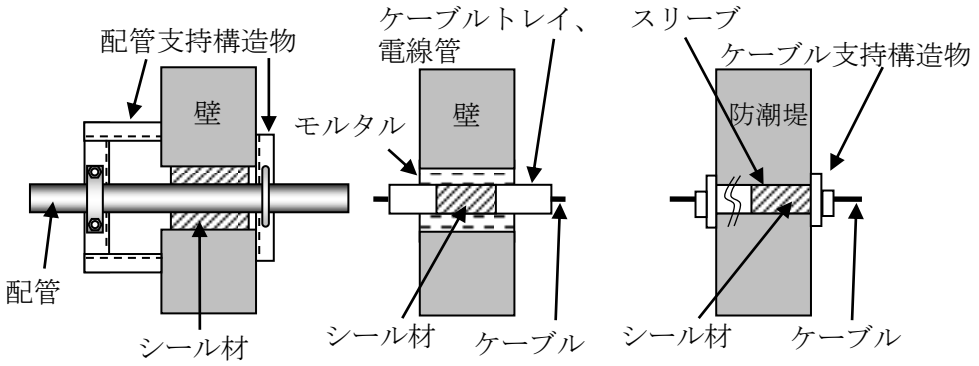
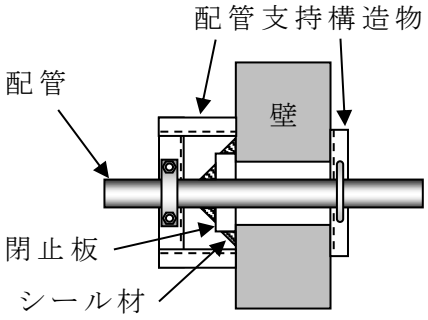
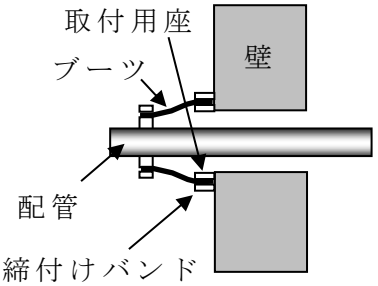
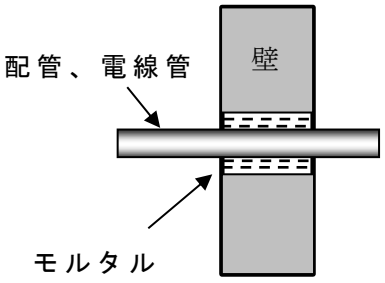


第 10.6.1.1.6 図　防潮堤貫通部止水処置概念図(2/3)

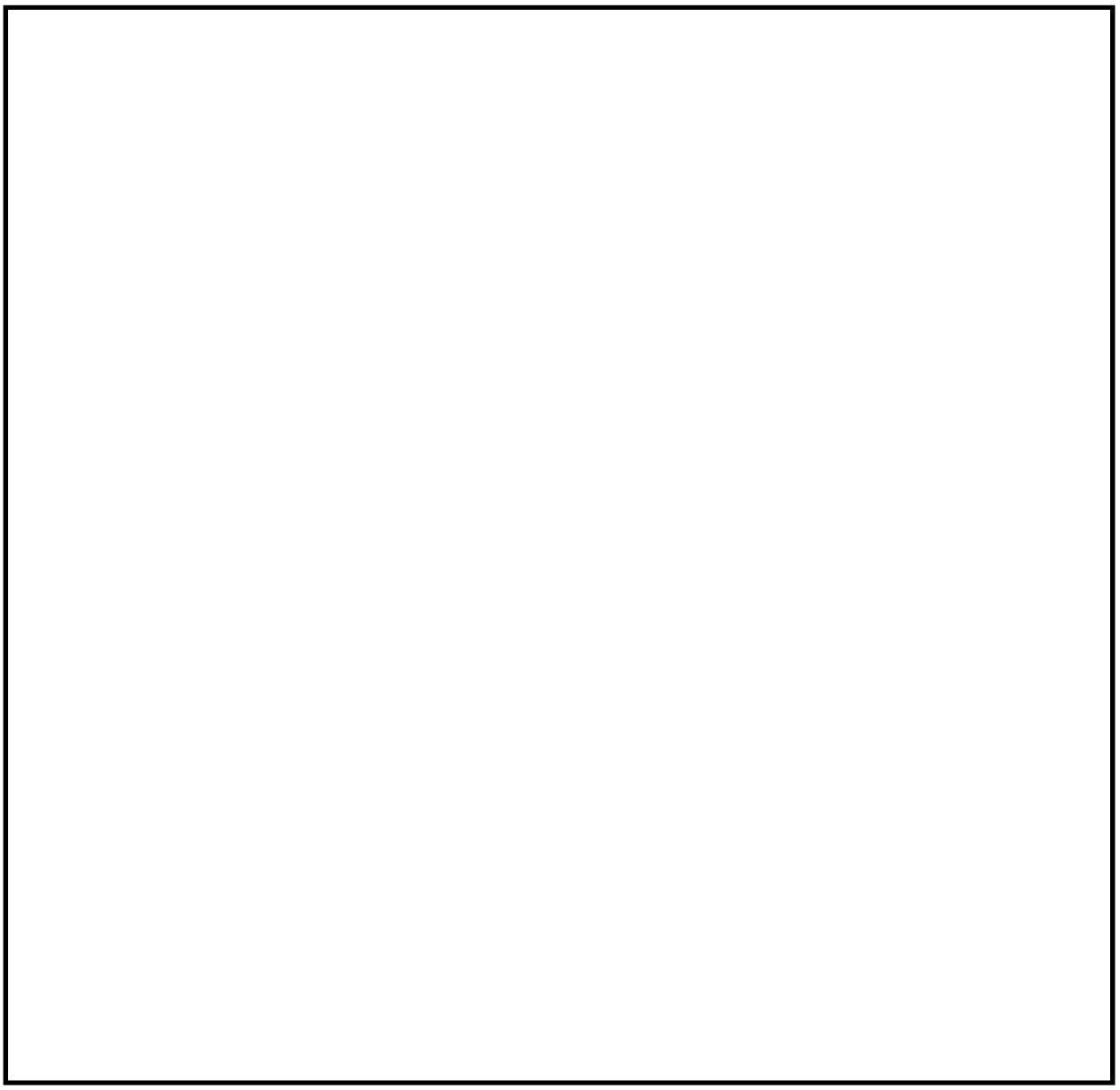




第 10.6.1.1.6 図　防潮堤貫通部止水処置概念図(3/3)

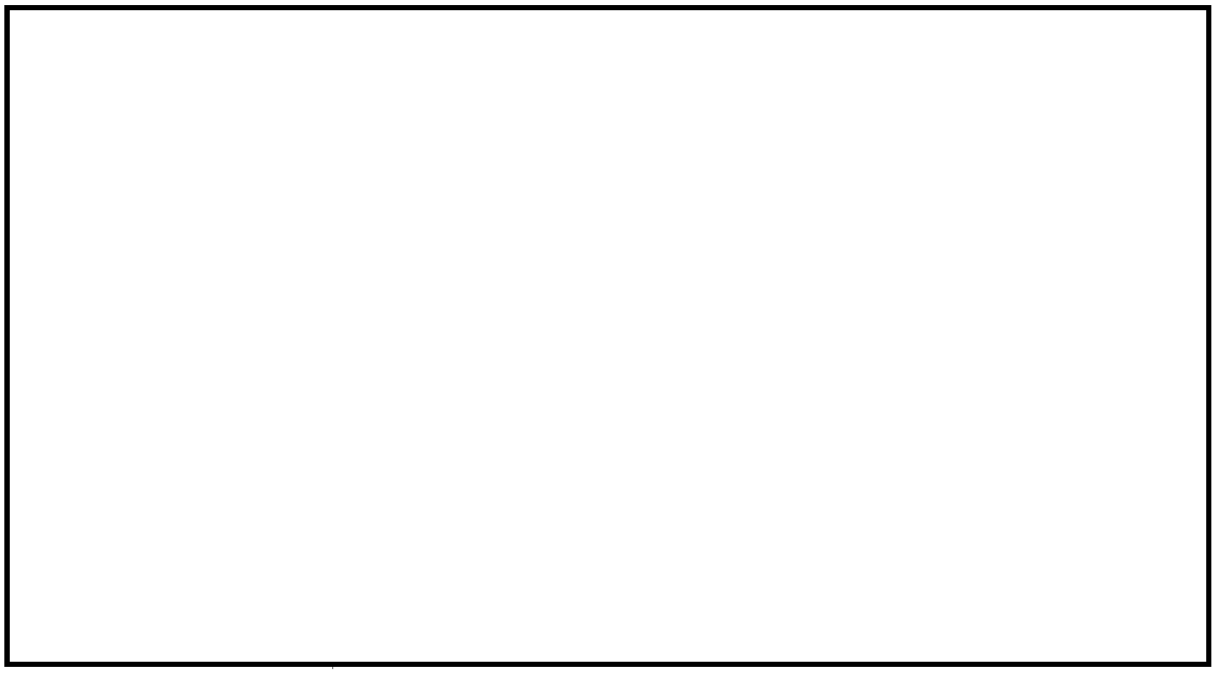
シールタイプ	構造例
充てんタイプ	
コーキング タイプ	
ブーツタイプ	
モルタル タイプ	

第 10.6.1.1.7 図　貫通部止水処置概念図



第 10.6.1.3.1 図

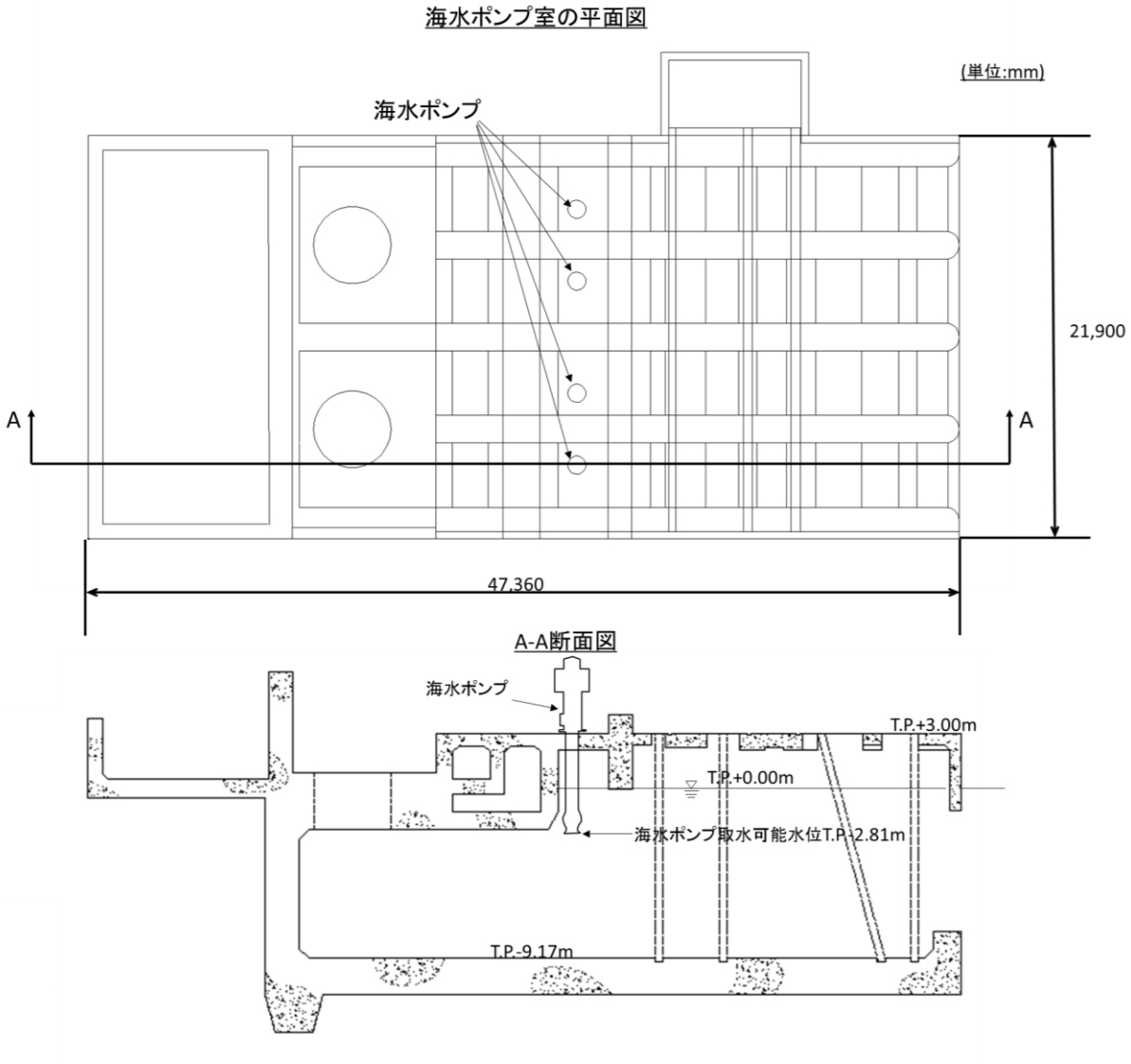
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



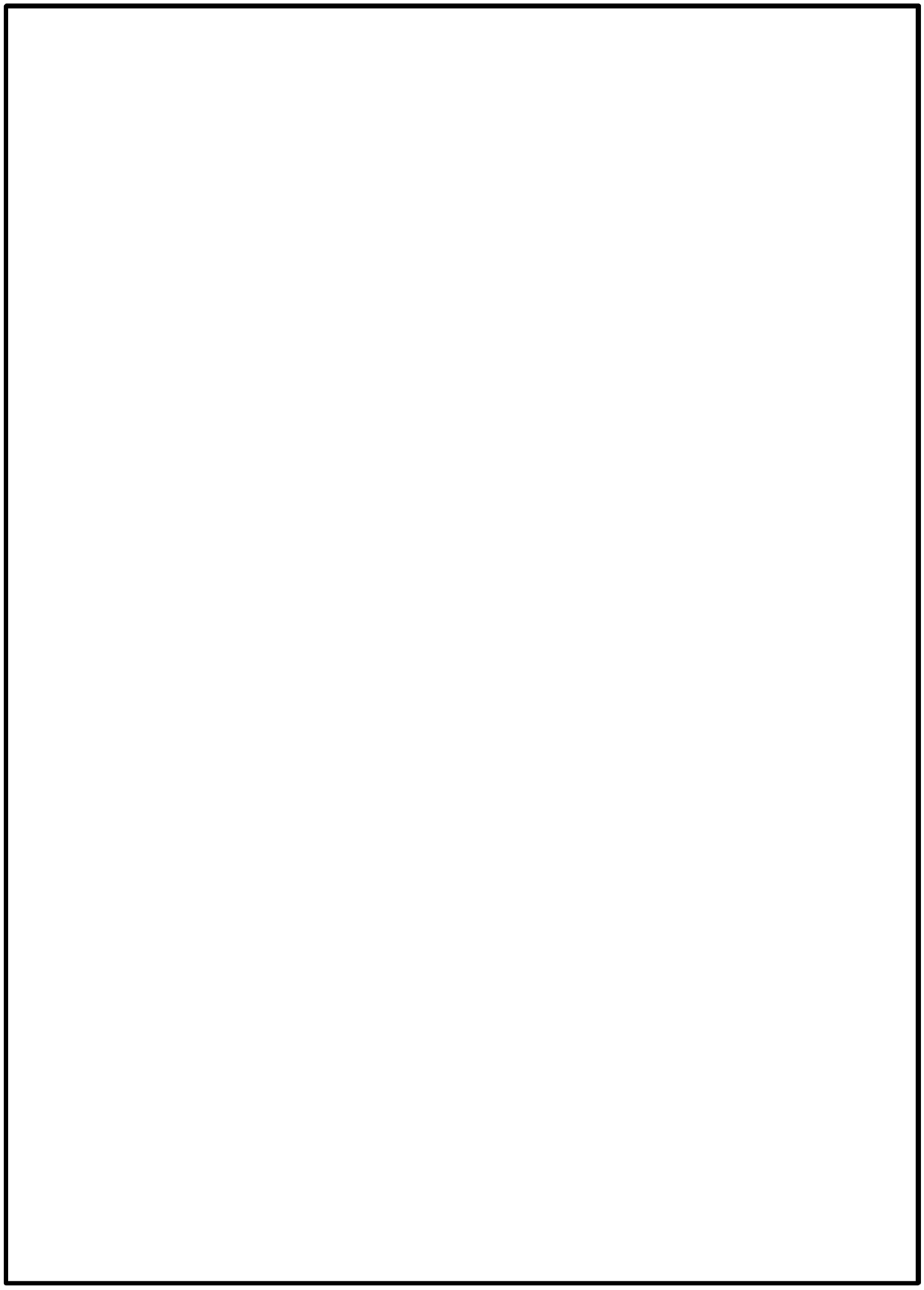
第 10.6.1.3.2 図



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

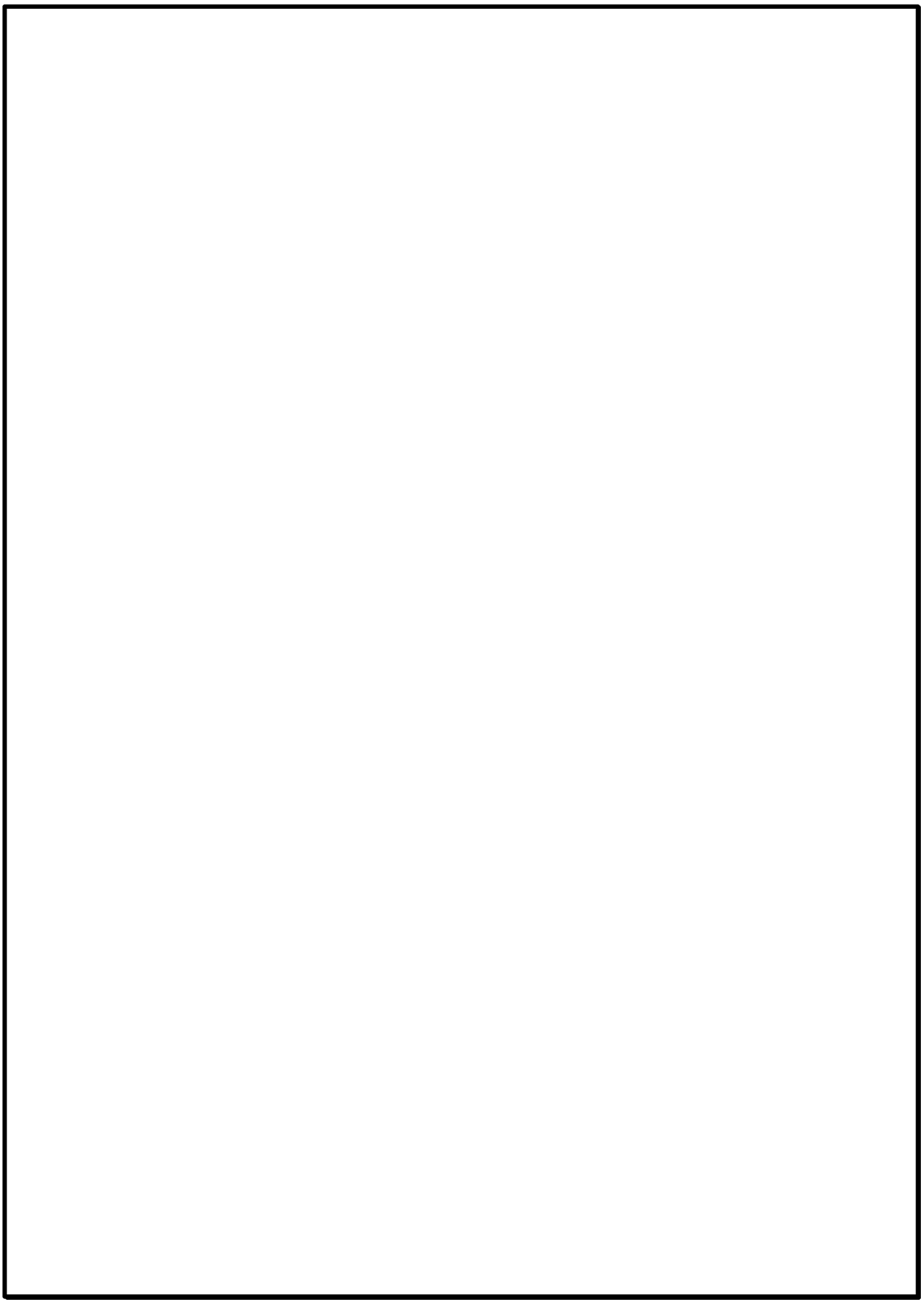


第 10.8.1.1 図　非常用取水設備概要図



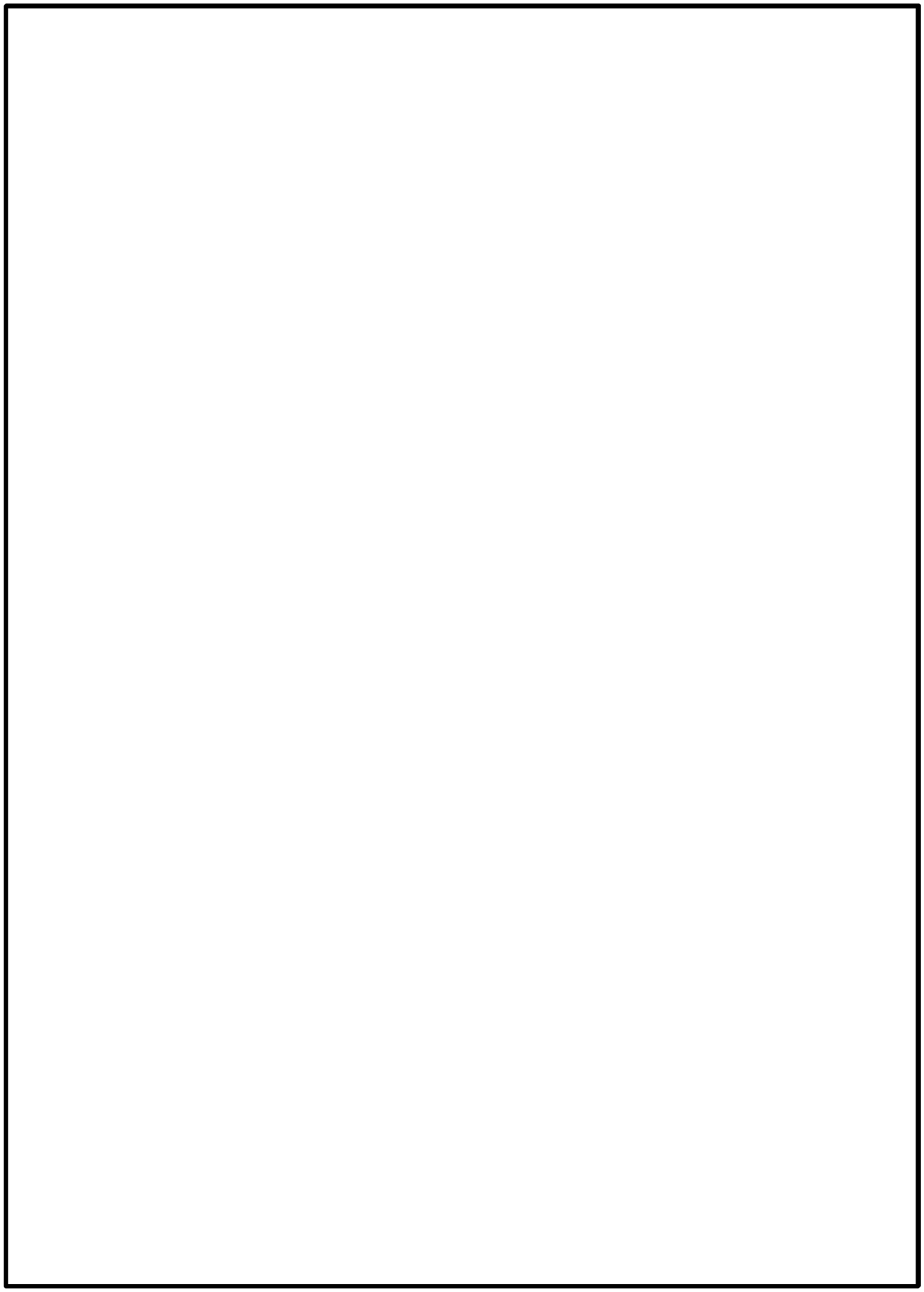
第 10.11.1 図　作業用照明配置概要図（１階から２階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



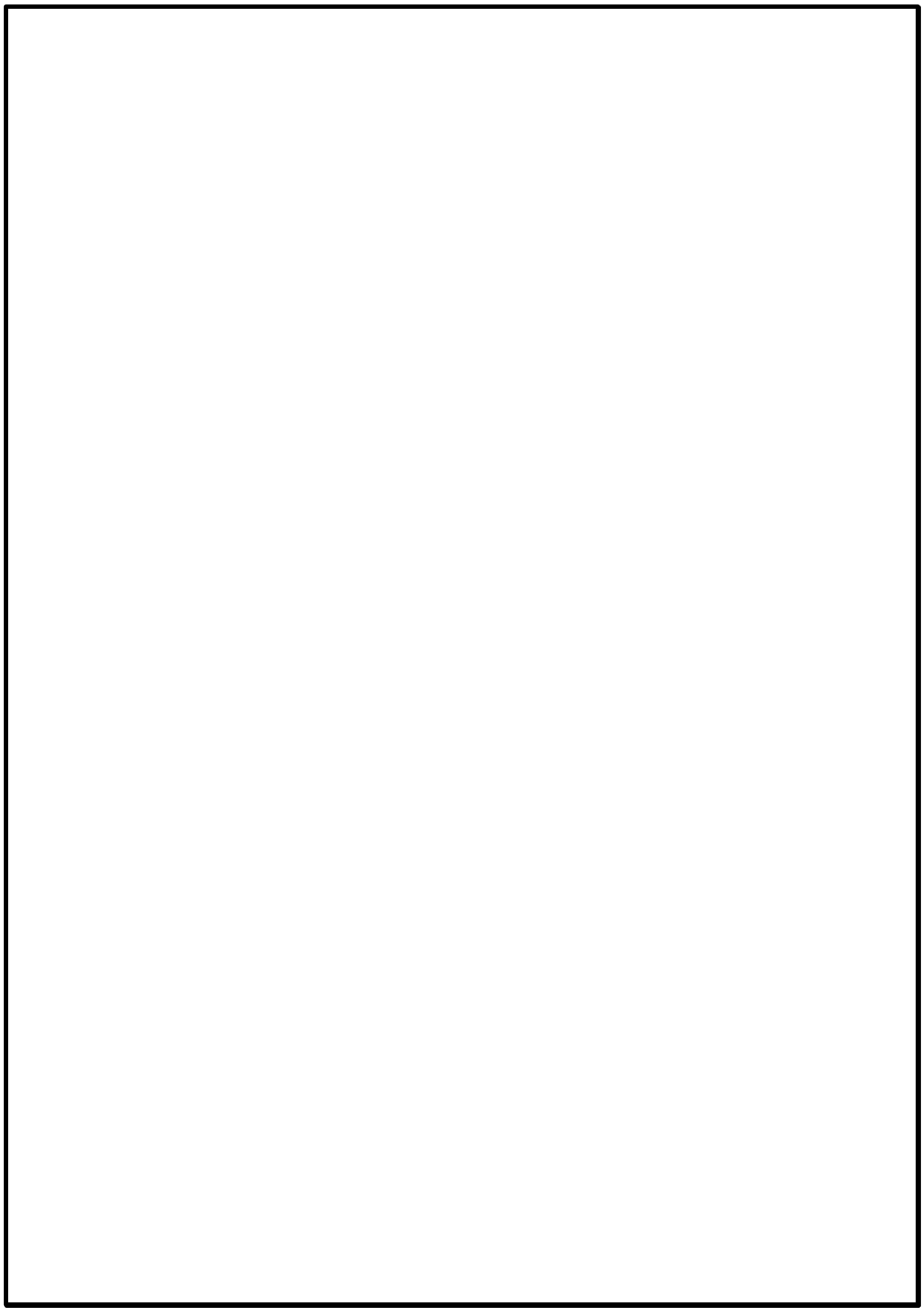
第 10.11.2 図　作業用照明配置概要図（３階）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



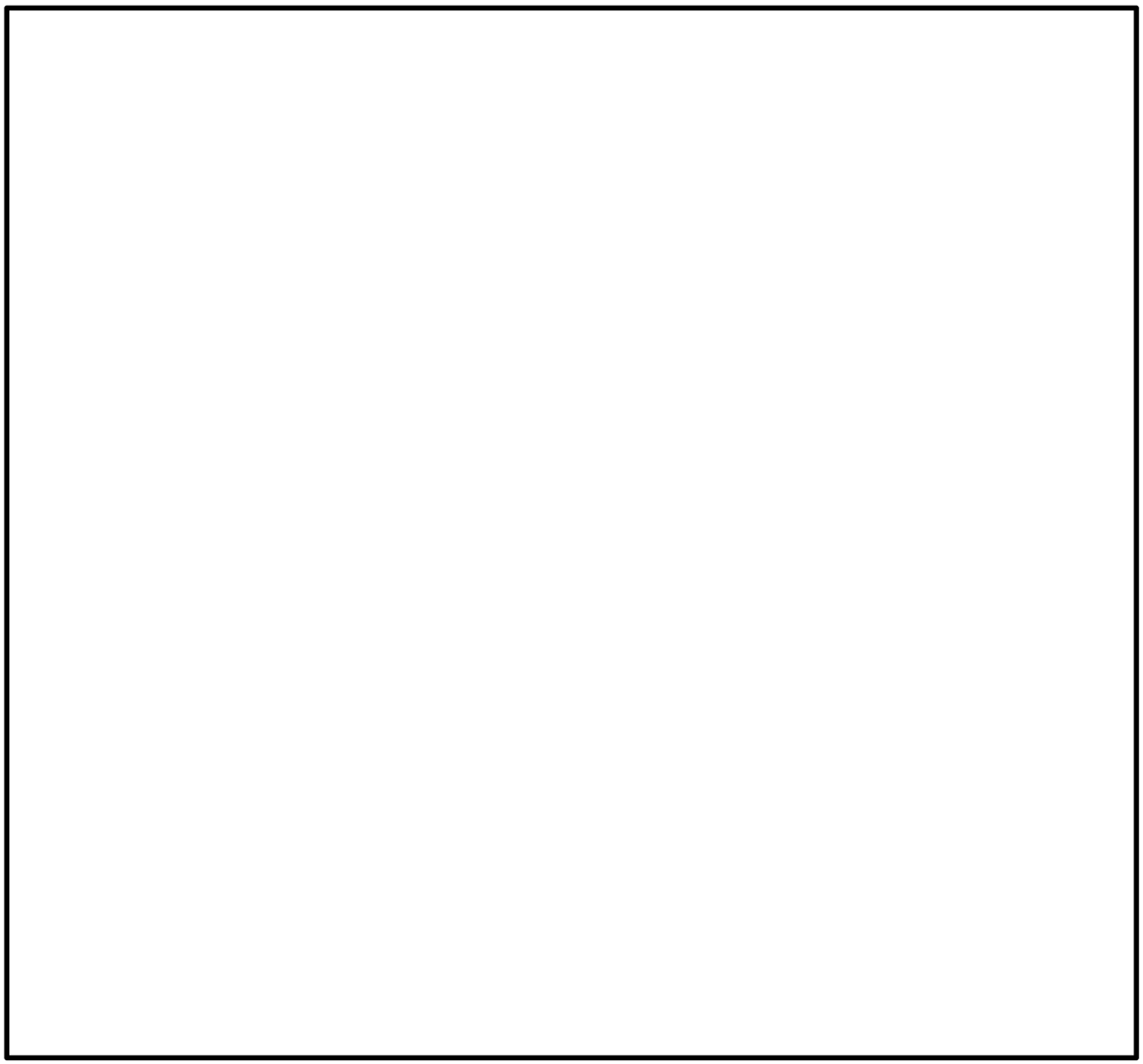
第 10.11.3 図　作業用照明配置概要図（４階及び屋上）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



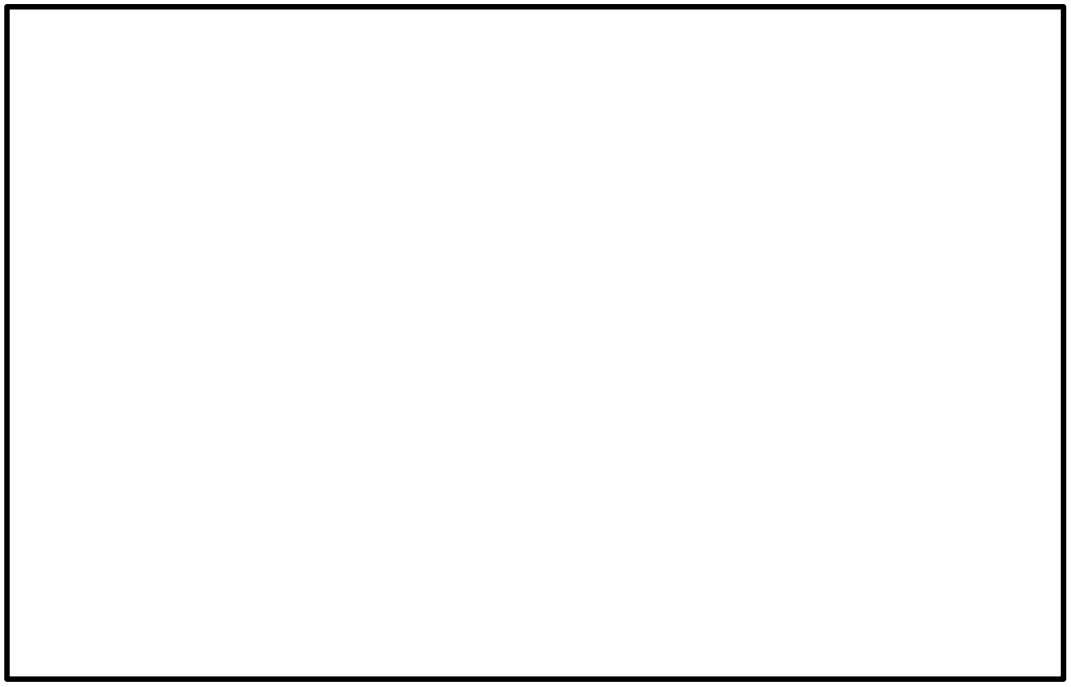
第 10.11.4 図　作業用照明配置概要図（５階及び屋上）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



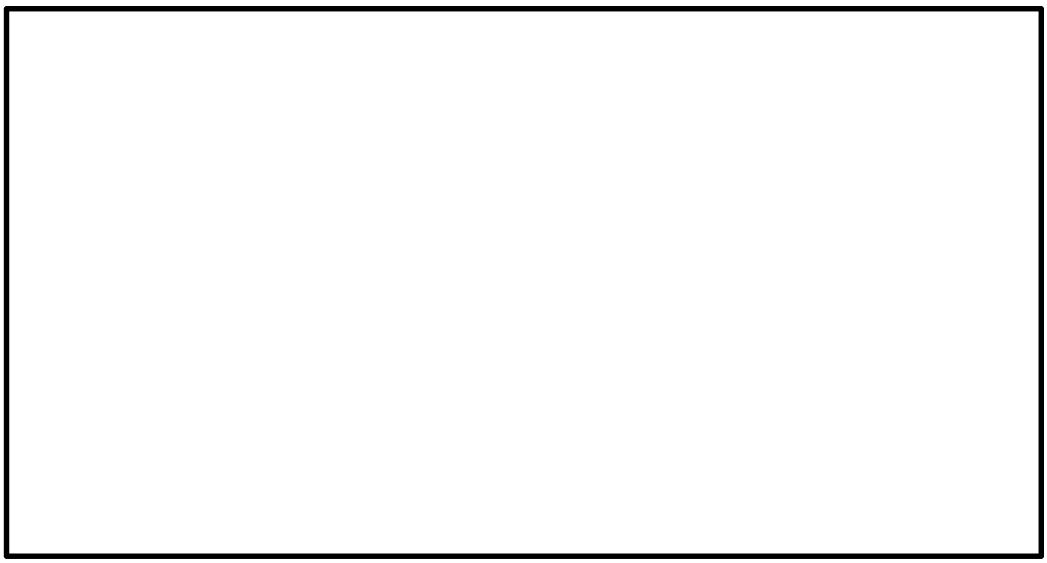
第 10.13.1.1 図　特定重大事故等対処施設の構内配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



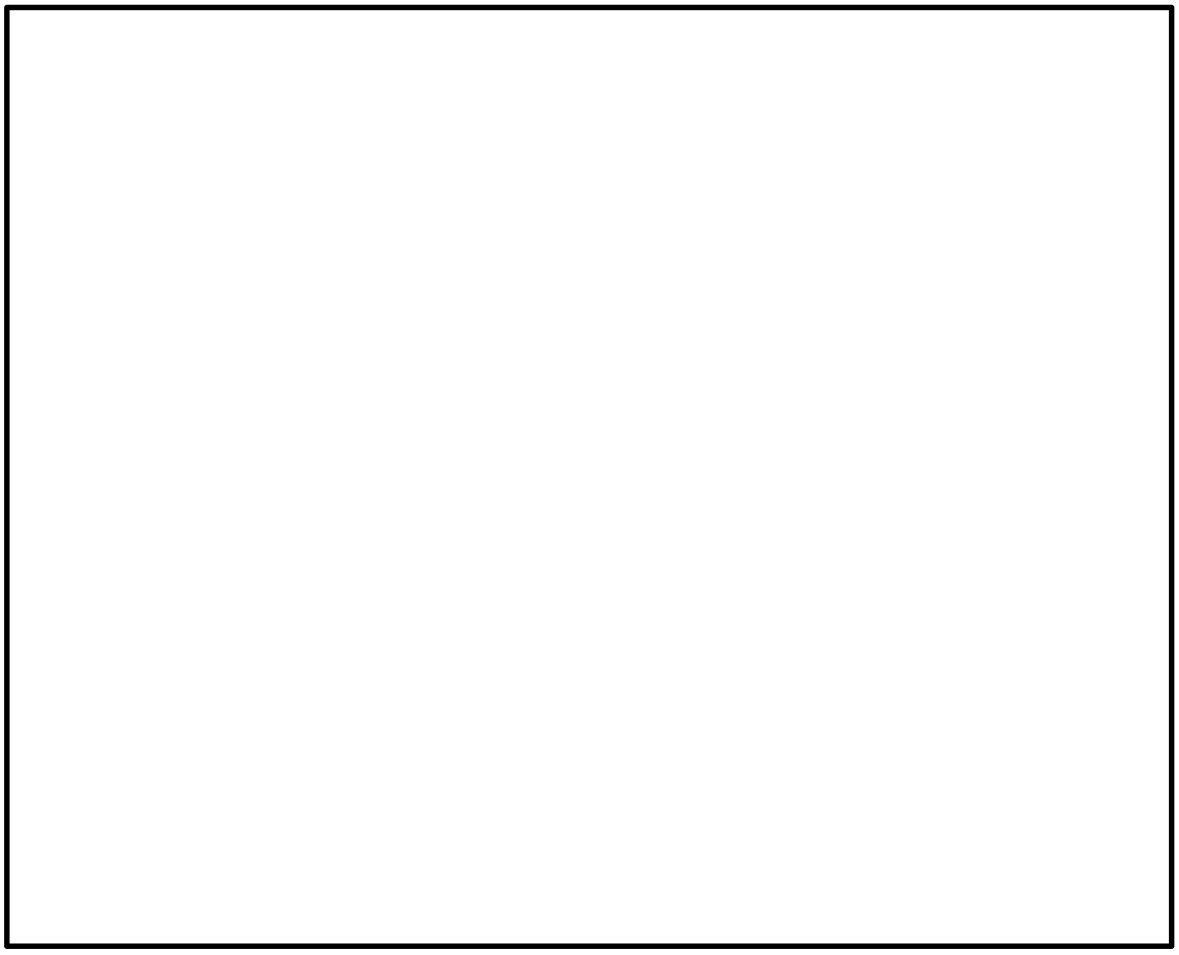
第 10.13.1.2 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



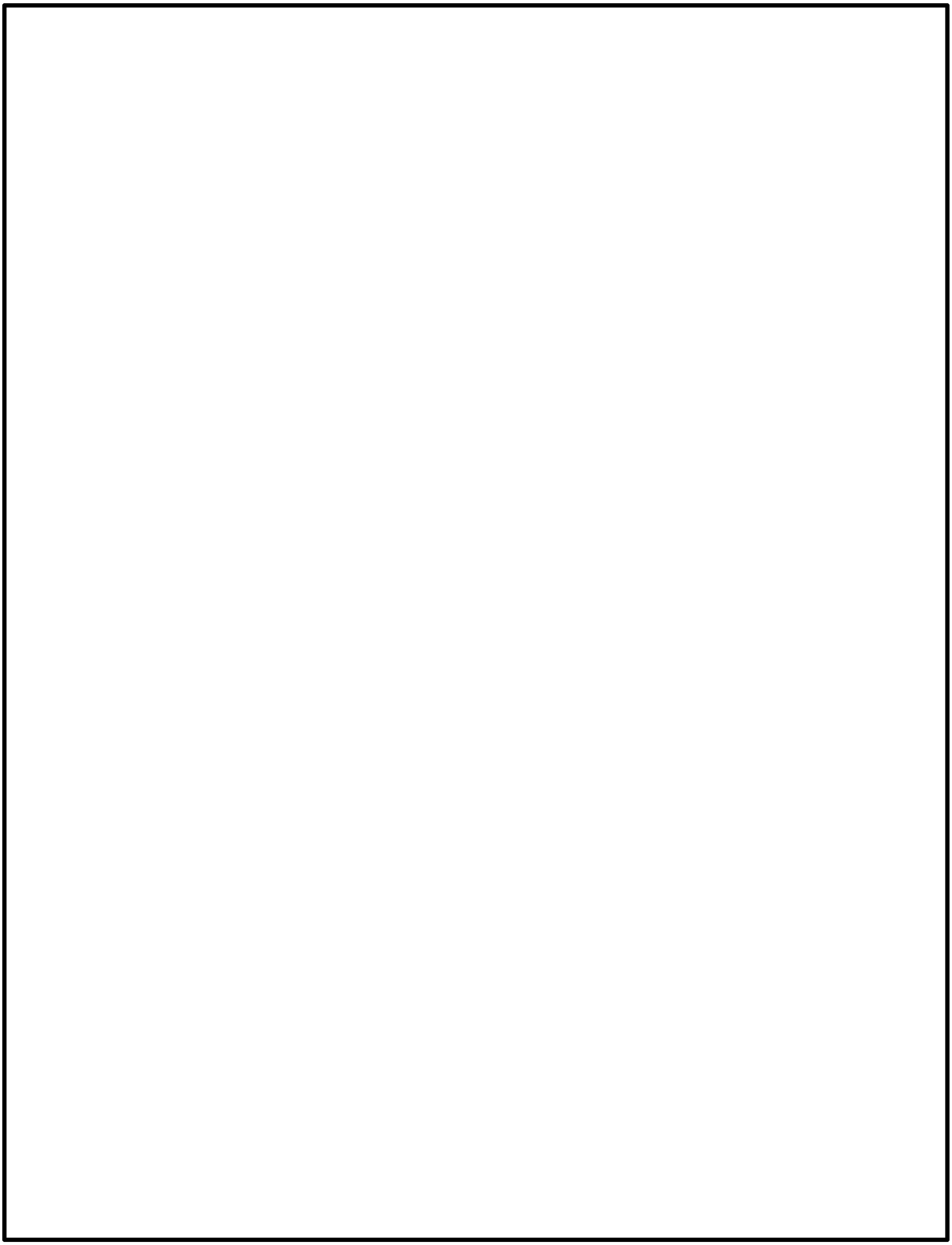
第 10.13.1.3 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



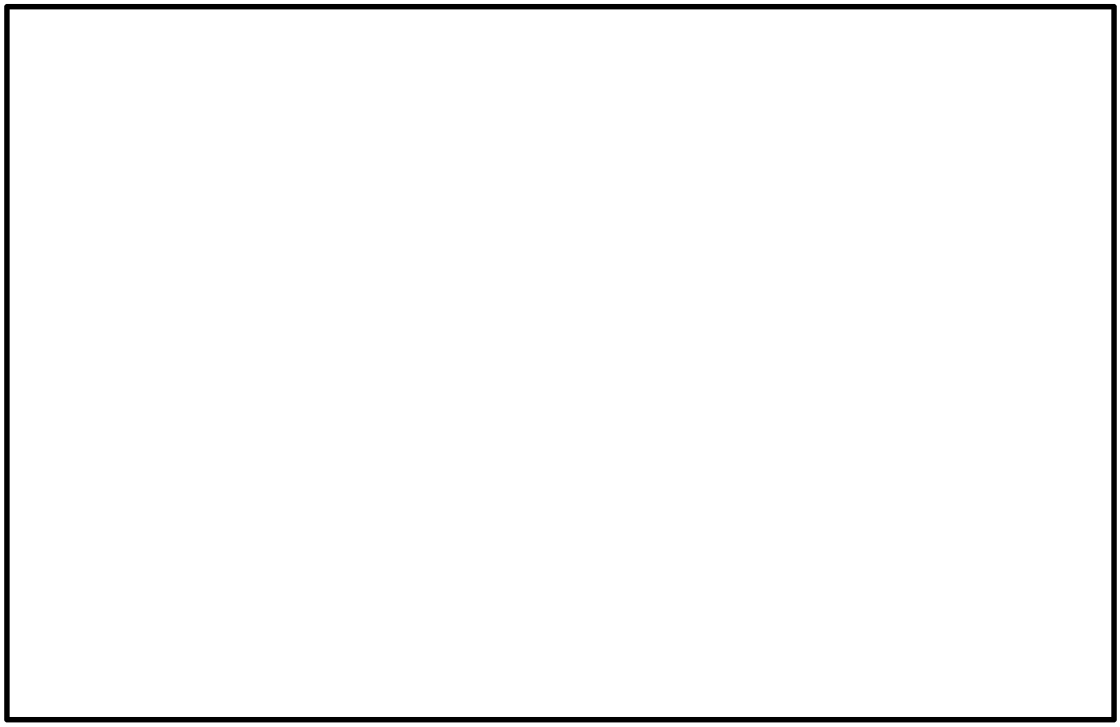
第 10.13.1.4 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



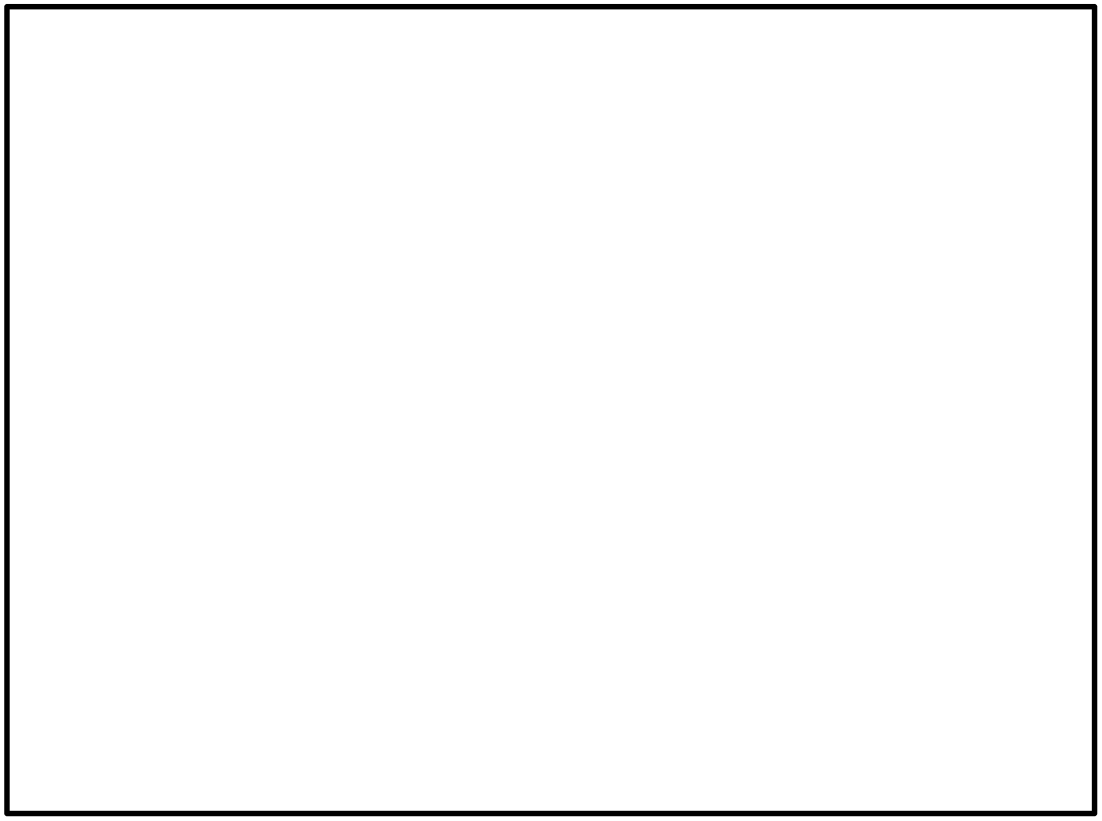
第 10.13.1.4 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 10.13.1.5 図　衝撃荷重曲線

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

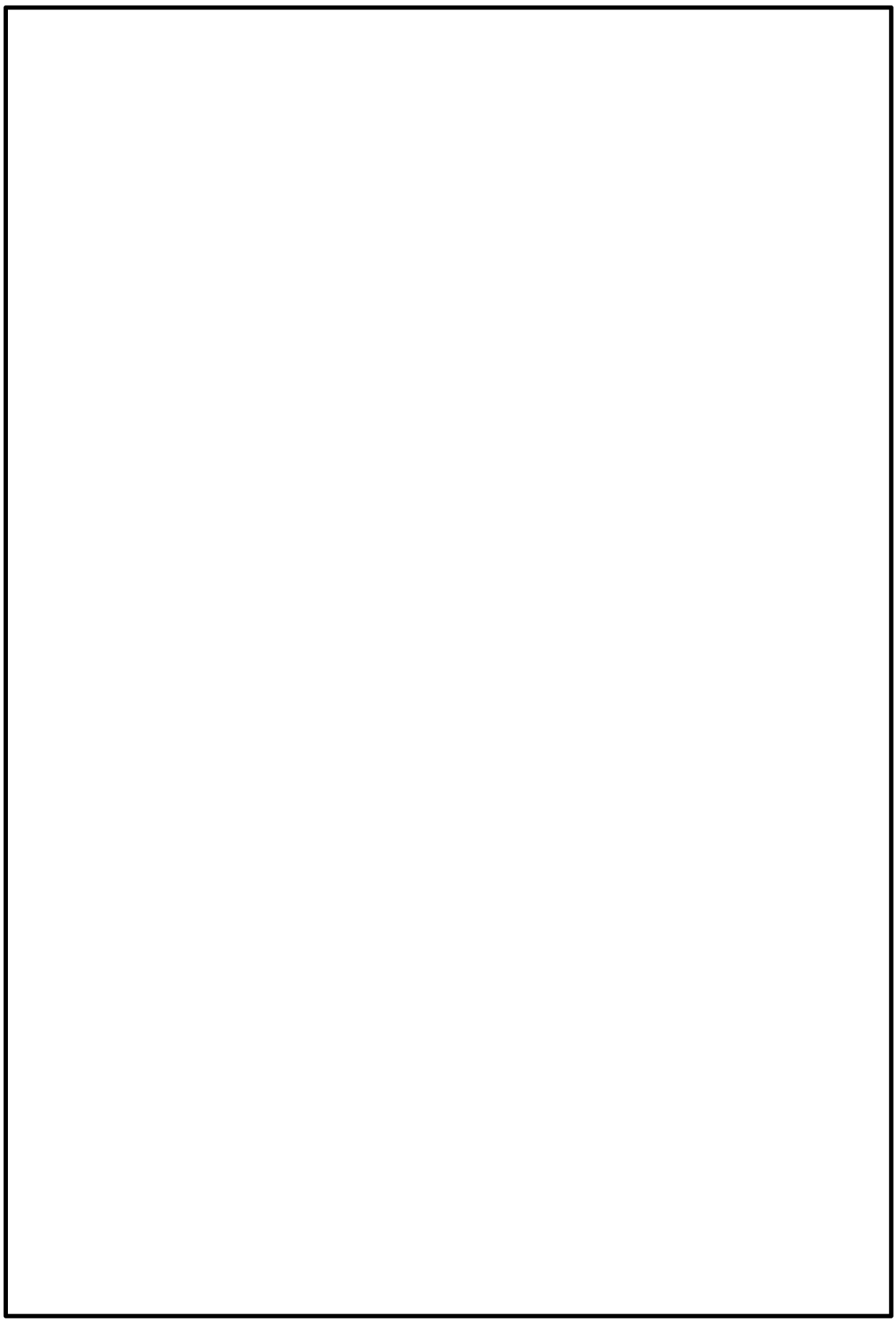


第 10.13.1.6 図　衝撃荷重の入力面積

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

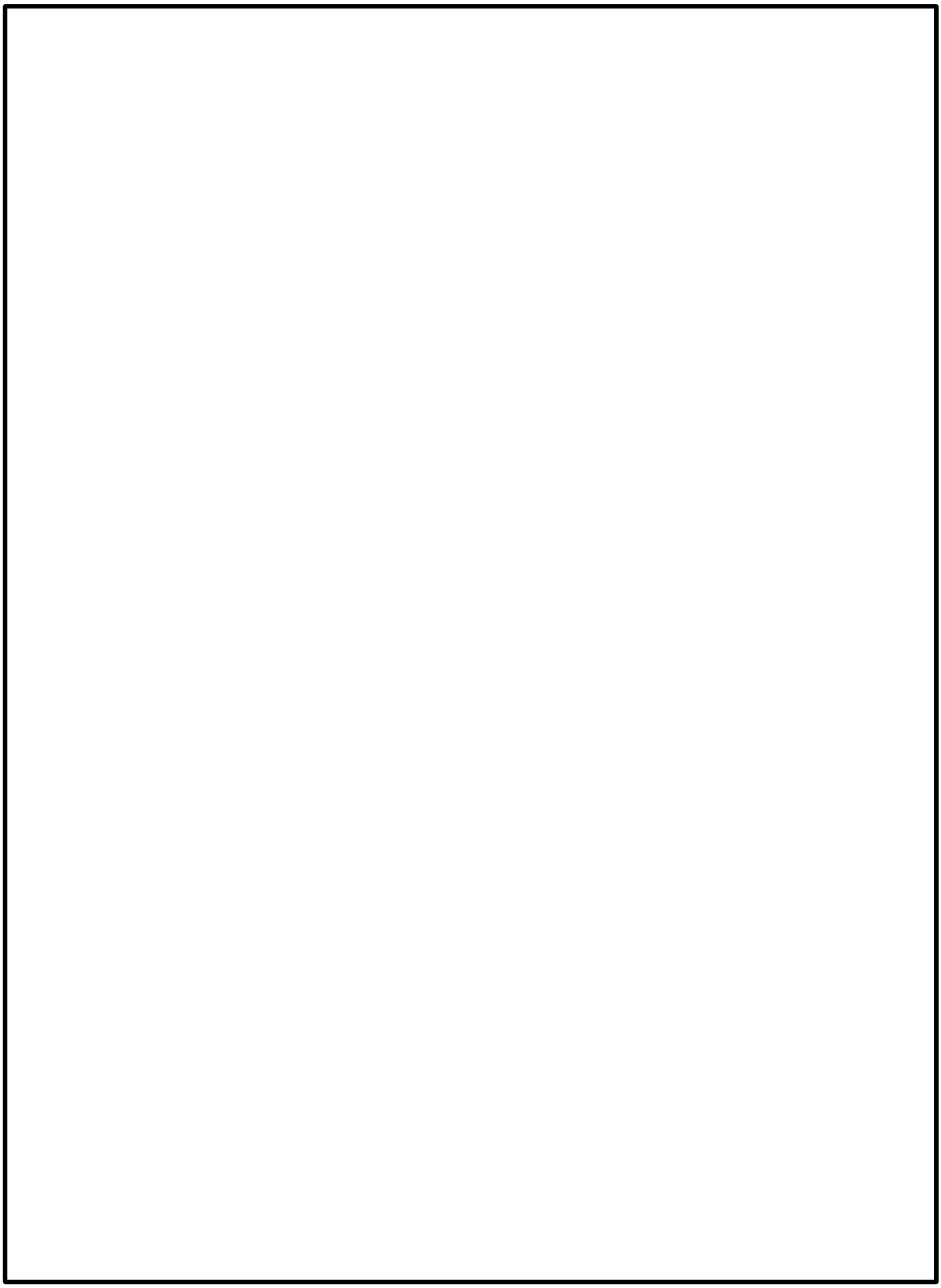
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 10.13.2.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能　概略系統図(1/2)



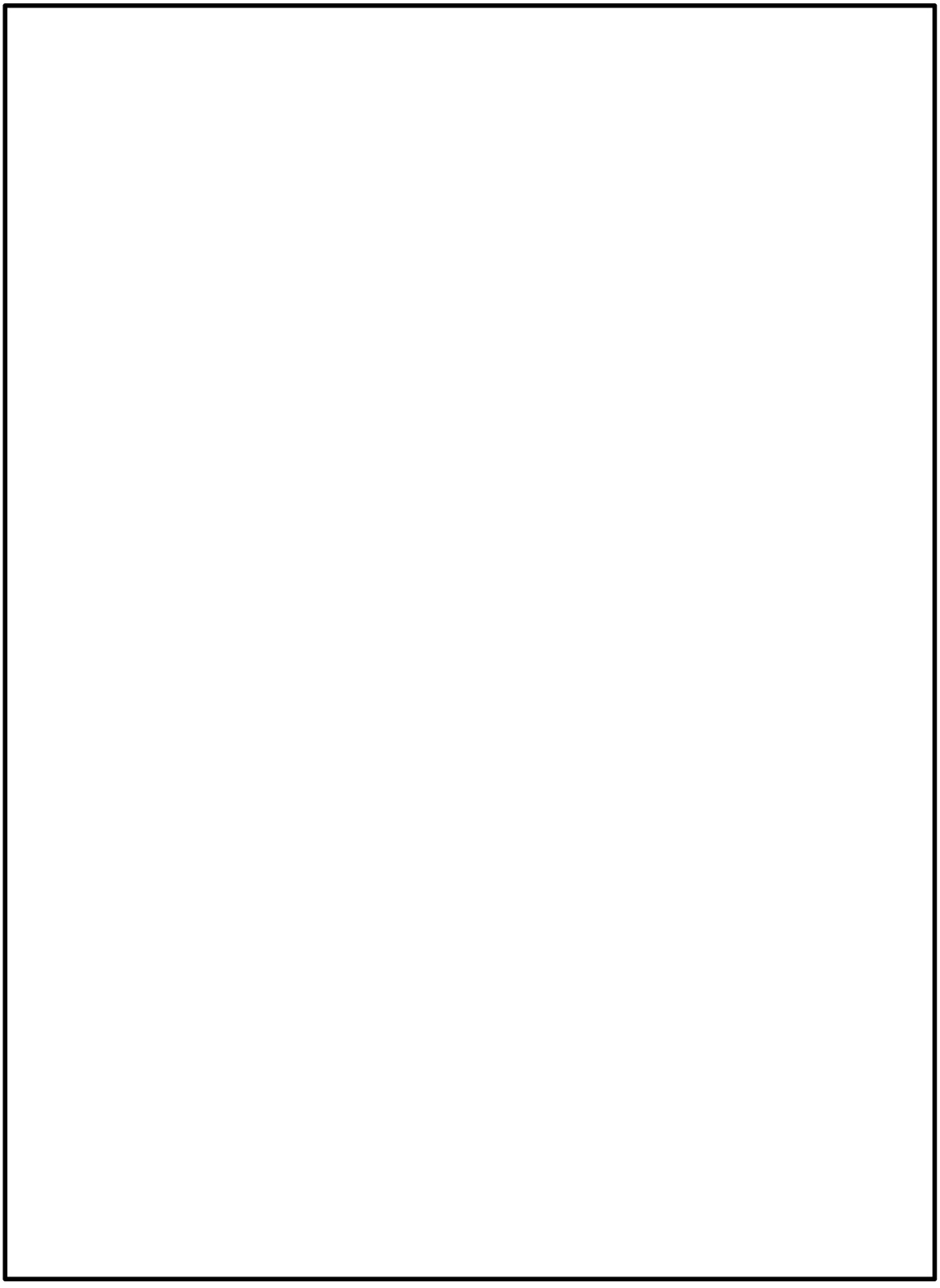
第 10.13.2.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能　概略系統図(2/2)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



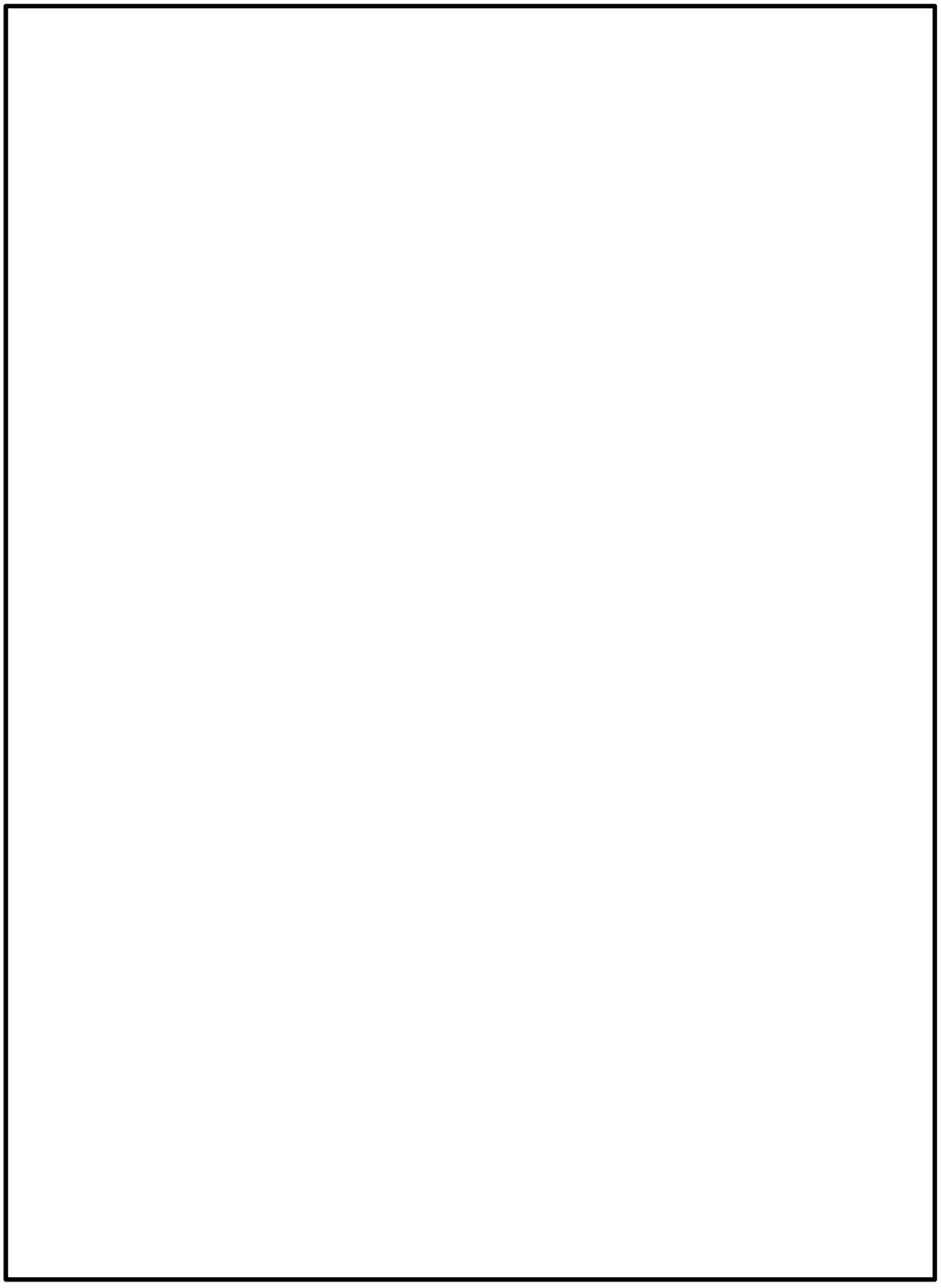
第 10.13.3.1 図　炉内の溶融炉心の冷却機能　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



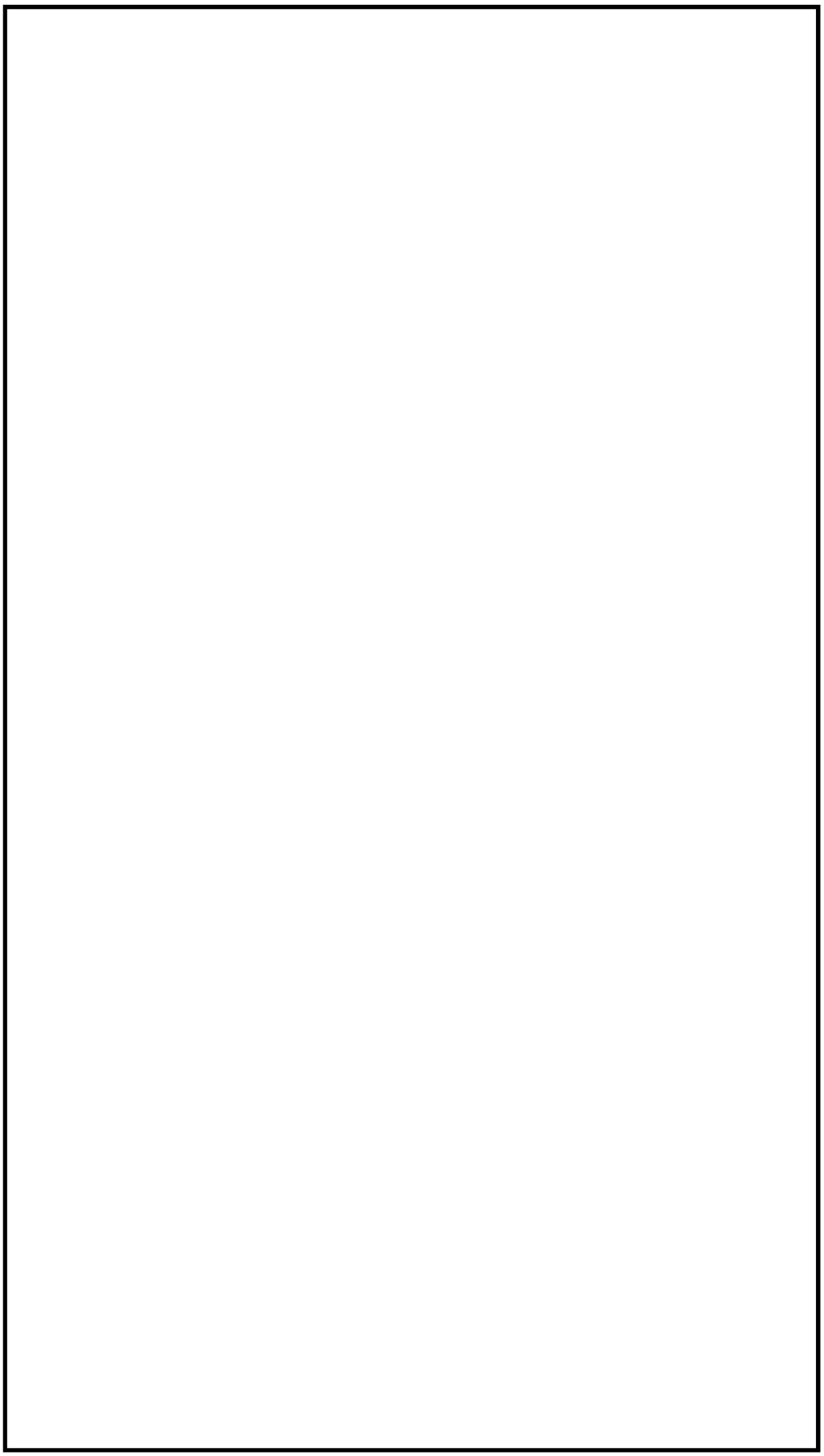
第 10.13.4.1 図　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



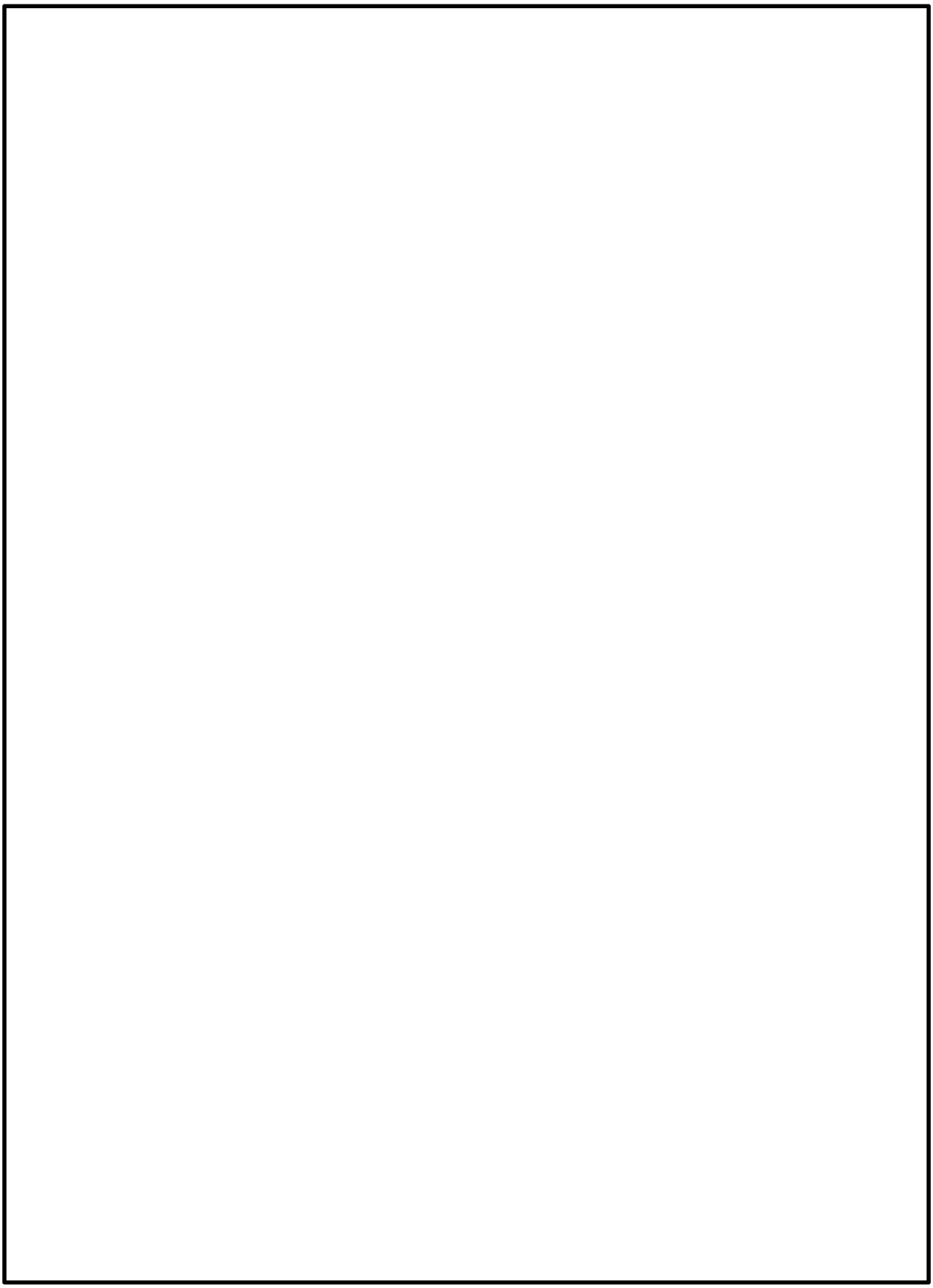
第 10.13.5.1 図　格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



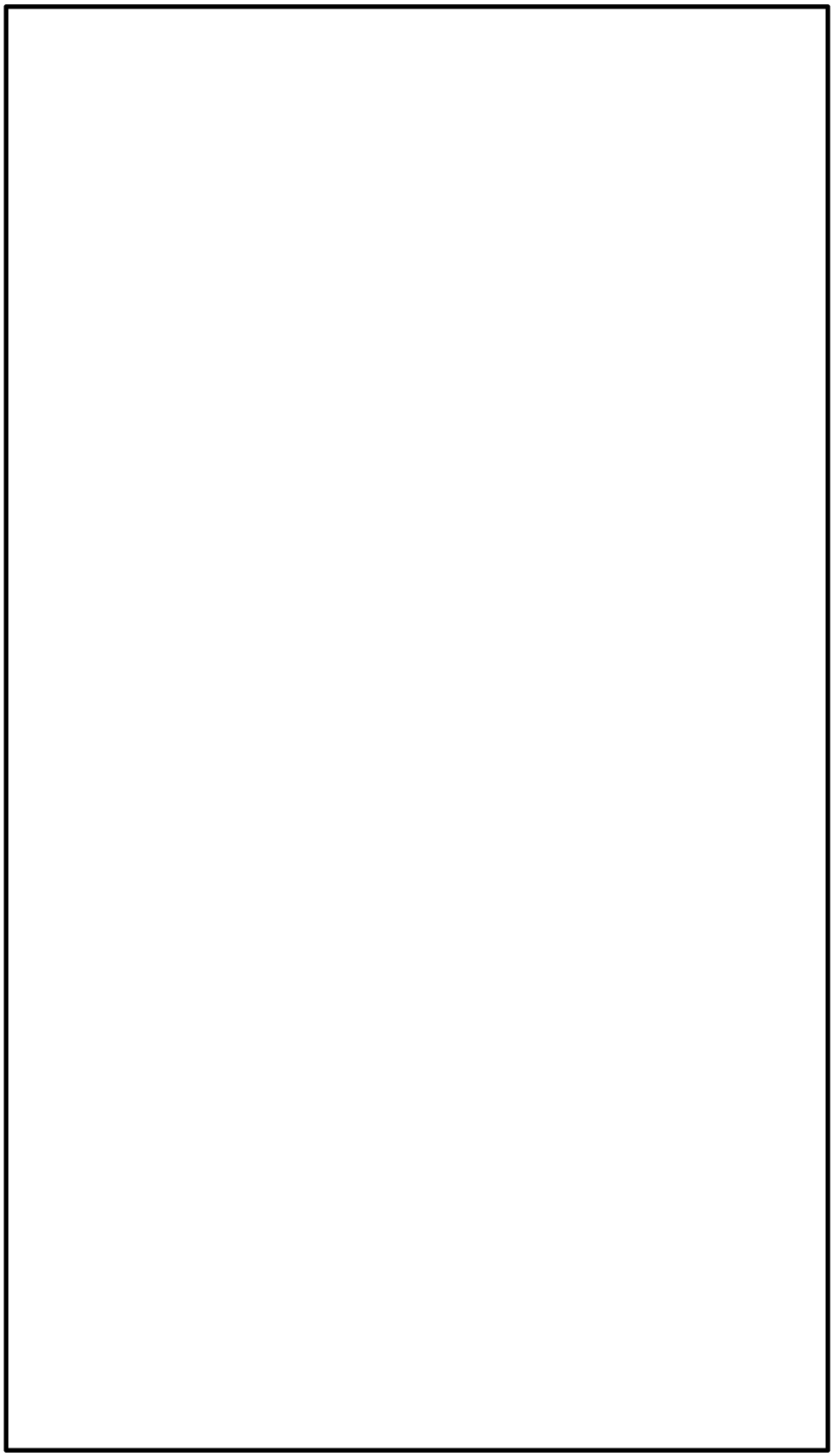
第 10.13.6.1 図　原子炉格納容器の過圧破損防止機能　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



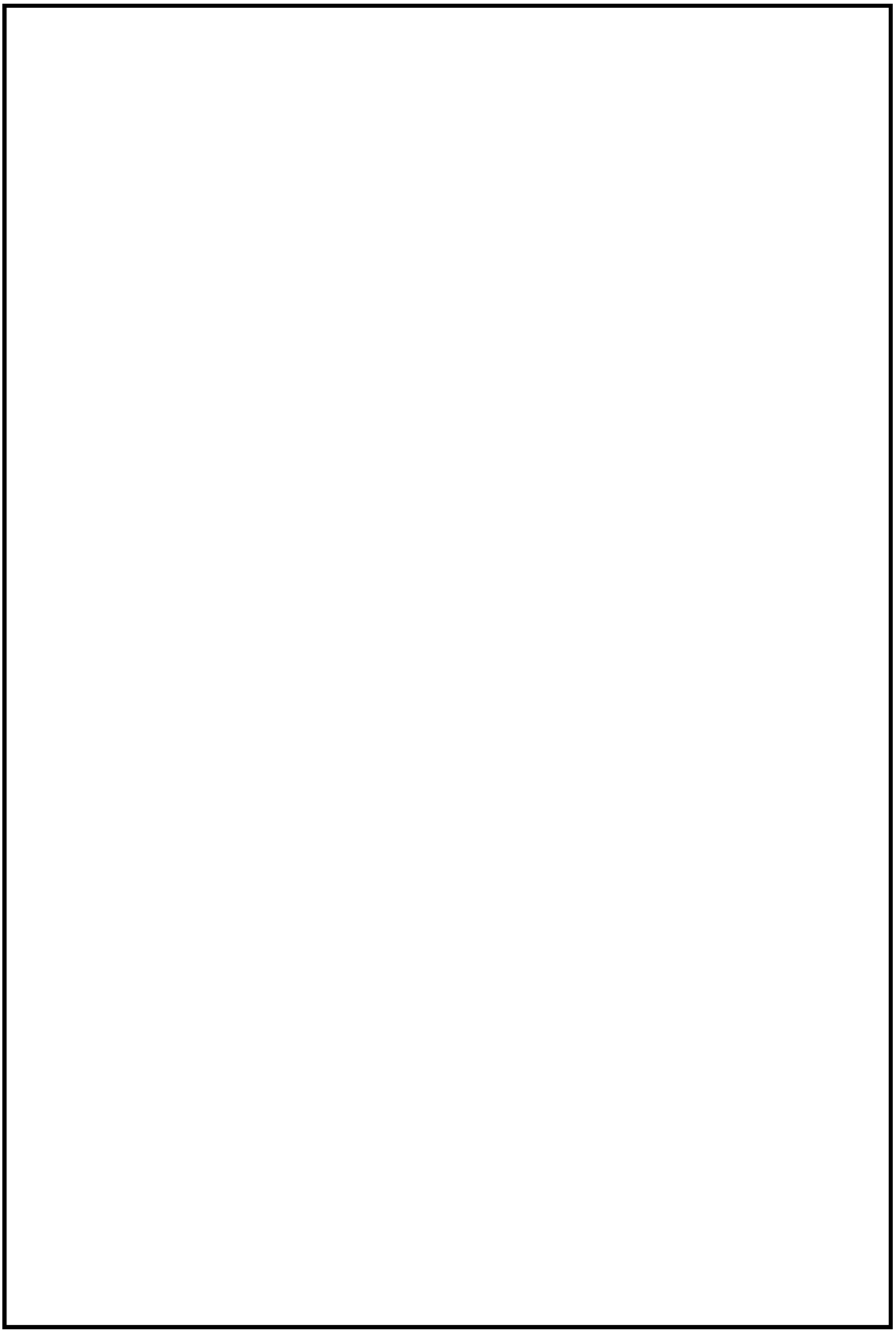
第 10.13.8.1 図　電源設備　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



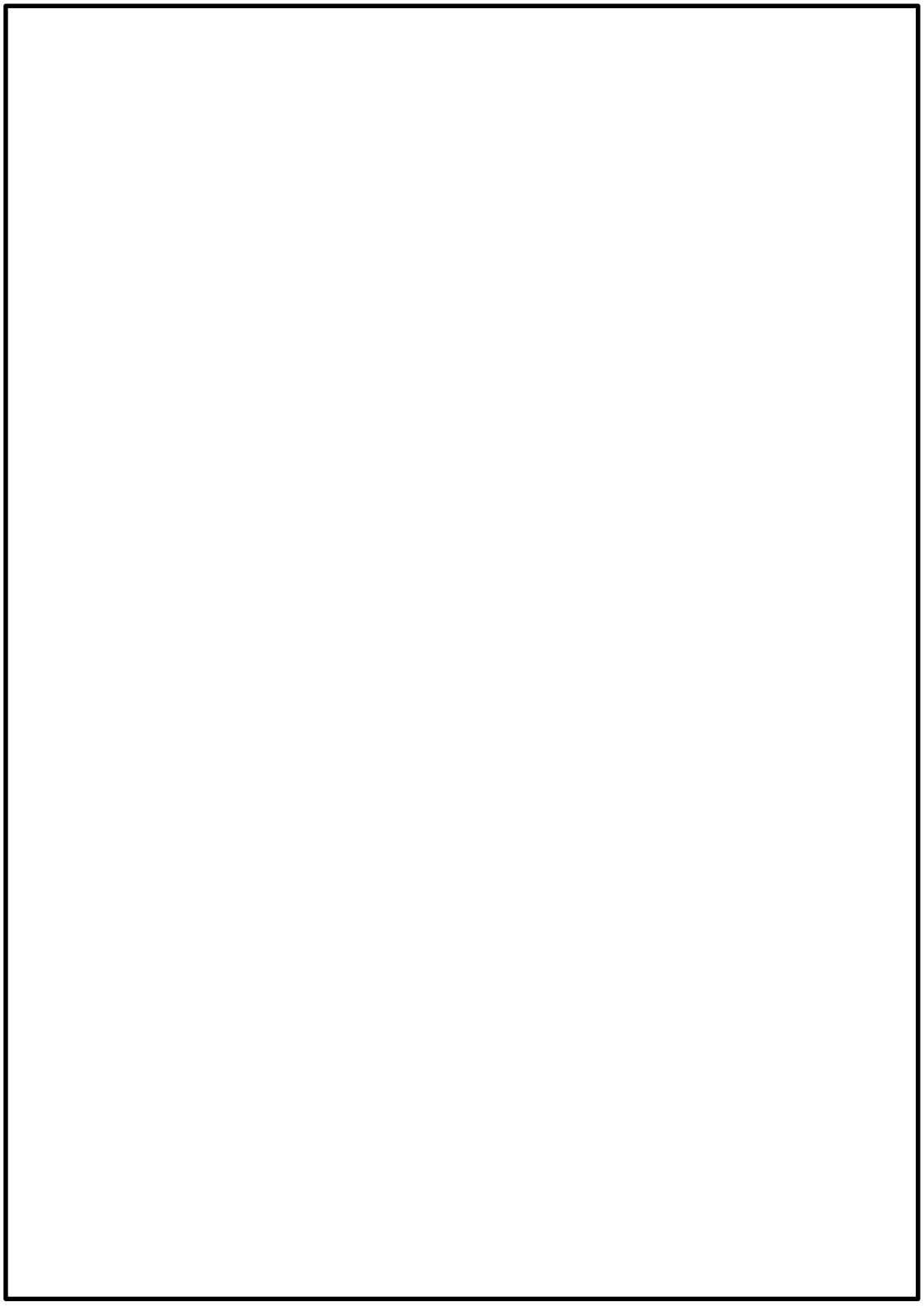
第 10.13.9.1 図　計装設備　概略系統図（1/2）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



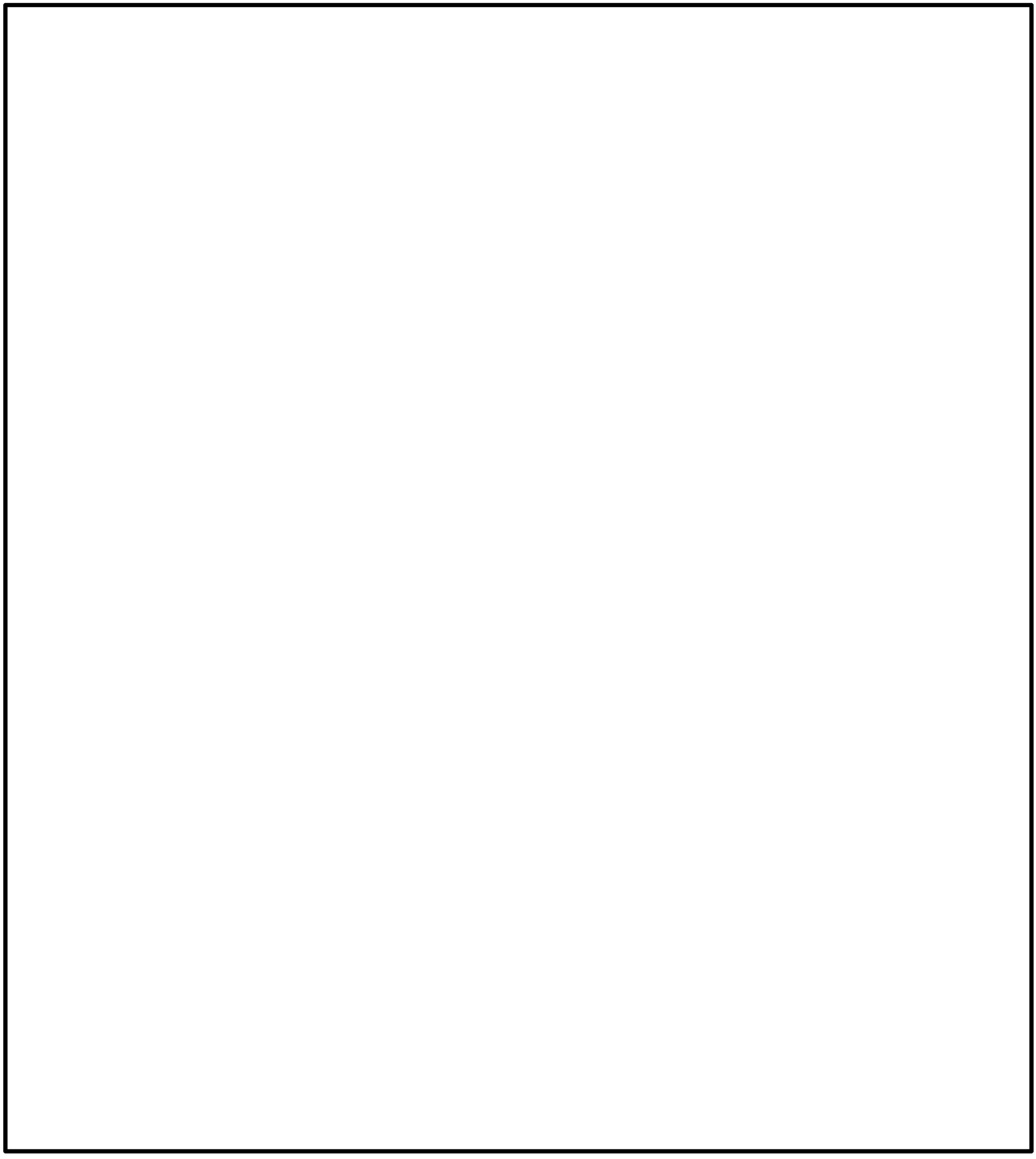
第 10.13.9.1 図　計装設備　概略系統図（2/2）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



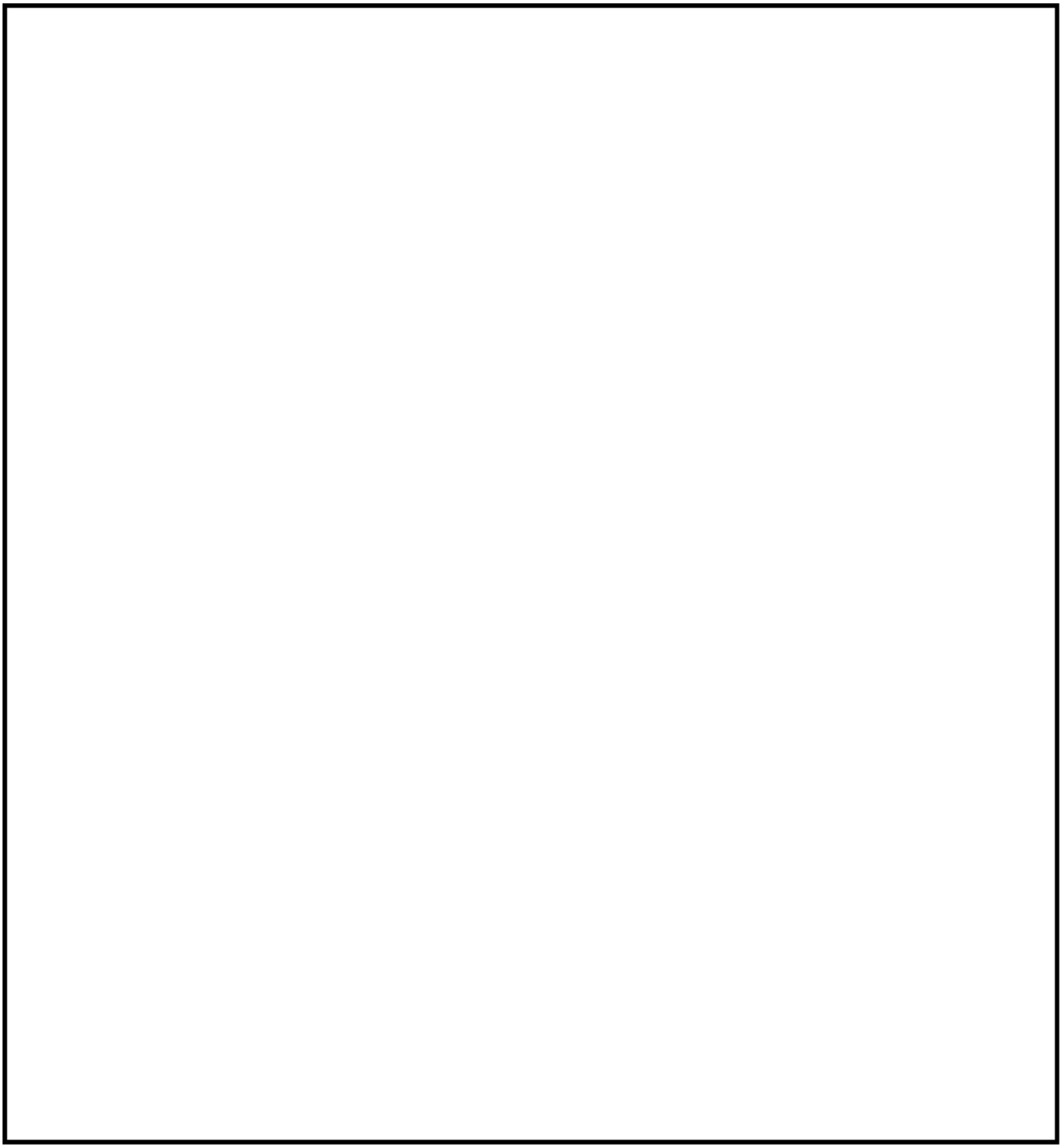
第 10.13.10.1 図　通信連絡設備　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



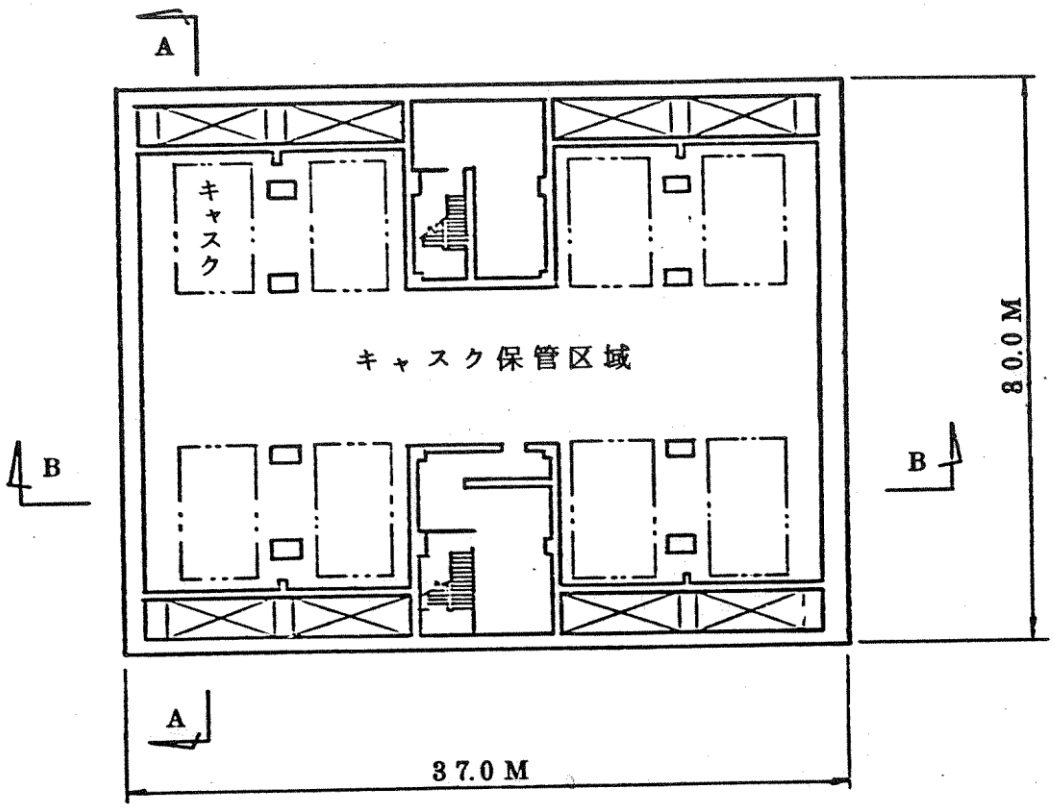
第 10.13.11.1 図　緊急時制御室　概略系統図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

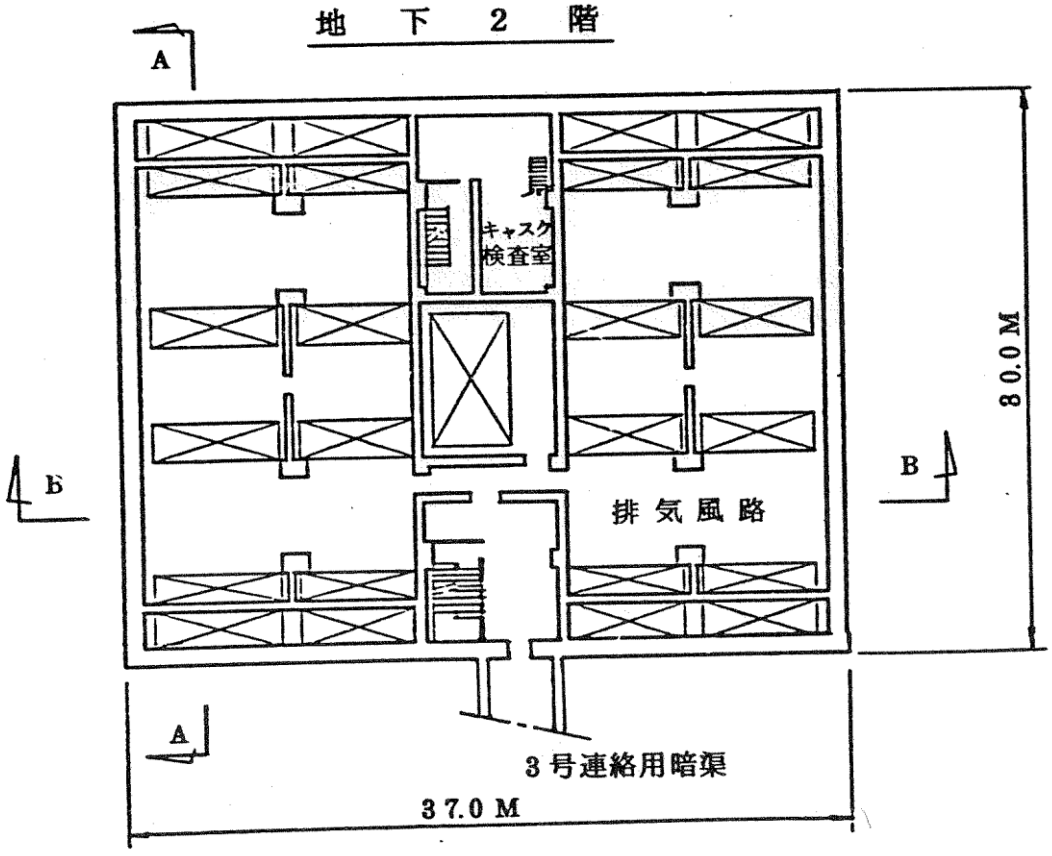


第 10.13.14.1 図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

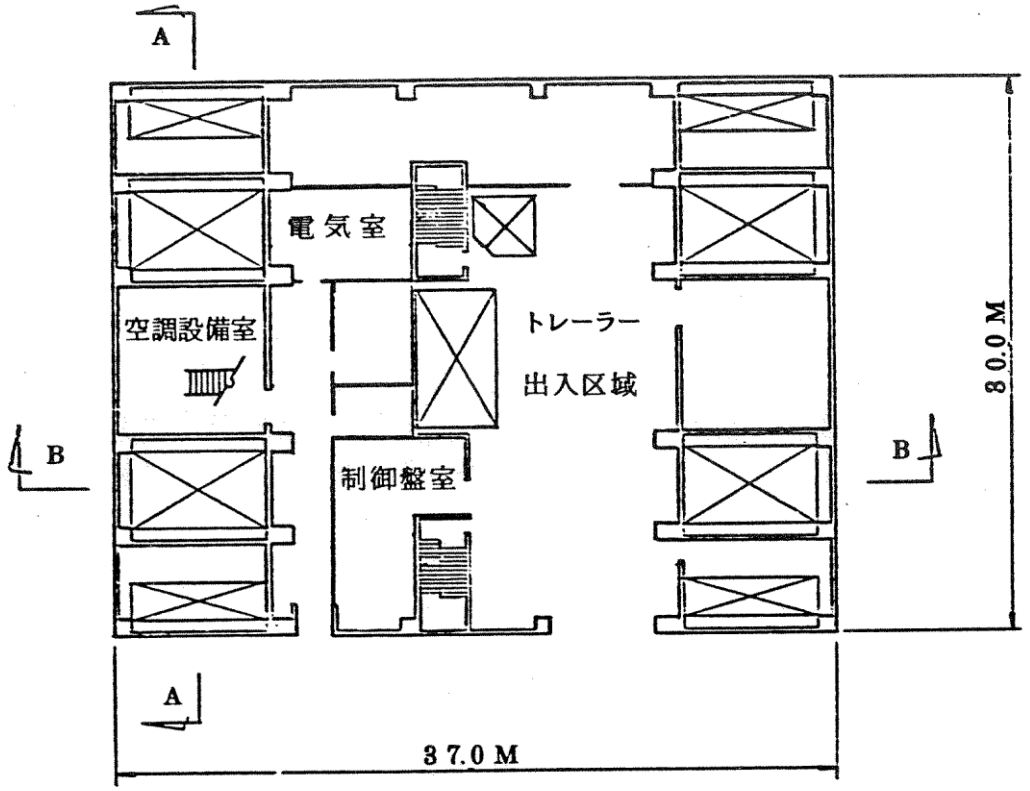


地　下　2　階

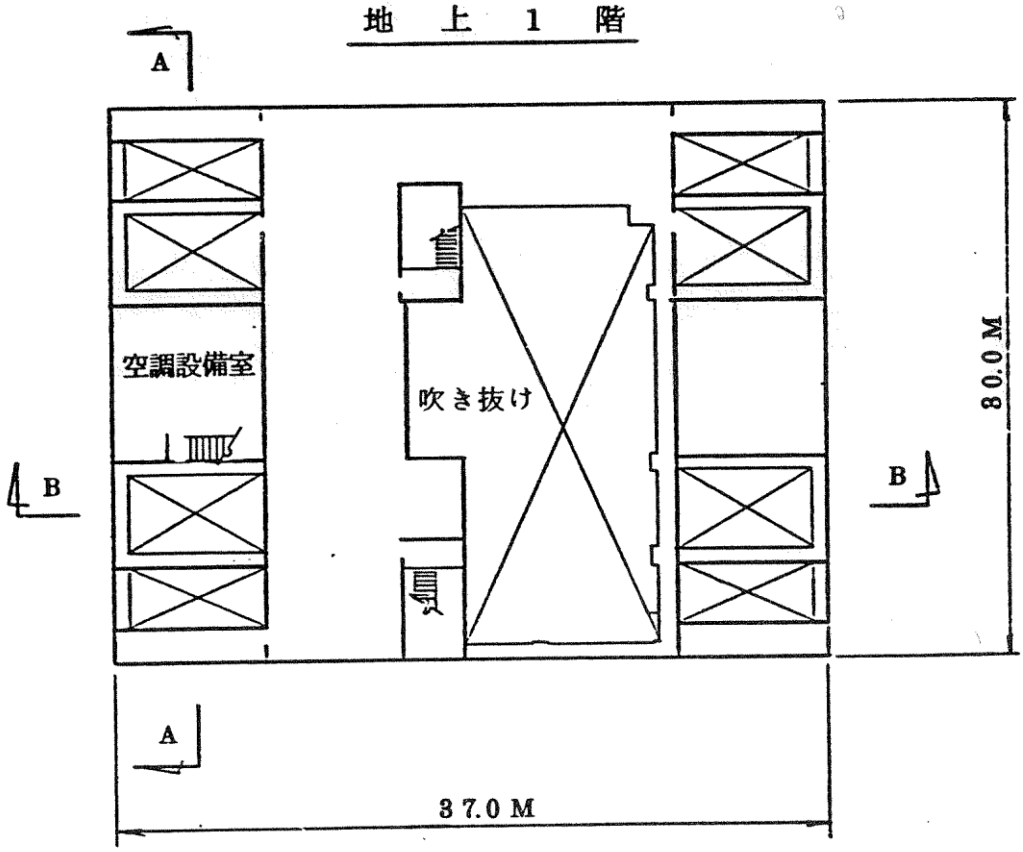


地　下　1　階

第 10.14.1 図　使用済燃料輸送容器保管建屋（その１）

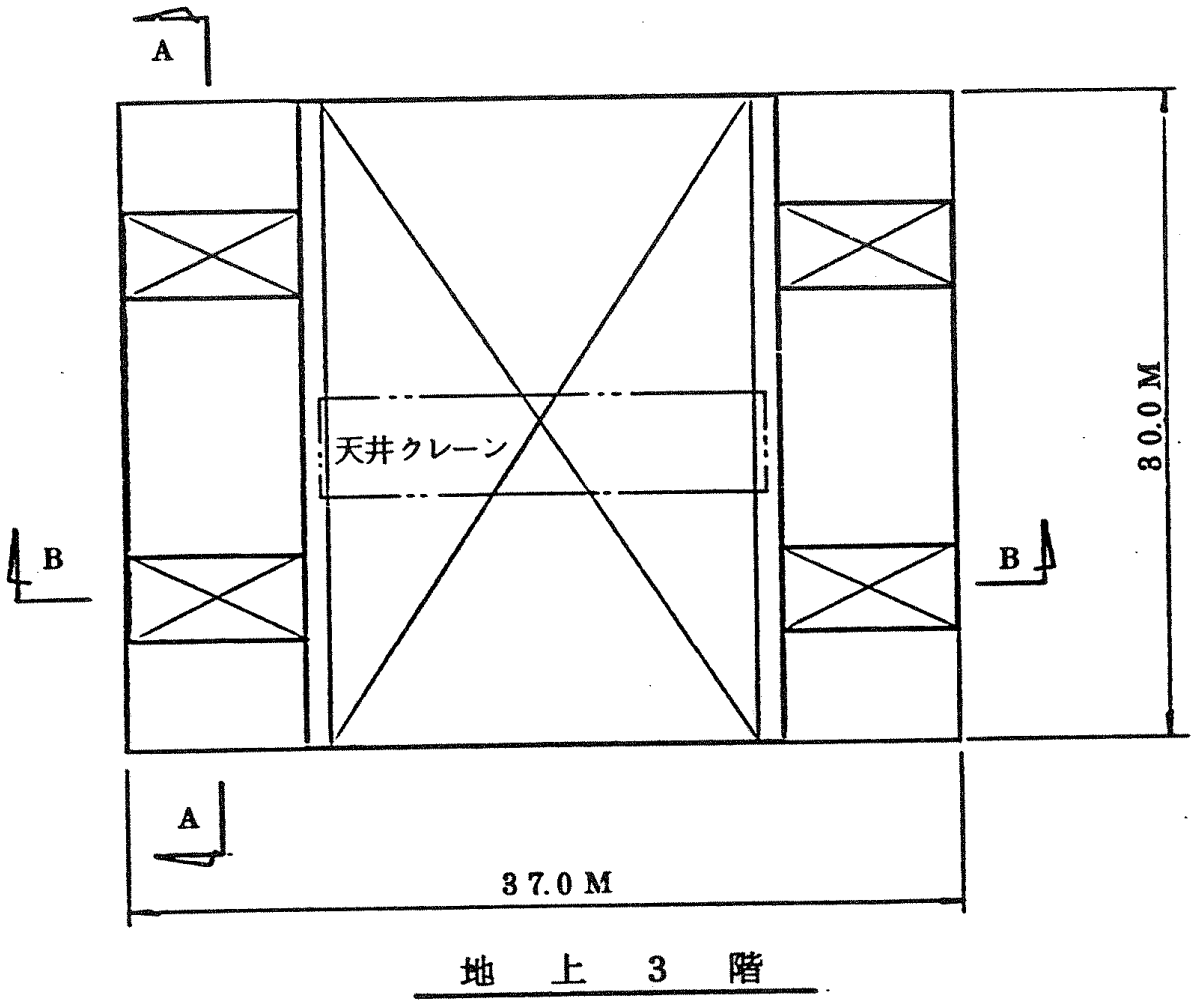


地　上　1　階

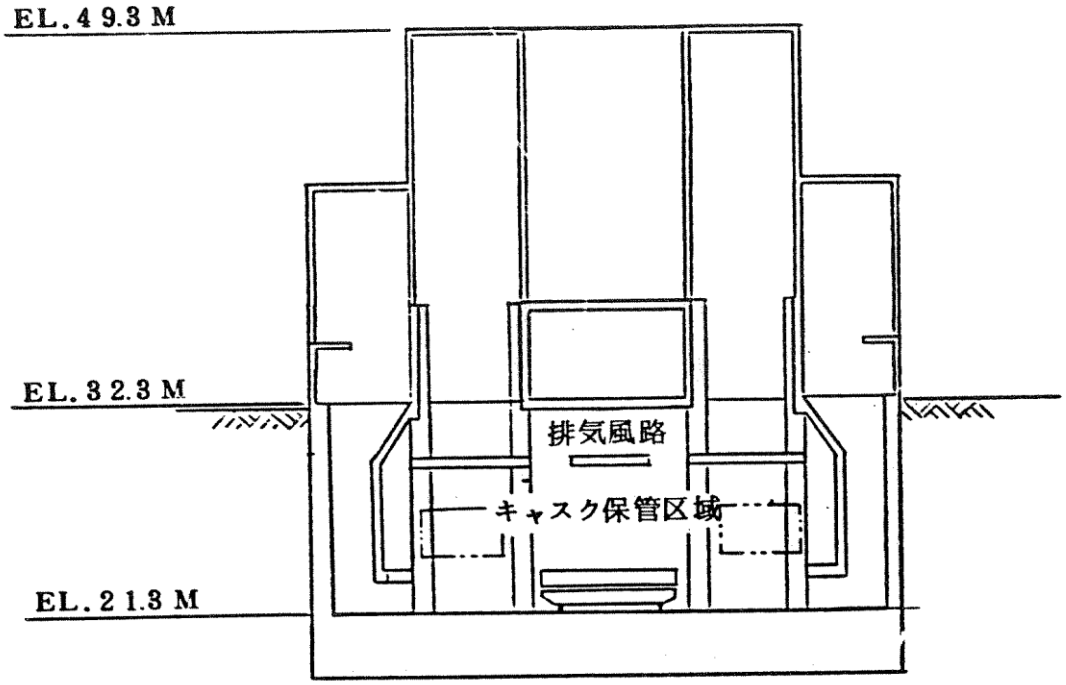


地　上　2　階

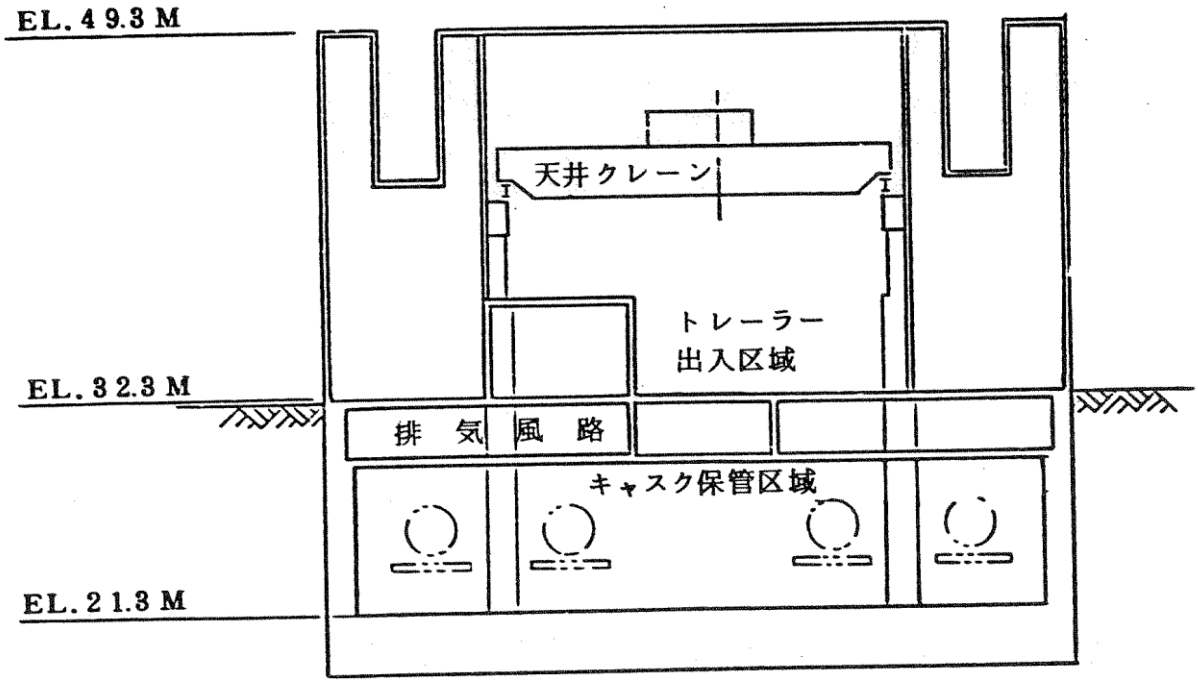
第 10.14.1 図　使用済燃料輸送容器保管建屋（その２）



第 10.14.1 図　使用済燃料輸送容器保管建屋（その３）



A － A 断 面



B － B 断 面

第 10.14.1 図　使用済燃料輸送容器保管建屋（その４）

11. 運転保守

11.1 運転保守の基本方針

原子炉施設の運転保守の基本方針及び基本設計で前提とした運転管理事項は「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第 43 条の 3 の 24 の規定に基づいて定める美浜発電所原子炉施設保安規定によるものとする。

11.2 保安管理体制

発電所の保安管理体制は、発電所長、発電用原子炉主任技術者、電気主任技術者、ボイラー・タービン主任技術者、品質保証室、安全・防災室、所長室、技術課、原子燃料課、放射線管理課、発電室、保全計画課、電気保修課、計装保修課、原子炉保修課、タービン保修課、土木建築課、電気工事グループ及び機械工事グループをもって構成する。

さらに、発電所における原子炉施設の保安運営に関する重要事項を審議するため、本店に原子力発電安全委員会を、美浜発電所に原子力発電安全運営委員会を設置する。

11.3 運転管理

原子炉施設の運転管理は、保安規定に定める原子炉施設運転上の制限、条件及び異常時の措置を遵守するとともに、原子炉施設の運転に習熟した者を確保し、機器の性能及び状態を的確に把握した上で行う。

また、運転管理は、通常時及び異常時に対応するよう作成された運転手順書に従って行うこととし、シミュレータを活用した教育訓練により徹底を図る。異常時の運転手順書については、安全上重要な機器が故障した場合に適切に対応できるよう具体的なものとする。さらに、関連する運転手順書間のつながりの明確化、機器の操作時期、順序、条件等の表現を平易なものとする。

運転手順書については、国内外の事故・故障等を反映して、充実を図る。

11.4 燃料管理

燃料の輸送、貯蔵、原子炉内への装荷、取り出し等はあらかじめ定める燃料取替計画に従い、所定の容器及び燃料取扱設備を使用し、燃料が臨界に達する恐れがないように必要な措置をとりながら行う。

11.5 放射性廃棄物管理

放射性気体廃棄物及び放射性液体廃棄物を発電所外に放出する場合は、法令に定められた濃度限度等の制限値を遵守することはもちろん、発電所周辺の一般公衆の線量当量が「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に定める線量目標値を超えないように努める。

また、放射性固体廃棄物を所内に貯蔵する場合は、所定の貯蔵設備において厳重に管理する。

11.6 放射線管理

放射線管理は、放射線業務従事者の線量当量を法令に定められた制限値以下とすることはもちろん、無用の放射線被ばくを防止する方針で行う。

また、発電所に管理区域、保全区域、周辺監視区域等を設け、出入管理、被ばく管理、管理区域内における作業管理、放射線の測定、放射性汚染物質の移動の管理等を厳重に実施する。

11.7 保守

原子炉施設の保守は、保安規定に定める検査を行うとともに、原子炉施設の安全確保を妨げないような措置をとりながら適正な運転を図るために必要な保修、改造を行う。

11.8 非常時の措置

地震、火災、その他の原因によって、相当な規模の放射線事故が発生した場合、又は発生する恐れがある場合には、発電所の通常組織とは異なる非常災害対策組織を設置して放射線事故の原因除去、拡大防止等の

ための活動を迅速かつ適切に行う。

11.9 教育及び訓練

発電所従業員に対して、原子炉施設の保安及び放射線防護に関する教育並びに非常災害に対するための総合的な実施訓練を定期的及び必要に応じて計画し、実施する。

11.10 健康管理

労働安全衛生法に基づいて発電所従業員の健康診断を実施し、必要がある場合は保健指導及び就業上の措置を講じる。また、発電所内において人の障害が発生した場合、又は発生する恐れがある場合には必要な応急措置をとる。

11.11 発電所従業員以外の者に対する保安措置

発電所従業員以外の者を保全区域又は管理区域に立入らせる場合は、保安上必要な注意を与えるとともに、特に管理区域内で作業する請負業者には放射線防護上の必要事項を明確にしてこれを遵守させる。

11.12 記録及び報告

原子炉施設に係る事項を、法令に定めるところにより記録し保存するとともに、報告を行う。

12. 運転保守に係る品質保証活動

発電所の安全性、信頼性を維持、向上するため、以下の方針で品質保証活動を実施する。

(1) 組織、権限を明確にして品質保証活動を恒常的に実施する。

(2) 信頼性をより高めるため、新しい知見、技術や国内外の運転経験等の情報の反映の要否の定期的な検討等も継続的に進める。

特に、蒸気発生器伝熱管に係る既存の損傷形態についての新しい知見、技術等を積極的に導入し、その抑制を図る。

(3) 設計変更又は運転・保守管理方法変更に当たっては、その変更の妥当性を十分検討するとともに、変更の結果が的確に運転保守に反映できるよう努める。

(4) ヒューマンエラーの防止についても、発生事例の要因分析を行い、再発防止を図る。

特に、加圧器逃がし弁等安全上重要な機能を有する機器の計器用空気系統の配置については、安全機能を阻害する可能性のある手動弁の取り付けを極力避ける等、誤操作防止のための配慮を行う。

(5) 運転保守に係わる機器製作者、工事実施者並びにこれらと契約関係にある者が分担する品質保証活動が、正しく遂行されるよう指導するとともに、品質監査を行い、品質保証活動の徹底、改善を図る。

(6) 原子力部門とは独立した組織により品質監査を実施し、品質保証活動の徹底、改善を図る。

13. 蒸気発生器取替期間中の安全上の措置

蒸気発生器の取替えの概略手順を第13.1図に示す。

蒸気発生器取替えの実施に際しては、以下の安全上の措置を講じる。

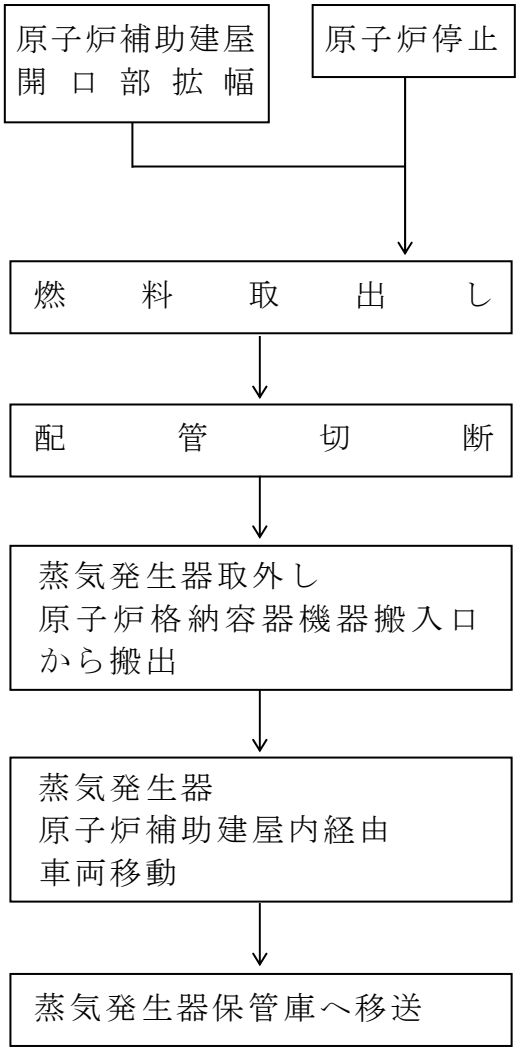
(1) 蒸気発生器の一次冷却材管の切断期間中は、原子炉のすべての燃料を使用済燃料貯蔵設備に保管する。

(2) 蒸気発生器の一次冷却材管への接続に際しては、関係法令、規格、基準等に準拠して行い、取替後の原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確保する。

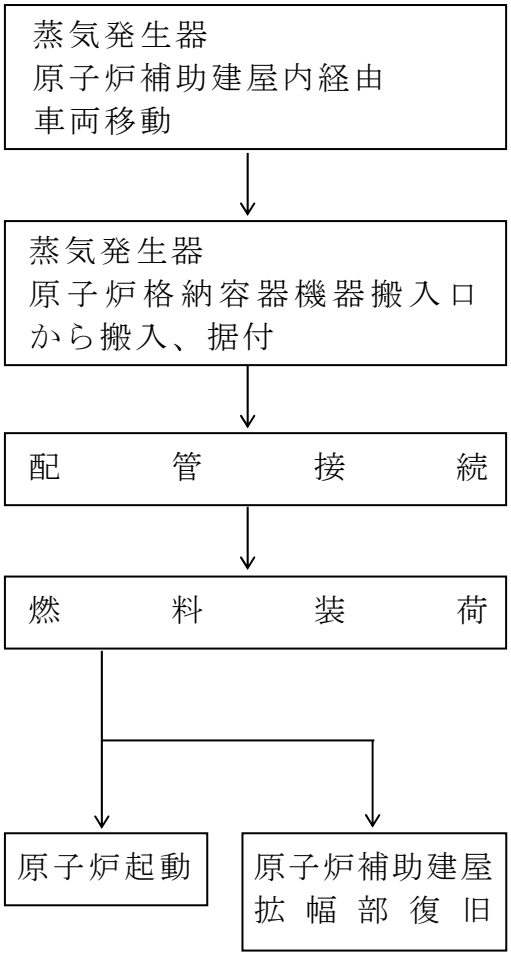
(3) 蒸気発生器の移動及び移送に際しては、落下防止及び他の機器への損傷防止に万全を期する。

(4) 放射性物質の放出低減及び被ばく低減のため、適切な措置をとる。

〔蒸気発生器取外し手順〕



〔蒸気発生器取付け手順〕



第13.1図　蒸気発生器取替手順概略図

追　　補

（　添　付　書　類　八　）

追　補　1

「10. 放射性廃棄物の廃棄施設」の追補

添付書類八　「10. 放射性廃棄物の廃棄施設」の記述に次のとおり追補する。

目　　次

追補 1.　「10. 放射性廃棄物の廃棄施設」の追補

1. アスファルトの可燃性について …… 8-追-4
2. 雑固体焼却設備の異常防止について …… 8-追-5

1. アスファルトの可燃性について

アスファルトの引火点は、その測定値が一定でない。このことはアスファルトが単体でなく、各種の炭化水素の混合物であることに起因し、同一針入度のアスファルトでも含有される成分によってかなり幅がある。

アスファルト及びアスファルト固化体の引火点、燃焼点の測定例を下表に示す。

固化体 / 項目	ほう酸塩固化物		硫酸塩固化物		硝酸塩固化物	
	純アスファルト (60/80)	アスファルト固化	純アスファルト (40/50)	アスファルト固化	純アスファルト (60/80)	アスファルト固化
引火点 (℃)	343(1)	327(1) ($NaBO_2$ 40%)	—	332(2) ($NaSO_4$ 40.4%)	314(3)	318(3) ($NaNO_3$ 40%)
燃焼点 (℃)	384	347 ($NaBO_2$ 40%)	—	353 ($NaSO_4$ 40.4%)	369	347 ($NaNO_3$ 40%)

このアスファルト固化装置では、ストレートアスファルト（直溜アスファルト針入度 60～80）を使用する計画で、引火点は 270～350℃の範囲にあるものと考える。

又、アスファルト固化の処理対象廃液組成は

ほう酸又はほう酸ナトリウム	約 21,000ppm as B
塩素イオン	約 500ppm as Cl
その他の酸、アルカリ、油類	1%以下

であり、主成分はほう酸及びほう酸ナトリウムであるため、その固化体の引火点は、純アスファルトと比べて大差はない。

参考文献

(1) 荏原製作所　実測値（1974 年 10 月　榊氏測定）

(2) Commissariat á I' Energie Atomique-R-4378　（1973 年 2 月）

(3) 動力炉・核燃料開発事業団 技術レポート N841-73-17（1973 年 7 月）

2. 雑固体焼却設備の異常防止について

(1) 焼却対象物

雑固体焼却設備で焼却処理する対象物は、可燃性雑固体廃棄物と廃油であり、可燃性雑固体廃棄物の種類及び組成はおよそ次のとおりである。

ポリエチレン（シート）	約 60%
布、紙、木材類	約 35%
その他（ゴム類など）	約 5%

(2) 異常燃焼の可能性

発電所で発生する廃棄物中で異常燃焼（爆燃）を起す可能性のあるものは、有機溶媒と使用済の電池等がある。

有機溶媒は、布、紙等と同拌して焼却炉に入ることはあるが、この場合、問題となる程の異常燃焼は起らない。ポリビン等の容器に入った多量の有機溶媒が焼却炉に投入された場合異常燃焼を起し、焼却炉内の圧力上昇及び焼却設備の破損につながる恐れがあるが、放射化学分析等に使用する有機溶媒は、特にポリビン等容器に入れて廃棄することはない。

電池類については、10 本程度でも問題となる程の異常燃焼は起らない。

又、電池類等焼却処理に不適当な廃棄物は不燃物と可燃物を仕分け及び小分けする段階で除去できる。

従って、異常燃焼の起る可能性はほとんどないが、万一異常燃焼が生じた場合でも圧力逃し弁で焼却炉の破損を防ぐことができるようになっている。

(3) 主要なインターロック

雑固体焼却設備の主要なインターロックには下記のようなものがあり、焼却設備に異常が生じた場合は自動的に装置は安全側に働く。

(a) 焼却炉排気筒の排出ガス中の放射能濃度（モニタによる）が異常高になった場合は、被焼却物の供給は自動停止する。

(b) 排気ブロワは稀釈ファンが運転されていなければ起動できないものとし、焼却炉運転中、稀釈空気の供給が停止された場合は、被焼却物の供給を自動停止する。

(c) 排気ブロワが異常に振動したり（振動針による）、サーマルトリップした場合は自動的に予備のブロワに切替えるとともに、被焼却物の投入を

自動停止する。

(d) 焼却炉内温度が異常に高くなった場合には、被焼却物の投入を自動的に停止する。

(e) 焼却炉出口排ガス温度が異常に高くなった場合は、被焼却物の投入を自動的に停止するとともに冷却用空気導入バルブが自動的に開き焼却炉を冷却する。

(f) 空気混合器出口の排ガス温度は、混合用空気管路の自動制御バルブにより、一定温度に制御されているが温度が異常に高くなった場合は、警報を発する。

(g) 焼却炉内圧力が異常に高くなった場合は、被焼却物および燃焼用空気の供給を自動的に停止する。

(h) 一次セラミックフィルタの差圧が異常に高くなった場合は被焼却物の投入を自動的に停止する。

(i) 停電時は、燃焼用空気、混合用空気管路などのバルブを自動的に閉じ、系統外にガスが漏れるのを防ぐ。

(4) セラミックフィルタの差圧監視

セラミックフィルタの差圧は次のことを目的として、常時監視できるようにしている。

(a) 被焼却物を焼却炉内へ投入する際、一次セラミック・フィルタに未燃分の残りがないことを確認する。

(b) セラミックフィルタ・エレメントの欠損をチェックする。これは差圧の急激な低下を監視することにより行う。

(c) セラミックフィルタ・エレメントの目詰り状況をチェックする。

(5) 焼却炉、煙道の耐久性

焼却炉から空気混合器に至る部分の内面は全て耐火レンガでライニングを施している。又、空気混合器から排気筒に至る部分はステンレスで、特に排ガス温度を 200～250℃で運転することにより、いわゆる高温腐食（500℃以上）及び低温腐食（150～180℃以下）の領域を避けて制御する。

この部分の高性能フィルタは高温用のものを使用し（耐熱温度 400℃）最高 250℃程度であれば十分耐久性及び性能を持つものと考える。

次に排気筒は内面をレンガライニングしており、耐腐食性および耐久性を十分考慮している。

目　　次

追補 1.　「3. 原子炉及び炉心」の追補

Ⅰ　B型燃料棒の設計評価

Ⅱ　B型バーナブルポイズンに関する説明

追補 2.　「14. 核熱設計及び動特性」の追補

Ⅰ　A型及びB型燃料集合体の共存する炉心特性

下記項目の記載内容のうち [　　] 内は、原子燃料工業株式会社及び三菱重工業株式会社の商業機密に属するものですので外部へ公開できません。

記

追補 1.　「3. 原子炉及び炉心」の追補

Ⅱ　B型バーナブルポイズンに関する説明

追補 2.　「14. 核熱設計及び動特性」追補

Ⅰ　A型及びB型燃料集合体の共存する炉心特性

追　補　　1

「3. 原子炉及び炉心」の追補

添付書類八　「3. 原子炉及び炉心」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　Ｂ型燃料棒の設計評価

Ｂ型燃料棒の設計評価は燃料設計計算コード（FPAC）により行われる。以下は本計算コードによる評価結果である。

1. 燃料最高温度

定格出力時及び最高線出力密度 59.1kW/m 時における燃料最高温度は約 1,800℃及び約 2,300℃であり、二酸化ウラン溶融点の燃焼に伴う低下、計算モデルの不確定性及び燃料製造誤差を考慮した設計上限値の 2,600℃を十分に下まわっている。

2. 燃料棒内圧

運転時の異常な過渡変化時を考慮すると、最大内圧は、最高燃焼度となる燃料棒に第 3 サイクル末期において過渡変化が起こった時発生する。この時の圧力は約 153 ㎏/㎠・a となるが、一次冷却材圧力 158 ㎏/㎠・a 以下である。

3. 被ふく管にかかる応力

被ふく管にかかる応力は、ペレットと被ふく管の接触が起こっている状態で、運転時の異常な過渡変化が起こる場合に最大となる。この時でも相当応力は約 15kg/mm^2 であり、これは被ふく管の耐力約 32kg/mm^2～約 46kg/mm^2 を下回っている。

4. 被ふく管の歪

運転時の異常な過渡変化時を考慮すると、被ふく管の歪は、ペレットと被ふく管の接触が起こっている状態で、運転時の異常な過渡変化が起こる時最大となる。この時の歪は約 0.24%であり、設計基準の 1%より十分小さい。また、被ふく管には、外圧によるクリープとペレットのスエリングのために永久歪が生ずるが、この大きさは燃料寿命末期でも約 0.1%であり、十分小さい。

5. 被ふく管の累積疲労

疲労設計は、Langer-O'Donnell の方法を用いてＡＳＭＥ　ＳＥＣⅢに準拠した疲労設計基準に従って評価した。燃料がその寿命期間中に受けると想定される最大の出力変動回数を考えても、被ふく管の全累積回数比は、0.03 未満であり、設計疲労寿命を十分下回っている。なお、全累積回数比

とは次式で定義されるものである。

$$\text{全累積回数比} = \sum_{i} \frac{ni}{Ni}$$

ni　；タイプｉの負荷変動の繰返し数　　（i=1、2、3）

Ni　；タイプｉの負荷変動の許容繰返し数（i=1、2、3）

負荷変動のタイプとして、次の 3 種を考慮している。

1. 起動・停止
2. 日間負荷変化サイクル
3. その他の過渡変化

Ⅱ.Ｂ型バーナブルポイズンに関する説明

1. Ｂ型バーナブルポイズンの概要

バーナブルポイズンは、第１図に示すようにバーナブルポイズン棒とシンブルプラグをクラスタ状に組立てるものである。

Ｂ型バーナブルポイズン棒は、第 2 図に示すようにホウ素入りアルミナ（Al_2O_3-B_4C）ペレット，ペレットの軸方向を固定するためのプレナムスプリング，ペレットとプレナムスプリングを収納する被ふく管と、被ふく管両端に溶接固定された端栓から構成する。

12 本または 16 本のバーナブルポイズン棒は、それぞれの上端を上部構造の端板に固定する。上部構造は燃料集合体の上部ノズル内に納め、アダプタプレート上に置く。上部構造にはホールドダウンスプリングを取付けている。

バーナブルポイズンアセンブリは燃料集合体の案内シンブルに挿入し、ホールドダウンスプリングを介して、上部炉心板で押える。

ホールドダウンスプリングは鉄・ニッケル・クロム合金、上部構造はステンレス鋼、または被ふく管はジルカロイ－４である。

Ｂ型バーナブルポイズンの反応度価値は、Ａ型バーナブルポイズンと寿命初期において等価になるよう設計する。

外形寸法も燃料との機械的共存性を確保するため、Ａ型バーナブルポイズンと等価に設計する。

Ａ型バーナブルポイズンとＢ型バーナブルポイズンの主な仕様の比較を第 1 表に示す。両者の最も大きな相違点は吸収材と被ふく管の材質であり、Ａ型はステンレス鋼被ふくホウケイ酸ガラス、Ｂ型はジルカロイ－４被ふくホウ素入りアルミナを使用している。吸収材形状は前者が管、後者がペレットである。

Ａ型バーナブルポイズンは上部及び吸収材中央部にプレナムを設けている。Ｂ型バーナブルポイズンは中実のペレットを使用しているためプレナムは上部のみであり、必要かつ充分なプレナムを得るために吸収材上部を短くするとともに、吸収材有効部の中心を燃料有効部の中心と合わせているため吸収材下部も短くしている。

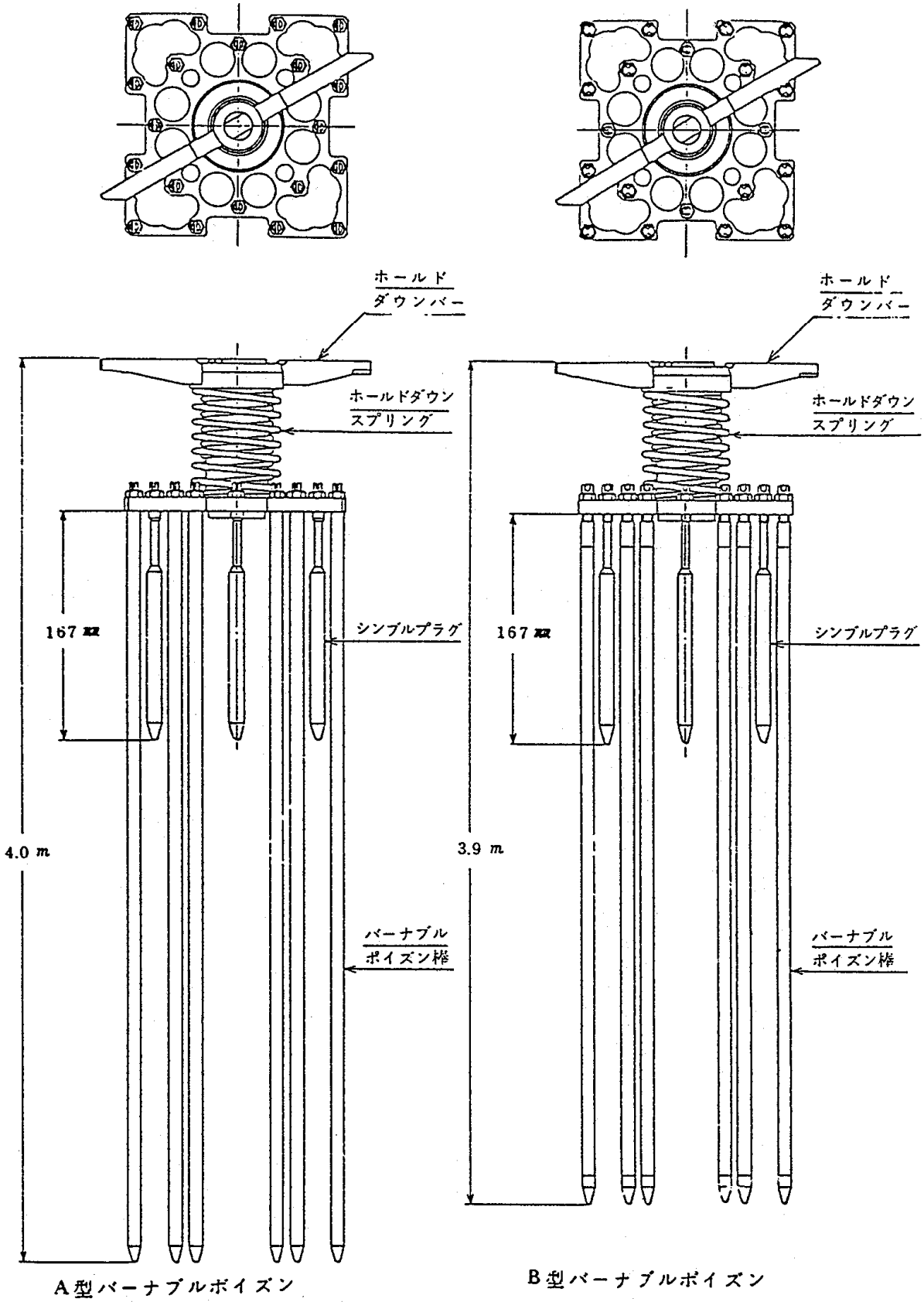
この関係を第 3 図に示す。Ｂ型バーナブルポイズンはコラプス防止を目的

として被ふく管内部をあらかじめヘリウムによって約□Kg/cm²g に加圧している。

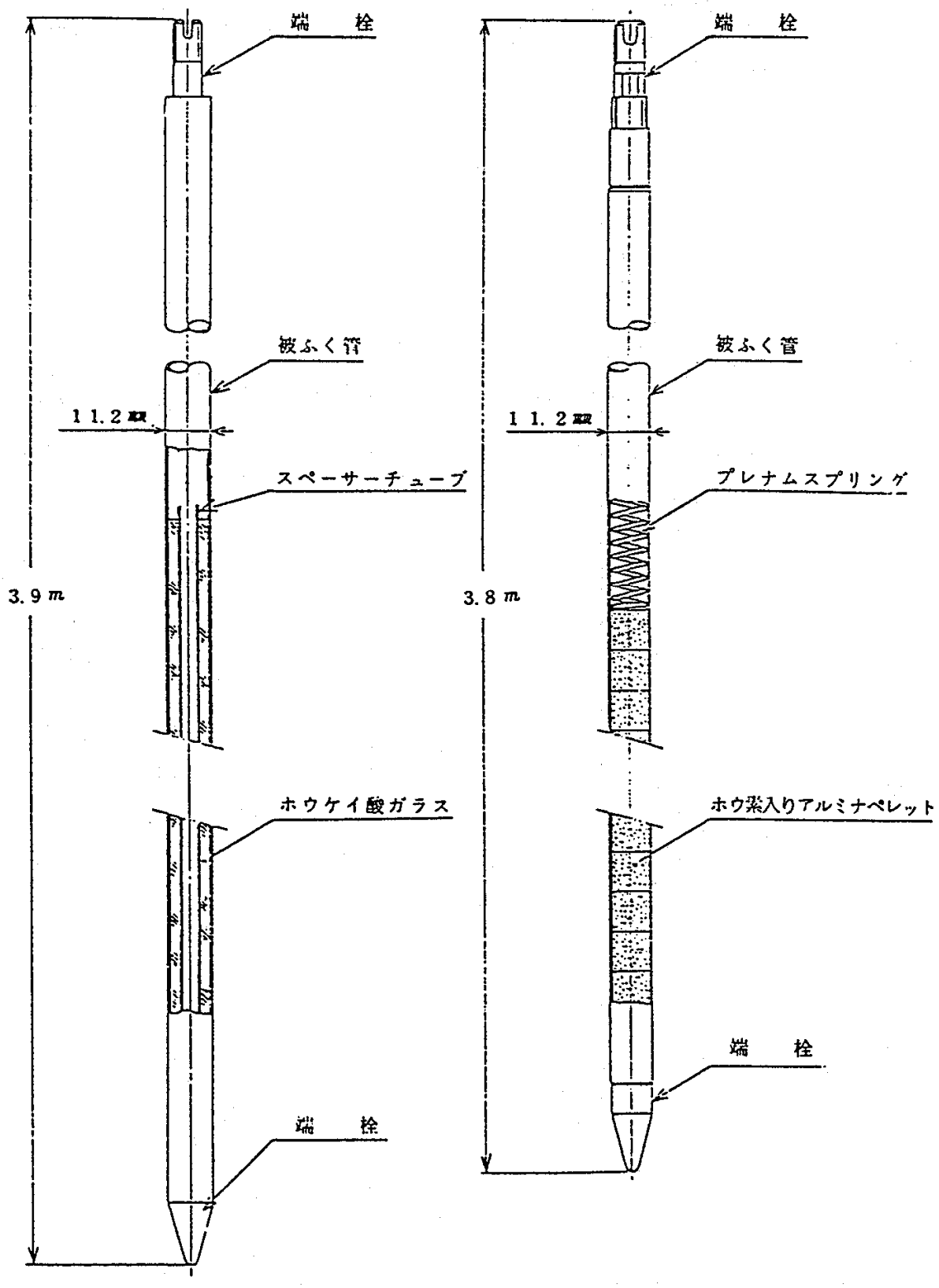
バーナブルポインズン棒を端板に固定する方法は第 4 図に示すようにA型バーナブルポイズンが溶接、B型バーナブルポイズンが機械的方法である。

	項　　目	B型バーナブルポイズン	A型バーナブルポイズン
1.	全　　長	約3.9m	約4.0m
2.	バーナブルポイズン棒		
	外　　径	約11.2m	約11.2m
	長　　さ	約3.8m	約3.9m
	被ふく管材質	ジルカロイ－４	ステンレス鋼
	吸収材材質	ホウ素入りアルミナペレット	ホウケイ酸ガラス
	吸収材有効長	約3.5m	約3.6m
	プレナム位置	上　　部	上部および吸収材中心部
	内部雰囲気	加圧ヘリウム	大　気　圧
3.	シンブルプラグ		
	直　　径	約13mm	約13mm
	長　　さ	約167mm	約167mm
4.	端　　板		
	外　　寸	約156mm角	約156mm角
5.	バーナブルポイズン棒		
	接　続　法	機械的接続	溶　　接
6.	吸収物質濃度	B_4C　3.0%（重量比）	B_2O_3　12.5%（重量比）

第１表　A型およびB型バーナブルポイズンの比較

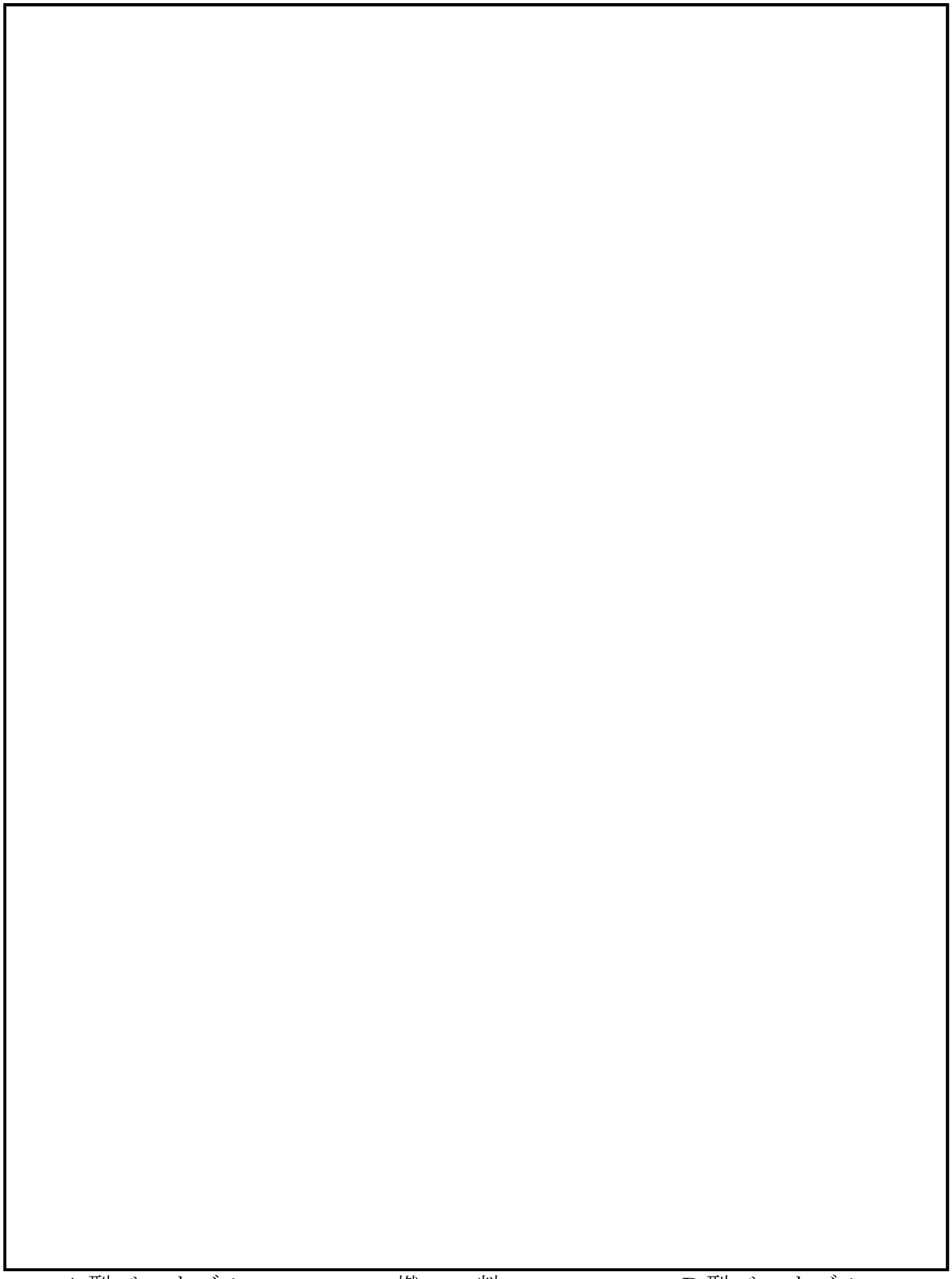


第1図 バーナブルポイズンアセンブリの構造



A型バーナブルポイズン棒　　B型バーナブルポイズン棒

第2図　バーナブルポイズン棒の構造

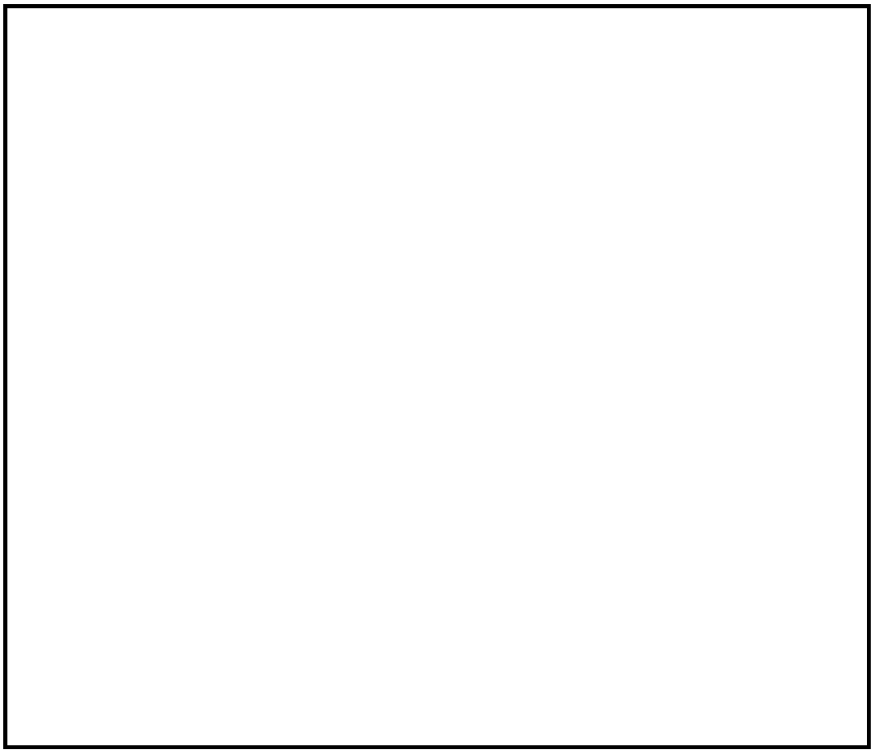


A型バーナブル
ポイズン

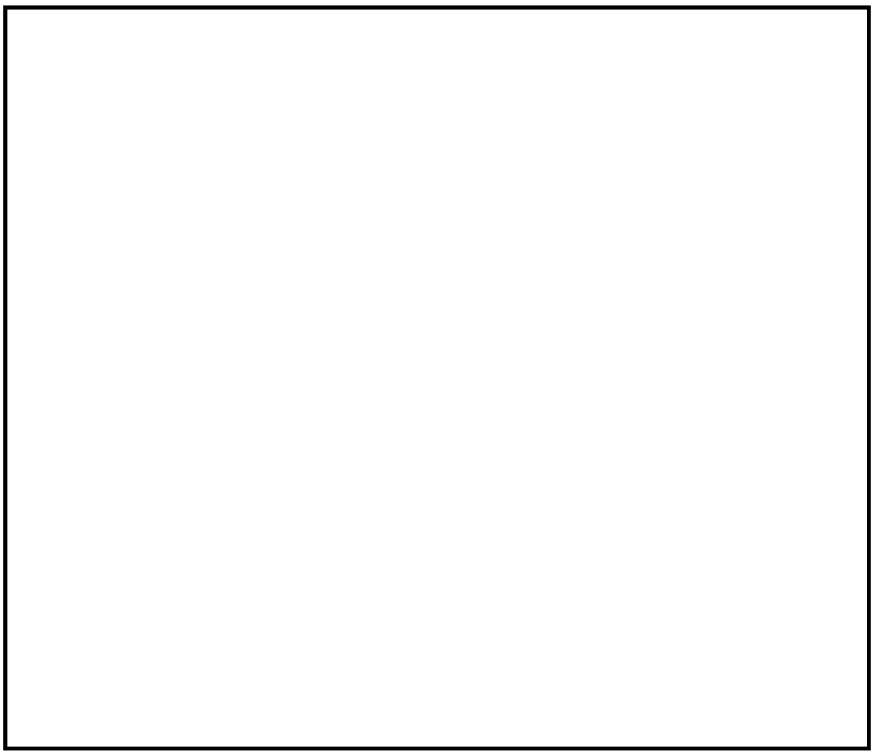
燃　　料

B型バーナブル
ポイズン

第３図　バーナブルポイズンと燃料の軸方向位置関係説明図



B　型



A　型

第4図　バーナブルポイズン棒の取付方法

2. 核 特 性

バーナブルポイズンは炉心の余剰反応度を調整し、炉心特性に影響を与える。したがって、B型バーナブルポイズンは寿命初期において反応度価値をA型バーナブルポイズンと等価にし、燃焼特性等による相違が炉心特性の有意な変化をもたらさないこととする。

2.1 設計手法

バーナブルポイズンの反応度価値は主に組定数計算コード、2次元拡散コードにより計算する。B型バーナブルポイズンの核設計ではNULIF及びSHARP-XYを用いている。

NULIFは燃料棒セル及びバーナブルポイズンセル等を均質化して取扱い、中性子スペクトル計算、燃料組成、バーナブルポイズン中のホウ素の燃焼計算を行なうことにより、各セルの組定数を求める。

SHARP-XYは2次元2群拡散コードで、NULIFで求めたセル定数を入力とし、炉心及び燃料集合体体系での燃焼依存の増倍率等の核特性を求める。

これらの計算コードは種々の実測値との比較から信頼性が確認されているものである。（参考文献１，２）

2.2 反応度価値

B型バーナブルポイズンはアルミナペレット内のホウ素濃度を調整することにより寿命初期における反応度価値を、A型バーナブルポイズンと等価に設計している。B型バーナブルポイズンとA型バーナブルポイズンの反応度価値の燃焼に伴う変化は、第5図に示すとおり次の特性をもっている。

（ｉ）0～13,000MWd/tの燃焼ではB型バーナブルポイズンのホウ素濃度が高いため、バーナブルポイズン棒内の熱中性子束がA型バーナブルポイズンに比べ低く、B型バーナブルポイズンのホウ素の燃焼が遅くなる。したがって、B型バーナブルポイズンのホウ素の残存量がA型バーナブルポイズンを上回るため、反応度価値はA型バーナブルポイズンより大きくなる。

（ⅱ）13,000MWd/t以降の燃焼では、ホウ素がほぼ燃焼しつくし、両者の

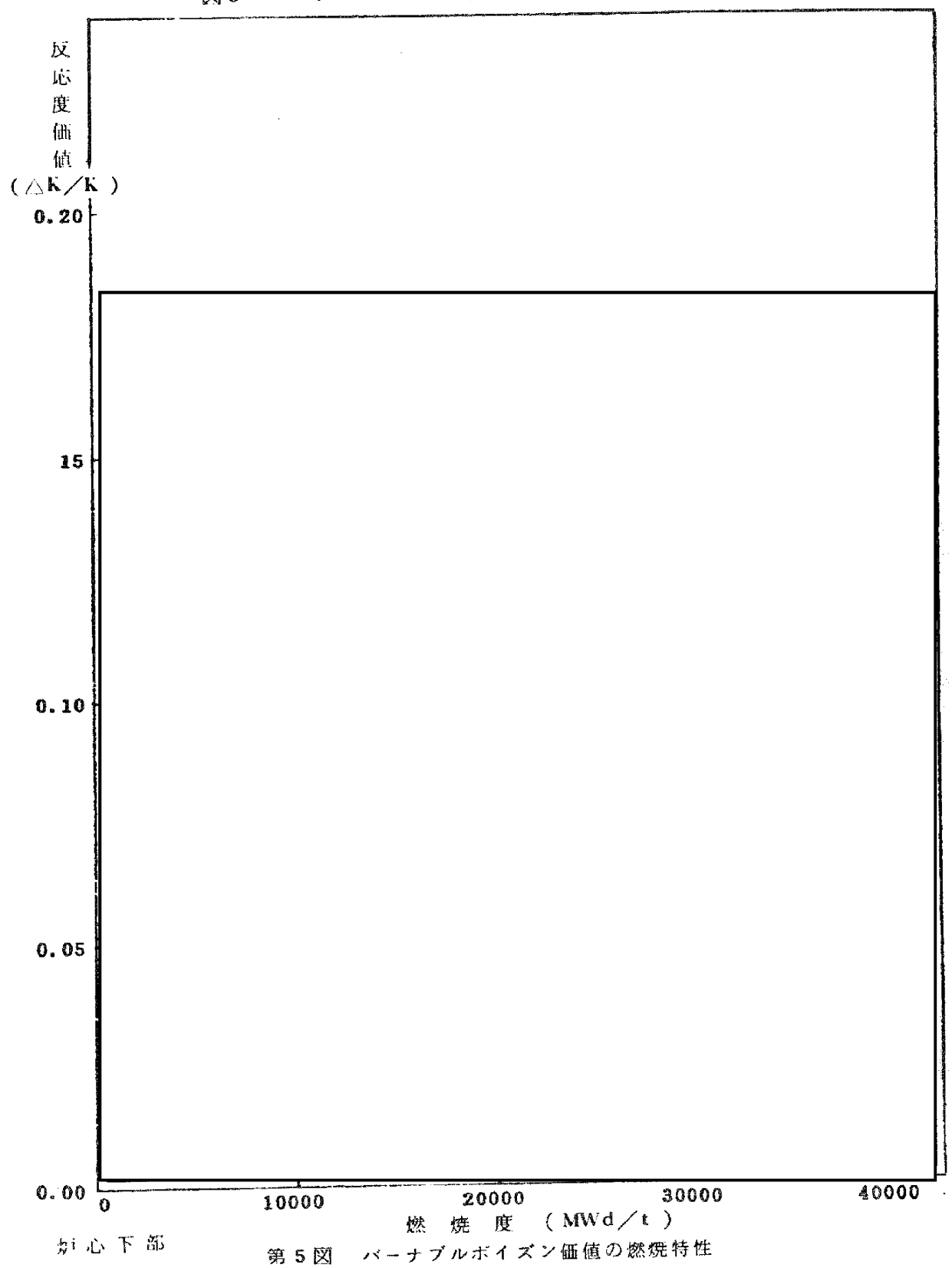
被ふく管材質の違いから、ジルカロイ－４の被ふく管を用いているＢ型バーナブルポイズンの反応度価値がステンレス鋼の被ふく管を用いているＡ型バーナブルポイズンに比べて小さくなる。

なお、NULIF, SHARP-XY と同等のコードである LEOPARD、HIDRA を用いて反応度価値評価の確認をおこなったが、第 6 図に示すように、両者の計算結果は良く一致している。

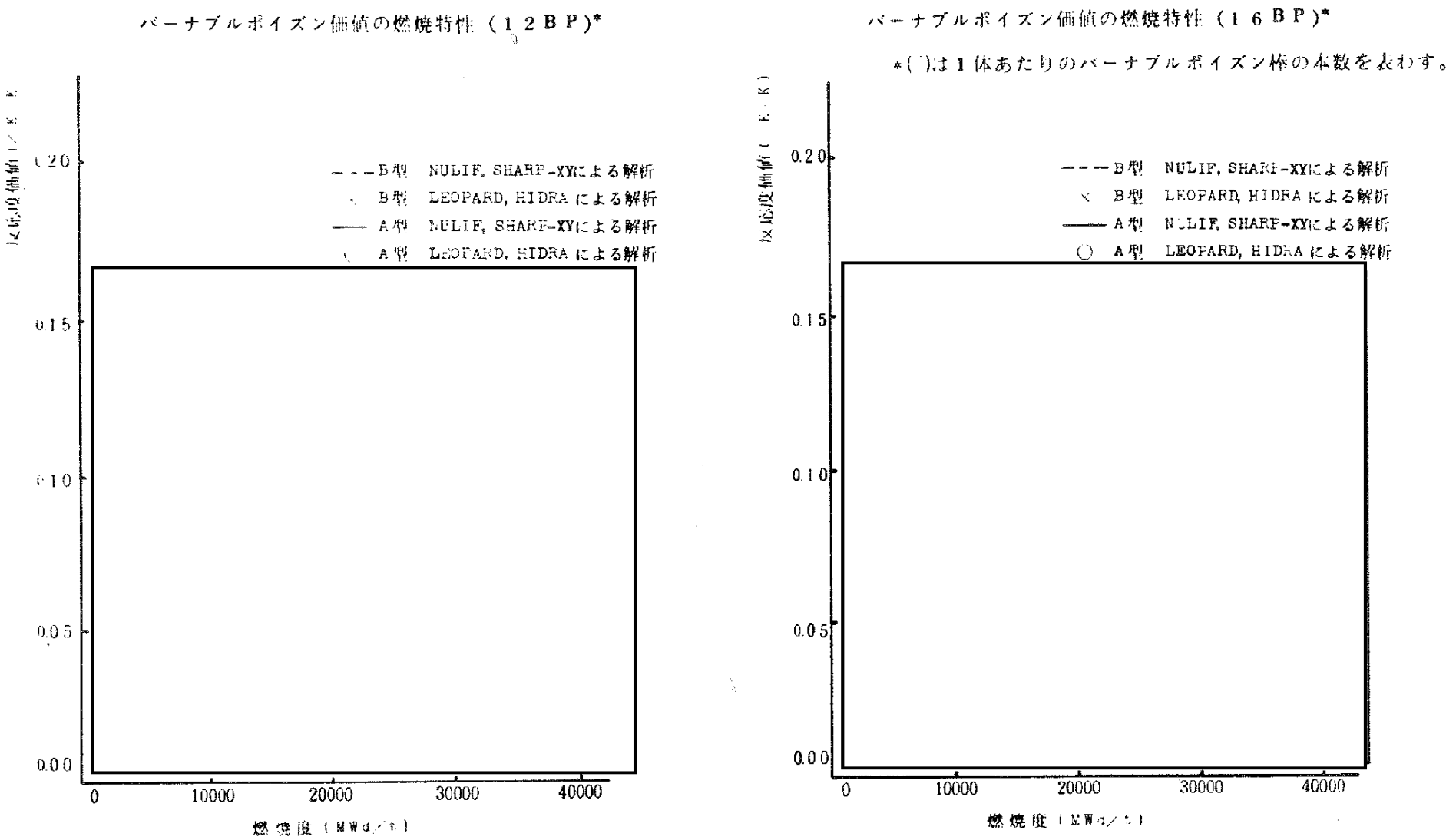
2.3 軸方向出力分布

Ｂ型バーナブルポイズンの有効長は、Ａ型バーナブルポイズンに比べ若干短かいが、第 7、8、9 図に示すとおり、炉心の軸方向出力分布に与える影響は小さい。

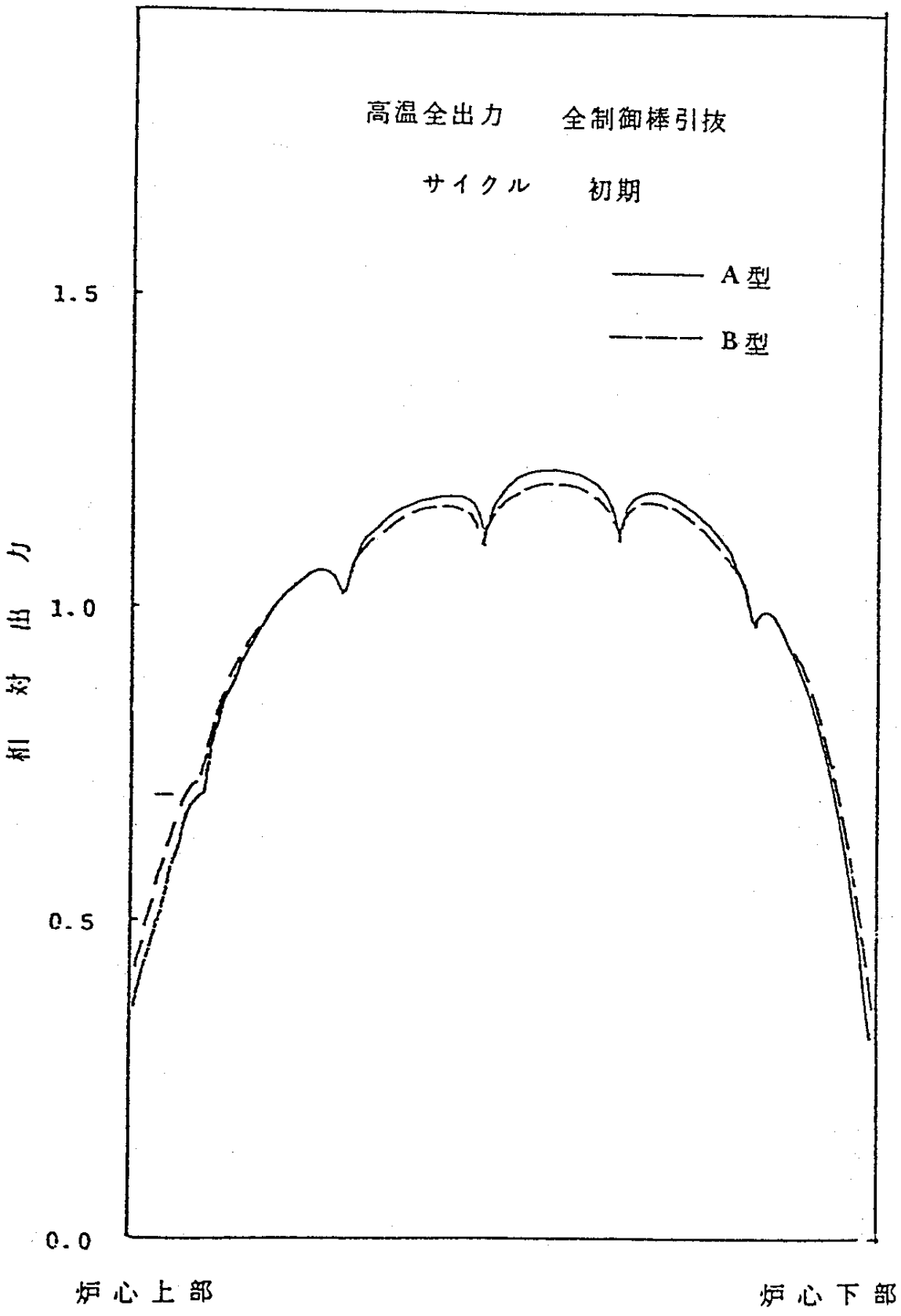
図5　バーナブルポイズン価値の燃焼特性



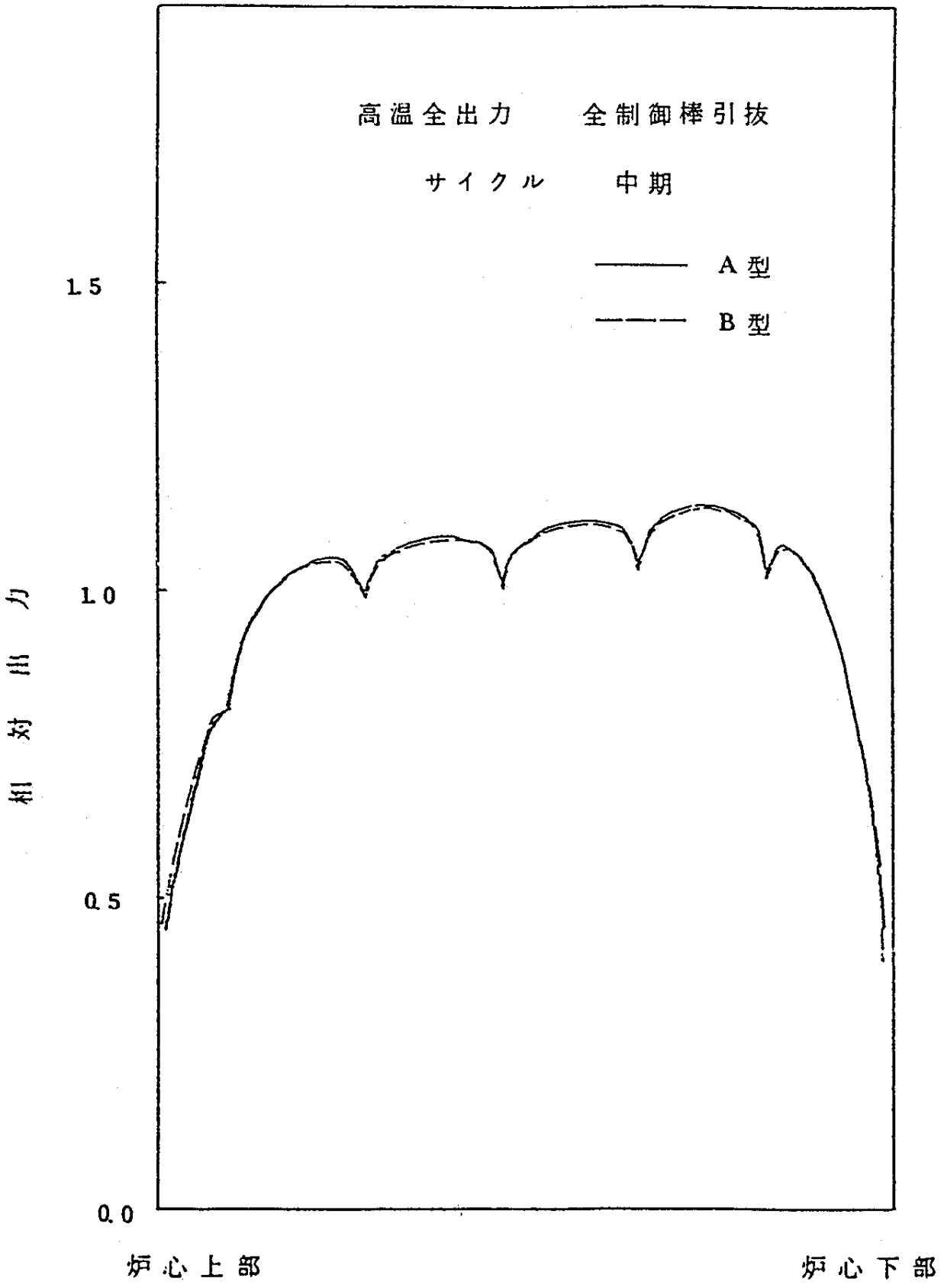
第5図　バーナブルポイズン価値の燃焼特性



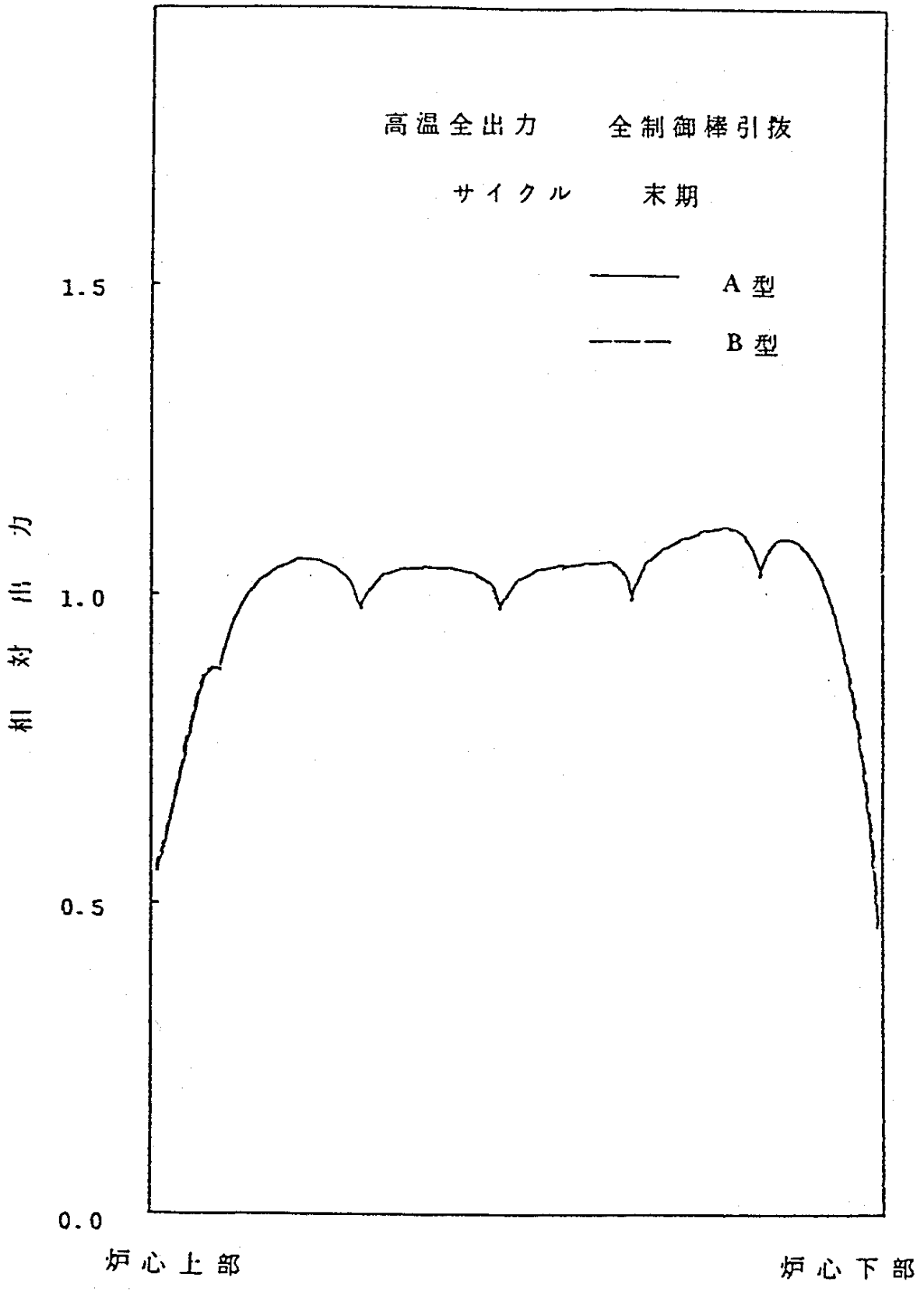
第６図　ＬＥＯＰＡＲＤ，ＨＩＤＲＡによる解析値とＮＵＬＩＦ，ＳＨＡＲＰ－ＸＹによる解析値の比較



第7図　軸方向出力分布の比較



第8図　軸方向出力分布の比較



第9図　軸方向出力分布の比較

3. 機械的特性

B型バーナブルポイズンは通常運転時及び運転時の異常な過度変化時に対して機械的健全性を維持するよう次のとおり設計している。

(i) 吸収材最高温度は、ホウ素入りアルミナペレットの溶融点未満であること。

(ii) 被ふく管にかかる応力はジルカロイ－4の耐力以下であること。

(iii) 被覆ふく管に生ずる円周方向引張歪の変化量は、1%を超えないこと。

(iv) 被ふく管の累積疲労サイクルは、設計疲労寿命を超えないこと。

3.1 設計手法

(1) 温度計算

バーナブルポイズン棒を被ふく管、ペレット及び両者の間隙に分割し、発熱のある同心円筒の組み合わせとして取り扱う。境界条件としては被ふく管外表面温度を与え、半径方向についての熱伝導方程式を解く。

計算においては熱膨張による各部の寸法変化を考慮する。また発熱量には各部のガンマ線吸収とペレット中のホウ素10の中性子吸収反応を考慮する。

(2) 内圧計算

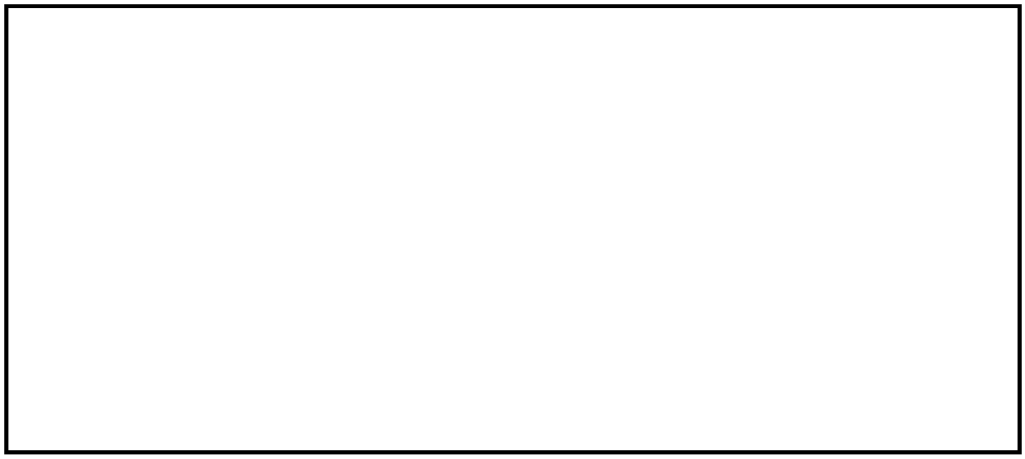
内圧計算においては、バーナブルポイズン棒を軸方向に分割して、各部の温度分布と体積を求めたのち、これらの値に基いて気体の状態方程式から内圧を求める。

(3) ヘリウム放出率

ホウ素入りアルミナペレットは、炭化ホウ素（B_4C）をアルミナ母相中に分散させたものであり、生成されたヘリウムは中性子吸収反応時の反跳及びアルミナ母相中の拡散により、ペレット外に放出される。

ヘリウム放出率（R）は、使用期間に応じ、次のとおり評価する。

（ｉ）使用期間が 1EFPY 未満の場合



（ⅱ）使用期間が 1EFPY 以上の場合



最大内圧の評価では H_3 を次式から求める



その他の健全性評価では 1EFPY 以後の使用に対してヘリウムの放出は考えない。（$H_3=0$）

なお、これらの評価式の定数は表 2 に示す照射後試験結果から評価する。

(4) スウェリング

ホウ素入りアルミナペレットのスウェリングモデルでは、スウェリングを生成ヘリウムに起因するスウェリングと母相であるアルミナのスウェリングに分けて評価する。

（ｉ）生成ヘリウムによるスウェリング

生成ヘリウムによるホウ素入りアルミナペレットのスウェリングは、ヘリウム生成量に比例するとして評価する。

$$\alpha_1 = CoDe$$

α_1　：生成ヘリウムによるスウェリング（%）

Co　：定　数

De　：単位体積当りのB^{10}壊変量

なお、ペレット外へのヘリウム放出によるスウェリング量の減少は考慮しない。

（ⅱ）アルミナ母相のスウェリング

アルミナ母相のスウェリングはスウェリング率の低下を考慮せず照射量に比例するとして評価する。

$$\alpha_2 = C_2 f \phi t$$

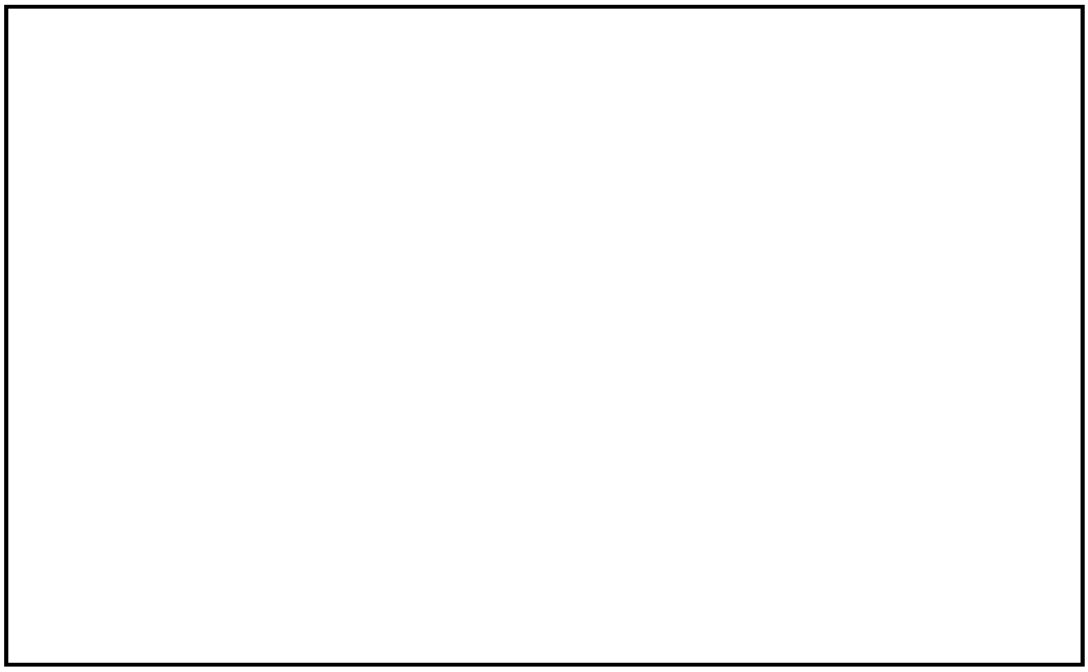
α_2　：アルミナ母相のスウェリング(%)

C_2　：定　数

f　：ペレット体積に占めるアルミナの割合

ϕt　：速中性子照射量

上記(ⅰ),(ⅱ)よりホウ素入りアルミナペレットのスウェリングを次式で評価する。なお、本評価式の定数は第2表に示す照射後試験結果から評価する。



(5) クリープ

クリープについては、燃料設計と同等で下式で評価する。

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}\,\mathrm{thermal} + \dot{\varepsilon}\,\mathrm{irr}$$

$$\dot{\varepsilon}\,\mathrm{thermal} = F\,\dot{\varepsilon}\,\mathrm{gs}$$

$$\dot{\varepsilon}\mathrm{irr} = B \cdot \phi \cdot \sigma g$$

ここで、$\dot{\varepsilon}, \dot{\varepsilon}\,\mathrm{thermal}, \dot{\varepsilon}\,\mathrm{irr}$ ：クリープ歪速度

$$\dot{\varepsilon}\,\mathrm{gs} = A_1 e^{A_2 \sigma g} \frac{I}{T} e^{-\triangle H/RT}$$

F ：補正係数

$$F = \max \begin{pmatrix} A_3 \varepsilon gc^{(K-1)/K} & ; \text{過渡時} \\ 1 & ; \text{定常時} \end{pmatrix}$$

$A_1 \sim A_3$ ：定数

B ：定数

ϕ ：高速中性子束

（E＞1Mev，n/cm²・s）

T ：温度

σg ：相当応力

R ：ガス定数

$\varepsilon\,gc$ ：相当クリープ歪

△H ：活性化エネルギー

K ：定数

(6) 応力評価

被覆管の応力評価には、ジルカロイ－４応力除去熱処理材の値を用いて評価する。

項目＼報告書		B&W	C E	BMI	Barney	B型評価値
使用炉	使用炉名	オコーニ2号	ｶﾙﾊﾞｰﾄｸﾘﾌ 1号 ﾒｲﾝ・ﾔﾝｷｰ	ETR	MTR	3ループ
	型式	PWR	PWR	ETR	MTR	PWR
照射条件	照射開始年	1974年	1979年報告	1963年報告	1958年報告	－
	照射期間	18ケ月	18ケ月	52日～86日	(注2) －	5EFPY
	遠中性子束	～4×10^{21} (E＞1MeV)	～3.6×10^{21} (E＞1MeV)	～1×10^{21} (E＞0.8MeV)	～1×10^{21} (E＞0.8MeV)	3×10^{21}/y (E＞1MeV)
	ペレット温度		～330℃	200～260℃	170℃,230℃	～350℃
試料	製法	焼結	ホットプレス	ホットプレス	ホットプレス	焼結
	形状	φ8.6×15	(注2) －	φ11.6×12.7	φ4.2×38	φ8.9×10
	密度	80%TD	85～95%TD	79～98%TD	65～85%TD	80%TD
	B_4C 濃度		2.9, 3.2重量%	3重量%	2.2, 4.4重量%	3重量%
	B_4C 粒径	5μ	(注2) －	60μ,90μ	10μ	
照射結果	B-10消費量	97%	～100%	81～96%	53～100%	100%
	スウェリング (△V/V)		2.5～4.2%	(注1) 1.6～3.5%	～3.6%	
	ガス放出率	～3%	～4%	1.6～2.6%	0.8～2.0%	(注4)

（注1）ペレット密度79～81%TDのもので評価。

（注2）－は照射条件不明点を示す。

（注3）EFPYは全出力換算年をあらわす。

（注4）最大内圧以外の評価では5EFPYで□である。

第2表　ホウ素入りアルミナペレットの照射特性

3.2 評価結果

(1) ペレットの温度

ペレットの温度は、ホウ素 10 濃度が最も高く、中性子吸収反応による発熱が最も大きくなる寿命初期において最高となる。この時点でバーナブルポイズン棒周囲の燃料棒が運転時の異常な過度変化時の最大線出力密度（59.1KW/m）にあるとしても、ペレットの中心温度は約 400℃であり、溶融点である 2050℃より十分小さい。

(2) 被ふく管の応力

被ふく管の応力は内外圧差が最大となる寿命初期の高温零出力状態で最も厳しく、被ふく管の内面で約 7.5Kg/mm^2、外面で約 5.3Kg/mm^2 の応力が発生するが、被ふく管の耐力（31Kg/mm^2）より十分小さい。バーナブルポイズン棒の内圧は燃焼に伴って上昇し、内外圧差が小さくなるため、応力は減少する。

(3) 被ふく管の円周方向引張歪

バーナブルポイズン棒の内圧は 5EFPY（全出力換算年）の使用に対し、最大約 110Kg/cm^2 a であるので、被ふく管は運転中内外圧差による圧縮荷重を受ける。

被ふく管はクリープにより除々に径が減少し、また、ペレットはスウェリングによって除々に径が増大する。

しかし、5EFPY の使用末期でも被ふく管とペレットの間に最小約 0.1mm の間隙が存在するため、発生する歪は常に圧縮歪であって円周方向に引張歪は生じない。

(4) 疲労

被ふく管の疲労は Langer－O'Donnell の曲線を用いてＡＳＭＥ　ＳＥＣⅢに準拠した疲労設計基準に従って評価する。バーナブルポイズンがその寿命期間中に受けると想定される最大の出力変動回数を第 3 表に示す原子炉寿命中の値と仮定しても被ふく管の累積疲労損傷係数は、設計疲労限度である 1.0 を充分下まわっている。

第3表　原子炉寿命中の過渡条件及び繰返し回数

過　　渡　　条　　件	繰越し回数
(a)　昇　　圧	200
(b)　減　　圧	200
(c)　負荷上昇	18,300
(d)　負荷減少	18,300
(e)　100%から 90%負荷へのステップ状の負荷減少	2,000
(f)　90%から 100%負荷へのステップ状の負荷上昇	2,000
(g)　100%負荷からの大きいステップ状の負荷減少	200
(h)　100%負荷からの原子炉トリップ	400
(i)　ポンプ 1 台停止による 1 次系の流量喪失	80
(j)　100%負荷からの負荷喪失	80
(k)　電源喪失	40

(5) その他の影響

a. 被ふく管の偏平化

被ふく管は内圧と冷却材圧との差による応力を受けて変形する。特に、被ふく管断面が真円からずれていると、クリープにより偏平化が加速され、最終的にはコラプスに到る。しかし、クリープ歪速度と真円からのずれを安全側に見積り、かつ、ペレットからのヘリウムガスの放出は無いものと仮定しても 5EFPY の使用末期でも偏平化しない。

b. 被ふく管と案内シンブルとの干渉

中性子照射により被ふく管は照射成長を起こすが、5EFPY の使用期間を通して外圧が内圧を上回っているため、クリープによって被ふく管の外径が減少し、案内シンブルと干渉することはない。

c. 被ふく管とペレットの干渉

5EFPY の使用末期でも、ペレットと被ふく管には最小約 0.1mm の間隙が存在し、被ふく管とペレットが干渉することはない。

これらの結果をまとめて、第 4 表に示す。

第 4 表　健全性評価結果

項　　目	評　価　結　果	設計基準
ペレット最高温度	約 400℃	＜2050℃
応　　力	約 7.5Kg/mm²	≦31 Kg/mm²
疲　　労	累積疲労損傷係数* $\sum_{i} ni/Ni = 2\times10^{-4}$	＜1.0
周 方 向 引 張 歪	発生しない**	≦1%

照射量（E＞0.1MeV）　　最大□**

＊　プラント寿命（30 年）に対する評価

＊＊ 5EFPY に対する評価

4. 参考文献

(1) 「ＰＷＲの核設計手法」　　NFK-8002 改 1
原子燃料工業，昭和 55 年

(2) 「ＰＷＲの核設計手法の信頼性」　NFK-8006 改 3
原子燃料工業，昭和 55 年

追　補　　2

「14. 核熱設計及び動特性」の追補

添付書類八　「14. 核熱設計及び動特性」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　A型及びB型燃料集合体の共存する炉心特性

1. 機械的共存性

(1) 寸法、材料

B型燃料は、A型燃料と機械的に共存するように基本的な寸法及び材料をA型燃料と同一としている。また両型の燃料の形状もほぼ同一である。

(2) 支持格子の位置の移動

A型燃料では、支持格子は制御棒案内シンブルに固定されているのに対し、B型燃料では、上、下端の 2 個を除いた 5 個の中間支持格子は燃料棒に保持されている。このような両型式の燃料が隣り合って装荷された場合、制御棒案内シンブルと燃料棒では、原子炉内での伸びが異なるので、5 個の中間支持格子で位置の差が生ずる可能性がある。このような点を考慮し、B型燃料では、5 個の中間支持格子の位置を以下に説明するように設計している。

a. 照射成長の評価式

ｲ. 燃料棒

$$\Delta L_{G}^{B} = \boxed{} \times \sqrt{\phi t} \cdot Lo \qquad (1)$$

ΔL_{G}^{B} ；支持格子位置の照射成長による上昇量（mm）

Lo　；支持格子の初期高さ（mm）

ϕt　；支持格子より下方の平均高速中性子照射量

（＞1MeV，n/cm²）

ﾛ. 制御棒案内シンブル

$$\Delta L_{G}^{A} = \boxed{} \times \sqrt{\phi t} \cdot Lo \qquad (2)$$

b. 熱膨脹の評価式

ｲ. 燃料棒

$$\Delta L_{T}^{B} = \alpha \times (Trod - To) \cdot Lo \qquad (3)$$

ΔL_{T}^{B} ；支持格子位置の熱膨張による上昇量（mm）

Lo　；支持格子の初期高さ（mm）

α　；ジルカロイ－4の熱膨脹係数（1/℃）

Trod　；支持格

子より下方の平均被ふく管温度（℃）

To　；室温（℃）

ﾛ. 制御棒案内シンブル

$$\Delta L_{T}^{A} = \alpha \times (T_{G/T} - To) \cdot Lo \qquad (4)$$

$T_{G/T}$ ；支持格子より下方の平均制御棒案内シンブル温度（℃）

支持格子の位置は、A型燃料では(2)＋(4)式、B型燃料の中間部（5個の支持格子）では(1)＋(3)式に従って上方に移動するとモデル化できる。

c. 中間支持格子位置の差が最も大きくなる場合

B型燃料の中間支持格子の移動量が大きい点を考慮すると、両型燃料間で支持格子位置の差が最も大きくなるのは次の場合である。

ｲ. 2サイクル燃焼したA型燃料とB型新燃料が隣接する場合

ﾛ. 2サイクル燃焼したB型燃料とA型新燃料が隣接する場合

また、最も差が大きくなるのは、最上部の支持格子が制御棒案内シンブルにとめられているので、上から2個目の支持格子である。

d. B型燃料の中間支持格子の位置の決定

上記のイの場合は、A型燃料の支持格子の方が位置が上になるが、ロの場合はA型の方が下になる。ｲ及びﾛの場合の支持格子位置の絶対量が等しくなるようにすれば、その差を最小にすることができる。

このためには、次式で決まる δ だけB型燃料の支持格子位置をA型燃料支持格子位置からあらかじめ下げておく必要がある。

$$(Lo - \delta) + \Delta L_{2C}^{B} - Lo = Lo + \Delta L_{2C}^{A} - (Lo - \delta) \qquad (5)$$

$$\therefore \delta = (\Delta L_{2C}^{B} - \Delta L_{2C}^{A}) / 2 \qquad (6)$$

Lo　；A型燃料支持格子の初期位置　（mm）

ΔL_{2C}^{B}　；B型燃料支持格子の2サイクル後の上昇量　（mm）

ΔL_{2C}^{A}　；A型燃料　〃　（mm）

(1)、(2)、(3)、(4)及び(6)式に基づいて検討した結果、上から2番目のB型燃料支持格子を製造時にA型燃料より約5mm下げておけば、支持格子位置の差は最大でも約±10mmに抑えることができる。

(3) 支持格子の位置の差が耐震強度に及ぼす影響

隣り合う燃料集合体の支持格子の位置に差が生じることを想定し、B＆

W社では第 1 図のような支持格子の衝撃試験を実施している。支持格子高さの約半分(19mm)の位置の差のある状態で、支持格子の衝撃強度は、位置の差のない状態の約 □ %に低下した。

B型燃料（15 行 15 列型）の支持格子について、B＆W社の実験結果を適用すると、19mm の位置の差が生じた時の衝撃強度は、支持格子の位置の差がないときの衝撃強度 □ kg を用いて □ kg と評価される。

一方、地震時に支持格子にかかる衝撃力は、3 波（高浜サイト、Golden Gate 及び El Centro で記録された地震波）を用いて評価されるが、El Centro 波の場合が最も厳しくなり、その値は約 1,700kg である。したがって、B型燃料において支持格子に位置の差が生じても支持格子の衝撃強度 □ kg にはまだ十分な余裕があり、燃料集合体が損傷することはない。

なお、上記の衝撃強度を確認するため、B型（15 行 15 列型）支持格子を用い第 1 図と同じような衝撃試験を実施した。試験は、支持格子の位置の差がない場合（全面衝撃）は約 □ kg、支持格子の高さの約半分（19mm）の位置の差がある場合（半面衝撃）は約 □ kg までの衝撃荷重を加えたが、有意な変形は観測されなかった。

2. A，B型燃料混在炉心における核特性

A型及びB型燃料集合体は、次に示すように核特性が等価なように設計されている。

すなわち、A型及びB型燃料集合体の基本的な核パラメータ（燃料濃縮度、燃料棒外径、燃料棒ピッチ等の寸法及び材質）を同一にしている。したがって、A型及びB型燃料集合体の増倍率及び反応度係数は燃焼期間を通じて有意な差がなく、かつ両燃料集合体が共存する炉心において両者間で有意な出力ミスマッチは生じない。

ただし、B型燃料集合体はA型燃料集合体と比べて、燃料被ふく管肉厚及びペレット径の差異によりウラン装荷量がわずかに異なる。

ここでは、A，B型燃料集合体の核特性の差異を比較し、A，B型燃料混在炉心における核特性について示す。

(1) A，B型燃料集合体の核特性の比較

A，B型燃料集合体の差異で核特性に影響を与える因子はウラン装荷量の差異である。

第1表にウラン装荷量に影響を与える燃料諸元を示し、第2表には両型燃料の二酸化ウラン重量及び重量差を示す。また、ウラン装荷量の差異により影響を受けるパラメータ及びそれに関する特性を第3表に示し、各核特性項目について、解析条件及び両燃料集合体の最大差異をそれぞれ第4表及び第5表に示す。

以上の諸点の比較により、A型及びB型燃料集合体の核特性は等価と考えられる。

(2) A，B型燃料混在炉心における核特性

添付書類八第14.1-1表の核設計値は、A型燃料のみが装荷された場合のものであるが、ここではA，B型燃料をいかなる割合で装荷した場合でも、本表の変更の必要が生じないことを以下に示す。

第14.1-1表の核設計値に最大の影響を与える条件は全炉心の燃料がB型燃料で置き換えられた場合である。第14.1-1表の核設計値の有効性は有効数字の範囲内であり、第5表に示したA型及びB型燃料の核特性の最大差異は、すべて核設計値の有効数字範囲内で一致している。ただし、

線出力密度の約 1%の差は、炉心外周部に装荷される新燃料に対してのものであり、この場合は出力密度が低いために第 14.1-1 表に記載の数値に影響を与えない。また、1 サイクル燃焼後は、炉心内部にＢ型燃料が装荷されるが、この場合には、同一領域内での燃焼度のばらつきによる線出力密度の変化の方が、Ａ型とＢ型燃料の差によって生ずる変化より大きいので、両型燃料の差異は許容できる。

また、ほう素濃度については最大値が記載されているが、燃料集合体増倍率はＡ型燃料に比べてＢ型燃料の方が小さいために問題とはならない。また、添付書類八第 14.1-2 表の反応度停止余裕についても第 5 表の両型燃料の最大差異を考慮すれば影響を受けることはない。

3. A，B型燃料混在炉心における熱水力特性について

(1) 支持格子位置の差が冷却材の流動に及ぼす影響

A，B型燃料集合体が隣接した時の支持格子位置の最大の差は約±10mmである。

この時冷却材流動へ及ぼす影響を改良 COBRA-3C コードにより解析した。解析では次の仮定を設けて、支持格子位置の差による高温集合体（最高発熱集合体）の流量変化の感度を高めて評価した。

a. 支持格子位置の差は高々10mm 程度であり、支持格子は互いに重なり合った状態にあるが、解析では 64.5mm の位置の差があって、重なり合った部分がないものとする。

b. 高温集合体の支持格子のみが正規の位置から移動して、隣接集合体を含むその他の支持格子は正規の位置とする。

解析条件を第 6 表に示す。

高温集合体の軸方向流量分布の計算結果を第 4 図に示す。

支持格子の位置の差に起因する軸方向流量変化は高々1%であり、またこの流量変化がＤＮＢ熱流束に及ぼす影響は、ＤＮＢＲで 0.5%以下であり問題とならない。支持格子間に位置の差が生じても、横流れの速度は高々8cm/s であり、支持格子間に位置の差がない場合に起こり得る横流れと比べて有意な差がなく、燃料棒あるいは燃料集合体の振動に及ぼす影響は無視できる。

(2) A，B型燃料境界における冷却材混合について

支持格子に取付けた混合羽根の配置と曲げ方向はA，B型燃料で同じであるので、A，B型燃料が隣接した場合でも両型燃料の冷却材混合効果を低下させることはない。

また、両型燃料の圧力損失を同じにしているので、両型燃料間で燃料棒の振動を増加させるような横流れを発生させることはない。

(3) 熱応答特性

A型燃料とB型燃料とはペレット径及び被ふく管肉厚が異なるため、ペレットの熱容量、ペレット内出力密度及び被ふく管熱容量に違いが生ずる。ここでは応答の速い炉心過渡変化として出力運転中の制御棒クラスタバンクの異常な引抜きの場合の熱応答特性の比較を行なった。熱点における熱流束の変化を第 5 図に、また熱点におけるペレット温度の変化を第 6 図に示す。

これらの図から判るようにB型燃料の熱応答特性はA型燃料とほとんど同じであり、B型燃料装荷炉心の特性が既存炉心と特に変わることはない。

参考文献

(1) I.E.Idelchick;Handbook of Hydraulic Resistance;AEC-tr-6630 (1966)

第1表　ウラン装荷量に影響を与える燃料諸元の比較

項　　目	A 型 燃 料	B 型 燃 料	重 量 比 差
ペ レ ッ ト 直 径	9.29 ㎜	9.21 ㎜	－1.72%
ディッシュ体積	□ %	□ % (面取り含む)	－0.32%
ペ レ ッ ト 密 度	95%T.D.	95%T.D.	－
ペレット有効長	3,658 ㎜	3,658 ㎜	－
合　　計	－	－	－2.04%

第2表　A，B型燃料の二酸化ウラン重量及び重量差

項　　目	A 型 燃 料 ①	B 型 燃 料 ②	重　量　差 (①－②)
燃　　料　　棒	2.551 kg	2.499 kg	0.052 kg
燃 料 集 合 体	520.4	509.8	10.6
1　領 域 燃 料 (52 体)	27,061	26,509	552
全 炉 心 燃 料	81,703	80,038	1,665

第3表　ウラン装荷量の差異により影響を受けるパラメータ及びそれに関する特性

影響を受けるパラメータ	左記パラメータに関する核特性
水素／ウラン原子数比	・集合体増倍率（第 2 図参照） ・Pu、U 生成及び減損組成変化 ・減速材温度係数（第 2 図参照）
ペレット直径 （ダンコフ係数、ドプラ吸収）	・集合体増倍率 ・ドプラ係数 ・燃料ペレット温度
核分裂数／体積	・出力ピーキング
ウラン重量	・燃焼度（MWd/t）
被ふく管肉厚	・燃料ペレット温度

第４表　Ａ，Ｂ型燃料集合体の核特性解析条件

項　　目	使用コード	出力レベル（％）	減速材温度	ほう素濃度（ppm）	燃　焼　度（MWd／t）	備　　考
燃料集合体増倍率平均燃焼度	ＮＵＬＩＦ	０	高温全出力時	０～1,０００	０～４０,０００	燃料集合体寿命中のＡ，Ｂ型増倍率を比較するためほう素濃度を変化させる。
減速材温度係数 ボイド係数 圧力係数	ＮＵＬＩＦ	１００ ０	高温全出力時 高温零出力時	０～1,７００	０～40,０００	燃料集合体寿命中のＡ，Ｂ型反応度係数を比較するため、出力レベル及びほう素濃度を変化させる。
ドプラ係数	ＮＵＬＩＦ	０～１００	高温全出力時	５００	０～40,０００	燃料集合体寿命中のＡ，Ｂ型ドプラ係数を比較するためほう素濃度は平均値の５００ppmに固定
線出力密度	SHARP—XY	１００	高温全出力時	５００	０～４０,０００	燃料集合体中のＡ，Ｂ型出力ミスマッチを検討するため燃焼度は４０,０００MWd／tとし、ほう素濃度は平均値の５００ppmに固定（計算体系は第３図参照）
全制御棒価値	SHARP—XY	１００ ０	高温全出力時 高温零出力時	０～1,７００	サイクル初期 及　び サイクル末期	全制御棒価値をサイクル寿命中について比較するため出力レベル及びほう素濃度を変化させる。

注：燃料濃縮度　2.8 wt％

第 5 表　A，B 型燃料集合体の核特性の最大差異

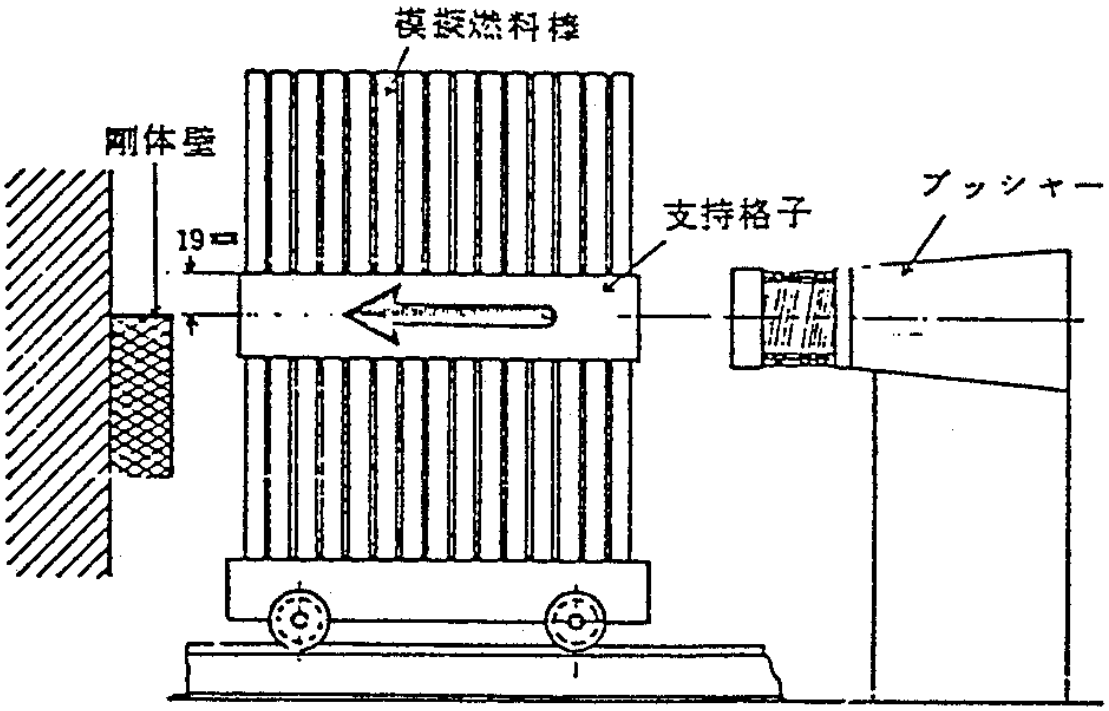
項　　目	A，B 型燃料の最大差異（ A 型－B 型 ）
平　均　燃　焼　度	約+400MWd/t（注 1）
線　出　力　密　度（注 2）	約+1%
燃 料 集 合 体 増 倍 率	$+0.1\times10^{-2}\Delta K/K$
全　制　御　棒　価　値	$<+1\times10^{-5}\Delta K/K$
減　速　材　温　度　係　数	$<-1\times10^{-5}$（ΔK/K）/℃
ド　プ　ラ　係　数	-0.01×10^{-5}（ΔK/K）/℃
ボ　イ　ド　係　数	-4×10^{-5}（ΔK/K）/%ボイド
圧　力　係　数	$<+0.1\times10^{-5}$（ΔK/K）/（kg／cm^2）

（注 1）B 型燃料装荷ウラン量減少に伴う EFPH 減及び A 型燃料との反応度差に基づく EFPH 増の効果を、A 型燃料ウラン重量を基に燃焼度に換算した値

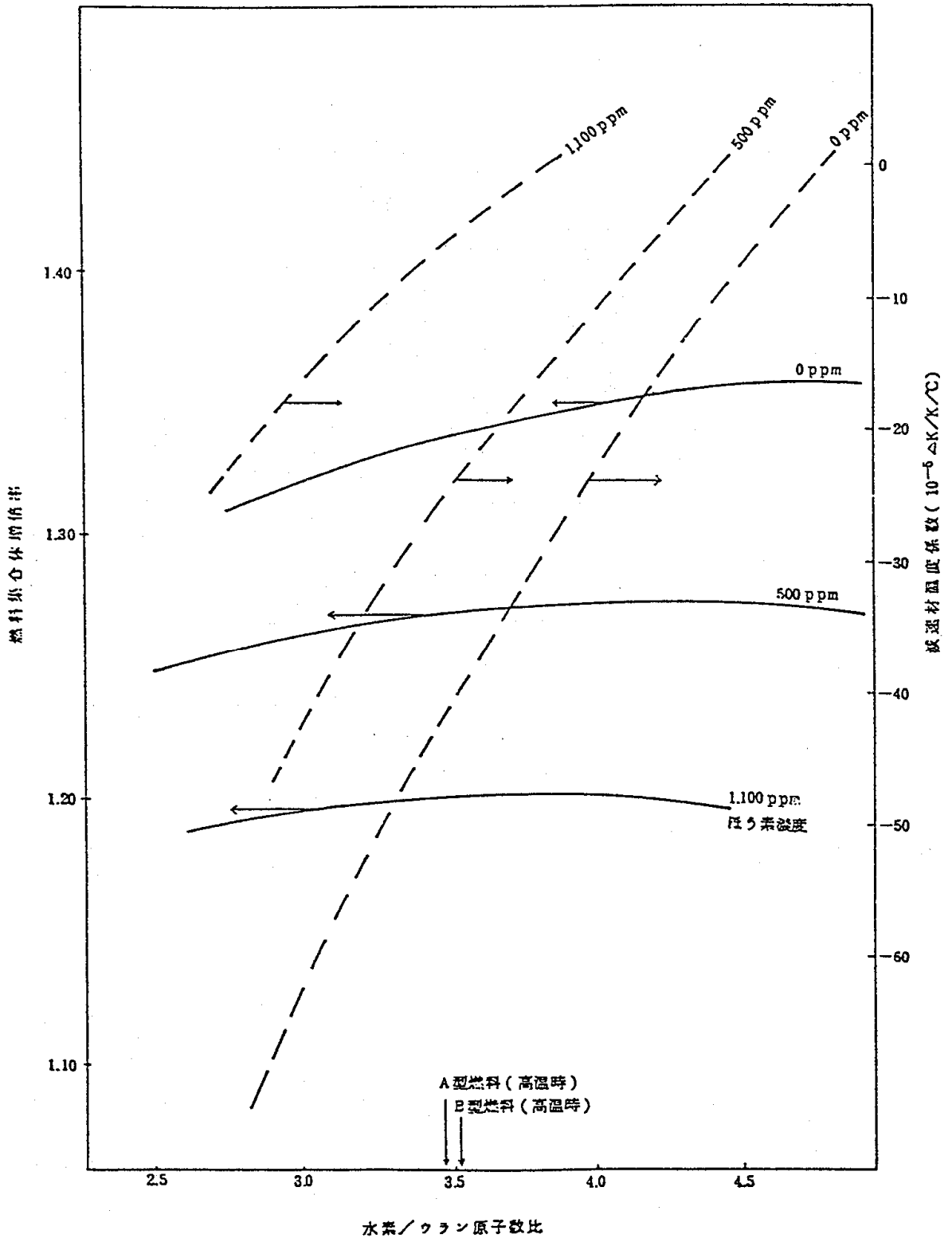
（注 2）A，B 型燃料集合体が混在して装荷された場合に生ずる出力ピーキングの増加に伴う線出力密度の増加量

第 6 表　支持格子位置の差の影響の解析条件

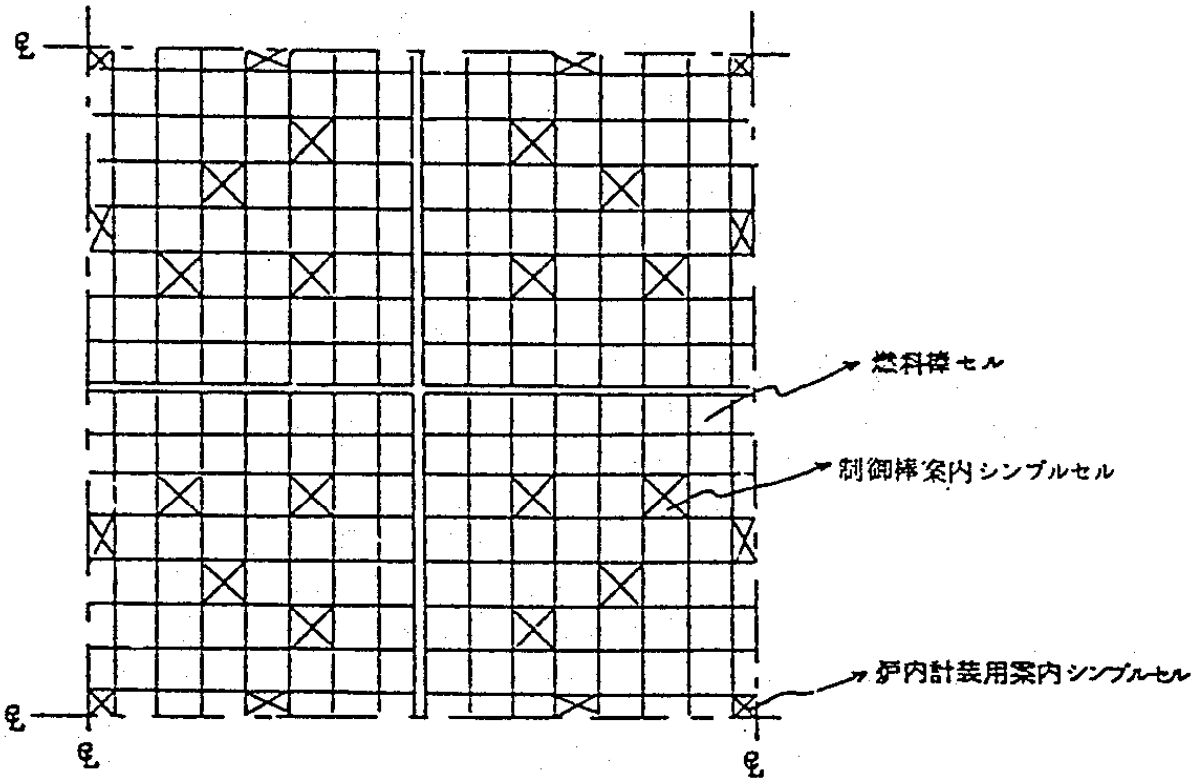
項　　目		解　析　条　件
解　析　体　系		1/8 炉心対称部分
出　力　レ　ベ　ル		定格出力
支持格子の位置の差	高温集合体(1 体)	正規の位置より 64.5 ㎜（1 計算ノード）上側
	その他の集合体	正規の位置
横流れ抵抗係数	支 持 格 子 部	格子板横流抵抗モデル，文献(1)
	燃 料 棒 束 部	管束横流抵抗モデル，　文献(1)



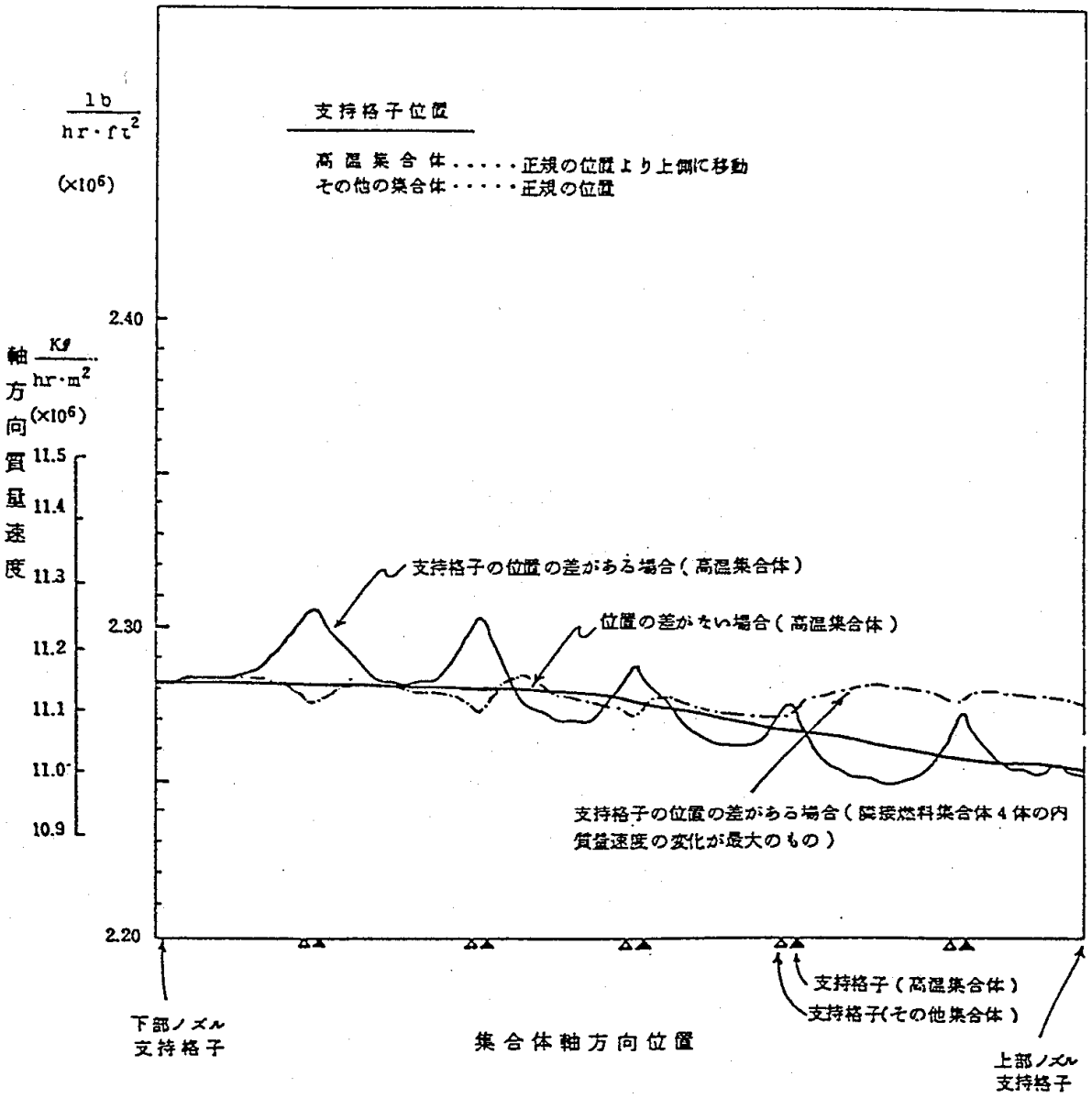
第１図　支持格子の衝撃試験体系



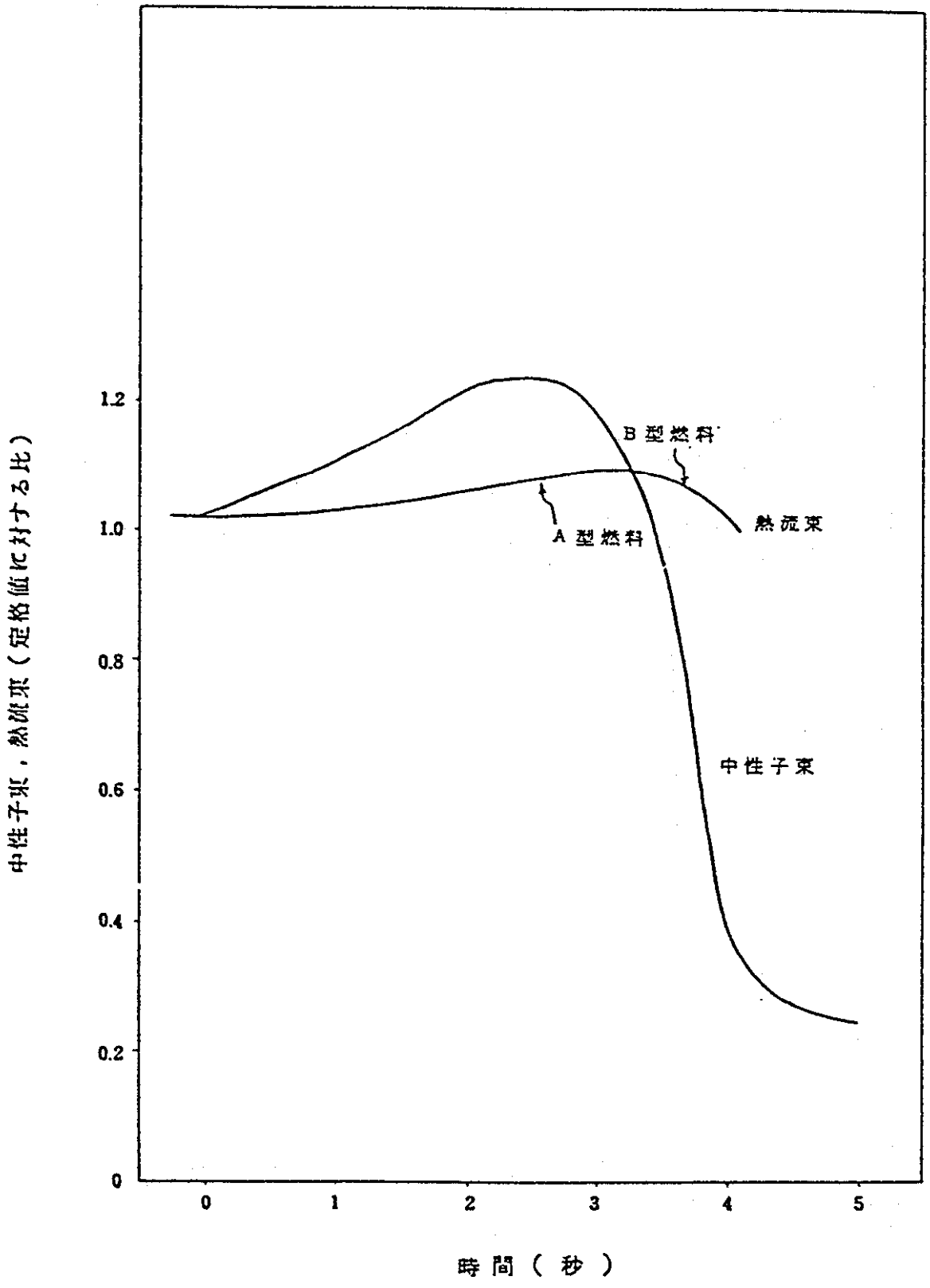
第２図　燃料集合体増倍率、減速材温度係数と水素／ウラン原子数比の関係



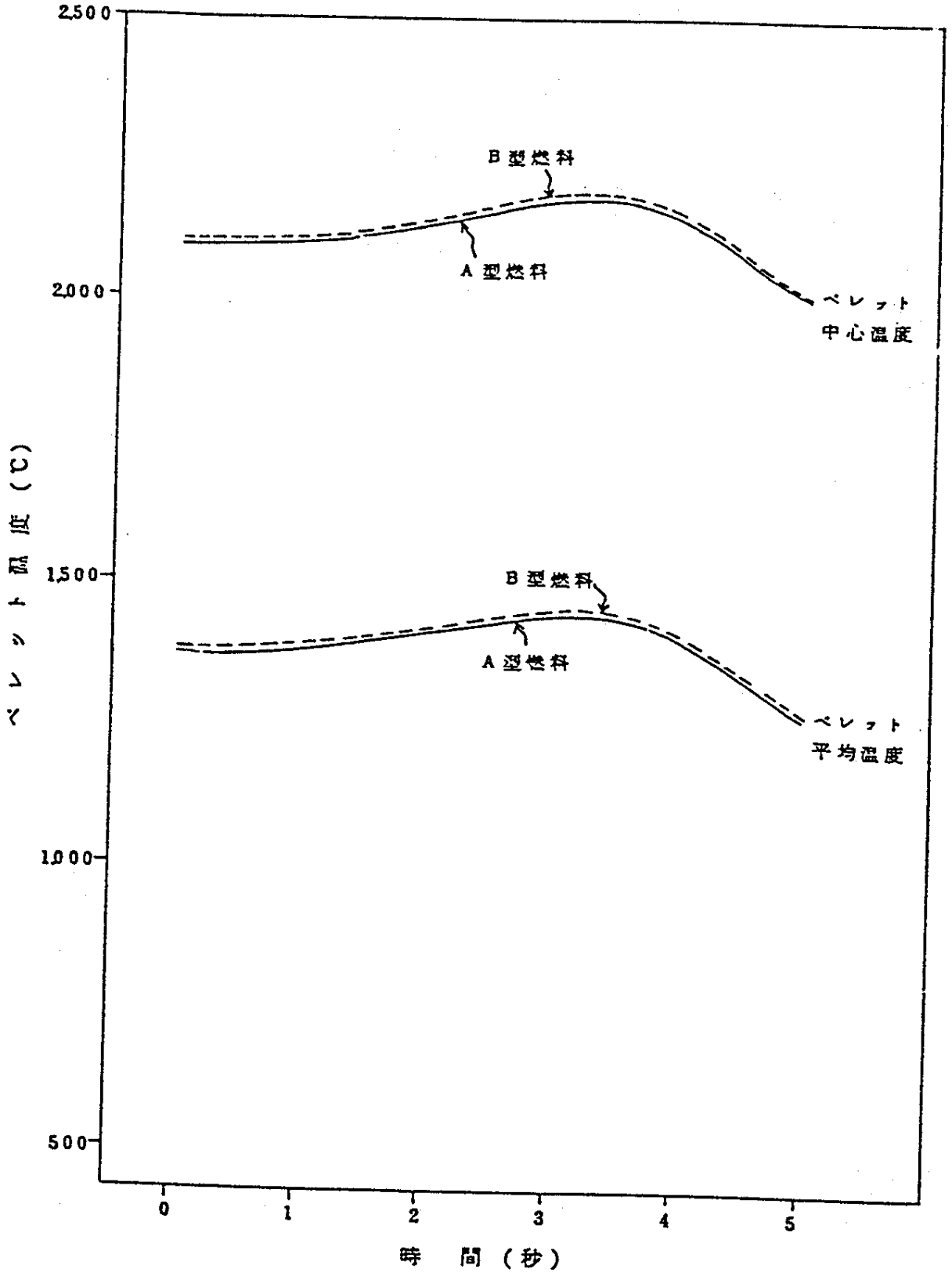
第３図　燃焼に伴なう出力ピーキングの変化の計算体系図



第4図　高温集合体の軸方向流量分布



第５図　出力状態からの制御棒クラスタ引抜きの時の熱流束の時間変化



第６図　出力状態からの制御棒クラスタ引抜きの
時のペレット温度の時間変化

追　　補　　3

「4.　燃料取扱及び貯蔵設備」の追補

添付書類八「4. 核燃料物質の取扱施設及び貯蔵施設」の記述に次のとおり追補する。

I　使用済燃料貯蔵設備の未臨界性について

1. 概要

使用済燃料ピット中の使用済燃料ピットラックは、燃料集合体の間隔を十分にとって、ほう酸水中に使用済燃料を貯蔵する。未臨界性の設計基準は、米国の評価基準(1)等を参考として、純水で満たされていると想定しても、未臨界性評価上の不確定さを含む実効増倍率が 0.98 以下であることとする。

使用済燃料ピットの未臨界性評価における不確定さは、以下のとおりである。

2. 未臨界性評価における不確定さについて

使用済燃料ピットの未臨界性評価における実効増倍率の不確定さとして、臨界計算上の不確定さ及びラック製作公差等による不確定さを考慮する。評価に用いる燃料集合体は、実効増倍率の大きい15×15型燃料集合体とする。

使用済燃料貯蔵設備の未臨界性評価における不確定さについては、以下に示すとおり十分な検討を行っている。

2.1 臨界実験の解析

ＳＣＡＬＥシステムによる臨界計算上の不確定さを国内PWRの燃料貯蔵設備仕様及び燃料仕様等を考慮して選定した臨界実験(2)を対象とした147ケースのベンチマーク解析より算出した。

このうち、ウラン燃料を対象とした場合のＳＣＡＬＥシステムの平均誤差は0.0007、不確かさは0.0065となった。

2.2 不確定さの評価

ボロン添加ステンレス鋼ラックに対する不確定さは以下のとおりである。

(1) 臨界計算上の不確定さ

前記2.1項のベンチマーク解析結果より、ウラン燃料の場合、以下の通りとなる。

平均誤差　　$\delta k = 0.0007$

95%信頼度×95%確率での計算上の不確定さ　　$\varepsilon_c = 0.0065$

（ＡＮＳＩで要求されている信頼度）

(2) 製作公差及び燃料集合体の偏心配置に基づく不確定さ

製作公差及びラック内の燃料集合体の偏心に基づく不確定さは以下のように考慮する。

a. ラック間隔の公差による不確定さ（ε_p）

ラック間隔の公差による実効増倍率の不確定さを解析結果に基づいて、$\varepsilon_p = 0.0053$ と評価している。

b. ラック辺の公差による不確定さ（ε_w）

ラック辺の公差による実効増倍率の不確定さを解析結果に基づいて、$\varepsilon_w = 0.0077$ と評価している。

c. ラック内での燃料集合体の片寄り（偏心）による不確定さ（ε_f）

全ての燃料集合体が第1図のように偏心した場合の実効増倍率の不確定さを解析結果に基づいて、$\varepsilon_f = 0.0016$ と評価している。

d. 燃料製作公差による不確定さ（ε_r）

燃料ペレットの直径、密度、被覆管外径、被覆管内径、集合体外寸の製作公差による実効増倍率の不確定さを解析結果に基づいて、$\varepsilon_r = 0.0046$と評価している。

(3) 設計上の不確定さ

以上の各不確定さを統計処理した結果、設計上の不確定さ（ε）はウラン燃料の場合、0.0132となる。

3. 未臨界性評価結果の例

ボロン添加ステンレス鋼ラックを使用した使用済燃料貯蔵設備の未臨界性評価の例として、以下の解析を行っている。

3.1 解析手法及び解析条件

(1) 解析手法

未臨界性評価には、ＳＣＡＬＥシステムを用いる。本評価では臨界計算のＣＳＡＳ６モジュールを用い、３次元輸送計算コードとしてＫ

ＥＮＯ－ＩＶを用いる。

(2) 解析条件

a. ウラン燃料の濃縮度は 5.05wt%（濃縮度 5.0wt%に余裕を見込む）とする。

b. 燃料集合体は純水中（水密度 1.0g/cm^3）に貯蔵されるとする。

c. ボロン添加ステンレス鋼ラックの仕様は、中心間隔 282mm、キャン厚さ 4mm、ボロン添加量 0.95wt%（下限値）とする。

d. 計算体系は、垂直方向には有限の高さ（燃料有効長 366cm＋上部水反射体 30cm+下部コンクリート反射体 100cm）をとり、水平方向には無限の拡がりを持つ体系とする。

したがって、本計算体系からの中性子漏えいについて垂直方向及び水平方向とも漏えいはない。

3.2 使用済燃料貯蔵設備の評価

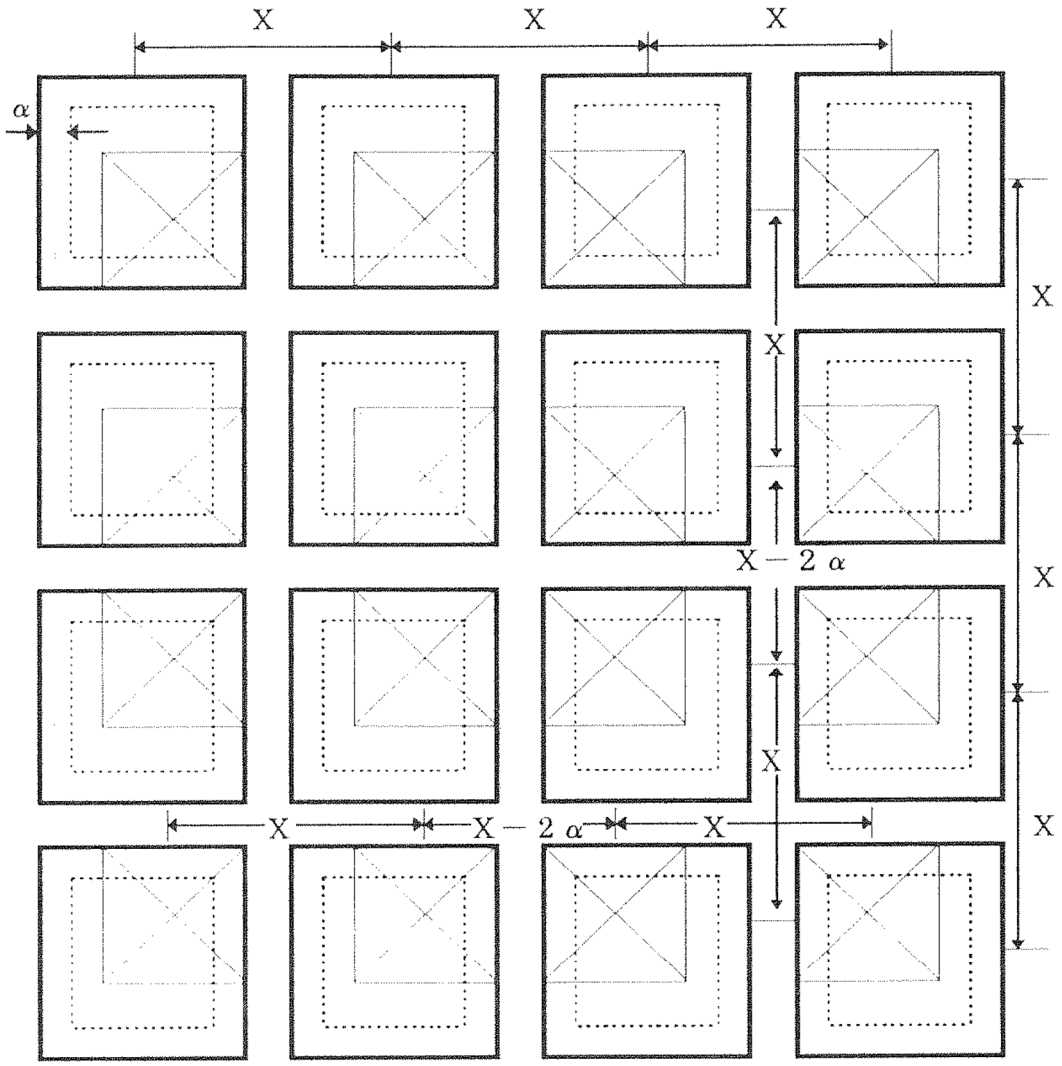
水密度1.0g/cm^{3}の純水で満たされたとして評価した結果、実効増倍率は、ボロン添加ステンレス鋼ラックにウラン燃料を貯蔵した場合0.9545となり、不確定さ0.0132を考慮しても0.98を超えることはない。

また、14×14型燃料集合体における実効増倍率は、0.9092となり、不確定さ0.0130を考慮しても0.98を超えることはない。

4. 参考文献

(1) ANSI/ANS－57.2, 1983

(2) 「INTERNATIONAL HANDBOOK OF EVALUATED CRITICALITY SAFETY BENCHMARK EXPERIMENTS」
September 2010 Edition (OECD/NEA)



第 1 図 ラック内での燃料集合体の片寄り（偏心）

添　　付　　書　　類　　九

変更後における発電用原子炉施設の放射線の管理に関する説明書

目　　次

1. 放射線防護に関する基本方針 ……9-1-1
1.1 基本的考え方 ……9-1-1
1.2 具体的方法 ……9-1-2
2. 放射線管理 ……9-2-1
2.1 管理区域、保全区域及び周辺監視区域の設定 ……9-2-1
2.1.1 管理区域……9-2-1
2.1.2 保全区域……9-2-1
2.1.3 周辺監視区域 ……9-2-1
2.2 管理区域等の管理 ……9-2-2
2.2.1 遮へい……9-2-2
2.2.2 換気……9-2-3
2.2.3 線量等の測定 ……9-2-6
2.3 作業管理 ……9-2-11
2.3.1 人の出入管理 ……9-2-11
2.3.2 物品の出入管理 ……9-2-12
2.3.3 管理区域内の区分 ……9-2-12
2.3.4 作業管理 ……9-2-12
2.4 個人管理 ……9-2-14
2.5 保全区域内の管理 ……9-2-16
2.6 周辺監視区域内の管理 ……9-2-17
2.7 放射性廃棄物の放出管理 ……9-2-18
2.7.1 気体廃棄物……9-2-18
2.7.2 液体廃棄物……9-2-19
3. 周辺監視区域境界付近及び周辺地域の環境放射線監視 ……9-3-1
3.1 空間放射線量等の監視 ……9-3-1

3.2　環境試料の放射能監視 ……9-3-2
3.3　異常時における測定 ……9-3-3
4.　放射性廃棄物処理 ……9-4-1
4.1　放射性廃棄物処理の基本的考え方 ……9-4-1
4.2　気体廃棄物処理 ……9-4-3
4.2.1　気体廃棄物の発生源 ……9-4-3
4.2.2　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度 ……9-4-4
4.2.3　気体廃棄物の放出量 ……9-4-8
4.3　液体廃棄物処理 ……9-4-17
4.3.1　放射性廃液の発生源 ……9-4-17
4.3.2　放射性廃液の発生量 ……9-4-18
4.3.3　液体廃棄物の放出量 ……9-4-18
4.4　固体廃棄物処理 ……9-4-20
4.4.1　固体廃棄物の発生源とその発生量 ……9-4-20
4.4.2　保管管理 ……9-4-21
4.5　参考文献 ……9-4-27
5.　平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価 …9-5-1
5.1　実効線量の計算 ……9-5-1
5.1.1　気体廃棄物中の希ガスγ線による実効線量 ……9-5-1
5.1.2　液体廃棄物中の放射性物質による実効線量 ……9-5-9
5.1.3　よう素による実効線量 ……9-5-11
5.2　線量評価結果 ……9-5-26
5.3　参考文献 ……9-5-35

表

第2.7.1 表　気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値
（１号炉、２号炉及び３号炉合算）……9-2-19
第2.7.2 表　液体廃棄物中の放射性物質（トリチウムを除く）の
放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）‥9-2-20
第3.1.1 表　空間放射線量等の監視用設備
（１号、２号及び３号炉共用）……9-3-1
第4.2.1 表　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度 ……9-4-8
第4.2.2 表(1) 希ガスの放出量（１号炉） ……9-4-13
第4.2.2 表(2) 希ガスの放出量（２号炉） ……9-4-14
第4.2.2 表(3) 希ガスの放出量（３号炉） ……9-4-15
第4.2.3 表(1) よう素の放出量（１号炉） ……9-4-13
第4.2.3 表(2) よう素の放出量（２号炉） ……9-4-14
第4.2.3 表(3) よう素の放出量（３号炉） ……9-4-15
第4.2.4 表　希ガス及びよう素の放出量 ……9-4-16
第4.3.1 表　放射性廃液の年間推定発生量及び液体廃棄物の
年間推定放出量（３号炉） ……9-4-19
第4.3.2 表　液体廃棄物の核種構成 ……9-4-19
第4.4.1 表　固体廃棄物の年間推定発生量
（１号炉、２号炉及び３号炉合算） ……9-4-22
第5.1.1 表　線量計算に用いた放出源の有効高さ ……9-5-27
第5.1.2 表　着目方位及び隣接2方位への最大放出回数 ……9-5-28
第5.1.3 表　線量計算に用いた気象条件(１) ……9-5-29
第5.1.4 表　線量計算に用いた気象条件(２) ……9-5-30
第5.1.5 表　敷地境界外における希ガスのγ線による年間実効線量
（１号炉、２号炉及び３号炉合算） ……9-5-9
第5.1.6 表　液体廃棄物中に含まれる核種ｉの実効線量係数 ……9-5-31
第5.1.7 表　液体廃棄物の放水口濃度 ……9-5-32
第5.1.8 表　濃縮係数 ……9-5-33

第5.1.9 表　気体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果
（１号炉、２号炉及び３号炉合算）……9-5-20
第5.1.10表　液体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果
（１号炉及び２号炉合算）……9-5-23
第5.1.11表　液体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果
（３号炉）……9-5-23
第5.1.12表　気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に
摂取する場合の実効線量計算結果
（１号炉、２号炉及び３号炉合算）……9-5-25

図

第2.1.1 図　管理区域及び保全区域図 ……9-2-21
第2.1.2 図　周辺監視区域図 ……9-2-22
第2.2.1 図　遮へい設計区分概略図（1階、地下1階） ……9-2-23
第2.2.2 図　遮へい設計区分概略図（2階） ……9-2-24
第2.2.3 図　遮へい設計区分概略図（3階） ……9-2-25
第2.2.4 図　遮へい設計区分概略図（4階） ……9-2-26
第2.2.5 図　遮へい設計区分概略図（5階） ……9-2-27
第2.2.6 図　遮へい設計区分概略図
（固体廃棄物処理建屋）（その１） ……9-2-28
第2.2.7 図　遮へい設計区分概略図
（固体廃棄物処理建屋）（その２） ……9-2-29
第2.2.8 図　遮へい設計区分概略図
（第２固体廃棄物処理建屋）（その１） ……9-2-30
第2.2.9 図　遮へい設計区分概略図
（第２固体廃棄物処理建屋）（その２） ……9-2-31
第2.2.10図　遮へい設計区分概略図
（使用済燃料輸送容器保管建屋）（その１） ……9-2-32
第2.2.11図　遮へい設計区分概略図
（使用済燃料輸送容器保管建屋）（その２） ……9-2-33
第4.1.1 図　気体廃棄物処理系統図（換気系を含む） ……9-4-23
第4.1.2 図　液体廃棄物処理系統図（３号炉） ……9-4-24
第4.1.3 図　固体廃棄物処理系統図 ……9-4-25
第4.3.1 図　液体廃棄物の年間推定発生量とその放射性物質の濃度
（３号炉） ……9-4-26
第5.1.1 図　評価地点 ……9-5-34

1. 放射線防護に関する基本方針

1.1 基本的考え方

放射線の被ばく管理及び放射性廃棄物の廃棄に当たっては、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）及び「労働安全衛生法」を遵守し、発電所放射線業務従事者等及び周辺監視区域外の公衆が、本発電所に起因する放射線被ばくから十分安全に防護されるように放射線防護対策を講じる。

さらに、発電所周辺の一般公衆の受ける線量については、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に基づき、合理的に達成できる限り低くすることとする。

また、放射線の被ばく管理及び放射性廃棄物の廃棄の運用については、「原子炉等規制法」に基づき、保安規定にこれを定める。

1.2 具体的方法

(1) 放射線防護に関して、外部被ばくに対しては十分な遮へい設備により、また、空気中の放射性物質による内部被ばくに対しては換気設備等により、これを合理的に達成できる限り低減する方針で設計し、運用する。

(2) 放射線業務従事者に対しては、不必要な放射線被ばくを防止するために、管理区域を設定して立入りの制限を行い、外部放射線に係る線量当量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を監視して、その結果を管理区域内の諸管理に反映する。

(3) 放射線業務従事者の受ける線量を測定評価し、線量の低減に努めるとともに、その結果を作業環境の整備及び作業方法等の改善に反映する。

さらに、各個人については、定期的又は必要に応じ健康診断を行って常に身体的状態を把握する。

(4) 管理区域の外側に周辺監視区域を設定して、この区域内での人の居住を禁止し、境界には、さく又は標識を設ける等の方法によって人の立入りを制限する。

(5) 気体及び液体廃棄物の放出管理については、発電所周辺の一般公衆の受ける線量が「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に定める線量目標値を超えないように努める。

なお、平常時線量評価は、「添付書類八　3.6 核設計」に示されている代表的なケースの平衡炉心により評価を行う。

2. 放射線管理

2.1 管理区域、保全区域及び周辺監視区域の設定

2.1.1 管理区域

炉室、使用済燃料の貯蔵施設、放射性廃棄物の廃棄施設等の場所であって、その場所における外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度又は放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が、「核原料物質又は核燃料物質の製錬の事業に関する規則等の規定に基づく線量限度等を定める告示」（以下「線量限度等を定める告示」という。）（第１条）に定められた値を超えるか又は超えるおそれのある区域は、すべて管理区域とする。

実際には、部屋、建物その他の施設の配置及び管理上の便宜も考慮して、原子炉格納施設、原子炉補助建屋の大部分、固体廃棄物貯蔵庫、蒸気発生器保管庫、固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋、使用済燃料輸送容器保管建屋、使用済燃料乾式貯蔵施設等を管理区域とする。

管理区域の範囲を第 2.1.1 図に示す。

また、運用段階で、もしも一時的に上記管理区域に係る値を超えるか又は超えるおそれのある区域が生じた場合は、一時的な管理区域とする。

2.1.2 保全区域

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第 1 条）の規定に基づき、原子炉施設の保全のため特に管理を必要とする原子炉補助建屋で管理区域以外の区域、タービン建屋等を第 2.1.1 図に示すように保全区域として設定する。

2.1.3 周辺監視区域

外部放射線に係る線量又は空気中若しくは水中の放射性物質の濃度が、「線量限度等を定める告示」（第 2 条）に定められた値を超えるおそれのある区域を周辺監視区域とする。実際には、周辺監視区域境界は管理上の便宜も考慮して第 2.1.2 図に示すように設定する。

2.2 管理区域等の管理

管理区域については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）に従って、次の措置を講じる。

a. 壁、さく等の区画物によって区画するほか、標識を設けることによって明らかに他の場所と区別し、かつ、放射線等の危険性の程度に応じて人の立入制限、かぎの管理等の措置を講じる。

b. 放射性物質を経口摂取するおそれのある場所での飲食及び喫煙を禁止する。

c. 床、壁その他人の触れるおそれのある物であって放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が、「線量限度等を定める告示」（第５条）に定める表面密度限度を超えないようにする。

d. 管理区域から人が退去し、又は物品を持ち出そうとする場合には、その者の身体及び衣服、履物等身体に着用している物並びにその持ち出そうとする物品（その物品を容器に入れ又は包装した場合には、その容器又は包装）の表面の放射性物質の密度が c.の表面密度限度の 1／10 を超えないようにする。

また、管理区域内の各区域は、外部放射線に係る線量当量率、放射線業務従事者の立入頻度等に差異があるため、これらのことを考慮して区域内管理及び作業管理を行う。

作業管理については、「2.3 作業管理」で述べることにし、ここでは区域内管理について述べる。

管理区域等の管理は、遮へい、換気空調設備等の防護施設の設置及び維持並びに外部放射線に係る線量当量等の監視により行う。

次に、その具体的な方法について述べる。

2.2.1 遮へい

2.2.1.1 遮へいの考え方

(1) 通常運転時、燃料取替時及び保修時等において、放射線業務従事者の受ける外部被ばくによる線量が法令に定められた限度を超えな

いようにすることはもちろん合理的に達成できる限り低くなるような遮へいとする。

また、人の居住の可能性のある敷地境界外においては、実効線量で年間 50 マイクロシーベルトを超えないような遮へいとする。

(2) 重大事故及び仮想事故を想定した場合にも、発電所周辺の公衆の受ける線量が「原子炉立地審査指針」の主旨を十分満足するような遮へいとする。

また、中央制御室は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」の主旨を満足するような遮へいとする。

2.2.1.2 遮へい区分

遮へいは、各場所の放射線レベル、各場所への立入りの頻度、滞在時間等を考慮した上で放射線業務従事者等の放射線被ばくが十分管理できるような設計とする。

おもな放射線源は、原子炉本体、1 次冷却設備、化学体積制御設備、使用済燃料ピット、放射性廃棄物廃棄施設等の中にある。

遮へいは、原子炉 1 次遮へい、原子炉 2 次遮へい、補助遮へい、燃料取扱い遮へい及び一時遮へいに区分する。

これらの遮へいの機能及び設計方針は「添付書類八　8.3 遮蔽設備」に示すとおりである。また、立入頻度等を考慮した管理区域内の遮へい設計区分は「添付書類八　8.3 遮蔽設備」に示すとおりである。この設計区分に基づく管理区域内の区分の概略を第 2.2.1 図～第 2.2.11 図に示す。

2.2.2 換気

2.2.2.1 換気の考え方

放射線業務従事者等を空気中の放射性物質による内部被ばくから防護するため換気設備は次の条件を満足するものとする。

(1) 換気設備は空気中の放射性物質による内部被ばくの可能性からみて区域を分け、それぞれ別系統とする。

(2) 各換気系統について空気の供給は清浄区域から行い、空気中の放射性物質による内部被ばくの可能性のある区域に向かって流れるようにし、排気は適当なフィルタを通して行う。

(3) 各換気系統はその容量が区域及び室の必要な換気、放熱を行うのに十分であるように、また、空気中の放射性物質濃度が各区域について濃度限度よりも十分に低くなるようにする。

(4) 中央制御室の換気系は、事故時には外部から完全にしゃ断し、室内空気中の放射性物質を除去するためのフィルタ装置を通して再循環させて、当室内は空気中の放射性物質による内部被ばくの可能性のないようにする。

各換気設備のフィルタは随時点検し、交換する。

2.2.2.2 換気系統

換気は原子炉格納施設、原子炉補助建屋、固体廃棄物処理建屋、第２固体廃棄物処理建屋、タービン建屋及びサービス建屋ごとにそれぞれ次のように系統を分けて行う。

(1) 原子炉格納施設
　原子炉格納容器
　アニュラス部

(2) 原子炉補助建屋
　補助建屋
　中央制御室等

(3) 固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）

(4) 第２固体廃棄物処理建屋（１号、２号及び３号炉共用）

(5) タービン建屋

(6) サービス建屋（１号、２号及び３号炉共用）
　事務室、会議室等

これらのうち放射線防護上重要な系統について以下に説明する。

(1) 原子炉格納施設の換気

a. 原子炉格納容器

格納容器換気施設の主なものは、格納容器空気浄化設備及び格納容器換気設備である。

(a) 格納容器空気浄化設備

原子炉格納容器内の空気は再循環させ、通常運転中は、原則として排気を行わない。

格納容器空気浄化設備は高効率エアフィルタ、よう素フィルタ等を備え、原子炉格納容器内の空気を循環させて空気中放射性物質濃度を減少させる。

(b) 格納容器換気設備

原子炉停止中に放射線業務従事者が原子炉格納容器内に立ち入る場合は、それに先立って原子炉格納容器内の空気を格納容器換気設備によって新鮮な空気と入れ替える。排気空気は高効率エアフィルタを通して放射性粒子を除去した後排気筒から放出する。

b. アニュラス部

アニュラス部は原子炉冷却材喪失時等にアニュラス空気再循環設備により負圧に保たれる。この設備には高効率エアフィルタ及びよう素フィルタを設け、放射性物質放出事故時には原子炉格納容器からアニュラス部に漏入した空気をこれらのフィルタにより浄化し、その一部を排気筒に導き放出する。

(2) 原子炉補助建屋の換気

a. 補助建屋

補助建屋のうち、放射性物質を含むおそれのある設備を設置する区域の排気はエアフィルタ及び高効率エアフィルタでろ過した後、排気筒から放出する。

なお、補助建屋のうち、工学的安全設備の高圧注入ポンプ（充てんポンプと共用)、余熱除去ポンプ、格納容器スプレポンプ等を収納する区域の排気系統は必要に応じて、よう素フィルタを備えた系統を通すことにより、排気中の放射性物質を除去できるようにする。

b. 中央制御室等

中央制御室等の区域の送気系にはエアフィルタ、冷却コイル及び加熱コイルを備え、常時は取り入れた外気をろ過した後、温度調節して、各室に送気する。

中央制御室等の区域の排気はファンにより大気へ放出し、出入管理区域の排気はエアフィルタ、高効率エアフィルタ及びよう素フィルタによりろ過した後、排気筒へ排気する。

放射性物質の放出を伴う事故時には中央制御室等の区域の換気系は外部からしゃ断して室内空気をエアフィルタ、冷却コイル及び加熱コイルを通して再循環するとともに運転員等を内部被ばくから防護するために中央制御室の送気はエアフィルタ、高効率エアフィルタ及びよう素フィルタによりろ過する。

(3) 排気筒

2 本の排気筒を原子炉格納容器とその外周コンクリート遮へい壁との間のアニュラス部に設置する。一方の排気筒は主として格納容器換気設備及びアニュラス空気再循環設備の排気の放出に、他は主として補助建屋排気設備の排気の放出に使用する。

2.2.3 線量等の測定

放射線業務従事者の受ける線量の管理が、容易かつ確実に行えるようにするため、放射線測定器等により、管理区域の外部放射線に係る線量当量率等の状況を把握する。

2.2.3.1 外部放射線に係る線量当量率の測定

管理区域内空間の外部放射線に係る線量を把握するため、管理区域内の主要部分における外部放射線に係る線量当量率を測定する。

外部放射線に係る線量当量率測定用のエリアモニタの主な設置場所については「添付書類八　8.1 放射線管理施設」に示す。

エリアモニタは、放射線レベルがあらかじめ設定された値以上になると、現場、中央制御室及び放射線管理室において警報を発する。

ただし、固体廃棄物処理建屋のエリアモニタは、固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室において警報を発する。

第２固体廃棄物処理建屋内雑固体分別エリアのエリアモニタは、第２固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室において警報を発する。

また、使用済燃料輸送容器保管建屋のエリアモニタは、使用済燃料輸送容器保管建屋内制御室及び中央制御室において警報を発する。

警報は異常の発見を主目的にするところから、その警報設定点は、平常時の値等を基にして定める。

また、放射線業務従事者が、特に頻繁に立ち入る箇所については、定期的及び必要の都度、サーベイメータにより外部放射線に係る線量当量率の測定を行う。

サーベイメータとしては、線量当量率サーベイメータを使用する。

2.2.3.2 空気中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度の測定

管理区域内の空気中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を把握するため次の測定を行う。

(1) 原子炉格納施設モニタによる測定

原子炉格納施設モニタにより、原子炉格納容器内の空気中の放射性物質の濃度（じんあい及びガス）を常に測定する。

放射性物質の濃度があらかじめ設定された値以上になると、中央制御室及び放射線管理室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は、平常時の値等を基にして定める。

(2) サンプリングによる測定

空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度は、前に述べた原子炉格納施設モニタ及びサーベイメータによっても測定できるが、放射線業務従事者が特に頻繁に立ち入る箇所については、サンプリングによる測定を定期的及び必要の都度行う。

以上のモニタ等については「添付書類八　8.1 放射線管理施設」に示す。

2.2.3.3 系統内の放射能測定

原子炉施設が、正常に運転されていることを確認するため、系統内の気体及び液体中の放射性物質の濃度を測定する。

(1) 格納容器排気筒モニタによる測定

格納容器排気筒の排気中の放射性物質の濃度（じんあい及びガス）を測定する。

(2) 補助建屋排気筒モニタによる測定

補助建屋排気筒の排気中の放射性物質の濃度（じんあい及びガス）を測定する。

(3) 復水器空気抽出器ガスモニタによる測定

復水器空気抽出ポンプからの排気ガス中の放射性物質の濃度を測定し、１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

(4) 蒸気発生器ブローダウン水モニタによる測定

蒸気発生器２次側ブローダウン水中の放射性物質の濃度を測定し、１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

(5) 高感度型主蒸気管モニタによる測定

主蒸気管蒸気中の放射性物質の濃度を測定し、N-16 に着目して１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

(6) 原子炉補機冷却水モニタによる測定

原子炉補機冷却水中の放射性物質の濃度を測定し、１次冷却設備、化学体積制御設備、余熱除去設備、試料採取設備、廃棄物処理設備等から原子炉補機冷却水中への漏えいを検知する。

(7) 液体廃棄物処理設備排水モニタによる測定

液体廃棄物処理設備により処理された排水中の放射性物質の濃度を測定する。

(8) １次系補助蒸気復水モニタによる測定

液体廃棄物処理設備の廃液蒸発器等の加熱蒸気側復水中の放射性

物質の濃度を測定し、廃液蒸発器等から加熱蒸気復水への漏えいを検知する。

(9) 冷却材連続モニタによる測定

1次冷却材中の放射性物質の濃度を測定し、燃料から1次冷却材中への漏えいを検知する。

(10) 雑固体焼却炉排ガスモニタによる測定

雑固体焼却設備排ガス中の放射性物質の濃度（じんあい及びガス）を測定する。

(11) 固体廃棄物処理建屋排気モニタによる測定

固体廃棄物処理建屋の排気中の放射性物質の濃度（ガス）を測定する。

(12) 第2固体廃棄物処理建屋排気モニタによる測定

第2固体廃棄物処理建屋の排気中の放射性物質の濃度（じんあい及びガス）を測定する。

(13) アスファルト固化復水器排ガスモニタによる測定

アスファルト固化復水器排ガス中の放射性物質の濃度（ガス）を測定し、アスファルト固化装置から補助蒸気復水への漏えいを検知する。

上記のように(1)～(13)は、気体又は液体中の放射性物質の濃度を常に測定し、放射性物質の濃度があらかじめ設定された値以上になると、中央制御室及び放射線管理室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

ただし、固体廃棄物処理建屋内の各モニタの警報は、固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室において発する。

また、第2固体廃棄物処理建屋内のモニタの警報は、第2固体廃棄物処理建屋内制御室、中央制御室及び放射線管理室において発する。

警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は、平常時の値等を基にして定める。

以上のモニタについては「添付書類八　8.1 放射線管理施設」に示す。

(14) サンプリングによる測定

上記のモニタのほかに、主な系統は定期的及び必要の都度サンプリングし、試料放射能測定装置により放射性物質の濃度を測定する。

2.3 作業管理

「2.2 管理区域等の管理」で述べたように、設備及び作業環境の管理を十分に行い作業環境の条件の向上に努めるが、実際に放射線業務従事者が作業を行う場合には被ばくを低減するため、更に、厳重な作業管理を行う。

2.3.1 人の出入管理

(1) 管理区域への立入制限

管理区域への立入りは、あらかじめ指定された者で、かつ、必要な場合に限るものとする。

管理区域への立入制限は、出入管理室において行う。

(2) 出入管理の原則

a. 管理区域の出入口は、1 箇所とする。

b. 管理区域に立ち入る者には、個人線量計を装着させる。

c. 管理区域に立ち入る者には、指定された被服を着用させる。汚染のある区域へ立ち入る場合は、必要に応じて適切な防護具等を着用させ、内部被ばくの防止に努める。

d. 管理区域から退出する者には、退出モニタ等によって放射性物質による表面汚染を検査させる。

e. 管理区域の人の出入りについては、出入管理室において確認し、記録する。

(3) 管理区域での遵守事項

a. 管理区域立入り時には、前に述べた個人線量計、指定された被服等の着用を遵守させるとともに、不要品を持ち込ませないようにする。

b. 放射性物質を経口摂取するおそれのある場所での飲食及び喫煙は禁止する。

c. 異常事態の発生又はそのおそれがある事象を発見した場合は、直ちに必要箇所へ連絡させ、その指示に従わせる。

d. 管理区域退出時は、退出モニタ等により身体表面の放射性物質による汚染を検査し、汚染が発見された場合は放射線管理担当者へ連絡させるとともに、その指示に従わせる。

2.3.2 物品の出入管理

管理区域への物品の持込み及び持出しは、出入管理室において行う。ただし、燃料及び大型機器の搬出入に際しては、原子炉補助建屋、原子炉格納容器の機器搬入口において、出入管理を行う。

管理区域から物品を持ち出す場合は、その物品の表面の放射性物質の密度が、「線量限度等を定める告示」（第２条）に定める管理区域に係る値を超えていないことを測定により確認する。

また、放射性物質等を運搬する場合には、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質等車両運搬規則」等を遵守する。

2.3.3 管理区域内の区分

管理区域は、外部放射線に係る線量に起因する管理区域と、空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度に起因する管理区域とに区分する。さらに、外部放射線に係る線量に起因する管理区域はその外部放射線に係る線量の高低により区分し、段階的な出入管理を行うことにより管理区域へ立ち入る者の被ばく管理等が容易かつ確実に行えるようにする。

2.3.4 作業管理

管理区域内での作業は、放射線業務従事者の受ける線量を合理的に達成できる限り低減するため原則として次のように行う。

(1) 事前に被ばくの経歴、作業環境及びその変化を考慮し、放射線業務従事者の受ける線量を低減するよう作業計画を立てるとともに、作業方法、手順等について、その周知徹底を図る。

(2) 放射線防護については、防護具類、個人線量計の着用、時間制限等必要な条件を定める。

(3) 作業を行う場合は、責任者を定めるとともに上記条件等を遵守させ、放射線業務従事者の受ける線量の低減を図る。

(4) 作業中に作業環境の変化が起こり得るような場合は、必要に応じ、外部放射線に係る線量当量率、空気中の放射性物質の濃度等を測定し、

作業環境の確認を行う。

(5) 必要な場合は一時遮へいの使用、除染等を行い作業環境の保全に努める。

(6) 請負業者の作業管理については、当社の放射線業務従事者に準じて行わせるほか、立会い等により指導助言を行う。

2.4 個人管理

放射線業務従事者の個人管理は、線量を測定・評価するとともに定期的又は必要に応じて健康診断を実施し、身体的状態を把握することによって行う。

(1) 管理区域立入り前の措置

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第１条）に従って、原子炉の運転、原子炉施設の保全、核燃料物質又は核燃料物質によって汚染された物の運搬、貯蔵、廃棄、汚染の除去等の業務に従事する者であって、管理区域に立ち入る者を放射線業務従事者とする。

放射線業務従事者に対しては、あらかじめ次のような措置を講じる。

a. 放射線防護に関する教育及び必要に応じ訓練を行う。

b. 被ばくの経歴及び健康診断結果を確認する。

(2) 線量限度

放射線業務従事者の受ける線量は、「線量限度等を定める告示」（第６条及び第８条）に定める線量限度を超えないようにする。

(3) 線量の管理

放射線業務従事者の受ける線量が、線量限度を超えないよう被ばく管理上、必要な措置を講じる。

a. 外部被ばくによる線量の測定・評価

放射線業務従事者の外部被ばくによる線量を測定するため、管理区域に立ち入る場合は個人線量計を着用させ、外部被ばくによる線量を定期的及び必要に応じて測定・評価する。

b. 内部被ばくによる線量の測定・評価

放射線業務従事者の内部被ばくによる線量の測定・評価は、原則として次のように行う。

(a) 内部被ばくによる線量の評価に資するためホールボディカウンタによる測定を行う。また、必要に応じて尿検査等を実施する。

(b) ホールボディカウンタによる測定は、発電所入退所時（放射線業務従事者として勤務を開始及び終了する時)、定期的及び必要に応じて行う。

(c) 内部被ばくによる線量の評価は、ホールボディカウンタの測定結果等により行う。

c. 線量評価結果の通知及び記録

(a) 線量測定結果は、定期的に評価、記録するとともに以後の放射線管理に反映させる。

(b) 線量評価結果は、所属長を通じて本人に通知する。

(4) 健康管理

a. 「労働安全衛生規則」（第４４条及び第４５条）による健康診断のほか「電離放射線障害防止規則」（第５６条）の規定に基づき放射線業務従事者について健康診断を実施し、その身体的状態を把握する。

b. 健康診断結果及び線量測定結果による医師の勧告等を考慮し、必要に応じて保健指導及び就業上の措置を講じる。

c. 発電所内において放射線障害が発生した場合又はそのおそれのある場合は必要な措置をとる。

なお、放射線業務従事者以外の者で管理区域に一時的に立ち入る者には、必要に応じて外部被ばく及び内部被ばくによる線量の測定を行う。

2.5 保全区域内の管理

保全区域は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）の規定に基づき、標識を設ける等の方法によって明らかに他の場所と区別し、かつ、管理の必要性に応じて人の立入制限、かぎの管理、物品の持出制限等の措置を講じる。

2.6 周辺監視区域内の管理

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）の規定に基づき、周辺監視区域には人の居住を禁止し、境界にさく又は標識を設ける等の方法により、周辺監視区域に業務上立ち入る者以外の立入りを制限する。

周辺監視区域内の外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度及び表面の放射性物質の密度は、「線量限度等を定める告示」（第２条）に定める値以下に保つ。

具体的には、管理区域内に遮へい設備を設けること等により、管理区域の外側における外部放射線に係る線量が、３ヶ月間につき 1.3mSv 以下になるように管理する。

また、空気中の放射性物質については、管理区域との境界を壁等によって区画するとともに、管理区域内の放射性物質の濃度の高い空気が、容易に流出することのないよう換気系統を管理する。

表面の放射性物質の密度については、「2.3 作業管理」に述べたように、人及び物品の出入管理を十分に行う。

これらの基準を満足していることを確認するために、管理区域外において、定期的に外部放射線に係る線量当量等の測定を行うとともに、必要に応じて放射線サーベイを行う。

さらに、水中の放射性物質については、管理区域との境界を壁等によって区画するとともに、管理区域内の放射性物質の濃度の高い水が容易に流出することのないよう排水系統を管理する。

周辺監視区域外においては、「線量限度等を定める告示」（第３条及び第９条）に定める線量限度及び濃度限度以下に管理するが、その方法については、「2.7 放射性廃棄物の放出管理」で、その監視については、「3. 周辺監視区域境界付近及び周辺地域の環境放射線監視」で述べる。

2.7 放射性廃棄物の放出管理

発電所外に放出される放射性の気体廃棄物及び液体廃棄物は、次に述べるように厳重な管理を行い、周辺監視区域外の空気中及び水中の放射性物質の濃度が「線量限度等を定める告示」（第９条）に定める値を超えないようにする。

さらに、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に基づき、発電所から放出される放射性物質について放出管理目標値を次のように定め、「発電用軽水型原子炉施設における放出放射性物質の測定に関する指針」に基づく測定を行い、この管理目標値を超えることのないように努める。

2.7.1 気体廃棄物

(1) 放出管理

平常運転時の気体廃棄物は、放射能を減衰させるか又はフィルタを通して排気筒から放出する。

排気筒から放出するものは、気体廃棄物処理設備、格納容器換気設備、アニュラス空気再循環設備、補助建屋放射性区域排気設備及び出入管理室排気設備からの排気である。この気体廃棄物の排気中の放射性物質の濃度は、排気筒ガスモニタによって常に監視する。

また、原子炉格納容器内の空気は、原子炉停止時等必要なときにのみ放出するが、放出する場合にはあらかじめ原子炉格納施設モニタ等によって、放射性物質の濃度を確認する。

排気筒ガスモニタの測定結果は、中央制御室に指示・記録するとともに、放射性物質の濃度があらかじめ設定された値以上になると中央制御室に警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

排気筒ガスモニタの警報設定点は、平常時の値及び放出管理目標値を基にして定める。

また、排気筒から放出される気体廃棄物中の放射性よう素、放射性粒子及びトリチウムについては、排気筒ガスモニタ付近に連続サンプ

リングができる試料採取装置を設置し、定期的に測定する。

(2) 放出管理目標値

「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に基づき、「4. 放射性廃棄物処理」及び「5. 平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価」の結果から、気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）を第2.7.1表のように設定し、これを超えないように努める。

第 2.7.1 表　気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

項　　目	放出管理目標値（Bq／y）
希　ガ　ス	2.1×10^{15}
よう素（I-131）	7.3×10^{10}

2.7.2 液体廃棄物

(1) 放出管理

平常運転時の液体廃棄物は、「添付書類八　7.2 液体廃棄物処理設備」で述べた処理を行った後、復水器冷却水等と混合、希釈して放出する。

これらの液体廃棄物を放出する場合には、あらかじめタンクにおいてサンプリングし、放射性物質の濃度を測定する。

また、液体廃棄物中の放射性物質の濃度は、液体廃棄物処理設備排水モニタによって常に監視する。

この液体廃棄物処理設備排水モニタの測定結果は、中央制御室に指示・記録するとともに、放射性物質の濃度があらかじめ設定された値以上になると警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

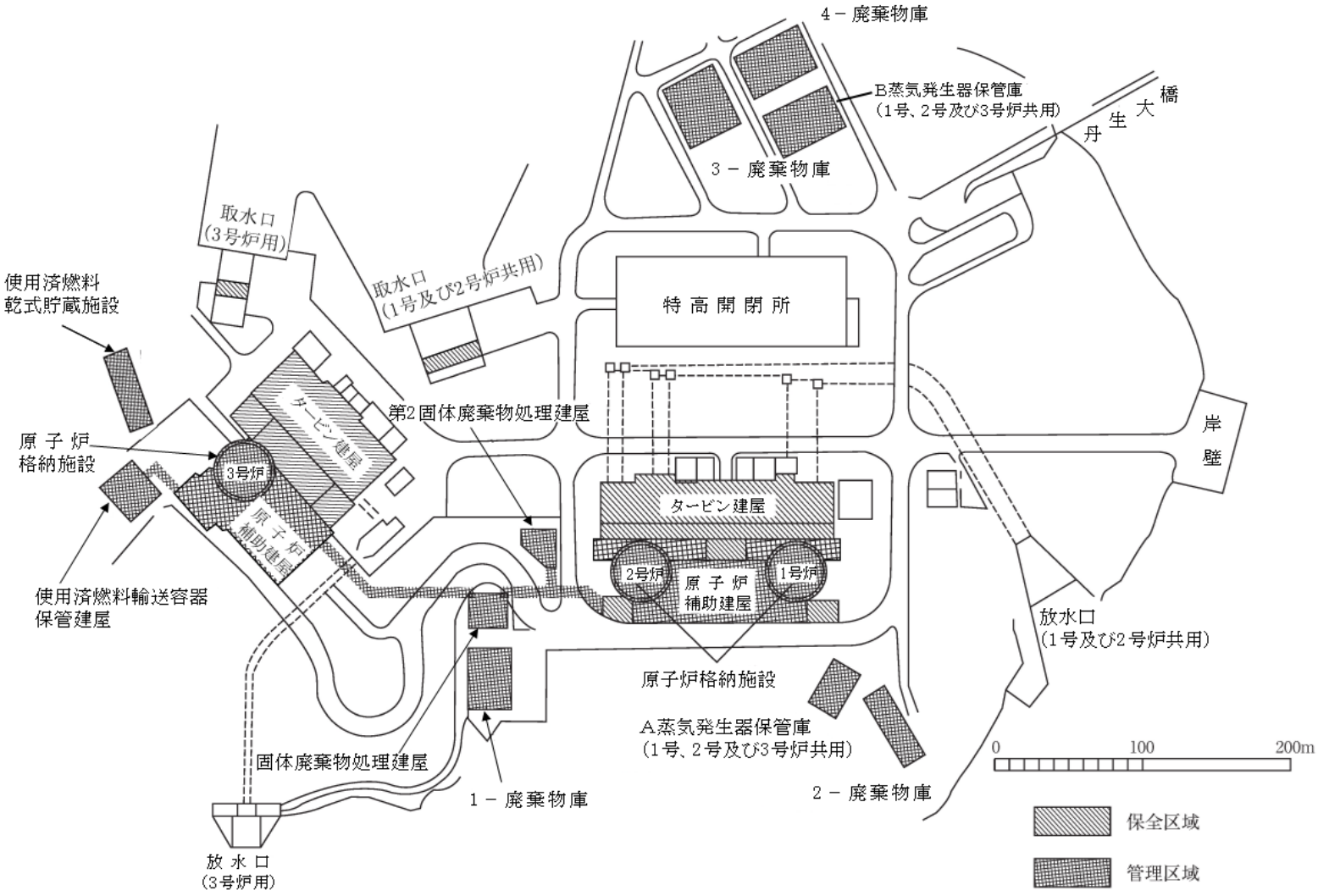
液体廃棄物処理設備排水モニタの警報設定点は、平常時の値及び放出管理目標値を基にして定める。

(2) 放出管理目標値

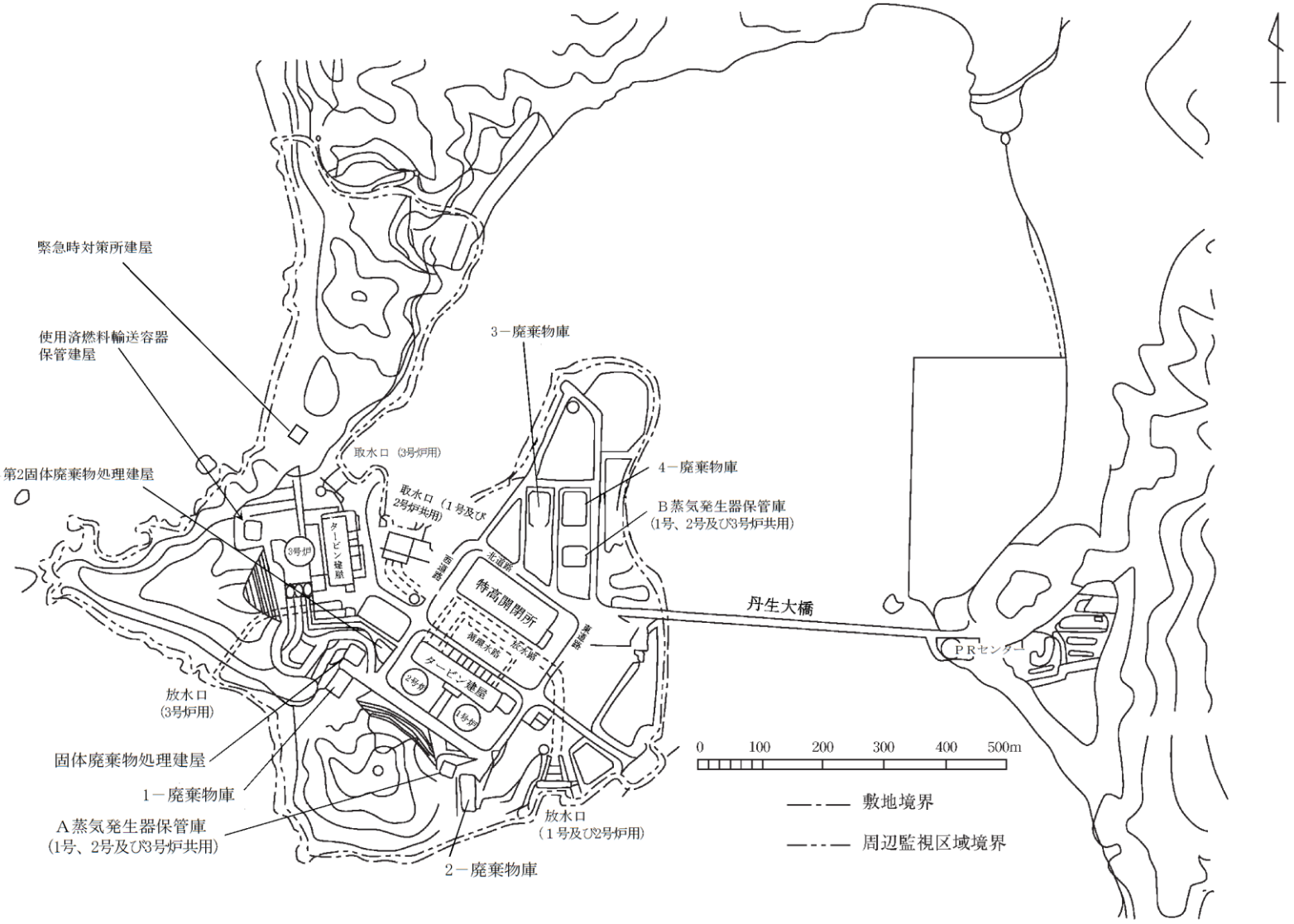
「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に基づき、「4. 放射性廃棄物処理」及び「5. 平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価」の結果から、液体廃棄物中の放射性物質（トリチウムを除く）の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）を第 2.7.2 表のように設定し、これを超えないように努める。

第 2.7.2 表　液体廃棄物中の放射性物質（トリチウムを除く）の放出管理目標値（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

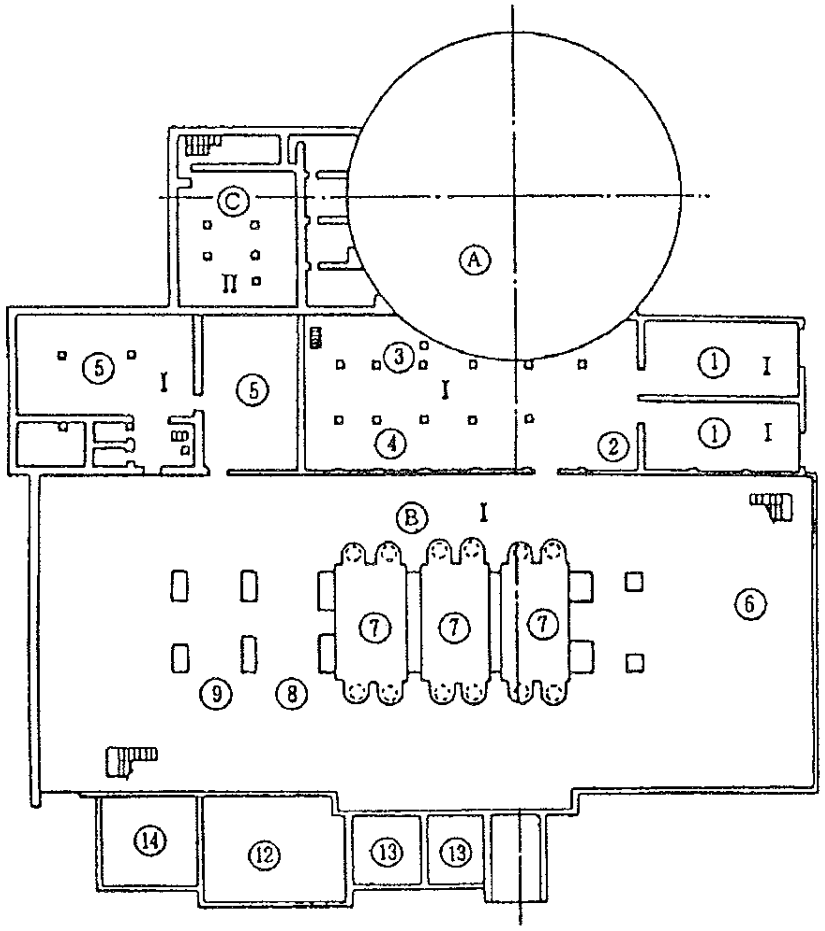
項　　目	放出管理目標値（Bq／y）
液体廃棄物中の放射性物質（トリチウムを除く）	1.1×10^{11}



第 2.1.1 図　管理区域及び保全区域図



第 2.1.2 図　周辺監視区域図

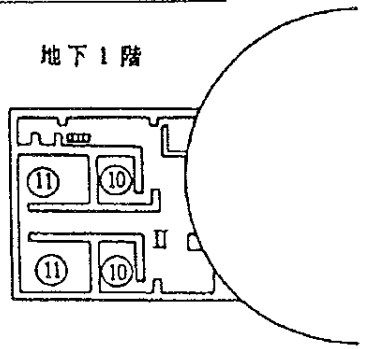


A	原子炉格納施設基礎
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	ジーゼル発電機室
2	補助給水ポンプ
3	計装用空気圧縮設備
4	一次系冷却水クーラ
5	スイッチギヤ室
6	給水ポンプ
7	復水器
8	復水器真空ポンプ
9	復水ポンプ
10	余熱除去ポンプ室
11	格納容器スプレポンプ室
12	主変圧器
13	所内変圧器
14	起動変圧器

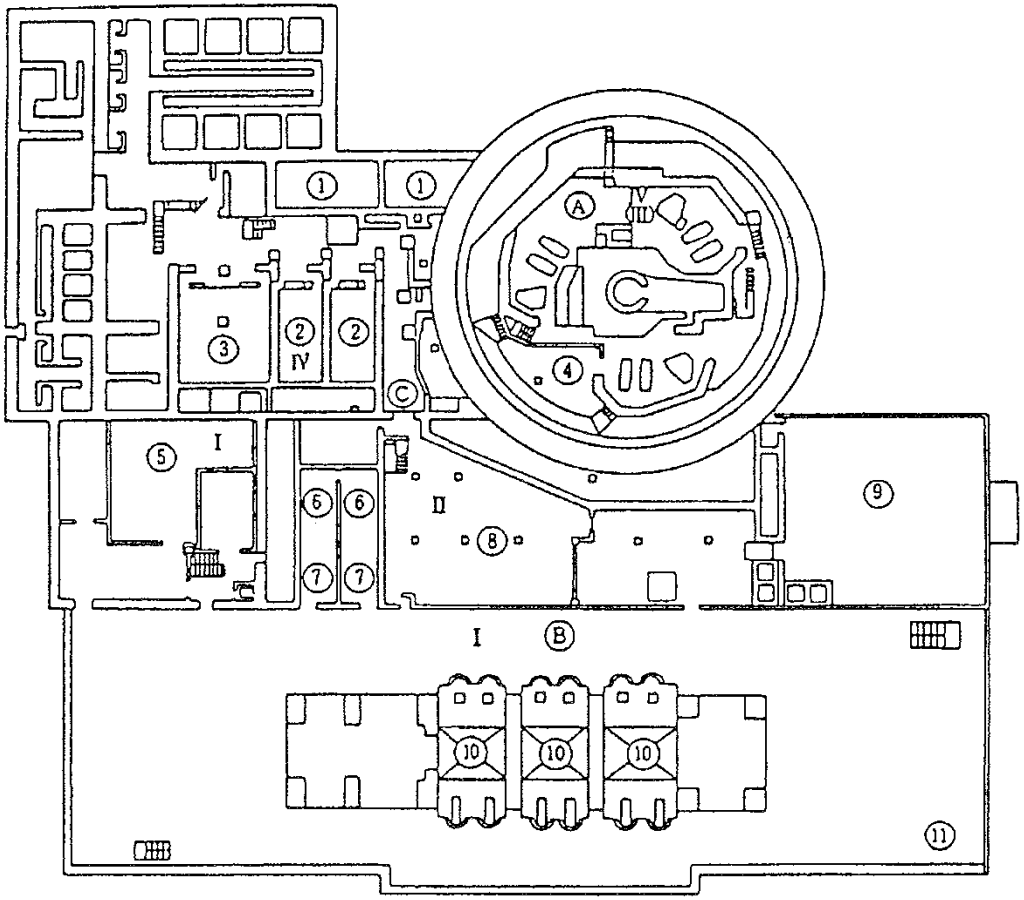
Ⅰ ≦0.00625mSv／h *
Ⅱ ≦0.01 mSv／h
Ⅲ ≦0.15 mSv／h
Ⅳ ＞0.15 mSv／h

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

地下１階



第2.2.1図　遮へい設計区分概略図（１階、地下１階）

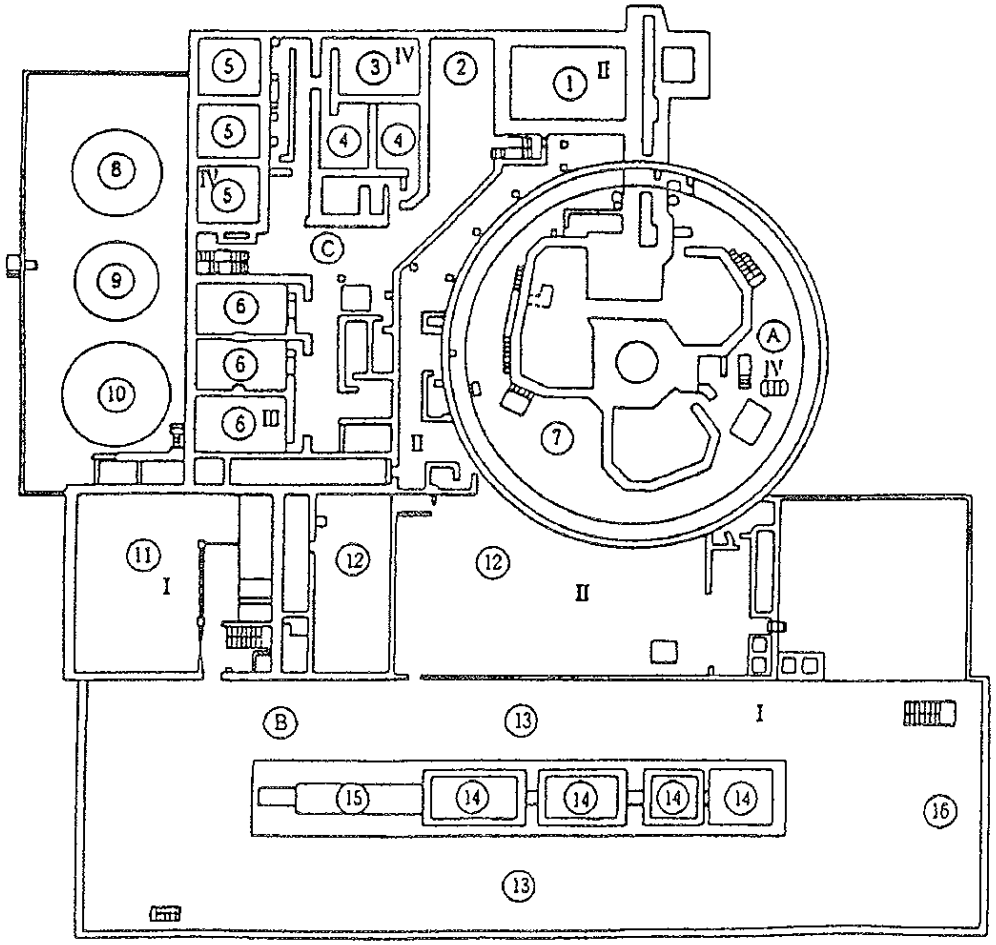


A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	廃液ホールドアップタンク室
2	余熱除去クーラ室
3	格納容器スプレクーラ室
4	原子炉格納容器空気再循環設備
5	リレー室
6	バッテリ室
7	バッテリ充電室
8	一次系冷却水ポンプ
9	主蒸気ヘッダ室
10	復水器
11	給水加熱器

Ⅰ≦0.00625mSv／h *
Ⅱ≦0.01　mSv／h
Ⅲ≦0.15　mSv／h
Ⅳ＞0.15　mSv／h
（　）内炉停止中の値

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.2図　　遮へい設計区分概略図（２階）

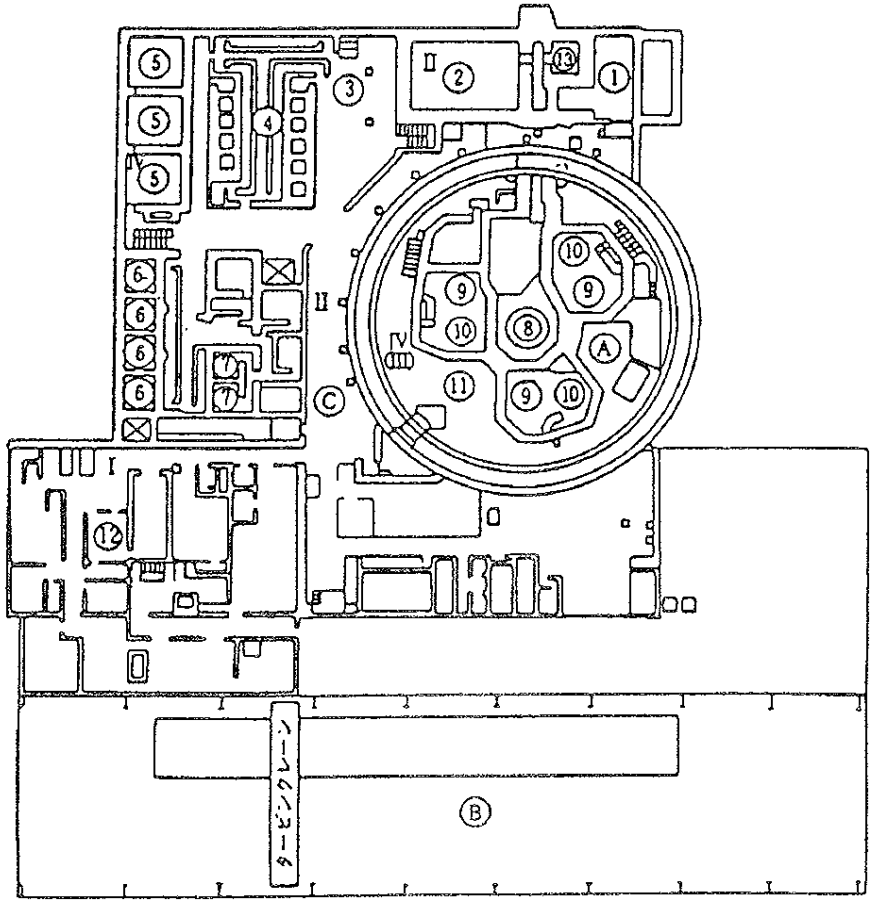


A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	使用済燃料ピット
2	使用済燃料ピットクーラ
3	ほう酸回収装置、脱ガス装置
4	廃液蒸発装置室
5	ホールドアップタンク室
6	充てん/高圧注入ポンプ室
7	原子炉格納容器空気再循環設備
8	一次系純水タンク
9	復水タンク
10	燃料取替用水タンク
11	中央制御室
12	換気装置室
13	湿分分離加熱器
14	タービン
15	発電機
16	給水加熱器

I ≦0.00625mSv／h *
II ≦0.01 mSv／h
III ≦0.15 mSv／h
IV ＞0.15 mSv／h
（ ）内炉停止中の値

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.3図　遮へい設計区分概略図（３階）

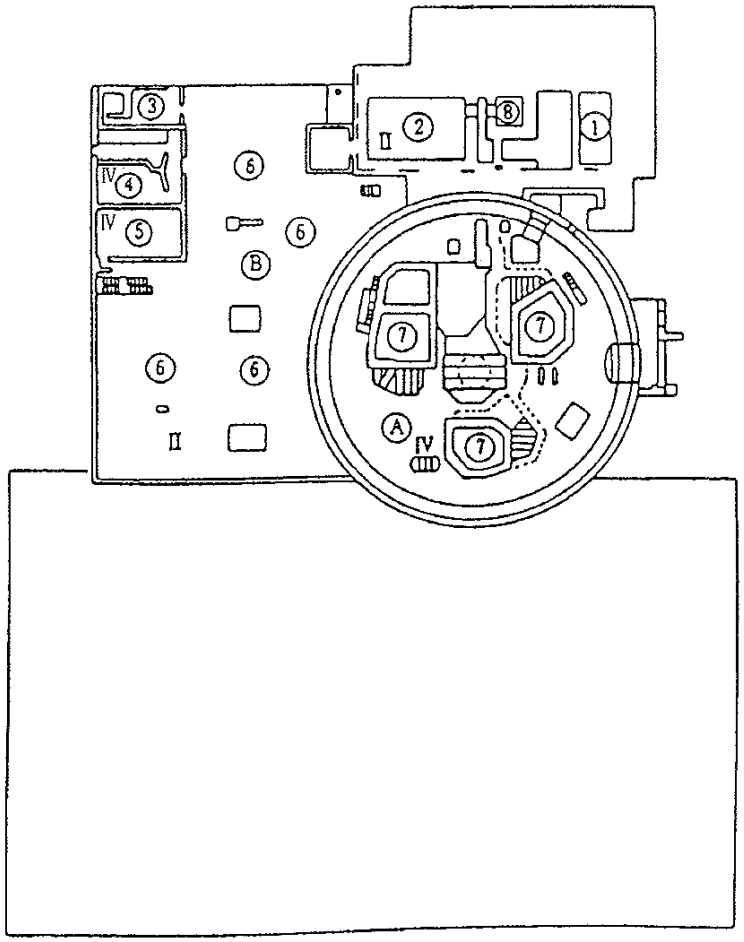


A	原子炉格納施設
B	タービン建屋
C	原子炉補助建屋
1	除染区域
2	使用済燃料ピット
3	モニタタンク
4	脱塩塔室
5	ホールドアップタンク室
6	ガス減衰タンク室
7	圧縮装置室
8	原子炉容器
9	蒸気発生器
10	一次冷却材ポンプ
11	原子炉格納容器空気再循環設備
12	放射線管理室
13	キャスクピット

Ⅰ ≦0.00625mSv／h *
Ⅱ ≦0.01 mSv／h
Ⅲ ≦0.15 mSv／h
Ⅳ ＞0.15 mSv／h
（ ）内炉停止中の値

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.4図　遮へい設計区分概略図（４階）

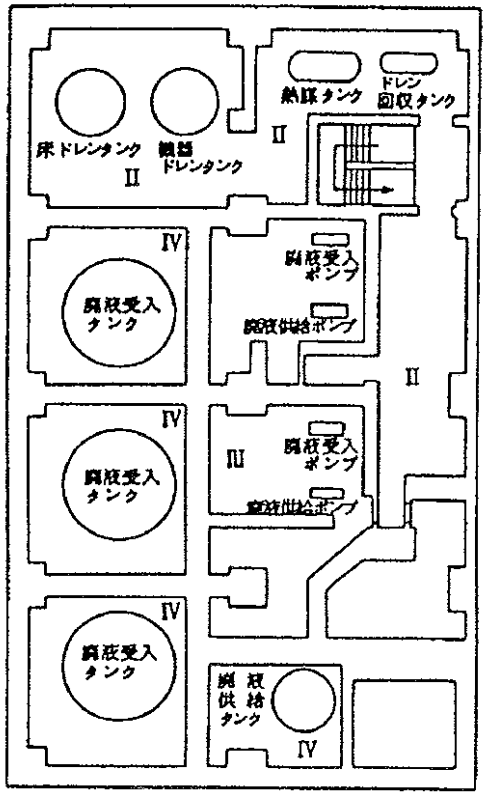


A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	新燃料貯蔵庫
2	使用済燃料ピット
3	水素及び窒素貯蔵区域
4	ドラム詰室
5	ほう酸タンク室
6	換気装置
7	蒸気発生器
8	キャスクピット

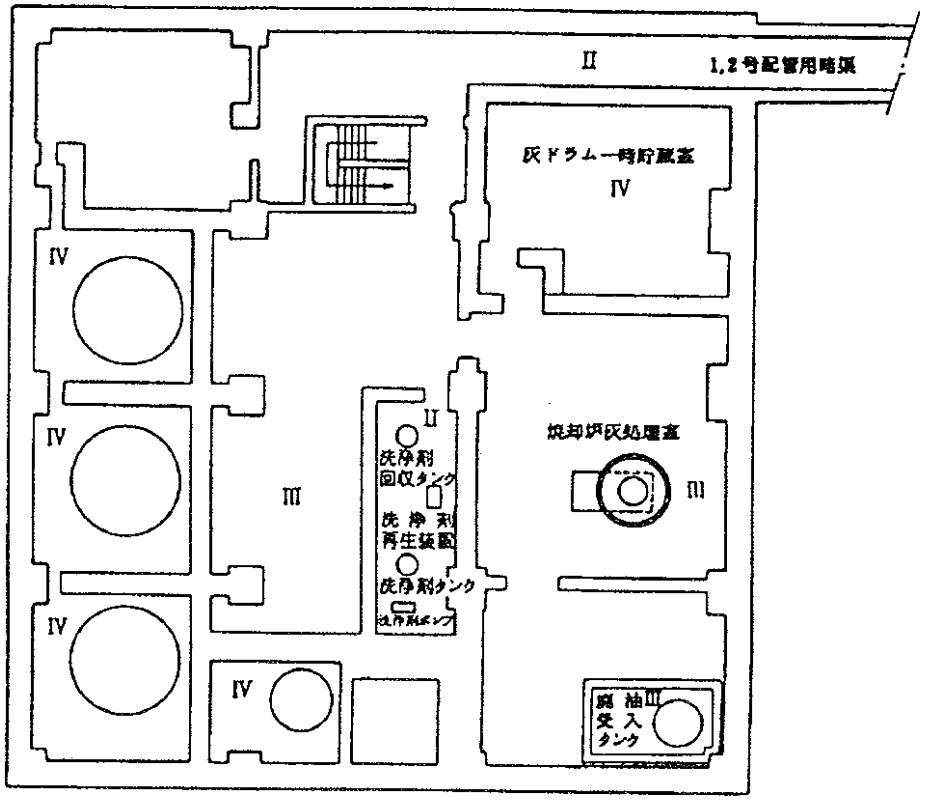
Ⅰ≦0.00625mSv／h ＊
Ⅱ≦0.01　　mSv／h
Ⅲ≦0.15　　mSv／h
Ⅳ＞0.15　　mSv／h
（　）内炉停止中の値

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.5図　　遮へい設計区分概略図（５階）



地下１階　　EL. 2.8m

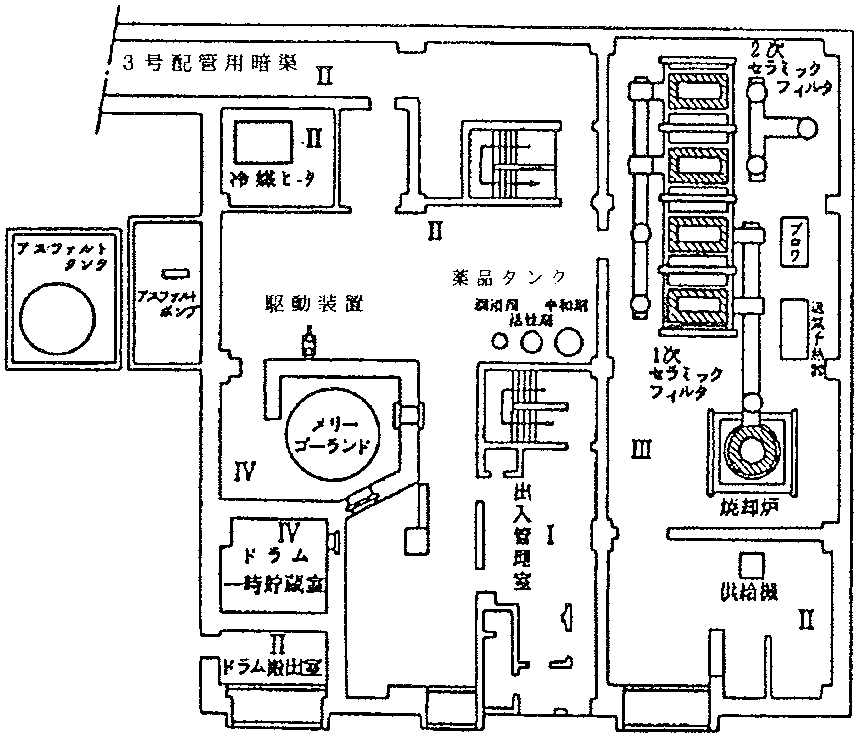


地下中１階　　EL. 6.2m

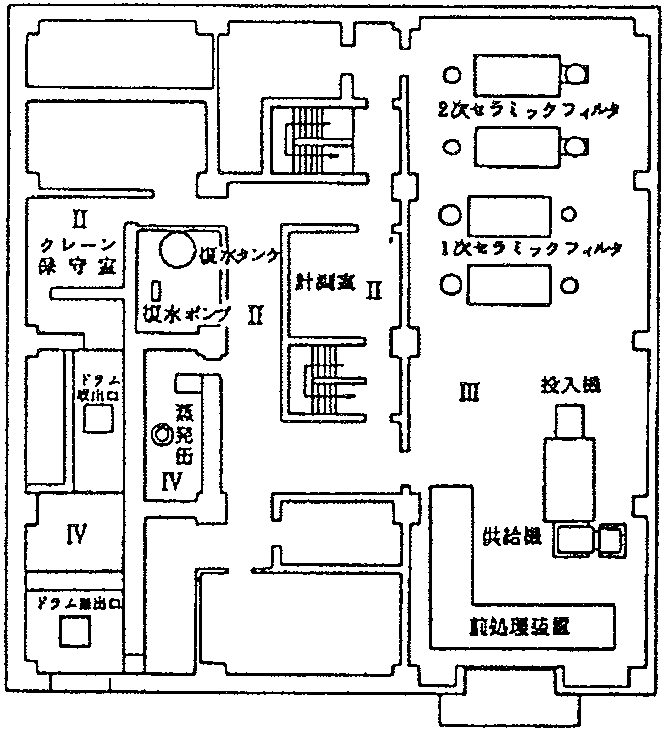
Ⅰ≦0.00625mSv／h *
Ⅱ≦0.01　mSv／h
Ⅲ≦0.15　mSv／h
Ⅳ＞0.15　mSv／h

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.6図　　遮へい設計区分概略図（固体廃棄物処理建屋）（その１）



1階　EL. 10.2m

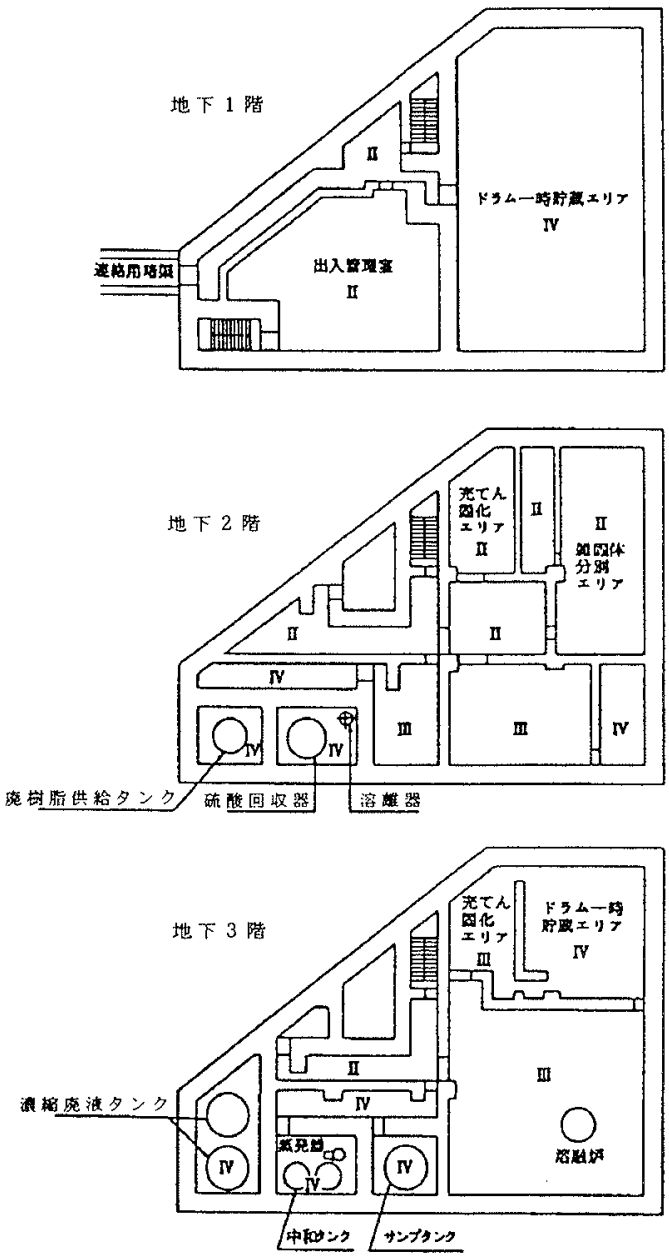


2階　EL. 15.2m

I ≦0.00625mSv／h *
II ≦0.01　mSv／h
III ≦0.15　mSv／h
IV ＞0.15　mSv／h

＊管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

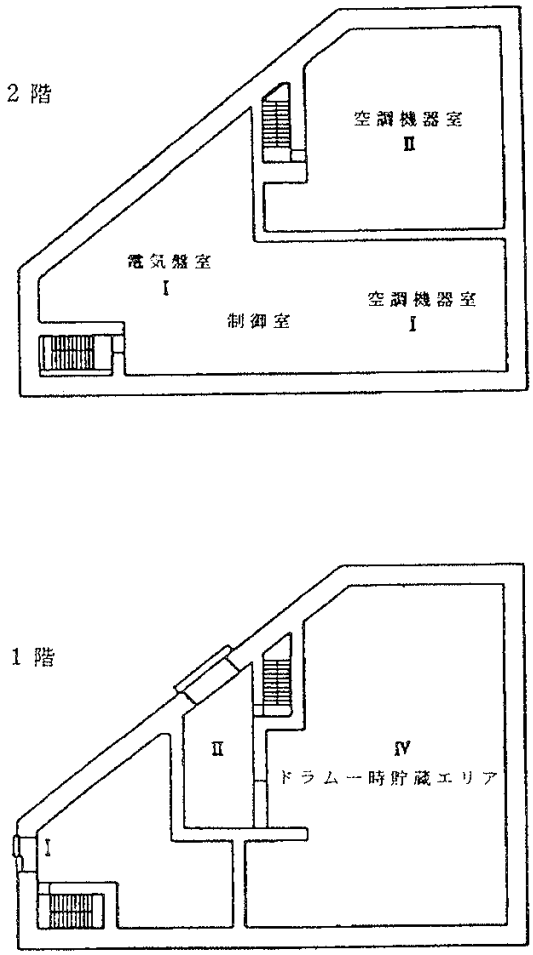
第2.2.7図　遮へい設計区分概略図（固体廃棄物処理建屋）（その２）



Ⅰ≦0.00625mSv／h＊
Ⅱ≦0.01　mSv／h
Ⅲ≦0.15　mSv／h
Ⅳ＞0.15　mSv／h

＊管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

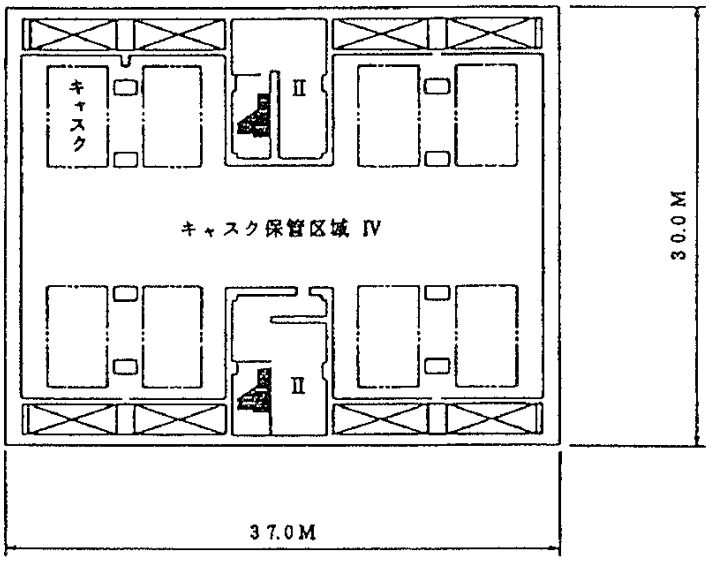
第2.2.8図　遮へい設計区分概略図（第２固体廃棄物処理建屋）（その１）



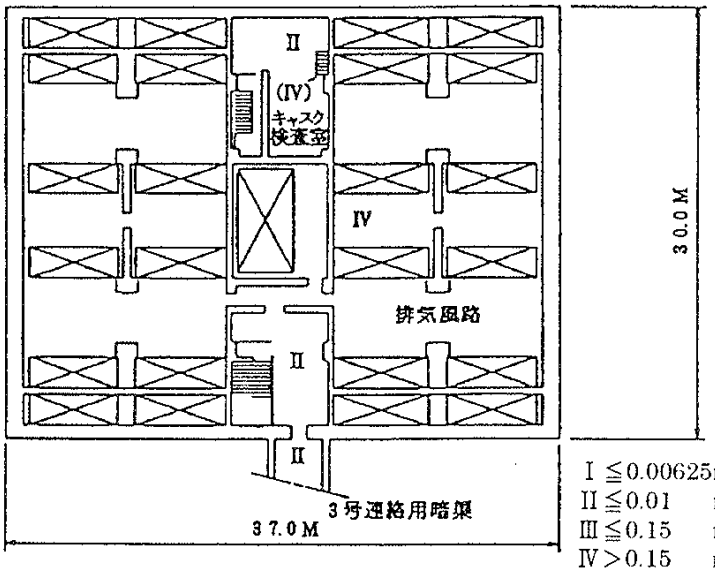
I ≦0.00625mSv／h *
II ≦0.01 mSv／h
III ≦0.15 mSv／h
IV ＞0.15 mSv／h

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.9図　遮へい設計区分概略図（第２固体廃棄物処理建屋）（その２）



地　下　2　階

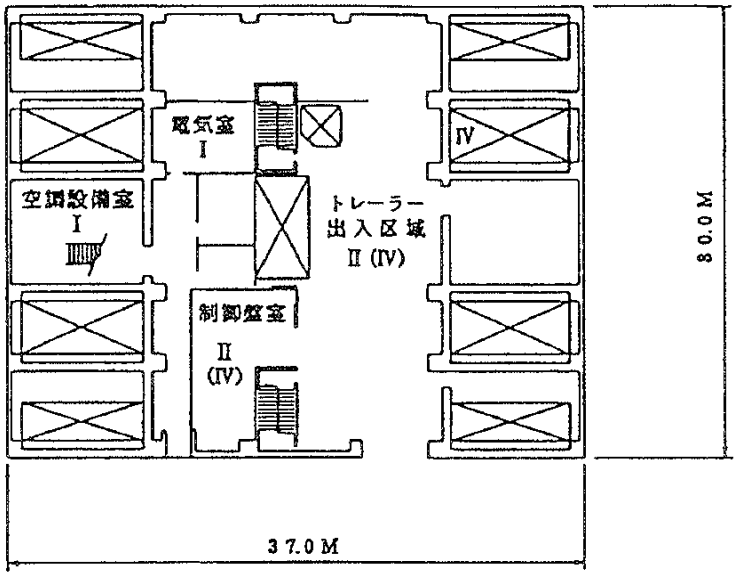


地　下　1　階

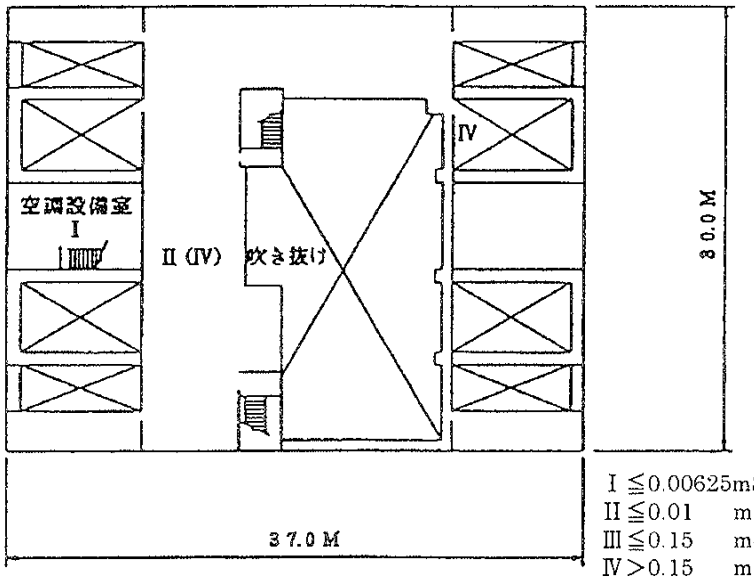
Ⅰ≦0.00625mSv／h＊
Ⅱ≦0.01　mSv／h
Ⅲ≦0.15　mSv／h
Ⅳ＞0.15　mSv／h
（　）内はキャスク検査時

＊管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.10図　　遮へい設計区分概略図
（使用済燃料輸送容器保管建屋）（その１）



地　上　1　階



地　上　2　階

Ⅰ≦0.00625mSv／h *
Ⅱ≦0.01　mSv／h
Ⅲ≦0.15　mSv／h
Ⅳ＞0.15　mSv／h
（　）内はキャスク搬出入時

＊ 管理区域の外側で1.3mSv／3ヶ月を超えないように管理する。

第2.2.11図　　遮へい設計区分概略図
（使用済燃料輸送容器保管建屋）（その２）

3. 周辺監視区域境界付近及び周辺地域の環境放射線監視

「2.7 放射性廃棄物の放出管理」に述べたように、気体及び液体廃棄物の放出に当たっては、厳重な管理を行うが、さらに、異常がないことを確認するため、周辺監視区域境界付近及び周辺地域の環境放射線監視を次のように行う。

3.1 空間放射線量等の監視

周辺監視区域境界付近及び周辺地域の空間放射線量等の監視は、長期間の空間放射線量の測定及び空間放射線量率の測定により行う。

空間放射線量は、周辺監視区域境界付近及び周辺地域に設置しているモニタリングポイントの熱蛍光線量計を定期的に回収して線量を読み取ることにより測定する。

空間放射線量率は、周辺監視区域境界付近に設置しているモニタリングポスト及びモニタリングステーションで測定する。

空間放射線量等の監視用設備の種類、測定頻度等を第 3.1.1 表に示す。

第3.1.1表　空間放射線量等の監視用設備

（１号、２号及び３号炉共用）

設備の種類	測定対象	測定頻度	検出器の種類	備　　考
モニタリングポイント	空間放射線量	３ヶ月ごとに読取り	熱蛍光線量計	－
モニタリングポスト	空間放射線量率	常　　時	シンチレーション検出器 電離箱検出器	中央制御室で監視
モニタリングステーション	空間放射線量率	常　　時	シンチレーション検出器 電離箱検出器	

3.2 環境試料の放射能監視

周辺環境の放射性物質の濃度の長期的傾向を把握するため、当社の環境モニタリンググループにおいて、次のように環境試料の測定を行う。

環境試料の種類　：　空気中放射性粒子、海水、海底土、海洋生物、陸土、陸上生物

頻　　度　：　原則として半期に１回とし、必要に応じ増加

測定核種　：　核分裂生成物及び腐食生成物のうち、主要な核種

測　定　器　：　試料放射能測定装置、化学分析装置

3.3 異常時における測定

放射性廃棄物の放出は、排気筒ガスモニタ及び液体廃棄物処理設備排水モニタにより常に監視し、異常な放出がないよう十分に管理を行う。

ただし、万一異常な放出があって敷地外に影響があると考えられる場合は、モニタリングポスト及びモニタリングステーションにより測定するほか、移動式放射能測定装置（モニタ車）により緊急時対策所又は中央制御室と連絡をとりつつ敷地周辺の放射能測定を行い、その範囲、程度等の推定を迅速かつ確実に行う。モニタ車には、線量当量率サーベイメータ、ダストサンプラ、よう素サンプラ、無線通話装置等を備える。

4. 放射性廃棄物処理

4.1 放射性廃棄物処理の基本的考え方

放射性廃棄物廃棄施設の設計及び管理に際しては、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」を遵守するとともに、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」の考え方に基づくものとする。

気体廃棄物としては、カバーガス（窒素）を主体とするホールドアップタンク等のベントガスがある。これらの気体廃棄物は、ガス減衰タンクに貯蔵して放射能の減衰を図った後、放射性物質の濃度を監視しながら排気筒から放出する。

また、換気空気は、微粒子フィルタ等を通した後、放射性物質の濃度を監視しながら排気筒から放出する。

液体廃棄物は、蒸発器、イオン交換器等で処理し、蒸留水等を放出する場合は放射性物質の濃度が十分低いことを確認する。また、その際に発生する濃縮廃液は固化し、固体廃棄物として取り扱う。放射性物質の濃度の低い液体廃棄物を放出する場合には、放水口における水中の放射性物質の濃度が、「線量限度等を定める告示」（第 8 条）に定める濃度限度以下になるようにする。

固体廃棄物の主な発生源は、廃液蒸発装置の濃縮廃液、ウエス、金属、機材、使用済フィルタ等の雑固体廃棄物並びにイオン交換器廃樹脂である。

濃縮廃液等は固化材（アスファルト又はセメント）とともにドラム詰めを行い貯蔵保管する。

雑固体廃棄物は必要に応じて圧縮減容又は焼却による減容等の措置を講じた後、ドラム詰め等を行い貯蔵保管する。その後溶融・充てん固化処理をする場合は、雑固体処理設備で処理を行い貯蔵保管する。

イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクを経て廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵し、その後廃樹脂処理装置で処理する。処理後の樹脂は雑固体廃棄物として取り扱い焼却する。処理後の濃縮廃液は廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵保管する。

また、使用済制御棒等の放射化された機器は使用済燃料ピットラック又は使用済燃料乾式貯蔵容器に貯蔵する。

発生したドラム詰め等固体廃棄物は、所要の遮蔽設計を行った発電所内の固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

また、1号炉、2号炉及び3号炉の蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器 7 基等、1号炉、2号炉及び3号炉の原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた 3 基等、3号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物 1 基等、並びに3号炉の減容したバーナブルポイズンは、所要の遮蔽設計を行った発電所内の蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。

なお、必要に応じて、固体廃棄物を廃棄事業者の廃棄施設へ廃棄する。

気体廃棄物処理系統図、液体廃棄物処理系統図及び固体廃棄物処理系統図を、それぞれ第 4.1.1 図、第 4.1.2 図及び第 4.1.3 図に示す。

4.2 気体廃棄物処理

4.2.1 気体廃棄物の発生源

平常運転時において発生する気体廃棄物の発生源としては、次のものがある。

(1) ガス減衰タンクの排気

１次冷却材中のほう素濃度を変更する際に生じる抽出水（以下「１次冷却材抽出水」という。）及び冷却材ドレンは、いったんホールドアップタンクに貯留後、ほう酸回収装置に送られる。ほう酸回収装置で分離された気体、ホールドアップタンク等のカバーガス及び各機器のベントガスである窒素廃ガスは、ガス圧縮装置により加圧圧縮し、ガス減衰タンクに貯留後、ホールドアップタンクのカバーガスとして再使用するが、気体量が余剰となれば、ガス減衰タンクに貯留して放射能を減衰させた後、補助建屋排気筒ガスモニタにより、放射性物質の濃度を監視しながら、補助建屋排気筒から放出する。

また、原子炉低温停止時における１次冷却材の脱ガス操作に伴う廃ガスについても、必要に応じて水素再結合装置で水素を除去し、ガス減衰タンクに貯留して放射能を減衰させた後、上記と同様の方法で補助建屋排気筒から放出する。

ガス減衰タンクに移行する放射性物質としては、希ガス及びよう素が考えられるが、よう素については、１次冷却材中で冷却材混床式脱塩塔等により除去され、更にガス減衰タンクで減衰されるので、その量は極めて少なく無視できる程度である。

ガス減衰タンクからの放出量の計算及び線量評価では、カバーガスとしての再使用は考慮しないものとする。

(2) 原子炉格納容器換気空気

原子炉格納容器内で１次冷却材の漏えいがあれば、その中に含まれる希ガス及びよう素が一部空気中に移行するので、若干の放射性物質が換気空気に混在する。

また、原子炉格納容器内空気中の Ar-40 は、その一部が原子炉容器外周部において中性子照射を受け Ar-41 となる。

原子炉停止中に放射線業務従事者が原子炉格納容器内に立ち入る場合等、必要に応じて格納容器換気設備により換気を行うが、原子炉格納容器内空気中に放射性よう素及び粒子が浮遊している場合は、換気に先立って、格納容器空気浄化設備を作動し、高効率エアフィルタ及びよう素フィルタを内蔵したフィルタユニットにより空気を浄化する。

換気空気は、原子炉格納施設モニタにより放射性物質の濃度を確認し、高効率エアフィルタを内蔵したフィルタユニットにより粒子を除去した後、格納容器排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しながら、格納容器排気筒から放出する。

原子炉運転中に原子炉格納容器内圧力が上昇すると、減圧を行うため、原子炉格納容器内空気の一部を、補助建屋排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しながら、補助建屋排気筒から放出する。

(3) 原子炉補助建屋の換気空気

原子炉補助建屋で１次冷却材の漏えいがあれば、その中に含まれる希ガス及びよう素が一部空気中に移行するので、若干の放射性物質が換気空気に混在する。

原子炉補助建屋の換気空気は、通常、高効率エアフィルタを内蔵したフィルタユニット等により排気中の粒子をろ過した後、補助建屋排気筒ガスモニタで放射性物質の濃度を監視しながら、補助建屋排気筒から放出する。

また、定期検査等のために低温停止をする時は、１次冷却材の脱ガスを行うので、燃料取替や機器の補修に伴って原子炉格納容器及び原子炉補助建屋の換気空気中に移行する希ガスの量は無視し得るが、I-131 はこれらの換気空気中に若干含まれる。

4.2.2 １次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

気体廃棄物中の主な放射性物質は、燃料被覆管に欠陥がある場合に、１次冷却材中に漏出する核分裂生成物のうちの希ガス及びよう素である。これらの放射性物質の１次冷却材中の濃度（年平均）は、「発電用軽水型

原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下「線量目標値に対する評価指針」という。）に従って、１号炉、２号炉及び３号炉について、次のとおり求める。

また、線量評価に当たっては、燃料被覆管欠陥率を 1%と想定し、原子炉の年間稼動率は 80%とする。

(1) 計算式

１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度は次式を用いて計算する。

$$A_{Wi} = \frac{Ac_i \cdot \nu_i}{W_m \cdot \alpha_i \cdot t} \cdot \left\{ t - \frac{1}{\alpha_i} \cdot \left(1 - e^{-\alpha_i \cdot t}\right) \right\} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9\text{-}1)$$

$$\alpha_i = \lambda_i + \frac{W_p}{W_m} \cdot \left\{ \frac{(DF_i - 1)}{DF_i} + FS_i \right\} + \frac{W_B}{W_m}$$

$$Ac_i = \frac{\lambda_i \cdot F \cdot Y_i / 100}{\lambda_i + \nu_i + \sigma_i \cdot \phi}$$

$$F = 3.2 \times 10^{16} \cdot P \cdot \frac{f}{100} (\text{fissions / s})$$

A_{Wi}	：核種ｉの１次冷却材中の濃度	（Bq／g）
Ac_i	：被覆管欠陥率に相当する燃料棒内の核種ｉの量	（Bq）
ν_i	：核種ｉの逃散率係数	（s^{-1}）
W_m	：１次冷却材保有量	（g）
α_i	：核種ｉの除去定数	（s^{-1}）
t	：年間原子炉運転時間	（s）
λ_i	：核種ｉの崩壊定数	（s^{-1}）
W_p	：浄化系流量	（g／s）
DF_i	：核種ｉの浄化系の除染係数	
FS_i	：核種ｉのストリッピング係数	
W_B	：ほう酸回収装置で処理される１次冷却材抽出水の年間平均流量	（g／s）
Y_i	：核種ｉの核分裂収率	（%）
σ_i	：核種ｉの熱中性子断面積	（cm^2）
ϕ	：炉心平均熱中性子束	（n／cm^2・s）

P　：炉心熱出力　（MWt）

f　：燃料被覆管欠陥率　（%）

(2) 計算条件

（9-1）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

νi ：（Kr、Xe）		6.5×10^{-8}	(s^{-1})
（I）		1.3×10^{-8}	(s^{-1})
W_m ：（１号炉）		1.04×10^{8}	(g)
（２号炉）		1.23×10^{8}	(g)
（３号炉）		1.91×10^{8}	(g)
t　：2.52×10^{7}			(s)
（原子炉の年間稼動率　80%）			
W_p ：（１号炉）		2.81×10^{3}	(g/s)
（２号炉）		2.81×10^{3}	(g/s)
（３号炉）		3.75×10^{3}	(g/s)
DF_i：（Kr、Xe）		1	
（I）		10	
FS_i：（体積制御タンクの連続脱ガス無）			
（Kr-85m）		2.7×10^{-1}	
（Kr-85）		2.3×10^{-5}	
（Kr-87）		6.0×10^{-1}	
（Kr-88）		4.3×10^{-1}	
（Xe-131m）		1.0×10^{-2}	
（Xe-133m）		3.7×10^{-2}	
（Xe-133）		1.6×10^{-2}	
（Xe-135m）		8.0×10^{-1}	
（Xe-135）		1.8×10^{-1}	
（Xe-138）		1.0	
（I-131）		0.0	
（I-133）		0.0	
W_B：（１号炉）		7.20×10^{1}	(g/s)

	（２号炉）	7.85×10^{1}	(g/s)
	（３号炉）	1.60×10^{2}	(g/s)
σ_i：（Xe-135 についてのみ考慮する）			
		2.65×10^{-18}	(cm^2)
ϕ	：（１号炉）	3.32×10^{13}	($n/(cm^2\cdot s)$)
	（２号炉）	3.84×10^{13}	($n/(cm^2\cdot s)$)
	（３号炉）	3.60×10^{13}	($n/(cm^2\cdot s)$)
P	：（１号炉）	1,031	(MWt)
	（２号炉）	1,456	(MWt)
	（３号炉）	2,432	(MWt)
f	：	1	(%)

λi ：
Yi ：
｝「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」(1)による。

(3) 計算結果

１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度を第 4.2.1 表に示す。

第 4.2.1 表　1 次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

（単位：Bq/g）

核　　種	1 号炉	2 号炉	3 号炉
Kr-85m	5.29×10^{4}	6.47×10^{4}	7.05×10^{4}
Kr-85	2.48×10^{4}	3.20×10^{4}	2.68×10^{4}
Kr-87	3.11×10^{4}	3.78×10^{4}	4.10×10^{4}
Kr-88	9.10×10^{4}	1.12×10^{5}	1.22×10^{5}
Xe-131m	4.49×10^{4}	5.69×10^{4}	5.54×10^{4}
Xe-133m	7.27×10^{4}	9.03×10^{4}	9.57×10^{4}
Xe-133	4.99×10^{6}	6.25×10^{6}	6.36×10^{6}
Xe-135m	2.88×10^{3}	3.45×10^{3}	3.72×10^{3}
Xe-135	9.91×10^{4}	1.09×10^{5}	1.25×10^{5}
Xe-138	1.54×10^{4}	1.85×10^{4}	1.99×10^{4}
I-131	4.45×10^{4}	6.22×10^{4}	7.60×10^{4}
I-133	8.14×10^{4}	1.10×10^{5}	1.29×10^{5}

4.2.3 気体廃棄物の放出量

気体廃棄物の発生源については、「4.2.1 気体廃棄物の発生源」の項で述べたが、気体廃棄物の放出量の計算は、「線量目標値に対する評価指針」に従って、1 号炉、2 号炉及び 3 号炉について、次のように、ガス減衰タンクから放出される希ガス、原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素、原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素、原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素並びに定期検査時に放出されるよう素（I-131）に分けて行う。

(1) 計算式

a. ガス減衰タンクから放出される希ガスの量

ガス減衰タンクから放出される希ガスの量は次式を用いて計算する。

$$Q_{GDTi} = A_{Wi} \cdot \left(K \cdot W_e + W_d + n_d \cdot W_m\right) \cdot e^{-\lambda_i \cdot t_N} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \text{(9-2)}$$

Q_{GDTi} ：ガス減衰タンクから放出される核種 i の量 （Bq／y）

t_N ：ガス減衰タンクの保持時間 （s）

K ：抽出操作に伴う１次冷却材濃度の平均希釈率

W_e ：ほう酸回収装置で処理される１次冷却材抽出水量 （g／y）

W_d ：ほう酸回収装置で処理される１次系機器ドレン量 （g／y）

n_d ：低温停止時における１次冷却材の脱ガス回数 （y^{-1}）

b. 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の量は次式を用いて計算する。

$$Q_{CVi} = n \cdot \left[\frac{\beta_i}{\lambda_i + \gamma_i} \cdot \left\{1 - e^{-(\lambda_i + \gamma_i) \cdot t_f}\right\} + \frac{\beta_i}{\lambda_i} \cdot \left\{(1 - e^{-\lambda_i \cdot T}) \cdot e^{-(\lambda_i + \gamma_i) \cdot t_f}\right\} \right]$$

$$\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \text{(9-3)}$$

$$\beta_i = A_{Wi} \cdot L_l \cdot P_{li}$$

$$\gamma_i = \frac{V_R}{V_{CV}} \cdot \eta_{Ci} \cdot M$$

Q_{CVi} ：核種 i の原子炉停止時の原子炉格納容器換気による放出量 （Bq／y）

n ：原子炉停止時の原子炉格納容器換気回数 （y^{-1}）

t_f ：格納容器空気浄化装置運転時間 （s）

T ：原子炉停止時の原子炉格納容器換気の間隔 （s）

L_l ：原子炉格納容器内１次冷却材漏えい率 （g／s）

P_{li} ：原子炉格納容器内で漏えい１次冷却材中の核種 i が空気中に移行する割合

V_R ：格納容器空気浄化装置容量 （m^3／s）

V_{CV} ：原子炉格納容器自由体積 （m^3）

η_{Ci}　：格納容器空気浄化装置の核種 i に対するよう素フィルタの捕集効率

M　：格納容器空気浄化装置の混合効率

c. 原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の量は次式を用いて計算する。

$$Q_{CVDi} = \frac{\beta_i \cdot V_P}{\lambda_i \cdot T \cdot V_{CV}} \cdot (1-\eta_{Di}) \cdot \left\{ T - \frac{1}{\lambda_i}\left(1-e^{-\lambda_i \cdot T}\right) \right\} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9\text{-}4)$$

Q_{CVDi}　：核種 i の原子炉格納容器減圧時の放出量　（Bq／y）

V_P　：原子炉格納容器減圧時の排気量　（m^3／y）

η_{Di}　：原子炉格納容器減圧時排気ラインの核種 i に対するよう素フィルタの捕集効率

d. 原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス及びよう素の量は次式を用いて計算する。

$$Q_{ABi} = A_{Wi} \cdot L_2 \cdot P_{2i} \cdot t \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9\text{-}5)$$

Q_{ABi}　：核種 i の原子炉補助建屋の換気による放出量　（Bq／y）

L_2　：原子炉補助建屋での１次冷却材漏えい率　（g／s）

P_{2i}　：原子炉補助建屋で漏えい１次冷却材中の核種 i が空気中に移行する割合

e. 定期検査時に放出されるよう素（I-131）の量

定期検査時に放出される I-131 の量は次式を用いて計算する。

$$Q_{I\text{-}131} = (Q_{CVI-131} + Q_{CVDI-131} + Q_{ABI-131}) \times \frac{1}{4} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9\text{-}6)$$

$Q_{I\text{-}131}$　：定期検査時に放出される I-131 の量　（Bq／y）

$Q_{CVI-131}$　：原子炉停止時に原子炉格納容器換気により放出される I-131 の量　（Bq／y）

$Q_{CVDI-131}$　：原子炉格納容器減圧時に放出される I-131 の量　（Bq／y）

$Q_{ABI\text{-}131}$　：原子炉補助建屋の換気により放出される I-131 の量
（Bq／y）

(2) 計算条件

（9-2）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

t_N	：	2.59×10^6　(s)	(30d)
K	：	1	
W_e	：（１号炉）	1.82×10^9	(g/y)
	（２号炉）	1.98×10^9	(g/y)
	（３号炉）	4.02×10^9	(g/y)
W_d	：（１号炉）	1.50×10^8	(g/y)
	（２号炉）	2.00×10^8	(g/y)
	（３号炉）	3.00×10^8	(g/y)
n_d	：4		(y^{-1})

（9-3）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

n	：10		(y^{-1})
t_f	：5.76×10^4	(s)	(16h)
T	：2.52×10^6	(s)	(29.2d)
L_1	：1.16	(g/s)	(0.1t/d)
P_{1i}	：（Kr、Xe）1.0	（I）0.1	
V_R	：（１号及び２号各炉）	5.00	(m^3/s)
		($150m^3$/min×2)	
	（３号炉）	8.50	(m^3/s)
		($255m^3$/min×2)	
V_{CV}	：（１号及び２号各炉）	4.10×10^4	(m^3)
	（３号炉）	6.95×10^4	(m^3)
η_{Ci}	：（Kr、Xe）0.0	（I）0.9	
M	：0.7		

（9-4）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

V_P	：1.20×10^5		(m^3/y)
η_{Di}	：（Kr、Xe）0.0	（I）0.0	

（9-5）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

L_2 ：9.26×10^{-1} (g/s) (0.08t/d)

P_{2i} ：（Kr、Xe）1.0 （I）0.005

(3) 計算結果

気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出量を１号炉、２号炉及び３号炉について、それぞれ第 4.2.2 表(1)、(2)及び(3)並びに第 4.2.3 表(1)、(2)及び(3)に示す。

また、気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出量の１号炉、２号炉及び３号炉合算について第 4.2.4 表に示す。

第 4.2.2 表(1)　希ガスの放出量（１号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	ガス減衰タンクからの排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	合　計
Kr-85m	～0	1.5×10^{10}	4.2×10^{9}	1.3×10^{12}	1.3×10^{12}
Kr-85	5.9×10^{13}	7.4×10^{11}	1.1×10^{11}	5.8×10^{11}	6.1×10^{13}
Kr-87	～0	2.4×10^{9}	7.0×10^{8}	7.3×10^{11}	7.3×10^{11}
Kr-88	～0	1.6×10^{10}	4.5×10^{9}	2.2×10^{12}	2.2×10^{12}
Xe-131m	1.9×10^{13}	6.4×10^{11}	1.2×10^{11}	1.1×10^{12}	2.1×10^{13}
Xe-133m	1.7×10^{10}	2.4×10^{11}	6.2×10^{10}	1.7×10^{12}	2.1×10^{12}
Xe-133	2.4×10^{14}	3.8×10^{13}	8.3×10^{12}	1.2×10^{14}	4.0×10^{14}
Xe-135m	～0	4.5×10^{7}	1.4×10^{7}	6.8×10^{10}	6.8×10^{10}
Xe-135	～0	5.4×10^{10}	1.6×10^{10}	2.4×10^{12}	2.4×10^{12}
Xe-138	～0	2.2×10^{8}	6.4×10^{7}	3.6×10^{11}	3.6×10^{11}
放出量合計	3.1×10^{14}	3.9×10^{13}	8.6×10^{12}	1.3×10^{14}	4.9×10^{14}
γ線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV／dis)	3.6×10^{-2}	4.5×10^{-2}	4.6×10^{-2}	8.9×10^{-2}	5.1×10^{-2}
β線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV／dis)	1.6×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.6×10^{-1}	1.6×10^{-1}

第 4.2.3 表(1)　よう素の放出量（１号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	定期検査時のよう素 131	合　計
I-131	1.2×10^{9}	9.6×10^{9}	5.2×10^{9}	4.0×10^{9}	2.0×10^{10}
I-133	1.2×10^{9}	2.9×10^{9}	9.5×10^{9}	－	1.4×10^{10}

第 4.2.2 表(2)　希ガスの放出量（２号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	ガス減衰タンクからの排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	合　計
Kr-85m	～0	1.8×10^{10}	5.1×10^{9}	1.6×10^{12}	1.6×10^{12}
Kr-85	8.5×10^{13}	9.5×10^{11}	1.4×10^{11}	7.5×10^{11}	8.7×10^{13}
Kr-87	～0	2.9×10^{9}	8.5×10^{8}	8.8×10^{11}	8.9×10^{11}
Kr-88	～0	1.9×10^{10}	5.5×10^{9}	2.6×10^{12}	2.7×10^{12}
Xe-131m	2.7×10^{13}	8.1×10^{11}	1.5×10^{11}	1.4×10^{12}	2.9×10^{13}
Xe-133m	2.4×10^{10}	3.0×10^{11}	7.7×10^{10}	2.1×10^{12}	2.5×10^{12}
Xe-133	3.3×10^{14}	4.7×10^{13}	1.1×10^{13}	1.5×10^{14}	5.3×10^{14}
Xe-135m	～0	5.4×10^{7}	1.6×10^{7}	8.1×10^{10}	8.1×10^{10}
Xe-135	～0	6.0×10^{10}	1.7×10^{10}	2.6×10^{12}	2.6×10^{12}
Xe-138	～0	2.7×10^{8}	7.7×10^{7}	4.3×10^{11}	4.3×10^{11}
放出量合計	4.4×10^{14}	4.9×10^{13}	1.1×10^{13}	1.6×10^{14}	6.6×10^{14}
γ線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV／dis)	3.6×10^{-2}	4.5×10^{-2}	4.6×10^{-2}	8.8×10^{-2}	4.9×10^{-2}
β線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV／dis)	1.6×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.6×10^{-1}	1.6×10^{-1}

第 4.2.3 表(2)　よう素の放出量（２号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	定期検査時のよう素 131	合　計
I-131	1.7×10^{9}	1.4×10^{10}	7.3×10^{9}	5.6×10^{9}	2.8×10^{10}
I-133	1.6×10^{9}	3.9×10^{9}	1.3×10^{10}	－	1.9×10^{10}

第 4.2.2 表(3)　希ガスの放出量（３号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	ガス減衰タンクからの排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	合　計
Kr-85m	～0	1.9×10^{10}	3.3×10^{9}	1.7×10^{12}	1.7×10^{12}
Kr-85	1.4×10^{14}	8.0×10^{11}	6.8×10^{10}	6.3×10^{11}	1.4×10^{14}
Kr-87	～0	3.2×10^{9}	5.4×10^{8}	9.6×10^{11}	9.7×10^{11}
Kr-88	～0	2.1×10^{10}	3.5×10^{9}	2.9×10^{12}	2.9×10^{12}
Xe-131m	4.9×10^{13}	7.9×10^{11}	8.6×10^{10}	1.3×10^{12}	5.2×10^{13}
Xe-133m	4.7×10^{10}	3.1×10^{11}	4.8×10^{10}	2.3×10^{12}	2.7×10^{12}
Xe-133	6.4×10^{14}	4.8×10^{13}	6.3×10^{12}	1.5×10^{14}	8.4×10^{14}
Xe-135m	～0	5.9×10^{7}	1.0×10^{7}	8.7×10^{10}	8.7×10^{10}
Xe-135	～0	6.8×10^{10}	1.2×10^{10}	3.0×10^{12}	3.0×10^{12}
Xe-138	～0	2.9×10^{8}	4.9×10^{7}	4.7×10^{11}	4.7×10^{11}
放出量合計	8.2×10^{14}	5.0×10^{13}	6.5×10^{12}	1.7×10^{14}	1.1×10^{15}
γ線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV/dis)	3.7×10^{-2}	4.5×10^{-2}	4.6×10^{-2}	9.1×10^{-2}	4.6×10^{-2}
β線 実効ｴﾈﾙｷﾞｰ (MeV/dis)	1.6×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.6×10^{-1}	1.6×10^{-1}

第 4.2.3 表(3)　よう素の放出量（３号炉）

（単位：Bq／y）

項目 / 核種	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	定期検査時のよう素131	合　計
I-131	2.1×10^{9}	9.7×10^{9}	8.9×10^{9}	5.2×10^{9}	2.6×10^{10}
I-133	1.9×10^{9}	2.7×10^{9}	1.5×10^{10}	－	2.0×10^{10}

Ar-41 の放出量は１号、２号及び３号各炉で 3.7×10^{11}Bq/y 程度で十分小さく無視できる。

また、N-16（半減期 7.35 秒）(2)及び N-17（半減期 4.14 秒）(2)は、１次冷却材の原子炉格納容器内漏えい又は原子炉補助建屋内の漏えいにより空気中に存在するが、短半減期核種であるため、その放出量は無視できる程度である。

さらに、濃縮廃液等のアスファルト固化処理、可燃性雑固体廃棄物の焼却処理及び雑固体廃棄物の溶融処理に伴う排ガス中にも若干の放射性物質が含まれるが、その年間放出量は無視できる程度である。

第 4.2.4 表　希ガス及びよう素の放出量

（単位：Bq／y）

核種＼原子炉		１号炉	２号炉	３号炉	合　計
希　ガ　ス		4.9×10^{14}	6.6×10^{14}	1.1×10^{15}	2.2×10^{15}
よう素	I-131	2.0×10^{10}	2.8×10^{10}	2.6×10^{10}	7.4×10^{10}
	I-133	1.4×10^{10}	1.9×10^{10}	2.0×10^{10}	5.2×10^{10}

4.3 液体廃棄物処理

4.3.1 放射性廃液の発生源

平常運転時において発生する放射性廃液の発生源としては、次のものがある。

(1) １次冷却材抽出水

(2) 冷却材ドレン

(3) 機器ドレン

(4) 格納容器床ドレン、補助建屋床ドレン等

(5) 薬品ドレン

(6) 洗たく排水、手洗排水及びシャワ排水（以下「洗浄排水」という。）

(1)及び(2)の廃液については、ホールドアップタンクに貯留し、イオン交換器でイオン状不純物を除去した後、ほう酸回収装置で溶存気体を分離し（分離された気体は気体廃棄物として処理する。）、ほう酸を濃縮処理する。蒸留水は、イオン交換器を通してモニタタンクに送り、必要に応じ１次系補給水として再使用するか、又は放射性物質の濃度が十分低いことを確認し、復水器冷却水等と混合希釈して放水口から放出する。また、濃縮液は、ほう酸溶液として原則として再使用する。

(3)、(4)及び(5)の廃液については、廃液ホールドアップタンクに貯留し、廃液蒸発装置で濃縮処理する。蒸留水は、イオン交換器を通して廃液モニタタンクに送り、ここで放射性物質の濃度が十分低いことを確認し、復水器冷却水等と混合希釈して放水口から放出する。濃縮廃液は固体廃棄物として処理する。

(6)の廃液については、原則として洗浄排水処理装置で処理し、固形分を分離する。透過水は、洗浄排水モニタタンクに貯留し、放射性物質の濃度が十分低いことを確認した後、復水器冷却水等と混合希釈して放水口から放出する。濃縮廃液は雑固体廃棄物として焼却処理する。

作業着等の洗たくは、原則としてドライクリーニングとする。

4.3.2 放射性廃液の発生量

平常運転時に発生する放射性廃液の量は、次の前提条件に基づき推定する。

(1) 1次冷却材抽出水量は、基底負荷運転に対し、標準的な起動停止を仮定して推定する。

(2) 冷却材ドレン及び機器ドレンは、各機器からのドレン量、漏えい量等から推定する。

(3) 床ドレン、薬品ドレン及び洗浄排水は、実績等を考慮し推定する。

放射性廃液の年間推定発生量を第 4.3.1 表に示す。

4.3.3 液体廃棄物の放出量

放射性廃液の発生源のうち、1次冷却材抽出水及び冷却材ドレンは、処理後、100%を液体廃棄物として放出するものとして評価する。液体廃棄物の年間推定放出量を第 4.3.1 表に示す。

上記放出量中に含まれる放射能量(トリチウムを除く。)は、3号炉で約 2.4×10^{10} Bq／y となる。

放出放射能量の算定に当たっては、燃料被覆管欠陥率を 1%と想定し、1次冷却材中の放射性物質の濃度（希ガス及びトリチウムを除く。）は、3号炉で約 7.5×10^{5} Bq／g とした。

発生源別液体廃棄物の年間推定放出量とその放射性物質の濃度の概略を第 4.3.1 図に示す。

液体廃棄物による実効線量評価を行う際には、液体廃棄物処理設備運用の変動を考慮して、液体廃棄物の放出量はトリチウムを除き1号、2号及び3号各炉 3.7×10^{10} Bq／y、トリチウムについては、1号及び2号各炉 3.7×10^{13} Bq／y、3号炉 5.6×10^{13} Bq／y とする。

また、トリチウムを除いた液体廃棄物の核種構成を第 4.3.2 表に示す。

これらの希釈水となる復水器冷却水等の量は、放水口（1号及び2号炉共用）において1号炉 $5.25\times10^{8}m^{3}$／y、2号炉 $9.18\times10^{8}m^{3}$／y、放水口（3号炉用）において $1.28\times10^{9}m^{3}$／y である。

第 4.3.1 表　放射性廃液の年間推定発生量及び液体廃棄物の
年間推定放出量（３号炉）

（単位：m^3／y）

種　　別	放射性廃液の 年間推定発生量	液体廃棄物の 年間推定放出量
(1) １次冷却材抽出水 (2) 冷却材ドレン	約　4,700	約　4,700
(3) 機器ドレン (4) 格納容器床ドレン及び補助建屋床ドレン等 (5) 薬品ドレン	約　1,500	約　1,500
(6) 洗浄排水	約　1,700	約　1,700
合　　計	約　7,900	約　7,900

第 4.3.2 表　液体廃棄物の核種構成

核　種	核種構成（%）
Cr-51	2
Mn-54	3
Fe-59	2
Co-58	10
Co-60	15
Sr-89	2
Sr-90	1
I-131	15
Cs-134	20
Cs-137	30
計	100

4.4 固体廃棄物処理

4.4.1 固体廃棄物の発生源とその発生量

平常運転時において、発生する固体廃棄物の発生源としては、廃液蒸発装置の濃縮廃液、雑固体廃棄物（ウエス、金属、機材、使用済フィルタ等）及びイオン交換器廃樹脂がある。

廃液蒸発装置の濃縮廃液等は、固化材（アスファルト又はセメント）とともにドラム詰めを行う。

雑固体廃棄物は、必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後ドラム詰め等を行う。その後溶融・充てん固化処理をする場合は、雑固体処理設備で処理を行う。

イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂タンクを経て廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵し、その後廃樹脂処理装置で処理する。処理後の樹脂は雑固体廃棄物として取り扱い焼却する。処理後の濃縮廃液は廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵保管する。

また、ドラム詰め等が困難な大型機材等については、こん包等の措置を講じる。

上記のほか、使用済制御棒等の放射化された機器が発生することがある。これらは、使用済燃料ピットラック又は使用済燃料乾式貯蔵容器に貯蔵し、放射能の減衰を図ることとする。

固体廃棄物の発生量の推定に当たっては、放射性廃液の発生量、樹脂の使用量の実績等を考慮する。

固体廃棄物の種類別年間推定発生量を第 4.4.1 表に示す。

なお、１号炉、２号炉及び３号炉の蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器 7 基等、１号炉、２号炉及び３号炉の原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた 3 基等、３号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物 1 基等、並びに３号炉の減容したバーナブルポイズンは、必要に応じて汚染拡大防止対策を講じるとともに、３号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物 1 基等及び３号炉の減容したバーナブルポイズンは、遮蔽機能を有する鋼製の保管容器に収納し、蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。また、取替

えに伴い発生する雑固体廃棄物は必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後ドラム詰め又はこん包を行う。

4.4.2 保管管理

ドラム詰め、こん包等の措置を講じた固体廃棄物は、固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

また、１号炉、２号炉及び３号炉の取り外した蒸気発生器 7 基等、１号炉、２号炉及び３号炉の取り外した原子炉容器上部ふた 3 基等、３号炉の炉内構造物の取替えに伴い取り外した炉内構造物 1 基等及び３号炉の減容したバーナブルポイズンは、蒸気発生器保管庫に貯蔵保管する。

また、イオン交換器廃樹脂は、廃樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図る。さらに、イオン交換器廃樹脂の処理で発生した濃縮廃液は、廃樹脂処理装置の濃縮廃液タンクに貯蔵保管して放射能の減衰を図る。

固体廃棄物貯蔵庫及び蒸気発生器保管庫は管理区域とし、定期的に周辺の放射線サーベイ等を行い厳重に管理する。

第 4.4.1 表　固体廃棄物の年間推定発生量

（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

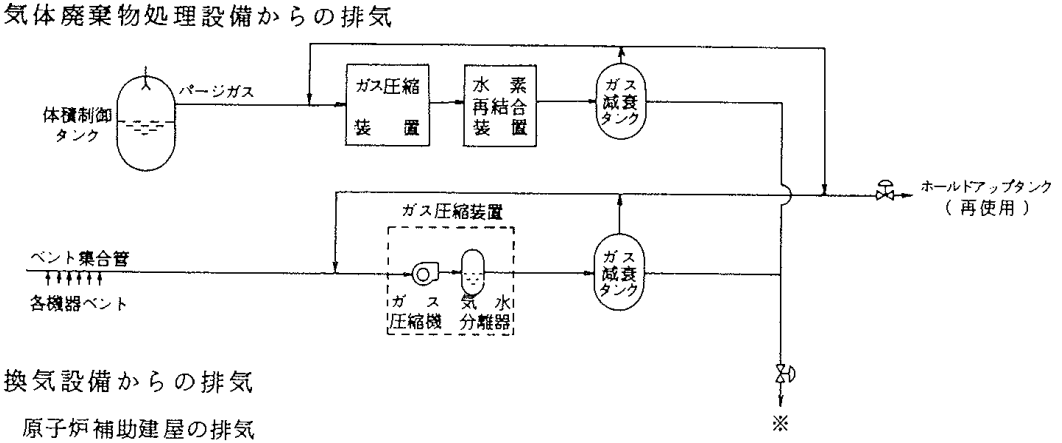
種　　類	年間推定発生量
廃液蒸発装置の濃縮廃液固化物	200ℓ ドラム缶 約　300 本相当
雑　固　体　廃　棄　物 (注1)	200ℓ ドラム缶 約 1,050 本相当
イ オ ン 交 換 器 廃 樹 脂 (注2)	約　3　m^3
使　用　済　制　御　棒　等	発生量不定 (注3)

（注1）雑固体廃棄物を雑固体処理設備で処理することにより、約800本相当／yが減容されるため、増加量としては約250本相当／yとなる。

（注2）イオン交換器廃樹脂は３号炉

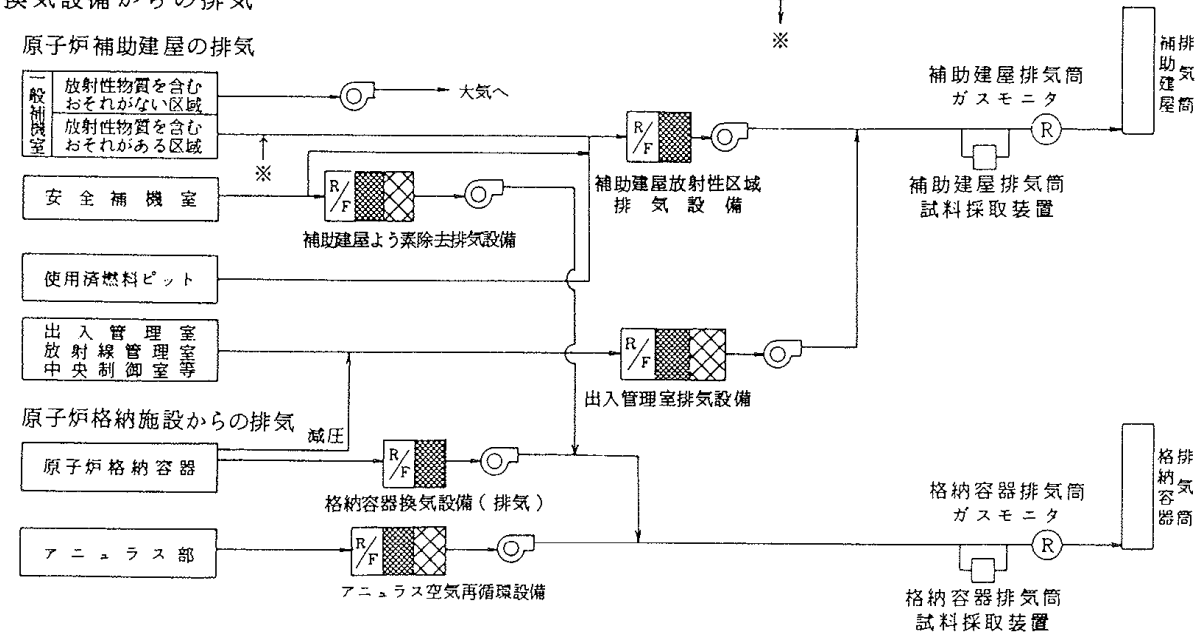
（注3）放射化された機器であり、定常的に発生するものではない。

1. 気体廃棄物処理設備からの排気



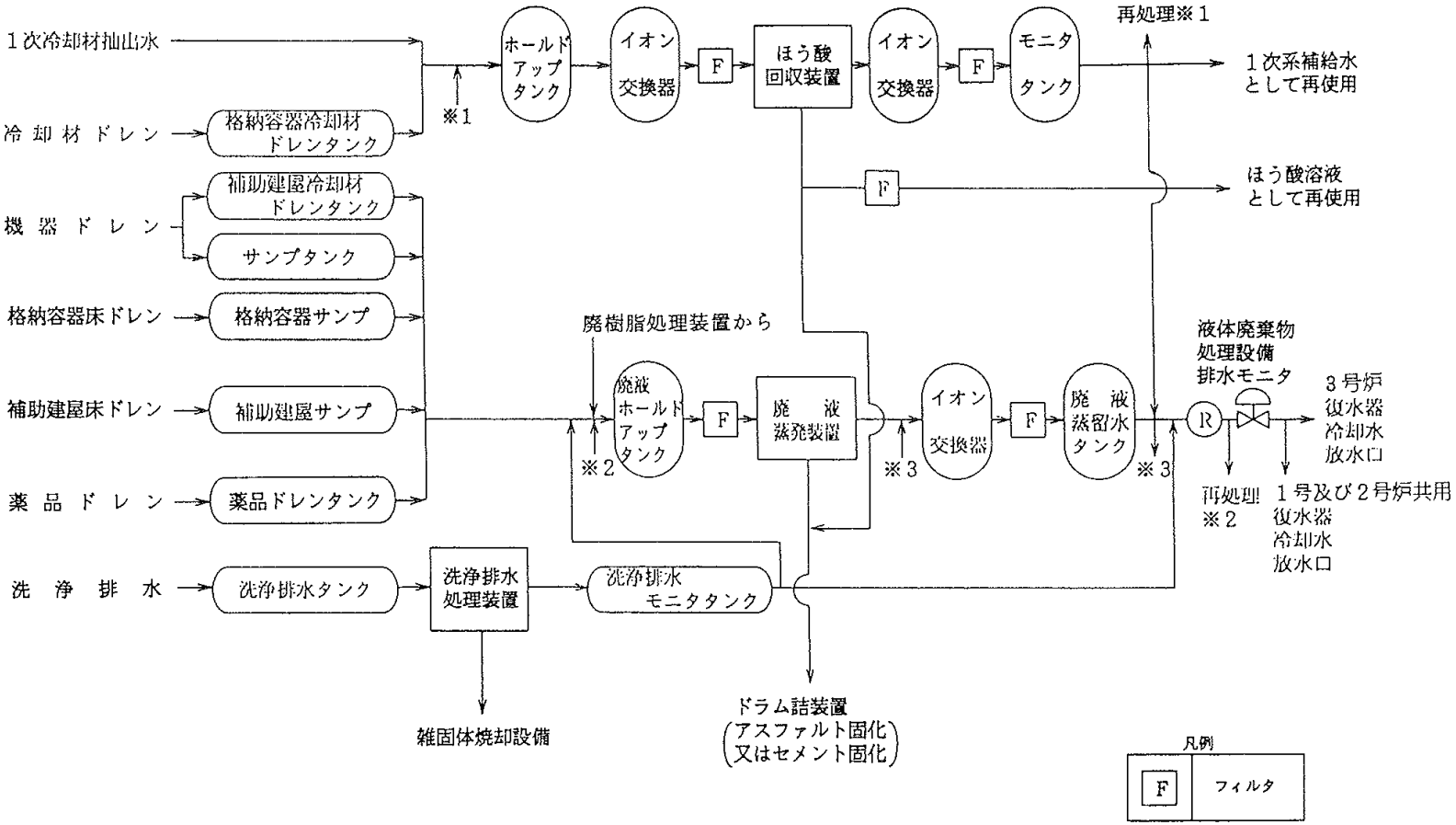
2. 換気設備からの排気

(1) 原子炉補助建屋の排気

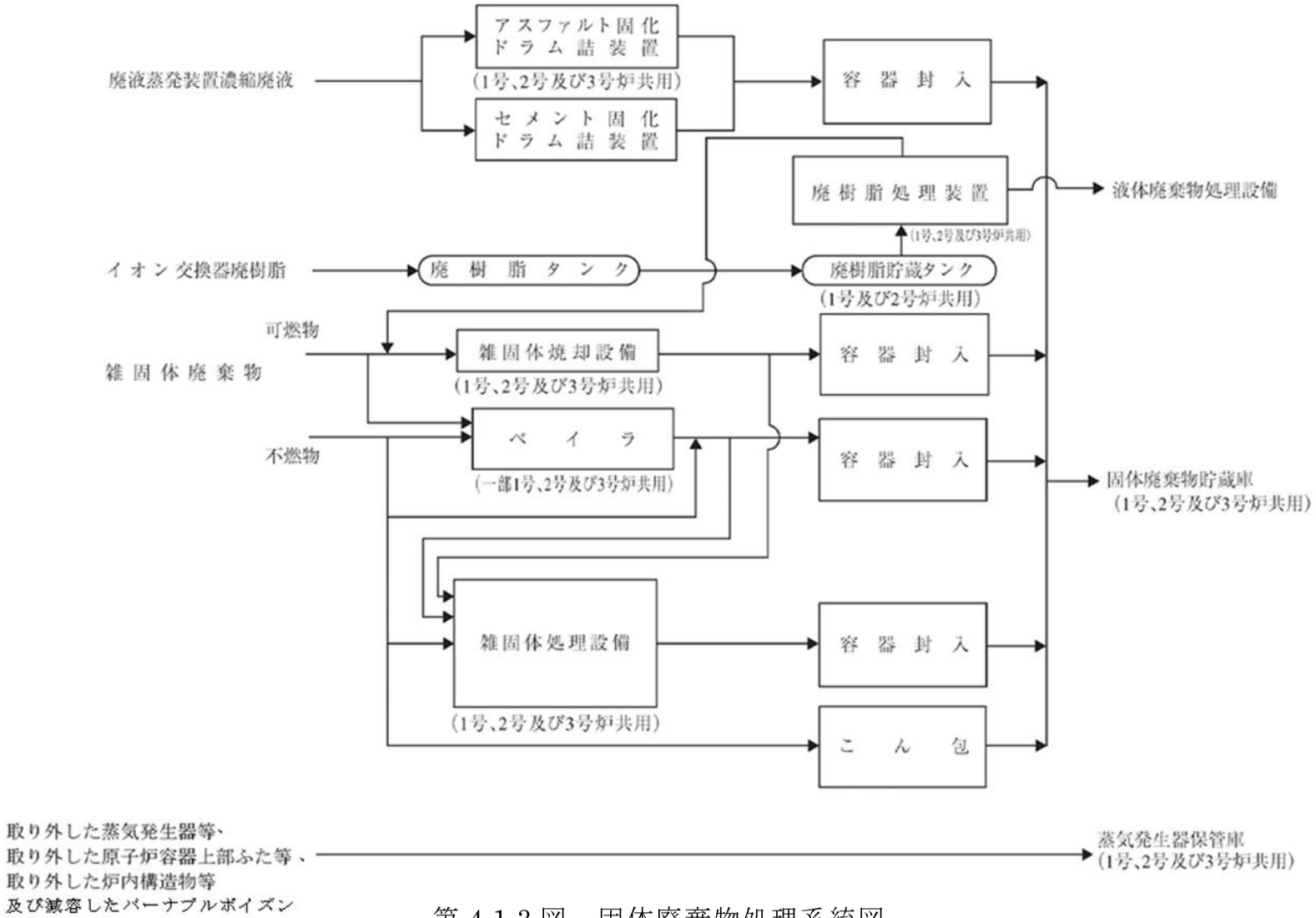


(2) 原子炉格納施設からの排気

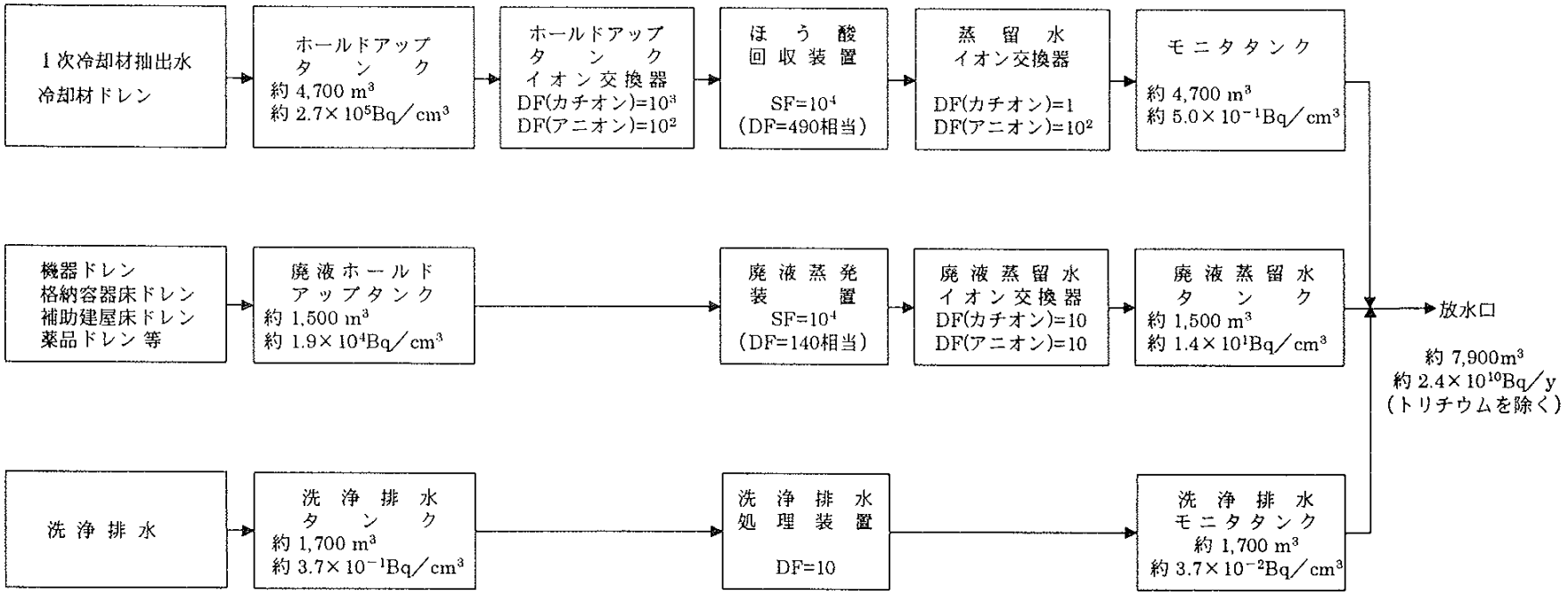
第 4.1.1 図　気体廃棄物処理系統図（換気系を含む）



第 4.1.2 図　液体廃棄物処理系統図（３号炉）



第 4.1.3 図　固体廃棄物処理系統図



(注) DF : 出口濃度に対する入口濃度の比
SF : 出口濃度に対する濃縮液濃度の比

第 4.3.1図　液体廃棄物の年間推定発生量とその放射性物質の濃度（３号炉）

4.5 参考文献

(1) 「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」
原子力安全委員会、平成 13 年 3 月 29 日一部改訂

(2) 「Table of Isotopes, Sixth Edition」
Lederer,C.M. et al.
John Wiley & Sons, Inc.,1968

5. 平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価

「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガスのγ線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量を、「線量目標値に対する評価指針」及び「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に従って評価する。

5.1 実効線量の計算

5.1.1 気体廃棄物中の希ガスのγ線による実効線量

5.1.1.1 計算方法の概要

実効線量の計算に使用する気体廃棄物中の希ガスとして次の4種類を対象とする。

(1) ガス減衰タンクから放出される希ガス

(2) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス

(3) 原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス

(4) 原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス

(1)及び(2)は、放出が間欠的な事象であるため、着目方位及びその隣接2方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が67%となるように、着目方位を中心とした3方位への最大放出回数を求め、その放射性雲からの実効線量を計算する。また、風速については方位別大気安定度別風速逆数の平均を用いる。

(3)及び(4)は、放出が連続的な事象であるとして、方位別大気安定度別風速逆数の総和を用いてその放射性雲からの実効線量を計算する。

また、風が着目方位に隣接する方位へ向かっている場合は、着目方位にも実効線量の寄与があるので、これも加算する。

方位別の実効線量の1号炉、2号炉及び3号炉合算は各原子炉からの寄与を保守的に評価して行う。

実効線量の計算は、将来の集落の形成を考慮し、2号原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側10方位の敷地境界外について行い、希ガスのγ線による実効線量が最大となる地点での線量を求める。

地点は、２号炉心から陸側方位の敷地境界外で、希ガスのγ線による実効線量が最大となる地点とし、線量の計算に当たっては、その地点に対して、１号炉、２号炉及び３号炉からの寄与を合算する。

5.1.1.2 実効線量の計算式

(1) 計算に用いる基本式

γ線による空気カーマ率を求める基本式は次式のとおりである。

$$D_\gamma(x,y,0) = K_1 \cdot E_\gamma \cdot \mu_{en} \int_0^\infty \int_{-\infty}^\infty \int_0^\infty \frac{e^{-\mu \cdot r}}{4\pi r^2} \cdot B(\mu \cdot r) \cdot \chi(x',y',z') dx'dy'dz'$$

……（9-7）

$$\chi(x',y',z') = \frac{Q}{2\pi \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z \cdot U} \cdot \exp\left(-\lambda \frac{x'}{U}\right) \cdot \exp\left(-\frac{y'^2}{2\sigma_y^2}\right) \cdot \left[\exp\left\{-\frac{(z'-h)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z'+h)^2}{2\sigma_z^2}\right\}\right]$$

……（9-8）

$D_\gamma(x,y,0)$：計算地点(x,y,0)におけるγ線による空気カーマ率 （μGy／h）

K_1 ：空気カーマ率への換算係数 $\left(\frac{dis \cdot m^3 \cdot \mu Gy}{MeV \cdot Bq \cdot h}\right)$

E_γ ：γ線の実効エネルギー (MeV／dis)

μ_{en} ：空気に対するγ線の線エネルギー吸収係数 (m^{-1})

r ：放射性雲中の点(x',y',z')から計算地点(x,y,0)までの距離 (m)

$$r = \sqrt{(x-x')^2 + (y-y')^2 + (0-z')^2}$$

μ ：空気に対するγ線の線減衰係数 (m^{-1})

$B(\mu \cdot r)$ ：空気に対するγ線の再生係数

$$B(\mu \cdot r) = 1 + \alpha_B \cdot (\mu \cdot r) + \beta_B \cdot (\mu \cdot r)^2 + \gamma_B \cdot (\mu \cdot r)^3$$

α_B、β_B、γ_Bはγ線のエネルギー別に与えられる。

$\chi(x',y',z')$：放射性雲中の点（x',y',z'）における放射性物質の濃度

(Bq／m^3)

Q　：放出率　(Bq／s)

U　：放出源高さを代表する風速　(m／s)

λ　：放射性物質の物理的崩壊定数　(s^{-1})

h　：放出源の有効高さ　(m)

σ_y　：濃度分布のy方向の拡がりのパラメータ　(m)

σ_z　：濃度分布のz方向の拡がりのパラメータ　(m)

(2) 実効線量の計算式

希ガスのγ線による実効線量は方位別に次式を用いて計算する。

$$H_\gamma = H_{\gamma in} + H_{\gamma cont} \quad \cdots\cdots (9\text{-}9)$$

H_γ　：希ガスのγ線による方位別年間実効線量　(μSv／y)

$H_{\gamma in}$　：間欠放出分（ガス減衰タンク排気及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気）の希ガスのγ線による方位別年間実効線量　(μSv／y)

$H_{\gamma cont}$　：連続放出分（原子炉格納容器減圧時の排気及び原子炉補助建屋の換気）の希ガスのγ線による方位別年間実効線量　(μSv／y)

a. ガス減衰タンクから放出される希ガス及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス

ガス減衰タンク排気及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気により間欠的に放出される希ガスのγ線による実効線量は次式を用いて計算する。

$$H_{\gamma in} = \sum_{S=A}^{F} \left(H_{\gamma in,L,S} + H_{\gamma in,L-1,S} + H_{\gamma in,L+1,S} \right) \quad \cdots\cdots (9\text{-}10)$$

$$H_{\gamma in,L,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3{,}600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D}_{\gamma,L,S} \cdot \frac{N_{L,S}}{N_t} \cdot \overline{S}_{L,S} \quad \cdots\cdots (9\text{-}11)$$

$$H_{\gamma in,L-1,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3{,}600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D}_{\gamma,L-1,S} \cdot \frac{N_{L-1,S}}{N_t} \cdot \overline{S}_{L-1,S} \quad \cdots\cdots (9\text{-}12)$$

$$H_{\gamma in,L+1,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3{,}600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D}_{\gamma,L+1,S} \cdot \frac{N_{L+1,S}}{N_t} \cdot \overline{S}_{L+1,S}$$

……（9-13）

$H_{\gamma in,L,S}$　：風が着目方位(Ｌ)へ向かっており、大気安定度がＳであるときの着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量　（μSv／y)

$H_{\gamma in,L-1,S}$、$H_{\gamma in,L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がＳであるときの着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量　（μSv／y)

Ｓ　：6つの大気安定度型（Ａ、Ｂ、Ｃ、Ｄ、Ｅ、Ｆ）を示す添字

K_2　：空気カーマから実効線量への換算係数（μSv／μGy)

f_h　：家屋による遮へい係数

f_0　：居住係数

$\overline{D}_{\gamma,L,S}$　：放出率1Bq／s、γ線エネルギー0.5MeV／dis、風速1m／sで着目方位(Ｌ)へ放出した場合、大気安定度がＳであるときの当該距離におけるγ線による空気カーマ率の方位内平均値　（μGy／h)

$\overline{D}_{\gamma,L-1,S}$、$\overline{D}_{\gamma,L+1,S}$：それぞれ、放出率1Bq／s、γ線エネルギー0.5MeV／dis、風速1m／sで着目方位に隣接する方位へ放出した場合、大気安定度がＳであるときの着目方位の当該距離におけるγ線による空気カーマ率の方位内平均値　（μGy／h)

$\overline{D}_{\gamma,L,S}$、$\overline{D}_{\gamma,L-1,S}$及び$\overline{D}_{\gamma,L+1,S}$は（9-7）式を基本式として求める。

Q_{in}　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気中の希ガスの年間放出量　(Bq／y)

$E_{\gamma in}$　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気中の希ガスのγ線実効エネルギー　(MeV／dis)

N　　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気の回数　(y^{-1})

n_T　　：着目方位及びその隣接2方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が67%となるように求めた着目方位を中心とした3方位への最大放出回数　(y^{-1})

f_{LT}　　：着目方位及びその隣接2方位へ向かう風の出現頻度の和　(y^{-1})

N_t　　：総観測回数　(y^{-1})

$N_{L,S}$　　：風が着目方位(L)へ向かっているときの大気安定度別観測回数　(y^{-1})

$N_{L-1,S}$、$N_{L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっているときの大気安定度別観測回数　(y^{-1})

$\overline{S}_{L,S}$　　：風が着目方位(L)へ向かっており、大気安定度がSであるときの風速逆数の平均　(s／m)

$\overline{S}_{L-1,S}$、$\overline{S}_{L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がSであるときの風速逆数の平均　(s／m)

L　　：16方位（計算方位）を示す添字

b. 原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及び原子炉補助建屋の換気により放出される希ガス

原子炉格納容器減圧時の排気及び原子炉補助建屋の換気により連続的に放出される希ガスのγ線による実効線量は、次式を用いて計算する。

$$H_{\gamma cont} = \sum_{S=A}^{F} \left(H_{\gamma cont,L,S} + H_{\gamma cont,L-1,S} + H_{\gamma cont,L+1,S} \right) \cdots\cdots(9\text{-}14)$$

$$H_{\gamma cont,L,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{cont} \cdot E_{\gamma cont}}{3{,}600 \times 0.5} \cdot \overline{D}_{\gamma,L,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L,S} \cdots\cdots(9\text{-}15)$$

$$H_{\gamma cont,L-1,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{cont} \cdot E_{\gamma cont}}{3{,}600 \times 0.5} \cdot \overline{D}_{\gamma,L-1,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L-1,S} \cdots\cdots(9\text{-}16)$$

$$H_{\gamma cont,L+1,S} = K_2 \cdot f_h \cdot f_0 \cdot \frac{Q_{cont} \cdot E_{\gamma cont}}{3{,}600 \times 0.5} \cdot \overline{D}_{\gamma,L+1,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L+1,S} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9\text{-}17)$$

$H_{\gamma cont,L,S}$ ：風が着目方位(L)へ向かっており、大気安定度がSであるときの着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量 (μSv／y)

$H_{\gamma cont,L-1,S}$、$H_{\gamma cont,L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がSであるときの着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量 (μSv／y)

Q_{cont} ：原子炉格納容器減圧時の排気又は原子炉補助建屋の換気中の希ガスの年間放出量 (Bq／y)

$E_{\gamma cont}$ ：原子炉格納容器減圧時の排気又は原子炉補助建屋の換気中の希ガスのγ線実効エネルギー (MeV／dis)

$S_{L,S}$ ：風が着目方位(L)へ向かっており、大気安定度がSであるときの風速逆数の総和 (s／m)

$S_{L-1,S}$、$S_{L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がSであるときの風速逆数の総和 (s／m)

5.1.1.3 計算条件

（9-7）式及び（9-8）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_1 ：4.46×10^{-4} $\left(\frac{dis \cdot m^3 \cdot \mu Gy}{MeV \cdot Bq \cdot h}\right)$

μ_{en} ：3.84×10^{-3} (m^{-1})

μ ：1.05×10^{-2} (m^{-1})

α_B ：1.000

β_B ：0.4492

γ_B ：0.0038

λ ：0（考慮しない）

h ：第5.1.1表に示すとおりである。

（9-11）式、（9-12）式及び（9-13）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_2　：0.8　（μSv／μGy）

f_h　：1

f_0　：1

Q_{in}　：ガス減衰タンク排気

（１号炉）3.1×10^{14}　(Bq／y)

（２号炉）4.4×10^{14}　(Bq／y)

（３号炉）8.2×10^{14}　(Bq／y)

原子炉停止時の原子炉格納容器換気

（１号炉）3.9×10^{13}　(Bq／y)

（２号炉）4.9×10^{13}　(Bq／y)

（３号炉）5.0×10^{13}　(Bq／y)

$E_{\gamma in}$　：ガス減衰タンク排気

（１号炉）3.6×10^{-2}　(MeV／dis)

（２号炉）3.6×10^{-2}　(MeV／dis)

（３号炉）3.7×10^{-2}　(MeV／dis)

原子炉停止時の原子炉格納容器換気

（１号炉）4.5×10^{-2}　(MeV／dis)

（２号炉）4.5×10^{-2}　(MeV／dis)

（３号炉）4.5×10^{-2}　(MeV／dis)

N　：ガス減衰タンク排気

（１号、２号及び３号各炉）20　(回／y)

原子炉停止時の原子炉格納容器換気

（１号、２号及び３号各炉）10　(回／y)

n_T　：第5.1.2表に示すとおりである。

f_{LT}　：第5.1.3表に示すとおりである。

N_t　：8,784

$N_{L,S}$、$N_{L-1,S}$、$N_{L+1,S}$：第5.1.3表に示すとおりである。

$\overline{S}_{L,S}$、$\overline{S}_{L-1,S}$、$\overline{S}_{L+1,S}$　：第5.1.4表に示すとおりである。

（9-15）式、（9-16）式及び（9-17）式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

Q_{cont}　：原子炉格納容器減圧時の排気

（１号炉）8.6×10^{12} (Bq／y)

（２号炉）1.1×10^{13} (Bq／y)

（３号炉）6.5×10^{12} (Bq／y)

原子炉補助建屋の換気

（１号炉）1.3×10^{14} (Bq／y)

（２号炉）1.6×10^{14} (Bq／y)

（３号炉）1.7×10^{14} (Bq／y)

$E_{\gamma cont}$　：原子炉格納容器減圧時の排気

（１号炉）4.6×10^{-2} (MeV／dis)

（２号炉）4.6×10^{-2} (MeV／dis)

（３号炉）4.6×10^{-2} (MeV／dis)

原子炉補助建屋の換気

（１号炉）8.9×10^{-2} (MeV／dis)

（２号炉）8.8×10^{-2} (MeV／dis)

（３号炉）9.1×10^{-2} (MeV／dis)

$S_{L,S}$、$S_{L-1,S}$、$S_{L+1,S}$：第5.1.4表に示すとおりである。

5.1.1.4 計算結果

将来の集落の形成を考慮し、陸側 10 方位の敷地境界外について１号炉、２号炉及び３号炉合算の希ガスのγ線による実効線量の計算を行った結果は第 5.1.5 表に、また評価地点は第 5.1.1 図に示すとおりである。これによれば、陸側 10 方位の敷地境界外で希ガスのγ線による実効線量が最大となるのは２号炉心から北北西方向約 750m 地点であり、その実効線量は年間約 3.1μSv である。

参考として上記方位以外の海側敷地境界について、１号炉、２号炉及び３号炉合算の希ガスのγ線による実効線量の計算を行った結果は第 5.1.5 表に、また評価地点は第 5.1.1 図に示すとおりである。

第 5.1.5 表　敷地境界外における希ガスのγ線による年間
実効線量（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

（単位：μSv/y）

	評価地点の方位	２号炉心から評価地点までの距離（m）	実効線量
陸側評価地点	NNW	750	3.1
	N	700	2.6
	NNE	870	2.0
	NE	940	8.3×10^{-1}
	ENE	790	1.1
	E	810	1.3
	ESE	1,090	1.4
	SE	1,530	8.2×10^{-1}
	SSE	2,370	5.5×10^{-1}
	S	3,080	3.9×10^{-1}
参考地点	SSW	290	5.7
	SW	240	5.4
	WSW	230	6.2
	W	250	5.7
	WNW	440	7.4
	NW	430	8.4

5.1.2 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量

5.1.2.1 計算方法の概要

液体廃棄物中の放射性物質による実効線量の計算は、原子炉施設の前面海域に生息する海産物を摂取することによって放射性物質を体内摂取した場合について行う。

ただし､液体廃棄物中のよう素による実効線量計算については、「5.1.3 よう素による実効線量」で行う。

海水中の放射性物質の濃度は、１号炉及び２号炉並びに３号炉の放射性物質の年間放出量をそれぞれの年間の復水器冷却水等の量で除した放

水口における濃度とする。

また、前面海域での拡散による希釈効果は考慮しない。

5.1.2.2 実効線量の計算式

液体廃棄物による実効線量は次式を用いて計算する。

$$H_w = 365 \cdot \sum_i K_{wi} \cdot A_{wi} \quad \cdots\cdots(9\text{-}18)$$

$$A_{wi} = C_{wi} \cdot \sum_k \{(CF)_{ik} \cdot W_k \cdot f_{mk} \cdot f_{ki}\}$$

H_w ：海産物を摂取した場合の実効線量 （μSv／y）

365 ：年間日数への換算係数 （d／y）

K_{wi} ：核種iの実効線量係数 （μSv／Bq）

A_{wi} ：核種iの海産物摂取による摂取率 （Bq／d）

C_{wi} ：海水中の核種iの濃度 （Bq／cm^3）

$(CF)_{ik}$ ：核種iの海産物kに対する濃縮係数 $\left(\frac{\text{Bq／g}}{\text{Bq／cm}^3}\right)$

W_k ：海産物kの摂取率 （g／d）

f_{mk} ：海産物kの市場希釈係数

f_{ki} ：海産物kの採取から摂取までの核種iの減衰比

（魚類及び無せきつい動物に対して）

$$f_{ki} = \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \cdot t_k\right)$$

（海藻類に対して）

$$f_{ki} = \frac{3}{12} + \frac{T_{ri}}{0.693 \times 365}\left\{1 - \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \times 365 \times \frac{9}{12}\right)\right\}$$

T_{ri} ：核種iの物理的半減期 (d)

t_k ：海産物k（海藻類を除く）の採取から摂取までの時間 (d)

5.1.2.3 計算条件

(9-18)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{wi}　：第5.1.6表に示すとおりである。

C_{wi}　：第5.1.7表に示すとおりである。

$(CF)_{ik}$　：第5.1.8表に示すとおりである。

W_k　：魚　類　200　(g／d)

無せきつい動物　20　(g／d)

海藻類（生3ヶ月、生相当量の乾物9ヶ月）

40　(g／d)

f_{mk}　：1

t_k　：0　(d)

T_{ri}　：ICRP Publication 72(1)による。

5.1.2.4 計算結果

液体廃棄物中の放射性物質による実効線量の計算結果は１号炉及び２号炉で年間約 3.6μSv であり、また、３号炉で年間約 2.1μSv である。

したがって、１号炉、２号炉及び３号炉からの気体廃棄物中の希ガスのγ線による実効線量、液体廃棄物中の放射性物質による実効線量及びよう素による実効線量の合計に当たっては、１号炉及び２号炉の計算結果である年間約 3.6μSv を用いる。

5.1.3 よう素による実効線量

5.1.3.1 気体廃棄物中のよう素による実効線量

(1) 計算方法の概要

実効線量の計算に使用する気体廃棄物中のよう素として次の４種類を対象とする。

a. 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出されるよう素

b. 原子炉格納容器減圧時の排気により放出されるよう素

c. 原子炉補助建屋の換気により放出されるよう素

d. 定期検査時に放出されるよう素

ただし、上記の a.、b.及び c.は I-131 及び I-133 について計算し、d.は I-131 のみについて計算する。

実効線量の計算は、大気中に I-131 及び I-133 が存在するときの被ばく経路を考慮し、成人、幼児及び乳児が、呼吸、葉菜摂取及び牛乳摂取によってよう素を体内摂取した場合について行う。

よう素の年平均地上空気中濃度は、a.は放出が間欠的な事象であるとし、b.、c.及び d.は放出が連続的な事象であるとし、それぞれ希ガスのγ線による実効線量の計算の場合と同様の方法で求める。

呼吸による実効線量を求める場合には､将来の集落の形成を考慮し、２号原子炉を中心として 16 方位に分割したうちの陸側 10 方位の敷地境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

葉菜摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、２号原子炉を中心として 16 方位に分割したうちの陸側 10 方位の敷地境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

牛乳摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

気象条件等は、希ガスのγ線による実効線量の場合と同一とする。

(2) 年平均地上空気中濃度の計算

a. 年平均地上空気中濃度の計算式

よう素の年平均地上空気中濃度は､方位別に次式を用いて計算する。

$$\chi_I = \chi_{Iin} + \chi_{Icont} \quad \cdots\cdots(9\text{-}19)$$

χ_I ：気体廃棄物中のよう素の年平均地上空気中濃度 (Bq／cm^3)

χ_{Iin} ：間欠放出分（原子炉停止時の原子炉格納容器換気中のよう素）による年平均地上空気中濃度 (Bq／cm^3)

χ_{Icont} ：連続放出分（原子炉格納容器減圧時の排気中のよう素、原子炉補助建屋の換気中のよう素及び定期検査時に放出されるよう素）による年平均地上空気中濃度

(Bq／cm³)

(a) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出されるよう素

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により間欠的に放出されるよう素の年平均地上空気中濃度は次式を用いて計算する。

$$\chi_{Iin} = \sum_{S=A}^{F}\left(\chi_{Iin,L,S} + \chi_{Iin,L-1,S} + \chi_{Iin,L+1,S}\right) \cdots\cdots(9\text{-}20)$$

$$\chi_{Iin,L,S} = \frac{Q_{Iin}\cdot n_T}{8{,}784\times N\cdot f_{LT}}\cdot \overline{\chi}_{L,S}\cdot\frac{N_{L,S}}{N_t}\cdot \overline{S}_{L,S}$$

$$\chi_{Iin,L-1,S} = \frac{Q_{Iin}\cdot n_T}{8{,}784\times N\cdot f_{LT}}\cdot \overline{\chi}_{L-1,S}\cdot\frac{N_{L-1,S}}{N_t}\cdot \overline{S}_{L-1,S}$$

$$\chi_{Iin,L+1,S} = \frac{Q_{Iin}\cdot n_T}{8{,}784\times N\cdot f_{LT}}\cdot \overline{\chi}_{L+1,S}\cdot\frac{N_{L+1,S}}{N_t}\cdot \overline{S}_{L+1,S}$$

$\chi_{Iin,L,S}$ ：風が着目方位（Ｌ）へ向かっており、大気安定度がＳであるときの着目地点における年平均地上空気中濃度 (Bq／cm³)

$\chi_{Iin,L-1,S}$、$\chi_{Iin,L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がＳであるときの着目地点における年平均地上空気中濃度 (Bq／cm³)

Q_{Iin} ：原子炉停止時の原子炉格納容器換気中のよう素の年間放出量 (Bq／y)

$\overline{\chi}_{L,S}$ ：放出率1Bq／h、風速1m／sで着目方位へ放出した場合、大気安定度がＳであるときの当該距離における地上空気中濃度の方位内平均値 (Bq／cm³)

$\overline{\chi}_{L-1,S}$、$\overline{\chi}_{L+1,S}$：それぞれ、放出率1Bq／h、風速1m／sで着目方位に隣接する方位へ放出した場合、大気安定度がＳであるときの着目方位の当該距離における地上空気中濃度の方位内平均値 (Bq／cm³)

$\overline{\chi}_{L,S}$、$\overline{\chi}_{L-1,S}$及び$\overline{\chi}_{L+1,S}$は(9-8)式を基本式として求める。

(b) 原子炉格納容器減圧時の排気により放出されるよう素、原子炉補助建屋の換気により放出されるよう素及び定期検査時に放出されるよう素

原子炉格納容器減圧時の排気、原子炉補助建屋の換気及び定期検査時に連続的に放出されるよう素の年平均地上空気中濃度は次式を用いて計算する。

$$\chi_{Icont} = \sum_{S=A}^{F}\left(\chi_{Icont,L,S} + \chi_{Icont,L-1,S} + \chi_{Icont,L+1,S}\right) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots(9\text{-}21)$$

$$\chi_{Icont,L,S} = \frac{Q_{Icont}}{8{,}784} \cdot \overline{\chi}_{L,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L,S}$$

$$\chi_{Icont,L-1,S} = \frac{Q_{Icont}}{8{,}784} \cdot \overline{\chi}_{L-1,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L-1,S}$$

$$\chi_{Icont,L+1,S} = \frac{Q_{Icont}}{8{,}784} \cdot \overline{\chi}_{L+1,S} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{L+1,S}$$

$\chi_{Icont,L,S}$：風が着目方位（L）へ向かっており、大気安定度がSであるときの着目地点における年平均地上空気中濃度　(Bq／cm³)

$\chi_{Icont,L-1,S}$、$\chi_{Icont,L+1,S}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がSであるときの着目地点における年平均地上空気中濃度　(Bq／cm³)

Q_{Icont}　：原子炉格納容器減圧時の排気中のよう素、原子炉補助建屋の換気中のよう素又は定期検査時に放出されるよう素の年間放出量　(Bq／y)

b. 計算条件

(9-20)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

Q_{Iin}　:原子炉停止時の原子炉格納容器換気中のよう素の年間放出量

I-131

（１号炉）　1.2×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　1.7×10^{9}　(Bq／y)

（３号炉）　2.1×10^{9}　(Bq／y)

I-133

（１号炉）　1.2×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　1.6×10^{9}　(Bq／y)

（３号炉）　1.9×10^{9}　(Bq／y)

(9-21)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

Q_{Icont}　:原子炉格納容器減圧時の排気中のよう素の年間放出量

I-131

（１号炉）　9.6×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　1.4×10^{10}　(Bq／y)

（３号炉）　9.7×10^{9}　(Bq／y)

I-133

（１号炉）　2.9×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　3.9×10^{9}　(Bq／y)

（３号炉）　2.7×10^{9}　(Bq／y)

原子炉補助建屋の換気中のよう素の年間放出量

I-131

（１号炉）　5.2×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　7.3×10^{9}　(Bq／y)

（３号炉）　8.9×10^{9}　(Bq／y)

I-133

（１号炉）　9.5×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　1.3×10^{10}　(Bq／y)

（３号炉）　1.5×10^{10}　(Bq／y)

定期検査時に放出されるよう素の年間放出量

I-131

（１号炉）　4.0×10^{9}　(Bq／y)

（２号炉）　5.6×10^{9}　(Bq／y)

（３号炉）　5.2×10^{9}　(Bq／y)

c. 計算結果

陸側 10 方位の敷地境界外であって、１号炉、２号炉及び３号炉合算のよう素の年平均地上空気中濃度が最大となる地点は、２号炉心から北北西方向約 750m の地点であり、この地点における I-131 及び I-133 の年平均地上空気中濃度の計算結果は、それぞれ約 5.6×10^{-10}Bq/cm^3 及び約 3.9×10^{-10}Bq/cm^3 である。

また、現存する牧草地で、１号炉、２号炉及び３号炉合算のよう素の年平均地上空気中濃度が最大となる地点は、２号炉心から南方向約 9,200m の地点であり、この地点における I-131 及び I-133 の年平均地上空気中濃度の計算結果は、それぞれ約 4.3×10^{-11}Bq/cm^3 及び約 3.0×10^{-11}Bq/cm^3 である。

(3) 実効線量の計算式

実効線量は成人、幼児及び乳児について、それぞれ次式を用いて求める。

$$H_{th} = H_I + H_V + H_M \quad \cdots\cdots(9\text{-}22)$$

$$H_I = 365 \cdot \sum_i K_{Ii} \cdot A_{Ii} \quad \cdots\cdots(9\text{-}23)$$

$$H_V = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Vi} \quad \cdots\cdots(9\text{-}24)$$

$$H_M = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Mi} \quad \cdots\cdots(9\text{-}25)$$

$$A_{Ii} = M_a \cdot \overline{\chi}_{Ii}$$

$$A_{Vi} = M_V \cdot f_{Vm} \cdot f_{Vt} \cdot f_d \cdot F_{Vi} \cdot \overline{\chi}_{Vi} \cdot \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \cdot t_V\right)$$

$$A_{Mi} = M_M \cdot f_{Mm} \cdot f_{Mt} \cdot f_f \cdot F_{Mi} \cdot \overline{\chi}_{Mi} \cdot \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \cdot t_M\right)$$

H_{th}　：気体廃棄物中のよう素による実効線量　(μSv／y)

H_I　：呼吸による実効線量　(μSv／y)

H_V　：葉菜摂取による実効線量　(μSv／y)

H_M ：牛乳摂取による実効線量 （μSv／y）

K_{Ii} ：核種iの吸入摂取による実効線量係数 （μSv／Bq）

A_{Ii} ：核種iの呼吸による摂取率 （Bq／d）

K_{Ti} ：核種iの経口摂取による実効線量係数 （μSv／Bq）

A_{Vi} ：核種iの葉菜摂取による摂取率 （Bq／d）

A_{Mi} ：核種iの牛乳摂取による摂取率 （Bq／d）

M_a ：呼吸率 （cm^3／d）

$\overline{\chi}_{Ii}$ ：核種iの計算地点における年平均地上空気中濃度 （Bq／cm^3）

M_V ：葉菜の摂取率 （g／d）

f_{Vm} ：葉菜の市場希釈係数

f_{Vt} ：葉菜の栽培期間の年間比

f_d ：葉菜の除染係数

F_{Vi} ：核種iが空気中から葉菜に移行する割合 $\left(\frac{Bq／g}{Bq／cm^3}\right)$

$\overline{\chi}_{Vi}$ ：核種iの計算地点における年平均地上空気中濃度 （Bq／cm^3）

T_{ri} ：核種iの物理的半減期 （d）

t_V ：葉菜の採取から摂取までの時間 （d）

M_M ：牛乳の摂取率 （mℓ／d）

f_{Mm} ：牛乳の市場希釈係数

f_{Mt} ：牧草の栽培期間の年間比

f_f ：飼料の混合比

F_{Mi} ：核種iが空気中から牛乳に移行する割合 $\left(\frac{Bq／mℓ}{Bq／cm^3}\right)$

$\overline{\chi}_{Mi}$ ：核種iの計算地点における年平均地上空気中濃度 （Bq／cm^3）

t_M ：牛乳の採取から摂取までの時間 （d）

(4) 計算条件

(9-23)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{1i}	：成　人	I-131	1.5×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
		I-133	2.9×10^{-3}	(μ Sv/Bq)
	幼　児	I-131	6.9×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
		I-133	1.6×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
	乳　児	I-131	1.3×10^{-1}	(μ Sv/Bq)
		I-133	3.5×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
M_a	：成　人		2.22×10^{7}	(cm^3/d)
	幼　児		8.72×10^{6}	(cm^3/d)
	乳　児		2.86×10^{6}	(cm^3/d)

$\overline{\chi}_{Ii}$ ：（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

	I-131	5.6×10^{-10}	(Bq/cm^3)
	I-133	3.9×10^{-10}	(Bq/cm^3)

(9-24)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{ti}	：成　人	I-131	1.6×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
		I-133	3.1×10^{-3}	(μ Sv/Bq)
	幼　児	I-131	7.5×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
		I-133	1.7×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
	乳　児	I-131	1.4×10^{-1}	(μ Sv/Bq)
		I-133	3.8×10^{-2}	(μ Sv/Bq)
M_V	：成　人		100	(g/d)
	幼　児		50	(g/d)
	乳　児		20	(g/d)

f_{Vm} ：1

f_{Vt} ：0.5

f_d ：0.5

F_{Vi}	：	I-131	2.6×10^{6}	$\left(\frac{Bq/g}{Bq/cm^3}\right)$
		I-133	4.3×10^{5}	$\left(\frac{Bq/g}{Bq/cm^3}\right)$

$\overline{\chi}_{Vi}$ ：（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

	I-131	5.6×10^{-10}	(Bq/cm^3)
	I-133	3.9×10^{-10}	(Bq/cm^3)

t_V ：0 (d)

T_{ri} ：「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」(2)による。

(9-25)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

M_m ：成　人		200	$(m\ell\ /d)$
幼　児		500	$(m\ell\ /d)$
乳　児		600	$(m\ell\ /d)$
f_{Mm} ：成　人		1	
幼　児		1	
乳　児		0.5	

f_{Mt} ：0.5

f_f ：1

F_{Mi} ：	I-131	6.2×10^{5}	$\left(\frac{Bq/m\ell}{Bq/cm^3}\right)$
	I-133	4.6×10^{4}	$\left(\frac{Bq/m\ell}{Bq/cm^3}\right)$

$\bar{\chi}_{Mi}$ ：（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

I-131	4.3×10^{-11}	(Bq/cm^3)
I-133	3.0×10^{-11}	(Bq/cm^3)

t_M ：成　人	0	(d)
幼　児	0	(d)
乳　児	3	(d)

(5) 計算結果

１号炉、２号炉及び３号炉からの気体廃棄物中のよう素による実効線量を計算した結果を第 5.1.9 表に示す。

第 5.1.9 表　気体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果

（１号炉、２号炉及び３号炉合算）

（単位：μSv/y）

摂取経路	核　　種	成　　人	幼　　児	乳　　児
呼　　吸	I-131	6.9×10^{-2}	1.3×10^{-1}	7.7×10^{-2}
	I-133	9.1×10^{-3}	2.0×10^{-2}	1.4×10^{-2}
葉菜摂取	I-131	2.2×10^{-1}	5.0×10^{-1}	3.8×10^{-1}
	I-133	4.7×10^{-3}	1.3×10^{-2}	1.2×10^{-2}
牛乳摂取	I-131	1.6×10^{-2}	1.9×10^{-1}	1.6×10^{-1}
	I-133	1.6×10^{-4}	2.2×10^{-3}	2.6×10^{-4}
合　　計		3.1×10^{-1}	8.4×10^{-1}	6.4×10^{-1}

これによれば、気体廃棄物中の放射性よう素の呼吸、葉菜摂取及び牛乳摂取による実効線量が最大となるのは幼児の場合であり、年間約 0.84μSv となる。

5.1.3.2 液体廃棄物中のよう素による実効線量

(1) 計算方法の概要

液体廃棄物中のよう素による実効線量は、成人、幼児及び乳児が、原子炉施設の前面海域に生息する海産物を摂取することによって、よう素を体内摂取した場合について行う。

海水中のよう素の濃度は「5.1.2 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量」と同様な方法で計算する。

(2) 実効線量の計算式

液体廃棄物中のよう素による実効線量は、海藻類を摂取する場合と摂取しない場合とに分けて、それぞれ以下の式を用いて計算する。

a. 海藻類を摂取する場合

$$H_{wT} = K_3 \cdot \sum_i \frac{A_{wi}}{A_s} \cdot q_s \cdot (SEE)_i \cdot f_{si} \quad \cdots\cdots(9\text{-}26)$$

$$A_{wi} = C_{wi} \cdot \sum_k \{(CF)_{ik} \cdot W_k \cdot f_{mk} \cdot f_{ki}\}$$

$$A_s = C_{ws} \cdot \sum_k \{(CF)_{ik} \cdot W_k\}$$

H_{wT} ：海産物を摂取した場合の実効線量 （μ Sv／y）

K_3 ：実効線量への換算係数 $\left(\frac{dis \cdot g \cdot \mu Sv}{MeV \cdot Bq \cdot y}\right)$

A_{wi} ：核種iの海産物摂取による摂取率 (Bq／d)

A_s ：安定よう素の海産物摂取による摂取率 (g／d)

q_s ：甲状腺中の安定よう素量 (g)

$(SEE)_i$ ：核種iの甲状腺に対する比実効エネルギー $\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$

f_{si} ：核種iの甲状腺中比放射能の減衰係数

C_{ws} ：海水中の安定よう素の濃度 (g／cm^3)

b. 海藻類を摂取しない場合

$$H_F = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Fi} \quad \cdots\cdots\cdots\

	乳　児	成人の値の 1／16		(g)
$(SEE)_i$	：成　人	I-131	0.010	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
		I-133	0.022	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
	幼　児	I-131	0.058	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
		I-133	0.12	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
	乳　児	I-131	0.15	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
		I-133	0.33	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
f_{si}	：成　人	I-131	0.1	
		I-133	0.01	
	幼　児	I-131	0.3	
		I-133	0.04	
	乳　児	I-131	0.4	
		I-133	0.07	

W_k　：魚　類

成　人	200	(g／d)
幼　児	100	(g／d)
乳　児	40	(g／d)

無せきつい動物

成　人	20	(g／d)
幼　児	10	(g／d)
乳　児	4	(g／d)

海藻類（生3ヶ月、生相当量の乾物9ヶ月）

成　人	40	(g／d)
幼　児	20	(g／d)

乳　児　　8　　(g／d)

C_{ws}　：5×10^{-8}　　(g／cm^3)

(4) 計算結果

１号炉及び２号炉からの液体廃棄物中のよう素による実効線量の計算を行った結果は第 5.1.10 表のとおりである。

第 5.1.10 表　液体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果
（１号炉及び２号炉合算）

（単位：μSv／y）

	成　人	幼　児	乳　児
海藻類を摂取する場合	1.4×10^{-1}	4.2×10^{-1}	5.2×10^{-1}
海藻類を摂取しない場合	1.4×10^{-1}	3.2×10^{-1}	2.4×10^{-1}

これによると実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取する場合の乳児であり、その実効線量は年間約 0.52μSv である。

また、3 号炉からの液体廃棄物中のよう素による実効線量の計算を行った結果は第 5.1.11 表のとおりである。

第 5.1.11 表　液体廃棄物中のよう素による実効線量計算結果（３号炉）

（単位：μSv／y）

	成　人	幼　児	乳　児
海藻類を摂取する場合	7.8×10^{-2}	2.4×10^{-1}	2.9×10^{-1}
海藻類を摂取しない場合	7.6×10^{-2}	1.8×10^{-1}	1.4×10^{-1}

これによると実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取する場合の乳児であり、その実効線量は年間約 0.29μSv である。したがって、１号炉、2 号炉及び 3 号炉からの気体廃棄物中のよう素及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量の計算に当たっては、

1号及び2号炉の放水口における濃度を用いる。

5.1.3.3 気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量

(1) 計算方法の概要

実効線量の計算は、空気中及び海水中によう素が存在するときの被ばく経路を考慮し、成人、幼児及び乳児が呼吸、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物摂取によってよう素を体内摂取した場合について行う。

気体廃棄物中に含まれるよう素の年平均地上空気中濃度及び液体廃棄物中に含まれるよう素の海水中の濃度は、それぞれ「5.1.3.1 気体廃棄物中のよう素による実効線量」及び「5.1.3.2 液体廃棄物中のよう素による実効線量」の場合と同様な方法で計算する。

(2) 実効線量の計算式

気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量は、海藻類を摂取する場合と摂取しない場合とに分けて、それぞれ以下の式を用いて計算する。

a. 海藻類を摂取する場合

$$H_T = K_3 \cdot \sum_i \frac{A_i}{A_s} \cdot q_s \cdot (SEE)_i \cdot f_{si} \quad \cdots\cdots(9\text{-}28)$$

$$A_i = 0.90 \cdot A_{Ii} + A_{Vi} + A_{Mi} + A_{wi}$$

H_T ：呼吸、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物摂取による実効線量 （μSv／y）

A_i ：核種iの呼吸、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物摂取による摂取率 （Bq／d）

b. 海藻類を摂取しない場合

$$H_{TF} = 365 \cdot \sum_i \{K_{Ii} \cdot A_{Ii} + K_{Ti}(A_{Vi} + A_{Mi} + A_{Fi})\} \quad \cdots\cdots(9\text{-}29)$$

H_{TF} ：呼吸、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物（海藻類を除く）摂取による実効線量 （μSv／y）

(3) 計算条件

(9-28) 式及び (9-29) 式の計算に用いたパラメータは「5.1.3.1 気体廃棄物中のよう素による実効線量」及び「5.1.3.2 液体廃棄物中のよう素による実効線量」で述べたとおりである。

(4) 計算結果

1 号炉、2 号炉及び 3 号炉からの気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量の計算を行った結果は第 5.1.12 表のとおりである。

第 5.1.12 表　気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量計算結果（1 号炉、2 号炉及び 3 号炉合算）

（単位：μSv/y）

	成　人	幼　児	乳　児
海藻類を摂取する場合	1.6×10^{-1}	4.8×10^{-1}	6.0×10^{-1}
海藻類を摂取しない場合	4.5×10^{-1}	1.2	8.7×10^{-1}

これによると、実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取しない場合の幼児であり、その実効線量は年間約 1.2μSv である。

5.2 線量評価結果

敷地境界外における1号炉、2号炉及び3号炉からの気体廃棄物中の希ガスのγ線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量は、それぞれ年間約 3.1μSv、年間約 3.6μSv 及び年間約 1.2μSv となり、合計は年間約 7.9μSv である。

この値は、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」に示される線量目標値の年間 50μSv を下回る。

第 5.1.1 表　線量計算に用いた放出源の有効高さ

	着目方位（２号炉からの方位）	放出源の有効高さ（m）［各炉からの方位］					
		１　号　炉		２　号　炉		３　号　炉	
陸側評価地点	NNW	60	[NNW]	55	[NNW]	110	[N]
	N	100	[N]	80	[N]	70	[NNE]
	NNE	100	[N]	60	[NNE]	70	[NNE]
	NE	125	[NE]	95	[NE]	180	[ENE]
	ENE	130	[ENE]	120	[ENE]	115	[E]
	E	130	[ENE]	75	[E]	115	[E]
	ESE	90	[E]	60	[ESE]	95	[ESE]
	SE	95	[SE]	90	[SE]	135	[SE]
	SSE	110	[SSE]	110	[SSE]	135	[SE]
	S	125	[S]	125	[S]	125	[S]
参考地点	SSW	60	[SSW]	55	[SSW]	50	[SSE]
	SW	60	[WSW]	55	[SW]	55	[S]
	WSW	60	[W]	55	[WSW]	55	[S]
	W	60	[W]	55	[W]	95	[SSW]
	WNW	60	[WNW]	55	[WNW]	95	[WNW]
	NW	60	[NW]	55	[NW]	95	[NW]
牛乳摂取評価地点	S	125	[S]	125	[S]	125	[S]

第 5.1.2 表　着目方位及び隣接 2 方位への最大放出回数

着目方位及びその隣接 2 方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が、67%となるように求めた着目方位を中心とした 3 方位への最大放出回数

（単位：y^{-1}）

計算地点の方位	着目方位を中心とした 3 方位への最大放出回数　n_T	
	ガス減衰タンク排気（1 号、2 号及び 3 号各炉）	原子炉停止時の原子炉格納容器換気（1 号、2 号及び 3 号各炉）
N	3	2
NNE	3	1
NE	2	1
ENE	2	1
E	3	1
ESE	4	2
SE	6	3
SSE	7	4
S	6	3
SSW	4	2
SW	2	1
WSW	2	1
W	5	3
WNW	8	4
NW	8	4
NNW	6	3

第 5.1.3 表　線量計算に用いた気象条件(1)

計算地点の方位L	方位Lへ向かう風の出現頻度(%)		方位Lへ向かう風の大気安定度別出現回数 $N_{L,S}$ (y^{-1})					
	f_L	f_{LT}（注１）	A	B	C	D	E	F（注２）
N	3.8	12.6	20	103	7	129	2	74
NNE	3.5	10.3	37	78	3	143	5	37
NE	3.0	9.1	19	59	4	167	2	15
ENE	2.6	8.5	21	38	4	156	0	12
E	2.9	11.5	45	73	5	112	0	21
ESE	6.0	14.8	25	131	27	296	15	33
SE	5.9	25.1	51	167	31	203	14	49
SSE	13.2	29.3	19	196	125	704	36	76
S	10.2	27.8	3	48	72	439	77	256
SSW	4.4	16.8	1	34	15	171	17	148
SW	2.2	8.6	2	7	0	78	0	105
WSW	2.0	8.7	2	11	0	84	0	79
W	4.5	20.9	13	45	4	174	10	147
WNW	14.4	34.9	30	139	20	526	20	529
NW	16.0	35.7	39	282	64	575	20	423
NNW	5.3	25.1	17	79	13	204	1	148

（注１）着目方位及びその隣接2方向へ向かう風の出現頻度の和。

（注２）大気安定度ＦはＧを含む。

第 5.1.4 表　線量計算に用いた気象条件(2)

計算地点の方位L	方位Lへ向かう風の大気安定度別風速逆数の総和 $S_{L,S}$及び平均$\overline{S}_{L,S}$ (s／m)											
	A		B		C		D		E		F (注)	
	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$	$S_{L,S}$	$\overline{S}_{L,S}$
N	12.60	0.62	71.87	0.70	1.72	0.23	84.97	0.66	0.72	0.34	55.69	0.75
NNE	27.20	0.74	50.50	0.65	1.01	0.31	81.29	0.57	0.89	0.17	31.06	0.84
NE	16.12	0.85	57.41	0.97	2.14	0.50	83.84	0.50	1.20	0.58	19.97	1.30
ENE	20.81	0.98	43.13	1.13	2.39	0.56	90.82	0.58	0.00	0.00	15.45	1.26
E	34.99	0.77	57.89	0.79	3.31	0.63	66.92	0.60	0.00	0.00	27.53	1.29
ESE	18.02	0.71	76.65	0.59	6.48	0.24	94.89	0.32	2.59	0.18	26.71	0.81
SE	24.29	0.48	79.89	0.48	11.45	0.36	99.22	0.49	2.62	0.19	40.84	0.83
SSE	9.17	0.48	61.97	0.32	24.63	0.20	167.73	0.24	6.98	0.20	42.27	0.56
S	1.91	0.58	21.59	0.45	14.45	0.20	118.67	0.27	13.95	0.18	96.37	0.38
SSW	0.64	0.53	17.07	0.51	2.75	0.19	78.43	0.46	2.88	0.17	80.76	0.55
SW	3.46	1.49	7.71	1.11	0.12	2.00	65.31	0.84	0.00	0.00	96.33	0.92
WSW	1.40	0.61	11.62	1.08	0.10	2.00	59.47	0.71	0.00	0.00	66.25	0.84
W	3.05	0.24	22.18	0.50	0.65	0.15	89.70	0.52	1.45	0.14	98.84	0.67
WNW	8.78	0.30	42.34	0.31	2.66	0.13	161.17	0.31	2.62	0.13	206.63	0.39
NW	14.50	0.37	88.23	0.31	9.71	0.15	204.96	0.36	2.38	0.12	196.04	0.46
NNW	10.01	0.59	47.41	0.60	2.38	0.19	125.95	0.62	0.21	0.20	94.69	0.64

（注）大気安定度ＦはＧを含む。

第 5.1.6 表　液体廃棄物中に含まれる核種 i の実効線量係数

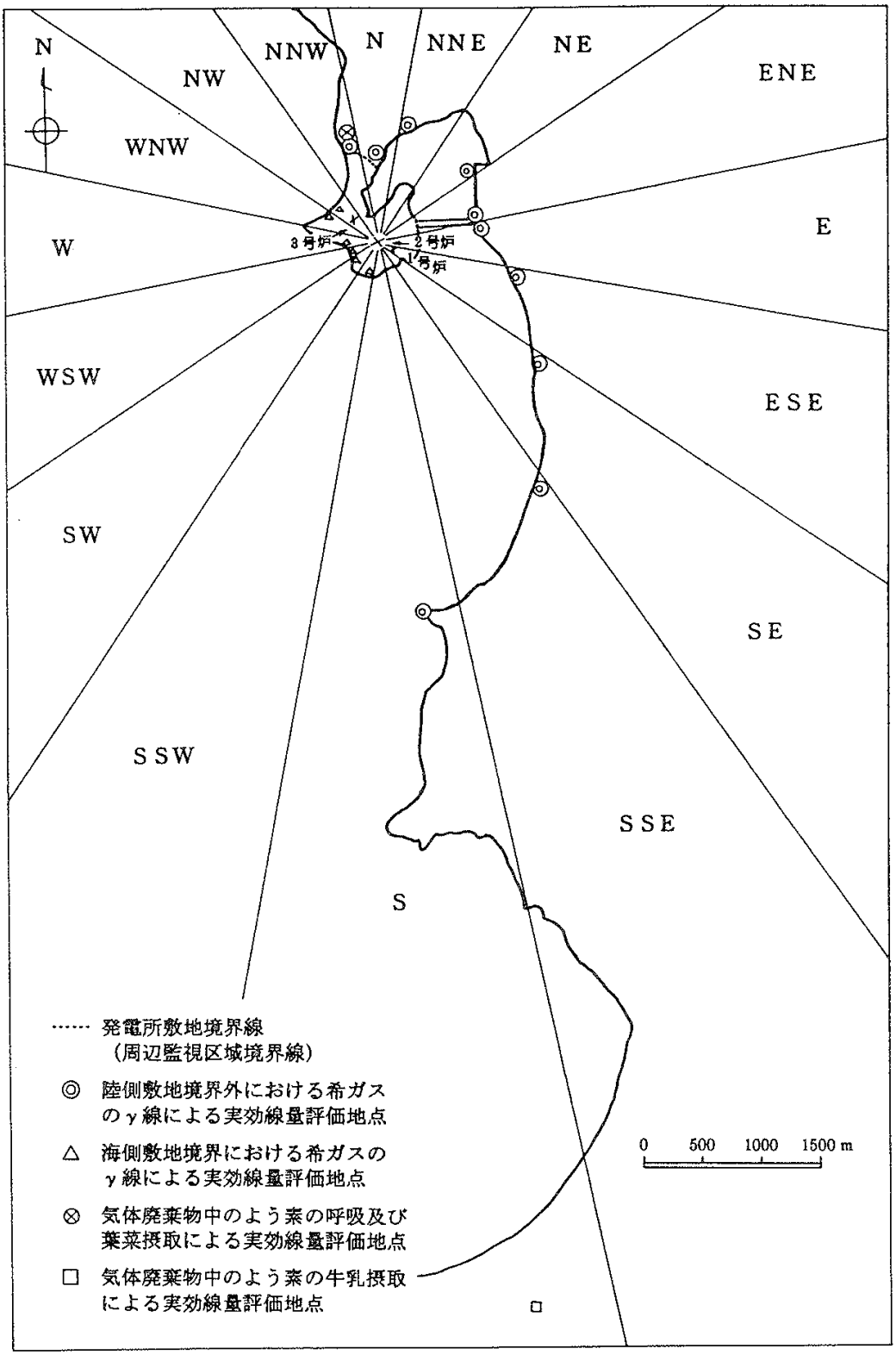
核　　種	実効線量係数 K_{wi}（μ Sv／Bq）
H-3	1.8×10^{-5}
Cr-51	3.8×10^{-5}
Mn-54	7.1×10^{-4}
Fe-59	1.8×10^{-3}
Co-58	7.4×10^{-4}
Co-60	3.4×10^{-3}
Sr-89	2.6×10^{-3}
Sr-90	2.8×10^{-2}
Cs-134	1.9×10^{-2}
Cs-137	1.3×10^{-2}

第5.1.7表　液体廃棄物の放水口濃度

核　種	核種構成 (%)	年間放出量 (Bq／y・炉)	放水口濃度 C_{wi} (Bq／cm^3)	
			放水口 (1号及び 2号炉共用)	放水口 (3号炉用)
Cr-51	2	7.4×10^{8}	1.1×10^{-6}	5.8×10^{-7}
Mn-54	3	1.2×10^{9}	1.6×10^{-6}	8.7×10^{-7}
Fe-59	2	7.4×10^{8}	1.1×10^{-6}	5.8×10^{-7}
Co-58	10	3.7×10^{9}	5.2×10^{-6}	2.9×10^{-6}
Co-60	15	5.6×10^{9}	7.7×10^{-6}	4.4×10^{-6}
Sr-89	2	7.4×10^{8}	1.1×10^{-6}	5.8×10^{-7}
Sr-90	1	3.7×10^{8}	5.2×10^{-7}	2.9×10^{-7}
I-131	15	5.6×10^{9}	7.7×10^{-6}	4.4×10^{-6}
Cs-134	20	7.4×10^{9}	1.1×10^{-5}	5.8×10^{-6}
Cs-137	30	1.2×10^{10}	1.6×10^{-5}	8.7×10^{-6}
H-3	－	(1号及び 2号各炉) 3.7×10^{13} (3号炉) 5.6×10^{13}	5.2×10^{-2}	4.4×10^{-2}

第 5.1.8 表　濃 縮 係 数

核　種	濃 縮 係 数$(CF)_{ik}$ $\left(\frac{Bq／g}{Bq／cm^3}\right)$		
	魚　　類	無せきつい動物	海　藻　類
Cr-51	4×10^2	2×10^3	2×10^3
Mn-54	6×10^2	10^4	2×10^4
Fe-59	3×10^3	2×10^4	5×10^4
Co-58	10^2	10^3	10^3
Co-60	10^2	10^3	10^3
Sr-89	1	6	10
Sr-90	1	6	10
I-131	10	50	4×10^3
Cs-134	30	20	20
Cs-137	30	20	20
H-3	1	1	1


N
NNW
N
NNE
NE
ENE
NW
WNW
W
E
WSW
ESE
SW
SE
SSW
SSE
S
3号炉
2号炉
1号炉
発電所敷地境界線
(周辺監視区域境界線)
◎ 陸側敷地境界外における希ガスのγ線による実効線量評価地点
△ 海側敷地境界における希ガスのγ線による実効線量評価地点
⊗ 気体廃棄物中のよう素の呼吸及び葉菜摂取による実効線量評価地点
□ 気体廃棄物中のよう素の牛乳摂取による実効線量評価地点
0 500 1000 1500 m

第 5. 1. 1 図　評　価　地　点

5.3 参考文献

(1) “Age-dependent Doses to Members of the Public from Intake of Radionuclides:Part5 Compilation of Ingestion and Inhalation Dose Coefficients”,ICRP Publication 72 (1995)

(2) 「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」
原子力安全委員会、平成 13 年 3 月 29 日一部改訂

添　　付　　書　　類　　十

変更後における発電用原子炉施設において事故が
発生した場合における当該事故に対処するために
必要な施設及び体制の整備に関する説明書

目　　次

1.　安全評価に関する基本方針 ……10-1-1
1.1　基本的考え方 ……10-1-1
1.2　主要な解析条件 ……10-1-7
1.3　解析に使用する計算プログラム ……10-1-11
1.4　参考文献……10-1-20
2.　運転時の異常な過渡変化の解析 ……10-2-1
2.1　序 ……10-2-1
2.2　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化 ……10-2-2
2.2.1　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き…10-2-2
2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き ……10-2-5
2.2.3　制御棒の落下及び不整合 ……10-2-8
2.2.4　原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈 ……10-2-11
2.3　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化 ……10-2-16
2.3.1　原子炉冷却材流量の部分喪失 ……10-2-16
2.3.2　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動 ……10-2-18
2.3.3　外部電源喪失 ……10-2-20
2.3.4　主給水流量喪失 ……10-2-22
2.3.5　蒸気負荷の異常な増加 ……10-2-26
2.3.6　２次冷却系の異常な減圧 ……10-2-28
2.3.7　蒸気発生器への過剰給水 ……10-2-31
2.4　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の
異常な変化 ……10-2-34
2.4.1　負荷の喪失 ……10-2-34

2.4.2　原子炉冷却材系の異常な減圧 ……10-2-37
2.4.3　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動 ……10-2-39
2.5　参考文献……10-2-43
3.　設計基準事故の解析 ……10-3-1
3.1　序 ……10-3-1
3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化 ‥10-3-2
3.2.1　原子炉冷却材喪失 ……10-3-2
3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失……10-3-15
3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着 ……10-3-18
3.2.4　主給水管破断 ……10-3-20
3.2.5　主蒸気管破断 ……10-3-24
3.3　反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化 ‥‥10-3-29
3.3.1　制御棒飛び出し ……10-3-29
3.4　環境への放射性物質の異常な放出 ……10-3-36
3.4.1　放射性気体廃棄物処理施設の破損 ……10-3-36
3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損……10-3-38
3.4.3　燃料集合体の落下 ……10-3-49
3.4.4　原子炉冷却材喪失 ……10-3-52
3.4.5　制御棒飛び出し ……10-3-58
3.5　原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化 ……10-3-61
3.5.1　原子炉冷却材喪失 ……10-3-61
3.5.2　可燃性ガスの発生 ……10-3-64
3.6　その他（地震、火災、台風、洪水など） ……10-3-66
3.7　参考文献……10-3-67
4.　重大事故及び仮想事故の解析 ……10-4-1
4.1　重大事故……10-4-1
4.1.1　原子炉冷却材喪失 ……10-4-1
4.1.2　蒸気発生器伝熱管破損……10-4-19
4.1.3　結論 ……10-4-29
4.2　仮想事故……10-4-30

4.2.1　原子炉冷却材喪失 ……10-4-30
4.2.2　蒸気発生器伝熱管破損 ……10-4-35
4.2.3　結論 ……10-4-38
4.3　参考文献 ……10-4-41
5.　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力 ……10-5-1
5.1　重大事故等対策 ……10-5-2
5.1.1　重大事故等対処設備に係る事項 ……10-5-2
5.1.2　復旧作業に係る事項 ……10-5-6
5.1.3　支援に係る事項 ……10-5-7
5.1.4　手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備 ……10-5-8
5.2　大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項 ……10-5-28
5.2.1　可搬型設備等による対応 ……10-5-28
5.2.2　特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備 ……10-5-76
6.　重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方 ……10-6-1
6.1　概要 ……10-6-1
6.1.1　評価対象の整理及び評価項目の設定 ……10-6-1
6.1.2　評価に当たって考慮する事項 ……10-6-1
6.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム ……10-6-2
6.1.4　有効性評価における解析の条件設定 ……10-6-2
6.1.5　解析の実施 ……10-6-3
6.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 …10-6-3
6.1.7　必要な要員及び資源の評価 ……10-6-3
6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定 ……10-6-4
6.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故 ……10-6-5

6.2.2　運転中の原子炉における重大事故 ……10-6-11
6.2.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至る
おそれがある事故 ……10-6-18
6.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至る
おそれがある事故 ……10-6-19
6.3　評価に当たって考慮する事項 ……10-6-22
6.3.1　有効性評価において考慮する措置 ……10-6-22
6.3.2　安全機能の喪失に対する仮定 ……10-6-22
6.3.3　外部電源に対する仮定 ……10-6-22
6.3.4　単一故障に対する仮定 ……10-6-23
6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定 ……10-6-23
6.3.6　考慮する範囲 ……10-6-24
6.4　有効性評価に使用する計算プログラム(1) ……10-6-25
6.4.1　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５(1) ……10-6-25
6.4.2　ＳＰＡＲＫＬＥ－２(1) ……10-6-27
6.4.3　ＭＡＡＰ(1) ……10-6-28
6.4.4　ＧＯＴＨＩＣ(1) ……10-6-31
6.4.5　ＣＯＣＯ(1)(2)(3)(4) ……10-6-32
6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針 ……10-6-33
6.5.1　解析条件設定の考え方 ……10-6-33
6.5.2　共通解析条件 ……10-6-33
6.6　解析の実施方針 ……10-6-41
6.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針 ‥10-6-42
6.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの
影響評価 ……10-6-42
6.7.2　解析条件の不確かさの影響評価 ……10-6-42
6.7.3　操作時間余裕の把握 ……10-6-43
6.8　必要な要員及び資源の評価方針 ……10-6-44
6.8.1　必要な要員の評価 ……10-6-44
6.8.2　必要な資源の評価 ……10-6-44

6.9　参考文献……10-6-45
7.　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する
対策の有効性評価 ……10-7-1
7.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれが
ある事故……10-7-1
7.1.1　２次冷却系からの除熱機能喪失 ……10-7-1
7.1.2　全交流動力電源喪失……10-7-42
7.1.3　原子炉補機冷却機能喪失……10-7-112
7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失 ……10-7-131
7.1.5　原子炉停止機能喪失……10-7-166
7.1.6　ＥＣＣＳ注水機能喪失……10-7-213
7.1.7　ＥＣＣＳ再循環機能喪失……10-7-277
7.1.8　格納容器バイパス ……10-7-311
7.2　重大事故……10-7-379
7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷
（格納容器過圧・過温破損） ……10-7-379
7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 ……10-7-485
7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 ….10-7-510
7.2.4　水素燃焼 ……10-7-528
7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用 ……10-7-572
7.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれが
ある事故……10-7-598
7.3.1　想定事故１ ……10-7-598
7.3.2　想定事故２ ……10-7-616
7.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれが
ある事故……10-7-634
7.4.1　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失） ……10-7-634
7.4.2　全交流動力電源喪失……10-7-664
7.4.3　原子炉冷却材の流出……10-7-696

7.4.4　反応度の誤投入 ……10-7-724
7.5　必要な要員及び資源の評価 ……10-7-742
7.5.1　必要な要員及び資源の評価条件 ……10-7-742
7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果 ……10-7-745
7.5.3　重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び
電源の評価結果 ……10-7-745

表

第1.2.1 表　解析に使用する初期定常運転条件 ……10-1-22
第1.2.2 表　解析に使用する原子炉トリップ限界値及び
応答時間 ……10-1-23
第1.2.3 表　解析に使用する工学的安全施設作動信号の
作動限界値及び応答時間 ……10-1-24
第1.2.4 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
－運転時の異常な過渡変化 ……10-1-25
第1.2.5 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
－設計基準事故 ……10-1-26
第1.3.1 表　解析に使用する計算プログラム一覧表(1)
－運転時の異常な過渡変化 ……10-1-27
第1.3.2 表　解析に使用する計算プログラム一覧表(2)
－事故 ……10-1-28
第3.2.1.1 表　大破断解析結果（低温側配管両端破断） ……10-3-8
第3.2.1.2 表　大破断解析結果
（低温側配管両端破断、流出係数0.4） ……10-3-8
第3.2.1.3 表　小破断解析結果 ……10-3-14
第3.3.1.1 表　制御棒飛び出し解析結果（高温零出力） ……10-3-35
第3.4.2.1 表　よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数
及びＩ－１３１等価量への換算係数 ……10-3-44
第3.4.2.2 表　１次冷却材中のよう素の平衡濃度及び
追加放出寄与分 ……10-3-47
第3.4.2.3 表　１次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び
追加放出寄与分 ……10-3-48
第4.1.1 表　よう素の炉心内蓄積量 ……10-4-6
第4.1.2 表　希ガスの炉心内蓄積量 ……10-4-7
第4.1.3 表　よう素の吸入摂取による小児の甲状腺の等価線量に
係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数 ‥10-4-13
第4.1.4 表　原子炉格納容器内の積算線源強度（重大事故） ‥‥10-4-16

第4.1.5 表　１次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出
寄与分 ……10-4-23
第4.1.6 表　１次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出
寄与分 ……10-4-24
第4.2.1 表　よう素の吸入摂取による成人の甲状腺の等価線量に
係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数‥10-4-31
第4.2.2 表　原子炉格納容器内の積算線源強度（仮想事故）‥‥10-4-33
第4.2.3 表　全身線量の積算値（2000年の人口集計による）‥‥10-4-39
第4.2.4 表　全身線量の積算値（2050年の人口推計による）‥‥10-4-40
第5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要 ……10-5-114
第5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性 ……10-5-193
第5.2.1 表　自然災害11事象が原子炉施設へ与える影響の整理 ·10-5-200
第5.2.2 表　自然災害の重畳事象が原子炉施設へ与える影響の
整理 ……10-5-204
第5.2.3 表　大規模損壊へ至る可能性のある大規模な自然災害‥10-5-205
第5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧 ……10-5-206
第5.2.5 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.2）……10-5-208
第5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.3）……10-5-210
第5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.4）……10-5-214
第5.2.8 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.5）……10-5-223
第5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.6）……10-5-225
第5.2.10表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.7）……10-5-229
第5.2.11表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.8）……10-5-231

第5.2.12表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.9）……10-5-234
第5.2.13表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.10）……10-5-235
第5.2.14表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.11）……10-5-236
第5.2.15表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.12）……10-5-239
第5.2.16表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.13）……10-5-241
第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する
手順（1.14）……10-5-247
第5.2.18表　大規模損壊時の対応に係る発電所要員の力量管理
について ……10-5-249
第5.2.2.1 表　特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の
対応に係る発電所要員の力量管理について ……10-5-250
第5.2.2.2 表　特定重大事故等対処施設による対応の手順書の
概要……10-5-251
第6.2.1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと
技術的能力審査基準／設置許可基準規則／
技術基準規則との関連……10-6-46
第6.2.2 表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉に
おける重大事故に至るおそれがある事故） ……10-6-47
第6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉に
おける重大事故） ……10-6-49
第6.2.4 表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉
における重大事故に至るおそれがある事故） ……10-6-54
第6.4.1 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
－運転中の原子炉における重大事故に至る
おそれがある事故 ……10-6-55

第6.4.2 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
－運転中の原子炉における重大事故 ……10-6-56
第6.4.3 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表
－運転停止中の原子炉における重大事故に至る
おそれがある事故 ……10-6-57
第6.4.4 表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等‥10-6-58
第6.4.5 表　ＳＰＡＲＫＬＥ－２における重要現象の
不確かさ等 ……10-6-60
第6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等 ……10-6-61
第6.4.7 表　ＧＯＴＨＩＣにおける重要現象の不確かさ等 ……10-6-66
第6.4.8 表　ＣＯＣＯにおける重要現象の不確かさ等 ……10-6-67
第6.7.1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える
重要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故
に至るおそれがある事故） ……10-6-68
第6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える
重要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故）
……10-6-71
第6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える
重要現象一覧（運転停止中の原子炉における重大
事故に至るおそれがある事故） ……10-6-75
第7.1.1.1 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」における重大
事故等対策について ……10-7-18
第7.1.1.2 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の主要解析条件
（主給水流量喪失＋補助給水失敗） ……10-7-20
第7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策に
ついて ……10-7-68
第7.1.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件（外部電源
喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機
能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ） ……10-7-75
第7.1.2.3 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件（外部

電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補
機冷却機能喪失）……10-7-78
第7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等
対策について……10-7-120
第7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大
事故等対策について……10-7-147
第7.1.4.2 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
（中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗）‥10-7-150
第7.1.5.1 表　「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策
について……10-7-184
第7.1.5.2 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件
（主給水流量喪失）……10-7-186
第7.1.5.3 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件
（負荷の喪失）……10-7-188
第7.1.5.4 表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度
解析結果……10-7-190
第7.1.5.5 表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析
結果……10-7-190
第7.1.6.1 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における重大事故等対策
について……10-7-236
第7.1.6.2 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の主要解析条件
（中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗）……10-7-239
第7.1.7.1 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」における重大事故等
対策について……10-7-293
第7.1.7.2 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗）……10-7-295
第7.1.8.1 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策に
ついて（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）‥‥10-7-341
第7.1.8.2 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策に
ついて（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生

器隔離失敗）……10-7-344
第7.1.8.3 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-348
第7.1.8.4 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件（蒸気発生
器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-351
第7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」における重大事故等対策について ….10-7-408
第7.2.1.1.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ
時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器
スプレイ注入機能が喪失する事故）……10-7-413
第7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過温破損）」における重大事故等対策について ….10-7-465
第7.2.1.2.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過温破損）」の主要解析条件（外部電源喪失時に
非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が
喪失する事故）……10-7-470
第7.2.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の
主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流
電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）‥10-7-503
第7.2.3.1 表　「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」
の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機
能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能
が喪失する事故）……10-7-524
第7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について ‥10-7-550
第7.2.4.2 表　「水素燃焼」の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ
時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する
事故）……10-7-555
第7.2.5.1 表　「溶融炉心・コンクリート相互作用」の主要解析
条件（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注

入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する
事故） ……10-7-589
第7.3.1.1 表　「想定事故１」における重大事故等対策について
……10-7-608
第7.3.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（使用済燃料
ピット冷却系及び補給水系の故障） ……10-7-609
第7.3.2.1 表　「想定事故２」における重大事故等対策について
……10-7-626
第7.3.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（使用済燃料
ピット冷却系配管の破断） ……10-7-627
第7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失)」における重大事故等対策
について……10-7-649
第7.4.1.2 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失)」の主要解析条件（燃料
取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能
が喪失する事故） ……10-7-652
第7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等
対策について……10-7-679
第7.4.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件（燃料
取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失
するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原
子炉補機冷却機能が喪失する事故） ……10-7-683
第7.4.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」における重大事故等
対策について……10-7-710
第7.4.3.2 表　「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料
取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧
力バウンダリ機能が喪失する事故） ……10-7-713
第7.4.4.1 表　「反応度の誤投入」における重大事故等対策に
ついて ……10-7-735

第7.4.4.2 表　「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）　……10-7-736

図

第1.2.1 図　過大出力ΔT高及び過大温度ΔT高による保護
限界図（代表例）……10-1-29
第1.2.2 図　トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度
添加曲線……10-1-30
第1.2.3 図　解析に使用したドップラ出力係数……10-1-31
第2.2.1.1 図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き……10-2-44
第2.2.2.1 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(1)……10-2-45
第2.2.2.2 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(2)……10-2-46
第2.2.2.3 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(1)……10-2-47
第2.2.2.4 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(2)……10-2-48
第2.2.2.5 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き（1）……10-2-49
第2.2.2.6 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き（2）……10-2-50
第2.2.3.1 図　制御棒の落下－制御棒クラスタ自動制御運転……10-2-51
第2.2.3.2 図　制御棒の落下－制御棒クラスタ手動制御運転……10-2-52
第2.3.1.1 図　原子炉冷却材流量の部分喪失……10-2-53
第2.3.2.1 図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動……10-2-54
第2.3.4.1 図　主給水流量喪失(1)……10-2-55
第2.3.4.2 図　主給水流量喪失(2)……10-2-56
第2.3.5.1 図　蒸気負荷の異常な増加
－ケースＣ（自動運転・サイクル初期）……10-2-57
第2.3.5.2 図　蒸気負荷の異常な増加
－ケースＤ（自動運転・サイクル末期）……10-2-58
第2.3.6.1 図　解析に使用した減速材密度反応度欠損……10-2-59
第2.3.6.2 図　２次冷却系の異常な減圧……10-2-60
第2.3.7.1 図　蒸気発生器への過剰給水……10-2-61

第2.4.1.1 図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系作動 ……10-2-62
第2.4.1.2 図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系不作動 ……10-2-63
第2.4.2.1 図　原子炉冷却材系の異常な減圧 ……10-2-64
第2.4.3.1 図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動 ……10-2-65
第3.2.1.1 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(1) ……10-3-69
第3.2.1.2 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(2) ……10-3-70
第3.2.1.3 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(3) ……10-3-71
第3.2.1.4 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(4) ……10-3-72
第3.2.1.5 図　F_Q制限係数 ……10-3-73
第3.2.1.6 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(1)　－液相部破断 ……10-3-74
第3.2.1.7 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(2)　－液相部破断 ……10-3-75
第3.2.1.8 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(3)　－気相部破断 ……10-3-76
第3.2.2.1 図　原子炉冷却材流量の喪失 ……10-3-77
第3.2.3.1 図　原子炉冷却材ポンプの軸固着 ……10-3-78
第3.2.4.1 図　主給水管破断(1) ……10-3-79
第3.2.4.2 図　主給水管破断(2) ……10-3-80
第3.2.5.1 図　解析に使用したドップラ出力欠損 ……10-3-81
第3.2.5.2 図　主蒸気管破断－ケースＡ（外部電源あり） ……10-3-82
第3.2.5.3 図　主蒸気管破断－ケースＢ（外部電源なし） ……10-3-83
第3.3.1.1 図　制御棒飛び出し－サイクル初期高温全出力 ……10-3-84
第3.3.1.2 図　制御棒飛び出し－サイクル末期高温全出力 ……10-3-85
第3.3.1.3 図　制御棒飛び出し－サイクル初期高温零出力 ……10-3-86
第3.3.1.4 図　制御棒飛び出し－サイクル末期高温零出力 ……10-3-87

第3.3.1.5 図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温全出力
ー圧力解析 ……10-3-88
第3.3.1.6 図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温零出力
ー圧力解析 ……10-3-89
第3.4.1.1 図　放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの
大気放出過程……10-3-90
第3.4.2.1 図　蒸気発生器伝熱管破損(1) ……10-3-91
第3.4.2.2 図　蒸気発生器伝熱管破損(2) ……10-3-92
第3.4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故）時の
よう素の大気放出過程 ……10-3-93
第3.4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故）時の
希ガスの大気放出過程 ……10-3-94
第3.4.3.1 図　燃料集合体の落下時のよう素の大気放出過程 ……10-3-95
第3.4.3.2 図　燃料集合体の落下時の希ガスの大気放出過程 ……10-3-96
第3.4.4.1 図　原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時のよう素の
大気放出過程……10-3-97
第3.4.4.2 図　原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時の希ガスの
大気放出過程……10-3-98
第3.4.5.1 図　制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程 ……10-3-99
第3.4.5.2 図　制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程 ……10-3-100
第3.5.1.1 図　原子炉冷却材喪失
ー原子炉格納容器健全性評価用内圧解析……10-3-101
第3.5.2.1 図　可燃性ガスの発生ー原子炉格納容器内の
水素濃度評価……10-3-102
第4.1.1 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時のよう素の
大気放出過程 ……10-4-43
第4.1.2 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時の希ガスの
大気放出過程 ……10-4-44
第4.1.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時のよう素の
大気放出過程 ……10-4-45

第4.1.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時の希ガスの
大気放出過程 ……10-4-46
第4.2.1 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時のよう素の
大気放出過程 ……10-4-47
第4.2.2 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時の希ガスの
大気放出過程 ……10-4-48
第4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時のよう素の
大気放出過程 ……10-4-49
第4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時の希ガスの
大気放出過程 ……10-4-50
第5.2.1 図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の
検討プロセスの概要 ……10-5-266
第5.2.2 図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況‥10-5-267
第5.2.3 図　大規模損壊発生時の対応全体フロー（プラント
状況把握が困難な場合）……10-5-274
第6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー ……10-6-77
第6.2.2 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー ……10-6-81
第6.2.3 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー ……10-6-81
第6.2.4 図　格納容器イベントツリー……10-6-82
第6.2.5 図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー ……10-6-83
第6.5.1 図　高温点評価用崩壊熱……10-6-84
第6.5.2 図　炉心平均評価用崩壊熱……10-6-85
第7.1.1.1 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等
対策の概略系統図 ……10-7-22
第7.1.1.2 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の
概要（判定プロセス）……10-7-23
第7.1.1.3 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（「主給水流量喪失＋補助給水失敗」の事象進展）‥10-7-25
第7.1.1.4 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の作業と所要
時間（主給水流量喪失＋補助給水失敗）……10-7-26

第7.1.1.5 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-27
第7.1.1.6 図　加圧器上端部クォリティの推移 ……10-7-27
第7.1.1.7 図　加圧器水位の推移 ……10-7-28
第7.1.1.8 図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率
の推移……10-7-28
第7.1.1.9 図　１次冷却系保有水量の推移 ……10-7-29
第7.1.1.10図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-29
第7.1.1.11図　１次冷却系注水流量の推移 ……10-7-30
第7.1.1.12図　加圧器逃がし弁流量の推移 ……10-7-30
第7.1.1.13図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-31
第7.1.1.14図　１次冷却材温度の推移 ……10-7-31
第7.1.1.15図　蒸気発生器水位の推移 ……10-7-32
第7.1.1.16図　２次冷却系圧力の推移 ……10-7-32
第7.1.1.17図　１次冷却材圧力の推移
（充てん／高圧注入ポンプ1台の場合） ……10-7-33
第7.1.1.18図　高圧注入流量の推移
（充てん／高圧注入ポンプ1台の場合） ……10-7-33
第7.1.1.19図　１次冷却系保有水量の推移
（充てん／高圧注入ポンプ1台の場合） ……10-7-34
第7.1.1.20図　原子炉容器内水位の推移
（充てん／高圧注入ポンプ1台の場合） ……10-7-34
第7.1.1.21図　燃料被覆管温度の推移
（充てん／高圧注入ポンプ1台の場合） ……10-7-35
第7.1.1.22図　１次冷却材圧力の推移（開始が早くなる場合） ……10-7-36
第7.1.1.23図　１次冷却材温度の推移（開始が早くなる場合） ……10-7-36
第7.1.1.24図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合） ……10-7-37
第7.1.1.25図　１次冷却系保有水量の推移（開始が早くなる場合） ·10-7-37
第7.1.1.26図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合） ··10-7-38
第7.1.1.27図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合） ……10-7-38
第7.1.1.28図　１次冷却材圧力の推移（開始が遅くなる場合） ……10-7-39

第7.1.1.29図　１次冷却材温度の推移（開始が遅くなる場合）……10-7-39
第7.1.1.30図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）……10-7-40
第7.1.1.31図　１次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）·10-7-40
第7.1.1.32図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）··10-7-41
第7.1.1.33図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）……10-7-41
第7.1.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略
系統図……10-7-81
第7.1.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（判定
プロセス）……10-7-82
第7.1.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「外部
電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷
却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の事象進展）·10-7-84
第7.1.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（「外部
電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷
却機能喪失」の事象進展）……10-7-85
第7.1.2.5 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電
源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却
機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）……10-7-86
第7.1.2.6 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間（外部電
源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却
機能喪失）……10-7-88
第7.1.2.7 図　１次冷却材圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-90
第7.1.2.8 図　１次冷却材温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-90
第7.1.2.9 図　１次冷却系保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-91
第7.1.2.10図　蓄圧注入流量積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-91
第7.1.2.11図　漏えい流量と注水流量の推移

（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-92
第7.1.2.12図　ＲＣＰシール部からの漏えいのクォリティの推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-92
第7.1.2.13図　１次冷却材流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-93
第7.1.2.14図　炉心出口流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-93
第7.1.2.15図　炉心上端ボイド率の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-94
第7.1.2.16図　原子炉容器内水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-94
第7.1.2.17図　燃料被覆管温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-95
第7.1.2.18図　２次冷却系圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-95
第7.1.2.19図　主蒸気逃がし弁流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-96
第7.1.2.20図　蒸気発生器２次側保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-97
第7.1.2.21図　蒸気発生器水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-97
第7.1.2.22図　補助給水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-98
第7.1.2.23図　崩壊熱と２次冷却系除熱量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-98
第7.1.2.24図　原子炉格納容器圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-99
第7.1.2.25図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-99
第7.1.2.26図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移

（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-100
第7.1.2.27図　原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）……10-7-100
第7.1.2.28図　１次冷却材圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-101
第7.1.2.29図　１次冷却材温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-101
第7.1.2.30図　１次冷却系保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-102
第7.1.2.31図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-102
第7.1.2.32図　漏えい流量と注水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-103
第7.1.2.33図　１次冷却材流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-103
第7.1.2.34図　炉心上端ボイド率の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-104
第7.1.2.35図　原子炉容器内水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-104
第7.1.2.36図　燃料被覆管温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-105
第7.1.2.37図　２次冷却系圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-105
第7.1.2.38図　主蒸気逃がし弁流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-106
第7.1.2.39図　蒸気発生器２次側保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-106
第7.1.2.40図　蒸気発生器水位の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-107
第7.1.2.41図　補助給水流量の推移

（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-107
第7.1.2.42図　崩壊熱量と２次冷却系除熱量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）……10-7-108
第7.1.2.43図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが
発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作開始の時間
余裕確認）……10-7-109
第7.1.2.44図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが
発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作開始の時間
余裕確認）……10-7-109
第7.1.2.45図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが
発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作開始の時間
余裕確認）……10-7-110
第7.1.2.46図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡ
が発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作開始の時間
余裕確認）……10-7-110
第7.1.2.47図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが
発生する場合）（アキュムレータ出口電動弁閉止
操作開始の時間余裕確認）……10-7-111
第7.1.2.48図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡ
が発生する場合）（代替炉心注水操作開始の時間余裕
確認）……10-7-111
第7.1.3.1 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の
概略系統図……10-7-125
第7.1.3.2 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）……10-7-126
第7.1.3.3 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」
の事象進展）……10-7-128
第7.1.3.4 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
（原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）10-7-129

第7.1.4.1 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等
対策の概略系統図 ……10-7-153
第7.1.4.2 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の
概要（判定プロセス） ……10-7-154
第7.1.4.3 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の
概要（「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入
失敗」の事象進展） ……10-7-156
第7.1.4.4 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要
時間（中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗）10-7-157
第7.1.4.5 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-158
第7.1.4.6 図　破断流量の推移 ……10-7-158
第7.1.4.7 図　高圧注入流量の推移 ……10-7-159
第7.1.4.8 図　低圧注入流量の推移 ……10-7-159
第7.1.4.9 図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-160
第7.1.4.10図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-160
第7.1.4.11図　格納容器最下階領域水量の推移 ……10-7-161
第7.1.4.12図　格納容器再循環サンプ水温度の推移 ……10-7-161
第7.1.4.13図　原子炉格納容器からの除熱量の推移 ……10-7-162
第7.1.4.14図　原子炉格納容器圧力の推移 ……10-7-163
第7.1.4.15図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移 ……10-7-163
第7.1.4.16図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認） 10-7-164
第7.1.4.17図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（破断口径の
影響確認） ……10-7-164
第7.1.4.18図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器内自然対流
冷却の操作時間余裕確認） ……10-7-165
第7.1.5.1 図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略
系統図 ……10-7-191
第7.1.5.2 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス） ……10-7-192
第7.1.5.3 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（「主給

水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展） ‥10-7-194
第7.1.5.4 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展） ……10-7-195
第7.1.5.5 図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗） ……10-7-196
第7.1.5.6 図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗） ……10-7-197
第7.1.5.7 図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失） ……10-7-198
第7.1.5.8 図　１次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失） ……10-7-198
第7.1.5.9 図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失） ……10-7-199
第7.1.5.10図　加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（主給水流量喪失） ……10-7-200
第7.1.5.11図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失） ……10-7-200
第7.1.5.12図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失） ……10-7-201
第7.1.5.13図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（主給水流量喪失） ……10-7-201
第7.1.5.14図　２次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失） ……10-7-202
第7.1.5.15図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失） ……10-7-202
第7.1.5.16図　２次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失） ……10-7-203
第7.1.5.17図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（主給水流量喪失）10-7-204
第7.1.5.18図　給水流量の推移（主給水流量喪失） ……10-7-204
第7.1.5.19図　原子炉出力の推移（負荷の喪失） ……10-7-205
第7.1.5.20図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失） ……10-7-205
第7.1.5.21図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失） ……10-7-206
第7.1.5.22図　加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（負荷の喪失）10-7-207
第7.1.5.23図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失） ……10-7-207
第7.1.5.24図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失） ……10-7-208
第7.1.5.25図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）10-7-208
第7.1.5.26図　２次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失） ……10-7-209
第7.1.5.27図　蒸気流量の推移（負荷の喪失） ……10-7-209

第7.1.5.28図　２次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）……10-7-210
第7.1.5.29図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）‥10-7-211
第7.1.5.30図　給水流量の推移（負荷の喪失）……10-7-211
第7.1.5.31図　１次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）（初期
定常誤差及びドップラ効果の感度確認）……10-7-212
第7.1.5.32図　１次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）（初期定常
誤差及びドップラ効果の感度確認）……10-7-212
第7.1.6.1 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策の概略
系統図……10-7-242
第7.1.6.2 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）……10-7-243
第7.1.6.3 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（6インチ破断）＋高圧注入
失敗」の事象進展）……10-7-245
第7.1.6.4 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（4インチ破断）＋高圧注入
失敗」の事象進展）……10-7-246
第7.1.6.5 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（2インチ破断）＋高圧注入
失敗」の事象進展）……10-7-247
第7.1.6.6 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（6インチ破断）＋高圧注入失敗）10-7-248
第7.1.6.7 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（4インチ破断）＋高圧注入失敗）10-7-249
第7.1.6.8 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（2インチ破断）＋高圧注入失敗）10-7-250
第7.1.6.9 図　１次冷却材圧力の推移（6インチ破断）……10-7-251
第7.1.6.10図　１次冷却系保有水量の推移（6インチ破断）……10-7-251
第7.1.6.11図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（6インチ破断）……10-7-252
第7.1.6.12図　破断流量の推移（6インチ破断）……10-7-252

第7.1.6.13図　気泡炉心水位の推移（6インチ破断）……10-7-253
第7.1.6.14図　炉心入口流量の推移（6インチ破断）……10-7-253
第7.1.6.15図　燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）……10-7-254
第7.1.6.16図　２次冷却系圧力の推移（6インチ破断）……10-7-255
第7.1.6.17図　補助給水流量の推移（6インチ破断）……10-7-255
第7.1.6.18図　主蒸気流量の推移（6インチ破断）……10-7-256
第7.1.6.19図　１次冷却材圧力の推移（4インチ破断）……10-7-257
第7.1.6.20図　１次冷却系保有水量の推移（4インチ破断）……10-7-257
第7.1.6.21図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（4インチ破断）……10-7-258
第7.1.6.22図　破断流量の推移（4インチ破断）……10-7-258
第7.1.6.23図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）……10-7-259
第7.1.6.24図　炉心入口流量の推移（4インチ破断）……10-7-259
第7.1.6.25図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）　……10-7-260
第7.1.6.26図　２次冷却系圧力の推移（4インチ破断）……10-7-261
第7.1.6.27図　補助給水流量の推移（4インチ破断）……10-7-261
第7.1.6.28図　主蒸気流量の推移（4インチ破断）……10-7-262
第7.1.6.29図　１次冷却材圧力の推移（2インチ破断）……10-7-263
第7.1.6.30図　１次冷却系保有水量の推移（2インチ破断）……10-7-263
第7.1.6.31図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（2インチ破断）……10-7-264
第7.1.6.32図　破断流量の推移（2インチ破断）……10-7-264
第7.1.6.33図　気泡炉心水位の推移（2インチ破断）……10-7-265
第7.1.6.34図　炉心入口流量の推移（2インチ破断）……10-7-265
第7.1.6.35図　燃料被覆管温度の推移（2インチ破断）……10-7-266
第7.1.6.36図　２次冷却系圧力の推移（2インチ破断）……10-7-267
第7.1.6.37図　補助給水流量の推移（2インチ破断）……10-7-267
第7.1.6.38図　主蒸気流量の推移（2インチ破断）……10-7-268
第7.1.6.39図　蓄圧注入流量積分値の推移（4インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）……10-7-269
第7.1.6.40図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）……10-7-269

第7.1.6.41図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）……10-7-270
第7.1.6.42図　１次冷却材圧力の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-271
第7.1.6.43図　１次冷却系保有水量の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-271
第7.1.6.44図　炉心入口流量の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-272
第7.1.6.45図　蓄圧注入流量積分値の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-272
第7.1.6.46図　気泡炉心水位の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-273
第7.1.6.47図　燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-273
第7.1.6.48図　１次冷却材圧力の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-274
第7.1.6.49図　１次冷却系保有水量の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-274
第7.1.6.50図　炉心入口流量の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-275
第7.1.6.51図　蓄圧注入流量積分値の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-275
第7.1.6.52図　気泡炉心水位の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-276
第7.1.6.53図　燃料被覆管温度の推移（2インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）……10-7-276
第7.1.7.1 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策の
概略系統図……10-7-298
第7.1.7.2 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）……10-7-299

第7.1.7.3 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」の事象進展） 10-7-301
第7.1.7.4 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗） ……10-7-302
第7.1.7.5 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-303
第7.1.7.6 図　１次冷却材温度（炉心部温度）の推移 ……10-7-303
第7.1.7.7 図　破断流量の推移 ……10-7-304
第7.1.7.8 図　高圧注入流量の推移 ……10-7-304
第7.1.7.9 図　低圧注入流量の推移 ……10-7-305
第7.1.7.10図　代替再循環流量の推移 ……10-7-305
第7.1.7.11図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-306
第7.1.7.12図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-306
第7.1.7.13図　格納容器最下階領域水量の推移 ……10-7-307
第7.1.7.14図　格納容器再循環サンプ水温度の推移 ……10-7-307
第7.1.7.15図　原子炉格納容器圧力の推移 ……10-7-308
第7.1.7.16図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移 ……10-7-308
第7.1.7.17図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較） ……10-7-309
第7.1.7.18図　燃料被覆管温度の推移（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５） ……10-7-309
第7.1.7.19図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間
余裕確認）（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５） ……10-7-310
第7.1.7.20図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間
余裕確認）（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５） ……10-7-310
第7.1.8.1 図　「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略
系統図（インターフェイスシステムＬＯＣＡ） ……10-7-354
第7.1.8.2 図　「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略
系統図（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発
生器隔離失敗） ……10-7-355
第7.1.8.3 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要（判定
プロセス）（インターフェイスシステムＬＯＣＡ） ·10-7-356
第7.1.8.4 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要（「イン

ターフェイスシステムＬＯＣＡ」の事象進展）……10-7-358
第7.1.8.5 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要（判定プロセス）（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-359
第7.1.8.6 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要（「蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展）……10-7-361
第7.1.8.7 図　「格納容器バイパス」の作業と所要時間（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-362
第7.1.8.8 図　「格納容器バイパス」の作業と所要時間（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）‥10-7-363
第7.1.8.9 図　１次冷却材圧力の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-364
第7.1.8.10図　１次冷却材温度の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-364
第7.1.8.11図　１次冷却系保有水量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-365
第7.1.8.12図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-365
第7.1.8.13図　１次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-366
第7.1.8.14図　１次冷却系注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-366
第7.1.8.15図　加圧器逃がし弁流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-367
第7.1.8.16図　加圧器水位の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-367
第7.1.8.17図　破断流量の推移（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-368
第7.1.8.18図　破断流クォリティの推移

（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-368
第7.1.8.19図　炉心上端ボイド率の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-369
第7.1.8.20図　燃料被覆管温度の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-369
第7.1.8.21図　蒸気発生器への給水流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-370
第7.1.8.22図　蒸気流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）……10-7-370
第7.1.8.23図　１、２次冷却系圧力の推移（蒸気発生器伝熱管
破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-371
第7.1.8.24図　１次冷却材温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損
＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-371
第7.1.8.25図　１次冷却系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管
破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-372
第7.1.8.26図　破断流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損
側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-372
第7.1.8.27図　加圧器逃がし弁流量の推移（蒸気発生器伝熱管
破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-373
第7.1.8.28図　１次冷却系保有水量の推移（蒸気発生器伝熱管
破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-373
第7.1.8.29図　炉心上端ボイド率の推移（蒸気発生器伝熱管破損
＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-374
第7.1.8.30図　加圧器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋
破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-374
第7.1.8.31図　原子炉容器内水位の推移（蒸気発生器伝熱管
破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-375
第7.1.8.32図　燃料被覆管温度の推移（蒸気発生器伝熱管破
損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-375
第7.1.8.33図　蒸気発生器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破

損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-376
第7.1.8.34図　蒸気発生器への給水流量の推移（蒸気発生器
伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-376
第7.1.8.35図　蒸気流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破
損側蒸気発生器隔離失敗）……10-7-377
第7.1.8.36図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）
（操作時間余裕確認）……10-7-378
第7.1.8.37図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器
隔離失敗）（操作時間余裕確認）……10-7-378
第7.2.1.1.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図 ……10-7-417
第7.2.1.1.2 図　格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による
静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要 10-7-418
第7.2.1.1.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ
時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器
スプレイ注入機能が喪失する事故）……10-7-419
第7.2.1.1.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」の事象進展（判定プロセス）（大破
断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及
び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）…10-7-421
第7.2.1.1.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器
過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要）（大
破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能
及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）10-7-423
第7.2.1.1.6 図　１次冷却材圧力の推移……10-7-424
第7.2.1.1.7 図　原子炉容器内水位の推移……10-7-425
第7.2.1.1.8 図　燃料最高温度の推移……10-7-425

第7.2.1.1.9 図　原子炉格納容器圧力の推移 ……10-7-426
第7.2.1.1.10図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移 ……10-7-426
第7.2.1.1.11図　原子炉格納容器圧力の推移（～4時間） ……10-7-427
第7.2.1.1.12図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（～4時間） ….10-7-427
第7.2.1.1.13図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の
分圧（絶対圧）の推移 ……10-7-428
第7.2.1.1.14図　Ｃｓ－１３７の積算放出放射能量の推移 ……10-7-429
第7.2.1.1.15図　Ｃｓ－１３７の大気放出過程 ……10-7-430
第7.2.1.1.16図　原子炉格納容器圧力の推移（溶融炉心・
コンクリート相互作用による影響確認） ……10-7-431
第7.2.1.1.17図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（溶融炉
心・コンクリート相互作用による影響確認） …..10-7-431
第7.2.1.1.18図　原子炉容器内水位の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認） ……10-7-432
第7.2.1.1.19図　原子炉格納容器圧力の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認） ……10-7-432
第7.2.1.1.20図　原子炉容器内水位の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認） ……10-7-433
第7.2.1.1.21図　原子炉格納容器圧力の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認） ……10-7-433
第7.2.1.1.22図　原子炉容器内水位の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）…10-7-434
第7.2.1.1.23図　原子炉格納容器圧力の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）…10-7-434
第7.2.1.1.24図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器内自然
対流冷却に対する水素濃度の影響確認） ……10-7-435
第7.2.1.1.25図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（格納容器
内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認）…10-7-435
第7.2.1.1.26図　原子炉格納容器圧力の推移（代替格納容器ス
プレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水操

作時間余裕確認） ……10-7-436
第7.2.1.1.27図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水操作時間余裕確認） ……10-7-436
第7.2.1.2.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 ……10-7-474
第7.2.1.2.2 図　格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の対応手順の概要 ……10-7-475
第7.2.1.2.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故） ……10-7-476
第7.2.1.2.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の事象進展（判定プロセス）（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故） ……10-7-478
第7.2.1.2.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」の事象進展（対応手順の概要）（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故） ……10-7-480
第7.2.1.2.6 図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-481
第7.2.1.2.7 図　上部プレナム気相温度の推移 ……10-7-481
第7.2.1.2.8 図　原子炉格納容器圧力の推移 ……10-7-482
第7.2.1.2.9 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移 ……10-7-482
第7.2.1.2.10図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧） ……10-7-483
第7.2.1.2.11図　原子炉下部キャビティ水量の推移 ……10-7-483
第7.2.1.2.12図　原子炉格納容器圧力の推移（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認） …10-7-484

第7.2.1.2.13図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）…10-7-484
第7.2.2.1 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-507
第7.2.2.2 図　蓄圧注入流量の推移 ……10-7-507
第7.2.2.3 図　１次冷却材圧力の推移
（アキュムレータ保持圧力の影響確認）……10-7-508
第7.2.2.4 図　１次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が早くなる場合）‥10-7-509
第7.2.2.5 図　１次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が遅くなる場合）‥10-7-509
第7.2.4.1 図　「水素燃焼」の重大事故等対策の概略系統図 ……10-7-558
第7.2.4.2 図　格納容器破損モード「水素燃焼」の対応手順
の概要 ……10-7-559
第7.2.4.3 図　「水素燃焼」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧
注入機能が喪失する事故）……10-7-560
第7.2.4.4 図　水素濃度評価の概要 ……10-7-561
第7.2.4.5 図　水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ ……10-7-562
第7.2.4.6 図　「水素燃焼」の事象進展（判定プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧
注入機能が喪失する事故）……10-7-563
第7.2.4.7 図　「水素燃焼」の事象進展（対応手順の概要）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧
注入機能が喪失する事故）……10-7-565
第7.2.4.8 図　原子炉格納容器内の水素及び水蒸気濃度の
推移（ＭＡＡＰ）……10-7-566
第7.2.4.9 図　燃料最高温度の推移（ＭＡＡＰ）……10-7-566
第7.2.4.10図　ジルコニウム－水反応割合の推移（ＭＡＡＰ）‥10-7-567
第7.2.4.11図　原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移
（ＧＯＴＨＩＣ）……10-7-567

第7.2.4.12図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）
の推移（ＧＯＴＨＩＣ）……10-7-568
第7.2.4.13図　原子炉格納容器圧力の推移（ＭＡＡＰ）……10-7-569
第7.2.4.14図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（ＭＡＡＰ）……10-7-569
第7.2.4.15図　１次冷却材圧力の推移（ＭＡＡＰ）……10-7-570
第7.2.4.16図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）
の推移（原子炉格納容器水素燃焼装置の効果に
期待する場合）……10-7-571
第7.2.4.17図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の
推移（原子炉格納容器水素燃焼装置の効果に期
待する場合）……10-7-571
第7.2.5.1 図　原子炉下部キャビティ水量の推移 ……10-7-593
第7.2.5.2 図　ベースマット侵食深さの推移 ……10-7-593
第7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）……10-7-594
第7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）……10-7-594
第7.2.5.5 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）……10-7-595
第7.2.5.6 図　ベースマット侵食深さの推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）……10-7-595
第7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）……10-7-596
第7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）……10-7-596
第7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビ
ティ直接注水操作時間余裕確認）……10-7-597
第7.2.5.10図　ベースマット侵食深さの推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビ

ティ直接注水操作時間余裕確認）……10-7-597
第7.3.1.1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図 ……10-7-611
第7.3.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要
（「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」
の事象進展）……10-7-612
第7.3.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間
（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）‥10-7-613
第7.3.1.4 図　「想定事故１」の使用済燃料ピット水位低下時間
評価結果……10-7-615
第7.3.2.1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図 ……10-7-629
第7.3.2.2 図　「想定事故２」の対応手順の概要
（「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の事象
進展）……10-7-630
第7.3.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間
（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）……10-7-631
第7.3.2.4 図　「想定事故２」の使用済燃料ピット水位低下時間
評価結果……10-7-633
第7.4.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失)」の重大事故等対策の概略
系統図……10-7-654
第7.4.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失)」の対応手順の概要（「燃料
取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪
失する事故」の事象進展）……10-7-655
第7.4.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による
停止時冷却機能喪失)」の作業と所要時間（燃料
取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪
失する事故）……10-7-656
第7.4.1.4 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-657
第7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移 ……10-7-657

第7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移 ……10-7-658
第7.4.1.7 図　加圧器頂部クォリティの推移 ……10-7-658
第7.4.1.8 図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-659
第7.4.1.9 図　１次冷却系保有水量の推移 ……10-7-659
第7.4.1.10図　加圧器水位の推移 ……10-7-660
第7.4.1.11図　１次冷却材温度の推移 ……10-7-660
第7.4.1.12図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-661
第7.4.1.13図　燃料被覆管温度の推移
（炉心注水操作開始の時間余裕確認） ……10-7-662
第7.4.1.14図　１次冷却系保有水量の推移
（炉心注水操作開始の時間余裕確認） ……10-7-662
第7.4.1.15図　１次冷却系保有水量の推移（恒設代替低圧
注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認） ……10-7-663
第7.4.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の
概略系統図 ……10-7-685
第7.4.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源
が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失
し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事
象進展） ……10-7-686
第7.4.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源
が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失
し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故） ……10-7-687
第7.4.2.4 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-689
第7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移 ……10-7-689
第7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移 ……10-7-690
第7.4.2.7 図　加圧器頂部クォリティの推移 ……10-7-690
第7.4.2.8 図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-691
第7.4.2.9 図　１次冷却系保有水量の推移 ……10-7-691

第7.4.2.10図　加圧器水位の推移 ……10-7-692
第7.4.2.11図　１次冷却材温度の推移 ……10-7-692
第7.4.2.12図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-693
第7.4.2.13図　燃料被覆管温度の推移
（炉心注水操作開始の時間余裕確認） ……10-7-694
第7.4.2.14図　１次冷却系保有水量の推移
（炉心注水操作開始の時間余裕確認） ……10-7-694
第7.4.2.15図　１次冷却系保有水量の推移
（恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始
の時間余裕確認） ……10-7-695
第7.4.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の
概略系統図 ……10-7-715
第7.4.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉
冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の
事象進展） ……10-7-716
第7.4.3.3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業時間と手順
（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉
冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故） ……10-7-717
第7.4.3.4 図　１次冷却材圧力の推移 ……10-7-718
第7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移 ……10-7-718
第7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移 ……10-7-719
第7.4.3.7 図　加圧器頂部クォリティの推移 ……10-7-719
第7.4.3.8 図　高温側配管クォリティ（余熱除去系抽出口）
の推移 ……10-7-720
第7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移 ……10-7-721
第7.4.3.10図　１次冷却系保有水量の推移 ……10-7-721
第7.4.3.11図　加圧器水位の推移 ……10-7-722
第7.4.3.12図　１次冷却材温度の推移 ……10-7-722
第7.4.3.13図　燃料被覆管温度の推移 ……10-7-723

第7.4.3.14図　１次冷却系保有水量の推移
（炉心注水操作開始の時間余裕確認）……10-7-723
第7.4.4.1 図　「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略
系統図……10-7-738
第7.4.4.2 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要
（「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の
誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」
の事象進展）……10-7-739
第7.4.4.3 図　「反応度の誤投入」の作業と所要時間
（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の
誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）……10-7-740
第7.4.4.4 図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果……10-7-741

1. 安全評価に関する基本方針

1.1 基本的考え方

本発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の安全評価の目的は以下のとおりである。

(1) 安全設計の基本方針の妥当性の確認

本原子炉が固有の安全性及び安全確保のために設計した設備により安全に運転できることを示し、原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する。

(2) 立地条件の適否の確認

万一重大な事故が発生したとしても工学的安全施設により放射性物質が発電所敷地周辺へ多量に放出されるのを防止できることを示し、発電所周辺の一般公衆との離隔に関する妥当性を確認する。

原子炉の安全設計の基本方針の妥当性は「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）により、また、原子炉の立地条件の適否は「原子炉立地審査指針及びその適用に関する判断のめやすについて」（以下「原子炉立地審査指針」という。）によりそれぞれ判断されるが、これらの判断の過程で行う安全評価は「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」（以下「ＥＣＣＳ性能評価指針」という。）、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」（以下「ＲＩＥ評価指針」という。）等に基づいて行うものとする。

本原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認するために、異常状態、すなわち「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」について解析し、評価を行う。

一方、本原子炉施設の立地条件の適否を判断するための安全評価を行うに当たっては、「原子炉立地審査指針」に基づき、「重大事故」及び「仮想事故」について評価を行う。

1.1.1 運転時の異常な過渡変化

1.1.1.1 定　　義

「運転時の異常な過渡変化」とは、原子炉の運転中において原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一の故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態に至る事象をいう。

1.1.1.2 評価事象

本原子炉において評価する「運転時の異常な過渡変化」は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」（以下「ＭＳ」という。）に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1) 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

a. 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

b. 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

c. 制御棒の落下及び不整合

d. 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

(2) 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

a. 原子炉冷却材流量の部分喪失

b. 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

c. 外部電源喪失

d. 主給水流量喪失

e. 蒸気負荷の異常な増加

f. ２次冷却系の異常な減圧

g. 蒸気発生器への過剰給水

(3) 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

a. 負荷の喪失

b. 原子炉冷却材系の異常な減圧

c. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

1.1.1.3 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。

(1) 最小限界熱流束比（以下「最小ＤＮＢＲ」という。）が許容限界値以上であること。

(2) 燃料被覆管の機械的破損が生じないよう、燃料中心最高温度は燃料ペレットの溶融点未満であること。

(3) 燃料エンタルピは許容限界値以下であること。

(4) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.1 倍の圧力 18.88MPa[gage]以下であること。

上記の判断基準に対して、想定した「運転時の異常な過渡変化」ごとに更に具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

1.1.2 設計基準事故

1.1.2.1 定　　義

「設計基準事故」とは、前述の「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態であって、発生する頻度はまれであるが、発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性があり、原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要のある事象をいう。

1.1.2.2 評価事象

本原子炉において評価する「設計基準事故」は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影

響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてＭＳに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1) 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

a. 原子炉冷却材喪失

b. 原子炉冷却材流量の喪失

c. 原子炉冷却材ポンプの軸固着

d. 主給水管破断

e. 主蒸気管破断

(2) 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

a. 制御棒飛び出し

(3) 環境への放射性物質の異常な放出

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

b. 蒸気発生器伝熱管破損

c. 燃料集合体の落下

d. 原子炉冷却材喪失

e. 制御棒飛び出し

(4) 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

a. 原子炉冷却材喪失

b. 可燃性ガスの発生

1.1.2.3 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心の溶融あるいは著しい損傷のおそれがなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような二次的損傷が生じず、さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。

(1) 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能であ

ること。

(2) 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。

(3) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]以下であること。

(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力（設計圧力の 1／0.9 倍）0.261MPa[gage]以下であること。

(5) 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

上記の判断基準に対して想定した「設計基準事故」ごとにさらに具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

1.1.3 重大事故及び仮想事故

1.1.3.1 定　　義

「重大事故」及び「仮想事故」とは「原子炉立地審査指針」に基づき、原子炉立地条件の適否を評価する見地から想定する必要のある事象をいう。

1.1.3.2 評価事象

本原子炉において評価する「重大事故」及び「仮想事故」は、「安全評価指針」に基づき、以下の事象とする。

(1) 重大事故

前述の「事故」の解析結果を参考として、それらの「事故」の中から放射性物質の放出の拡大の可能性のある事故を取り上げ、技術的に最大と考えられる放射性物質の放出量を想定することとし、「安全評価指針」に従い、原子炉格納容器内放出に係る事故として原子炉冷却材喪失を、また、原子炉格納容器外放出に係る事故として蒸気発生器伝熱管破損を選定する。

(2) 仮想事故

「重大事故」として取り上げた事故について、より多くの放射性物質の放出量を仮想した事故を想定する。

1.1.3.3 判断基準

原子炉施設の立地上の妥当性の判断基準は、「重大事故」及び「仮想事故」の評価内容が「原子炉立地審査指針」に適合することである。

1.2 主要な解析条件

「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」の解析に当たって用いている基本的な解析条件及び考慮すべき事項について記載する。

1.2.1 初期定常運転条件

解析では、原子炉出力の初期値として、定格値に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差を考慮した値を用いる。また、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、定格値に定常運転時の誤差を考慮した値を用いる。

解析に使用する初期定常運転条件を第 1.2.1 表に示す。これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、ＤＮＢＲの評価では改良統計的熱設計手法[1]を使用するため、初期定常運転状態の誤差の効果は最小ＤＮＢＲの許容限界値に含まれており、初期値として定格値を用いる。

1.2.2 安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉保護設備により監視している原子炉施設の運転変数が設定値に達した場合、原子炉のトリップ信号が発信し、自動的に制御棒駆動装置に電源を供給するしゃ断器を開放する。制御棒クラスタは、電源喪失により駆動装置から切り離され、重力によって炉心へ落下する。原子炉の緊急停止動作には、信号発信遅れ、原子炉トリップしゃ断器開放時間及び制御棒クラスタ切離し時間の時間遅れがある。

解析では、原子炉トリップ信号は、原子炉施設の運転変数がトリップ限界値に達したときに発信するものとする。

このトリップ限界値は、トリップ設定点に安全側に誤差を考慮した値を用いている。

また、緊急停止動作の応答時間遅れとしては、トリップ状態に達した時点から制御棒クラスタが制御棒駆動装置を離れ落下を始めるまでの時間をとり、それぞれのトリップ信号に対して解析結果が厳しくなるように決めた値を使用する。第 1.2.2 表に解析で用いた原子炉トリップ限界値

及び応答時間を示す。

工学的安全施設作動設備が監視している運転変数が設定値に達した場合は、非常用炉心冷却設備等の工学的安全施設を作動する信号が発信する。解析では、工学的安全施設作動信号は、原子炉施設の運転変数が作動限界値に達したとき発信するものとする。この作動限界値は、作動設定値に安全側に誤差を考慮した値を用いている。また、この信号の発信には応答時間遅れとして、作動状態に達した時点から工学的安全施設を作動させるためのシーケンス開始までの時間をとり、それぞれの信号に対して解析結果が厳しくなるように決めた値を使用する。

第 1.2.3 表に解析で用いた工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を示す。

1.2.3 原子炉トリップ特性

原子炉のトリップの効果を期待する場合においては、トリップを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なトリップ遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引き抜き位置にあるものとして停止効果を考慮する。制御棒クラスタの固着は確率的には非常に小さいので、この仮定は原子炉停止系の停止能力の解析上の余裕となる。

さらに、解析では、トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度の添加は、制御棒クラスタ挿入時間と挿入時の軸方向中性子束分布に関しても安全側に考慮して、第 1.2.2 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%挿入までの時間が解析上重要であり、この時間を 1.8 秒としている。

1.2.4 反応度係数

原子炉の過渡応答は、反応度の帰還効果、とりわけ減速材温度係数あるいは減速材密度係数及びドップラ出力係数に依存する。「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」の解析では、これらの反応度係数はそれぞれの解析において安全側の値を使用する。

減速材密度係数は、出力運転状態からの解析では、サイクル初期からサイクル末期を含み、0～0.37(Δk/k)/(g/cm^3)の範囲の値を使用し、ドップラ出力係数は第 1.2.3 図に示す値を用いる。これらは、安全側に十分余裕を含み決定している。

1.2.5 解析に当たって考慮する事項

(1) 解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、当該原子炉施設の通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなる初期状態を選定する。また、解析は、原則として事象が収束し、補助給水系又は主給水系による蒸気発生器保有水の確保及び主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御設備によるほう素の添加、さらには余熱除去系の作動により、支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行う。

(2) 安全機能に対する仮定

a. 想定された事象に対処するための安全機能のうち、解析に当たって考慮するものは、原則として「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」において定めるＭＳ－１に属するもの及びＭＳ－２に属するものとする。

タービントリップ機能は作動系に高い信頼性を有する設計としているので、その作動に期待する。

解析に当たって考慮している主要な安全機能を第 1.2.4 表及び第 1.2.5 表に示す。

b. 解析に当たっては、想定された事象に加えて、「設計基準事故」に対処するために必要な系統及び機器について、原子炉停止、炉心冷却及び放射能閉じ込めの各基本的安全機能別に、解析結果を最も厳しくする機器の単一故障を仮定した解析を行う。この場合、事象発

生後短時間にわたっては動的機器について、また、長時間にわたっては動的機器又は静的機器について、単一故障を考えるものとする。ただし、事象発生前から動作しており、かつ、発生後も引き続き動作する機器については、原則として故障を仮定しない。静的機器については、単一故障を仮定したときにこれを含む系統が所定の安全機能を達成できるように設計されている場合、その故障が安全上支障のない時間内に除去又は修復ができる場合、又は、その故障の発生確率が十分低い場合においては、故障を仮定しない。

c. 事象に対処するために必要な運転員の手動操作については、適切な時間的余裕を考慮する。

d. 安全保護系の作動を期待する場合においては、安全保護系作動のための信号の種類及び信号発信時点を明確にする。

安全保護系以外の系であっても、その作動が解析の結果に有意な影響を与えるものについては、同様とする。

e. 「設計基準事故」の解析に当たって、工学的安全施設の作動を期待する場合においては、外部電源が利用できない場合も考慮する。

(3) 解析に使用するモデル及びパラメータ

解析に当たって使用するモデル及びパラメータは、評価の結果が厳しくなるように選定する。蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%までを考慮する。ただし、評価目的の範囲内で合理的なものを用いるものとする。なお、パラメータに不確定因子が考えられる場合には適切な安全余裕を見込んで解析を行う。

また、燃料の物性としては、ペレット初期密度約 95%理論密度の燃料及びペレット初期密度約 97%理論密度の燃料を考慮する。燃料ペレット熱伝導率としては、燃焼に伴い熱伝導率が低下する効果を適切に考慮する[2]。崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[3]を使用する。

1.3 解析に使用する計算プログラム

「運転時の異常な過渡変化」及び「事故」の解析に使用する計算プログラム（以下「コード」という。）の一覧表をそれぞれ第 1.3.1 表及び第 1.3.2 表に示す。表中の計算コードの概要を次に記載する。

(1) ＦＡＣＴＲＡＮ[4][5]

燃料棒の過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮは、燃料棒の過渡変化を計算する詳細な解析コードで、制御棒飛び出しのような急峻な過渡変化を取り扱えるよう燃料を十分多数の半径方向空間ノードに区分し、温度の関数である材料の物性値及び詳細な燃料ペレット－燃料被覆管ギャップの熱伝達の計算、ＤＮＢ後の過渡変化を取り扱う遷移及び膜沸騰熱伝達相関式、ジルコニウム－水反応及び材質の部分的溶融計算の模擬が可能である。

ＦＡＣＴＲＡＮの入力には、原子炉出力及び１次冷却材パラメータ（圧力、流量、温度、密度）を時間の関数として入力し、出力としては、金属被覆の燃料棒断面の温度分布の過渡変化及び被覆管の表面における熱流束の過渡変化が求められる。

(2) ＭＡＲＶＥＬ[4][5]

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬは、原子炉容器、１次冷却材高温側配管、１次冷却材低温側配管、蒸気発生器、加圧器及び加圧器サージ管を含む１次冷却系全体を適切に模擬し、6 群の遅発中性子及び反応度帰還を含む 1 点近似中性子動特性、燃料棒の熱的動特性、１次冷却材の熱水力学的挙動及び蒸気発生器内での熱伝達を計算する。制御系としては、制御棒制御系、タービンバイパス制御系、給水制御系及び加圧器圧力制御系を模擬し、さらに、必要に応じて原子炉保護設備、工学的安全施設及び化学体積制御設備等の模擬が可能である。

このコードは、特に多ループの加圧水型原子炉でループ間で異なった条件が存在する場合のプラント過渡特性解析に有効である。解析目的により、多ループプラントの物理的、熱的及び熱水力学的特性は、2 つの等価ループに分けて扱われる。

ＭＡＲＶＥＬの入力には、原子炉出力、１次冷却材温度等の初期条件、

１次冷却材体積等のプラントデータ、核特性データ、原子炉保護設備及び非常用炉心冷却設備作動限界値等を含み、出力としては、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材温度、ＤＮＢ相関式[6]に基づくＤＮＢＲ等の過渡変化が求められる。

(3) ＰＨＯＥＮＩＸ[4][5]

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸは、単一あるいは複数の１次冷却材ポンプの故障に対し個々のループ流量、炉心流量及びポンプ回転数を計算する。流量は、各々の１次冷却材ループ及び炉心に沿って１次冷却材流量の運動量平衡方程式を解くことにより計算する。この運動量平衡の式には連続の式、ポンプの運動量平衡の式及びポンプ特性を含んでいる。１次冷却材ループ数は、最大 6 ループまで模擬可能である。

ＰＨＯＥＮＩＸの入力には、慣性モーメント、揚程曲線等の１次冷却材ポンプ特性データ等を含み、出力としては、１次冷却材流量の過渡変化が求められる。

(4) ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ[4][5]

炉心動特性解析コードＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍは、炉心内の熱出力を 6 群の遅発中性子及び反応度帰還を含む 1 点近似動特性方程式により求め、特に反応度が急激に加わる事象の解析に有効である。燃料中の温度は半径方向だけの 1 次元の熱伝導方程式を、また、流路内の１次冷却材の温度、流量及び圧力は軸方向だけの 1 次元の質量、運動量及びエネルギー保存則を適用して求める。これらの変数より燃料による反応度帰還量及び１次冷却材密度による反応度帰還量を求め、これに制御棒クラスタによる反応度変化を加えた全反応度変化が 1 点近似動特性方程式の入力となり、熱出力の変化が求められる。

ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍの入力には、燃料の形状、核特性等の炉心データ、原子炉出力、１次冷却材温度等の初期条件を含み、出力としては、中性子束、１次冷却材温度等の過渡変化が求められる。

(5) ＴＨＩＮＣ－Ⅲ[7]

過渡解析に使用する熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲは、熱水力設計

計算コードＴＨＩＮＣ－Ｉに過渡解析の機能を持たせたコードであり、炉心を 3 次元的に分割して、各メッシュに対し質量、運動量及びエネルギー保存則を適用して解くものである。

ＴＨＩＮＣ－Ⅲの入力には、炉心定数に加えて、炉心入口流量、熱流束、出力等の時間変化を入力し、出力としては、炉心内冷却材温度、圧力、密度、ボイド率、ＤＮＢ相関式[6][8]によるＤＮＢＲ等の時間変化が求められる。

(6) ＴＷＩＮＫＬＥ[4][5]

多次元炉心動特性解析コードＴＷＩＮＫＬＥは、主に反応度事故に対し、空間及び時間依存中性子束の動特性変化を解析する詳細な解析コードである。中性子束の動特性解析はエネルギー2 群拡散方程式を解く。

遅発中性子は 6 群で模擬する。さらに、6 領域からなる燃料ペレット－被覆管－１次冷却材燃料棒熱伝達モデル及び縦軸方向を中性子束の動特性解析と同じメッシュ点で解く１次冷却材熱水力モデルを含む。ドップラ、減速材等の負帰還効果は空間依存として扱い、1 点近似動特性モデルと異なって、各メッシュ点で吸収断面積の補正をすることにより考慮されている。

ＴＷＩＮＫＬＥの入力には、各メッシュでの中性子断面積、実効増倍率、入口温度、圧力、流量等の時間変化が入れられ、出力としては、中性子束レベル、中性子束分布及び炉心熱系の応答が空間及び時間依存で求められる。

(7) ＳＡＴＡＮ－Ｍ[9][10]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍは、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解き、１次冷却系配管破断時における各ノード内冷却材の圧力、エンタルピ、密度、ノード間の流量等を算出するものであり、平均及び高温領域炉心状態、１次冷却材ポンプ状態、出力変化、破断口流出流量、原子炉トリップ、非常用炉心冷却設備状態等の諸量の模擬が含められている。

蓄圧注入系の評価で注入水バイパス量を求める必要がある場合にはバイパス終了時間を求め、その時間までに蓄圧タンクより注入された水が

炉心をバイパスするものとする。このバイパス終了時間は、ドリフトフラックスモデルにより計算される注入水が原子炉容器ダウンカマを下降し始める時間である。

ＳＡＴＡＮ－Ⅿの入力には、原子炉出力、１次冷却材温度等初期状態を指定する運転パラメータ、系の形状及び水力学的諸量、核特性データ及び燃料状態を指定する炉心データ、原子炉保護設備と非常用炉心冷却設備作動限界値及び動作特性パラメータ、１次冷却材ポンプ特性曲線、破断想定の位置、断面積及び体様等の条件を含み、主要な出力はブローダウン各時点における炉心圧力、炉心流量、エンタルピ等の燃料棒熱解析に必要な諸量、リフィル解析の初期条件となる蓄圧タンク残存水量、蓄圧タンク圧力、蒸気発生器２次側状態量、原子炉容器内残存水量、原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギー放出量である。

(8) ＳＡＴＡＮ－Ⅵ[11]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅵは、原子炉格納容器健全性評価におけるブローダウン現象を模擬するものであり、大破断ブローダウン解析用ＳＡＴＡＮ－Ⅿと同等なコードである。

ＳＡＴＡＮ－Ⅵの入力には、ＳＡＴＡＮ－Ⅿと同様の諸量を含み、主要な出力はブローダウン各時点における原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギー放出量である。

(9) ＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ ＬＯＣＡ）[10][12]

小破断ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ ＬＯＣＡ）は、小破断時の現象を考慮して気水分離現象及びノード間の水頭差がより正確に算出できるように、大破断ブローダウン解析用ＳＡＴＡＮ－Ⅿに機能追加を行ったコードである。

ＳＡＴＡＮ－Ⅿ（Ｓｍａｌｌ ＬＯＣＡ）の入力には、ＳＡＴＡＮ－Ⅿと同様の諸量を含み、主要な出力はブローダウン各時点における炉心圧力、炉心流量、気泡炉心水位等の燃料棒熱解析に必要な諸量である。

(10) ＷＲＥＦＬＯＯＤ[9][10][11]

リフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤは、非常用炉心冷却

設備性能評価においてはリフィル期間、また、原子炉格納容器健全性評価においてはリフィル及び再冠水期間における１次冷却系全体の模擬をＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵに引き続き行う。

リフィル期間はバイパス終了後、非常用炉心冷却設備からの注入により、原子炉容器下部プレナムが満水になるまでを模擬する。

再冠水期間は炉心において発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴のループを通過しての原子炉格納容器への放出が主な現象であるから、ループ内における流量は分岐点及び注入点以外は一様として運動量方程式を解く方法を用いている。ただし、各場所における圧力が一様でないことを考慮するため、１次冷却系をノードに区分して模擬する。また、流体のエンタルピ変化に対しては、原子炉容器ダウンカマ及び下部プレナムでの器壁からの伝熱、炉心内における崩壊熱及びその他の残留熱の放出、蒸気発生器内における２次側からの伝熱が考慮されている。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算されるＣＯＣＯ（後述）の出力として与えられる。

ＷＲＥＦＬＯＯＤの入力には、系の形状及び水力学的諸量、非常用炉心冷却設備の動作特性パラメータ、蓄圧タンク及び原子炉容器残存水量、蒸気発生器２次側状態量等を含み、主要な出力は再冠水解析に必要な再冠水開始時刻（注入水によって下部プレナムが満水になる時刻)、再冠水開始時の蓄圧タンク残存水量等の諸量、原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギー放出量である。

(11) ＢＡＳＨ－Ｍ[9][10]

再冠水解析コードＢＡＳＨ－Ｍは、非常用炉心冷却設備性能評価において、再冠水期間における１次冷却系全体の模擬を行い、燃料被覆管最高温度を計算するための燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ等を算出する。ＢＡＳＨ－Ｍは大別して炉心部の流動・伝熱モデルとその他の１次冷却系流動モデルからなる。

炉心部の流動・伝熱モデルでは、平均出力に対応した燃料棒内の熱

伝導方程式を解く部分と、流体挙動を質量、エネルギー保存則とドリフトフラックスモデルにより解く部分からなるが、軸方向を詳細にノード分割し、熱伝達モデルを介在することで、両者は結合され、各ノードにおける流量、ボイド率、エンタルピ等が算出される。熱伝達モデルとしては、以下の体様が含まれ、各位置の流動状況に応じて使用される。

a. 液相への強制対流熱伝達

b. 核沸騰熱伝達

c. 遷移沸騰熱伝達

d. 膜沸騰熱伝達

e. 液滴へのふく射熱伝達

f. 蒸気への強制対流熱伝達

g. 蒸気へのふく射熱伝達

１次冷却系流動モデルは、炉心部の流動・伝熱モデルより、炉心出口質量流量、エネルギー流量等を受け渡され、ＳＡＴＡＮ－Ｍと同様に、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解き、各ノード内冷却材の圧力、エンタルピ、密度、ノード間の流量等を算出し、炉心部の流動・伝熱モデルへ炉心入口質量流量等を受け渡す。炉心部の流動・伝熱モデルと１次冷却系流動モデルとは、このように互いに出力を受け渡しながら計算を進める。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算されるＣＯＣＯ（後述）の出力として与えられる。

ＢＡＳＨ－Ｍの入力には、系の形状及び水力学的諸量、燃料の線出力密度等再冠水開始時初期条件、非常用炉心冷却設備の動作特性パラメータ等を含み、主要な出力は燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ、原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギー放出量である。

(12) ＣＯＣＯ[9][10][11]

原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯは、原子炉格納容器内を気相系と液相系に大別し、各系内では状態は一様とし、各々の系につい

て質量及びエネルギー保存則を解く。

気相部の蒸気については過熱及び飽和状態、液相部の水については飽和及び未飽和状態を模擬することができ、どの状態にあるかはコード内で自動的に判定して、対応した状態方程式を用いる。また、原子炉格納容器スプレイ設備等熱除去系のみならず、原子炉格納容器内構築物との間の熱の授受もモデルに組み込まれている。

ＣＯＣＯの入力には、原子炉格納容器自由体積、構築物形状・数量等のデータ、熱除去系等の特性及び作動パラメータ、圧力、温度、湿度等の初期条件のほかに、１次冷却系からの質量流量及びエネルギー放出量が必要であるが、これらはブローダウン期間についてはＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵ、リフィル期間についてはＷＲＥＦＬＯＯＤ、再冠水期間についてはＢＡＳＨ－Ｍ又はＷＲＥＦＬＯＯＤの出力として与えられる。主要な出力は原子炉格納容器内圧の時間変化である。

(13) ＬＯＣＴＡ－Ｍ[9][10]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ｍは、ＳＡＴＡＮ－Ｍ、ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Ｍの出力を入力として、ブローダウン期間より再冠水期間に至るまでの燃料棒熱解析を行い、燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－Ｍは大別して燃料被覆管表面熱伝達係数を求める部分と燃料棒熱モデル部分からなる。

燃料被覆管表面熱伝達係数は、ブローダウン期間はＳＡＴＡＮ－Ｍの出力として与えられる炉心圧力、炉心流量、エンタルピ等から求められ、次のような体様が含まれる。

a. 核沸騰熱伝達

b. 遷移沸騰熱伝達

c. 蒸気流への強制対流熱伝達

d. 蒸気へのふく射熱伝達

リフィル期間は燃料棒間のふく射熱伝達のみを考慮し、また再冠水期間はＢＡＳＨ－Ｍの出力として与えられる炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ等を入力として、ＢＡＳＨ－Ｍの炉心部の流動・伝熱

モデルと同一のモデルを使用して、燃料被覆管表面熱伝達係数を算出する。

熱モデル部分では燃料ペレット及び燃料被覆管を半径方向及び軸方向に区分し、境界条件の下で熱発生及び熱伝導を解くが、次の影響が考慮されている。

a. 燃料ペレット内での分布を考えた熱発生

b. 燃料被覆管でのジルコニウムー水反応による熱発生

c. 温度及び酸化ジルコニウム生成に伴う諸物性値の変化

ここで、燃料被覆管が破裂したと計算された後では、燃料被覆管内面において少なくとも破裂箇所の上下各々3.8cm の範囲でジルコニウムー水反応が起こるものと仮定する。燃料被覆管と水との反応熱の評価はＯＲＮＬの実験に基づいて三菱原子力工業（株）が作成した反応速度相関式[13]により計算する。また、燃料被覆管のジルコニウムー水反応量は Baker-Just の式[14]に基づいて計算する。

燃料ペレットー燃料被覆管の間のギャップ熱伝達係数は、ギャップ内気体組成、ギャップ形状、ギャップ内気体及び周辺の温度を考慮して求められる。この場合、燃料被覆管変形の影響も考慮されている。

ＬＯＣＴＡ－Ⅿの入力には、ＳＡＴＡＮ－Ⅿ、ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Ⅿの出力のほかに燃料ペレット初期温度、線出力密度等の燃料棒に関する初期条件が含まれる。出力としては「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度、ジルコニウムー水反応量を含む。

(14) ＬＯＣＴＡ－Ⅳ[10][12]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ⅳは、ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）の出力を入力として、小破断ブローダウン期間に炉心部の水位が一時的に低下し燃料棒が露出する場合の燃料棒熱解析を行い、燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－Ⅳの解析モデルは大破断解析用コードＬＯＣＴＡ－Ⅿのブローダウン期間の解析モデルと基本的に同じである。

ＬＯＣＴＡ－Ⅳの入力には、ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣ

Ａ）の出力のほかに燃料ペレット初期温度、線出力密度等の燃料棒に関する初期条件が含まれる。出力としては「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度、ジルコニウムー水反応量を含む。

(15) その他のコード

原子炉格納容器内に浮遊する核分裂生成物からのγ線による線量の計算には線量計算コードＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧ及びＳＰＡＮを使用するが詳細は「4.1.1.4 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による線量」で述べる。

また、特に中性子束分布の歪を考慮しなければならない事象については、核設計計算コードＡＮＣ[15]を使用して、燃焼度の関数としての２群群定数等を入力とし、３次元拡散計算を行い、減速材密度、キセノン濃度及びドップラ効果の空間分布を考慮した出力分布を求める。

1.4 参考文献

(1) 「改良統計的熱設計手法について」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１００９　改１
三菱重工業、平成１２年

(2) 「三菱ＰＷＲ高燃焼度化ステップ２燃料の機械設計」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０２１　改５
三菱重工業、平成１５年

(3) 「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１０　改２
三菱重工業、平成１４年

(4) 「三菱ＰＷＲの事故解析計算コードの概要」
ＭＡＰＩ－１０１７　改２
三菱原子力工業、昭和５２年

(5) 「三菱ＰＷＲの事故解析コードの検証」
ＭＡＰＩ－１０５８
三菱原子力工業、昭和５５年

(6) 「三菱新ＤＮＢ相関式（ＭＩＲＣ－１）について」
ＭＡＰＩ－１０７５　改３
三菱重工業、平成１２年

(7) 「ＴＨＩＮＣ－Ⅲコードの概要」
ＭＡＰＩ－１０７２
三菱原子力工業、昭和５９年

(8) 「ＤＮＢ相関式について」
ＭＡＰＩ－１０２９　改２
三菱重工業、平成１２年

(9) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」
ＭＡＰＩ－１０３５　改８
三菱重工業、平成１１年

(10) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」
ＭＡＰＩ－１０６３　改２

三菱原子力工業、平成２年

(11) 「三菱ＰＷＲ原子炉格納容器内圧評価解析手法」

ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１６

三菱重工業、平成１２年

(12) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（小破断時）」

ＭＡＰＩ－１０４１　改７

三菱重工業、平成１１年

(13) 「ジルコニウム－水蒸気反応速度式」

ＭＡＰＩ－１０５７　改１

三菱原子力工業、昭和５６年

(14) 「Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures, Ⅲ. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium-Water Reaction」

L. Baker, L. C. Just, ＡＮＬ－６５４８, １９６２

(15) 「三菱ＰＷＲの新核設計手法と信頼性」

ＭＡＰＩ－１０８７　改５

三菱重工業、平成１０年

第 1.2.1 表　解析に使用する初期定常運転条件

	定　格　値	定　常　誤　差
原　子　炉　出　力	2,440MWt	±2%
1 次冷却材平均温度	305.7℃	±2.2℃
原　子　炉　圧　力	15.41MPa[gage]	±0.21MPa

第 1.2.2 表　解析に使用する原子炉トリップ限界値及び応答時間

原子炉トリップ信号	解析に使用するトリップ限界値	応答時間 (秒)
出力領域中性子束高 (高設定)	118%（定格出力値に対して）	0.5
出力領域中性子束高 (低設定)	35%（定格出力値に対して）	0.5
過大温度ΔＴ高	第 1.2.1 図	6.0
過大出力ΔＴ高	第 1.2.1 図	6.0
原子炉圧力高	16.61MPa[gage]	2.0
原子炉圧力低	12.83MPa[gage]	2.0
１次冷却材流量低	87%（定格流量に対して）	1.0
１次冷却材ポンプ電源電圧低	65%（定格値に対して）	1.2
蒸気発生器水位異常低	狭域水位検出器下端水位	2.0
タービントリップ	－	1.0

第1.2.3表　解析に使用する工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間

工学的安全施設作動信号	解析に使用する作動限界値	応答時間（秒）
非常用炉心冷却設備作動信号		
a. 原子炉圧力低と 加圧器水位低の一致	11.66MPa[gage]（圧力） 水位検出器下端水位（水位）	2.0
b. 原子炉圧力異常低	10.97MPa[gage]	2.0
c. 主蒸気流量高と 主蒸気ライン圧力低の一致	注　参照（流量） 3.35MPa[gage]（圧力）	2.0
d. 原子炉格納容器圧力高	0.032MPa[gage]	2.0
主蒸気ライン隔離信号		
主蒸気流量高と 主蒸気ライン圧力低の一致	非常用炉心冷却設備作動信号のc.と同じ	2.0
原子炉格納容器スプレイ作動信号		
原子炉格納容器圧力異常高	0.140MPa[gage]	2.0

（注）主蒸気管破断で使用するが、この場合、主蒸気流量高は瞬時に発生するため、作動限界値は不要である。

第 1.2.4 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能

－運転時の異常な過渡変化

分　類	機　　能	系 統 及 び 機 器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系 非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水系 主蒸気安全弁
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源系
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービントリップ

第 1.2.5 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
－設計基準事故

分　類	機　　能	系 統 及 び 機 器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系 非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水系 主蒸気安全弁 主蒸気隔離弁 主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能）
	炉心冷却機能	非常用炉心冷却系
	放射性物質の閉じ込め機能 放射線の遮蔽及び放出低減機能	原子炉格納容器 アニュラス 原子炉格納容器隔離弁 原子炉格納容器スプレイ系 アニュラス空気再循環系 安全補機室空気浄化系
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源系
ＭＳ－２	異常状態の緩和機能	加圧器逃がし弁（手動開閉機能）
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービントリップ

第 1.3.1 表　解析に使用する計算プログラム一覧表(1)

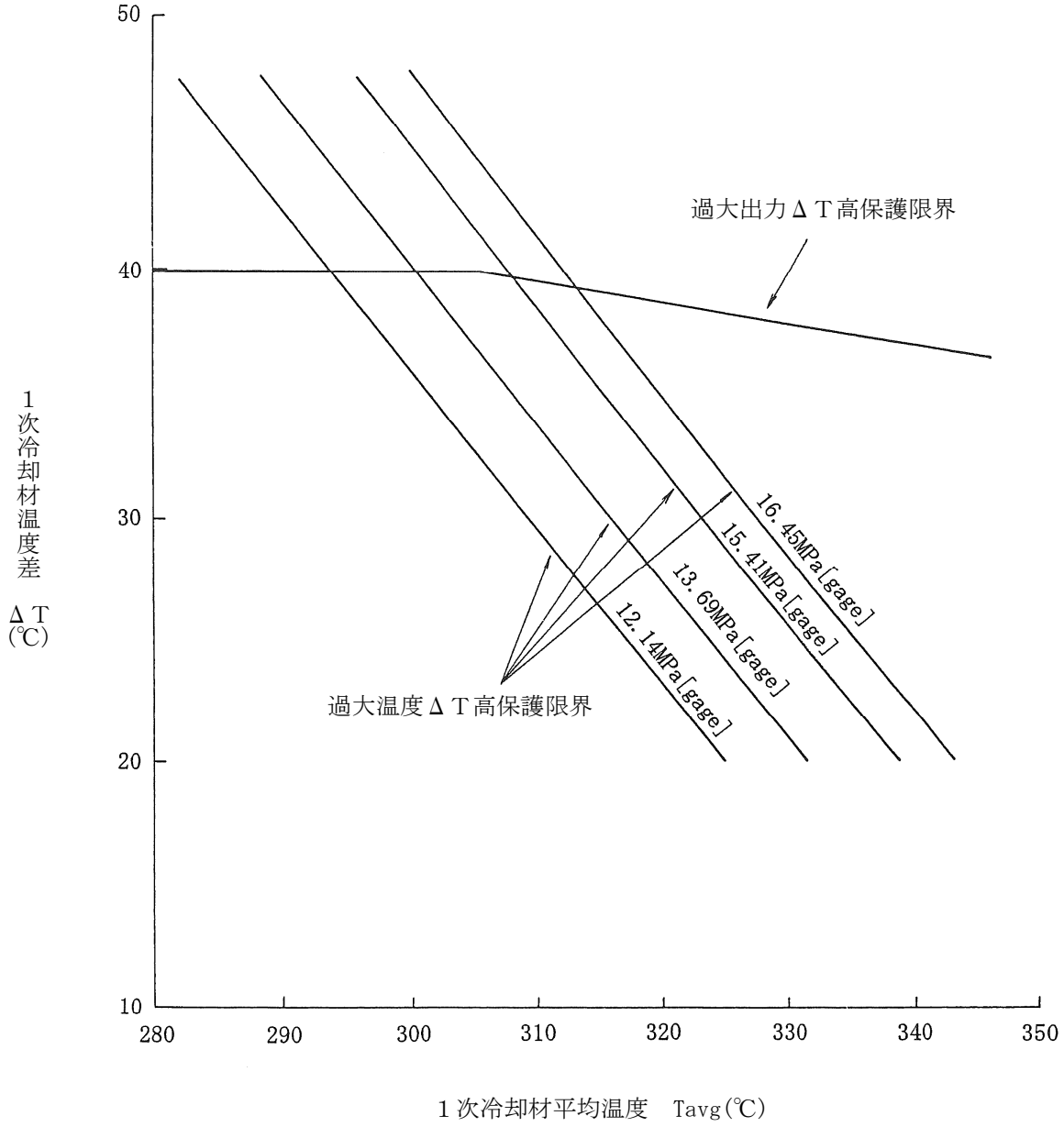
―運転時の異常な過渡変化

分　　類	解　　析　　項　　目	使用計算プログラム
炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ
	制御棒の落下及び不整合	ＭＡＲＶＥＬ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	―――
炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	ＭＡＲＶＥＬ
	外部電源喪失	―――
	主給水流量喪失	ＭＡＲＶＥＬ
	蒸気負荷の異常な増加	
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	ＭＡＲＶＥＬ
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	

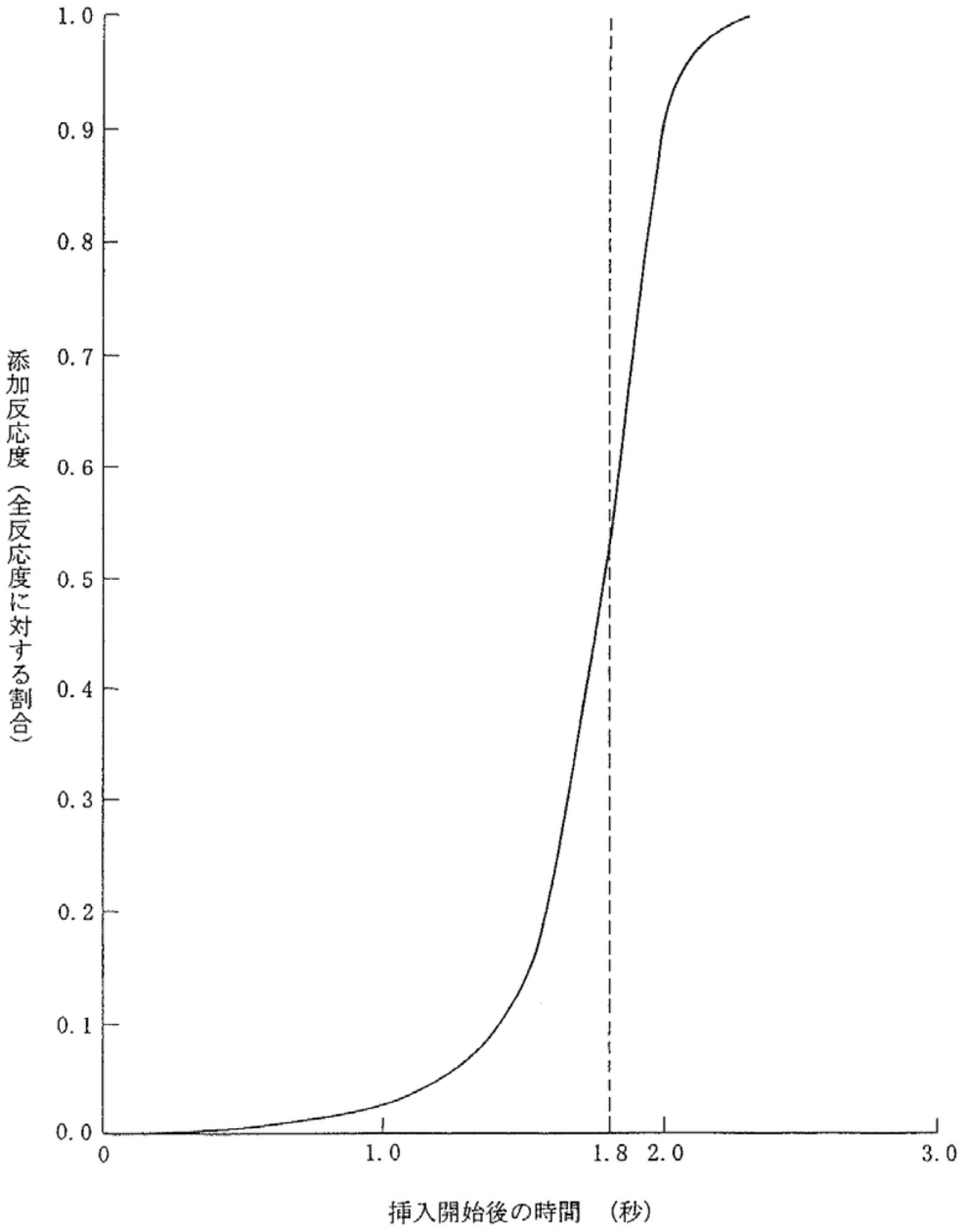
第 1.3.2 表　解析に使用する計算プログラム一覧表(2)

―事故

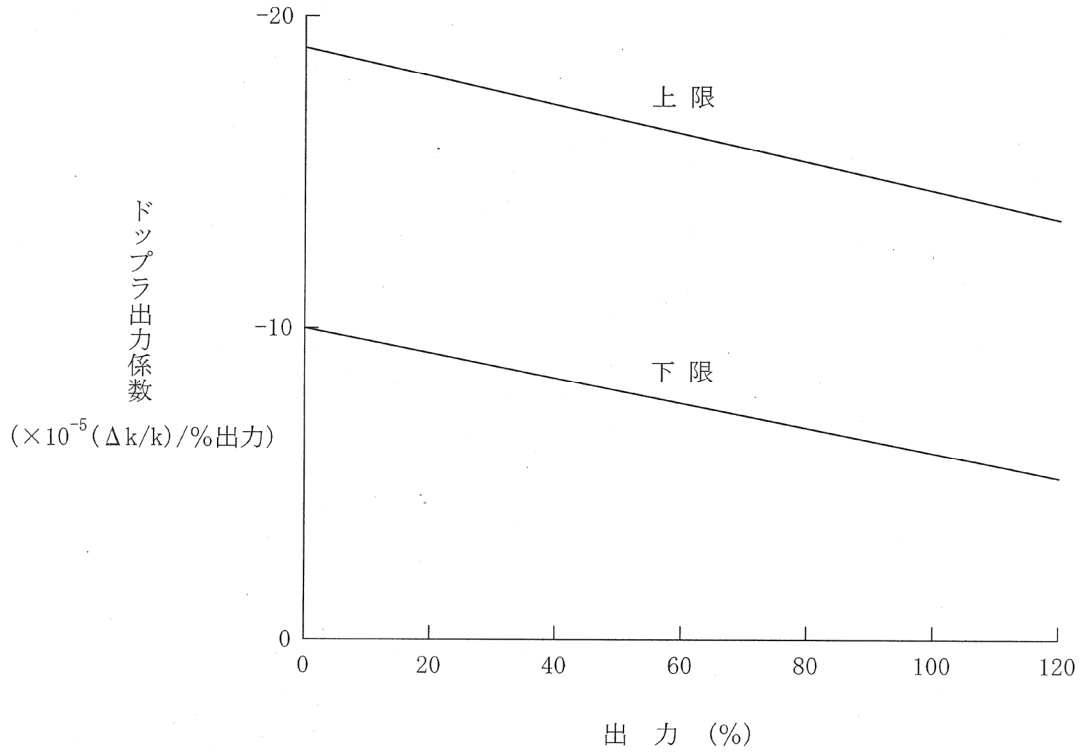
分　類	解　析　項　目		使用計算プログラム
原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	大 破 断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＢＡＳＨ－Ｍ ＬＯＣＴＡ－Ｍ ＣＯＣＯ
		小 破 断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ （Ｓｍａｌｌ ＬＯＣＡ） ＬＯＣＴＡ－Ⅳ
	原子炉冷却材流量の喪失		ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材ポンプの軸固着		
	主給水管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	主蒸気管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＡＮＣ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒飛び出し		ＴＷＩＮＫＬＥ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損		――――
	蒸気発生器伝熱管破損		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	燃料集合体の落下		――――
	原子炉冷却材喪失		ＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧ ＳＰＡＮ
	制御棒飛び出し		
原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失		ＳＡＴＡＮ－Ⅵ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＣＯＣＯ
	可燃性ガスの発生		――――



第 1.2.1 図　過大出力ΔT高及び過大温度ΔT高による保護限界図
（代表例）



第 1.2.2 図　トリップ時の制御棒クラスタ挿入による反応度添加曲線



第 1.2.3 図　解析に使用したドップラ出力係数

2. 運転時の異常な過渡変化の解析

2.1 序

本原子炉施設において発生する可能性のある「運転時の異常な過渡変化」に対して、その発生原因と防止対策及び拡大防止対策を説明し、その経過の解析及び結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

2.2 炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

2.2.1 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

2.2.1.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の起動時に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きが生じると、中性子束は急激に上昇するが、負のドップラ係数による反応度帰還効果によって抑えられる。この自己制御性は、原子炉保護設備が作動するまでの初期において、出力上昇を抑制するので重要な役割を果たす。さらに、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないよう制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動する。また、駆動の最大速度を約 114cm/min に制限している。

(3) 拡大防止対策

a. 「中間領域中性子束高」信号又は「出力領域中性子束高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止」インターロックにより制御棒クラスタの引き抜きを自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子源領域中性子束高

(b) 中間領域中性子束高

(c) 出力領域中性子束高（低設定）

(d) 出力領域中性子束高（高設定）

(e) 出力領域中性子束変化率高

2.2.1.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

炉心動特性解析コードＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍにより中性子束等の過渡応答を求め、さらに、この結果を用いて、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮによって、熱点の燃料エンタルピ等の変化を計算する。

また、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲにより炉心における急峻なボイドの生成を求め、このボイドを考慮してプラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力の変化を求める。

(2) 解析条件

a. 原子炉出力の初期値は定格値の 10^{-13} とする。

b. 初期温度条件は高温零出力状態の温度として、286.1℃とする。高温では、燃料ペレットから１次冷却材への熱伝達がよく、燃料ペレット熱容量が大きく、また、ドップラ係数の絶対値が小さいことから、ドップラ効果は小さくなるため、より低い温度条件より厳しい。また、初期の実効増倍率は 1.0 とする。これらは原子炉出力上昇を最も急峻にする。

c. 反応度添加率は、最大反応度価値を有する２つのバンクの制御棒クラスタが、最大速度（約 114cm/min）で炉心から同時に引き抜かれると想定した場合の最大反応度添加率を上回る値として、$8.6\times10^{-4}(\Delta k/k)/s$ とする。

d. 実効遅発中性子割合（β eff）は 0.75％を使用する。

e. ドップラ係数は、燃料実効温度の関数として考慮し、過渡変化の発生初期に起こる原子炉出力の最大値がより大きくなるように、安全側に絶対値が小さめの値とする。

f. 減速材温度係数は、高温停止状態から出力運転状態までの最大の値を包絡する値として $5.0\times10^{-5}(\Delta k/k)/℃$とする。燃料から１次冷却材への熱伝達は原子炉出力の変化に比較して時間遅れが大きいため、原子炉出力の初期変化に対する減速材温度係数の寄与は小さい。しかし、中性子束ピークの現れた後の出力の低下は、減速材温度係数に依存するので、この場合が最も厳しくなる。

g. 原子炉は、「出力領域中性子束高（低設定）」信号により自動停止するものとする。

h. 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピ解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値とする。

(3) 解析結果

中性子束、燃料エンタルピ及び原子炉圧力の変化を第 2.2.1.1 図に示す。中性子束は、過渡変化発生の約 9.4 秒後に「出力領域中性子束高（低設定）」信号のトリップ限界値まで上昇し、さらに、定格出力値の約 5.2 倍まで上昇するが、ドップラ反応度帰還効果によって急速に抑えられ、約 9.9 秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより、低下する。

燃料エンタルピ及びピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値は、それぞれ約 359kJ/kg･UO_2 及び約 93kJ/kg･UO_2 である。

また、原子炉圧力の最高値は、約 16.9MPa[gage]である。

なお、ピーク出力部燃料エンタルピの最大値は、約 170kJ/kg･UO_2 であり、浸水燃料の存在を仮定しても、この過渡変化による燃料棒の破裂は生じない。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.1.3 結　　論

この過渡変化において、十分厳しい結果を与える仮定をした解析においても、燃料エンタルピは燃料の許容設計限界である 712kJ/kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 170cal/g･UO_2 に相当。）を十分下回り、ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値はペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上 75,000MWd/t 程度までのＰＣＭＩ破損しきい値のめやすである 167kJ/kg･UO_2（「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」（以下「ＲＩＥ報告書」という。）に示す 40cal/g･UO_2 に相当。）を下回っており、燃料の

健全性が損なわれることはない。

また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

2.2.2.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きに伴って、原子炉出力が上昇し、１次冷却材温度が上昇して、ＤＮＢＲが低下するが、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、ＤＮＢＲが許容限界値を下回る前に、この過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないよう制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動する。また、駆動の最大速度を約 114cm/min に制限している。

(3) 拡大防止対策

a. 「出力領域中性子束高」信号、「過大温度ΔＴ高」信号又は「過大出力ΔＴ高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止」インターロックにより、制御棒クラスタの引き抜きを手動又は自動のいずれの場合にも自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 出力領域中性子束高

(b) 過大出力ΔＴ高

(c) 過大温度ΔＴ高

(d) 原子炉圧力高

(e) 加圧器水位高

(f) 出力領域中性子束変化率高

2.2.2.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求め、これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料温度を求める。

(2) 解析条件

a. ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3)とし、ドップラ出力係数は第 1.2.3 図の下限の値とする。

c. 制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率としては、最大反応度価値を有する 2 つのバンクの制御棒クラスタが、最大速度で同時に引き抜かれる場合を想定した最大反応度添加率を上回る値として、8.6×10^{-4}(Δk/k)/s とする。

d. 原子炉は、「出力領域中性子束高（高設定)」信号又は「過大温度ΔＴ高」信号のトリップ限界値に達すると、自動停止するものとする。

e. 燃料中心温度の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102%とし、最も厳しい解析結果をもたらす燃焼度を仮定する。

(3) 解析結果

制御棒クラスタの引き抜き速度が速い場合として最大の反応度添加率である 8.6×10^{-4}(Δk/k)/s とした場合の原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第 2.2.2.1 図に示す。この場合、原子炉出力が急速に上昇し、過渡変化発生の約 1.3 秒後に「出力領域中性子束高」信号のトリップ限界値に達し、約 1.8 秒後に制御棒クラスタが落下を開始する。原子炉出力の最大値は定格値の約 128%である。この自動停止は非常に早い時期に行われるの

で、原子炉圧力及び１次冷却材平均温度の変化は小さく、原子炉圧力の上昇は約 0.4MPa、最小ＤＮＢＲは約 1.69 となる。また、燃料中心温度の変化を第 2.2.2.2 図に示すが、その最高値は約 2,130℃である。

制御棒クラスタの引き抜き速度が遅い場合として最小のＤＮＢＲを与える反応度添加率 $2.5\times10^{-5}(\Delta k/k)/s$ とした場合の原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第 2.2.2.3 図に示す。この場合、過渡変化は反応度添加率が小さいため長くなるが、過渡変化発生の約 43 秒後に「過大温度ΔＴ高」信号のトリップ限界値に達し、約 49 秒後に制御棒クラスタが落下を開始する。原子炉出力の最大値は定格値の約 118%である。原子炉圧力及び１次冷却材平均温度の上昇は、制御棒クラスタの速い引き抜きの場合より大きいが、原子炉圧力の上昇は約 0.7MPa、１次冷却材平均温度の最高値は約 312℃にとどまり、過渡変化中の最小ＤＮＢＲも約 1.51 である。

また、燃料中心温度については、最高値を与える反応度添加率 $2.9\times10^{-5}(\Delta k/k)/s$ とした場合の変化を第 2.2.2.4 図に示すが、その最高値は約 2,310℃である。

反応度添加率と最小ＤＮＢＲの関係は、第 2.2.2.5 図に示すとおりで反応度添加率の全範囲にわたる最小ＤＮＢＲは、約 1.51 である。

また、反応度添加率と燃料中心温度の関係は、第 2.2.2.6 図に示すとおりで反応度添加率の全範囲にわたる燃料中心温度の最高値は約 2,310℃である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.2.3 結　　論

出力運転中の制御棒クラスタの異常な引き抜きにおいて、あらゆる反応度添加率に対して、原子炉は十分早く自動停止し、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心最高温度も溶融点（燃料

寿命初期の制限値 2,570℃）未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.3 制御棒の落下及び不整合

2.2.3.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障等により、炉心に挿入されている制御棒クラスタの配置に異常が生じ、炉心内の出力分布が変化する以下の制御棒クラスタの落下と不整合の事象を想定する。

制御棒クラスタの落下は、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が全引き抜き位置から全挿入位置に落下する事象として考える。

もし、防止対策が何らとられないとすると、低下した原子炉出力を補償するために他の制御棒クラスタが引き抜かれ、過渡変化の生じる前の出力に復帰する。この状態では炉心出力分布がひずんでおり熱水路係数が大きいため、原子炉の安全性の余裕が減少するので、その過渡変化が過大になる前に、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

制御棒クラスタの不整合は、炉心に挿入されるバンクの制御棒クラスタが挿入限界位置にあり、かつ、そのうちの 1 本の制御棒クラスタが全引き抜き位置にある不整合な状態として考える。

この場合、不ぞろいに駆動された制御棒クラスタ付近の原子炉出力は局部的に変化し、炉心出力分布は通常運転状態より悪化する。もし、防止対策が何らとられないとすると、熱水路係数が大きくなり、原子炉の安全性の余裕が減少する。

したがって、この過渡変化が過大となる前に検出され、修正されて、原子炉の安全性が確保されるよう防止対策がとられるようになっている。

(2) 防止対策

各制御棒クラスタは、バンクごとに所定の順序で駆動され、通常運転時において、それぞれの出力に対して定められた運転範囲内にあり、この範囲外の異常な制御棒クラスタパターン及び異常な位置で運転されることはない。

(3) 拡大防止対策

a. 各制御棒クラスタの位置を指示する位置指示計装を中央制御室に設ける。

b. 出力分布の非対称性は、炉外核計装又は炉内計装によって検出できる。

c. 運転員は、「制御棒位置偏差大」警報によって、同一バンクに生じた不整動作を検知できる。

d. さらに、運転員は、各々の制御棒クラスタの位置指示計の下限信号による「制御棒落下」警報によって、制御棒クラスタの落下を知ることができる。

e. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 出力領域中性子束変化率高

(b) 中間領域中性子束高

(c) 出力領域中性子束高

(d) 原子炉圧力低

2.2.3.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、制御棒クラスタ落下による原子炉出力、熱流束、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。制御棒クラスタの不整合については、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3) とし、ドップラ出力係数は第 1.2.3 図の下限の値とする。

c. 添加される負の反応度は、定格出力運転中、引き抜き上端より制御棒クラスタ 1 本が落下した場合の最大値を上回る値として、2.5×10^{-3} Δk/k をとり、瞬時に加わるものとする。

d. 制御用制御棒クラスタは、自動制御運転である場合及び手動制御運転である場合の両方について解析する。

自動制御運転の場合は、制御棒クラスタ落下により、原子炉出力、1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力は低下するが、制御棒制御系の作動により、原子炉出力と 1 次冷却材平均温度は、初期運転状態に復帰するものとする。

e. 制御棒クラスタの落下後の核的エンタルピ上昇熱水路係数($F^N_{\Delta H}$)として、1.80 を使用する。

f. 制御棒クラスタの不整合は、最も厳しい状態として、制御棒クラスタのバンクＤが挿入限界に位置し、うち 1 本の制御棒クラスタが全引き抜き位置にあるものとする。

(3) 解析結果

定格出力運転中、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が落下した場合を上回る負の反応度が添加されたときの原子炉出力、熱流束、1 次冷却材平均温度、原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第 2.2.3.1 図及び第 2.2.3.2 図に示す。

制御棒クラスタは瞬時に落下し終わるとしているので、原子炉出力及び熱流束は過渡変化の発生直後急減し、一時的に原子炉圧力及び 1 次冷却材平均温度も低下するが、その後自動制御運転の場合は、制御棒制御系の作動により回復する。

この過渡変化中に最小ＤＮＢＲは熱流束の減少とともに上昇し、熱流束が復帰するにつれ低下する。解析では、熱水路係数として制御棒クラスタ落下後の値を用い、かつ、過渡変化中一定として最小ＤＮＢＲを計算しているが、この場合でも最小ＤＮＢＲは約 1.62 である。原子炉出力の最大値は約 104％であるので、燃料中心温度は

十分溶融点未満である。また、原子炉圧力の上昇は約 0.2MPa である。

制御棒制御系が手動制御運転である場合には、原子炉圧力が低下し続け、過渡変化発生の約 76 秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 78 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより、原子炉は自動停止する。最小ＤＮＢＲはこの過渡変化中に初期値以下に低下することはない。

また、制御棒クラスタの不整合の場合においては最小ＤＮＢＲは約 1.69 である。この場合、原子炉出力の変化はないので、燃料中心温度は十分溶融点未満であり、原子炉圧力の変化もない。

自動又は手動による原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.3.3 結　　論

前述の結果のように、最も厳しい定格出力運転状態において制御棒クラスタの落下が起こり、原子炉出力が制御棒制御系の作動により定格出力へ復帰した場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

また、制御棒クラスタの不整合が生じた場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の変化はないので、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.4 原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

2.2.4.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の起動時又は出力運転中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、１次冷却材中に純水が注水され、１

次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を想定する。

プラント起動時のように原子炉が停止状態にある場合は、この反応度添加により、停止余裕が減少し臨界に至るおそれがある。出力運転時で、制御棒クラスタを自動制御している場合は、添加反応度を補償するように制御棒クラスタが挿入限界を超えて挿入されるため、必要な停止余裕を失うおそれがある。

また、制御棒クラスタの手動制御時には「2.2.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様、原子炉出力が上昇し、熱流束の増加及び１次冷却材温度の上昇によって、ＤＮＢＲの許容限界値に対する余裕が減少する。

しかし、このような過渡変化は、異常状態の発生から保護動作が必要となるまでの間には十分な時間的余裕があり、運転員の操作又は原子炉トリップにより安全に終止できる。

(2) 防止対策

a. ほう素の希釈は、ある一定量の純水を１次冷却系に注水することによって行われ、純水が設定量だけ注水され終わると、純水注入ラインの弁を自動的に閉止するので、設定値を超えるほう素の希釈は起こらない。

b. 希釈を行う場合、運転員に対して、自動補給モードから希釈モードへの切換え及び起動スイッチの操作という 2 段の手順が必要であるようにし、どちらかの手順を怠ると希釈できないようにして、運転員の不注意な希釈の可能性を小さくする設計としている。

c. 化学体積制御設備は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報又は「制御棒クラスタ挿入限界」警報によって、運転員が異常を検知し、十分修正動作がとれるよう、その最大ほう素希釈率を制限している。

(3) 拡大防止対策

a. 化学体積制御設備の故障によって、ほう酸水又は純水の流量が設定流量から外れた場合は、運転員に流量偏差大の警報で注意を

喚起するとともに、体積制御タンク入口及び／又は充てん／高圧注入ポンプ入口の補給水制御弁を自動的に閉じ、１次冷却系への補給を停止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大温度ΔＴ高

2.2.4.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

１次冷却材と希釈水は完全混合するものとし、ほう素の平衡式及び質量の平衡式を用いて計算する。

(2) 解析条件

a. プラント起動時の異常な希釈

(a) １次冷却材の体積は、解析結果が厳しくなるような値として、加圧器等を除いた１次冷却系の有効体積(201m^3)を用いる。

(b) １次冷却系への純水補給最大流量は、１次系補給水ポンプ２台運転時の全容量(81.8m^3/h)とする。

(c) １次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水（ほう素濃度2,600ppm）で満たされているものとする。

(d) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

b. 出力運転時の異常な希釈

(a) １次冷却材の体積は、プラント起動時と同様の有効体積を用いる。

(b) １次冷却系への純水補給最大流量は、充てん／高圧注入ポンプ３台運転時の全容量(37.5m^3/h)とする。

(c) 初期ほう素濃度は、大きめの反応度添加率を与えるよう、出力運転時に予想される最高濃度を上回る値として 1,900ppm とする。

(d) 反応度停止余裕は 0.0177Δk/k とする。

(3) 解析結果

a. プラント起動時の異常な希釈

この場合には、1次冷却材の初期ほう素濃度と臨界に達するほう素濃度の差が大きく、希釈率も比較的小さいため、希釈が始まってから「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報が発せられるまでに約 54 分を要し、臨界に至るまでにさらに約 13 分を要する。したがって、運転員が異常状態を検知し、原因を取り除く手段をとるのに希釈停止操作時間を考慮しても十分な時間がある。

異常の原因を除去した後は、ほう素の濃縮及び通常の運転操作により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

b. 出力運転時の異常な希釈

原子炉が自動制御出力運転にある場合は、希釈に伴う反応度添加を補償するよう、制御棒クラスタを炉心内に自動挿入する。制御棒クラスタが挿入限界に達した後、さらに希釈が続けられて、停止余裕を失うに至るまでに約 22 分を要するため、希釈停止操作時間を考慮しても「制御棒クラスタ挿入限界」警報により、運転員が異常状態を検知し、原因を取り除き、決められた手順でほう素の再濃縮を行うのに十分な時間がある。

原子炉が手動制御出力運転にあり、かつ、運転員が異常状態に対し何らの措置もとらない場合には、原子炉出力及び1次冷却材温度が上昇し、「過大温度ΔT高」信号により原子炉は自動停止する。この過渡変化は「2.2.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様で、反応度添加率（約 1.4×10^{-5}(Δk/k)/s）はこの解析で使用した範囲に含まれており、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度は溶融点未満である。また、原子炉圧力の上昇もわずかである。

異常の原因を除去した後は、手動又は自動による原子炉停止後、高温停止状態に移行し、2次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.2.4.3 結　　論

プラント起動時にほう素を誤って希釈した場合、原子炉が臨界になるまでに、運転員が「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報により異常状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間がある。また、出力運転時に制御棒クラスタを自動制御している場合も、ほう素希釈に伴い、制御棒クラスタを自動的に挿入し、必要な停止余裕が失われるまでに、運転員が「制御棒クラスタ挿入限界」警報により異常状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間がある。制御棒クラスタを手動制御している場合には自動挿入されないため、原子炉出力が上昇するが、原子炉は「過大温度ΔＴ高」信号により自動停止し、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3 炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.3.1 原子炉冷却材流量の部分喪失

2.3.1.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、１次冷却材を駆動する１次冷却材ポンプの故障等により、炉心の冷却材流量が減少する事象を想定する。具体的には、1 台の 1 次冷却材ポンプの駆動電源が喪失するものと考える。

この場合、炉心損傷のおそれのない低出力時以外は、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

１次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で 2 台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、発電機並列中、この母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源がしゃ断された場合にも直ちに外部の 275kV 送電線より給電される設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. １次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも１次冷却材流量の急速な低下を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) １次冷却材流量低

(b) １次冷却材ポンプしゃ断器開

2.3.1.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸにより１次冷却材流量コーストダウン曲線を求め、これを入力として、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力

等の過渡応答を求める。これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより、燃料被覆管表面の平均点と熱点の熱流束の変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3) とし、ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の上限の値とする。この組合せは、１次冷却材温度の上昇による原子炉出力抑制効果及びトリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

c. 原子炉の自動停止は、「１次冷却材流量低」信号によるものとする。

d. １次冷却材流量コーストダウン曲線の計算に使用する１次冷却材ポンプの慣性モーメントは、安全側の値として小さめの 3,110kg･m^2 を使用する。

e. 制御棒制御系は手動制御されているものとする。自動制御運転の場合は、１次冷却材平均温度の上昇に伴って、制御棒制御系は制御棒クラスタを挿入する方向に作用するが、その作動は無視する。

(3) 解析結果

１次冷却材ポンプ 1 台停止時の炉心流量、原子炉出力、平均点熱流束、熱点熱流束、最小ＤＮＢＲ及び原子炉圧力の変化を第 2.3.1.1 図に示す。１次冷却材流量の減少により、過渡変化発生の約 1.4 秒後に「１次冷却材流量低」信号のトリップ限界値に達し、約 2.4 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより原子炉出力は低下する。最小ＤＮＢＲは過渡変化発生の約 3.0 秒後に約 1.90 となる。また、原子炉圧力の上昇は約 0.3MPa である。

原子炉出力は上昇することはないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.1.3 結　　論

出力運転中に1次冷却材ポンプが 1 台停止した場合、残りの 2 台の1次冷却材ポンプは運転しており、さらに、停止した1次冷却材ポンプの慣性及び1次冷却材の慣性があるために、1次冷却材流量が急速に減少することはなく、炉心の熱除去能力が急激に低下するようなことはない。その結果、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.2 原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

2.3.2.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

1次冷却材ポンプ 2 台で部分負荷運転を行っている場合、停止ループは原子炉容器出入口間の圧力差により1次冷却材が逆流しているので、停止ループの低温側配管冷却材温度は運転ループの低温側配管冷却材温度と等しいが、蒸気発生器における熱伝達による温度降下のため、高温側配管冷却材温度は、低温側配管冷却材温度より低くなっている。

この過渡変化は、1次冷却材ポンプ 1 台が停止しており、原子炉が部分負荷で運転中に、ポンプ制御系の故障、誤操作等により停止中のポンプが起動され、停止ループ中の比較的低温の冷却材が炉心に注入されて反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、過渡変化が過大となる前に、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

a. 停止ループの1次冷却材ポンプを起動するときは、1次冷却材温度が炉心に異常な反応度変化を伴わない値であるように原子炉出力を下げた後、停止ループの1次冷却材ポンプを起動する操作

を行うよう厳格な運転管理を行う。

b. １次冷却材ポンプ制御装置は別々に設け、単一の故障又は誤操作で複数のポンプが起動することが無い設計としている。

c. 高出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－８）の設定値（40％）以上）では、１次冷却材ポンプは全台運転するため、原子炉冷却材系の停止ループの誤起動は起こらない。

(3) 拡大防止対策

a. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

b. １次冷却材ポンプが 1 台停止状態で出力がパーミッシブ信号（Ｐ－８）設定値を超えると原子炉トリップのブロックが解除され「１次冷却材流量低」信号で原子炉は自動停止する。

2.3.2.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材の炉心内平均温度（以下「炉心冷却材平均温度」という。）及び熱流束の過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は１ループ停止時の最大運転出力である 40％とする。また、炉心冷却材平均温度の初期値は 40％出力運転時の値とし、原子炉圧力の初期値は定格値とする。

b. 停止している１次冷却材ポンプの起動に伴い、停止ループ中の流量は 10 秒で定格流量に達するものとする。

c. 減速材密度係数は、最大値である 0.37(Δk/k)/(g/cm^3)とする。

この過渡変化においては、１次冷却材の温度低下による反応度添加を最大にするので、この値が最も厳しい。

d. ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の下限の値とする。

燃料温度の上昇による反応度増加抑制に対する寄与が小さくな

るので、この値が最も厳しい。

e. 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(3) 解析結果

解析結果を、第 2.3.2.1 図に示す。熱流束の最大値は定格値の約75％であり、炉心冷却材平均温度は、定格出力時より低い値にしかならない。したがって、最小ＤＮＢＲの許容限界値に対する余裕は定格出力時より大きい。また、燃料中心温度は十分溶融点未満である。原子炉圧力の上昇は約 0.7MPa である。

手動による原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.2.3 結　　論

部分出力運転時に１次冷却系の停止しているループの１次冷却材ポンプが起動した場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.3 外部電源喪失

2.3.3.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により外部電源が喪失する事象を想定する。

具体的には外部電源の喪失により所内補機用交流電源が喪失し、１次冷却材ポンプ、復水ポンプ等が自動停止し、１次冷却材流量や主給水流量の喪失が起こる事象として考える。

この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止する。また、補助給水系、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、原子炉自動停止後の原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

a. 3 号炉は 275kV 送電線 2 回線で送電する。送電系統の実績からみて、この 2 回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

b. 所内母線は各々独立した複数の母線で構成し、所内補機は各母線に分割して接続する。したがって、単一の母線の故障があっても全所内補機の電源が失われることはない。

c. 多重化された直流負荷に給電する 125V の非常用直流母線は各々独立した 2 系統から成り、それらは個々に蓄電池と充電装置を有し、2 系統の直流電源が失われることのないようにしている。

d. 計測制御用機器等は 115V 交流母線から供給する。この母線は独立する 2 つの 125V の非常用直流母線及び 440V の非常用低圧母線から無停電電源装置を通じて供給され、この 115V 交流母線の電圧が失われることがないようにしている。

(3) 拡大防止対策

a. 外部電源喪失時に必要な補機を作動させるために必要な容量を有するディーゼル発電機 2 台を設ける。

このディーゼル発電機は、それが接続される母線の「非常用高圧母線低電圧」信号により自動起動する。

b. 何らかの理由で制御棒駆動装置への電源が失われれば、制御棒クラスタは炉心内に重力により落下し、原子炉は自動停止する。

2.3.3.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

この過渡変化においては、定格出力運転中、所内常用電源の全部が喪失した場合が最も厳しい。この場合、過渡変化の初期は 1 次冷却材ポンプが 3 台とも自動停止するので「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」と同様である。1 次冷却材流量が低下した後は、「2.3.4 主給水流量喪失」で解析した過渡変化と同様であり、自然循環により原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱の除去は十分になされる。したがって、本事象は「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」及び「2.3.4 主給

水流量喪失」の解析で包含される。

(2) 解析条件

「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」及び「2.3.4 主給水流量喪失」解析と同様である。

(3) 解析結果

「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」の結果及び「2.3.4 主給水流量喪失」の結果が示すように、最小ＤＮＢＲは約 1.75 である。原子炉出力は上昇しないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。また、原子炉圧力の最高値は約 17.4MPa[gage]にとどまる。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.3.3 結　　論

所内電源の確保には、万全を期しており、この一部又は全部が喪失することはほとんど考えられない。たとえ何らかの理由で、１次冷却材ポンプや蒸気発生器２次側給水設備の電源が喪失したとしても、「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」の結果及び「2.3.4 主給水流量喪失」の結果が示すように、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.4 主給水流量喪失

2.3.4.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、すべての蒸気発生器への給水が停止し、原子炉からの除熱能力が低下する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止する。また、補助給水ポンプが自動起動して蒸気発生器２次側に給水し、原子炉

トリップ後の原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

主給水制御系は、すべての蒸気発生器への主給水が同時に喪失する可能性を減らすため、蒸気発生器ごとに個別に設置する。

(3) 拡大防止対策

a. 蒸気発生器 1 基への主給水が停止すると、その水位が低下し「蒸気発生器水位偏差大」の警報を発し、運転員の注意を喚起する。

b. 蒸気発生器への主給水が喪失することに備えて、電動補助給水ポンプ 2 台を設け、以下の信号により自動起動する。

(a) いずれか 1 基の蒸気発生器水位異常低

(b) すべての主給水ポンプのトリップ

(c) 非常用炉心冷却設備作動

電動補助給水ポンプは、外部電源が喪失した場合には、ディーゼル発電機により電源が供給され自動起動する。

c. さらに、タービン動補助給水ポンプ 1 台を設け、以下の信号により自動起動する。

(a) 3 基のうち 2 基の蒸気発生器水位異常低

(b) 常用高圧母線 3 母線のいずれか 2 母線の電圧低

タービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器 2 次側の蒸気により駆動する。

d. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 蒸気発生器給水流量低

(b) 蒸気発生器水位異常低

(c) 原子炉圧力高

e. 原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱の除去は、2 次側の補助給水並びに主蒸気逃がし弁若しくは主蒸気安全弁によって行われ、1 次冷却系が過大に熱膨張及び加圧される以前に十分除熱が可能である。

2.3.4.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力、蒸気発生器水位、加圧器保有水量及び１次冷却材平均温度の過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期値として原子炉出力は定格出力の 102%、加圧器保有水量は最大値（62%）、蒸気発生器水位は定格出力運転時設定水位とする。

b. 事象発生後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[1]を使用する。

c. 原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、１次冷却材は、１次冷却材ポンプの停止後コーストダウンし、その後自然循環するものとする。

d. 電動補助給水ポンプ 1 台が原子炉トリップ 60 秒後に自動起動し、3 基の蒸気発生器に合わせて 74m^3/h の流量で給水するものとする。タービン動補助給水ポンプによる補助給水は解析では無視する。

e. タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作せず、主蒸気安全弁のみ動作するものとする。

f. 原子炉圧力の評価と加圧器水位の評価では条件が異なるため、以下の 2 ケースに分けて解析を実施する。

(a) 原子炉圧力の評価では、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は圧力変化が最大となるように、それぞれ最高温度及び最低圧力とし、原子炉圧力の低減効果を持つ加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。

(b) 加圧器水位の評価では、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は１次冷却材の膨張が最大となるように、それぞれ最低温度及び最高圧力とし、加圧器水位の上昇効果を持つ加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。

(3) 解析結果

原子炉圧力を評価した場合の解析結果を第 2.3.4.1 図に示す。原子炉は過渡変化発生の約 25 秒後に「原子炉圧力高」信号のトリップ限界値に達し、約 27 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。

原子炉圧力は原子炉トリップ直後に最高となるが、加圧器安全弁の動作により最高約 17.4MPa[gage]にとどまる。

蒸気発生器水位は、主給水喪失及び原子炉トリップにより蒸気発生器内の気泡がつぶれることによって急速に低下するが、補助給水ポンプの作動によって補われ、漸次水位は回復する。また 1 次冷却材ポンプは停止するが、1 次冷却材の自然循環によって十分熱除去が可能である。1 次冷却材平均温度は上昇するが、やがて補助給水及び自然循環による熱除去が有効となり 1 次冷却材平均温度及び原子炉圧力は低下していく。

加圧器水位を評価した場合の加圧器保有水量の過渡変化を第 2.3.4.2 図に示す。原子炉は過渡変化発生の約 53 秒後に「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に達し、約 55 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。加圧器保有水量の最大値は約 33m^3（加圧器容積の約 82%）であり、加圧器は満水になることはない。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、2 次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.4.3 結　　論

このように主給水流量喪失に対して十分な防止対策がとられており、たとえこの過渡変化が発生したとしても補助給水能力により、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.5 蒸気負荷の異常な増加

2.3.5.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、１次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(2) 防止対策

負荷要求の急増に対しては、原子炉制御設備は 10%のステップ状及び 5%/min のランプ状負荷変化に追随できる。また、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁 1 個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が 2 つ以上同時に全開とならない設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. 通常運転中は中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大出力ΔＴ高

(c) 過大温度ΔＴ高

2.3.5.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. サイクル初期であるか末期であるかで、減速材密度係数が異なり、また、負荷の増加に伴い制御棒クラスタが自動的に引き抜かれるか否かにより解析結果が異なるので以下の 4 ケースに分けて解析する。

ケースＡ：手動運転・サイクル初期

ケースＢ：手動運転・サイクル末期

ケースＣ：自動運転・サイクル初期

ケースＤ：自動運転・サイクル末期

c. 減速材密度係数はサイクル初期では 0(Δk/k)/(g/cm^3)とし、サイクル末期では最大値である 0.37(Δk/k)/(g/cm^3)とする。

d. ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の下限の値とする。

燃料温度上昇による反応度増加抑制に対する寄与が小さくなるので、この値が最も厳しい。

e. 原子炉を定格出力で運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁のうち 1 個が全開となり、蒸気流量が 10%急増するものとする。

(3) 解析結果

ケースＡにおいては、原子炉出力は若干上昇するが、１次冷却材平均温度が大幅に低下するため、ＤＮＢＲは初期値からわずかに低下するのみであり、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはない。

ケースＢにおいては、減速材の反応度帰還がより大きいので原子炉出力の上昇も大きいが、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはない。

ケースＣ及びケースＤの場合、原子炉出力は制御棒クラスタの引き抜きにより上昇し、１次冷却材平均温度はプログラム値に保たれるため、ＤＮＢＲに関してより厳しい結果となる。ケースＣの解析結果を第 2.3.5.1 図に示し、ケースＤの解析結果を第 2.3.5.2 図に示す。ケースＣの最小ＤＮＢＲは約 1.76 であり、ケースＤの最小ＤＮＢＲは約 1.77 である。また、原子炉圧力の上昇は約 0.2MPa 以下である。

いずれの場合にも原子炉出力は約 111%を超えることはなく、過度な原子炉出力の上昇がないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。

手動による原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.5.3 結　　論

このような厳しい解析条件のもとでの過渡変化に対しても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.6 ２次冷却系の異常な減圧

2.3.6.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の高温停止中に、タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等の２次冷却系の弁が誤開放し、１次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。

この場合、非常用炉心冷却設備の作動により、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁 1 個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が 2 つ以上同時に全開とならない設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. 高温状態では中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大温度ΔＴ高

(c) 過大出力ΔＴ高

(d) 非常用炉心冷却設備作動

(e) 原子炉圧力低

c. 主給水による１次冷却系の過度の冷却を防止するため、「原子炉トリップ」信号と「１次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。さらに、非常用炉心冷却設備作動信号により、主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

d. 炉心にほう酸水を注入するため、以下の信号により非常用炉心冷却設備を作動させる。

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

(c) 主蒸気ライン差圧高

e. 主蒸気逃がし弁の誤開の場合は元弁、タービンバイパス弁の誤開の場合は主蒸気隔離弁を閉止することにより事象を終結できる。

2.3.6.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉圧力、炉心冷却材平均温度、蒸気流量、炉心反応度等の過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり、制御棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は、原子炉トリップ時に最大の反応度価値を有する制御棒クラスタ１本が全引き抜き位置で固着したときの値として 0.0177Δk/k とする。１次冷却材中のほう素濃度は 0ppm を仮定する。

b. 解析はサイクル末期について行う。

サイクル末期は減速材密度係数が最大になるので、１次冷却系の冷却による炉心への影響が最も大きい。

減速材密度変化による反応度効果は、第 2.3.6.1 図に示すように密度の関数として与える。

c. １次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、高温停止状態に対する値として、それぞれ 286.1℃及び 15.41MPa[gage]とする。

d. タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等２次冷却系の弁のうち、最大容量を持った弁が１個全開するものとする。

蒸気の放出量は、7.48MPa[gage]にて 403t/h とする。

e. 炉心反応度の評価では、1 台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度 20,000ppm のほう酸水を１次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原子炉圧力の評価では、２台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

また、ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、充てん／高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び１次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

f. 蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

水のキャリーオーバは、１次冷却系の冷却を減少させるので、この仮定は厳しいものである。

g. 外部電源はあるものとする。

外部電源によって１次冷却材ポンプの運転が継続され、１次冷却材流量が維持され炉心がより冷却されるので、厳しい仮定である。

(3) 解析結果

高温停止状態において 1 個の２次冷却系の弁から蒸気が放出された場合の解析結果を第 2.3.6.2 図に示す。

蒸気発生器からの蒸気放出により、蒸気発生器２次側及び１次冷却系は減圧冷却される。しかし「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号による非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値に約 225

秒で達することにより、非常用炉心冷却設備が作動して、ほう酸水が炉心に到達し、原子炉は臨界となることはなく、過渡変化は安全に終止する。

また、２台の充てん／高圧注入ポンプによりほう酸水が注入され続けたとしても加圧器安全弁の容量は、注入流量を十分上回るため、原子炉圧力が過度に上昇することはない。

この後、異常原因を除去し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.6.3 結　　論

解析結果より明らかなように、この過渡変化によって原子炉は臨界とならないので、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満である。したがって、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.7 蒸気発生器への過剰給水

2.3.7.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、給水制御系の故障、誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、１次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

主給水制御弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁 1 個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が 2 つ以上同時に全開とならない設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. 通常運転中は、中央制御室で「蒸気発生器水位」、「蒸気発生器給水流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており、早期に異常現象の発生が検知できる。

b. 蒸気発生器の水位が異常に上昇した場合には、「蒸気発生器水位異常高」信号により、タービントリップを行い、すべての主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

c. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大温度ΔＴ高

(c) 過大出力ΔＴ高

(d) タービントリップ

2.3.7.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度、蒸気発生器水位及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最大値であるサイクル末期の $0.37(\Delta k/k)/(g/cm^3)$とし、ドップラ出力係数は第 1.2.3 図の下限の値とする。

この組合せは、反応度帰還が最大であり、出力上昇は最大となる。

c. 主給水制御弁が 1 個全開し、蒸気発生器 1 基に定格流量の 200%で給水されるものとする。

d. 「蒸気発生器水位異常高」信号で、タービンは自動停止し、引

き続き「タービントリップ」信号によって原子炉は自動停止する。

また、この「蒸気発生器水位異常高」信号によって、主給水隔離弁等が全閉し、給水は停止される。

(3) 解析結果

解析結果を第 2.3.7.1 図に示す。蒸気発生器２次側への過剰給水によって、１次冷却材平均温度が低下し、減速材密度係数の正の反応度帰還で原子炉出力が上昇するが、過渡変化発生の約 44 秒後に「蒸気発生器水位異常高」信号によるタービントリップが生じ、引き続き原子炉は約 45 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。最小ＤＮＢＲは約 1.86 である。また、原子炉出力の最大値は約 106%にとどまるので、燃料中心温度は十分溶融点未満であり、原子炉圧力の上昇も約 0.2MPa である。

主給水及び原子炉の停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.7.3 結　　論

蒸気発生器２次側への過剰給水で、炉心に冷水が導入されることによって、原子炉出力は上昇するが、サイクル末期の核的に最も厳しい状態で過渡変化が発生しても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。

また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.4 原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

2.4.1 負荷の喪失

2.4.1.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、外部送電系統又はタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し原子炉圧力が上昇する事象を想定する。

タービン故障等によりタービンが自動停止する場合は、低出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－７）の設定値以下）を除き、直接原子炉トリップに至る。この場合、蒸気発生器で発生する過剰な蒸気は、タービンバイパス弁を通って復水器へ導かれ、１次冷却系の冷却は維持されるため、１次冷却材温度及び原子炉圧力はほとんど上昇せずに、この過渡変化は安全に終止できる。

定格負荷の約 50%以下の負荷喪失の場合は蒸気加減弁及びタービンバイパス弁の動作により、プラントは自動停止することなく安全に追従できる。

定格負荷の約 50%より大きい負荷喪失の場合は、タービン及び原子炉は直接自動停止することはないが、もし、原子炉の運転条件が乱され、原子炉保護設備の設定値に達すれば原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。

また、タービンバイパス系が使用できないという事態が生じれば、主蒸気安全弁が動作して１次冷却系の冷却を確保するとともに、原子炉は「原子炉圧力高」、「加圧器水位高」、「過大温度ΔＴ高」等の信号により自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。この場合、１次冷却系の過度の圧力上昇は、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の動作により防止できる。

(2) 防止対策

３号炉は 275kV 送電線 2 回線で送電する。送電系統の実績からみて、この 2 回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

(3) 拡大防止対策

a. タービントリップが生じると、低出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－７）の設定値以下）を除き、直ちに原子炉も自動停止する。

b. タービンが自動停止しても、タービンバイパス系の作動により、１次冷却系は冷却される。復水器真空度の喪失等によりタービンバイパス系が作動しない場合は、２次冷却系の圧力が上昇し、主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁が動作する。主蒸気安全弁は、２次冷却系の過度の圧力上昇を十分抑制できる容量であり、１次冷却系の冷却を確保する。

c. １次冷却材温度及び原子炉圧力が上昇した場合、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は圧力上昇の抑制効果を持つ。また、加圧器安全弁は、全負荷喪失時に加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が動作しない場合でも、主蒸気安全弁の動作とあいまって、１次冷却系の過度の圧力上昇を抑制できる逃がし容量を持つ設計としている。

d. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 原子炉圧力高

(b) 加圧器水位高

(c) 過大温度ΔＴ高

2.4.1.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は、ＤＮＢＲの評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では定格出力の 102%とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3) とし、ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の上限の値とする。

この組合せは、１次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果

と、トリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

c. 1次冷却系の冷却に対し、厳しい条件として、負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。また、この場合、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は動作しないものとし、主蒸気安全弁が動作するものとする。

d. 加圧器の圧力抑制効果については、加圧器圧力制御系に関して以下の2つの場合を考慮する。

(a) 加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作するものとする。この場合、ＤＮＢＲ低下の点で厳しくなる。

(b) 加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は動作しないものとする。この場合、原子炉圧力上昇の点で厳しくなる。

e. 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

この場合、タービン負荷に追従した制御棒クラスタの自動挿入がないので、ＤＮＢＲ低下及び原子炉圧力上昇の点からより厳しくなる。

(3) 解析結果

加圧器圧力制御系の減圧効果を考慮した場合の解析結果を第2.4.1.1図に示す。原子炉は、過渡変化発生の約12秒後に「過大温度△T高」信号のトリップ限界値に達し、約18秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止し、最小ＤＮＢＲは約1.78である。加圧器スプレイは、過渡変化の発生後直ちに作動するが、原子炉圧力は上昇し、加圧器逃がし弁が動作することにより、圧力上昇が抑えられる。

原子炉停止の遅れと、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁の不動作を仮定しているため、2次冷却系の圧力は主蒸気安全弁の設定圧力まで上昇し、主蒸気安全弁が動作する。この蒸気放出により1次冷却系は冷却される。

加圧器圧力制御系の減圧効果を無視した場合の解析結果を第2.4.1.2図に示す。原子炉は、過渡変化発生の約6秒後に「原子炉圧力高」信号のトリップ限界値に達し、約8秒で制御棒クラスタが落

下を開始することにより自動停止する。この間の原子炉圧力は、加圧器安全弁の動作により約 17.6MPa[gage]になり、「運転時の異常な過渡変化」のなかで最高となる。この場合でも原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 18.1MPa[gage]にとどまる。

また、いずれの場合にも原子炉出力は上昇しないので燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.4.1.3 結　　論

負荷の喪失が起った場合でも、主蒸気安全弁、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁の動作により、１次冷却系は過圧されることはない。さらに、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が動作しない場合でも、１次冷却系は加圧器安全弁の動作により、過度の圧力上昇を抑えることができ、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。また、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回ることはなく、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。

2.4.2 原子炉冷却材系の異常な減圧

2.4.2.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、１次冷却系の圧力制御系の故障等により、原子炉圧力が低下する事象を想定する。

具体的には、加圧器圧力制御系の加圧器逃がし弁及び加圧器スプレイ弁のうち原子炉圧力を最も低下させる効果をもつ加圧器逃がし弁１個が全開するものと考える。

この場合、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

加圧器逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁 1 個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が 2 つ同時に全開とならない設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. 通常運転中は中央制御室で、「加圧器圧力」、「加圧器水位」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「加圧器逃がし弁出口温度高」、「加圧器圧力低」等を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、元弁を閉止することにより対処できる。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 過大温度ΔＴ高

(b) 原子炉圧力低

2.4.2.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、0(Δk/k)/(g/cm^3)とする。

原子炉圧力の低下による負の反応度帰還が最小となるので、この場合が最も厳しくなる。また、反応度帰還又は炉心出力分布に関してボイドの発生による効果は考慮しない。これらの仮定により、解析でのＤＮＢＲの値は実際よりも厳しくなる。

c. ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の上限の値とする。

燃料温度低下時の正の反応度帰還を大きくするので、この場合が最も厳しくなる。

d. １次冷却材の吹出し流量は、最も厳しい加圧器逃がし弁 1 個の

定格容量の 120%とする。

e. 制御棒制御系は自動制御されているものとする。

この場合、制御棒クラスタが引き抜かれ、正の反応度が添加されるので、この過渡変化に対して、より厳しい仮定となる。

f. 出力ピーキング係数は変化しないものとする。

実際には反応度の帰還効果により、出力分布は平坦化されるので、この仮定によるＤＮＢＲの解析は実際よりも厳しい結果を与える。

(3) 解析結果

原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの解析結果を第 2.4.2.1 図に示す。原子炉出力はほぼ初期値に保たれるが、過渡変化発生の約 56 秒後に原子炉圧力低下に伴う「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 58 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより原子炉は自動停止し、最小ＤＮＢＲは、約 1.69 である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.4.2.3 結　　論

この過渡変化が生じても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料の健全性が損なわれることはない。

2.4.3 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

2.4.3.1 過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、原子炉の出力運転中に、非常用炉心冷却系が誤起動する事象を想定する。

具体的には、非常用炉心冷却設備のうち高圧注入系が起動し、ほう酸水が１次冷却系に注入され、原子炉出力が低下し、２次冷却系との出力の不一致によって１次冷却系が冷却される現象として考える。

非常用炉心冷却設備作動信号は通常原子炉トリップをもたらす。しかし、原子炉トリップを伴わずに非常用炉心冷却設備のみが誤起動する場合でも、原子炉保護設備により原子炉は自動停止する。

また、原子炉トリップ後も充てん／高圧注入ポンプにより１次冷却系にほう酸水が注入され、原子炉圧力が上昇するが、加圧器安全弁の容量は、注入流量を十分上回るため過度に圧力上昇することはなく、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

a. 非常用炉心冷却設備は

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

(c) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致

(d) 主蒸気ライン差圧高

(e) 原子炉格納容器圧力高

により自動作動するが、各信号の論理構成は多重構成としており、不必要な作動を防止している。

b. 運転員による手動作動に対しても、不注意な作動の可能性を小さくする設計としている。

(3) 拡大防止対策

a. 非常用炉心冷却設備作動信号により原子炉は自動停止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 原子炉圧力低

2.4.3.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度、蒸気流量及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、0(Δk/k)/(g/cm^3)とする。

c. ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の下限の値とする。

d. 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

制御棒制御系が自動制御されている場合は、1 次冷却材平均温度の降下に伴って制御棒クラスタが引き抜かれ過渡変化を和らげる。

e. 原子炉が出力運転中に、2 台の充てん／高圧注入ポンプにより、ほう素濃度 20,000ppm のほう酸水が各ループの低温側配管に注入されるものとする。なお、注入水の流量は 1 次冷却系の圧力とポンプの特性によって定まる値に余裕をみた値を仮定する。

f. 原子炉の自動停止は「原子炉圧力低」信号によるものとする。

(3) 解析結果

解析結果を第 2.4.3.1 図に示す。ほう酸水の注入により原子炉出力は低下するが、蒸気流量は蒸気加減弁が全開となるまで減少しない。

タービン負荷と原子炉出力の不一致は、1 次冷却材平均温度、加圧器保有水量及び原子炉圧力を低下させる。原子炉は、過渡変化発生の約 33 秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 35 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。また、最小ＤＮＢＲは初期値を下回ることはない。

原子炉トリップ後、ほう酸水が注入され続けたとしても、加圧器安全弁の容量は注入流量を十分上回るため、原子炉圧力が過度に上昇することはない。

原子炉停止後、異常原因を除去し、２次側による冷却操作等により原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

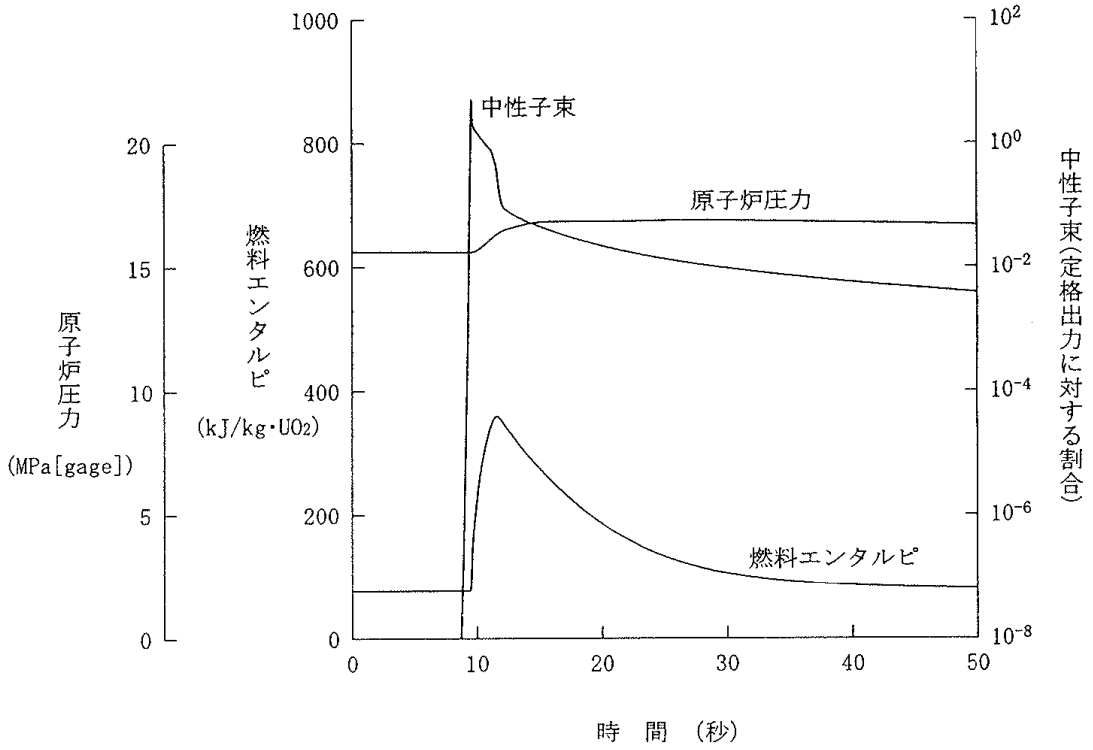
2.4.3.3 結　　論

非常用炉心冷却設備の誤起動が起こり、直ちに原子炉が自動停止しない場合でも、最小ＤＮＢＲは初期値を下回ることはなく、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇するこ

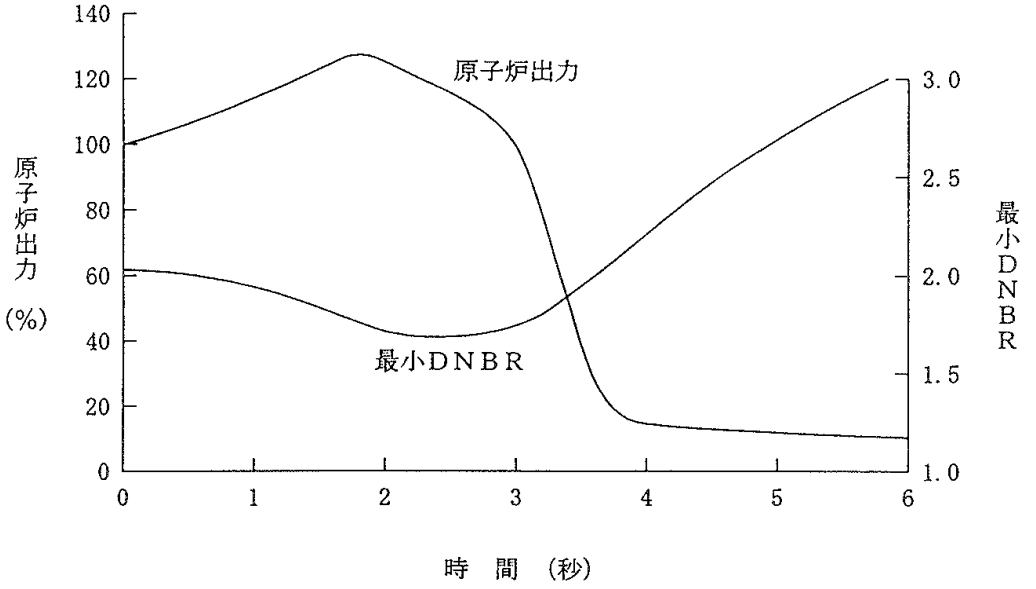
とはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

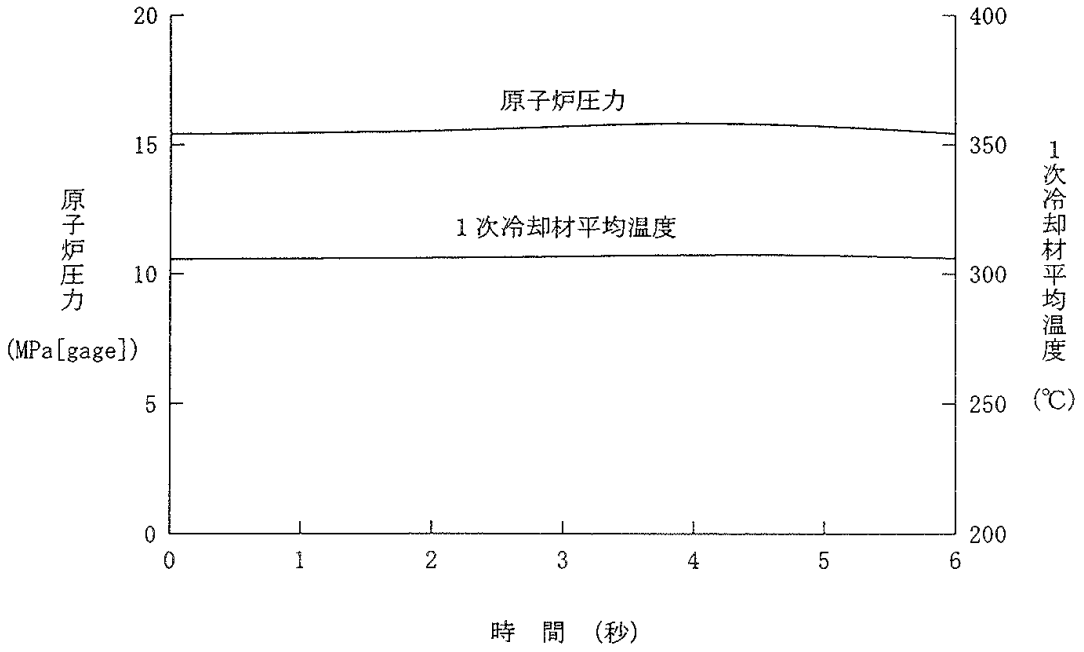
2.5 参考文献

(1) 「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１０　改２
三菱重工業、平成１４年

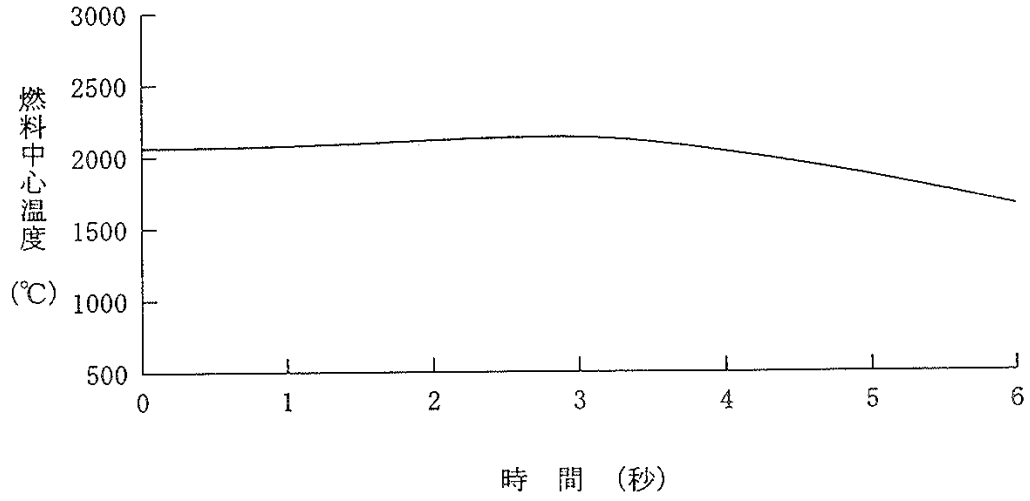


第 2.2.1.1 図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

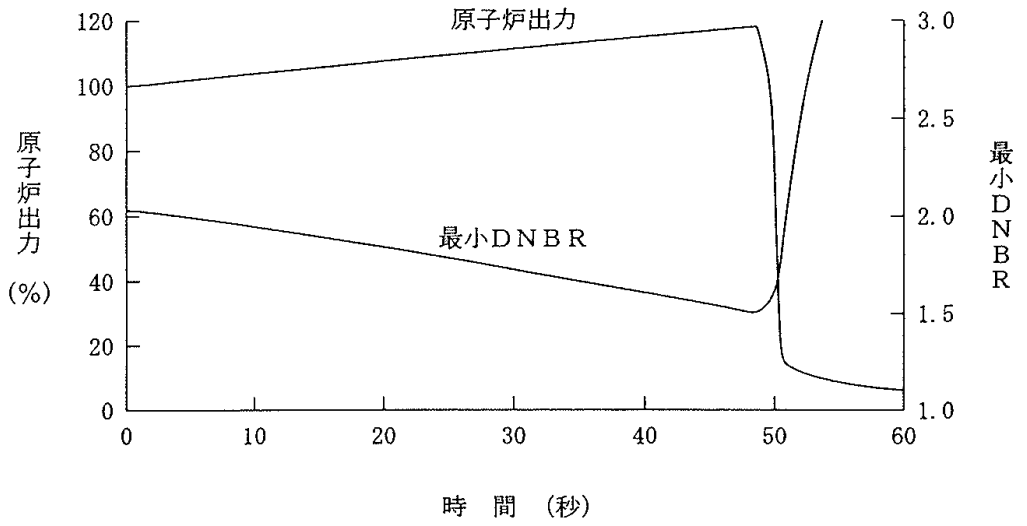


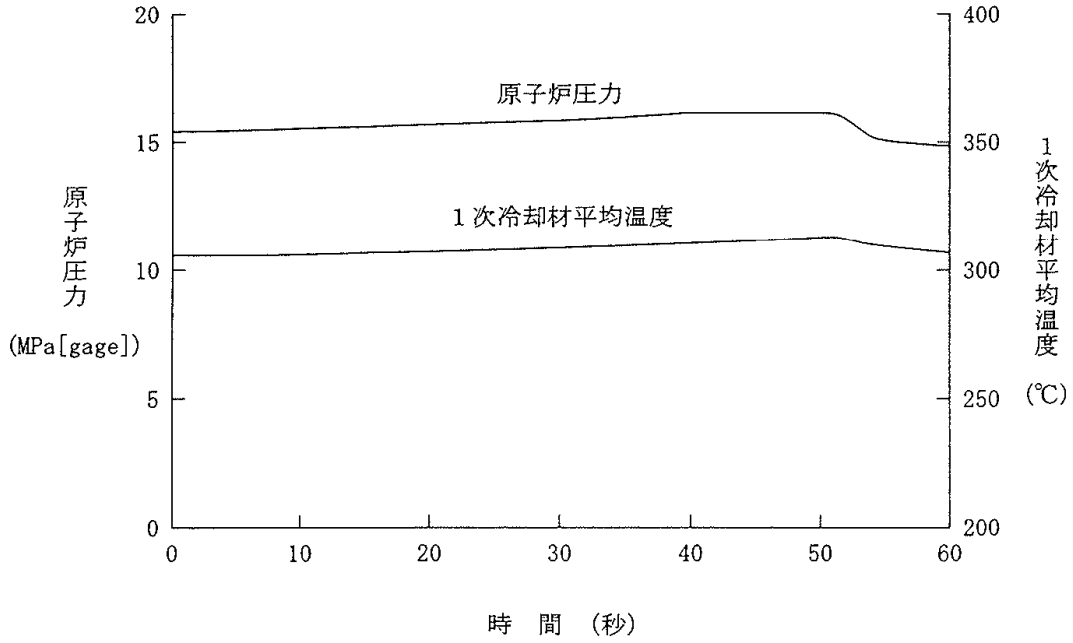


第 2.2.2.1 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(1)

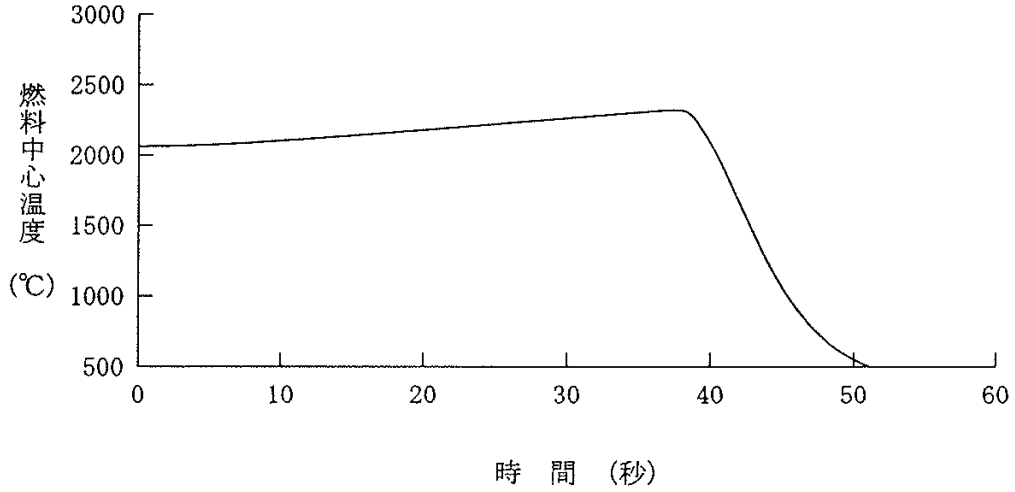


第 2.2.2.2 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(2)

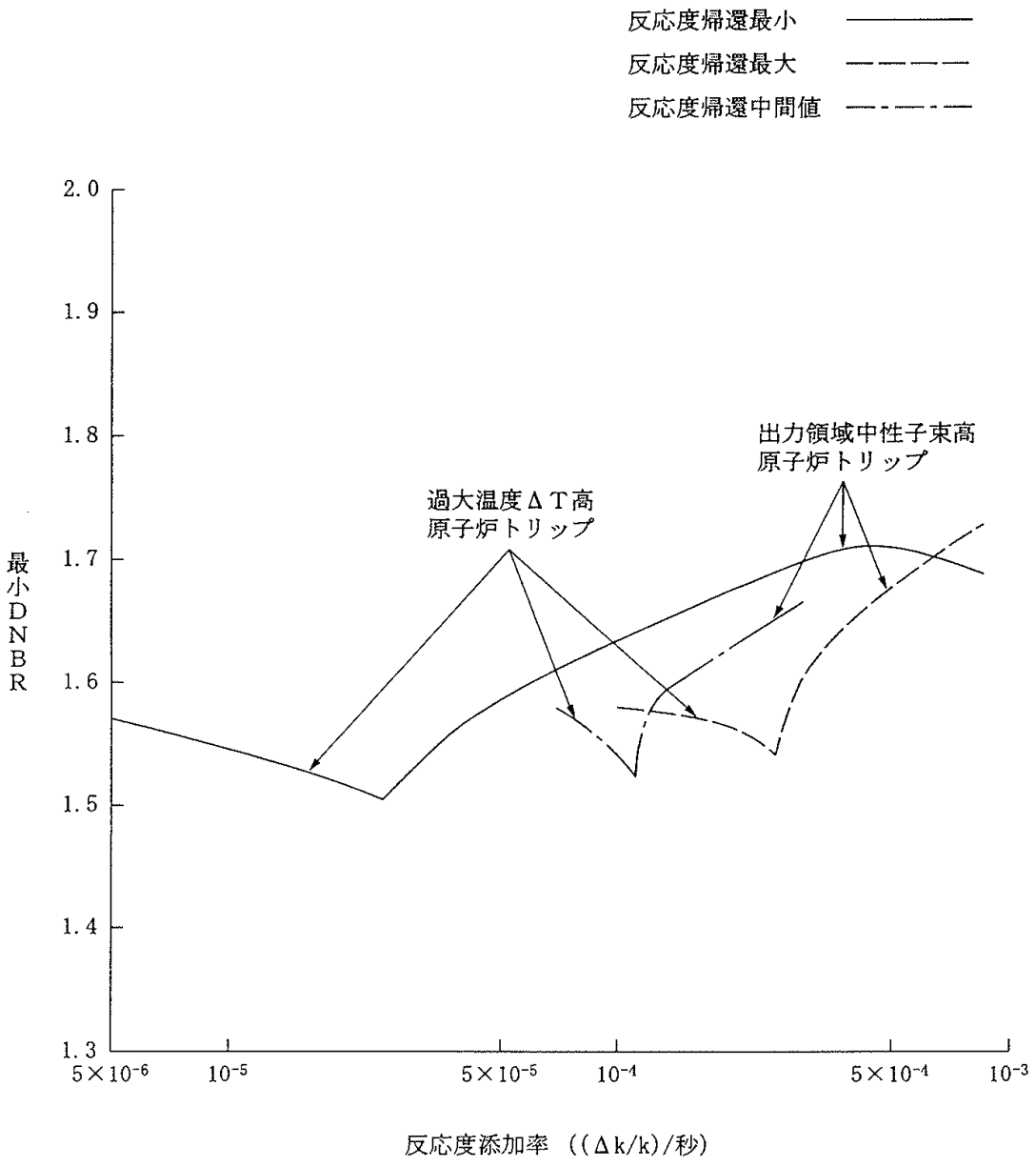




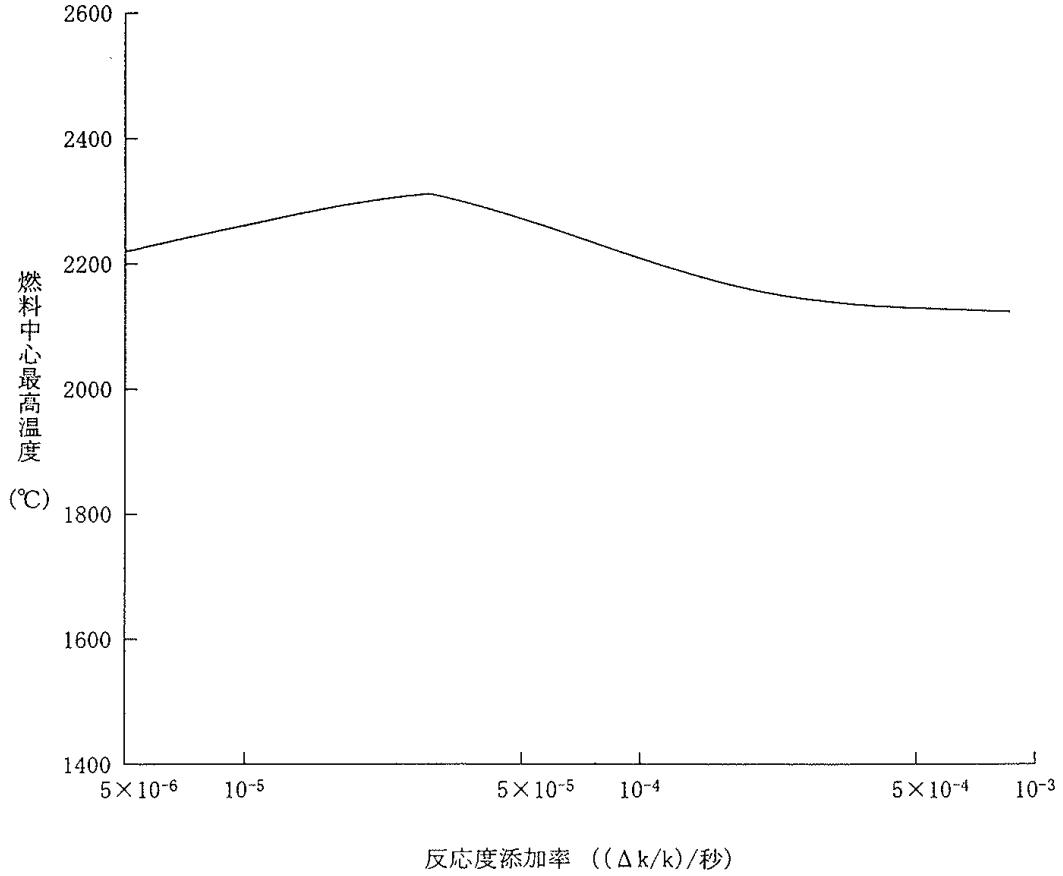
第 2.2.2.3 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(1)



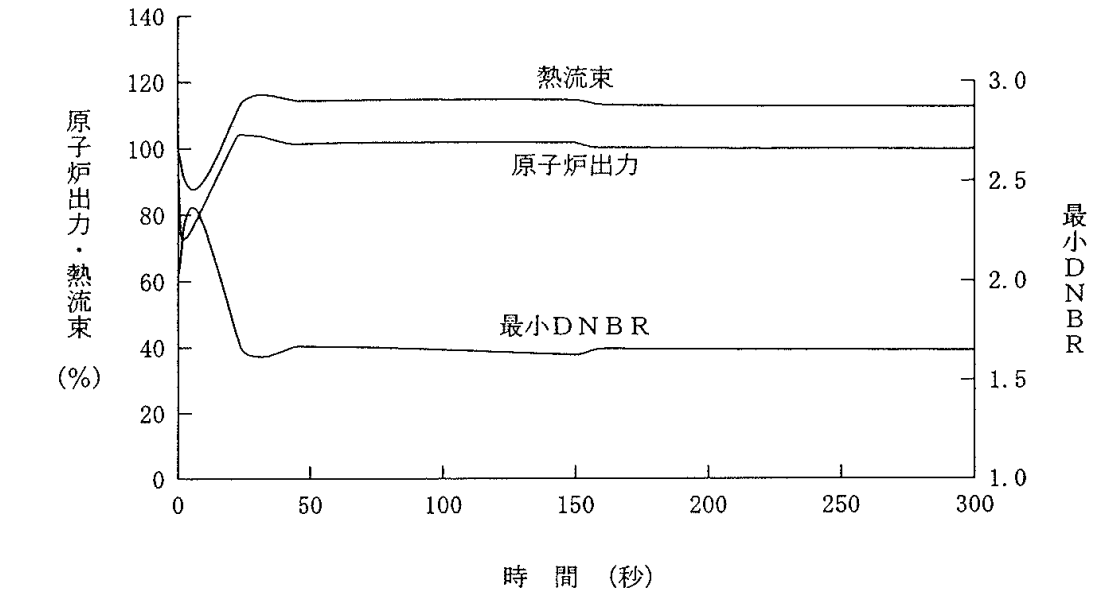
第 2.2.2.4 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(2)

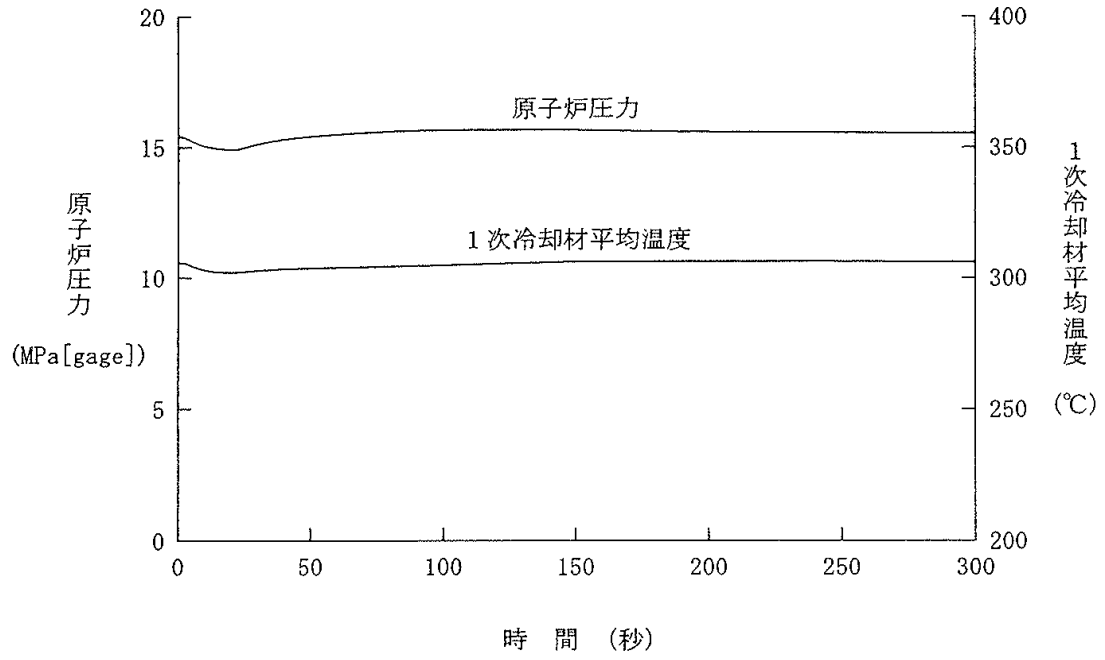


第 2.2.2.5 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き(1)

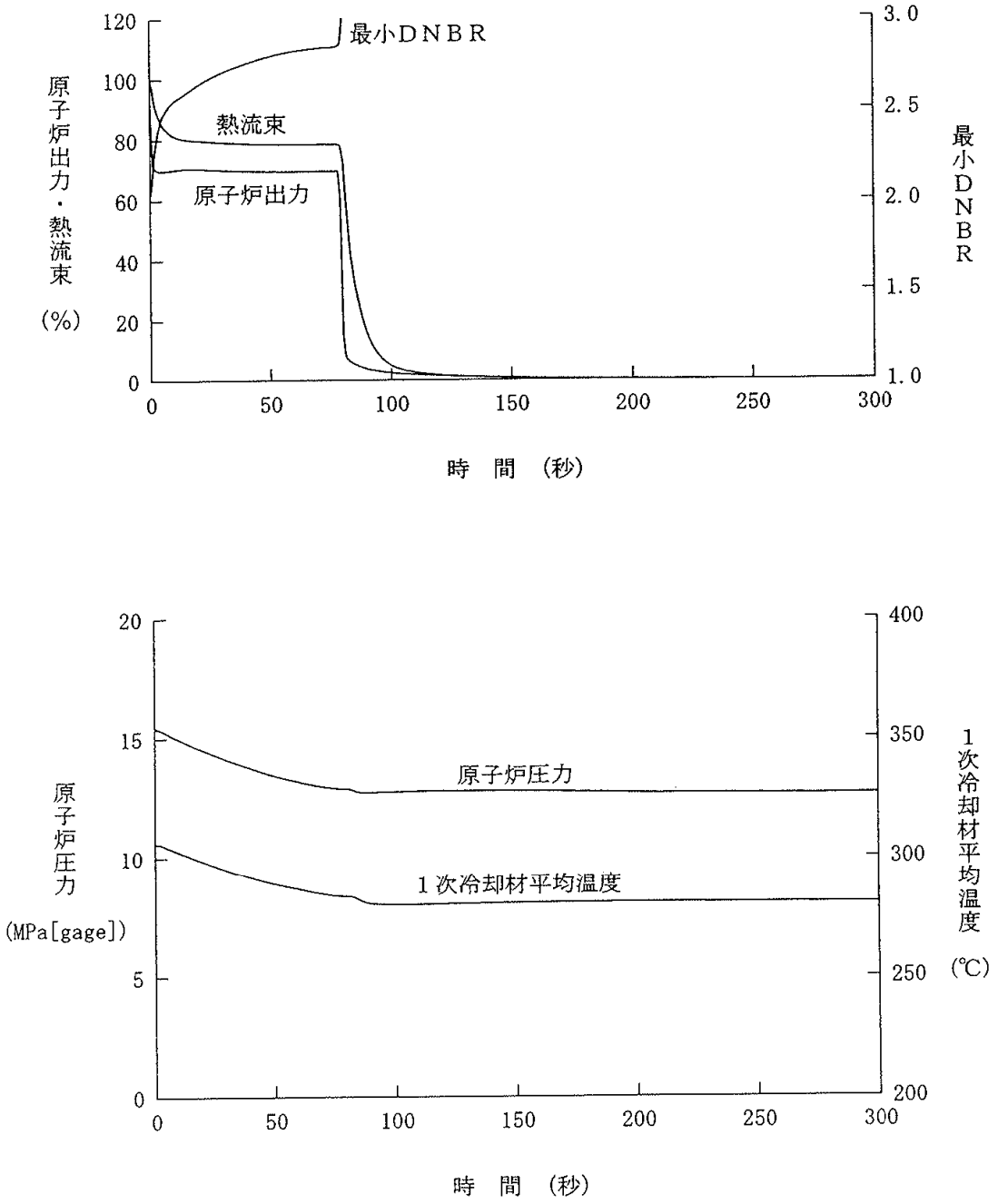


第 2.2.2.6 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き(2)

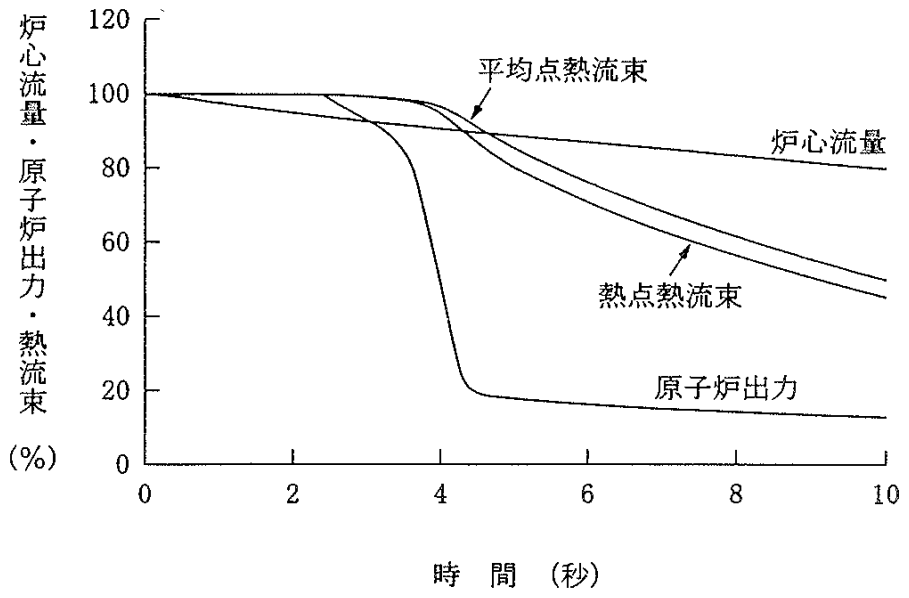


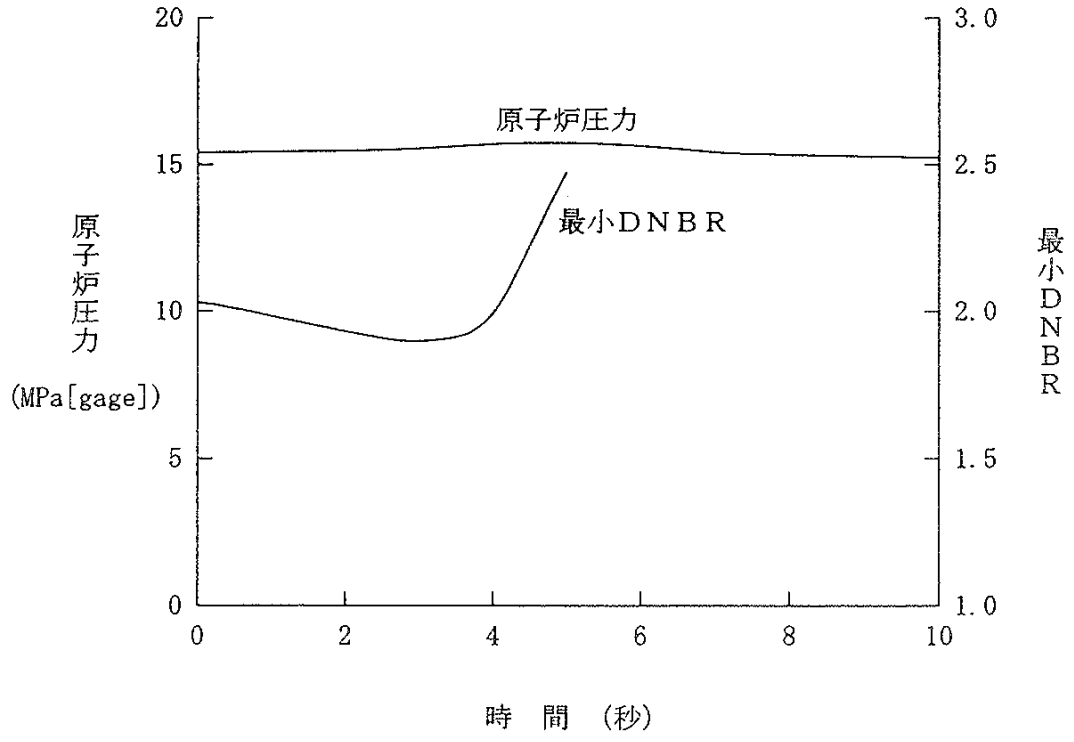


第 2.2.3.1 図　制御棒の落下－制御棒クラスタ自動制御運転

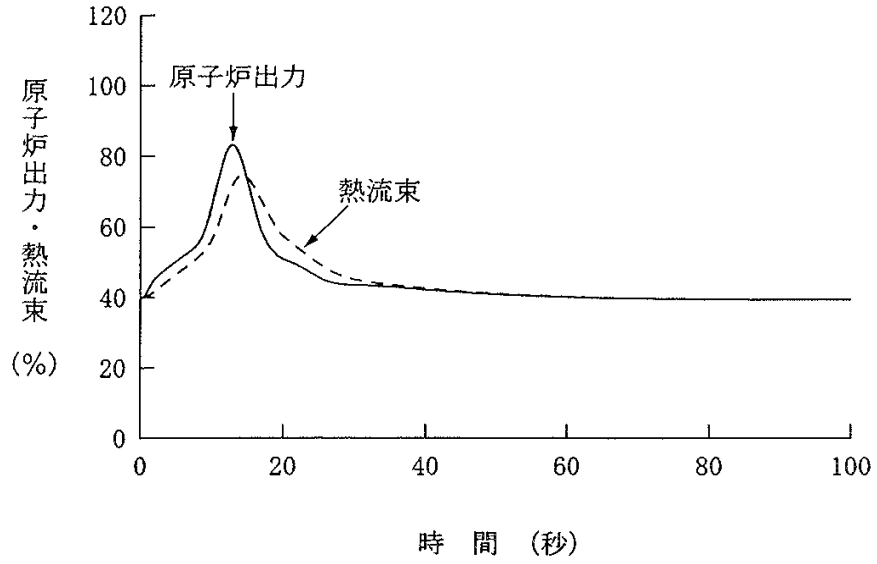


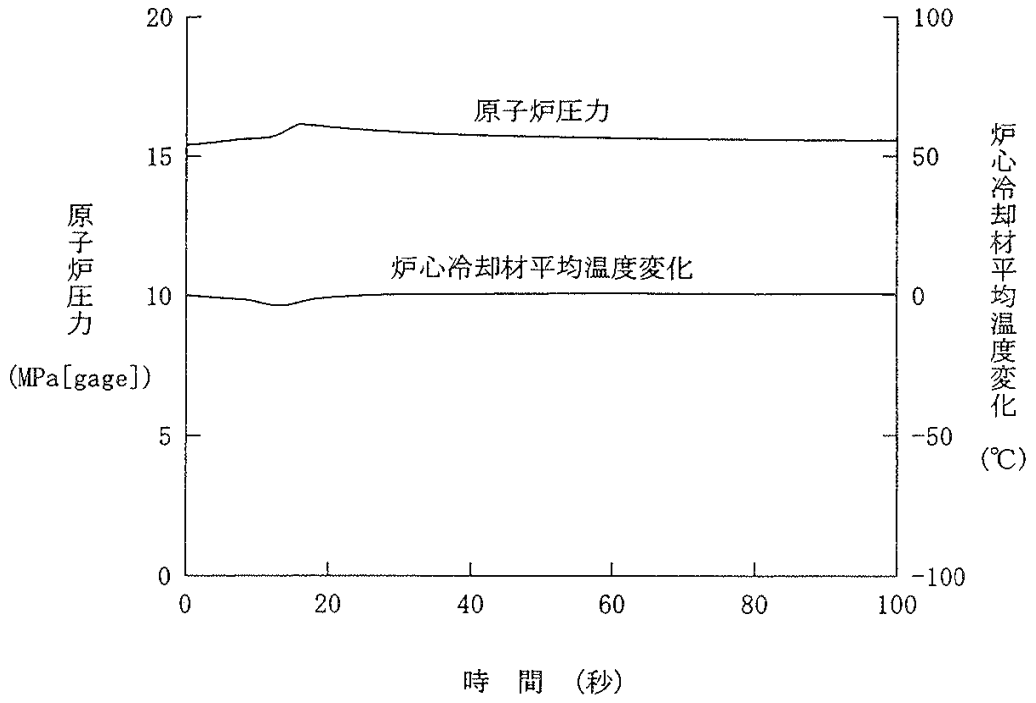
第 2.2.3.2 図　制御棒の落下－制御棒クラスタ手動制御運転



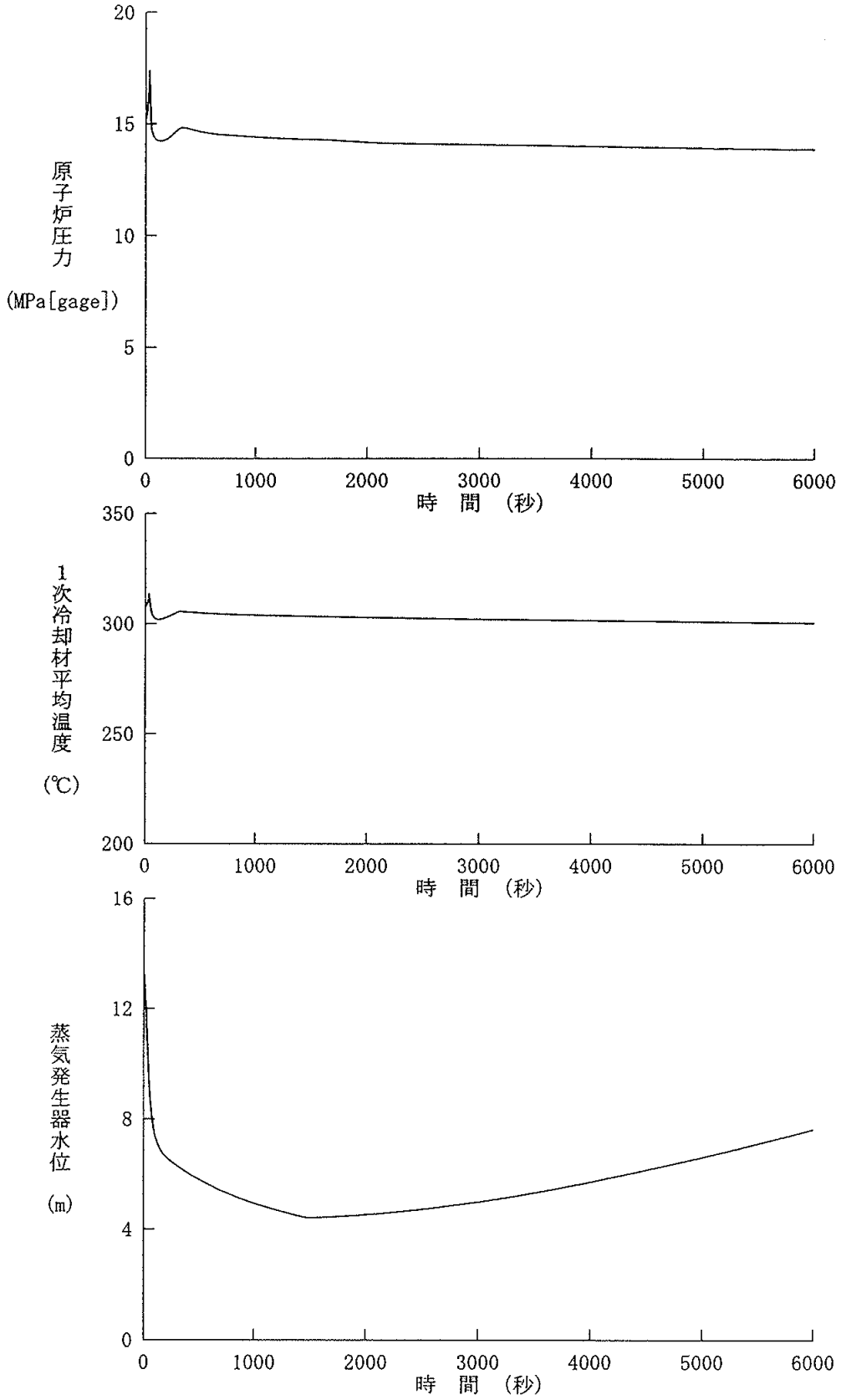


第 2.3.1.1 図　原子炉冷却材流量の部分喪失

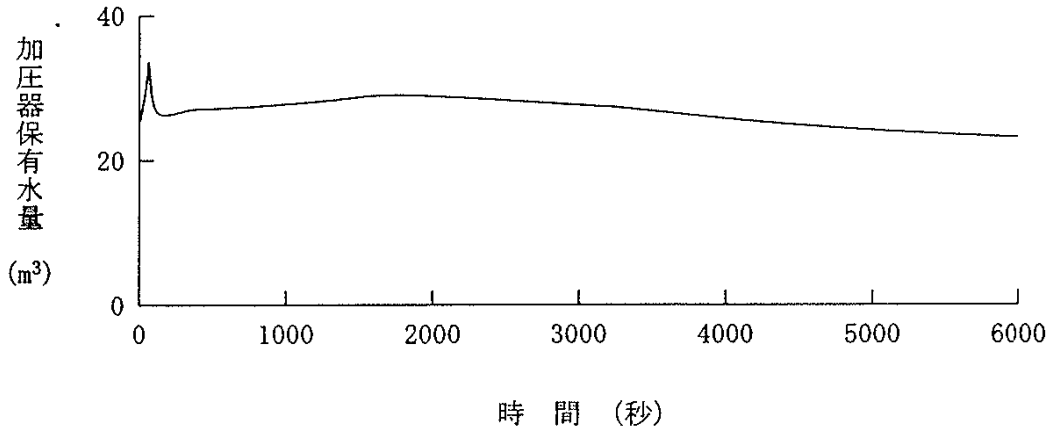




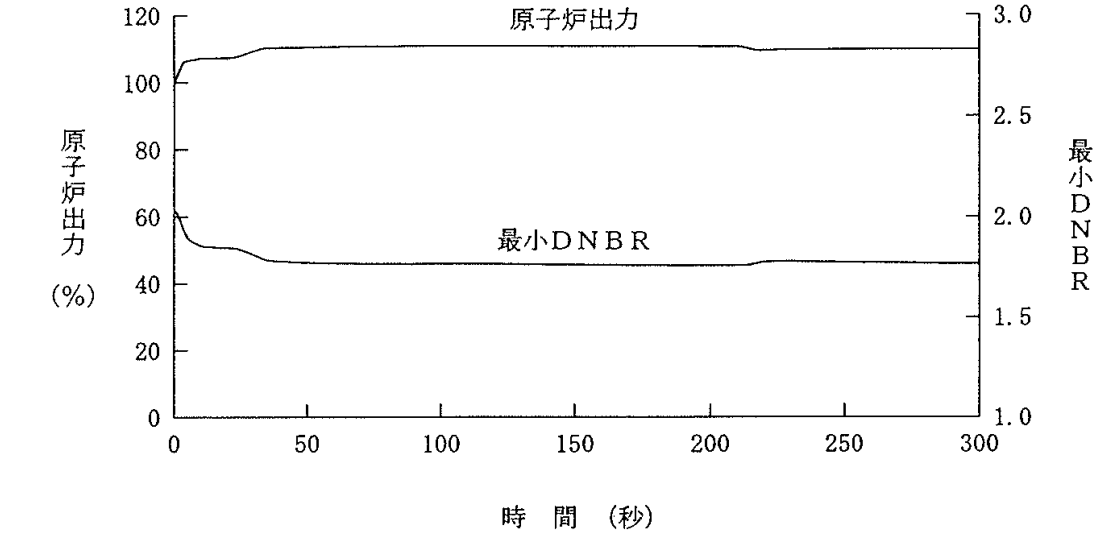
第 2.3.2.1 図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

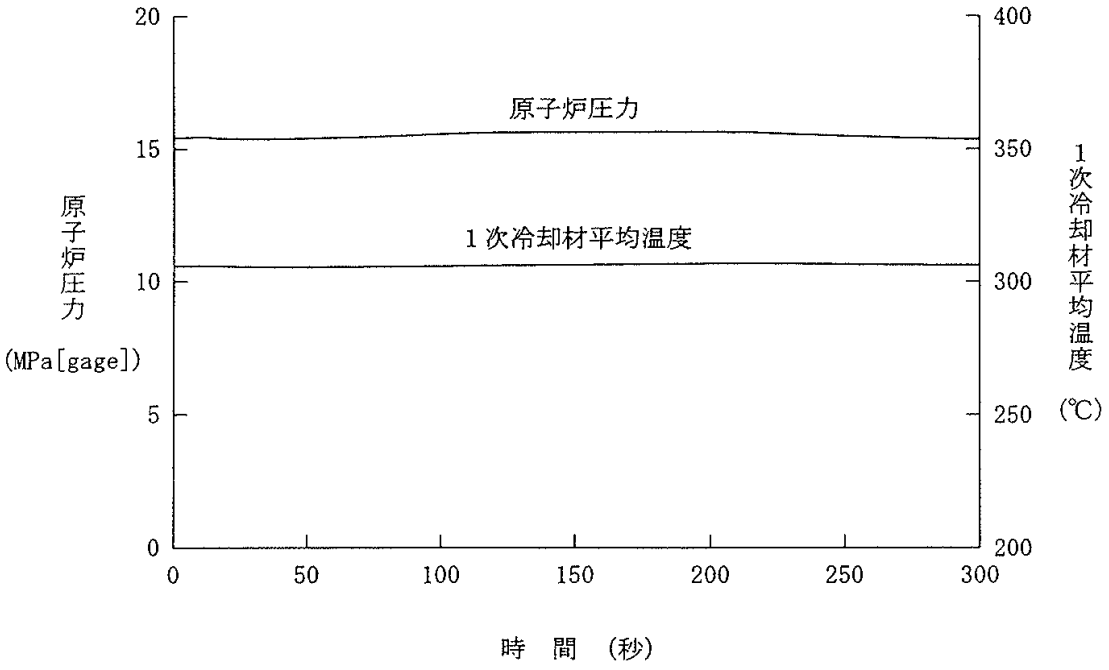


第 2.3.4.1 図　主給水流量喪失(1)



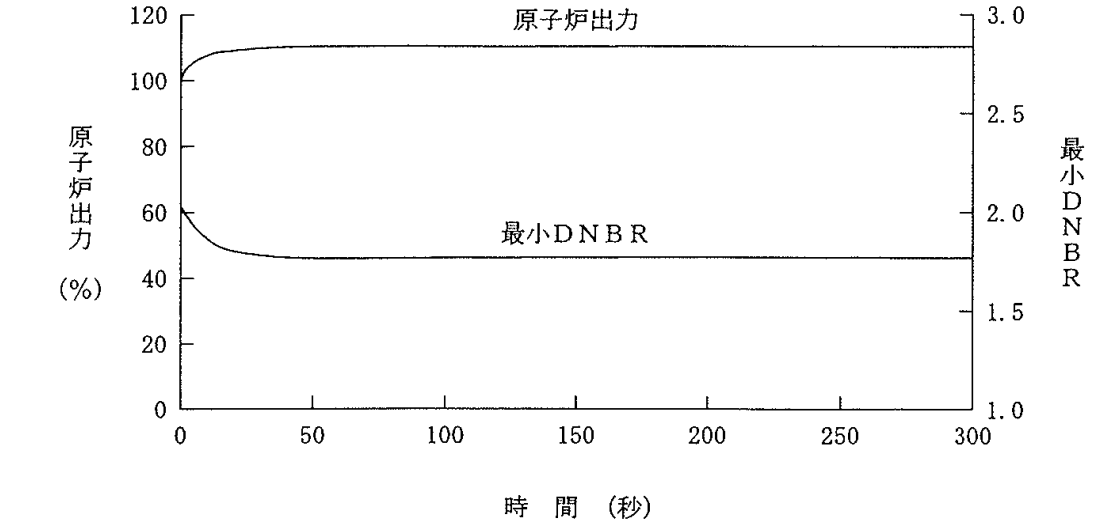
第 2.3.4.2 図　主給水流量喪失(2)

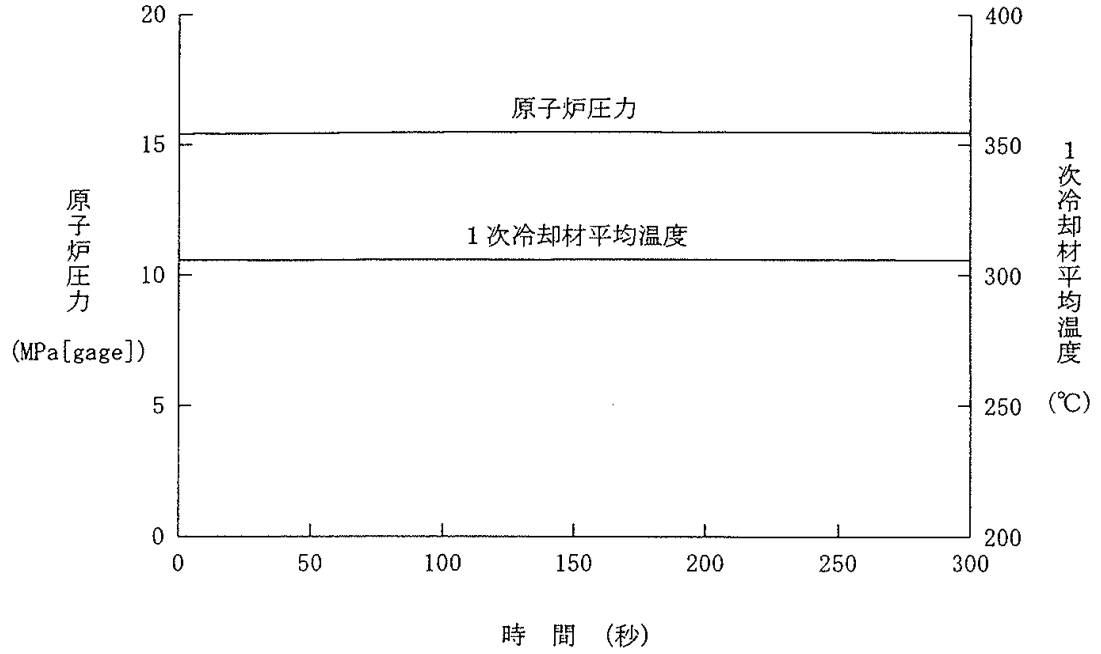




第 2.3.5.1 図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＣ

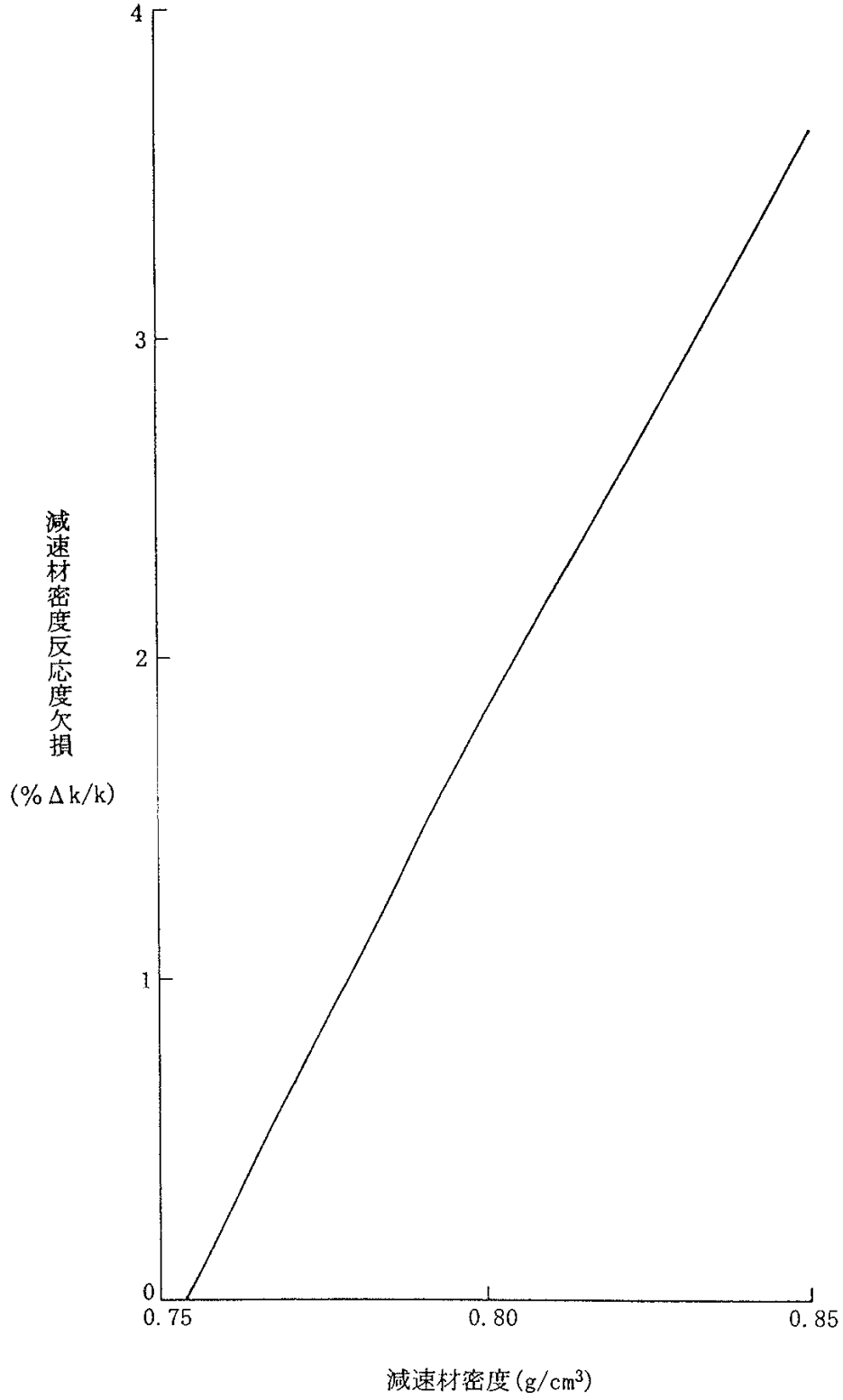
（自動運転・サイクル初期）



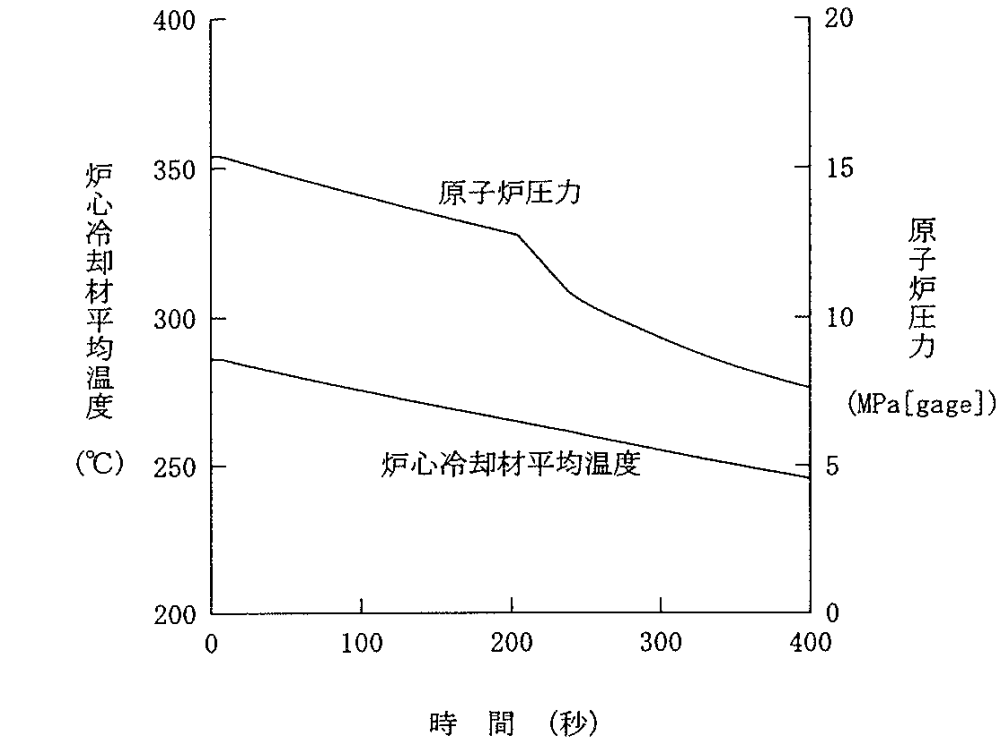


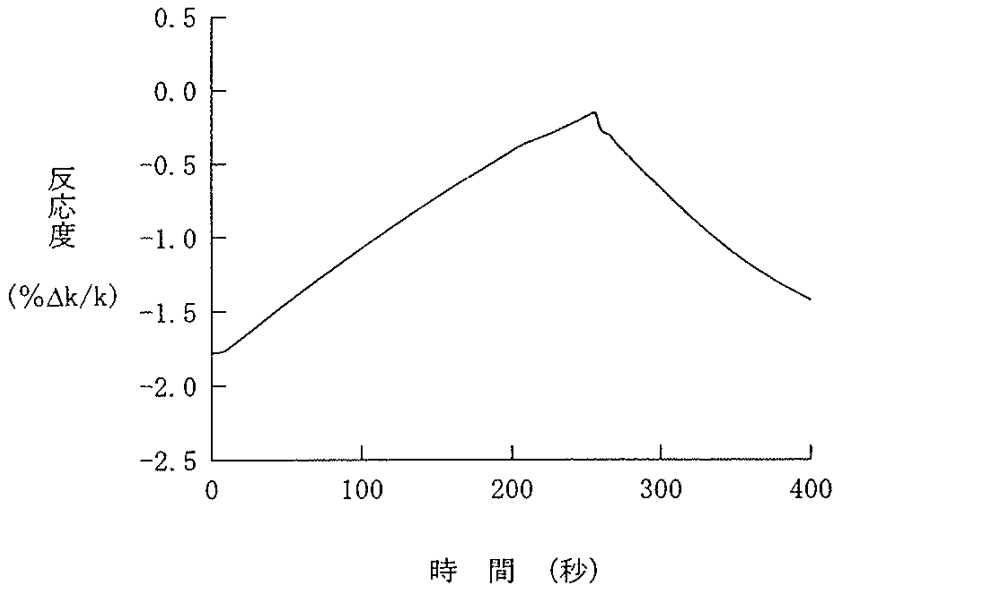
第 2.3.5.2 図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＤ

（自動運転・サイクル末期）

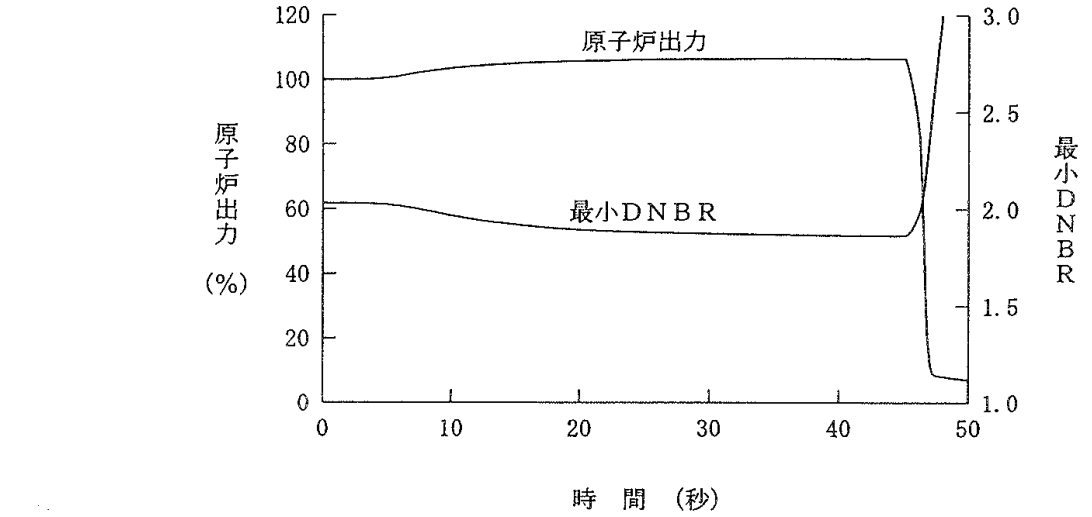


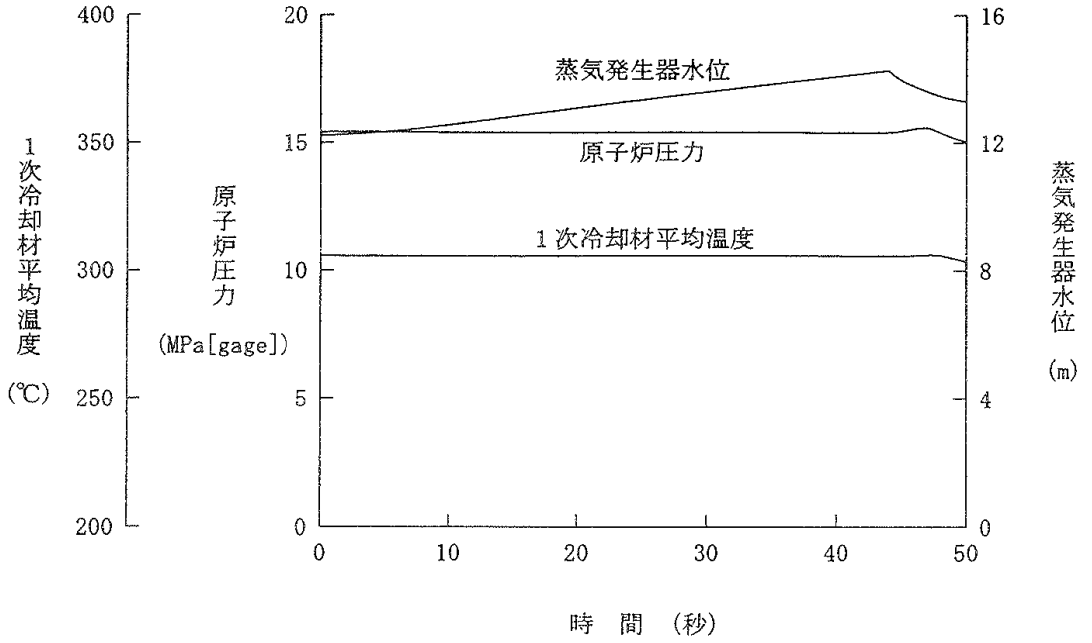
第 2.3.6.1 図　解析に使用した減速材密度反応度欠損



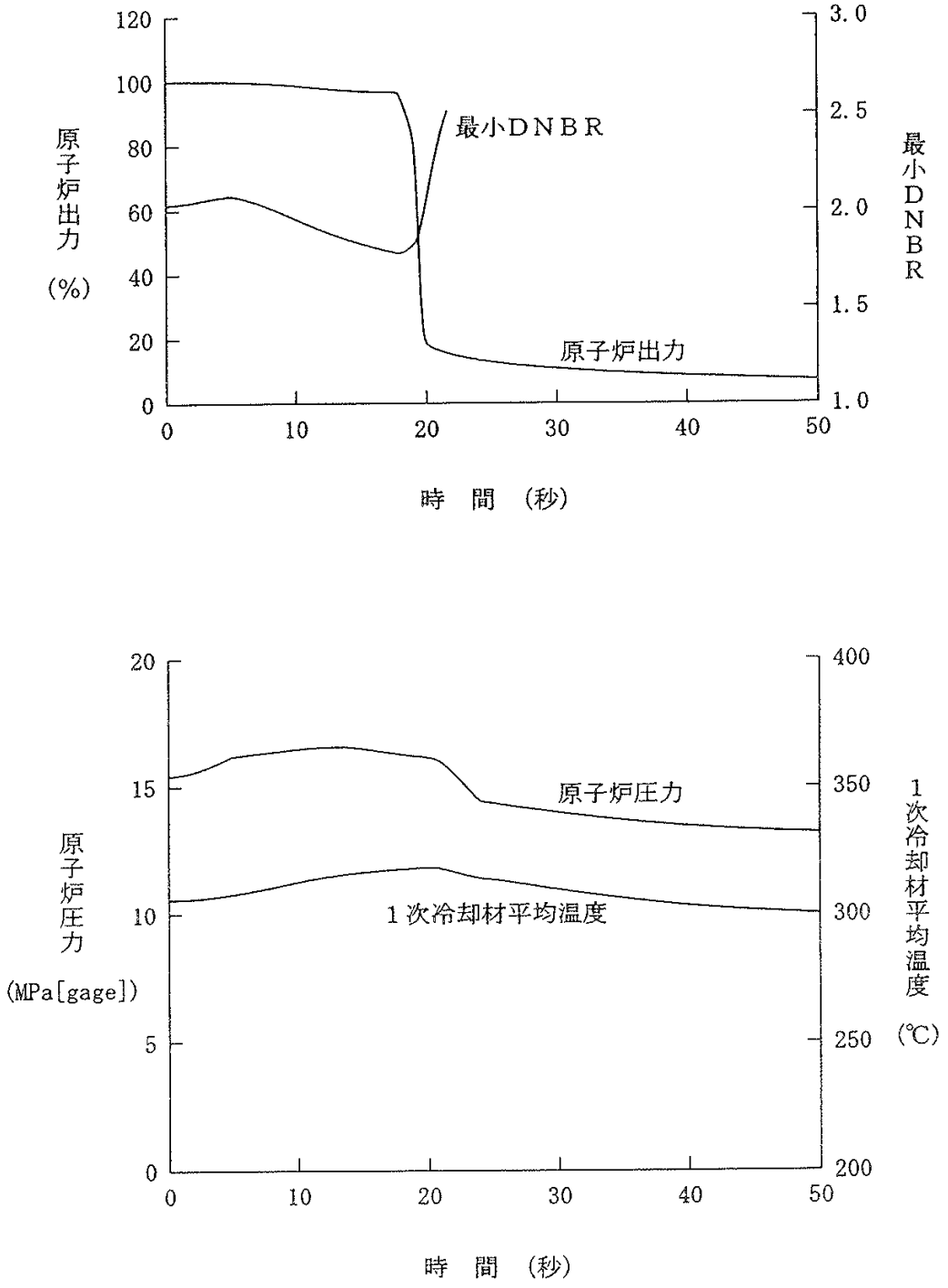


第 2.3.6.2 図　2 次冷却系の異常な減圧

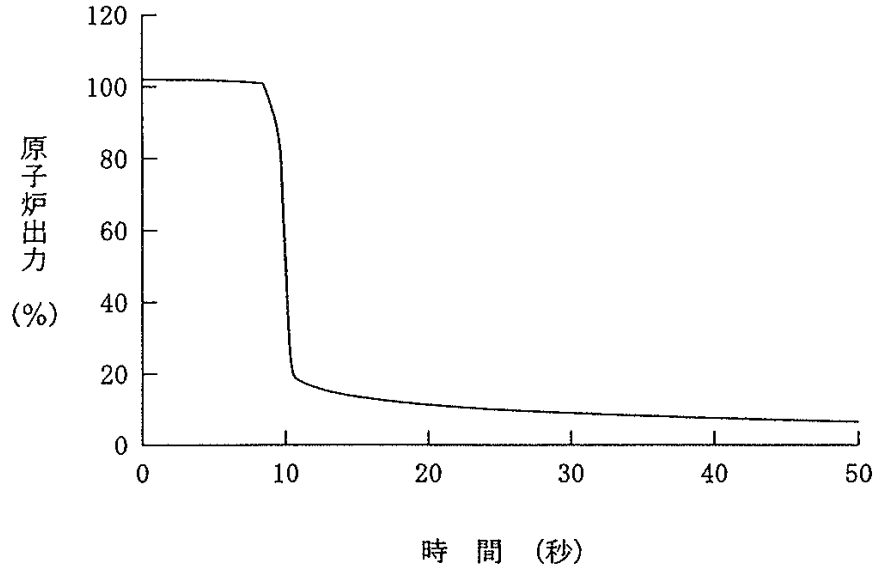


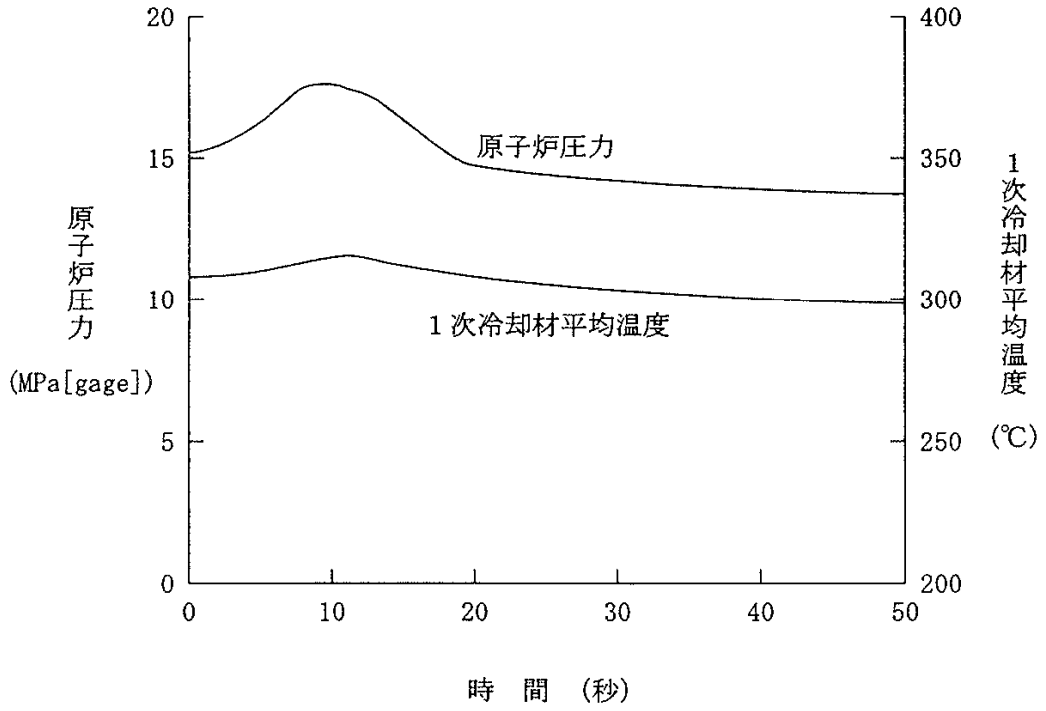


第 2.3.7.1 図　蒸気発生器への過剰給水

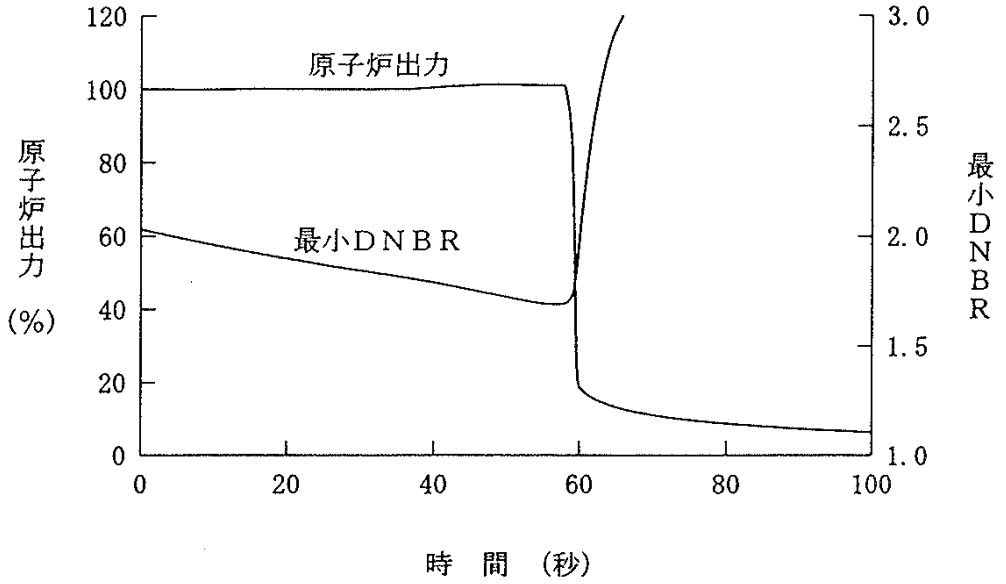


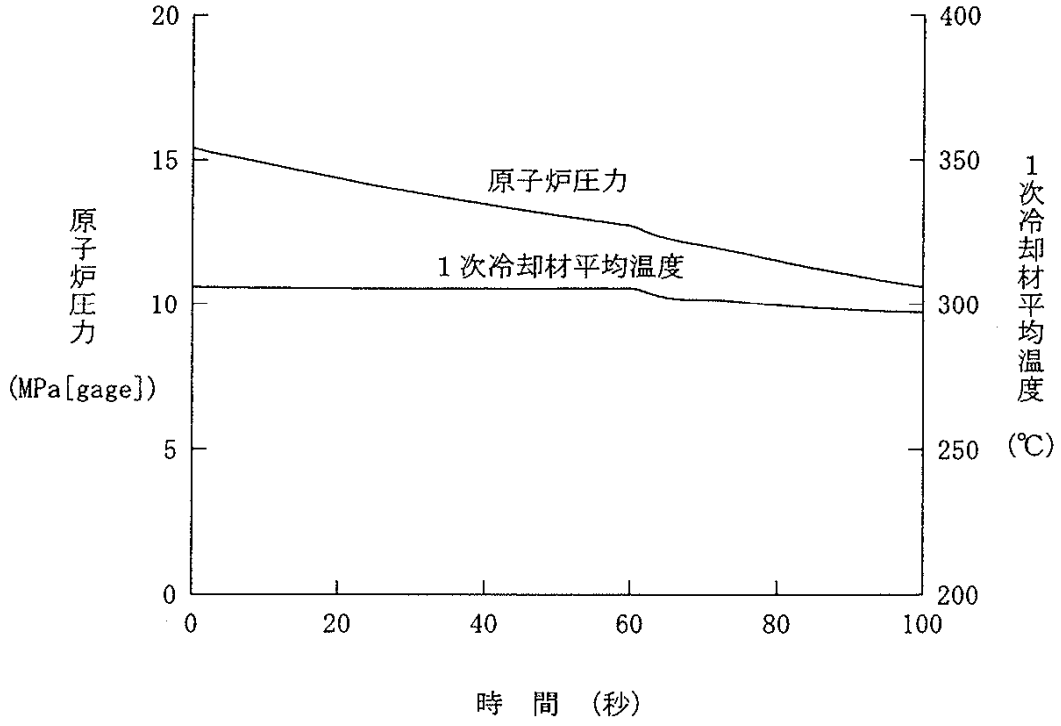
第 2.4.1.1 図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系作動



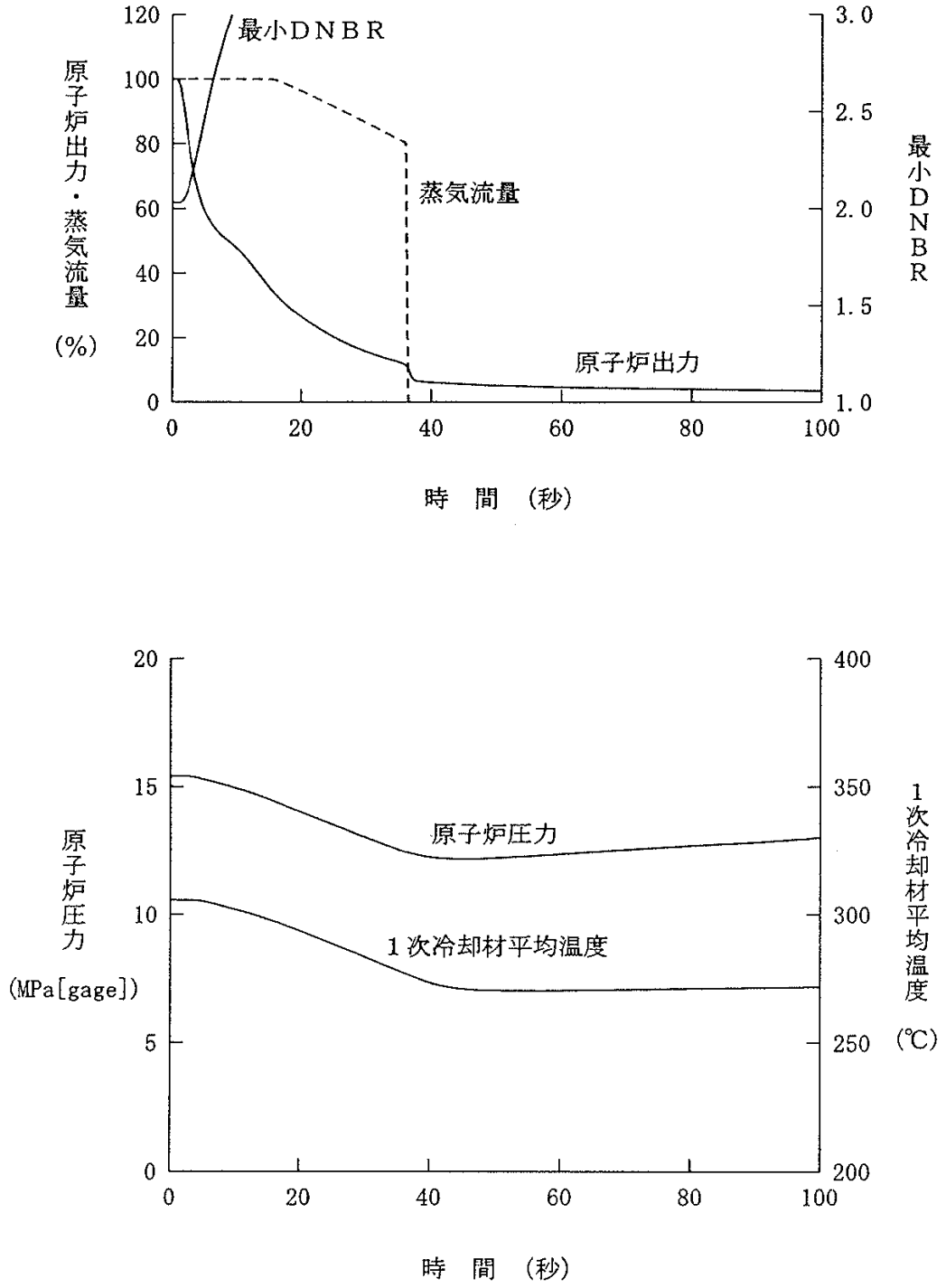


第 2.4.1.2 図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系不作動





第 2.4.2.1 図　原子炉冷却材系の異常な減圧



第 2.4.3.1 図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

3. 設計基準事故の解析

3.1 序

本原子炉施設において想定される設計基準事故に対して、その発生原因、事故防止対策及び拡大防止対策を説明し、事故経過の解析及び結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

3.2 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

3.2.1 原子炉冷却材喪失

3.2.1.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管又はこれに付随する機器等の破損等により、１次冷却材が系外に流出し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

１次冷却材の流出量の少ない場合には、充てん／高圧注入ポンプによる１次冷却材の注水で、加圧器水位を維持しながら、通常の原子炉停止操作をとることができる。１次冷却材の流出量が充てん／高圧注入ポンプの注水量を上回る場合には、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、非常用炉心冷却設備の作動により、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。また、原子炉格納容器スプレイ設備の作動により原子炉格納容器内は減圧され、原子炉格納容器に損傷を与えることなく事故は終止できる。

(2) 防止対策

a. １次冷却系の材料選定、設計、製作、据付け及び供用期間中において、以下のような考慮を払い、配管破断の可能性を極めて小さくする。

(a) 材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行うとともに、供用期間中においても必要な検査を行う。

(b) 加圧器安全弁、加圧器逃がし弁等過渡状態での過圧を防止する設備を設ける。また、熱応力等が過度となることのないよう設計上の配慮を行い、さらに、機械的な原因による過度の応力を制限する。

(c) １次冷却系は、オーステナイトステンレス鋼、ニッケル・クロム・鉄合金等耐食性の強い材料を使用するが、さらに、１次冷却材中の溶存酸素量や塩素量を抑えて、腐食を防止するよう運転管理を行う。

b. 原子炉格納容器内に設ける漏えい監視設備によって、早期に漏れを検知し、適切な処置を講じる。

また、加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、逃がし弁出口温度等により検知し、元弁を閉止することにより対処できる。

(3) 拡大防止対策

a. 炉心の冷却可能な形状が維持し得ないほどの燃料被覆管の破損を防止し、原子炉格納容器の健全性確保の見地からジルコニウム－水反応を十分低く抑え、崩壊熱の除去を長期間にわたって行うため、非常用炉心冷却設備を設ける。

(a) 破断面積が大きく、充てん／高圧注入ポンプのみで加圧器水位を維持できない程度に1次冷却材量が減少し、また、1次冷却系の圧力が低下してアキュムレータの保持圧力を下回ると、自動的にアキュムレータ内のほう酸水を1次冷却系の原子炉入口側配管を経て原子炉内に注水し、炉心の冷却を行う。

(b) この間、1次冷却材量の減少及び圧力の低下による「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号、「原子炉圧力異常低」信号又は1次冷却材の流出に伴う原子炉格納容器内の圧力上昇による「原子炉格納容器圧力高」信号により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、この信号で充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入系）及び余熱除去ポンプ（低圧注入系）が起動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉内に注水し、炉心の冷却を行う。また、「原子炉圧力低」信号又は非常用炉心冷却設備作動信号により原子炉は自動停止する。

(c) さらに、長時間の余熱除去を行うため、前述の2系統が作動して燃料取替用水タンクの水がほぼ使用しつくされると、1次冷却系からの流出水等格納容器再循環サンプにたまった水を再び前述の 2 系統を通して原子炉に注水する再循環ラインを設ける。余熱除去ポンプを通る水は余熱除去クーラにより冷却する。

b. 1次冷却材管の亀裂や破断に伴って放出される1次冷却材及び放射性物質の外部への放散を抑制するため、原子炉格納容器を設

ける。

c. 原子炉格納容器内の温度及び圧力の上昇を抑制するため、燃料取替用水タンクの水又は格納容器再循環サンプ水を原子炉格納容器内にスプレイする 2 系列の原子炉格納容器スプレイ設備を設ける。この設備には、格納容器再循環サンプ水をスプレイする再循環期間のスプレイ水の冷却のため、内部スプレクーラを設ける。

d. 前述の工学的安全施設は、発電所外部からの給電が全くとだえるような不測の事態においても十分その機能を果たせるように、発電所内に設けるディーゼル発電機から受電し運転できるようにする。

e. 工学的安全施設及びディーゼル発電機は、原子炉出力運転時及び原子炉停止時に、非常用炉心冷却設備作動等の信号を模擬し、工学的安全施設及びディーゼル発電機がその機能を果たせることを確認できる。

f. 原子炉補機冷却水設備については、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障を仮定しても、前述の余熱除去クーラ及び内部スプレクーラに対する補機冷却の機能を果たすため、事故後 24 時間以内に現場で閉弁操作を実施し、トレン分離ができるように設計している。

3.2.1.2 事故経過の解析

(1) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－大破断－[(1)(2)(3)]

a. 解析方法

事故の経過は、数種の詳細なコードの組合せによって解析する。解析は大別して、ブローダウン解析、リフィル／再冠水解析及び燃料棒熱解析に分かれる。

(a) ブローダウン解析

これは、配管破断部からの 1 次冷却材の流出、1 次冷却系の圧力低下、蓄圧注入系による注水等、事故初期の 1 次冷却系全体の熱水力学的な挙動を解析するものである。これに用いるブ

ローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Mは、ブローダウン期間中の炉心冷却材流量、圧力、クォリティ等を解析する。

(b) リフィル／再冠水解析

ブローダウン後の過渡変化は緩やかで、非常用炉心冷却設備からの注水により原子炉容器下部プレナム部に冷却材が蓄水し、やがて炉心底部まで水位が上昇する（以下「リフィル期間」という。）。これ以後は、炉心の下部から再冠水が始まり、炉心は水滴を巻き込んだ蒸気流により冷却される（以下「再冠水期間」という。）。ブローダウン後の期間は、前述のブローダウン解析コードとは別に、リフィル期間についてはリフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤ、再冠水期間については再冠水解析コードＢＡＳＨ－Mで解析する。これらのコードによって、再冠水開始時刻、再冠水期間中の炉心圧力、炉心流入水エンタルピ、炉心部に到達する水の速度（以下「炉心再冠水速度」という。）等を解析する。

また、１次冷却系への背圧は原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯにより解析し、ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Mと結合した状態で計算を行う。

(c) 燃料棒熱解析

これは、事故時の燃料被覆管温度、ジルコニウム－水反応量等を解析するものである。これに用いる燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Mは、前述のＳＡＴＡＮ－M及びＢＡＳＨ－Mによって得られる炉心の流量、圧力、クォリティ、炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ等を入力として全事故期間にわたる燃料棒の熱的挙動を解析する。

b. 解析条件

解析に当たっては、実際よりも十分に厳しい解析結果を得るために、次のような解析条件を用いる。

(a) 配管の破断は、非常用炉心冷却設備の性能発揮の点から最も厳しい低温側配管（冷却材ポンプ出口から原子炉入口ノズルまで

の間）に起こるものとする。破断規模は、最も極端なケースとして、1次冷却材管（内径約 0.70m、肉厚約 69mm のステンレス鋼）の両端破断が瞬時に発生するものとし、破断口における流出係数は、1.0～0.4 までの範囲について検討する。このことは、流出係数を 1.0 と考えた場合、破断規模として1次冷却材管の両端破断断面積の 1.0 倍から 0.4 倍までの範囲について検討することに相当する。

破断の体様については、前述のような両端破断の他に、配管の長さ方向のスプリット破断も想定できるが、一般的な感度解析の結果、両端破断の方が高い燃料被覆管温度をもたらすことが判明しているので、ここでは、両端破断の場合を解析する。

(b) 原子炉出力は定格出力の 102%とし、燃料ペレットの焼きしまり効果を含まない場合を仮定し、熱流束熱水路係数は 2.25、燃料棒の最大線出力密度は 45.7kW/m の 102%とする。また、軸方向の出力分布は熱流束熱水路係数 2.25 に基づいたコサイン分布を用いる。

(c) 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系のアキュムレータの保持圧力

4.04MPa[gage]

蓄圧注入系のアキュムレータの保有水量

29.0m^3（1基当たり）

高圧注入系及び低圧注入系の作動時間遅れ　30秒

非常用炉心冷却設備作動信号は、「原子炉格納容器圧力高」信号、「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号又は「原子炉圧力異常低」信号のうち、早い方の信号により発信するものとする。

(d) 工学的安全施設の安全設計の基本的考え方の 1 つである単一故障の仮定として、低圧注入系の 1 系列の不作動を仮定する。この仮定は、原子炉格納容器内圧が低くなることによって再冠水時の炉心での熱伝達が悪くなるため、ジルコニウムー水反応量及び燃料被覆管温度の上昇という観点から厳しいものである。

また、解析では、外部電源の喪失により、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

(e) ブローダウン期間に蓄圧注入系より注水される水は、原子炉容器のダウンカマ部での蒸気の上昇流が十分に弱まり、注入水が上昇流に対向して下部プレナムに落下できるようになるまで、原子炉容器内残存水量として有効に作用しないものとする。

(f) 再冠水解析においては、炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴がループを通過して原子炉格納容器へ放出される際の抵抗が大きいほど厳しい結果を与えるので、解析上の仮定として冷却材ポンプの駆動軸が固着して動かないものとする。

(g) 再冠水期間には、背圧が低いと炉心で発生する蒸気の放出が悪く、炉心の熱伝達が低下するので、原子炉格納容器内圧の計算に際しては、内圧が低めになるような条件を選定する。

(h) 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102％で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[4]を使用する。

(i) 事故発生時の燃料棒内の蓄積エネルギーの評価に当たっては、燃焼度や燃料ペレットの焼きしまりの影響を考慮し、サイクル寿命中最悪の結果を与えるように解析する。

(j) 原子炉容器頂部の初期の 1 次冷却材温度は、高温側配管冷却材温度に等しいと仮定する。

(k) 蒸気発生器伝熱管施栓率は 10％とする。

c. 解析結果

以上により解析した結果を第 3.2.1.1 表に示す。

第 3.2.1.1 表に示すように、流出係数 0.4 の場合が燃料被覆管温度の上昇という観点からみて最も厳しくなるので、以下では、この場合について述べる。

流出係数 0.4 の場合の主な解析結果は第 3.2.1.2 表のとおりである。

第 3.2.1.1 表　大破断解析結果（低温側配管両端破断）

流　出　係　数	1.0	0.6	0.4
燃料被覆管最高温度 (℃)	933	1,016	1,112
局所的最大ジルコニウムー水反応量 (%)	0.5	1.8	4.6
全炉心平均ジルコニウムー水反応量 (%)	0.3 以下	0.3 以下	0.3 以下

第 3.2.1.2 表　大破断解析結果
（低温側配管両端破断、流出係数 0.4）

燃料被覆管最高温度	1,112℃
燃料被覆管最高温度出現位置	炉心下端から 1.83m
高温燃料棒のバースト発生時間	32 秒
高温燃料棒のバースト位置	炉心下端から 1.83m
局所的最大ジルコニウムー水反応量	4.6%
全炉心平均ジルコニウムー水反応量	0.3%以下

主要なパラメータの解析結果を基に事故経過の概要を以下に記述する。主要なパラメータの解析結果として、炉心圧力、炉心流量及び高温流路のクォリティの変化を第 3.2.1.1 図に、再冠水期間での原子炉容器ダウンカマ水位及び炉心再冠水速度積分値の変化を第 3.2.1.2 図に、原子炉格納容器圧力の変化を第 3.2.1.3 図に、燃料被覆管表面での熱伝達係数及び燃料被覆管温度の変化を第 3.2.1.4 図に示す。

(a) 炉心圧力及び炉心流量の変化

第 3.2.1.1 図に示すように、炉心部の圧力は事故後急激に低下するが、炉心部が二相流の状態になると圧力低下は緩やかになり、破断発生の約 29 秒後に原子炉格納容器内圧とほぼ等しくな

って、ブローダウンが終了する。

一方、炉心流量は破断発生後直ちに上向きから下向きの流れに逆転するが、破断発生の約 2 秒後には炉心内の水のフラッシング等の影響により流れが停滞し、約 11 秒後から再び下向きに流れる。

破断発生の約 16 秒後には原子炉圧力がアキュムレータの保持圧力を下回り、蓄圧注入系は自動的に注水を開始し、その注水は約 53 秒後まで継続される。

ブローダウン終了以降は、原子炉圧力は原子炉格納容器内圧程度にとどまり、大きな変化はない。

(b) 高圧注入系及び低圧注入系の起動

高圧注入系及び低圧注入系は、「原子炉格納容器圧力高」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に破断発生の約 1 秒後に達することにより作動する。しかしながら、解析条件(d)項で述べたように外部電源喪失の条件を仮定しているので、ディーゼル発電機が非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動して駆動電源が確立した後、高圧注入系及び低圧注入系のポンプが自動起動して燃料取替用水タンクの水を原子炉へ注水する。解析条件(c)項で述べたように、このための時間遅れを 30 秒としているので、高圧注入系及び低圧注入系は、破断発生の約 31 秒後に注水を開始することになる。

(c) リフィル及び再冠水

ブローダウン終了後のリフィル期間における水位上昇は、原子炉水位が零の状態から始まる。解析条件(e)項の条件により、有効に作用しないとしていたアキュムレータからの注入水が、ブローダウン終了後は下部プレナムにたまり始め、破断発生の約 31 秒後には高圧注入系及び低圧注入系からの注水も加わり、約 40 秒後に水位は燃料の下端に達する。

燃料の下端に水位が達した後の再冠水期間は、炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴の混合流によって炉心は冷

却される。この際、炉心再冠水速度は、炉心部で発生した蒸気が破断口を通って放出される際の流路の摩擦圧損と、炉心部とダウンカマ部との間に生じた水位差による静水頭とがバランスすることで求まる。

(d) 燃料被覆管温度変化

低温側配管の両端破断が生じ、1次冷却材が破断口から流出すると、原子炉内の圧力は急速に低下し、ボイドの発生により炉心の核分裂反応は停止するので、燃料の核分裂による発熱はなくなるが、その後も燃料ペレットの蓄積エネルギーの放出及び崩壊熱の発生は続く。

一方、それまで原子炉内を流れていた1次冷却材は、その大部分がブローダウン期間中に破断口から原子炉格納容器内に放出されるが、その間に炉心を通る1次冷却材により炉心の冷却が維持される。

破断発生直後は炉心の1次冷却材の流れが一時停滞するため、燃料被覆管の温度はいったん上昇するが、破断口からの放出が進み炉心部の流れが回復すると、燃料被覆管の温度は低下していく。

しかし、さらに1次冷却材の放出が進行すると、次第に炉心部を通る1次冷却材も少なくなるので、燃料被覆管の温度は再び上昇する。

ブローダウンが終了すると、蓄圧注入系からの注入水が下部プレナムにたまり始め、破断発生の約 31 秒後には高圧注入系及び低圧注入系からの注水も開始され、約 40 秒後に原子炉水位が燃料の下端に達する。ブローダウン終了からこのときまでのリフィル期間は、炉心は燃料棒相互間の熱ふく射のみしか考慮していないので、燃料被覆管温度は燃料ペレット温度近くまで上昇する。再冠水開始後は炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴の混合流により炉心の冷却が行われる。以後、非常用炉心冷却設備からの冷却水の注水により炉心水位が上昇し、

冷却も順調に行われるので、燃料被覆管温度は破断発生の約 47 秒後にピークに達し、その後は低下していく。破断発生の約 230 秒後には最高温度となる位置まで炉心水位が上昇し、燃料被覆管温度も炉心水温近くまで低下する。その後も冷却水の注水が引き続いて行われ、やがて格納容器再循環サンプにたまった流出水等を余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプを通して炉心に注水する再循環に切り替え、長期にわたる冷却を行う。

このようにして、炉心内で最も高温になる部分の燃料被覆管温度でも第 3.2.1.2 表に示すように約 1,112℃にとどまり、ジルコニウム－水反応量も最大となる部分で約 4.6%に抑えられる。燃料被覆管の温度が約 1,112℃近くに達するのは全体のごく一部であって、他の燃料被覆管はさらに低い温度にとどまる。

なお、流出係数 0.4 の場合は、再冠水開始直後に燃料被覆管温度のピークが生じているため、燃料被覆管温度の観点からは、低圧注入系の 1 系列の不作動を仮定するよりも、ディーゼル発電機の 2 台中 1 台不作動を仮定する方が、わずかに厳しくなるが、その差は 1℃以下である。

また、前述の解析は外部電源が喪失したとして行っているが、事故時に外部電源が喪失しない場合には、冷却材ポンプの運転により初期の炉心流量が大きいため、炉心からの除熱量が大きくなる。したがって、外部電源が喪失した場合の解析結果に包含されている。

(2) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－小破断－[(2)(3)(5)]

a. 解析方法

小破断事故においては、1 次冷却材の原子炉格納容器への放出が終わるまでに、換言すれば、原子炉圧力が原子炉格納容器内圧まで低下する以前に、非常用炉心冷却設備により炉心冠水が行われるので、大破断の場合のＷＲＥＦＬＯＯＤ、ＢＡＳＨ－M及びＣＯＣＯによる解析は不要である。

したがって、コードの構成は、小破断ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）及び燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ⅳからなる。なお、ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Ｓｍａｌｌ　ＬＯＣＡ）は、ＳＡＴＡＮ－Ｍのすべての機能に加えて、炉心における気水分離現象及び各ノード間の水頭差がより正確に算出できるようにモデルを改良している。

b. 解析条件

小破断事故では、次に述べる条件を除いて、すべて大破断解析の条件と同じである。そして、前述のようにＷＲＥＦＬＯＯＤ、ＢＡＳＨ－Ｍ及びＣＯＣＯによる解析が不要となるので、これらの計算に係る条件も不要である。

(a) 破断位置は、大破断と同じく最も高い燃料被覆管温度を与える低温側配管とし、破断面積については、一般的な感度解析の結果を踏まえて、最も厳しい場合をサーベイする。また、気相部破断については液相部破断に比べて現象が緩やかであるが、加圧器気相部に接続する最大口径配管破断を解析する。

(b) 工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として、ディーゼル発電機 1 台の不作動を仮定する。小破断時は、大破断時と違って、原子炉圧力が原子炉格納容器内圧まで低下する以前に、非常用炉心冷却設備による炉心冠水が行われるので、原子炉格納容器内圧の影響を受けない。したがって、１次冷却系への安全注入流量を最低に見積もるこの仮定が最も厳しくなる。

(c) 非常用炉心冷却設備の高圧注入系の作動時間遅れは 25 秒とする。

(d) 原子炉出力は定格出力の 102%とし、燃料ペレットの焼きしまり効果を含まない場合を仮定し、熱流束熱水路係数は 2.25、燃料棒の最大線出力密度は 45.7kW/m の 102%とする。また、軸方向の出力分布は第 3.2.1.5 図に基づいたものを用いる。

c. 解析結果

以上により解析した結果を第 3.2.1.3 表に示す。

最も厳しい結果を与える低温側配管口径約 0.20m 相当のスプリ

ット破断及び気相部破断について以下に述べる。

(a) 低温側配管スプリット破断

主要なパラメータの過渡変化の結果として、炉心圧力、炉心出口流量、気泡炉心水位及び原子炉出力の変化を第 3.2.1.6 図に、燃料被覆管表面での熱伝達係数及び燃料被覆管温度の変化を第 3.2.1.7 図に示す。

1 次冷却材の流出に伴い原子炉圧力は急激に低下し、破断発生の約 5 秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 7 秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより、原子炉は自動停止する。また、破断発生の約 11 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に達し、約 36 秒後に高圧注入系からの注水が始まる。

炉心は破断発生の約 64 秒後に露出し始め、燃料被覆管温度は上昇してくるが、その後、高圧注入系及び蓄圧注入系からの注水により、炉心水位が再び上昇することにより、燃料被覆管温度は最高約 744℃に達した後急速に低下する。ジルコニウムー水反応量も、最大となる部分で約 0.1%にとどまる。

(b) 気相部破断

加圧器気相部に接続する最大口径約 0.13m 配管破断の場合について以下に述べる。

主要なパラメータの過渡変化の結果として、炉心圧力、炉心入口流量及び気泡炉心水位の変化を第 3.2.1.8 図に示す。

加圧器気相部からの蒸気放出に伴い原子炉圧力は急速に低下し、破断発生の約 5 秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 7 秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより、原子炉は自動停止する。

また、破断発生の約 14 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に達し、約 39 秒後に高圧注入系からの注水が始まる。

炉心部が二相流の状態になると圧力低下が緩やかとなるが、

破断発生の約 441 秒後に蓄圧注入系からの注水が始まり、さらに原子炉圧力は低下する。

また、炉心は冠水状態にあり、燃料被覆管温度はほぼ１次冷却材の飽和温度近くにとどまり、ジルコニウムー水反応量も問題とならない。

また、いずれの場合にも、格納容器再循環サンプにたまった流出水等を余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ及び充てん／高圧注入ポンプを通して炉心に注水する再循環に切り替え、長期にわたる冷却を行う。

第 3.2.1.3 表　小破断解析結果

項　　目	液相部破断			気相部破断
破断配管口径 (m)	0.25	0.20	0.15	0.13
燃料被覆管最高温度 (℃)	668	744	468	炉心露出せず
局所的最大ジルコニウムー水反応量(%)	0.1	0.1	0.1	―
全炉心平均ジルコニウムー水反応量 (%)	0.1 以下	0.1 以下	0.1 以下	―

3.2.1.3 結　　論

非常用炉心冷却設備性能評価用大破断解析において、第 3.2.1.2 表に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,112℃であり、「ＥＣＣＳ性能評価指針」に示されている基準（燃料被覆の温度の計算値の最高値は、1,200℃以下であること。）を満たす。燃料被覆管の局所的最大ジルコニウムー水反応量は約 4.6%であり、「ＥＣＣＳ性能評価指針」に示されている基準（燃料被覆の化学量論的酸化量の計算値は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。）を満たす。また、全炉心平均ジルコニウムー水反応量は 0.3%以下であり、「ＥＣＣＳ性能評価指針」に示されている基準（炉心で燃料被覆及び構造材が

水と反応するに伴い発生する水素の量は、原子炉格納容器の健全性確保の見地から、十分低い値であること。）を満たす。さらに、第 3.2.1.4 図に示すとおり、燃料被覆管の一部がバーストしている燃料棒でも、熱除去は順調に行われ、燃料被覆管温度は最高値を過ぎた後低下し続け、低い温度に落ち着く。その後は、再循環モードの確立によって、長期にわたる炉心の冷却が可能であり、この低い温度が維持される。したがって、「ＥＣＣＳ性能評価指針」に示されている基準（燃料の形状の変化を考慮しても、崩壊熱の除去が長期間にわたって行われることが可能であること。）を満たす。

なお、蒸気発生器伝熱管施栓率 0%の場合は、燃料被覆管最高温度並びに局所的最大ジルコニウムー水反応量及び全炉心平均ジルコニウムー水反応量ともに、蒸気発生器伝熱管施栓率 10%の場合を下回り、問題となることはない。

また、小破断解析においても、第 3.2.1.3 表に示すとおり、燃料被覆管最高温度は約 744℃で、制限値 1,200℃に比べて十分余裕がある。燃料被覆管の局所的最大ジルコニウムー水反応量及び全炉心平均ジルコニウムー水反応量は、各々約 0.1%及び 0.1%以下であり十分小さい。また、長期にわたる炉心の冷却は再循環モードの確立によって維持できる。

なお、蒸気発生器伝熱管施栓率 0%の場合は、燃料被覆管最高温度については、蒸気発生器伝熱管施栓率 10%の場合に比べ若干上昇するが、この場合でも燃料被覆管最高温度は約 756℃（低温側配管口径約 0.20m 相当のスプリット破断）であり、大破断解析の燃料被覆管温度が最も高くなる場合の解析結果を下回るとともに、制限値 1,200℃を下回り、燃料被覆管のジルコニウムー水反応量も問題となることはない。

3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失

3.2.2.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に、１次冷却材の流量が定格出

力時の流量から自然循環流量にまで大幅に減少する事象を想定する。

具体的には１次冷却材ポンプ全台の駆動電源が同時に喪失するものと考える。

この事故が発生すると、炉心損傷のおそれのない低出力時以外は、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、事故は安全に終止できる。

(2) 防止対策

１次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で 2 台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、発電機並列中、これらの母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源がしゃ断された場合にも直ちに外部の 275kV 送電線より給電される構成とし、所内母線の電源喪失の発生を防止する。

(3) 拡大防止対策

a. １次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも１次冷却材流量の急速な減少を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) １次冷却材流量低

(b) １次冷却材ポンプ電源電圧低

(c) １次冷却材ポンプ電源周波数低

(d) １次冷却材ポンプしゃ断器開

3.2.2.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸにより１次冷却材流量コーストダウン曲線を求め、これを入力として、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力等の過渡応答を求める。これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料棒表面の平均点及び熱点の熱流束の変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤ

ＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3) とし、ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の上限の値とする。この組合せは、１次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果及びトリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

c. 原子炉の自動停止は、「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。

d. １次冷却材流量のコーストダウン曲線の計算に使用する１次冷却材ポンプの慣性モーメントは、安全側の値として小さめの 3,110kg･m^2 を使用する。

e. 制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(3) 解析結果

１次冷却材ポンプ全台停止時の炉心流量、原子炉出力、平均点熱流束、熱点熱流束、原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第 3.2.2.1 図に示す。１次冷却材ポンプの母線電圧の低下により「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に達し、約 1.2 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより、原子炉は自動停止する。

最小ＤＮＢＲは、事故発生の約 2.4 秒後に約 1.75 となる。また、原子炉圧力の上昇は約 0.5MPa である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.2.3 結　　論

１次冷却材ポンプの全台停止時においても、１次冷却材及び１次冷却材ポンプの慣性のために、１次冷却材流量が急速に減少することなく原子炉は自動停止し、最小ＤＮＢＲは約 1.75 にとどまるので、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

3.2.3 原子炉冷却材ポンプの軸固着

3.2.3.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に、１次冷却材を駆動するポンプの回転軸が固着し、１次冷却材の流量が急激に減少する事象を想定する。

具体的には１次冷却材ポンプ １ 台の回転軸が固着して瞬時に停止するものと考える。

この場合、燃料被覆管温度の急上昇による燃料棒の損傷と、原子炉圧力の急上昇による１次冷却系の損傷が生じるか否かが問題となる。

原子炉は、原子炉保護設備により自動停止し、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。

(2) 防止対策

a. １次冷却材ポンプの材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行う。特に、ベアリングは長時間の１次冷却材ポンプの運転に対しても摩耗することのないように設計を行い、ポンプ軸固着の可能性を極めて小さくする。

b. ベアリング潤滑油やベアリング温度が異常な状態になれば、「オイルレベル低」警報や「ベアリング温度高」警報を中央制御室に発信し、運転員のポンプ停止操作により、ベアリングの固着を防ぐ。

(3) 拡大防止対策

原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) １次冷却材流量低

(b) １次冷却材ポンプしゃ断器開

3.2.3.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸにより１次冷

却材流量の過渡応答を求め、これを入力として、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力等の過渡応答を求める。これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料棒表面の平均点及び熱点の熱流束の変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。ＤＮＢＲが許容限界値以下となった場合、ＦＡＣＴＲＡＮにより燃料被覆管最高温度等を求める。また、ＴＨＩＮＣ－Ⅲにより炉心における急峻なボイドの生成を求め、このボイドを考慮してＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力を求める。

(2) 解析条件

a. ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

b. 減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(Δk/k)/ (g/cm^3) とし、ドップラ出力係数は、第 1.2.3 図の上限の値とする。

c. 原子炉の自動停止は、「１次冷却材流量低」信号によるものとする。

d. 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102%とし、原子炉圧力の低減効果を有する加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁及びタービンバイパス弁は不動作とし、原子炉停止後の蒸気発生器への給水は行われないものとする。

e. 燃料被覆管の温度評価では、初期原子炉出力は定格出力の 102%とし、燃料被覆管温度が高くなるように、燃料と被覆管とのギャップ熱伝達係数は、過渡変化時に 79.49kW/m^2･℃の値とする。

f. ＤＮＢＲが許容限界値以下となった場合、熱伝達係数は、膜沸騰状態に対する Bishop-Sandberg-Tong の相関式(6)を用いる。

g. 燃料被覆管温度が約 980℃以上になると、ジルコニウム－水反応が顕著となるが、このジルコニウム－水反応量の計算には、Baker-Just の式を使用する。

(3) 解析結果

１台の１次冷却材ポンプ軸固着時の炉心流量、原子炉出力、平均点熱流束、熱点熱流束、原子炉圧力及び炉心熱点の燃料被覆管最高温度の変化を第 3.2.3.1 図に示す。

１次冷却材流量の減少により、事故発生の約 0.1 秒後に「１次冷却材流量低」信号のトリップ限界値に達し、約 1.1 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより、原子炉は自動停止する。

原子炉圧力の最高値は約 17.1MPa[gage]である。また、最小ＤＮＢＲは、許容限界値を下回るものの、燃料被覆管最高温度は約 1,032℃であり、熱点におけるジルコニウム－水反応量は約 0.4％である。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.3.3 結　　論

1 台の１次冷却材ポンプ軸固着時において１次冷却材流量が減少するものの、原子炉は自動的に停止され、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

また、最小ＤＮＢＲは、許容限界値を下回るものの、熱点の燃料被覆管最高温度は約 1,032℃にとどまり、熱点のジルコニウム－水反応量は約 0.4％である。したがって、炉心は十分な冷却が可能であることの具体的な判断基準として準用している「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準（燃料被覆の温度の計算値の最高値は、1,200℃以下であること、及び燃料被覆の化学量論的酸化量の計算値は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15％以下であること。）を満たす。このことから、炉心は大きな損傷に至ることはなく、炉心冷却能力が失われることはない。

3.2.4 主給水管破断

3.2.4.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に、給水系配管に破断が生じ、２次冷却材が喪失し、原子炉の冷却能力が低下する事象を想定する。

具体的には主給水管 1 本が瞬時に両端破断するものと考える。も

し、主給水管の逆止弁と蒸気発生器の間の配管が破断すると、蒸気発生器の保有水も破断口を通して放出される。さらに、この位置での破断により破断側の蒸気発生器へ補助給水を供給することができなくなる。

この場合、以下の理由で炉心に発生する熱を１次冷却系より除去する能力が減少する。

a. 蒸気発生器への主給水が減少するため、原子炉が停止するまでに１次冷却材温度は上昇する。

b. 破断側の蒸気発生器の保有水は破断口を通して放出され、原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱の除去に利用できない。

c. 破断が大きいと原子炉停止後主給水を供給できない。

しかしながら、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、健全側の蒸気発生器へ補助給水を供給することによって１次冷却系を冷却することができる。さらに、加圧器安全弁の動作により原子炉圧力の上昇を抑制することができるので、炉心に過度の損傷を与えることなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれることもなく事故は安全に終止できる。

(2) 防止対策

主給水管の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行い、主給水管破断が起こる可能性を極めて小さくする。

(3) 拡大防止対策

a. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 原子炉圧力高

(b) 過大温度ΔＴ高

(c) 蒸気発生器給水流量低

(d) 蒸気発生器水位異常低

(e) 非常用炉心冷却設備作動

b. 原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱の除去のために、補助給水

系を設ける。

c. 1次冷却系の過圧を防止するため、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の設備を設ける。

d. 破断側蒸気発生器の水位低下及び給水流量の増加、健全側蒸気発生器への給水流量の減少等から異常を検知し、破断側蒸気発生器への補助給水を早期に停止できるよう、中央制御室から操作可能な補助給水ポンプ出口弁を設ける。

3.2.4.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、加圧器保有水量、1次冷却材平均温度等の過渡応答を求める。これらのデータを使って燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料棒表面の熱流束の変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 原子炉圧力の評価では、初期原子炉出力は定格出力の102%とする。

b. すべての蒸気発生器への主給水は、主給水管破断発生と同時に停止するものとする。

c. 主給水管1本が瞬時に両端破断すると仮定するが、給水リングの開口部にて臨界流となるものとする。破断流量の計算にはＭｏｏｄｙのモデル[7]を使用するものとする。

d. 原子炉は破断側の「蒸気発生器水位異常低」信号で自動停止するものとする。

e. 原子炉停止と同時に外部電源は喪失するものとする。

f. 事象発生後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[4]を使用する。

g. 運転員は事故の発生を検知してから 10 分後に健全側蒸気発生器

2 基に、タービン動補助給水系の単一故障を仮定し、電動補助給水ポンプ 2 台分の補助給水を供給する操作を行うものとする。

h. ＤＮＢＲの評価では初期原子炉出力は定格出力とする。

(3) 解析結果

主給水管破断時の 1 次冷却材平均温度、原子炉圧力及び加圧器保有水量の変化を第 3.2.4.1 図に、最小ＤＮＢＲの変化を第 3.2.4.2 図に示す。

初期に原子炉圧力は上昇するが、原子炉は事故発生の約 15 秒後に「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に達し、約 17 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止し、さらに、加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑えられる。その後、破断側蒸気発生器の水位低下及び給水流量の増加並びに健全側蒸気発生器への給水流量の減少から異常を検知し、「蒸気発生器水位異常低」原子炉トリップ信号発信後 10 分で破断側蒸気発生器への補助給水ポンプ出口弁の閉止操作が行われるので、やがて補助給水による除熱が崩壊熱及びその他の残留熱の発生を上回り原子炉圧力は低下する。最小ＤＮＢＲは約 1.71 である。また、原子炉圧力の最高値は約 17.7MPa[gage]であり、「事故」のなかで最高となる。この場合でも原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 18.2MPa[gage]にとどまる。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.4.3 結　　論

主給水管破断時、原子炉は原子炉保護設備により自動停止し、最小ＤＮＢＲは約 1.71 にとどまる。さらに、補助給水系が作動して原子炉の崩壊熱及びその他の残留熱を除去することにより、炉心は十分に冷却でき、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

3.2.5 主蒸気管破断

3.2.5.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の高温停止時に、２次冷却系の破断等により、１次冷却材の温度が低下し、反応度が添加される事象を想定する。

具体的には主蒸気管 1 本が瞬時に両端破断するものと考える。破断による蒸気の流出は蒸気圧力の低下とともに減少するが、１次冷却系から熱を除去し、１次冷却材の温度及び圧力の低下をもたらす。原子炉が正の減速材密度係数を有すると、反応度が添加され、原子炉の反応度停止余裕が減少する。もし、最も反応度価値の大きい制御棒クラスタ 1 本が全引き抜き位置で固着した場合は臨界となり、出力上昇の状態も生じ得るが、非常用炉心冷却設備の作動により、原子炉は再び臨界未満となり安全に保たれる。

(2) 防止対策

a. 主蒸気管の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に準拠して行い、主蒸気管破断が起こる可能性を極めて小さくする。

b. 主蒸気系の過圧を防止するため、タービンバイパス系、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁を設ける。

(3) 拡大防止対策

a. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大温度ΔＴ高

(c) 過大出力ΔＴ高

(d) 非常用炉心冷却設備作動

(e) 原子炉圧力低

b. ほう酸水を炉心に注入するため、以下の信号により非常用炉心冷却設備を作動させる。

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

(c) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致

(d) 主蒸気ライン差圧高

(e) 原子炉格納容器圧力高

c. １次冷却系の圧力低下に伴い、その圧力が蓄圧タンクの保持圧力を下回ると、蓄圧タンクから１次冷却系へほう酸水の注入が開始される。

d. １次冷却材の過度の冷却を防ぐために、原子炉トリップ信号と「１次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。さらに、非常用炉心冷却設備作動信号により主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

e. 健全側主蒸気管からの逆流による蒸気の流出を防止するため、主蒸気隔離弁の下流に逆止弁を設け、さらに、以下の信号によって主蒸気隔離弁を全閉する。

(a) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは１次冷却材平均温度異常低の一致

(b) 原子炉格納容器圧力異常高

f. 蒸気発生器の蒸気出口ノズル部にフローリストリクタを設け、主蒸気管破断による蒸気流出を制限するように設計している。

3.2.5.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉圧力、炉心冷却材平均温度、蒸気流量、炉心反応度及び熱流束の過渡応答を求める。さらに、出力分布を核設計計算コードＡＮＣにより求め、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 原子炉の初期状態としては、原子炉は高温停止状態にあり制御

棒クラスタは全挿入されているものとする。反応度停止余裕は、原子炉トリップ時に最大の反応度価値を有する制御棒クラスタ 1 本が、全引き抜き位置で固着したときの値として、0.0177Δk/k とする。１次冷却材中のほう素濃度は 0ppm を仮定する。

b. 解析はサイクル末期について行う。

サイクル末期は、減速材密度係数が最大になるので、１次冷却系の冷却による炉心への影響が最も大きい。

減速材密度変化による反応度効果は、第 2.3.6.1 図に示すように、減速材の密度の関数として与える。また、ドップラ出力係数による反応度効果は、第 3.2.5.1 図に示すように出力の関数として与える。

c. １次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、高温停止状態の値として、それぞれ 286.1℃及び 15.41MPa[gage]とする。

d. 主蒸気管１本の瞬時の両端破断を仮定する。

また、外部電源はある場合の方が１次冷却材流量が維持され炉心がより冷却されるので、厳しい仮定になると考えられるが、ここでは以下の 2 ケースについて解析する。

ケースＡ　　外部電源あり

ケースＢ　　外部電源なし

e. 逆止弁の効果は、解析では安全側に考えて無視して、主蒸気管の隔離は主蒸気隔離弁によって行うものとする。

f. ＤＮＢＲの評価では、1 台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度 20,000ppm のほう酸水を１次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原子炉圧力の評価では、２台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

非常用炉心冷却設備の動的機器の単一故障としてこの仮定が最も厳しい。

ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、非常用炉心冷却設備作動信号が発信してから、ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び１次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

g. 主蒸気管の破断に伴う蒸気発生器２次側の温度低下率を大きく評価するため、蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

水のキャリーオーバは１次冷却系の冷却を減少させるので、この仮定は厳しいものである。

h. 主蒸気管破断時の蒸気流量の計算には、Ｍｏｏｄｙのモデル[7]を使用する。

i. ＤＮＢＲの計算には、Ｗ－３相関式[8]を使用する。

j. 非常用炉心冷却設備作動信号発信後 10 分の時点で蒸気放出が継続している蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行うものとする。

(3) 解析結果

a. ケースＡ（高温停止状態において、主蒸気管 1 本の瞬時の両端破断で外部電源あり）の場合の炉心冷却材平均温度、原子炉圧力、破断側蒸気発生器からの蒸気流量、熱流束及び反応度の変化を第 3.2.5.2 図に示す。

b. ケースＢ（高温停止状態において、主蒸気管 1 本の瞬時の両端破断で外部電源なし）の場合の炉心冷却材平均温度、原子炉圧力、破断側蒸気発生器からの蒸気流量、熱流束及び反応度の変化を第 3.2.5.3 図に示す。

c. 2 ケースとも原子炉は臨界に達する。特にケースＡではその最大熱流束は定格出力値の約 10％まで上昇しており、ケースＢに比べて厳しくなっている。

d. 2 ケースとも「主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に約 2 秒で達し、ケースＡでは約 17 秒、ケースＢでは約 27 秒で非常用炉心冷却設備が作動する。ケースＡでは 1 台の充てん／高圧注入ポンプから高濃度のほう酸水が１次冷却材低温側配管へ、事故後約 29 秒で到達することにより原子炉出力は低下し、最小ＤＮＢＲは約 2.38 にとどまる。

e. 外部電源の喪失を同時に仮定したケースＢでは、１次冷却材ポンプトリップにより、１次冷却材流量が減少し、主蒸気管破断によ

る１次冷却系を冷却する効果は小さいため、炉心に与える影響は少ない。

f. いずれのケースも原子炉は臨界に達するが、非常用炉心冷却設備の作動で原子炉出力は低下し、炉心は臨界未満となる。その後、２次側による冷却操作等により、原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

g. ２台の充てん／高圧注入ポンプによりほう酸水が注入され続けたとしても、加圧器安全弁の容量は注入流量を十分上回るため、原子炉圧力が過度に上昇することはない。

h. 臨界状態が継続する間、最小ＤＮＢＲは約 2.38 であり、最大熱流束は定格出力値の約 10%と小さいため、燃料中心温度は十分溶融点未満である。

また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の 1.1 倍を下回る。

さらに臨界継続中に他の異常状態が重畳する可能性は十分小さい。

3.2.5.3 結　　論

以上のように、最も厳しい条件による解析において、原子炉は臨界に達し、その最大熱流束は定格出力値の約 10%になるが、その後、非常用炉心冷却設備の作動で高濃度のほう酸水が炉心に注入され、原子炉出力は低下し、臨界未満になる。最小ＤＮＢＲは約 2.38 にとどまるので炉心冷却能力が失われることはない。

また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

3.3 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

3.3.1 制御棒飛び出し

3.3.1.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉が臨界又は臨界近傍にあるときに、制御棒駆動系あるいは圧力ハウジングの破損等により制御棒クラスタ 1 本が炉心外に飛び出し、急激な反応度の添加と出力分布変化を生ずる事象を想定する。

高温零出力時からの飛び出しは、反応度の添加が 1 ドルを超えるので、反応度投入事象となる。

この事故による原子炉出力の上昇は、負のドップラ反応度帰還によって抑制され、さらに、原子炉保護設備により原子炉は自動停止し、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。

また、破断口からの 1 次冷却材の流出は、1 次冷却材管両端破断に比較して破断口の大きさが十分小さいので、厳しいものではない。

(2) 防止対策

圧力ハウジングの設計及び製作は以下の点に留意して行い、破損が起こる可能性を極めて小さくする。

a. 運転に先立って、圧力ハウジングは最高使用圧力の 1.25 倍の水圧試験を行い、十分耐圧性の立証されたものを使用する。

b. 圧力ハウジングは、出力運転時の過渡変化や 1 次冷却系の熱水力学的挙動により過度の応力を受けないように、また、設計地震力に十分耐えるように設計している。

c. 圧力ハウジングには、原子炉の運転中に遭遇すると思われる全温度範囲にわたって、優秀な強じん性を有するステンレス鋼を使用する。

(3) 拡大防止対策

a. 制御棒クラスタの飛び出しにより、過大な反応度が添加されないような設計としている。

出力運転時には、停止グループの制御棒クラスタは全引き抜き位置にあり、制御グループの制御棒クラスタは制御棒挿入限界に

より挿入を制限しており、制御棒クラスタの飛び出しにより、過大な反応度が添加されないような設計としている。

b. 原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 出力領域中性子束変化率高

c. 1次冷却材量が減少すると以下の信号で非常用炉心冷却設備が作動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を炉心に注入する。

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

その他の拡大防止対策については、「3.2.1.1 (3)拡大防止対策」と同じである。

3.3.1.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

多次元炉心動特性解析コードＴＷＩＮＫＬＥにより、炉心の平均出力の過渡応答を求め、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより、この平均出力に熱水路係数を乗じた出力変化に対する熱点での燃料エンタルピ、燃料温度等を解析する[9]。また、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲにより炉心における急峻なボイドの生成を求め、このボイドを考慮して、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力の変化を求める。

(2) 解析条件

a. 解析は以下の 4 ケースについて実施する。

(a) サイクル初期高温全出力

(b) サイクル末期高温全出力

(c) サイクル初期高温零出力

(d) サイクル末期高温零出力

b. 高温全出力のケースでは、

(a) 原子炉出力及び1次冷却材平均温度の初期値は、圧力解析の場

合にはそれぞれ定格出力の 102%及び 307.9℃とする。なお、ＤＮＢＲ評価の場合には初期値は定格値とする。

(b) 原子炉圧力の初期値は、圧力解析の場合には定格値に正の定常誤差を考慮した値、ＤＮＢＲ評価の場合には定格値とする。

(c) 制御グループの制御棒クラスタのバンクＤは、制御棒挿入限界位置にあると仮定し、その位置からバンクＤに属する制御棒クラスタ１本が飛び出すものとする。

(d) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（高設定）」信号によるものとする。

c. 高温零出力のケースでは、

(a) 原子炉出力及び１次冷却材平均温度の初期値は、燃料エンタルピ解析及び圧力解析の場合にはそれぞれ定格出力の 10^{-9} 及び 288.3℃とする。

(b) 原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピ解析の場合には定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合には正の定常誤差を考慮した値とする。

(c) 制御グループの制御棒クラスタのバンクＤは全挿入位置、その他のバンクは制御棒挿入限界位置にあると仮定し、その位置からバンクＤに属する制御棒クラスタ 1 本が飛び出すものとする。

(d) 原子炉の自動停止は、「出力領域中性子束高（低設定）」信号によるものとする。

d. 原子炉圧力の評価においては、燃料から冷却材への熱伝達、金属－水反応、冷却材中での熱発生を考慮し、圧力ハウジングの破損による減圧効果を無視する。

e. 制御棒クラスタの飛び出しによって、以下の反応度が 0.1 秒の間に添加されるものとする。

サイクル初期高温全出力	0.15% Δk/k
サイクル末期高温全出力	0.15% Δk/k
サイクル初期高温零出力	0.75% Δk/k
サイクル末期高温零出力	1.0 % Δk/k

f. 実効遅発中性子割合（β eff ）は以下の値を使用する。

サイクル初期　　0.49%

サイクル末期　　0.44%

g. ギャップ熱伝達係数は、燃料エンタルピ解析では、初期の燃料エンタルピを高めに与えるように小さめのギャップ熱伝達係数をコード内部で計算し、初期値から一定として使用する。

h. 燃料被覆管表面熱伝達係数は以下に示す相関式により計算する。

(a) サブクール状態　　Dittus-Boelter の式

(b) 核沸騰状態　　Jens-Lottes の式

(c) 膜沸騰状態　　Bishop-Sandberg-Tong の式

解析ではいったんＤＮＢに達すれば、その後は膜沸騰状態が持続するものとする。

i. 事故に伴う原子炉出力の急上昇はドップラ効果によって抑えられる。ドップラ反応度帰還は、燃料実効温度の関数として考慮する。

圧力ハウジングの破損に伴う減圧沸騰による負の反応度効果は、考慮しないものとする。

j. 制御棒クラスタ飛び出し直後の熱流束熱水路係数は以下の値を使用する。また、その後の熱流束熱水路係数は、高温全出力のケースについては一定とし、高温零出力のケースについては、制御棒クラスタ飛び出し後の反応度帰還効果による出力分布の変化を考慮する。

サイクル初期高温全出力　　5.0

サイクル末期高温全出力　　5.0

サイクル初期高温零出力　　14

サイクル末期高温零出力　　25

k. 反応度投入による急激な発熱量の増加により、浸水燃料の破裂及び／又はペレット／被覆管機械的相互作用を原因とする破損（以下「ＰＣＭＩ破損」という。）が生じる場合には、両者の影響を重畳して発生する機械的エネルギを評価する。

浸水燃料の破裂限界及びＰＣＭＩ破損しきい値のめやすは以下

の値を用いる。

(a) 浸水燃料の破裂限界

ピーク出力部燃料エンタルピが 272kJ/kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 65cal/g･UO_2 に相当。）を超える燃料棒の被覆は破裂したものとする。

(b) ＰＣＭＩ破損しきい値のめやす

ピーク出力部燃料エンタルピの増分が、「ＲＩＥ報告書」に示された以下のＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを超えた場合、ＰＣＭＩ破損が生じるものとする。

ペレット燃焼度　25,000MWd/t 未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　460kJ/kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す 110cal/g･UO_2 に相当。）

ペレット燃焼度　25,000MWd/t 以上 40,000MWd/t 未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　356kJ/kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す 85cal/g･UO_2 に相当。）

ペレット燃焼度　40,000MWd/t 以上 65,000MWd/t 未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　209kJ/kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す 50cal/g･UO_2 に相当。）

ペレット燃焼度　65,000MWd/t 以上 75,000MWd/t 程度まで

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　167kJ/kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す 40cal/g･UO_2 に相当。）

(3) 解析結果

a. 中性子束変化をケースごとに第 3.3.1.1 図～第 3.3.1.4 図に示す。また、高温零出力のケースについては、燃料エンタルピを併せて図に示し、解析結果を第 3.3.1.1 表にまとめる。

原子炉圧力の変化を第 3.3.1.5 図及び第 3.3.1.6 図に示す。

b. いずれのケースも、制御棒クラスタ飛び出しに伴う原子炉出力の急峻な上昇は、負のドップラ反応度帰還効果により抑制され、事象発生時を基準とした下記の時刻に「中性子束高」信号により制御棒クラスタが落下を開始することにより終止する。

サイクル初期高温全出力　　約 0.6 秒
サイクル末期高温全出力　　約 0.5 秒
サイクル初期高温零出力　　約 0.7 秒
サイクル末期高温零出力　　約 0.6 秒

その後は、原子炉冷却材喪失と同様に非常用炉心冷却設備により長期にわたり冷却が維持される。

c. 高温零出力のケースにおける燃料エンタルピの最大値は、サイクル末期で生じ、約 489kJ/kg･UO_2 である。

また、原子炉圧力の最高値は、サイクル末期高温零出力のケースで生じ、約 16.6MPa[gage]である。

d. 「3.4 環境への放射性物質の異常な放出」で考慮する燃料破損割合は、以下の中から最大のものを使用する。

(a) 高温全出力のケース

ＤＮＢＲが許容限界値を下回る燃料棒は破損するものとし、破損する燃料棒数の炉心の全燃料棒数に対する割合は次のとおりとなる。

サイクル初期　　約 7%
サイクル末期　　約 2%

なお、燃料中心温度の最高値は、サイクル初期約 2,490℃、サイクル末期約 2297℃であり、溶融点未満である。

(b) 高温零出力のケース

燃料エンタルピの最大値はサイクル末期の約 489kJ/kg･UO_2 であり、燃料の許容設計限界約 712kJ/kg･UO_2 を超えない。

ＰＣＭＩ破損量が多くなるような炉心を想定し、かつ、サイクル末期の評価では、ペレットの燃焼度が最高燃焼度に達することを考慮しても、燃焼の進んだ燃料のピーク出力部燃料エンタルピの増分がＰＣＭＩ破損しきい値のめやすを上回る燃料棒数の炉心の全燃料棒数に対する割合は、次のとおりとなる。

サイクル初期　　0%
サイクル末期　　約 1%

e. ピーク出力部燃料エンタルピは、最大で約 469kJ/kg･UO_2 であり、502kJ/kg･UO_2 を下回る。また、ＰＣＭＩ破損燃料及び破裂する浸水燃料の重量和は、最も大きくなるケースで約 135kg（炉心の全燃料重量の約 0.16%）であり、炉心の全燃料重量の 0.2%を下回る。したがって、ＰＣＭＩ破損及び浸水燃料の破裂に伴う機械的エネルギの影響については、「ＲＩＥ報告書」添付４に示された同規模の炉心における影響評価に包含されている。

第 3.3.1.1 表　制御棒飛び出し解析結果（高温零出力）

項　目 ＼ ケース		サイクル初期	サイクル末期
燃料エンタルピ最大値 (kJ/kg･UO_2)		351	489
ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値 (kJ/kg･UO_2)	燃焼度 25,000MWd/t 未満	198	392
	燃焼度 25,000MWd/t 以上 40,000 MWd/t 未満	108	305
	燃焼度 40,000MWd/t 以上 65,000 MWd/t 未満	115	293
	燃焼度 65,000MWd/t 以上 75,000 MWd/t 程度まで	該当燃焼度のペレット無し	210
ピーク出力部燃料エンタルピ最大値 (kJ/kg･UO_2)		275	469

3.3.1.3 結　　論

燃料エンタルピの最大値は約 489kJ/kg･UO_2 であり、791kJ/kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 230cal/g･UO_2 に対して燃焼が最も進んだペレットの融点低下及びガドリニア添加によるペレット融点低下を考慮した燃料エンタルピ。）を十分下回っており、燃料の大きな損傷が生じることはなく、炉心冷却能力が失われることはない。

また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

3.4 環境への放射性物質の異常な放出

3.4.1 放射性気体廃棄物処理施設の破損

3.4.1.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、放射性気体廃棄物処理設備の一部が破損し、ここに貯留されていた気体状の放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

具体的には、放射性気体廃棄物処理設備の配管、水素再結合装置ガス減衰タンク、ガス減衰タンク等が、何らかの理由で破損又は漏えいを起こし、内蔵された放射性物質が施設外に放出される事象である。

評価では、放射性気体廃棄物が最も多く貯蔵されている水素再結合装置ガス減衰タンク 1 基が破損し、放射性ガスが原子炉補助建屋内に放出される事象として考える。

(2) 防止対策

a. 放射性気体廃棄物処理設備の配管、タンク類の材料選定、設計、製作、据付け及び検査は関連する規格及び基準に準拠して行い、破損や漏えいの起こる可能性を小さくする。

b. 水素再結合装置ガス減衰タンク及びガス減衰タンクのガス圧力がタンクの設計圧力を下回るように、水素再結合装置ガス圧縮機の吐出圧力を決め、破損の可能性を小さくする。

(3) 拡大防止対策

a. 仮に水素再結合装置ガス減衰タンク、ガス減衰タンク等が破損又は漏えいを起こしたとしても各減衰タンクの出入口に隔離弁を設け、使用中のタンク以外は常時閉止することにより、放出放射能量を最大限タンク 1 基分にとどめるようにする。

b. 放射性気体廃棄物処理設備から原子炉補助建屋内にガス状の放射性物質が放出された場合、排気設備によって補助建屋排気筒へ導く。さらに、排気設備には、放射性ガスの監視設備を設け、周辺環境に放出される放射性物質を監視する。

3.4.1.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1) 評価方法

大気中に放出される放射性希ガスの量は、以下の条件により評価し、実効線量は「3.4.2 蒸気発生器伝熱管破損」と同様な方法により評価する。

(2) 評価条件

前述の防止対策及び設計上の考慮により、水素再結合装置ガス減衰タンクの破損の可能性は極めて小さいが、評価上次の条件により評価する。

a. 原子炉は事故直前まで定格出力の 102%で運転していたものとする。

b. 1 次冷却材中の希ガス濃度は燃料被覆管欠陥率を 1%として評価し、1 次冷却材から抽出された放射性希ガスは、体積制御タンクでその全量が水素によってパージされ、水素再結合装置ガス減衰タンクに貯蔵されるものとする。

c. プラント稼動率は 100%とする。

d. 4 基のタンクの切替えを考慮し、タンク 1 基当たりの貯蔵量が最大となる時点で破損するものとし、瞬時にタンク中の放射能全量が原子炉補助建屋内に放出されると仮定する。

e. 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基づいて計算された相対線量（D／Q）を用いる。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される希ガスの量及び敷地境界外における最大の実効線量は下表のとおりである。また、希ガスの大気放出過程を第 3.4.1.1 図に示す。

評　価　項　目	評 価 結 果
希ガスの放出量（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 2.1×10^{14} Bq
実　効　線　量	約 0.32 mSv

3.4.1.3 結　　論

放射性気体廃棄物処理施設の破損を仮定した場合、核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

3.4.2 蒸気発生器伝熱管破損

3.4.2.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の出力運転中に、蒸気発生器の伝熱管が破損し、２次冷却系を介して１次冷却材が原子炉格納容器外に放出される事象を想定する。この場合、１次冷却材に放射性物質が含まれていると仮定すると、蒸気発生器２次側で放射性物質による汚染を生じる。この汚染された２次側の蒸気は、タービン又はタービンバイパス系を通り復水器へ導かれるが、もし同時に外部電源が喪失していること等によりタービンバイパス系が不作動であると、放射性物質は主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁等を通って大気へ放出される。

蒸気発生器の伝熱管が破損した場合、破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁等の閉止操作を行い、さらに健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を操作することにより、１次冷却系は早期に冷却及び減圧され、２次側への１次冷却材の流出を停止させることにより放射性物質の環境への放出を抑えることができる。

その後、さらに健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス系による１次冷却系の冷却及び減圧を継続することにより、事故は終止できる。

(2) 防止対策

a. 蒸気発生器の伝熱管や管板肉盛材には、耐食性の優れたニッケル・クロム・鉄合金を使用し、伝熱管のU字部の流体力による振動を抑制するため振止め金具を設けるとともに、設計、製作、据付け及び検査も関連する規格及び基準に準拠して行う。また、供用期間中において必要な検査を行うとともに、使用する水の溶存酸素や塩素等の含有量を抑えるよう水質を管理することにより、蒸気発生器伝熱管の破損の可能性を極めて小さくする。

b. 1次冷却系の過圧を防止し、蒸気発生器伝熱管に過大な差圧が生じないようにするため、加圧器スプレイ、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁を設ける。

c. 蒸気発生器のブローダウン配管に蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器真空ポンプ排気ラインに復水器空気抽出器ガスモニタ及び各主蒸気管に高感度型主蒸気管モニタを設け、放射性物質濃度が高くなると、中央制御室において警報を発し、運転員の注意を喚起する。

(3) 拡大防止対策

a. 破損の程度が小さい場合は、加圧器水位の低下による充てん／高圧注入ポンプの補給水量の自動増加により、加圧器の水位が定常時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。

b. 破損の程度が大きい場合は、原子炉保護設備からの信号により原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発信が考えられる。

(a) 原子炉圧力低

(b) 過大温度ΔT高

c. さらに、1次冷却材量の減少が継続すると、以下の信号で非常用炉心冷却設備が作動し、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクのほう酸水を炉心に注入する。

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

また、非常用炉心冷却設備作動信号により、主給水ポンプが停止するため、補助給水ポンプにより健全側蒸気発生器２次側への給水を確保し、主蒸気逃がし弁による１次冷却系の冷却を行う。

d. 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、中央制御室から操作可能なように設計しており、この主蒸気隔離弁を閉止して２次側における放射性物質の拡散を回避する。

なお、主蒸気隔離弁の閉止機能の信頼性向上を図るため、閉弁操作後現場で同弁を増締めし、閉止することができるように設計している。

e. 破損側蒸気発生器２次側への１次冷却材の過大な流出を防止するため、破損側蒸気発生器を蒸気発生器水位計等により検知し、中央制御室において健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁、次いで加圧器逃がし弁を操作することにより、１次冷却系の圧力を早期に下げることができるように設計している。

3.4.2.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、２次系圧力、１次冷却系から２次冷却系への流出量等の過渡応答を求める。これらのデータを使って燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより、燃料棒表面の熱流束の変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2) 解析条件

a. 初期原子炉出力は定格出力の 102%とする。

b. １基の蒸気発生器の伝熱管の１本が、瞬時に両端破断を起こしたものとする。流出流量の算出に当たっては、保守的に評価するように、初期値を 130t/h とした１次冷却系と２次冷却系の差圧の平方根に比例する式を用いる。

c. 原子炉は、「原子炉圧力低」信号又は「過大温度ΔＴ高」信号に

より自動停止するものとする。

d. 非常用炉心冷却設備の作動は、1次冷却材の流出量を大きくするように充てん／高圧注入ポンプ2台が作動するものとする。

また、補助給水ポンプはタービン動補助給水ポンプの単一故障を仮定し電動補助給水ポンプ2台が作動するものとする。

e. 1次冷却材の2次冷却系への流出量及び大気への蒸気放出量を大きく見積もるため、主蒸気逃がし弁が自動動作するものとする。

f. 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

外部電源がある場合、タービンバイパス系が使用でき蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び非常用炉心冷却設備作動信号と原子炉トリップ信号の一致等により1次冷却材ポンプが停止するまでの間は、1次冷却系を冷却及び減圧できることから、大気への核分裂生成物の放出量の観点から外部電源がない場合の方がより厳しく評価することとなる。

g. 事故終止のための運転員操作としては、以下のとおりとする。

(a) 破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作を行うとともに、破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作を行う（原子炉トリップ後10分）。

(b) 破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁は、原子炉トリップの10分後に閉止操作を開始し、原子炉トリップ後20分で閉止するものとする。

(c) 健全側の主蒸気逃がし弁を開き、1次冷却系の冷却を開始する（原子炉トリップ後25分）。

(d) 1次冷却材を高温零出力温度以下に十分減温した後、加圧器逃がし弁を開き、1次冷却系を減圧する。原子炉圧力が、破損側蒸気発生器の2次側圧力まで低下した時点で、加圧器逃がし弁を閉じる（解析では、1次冷却材高温側配管温度が274℃に減温された時点で減圧を開始する。）。

(e) 加圧器逃がし弁の閉止後、原子炉圧力の再上昇を確認した後、非常用炉心冷却設備を停止する（解析では、原子炉圧力の再上

昇の幅は 0.98MPa とする。）。

h. ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

(3) 解析結果

a. 蒸気発生器伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こした場合の結果を第 3.4.2.1 図に示す。１次冷却材が２次冷却系へ流出するのに伴い、加圧器水位及び原子炉圧力が低下し、「過大温度ΔＴ高」信号により、事故発生の約 6 分後に、原子炉は自動停止する。

b. 原子炉トリップ後、１次冷却系の減圧及び２次冷却系への１次冷却材流出により事故発生の約 7 分後に発信する「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号によって、非常用炉心冷却設備が作動してほう酸水を炉心に注入する。

c. 事故発生後約 16 分（原子炉トリップ信号発信後 10 分の時点）の破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作及び破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作、事故発生後約 26 分の破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止、その後の事故発生後約 31 分の健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の冷却の促進、及び事故発生後約 40 分の加圧器逃がし弁開により、原子炉圧力は破損側蒸気発生器の２次側圧力まで低下する。その時点で、加圧器逃がし弁を閉止することにより原子炉圧力は再び上昇するが、事故発生後約 44 分の非常用炉心冷却設備の停止並びに健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による１次冷却系の冷却及び減圧操作の継続により、事故発生後約 47 分で原子炉圧力は２次冷却系の圧力まで減圧し、１次冷却材の２次冷却系への流出は停止する（以下、この状態を「隔離」という。）。以後、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の操作、補助給水系の運転、さらに、余熱除去系の運転により原子炉を冷却し、原子炉を冷態停止状態に移行することができる。

d. 最小ＤＮＢＲの解析結果を第 3.4.2.2 図に示す。最小ＤＮＢＲは約 1.57 であり、新たに燃料棒の破損は生じない。

e. １次冷却材の２次冷却系への流出量は、第 3.4.2.1 図に示すよう

に約 71ｔである。流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中に放出される蒸気量は約 23ｔである。

3.4.2.3 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1) 評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量は、「4.1.2 蒸気発生器伝熱管破損」と同様な方法により評価する。ただし、１次冷却系保有水量は 186t を用いる。

また、実効線量は、よう素の吸入摂取による小児の実効線量と外部γ線による実効線量の和として評価する。

よう素の吸入摂取による実効線量は（１０－１）式で評価される。

$$E_I = K_{He} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (10-1)$$

ここで、

E_I　：よう素の吸入摂取による小児の実効線量　（mSv）

K_{He}　：Ｉ－１３１の吸入摂取による小児の実効線量係数　（mSv/Bq）

また、第 3.4.2.1 表にＩ－１３１の影響を１とした場合の他のよう素核種の影響割合（以下「Ｉ－１３１等価量への換算係数」という。）を示す。

M　：小児の呼吸率　（m^3/s）

呼吸率は、事故の継続時間が比較的短いことを考慮し、活動時の呼吸率 $0.31m^3/h$ を秒当たりに換算して用いる。

Q_e　：事故期間中のよう素の大気放出量（Ｉ－１３１等価量－小児実効線量係数換算）（Bq）

χ/Q　：相対濃度　（s/m^3）

外部γ線による実効線量は（１０－２）式で評価される。

$$E_\gamma = K_1 \cdot Q_N \cdot (D / Q) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (10-2)$$

ここで、

E_γ　：外部γ線による実効線量　（Sv）

K_1　：空気カーマから実効線量への換算係数
（＝1 Sv/Gy）
Q_N　：事故期間中の希ガスの大気放出量
（γ線エネルギー0.5MeV 換算）　（Bq）
D／Q　：γ線エネルギー0.5MeV における相対線量　（Gy/Bq）

第 3.4.2.1 表　よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数

核　種	よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数 (mSv/Bq)	Ｉ－１３１等価量への換算係数
Ｉ－１３１	1.6×10^{-4}	1
Ｉ－１３２	2.3×10^{-6}	1.44×10^{-2}
Ｉ－１３３	4.1×10^{-5}	2.56×10^{-1}
Ｉ－１３４	6.9×10^{-7}	4.31×10^{-3}
Ｉ－１３５	8.5×10^{-6}	5.31×10^{-2}

(2) 評価条件

a. 原子炉は、事故直前まで定格出力の 102%で運転されていたものとする。その運転時間は燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

b. 破損側蒸気発生器は、事故発生後 47 分で隔離されるものとし、この間に１次冷却系から２次冷却系へ流出する１次冷却材量は、解析結果に余裕を見込んだ値として 90t とする。また、流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中へ放出される蒸気量は、解析結果に余裕を見込んだ値として 30t とする。

c. 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、２次冷却系へ流出する放射能源として、以

下の 2 通りを仮定する。

(a) 燃料被覆管欠陥率 1%を用いて計算した 1 次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約 6.4×10^{13}Bq、希ガス約 3.1×10^{14}Bq（γ線エネルギー0.5MeV 換算）。

前述の核分裂生成物量の計算に当たっては、原子炉冷却材喪失評価に用いた核種に着目し、第 3.4.2.2 表及び第 3.4.2.3 表に示す 1 次冷却材中の核種別平衡濃度を用いる。

(b) (a)項の損傷燃料棒から新たに 1 次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約 1.1×10^{15}Bq、希ガス約 3.0×10^{15}Bq（γ線エネルギー0.5MeV 換算）。

追加放出量は、事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例して 1 次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は、解析結果に余裕を見込んだ値として $1.43\times10^{-2}\text{min}^{-1}$ とする。

d. この 1 次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する放射能量は、1 次冷却材中の濃度に依存するものとする。

e. 2 次冷却系に流出してきた希ガスについては、全量が大気中へ放出されるものとする。

f. 2 次冷却系に流出してきたよう素については、気液分配係数 100 で蒸気とともに大気に放出されるものとする。

g. 原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

外部電源がある場合、タービンバイパス系が使用でき、蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び非常用炉心冷却設備作動信号と原子炉トリップ信号の一致等により冷却材ポンプが停止するまでの間は、1 次冷却系を冷却及び減圧できることから、大気への核分裂生成物の放出量の観点から、外部電源がない場合の方がより厳しく評価することとなる。

h. 破損側蒸気発生器隔離後も、2 次冷却系の弁からの蒸気漏えいによりよう素が大気中に放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後 5m³/d とし、その後は２次冷却系圧力が 24 時間で直線的に大気圧まで低下すると仮定し、この２次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

i. 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁用排気管出口を通して放出されるが、評価上厳しめに地表面から放出されると仮定し、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基づいて計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を下表に示す。また、よう素及び希ガスの大気放出過程を第 3.4.2.3 図及び第 3.4.2.4 図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 Ｉ－１３１等価量－ 小児実効線量係数換算	約 1.1×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 4.4×10^{14}Bq
実効線量		約 0.86mSv

3.4.2.4 結　　論

蒸気発生器伝熱管の破損が生じた場合は、１次冷却系は早期に冷却及び減圧されることにより、破損側蒸気発生器は隔離され、事故を終止させることができる。また、最小ＤＮＢＲは約 1.57 であり新たに燃料棒の破損は生じない。

この場合、核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

第 3.4.2.2 表　1 次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	冷却材中濃度 (Bq/g)*1	冷却材中蓄積量 (Bq)*1	炉心内蓄積量 (Bq)*1	追加放出寄与分 (Bq)*1
Ｉ－１３１	2.84	8.06d	8.17×10^{4}	1.52×10^{13}	2.25×10^{18}	1.13×10^{14}
Ｉ－１３２	4.21	2.28h	2.99×10^{4}	5.56×10^{12}	3.34×10^{18}	1.67×10^{14}
Ｉ－１３３	6.77	20.8h	1.37×10^{5}	2.54×10^{13}	5.37×10^{18}	2.69×10^{14}
Ｉ－１３４	7.61	52.6min	1.87×10^{4}	3.47×10^{12}	6.04×10^{18}	3.02×10^{14}
Ｉ－１３５	6.41	6.61h	7.51×10^{4}	1.40×10^{13}	5.09×10^{18}	2.54×10^{14}
合　計	－	－	3.42×10^{5}	6.36×10^{13}	2.21×10^{19}	1.10×10^{15}

＊1　表中「約」を省略している。

第 3.4.2.3 表　1 次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率 (%)	半減期	γ線実効エネルギー (MeV/dis)	冷却材中濃度*1		冷却材中蓄積量*1	炉心内蓄積量 (Bq)*1	追加放出寄与分*1
				冷却材中濃度 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq/g)	γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq)		γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq)
Kr-83m	0.53	1.83h	0.0025	1.55×10^{4}	7.74×10^{1}	1.44×10^{10}	4.21×10^{17}	2.10×10^{11}
Kr-85m	1.31	4.48h	0.159	7.49×10^{4}	2.38×10^{4}	4.43×10^{12}	1.04×10^{18}	3.31×10^{13}
Kr-85	0.29	10.73y	0.0022	6.85×10^{5}	3.02×10^{3}	5.61×10^{11}	3.81×10^{16}	1.68×10^{10}
Kr-87	2.54	76.3min	0.793	4.31×10^{4}	6.83×10^{4}	1.27×10^{13}	2.02×10^{18}	3.20×10^{14}
Kr-88	3.58	2.80h	1.950	1.28×10^{5}	5.00×10^{5}	9.29×10^{13}	2.84×10^{18}	1.11×10^{15}
Xe-131m	0.040	11.9d	0.020	1.25×10^{5}	5.00×10^{3}	9.29×10^{11}	3.16×10^{16}	1.26×10^{11}
Xe-133m	0.19	2.25d	0.042	1.28×10^{5}	1.08×10^{4}	2.00×10^{12}	1.52×10^{17}	1.28×10^{12}
Xe-133	6.77	5.29d	0.045	9.94×10^{6}	8.95×10^{5}	1.66×10^{14}	5.37×10^{18}	4.84×10^{13}
Xe-135m	1.06	15.65min	0.432	2.14×10^{4}	1.85×10^{4}	3.44×10^{12}	8.39×10^{17}	7.25×10^{13}
Xe-135	6.63	9.083h	0.250	2.39×10^{5}	1.19×10^{5}	2.22×10^{13}	5.27×10^{18}	2.63×10^{14}
Xe-138	6.28	14.17min	1.183	2.08×10^{4}	4.93×10^{4}	9.18×10^{12}	4.99×10^{18}	1.18×10^{15}
合　計	－	－	－	1.14×10^{7}	1.69×10^{6}	3.15×10^{14}	2.30×10^{19}	3.03×10^{15}

＊1　表中「約」を省略している。

3.4.3 燃料集合体の落下

3.4.3.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、原子炉の燃料交換時に、何らかの理由によって燃料集合体が落下して破損し、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

具体的には、燃料取扱作業中、燃料取扱装置の機械的故障によって、取扱い中の燃料集合体が使用済燃料ピットに落下し、燃料被覆管の機械的破損を生じるような事象として考える。

(2) 防止対策

a. 燃料取扱装置の設計、製作、据付けや燃料取扱方法の確立に当たっては、燃料取扱いの際に臨界の可能性がなく、放射線業務従事者に過度の被ばくが起こる可能性がないよう考慮を払う。

b. 燃料取替えを行う際は、原子炉キャビティにはほう素を含む燃料取替用水を満たし、厳重な運転管理下でほう素濃度の点検調整を行う。このほう素濃度は、すべての制御棒クラスタを挿入した低温停止状態で実効増倍率 0.95 以下が確保されるのに必要な濃度以上に保つ。

c. 燃料取替作業中は、中性子源領域の核計装等により、炉内中性子束の常時監視を行うので、異常事態の発生は直ちに検知できる。

d. 使用済燃料ピットは、想定されるいかなる状態においても実効増倍率が 0.98 以下となるように、燃料集合体の中心間隔を設計しており、ラックで垂直に支えて貯蔵する配置とする。

e. 原子炉キャビティに所要の水位が保たれていないと、「使用済燃料ピット水位低」等の警報を中央制御室に発し、運転員の注意を喚起し、かつ、取り扱う燃料の操作及び移送は、すべて水中で十分な遮へい距離をもって行うので、放射線業務従事者が過度に被ばくするおそれはない。

f. 燃料取替クレーンのグリッパは、空気作動式で、空気圧が供給されないときは、燃料を保持したまま取外しのできない構造であり、

さらに、荷重指示計を設け、あらかじめ設定された荷重を超えるとつり上げを行えないインターロックを設けて、過大荷重による落下を防止する。また、使用済燃料ピットクレーンは駆動源の喪失に対しフェイル・アズ・イズの設計とし、さらに、燃料取替クレーン及び使用済燃料取扱工具は機械的なロック装置が内蔵されており、燃料をつかんでいる間グリッパが閉じないようにする。

g. 運転要領を十分に整備し、よく訓練された監督者の直接指揮下で燃料取扱操作を行う運転管理体制をとる。

h. 燃料集合体は十分な強度を有し、万一落下しても簡単に破損することはない。

(3) 拡大防止対策

万一燃料が落下し、放射性物質の漏えいがあった場合には使用済燃料ピット付近のエリアモニタで検知し、警報を発信する設計としている。

燃料を取り扱う使用済燃料ピットは、所要の水位が保たれており、万一燃料が落下して破損した際にも、使用済燃料ピット中でよう素は水に溶解し、燃料取扱室内に放出される量は低減される。

3.4.3.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1) 評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量は、以下の条件により評価し、実効線量は「3.4.2 蒸気発生器伝熱管破損」と同様な方法で評価する。

(2) 評価条件

a. 燃料取扱いに際し、使用済燃料ピット内で取扱い中の燃料集合体 1 体が操作上の最高の位置から落下し、落下した燃料集合体の全燃料棒の 10%の燃料棒の被覆管が破損するものとする。[10][11]

b. 原子炉停止時の燃料ギャップ内の核分裂生成物の量は、原子炉が定格出力の 102%で運転された取替炉心のサイクル末期の最大出力集合体（運転時間 40,000 時間）のものとする。

c. 燃料取替作業は、原子炉停止後 100 時間において開始され、この時点で落下事故が生じるものとする。

d. 損傷した燃料棒の燃料ギャップ内の核分裂生成物の全量が、使用済燃料ピット水中に放出されるものとする。

e. 使用済燃料ピット水中に放出された希ガスの水中への溶解を無視し、全量が燃料取扱室内に放出されるものとする。

f. 使用済燃料ピット水中に放出されたよう素は、水に溶けやすいためほとんど水中にとどまると考えられるが、水中での除染係数は 500 とする。

g. 燃料取扱室内に放出された希ガス及びよう素は、直接大気中に放出されるものとする。

h. 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、放射性物質が地表面から放出されると仮定し、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基づいて計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を下表に示す。また、よう素及び希ガスの大気放出過程を第 3.4.3.1 図及び第 3.4.3.2 図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－１３１等価量－小児実効線量係数換算）	約 1.0×10^{11} Bq
	希ガス（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 7.6×10^{12} Bq
実効線量		約 0.20 mSv

3.4.3.3 結　　論

燃料集合体の落下を仮定した場合、核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

3.4.4 原子炉冷却材喪失

3.4.4.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(2) 防止対策

この事故の防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(3) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

さらに、環境中への放射性物質の異常な放出を低減させるため、以下の対策を講じる。

a. 原子炉格納容器スプレイ設備には、原子炉格納容器内のよう素を低減させるため、よう素除去剤を添加する装置を設ける。

b. 事故期間中、原子炉格納容器からアニュラス部へ漏出した空気を浄化するために、アニュラス空気再循環設備を設ける。

c. 再循環期間中、非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系から安全補機室へ漏出した放射性物質は安全補機室空気浄化設備によって浄化する。

3.4.4.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1) 評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量及び実効線量並びに原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物の線源強度及び実効線量は、「4.1.1 原子炉冷却材喪失」と同様な方法により評価する。ただし、空気カーマから全身に対する線量への換算係数にかわり、空気カーマから実効線量への換算係数（＝1Sv/Gy）を用いる。

また、大気中に放出される核分裂生成物による実効線量は、「3.4.2 蒸気発生器伝熱管破損」と同様な方法により評価する。ただし、呼

吸率は、事故期間が 1 日以上に及ぶことより、1 日平均の呼吸率 5.16m³/d を秒当たりに換算して用いる。

(2) 評価条件

a. 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

b. 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス	1%
よう素	0.5%

c. 放出されたよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素の形態をとるものとする。

d. 原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、無機よう素については、50%が原子炉格納容器内部に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。

e. 格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率(12)は等価半減期 50 秒とする。

ただし、事故発生後、無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は評価上 7 分とする。

f. 工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定としてディーゼル発電機 1 台の不作動を仮定する。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

g. 原子炉格納容器からの漏えい率(13)は、事故時の原子炉格納容器内圧に対応した漏えい率を下回らないような値とし、以下の表の漏えい率とする。

漏えい率 (%/d)	時間区分 (s)		
0.130	0	～	12
0.132	12	～	20
0.130	20	～	170
0.132	170	～	290
0.130	290	～	620
0.125	620	～	1,200
0.120	1,200	～	2,000
0.115	2,000	～	13,000
0.110	13,000	～	21,000
0.105	21,000	～	29,000
0.100	29,000	～	40,000
0.095	40,000	～	54,000
0.090	54,000	～	74,000
0.085	74,000	～	110,000
0.080	110,000	～	160,000
0.075	160,000	～	250,000
0.070	250,000	～	390,000
0.065	390,000	～	650,000
0.060	650,000	～	1,200,000
0.055	1,200,000	～	2,500,000
0.050	2,500,000	～	2,592,000

なお、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合は、以下の表の漏えい率とする。

漏えい率 (%/d)	時間区分 (s)		
0.130	0	～	12
0.132	12	～	20
0.130	20	～	78
0.134	78	～	240
0.130	240	～	390
0.125	390	～	580
0.120	580	～	800
0.115	800	～	1,100
0.110	1,100	～	1,900
0.105	1,900	～	3,400
0.100	3,400	～	5,500
0.095	5,500	～	8,100
0.090	8,100	～	12,000
0.085	12,000	～	16,000
0.080	16,000	～	23,000
0.075	23,000	～	34,000
0.070	34,000	～	60,000
0.065	60,000	～	86,000
0.070	86,000	～	90,000
0.075	90,000	～	98,000
0.080	98,000	～	110,000
0.085	110,000	～	230,000
0.080	230,000	～	340,000
0.075	340,000	～	510,000
0.070	510,000	～	780,000
0.065	780,000	～	1,300,000
0.060	1,300,000	～	2,300,000
0.055	2,300,000	～	2,592,000

h. 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものとする。

i. 事故発生後、非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気再循環設備が起動し、アニュラス部の負圧達成時間は評価上 25 分とする。

その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

また、負圧達成後も、アニュラス排気風量の切替え（事故発生後 30 分）までは、アニュラス内空気の再循環は考慮しない。

j. 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は、アニュラス空気再循環設備を経て再循環するが、その一部は、アニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。このとき、アニュラス部内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。

k. アニュラス空気再循環設備のよう素フィルタの効率(14)は、評価上 95%とする。

l. 希ガスに対するアニュラス空気再循環設備のフィルタ効果及び格納容器スプレイ水による除去効果等は無視する。

m. 事故後の非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系（以下「再循環系」という。）からは、事故期間中（30 日間）安全補機室内へ、評価上 $3\times10^{-3}m^3/h$ の漏えいがあるものとする。

n. 再循環水中の放射能量は事故発生直後、b 項と同量のよう素が無機よう素として溶解しているものとする。

o. 再循環水体積は、評価上 $1,100m^3$ とする。

p. 再循環系から安全補機室に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は 5%とし、安全補機室内でのよう素沈着率は 50%とする。

q. 安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率(14)は、評価上 95%とする。

r. 原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量については、以下の条件にしたがって評価する。

(a) 事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、すべて原子炉格納容器内に均一に分布するものと仮定し、原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。

(b) 核種の選定に当たって、よう素に関しては、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいもの以外の核種、希ガスに関しては、半減期 10 分以上の核種、その他の核種については、原子炉格納容器から外部遮蔽ドーム部を透過し

たγ線の空気との散乱によるスカイシャイン線量及び原子炉格納容器から外部遮蔽円筒部を透過したγ線による直接線量の計算に寄与するような十分高いエネルギーを持ち、半減期が 10 分以上の核種を対象とする。

(c) 核分裂生成物によるγ線エネルギーは以下のエネルギー範囲別に区分する。

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)
0.4	E ≦0.4
0.8	0.4＜ E ≦1.0
1.3	1.0＜ E ≦1.5
1.7	1.5＜ E ≦1.8
2.5	1.8＜ E

s. 事故の評価期間は、原子炉格納容器からの核分裂生成物の漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間（30 日間）とする。

t. 環境への核分裂生成物の放出については、排気筒から放出されるものとする。

u. 線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基づいて計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量は下表のとおりである。また、よう素及び希ガスの大気放出過程を第 3.4.4.1 図及び第 3.4.4.2 図に示す。

評　　価　　項　　目		評 価 結 果
放出量	よう素 Ｉ－１３１等価量－ 小児実効線量係数換算	約 1.2×10^{11}Bq
	希ガス（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 3.7×10^{13}Bq
実　効　線　量*		約 0.14mSv

＊ 実効線量には、原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量（約 0.10mSv）を含む。

3.4.4.3 結　　論

原子炉冷却材喪失を仮定した場合、核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

なお、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定した場合の敷地境界外における最大の実効線量は、ディーゼル発電機 1 台の不作動を仮定した場合と同程度の約 0.14mSv であり、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

3.4.5 制御棒飛び出し

3.4.5.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、「3.3.1 制御棒飛び出し」で想定した制御棒飛び出しの際に、放射性物質が環境に放出される事象を想定する。

(2) 防止対策

この事故の防止対策については、「3.3.1 制御棒飛び出し」と同じである。

(3) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「3.3.1 制御棒飛び出し」と同じである。

さらに、環境中への放射性物質の異常な放出を低減するための対策は、「3.4.4 原子炉冷却材喪失」と同じである。

3.4.5.2 核分裂生成物の放出量及び線量の評価

(1) 評価方法

大気中に放出される核分裂生成物の量及び実効線量並びに原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物の線源強度及び実効線量は、「3.4.4 原子炉冷却材喪失」と同様な方法により評価する。

(2) 評価条件

a. 破損する燃料棒割合としては、「3.3.1 制御棒飛び出し」で評価した値のうち最も厳しい値である 7%を使用する。

b. 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心全体の内蔵量に対し次の割合で放出されるものとする。

希ガス	0.24%
よう素	0.12%

c. 非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気再循環設備が起動する。事故発生後、アニュラス部の負圧達成時間は評価上 23 分とし、その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

d. 原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉トリップ信号等により事故を検知し、操作に要する時間を見込んで事故発生後 30 分で起動する。

e. 原子炉格納容器からの漏えい率[13]は、評価上次のように仮定する。

事故後 24 時間まで	0.12%/d
その後 29 日間	0.06%/d

f. その他の条件は、「3.4.4 原子炉冷却材喪失」と同様である。

(3) 評価結果

この事故によって大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の実効線量を下表に示す。また、よう素及び希

ガスの大気放出過程を第 3.4.5.1 図及び第 3.4.5.2 図に示す。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 Ｉ－１３１等価量－ 小児実効線量係数換算	約 5.5×10^{10}Bq
	希ガス（γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 8.7×10^{12}Bq
実効線量*		約 0.036mSv

＊ 実効線量には、原子炉格納容器内の浮遊核分裂生成物による直接線量及びスカイシャイン線量（約 0.024mSv）を含む。

3.4.5.3 結　　論

制御棒飛び出しを仮定した場合、核分裂生成物の放出量は少なく、周辺の公衆に対し著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

3.5.1 原子炉冷却材喪失

3.5.1.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に１次冷却材が系外に流出し、原子炉格納容器内の温度及び圧力が異常に上昇する事象を想定する。

(2) 防止対策

この事故の防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(3) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

3.5.1.2 事故経過の解析

(1) 解析方法[15]

事故の経過は、「3.2.1.2(1) 非常用炉心冷却設備性能評価解析－大破断－」の場合とほぼ同じであるが、事故時の原子炉格納容器内圧及び温度に着目した解析を行う。

したがって、コードの構成は、ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅵ、リフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤ及び原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯからなる。

(2) 解析条件

解析に当たっては、実際よりも十分に厳しい解析結果を得るために、次のような解析条件を用いる。

a. 配管の破断は、内圧上昇の点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断で、流出係数 1.0 の場合を解析する。

b. 原子炉出力は定格出力の 102%とする。

c. 非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系のアキュムレータの保持圧力　　4.04MPa[gage]

蓄圧注入系のアキュムレータの保有水量

29.0m^3（1 基当たり）

また、高圧注入系及び低圧注入系からの注水は、ブローダウン終了と同時に開始されると仮定する。この仮定は再冠水開始時間を早め、破断口からの質量流量及びエネルギー放出量を増加させるので、原子炉格納容器内圧上昇の観点から厳しいものである。

d. 工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として、原子炉格納容器スプレイ設備 1 系列の不作動を仮定する。これは、内圧上昇の観点から厳しいものである。

また、解析では、外部電源の喪失により常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

e. ブローダウン期間に蓄圧注入系より注水される水は、炉心から十分に熱が伝達されるように原子炉容器のダウンカマ部及び下部プレナムに注水されるものとする。

f. 再冠水解析においては、炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴のループを通過して原子炉格納容器へ放出される量が大きいほど厳しい結果を与えるので、解析上の仮定として冷却材ポンプは、その特性にしたがって動くものとする。

g. 事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[4]を使用する。

(3) 解析結果

以上により解析した結果を第 3.5.1.1 図に示す。1 次冷却系配管の

破断後、原子炉格納容器内に冷却材が流出するため、原子炉格納容器内圧は急速に上昇する。しかし、ブローダウンが進むにつれて流出流量が減少するとともに、圧力上昇に伴い温度も上昇し、熱吸収体の除熱が増加し、約 14 秒後にブローダウンエネルギーによって形成される第 1 ピーク圧力約 0.215MPa[gage]が現れる。その後、熱吸収体の効果により、圧力は漸減していくが、約 19 秒後に再冠水が始まり蒸気発生器を回って原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの効果により、圧力は再び緩やかに上昇していく。

ブローダウンによる原子炉格納容器内圧上昇により、「原子炉格納容器圧力異常高」信号の原子炉格納容器スプレイ作動限界値に破断発生後約 6 秒で達することにより、約 106 秒後から格納容器スプレイが開始され、これ以降格納容器スプレイによる除熱も行われる。

事故後約 177 秒には、再冠水により全炉心がクエンチし、原子炉格納容器内へのエネルギー放出が減少することにより、第 2 ピーク圧力約 0.233MPa[gage]、温度約 122℃が現れ、これが最高圧力及び最高温度となる。これ以後原子炉格納容器内へ持ち込まれるエネルギーが減少するため、圧力及び温度は低下していく。

3.5.1.3 結　　論

原子炉冷却材喪失時の原子炉格納容器内圧の最高値は、約 0.233MPa[gage]であり、最高使用圧力 0.261MPa[gage]を下回っており、原子炉格納容器の健全性は確保できる。

なお、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定した場合の原子炉格納容器圧力の最高値は、原子炉格納容器スプレイ設備 1 系列の不作動を仮定した場合を下回る約 0.227MPa[gage]である。

3.5.2 可燃性ガスの発生

3.5.2.1 事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1) 事故の原因及び説明

この事故は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」で想定した原子炉冷却材喪失の際に、可燃性ガスが発生する事象を想定する。

(2) 防止対策

この事故の防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

(3) 拡大防止対策

この事故の拡大防止対策については、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」と同じである。

3.5.2.2 事故経過の解析

(1) 解析方法

事故後、原子炉格納容器内に蓄積される水素の量は、以下の条件により解析し、原子炉格納容器内に均一に分布するものとして、原子炉格納容器内の水素濃度の変化を求める。

(2) 解析条件

a. 原子炉は事故直前まで定格出力の 102%で運転していたものとする。

b. 水素の発生源としては、炉心水及びサンプ水の放射線分解、ジルコニウムー水反応並びにその他の金属の腐食反応を考慮する。

c. 事故時のジルコニウムー水反応量は「3.2.1.2(1)c. 解析結果」で得られた値の 5 倍の 1.5%とする。

d. 炉心内の核分裂生成物の内蔵量のうち、ハロゲン 50%、並びに、希ガス及びハロゲンを除く核分裂生成物の 1%が、原子炉格納容器内の液相中に存在するものとする。さらに、他の核分裂生成物は、希ガスを除き、すべて炉心部に存在するものとする。

e. 放射線分解により発生する水素ガスの生成割合（G 値）[16]は、炉心水に対し 0.4 分子/100eV、サンプ水に対し 0.3 分子/100eV と

する。

f. 工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として、低圧注入系 1 系列の不作動を仮定する。

なお、動的機器の単一故障を仮定する場合のほか、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定する場合も考慮する。

(3) 解析結果

以上により解析した結果、原子炉格納容器内の水素濃度の変化は第 3.5.2.1 図に示すとおり事故発生の 30 日後では約 2.0vol%となり、「安全評価指針」付録 I に示されている判断基準（事象発生後少なくとも 30 日間は、原子炉格納容器内雰囲気中の酸素又は水素の濃度のいずれかが、それぞれ 5%又は 4%以下であることとする。）を満たす。

3.5.2.3 結　　論

可燃性ガスが発生する事象として原子炉冷却材喪失を仮定した場合、事故発生後少なくとも 30 日間は原子炉格納容器内の水素濃度が 4%に達することはない。

なお、事故後長期間にわたる静的機器の単一故障の仮定として、1 次系冷却水クーラについて、全 3 基を事故後 24 時間以内に、1 基と 2 基にトレン分離することを踏まえ、事故後 24 時間時点での 2 基の機能喪失を仮定した場合の原子炉格納容器内の水素濃度の変化は、事故発生後 30 日時点で、低圧注入系 1 系列の不作動を仮定した場合と同程度の約 2.0vol%である。

3.6 その他（地震、火災、台風、洪水など）

(1) 地　震

１次冷却設備、原子炉補助施設、原子炉格納施設などの設計、製作、据付には、美浜地点で起こると考えられる地震に対しても十分その健全性と機能が維持できるよう考慮を払い、また強い地震の際には原子炉の自動停止を行なう地震スクラム回路を設ける。

(2) 火　災

すべての建屋の屋内および屋外には、次のような消火設備を装備し、たとえ火災が発生しても万全の態勢がとれる防火対策を講ずる。

a　消防車（１、２号炉と共用）

b　固定式消火装置

c　スプリンクラ

d　消化用ホース類

e　可搬式消火器

(3) 洪水等

若狭湾、丹生湾の潮位と敷地の地形から考えて洪水、地すべり、山津波等によって発電所の安全性が阻害されることは考えられない。

また、敷地附近において過去に問題となるような被害を被った記録はない。

(4) 台　風

原子炉格納施設その他の建屋の設計には、考えられる最大規模の台風に対する考慮を払っており、さらに現在まで敷地付近で台風による直接的な問題となるような災害の記録がないことからみて、発電所の安全性が台風によりそこなわれることは考えられない。

3.7 参考文献

(1) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」
ＭＡＰＩ－１０３５　改８
三菱重工業、平成１１年

(2) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」
ＭＡＰＩ－１０６３　改２
三菱原子力工業、平成２年

(3) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価破断スペクトル解析」
ＭＡＰＩ－１０６９　改２
三菱重工業、平成１８年

(4) 「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１０　改２
三菱重工業、平成１４年

(5) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（小破断時）」
ＭＡＰＩ－１０４１　改７
三菱重工業、平成１１年

(6) 「Forced Convection Heat Transfer at High Pressure after the Critical Heat Flux」
A.A.Bishop, R.O.Sandberg, L.S.Tong, ASME ６５－HT－３１,１９６５

(7) 「Maximum Flow Rate of a Single Component, Two-Phase Mixture」
F.J.Moody
Journal of Heat Transfer, Trans.of the ASME No.1,Feb.１９６５

(8) 「ＤＮＢ相関式について」
ＭＡＰＩ－１０２９　改２
三菱重工業、平成１２年

(9) 「三菱ＰＷＲの制御棒飛び出し解析手法」
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１００５　改２
三菱重工業、平成１０年

(10) 「燃料取扱事故時の燃料棒破損本数評価」

ＭＡＰＩ－１０８０　改４

三菱重工業、平成１４年

(11) 「燃料取扱事故時の燃料棒破損本数評価」

ＮＦＫ－８０９４　改３

原子燃料工業、平成１４年

(12) 「スプレイによるよう素除去効果」

ＭＡＰＩ－１００８　改７

三菱原子力工業、昭和６１年

(13) 「事故時の格納容器漏洩率」

ＭＡＰＩ－１０６０　改１

三菱重工業、平成１２年

(14) 「チャコールフィルタのよう素除去効果」

ＭＡＰＩ－１０１０　改１

三菱原子力工業、昭和５２年

(15) 「三菱ＰＷＲ原子炉格納容器内圧評価解析手法」

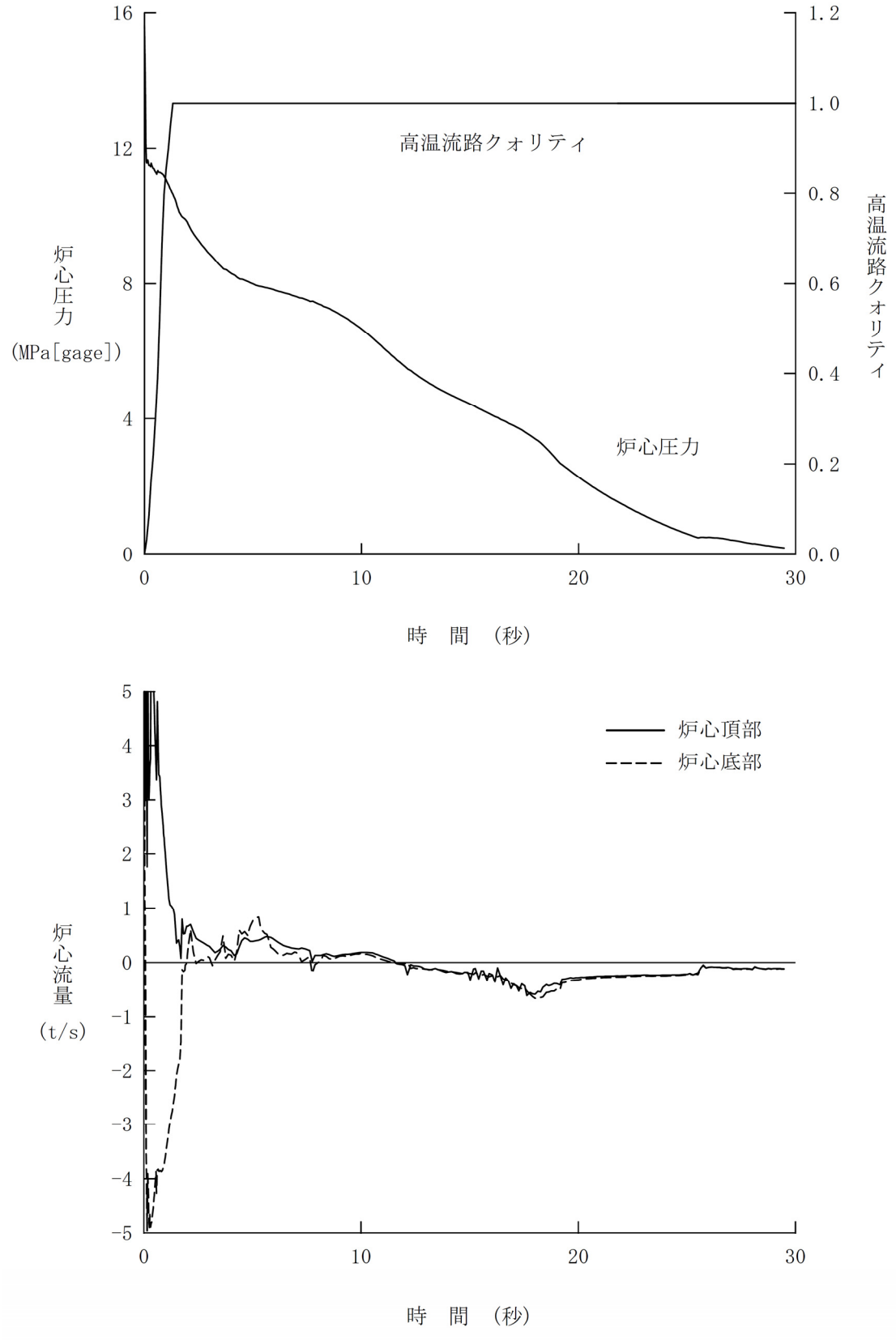
ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１６

三菱重工業、平成１２年

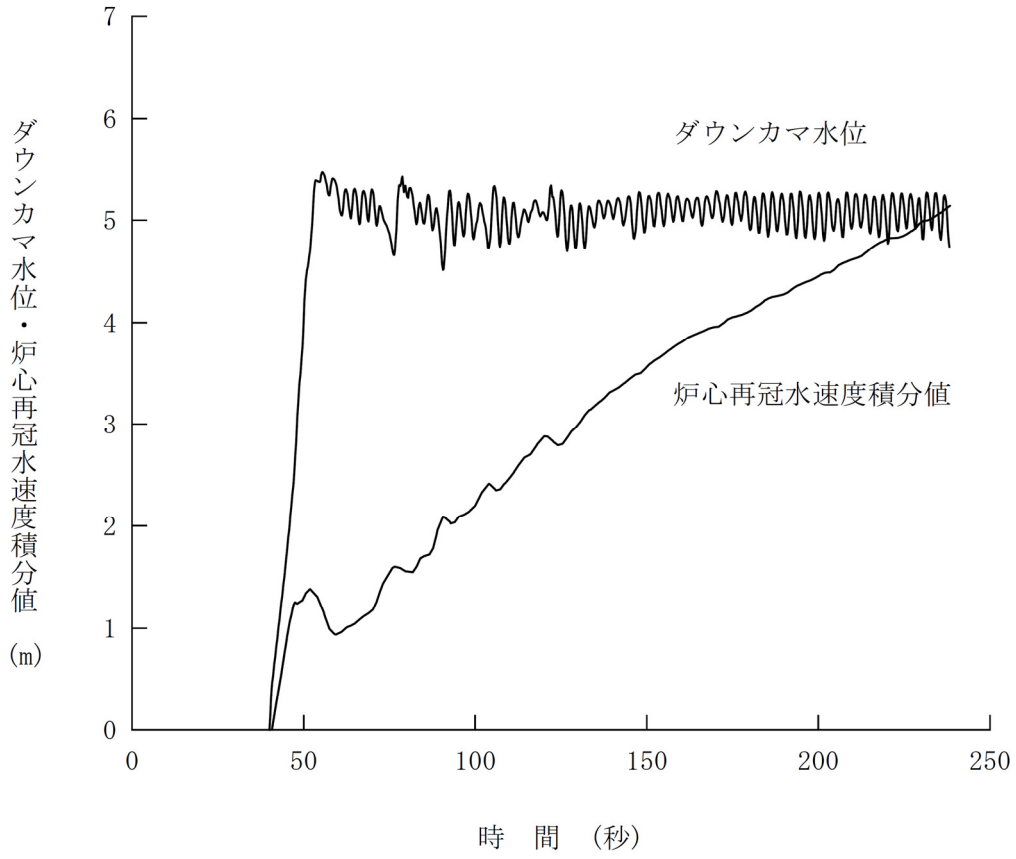
(16) 「ＰＷＲプラントにおけるＬＯＣＡ時の水の放射線分解による水素生成割合」

ＭＨＩ－ＮＥＳ－１０１３

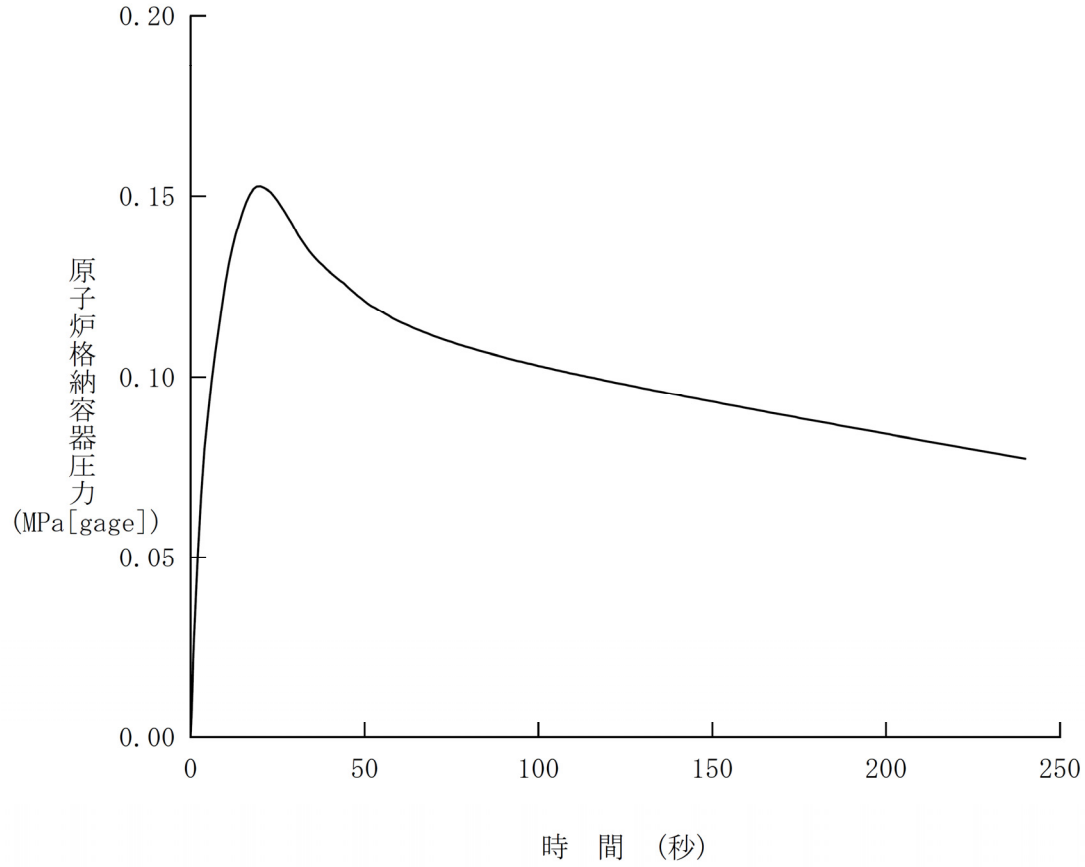
三菱重工業、平成１１年



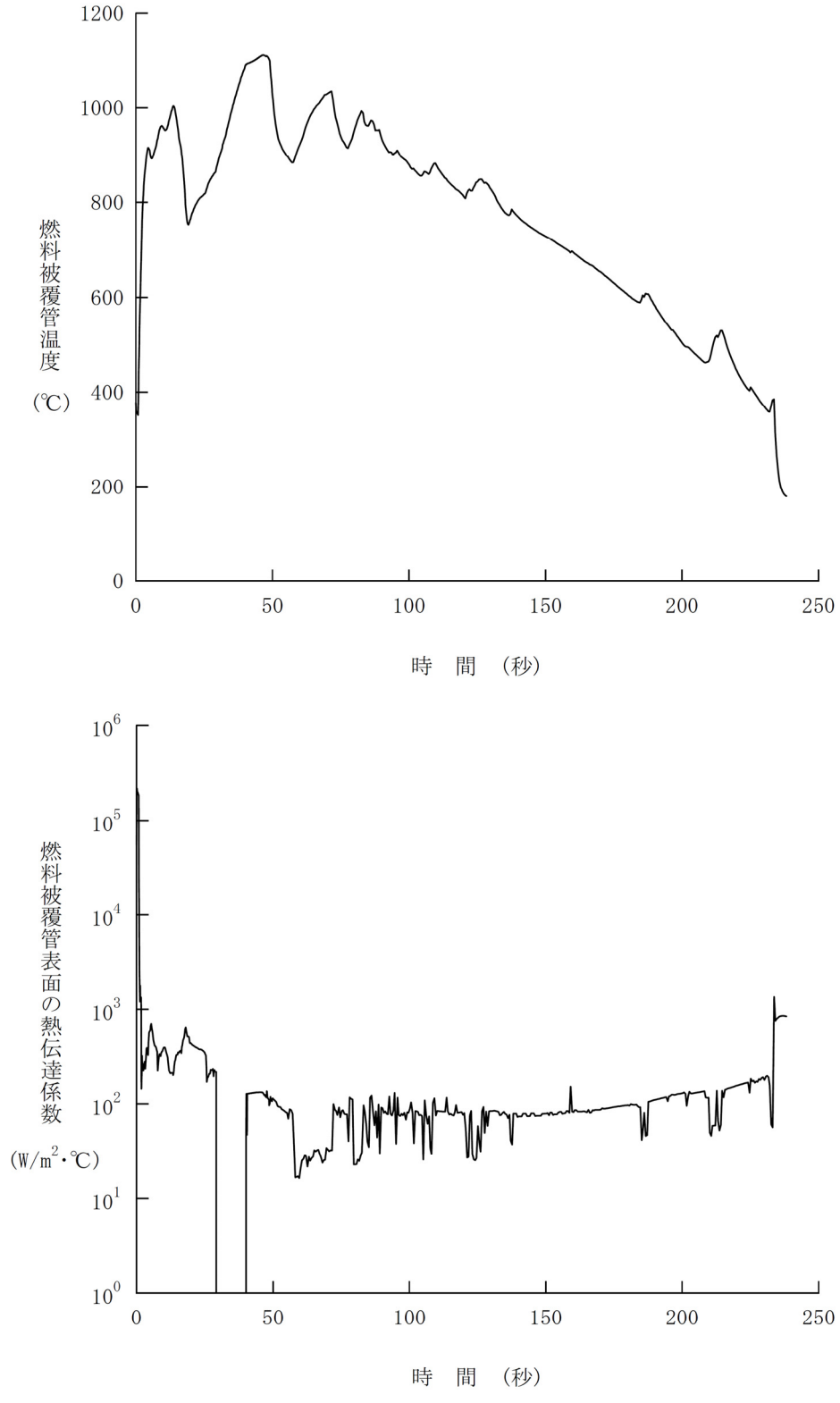
第 3.2.1.1 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(1)



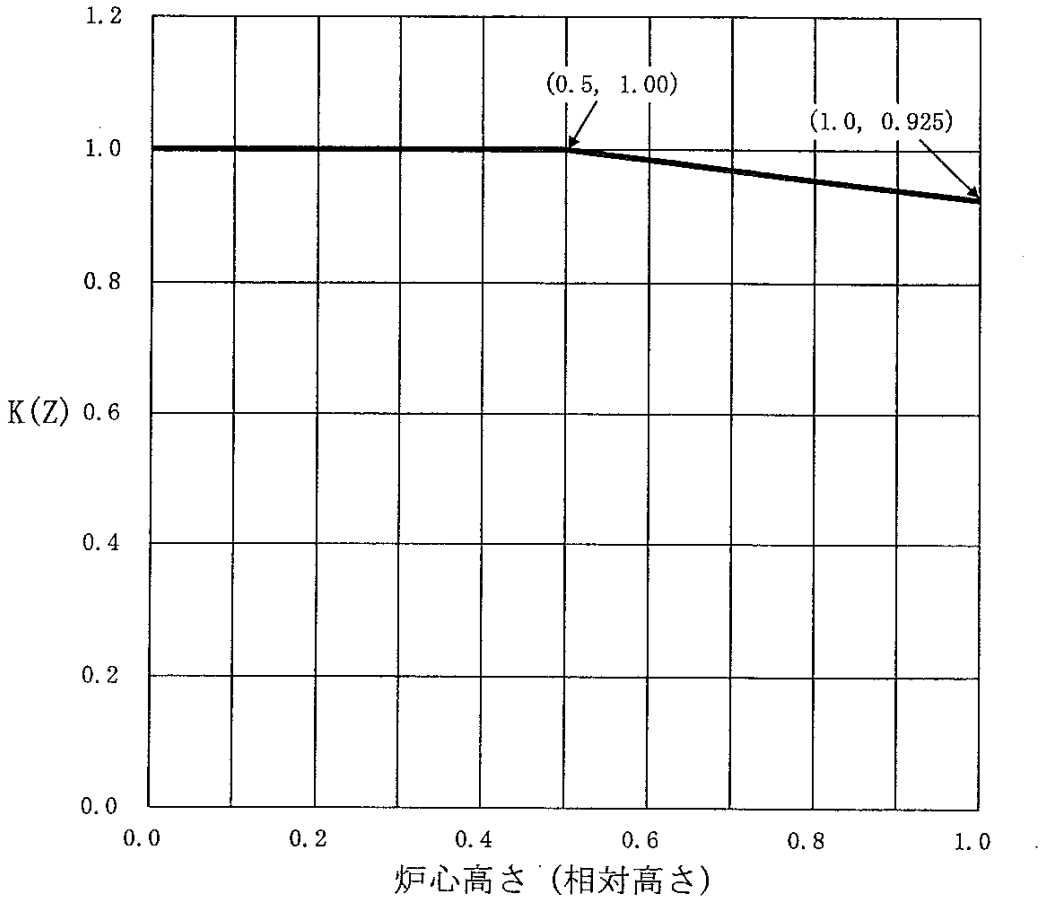
第 3.2.1.2 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(2)



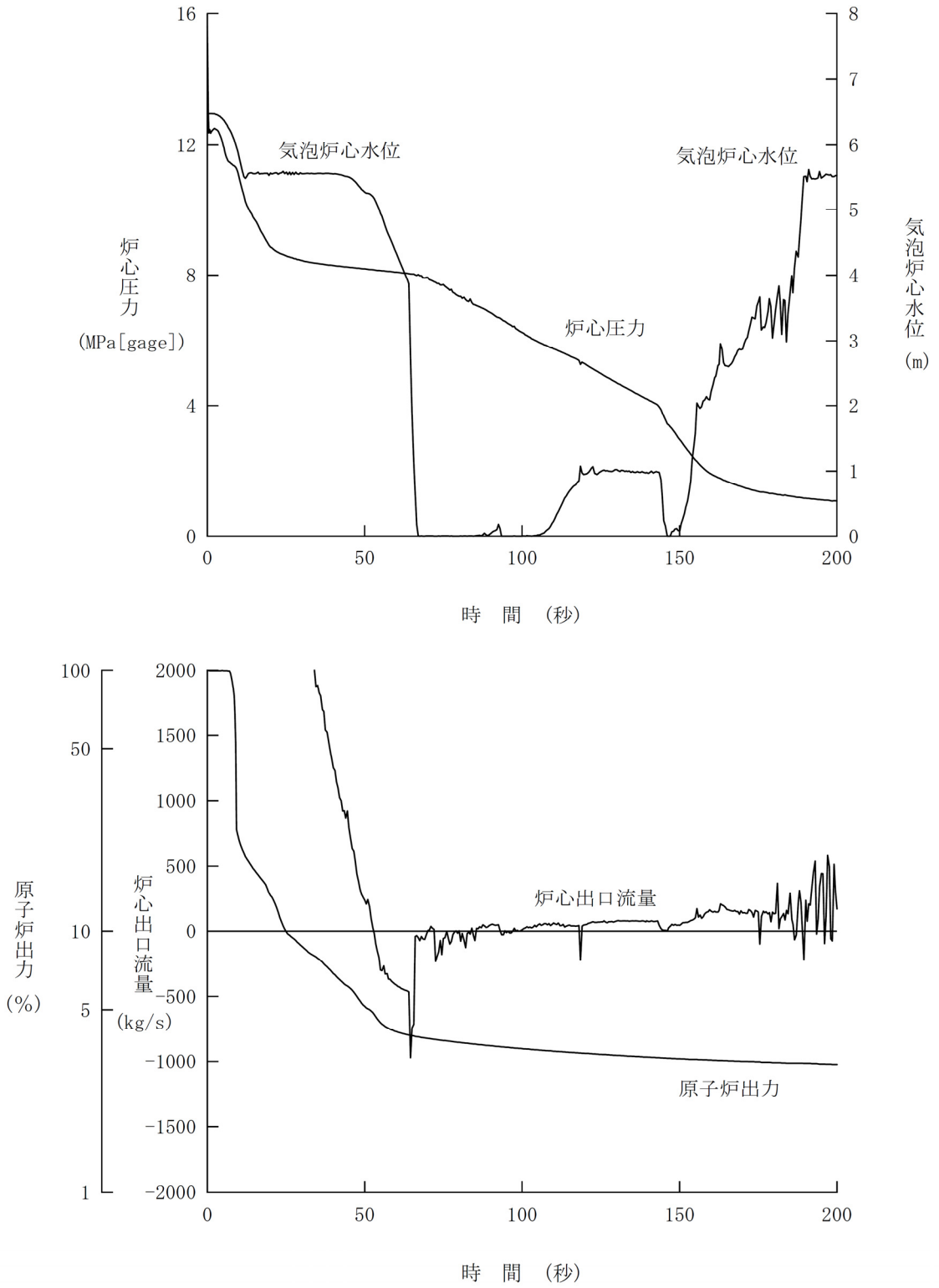
第 3.2.1.3 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(3)



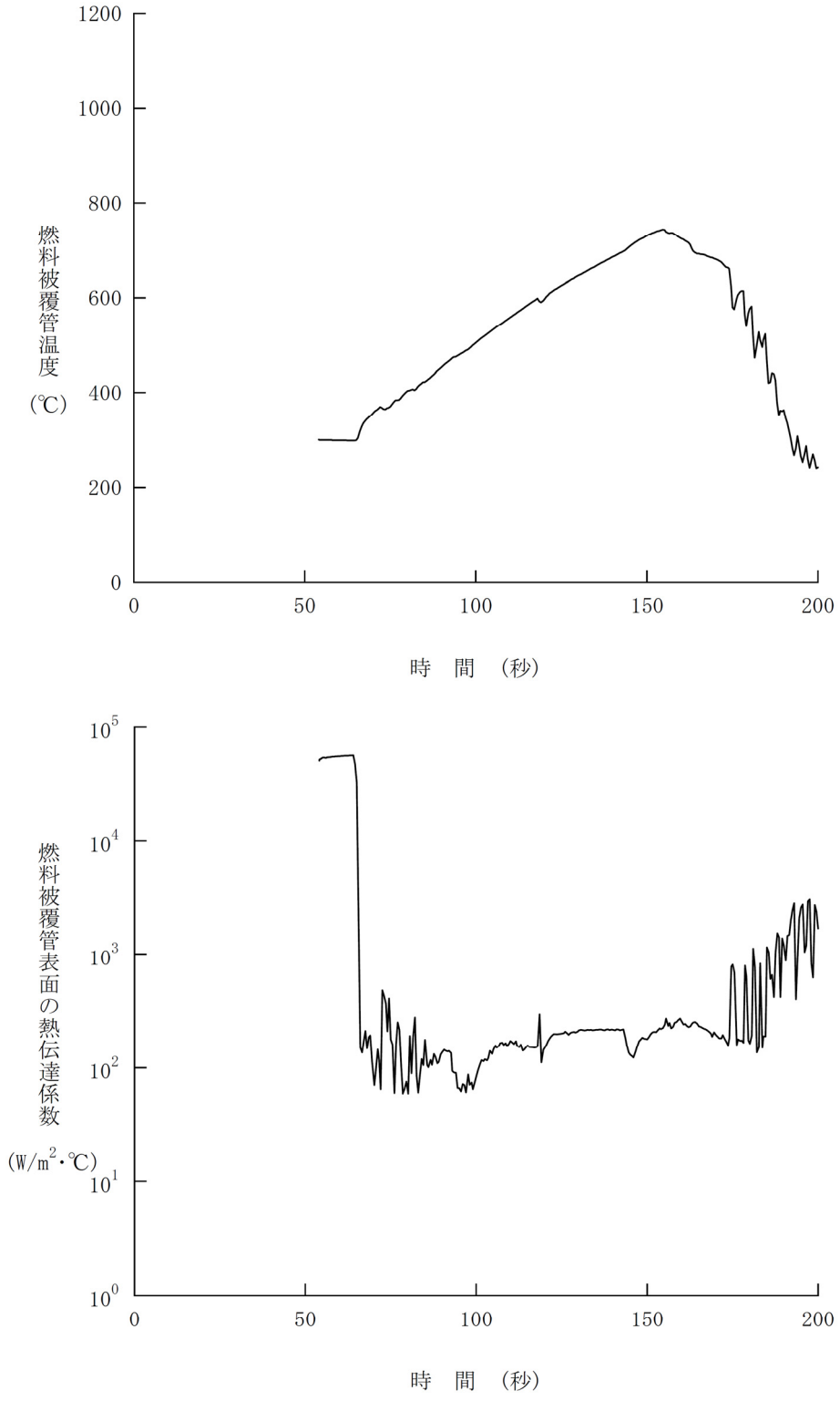
第 3.2.1.4 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－大破断(4)



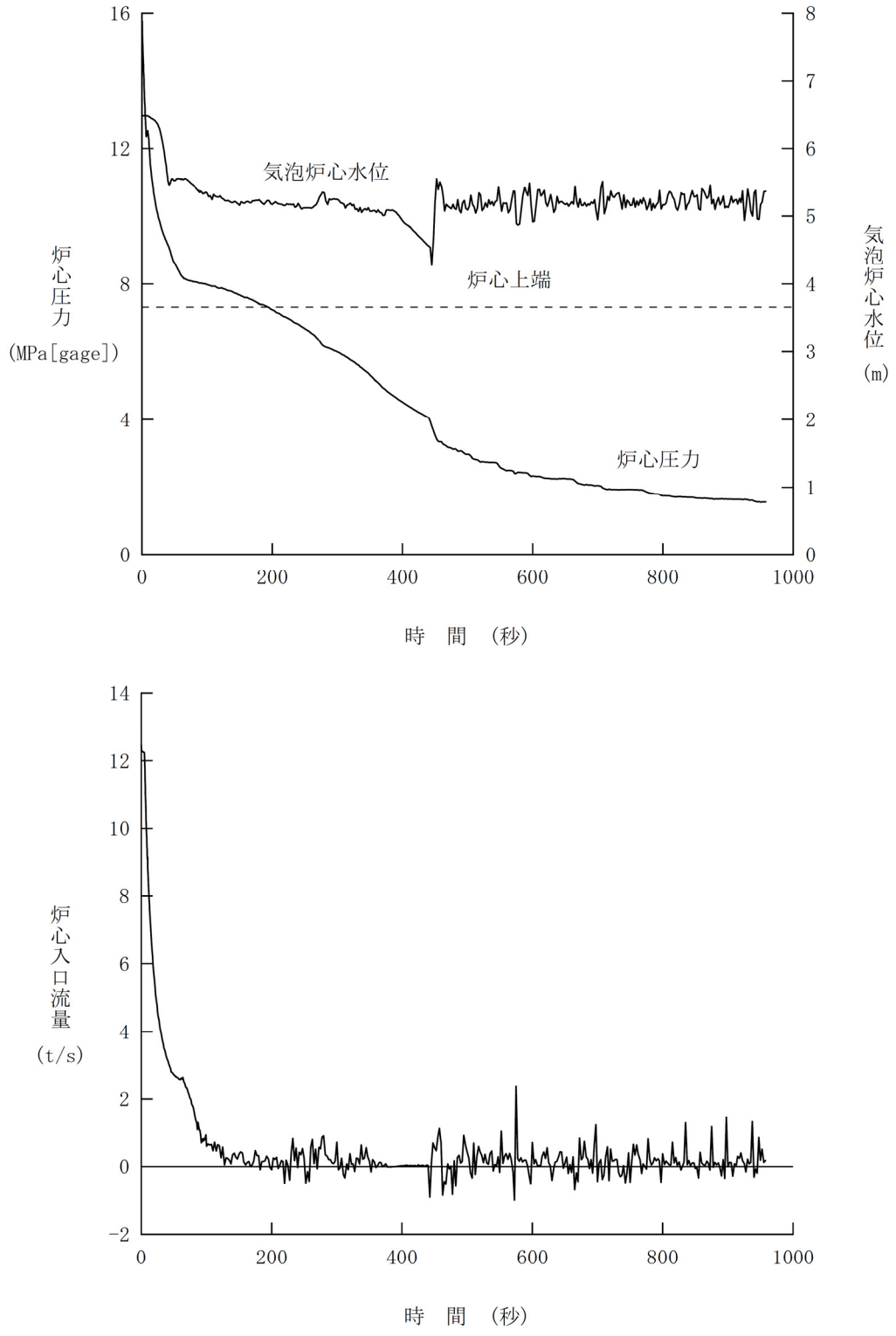
第 3.2.1.5 図　F_Q 制限係数



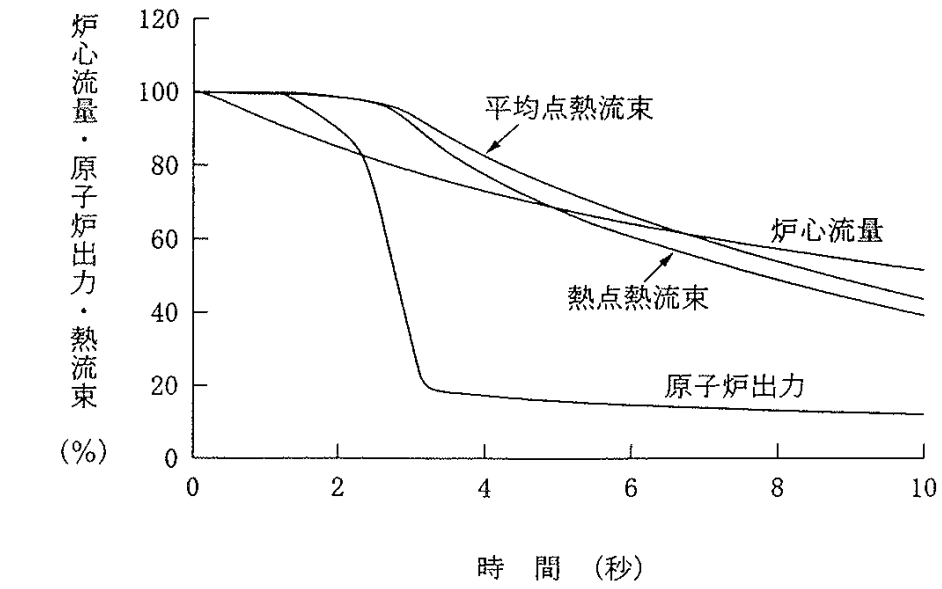
第 3.2.1.6 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(1)－液相部破断

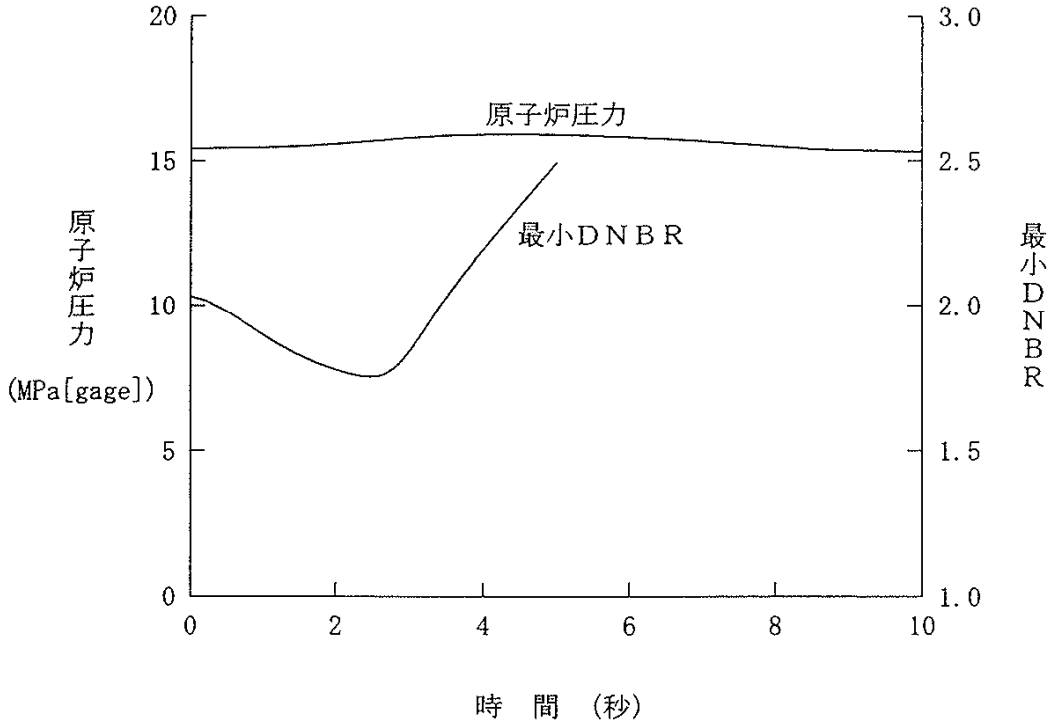


第 3.2.1.7 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(2)－液相部破断

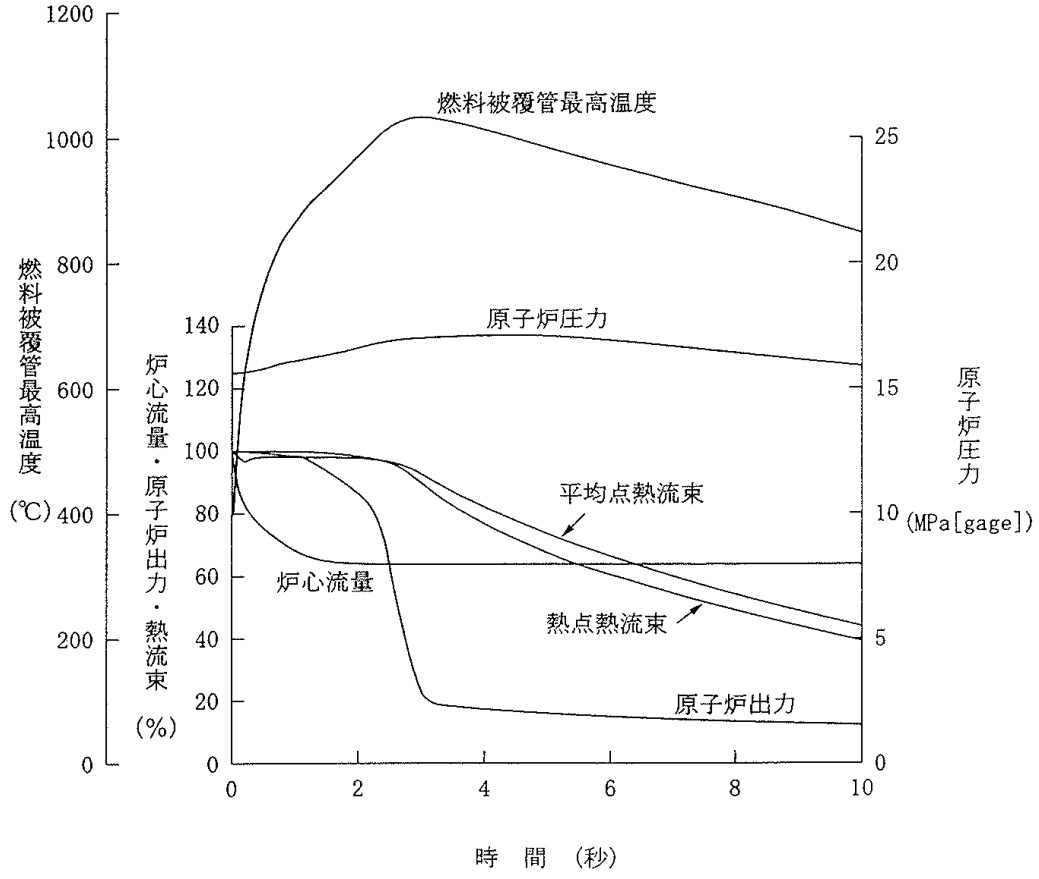


第 3.2.1.8 図　原子炉冷却材喪失－ＥＣＣＳ性能評価解析
－小破断(3)－気相部破断

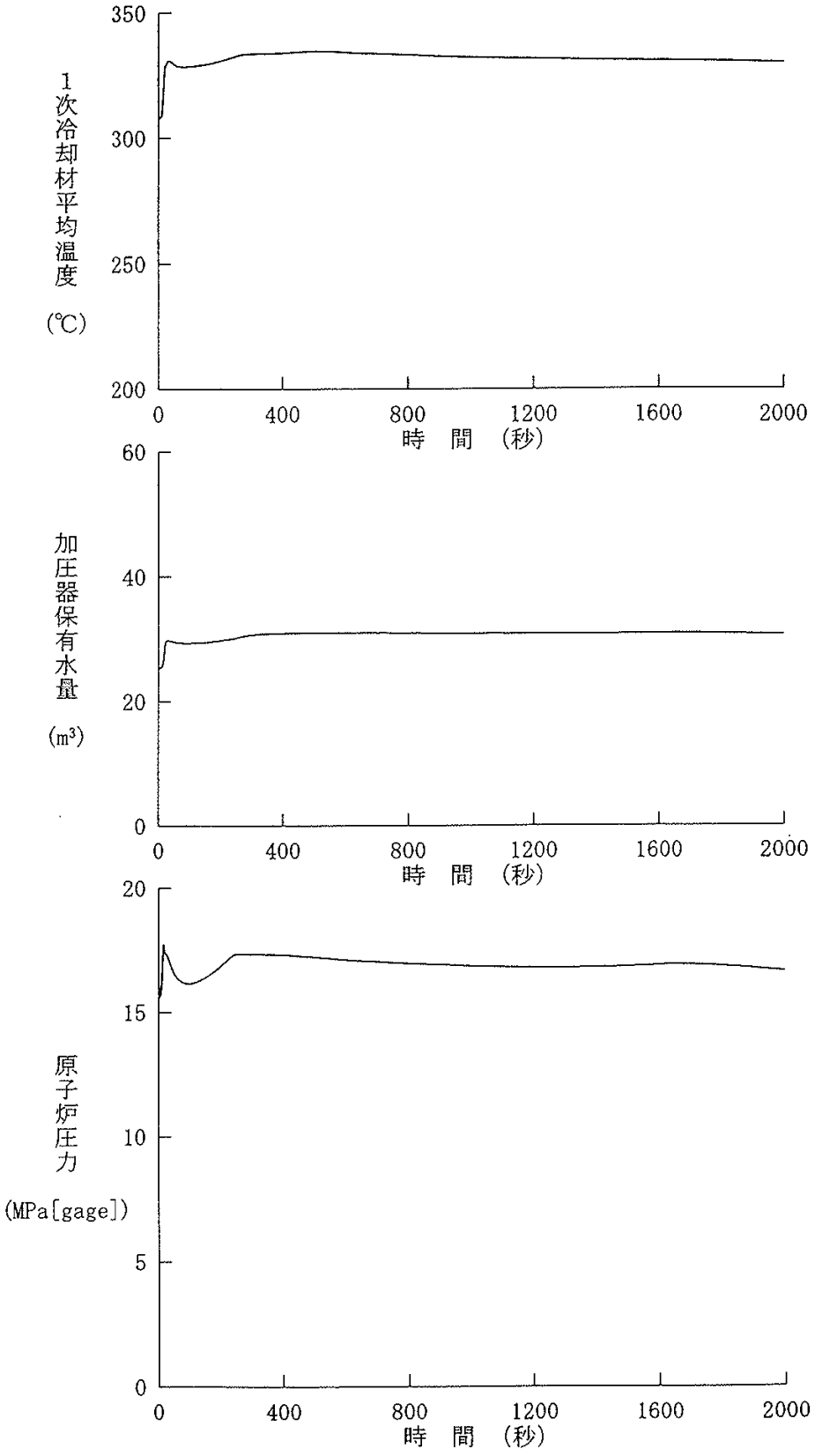




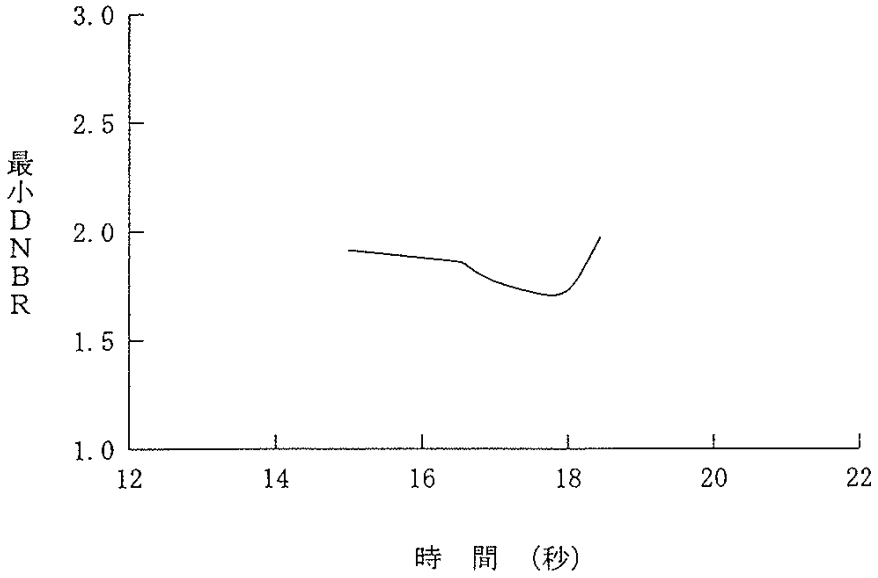
第 3.2.2.1 図　原子炉冷却材流量の喪失



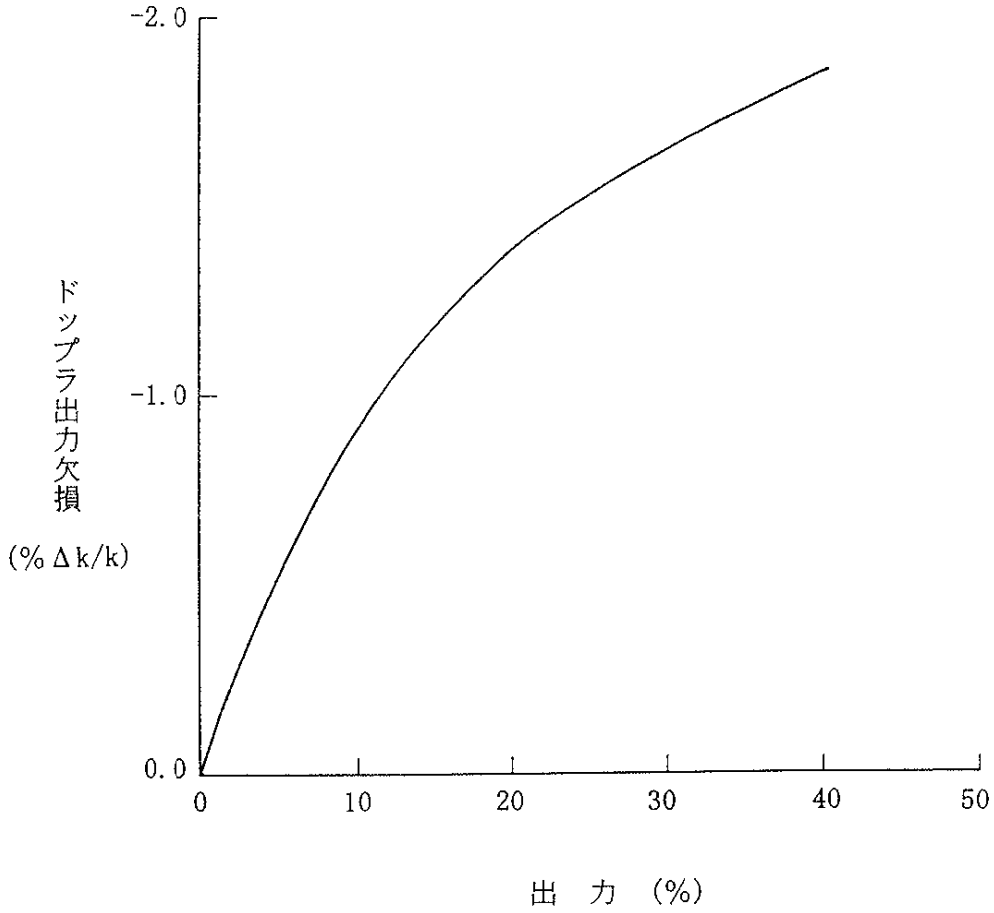
第 3.2.3.1 図　原子炉冷却材ポンプの軸固着



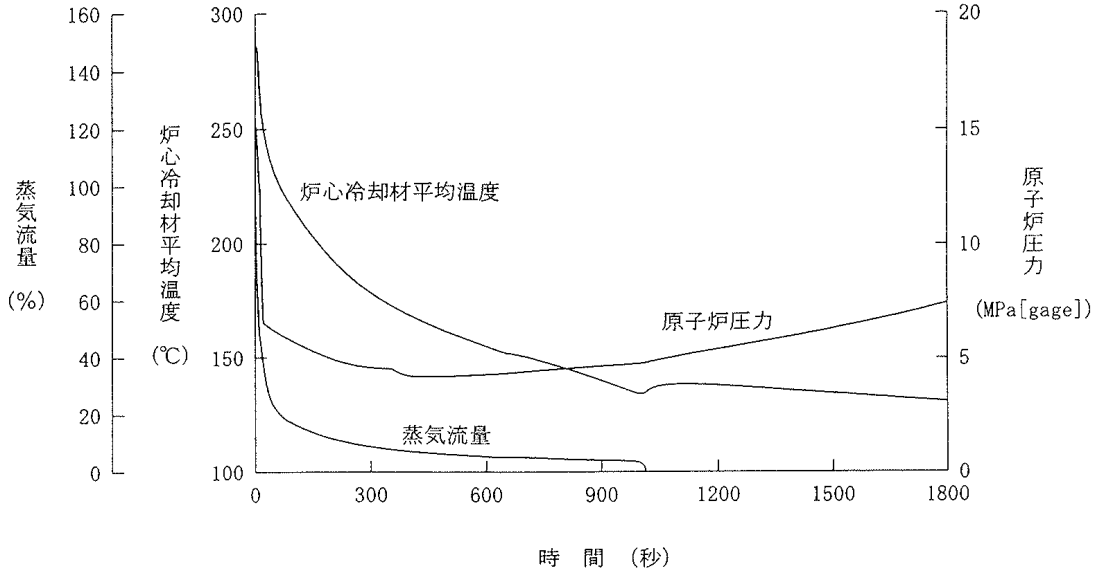
第 3.2.4.1 図　主給水管破断(1)

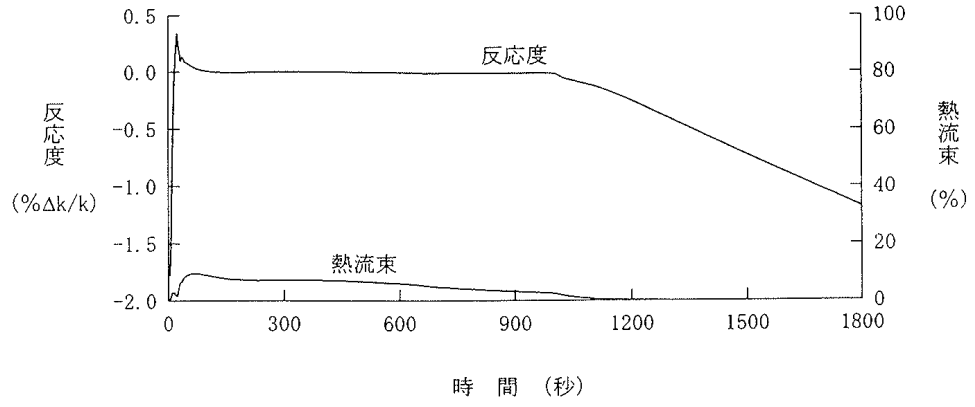


第 3.2.4.2 図　主給水管破断(2)

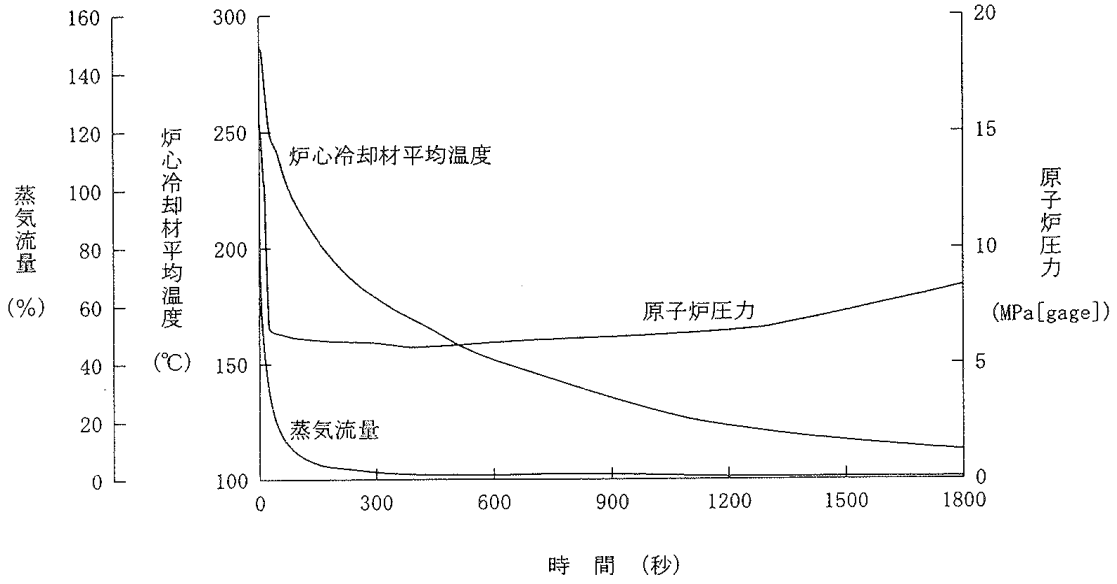


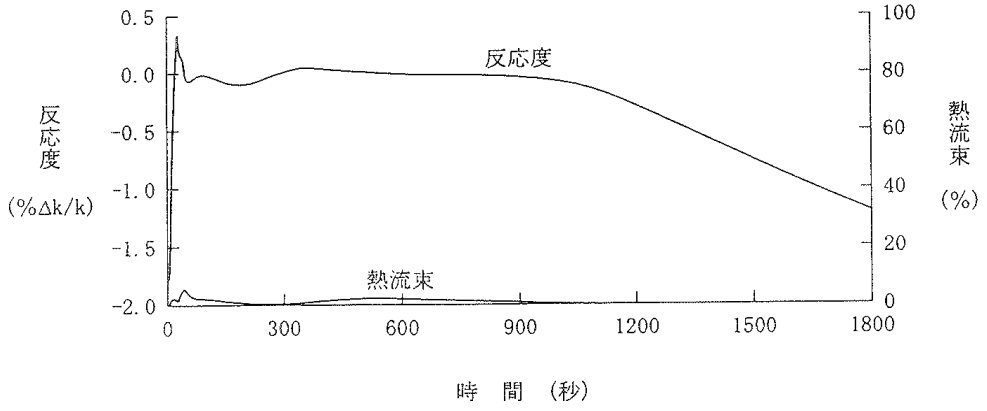
第 3.2.5.1 図　解析に使用したドップラ出力欠損



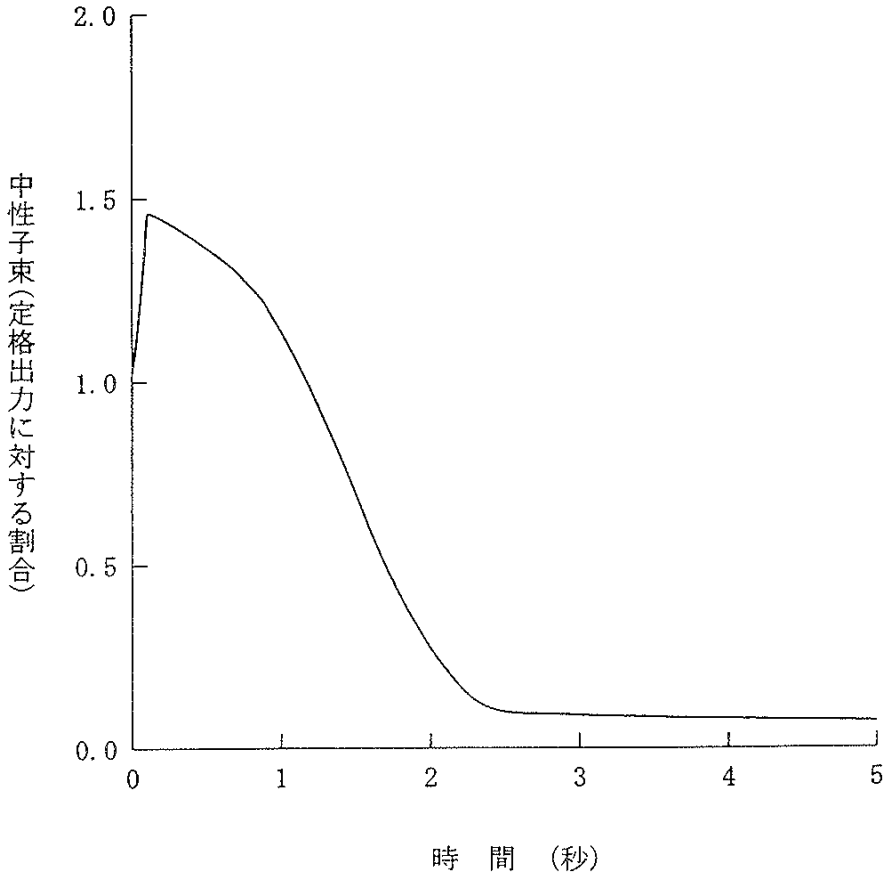


第 3.2.5.2 図　主蒸気管破断－ケースＡ（外部電源あり）

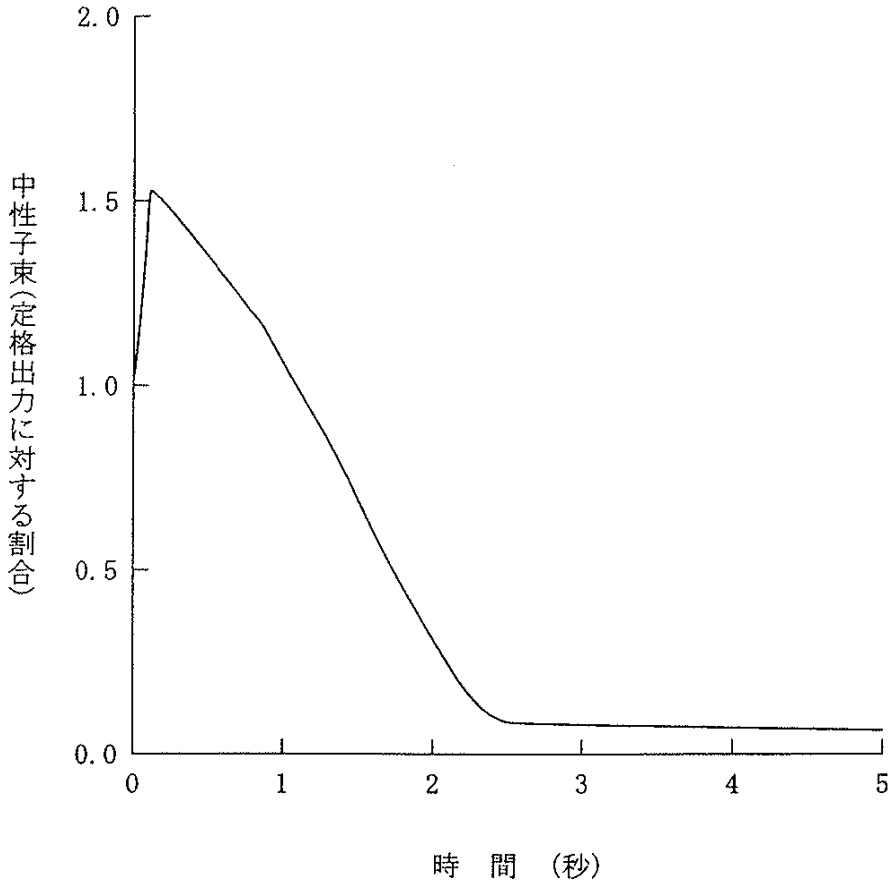




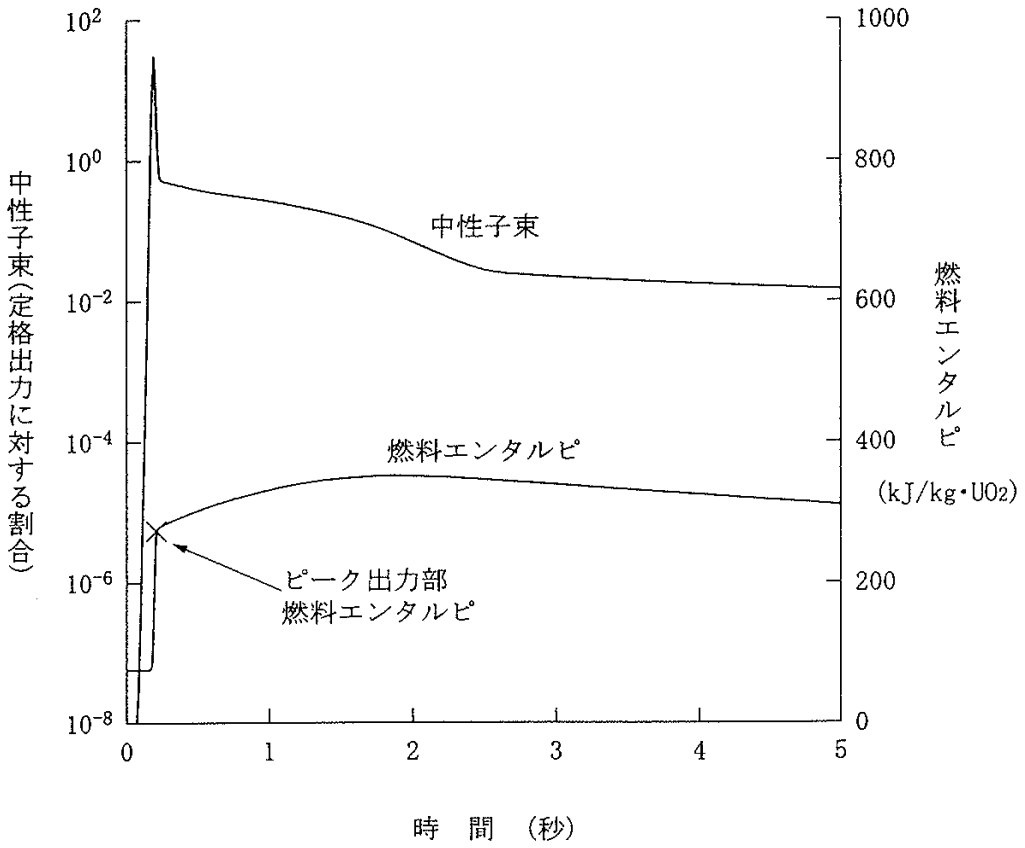
第 3.2.5.3 図　主蒸気管破断－ケースＢ（外部電源なし）



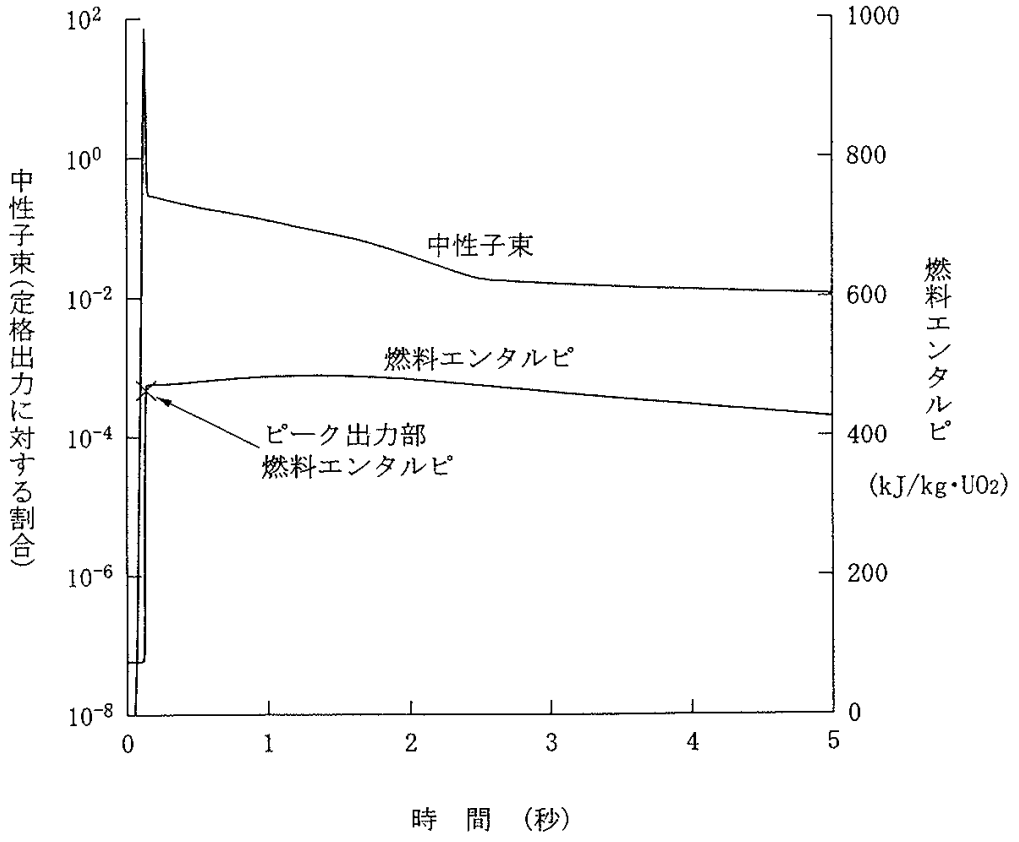
第 3.3.1.1 図　制御棒飛び出し－サイクル初期高温全出力



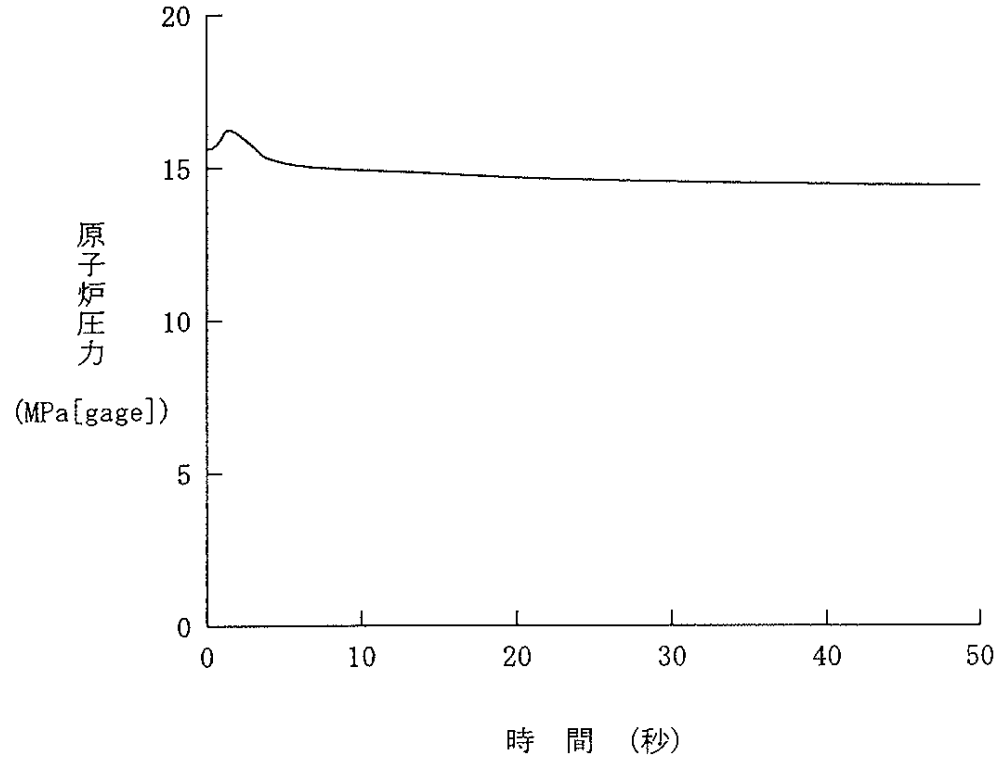
第 3.3.1.2 図　制御棒飛び出し－サイクル末期高温全出力



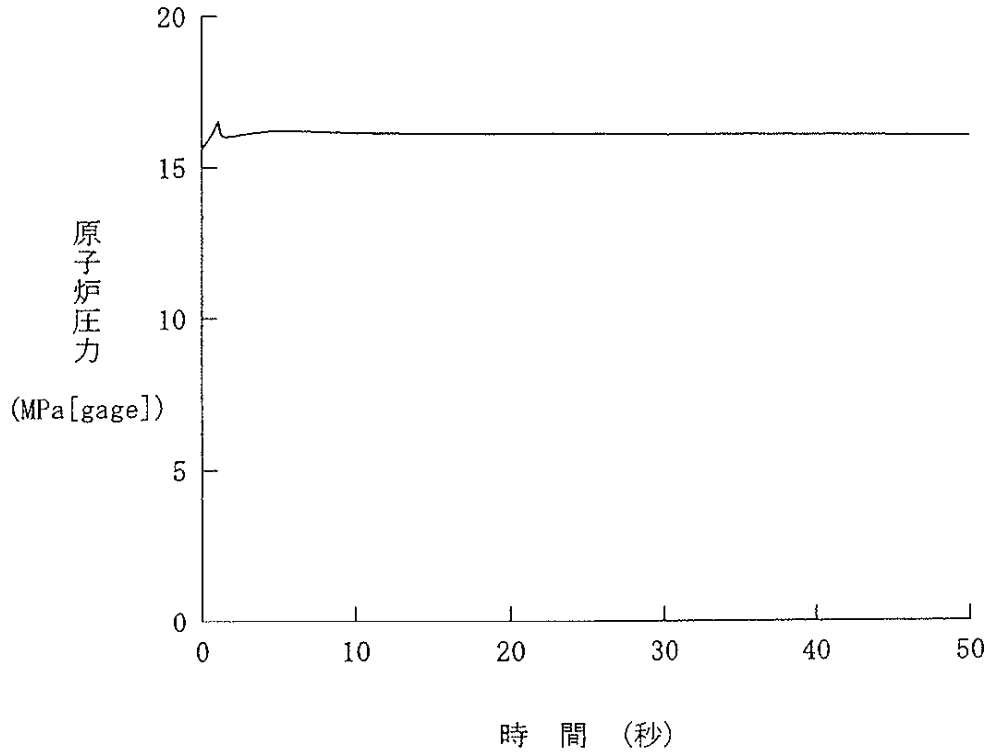
第 3.3.1.3 図　制御棒飛び出し－サイクル初期高温零出力



第 3.3.1.4 図　制御棒飛び出し－サイクル末期高温零出力

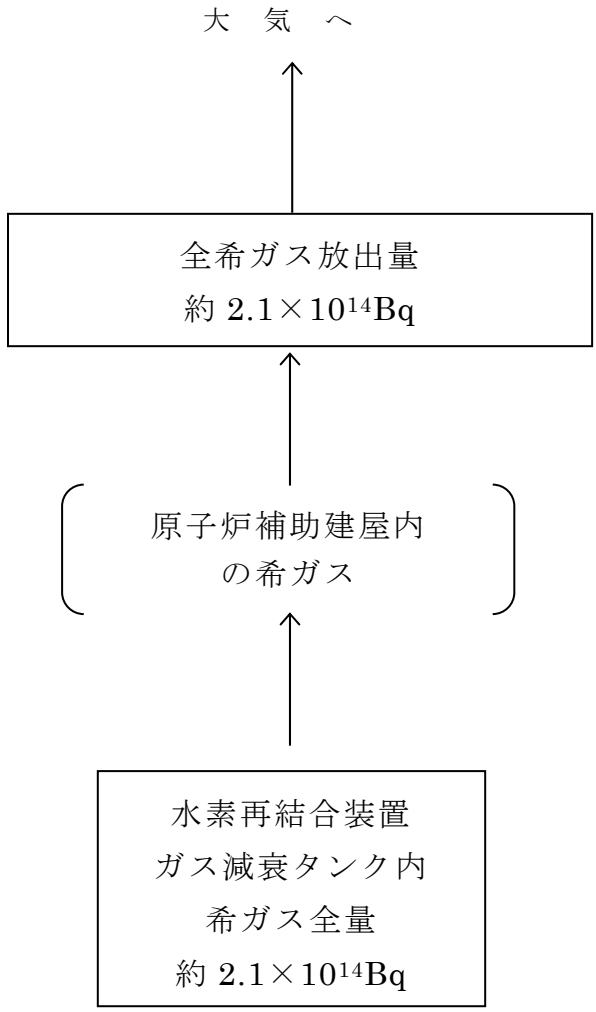


第 3.3.1.5 図　制御棒飛び出し－サイクル末期高温全出力－圧力解析

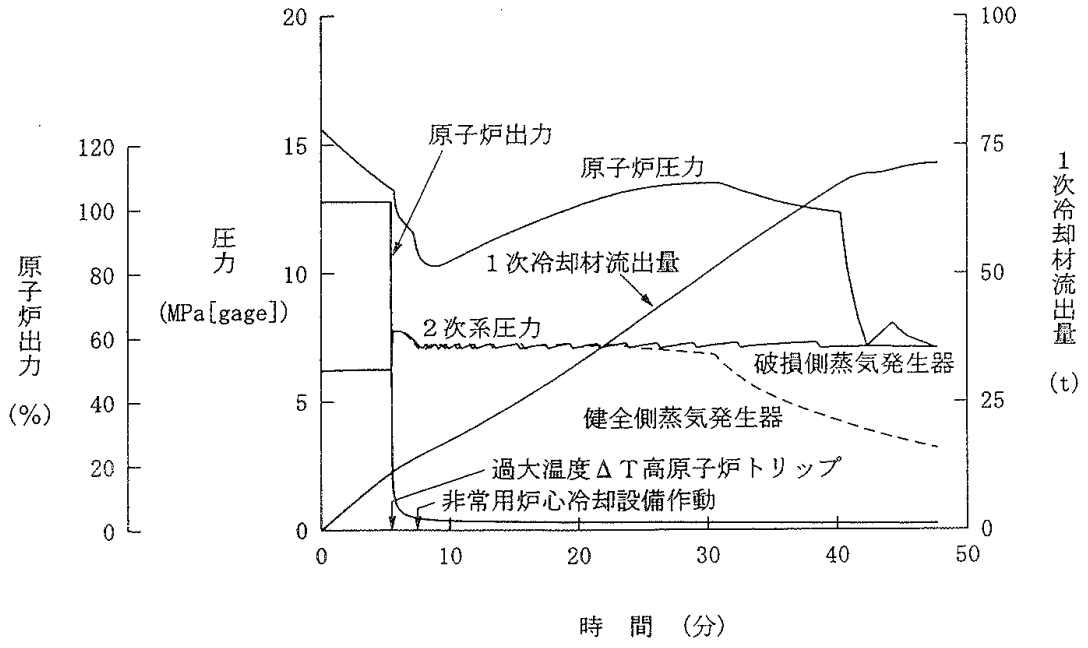


第 3.3.1.6 図　制御棒飛び出しーサイクル末期高温零出力ー圧力解析

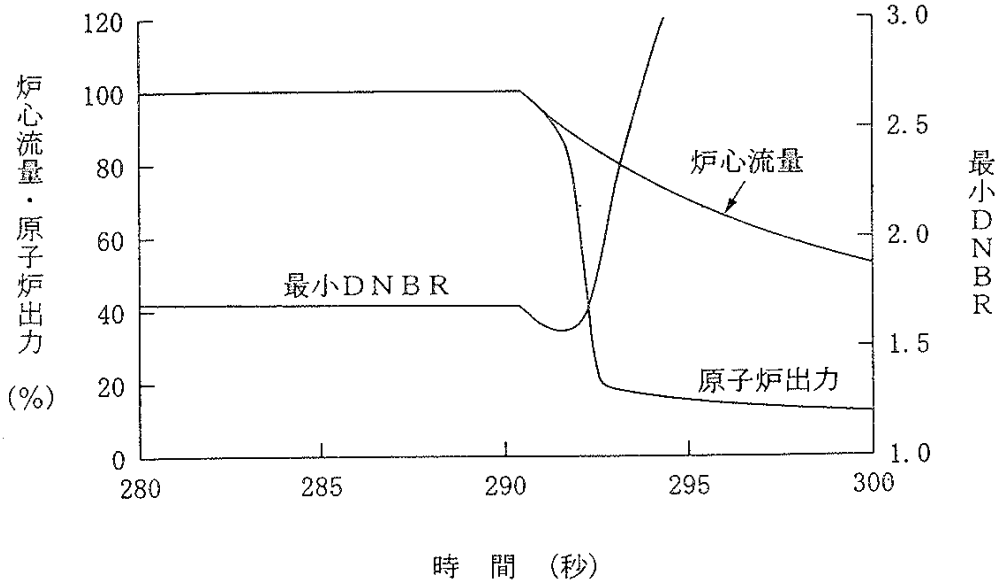
単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）



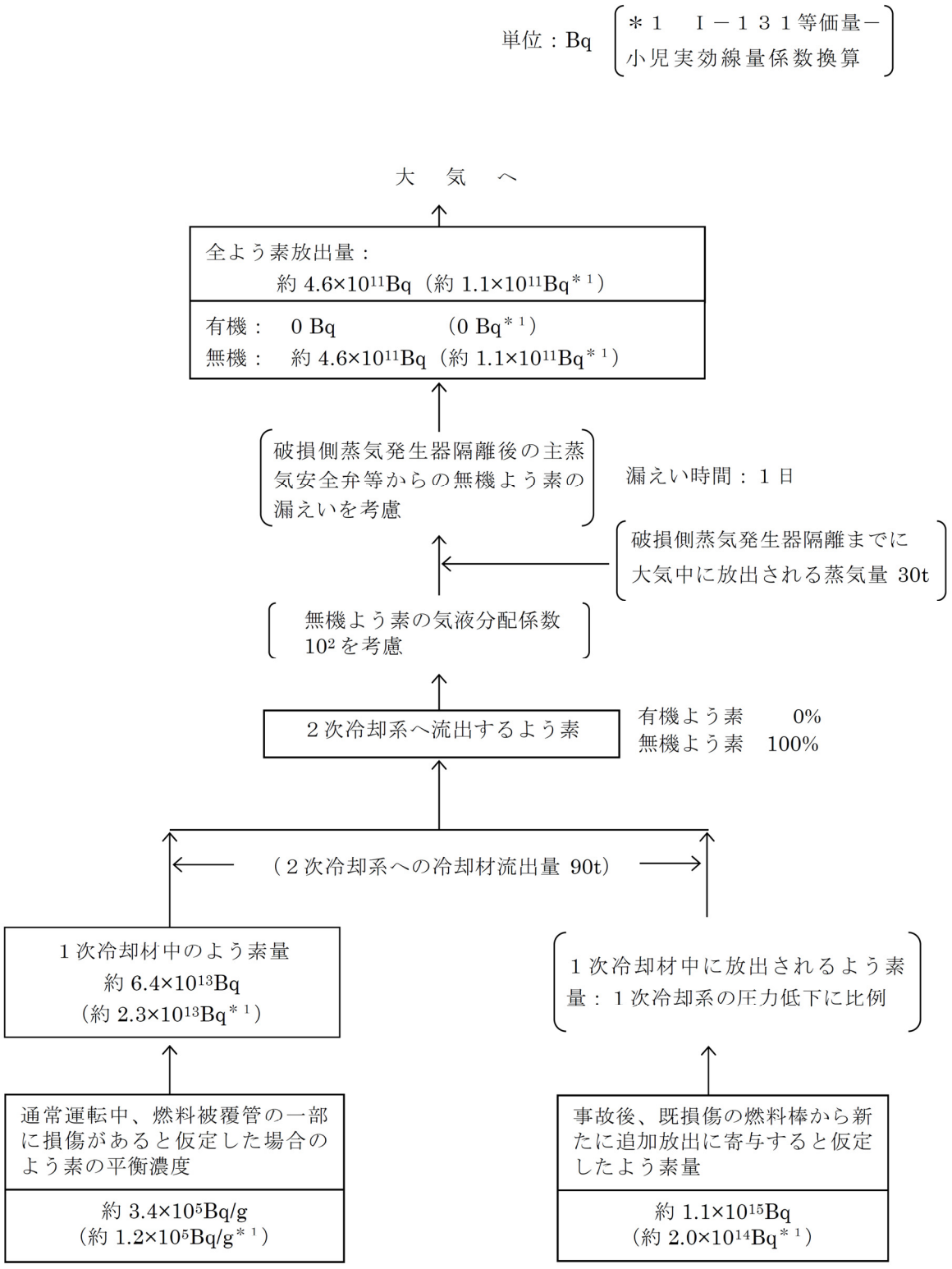
第 3.4.1.1 図　放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの大気放出過程



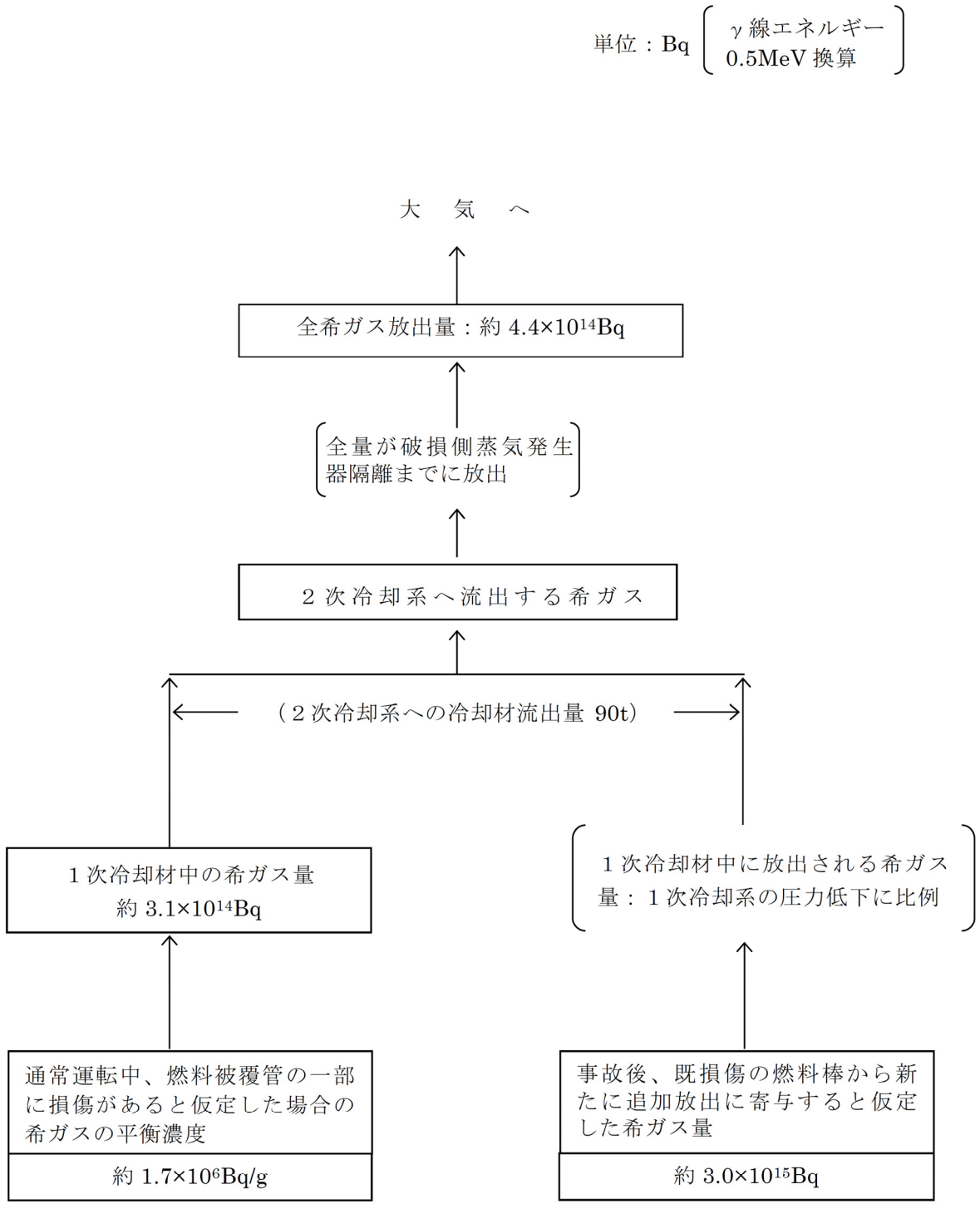
第 3.4.2.1 図　蒸気発生器伝熱管破損(1)



第 3.4.2.2 図　蒸気発生器伝熱管破損(2)

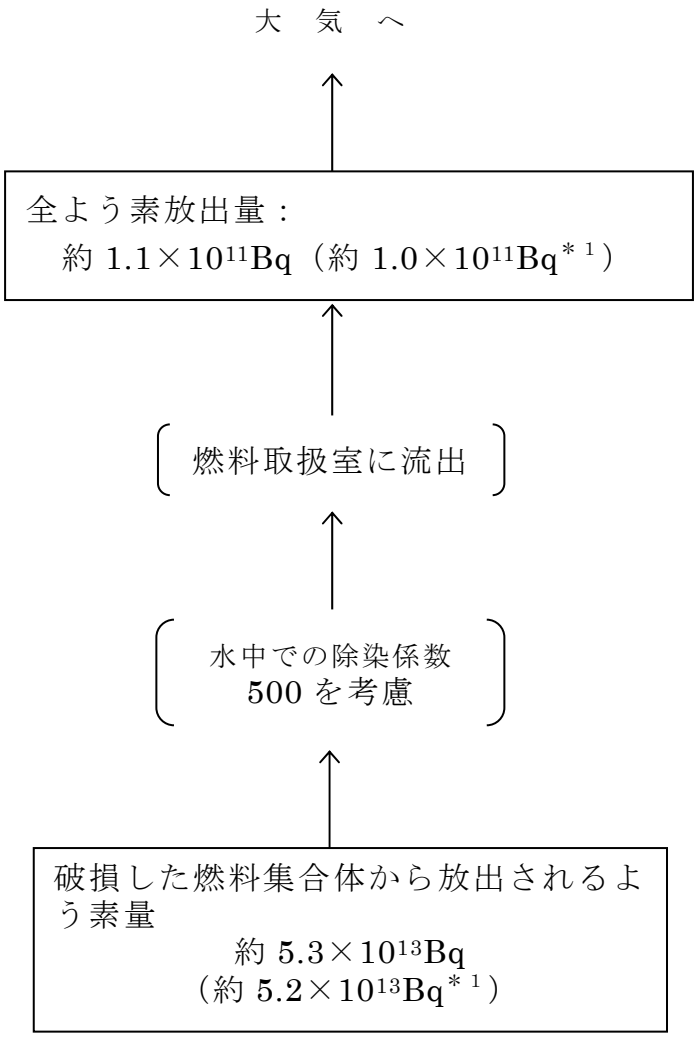


第 3.4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故）時のよう素の大気放出過程



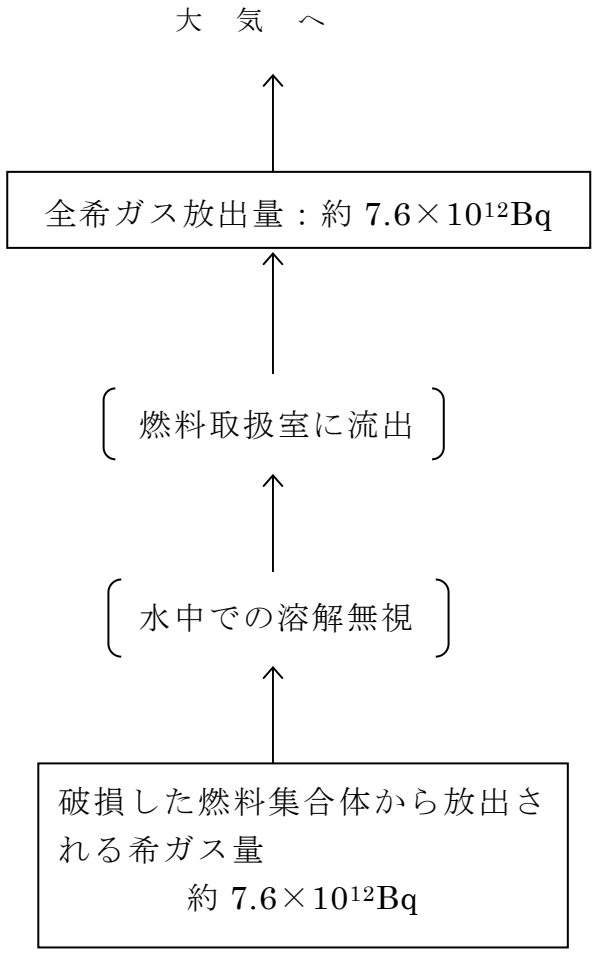
第 3.4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（設計基準事故）時の
希ガスの大気放出過程

単位：Bq（＊1　Ｉ－１３１等価量－小児実効線量係数換算）

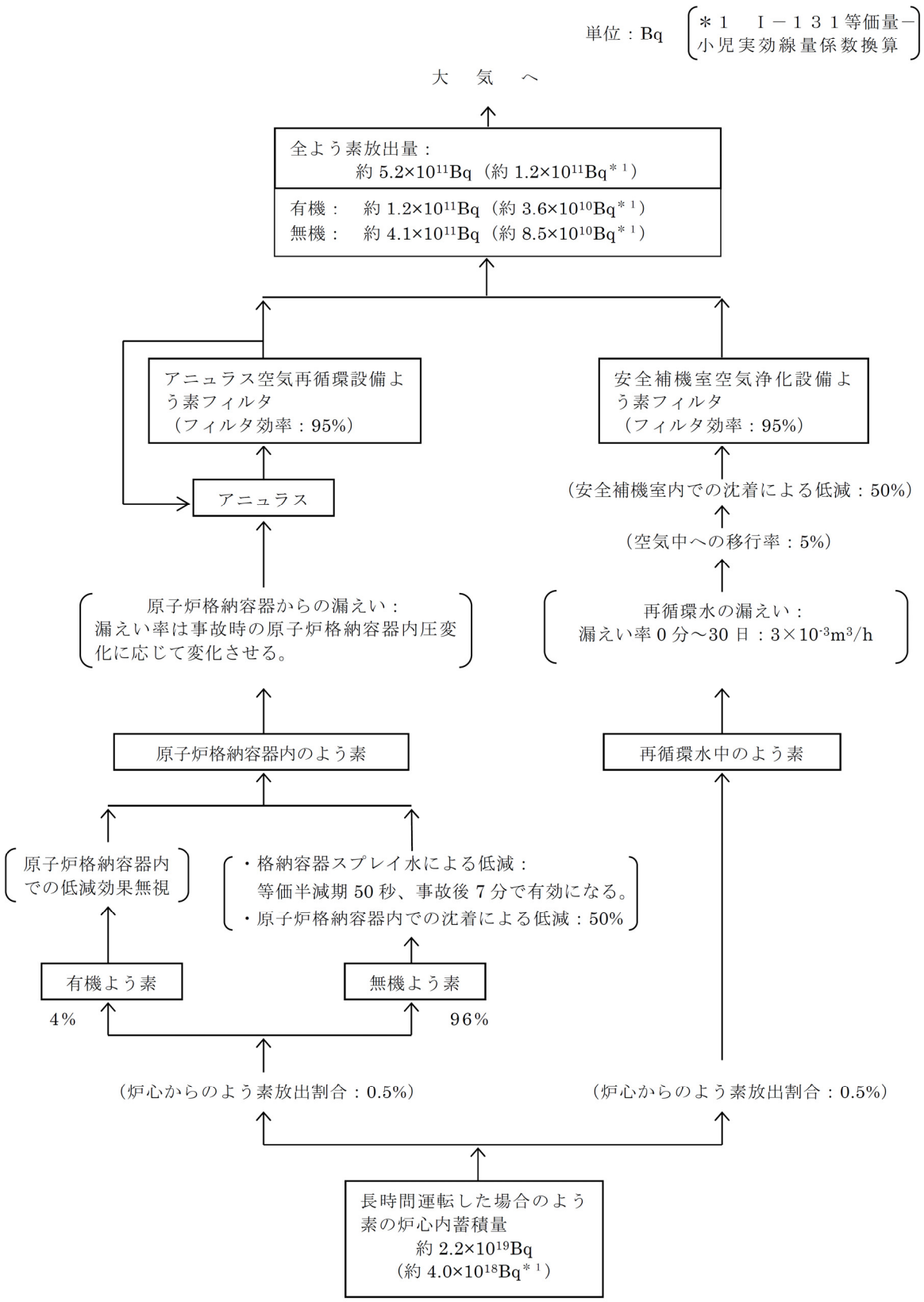


第 3.4.3.1 図　燃料集合体の落下時のよう素の大気放出過程

単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）

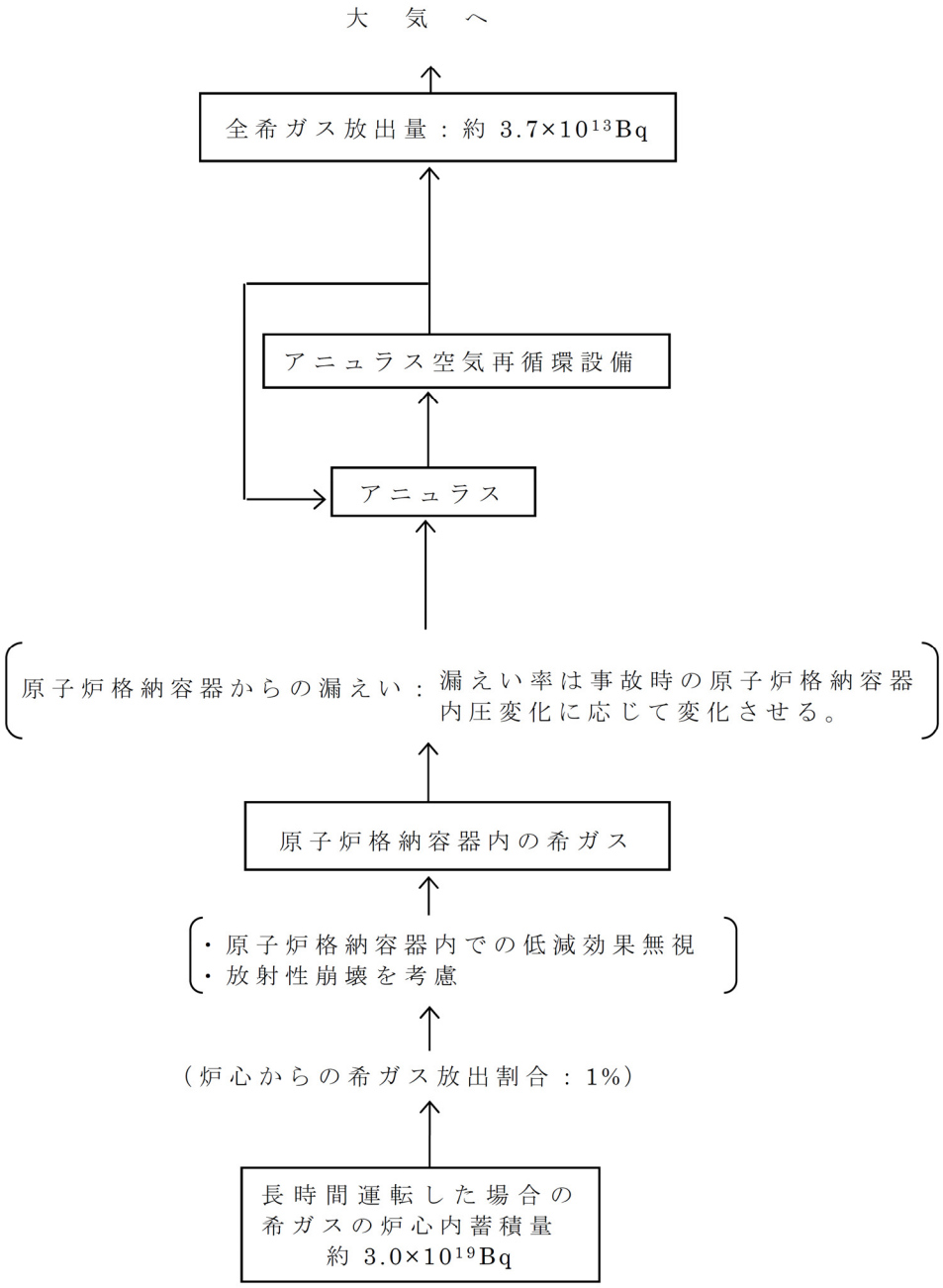


第 3.4.3.2 図　燃料集合体の落下時の希ガスの大気放出過程

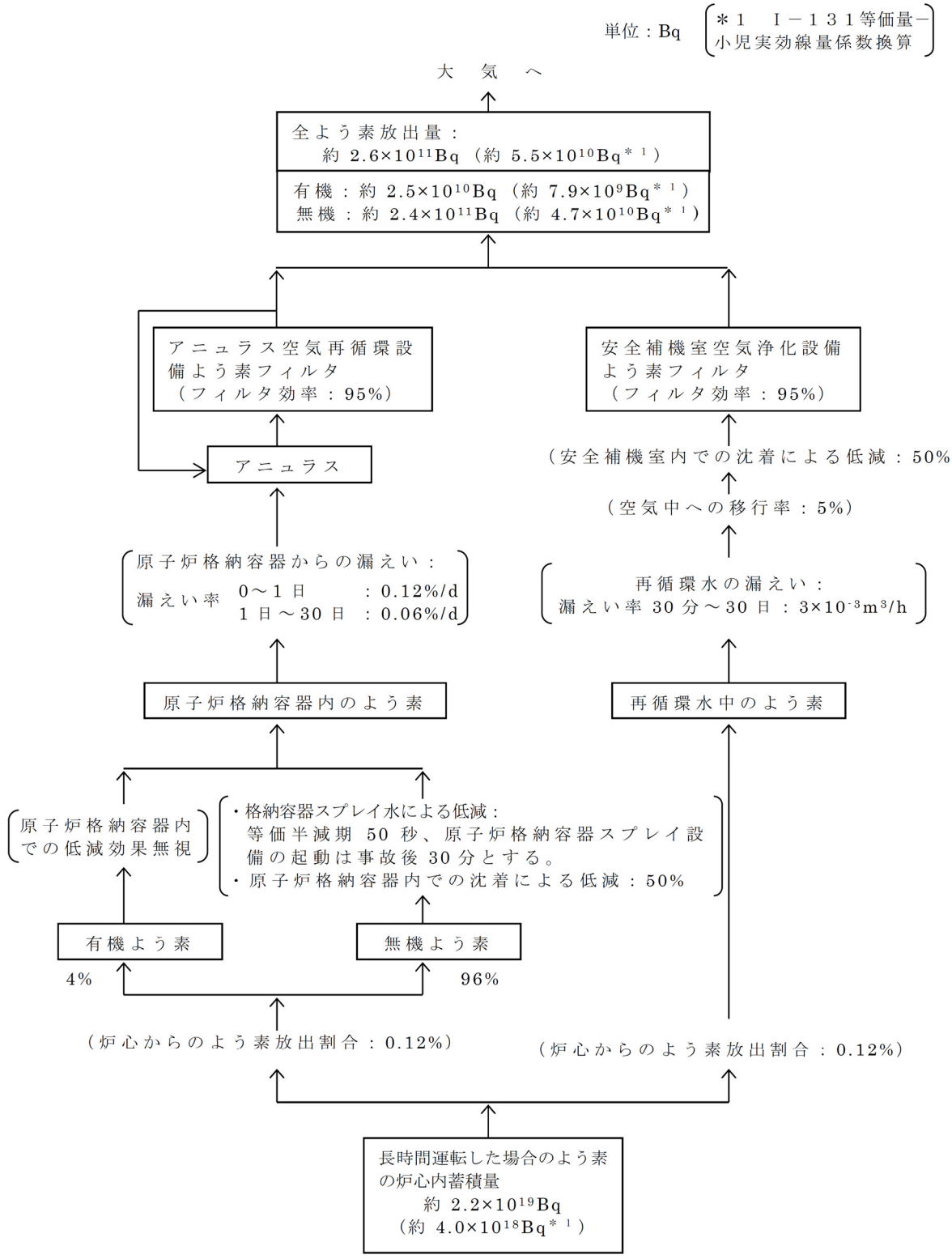


第 3.4.4.1 図　原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時のよう素の大気放出過程

単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV換算）

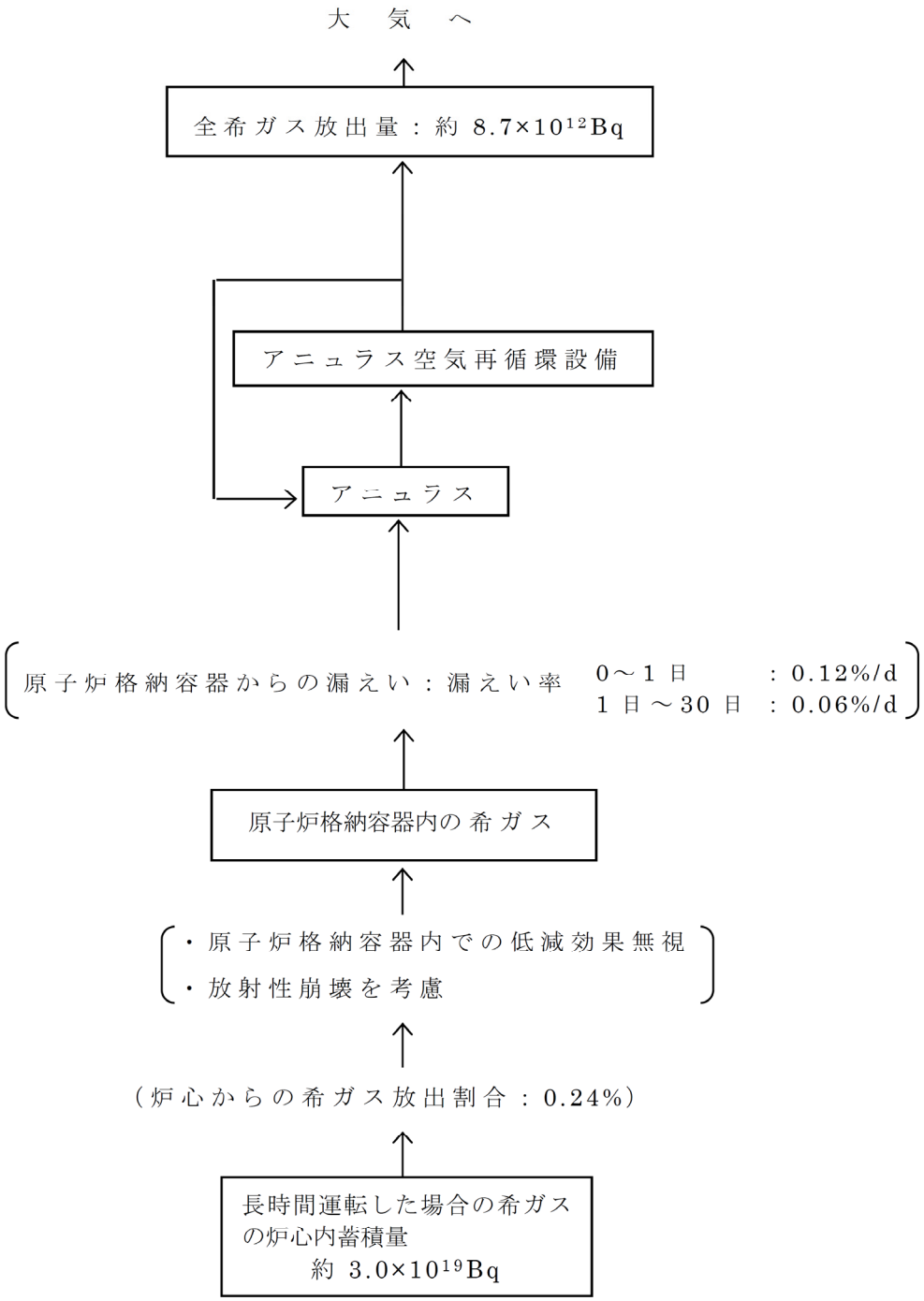


第 3.4.4.2 図　原子炉冷却材喪失（設計基準事故）時の
希ガスの大気放出過程

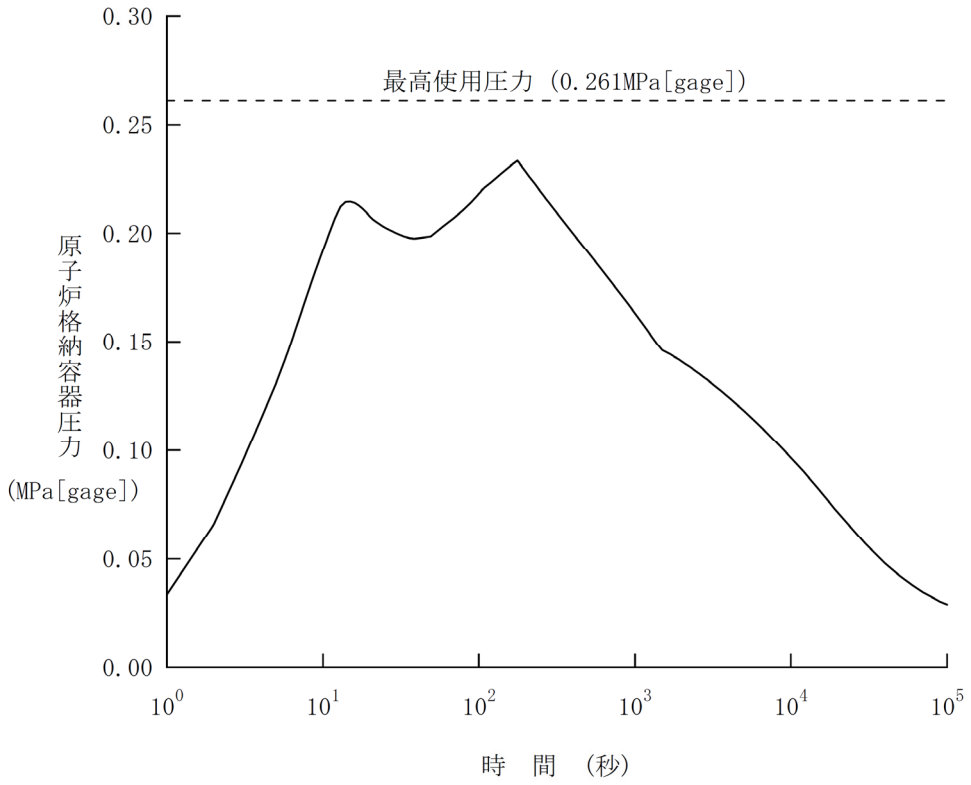


第 3.4.5.1 図　制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程

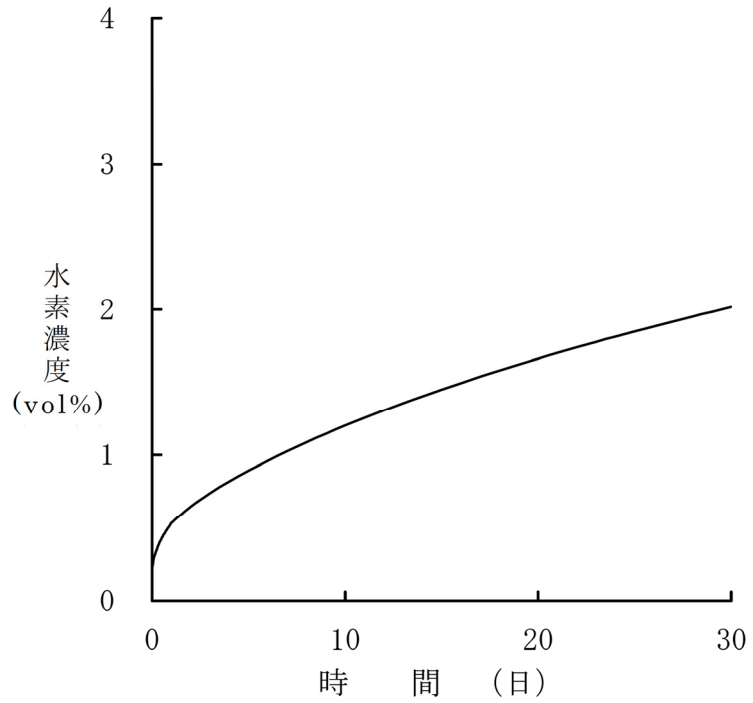
単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）



第 3.4.5.2 図　制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程



第 3.5.1.1 図　原子炉冷却材喪失－原子炉格納容器
健全性評価用内圧解析



第 3.5.2.1 図　可燃性ガスの発生－原子炉格納容器内の水素濃度評価

4. 重大事故及び仮想事故の解析

本原子炉施設は、これまでに述べたように種々の安全対策を講じており、各種の事故を想定した解析においても、燃料被覆管が大破損に至ることはなく、安全性は十分確保し得ると考える。この節においては、工学的安全施設等との関連において、本原子炉施設の立地上の妥当性を示すため、「原子炉立地審査指針」に示されている「重大事故」及び「仮想事故」を想定して、「安全評価指針」に従って評価を行った結果を示す。

4.1 重大事故

「重大事故」として、原子炉冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損の２つの場合を想定する。

4.1.1 原子炉冷却材喪失

4.1.1.1 事故の想定

(1) 原子炉冷却材喪失は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」で述べたように、１次冷却材管の損傷により１次冷却材が喪失し、炉心の冷却能力が低下し、燃料の温度が上昇する事故であり、事故の程度は、冷却材の喪失の程度により異なるものである。

(2) 原子炉冷却材喪失のうち、事故の程度が最大となるものは、１次冷却材低温側配管（内径約 0.70m、肉厚約 69mm のステンレス鋼）が瞬時に破断する場合である。このような大口径、厚肉の配管の両端破断は、１次冷却材管の材料選定、十分な設計余裕及び厳重な品質管理による配管の堅ろう性の確保、さらに、適切な運転管理等（「3.2.1 原子炉冷却材喪失」参照）からみて、実際上まず起こらないと思われるが、評価に当たっては万全を期するため、このような瞬時の両端破断を仮定する。

(3) １次冷却材低温側配管の瞬時の両端破断を想定した場合、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の解析結果によれば、燃料被覆管の健全性が大きく損なわれることはないが、評価に当たっては、全燃料被覆管に損傷が生じるものと仮定し、その結果、燃料ペレットと燃料被覆管

のすきまにある核分裂生成物が原子炉格納容器内に放出されるものとする。

(4) 1次冷却材の放出に伴って、原子炉格納容器の内圧は一時大気圧以上に上昇するので、原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、わずかずつ原子炉格納容器から漏れ出ることになる。この際、工学的安全施設である原子炉格納容器スプレイ設備が作動し、原子炉格納容器内部を冷却する結果、再び大気圧程度に減圧することができる。評価に当たっては、事故発生後1日間は、事故時の水蒸気と空気の雰囲気を考慮した漏えい率を上回る値として 0.15%/d、その後原子炉格納容器からの核分裂生成物の漏えいが無視できる程度に低下するまでの期間として 29 日間は、0.075%/d で原子炉格納容器から漏えいするものと仮定する。

(5) 原子炉格納容器からの核分裂生成物を含む気体の漏えいは、アニュラス部に生じるものとする。

アニュラス部に漏れ出た核分裂生成物は、アニュラス空気再循環設備のよう素フィルタを経て再循環し、その一部は、排気筒から大気中へ放出される。この際、本設備によりよう素の大部分は除去される。

(6) 原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物のうち、よう素は格納容器再循環サンプ水中に溶解する。このよう素は、非常用炉心冷却設備及び原子炉格納容器スプレイ設備の再循環系（以下「再循環系」という。）から、安全補機室に漏えいし、安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタを経て大気中へ放出される。この際、本設備によりよう素の大部分は除去される。

4.1.1.2 評価線量の種類

原子炉冷却材喪失を想定した場合の敷地境界外での線量は、次のように2つに分けて計算する。

(1) 原子炉格納容器及び安全補機室から大気中に放出された核分裂生成物（事故後 30 日間）による線量、すなわち、よう素の吸入摂取に

よる甲状腺に対する線量及び希ガスの外部γ線による全身に対する線量（また、この際参考として希ガスのβ線外部被ばくによる線量も計算する。）

(2) 原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物（事故後 30 日間）の外部γ線による全身に対する線量、すなわち、原子炉格納容器から外部遮へいドーム部を透過したγ線の空気との散乱によるスカイシャイン線量及び原子炉格納容器から外部遮へい円筒部を透過したγ線による直接線量

4.1.1.3 大気中に放出された核分裂生成物による線量

(1) 核分裂生成物の大気放出量

a. 計算条件

(a) 事故発生直前まで、原子炉は定格出力の 102%で長期間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

(b) 原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量は、炉心内蓄積量に対し、次の割合で放出されるものとする。

希ガス　　2%

よう素　　1%

(c) 放出されたよう素のうち、有機よう素は 10%とし、残りの 90%は無機よう素の形態をとるものとする。

(d) 原子炉格納容器内に放出されたよう素のうち、無機よう素については、50%が原子炉格納容器や同容器内の機器に沈着し、漏えいに寄与しないものとする。

(e) 原子炉格納容器スプレイ水による無機よう素の除去効率(1)は、評価上厳しめに等価半減期 100 秒とする。

なお、無機よう素の除去効果が有効になるまでの時間は、評価上事故後 7 分とする。

(f) 原子炉格納容器からの漏えい率(2)は、評価上次のように仮定する。

事故後 24 時間まで	0.15%/d
その後 29 日間	0.075%/d

(g) 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものとする。

(h) アニュラス空気再循環設備のよう素フィルタの効率(3)は評価上厳しめに 90%とする。

(i) 非常用炉心冷却設備作動信号によってアニュラス空気再循環設備が起動する。事故発生後、アニュラス部の負圧達成時間は、評価上 25 分とし、この間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体はそのまま大気中へ全量放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

また、負圧達成後も、アニュラス排気風量の切替え（事故発生後 30 分）までは、アニュラス内空気の再循環は考慮しない。

(j) 原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした気体は、アニュラス空気再循環設備を経て再循環するが、その一部はアニュラス部の負圧維持のため排気筒より放出される。この時、アニュラス部内での核分裂生成物の沈着の効果はないものとする。

(k) 希ガスに対するアニュラス空気再循環設備のフィルタ効果及び原子炉格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。

(l) 事故期間中、再循環系からは安全補機室内へ評価上厳しめに $6\times10^{-3}m^3/h$ の漏えいがあるものとする。

(m) 再循環水中の放射能量は事故発生直後、よう素の炉心内蓄積量の 1%が溶解するものとする。

(n) 再循環水体積は $1,100m^3$ とする。

(o) 再循環系から安全補機室内に漏えいした再循環水中のよう素の気相への移行率は 5%とし、安全補機室内でのよう素沈着率は 50%とする。

(p) 安全補機室空気浄化設備のよう素フィルタの効率(3)は評価上厳しめに 90%とする。

b. 計算方法

(a) 核分裂生成物の炉心内蓄積量

原子炉の運転によって事故発生時までに炉心内に蓄積される核分裂生成物の量は（１０－３）式で与えられる。

$$q^{i}_{T_0} = 3.20 \times 10^{16} \cdot P_0 \cdot Y_i (1 - e^{-\lambda^{i}_{r} \cdot T_0})$$

……（１０－３）

ここで、

$q^{i}_{T_0}$ ：T_0時間運転後の核種ｉの炉心内蓄積量(Bq)

P_0 ：炉心熱出力（＝2,481MWt）

Y_i ：核種ｉの核分裂収率(4)(5)

λ^{i}_{r} ：核種ｉの放射性崩壊定数(s^{-1})(5)(6)(7)

T_0 ：原子炉運転時間(s)

炉心内に蓄積されるよう素の同位元素のうち、核分裂収率が小さく半減期の極めて短いもの及びエネルギーの小さいものは計算の対象外とする。計算の対象としたよう素の核種とその炉心内蓄積量は、第 4.1.1 表に示すとおりである。

また、希ガスには、Xe 及び Kr の同位元素が多数含まれるが、半減期のごく短い核種は大気放出までに崩壊してしまうと考えられるので、以下の計算には半減期 10 分以上の核種を対象とした。計算の対象とした希ガスの核種とその炉心内蓄積量を第 4.1.2 表に示す。

第 4.1.1 表　よ う 素 の 炉 心 内 蓄 積 量

核　種	核分裂収率（%）	半　減　期	炉心内蓄積量（Bq）
Ｉ－１３１	2.84	8.06d	2.25×10^{18}
Ｉ－１３２	4.21	2.28h	3.34×10^{18}
Ｉ－１３３	6.77	20.8h	5.37×10^{18}
Ｉ－１３４	7.61	52.6min	6.04×10^{18}
Ｉ－１３５	6.41	6.61h	5.09×10^{18}
合　計	－	－	2.21×10^{19}

第 4.1.2 表　希ガスの炉心内蓄積量

核　種	核分裂収率（%）	半減期	γ線実効エネルギー（MeV／dis）	β線実効エネルギー（MeV／dis）	炉心内蓄積量 (Bq)	炉心内蓄積量（γ線 0.5MeV 換算）（Bq）	炉心内蓄積量（β線強度）（MeV・Bq／dis）
Kr－83m	0.53	1.83 h	0.0025	0.037	4.21×10^{17}	2.10×10^{15}	1.56×10^{16}
Kr－85m	1.31	4.48 h	0.159	0.253	1.04×10^{18}	3.31×10^{17}	2.63×10^{17}
Kr－85	0.29	10.73 y	0.0022	0.251	3.81×10^{16}	1.68×10^{14}	9.56×10^{15}
Kr－87	2.54	76.3 min	0.793	1.323	2.02×10^{18}	3.20×10^{18}	2.67×10^{18}
Kr－88	3.58	2.80 h	1.950	0.377	2.84×10^{18}	1.11×10^{19}	1.07×10^{18}
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	0.143	3.16×10^{16}	1.26×10^{15}	4.51×10^{15}
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	0.190	1.52×10^{17}	1.28×10^{16}	2.89×10^{16}
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	0.135	5.37×10^{18}	4.84×10^{17}	7.25×10^{17}
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	0.095	8.39×10^{17}	7.25×10^{17}	7.97×10^{16}
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	0.316	5.27×10^{18}	2.63×10^{18}	1.66×10^{18}
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	0.611	4.99×10^{18}	1.18×10^{19}	3.05×10^{18}
合　計	－	－	－	－	2.30×10^{19}	3.03×10^{19}	9.58×10^{18}

(b) 核分裂生成物の大気放出量

核分裂生成物の大気放出量は、核分裂生成物の炉心内蓄積量の計算結果から、前述の計算条件を用いて、核種ごとに以下の方法で計算する。核分裂生成物の大気放出過程を、第 4.1.1 図及び第 4.1.2 図に示す。

① 原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物のうち、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいした後、大気中に放出される核分裂生成物の量は、事故発生後最初の 25 分間は、原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた気体がそのまま大気中へ全量放出されると仮定しているので、（１０－４）式で与えられ、25 分以降は、アニュラス空気再循環設備から排気筒を経て放出されるので、（１０－５）式で与えられる。

$$Q_{m0}^{a} = K \cdot Q_0 \cdot F_a \cdot L \cdot \frac{1 - e^{-0.4167\beta}}{\beta} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots（１０－４）$$

$$Q_{m}^{a} = g_1 \cdot (1-\eta) \cdot \frac{R_a}{V_a} \cdot \left[\frac{Q_{cm} \cdot F_a \cdot L}{\beta_a - \beta} \left\{ \frac{1 - e^{-\beta \cdot (T_{m+1} - T_m)}}{\beta} - \frac{1 - e^{-\beta_a \cdot (T_{m+1} - T_m)}}{\beta_a} \right\} + Q_{am} \cdot \frac{1 - e^{-\beta_a \cdot (T_{m+1} - T_m)}}{\beta_a} \right]$$

$$\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots（１０－５）$$

ここで、

Q_{m0}^{a} ：アニュラス部から事故発生後最初の 25 分間に放出されるよう素及び希ガスの量(Bq)

Q_{m}^{a} ：25 分以降において、時刻 T_m から T_{m+1} の時間内にアニュラス空気再循環設備から放出されるよう素及び希ガスの量(Bq)

Q_{cm} ：時刻 T_m に原子炉格納容器内に浮遊している漏えいに寄与するよう素及び希ガスの量(Bq)で、次式で表わす。

$$Q_{cm} = Q_{c\,(m-1)} \cdot e^{-\beta \cdot (T_m - T_{m-1})}$$

ただし、時刻 $T_m = 0$（事故発生直後）において

$$Q_{cm} = K \cdot Q_0$$

Q_{am} ：25 分以降において時刻 T_m にアニュラス部に浮遊しているよう素及び希ガスの量(Bq)で、次式で表わす。

$$Q_{am} = Q_{c\,(m-1)} \cdot L \cdot F_a \cdot \left[\frac{1}{\beta_a - \beta} \left\{ e^{-\beta \cdot (T_m - T_{m-1})} - e^{-\beta_a \cdot (T_m - T_{m-1})} \right\} \right] + Q_{a\,(m-1)} \cdot e^{-\beta_a \cdot (T_m - T_{m-1})}$$

ただし、$T_m = 25\text{min}$ のとき $Q_{am} = 0$

K ：燃料から放出されたよう素及び希ガスが原子炉格納容器からの漏えいに寄与する割合で、次式で表わす。

よう素 ： $K = F_f \cdot F_g \cdot F_p$

希ガス ： $K = F_f \cdot F_p$

F_f ：燃料から原子炉格納容器への放出割合

よう素： $F_f = 0.01$

希ガス： $F_f = 0.02$

F_g ：原子炉格納容器へ放出されたよう素の組成

無機よう素： $F_g = 0.90$

有機よう素： $F_g = 0.10$

F_p ：原子炉格納容器内での沈着を逃れる割合

無機よう素： $F_p = 0.50$

有機よう素： $F_p = 1.00$

希　ガ　ス： $F_p = 1.00$

Q_0 ：よう素及び希ガスの炉心内蓄積量(Bq)

F_a ：アニュラス部への漏えい割合（＝1.0）

β　：原子炉格納容器内でのよう素及び希ガスに対する低減効果(h^{-1})で、次式により表わす。

$$\beta = L + \lambda_r + \lambda_s$$

L　：原子炉格納容器の漏えい率(h^{-1})

0～24h：$L = 0.0015\ d^{-1}$

$= 6.25 \times 10^{-5} h^{-1}$

1～30d：$L = 0.00075\ d^{-1}$

$= 3.125 \times 10^{-5}\ h^{-1}$

λ_r　：よう素及び希ガスの放射性崩壊定数(h^{-1})

λ_s　：原子炉格納容器スプレイ水による除去効率(h^{-1})

無機よう素：$\lambda_s = 24.9 h^{-1}$

有機よう素：$\lambda_s = 0.0 h^{-1}$

希　ガ　ス：$\lambda_s = 0.0 h^{-1}$

R_a　：アニュラス空気再循環設備排気流量

（1台分 10,200m^3/h）

V_a　：アニュラス部容積（$=21,350 m^3$）

g_1　：アニュラス排気流量の割合

25min～30min：1.0

30min～30d：0.10

g_2　：アニュラス空気再循環流量の割合

25min～30min：0.0

30min～30d：0.90

η　：アニュラス空気再循環設備フィルタの除去効率

よう素：$\eta = 0.90$

希ガス：$\eta = 0.0$

β_a　：アニュラス部内での低減効果(h^{-1})で、次式により表わす。

$$\beta_a = \frac{R_a}{V_a} - g_2 \cdot (1 - \eta) \cdot \frac{R_a}{V_a} + \lambda_r$$

② 再循環系から漏えいした後、大気中へ放出される核分裂生成物の量は、（１０－６）式で与えられる。

$$Q_e = F_p \cdot F_\ell \cdot L_e \cdot Q_{em} \cdot (1 - \eta_e) \cdot \frac{1 - e^{-720\beta_e}}{V_e \cdot \beta_e}$$

……（１０－６）

ただし、

$Q_{em} = K_e \cdot Q_0$

ここで、

Q_e ：事故期間中に、再循環系から放出されるよう素の量(Bq)

Q_{em} ：再循環開始時（T_m＝0min）における再循環水中のよう素の量(Bq)

F_p ：再循環水中のよう素の気相への移行率(＝0.05)

F_ℓ ：安全補機室内での沈着を逃れる割合(＝0.5)

L_e ：再循環系からの漏えい率

0～30d：$6\times10^{-3}m^3/h$

K_e ：燃料から再循環水中へのよう素の放出割合（＝0.01）

η_e ：安全補機室空気浄化設備フィルタのよう素除去効率（＝0.90）

V_e ：再循環水体積（＝1,100m^3）

β_e ：再循環水中でのよう素の低減効果(h^{-1})で、次式により表わす。

$$\beta_e = \lambda_r + \frac{L_e}{V_e}$$

(2) 線　　量

a. 拡散条件及び気象条件

線量評価に必要な拡散条件及び気象条件としては、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基

づいて計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

b. 計算方法

(a) 甲状腺に対する線量

よう素の吸入摂取による小児の甲状腺に対する線量は（１０－７）式で計算される。

$$D_I = K_{Te} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-7)$$

ここで、

D_I　：よう素の吸入摂取による小児の甲状腺に対する線量(Sv)

K_{Te}　：Ｉ－１３１の吸入摂取による小児の甲状腺の等価線量に係る線量係数（Sv/Bq）

また、第 4.1.3 表にＩ－１３１等価量への換算係数を示す。

M　：小児の呼吸率(m^3/s)

呼吸率は、事故期間が１日以上に及ぶことより、１日平均の呼吸率 $5.16m^3/d$ を秒当たりに換算して用いる。

Q_e　：事故期間中のよう素の大気放出量(Bq)

（Ｉ－１３１等価量－小児甲状腺線量係数換算）

χ／Q　：相対濃度(s/m^3)

第 4.1.3 表　よう素の吸入摂取による小児の甲状腺の等価線量
に係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数

核　　種	よう素の吸入摂取による小児の甲状腺の等価線量に係る線量係数（Sv/Bq）	Ｉ－１３１等価量への換算係数
Ｉ－１３１	3.2×10^{-6}	1
Ｉ－１３２	3.8×10^{-8}	1.19×10^{-2}
Ｉ－１３３	8.0×10^{-7}	2.50×10^{-1}
Ｉ－１３４	7.3×10^{-9}	2.28×10^{-3}
Ｉ－１３５	1.6×10^{-7}	5.00×10^{-2}

(b) 外部γ線による全身に対する線量

原子炉格納容器から大気中に放出された希ガスは、放射性雲となって風下に流れる。この放射性雲の外部γ線による地表面での全身に対する線量は、放射性雲の空間分布を考慮して計算する。

放射性雲からの外部γ線による全身に対する線量は（１０－８）式で与えられる。

$$D_{\gamma}=K_1\cdot Q_N\cdot(D/Q) \quad \cdots\cdots\cdots\

ここで、

D_β　　：β線外部被ばくによる線量(Sv)

E_β　　：β線実効エネルギー(MeV/dis)

Q_β　　：希ガスの大気放出量(Bq)

χ／Q　：相対濃度(s/m^3)

4.1.1.4 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による線量

(1) 線源強度

a. 計算条件

(a) 事故時に炉心から原子炉格納容器内に放出された核分裂生成物は、すべて原子炉格納容器内に均一に分布するものと仮定し、原子炉格納容器からの漏えいによる減少効果や原子炉格納容器スプレイ水による除去効果は無視する。原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の量の炉心内蓄積量に対する割合は、希ガス 2%、ハロゲン 1%、その他 0.02%とする。

(b) 核種の選定に当たって、よう素及び希ガスに関しては「4.1.1.3(1) 核分裂生成物の大気放出量」の項で述べたものと同一の核種に着目し、その他の核種については、以下に評価する線量、すなわち、原子炉格納容器から外部遮へいドーム部を透過したγ線の空気との散乱によるスカイシャイン線量及び原子炉格納容器から外部遮へい円筒部を透過したγ線による直接線量の計算に寄与するような十分高いエネルギーを持ち、半減期が 10 分以上のものを対象とする。

(c) 事故後 30 日間の積算線源強度は、原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物によるγ線エネルギーを第 4.1.4 表のようにエネルギー範囲別に区分して計算する。

b. 計算方法

原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物の積算線源強度は、Ｉ番目のエネルギー群について（１０－３）式及び（１０－１０）式～（１０－１２）式で計算する。

$$S_p = q_p \cdot f_p \cdot \sum_{k=1}^{n_p} (R_{pk} \cdot E_{pk}) \quad (1 - e^{-\lambda_p \cdot t}) \ / \ \lambda_p$$

……（１０－１０）

$$S_d = \sum_{k=1}^{n_d} (R_{dk} \cdot E_{dk}) \cdot$$

$$[\, q_d \cdot f_d (1 - e^{-\lambda_d \cdot t}) \ / \ \lambda_d + q_p \cdot f_p \cdot \beta \frac{\lambda_d}{\lambda_d - \lambda_p} \cdot$$

$$\{ \frac{1}{\lambda_p} (1 - e^{-\lambda_p \cdot t}) - \frac{1}{\lambda_d} (1 - e^{-\lambda_d \cdot t}) \} \,]$$

……（１０－１１）

$$S = \sum_{p=1}^{\ell} S_p + \sum_{d=1}^{m} S_d$$

……（１０－１２）

ここで、

λ ：放射性崩壊定数(s^{-1})

β ：親核種から娘核種への崩壊の割合

q ：炉心内蓄積量(Bq)

t ：事故発生後の時間(s)

f ：核分裂生成物の原子炉格納容器への放出率

E ：γ線のエネルギー(MeV/dis)

R ：崩壊してエネルギーＥのγ線を出す割合

n ：当該核種から放出されるγ線のうちＩ番目のエネルギー群に属するγ線の数

Ｓ：原子炉格納容器内に浮遊している核分裂生成物の事故後ｔ(s)までの積算線源強度(MeV)

添字：ｐ：親核種

ｄ：娘核種

ℓ：親核種の数

ｍ：娘核種の数

ｋ：当該核種から放出され、Ｉ番目のエネルギー群に属するγ線のうちｋ番目を示す。

原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物の積算線源強度の計算結果は、第 4.1.4 表に示すとおりである。

第 4.1.4 表　原子炉格納容器内の積算線源強度（重大事故）

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)	原子炉格納容器内積算線源強度 (MeV)
0.4	$E \leqq 0.4$	1.2×10^{22}
0.8	$0.4 < E \leqq 1.0$	1.3×10^{22}
1.3	$1.0 < E \leqq 1.5$	2.6×10^{21}
1.7	$1.5 < E \leqq 1.8$	3.2×10^{21}
2.5	$1.8 < E$	2.2×10^{21}

(2) 線　　量

a. スカイシャイン線量

原子炉格納容器内では空気による散乱は起こらないと仮定して、原子炉格納容器内に充満したγ線源を原子炉格納容器中心軸上に置いた点線源からの第１散乱束を計算し、それに適当なビルドアップ係数を乗じて、計算点におけるスカイシャイン線量を求める。計算は、各エネルギー群別に線量計算コードＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧ[8]を用いて行う。

計算の基本式は次のとおりである。

$$D_S = K_1 \sum_E \sum_{E'} \int_V \phi(E,X) \cdot K_2(E') \cdot \frac{d\sigma}{d\Omega}(E,\theta) \cdot \frac{N}{r^2} \cdot B(E',b) \cdot e^{-\sum_\ell \sum_m \mu'_\ell \cdot X_m} dV \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (10-13)$$

ただし、

$$\phi(E,X) = \frac{S(E)}{4\pi\rho^2} \cdot e^{-\sum_i \sum_j \mu_i \cdot X_j} \cdot B(E,b_0)$$

ここで、

D_S　：スカイシャイン線量(Sv)

K_1　：空気カーマから全身に対する線量への換算係数（＝1Sv/Gy）

$\phi(E,X)$　：散乱点におけるγ線エネルギー強度(MeV/m²)

$S(E)$　：線源エネルギーＥの積算線源強度(MeV)

$K_2(E')$　：散乱エネルギーE′の線量換算係数(Gy/(MeV/m²))

μ_i　：線源エネルギーＥにおける物質ｉの線減衰係数(m⁻¹)

μ_ℓ'　：散乱エネルギーE′における物質ℓ の線減衰係数(m⁻¹)

X_j　：領域ｊの通過距離(m)

X_m　：領域ｍの通過距離（m）

ρ　：線源点から散乱点までの距離(m)

r　：散乱点から評価点までの距離(m)

V　：散乱体積(m³)

N　：空気中の電子数密度(electrons/m³)

$\frac{d\sigma}{d\Omega}(E,\theta)$：Klein－Nishina の微分散乱断面積(m²)

θ　：散乱角(radian)

$B(E,b_0)$：線源エネルギーＥのγ線の減衰距離

$b_0(=\sum_i\sum_j \mu_i \cdot X_j)$（ただし、空気層を除く。）に対するビルドアップ係数

$B(E',b)$：散乱エネルギーE′のγ線の減衰距離

$b(=\sum_\ell\sum_m \mu'_\ell \cdot X_m)$に対するビルドアップ係数

ビルドアップ係数は次式で計算する。

$$B(E,b)=1+(0.8-0.214\ln\frac{E}{1.801})b^a \qquad (E>1.801\text{MeV})$$

$$B(E,b)=1+0.8b^a \qquad (E\leqq 1.801\text{MeV})$$

ここで、

$$a = 1.44 + 0.0239E + 0.625\ln\left(0.19 + \frac{1.0005}{E}\right)$$

b. 直接線量

原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物によるγ線が、原子炉格納容器円筒部鋼板及び外部遮へい円筒部を貫通して計算点に至る直接線量の計算は、原子炉格納容器内に核分裂生成物が一様分布すると仮定し、各エネルギー群別に線量計算コードＳＰＡＮ[9]で行う。

計算の基本式は次のとおりである。

$$D_d = K_1 \cdot K_2(E) \int_V \frac{S_V}{4\pi r^2} \cdot F(b) \cdot dV \quad \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-14)$$

ここで、

D_d　：直接線量(Sv)

K_1　：空気カーマから全身に対する線量への換算係数（＝1Sv/Gy）

$K_2(E)$　：エネルギーＥのγ線に対する空気カーマへの換算係数(Gy･m²/MeV)

S_V　：単位体積当たりの積算線源強度(MeV/m³)

r　：線源から計算点までの距離(m)

F(b)　：γ線の減衰率で次式で表わす。

$$F(b) = B(E,b) \cdot e^{-b}$$

b　：減衰距離（$b = \sum_{i=1}^{n} \mu_i \cdot t_i$）

μ_i　：ｉ番目の物質の線減衰係数(m⁻¹)

t_i　：ｉ番目の物質中の通過距離(m)

$B(E,b)$　：エネルギーＥのγ線の減衰距離ｂに対するビルドアップ係数

4.1.1.5 原子炉冷却材喪失時の評価結果

「重大事故」として、原子炉冷却材喪失を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の線量は下

表のとおりである。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－１３１等価量－小児甲状腺線量係数換算）	約 6.0×10^{11} Bq
	希ガス （γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 9.2×10^{13} Bq
線量	小児甲状腺に対する線量	約 0.0021 Sv
	外部γ線による全身に対する線量	約 0.00024 Sv

これらの線量は「原子炉立地審査指針」の非居住区域に対するめやす線量（甲状腺（小児）に対して 1.5Sv、全身に対して 0.25 Sv）を十分下回るものである。

また、β線外部被ばくによる線量は約 0.00012Sv である。

評価線量の計算結果の内訳を下表に示す。

		小児甲状腺	全身	外部β線
(1)	放射性雲による線量	約 0.0021 Sv	約 0.000029 Sv	約 0.00012 Sv
(2)	格納容器内線源からのγ線による線量	－	約 0.00021 Sv	－
合計		約 0.0021 Sv	約 0.00024 Sv	約 0.00012 Sv

4.1.2 蒸気発生器伝熱管破損

4.1.2.1 事故の想定

(1) 蒸気発生器伝熱管破損は、「3.4.2 蒸気発生器伝熱管破損」で述べたように原子炉運転中に何らかの理由で伝熱管１本が瞬時に両端破断を起こし、１次冷却材が２次側へ流出するもので、もし１次冷却材中に核分裂生成物が含まれていれば、２次側へ核分裂生成物が流出することになる。

(2) 蒸気発生器伝熱管の材料として耐食性及び延性に優れたニッケル・クロム・鉄合金を使用するとともに、設計、製作、運転中での水質管理等における配慮から蒸気発生器伝熱管の破損の可能性を極めて小さくしているが、評価に当たっては、伝熱管１本が瞬時に両端破断を起こした場合を仮定する（「3.4.2.1(2) 防止対策」参照）。

(3) 外部電源がある場合、タービンバイパス弁が動作するが、本評価では外部電源が使用できない場合を想定するので、タービンバイパス弁は動作せず主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁が動作することになる。非常用炉心冷却設備及び補助給水による冷却及び減圧が進むとともに１次冷却材流出量は減少し、事故後約 47 分で原子炉圧力は２次冷却系圧力以下となり、流出は止まる。この間に、２次冷却系に流出する１次冷却材量は約 71t、また、流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中に放出される蒸気量は約 23t である（「3.4.2.2(3) 解析結果」参照）。

(4) 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、評価に当たっては、２次冷却系へ流出する放射能源として次の２通りを考える。

a. 事故直前まで燃料被覆管の一部に損傷がある状態で運転が続けられていたものとしたときの１次冷却材中に存在する核分裂生成物

b. 事故時１次冷却系の減圧等何らかの原因で前述の損傷している燃料被覆管から新たに１次冷却材中に放出される核分裂生成物

(5) 核分裂生成物の大気放出量は、破損した蒸気発生器が隔離されるまでの間の主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁からの蒸気の放出によるものであり、隔離された後では放出されないが、評価上は更に蒸気発生器２次側の圧力に応じた蒸気の漏えいによるものがあると仮定する。

(6) 外部電源がある場合、タービンバイパス系が使用でき蒸気発生器からの蒸気の大部分は復水器に回収されること及び非常用炉心冷却設備作動信号と原子炉トリップ信号の一致等により１次冷却材ポン

プが停止するまでの間は、１次冷却系を冷却及び減圧できることから、大気への核分裂生成物の放出量の観点から外部電源がない場合の方がより厳しく評価することとなる。したがって、原子炉トリップと同時に外部電源は喪失するものとする。

4.1.2.2 評価線量の種類

蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の敷地境界外での線量は、大気中に放出されたよう素の吸入摂取による甲状腺に対する線量及び希ガスの外部γ線による全身に対する線量に分けて計算する。また、この際参考として希ガスのβ線外部被ばくによる線量も計算する。

4.1.2.3 核分裂生成物の大気放出量

(1) 計算条件

a. 原子炉は、事故発生直前まで定格出力の 102%で運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて最高 40,000 時間とする。

b. 破損側蒸気発生器は、事故後 47 分に隔離されるものとし、この間に１次冷却系から２次冷却系へ流出する１次冷却材量は解析結果に余裕を見込んだ値として 90t、流出した１次冷却材を含む２次冷却水のうち、破損側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁等から大気中へ放出される蒸気量は解析結果に余裕を見込んだ値として 30t とする。

c. 蒸気発生器伝熱管破損により新たに燃料被覆管の損傷を招くことはない。したがって、２次冷却系へ流出する放射能源として次の２通りを仮定する。

(a) 燃料被覆管欠陥率１％を用いて計算した１次冷却材中に存在する核分裂生成物のよう素約 6.3×10^{13}Bq、希ガス約 3.1×10^{14}Bq（γ線エネルギー0.5MeV 換算）。

前述の核分裂生成物量の計算に当たっては、原子炉冷却材喪失評価に用いた核種に着目し、第 4.1.5 表及び第 4.1.6 表に示す

1 次冷却材中の核種別平衡濃度を用いる。

(b) (a)項の損傷燃料棒から新たに 1 次冷却材中への追加放出に寄与する核分裂生成物のよう素約 2.2×10^{15}Bq、希ガス約 6.1×10^{15}Bq（γ線エネルギー0.5MeV 換算）。

追加放出量は、事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例して 1 次冷却系に放出されるものとする。この場合の追加放出率は、解析結果に余裕を見込んだ値として 1.43×10^{-2}min^{-1} とする。

d. この 1 次冷却材中の核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの間に 1 次冷却系から 2 次冷却系へ流出する放射能量は、1 次冷却材中の濃度に依存するものとする。

e. 2 次冷却系に流出してきた希ガスについては、大気中へ全量放出されるものとする。

f. 2 次冷却系に流出してきたよう素のうち、有機よう素は 1%とし、残りの 99%は無機よう素とする。有機よう素は大気中に全量放出され、無機よう素の放出については気液分配係数 100 で蒸気とともに大気中に放出されるものとする。

g. 破損側蒸気発生器隔離後は、核分裂生成物の大気放出はないと考えられるが、評価上は 2 次冷却系の弁からの蒸気漏えいにより無機よう素が大気中へ放出されるものとする。

弁からの蒸気漏えい率は、隔離直後 10m^3/d とし、その後は 2 次冷却系圧力が 24 時間で直線的に大気圧まで低下していくと仮定し、この 2 次冷却系圧力に対応して弁からの蒸気漏えい率が減少するものとする。

第 4.1.5 表　１次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

核　種	核分裂収率（%）	半減期	冷却材中濃度（Bq／g）	冷却材中蓄積量（Bq）	炉心内蓄積量（Bq）	追加放出寄与分（Bq）
Ｉ－１３１	2.84	8.06d	8.17×10^{4}	1.51×10^{13}	2.25×10^{18}	2.25×10^{14}
Ｉ－１３２	4.21	2.28h	3.00×10^{4}	5.54×10^{12}	3.34×10^{18}	3.34×10^{14}
Ｉ－１３３	6.77	20.8h	1.37×10^{5}	2.53×10^{13}	5.37×10^{18}	5.37×10^{14}
Ｉ－１３４	7.61	52.6min	1.88×10^{4}	3.47×10^{12}	6.04×10^{18}	6.04×10^{14}
Ｉ－１３５	6.41	6.61h	7.54×10^{4}	1.39×10^{13}	5.09×10^{18}	5.09×10^{14}
合　計	－	－	3.43×10^{5}	6.34×10^{13}	2.21×10^{19}	2.21×10^{15}

第 4.1.6 表　1 次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分

核種	核分裂収率（%）	半減期	γ線実効エネルギー (MeV／dis)	β線実効エネルギー (MeV／dis)	冷却材中濃度			冷却材中蓄積量		炉心内蓄積量 (Bq)	追加放出寄与分	
					冷却材中濃度 (Bq／g)	γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq／g)	β線強度 (MeV･Bq／dis･g)	γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq)	β線強度 (MeV･Bq／dis)		γ線エネルギー 0.5MeV 換算 (Bq)	β線強度 (MeV･Bq／dis)
Kr－83m	0.53	1.83 h	0.0025	0.037	1.55×10^{4}	7.78×10^{1}	5.75×10^{2}	1.44×10^{10}	1.06×10^{11}	4.21×10^{17}	4.21×10^{11}	3.11×10^{12}
Kr－85m	1.31	4.48 h	0.159	0.253	7.53×10^{4}	2.39×10^{4}	1.90×10^{4}	4.43×10^{12}	3.52×10^{12}	1.04×10^{18}	6.61×10^{13}	5.26×10^{13}
Kr－85	0.29	10.73 y	0.0022	0.251	6.89×10^{5}	3.03×10^{3}	1.73×10^{5}	5.61×10^{11}	3.20×10^{13}	3.81×10^{16}	3.35×10^{10}	1.91×10^{12}
Kr－87	2.54	76.3 min	0.793	1.323	4.33×10^{4}	6.87×10^{4}	5.73×10^{4}	1.27×10^{13}	1.06×10^{13}	2.02×10^{18}	6.40×10^{14}	5.34×10^{14}
Kr－88	3.58	2.80 h	1.950	0.377	1.29×10^{5}	5.02×10^{5}	4.85×10^{4}	9.29×10^{13}	8.98×10^{12}	2.84×10^{18}	2.22×10^{15}	2.14×10^{14}
Xe-131m	0.040	11.9 d	0.020	0.143	1.25×10^{5}	5.02×10^{3}	1.79×10^{4}	9.28×10^{11}	3.32×10^{12}	3.16×10^{16}	2.52×10^{11}	9.03×10^{11}
Xe-133m	0.19	2.25 d	0.042	0.190	1.29×10^{5}	1.08×10^{4}	2.45×10^{4}	2.00×10^{12}	4.52×10^{12}	1.52×10^{17}	2.55×10^{12}	5.78×10^{12}
Xe-133	6.77	5.29 d	0.045	0.135	9.99×10^{6}	8.99×10^{5}	1.35×10^{6}	1.66×10^{14}	2.49×10^{14}	5.37×10^{18}	9.67×10^{13}	1.45×10^{14}
Xe-135m	1.06	15.65 min	0.432	0.095	2.15×10^{4}	1.86×10^{4}	2.04×10^{3}	3.44×10^{12}	3.78×10^{11}	8.39×10^{17}	1.45×10^{14}	1.59×10^{13}
Xe-135	6.63	9.083 h	0.250	0.316	2.40×10^{5}	1.20×10^{5}	7.57×10^{4}	2.22×10^{13}	1.40×10^{13}	5.27×10^{18}	5.27×10^{14}	3.33×10^{14}
Xe-138	6.28	14.17 min	1.183	0.611	2.10×10^{4}	4.96×10^{4}	1.28×10^{4}	9.17×10^{12}	2.37×10^{12}	4.99×10^{18}	2.36×10^{15}	6.09×10^{14}
合　計	－	－	－	－	1.15×10^{7}	1.70×10^{3}	1.78×10^{6}	3.15×10^{14}	3.29×10^{14}	2.30×10^{19}	6.05×10^{15}	1.92×10^{15}

(2) 計算方法

前述の計算条件を使って、次の方法で計算する。核分裂生成物の大気放出過程を、第 4.1.3 図及び第 4.1.4 図に示す。

a. 破損側蒸気発生器が隔離されるまでの大気放出量

核分裂生成物の放射性崩壊及び系外に流出することによる減少を考慮し、（１０－１５）式～（１０－１８）式を用いて求める。

また、１次冷却系からの１次冷却材流出率、２次冷却系から大気中への蒸気放出率、破損側蒸気発生器保有水量は、隔離までの間一定とする。

(a) 希ガスの放出量

$$R_i = \frac{L_R}{V_C}\left[\nu \cdot F_i \cdot \frac{1}{\lambda_C}\left\{t - \frac{1}{\lambda_C}\left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right)\right\} + \frac{C_i}{\lambda_C}\left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right)\right]$$

……（１０－１５）

(b) 有機よう素の放出量

$$R_i = f_1 \cdot \frac{L_R}{V_C}\left[\nu \cdot F_i \cdot \frac{1}{\lambda_C}\left\{t - \frac{1}{\lambda_C}\left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right)\right\} + \frac{C_i}{\lambda_C}\left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right)\right]$$

……（１０－１６）

(c) 無機よう素の放出量

$$R_i = \frac{G}{V_S \cdot P_F} \cdot f_2 \cdot \frac{L_R}{V_C}\left[\nu \cdot F_i \cdot \frac{1}{\lambda_c}\left[\frac{t}{\lambda_S} - \frac{1}{\lambda_S^{\,2}}\left(1 - e^{-\lambda_S \cdot t}\right) - \frac{1}{\lambda_S - \lambda_C}\left\{\frac{1}{\lambda_C} \cdot \left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right) - \frac{1}{\lambda_S}\left(1 - e^{-\lambda_S \cdot t}\right)\right\}\right] + \frac{C_i}{\lambda_S - \lambda_C}\left\{\frac{1}{\lambda_C}\left(1 - e^{-\lambda_C \cdot t}\right) - \frac{1}{\lambda_S}\left(1 - e^{-\lambda_S \cdot t}\right)\right\}\right]$$

……（１０－１７）

ただし、

$$\lambda_C = \lambda_i + \frac{L_R}{V_C}$$

$$\lambda_S = \lambda_i + \frac{G}{V_S \cdot P_F}$$

ここで、

R_i ：核種ｉの大気中への放出放射能量(Bq)

C_i ：核種ｉの事故発生前の１次冷却材中放射能量(Bq)

F_i ：核種ｉの事故発生後の追加放出に寄与する放射能量(Bq)

L_R ：２次冷却系への１次冷却材流出率（＝90t/47min）

V_C ：１次冷却系保有水量（＝185t）

V_S ：破損側蒸気発生器保有水量（＝40t）

ν ：追加放出率（＝$1.43\times10^{-2}\mathrm{min}^{-1}$）

f_1 ：有機よう素の割合（＝0.01）

f_2 ：無機よう素の割合（＝0.99）

P_F ：無機よう素気液分配係数

（＝100（液相中濃度 Bq/t）／(気相中濃度 Bq/t））

G ：大気中への蒸気放出率（＝30t/47min）

λ_i ：核種ｉの放射性崩壊定数(min^{-1})

t ：破損側蒸気発生器隔離までの時間（=47min）

また、追加放出率νは、事故発生後の原子炉圧力が直線的に低下するものとし、この圧力低下に比例するものと仮定して（10－18）式を用いて求めた値を下回らない値とする。

$$\nu = \left(\frac{P_0 - P_t}{P_0}\right)\frac{1}{t} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-18)$$

ここで、

P_0 ：事故発生前の原子炉圧力

（＝15.62MPa[gage]）

P_t ：原子炉圧力が２次冷却系の圧力を下回った圧力

（＝6.86MPa[gage]）

t ：破損側蒸気発生器隔離までの時間（=47min）

b. 破損側蒸気発生器隔離後の大気放出量

破損側蒸気発生器隔離後、２次冷却系圧力は直線的に低下し、１日後に大気圧になるものとし、蒸気の漏えい率は、２次冷却系の圧力の平方根に比例するものとして、核分裂生成物の放射性崩壊を考慮して（１０－１９）式を用いて求める。

$$R_L = \int_0^T \frac{S_I}{P_F} \cdot e^{-\lambda_i \cdot t} \cdot L_V \sqrt{1 - t}\, dt \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots （10-19）$$

ここで、

R_L ：隔離後の無機よう素の放出量(Bq)

S_I ：隔離時の破損側蒸気発生器水中無機よう素濃度(Bq/t)

L_V ：隔離時の蒸気の漏えい率（＝10m³/d＝0.5t/d）

P_F ：無機よう素の気液分配係数

（＝100（液相中濃度 Bq/t）／（気相中濃度 Bq/t））

λ_i ：核種ｉの放射性崩壊定数(d⁻¹)

T ：漏えいが停止するまでの時間（＝1d）

隔離時の破損側蒸気発生器水中無機よう素濃度S_Iは、（１０－２０）式を用いて得られる。

$$S_I = \frac{f_2 \cdot L_R}{V_C \cdot V_S} \left\{ \frac{\nu \cdot F_i}{\lambda_C} \left(\frac{1 - e^{-\lambda_S \cdot t}}{\lambda_S} - \frac{e^{-\lambda_C \cdot t} - e^{-\lambda_S \cdot t}}{\lambda_S - \lambda_C} \right) + \frac{C_i}{\lambda_S - \lambda_C} \left(e^{-\lambda_C \cdot t} - e^{-\lambda_S \cdot t} \right) \right\} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots （10-20）$$

4.1.2.4 線　　量

(1) 拡散条件及び気象条件

蒸気発生器伝熱管破損の場合、核分裂生成物は、主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁用排気管出口を通して放出されるが、評価上は厳しめに地表面から放出されると仮定し、「添付書類六 3.5 安全解析に使用する気象条件」で述べたように「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」に示された考え方に基づいて計算された相対濃度（χ／Q）及び相対線量（D／Q）を用いる。

(2) 計算方法

a. 甲状腺に対する線量

χ／Ｑの値に基づき、原子炉冷却材喪失の場合と同様に、（１０－７）式を用いて線量を計算する。

ただし、呼吸率としては、事故期間が短いことを考慮し、活動時の呼吸率 0.31m^3/h を秒当たりに換算して用いる。

b. 外部γ線による全身に対する線量

Ｄ／Ｑの値に基づき、原子炉冷却材喪失の場合と同様に、（１０－８）式を用いて線量を計算する。

また、希ガスのβ線外部被ばくによる線量についても、原子炉冷却材喪失の場合と同様に計算する。

4.1.2.5 蒸気発生器伝熱管破損時の評価結果

「重大事故」として蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量及び敷地境界外における最大の線量は下表のとおりである。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－１３１等価量－小児甲状腺線量係数換算）	約 8.1×10^{11} Bq
	希ガス （γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 7.8×10^{14} Bq
線量	小児甲状腺に対する線量	約 0.029 Sv
	外部γ線による全身に対する線量	約 0.0012 Sv

これらの線量は、「原子炉立地審査指針」の非居住区域に対するめやす線量（甲状腺（小児）に対して 1.5Sv、全身に対して 0.25Sv）を十分下回るものである。

また、β線外部被ばくによる線量は約 0.0028Sv である。

4.1.3 結　　論

立地条件の適否を評価するため、「重大事故」として原子炉冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損を想定して線量の評価を行ったところ、いずれも「原子炉立地審査指針」の非居住区域に対するめやす線量（甲状腺（小児）に対して 1.5Sv、全身に対して 0.25Sv）を十分下回るものである。

4.2 仮想事故

「仮想事故」としては、「重大事故」と同様、原子炉冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損の２つの場合を考慮する。以下に、「重大事故」の場合との相違点及び評価結果を示す。

4.2.1 原子炉冷却材喪失

4.2.1.1 事故の想定

「仮想事故」の想定は、「重大事故」の場合（「4.1.1.1 事故の想定」参照）とほぼ同様であるが、燃料から放出される核分裂生成物の量の算定に当たっては、炉心内に蓄積されている核分裂生成物のうち、希ガスについては 100%、よう素については 50%が原子炉格納容器内に放出されると仮定する。また再循環水中へは、炉心内に蓄積されているよう素の 50%が溶解すると仮定する。

4.2.1.2 評価線量の種類

「仮想事故」として原子炉冷却材喪失を想定した場合の線量は、「重大事故」の場合（「4.1.1.2 評価線量の種類」参照）に述べたように２通りに分けて計算する。さらに、大気中に放出された希ガスの外部γ線による全身線量の積算値の評価も行う。

4.2.1.3 大気中に放出された核分裂生成物による線量

(1) 核分裂生成物の大気放出量

前述の事故の想定のもとに、「重大事故」と同様な計算条件及び方法に従って計算する。核分裂生成物の大気放出過程を第 4.2.1 図及び第 4.2.2 図に示す。

(2) 線　　量

a. 甲状腺に対する線量及び外部γ線による全身に対する線量

よう素の吸入摂取による成人の甲状腺に対する線量の評価は、（１０－２１）式によって行う。

$$D_I = K_{Te} \cdot M \cdot Q_e \cdot (\chi / Q) \cdots\cdots\cdots\

ここで、

D_I　：よう素の吸入摂取による成人の甲状腺に対する線量(Sv)

K_{Te}　：Ｉ－１３１の吸入摂取による成人の甲状腺の等価線量に係る線量係数(Sv/Bq)

また、第 4.2.1 表にＩ－１３１等価量への換算係数を示す。

M　：成人の呼吸率(m^3/s)

呼吸率は、事故期間が１日以上に及ぶことより、１日平均の呼吸率 $22.2m^3/d$ を秒当たりに換算して用いる。

Q_e　：事故期間中のよう素の大気放出量(Bq)

（Ｉ－１３１等価量－成人甲状腺線量係数換算）

χ/Q　：相対濃度(s/m^3)

外部γ線による全身に対する線量の評価は、「重大事故」と同様の計算条件及び計算式によって行う。

第 4.2.1 表　よう素の吸入摂取による成人の甲状腺の等価線量に係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数

核　　種	よう素の吸入摂取による成人の甲状腺の等価線量に係る線量係数（Sv/Bq）	Ｉ－１３１等価量への換算係数
Ｉ－１３１	3.9×10^{-7}	1
Ｉ－１３２	3.6×10^{-9}	9.23×10^{-3}
Ｉ－１３３	7.6×10^{-8}	1.95×10^{-1}
Ｉ－１３４	7.0×10^{-10}	1.79×10^{-3}
Ｉ－１３５	1.5×10^{-8}	3.85×10^{-2}

b. 全身線量の積算値

(a) 「仮想事故」時に放出される放射性雲中の希ガスの外部γ線による全身線量の積算値を計算して評価する。この場合、計算の対

象となる地点が遠距離に及ぶことを考慮し、計算地点の地表面濃度が半無限空間に一様分布すると仮定したサブマージョンモデルを用いて計算する。

サブマージョンモデルによる線量は（１０－２２）式で与えられる。

$$D=\frac{1}{2}K_3\cdot E\cdot\chi \quad \cdots\cdots\cdots\

(d) 現時点での人口集計は、「平成１２年国勢調査報告」[10]により行い、全身線量の積算値を計算する。

また、参考として、2050 年での人口推計[11][12][13]を行い、全身線量の積算値を推定する。

4.2.1.4 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による線量

(1) 線源強度

事故時に原子炉格納容器内に放出される核分裂生成物の炉心内蓄積量に対する割合は、希ガス 100%、ハロゲン 50%、その他 1%とする。

事故後 30 日間の原子炉格納容器内の核分裂生成物による積算線源強度は、「重大事故」と同様、エネルギー別に（１０－３）式及び（１０－１０）式～（１０－１２）式で計算する。その結果を第 4.2.2 表で示す。

第 4.2.2 表　原子炉格納容器内の積算線源強度（仮想事故）

代表エネルギー (MeV/dis)	エネルギー範囲 (MeV/dis)	原子炉格納容器内 積算線源強度 (MeV)
0.4	E ≦0.4	6.2×10^{23}
0.8	0.4＜E ≦1.0	6.5×10^{23}
1.3	1.0＜E ≦1.5	1.3×10^{23}
1.7	1.5＜E ≦1.8	1.6×10^{23}
2.5	1.8＜E	1.1×10^{23}

(2) 線　　量

事故時の原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による線量は、原子炉格納容器から外部遮へいドーム部を透過したγ線の空気との散乱によるスカイシャイン線量と、外部遮へい円筒部を透過したγ線による直接線量とに分けて計算する。その計算方法は「重大事故」と同様である。

4.2.1.5 原子炉冷却材喪失時の評価結果

「仮想事故」として、原子炉冷却材喪失を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量、敷地境界外における最大の線量及び全身線量の積算値は下表のとおりである。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－１３１等価量－成人甲状腺線量係数換算）	約 2.9×10^{13} Bq
	希ガス （γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 4.6×10^{15} Bq
線量	成人甲状腺に対する線量	約 0.052 Sv
	外部γ線による全身に対する線量	約 0.013 Sv
積算値	2000 年の人口による積算値	約 0.038 万人 Sv
	2050 年の人口(推計)による積算値	約 0.031 万人 Sv

これらの線量は、「原子炉立地審査指針」の低人口地帯に対するめやす線量（甲状腺（成人）に対して 3Sv、全身に対して 0.25Sv 及び全身線量の積算値に対して 2 万人 Sv）を十分下回るものである。

また、β線外部被ばくによる線量は約 0.0058Sv である。

評価線量の計算結果の内訳を下表に示す。また、全身線量の積算値の内訳を第 4.2.3 表及び第 4.2.4 表に示す。

		成人甲状腺	全身	外部β線
(1)	放射性雲による線量	約 0.052 Sv	約 0.0015 Sv	約 0.058 Sv
(2)	格納容器内線源からのγ線による線量	－	約 0.011 Sv	－
合計		約 0.052 Sv	約 0.013 Sv	約 0.058 Sv

4.2.2 蒸気発生器伝熱管破損

4.2.2.1 事故の想定

(1) 「重大事故」では、損傷している燃料被覆管から新たに１次冷却材中に放出されると仮定した核分裂生成物は、原子炉圧力の低下とともに徐々に１次冷却材中に放出されるものとしたが、「仮想事故」では、事故直後にこの全核分裂生成物が１次冷却材中に放出されるものとする。

(2) 伝熱管破損を起こした蒸気発生器が隔離された後は、健全側蒸気発生器を使って１次冷却系及び２次冷却系の減圧が行われるが、「仮想事故」ではこの減圧効果を無視して、隔離された蒸気発生器の２次側からの蒸気の漏えいが 30 日間続くものと仮定する。

4.2.2.2 評価線量の種類

「仮想事故」として、蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の評価線量の種類は、「重大事故」の場合（「4.1.2.2 評価線量の種類」参照）と同様である。さらに、大気中に放出された希ガスの外部γ線による全身線量の積算値の評価も行う。

4.2.2.3 核分裂生成物の大気放出量

(1) 計算条件

「仮想事故」としての核分裂生成物の大気放出量の計算は、以下の項目を除き「重大事故」と同様の条件のもとで計算する。

a. 損傷している燃料被覆管から新たに１次冷却材中に放出されると仮定した核分裂生成物は、原子炉圧力に関係なく、事故発生直後に全部１次冷却材中に放出されるものとする。したがって、この核分裂生成物のうち、破損側蒸気発生器が隔離されるまでの 47 分間に、１次冷却系から２次冷却系へ流出する量は、そのとき流出する１次冷却材量の全保有水量に対する割合に等しいとして計算する。

b. 破損側蒸気発生器隔離後の弁からの蒸気の漏えいは、漏えい率 $10m^3/d$ で 30 日間続くものと仮定し、無機よう素のみが放出されるものとする。漏えい期間中は無機よう素の放射性崩壊を考慮する。

(2) 計算方法

前述の計算条件を使って、次の方法で計算する。核分裂生成物の大気放出過程を、第 4.2.3 図及び第 4.2.4 図に示す。

a. 破損側蒸気発生器が隔離されるまでの大気放出量

核分裂生成物の放射性崩壊及び系外に流出することによる減少を無視し、（１０－２３）式～（１０－２５）式を用いて求める。

(a) 希ガスの放出量

$$R_i = \frac{L_R}{V_C}\left(F_i + C_i\right) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-23)$$

(b) 有機よう素の放出量

$$R_i = f_1 \cdot \frac{L_R}{V_C}\left(F_i + C_i\right) \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-24)$$

(c) 無機よう素の放出量

$$R_i = f_2 \cdot \frac{L_R}{V_C}\left(F_i + C_i\right)\frac{G}{V_S \cdot P_F} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (10-25)$$

ここで、

R_i ：核種 i の大気中への放出放射能量(Bq)

C_i ：核種 i の事故発生前の１次冷却材中放射能量(Bq)

F_i ：核種 i の事故発生後の追加放出に寄与する放射能量(Bq)

L_R ：隔離されるまでの１次冷却材流出量（＝90t）

V_C ：１次冷却系保有水量（＝185t）

G ：隔離されるまでの大気放出蒸気量（＝30t）

V_S ：破損側蒸気発生器保有水量（＝40t）

f_1 ：有機よう素の割合（＝0.01）

f_2 ：無機よう素の割合（＝0.99）

P_F ：無機よう素の気液分配係数

（＝100（液相中濃度 Bq/t）／（気相中濃度 Bq/t））

b. 破損側蒸気発生器隔離後の大気放出量

破損側蒸気発生器隔離後 30 日間の大気中に放出される無機よう素の量は（１０－２６）式を用いて求める。

$$R_L = \int_0^T f_2 \cdot \frac{L_R}{V_C} \left(F_i + C_i \right) \cdot \frac{L_T}{V_S \cdot P_F} \cdot e^{-\lambda_i \cdot t} \, dt$$

……（１０－２６）

ここで、

R_L ：隔離後の無機よう素の放出量(Bq)

L_T ：蒸気漏えい率（＝10m³/d＝0.5t/d）

λ_i ：核種ｉの放射性崩壊定数(d⁻¹)

Ｔ ：漏えい期間（＝30d）

4.2.2.4 線　　量

(1) 拡散条件及び気象条件

「重大事故」の場合と同様とする。

また、全身線量の積算値の評価においては原子炉冷却材喪失の場合と同様とする。

(2) 計算方法

a. 甲状腺に対する線量

χ／Q の値に基づき、原子炉冷却材喪失の場合と同様に（１０－２１）式を用いて線量を計算する。

ただし、呼吸率は事故期間が短いことを考慮し、活動時の呼吸率 1.2m³/h を秒当たりに換算して用いる。

b. 外部γ線による全身に対する線量

「重大事故」の場合と同様に、（１０－８）式を用いて線量を計算する。

また、希ガスのβ線外部被ばくによる線量についても、原子炉冷却材喪失の場合と同様に計算する。

c. 全身線量の積算値

原子炉冷却材喪失の場合と同様に、計算地点の地表面濃度が半無限空間に一様分布すると仮定したサブマージョンモデルを用いて計算する。このとき、対象とする方位及び人口集計も原子炉冷却材喪失の場合と同様である。

放出点は地上と仮定して計算する。

4.2.2.5 蒸気発生器伝熱管破損時の評価結果

「仮想事故」として蒸気発生器伝熱管破損を想定した場合の大気中に放出される核分裂生成物の量、敷地境界外における最大の線量及び全身線量の積算値は下表のとおりである。

評価項目		評価結果
放出量	よう素 （Ｉ－１３１等価量－成人甲状腺線量係数換算）	約 3.3×10^{12} Bq
	希ガス （γ線エネルギー0.5MeV 換算）	約 3.1×10^{15} Bq
線量	成人甲状腺に対する線量	約 0.057 Sv
	外部γ線による全身に対する線量	約 0.0047 Sv
積算値	2000 年の人口による積算値	約 0.026 万人 Sv
	2050 年の人口（推計）による積算値	約 0.022 万人 Sv

これらの線量は、「原子炉立地審査指針」の低人口地帯に対するめやす線量（甲状腺（成人）に対して 3Sv、全身に対して 0.25Sv 及び全身線量の積算値に対して 2 万人 Sv）を十分下回るものである。

また、β線外部被ばくによる線量は約 0.0088Sv である。

全身線量の積算値の内訳を第 4.2.3 表及び第 4.2.4 表に示す。

4.2.3 結　　論

立地条件の適否を評価するため、「仮想事故」として原子炉冷却材喪失及び蒸気発生器伝熱管破損を想定して線量の評価を行ったところ、いずれも「原子炉立地審査指針」の低人口地帯に対するめやす線量（甲状腺（成人）に対して 3Sv、全身に対して 0.25Sv 及び全身線量の積算値に対して 2 万人 Sv）を十分に下回るものである。

第 4.2.3 表　全身線量の積算値

（2000 年の人口集計による）

距　離 （km） （南方向）	主　な　市　町　村　名	人　口 （人）	原子炉冷却材喪失時の積算線量 （人・Sv）	蒸気発生器伝熱管破損時の積算線量 （人・Sv）
1 ～ 2		0	0	0
2 ～ 3		0	0	0
3 ～ 4		0	0	0
4 ～ 5		0	0	0
5 ～ 10		0	0	0
10 ～ 20	美浜町、三方町	11,600	4	3
20 ～ 30	小浜市、上中町、三方町	14,900	3	2
30 ～ 40	小浜市、上中町、朽木村、名田庄村	2,860	1	1
40 ～50	名田庄村、美山町	1,310	1	1
50 ～60	美山町、京北町	4,360	1	1
60 ～70	美山町、日吉町、京北町、京都市	54,300	3	2
70 ～80	園部町、八木町、京都市、大津市	672,000	26	18
80 ～90	京都市、亀岡市、向日市、長岡京市	1,180,000	38	26
90 ～100	高槻市、八幡市、宇治市、城陽市	759,000	22	15
100 ～150	大阪市、神戸市、尼崎市、豊中市、堺市、奈良市	11,800,000	250	170
150 ～	和歌山市、田辺市等	1,620,000	28	19
合　　計		16,200,000	380	260

第 4.2.4 表　全身線量の積算値

（2050 年の人口推計による）

距　離 （km） （南方向）	主　な　市　町　村　名	人　　口 （人）	原子炉冷却材喪失時の積算線量 （人・Sv）	蒸気発生器伝熱管破損時の積算線量 （人・Sv）
1 ～ 2		0	0	0
2 ～ 3		0	0	0
3 ～ 4		0	0	0
4 ～ 5		0	0	0
5 ～ 10		0	0	0
10 ～ 20	美浜町、三方町	9,370	3	2
20 ～ 30	小浜市、上中町、三方町	12,100	2	2
30 ～ 40	小浜市、上中町、朽木村、名田庄村	2,680	1	1
40 ～50	名田庄村、美山町	1,300	1	1
50 ～60	美山町、京北町	4,330	1	1
60 ～70	美山町、日吉町、京北町、京都市	54,700	3	2
70 ～80	園部町、八木町、京都市、大津市	593,000	23	15
80 ～90	京都市、亀岡市、向日市、長岡京市	1,010,000	33	22
90 ～100	高槻市、八幡市、宇治市、城陽市	629,000	18	13
100 ～150	大阪市、神戸市、尼崎市、豊中市、堺市、奈良市	9,670,000	200	140
150 ～	和歌山市、田辺市等	1,250,000	21	15
合　　計		13,300,000	310	220

4.3 参考文献

(1) 「スプレイによるよう素除去効果」
ＭＡＰＩ－１００８　改７
三菱原子力工業、昭和６１年

(2) 「事故時の格納容器漏洩率」
ＭＡＰＩ－１０６０　改１
三菱重工業、平成１２年

(3) 「チャコールフィルタのよう素除去効果」
ＭＡＰＩ－１０１０　改１
三菱原子力工業、昭和５２年

(4) 「Compilation of Fission Product Yields」
ＮＥＤＯ－１２１５４－１
Vallecitos Nuclear Center,M.E.Meek and B.F.Rider, 1974

(5) 「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」
原子力安全委員会、平成１３年３月２９日一部改訂

(6) 「被曝計算に用いる放射線エネルギーについて」
原子炉安全専門審査会、昭和４６年７月６日

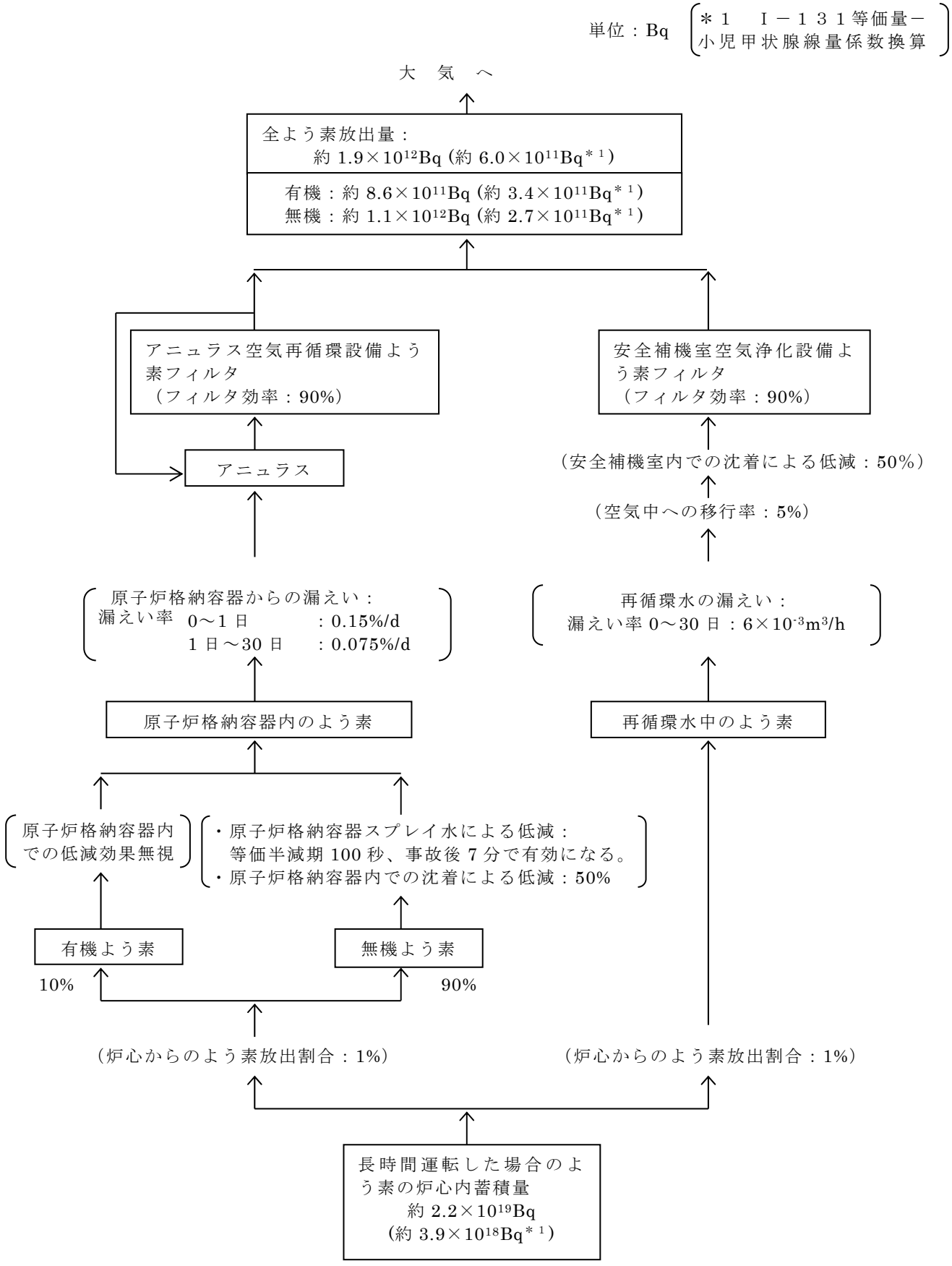
(7) 「Table of Isotopes, Sixth Edition」
C.M.Lederer, et. al.
John Wiley ＆ Sons, Inc.,1968

(8) 「ＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧコードの概要」
ＭＡＰＩ－１０２１　改７
三菱重工業、平成１４年

(9) 「ＳＰＡＮコードの概要」
ＭＡＰＩ－１０４９　改３
三菱重工業、平成１４年

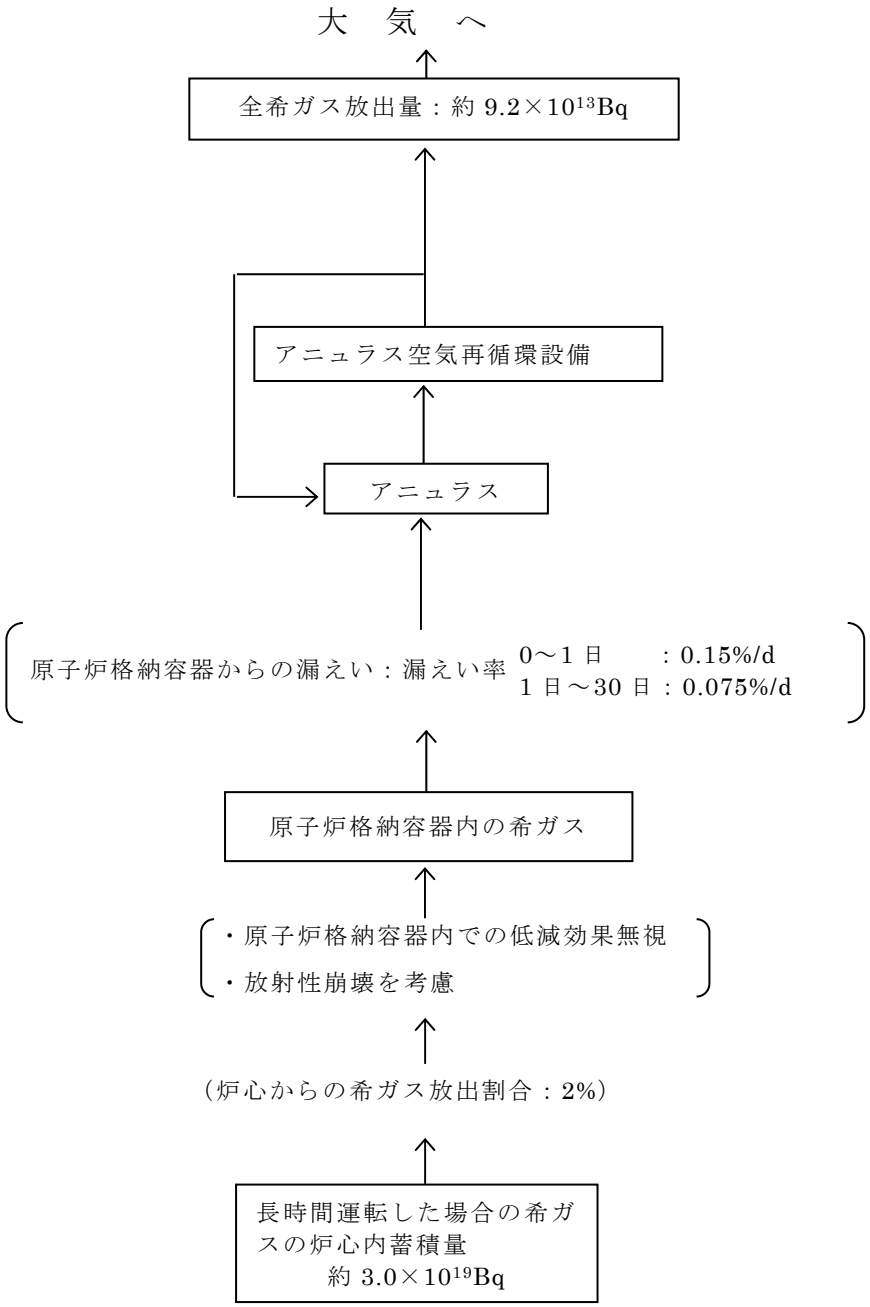
(10) 「平成１２年国勢調査全国都道府県市町村別人口及び世帯数（確定数）」
総務省統計局、平成１４年１月

(11) 「コーホート要因法による地域人口推計手法の検討と推計結果の分析」
厚生省人口問題研究所、「人口問題研究」第１６７号、
昭和５８年７月
(12) 「日本の将来推計人口、－平成１３（２００１）～６２（２０５０）年－、平成１４年１月推計」
国立社会保障・人口問題研究所、平成１４年５月
(13) 「都道府県別将来推計人口、－平成１２（２０００）～４２（２０３０）年－、平成１４年３月推計」
国立社会保障・人口問題研究所、平成１４年１０月



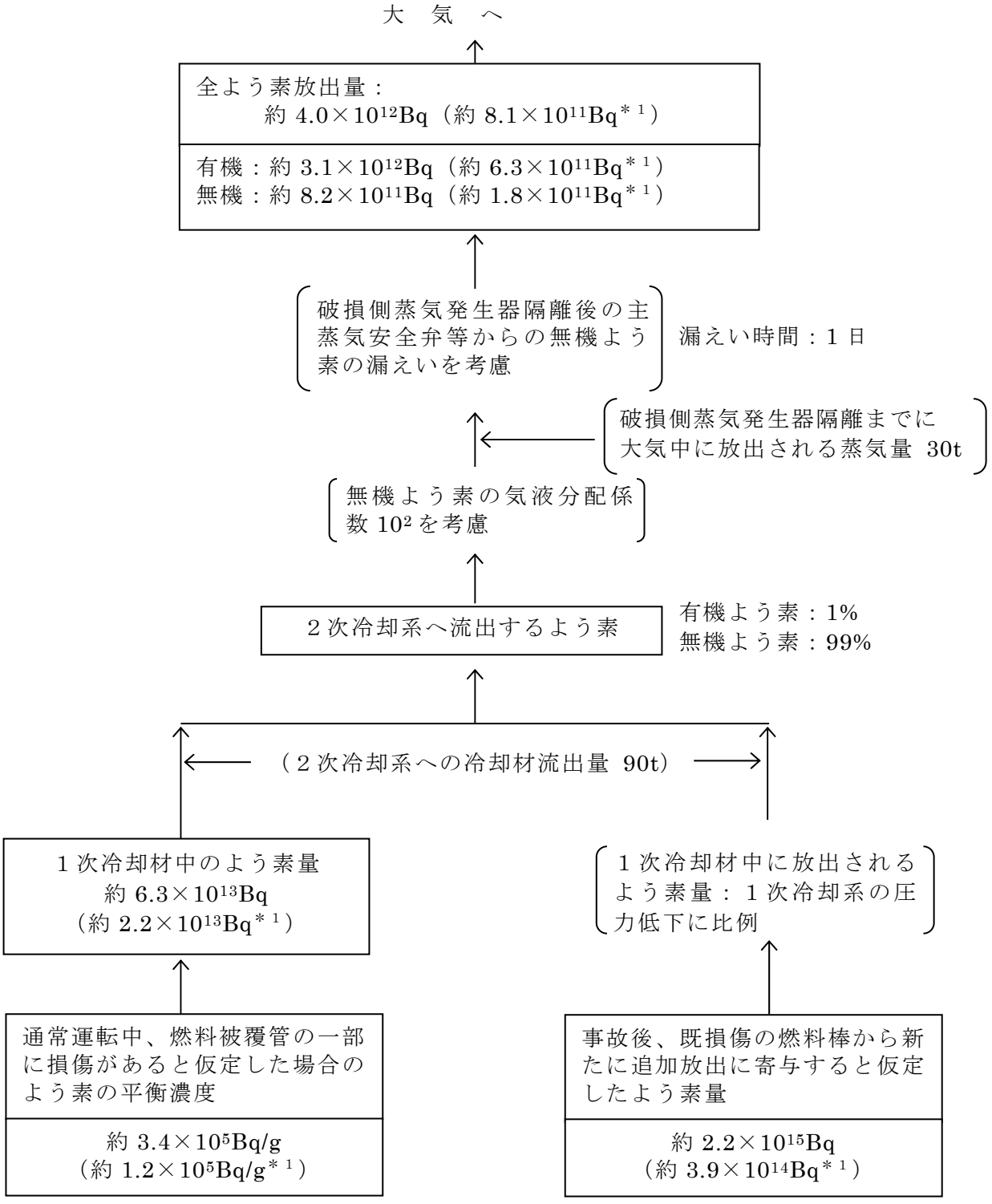
第 4.1.1 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時のよう素の大気放出過程

単位：Bq　（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）



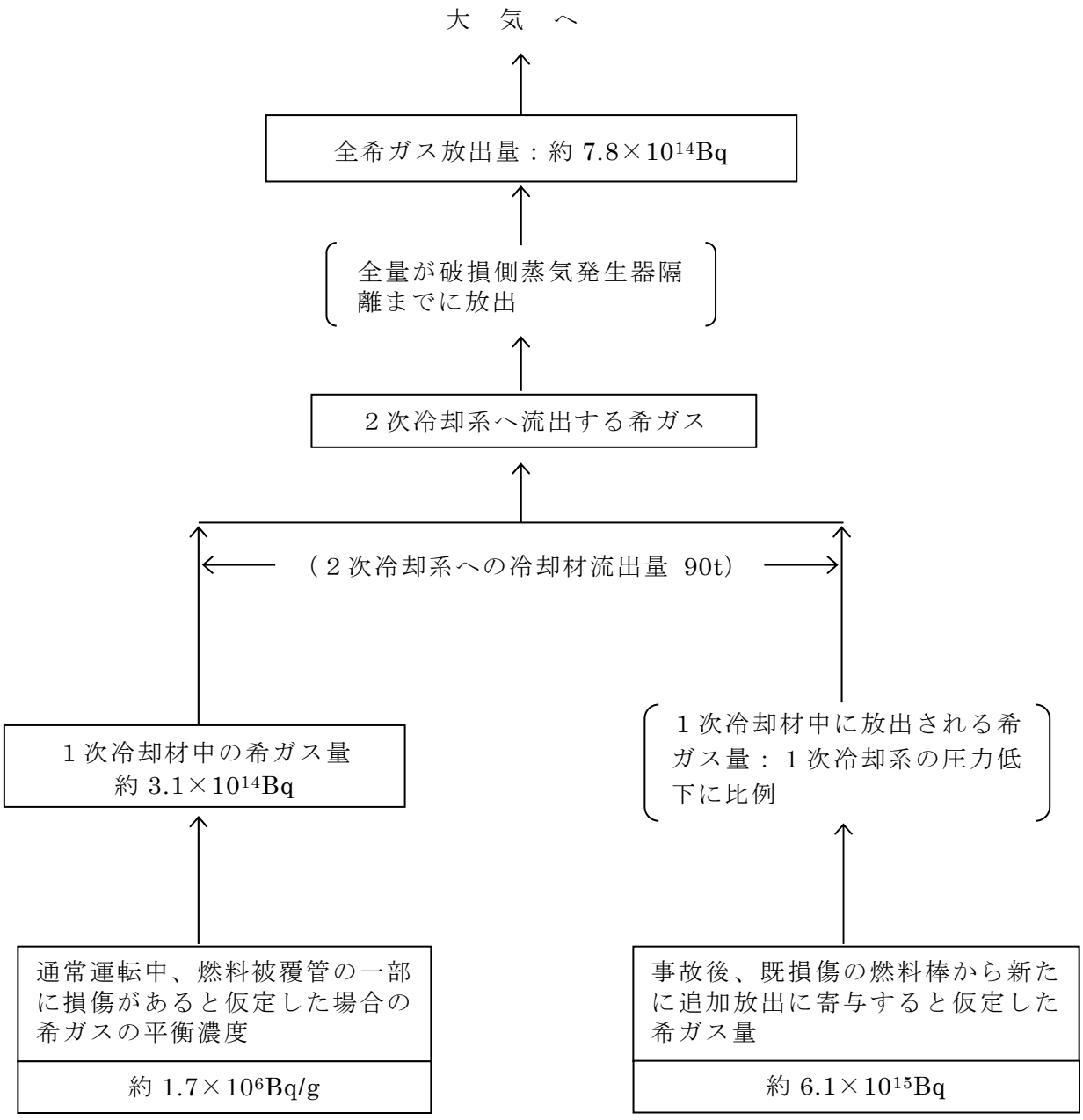
第 4.1.2 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時の希ガスの大気放出過程

単位：Bq　（＊１　Ｉ－１３１等価量－小児甲状腺線量係数換算）



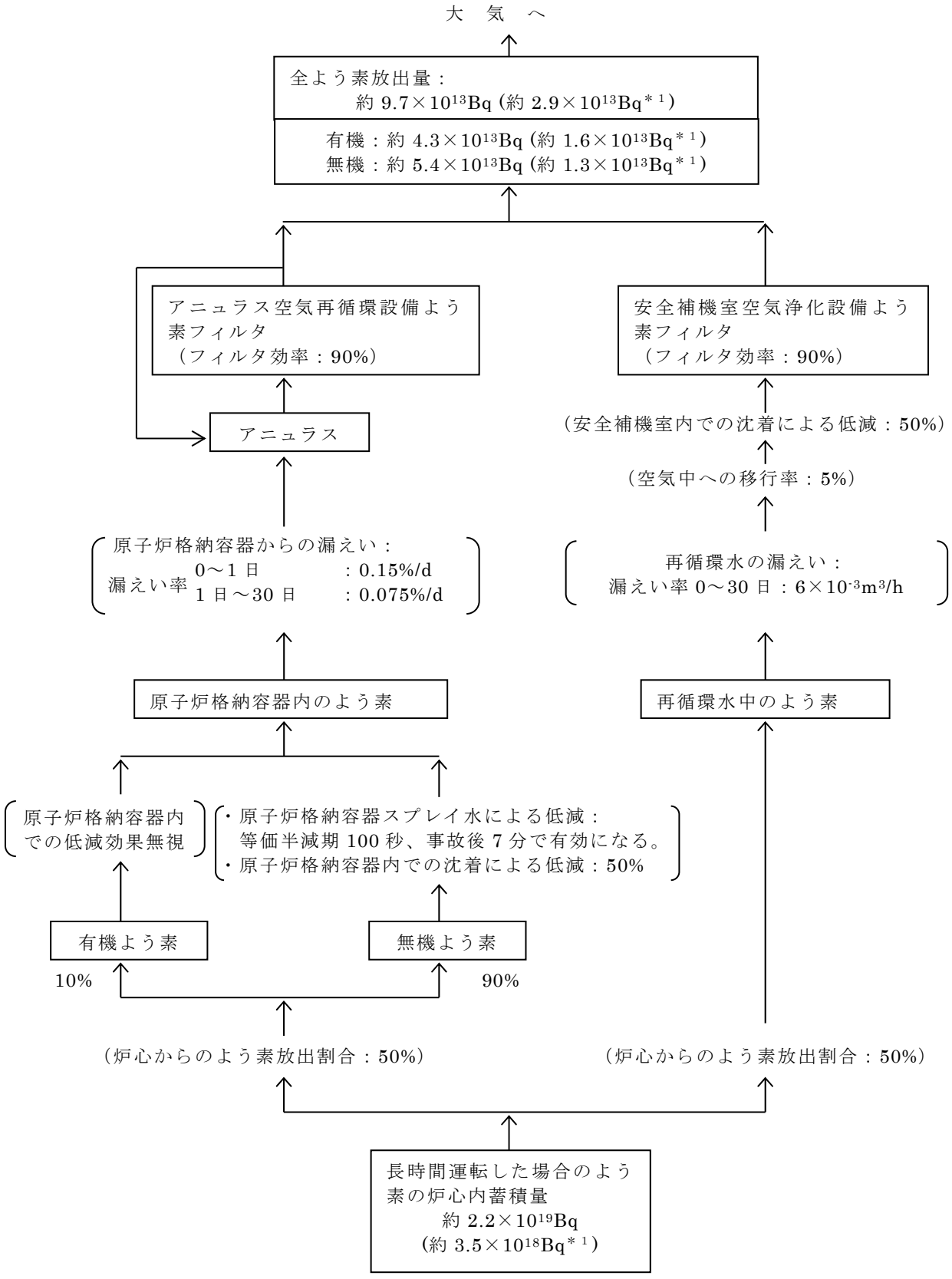
第 4.1.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時のよう素の大気放出過程

単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）



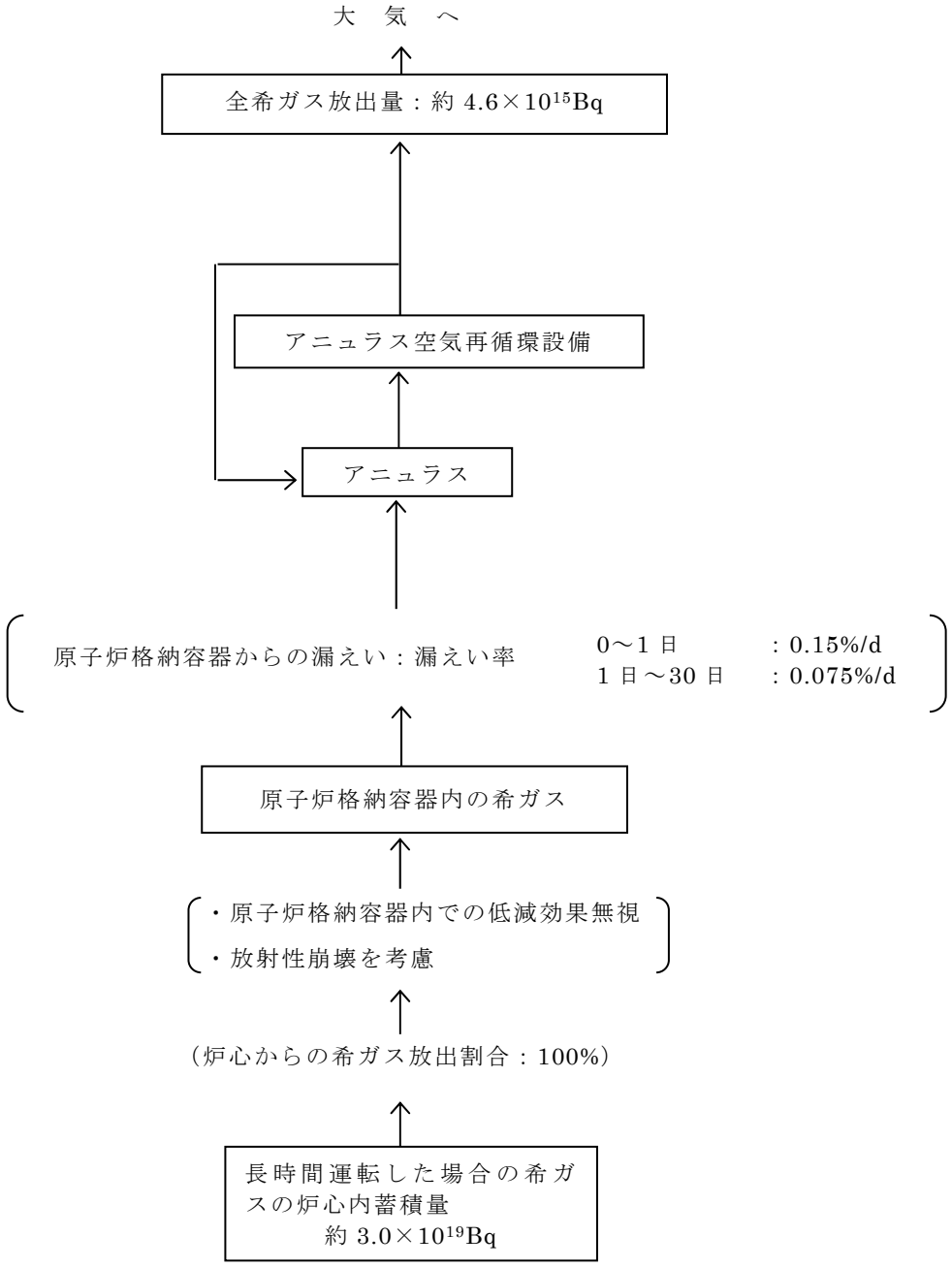
第 4.1.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時の希ガスの大気放出過程

単位：Bq （＊１　Ｉ－１３１等価量－成人甲状腺線量係数換算）

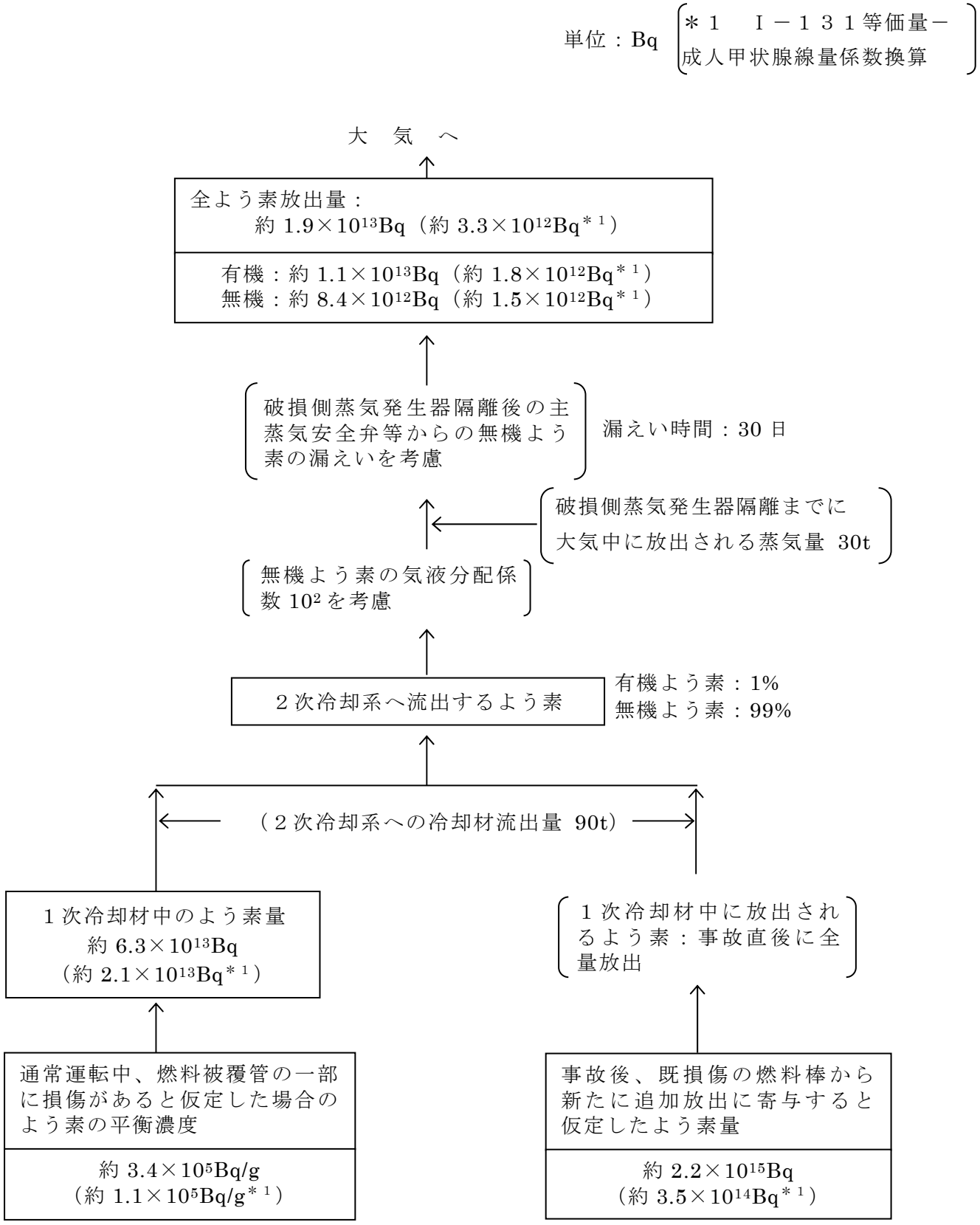


第 4.2.1 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時のよう素の大気放出過程

単位：Bq （γ線エネルギー 0.5MeV 換算）

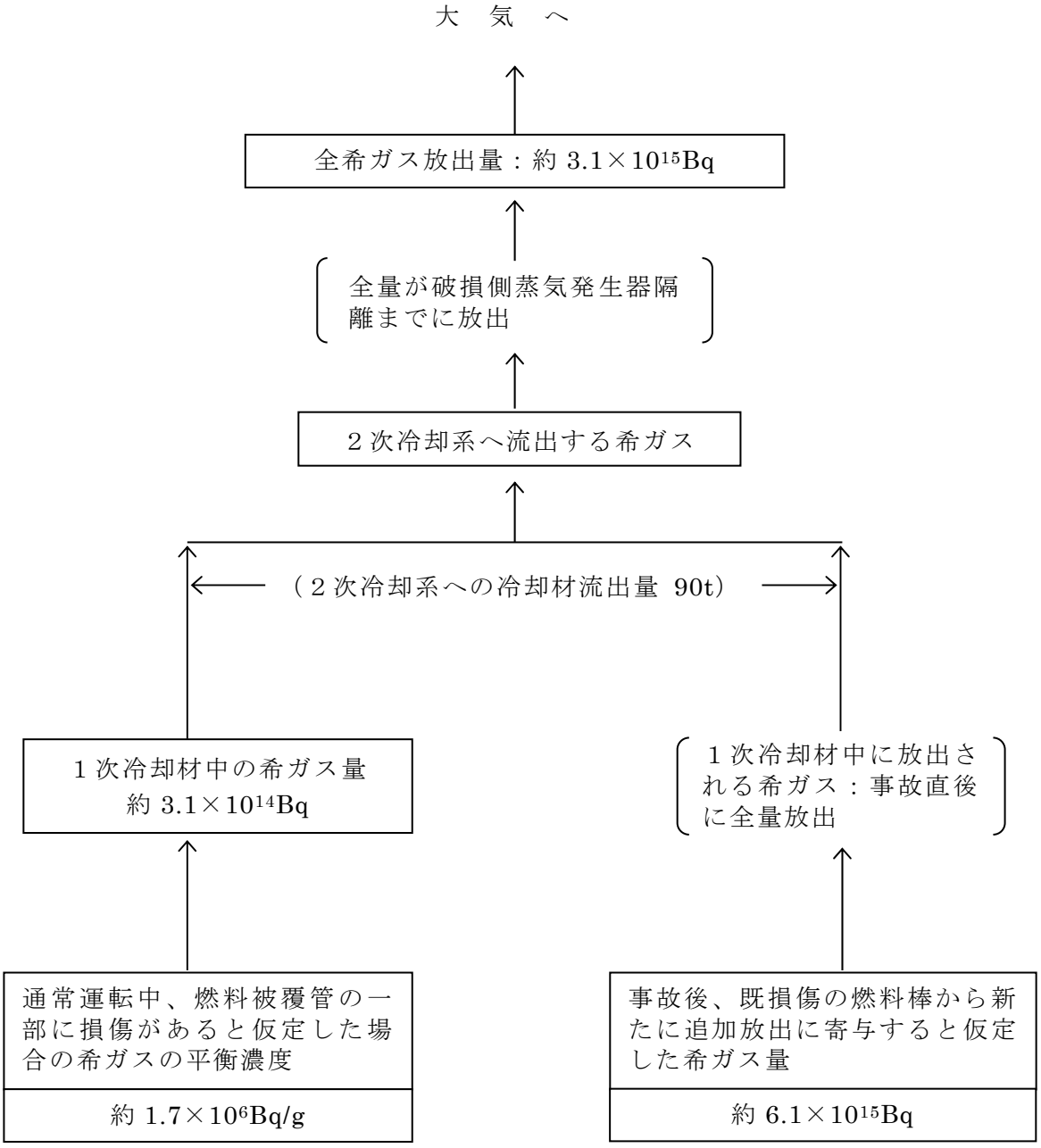


第 4.2.2 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程



第 4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時のよう素の大気放出過程

単位：Bq（γ線エネルギー 0.5MeV 換算）



第 4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程

5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

東京電力（株）福島第一原子力発電所の事故の教訓を踏まえた設備強化等の重大事故等対策に加え、重大事故に至るおそれがある事故若しくは重大事故が発生した場合又は大規模な自然災害若しくは故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の大規模な損壊（以下「大規模損壊」という。）が発生するおそれがある場合又は発生した場合における以下の重大事故等対処設備に係る事項、復旧作業に係る事項、支援に係る事項及び手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備を考慮し、運用面での対策を行う。また、１号炉及び２号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていないことを前提として、これらの対策を行う。

「5.1 重大事故等対策」について手順を整備し、重大事故等の対応を実施する。「5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「5.2.1 可搬型設備等による対応」は、「5.1 重大事故等対策」の対応手順を基に大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合の様々な状況においても、事象進展の抑制及び緩和を行うための手順を整備し、大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合に対処する。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置については、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。）で規定する内容に加え、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」（以下「設置許可基準規則」という。）に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 5.1.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」を含めて手順書等

を適切に整備する。整備する手順書については、「追補 1 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の 1.1 から 1.19 にて補足する。

5.1 重大事故等対策

5.1.1 重大事故等対処設備に係る事項

(1) 切替えの容易性

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。ただし、本来の機能と同じ目的で使用するために設置している可搬型設備を使用する場合は除く。）として重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作又は工具等の使用により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替えるために必要な手順等を整備するとともに、確実に行えるよう訓練を実施する。

(2) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するため、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬又は移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対し

て飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。

考慮すべき自然現象のうち、洪水に対しては敷地付近に河川がないこと、高潮に対しては津波に包絡されることから影響を受けない。また、外部人為事象のうち、飛来物（航空機落下）に対しては防護設計の要否判断の基準を超えないこと、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災に対しては該当する施設がないこと、ダムの崩壊に対しては近傍にダムがないこと、船舶の衝突に対しては敷地配置により、電磁的障害に対しては道路及び通路面が直接影響を受けることはないことから、屋外及び屋内アクセスルートへの影響はない。生物学的事象に対しては容易に排除可能なことから影響を受けない。万一、これらの影響を受けないとしている現象について、対応が必要となった場合においても、洪水、高潮及びダムの崩壊に対しては、津波と同様に対応し、爆発及び石油コンビナート等の施設の火災に対しては、森林火災と同様に対応する。

なお、可搬型重大事故等対処設備の保管場所については、設計基準事故対処設備の配置も含めて常設重大事故等対処設備と位置的分散を図り保管し、屋外の可搬型重大事故等対処設備は複数箇所に分散して保管する。

a. 屋外アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合、事故収束に迅速に対応するため、屋外の可搬型重大事故等対処設備（送水車、その他の注水設備、電源車、その他の電気設備、可搬型モニタリング設備等）の保管場所から使用場所まで運搬するアクセスルートの状況確認、海水等の取水ポイントの状況確認、ホース敷設ルートの状況確認を行い、あわせて燃料油貯蔵タンク、空冷式非常用発電装置、その他の屋外設備の被害状況の把握を行う。

屋外アクセスルートに対する、地震による影響（周辺構造物の損壊、周辺機器の損壊、周辺斜面の崩壊、道路面のすべり）、その他の自然現象による影響（津波による漂着物、台風及び竜巻による飛来物、積雪及び降灰）を想定し、複数のアクセスルートの中から早期に復旧可能なアクセスルートを確保するため、障害物を除去可能なブルドーザ 2 台（予備 1 台）及び油圧ショベル 1 台（予備 1 台）を保管及び使用し、それを運転する要員を確保する。

また、地震による屋外タンクからの溢水及び降水に対して、道路上の自然流下も考慮した上で、溢水による通行への影響を受けない箇所にアクセスルートを確保する。

津波の影響については、防潮堤の中に早期に復旧可能なアクセスルートを確保する。想定を上回る万一のガレキ発生に対してはブルドーザ及び油圧ショベルにより速やかに撤去することにより対処する。

屋外アクセスルートについては、考慮すべき自然現象のうち落雷、凍結及び森林火災、外部人為事象のうち近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートの周辺構造物、周辺機器の倒壊による障害物については、ブルドーザによる撤去あるいは転倒による閉塞がないルートを通行する。

屋外アクセスルートは、基準地震動に対して耐震裕度の低い周辺斜面の崩壊に対しては、崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行う。

耐震裕度の低い地盤にアクセスルートを設定する場合は、道路面のすべりによる崩壊土砂が広範囲に到達することを想定した上で、ブルドーザによる崩壊箇所の復旧を行い、通行性を確保する。

不等沈下等による段差の発生が想定される箇所においては、段差

緩和対策を講じる設計とするとともに、段差が発生した場合には、ブルドーザによる段差発生箇所の復旧を行う。さらに、地下構造物の損壊が想定される箇所については、陥没対策を講じる。なお、想定を上回る段差が発生した場合は、複数のアクセスルートによる迂回又は油圧ショベルによる段差解消対策により対処する。

アクセスルート上の台風及び竜巻による飛来物、積雪、降灰については、ブルドーザによる撤去を行う。なお、想定を上回る積雪、降灰が発生した場合は、除雪、除灰の頻度を増加させることにより対処する。凍結、積雪を考慮し、車両についてはオールシーズンタイヤを配備する。

屋外アクセスルートの地震発生時における、火災の発生防止策（可燃物収納容器の固縛による転倒防止及びボンベ口金の通常閉運用）及び火災の拡大防止策（燃料保管庫を設置している保管場所に火災感知器設置）については、「火災防護計画」に定める。

b. 屋内アクセスルートの確保

重大事故等が発生した場合において、屋内の可搬型重大事故等対処設備（線量率計、その他の計測設備、可搬型バッテリ、その他の電源設備等）の保管場所へ要員が移動するアクセスルートの状況確認を行い、あわせて恒設代替低圧注水ポンプ、その他の屋内設備の被害状況の把握を行う。

屋内のアクセスルートは、地震、津波、その他の自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、降灰及び森林火災）及び外部人為事象（近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガス）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内のアクセスルート上には、転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛、転倒防止措置により支障をきたさない措置を講

じる。

アクセスルート周辺の機器に対しては、火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八 1.5.1.2 火災発生防止」に示す。

機器からの溢水に対しては、適切な放射線防護具を着用することでアクセスルートを通行する。

アクセスルートの確保に当たっては、アクセスルートを選定し、ルート近傍の資機材を管理し、固縛等の対策を実施すること及び万一の際には迂回することにより通行性を確保する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。また、停電時及び夜間時においては、確実に運搬、移動ができるように、可搬型照明を配備する。

5.1.2 復旧作業に係る事項

重大事故等発生時において、重要安全施設の復旧作業を有効かつ効果的に行うため、以下の基本方針に基づき実施する。

(1) 予備品等の確保

重大事故等発生後の事故対応については、重大事故等対処設備にて実施することにより、事故収束を行う。

事故収束を継続させるためには、機能喪失した重要安全施設の機能を回復することが有効な手段であるため、以下の方針に基づき重要安全施設の取替え可能な機器、部品等の復旧作業を優先的に実施することとし、そのために必要な予備品を確保する。

・短期的には重大事故等対処設備で対応を行い、その後の事故収束対応の信頼性向上のため長期的に使用する設備を復旧する。
・単一の重要安全施設の機能を回復することによって、重要安全施設の多数の設備の機能を回復することができ、事故収束を実施する上で最も効果が大きいサポート系設備を復旧する。

・復旧作業の実施に当たっては、復旧が困難な設備についても、復旧するための対策を検討し実施することとするが、放射線の影響、その他の作業環境条件の観点を踏まえ、復旧作業の成立性が高い設備を復旧する。

なお、今後も多様な復旧手段の確保、復旧を想定する機器の拡大、その他の有効な復旧対策について継続的な検討を行うとともに、そのために必要な予備品等の確保に努める。

また、予備品の取替え作業に必要な資機材等として、ガレキ撤去等のためのブルドーザ、油圧ショベル、夜間の対応を想定した照明機器等及びその他の作業環境を想定した資機材を確保する。

(2) 保管場所

予備品等については、地震による周辺斜面の崩壊、敷地下斜面のすべり、津波による浸水等の外部事象の影響を受けにくい場所に当該重要安全施設との位置的分散を考慮し保管する。

(3) アクセスルートの確保

想定される重大事故等が発生した場合において、設備の復旧作業のため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

設備の復旧作業に支障がないよう、複数のアクセスルートを確保する等、「5.1.1(2)アクセスルートの確保」と同じ運用管理を実施する。

5.1.3 支援に係る事項

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内であらかじめ用意された重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後 7 日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。重大事故等の対応に必要な水源については、淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないようにする。

また、プラントメーカー、建設会社、協力会社及びその他の関係機関とは平時から必要な連絡体制を整備する等、協力関係を構築するととも

にあらかじめ重大事故等発生時に備え協議、合意の上、外部からの支援計画を定め、要員の支援及び燃料の供給等の契約を締結する。事故発生後、当社原子力防災組織が発足し協力体制が整い次第、プラントメーカー及び建設会社からは設備の設計根拠、機器の詳細な情報、事故収束手段及び復旧対策等の提供、協力会社からは、事象進展予測及び放射線影響予測等の評価結果の情報提供、並びに事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援、燃料供給会社からは燃料の供給を受けられるように支援計画を定める。

資機材の輸送に関しては、専用の輸送車両を常備し、運送会社及びヘリコプター運航会社と契約を締結し、迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

原子力災害における原子力事業者間協力協定に基づき他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与、環境放射線モニタリングの支援を受けられるほか、原子力緊急事態支援組織からは、被ばく低減のための遠隔操作可能なロボット等の資機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができるように支援計画を定める。

さらに、発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備（電源車、ポンプ等）、予備品及び燃料等について支援を受けることによって、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料の確保を行い、継続的な重大事故等対策を実施できるように事故発生後 6 日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また、原子力事業所災害対策支援拠点から、災害対策支援に必要な資機材として、食料、その他の消耗品、汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材が継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

5.1.4 手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備

重大事故等発生時に的確かつ柔軟に対処できるよう、手順書を整備し、教育及び訓練を実施するとともに、要員を確保する等の必要な体制を整備する。

(1) 手順書の整備

重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて重大事故等に的確かつ柔軟に対処できるよう手順書を整備する。

また、手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書（以下「運転手順書」という。）、緊急時対策本部が使用する手順書（以下「緊急時対策本部用手順書」という。）及び緊急時対策本部のうち支援組織が使用する手順書（以下「支援組織用手順書」という。）を整備する。

a. すべての交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失、安全系の機器若しくは計測器類の多重故障等の過酷な状態において、限られた時間の中で原子炉施設の状態の把握及び実施すべき重大事故等対策の適切な判断に必要な情報の種類、その入手の方法及び判断基準を整理し、運転手順書及び緊急時対策本部用手順書にまとめる。

原子炉施設の状態の把握が困難な場合にも対処できるよう、パラメータを計測する計器故障時に原子炉施設の状態を把握するための手順、パラメータの把握能力を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手順及び計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順を整備する。

具体的には、第 5.1.1 表に示す「重大事故等対策における手順書の概要」のうち「1.15 事故時の計装に関する手順等」の内容を含むものとする。

b. 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するために、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準を明確にした手順を以下のとおり整備する。

炉心損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損防止の対処に迷うことなく移行できるよう、原子炉格納容器への注水を最優先する判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷又は原子炉格納容器の破損を防止するために注水する淡水源が枯渇又は使用できない状況においては、迷わず海水注水を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

全交流動力電源喪失時等において、準備に長時間を要する可搬型設備を必要な時期に使用可能とするため、準備に掛かる時間を考慮の上、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

炉心の著しい損傷時において水素爆発を懸念し、水素濃度制御設備の必要な起動時期を見失うことがないよう、水素濃度制御設備を速やかに起動する判断基準を明確にした手順を整備する。

その他、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作については、重大事故等対処設備を必要な時期に使用可能とするため、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

重大事故等対策時において、設計基準事故に用いる操作の制限事項が継続して適用されることで事故対応に悪影響を及ぼさないよう手順を区別するとともに、重大事故等発生時には速やかに移行できるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

c. 重大事故等対策の実施において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

重大事故等発生時の運転操作において、当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を運転手順書に整備する。

重大事故等発生時の発電所の緊急時対策本部活動において重大事故等対策を実施する際に、発電所の緊急時対策本部長が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部用手順書に整備する。

d. 重大事故等対策時に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に重大事故等対策を実施するため、運転員用及び支援組織用の手順書を適切に定める。

なお、降灰、竜巻等の自然災害による重大事故等対処設備への影

響を低減させるため、火山灰の除灰及び竜巻時の固縛等の対処を行う手順についても整備する。

運転手順書は、重大事故等対策を的確に実施するために、事故の進展状況に応じて、以下のように構成し定める。

・警報に対処する運転手順書
機器の異常を検知する警報発信時の対応処置に使用

・事象の判別を行う運転手順書
原子炉トリップ及び非常用炉心冷却設備作動直後に実施すべき事象の判別及び対応処置に使用

・故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故の対応措置に使用

・炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する運転手順書（安全機能ベースと事象ベースで構成）
安全機器の多重故障等が発生し、設計基準事故を超えた場合の対応措置に使用

・炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
炉心損傷時に、炉心の著しい損傷の緩和及び原子炉格納容器の破損を防止するために実施する対応措置に使用

実施組織が重大事故等対策を的確に実施するためのその他の対応手順として、大気、海洋への放射性物質の拡散の抑制、中央制御室維持、モニタリング設備、緊急時対策本部設営及び通信連絡設備に関する手順書を定める。

緊急時対策本部用手順書に、体制、通報及び緊急時対策本部内の連携等について明確にし、その中に支援組織用手順書を整備し、支援の対応等、重大事故等対策を的確に実施するための必要事項を明確に示した手順を定める。

なお、運転手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

事故発生時は、故障及び設計基準事故に対処する運転手順書により事象判別及び初期対応を行う。多重故障等により設計基準事故を

超えた場合は、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する事象ベースの運転手順書に移行する。

事象判別及び初期対応を行っている場合又は事象ベースの運転手順書にて事故対応操作中は、安全機能パラメータ（未臨界性、炉心の冷却機能、蒸気発生器の除熱機能、原子炉格納容器の健全性、放射性物質の放出防止及び１次冷却系保有水の維持）を常に監視し、あらかじめ定めた適用条件が成立すれば、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する安全機能ベースの運転手順書に移行する。

ただし、原因が明確でかつその原因除去あるいは対策が優先されるべき場合は、安全機能ベースの運転手順書には移行せず、その原因に対する事象ベースの運転手順書を優先する。

多重故障が解消され安全機能が回復すれば、故障及び設計基準事故に対処する運転手順書に戻り処置を行う。

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する運転手順書による対応で事故収束せず炉心損傷に至った場合は、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書に移行し対応処置を実施する。

e．重大事故等対策実施の判断基準として確認される水位、圧力、温度等の計測可能なパラメータを整理し、運転手順書に明記する。

重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを、あらかじめ原子炉施設の状態を監視するパラメータの中から選定し、耐震性、耐環境性のある計測機器での確認可否により、重要な監視パラメータと有効な監視パラメータに位置づけ運転手順書に明記する。重要な監視パラメータと有効な監視パラメータは、通常使用する主要なパラメータとその代替パラメータにより構成し、主要なパラメータが故障等により計測不能な場合は、代替パラメータにて当該パラメータを推定する方法を運転手順書に明記する。なお、重要な監視パラメータと有効な監視パラメータの中から、記録が必要なパラメータ及び直流電源が喪失しても可搬型計測器により計測可能

なパラメータをあらかじめ選定し、運転手順書に明記する。

また、重大事故等対策実施時におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

有効性評価等にて整理した有効な情報について、運転員が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及び進展予測並びに対応処置の参考情報とし、運転手順書に整理する。

また、有効性評価等にて整理した有効な情報について、発電所緊急時対策本部要員（以下「緊急時対策本部要員」という。）が運転操作を支援するためのパラメータ挙動予測や影響評価のための判断情報とし、支援組織用手順書に整理する。

f. 前兆事象として把握ができるか、重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発令された場合、原則として原子炉を停止し、冷却操作を行う手順を整備する。また、所員の高台への避難及び水密扉の閉止を行い、津波監視カメラ及び潮位計による津波の継続監視を行う手順を整備する。

台風進路に想定された場合、屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検の強化を実施し災害発生時に迅速な対応を行う手順を整備する。

竜巻の発生が予測される場合、車両の退避又は固縛、屋外作業の中止、燃料取扱作業の中止、換気空調系のダンパ等の閉止、ディーゼル建屋の水密扉及びその他扉の閉止状態を確認する手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、気象情報の収集、巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

g. 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断

基準値以下とするための手順と体制を整備する。敷地内外において貯蔵施設に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「固定源」という。）に対しては、運転員（当直員）、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。敷地内において輸送手段の輸送容器に保管されている有毒ガスを発生させるおそれのある有毒化学物質（以下「可動源」という。）に対しては、換気空調設備の隔離等により、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員が事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても、運転員（当直員）及び緊急時対策本部要員のうち初動対応を行う者に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の指示・操作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

有毒ガスの発生による異常を検知した場合は、運転員（当直員）に連絡し、運転員（当直員）が通信連絡設備により、発電所内の必要な要員に有毒ガスの発生を周知する手順を整備する。

(2) 教育及び訓練の実施

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員は、重大事故等発生時において、事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、原則、重大事故等発生時の発電所原子力緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）の体制を通常時の組織の業務と対応するように定め、通常時の実務経験を通じて付与される力量に加え、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の力量の維持及び向上を図る。

緊急安全対策要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以

下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

・各要員に対し必要な教育及び訓練項目を年 1 回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。
・各要員が力量の維持及び向上を図るためには、各要員に応じた複数の教育及び訓練項目を受ける必要がある。複数の教育及び訓練項目で、手順が類似する項目については、年 1 回以上、毎年繰り返すことにより、各手順を習熟し、力量の維持及び向上を図る。
・複数の教育訓練項目で手順の類似がない項目については、教育・訓練を年 2 回以上実施する。その方法は、当該手順の単純さ、複雑さの特徴を踏まえ、力量の維持及び向上に有効な方法で実施する。
・重大事故等対策における中央制御室での操作及び動作状況確認等の短時間で実施できる操作以外の作業や操作について、第 5.1.2 表に示す「重大事故等対策における操作の成立性」の必要な要員数及び想定時間にて対応できるように、教育及び訓練を効率的かつ確実に実施する。
・教育訓練の実施結果により、手順、資機材及び体制について改善要否を評価し、必要により手順、資機材の改善、教育及び訓練計画への反映を行い、力量を含む対応能力の向上を図る。

運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて的確かつ柔軟に対処できるよう、各要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、運転開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

重大事故等対策活動のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（Ｐ）、実施（Ｄ）、評価（Ｃ）、改善（Ａ）のプロセスを適切に実施し、ＰＤＣＡサイクルを回すことで、手順書の改善、体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

a. 重大事故等対策は、幅広い原子炉施設の状況に応じた対策が必要であることを踏まえ、重大事故等発生時の原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

重大事故等が発生した場合にプラント状態を早期に安定な状態に導くための的確な状況把握、確実及び迅速な対応を実施するために必要な知識について、運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の役割に応じた教育及び訓練を定期的に実施する。

b. 運転員（当直員）、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の各役割に応じて、重大事故等よりも厳しいプラント状態となった場合でも対応できるよう過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

現場作業に当たっている緊急安全対策要員が、作業に習熟し必要な対応ができるよう、運転員（中央制御室及び現場）と連携して一連の活動を行う訓練を計画的に実施する。

重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するための演習等を定期的に計画する。

運転員（当直員）に対しては、知識の向上と手順書の実効性を確認するため、シミュレータ訓練又は模擬訓練を実施する。シミュレータ訓練は、重大事故等に対し適切に対応できるよう計画的に実施する。また、重大事故等が発生した時の対応力を養成するため、手順にしたがった対応中において判断に用いる監視計器の故障や動作すべき機器の不動作等、多岐にわたる機器の故障を模擬し、関連パラメータによる事象判断能力、代替手段による復旧対応能力等の運転操作の対応能力向上を図る。

緊急安全対策要員に対しては、原子炉施設の冷却機能の回復のために必要な電源確保及び可搬型設備を使用した給水確保等の対応操作を習得することを目的に、手順の内容理解を図るための机上教育、資機材の取扱い方法の習得を図るための模擬訓練又は実働訓練を実施する。

発電所対策本部の実施組織及び支援組織の要員の役割に応じて、重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択、確実な指揮命令の伝達等の一連の発電所対策本部機能、支援組織の位置づけ、実施組織との連携及び手順書の構成に関する机上教育を実施する。

c. 重大事故等の事故状況下において復旧を迅速に実施するために、原子炉施設及び予備品等について熟知し、普段から保守点検活動を社員自らも行って部品交換等の実務経験を積むこと等が必要なため、以下の活動を行う。

運転員（当直員）は、通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき設備の巡視点検、定期点検及び運転に必要な操作を社員自らが行う。

緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員のうち保修課員は、原子力研修センターにてポンプ、弁設備等の分解点検、調整、部品交換の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに、設備の点検においては、保守実施方法をまとめた作業手順書に基づき現場に立ち、巡視点検、分解機器の状況確認、組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに、作業手順書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らも行う。

重大事故等の対策については、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員が可搬型重大事故等対処設備の設置、配管接続、ケーブルの敷設接続、放出される放射性物質の濃度、放射線量の測定及びアクセスルートの確保、その他の重大事故等対策の資機材を用いた対応訓練等を社員自らも行う。

d. 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した事故時対応訓練、夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した事故時対応訓練を実施する。

e. 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用で

きるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備し、それらの情報及びマニュアルを用いた事故時対応訓練を行う。

それらの情報及びマニュアルを用いて、事故時対応訓練を行うことで、設備資機材の保管場所、保管状態を把握し、取扱いの習熟を図るとともに、情報及びマニュアルの管理を実施する。

(3) 体制の整備

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、以下の基本方針に基づき整備する。

a. 重大事故等対策を実施する実施組織及び支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、事象に応じて原子力防災体制等（警戒体制、原子力防災体制）を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、発電所に自らを本部長とする発電所対策本部を設置して対処する。

所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部の本部長として、原子力防災組織の統括管理を行い、責任を持って原子力防災の活動方針の決定をする。

本部長の下に副本部長を設置し、副本部長は本部長を補佐し、本部長が不在の場合は、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者がその職務を代行する。

発電所対策本部に、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成する。

通常時の発電所体制下での運転、日常保守点検活動の実施経験が発電所対策本部での事故対応、復旧活動に活かせ、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した上で班の構成を行う。また、各班の役割分担、責任者である班長（管理職）を定め、指揮命令系統を明確にし、効果的な重大事故等対策を

実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において、その職務に支障をきたすことがないよう、独立性が確保できる組織に配置する。発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合、重大事故等対策における原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故時等において、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部の本部長は、その指示を踏まえ方針を決定する。

時間外、休日（夜間）に重大事故等が発生した場合、緊急時対策本部要員は、発電用原子炉主任技術者が原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるよう、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は、その情報連絡を受け、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、連絡により発電所に非常召集する。重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に駆けつけられるよう、非常召集可能圏内（美浜町等）に発電用原子炉主任技術者を 1 名配置する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって、保安上必要な事項について確認を行う。

b. 実施組織を、発電班（当直員含む。）及び保修班により構成し、必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

発電班は、事故状況の把握及び整理、事故拡大防止のための措置、原子炉施設の保安維持等を行う。

保修班は、事故原因の究明、応急対策の立案、実施及び消火活動等を行う。

c. 実施組織は、重大事故等が発生した場合において以下のとおり対

応できる組織とする。

発電所対策本部は、被災の場合において、本部長の指示により指名した指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行う。

緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保し、被災等が発生した場合においても、確保した緊急安全対策要員により、重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策に対応できる体制とする。

実施組織は指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行い、重大事故等対策を実施する。

被災の場合でも情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう通報連絡者を配置し、「原子力災害対策特別措置法」に定められた通報連絡先へ連絡するとともに、通報連絡後の情報連絡は情報連絡者が管理を一括して実施する体制を構築することで円滑に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は、プラント状況把握及び事故対策に専念することにより、指示を的確に実施する。

発電用原子炉主任技術者は、被災時に、保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

d. 発電所対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、安全管理班及び放射線管理班で構成し、必要な役割の分担を行い実施組織に対して技術的助言を行う。

安全管理班は、事故状況の把握及び評価、事故時影響緩和操作の検討、放射能影響範囲の推定等を行う。

放射線管理班は、放射線・放射能の測定、状況把握、被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置、災害対策活動に伴う放射線防護措置等を行う。

これらの各班は、各班の役割を実施し、実施組織に対して技術的助言を行う。

運営支援組織は、総務班、広報班及び情報班で構成し、必要な役割の分担を行い実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える。

総務班は、発電所対策本部の設営・運営、連絡・通信手段の確保、要員の動員、輸送手段の確保、緊急医療措置、資機材調達・輸送及び退避・避難措置を行う。

広報班は、報道機関の対応、見学者の退避誘導及び広報活動を行う。

情報班は、社内対策本部との情報受理・伝達、国・自治体等関係者との連絡調整及び社外関係機関への情報連絡を行う。

これらの各班は、各班の役割を実施し、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える。

e. 所長（原子力防災管理者）は、警戒事象（その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが、原子力施設等において特定事象又は緊急事態事象に至る可能性のある事象）により警戒体制を発令し、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の非常召集連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

時間外、休日（夜間）においては、重大事故等が発生した場合、速やかに対策の対応を行うため、発電所内及び発電所近傍に緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を常時確保し、体制を強化する。非常召集する要員への連絡については、緊急時呼出システムを活用するとともに、バックアップとして社員寮その他必要な箇所に衛星電話（携帯）を配備することで要員との連絡及び要員の非常召集を

行う。なお、地震により緊急時呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも地震（発電所周辺地域において、震度 5 弱以上の地震）の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員は、原子力防災組織の統括管理及び全体指揮を行う全体指揮者、ユニット指揮者、通報連絡を行う通報連絡者並びに各重大事故等対策に係る現場での調整を行う現場調整者の緊急時対策本部要員 4 名、運転操作指揮を行う当直課長及び運転操作対応を行う 3 号炉の運転員 8 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 6 名）、1 号炉及び 2 号炉の運転員 4 名、運転支援活動、電源復旧活動、注水活動、設備対応、消防活動及びガレキ除去活動を行う緊急安全対策要員 33 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 27 名）の計 49 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）並びに被災後 6 時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員 5 名（以下「召集要員」という。）の、合計 54 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 46 名）を確保する。なお、ユニット指揮者は、重大事故等対策の初動後対策において、必要に応じて現場の指揮を行う。

また、火災発生時の初期消火活動に対応するため、消火活動要員についても発電所に常時確保する。

重大事故等が発生した場合、緊急安全対策要員（運転支援活動を行う者を除く。）及び緊急時対策本部要員は、緊急時対策所に参集し、通報連絡、注水確保及び電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行うとともに、緊急安全対策要員（運転支援活動を行う者）は、運転員からの連絡を受け、各現場で対応を行う。

重大事故等の対応については、高線量下の対応においても、当社社員及び協力会社社員を含め要員を確保する。

当社社員と協力会社社員の現場での対応については、請負契約のもと、それぞれがあらかじめ定められた業務内容をそれぞれの責任者の下で行うこととしており、必要に応じて作業の進捗について、当社と協力会社の責任者間で相互連絡を取り合うようにする。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の重大事故等対策要員（運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員にて構成される。以下同じ。）に欠員が生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め重大事故等対策要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた重大事故等対策要員の体制に係る管理を行う。

重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき時間外、休日（夜間）を含めて必要な要員を非常召集できるよう、定期的に通報連絡訓練を実施する。

f. 重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記 b.項及び d.項のとおり明確にするとともに、各班に責任者である班長及び副班長を配置する。

g. 発電所対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長の所長（原子力防災管理者）及び班長が欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にする。

所長（原子力防災管理者）は、全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理し、被災時はユニット指揮者を指名する。ユニット指揮者のもと重大事故等対策を実施する。

本部長の所長が欠けた場合は副本部長（副原子力防災管理者）の原子力安全統括を代行とし、さらに副本部長の原子力安全統括が欠けた場合は、同副本部長（副原子力防災管理者）の副所長（技術）あるいは、他の副原子力防災管理者が代行とすることをあらかじめ定める。

実施組織及び支援組織の各班には責任者である班長（室長又は課長）を配置し、班長が欠けた場合に備え、あらかじめ代行順位を定めた副班長（課長又は係長）を配置する。

h. 実施組織が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に対応することが必要なことから、以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が、必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システムを含む。）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が中央制御室、緊急時対策所及び現場との連携を図るため、携行型通話装置、トランシーバー及び衛星電話（携帯）を整備する。また、電源が喪失し照明が消灯した場合でも、迅速な現場への移動、操作及び作業を実施し、作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるよう可搬型の照明装置を整備する。

i. 支援組織は、原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本店緊急時対策本部（以下「本店対策本部」という。）等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように衛星電話（携帯）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等を配備し、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は、発電所対策本部の情報班にて一元的に集約管理し、発電所内で共有するとともに、本店対策本部と発電所対策本部間において、衛星電話（携帯）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備及び緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送

できる設備を使用することにより、発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、本店対策本部との連絡を密にすることで報道発表、外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本店原子力防災組織で構成する本店対策本部で実施することにより、発電所対策本部が事故対応に専念でき、また、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

j. 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所において、警戒事象、原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項に基づく特定事象が発生した場合、原子力防災管理者は、それぞれの区分により直ちに原子力防災体制等を発令するとともに原子力発電部門統括へ報告する。

原子力発電部門統括は、発電所対策本部の本部長から発電所における原子力防災体制の発令報告を受けた場合、直ちに社長に報告し、社長は本店における原子力防災体制を発令する。原子力発電部門統括は、本店緊急時対策本部の組織で構成する本店対策本部を設置するため、本店対策本部要員を非常召集する。

社長は、本店における原子力防災体制を発令した場合、速やかに本店対策本部（原子力施設事態即応センター含む。）を中之島及び若狭に設置する。また、社長は、原子力災害対策活動を実施するため本店対策本部長としてその職務を行い、社長が不在の場合は副社長等がその職務を代行する。本店対策本部長は、本店対策本部の設置、運営、統括及び災害対策活動に関する総括管理を行い、副本部長は本部長を補佐する。本店対策本部各班長は本部長が行う災害対策活動を補佐する。

また、原子力緊急事態宣言が発出された場合又はそのおそれがある場合は、本店対策本部長である社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、災害対策活動の指揮を執る。社長が移動する場合は、定められた代行者が本店対策本部の指揮を執る。なお、移動中の社長への連絡については、携帯電話等を使用する。

本店対策本部（中之島）においては、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制により発電所対策本部の支援を行い、本店対策本部（若狭）は、原子力部門による発電所対策本部への技術的支援を行う。

具体的には、発電所対策本部が事故対応に専念できるよう、本店対策本部（若狭）には、社内外情報の収集・連絡・記録、事故状況の把握・評価の支援、アクシデントマネジメントの支援、事故拡大防止策に関する支援、事故原因の究明・除去に関する支援及び復旧対策に関する支援等を行う原子力設備班を設置し、本店対策本部（中之島）は、設備の被害状況の把握、復旧対策の樹立等を行う設備班、本店対策本部の設営・運営、本部要員の召集並びに資機材及び食料の調達運搬等を行う総務班、自治体及び報道対応を行う広報班を設置し、発電所対策本部の災害対策活動の支援を行う。なお、本店対策本部（中之島、若狭）が一体となって発電所支援の機能を果たすため、上記の班は、必要に応じ中之島と若狭の双方に班員を所在させる。

本店対策本部長は、発電所における災害対策の実施を支援するために、原子力災害対策特別措置法第 10 条通報後、原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本店対策本部総務班長（原子力企画部門統括）に指示する。

本店対策本部総務班長は、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し、必要な要員を派遣するとともに、災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店対策本部原子力設備班長は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

k. 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等発生時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて、機能喪失した設備の保守を実施するための放射線量低減及び放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水の処理等の事態収束活動を円滑に実施するため、平時から必要な協力活動体制を継続して構築する。

5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項

5.2.1 可搬型設備等による対応

大規模損壊が発生するおそれがある場合又は発生した場合における体制の整備に関し、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、また、当該手順書にしたがって活動を行うための体制及び資機材を整備する。

一　大規模損壊発生時における大規模な火災が発生した場合における消火活動に関すること。

二　大規模損壊発生時における炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

三　大規模損壊発生時における原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関すること。

四　大規模損壊発生時における使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関すること。

五　大規模損壊発生時における放射性物質の放出を低減するための対策に関すること。

5.2.1.1 大規模損壊発生時の手順書の整備

大規模損壊発生時の手順書を整備するに当たっては、大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象として、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定する。

大規模な自然災害については、多数ある自然災害の中から原子炉施設に大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を抽出した上で、当該の自然災害により原子炉施設に重大事故又は大規模損壊等が発生する可能性を考慮し対応手順書を整備する。これに加え、確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスについて、当該事故により発生する可能性のある重大事故、大規模損壊への対応を含む手順書として、また、発生確

率や地理的な理由により発生する可能性が極めて低いため抽出していない外部事象（例：衛星の落下等）に対しても緩和措置が行えるよう整備する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムについては、大規模損壊を発生させる可能性の高い事象であることから、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを前提とした対応手順書を整備する。

以下において、大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象について整理する。検討プロセスの概要を第 5.2.1 図に、大規模損壊を発生させる可能性のある大規模な自然災害の影響を整理した結果を第 5.2.1 表及び第 5.2.2 表にそれぞれ示す。

(1) 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害への対応における考慮

大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害を選定するため、国内外の基準等で示されている外部事象を網羅的に収集し、外部事象 74 事象を抽出した。

そのうちの自然災害 53 事象の中で、原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害として、地震、津波、豪雪（降雪）、暴風（台風）、竜巻、火山（火山活動、降灰）、凍結、森林火災、生物学的事象、落雷及び隕石の 11 事象（以下「自然災害 11 事象」という。）を選定する。

選定した 11 事象の考慮すべき自然災害に対して、万一の事態に備えるため、基準地震動、基準津波等の設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定し、当該事象が原子炉施設の安全性に与える影響及び重畳することが考えられる自然災害の組合せを考慮する。また、事前予測が可能な自然災害については、影響を低減させるための必要な安全措置を講じることを考慮する。

a. 自然災害の規模の想定

原子炉施設の安全性に影響を与える可能性のある自然災害 11 事象に対して、万一の事態に備えるため、基準地震動、基準津波等の設計基準又はそれに準じた基準を超えるような規模を想定する。

(a) 地　震

基準地震動を超えるような大規模な地震が発生する可能性は低いが、基準地震動を一定程度超える規模を想定する。

なお、地震の事前の予測については、現在確立した手法が存在しないことから予兆なく発生すると想定する。

(b) 津　波

基準津波を超えるような大規模な津波が発生する可能性は低いが、基準津波を一定程度超える規模を想定する。

なお、津波の事前の予測については、施設近傍で津波が発生する可能性は低いが、襲来までの時間的余裕の少ない津波が発生することを想定する。

(c) 豪雪（降雪）

設計想定である積雪量 100cm を超えるような豪雪（降雪）が発生する可能性は低いが、積雪量 100cm を超える規模を想定する。

なお、豪雪（降雪）は事前に予測し、除雪等の必要な安全措置を講じることができる。

(d) 暴風（台風）

敷地付近で観測された最大瞬間風速（41.9m/s）の風速を超えるような暴風（台風）が発生する可能性は低い。

なお、暴風（台風）は事前に予測し、飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。

(e) 竜　巻

過去における国内最大級の竜巻（Ｆ３クラス：約 5 秒間の平均風速 70m/s～92m/s）に保守性を持たせた風速 100m/s を超えるような規模の竜巻が発生する可能性は低いが、風速 100m/s を超える規模を想定する。

なお、竜巻は事前に予測し、飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。

(f) 火山（火山活動、降灰）

設計想定である 22cm の降灰を超えるような降灰が発生する可能性は低いが、設計想定である 22cm を超える規模を想定する。

なお、火山（降灰）は事前に予測し、除灰等の必要な安全措置を講じることができる。

(g) 凍　結

敷地付近で観測された最低気温（－11℃）を下回るような気温が発生する可能性は低いが、最低気温（－11℃）を下回る気温を想定する。

なお、低温は事前に予測し、凍結防止等の必要な安全措置を講じることができる。

(h) 森林火災

防火帯を越えるような森林火災が発生する可能性は低いが、防火帯を越えるような森林火災の規模を想定する。

なお、森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分にあることから、あらかじめ放水する等の必要な安全措置を講じることができる。

(i) 生物学的事象

海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の来襲が発生する可能性は低いが、海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の来襲を想定する。

なお、生物学的事象の発生までの時間的余裕はない想定とする。

(j) 落　雷

設計想定以上の雷サージが発生する可能性は低いが、設計想定以上の雷サージの規模を想定する。

なお、雷の発生までの時間的余裕はない想定とする。

(k) 隕　石

敷地内に隕石が落下する可能性は低いが、原子炉施設の広範なエリアが損壊する規模を想定する。

なお、隕石の落下までの時間的余裕はない想定とする。

(l) 地震と津波の重畳

大規模な地震による影響に対する対策である重大事故等対策（水源確保等）が、大規模な津波による影響によって遅れる可能性がある。

地震による斜面崩壊、地盤の陥没等により、津波による漂流物、タンク火災等により、アクセスルートの通行に支障をきたし、重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。

両事象が重畳した場合においても、高台に分散配置している可搬型重大事故等対処設備による事故緩和措置に期待できる。

(m) 火山（降灰）と豪雪（降雪）との重畳

火山（降灰）、豪雪が重畳した場合においても、事前に予測し、要員を確保して除雪及び除灰等の対策を講じることにより、プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

火山（降灰）と豪雪（降雪）との重畳による影響は、豪雪（降雪）での評価に包含される。

b. 大規模損壊を発生させる可能性のある起因事象の特定

自然災害による大規模損壊発生の起因事象（プラント状態）を特定するため、11 事象の自然災害に対して生じうるプラント状態を特定する。プラント状態を特定するに当たっては、大規模損壊の事態収束に必要と考えられる以下の機能の状態に着目して作成したイベントツリーにより、事象の進展を考慮する。

(a) 異常発生防止系

ⅰ．原子炉建屋

ⅱ．原子炉制御系

ⅲ．原子炉冷却材圧力バウンダリ機能

(b) 異常影響緩和系

ⅰ．原子炉格納容器

ⅱ．安全保護系

ⅲ．２次冷却系からの除熱機能（補助給水、主蒸気逃がし弁等）

ⅳ．炉心冷却機能（ＥＣＣＳ等）

(c) 関連系（安全上特に重要なもの）

ⅰ．原子炉補機冷却機能

ⅱ．非常用所内電源系

c. イベントツリーによる整理

イベントツリーによる整理結果を第 5.2.2 図に示す。ここで、最終的なプラント状態については、代表性を持たせ同様なプラント状態となるケースについては示していない。また、隕石については、大型航空機の衝突同様プラントに大きな影響を与える事象であることは明らかなことから、イベントツリー図で示していない。

(a) 地　震

大規模な地震の想定では、外部電源が喪失するとともに非常用所内電源、海水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが機能喪失することにより、全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失に至る可能性があるが、その状態において、１次冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）等の事故が発生した場合には、設計基準事故対処設備が機能喪失していることから重大事故に至る可能性がある。さらに、原子炉格納容器等の機能の喪失又は安全保護系・原子炉制御系の機能喪失により大規模損壊へ至る可能性がある。

また、大規模な地震による原子炉建屋・原子炉格納容器機能、安全保護系・原子炉制御機能、２次冷却系からの除熱機能及び炉心冷却機能の喪失に伴い、ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震特有の事象として発生する事故シーケンスである原子炉建屋損傷、原子炉格納容器破損、蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系損傷、大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ等のＥＣＣＳ注水機能喪失及び過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物等の損傷）が発生し、大規模損壊へ至る可能性が

考えられる。また、レベル１．５ＰＲＡの知見より、炉心損傷後に格納容器バイパスに至るものとして、温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）に至る可能性がある。

(b) 津　波

大規模な津波の想定では、地震同様に全交流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失に至る可能性があり、その状態において、ＲＣＰシールＬＯＣＡ等の事故が発生した場合には、設計基準事故対処設備が機能喪失していることから重大事故に至る可能性がある。また、タービン動補助給水ポンプの機能喪失による２次冷却系からの除熱機能の喪失及び安全保護系・原子炉制御系の機能喪失により、重大事故から大規模損壊へと至る可能性がある。

また、大規模な津波による安全保護系・原子炉制御機能及び２次冷却系からの除熱機能の喪失に伴い、ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった津波特有の事象として発生する事故シーケンスである複数の信号系損傷及び原子炉補機冷却水の喪失＋補助給水失敗が発生し、大規模損壊へ至る可能性がある。

(c) 竜　巻

大規模な竜巻の想定では、外部電源が喪失するとともに、竜巻によってもたらされる飛来物等による海水ポンプの機能喪失及びそれに伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失によって、全交流動力電源喪失に至る可能性がある。その状況において、可能性は極めて低いものの復水タンクが機能喪失した場合には、重大事故に至る可能性がある。

また、加えて屋外の空冷式非常用発電装置が機能喪失した場合には、重大事故から大規模損壊へ至る可能性もある。

(d) 生物学的事象

大量の海生生物の来襲により、海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能の喪失の可能性がある。

(e) 落　雷

大規模な落雷によって、外部電源喪失が発生する可能性がある。また、雷サージによる誤信号の発信も想定される。

(f) 豪雪（降雪）、火山（火山活動、降灰）

降雪、火山活動及び降灰によって、送電系統の異常等による外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし、これらの自然災害 2 事象については、事前に予測し、要員を確保して除雪及び除灰等の必要な安全措置を講じることにより、プラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

(g) 森林火災

送電系統へ影響を与える可能性があることから、外部電源喪失が発生する可能性がある。ただし、建屋周辺には可燃物となる木々は存在しないこと、万一森林火災が拡大したとしても、プラントに影響を与えるような範囲まで火災が及ぶには相応の時間があると考えられることから、要員を確保して消火活動を行うことでプラントの安全性に影響を与える可能性は低い。

これらの結果から、最終的なプラントの状態は以下に類型化された。類型化したプラント状態を第 5.2.3 表に示す。

・大規模損壊（重大事故を上回る状態）
・重大事故等
・設計基準事故等

第 5.2.3 表に示すとおり、原子炉施設において大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害又は安全性に大きな影響を与える可能性のある自然災害は、地震、津波及び竜巻の 3 事象を代表として整理する。また、当該の 3 事象以外の自然災害については、施設の安全性に影響を与える可能性はあるものの大規模損壊に至ることはない、又は与える影響がこれら 3 事象に包含でき被害の態様から同様の手順で対応できる。

(2) 故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における考慮

テロリズムには様々な状況が想定されるが、その中でも施設の広範囲にわたる損壊、不特定多数の機器の機能喪失及び大規模な火災が発生して原子炉施設に大きな影響を与える故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを想定し、その上で流用性を持たせた柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

なお、飛来物（航空機衝突）、爆発等の人為的事象による原子炉施設への影響については、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響に包含でき同様の手順で対応できる。

以上により、大規模損壊時に対応する手順の整備に当たっては、(1)項及び(2)項において整理した大規模損壊の発生によって、多量の放射性物質が環境中に放出されるような万一の事態に至る場合にも対応できるよう、原子炉施設において使える可能性のある設備、資機材及び要員を最大限に活用した柔軟で多様性のある手段を構築するように考慮する。

(3) 大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

大規模損壊発生時の対応手順書については、以下の c.項の(a)項に示す 5 つの項目に関する緩和等の措置を講じるため、可搬型重大事故等対処設備による対応を中心とした多様性及び柔軟性を有するものとして、また c.項に示すとおり重大事故等対策において整備する手順等に対して更なる多様性を持たせたものとして整備する。

当該の手順書による対応操作は、大規模損壊によって原子炉施設が受ける被害範囲は不確定性が大きく、重大事故等対策のようにあらかじめシナリオ設定した対応操作は困難であると考えられることから、施設の損壊状況等の把握を迅速に試みるとともに断片的に得られる情報、確保できる要員及び使用可能な設備等により、原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減等のために効果的な対応操作を速やかにかつ臨機応変に選択及び実行する必要がある。

このため、原子炉施設の被害状況を把握するための手段及び以下に示す項目を目的とした各対応操作の実行判断を行うための手段を大規模損壊時に対応する手順として定め整備する。

また、当該の手順書については、大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突が原子炉施設に及ぼす影響等、様々な状況を想定した場合における以下の事象進展の抑制及び緩和対策の実効性を確認し整備する。

・電源の確保
・炉心損傷の緩和
・原子炉格納容器の破損緩和
・使用済燃料貯蔵槽の水位確保及び燃料体の損傷緩和
・放射性物質の放出低減
・水源の確保
・大規模な火災への対応
・その他（原子炉停止操作、アクセスルート確保、燃料補給）

上記の各項目に対応する操作の一覧を第 5.2.4 表に示す。

a. 大規模損壊発生時の対応手順書の適用条件と判断フロー

大規模損壊発生時は、原子炉施設の状況把握が困難な場合、状況把握がある程度可能な場合を想定し、状況に応じた対応が可能となるよう判断フローを整備する。また、大規模損壊発生時に使用するこれらの手順書を有効かつ効果的に活用するため、対応手順書において、適用開始条件を明確化するとともに、緩和操作を選択するための判断フローを明示することにより必要な個別対応手段への移行基準を明確化する。

(a) 大規模損壊発生の判断及び対応要否の判断基準

大規模な自然災害（地震、津波等）又は故意による大型航空機の衝突について、緊急地震速報、大津波警報等又は衝撃音、衝突音等により検知した場合、中央制御室の状況、プラント状態の大まかな確認及び把握（火災の発生有無、建屋の損壊状況等）を行うとともに、大規模損壊発生（又は発生が疑われる場合）の判断を当直課長又は原子力防災管理者が行う。また、以下の適用開始条件に該当すると当直課長又は原子力防災管理者が判断すれば、大規模損壊時に対応する手順に基づき事故の進

展防止及び影響を緩和するための活動を開始する。

ⅰ．大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突等により原子炉施設が以下のいずれかの状態となった場合

・プラント監視機能又は制御機能が喪失（中央制御室の喪失を含む。）

・使用済燃料ピットが損傷し漏えいが発生

・炉心冷却機能及び放射性物質閉じ込め機能に影響を与える可能性があるような大規模損壊が発生

・大型航空機の衝突による大規模な火災が発生

ⅱ．当直課長が重大事故等発生時に期待する安全機能が喪失し、事故の進展防止及び影響緩和が必要と判断した場合

ⅲ．原子力防災管理者が大規模損壊時に対応する手順を活用した支援が必要と判断した場合

(b) 緩和操作を選択するための判断フロー

大規模損壊時に対応する手順による対応を判断後、原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いて施設の損壊状況及びプラントの状態等を把握し、各対応操作の実行判断を行うための手段に基づいて、事象進展に応じた対応操作を選定する。緩和操作を選択するための判断フローは、中央制御室のプラント監視機能又は制御機能の喪失により状況把握が困難な場合には、外からの目視による確認又は可搬型計測器による優先順位にしたがった建屋内部の状況確認を順次行い、必要の都度緩和措置を行う。また、中央制御室又は緊急時対策所での監視機能の一部が健全であり、速やかな安全機能等の状況把握が可能な場合には、建屋内部の状況から全体を速やかに把握し、優先順位を付けて喪失した機能を回復又は代替させる等により緩和措置を行う。また、適切な個別操作を速やかに選択できるように、当該フローに個別操作への移行基準を明確化する。

なお、個別操作を実行するために必要な重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備の使用可否については、大規模損壊

時に対応する手順に基づく当該設備の状況確認を実施することにより判断する。

b. 優先順位に係る基本的な考え方

大規模損壊発生時には、環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、炉心損傷の潜在的可能性を最小限にすること、炉心損傷を少しでも遅らせることに寄与できる初期活動を行うとともに、事故対応への影響を把握するため、火災の状況を確認する。また、対応要員及び残存する資源等を基に有効かつ効果的な対応を選定し、事故を収束させる対応を行う。また、大規模損壊発生時においては、設計基準事故対処設備の安全機能の喪失、大規模な火災の発生及び運転員（当直員）を含む重大事故等対策要員等が被災した場合も対応できるようにする。

このような状況においても可搬型重大事故等対処設備等を活用することによって、「大規模な火災が発生した場合における消火活動」、「炉心の著しい損傷緩和」、「原子炉格納容器の破損緩和」、「使用済燃料貯蔵槽の水位確保及び燃料体の著しい損傷緩和」及び「放射性物質の放出低減」の原子力災害への対応について、人命救助を行うとともに要員の安全を確保しつつ並行して行う。

さらに、環境への放射性物質の放出低減を最優先とする観点から、事故対応を行うためのアクセスルートの確保、操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

上記の火災への対応を含む優先順位に係る基本的な考え方に基づく、大規模損壊発生時の初動対応及び大規模な火災への対応について、優先順位にしたがった具体的な対応を以下に示す。

(a) 大規模損壊が発生又は発生するおそれがある場合、当直課長又は原子力防災管理者は事象に応じた以下の対応及び確認を行う。

ⅰ．事前予測ができない自然災害（地震）又は大型航空機の衝

突が発生した場合

中央制御室が機能している場合は、地震は緊急地震速報及び地震に伴う警報等により、航空機衝突は衝撃音及び衝突音等により当直課長が事象を検知し、被災状況、運転状況の確認を行い原子力防災管理者へ状況報告を行う。なお、中央制御室が機能していない場合又は当直課長から原子力防災管理者へ連絡がない場合は、地震は緊急地震速報等により、航空機衝突は衝撃音及び衝突音等により原子力防災管理者が事象を検知し、中央制御室へ状況の確認、連絡を行うとともに、緊急時対策所へ要員の非常召集及び外部への通報連絡を行う。

ⅱ．事前予測ができる自然災害（津波）が発生した場合

大津波警報が発令された場合、当直課長は原則として原子炉を手動停止し、所内関係者へ避難指示を出すとともに原子力防災管理者へ状況連絡を行う。連絡を受けた原子力防災管理者は、要員を緊急時対策所等の高所へ非常召集し、第 2、第 3 波の津波の情報を継続的に収集しながら、外部への通報連絡を行う。

(b) 原子力防災管理者は、非常召集した各要員から原子炉施設の被災状況に関する情報を収集し、大まかな状況の確認及び把握（火災の発生有無、建屋の損壊状況等）を行う。当直課長又は原子力防災管理者が原子炉施設の被害状況を把握するための手段を用いた状況把握が必要と判断すれば、大規模損壊時に対応する手順に基づく対応を開始する。

(c) 発電所対策本部は以下の項目の確認及び対応を最優先に実施する。

ⅰ．初期状態の確認

・中央制御室との連絡及びプラントパラメータの監視可否

・原子炉停止確認（停止していない場合は原子炉手動停止を速やかに試みる。）

・タービン動補助給水ポンプ起動確認（起動していない場合は起動操作を速やかに試みる。）

ⅱ．モニタ指示値の確認（モニタ指示値により、事故及び炉心の状況を推測する。）

ⅲ．火災の確認（火災が発生している場合は、事故対応に支障となるものか否かを確認する。）

(d) 発電所対策本部は上記の確認及び対応を実施した後、詳細な状況を把握するため以下の項目を確認する。

ⅰ．対応可能な要員の確認

ⅱ．通信関係の確認

ⅲ．建屋アクセス性の確認

ⅳ．施設損壊状態の確認

ⅴ．電源系の確認

ⅵ．機器状態の確認

(e) 発電所対策本部は(c)項の確認と並行して以下の対応を実施する。

また、対応の優先順位については、把握した対応可能要員数、使用可能設備及び施設の状態に応じて選定する。

ⅰ．原子炉施設の状況把握が困難な場合

プラント監視機能が喪失し、原子炉施設の状況把握が困難な場合においては、外観より施設の状況を把握するとともに、対応可能な要員の状況を可能な範囲で把握し、原子炉格納容器又は使用済燃料ピットから環境への放射性物質の放出低減を最優先に考え、大規模な火災の発生に対しても迅速に対応できるよう大容量ポンプ（放水砲用）の準備を開始する。また、監視機能を復旧させるため、代替電源による給電により、監視機能の復旧措置を試みるとともに、可搬型計測器等を用いて可能な限り継続的に状態把握に努める。

外観より原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の破損が確認され、周辺の線量率が上昇している場

合は、あらかじめ準備を開始している放水砲及び大容量ポンプ（放水砲用）を用いた放射性物質の放出低減処置を行う。

外観より原子炉格納容器が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は原子炉格納容器破損の緩和処置を優先して実施する。

炉心が損傷していないこと、1次冷却系から大規模な漏えいが発生していないこと及び原子炉格納容器の減圧が必要ないことを確認できた場合には、炉心損傷緩和の処置を実施する。

使用済燃料ピットへの対応については、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置等の措置を行うとともに、常設設備又は可搬型設備による注水を行う。また、水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部又は外部からのスプレイを行う。

原子炉施設の状況把握が困難な場合のフローを第 5.2.3 図に示す。

ⅱ．原子炉施設の状況把握がある程度可能な場合

プラント監視機能が健全である場合には、運転員（当直員）等により原子炉施設の状況を速やかに把握し、判断フローに基づいて「止める」、「冷やす」、「閉じ込める」機能の確保を基本とし、状況把握が困難な場合と同様に、環境への放射性物質の放出低減を目的に、優先的に実施すべき対応操作とその実効性を総合的に判断し、必要な緩和処置を実施する。

なお、部分的にしかパラメータ等を確認できない場合は、可搬型計測器等により確認を試みる。

(f) (c)項から(e)項の各対策の実施に当たっては、重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に、被害状況を確認し、早急に復旧可能なルートを選定し、ブルドーザ及び油圧

ショベルを用いて法面崩壊による土砂、建屋の損壊によるガレキ等の撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。また、事故対応を行うためのアクセスルートの確保、操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

さらに、アクセスルートの確保が困難となる場合においても、各対策の実施を可能とする手順に基づく対応を実施する。

c. 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

大規模損壊が発生した場合に対応する手順については、(a)項の5つの活動を行うための手順書として重大事故等対策で整備する設備を活用した手順等に加えて、事象進展の抑制及び緩和に資するための多様性を持たせた手順等を適切に整備する。

また、(b)項から(n)項のとおりの手順等を基に、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合でも対応できるよう現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

第 5.2.5 表から第 5.2.17 表に重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順を示す。

(a) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

ⅰ. 大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として、故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し、放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必要な設備を配備する。

また、地震及び津波のような大規模な自然災害によって施設内の油タンク火災等の大規模な火災が発生した場合においても、同様な対応が可能なように多様な消火手段を整備する。

手順書については、以下の(1)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに、早期に準備が可能な化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車、又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃、あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

地震により建屋内部に火災が発生した場合において、当該の火災により建屋内の設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の一部の機能が喪失するような場合でも、屋外に配備する可搬型重大事故等対処設備は火災の影響を受けないことが考えられることから、これらの設備を中心とした事故対応を行う。なお、当該対応において、可搬型重大事故等対処設備と常設配管への接続場所又は系統構成のために操作が必要な弁等の設置場所において火災が発生している場合は、建屋内に設置している消火器等による消火活動を速やかに実施し、接続箇所までのアクセスルート等を確保する。

当該の消火活動を行うに当たっては、以下に示すとおり発電所対策本部と消火活動要員との連絡を密に行い、火災の影響により対応が困難な場合は別の手段を試みる等、要員の安全確保に配慮して実施する。

・現場において事故対応操作等を行う場合には、並行して消火活動が必要になる可能性も想定し複数名で活動する。
・再燃又は延焼の可能性を考慮し、火災への監視を強化する。
・消火活動を含む屋内での活動の際には、火災対応用の装備品（例：セルフエアセット等）を確実に装着する。当該の装備品を装着しての消火活動については、あら

かじめ活動できる時間（仕様）を確認した上で行う。

・消火活動を行うに当たっては、消火専用として配備しているトランシーバー及び衛星電話（携帯）等を活用し、発電所対策本部と消火活動要員の連絡を密にする。トランシーバー等での連絡が困難な建屋内において火災が発生している場合には、複数ある別の対応手段を選択して事故対応を試みるとともに、火災に対しては連絡要員を配置する等により外部との通信ルート及び要員の安全を確保した上で、対応可能な範囲の消火活動を行う。

また、重大事故等対策要員による消火活動を行う場合は、事故対応とは独立した通信手段を用いるために、別のトランシーバーの回線を使用することとし、発電所対策本部との連絡については衛星電話（携帯）を使用して、発電所対策本部長の指揮により対応を行う。

ⅱ．炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(b)項から(f)項、(m)項及び(n)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

炉心の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時において１次冷却材喪失事象が発生している場合は、多様な炉心注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。また、１次冷却材喪失事象が発生してい

ない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

・原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却には大容量ポンプを使用するための準備に時間がかかることから、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

ⅲ．原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順等

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(c)項から(j)項、(m)項及び(n)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

原子炉格納容器の破損を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は以下のとおりである。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。また、１次冷却系を減圧する手段により、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器破損を防止する。

・炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合は、原子炉格納容器の破損を緩和するため、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器に注水し、原子炉容器内の残存溶融デブリを冷却する。

・最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合

は、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び格納容器内自然対流冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する。

・原子炉格納容器内の冷却又は破損を緩和するため、格納容器内自然対流冷却、多様な格納容器スプレイ手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。

・溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリへの接触を防止するため、多様な格納容器スプレイ手段及び原子炉下部キャビティ注水手段から早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により、溶融し原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する。また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、多様な炉心注水手段より早期に準備可能な常設設備を優先して使用し、常設設備が使用できない場合は可搬型設備により炉心を冷却する。

・さらに、原子炉格納容器内に水素が放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を実施し、水素が原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を実施する。

ⅳ．使用済燃料貯蔵槽の水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順等

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策に関する手順書については、以下の(k)項及び(m)項に該当する手順等を含むものとし

て整備する。

使用済燃料ピットの水位を確保するための対策及び燃料体の著しい損傷を緩和するための対策が必要な場合における対応手段の優先順位は、外観より原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）が健全であることや周辺の線量率が正常であることが確認できた場合は、建屋内部にて可能な限り代替の水位計の設置等の措置を行うとともに、早期に準備が可能な常設設備による注水を優先して実施し、常設設備による注水ができない場合は、可搬型設備による注水を行う。水位の維持が不可能又は不明と判断した場合は建屋内部からのスプレイを行う。

また、使用済燃料ピットの近傍に立ち入ることができない場合は、建屋外部からのスプレイを実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲により燃料体の著しい損傷の進行を緩和する。

ｖ．放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順等

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、放射性物質の放出を低減するための対策に関する手順書については、以下の(k)項及び(l)項に該当する手順等を含むものとして整備する。

放射性物質の放出を低減するための対策が必要な場合における対応手順の優先順位は、原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失した場合は、格納容器スプレイが実施可能であれば、早期に準備が可能な常設設備によるスプレイを優先して実施し、常設設備によるスプレイができない場合は可搬型設備によるスプレイを実施する。格納容器スプレイが使用不能な場合又は放水砲による放水が必要と判断した場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合は、建屋外部からのスプレイにより放射性物質の放出低減を実施し、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、放水砲による放射性物質の放出低減を実施する。

(b) 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能は、２次冷却系の除熱機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊の発生においても炉心の著しい損傷を緩和するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.2 の手順に加えて、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない場合に、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

・全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失によ

り原子炉への注水機能が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により受電したＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により充てんラインを使用して燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する操作

・制御用空気喪失時において、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作

・直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁の開弁が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作

これらの手順により、２次冷却系の除熱機能が喪失した場合の対応であるＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁等を用いた１次冷却系のフィードアンドブリード及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。また、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁等の機能回復を行う。

(c) 「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」

ｉ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能は、２次冷却系の除熱による減圧機能及び加圧器逃がし弁を用いて１次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、２次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。２次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損事象発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却及び減圧と加圧器逃がし弁による減圧操作により１次冷却系と２次冷却系の圧力を均圧することで１次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの破損箇所を隔離することで１次冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧と加圧器逃がし弁による減圧で１次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの設備が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を減圧する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にて原子炉のプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.3 の手順に加えて、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない場合に、フロントライン系の機能喪失に加えてサポート系の機能喪失も想定し、燃料取替用水タンク水をＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却

系のフィードアンドブリードにより原子炉を減圧する手順を整備する。

・制御用空気喪失時において、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作

・直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁の開弁が必要である場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作

・全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉への注水機能が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により受電したＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却)により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する操作

これらの手順により、２次冷却系からの除熱による減圧機能が喪失した場合の対応であるＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁等を用いた１次冷却系のフィードアンドブリード、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水及び加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系の減圧を行う。また、タービン動補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁の機能回復を行う。

(d)「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」

ｉ．重大事故等対策に係る手順

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、以下のとおりである。

１次冷却材喪失事象が発生して１次冷却材の保有水量を確保する必要がある場合には、安全注入設備を用いて原子炉に注水することにより原子炉を冷却する。また、長期的な原子炉冷却として、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替え、余熱除去設備の再循環運転により原子炉を冷却する。

１次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中は余熱除去設備による除熱により冷却する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊の発生においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため、共通要因で同時に機能喪失することのないように分散配置した可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.4 の手順に加えて、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、すべての炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉に注水する手順を整備する。

これらの手順により、安全注入設備を用いて原子炉に注水することにより原子炉を冷却する機能が喪失した場合の対応である恒設代替低圧注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車による代替炉心注水を行う。また、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の機能回復を行う。

さらに、余熱除去設備による除熱機能が喪失した場合の対応であるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。

(e)「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備は、原子炉補機冷却海水設備及び原子炉補機冷却水設備による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生じるものに限る。）を防止するため、対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時の事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊の発生においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生じるものに限る。）を緩和するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

これらの手順により、原子炉補機冷却海水設備及び原子炉補機冷却水設備による冷却機能が喪失した場合の対応であるタービン動補助給水ポンプ又は蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水及び大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また、主蒸気逃がし弁の機能回復を行う。

(f)「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

原子炉格納容器内の冷却等のための設計基準事故対処設備は、格納容器スプレイ設備による冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止、また、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止し、並びに放射性物質濃度の低減を図るための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損の緩和並びに放射性物質の濃度を低下させるため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.6 の手順に加えて、すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

これらの手順により、格納容器スプレイ設備による冷却機能が喪失した場合の対応である恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車による代替格納容器スプレイ、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(g)「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が生じた場合において原子炉格納容器の破損を緩和するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.7 の手順に加えて、すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

これらの手順により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる機能が喪失した場合の対応である恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車による代替格納容器スプレイ、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う。また、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(h)「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する場合において、対処設備及び手順を整備する。また、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉容器へ注水するための必要な手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても溶融炉心による原子炉格納容

器の破損を緩和するため及び溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.8 の手順に加えて、すべての格納容器スプレイ及び炉心注水の手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順及び原子炉に注水する手順を整備する。

これらの手順により、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却する場合において、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、消火ポンプ又は燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティへの注水並びに恒設代替低圧注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車による代替格納容器スプレイを行う。また、A、B 内部スプレポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

さらに、溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、恒設代替低圧注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車による代替炉心注水を行う。また、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の機能回復を行う。

(i) 「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生し、水素が原子炉格納容器内に放

出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために、水素濃度制御を行う対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷が発生し、水素が原子炉格納容器内に放出された場合の水素爆発による原子炉格納容器の破損を緩和するため、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

これらの手順により、炉心の著しい損傷が発生し、大量の水素が発生した場合においても静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置による水素濃度低減並びに可搬型格納容器内水素濃度計測装置及びガスクロマトグラフによる水素濃度監視を行う。

また、大規模損壊発生時における原子炉格納容器水素燃焼装置の起動に関しては、炉心出口温度 350℃到達後 1 時間以上経過した場合は、水素爆轟による原子炉格納容器破損の脅威が予想されるため、実効性があり、かつ、水素燃焼による原子炉格納容器の健全性に悪影響を与えないと発電所対策本部にて判断できる場合に起動する手順とする。

(j) 「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷が発生し、水素が原子炉格納容器内に放出され、原子炉格納容器から原子炉格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合においても、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても原子炉格納容器から原子炉格

納容器周囲のアニュラスに漏えいした水素による原子炉建屋の損傷を緩和するため、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

これらの手順により、アニュラス内の水素濃度を低減するためのアニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット等による水素排出並びに可搬型アニュラス内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器内水素濃度計測装置等による水素濃度監視を行う。

(k) 「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し及び臨界を防止するための対処設備及び手順を整備する。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止するための対処設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し及び臨界を防止するため、また、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順及び現場にて直接機器を動作させるための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.11 の手順に加えて、使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し、使用済燃料ピットへの注水による水位維持が不可能又は不明と判断した場合で原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は現場線量率の上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、送水車及びスプレイヘッダの運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットへの建屋外部からスプレイを行う手順を整備する。また、送水車による使用済燃料ピットへのスプレイの手順が使用できない場合に、化学消防自動車をスプレイヘッダに接続し、使用済燃料ピットへの建屋内部又は外部からのスプレイを行う手順を整備する。

これらの手順により、使用済燃料ピットの冷却機能喪失、注水機能喪失又は小規模な漏えいの発生時においても、消火ポンプ、消防ポンプ、２次系純水ポンプによる注水操作に加え、送水車による注水を行う。

さらに、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時においても、送水車又は化学消防自動車により使用済燃料ピットへ接近せずにスプレイする操作、補修材等を用いた漏えい緩和対策及び可搬型使用済燃料ピット水位等を用いた使用済燃料ピットの監視を行う。

使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合における、使用済燃料ピットの優先順位にしたがった事故対応例について以下に示す。

（ⅰ）使用済燃料ピットの漏えい緩和のための操作を実行するための最も重要な判断基準は、使用済燃料ピット（建屋）へのアクセス可否となる。これは被害状態（火災の発生状況、線量等）に依存する。

（ⅱ）使用済燃料ピットへアクセス可能な場合には、準備から注水するまでの時間が比較的短い恒設設備（消火ポンプ及び２次系純水ポンプ）を用いた内部からの使

用済燃料ピット注水操作を実行する。

(iii)(ⅱ)の操作により使用済燃料ピット水位の維持ができない場合、消防ポンプ、1次系純水ポンプ、送水車又は化学消防自動車を用いて使用済燃料ピットへ注水操作を試みる。

(iv)(iii)による使用済燃料ピットへの注水を行っても水位が維持できない場合、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）内部からのスプレイが可能であれば、送水車又は化学消防自動車を用いた使用済燃料ピットスプレイ操作を実行する。

(ⅴ)(iv)と並行して、使用済燃料ピットの漏えいを緩和するため、あらかじめ準備している漏えい緩和のための資機材を用いた手段により、使用済燃料ピット内側からの漏えい緩和を試みる。

(vi) 使用済燃料ピットへアクセスできない場合や建屋内部での使用済燃料ピットスプレイが困難な場合、送水車又は化学消防自動車を用いた建屋外部からのスプレイ操作を実施する。また、大容量ポンプ（放水砲用）を用いた使用済燃料ピットへの放水操作を実施する。

(l) 「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備及び手順を整備する。

また、原子炉建屋周辺における航空機衝突による大規模な航空機燃料火災が発生した場合に、航空機燃料火災への泡消火により、火災に対応する手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても工場等外への放射性物質の拡

散を抑制するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順を整備する。

重大事故等対策にて整備する 1.12 の手順に加えて、原子炉格納容器、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）等が破損している場合又は破損が不明な場合において、建屋周辺の線量率が上昇している場合は、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

また、すべての格納容器スプレイの手順が使用できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプと同じ接続口等を使用し、化学消防自動車から原子炉格納容器へスプレイする手順を整備する。

これらの手順により、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器への放水に加え、放水砲を準備するまでの間、格納容器スプレイラインが使用可能な場合は、恒設代替低圧注水ポンプ、A、B 内部スプレポンプ（自己冷却）、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ及び化学消防自動車を用いた格納容器スプレイ操作等を実施することにより、放射性物質の拡散抑制を行う。

なお、放水砲の設置位置については、複数箇所をあらかじめ設定しているが、現場からの情報等を勘案し、原子力防災管理者又は副原子力防災管理者が総合的に判断する。また、放水砲の放射方法としては、原子炉格納容器の破損範囲を覆うような噴霧状を基本とする。

使用済燃料ピットからの放射性物質の拡散抑制対策については、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」における注水手段及びスプレイ手段により行うが、当該の手

段が有効ではない場合に、本項における放水砲による放射性物質の拡散抑制対策を実行する。

以下に、放水砲を使った具体的なプラント事故対応を示す。

（ⅰ）放水砲の使用の判断

大規模損壊の発生により、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至るような場合には、「大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」に基づく初動対応フローにしたがい、プラント状態を把握するとともに、放射性物質の拡散抑制に対して迅速な対応ができるよう大容量ポンプ（放水砲用）の準備を行う。

原子炉格納容器圧力の低下、エリアモニタ、モニタステーション及びモニタポストの指示値の上昇、目視による原子炉格納容器の破損等を確認した場合には、初動対応フローの優先順位にしたがい「放射性物質拡散防止フロー」を選択する。当該フローにおいては、格納容器スプレイラインが使用可能な場合は、準備時間が比較的に短い格納容器スプレイ操作を実行する。なお、本操作が実施不能な場合、又は放水砲による放水が必要と判断された場合には、放水砲による放射性物質の放出低減のための操作を選択する。

（ⅱ）放水砲の設置位置の判断

放水砲の設置位置として、原子炉格納容器へ放水する想定の場合には複数箇所をあらかじめ設定しているが、現場からの情報（風向き、火災の状況、損傷位置（高さ、方位））等を勘案し、原子力防災管理者が総合的に判断して、適切な位置からの放水を重大事故等対策要員へ指示する。

（ⅲ）放水砲の設置位置と原子炉格納容器又は原子炉補助

建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水可能性

［原子炉格納容器へ放水する場合］

前述のとおり、放水砲は状況に応じて適切な場所に設置すれば、原子炉格納容器頂部までの放水が可能である。

また、海水取水箇所については複数箇所を想定するとともに、ホースの敷設ルートについても、その時の被害状況や火災の状況を勘案して柔軟な対応ができるよう複数のアクセスルートを想定した手順及び設備構成とする。

［原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する場合］

使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合における対応は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」に示すとおりであり、使用済燃料ピットにアクセスが困難な場合には、送水車による建屋外部からのスプレイ操作を実施する。

さらに、本操作を実施することが困難な状況（大規模な火災等により接近できずに、十分な射程が確保できない場合）においては、放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へスプレイする手段もある。この場合、原子炉格納容器へ放水する場合と同様、風向き、火災の状況、損傷位置（高さ、方位）等に応じて放水砲を設置する。

放水砲による原子炉格納容器等への放水等により、放射性物質を含む汚染水が発生し、海洋へ拡散することを想定して、放水砲による放水前にシルトフェンスにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う。

放水砲による原子炉格納容器等への放水等により、放射性物質を含む汚染水が雨水等の排水流路を通っ

て海へ流れることを想定して、排水路に放射性物質吸着剤を設置し、放射性物質を吸着する。

放射性物質吸着剤は、汚染水が集水する排水路等やシルトフェンスの内側に設置する。

(m)「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

重大事故等が発生した場合において、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順を整備する。

なお、当該手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」及び「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」に示す２次冷却系からの除熱手段及び１次冷却系のフィードアンドブリード手段、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」及び「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」に示す原子炉への注水手段、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」及び「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」に示す原子炉格納容器へのスプレイ手段、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」に示す使用済燃料ピットへの注水手段並びに「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」に示す原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放

水手段を行うために必要となる水源の確保に関する手順である。

重大事故等対策にて整備する 1.13 の手順に加えて、大規模な火災や長期間にわたり大津波警報が発令されている状況等を考慮し、被災状況、場所により適切なルートで淡水（消火水タンク等）又は海水の水源を確保する手順を整備する。

これらの手順により、復水タンクが枯渇又は破損した場合に２次冷却系から除熱するための水源、燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合に炉心注水、格納容器スプレイを行うための水源を確保する。また、使用済燃料ピットに大規模漏えいが発生した場合に使用済燃料ピットに注水又はスプレイを実施するための水源、及び放射性物質の拡散抑制のため原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水のための水源を確保する。

(n) 「1.14 電源の確保に関する手順等」

ⅰ．重大事故等対策に係る手順

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、代替電源から供給する設備及び手順を整備する。

ⅱ．大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するための電源を確保するため、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順を整備する。

これらの手順により、全交流動力電源が喪失した場合の対応である空冷式非常用発電装置、電源車及び号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）等による電源の確保を行う。

全交流動力電源及び直流電源喪失が発生した場合における対応手段の優先順位は、早期に準備が可能な常設設備による給電を優先して実施し、その後、可搬型設備による給電を実施する。また、電源機能が喪失し、監視パラメータが計測不能となった場合には、可搬型計測器によるパラメータ監視を実施する。

d. c.項に示す大規模損壊への対応手順書は、万一を考慮し中央制御室の機能が喪失した場合も対応できるよう整備するが、中央制御室でのプラント監視機能又は制御機能に期待できる可能性も十分に考えられることから、運転員が使用する手順書も並行して活用した事故対応も考慮したものとする。例えば、重大事故等発生時において運転員が使用する手順書で対応中に、期待する重大事故等対処設備等（例：空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ等）の複数の機能が同時に喪失する等、重大事故シナリオベースから外れて大規模損壊へ至る可能性のあるフェーズへ移行した場合にも活用できるものとする。すなわち、原因となった事象により喪失した機能に着目して、その代替機能を確保するための対策が行えるよう構成する。

e. c.項に示す大規模損壊への対応手順書については、地震、津波及び竜巻により発生する可能性のある大規模損壊に対して、また、ＰＲＡの結果に基づく事故シーケンスグループの選定にて抽出しなかった地震及び津波特有の事象として発生する事故シーケンスに対しても、原子炉格納容器の破損緩和又は放射性物質の拡散抑制が図られるよう構成する。加えて、大規模損壊発生時に、同等の機能を有する可搬型重大事故等対処設備、常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備が同時に機能喪失することなく、炉心注水、電源確保、放射性物質拡散抑制等の各対策が上記設備のいずれかにより達成できるよう構成する。

5.2.1.2 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

大規模損壊発生時の体制については、組織が最も有効に機能すると考えられる通常の緊急時対策本部の体制により対応することを基本としつつ、通常とは異なる対応が必要となる状況においても流動性を持って対応できるように整備する。

また、重大事故等を超えるような状況を想定した 5.2.1.1 における大規模損壊発生時の対応手順にしたがって活動を行うことを前提とし、中央制御室が機能喪失するような通常とは異なる体制で活動しなければならない場合にも対応できるようにするとともに、重大事故等対策では考慮されない大規模損壊に対する脆弱性を補完する手順書を用いた活動を行うための教育、訓練及び体制の整備を実施する。

(1) 大規模損壊への対応のための要員への教育及び訓練の実施

大規模損壊時への対応のための重大事故等対策要員（協力会社を含む。）への教育及び訓練については、重大事故等対策にて実施する教育及び訓練を基に大規模損壊発生時における各要員の役割に応じた任務を遂行するに当たり必要となる力量を習得及び維持するため、以下の教育及び訓練を実施する。また、要員の役割に応じて付与される力量に加え、実効性を高めるために、期待する要員以外の要員でも対応できるよう担当する役割以外の教育訓練の充実を図る。必要となる力量を第 5.2.18 表に示す。

また、構内に勤務している要員を最大限に活用しなければならない事態を想定して、原子力災害への活動に協力を期待できる重大事故等対策要員以外の要員に対して個別の教育を実施する。

a. 大規模損壊時に対応する手順及び事故対応用の資機材の取扱い等を習得するための机上教育を定期的に実施する。

b. 事故時の対応や事故後の復旧を迅速に行うために、重大事故等発生時の事象進展により高線量下になる場所を想定し放射線防護具を使用した訓練、夜間及び降雨並びに強風等の悪天候下等を想定した訓練を実施する。

c. 通常の指揮命令系統が機能しない場合を想定した指揮者等の個

別の教育訓練を実施する。また、発電所内の対応要員を最大限に活用しなければならない事態を想定した個別の教育及び訓練を実施する。

d. 大規模損壊発生時に対応する組織とそれを支援する組織の実効性等を確認するための定期的な総合訓練を継続的に実施する。

(2) 大規模損壊発生時の体制

a. 原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊（大規模な火災の発生含む。）のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去並びに原子力災害の拡大防止及び緩和その他の必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため、所長（原子力防災管理者）は、通常の原子力防災組織の体制を基本とする原子力防災組織を設置し、発電所に緊急時対策本部の体制（警戒体制、原子力防災体制）を整える。

(a) 所長（原子力防災管理者）は、重大事故等及び大規模損壊の対策を実施する実施組織、その支援組織の役割分担並びに責任者、指揮命令系統及び通報連絡を行う組織等を手順書等に定め、効果的な重大事故等及び大規模損壊の対策を実施し得る体制を整備する。

(b) 被災時は、情報収集や事故対策の検討等を行い、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう原子力防災体制を整備する。

b. 所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部の本部長として原子力防災組織の統括管理を行い、責任を持って、原子力防災の活動指針の決定を行う。

(a) 本部長の下に副本部長を設置し、副本部長は本部長を補佐する。

(b) 本部長不在時は、あらかじめ定められた順位にしたがい、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者が本部長の代行者となる。

(c) 被災時は、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者の中から、本部長がユニット指揮者を指名し、情報収集や事故対

策の検討等を行うことにより、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないようにする。

c. 発電所対策本部は、本店対策本部との連絡、情報の収集、状況把握等を行う情報班、事故状況評価、放射能影響範囲の推定を行う安全管理班、放射線、放射能の状況把握等を行う放射線管理班、事故状況把握、拡大防止措置を行う発電班等、8 つの班で構成し、各班にはそれぞれ責任者である班長（管理職）を配置する。

(a) 被災時には、各班の班長と副班長を配置し、任務の対応が遅れることがないようにする。

(b) 各班の班員構成は、通常運転中の発電所体制下での運転や部品交換等の日常保守点検活動等の実務経験が、災害対策本部での事故対応や復旧活動等に活かせるよう、専門性及び経験を考慮したものとする。

d. 重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生した場合にも、速やかに対応を行うため、3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における時間外、休日（夜間）においても発電所内に消火活動要員 7 名を含む重大事故等対策要員 49 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）を確保し、大規模損壊の発生により中央制御室（運転員（当直員）を含む。）が機能しない場合においても、対応できるよう体制を整備する。

さらに、発電所構内に常時確保する対応要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

e. 大規模損壊発生時において、重大事故等対策要員として非常召集が期待される社員寮、社宅等の要員の非常召集ルートは複数ルートを確保し、その中から適応可能なルートを選択し発電所へ非常召集する。

なお、発電所周辺（社員寮、社宅等）から非常召集される召集要員は、集合場所に集合し、発電所の状況等の確認を行い、発電所への移動を開始する。

f. 時間外、休日（夜間）において、大規模な自然災害が発生した場合には、上記のアクセスルートにより社員寮、社宅等からの召集要員に期待できると想定されるが、万一召集までに時間を要する場合であっても、発電所構内に常時確保する対応要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

(3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方

大規模損壊発生時には、通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても、対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるよう、大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。

a. 大規模損壊への対応要員を常時確保するため、時間外、休日（夜間）における副原子力防災管理者を含む常駐者は、地震、津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合にも対応できるよう、分散して待機する。また、地震、津波等の大規模な自然災害によって、待機場所への影響が考えられる場合は、屋外への退避及び高台への避難等を実施する。なお、建物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても、構内に勤務している他の要員を重大事故等対策要員の役務に割り当てる等の措置を講じる。

b. 地震、津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生により、通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考慮し、原子力防災管理者の代行者をあらかじめ複数定めることで体制を維持する。

c. 大規模損壊等により炉心が損傷した場合において、原子炉格納容器の除熱機能が喪失し、復旧の見込みがなく、さらに原子炉格納容器圧力が限界圧力付近まで上昇している場合又は原子炉格納容器の破損の有無を判断基準として、最低限必要な要員以外のその他の要員をＰＲ館等で屋内待機させるか発電所外へ一時避難させるかを判断する。

プルーム放出時、最低限必要な要員は緊急時対策所にとどまり、プルーム通過後、活動を再開する。その他の要員は発電所外へ一時避難し、その後、交替要員として発電所へ再度非常召集する。

d. 大規模損壊と同時に大規模な火災が発生している場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、消火活動要員は消火活動を実施する。また、発電所対策本部長が、事故対応を実施及び継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、重大事故等対策要員を火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。

なお、発電所対策本部の体制が整った後は、発電所対策本部長の判断により、自衛消防組織を設置し、自衛消防隊による消火活動を実施する。

(4) 大規模損壊発生時の対応拠点

大規模損壊が発生した場合において、本部長を含む緊急時対策本部要員等が対応を行うに当たっての拠点は、緊急時対策所が基本となる。また、運転員（当直員）の拠点については、中央制御室が機能している場合は中央制御室とするが、中央制御室が機能していない場合や火災等により運転員（当直員）に危険が及ぶおそれがある場合は、施設の損壊状況及び対応可能な要員等を勘案し発電所対策本部が拠点を判断する。なお、緊急時対策所以外の代替可能なスペースも状況に応じて活用する。

(5) 大規模損壊発生時の支援体制の確立

a. 本店対策本部体制の確立

(a) 原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の本店からの支援を実施するため、社長を本店の本部長とする本店対策本部が速やかに確立できるよう体制を整備する。

(b) 社長（本店対策本部長）は、原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合、あらかじめ選定しておいた施設の候補の中から放射性物質の影響等を勘案した上で適切な拠点を選定し、本店対策本部要員及びその他必要な要員を派遣する

とともに、原子力事業所災害対策支援拠点に必要な資機材等の輸送を、陸路を原則として実施する。

社長は、原子力緊急事態宣言が発出された場合、又はそのおそれがある場合は、原則として、中之島から若狭へ移動し、原子力災害の指揮を執ることとしている。

(c) 原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時においては、状況に応じて両者を統合した原子力緊急時対策・非常災害対策統合本部（以下「統合本部」という。）を設置する。

統合本部を設置した場合は、統合本部の本部長は原子力緊急時対策本部長とする。本部長は必要に応じて、原子力災害を除く災害対応の指揮を、本部長が指名する者に代行させる。

b. 外部支援体制の確立

(a) 他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

協力会社より現場作業や資機材輸送等に係る要員の派遣を要請できる体制、プラントメーカー及び建設会社による技術的支援を受けられる体制を整備しており、事象発生後、当社原子力防災組織の発足時点から支援を受けることとする。さらに、燃料供給会社と優先供給に係る覚書を締結し、事故収束対応に必要な燃料を調達できる体制の整備を考慮しており、当該事象発生から速やかに必要な作業支援が受けられる体制を整える。

5.2.1.3 大規模損壊の発生に備えた設備及び資機材の配備

大規模損壊の発生に備え、5.2.1.1 における大規模損壊発生時の対応手順にしたがって活動を行うために必要な重大事故等対処設備及び資機材を配備する。

(1) 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応に必要な設備の配備及び当該設備の防護の基本的な考え方

大規模損壊発生時において、可搬型重大事故等対処設備は、重大

事故等対策で配備する設備の基本的な考え方を基に同等の機能を有する設計基準事故対処設備及び常設重大事故等対処設備と同時に機能喪失することのないよう外部事象の影響を受けにくい場所に保管する。また、大規模損壊の共通要因で、同時に複数の可搬型重大事故等対処設備が機能喪失しないように配慮する。

a. 可搬型重大事故等対処設備は、地震により常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよう、基準地震動を一定程度超える地震動に対して、地震により生ずる敷地下斜面のすべり、液状化及び揺すり込みによる不等沈下、地盤支持力の不足及び地下構造物の損壊等の影響を受けない位置に保管する。

b. 可搬型重大事故等対処設備は、津波により常設重大事故等対処設備又は設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよう、基準津波を一定程度超える津波に対して裕度を有する高台に保管する。

c. 屋外の可搬型重大事故等対処設備は、竜巻により常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよう、位置的分散を図り複数箇所に保管する。

d. 屋外の可搬型重大事故等対処設備は、故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより常設重大事故等対処設備及び設計基準事故対処設備と同時に機能喪失させないよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとって当該建屋と同時に影響を受けない場所に分散して配備する。

e. 原子炉建屋外から電力又は水を供給する可搬型重大事故等対処設備は、竜巻及び故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムを考慮し、可搬型重大事故等対処設備同士の距離を十分に離して複数箇所に分散して保管するとともに、常設設備への接続口、アクセスルートを複数設ける。

f. 万一、地震、津波、大規模な火災等が発生した場合には、アクセスルートを確保するため、速やかに消火及びガレキを撤去でき

る資機材を当該事象による影響を受けにくい場所に保管する。

(2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については、重大事故等対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に高線量の環境、大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また、そのような状況においても使用を期待できるよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとった場所に分散して配備する。

a. 全交流動力電源喪失が発生する環境で対応するために必要な照明機能を有する資機材を配備する。

b. 地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災、又は故意による大型航空機の衝突に対して大規模な航空機燃料火災の発生時において、必要な消火活動を実施するために着用する防護具、消火剤等の資機材及び消火設備を配備する。

c. 炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において事故対応するために着用するマスク、高線量対応防護服及び個人線量計等の必要な資機材を配備する。

d. 化学薬品等が流出した場合に事故対応するために着用するマスク、長靴等の資機材を配備する。

e. 大規模な自然災害により外部支援が受けられない場合も事故対応を行うための防護具、線量計、食料等の資機材を確保する。

f. 大規模損壊の発生時において、指揮者と現場間、発電所外等との連絡に必要な通信手段を確保するため、多様な通信手段を複数整備する。

また、通常の通信手段が使用不能な場合を想定した通信手段として、携行型通話装置、トランシーバー、衛星電話（携帯）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等を配備するとともに、消火活動専用の通信設備としてトランシーバー、衛星電話（携帯）を配備する。

5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備

原子炉格納施設及び原子炉補助建屋（以下「原子炉補助建屋等」という。）への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより炉心の著しい損傷が発生するおそれがある場合又は炉心の著しい損傷が発生した場合（以下、上記により発生する事故を「原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等」という。）において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう整備する。

また、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備に関して、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、その活動を行うための手順書に関する教育及び訓練を実施するとともに、必要な資機材を整備する。

一　特定重大事故等対処施設を用いた原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の抑制に関すること。

なお、「5.1 重大事故等対策」は共通事項を含む重大事故等の対応に関する事項を、「5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「5.2.1 可搬型設備等による対応」は大規模損壊が発生した場合の可搬型設備等による対応を示しており、ここでは特定重大事故等対処施設に関する事項について特記すべき内容を示す。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

5.2.2.1 特定重大事故等対処施設の手順書の整備

特定重大事故等対処施設の手順書を整備するに当たっては、原子炉

補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合を想定する。

手順書は使用主体に応じて、運転員が使用する手順書、緊急時対策本部が使用する手順書及び特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員（以下「特重施設要員」という。）が使用する手順書を整備する。

(1) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合への対応における考慮

a. 原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等が発生し、中央制御室及び緊急時対策所が機能喪失する過酷な状態において、原子炉施設の状態の把握及び原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等対策の適切な判断を行うため、必要な情報が速やかに得られるように情報の種類及び入手方法を整理するとともに、判断基準を明確にし、手順書にまとめる。

b 原子炉格納容器の破損を防ぐために、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準をあらかじめ明確にした手順書を以下のとおり整備する。

特定重大事故等対処施設の使用については、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作について、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

フィルタベントについては、フィルタでは除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気を大気へ放出する手順であるが、原子炉格納容器の破損を防止するためにフィルタベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタベントを用いた放射性物質の放出を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

c. 特定重大事故等対処施設による対応において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

特定重大事故等対処施設による対応において、原子力防災管理

者及び当直課長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部が使用する手順書及び運転員が使用する手順書に整備する。また、特重施設要員が躊躇せず操作できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を特重施設要員が使用する手順書に整備する。

特定重大事故等対処施設による対応時の発電所の原子力緊急時対策本部（以下「発電所対策本部」という。）活動において特定重大事故等対処施設による対応を実施する際に、発電所対策本部長が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針にしたがった判断を実施する。また、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を緊急時対策本部が使用する手順書に整備する。

d. 特定重大事故等対処施設による対応に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に特定重大事故等対処施設による対応を実施するため、特重施設要員、運転員及び緊急時対策本部が使用する手順書を適切に定める。

緊急時対策本部が使用する手順書に、体制、通報及び発電所対策本部内の連携等について明確にした手順を定める。

特重施設要員及び運転員が使用する手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるよう、移行基準を明確にする。

e. 特定重大事故等対処施設による対応の判断基準として確認される水位、圧力等の計測可能なパラメータを整理し、手順書に明記する。

原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを、あらかじめ選定し、手順書に明記する。

パラメータが故障等により計測不能な場合は、代替パラメータ

及び代替確認手段にて当該パラメータを推定する方法を手順書に明記する。

また、特定重大事故等対処施設による対応におけるパラメータ挙動予測、影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価にて整理した有効な情報について、特重施設要員及び発電所緊急時対策本部要員（以下「緊急時対策本部要員」という。）が監視すべきパラメータの選定、状況の把握及びパラメータ挙動予測並びに影響評価のための判断情報とし、特重施設要員及び緊急時対策本部が使用する手順書に整理する。

f. 原子炉補助建屋等への大型航空機の衝突その他のテロリズムの前兆事象を把握ができるか、それにより想定される重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して、特定重大事故等対処施設の機能の維持及び事故の緩和対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合又は発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合、原則として原子炉の停止及び冷却操作を行う手順を整備する。

g. 有毒ガス発生時に、事故対策に必要な各種の操作を行うことができるよう、特重施設要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値以下とするための手順と体制を整備する。固定源に対しては、特重施設要員の吸気中の有毒ガス濃度を有毒ガス防護のための判断基準値を下回るようにする。可動源に対しては、換気空調設備の隔離等により、特重施設要員が事故対策に必要な各種の操作を行うことができるようにする。

予期せぬ有毒ガスの発生においても、特重施設要員に対して配備した防護具を着用することにより、事故対策に必要な各種の操

作を行うことができるよう手順と体制を整備する。

h. 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合においては、特定重大事故等対処施設による対応を行う。なお、並行して「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備した可搬型設備等による対応準備も行い、柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

(2) 特定重大事故等対処施設の対応手順書の整備及びその対応操作

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合の特定重大事故等対処施設による対応（以下「特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応」という。）については、以下に示す項目を目的とした特定重大事故等対処施設を構成する設備（以下「ＥＳ設備」という。）の操作を実施するための手順を整備する。

・特定重大事故等対処施設の準備操作
・原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作
・炉内の溶融炉心の冷却
・原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却
・格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減
・原子炉格納容器の過圧破損防止
・[redacted]の居住性
・電源設備
・計装設備
・通信連絡設備

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。）として原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作等により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

えるために必要な手順等を整備するとともに、確実に行えるよう訓練を実施する。

故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる大規模損壊時については、原子炉補助建屋等と特定重大事故等対処施設は同時に破損しない設計としており、特定重大事故等対処施設の被害状況の確認は実施しない。

一方、大規模な自然災害による大規模損壊時においては、特定重大事故等対処施設は頑健性を高めた設計としており、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊への個別対応手段の中で特定重大事故等対処施設の使用可否を発電所対策本部で把握するために特重施設要員が、一部の特定重大事故等対処施設の被害状況を確認する。

アクセスルート周辺の機器に対しては、火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八 1.5.3.2 火災発生防止」に示す。

なお、大規模損壊発生時のプラント全体のアクセスルートの確保及び被害状況の把握については、フィルタベント手動操作時の現場手動操作機構へのアクセスルートを含めて「5.1.1(2) アクセスルートの確保」及び「5.2.1.1(3)b.(f)」のアクセスルートの確保の対応に示すとおり、発電所内の道路及び通路ができる限り確保できるよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保するとともに、障害物を除去可能なブルドーザ及び油圧ショベルを保管し、それらを運転できる要員を確保する等、実効性のある運用管理を行う。ここに上記で得られたような特定重大事故等対処施設の情報が追加される。「5.1.1(2) アクセスルートの確保」及び「5.2.1.1(3)b.(f)」のアクセスルートの確保の対応を、5.2.2.4(1)及び 5.2.2.4(2)に再掲する。

また、大規模な火災への対応は、「5.2.1.1(3)c.(a) 5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(3)に再掲する。

前兆事象を確認し、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機

の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合は、中央制御室運転員及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。また、自然災害の場合は、「5.1.4(1)f.」の前兆事象の対応と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(4)に再掲する。

a. 特定重大事故等対処施設の対応手順書の適用条件と判断フロー

特定重大事故等対処施設を有効かつ効果的に活用することが可能となるよう判断フローを整備する。具体的には、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時に特定重大事故等対処施設により対応する場合に加え、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）で発生する大規模損壊時の個別対応手段においても発電所対策本部長の指揮のもと、特定重大事故等対処施設を活用可能となるよう判断フローを整備する。

(a) 特定重大事故等対処施設による対応要否の判断基準

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合又は発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直課長が判断した場合、中央制御室運転員及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。特重施設要員は、特定重大事故等対処施設による対応の指示を受けた後は、その後発電所対策本部長から指示がなくとも手順着手の判断基準に基づき手順にしたがった対応を行い、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制する。ただし、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による対応が可能となり、特定重大事故等対処施設による対応を実施する必要がないと発電所対策本部長が判断した場合は、発電所対策本部長の指揮のもと、通常のプラント停止操作又は「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の手順を用いた対応

に移行する。

また、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）で発生する大規模損壊時の個別対応手段において、発電所対策本部長が特定重大事故等対処施設による影響緩和が有効と判断した場合は、発電所対策本部長の指揮のもと、特重施設要員が特定重大事故等対処施設の個別機能を用いた対応を行う。

なお、必要に応じて発電所対策本部と[　　]は通信連絡設備を用いて情報共有を行う。

(b) 特定重大事故等対処施設が有する機能を選択するための判断フロー

原子力防災管理者又は当直課長が、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応を判断後、特重施設要員は手順にしたがった対応を行う。特定重大事故等対処施設の個別機能を用いる場合は、可搬型設備等による大規模損壊時の判断フローに特定重大事故等対処施設の個別機能を付加した判断フローを用いる。

b. 優先順位に係る基本的な考え方

(a) 特定重大事故等対処施設による対応と可搬型設備等による対応

大規模損壊発生時には、特定重大事故等対処施設による対応とともに、可搬型設備等による対応の手順がある。ここでは、特定重大事故等対処施設による対応と可搬型設備等による対応の関係について記載する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる大規模損壊発生時には、特定重大事故等対処施設による対応と並行して、可搬型設備等による対応準備も行う。特定重大事故等対処施設は常設設備であることから、可搬型設備等による対応と比較して即応性及び信頼性が高いため、原子炉格納容器の破損防止に係る対応については特定重大事故等対処施設を用いた対応を優先する。なお、中央制御室における特定重大事故

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

等対処施設の準備操作が実施できなかった場合は、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の対応として、原子炉格納容器隔離機能の確立及び特定重大事故等対処施設の系統を使用するための原子炉格納容器隔離操作及び系統構成操作を行う。また、原子炉格納容器の破損が確認された場合は、特定重大事故等対処施設を用いた対応を優先せずに「5.2.1 可搬型設備等による対応」における放射性物質拡散抑制のための戦略にしたがった対応を行う。

「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）における大規模損壊への個別対応手段において、設備の被害状況把握により発電所対策本部長の指揮のもと、特重施設要員が特定重大事故等対処施設を用いた対応を行う。特定重大事故等対処施設を用いた対応を行う個別戦略を以下に示す。

・放射性物質拡散抑制のための戦略
・原子炉格納容器破損防止（破損炉心冠水）のための戦略
・原子炉格納容器過圧破損防止のための戦略
・炉心冷却のための戦略

(b) 特定重大事故等対処施設における各手順の基本的考え方

特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応においても、可搬型設備等を用いた対応と同様に、大気への放射性物質の放出低減を最優先に考える。このため、使用する手順の順番としては、原子炉への注水、原子炉格納容器へのスプレイによる冷却・減圧、原子炉格納容器内雰囲気のフィルタを介した大気放出の順で実施することとする。

また、フィルタベントについては、フィルタでは除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気を大気へ放出する手順であることから、フィルタベントの開始については放射性物質の減衰期間を考慮して、可能な範囲で遅い時期に開始することを基本とする。また、原子炉格納容器の破損を防止するためにフィルタベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタベン

トを用いた放射性物質の放出を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

なお、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に、設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による対応が可能となり、フィルタベントを実施する必要がないと発電所対策本部長が判断した場合は、発電所対策本部長の指揮のもと、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の手順を用いた対応に移行する。

c. 特定重大事故等対処施設による対応を行うために必要な手順書

特定重大事故等対処施設による対応については、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。）で規定する内容に加え、「設置許可基準規則」に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第 5.2.2.2 表に示す「特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要」を含めて手順書を適切に整備する。

整備する手順書及び想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価については「追補　5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」にて補足する。

5.2.2.2 特定重大事故等対処施設による対応の体制の整備

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう整備する。また、5.2.2.1 における特定重大事故等対処施設の手順書を用いた活動を行うための教育及び訓練を実施するとともに、必要な資機材を整備する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリ

ズムによる重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの 7 日間、特定重大事故等対処施設は必要な設備が機能できるようにする。なお、特定重大事故等対処施設は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突に対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものとするため、特定重大事故等対処施設を構成する設備は、原子炉補助建屋等及び特定重大事故等対処施設に衝突することによってこれらが同時に破損することを防ぐ設計とするとともに、信頼性向上を図る設計であることから、特定重大事故等対処施設の復旧作業及びそのために必要な体制の整備は不要である。

(1) 特定重大事故等対処施設による対応のための要員への教育及び訓練の実施

特定重大事故等対処施設による対応のための要員は、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより要員の力量の維持及び向上を図る。必要となる力量を第 5.2.2.1 表に示す。

要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

・要員に対し必要な教育及び訓練項目を年 2 回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。

・教育訓練の実施結果により、手順、資機材及び体制について改善要否を評価し、必要により手順、資機材の改善、教育及び訓練計画への反映を行い、力量を含む対応能力の向上を図る。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じ

て迅速かつ円滑に対処できるよう要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、特定重大事故等対処施設の運用開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（Ｐ）、実施（Ｄ）、評価（Ｃ）、改善（Ａ）のプロセスを適切に実施し、ＰＤＣＡサイクルを回すことで、手順書の改善、体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

a. 特定重大事故等対処施設については、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対処する施設であることを踏まえ、特定重大事故等対処施設からの操作による原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するための迅速かつ円滑な対処を実施するために必要な知識について、要員の役割に応じた教育及び訓練を定期的に実施する。

b. 要員の役割に応じて、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するための迅速かつ円滑な対処ができるよう過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するため、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、発電所対策本部の指揮者、運転員（当直員）及び特重施設要員の連携等を確認するための演習等を定期的に計画する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、必要に応じて事象進展による悪条件（高線量下、夜間及び悪天候（降雨、強風等）及び照明機能低下等）等を想定し、必要な防保護具等を使用した訓練も実施する。

運転員（当直員）及び特重施設要員に対しては、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するために必要な特定重大事故等対処施設の操作を習得することを目的に、手順の内容理解を図るための机上教育、特定重大事故等対処施設の操作方法を習得するための模擬訓練を実施する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、特重施設要員は、役割に応じて特定重大事故等対処施設について熟知しておく必要があるため、現場を含めた模擬訓練を行う。また、通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき、設備の定期点検及び運転に必要な操作を自らが行う。

保修課員は、原子力研修センターにてポンプ、弁設備等の分解点検、調整、部品交換の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに、設備の点検においては、保守実施方法をまとめた作業手順書に基づき、現場に立ち、巡視点検、分解機器の状況確認、組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに、作業手順書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らも行う。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう、普段から保守点検活動等を通じて準備する。特重施設要員は、それらの情報及びマニュアルを用いて、事故時対応訓練を行うことで、設備資機材の保管場所、保管状態を把握し、取扱いの習熟を図るとともに、情報及びマニュアルの管理を実施する。

また、発電所対策本部の要員及び運転員（当直員）に対しては、

特重施設要員への適切な指示を行うために、役割に応じて机上教育を実施する。

(2) 特定重大事故等対処施設による対応の体制

a. 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するため、「5.1.4(3) 体制の整備」、「5.2.1.2(2) 大規模損壊発生時の体制」及び「5.2.1.2(3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方」にて整備される体制のもと、特重施設要員は実施組織として、5.2.2.1 における特定重大事故等対処施設の対応手順書にしたがって活動を行うこととしており、5.2.2.4(5)、5.2.2.4(6)及び 5.2.2.4(7)に再掲する。

なお、特定重大事故等対処施設設置に伴う基本的な体制は、特定重大事故等対処施設設置を踏まえた対応を行う。

b. 特定重大事故等対処施設による対応における指示者は、事象発生前については原子力防災管理者又は当直課長であり、発電所対策本部設置後においては、所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部長として全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理する。

発電所対策本部は、複数号炉の同時被災の場合において、発電所対策本部長の指示により指名した指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行い、重大事故等対策を実施する。

また、発電所対策本部長の指示により指名された指揮者は、特重施設指揮者として、特重施設要員に指示を行い、特定重大事故等対処施設による対応を実施する。

特重施設要員を特定重大事故等対処施設内に常時確保し、複数号炉の同時被災が発生した場合においても、確保した特重施設要員により、特定重大事故等対処施設による対応を実施できる体制とする。特重施設要員は指揮者の指示のもと、特定重大事故等対処施設による対応を実施する。

c. 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロ

リズムによる重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な特重施設要員として、□（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は要員の確保の必要なし。）を確保する。また、「5.1.4(3) 体制の整備」で整備される重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員を、計 54 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は計 46 名）を確保し、特重施設要員と合わせて合計□（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 46 名）を確保する。「5.1.4(3) 体制の整備」で整備される必要な要員の詳細については 5.2.2.4(5)に再掲する。

なお、特重施設要員を特定重大事故等対処施設内に常時確保し、中央制御室（運転員（当直員）を含む。）又は重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）による格納容器破損防止対策が有効に機能しなくなる場合においても、対処できるよう体制を整備する。

d. 病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の特重施設要員に欠員が生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め特重施設要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた特重施設要員の体制に係る管理を行う。

特重施設要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

e. 特定重大事故等対処施設による対応を開始して以降は、要員の交代なしでも 7 日間継続した対応が可能な設計としているため、特重施設要員の非常召集については実施しない方針であるが、要員の交代が可能な状況であれば、□での操作を行える力量を持った要員が発電所対策本部長の指揮のもと、交代により対応に当たる。なお、要員の交代の際には、周辺の放射線量に配慮し、□□内に汚染物を持ち込まないようチェンジングエリアを設け、要員の被ばくの低減を図る。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

f. フィルタベント時における対応として、フィルタベントの開始前には、最低限必要な要員（重大事故等対策要員）は緊急時対策所にとどまり、フィルタベントによる被ばくの影響が低下すれば、活動を再開する。その他の要員はＰＲ館等で屋内待機させるか発電所外に一時退避し、その後の交代要員として発電所へ再度参集する。

なお、フィルタベントの開始が必要となる時間と比べ、可搬型設備等による大規模損壊への対応に必要な可搬型設備等の敷設のために必要な時間は短い。

また、特重施設要員はフィルタベント時及びプルーム放出時においても［　　］にとどまる。

(3) 特定重大事故等対処施設の対応拠点

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等が発生した場合において、特重施設要員の拠点は［　　］とする。

(4) 原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の支援体制の確立

a. 本店対策本部体制の確立

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の本店対策本部体制において「5.1.4(3) 体制の整備」及び「5.2.1.2(5)a. 本店対策本部体制の確立」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(5)及び5.2.2.4(8)に再掲する。

b. 外部支援体制の確立

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するため、特定重大事故等対処施設内であらかじめ用意された資機材及び燃料等、［　　］にとどまり対応するために必要な飲料及び食料等により、特定重大事故等対処施設による対応を実施し、発電所の外部からの支援が受けられるまでの７日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるようにする。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

また、原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等発生時の外部支援体制の確立においては、プラントメーカー、協力会社、建設会社、燃料供給会社、他の原子力事業者等関係機関と協議及び合意の上、外部支援計画及び発電所外に保有している重大事故等対処設備（ＥＳ設備を除く。）と同種の設備、予備品、燃料等により、事象発生後 6 日間までに支援を受けられる計画等を定める「5.1.3 支援に係る事項」及び「5.2.1.2(5)b. 外部支援体制の確立」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(9)及び 5.2.2.4(10)に再掲する。

5.2.2.3 特定重大事故等対処施設の資機材の配備に関する基本的な考え方

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの 7 日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持するため、特重施設要員[ ]が要員の交代なしに 7 日間、[ ]にとどまり対応活動が可能なよう資機材を配備する。

・外部支援が受けられない場合も[ ]で対応可能なように、飲料水、食料等を[ ]に備蓄する。
・特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制に係る資料を配備する。
・[ ]は居住性を確保した設計とするためマスク等の個人が用いる防護具は必要ないが、万一のための防護具としてマスク及び呼吸用ボンベを配備する。
・要員の交代を行う場合でも対応可能なように、必要な防護具等、チェンジングエリア用資機材等を配備する。

また、緊急時対策所等の資機材の配備において「5.1.3 支援に係る事項」及び「5.2.1.3(2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(9)及び 5.2.2.4(11)に再掲する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

5.2.2.4 重大事故等対策及び可搬型設備等による対応

「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」において、「5.1 重大事故等対策」及び「5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」のうち「5.2.1 可搬型設備等による対応」にしたがって実施する事項を以下に再掲する。

・アクセスルートの確保
・アクセスルートの確保の対応
・5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書
・前兆事象の対応
・体制の整備
・大規模損壊発生時の体制
・大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方
・本店対策本部体制の確立
・支援に係る事項
・外部支援体制の確立
・大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

(1) アクセスルートの確保

アクセスルートの確保については、「5.1.1(2) アクセスルートの確保」にしたがって実施することとしている。5.1.1(2)のうち、特定重大事故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し、以下に再掲する。

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内において、想定される重大事故等の対処に必要な可搬型重大事故等対処設備の保管場所から設置場所及び接続場所まで運搬するため、又は他の設備の被害状況を把握するための経路（以

下「アクセスルート」という。）は、自然現象、外部人為事象、溢水及び火災を想定しても、運搬、移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋外及び屋内アクセスルートは、自然現象に対して地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、高潮及び森林火災を考慮し、外部人為事象に対して飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災（石油コンビナート等の施設の火災、発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）、有毒ガス、船舶の衝突、電磁的障害及び重大事故等時の高線量下を考慮する。

屋外アクセスルートについては、考慮すべき自然現象のうち落雷、凍結及び森林火災、外部人為事象のうち近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガスに対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する。

屋外アクセスルートの周辺構造物、周辺機器の倒壊による障害物については、ブルドーザによる撤去あるいは転倒による閉塞がないルートを通行する。

屋内のアクセスルートは、地震、津波、その他の自然現象による影響（台風及び竜巻による飛来物、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、降灰及び森林火災）及び外部人為事象（近隣工場等の火災（発電所敷地内に存在する危険物タンクの火災、航空機墜落による火災、発電所港湾内に入港する船舶の火災及びばい煙等の二次的影響）及び有毒ガス）に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内のアクセスルート上には、転倒した場合に撤去できない資機材は設置しないこととするとともに、撤去可能な資機材についても必要に応じて固縛、転倒防止措置により支障をきたさない措置を講

じる。

アクセスルート周辺の機器に対しては、火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八 1.5.1.2 火災発生防止」に示す。

機器からの溢水に対しては、適切な放射線防護具を着用することでアクセスルートを通行する。

アクセスルートの確保に当たっては、アクセスルートを選定し、ルート近傍の資機材を管理し、固縛等の対策を実施すること及び万一の際には迂回することにより通行性を確保する。

アクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備及びアクセスルート近傍の化学物質を貯蔵しているタンクからの漏えいを考慮した薬品保護具の配備を行い、移動時及び作業時の状況に応じて着用する。また、停電時及び夜間時においては、確実に運搬、移動ができるように、可搬型照明を配備する。

(2) アクセスルートの確保の対応

アクセスルートの確保の対応については、「5.2.1.1(3)b.(f)」のアクセスルートの確保の対応にしたがって実施することとしている。5.2.1.1(3)b.(f)を以下に再掲する。

(c)項から(e)項の各対策の実施に当たっては、重大事故等対策におけるアクセスルート確保の考え方を基本に、被害状況を確認し、早急に復旧可能なルートを選定し、ブルドーザ及び油圧ショベルを用いて法面崩壊による土砂、建屋の損壊によるガレキ等の撤去活動を実施することでアクセスルートの確保を行う。

また、事故対応を行うためのアクセスルートの確保、操作の支障となる火災及び延焼することにより被害の拡大に繋がる可能性のある火災の消火活動を優先的に実施する。

(3) 5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書

5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書については、「5.2.1.1(3)c.(a)5 つの活動又は緩和対策を行うための手順書」にしたがって実施することとしている。5.2.1.1(3)c.(a)のうち、特定重大事

故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し、以下に再掲する。

a. 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

(a) 大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

大規模損壊発生時に大規模な火災が発生した場合における消火活動として、故意による大型航空機の衝突による大規模な航空機燃料火災を想定し、放水砲等を用いた泡消火についての手順書を整備するとともに必要な設備を配備する。

大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備するとともに、早期に準備が可能な化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車、又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃、あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

当該の消火活動を行うに当たっては、以下に示すとおり発電所対策本部と消火活動要員との連絡を密に行い、火災の影響により対応が困難な場合は別の手段を試みる等、要員の安全確保に配慮して実施する。

・現場において事故対応操作等を行う場合には、並行して消火活動が必要になる可能性も想定し複数名で活動する。
・再燃又は延焼の可能性を考慮し、火災への監視を強化する。
・消火活動を含む屋内での活動の際には、火災対応用の装備品（例：セルフエアセット等）を確実に装着する。当該の装備品を装着しての消火活動については、あらかじめ活動できる時間（仕様）を確認した上で行う。
・消火活動を行うに当たっては、消火専用として配備しているトランシーバー及び衛星電話（携帯）等を活用し、発電所対策本部と消火活動要員の連絡を密にする。トランシーバー等での連絡が困難な建屋内において火災が発生している場合には、複数ある別の対応手段を選択して事故対応を試みるとともに、火災に対しては連絡要員を配置する等により外部との

通信ルート及び要員の安全を確保した上で、対応可能な範囲の消火活動を行う。

また、重大事故等対策要員による消火活動を行う場合は、事故対応とは独立した通信手段を用いるために、別のトランシーバーの回線を使用することとし、発電所対策本部との連絡については衛星電話（携帯）を使用して、発電所対策本部長の指揮により対応を行う。

(4) 前兆事象の対応

前兆事象の対応については、「5.1.4(1)f.」の前兆事象の対応にしたがって実施することとしている。5.1.4(1)f.を以下に再掲する。

前兆事象として把握ができるか、重大事故を引き起こす可能性があるかを考慮して、設備の安全機能の維持及び事故の未然防止対策をあらかじめ検討しておき、前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

大津波警報が発令された場合、原則として原子炉を停止し、冷却操作を行う手順を整備する。また、所員の高台への避難及び水密扉の閉止を行い、津波監視カメラ及び潮位計による津波の継続監視を行う手順を整備する。

台風進路に想定された場合、屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検の強化を実施し災害発生時に迅速な対応を行う手順を整備する。

竜巻の発生が予測される場合、車両の退避又は固縛、屋外作業の中止、燃料取扱作業の中止、換気空調系のダンパ等の閉止、ディーゼル建屋の水密扉及びその他扉の閉止状態を確認する手順を整備する。

その他の前兆事象を伴う事象については、気象情報の収集、巡視点検の強化及び事故の未然防止の対応を行う手順を整備する。

(5) 体制の整備

体制の整備については、「5.1.4(3) 体制の整備」にしたがって実施することとしている。5.1.4(3)のうち、特定重大事故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し、以下に再掲する。

重大事故等発生時において重大事故等に対応するための体制として、

以下の基本方針に基づき整備する。

a. 重大事故等対策を実施する実施組織及び支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。重大事故等の原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、事象に応じて原子力防災体制等（警戒体制、原子力防災体制）を発令し、要員の非常召集、通報連絡を行い、発電所に自らを本部長とする発電所対策本部を設置して対処する。

所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部の本部長として、原子力防災組織の統括管理を行い、責任を持って原子力防災の活動方針の決定をする。

本部長の下に副本部長を設置し、副本部長は本部長を補佐し、本部長が不在の場合は、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者がその職務を代行する。

発電所対策本部に、重大事故等対策を実施する実施組織、実施組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織を編成する。

通常時の発電所体制下での運転、日常保守点検活動の実施経験が発電所対策本部での事故対応、復旧活動に活かせ、組織が効果的に重大事故等対策を実施できるよう、専門性及び経験を考慮した上で班の構成を行う。また、各班の役割分担、責任者である班長（管理職）を定め、指揮命令系統を明確にし、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合の原子力防災組織において、その職務に支障をきたすことがないよう、独立性が確保できる組織に配置する。発電用原子炉主任技術者は、重大事故等が発生した場合、重大事故等対策における原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ、最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故時等において、原子炉施設

の運転に関し保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、発電所対策本部の本部長は、その指示を踏まえ方針を決定する。

時間外、休日（夜間）に重大事故等が発生した場合、緊急時対策本部要員は、発電用原子炉主任技術者が原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるよう、通信連絡手段により必要の都度、情報連絡（プラントの状況、対策の状況）を行い、発電用原子炉主任技術者は、その情報連絡を受け、原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、連絡により発電所に非常召集する。重大事故等の発生連絡を受けた後、発電所に駆けつけられるよう、非常召集可能圏内（美浜町等）に発電用原子炉主任技術者を 1 名配置する。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等対策に係る手順書の整備に当たって、保安上必要な事項について確認を行う。

b. 実施組織を、発電班（当直員含む。）及び保修班により構成し、必要な役割の分担を行い重大事故等対策が円滑に実施できる体制を整備する。

発電班は、事故状況の把握及び整理、事故拡大防止のための措置、原子炉施設の保安維持等を行う。

保修班は、事故原因の究明、応急対策の立案、実施及び消火活動等を行う。

c. 実施組織は、重大事故等が発生した場合において以下のとおり対応できる組織とする。

発電所対策本部は、被災の場合において、本部長の指示により指名した指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行う。

緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員を発電所内及び発電所近傍に常時確保し、被災等が発生した場合においても、確保した緊急安全対策要員により、重大事故等対処設備を使用して炉心損傷防止及び原子炉格納容器破損防止の重大事故等対策に対応できる体制

とする。

実施組織は、指揮者の指示のもと、情報収集や事故対策の検討を行い、重大事故等対策を実施する。

被災の場合でも情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう通報連絡者を配置し、「原子力災害対策特別措置法」に定められた通報連絡先へ連絡するとともに、通報連絡後の情報連絡は情報連絡者が管理を一括して実施する体制を構築することで円滑に対応できる体制とする。

発電用原子炉主任技術者は、プラント状況把握及び事故対策に専念することにより、指示を的確に実施する。

発電用原子炉主任技術者は、被災時に、保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

また、実施組織による重大事故等対策の実施に当たり、発電用原子炉主任技術者は、発電所対策本部から得られた情報に基づき重大事故等の拡大防止又は影響緩和に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者（所長を含む。）へ指示を行い、事故の拡大防止又は影響緩和を図る。

d. 発電所対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

技術支援組織は、安全管理班及び放射線管理班で構成し、必要な役割の分担を行い実施組織に対して技術的助言を行う。

安全管理班は、事故状況の把握及び評価、事故時影響緩和操作の検討、放射能影響範囲の推定等を行う。

放射線管理班は、放射線・放射能の測定、状況把握、被ばく管理、汚染除去・拡大防止措置、災害対策活動に伴う放射線防護措置等を行う。

これらの各班は、各班の役割を実施し、実施組織に対して技術的助言を行う。

運営支援組織は、総務班、広報班及び情報班で構成し、必要な役割の分担を行い実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整え

る。

総務班は、発電所対策本部の設営・運営、連絡・通信手段の確保、要員の動員、輸送手段の確保、緊急医療措置、資機材調達・輸送及び退避・避難措置を行う。

広報班は、報道機関の対応、見学者の退避誘導及び広報活動を行う。

情報班は、社内対策本部との情報受理・伝達、国・自治体等関係者との連絡調整及び社外関係機関への情報連絡を行う。

これらの各班は、各班の役割を実施し、実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整える。

e. 所長（原子力防災管理者）は、警戒事象（その時点では公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが、原子力施設等において特定事象又は緊急事態事象に至る可能性のある事象）により警戒体制を発令し、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員の非常召集連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

時間外、休日（夜間）においては、重大事故等が発生した場合、速やかに対策の対応を行うため、発電所内及び発電所近傍に緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員を常時確保し、体制を強化する。非常召集する要員への連絡については、緊急時呼出システムを活用するとともに、バックアップとして社員寮その他必要な箇所に衛星電話（携帯）を配備することで要員との連絡及び要員の非常召集を行う。なお、地震により緊急時呼出システムが正常に機能しない等の通信障害によって非常召集連絡ができない場合でも地震（発電所周辺地域において、震度 5 弱以上の地震）の発生により発電所に自動参集する体制を整備する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員は、原子力防災組織の統括管理及び全体指揮を行う全体指揮者、ユニット

指揮者、通報連絡を行う通報連絡者並びに各重大事故等対策に係る現場での調整を行う現場調整者の緊急時対策本部要員 4 名、運転操作指揮を行う当直課長及び運転操作対応を行う３号炉の運転員 8 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は6名）、１号炉及び２号炉の運転員 4 名、運転支援活動、電源復旧活動、注水活動、設備対応、消防活動及びガレキ除去活動を行う緊急安全対策要員 33 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 27 名）の計 49 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）並びに被災後 6 時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員 5 名（以下「召集要員」という。）の、合計 54 名（３号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は合計 46 名）を確保する。

なお、ユニット指揮者は、重大事故等対策の初動後対策において、必要に応じて現場の指揮を行う。

また、火災発生時の初期消火活動に対応するため、消火活動要員についても発電所に常時確保する。

重大事故等が発生した場合、緊急安全対策要員（運転支援活動を行う者を除く。）及び緊急時対策本部要員は、緊急時対策所に参集し、通報連絡、注水確保及び電源確保等の各要員の任務に応じた対応を行うとともに、緊急安全対策要員（運転支援活動を行う者）は、運転員からの連絡を受け、各現場で対応を行う。

重大事故等の対応については、高線量下の対応においても、当社社員及び協力会社社員を含め要員を確保する。

当社社員と協力会社社員の現場での対応については、請負契約のもと、それぞれがあらかじめ定められた業務内容をそれぞれの責任者の下で行うこととしており、必要に応じて作業の進捗について、当社と協力会社の責任者間で相互連絡を取り合うようにする。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の重大事故等対策要員（運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員にて構成される。以下同じ。）に欠員が

生じた場合は、休日、時間外（夜間）を含め重大事故等対策要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた重大事故等対策要員の体制に係る管理を行う。

重大事故等対策要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき時間外、休日（夜間）を含めて必要な要員を非常召集できるよう、定期的に通報連絡訓練を実施する。

f. 重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班の機能は、上記 b.項及び d.項のとおり明確にするとともに、各班に責任者である班長及び副班長を配置する。

g. 発電所対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である本部長の所長（原子力防災管理者）及び班長が欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ定め明確にする。

所長（原子力防災管理者）は、全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理し、被災時はユニット指揮者を指名する。ユニット指揮者のもと重大事故等対策を実施する。

本部長の所長が欠けた場合は副本部長（副原子力防災管理者）の原子力安全統括を代行とし、さらに副本部長の原子力安全統括が欠けた場合は、同副本部長（副原子力防災管理者）の副所長（技術）あるいは、他の副原子力防災管理者が代行とすることをあらかじめ定める。

実施組織及び支援組織の各班には責任者である班長（室長又は課長）を配置し、班長が欠けた場合に備え、あらかじめ代行順位を定めた副班長（課長又は係長）を配置する。

h. 実施組織が実効的に活動するための施設及び設備等を整備する。

重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り迅速な対応により事故対応を円滑に対応することが必要なことから、以下の施

設及び設備を整備する。

支援組織が、必要なプラントのパラメータを確認するための安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置、発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システムを含む。）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が中央制御室、緊急時対策所及び現場との連携を図るため、携行型通話装置、トランシーバー及び衛星電話（携帯）を整備する。また、電源が喪失し照明が消灯した場合でも、迅速な現場への移動、操作及び作業を実施し、作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるよう可搬型の照明装置を整備する。

i. 支援組織は、原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について、原子力施設事態即応センターに設置する本店緊急時対策本部（以下「本店対策本部」という。）等の発電所内外の組織への通報及び連絡を実施できるように衛星電話（携帯）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備等を配備し、広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は、発電所対策本部の情報班にて一元的に集約管理し、発電所内で共有するとともに、本店対策本部と発電所対策本部間において、衛星電話（携帯）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備及び緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送できる設備を使用することにより、発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、本店対策本部との連絡を密にすることで報道発表、外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本店原子力防災組織で構成する本店対策本部で実施することにより、発電所対策本部が事故対応に専念でき、また、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

j. 重大事故等発生時に、発電所外部からの支援を受けることができ

るように支援体制を整備する。

発電所において、警戒事象、原子力災害対策特別措置法第 10 条第 1 項に基づく特定事象が発生した場合、原子力防災管理者は、それぞれの区分により直ちに原子力防災体制等を発令するとともに原子力発電部門統括へ報告する。

原子力発電部門統括は、発電所対策本部の本部長から発電所における原子力防災体制の発令報告を受けた場合、直ちに社長に報告し、社長は本店における原子力防災体制を発令する。原子力発電部門統括は、本店緊急時対策本部の組織で構成する本店対策本部を設置するため、本店対策本部要員を非常召集する。

社長は、本店における原子力防災体制を発令した場合、速やかに本店対策本部（原子力施設事態即応センター含む。）を中之島及び若狭に設置する。また、社長は、原子力災害対策活動を実施するため本店対策本部長としてその職務を行い、社長が不在の場合は副社長等がその職務を代行する。本店対策本部長は、本店対策本部の設置、運営、統括及び災害対策活動に関する総括管理を行い、副本部長は本部長を補佐する。本店対策本部各班長は本部長が行う災害対策活動を補佐する。

また、原子力緊急事態宣言が発出された場合又はそのおそれがある場合は、本店対策本部長である社長は原則として、中之島から若狭へ移動し、災害対策活動の指揮を執る。社長が移動する場合は、定められた代行者が本店対策本部の指揮を執る。なお、移動中の社長への連絡については、携帯電話等を使用する。

本店対策本部（中之島）においては、原子力部門のみでなく他部門も含めた全社大での体制により発電所対策本部の支援を行い、本店対策本部（若狭）は、原子力部門による発電所対策本部への技術的支援を行う。

具体的には、発電所対策本部が事故対応に専念できるよう、本店対策本部（若狭）には、社内外情報の収集・連絡・記録、事故状況の把握・評価の支援、アクシデントマネジメントの支援、事故拡大

防止策に関する支援、事故原因の究明・除去に関する支援及び復旧対策に関する支援等を行う原子力設備班を設置し、本店対策本部（中之島）は、設備の被害状況の把握、復旧対策の樹立等を行う設備班、本店対策本部の設営・運営、本部要員の召集並びに資機材及び食料の調達運搬等を行う総務班、自治体及び報道対応を行う広報班を設置し、発電所対策本部の災害対策活動の支援を行う。なお、本店対策本部（中之島、若狭）が一体となって発電所支援の機能を果たすため、上記の班は、必要に応じ中之島と若狭の双方に班員を所在させる。

本店対策本部長は、発電所における災害対策の実施を支援するために、原子力災害対策特別措置法第10条通報後、原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本店対策本部総務班長（原子力企画部門統括）に指示する。

本店対策本部総務班長は、あらかじめ選定している施設の候補の中から放射性物質が放出された場合の影響等を勘案した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し、必要な要員を派遣するとともに、災害対策支援に必要な資機材等の運搬を実施する。

本店対策本部原子力設備班長は、他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援を要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

k. 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて、社内外の関係各所と連携し、適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等発生時に原子炉格納容器の設計圧力及び温度に近い状態が継続する場合等に備えて、機能喪失した設備の保守を実施するための放射線量低減及び放射性物質を含んだ汚染水が発生した際の汚染水処理等の事態収束活動を円滑に実施するため、平時から必要な協力活動体制を継続して構築する。

(6) 大規模損壊発生時の体制

大規模損壊発生時の体制については、「5.2.1.2(2) 大規模損壊発生

時の体制」にしたがって実施することとしている。5.2.1.2(2)を以下に再掲する。

a. 原子炉施設において重大事故等及び大規模損壊（大規模な火災の発生含む。）のような原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去並びに原子力災害の拡大防止及び緩和その他の必要な活動を迅速かつ円滑に実施するため、所長（原子力防災管理者）は、通常の原子力防災組織の体制を基本とする原子力防災組織を設置し、発電所に緊急時対策本部の体制（警戒体制、原子力防災体制）を整える。

(a) 所長（原子力防災管理者）は、重大事故等及び大規模損壊の対策を実施する実施組織、その支援組織の役割分担並びに責任者、指揮命令系統及び通報連絡を行う組織等を手順書等に定め、効果的な重大事故等及び大規模損壊の対策を実施し得る体制を整備する。

(b) 被災時は、情報収集や事故対策の検討等を行い、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう原子力防災体制を整備する。

b. 所長（原子力防災管理者）は、発電所対策本部の本部長として原子力防災組織の統括管理を行い、責任を持って、原子力防災の活動指針の決定を行う。

(a) 本部長の下に副本部長を設置し、副本部長は本部長を補佐する。

(b) 本部長不在時は、あらかじめ定められた順位にしたがい、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者が本部長の代行者となる。

(c) 被災時は、副本部長あるいは本部付の副原子力防災管理者の中から、本部長がユニット指揮者を指名し、情報収集や事故対策の検討等を行うことにより、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないようにする。

c. 発電所対策本部は、本店対策本部との連絡、情報の収集、状況把握等を行う情報班、事故状況評価、放射能影響範囲の推定を行う安全管理班、放射線、放射能の状況把握等を行う放射線管理班、事故

状況把握、拡大防止措置を行う発電班等、8 つの班で構成し、各班にはそれぞれ責任者である班長（管理職）を配置する。

(a) 被災時には、各班の班長と副班長を配置し、任務の対応が遅れることがないようにする。

(b) 各班の班員構成は、通常運転中の発電所体制下での運転や部品交換等の日常保守点検活動等の実務経験が、災害対策本部での事故対応や復旧活動等に活かせるよう、専門性及び経験を考慮したものとする。

d. 重大事故等及び大規模損壊のような原子力災害が発生した場合にも、速やかに対応を行うため、3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されている場合における時間外、休日（夜間）においても発電所内に消火活動要員 7 名を含む重大事故等対策要員 49 名（3 号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 41 名）を確保し、大規模損壊の発生により中央制御室（運転員（当直員）を含む。）が機能しない場合においても、対応できるよう体制を整備する。

さらに、発電所構内の最低要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

e. 大規模損壊発生時において、重大事故等対策要員として非常召集が期待される社員寮、社宅等の要員の非常召集ルートは複数ルートを確保し、その中から適応可能なルートを選択し発電所へ非常召集する。

なお、発電所周辺（社員寮、社宅等）から非常召集される召集要員は、集合場所に集合し、発電所の状況等の確認を行い、発電所への移動を開始する。

f. 時間外、休日（夜間）において、大規模な自然災害が発生した場合には、上記のアクセスルートにより社員寮、社宅等からの召集要員に期待できると想定されるが、万一召集までに時間を要する場合であっても、発電所構内の最低要員により当面の間は事故対応を行えるよう体制を整える。

(7) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確

立についての基本的な考え方

大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方については、「5.2.1.2(3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方」にしたがって実施することとしている。5.2.1.2(3)を以下に再掲する。

大規模損壊発生時には、通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考えられる。このような状況においても、対応要員を確保するとともに指揮命令系統を確立できるよう、大規模損壊時に対応するための体制を基本的な考え方に基づき整備する。

a. 大規模損壊への対応要員を常時確保するため、時間外、休日（夜間）における副原子力防災管理者を含む常駐者は、地震、津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムが発生した場合にも対応できるよう、分散して待機する。また、地震、津波等の大規模な自然災害によって、待機場所への影響が考えられる場合は、屋外への退避及び高台への避難等を実施する。なお、建物の損壊等により対応要員が被災するような状況においても、構内に勤務している他の要員を重大事故等対策要員の役務に割り当てる等の措置を講じる。

b. 地震、津波等の大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムの発生により、通常の原子力防災体制での指揮命令系統が機能しない場合も考慮し、原子力防災管理者の代行者をあらかじめ複数定めることで体制を維持する。

c. 大規模損壊等により炉心が損傷した場合において、原子炉格納容器の除熱機能が喪失し、復旧の見込みがなく、さらに原子炉格納容器圧力が限界圧力付近まで上昇している場合又は原子炉格納容器の破損の有無を判断基準として、最低限必要な要員以外のその他の要員をＰＲ館等で屋内待機させるか発電所外へ一時避難させるかを判断する。

プルーム放出時、最低限必要な要員は緊急時対策所にとどまり、

プルーム通過後、活動を再開する。その他の要員は発電所外へ一時避難し、その後、交替要員として発電所へ再度非常召集する。

d. 大規模損壊と同時に大規模な火災が発生している場合、発電所対策本部の火災対応の指揮命令系統の下、消火活動要員は消火活動を実施する。また、発電所対策本部長が、事故対応を実施及び継続するために、放水砲等による泡消火の実施が必要と判断した場合は、重大事故等対策要員を火災対応の指揮命令系統の下で消火活動に従事させる。

なお、発電所対策本部の体制が整った後は、発電所対策本部長の判断により、自衛消防組織を設置し、自衛消防隊による消火活動を実施する。

(8) 本店対策本部体制の確立

本店対策本部体制の確立については、「5.2.1.2(5)a. 本店対策本部体制の確立」にしたがって実施することとしている。5.2.1.2(5)a.を以下に再掲する。

a. 原子炉施設において大規模損壊が発生した場合の本店からの支援を実施するため、社長を本店の本部長とする本店対策本部が速やかに確立できるよう体制を整備する。

b. 社長（本店対策本部長）は、原子力事業所災害対策支援拠点の設置が必要と判断した場合、あらかじめ選定しておいた施設の候補の中から放射性物質の影響等を勘案した上で適切な拠点を選定し、本店対策本部要員及びその他必要な要員を派遣するとともに、原子力事業所災害対策支援拠点に必要な資機材等の輸送を、陸路を原則として実施する。

社長は、原子力緊急事態宣言が発出された場合、又はそのおそれがある場合は、原則として、中之島から若狭へ移動し、原子力災害の指揮を執ることとしている。

c. 原子力災害と非常災害（一般災害）の複合災害発生時においては、状況に応じて両者を統合した原子力緊急時対策・非常災害対策統合本部（以下「統合本部」という。）を設置する。

統合本部を設置した場合は、統合本部の本部長は本店対策本部長とする。本部長は必要に応じて原子力災害を除く災害対応の指揮を本部長が指名する者に代行させる。

(9) 支援に係る事項

支援に係る事項については、「5.1.3 支援に係る事項」にしたがって実施することとしている。5.1.3 を以下に再掲する。

重大事故等に対して事故収束対応を実施するため、発電所内であらかじめ用意された重大事故等対処設備、予備品及び燃料等の手段により、重大事故等対策を実施し、事故発生後 7 日間は継続して事故収束対応を維持できるようにする。重大事故等の対応に必要な水源については、淡水源に加え最終的に海水に切り替えることにより水源が枯渇することがないようにする。

また、プラントメーカー、建設会社、協力会社及びその他の関係機関とは平時から必要な連絡体制を整備する等、協力関係を構築するとともにあらかじめ重大事故等発生時に備え協議、合意の上、外部からの支援計画を定め、要員の支援及び燃料の供給等の契約を締結する。事故発生後、当社原子力防災組織が発足し協力体制が整い次第、プラントメーカー及び建設会社からは設備の設計根拠、機器の詳細な情報、事故収束手段及び復旧対策等の提供、協力会社からは、事象進展予測及び放射線影響予測等の評価結果の情報提供、並びに事故収束及び復旧対策活動に必要な要員の支援、燃料供給会社からは燃料の供給を受けられるように支援計画を定める。

資機材の輸送に関しては、専用の輸送車両を常備し、運送会社及びヘリコプター運航会社と契約を締結し、迅速な物資輸送を可能とするとともに中長期的な物資輸送にも対応できるように支援計画を定める。

原子力災害における原子力事業者間協力協定に基づき他の原子力事業者からは、要員の派遣、資機材の貸与、環境放射線モニタリングの支援を受けられるほか、原子力緊急事態支援組織からは、被ばく低減のための遠隔操作可能なロボット等の資機材、資機材操作の支援及び提供資機材を活用した事故収束活動に係る助言を受けることができる

ように支援計画を定める。

さらに、発電所外に保有している重大事故等対処設備と同種の設備（電源車、ポンプ等）、予備品及び燃料等について支援を受けることによって、発電所内に配備している重大事故等対処設備に不具合があった場合の代替手段及び燃料の確保を行い、継続的な重大事故等対策を実施できるように事故発生後 6 日間までに支援を受けられる体制を整備する。

また、原子力事業所災害対策支援拠点から、災害対策支援に必要な資機材として、食料、その他の消耗品、汚染防護服及びその他の放射線管理に使用する資機材が継続的に発電所へ供給できる体制を整備する。

(10) 外部支援体制の確立

外部支援体制の確立については、「5.2.1.2(5)b. 外部支援体制の確立」にしたがって実施することとしている。5.2.1.2(5)b.を以下に再掲する。

a. 他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織へ必要に応じて応援要請し、技術的な支援が受けられる体制を整備する。

協力会社より現場作業や資機材輸送等に係る要員の派遣を要請できる体制、プラントメーカー及び建設会社による技術的支援を受けられる体制を整備しており、事象発生後、当社原子力防災組織の発足時点から支援を受けることとする。さらに、燃料供給会社と優先供給に係る覚書を締結し、事故収束対応に必要な燃料を調達できる体制の整備を考慮しており、当該事象発生から速やかに必要な作業支援が受けられる体制を整える。

(11) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方については、「5.2.1.3(2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方」にしたがって実施することとしている。5.2.1.3(2)を以下に再掲する。

大規模損壊発生時の対応に必要な資機材については、重大事故等

対策で配備する資機材の基本的な考え方を基に高線量の環境、大規模な火災の発生及び外部支援が受けられない状況を想定し配備する。また、そのような状況においても使用を期待できるよう、原子炉建屋から 100m 以上離隔をとった場所に分散して配備する。

a. 全交流動力電源喪失が発生する環境で対応するために必要な照明機能を有する資機材を配備する。

b. 地震及び津波の大規模な自然災害による油タンク火災、又は故意による大型航空機の衝突に対して大規模な航空機燃料火災の発生時において、必要な消火活動を実施するために着用する防護具、消火剤等の資機材及び消火設備を配備する。

c. 炉心損傷及び原子炉格納容器破損による高線量の環境下において事故対応するために着用するマスク、高線量対応防護服及び個人線量計等の必要な資機材を配備する。

d. 化学薬品等が流出した場合に事故対応するために着用するマスク、長靴等の資機材を配備する。

e. 大規模な自然災害により外部支援が受けられない場合も事故対応を行うための防護具、線量計、食料等の資機材を確保する。

f. 大規模損壊の発生時において、指揮者と現場間、発電所外等との連絡に必要な通信手段を確保するため、多様な通信手段を複数整備する。

また、通常の通信手段が使用不能な場合を想定した通信手段として、携行型通話装置、トランシーバー、衛星電話（携帯）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を配備するとともに、消火活動専用の通信設備としてトランシーバー、衛星電話（携帯）を配備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(1/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、手動による原子炉緊急停止、原子炉出力抑制（自動）、原子炉出力抑制（手動）により原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持する手順等を整備する。また、原子炉の出力抑制を図った後にほう酸水注入により原子炉を未臨界に移行する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td rowspan="3">フロントライン系機能喪失時</td><td>手動による原子炉緊急停止</td><td>運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により、原子炉を緊急停止する。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（自動）</td><td>ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、ＡＴＷＳ緩和設備の自動作動による主蒸気止弁の閉により、１次冷却材温度が上昇し減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないこと、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
<tr><td>原子炉出力抑制（手動）</td><td>ＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動操作によりタービン手動トリップ操作、主蒸気止弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで、１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。また、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであること、並びに補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことにより、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性が維持されていることを確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	ほう酸水注入	ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備のほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入弁及び充てん／高圧注入ポンプによりほう酸タンク水を原子炉へ注入するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。 ほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸濃縮ラインが使用できない場合は、代替手段として充てん／高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入し原子炉を未臨界状態へ移行させる。安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。 ほう酸水注入は燃料取替ほう素濃度になるまで継続する。なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。
配慮すべき事項	優先順位		ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号によるＡＴＷＳ緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を行う。 中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。 原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(2/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、１次冷却系のフィードアンドブリード又は蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>１次冷却系のフィードアンドブリード</td><td>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になった場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位となれば再循環運転に切り替える。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより低温停止とする。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	復水タンク及び多様性拡張設備である２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから多様性拡張設備である２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、多様性拡張設備である海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。

対応手順等	サポート系機能喪失時	補助給水ポンプの機能回復	常設直流電源系統喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 全交流動力電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合、空冷式非常用発電装置による非常用母線の回復により電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 なお、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。 補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。
		主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合は、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

対応手順等	監視及び制御		原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの動作状況を補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する。 燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合は、流量を調整し加圧器水位を制御する。 蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合は、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する。
配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系機能喪失時	補助給水の機能が回復すれば、蒸気発生器への注水を確認し主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作により蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等		全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等による非常用母線への給電を確認し起動する。 電動補助給水ポンプ起動後は、長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

配慮すべき事項	主蒸気逃がし弁操作時の環境条件	蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項	全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。加圧器逃がし弁の開操作準備の手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。
	１次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。 １次冷却系のフィードアンドブリードを開始するすべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記の校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	タービン動補助給水ポンプ起動弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作できる。 主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(3/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、１次冷却系のフィードアンドブリード、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）により原子炉を減圧する手順等を整備する。
また、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、１次冷却系を減圧する手順等を整備する。
さらに、蒸気発生器伝熱管破損又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時において、炉心の著しい損傷を防止するため、１次冷却系を減圧する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>１次冷却系のフィードアンドブリード</td><td>補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位になり、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系のフィードアンドブリードにより１次冷却系を減圧する。燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位となれば再循環運転に切り替える。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行い、低温停止とする。
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作後、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。その後、余熱除去系による原子炉の冷却により低温停止とする。余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで再循環運転による１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。</td></tr>
</table>

対応手順等	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する。 なお、補助給水ポンプの優先順位は、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源（交流）からの給電時は燃料消費量削減の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。 復水タンク及び多様性拡張設備である２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する。 蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから多様性拡張設備である２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、多様性拡張設備である海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧が行われていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開いていなければ中央制御室にて開操作する。

対応手順等	サポート系機能喪失時	補助給水ポンプの機能回復	常設直流電源系統喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要な場合、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 全交流動力電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合、空冷式非常用発電装置による非常用母線の回復により電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。 補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる炉心冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。
		弁の機能回復	主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合、蒸気発生器への注水を確認し現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器２次側による炉心冷却により１次冷却系の減圧を行う。 全交流動力電源喪失時において、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）から空気配管に窒素を供給し、中央制御室から加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却系の減圧を行う。 また、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復が不能時は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。 常設直流電源喪失時において、加圧器逃がし弁の開操作が必要である場合は、加圧器逃がし弁の機能を回復させるため、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による１次冷却系の減圧を行う。常設蓄電池が機能喪失した場合又は24 時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供給し、中央制御室から開操作し１次冷却系の減圧を行う。

対応手順等	高圧溶融物放出及び格納容器内雰囲気直接加熱防止	炉心損傷時、１次冷却材圧力が 2.0MPa〔gage〕以上である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する。
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損が発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。 破損側蒸気発生器を１次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。 破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続し破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。 １次冷却系を減圧後、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を安全注入から充てんに切り替え、余熱除去系により炉心を冷却する。
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡが発生した場合、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。 １次冷却材圧力、加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断し、格納容器外への１次冷却材の漏えいを停止するため破損箇所を早期に発見し隔離する。 破損箇所を隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の格納容器外への漏えいを抑制する。 低温停止に移行するに当たり、余熱除去系による原子炉の冷却が困難な場合、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

配慮すべき事項	優先順位	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。
		サポート系機能喪失時	補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。
	復旧に係る手順等		常設直流電源喪失時、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで、中央制御室から遠隔操作を行う。常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	主蒸気逃がし弁操作時の留意事項		主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。 蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。 蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。
	全交流動力電源喪失及び補助給水失敗時の留意事項		全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。
	環境条件		蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。 加圧器逃がし弁を確実に動作させるために、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の設定圧力は、有効性評価における原子炉容器破損前の格納容器圧力を考慮した上で余裕を持たせた値に設定する。

配慮すべき事項	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の漏えい箇所について	インターフェイスシステムＬＯＣＡの漏えい箇所の特定は、原子炉補助建屋内の各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ、火災報知器等により行う。
	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気の確保	全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。
	１次冷却系のフィードアンドブリードの判断基準について	蒸気発生器水位計（広域）は、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、実水位と異なる指示値を示す。 １次冷却系のフィードアンドブリードを開始する、すべての蒸気発生器の除熱を期待できない水位とは、上記校正誤差に余裕を持たせた水位とする。
	作業性	タービン動補助給水ポンプ起動弁は、現場において手動ハンドルにより容易に操作できる。 主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(4/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、１次冷却材喪失事象が発生している場合は代替炉心注水、代替再循環運転により、１次冷却材喪失事象が発生していない場合は蒸気発生器２次側による炉心冷却により、運転停止中の場合は炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器２次側による炉心冷却により原子炉を冷却する手順等を整備する。
また、１次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、格納容器の破損を防止するため、格納容器水張りにより原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>１次冷却材喪失事象が発生している場合</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>代替炉心注水</td><td>非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。

・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。
・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。

代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、準備時間の短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	代替再循環運転	非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びA内部スプレクーラにより格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。 再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合は、炉心の著しい損傷を防止するために余熱除去ポンプ 1 台運転とし流量を低下させ再循環運転を継続する。再循環運転できない場合は、燃料取替用水タンクを水源とし充てん／高圧注入ポンプ 1 台により原子炉への注水を行う。燃料取替用水タンクへの補給に成功している場合は、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水又は恒設代替低圧注水ポンプ等による代替炉心注水により原子炉への注水を行う。 また、格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却及び原子炉補機冷却水を使用し格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内の冷却を行う。 原子炉への注水は、格納容器内水位が格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さとなれば停止する。

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	代替炉心注水	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に原子炉への注水機能が喪失し、1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉へ海水を注水する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、注水流量が大きく、準備時間の短い恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にC充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるA、B内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）等を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。
			代替再循環運転	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が同時に発生した場合、大容量ポンプによる代替補機冷却水の確保及び代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されていることを確認する。また、空冷式非常用発電装置より受電したB余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。 原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、多様性拡張設備であるが準備時間の短いA余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にB余熱除去ポンプ（海水冷却）又はB余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。

対応手順等	1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	格納容器水張り	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合、格納容器圧力と温度又は格納容器循環冷暖房ユニット出入口の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であり原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器の破損を防止するため格納容器内自然対流冷却を確認するとともに、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へ注水する。 ・内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。 ・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水の必要がないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。なお、格納容器への注水量は、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでとする。 格納容器へのスプレイするために使用する補機の優先順位は、内部スプレポンプを優先し、次に恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの順とする。
	1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系機能喪失時 サポート系機能喪失時	蒸気発生器2次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。 全交流動力電源喪失等により、中央制御室から主蒸気逃がし弁を操作できない場合は、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却により1次冷却系の減圧を行う。 主蒸気逃がし弁による2次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを行う。

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	炉心注水／代替炉心注水	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・アキュムレータ水を原子炉に注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。 炉心注水、代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、中央制御室で操作可能である充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を行う。充てん／高圧注入ポンプが使用できない場合は、アキュムレータを使用する。 上記による原子炉への注水不能の場合は、準備時間の短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を使用し、次に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備である電動消火ポンプ等による代替注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。
			代替再循環運転	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラを用いた代替再循環運転により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。

対応手順等	運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却	余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されている場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による２次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

対応手順等	運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	代替炉心注水	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・アキュムレータ水を原子炉へ注水する。 ・空冷式非常用発電装置より受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが、電源回復しない場合でも注水が可能な燃料取替用水タンクからの重力注水を優先する。空冷式非常用発電装置から受電後は、準備時間が短いアキュムレータを使用する。並行して継続的に原子炉に注水するために恒設代替低圧注水ポンプを準備し、準備が整えば使用する。次にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは使用準備に時間を要することから、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始するとともに、使用可能であれば多様性拡張設備であるＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）等による代替炉心注水手段を使用する。可搬式代替低圧注水ポンプ等の使用準備が完了し多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければこれを使用する。

対応手順等	運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	代替再循環運転	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時は、大容量ポンプにより代替補機冷却水が確保され、空冷式非常用発電装置より受電したＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環による代替再循環運転を行うとともに、大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。 原子炉補機冷却機能喪失時に代替再循環運転に使用する機器の優先順位は、使用可能であれば多様性拡張設備であるが準備時間が短いＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を優先し、次にＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を使用する。
			蒸気発生器２次側による炉心冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に１次冷却系に開口部がない場合、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保された場合は、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。 主蒸気逃がし弁による２次系冷却の効果がなくなり、余熱除去系が使用できない場合において、低温停止へ移行する場合は、使用可能であれば多様性拡張設備である消防ポンプにより海水を注水し蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。
配慮すべき事項	１次冷却材喪失事象が発生している場合	優先順位	フロントライン系機能喪失時	非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。
			サポート系機能喪失時	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により原子炉への注水機能が喪失した場合、代替炉心注水により原子炉へ注水し、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	格納容器隔離弁の閉止		全交流動力電源喪失時、ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、ＲＣＰシール部から１次冷却材が漏えいするおそれがあるため、封水戻り第２隔離弁等を閉操作する。 隔離は、空冷式非常用発電装置より電源を確保すれば、中央制御室にて封水戻り第２隔離弁を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。
		恒設代替低圧注水ポンプの注水先について		フロントライン系機能喪失時又は、全交流動力電源喪失時若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う。 炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う。なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。また、全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が重畳した場合は、その後、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。
		残存デブリ冷却時	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 炉心の著しい損傷、溶融が発生時に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	残存デブリ冷却時	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。なお、炉心の著しい損傷、溶融が発生時に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
			残存デブリ冷却時の1次冷却材圧力監視について	原子炉容器内に溶融デブリが残存していると判断した場合、格納容器水張り操作を実施する際は1次冷却材圧力を監視する。1次冷却材圧力が格納容器圧力より高い場合は、溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作し原子炉容器内と格納容器内を均圧させる。
			残存デブリ冷却時の注水量ついて	格納容器への注水量は、原子炉格納容器水位計、内部スプレクーラ出口流量計、格納容器スプレ流量積算計、内部スプレ系連絡消火水流量積算計、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計、原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計及び燃料取替用水タンク水位計の収支により注水量を把握する。 残存デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は、残存デブリを冷却し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでとする。
			炉心損傷後の再循環運転について	炉心が損傷した場合において、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え、内部スプレポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ等により、格納容器圧力の推移及び炉心損傷度合いを監視し、再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施可否を検討する。

配慮すべき事項	1次冷却材喪失事象が発生している場合	再循環不能時の格納容器内の冷却	代替再循環運転により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水できない場合、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の開操作不能により再循環運転に移行できない場合又は格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、充てん／高圧注入ポンプ等により燃料取替用水タンク水を原子炉に注水するとともに、格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。

<table>
<tr><td rowspan="4">配慮すべき事項</td><td rowspan="3">運転停止中の場合</td><td rowspan="2">優先順位</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を優先する。
蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、炉心注水又は代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</td></tr>
<tr><td>サポート系機能喪失時</td><td>全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合でかつ１次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却を実施する。
蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、代替炉心注水による炉心冷却を行い、格納容器再循環サンプが再循環可能水位となれば、代替再循環運転を実施し、原子炉を冷却する。</td></tr>
<tr><td colspan="2">格納容器内からの退避</td><td>運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は１次冷却材が流出した場合に、燃料取替用水タンクの保有水を充てん／高圧注入ポンプ等にて原子炉へ注水して開放中の加圧器安全弁から格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、格納容器内の雰囲気悪化から格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。
また、運転停止中に１次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、臨界になる可能性があるため格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。</td></tr>
<tr><td colspan="3">復旧に係る手順等</td><td>全交流動力電源が喪失した場合、設計基準事故対処設備を代替電源（交流）からの給電により起動し十分な期間の運転を継続させる。</td></tr>
<tr><td colspan="3">電源確保</td><td>空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）及びアキュムレータ出口電動弁へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</td></tr>
</table>

配慮すべき事項	燃料補給	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1 基当たり）、2 基）を管理する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として 6,200ℓ以上を管理する。
	作業性	C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(5/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、蒸気発生器２次側による炉心冷却、格納容器内自然対流冷却、代替補機冷却、大容量ポンプによる代替補機冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td rowspan="3">フロントライン系機能喪失時</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作することで、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う。
補助給水ポンプについては、電動補助給水ポンプを優先して使用し、電動補助給水ポンプが使用できなければ、タービン動補助給水ポンプを使用する。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した状態において、１次冷却材喪失事象が発生した場合、大容量ポンプを配置、接続し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
<tr><td>代替補機冷却</td><td>海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプにより、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。</td></tr>
</table>

対応手順等	サポート系機能喪失時	蒸気発生器２次側による炉心冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ又は空冷式非常用発電装置から受電した電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する。蒸気発生器への注水が確保されれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により開操作することで、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う。 補助給水ポンプについては、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。
		格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のための可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
		大容量ポンプによる代替補機冷却	全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプによりＢ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプに補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能回復を図る。

配慮すべき事項	作業性	主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。 大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。
	主蒸気逃がし弁現場操作時の環境条件	蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合において、現場での主蒸気逃がし弁操作を行う必要がある場合、初動対応としては現場にて確実に主蒸気逃がし弁を開操作し、以降は運転員等の負担軽減を図るとともに現場の環境が悪化した場合でも対応が可能となるため、使用可能であれば多様性拡張設備である窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、中央制御室からの遠隔操作を行う。なお、状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置により電動補助給水ポンプへ給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(6/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>炉心損傷前</td><td>フロントライン系機能喪失時</td><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合又は格納容器スプレイ再循環運転時に内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	炉心損傷前	フロントライン系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、代替炉心注水に使用していないことを確認して恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。
		サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、１次冷却材喪失事象が発生した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合、格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、代替炉心注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置から受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・空冷式非常用発電装置から受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

対応手順等	炉心損傷前	サポート系機能喪失時	格納容器内自然対流冷却	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。

対応手順等	炉心損傷後	フロントライン系機能喪失時	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上かつ、内部スプレポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
			代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上かつ、格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

対応手順等	炉心損傷後	サポート系機能喪失時	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失による格納容器内の冷却機能が喪失した場合、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上となった場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。
			格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプを配置、接続し、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。

配慮すべき事項	優先順位		炉心損傷前及び炉心損傷後のフロントライン系機能喪失時は、継続的な冷却実施の観点及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、サポート系機能喪失時の格納容器内自然対流冷却では大容量ポンプを使用するため準備に時間を要することから、使用を開始するまでの間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は代替格納容器スプレイを使用する。
	炉心損傷前	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。
	炉心損傷後	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	炉心損傷前	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
	炉心損傷後	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	フロントライン系機能喪失時又はサポート系機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。
	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却及び溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却を目的とした格納容器へのスプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで達すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

配慮すべき事項	放射性物質濃度低減	炉心損傷後において、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。
	作業性	大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保	空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプに給電する。給電の手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(7/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却、代替格納容器スプレイにより格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">対応手順等</td><td rowspan="3">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全</td><td>格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプが起動していない場合、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする。</td></tr>
<tr><td>格納容器内自然対流冷却</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値以上、かつ内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、１次系冷却水タンクを窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により加圧し、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。原子炉補機冷却水通水後、可搬型温度計測装置等によりＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。</td></tr>
<tr><td>代替格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。

・格納容器圧力が最高使用圧力以上、かつ内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイができない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	格納容器内自然対流冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、大容量ポンプを配置、接続し、A格納容器循環冷暖房ユニット冷却状態監視のため可搬型温度計測装置を取付け後、A格納容器循環冷暖房ユニットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う。海水通水後、可搬型温度計測装置等によりA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを確認する。
		代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手順により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 ・格納容器圧力が最高使用圧力以上の場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替格納容器スプレイに使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。

配慮すべき事項	優先順位	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器の圧力及び温度を低下させる効果が最も大きい格納容器スプレイを優先する。次に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。
		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却は大容量ポンプの使用準備に時間を要することから、この間に格納容器圧力が最高使用圧力以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。
	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全又は全交流動力電源喪失若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全又は全交流動力電源喪失若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器へのスプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

配慮すべき事項	格納容器内冷却	水素濃度	炉心損傷後の格納容器減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順とすることで、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用とし、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。
		注水量の管理	格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さになれば格納容器スプレイを停止し格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。
	作業性		大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。また、原子炉補機冷却系と海水系を接続するディスタンスピース取替えについても速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。 格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイにおける現場への移動経路及び操作場所に高線量の区域はない。
	電源確保		空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプへ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給		大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(8/19)

<table>
<tr><td colspan="5">1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="4">炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水（原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイ）により、溶融し格納容器の下部に落下した炉心を冷却することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり格納容器バウンダリへの接触を防止する手順等を整備する。
また、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、炉心注水及び代替炉心注水により、原子炉を冷却する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却</td><td rowspan="2">交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全</td><td>格納容器スプレイ</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位を確保し、維持する。</td></tr>
<tr><td>原子炉下部キャビティ注水
（原子炉下部キャビティ直接注水）</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、以下の手順により原子炉下部キャビティへ直接注水する。

・内部スプレポンプ 3 台以上の故障等により、必要な格納容器へのスプレイ流量が確認できず、格納容器内への注水機能が喪失し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを停止する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
・注水完了後に、原子炉下部キャビティの水位が確認できない場合は、原子炉下部キャビティへの直接注水を再開する。</td></tr>
</table>

対応手順等	格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	原子炉下部キャビティ注水	代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、内部スプレポンプ全台の故障等により格納容器内への注水機能が喪失し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
		全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、以下の手順により原子炉下部キャビティへ直接注水する。 ・空冷式非常用発電装置により受電した原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを停止する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・注水完了後に、原子炉下部キャビティの水位が確認できない場合は、原子炉下部キャビティへの直接注水を再開する。
				代替格納容器スプレイ	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合、空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。溶融炉心を冠水するために十分な水位が確保された場合は、恒設代替低圧注水ポンプを停止し、その後は水位を維持する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

対応手順等	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水ができない場合、充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。
			代替炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により、原子炉への注水ができない場合に、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。 ・充てん／高圧注入ポンプの故障等により、充てんラインを使用した原子炉への注水ができない場合に、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

対応手順等	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	代替炉心注水	炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手順により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。 ・代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して空冷式非常用発電装置により受電した恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 ・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。 代替炉心注水に使用する補機の優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプを優先する。次にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。
配慮すべき事項	優先順位	格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却する手段の優先順位は、内部スプレポンプを使用する格納容器スプレイを優先し、次に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを使用する。
		溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止		交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止する手段の優先順位は、中央制御室操作により早期に運転可能な充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを用いた原子炉への注水を優先する。次にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水、充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを用いた炉心注水、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。
	原子炉下部キャビティの水位監視			溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を監視するため、格納容器へのスプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水時は原子炉下部キャビティ水位計により確認する。

配慮すべき事項	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は、全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。 ・炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。 ・炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う。
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする。 注水先の切替えが必要な場合、以下の手順により注水先を格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 ・炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。 ・炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う。

配慮すべき事項	溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止	恒設代替低圧注水ポンプの注水先について	交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能喪失時に炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する。なお、炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。
	作業性		Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の補機冷却水確保に係るディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるように作業場所近傍に使用工具を配備する。
	電源確保		空冷式非常用発電装置により恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプに給電する。全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(9/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウムー水反応及び水の放射線分解による水素が、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出された場合においても水素爆発による格納容器の破損を防止するために必要な水素濃度低減及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">水素濃度低減</td><td>静的触媒式水素再結合装置</td><td>炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の動作状況を、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の指示値を確認する。</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器水素燃焼装置</td><td>非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置からの給電後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。また、原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の指示値を確認する。</td></tr>
</table>

対応手順等	水素濃度監視	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	炉心出口温度が 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示が 1×10^{5}mSv/h 以上に到達した場合、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。 全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時は、空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型格納容器内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動後、格納容器内の水素濃度を確認する。常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度を確認する。
配慮すべき事項	電源確保		全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。代替電源設備により給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(10/19)

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等		
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素が原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合にも、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、アニュラス内の水素排出及び水素濃度監視を行う手順等を整備する。	
対応手順等	水素排出	非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス循環ファンを運転し、アニュラス内の水素を含むガスがアニュラスからアニュラス循環フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Bアニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から代替制御用空気を供給するための系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Bアニュラス循環ファンを運転する。
	水素濃度監視	炉心の損傷を判断した場合、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を起動後、アニュラス内の水素濃度を確認する。 全交流動力電源喪失時は、空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の系統構成を行い、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を起動後、アニュラス内の水素濃度を確認する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、アニュラス内の水素濃度を確認する。
配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気再循環設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する。給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(11/19)

<table>
<tr><td colspan="3">1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合、使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するため使用済燃料ピットへの注水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するため使用済燃料ピットへのスプレイ、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水、使用済燃料ピットの監視を行う手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>海水から使用済燃料ピットへの注水</td><td>使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生し、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L. ＋31.79m 以下まで低下している場合であって、かつ燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクの機能が喪失した場合又は燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクからの注水を実施しても水位低下が継続する場合、送水車により海水を使用済燃料ピットへ注水する。
使用済燃料ピットへの注水に使用する補機の優先順位は、注水までの所要時間が短い多様性拡張設備である燃料取替用水タンク等を優先する。送水車は、使用準備に時間を要することから、あらかじめ送水車等の運搬、設置及び接続を行い、燃料取替用水タンク等の注水手段がなければ使用する。</td></tr>
</table>

対応手順等	使用済燃料ピットへのスプレイ及び放水	使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生し使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合、以下の手段により、使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする。 ・原子炉補助建屋の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により原子炉補助建屋に近づけない場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。
	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピットの冷却機能若しくは注水機能が喪失又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時、又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時、常設設備である使用済燃料ピット水位（広域）、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより使用済燃料ピットの監視を行う。また、計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が 50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外に E.L.＋31.79m 以下まで低下している場合、可搬型設備である可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の運搬、設置及び接続を行い、使用済燃料ピットの監視を行う。 使用済燃料ピットの監視は、常設設備により行うが、計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型設備の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を各計器がオーバーラップして監視する。直流電源が喪失している場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、可搬型設備の指示を確認する。 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価し、各設置場所間での関係性を把握し、指示値の傾向を確認することで使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定する。 使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置は、使用済燃料ピットエリア監視カメラの耐環境性向上のため、空気を供給し冷却を行う。

配慮すべき事項	作業性	海水から使用済燃料ピットへの注水にかかる可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。 送水車による使用済燃料ピットへのスプレイにかかる可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるように送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。
	電源確保	全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、使用済燃料ピットの状態を監視するため、代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
	燃料補給	送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）への重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における補給間隔を目安に実施する。 送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給に関する手順は「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(12/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.12 工場外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の損傷又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、大気への拡散抑制、海洋への拡散抑制により工場等外（以下「発電所外」という。）への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備する。
また、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合に、航空機燃料火災への泡消火により、火災に対応する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">対応手順等</td><td rowspan="2">炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損</td><td>大気への拡散抑制</td><td>炉心出口温度 350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が 1×10^{5}mSv/h 以上となり、原子炉格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉格納容器及びアニュラス部へ放水する。</td></tr>
<tr><td>海洋への拡散抑制</td><td>原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する 2 箇所（取水口側 1 箇所、放水口側 1 箇所）にシルトフェンスを設置する。
大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、取水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に放水口側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、取水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。</td></tr>
</table>

対応手順等	貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷	大気への拡散抑制	使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、建屋内部の損壊等により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）内に立ち入ることが出来ない場合において、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値の著しい上昇及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊がなく、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づける場合、送水車及びスプレイヘッダにより原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。 使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇、又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づけない場合、送水車及びスプレイヘッダよりも射程距離が長い大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。
		海洋への拡散抑制	原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により放射性物質を含む汚染水が発生する場合、発電所から海洋に流出する2箇所（取水口側1箇所、放水口側1箇所）にシルトフェンスを設置する。 送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に、多様性拡張設備である放射性物質吸着剤を設置する。放射性物質吸着剤は、取水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に放水口側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、取水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。
	航空機燃料火災への泡消火		原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲を用いて、海水を泡混合器で泡消火剤と混合しながら放水することで航空機燃料火災へ泡消火を実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の準備が完了するまで多様性拡張設備である化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃により、アクセスルートの確保、要員の安全確保、航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のために泡消火を実施する。

配慮すべき事項	操作性	放水砲による放水については、噴射ノズルを調整することで放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状にするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると直線状よりも放射性物質の抑制効果があることから、なるべく噴霧状を使用する。 原子炉格納容器の損壊箇所が確認できる場合は、放水砲の噴射位置を原子炉格納容器損壊部に調整するが、確認できない場合は格納容器頂部へ調整する。 放水砲は、最も効果的な方角から原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水する。 スプレイヘッダによる原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水については、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所が確認できる場合は、スプレイヘッダの噴射位置を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊部に調整する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車への燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
	作業性	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制又は航空機燃料火災への泡消火に係る可搬型ホース取付け等については速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを保管する。 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制に係る可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるよう送水車の保管場所に使用工具及び可搬型ホース等を保管する。
	燃料補給	大容量ポンプ（放水砲用）への給油は、定格負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の給油は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。 送水車への給油は、燃料の給油が必要になれば軽油用ドラム缶を用いて適宜実施する。 大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(13/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">設計基準事故の収束に必要な水源である燃料取替用水タンク、復水タンク等とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源として、淡水源及び海水等を確保する。
設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するため、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給、炉心注水及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転、使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）への水の供給、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水並びに炉心の著しい損傷及び格納容器破損時の格納容器及びアニュラス部への放水のための水の供給について手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給</td><td>復水タンクへの供給ができない場合の代替手段</td><td>重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、蒸気発生器への注水ができない場合、以下の手段により原子炉を冷却する。

・送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給による蒸気発生器への注水により原子炉を冷却する。
・燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により格納容器内部への１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

復水タンクが使用できない場合は、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な２次系純水タンクを優先して使用する。他の多様性拡張設備による蒸気発生器への注水ができない場合は、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給により蒸気発生器への注水を行う。
蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に、すべての水源が使用不可能で蒸気発生器水位が低下した場合には、１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。</td></tr>
</table>

対応手順等	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給	復水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、送水車により海水を水源として復水タンクへ補給する。 復水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で使用可能な２次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。

対応手順等	炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、以下の手段により、原子炉に注水する。 ・復水タンクを水源とし恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水により原子炉に注水する。 ・燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替えができない場合、あらかじめ可搬式代替低圧注水ポンプ等の準備を開始し、他の多様性拡張設備による淡水の供給手段が使用できない場合は、海水を水源とし可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉に注水する。
		燃料取替用水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。 燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。
	格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの供給ができない場合の代替手段	重大事故等の発生により、格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合、復水タンクを水源として恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより格納容器へスプレイする。 また、送水車により復水タンクに海水を補給する。

対応手順等	格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンクへの補給	重大事故等の発生時において、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する。 燃料取替用水タンクへの補給の優先順位は、あらかじめ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるがほう酸水であり早期に使用可能な１次系純水タンク及びほう酸タンク等を優先して使用し、準備が整えば復水タンクを使用する。
	格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転		重大事故等の発生による格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転において、余熱除去ポンプの故障等により、再循環運転による原子炉への注水機能が喪失した場合、以下の手順により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する。 ・Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転により原子炉へ注水する。 ・全交流動力電源が喪失し、原子炉冷却機能が喪失した場合は、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水を確保し、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による代替再循環運転により原子炉へ注水する。
	使用済燃料ピットへの水の供給		使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合、海水を水源として送水車により使用済燃料ピットへ注水する。 使用済燃料ピットへの注水の優先順位は、あらかじめ送水車の使用準備を開始し、使用可能であれば多様性拡張設備であるが短時間で実施可能な２次系純水タンク等を優先して使用する。他の多様性拡張設備による淡水の補給手段が使用できない場合は、送水車の準備が整えば海水を使用する。

対応手順等	使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水	重大事故等の発生により、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい等が発生し、使用済燃料ピットの機能が喪失した場合に、使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端以下で水位低下が継続する場合、以下の手順により使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へスプレイ及び放水する。 ・送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。 ・原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する。なお、海水を使用する際、取水箇所は３号炉取水口、海水ポンプ室及び３号炉放水口付近から取水箇所を選定し使用する。
	炉心の著しい損傷及び格納容器破損時の格納容器及びアニュラス部への放水	重大事故等が発生し、炉心出口温度が 350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が 1×10^{5}mSv/h 以上となり、格納容器へのスプレイが確認できない場合、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水する。
配慮すべき事項	作業ルート確保	構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。
	切替性	当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないように、最終的には海水から取水することで水の供給が中断することなく、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。 淡水又は海水を復水タンクへ補給することにより、継続的な蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を成立させるため、復水タンクの保有水量を513m³以上に管理する。 淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、及び可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水により、継続的な炉心注水及び代替炉心注水を成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を1,325m³以上に管理する。 淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、燃料取替用水タンクから復水タンクへ水源切替と復水タンクへの海水補給により、継続的な格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイを成立させるため、燃料取替用水タンクの保有水量を 1,325m³ 以上に管理する。

配慮すべき事項	成立性	海水取水時は、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく水を供給する。
	作業性	復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。
	燃料補給	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び大容量ポンプへの重油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 送水車への軽油の補給は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば軽油用ドラム缶を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時における給油間隔を目安に実施する。燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(14/19)

1.14 電源の確保に関する手順等		
方針目的		電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため代替電源（交流）、代替電源（直流）及び代替所内電気設備から給電するための手順等を整備する。
対応手順等	代替電源（交流）の給電	全交流動力電源が喪失した場合は、以下の手段により非常用高圧母線へ代替電源（交流）から給電し、電圧計により受電確認する。 ・空冷式非常用発電装置から受電準備を行った後、空冷式非常用発電装置により給電する。 ・電源車から受電準備を行った後、電源車を起動し給電する。 代替電源（交流）の給電手順の優先順位は、空冷式非常用発電装置、電源車の順で使用する。
	代替電源（直流）の給電	全交流動力電源が喪失した場合は、蓄電池（安全防護系用）により非常用直流母線へ給電する。あわせて、全交流動力電源喪失発生後 1 時間を目安に中央制御室で不要直流負荷の切り離しを行う。 蓄電池（安全防護系用）の電圧が低下する前までに、代替電源（交流）及び可搬式整流器により非常用直流母線へ給電する。 また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソールを復旧する。 さらに、蓄電池（安全防護系用）の電圧が低下する前までに、蓄電池（３系統目）からの直流給電を実施する。 蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（３系統目）の電圧が低下する前までに、代替電源（交流）及び可搬式整流器により非常用直流母線へ給電する。
	代替所内電気設備による電源給電	所内電気設備が共通要因で機能を失った場合、少なくとも 1 系統は機能の維持及び人の接近性を確保するために、空冷式非常用発電装置から代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤及び可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器へ給電する。

配慮すべき事項	負荷容量	空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、空冷式非常用発電装置の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に供給する。 電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の負荷に給電する。
	悪影響防止	空冷式非常用発電装置や電源車により電力を供給する際、中央制御室及び現場で受電後の補機の自動起動を防止するため、補機の操作器を「引断」又は「切」にする。 受電後の蓄電池の充電による水素発生防止のため、蓄電池（安全防護系用）を用いた場合には、バッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパを「開」とし、バッテリ室換気ファンの起動により、バッテリ室の換気を行う。蓄電池（３系統目）を用いた場合には、蓄電池室（３系統目用）の換気を行う。
	成立性	所内直流電源設備から給電されている 24 時間以内に、常設代替電源（交流）である空冷式非常用発電装置により、十分な余裕を持って非常用直流母線に繋ぎ込み給電する。また、可搬型代替電源設備（交流）である電源車についても 24 時間以内に十分な余裕を持って給電する。
	作業性	暗闇でも視認性がある操作対象遮断器の識別表示を行う。
	燃料補給	空冷式非常用発電装置又は電源車への給油は、負荷運転における燃料補給作業着手時間となれば空冷式非常用発電装置については燃料油貯蔵タンク及び可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用い、電源車については燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の給油は、負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」及び「1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等」に示す燃料（重油）も含め、燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1 基当たり）、2 基）を管理する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(15/19)

<table>
<tr><td colspan="4">1.15 事故時の計装に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="3">重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>監視機能の喪失</td><td>計器故障時のパラメータ推定</td><td>パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、以下の手段により当該パラメータを推定する。

・発電用原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。
・パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。

○同一物理量で推定（温度、圧力、水位、流量、放射線量）
○水位を注水源若しくは注入先の水位変化又は注水量から推定
○流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定
○除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定
○１次冷却系からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視することにより推定
○圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定
○ほう素濃度と炉心の未臨界性から推定
○装置の動作特性により推定
○あらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定</td></tr>
</table>

対応手順等	監視機能の喪失	計器故障時のパラメータ推定	計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。 重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。
	監視機能の喪失	計器の計測範囲を超えた場合のパラメータの推定	原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位である。 原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。 ・原子炉圧力容器内の温度のパラメータである 1 次冷却材温度が計測範囲を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を計測し、換算表を用いて温度へ変換する。多様性拡張設備である炉内温度が健全である場合は、炉内温度による計測を優先する。 ・原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位が低下して計測範囲以下となった場合は、原子炉水位で計測する。

対応手順等	計器電源の喪失	計器電源の喪失時の対応	直流電源が喪失し計測に必要な計器電源が喪失した場合、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手段は、以下のとおり。 ・全交流動力電源喪失時により計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車及び可搬式整流器等の運転により、計器へ給電する。 ・代替電源の供給ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器については、温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。 また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。 可搬型計測器による計測においては、計測の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し、計測又は監視する。
	記録		パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線線量率等）は、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置又は可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

配慮すべき事項	パラメータの選定	炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力審査基準 1.1～1.10、1.13、1.14 のパラメータより選定する。 選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下のとおり分類する。 ・重要な監視パラメータ　：主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。 ・有効な監視パラメータ　：主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう。 ・補助的な監視パラメータ：原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。 さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。 ・重要代替パラメータ　：重要な監視パラメータの代替パラメータのうち、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

配慮すべき事項	原子炉施設の状況把握	設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲並びに計器の個数を明確化した運転手順書を整備する。
	確からしさの考慮	圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にないとパラメータに不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。 原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。 アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。 なお、代替パラメータによる推定に当たっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。
	電源確保	全交流動力電源及び直流電源喪失時は、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車及び可搬式整流器等の運転により、計器へ給電する。 給電の手順は、「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(16/19)

1.16 原子炉制御室の居住性に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対処設備及び資機材を活用した居住性の確保、汚染の持ち込み防止、放射性物質の濃度低減に係る手順等を整備する。	
対応手順等	居住性の確保	重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないよう、中央制御室遮蔽及び中央制御室換気設備の外気を遮断した状態で閉回路循環運転（以下「中央制御室換気隔離モード」という。）により、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護するとともにマネジメント（マスク等）による放射線防護措置等にて被ばくを低減し、以下の手順等で中央制御室の居住性を確保する。 ・非常用炉心冷却設備作動信号発信又は中央制御室エリアモニタ指示上昇により中央制御室換気隔離信号の発信を確認した場合、中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードで運転中であることを確認する。全交流動力電源喪失により、中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードにできない場合は、手動によるダンパの開操作により中央制御室換気隔離モードの系統構成を行い、代替交流電源設備による給電後、中央制御室換気設備を運転する。 ・中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードとなった場合、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行い、酸素濃度又は二酸化炭素濃度が制限値を満足できない場合は、外気の取入れを実施する。 ・全交流動力電源喪失時に、中央制御室の照明が使用できない場合、可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備による給電後、可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源に接続し中央制御室の照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用し、中央制御室非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）を使用する。 ・炉内温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合、炉心損傷の兆候が見られた場合又は発電所対策本部長が必要と判断した場合は、運転員等の内部被ばくを低減するため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。 ・運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、当直課長は発電所対策本部長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。また、交代要員は運転員等の交代に伴う移動時の放射線防護措置やチェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで被ばくの低減を図る。

対応手順等	汚染の持ち込み防止	原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合に、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。なお、チェンジングエリアの区画を恒設化し、速やかに使用できるようにする。 全交流動力電源喪失時にチェンジングエリア設置場所の照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）の内蔵蓄電池による照明を確保し、代替交流電源設備により給電後、可搬型照明（ＳＡ）を電源に接続しチェンジングエリアの照明を引き続き確保する。照明確保の優先順位は、常設の多様性拡張設備であるチェンジングエリア非常用照明を優先して使用し、チェンジングエリア非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）を使用する。
	放射性物質の濃度低減	非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合に、アニュラス循環ファンを運転し、原子炉格納容器から漏えいした空気がアニュラスから放射性物質低減機能を有するアニュラス循環フィルタユニットを通して屋外へ排出されていることを、アニュラス内圧力の低下にて確認する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、Ｂアニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から代替制御用空気を供給するための系統構成を行い、代替電源設備から給電した後、Ｂアニュラス循環ファンを運転する。
配慮すべき事項	放射線管理	チェンジングエリアでは、現場作業を行う運転員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。除染により廃水が発生した場合は、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により中央制御室換気設備及び可搬型照明（ＳＡ）へ給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備によりアニュラス空気再循環設備に給電する。給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(17/19)

<table>
<tr><td colspan="3">1.17 監視測定等に関する手順等</td></tr>
<tr><td>方針目的</td><td colspan="2">重大事故等が発生した場合に発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、放射性物質の濃度及び放射線量を測定する手順等を整備する。また、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため風向、風速その他の気象条件を測定する手順等を整備する。</td></tr>
<tr><td>対応手順等</td><td>放射性物質の濃度及び放射線量の測定</td><td>通常時よりモニタステーション及びモニタポストにて放射線量を連続測定していることから、重大事故等時に設備が健全である場合は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストを優先し、機能が喪失した場合は、重大事故等対処設備である可搬式モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し、代替交流電源設備による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。
原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合、発電所海側敷地境界方向を含み原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量は、可搬式モニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録する。ただし、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストが使用できる場合の当該 4 方位（モニタステーション及びモニタポストの設置場所が 2 方位について重なるため 4 方位となる。）の測定については、モニタステーション及びモニタポストを優先して使用する。
重大事故等時の放射性物質の濃度（空気中）は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ）により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空気中）を測定する優先順位は、多様性拡張設備である移動式放射能測定装置（モニタ車）を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ）を使用する。
重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における、放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータ）及び電離箱サーベイメータにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。
発電所の周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。</td></tr>
</table>

対応手順等	風向、風速その他の気象条件の測定	重大事故等時の風向、風速その他気象条件は、可搬型気象観測装置により測定し、及びその結果を記録する。風向、風速その他気象条件を測定する優先順位は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用する。
配慮すべき事項	測定頻度	重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については、モニタステーション及びモニタポストが使用できなくなった場合の放射線量の測定は、可搬式モニタリングポストにより連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空気中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1 回／日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。 重大事故等時の風向、風速その他気象条件の測定は、連続測定を行う。
	バックグラウンド低減対策	重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出により、モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。 重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測装置が測定不能になった場合、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。
	他の機関との連携体制	重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国、地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画にしたがい、資機材及び要員の動員、放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。
	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電される。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(18/19)

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	
方針目的	緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な、居住性の確保、必要な指示及び通信連絡、必要な数の要員の収容、代替電源設備からの給電に関する手順等を整備する。
居住性の確保	重大事故等が発生した場合、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（以下「緊急時対策所可搬型空気浄化装置」という。）による放射性物質の侵入低減、空気供給装置による希ガス等の放射性物質の侵入防止等の放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするため、以下の手順等により緊急時対策所の居住性を確保する。 ・緊急時対策所を立ち上げる場合、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を緊急時対策所に接続し、起動するとともに、緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始し、測定結果に応じ、空気流入量を調整する。また、プルーム放出時の緊急時対策所換気設備切替えに備え、空気供給装置の系統構成等の準備を行う。 ・原子力災害対策特別措置法第 10 条事象が発生した場合、緊急時対策所内可搬型エリアモニタを緊急時対策所内へ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタを原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置し、放射線量の測定を開始する。 ・緊急時対策所外可搬型エリアモニタ等の指示上昇や炉心損傷が生じる等、プルーム放出のおそれがあると判断した場合、パラメータの監視強化及び緊急時対策所換気設備切替えのための要員配置を行う。 ・原子炉格納容器からプルームが放出され、原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置した緊急時対策所外可搬型エリアモニタ、緊急時対策所付近に設置した可搬式モニタリングポスト又は緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が上昇した場合、速やかに緊急時対策所における緊急時対策所換気設備を緊急時対策所空気浄化装置から空気供給装置へ切り替えるとともに、緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定結果に応じ、空気流入量を調整する。その後、原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置した緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が低下し、緊急時対策所周辺から希ガスの影響が減少したと判断した場合、緊急時対策所換気設備を空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置へ切り替える。

必要な指示及び通信連絡	重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所に整備する。当該資料は常に最新となるよう通常時から維持、管理する。 重大事故等が発生した場合、緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。 全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備により緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備へ給電する。通信連絡に関わる手順等は「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。
必要な数の要員の収容	緊急時対策所には、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する。これらの要員を収容するため、以下の手順等により必要な資機材、飲料水、食料等を配備するとともに、維持、管理し、放射線管理等の運用を行う。 ・重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の対策要員の装備(線量計、マスク等)を配備し、維持、管理し、重大事故等時にはこれらを用いて十分な放射線管理を行う。 ・緊急時対策所への汚染の持込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを通常時から設置し、緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下になった場合に運用する。 ・外部からの支援なしに 1 週間活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄し、維持、管理し、重大事故等が発生した場合は、緊急時対策所内の環境を確認した上で、飲食の管理を行う。
代替電源（交流）の給電	非常用母線からの給電喪失時には、電源車（緊急時対策所用）を起動し緊急時対策所へ給電する。代替交流電源として電源車（緊急時対策所用）は、緊急時対策所立ち上げ時にケーブルの接続を行う。 緊急時対策所立ち上げ時には、待機側の電源車（緊急時対策所用）のケーブル接続も行う。故障等により電源車（緊急時対策所用）の切替えが必要になった場合には、速やかに待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動し切り替える。

配置	重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレ等を整備する。
放射線管理	チェンジングエリア内では現場作業を行う要員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。汚染による廃水が発生した場合、ウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、切替えが必要となった場合、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを待機側へ切り替え、線量に応じ、交換、保管する。 現場作業を行う要員等が身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所内で待機する。
電源確保	全交流動力電源喪失時は、原子炉補助建屋に設置する安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムについては、空冷式非常用発電装置により給電される。 給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」及び「1.19　通信連絡に関する手順等」にて整備する。
燃料補給	電源車（緊急時対策所用）への給油は、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間となれば燃料油貯蔵タンク及びタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）を用いて実施する。その後の補給は、定格負荷運転時の給油間隔を目安に実施する。重大事故等時 7 日間運転継続するために必要な燃料（重油）として、「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ 以上（1 基当たり）、2 基）を管理する。

第 5.1.1 表　重大事故等対策における手順書の概要(19/19)

1.19 通信連絡に関する手順等		
方針目的	重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、発電所内の通信連絡設備、発電所外（社内外）との通信連絡設備により通信連絡を行う手順等を整備する。	
対応手順等	発電所内との通信連絡	重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。 重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所内）により、緊急時対策所へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置を使用する。 直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策所との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。

対応手順等	発電所外（社内外）との通信連絡	重大事故等が発生した場合、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所の緊急安全対策要員が、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。 重大事故等が発生した場合、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムを使用する。 直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する。 全交流動力電源喪失時は、代替電源設備（電池を含む。）により、これらの設備へ給電する。 通信連絡を行う場合の優先順位は、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

配慮すべき事項	電源確保	全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により、衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置へ給電する。 給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(1/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.1	－	－	－	－
1.2	送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水	1.13 にて整備する。		
	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	26 分
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	1.3 にて整備する。		
1.3	送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水	1.13 にて整備する。		
	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	1.2 にて整備する。		
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	4	26 分
	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	36 分
	可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	運転員等 （中央制御室、現場）	3	36 分
1.4	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	19 分
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	30 分
	可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	運転員等 （中央制御室、現場）	2	8.5 時間
		緊急安全対策要員	18	

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(2/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.4	C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水		運転員等（中央制御室、現場）	4	90 分
			緊急安全対策要員	3	
	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出		1.3 にて整備する。（主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復と同様）		
	アキュムレータによる炉心注水		運転員等（中央制御室、現場）	2	30 分
	電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給		緊急安全対策要員	2	2.3 時間
	大容量ポンプへの燃料補給	タンクローリー（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		タンクローリー及び燃料油移送ポンプ使用時（E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
	送水車への燃料補給		緊急安全対策要員	2	75 分
1.5	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復		1.3 にて整備する。		
	大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7 にて整備する。		
	大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水		運転員等（中央制御室、現場）	3	6 時間
			緊急安全対策要員	10	
1.6	Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7 にて整備する。		
	大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却		1.7 にて整備する。		

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(3/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室、現場）	2	90 分
		緊急安全対策要員	2	
	大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	運転員等（中央制御室、現場）	3	6 時間
		緊急安全対策要員	10	
1.8	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	1.4 にて整備する。		
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	1.4 にて整備する。		
	Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	1.4 にて整備する。		
1.9	可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視	運転員等（中央制御室、現場）	4	50 分
1.10	水素排出（アニュラス空気再循環設備）全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合の操作手順	運転員等（中央制御室、現場）	2	30 分
	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定	運転員等（中央制御室）	1	50 分
		緊急安全対策要員	1	

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(4/7)

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	海水から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	5	2 時間
	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	緊急安全対策要員	5	2 時間
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による使用済燃料ピットへの放水	1.12 にて整備する。 （大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	緊急安全対策要員	4	2 時間
1.12	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
	シルトフェンスによる海洋への拡散抑制	緊急安全対策要員	6	4 時間
	送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制	緊急安全対策要員	5	2 時間
	大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	緊急安全対策要員	12	3.5 時間
1.13	復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）	運転員等 （中央制御室、現場）	2	2.1 時間
		緊急安全対策要員	5	
	海水を用いた復水タンクへの補給	緊急安全対策要員	5	2 時間
	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（炉心注水時）	運転員等 （中央制御室、現場）	3	2.5 時間
		緊急安全対策要員	3	
	海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	海水を用いた復水タンクへの補給と同様。		
	燃料取替用水タンクから海水への水源切替（炉心注水時）	1.4 にて整備する。 （可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水と同様）		

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(5/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.13	燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替（格納容器スプレイ時）		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.5 時間
			緊急安全対策要員	3	
	復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.2 時間
			緊急安全対策要員	3	
	海水から使用済燃料ピットへの注水		1.11 にて整備する。		
	送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ		1.11、1.12 にて整備する。（送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ、送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制と同様）		
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水		1.11、1.12 にて整備する。（大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制と同様）		
	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水		1.12 にて整備する。		
1.14	空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電		運転員等（中央制御室、現場）	4	19 分
	電源車による代替電源（交流）からの給電		運転員等（中央制御室、現場）	3	2.8 時間
			緊急安全対策要員	2	
	蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電	不要直流負荷切離し	運転員等（中央制御室）	1	10 分
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	蓄電池（3 系統目）による代替電源（直流）からの給電	必要直流負荷への切替え	運転員等（中央制御室、現場）	2	21 分
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電	可搬式整流器接続	運転員等（現場）	1	2.2 時間
		運転コンソール復旧	緊急安全対策要員	2	40 分
	代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）		運転員等（中央制御室、現場）	2	3.8 時間
			緊急安全対策要員	2	
	可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料（重油）補給		緊急安全対策要員	4	2 時間

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(6/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.14	タンクローリーによる電源車等への燃料（重油）補給	E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用時	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用時	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
1.15	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視		緊急安全対策要員	2	30 分
1.16	中央制御室換気設備の運転手順等（全交流動力電源が喪失した場合）		運転員等（中央制御室）	1	70 分
			緊急安全対策要員	2	
	アニュラス空気再循環設備の運転手順等（全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合）		運転員等（中央制御室、現場）	2	30 分
1.17	可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定		緊急安全対策要員	4	3.3 時間
	可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定		緊急安全対策要員	4	60 分※1
	可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	70 分
	可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	100 分
	可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定		緊急安全対策要員	2	60 分
	海上モニタリング測定		緊急安全対策要員	3	2 時間※2
	モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策		緊急安全対策要員	3	3 時間
	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定		緊急安全対策要員	6	2.2 時間

※1：可搬式モニタリングポストによる代替測定でカバーできない 4 方位に設置した場合に想定される作業時間。

※2：小型船舶が海面に着水するまでの時間を記載した。その後の一連の作業（1 箇所当たり）の所要時間は、約 100 分。

第 5.1.2 表　重大事故等対策における操作の成立性(7/7)

No.	対応手段		要員	要員数	想定時間
1.18	緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順		緊急安全対策要員	1	19 分
	空気供給装置による空気供給準備手順		緊急安全対策要員	1	43 分
	緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順		緊急安全対策要員	2	47 分
	空気供給装置への切替準備手順		緊急時対策本部要員	3	4 分
	空気供給装置への切替手順		緊急時対策本部要員	3	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順		緊急時対策本部要員	2	2 分
	緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順		緊急時対策本部要員	1	4 分
	電源車（緊急時対策所用）準備手順		緊急安全対策要員	2	14 分
	電源車（緊急時対策所用）起動手順		緊急安全対策要員	2	5 分
	電源車（緊急時対策所用）の切替手順		緊急時対策本部要員	1	6 分
	電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料補給手順	タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	2	2.3 時間
		タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用）	緊急安全対策要員	4	3.1 時間
1.19	—		—	—	—

第 5.2.1 表　自然災害 11 事象が原子炉施設へ与える影響の整理(1/4)

発電所の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
①地　震	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉補助建屋内の機器については、設計基準地震動Ssを超える地震動に対して相応の裕度がある。 ・屋外の可搬型重大事故等対処設備については、設計基準地震動Ssに対して転倒による破損は起こらない。また、設計基準地震動Ssを一定程度超えた場合においても、転倒に至るまでには相応の裕度がある。 ・大規模な地震により内部溢水が発生した場合における建屋内での溢水によるプラントへの影響は、基準津波を一定程度超える津波事象が発生した場合と同様と考える。 ・大規模な地震により内部火災が発生した場合には、期待する消火設備が機能せず、建屋内の設計基準事故対処設備等の機能が喪失する可能性がある一方で、耐火障壁により分離している区画では、1 時間以上の耐火能力によって、設計基準事故対処設備等に期待できる可能性も考えられる。また、屋外に保管している可搬型重大事故等対処設備による事故緩和対応に期待できる。 ・事前の予測については、現在確立した手法が存在しないことから、予兆無く発生する想定とする。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・基準地震動を超える大規模な地震が発生すれば長期間の外部電源喪失が発生する可能性がある。また、設計基準事故対処設備は設計基準地震動Ssに対する十分な裕度はあるものの、地震規模によっては、非常用所内電源が喪失し、全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）に至るとともに海水ポンプの損傷による原子炉補機冷却機能の喪失及び補助給水機能の喪失により最終ヒートシンク喪失（以下「LUHS（loss of normal access to the ultimate heat sink)」という。）に至る可能性がある。 ・中央制御室は堅牢な建屋内にあることから、運転員による操作機能の喪失は可能性として低いが、地震の規模によってはプラントの監視機能・制御機能が喪失する可能性がある。 ・原子炉格納容器が破損することにより閉じ込め機能が喪失するとともに、建屋内の機器、配管が損傷して大規模な1次冷却材喪失事故（以下「LOCA」という。）が発生することにより非常用炉心冷却設備（以下「ECCS」という。）機能も喪失し、重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉補助建屋損傷に伴う電気盤（メタクラ、パワーセンタ等）の損傷による非常用所内電源喪失と同時に海水ポンプ等の損傷による原子炉補機冷却機能喪失となり重大事故に至る可能性がある。 ・炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害されて2次冷却系からの除熱機能喪失となり、重大事故に至る可能性がある。 ・複数の蒸気発生器の細管が破損することにより、大規模なLOCAが発生し、原子炉格納容器バイパスに至る可能性がある。 ・重大事故発生後、1次冷却系が高圧で維持され、かつ2次冷却系への給水がない場合には、温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI－SGTR）に至る可能性がある。 ・斜面崩壊、地盤の陥没等によりアクセスルートの通行に支障をきたし、重大事故等対策に影響を及ぼす可能性がある。	【基準地震動を一定程度超える規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備（ECCSなど） ・海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御系 ・原子炉建屋、原子炉格納容器 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器の閉じ込め機能 ・使用済燃料ピット損傷 （内部溢水の評価については、津波に包含される。）	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・SBO＋LUHSの同時発生 ・LOCAが発生した場合には、SBO＋LUHSと相まって重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉格納容器破損等により閉じ込め機能が喪失し、大規模損壊に至る可能性がある。 （内部溢水の評価については、津波に包含される。）

第 5.2.1 表　自然災害 11 事象が原子炉施設へ与える影響の整理(2/4)

発電所の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
②津　波	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉補助建屋内の機器に対しては、水密化を図っていることから、基準津波に対して十分な裕度がある。 ・津波の事前の予測については、原子炉施設近傍で津波が発生する可能性は低いものと判断されるが、襲来までの時間的余裕の少ない津波が発生することを想定する。 ・屋外の可搬型重大事故等対処設備については、高台に分散配置（E.L.約＋6m,＋10m,＋13m）していることから、基準津波に対して十分な裕度があり機能喪失する可能性は低い。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・基準津波を一定程度超える津波によるプラントへの影響については、外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失、海水ポンプが水没することによる原子炉補機冷却機能の喪失、電気盤（メタクラ、パワーセンタ等）が水没することによる非常用所内電源喪失、タービン動補助給水ポンプの機能喪失による2次冷却系除熱機能の喪失及び直流電源の喪失によるプラントの監視機能・操作機能の喪失に至る可能性がある。 ・漂流物、タンク火災等により、比較的標高が低い場所のアクセスルートの通行に支障をきたし、重大事故等対策に影響を与える可能性がある。	【基準津波を一定程度超える津波の規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ、タービン動補助給水ポンプ等の機能喪失） ・海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御系	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳの同時発生 ・２次冷却系からの除熱機能喪失及び安全保護系・原子炉制御系機能の喪失により、大規模損壊（原子炉格納容器過温破損）へ至る可能性がある。
③豪雪（降雪）	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・積雪荷重（積雪高さ 100cm）を考慮して設計されている。 ・事前に予測し、除雪等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計を超える豪雪(降雪)が発生した場合は、外部電源供給設備の損傷に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。	【100cm を超える規模の積雪量】 ・外部電源	・外部電源喪失
④火山（火山活動・降灰）	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・降下火砕物については、敷地において想定される火砕物として層厚 22cm としている。 ・事前に予測し、除灰等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・降下火砕物が発生した場合は、外部電源供給設備の損傷に伴う長期間の外部電源喪失に至る可能性がある。 ・火山の状態に異常（顕著な変化）が生じた場合は、破局的噴火への発展性を評価するとともに、破局的噴火の準備段階である可能性が確認された場合は、原子炉停止、燃料体等の搬出等に向けた適切な対応を実施する。	【22cm を超える規模の降灰】 ・外部電源	・外部電源喪失

第 5.2.1 表　自然災害 11 事象が原子炉施設へ与える影響の整理(3/4)

発電所の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
⑤暴風（台風）	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・設計風速は、敷地付近で観測された最大瞬間風速（41.9m/s）としている。 ・事前に予測し、飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・暴風（台風）による風荷重の影響については、竜巻に包含されるものと考えられる。ただし、影響は広範囲となり、断続的に長時間継続する可能性がある。 ・風速(41.9m/s)を超える暴風（台風）により、外部電源供給設備の損傷に伴う長期の外部電源喪失が想定される。	【41.9m/s を超える風速】 ・外部電源 （竜巻の評価に包含される。）	・外部電源喪失
⑥竜　巻	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・竜巻防護施設及び同施設に波及的影響を及ぼし得る施設について、最大風速 100m/s の竜巻（設計竜巻の最大風速 92m/s に保守性を考慮）等から設定した設計竜巻荷重に対して、安全性を損なうおそれがないことを評価している。 ・可搬型重大事故等対処設備については、固縛等により相応の耐性を有していること、分散配置を行っていることから、同時にすべての設備が機能喪失する可能性は低い。 ・事前に予測し、飛散防止措置等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計竜巻を超える竜巻によるプラントへの影響については、外部電源供給設備の機能喪失に伴う長期間の外部電源喪失、飛来物等により海水ポンプが損傷することによる原子炉補機冷却機能の喪失、復水タンクの機能喪失による2次冷却系からの除熱機能の喪失に至る可能性がある。	【最大風速 100m/s を超える竜巻】 ・外部電源 ・海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・復水タンク ・屋外にある一部の可搬型重大事故等対処設備	・外部電源喪失 ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳの同時発生 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳに加え、代替電源設備である空冷式非常用発電装置が機能喪失している場合は、大規模損壊（原子炉格納容器過温破損）へ至る可能性がある。
⑦凍　結	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・敷地付近で観測された最低気温は-10.9℃であり、屋外機器で凍結のおそれのあるものは保温等の凍結防止対策を適切な余裕を持って実施している。 ・事前に予測し、保温、電熱線ヒータによる加温等の凍結防止対策による必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・プラントの安全機能に影響を与えることはないものと判断する。	【設計値の-11℃を下回る低温】 なし （事前に予測し、必要な安全措置を講じることから、屋外設備が機能喪失に至ることはないものと判断）	・影響なし

第 5.2.1 表　自然災害 11 事象が原子炉施設へ与える影響の整理(4/4)

発電所の安全性に影響を与える可能性のある自然災害	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	自然災害の想定規模と喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
⑧森林火災	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・森林火災が発生した場合にも原子炉施設への影響がないよう、評価上必要とされる幅の防火帯を確保している。 ・森林火災が拡大するまでの時間的余裕は十分にあることから、あらかじめ放水する等の必要な安全措置を講じることができる。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・森林火災が防火帯幅を超えて発生した場合、外部電源供給設備の機能喪失に伴う外部電源喪失に至る可能性がある。	【防火帯を越えるような森林火災】 ・外部電源	・外部電源喪失
⑨生物学的事象	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・安全施設は生物学的事象に対して、クラゲ等の発生を考慮し、原子炉補機冷却海水設備に対して、除塵機能を設けている。また、海水系等に影響を与える場合には、運転手順により原子炉を安全に停止できる運用としている。 ・ネズミ等の小動物が電気関係盤又は制御関係盤に侵入することによる短絡、地絡事象が想定されるが、各盤のケーブル貫通部などの開口部には小動物が侵入しない対策を施している。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・設計を超える生物学的事象が発生した場合、海水ポンプが機能喪失することによる原子炉補機冷却機能の喪失及び非常用ディーゼル発電機の機能喪失に至る可能性がある。	【海水取水機能が喪失するような規模の海生生物の来襲】 ・海水ポンプ（非常用発電機の機能喪失）（海生生物による影響）	・原子炉補機冷却機能喪失
⑩落雷	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・落雷に対して、建築基準法等に基づき高さ 20m を超える原子炉格納施設等へ避雷設備を設置し、避導体により接地網と接続する。接地網は、電撃に伴う構内接地系の接地電位分布を平坦化することから、落雷により安全施設の安全性を損なうおそれはない。 【設計基準を超える場合の影響評価】 ・可搬型重大事故等対処設備については、分散配置を行っていることから、同時にすべての設備が機能喪失することはない。 ・設計想定以上の雷サージにより、誤信号の発信も想定される。 ・落雷により、外部電源供給設備の機能喪失に伴う外部電源喪失に至る可能性がある	【設計想定以上の規模の雷サージ】 ・外部電源 ・安全保護系・原子炉制御系	・外部電源喪失 ・ECCS誤作動
⑪隕石	【影響評価に当たっての考慮事項】 ・原子炉建屋及び原子炉格納容器は、相当程度の構造強度を有する。 【設計基準を超える場合の影響評価】 大型航空機の衝突同様、プラントに与える影響が広範囲となる。	【広範囲に影響を及ぼす規模の隕石】 ・大型航空機の衝突と同様	・大型航空機の衝突と同様

第 5.2.2 表　自然災害の重畳事象が原子炉施設へ与える影響の整理

自然災害の重畳	設計基準を超える自然災害がプラントに与える影響評価	喪失する可能性のある安全機能	最終的なプラント状態
大規模な地震と大規模な津波の重畳	【影響評価に当たっての考慮事項及び設計基準を超える場合の影響評価】 ・大規模な地震発生時及び大規模な津波発生時のいずれの想定においても、設計基準事故対処設備、常設重大事故等対処設備が機能喪失した場合には、高台に分散配置（E.L.約＋6m,＋10m,＋13m）している可搬型重大事故等対象設備による事故緩和措置が期待できる。 ・このため、両事象の重畳が発生した場合においても、高台に分散配置（E.L.約＋6m,＋10m,＋13m）している可搬型重大事故等対象設備による事故緩和措置に期待できることから、プラントに及ぼす影響は、大規模な地震発生時の場合と同様になるものと判断される。 ・大規模な地震による影響に対する対策である重大事故等対策（水源確保等）が、大規模な津波による影響によって遅れる可能性がある。	【基準地震動及び基準津波を一定程度超える規模】 ・外部電源 ・非常用所内電源 ・設計基準事故対処設備(ECCS、タービン動補助給水ポンプ等の機能喪失) ・海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機 ・安全保護系・原子炉制御系 ・原子炉建屋、原子炉格納容器 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ ・原子炉格納容器の閉じ込め機能 ・使用済燃料ピット損傷	・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・ＳＢＯ＋ＬＵＨＳの同時発生 ・ＬＯＣＡが発生した場合には、ＳＢＯ＋ＬＵＨＳと相まって重大事故に至る可能性がある。 ・原子炉格納容器破損等により閉じ込め機能が喪失し、大規模損壊に至る可能性がある。 ・2次冷却系からの除熱機能喪失及び安全保護系・原子炉制御系機能の喪失により、大規模損壊（原子炉格納容器過温破損）へ至る可能性がある。
火山（降灰）と豪雪(降雪)との重畳	【影響評価に当たっての考慮事項及び設計基準を超える場合の影響評価】 ・火山（降灰）と豪雪（降雪）が重畳した場合においても、事前に予測し要員を確保して除雪及び除灰等の対策を講じることにより、プラントの安全性に影響を与える可能性は低いものと判断する。 ・火山（降灰）と豪雪(降雪)との重畳による影響は、豪雪（降雪）での評価に包含される。	【22cm を超える規模の降灰及び 100cm を超える規模の積雪量】 ・外部電源	・外部電源喪失

第 5.2.3 表　大規模損壊へ至る可能性のある大規模な自然災害

大規模自然災害	大規模損壊へ至るイベント	発生する可能性のある重大事故	発生する可能性のある設計基準事故
①地　震	・原子炉建屋・原子炉格納容器破損 ・蒸気発生器伝熱管破損(複数本破断) ・原子炉補助建屋損傷 ・複数の信号系損傷 ・使用済燃料ピット損傷	・大破断ＬＯＣＡ※1を上回る規模のＬＯＣＡ※1 ・大破断ＬＯＣＡ※1＋低圧注入失敗 ・大破断ＬＯＣＡ※1＋蓄圧注入失敗 ・中破断ＬＯＣＡ※1＋蓄圧注入失敗 ・ＬＯＣＡ※1＋ＥＣＣＳ※2失敗 ・原子炉補機冷却機能喪失＋大破断ＬＯＣＡ※1（格納容器過圧破損） ・ＳＢＯ※3＋ＬＯＣＡ※1 ・ＳＢＯ※3+ＬＵＨＳ※4（補助給水失敗） ・過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物損傷） ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ※3（ＬＯＣＡ※1なし）	・大破断ＬＯＣＡ※1 ・外部電源喪失
②津　波	・複数の信号系損傷	・原子炉補機冷却機能喪失（ＳＢＯ※3）＋補助給水失敗（ＤＣＨ※5） ・原子炉補機冷却機能喪失（ＳＢＯ※3）＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ※1 ・原子炉補機冷却機能喪失（ＳＢＯ※3）（ＲＣＰシールＬＯＣＡ※1なし）	・外部電源喪失
③豪雪（降雪）	なし	なし	・外部電源喪失
④火山（火山活動・降灰	なし	なし	・外部電源喪失
⑤暴風（台風）	なし	なし	・外部電源喪失
⑥凍　結	なし	なし	なし
⑦竜　巻	・竜巻により重大事故等対処設備が機能しない場合は、格納容器過温破損に至る可能性あり	・ＳＢＯ※3＋ＬＵＨＳ※4（原子炉格納容器過温破損） ・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・ＳＢＯ※3	・外部電源喪失
⑧森林火災	なし	なし	・外部電源喪失
⑨生物学的事象	なし	・原子炉補機冷却機能喪失	なし
⑩落　雷	なし	なし	・外部電源喪失 ・ＥＣＣＳ※2誤作動
⑪隕　石	大型航空機の衝突と同様		

※１：１次冷却材喪失事故

※２：非常用炉心冷却設備

※３：全交流動力電源喪失

※４：最終ヒートシンク喪失

※５：格納容器雰囲気直接加熱

第 5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧(1/2)

対応操作		内　　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
電源の確保	空冷式非常用発電装置による給電	・全交流動力電源が喪失した場合に、空冷式非常用発電装置を用いて必要な負荷に給電する。	・第 3 項,4 項 (1.14)
	電源車による給電	・全交流動力電源が喪失し、空冷式非常用発電装置が使用できない場合に、電源車を用いて必要な負荷に給電する。	
	号機間電力融通による給電	・全交流動力電源が喪失した場合に、号機間融通により必要な負荷に給電する。	
	代替所内電源による給電	・所内電気設備が機能喪失した場合に、代替所内電気設備により必要な負荷に給電する。	
	可搬型整流器による給電	・直流電源が喪失している場合に、可搬型整流器を用いて必要な直流負荷に給電する。	
	可搬型計測器の取付け操作	・電源機能が喪失し、監視パラメータの計測が不能となった場合に、可搬型計測器を取付け必要なパラメータを測定する。	・第 3 項,4 項 (1.2) (1.15)
炉心損傷の緩和	蒸気発生器への注水操作	・直流電源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプを手動操作により起動し蒸気発生器へ注水する。 ・タービン動補助給水ポンプが使用不能な場合は、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する。	・第 3 項,4 項 (1.2),(1.3) (1.4),(1.5)
	１次冷却系統の冷却・減圧操作	・制御用空気が喪失した場合に、主蒸気逃がし弁を現場手動操作又は代替制御用空気による操作並びに補助給水流量制御弁出口弁を手動操作することにより１次冷却系統を冷却・減圧する。 ・加圧器逃がし弁を代替駆動源（代替制御用空気、可搬型バッテリ）により操作し、１次冷却系統を減圧する。	・第 3 項,4 項 (1.2),(1.3) (1.4),(1.5)
	原子炉への注水操作	・１次冷却材喪失事故等発生時において、設計基準事故対処設備（ＥＣＣＳ等）が機能喪失した場合を想定し、多様な炉心注水手段により、炉心へ冷却水を注水する。	・第 3 項,4 項 (1.2),(1.3) (1.4),(1.8)
原子炉格納容器の破損緩和	原子炉格納容器内雰囲気の冷却・減圧操作	・炉心損傷発生時に、原子炉格納容器の破損を緩和するため、多様な手段により原子炉格納容器に注水し、損傷炉心を冠水させる。 ・設計基準事故対処設備（格納容器スプレイ）による原子炉格納容器の冷却が不能な場合に、多様な手段により原子炉格納容器へスプレイし、原子炉格納容器内雰囲気を減圧する。 ・大容量ポンプにより海水を冷却水として格納容器循環冷暖房ユニットへ直接供給し、原子炉格納容器内雰囲気を冷却する。	・第 3 項,4 項 (1.5),(1.6) (1.7),(1.8)
	水素爆発による原子炉格納容器破損防止操作	・炉心が損傷し、大量の水素が原子炉格納容器内に放出される可能性がある場合に、水素爆発を抑制するため原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。(長期的に発生する水素については静的触媒式水素再結合装置により低減) ・原子炉格納容器内の水素濃度を可搬型格納容器内水素濃度計測装置により測定する。	・第 3 項,4 項 (1.9)
	原子炉建屋等の水素爆発防止操作	・アニュラス部の水素濃度、放出放射能量を低減するため、代替制御用空気によりアニュラス循環系のダンパを開とし、アニュラス空気再循環設備を起動する。	・第 3 項,4 項 (1.10)

第 5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧(2/2)

対応操作		内　　容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
使用済燃料貯蔵槽水位維持及び燃料の損傷緩和	使用済燃料ピット漏えい時の水注水操作	・使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失した場合に、多様な手段により使用済燃料ピットへ注水する。 ・使用済燃料ピットからの冷却水の漏えいを抑制する。	・第 3 項,4 項 (1.11)
	使用済燃料ピット漏えい時のスプレイ操作	・「使用済燃料ピット漏えい時の注水操作」による注水を実施しても使用済燃料ピットの水位が維持できない大量の漏えいが発生した場合に、送水車により使用済燃料ピットへスプレイし、燃料損傷を緩和し、臨界を防止する。	
放射性物質の放出低減	敷地外への放射性物質の拡散防止操作	・炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合に、敷地外への放射性物質の拡散を抑制するため、大容量ポンプ、放水砲により、原子炉格納容器又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。また、放水による汚染水が海洋に流出し、拡散することを抑制するため、発電所から海洋へ流出する箇所にシルトフェンスを設置する。	・第 3 項,4 項 (1.11),(1.12)
水源の確保	燃料取替用水タンクへの水補給操作	・復水タンク、２次系純水タンク等の多様な手段を取水源として、燃料取替用水タンクへ水補給を行う。	・第 3 項,4 項 (1.13)
	復水タンクへの水補給操作	・復水タンク、使用済燃料ピットの水位が低下した場合、２次系純水タンク、海水等により水補給を行う。	
大規模火災への対応	大容量ポンプによる消火活動	・大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突による火災が発生した場合に、大容量ポンプ、放水砲及び泡消火設備により消火活動を実施する。なお、準備を実施している間は化学消防自動車等により、原子炉建屋への延焼防止、アクセスルートの消火活動を実施する。	・(2.1) (1.12)
	化学消防自動車による消火活動	・大規模な自然災害及び故意による大型航空機の衝突による火災が発生した場合に、化学消防自動車等により、原子炉建屋への延焼防止、アクセスルートの消火活動を実施する。	・(2.1) (1.12)
その他	原子炉停止操作	・原子炉の自動トリップ失敗時、ATWS 緩和設備が動作しない場合に、手動にて原子炉を停止させる。	・(1.1)
	アクセスルート確保	・大規模損壊発生時に予想される火災の消火活動、法面崩壊による土砂の撤去活動、建屋の損壊によるガレキ等の撤去活動について、事故対応に必要な箇所へのアクセスルートを確保するため優先的に実施する。	・第 1 項,2 項
	燃料補給	・可搬型重大事故等対処設備への補給を実施する。	・第 1 項

第 5.2.5 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.2)　(1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2 又は 主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード	充てん／高圧注入ポンプ※5	1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			加圧器逃がし弁※5		
			燃料取替用水タンク		
			格納容器再循環サンプ		
			格納容器再循環サンプスクリーン		
			余熱除去ポンプ※5※6		
			余熱除去クーラ※6		
			C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※5※7	C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 加圧器逃がし弁機能回復の手順 加圧器逃がし弁に電源を供給する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）※3		
			可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）※3		
			可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）※3		
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	主給水ポンプ	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器水張りポンプ		
			脱気器タンク		
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※4	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
			復水タンク	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	復水タンク※2		電動補助給水ポンプ※2※3※4※5	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			タービン動補助給水ポンプ※2※3※4		
			海水ポンプ※2※4※5		
			送水車※2		
			蒸気発生器		
			軽油用ドラム缶※7		
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁※3	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※4 ： 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※5 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※6 ： 1次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。
※7 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.5 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.2)　　(2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ直流電源	補助給水ポンプの機能回復※5	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）	補助給水ポンプ機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	電動補助給水ポンプ全交流動力電源		空冷式非常用発電装置※6	全交流動力電源喪失時の対応手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※7		
			可搬式オイルポンプ※7		
			タンクローリー※7		
			燃料油移送ポンプ※7		
	主蒸気逃がし弁全交流動力電源(制御用空気)又は直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※3	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）※3		
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）※3		
			大容量ポンプ※8	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）		
	監視機能（事故時監視計器）の喪失	監視及び制御	**可搬型計測器**※9	可搬型計測器による計測のための手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1 大規模損壊所達※10
－	－	監視及び制御	加圧器水位計※2※4 蒸気発生器水位計(広域)※2※3 蒸気発生器水位計(狭域)※2※3 補助給水流量計※2 復水タンク水位計※2	全交流動力電源喪失時の対応手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：直流電源喪失も含めた対応手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※３　：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※４　：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※５　：蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※６　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※７　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※８　：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※９　：手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※１０：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.3)
（フロントライン系機能喪失時　1/2）　(1/5)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2又は主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード※3	加圧器逃がし弁※5	1次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順 C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			充てん／高圧注入ポンプ※5		
			燃料取替用水タンク		
			格納容器再循環サンプ		
			格納容器再循環サンプスクリーン		
			余熱除去ポンプ※5※6		
			余熱除去クーラ※6		
			C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※5※7	大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	主給水ポンプ※3	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器水張りポンプ※3		
			脱気器タンク		
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)※3	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			発電機　(蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用)		
			復水タンク		
	復水タンク※2		電動補助給水ポンプ※2※4※5	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			タービン動補助給水ポンプ※2※4		
			海水ポンプ※2※4※5		
			送水車※2		
			蒸気発生器		
			軽油用ドラム缶※7		
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ： 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間給水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※5 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※6 ： 1次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。
※7 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.3)
（フロントライン系機能喪失時　2/2）　(2/5)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動補助給水ポンプ※3	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（注水）の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ		
			復水タンク		
			蒸気発生器		
			主給水ポンプ※2		
			蒸気発生器水張りポンプ※2		
			脱気器タンク		
			蒸気発生器補給用 仮設中圧ポンプ（電動）※2	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（注水）の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる 蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			発電機(蒸気発生器補給用 仮設中圧ポンプ用)		
			復水タンク		
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器２次側による 炉心冷却(蒸気放出)の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			タービンバイパス弁		
		加圧器補助スプレイ	加圧器補助スプレ止弁	加圧器逃がし弁による １次冷却系減圧機能を 維持又は代替する手順 大規模損壊時に対応する手順	

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※１ ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※２ ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※３ ： ディーゼル発電機等により給電する。

第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.3)

（サポート系機能喪失時）　(3/5)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ直流電源	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）※2	補助給水ポンプ機能回復の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
	電動補助給水ポンプ全交流動力電源		空冷式非常用発電装置※3		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
	主蒸気逃がし弁全交流動力電源(制御用空気)又は直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）		
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）		
			大容量ポンプ※5		
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）		
	加圧器逃がし弁全交流動力電源(制御用空気)又は直流電源	加圧器逃がし弁の機能回復	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）	加圧器逃がし弁機能回復の手順 加圧器逃がし弁に電源を供給する手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）		
			可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）		
			空冷式非常用発電装置※3		
			可搬式整流器※3		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			大容量ポンプ※5	加圧器逃がし弁機能回復の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※3 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5 ： 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.3)
（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）　(4/5)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止	－	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.3)
（蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムＬＯＣＡ）　(5/5)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器伝熱管破損	－	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器伝熱管損傷時の対応手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			加圧器逃がし弁		
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－		主蒸気逃がし弁	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の対応手順 大規模損壊時に対応する手順	
			加圧器逃がし弁		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)

（運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるフロントライン系機能喪失時 1/2）

(1/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 及び 充てん／高圧注入ポンプ 又は 燃料取替用水タンク※2	代替炉心注水(ⓐ)	A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※8	A、B内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				恒設代替低圧注水ポンプ		
				空冷式非常用発電装置※3		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※5		
				可搬式オイルポンプ※5		
				タンクローリー※5		
				燃料油移送ポンプ※5		
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ		
				A、B淡水タンク		
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				燃料油貯蔵タンク※6		
				タンクローリー※6		
				燃料油移送ポンプ※6		
				軽油用ドラム缶※7		
				恒設代替低圧注水ポンプ※2	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				海水ポンプ※2※8		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※9
		余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ 又は 余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁） 又は 余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）	代替再循環運転	A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※8	A、B内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				A内部スプレクーラ		
				A・B内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）		
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１ ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２ ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３ ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４ ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※５ ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※６ ： 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※７ ： 送水車の燃料補給に使用する。
※８ ： ディーゼル発電機等により給電する。
※９ ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
(運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるフロントライン系機能喪失時 2/2)

(2/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	格納容器再循環サンプスクリーン	炉心注水※3	充てん／高圧注入ポンプ※2	充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 <u>大規模損壊時に対応する手順</u>	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				ほう酸ポンプ※2		
				ほう酸タンク		
				１次系純水ポンプ※2		
				１次系純水タンク		
			代替炉心注水※3	ⓐ余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプ又は燃料取替用水タンク機能喪失時の代替炉心注水に用いる設備と同様		

<u>◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。</u>

また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。

※１ ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※２ ： ディーゼル発電機等により給電する。

※３ ： Ａ格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
(運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるサポート系機能喪失時)　(3/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	代替炉心注水(ⓐ)	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2		
				Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※3		
				可搬式オイルポンプ※3		
				タンクローリー※3		
				燃料油移送ポンプ※3		
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク		
				ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				燃料油貯蔵タンク※5		
				タンクローリー※5		
				燃料油移送ポンプ※5		
				軽油用ドラム缶※6		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※10
			代替再循環運転（ⓑ）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）		
				大容量ポンプ※8		
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		
				空冷式非常用発電装置※2		
				燃料油貯蔵タンク※3※7		
				タンクローリー※3※7		
				可搬式オイルポンプ※3		
				燃料油移送ポンプ※3※7		
		原子炉補機冷却系	代替炉心注水	ⓐ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様		
				Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）※8	空調用冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	
				Ａ、Ｂ淡水タンク		
			代替再循環運転※9	ⓑ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環運転に用いる設備と同様		
				Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）※8	空調用冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４　：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※５　：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※６　：送水車の燃料補給に使用する。
※７　：大容量ポンプの燃料補給に使用する。
※８　：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※９　：Ａ格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※１０：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（溶融デブリが原子炉容器内に残存する場合）　(4/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	－	格納容器水張り（格納容器スプレイ、代替格納容器スプレイ）※7	内部スプレポンプ※2	内部スプレポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				恒設代替低圧注水ポンプ		
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ		
				空冷式非常用発電装置※3		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				送水車		
				燃料油貯蔵タンク※5		
				可搬式オイルポンプ※5		
				タンクローリー※5		
				燃料油移送ポンプ※5		
				軽油用ドラム缶※6		
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 格納容器注水のための水源を確保する手順 燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給への水源切替のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				ディーゼル消火ポンプ		
				Ａ、Ｂ淡水タンク		
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4		
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				恒設代替低圧注水ポンプ※8		
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ※8		
				海水ポンプ※2※8		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※9

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ： 送水車の燃料補給に使用する。
※7 ： A格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※8 ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※9 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（運転中の 1 次冷却材喪失事象が発生していない場合）　(5/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※2	蒸気発生器２次側による 炉心冷却(注水)の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービン動補助給水ポンプ		
				復水タンク		
				蒸気発生器		
				主給水ポンプ※3		
				蒸気発生器水張りポンプ※3		
				脱気器タンク		
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3	蒸気発生器２次側による 炉心冷却(注水)の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
				復水タンク		
				電動補助給水ポンプ※5※6	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				タービン動補助給水ポンプ※5※6		
				海水ポンプ※5※6		
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器２次側による 炉心冷却(蒸気放出)の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービンバイパス弁		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※4	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※7	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※7		
				タービン動補助給水ポンプ		
				復水タンク		
				蒸気発生器		
				燃料油貯蔵タンク※8		
				可搬式オイルポンプ※8		
				タンクローリー※8		
				燃料油移送ポンプ※8		
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3		
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
				復水タンク		
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※5	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※4	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：ディーゼル発電機等により給電する。
※３　：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※４　：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※５　：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※６　：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※７　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※８　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（運転停止中のフロントライン系機能喪失時　1/2）　(6/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※2	充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順 アキュムレータを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				アキュムレータ		
				ほう酸ポンプ※2		
				ほう酸タンク		
				１次系純水ポンプ※2		
				１次系純水タンク		
			代替炉心注水	燃料取替用水タンク（重力注水）	燃料取替用水タンク（重力注水）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ａ、Ｂ内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※2		
				恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※3		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※4		
				可搬式オイルポンプ※4		
				タンクローリー※4		
				燃料油移送ポンプ※4		
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ		
				Ａ、Ｂ淡水タンク		
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※5	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				燃料油貯蔵タンク※6		
				タンクローリー※6		
				燃料油移送ポンプ※6		
				軽油用ドラム缶※7		
				恒設代替低圧注水ポンプ※8	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替のための手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				海水ポンプ※2※8		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※9
			代替再循環運転	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※2	Ａ、Ｂ内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				Ａ内部スプレクーラ		
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：ディーゼル発電機等により給電する。
※３　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５　：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※６　：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※７　：送水車の燃料補給に使用する。
※８　：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※９　：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（運転停止中のフロントライン系機能喪失時　2/2）　(7/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※2	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（注水）の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービン動補助給水ポンプ		
				復水タンク		
				蒸気発生器		
				主給水ポンプ※3		
				蒸気発生器水張りポンプ※3		
				脱気器タンク		
				蒸気発生器補給用 仮設中圧ポンプ（電動）※3	蒸気発生器２次側による炉心冷却 （注水）の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる 蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				発電機（蒸気発生器補給用 仮設中圧ポンプ用）		
				復水タンク		
				電動補助給水ポンプ※5	蒸気発生器の除熱機能を 維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの 直接供給による蒸気発生器 への注水のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び 格納容器破損を 防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				タービン動補助給水ポンプ※5		
				海水ポンプ※5		
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（蒸気放出）の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービンバイパス弁		
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※4	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側の フィードアンドブリードにより 原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※4 ： 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※5 ： 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」及び「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（運転停止中のサポート系機能喪失時　1/2）　(8/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	代替炉心注水（ⓐ）	燃料取替用水タンク（重力注水）	燃料取替用水タンク（重力注水）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				アキュムレータ	アキュムレータを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				恒設代替低圧注水ポンプ		
				空冷式非常用発電装置※2		
				Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※3		
				可搬式オイルポンプ※3		
				タンクローリー※3		
				燃料油移送ポンプ※3		
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク		
				ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				燃料油貯蔵タンク※5		
				タンクローリー※5		
				燃料油移送ポンプ※5		
				軽油用ドラム缶※6		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※9
			代替再循環運転（ⓑ）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）		
				大容量ポンプ※8		
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		
				空冷式非常用発電装置※2		
				燃料油貯蔵タンク※3※7		
				タンクローリー※3※7		
				可搬式オイルポンプ※3		
				燃料油移送ポンプ※3※7		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※５：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※６：送水車の燃料補給に使用する。
※７：大容量ポンプの燃料補給に使用する。
※８：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※９：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.4)
（運転停止中のサポート系機能喪失時　2/2）　(9/9)

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2		
				タービン動補助給水ポンプ		
				復水タンク		
				蒸気発生器		
				燃料油貯蔵タンク※3		
				可搬式オイルポンプ※3		
				タンクローリー※3		
				燃料油移送ポンプ※3		
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※4	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
				復水タンク		
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※5	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※6	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		原子炉補機冷却系	代替炉心注水	ⓐ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様		
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※6	空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	
				A、B淡水タンク		
			代替再循環運転	ⓑ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環運転に用いる設備と同様		
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※6	空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				格納容器再循環サンプ		
				格納容器再循環サンプスクリーン		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※5 ： 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

※6 ： 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

第 5.2.8 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.5)
（フロントライン系機能喪失時）　(1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	海水ポンプ 又は １次系 冷却水ポンプ	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※２	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（注水）の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ		
			復水タンク		
			蒸気発生器		
			主給水ポンプ※３		
			蒸気発生器水張りポンプ※３		
			脱気器タンク		
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※３	蒸気発生器２次側による 炉心冷却（注水）の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる 蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
			復水タンク		
		蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	雑用空気圧縮機	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービンバイパス弁		
			主蒸気逃がし弁(現場手動操作)※４		
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）※４		
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）※４		
		蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※７	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※５	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる 原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			大容量ポンプ		
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※５		
			燃料油貯蔵タンク※６		
			タンクローリー※６		
			燃料油移送ポンプ※６		
		代替補機冷却	大容量ポンプ	大容量ポンプを用いた原子炉補機冷却系通水による原子炉冷却等の手順 大容量ポンプによる 原子炉補機冷却系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			燃料油貯蔵タンク※６		
			タンクローリー※６		
			燃料油移送ポンプ※６		
			Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）※２※８		
			Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）※２※８		
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）※２※３※４		
			冷水ポンプ（Ａ余熱除去ポンプ冷却用）※２※８	空調用冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	海水ポンプ	大容量ポンプによる代替補機冷却	大容量ポンプ	大容量ポンプを用いた海水系通水による原子炉冷却の手順 大容量ポンプによる海水系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			余熱除去ポンプ※２		
			１次系冷却水ポンプ※２		
			１次系冷却水クーラ		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：ディーゼル発電機等により給電する。
※３　：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※４　：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※５　：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※６　：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※７　：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。
※８　：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.8 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.5)
（サポート系機能喪失時）　(2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			空冷式非常用発電装置※2		
			タービン動補助給水ポンプ		
			復水タンク		
			蒸気発生器		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3	蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）		
			復水タンク		
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※5	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）※5		
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）※5		
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）※3※5	主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			大容量ポンプ		
		蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※6	消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※8	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			大容量ポンプ		
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※8		
			燃料油貯蔵タンク※7		
			タンクローリー※7		
			燃料油移送ポンプ※7		
		大容量ポンプによる代替補機冷却	大容量ポンプ	大容量ポンプを用いた原子炉補機冷却系通水による原子炉冷却等の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）※9		
			Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）※9		
			空冷式非常用発電装置※2		
			燃料油貯蔵タンク※4※7		
			タンクローリー※4※7		
			燃料油移送ポンプ※4※7		
			可搬式オイルポンプ※4		
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）※3※5		
			余熱除去ポンプ	大容量ポンプを用いた海水系通水による原子炉冷却の手順 大容量ポンプによる海水系通水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			１次系冷却水ポンプ		
			１次系冷却水クーラ		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※6 ： 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。
※7 ： 大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ： 手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※9 ： 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.6)
（炉心損傷前のフロントライン系機能喪失時）　(1/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	内部スプレポンプ 又は 内部スプレクーラ 又は 内部スプレポンプ入口弁 （格納容器再循環 サンプ側）	格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※7	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			１次系冷却水ポンプ※3※7		
			１次系冷却水クーラ※7		
			１次系冷却水タンク※7		
			窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）※7		
			海水ポンプ※3※7		
			可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット 入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※7		
			１次系高圧ガス供給設備※7		
	内部スプレポンプ 又は 燃料取替用水タンク※2	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ		
			空冷式非常用発電装置※4		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			燃料油貯蔵タンク※5		
			可搬式オイルポンプ※5		
			タンクローリー※5		
			燃料油移送ポンプ※5		
			電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ		
			Ａ、Ｂ淡水タンク		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※6	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車 （可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			恒設代替低圧注水ポンプ※2	格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2		
			海水ポンプ※2※3		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※8

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：燃料取替用水タンクの破損、枯渇時の手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３　：ディーゼル発電機等により給電する。
※４　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※６　：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※７　：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※８　：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.6)
（炉心損傷前のサポート系機能喪失時）　(2/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2 又は 原子炉補機冷却系	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ		
			空冷式非常用発電装置※2		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			燃料油貯蔵タンク※3		
			可搬式オイルポンプ※3		
			タンクローリー※3		
			燃料油移送ポンプ※3		
			ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料取替用水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※4	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※5	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			大容量ポンプ※5		
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／　出口温度（ＳＡ）用）※5		
			燃料油貯蔵タンク※6		
			タンクローリー※6		
			燃料油移送ポンプ※6		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ： 手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※6 ： 大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.6)
（炉心損傷後のフロントライン系機能喪失時）　(3/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	内部スプレポンプ 又は 燃料取替用水タンク ※2	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット※3	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			１次系冷却水ポンプ※3※4		
			１次系冷却水クーラ※3		
			１次系冷却水タンク※3		
			窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）※3		
			海水ポンプ※3※4		
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※3		
			１次系高圧ガス供給設備※3		
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ		
			空冷式非常用発電装置※5		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			送水車		
			燃料油貯蔵タンク※7		
			可搬式オイルポンプ※7		
			タンクローリー※7		
			燃料油移送ポンプ※7		
			軽油用ドラム缶※8		
			電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ		
			Ａ、Ｂ淡水タンク		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※6	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			恒設代替低圧注水ポンプ※2	格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2		
			海水ポンプ※2※4		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※9

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：燃料取替用水タンクの破損、枯渇時の手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※３：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※４：ディーゼル発電機等により給電する。
※５：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※６：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※７：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※８：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※９：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.6)
（炉心損傷後のサポート系機能喪失時）　(4/4)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2 又は 原子炉補機冷却系	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ		
			空冷式非常用発電装置※2		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			送水車		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			軽油用ドラム缶※7		
			ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			よう素除去薬品タンク		
			燃料取替用水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※3	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車 （可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※8
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※5	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			大容量ポンプ※5		
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※5		
			燃料油貯蔵タンク※6		
			タンクローリー※6		
			燃料油移送ポンプ※6		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※４：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※６：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※７：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※８：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.10 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.7)　(1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器スプレイ	内部スプレポンプ※2	内部スプレポンプを用いた格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料取替用水タンク		
		格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）		
			１次系冷却水ポンプ※2		
			１次系冷却水クーラ		
			１次系冷却水タンク		
			窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）		
			海水ポンプ※2		
			１次系高圧ガス供給設備		
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ※3	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※3		
			空冷式非常用発電装置※4		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			送水車		
			燃料油貯蔵タンク※5		
			可搬式オイルポンプ※5		
			タンクローリー※5		
			燃料油移送ポンプ※5		
			軽油用ドラム缶※6		
			電動消火ポンプ※3	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ※3		
			Ａ、Ｂ淡水タンク		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※3	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			恒設代替低圧注水ポンプ※3※7	格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※3※7		
			海水ポンプ※2※7		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※8

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※8 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.10 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.7)　(2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）		
			大容量ポンプ		
			燃料油貯蔵タンク※5		
			タンクローリー※5		
			燃料油移送ポンプ※5		
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ※2	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			送水車		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			軽油用ドラム缶※6		
			ディーゼル消火ポンプ※2	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			A、B内部スプレポンプ（自己冷却）※2	A、B内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料取替用水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※2	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.11 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.8)
（原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却　1/2）（1/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段		対応設備	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器スプレイ		内部スプレポンプ※2	内部スプレポンプを用いた格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				燃料取替用水タンク		
		原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※3		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※4		
				可搬式オイルポンプ※4		
				タンクローリー※4		
				燃料油移送ポンプ※4		
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 燃料取替用水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ		
				Ａ、Ｂ淡水タンク		
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				燃料取替用水ポンプ		
				燃料取替用水タンク		
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ※6	格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による原子炉下部キャビティ直接注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				海水ポンプ※2※6		
			代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※3		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※4		
				可搬式オイルポンプ※4		
				タンクローリー※4		
				燃料油移送ポンプ※4		
				電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ		
				Ａ、Ｂ淡水タンク		
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※5	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				恒設代替低圧注水ポンプ※6	格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				海水ポンプ※2※6		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※6 ： 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※7 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.11 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.8)
（原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却　2/2）　(2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段		対応設備	整備する手順書	手順の分類
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※3		
				可搬式オイルポンプ※3		
				タンクローリー※3		
				燃料油移送ポンプ※3		
				ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 燃料取替用水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				燃料取替用水ポンプ		
				燃料取替用水タンク		
			代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2		
				燃料取替用水タンク		
				復水タンク		
				燃料油貯蔵タンク※3		
				可搬式オイルポンプ※3		
				タンクローリー※3		
				燃料油移送ポンプ※3		
				ディーゼル消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク		
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク		
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
				送水車		
				化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※5

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.11 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.8)
（溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止）　(3/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※2	充てん／高圧注入ポンプ炉心注水により原子炉を冷却する手順 余熱除去ポンプ炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			余熱除去ポンプ※2		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
		代替炉心注水	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※2※5	Ａ、Ｂ内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			恒設代替低圧注水ポンプ※5		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			電動消火ポンプ※5	消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			ディーゼル消火ポンプ※5		
			Ａ、Ｂ淡水タンク		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※5		
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			恒設代替低圧注水ポンプ※5※6	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			海水ポンプ※2※6		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ※5	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			空冷式非常用発電装置※3		
			Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※5		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※5	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料取替用水タンク		
			ディーゼル消火ポンプ※5		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※5		
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：ディーゼル発電機等により給電する。
※３：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※４：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※５：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※６：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※７：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.12 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.9)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
－	－	水素濃度低減	静的触媒式水素再結合装置	原子炉格納容器水素燃焼装置の起動を確認する手順 全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器水素燃焼装置起動手順 水素濃度監視及び低減の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			静的触媒式水素再結合装置温度監視装置※2※3		
			原子炉格納容器水素燃焼装置※2※3		
			原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置※2※3		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
		水素濃度監視	可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2※3	水素濃度監視及び低減の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ※2※3		
			大容量ポンプ※5		
			可搬型格納容器ガス試料圧縮装置※2※3		
			格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器		
			格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料油貯蔵タンク※4※6		
			タンクローリー※4※6		
			燃料油移送ポンプ※4※6		
			可搬式オイルポンプ※4		
			ガスクロマトグラフ	水素濃度監視及び低減の手順 格納容器内の水素濃度を測定する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ： 代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5 ： 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※6 ： 大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.13 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.10)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
－	－	水素排出	アニュラス循環ファン※2※3	アニュラス空気再循環設備の自動起動を確認する手順 全交流動力電源が喪失した場合のアニュラス空気再循環設備起動のための手順 水素濃度監視及び低減の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			アニュラス循環フィルタユニット		
			窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
		水素濃度監視	アニュラス内水素濃度計測装置	アニュラス空気再循環設備の自動起動を確認する手順 全交流動力電源が喪失した場合のアニュラス空気再循環設備起動のための手順 水素濃度監視及び低減の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 アニュラス内水素濃度推定の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			可搬型アニュラス内水素濃度計測装置※2※3		
			空冷式非常用発電装置※3		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			可搬式オイルポンプ※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
			格納容器排気筒高レンジガスモニタ		
			格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）		
			可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2※6		
			大容量ポンプ※5		
			可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ※2※6		
			可搬型格納容器ガス試料圧縮装置※2※6		
			格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器		
			格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ： 代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5 ： 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※6 ： 手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。

第 5.2.14 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.11)
（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時
使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時）（1/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時 使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時	使用済燃料ピットポンプ、 使用済燃料ピットクーラ 又は 燃料取替用水タンク、 燃料取替用水ポンプ、 ２次系純水タンク、 ２次系純水ポンプ	燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水	燃料取替用水タンク	使用済燃料ピットの故障時の対応手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			燃料取替用水ポンプ		
		２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	２次系純水タンク		
			２次系純水ポンプ		
		淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	Ａ、Ｂ淡水タンク	屋内消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 屋外消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			電動消火ポンプ		
			ディーゼル消火ポンプ		
		Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	Ａ、Ｂ淡水タンク	消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			消防ポンプ		
		１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	１次系純水タンク	１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			１次系純水ポンプ		
		海水から使用済燃料ピットへの注水	送水車	送水車を用いた海水から使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			軽油用ドラム缶※2		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.14 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.11)
（使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時）　(2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時	－	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	送水車	送水車を用いた使用済燃料ピットへのスプレイのための手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			軽油用ドラム缶※3		
			スプレイヘッダ		
		送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ（外部）	**送水車**	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※4
			軽油用ドラム缶※3		
			スプレイヘッダ		
		化学消防自動車による使用済燃料ピットへのスプレイ	**化学消防自動車**	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※4
		大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水	大容量ポンプ（放水砲用）	原子炉補助建屋への放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			放水砲		
			燃料油貯蔵タンク※2		
			タンクローリー※2		
			燃料油移送ポンプ※2		
		使用済燃料ピットからの漏えい緩和	ゴムシート	使用済燃料ピット破損状況確認、漏えい抑制のための手順 大規模損壊時に対応する手順	
			鋼板		
			防水テープ		
			吸水性ポリマー		
			補修材		
			ロープ（吊り降ろし用）		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.14 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.11)
（重大事故等時の使用済燃料ピットの監視）　(3/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
重大事故等時における使用済燃料ピットの監視	－	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位（広域）※2	使用済燃料ピット状況確認のための手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			可搬型使用済燃料ピット水位※2		
			使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）※2		
			可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2		
			使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2		
			使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置※2		
			使用済燃料ピット水位（狭域）		
			使用済燃料ピット温度		
			使用済燃料ピット区域エリアモニタ		
			携帯型水温計		
			携帯型水位計		
			携帯型水位、水温計		
		代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※3		
			可搬式オイルポンプ※3		
			タンクローリー※3		
			燃料油移送ポンプ※3		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第 5.2.15 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.12)　(1/2)

分類	想定する重大事故等	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損	－	大気への拡散抑制	**恒設代替低圧注水ポンプ**	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			空冷式非常用発電装置※2		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料取替用水タンク		
			空冷式非常用発電装置※2		
			電動消火ポンプ	消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			ディーゼル消火ポンプ		
			Ａ、Ｂ淡水タンク		
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ	原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			空冷式非常用発電装置※2		
			燃料取替用水タンク		
			復水タンク		
			可搬式代替低圧注水ポンプ※3	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）		
			送水車		
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※5
			大容量ポンプ（放水砲用）	放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			放水砲		
			燃料油貯蔵タンク※4		
			タンクローリー※4		
			燃料油移送ポンプ※4		
		海洋への拡散抑制	シルトフェンス		
			放射性物質吸着剤		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１ ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２ ： 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３ ： 可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※４ ： 大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※５ ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.15 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.12)　(2/2)

分類	想定する重大事故等	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷	－	大気への拡散抑制	スプレイヘッダ	原子炉補助建屋への スプレイヘッダによる 放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			送水車		
			軽油用ドラム缶※3		
			大容量ポンプ（放水砲用）	原子炉補助建屋への 放水砲・シルトフェンスによる 放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	
			放水砲		
			燃料油貯蔵タンク※2		
			タンクローリー※2		
			燃料油移送ポンプ※2		
		海洋への拡散抑制	シルトフェンス		
			放射性物質吸着剤		
原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災	－	初期対応における泡消火及び延焼防止措置	化学消防自動車	初期消火に関する手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1 防火管理所達
			小型動力ポンプ付水槽車		
			泡消火剤等搬送車		
			送水車（消火用）※4		
			中型放水銃		
			泡原液搬送車		
		航空機燃料火災への泡消火	大容量ポンプ（放水砲用）	放水砲による放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			放水砲		
			泡混合器		
			燃料油貯蔵タンク※2		
			タンクローリー※2		
			燃料油移送ポンプ※2		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： 大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※3 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※4 ： 送水車（消火用）は、泡消火及び延焼防止処置に使用するものである。

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(1/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給	復水タンク（枯渇又は破損）	復水タンクから2次系純水タンクへの水源切替	2次系純水タンク 電動補助給水ポンプ※4 タービン動補助給水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		海水を用いた2次系純水タンクへの補給	消防ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 海水を用いた2次系純水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
		復水タンクから脱気器タンクへの水源切替※3	脱気器タンク 主給水ポンプ 蒸気発生器水張りポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		復水タンクから海水への水源切替(海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給)	海水ポンプ※4※5 電動補助給水ポンプ※4※5 タービン動補助給水ポンプ※5	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
		復水タンクから海水への水源切替(送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給)	送水車 タービン動補助給水ポンプ※5 軽油用ドラム缶※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
		1次冷却系のフィードアンドブリード※3	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ※4 加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※4※7 **窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）**※6 **可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）**※6 **可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）**※6	C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 加圧器逃がし弁機能回復の手順 加圧器逃がし弁に電源を供給する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
	復水タンク（枯渇）	2次系純水タンクから復水タンクへの補給	2次系純水タンク 2次系純水ポンプ	蒸気発生器2次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		淡水タンクから復水タンクへの補給	A、B淡水タンク No．1、2淡水タンク 電動消火ポンプ ディーゼル消火ポンプ	淡水タンクから復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
		A、B淡水タンクから復水タンクへの補給	A、B淡水タンク 消防ポンプ	消防ポンプを用いたA、B淡水タンクから復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	
		海水を用いた復水タンクへの補給	送水車 軽油用ドラム缶※2	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	
		消火水タンクから復水タンクへの補給	**消火水タンク** **送水車**	消火水タンクを用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※8

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.2 原子力冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※5 ： 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※6 ： 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※7 ： 手順は「1.4 原子力冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(2/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替	１次系純水タンク １次系純水ポンプ※３ ほう酸タンク ほう酸ポンプ※３ 充てん／高圧注入ポンプ※３	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替※７	Ａ、Ｂ淡水タンク Ｎｏ．１、２淡水タンク 電動消火ポンプ ディーゼル消火ポンプ	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ※３ 空冷式非常用発電装置※２ 燃料油貯蔵タンク※２ 可搬式オイルポンプ※２ タンクローリー※２ 燃料油移送ポンプ※２	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
		海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	送水車 軽油用ドラム缶※６	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替※７	可搬式代替低圧注水ポンプ※４ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） 燃料油貯蔵タンク※５ タンクローリー※５ 燃料油移送ポンプ※５ 送水車 軽油用ドラム缶※６	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※８
		燃料取替用水タンクから消火水タンクへの水源切替	**消火水タンク** **可搬式代替低圧注水ポンプ**※４ **電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）** **送水車**※４	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※８
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）	海水ポンプ※３ 恒設代替低圧注水ポンプ	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※１
	燃料取替用水タンク（枯渇）（ⓐ）	１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給	１次系純水タンク １次系純水ポンプ※３ ほう酸タンク ほう酸ポンプ※３	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	１次系純水タンク １次系純水ポンプ※３ １次系純水タンク １次系純水ポンプ※３ 加圧器逃がしタンク 格納容器冷却材ドレンポンプ		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※３：ディーゼル発電機等により給電する。
※４：可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※５：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※６：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※７：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※８：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(3/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇）（ⓐ）	２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給	２次系純水タンク ２次系純水ポンプ 使用済燃料ピットポンプ※2	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
		淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	Ａ、Ｂ淡水タンク Ｎｏ．１、２淡水タンク 電動消火ポンプ ディーゼル消火ポンプ	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	復水タンク	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 復水タンク出口配管接続の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		海水を用いた復水タンクへの補給	送水車 軽油用ドラム缶※4	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替※5	Ａ、Ｂ淡水タンク Ｎｏ．１、２淡水タンク 電動消火ポンプ ディーゼル消火ポンプ	格納容器注水のための水源を確保する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 空冷式非常用発電装置※3 燃料油貯蔵タンク※3 可搬式オイルポンプ※3 タンクローリー※3 燃料油移送ポンプ※3	格納容器注水のための水源を確保する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
		海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	送水車 軽油用ドラム缶※4	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順 大規模損壊時に対応する手順	
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替※5	可搬式代替低圧注水ポンプ※6 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用） 送水車	格納容器注水のための水源を確保する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7
		燃料取替用水タンクから消火水タンクへの水源切替	**消火水タンク** **可搬式代替低圧注水ポンプ※6** **電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）** **送水車**	格納容器注水のための水源を確保する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた格納容器スプレイの手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			化学消防自動車	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※7
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）	海水ポンプ※2 恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ	格納容器注水のための水源を確保する手順 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）のための手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
	燃料取替用水タンク（枯渇）	ⓐ炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの補給の燃料取替用水タンクの枯渇時に対応する手段に用いる設備と同様			

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ： 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※6 ： 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器注水の手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※7 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(4/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転	余熱除去ポンプ 又は 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去クーラ	代替再循環運転※6	格納容器再循環サンプ	A、B内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			格納容器再循環サンプスクリーン		
			A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※2		
			A内部スプレクーラ		
	全交流動力電源 又は 原子炉補機冷却系		格納容器再循環サンプ	B余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧再循環運転により原子炉を冷却する手順 B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧再循環運転により原子炉を冷却する手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
			格納容器再循環サンプスクリーン		
			B余熱除去ポンプ（海水冷却）※4		
			B余熱除去ポンプ（海水冷却）※4 B充てん／高圧注入ポンプ(海水冷却)※4		
			空冷式非常用発電装置※3		
			大容量ポンプ※4		
			燃料油貯蔵タンク※3※5		
			タンクローリー※3※5		
			可搬式オイルポンプ※3		
			燃料油移送ポンプ※3※5		
			A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※4	空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順 大規模損壊時に対応する手順	
			格納容器再循環サンプ		
			格納容器再循環サンプスクリーン		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ： 空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ： 代替再循環の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※5 ： 大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※6 ： 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(5/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットへの水の供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	２次系純水タンク	使用済燃料ピットの故障時の対応手順 大規模損壊時に対応する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			２次系純水ポンプ		
		淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	Ａ、Ｂ淡水タンク	屋内消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 屋外消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク		
			電動消火ポンプ		
			ディーゼル消火ポンプ		
		Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	Ａ、Ｂ淡水タンク	消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			消防ポンプ		
		１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	１次系純水タンク	１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			１次系純水ポンプ※2		
		海水から使用済燃料ピットへの注水※4	送水車	送水車を用いた海水から使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	
			軽油用ドラム缶※3		
		消火水タンクから使用済燃料ピットへの注水	**消火水タンク**	消火水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順 大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※5
			送水車		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※１　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２　：ディーゼル発電機等により給電する。
※３　：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※４　：手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※５　：「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(6/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水	－	送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ※4	送水車	送水車を用いた使用済燃料ピットへのスプレイのための手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			軽油用ドラム缶※3		
			スプレイヘッダ		
		化学消防自動車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ	**化学消防自動車**	大規模損壊時に対応する手順	大規模損壊所達※6
		大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水※5	大容量ポンプ（放水砲用）	原子炉補助建屋への放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			放水砲		
			燃料油貯蔵タンク※2		
			タンクローリー※2		
			燃料油移送ポンプ※2		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
また、太字は重大事故等発生時の対応手順書との相違箇所を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ： 送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ： 手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※5 ： 手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。
※6 ： 「美浜発電所 大規模損壊発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)　(7/7)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
格納容器及びアニュラス部への放水	－	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水※3	大容量ポンプ（放水砲用）	放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			放水砲		
			燃料油貯蔵タンク※2		
			タンクローリー※2		
			燃料油移送ポンプ※2		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ： 手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

第 5.2.17 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.14)　(1/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
交流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替電源（交流）からの給電（ⓐ）	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※2※3		
			可搬式オイルポンプ※2		
			タンクローリー※2※3		
			燃料油移送ポンプ※2※3		
			電源車	電源車による電源復旧手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			予備変圧器２次側恒設ケーブル	予備変圧器２次側恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（１、２号～３号） 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）※4	恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（１，２号～３号） 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。
※３：電源車の燃料補給に使用する。
※４：号期間電力融通（１、２号～３号）は、送り側を１号炉又は２号炉とし、受ける側を３号炉とする。

第 5.2.17 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.14)　(2/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
直流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替電源（直流）からの給電	蓄電池（安全防護系用）	蓄電池による電源の復旧手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			計器用電源（無停電電源装置）※2		
	ディーゼル発電機（全交流動力電源）及び蓄電池（安全防護系用）（枯渇）		蓄電池（３系統目）	蓄電池（３系統目）による電源の復旧手順 大規模損壊時に対応する手順	
			計器用電源（無停電電源装置）※2		
			可搬式整流器	可搬式整流器を用いた直流電源復旧の手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			計器用電源（無停電電源装置）※2		
			ⓐ交流電源喪失時に代替電源（交流）の給電により対応する手段に用いる設備と同様		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※１：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２：計器用電源（無停電電源装置）は、運転コンソール復旧する場合に使用する。

第 5.2.17 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.14)　(3/3)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	整備する手順書	手順の分類
所内電気設備機能喪失	所内電気設備	代替所内電気設備による（交流、直流）給電	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 大規模損壊時に対応する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※2※3		
			可搬式オイルポンプ※2		
			タンクローリー※2※3		
			燃料油移送ポンプ※2※3		
			代替所内電気設備分電盤	代替所内電気設備による電源供給手順 大規模損壊時に対応する手順	ＳＡ所達※1
			代替所内電気設備変圧器		
			可搬式整流器		
			電源車		

◎下線は発電所対策本部が使用する可搬型設備による対応を中心とした手順書及び当該手順書に記載する設備を示す。
※１ ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※２ ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。
※３ ： 電源車の燃料補給に使用する。

第5.2.18表　大規模損壊時の対応に係る発電所要員の力量管理について

要　　員	必要な任務	力　　量
緊急時対策本部要員 （各班の班長以上）	・ 発電所における災害対策活動の実施	・ 設備、系統の知識（事故状況の把握や処置判断ができること） ・ 事故時の対応操作（処置判断等を行い、指揮（指示、命令等）が行えること）
緊急時対策本部要員 （上記以外の要員）	・ 発電所における災害対策活動の実施 （班長指示による） ・ 班長の補佐	・ 設備、系統の知識（事故状況の把握や処置判断ができること） ・ 事故時の対応操作（班長の補佐や通報連絡等の任務が行えること）
運転員（当直員含む） 運転支援要員	・ 災害状況の把握 ・ 事故拡大防止に必要な運転上の措置 ・ 事故対応時の個別作業 （主蒸気逃がし弁操作（手動）、 補助給水流量調整（手動）等）他	・ 設備、系統の知識（事故状況の把握や処置判断、操作手順を理解していること） ・ 事故時の対応操作（処置判断等を行い、指揮（指示、命令等）が行えること、又は運転操作が行えること）
緊急安全対策要員 （給水要員他）	・ 事故対応時の個別作業 （電源確保作業、可搬式代替低圧注水ポンプ起動準備作業、復水タンクへの補給作業、使用済燃料ピットへの注水作業等）他	・ 設備、系統の知識（操作手順を理解していること（設備、資機材の設置位置等を含む）） ・ 事故時の対応操作（事故対応操作ができること）

第5.2.2.1表　特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応に係る
発電所要員の力量管理について

要　　員	必要な任務	力　　量
緊急時対策本部要員 ・指揮者	・特定重大事故等対処施設を用いた災害対策活動の実施	・特定重大事故等対処施設の各機能の知識（特定重大事故等対処施設が有する機能、使用時のプラント挙動を把握していること） ・特定重大事故等対処施設を用いた対応操作（特定重大事故等対処施設を用いた対応開始の判断等を行い、指揮（指示、命令等）が行えること）
緊急時対策本部要員のうち必要な要員	・特定重大事故等対処施設を用いた災害対策活動の実施	・特定重大事故等対処施設の各機能の知識（特定重大事故等対処施設が有する機能、使用時のプラント挙動を把握していること）
運転員（当直員）	・プラント運転操作	・特定重大事故等対処施設の各機能の知識（特定重大事故等対処施設が有する機能、使用時のプラント挙動を把握していること） ・特定重大事故等対処施設を用いた対応操作（特定重大事故等対処施設を用いた対応開始の判断等を行い、指揮（指示、命令等）が行えること、又は運転操作が行えること）
特重施設要員	・発電所対策本部長からの指示にしたがった特定重大事故等対処施設を用いた対応操作	・設備、系統の知識（操作手順を理解していること（操作スイッチの設置位置等を含む））

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（1/11）

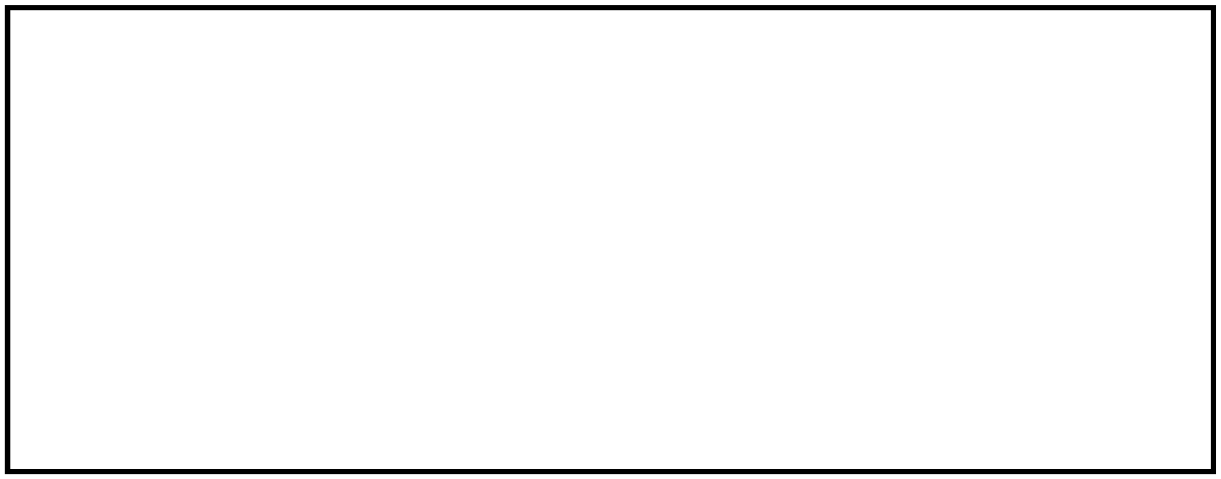
a. 特定重大事故等対処施設の準備操作の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（2/11）

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（3/11）

c. 炉内の溶融炉心の冷却の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（4/11）

d. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（5/11）

e. 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減の手順

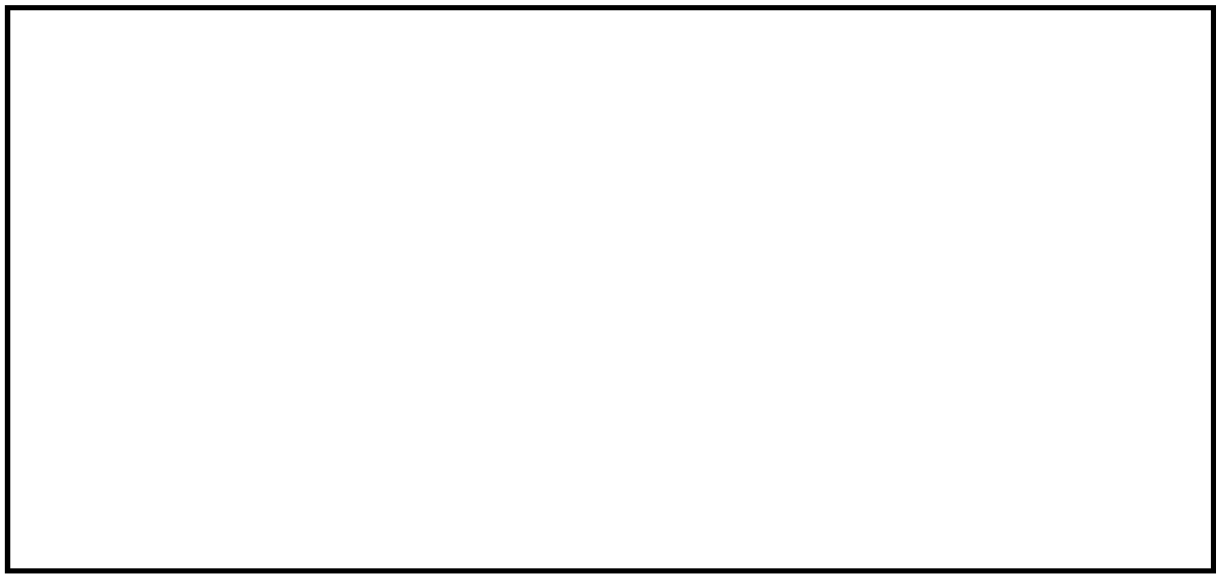
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（6/11）

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

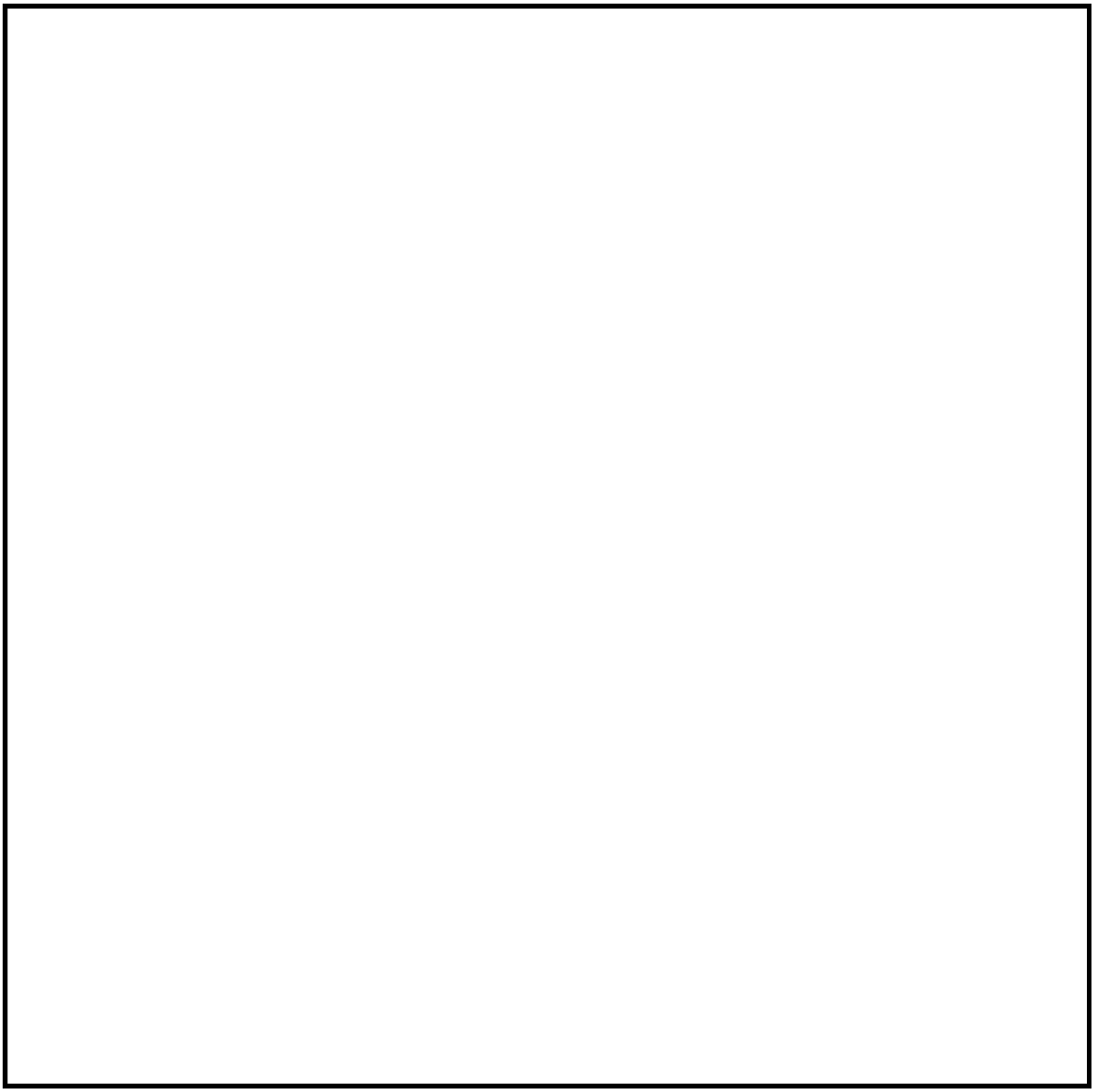


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（7/11）

g. [redacted]の居住性に関する手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（8/11）

h. 電源設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（9/11）

i. 計装設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（10/11）

j. 通信連絡設備の手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 5.2.2.2 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要（11/11）

k. 原子炉格納容器を長期的に安定状態に維持するための手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

① 外部事象の収集

大規模損壊を発生させる可能性のある外部事象を抽出するに当たり、まずは、プラントの安全性に影響を与える可能性のある外部事象を網羅的に収集するため、国内外の基準等で示されている外部事象を参考に 74 事象を収集

⇩

② 海外文献等を参考とした外部事象の選定基準の検討

海外文献や国内で検討されている評価手法を参考に以下の選定基準を検討

- 基準１ ：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない事象
- 基準２ ：ハザード事象の進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる事象
- 基準３ ：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して、設備等への影響度が同等もしくはそれ以下、又は、プラントの安全性が損なわれることがない事象
- 基準４ ：影響が他の事象に包含される事象
- 基準５ ：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い事象
- 基準６ ：自然現象に該当しない事象※

⇩

③ プラントの安全性に影響を与える可能性のある自然災害の選定

②の選定基準に基づくスクリーニングにより、以下の 11 事象をプラントの安全性に影響を与える可能性のある外部事象として選定

①地震
②津波
③豪雪（降雪）
④暴風（台風）
⑤竜巻
⑥火山（火山活動・降灰）
⑦凍結
⑧森林火災
⑨生物学的事象
⑩落雷
⑪隕石

⇩

④ 自然災害 11 事象の規模の想定

③の自然災害 11 事象について、プラントの安全性に影響を与えるような規模として、設計基準等を超える規模を想定する。

⇩

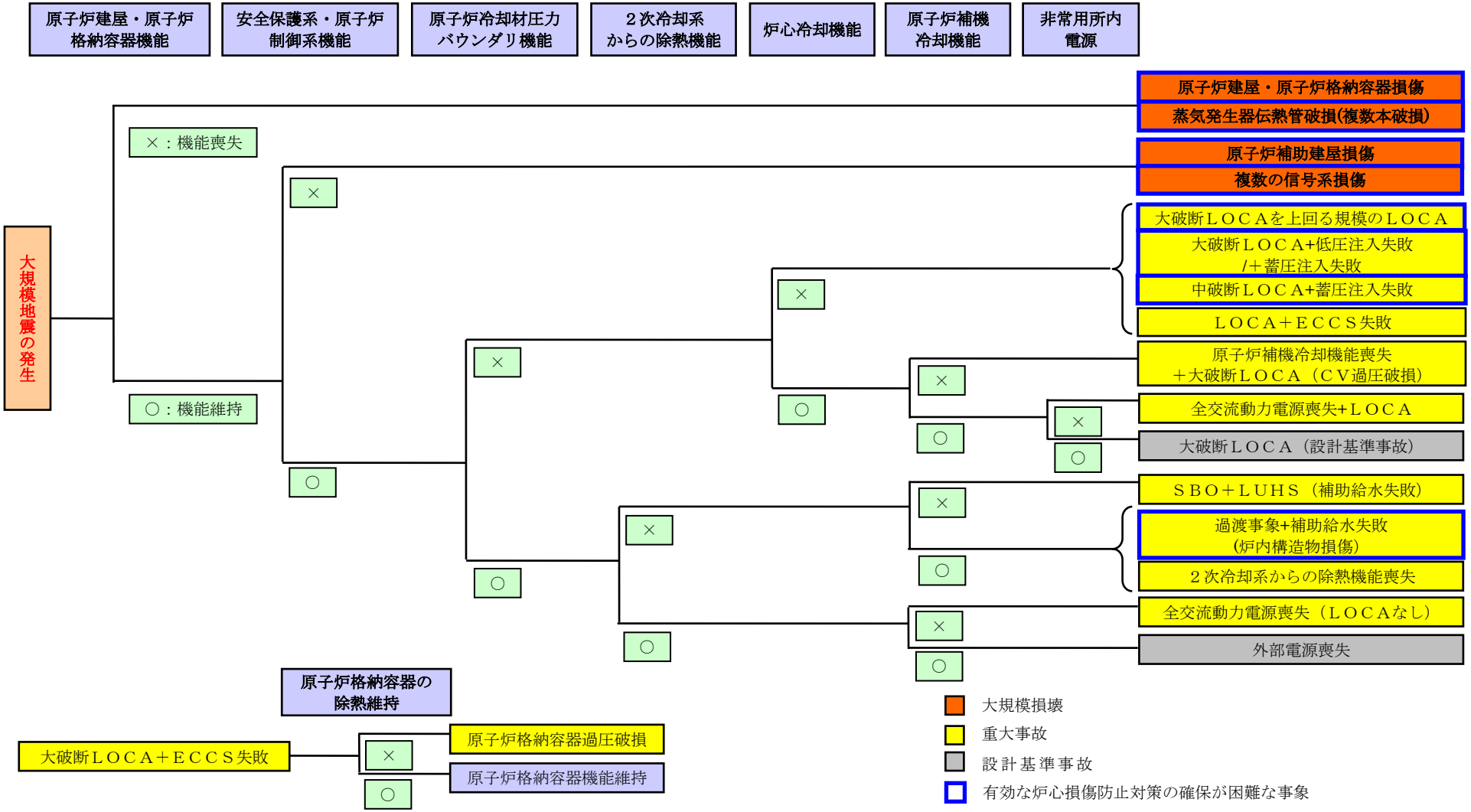
⑤ 大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討

④の想定規模を踏まえて、自然災害 11 事象が与えるプラントへの影響等について個別に整理し、大規模損壊へ至る可能性のある自然災害を検討する。

※ 21 事象が該当するが、これらは「故意による大型航空機の衝突」に包含される又は適切な管理により防護できるものと考えられる。

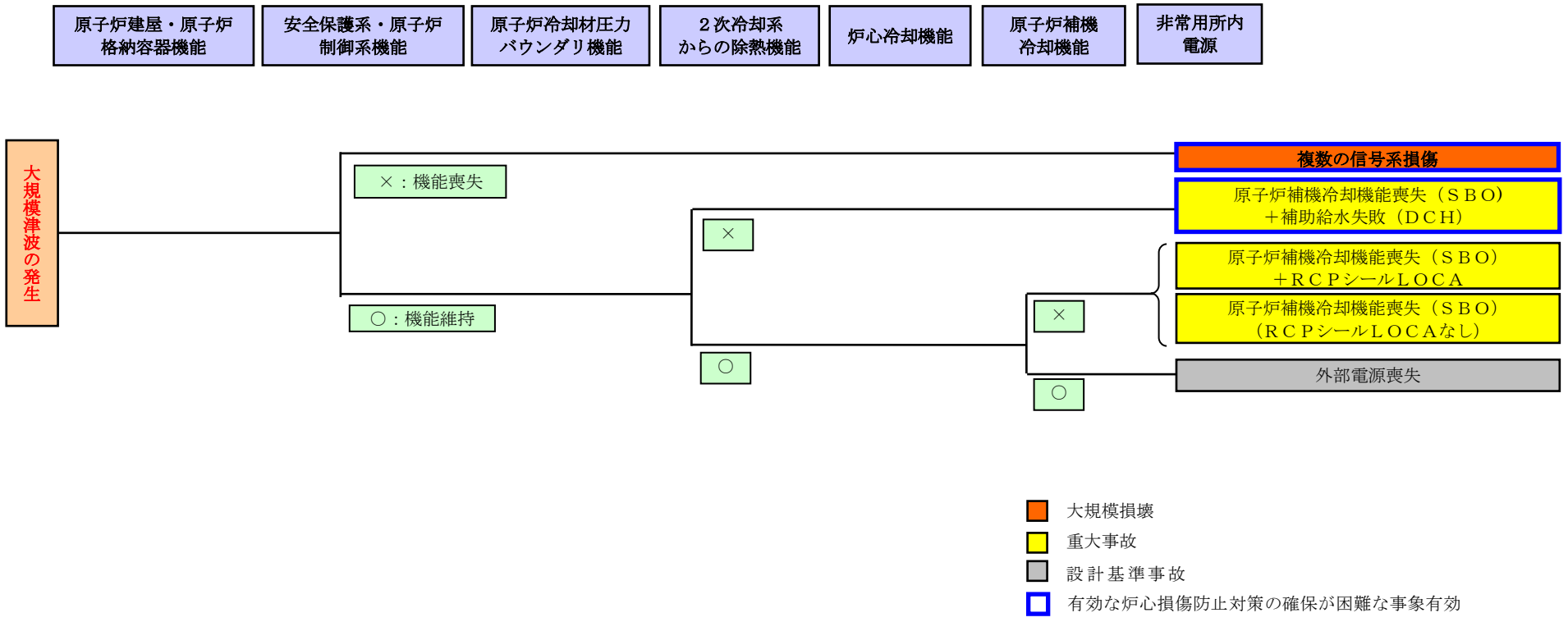
第 5.2.1 図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要

地　震



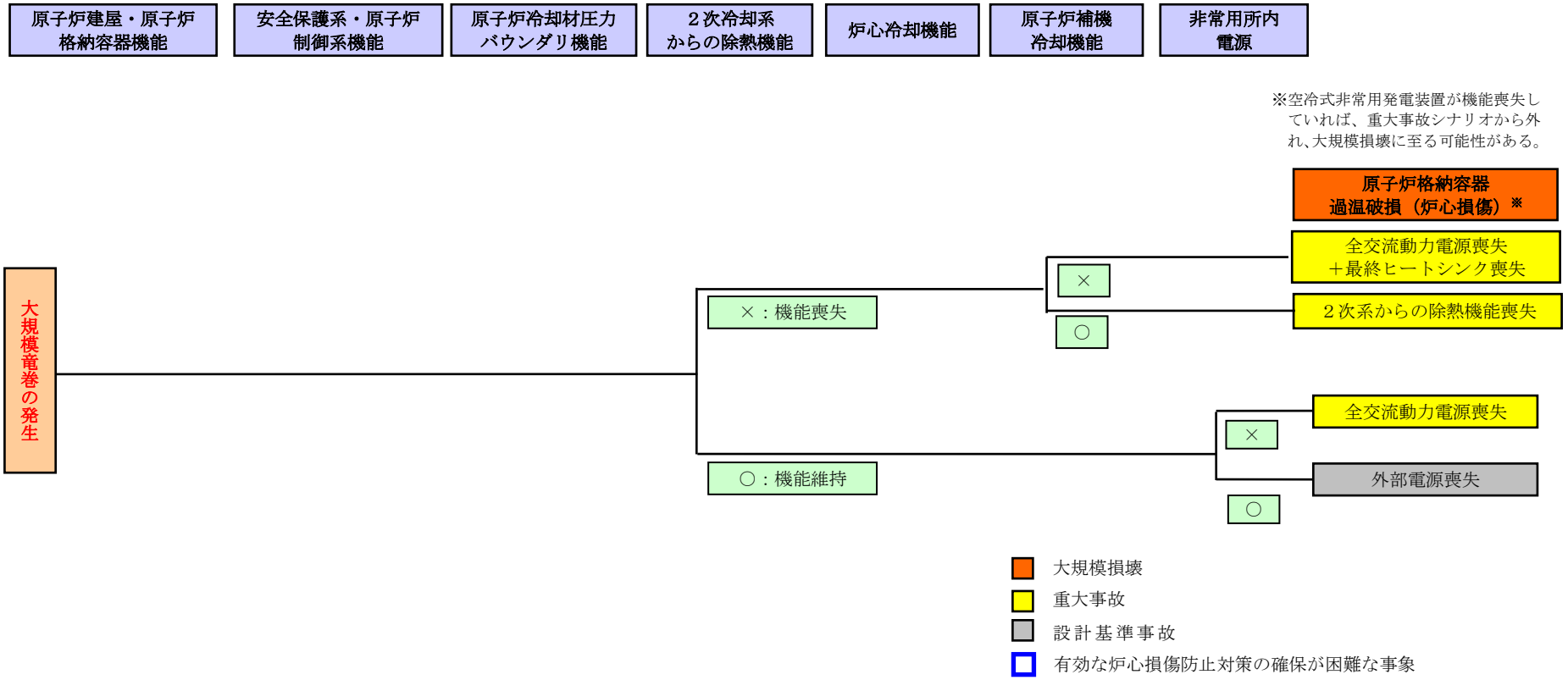
第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（１／７）

津　波



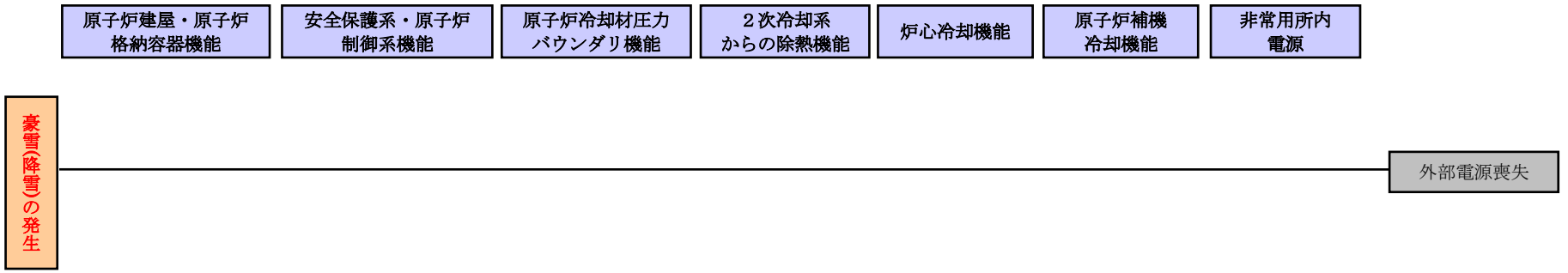
第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（２／７）

竜　巻

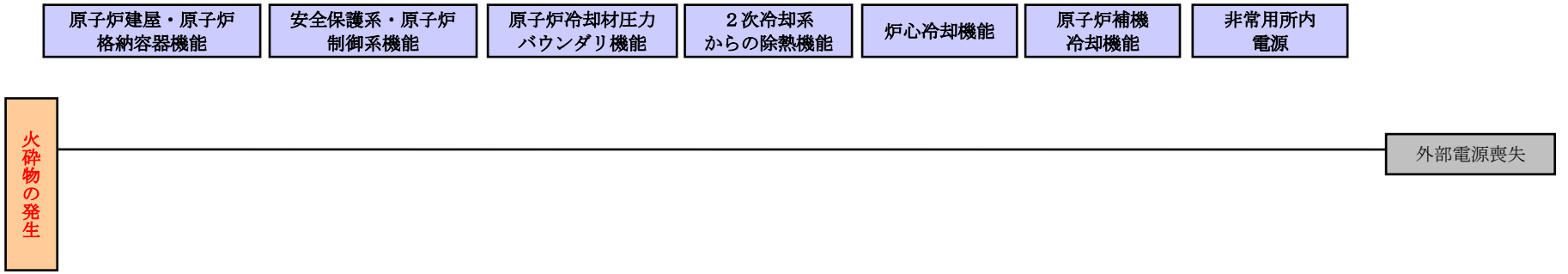


第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（３／７）

豪雪（降雪）

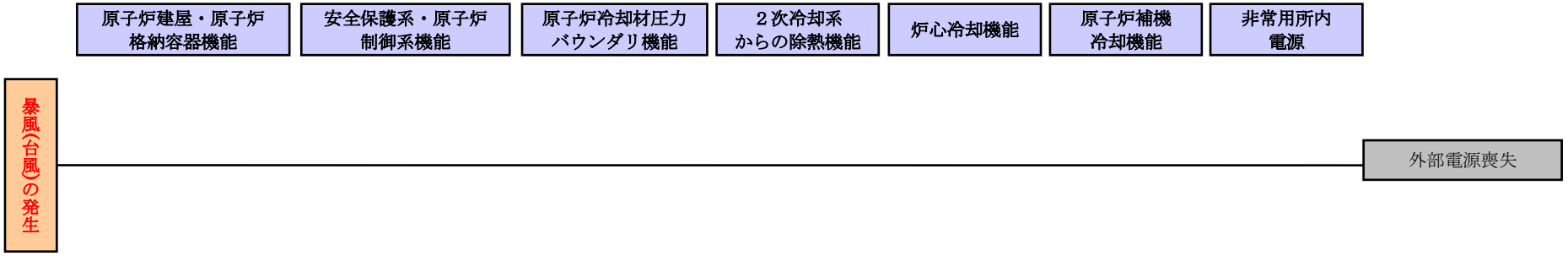


火山（降灰）

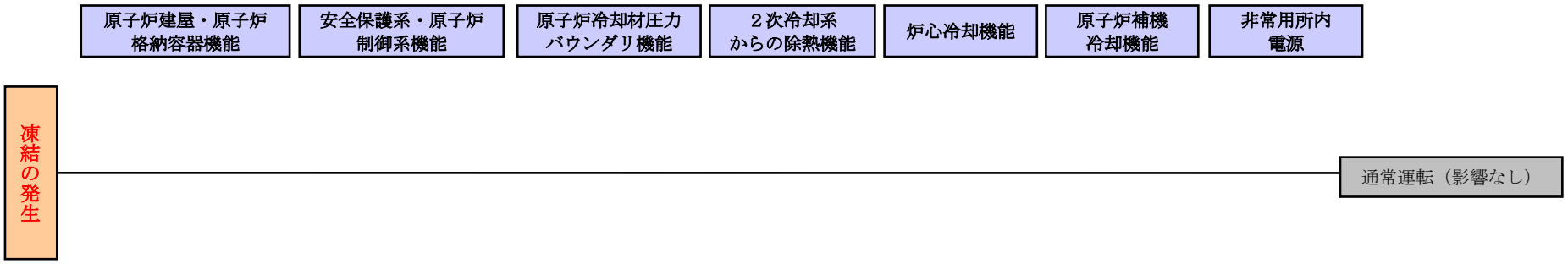


第 5.2.2 図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（４／７）

暴風（台風）

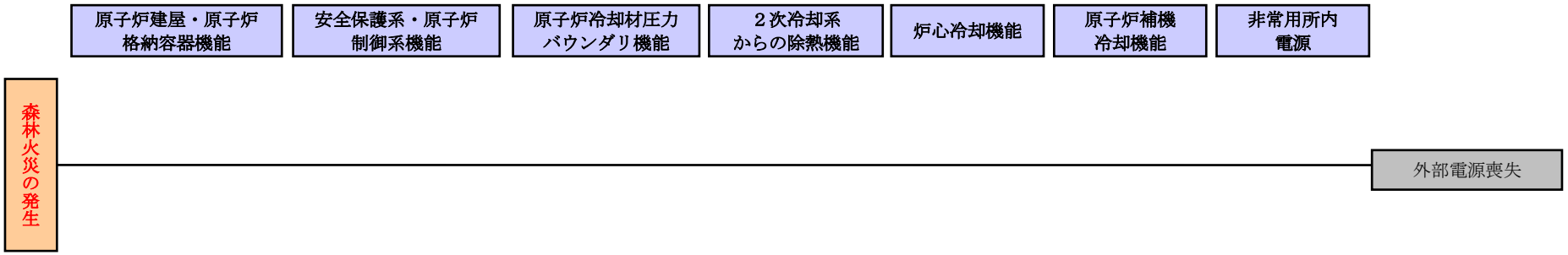


凍　結

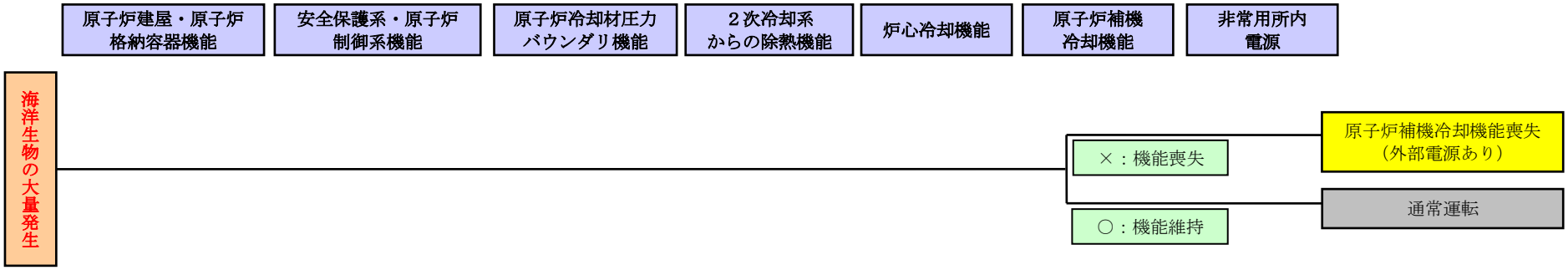


第 5.2.2 図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（５／７）

森林火災

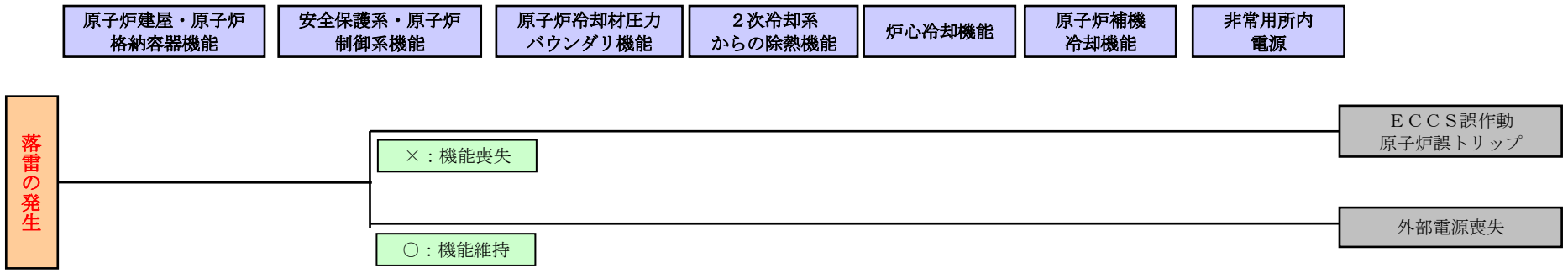


生物学的事象

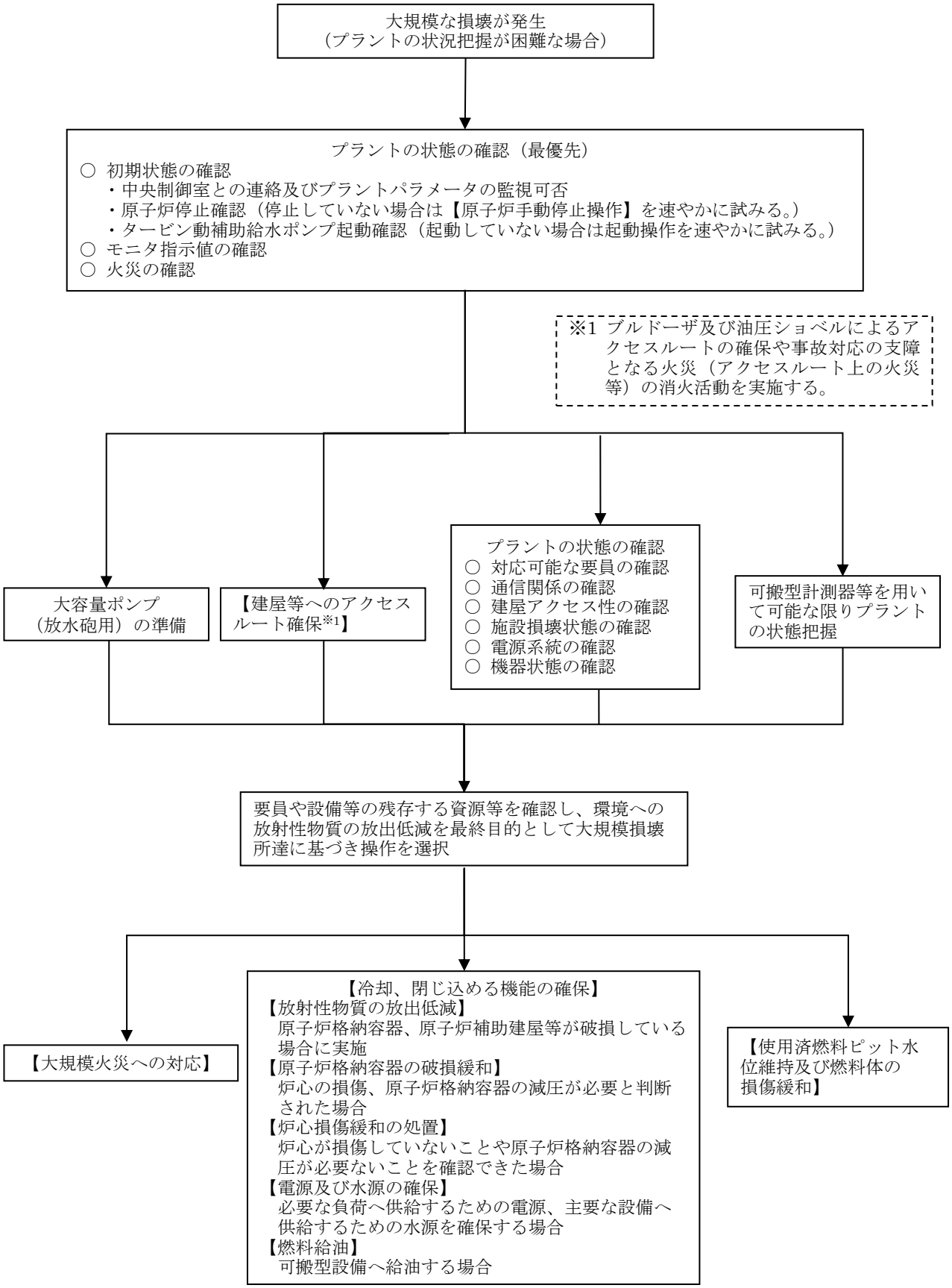


第 5.2.2 図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（６／７）

落雷



第5.2.2図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況（７／７）



第5.2.3図　大規模損壊発生時の対応全体フロー（プラント状況把握が困難な場合）

6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

6.1 概要

本原子炉施設において、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」、「運転中の原子炉における重大事故」、「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」及び「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも、炉心や燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の防止に講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため、以下のとおり、評価対象とする事故シーケンスを整理し、対応する評価項目を設定した上で、計算プログラムを用いた解析等を踏まえて、設備、手順及び体制の有効性を評価する。

6.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定

本原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）の知見等を踏まえ、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い、措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して、対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては、事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

6.1.2 評価に当たって考慮する事項

有効性評価は、「「追補１　5.重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補」で講じることとしている措置のうち、「添付書類八「1.11.7.1実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係を含め

て必要となる水源、燃料及び電源の資源や要員を整理した上で、安全機能の喪失に対する仮定、外部電源に対する仮定、単一故障に対する仮定及び運転員等の操作時間に対する仮定等を考慮して、原則として事故が収束し、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定停止状態に、「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に、「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については使用済燃料ピットの水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に、「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「6.3 評価に当たって考慮する事項」による。

6.1.3 有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は、事故シーケンスの特徴に応じて、評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や措置に係る運転員等の判断や操作時間に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており、実験等を基に検証され、適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「6.4 有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コードを使用する。

6.1.4 有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については、「6.3 評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。また、

解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

具体的には「6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

6.1.5 解析の実施

有効性評価における解析は、評価項目となるパラメータの推移のほか、事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し、事象進展が適切に解析されていることを確認し、その結果を明示する。

なお、事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ、解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ、評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

6.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認し、それらの影響を踏まえても、措置の実現性に問題なく、評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」による。

6.1.7 必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については、発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定して整備することから、それぞれの観点から最も厳しい重大事故等を考慮しても、少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を7日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「6.8 必要な要員及び資源の評価方針」による。

6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため、重大事故等のそれぞれについて、以下のとおり、事故シーケンスのグループ化、重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては、アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象として実施したＰＲＡの結果を活用する。

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては、原子炉施設内部の原因によって引き起こされる起因事象（以下「内部事象」という。）レベル１ＰＲＡに加えて、ＰＲＡが適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル１ＰＲＡを活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては、内部事象レベル１．５ＰＲＡを活用する。「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」に対しては、停止時レベル１ＰＲＡを活用する。

ＰＲＡを実施した結果、本原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-5}／炉年程度、格納容器破損頻度は 10^{-5}／炉年程度、運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-4}／炉年程度である。

また、ＰＲＡが適用可能でない外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を行い、新たに追加すべき事故シーケンスグループ等がないことを確認した。

事故シーケンスグループ等の選定の考え方については、「追補2．Ｉ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について」に示す。

なお、有効性評価における重要事故シーケンスと「技術的能力審査基準」、「設置許可基準規則」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（以下「技術基準規則」という。）」との関連を第6.2.1表に示す。

6.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

6.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して原子炉施設の安全性を損なうことがないよう設計することが求められる構築物、系統及び機器がその安全機能を喪失した場合であって、炉心の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを、本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象レベル１ＰＲＡにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せを網羅的に分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーから抽出する。複数の緩和機能が喪失する場合、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理する。第 6.2.1 図に内部事象ＰＲＡにおけるイベントツリーを示す。

地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにおいては、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや、地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。具体的には、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでは、内部事象ＰＲＡで想定していない複数機器、複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーで整理し、複合的な事象発生の組合せを含めた事故シーケンスを抽出する。第 6.2.2 図に地震ＰＲＡ階層イベントツリー、第 6.2.3 図に津波ＰＲＡ階層イベントツリーを示す。

地震ＰＲＡでは、建屋の損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失（複数の信号系損傷）

等、緩和設備に期待できない事象も抽出しており、これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

また、津波ＰＲＡでは、津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている複数の電気設備が機能を喪失する事象は、緩和設備に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

なお、１次冷却材管の破断による原子炉冷却材喪失（以下「ＬＯＣＡ」という。）を想定する場合の配管の破断規模については、非常用炉心冷却設備（以下「ＥＣＣＳ」という。）の特徴を踏まえたＰＲＡ上の取扱いにしたがい、以下のとおり分類する。

a. 大破断ＬＯＣＡ

１次冷却材管の両端破断のように、事象初期に急激な１次冷却系の減圧を生じるもので、蓄圧注入系及び低圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

b. 中破断ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡと比較して破断口が小さく、１次冷却系の減圧が比較的緩やかで、蓄圧注入系及び高圧注入系により炉心冷却が可能となる規模のＬＯＣＡである。

c. 小破断ＬＯＣＡ

中破断ＬＯＣＡよりもさらに破断口が小さく、高圧注入系による１次冷却材の補填と、２次冷却系による崩壊熱除去が可能となる規模のＬＯＣＡである。

d. 極小ＬＯＣＡ

小破断ＬＯＣＡよりもさらに破断口が小さく、充てん注入系による１次冷却材の補填が可能となる規模のＬＯＣＡである。

e. Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡであり、ＥＣＣＳ注水の成否にかかわらず炉心損傷に至る。

(2) 事故シーケンスのグループ化

ＰＲＡの知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等

に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。

a. ２次冷却系からの除熱機能喪失

b. 全交流動力電源喪失

c. 原子炉補機冷却機能喪失

d. 原子炉格納容器の除熱機能喪失

e. 原子炉停止機能喪失

f. ＥＣＣＳ注水機能喪失

g. ＥＣＣＳ再循環機能喪失

h. 格納容器バイパス

また、地震及び津波特有の事象で、以下に示す5つの事故シーケンスは、事象発生時に原子炉施設に及ぼす影響が大きな幅を有し、建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であるため、上記の事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして抽出している。

・蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

・原子炉建屋損傷

・原子炉格納容器損傷

・原子炉補助建屋損傷

・複数の信号系損傷

これら地震及び津波特有の事象による炉心損傷頻度は、本原子炉施設の全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与であり、仮にこれら事象が発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから、頻度及び影響の観点から総合的に検討した結果、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はない。

なお、これら地震及び津波特有の事故シーケンスへの対応に際しては、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器、配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事

故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

(3) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、共通要因故障、系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕、炉心損傷防止に必要な設備容量等の観点で、より厳しい事故シーケンスを選定する。

a. ２次冷却系からの除熱機能喪失

１次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、フィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

b. 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

ただし、共通要因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。また、原子炉補機冷却機能喪失時に生じるＲＣＰシール部からの漏えいの有無による影響を確認するため、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

c. 原子炉補機冷却機能喪失

１次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を選定する。

ただし、「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」は、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が

喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

d. 原子炉格納容器の除熱機能喪失

破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の時間余裕の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

e. 原子炉停止機能喪失

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ＡＴＷＳ緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

f. ＥＣＣＳ注水機能喪失

破断口径の大きさによる１次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

g. ＥＣＣＳ再循環機能喪失

破断による１次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替までの時間が短いことで、再循環切替が失敗する時点での崩壊

熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

h. 格納容器バイパス

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮して、「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」のそれぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

なお、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、すべての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な以下の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており、これらを除く事故シーケンスを対象に、重要事故シーケンスの選定を実施している。

・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
・１次系流路の閉塞により２次系除熱機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故
・Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.2 表に示す。

6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

(1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最

高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。

(2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]を下回ること。

(3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が、最高使用圧力 0.261MPa[gage]又は限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力の 2 倍の 0.522MPa[gage]を下回ること。

(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、最高使用温度 122℃又は限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(3)及び(4)に示す原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の各事故シーケンスグループでの適用については、原則、最高使用圧力及び最高使用温度を下回ることとするが、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、評価上、最高使用圧力を起点とする操作があることから、最高使用圧力の 2 倍の 0.522MPa[gage]及び 200℃を下回ることとする。

ここで、原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については、漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して、規格計算又は試験にて、美浜発電所 3 号炉における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており、継続的に評価条件を維持していく。

具体的には、「追 補 2. Ⅱ 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に構造健全性等の確認結果を示す。

6.2.2 運転中の原子炉における重大事故

6.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については、著しい炉心損傷の発生後、原子炉格納容器が破損に至る可能性があると想定する格納容器破損モードを、本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ、格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には、事故の進展を炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出し、事故進展中に実施される緩和手段等から第 6.2.4 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理する。

(2) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを、事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

b. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

c. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

d. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

e. 水素燃焼

f. 溶融炉心・コンクリート相互作用

また、上記に分類されない格納容器破損モードとして、以下の格納容器破損モードを抽出している。

・原子炉容器内での水蒸気爆発（α モード）

・格納容器隔離失敗（β モード）

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θ モード）

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ（ν モード）

・蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

これらの格納容器破損モードについては、発生する可能性が極めて低いことや、炉心損傷防止対策によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

なお、蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）については、炉心損傷後の限定的な条件下で発生する破損モード（温度誘因蒸気発生器伝

熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））があるが、発生する可能性は極めて低く、万が一発生した場合においても、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を活用した大規模損壊対策による影響緩和を図る。

また、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペデスタルに開口部があるＢＷＲマークⅠ型の原子炉格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが、ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに、有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には、格納容器破損モードごとに、当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいプラント損傷状態（以下「ＰＤＳ」という。）に属する事故シーケンスの中から、当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。ＰＤＳの分類記号についての説明を第 6.2.3 表に示す。なお、Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡにおいても、大破断ＬＯＣＡで整備した格納容器破損防止対策が有効である。

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断口径が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され、原子炉格納容器内への注水がなく圧力上昇が抑制されないＰＤＳである「ＡＥＤ」に属する事故シーケンスのうち、中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断ＬＯＣＡを起因とした「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する

観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

b. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に１次冷却材圧力が高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きく、補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されないＰＤＳである「ＴＥＤ」に属する事故シーケンスのうち、１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

c. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

１次冷却材圧力が高圧で維持され、原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないＰＤＳである「ＴＥＤ」に属する事故シーケンスのうち、１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、

原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

d. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断口径が大きく、原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内が冷却されないＰＤＳである「ＡＥＷ」に属する事故シーケンスのうち、中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし、さらに炉心損傷を早める観点から高圧注入機能及び低圧注入機能の喪失を、原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、本評価事故シーケンスにおいては、内部スプレポンプによる注水は想定せず、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する。内部スプレポンプによる注水を想定する場合、原子炉格納容器内の蒸気を凝縮することで温度が上昇した格納容器スプレイ水が連通管を通じて原子炉下部キャビティに流入することから、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さくなり溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下した際に蒸気が急激に生成され、溶融燃料－冷却材相互作用による短期間での原子炉格納容器圧力の上昇幅は大きくなる。一方、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する場合、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に高くなり溶融燃料－冷却材相互

作用による蒸気発生量は相対的に小さくなるが、内部スプレポンプによる注水よりも注水開始時間が遅く、注水流量も小さいため、溶融燃料－冷却材相互作用発生前後の原子炉格納容器圧力の抑制効果は小さくなる。これら二つの観点から、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定した方が、原子炉格納容器圧力を総合的に厳しく評価することとなる。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

e. 水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事象進展に伴う水素発生速度が大きく、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により、原子炉格納容器内の水素濃度が高くなるＰＤＳである「ＡＥＩ」に属する事故シーケンスのうち、中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく、事故進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる大破断ＬＯＣＡを起因とし、事象初期の大容量の炉心注水に期待できない低圧注入機能の喪失を想定し、さらに炉心損傷を早め、時間余裕及び設備容量の観点から厳しくなるように高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

f. 溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下す

る溶融炉心が冷却されないＰＤＳである「ＡＥＤ」に属する事故シーケンスのうち、中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく事故進展が早くなり原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とした「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.3 表に示す。

6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定

6.2.2.1 に挙げた格納容器破損モードについては、格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）については、ＢＷＲマークⅠ型の原子炉格納容器特有の事象であり、ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、本格納容器破損モードに係る評価項目（原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること）については、評価項目として設定しない。

(1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が、限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.261MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.522MPa[gage]を下回ること。

(2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

(3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

(4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉冷却材圧力は 2.0MPa [gage] 以下に低減されていること。

(5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。

(6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して 13vol%以下であること。

(7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(1)の要件を満足すること。

(8) 溶融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

6.2.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

6.2.3.1 想定事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」については、本原子炉施設において、使用済燃料ピット内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故 1

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故 2

サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故

6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については、使用済燃料ピットにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

(1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3) 未臨界が維持されていること。

6.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

運転停止中の原子炉は、主発電機の解列から並列までの期間とし、この期間中はプラント状態が様々に変化する。このため、プラントの運転状態、１次冷却系の開放状態、１次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況等に応じた緩和設備の状態等に応じて、プラントの状態を適切に区分したうえで、「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、運転停止中の原子炉において、燃料の著しい損傷に至る可能性があると想定する事故シーケンスを、本原子炉施設を対象としたＰＲＡの結果を踏まえ事故シーケンスグループにグループ化し、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

停止時レベル１ＰＲＡにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第 6.2.5 図に示すイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

運転停止中事故シーケンスのグループ化に当たっては、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類している。

a. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

b. 全交流動力電源喪失

c. 原子炉冷却材の流出

d. 反応度の誤投入

(3) 重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕、燃料損傷回避に必要な設備容量等の観点で、より厳しいシーケンスを選定する。

a. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」を、重要事故シーケンスとして選定する。

なお、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

b. 全交流動力電源喪失

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

全交流動力電源喪失の発生に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から、崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

c. 原子炉冷却材の流出

１次冷却材の流出流量が多く、１次冷却系保有水の確保の観点から、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が

喪失する事故」を、重要事故シーケンスとして選定する。

d. 反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入事故」のみである。

定期検査中、原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることから、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」を重要事故シーケンスとして選定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 6.2.4 表に示す。

6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

(1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

6.3 評価に当たって考慮する事項

6.3.1 有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンスごとに、関連する措置を「「追補１　5.重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補」及び「添付書類八「1.11.7.1 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「「追補１　5.重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補」で講じることとした措置のうち、「添付書類八　「1.11.7.1 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成 25 年 6 月 19 日制定）」に対する適合」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料及び電源の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。なお、「運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」における一つの事故シーケンスグループにおいて複数の対策があり、それぞれで重要事故シーケンスを選定していない場合には、代表性、包絡性を整理し、解析を行い、「運転中の原子炉における重大事故」における一つの格納容器破損モードにおいて複数の対策がある場合は、各々の対策において解析を行う。

6.3.2 安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに、ＰＲＡの結果を踏まえ、起因事象の発生に加えて想定する共通要因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。また、機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

6.3.3 外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが、基本的には常用系機器の機能喪失、工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作への影響を考慮し

て外部電源がない場合を想定する。ただし、外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は、外部電源がある場合を想定する。

6.3.4 単一故障に対する仮定

重大事故等は設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、確実な実施のための時間余裕を含め、以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

(1) 中央制御室での警報発信等を起点として中央制御室で実施する操作については、警報等の発信時点から 10 分後に開始する。

(2) (1)の操作に引き続き中央制御室で実施する操作については、(1)の操作から 1 分後に開始する。

(3) 中央制御室で監視するパラメータが、操作開始条件に達したことを起点として中央制御室で実施する操作については、操作開始条件到達から 10 分後に開始する。

(4) 中央制御室で監視するパラメータが、操作開始条件に達したことを起点として現場で実施する操作については、操作開始条件到達から 30 分後に開始する。

(5) その他、個別の運転員等の操作に必要な時間を考慮して操作を開始する。

なお、運転員等は手順書にしたがい、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作現場までのアクセスルートの状況、操作現場の状況等を踏まえ、訓練実績

等に基づき上記の運転員等操作時間を設定する。

6.3.6 考慮する範囲

有効性評価を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

また、有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが、有効性評価における解析としては、原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし、外部支援がないものとして 7 日間の対策成立性を評価する。

6.4 有効性評価に使用する計算プログラム(1)

有効性評価に使用する解析コードは、事故シーケンスの特徴に応じて、重要現象がモデル化されており、実験等を基に検証され、適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして、以下に示す解析コードを使用する。また、重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて、事故シーケンスグループ等との対応を第 6.4.1 表から第 6.4.3 表に示す。

6.4.1 Ｍ－ＲＥＬＡＰ５(1)

6.4.1.1 概要

制御系、熱水力、熱構造材、原子炉動特性等の計算機能を有し、原子炉の事故時の熱流動解析を行う上で汎用性の高い解析コードである。

熱流動解析では、１次冷却系及び２次冷却系を複数のボリューム及びボリュームを接続するジャンクションで表し、気液各相の質量、運動量及びエネルギー保存式を独立に解き、各ボリュームの冷却材の圧力、温度、密度及びジャンクションの流量を各相について計算する。原子炉の解析においては、炉心出力変化、冷却材ポンプ、配管や機器からの冷却材の流出、原子炉トリップ、制御保護設備、非常用炉心冷却設備の状態等の諸量の模擬を行う。

また、同時に実行される燃料棒熱解析では、炉心部を大別して高温燃料棒、高温集合体領域及び平均集合体領域に区別し、各々の領域で燃料棒熱解析を行う。各領域では燃料ペレット及び燃料被覆管を半径方向及び軸方向に分割し、熱流動計算側から計算ステップごとに得られる圧力、温度、気液割合、流量等のパラメータを用いて熱発生、熱伝導及び壁面熱伝達を解き、評価項目となるパラメータと照合すべき燃料被覆管最高温度、ジルコニウム－水反応量を評価する。

本解析コードは、米国エネルギー省及びアイダホ国立研究所により開発されたＲＥＬＡＰ５－３Ｄを基に、ＰＷＲプラントの中小破断ＬＯＣＡ解析に適用するため、米国ＮＲＣの連邦規則である、10 CFR 50 Appendix K “ECCS Evaluation Models”にて要求される保守的なモデ

ル（Ｍｏｏｄｙ臨界流モデル等）を付加した解析コードである。

6.4.1.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉心

重要現象として、崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。

(2) １次冷却系

重要現象として、冷却材流量変化（自然循環時）、冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入がモデル化されている。

(3) 加圧器

重要現象として、気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(4) 蒸気発生器

重要現象として、１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出（臨界流・差圧流）、２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水（主給水・補助給水）がモデル化されている。

6.4.1.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、ORNL/THTF、ROSA/LSTF SB-CL-18、ROSA/LSTF SB-CL-39、PKL/F1.1、Marviken、LOFT L9-3、LOFT L6-1 の試験解析等により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 6.4.4 表に示すとおりである。

6.4.2 ＳＰＡＲＫＬＥ－２[1]

6.4.2.1 概要

Ｍ－ＲＥＬＡＰ５の炉心部分を１点炉近似動特性モデルから３次元動特性モデルに変更し、炉内熱流動に対しても３次元二相流動解析を採用した解析コードであり、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５、３次元炉心動特性計算コードＣＯＳＭＯ－Ｋ及び３次元炉心熱流動特性コードＭＩＤＡＣの三つの要素コードを動的に結合し、１次冷却系全体の熱流動と３次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡特性解析コードである。

結合計算の流れとしては、炉心過渡計算のため、炉心境界条件として１次冷却材圧力、炉心入口エンタルピ、炉心入口流量及び炉心入口ほう素濃度がＭ－ＲＥＬＡＰ５からＣＯＳＭＯ－Ｋ及びＭＩＤＡＣに受け渡される。炉心過渡計算では、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５から受け渡された炉心境界条件とＣＯＳＭＯ－Ｋから受け渡される３次元出力分布に基づき、ＭＩＤＡＣにて熱流束、燃料棒内温度、炉心冷却材密度／温度及びほう素濃度の３次元分布を計算し、その後、ＭＩＤＡＣから受け渡された燃料実効温度、炉心冷却材密度／温度及びほう素濃度を用いて、ＣＯＳＭＯ－Ｋにて中性子動特性計算により炉心出力及び炉心出力分布を計算する。

炉心過渡計算が終了すると、ＭＩＤＡＣで計算された熱流束分布がＭ－ＲＥＬＡＰ５に返され、炉心部を含む１次冷却系全体の熱流動を計算する。

6.4.2.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、加圧器及び蒸気発生器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉心

核については、重要現象として、中性子動特性（核分裂出力）、ドップラ反応度帰還効果、減速材反応度帰還効果及び崩壊熱がモデ

ル化されている。

燃料については、重要現象として、燃料棒内温度変化がモデル化されている。

熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2) 加圧器

重要現象として、気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(3) 蒸気発生器

重要現象として、１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出（臨界流・差圧流）、２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水（主給水・補助給水）がモデル化されている。

6.4.2.3 検証、妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの検証、妥当性確認を実施している。具体的には、TWIGL ベンチマーク、LMW ベンチマーク、SPERT-Ⅲ E-core 実験解析、NUPEC 管群ボイド試験解析、LOFT L9-3、LOFT L6-1 の試験解析等により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、検証、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 6.4.5 表に示すとおりである。

6.4.3 ＭＡＡＰ[1]

6.4.3.1 概要

重大事故等の事象進展の各段階を網羅し、原子炉、１次冷却系、原子炉格納容器内で起こると考えられる重要な事故時の物理現象をモデル化するとともに、工学的安全設備や炉心損傷防止対策あるいは格納容器破損防止対策で想定する各種の機器についてのモデルを備えている。また、核分裂生成物に関する物理現象をモデル化しており、事故時に炉心溶融に伴って１次冷却系や原子炉格納容器に放出される核分

裂生成物の挙動についても取り扱うことが可能である。このように、広範囲の物理現象を取り扱うことが可能な総合解析コードであり、重大事故時等に想定される種々の事故シーケンスについて、起因事象から安定した状態、あるいは過圧、過温により原子炉格納容器健全性が失われる状態まで計算が可能であることが特徴である。

熱水力モデルでは、質量及びエネルギー保存則を解く一方、運動量方程式を準静的な取扱いとしているため、流体慣性が重要となる現象、例えばＬＯＣＡ直後の炉心の流動等、短期間に発生する現象を精緻に取り扱うような場合には適していないものの、系内の質量及びエネルギーの収支を適切に取り扱っており、長期的な原子炉及び原子炉格納容器の応答の評価には適用性を有する。

6.4.3.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、１次冷却系、加圧器、蒸気発生器、原子炉格納容器、炉心損傷後の原子炉容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉心

核については、重要現象として崩壊熱がモデル化されている。

燃料については、重要現象として、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化及び気液分離（炉心水位）・対向流がモデル化されている。

(2) １次冷却系

重要現象として、気液分離・対向流、構造材との熱伝達、ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入がモデル化されている。

(3) 加圧器

重要現象として、冷却材放出（臨界流・差圧流）がモデル化されている。

(4) 蒸気発生器

重要現象として、１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出（臨界流・差圧流）、２次側水位変化・ドライアウトがモデル化されている。

(5) 原子炉格納容器

重要現象として、区画間の流動（蒸気、非凝縮性ガス）、区画間の流動（液体）、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却及び水素濃度変化がモデル化されている。

(6) 炉心損傷後の原子炉容器

重要現象として、リロケーション、原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用（以下「原子炉容器内ＦＣＩ」という。）（溶融炉心細粒化）、原子炉容器内ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達、原子炉容器破損・溶融及び１次系内核分裂生成物挙動（以下「１次系内ＦＰ挙動」という。）がモデル化されている。

(7) 炉心損傷後の原子炉格納容器

重要現象として、原子炉容器外溶融燃料－冷却材相互作用（以下「原子炉容器外ＦＣＩ」という。）（溶融炉心細粒化）、原子炉容器外ＦＣＩ（デブリ粒子熱伝達）、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解・非凝縮性ガス発生及び原子炉格納容器内核分裂生成物挙動（以下「原子炉格納容器内ＦＰ挙動」という。）がモデル化されている。

6.4.3.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、TMI 事故解析、MB-2 実験解析、HDR 実験解析、CSTF 実験解析、ACE 実験解析、SURC 実験解析、PHEBUS-FP 実験解析、ABCOVE 実験解析、感度解析により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、

妥当性確認等によりその不確かさを把握している。具体的には、第6.4.6表に示すとおりである。

6.4.4 ＧＯＴＨＩＣ[1]

6.4.4.1 概要

原子炉格納容器の熱流動解析を主目的に開発された汎用熱流動解析コードであり、質量、エネルギー及び運動量の３保存則を気相、液相及び液滴相の各流体場に適用し、状態方程式、熱伝導方程式、各種構成式及び相関式等を解くことにより、流体、構造材の相互作用、機器の動作を考慮した過渡解析が可能である。

原子炉格納容器内の区画間・区画内の流動を適切に模擬するため、原子炉格納容器を適切にノード分割する。流動計算で取り扱われる流体は各種ガス組成及び蒸気を含む気相、液相及び液滴相となり、これら各相に対して質量、エネルギー、運動量の保存式を各種の構成式及び相関式とあわせて数値的に解き、原子炉格納容器内の流動を模擬する。

6.4.4.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 原子炉格納容器

重要現象として区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及び水素処理がモデル化されている。

6.4.4.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、NUPEC 試験 TestM-7-1、NUPEC 試験 TestM-4-3、熱伝達試験との比較等による妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 6.4.7 表に示すとおりである。

6.4.5 ＣＯＣＯ[(1)(2)(3)(4)]

6.4.5.1 概要

原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯは、原子炉冷却材喪失事故時の原子炉格納容器内の圧力、温度変化の評価を主目的に開発され、原子炉格納容器内を気相系と液相系に大別し、各系内では状態は一様とし、各々の系について質量及びエネルギー保存則を解く。

気相部の蒸気については過熱及び飽和状態、液相部の水については飽和及び未飽和状態を模擬することができ、どの状態にあるかは圧力、流体温度を内蔵された蒸気表に照らして蒸気及び水の状態を判別して、対応した状態方程式を用いる。また、格納容器スプレイ設備等の減圧系のみならず、原子炉格納容器内構造物との間の熱の授受もモデルとして組み込まれている。

6.4.5.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 原子炉格納容器

重要現象として構造材との熱伝達及び内部熱伝導がモデル化されている。

6.4.5.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、CVTR Test-3 試験解析による妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 6.4.8 表に示すとおりである。

6.5 有効性評価における解析の条件設定の方針

6.5.1 解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とするが、標準値として評価項目となるパラメータに対し有意な影響を及ぼさないことを踏まえて条件を設定する場合もある。この際、「6.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし、「6.5.2 共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお、初期条件とは異常状態が発生する前の原子炉施設の状態、事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態、機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態、操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

6.5.2 共通解析条件

操作条件については、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが、以下に示す解析条件は、各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。なお、解析条件の不確かさの影響については、グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

6.5.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件

a. 初期定常運転条件

解析では、炉心熱出力の初期値として、定格値(2,432MWt)に正

の定常誤差（定格値の＋2%）を考慮した値を用いる。また、１次冷却材平均温度の初期値として、定格値（305.7℃）に正の定常誤差（＋2.2℃）を考慮した値を用いる。また、１次冷却材圧力の初期値として、定格値(15.41MPa[gage])に正の定常誤差（＋0.21MPa）を考慮した値を用いる。

なお、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」においては、出力抑制について減速材温度の反応度帰還効果に期待しており、反応度帰還効果を小さくするため、サイクル寿命初期の炉心運用を包絡する正側の設定としていることから、炉心熱出力、１次冷却材平均温度及び１次冷却材圧力の初期値として定格値を用いる。

b. １次冷却材流量

１次冷却材全流量は熱設計流量を用いる。

c. 炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、燃料ペレット／燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いる。

(a) 炉心崩壊熱[5]

炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料の装荷を考慮して炉心運用を包絡するよう設定し、燃料被覆管温度等に関連する、炉心の露出状況を確認する必要がある事象においては、第 6.5.1 図に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用い、１次冷却材圧力等のプラント全体に関連する炉心平均挙動を評価する事象においては、第 6.5.2 図に示す炉心の平均的な崩壊熱を表す炉心平均評価用崩壊熱を用いる。

(b) 炉心バイパス流量

熱除去に寄与しない炉心バイパス流量割合は設計値として 4%を用いる。

(c) 核的パラメータ

即発中性子寿命、遅発中性子割合、減速材密度係数、ドップラ係数等の核的パラメータは、原則としてウラン燃料の装荷を考慮した炉心運用を包絡する値を用いる。なお、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における減速材反応度帰還効果は、ウラン燃料の装荷を考慮した炉心運用を包絡する減速材温度係数の初期値（標準値）を設定し、ドップラ反応度帰還効果は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮する。

d. 加圧器

加圧器保有水量の初期値は、全出力運転状態における保有水量に基づき 60%体積とする。

e. 蒸気発生器

蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%を考慮する。また、蒸気発生器２次側水位は設計値として 44%（狭域水位スパン）を、水量は１基当たり設計値として 51t を用いる。

f. 原子炉格納容器

(a) 自由体積

原子炉格納容器自由体積は、設計値に余裕を考慮した小さい値として 69,500m^3 を用いる。

(b) ヒートシンク

原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値に余裕を考慮した小さい値を用いる。

(c) 初期温度及び初期圧力

原子炉格納容器の初期温度及び初期圧力は、設計値として 47℃及び 12.0kPa[gage]を用いる。

g. 主要機器の形状

主要機器の形状に関する条件は、以下の値を用いる。

・加圧器、蒸気発生器、冷却材ポンプ、１次冷却材管及び原子炉格納容器は設計値を用いる。

・原子炉容器は標準値を用いる。

(2) 事故条件

a. 原子炉冷却材喪失時の破断位置

１次冷却材管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、炉心の再冠水が遅れること、破断ループに接続されたＥＣＣＳの注水効果に期待できないこと等を踏まえ、設計基準事故と同様に低温側とする。

なお、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、蒸気発生器２次側保有水の保有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて低温側とする。

(3) 重大事故等対策に関連する機器条件

a. 炉心及び燃料

トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、第 1.2.2 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%落下までの時間を 1.8 秒とする。

b. 安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉トリップ限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

過大温度ΔＴ高

１次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.1 図参照）

（応答時間 6.0 秒）

原子炉圧力低

12.83MPa[gage]（応答時間 2.0 秒）

１次冷却材ポンプ電源電圧低

65%（定格値に対して）（応答時間 1.2 秒）

蒸気発生器水位異常低

蒸気発生器狭域水位 11%（応答時間 2.0 秒）

また、工学的安全施設作動信号のうち、非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値及び応答時間として以下の値を用いる。

原子炉圧力異常低

10.97MPa[gage]（応答時間 0 秒、2.0 秒）

原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

11.66MPa[gage]（圧力）及び水位検出器下端水位（水位）の一致（応答時間 2.0 秒）

なお、非常用炉心冷却設備作動信号「原子炉圧力異常低」の応答時間については、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では非常用炉心冷却設備の作動による炉心注水がより早くなることで原子炉格納容器に放出されるエネルギー増による原子炉格納容器の圧力及び温度を厳しくする観点、並びに「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで崩壊熱がより高い時点で再循環切替失敗し、炉心水位の低下を早め代替再循環への切替操作時間を厳しくする観点を踏まえ 0 秒とし、その他の事故シーケンスグループは 2.0 秒とする。

c. 原子炉制御設備

原子炉制御設備は、外乱を小さくする方向に働くことから作動しないものとする。ただし、１次冷却系及び２次冷却系の主要弁である加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁は過渡事象の様相に対する寄与が大きいことから、自動動作するものとする。

なお、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」のうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、加圧器圧力制御系、加圧器水位制御系及び給水制御系は、１次冷却材の２次冷却系への流出を厳しくする観点から自動作動するものとする。

d. １次冷却系及び２次冷却系主要弁

加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の容量は以下の値を使用する。また、加圧器安全弁及び主蒸気安全弁の動作圧力については設計値に余裕を考慮した高い値を使用する。

(a) 加圧器逃がし弁容量：95t/h（1 個当たり）

(b) 加圧器安全弁容量　：157t/h（1 個当たり）

(c) 主蒸気逃がし弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%

(d) 主蒸気安全弁容量：定格主蒸気流量（ループ当たり）の 100%

e. 冷却材ポンプ(6)

冷却材ポンプ回転数等の冷却材ポンプ仕様に関する条件は設計値を用いる。

f. 格納容器循環冷暖房ユニット

格納容器循環冷暖房ユニットは 1 基動作し、1 基当たり設計値に余裕を考慮した小さい除熱特性（100℃～約 153℃、約 8.1MW～約 13.9MW）で原子炉格納容器を除熱するものとする。

g. 燃料取替用水タンク

燃料取替用水タンクの水量は、設計値として 1,325m^3を用いる。

6.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故

(1) 初期条件

6.5.2.1.(1)に同じ。なお、格納容器破損モード「水素燃焼」については、原子炉格納容器内に分散し配置した重大事故等対処施設の有効性を評価する観点から、原子炉格納容器のヒートシンク及び初期圧力は、以下の値を用いる。

・原子炉格納容器のヒートシンクは、設計値に余裕を考慮した大きい値を用いる。

・原子炉格納容器の初期圧力は、0kPa[gage]を用いる。

(2) 事故条件

a. 原子炉冷却材喪失時の破断位置

１次冷却材管の破断によるＬＯＣＡを想定する場合の配管の破断位置について、格納容器破損防止対策の有効性評価においては、ＥＣＣＳ注水に期待していないこと、また、アキュムレータからの注水のみでは炉心冠水を維持できないことを踏まえ、早期に炉心からの蒸気が系外に放出される高温側とする。

(3) 重大事故等対策に関連する機器条件

6.5.2.1(3)に同じ。

6.5.2.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件

a. 使用済燃料ピット崩壊熱

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、使用済燃料ピットの熱負荷は 7.638MW を用いる。

b. 事象発生前使用済燃料ピット水温

使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として 40℃を用いる。

c. 使用済燃料ピットに隣接するピットの状態

燃料取り出し直後の使用済燃料ピットの状態を想定しており、燃料を取り出す際には原子炉補助建屋内キャナルとキャスクピット、使用済燃料ピットの間に設置されているゲートを取り外すことから、使用済燃料ピット、原子炉補助建屋内キャナル及びキャスクピットは接続状態とする。なお、水温が 100℃まで上昇する時間の評価は、温度条件が厳しくなるように使用済燃料ピットのみの水量を考慮する。

d. 主要機器の形状

使用済燃料ピット等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a. 放射線の遮蔽が維持できる使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる、燃料頂部から、4.23m とする。

6.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く。）

a. 炉心崩壊熱[5]

炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂

生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する崩壊熱はウラン燃料の装荷を考慮して設定し、第6.5.1図に示す局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。

b. 原子炉停止後の時間

燃料取り出し前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として、原子炉停止後の時間は72時間とする。

c. 1次冷却材圧力

ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。

d. 1次冷却材高温側温度

ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。

e. 1次冷却材水位

プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。

f. 1次冷却系開口部

ミッドループ運転中に確保している蒸気放出経路として、1次冷却系開口部は、加圧器安全弁が3個取り外され、加圧器のベント弁が1個開放されているものとする。

g. 主要機器の形状

主要機器の形状に関する条件は、以下の値を用いる。

・冷却材ポンプ、加圧器、蒸気発生器、1次冷却材管及び原子炉格納容器は設計値を用いる。

・原子炉容器は標準値を用いる。

6.6 解析の実施方針

有効性評価における解析は、評価項目となるパラメータの推移のほか、事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し、事象進展が適切に解析されていることを確認する。また、発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することも想定し、評価項目となるパラメータに対し厳しくなる原子炉施設の結果を明示する。

なお、事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ、解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ、評価項目を満足することが合理的に説明できる場合は解析以外の方法で評価を行う。

6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を評価するものとする。ここで、要員の配置による他の操作に与える影響とは、解析コード及び解析条件の不確かさの影響に伴う運転員等操作時間の変動が要員配置の観点で作業成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり、重畳する影響因子がないと考えられる等、影響が容易に把握できる場合は、選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く、現象が複雑である等、影響が容易に把握できない場合は、事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

6.7.1 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定[(1)]し、そのうち第 6.7.1 表から第 6.7.3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは、選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.2 解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち、初期条件、事故条件及び機器条件の不確かさについて、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。また、解析条件である操作条件の不確かさとして、上記の解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作開始時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響

及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

6.7.3 操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作の各々について、その遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

6.8 必要な要員及び資源の評価方針

6.8.1 必要な要員の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した、最も厳しい重大事故等対策時において、時間外、休日（夜間）における要員の確保の観点から、重大事故等対策要員（運転員、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員で構成）を配置し、必要な体制を整備している。

「「追補１　5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補」で整備している体制にて、対処可能であることを確認するとともに、必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

6.8.2 必要な資源の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい重大事故等対策時において、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに、7 日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また、有効性評価において考慮されていない機器についても、使用した場合を想定して、各資源について 7 日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

6.9 参考文献

(1) 「三菱ＰＷＲ 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」
ＭＨＩ―ＮＥＳ―１０６４　改１
三菱重工業、平成２８年

(2) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」
ＭＡＰＩ―１０３５　改８
三菱重工業、平成１１年

(3) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」
ＭＡＰＩ―１０６３　改２
三菱重工業、平成２年

(4) 「三菱ＰＷＲ原子炉格納容器内圧評価解析手法」
ＭＨＩ―ＮＥＳ―１０１６
三菱重工業、平成１２年

(5) 「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」
ＭＨＩ―ＮＥＳ―１０１０　改４
三菱重工業、平成２５年

(6)「WOG2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRS」
ＷＣＡＰ－１５６０３　１－Ａ
Westinghouse、2003 年

第 6.2.1 表　有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連

事故シーケンスグループ等		技術的能力審査基準	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16
		設置許可基準規則／技術基準規則	44条/59条	45条/60条	46条/61条	47条/62条	48条/63条	49条/64条	50条/65条	51条/66条	52条/67条	53条/68条	54条/69条	55条/70条	56条/71条	57条/72条	58条/73条	59条/74条
		重要事故シーケンス等	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性等に関する手順等
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	２次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	－	●	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	全交流動力電源喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	－	●	●	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
		外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	－	●	●	●	●	－	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	－	●	●	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	原子炉格納容器の除熱機能喪失	中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	●	●	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－
	ＥＣＣＳ注水機能喪失	中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故	－	●	●	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	●	●	●	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
		蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	－	●	●	●	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
運転中の原子炉における重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	－	●	●	●	－	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接過熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	－	●	●	●	－	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
	水素燃焼	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	－	●	●	●	●	－	－	●	－	●	－
	溶融炉心・コンクリート相互作用	大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	●	●	●	●	●	－	●	●	●	●
使用済燃料ピット事故における重大事故に至るおそれがある事故	想定事故１	使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－	●	－
	想定事故２	サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－	●	－
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	全交流動力電源喪失	燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	－	－	－	●	●	●	－	－	－	●	●	－	●	●	●	●
	原子炉冷却材の流出	燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故	－	－	－	●	－	●	－	－	－	－	－	－	●	－	●	－
	反応度の誤投入	原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故	●	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	●	－

第 6.2.2 表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(1/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス※
２次冷却系からの除熱機能喪失	・小破断ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故 ・極小ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故 ・蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故 （従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）
原子炉補機冷却機能喪失	・原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生する事故	・原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故 （全交流動力電源喪失時と事象進展が同じであるため、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」と同じシーケンスを評価）
原子炉格納容器の除熱機能喪失	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

※：（　）は、選定した事故シーケンスと重要事故シーケンスの相違理由を示す。

第 6.2.2 表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス※
原子炉停止機能喪失	・原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故	・原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故	・主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 ・負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故 （１次冷却材圧力、温度の観点で厳しい起因事象を選定）
ＥＣＣＳ注水機能喪失	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故 ・極小ＬＯＣＡ時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、高圧注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故	・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故
ＥＣＣＳ再循環機能喪失	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、高圧再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故
格納容器バイパス	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	・インターフェイスシステムＬＯＣＡ ・蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

※：（　）は、選定した事故シーケンスと重要事故シーケンスの相違理由を示す。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(1/5)

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	最も厳しいＰＤＳ	最も厳しいＰＤＳの考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	・SED　・SLW ・TED　・SEW ・TEW　・AED ・AEW	AED	・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉格納容器内への冷却材放出量が大きく原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展について厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 以上より、AEDが最も厳しいＰＤＳとなる。
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	・SED　・SLW ・TED　・SEW ・TEW　・AED ・AEW	TED	・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・原子炉容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きくなる小破断ＬＯＣＡ（S**）、過渡事象（T**）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・補助給水による冷却がない（T**）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいＰＤＳとなる。
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	・SED　・SEI ・TEI　・SLI ・TED　・SLW ・TEW　・SEW	TED	・１次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象（T**）が、減圧の観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、高圧溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいＰＤＳとなる。
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	・AEI　・SLI ・AEW　・SLW ・SEI　・SEW	AEW	・事故進展が早く原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内の冷却がない（**W）が、冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 以上より、AEWが最も一番厳しいＰＤＳとなる。
水素燃焼	・TEI　・TEW ・SED　・SEW ・AEI　・AEW ・SEI　・SLW ・SLI　・AED ・TED	AEI	・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる、原子炉格納容器が除熱される状態（**I）のＰＤＳが厳しい。 ・炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各ＰＤＳで炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しい。 以上より、AEIが最も厳しいＰＤＳとなる。
溶融炉心・コンクリート相互作用	・TEI　・AED ・TED　・SLI ・SED　・SLW ・TEW　・AEW ・AEI　・SEW ・SEI	AED	・事故進展が早い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉容器破損時の崩壊熱が高く厳しい。 ・１次冷却材圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がない（A**）が、原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の量を多くするため厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、溶融炉心を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しい。 以上より、AEDが最も厳しいＰＤＳとなる。

ＰＤＳ：プラント損傷状態

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(2/5)

補足：ＰＤＳの分類記号

事故のタイプと１次冷却材圧力	
分類記号	状態の説明
A	１次冷却系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：大中破断ＬＯＣＡ）
S	１次冷却系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：小破断ＬＯＣＡ）
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至るもの。（起因事象：過渡事象）
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの。（起因事象：蒸気発生器伝熱管破損）
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの。（起因事象：インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

炉心損傷時期	
分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの。

原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器破損時期、溶融炉心の冷却手段）	
分類記号	状態の説明
D	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく、溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器破損に至る可能性があるもの。
W	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器破損に至る可能性があるもの。
I	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器破損に至る可能性があるもの。
C	ＥＣＣＳや格納容器スプレイによる原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、原子炉格納容器破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(3/5)

格納容器 破損モード	最も厳しい ＰＤＳ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	評価事故シーケンス※1
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	AED	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故※2
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	TED	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故※3 （事故進展を早める観点から厳しくなる補助給水系の機能喪失を考慮する。）

※1：（　）は、選定した事故シーケンスと評価事故シーケンスの相違理由を示す。

※2：恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

※3：恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(4/5)

格納容器 破損モード	最も厳しい ＰＤＳ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	評価事故シーケンス※1
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	TED	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 ・外部電源喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・手動停止時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・過渡事象時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・主給水流量喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 ・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故※2 （事故進展を早める観点から厳しくなる補助給水系の機能喪失を考慮する。）

※1：（　）は、選定した事故シーケンスと評価事故シーケンスの相違理由を示す。

※2：恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

第 6.2.3 表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）(5/5)

格納容器 破損モード	最も厳しい ＰＤＳ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	評価事故シーケンス※1
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	AEW	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故※2
水素燃焼	AEI	・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故 ・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故
溶融炉心・コンクリート相互作用	AED	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故※3

※1：（　）は、選定した事故シーケンスと評価事故シーケンスの相違理由を示す。

※2：原子炉下部キャビティ水のサブクール度を小さくするため、原子炉格納容器内への注水が遅く、流量が少なくなるように全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ注水及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する。

※3：恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

第 6.2.4 表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	最も厳しい事故シーケンス	重要事故シーケンス
崩壊熱除去機能喪失	・余熱除去機能が喪失する事故 ・外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故 ・原子炉補機冷却機能が喪失する事故	・余熱除去機能が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故※1
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故※1※2
原子炉冷却材の流出	・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故 ・水位維持に失敗する事故 ・オーバードレンとなる事故	・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故	・燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故※1
反応度の誤投入	・反応度の誤投入事故	・反応度の誤投入事故	・原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故※3

※1：崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中を想定する。
※2：全交流動力電源喪失に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
※3：原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点から、原子炉起動時を想定する。

第 6.4.1 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

解析コード名	適用事故シーケンスグループ
Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	・２次冷却系からの除熱機能喪失 ・全交流動力電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・ＥＣＣＳ注水機能喪失 ・格納容器バイパス
ＳＰＡＲＫＬＥ－２	・原子炉停止機能喪失
ＭＡＡＰ	・原子炉格納容器の除熱機能喪失 ・ＥＣＣＳ再循環機能喪失
ＣＯＣＯ	・全交流動力電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失

第 6.4.2 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転中の原子炉における重大事故

解析コード名	適用格納容器破損モード
ＭＡＡＰ	・雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） ・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 ・原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 ・水素燃焼 ・溶融炉心・コンクリート相互作用
ＧＯＴＨＩＣ	・水素燃焼

第 6.4.3 表　有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

解析コード名	適用事故シーケンスグループ
Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	・崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失） ・全交流動力電源喪失 ・原子炉冷却材の流出

第 6.4.4 表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等(1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	ORNL/THTF の試験解析より、熱伝達の不確かさが 0%～－40%の範囲であり、保守的なモデルを使用していることを確認した。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	ORNL での実験に基づく式を使用しており、不確かさは 95%信頼区間の上限である。
	沸騰・ボイド率変化 気液分離（水位変化）・対向流	ボイドモデル 流動様式	ORNL/THTF の試験解析より、炉心水位の不確かさが 0m～－0.3m であることを確認した。また、ROSA/LSTF SB-CL-18 の試験解析より、コードでは、炉心水位低下を数百秒早く評価する可能性があることを確認した。 Winfrith/THETIS の試験結果より、大気圧程度の低圧条件における炉心水位の不確かさは、最大でも±0.4m 程度であることを確認した。
１次冷却系	冷却材流量変化（自然循環時） 圧力損失	壁面熱伝達モデル 運動量保存則	PKL の試験解析より、自然循環流量を約 20%過大評価することを確認した。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	破断流モデル	Marviken の試験解析より、サブクール臨界流量の不確かさが±10%、二相臨界流量の不確かさが－10%～＋50%であることを確認した。
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	２流体モデル 壁面熱伝達モデル	ROSA/LSTF、PKL の試験解析より、２次冷却系強制冷却時の１次冷却材圧力の不確かさが 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。
	気液分離・対向流	流動様式	凝縮量又は熱伝達の不確かさについて、１次冷却材圧力で定量化し、ROSA/LSTF、PKL の試験解析より、１次冷却材圧力の不確かさが 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。
	ＥＣＣＳ強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入	蓄圧タンクの非凝縮性ガス	入力値に含まれる。
加圧器	気液熱非平衡	２流体モデル	LOFT L6-1 試験解析、LOFT L9-3 試験解析より、加圧時の１次冷却材温度の不確かさが±2℃、１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	水位変化		
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	

第 6.4.4 表　Ｍ－ＲＥＬＡＰ５における重要現象の不確かさ等(2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	壁面熱伝達モデル	ROSA/LSTF、PKL の試験解析より、２次冷却系強制冷却での減圧時の１次冷却材圧力の不確かさが 0MPa～＋0.5MPa であることを確認した。 LOFT L6-1 試験解析、LOFT L9-3 試験解析より、加圧時の１次冷却材温度の不確かさが±2℃、１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	入力値に含まれる。
	２次側水位変化・ドライアウト	２流体モデル	LOFT L6-1 試験解析、LOFT L9-3 試験解析より、ドライアウト特性を適切に模擬すること、及び、１次冷却材温度の不確かさが±2℃、１次冷却材圧力の不確かさが±0.2MPa であることを確認した。
	２次側給水（主給水・補助給水）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。

第 6.4.5 表　ＳＰＡＲＫＬＥ－２における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心（核）	中性子動特性（核分裂出力）	３次元動特性モデル 核定数フィードバックモデル	ドップラ反応度帰還効果の不確かさに含める。
	ドップラ反応度帰還効果		モンテカルロコードとの比較及び SPERT-Ⅲ E-core 実験解析より、ドップラ反応度帰還効果の不確かさとして従来から安全解析等に用いられてきた±10%が矛盾しないことを確認した。
	減速材反応度帰還効果		モンテカルロコードとの比較及び減速材温度係数測定検査との比較より、減速材温度係数の不確かさとして±3.6pcm/℃であることを確認した。
	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	非定常熱伝導方程式	ドップラ反応度帰還効果の不確かさに含める。
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化	二相圧力損失モデル サブクールボイドモデル 気液相対速度	NUPEC 管群ボイド試験解析より、予測値と測定値の差の標準偏差は 4%であり、2σを考慮すると沸騰・ボイド率の不確かさとして±8%であることを確認した。
加圧器	気液熱非平衡	２流体モデル	LOFT L6-1 試験解析、LOFT L9-3 試験解析より、１次冷却材温度の不確かさとして±2℃、１次冷却材圧力の不確かさとして±0.2MPa であることを確認した。
	水位変化		
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	二相／サブクール臨界流モデル	
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	伝熱管熱伝達モデル	
	２次側水位変化・ドライアウト	２流体モデル	
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	入力値に含まれる。
	２次側給水（主給水・補助給水）	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等(1/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 （核）	崩壊熱	炉心モデル （原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。
炉心 （燃料）	燃料棒内温度変化	炉心モデル （炉心熱水力モデル） 溶融炉心挙動モデル （炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認。 炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム－水反応度速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認（代表４ループプラントを例とした。）。 ・ＳＢＯ、ＬＯＣＡシーケンス共に、運転員操作の起点となる炉心溶融の開始時刻には影響は小さい。 ・下部プレナムへのリロケーションの開始時刻は、ＳＢＯシーケンスでは約14分早まる。ＬＯＣＡシーケンスでは約30秒早まる。
	燃料棒表面熱伝達		
	燃料被覆管酸化		
	燃料被覆管変形		
炉心 （熱流動）	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル （炉心水位計算モデル）	「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５よりも炉心露出を遅めに予測する傾向があり、これを不確かさとして取り扱う。Ｍ－ＲＥＬＡＰ５は炉心露出予測について保守的な傾向となることを確認。 ＥＣＣＳ再循環切替失敗直前の炉心領域とダウンカマの保有水量、ＥＣＣＳ再循環切替失敗後の崩壊熱による冷却材蒸散に伴う炉心水位低下の速度、炉心部のボイド率予測については、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５と同等な結果が得られていることを確認。 高温側配管領域の保有水量をＭ－ＲＥＬＡＰ５より多めに評価することを確認。これにより原子炉格納容器圧力を低めに評価するが、両コードの格納容器への放出エネルギーから見積もられる格納容器圧力の差はわずかでありＭ－ＲＥＬＡＰ５でＭＡＡＰの計算結果を境界条件に用いることの影響は軽微であることを確認。 また、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５は炉心露出予測について保守的な傾向となることを確認。
	気液分離（炉心水位）・対向流		
１次冷却系	気液分離・対向流	１次冷却系モデル （１次冷却系の熱水力モデル）	
	構造材との熱伝達	１次冷却系モデル （１次冷却系破損モデル）	－

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等(2/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
１次冷却系	ＥＣＣＳ強制注入	安全系モデル（ＥＣＣＳ）	入力値に含まれる。
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入	安全系モデル（蓄圧タンク）	注入特性の不確かさは入力値に含まれる。 感度解析により流動抵抗（圧損）の感度が小さいことを確認。
加圧器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	１次冷却系モデル （加圧器モデル）	TMI 事故解析より、Henry-Fauske モデルを用いた加圧器逃がし弁からの放出流量を適正に評価することを確認。
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	蒸気発生器モデル	MB-2 実験解析より、１次冷却系から２次冷却系への熱伝達を適正に評価することを確認した。ただし、２次冷却系からの液相放出がある場合、伝熱量を過大評価する傾向を確認。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		MB-2 実験解析より、蒸気放出の場合、放出量を適正に評価することを確認した。液相放出の場合、過大評価する傾向を確認。
	２次側水位変化・ドライアウト		MB-2 実験解析より、ダウンカマ水位、伝熱部コラプス水位をほぼ適正に評価することを確認した。液相放出がある場合、伝熱部コラプス水位を低めに評価する傾向を確認。
原子炉格納容器	区画間の流動 （蒸気、非凝縮性ガス）	原子炉格納容器モデル（原子炉格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析及び CSTF 実験解析の結果より以下を確認。 ・原子炉格納容器雰囲気温度：十数℃高めに評価 ・原子炉格納容器圧力：1 割程度高めに評価 ・非凝縮性ガス濃度：適正に評価 なお、HDR 実験は、縦長格納容器と高い位置での水蒸気注入という特徴があり、国内ＰＷＲの場合、上記の不確かさは小さくなる方向と判断される。
	区画間の流動（液体）		
	構造材との熱伝達及び 内部熱伝導		
	スプレイ冷却	安全系モデル （格納容器スプレイモデル）	入力値に含まれる。
	水素濃度変化	格納容器モデル （水素発生）	TMI 事故解析における水素発生期間と水素発生量について、TMI 事故分析結果と一致することを確認。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	再循環 ユニットモデル	格納容器再循環ユニットの除熱性能に関する不確かさは入力値に含まれる。 水素が存在し、ドライ換算 13vol%の場合、原子炉格納容器圧力を 0.016 MPa、温度を 2℃の範囲で高めに評価することを確認（代表３ループプラントの場合）。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等(3/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心挙動モデル（リロケーション）	TMI 事故解析における炉心損傷挙動について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心崩壊に至る温度を下げた場合の感度解析により影響を確認（代表４ループプラントを例とした）。 ・下部プレナムへのリロケーション後の原子炉容器の破損時刻は、ＳＢＯシーケンスの場合約 26 分、ＬＯＣＡシーケンスの場合約 3 分、それぞれ早まる。ただし、仮想的な厳しい条件を設定した場合の結果である。
	原子炉容器内ＦＣＩ（溶融炉心細粒化、デブリ粒子熱伝達）	溶融炉心挙動モデル（下部プレナムでのデブリ挙動）	原子炉容器内ＦＣＩに影響する項目として「デブリジェット径（炉心部の下部クラストの破損口径）」、「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」及び「デブリ粒子の径」をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、１次冷却材圧力の過渡的な変化に対して影響はあるものの、原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度は小さいことを確認。
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心挙動モデル（下部プレナムでの溶融炉心挙動）	TMI 事故解析における下部ヘッドの温度挙動について TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に関する項目として「溶融炉心と上面水プールとの熱伝達」をパラメータとして感度解析を行い、原子炉容器破損割合及び破損時刻に対して感度が小さいことを確認した。また、「溶融炉心と原子炉容器間の熱伝達」をパラメータとして感度解析を行い、１次冷却材圧力及び原子炉容器破損時刻に対して感度が小さいことを確認（代表４ループプラントを例とした）。
	原子炉容器破損・溶融	溶融炉心挙動モデル（原子炉容器破損モデル）	原子炉容器破損に影響する項目として「計装用案内管溶接部の破損判定に用いる最大歪み（しきい値）」をパラメータとした場合の感度解析を行い、原子炉容器破損時間が 5 分早まることを確認。ただし、仮想的な厳しい条件を与えたケースであり、実機解析への影響は小さいと判断される。

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等(4/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉容器外ＦＣＩ（溶融炉心細粒化、デブリ粒子熱伝達）	溶融炉心挙動モデル（原子炉下部キャビティでの溶融炉心挙動）	原子炉容器外ＦＣＩ現象に関する項目として「原子炉下部キャビティ水深」、「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」、「デブリ粒子の径」及び「原子炉容器破損口径」に関して、格納容器破損防止の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の事象をベースに感度解析を行い、原子炉容器外ＦＣＩにより生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認。
			ＭＣＣＩ現象への影響の観点で、「原子炉下部キャビティ水深」及び「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」に関して、格納容器破損防止の「溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象をベースに感度解析を行い、ＭＣＣＩによるコンクリート侵食量への感度が小さいことを確認。
	原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心挙動モデル（原子炉下部キャビティでの溶融炉心挙動）	ＭＣＣＩ現象への影響の観点で、格納容器破損防止の「溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象をベースに感度解析を行い、「原子炉下部キャビティ水深」及び「Ricou-Spalding のエントレインメント係数」及び「水－溶融炉心間の熱伝達係数」に関して、ＭＣＣＩによるコンクリート侵食量への感度が小さいことを確認。「溶融炉心の拡がり面積」に関して、原子炉下部キャビティ床面積の約 1/10 を初期値とし、落下量に応じて拡がり面積が拡大する条件を設定した場合に、コンクリート侵食深さは約 18cm となることを確認。これらのパラメータについてコンクリート侵食に対して厳しい条件を重ね合わせた場合、コンクリート侵食量は約 19cm であり、継続的な侵食が生じないことを確認。ＭＣＣＩによって発生する水素を加えても、最終的な原子炉格納容器内の水素濃度は 6vol%程度（ドライ条件換算）であり、水素処理装置（ＰＡＲ及びイグナイタ）による処理が可能なレベルであることを確認。 ACE 及び SURC 実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認。
	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱		
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		

第 6.4.6 表　ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさ等(5/5)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉容器（炉心損傷後）	１次冷却系内ＦＰ※1挙動	核分裂生成物（ＦＰ※1）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、ギャップ放出のタイミングについては適切に評価されるが、燃料被覆管温度を高めに評価し、燃料破損後のＦＰ※1 放出開始のタイミングも早く評価する結果となったが、実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられることを確認。 ABCOVE 実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認。 炉心溶融検知に影響する項目として「炉心からのＦＰ※1放出速度」を低減させた場合の感度解析を行い、原子炉格納容器上部区画の希ガス量への影響は小さいことを確認。
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内ＦＰ※1挙動		

※1：Fission Product（核分裂生成物）

第 6.4.7 表　ＧＯＴＨＩＣにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	保存式、流動を模擬する構成式及び相関式	NUPEC 試験 TestM7-1 の試験解析により、ヘリウム濃度のコード予測性から、モデルの不確かさが各区画の水素濃度予測に与える影響は約 2.4%と推定。
		非凝縮性ガスの輸送モデル	
		ノーディングスキーム	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		熱伝達モデル	流動に影響する凝縮熱伝達モデルについて±40%程度。
		熱伝導モデル	不確かさはない。
	スプレイ冷却	多相流モデル	区画間・区画内の流動と同じ。
		界面積モデル	
		界面伝達モデル	
	水素処理	ＰＡＲ特性モデル	実規模試験に基づき、製造元が供給する水素処理に係る性能評価式を使用（組込誤差約 0.3%）。 THAI 試験再現性より、水素処理量を少なく予測する傾向となる。
		イグナイタによる水素燃焼モデル	コード開発元により検証されている解析解との比較により、圧力で 0.5%、温度で 1%の不確かさがあることを確認。

第 6.4.8 表　ＣＯＣＯにおける重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	ヒートシンク熱伝達モデル	CVTR Test-3 試験解析より、熱伝達モデルとして修正内田の式を適用することで、原子炉格納容器圧力についてはピーク圧力を約 1.6 倍高く、原子炉格納容器雰囲気温度については約 20℃高めに評価することを確認。
		ヒートシンク内熱伝導モデル	

第 6.7.1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(1/3)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 物理現象	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
									インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力、燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、漏えい量	燃料被覆管温度、漏えい量
炉心（核）	核分裂出力（中性子動特性）	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○	○	○	○	○	○	○
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－	－	○	－	－	－	－
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	－	－	○	－	○	○
	限界熱流束（CHF※2）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	燃料被覆管酸化	－	－	－	－	－	○	－	－	－
	燃料被覆管変形	－	－	－	－	－	－	－	－	－
炉心（熱流動）	３次元熱流動	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	－	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	－	－	○	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。
※2：Critical Heat Flux

第 6.7.1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(2/3)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 物理現象	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
									インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力、燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、漏えい量	燃料被覆管温度、漏えい量
１次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	○	－	－	○	－	○	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	○	○	－	－	○	－	○	－
	気液分離・対向流	－	○	○	－	－	－	○	○	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入※1	○	－	－	－	－	○	○	○	○
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※1	－	○	○	－	－	○	－	－	－
加圧器	気液熱非平衡	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	水位変化	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	○	－	－	－	○	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.1 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(3/3)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 物理現象	２次冷却系からの除熱機能喪失	全交流動力電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉停止機能喪失	ＥＣＣＳ注水機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	格納容器バイパス	
									インターフェイスシステムＬＯＣＡ	蒸気発生器伝熱管破損
		燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器圧力	１次冷却材圧力、燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度	燃料被覆管温度、漏えい量	燃料被覆管温度、漏えい量
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	○	○	○	－	○	○	－	○	○
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	○	○	－	○	○	－	○	○
	２次側水位変化・ドライアウト	○	－	－	－	○	－	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	○	○	－	○	○	－	○	○
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	気液界面の熱伝達	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	－	○	○	○	－	－	－	－	－
	スプレイ冷却※1	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却※1	－	－	－	○	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(1/4)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 ／ 物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		原子炉格納容器圧力及び温度	１次冷却材圧力	原子炉格納容器圧力	水素濃度	コンクリート侵食量
炉心(核)	核分裂出力	－	－	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○	○	○
炉心(燃料)	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
炉心(熱流動)	沸騰・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離（水位変化）・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(2/4)

分類	評価事象／評価指標／物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		原子炉格納容器圧力及び温度	１次冷却材圧力	原子炉格納容器圧力	水素濃度	コンクリート侵食量
１次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	－	－	－
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	圧力損失	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入※1	－	－	－	－	－
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※1	－	－	－	－	－
加圧器	気液熱非平衡	－	－	－	－	－
	水位変化	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	○	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(3/4)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 ／ 物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 原子炉格納容器圧力及び温度	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 １次冷却材圧力	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 原子炉格納容器圧力	水素燃焼 水素濃度	溶融炉心・コンクリート相互作用 コンクリート侵食量
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	－	－	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	－	－	－	－
	２次側水位変化・ドライアウト	－	－	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	－	－	－	－
原子炉格納容器	区画間・区画内の流動	○	－	○	○	○
	気液界面の熱伝達	－	－	－	－	－
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	－	－	○	－
	スプレイ冷却※1	○	－	－	○	－
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却※1	○	－	－	－	－
	放射線水分解等による水素発生	－	－	－	－	－
	水素濃度	－	－	－	○	－
	水素処理※1	－	－	－	○	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
（運転中の原子炉における重大事故）(4/4)

分類	評価事象 ＼ 評価指標 ／ 物理現象	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 原子炉格納容器圧力及び温度	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 １次冷却材圧力	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 原子炉格納容器圧力	水素燃焼 水素濃度	溶融炉心・コンクリート相互作用 コンクリート侵食量
（炉心損傷後）原子炉容器	リロケーション	○	○	○	○	○
	原子炉容器内ＦＣＩ※1（溶融炉心細粒化）	－	○	－	－	－
	原子炉容器内ＦＣＩ※1（デブリ粒子熱伝達）	－	○	－	－	－
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○	○	○	－	○
	原子炉容器破損、溶融	○	○	○	○	○
	１次冷却系内ＦＰ※2挙動	－	－	－	－	－
（炉心損傷後）原子炉格納容器	原子炉容器破損後の高圧溶融炉心放出	－	－	－	－	－
	格納容器雰囲気直接加熱	－	－	－	－	－
	原子炉容器外ＦＣＩ※1（溶融炉心細粒化）	○	－	○	－	○
	原子炉容器外ＦＣＩ※1（デブリ粒子熱伝達）	○	－	○	－	○
	原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり	－	－	－	○	○
	溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱	－	－	－	○	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	－	－	－	○	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	－	－	－	○	○
	原子炉格納容器内ＦＰ※2挙動	－	－	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）
－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
注）※1：Fuel-Coolant Interaction（溶融炉心と冷却水の相互作用）　※2：Fission Product（核分裂生成物）

第 6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(1/2)

分類	評価事象 / 評価指標 / 物理現象	崩壊熱除去機能喪失 炉心水位、燃料被覆管温度	全交流動力電源喪失 炉心水位、燃料被覆管温度	原子炉冷却材の流出 炉心水位、燃料被覆管温度
炉心（核）	核分裂出力	－	－	－
	出力分布変化	－	－	－
	反応度帰還効果	－	－	－
	制御棒効果	－	－	－
	崩壊熱※1	○	○	○
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化	－	－	－
	燃料棒表面熱伝達	－	－	－
	限界熱流束（CHF※2）	－	－	－
	燃料被覆管酸化	－	－	－
	燃料被覆管変形	－	－	－
炉心（熱流動）	３次元熱流動	－	－	－
	沸騰・ボイド率変化	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○
	気液熱非平衡	－	－	－
	圧力損失	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）

－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。

※2：Critical Heat Flux

第 6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧

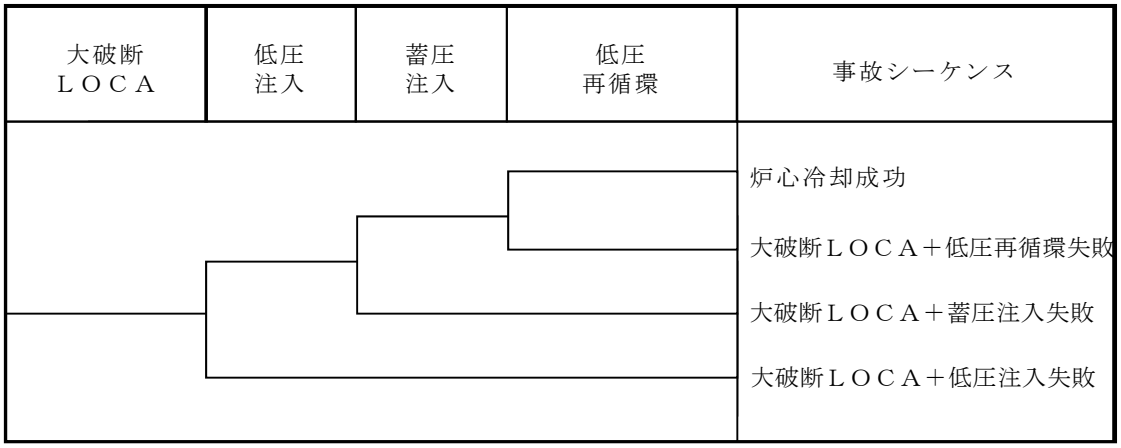
（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）(2/2)

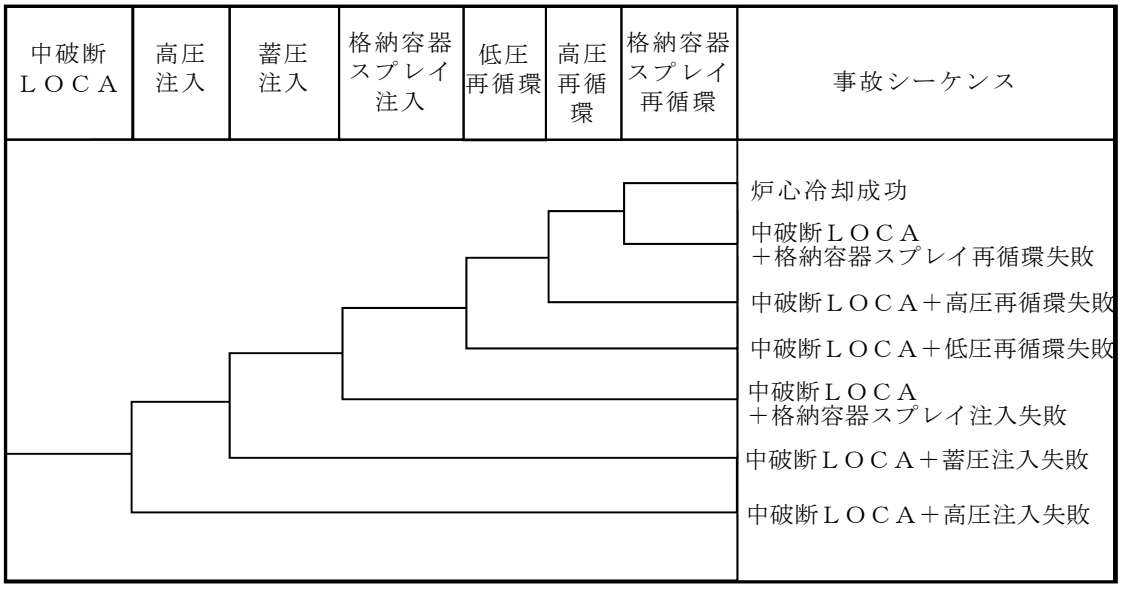
分類	評価事象 / 評価指標 / 物理現象	崩壊熱除去機能喪失 炉心水位、燃料被覆管温度	全交流動力電源喪失 炉心水位、燃料被覆管温度	原子炉冷却材の流出 炉心水位、燃料被覆管温度
1次冷却系	冷却材流量変化（強制循環時）	－	－	－
	冷却材流量変化（自然循環時）	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	－	－	－
	気液分離・対向流	－	－	－
	気液熱非平衡	－	－	－
	圧力損失	－	－	－
	構造材との熱伝達	－	－	－
	ほう素濃度変化	－	－	－
	ＥＣＣＳ強制注入※1	○	○	○
	ＥＣＣＳ蓄圧タンク注入※1	○	○	－
加圧器	気液熱非平衡	－	－	－
	水位変化	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	－	－	－
蒸気発生器	１次側・２次側の熱伝達	－	－	－
	冷却材放出（臨界流・差圧流）※1	－	－	－
	２次側水位変化・ドライアウト	－	－	－
	２次側給水（主給水・補助給水）※1	－	－	－

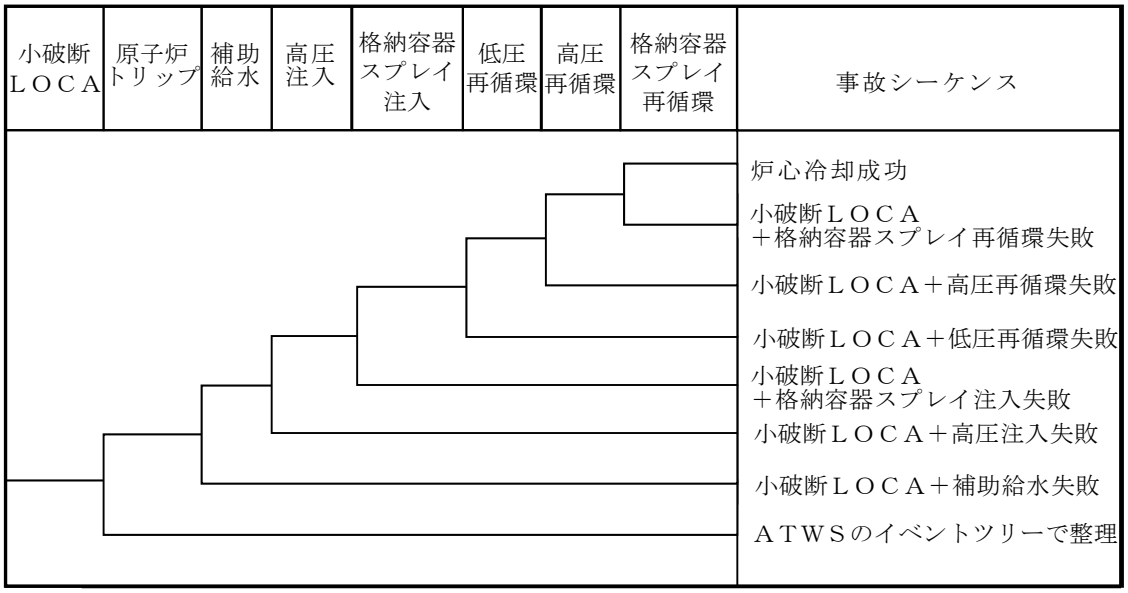
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）

－：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

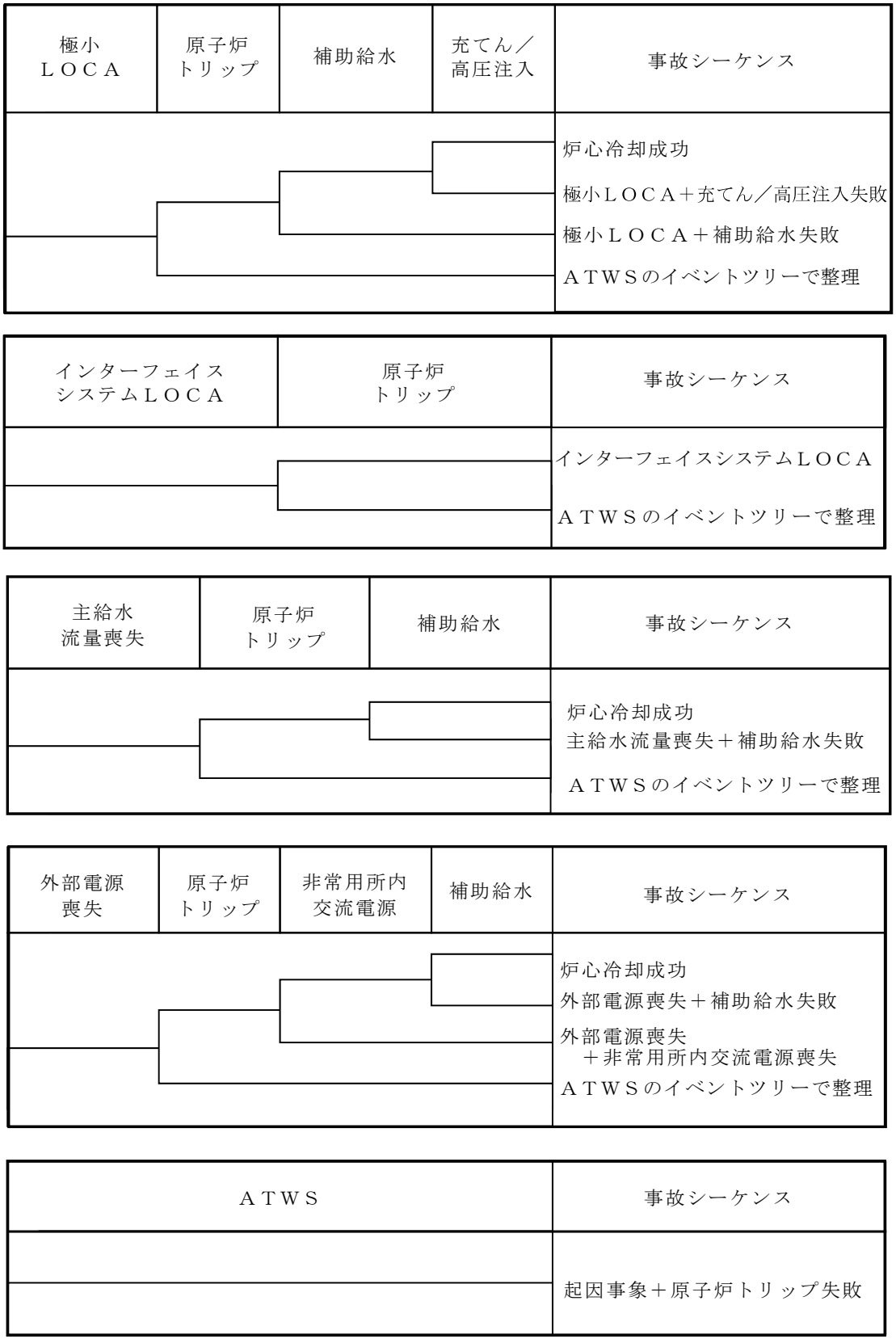
注）※1：解析コードの不確かさは解析入力値に含まれる。



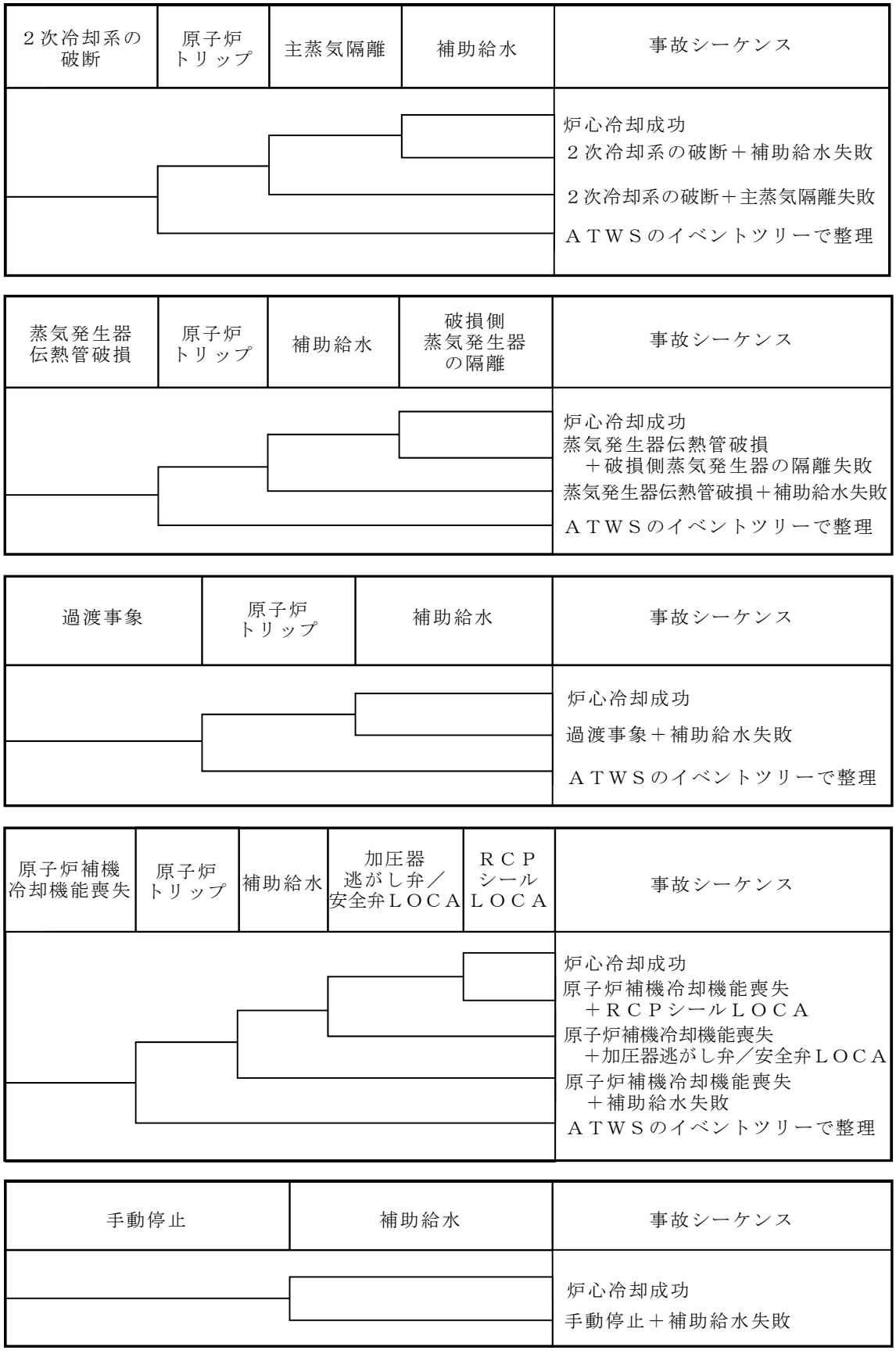




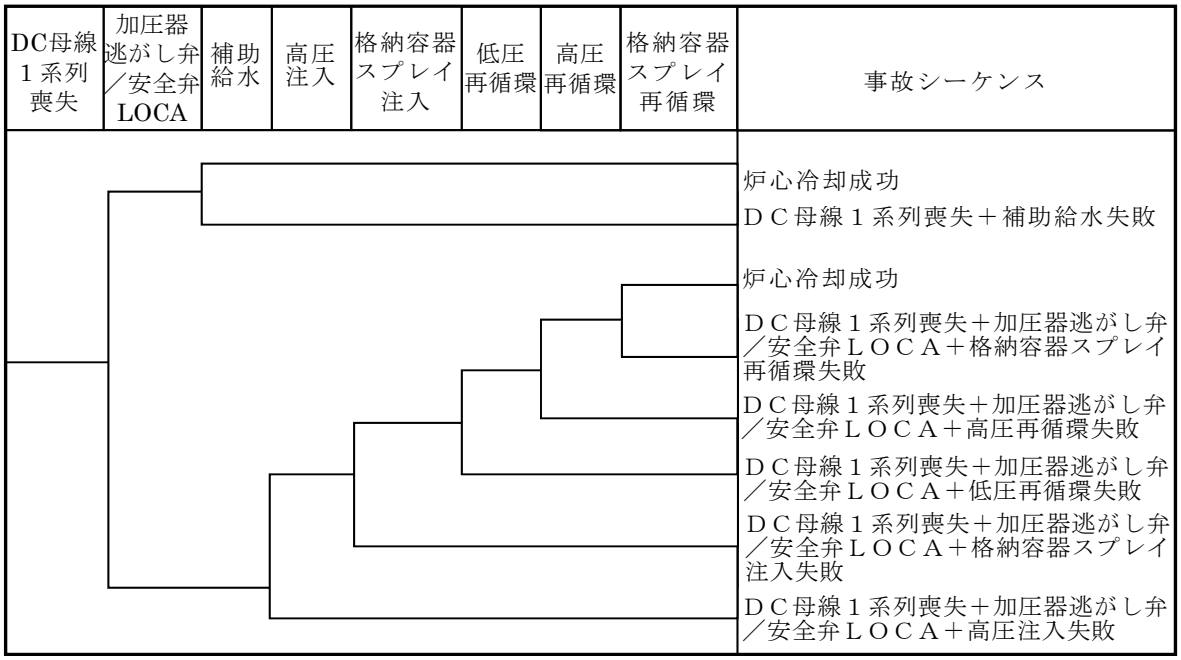
第 6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(1/4)



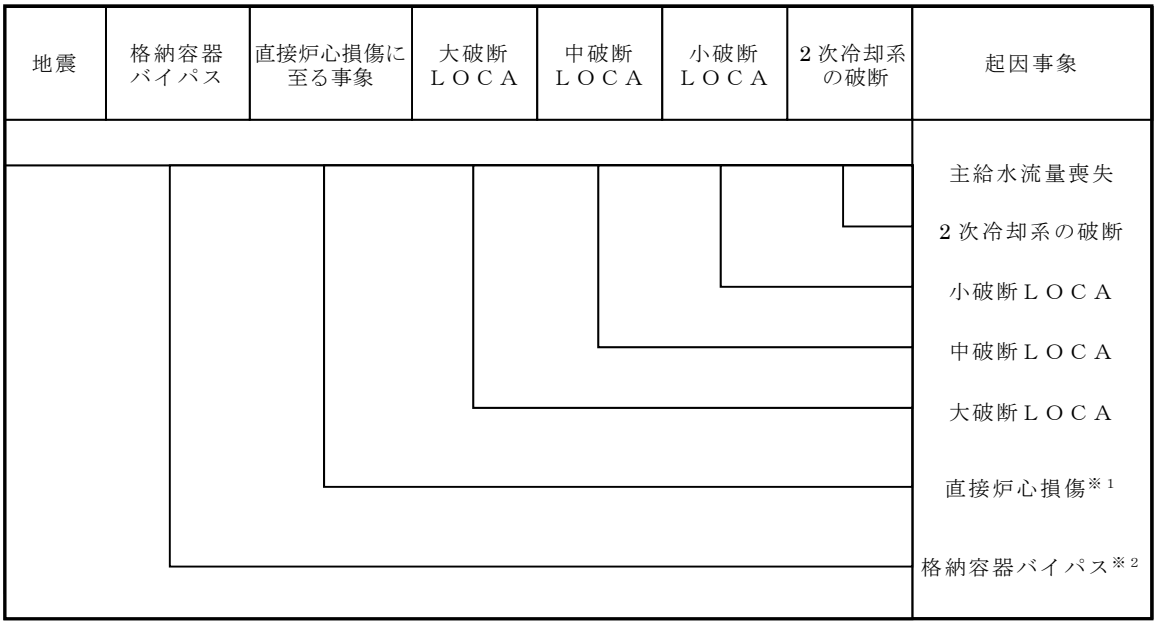
第 6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(2/4)



第 6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(3/4)



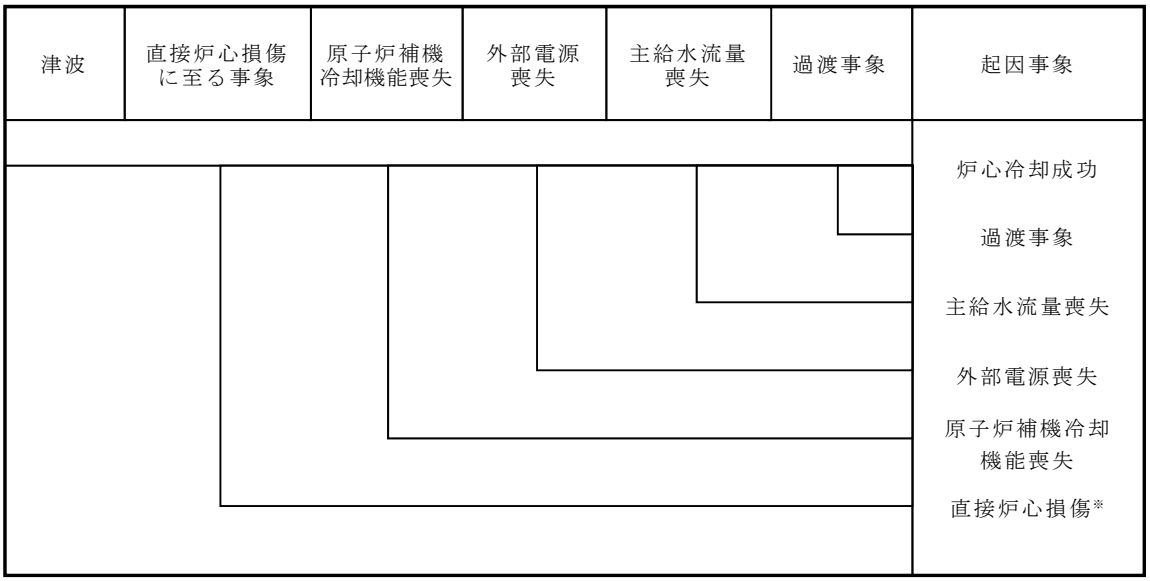
第 6.2.1 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(4/4)



※１　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系損傷、１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

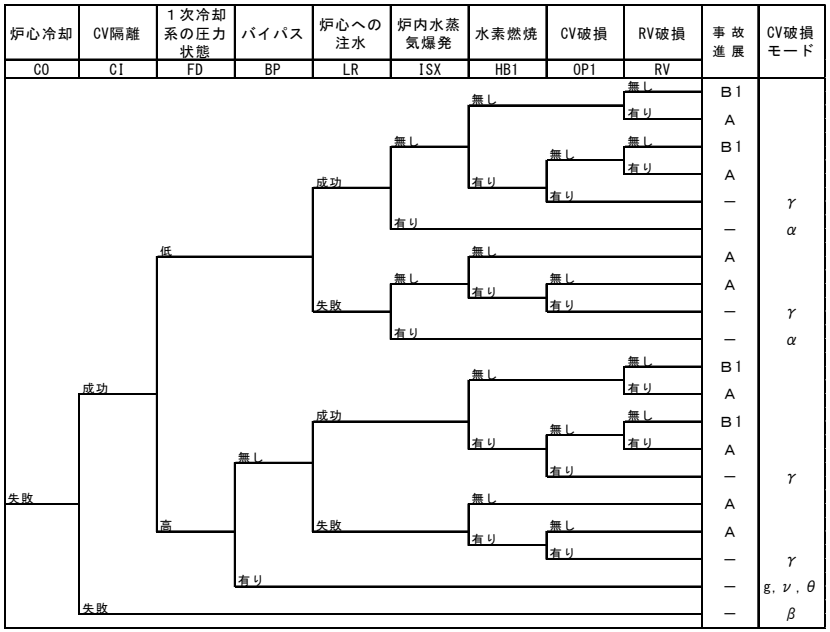
※２　蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

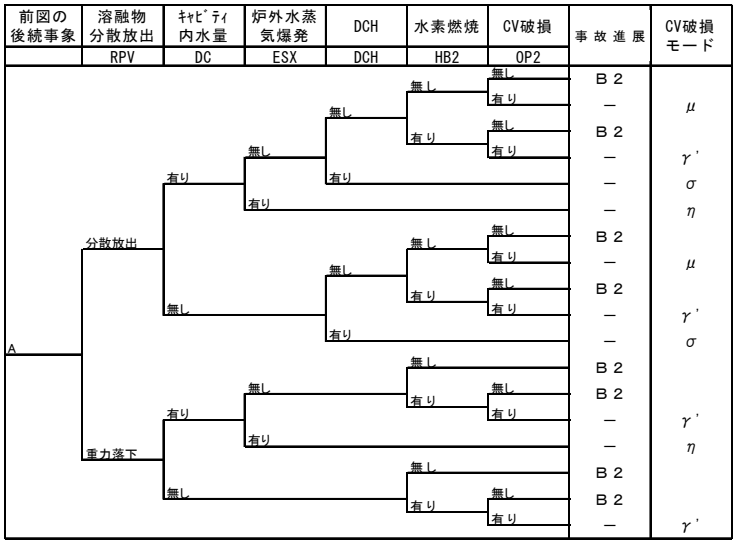
第 6.2.2 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

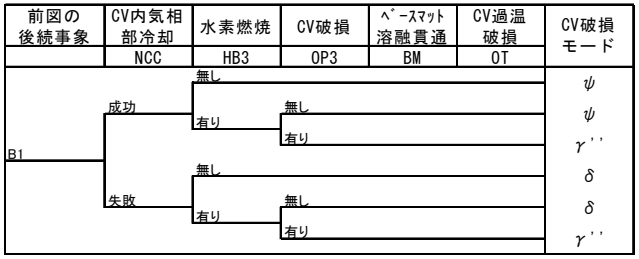


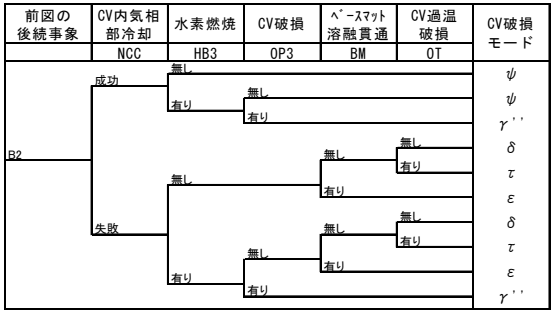
※ 複数の信号系損傷

第 6.2.3 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー









（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼または水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝デブリ・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発または水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

第 6.2.4 図　格納容器イベントツリー

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	余熱除去機能喪失

外部電源喪失	非常用所内交流電源	余熱除去系による冷却	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			外部電源喪失 ＋余熱除去系による冷却失敗
			外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	原子炉補機冷却機能喪失

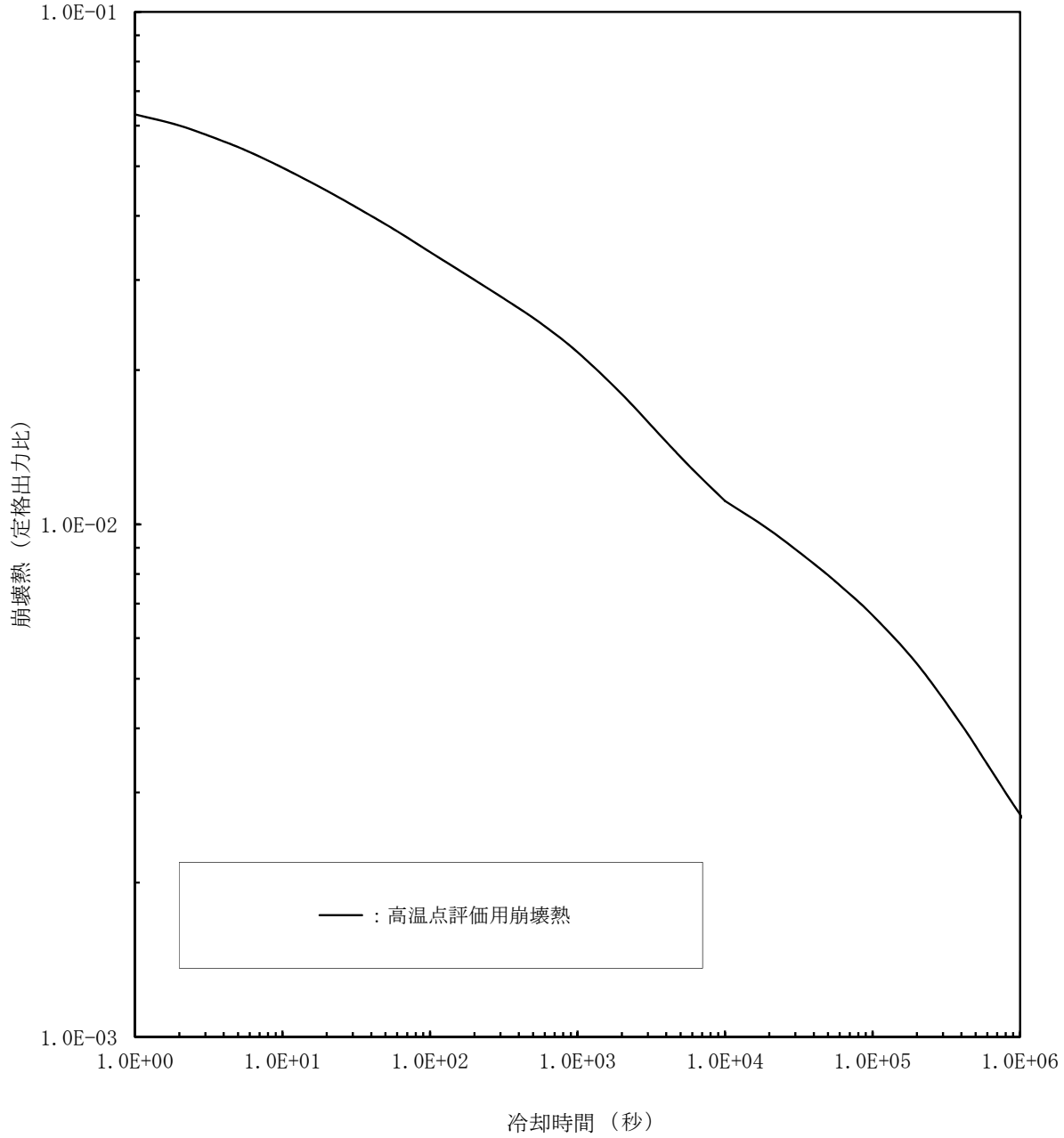
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
	原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失

水位維持失敗	事故シーケンス
	水位維持失敗

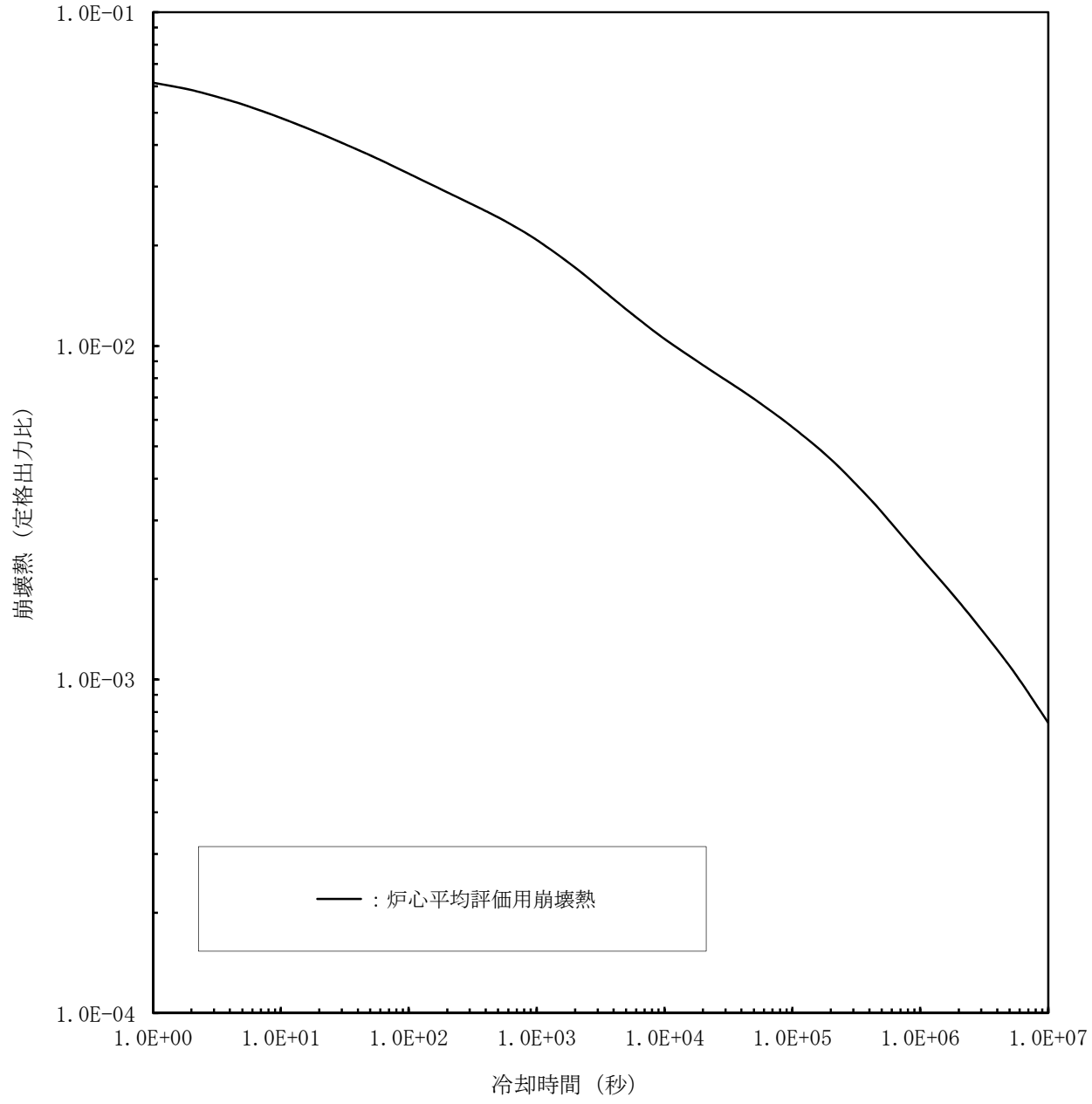
オーバードレン	事故シーケンス
	オーバードレン

反応度の誤投入	事故シーケンス
	反応度の誤投入

第 6.2.5 図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー



第 6.5.1 図　高温点評価用崩壊熱



第 6.5.2 図　炉心平均評価用崩壊熱

7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

本原子炉施設は、設計基準としての安全対策を講じており、「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」を想定した解析においても、炉心の著しい損傷に至ること等はなく、安全性は十分確保し得ると考える。この節においては、本原子炉施設において想定する、重大事故等に対して、その発生要因と防止対策を説明し、対策の有効性評価を行うことで、重大事故等の発生に対しても、対処可能であることを説明する。

有効性評価に当たっては、「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」において示す方針に基づいて評価を行った結果を示す。

7.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生要因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、炉心損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.1.1 ２次冷却系からの除熱機能喪失

7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「小破断ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故」、「極小ＬＯＣＡ時に補助給水機能が喪失する事故」、「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」、「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「２次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」、「２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」、「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」及び「ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能が

喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失等が発生するとともに、補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失する。このため、蒸気発生器はドライアウトして、２次冷却系からの除熱機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、１次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、１次冷却系を強制的に減圧し、高圧での炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる再循環、並びに余熱除去系による冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.1.2 図及び第 7.1.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.1.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長１名、運転操作対応を

行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.1.4 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水系の機能喪失の判断及び喪失時の対応

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域水位以下に低下するため補助給水系の機能喪失と判断する。その後、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプの機能回復操作、主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水操作、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 1次冷却系のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し蒸気発生器水位（広域）計指示が 10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、フィードアンドブリードを開始する。

フィードアンドブリード中は、1次冷却材圧力、温度等の監視

により炉心の冷却状態を確認する。

１次冷却系のフィードアンドブリード開始に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（広域）等であり、フィードアンドブリード中の炉心冷却状態を確認するために必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

e. 高圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、余熱除去ポンプを停止し、高圧再循環運転への切替えを実施する。

高圧注入から高圧再循環運転への切替えにより、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

高圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

f. 蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器水位（狭域）等である。

g. 余熱除去系による炉心冷却

冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高

温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、１次冷却材圧力が安定していることを確認し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

h. １次冷却系のフィードアンドブリード停止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉操作しフィードアンドブリードを停止する。

１次冷却系のフィードアンドブリード停止に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

以降、長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、１次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、フィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可

能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主給水流量喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

補助給水系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、冷却材ポンプの運転が継続され、蒸気発生器１次側と２次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなる。このため、炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てん／高圧注入ポンプ

フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ２台を使用するものとし、炉心冷却を厳しくする観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（高圧注入特性：0m^3/h～約 140m^3/h、0MPa[gage]～約 16.8MPa[gage]）を用いるものとする。

(b) 加圧器逃がし弁

フィードアンドブリードにおける1次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) フィードアンドブリードは、蒸気発生器ドライアウトの5分後に開始するものとする。なお、蒸気発生器広域水位が 0%に到達した時点を蒸気発生器ドライアウトとする。

運用上は、蒸気発生器ドライアウト判定条件を計器誤差等を考慮して蒸気発生器広域水位計指示 10%とすることにより、蒸気発生器広域水位が 0%になる前に確実にフィードアンドブリードを開始できることとしており、解析上の想定より早くなる。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.1.3 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.1.5 図から第 7.1.1.14 図に、蒸気発生器水位及び2次冷却系圧力の2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.1.15 図及び第 7.1.1.16 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、主給水流量喪失に伴い蒸気発生器の2次側の水位が低下することで、「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、1次冷却材圧力は原子炉停止に伴う原子炉出力の低下により一旦低下するが、蒸気発生器の水位低下に伴う除熱量の低下によって上昇に転じ、加圧器逃がし弁が自動動作する。

一方、「蒸気発生器水位異常低」信号発信後、全補助給水ポンプの起動に失敗することから、主蒸気逃がし弁の自動動作による1次冷却系の除熱に伴い蒸気発生器水位の低下は継続し、事象発生の約25分後に蒸気発生器広域水位が0%以下となり、蒸気発生器

はドライアウトする。

蒸気発生器ドライアウトの5分後に、運転員によるフィードアンドブリードを開始し、加圧器逃がし弁の手動開操作による加圧器気相部の蒸気放出が開始される。開始時点における1次冷却材温度は飽和温度に対して余裕がありサブクール状態を維持していることから、開始直後は1次冷却材の減圧沸騰を伴わないため、1次冷却材圧力は急激かつ大幅に低下し、高圧注入が開始される。その後、1次冷却材圧力の急激な低下に伴う減圧沸騰の開始により1次冷却系は気液二相となり、1次冷却材体積の増加により加圧器水位が上昇するとともに加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相となることで蒸気放出が抑制され、1次冷却材圧力は上昇に転じる。1次冷却材圧力の上昇に伴い高圧注入流量が減少するとともに1次冷却系保有水量が減少することで加圧器に気相が生成されることから、加圧器逃がし弁からの蒸気放出が促進され、1次冷却材圧力が低下に転じる。1次冷却材圧力の低下に伴い高圧注入流量は増加し、事象発生の約1.1時間後に高圧注入流量が加圧器逃がし弁からの放出量を上回り、1次冷却系保有水量は増加に転じ、炉心の冠水状態は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.1.13図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第 7.1.1.5 図に示すとおり、2次冷却系からの除熱機能喪失により一時的に上昇し、約 16.4MPa[gage]に到達するが、フィードアンドブリードにより低下する。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.7MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、フィードアンドブリードにより加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。

格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]、約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.1.5 図及び第 7.1.1.14 図に示すとおり、事象発生の約 7.9 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することで、事象発生の約 19 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、蒸気発生器ドライアウトが事象発生の約25 分後と比較的早く、運転員等操作であるフィードアンドブリードにより、1次冷却系の減温、減圧、1次冷却系保有水量の確保等を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、蒸気発生器ドライアウトを起点とするフィードアンドブリードとする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認して

いる。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る２流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウトに係る２流体モデルは、LOFT L6-1 試験解析等の結果から、１次冷却材温度について±2℃、１次冷却材圧力について±0.2MPa の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の１次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなり、蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達が大きくなることにより、蒸気発生器水位の低下が早くなることから、蒸気発生器水位を起点とするフィードアンドブリードの操作開始が早くなる。なお、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５では、高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において、実際よりも気相が流出しづらく、フィードアンドブリードによる１次冷却系の減圧が遅くなる模擬としているが、フィードアンドブリード開始後の１次冷却材圧力を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認して

いる。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る２流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る臨界流モデル、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデル及び蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウトに係る２流体モデルは、LOFT L6-1 試験解析等の結果から、１次冷却材温度について±2℃、１次冷却材圧力について±0.2MPa の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の１次冷却材温度及び圧力は解析結果に比べて高くなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量は多く、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量は少なくなるため、１次冷却系保有水量の低下が促進されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかし、１次冷却材圧力の上昇はわずかであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５では、高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において、実際よりも気相が流出しづらく、フィードアンドブリードによる１次冷却系の減圧が遅くなる模擬としている。このため、実際には解析よりも減圧が早く、早期に炉心への注水が可能となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.1.2 表 に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

なお、本重要事故シーケンスにおいて想定する充てん／高圧注入ポンプの運転台数は 2 台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、充てん／高圧注入ポンプを 1 台運転とした場合の感度解析を実施する。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件として設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点とするフィードアンドブリードの操作開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件として設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。また、蒸散率が小さくなり、1 次冷却系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

充てん／高圧注入ポンプを 1 台運転とした場合について、感度解析結果を第 7.1.1.17 図から第 7.1.1.21 図に示す。その結果、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が少なくなるが、炉

心は露出することなく、燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移し、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

フィードアンドブリードの開始操作は、第 7.1.1.4 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

フィードアンドブリードの開始操作は、解析上の操作開始時間と運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって早くなる。操作開始が早くなる場合は、1 次冷却材温度がより低くサブクール度が大きい状態で操作開始することから、沸騰開始までの減圧幅が大きく、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることが考えられる。一方で、操作開始が早まることで、フィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱は大きくなるため、1 次冷却材温度及び圧力の上昇並びに 1 次冷却系保有水量の低下が考えられる。このため、解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの 5 分後であるのに対し、3 分早い蒸気発生器ドライアウトの 2 分後に操作開始した場合の感度解析結果を第 7.1.1.22 図から第 7.1.1.27 図に示す。その結果、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることで、1 次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また、炉心崩壊熱等の不確かさにより、1次冷却材温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、蒸気発生器の水位低下が抑制されることで、蒸気発生器ドライアウトが遅くなり、フィードアンドブリードの操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合には、フィードアンドブリード開始時の炉心崩壊熱が小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の上昇並びに1次冷却系保有水量の低下は抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

フィードアンドブリードの操作時間余裕を確認するため、解析上の操作開始条件は蒸気発生器ドライアウトの5分後であるのに対し、5分遅い蒸気発生器ドライアウトの10分後に操作開始した場合の感度解析結果を第7.1.1.28図から第7.1.1.33図に示す。その結果、1次冷却材温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することで沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少するが、炉心は露出することなく、燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移し、約10分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるフィードアンドブリードにより、1次冷却系の減温、減圧、1次冷却系保有水量の確保を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とするフィードアンドブリードでの充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位計指示が再循環切替水位(32.2%)に到達後、再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.1.5 結論

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では、１次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリード、長期対策として充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる再循環、並びに余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるフィードアンドブリードを実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は

小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、フィードアンドブリード等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.1.1 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 補助給水系の機能喪失の判断及び喪失時の対応	・電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域水位以下に低下するため補助給水系の機能喪失と判断する。 ・電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプの機能回復操作を行う。 ・主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水操作を行う。 ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
c. １次冷却系のフィードアンドブリード	・主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し蒸気発生器水位（広域）計指示が 10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、充てん/高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、フィードアンドブリードを開始する。 ・フィードアンドブリード中は、１次冷却材圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。	主蒸気逃がし弁 充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位 蒸気発生器水位（広域）
d. 蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
e. 高圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、余熱除去ポンプを停止し、高圧再循環運転への切替えを実施する。高圧注入から高圧再循環への切替えにより、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ 加圧器逃がし弁	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 安全注入流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.1 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 蒸気発生器水位回復の判断	・いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を開始する。 ・蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	－	蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
g. 余熱除去系による炉心冷却	・冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 ・余熱除去系による炉心冷却を開始後、１次冷却材圧力が安定していることを確認し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ アキュムレータ出口電動弁	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位
h. １次冷却系のフィードアンドブリード停止	・余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉操作しフィードアンドブリードを停止する。 ・以降、長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量

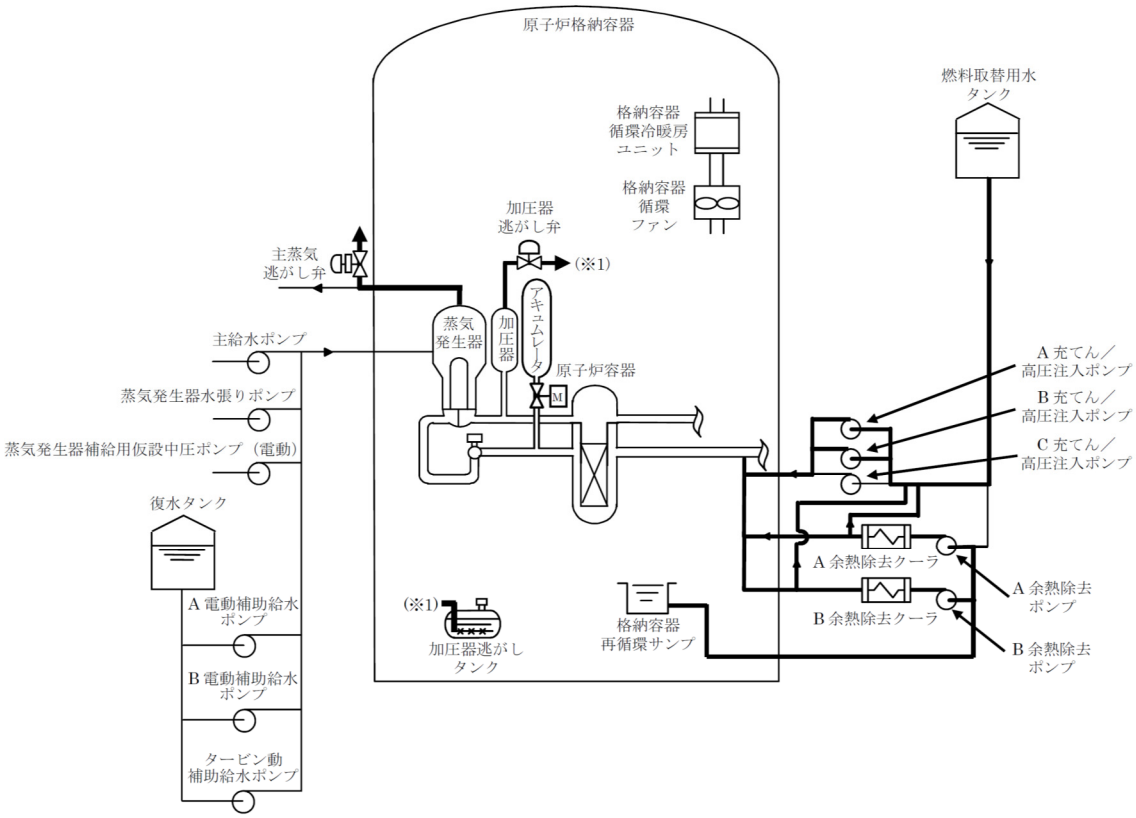
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.2 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失＋補助給水失敗）(1/2)

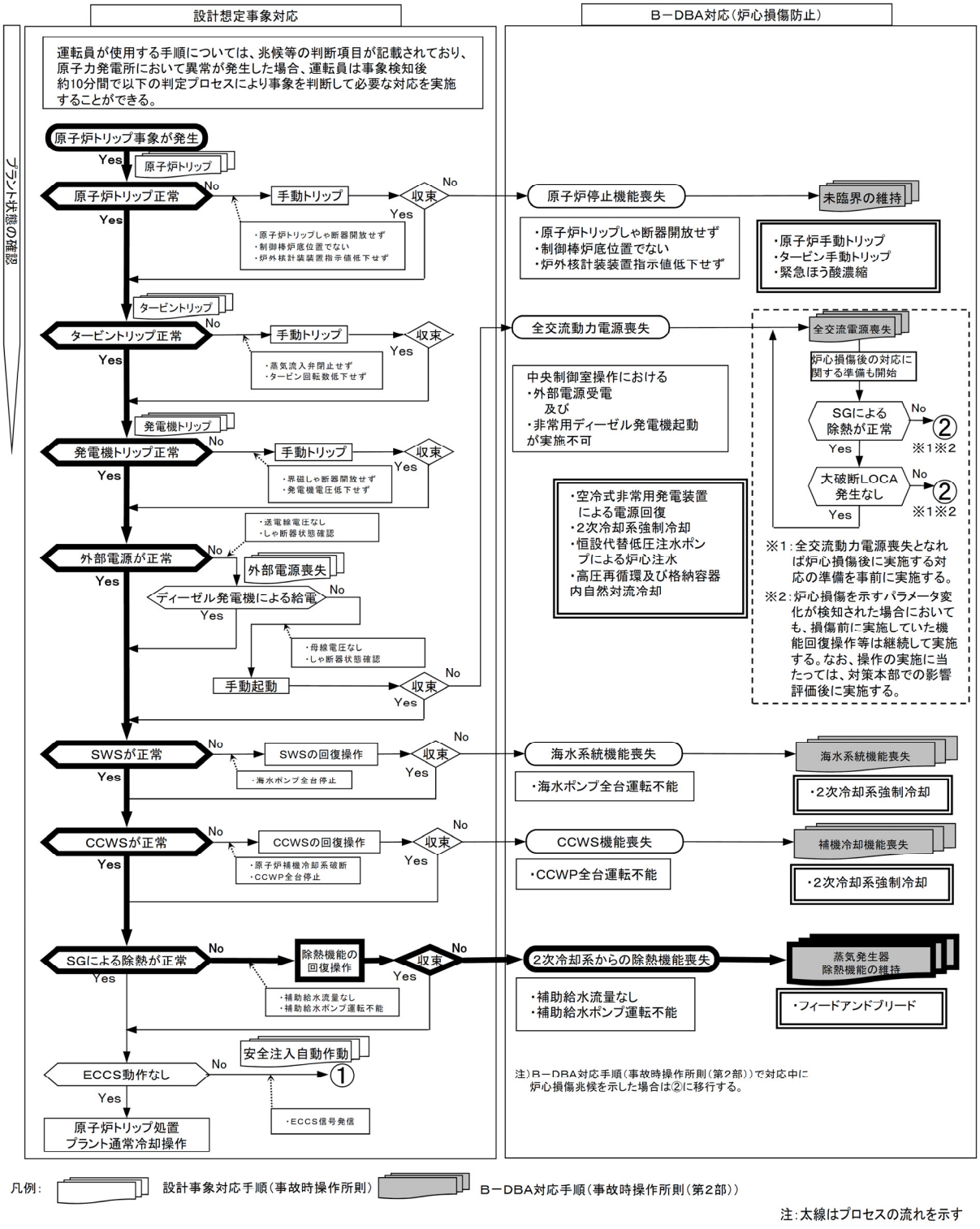
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の１次冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 初期温度（１次冷却系初期保有エネルギー）が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量（初期）	51t （1 基当たり）	設計値として設定。
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水流量喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	補助給水系機能喪失	補助給水系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源があると、冷却材ポンプの運転が継続され、蒸気発生器１次側と２次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり、炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心の冷却上厳しい設定。

第 7.1.1.2 表　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失＋補助給水失敗）(2/2)

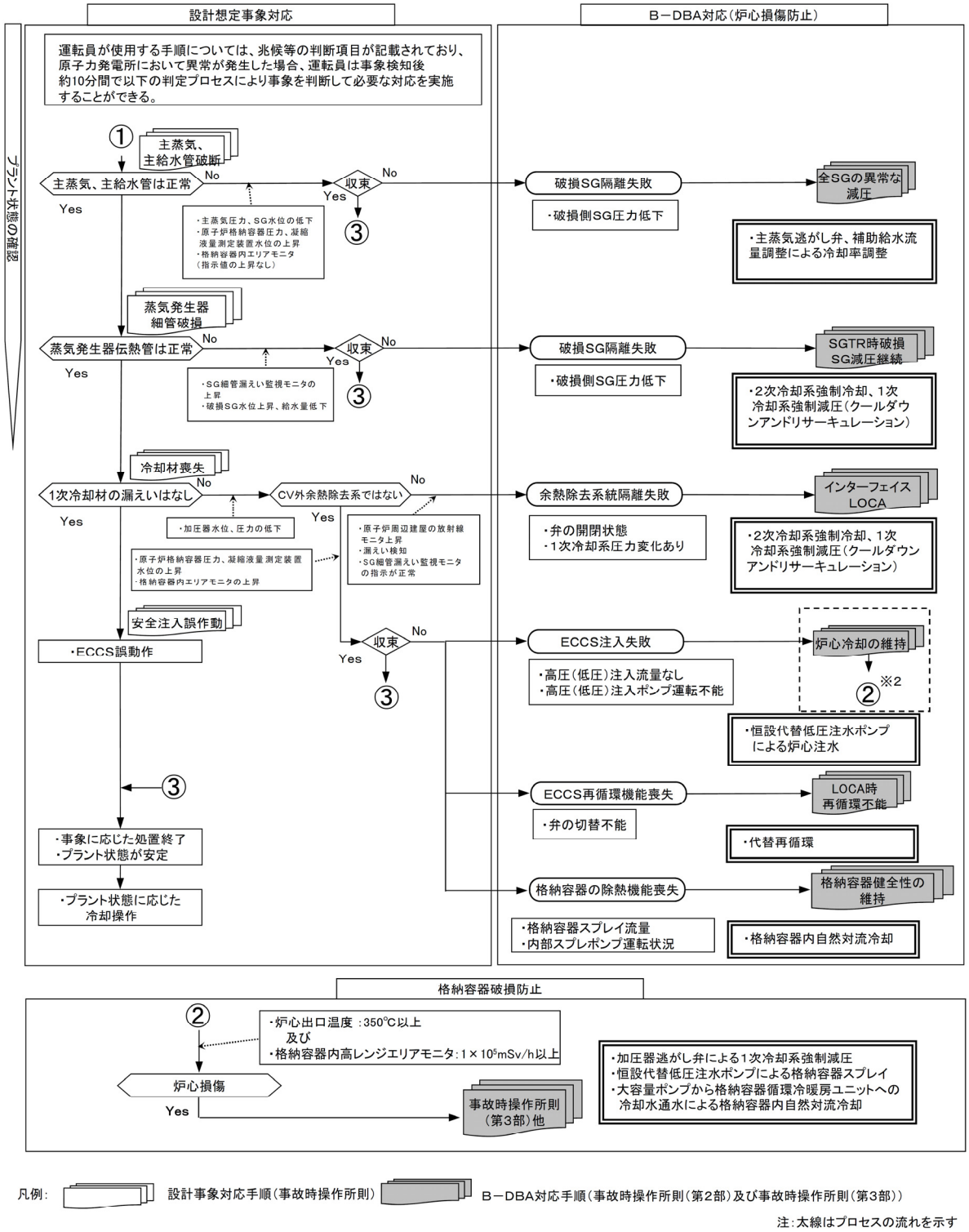
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	「蒸気発生器水位異常低」 （狭域水位 11%） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最小注入特性 （2 台） （高圧注入特性： 0m³/h～約 140m³/h、 0MPa[gage]～約 16.8MPa[gage]）	炉心冷却性を厳しくする観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h（1 個当たり） （2 個）	設計値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	フィードアンドブリード開始 （非常用炉心冷却設備作動信号手動発信＋加圧器逃がし弁手動開）	蒸気発生器広域水位 0%到達の 5 分後	蒸気発生器がドライアウトに至る水位として設定した蒸気発生器広域水位からフィードアンドブリード開始までの運転員等操作時間余裕として、蒸気発生器ドライアウト検知に対する時間余裕として 2 分、「非常用炉心冷却設備作動」信号手動発信及び充てん／高圧注入ポンプの起動確認として 2 分、加圧器逃がし弁の手動開として 1 分を想定しており、必要な時間を積み上げて設定。 なお、運転手順書における操作開始条件として設定されている蒸気発生器広域水位 10%の根拠は、広域水位計はすべて停止中に使用するため低温で校正されており、出力状態でドライアウトに至った時の指示に計器誤差を見込んだものとしている。



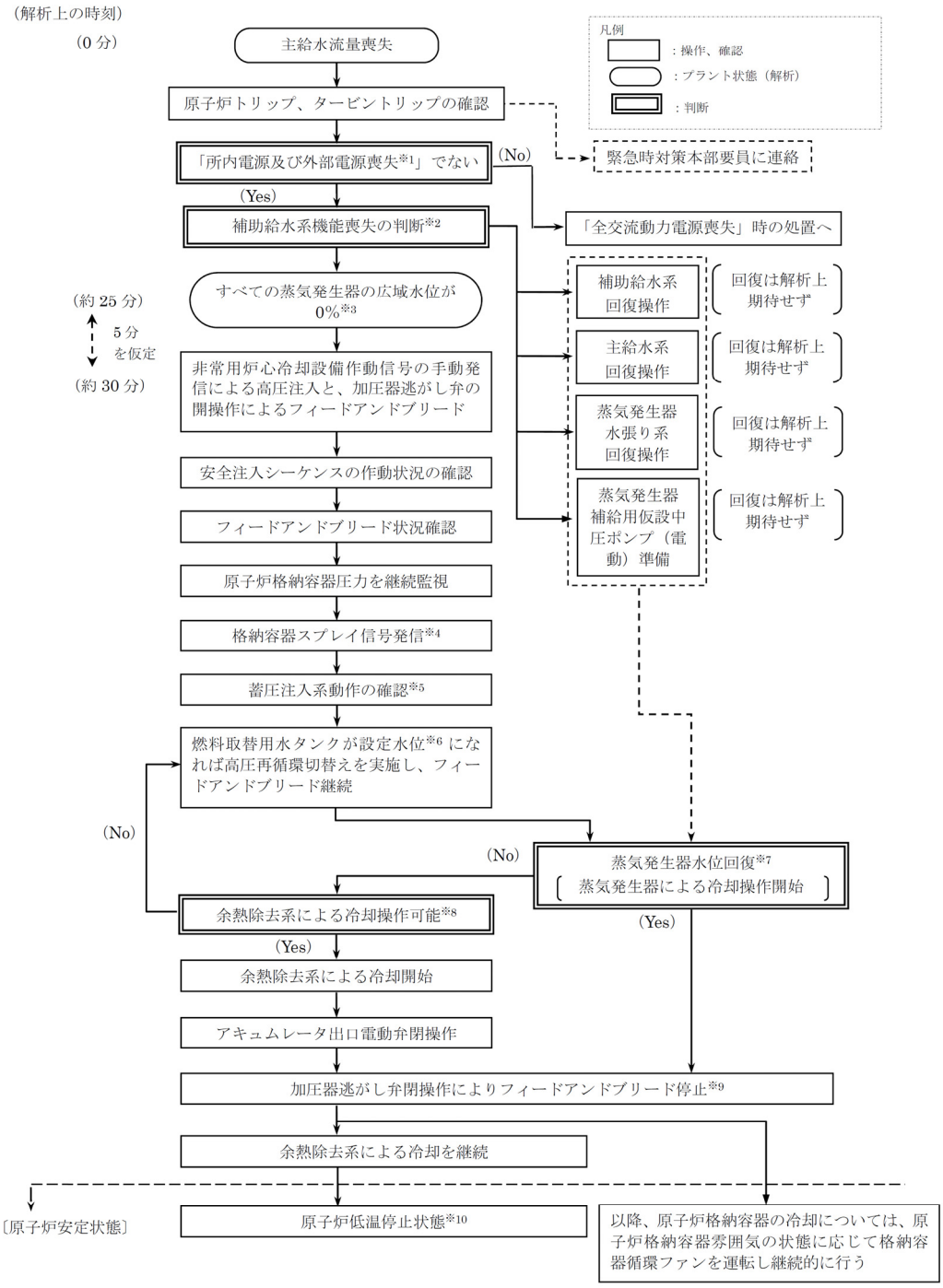
第 7.1.1.1 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.1.2 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(1/2)

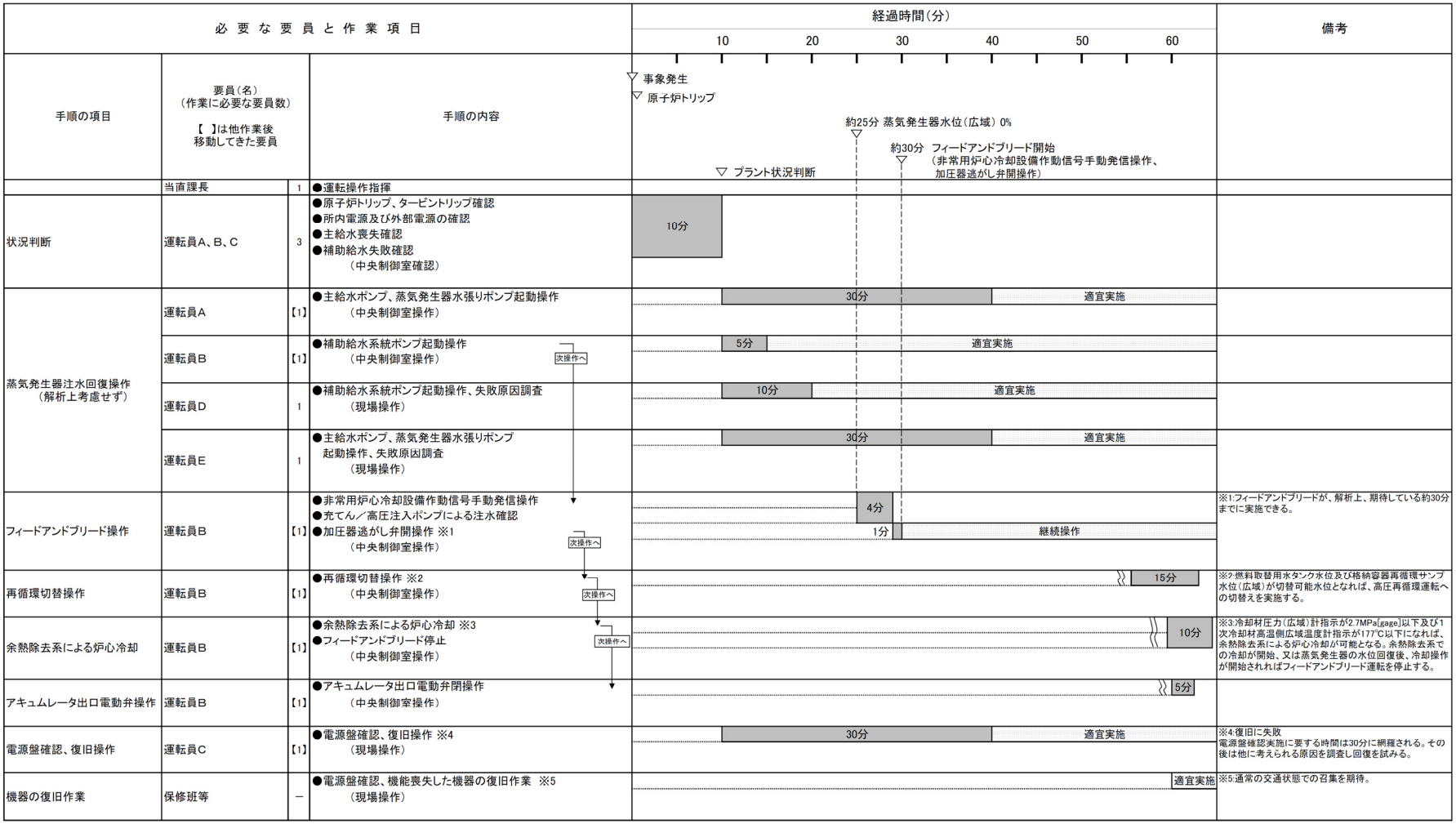


第 7.1.1.2 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(2/2)



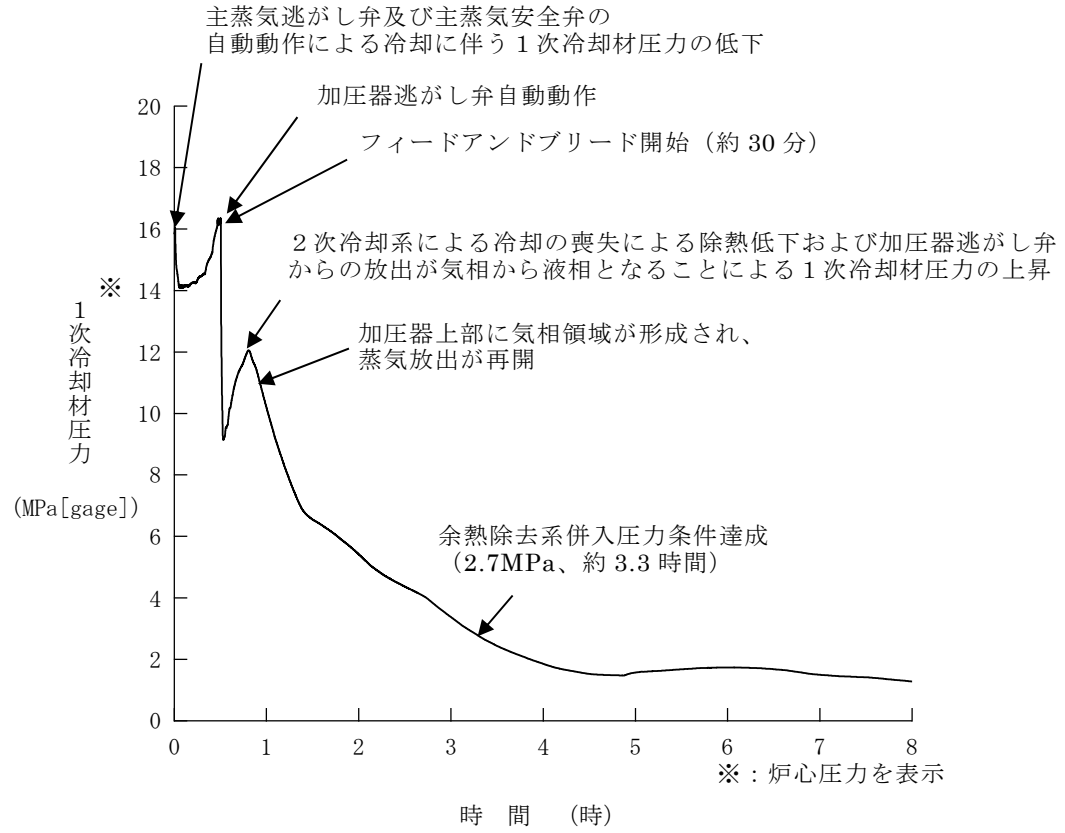
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：すべての蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%未満及びすべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満。
※3 ：手順書上は、すべての蒸気発生器水位（広域）計指示が 10%未満となればフィードアンドブリードを開始する。
※4 ：原子炉格納容器圧力 115.2kPa[gage]以上（内部スプレポンプが自動起動し、原子炉格納容器健全性が維持されることを中央制御室にて確認する。）。
※5 ：１次冷却系減圧に伴い、ＬＯＣＡ事象同様アキュムレータが注水される。
※6 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、高圧再循環運転への切替えを実施する。
※7 ：いずれかの蒸気発生器の給水が確保されており、かつ蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%以上に回復。
※8 ：冷却材圧力（広域）計指示が 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示が 177℃以下になれば、余熱除去系による炉心冷却が可能。
※9 ：余熱除去系での冷却が開始、又は蒸気発生器の水位回復後、冷却操作が開始されればフィードアンドブリードを停止する。
※10：１次冷却材温度 93℃以下、低温停止ほう素濃度。

第 7.1.1.3 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（「主給水流量喪失＋補助給水失敗」の事象進展）

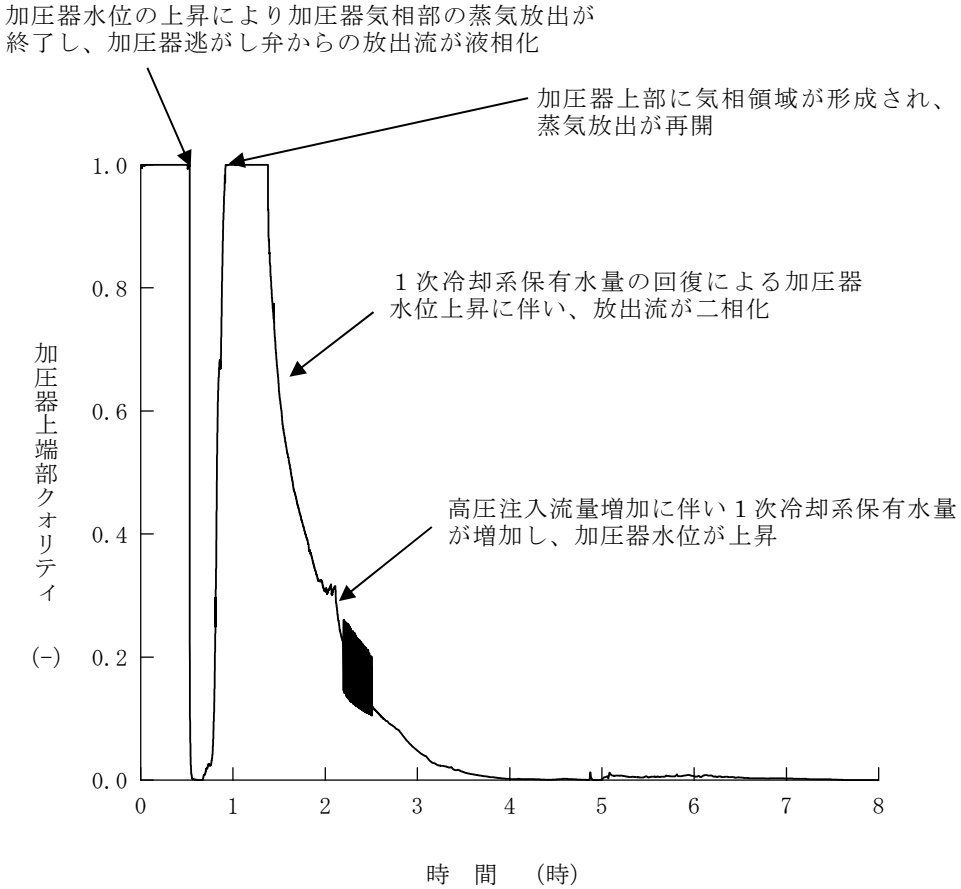


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

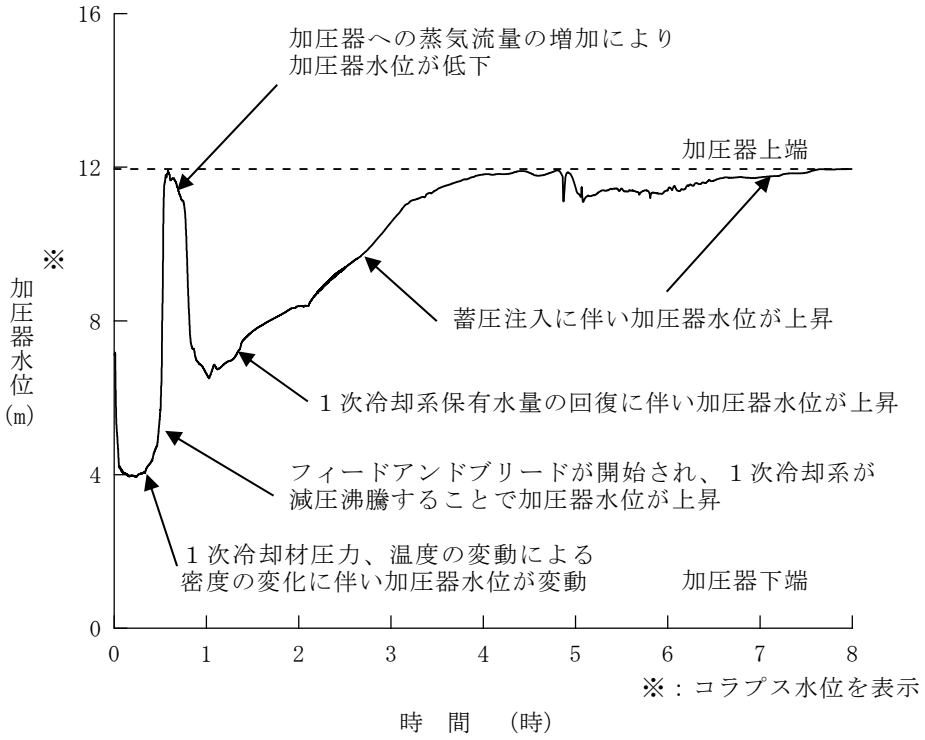
第 7.1.1.4 図　「２次冷却系からの除熱機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失＋補助給水失敗）



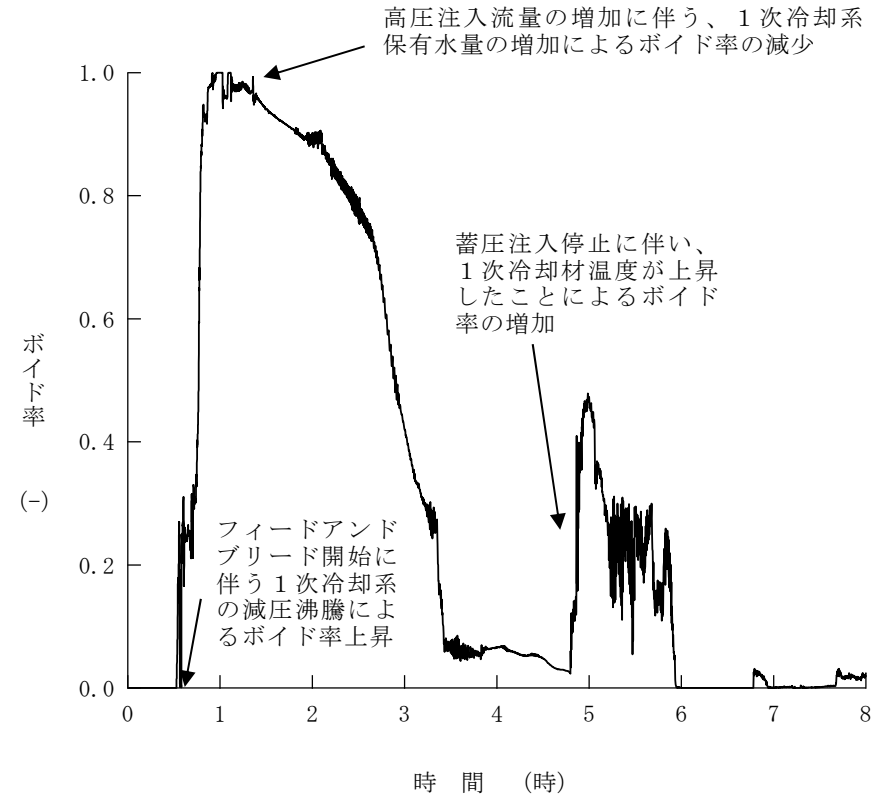
第 7.1.1.5 図　１次冷却材圧力の推移



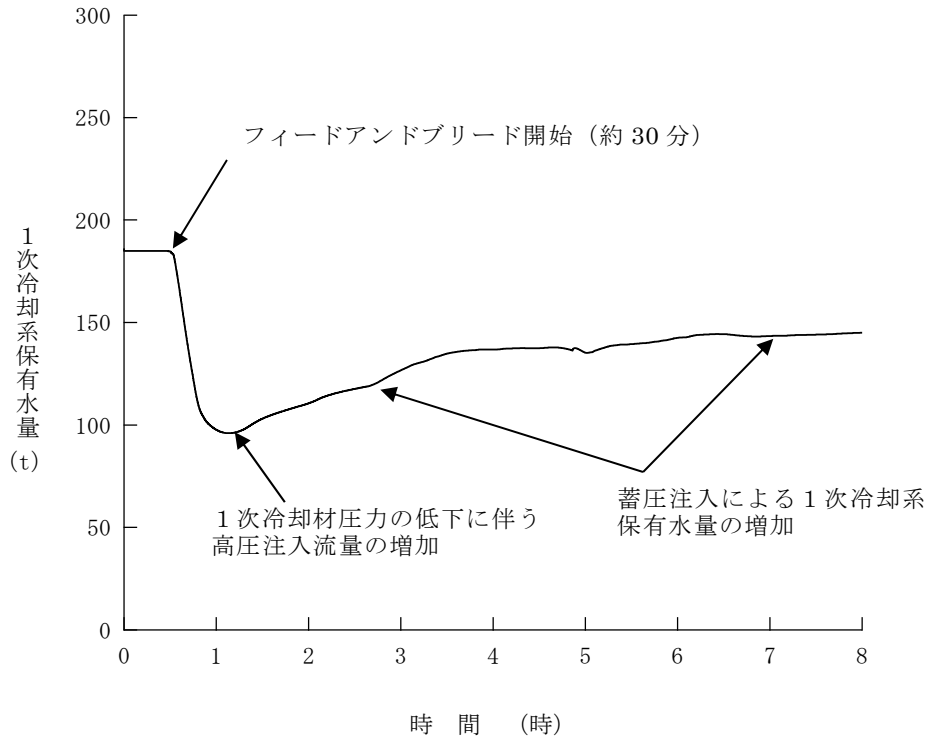
第 7.1.1.6 図　加圧器上端部クォリティの推移



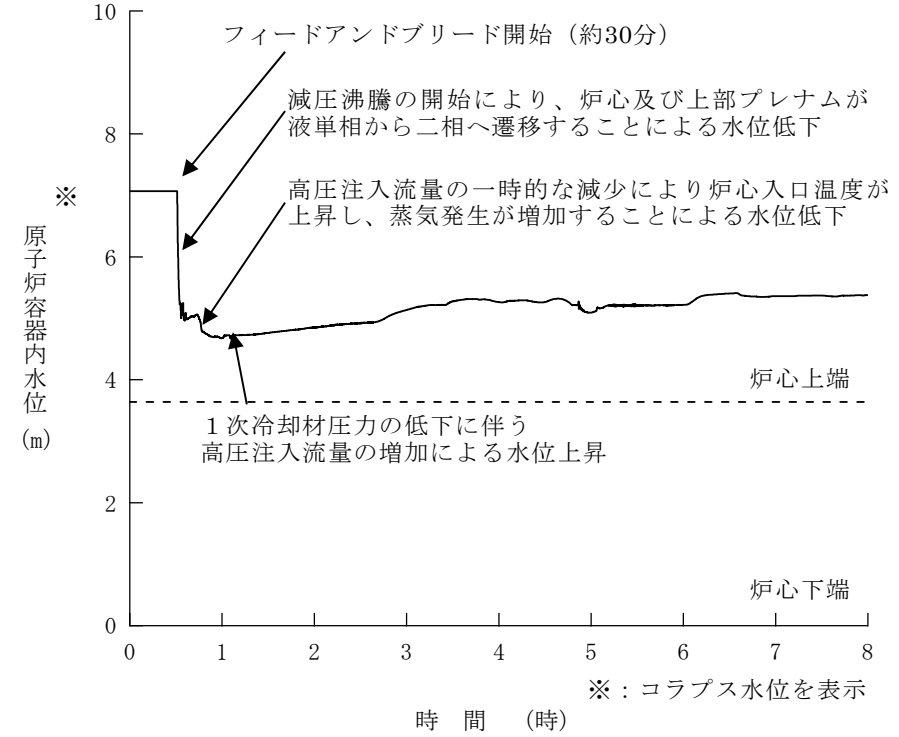
第 7.1.1.7 図　加圧器水位の推移



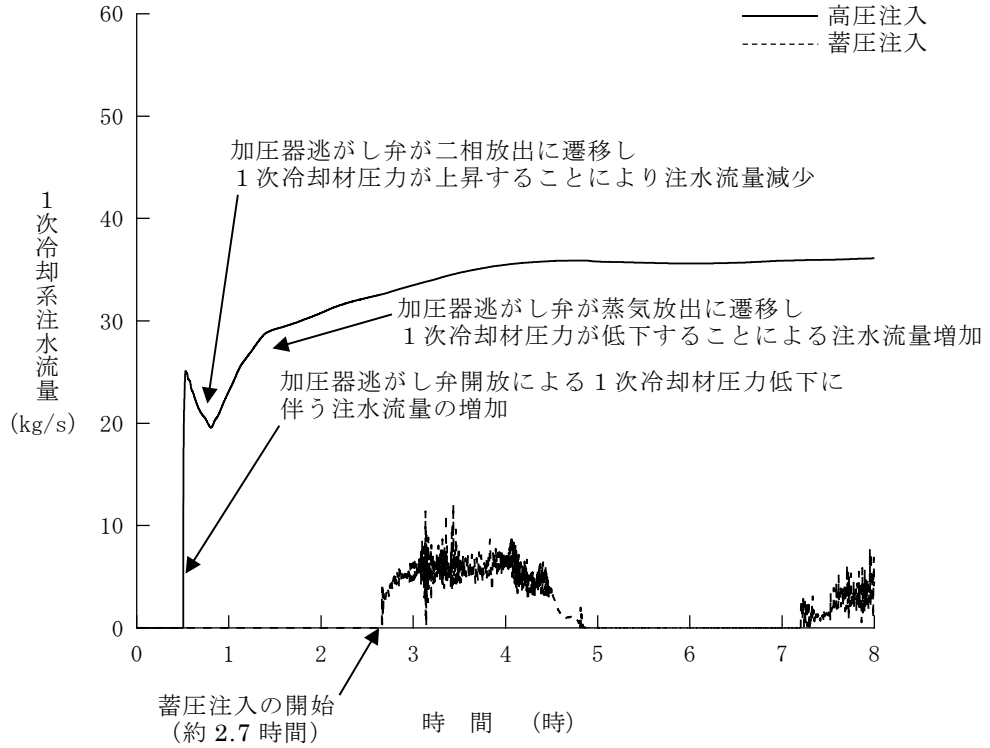
第 7.1.1.8 図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移



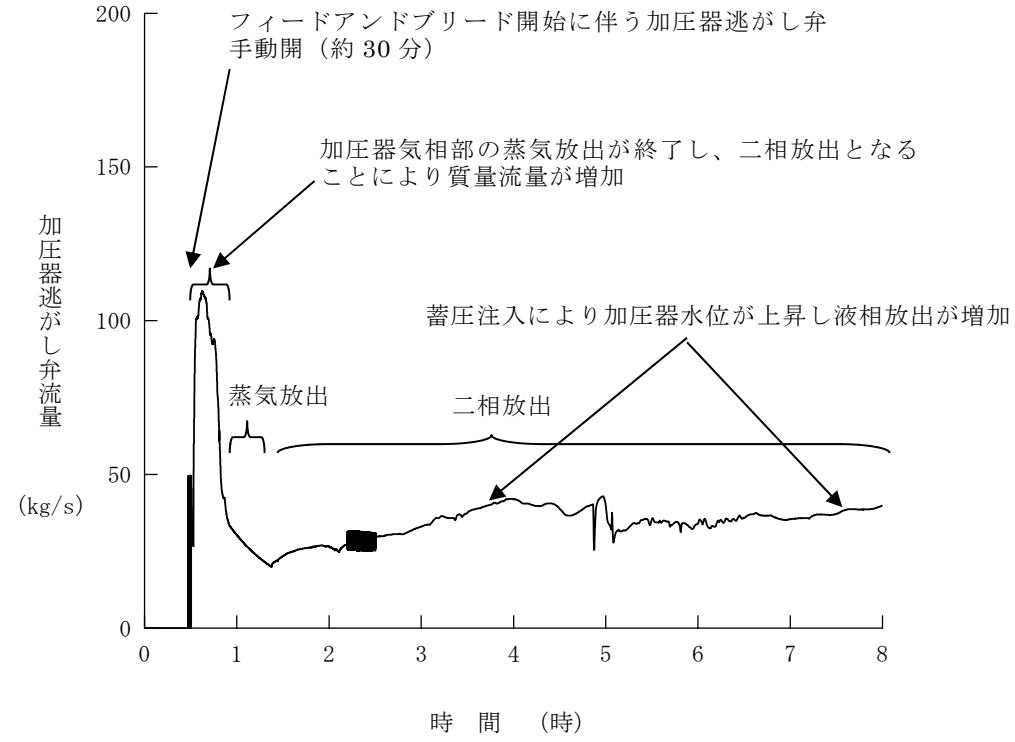
第 7.1.1.9 図　1 次冷却系保有水量の推移



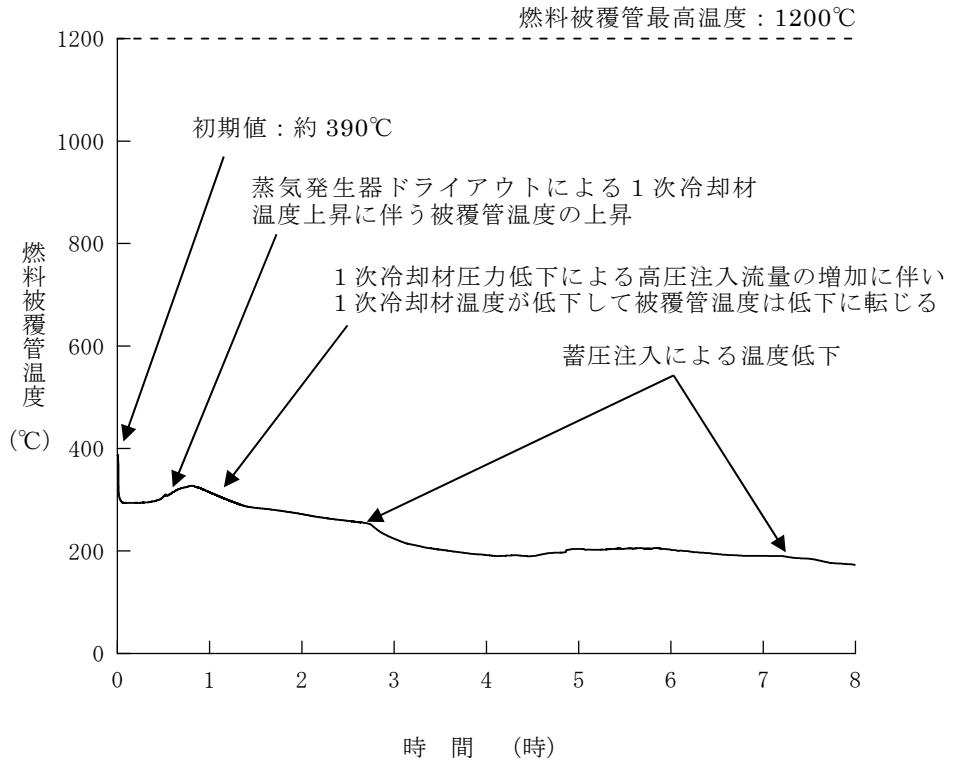
第 7.1.1.10 図　原子炉容器内水位の推移



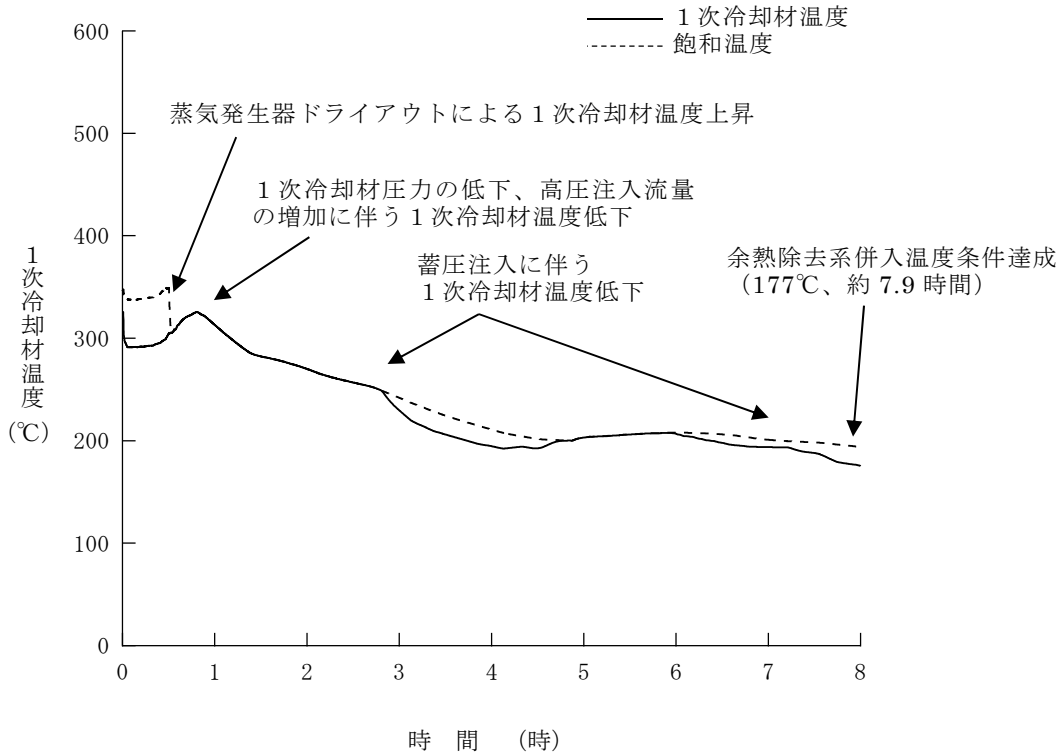
第 7.1.1.11 図　１次冷却系注水流量の推移



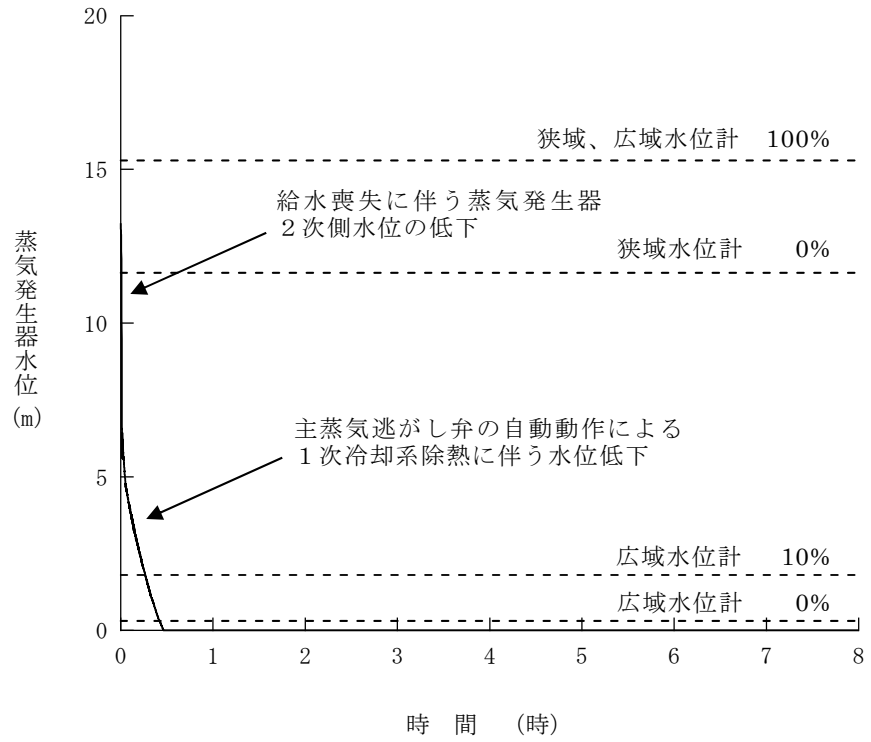
第 7.1.1.12 図　加圧器逃がし弁流量の推移



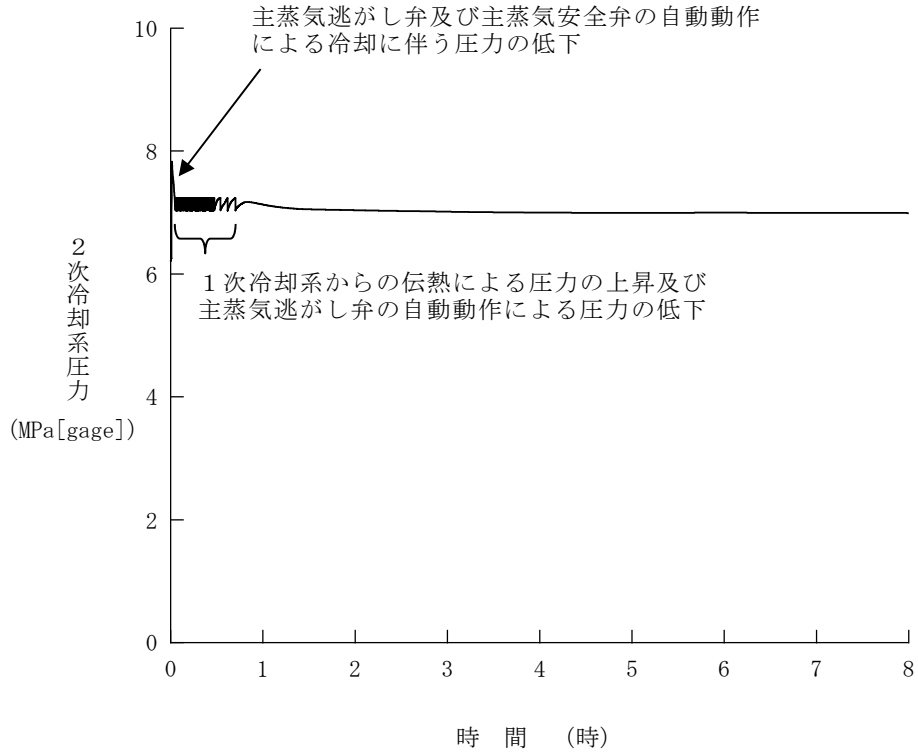
第 7.1.1.13 図　燃料被覆管温度の推移



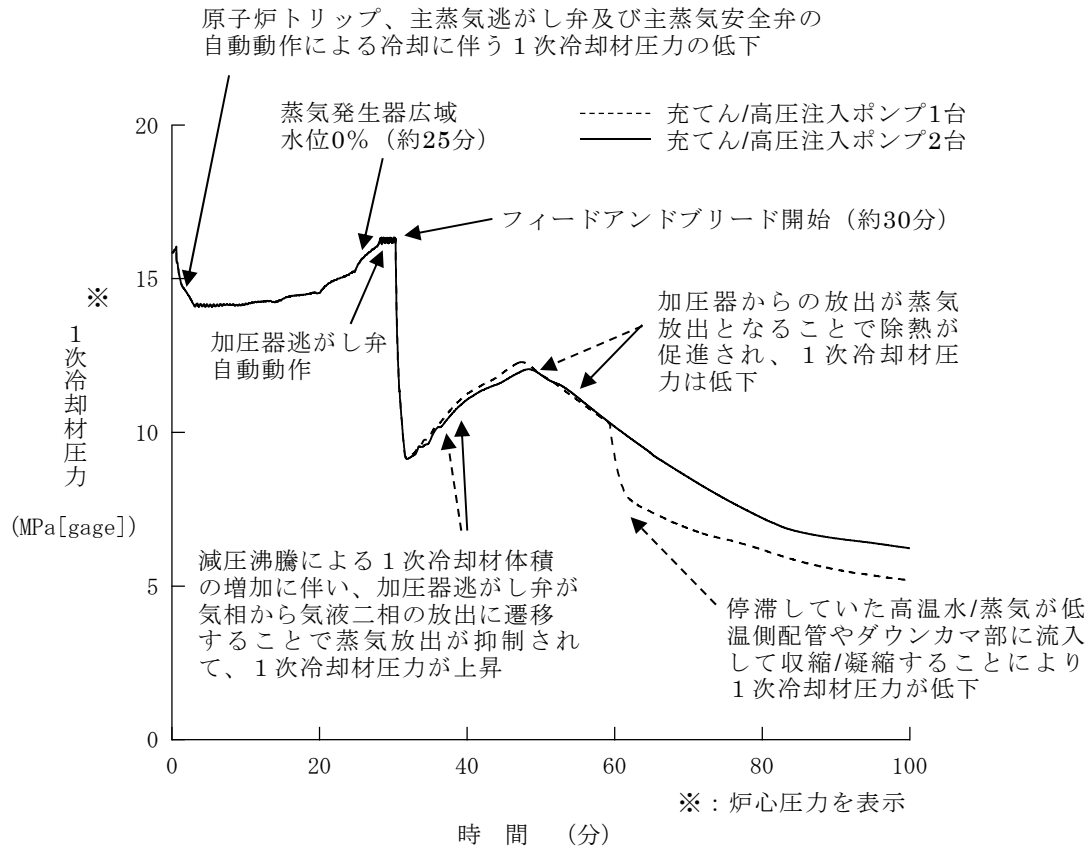
第 7.1.1.14 図　1 次冷却材温度の推移



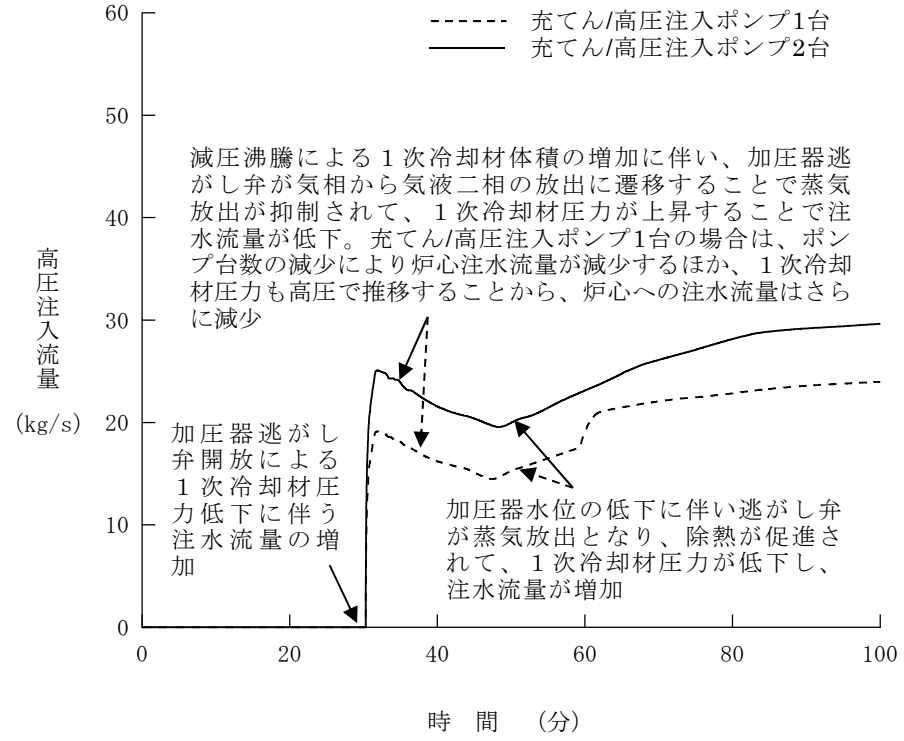
第 7.1.1.15 図　蒸気発生器水位の推移



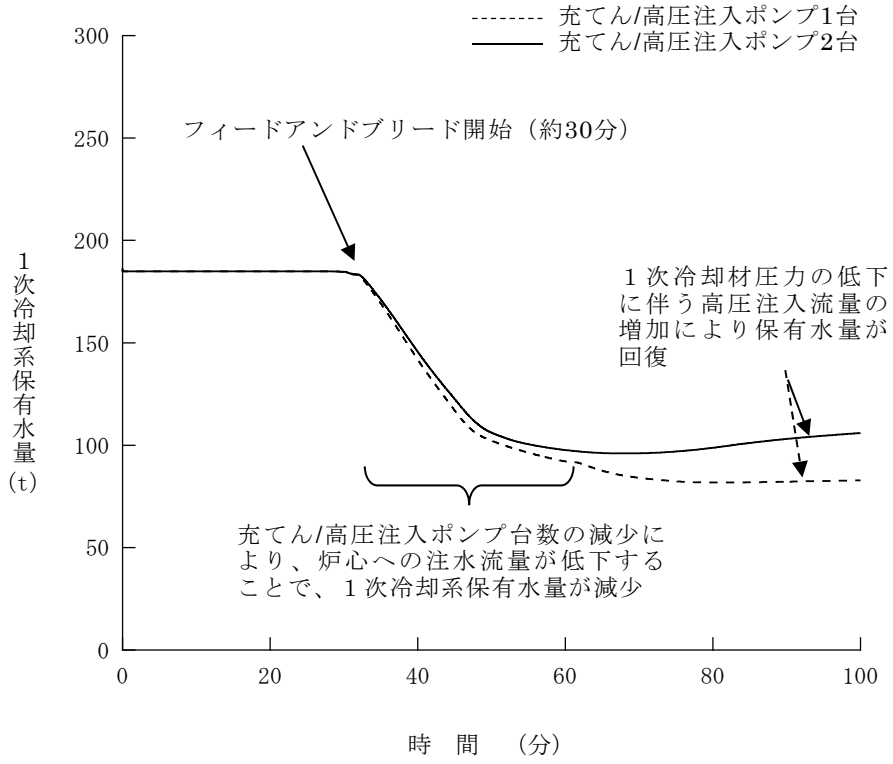
第 7.1.1.16 図　２次冷却系圧力の推移



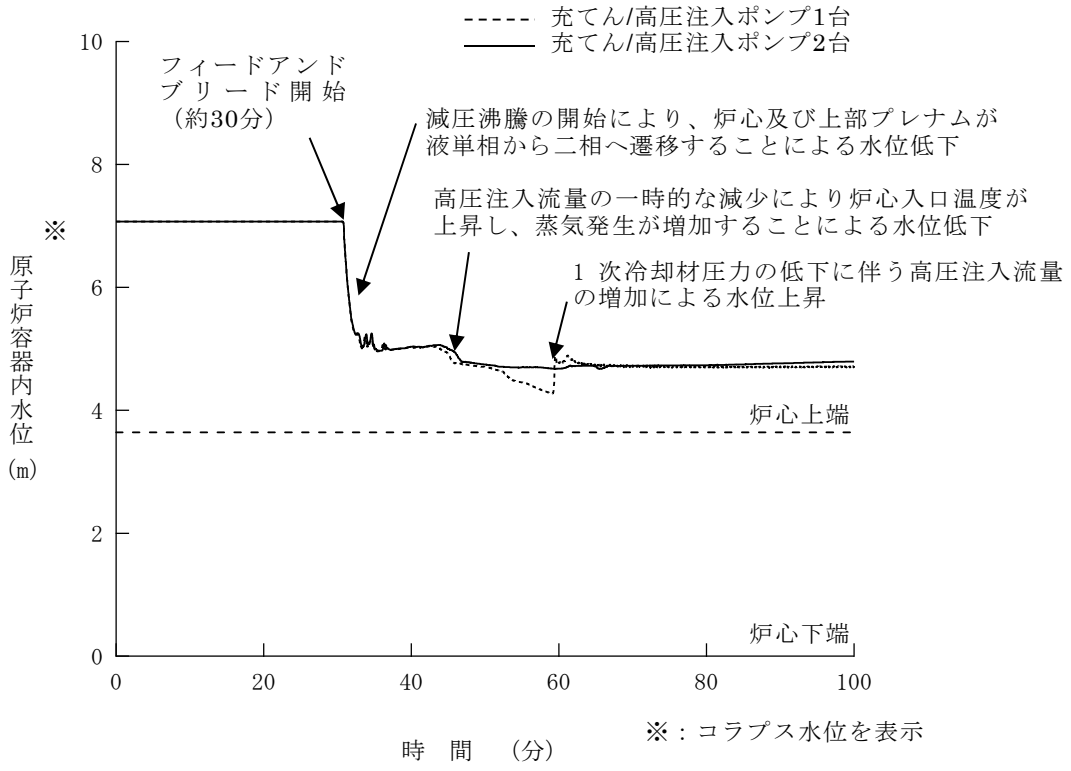
第 7.1.1.17 図　１次冷却材圧力の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



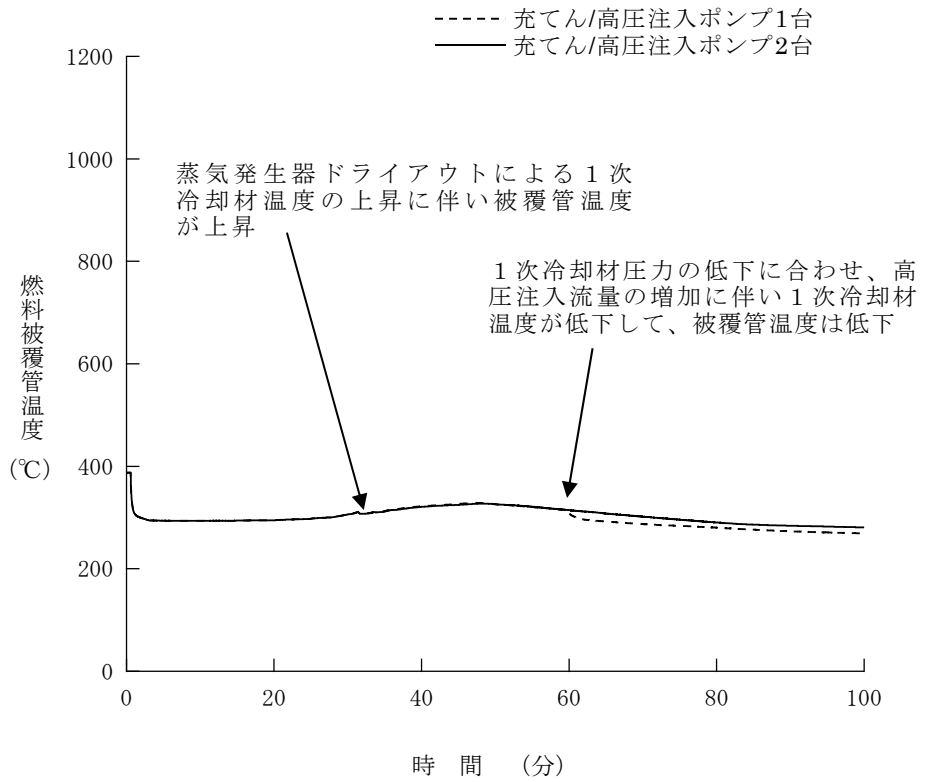
第 7.1.1.18 図　高圧注入流量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



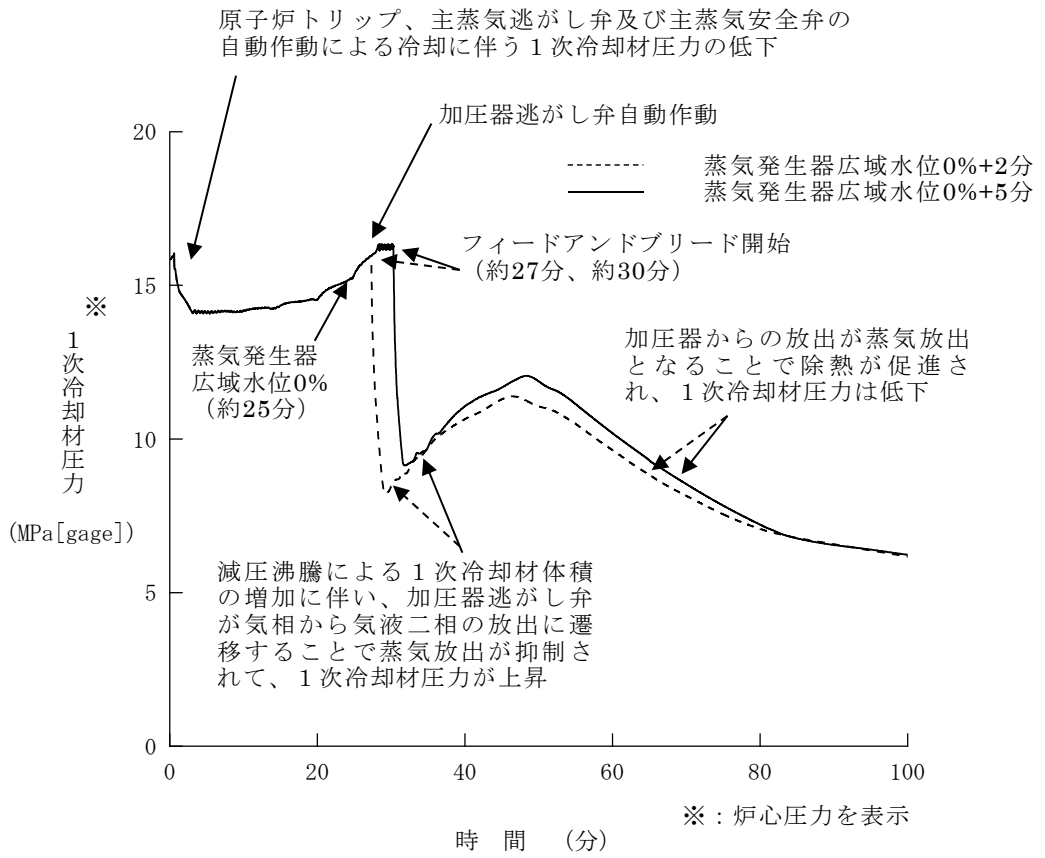
第 7.1.1.19 図　１次冷却系保有水量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



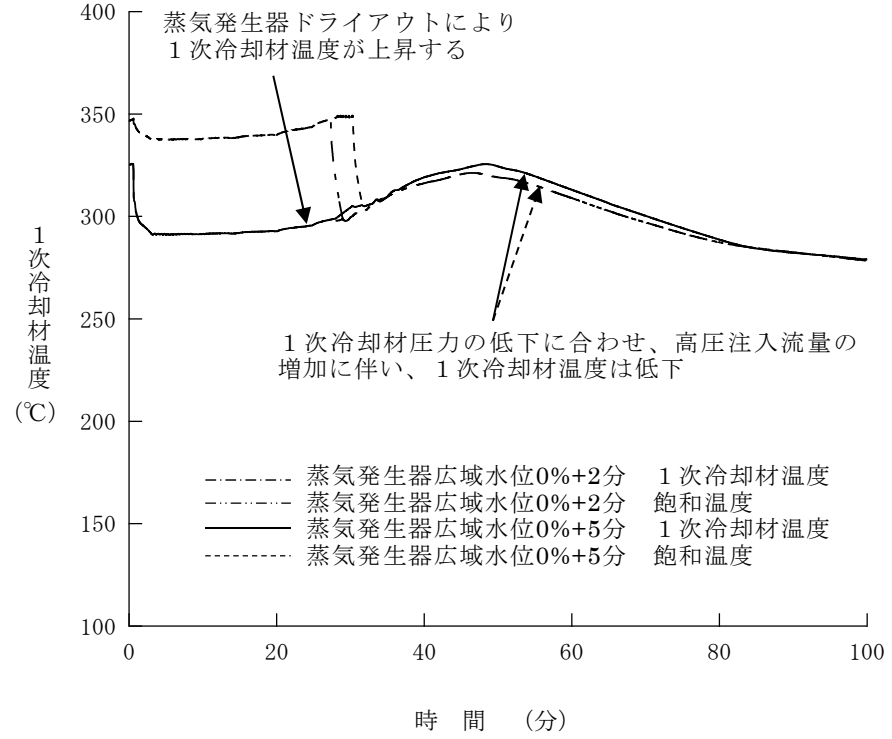
第 7.1.1.20 図　原子炉容器内水位の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



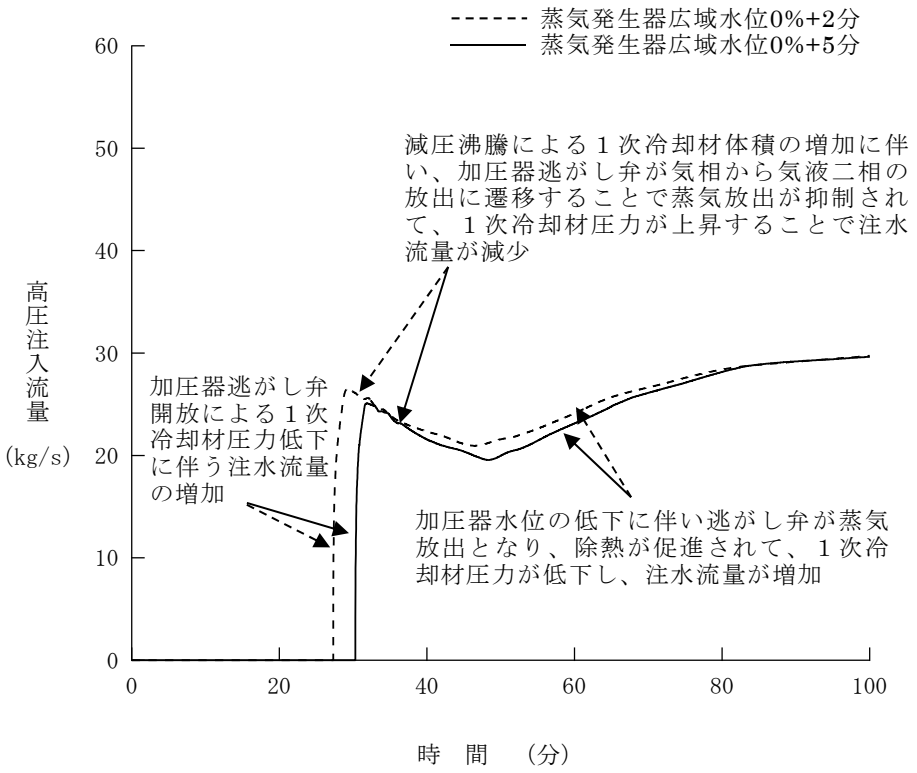
第 7.1.1.21 図　燃料被覆管温度の推移（充てん／高圧注入ポンプ 1 台の場合）



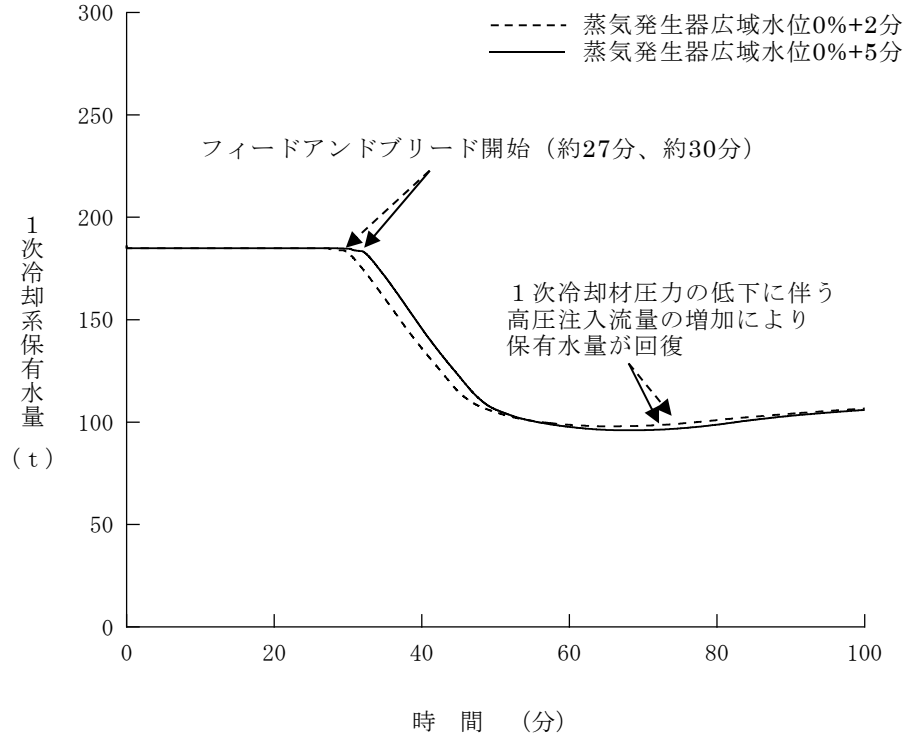
第 7.1.1.22 図　１次冷却材圧力の推移（開始が早くなる場合）



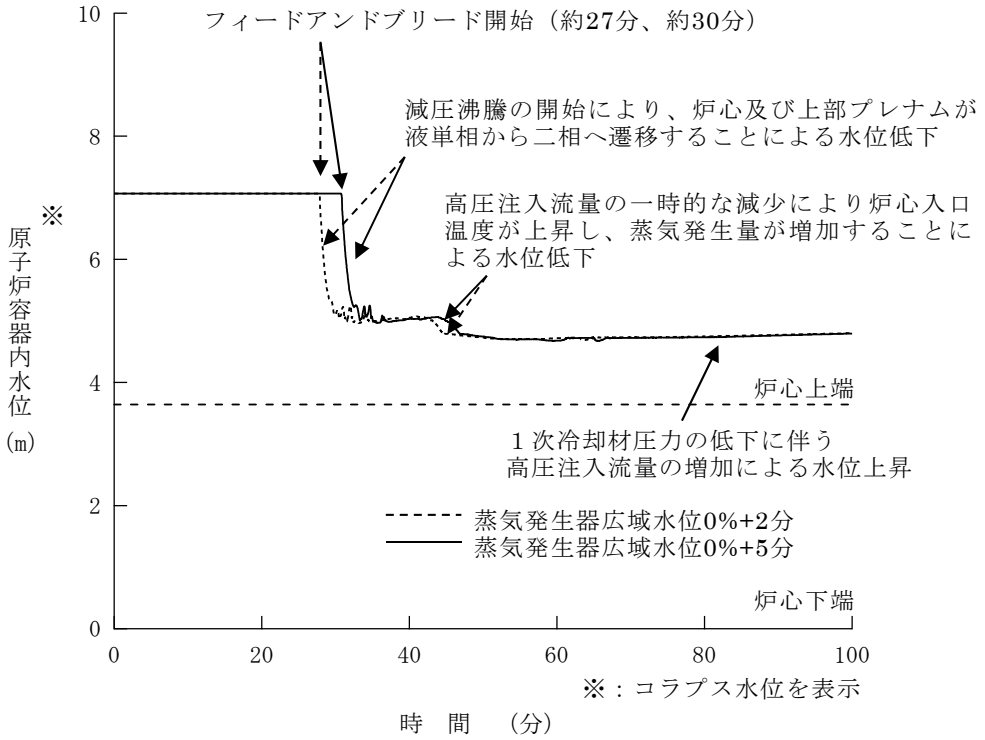
第 7.1.1.23 図　１次冷却材温度の推移（開始が早くなる場合）



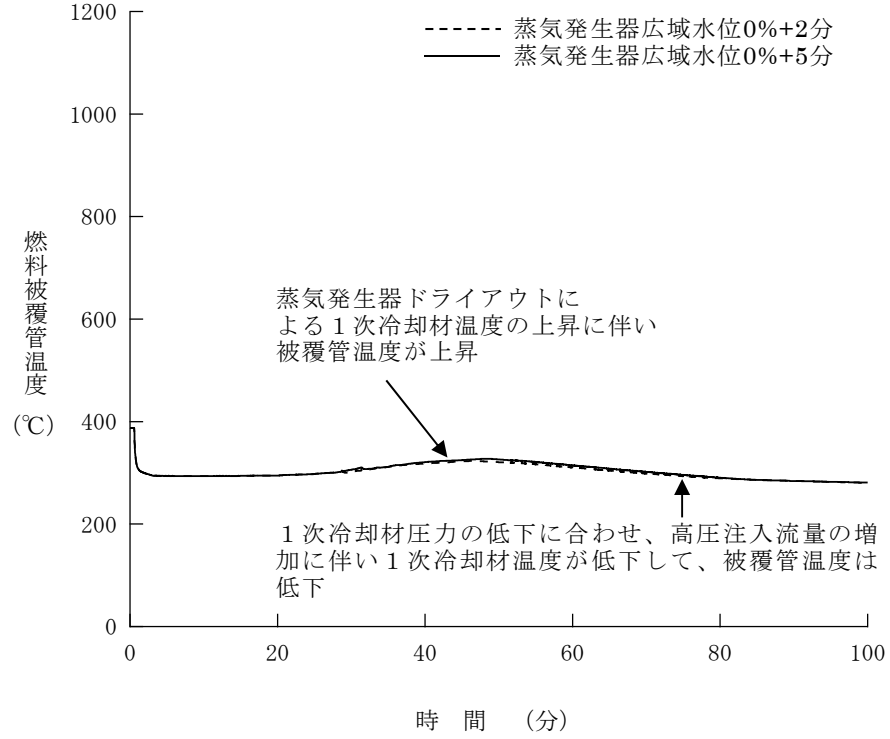
第 7.1.1.24 図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）



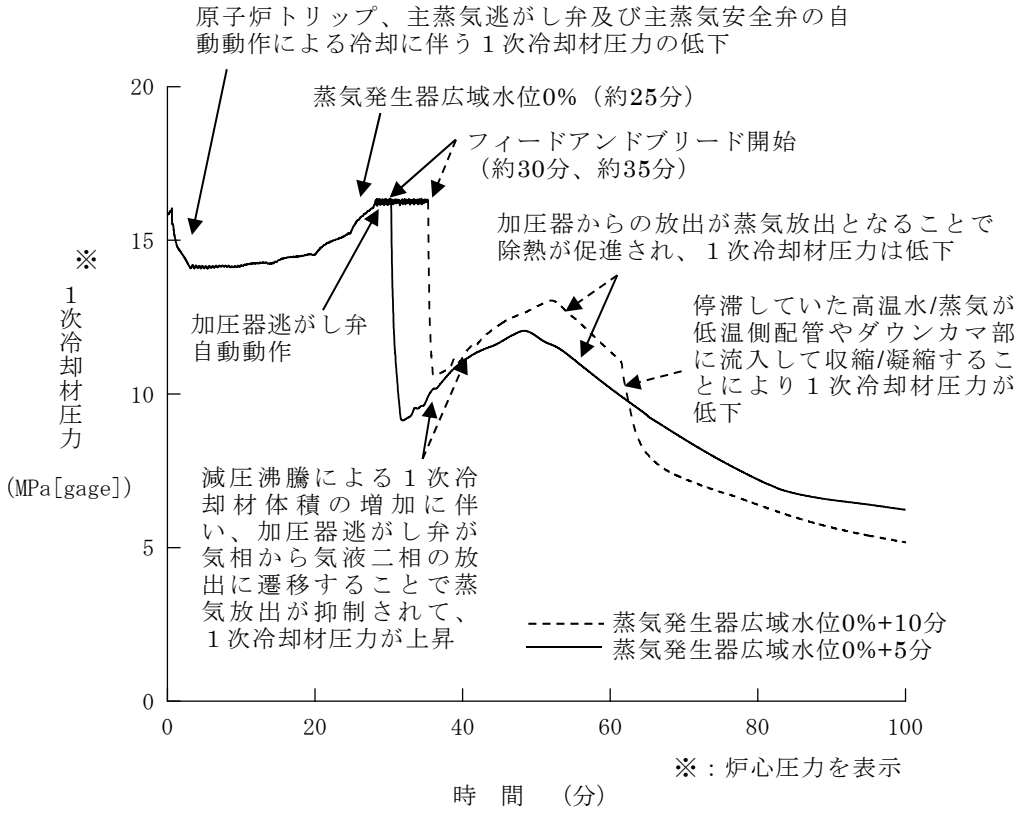
第 7.1.1.25 図　１次冷却系保有水量の推移（開始が早くなる場合）



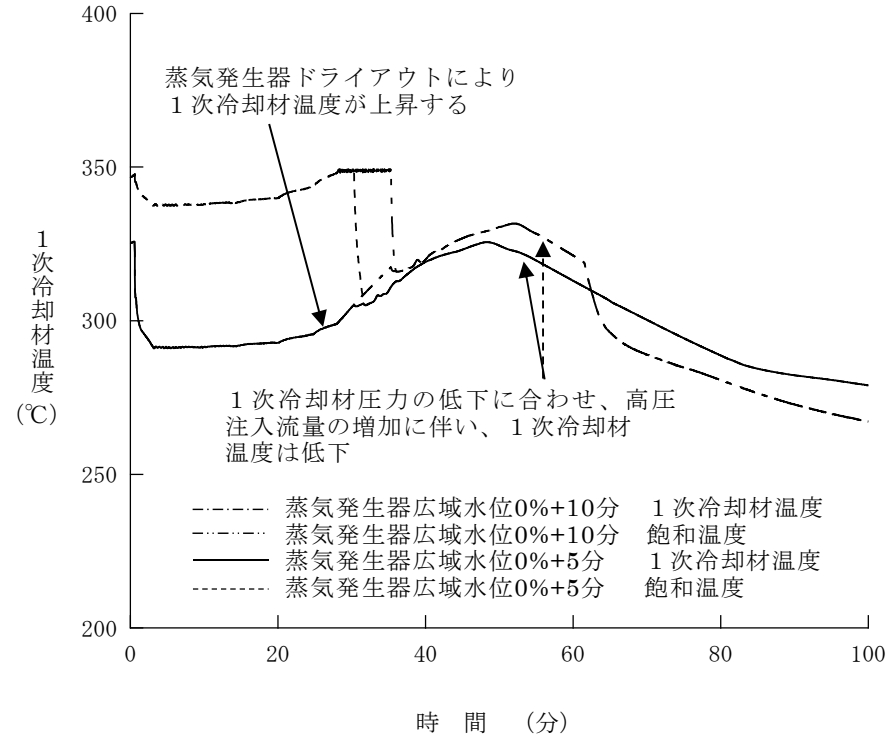
第 7.1.1.26 図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）



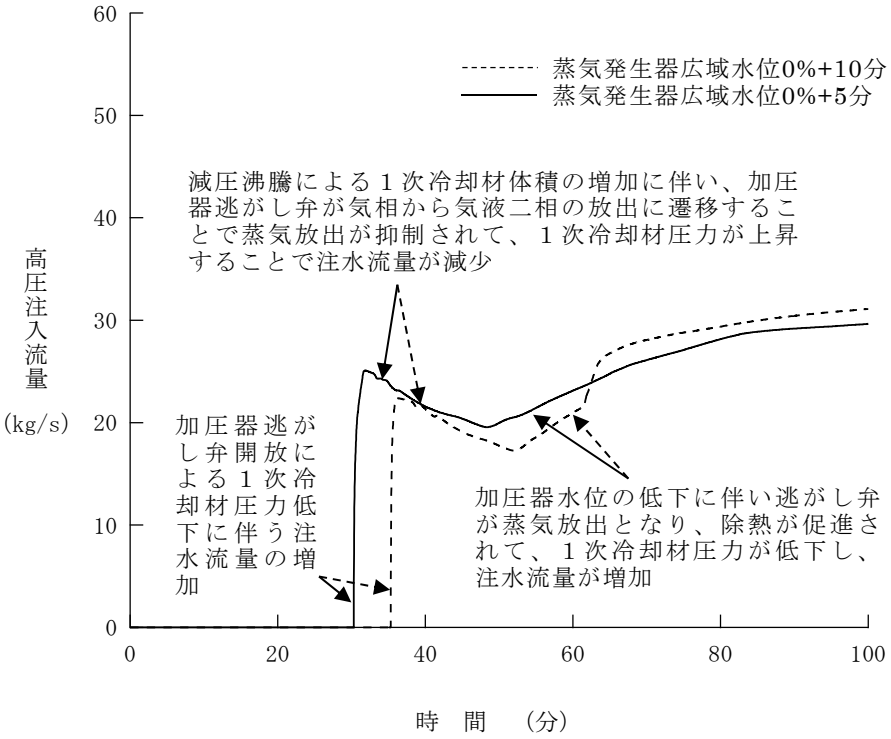
第 7.1.1.27 図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）



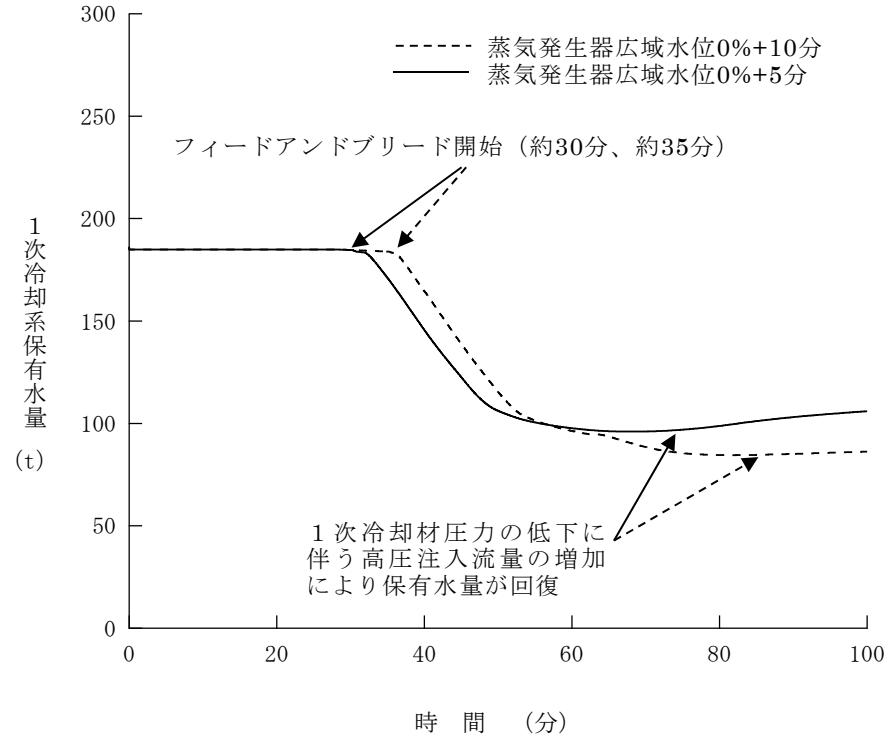
第 7.1.1.28 図　１次冷却材圧力の推移（開始が遅くなる場合）



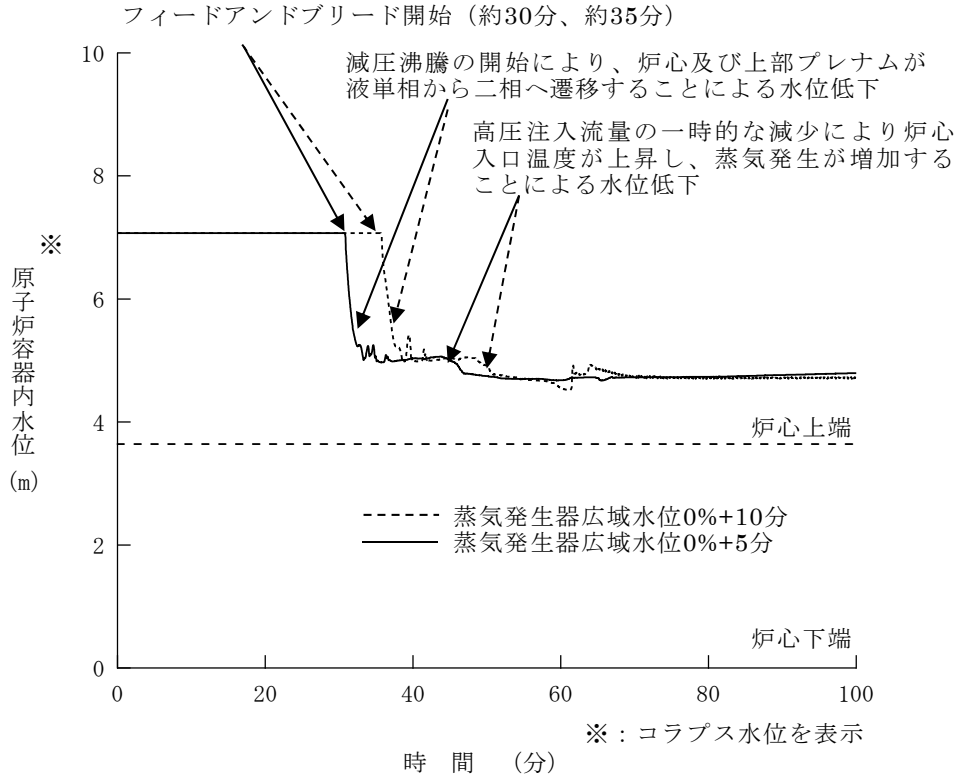
第 7.1.1.29 図　１次冷却材温度の推移（開始が遅くなる場合）



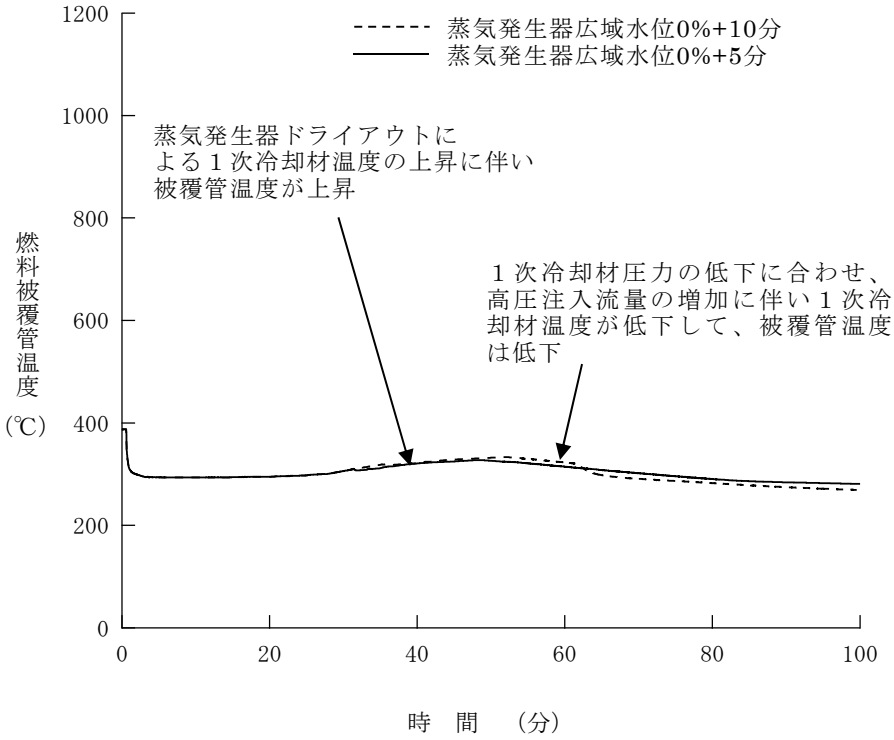
第 7.1.1.30 図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）



第 7.1.1.31 図　１次冷却系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）



第 7.1.1.32 図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）



第 7.1.1.33 図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）

7.1.2 全交流動力電源喪失

7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水、１次系冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次冷却系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次冷却系を強制的に減圧することにより１次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次

冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.2.2 図から第 7.1.2.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 36 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 7 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、２次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合、２次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による炉心冷却を行う。

b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。

d. １次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e. 補助給水系機能維持の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が 75m^3/h 以上であることを確認する。

補助給水系の機能維持の判断に必要な計装設備は補助給水流量等である。

f. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作

充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。

なお、隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。

g. 不要直流電源負荷切離し

空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の 24 時間後まで継続可能な処置を行う。

不要直流電源負荷の切離し後、空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電が開始されれば、運転コンソールを復旧する。

h. 蒸気発生器２次側による炉心冷却

事象発生後 40 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力（広域）計指示 1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場

でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、アニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

k. アキュムレータ出口電動弁閉操作

冷却材圧力（広域）計指示が1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

l. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開

アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は１次冷却材高温側広域温度等である。

m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は冷却材圧力（広域）計指示が0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に１次冷却系保有水量を回復させるように調整する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。

n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転

ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水タンク水位計指示 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示 59%以上を確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

o. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続

長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器２次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度広域等である。

p. 原子炉補機冷却系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。

7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生に伴う１次冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯにより原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、

要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.2.2 表及び第 7.1.2.3 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

「(a) 起因事象」に示すとおり、外部電源無しを想定する。

(d) ＲＣＰシール部からの漏えい率

ＲＣＰシール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 109m³/h（480gpm 相当）とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm（約 0.6 インチ）を設定する。また、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生を想定しない場合のＲＣＰシール部が健全な場合の漏えい率は、１次冷却系への注水が必要とならない漏えい率として、WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m³/h（21gpm 相当）とし、その漏えい率相当となる口径約 0.3cm（約 0.13 インチ）を設定する。また、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 75m³/h の流量で注水するものとする。

(b) 主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(c) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで、１次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1 基当たり）

(d) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量

運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に１次冷却材温度及び圧力の維持を行う１次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m³/h を設定する。

(e) ＲＣＰシール部からの漏えい停止

ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合において、冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である 0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) ２次冷却系強制冷却は、主蒸気逃がし弁の現場開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生の 40 分後に開始するものとする。

(b) 代替交流電源は、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては事象発生の 60 分後に確立するものとし、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合においては交流電源が 24 時間使用できないものとして、事象発生の 24 時間後に確立するものとする。

(c) １次冷却材温度の維持は、蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害する窒素の混入を防止するために、１次冷却系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa[gage]に対して約 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(d) アキュムレータ出口電動弁の閉操作は、１次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10 分後に実施するものとする。

(e) ２次冷却系強制冷却の再開は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、アキュムレータ出口電動弁の閉止から 10 分後に再開し、１次冷却材温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合においては、１次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

a. ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.2.3図に、１次冷却材圧力、１次冷却材温度、１次冷却系保有水量、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第7.1.2.7図から第 7.1.2.17 図に、２次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の２次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.18 図から第 7.1.2.23 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.2.24 図及び第 7.1.2.25 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡの発生を仮定しているため、１次冷却材圧力は徐々に低下する。事象発生の 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の 40 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始し、１次冷却系を減温、減圧することで、事象発生の約 48 分後に蓄圧注入系が動作する。事象発生の約 63 分後に１次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]に到達した段階で、その状態を維持する。その後、事象発生の約 73 分後にアキュムレータの出口弁を閉止した後、事象発生の約 83 分後に２次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約 2.0 時間後に、１次冷却材圧力が 0.7MPa[gage]に到達した段階で、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで１次冷却系の保有水量は回復する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.2.17 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.2.7 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、第 7.1.2.24 図及び第 7.1.2.25 図に示すとおり、ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後 24 時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回っている。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、再循環運転を行うことで、第 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 図に示すとおり、事象発生の約 179 時間後に原子炉格納容器雰囲気温度が 110℃に到達し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始する。格納容器内自然対流冷却開始後、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ最高値約 0.180MPa[gage]及び約 110℃となり、以降は低下傾向を示している。

第 7.1.2.7 図から第 7.1.2.9 図に示すとおり、事象発生の約 4 時間後に高温の停止状態になり、１次冷却系保有水量が安定し、安定停止状態に至る。その後も格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、再循環運転等を継続することで安定停止状態を維持できる。

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

b. ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.4 図に、１次冷却材圧力、１次冷却材温度、１次冷却系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.1.2.28 図から第 7.1.2.36 図に、２次冷却系圧力、蒸気発生器水位等の２次冷却系

パラメータの推移を第 7.1.2.37 図から第 7.1.2.42 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い冷却材ポンプの母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、ＲＣＰシールＬＯＣＡは発生しないことから 1 次冷却系は高圧で維持される。

事象発生の 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の 40 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減温、減圧することで、事象発生の約 71 分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約 13 時間後に 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]に到達した段階でその状態を維持する。代替交流電源確立の 10 分後にアキュムレータの出口弁を閉止した後、さらに 10 分後に 2 次冷却系強制冷却を再開する。事象発生の約 25 時間後に、1 次冷却材圧力が 0.83MPa[gage]に到達した段階で、冷却材ポンプ封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、ＲＣＰシール部からの漏えいは停止し、事象発生の約 26 時間後に 1 次冷却材圧力が約 0.7MPa[gage]に到達する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.2.36 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.2.28 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、ＲＣＰシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、第 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 図に示す「全交流動力電源喪失（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）」の原子炉格納容器圧力及び温度の最高値である約 0.180MPa[gage]及び約 110℃に比べて厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.2.28 図及び第 7.1.2.29 図に示すとおり、事象発生の約 26 時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続することで、安定停止状態を維持できる。

なお、海水系統の復旧により原子炉補機冷却機能の復旧に期待できる場合には、格納容器スプレイ系により格納容器スプレイ再循環運転を行うことでさらなる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である２次冷却系強制冷却操作により１次冷却系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、２次冷却系強制冷却開始後の１次冷却材温度を指標に調整操作を行う１次冷却材温度及び圧力の維持、１次冷却材圧力を起点とするアキュムレータ出口電動弁閉操作、アキュムレータ出口電動弁閉止を起点とする２次冷却系強制冷却の再開、１次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1 次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1 次冷却材温度及び圧力の低下が抑制されることから、1 次冷却材温度及び圧力を起点とするアキュムレータ出口電動弁閉止等操作の開始が遅くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る２流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時の１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、１次冷却材温度及び圧力を起点とするアキュムレータ出口電動弁閉止等操作の開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、１次冷却材圧力を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時の１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることから、１次冷却材温度及び圧力を起点としているアキュムレータ出口電動弁閉止等操作の開始が早くなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で 1.6 倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で 20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1 次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、全交流動力電源喪失では、初期の漏えい量が実機の設計漏えい量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、Marviken 試験解析の結果から、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1 次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1 次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る 2 流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2 次冷却系強制冷却操作等による減圧時の 1 次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の 1 次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、1 次

冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時の１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるため、漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係るヒートシンク熱伝達モデル及びヒートシンク内熱伝導モデルは、CVTR Test-3 試験解析の結果から、原子炉格納容器圧力のピーク圧力について最大で 1.6 倍程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について最大で 20℃程度高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.2.2 表及び第 7.1.2.3 表に示すとおりであり、それらの条件

設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びＲＣＰシール部からの漏えい率並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるアキュムレータ初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や１次冷却材温度及び圧力を起点とするアキュムレータ出口電動弁閉止等の操作開始が早くなる。

ＲＣＰシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、１次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次冷却材温度及び圧力の目標到達時間や１次冷却材温度及び圧力を起点とするアキュムレータ出口電動弁閉止等の操作開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下することで、１次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ＲＣＰシール部からの漏えい率を最確値とした場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、１次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

アキュムレータの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くなるため、アキュムレ

ータ気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなるが、1次冷却材圧力約 0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、アキュムレータによる1次冷却系への注水期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギーが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 図でも確認できる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

2次冷却系強制冷却は、第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

1次冷却材温度及び圧力の維持は、第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

アキュムレータ出口電動弁の閉操作は、第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の

配置による他の操作に与える影響はない。

２次冷却系強制冷却再開は、第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

恒設代替低圧注水ポンプの起動は、第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

事象発生を起点とする２次冷却系強制冷却開始は、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合は１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事象発生又はアキュムレータ出口電動弁閉止を起点とする２次冷却系強制冷却による１次冷却材温度維持は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

アキュムレータ出口電動弁の閉操作は、１次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]にてアキュムレータ出口電動弁を閉操作すること及び１次冷却材圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

アキュムレータ出口電動弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開は、炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなることで操作開始が早くなる。また、本操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には１次

冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、１次冷却系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、１次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられる。「7.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の 40 分後の２次冷却系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、アキュムレータ出口電動弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開も同程度の遅れに対して、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、アキュムレータ出口電動弁閉止後の２次冷却系強制冷却再開と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから１次冷却系保有水量の低下が抑制されることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、「7.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

２次冷却系強制冷却の実施時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生の 40 分後であるのに対し、事象発生の 60 分後に開始する場合の感度解析結果を第 7.1.2.43 図から第 7.1.2.46 図に示す。その結果、１次冷却系の減温、減圧が遅くなる

ことで、1 次冷却系からの漏えい量が多くなり、1 次冷却系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約 60 分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析からアキュムレータ出口電動弁閉止後の 2 次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。

アキュムレータ出口電動弁の閉操作の操作時間余裕としては、第 7.1.2.47 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]から、アキュムレータ内の窒素が 1 次冷却系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 12 分の操作時間余裕があることを確認した。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.1.2.48 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が 2 次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 2.0 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により 1 次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において 3 号炉

の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 36 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の評価結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約 46.1 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

復水タンク（513m^3：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による２次冷却系の冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の注水継続が可能である。なお、4 時間以降は、復水タンクに送水車（約 300m^3/h（１台当たり））による海水補給を行う。

b. 燃料

(a) 重油

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kℓ

の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓの重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 11.5 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 35.2kℓの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンク及び使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 3.6 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 4,850ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓにて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 1,493kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.1.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポ

ンプによる炉心注水、長期対策として格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(1/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認	・外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・主蒸気隔離を行い、主蒸気圧力等のループ間偏差により、２次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。 ・蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合、２次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による炉心冷却を行う。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 主蒸気圧力
b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断する。 ・全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。 ・安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。 ・空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(2/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
e. 補助給水系機能維持の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上であることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
f. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	・充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。 ・隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(3/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 不要直流電源負荷切離し	・空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生の 24 時間後まで継続可能な処置を行う。 ・不要直流電源負荷の切離し後、空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電が開始されれば、運転コンソールを復旧する。	蓄電池（安全防護系用）	－	－
h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	・事象発生後 40 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力（広域）計指示 1.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	送水車 軽油用ドラム缶	1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	・1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(4/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給（窒素ボンベ接続）を行い、アニュラス循環ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用） 可搬式オイルポンプ	－
k. アキュムレータ出口電動弁閉操作	・冷却材圧力（広域）計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(5/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
l. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開	・アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	・恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は冷却材圧力（広域）計指示が 0.7MPa[gage] 以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に１次冷却系保有水量を回復させるように調整する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(6/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	・ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%に到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去クーラ】 Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
o. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続	・長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器２次側による炉心冷却を継続的に行う。	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	送水車 軽油用ドラム缶	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(7/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
p. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ―ＲＥＬＡＰ５／ＣＯＣＯ	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の１次冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	305.7℃+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなり、比較的低温の１次冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。
	蒸気発生器２次側保有水量（初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	69,500m^3	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。

第 7.1.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において 約 109m^3/h（480gpm）（1 台当たり） 相当となる口径 約 1.6cm（約 0.6 インチ）（1 台当たり） （事象発生時からの漏えいを想定）	WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%、応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m^3/h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量（ループ当たり）の 10%（1 個当たり）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の約 10%を処理できる流量として設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m^3/h	想定する流出流量に対して、1 次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。

第 7.1.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	２次冷却系強制冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から 40 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、主蒸気逃がし弁の現場開操作に 30 分を想定して設定。
	１次冷却材温度、圧力の保持	１次冷却材温度 208℃（約 1.7MPa[gage]）到達時 及び １次冷却材温度 170℃（約 0.7MPa[gage]）到達時	208℃については、蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、アキュムレータから１次冷却系に窒素が混入する圧力である約 1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	アキュムレータ出口電動弁閉操作	１次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立（60 分）の 10 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ出口電動弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
	２次冷却系強制冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	アキュムレータ出口電動弁閉操作から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員操作として蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	１次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、１次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である 0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。

第 7.1.2.3 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）(1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ―ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の１次冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7℃+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の１次冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。

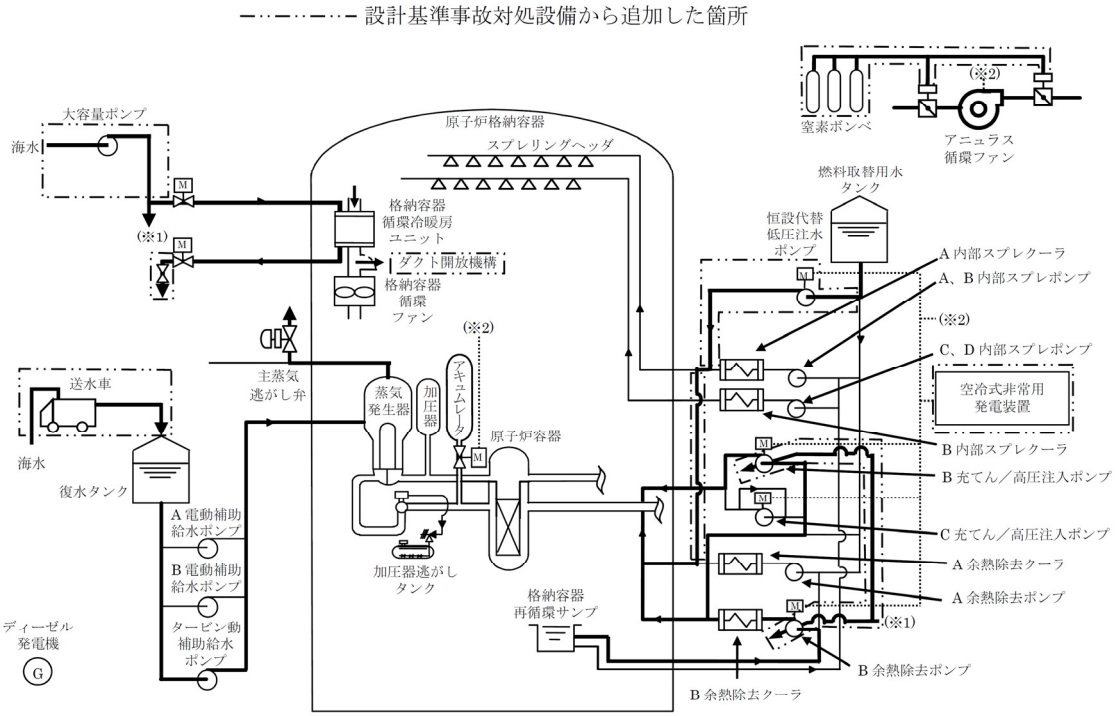
第 7.1.2.3 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）(2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において 約 4.8m³/h（21gpm）（1 台当たり） 相当となる口径 約 0.3cm（約 0.13 インチ） （1 台当たり） （事象発生時からの漏えいを想定）	WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%、応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m³/h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量（ループ当たり）の 10%（1 個当たり）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の約 10%を処理できる流量として設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa［gage］ （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m³（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]	冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。

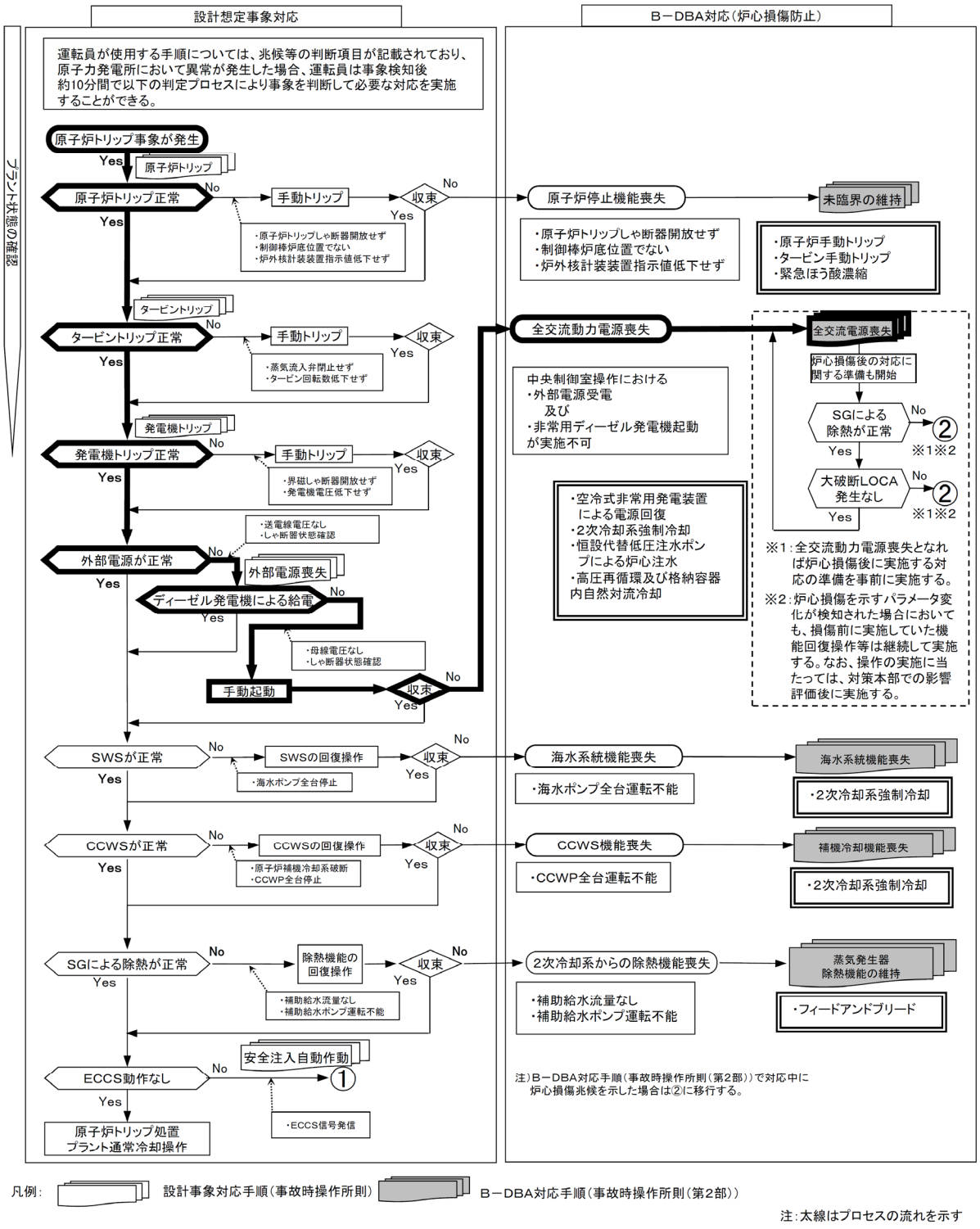
第 7.1.2.3 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）(3/3)

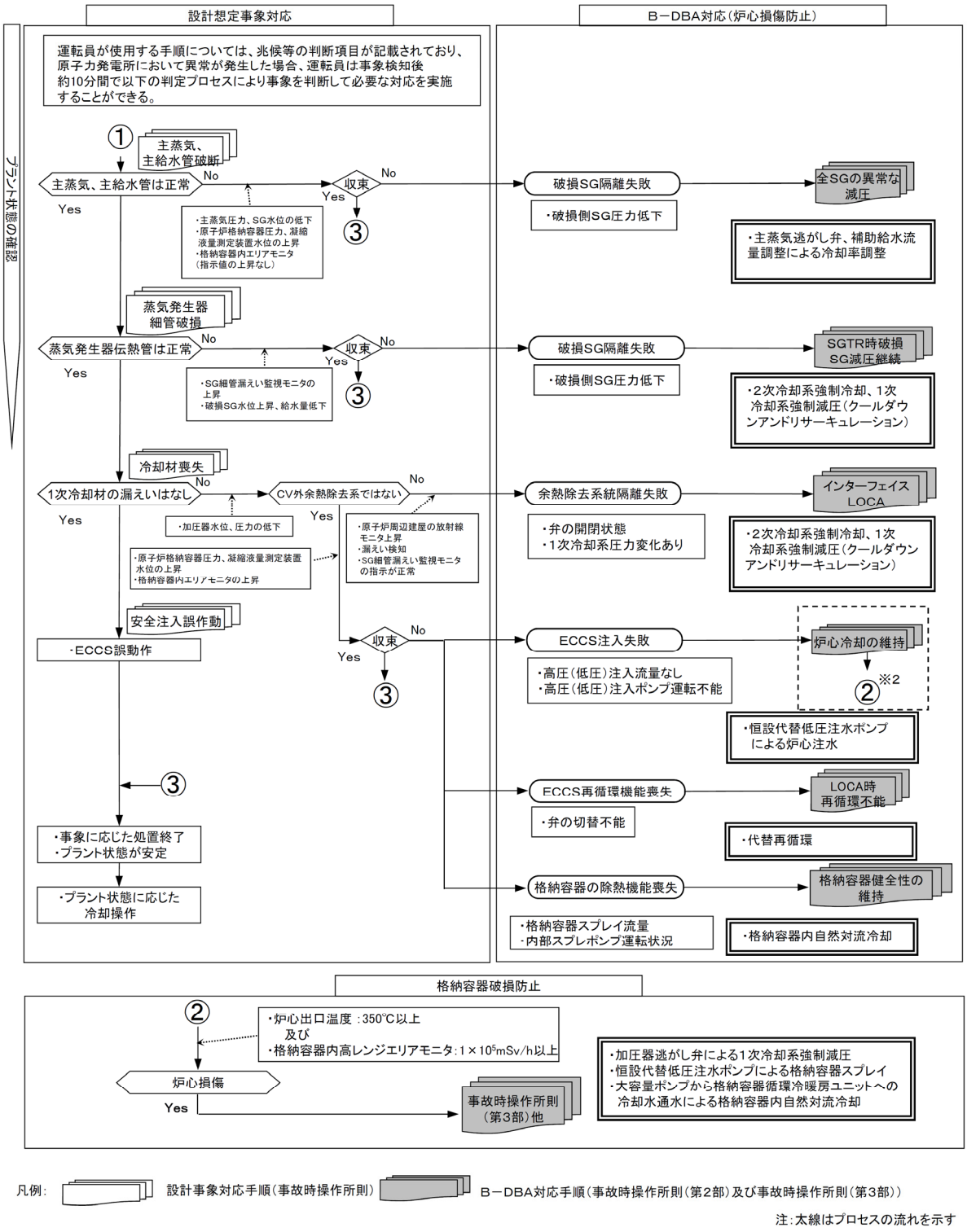
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	2 次冷却系強制冷却開始（主蒸気逃がし弁開）	事象発生から 40 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、主蒸気逃がし弁の現場開操作に 30 分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生の 24 時間後	－
	1 次冷却材温度、圧力の保持	1 次冷却材温度 208℃（約 1.7MPa[gage]）到達時 及び 1 次冷却材温度 170℃（約 0.7MPa[gage]）到達時	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、アキュムレータから 1 次冷却系に窒素が混入する圧力である約 1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	アキュムレータ出口電動弁閉止	1 次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立（24 時間）から 10 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ出口電動弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
	2 次冷却系強制冷却再開（主蒸気逃がし弁開）	アキュムレータ出口電動弁閉操作から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。



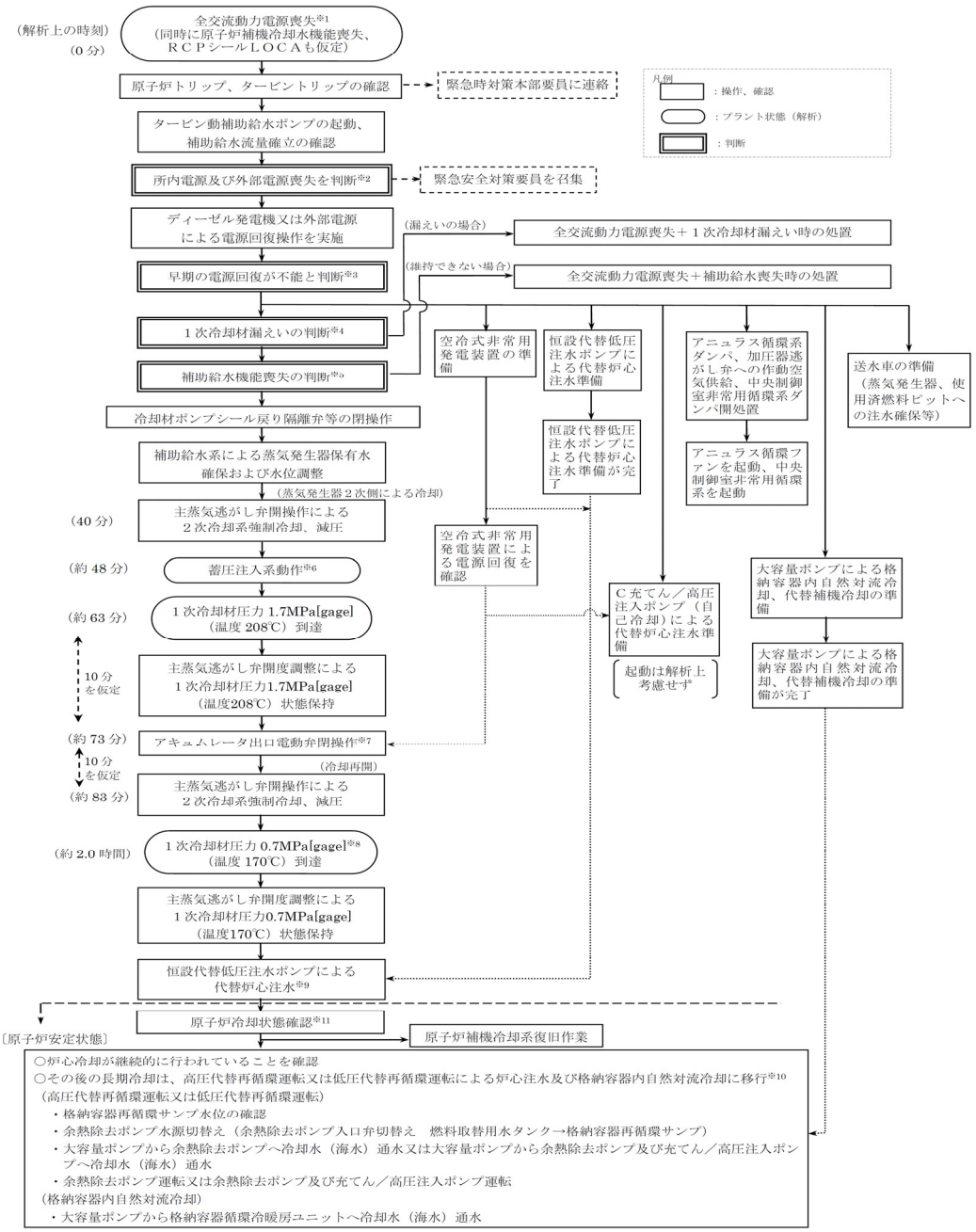
第 7.1.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）（1/2）

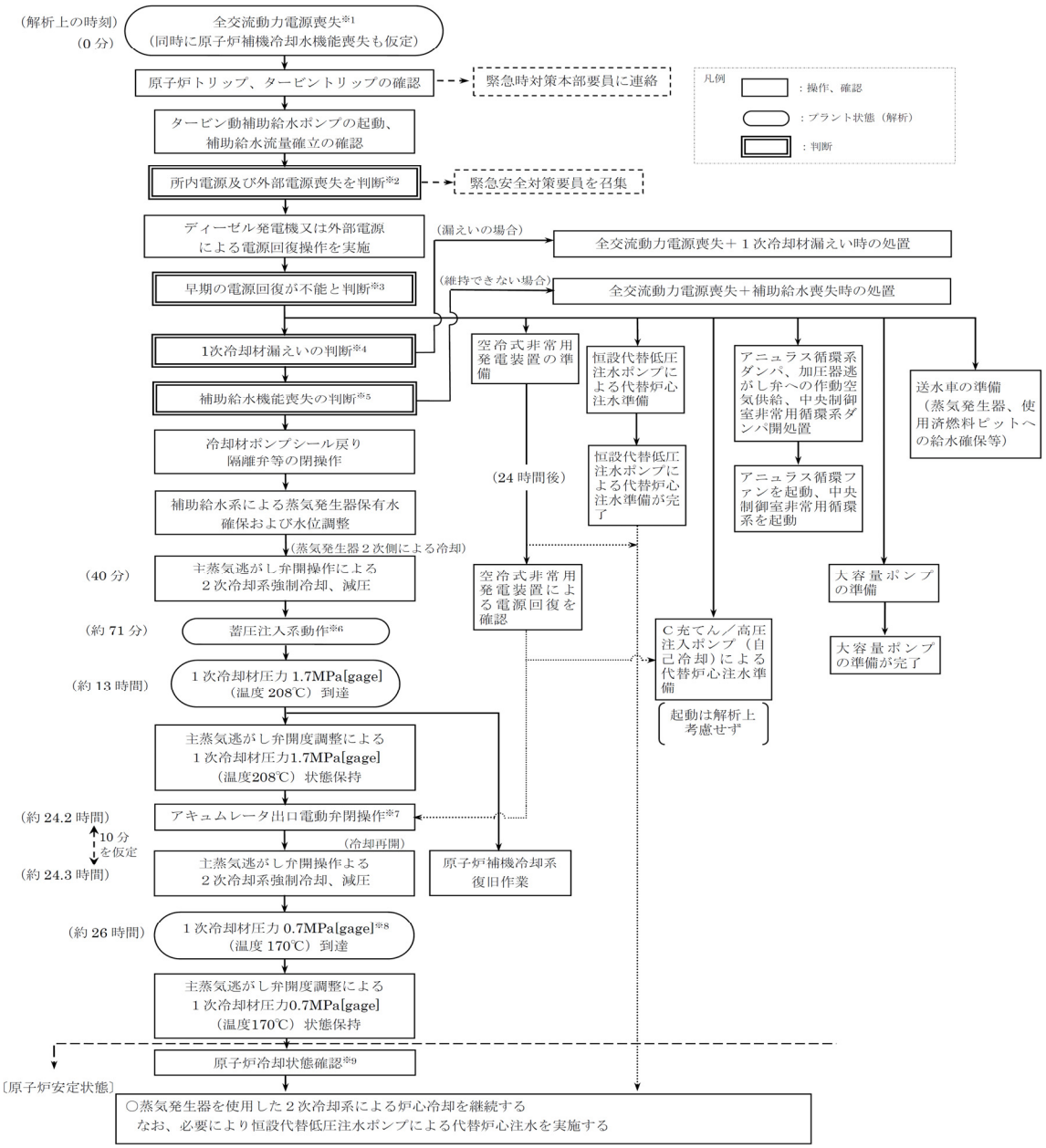


第 7.1.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(2/2)



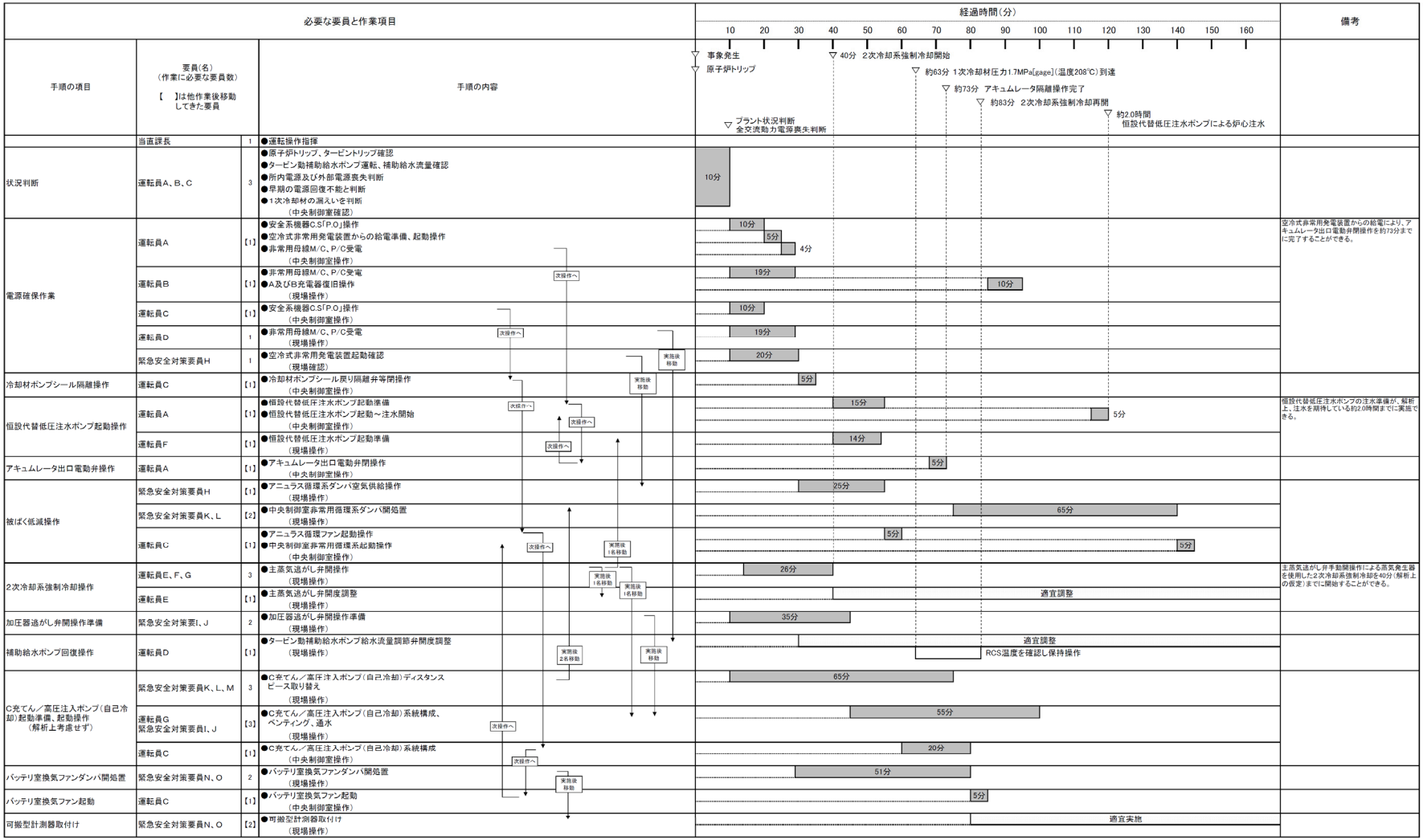
※1：非常用直流系統は使用可能。
※2：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※3：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
※4：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※5：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
※6：２次冷却系強制冷却による１次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注入が開始される。
※7：アキュムレータの N_2 ガス放出圧力（1.2MPa[gage]）に裕度 0.5MPa[gage]を加算した 1.7MPa[gage]にてアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。
閉操作に10分を仮定。
※8：２次冷却系強制冷却、減圧中に１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力に到達した時点で吹き止まる。
※9：実際の操作では、準備が完了し炉心注水が可能となれば、その段階で実施する。
また、加圧器水位が監視可能な範囲までは、30m³/h を上回る流量で注水し、その後は加圧器水位に応じて注水量を調整する。
※10：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が 59%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から低圧代替再循環運転又は高圧代替再循環運転へ切り替える。
※11：１次冷却材温度により冷却状態を確認する。

第 7.1.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の事象進展）



※1 ：非常用直流系統は使用可能。
※2 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※3 ：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
※4 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※5 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
※6 ：２次冷却系強制冷却による１次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注水が開始される。
※7 ：アキュムレータの N_2 ガス放出圧力（1.2MPa[gage]）に裕度 0.5MPa[gage]を加算した 1.7MPa[gage]にてアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。
閉操作に 10 分を仮定。
※8 ：２次冷却系強制冷却、減圧中に１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力に到達した時点で吹き止まる。
※9 ：１次冷却材温度により冷却状態を確認する。

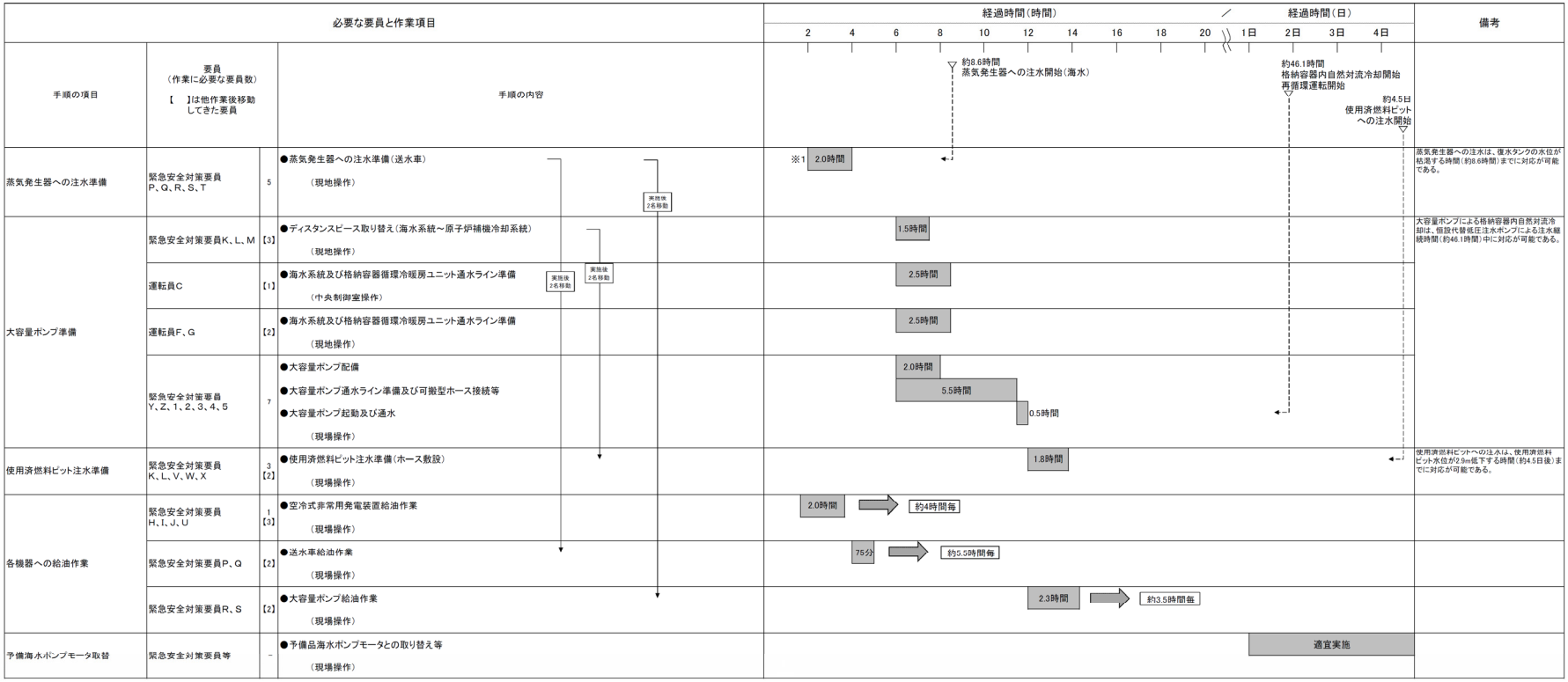
第 7.1.2.4 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展）



上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している（一部の機器については想定時間により算出。）。

第 7.1.2.5 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

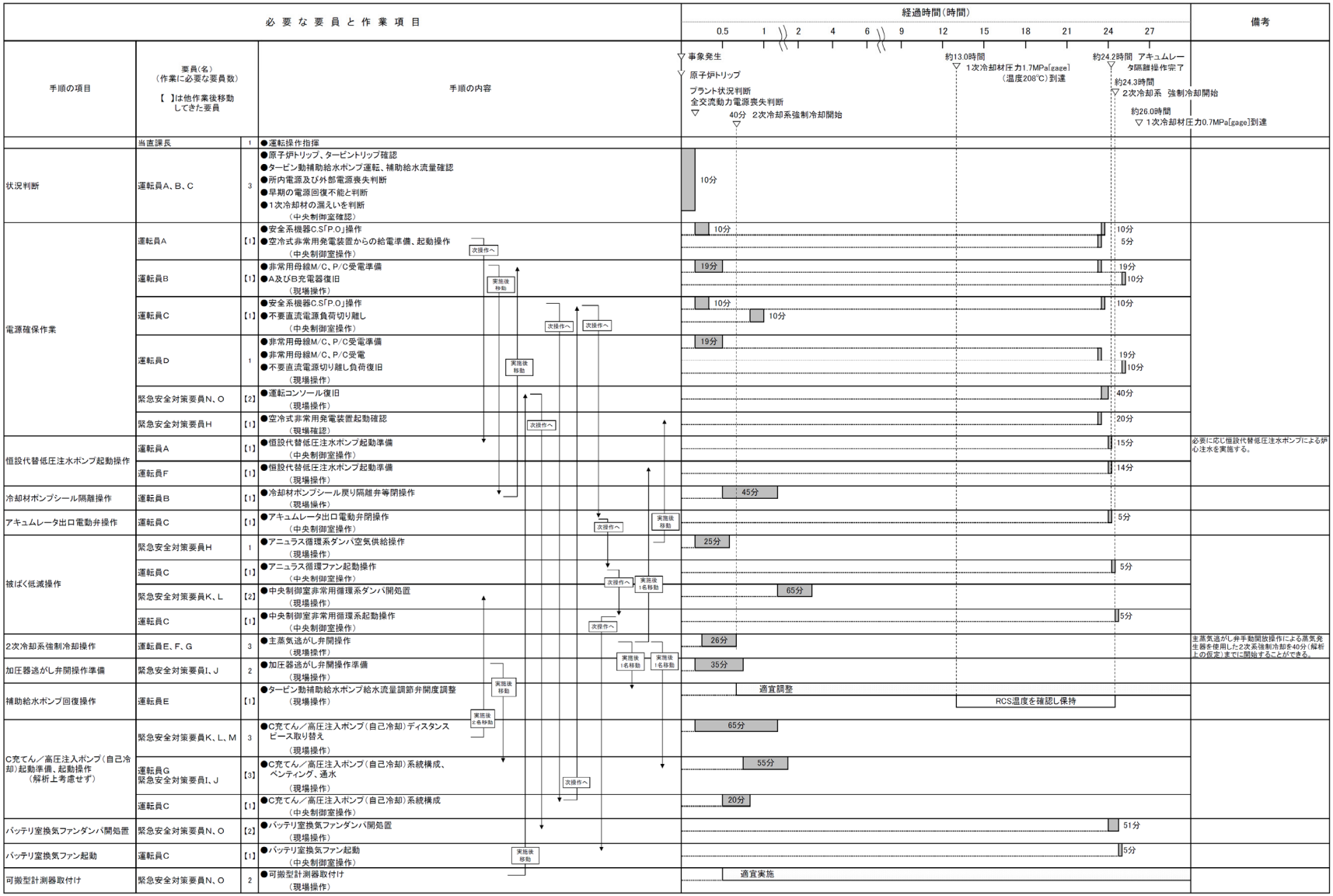
（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(1/2)



※1：蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後（ルート復旧後）速やかに開始とした。

第 7.1.2.5 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

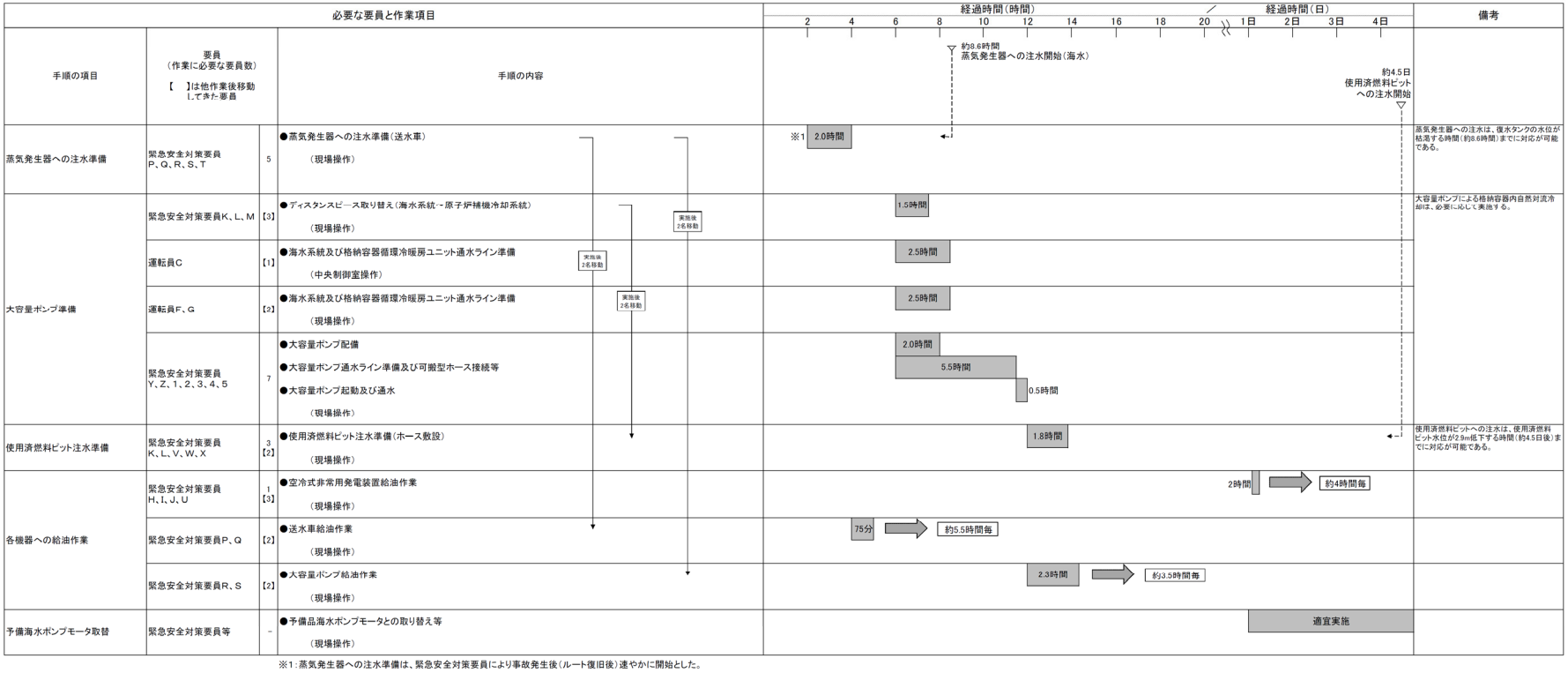
（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(2/2)



上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している（一部の機器については想定時間により算出。）。

第 7.1.2.6 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

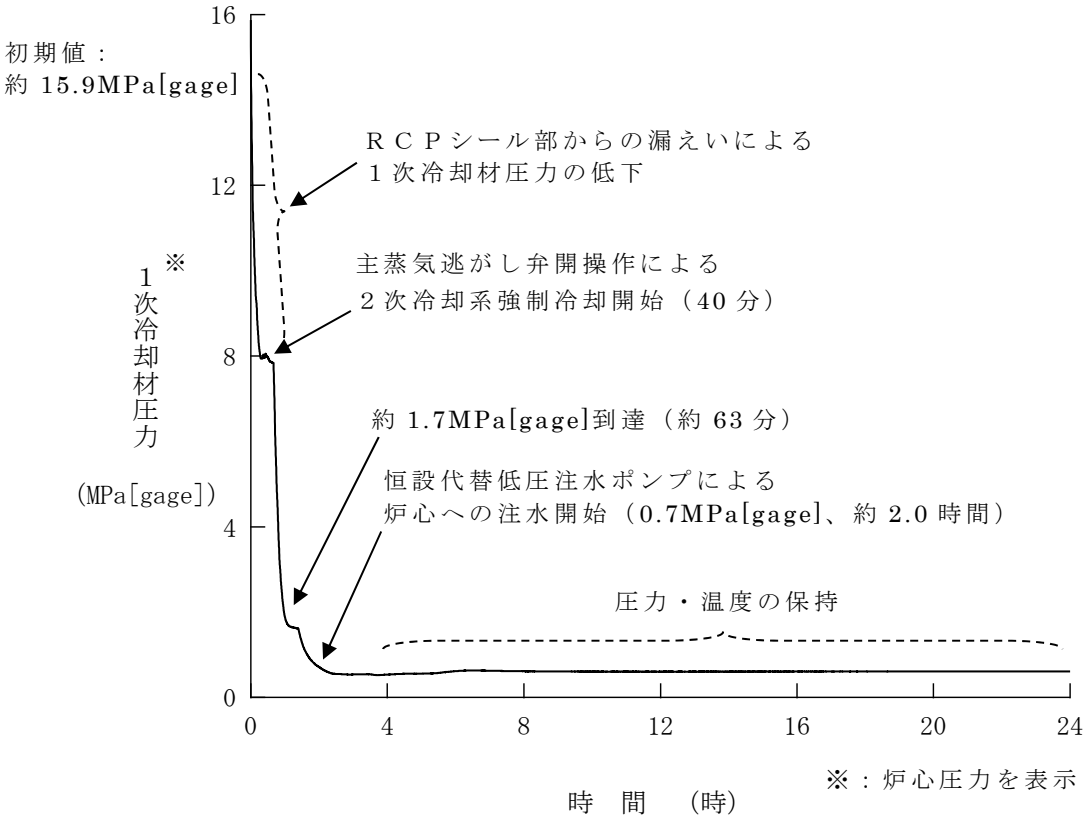
（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）(1/2)



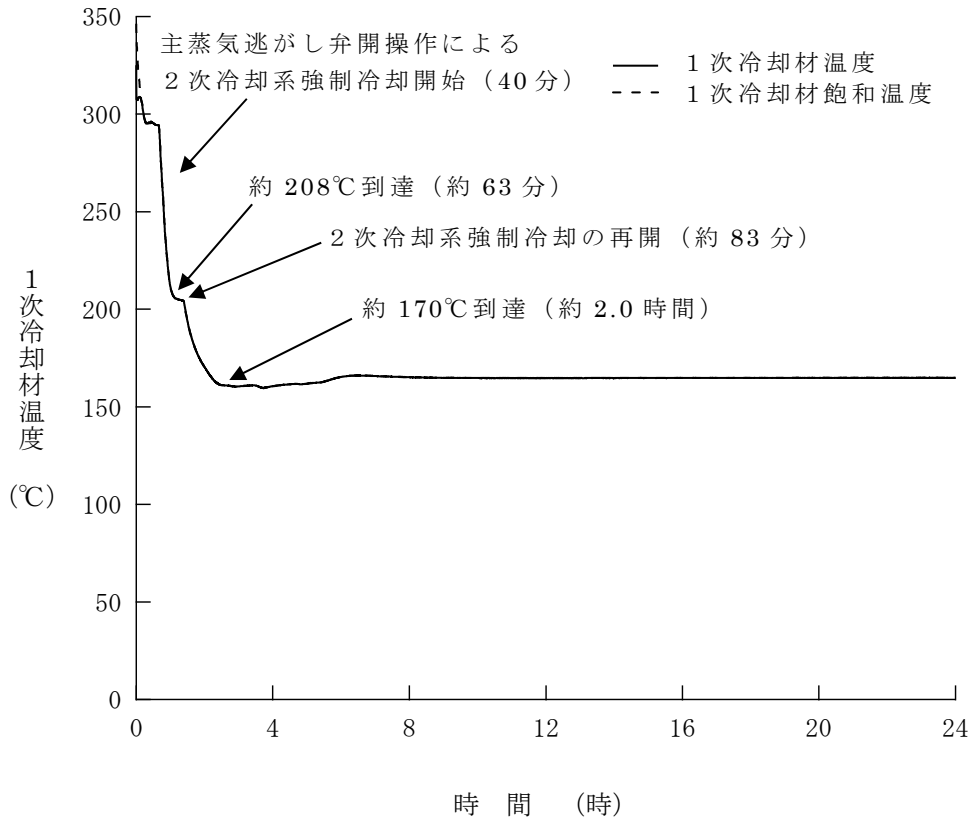
※1：蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後（ルート復旧後）速やかに開始とした。

第 7.1.2.6 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

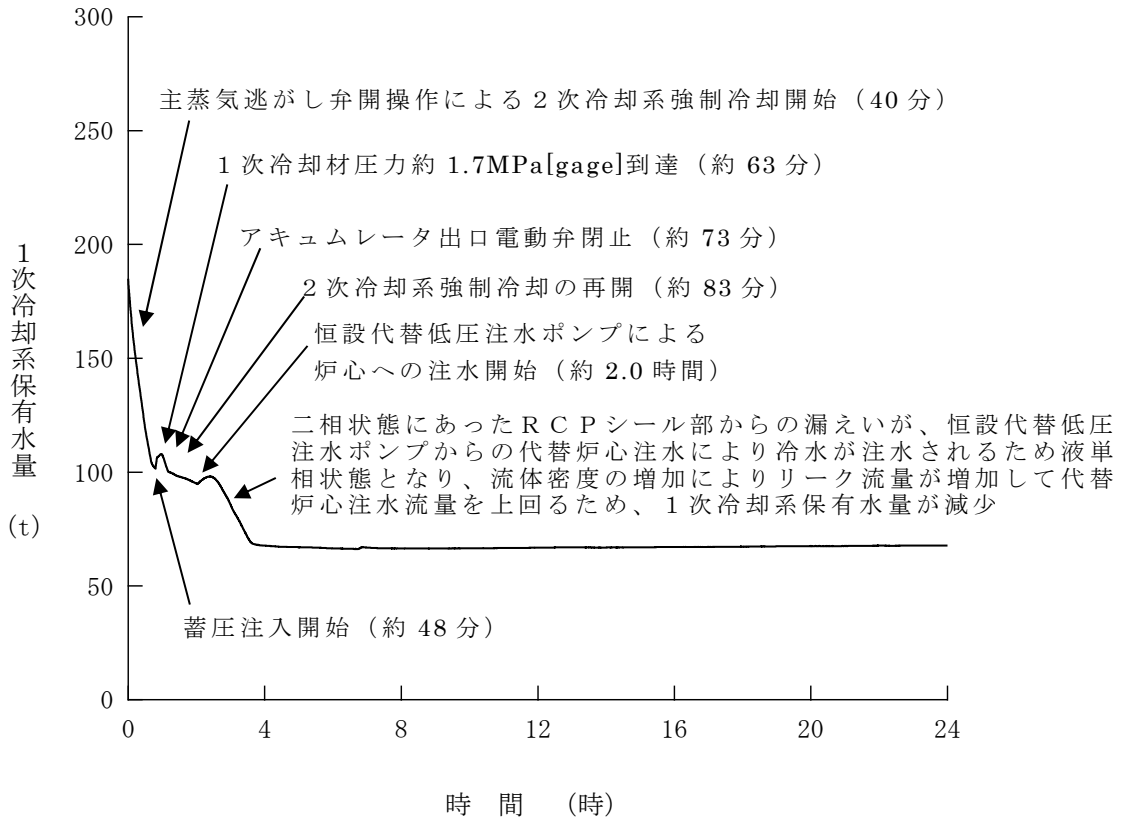
（外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失）(2/2)



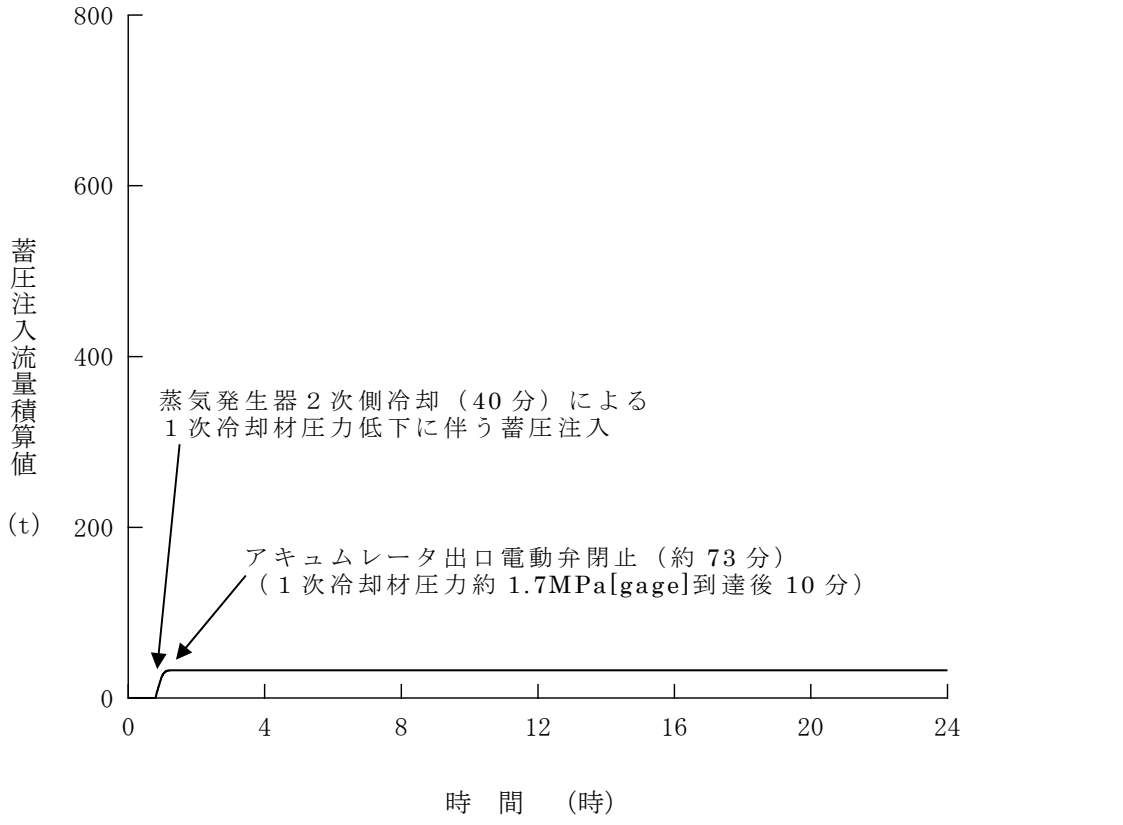
第 7.1.2.7 図　１次冷却材圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



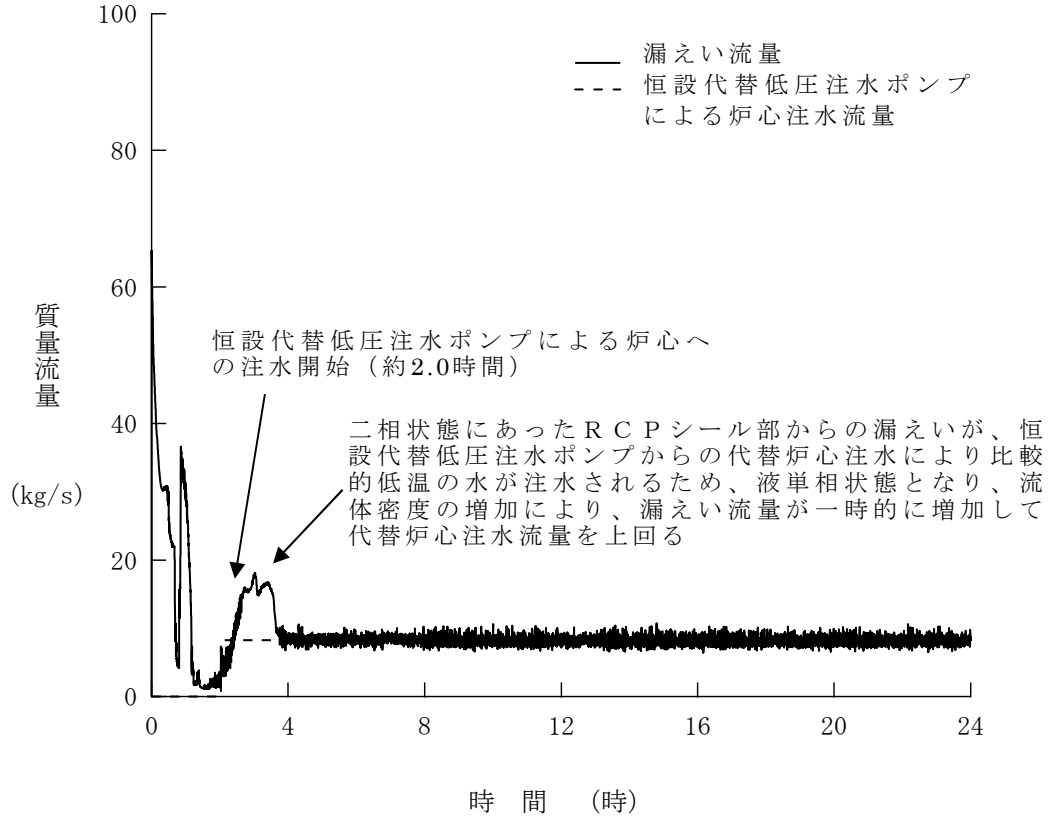
第 7.1.2.8 図　１次冷却材温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



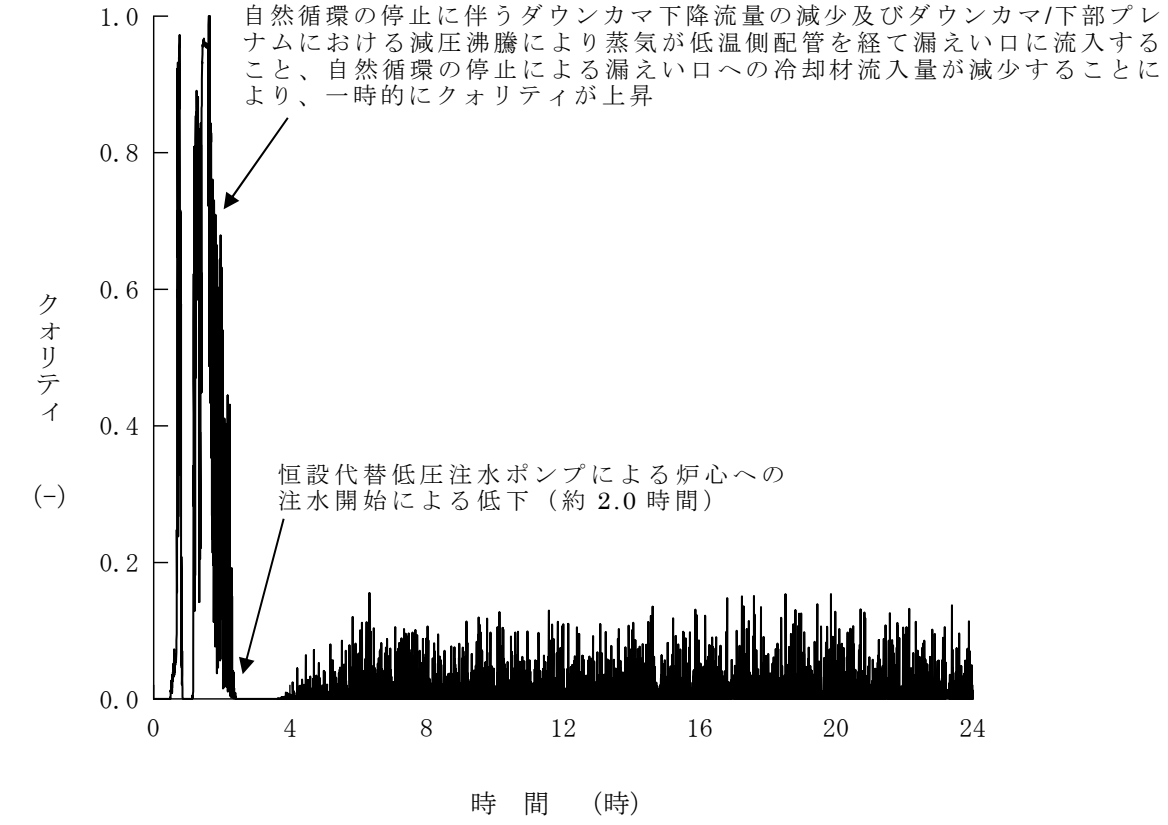
第 7.1.2.9 図　１次冷却系保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



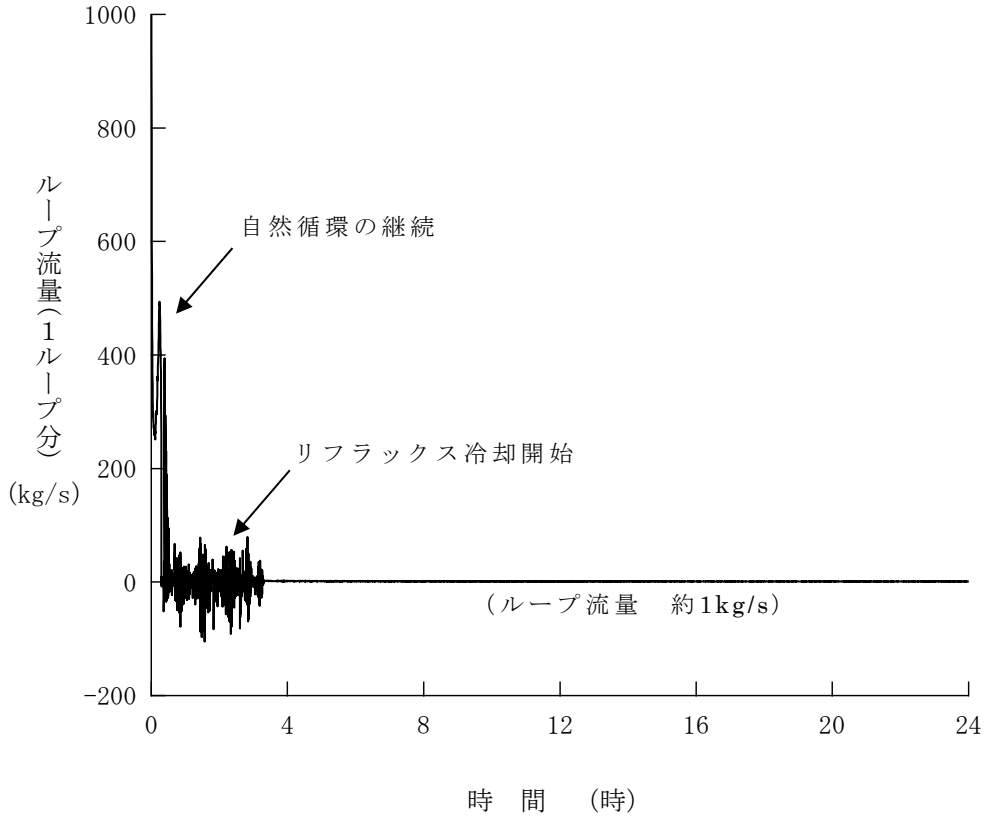
第 7.1.2.10 図　蓄圧注入流量積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



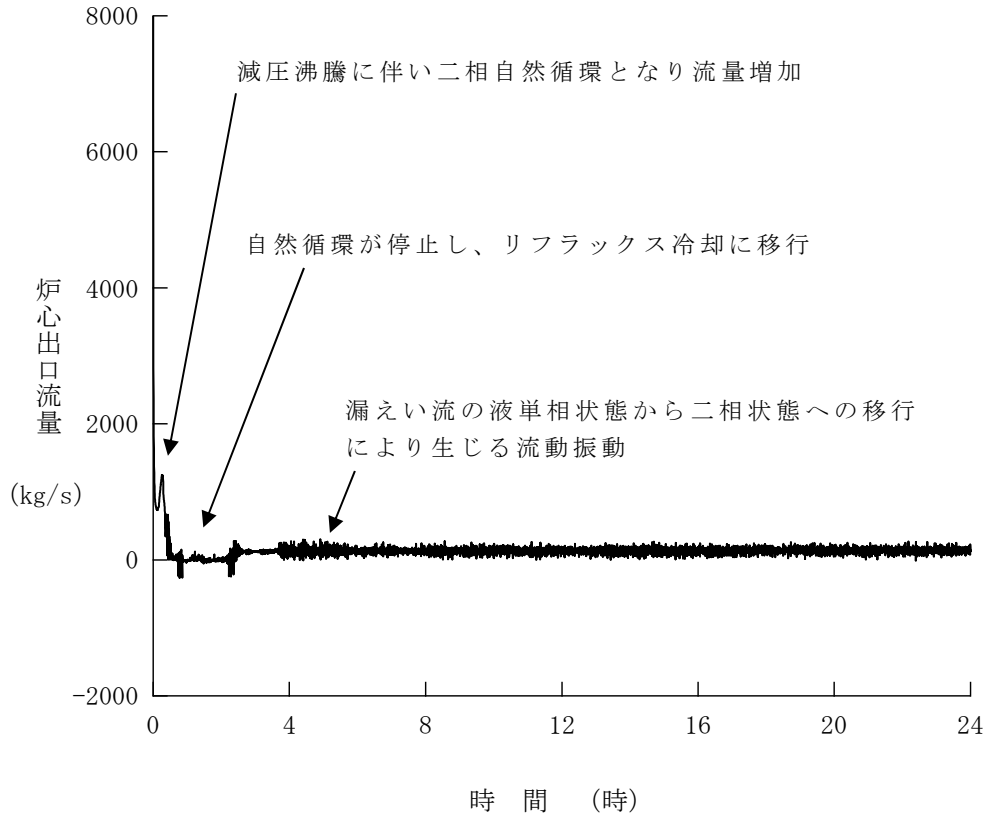
第 7.1.2.11 図　漏えい流量と注水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



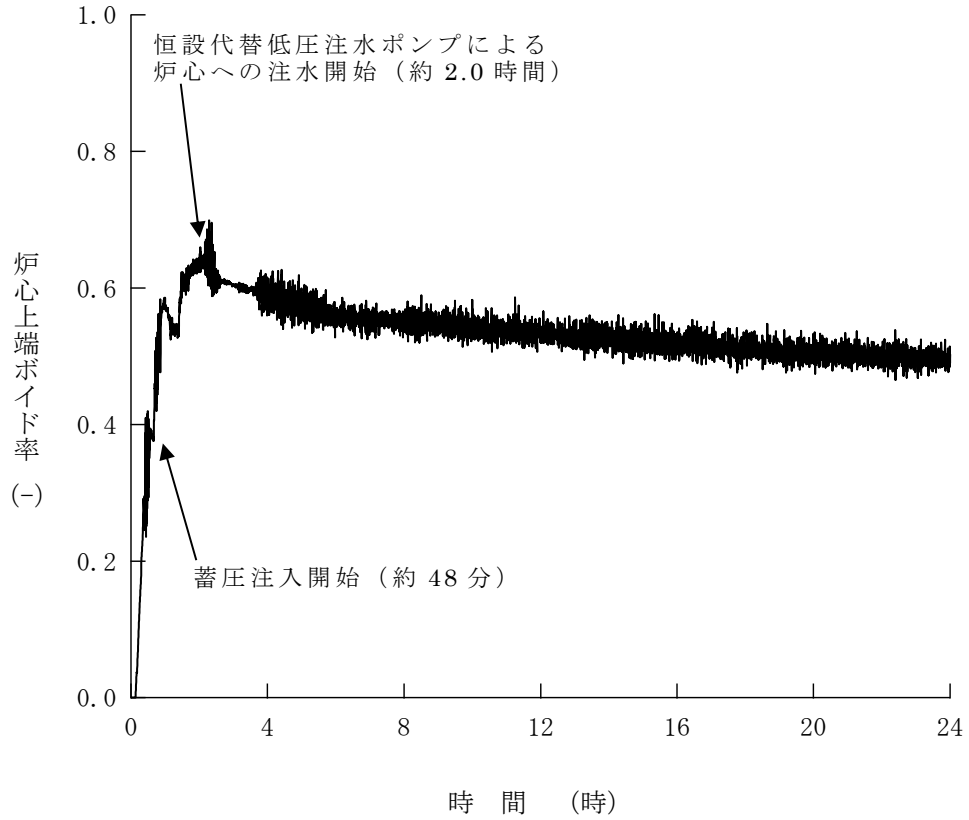
第 7.1.2.12 図　ＲＣＰシール部からの漏えいのクォリティの推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



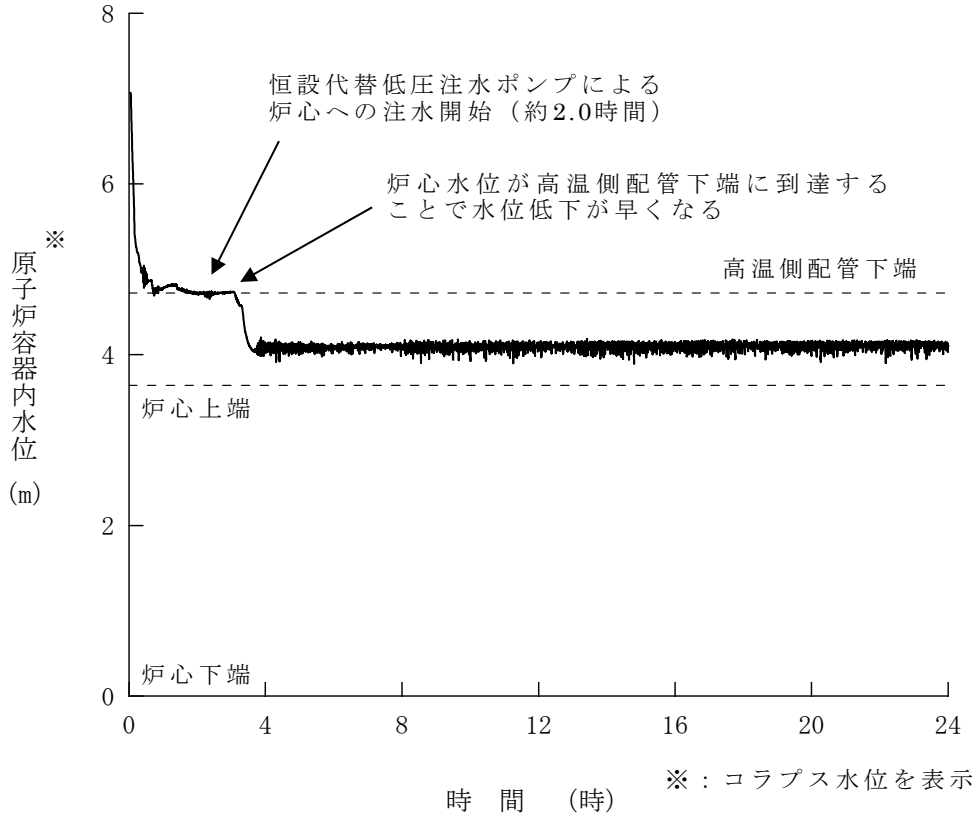
第 7.1.2.13 図　１次冷却材流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



第 7.1.2.14 図　炉心出口流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）

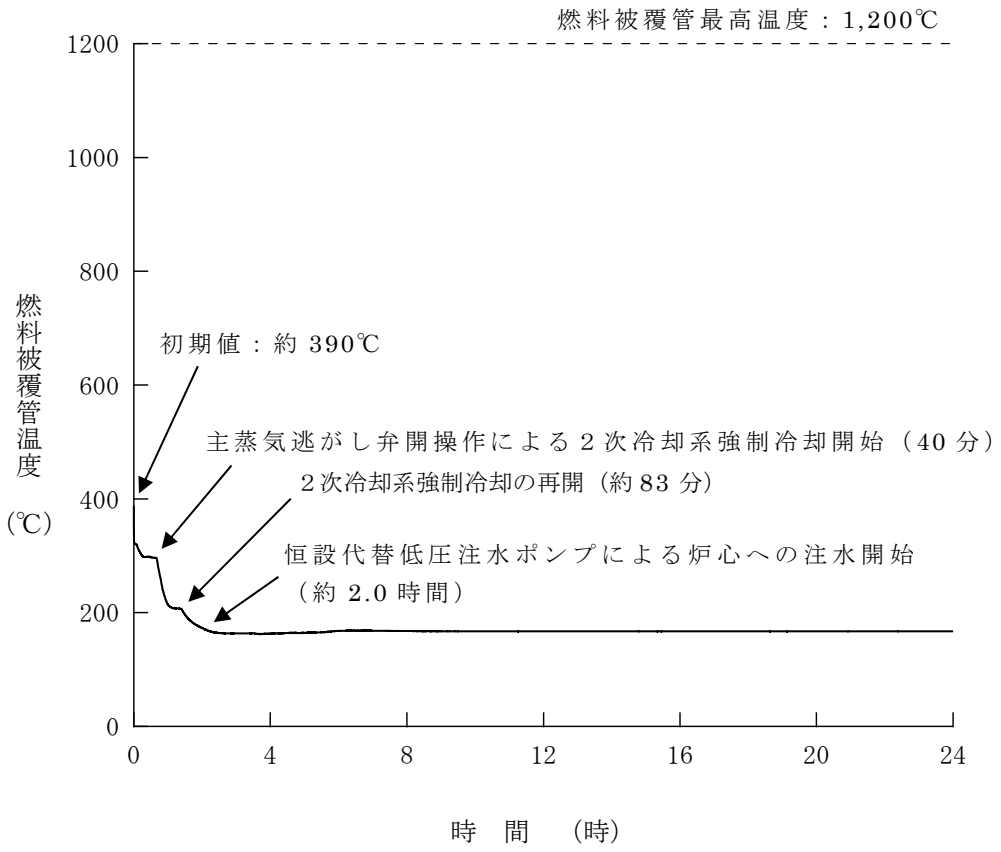


第 7.1.2.15 図　炉心上端ボイド率の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）

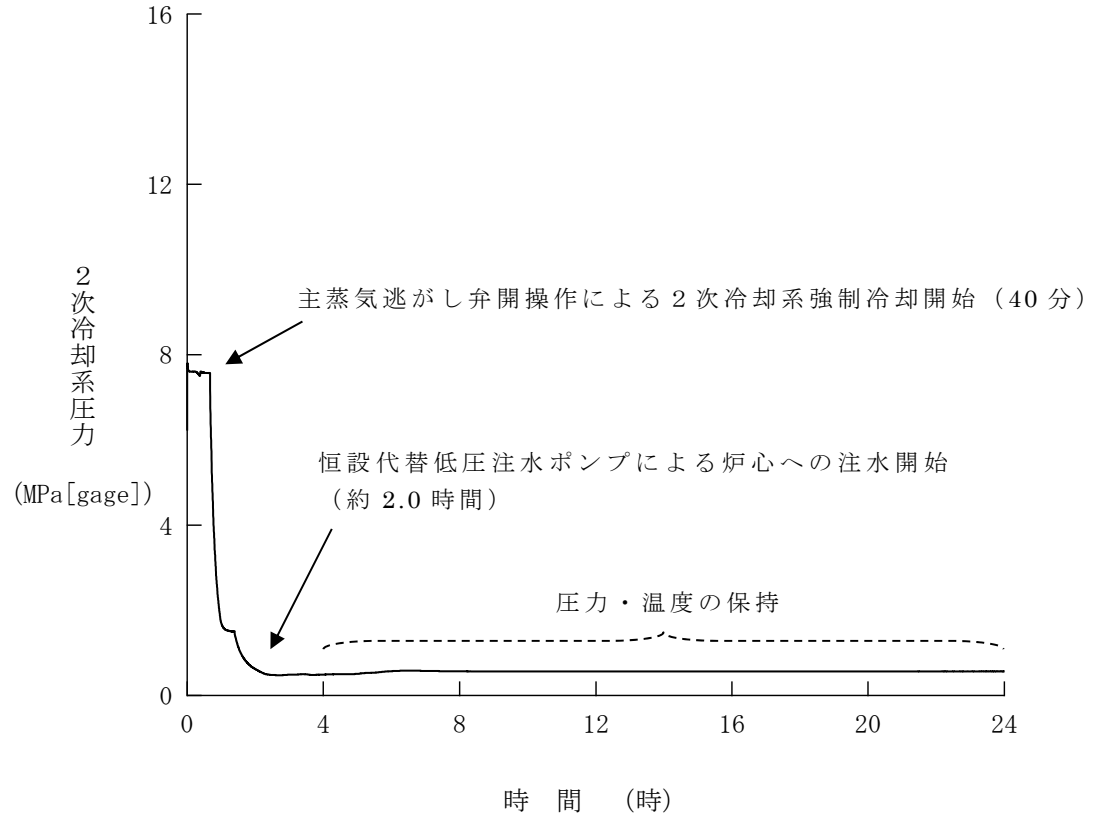


第 7.1.2.16 図　原子炉容器内水位の推移

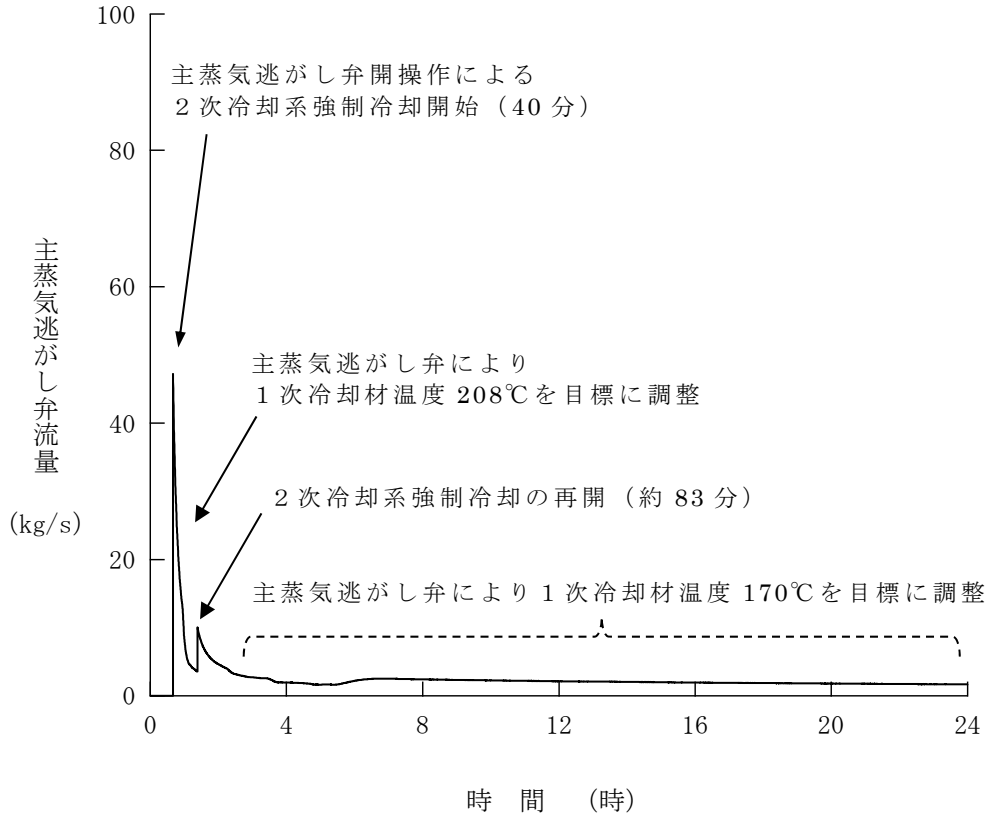
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



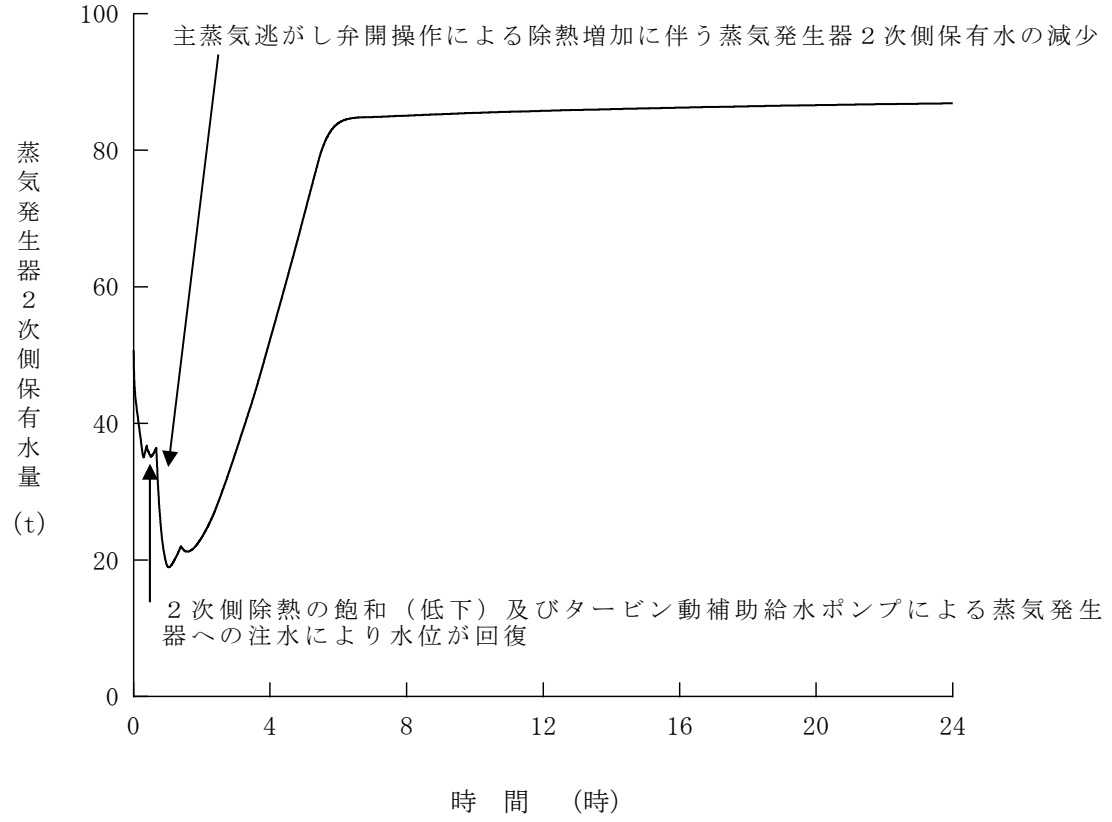
第 7.1.2.17 図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



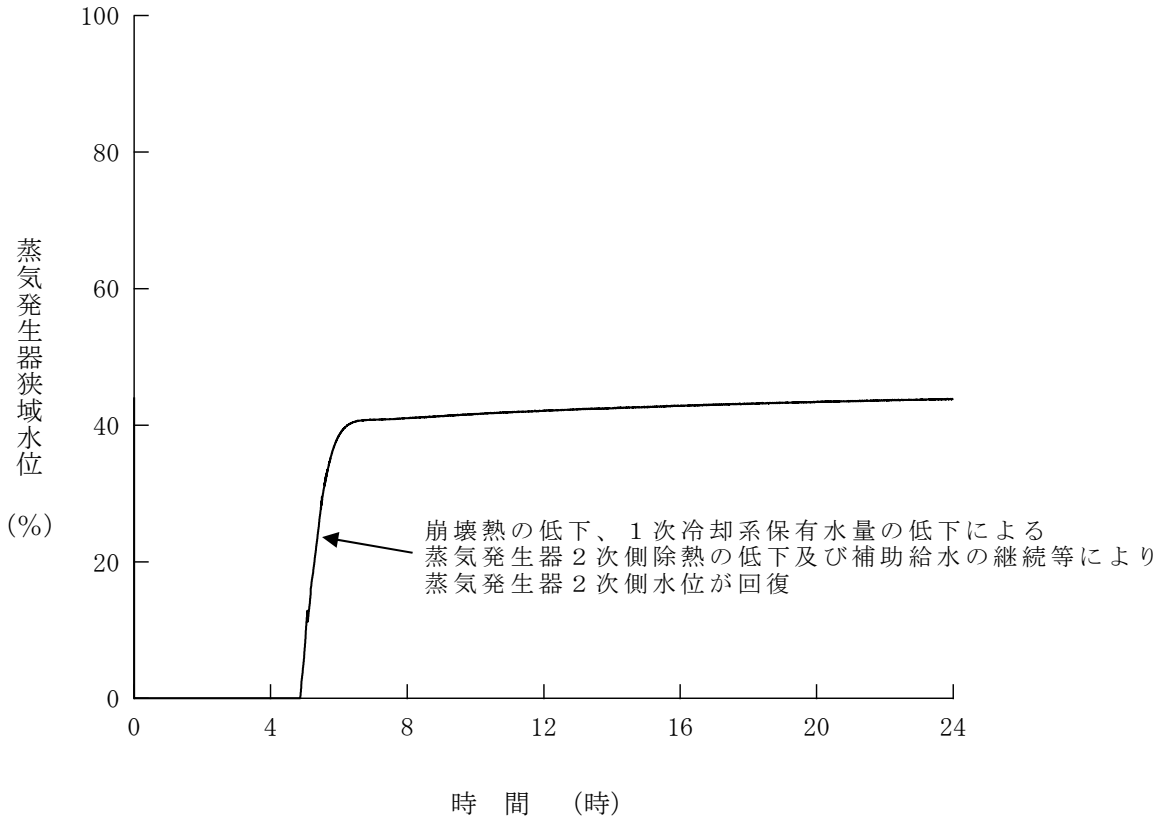
第 7.1.2.18 図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



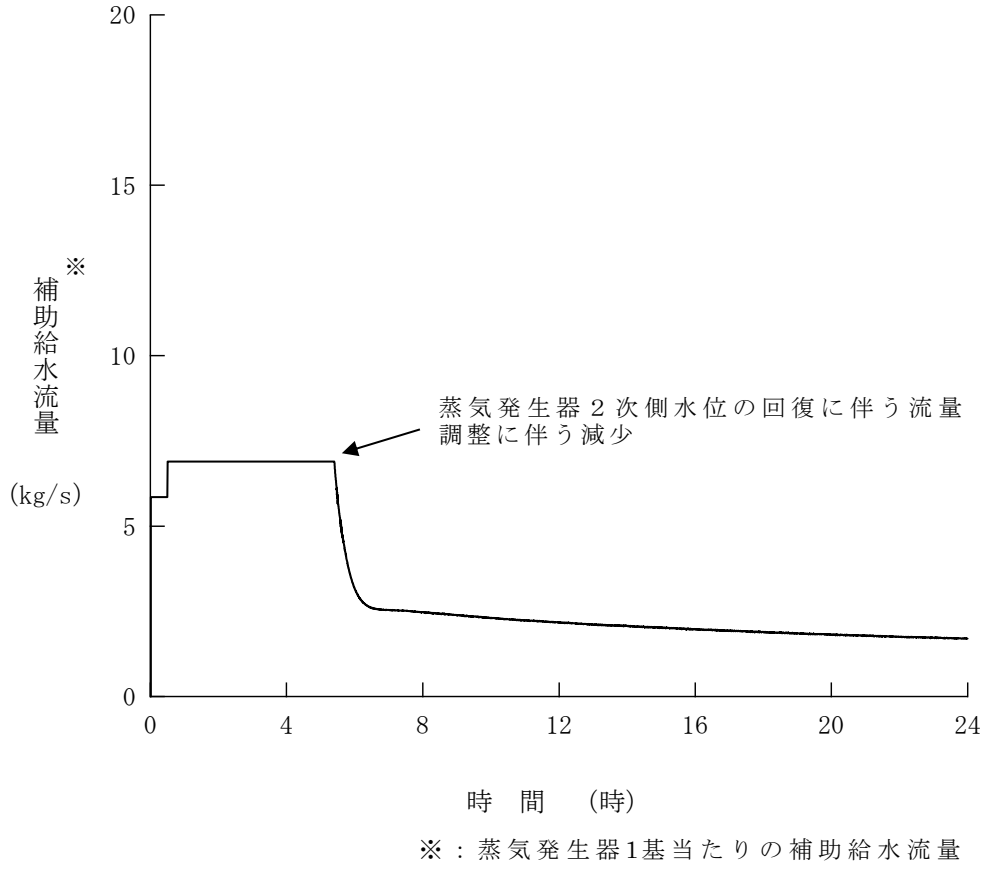
第 7.1.2.19 図　主蒸気逃がし弁流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



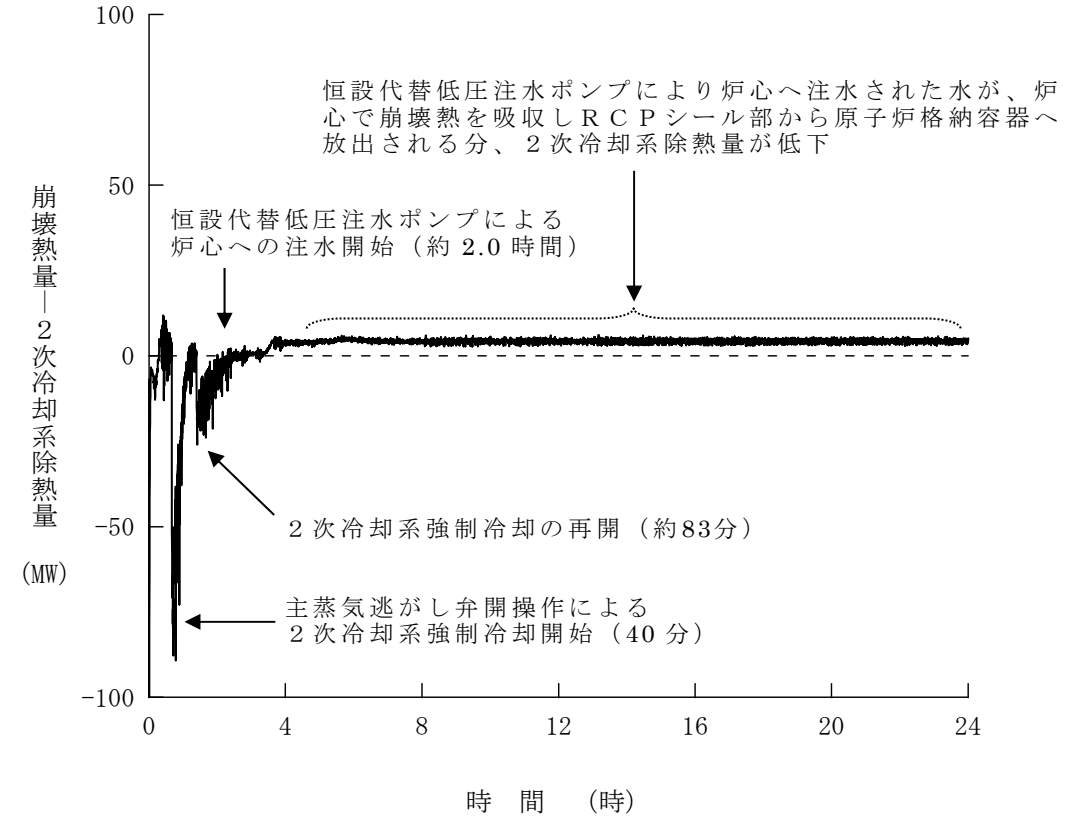
第 7.1.2.20 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



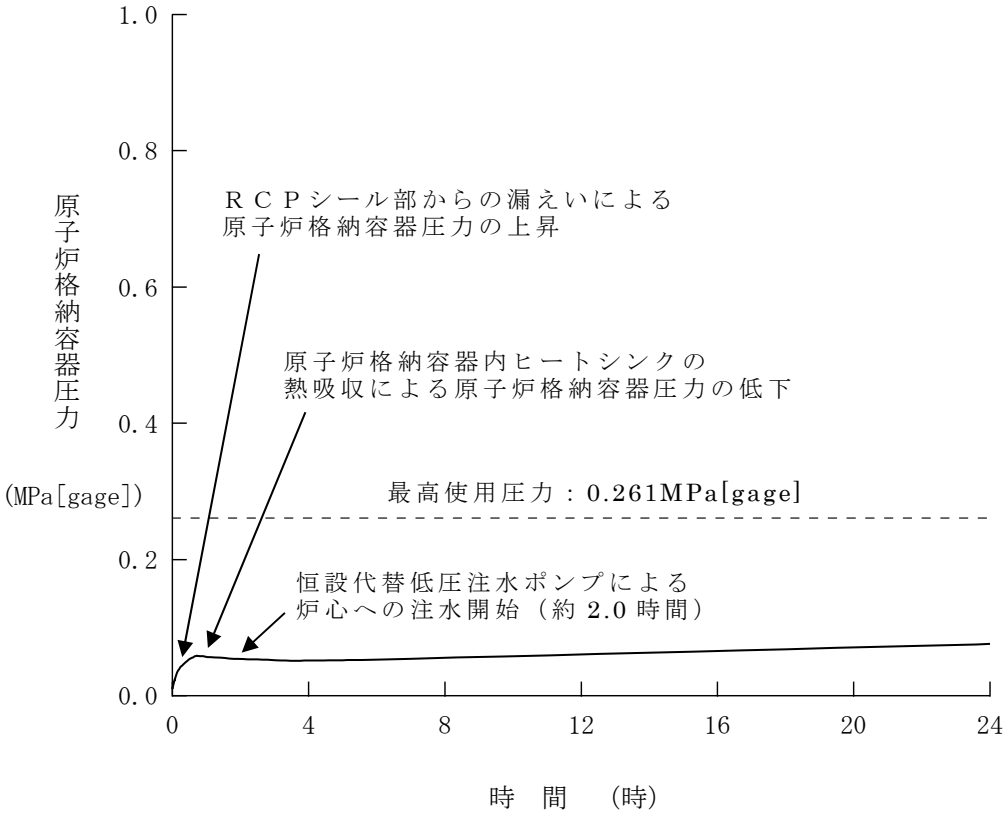
第 7.1.2.21 図　蒸気発生器水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



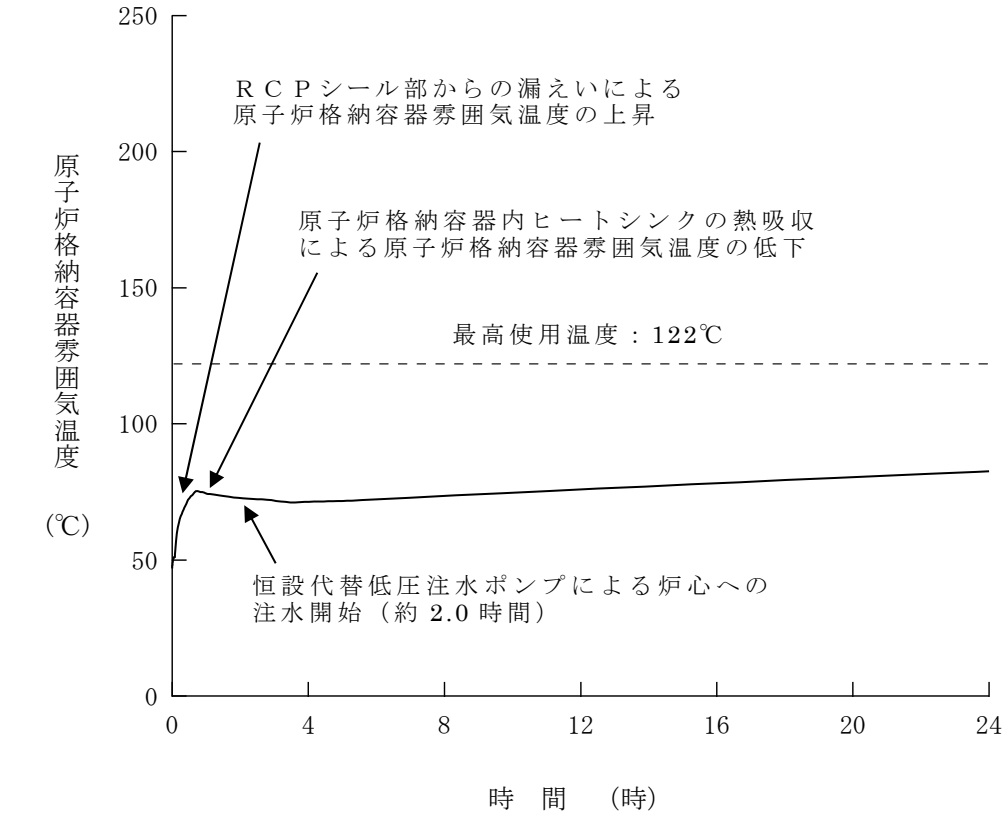
第 7.1.2.22 図　補助給水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



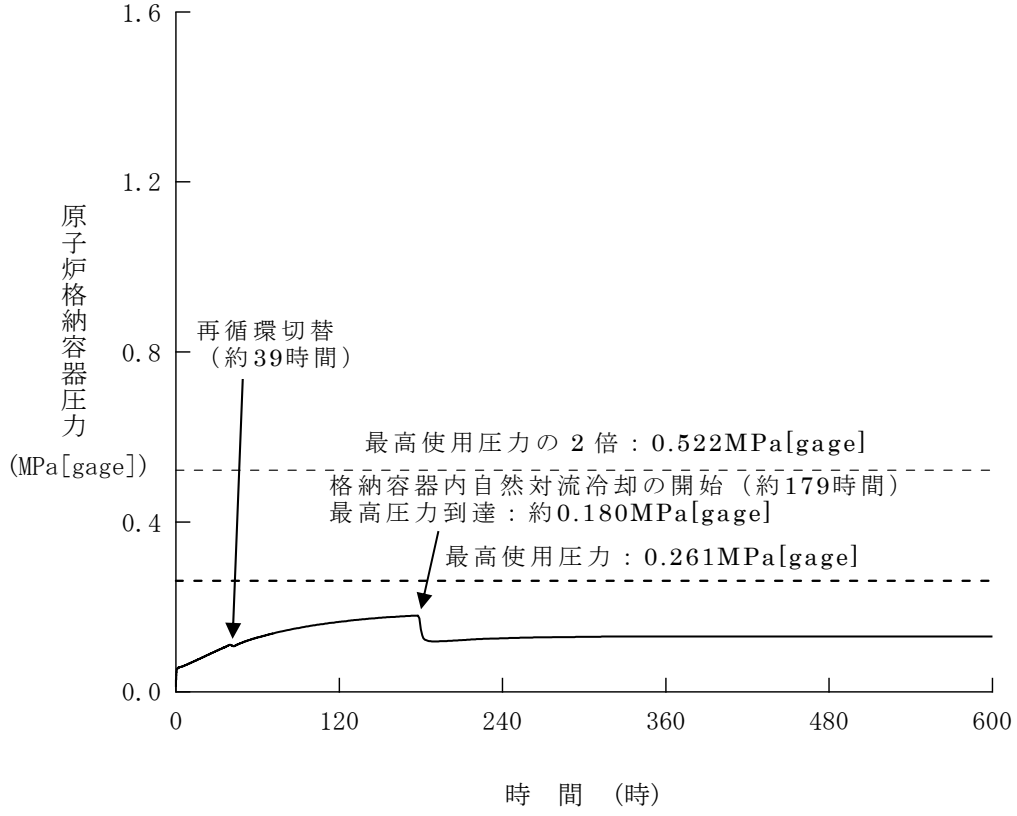
第 7.1.2.23 図　崩壊熱と２次冷却系除熱量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



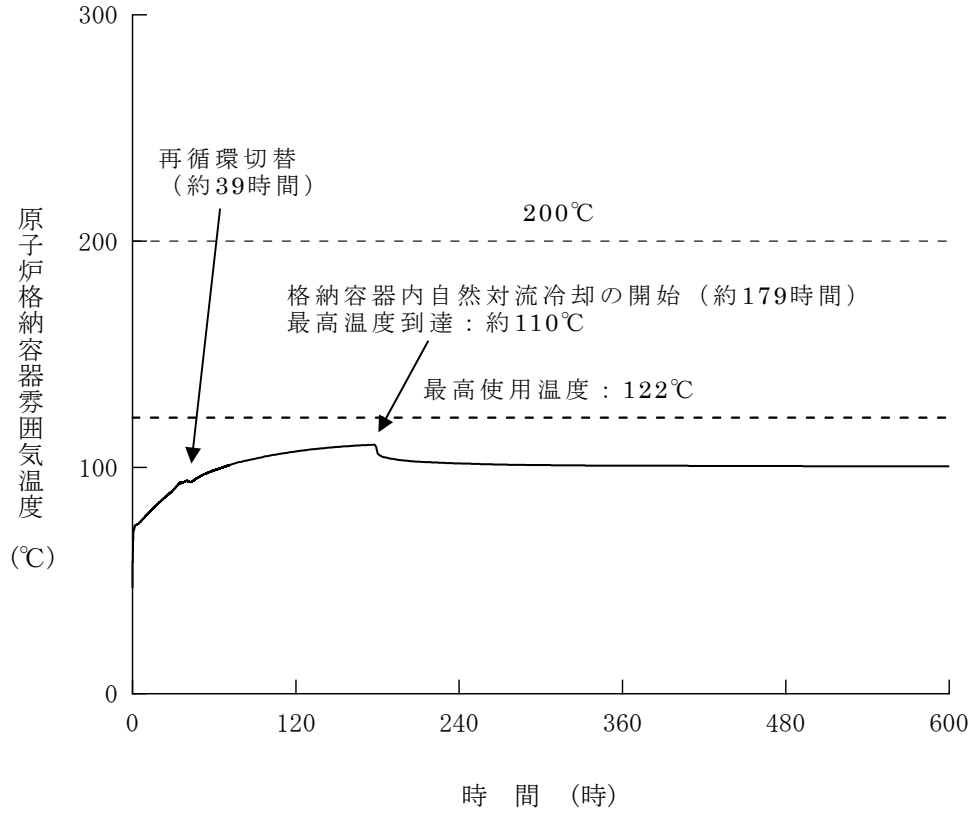
第 7.1.2.24 図　原子炉格納容器圧力の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



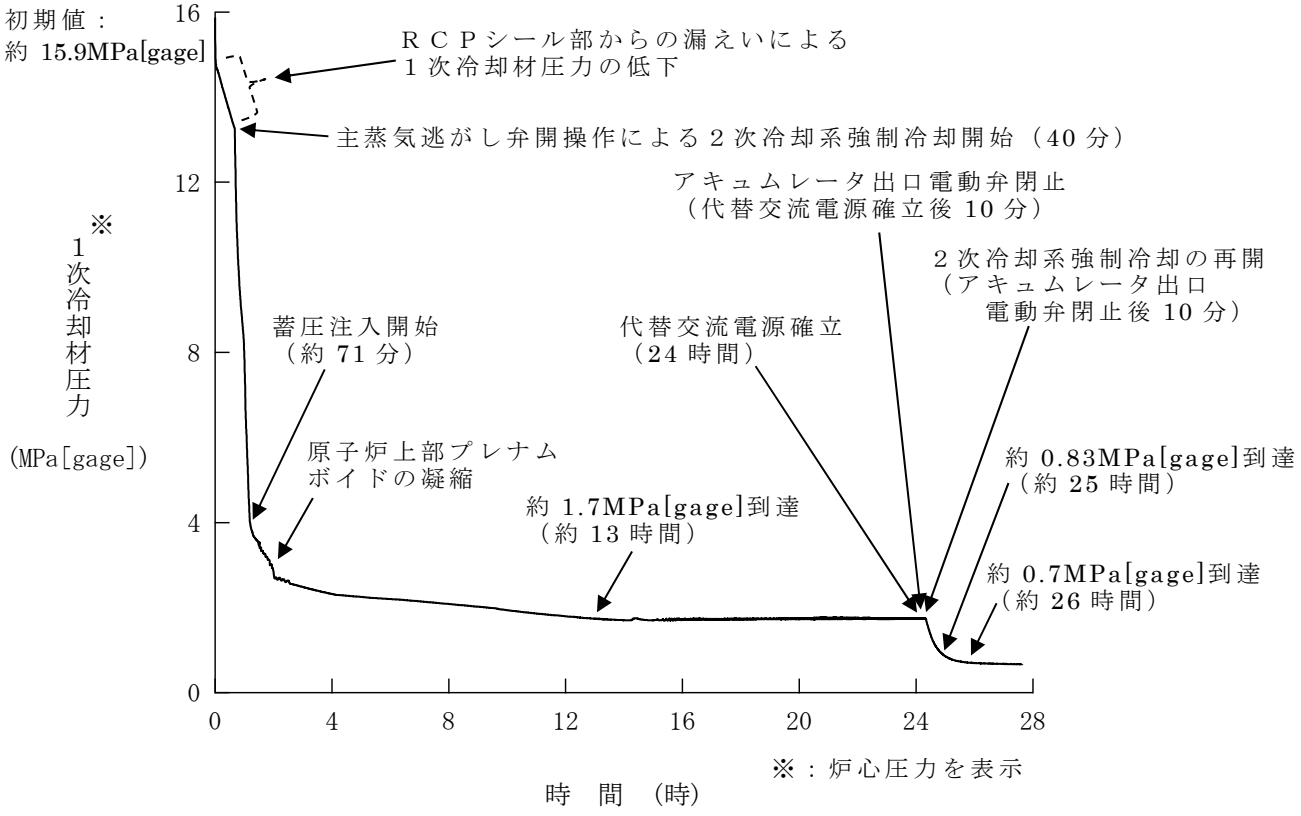
第 7.1.2.25 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



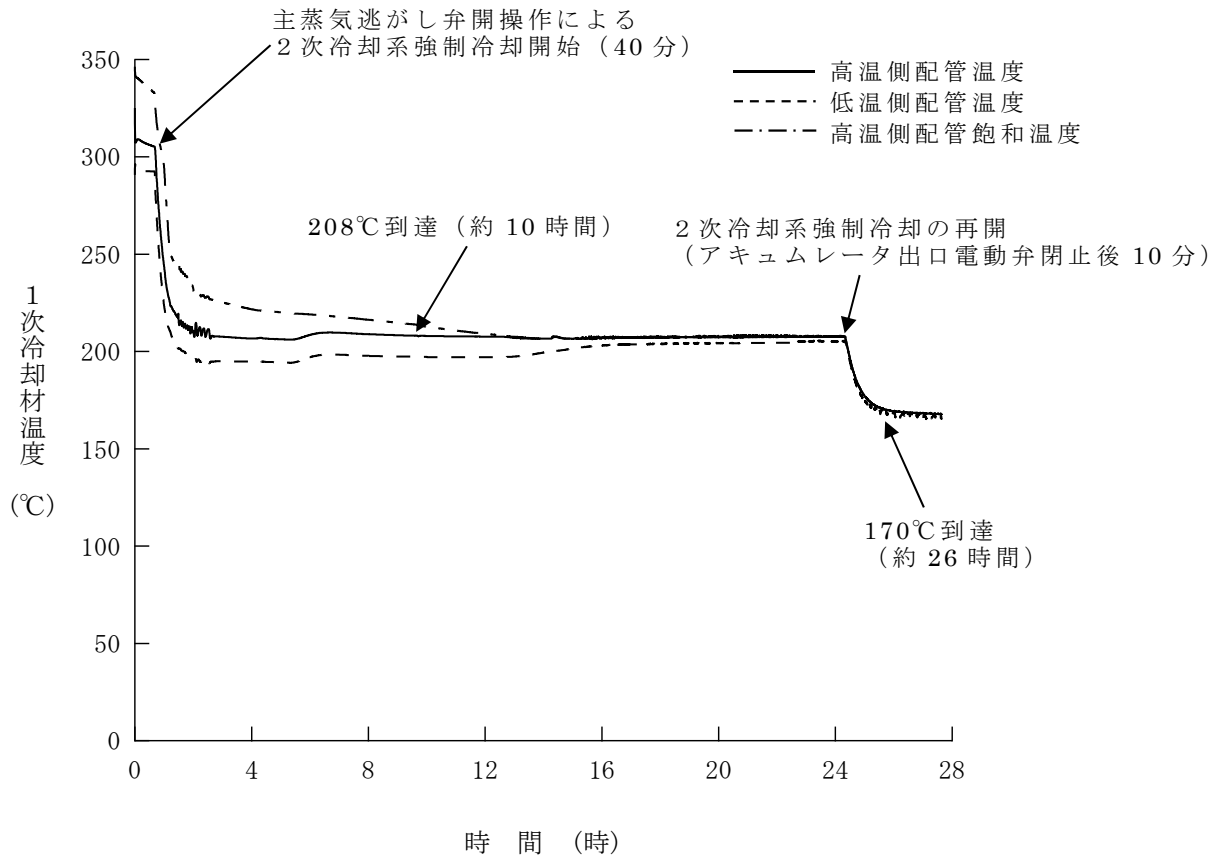
第 7.1.2.26 図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



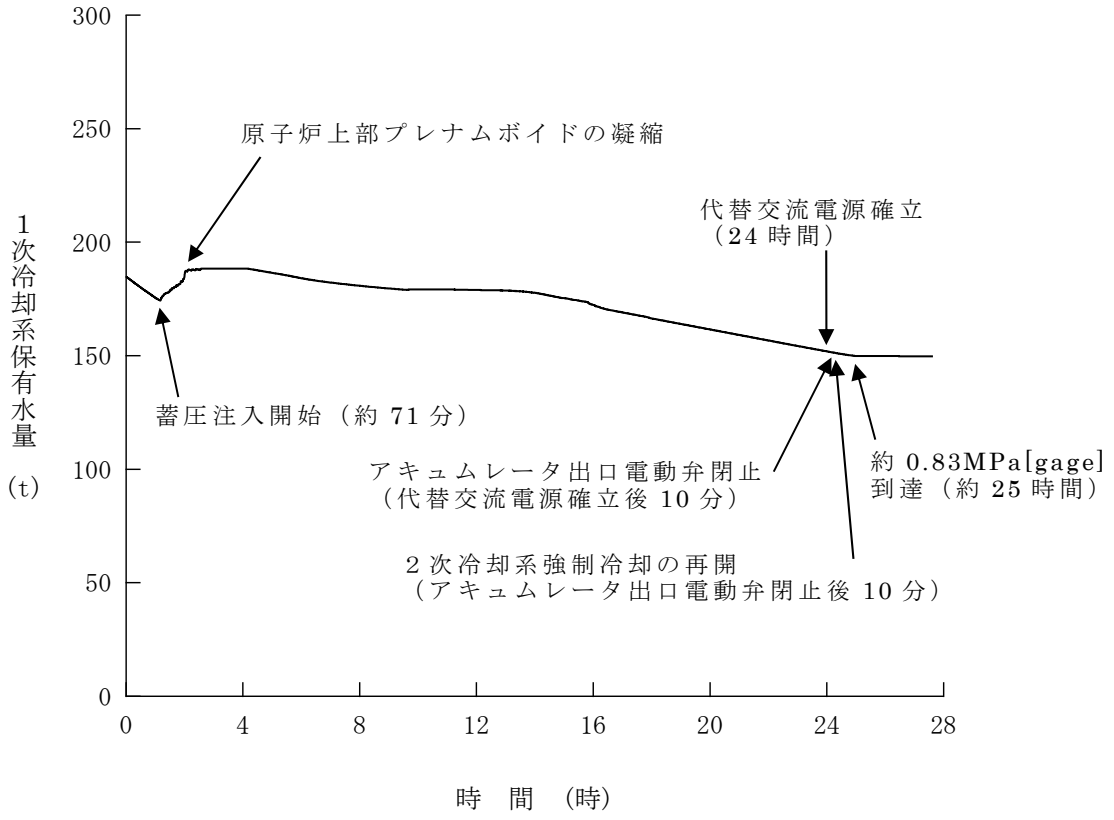
第 7.1.2.27 図　原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）



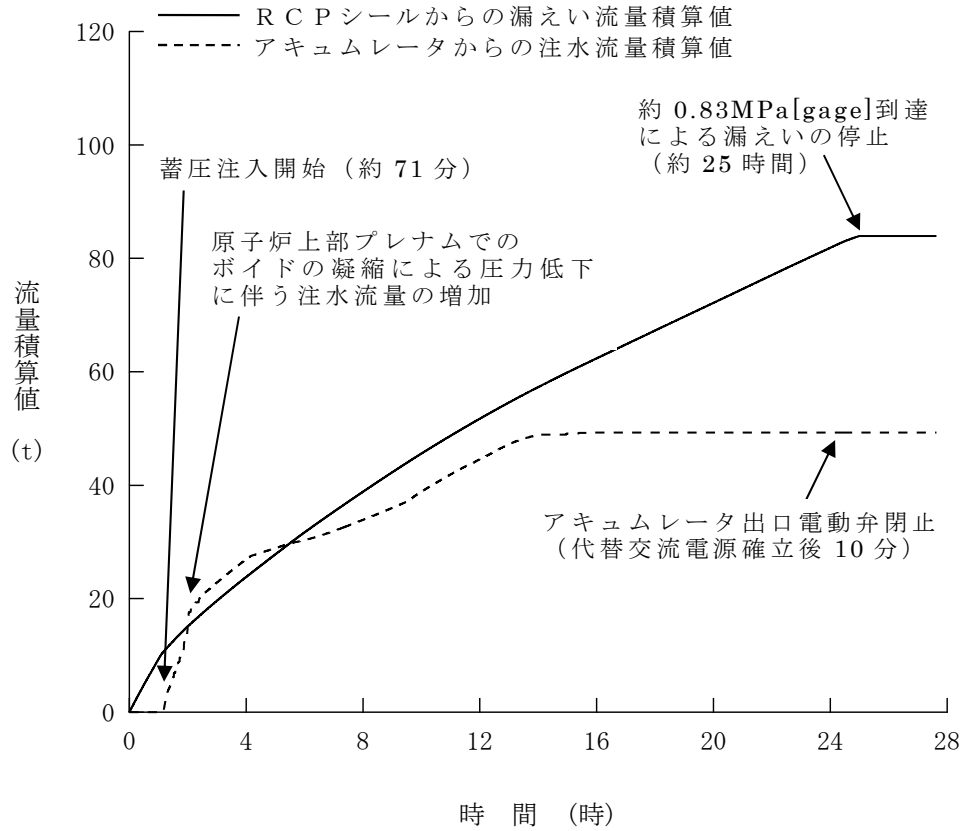
第 7.1.2.28 図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



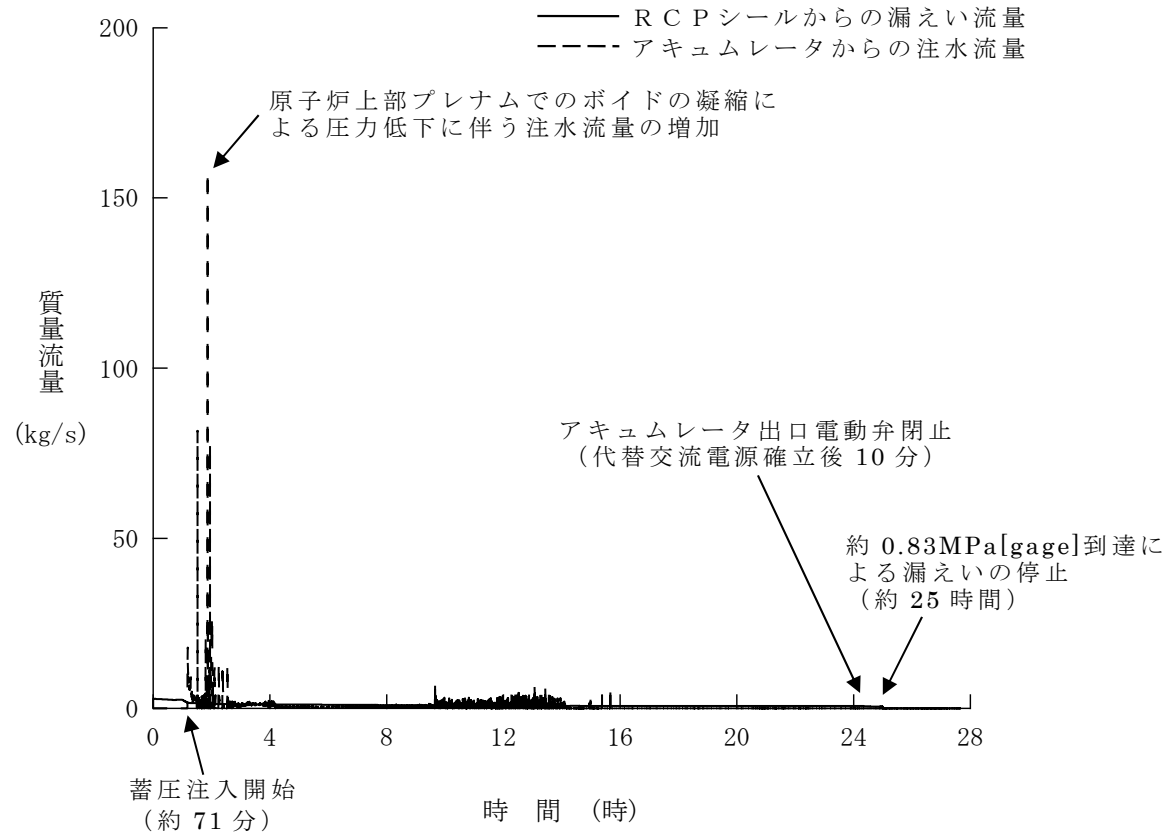
第 7.1.2.29 図　１次冷却材温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



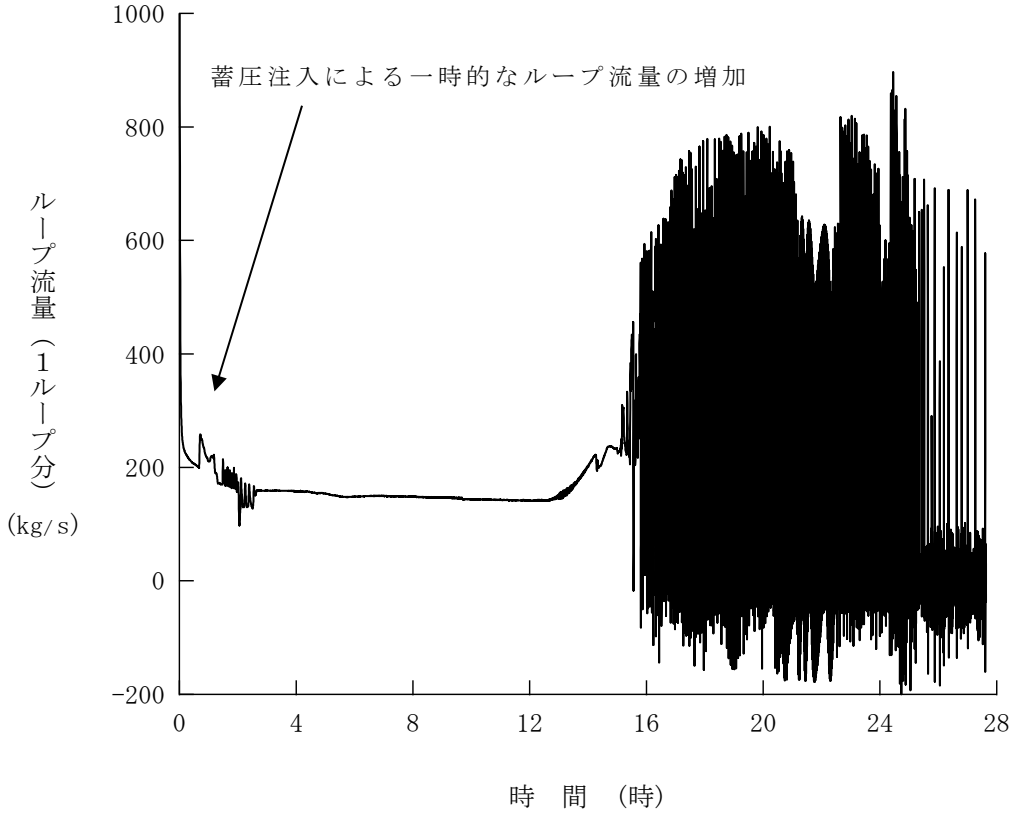
第 7.1.2.30 図　1次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



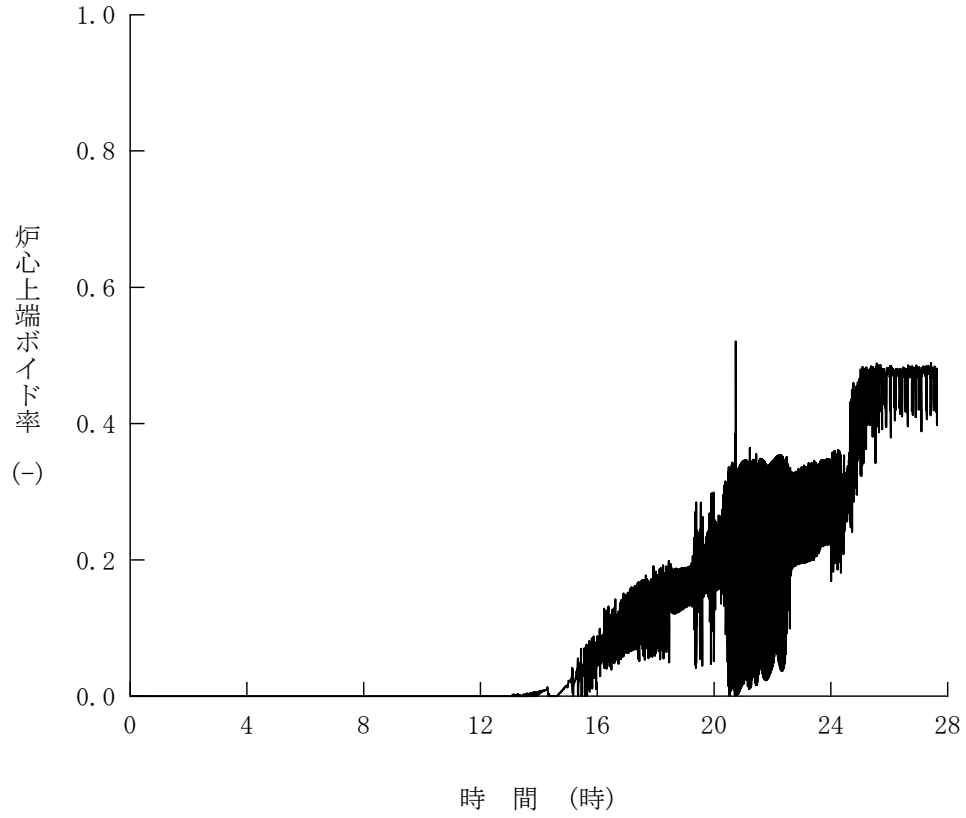
第 7.1.2.31 図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



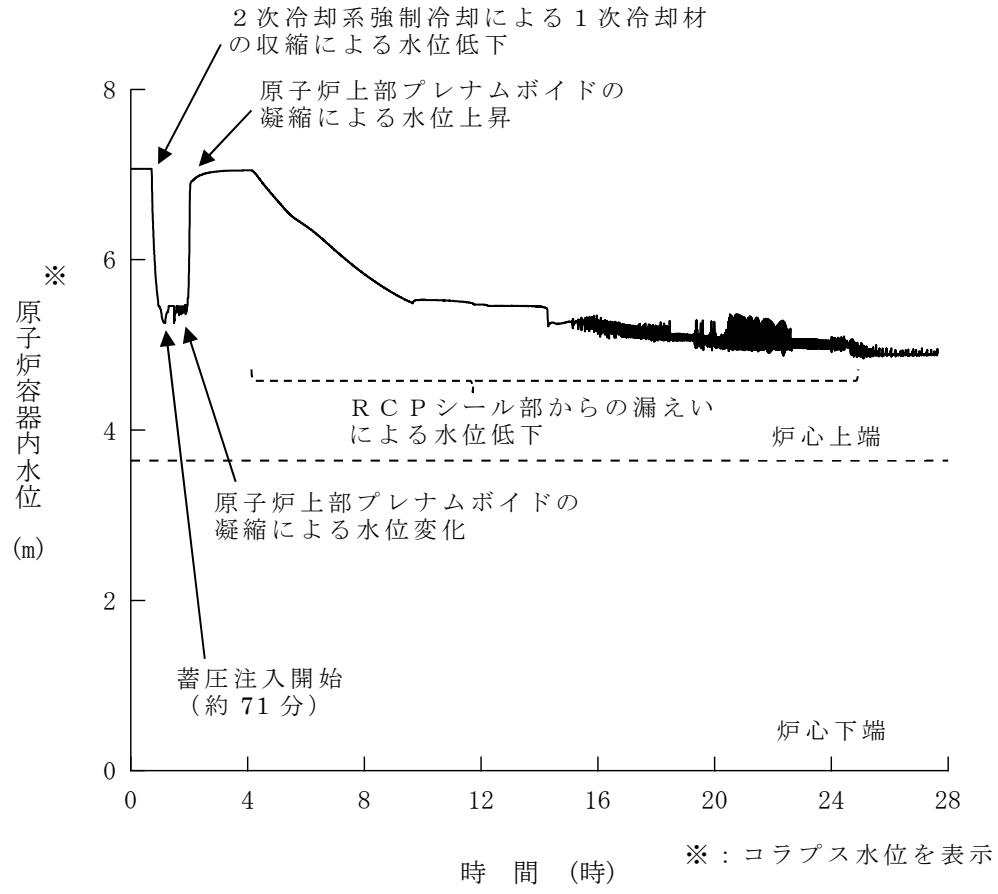
第 7.1.2.32 図　漏えい流量と注水流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



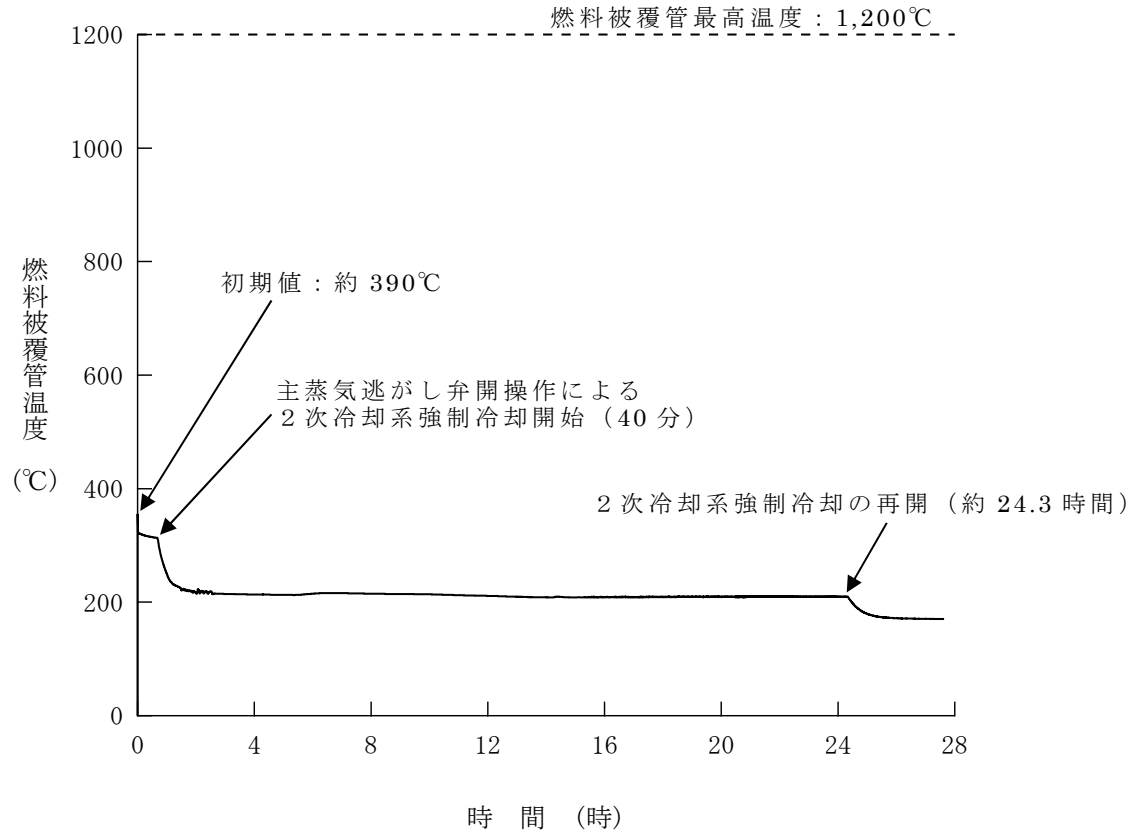
第 7.1.2.33 図　１次冷却材流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



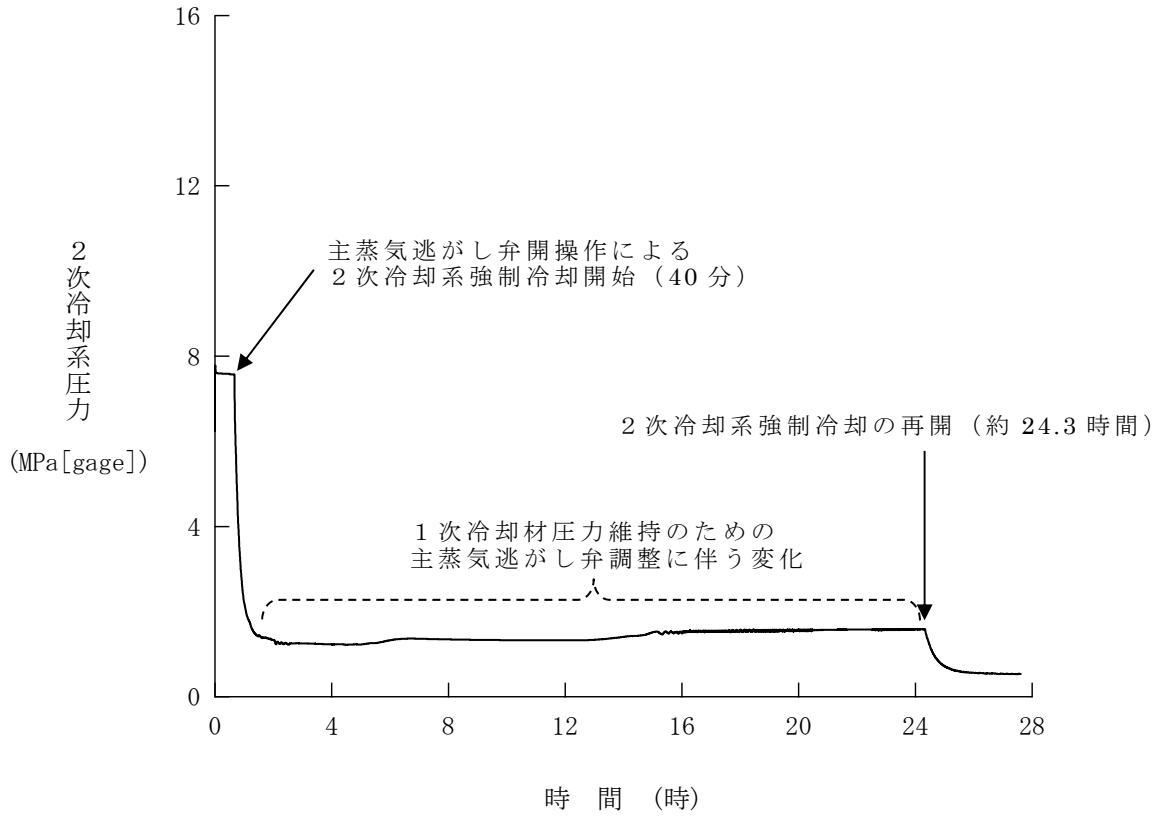
第 7.1.2.34 図　炉心上端ボイド率の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



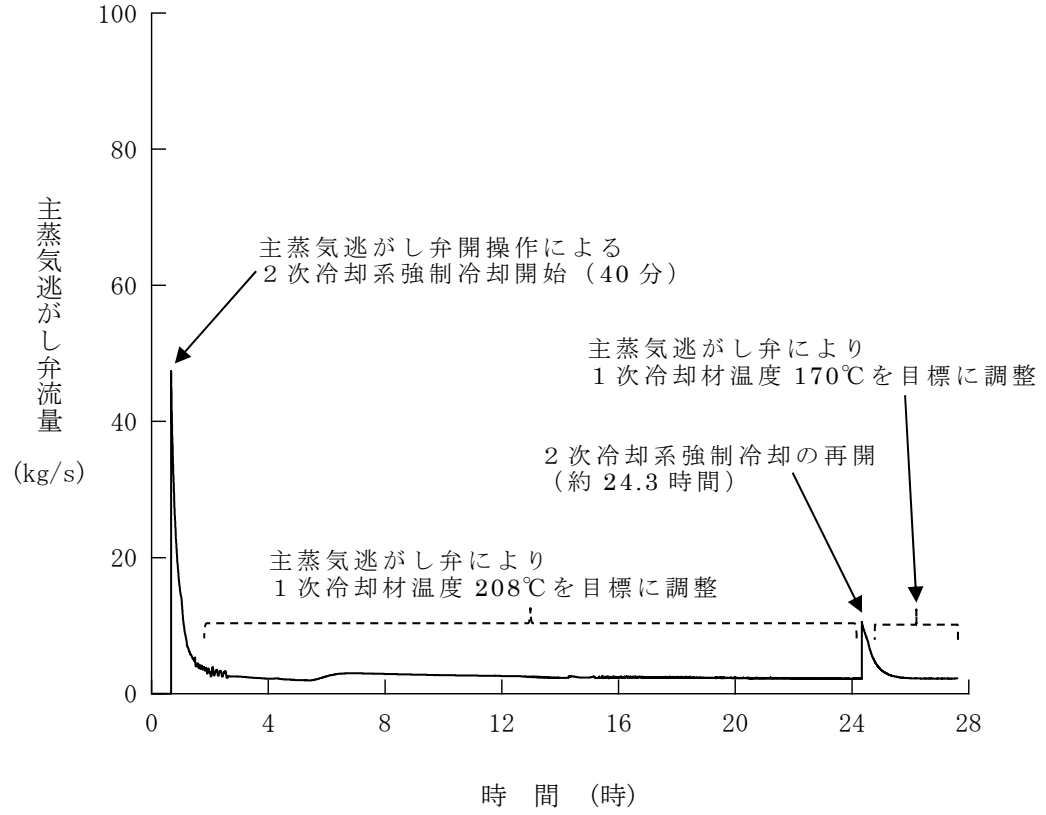
第 7.1.2.35 図　原子炉容器内水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



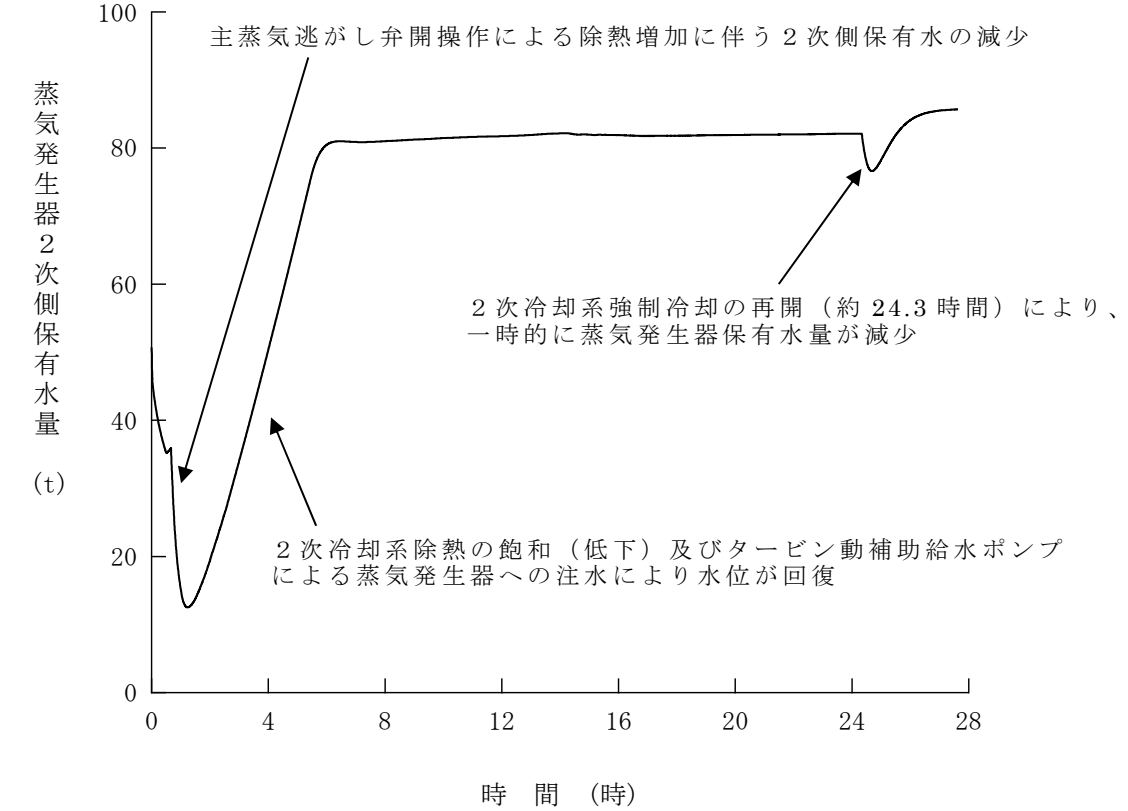
第 7.1.2.36 図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



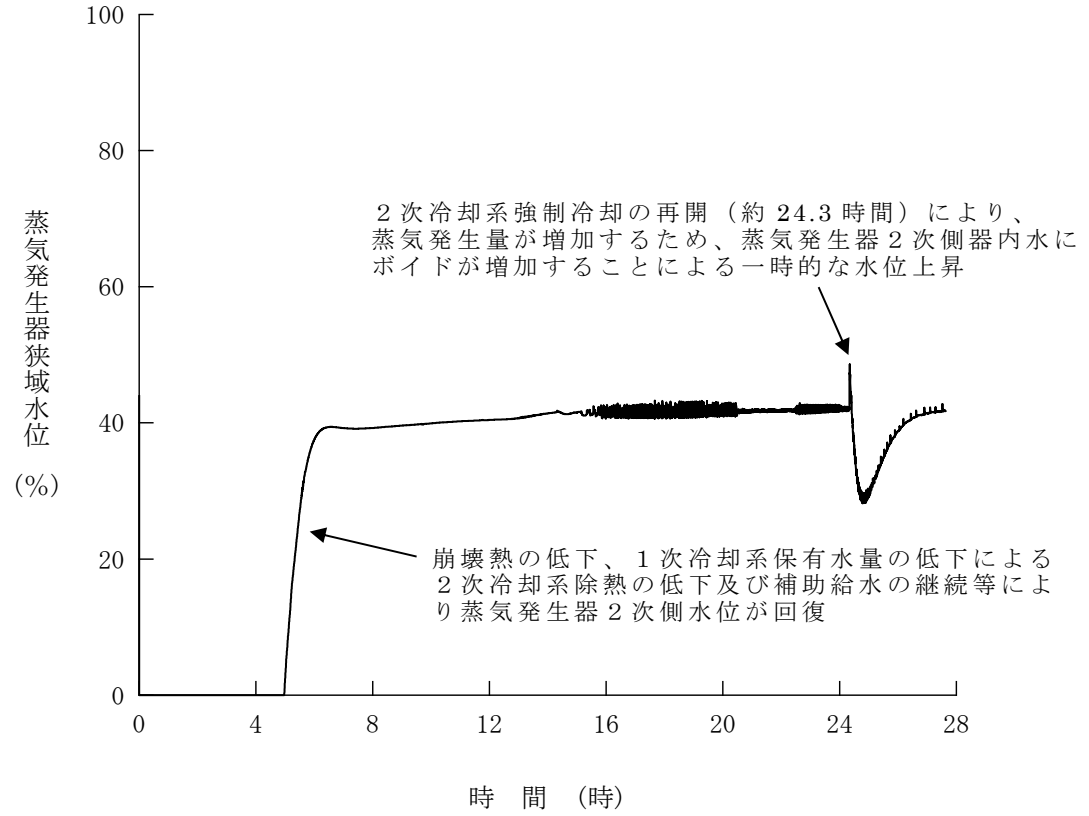
第 7.1.2.37 図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



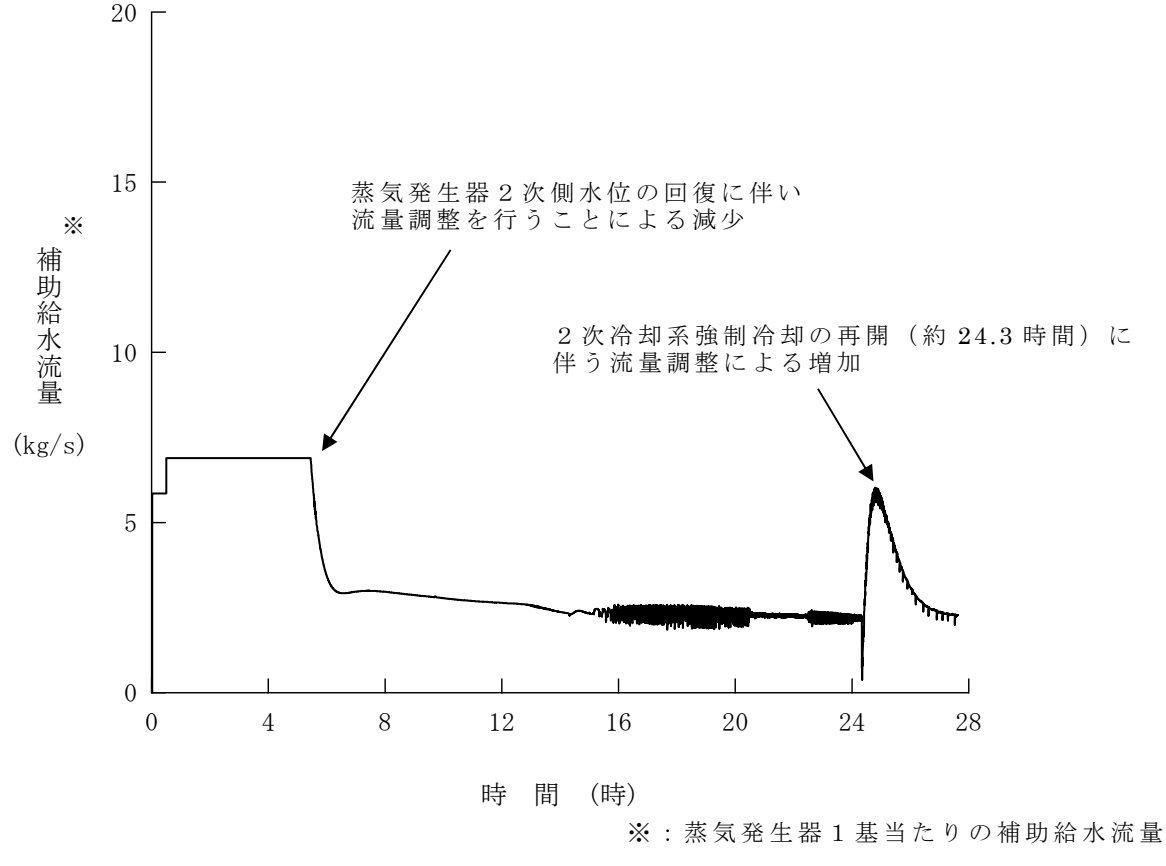
第 7.1.2.38 図　主蒸気逃がし弁流量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



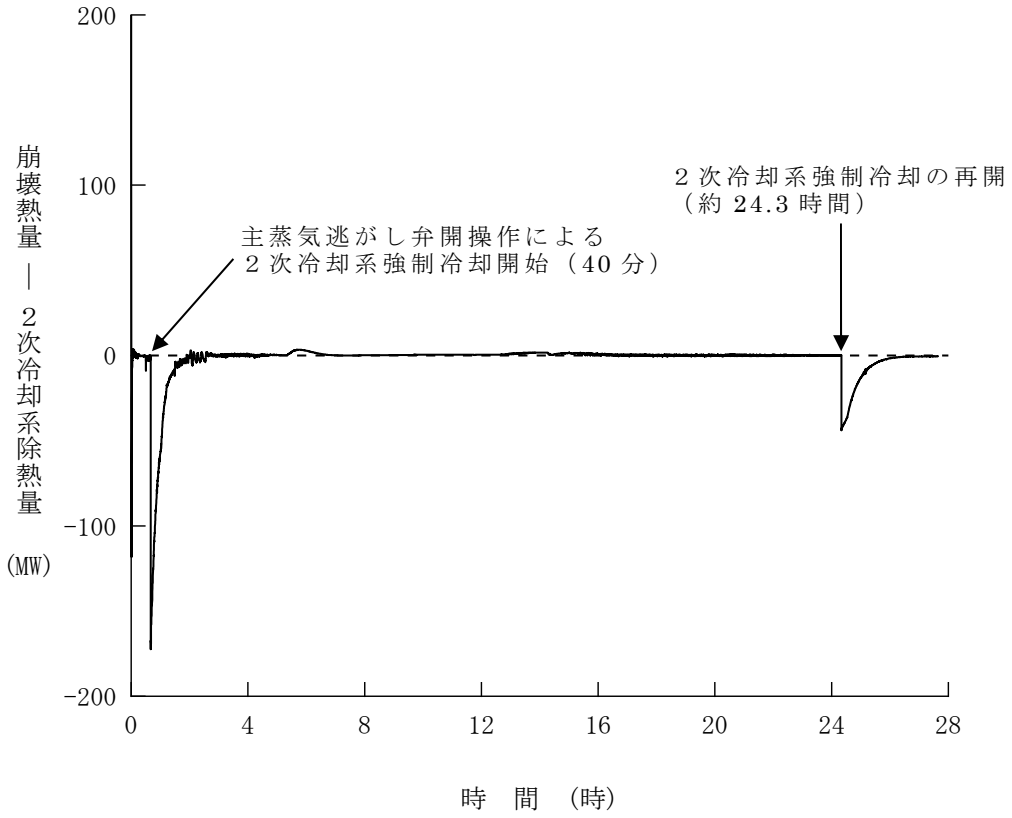
第 7.1.2.39 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



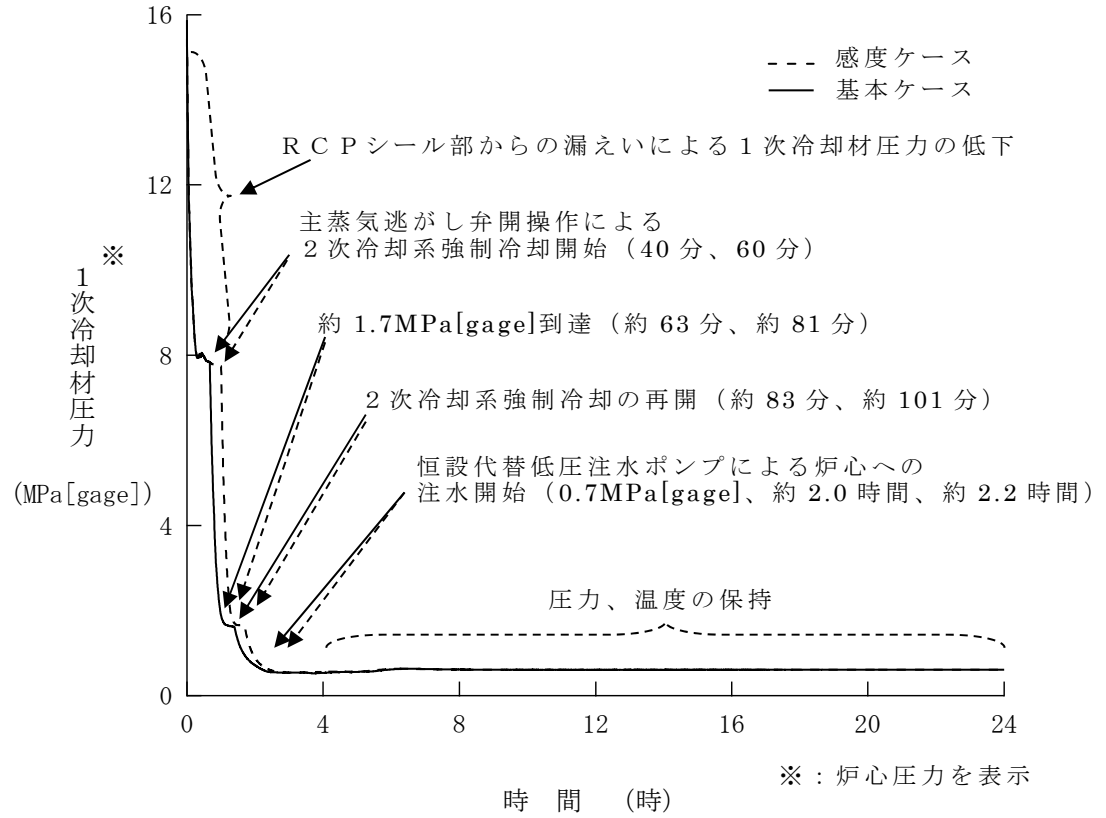
第 7.1.2.40 図　蒸気発生器水位の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



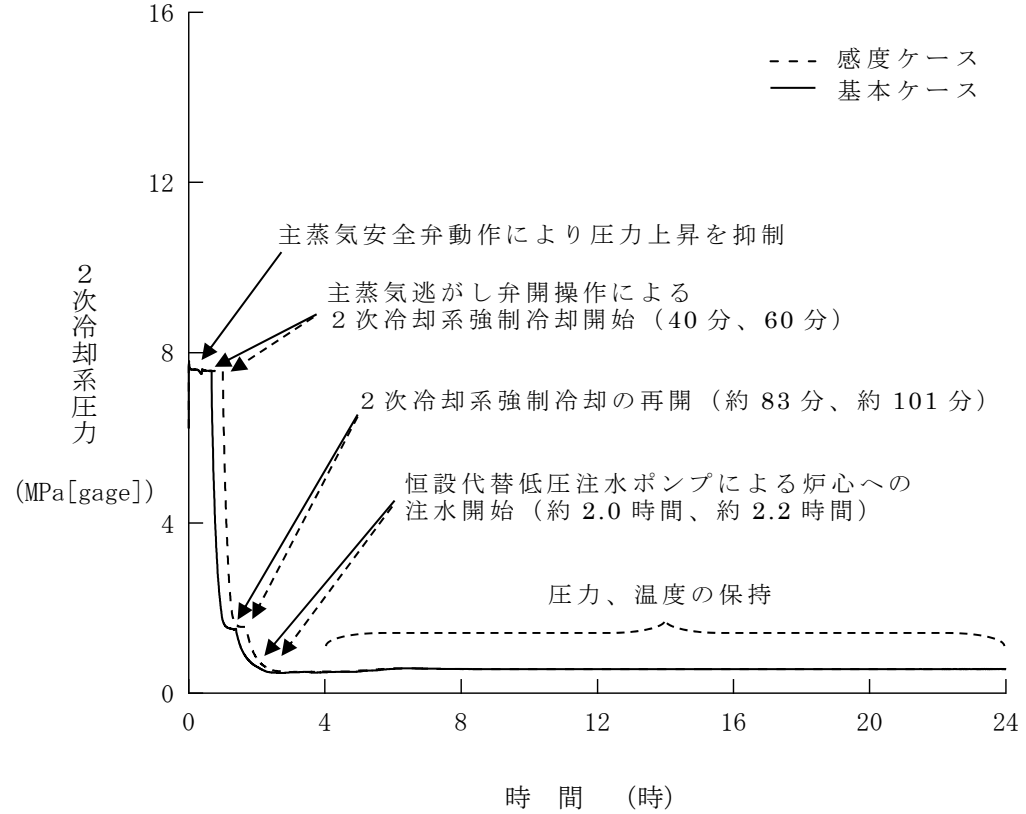
第 7.1.2.41 図　補助給水流量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



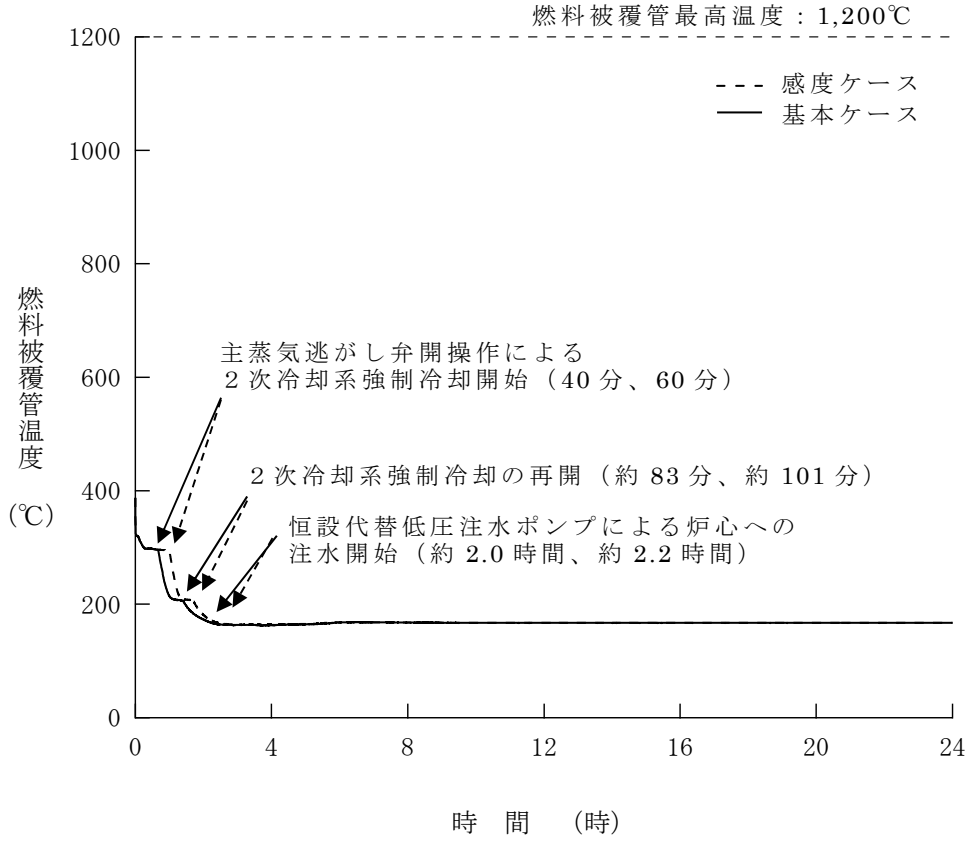
第 7.1.2.42 図　崩壊熱量と２次冷却系除熱量の推移
（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない場合）



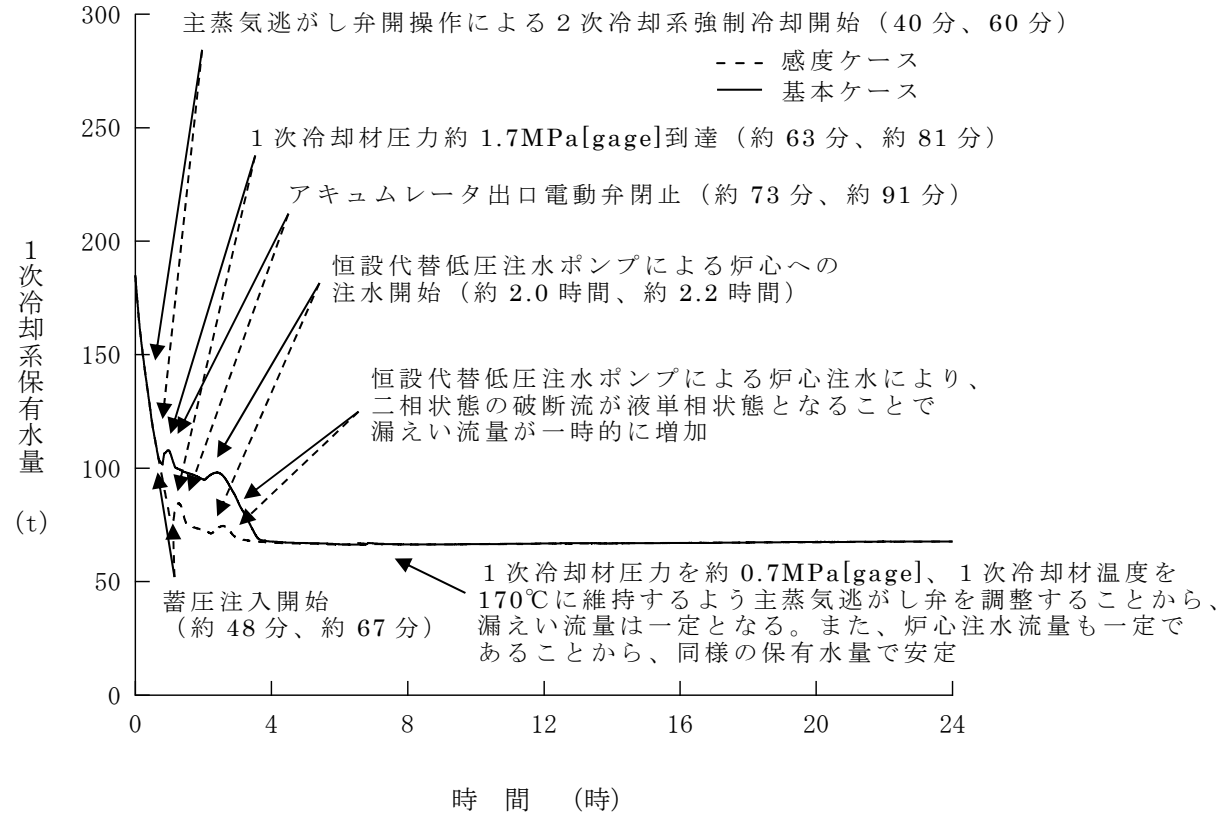
第 7.1.2.43 図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）



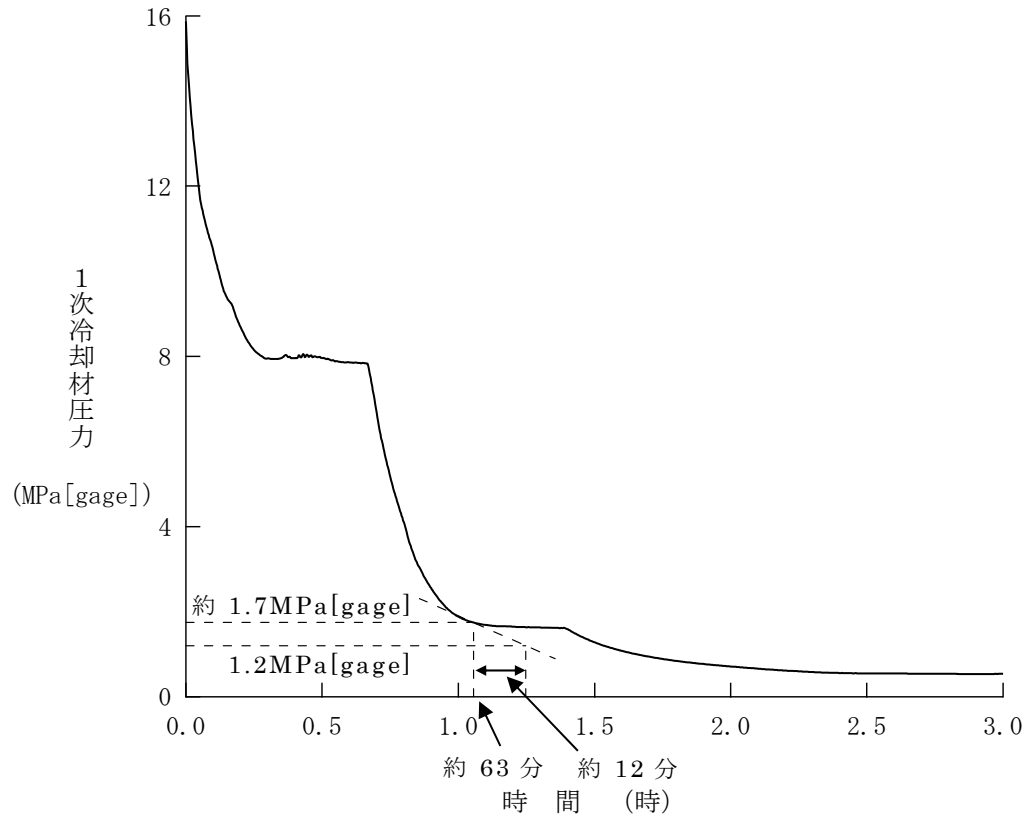
第 7.1.2.44 図　２次冷却系圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）



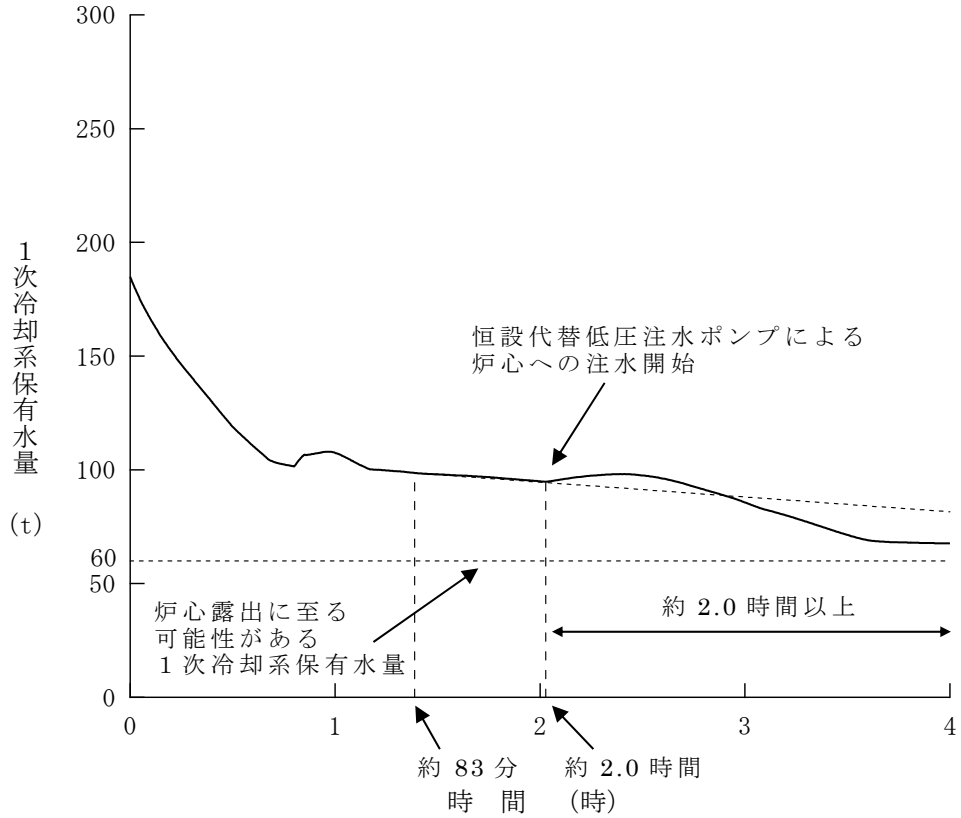
第 7.1.2.45 図　燃料被覆管温度の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）



第 7.1.2.46 図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作開始の時間余裕確認）



第 7.1.2.47 図　１次冷却材圧力の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（アキュムレータ出口電動弁閉止操作開始の時間余裕確認）



第 7.1.2.48 図　１次冷却系保有水量の推移（ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合）
（代替炉心注水操作開始の時間余裕確認）

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

7.1.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、１次系冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに１次系冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次冷却系の減温、減圧ができなくなる。また、ＲＣＰシール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失によるＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの１次冷却材の流出により１次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次冷却系を強制的に減圧することにより１次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な

冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.3.2 図及び第 7.1.3.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 33 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している緊急安全対策要員は 22 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.3.4 図に示す。なお、「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、33 名で対処可能である。

a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

１次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応

空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。

e. １次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材の漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 補助給水系機能維持の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が 75m^3/h 以上であることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

g. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作

充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。

h. 蒸気発生器２次側による炉心冷却

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力（広域）計指示 1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

k. アキュムレータ出口電動弁閉操作

冷却材圧力（広域）計指示が 1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

l. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開

アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）

を目標に、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は冷却材圧力（広域）計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に１次冷却系保有水を回復させるように調整する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転

長期対策として、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等

であり、高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

o. 原子炉補機冷却系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。

7.1.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

選定した事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、１次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価ついては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、36 名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「7.1.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 33 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な資源は「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、ＲＣＰシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」について有効性評価を行った。

上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認	・１次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	・原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。	－	－	－
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	・空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 1次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1次冷却材の漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
f. 補助給水系機能維持の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上であることを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
g. 冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	・充てん／高圧注入ポンプ起動時における冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器２次側による炉心冷却	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、冷却材圧力(広域)計指示1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 復水タンク	送水車 軽油用ドラム缶	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
j. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(4/5)

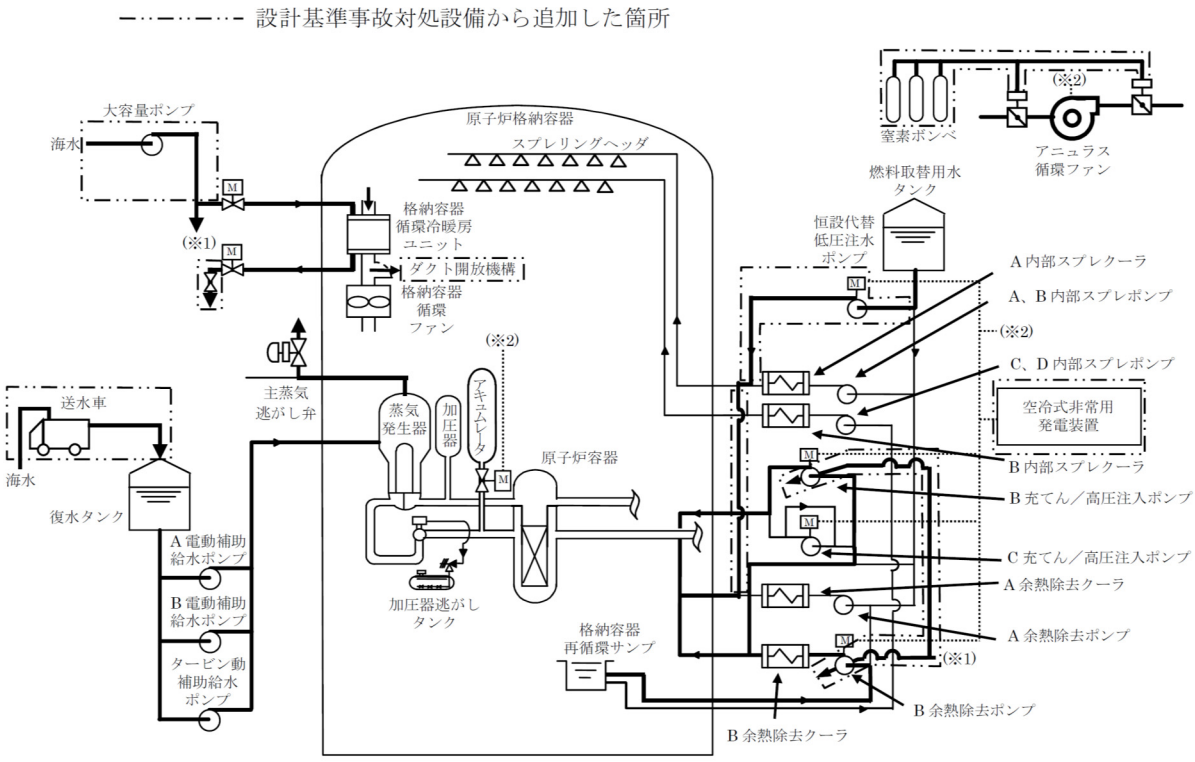
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
k．アキュムレータ出口電動弁閉操作	・冷却材圧力（広域）計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	・アキュムレータ出口電動弁の閉を確認後、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）を目標に、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。	主蒸気逃がし弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	・恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、冷却材圧力（広域）計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側広域温度計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は冷却材圧力（広域）計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、代替炉心注水を開始する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水を回復させるように調整する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

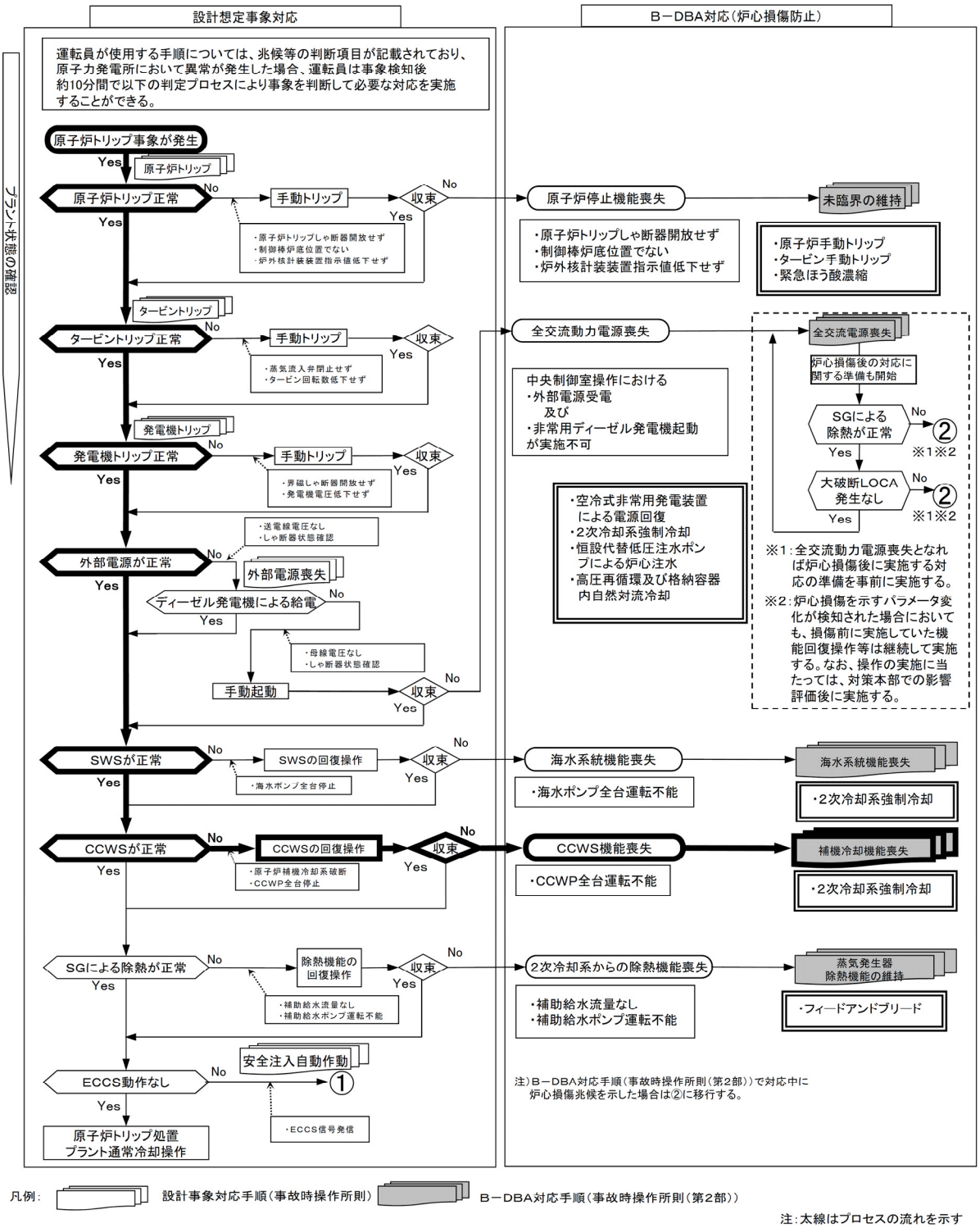
第 7.1.3.1 表　「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	・長期対策として、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去クーラ】 Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
o. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。	－	－	－

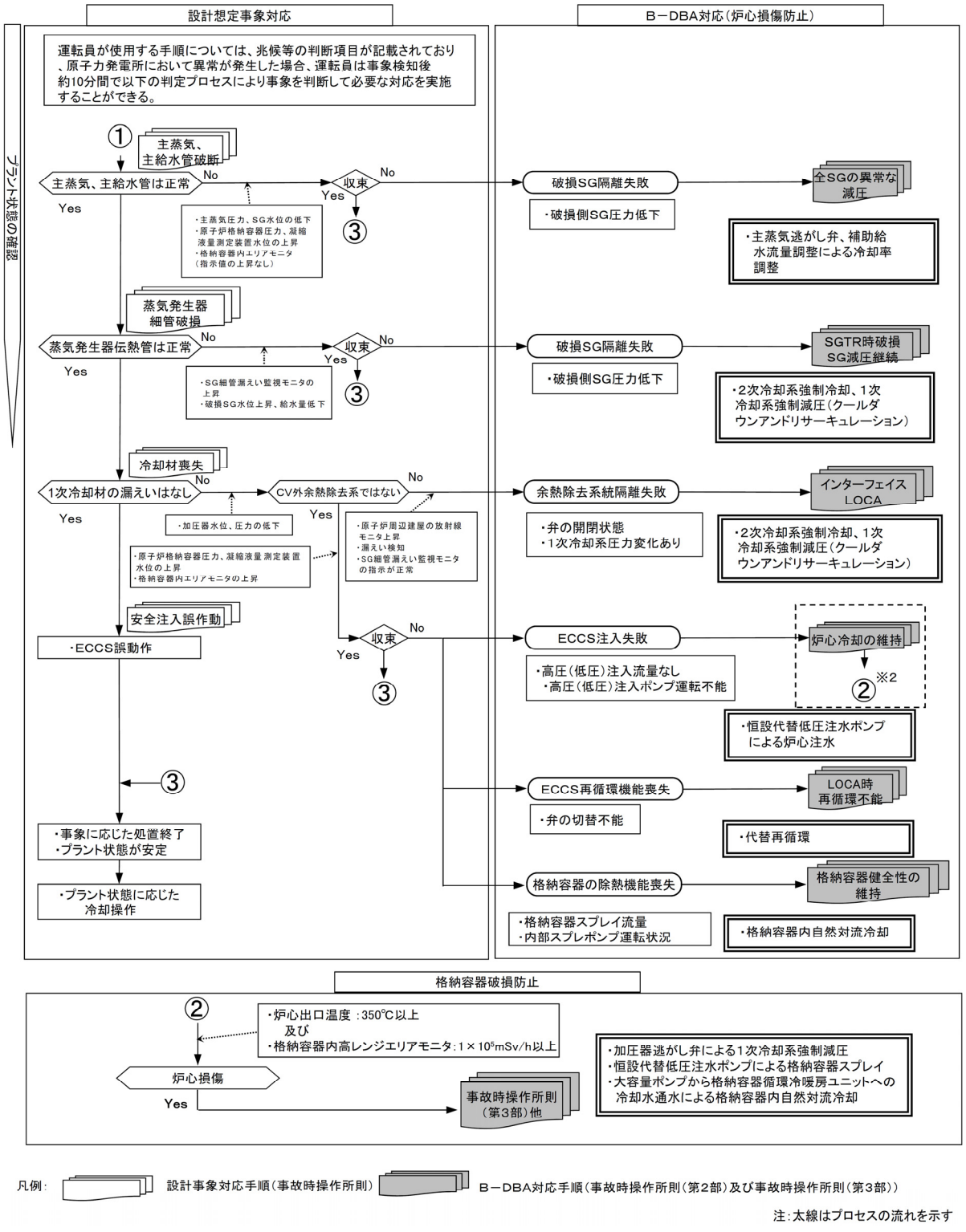
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



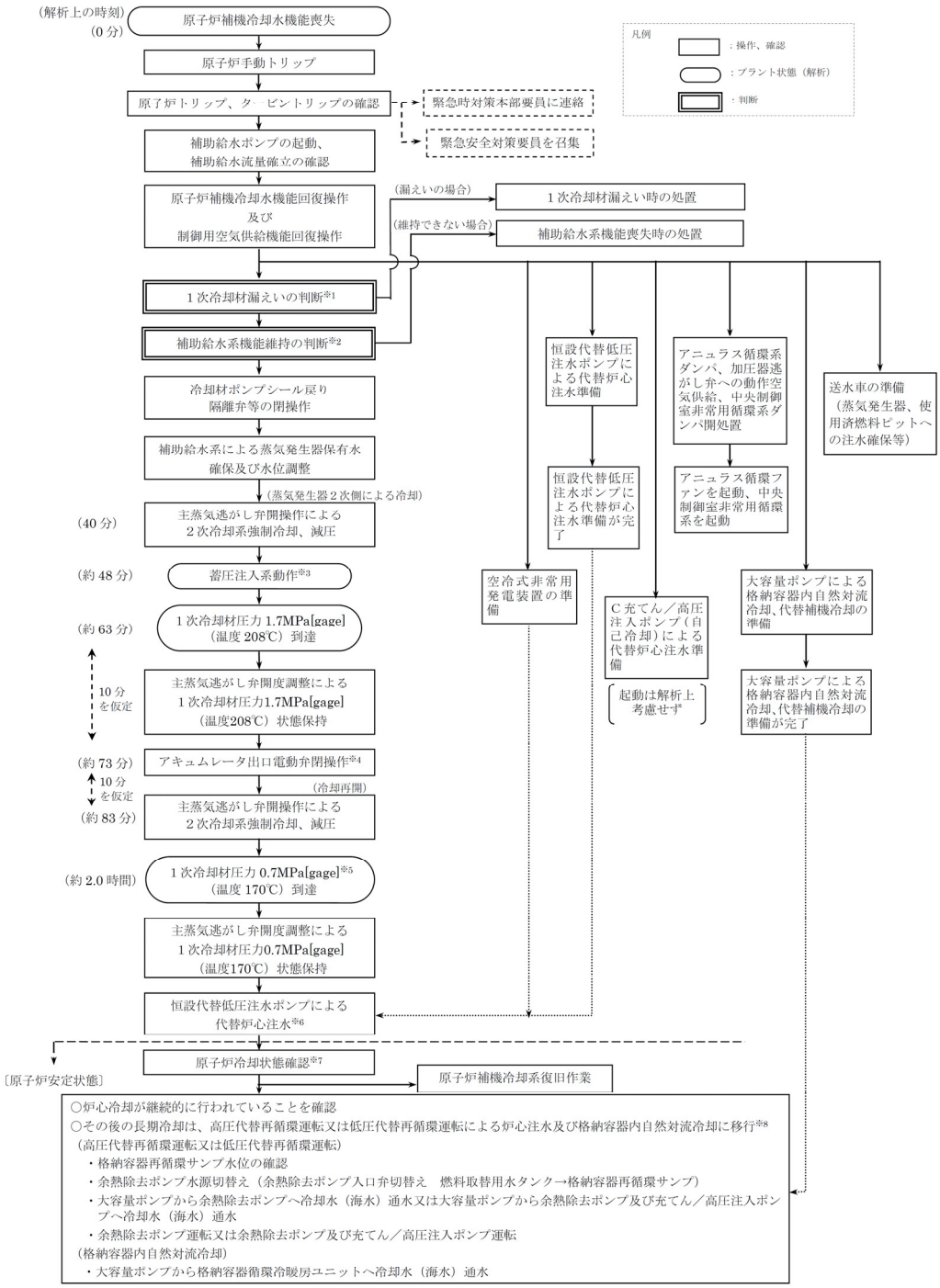
第 7.1.3.1 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.3.2 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(1/2)

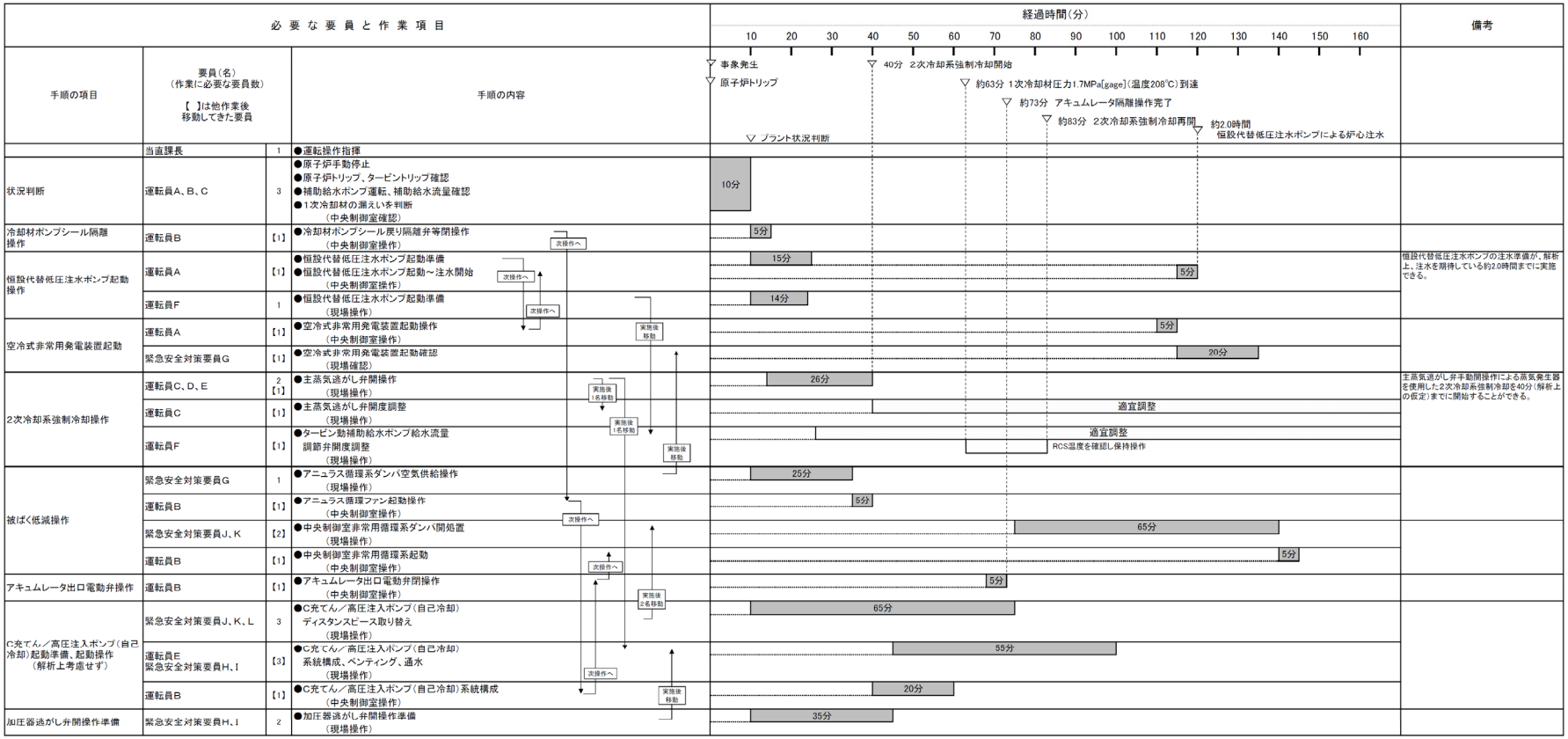


第 7.1.3.2 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(2/2)



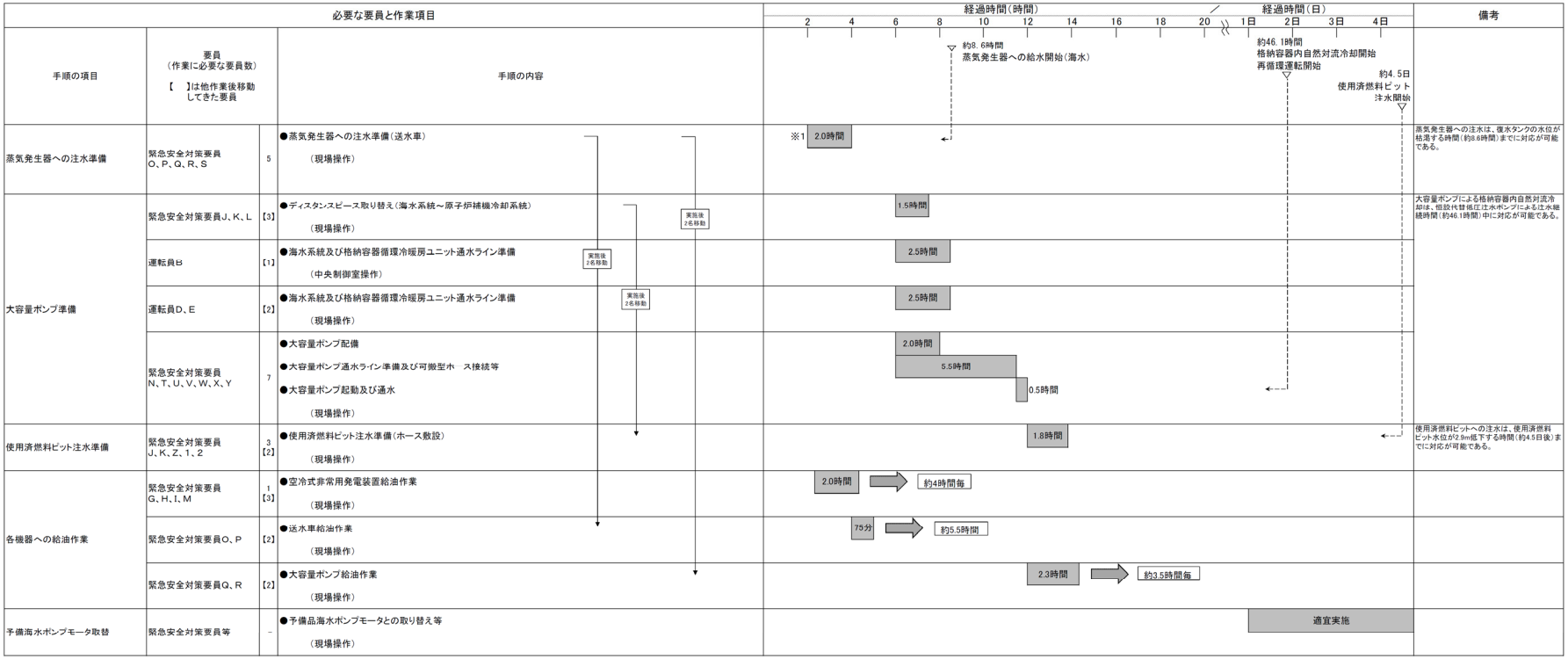
※1 ：漏えいの判断は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※2 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
※3 ：２次冷却系強制冷却による１次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注入が開始される。
※4 ：アキュムレータの N_2 ガス放出圧力（1.2MPa[gage]）に裕度 0.5MPa を加算した 1.7MPa[gage]にてアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。
閉操作に 10 分を仮定。
※5 ：２次冷却系強制冷却、減圧中に１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力に到達した時点で吹き止まる。
※6 ：実際の操作では、準備が完了し炉心注水が可能となれば、その段階で実施する。
また、加圧器水位が監視可能な範囲までは、30m³/h を上回る流量で注水し、その後は加圧器水位に応じて注水量を調整する。
※7 ：１次冷却材温度により冷却状態を確認する。
※8 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転へ切り替える。

第 7.1.3.3 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
（「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の事象進展）



上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.1.3.4 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
（原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(1/2)



※1：蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後（ルート復旧後）速やかに開始とした。

第 7.1.3.4 図　「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
（原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）(2/2)

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

7.1.4.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡ が発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系及び低圧注入系の再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る。

その後、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る（原子炉格納容器先行破損）。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.4.2 図及び第 7.1.4.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.4.4 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

c. １次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断

格納容器圧力（広域）計指示が 115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。

格納容器スプレイ機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応

格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（１次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

格納容器スプレイ機能喪失時の対応に必要な計装設備は、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力等であり、蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

g. 燃料取替用水タンク補給操作

高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。

高圧及び低圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

i. 格納容器内自然対流冷却

A格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びにA格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

7.1.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容

器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭＡＡＰにより原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、中破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約 0.1m（以下「4 インチ破断」という。）とする。

(b) 安全機能の喪失に関する仮定

格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より炉心崩壊熱の高い時期

に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、10.97MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(b) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m³/h～約 1,740m³/h、0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動することにより、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

(d) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1 基当たり）

(e) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 32.2%到達後に行われるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却は、1次系冷却水タンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である 0.261MPa[gage]到達から 30 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.4.3 図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.4.5 図から第 7.1.4.10 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.4.11 図から第 7.1.4.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより炉心は冠水状態に維持される。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 5.4 時間後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に再循環運転により原子炉容器内水位は維持されるが、格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。

事象発生の約 7.0 時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その 30 分後から格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力及び

温度は低下する。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、それぞれ最高値が約 0.303MPa[gage]及び約 129℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.4.10 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.4.5 図に示すとおり、初期値（約 15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

事象発生の約 5.4 時間後に再循環運転に切り替え、その後も炉心の冷却を継続することにより、原子炉は低温停止状態に移行し、安定停止状態に至る。また、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、事象発生の約 22 時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

なお、格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、

第 7.1.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与える。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始時間が変動する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから、破断口径を約 0.05m（以下「2 インチ破断」という。）とした場合と、破断口径を約 0.15m（以下「6 インチ破断」という。）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.4.16 図及び第 7.1.4.17 図に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

ⅰ．6 インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、１次冷却材圧力が低下することから高圧注入流量が増加し、また、低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果、4 インチ破断の場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。

長期応答については、破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり、再循環流量も多いことから格納容器再循環サンプ水の冷却が促進され、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は 4 インチ破断の場合を下回る。

ⅱ. 4 インチ破断

事象初期の破断流量は 2 インチ破断と 6 インチ破断の中間程度となるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが、破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後、再循環切替により比較的高温の格納容器再循環サンプ水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

ⅲ. 2 インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく、また、蒸気発生器２次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから、原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。

長期応答については、破断口径が比較的小さいことから、再循環運転への切替えが遅くなり、再循環流量も少ないことから格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されず、原子炉格納容器圧力及び温度は高く推移する。一方、蒸気発生器２次側による

除熱が寄与することから、結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は 4 インチ破断の場合を下回る。

ⅳ. 4 インチから 2 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後、長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されにくくなるが、蒸気発生器 2 次側による除熱が寄与することから、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。

ⅴ. 4 インチから 6 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、長期的には再循環流量が比較的多く格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されることから、原子炉格納容器圧力及び温度が緩和される傾向となる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

格納容器内自然対流冷却は、第 7.1.4.4 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器内自然対流冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになることで、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開

始が遅くなる場合でも、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

また、破断口径等の不確かさによって1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度が変動するため、操作開始時間が変動するが、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

さらに、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第 7.1.4.18 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、約6時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後、再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.4.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、長期対策として高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断ＬＯＣＡ時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的に安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確

認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. １次冷却材の漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
d. 蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断	・格納容器圧力（広域）計指示が 115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。	－	－	格納容器スプレ流量積算 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応	・格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（１次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	－	１次系冷却水タンク水位 １次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
g. 燃料取替用水タンク補給操作	・高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量
i. 格納容器内自然対流冷却	・Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） １次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ Ａ格納容器循環冷暖房ユニット １次系冷却水ポンプ １次系冷却水クーラ １次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） １次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） 安全注入流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.2 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
（中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗）(1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要な現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと炉心崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、原子炉容器内水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量（初期）	51t （1 基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
事故条件	起因事象	中破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：約 0.1m（4 インチ）	破断位置の差異は小さいものの、蒸気発生器２次側保有水の有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて、低温側配管の破断を設定。破断口径は、原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約0.1m（4インチ）を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。

第 7.1.4.2 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件

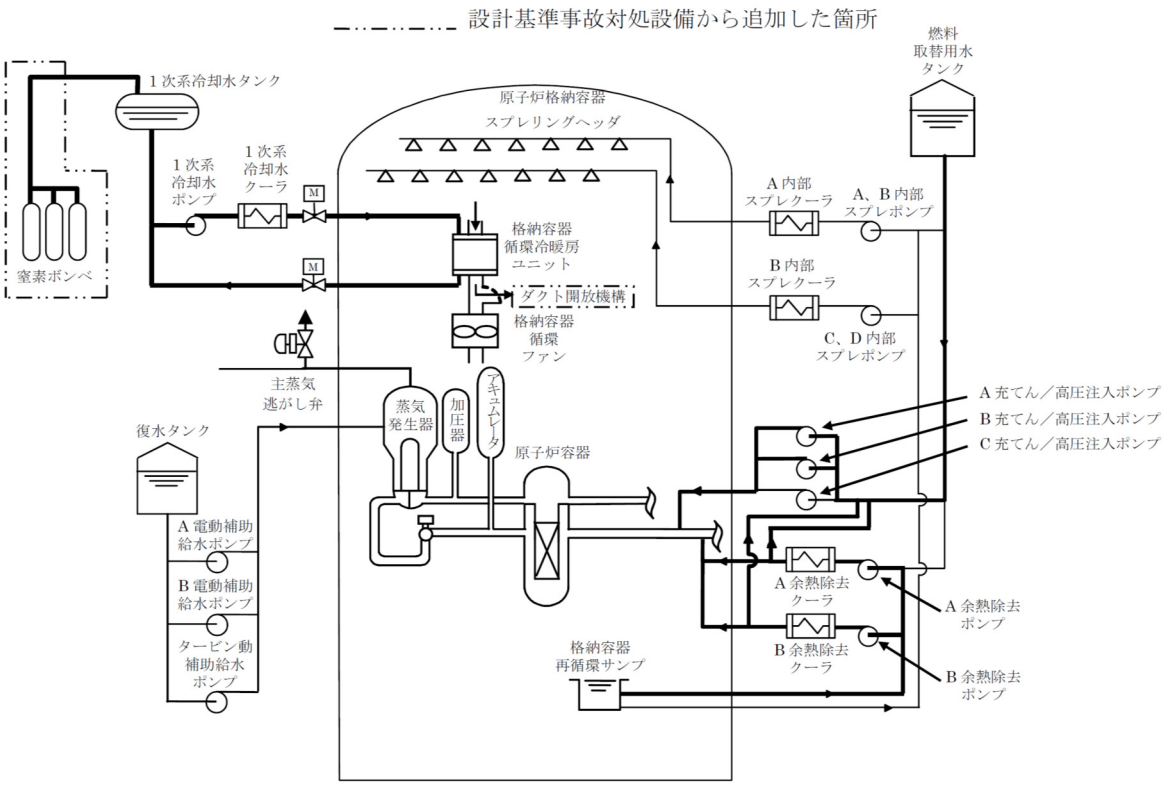
（中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗）(2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) （応答時間 0 秒）	標準的に設計基準事故の評価において使用している非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、応答時間は 0 秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 （2 台） （高圧注入特性： 0m³/h～約 220m³/h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]） （低圧注入特性： 0m³/h～約 1,740m³/h、 0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]）	原子炉格納容器圧力を厳しくするように、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m³/h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

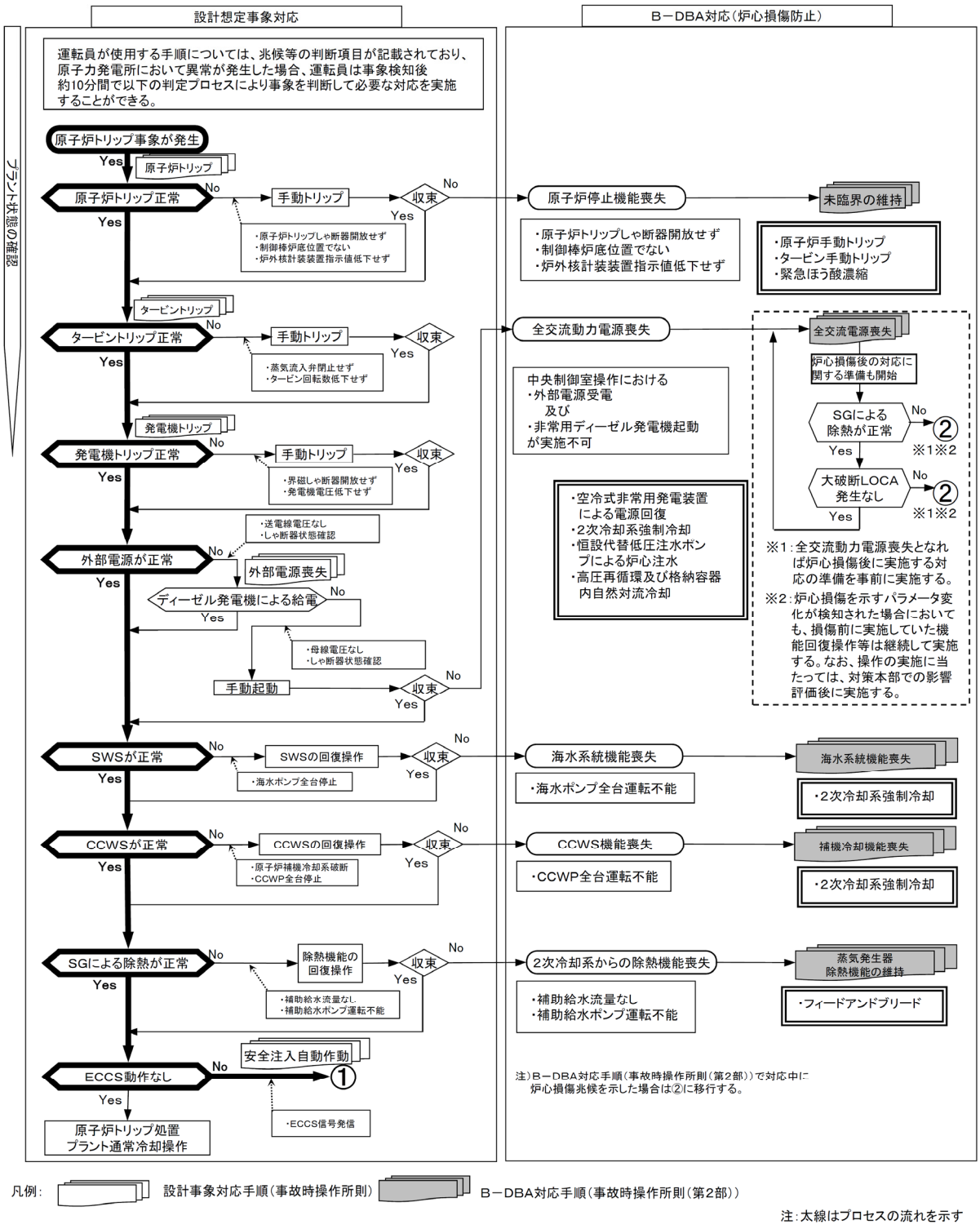
第 7.1.4.2 表　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件

（中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗）(3/3)

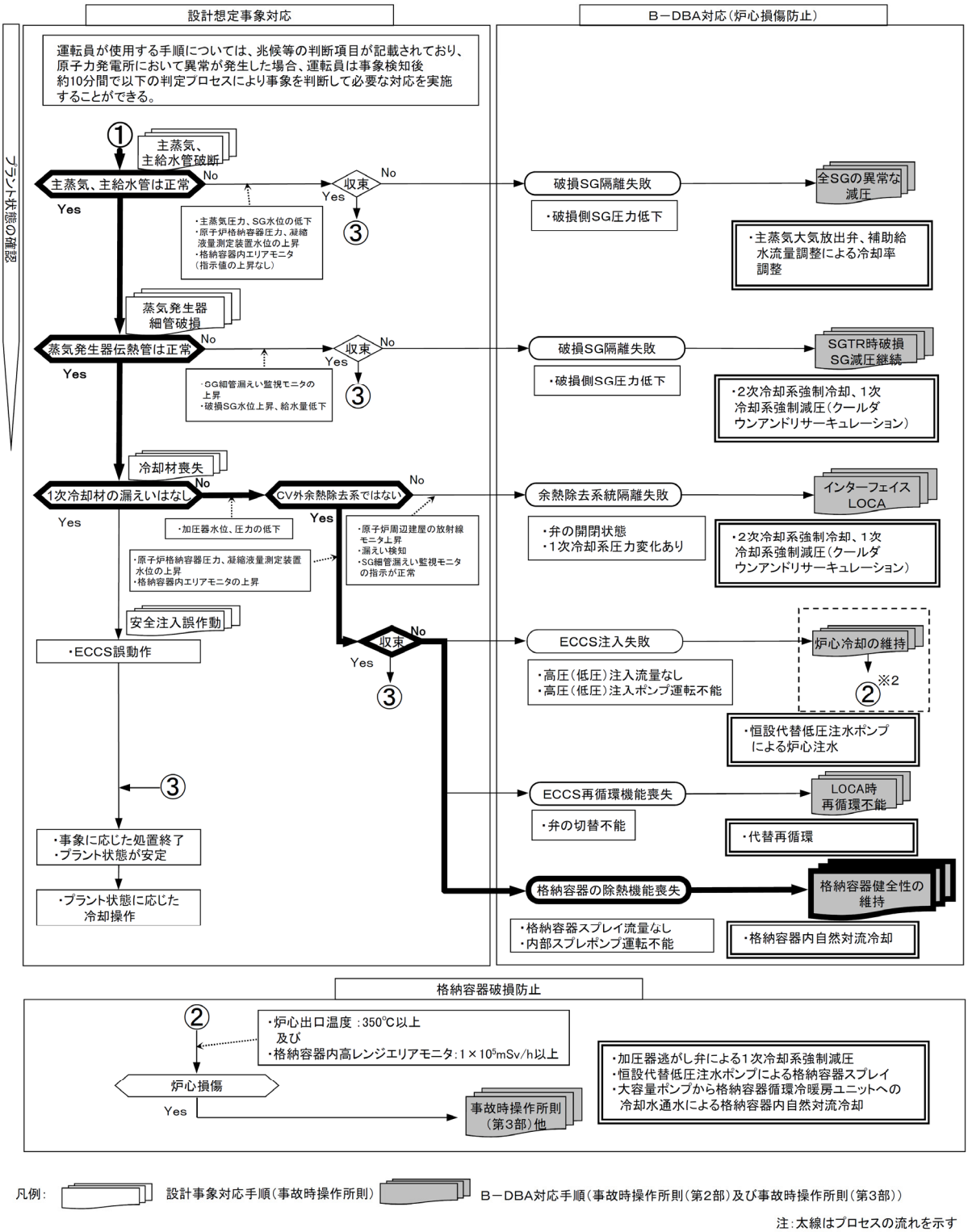
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。 アキュムレータの保持圧力が低いと、炉心への注水のタイミングが遅くなり、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー量が減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。 アキュムレータの保有水量が少ないと、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(32.2%)到達時	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基あたりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9W	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	格納容器 循環冷暖房ユニットによる 格納容器内自然対流冷却開始	原子炉格納容器の最高使用圧力 到達から 30 分後	運転員等操作時間として、1 次系冷却水タンクの現場加圧や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始の操作等を考慮して、格納容器内自然対流冷却の開始操作に原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 30 分を想定して設定。



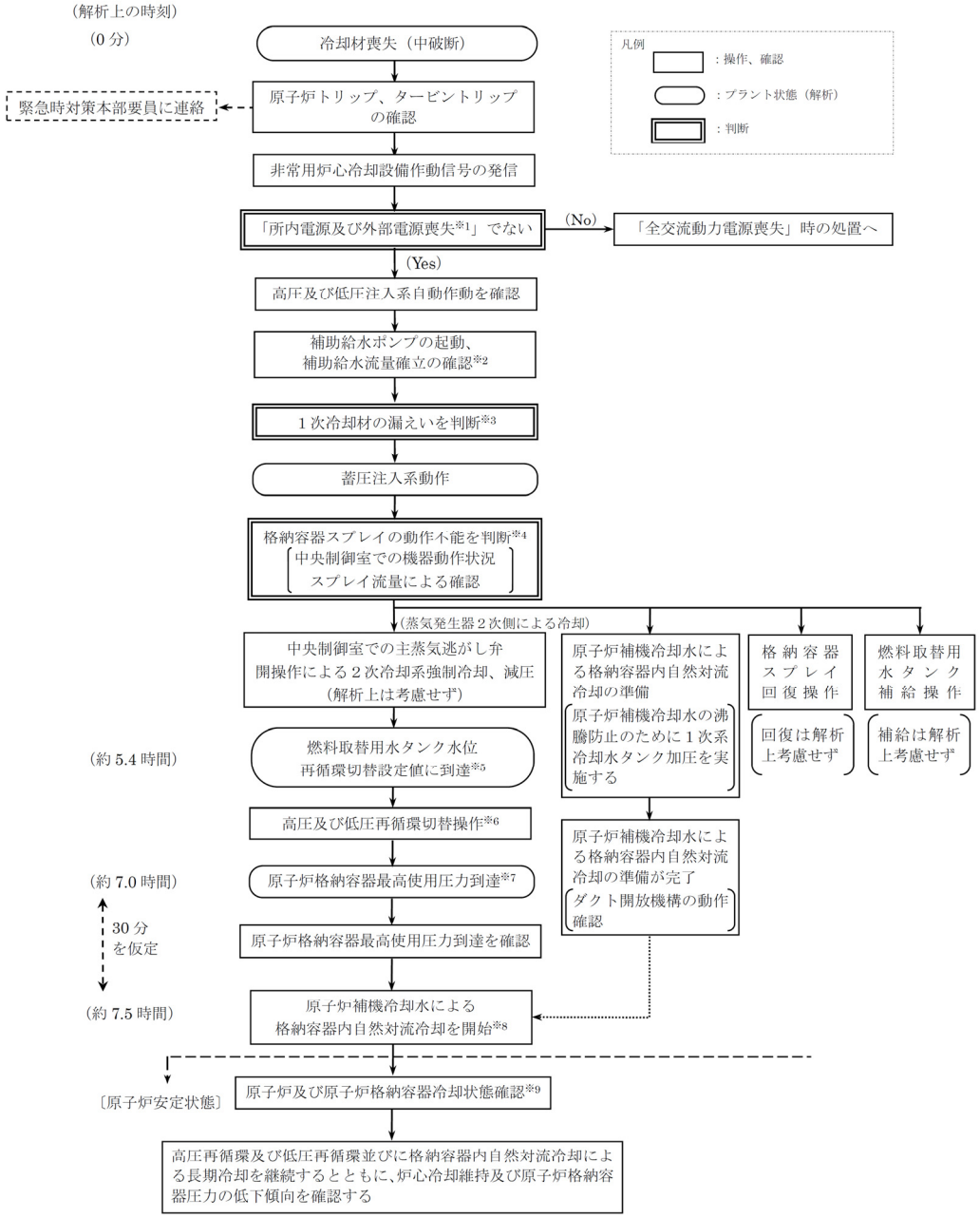
第 7.1.4.1 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.4.2 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）(1/2)

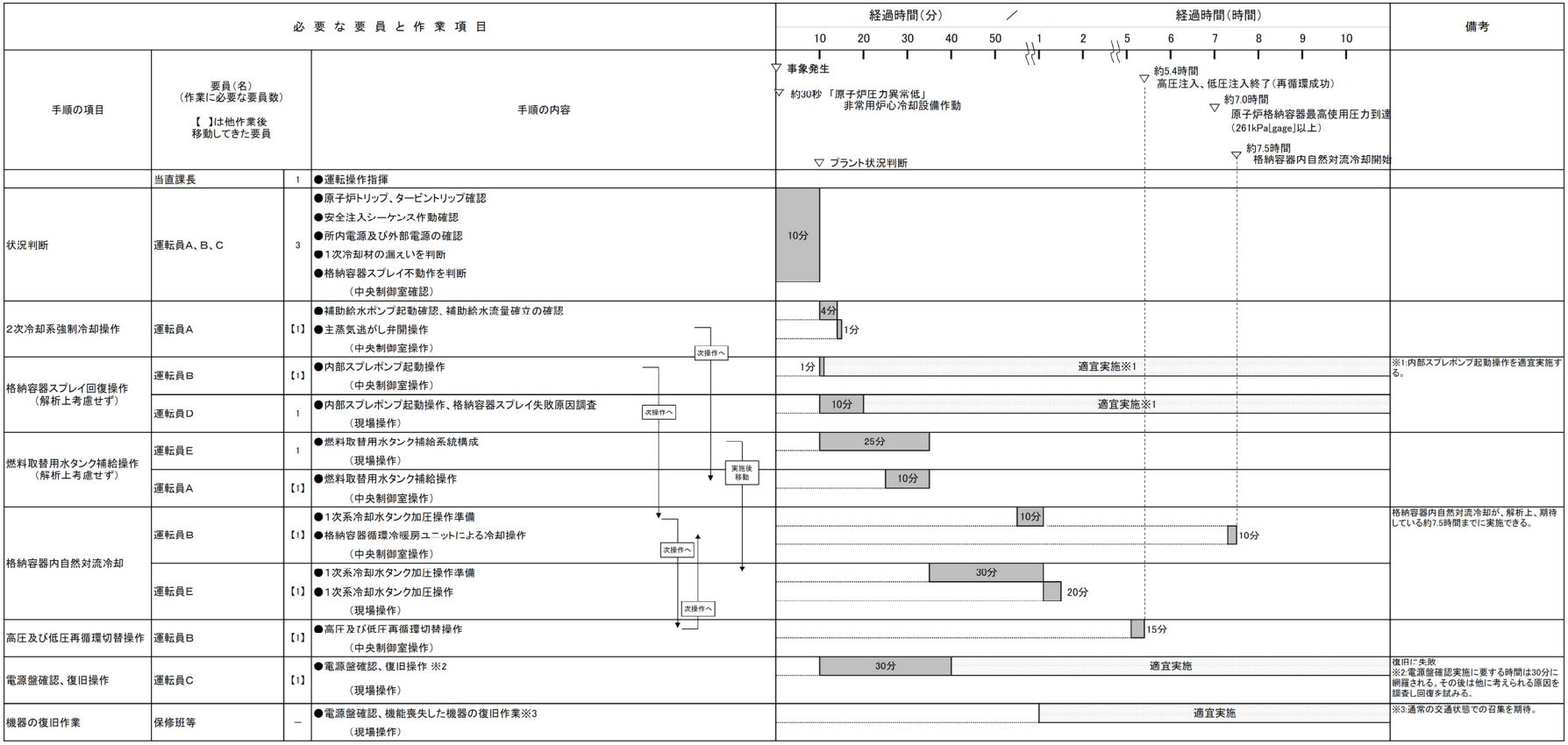


第 7.1.4.2 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要（判定プロセス）(2/2)



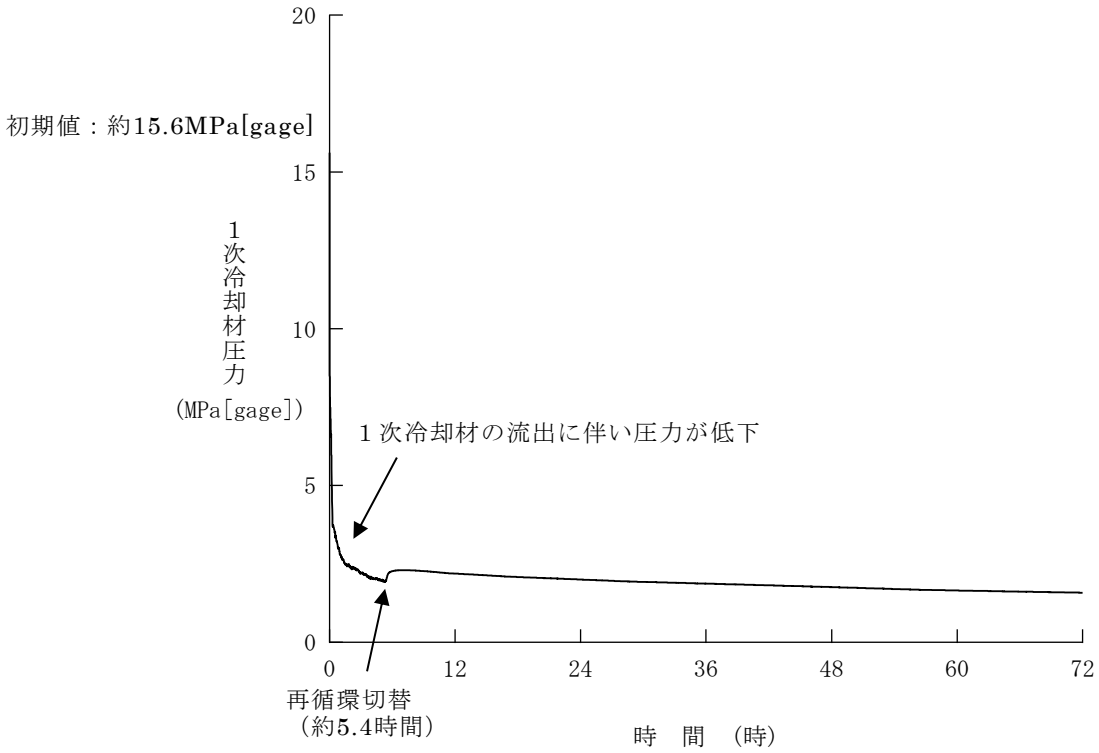
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
※3 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※4 ：格納容器圧力計指示が 115.2kPa[gage]以上及び格納容器スプレイ不作動。
※5 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、再循環切替を実施する。
※6 ：機器動作状況、注水流量により高圧再循環及び低圧再循環成功を確認並びに格納容器スプレイ再循環動作不能を確認。
※7 ：原子炉格納容器圧力 261kPa[gage]
※8 ：1 台の格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水する。
なお、準備が完了すれば、その段階で実施する。
格納容器内自然対流冷却開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を閉操作する。
※9 ：状態確認は低温停止ほう素濃度確認（必要により濃縮）及び 1 次冷却材温度 93℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.4.3 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展）

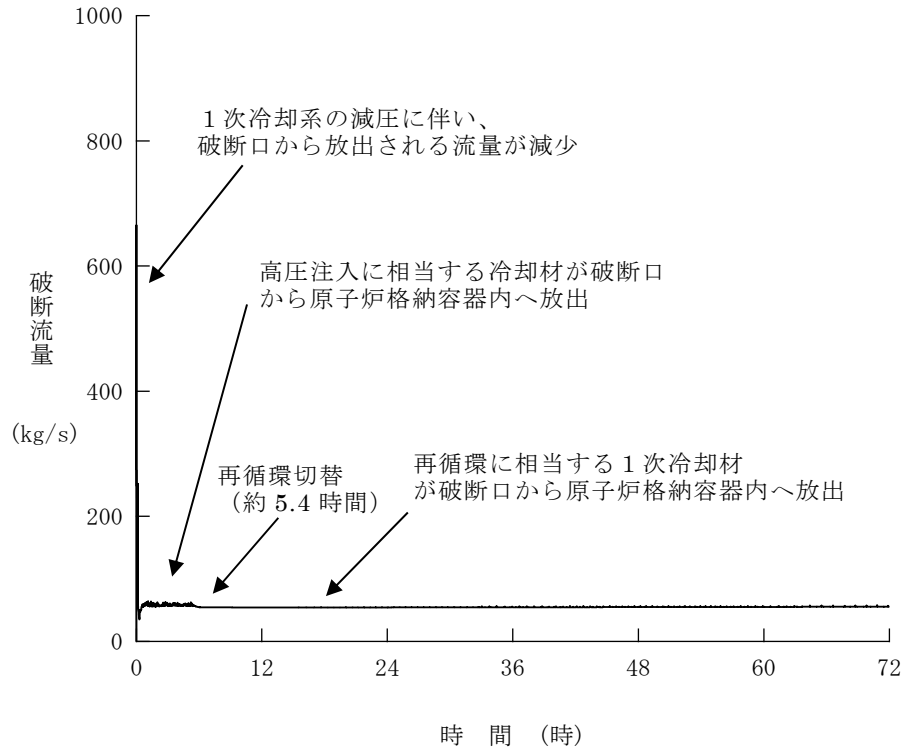


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びにに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

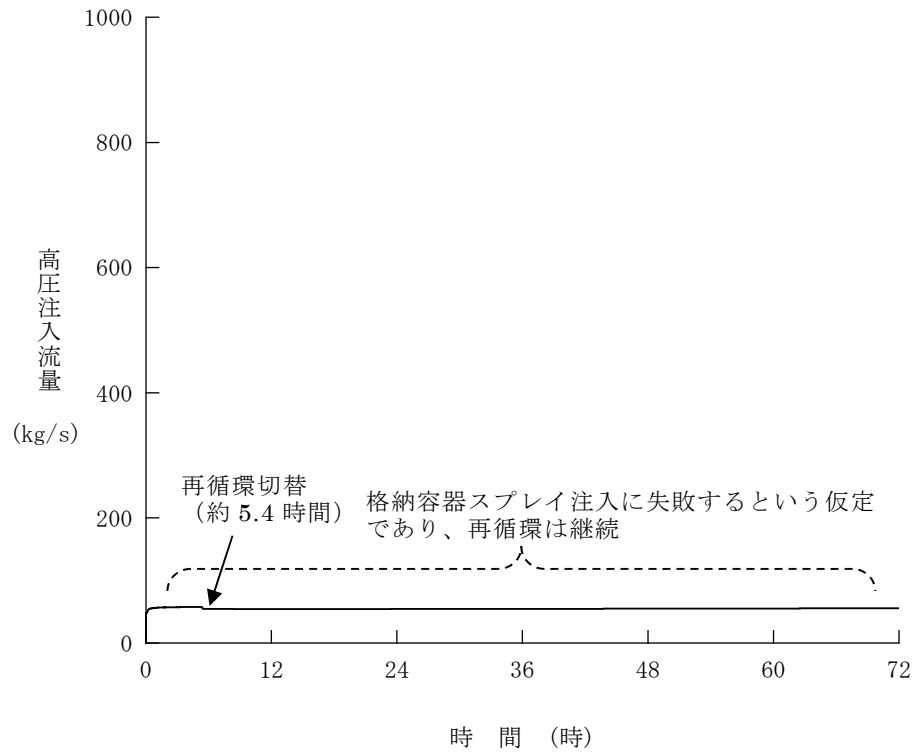
第 7.1.4.4 図　「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間
(中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗)



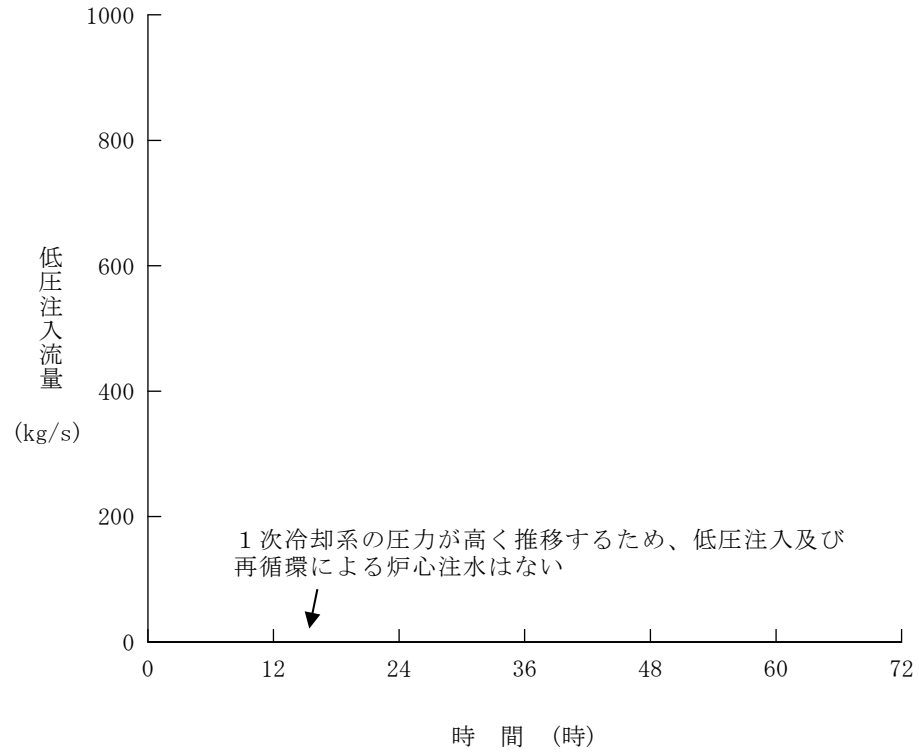
第 7.1.4.5 図　1 次冷却材圧力の推移



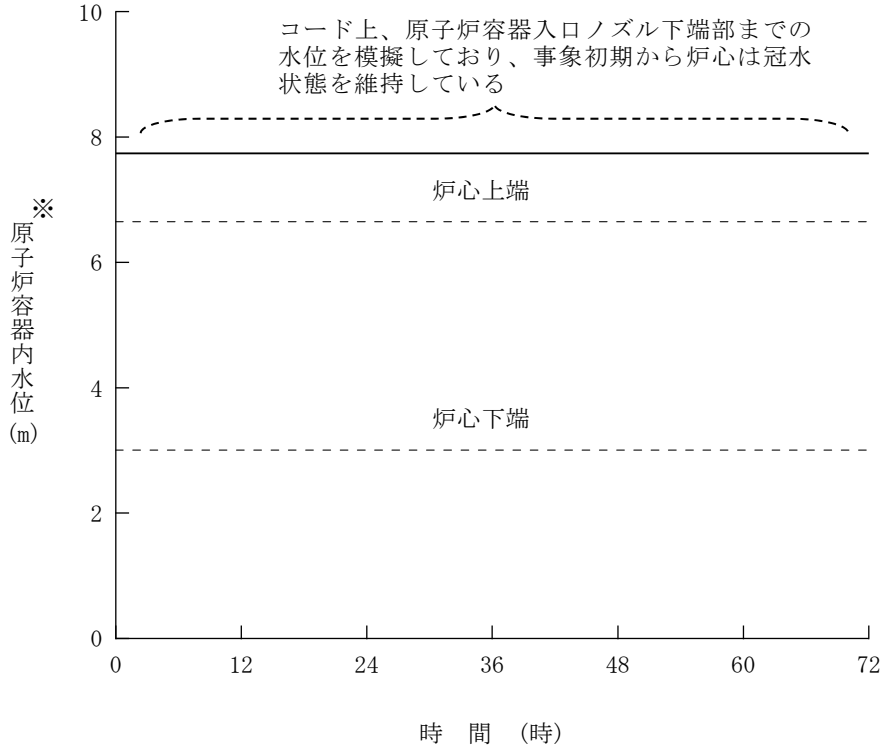
第 7.1.4.6 図　破断流量の推移



第 7.1.4.7 図　高圧注入流量の推移

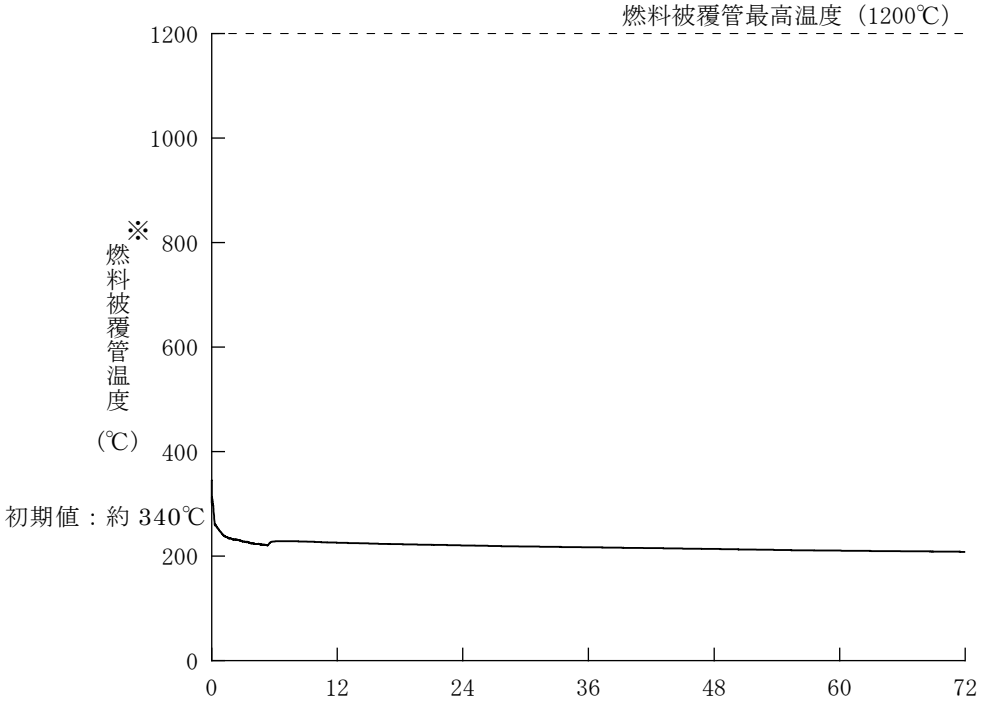


第 7.1.4.8 図　低圧注入流量の推移



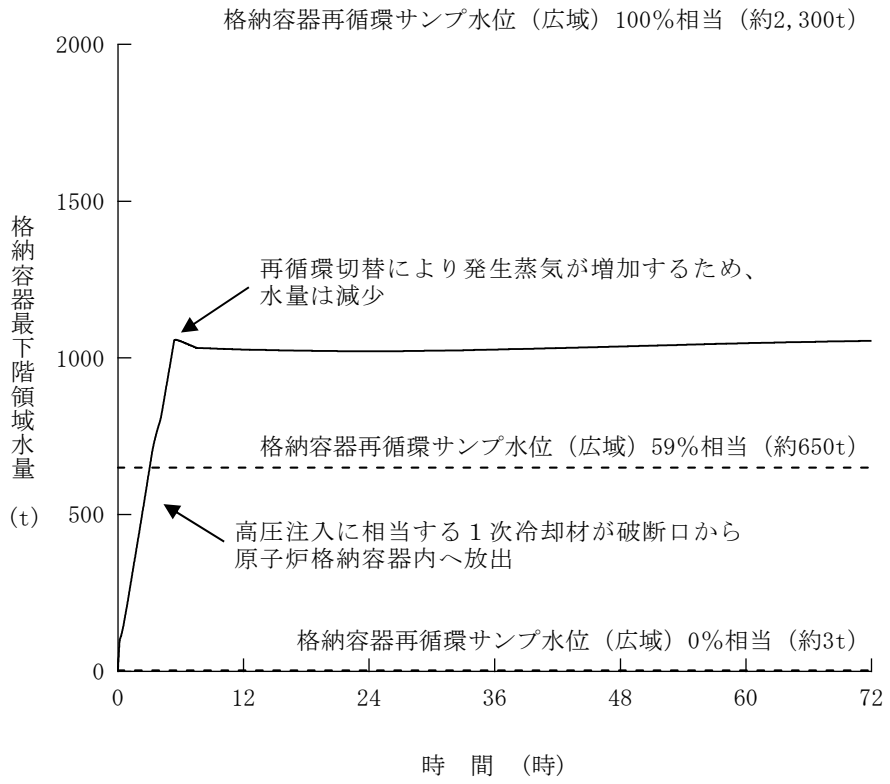
※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第 7.1.4.9 図　原子炉容器内水位の推移

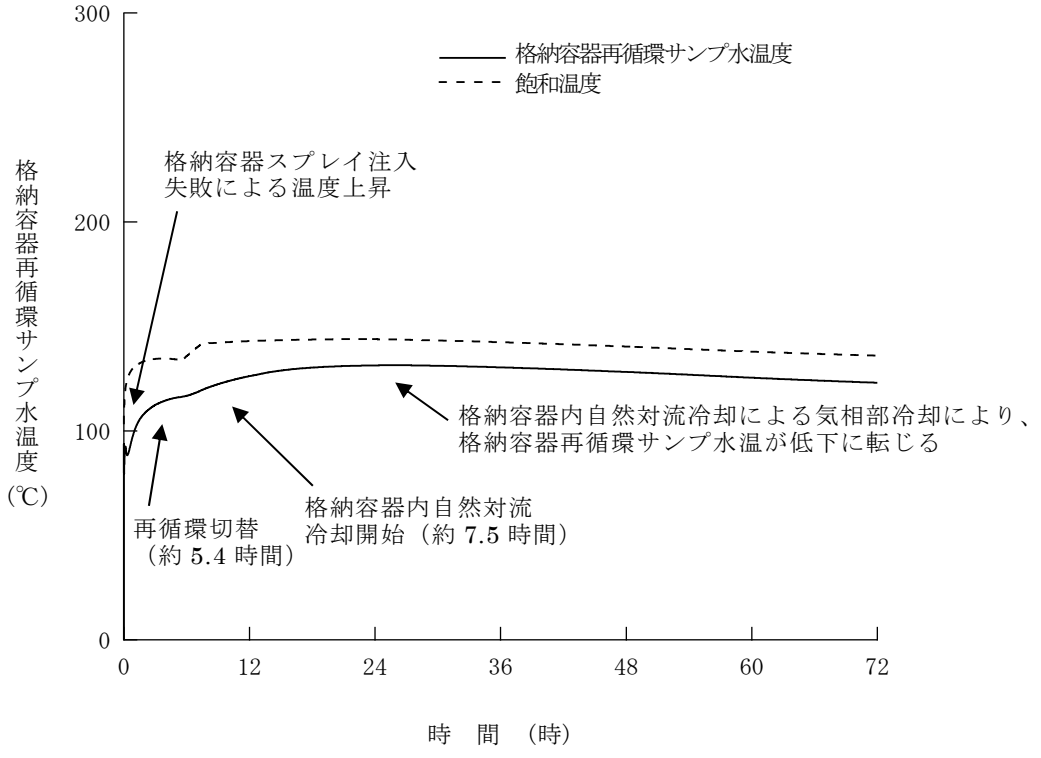


※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

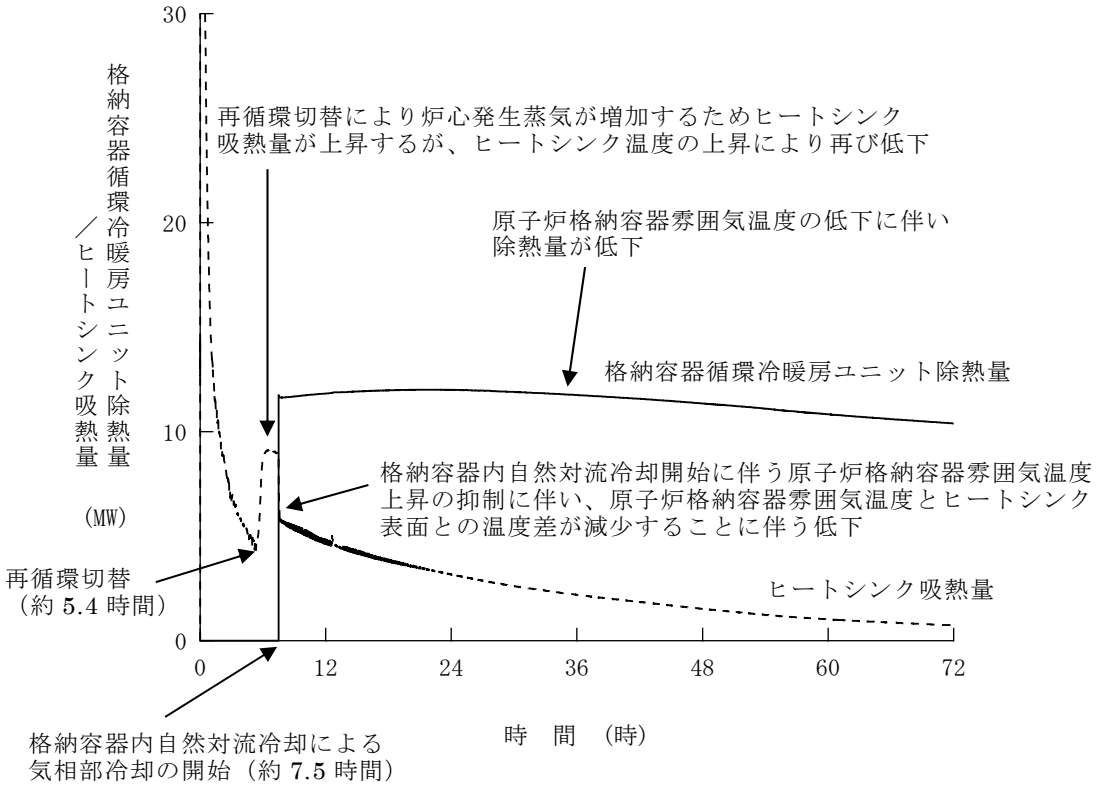
第 7.1.4.10 図　燃料被覆管温度の推移



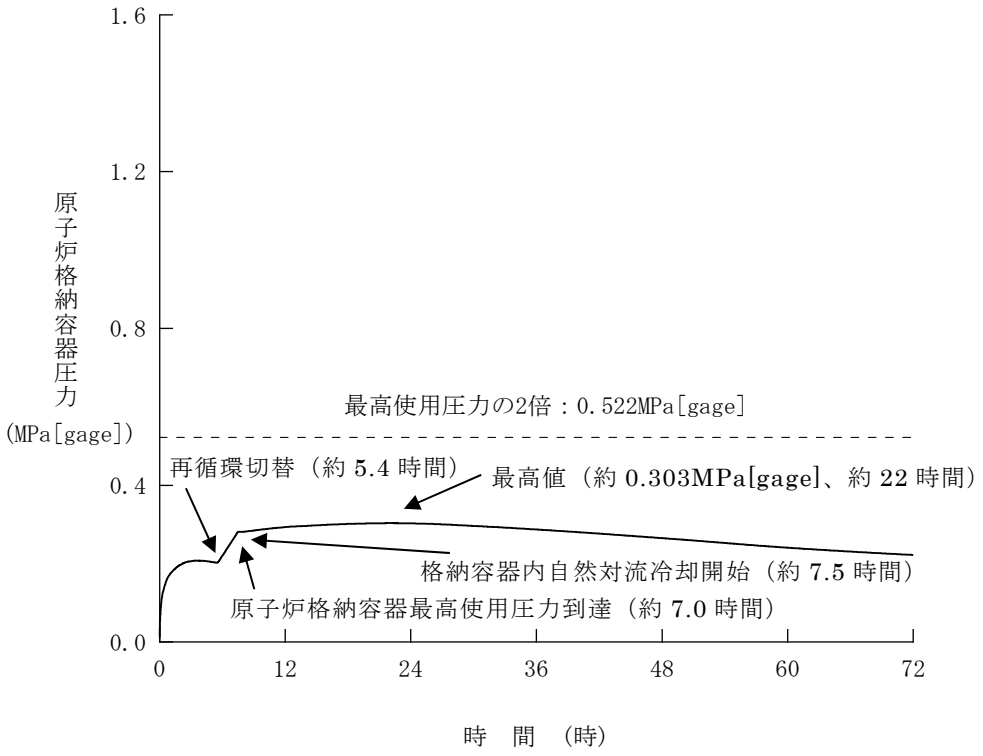
第 7.1.4.11 図　格納容器最下階領域水量の推移



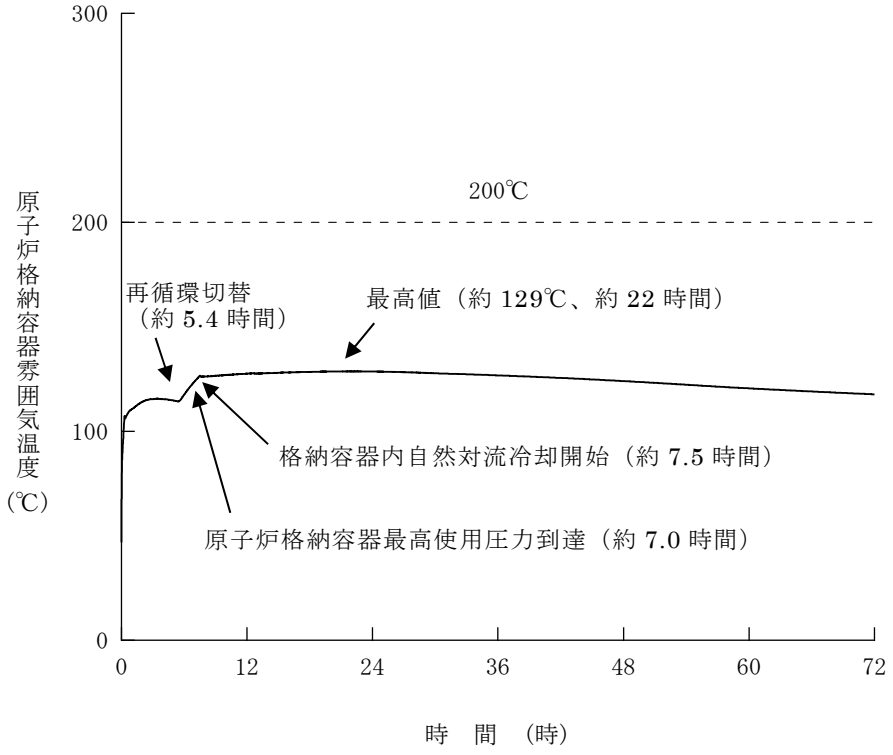
第 7.1.4.12 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



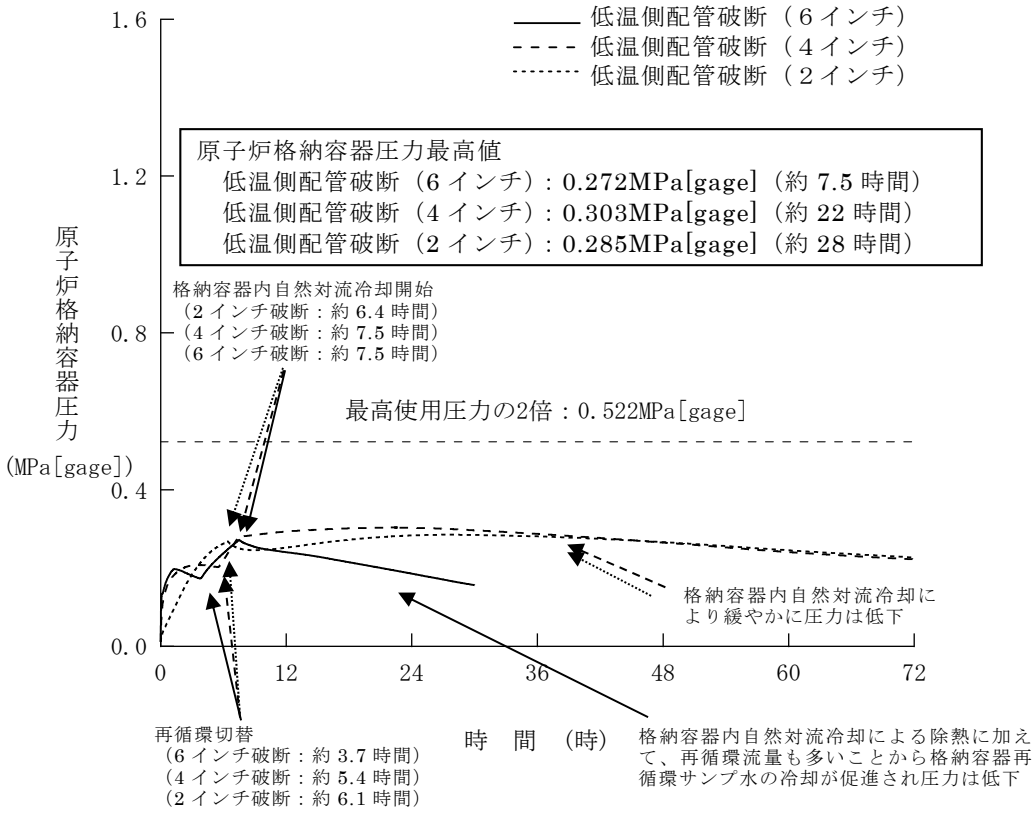
第 7.1.4.13 図　原子炉格納容器からの除熱量の推移



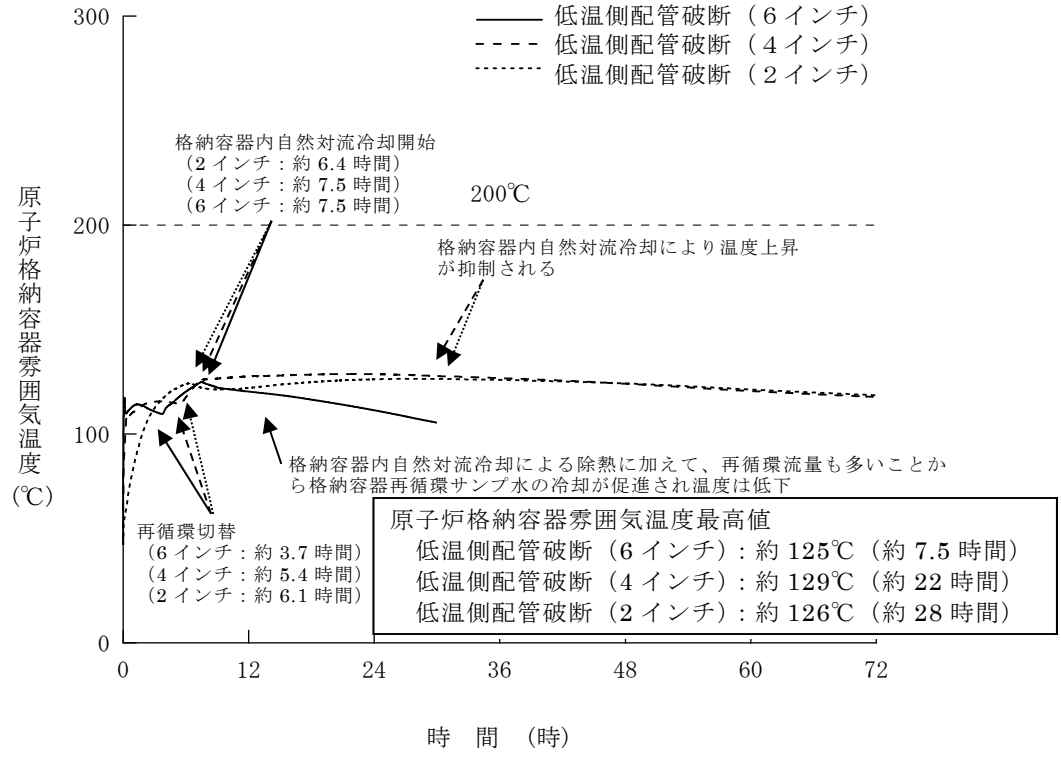
第 7.1.4.14 図　原子炉格納容器圧力の推移



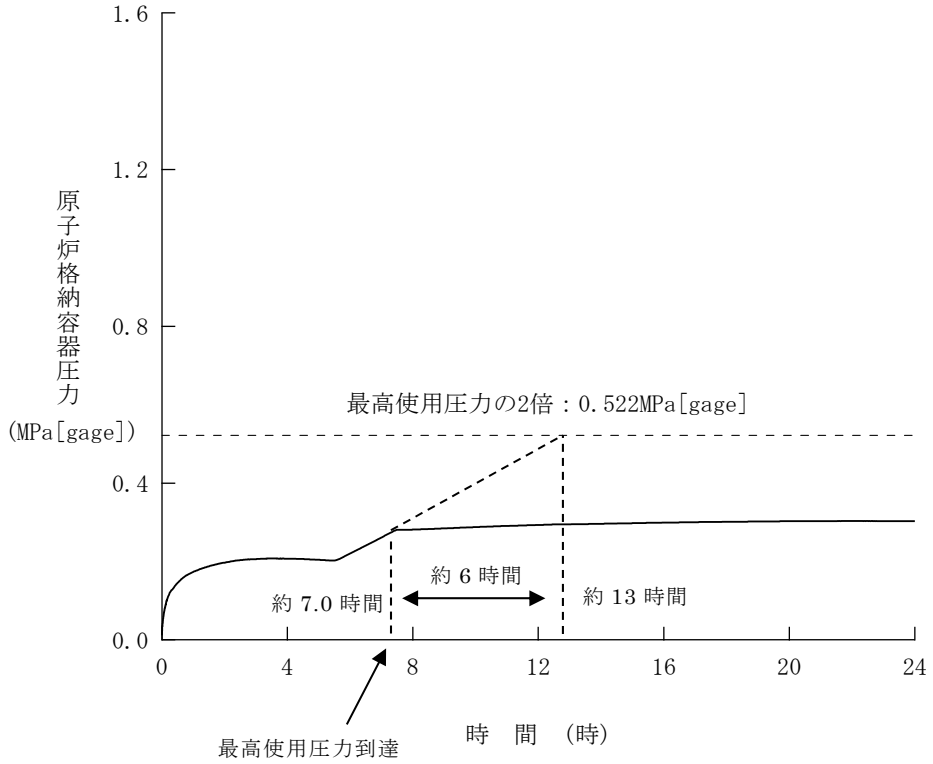
第 7.1.4.15 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.4.16 図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）



第 7.1.4.17 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（破断口径の影響確認）



第 7.1.4.18 図　原子炉格納容器圧力の推移
（格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認）

7.1.5 原子炉停止機能喪失

7.1.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、原子炉トリップに失敗する。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、１次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により１次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるＡＴＷＳ緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.5.1 図に、対応手順の概要を

第 7.1.5.2 図から第 7.1.5.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.5.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 8 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に駐在している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.5.5 図及び第 7.1.5.6 図に示す。

a. 原子炉自動トリップ不能の判断

事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示「入」、制御棒炉底位置表示不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. ＡＴＷＳ緩和設備の作動及び作動状況確認

ＡＴＷＳ緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気止弁閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気止弁閉による 1 次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した 1 次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。

ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発

生器水位（狭域）等である。

また、１次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、１次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸濃縮を実施し、１次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、原子炉補給水補給流量制御弁の閉を確認及び１次系純水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸濃縮に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。

d. 原子炉未臨界状態の確認

出力領域中性子束計指示が 5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、１次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、１次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。

e. １次冷却系減温、減圧

原子炉安定後の操作として、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレ弁を開操作することにより、１次冷却系の減温、減圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、１次冷却系の冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

f. 余熱除去系による炉心冷却

長期対策として、冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示 177℃ 以下となり余熱除去

系が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却の確認に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ＡＴＷＳ緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出、２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である１次冷却系全体の熱流動と３次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コードＳＰＡＲＫＬＥ－２により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目と

なるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は、定格値(2,432MWt)を用いる。

(b) 1 次冷却材圧力

1 次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。

(c) 1 次冷却材平均温度

1 次冷却材平均温度の初期値は、定格値（305.7℃）を用いる。

(d) 減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が最も小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより－13pcm/℃（標準値）に設定する。

なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。

(e) ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。

(f) 対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性を考慮した炉心を用いる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

ⅰ. 主給水流量喪失

起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。

ⅱ．負荷の喪失

起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量の喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

原子炉停止機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、冷却材ポンプの運転が継続され、１次冷却材流量が低下しない。このため、１次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなることから、圧力評価上厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) ＡＴＷＳ緩和設備

原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下をＡＴＷＳ緩和設備が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。ＡＴＷＳ緩和設備の作動信号は、「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし、水位は狭域水位 7%を作動設定点とする。

(b) 主蒸気ライン隔離

主蒸気ライン隔離は、ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点到達の 17 秒後に隔離完了するものとする。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台は、ＡＴＷＳ緩和設備が作動設定点に到達することにより自動起動し、起動の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等

操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

a. 主給水流量喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.3 図に、原子炉出力、1 次冷却材平均温度、1 次冷却材圧力等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.5.7 図から第 7.1.5.13 図に、2 次冷却系除熱量、蒸気発生器 2 次側保有水量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.5.14 図から第 7.1.5.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失により、1 次冷却材温度及び 1 次冷却材圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水流量の喪失による蒸気発生器水位の低下をＡＴＷＳ緩和設備が検知し、主蒸気ラインを隔離する。これにより 1 次冷却材温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.9 図に示すとおり、約 18.4MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、第 7.1.5.13 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原

子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]、約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第7.1.5.8図及び第7.1.5.9図に示すとおり、事象発生の600秒後時点において1次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生の約 14 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより事象発生の約 24 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 負荷の喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.4 図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度、1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.5.19 図から第 7.1.5.25 図に、2次冷却系除熱量、蒸気発生器2次側保有水量等の2次冷却系パラメータの推移を第7.1.5.26図から第7.1.5.30図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、負荷の喪失により、1次冷却材温度及び1次冷却材圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により、1次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。また、全主蒸気止弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う

主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下をＡＴＷＳ緩和設備が検知する。

１次冷却材温度の上昇に伴い、１次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、１次冷却材圧力の上昇は抑制される。

(b) 評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第7.1.5.21図に示すとおり、約18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

燃料被覆管温度は、第7.1.5.25図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下にとどまる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の動作に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における１次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]、約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第7.1.5.20図及び第7.1.5.21図に示すとおり、事象発生の600秒後時点において１次冷却材温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、１次冷却系の減温、減圧を行い、事象発生の約 14 時間後に余熱除去系によ

る炉心冷却を開始することにより約 24 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、ＡＴＷＳ緩和設備により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、１次冷却系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果に係る３次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、減速材温度係数について±3.6pcm/℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめ

に想定した場合、実際の減速材温度係数の絶対値は解析結果に比べて小さくなり、減速材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果に係る3次元動特性モデル及び核定数フィードバックモデルは、ドップラ特性について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際のドップラ特性は解析結果に比べて大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、この影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含まれる。

炉心における沸騰・ボイド率変化に係る二相圧力損失モデル、サブクールモデル及び気液相モデルは、NUPEC 管群ボイド試験解析結果から、炉心における沸騰・ボイド率変化について±8%の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心ボイド率は解析結果に比べて小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次冷却材温度上昇時の負

の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることから、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、1次冷却材圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡及び水位変化に係る2流体モデル、加圧器における冷却材放出に係る二相／サブクール臨界流モデル、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る伝熱管熱伝達モデル及び2次側水位変化・ドライアウトに係る2流体モデルは、LOFT 試験解析等の結果から、1次冷却材圧力について±0.2MPa、1次冷却材温度について±2℃の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて高くなり、1次冷却材保有熱が大きくなることから、1次冷却材膨張量が大きくなる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて評価する。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心熱出力、1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数（標準値）及びドップラ特性に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力、１次冷却材圧力及び１次冷却材平均温度の初期定常誤差を考慮すると、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。

サイクル寿命中の減速材温度係数の変化及び装荷炉心ごとの変動を考慮し、減速材温度係数を最確値とした場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、１次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性は、装荷炉心ごとの変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ特性を最確値とした場合において、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくないが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。一方、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに

影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「7.1.5.3(3) 感度解析」にて確認する。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸濃縮を実施し、未臨界状態を維持する。

(3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

感度解析に当たって、炉心熱出力、1次冷却材圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差、並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表、並びに第 7.1.5.31 図及び第 7.1.5.32 図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約 19.6MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約 19.5MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す各々の最高値約 18.4MPa[gage]及び 18.5MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回っている。

さらに、「7.1.5.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。

(4) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動によって炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を評価した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

なお、本重要事故シーケンスでは、ＡＴＷＳ緩和設備により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間及び要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 8 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

a. 水源

復水タンク（513m^3：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による 2 次冷却系の冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の対応が可能である。余熱除去系による冷却は、事象発生の約 14 時間後から使用可能となるため、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約 5.4 時間は常用設備により復水タンクへの補給が必要となる。以降は、余熱除去系による冷却を継続するため、復水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合は、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約 5.4 時間は、復水タンクに送水車（約 300m^3/h）による海水補給を行う。

b. 燃料

(a) 重油

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディ

ーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓの重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンクへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 8.6 時間後からの運転を想定して、5.4 時間の運転継続に約 159.3ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、１次冷却系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるＡＴＷＳ緩和設備、長期対策として緊急ほう酸濃縮及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケン

ス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、ＡＴＷＳ緩和設備により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、１次冷却材圧力が過度に上昇することはない。

その結果、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。

また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。

その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるＡＴＷＳ緩和設備等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.5.1 表　「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉自動トリップ不能の判断	・事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示「入」、制御棒炉底位置表示不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。	【原子炉トリップスイッチ】 【制御棒クラスタ】 【原子炉トリップしゃ断器】	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. ＡＴＷＳ緩和設備の作動及び作動状況確認	・ＡＴＷＳ緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気止弁閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。 ・タービントリップ及び主蒸気止弁閉による１次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した１次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。	ＡＴＷＳ緩和設備 主蒸気止弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁	－	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離	・緊急ほう酸濃縮を実施し、１次冷却材のほう素濃度を上昇させる。 ・原子炉補給水補給流量制御弁の閉を確認及び１次系純水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸注入弁	－	ほう酸タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.1 表　「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 原子炉未臨界状態の確認	・出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。 ・1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
e. 1次冷却系減温、減圧	・原子炉安定後の操作として、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 主蒸気圧力 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
f. 余熱除去系による炉心冷却	・長期対策として、冷却材圧力（広域）計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	－	余熱除去クーラ出口流量 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 加圧器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.2 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＰＡＲＫＬＥ－２	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432 MWt)	定格値を設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	305.7℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm/℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、２ループ、３ループ、４ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t （1基当たり）	設計値として設定。

第 7.1.5.2 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（主給水流量喪失）(2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水流量の喪失を仮定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	ＡＴＷＳ緩和設備（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位 7%）（応答時間 2.0 秒）	ＡＴＷＳ緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点到達から 17 秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気止弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m³/h（蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.3 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＰＡＲＫＬＥ－２	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432 MWt)	定格値を設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	305.7℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm／℃	標準値として設定。 事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、２ループ、３ループ、４ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心の特性を考慮して設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい減速材反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t （1基当たり）	設計値として設定。

第 7.1.5.3 表　「原子炉停止機能喪失」の主要解析条件（負荷の喪失）(2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるように、蒸気負荷の喪失と主給水の喪失が同時に起こる全主蒸気止弁誤閉止もしくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、冷却材ポンプが動作していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	ＡＴＷＳ緩和設備（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位 7%）（応答時間 2.0 秒）	ＡＴＷＳ緩和設備（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動、並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位7%を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	補助給水ポンプ	ＡＴＷＳ緩和設備作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m³/h（蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台の補助給水全台運転時に3基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.4 表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果

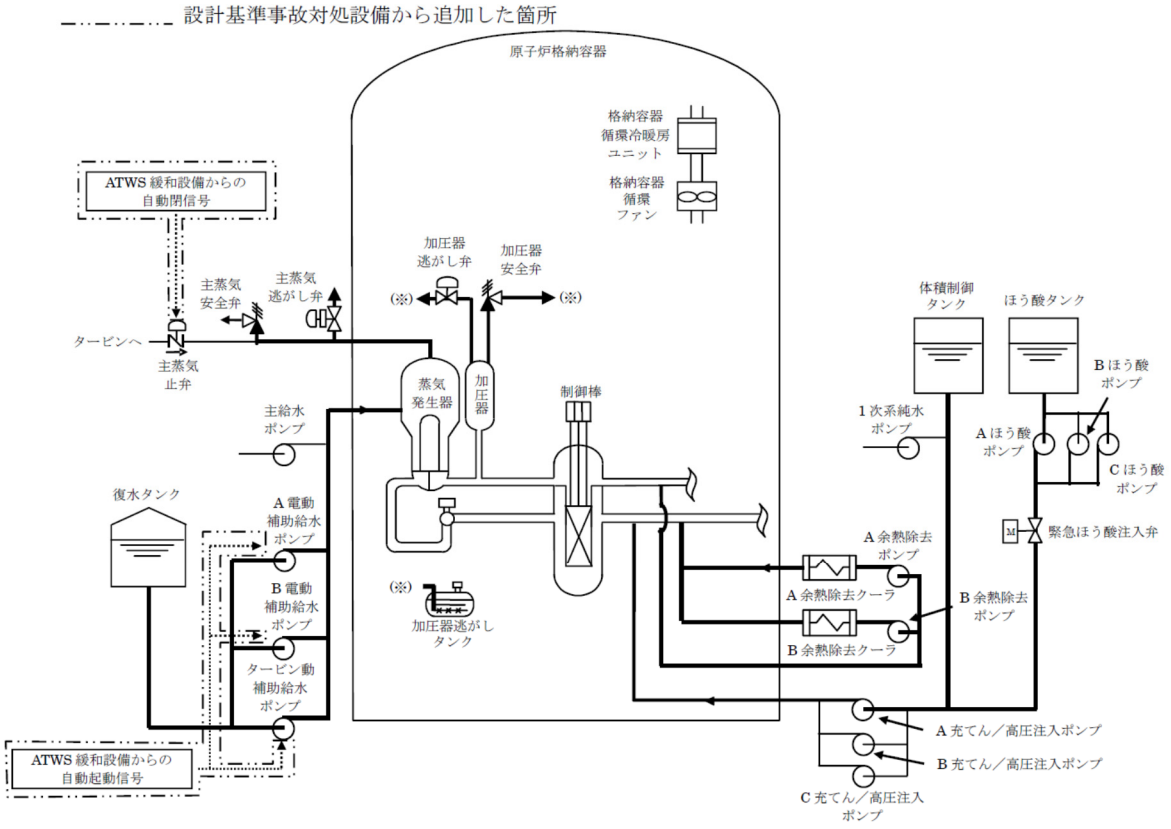
解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値
基本ケース	−13pcm/℃	設計値	考慮しない	約 18.4MPa[gage]
感度ケース	−13pcm/℃	設計値 ＋20%	考慮する※	約 19.6MPa[gage]

※：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値＋2%、1 次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃、1 次冷却材圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。

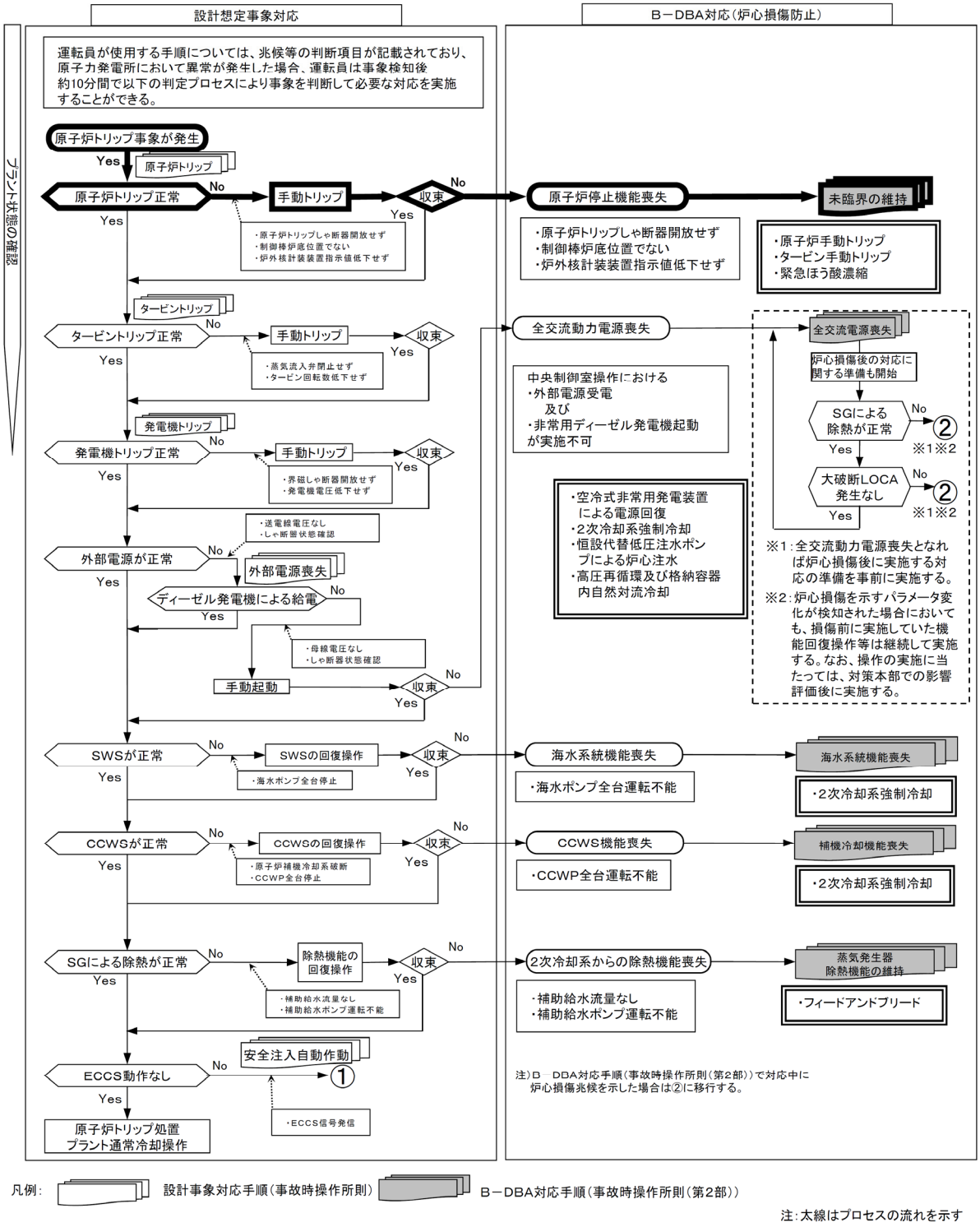
第 7.1.5.5 表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果

解析ケース	減速材 温度係数 初期値	ドップラ 効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力 バウンダリにかか る圧力の最高値
基本ケース	−13pcm/℃	設計値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度ケース	−13pcm/℃	設計値 ＋20%	考慮する※	約 19.5MPa[gage]

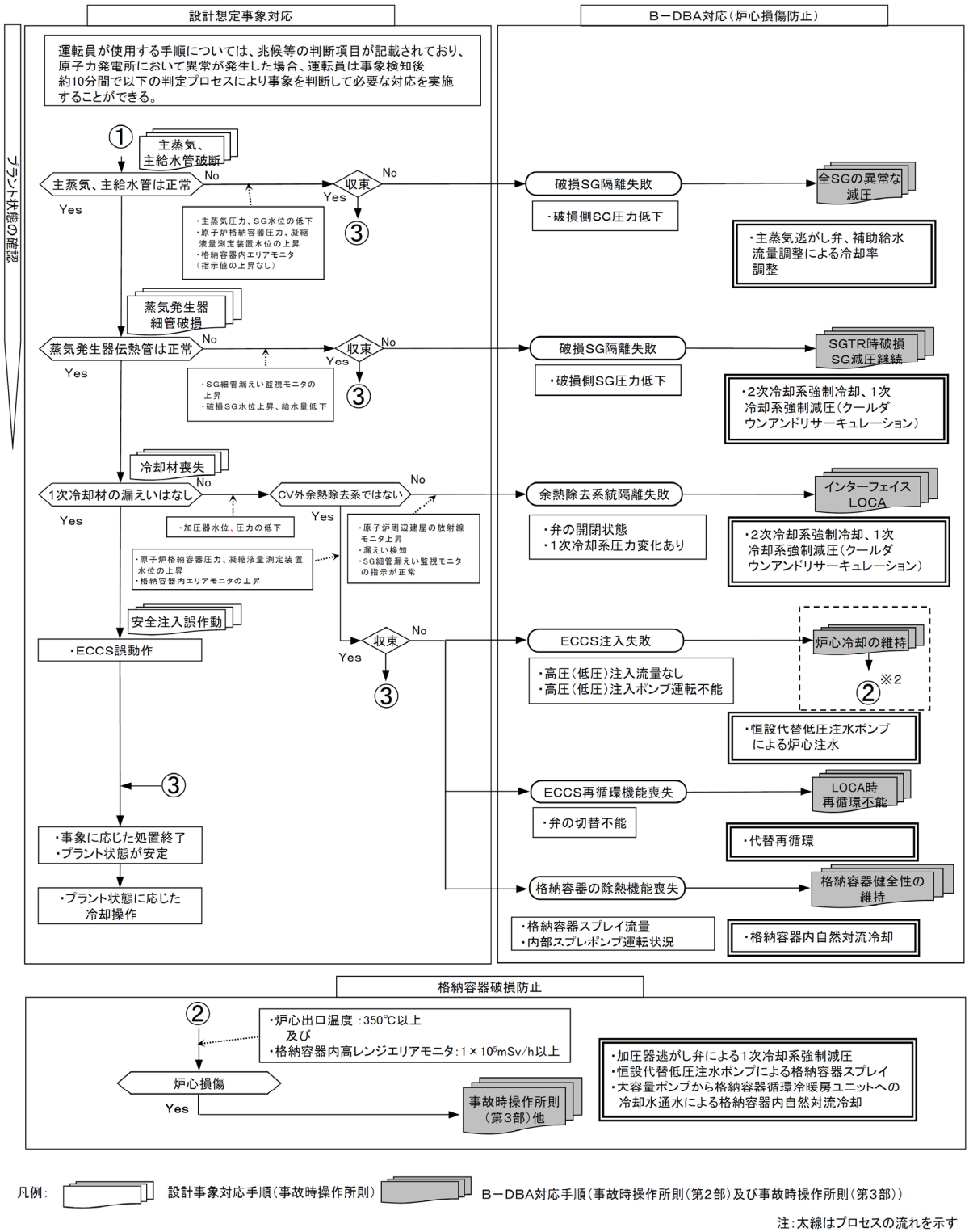
※：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値＋2%、1 次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃、1 次冷却材圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。



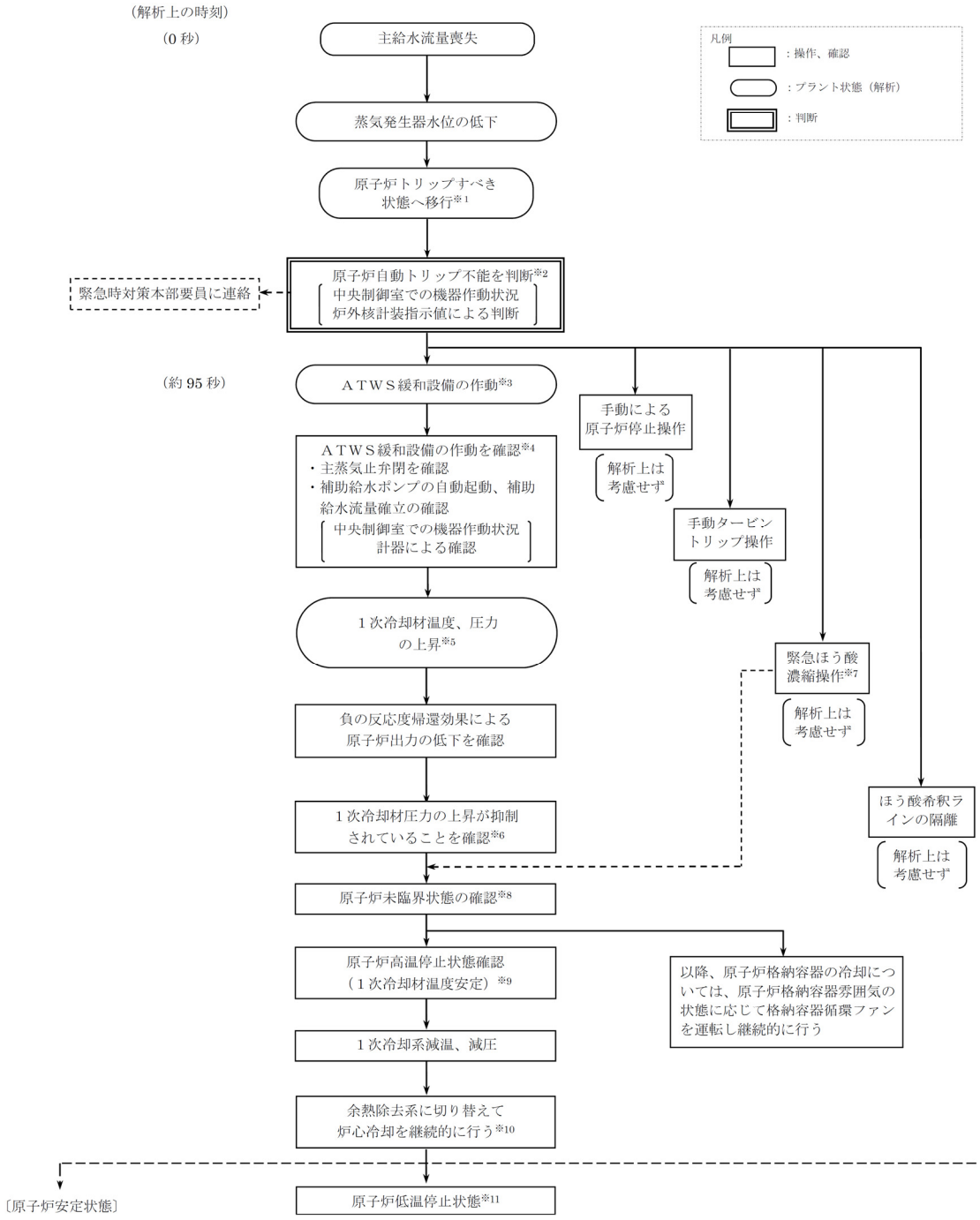
第 7.1.5.1 図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.5.2 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(1/2)

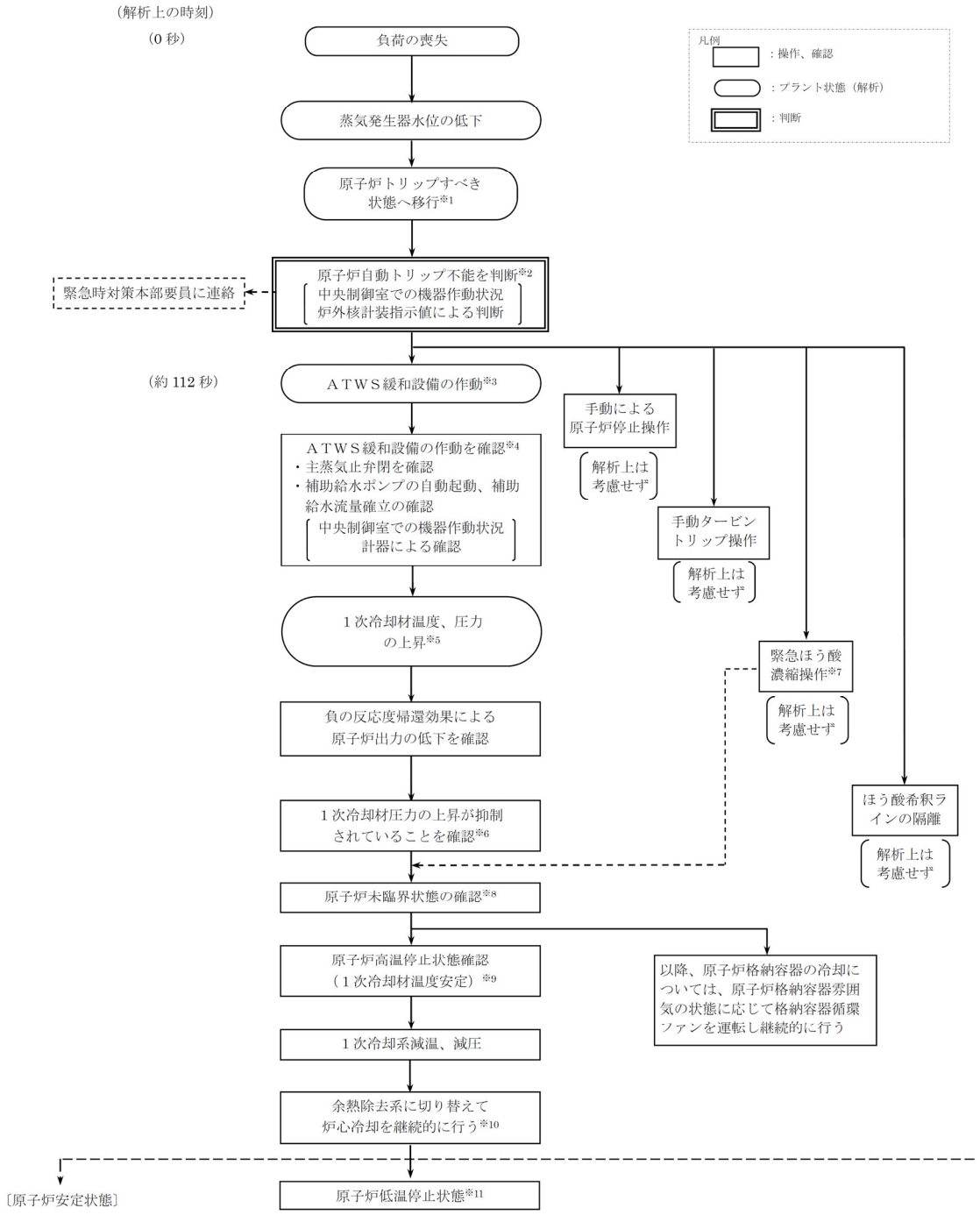


第 7.1.5.2 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(2/2)



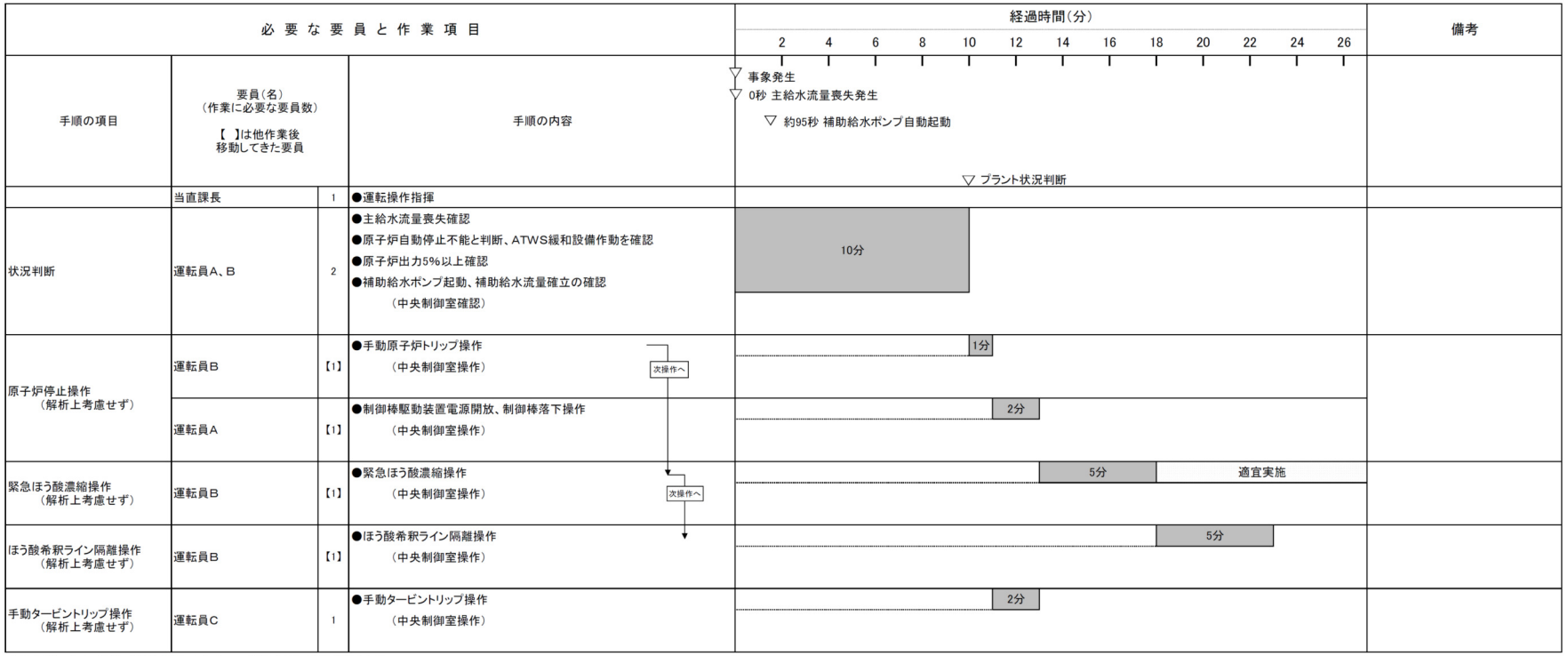
※1 ：蒸気発生器狭域水位 13%以下。
※2 ：出力領域中性子束計指示 5%以上又は中間領域起動率計指示が正。
※3 ：主給水流量喪失により蒸気発生器狭域水位が 9%以下まで低下すればＡＴＷＳ緩和設備が作動する。
※4 ：ＡＴＷＳ緩和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解析上、考慮していない。
※5 ：主蒸気止弁閉及び蒸気発生器水位の低下による除熱機能の低下により１次冷却材温度及び圧力が上昇する。
※6 ：原子炉出力の低下及び補助給水による１次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される。
※7 ：原子炉を未臨界にするため、緊急ほう酸濃縮を実施する（準備完了次第実施する。）。
※8 ：出力領域中性子束計指示が 5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負を確認。
サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認。
※9 ：燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了。
※10：冷却材圧力（広域）計指示が 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示が 177℃以下になれば、余熱除去系による冷却が可能。
※11：１次冷却材温度 93℃以下、低温停止ほう素濃度。

第 7.1.5.3 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）



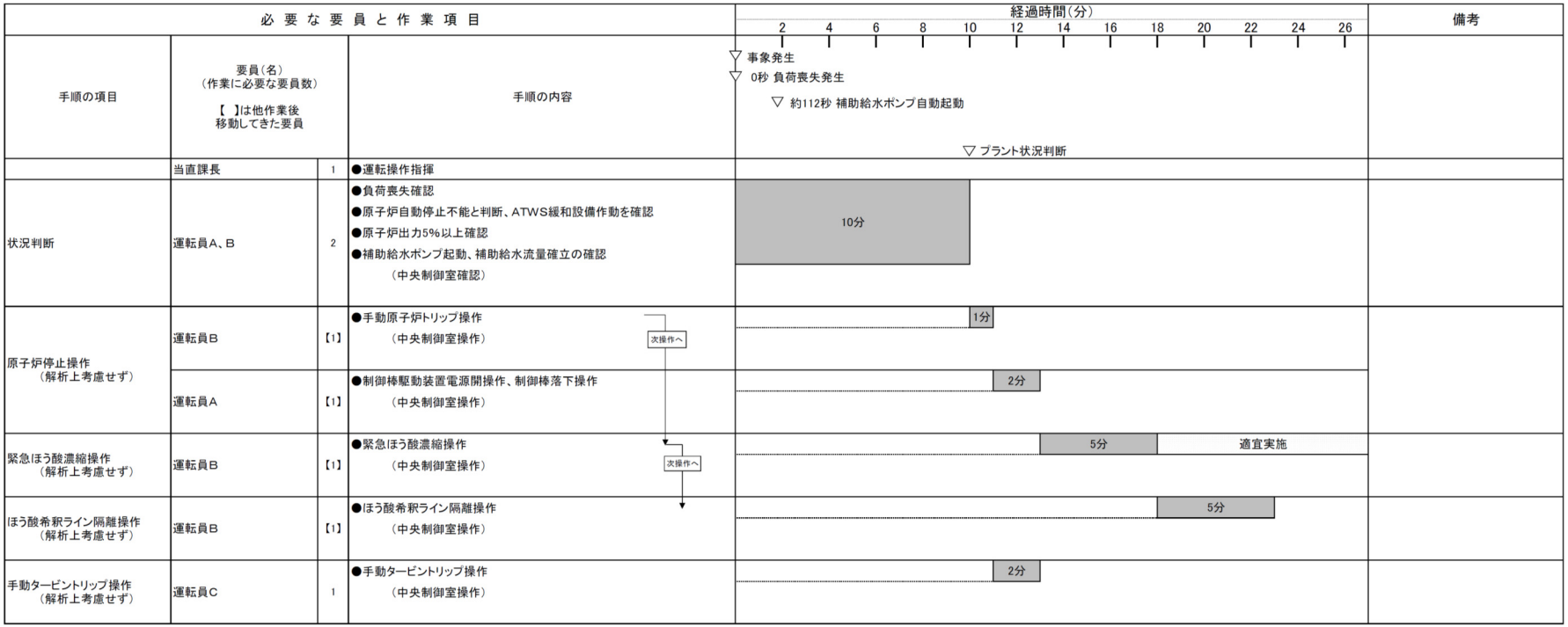
※1 ：蒸気発生器狭域水位 13%以下。
※2 ：出力領域中性子束計指示が 5%以上又は中間領域起動率計指示が正。
※3 ：負荷の喪失により蒸気発生器狭域水位が 9%以下まで低下すればＡＴＷＳ緩和設備が作動する。
※4 ：ＡＴＷＳ緩和設備の機能としてタービントリップも含まれるが、解析上、考慮していない。
※5 ：主蒸気止弁閉及び蒸気発生器水位の低下による除熱機能の低下により１次冷却材温度及び圧力が上昇する。
※6 ：原子炉出力の低下及び補助給水による１次冷却材の冷却により圧力の上昇が抑制される。
※7 ：原子炉を未臨界にするため、緊急ほう酸濃縮を実施する（準備完了次第実施する。）。
※8 ：出力領域中性子束計指示が 5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負を確認。
サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認。
※9 ：燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了。
※10：冷却材圧力（広域）計指示が 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示が 177℃以下になれば、余熱除去系による冷却が可能。
※11：１次冷却材温度 93℃以下、低温停止ほう素濃度。

第 7.1.5.4 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）



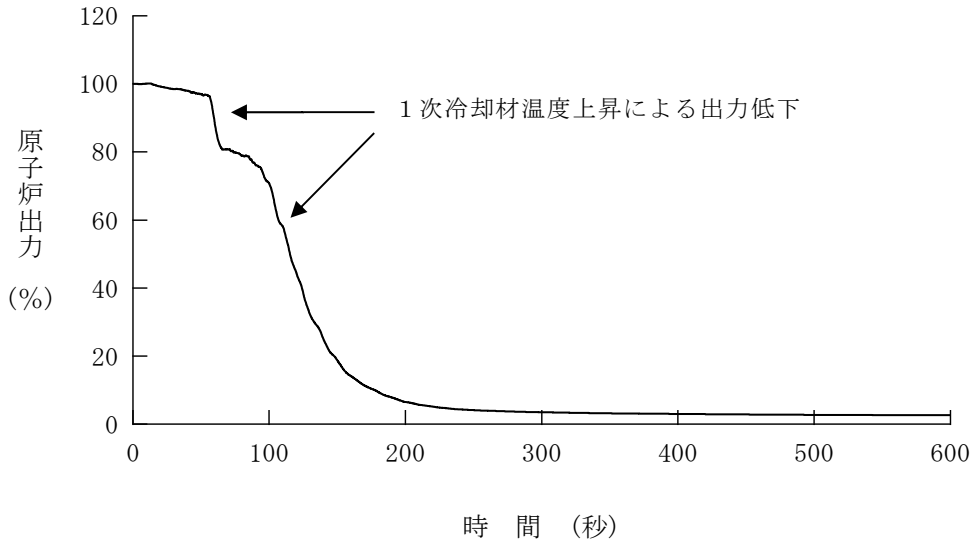
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.1.5.5 図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗）

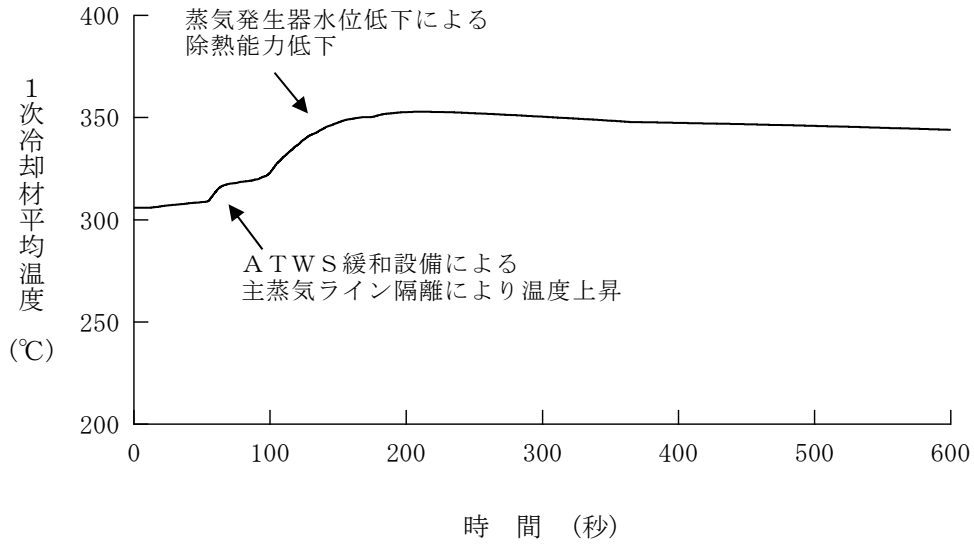


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

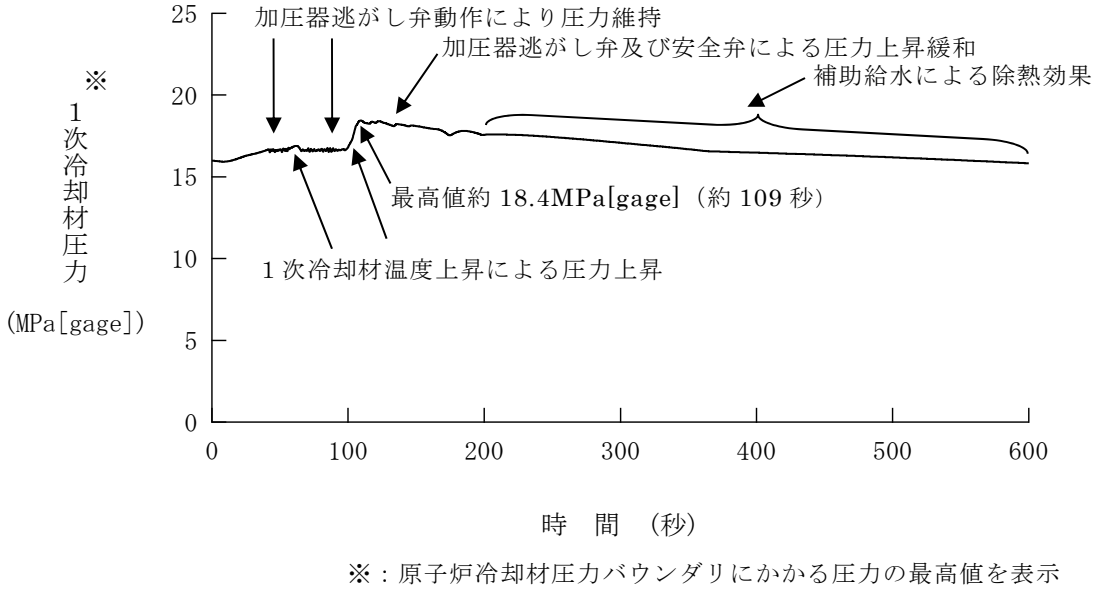
第 7.1.5.6 図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗）



第 7.1.5.7 図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失）

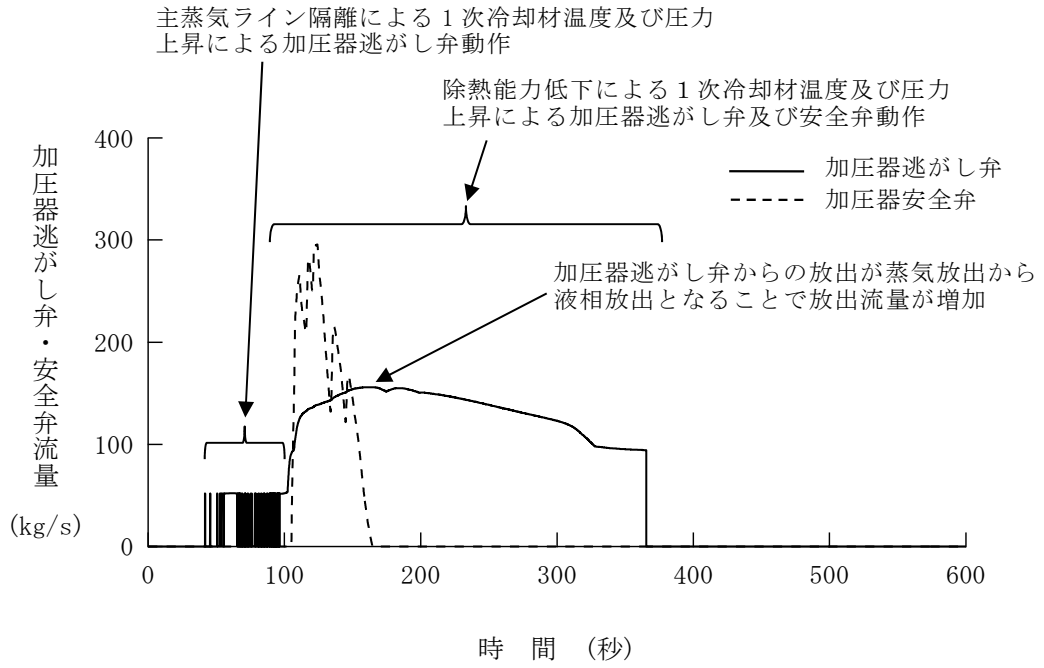


第 7.1.5.8 図　１次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）

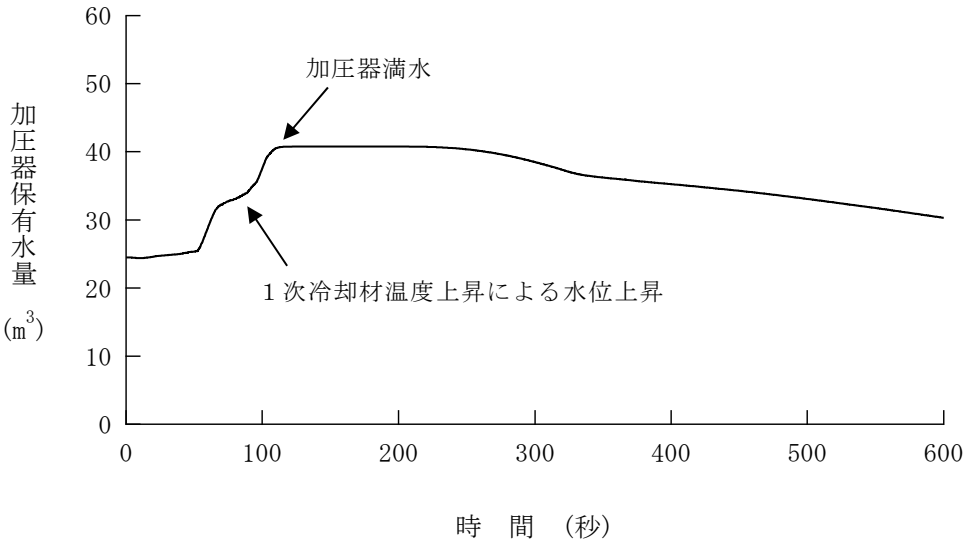


※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

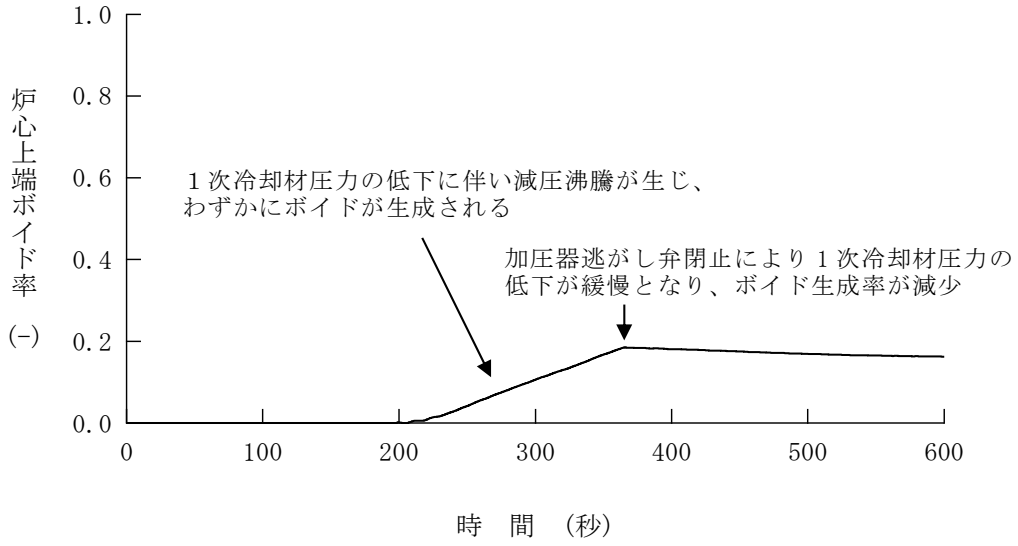
第 7.1.5.9 図　1 次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）



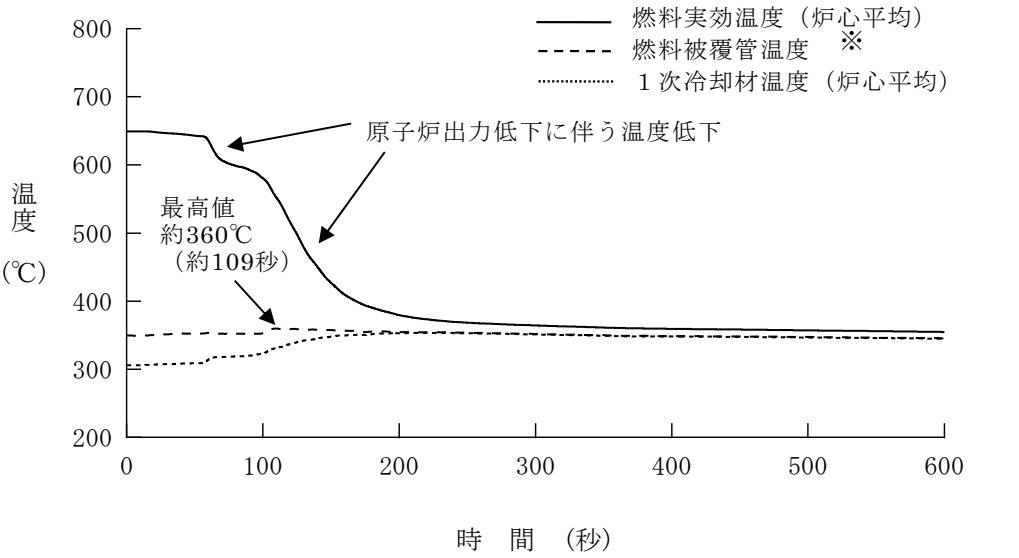
第 7.1.5.10 図　加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.11 図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）

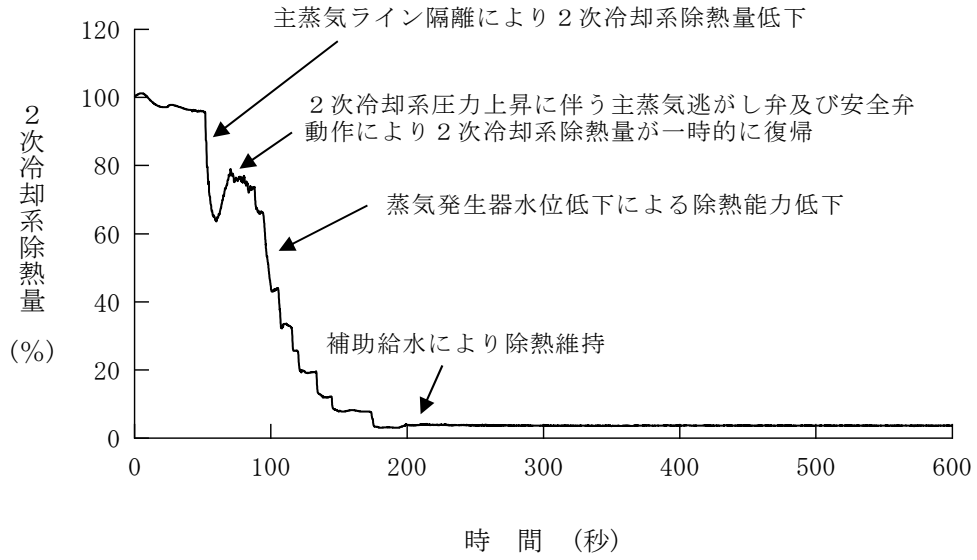


第 7.1.5.12 図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）

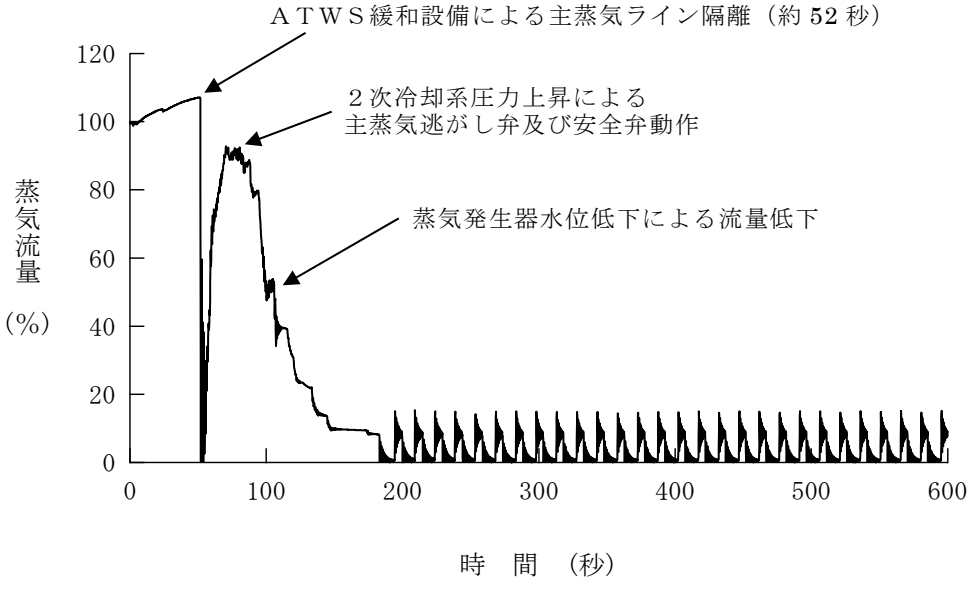


※：燃料被覆管温度は、３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

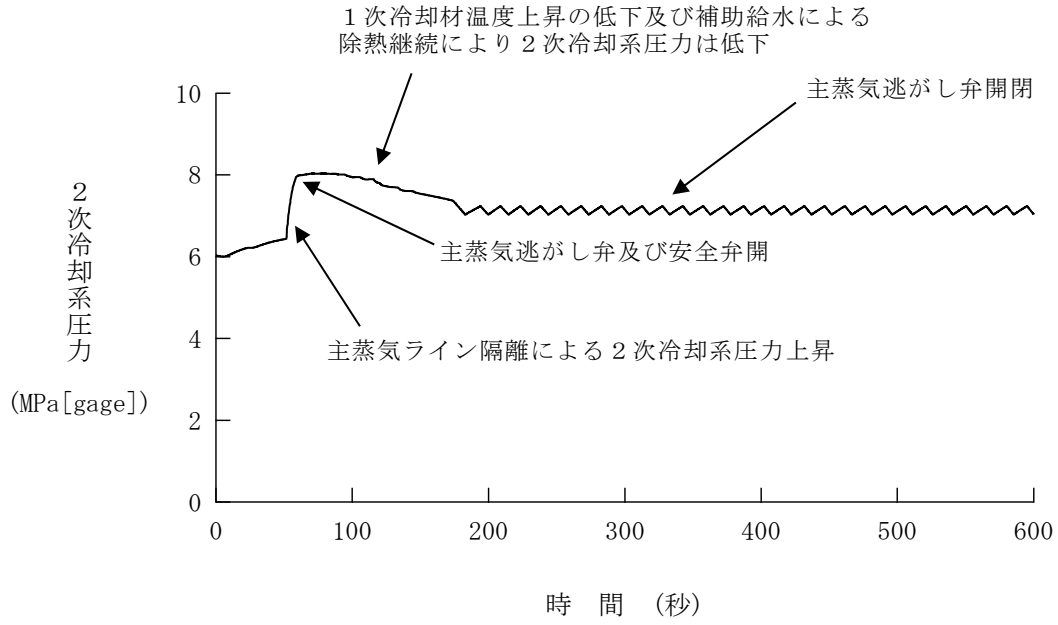
第 7.1.5.13 図　燃料実効温度と 1 次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）



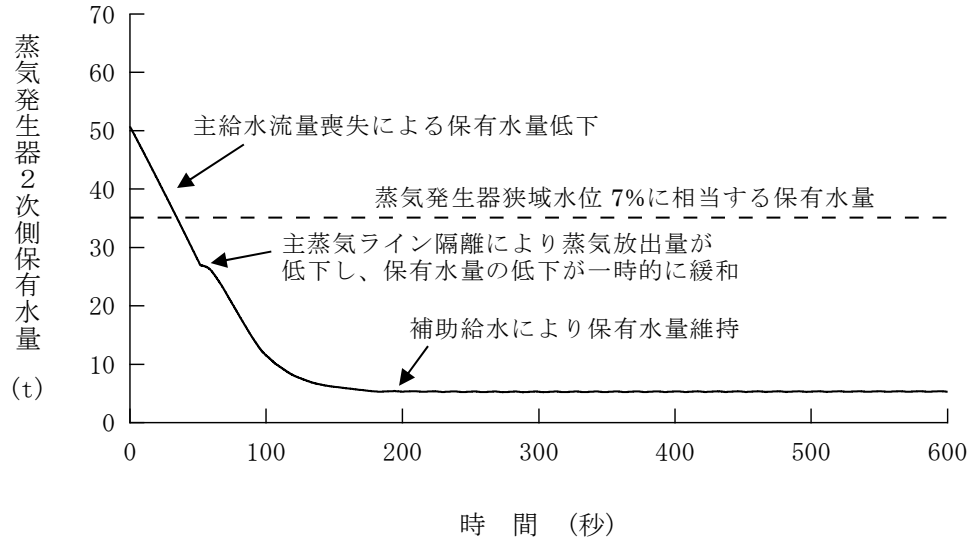
第 7.1.5.14 図　２次冷却系除熱量の推移（主給水流量喪失）



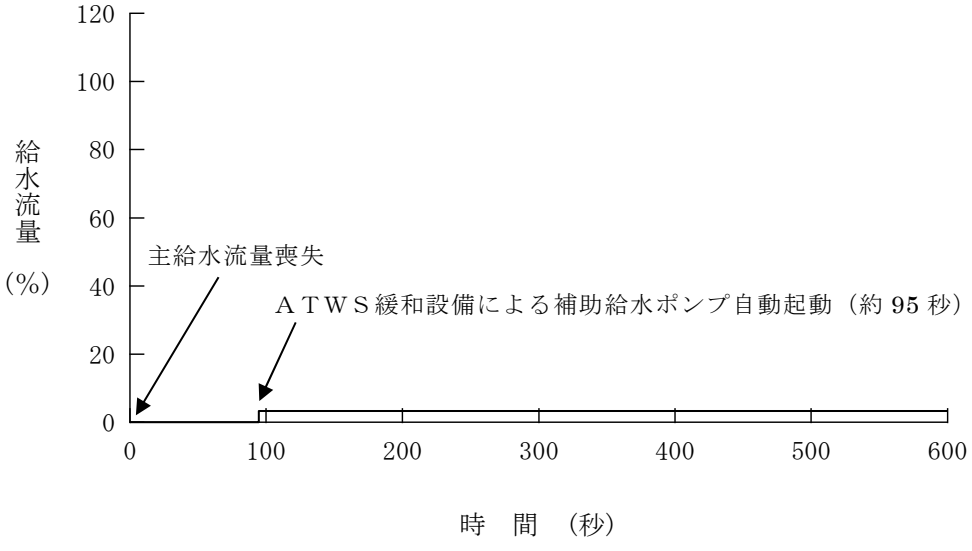
第 7.1.5.15 図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失）



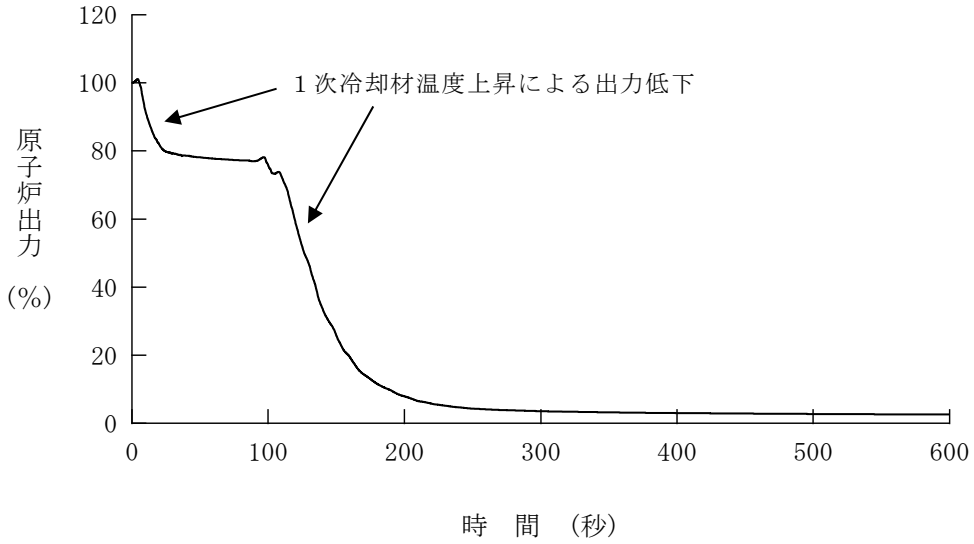
第 7.1.5.16 図　２次冷却系圧力の推移（主給水流量喪失）



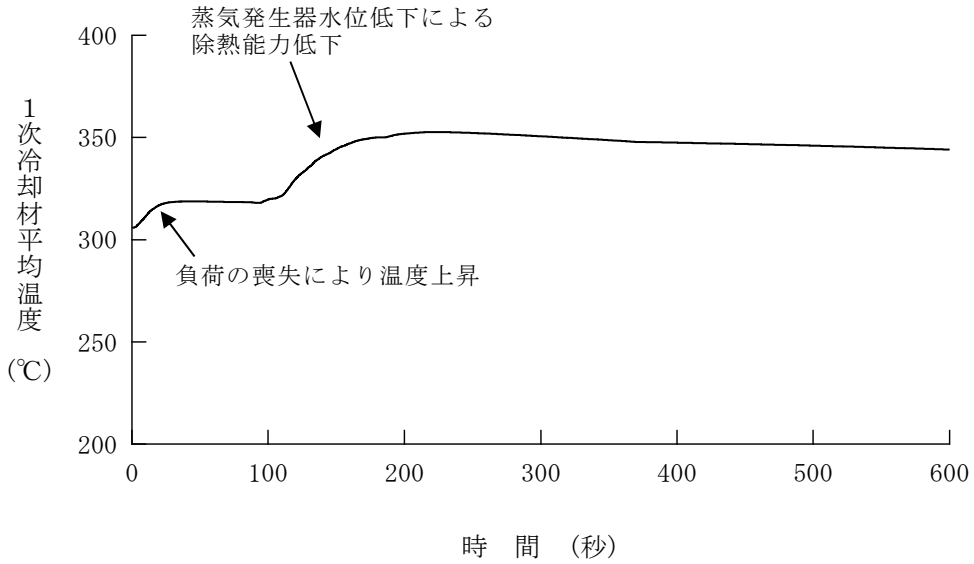
第 7.1.5.17 図　蒸気発生器 2 次側保有水量の推移（主給水流量喪失）



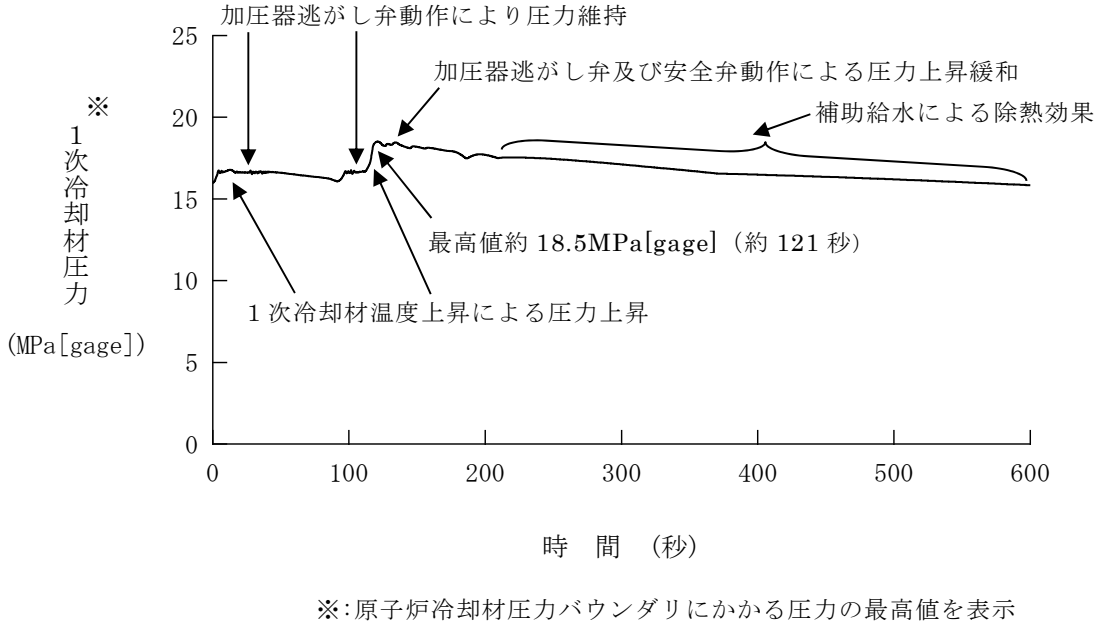
第 7.1.5.18 図　給水流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.19 図　原子炉出力の推移（負荷の喪失）

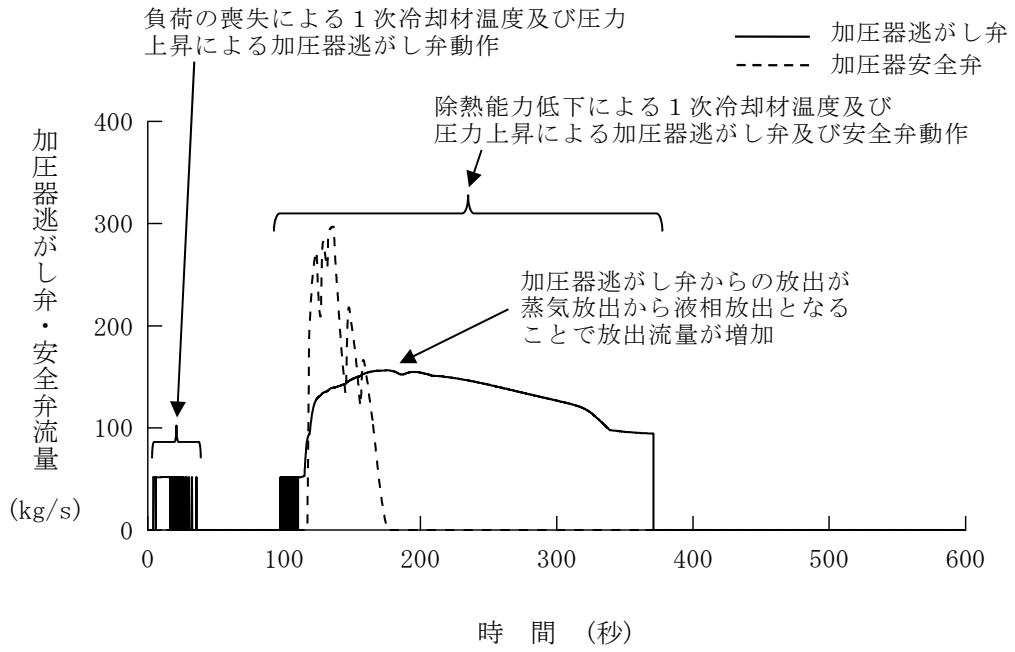


第 7.1.5.20 図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）

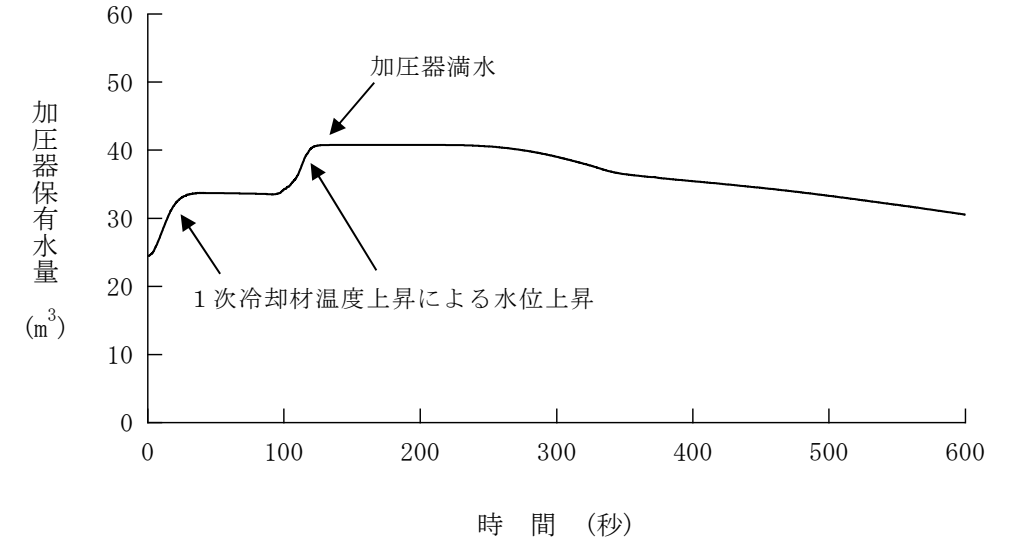


※:原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

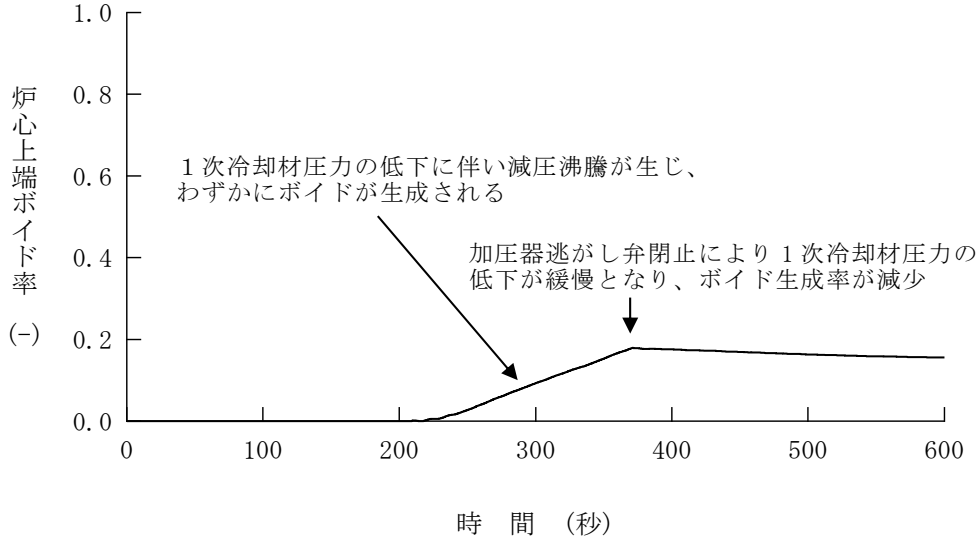
第 7.1.5.21 図　1 次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）



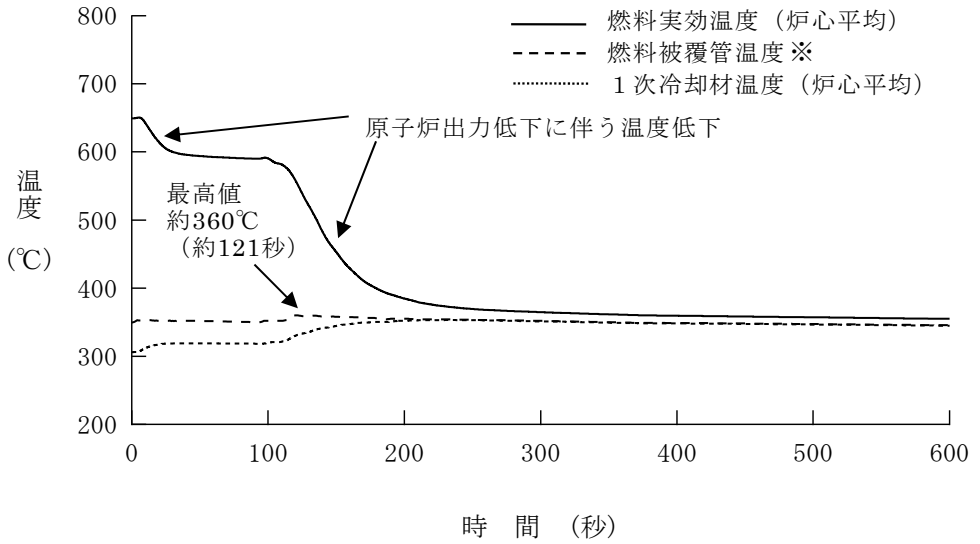
第 7.1.5.22 図　加圧器逃がし弁及び安全弁流量の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.23 図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）

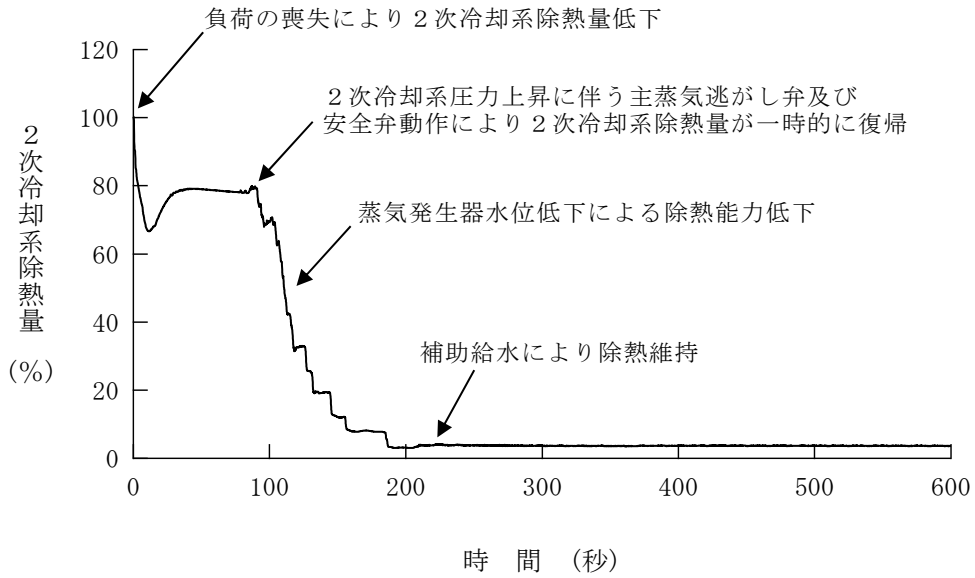


第 7.1.5.24 図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）

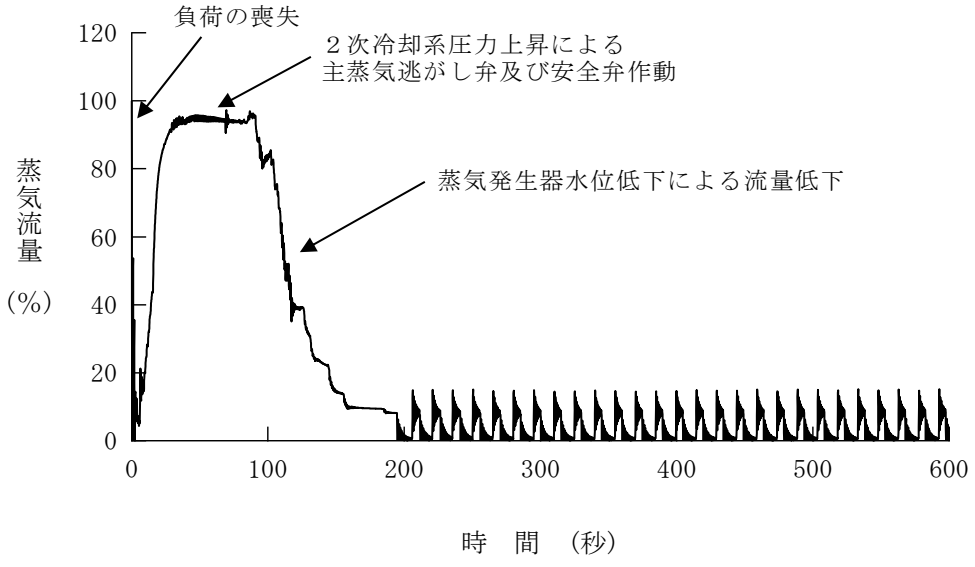


※：燃料被覆管温度は、３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

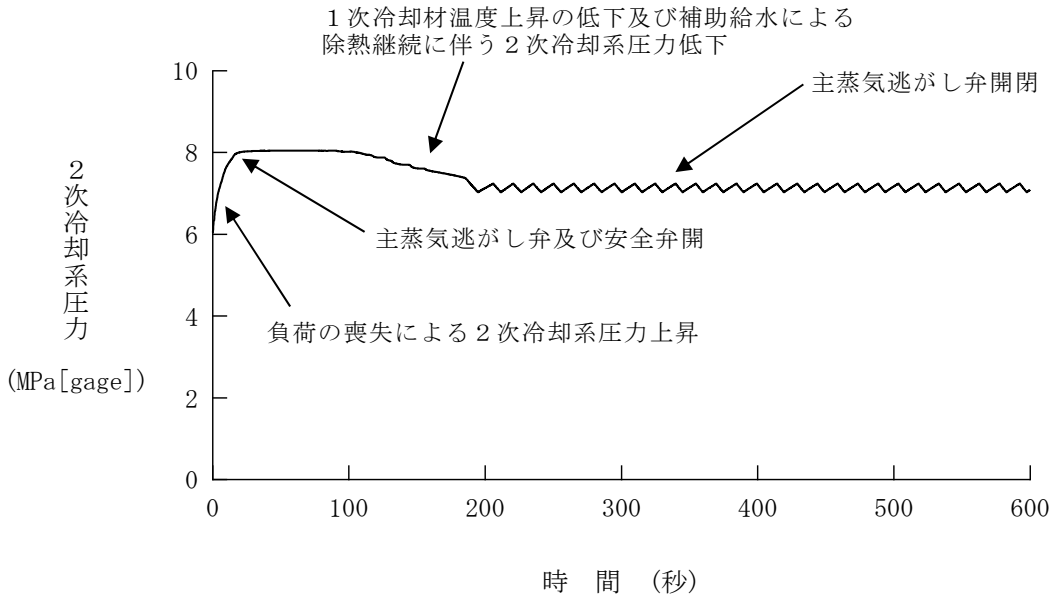
第 7.1.5.25 図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）



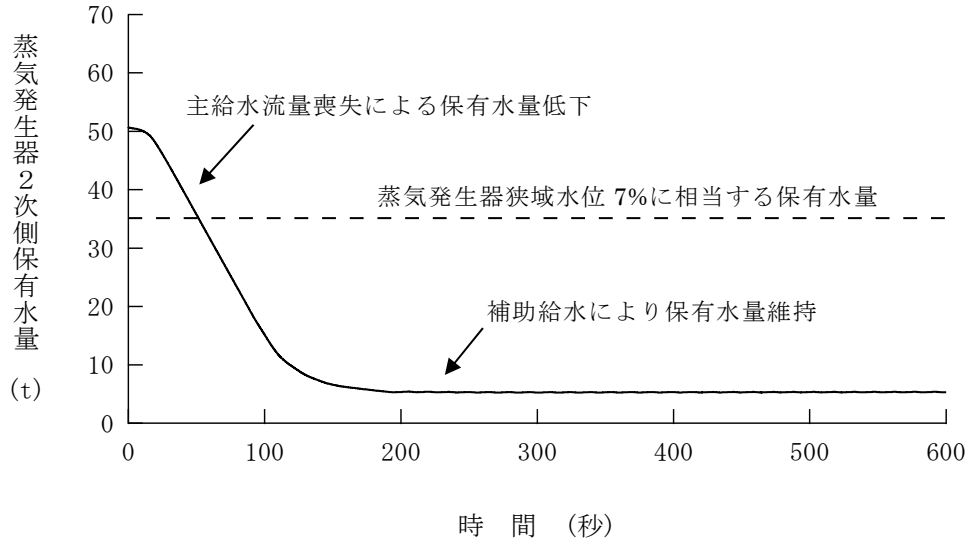
第 7.1.5.26 図　２次冷却系除熱量の推移（負荷の喪失）



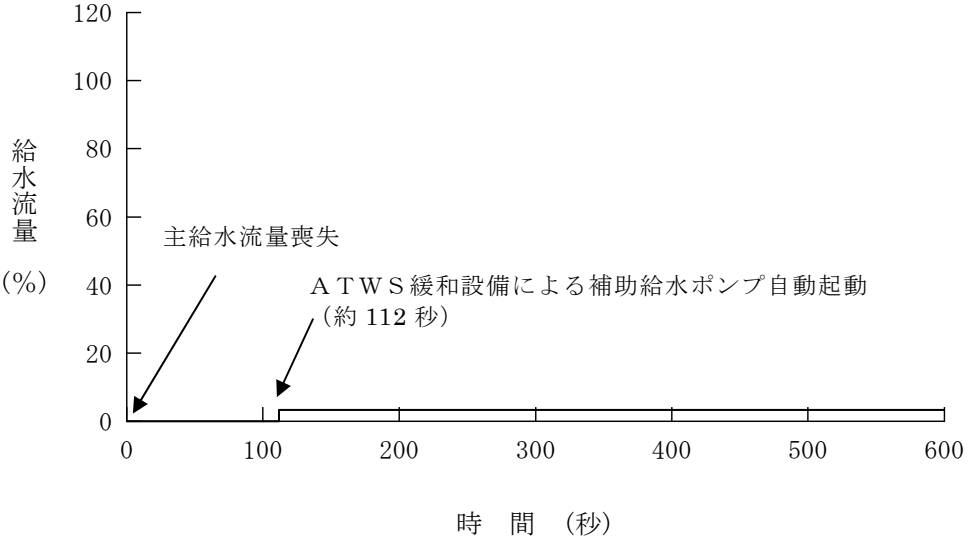
第 7.1.5.27 図　蒸気流量の推移（負荷の喪失）



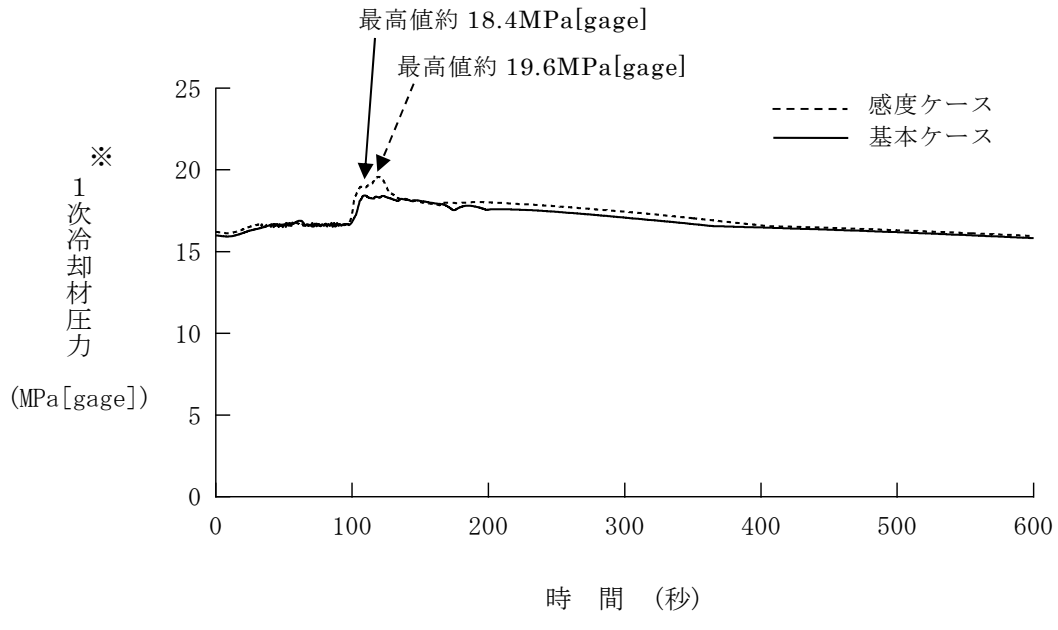
第 7.1.5.28 図　２次冷却系圧力の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.29 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）

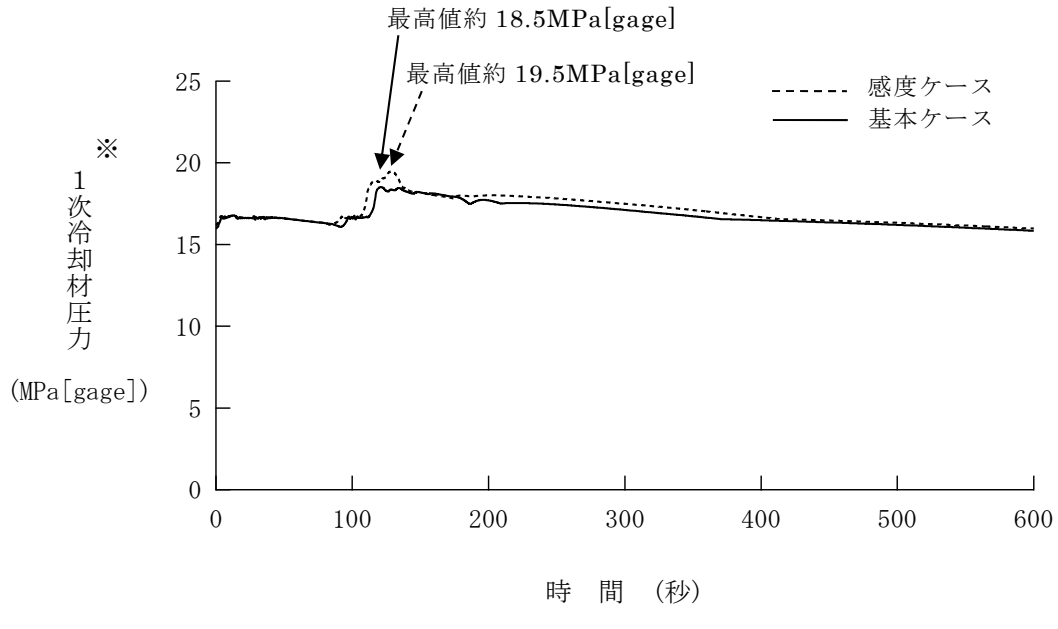


第 7.1.5.30 図　給水流量の推移（負荷の喪失）



※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.31 図　1 次冷却材圧力の推移（主給水流量喪失）
（初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）



※：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.32 図　1 次冷却材圧力の推移（負荷の喪失）
（初期定常誤差及びドップラ効果の感度確認）

7.1.6 ＥＣＣＳ注水機能喪失

7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」、「極小ＬＯＣＡ時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」及び「ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡが発生し、高圧注入機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、１次冷却系保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次冷却系を強制的に減圧することにより、１次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環及び内

部スプレポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.6.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.6.2 図から第 7.1.6.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名、この必要な要員と作業項目について第 7.1.6.6 図から第 7.1.6.8 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

c. 1 次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納

容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 高圧注入系の機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、２次冷却系強制冷却を行う。

高圧注入系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

e. 高圧注入系の機能喪失時の対応

高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。

f. 蒸気発生器２次側による炉心冷却

１次冷却系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

g. 蓄圧注入系動作の確認及びアキュムレータ出口電動弁閉操作

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入開始後、冷却材圧力（広域）計指示が 0.6MPa[gage]となればアキュムレータから１次冷却系への窒素流入防止のため、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

蓄圧注入系動作の確認及びアキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

h. 炉心注水開始の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

i. 燃料取替用水タンク補給操作

低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

j. 低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

低圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

なお、低圧注入系動作不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続して行う。

原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設

定」に示すとおり、破断口径の大きさによる１次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳しい「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」である。なお、破断口径が小さい場合は、高圧注入機能喪失時の対策として余熱除去ポンプによる低圧注入の他に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水も有効となるが、恒設代替低圧注水ポンプより余熱除去ポンプの方が炉心注水が開始される１次冷却材圧力が低いことから、１次冷却系保有水量の回復が遅くなる。このため、本重要事故シーケンスにおいては余熱除去ポンプによる低圧注入の有効性を確認することとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.6.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、中破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子

炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための1次冷却系の減圧が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約 0.15m（以下「6 インチ破断」という。）、約 0.1m（以下「4 インチ破断」という。）及び約 0.05m（以下「2インチ破断」という。）とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 余熱除去ポンプ

炉心注水に余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性 0m^3/h ～ 約 740m^3/h 、 0MPa[gage] ～ 約 0.7MPa[gage]）を用いるものとする。

(b) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

(c) 主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却に主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(d) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄

圧注入のタイミングを遅くすることで１次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) ２次冷却系強制冷却は、非常用炉心冷却設備作動信号発信の 10 分後に主蒸気逃がし弁開操作を開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

(b) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.6.3 図から第 7.1.6.5 図に示す。

a. 6 インチ破断

１次冷却材圧力、１次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.9 図から第 7.1.6.15 図に、２次冷却系圧力、補助給水流量等の２次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.16 図から第 7.1.6.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの１次冷却材の流出により、１次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 13 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系

の機能喪失を仮定することから、1 次冷却系保有水量が低下することで、事象発生の約 3.1 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。事象発生の約 4.3 分後に 1 次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力以下となることで自動的にアキュムレータからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 4.5 分後に約 521℃に到達した後、約 4.6 分後に再冠水することで、急速に低下する。

その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに、1 次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約 27 分後に低圧注入が開始され、1 次冷却系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.15 図に示すとおり、事象発生の約 4.5 分後に約 521℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は 0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。

1 次冷却材圧力は第 7.1.6.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.6.11 図に示すように、事象発生の 60 分後においても

余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 2.2 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 4 インチ破断

1 次冷却材圧力、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.19 図から第 7.1.6.25 図に、2 次冷却系圧力、補助給水流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.26 図から第 7.1.6.28 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 20 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、1 次冷却系保有水量が低下することで、事象発生の約 8.1 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次冷却系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 11 分後に、1 次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力以下となることで自動的にアキュムレータからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 17 分後に約 765℃に到達した後、約 19 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1 次冷却材圧力が低下することで、事象発生の約 33 分後に低圧注入が開始され、1 次冷却系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.25 図に示すとおり、事象発生の約 17 分後に約 765℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%にとどまることから、15%以下となる。

1 次冷却材圧力は第 7.1.6.19 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.6.21 図に示すように、事象発生の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 2.7 時間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

c. 2 インチ破断

1 次冷却材圧力、1 次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.29 図から第 7.1.6.35 図に、2 次冷却系圧力、補助給水流量等の 2 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.6.36 図から第 7.1.6.38 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ

限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 70 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、事象発生の約 11 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始し、約 12 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 19 分後に、１次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力以下となることで自動的にアキュムレータからの注水が開始されるとともに、事象発生の約 48 分後に低圧注入が開始され、１次冷却系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.35 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.6.29 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、格納容器スプレイ設備により抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における１次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.6.31 図に示すように、事象発生の 60 分後においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 4.0 時

間後に低圧再循環に切り替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入系の機能喪失を仮定することから、運転員等操作である２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウムー水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、

燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1 次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があるが、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1 次冷却系の温度及び圧力の低下が抑制されるが、1 次冷却材圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点とする 2 次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

1 次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る 2 流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2 次冷却系強制冷却による減圧時における 1 次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の 1 次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、1 次冷却材圧力の低下により発

信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次冷却系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時における１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなるが、１次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次冷却系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化に係るジルコニウムー水反応モデルは、酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用している。よって、実際の酸化発熱は解析結果に比べて小さくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなり、炉心露出に対

する余裕が大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて多くなる場合と少なくなる場合があり、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下は抑制されるが、1次冷却材圧力の低下が抑制されることにより、アキュムレータからの注水開始が遅れることから、1次冷却系保有水量の回復は遅れる。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、破断口径として、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析を実施することにより、破断流量の不確かさの影響を考慮している。

1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制

冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて小さくなり、漏えい量が少なくなるため、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.6.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるアキュムレータ初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却系からの漏えい率が変動することで、1次冷却材圧力の低下に影響を与える。このため、1次冷却材圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号を起点とする2次冷却系強制冷却の開始時間が変動する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却系からの漏えい率及び

１次冷却材の蒸散率が低下することで、１次冷却系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、１次冷却系からの漏えい率が変動することで、１次冷却系保有水量に影響を与えることから、6 インチ破断、4 インチ破断及び 2 インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を評価した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

ⅰ．6 インチ破断

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに、１次冷却材圧力の低下が早くなり、ループシールが形成されることで炉心水位は低下するが、早期にループシールが解除されることで炉心水位は上昇に転じ、さらに蓄圧注入が開始されることで炉心は再冠水する。その後、２次冷却系強制冷却の開始後に低圧注入が開始される。

ⅱ．4 インチ破断

事象初期の破断流量及び１次冷却材圧力の低下は 2 インチ破断と 6 インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、１次冷却系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後、１次冷却材圧力の低下により蓄圧注入が開始されるとともに、２次冷却系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。

ⅲ．2 インチ破断

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく１次冷却材圧力の低下が遅いため、２次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入が開始される。その後、ループシールの形成により一時的に炉心水位は低下するが、ループシールが解除されることで炉心水位は回復し、燃料被覆管温度は初期

値以下にとどまる。その後、低圧注入が開始される。

ⅳ. 4 インチから 2 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに 1 次冷却材圧力の低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、2 次冷却系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1 次冷却系保有水量の低下が少なく、炉心が露出しにくくなることから、4 インチ破断より燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。

ⅴ. 4 インチから 6 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに 1 次冷却材圧力の低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2 次冷却系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低圧注入開始までの時間が比較的早くなることから、4 インチ破断より燃料被覆管温度は低下する傾向となる。

アキュムレータの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している初期保有水量よりも多くなることによりアキュムレータ気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなるため、1 次冷却系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至り燃料被覆管温度の観点から最も厳しい 4 インチ破断において最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.6.39 図から第 7.1.6.41 図に示すとおり、4 インチ破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、アキュムレータからの注水流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約 800℃となる。よって、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり、アキュムレータ初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことが確認された。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

２次冷却系強制冷却の開始は、第 7.1.6.6 図から第 7.1.6.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

２次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなることで、操作開始が早くなる。操作開始が早くなる場合は、１次冷却系からの漏えい率が小さくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

一方、破断口径等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなることで、操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、１次冷却系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることが考えられるが、「7.1.6.3(3) 操作時間余裕の把握」において非常用炉心冷却設備作動信号発信 11 分後の２次冷却系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れが生じた場合においても、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

２次冷却系強制冷却の操作時間余裕を確認するため、２次冷却系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、4 インチ破断及び 2 インチ破断のケースにおいて、２次冷却系強制冷却について、解析上の操作開始時間は非常用炉心冷却設備作動信号発信の 11 分後であるのに対し、5 分遅くした 16 分後に開始する場合の感度解析を実施した。4 インチ破断の解析結果は第 7.1.6.42 図から第 7.1.6.47 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで１次冷却材圧力がわずかに高く推移し、１次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約 822℃となる。また、2 インチ破断の解析結果は第 7.1.6.48 図から第 7.1.6.53 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで１次冷却材圧力がわずかに高く推移し、１次冷却系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなることで炉心が露出し、燃料被覆管最高温度は約 539℃となるが、いずれも燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 15 分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による２次冷却系強制冷却等を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。なお、要員の配置に

よる他の操作に与える影響はない。

7.1.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後、低圧再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.6.5 結論

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心注水ができなくなることで、１次冷却系保有水量が減少し、炉心の冷却能力が低下することにより、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水、長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環及び内部スプレポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を実施することにより、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることで、破断口径が比較的大きい 6 インチ破断及び 4 インチ破断については炉心が一時的に露出するものの、蓄圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下する。破断口径が比較的小さい 2 インチ破断については、炉心が露出することはない。いずれの破断口径においても、長期的には低圧注入により炉心の冠水状態を維持する。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」において、２次冷却系強制冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ注水機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.6.1 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. １次冷却材の漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
d. 高圧注入系の機能喪失の判断	・充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、安全注入流量が確認できない場合は、高圧注入系の機能喪失と判断する。 ・非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、２次冷却系強制冷却を行う。	－	－	安全注入流量 燃料取替用水タンク水位
e. 高圧注入系の機能喪失時の対応	・高圧注入系の機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 蒸気発生器２次側による炉心冷却	・１次冷却系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温、減圧を行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
g. 蓄圧注入系動作の確認及びアキュムレータ出口電動弁閉操作	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 ・蓄圧注入開始後、冷却材圧力（広域）計指示が0.6MPa[gage]となればアキュムレータから１次冷却系への窒素流入防止の為、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
h. 炉心注水開始の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。 ・低圧注入系動作不能を確認した場合は、恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了次第、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 【恒設代替低圧注水ポンプ】 【空冷式非常用発電装置】	【可搬式オイルポンプ】	余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
i. 燃料取替用水タンク補給操作	・低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.6.1表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」における重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。 ・以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。 ・低圧注入系動作不能の場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水からＡ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続して行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 【Ａ、Ｂ内部スプレポンプ】 【Ａ内部スプレクーラ】 【代替再循環配管】	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.6.2 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の主要解析条件（中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗）(1/3)

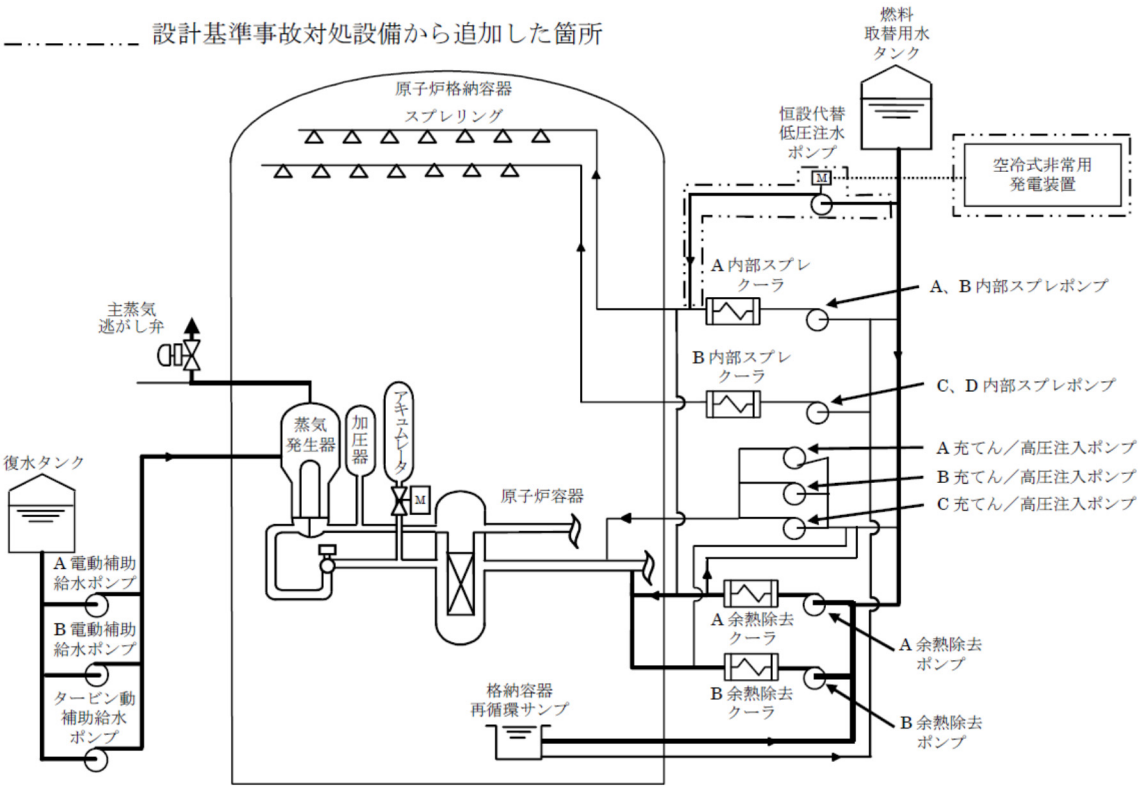
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材 平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材平均温度（１次冷却系保有エネルギー）が高いと２次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなり、蓄圧注入のタイミングが遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから、厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t （１基当たり）	設計値として設定。
事故条件	起因事象	中破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：約 0.15m（６インチ） 約 0.1m （４インチ） 約 0.05m（２インチ）	中破断ＬＯＣＡが発生するものとして設定。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定する。破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための１次冷却系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として設定。

第 7.1.6.2 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の主要解析条件（中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗）(2/3)

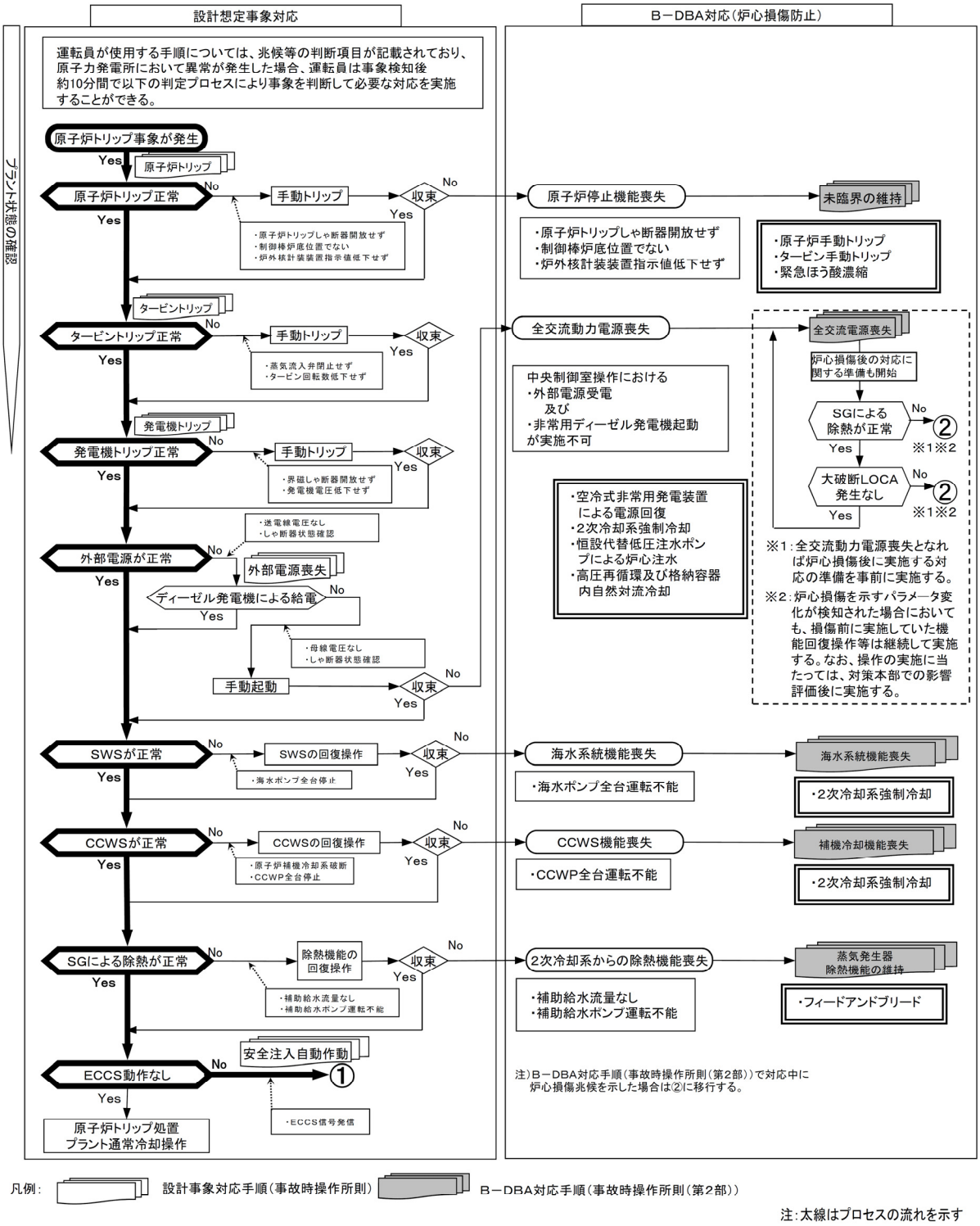
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能喪失	高圧注入系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と 加圧器水位低の一致 （11.66MPa[gage]、水位検出器下端） （応答時間 2.0 秒） あるいは原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低い値として、非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	余熱除去ポンプ	最小注入特性（2 台） （低圧注入特性： 0m^3/h～約 740m^3/h、 0MPa[gage]～約 0.7MPa[gage]）	炉心冷却性を厳しくする観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値 到達の 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m^3/h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.6.2 表　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の主要解析条件（中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗）(3/3)

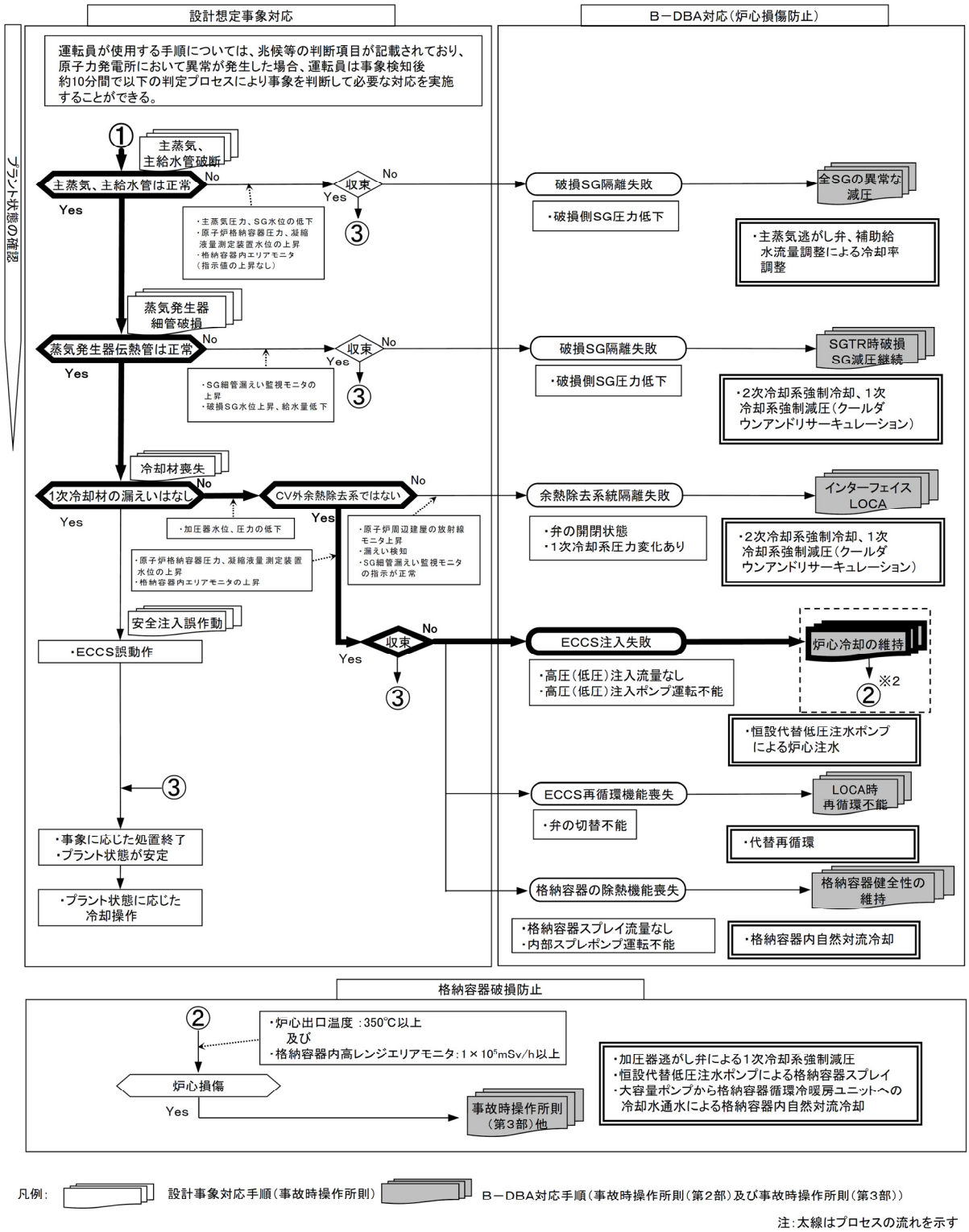
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気逃がし弁	定格主蒸気流量の 10% （1 個当たり）	主蒸気逃がし弁 1 個あたり設計値である定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理できる流量として設定。
	アキュムレータ 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ 保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	2 次冷却系 強制冷却開始 (主蒸気逃がし弁開)	非常用炉心冷却設備作動信号発信の 10 分後に開始し 1 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、主蒸気逃がし弁の中央制御室操作に 1 分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。



第 7.1.6.1 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図

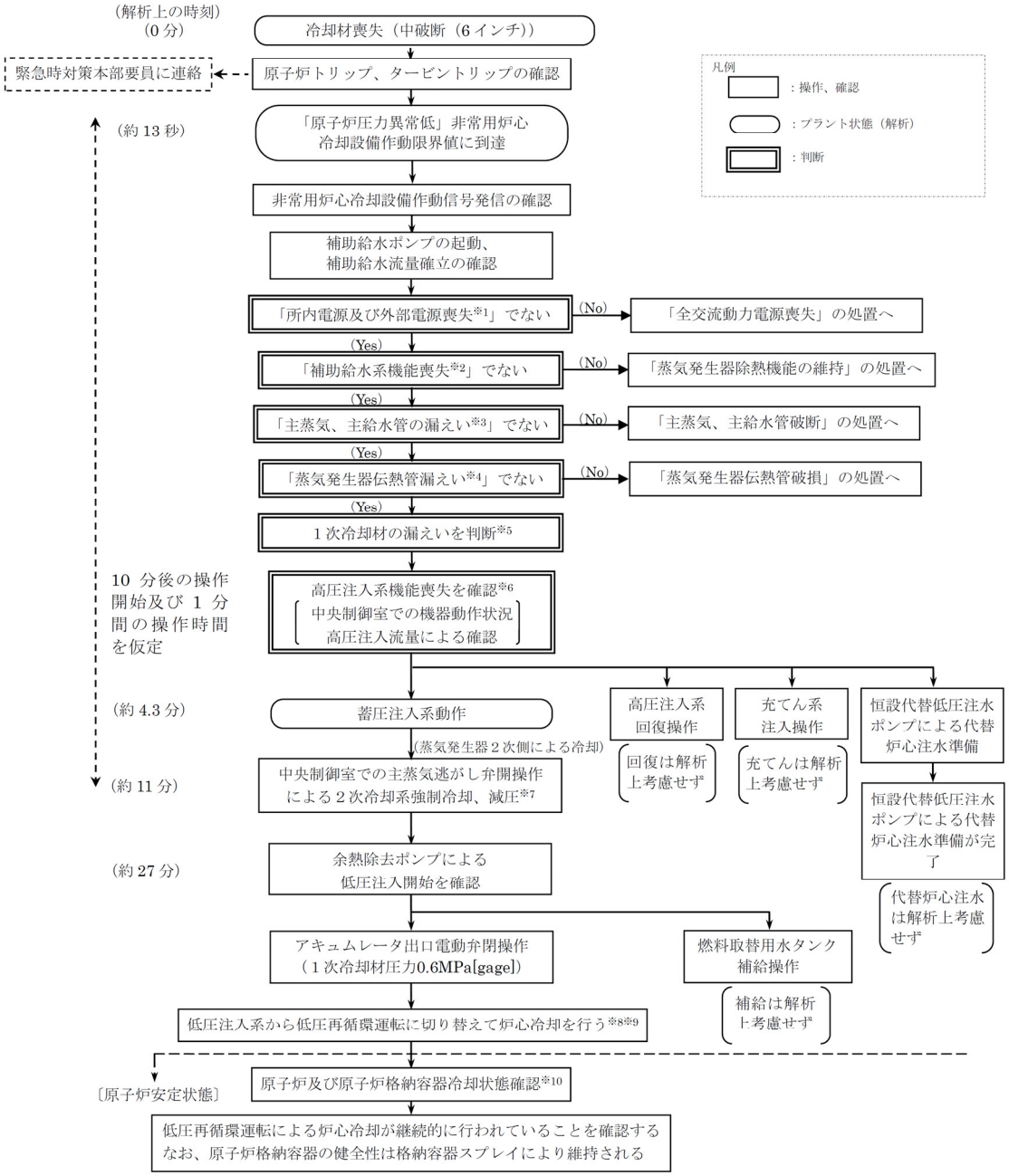


第 7.1.6.2 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）（1/2）



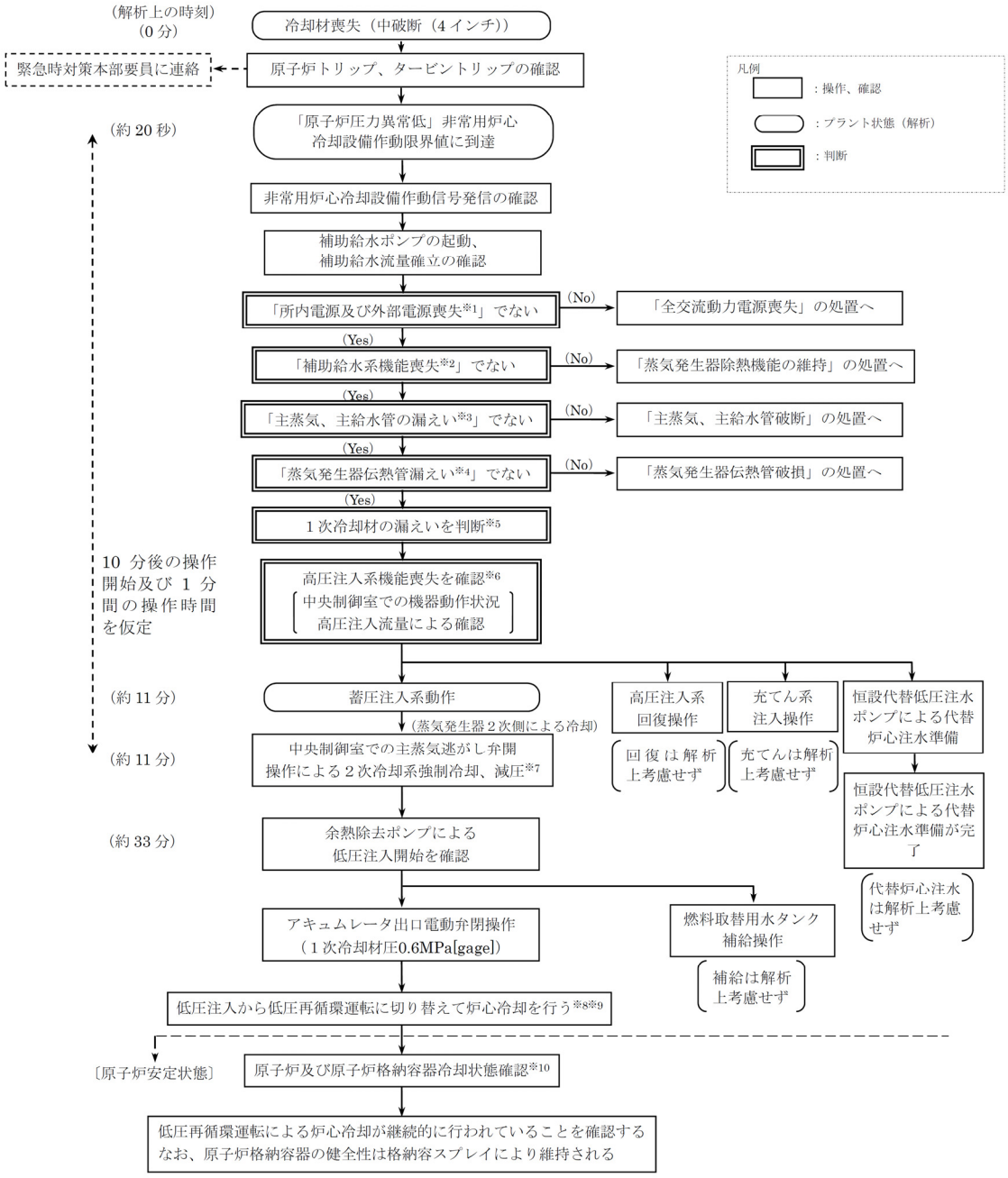
第 7.1.6.2 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要

（判定プロセス）(2/2)



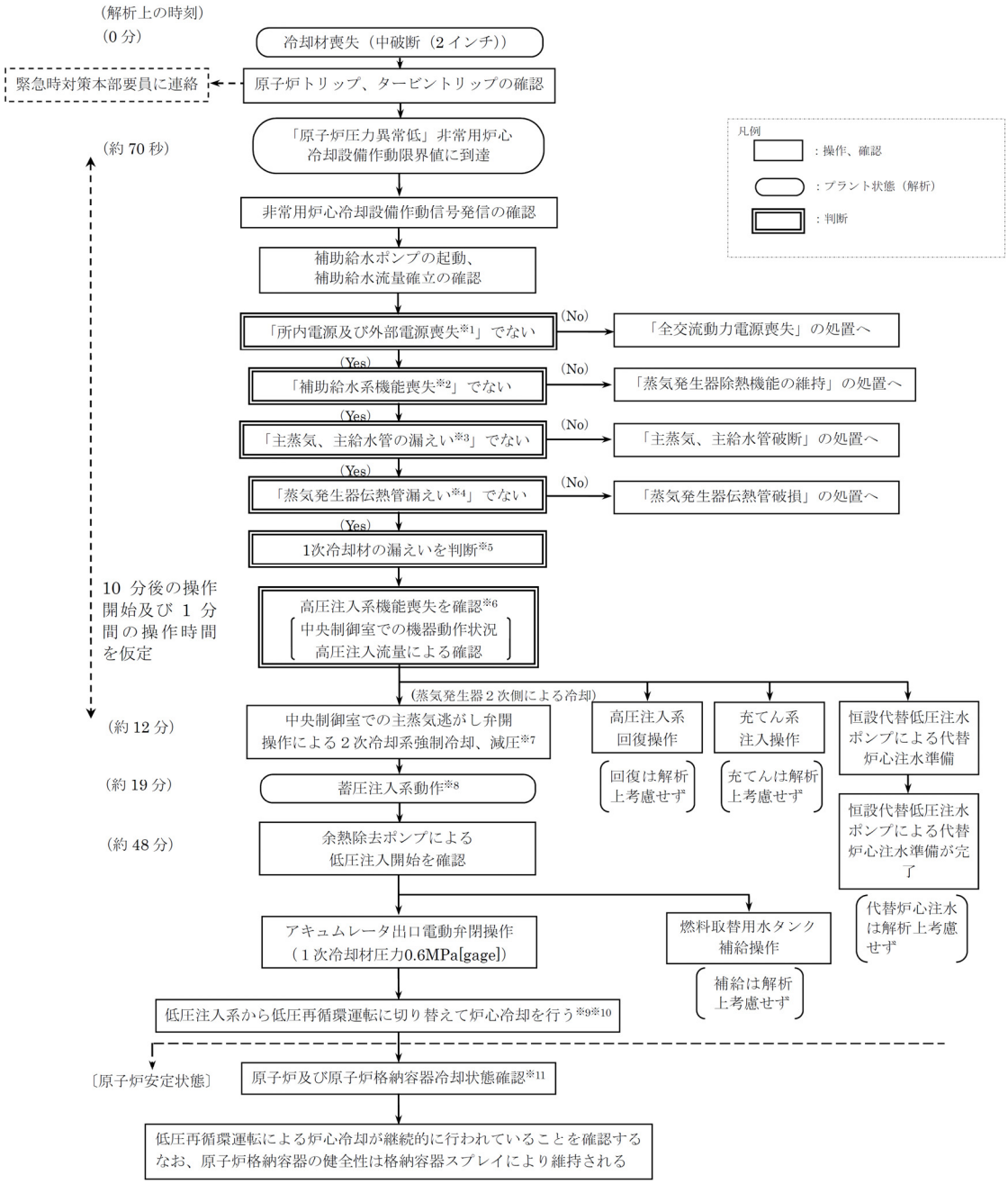
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：すべての蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%未満及びすべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満。
※3 ：蒸気発生器水位及び圧力の低下、主蒸気流量上昇。
※4 ：蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ上昇、蒸気発生器水位及び圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下。
※5 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※6 ：高圧注入流量が確認できない場合、又は炉心出口温度 350℃以上。
※7 ：冷却材喪失及び高圧注入喪失と判断した後、主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却を実施する。
※8 ：低圧再循環運転
・余熱除去クーラへの原子炉補機冷却水供給。
・余熱除去ポンプ水源切替え（燃料取替用水タンク→格納容器再循環サンプ）
・低圧再循環運転を開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を閉操作する。
※9 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、低圧再循環運転への切替えを実施する。
※10：状態確認は低温停止ほう素濃度確認（必要により濃縮）及び 1 次冷却材温度 93℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.6.3 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（6 インチ破断）＋高圧注入失敗」の事象進展）



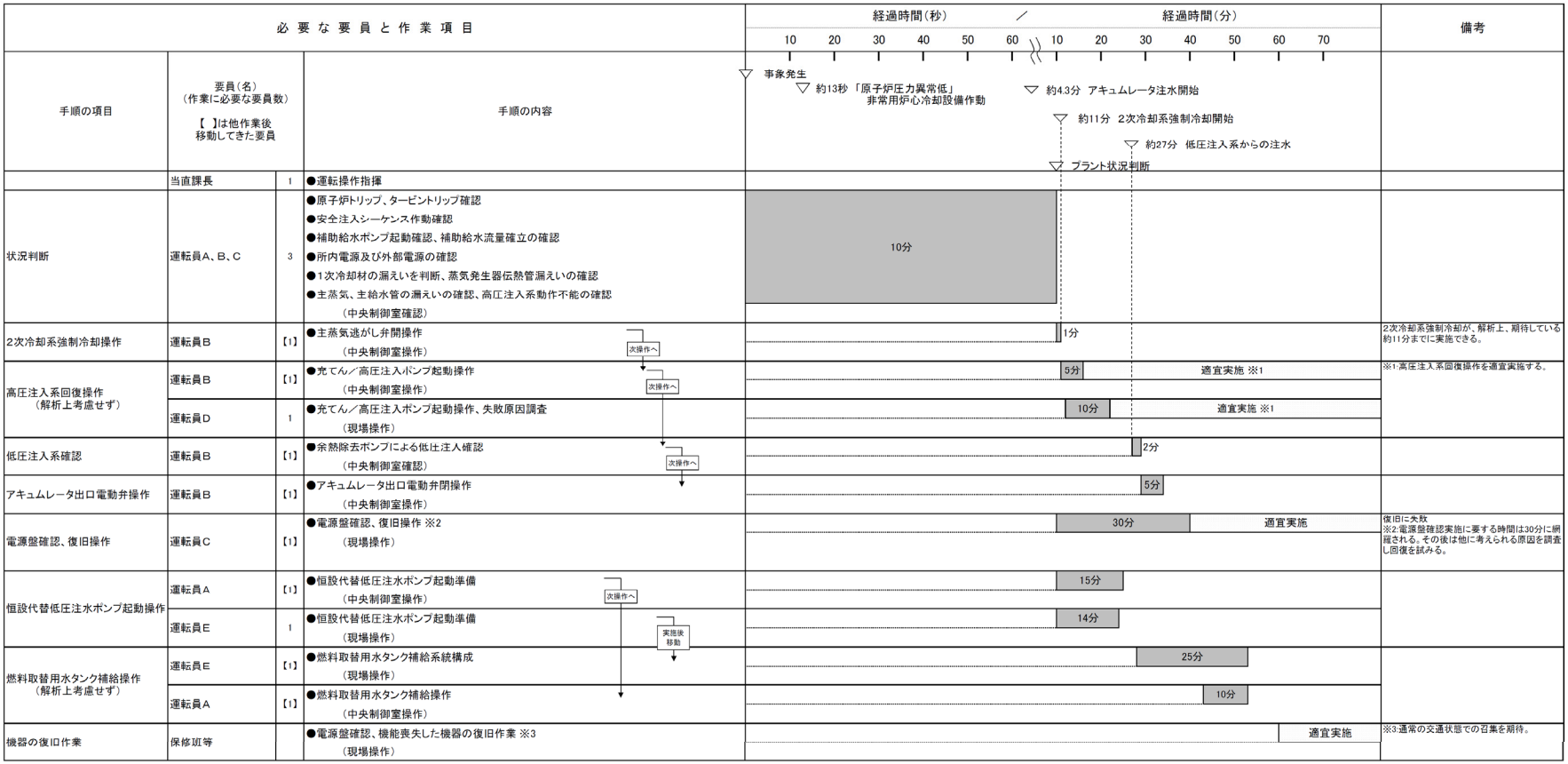
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：すべての蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%未満及びすべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満。
※3 ：蒸気発生器水位及び圧力の低下、主蒸気流量上昇。
※4 ：蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ上昇、蒸気発生器水位及び圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下。
※5 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※6 ：高圧注入流量が確認できない場合、又は炉心出口温度 350℃以上。
※7 ：冷却材喪失及び高圧注入喪失と判断した後、主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系強制冷却を実施する。
※8 ：低圧再循環運転
・余熱除去クーラへの原子炉補機冷却水供給
・余熱除去ポンプ水源切替え（燃料取替用水タンク→格納容器再循環サンプ）
・低圧再循環運転を開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を閉操作する。
※9 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、低圧再循環運転への切替えを実施する。
※10：状態確認は低温停止ほう素濃度確認（必要により濃縮）及び 1 次冷却材温度 93℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.6.4 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（4 インチ破断）＋高圧注入失敗」の事象進展）



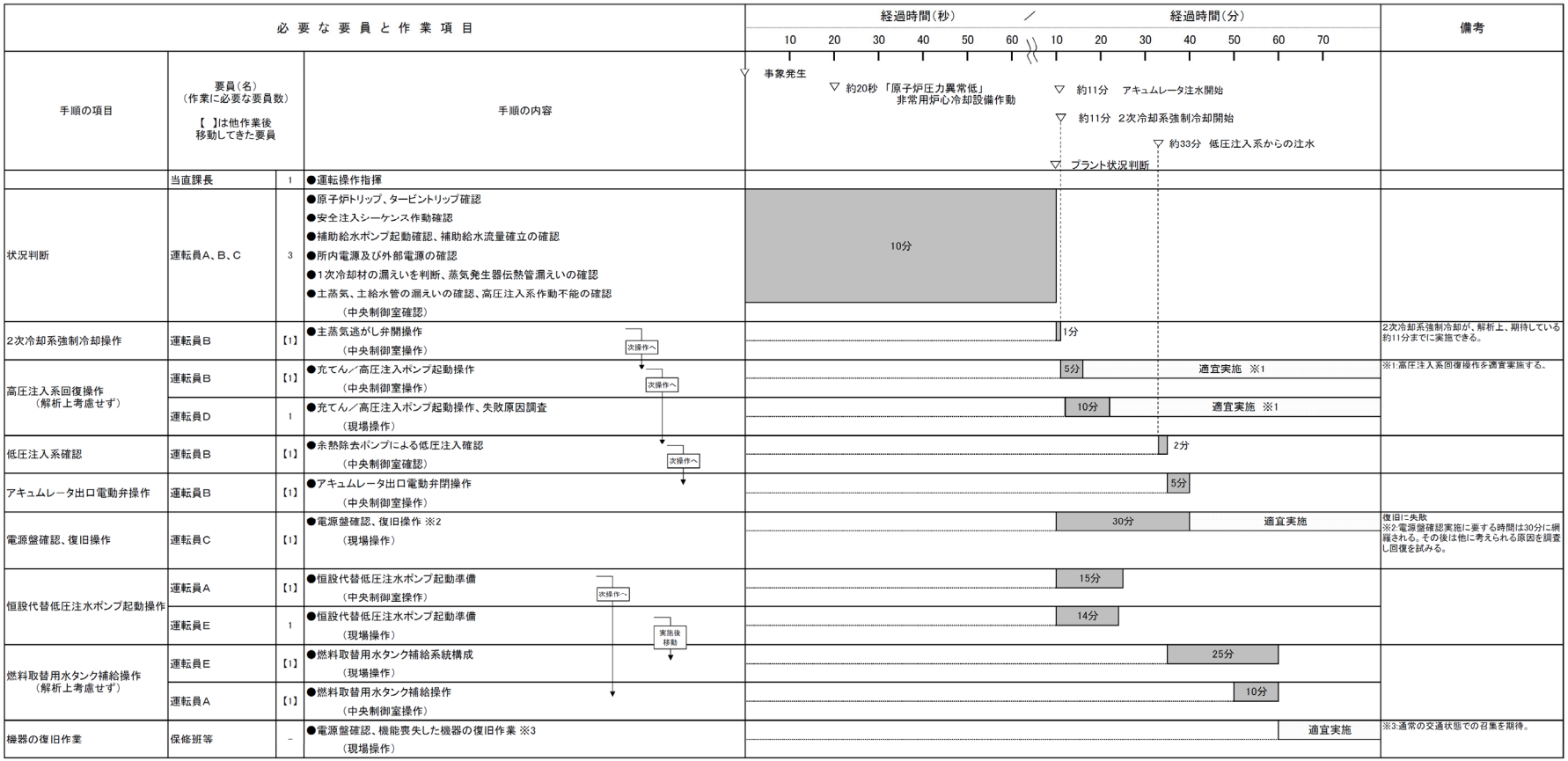
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：すべての蒸気発生器水位（狭域）計指示が 0%未満及びすべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満。
※3 ：蒸気発生器水位及び圧力の低下、主蒸気流量上昇。
※4 ：蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ上昇、蒸気発生器水位及び圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下。
※5 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※6 ：高圧注入流量が確認できない場合、又は炉心出口温度 350℃以上。
※7 ：冷却材喪失及び高圧注入喪失と判断した後、主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却を実施する。
※8 ：２次冷却系強制冷却よる１次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注水が開始される。
※9 ：低圧再循環運転
・余熱除去クーラへの原子炉補機冷却水供給
・余熱除去ポンプ水源切替え（燃料取替用水タンク→格納容器再循環サンプ）
・低圧再循環運転を開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気逃がし弁を閉操作する。
※10：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、低圧再循環運転への切替えを実施する。
※11：状態確認は低温停止ほう素濃度確認（必要により濃縮）及び１次冷却材温度 93℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.6.5 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の対応手順の概要
（「中破断ＬＯＣＡ（2 インチ破断）＋高圧注入失敗」の事象進展）



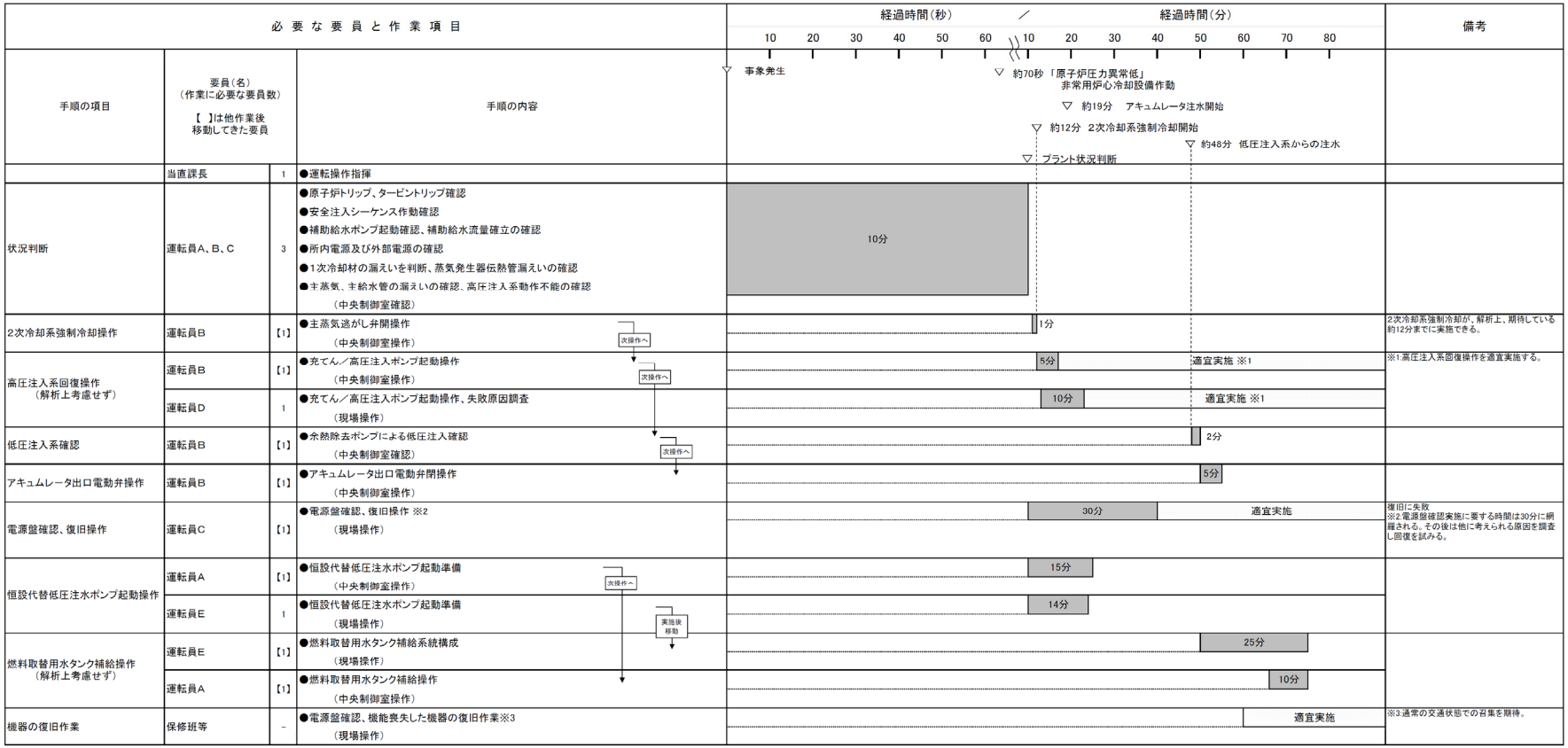
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.1.6.6 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（6 インチ破断）＋高圧注入失敗）



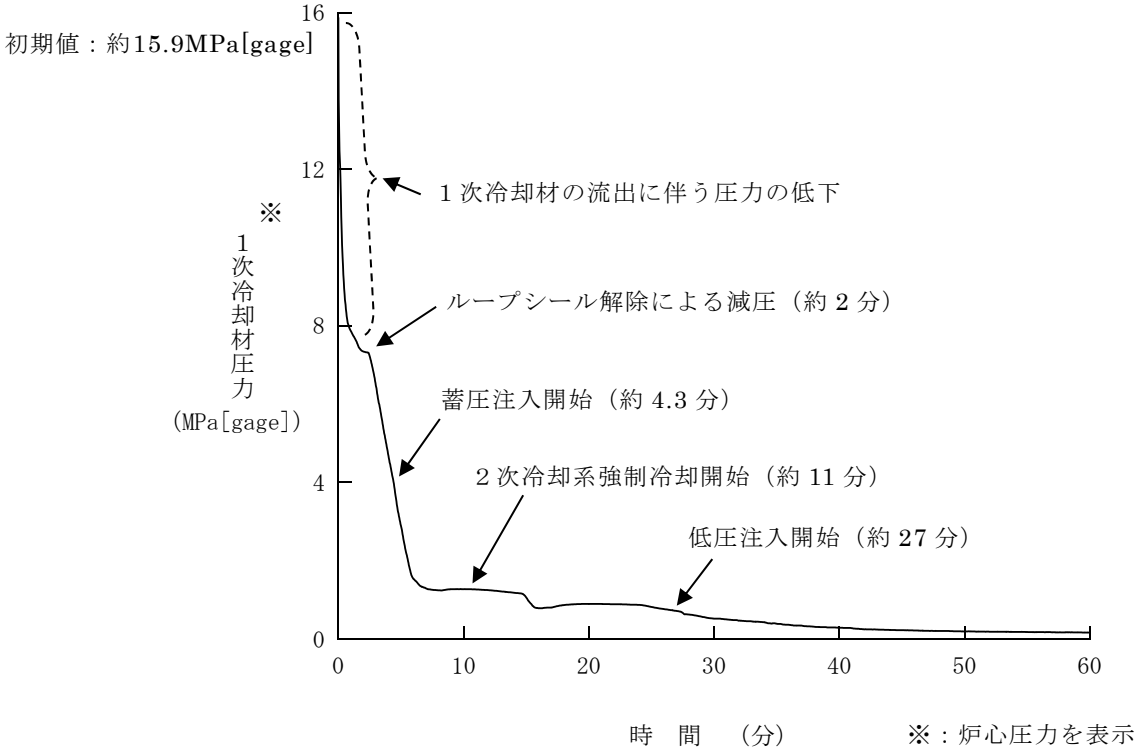
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.1.6.7 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（4 インチ破断）＋高圧注入失敗）

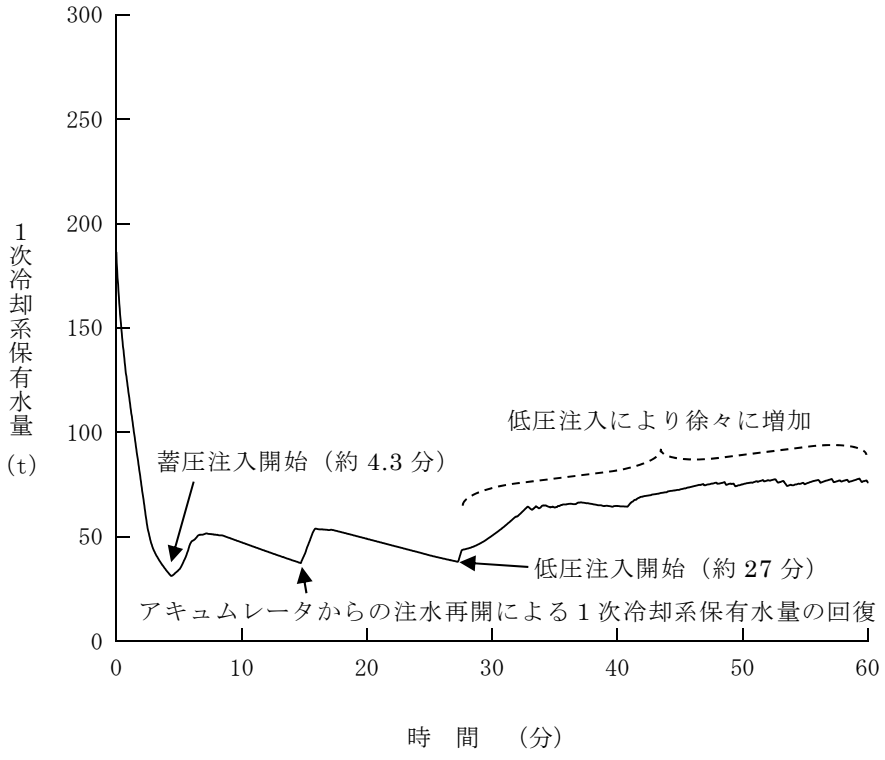


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

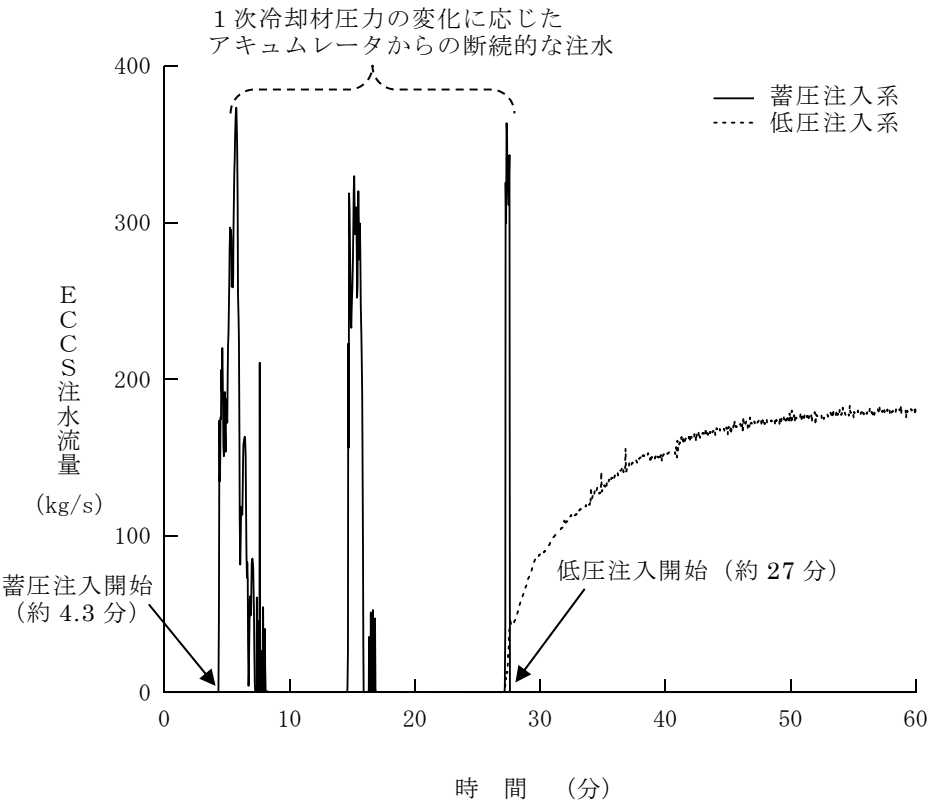
第 7.1.6.8 図　「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の作業と所要時間
（中破断ＬＯＣＡ（2 インチ破断）＋高圧注入失敗）



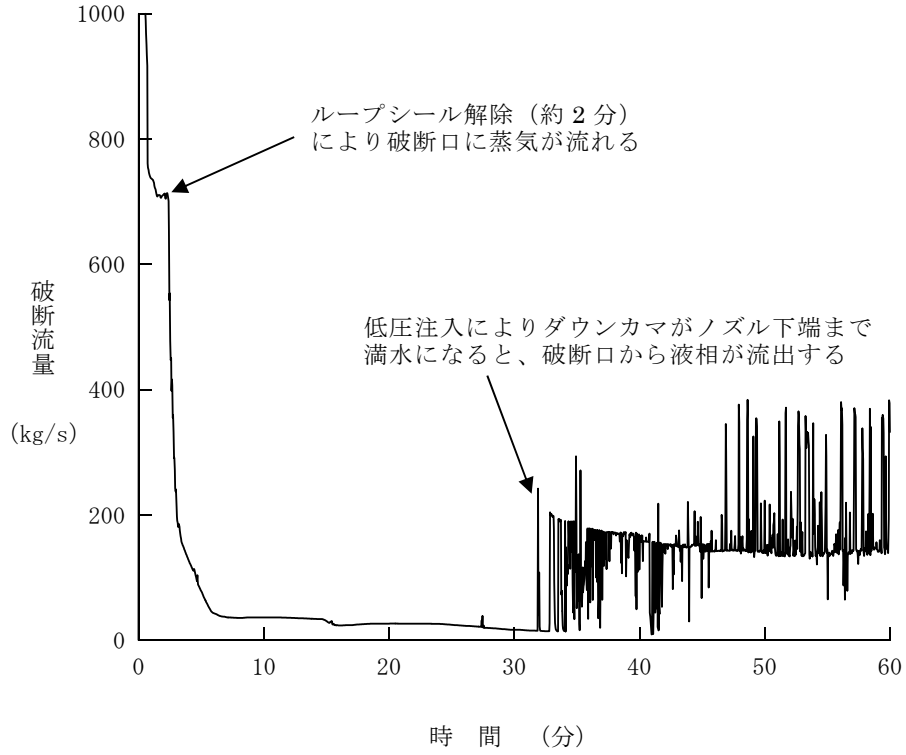
第 7.1.6.9 図　1 次冷却材圧力の推移（6 インチ破断）



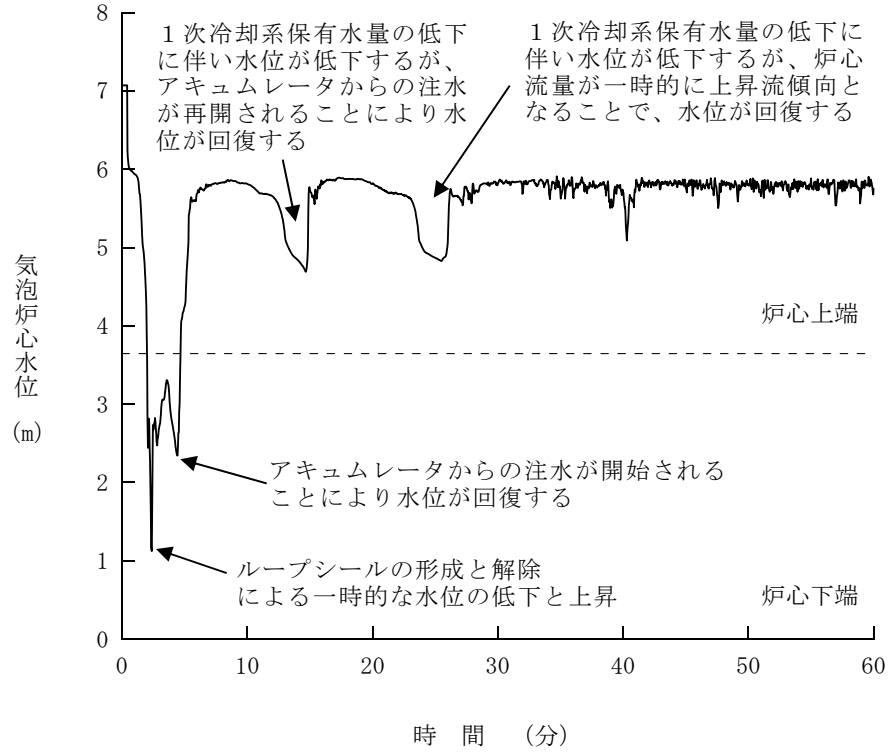
第 7.1.6.10 図　1 次冷却系保有水量の推移（6 インチ破断）



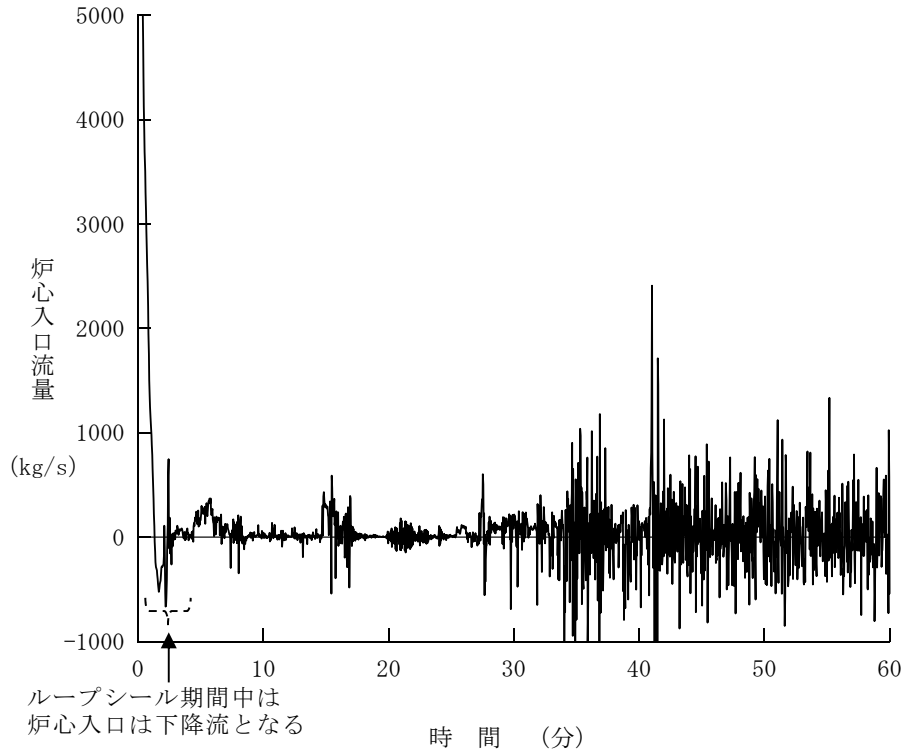
第 7.1.6.11 図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（6 インチ破断）



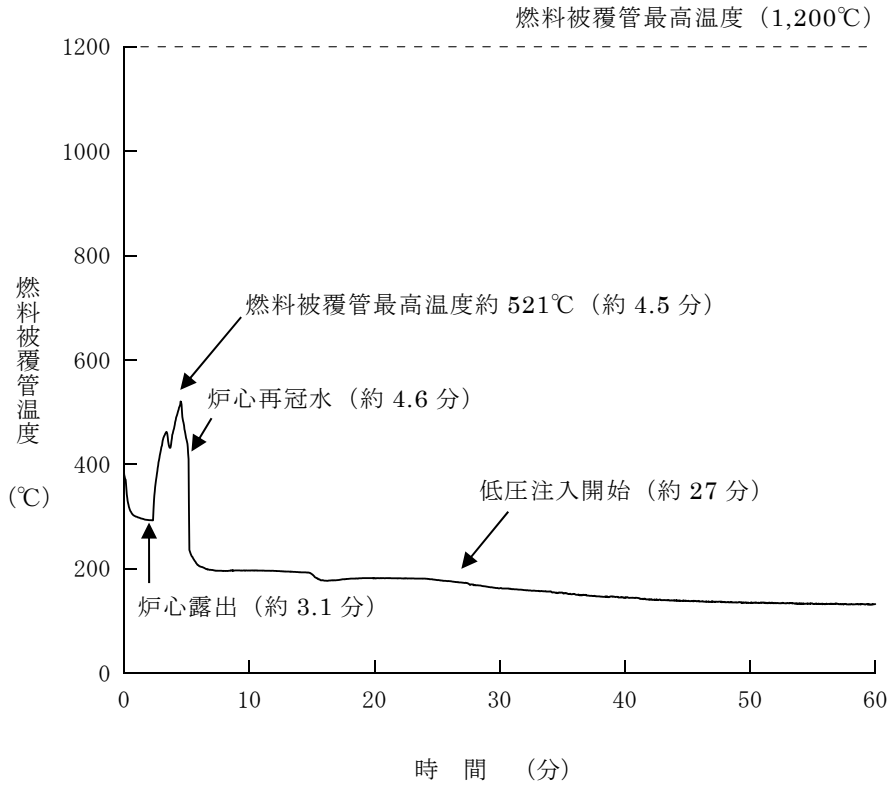
第 7.1.6.12 図　破断流量の推移（6 インチ破断）



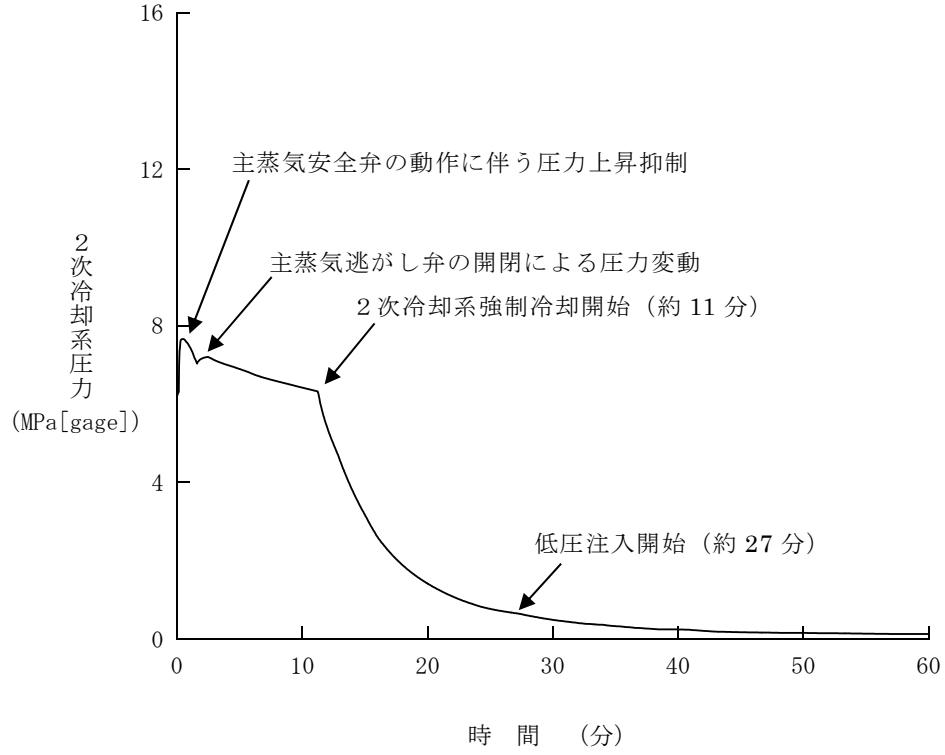
第 7.1.6.13 図　気泡炉心水位の推移（6 インチ破断）



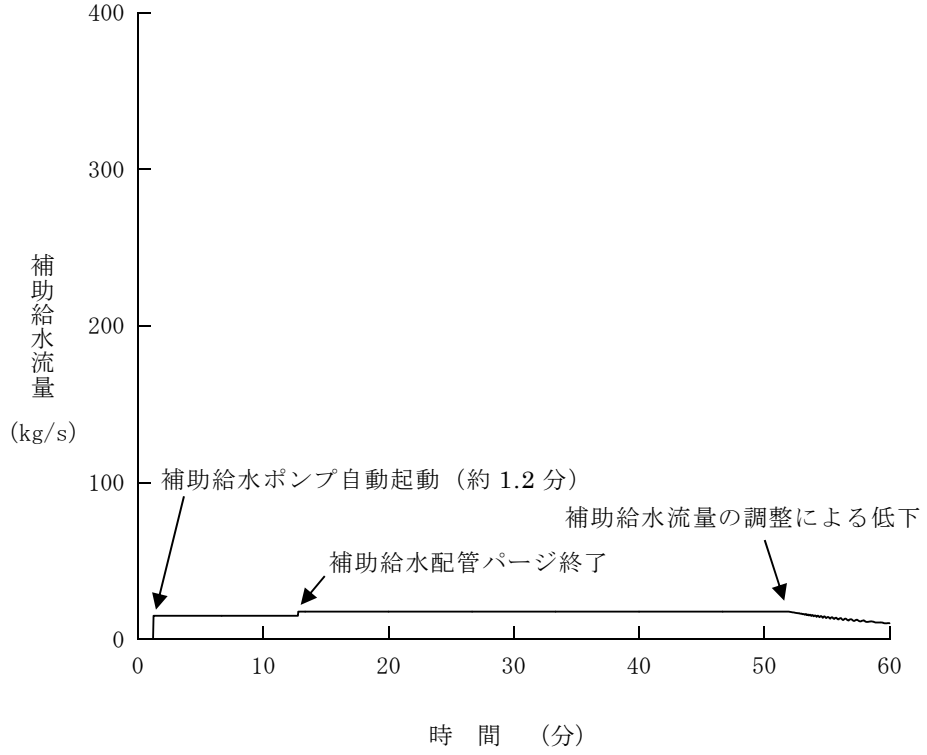
第 7.1.6.14 図　炉心入口流量の推移（6 インチ破断）



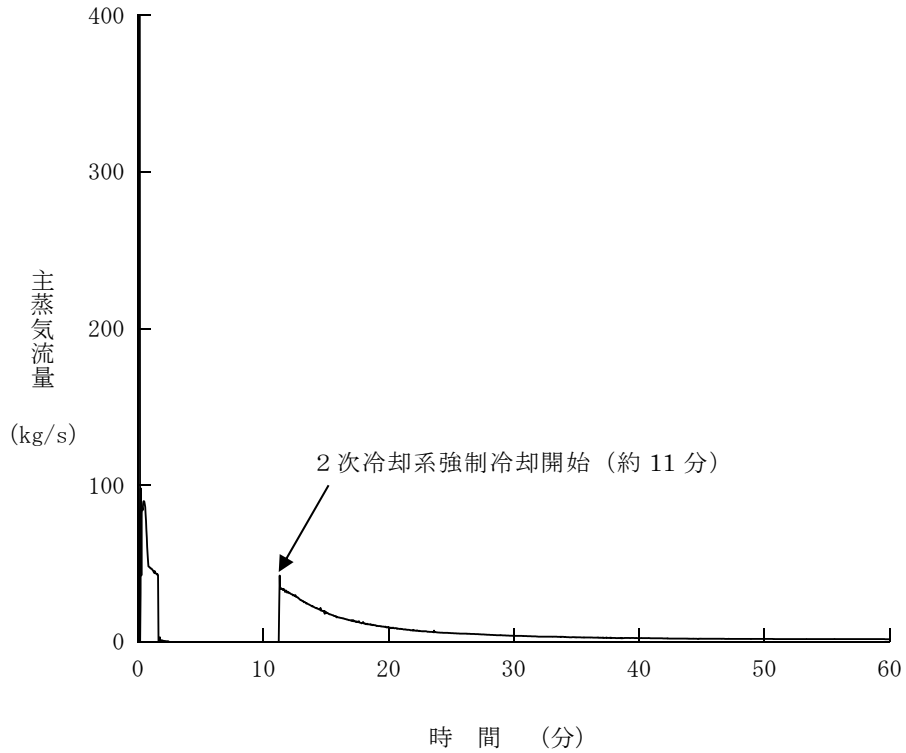
第 7.1.6.15 図　燃料被覆管温度の推移（6 インチ破断）



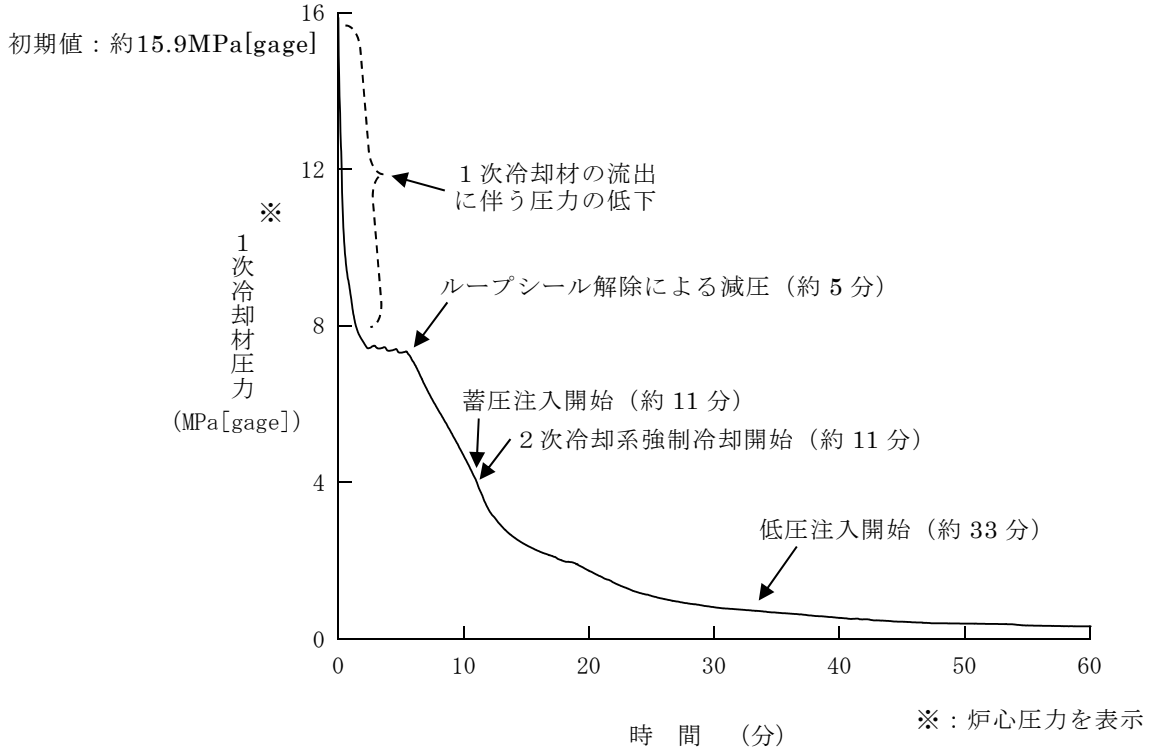
第 7.1.6.16 図　2 次冷却系圧力の推移（6 インチ破断）



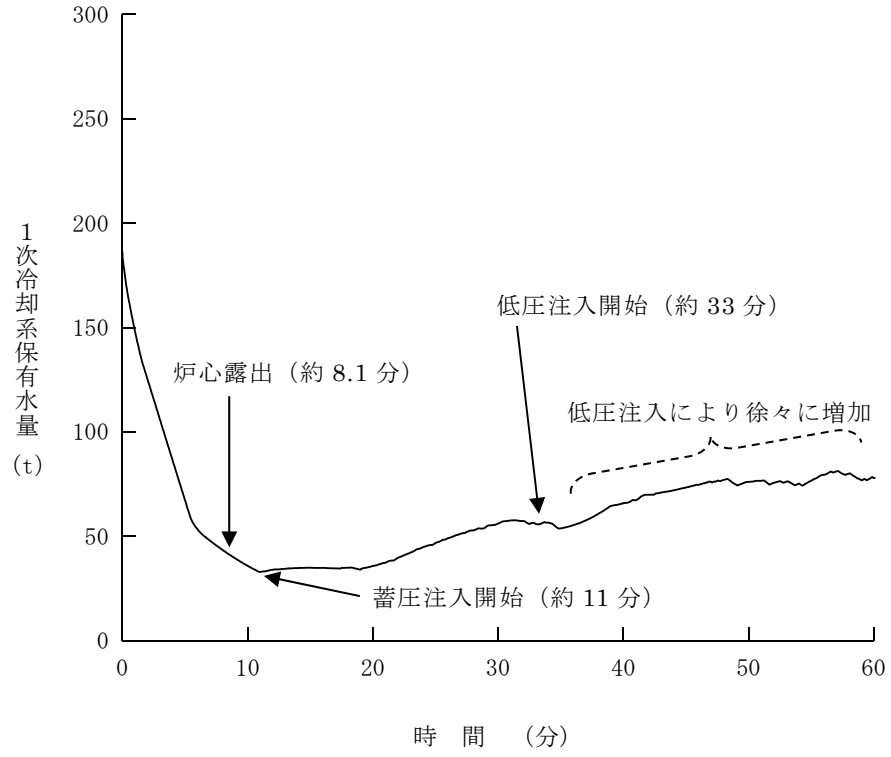
第 7.1.6.17 図　補助給水流量の推移（6 インチ破断）



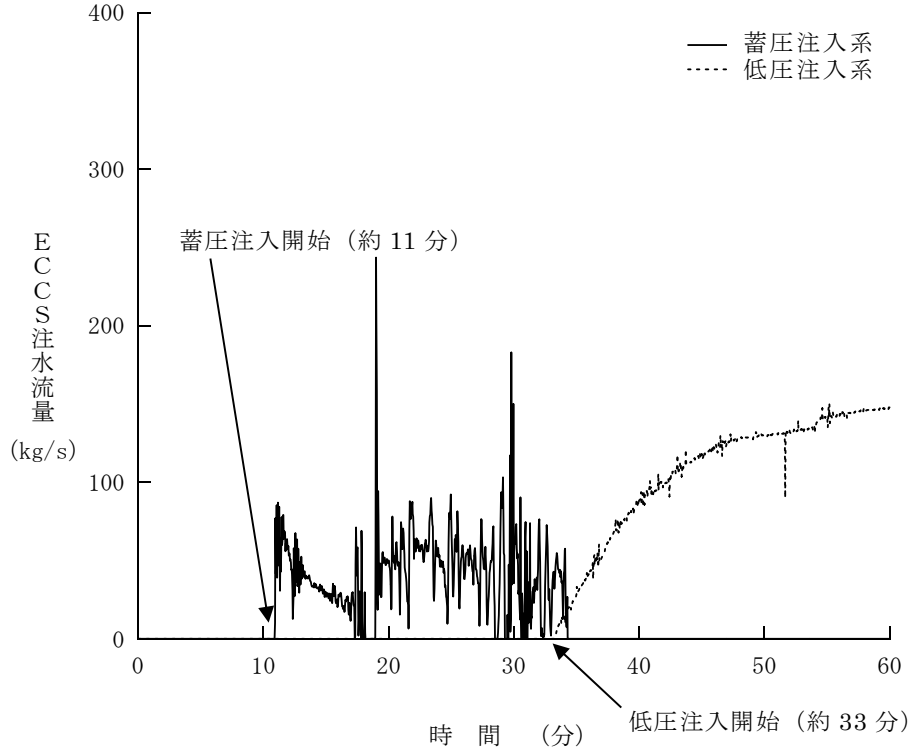
第 7.1.6.18 図　主蒸気流量の推移（6 インチ破断）



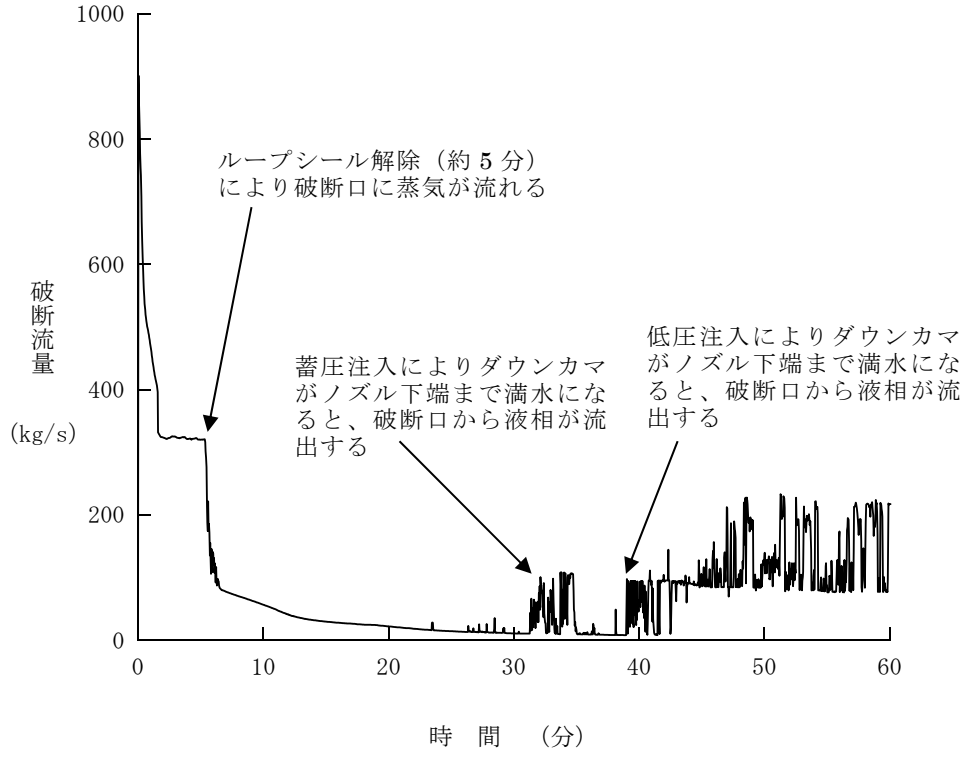
第 7.1.6.19 図　1 次冷却材圧力の推移（4 インチ破断）



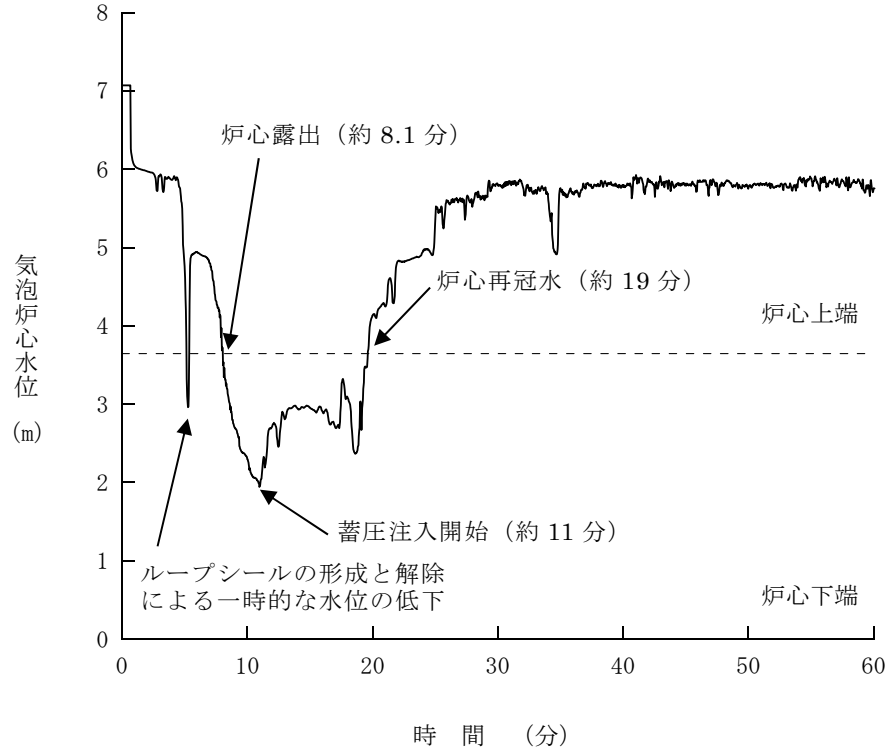
第 7.1.6.20 図　1 次冷却系保有水量の推移（4 インチ破断）



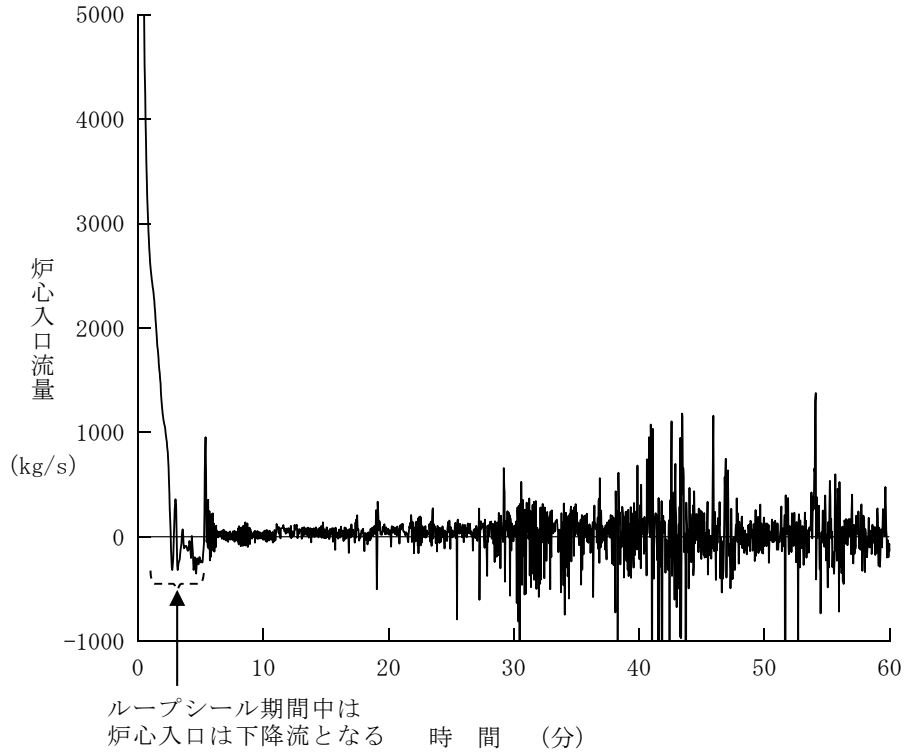
第 7.1.6.21 図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（4 インチ破断）



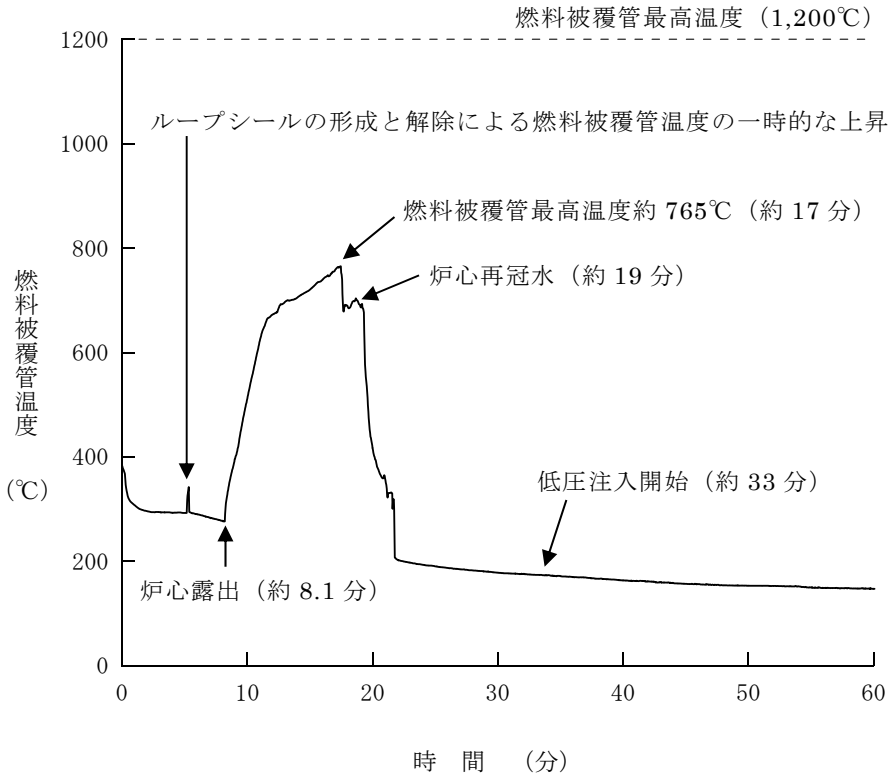
第 7.1.6.22 図　破断流量の推移（4 インチ破断）



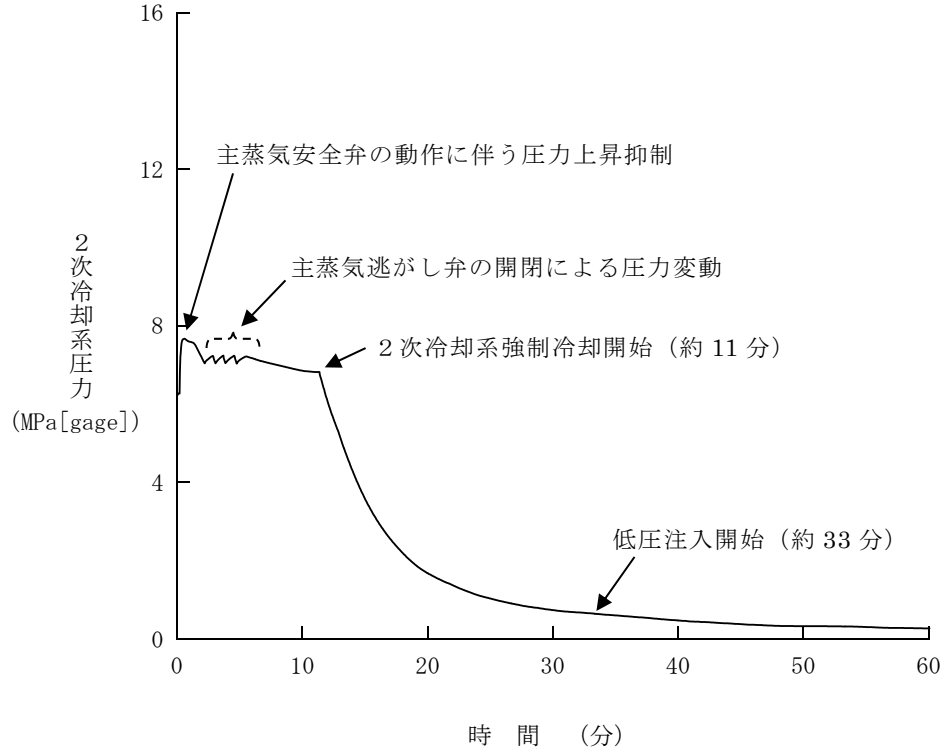
第 7.1.6.23 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）



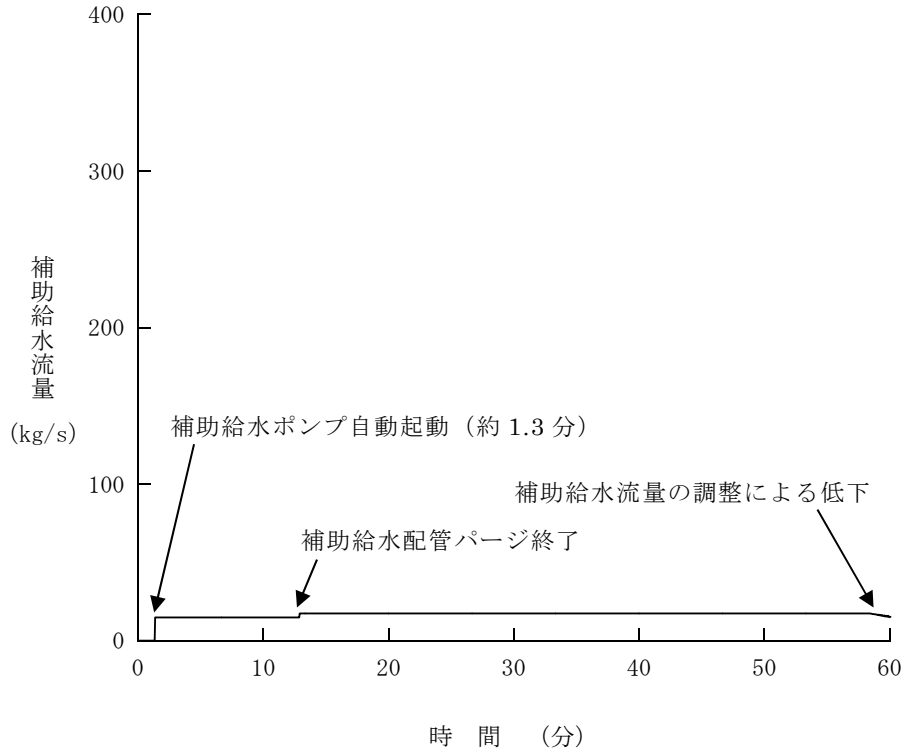
第 7.1.6.24 図　炉心入口流量の推移（4 インチ破断）



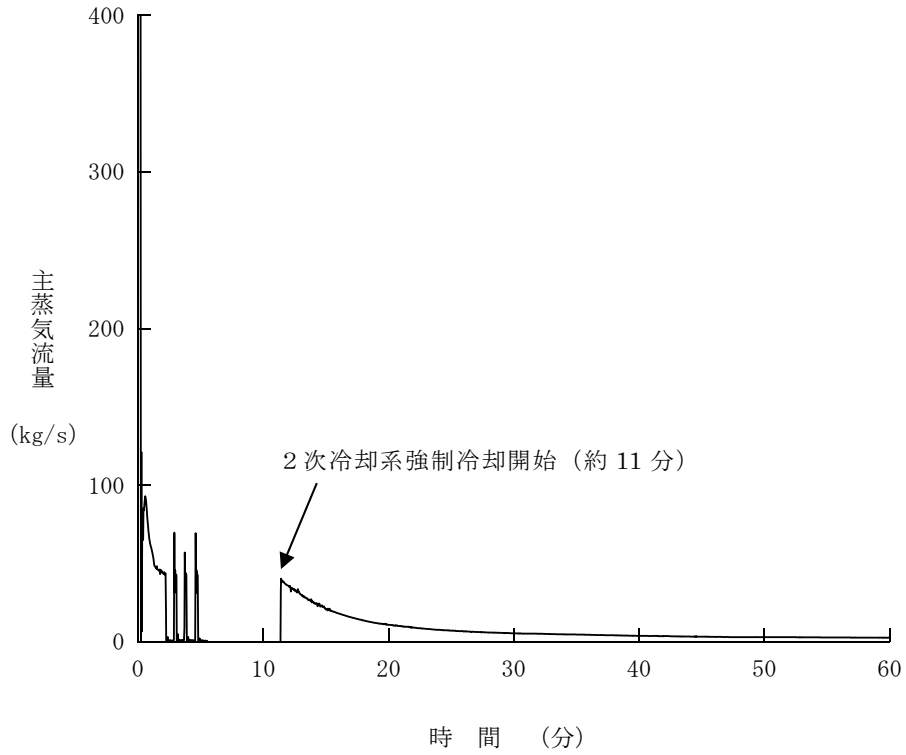
第 7.1.6.25 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）



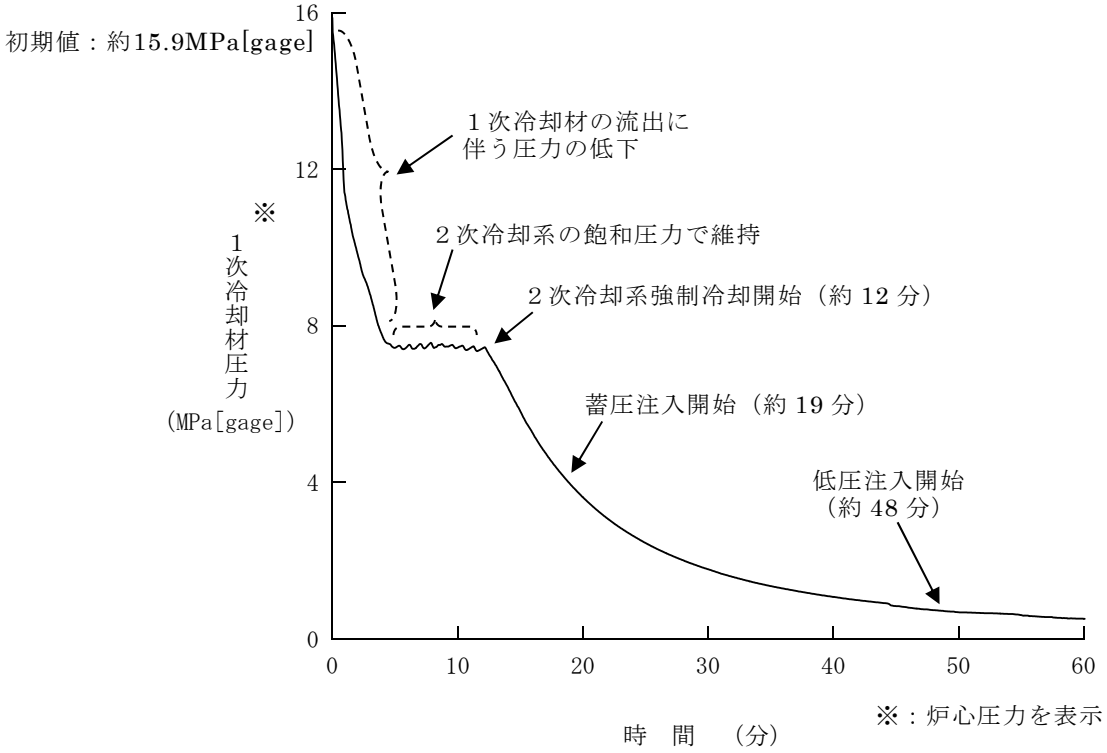
第 7.1.6.26 図　2 次冷却系圧力の推移（4 インチ破断）



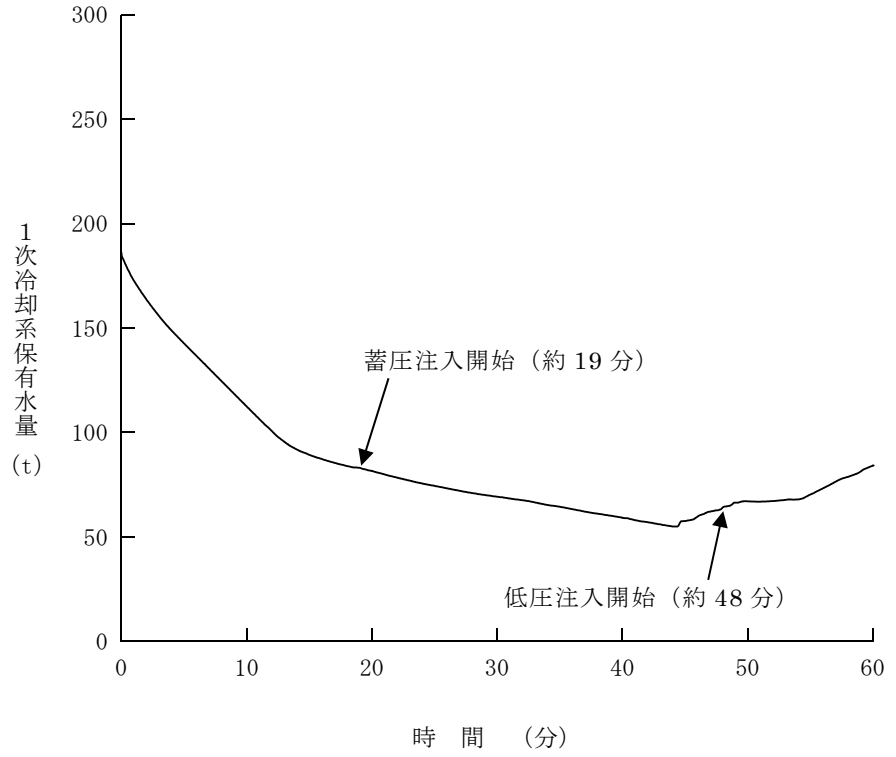
第 7.1.6.27 図　補助給水流量の推移（4 インチ破断）



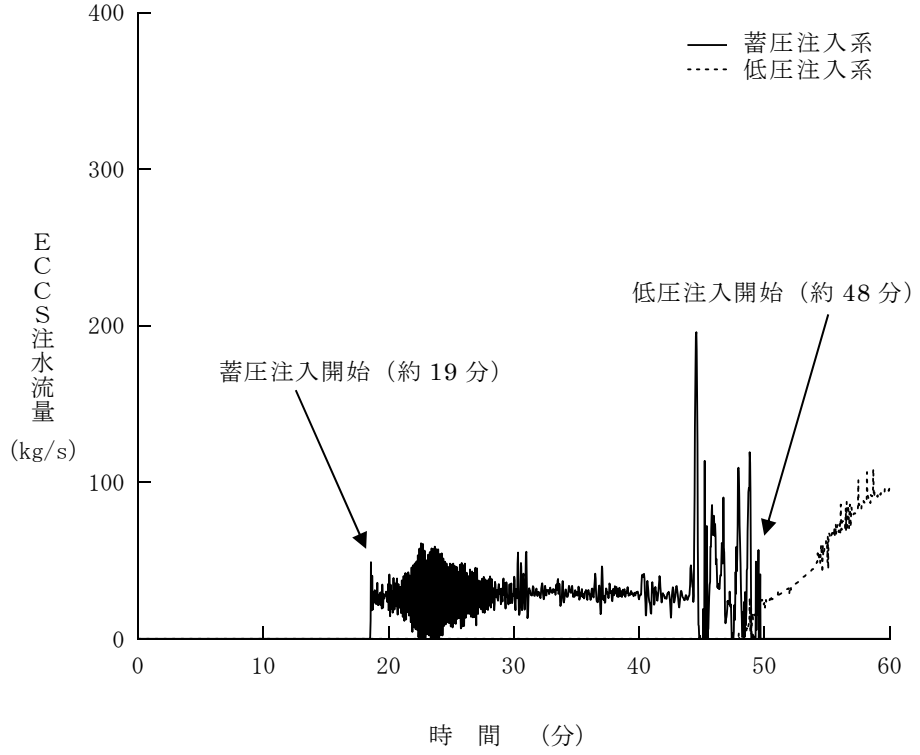
第 7.1.6.28 図　主蒸気流量の推移（4 インチ破断）



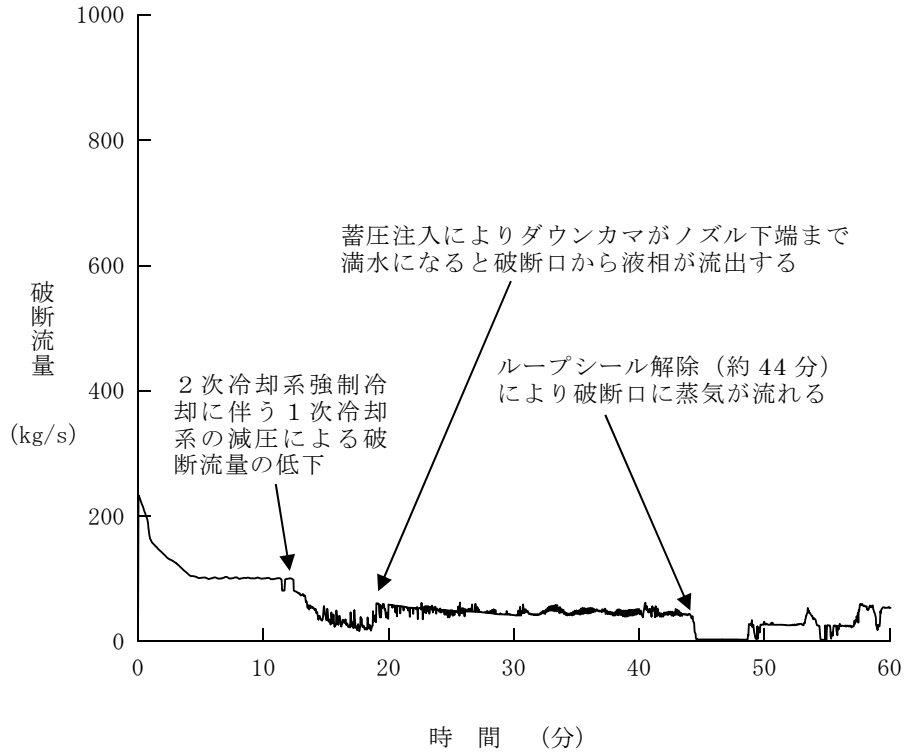
第 7.1.6.29 図　1 次冷却材圧力の推移（2 インチ破断）



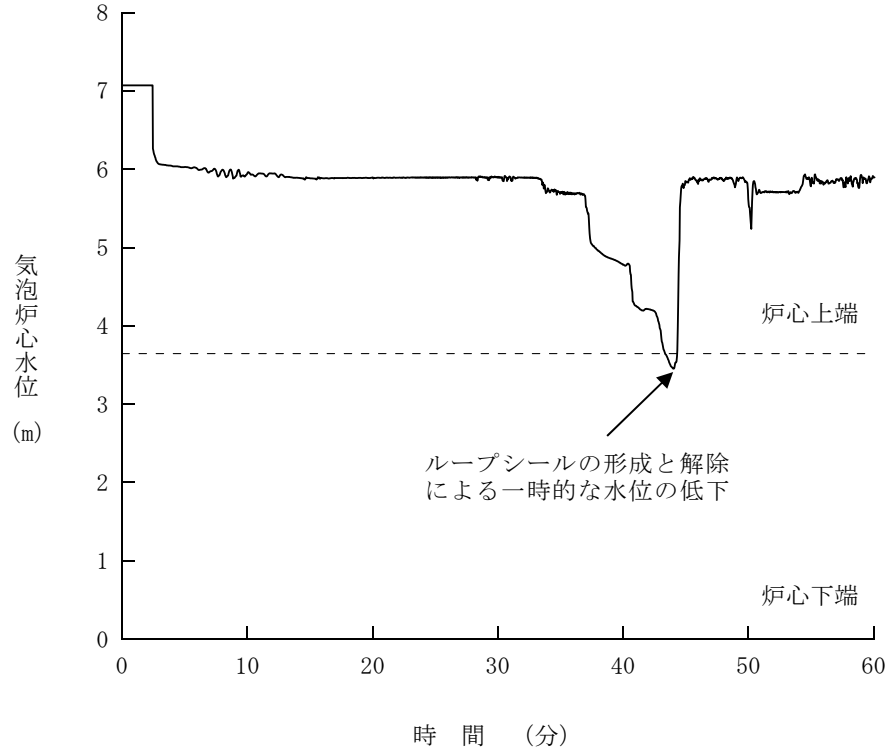
第 7.1.6.30 図　1 次冷却系保有水量の推移（2 インチ破断）



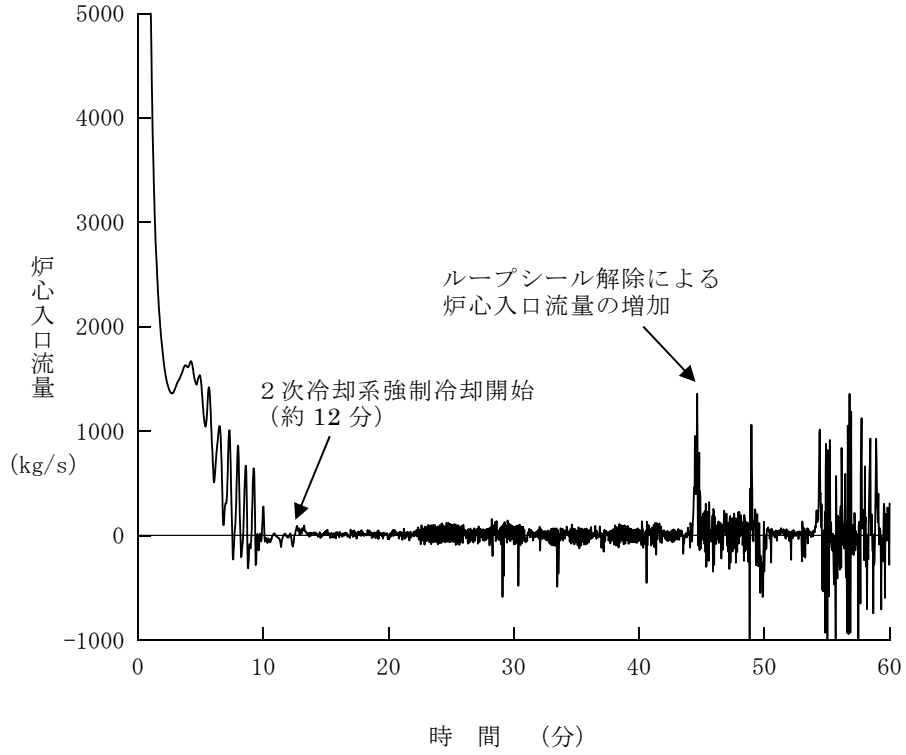
第 7.1.6.31 図　ＥＣＣＳ注水流量の推移（2 インチ破断）



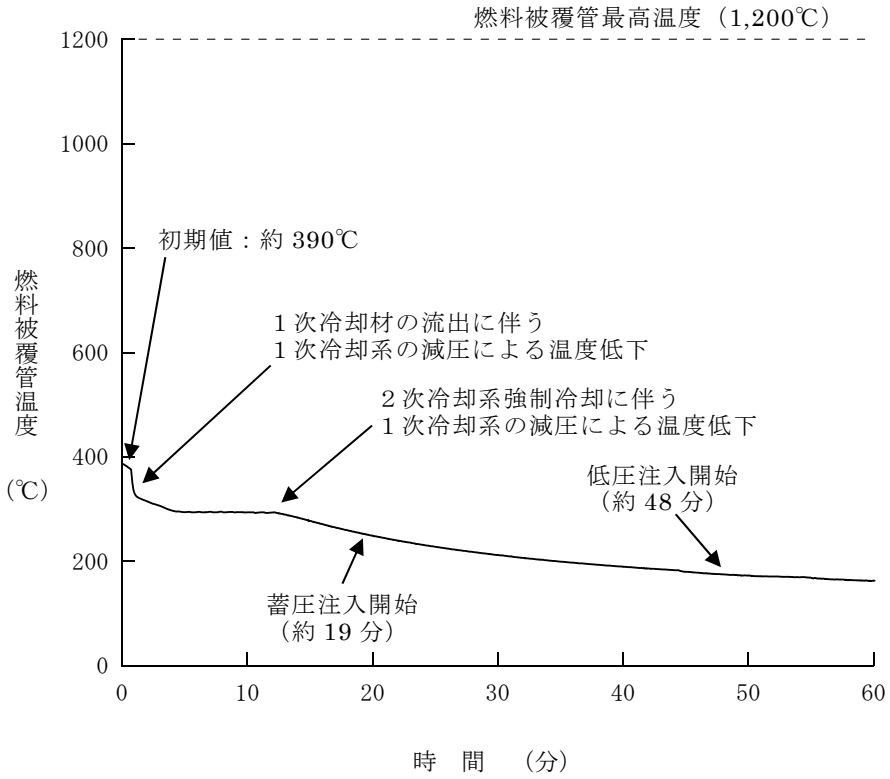
第 7.1.6.32 図　破断流量の推移（2 インチ破断）



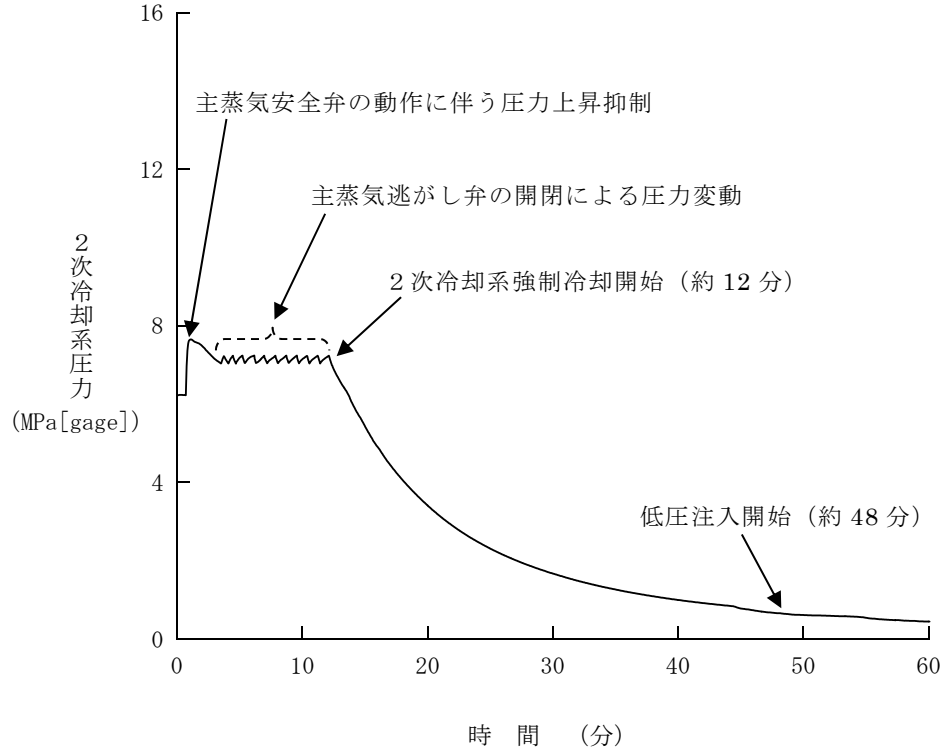
第 7.1.6.33 図　気泡炉心水位の推移（2 インチ破断）



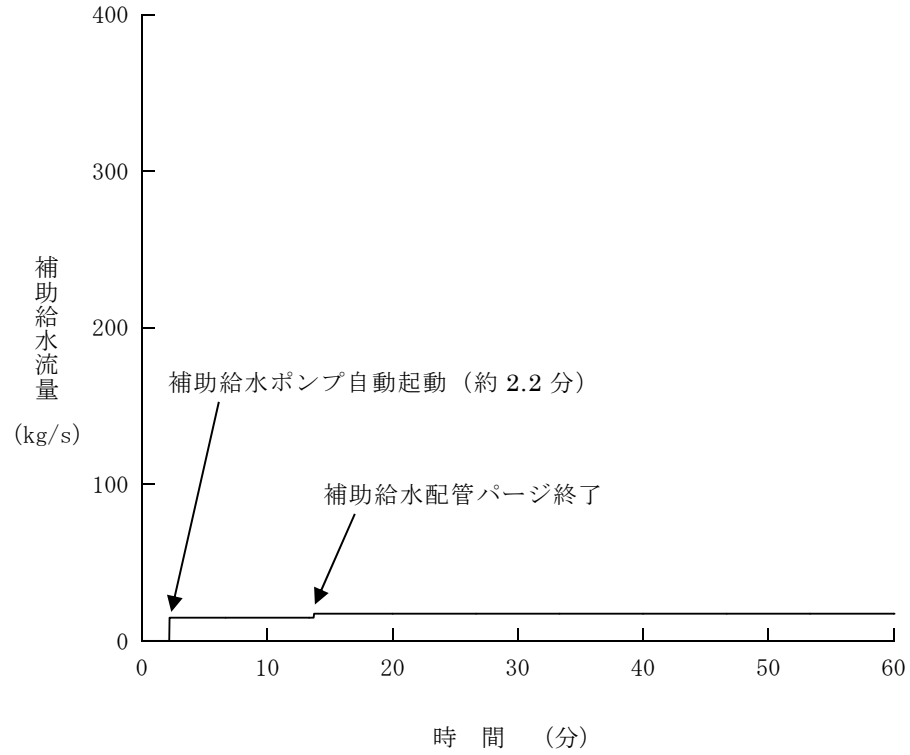
第 7.1.6.34 図　炉心入口流量の推移（2 インチ破断）



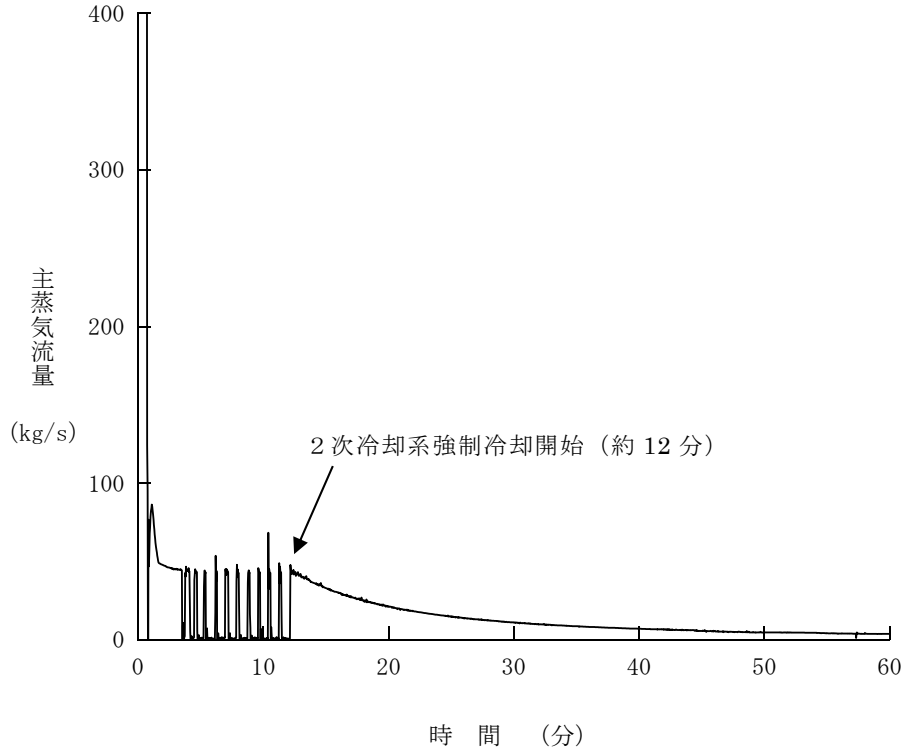
第 7.1.6.35 図　燃料被覆管温度の推移（2 インチ破断）



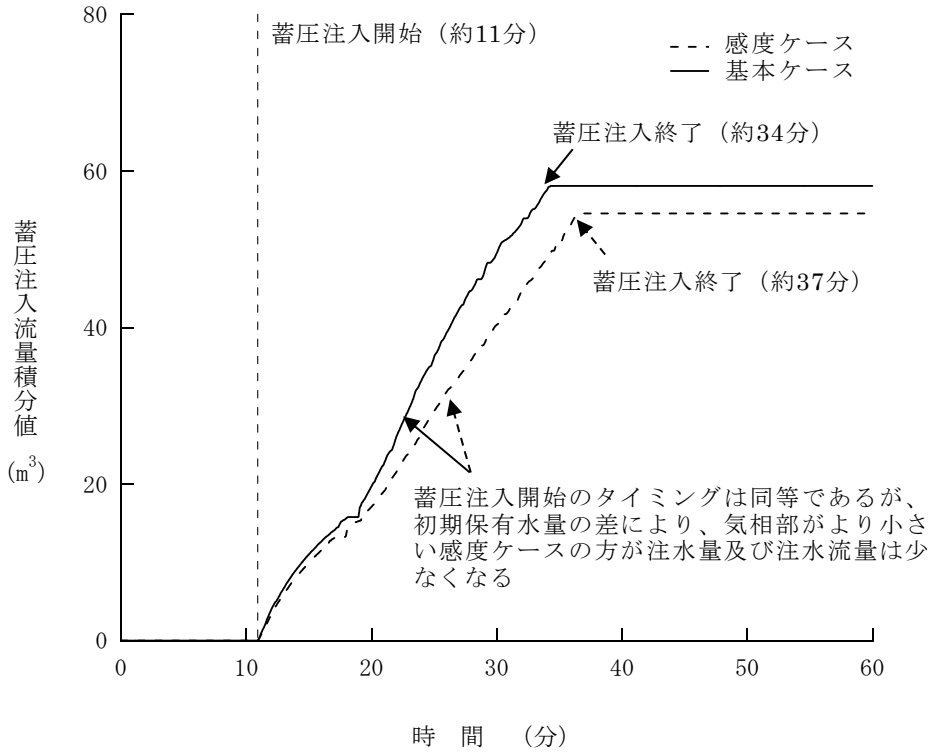
第 7.1.6.36 図　２次冷却系圧力の推移（2 インチ破断）



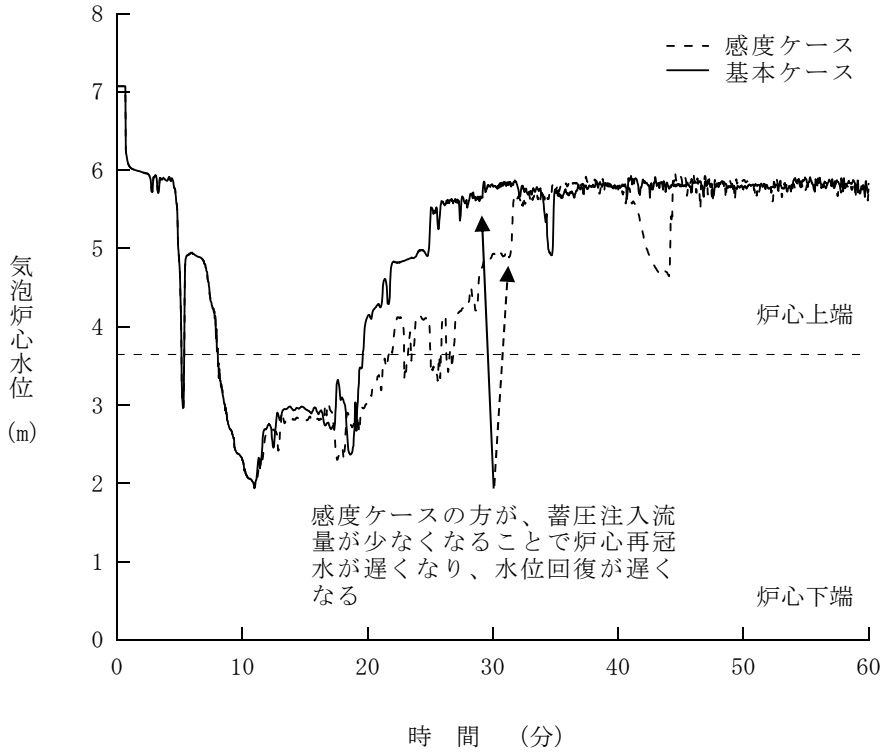
第 7.1.6.37 図　補助給水流量の推移（2 インチ破断）



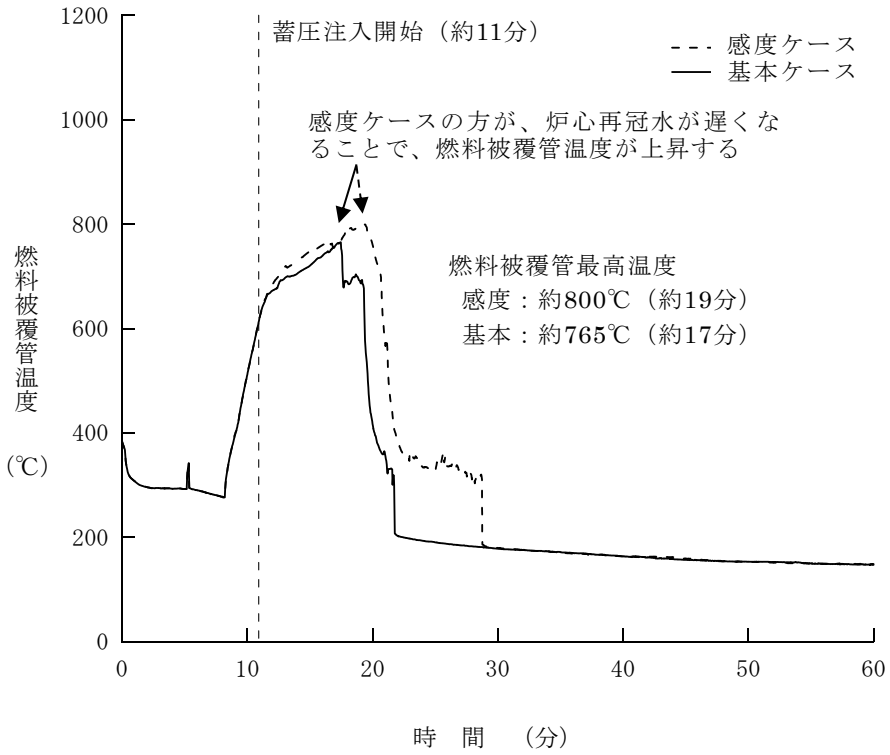
第 7.1.6.38 図　主蒸気流量の推移（2 インチ破断）



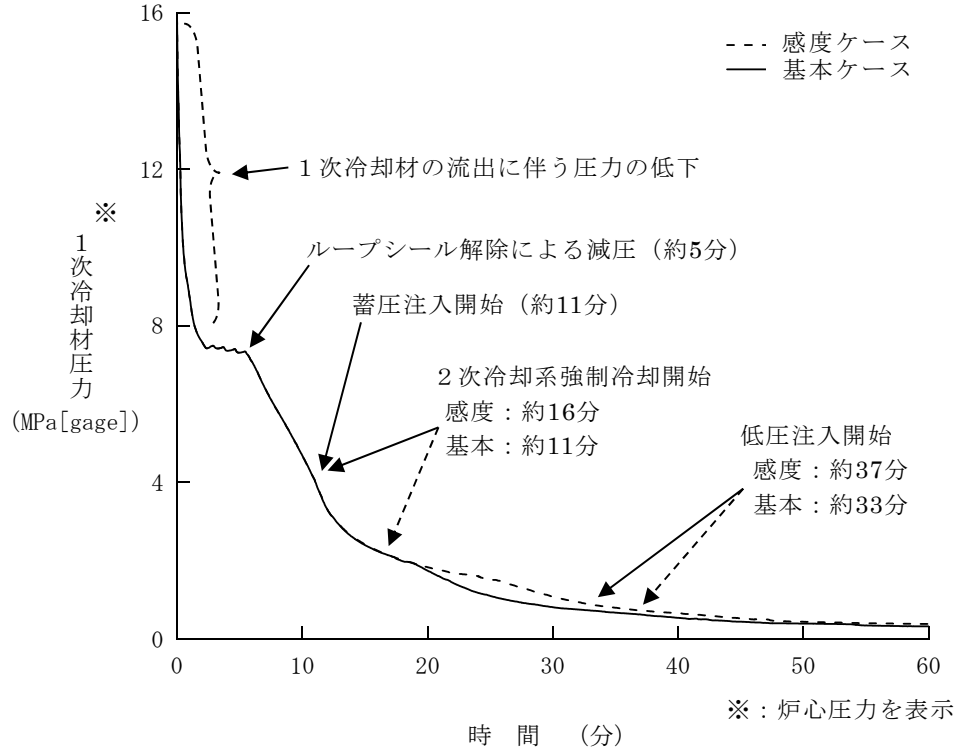
第 7.1.6.39 図　蓄圧注入流量積分値の推移（4 インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）



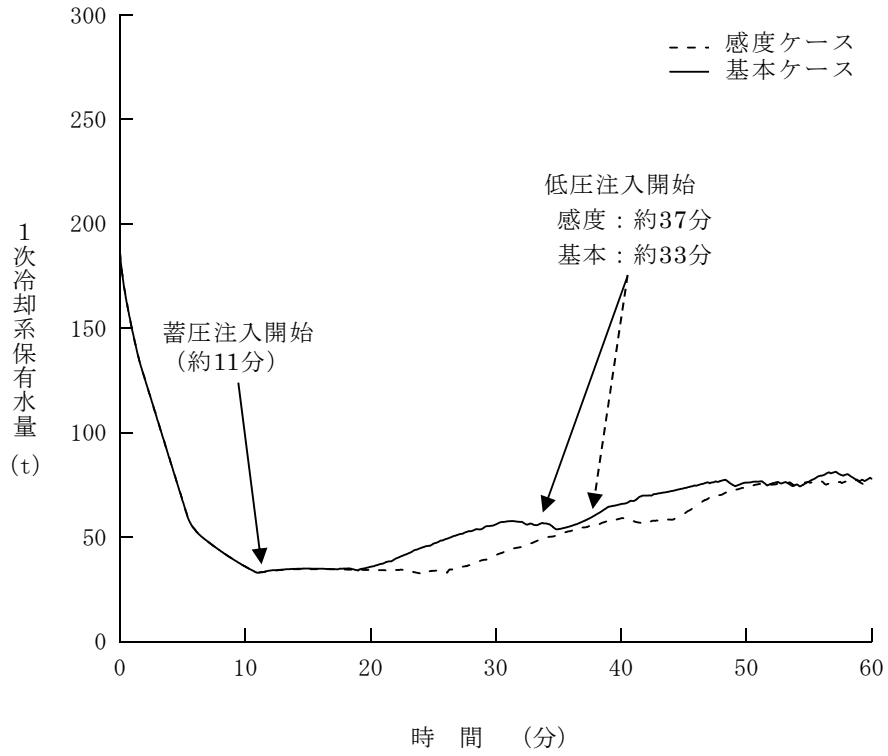
第 7.1.6.40 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）



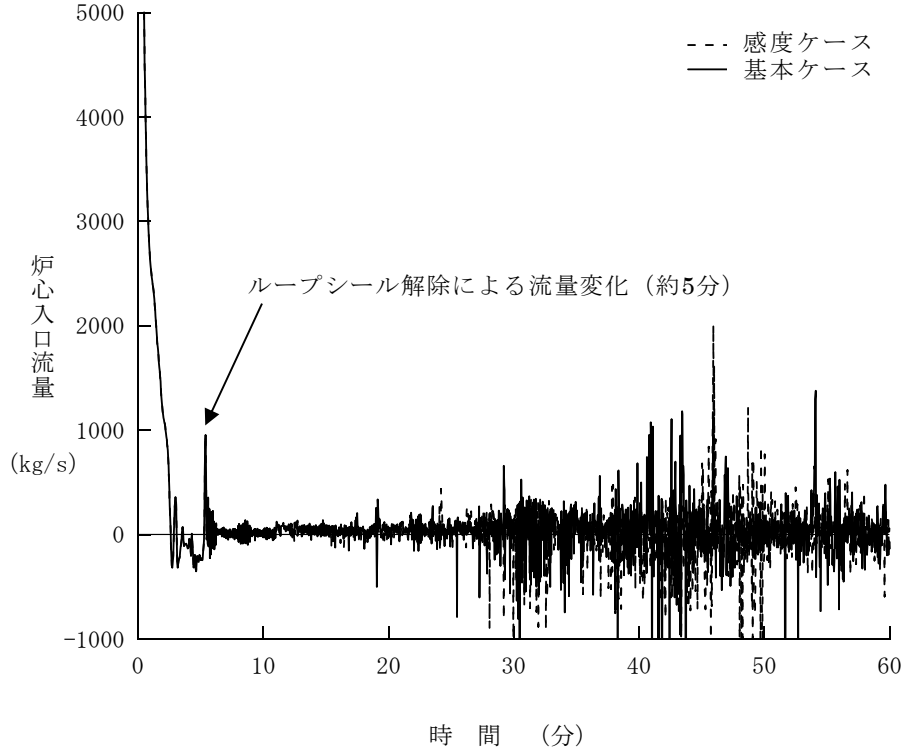
第 7.1.6.41 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）
（アキュムレータ初期保有水量の影響確認）



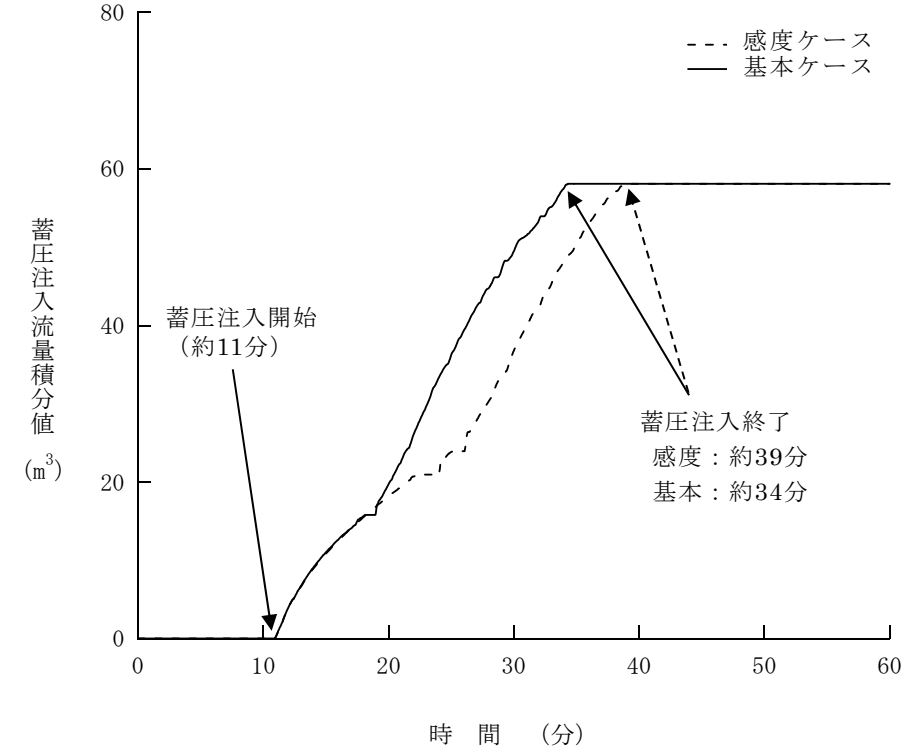
第 7.1.6.42 図　１次冷却材圧力の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



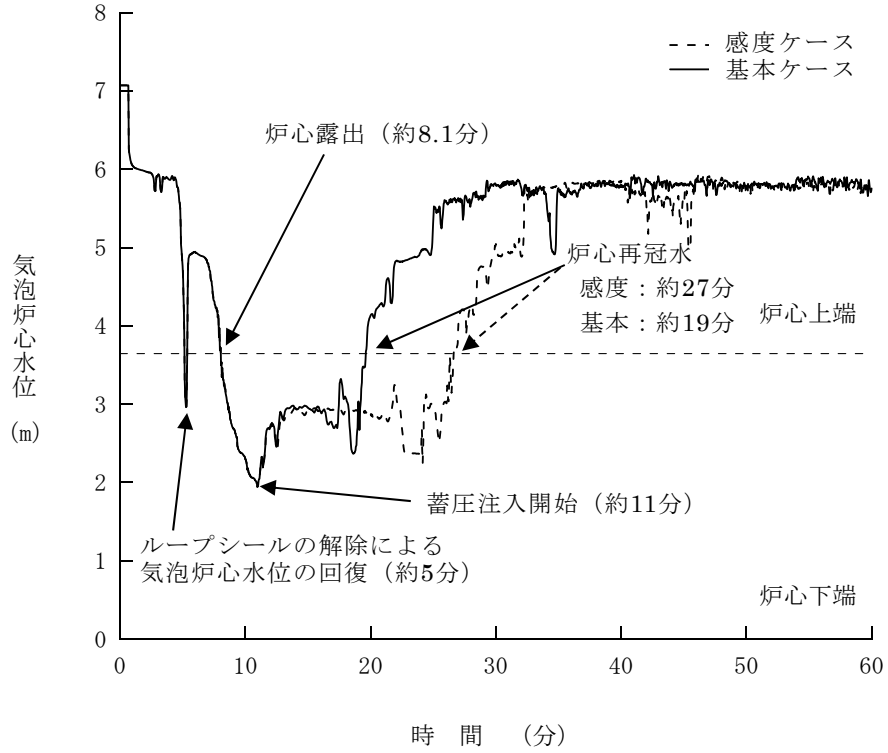
第 7.1.6.43 図　１次冷却系保有水量の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



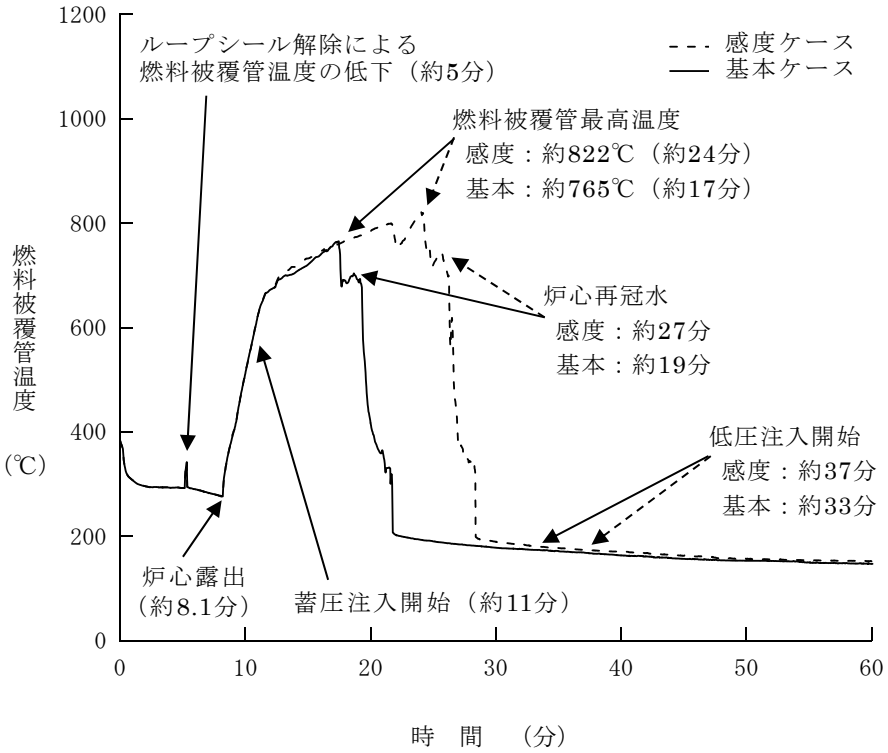
第 7.1.6.44 図　炉心入口流量の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



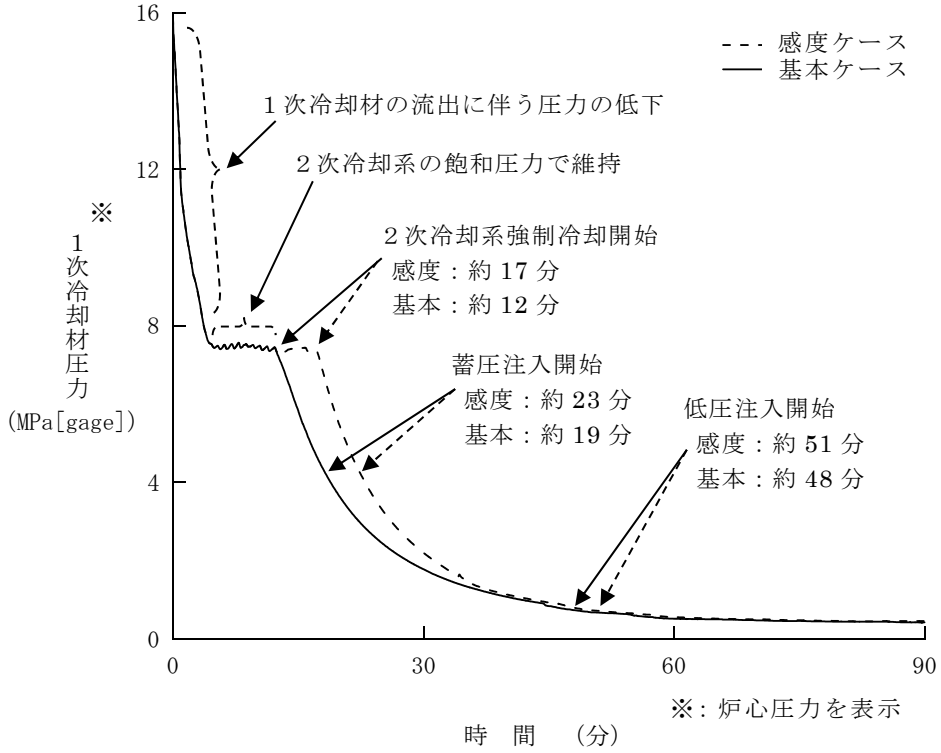
第 7.1.6.45 図　蓄圧注入流量積分値の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



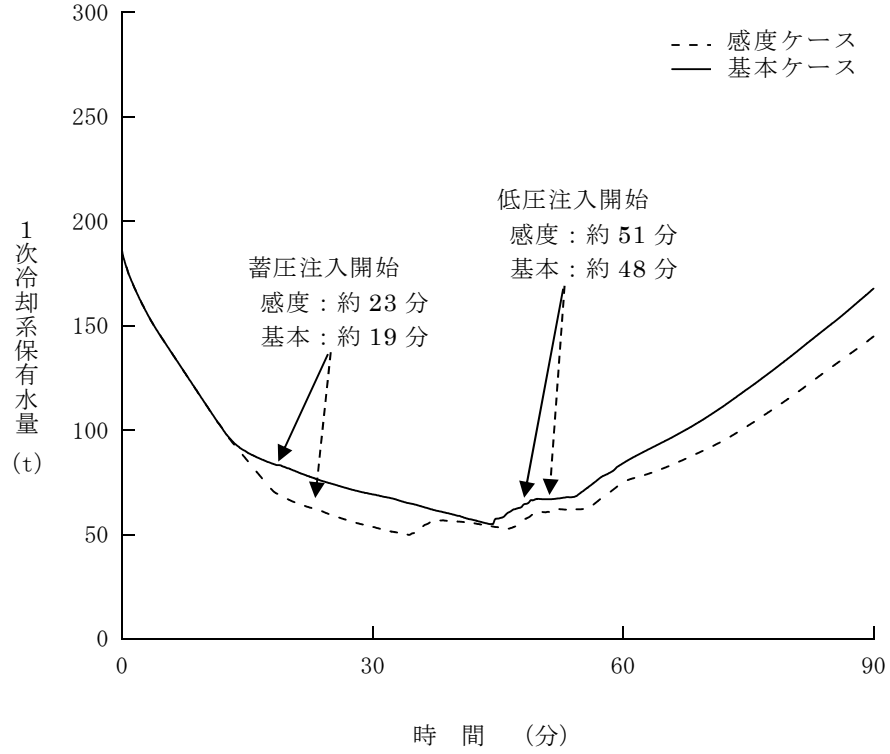
第 7.1.6.46 図　気泡炉心水位の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



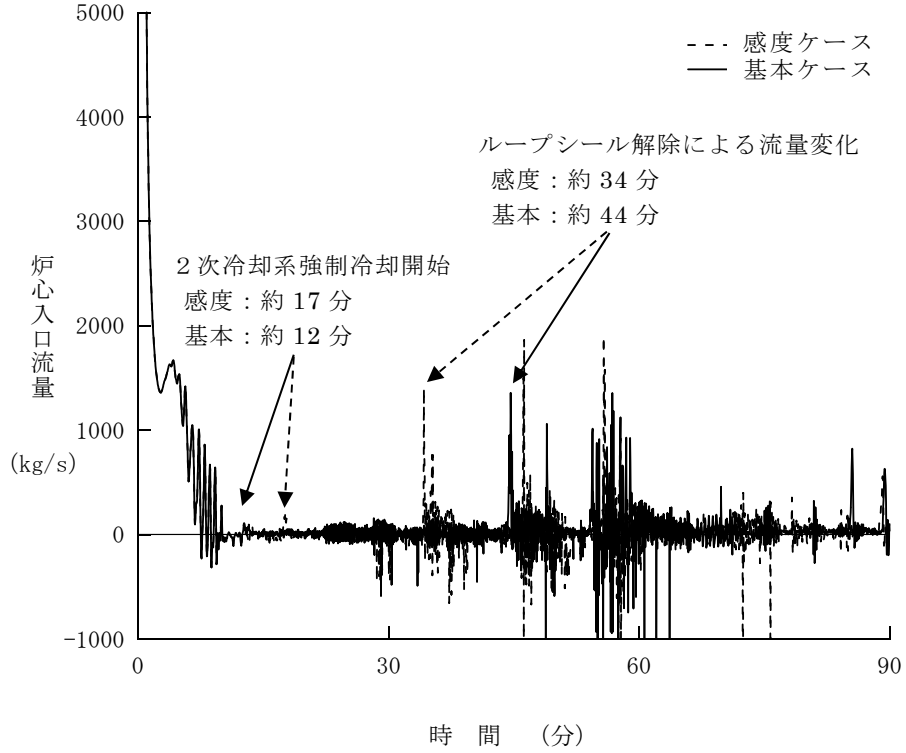
第 7.1.6.47 図　燃料被覆管温度の推移（4 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



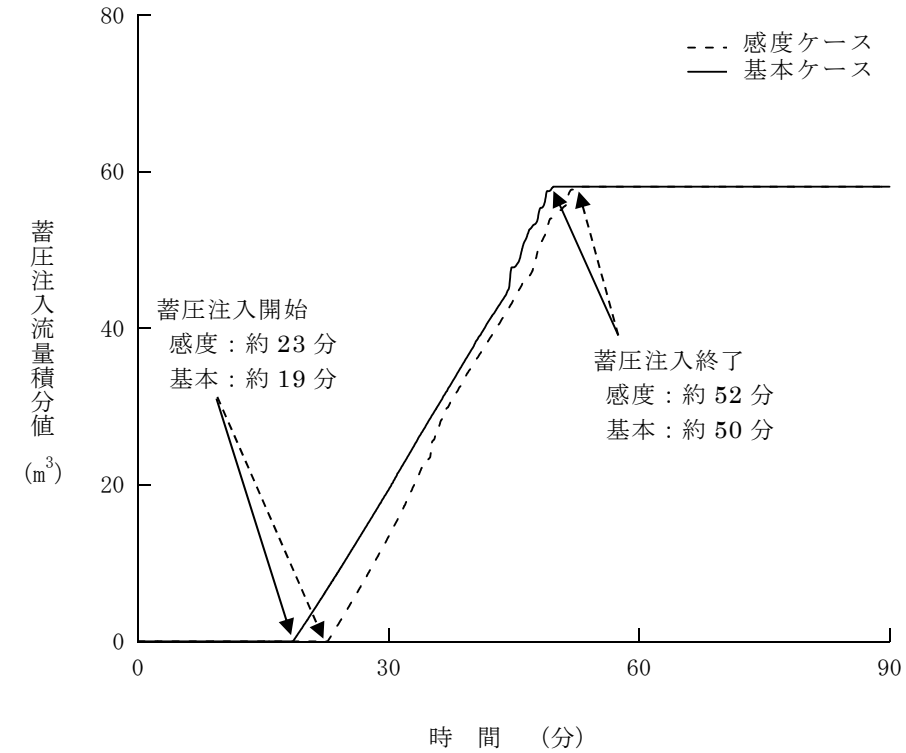
第 7.1.6.48 図　1 次冷却材圧力の推移（2 インチ破断）
（2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



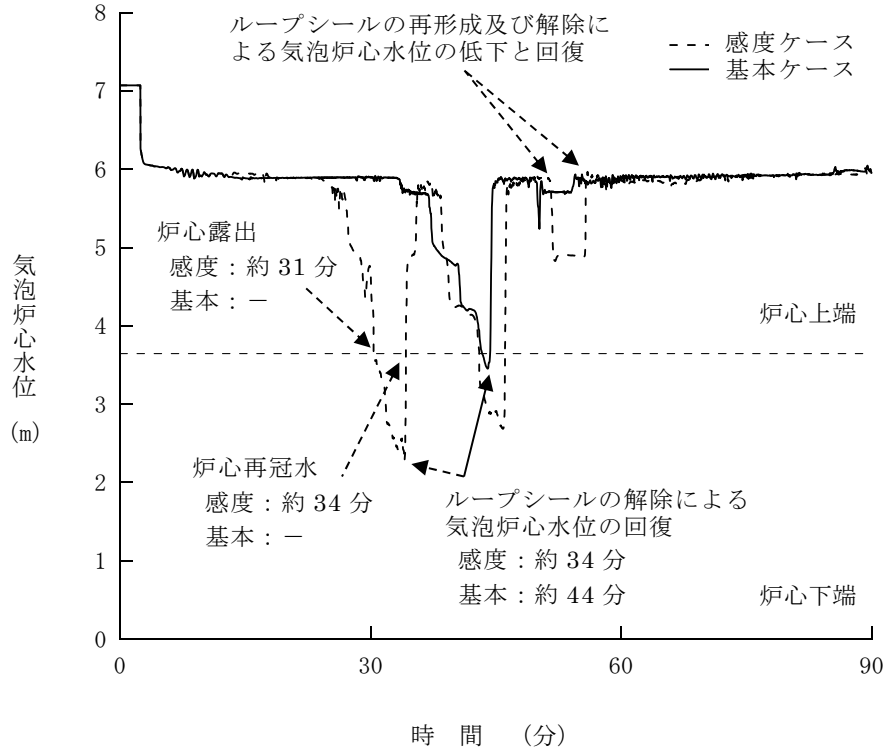
第 7.1.6.49 図　1 次冷却系保有水量の推移（2 インチ破断）
（2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



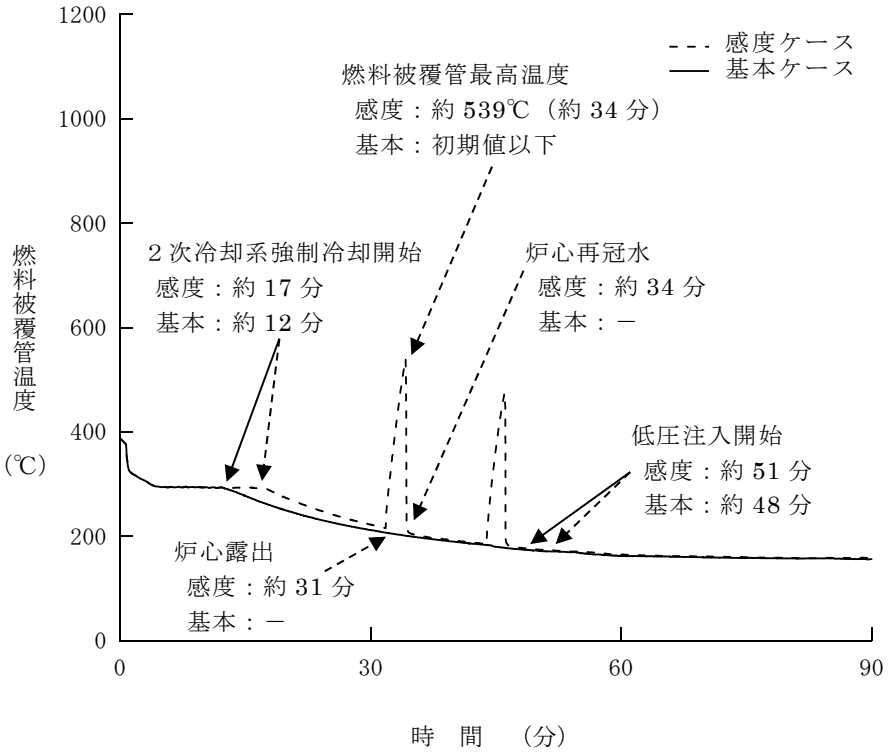
第 7.1.6.50 図　炉心入口流量の推移（2 インチ破断）
（2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



第 7.1.6.51 図　蓄圧注入流量積分値の推移（2 インチ破断）
（2 次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



第 7.1.6.52 図　気泡炉心水位の推移（2 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）



第 7.1.6.53 図　燃料被覆管温度の推移（2 インチ破断）
（２次冷却系強制冷却の操作時間余裕確認）

7.1.7 ＥＣＣＳ再循環機能喪失

7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡ が発生し、低圧再循環機能が喪失する事故」及び「ＤＣ母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁ＬＯＣＡ が発生し、高圧再循環機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（ＥＣＣＳ再循環機能）が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、１次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、内部スプレポンプによる代替再循環及び格

納容器スプレイ再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.7.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.7.2 図及び第 7.1.7.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.7.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.7.4 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

c. 蓄圧注入系動作の確認

1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

d. 格納容器スプレイ作動状況の確認

「内部スプレ動作」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

e. １次冷却材漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 高圧及び低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転への切替えを実施する。

高圧及び低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

g. 高圧及び低圧再循環運転への切替失敗の判断

高圧及び低圧再循環弁等の動作不調により高圧及び低圧再循環運転への切替失敗と判断する。

高圧再循環運転への切替失敗の判断に必要な計装設備は、安全注入流量等であり、低圧再循環運転への切替失敗の判断に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

h. 高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応

高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応操作として、再

循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。

i. 代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば、Ａ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環配管（Ａ、Ｂ内部スプレポンプ出口～Ａ余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

j. 原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、Ｃ、Ｄ内部スプレポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。

7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断による１次冷却材の流出量が多くなるとともに、ＥＣＣＳ再循環切替までの時間が短いことで、ＥＣＣＳ再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

本事故シーケンスグループにおける中破断ＬＯＣＡ又は小破断ＬＯＣＡを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減圧させた後、低圧再循環により長期の

炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「7.1.6 ＥＣＣＳ注水機能喪失」において確認している。さらに、その手段に失敗した場合においても、内部スプレポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断ＬＯＣＡ又は小破断ＬＯＣＡを起因とする事故を包絡することができる。

本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに１次冷却系における気液分離・対向流及びＥＣＣＳ強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭＡＡＰにより１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

なお、ＭＡＡＰについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

また、ＭＡＡＰの炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3(3) 感度解析」において、ＭＡＡＰとプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５との比較による評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.7.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、１次冷却材管（約 0.70m（27.5 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ＥＣＣＳ再循環機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、ＥＣＣＳ再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、内部スプレポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 32.2%到達時とする。また、同時に再循環切替に失敗するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとする。また、10.97MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は 0 秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.140MPa[gage]を作動限

界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(c) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ 2 台動作し、最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]、低圧注入特性：0m³/h～約 1,740m³/h、0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、内部スプレポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 内部スプレポンプ

内部スプレポンプは 4 台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、代替再循環時には 2 台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

最大流量とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、内部スプレポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(e) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

(f) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

(g) 代替再循環

内部スプレポンプ 2 台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m^3/h を設定する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」示す分類にしたがって以下のとおり設定する。

(a) 内部スプレポンプによる代替再循環は、現場での電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.7.3 図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.1.7.5 図から第 7.1.7.12 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.7.13 図から第 7.1.7.16 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの１次冷却材の流出により、１次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が動作する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 16 分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ＥＣＣＳ再循環への切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、

ＥＣＣＳ再循環切替失敗の 15 分後に、内部スプレポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第 7.1.7.12 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 1,112℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 4.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。

1 次冷却材圧力は第 7.1.7.5 図に示すとおり、初期値（約 15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.7.15 図及び第 7.1.7.16 図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における 1 次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.7.14 図に示すように、格納容器再循環サンプ水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約 4 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も内部スプレポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である内部スプレポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、ＥＣＣＳ再循環切替失敗の 15 分後を起点とする内部スプレポンプによる代替再循環とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.7.2 表 に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響

を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の１次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの１次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後に生じるＥＣＣＳ再循環切替失敗を起点とする内部スプレポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下し、１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、１次冷却材の流出流量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となる

パラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

内部スプレポンプによる代替再循環運転は、第 7.1.7.4 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

内部スプレポンプによる代替再循環運転は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等により操作時間が早くなる場合、代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため１次冷却系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により１次冷却系保有水量は回復することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断口径等の不確かさにより、破断口からの１次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ＥＣＣＳ再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。

(3) 感度解析

ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに１次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５によりＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後に内部スプレポンプによる代替再循環を実施した場合の感度解

析を実施した。

その結果、第 7.1.7.17 図に示すとおり、ＭＡＡＰでは事象発生の 60 分後まで原子炉容器内水位は低下しないのに対して、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５では炉心露出はしないものの、事象発生の約 31 分後に原子炉容器内水位は炉心上端付近まで低下しており、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５はＭＡＡＰより炉心露出を保守的に予測する傾向であることを確認した。しかしながら、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５による感度解析結果においても、第 7.1.7.18 図に示すとおり、ＥＣＣＳ再循環切替失敗後においても炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。なお、本評価では、ＭＡＡＰによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、Ｍ－ＲＥＬＡＰ５の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

以上のことから、ＭＡＡＰにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさにより、炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるが、これを踏まえても炉心露出することはなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(4) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を評価する。

内部スプレポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間であるＥＣＣＳ再循環切替失敗から 15 分後に実施する内部スプレポンプによる代替再循環操作に対して、開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.7.19 図及び第 7.1.7.20 図に示すとおり、燃料被覆管温度は 1,200℃に対し

て余裕があることを確認した。よって、ＥＣＣＳ再循環切替失敗から約 20 分の操作時間余裕があることを確認した。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による内部スプレポンプを用いた代替再循環を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後（約 16 分後）に低圧再循環運転に切替失敗するが、その後、2 系列の格納

容器スプレイ再循環運転切替成功を確認した後、A、B内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替える（約 31 分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環（炉心冷却）運転を継続する。

燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする内部スプレポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後（約 16 分後）にC、D内部スプレポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。

以上より、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により動作する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.7.5 結論

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」では、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、１次冷却材の保有水量が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として内部スプレポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、内部スプレポンプによる代替再循環を実施することにより、ＥＣＣＳ再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目に与える影響は小さいことを確認した。その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」において、内部スプレポンプによる代替再循環等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.7.1 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. 蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
d. 格納容器スプレイ作動状況の確認	・「内部スプレ動作」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 内部スプレポンプ	－	格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器スプレ流量積算
e. １次冷却材漏えいの判断	・加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により１次冷却材の漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
f. 高圧及び低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%に到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転への切替えを実施する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 安全注入流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.1 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 高圧及び低圧再循環運転への切替失敗の判断	・高圧及び低圧再循環弁等の動作不調により高圧及び低圧再循環運転への切替失敗と判断する。	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
h. 高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応	・高圧及び低圧再循環運転への切替失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【主蒸気逃がし弁】 【タービン動補助給水ポンプ】 【電動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水タンク】 【燃料取替用水タンク】	－	１次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ水位（広域）
i. 代替再循環運転による炉心冷却	・代替再循環運転の準備が完了すれば、Ａ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環配管（Ａ、Ｂ内部スプレポンプ出口～Ａ余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。 ・長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位
j. 原子炉格納容器の健全性維持	・長期対策として、Ｃ、Ｄ内部スプレポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。	Ｃ、Ｄ内部スプレポンプ Ｂ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.2 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗）(1/3)

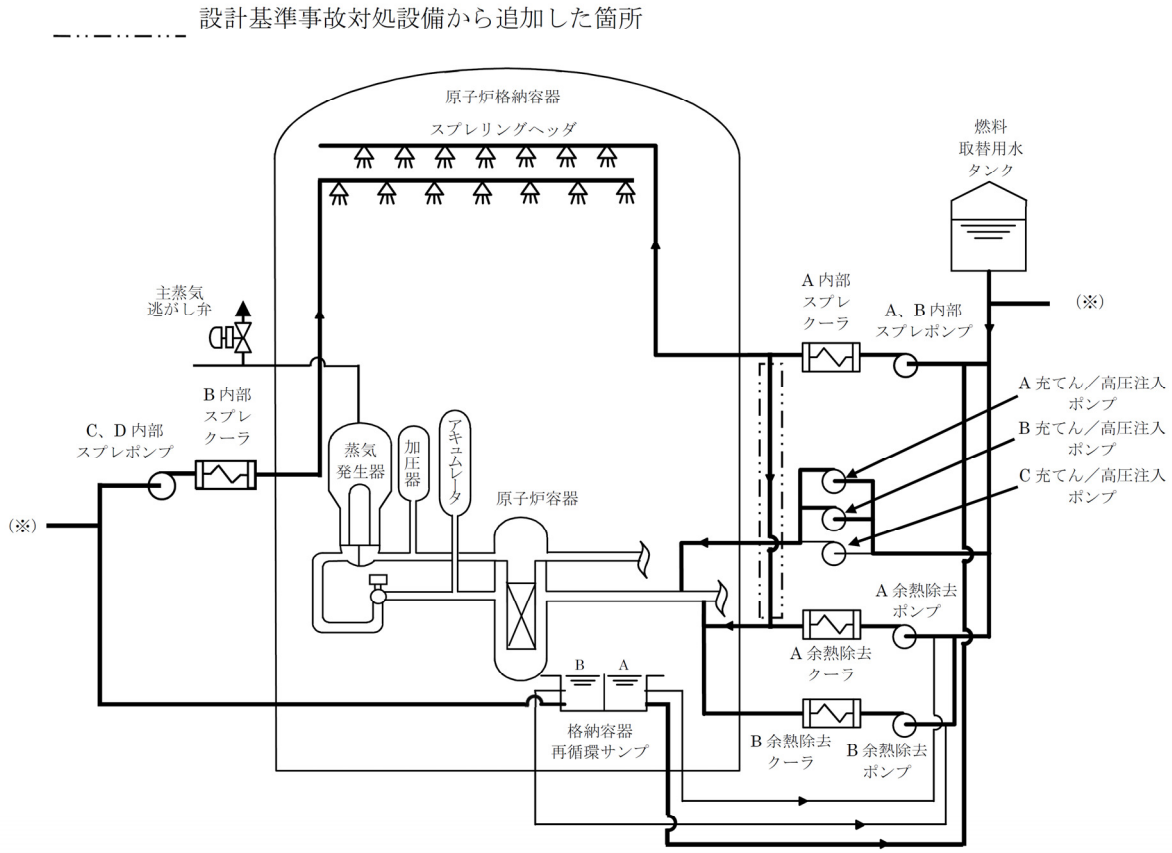
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと炉心崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなり、１次冷却材の蒸散量が大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、燃料被覆管温度が高くなり厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと、非常用炉心冷却設備による注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、非常用炉心冷却設備による注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（1 基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：低温側配管 破断口径：完全両端破断	破断位置は、炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、１次冷却材管（口径約 0.70m（27.5 インチ））の完全両端破断として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	ＥＣＣＳ再循環機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の動作が早くなり、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(32.2%)到達時 同時にＥＣＣＳ再循環切替に失敗	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。

第 7.1.7.2 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗）(2/3)

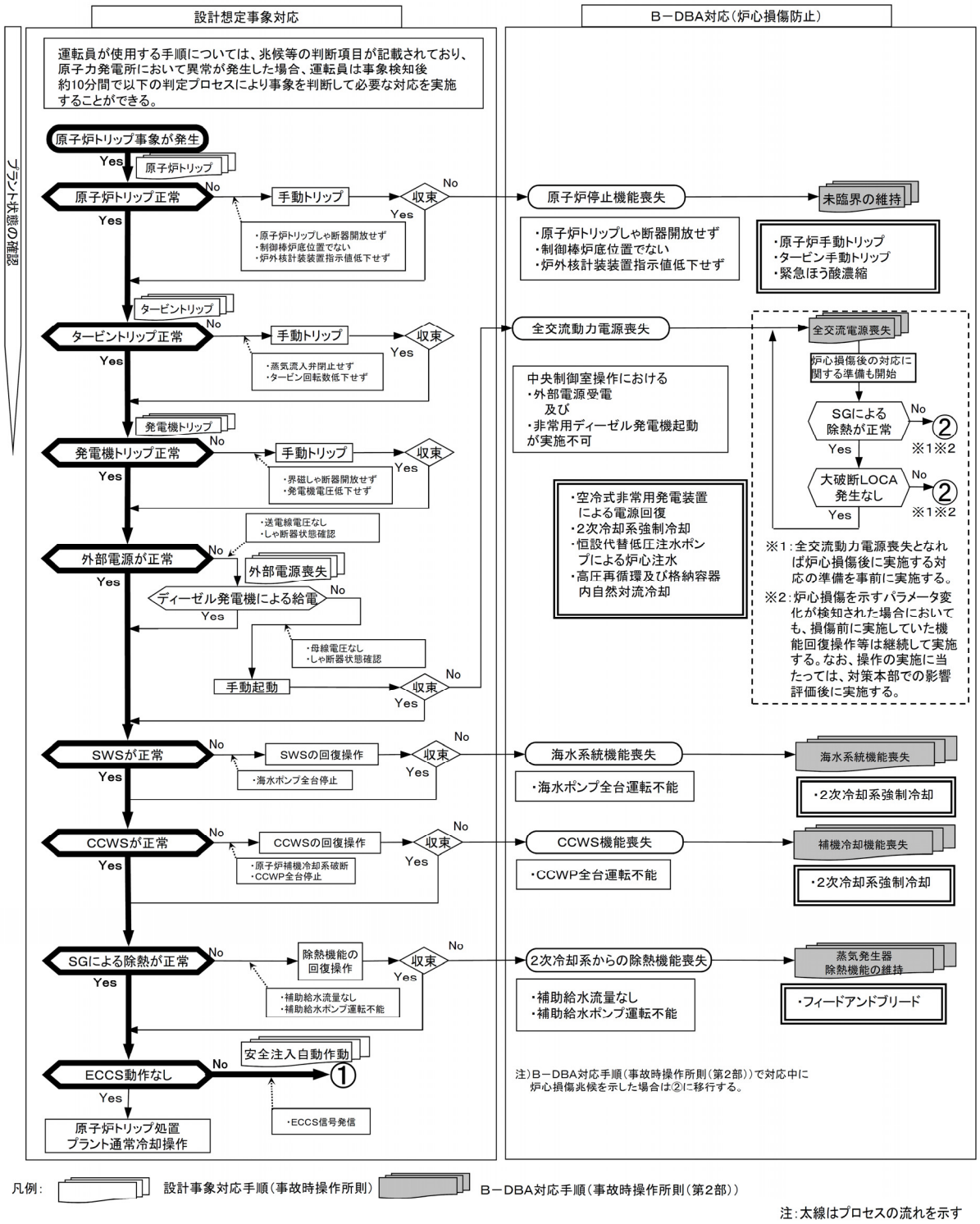
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。 検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) （応答時間 0 秒）	標準的に設計基準事故の評価において使用している非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の動作が早くなることで、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は 0 秒と設定。
	原子炉格納容器スプレイ作動信号	原子炉格納容器圧力異常高 (0.140MPa[gage]) （応答時間 0 秒）	標準的に設計基準事故の評価において使用している原子炉格納容器スプレイ作動限界値を設定。 原子炉格納容器スプレイ設備の動作が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は 0 秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0 MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]） 低圧注入特性（0 m³/h～約 1,740m³/h、0 MPa[gage]～約 1.2MPa[gage]）	再循環切替時間が早くなるように、最大注入特性を設定。 炉心への注水量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	内部スプレポンプ	最大流量 （注入時：4 台） （再循環時：2 台）	再循環切替時間が早くなるように、設計値に余裕を考慮した最大流値として設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m³/h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.7.2 表　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の主要解析条件（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗）(3/3)

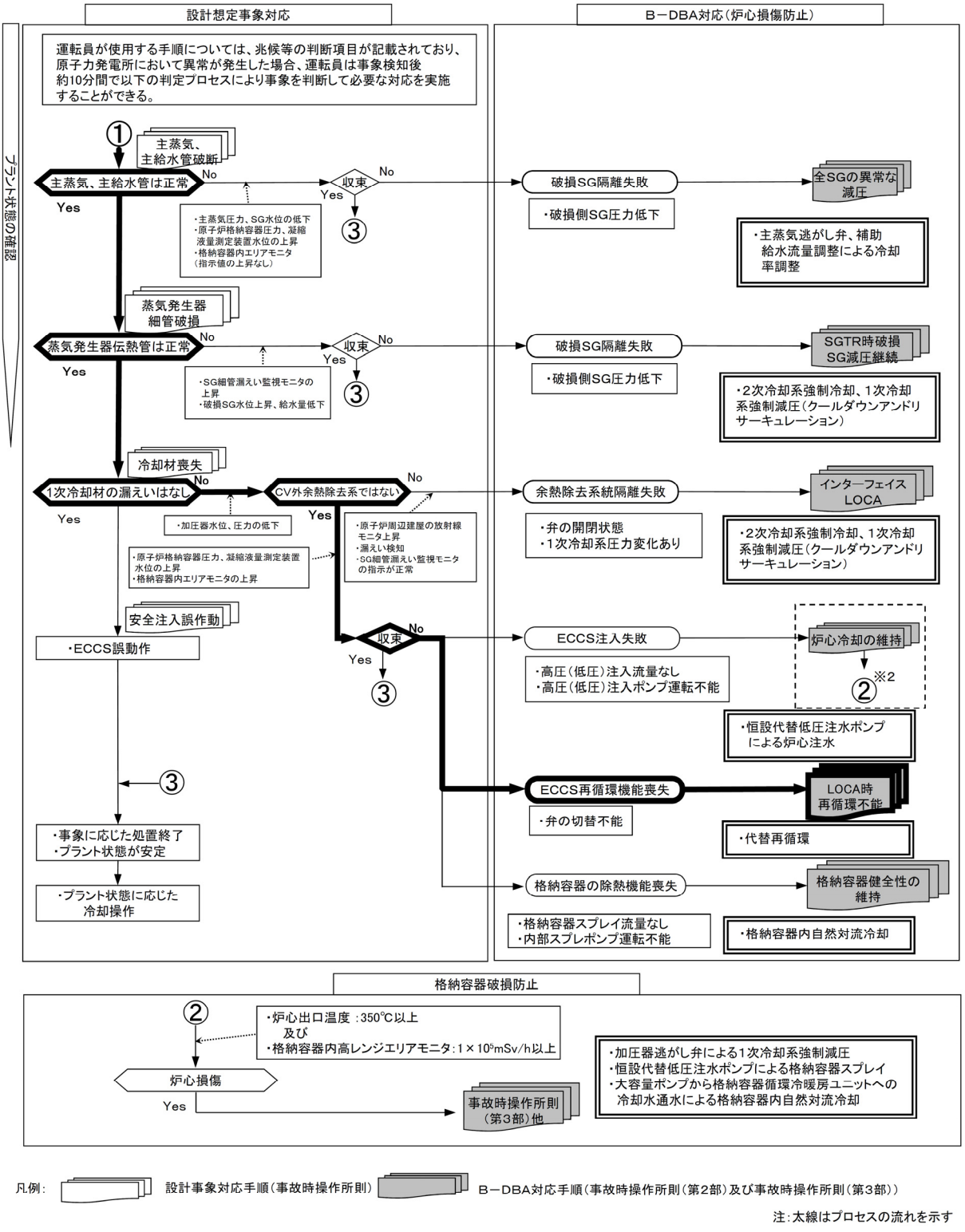
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	炉心への注水タイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量	200m^3/h	再循環切替時間約 16 分時点での崩壊熱に相当する蒸散量（約 105m^3/h）を上回る流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替再循環開始	ＥＣＣＳ再循環切替失敗の 15 分後 （この間は注水がないと仮定）	運転員操作時間として、内部スプレポンプによる代替再循環の現場での系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して設定。



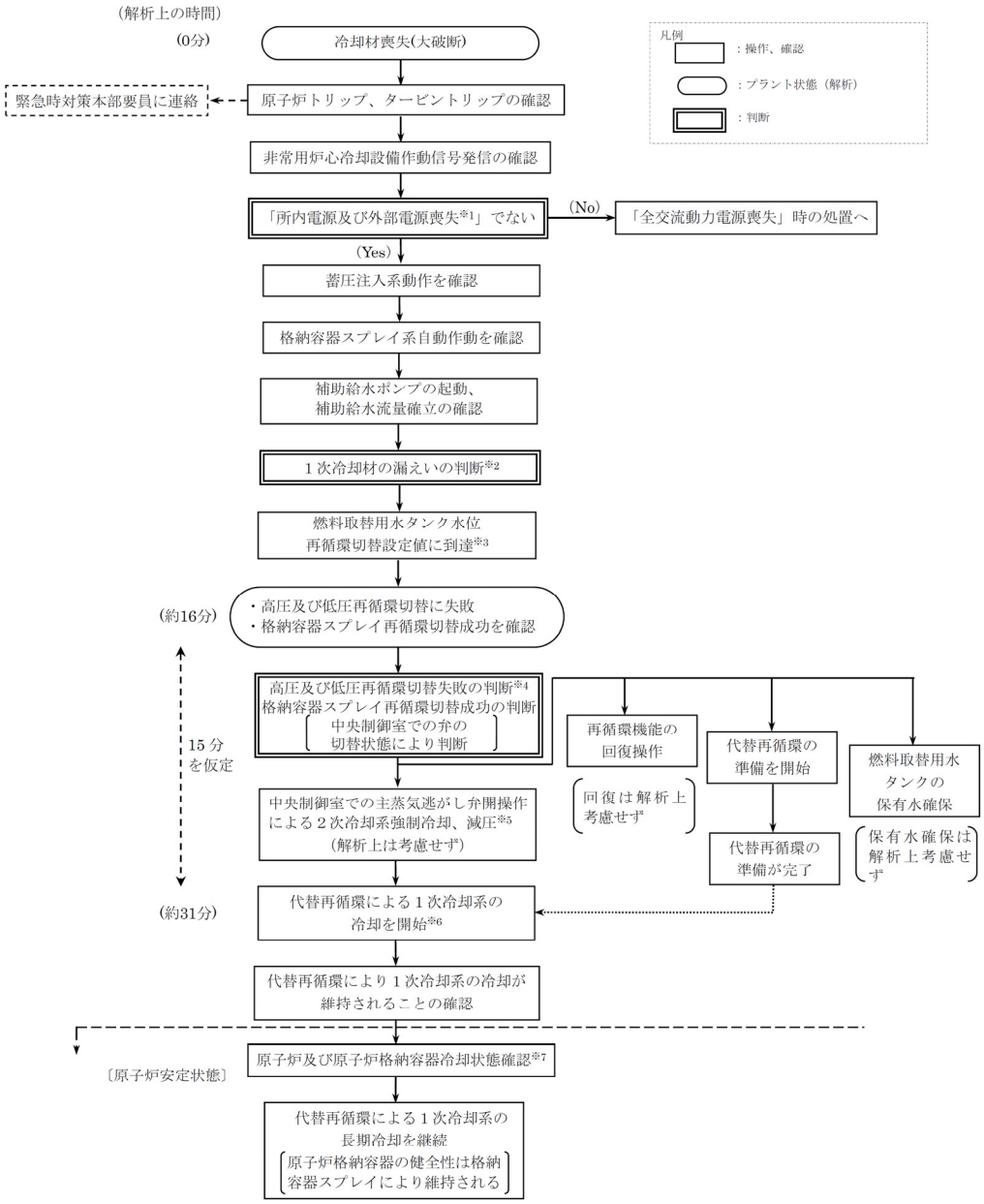
第 7.1.7.1 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.7.2 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(1/2)

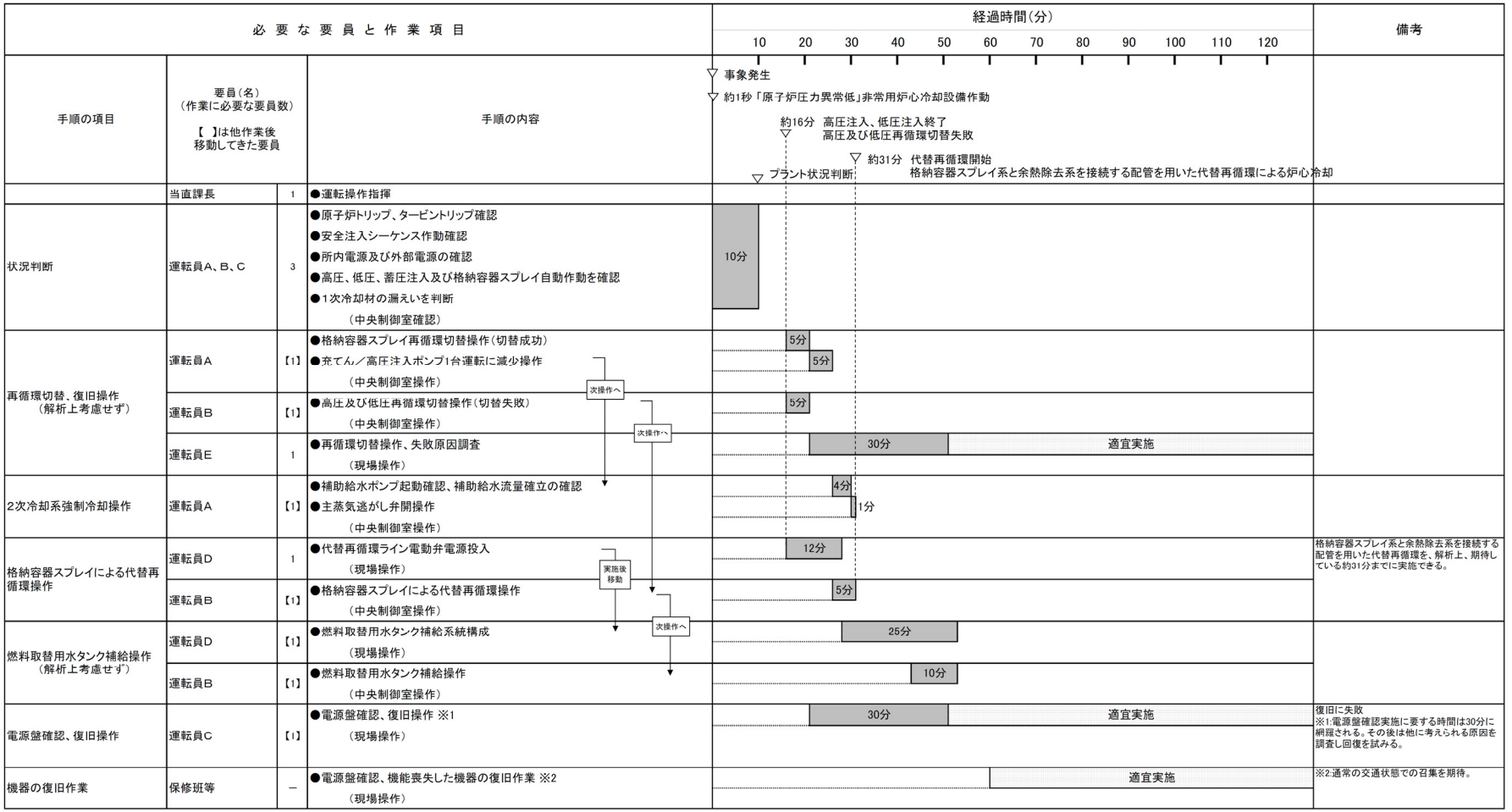


第 7.1.7.2 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（判定プロセス）(2/2)



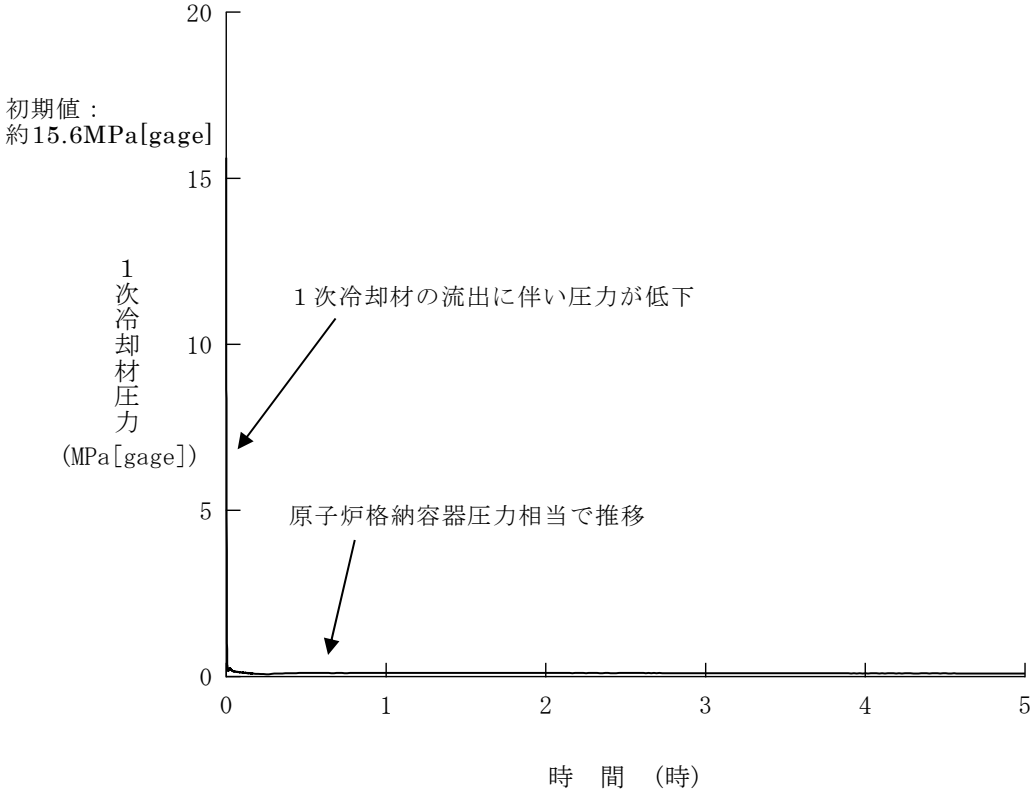
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：漏えいの判断は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※3 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、高圧及び低圧再循環運転へ切替える。
※4 ：高圧及び低圧再循環ラインの弁の動作不調を確認。
※5 ：燃料取替用水タンク水の有効利用を目的として実施する充てん／高圧注入ポンプ1台を除いた安全系ポンプ停止操作の後に操作を実施する。
※6 ：準備が完了すれば、その段階で実施する。
代替再循環ライン（格納容器再循環サンプ→A、B 内部スプレポンプ→代替再循環ライン→A 余熱除去系→原子炉）
※7 ：状態確認は低温停止ほう素濃度確認（必要により濃縮）及び1次冷却材温度 93℃以下を確認する。
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.7.3 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の対応手順の概要
（「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」の事象進展）

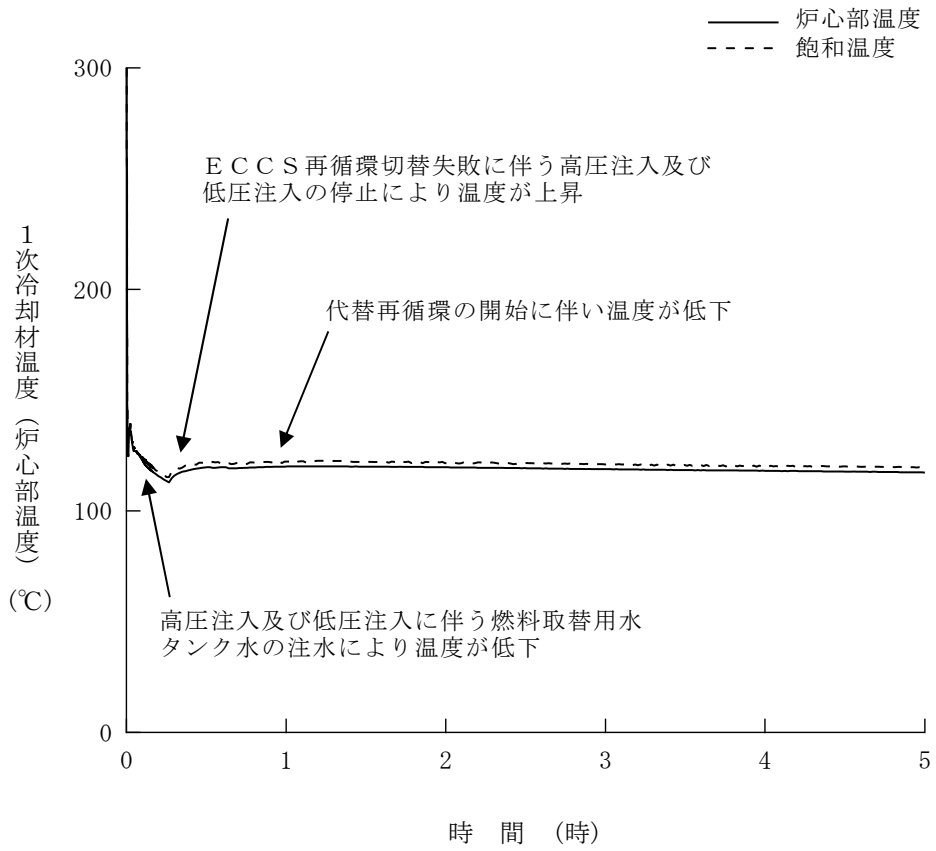


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件ならびに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

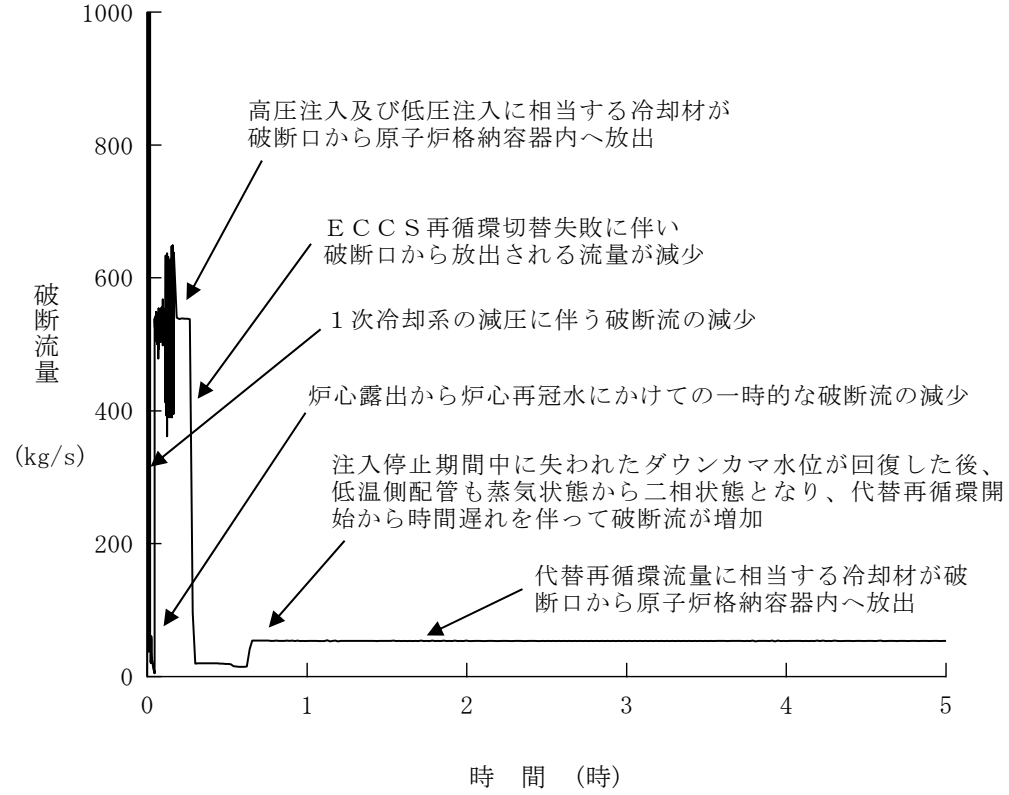
第 7.1.7.4 図　「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の作業と所要時間（大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗）



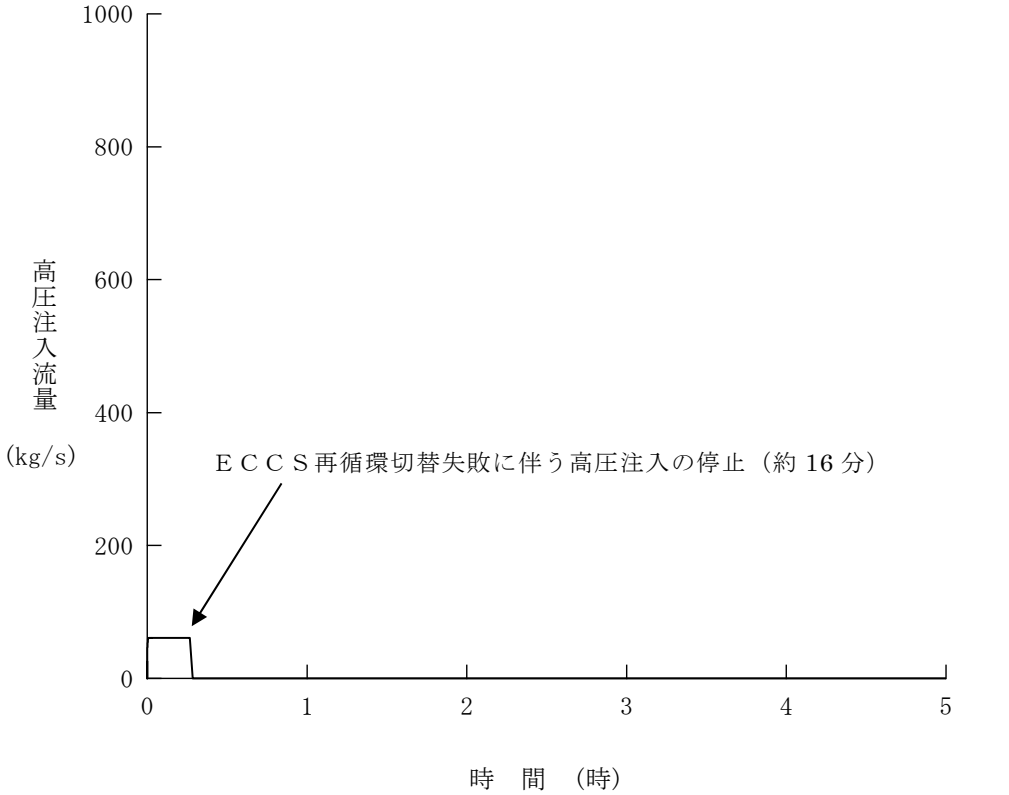
第 7.1.7.5 図　1 次冷却材圧力の推移



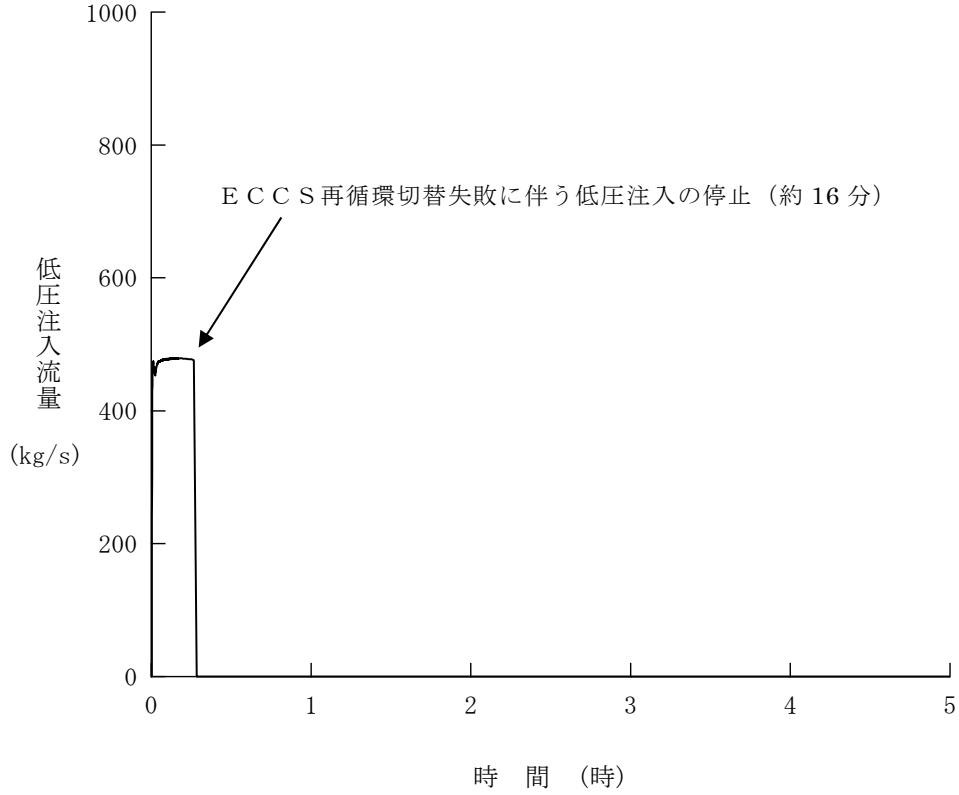
第 7.1.7.6 図　1 次冷却材温度（炉心部温度）の推移



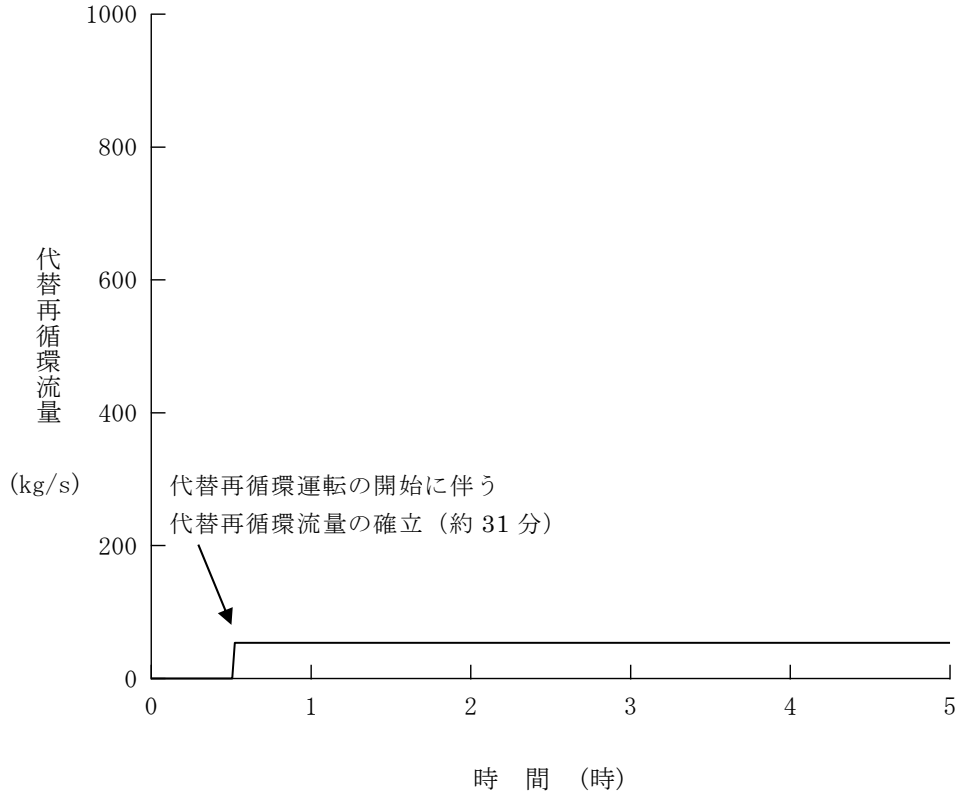
第 7.1.7.7 図　破断流量の推移



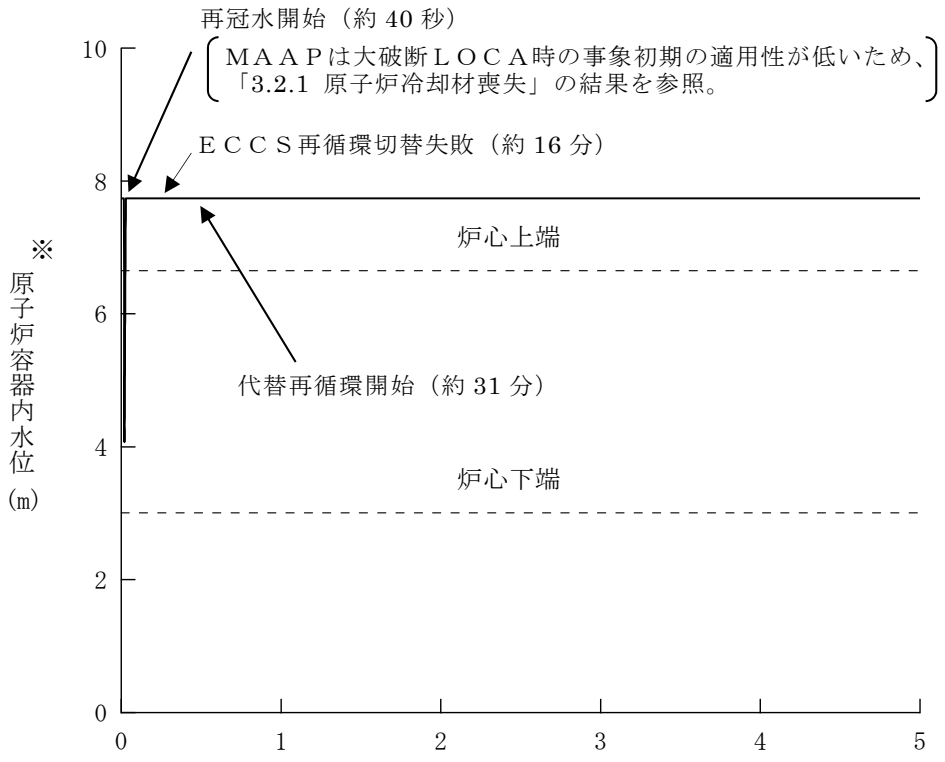
第 7.1.7.8 図　高圧注入流量の推移



第 7.1.7.9 図　低圧注入流量の推移

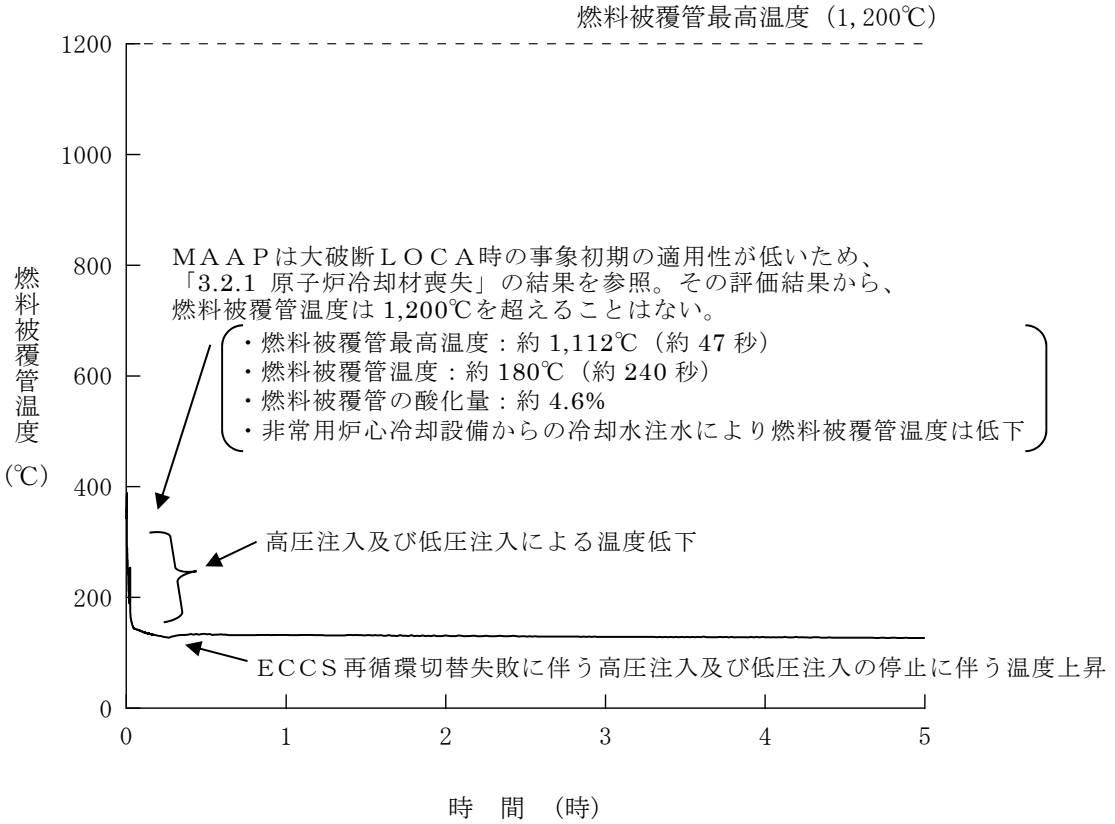


第 7.1.7.10 図　代替再循環流量の推移

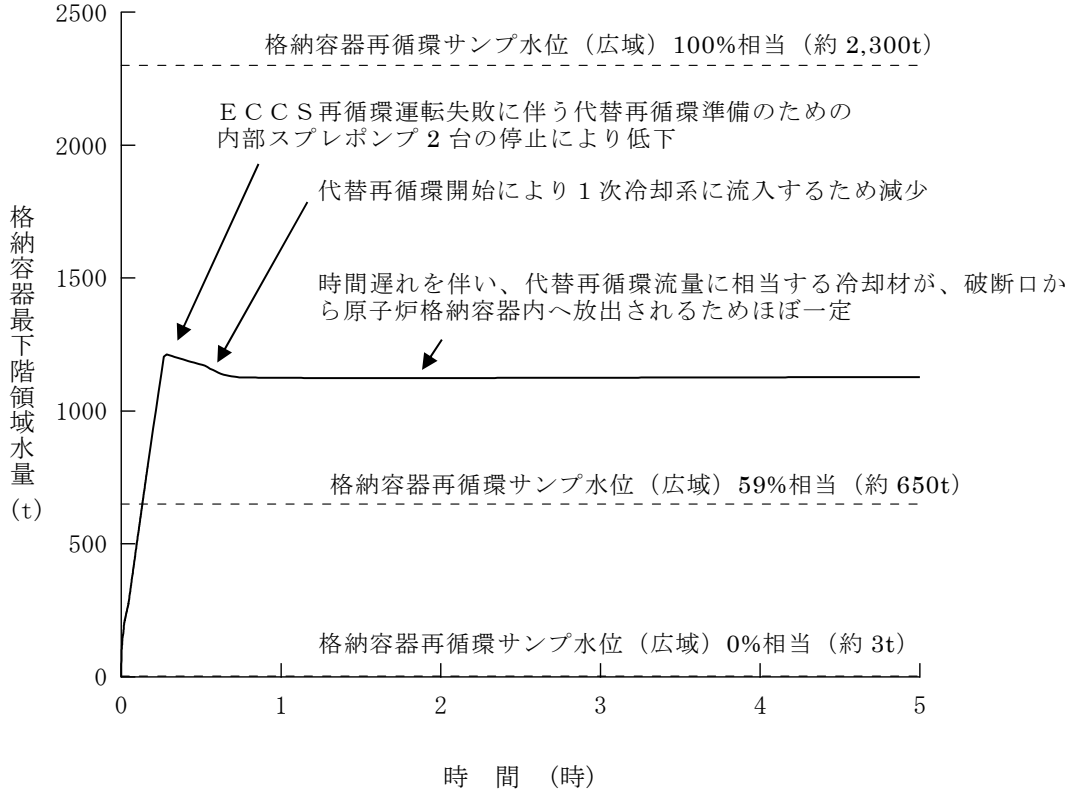


※入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

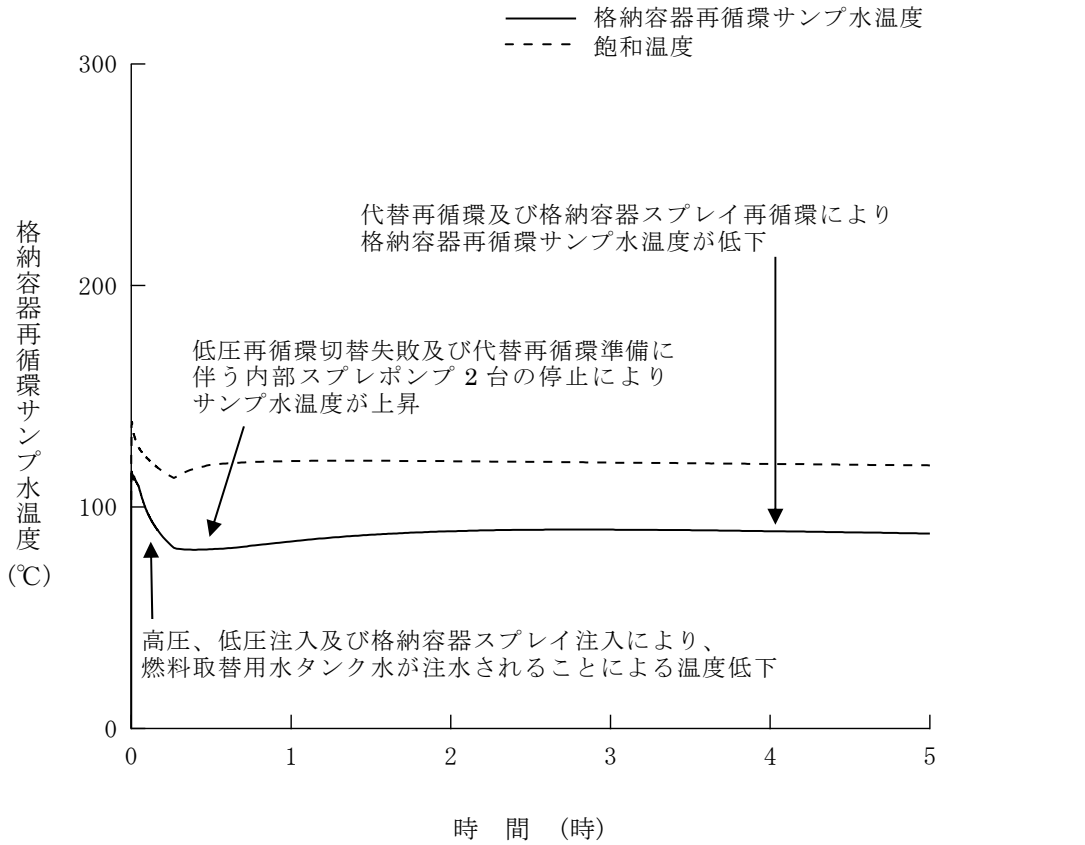
第 7.1.7.11 図　原子炉容器内水位の推移



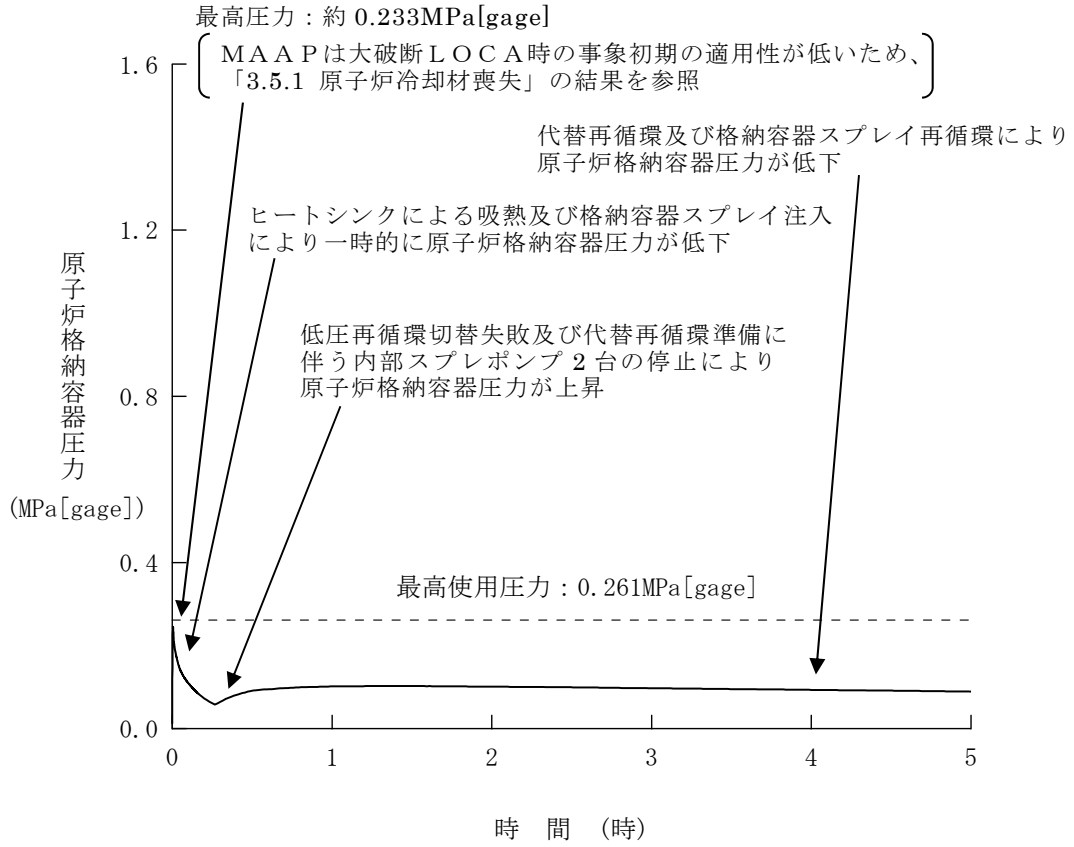
第 7.1.7.12 図　燃料被覆管温度の推移



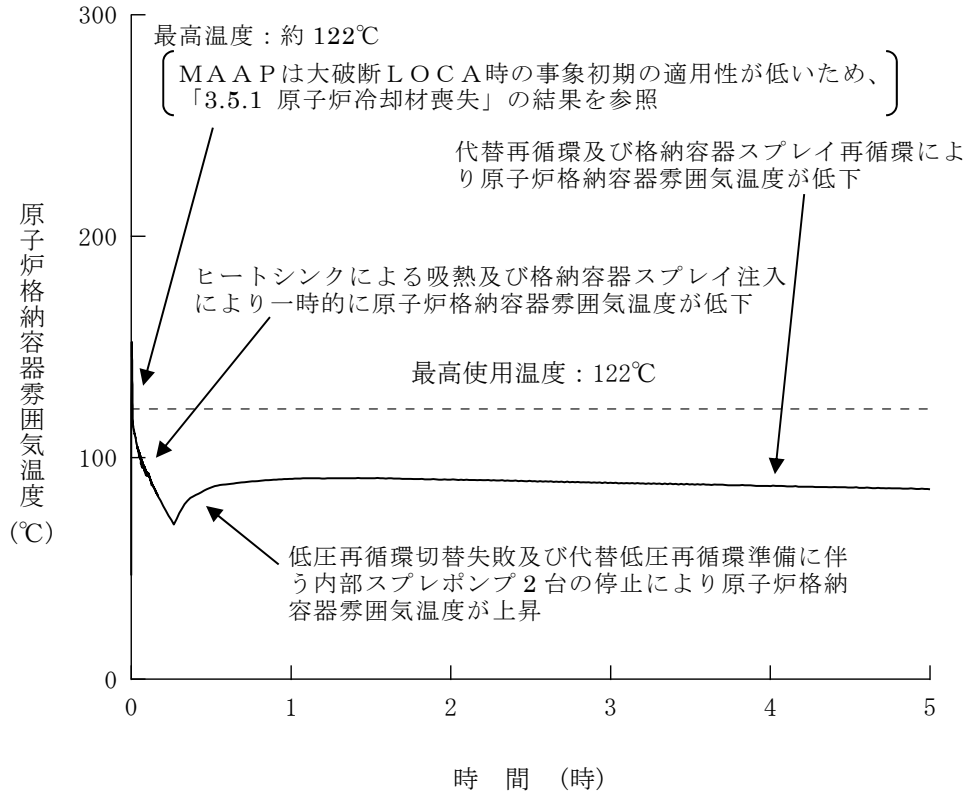
第 7.1.7.13 図　格納容器最下階領域水量の推移



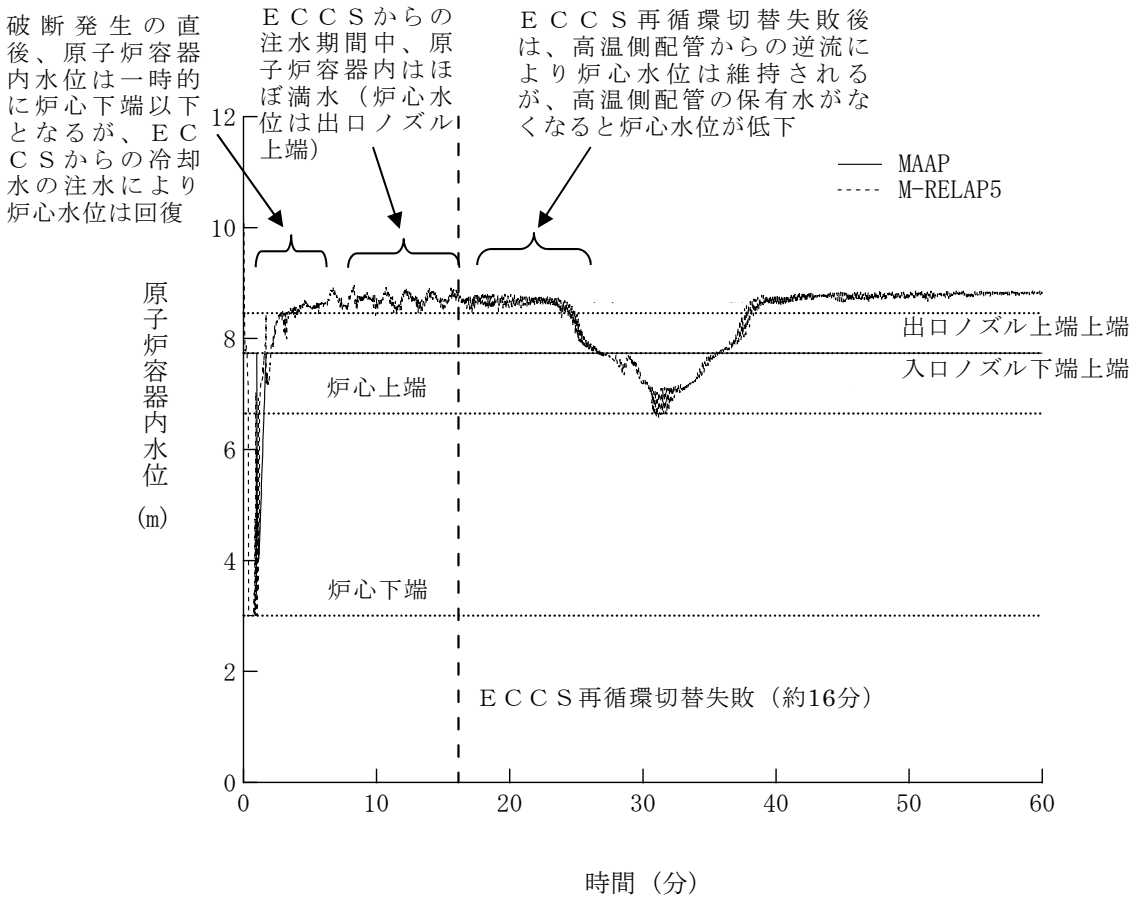
第 7.1.7.14 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



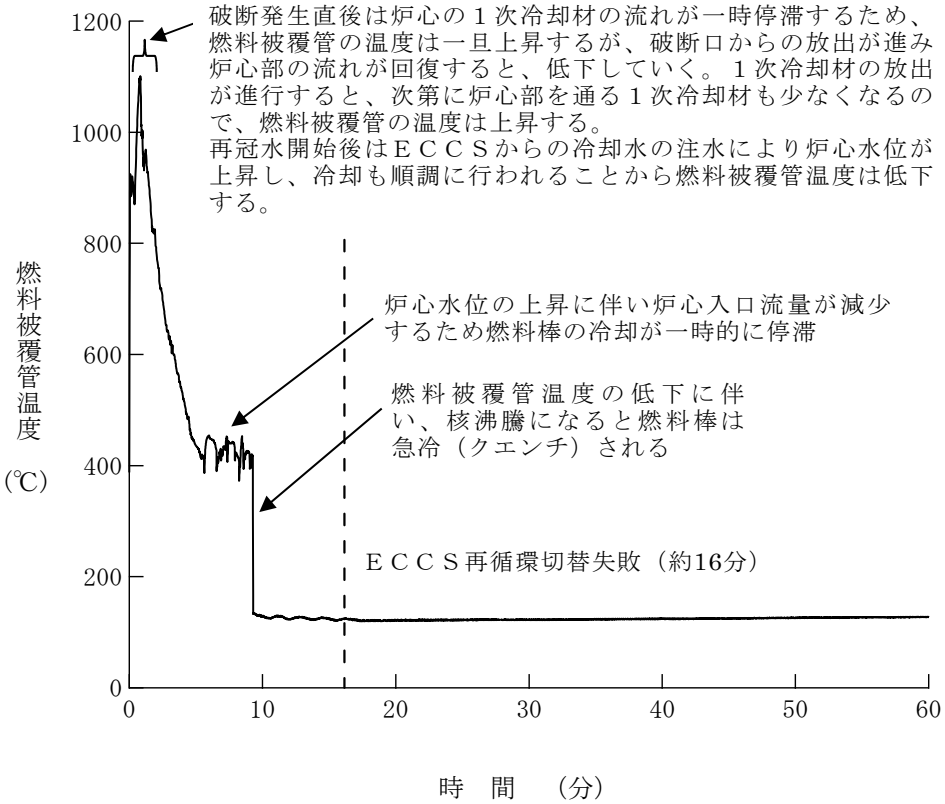
第 7.1.7.15 図　原子炉格納容器圧力の推移



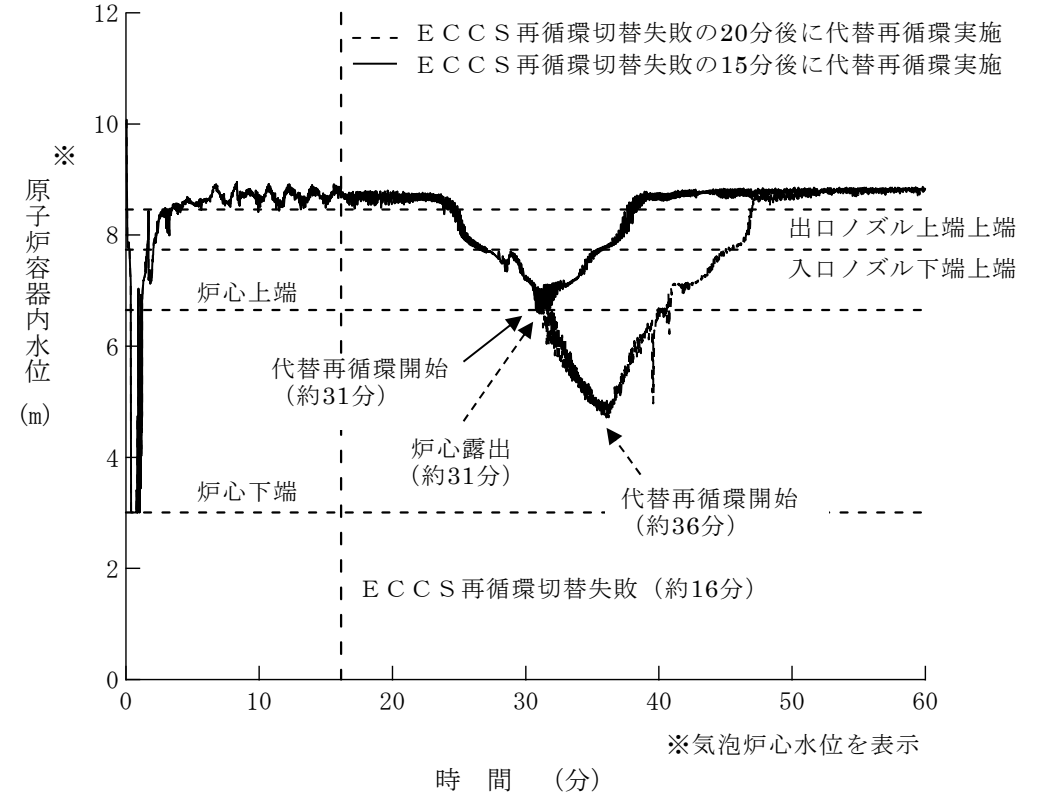
第 7.1.7.16 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移



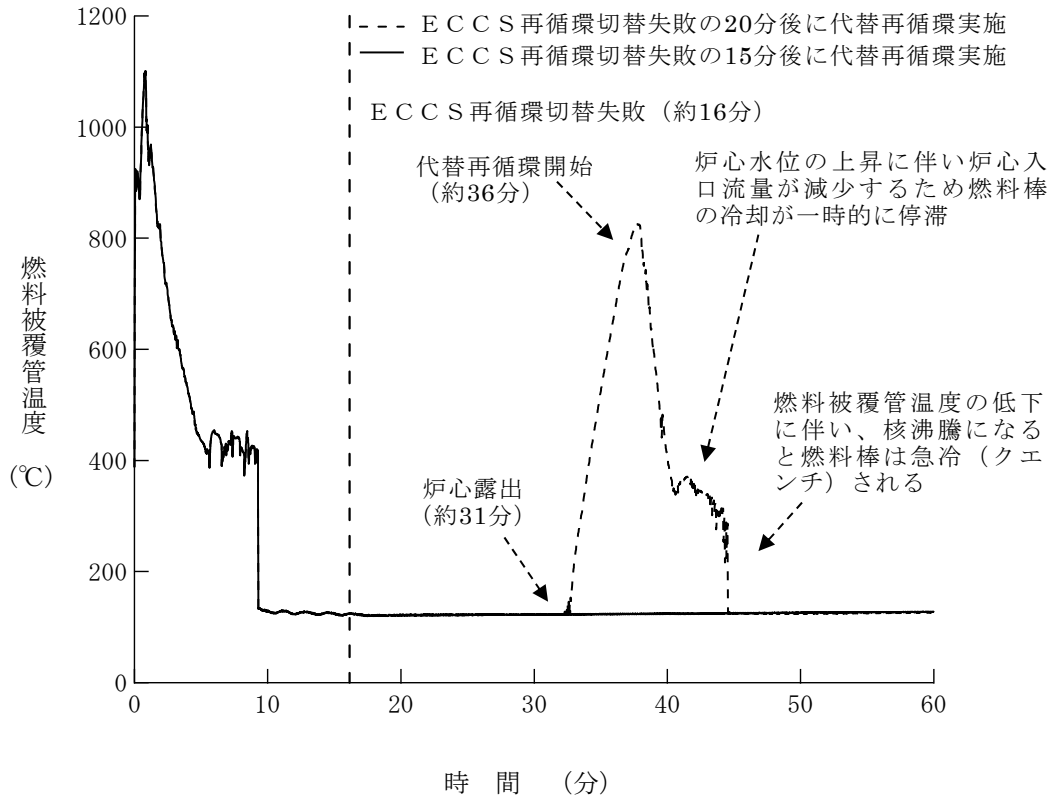
第 7.1.7.17 図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較）



第 7.1.7.18 図　燃料被覆管温度の推移（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）



第 7.1.7.19 図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）



第 7.1.7.20 図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
（Ｍ－ＲＥＬＡＰ５）

7.1.8 格納容器バイパス

7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに１次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、１次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、内部スプレポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.8.1 図及び第 7.1.8.2 図に、対応

手順の概要を第 7.1.8.3 図から第 7.1.8.6 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.8.1 表及び第 7.1.8.2 表に示す。

a. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」における３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 9 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.7 図に示す。

(a) プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(c) 蓄圧注入系動作の確認

１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断

余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断する。

余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(e) 余熱除去系統の隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。

また、１次冷却系保有水量低下を抑制するために１次冷却系の減圧操作を開始する前に、１次冷却系と余熱除去系統の隔離操作を行う。

なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。

余熱除去系統の隔離に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作

１次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(g) 蒸気発生器２次側による炉心冷却

中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び１次冷却系からの漏え

い量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、１次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(i) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(j) アキュムレータ出口電動弁閉操作

冷却材圧力（広域）計指示が 0.6MPa[gage]になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(k) 余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、１次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。

余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(l) 蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器２次側を使用した除熱を継続して行う。

蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する

事故

事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 9 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.8 図に示す。

(a) プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断

蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。

蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。

(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動

及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(e) 破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気止弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。

(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。

(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

(h) 加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧

非常用炉心冷却設備停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで１次冷却系の強制減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、１次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(i) アキュムレータ出口電動弁閉操作

蓄圧注入による破損側蒸気発生器２次側への漏えい量を抑制するため、１次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力

(4.04MPa[gage])になる前にアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

アキュムレータ出口電動弁閉操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

(j) 高圧注入から充てん注入への切替え

非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、安全注入流量等である。

(k) 余熱除去系による炉心冷却

冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

(l) １次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

余熱除去系による冷却継続により、１次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）等である。

以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。

(m) １次冷却系のフィードアンドブリード

余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。

１次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

(n) 代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位(59%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 64%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからＡ、Ｂ内部スプレポンプを経てＡ内部スプレクーラで冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲とし

て、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

(a) 事故条件

ⅰ. 起因事象

起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。１次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁の破断口径については実機における口径を基に、余熱除去クーラ出口逃がし弁の破断口径については口径の標準値として設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と同等である。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に１次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。

（ⅰ）原子炉格納容器外の余熱除去クーラ出口逃がし弁（低温側 2 個、高温側 1 個）

（等価直径約 3.3cm（約 1.3 インチ）相当）

（ⅱ）原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁（2 個）

（等価直径約 11cm（約 4.2 インチ）相当）

（ⅲ）原子炉格納容器外の余熱除去系統機器等

（等価直径約 4.1cm（約 1.6 インチ）相当）

ⅱ．安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去機能が喪失するものとする。

ⅲ．外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

ⅰ．充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m^3/h～約 220m^3/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ⅱ．補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m^3/h の流量で注水するものとする。

ⅲ．アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで 1 次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、アキュムレータの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1基当たり）

ⅳ．主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

ⅴ．余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

ⅰ．主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。

ⅱ．補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅲ．加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

（ⅰ）非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ．サブクール度 60℃以上で開操作

ロ．サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

（ⅱ）非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ．サブクール度 20℃以上で開操作

ロ．サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅳ．以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、アキュムレータを隔離し、

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとして、4 分の操作時間を考慮するものとする。

（ⅰ）サブクール度 40℃以上

（ⅱ）加圧器水位 50%以上

（ⅲ）1 次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中

（ⅳ）蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

ⅴ．運用上実際の操作では、充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(a) 事故条件

ⅰ．起因事象

起因事象として、1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

ⅱ．安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。

ⅲ．外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

ⅰ．充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注

入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ⅱ．補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 190m³/h の流量で注水するものとする。

ⅲ．主蒸気逃がし弁

２次冷却系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

ⅰ．破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気止弁の閉操作を開始し、操作完了に約 2 分を要するものとする。

ⅱ．健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に 1 分を要するものとする。

ⅲ．補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅳ．加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

（ⅰ）非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ．サブクール度 60℃以上で開操作

ロ．サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

（ⅱ）非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ．サブクール度 20℃以上で開操作

ロ．サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅴ．以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに 2 分の操作時間を考慮するものとする。

（ⅰ）サブクール度 40℃以上

（ⅱ）加圧器水位 50%以上

（ⅲ）１次冷却材圧力が安定又は上昇、かつアキュムレータ不動作又は隔離中

（ⅳ）健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ１台の設計流量以上で注水中

ⅵ．充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

ⅶ．以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

（ⅰ）１次冷却材温度 177℃以下

（ⅱ）１次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下

(3) 有効性評価の結果

a. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

インターフェイスシステムＬＯＣＡの事象進展を第 7.1.8.4 図に、１次冷却材圧力、１次冷却材温度、１次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.9 図から第 7.1.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の２次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等から

の漏えいにより１次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 17 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生の約 7 分後に１次冷却材圧力が余熱除去クーラ出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで１次冷却系保有水量が回復する。

事象発生の約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却を開始するとともに、１次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 64 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。

その後、余熱除去ポンプ入口弁（電動弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」

における１次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.233MPa[gage]及び約 122℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第 7.1.8.9 図及び第 7.1.8.10 図に示すように、事象発生の 180 分後においても１次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生の約 380 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に、１次冷却材圧力、１次冷却材温度、１次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の２次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて１次冷却材が蒸気発生器２次側に流出することで１次冷却材圧力が低下し、事象発生の約 7 分後に「過大温度ΔＴ高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 7 分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、１次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約 8 分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することによ

り、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップの 10 分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約 2 分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1 分後に完了する。

加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生の約 35 分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生の約 51 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生の約 2.3 時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.32 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次冷却材圧力は第 7.1.8.23 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子

炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.233MPa[gage]及び約122℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.261MPa[gage])及び最高使用温度（122℃）を下回る。

第7.1.8.23図及び第7.1.8.24図に示すように、事象発生の約5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約13時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び内部スプレポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約38時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も内部スプレポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充て

ん注入への切替操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステムＬＯＣＡでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、１次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点と

する２次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、１次冷却系の減圧が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、１次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、１次冷却系の減圧が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る２流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムＬＯＣＡにおいて、２次冷却系強制冷却等による減圧時に１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムＬＯＣＡにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、１次冷却材温度が低くなることから、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を

起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時に１次側・２次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次側・２次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、１次冷却材温度が低くなることから、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステムＬＯＣＡでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要

はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について－10%～50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る２流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムＬＯＣＡにおいて、２次冷却系強制冷却等による減圧時に１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステムＬＯＣＡにおいて、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、２次冷却系強制冷却による減圧時における１次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを

考慮すると、実際の１次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで１次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるアキュムレータ初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却及び１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする２次冷却系強制冷却の開始に与える影響は小さい。一方、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなり、１次冷却材圧力の低下が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、１次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入

への切替操作の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータへの影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下し、１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の破断口径を最確値とした場合、事象初期における破断口径は最確値と同等であるが、事象進展に伴い余熱除去系逃がし弁が閉止した後は、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、１次冷却材の流出量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

アキュムレータの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。アキュムレータの初期保有水量が多い方がアキュムレータ気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、１次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、アキュムレータによる炉心注水より前に、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により１次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

インターフェイスシステムＬＯＣＡにおける２次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし

弁の開閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）の閉操作は、第 7.1.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 7.1.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

２次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁の開操作による２次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステムＬＯＣＡにおける２次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操

作開始が遅くなる場合は、１次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により１次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより１次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、１次冷却系からの漏えい量が少なくなり、１次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ時において、２次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.36 図に示す２次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約 3 時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による１次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約 2 時間の操作時間余裕があることを確認した。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び２次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.37 図に示す２次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約 5 時間の

操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による 1 次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約 3 時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1 次冷却系への注水、1 次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による２次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の注水継続が可能であり、この間に送水車を用いた海水補給が可能である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 64 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク（513m³：有効水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による２次冷却系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.6 時間の注水継続が可能であり、事象発生の約 2.3 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 51 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、１次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器２次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えるこ

とにより長期冷却が可能である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.8.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、内部スプレポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損

時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a．プラントトリップの確認	・事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b．安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c．蓄圧注入系動作の確認	・１次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	－	冷却材圧力（広域）
d．余熱除去系統からの漏えいの判断	・余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、格納容器内モニタ及び蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断する。	－	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 余熱除去系統の隔離	・中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。 ・１次冷却系保有水量低下を抑制するために１次冷却系の減圧操作を開始する前に、１次冷却系と余熱除去系統の隔離操作を行う。 ・隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。	－	－	余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位
f. 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作	・１次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
g. 蒸気発生器２次側による炉心冷却	・中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による１次冷却系の減温、減圧を行う。 ・蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。	主蒸気逃がし弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧	・非常用炉心冷却設備停止条件確立及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、１次冷却系の強制減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、１次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.1 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 高圧注入から充てん注入への切替え	・非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
j. アキュムレータ出口電動弁閉操作	・冷却材圧力（広域）計指示が 0.6MPa[gage]になれば、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
k. 余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	・漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（電動弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。 ・早期の流出停止を目的として、１次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。	余熱除去ポンプ入口弁	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
l. 蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開操作により蒸気発生器２次側を使用した除熱を継続して行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 補助給水流量 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入動作」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）
c. 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断	・蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。	－	－	主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 加圧器水位 冷却材圧力（広域）
d. 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	・安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 復水タンク水位
e. 破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気止弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。	主蒸気止弁	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	・破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。	－	－	主蒸気圧力 冷却材圧力（広域） 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 加圧器水位
g. 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応	・破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク 【燃料取替用水タンク】	－	主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） 補助給水流量 復水タンク水位 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 燃料取替用水タンク水位
h. 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧	・非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度
i. アキュムレータ出口電動弁閉操作	・蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力がアキュムレータの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前にアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。	アキュムレータ出口電動弁	－	冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 高圧注入から充てん注入への切替え	・非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	安全注入流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
k. 余熱除去系による炉心冷却	・冷却材圧力（広域）計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。	余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
l. １次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	・余熱除去系による冷却継続により、１次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。 ・以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	冷却材圧力（広域） 加圧器水位 主蒸気圧力 蒸気発生器水位（広域） 蒸気発生器水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 余熱除去クーラ出口流量
m. １次冷却系のフィードアンドブリード	・余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。	充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 安全注入流量 燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(4/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替え	・長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位(59%)に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 64%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 ・代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからＡ、Ｂ内部スプレポンプを経てＡ内部スプレクーラで冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。 ・原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環 サンプスクリーン 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.3 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(1/3)

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５		本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100%(2,432MWt)×1.02		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力（初期）	15.41＋0.21MPa[gage]		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	305.7＋2.2℃		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）		サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側保有水量（初期）	51t（１基当たり）		設計値として設定。
事故条件	起因事象	余熱除去系統入口弁の誤開又は破損		余熱除去系統入口弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定。
		破断箇所	破断口径	余熱除去クーラ出口逃がし弁（1個当たりの破断口径は、約1.9cm（0.75インチ））については口径の標準値として、余熱除去ポンプ入口逃がし弁（1個当たりの破断口径は、約7.6cm（3インチ））については、実機における口径を基に設定。 余熱除去系機器等については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値として、ＮＵＰＥＣ報告書の値を基に設定。なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と同等である。 また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に１次冷却材系統の圧力、温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。
		原子炉格納容器外の余熱除去クーラ出口逃がし弁（低温側２個、高温側１個）	約 3.3cm（約 1.3 インチ）	
		原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁（２個）	約 11cm（約 4.2 インチ）	
		原子炉格納容器外の余熱除去系機器等	約 4.1cm（約 1.6 インチ）	
	安全機能の喪失に対する仮定	余熱除去機能喪失		余熱除去機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.8.3 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性： 0m^3/h～約 220m^3/h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値 到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m^3/h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3 （1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格主蒸気流量の 10% （1 個当たり）	定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たり主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理できる流量として設定。
	余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力	余熱除去クーラ出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁の設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

第 7.1.8.3 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）(3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	2 次冷却系強制冷却開始	非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後	運転員等操作時間として、事象判断に 10 分、非常用炉心冷却設備作動信号のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中央制御室からの隔離操作等に 14 分、主蒸気逃がし弁開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備の高圧注入から充てん注入への切替え	非常用炉心冷却設備停止条件成立 または 原子炉トリップ後 1 時間経過から 4 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ隔離操作に 2 分、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

第 7.1.8.4 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(1/3)

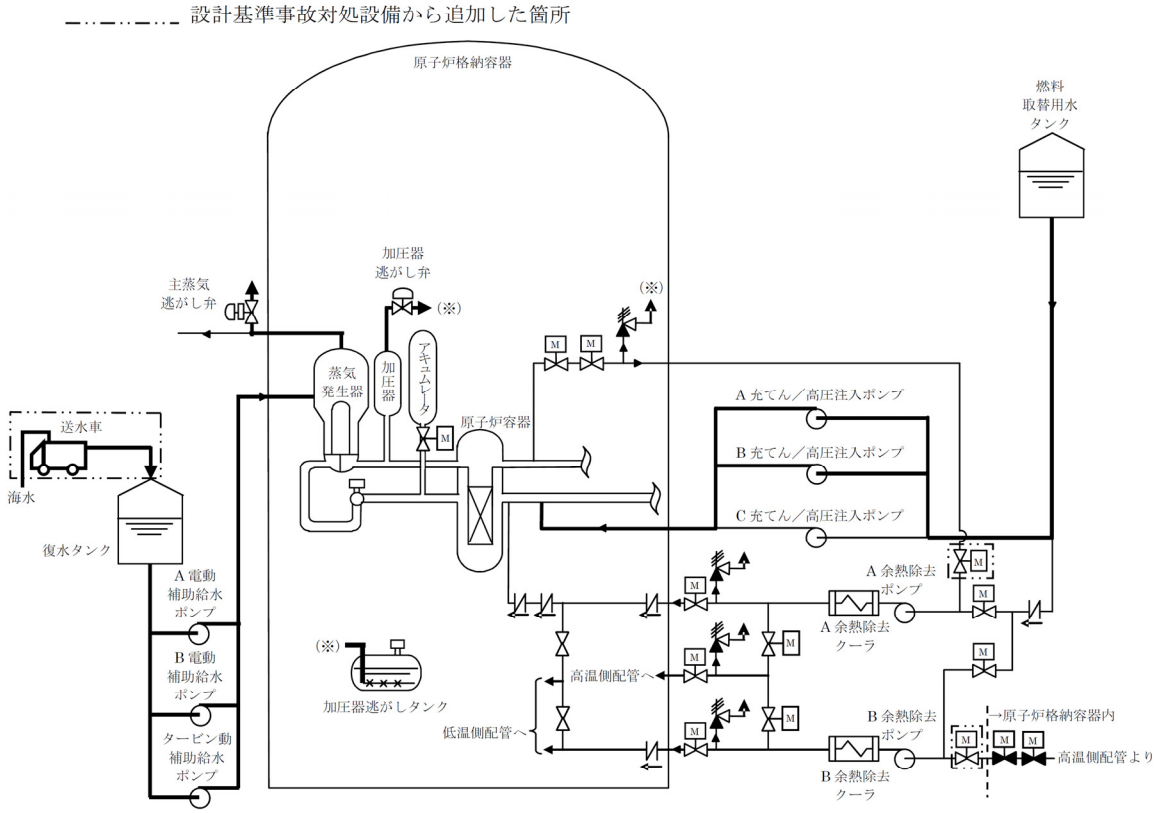
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材圧力が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
事故条件	起因事象	１基の蒸気発生器の伝熱管 １本の両端破断	起因事象として、1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	主蒸気安全弁 1 個の開固着	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.8.4 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) （応答時間 2.0 秒） あるいは 過大温度ΔT高 （1 次冷却材温度等の関数） （応答時間 6.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 （11.66MPa[gage]、水位検出器下端） （応答時間 2.0 秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計器誤差を考慮した低い値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮して、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性（2 台） （高圧注入特性： 0m^3/h～約 220m^3/h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への 1 次冷却材の漏えい量が多く推移するため、設備環境等に与える影響の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m^3/h （蒸気発生器 3 基合計）	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁容量	定格ループ流量の 10% （1 個当たり）	定格運転時において、主蒸気逃がし弁 1 個当たり主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理できる流量として設定。

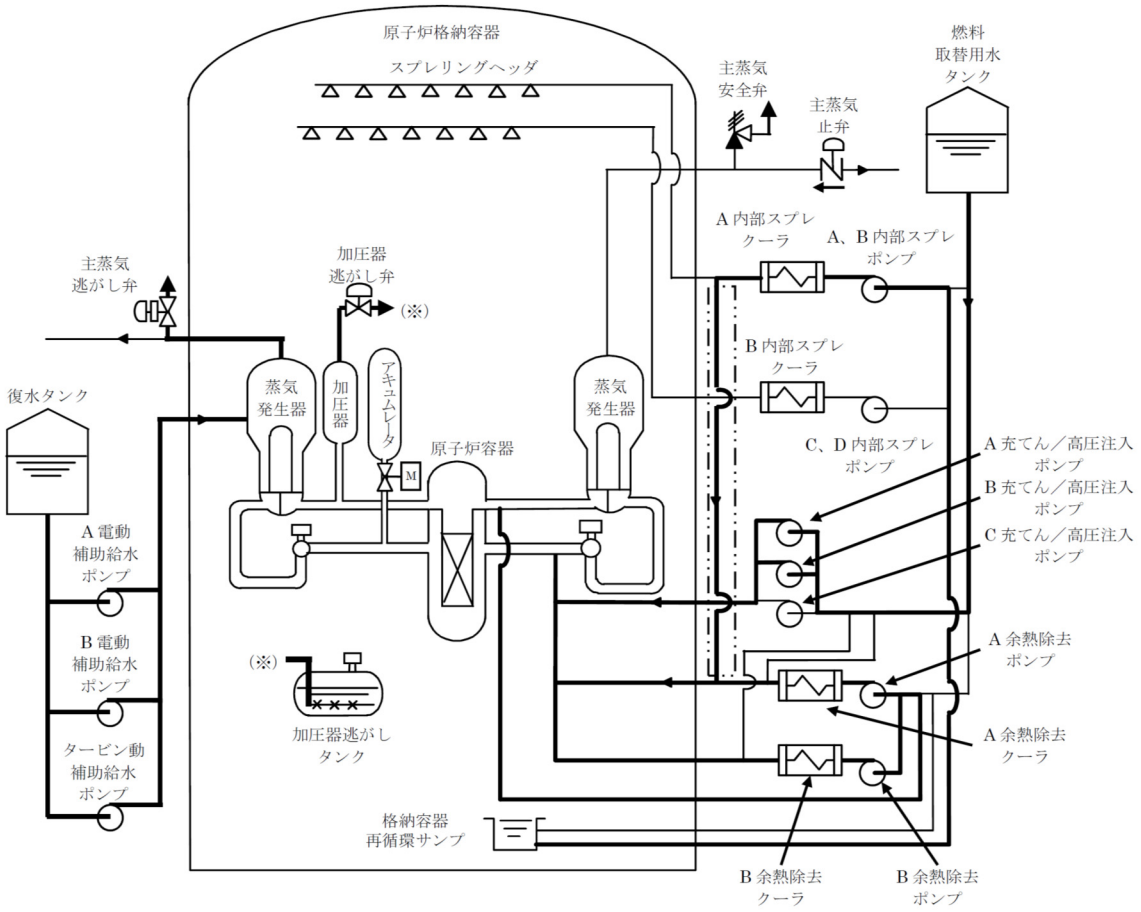
第 7.1.8.4 表　「格納容器バイパス」の主要解析条件
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	①破損側蒸気発生器への補助給水停止 ②破損側蒸気発生器からのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損側蒸気発生器主蒸気止弁閉止	原子炉トリップ後 10 分で開始し、約 2 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知・判断に 10 分、①、②及び③の操作に約 2 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	健全側主蒸気逃がし弁開	破損側蒸気発生器隔離操作完了後 1 分で開始	運転員等操作時間として、破損側蒸気発生器隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央制御室での開操作に 1 分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	充てん／高圧注入ポンプの高圧注入から充てん注入への切替操作	非常用炉心冷却設備停止条件成立から 2 分後	運転員等操作時間として、高圧注入から充てん注入への切替操作に 2 分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。
	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系統による炉心冷却を開始するよう設定。

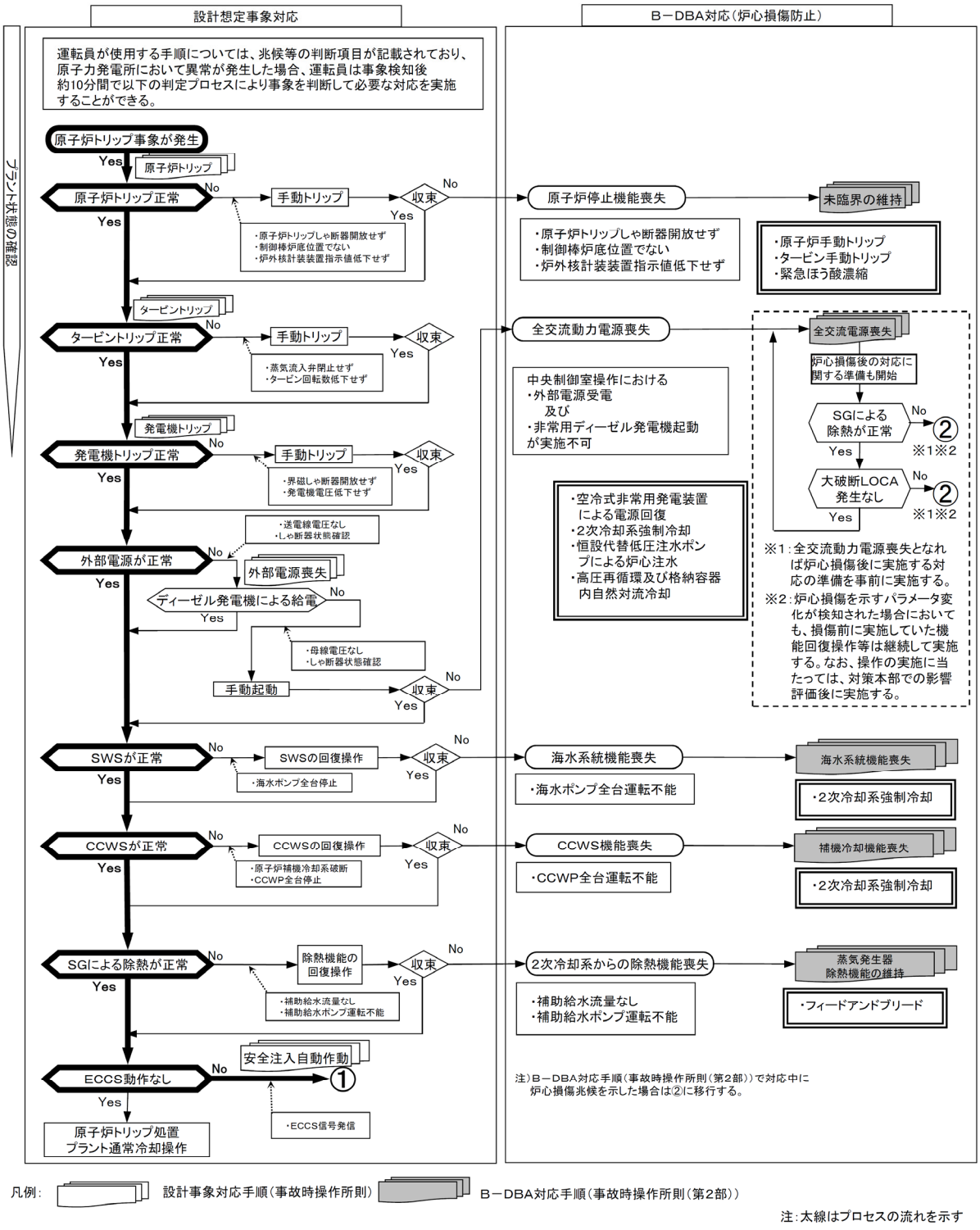


第 7.1.8.1 図　「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

－‥－‥－‥－ 設計基準事故対処設備から追加した箇所



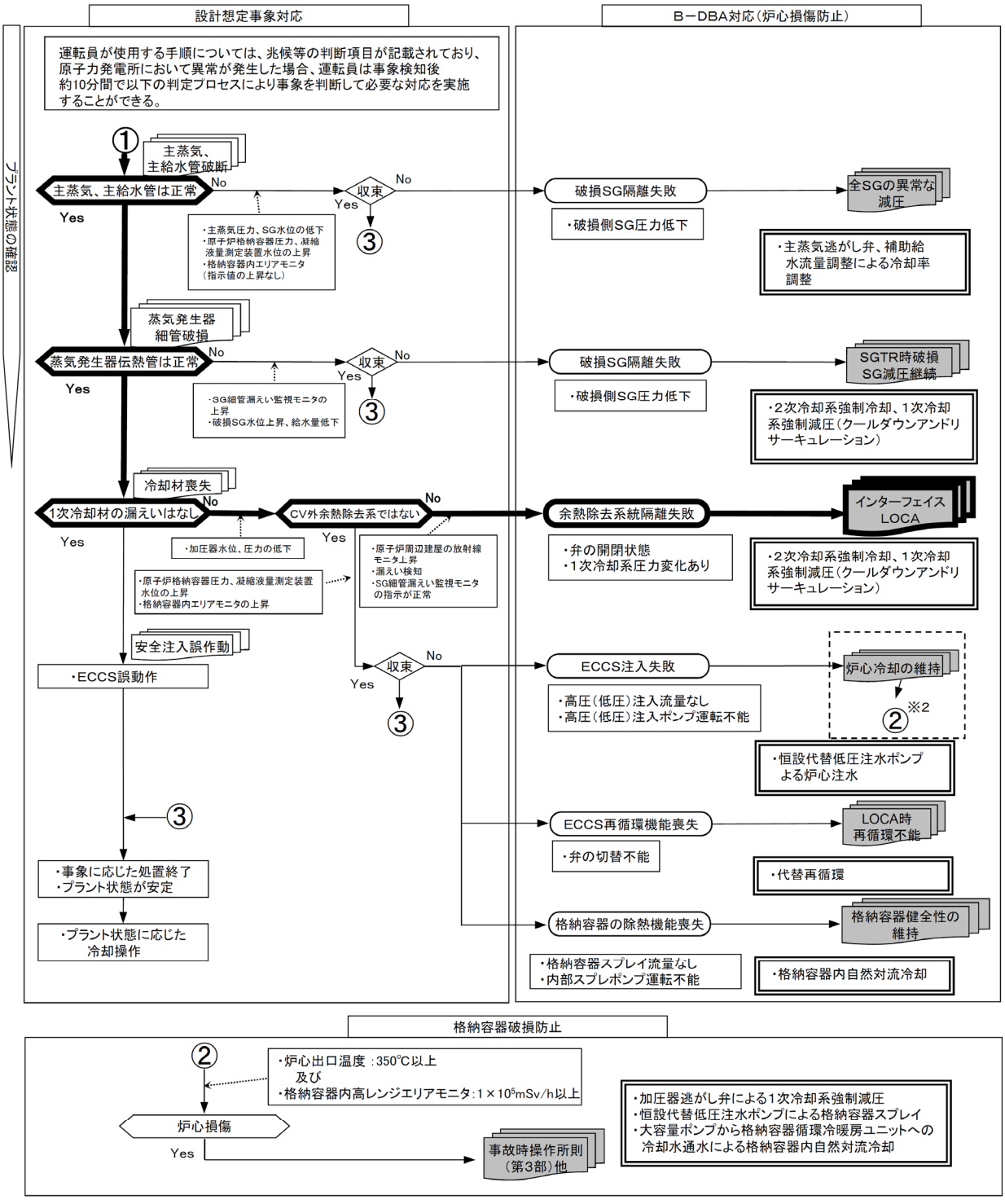
第 7.1.8.2 図　「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



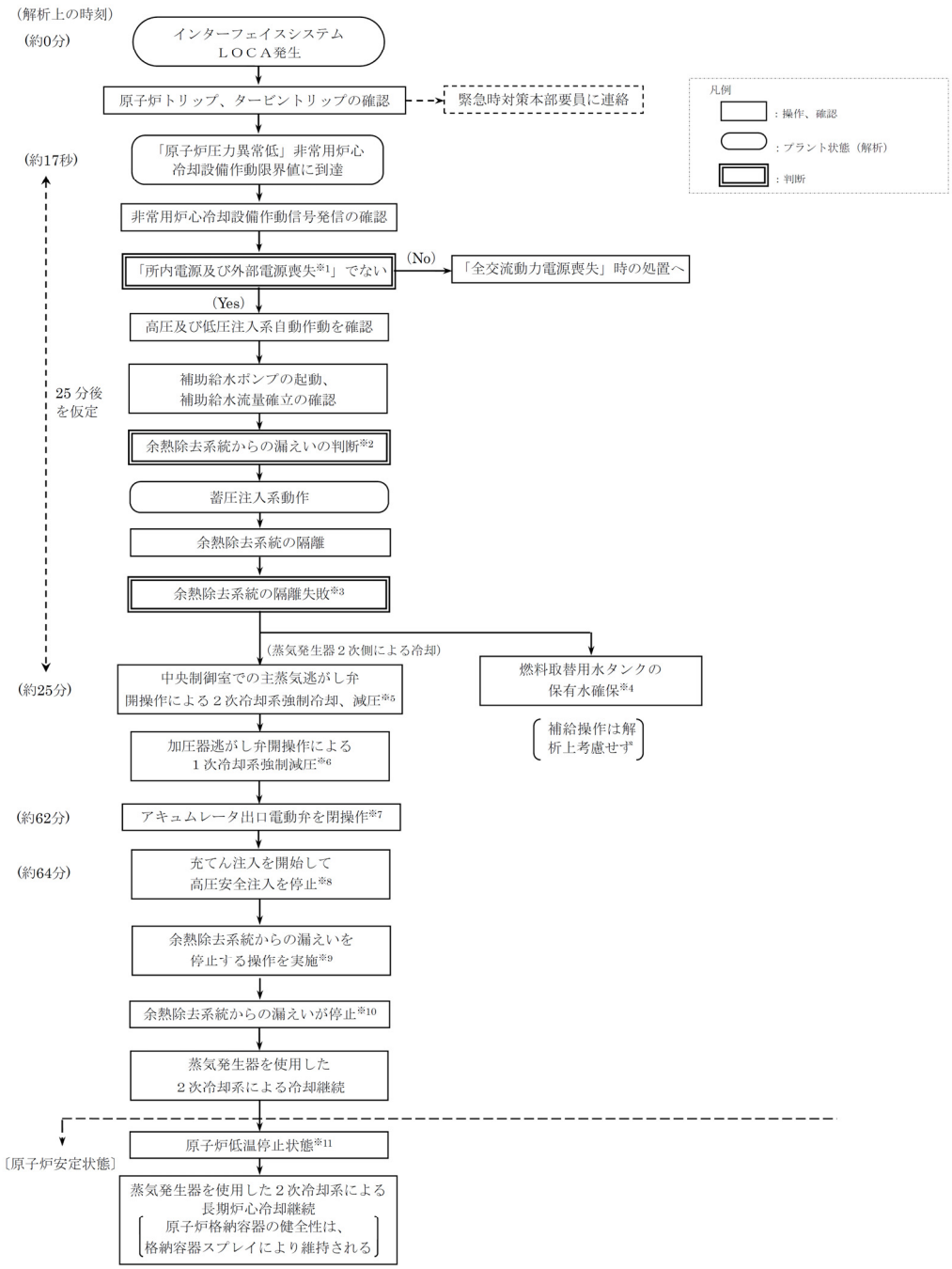
第 7.1.8.3 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要

（判定プロセス）

（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（1/2）

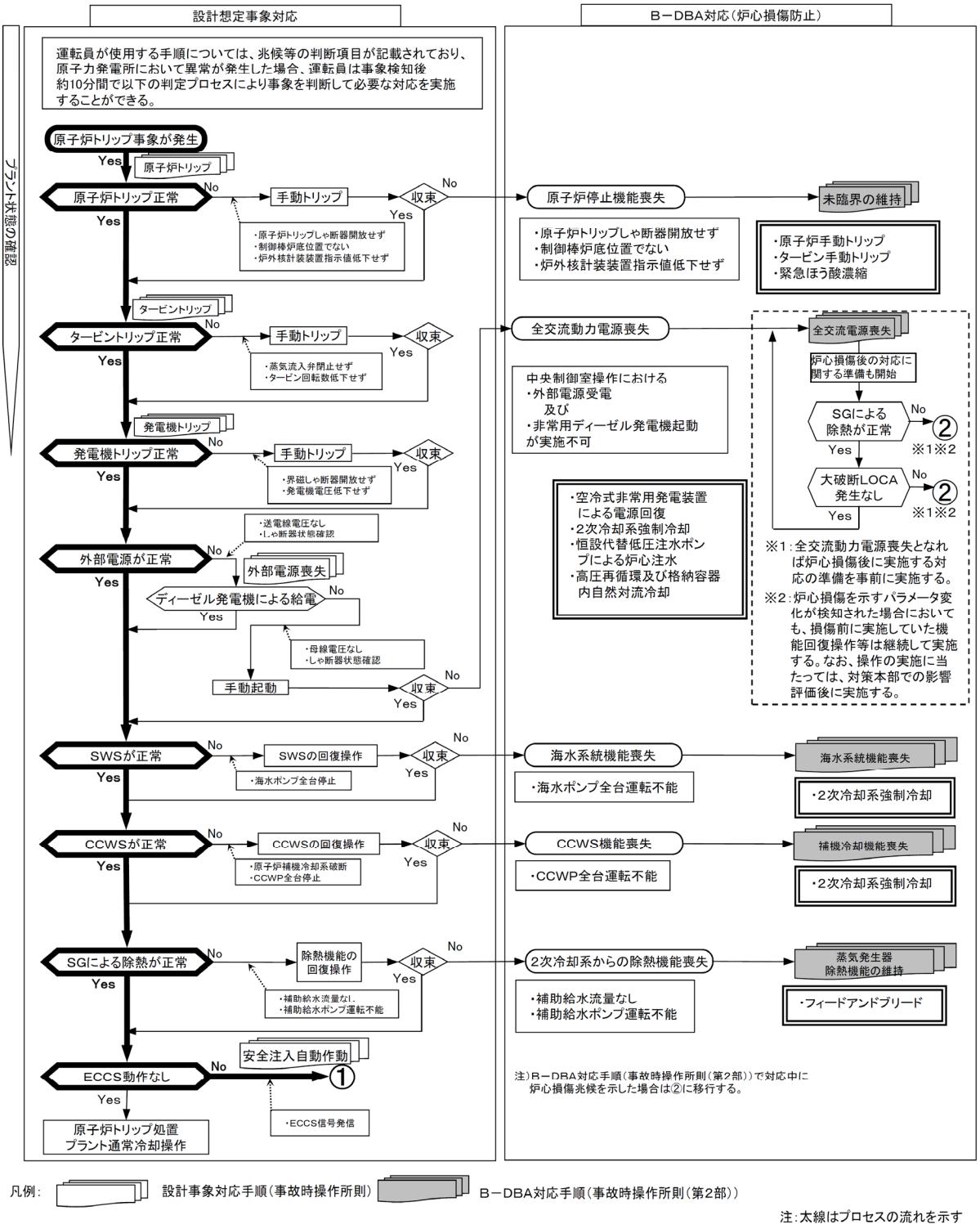


第 7.1.8.3 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要
（判定プロセス）
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（2/2）

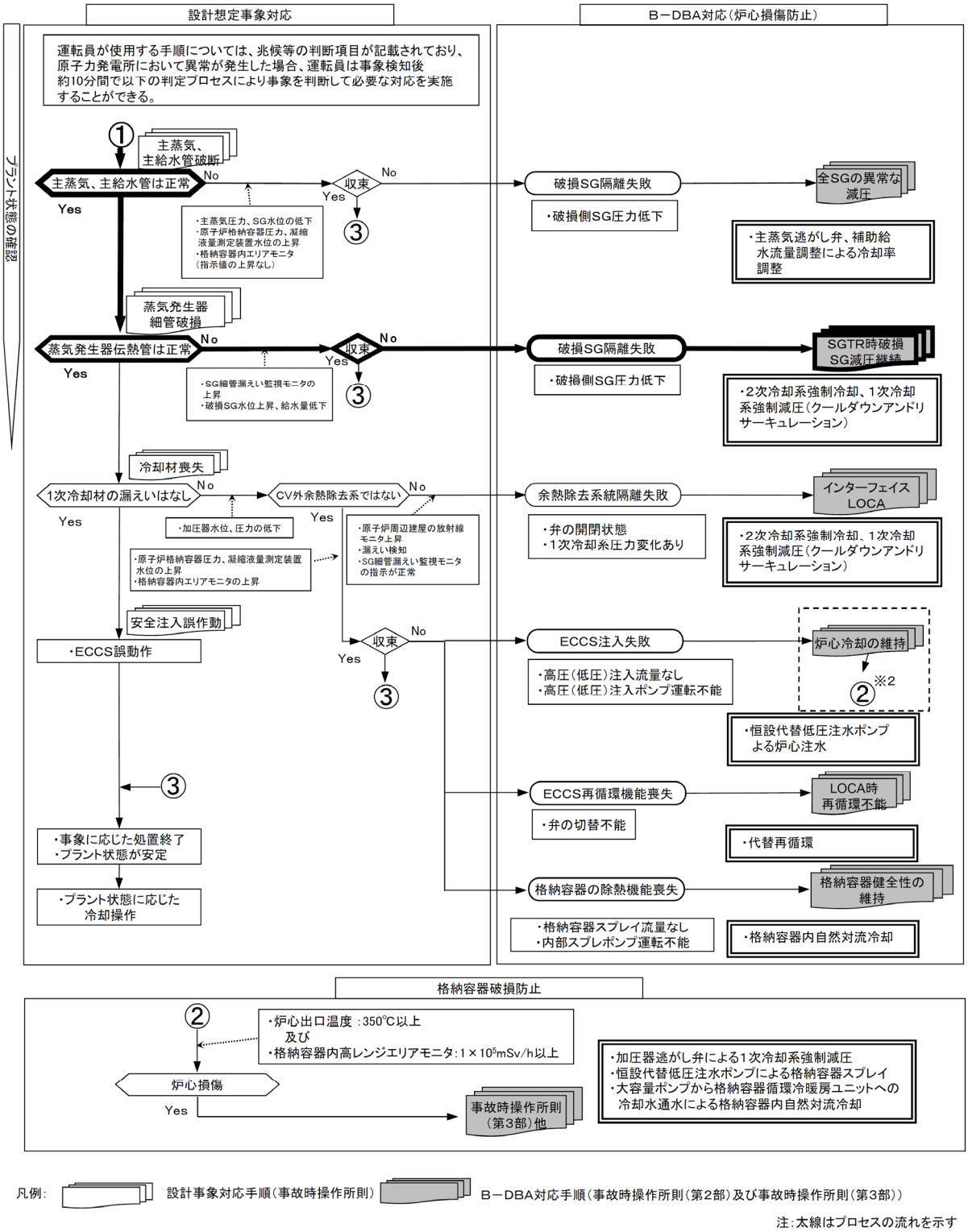


※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。
・補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器細管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、
補助建屋サンプ水位、余熱除去ポンプ出口圧力
※3 ：余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。
※4 ：燃料取替用水タンクへの補給操作。
・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、１次系純水タンク）
・１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等。
※5 ：漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約 25 分後の開始としているが、
実際の操作では、準備が完了した段階で１次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。
※6 ：実際の操作においては、２次冷却系強制冷却による１次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により
実施し、保有水の確保を図る。
また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。
※7 ：冷却材圧力(広域)計指示が 0.6MPa[gage]になれば閉操作する。
※8 ：原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。
※9 ：隔離は余熱除去ポンプ入口弁閉操作で可能と想定する。
※10：余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。
・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、１次冷却材圧力、充てん流量、原子炉水位及び燃料取替用水タンク
水位等の挙動から総合的に確認する。
※11：漏えいが停止し、１次冷却材温度が安定または低下傾向。

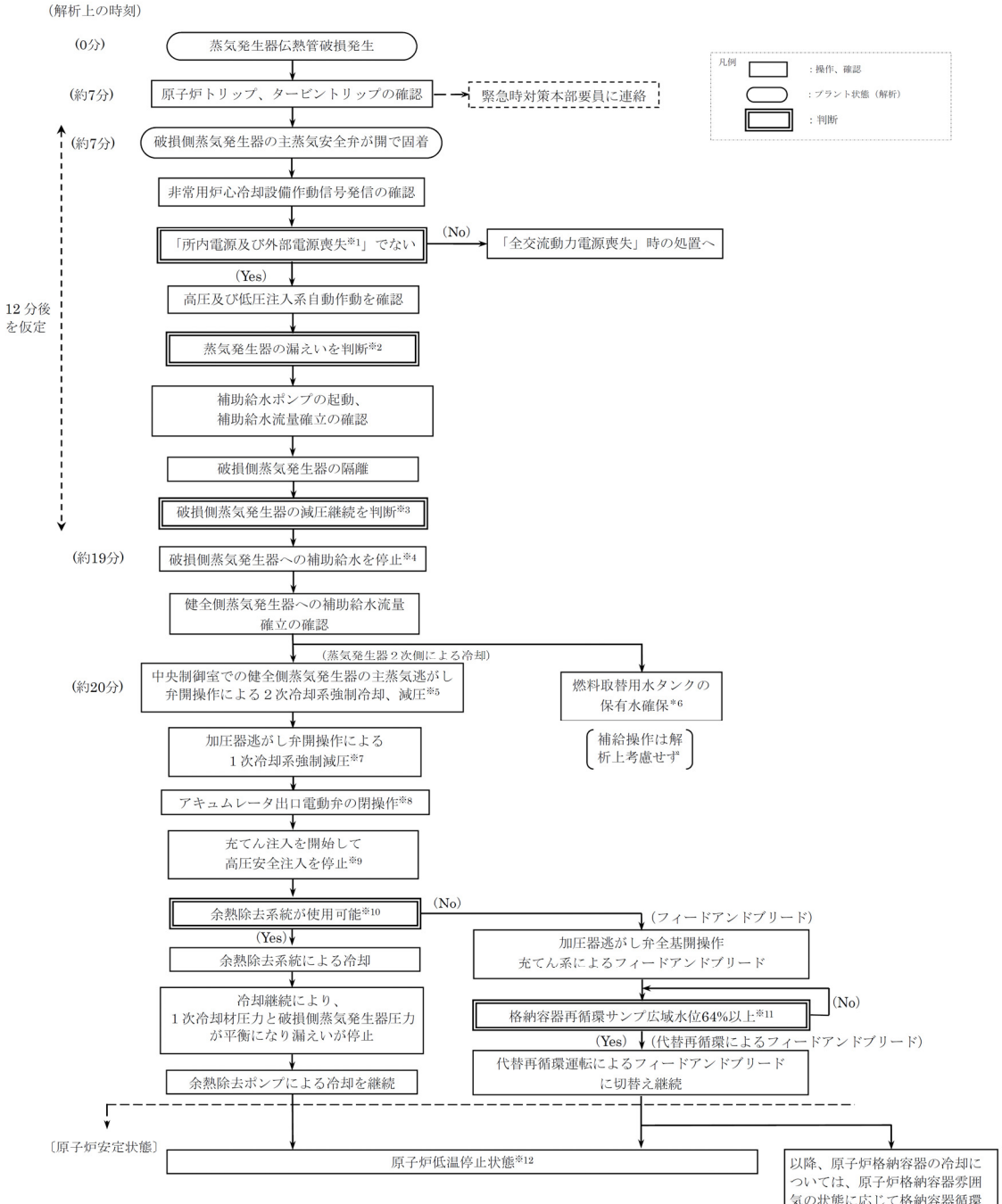
第 7.1.8.4 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要
（「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」の事象進展）



第 7.1.8.5 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要
（判定プロセス）
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（1/2）

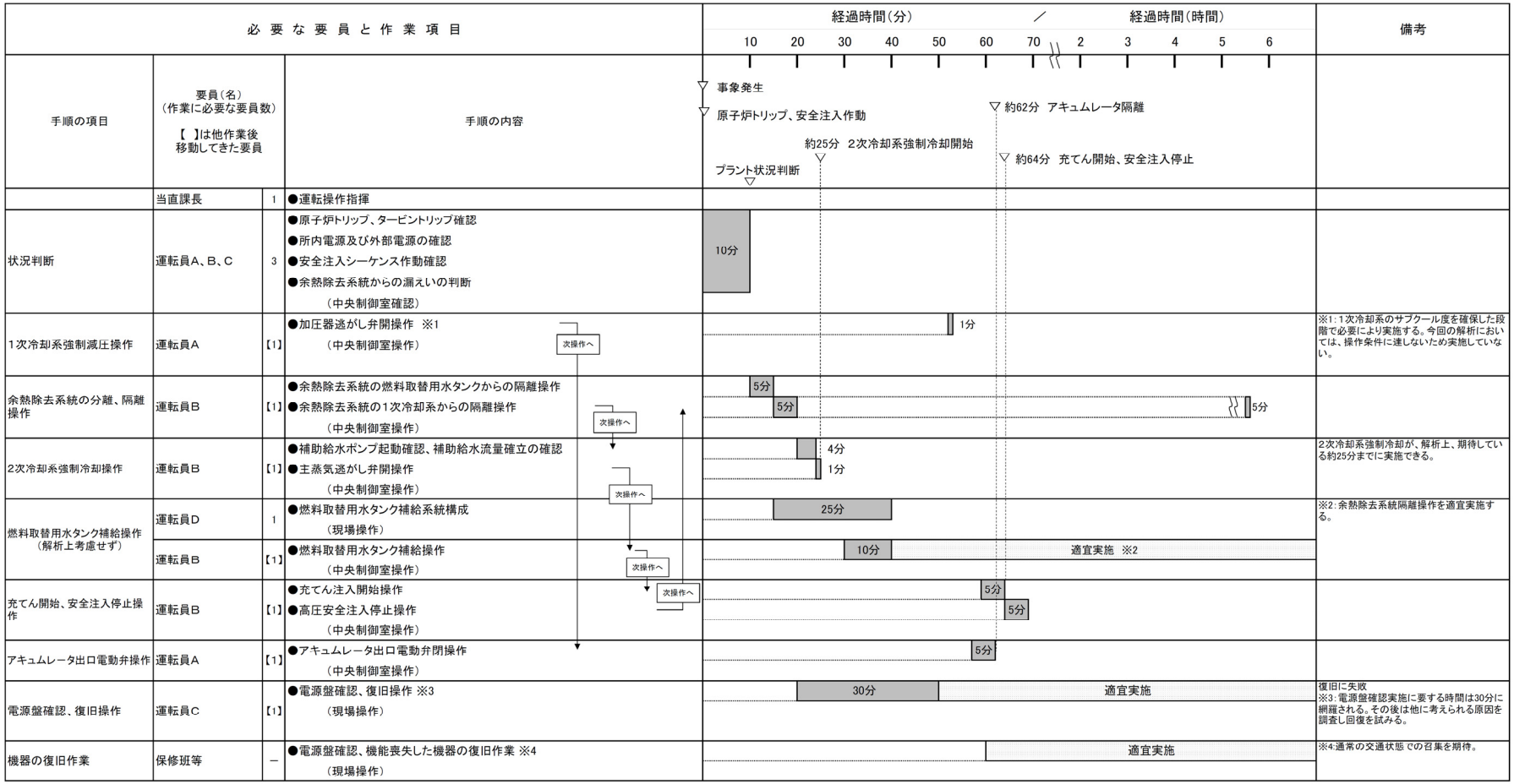


第 7.1.8.5 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要
（判定プロセス）
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）(2/2)



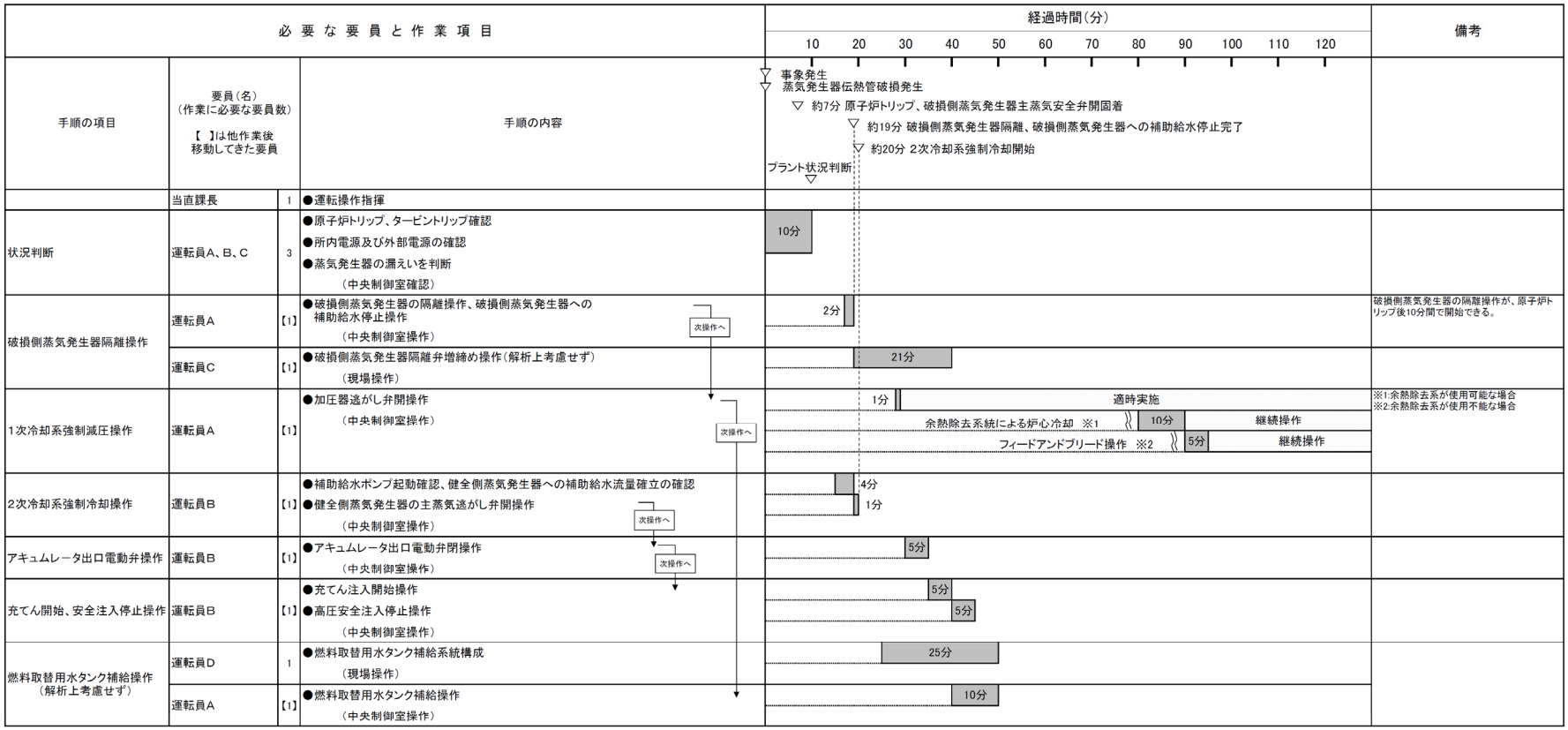
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：蒸気発生器漏えいの判断(破損蒸気発生器の特定)は以下で確認。
・蒸気発生器水位及び圧力、蒸気発生器細管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力等
※3 ：破損側蒸気発生器の減圧継続判断は以下で確認。
・破損側蒸気発生器水位及び圧力、加圧器水位及び圧力等
※4 ：破損側蒸気発生器の隔離で補助給水停止は、解析上、約19分後としているが、実際の操作では破損側蒸気発生器判定後、速やかに実施する。
※5 ：破損側蒸気発生器の隔離操作の時間を考慮して、解析上、約20分後の開始としているが、実際の操作では準備が完了した段階で実施する。
※6 ：燃料取替用水タンクへの補給操作。
・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、1次系純水タンク）
・1次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等
※7 ：実際の操作においては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で実施する。
※8 ：アキュムレータの注水により、1次冷却材圧力が上昇し破損側蒸気発生器2次側への漏えいが増加することを防止するため1次冷却材圧力がアキュムレータ保持圧力になる前に出口弁を閉操作する。
※9 ：原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。
※10 ：冷却材圧力（広域）計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側広域温度計指示が177℃以下になれば、余熱除去運転による炉心冷却が可能。
※11 ：格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示64%（再循環可能水位59%に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位。）
※12 ：漏えいが停止し、1次冷却材温度が安定または低下傾向。

第 7.1.8.6 図　「格納容器バイパス」の対応手順の概要
（「蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展）



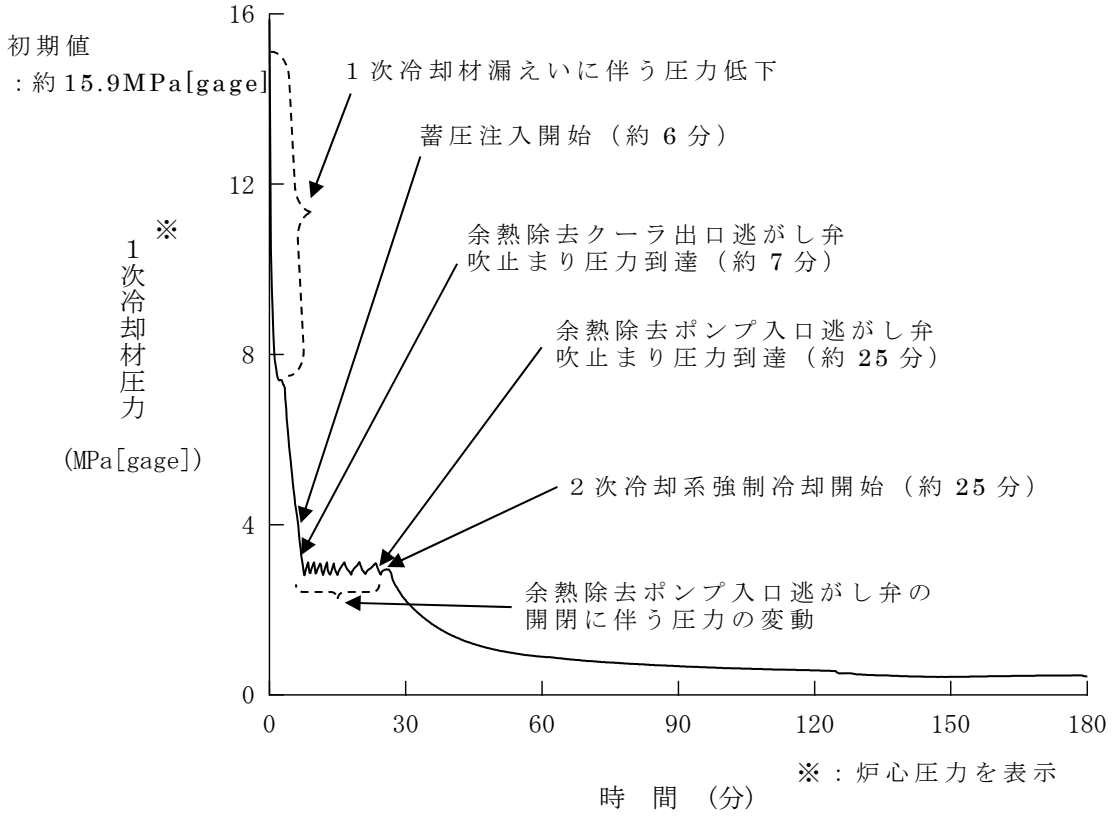
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.1.8.7 図　「格納容器バイパス」の作業と所要時間
(インターフェイスシステムＬＯＣＡ)

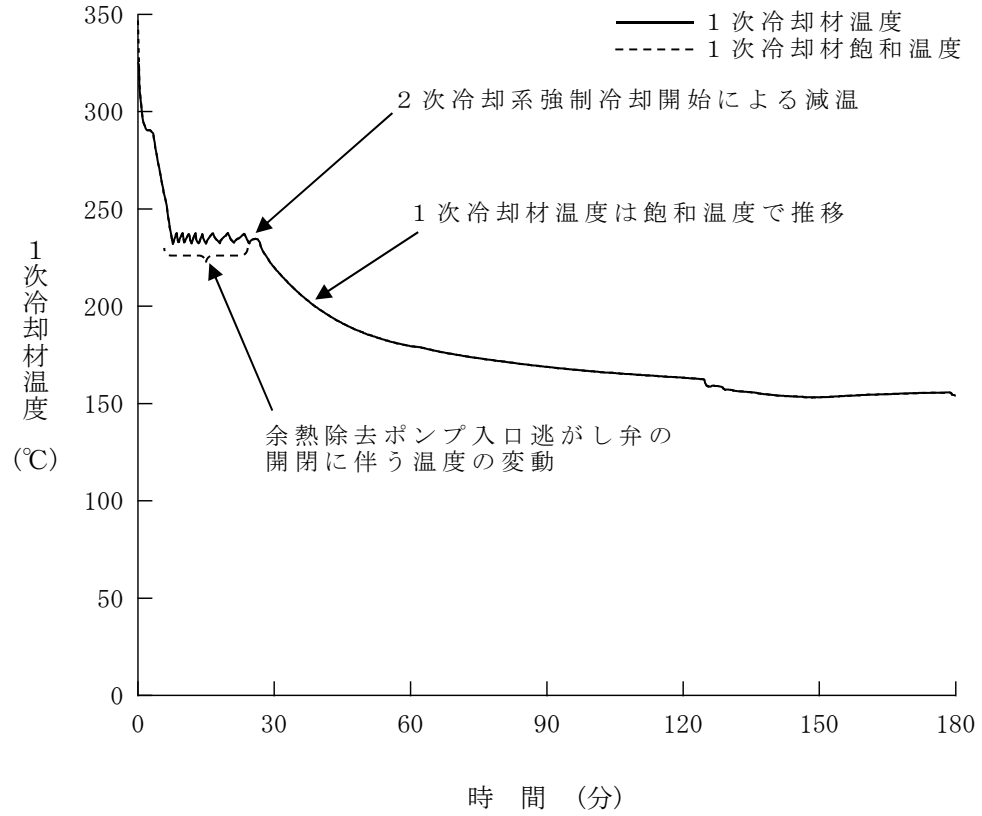


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

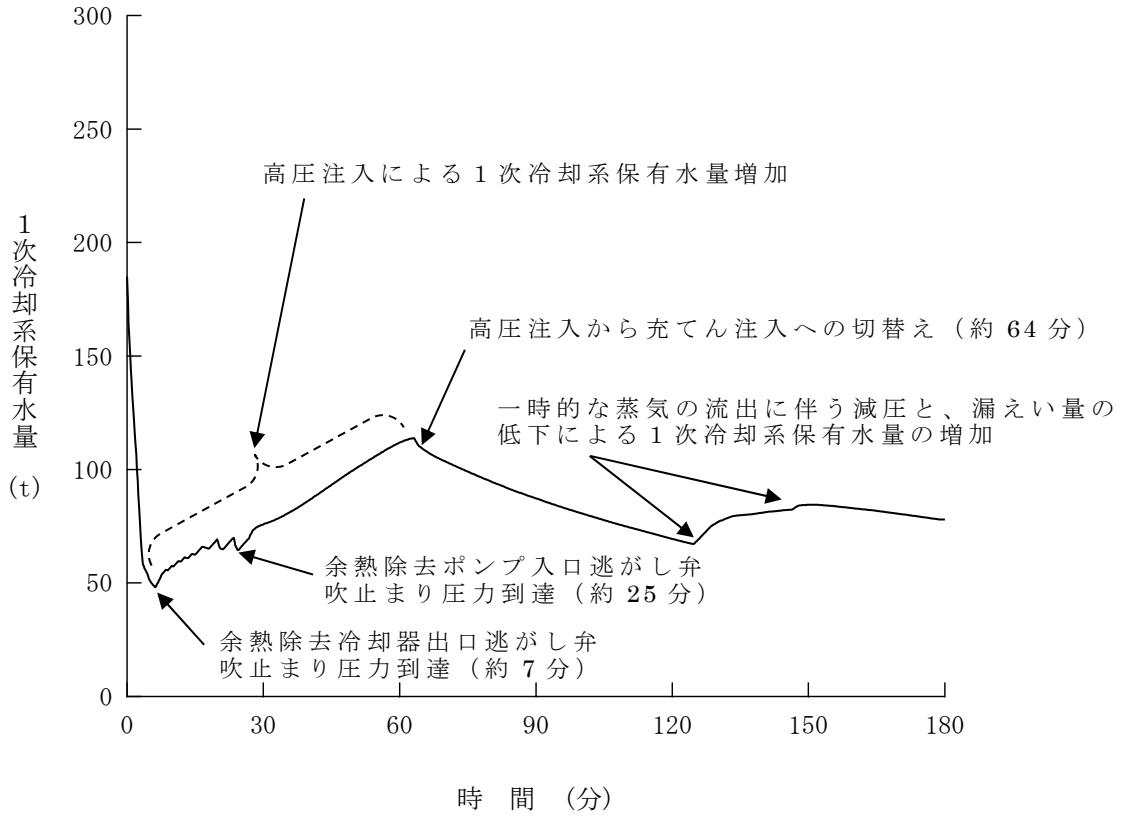
第 7.1.8.8 図　「格納容器バイパス」の作業と所要時間
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



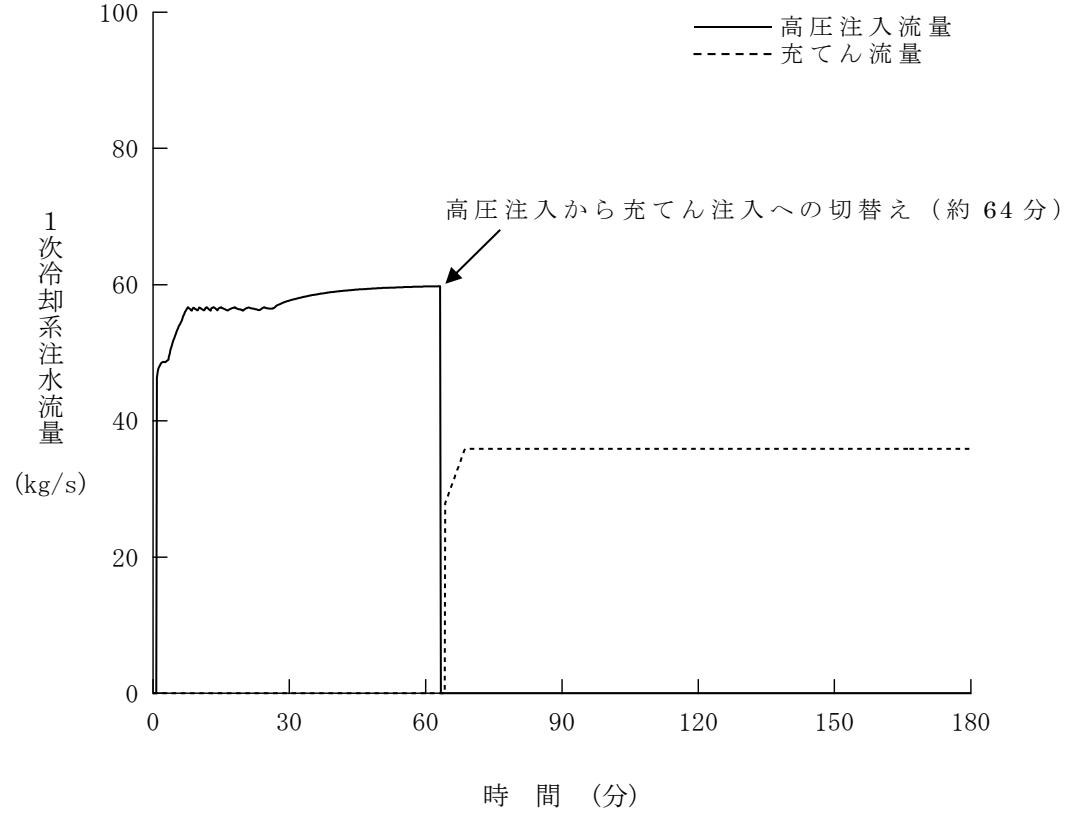
第 7.1.8.9 図　1 次冷却材圧力の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



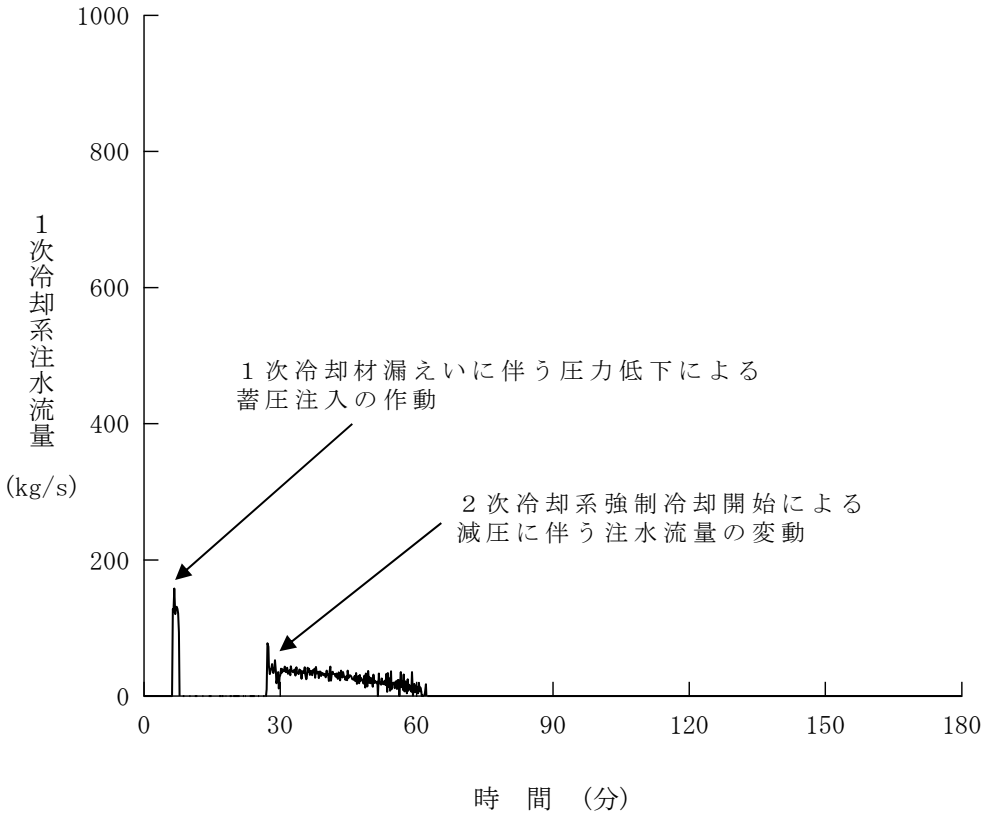
第 7.1.8.10 図　1 次冷却材温度の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



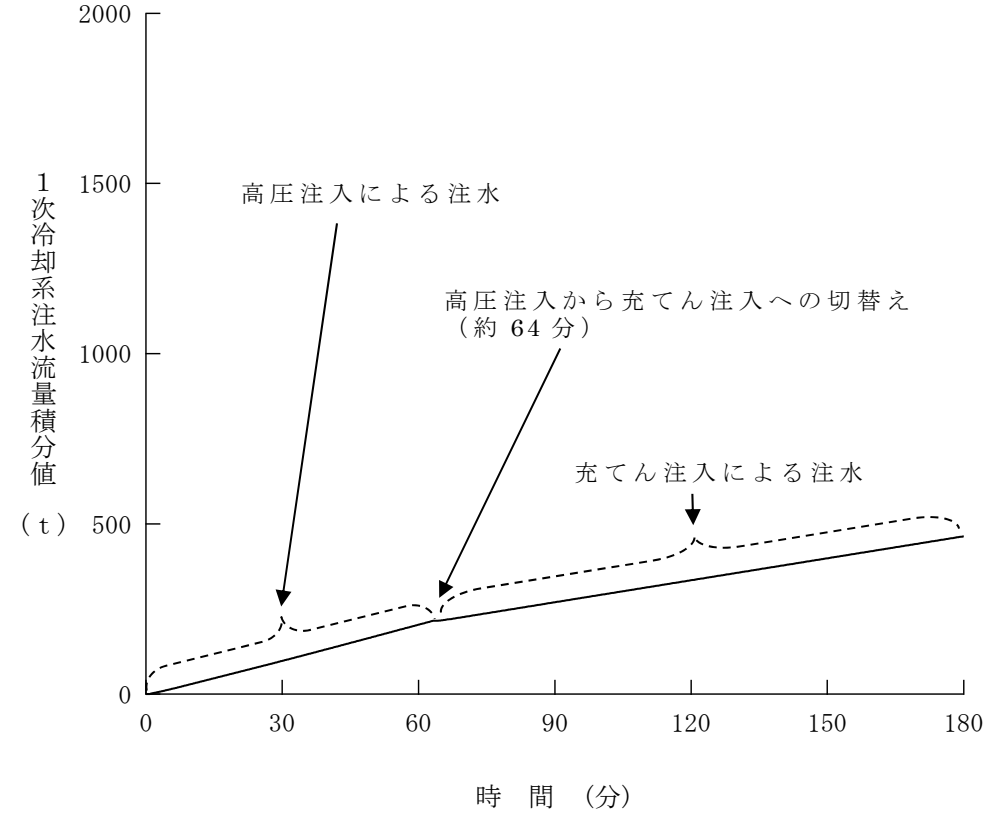
第 7.1.8.11 図　１次冷却系保有水量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



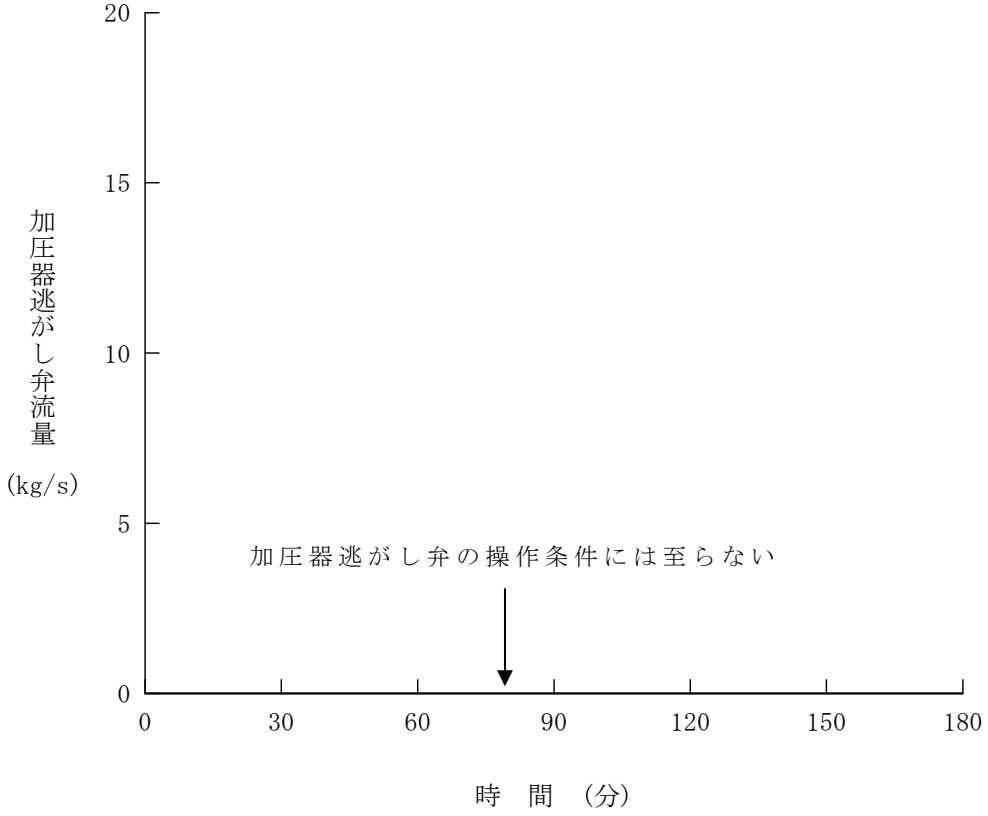
第 7.1.8.12 図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



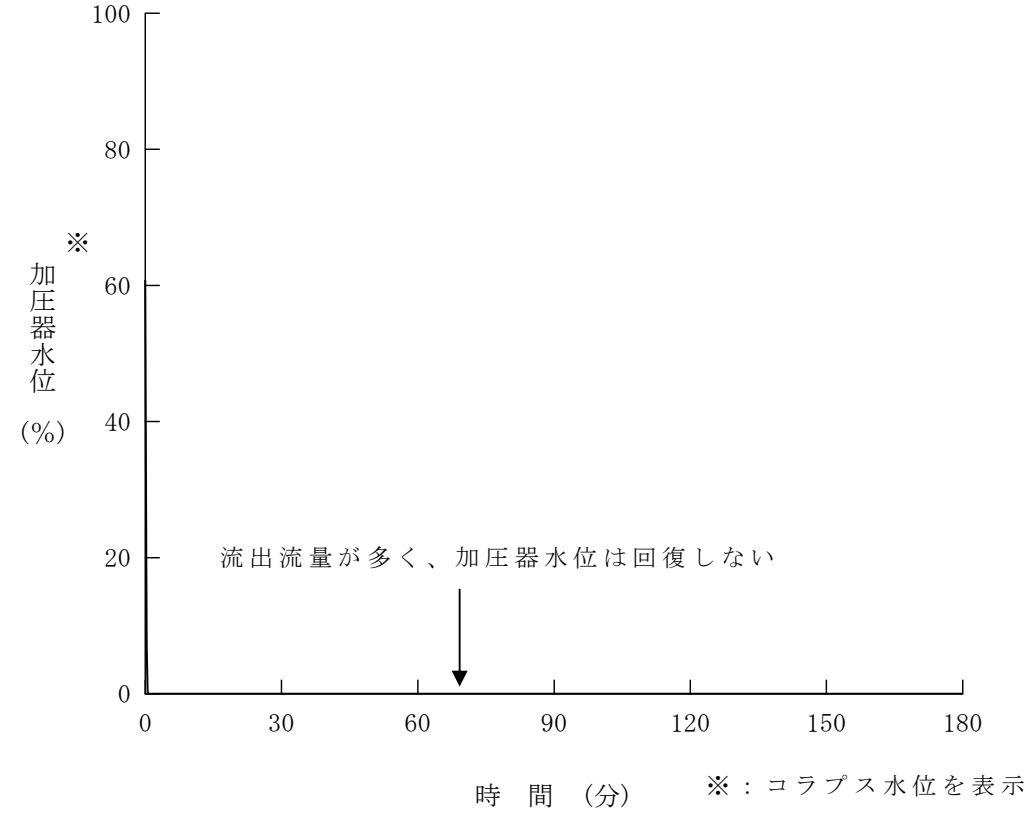
第 7.1.8.13 図　1 次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



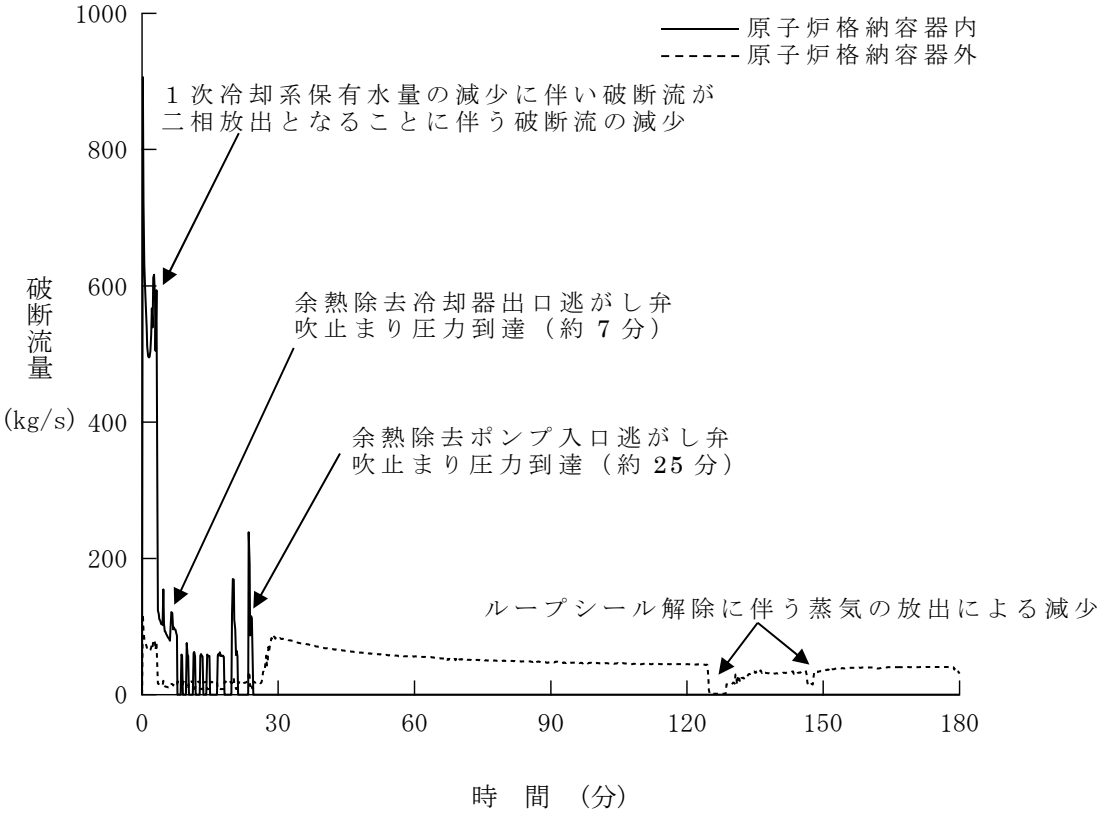
第 7.1.8.14 図　1 次冷却系注水流量積分値の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



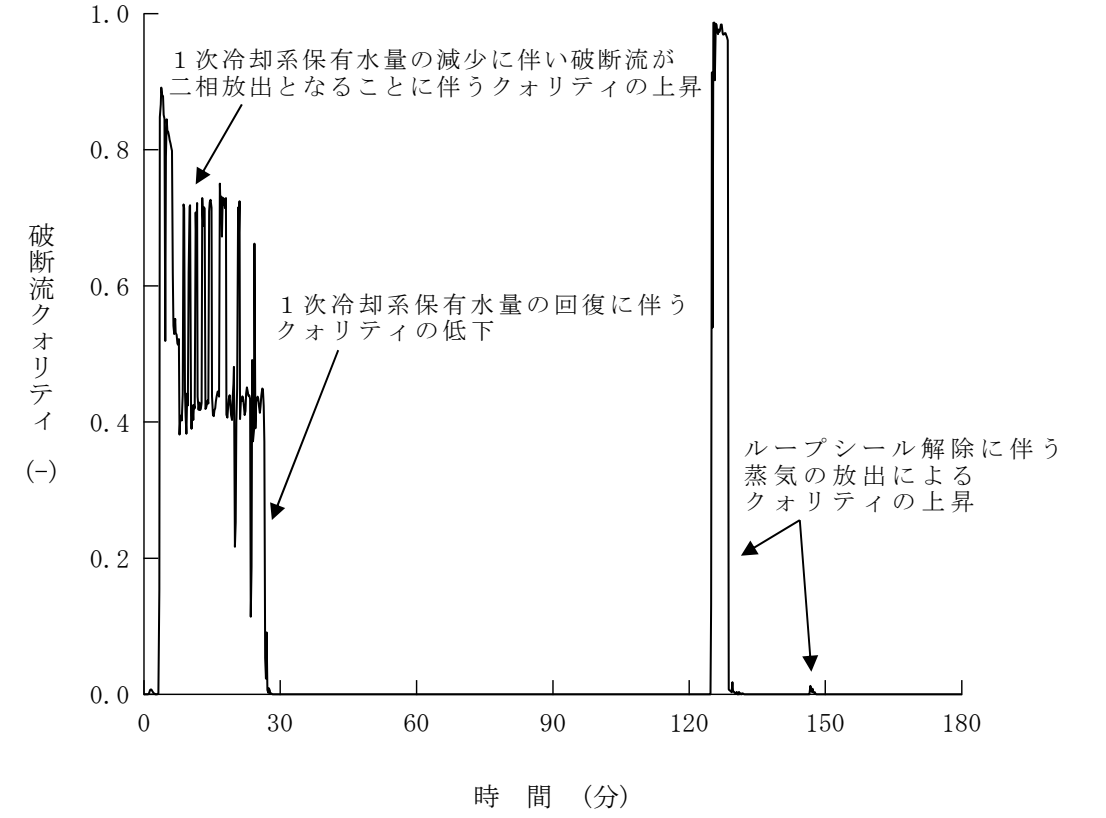
第 7.1.8.15 図　加圧器逃がし弁流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



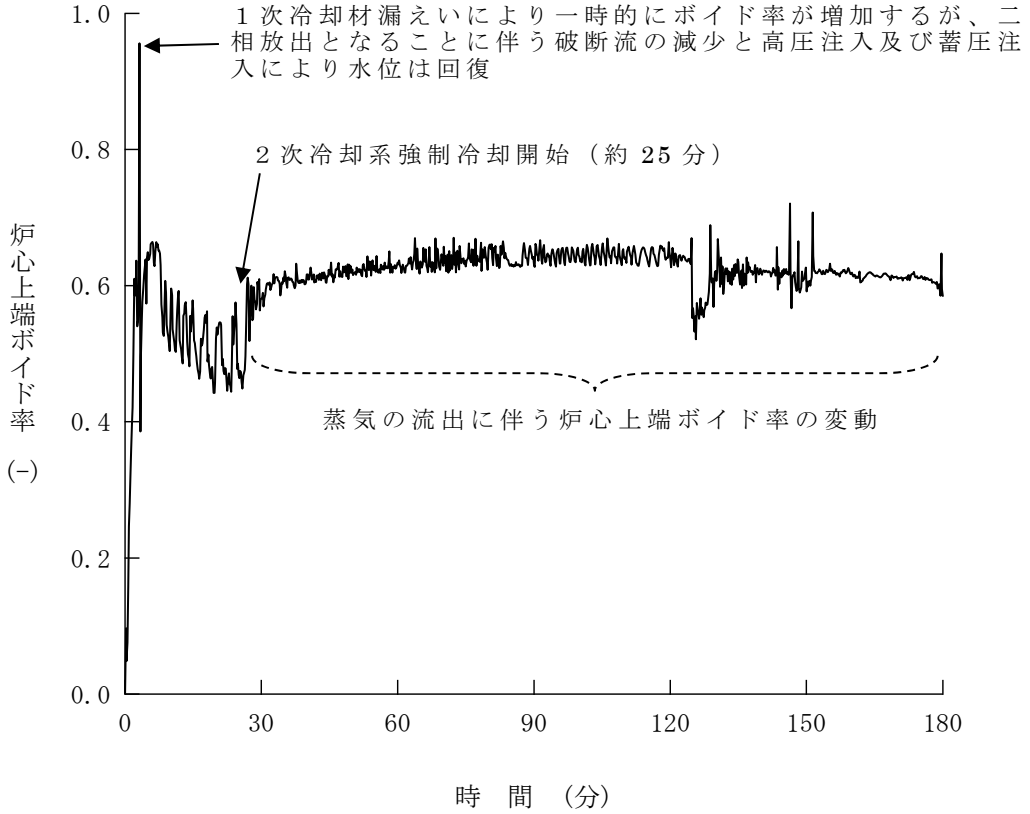
第 7.1.8.16 図　加圧器水位の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



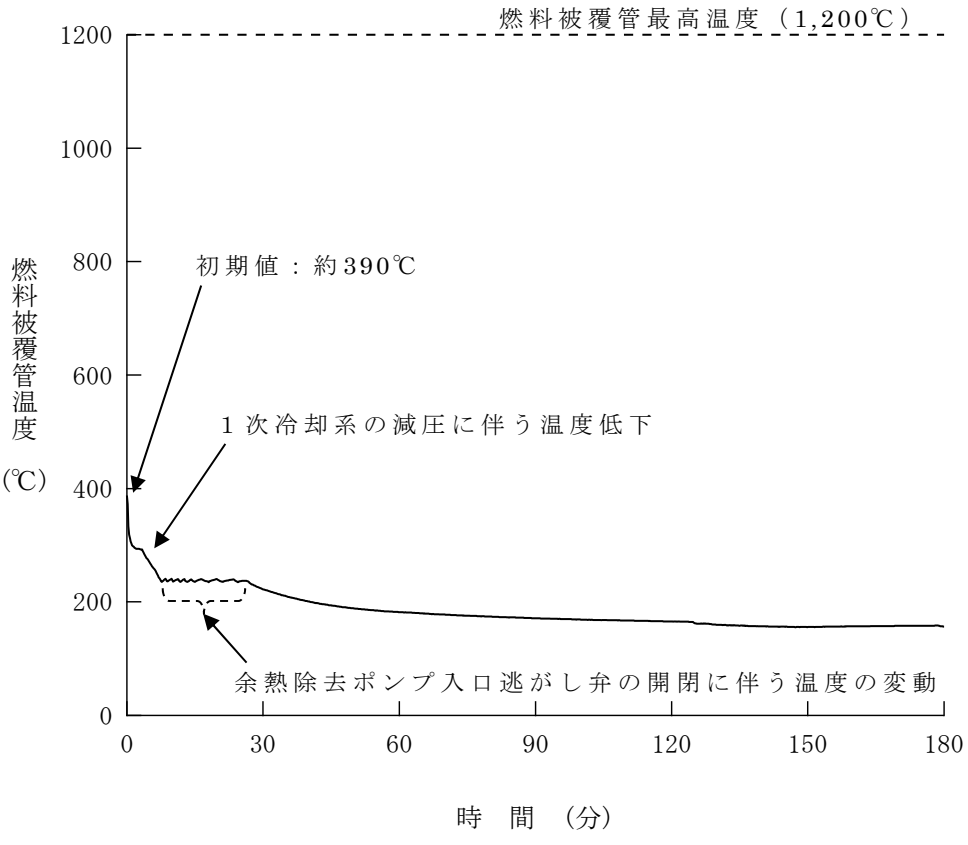
第 7.1.8.17 図　破断流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



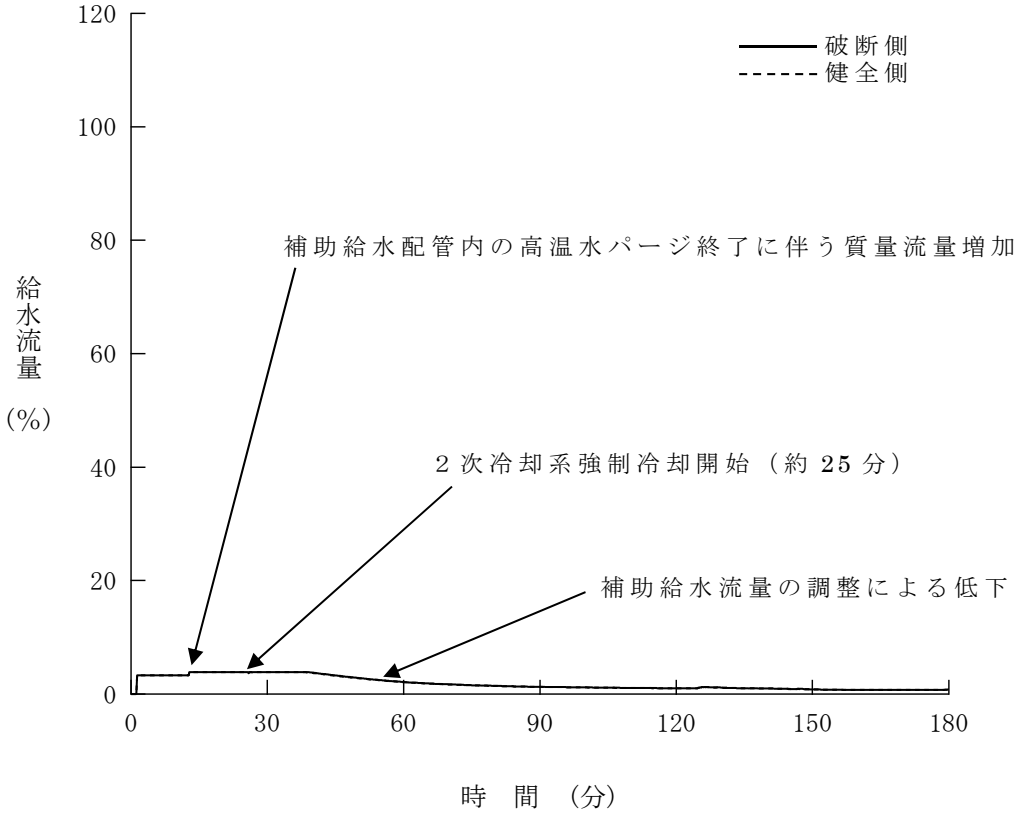
第 7.1.8.18 図　破断流クォリティの推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



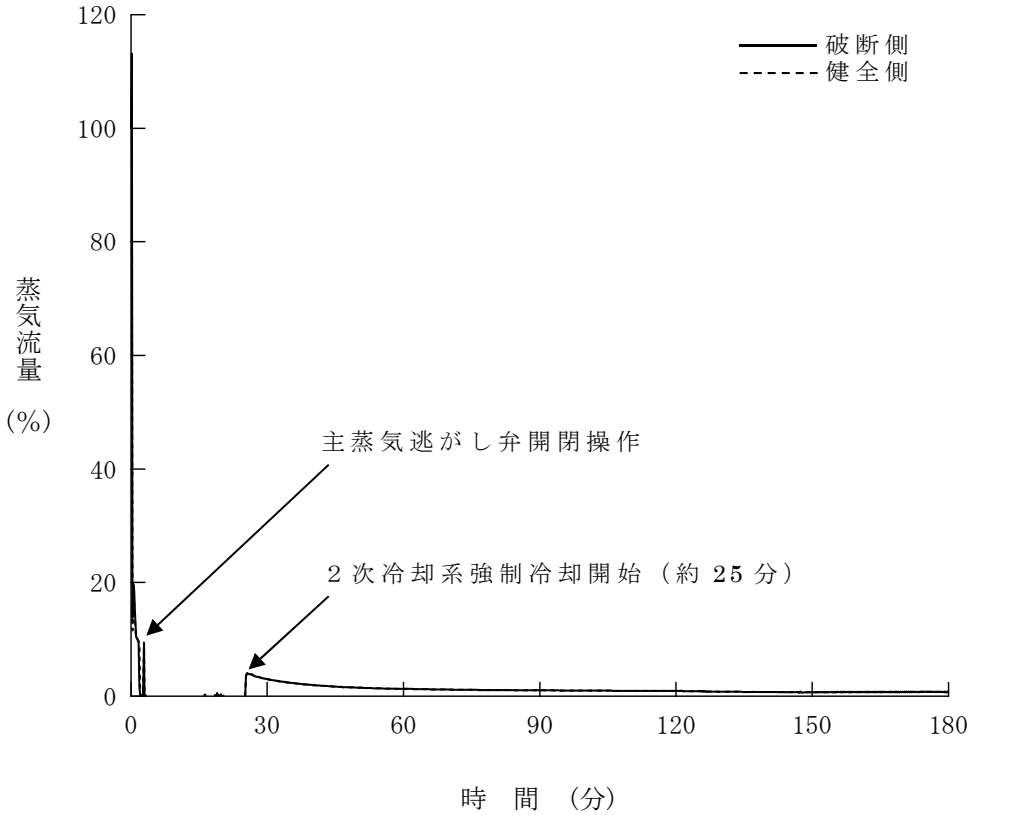
第 7.1.8.19 図　炉心上端ボイド率の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



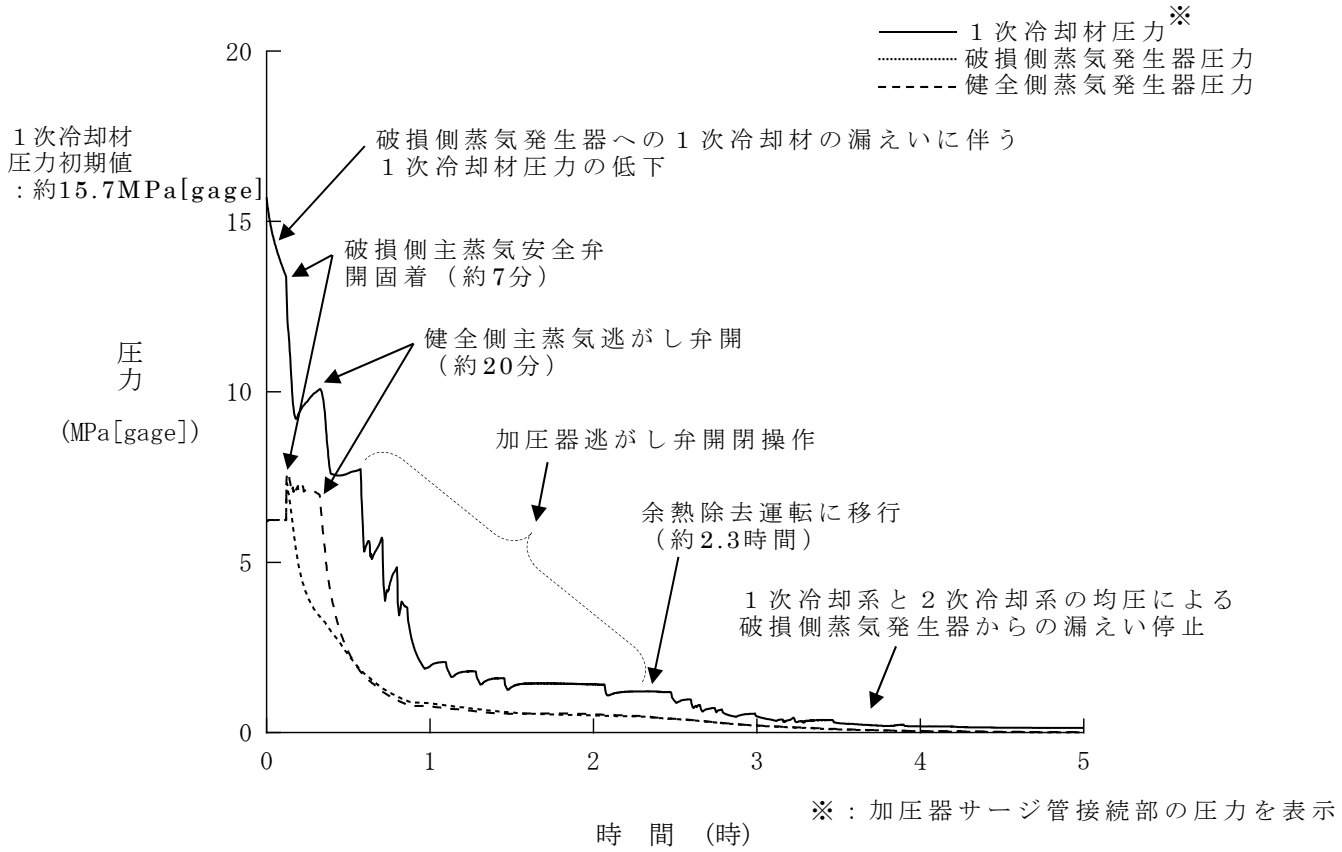
第 7.1.8.20 図　燃料被覆管温度の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



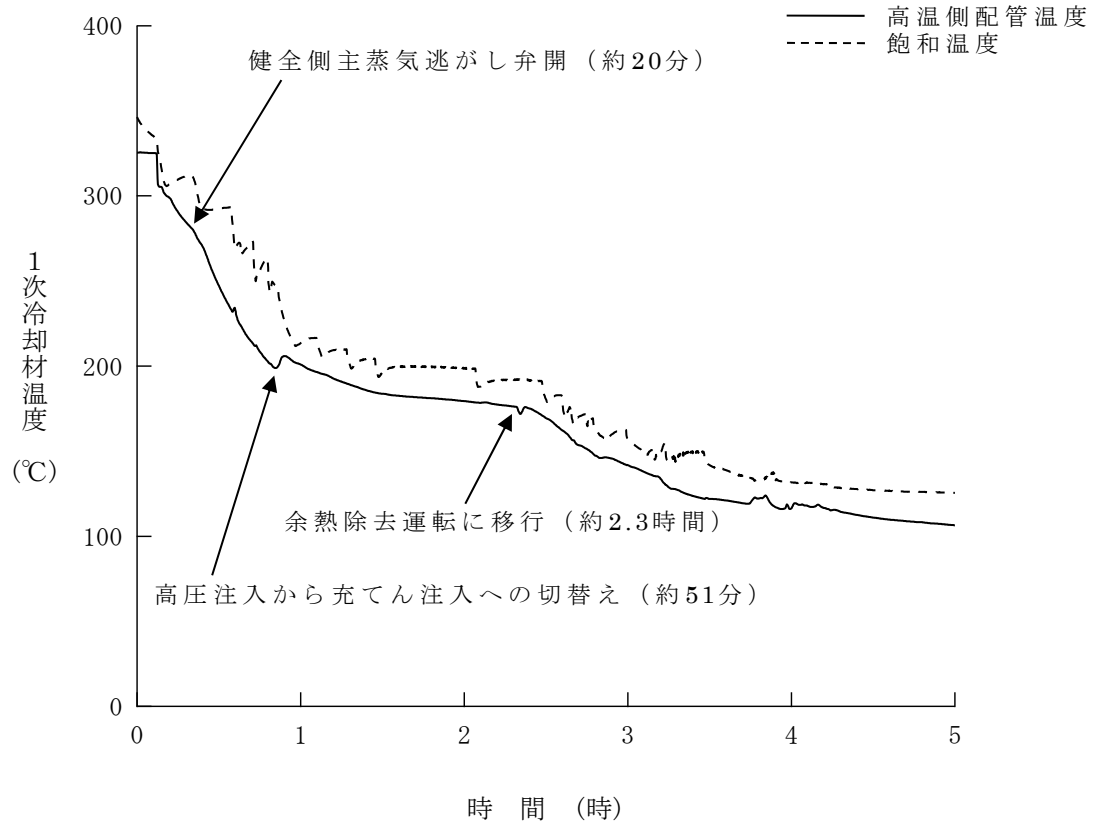
第 7.1.8.21 図　蒸気発生器への給水流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



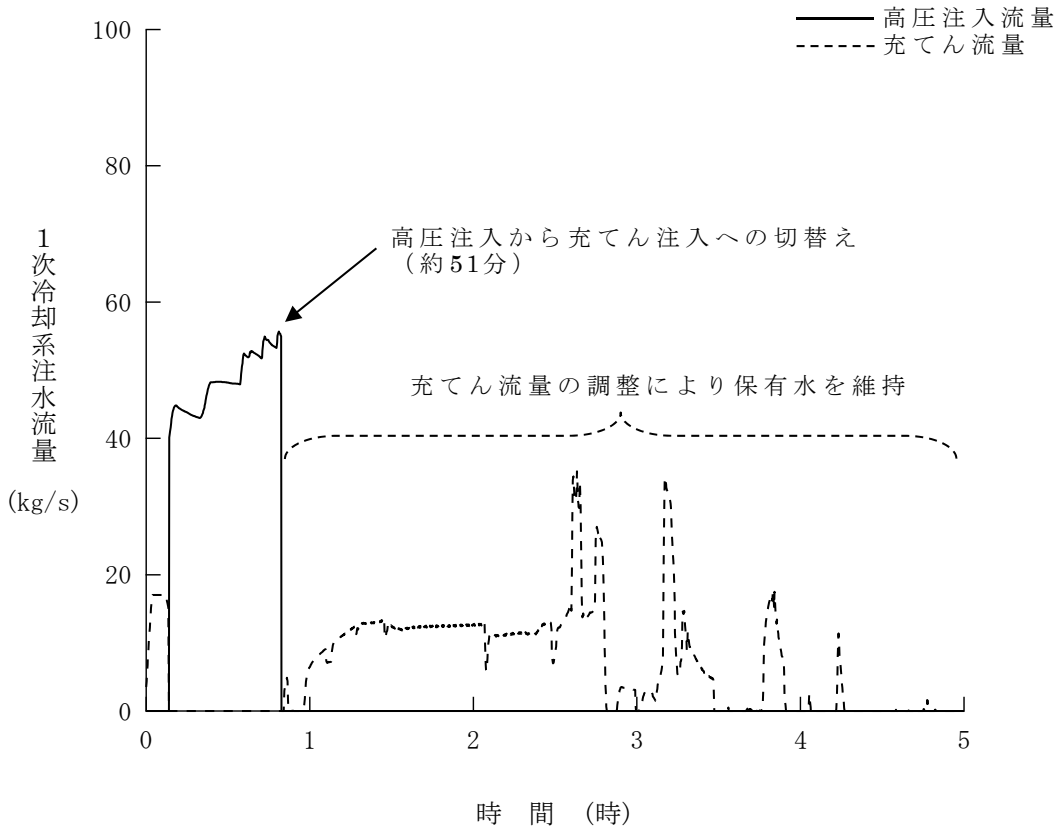
第 7.1.8.22 図　蒸気流量の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）



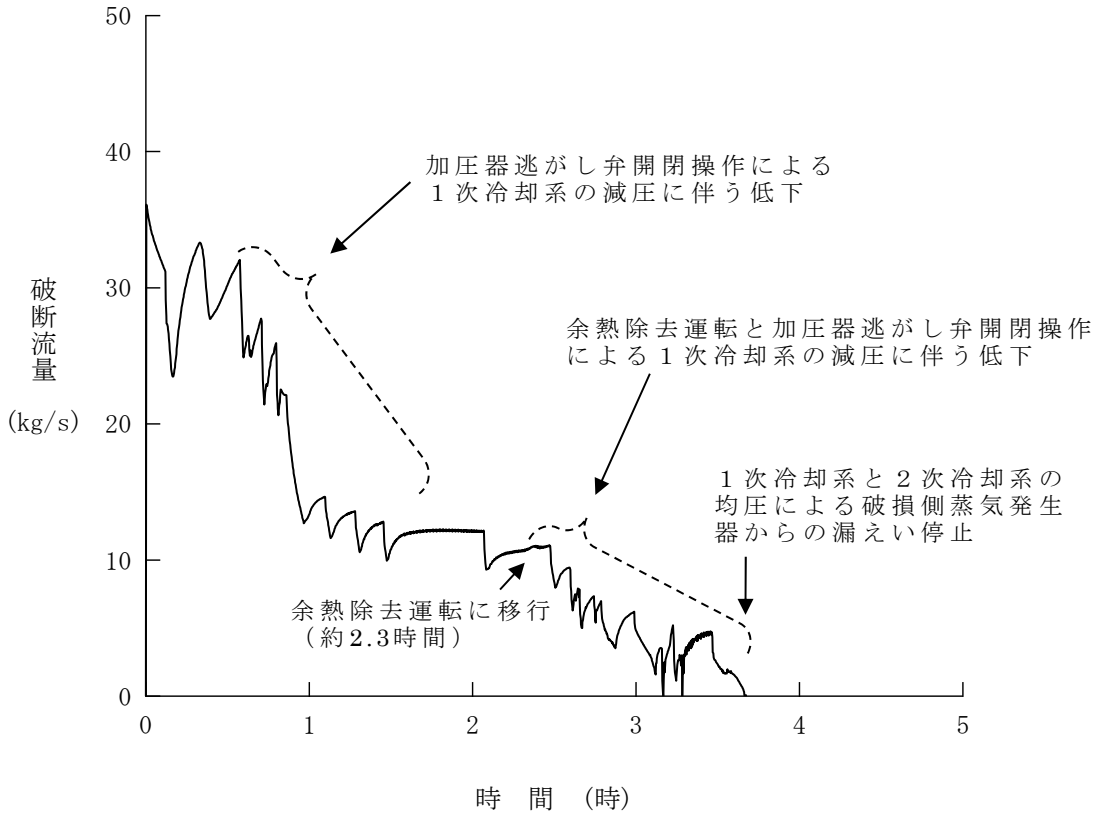
第 7.1.8.23 図　１、２次冷却系圧力の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



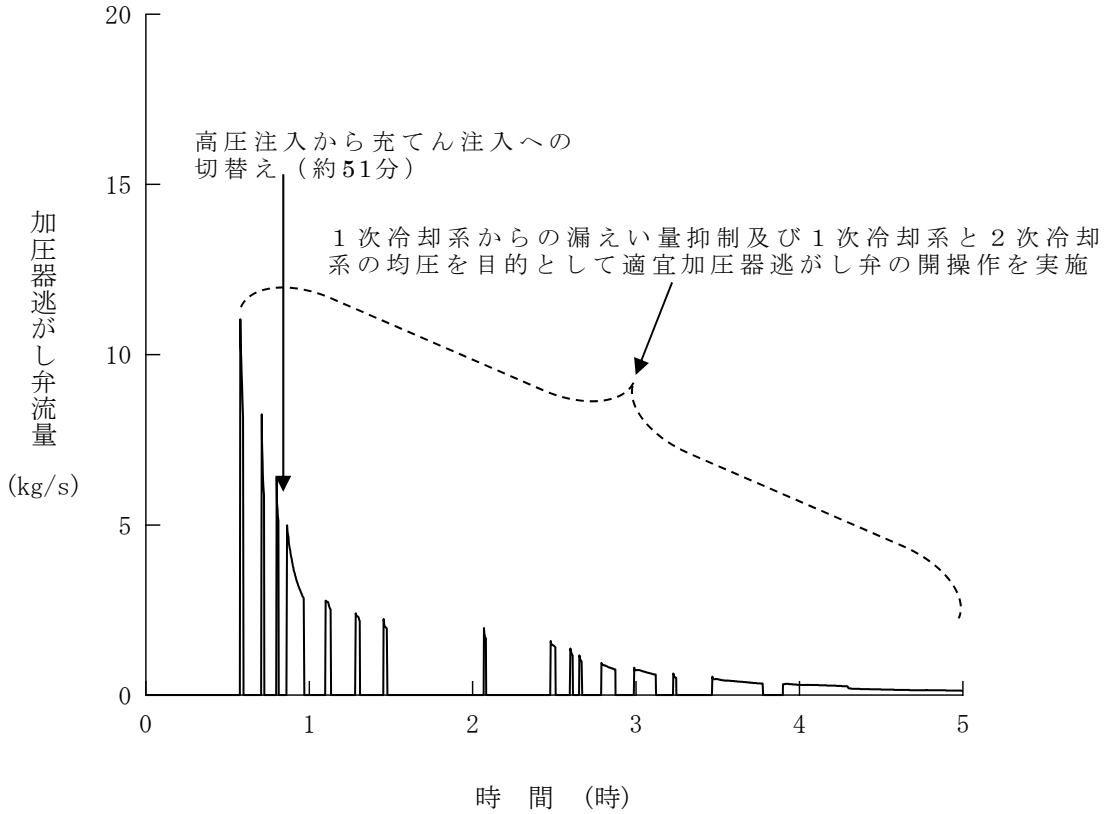
第 7.1.8.24 図　１次冷却材温度の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



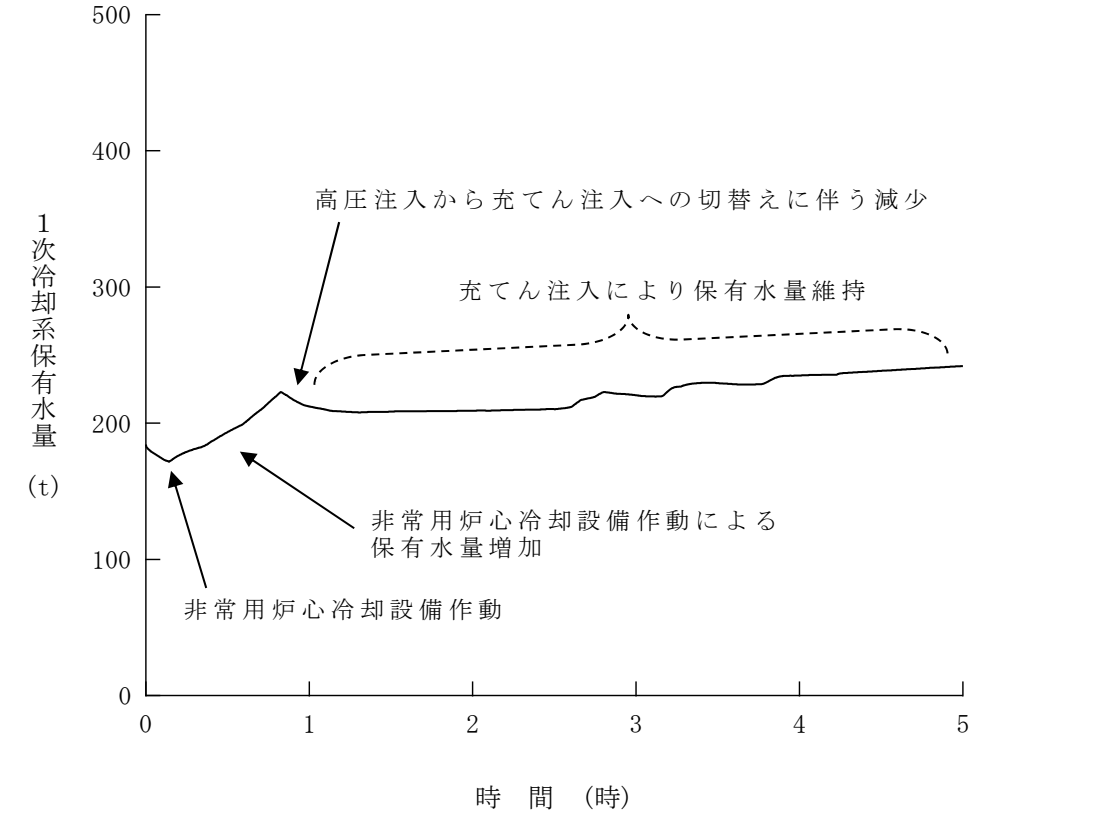
第 7.1.8.25 図　1 次冷却系注水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



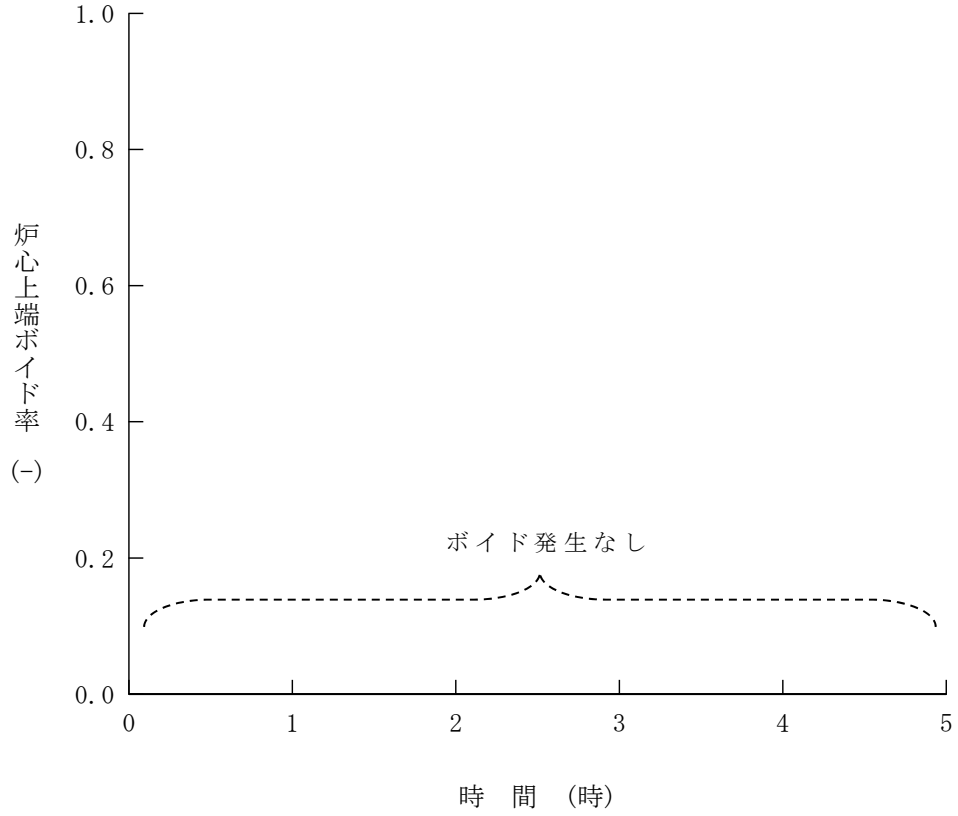
第 7.1.8.26 図　破断流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



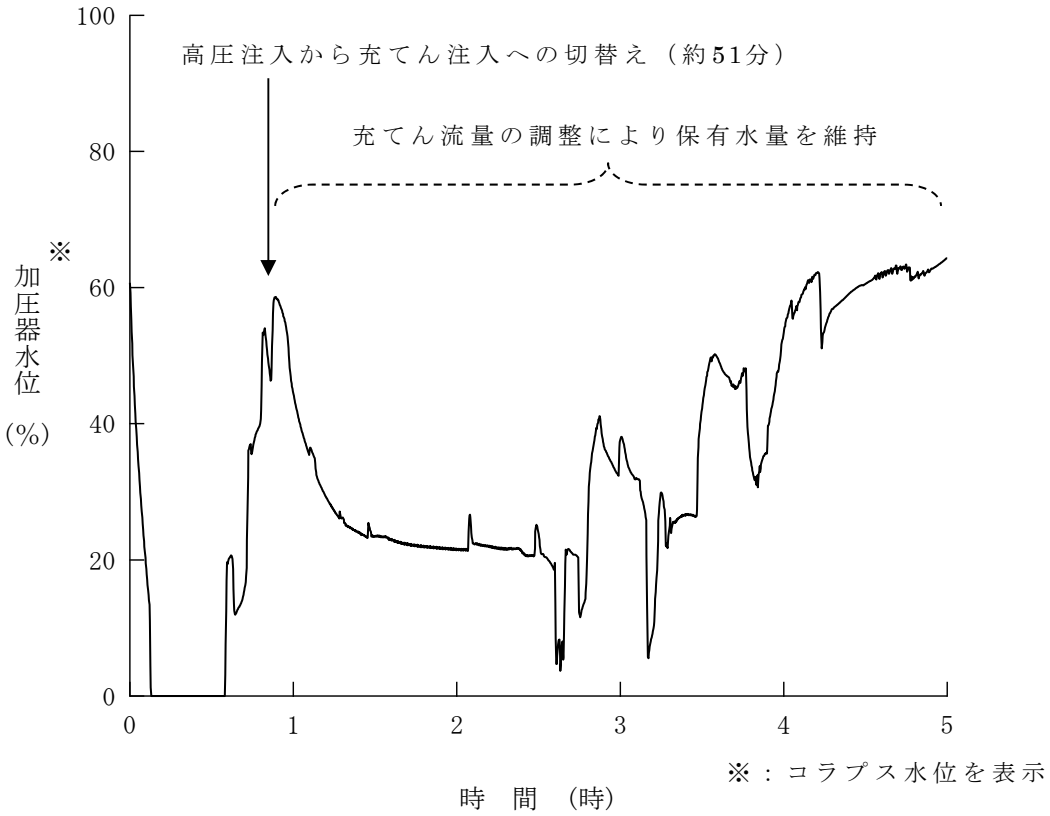
第 7.1.8.27 図　加圧器逃がし弁流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



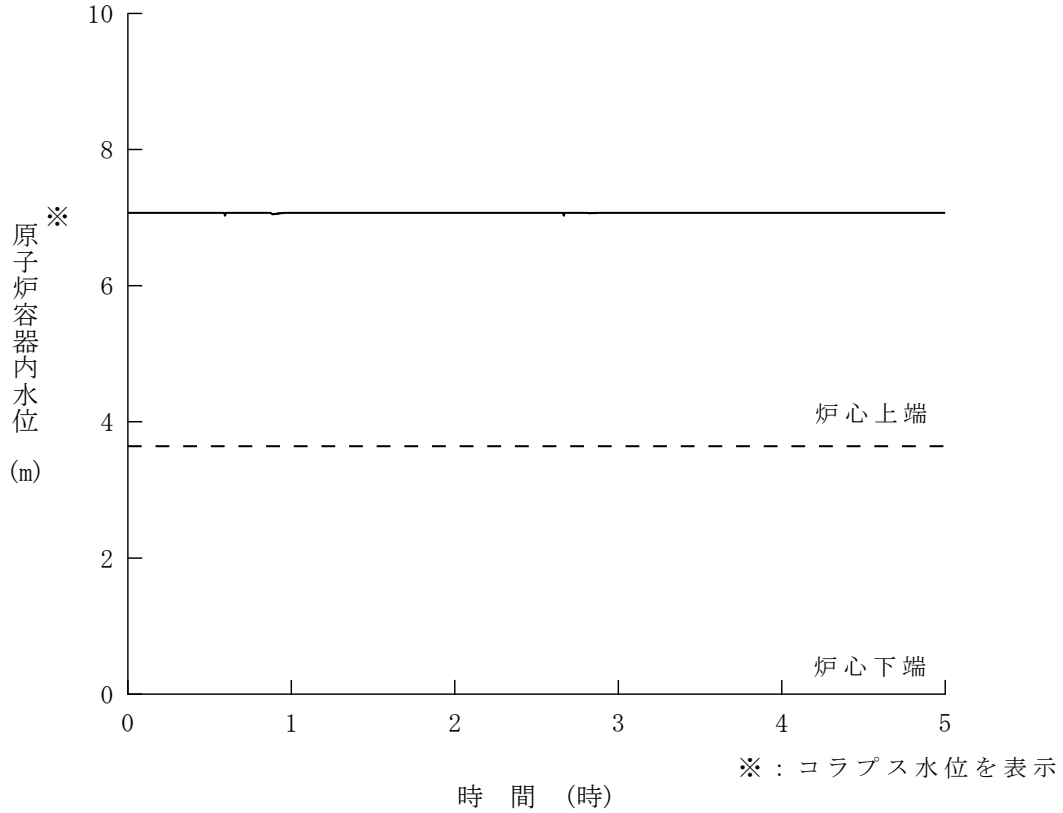
第 7.1.8.28 図　1 次冷却系保有水量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



第 7.1.8.29 図　炉心上端ボイド率の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

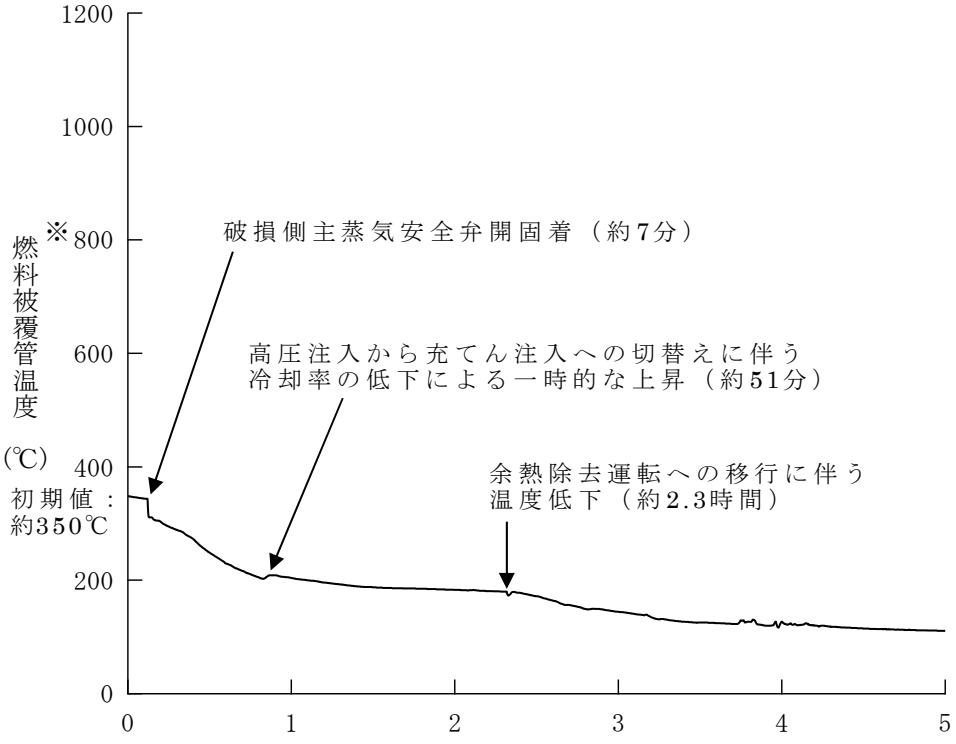


第 7.1.8.30 図　加圧器水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



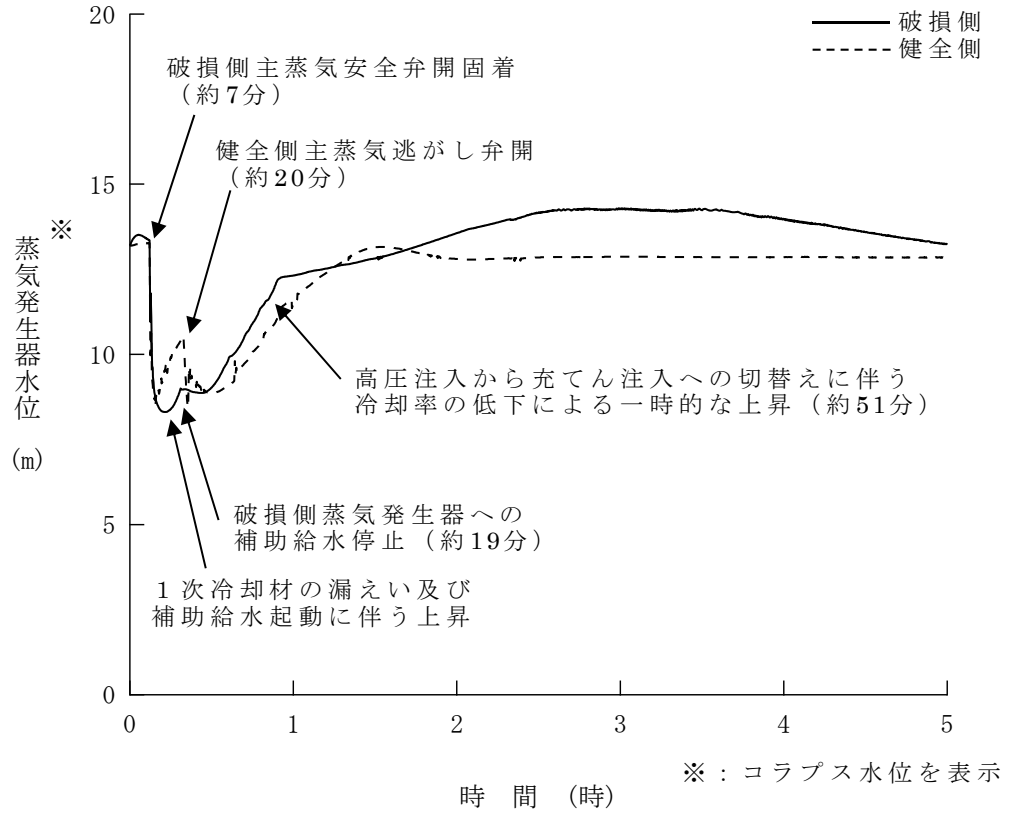
※：コラプス水位を表示

第 7.1.8.31 図　原子炉容器内水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

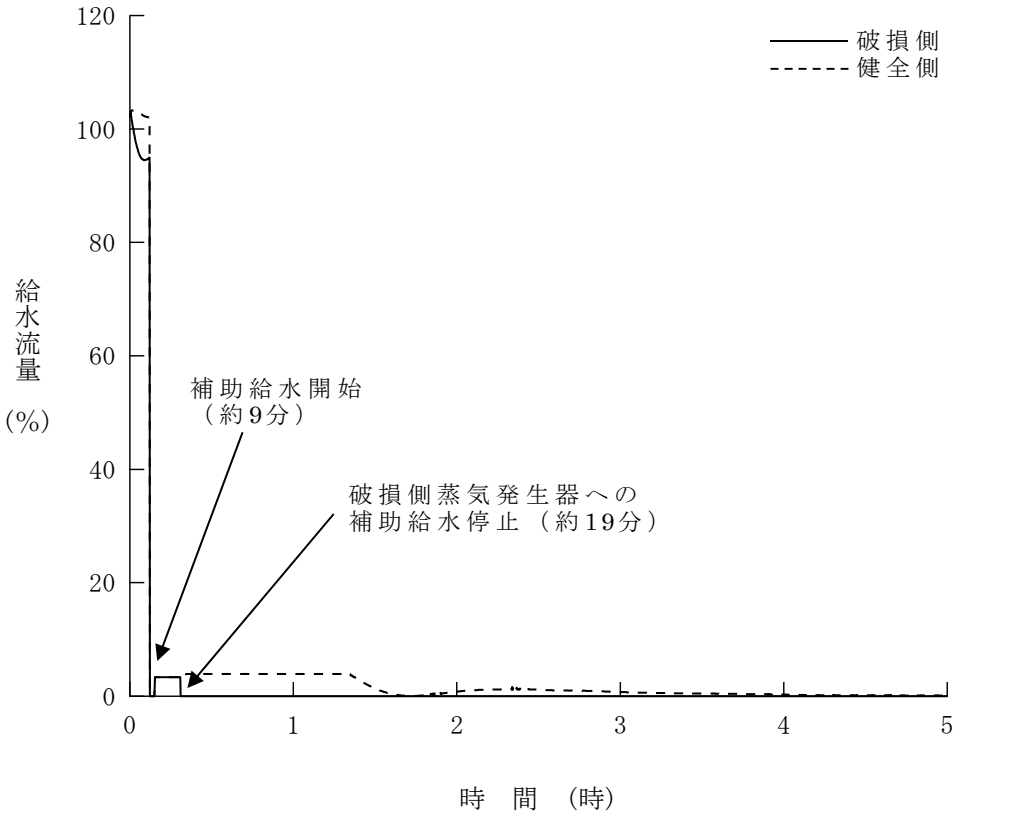


※：燃料被覆管温度は、炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を表示

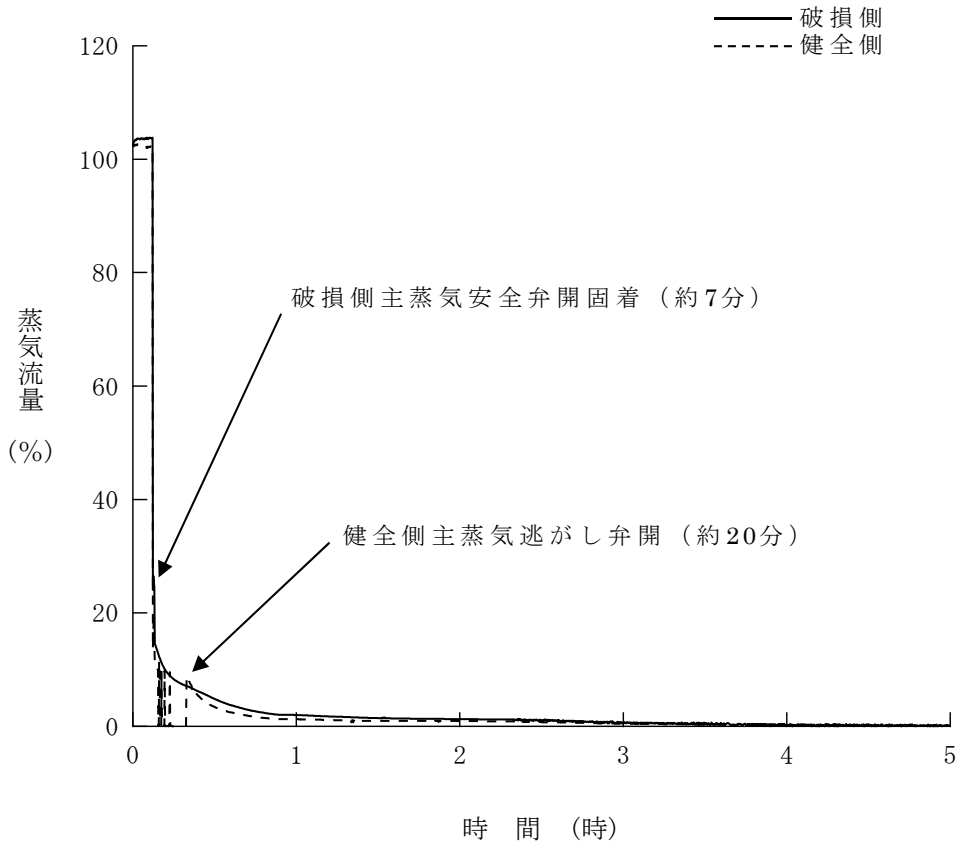
第 7.1.8.32 図　燃料被覆管温度の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



第 7.1.8.33 図　蒸気発生器水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

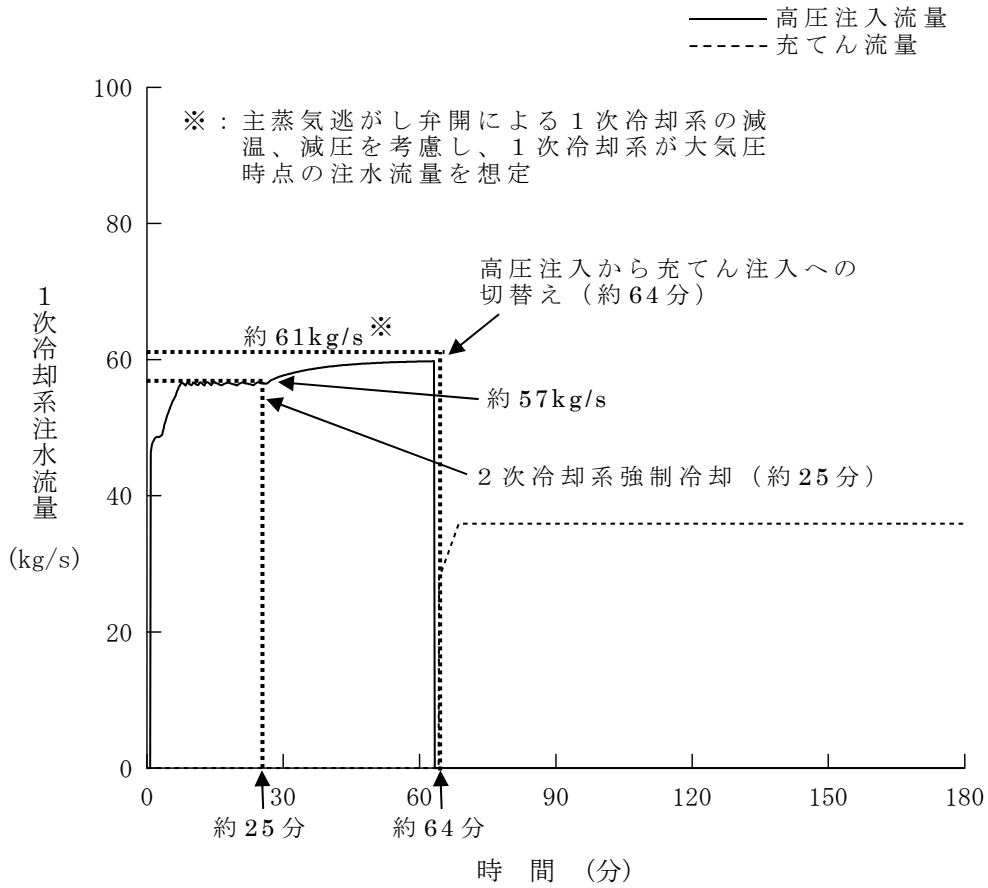


第 7.1.8.34 図　蒸気発生器への給水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

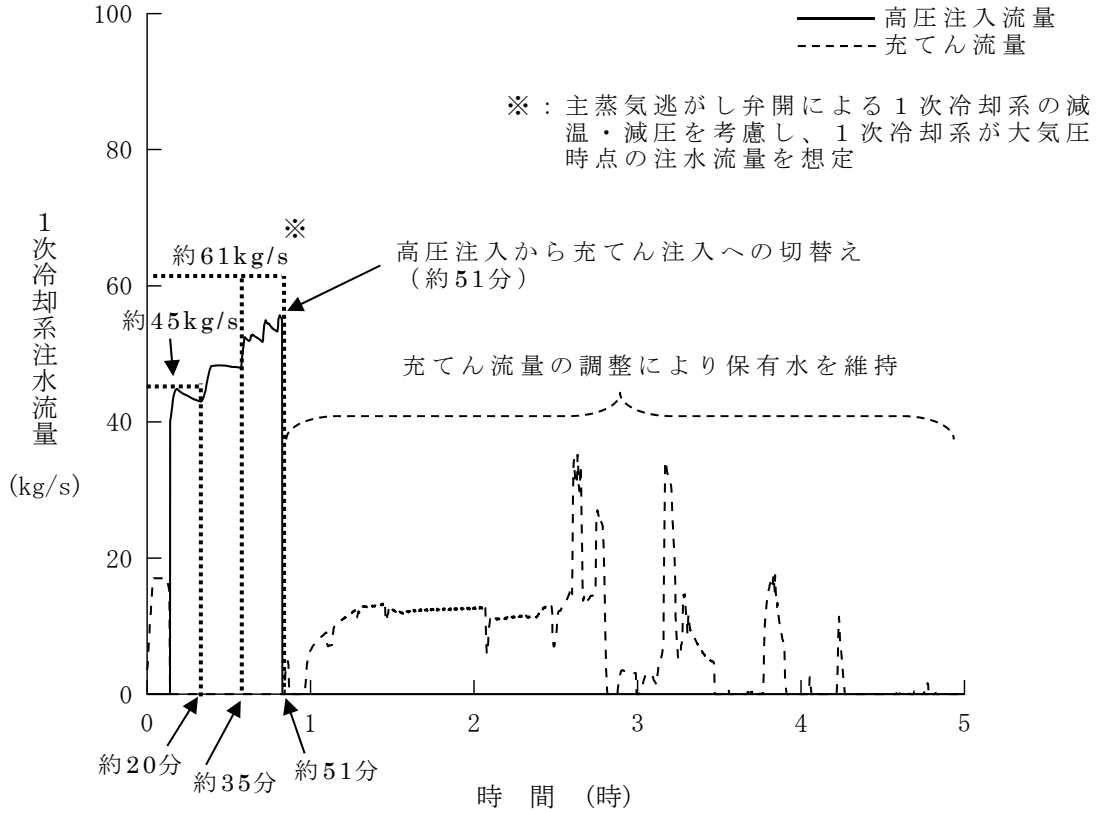


第 7.1.8.35 図　蒸気流量の推移

（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



第 7.1.8.36 図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）（操作時間余裕確認）



第 7.1.8.37 図　１次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）

7.2 重大事故

本原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生要因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

7.2.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＳＥＤ、ＴＥＤ、ＳＬＷ、ＡＥＷ、ＡＥＤ、ＳＥＷ及びＴＥＷがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却

することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第7.2.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.1.2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.1.1.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 36 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 7 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.1.3 図に示す。なお、評価事故シーケン

ス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、36 名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動

が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. １次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、ＳＡ監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウムー水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. １次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

１次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広

域）である。

m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。

代替格納容器スプレイに必要な計装設備は格納容器圧力（広域）等であり、原子炉下部キャビティ直接注水に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

o. 格納容器内自然対流冷却

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「Ａ＊＊」が、原子炉格納容器への１次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ＥＣＣＳ又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ＥＣＣＳ注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＡＥＤ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断ＬＯＣＡを起因とした「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質量が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Ｃｓ－１３７の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱
・燃料棒内温度変化
・燃料棒表面熱伝達
・燃料被覆管酸化
・燃料被覆管変形
・沸騰・ボイド率変化
・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間の流動
・構造材との熱伝達及び内部熱伝導
・スプレイ冷却
・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却
・水素濃度変化
・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお、ＭＡＡＰは、大破断ＬＯＣＡ事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期については設計基準事故時の評価結果により確認している。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価（事象進展解析）の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.1.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1 次冷却材管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(c) 外部電源

「7.2.1.1.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生についてはジルコニウム－水反応を考慮する。なお、ＭＡＡＰでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は事象発生の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 75m^3/h の流量で注水するものとする。

(b) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低

保有水量とする。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m^3/h とする。

(d) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量

原子炉容器破損後、原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の冷却に必要な注水流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m^3/h とする。

(e) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生の 24 時間後に停止するものとする。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位

（広域）が 65%に到達した後に停止するものとする。なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位である。

(c) 大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な時間、操作等の時間を考慮して、事象発生の 24 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価（Ｃｓ－１３７の放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、ウラン燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

b. 原子炉格納容器内に放出されるＣｓ－１３７の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるＮＵＲＥＧ－１４６５に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して 75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記 c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、ＭＡＡＰによる解析結果に比べて、Ｃｓ－１３７の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。

c. 原子炉格納容器内に放出されたＣｓ－１３７については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。

d. 時間経過とともにＣｓ－１３７の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は 7 日間とする。なお、事故後 7 日以降の影響についても確認する。

e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、ＭＡＡＰの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の 0.16%/d とする。なお、事故後 7 日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.12%/d とする。

f. 原子炉格納容器からの漏えいは、アニュラス部に生じるものと

する。

g. アニュラス空気再循環設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として 99%とする。

h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気再循環設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上 106 分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたＣｓ－１３７はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気再循環設備のフィルタ効果は無視する。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.1.4 図及び第 7.2.1.1.5図に、１次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.2.1.1.6 図から第 7.2.1.1.8 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.2.1.1.9 図から第 7.2.1.1.13 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失することから１次冷却系保有水量が低下し、事象発生の約 20 分後に炉心溶融に至る。

さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の 30 分後、事象発生の約 50 分後に運転員による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、事象発生の約 2.0 時間後に原子炉容器破損に至り、約 3.5 時間後に原子炉容器からの溶融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。

また、事象発生の 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器

循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 28 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 34 時間後に低下に転じる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.1.9 図に示すとおり、事象発生の約 28 時間後に最高値約 0.281MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.1.1.10 図に示すとおり、事象発生の約 38 分後に最高値約 133℃となる。また、代替格納容器スプレイから格納容器内自然対流冷却への切替後は原子炉格納容器雰囲気温度が再び上昇し、事象発生の約 34 時間後に約 127℃となるが、以降は低下傾向となっている。以上のことから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回る。

本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質量が多くなるが、アニュラス空気再循環設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 7.2.1.1.14 図に示すとおり、事象発生から 7 日後までのＣｓ－１３７の総放出量は約 5.2TBq にとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された 100TBq を十分下回る。大気放出過程を第 7.2.1.1.15 図に示す。

事象発生から 7 日以降、Ｃｓ－１３７の放出が継続した場合の評価を行ったところ、事象発生の 30 日後（約 5.3TBq）及び 100 日後（約 5.3TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBq を下回る。

１次冷却材圧力は第 7.2.1.1.6 図に示すとおり、原子炉容器破

損に至る事象発生の約 2.0 時間後における 1 次冷却材圧力は約 0.17MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。

(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第 7.2.1.1.13 図に示すとおり、全圧約 0.4MPa[abs]に対して約 0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の 75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約 2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

第 7.2.1.1.9 図及び第 7.2.1.1.10 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 28 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 34 時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

7.2.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部

キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、ＨＤＲ実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について１割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、ＨＤＲ実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について１割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度

が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルについて、溶融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。本感度解析においては約 16cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生及び反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により溶融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、第 7.2.1.1.16 図及び第 7.2.1.1.17 図に示すとおり、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で 1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容

器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

Ｃｓ－１３７の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、ＭＡＡＰの評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、ＭＡＡＰの評価結果ではなく、ＮＵＲＥＧ－１４６５に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.2.1.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び１次冷却材の流出流量に関する影響評価並びに原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が遅くなる。

また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原

子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

地震によりＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡが発生した場合、１次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約 50 分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始したとしても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを「7.2.1.1.3(2)a.(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」におけるＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

地震によりＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡが発生した場合、１次冷

却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

・１次冷却材高温側配管　全ループ破断
・１次冷却材低温側配管　全ループ破断
・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

いずれの感度ケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始時間は基本ケースである大破断ＬＯＣＡ時と同様に事象発生の約 50 分後とした。その結果、第 7.2.1.1.18 図から第 7.2.1.1.23 図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じであり、また、溶融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.24 図及び第 7.2.1.1.25 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水の

開始操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

格納容器内自然対流冷却の操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

アニュラス空気再循環設備の起動操作は、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.1.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の 60 分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開

始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が早くなった場合は原子炉下部キャビティの蓄水が早まるが、溶融炉心落下時点においては原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に十分な水量が確保されており、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約 7.5 時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

アニュラス空気再循環設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アニュラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射能量が減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の操作時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生の約 50 分後であるのに対し、事象発生の 60 分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.26 図及び第 7.2.1.1.27 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び

200℃に対して十分余裕があり、事象発生から60分以上の操作時間余裕があることを確認した。

格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器循環冷暖房ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が 7,000m^3以下であれば、格納容器循環冷暖房ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が 7,000m^3に到達するまでの時間を評価した。原子炉下部キャビティ直接注水による注水量を考慮し、代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生の 24 時間後から 29 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

アニュラス循環系ダンパへの作動空気供給操作の解析上の開始時間は事象発生の 60 分後であるが、操作が遅くなる場合は、アニュラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射能量が増加するが、「7.2.1.1.2(4)有効性評価の結果」に示すとおり解析上のＣｓ－１３７の総放出量は約 5.2TBq であり、10 分～20 分の操作遅れに対して放出放射能量は約 20%～40%の増加にとどまることから、100TBq に対して余裕を確保できるため、事象発生から 80 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水

及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり36名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員54名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、水量1,325m^{3}の使用が可能であることから、事象発生の約50分後から約3.5時間後までの原子炉下部キャビティ直接注水(120m^3/h)を考慮しても、事象発生の約50分後から約9.1時間後までのスプレイ継続(120m^3/h)が可能である。以降は、水源を復水タンクに切り替え、送水車（約300m^3/h（1台当たり））を用いて復水タンクに海水を補給することにより、事象発生の24時間後の格納容器内自然対流冷却移行までの間、恒設代替低圧注水ポンプによりスプレイ継続が可能

である。

b. 燃料

(a) 重油

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kℓの重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓの重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 11.5 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 35.2kℓの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンク及び使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 3.6 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5,891ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓにて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 616kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.2.1.1.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器

過圧破損）」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互

作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	－	－	－
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。 ・安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. １次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
e. 補助給水系の機能喪失の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。	【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	・非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	・炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。	－	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
i. 炉心損傷の判断	・炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	・原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、SA監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
k. 水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー 【可搬型アニュラス内水素濃度計測装置】	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」における重大事故等対策について(4/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
l. 1次冷却系強制減圧	・炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用） 【可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）】	冷却材圧力（広域）
m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	・格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 ・代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」
における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
	・格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。			
n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
o. 格納容器内自然対流冷却	・A格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。	A格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損)」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.1.1.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	炉心損傷を早め、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水開始までの時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる条件として、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。
	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム－水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

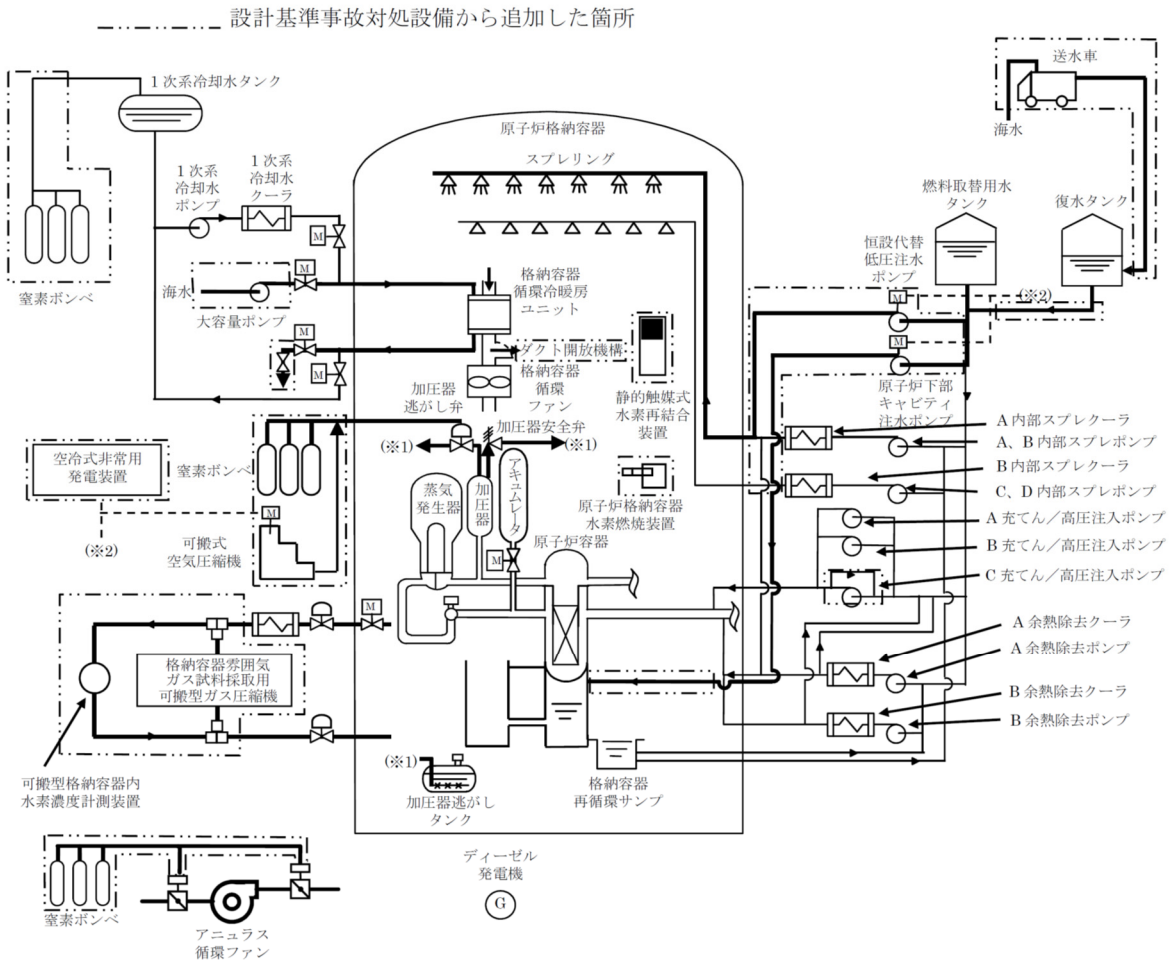
第 7.2.1.1.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件

（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(3/4)

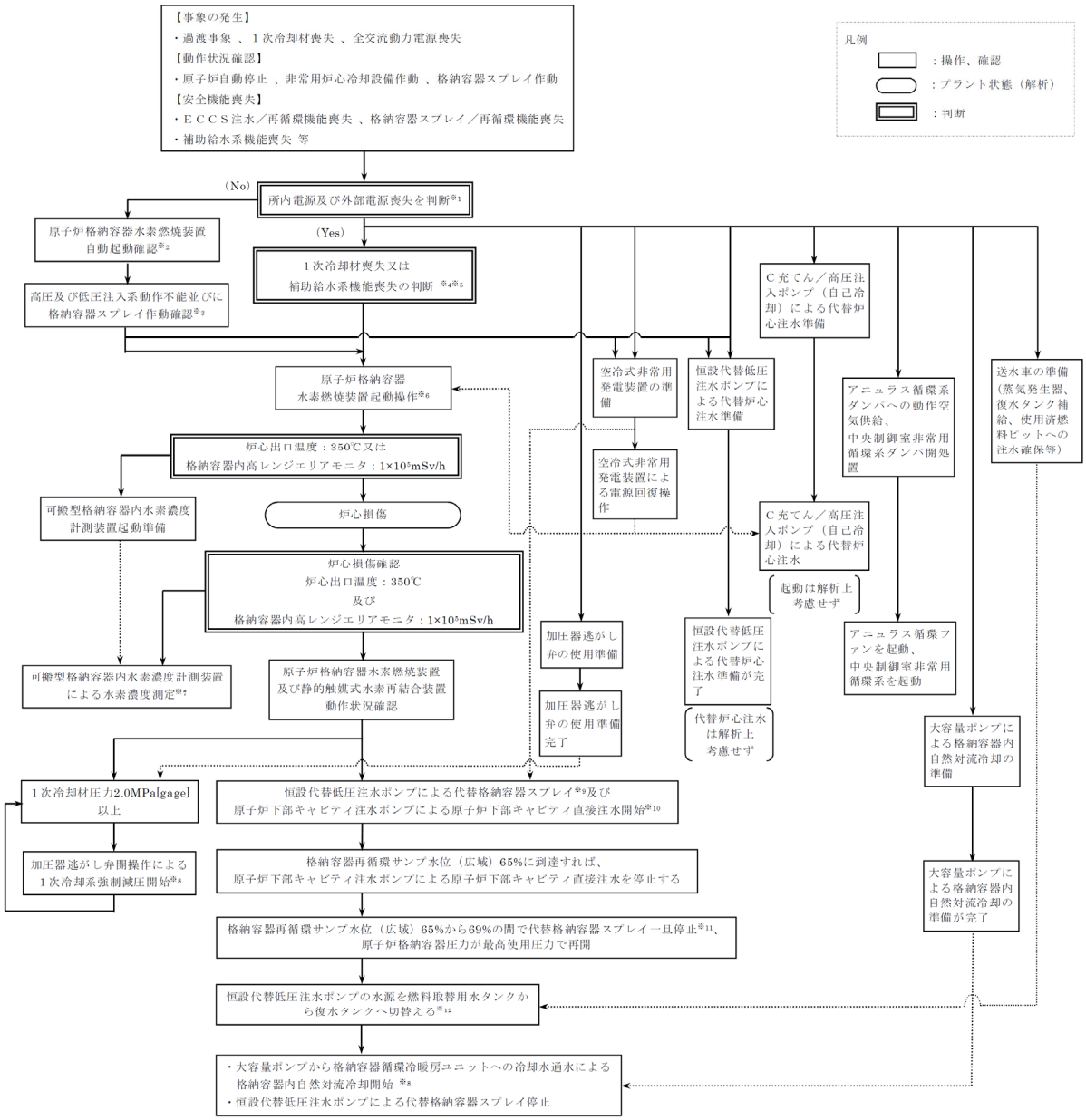
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	タービン動 補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプ定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m^3/h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	アキュムレータ 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
	アキュムレータ 保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
	静的触媒式 水素再結合装置及び 原子炉格納容器 水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

第 7.2.1.1.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(4/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）65%到達後	原子炉下部キャビティ直接注水の停止条件として設定。 なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位。
	格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。

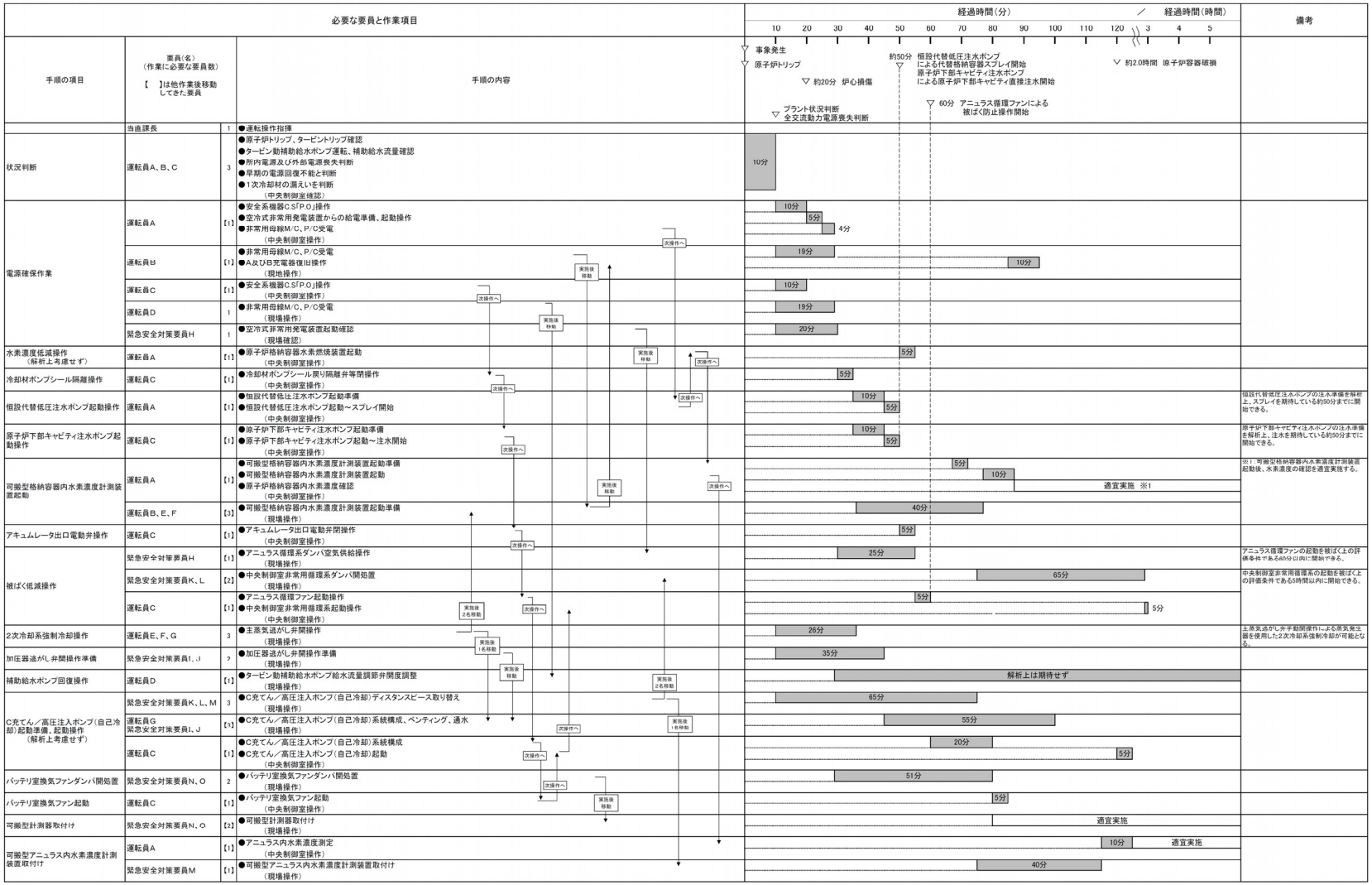


第 7.2.1.1.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図



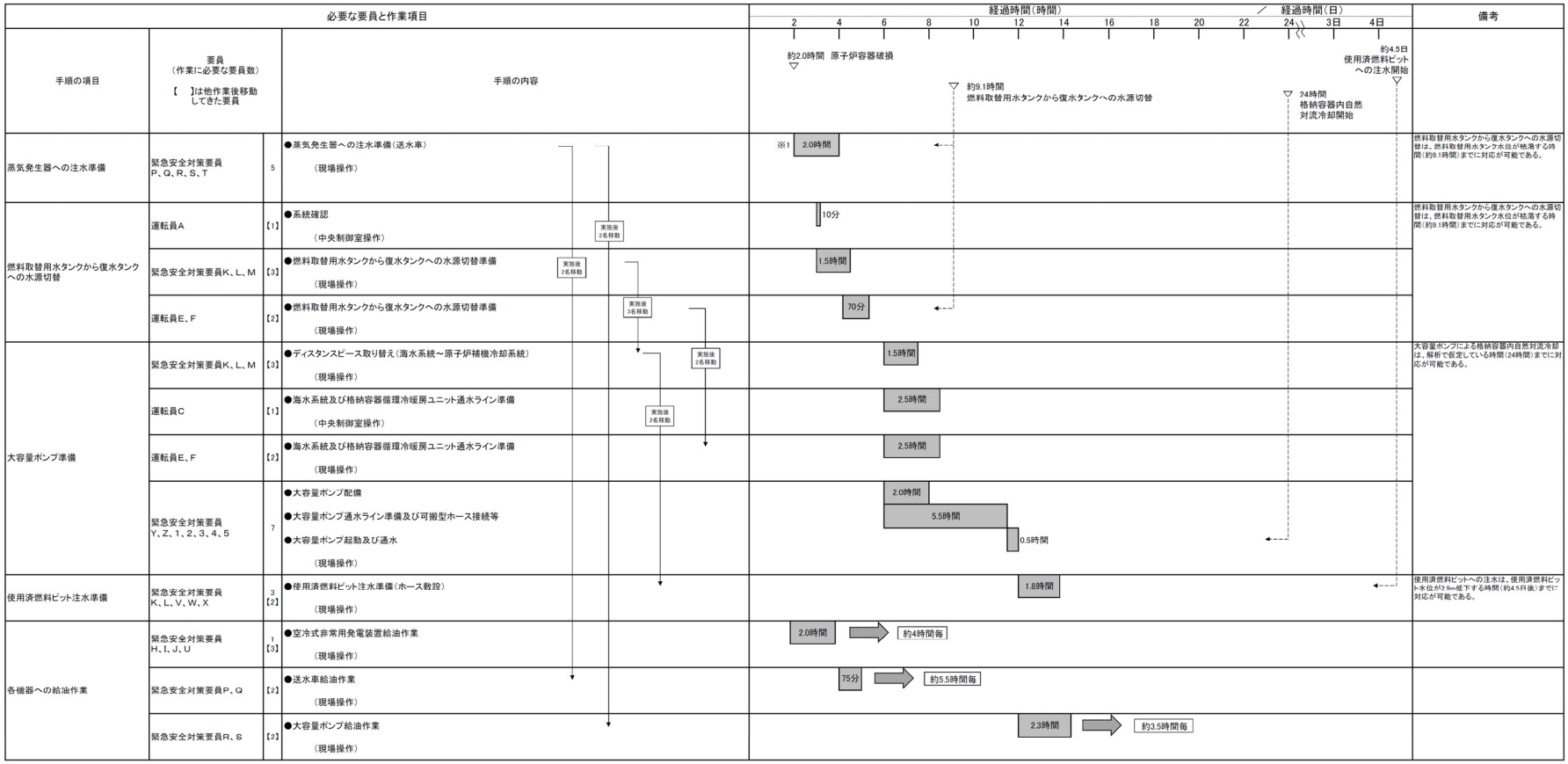
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。
※3 ：水素燃焼事象においては格納容器スプレイ作動を考慮する。
※4 ：１次冷却材喪失は以下で確認。
・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※5 ：補助給水系機能喪失は以下で確認。
・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満
※6 ：空冷式非常用発電装置による電源回復後起動する。
※7 ：可搬型原子炉格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※8 ：準備が完了すれば、その段階で実施する。
※9 ：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、短時間で炉心損傷に至る場合は原子炉格納容器にスプレイすることになる。
実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
また、格納容器スプレイ流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※10：原子炉下部キャビティ直接注水流量は120m³/hを下回らない流量で注水する。
※11：ただちにポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を加味し決定する。
※12：海水への水源切替え。

第 7.2.1.1.2 図　格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要



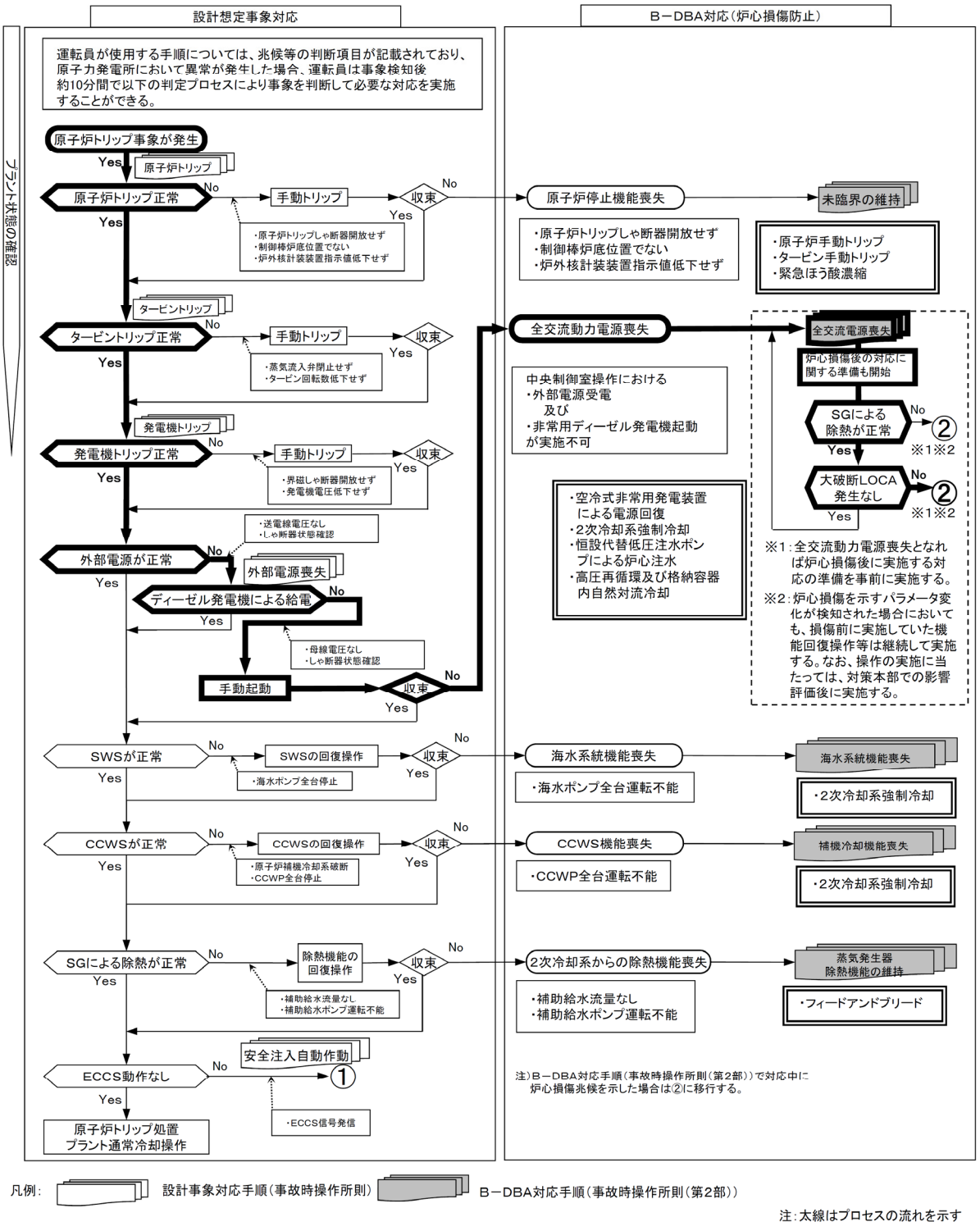
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に連絡連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.2.1.1.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(1/2)

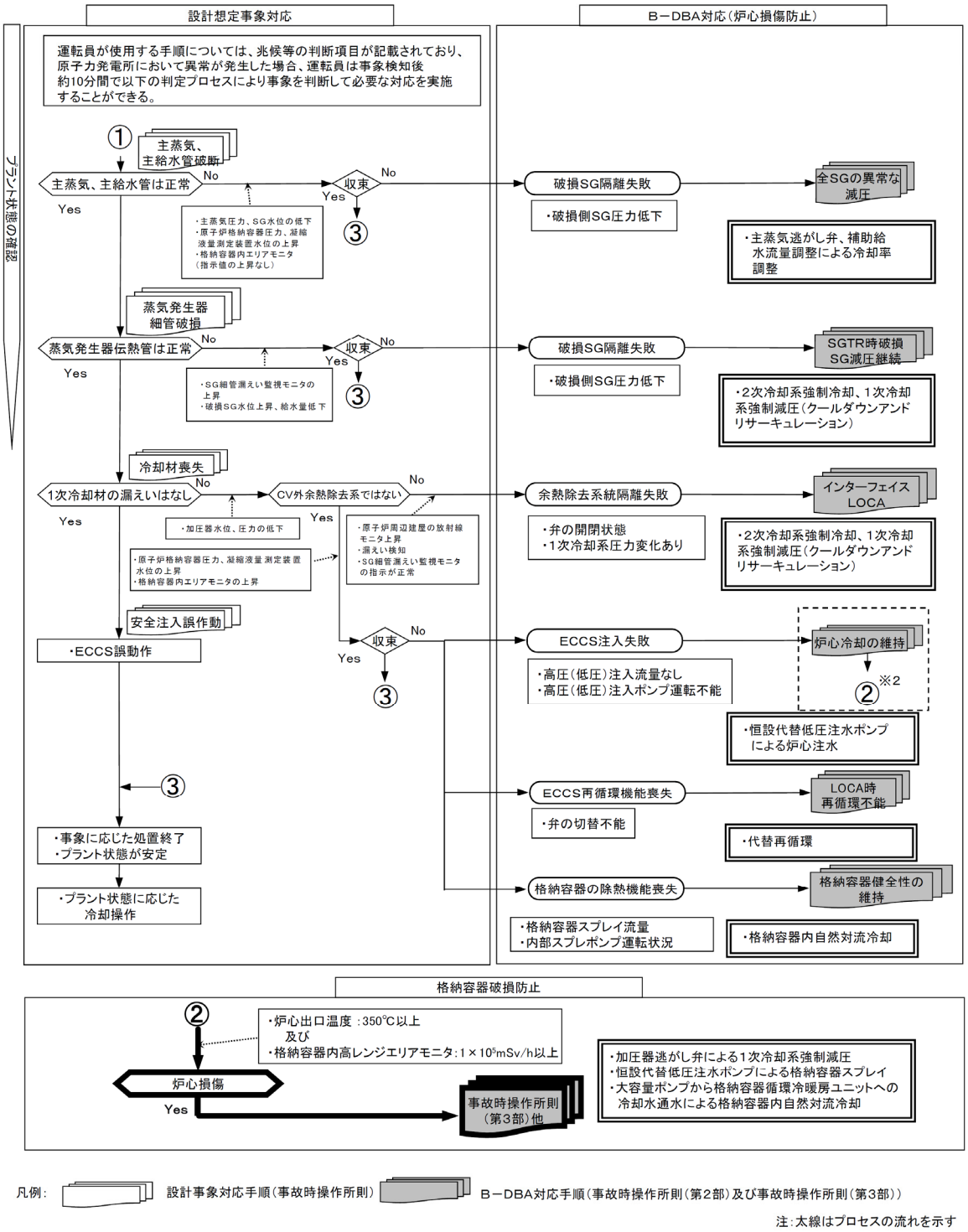


※1：蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後(ルート復旧後)速やかに開始とした。

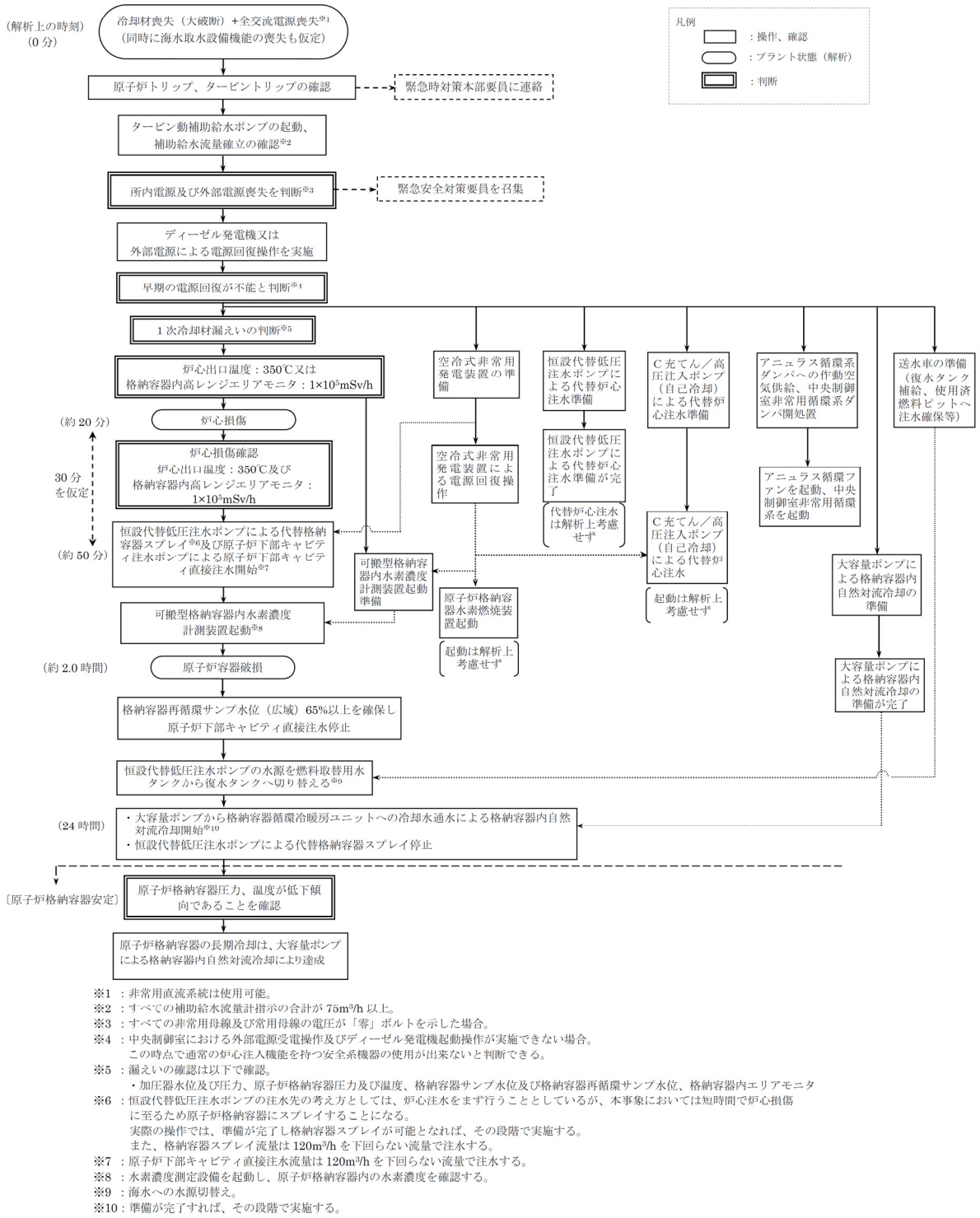
第 7.2.1.1.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(2/2)



第 7.2.1.1.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(1/2)

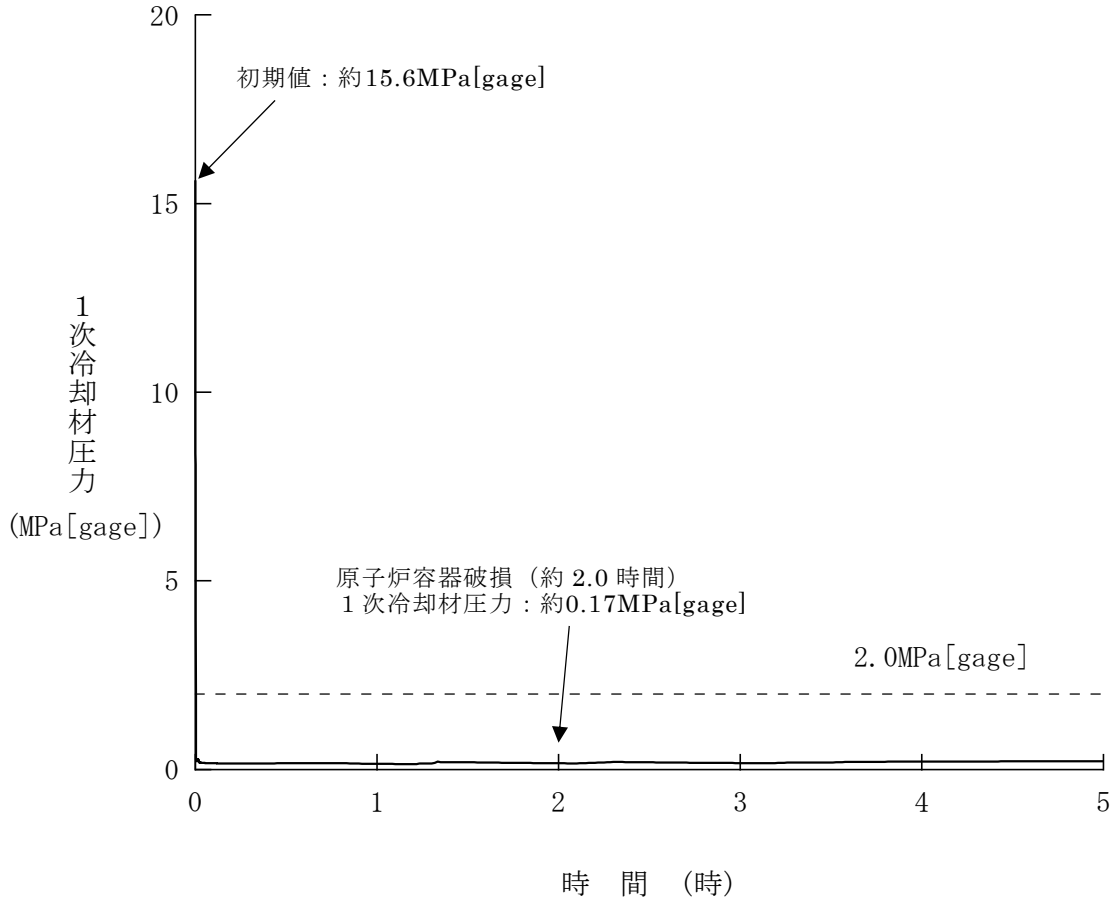


第 7.2.1.1.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(2/2)

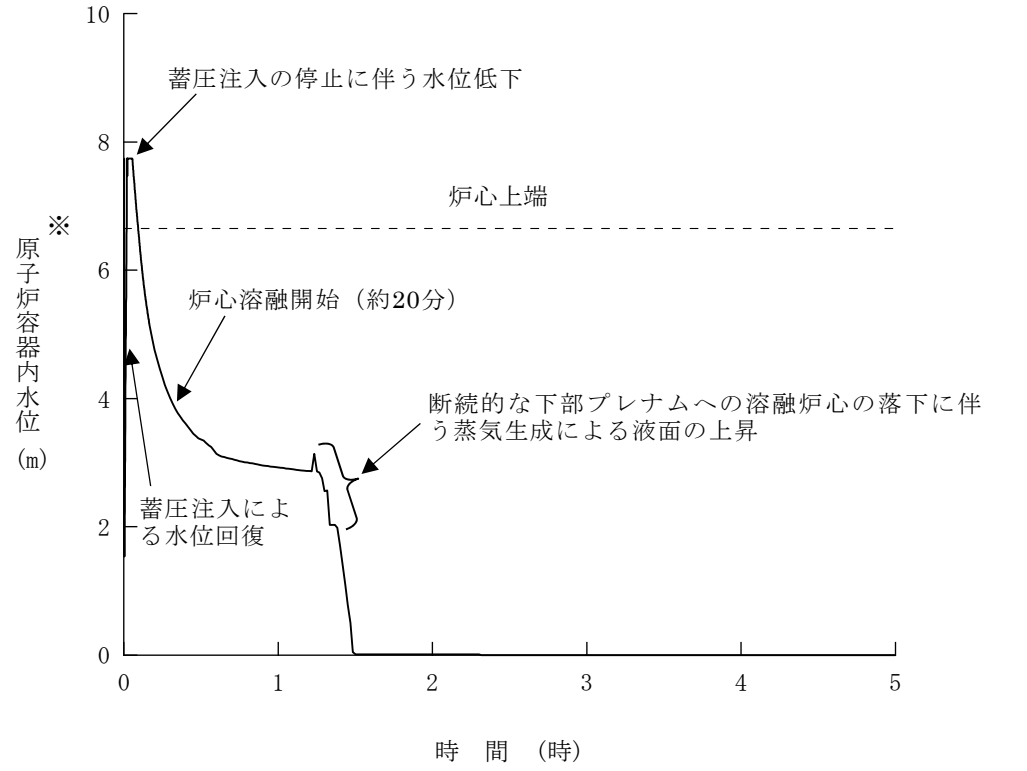


※1 ：非常用直流系統は使用可能。
※2 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
※3 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※4 ：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
この時点で通常の炉心注入機能を持つ安全系機器の使用が出来ないと判断できる。
※5 ：漏えいの確認は以下で確認。
・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※6 ：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、本事象においては短時間で炉心損傷
に至るため原子炉格納容器にスプレイすることになる。
実際の操作では、準備が完了し格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
また、格納容器スプレイ流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※7 ：原子炉下部キャビティ直接注水流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※8 ：水素濃度測定設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※9 ：海水への水源切替え。
※10：準備が完了すれば、その段階で実施する。

第 7.2.1.1.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）

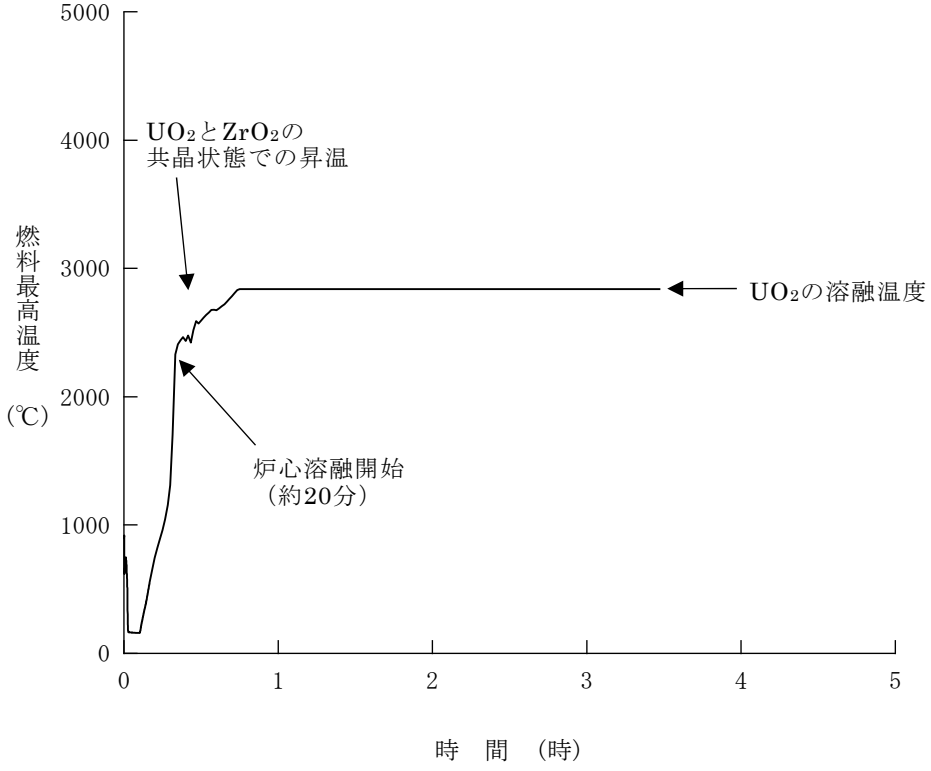


第 7.2.1.1.6 図　1 次冷却材圧力の推移

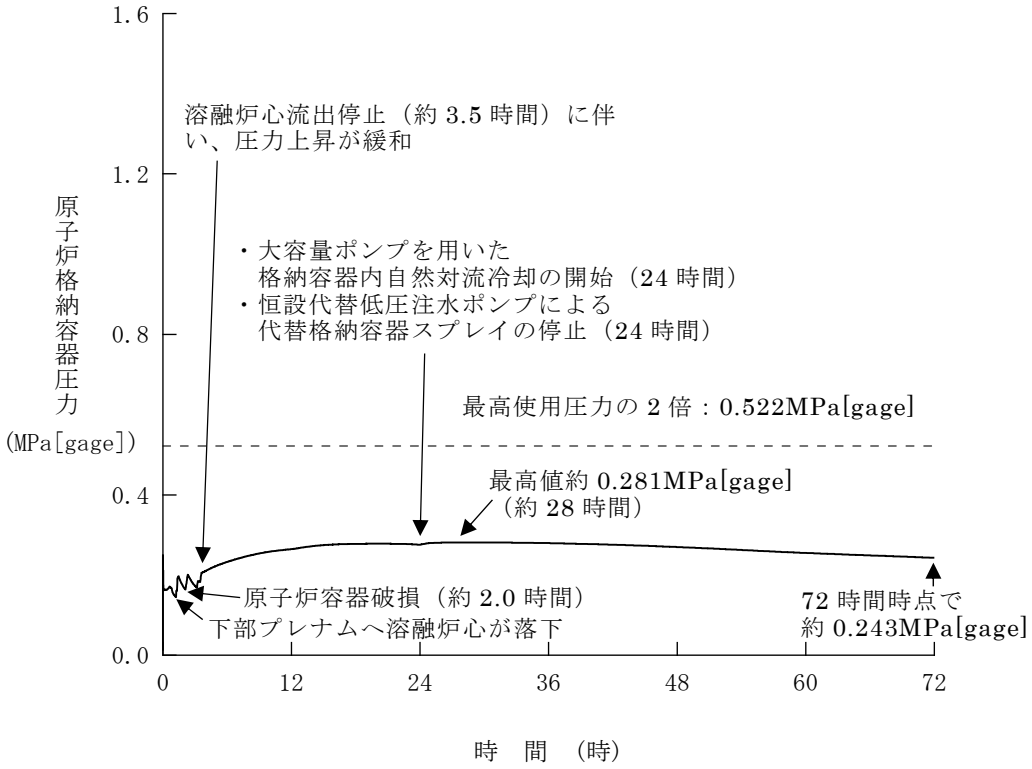


※：１次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

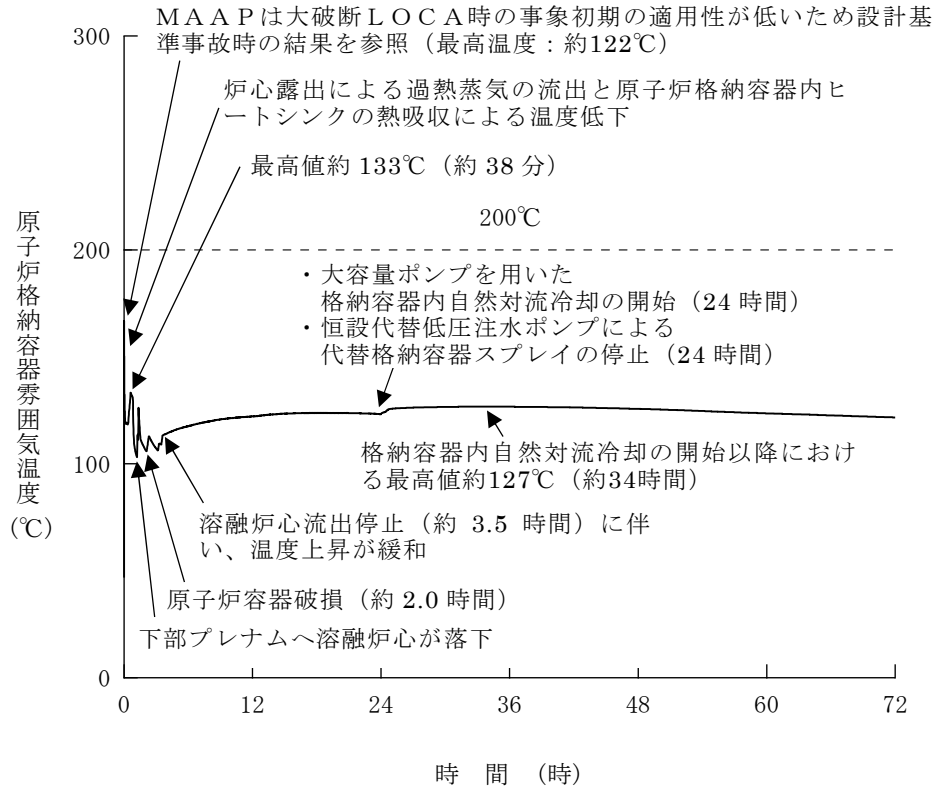
第 7.2.1.1.7 図　原子炉容器内水位の推移



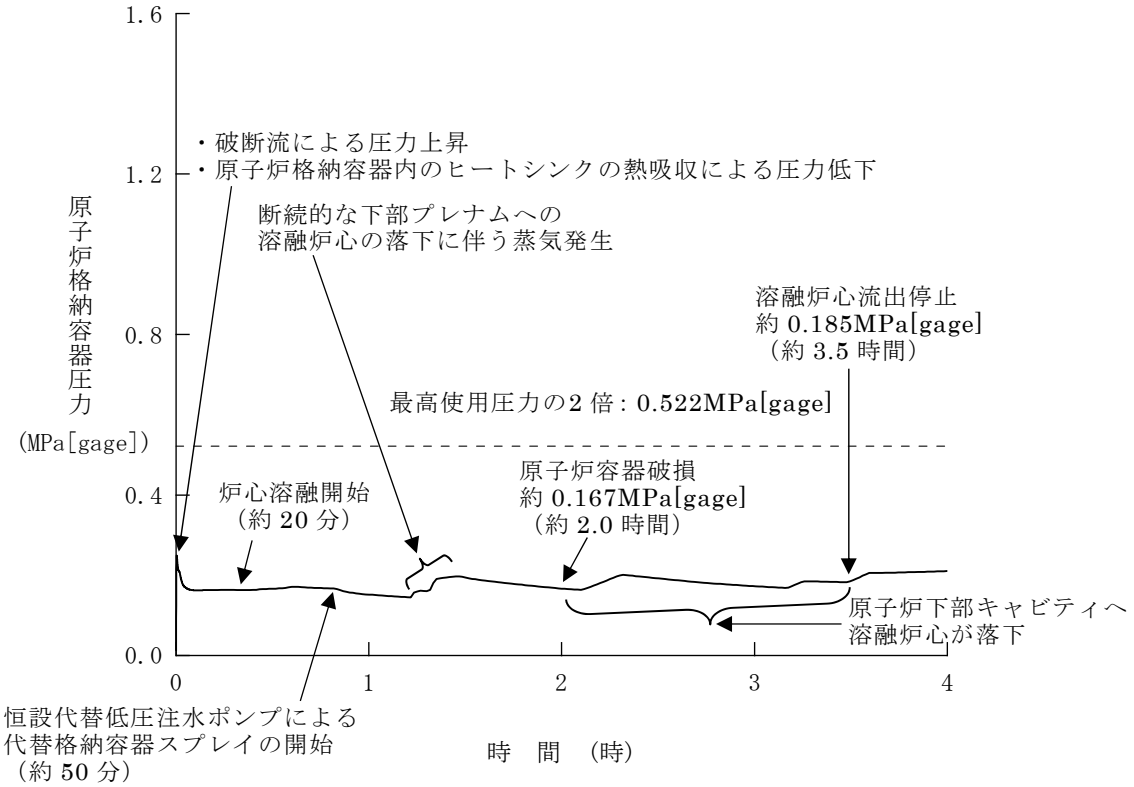
第 7.2.1.1.8 図　燃料最高温度の推移



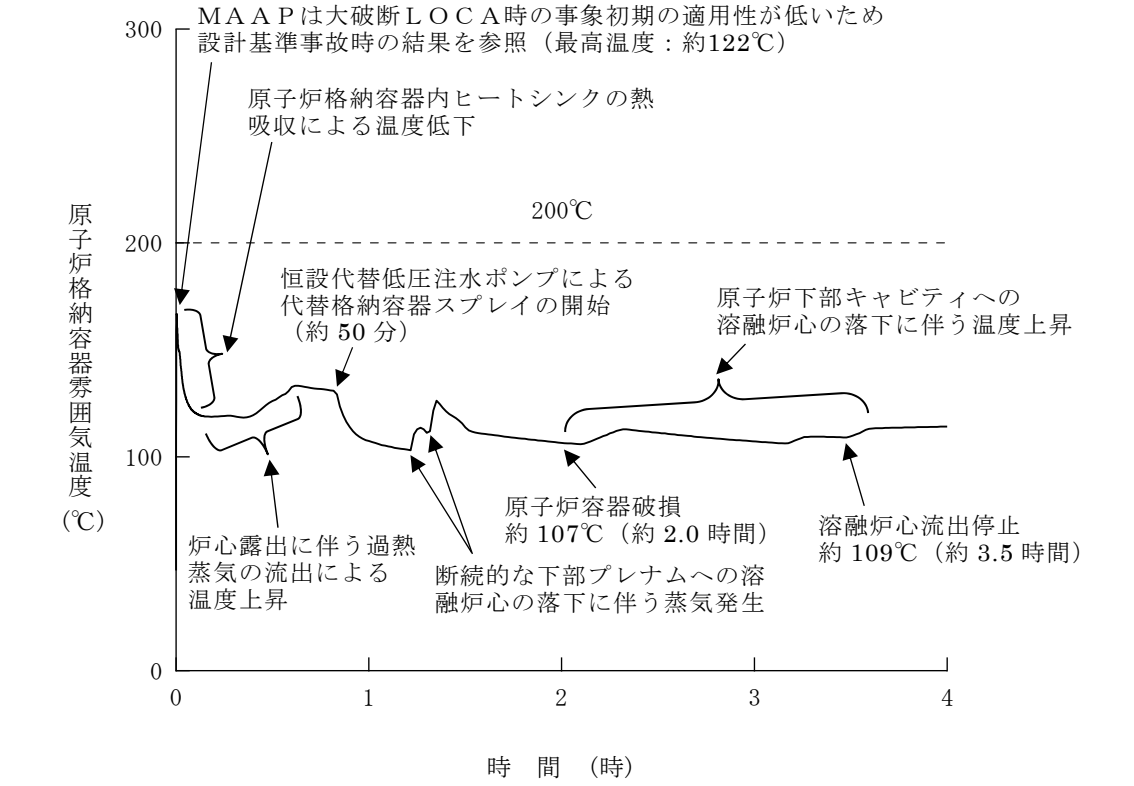
第 7.2.1.1.9 図　原子炉格納容器圧力の推移



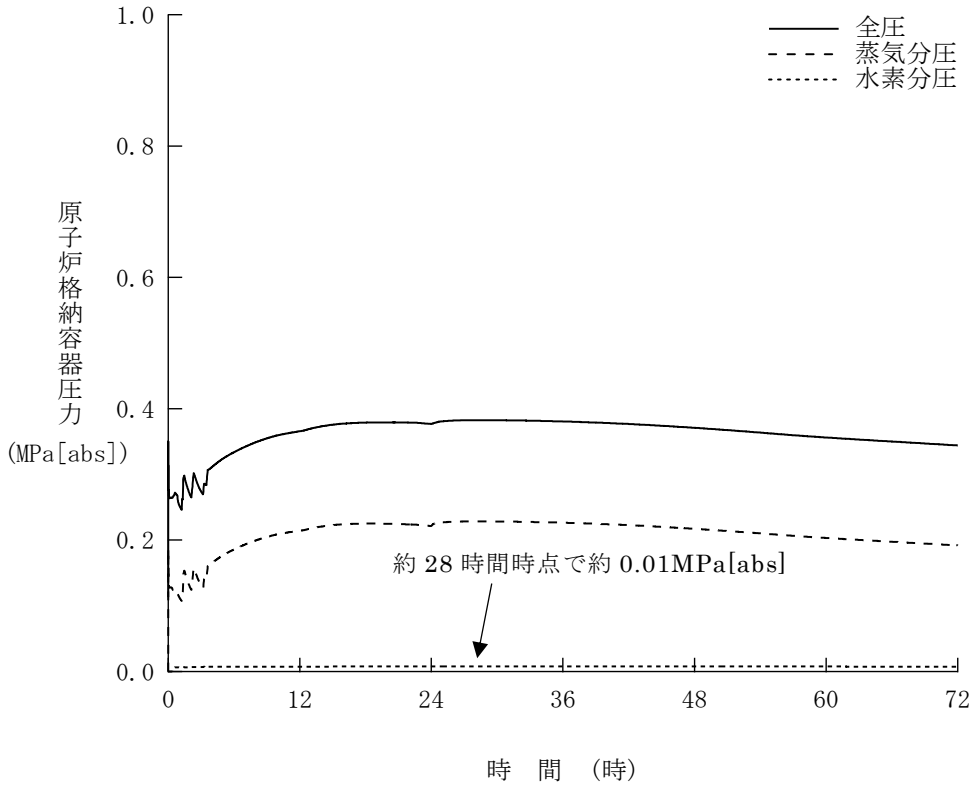
第 7.2.1.1.10 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移



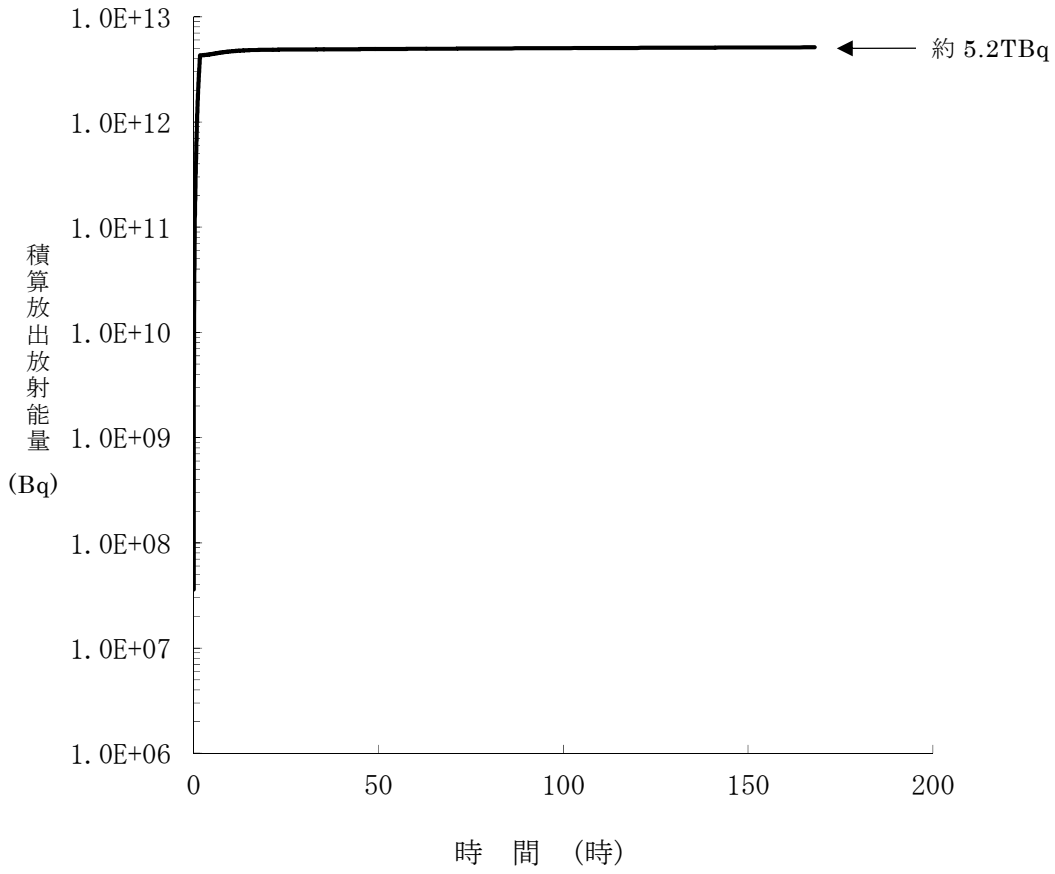
第 7.2.1.1.11 図　原子炉格納容器圧力の推移（～4 時間）



第 7.2.1.1.12 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（～4 時間）

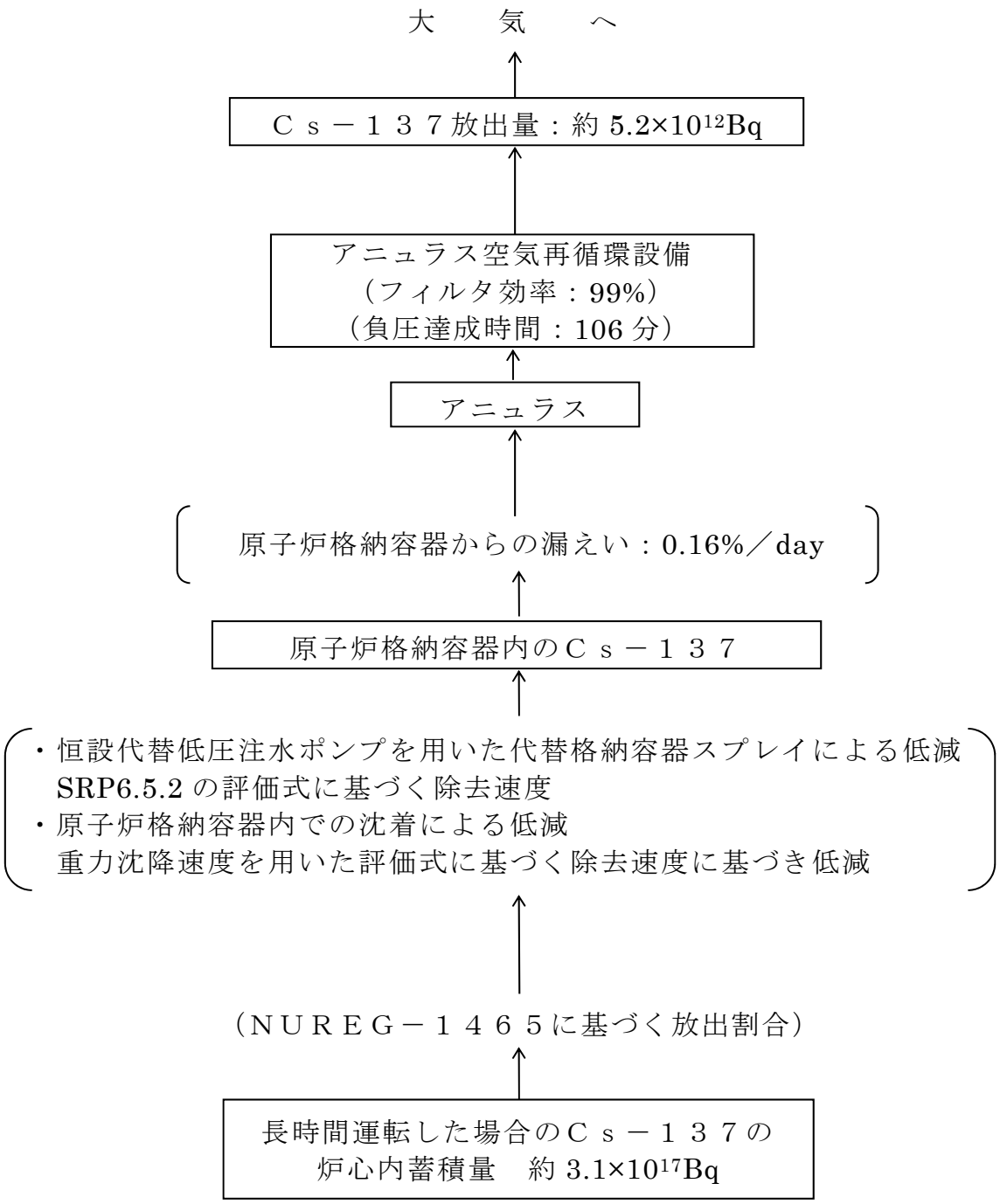


第 7.2.1.1.13 図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移

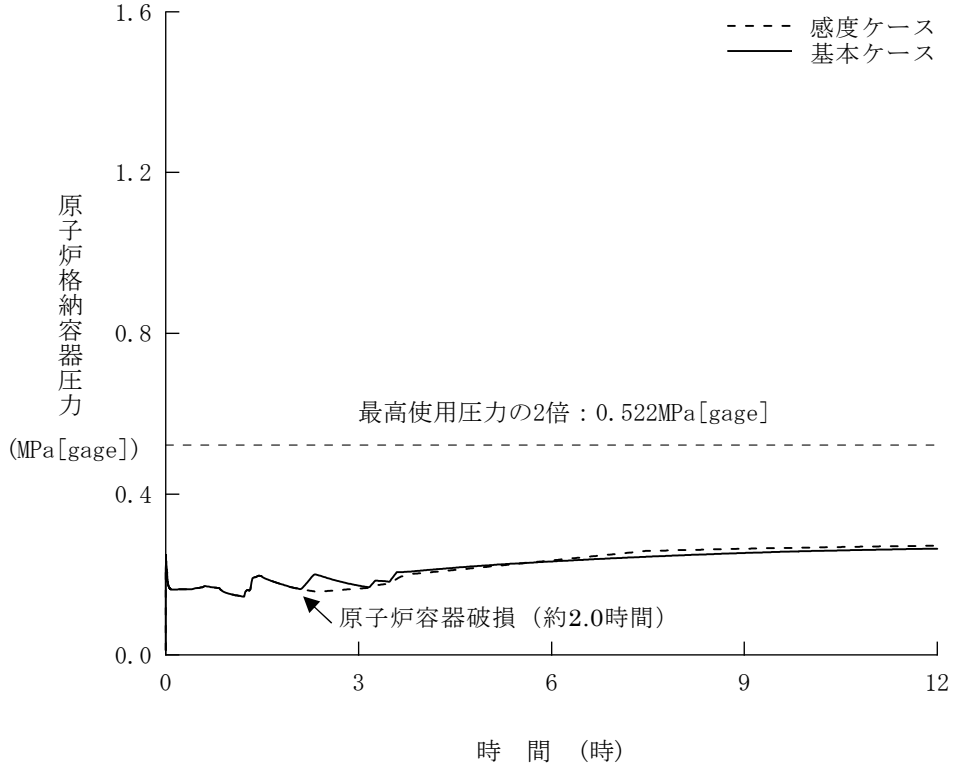


第 7.2.1.1.14 図　Ｃｓ－１３７の積算放出放射能量の推移

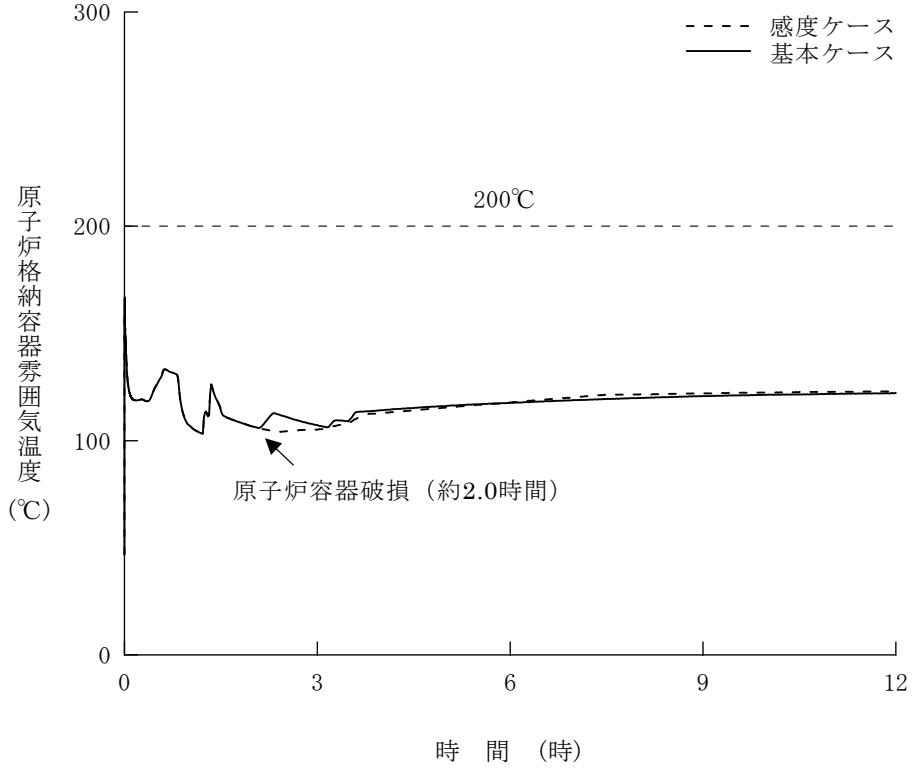
単位：Bq（GROSS 値）



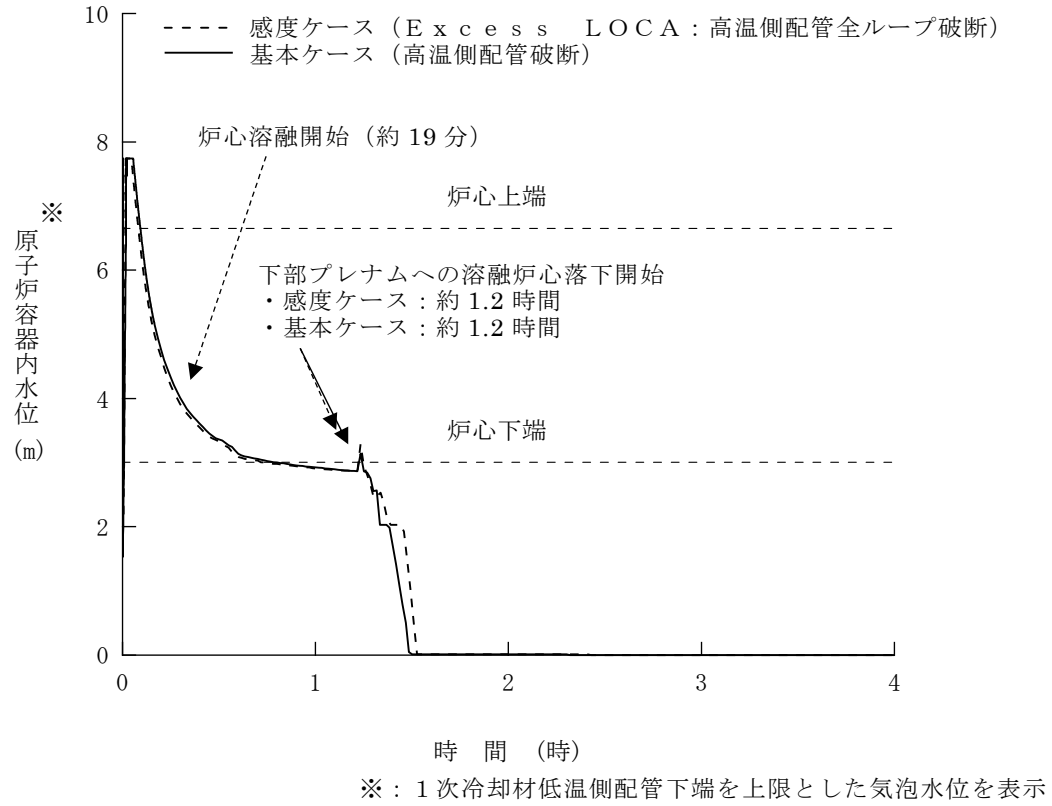
第 7.2.1.1.15 図　Ｃｓ－１３７の大気放出過程



第 7.2.1.1.16 図　原子炉格納容器圧力の推移
（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

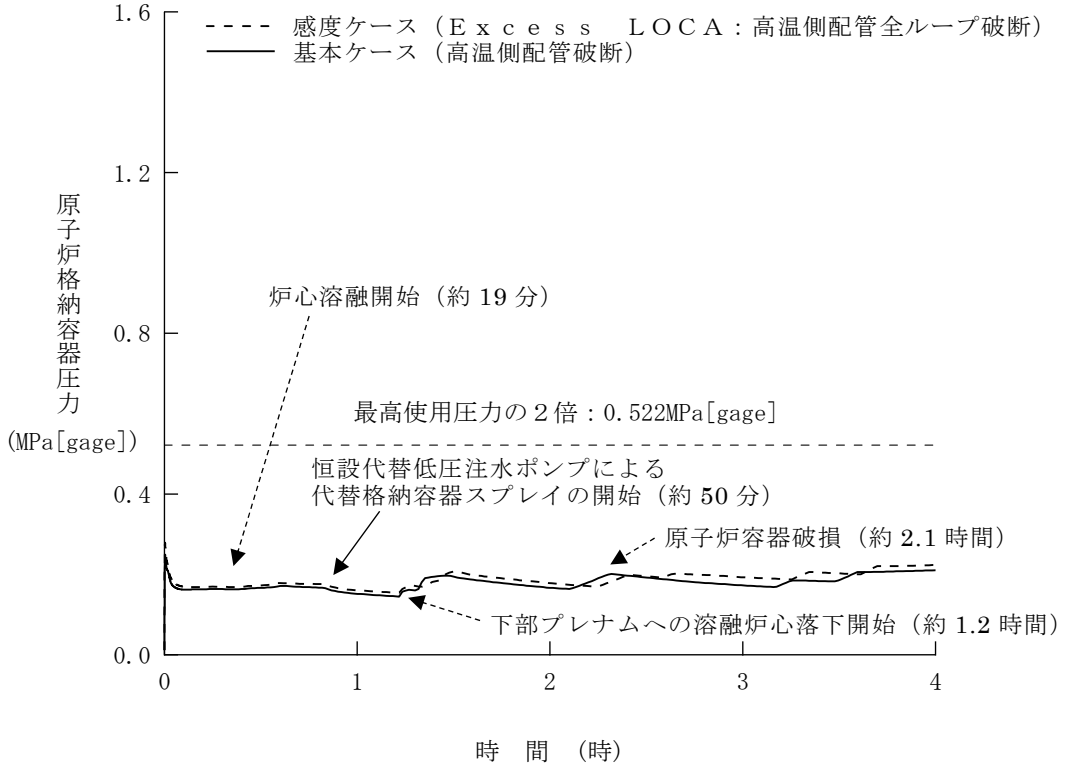


第 7.2.1.1.17 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

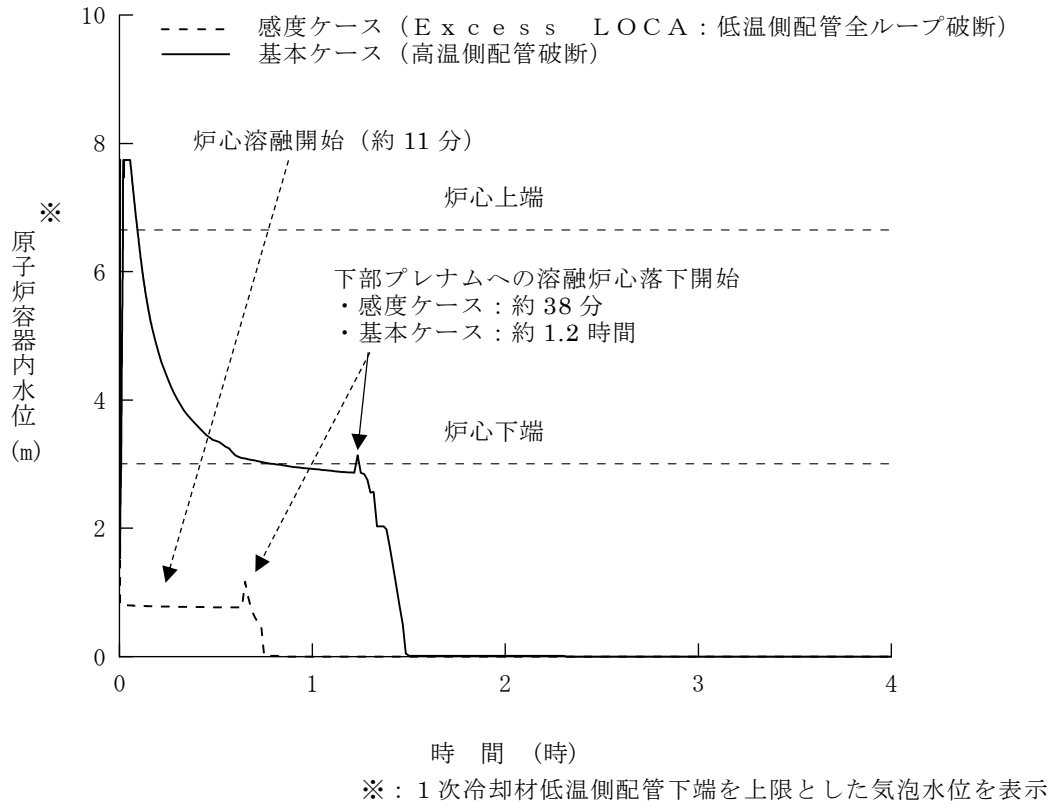


※：１次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.18 図　原子炉容器内水位の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

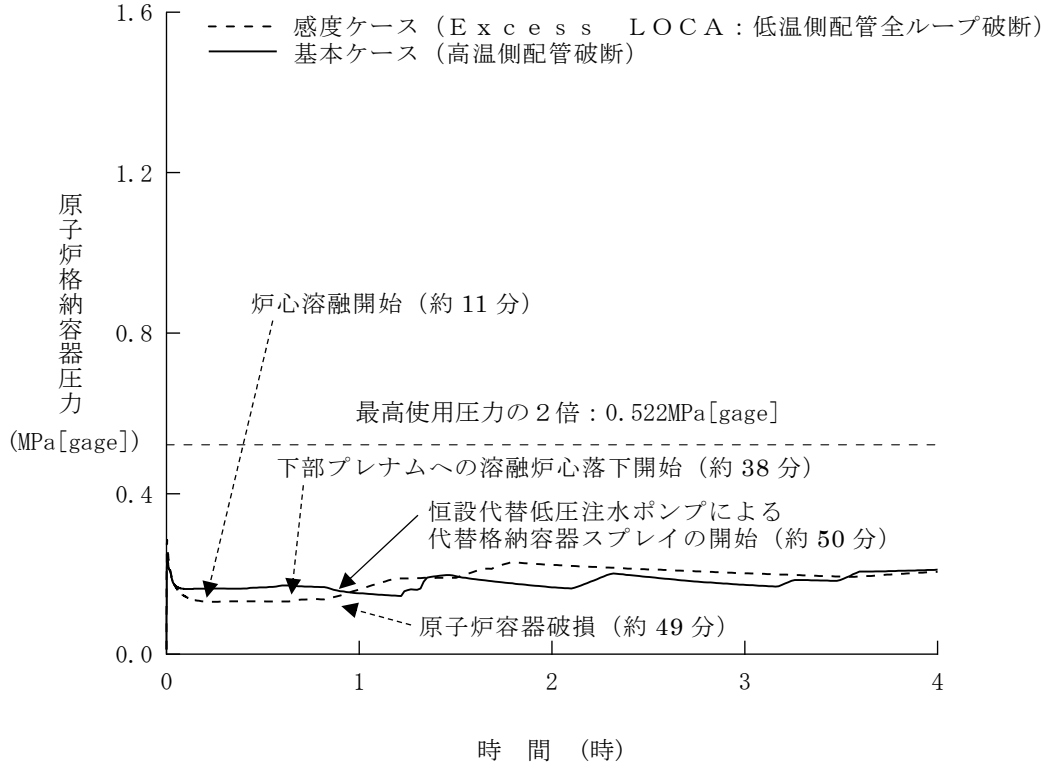


第 7.2.1.1.19 図　原子炉格納容器圧力の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

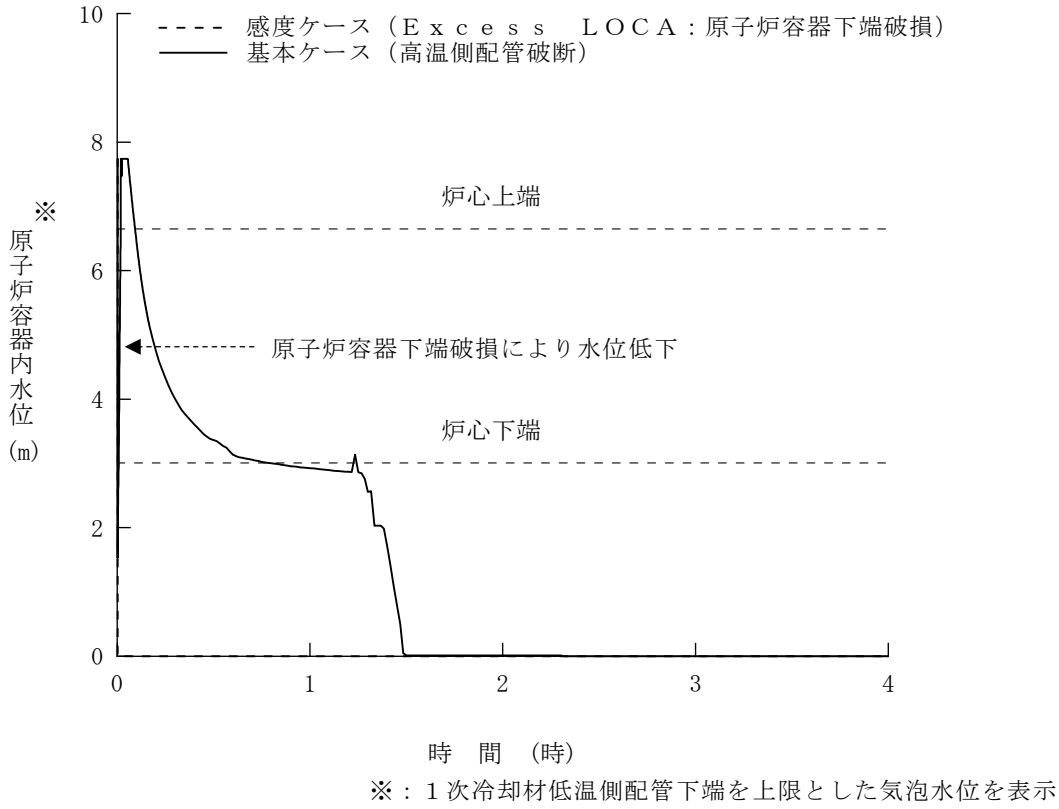


※：１次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.20 図　原子炉容器内水位の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

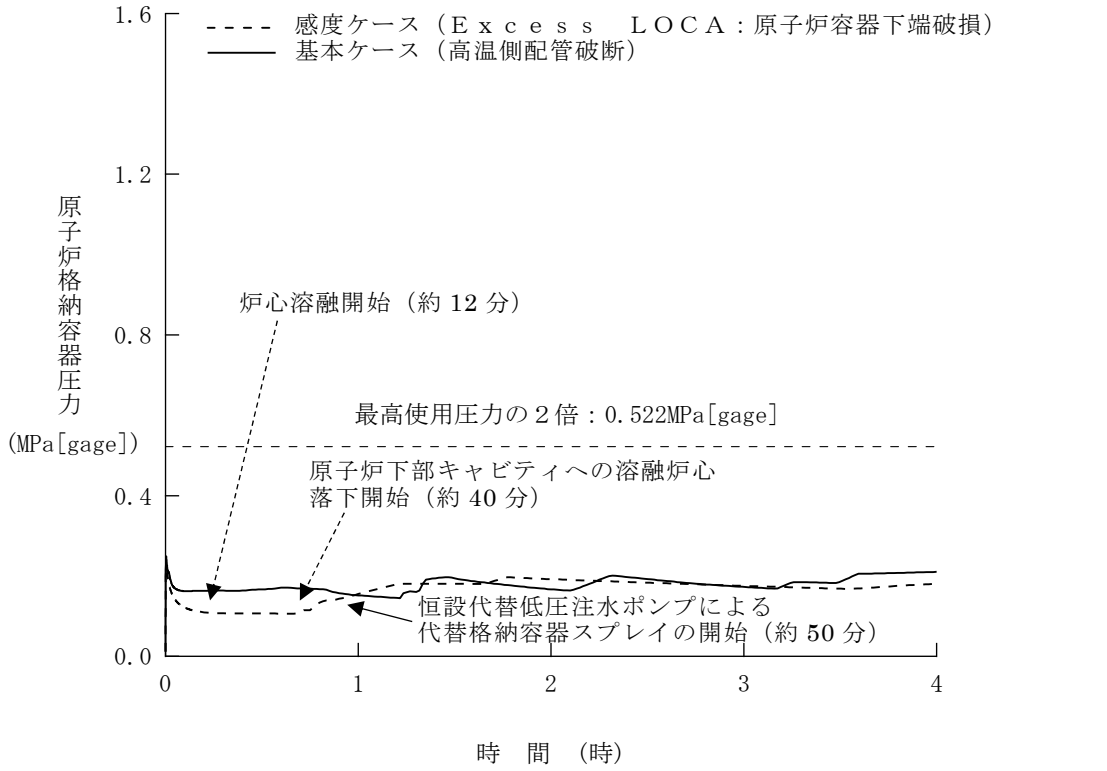


第 7.2.1.1.21 図　原子炉格納容器圧力の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

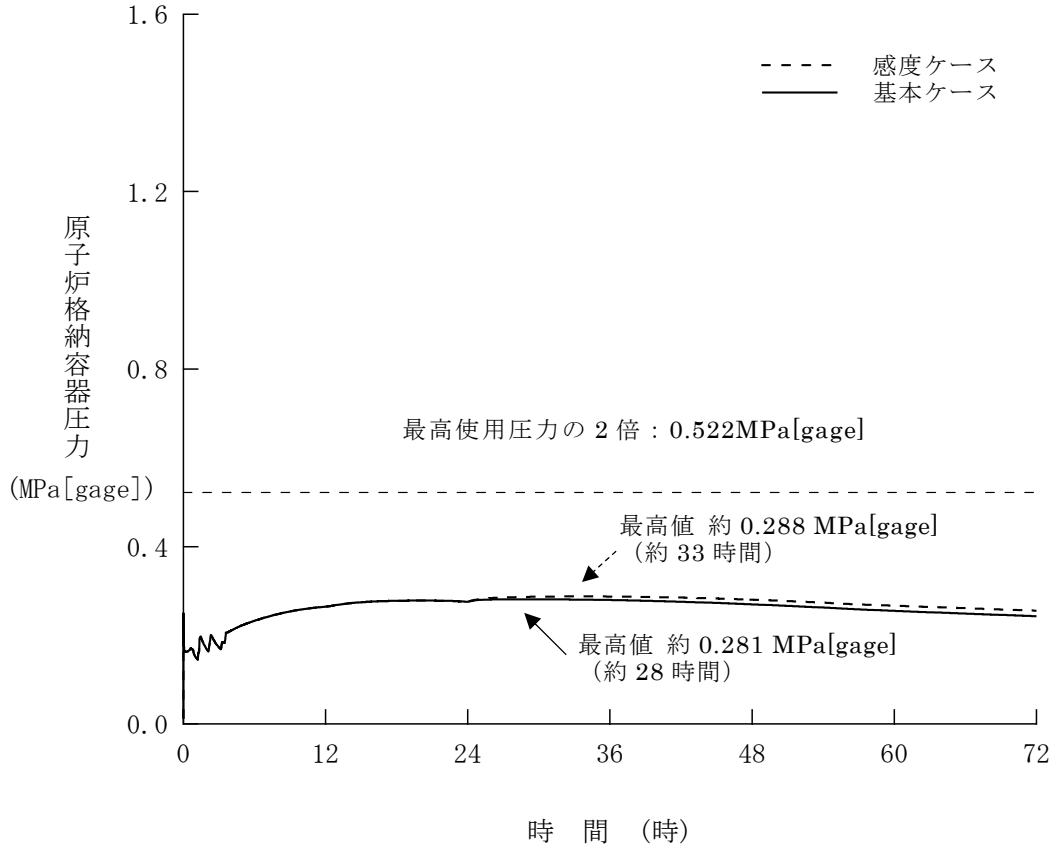


※：１次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

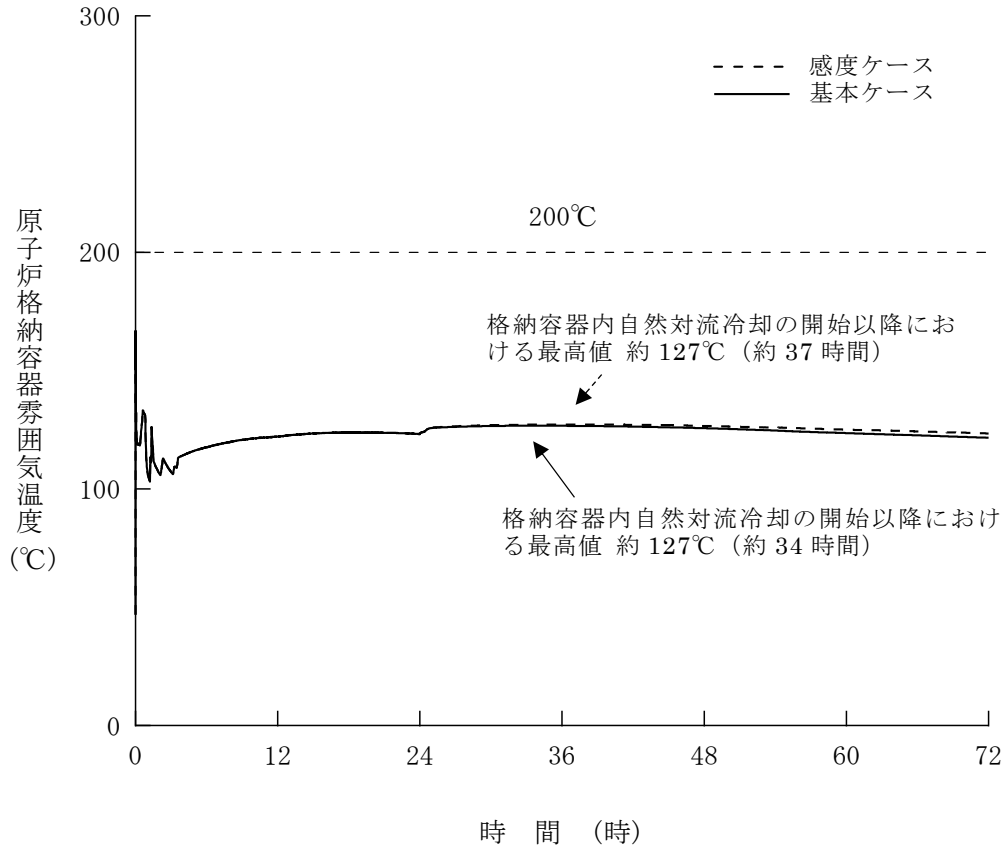
第 7.2.1.1.22 図　原子炉容器内水位の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



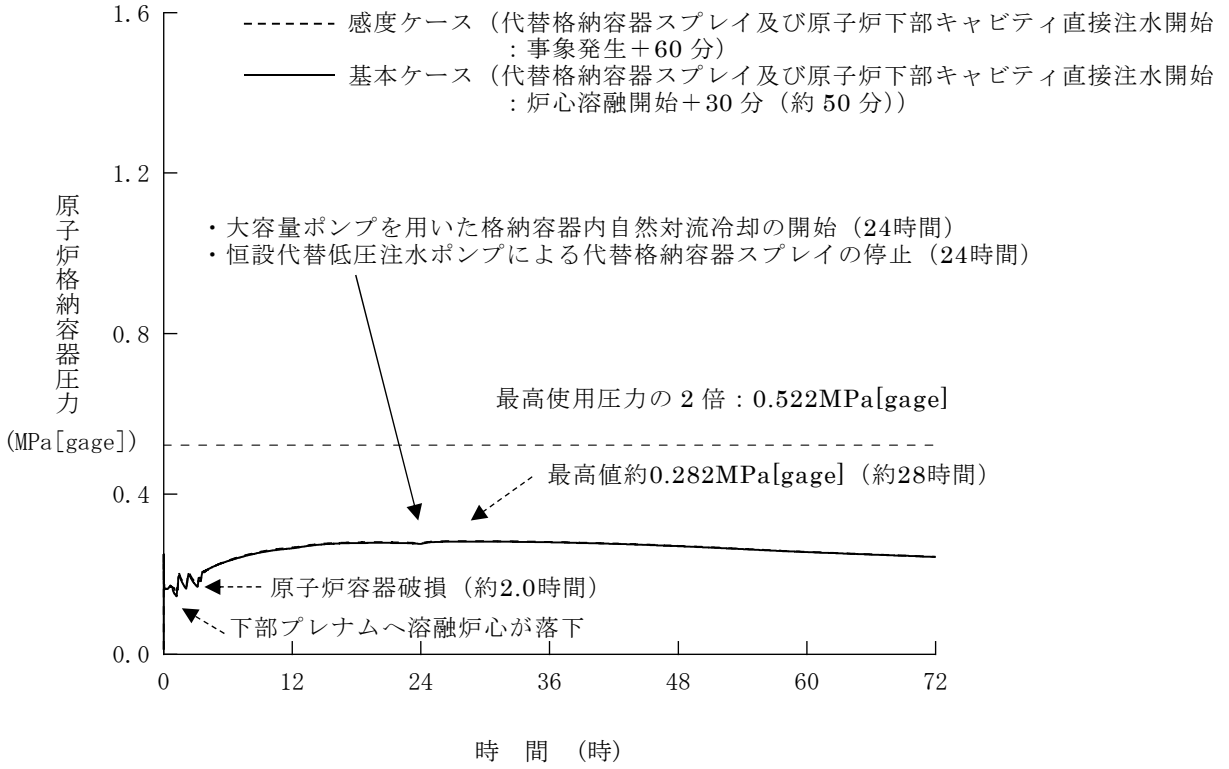
第 7.2.1.1.23 図　原子炉格納容器圧力の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



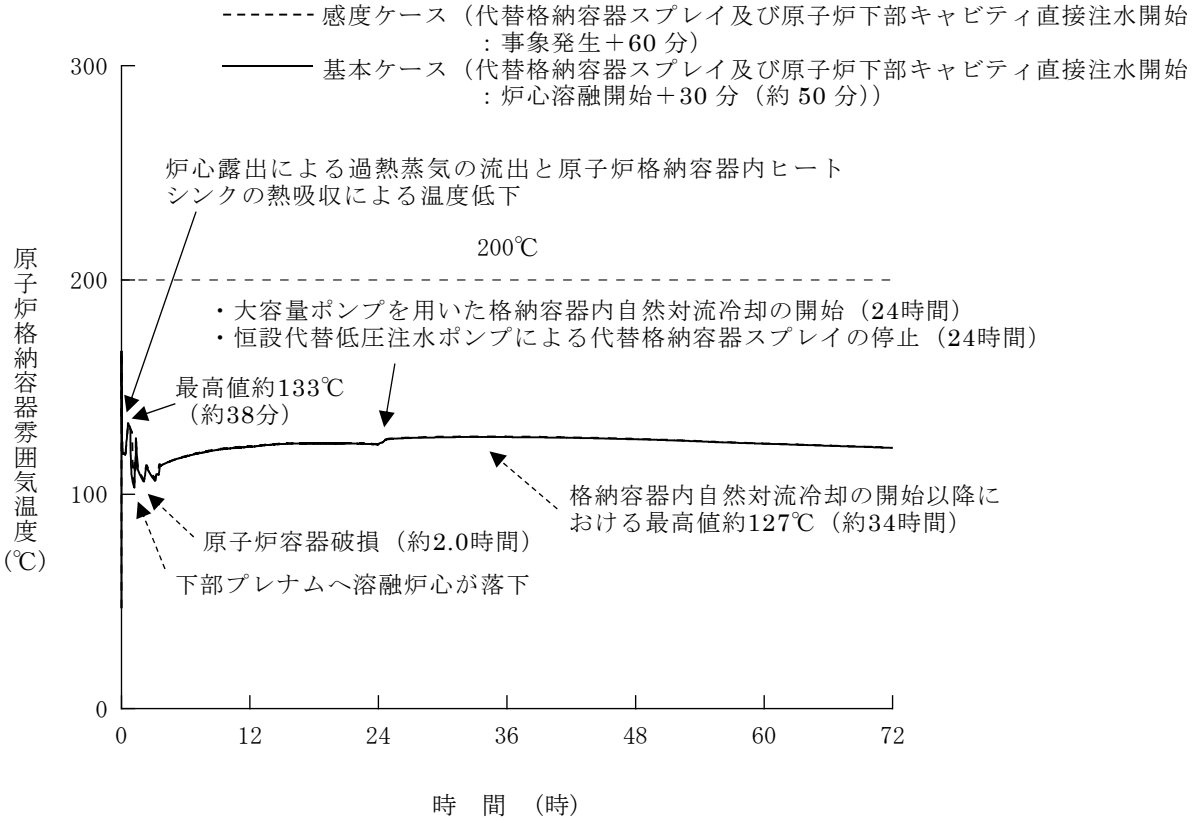
第 7.2.1.1.24 図　原子炉格納容器圧力の推移
（格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認）



第 7.2.1.1.25 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認）



第 7.2.1.1.26 図　原子炉格納容器圧力の推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水操作時間余裕確認）



第 7.2.1.1.27 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水操作時間余裕確認）

7.2.1.2 格納容器過温破損

7.2.1.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＴＥＤ、ＳＥＤ、ＳＬＷ、ＡＥＷ、ＡＥＤ、ＳＥＷ及びＴＥＷがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、１次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに１次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、１次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器破損前までに加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.1.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.2.2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.1.2.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 36 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長１名、運転操作対応を行う運転員７名である。発電所構内に常駐

している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.2.3 図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、36 名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送

水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. １次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が 75m^3/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水

素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10^{5}mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、ＳＡ監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. １次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器

逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

１次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。

代替格納容器スプレイに必要な計装設備は格納容器圧力（広域）等であり、原子炉下部キャビティ直接注水に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的

に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

o. 格納容器内自然対流冷却

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「Ｔ＊＊」が原子炉格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい。また、ＥＣＣＳ又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が、温度上昇が抑制されないという観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおい

て最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＴＥＤ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
・外部電源喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・手動停止時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・過渡事象時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・主給水流量喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポン

プを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱
・燃料棒内温度変化
・燃料棒表面熱伝達
・燃料被覆管酸化
・燃料被覆管変形
・沸騰・ボイド率変化
・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達
・１次冷却系における蓄圧タンク注入
・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
・蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達
・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
・蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウト
・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導
・スプレイ冷却
・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却
・水素濃度変化
・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに、本評価事故シーケンスでは炉心部に残存する損傷燃料（以下「残存デブリ」という。）の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.1.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

「7.2.1.2.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。

(d) ＲＣＰシール部からの漏えい率

WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 4.8m^3/h（21gpm 相当）とし、その漏えい率相当となる口径約 0.3cm を設定する。また、冷却材ポンプ 3 台からの漏えいを考慮するものとする。

なお、その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。

(e) 水素の発生

水素の発生についてはジルコニウムー水反応を考慮する。なお、ＭＡＡＰでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで１次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

(b) 加圧器逃がし弁

1 次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁 2 個を使用するものとし、1 個当たりの容量は、設計値である 95t/h とする。

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m^3/h とする。

(d) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量

原子炉容器破損後、原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の冷却に必要な注水流量を考慮し、設計上期待できる値として 120m^3/h とする。

(e) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 10 分後に開始するものとする。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）69%到達

（原子炉格納容器保有水量 1,700m^{3}相当）、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未満である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の 30 分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生の 24 時間後に停止するものとする。

(c) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%に到達した後に停止するものとする。なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約62%相当）を上回る水位である。

(d) 大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生の 24 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.2.4 図及び第 7.2.1.2.5図に、原子炉容器内水位等の１次冷却系パラメータの推移を第 7.2.1.2.6 図及び第 7.2.1.2.7 図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.2.1.2.8 図から第 7.2.1.2.11 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉が自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、１次冷却材の圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間、１次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約 3.5 時間後に炉心溶融に至る。

さらに、炉心溶融開始の 10 分後、事象発生の約 3.6 時間後に

加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始の 30 分後、事象発生の約 4.0 時間後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水を開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、事象発生の 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その結果、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 25 時間後、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 32 時間後に低下に転じる。

なお、本評価事故シーケンスでは1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいはＲＣＰシール部からのシールリークのみを想定していることから、1次冷却材が高温となり、原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初にＲＣＰシールＬＯＣＡが発生することで1次冷却材の減温、減圧が進み、事象進展が緩和される。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.2.8 図に示すとおり、事象発生の約 15 時間後に最高値約 0.305MPa[gage]となる。また、格納容器内自然対流冷却開始後である事象発生の約 25 時間後に約 0.279MPa[gage]に到達した後は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.1.2.9 図に示すとおり、事象発生の約 15 時間後に最高値約 138℃となる。また、格納容器内自然対流冷却開始後である事象発生の約 32 時間後に約

131℃に到達した後は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」において評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(4)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.2.10図に示すとおり、全圧約 0.4MPa[abs]に対して約 0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒

式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約 2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

第 7.2.1.2.8 図及び第 7.2.1.2.9 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 25 時間後、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生の約 32 時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器雰囲気温度を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 10 分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について１割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 14 分程度早まるが、炉心溶融開始から原子炉容器破損まで 3 時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝

達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認され

ていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.2.1.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクに関する影響評価並びに原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が遅くなる。

また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に

原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

加圧器逃がし弁の開操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水の開始操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

代替格納容器スプレイの再開操作は、代替格納容器スプレイ

開始操作と同一運転員等による操作であり、事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

格納容器内自然対流冷却の操作は、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による 1 次冷却系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の 20 分後に加圧器逃がし弁を開操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操

作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が早くなった場合は原子炉下部キャビティの蓄水が早まるが、溶融炉心落下時点においては原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に十分な水量が確保されていることから、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生量に与える影響は小さい。以上より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に再開する代替格納容器スプレイの再開操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが、本操作開始の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約 7.5 時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

加圧器逃がし弁の開操作の操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作開始を 10 分遅くした場合の感度解析結果を第 7.2.1.2.12 図及び第 7.2.1.2.13 図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍

(0.522MPa[gage])及び 200℃に対して十分余裕があるため、炉心溶融開始から 20 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は、事象発生の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器循環冷暖房ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が 7,000m^3以下であれば、格納容器循環冷暖房ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が 7,000m^3に到達するまでの時間を評価した。原子炉下部キャビティ直接注水による注水量を考慮し、代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生の 24 時間後から 32 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) 残存デブリ量の不確かさに対する影響評価

大量の残存デブリが存在することを想定し、原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても、露出した残存デブリが全溶融炉心の 19%以下であれば、その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量をすべて蒸発させるために必要なエネルギーを下回ることを確認した。全溶融デブリの 19%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、残存デブリの冷却性は確保できる。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その

結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 36名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処が可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、水量 1,325m^3の使用が可能であることから、事象発生の約 4.0 時間後から約 6.9 時間後までの原子炉下部キャビティ直接注水(120m^3/h)を考慮しても、事象

発生の約 4.0 時間後から約 12.1 時間後までのスプレイ継続(120m³/h)が可能である。以降は、水源を復水タンクに切り替え、送水車（約 300m³/h（１台当たり））により復水タンクに海水を補給することにより、事象発生の 24 時間後の格納容器内自然対流冷却移行までの間、恒設代替低圧注水ポンプによりスプレイ継続が可能である。

b. 燃料

(a) 重油

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kℓの重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓの重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 11.5 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 35.2kℓの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

復水タンク及び使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 3.6 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5,891ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓにて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 622kW 必要となるが、

空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.2.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的

には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力については「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」
における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a．事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b．全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	－	－	－
c．早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。 ・安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」
における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. １次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）
e. 補助給水系の機能喪失の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。	【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	・非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」
における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	・炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。	－	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
i. 炉心損傷の判断	・炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	・原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、ＳＡ監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
k. 水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー 【可搬型アニュラス内水素濃度計測装置】	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策について(4/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
l. １次冷却系強制減圧	・炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用） 【可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）】	冷却材圧力（広域）
m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	・格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 ・代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」
における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
	・格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば、格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。			
n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
o. 格納容器内自然対流冷却	・A格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。	A格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（1 基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.1.2.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(2/4)

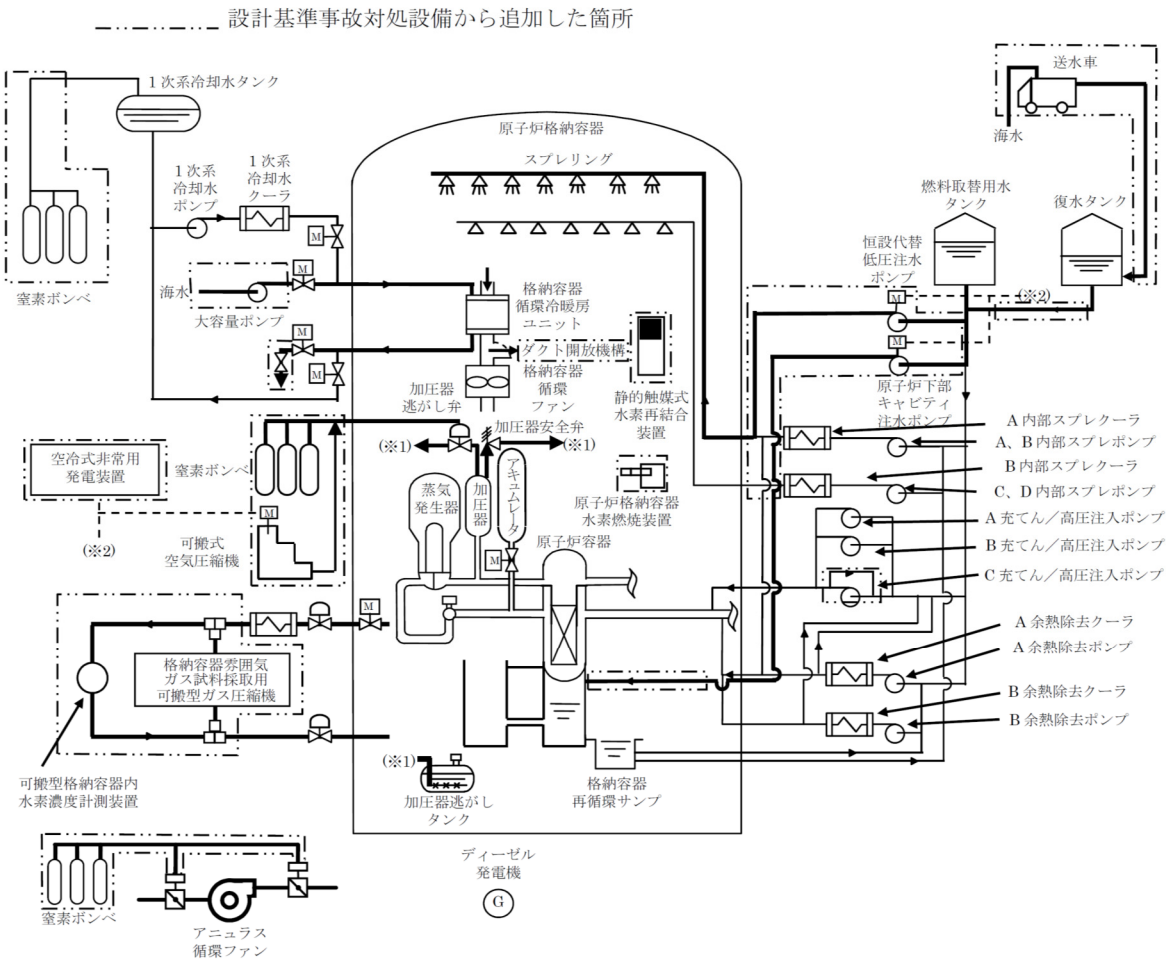
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内電源系統喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	約 4.8m³/h（1 台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	WCAP-15603 のシールが健全な場合の漏えい率として 1 台当たり約 4.8m³/h（21gpm 相当）を設定。
	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム－水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.2.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(3/4)

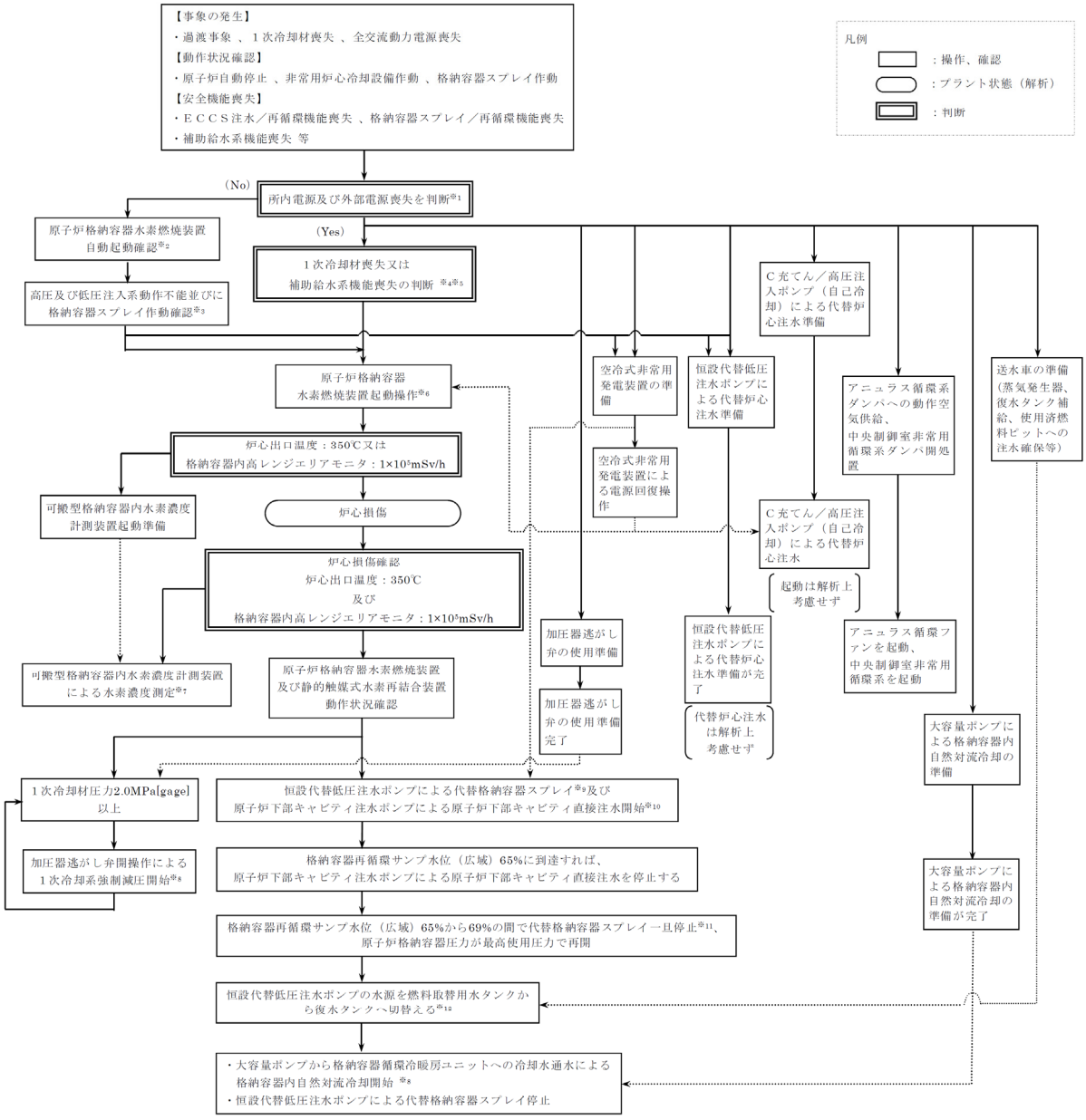
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h（1 個当たり） （2 個）	加圧器逃がし弁の設計値を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。

第 7.2.1.2.2 表　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(4/4)

項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始＋10 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		一旦停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）69%到達（原子炉格納容器保有水量 1,700m³相当）＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の運転条件	開始	炉心溶融開始＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）65%到達後	原子炉下部キャビティ直接注水の停止条件として設定。 なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位。
	格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。

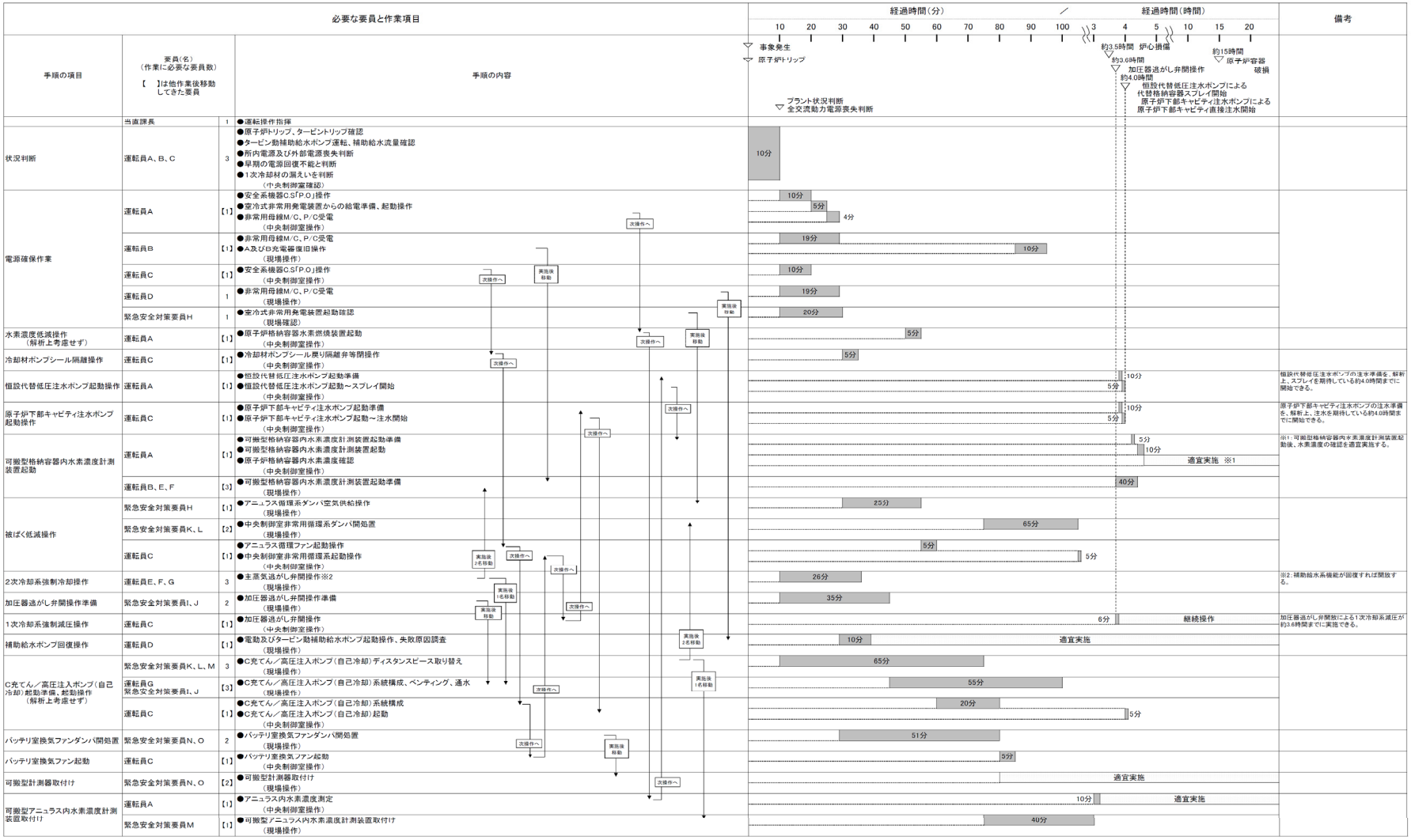


第 7.2.1.2.1 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図



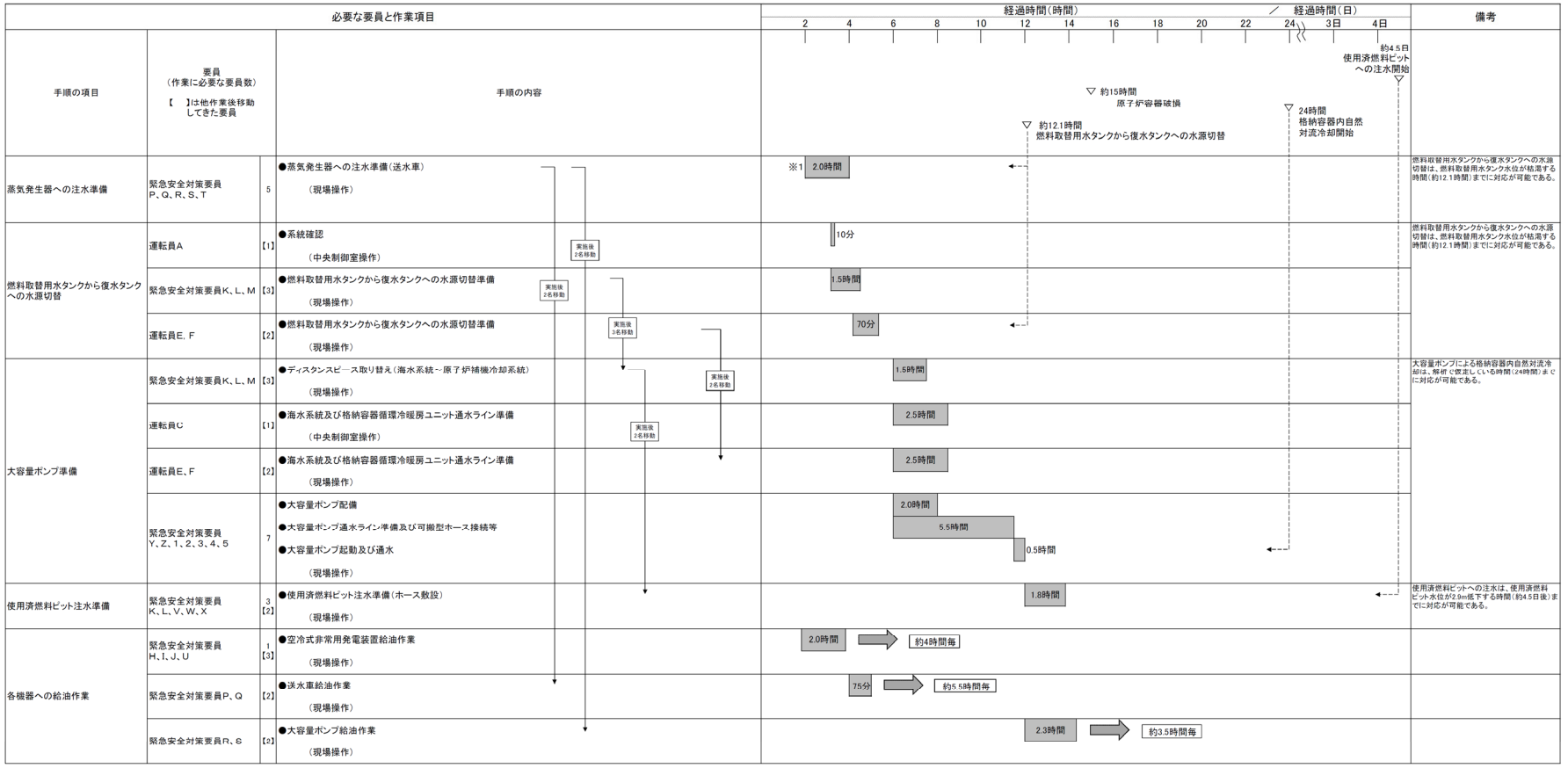
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。
※3 ：水素燃焼事象においては格納容器スプレイ作動を考慮する。
※4 ：１次冷却材喪失は以下で確認。
・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※5 ：補助給水系機能喪失は以下で確認。
・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満
※6 ：空冷式非常用発電装置による電源回復後起動する。
※7 ：可搬型原子炉格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※8 ：準備が完了すれば、その段階で実施する。
※9 ：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、短時間で炉心損傷に至る場合は原子炉格納容器にスプレイすることになる。
実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
また、格納容器スプレイ流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※10：原子炉下部キャビティ直接注水流量は120m³/hを下回らない流量で注水する。
※11：ただちにポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を加味し決定する。
※12：海水への水源切替え。

第 7.2.1.2.2 図　格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要



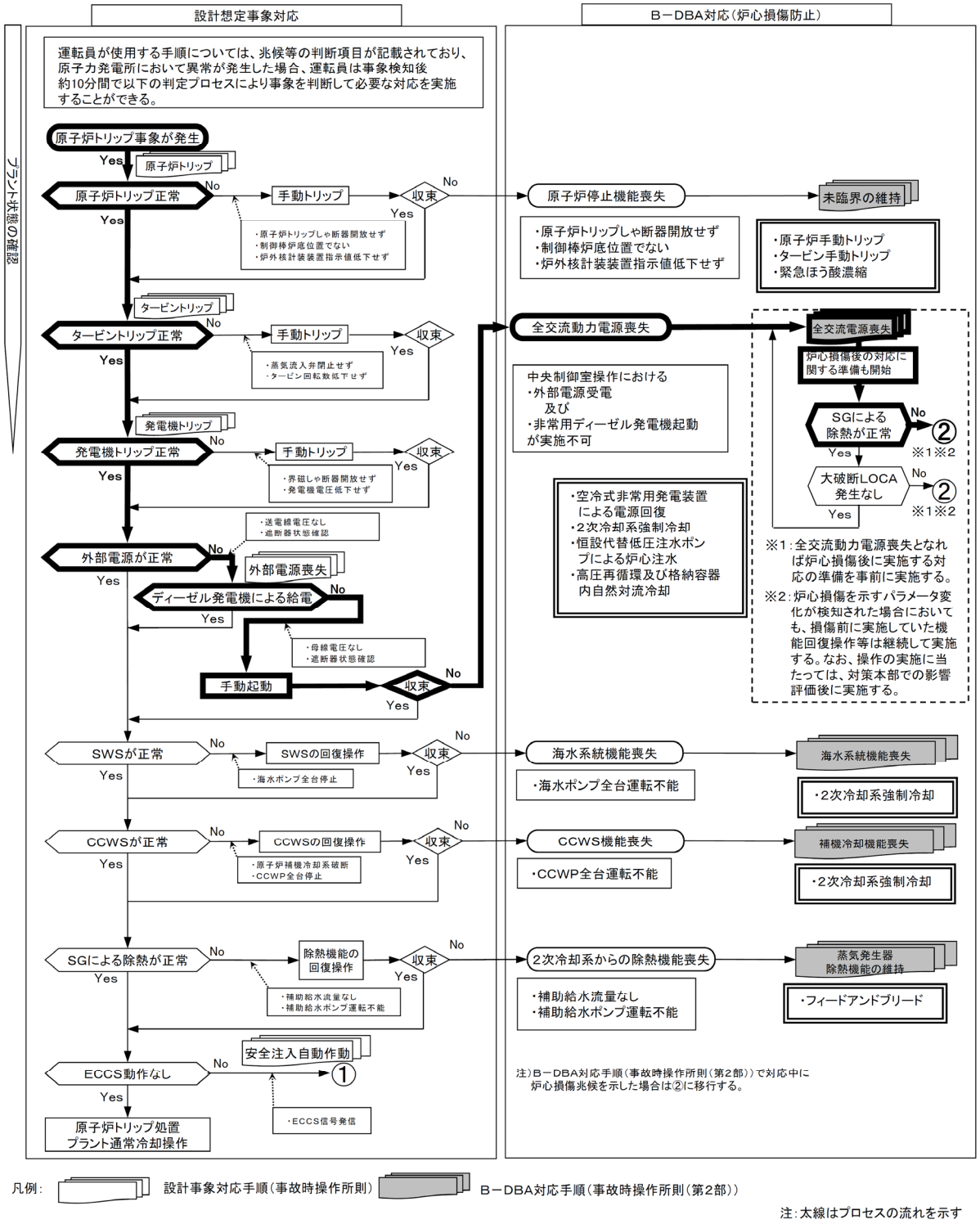
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.2.1.2.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(1/2)

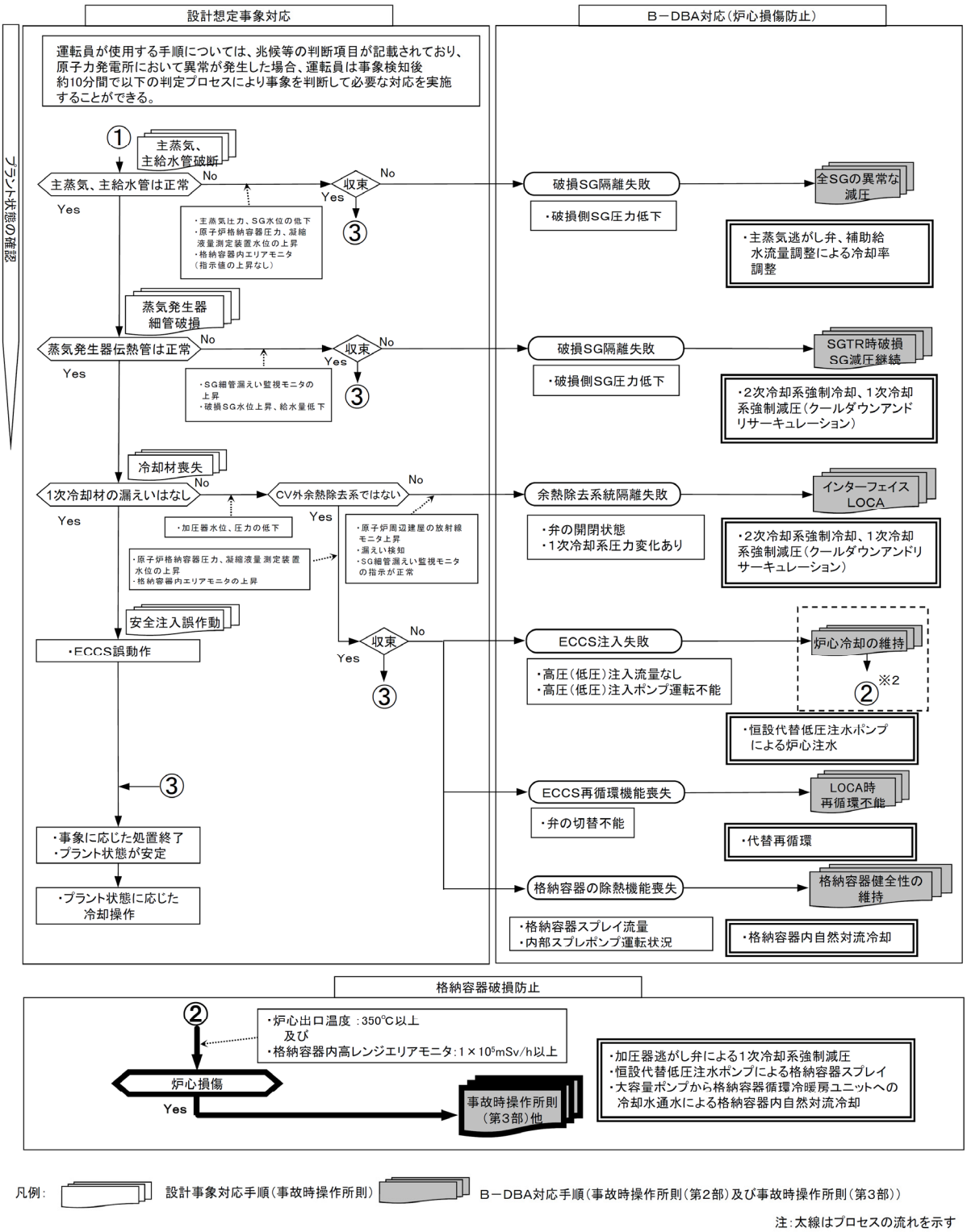


※1：蒸気発生器への注水準備は、緊急安全対策要員により事故発生後（ルート復旧後）速やかに開始とした。

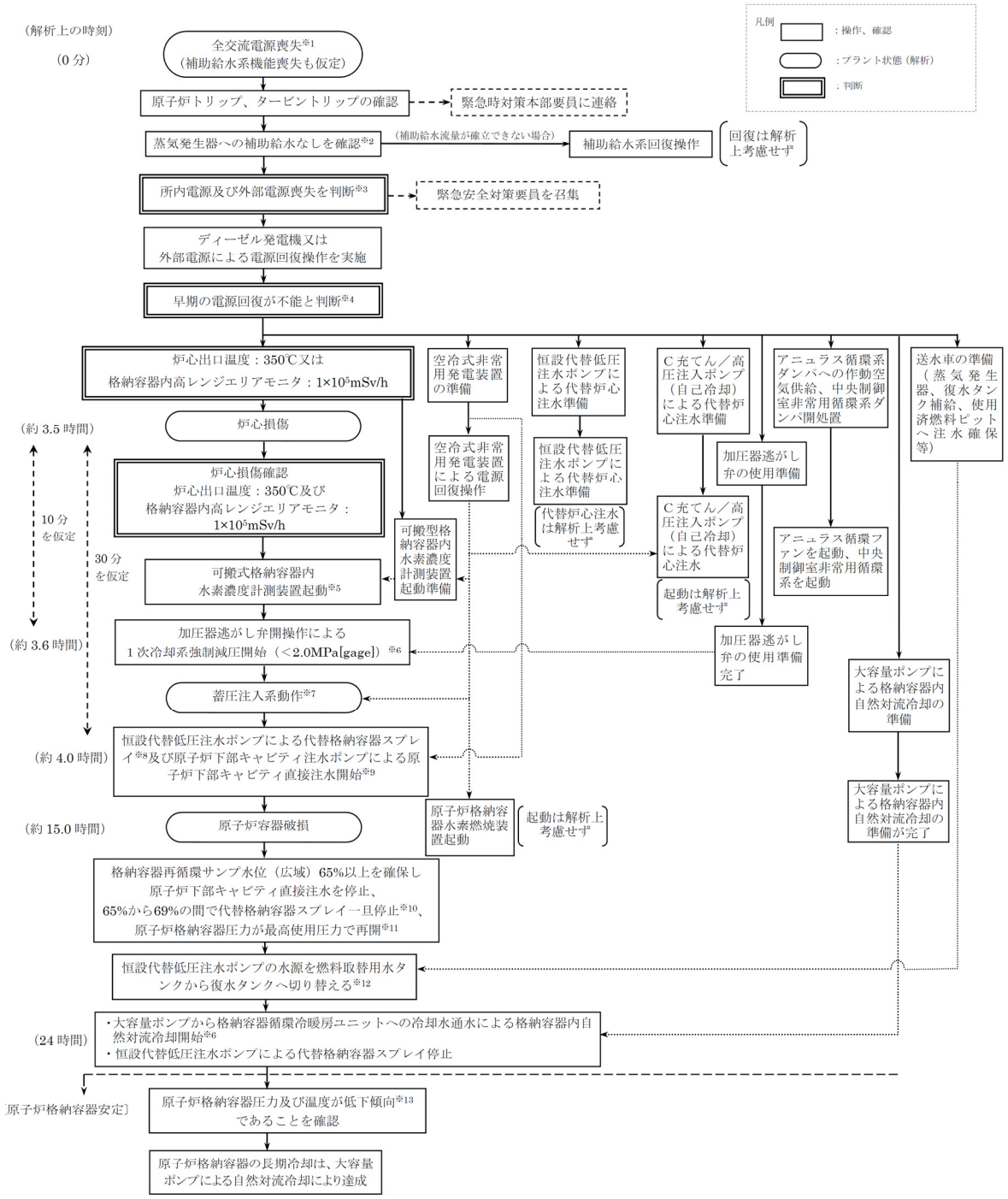
第 7.2.1.2.3 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(2/2)



第 7.2.1.2.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス）
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）
(1/2)

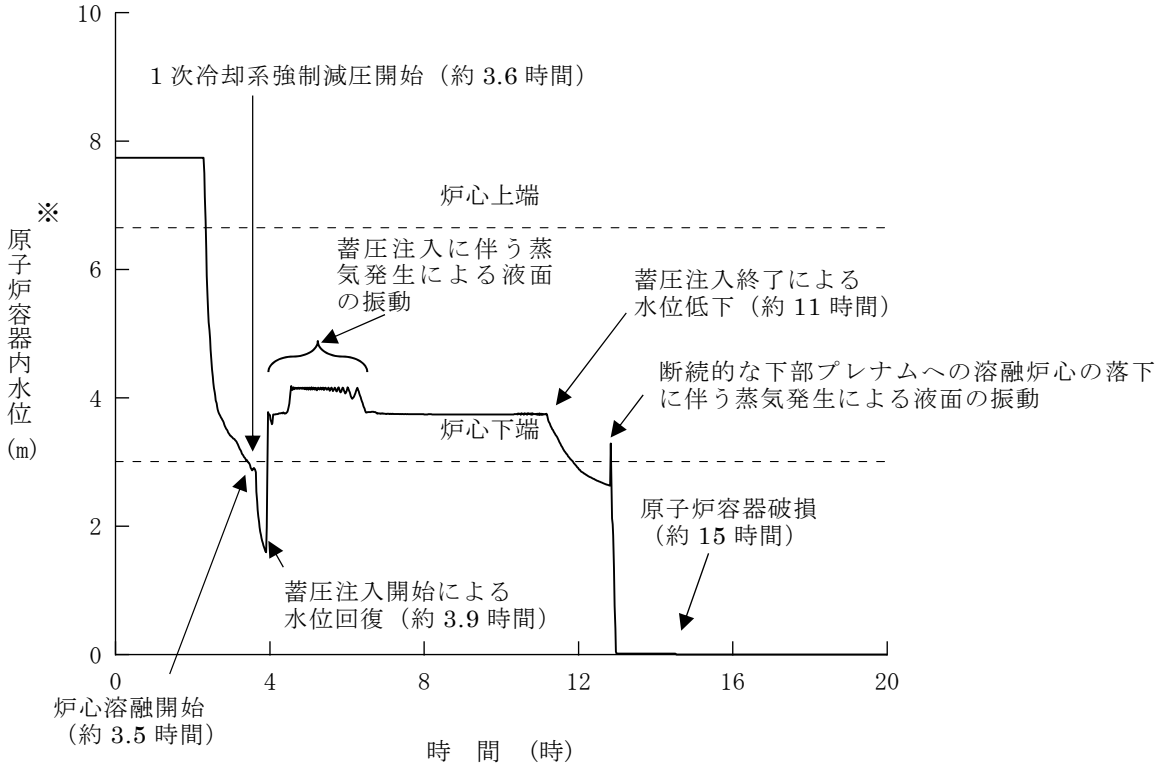


第 7.2.1.2.4 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス）
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）
(2/2)



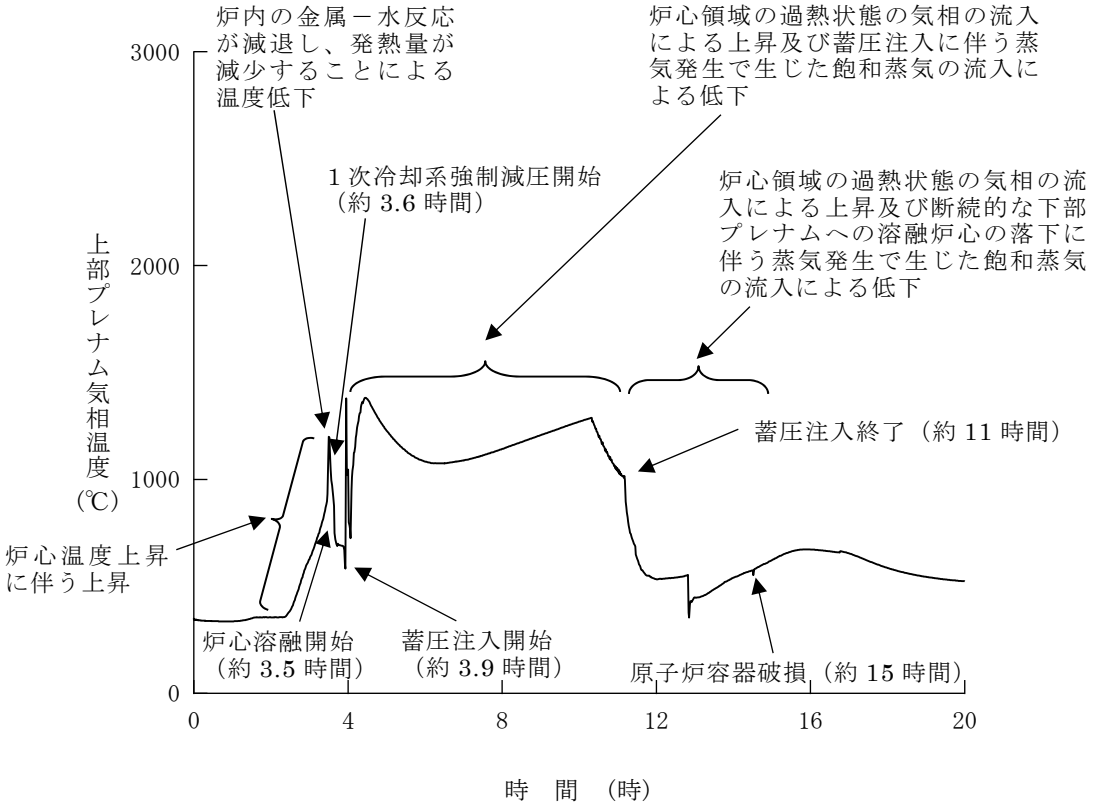
※1 ：非常用直流系統は使用可能。
※2 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満。
※3 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※4 ：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
この時点で通常の炉心注水機能を持つ安全系機器の使用が出来ないと判断できる。
※5 ：可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※6 ：準備が完了すれば、その段階で実施する。
※7 ：加圧器逃がし弁強制開による 1 次冷却系強制減圧により、蓄圧注入系からの注水が開始される。
※8 ：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、本事象においては短時間で炉心損傷に至るため原子炉格納容器にスプレイすることになる。
実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
また、格納容器スプレイ流量は120m³/hを下回らない流量で注水する。
※9 ：原子炉下部キャビティ直接注水流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※10：ただちにポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を加味し決定する。
※11：解析上は原子炉格納容器最高使用圧力到達 30 分後に再開している。
※12：海水への水源切り替え。
※13：原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.2.1.2.5 図　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（対応手順の概要）
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）

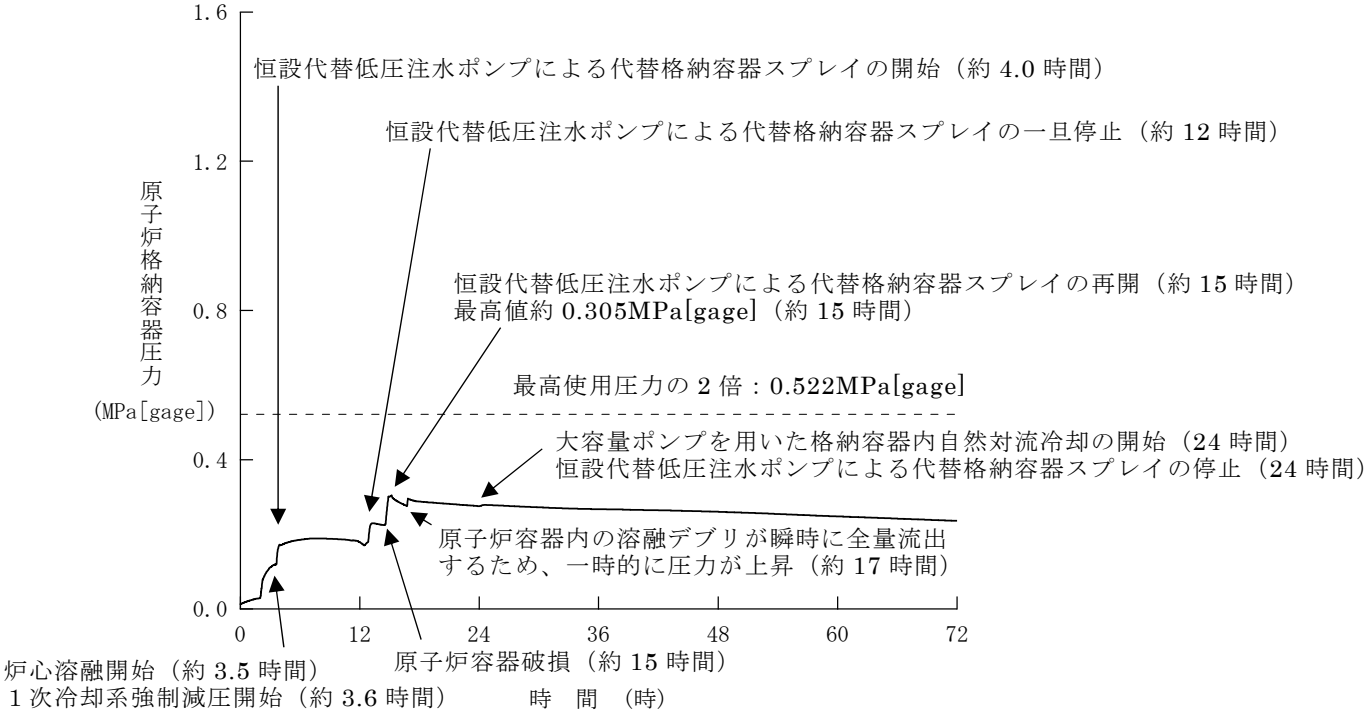


※：１次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示

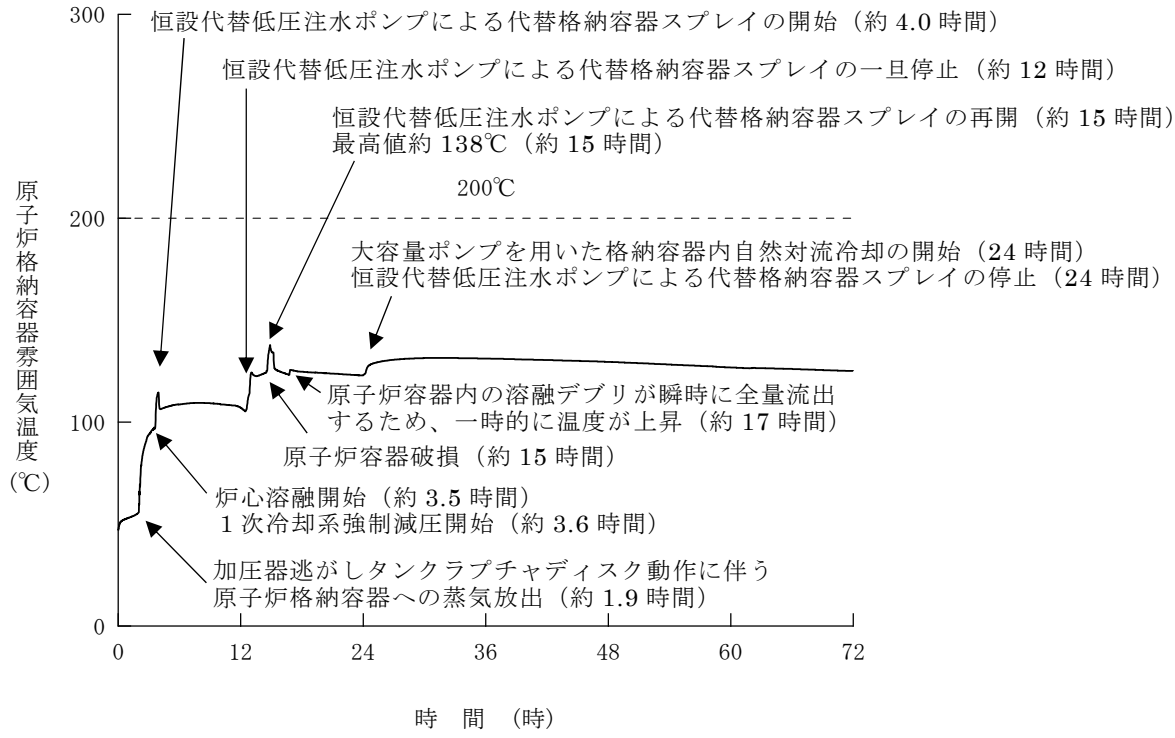
第 7.2.1.2.6 図　原子炉容器内水位の推移



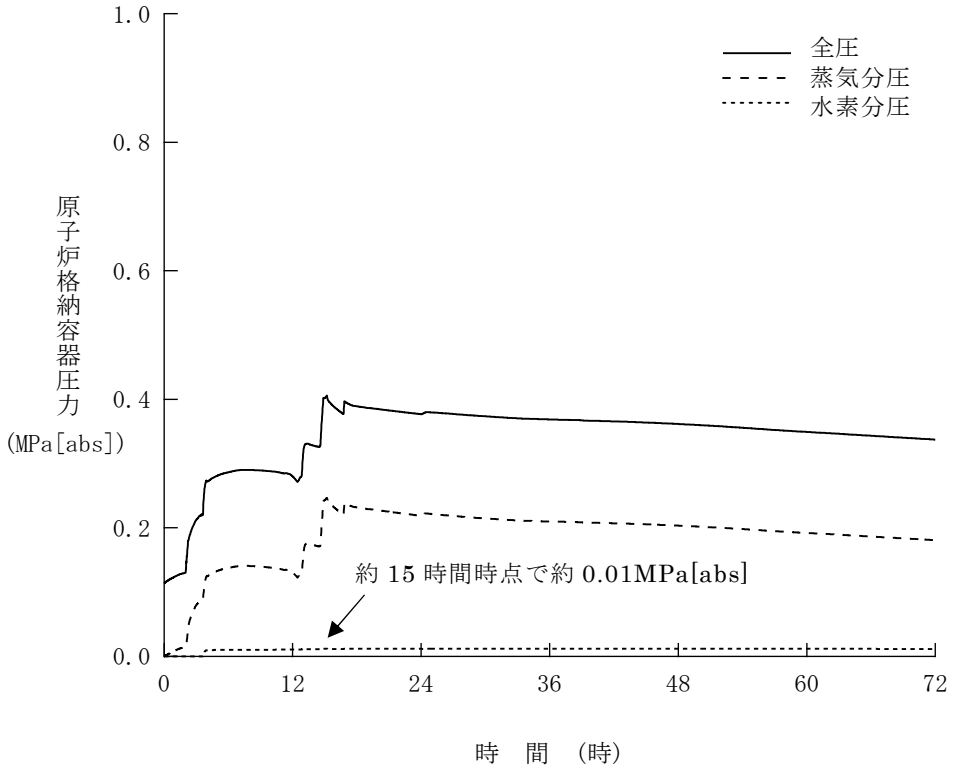
第 7.2.1.2.7 図　上部プレナム気相温度の推移



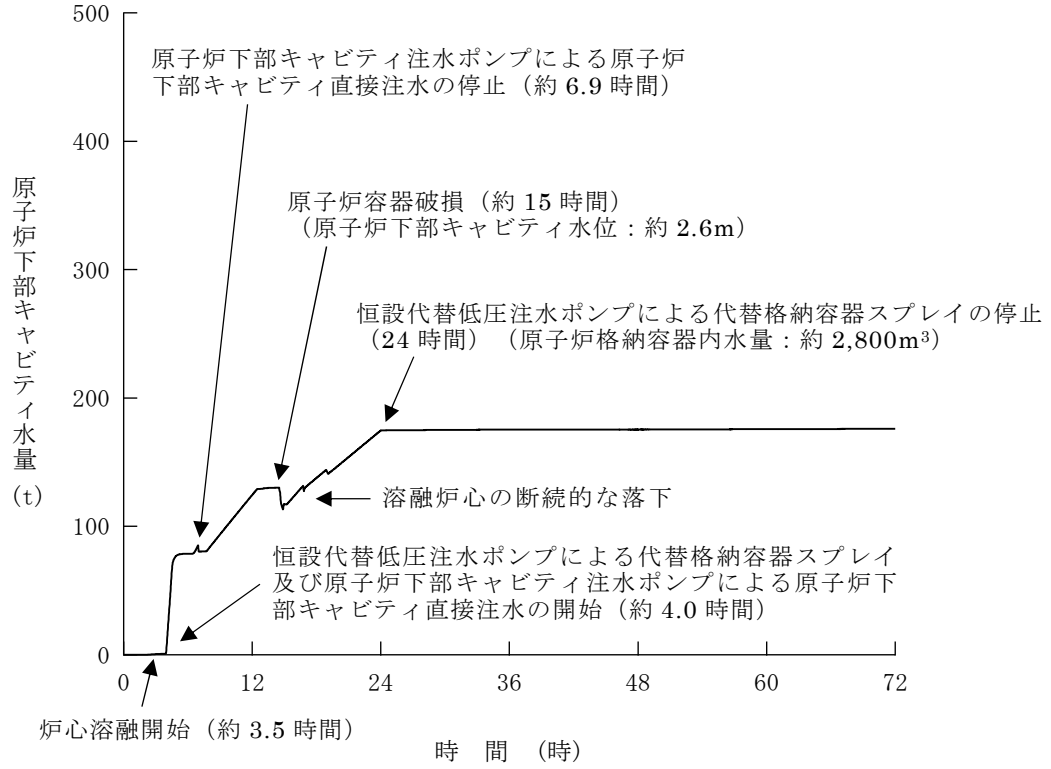
第 7.2.1.2.8 図　原子炉格納容器圧力の推移



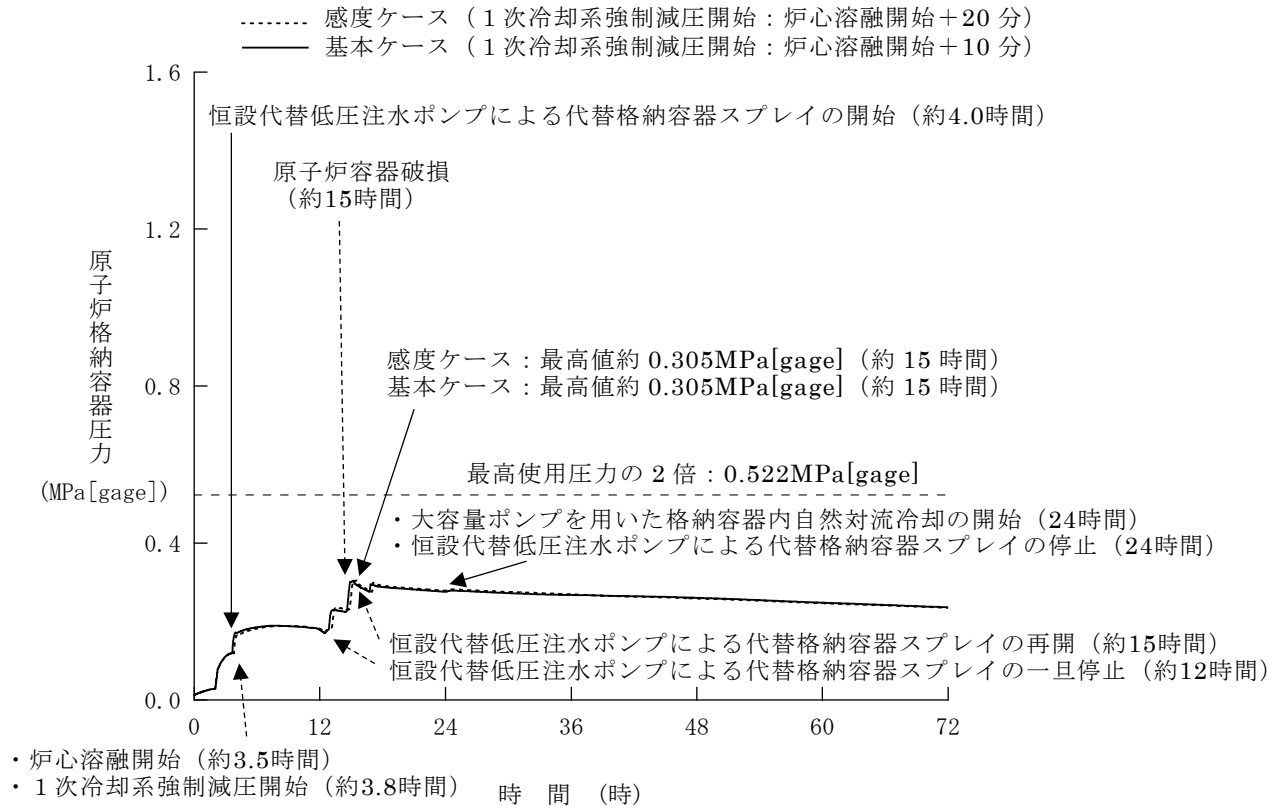
第 7.2.1.2.9 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移



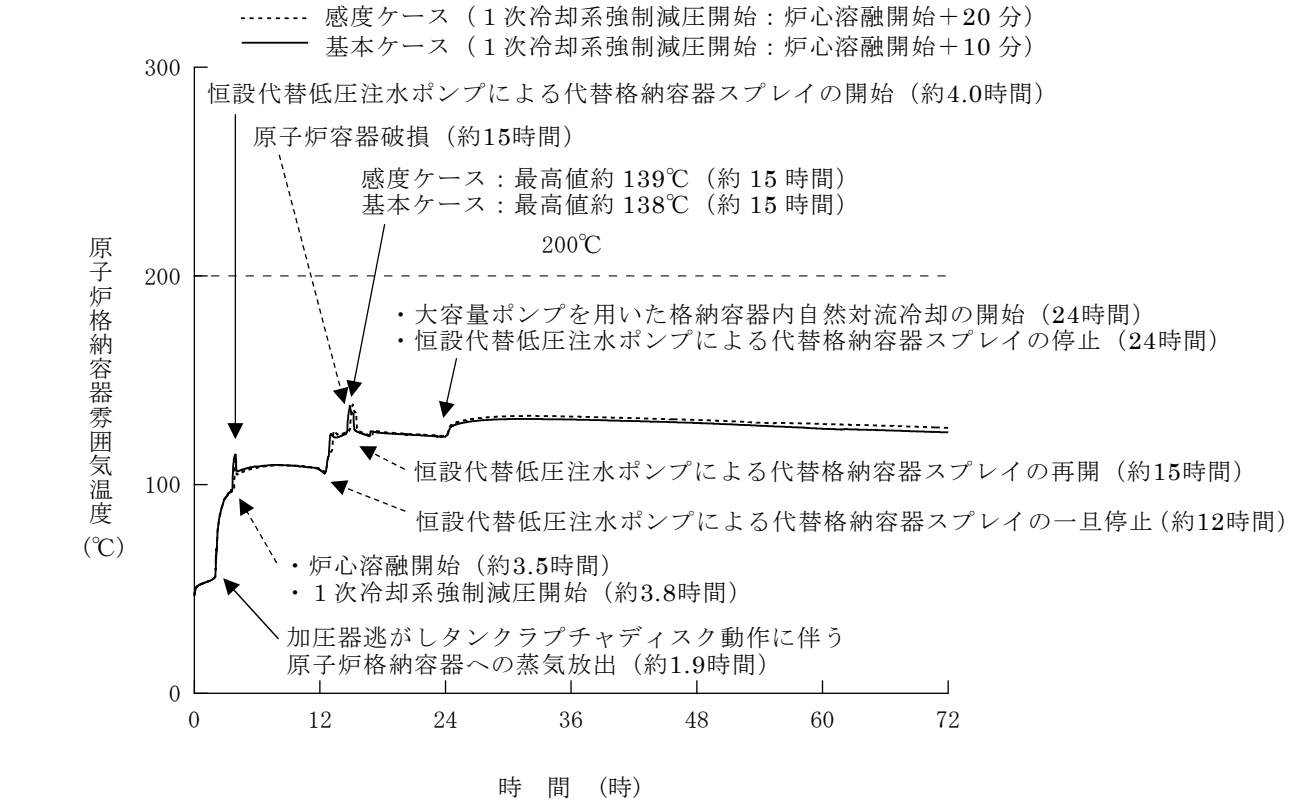
第 7.2.1.2.10 図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）



第 7.2.1.2.11 図　原子炉下部キャビティ水量の推移



第 7.2.1.2.12 図　原子炉格納容器圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）



第 7.2.1.2.13 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始の時間余裕確認）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

7.2.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＳＥＤ、ＴＥＩ、ＴＥＤ、ＳＥＩ、ＴＥＷ、ＳＬＩ、ＳＬＷ及びＳＥＷがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、１次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに１次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

で想定される事故シーケンスに対しては、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、1次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象「Ｔ＊＊」が1次冷却系の減圧の観点から厳しい。「Ｔ＊＊」のうち、最も1次冷却材圧力が高くなる全交流動力電源喪失等による加圧器逃がし弁の機能喪失は「ＴＥＤ」に含まれる。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、

格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＴＥＤ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
・外部電源喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・手動停止時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・過渡事象時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・主給水流量喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・ＤＣ母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然

対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱
・燃料棒内温度変化
・燃料棒表面熱伝達
・燃料被覆管酸化
・燃料被覆管変形
・沸騰・ボイド率変化
・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達
・１次冷却系における蓄圧タンク注入
・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
・蒸気発生器における１次側、２次側の熱伝達
・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）
・蒸気発生器における２次側水位変化、ドライアウト
・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
・炉心損傷後の原子炉容器内における原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.2.1 表に示す。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) リロケーション

炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b) 原子炉容器破損

最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」の第 7.2.1.2.4 図及び第 7.2.1.2.5 図と同様である。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである 1 次冷却材圧力等の 1 次冷却系パラメータの変化を第 7.2.2.1 図及び第 7.2.2.2 図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生後、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、

1次冷却材の圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.5時間後に炉心溶融に至る。

さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.6時間後に加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を開始する。1次冷却系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約15時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。

なお、加圧器安全弁が動作している事象発生の約3.6時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁は確実に開操作可能である。その後、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに拡がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開状態を維持できる。

b. 評価項目等

1次冷却材圧力は第7.2.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約15時間後における1次冷却材圧力は約0.23MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る。

なお、1次冷却系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で溶融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、溶融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容

器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスを保ちつつ1次冷却材圧力は徐々に低下し、2.0MPa[gage]を下回った後においても低下傾向を維持することから、多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)及び(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態の維持については、本評価事故シーケンスと「7.2.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「7.2.1.2 格納容器過温破損」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生すること

を想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

7.2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により1次冷却系を強制減圧することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 10 分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビ

ティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出に係る解析コードの１次冷却系モデルは、ＴＭＩ事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、１次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の溶融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の溶融炉心－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感

度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 14 分程度早まるが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出に係る解析コードの１次冷却系モデルは、ＴＭＩ事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、１次冷却材圧力に対する感度が小さく、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析により、デ

ブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での１次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による１次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による１次冷却材の減圧現象、並びに溶融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。１次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入開始後、アキュムレータ圧力と１次冷却材圧力

が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、１次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。

また、圧力スパイク発生後の１次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより１次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も１次冷却材圧力に応じて変動することから、１次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.2.2.1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びアキュムレータ保持圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作

及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が遅くなる。

また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

アキュムレータ保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなるが、炉心損傷は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心損傷又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

アキュムレータ保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、アキュムレータ保持圧力を最確値(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第7.2.2.3 図に示すとおり、１次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開操作後の１次冷却材圧力が若干高く推移する。また、基本ケース及び感度ケースのいずれにおいても原子炉容器破損までに蓄圧注入は終了し、炉心冷却に寄与する蓄圧注入量は変わらないことから、蓄圧注入の開始及び終了が早くなる感度ケースの方が炉心溶融進展及び原子炉容器破損が早くなるが、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は

約 0.22MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20 分後に加圧器逃がし弁を開操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次冷却系強制減圧操作を実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。このため、加圧器逃がし弁開操作の開始を 10 分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.2.4 図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約 0.24MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。この場合、基本ケースより早期に1次冷却系の減圧が開始され、それに伴

い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスを保ちつつ１次冷却材圧力は徐々に低下し、2.0MPa[gage]を下回った後においても低下傾向を維持する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で除した値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上がれば、蒸気生成量が増加し１次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで１次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10 分早く１次冷却系強制減圧操作を開始しても、１次冷却系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。また、１次冷却系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まるが、基本ケース及び感度ケースのいずれにおいても原子炉容器破損までに蓄圧注入は終了し、炉心冷却に寄与する蓄圧注入量は変わらないことから、蓄圧注入の開始及び終了が早くなる感度ケースの方が炉心溶融進展及び原子炉容器破損は早くなる。ここで、感度ケースは 10 分早く１次冷却系強制減圧操作を開始していることから、原子炉格納容器圧力は基本ケースに比べて若干高めに推移する。蓄圧注入終了後の１次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力近傍まで低下することから、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は若干高くなるが、加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の１次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回るため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

加圧器逃がし弁の開操作に対する時間余裕を確認するため、加圧

器逃がし弁の開操作の開始を 10 分遅くした場合の感度解析結果を第 7.2.2.5 図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の 1 次冷却材圧力は約 0.23MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、20 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた 1 次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において必要な水源、燃料及び電源は「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉容器破損までの１次冷却材圧力の低減及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。

また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については「7.2.1.2 格納容器過温破損」、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認し

た。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、加圧器逃がし弁を用いた１次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

第 7.2.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(2/4)

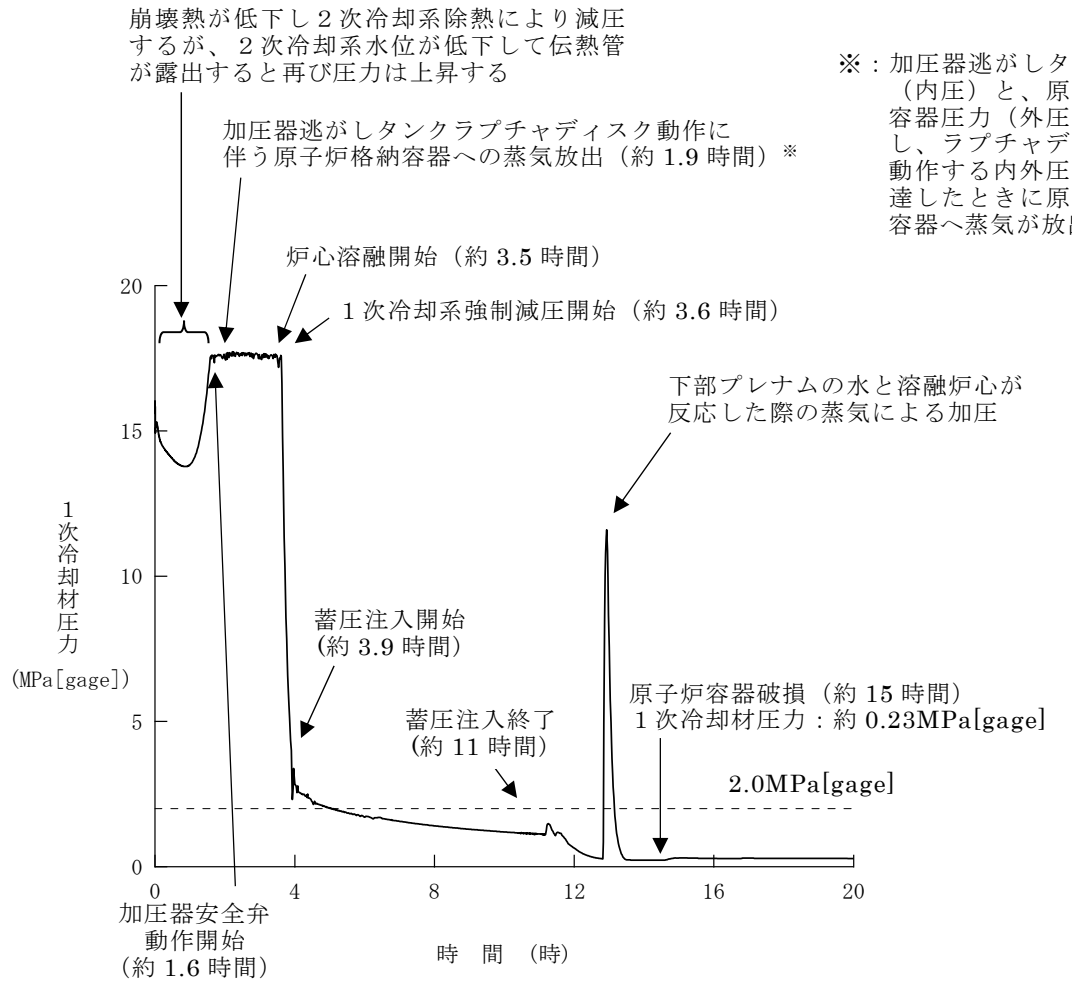
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内電源系統及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
	ＲＣＰシール部からの漏えい率（初期）	約 4.8m³/h（1 台当たり）（事象発生時からの漏えいを仮定）	WCAP-15603 のシールが健全な場合の漏えい率として 1 台当たり約 4.8m³/h（21gpm 相当）を設定。
	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム－水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(3/4)

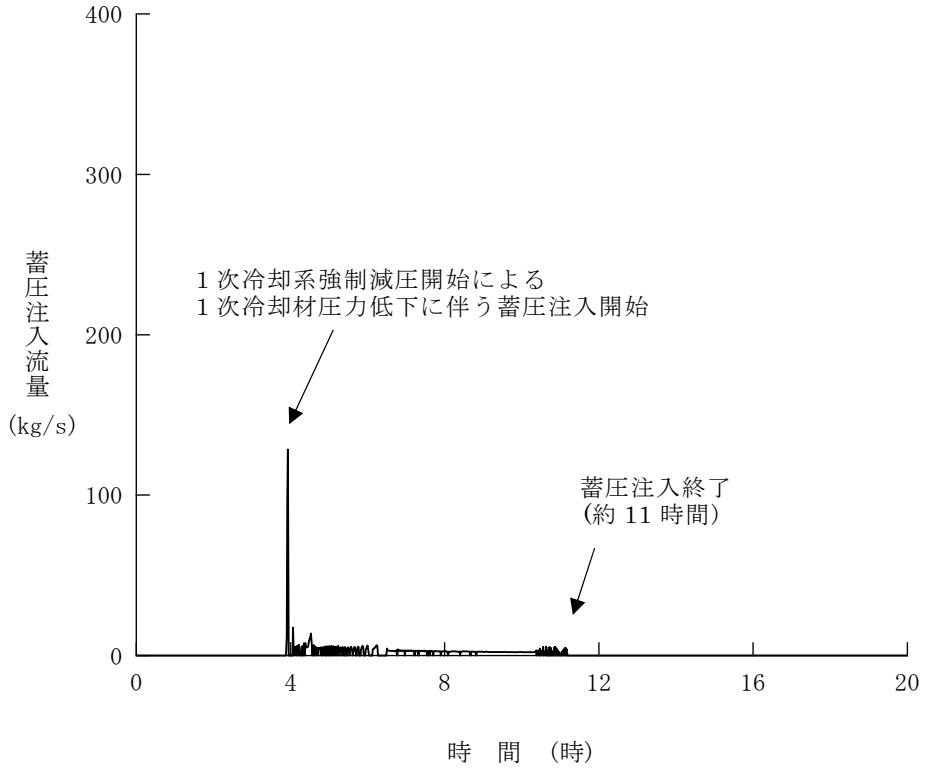
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注入のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h（1 個当たり） （2 個）	加圧器逃がし弁の設計値を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量	120m^3/h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器 循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
	リロケーション	炉心の温度履歴に応じて発生	ＴＭＩ事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。
	原子炉容器破損	最大歪みを超えた場合に破損	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に対し、健全性が維持される最大の歪みを設定。

第 7.2.2.1 表　「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）(4/4)

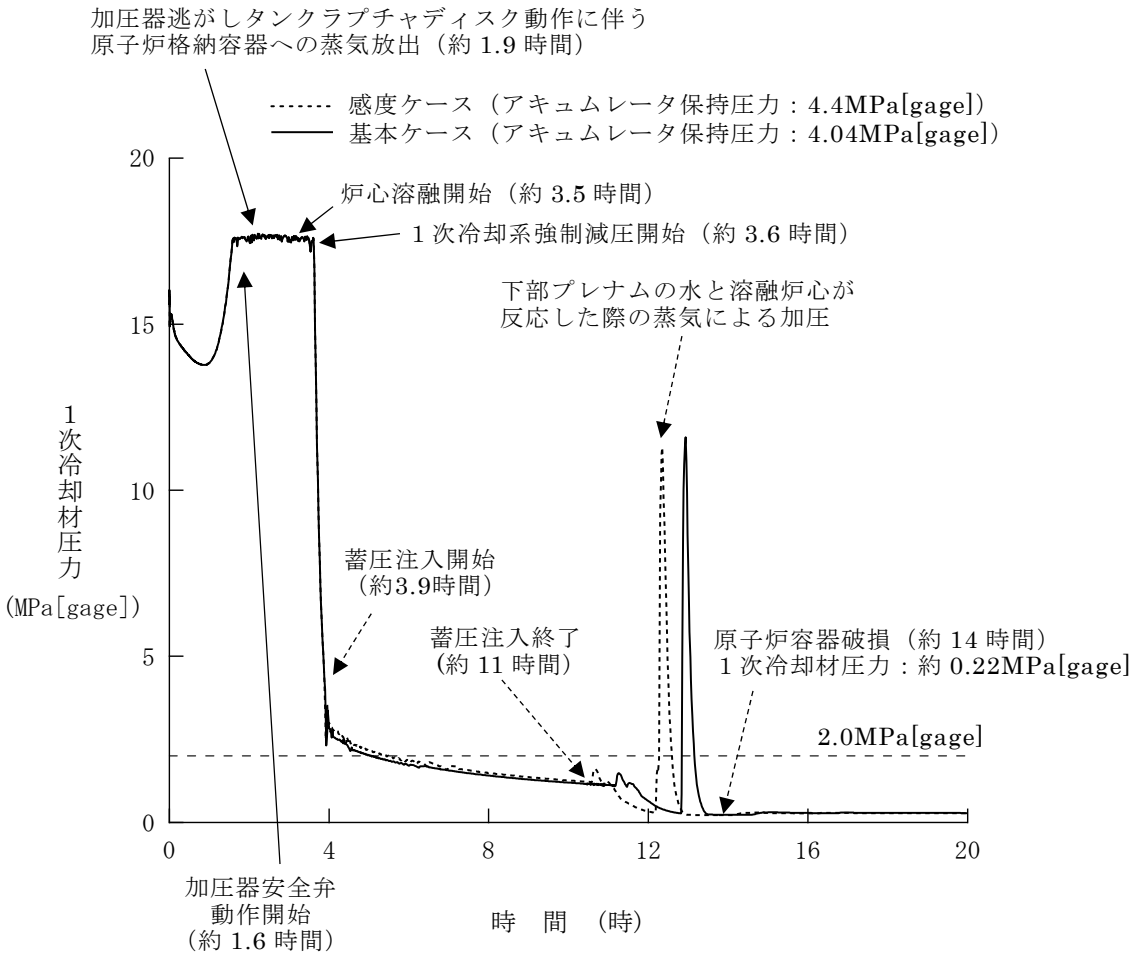
項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始＋10 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		一旦停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）69%到達（原子炉格納容器保有水量 1,700m³ 相当）＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の運転条件	開始	炉心溶融開始＋30 分	運転員等操作時間を考慮して設定。
		停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）65%到達後	原子炉下部キャビティ直接注水の停止条件として設定。なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位。
	格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。



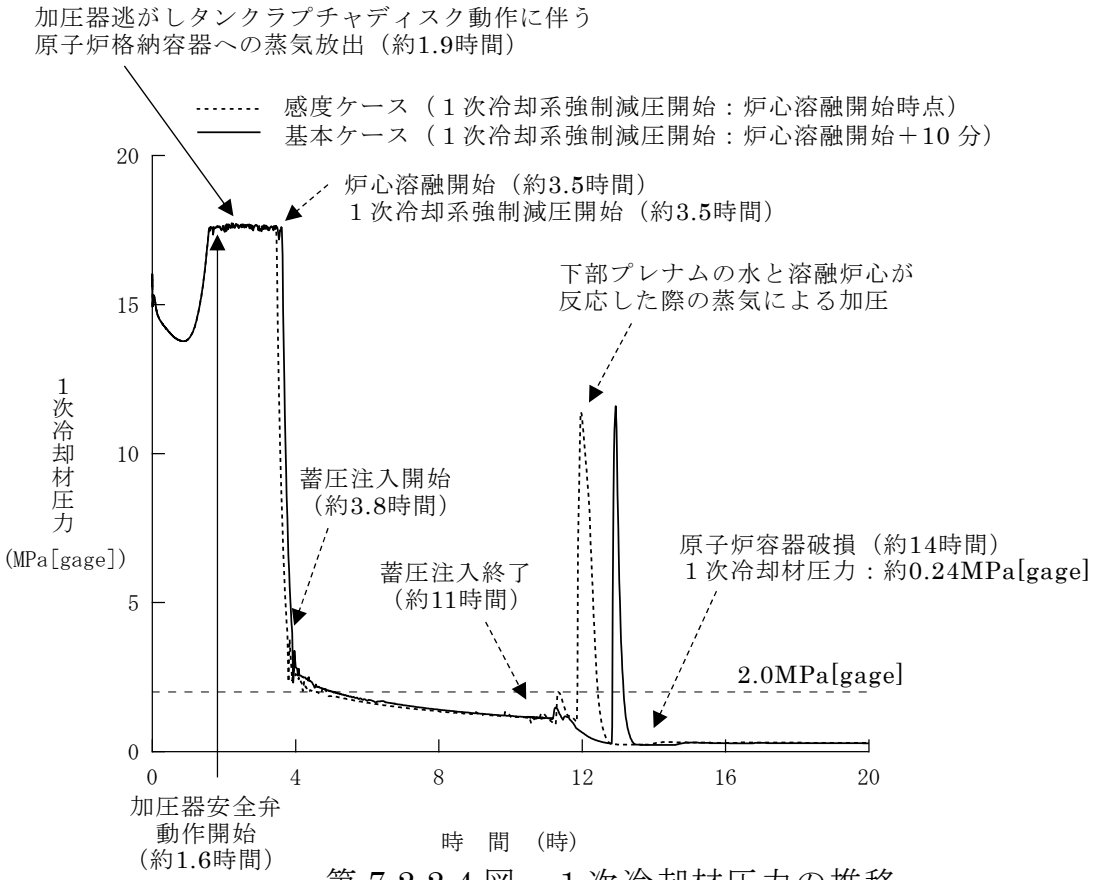
第 7.2.2.1 図　１次冷却材圧力の推移



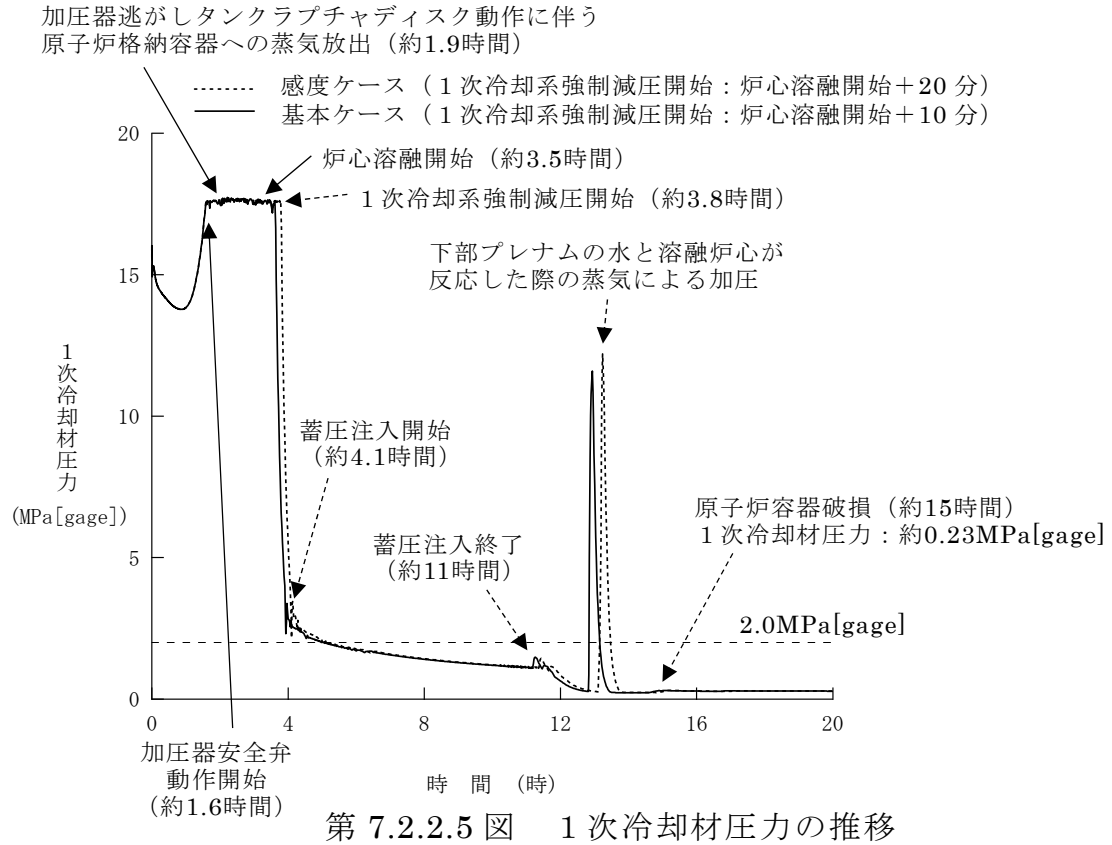
第 7.2.2.2 図　蓄圧注入流量の推移



第 7.2.2.3 図　1 次冷却材圧力の推移
（アキュムレータ保持圧力の影響確認）



第 7.2.2.4 図　１次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が早くなる場合）



第 7.2.2.5 図　１次冷却材圧力の推移
（加圧器逃がし弁開操作開始が遅くなる場合）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

7.2.3.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＡＥＩ、ＳＥＩ、ＡＥＷ、ＳＬＩ、ＳＬＷ及びＳＥＷがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、ＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。

溶融燃料－冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発は、原子容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し、この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し、周囲に瞬時に拡大、伝播することに伴い大きなエネルギーが発生する現象である。

細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり、何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており、実機においては、原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。また、これらの各種実験結果及びＪＡＳＭＩＮＥを用いた原子炉格納容器破損確率評価等を踏まえると、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損

を防止する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」により原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを整備する。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及

び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「Ａ＊＊」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生の観点でより厳しいと考えられる。また、原子炉格納容器内への注水があり、原子炉格納容器内の冷却がない「＊＊Ｗ」が、圧力上昇が抑制されない観点からより厳しいと考えられる。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「ＡＥＷ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- 大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
- 中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは、中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし、さらに炉心損傷を早める観点から高圧注入機能及び低圧注入機能の喪失を、原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

また、本評価事故シーケンスにおいては、内部スプレポンプによる注水は想定せず、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する。内部スプレポンプによる注水を想定する場合、原子炉格納容器内の蒸気を凝縮することで温度が上昇した格納容器スプレイ水が連通管を通じて原子炉下部キャビティに流入することから、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さくなり溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下した際に蒸気が急激に生成され、溶融燃料－冷却材相互作用による短期間での原子炉格納容器圧力の上昇幅は大きくなる。一方、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャ

ビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する場合、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に高くなり溶融燃料－冷却材相互作用による蒸気発生量は相対的に小さくなるが、内部スプレポンプによる注水よりも注水開始時間が遅く、注水流量も小さいため、溶融燃料－冷却材相互作用発生前後の原子炉格納容器圧力の抑制効果は小さくなる。これら二つの観点から、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定した方が、原子炉格納容器圧力を総合的に厳しく評価することとなる。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱
・燃料棒内温度変化
・燃料棒表面熱伝達
・燃料被覆管酸化
・燃料被覆管変形
・沸騰・ボイド率変化
・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間の流動
・スプレイ冷却
・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお、ＭＡＡＰは、事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期については設計基準事故時の評価結果により確認している。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の条件と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた解析条件を第 7.2.3.1 表に示す。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径

計装用案内管の径と同等とする。

(b) エントレインメント係数

Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値とする。

(c) 溶融炉心と水の伝熱面積

原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の、粒子径の最確値より算出された面積とする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の第 7.2.1.1.4 図及び第 7.2.1.1.5 図と同様である。原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における原子炉格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの変化を「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の第 7.2.1.1.9 図から第 7.2.1.1.12 図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生の約 20 分後に炉心溶融に至り、約 50 分後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始することで、原子炉下部キャビティに注水される。

その後、事象発生の約 2.0 時間後に原子炉容器破損に至り、溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。その後、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、事象発生から 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力は事象発生から約 28 時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は約 34 時間後に低下に転じる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.2.1.1.11 図及び第 7.2.1.1.12 図に示すとおり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、圧力上昇は見られるものの、熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)、(3)、(4)、(7)及び(8)に示す評価項目、並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。

7.2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、実機においては水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられることから、その後の原子炉格納容器圧力の上昇に対して、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによ

る代替格納容器スプレイの開始操作、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について１割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器

破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、その影響はわずかであり、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小

さい。

原子炉格納容器における区画間の流動の不確かさとして、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について１割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確か

さが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスの解析条件の不確かさの影響評価については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスの操作時間余裕の把握については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互

作用」において必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、ＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じる。その結果、発生するエネルギーが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する原子炉格納容器破損防止対策としては、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを整備している。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」に、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティへの注水、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇の抑制及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、原子炉格納容器の圧力上昇は見られるものの、原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではなく、評価項目を満足している。

また、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力、水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力、並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

第 7.2.3.1 表　「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.3.1 表　「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	炉心損傷を早め、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水開始までの時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる条件として、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。
	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム－水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプ定速時間に余裕を考慮して設定。
		75m^3/h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。

第 7.2.3.1 表　「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(3/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保有水量	29.0m³（1 基当たり）（最低保有水量）	炉心への注水量を少なくし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	120m³/h	設計上期待できる値として設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量	120m³/h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
	静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。
	原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径	計装用案内管の径と同等	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損における破損口径を設定。
	エントレインメント係数	Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された推奨範囲の最確値を設定。
	溶融炉心と水の伝熱面積	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験のベンチマーク解析の粒子径より算出	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された粒子径ファクタの推奨範囲の最確値に基づき設定。

第 7.2.3.1 表　「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(4/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間として設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）65%到達後	原子炉下部キャビティ直接注水の停止条件として設定。 なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位。
	格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。

7.2.4 水素燃焼

7.2.4.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＴＥＩ、ＳＥＩ、ＡＥＩ、ＳＥＤ、ＴＥＤ、ＳＬＩ、ＳＥＷ、ＴＥＷ、ＡＥＷ、ＳＬＷ及びＡＥＤがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、ジルコニウムー水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって水素が発生し、緩和措置がとられない場合には、水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、継続的に発生する水素を処理し、原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、ＰＷＲプラントは原子炉格納容器自由体積が大きいことから水素濃度が高くならないという特徴を有している。その上で、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するという観点から、静的触媒式水素再結合装置を設置す

る。また、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

さらに、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。加えて、原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器内水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。

本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第 7.2.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.4.2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.4.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 13 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 7 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 1 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.4.3 図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 36 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 7 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。また、本評価事故シーケンスにおいては、1 次冷却材喪失を想定しており、その手順については「7.1.6 ＥＣＣＳ注水機能喪失」の「7.1.6.1(3)

炉心損傷防止対策」による。

a. 事象の発生及び対応処置

ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。

また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。

d. １次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e. 補助給水系の機能喪失の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が 75m^3/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。

補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認

１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。

高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、安全注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレ流量積算等である。

g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動

非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。

h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備

炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5}mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

i. 炉心損傷の判断

炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5}mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、１次冷却材高温側広域温度等である。

j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認

原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、ＳＡ監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。

k. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

l. １次冷却系強制減圧

炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による１次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

１次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、冷却材圧力（広域）である。

m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水

格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互

作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。

代替格納容器スプレイに必要な計装設備は格納容器圧力（広域）等であり、原子炉下部キャビティ直接注水に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。

なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。

格納容器スプレイ再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動す

る。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

o. 格納容器内自然対流冷却

Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、事象進展が早く初期から水素放出が開始され、かつ、原子炉容器の破損が早い「Ａ＊＊」が、水素放出速度がより大きくなる観点で厳しく、また、格納容器スプレイが作動する「＊＊Ｉ」が、水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく格納容器スプレイが作動する「ＡＥＩ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能が喪失する事故
・大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧再循環機能が喪失する事故

・中破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に蓄圧注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能が喪失する事故
・中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断ＬＯＣＡに比べ破断口径が大きく、事故進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる大破断ＬＯＣＡを起因とし、事象初期の大容量の炉心注水に期待できない低圧注入機能の喪失を想定し、さらに炉心損傷を早め、時間余裕及び設備容量の観点から厳しくなるように高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故」を選定する。

本評価事故シーケンスにおいて、水素燃焼に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象
・崩壊熱
・燃料棒内温度変化
・燃料棒表面熱伝達
・燃料被覆管酸化
・燃料被覆管変形
・沸騰・ボイド率変化
・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象
・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
・炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・スプレイ冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝達

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお、ＭＡＡＰは、大破断ＬＯＣＡ事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、設計基準事故時の評価結果により確認している。

また、本評価事故シーケンスにおいて原子炉格納容器内水素濃度評価に係る重要現象は以下のとおりである。

・区画間及び区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・スプレイ冷却

・水素処理

これらの現象を適切に評価することが可能な解析コードとしてＧＯＴＨＩＣを使用する。なお、第 7.2.4.4 図に示すとおり、ＭＡＡＰによる評価結果に基づいて時刻歴の水素発生量が評価され、これを境界条件としてＧＯＴＨＩＣで原子炉格納容器内水素濃度を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.4.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断ＬＯＣＡが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、１次冷却材管（口径約 0.74m（29インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

水素濃度が高くなる時点において、格納容器スプレイにより水蒸気が凝縮され、水素燃焼の観点で厳しくなるように、格納容器スプレイが早期に起動することを想定する。

(d) 水素の発生

炉心内の金属―水反応による水素発生量は、ＭＡＡＰによる評価結果に基づき全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正する。補正する期間は、ジルコニウムー水反応が顕著となる時点から、すべての溶融炉心が原子炉容器外に落下して炉外に流出した溶融炉心によるジルコニウムー水反応が収束するまでの期間とする。さらに、ＭＡＡＰによる評価結果との差分は、上記補正期間の間一定速度で増加するものとする。

また、水の放射線分解及び金属腐食による水素の発生を考慮

する。水の放射線分解では、水素の生成割合を、炉心水については 0.4 分子/100eV、サンプ水については 0.3 分子/100eV とする。金属腐食では、アルミニウム及び亜鉛を考慮し、それぞれアルカリ性及び酸性の水溶液との反応により生成される水素を評価する。

(e) 水素の燃焼

第 7.2.4.5 図に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与するものとする。また、燃焼後の圧力が高くなるように燃焼前の加圧を想定し、火炎の下方伝播により原子炉格納容器内全体で燃焼が生じ得るウェット水素濃度 8vol%の条件下での水蒸気量を考慮する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 静的触媒式水素再結合装置

静的触媒式水素再結合装置は、5 個の設置を考慮する。また、1 個当たりの処理性能については設計値に基づき 1.2kg/h（水素濃度 4vol%、圧力 0.15MPa[abs]）とする。

(b) 原子炉格納容器水素燃焼装置

実機においては原子炉格納容器水素燃焼装置を 12 個（予備 1 個（ドーム部））設置しているが、解析においては水素濃度の観点で厳しくなるように原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。

(c) 内部スプレポンプ

内部スプレポンプは 4 台動作し、設計に基づく最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度制御を行い、原子炉格納容器の健全性を確保する。このため、運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.4.6 図及び第 7.2.4.7 図に、原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度、燃料最高温度の推移及びジルコニウムー水反応割合の推移を第 7.2.4.8 図から第 7.2.4.10 図に、原子炉格納容器内の平均水素濃度及び原子炉格納容器内の各区画水素濃度の推移を第 7.2.4.11 図及び第 7.2.4.12 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、炉内の水が急激に減少し燃料の露出が開始すると、燃料被覆管温度が上昇することでジルコニウムー水反応による水素の発生が顕著になり、事象発生の約 21 分後に炉心溶融が開始する。さらに、原子炉容器下部プレナムへの溶融炉心落下に伴い水素が断続的に発生する。

その後、事象発生の約 2.1 時間後に原子炉容器破損に至り、約 3.7 時間後にすべての溶融炉心が原子炉容器外に落下すると、ジルコニウムー水反応による水素の生成はほぼ停止する。ジルコニウムー水反応割合の補正期間は、上記炉心溶融開始時点から、すべての溶融炉心が原子炉容器外に落下して炉外に流出した溶融炉心によるジルコニウムー水反応が収束するまでの期間とする。

第 7.2.4.11 図に示すように、水の放射線分解等によって発生する水素を考慮しても、原子炉格納容器内に設置した静的触媒式水素再結合装置の効果により原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少し、蓄積することはなく、事象発生の 25 時間後においても低下傾向となる。

また、第 7.2.4.12 図に示すように、1 次冷却材管の破断区画において、ジルコニウムー水反応により発生した水素が破断口から放出されることにより、一時的に水素濃度が高くなるが、その期間は短時間であり、水蒸気を含む雰囲気下において爆轟領域に達しない。事象発生初期においては各区画において水素濃度は多少のばらつきが生じるものの、スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や、対流に伴う混合促進により原子炉格納容器内において水素濃度分布は一様となる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.4.13 図に示すとおり、事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器雰囲気温度は第 7.2.4.14 図に示すとおり、事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」において、評価項目を満足することを確認している。

1 次冷却材圧力は第 7.2.4.15 図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約 2.1 時間後における 1 次冷却材圧力は約 0.02MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]以下を下回る。

原子炉格納容器内の水素濃度は第 7.2.4.11 図に示すとおり、事象発生後早期にジルコニウムー水反応で発生する水素により原子炉格納容器内の水素濃度は上昇するが、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は最大約 10.3vol%であり、13vol%を下回る。また、局所の水素濃度については、爆轟領域に入る区画はないため、原子炉格納容器の健全性は確保される。

全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高値は約 0.378MPa[gage]であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])を下回り、原子炉格納容器バウンダリの健全性は確保される。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、格納容器スプレイに失敗すること

で本評価事故シーケンスより原子炉格納容器圧力が高く推移し、原子炉下部キャビティに溜まるスプレイ水が少なく、溶融燃料と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融燃料によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。

第 7.2.4.13 図及び第 7.2.4.14 図に示すとおり、事象発生の約 4 時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して冷却されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器スプレイを継続することにより、安定状態を維持できる。

7.2.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し、原子炉格納容器の健全性を確保することが特徴である。このため、運転員等操作は介さない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度制御を行い、原子炉

格納容器の健全性を確保する。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響（ＭＡＡＰ）

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、有効性評価では、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正して評価していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における水素濃度変化に係る解析コードの水素発生モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、また、有効性評価では、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正して評価していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、炉心損傷後に発生する水素は全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正して評価していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しくなる条件を組み合わせた感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリート侵食により発生する水素は、すべてジルコニウムに起因するものであり、反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約7%である。このため、原子炉容器内及び原子炉容器外におけるジルコニウムー水反応に加えて、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の不確かさを考慮しても、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は、最大約 11.1vol%であり、13vol%を下回ることを確認した。したがって、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、追加発生となる水素については、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置により処理が可能である。

c. 評価項目となるパラメータに与える影響（ＧＯＴＨＩＣ）

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導及びスプレイ冷却に係る解析モデルは、ＮＵＰＥＣ検証解析より確認されており、三元図において最も爆轟領域に近い区画に対して不確かさを考慮した場合においても爆轟に至る可能性はない。また、本評価事故シーケンスでは、「7.2.4.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、格納容器スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や、対流に伴う混合促進により原子炉格納容器内において水素濃度は均一化する傾向にある。このような場合には、原子炉格納容器ドーム部のノード分割の差により解析結果に大きな差異は生じないことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.2.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、静的触媒式水素再結合装置の性能及び１次冷却材の流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉容器破損が遅くなり、炉内に燃料が留まる時間が長くなることで、炉内でのジルコニウムー水反応により発生する水素量が多くなると考えられる。しかしながら、ＭＡＡＰによる解析で得られた水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正して評価していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

静的触媒式水素再結合装置による水素処理は、長期的に原子炉格納容器全体の水素濃度を低下させるものである。静的触媒式水素再結合装置の性能の変動を考慮した場合として、静的触媒式水素再結合装置の効果を期待せず炉心損傷時に全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応し、発生した水素の全量が瞬時に原子炉格納容器内に放出されるものとして評価した結果、

ドライ換算の原子炉格納容器内の水素濃度は約 10.5vol%であり、評価項目であるドライ条件に換算した原子炉格納容器内の水素濃度は 13vol%を下回る。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、静的触媒式水素再結合装置の水素濃度の違いによる再結合反応開始遅れの影響を考慮した場合として、静的触媒式水素再結合装置が水素濃度 5vol%まで起動しないと想定して解析した結果、約 2kg の未反応分の水素が生じ、水素濃度としては約 0.03vol%上昇するが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

地震によりＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡが発生した場合、１次冷却材の流出流量の増加により、事象進展が早まり、水素生成挙動に影響が生じることが考えられるが、有効性評価においては、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するように補正して評価しており、さらに、静的触媒式水素再結合装置の効果を期待しなかったとしても水素濃度は約 10.5vol%であり、13vol%を下回る。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、「7.2.4.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり水素濃度制御を行う重大事故等対処設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置している。原子炉格納容器水素燃焼装置の効果を考慮した場合の原子炉格納容器内の水素濃度の推移を第 7.2.4.16 図及び第 7.2.4.17 図に示す。「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」と同じく全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生するように補正したとしても、静的触媒式水素再結合装置の効果と相まって、事象初期に発生する水素を処理することで、原子炉格納容器内の水素濃度を 13vol%に対して十分に下回るように抑制することが可能である。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確か

さが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、操作遅れによる影響はない。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減し、原子炉格納容器の破損を防止することにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、運転員等操作を介することはないことから、操作時間の影響はない。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.4.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 36 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

なお、全交流動力電源喪失時には「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の評価事故シーケンスと同じ要員が必要となる。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする内部スプレポンプによる格納容器注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(32.2%)に到達後、格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、

燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.2.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、ジルコニウム－水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生した水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。

格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、静的触媒式水素再結合装置を設置している。また、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置している。さらに、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備している。加えて、原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器内水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。

格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉格納容器自由体積が大きいため、著しい炉心損傷時にジルコニウム－水反応により短期間に発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の上昇は限定され、これにより、

水素燃焼による原子炉格納容器破損を防止することができる。さらに、静的触媒式水素再結合装置によって、水の放射線分解等により緩やかに発生する水素を除去し、原子炉格納容器内の水素濃度を低減することが可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力、原子炉格納容器内の水素濃度、並びに水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。

解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間に対する影響はないことを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「水素燃焼」において、静的触媒式水素再結合装置を用いた原子炉格納容器内の水素濃度を抑制する格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 事象の発生及び対応処置	・ＬＯＣＡ、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	－	－	－
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。 ・安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. １次冷却材漏えいの判断	・加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ水位(広域) 格納容器再循環サンプ水位(狭域)
e. 補助給水系の機能喪失の判断	・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。	【タービン動補助給水ポンプ】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	－	補助給水流量 蒸気発生器水位（狭域） 蒸気発生器水位（広域） 復水タンク水位
f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認	・１次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレ流量積算等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。	－	－	安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 格納容器再循環サンプ水位(広域) 格納容器再循環サンプ水位(狭域) 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度
g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動	・非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 可搬式オイルポンプ	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備	・炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×105mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
i. 炉心損傷の判断	・炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×105mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	１次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認	・原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、ＳＡ監視操作盤の温度指示の上昇により確認する。	【原子炉格納容器水素燃焼装置】 【原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置】 静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	－
k. 水素濃度監視	・炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム－水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型格納容器内水素濃度計測装置 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置 大容量ポンプ タンクローリー 【可搬型アニュラス内水素濃度計測装置】	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について(4/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
l. 1次冷却系強制減圧	・炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、冷却材圧力（広域）計指示が 2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）又は可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用） 【可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）】	冷却材圧力（広域）
m. 代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水	・格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。なお、炉心冷却については、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。 ・代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水は、溶融炉心の冠水に十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、燃料取替用水タンクから復水タンクへの切替えを行うとともに、海水を水源とする送水車による復水タンクへの補給操作を行う。 ・格納容器スプレイ系が作動している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上となれば格納容器スプレイ再循環運転への切替えを実施し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。	恒設代替低圧注水ポンプ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ 燃料取替用水タンク 復水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ 送水車 軽油用ドラム缶	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） 復水タンク水位 格納容器スプレ流量積算 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　「水素燃焼」における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アニュラス循環ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）	－
o. 格納容器内自然対流冷却	・Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却系統が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） １次系冷却水タンク加圧ライン圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.2 表　「水素燃焼」の主要解析条件

（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）(1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
		ＧＯＴＨＩＣ	区画間及び区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器スプレイ及び水素処理を適切に評価することが可能なコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出の観点から、厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出及び炉心の保有熱量の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定している。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（1 基当たり）	設計値として設定。

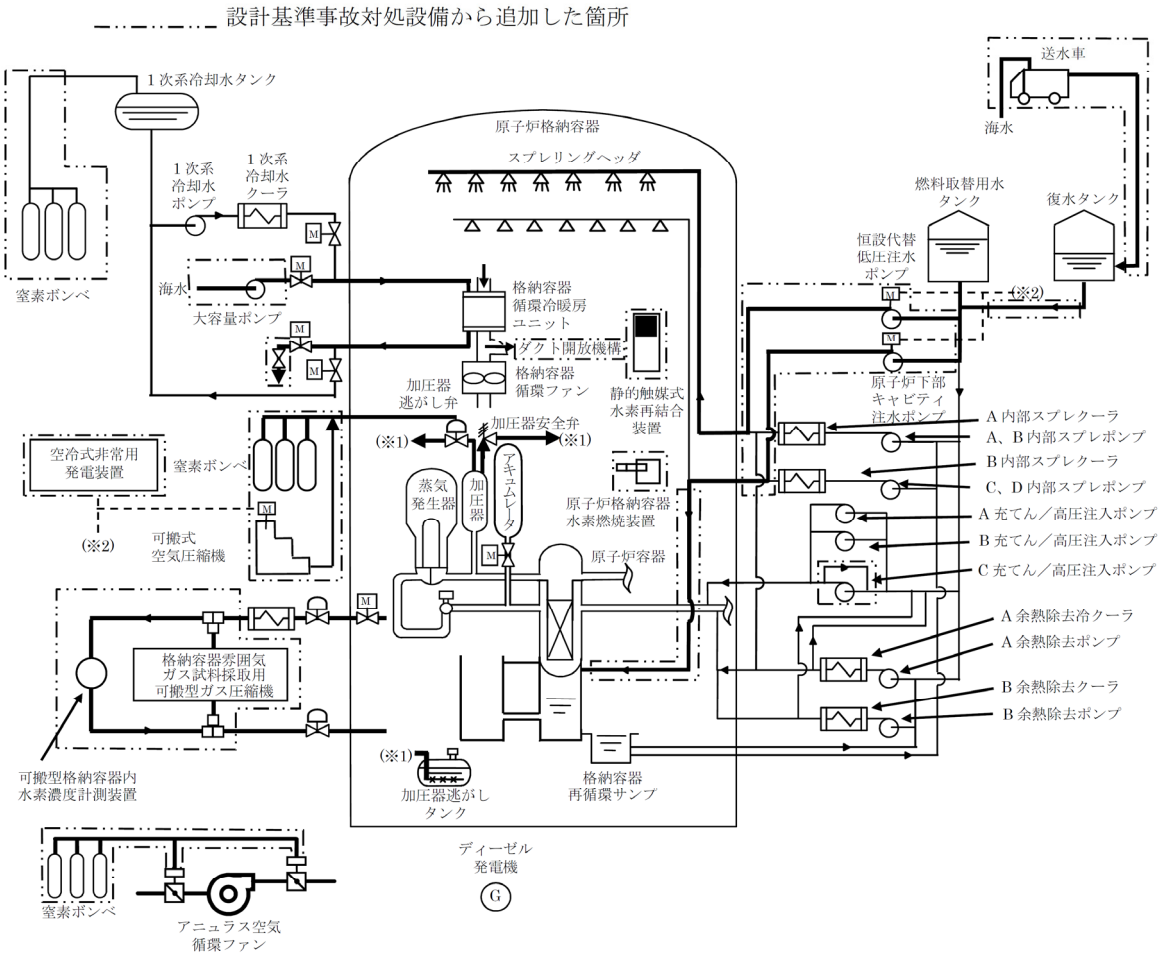
第 7.2.4.2 表　「水素燃焼」の主要解析条件

（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）(2/3)

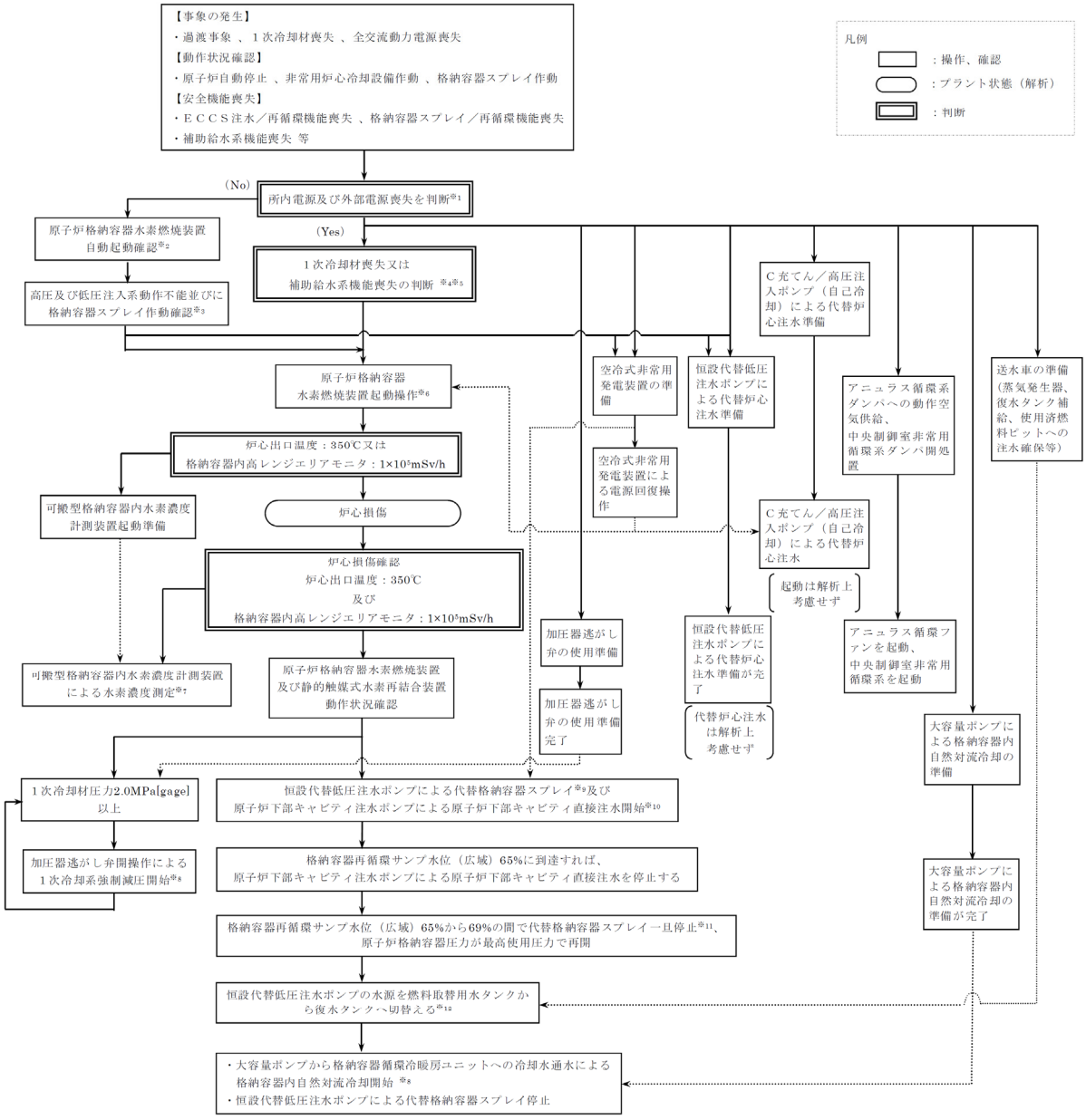
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した大きい値	評価結果を厳しくするように、設計値より大きい値を設定。ヒートシンクが大きいと、水蒸気が凝縮されやすいため水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期温度	47℃	設計値に基づき設定。初期温度が高いと空気量が少なくなり、同じ水素発生量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期圧力	大気圧	設計値に基づき設定。初期圧力が低いと空気量が少なくなり、同じ水素発生量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	１次冷却系保有水量が早期に減少し、ジルコニウムー水反応により水素が発生する時間が早くなり、静的触媒式水素再結合装置の水素処理の観点から厳しい設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	高圧注入機能及び低圧注入機能喪失	高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源はあるものとする。水素濃度が高くなる時点において、格納容器スプレイにより水蒸気が凝縮され、水素燃焼の観点で厳しくなるように、格納容器スプレイが早期に起動することを想定する。
	水素の発生	・全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応することによる発生量を考慮 ・水の放射線分解及び金属腐食による発生量を考慮	水の放射線分解による水素の生成割合は、水中の不純物、水の吸収線量及び水温等の影響を踏まえて大きい値を設定。 金属腐食量は設計値を基に設定。

第 7.2.4.2 表　「水素燃焼」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）(3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	事故初期からの 原子炉トリップを仮定	水素発生量は、炉心内のジルコニウム重量で定まるため、原子炉トリップ時刻の影響は受けないことから、事故初期からの原子炉トリップを仮定。
	アキュムレータ 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	アキュムレータ 保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最小の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	静的触媒式水素 再結合装置性能	1.2kg/h （1 個当たり） （水素濃度 4vol%、 圧力 0.15MPa[abs]）	設計値に基づき設定。
	静的触媒式水素 再結合装置個数	5 個	配備個数を設定。
	原子炉格納容器 水素燃焼装置	効果を期待せず	実機においては原子炉格納容器水素燃焼装置を 12 個（予備 1（ドーム部））設置しているが、解析においては水素濃度の観点で厳しくなるように原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待せず静的触媒式水素再結合装置の効果のみを考慮する。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(32.2%)到達時	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。
その他	格納容器スプレイ	事象発生 84 秒後にスプレイ開始	格納容器スプレイの作動時間は、信号遅れと作動遅れを考慮して設定。
		最大流量	水素濃度の観点で厳しくなるように最大流量を設定。

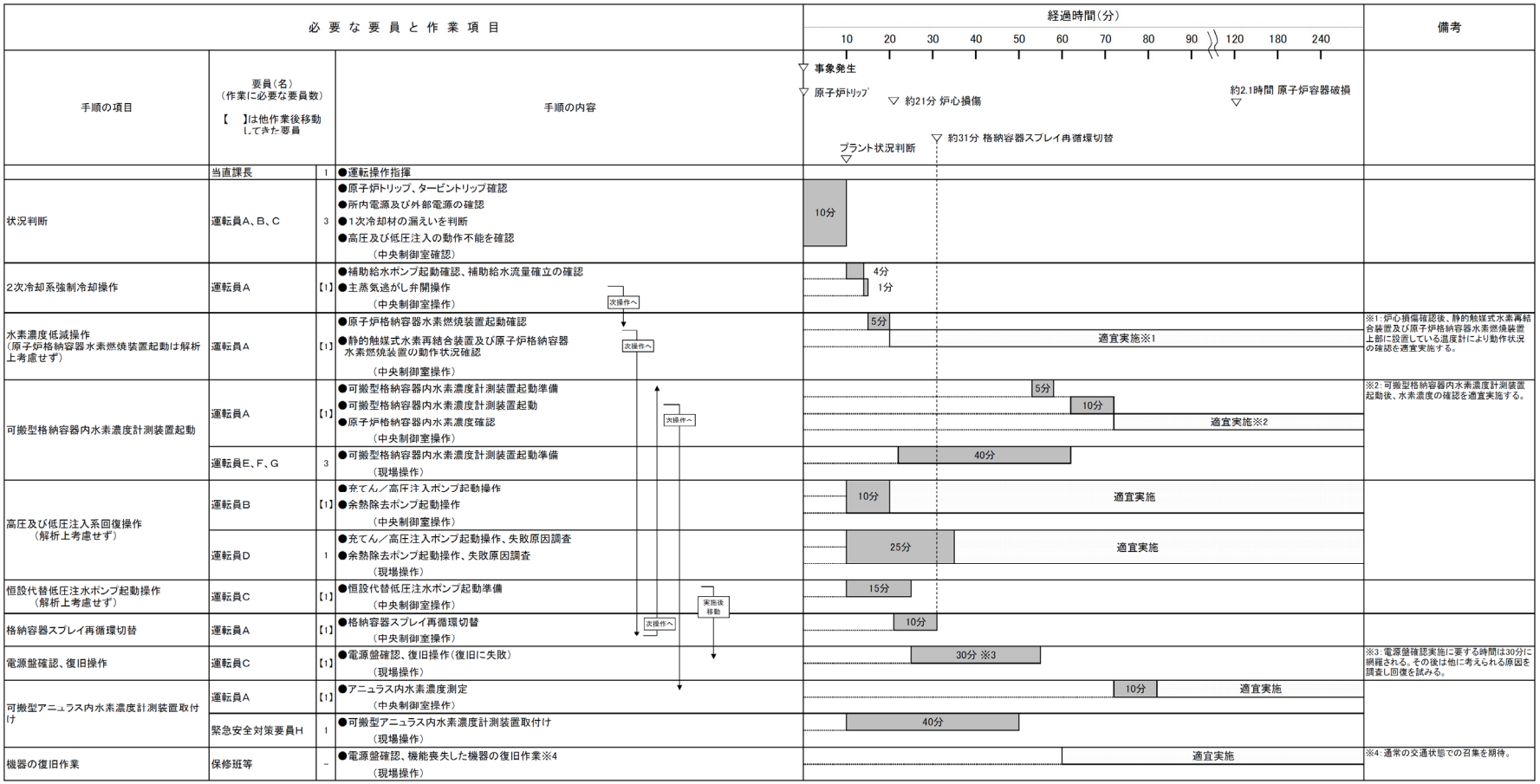


第 7.2.4.1 図　「水素燃焼」の重大事故等対策の概略系統図



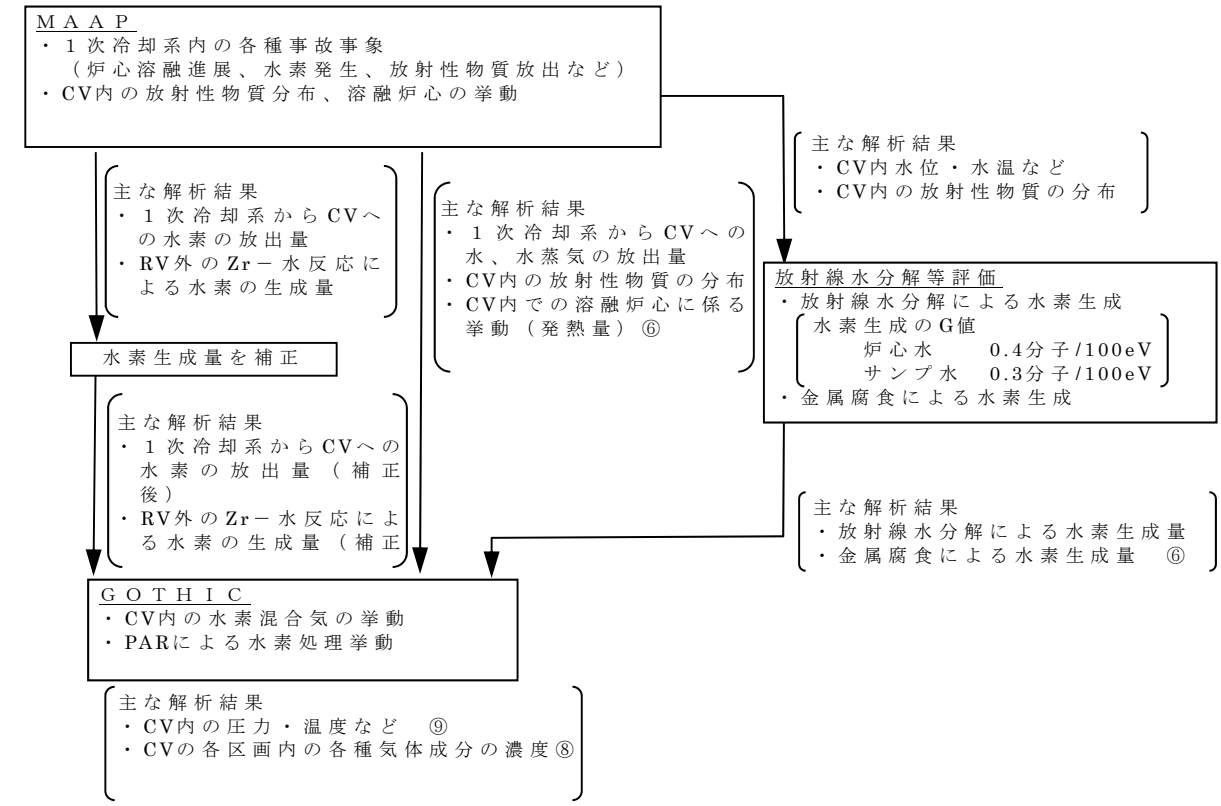
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。
※3 ：水素燃焼事象においては格納容器スプレイ作動を考慮する。
※4 ：１次冷却材喪失は以下で確認。
・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ水位及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※5 ：補助給水系機能喪失は以下で確認。
・すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 未満
※6 ：空冷式非常用発電装置による電源回復後起動する。
※7 ：可搬型原子炉格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※8 ：準備が完了すれば、その段階で実施する。
※9 ：恒設代替低圧注水ポンプの注水先の考え方としては、炉心注水をまず行うこととしているが、短時間で炉心損傷に至る場合は原子炉格納容器にスプレイすることになる。
実際の操作では、準備が完了し代替格納容器スプレイが可能となれば、その段階で実施する。
また、格納容器スプレイ流量は 120m³/h を下回らない流量で注水する。
※10：原子炉下部キャビティ直接注水流量は120m³/hを下回らない流量で注水する。
※11：ただちにポンプを停止するのではなく、原子炉格納容器圧力の状況を加味し決定する。
※12：海水への水源切替え。

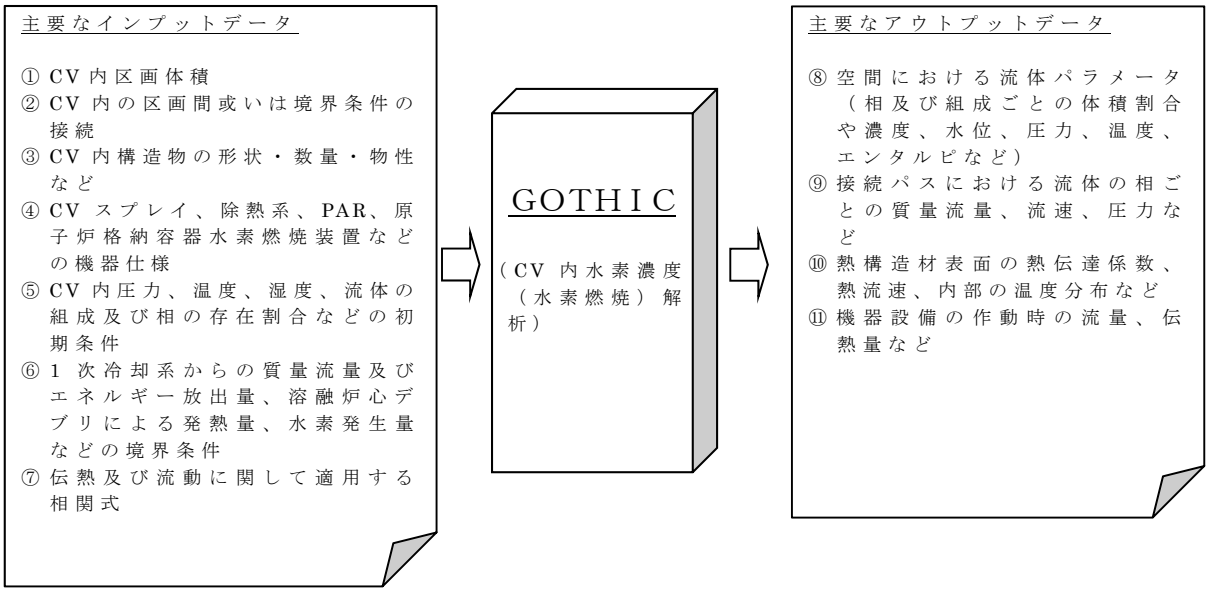
第 7.2.4.2 図　格納容器破損モード「水素燃焼」の対応手順の概要



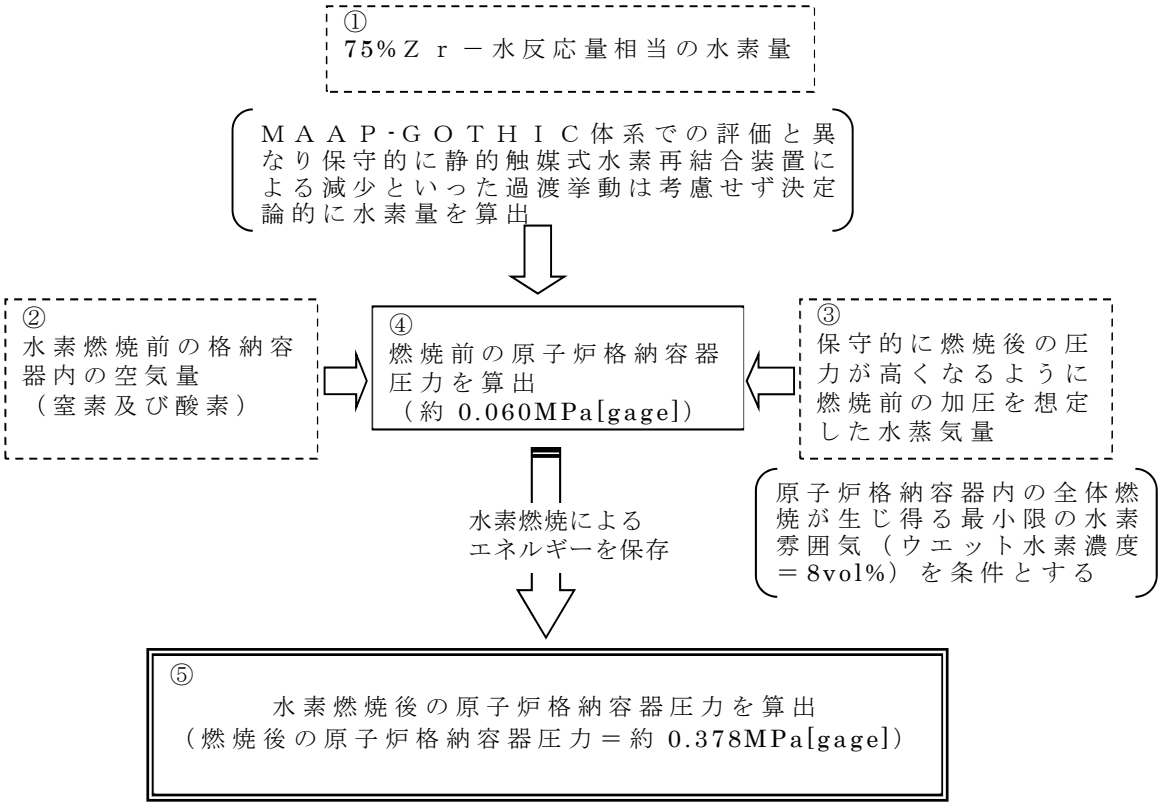
上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.2.4.3 図　「水素燃焼」の作業と所要時間
(大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故)





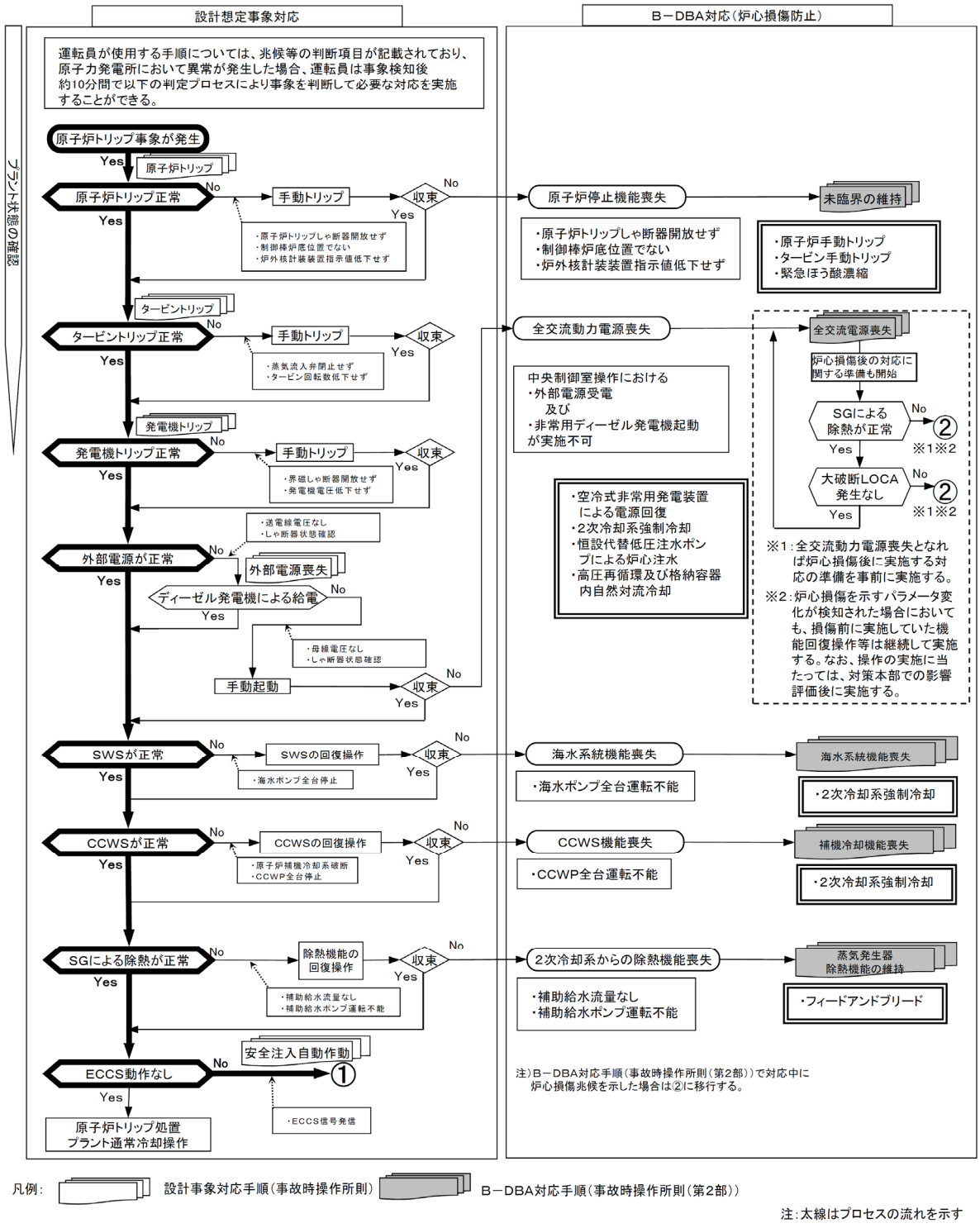
第 7.2.4.4 図　水素濃度評価の概要



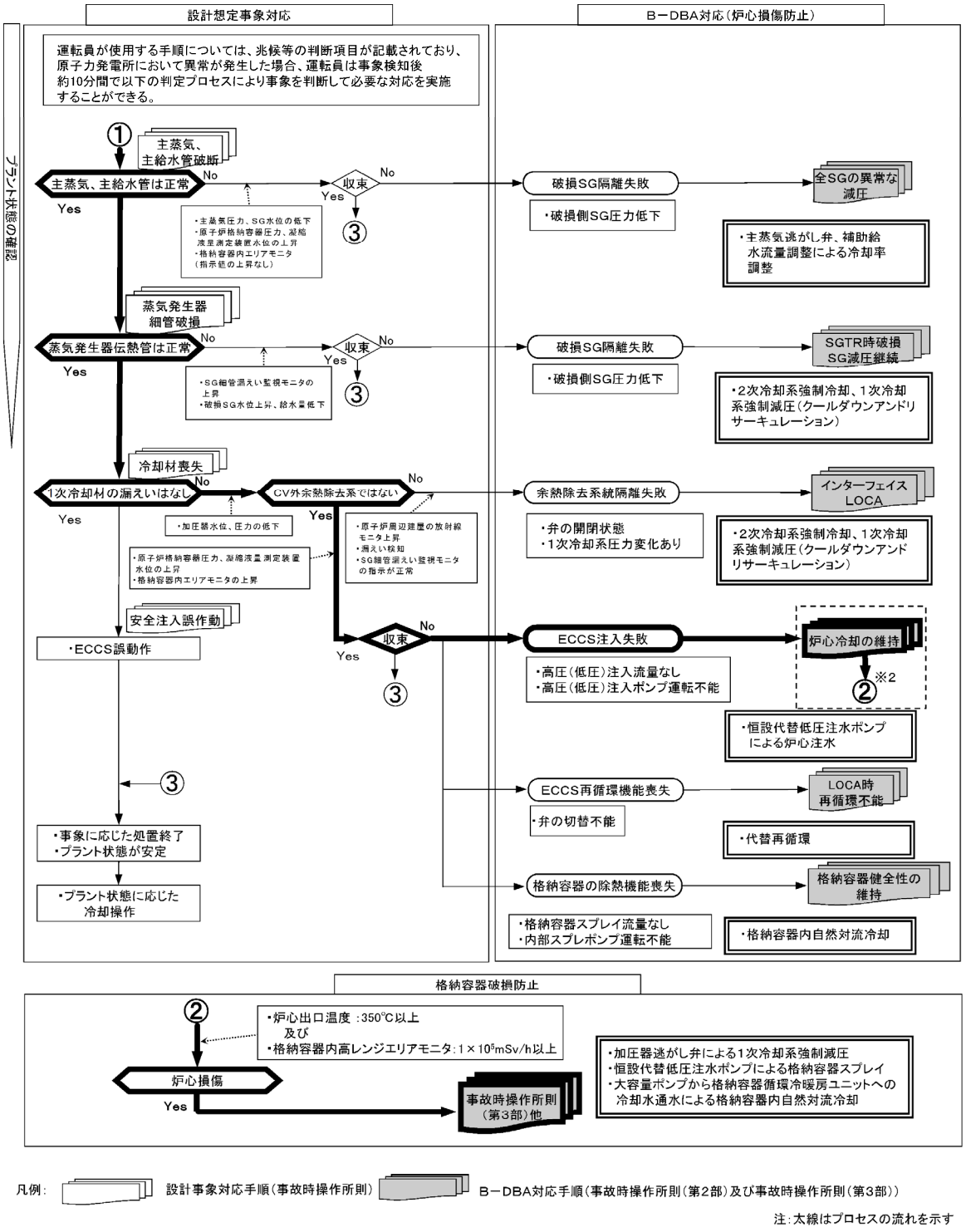
原子炉格納容器圧力 $$P_{cv}' = P_{CV}\frac{n'}{n}\frac{T_{cv}'}{T_{cv}} = P_{CV}\frac{T_{cv}'\sum_{i=N,O,S}\frac{m_i'}{M_i}}{T_{cv}\sum_{i=N,O,H,S}\frac{m_i}{M_i}}$$

（「’」は燃焼後の状態を表す。）

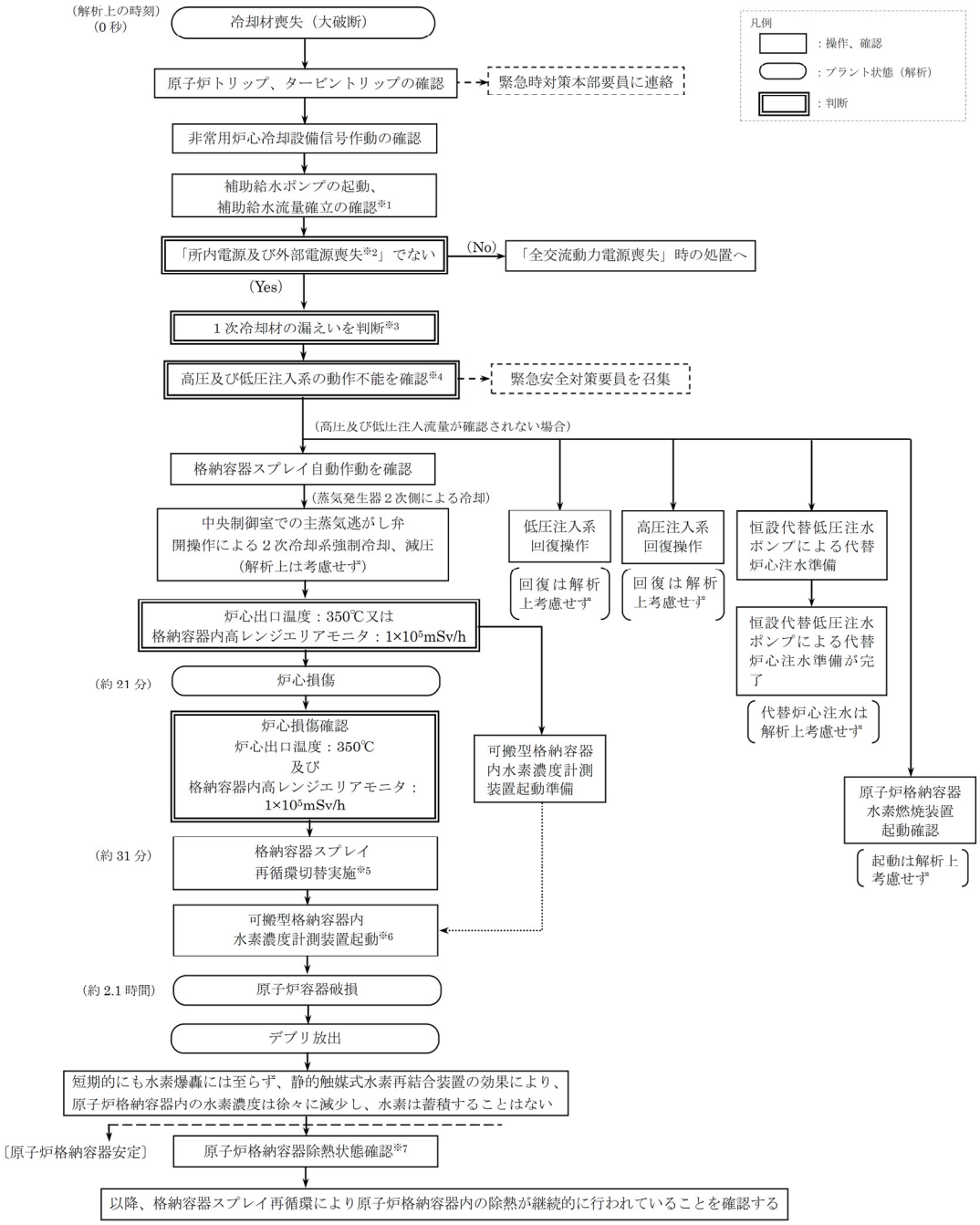
第 7.2.4.5 図　水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ



第 7.2.4.6 図　「水素燃焼」の事象進展（判定プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）(1/2)

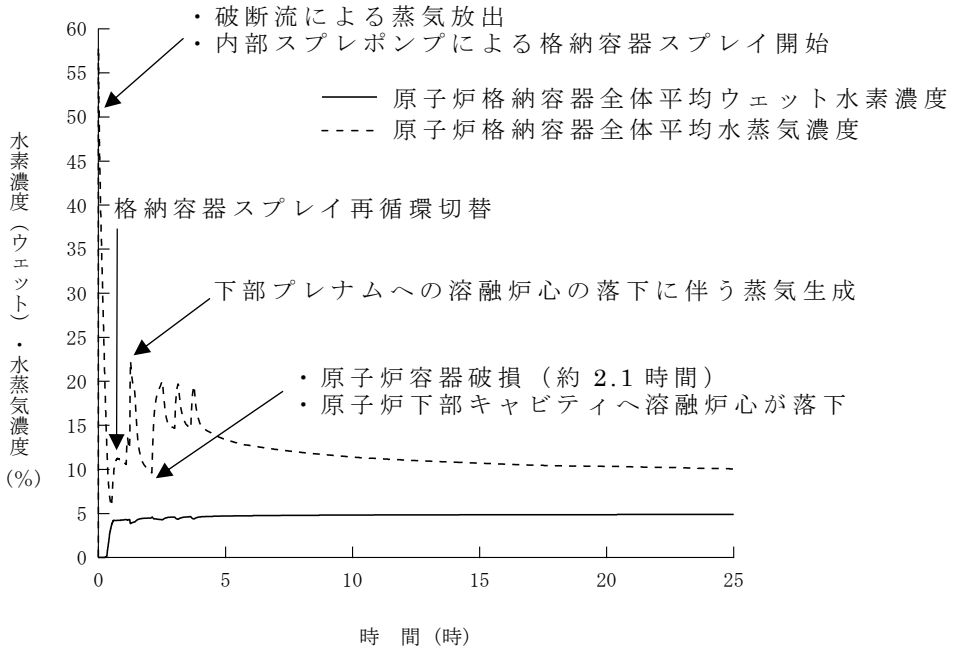


第 7.2.4.6 図　「水素燃焼」の事象進展（判定プロセス）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）(2/2)

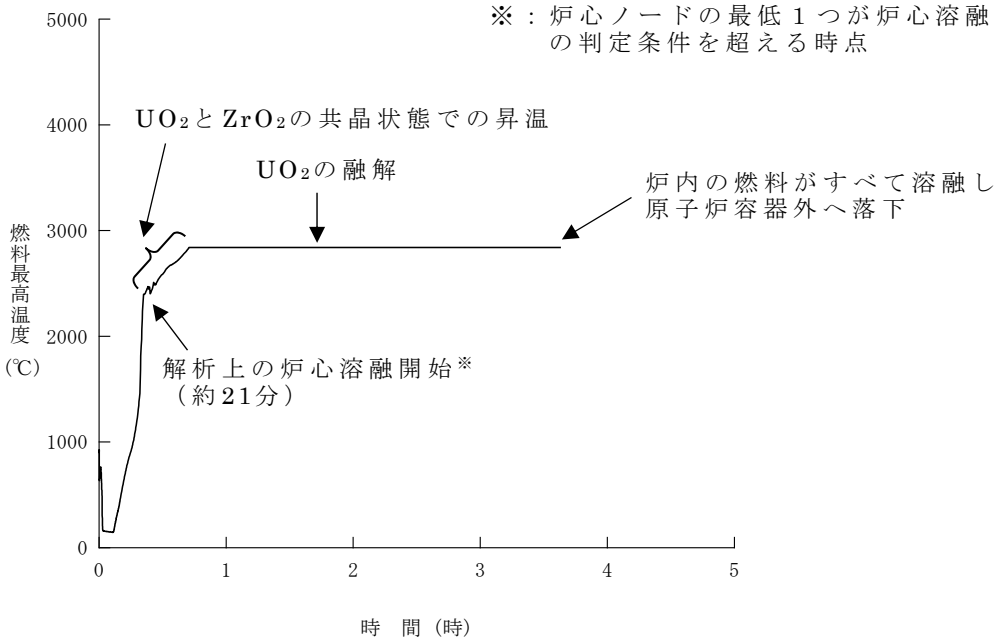


※1 ：すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³以上。
※2 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※3 ：漏えいの確認は以下で確認。
　　加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位、格納容器内エリアモニタ
※4 ：充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ運転不能及び高圧注入流量、低圧注入流量が確認されない場合。
※5 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 65%以上とれば、格納容器スプレイ再循環切替えを実施する。
※6 ：可搬型格納容器内水素濃度計測装置を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。
※7 ：原子炉格納容器圧力及び温度低下傾向。

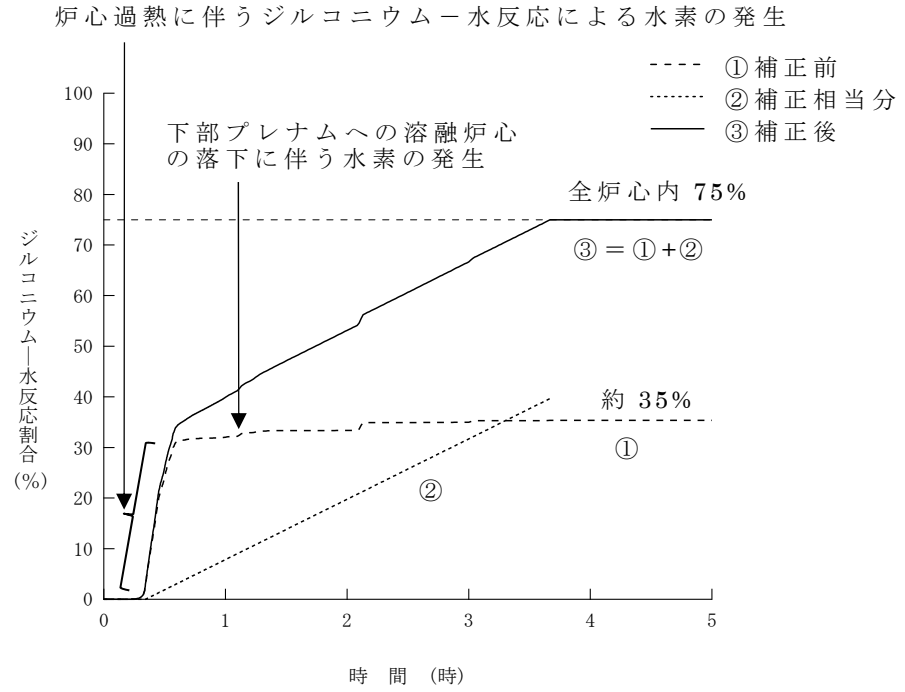
第 7.2.4.7 図　「水素燃焼」の事象進展（対応手順の概要）
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失する事故）



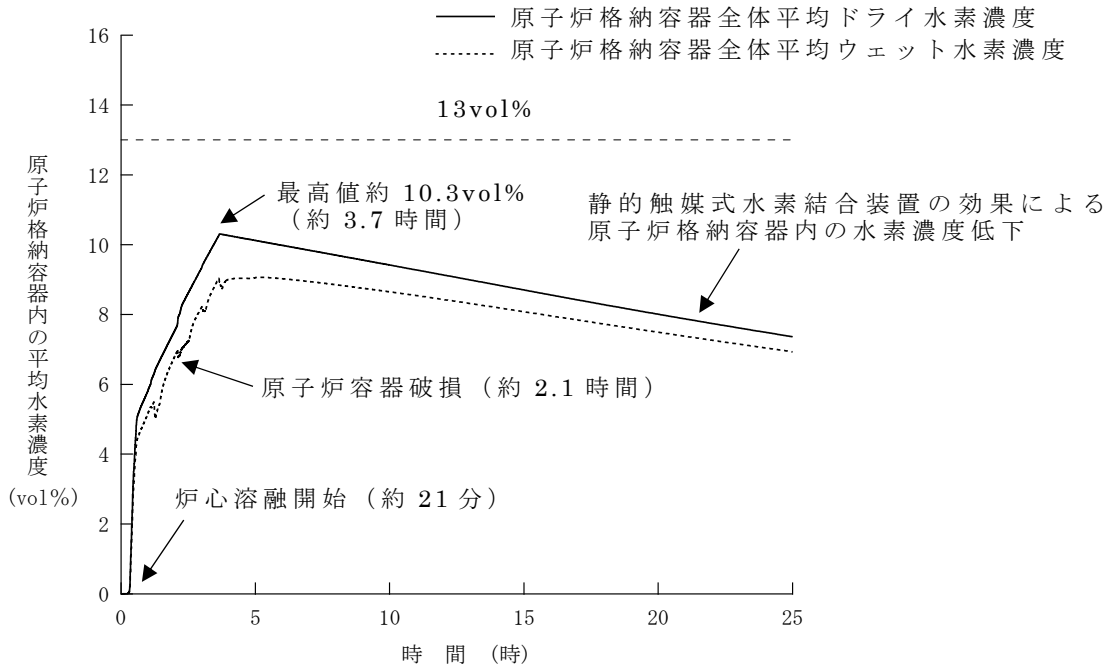
第 7.2.4.8 図　原子炉格納容器内の水素及び水蒸気濃度の推移（ＭＡＡＰ）



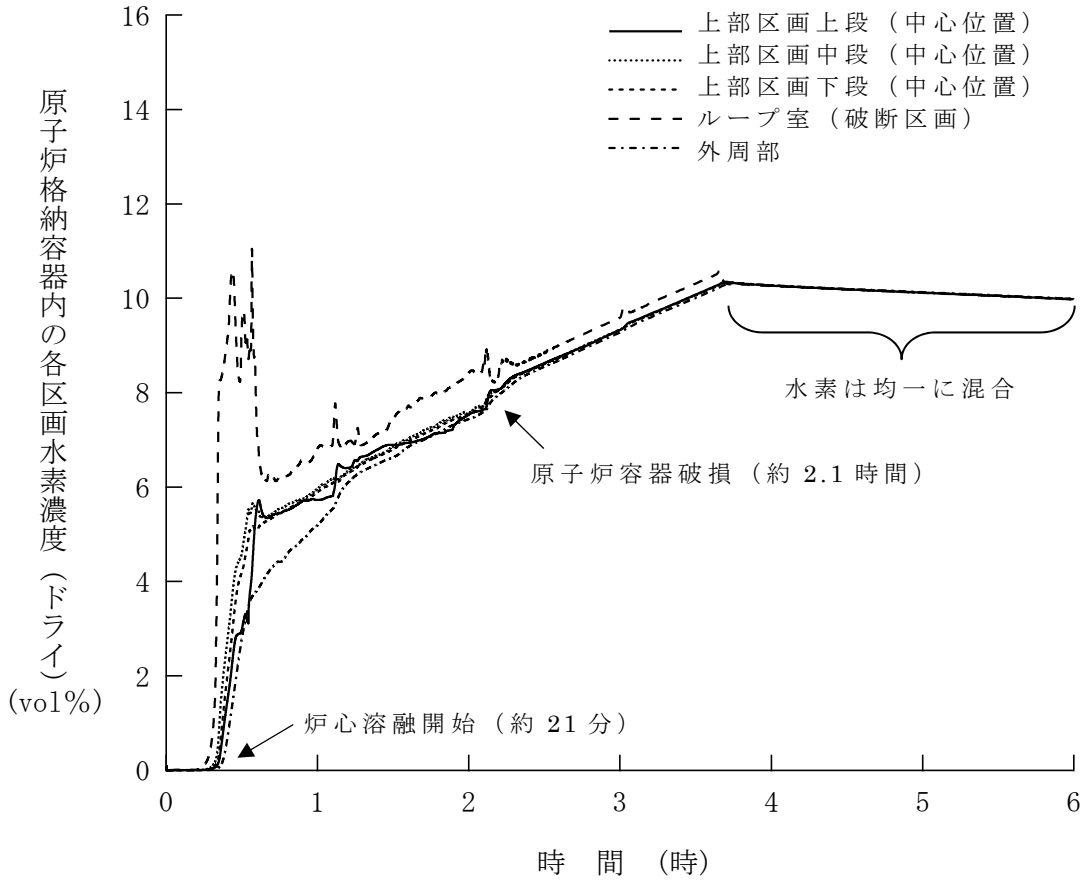
第 7.2.4.9 図　燃料最高温度の推移（ＭＡＡＰ）



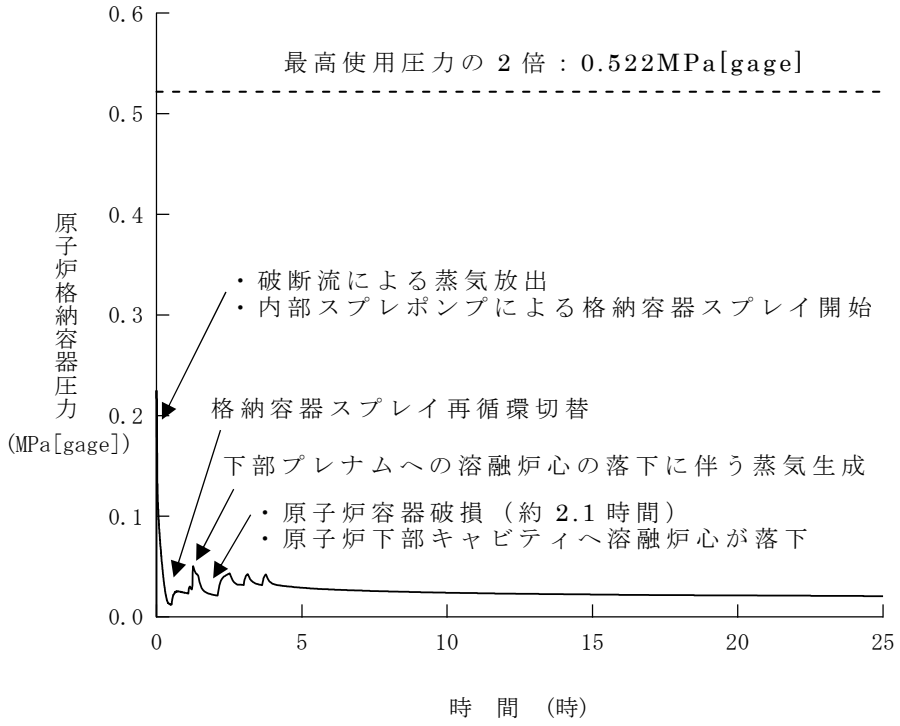
第 7.2.4.10 図　ジルコニウム－水反応割合の推移（ＭＡＡＰ）



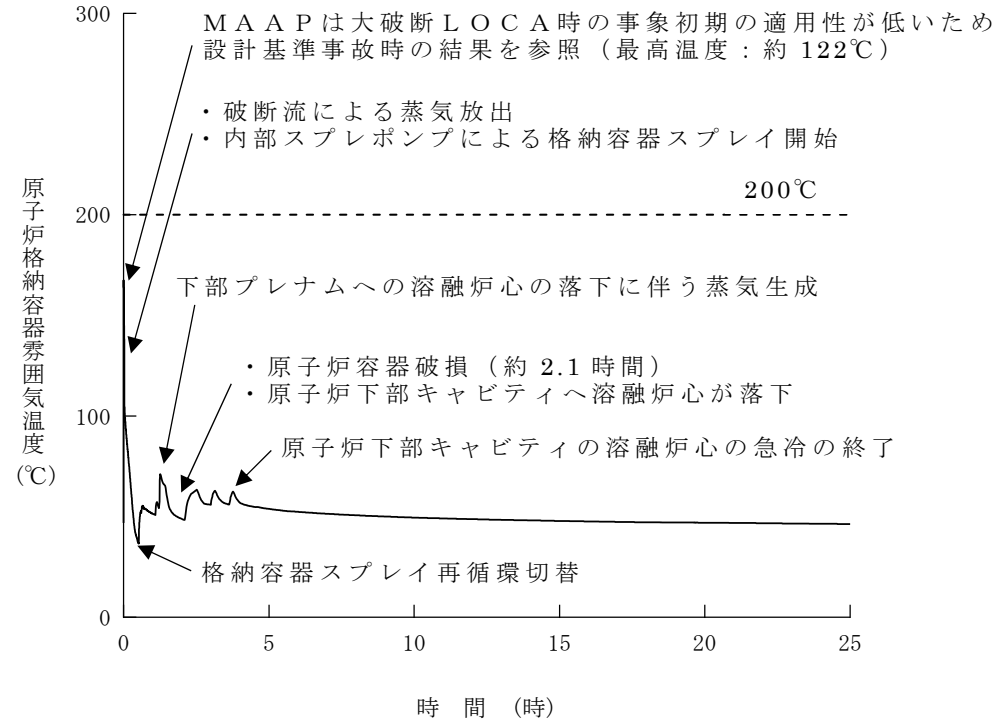
第 7.2.4.11 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移
（ＧＯＴＨＩＣ）



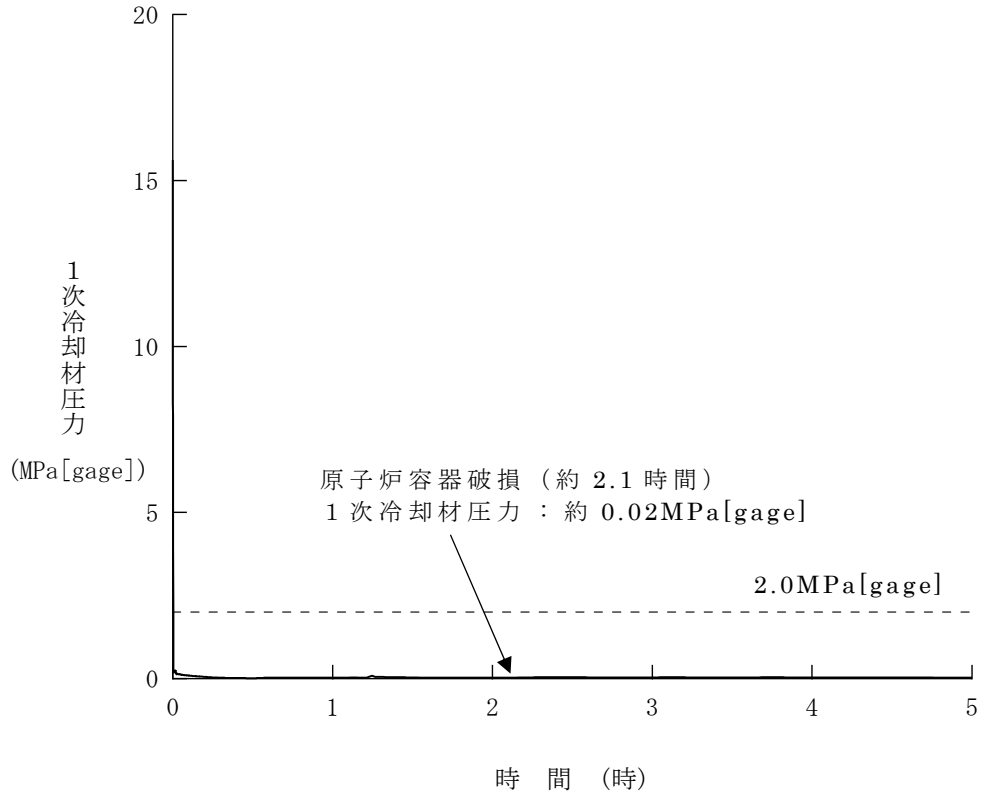
第 7.2.4.12 図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）の推移
（ＧＯＴＨＩＣ）



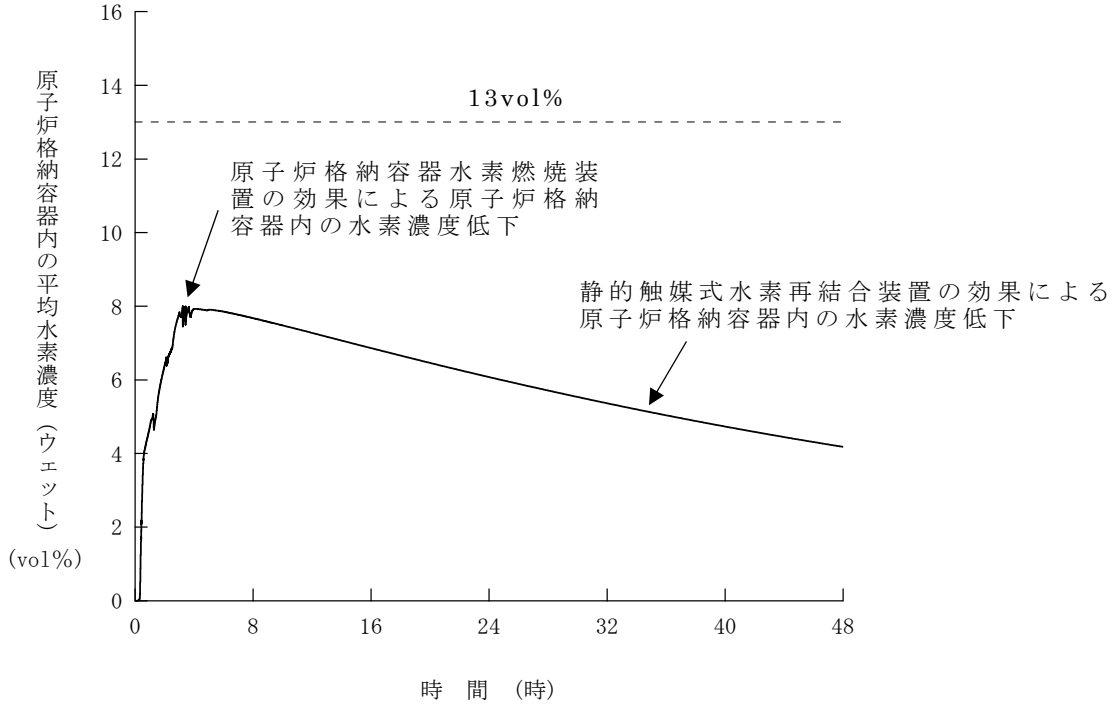
第 7.2.4.13 図　原子炉格納容器圧力の推移（ＭＡＡＰ）



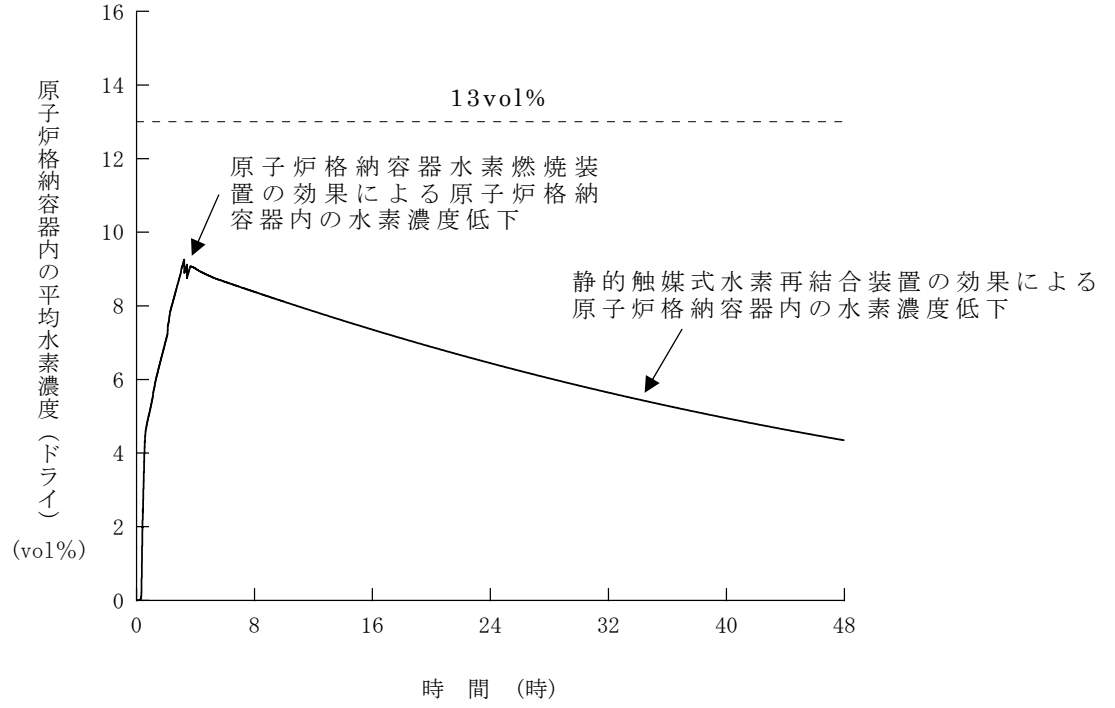
第 7.2.4.14 図　原子炉格納容器雰囲気温度の推移（ＭＡＡＰ）



第 7.2.4.15 図　1 次冷却材圧力の推移（ＭＡＡＰ）



第 7.2.4.16 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移
（原子炉格納容器水素燃焼装置の効果に期待する場合）



第 7.2.4.17 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移
（原子炉格納容器水素燃焼装置の効果に期待する場合）

7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

7.2.5.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、ＴＥＩ、ＴＥＤ、ＳＥＤ、ＡＥＩ、ＳＥＩ、ＡＥＤ、ＴＥＷ、ＳＬＩ、ＳＬＷ、ＡＥＷ及びＳＥＷがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ流出し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉下部キャビティのコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

さらに、継続的に発生する水素を処理する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉下部キャビティ床のコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスを抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び

原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。

また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。

さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「Ａ＊＊」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心によるコンクリート侵食の発生の観点で厳しい。また、ＥＣＣＳ又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「＊＊Ｄ」が、コンクリート侵食が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ＥＣＣＳ注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「ＡＥＤ」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- 大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 中破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断ＬＯＣ

Ａに比べ破断口径が大きく事故進展が早くなり原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とした「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、溶融炉心・コンクリート相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象
- 崩壊熱
- 燃料棒内温度変化
- 燃料棒表面熱伝達
- 燃料被覆管酸化
- 燃料被覆管変形
- 沸騰・ボイド率変化
- 気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象
- 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション
- 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達
- 炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融
- 炉心損傷後の原子炉容器における１次系内核分裂生成物挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間の流動
・スプレイ冷却
・水素濃度変化
・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり
・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてＭＡＡＰを使用する。

なお、ＭＡＡＰは、大破断ＬＯＣＡ事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期については設計基準事故時の評価結果により確認している。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の条件と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.5.1 表に示す。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり

原子炉下部キャビティ床底面の全面に拡がるものとする。

(b) 溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限

大気圧条件で 0.8MW/m^2 相当とする。

(c) 溶融炉心とコンクリートの伝熱

溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定する。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の第 7.2.1.1.4 図及び第 7.2.1.1.5 図と同様である。溶融炉心・コンクリート相互作用における原子炉格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉下部キャビティ水量及びベースマット侵食深さの原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.2.5.1 図及び第 7.2.5.2 図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生の約 20 分後に炉心溶融に至り、約 50 分後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を開始することで、原子炉下部キャビティに注水される。

その後、事象発生の約 2.0 時間後に原子炉容器破損に至り、溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下することで、原子炉下部キャビティ水位が変動する。溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点では原子炉下部キャビティには十分な水量が確保されており、溶融炉心からの崩壊熱は除去され、ベースマットに有意な侵食は発生しない。

b. 評価項目等

ベースマット侵食深さは第 7.2.5.2 図に示すとおり、代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水により原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することで、ベースマット侵食深さは約 3mm にとどまることから、ベースマットに有意な侵食は発生していない。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)、(3)、(4)、(5)及び(7)に示す評価項目については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」及び「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスと同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において評価項目を満足することを確認する。

7.2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水により、原子炉格納容器内部に注水することで溶融炉心によるコンクリート侵食を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動の不確かさとして、原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であるが、原子炉格納容器圧力及び温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認され

ているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりに係る感度解析により、感度解析ケースの組合せのうち、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを小さくした場合に、有意なコンクリート侵食が発生することが確認されているが、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり又は溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ACE 及び SURC 実験解析により溶融炉心のコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていること、また、溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心

ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間の流動の不確かさとして、原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードにおける溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉下部キャビティに十分に注水されており、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ＴＭＩ事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されており、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、細粒化された溶融炉心の冷却状態のコンクリート侵食に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不

確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりの感度解析を踏まえ、不確かさに関する感度解析パラメータを組合せたケースについて感度解析を行った。なお、水中での溶融物の拡がり挙動は、知見も少なく複雑であることから、解析条件として極端な設定とした。

落下時に細粒化などにより溶融炉心の冷却が進み、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりが小さい場合の感度解析では約 16cm のコンクリート侵食が発生するが、その後は原子炉下部キャビティ水により冷却されることでコンクリート侵食は停止し、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。コンクリート侵食により発生する水素は、すべてジルコニウムに起因するものであり、反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約 7%である。また、溶融炉心の拡がりが小さい場合の拡がり面積は約 $9m^2$ となり、原子炉容器破損位置が原子炉下部キャビティ側面に近いと、溶融炉心が原子炉下部キャビティ側面に接触する場合がある。解析上では、側面クラスト全体がコンクリートと接触するよう取り扱っているため、原子炉下部キャビティ側面は約 16cm のコンクリート侵食が発生するが、コンクリート厚さより小さい。

一方、落下時に冷却されず、高温のまま床に到達する場合では、溶融炉心は原子炉下部キャビティ床全面に拡がると考えられるため、基本ケースと同様に有意なコンクリート侵食は発生しない。

なお、上記の場合を想定した炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさ及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさに関する感度解析パラメータを組み合わせた感度解析では有意なコンクリート侵食が発生しないことが確認されている。いずれのケースにおいても、実機では溶

融炉心が拡がる過程で先端から冷却が進むこと、実験等の知見において、側面コンクリートが侵食されてギャップが形成されたことで溶融物の冷却が促進し、コンクリート侵食が抑制されることから、原子炉下部キャビティ側面への侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。

以上のことから、コンクリート侵食が原子炉格納容器の構造部材の支持機能に影響を与えることはない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融炉心とコンクリートの伝熱及びコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、ACE 及び SURC 実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.2.5.1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び 1 次冷却材の流出流量に関する影響評価並びに原子炉格納容器内に水素が存在する場合の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の開始が遅くなる。

また、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定して

いる炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

地震によりＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡが発生した場合、１次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の 30 分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約 50 分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水を開始したとしても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを「7.2.5.3(2)a.(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」におけるＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器循環冷暖房ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、溶融炉心のもつエネルギーが小さくなり、原子炉容器破損が遅くなることから、溶融炉心の原子炉下部キャビティ落下時点での原子炉下部キャビティ水量は多くなり、落下した溶融炉心の熱量も小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

地震によりＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡが発生した場合、１次冷却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響

が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。

・１次冷却材高温側配管　全ループ破断
・１次冷却材低温側配管　全ループ破断
・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

いずれの感度ケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始時間は基本ケースである大破断ＬＯＣＡ時と同様に事象発生の約 50 分後とした。その結果、第 7.2.5.3 図から第 7.2.5.8 図に示すとおり、各ケースともに原子炉下部キャビティへの溶融炉心落下時点で原子炉下部キャビティ水が十分存在するため、ベースマットに有意な侵食は発生せず、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、

炉心崩壊熱の減少により原子炉容器破損時間も同様に遅くなる。このため、「7.2.5.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生の 60 分後に代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水を開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作の時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生の約 50 分後であるのに対し、事象発生の 60 分後に開始する場合について、感度解析結果を第 7.2.5.9 図及び第 7.2.5.10 図に示す。その結果、原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティ水位は約 1.5m であり、コンクリート侵食を防止できていることから、事象発生から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。なお、本感度解析では解析条件として極端な設定としており、また、溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップにより溶融物の冷却が促進されると

考えられることから、実際の侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。以上のことから、原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.5 結論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、ＬＯＣＡ、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ＥＣＣＳ再循環機能等の安全機能が重畳して、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ流出する。その結果、溶融炉心からの崩壊熱

や化学反応によって、原子炉下部キャビティのコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能の喪失に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉格納容器内部へ注水する対策を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心の冷却、並びに原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、ベースマットに有意な侵食は発生せず、評価項目を満足していることを確認した。長期的には、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

また、原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の１次冷却材圧力、水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」において、それぞれ確認した。

解析コードの不確かさのうち、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。なお、本感度解析では解析条件として極端な設定としており、

また、溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップにより溶融物の冷却が促進されると考えられることから、実際の侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。以上のことから、原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。

第 7.2.5.1 表　「溶融炉心・コンクリート相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(1/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＭＡＡＰ	本評価事故シーケンスの重要な現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、炉心冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材圧力が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	305.7＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。１次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へのエネルギー放出が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	51t（１基当たり）	設計値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m^3	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。原子炉格納容器自由体積が小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値	評価結果を厳しくするように、設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。ヒートシンクが小さいと、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなり、原子炉格納容器冷却の観点から厳しい設定。

第 7.2.5.1 表　「溶融炉心・コンクリート相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(2/4)

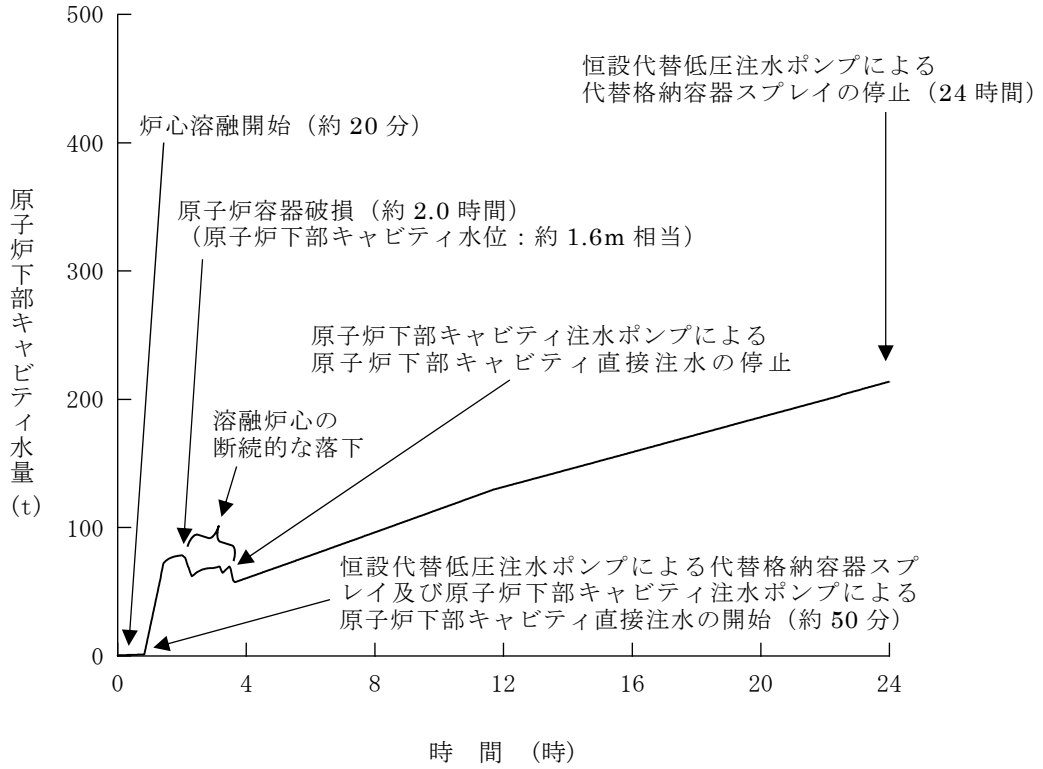
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断ＬＯＣＡ 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管（口径約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能 及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	ＥＣＣＳ又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内へ注水されず、溶融炉心によるコンクリート侵食の発生の観点で厳しい条件として、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ直接注水及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。
	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウムー水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウムー水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.5.1 表　「溶融炉心・コンクリート相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(3/4)

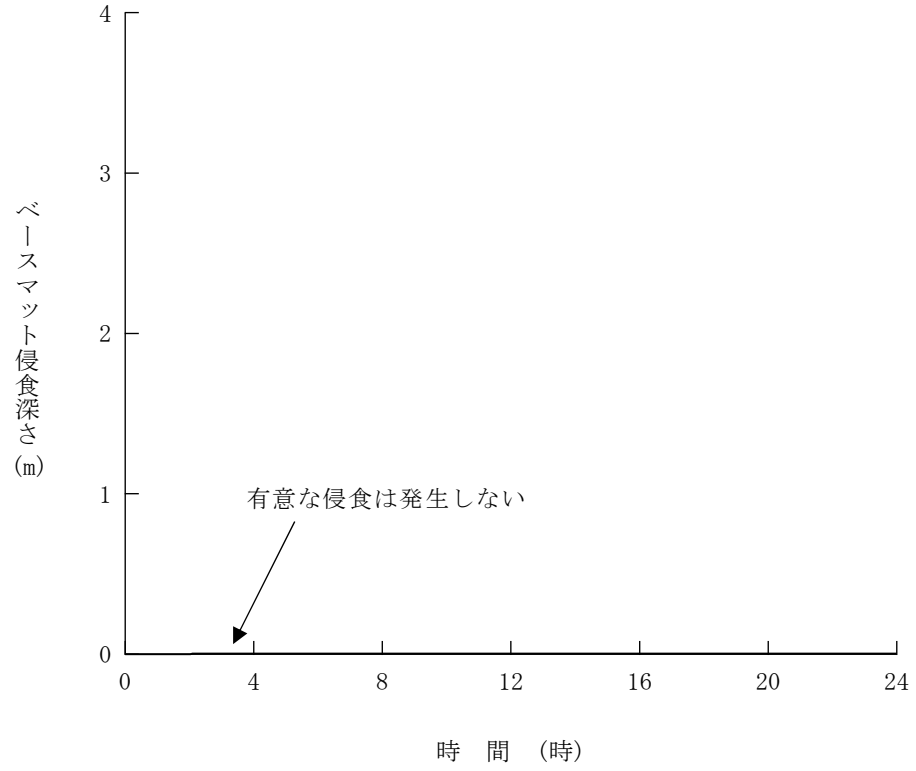
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値としてトリップ限界値を設定。検出遅れ、信号発信遅れ時間等を考慮して応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプ定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m³/h（蒸気発生器 3 基合計）	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m³（1 基当たり） （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくし、炉心損傷のタイミングを早める観点から最低保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量	120m³/h	設計上期待できる値として設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水流量	120m³/h	設計上期待できる値として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
	静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しない。
	溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり	原子炉下部キャビティ床底面の全面	米国の新設炉に対する民間ガイドラインでは、溶融炉心が床全面に均一に拡がることを前提にした考え方が採用されているため、本有効性評価においても同様の考え方に則り設定。
	溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限	0.8MW/m² 相当（大気圧条件）	水による冷却を伴った溶融物とコンクリートの相互作用に関する実験に基づき設定。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず	溶融炉心が原子炉下部キャビティ床面に堆積し、コンクリートと直接接触している場合、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となることに基づき設定。

第 7.2.5.1 表　「溶融炉心・コンクリート相互作用」の主要解析条件
（大破断ＬＯＣＡ時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）(4/4)

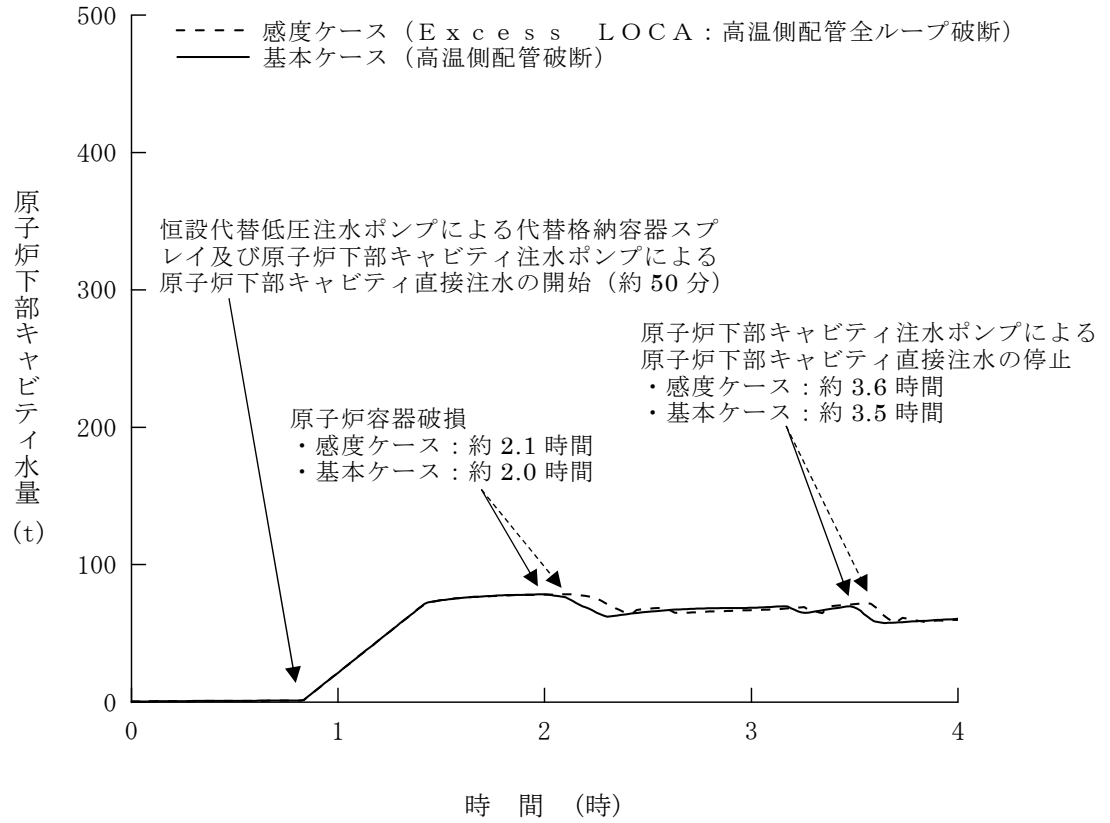
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの停止	事象発生の 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の開始	炉心溶融開始の 30 分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の停止	格納容器再循環サンプ水位（広域）65%到達後	原子炉下部キャビティ直接注水の停止条件として設定。 なお、格納容器再循環サンプ水位（広域）65%は連通管上端位置（格納容器再循環サンプ水位（広域）約 62%相当）を上回る水位。
	格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生の 24 時間後	運転員等操作時間を考慮して設定。



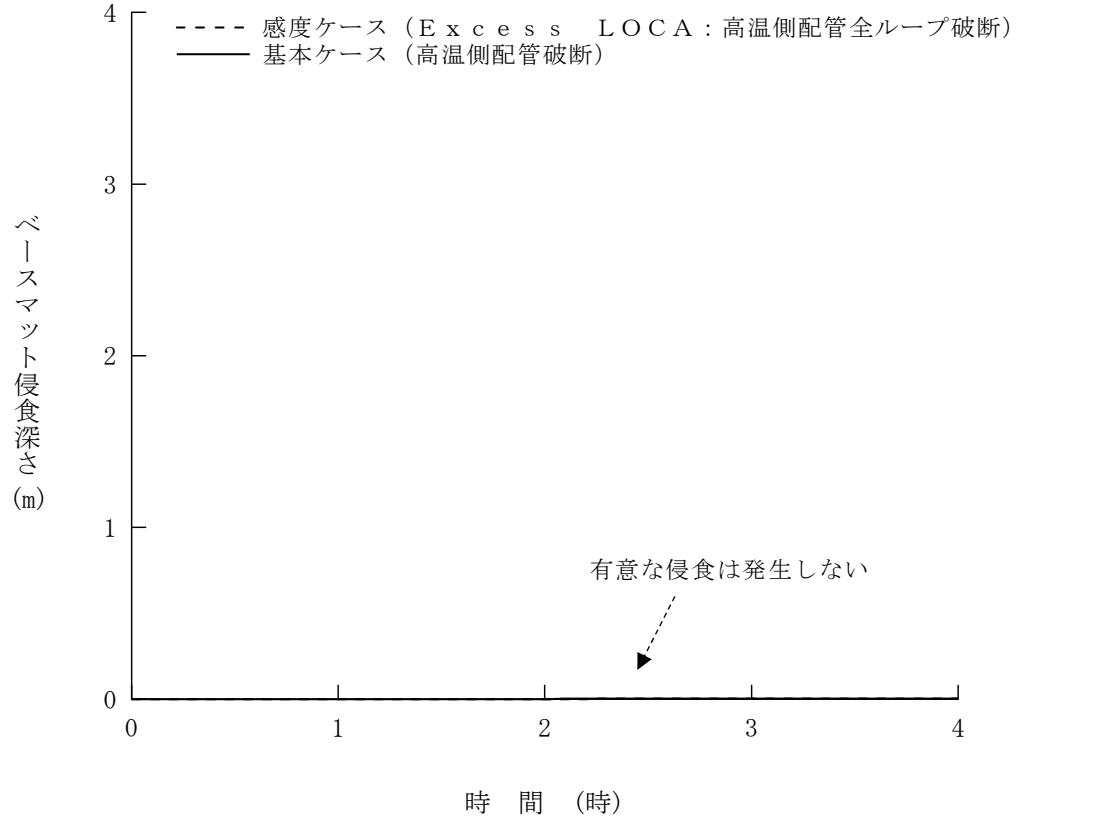
第 7.2.5.1 図　原子炉下部キャビティ水量の推移



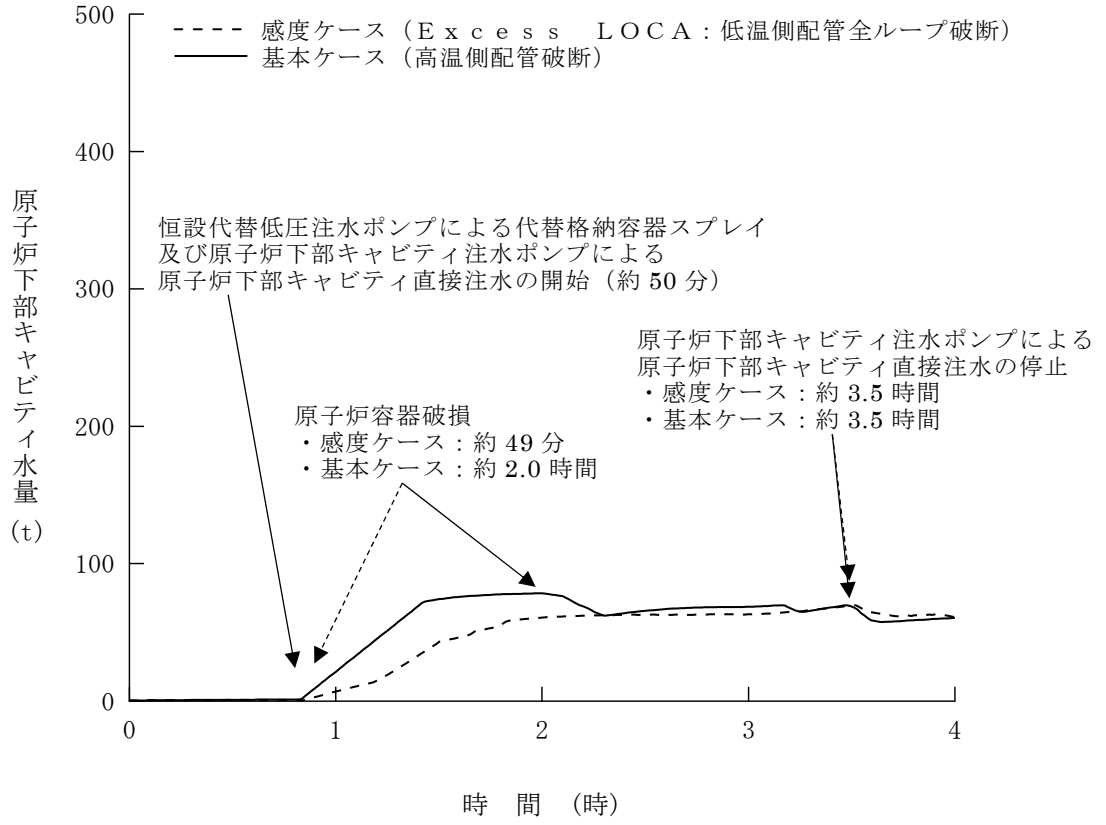
第 7.2.5.2 図　ベースマット侵食深さの推移



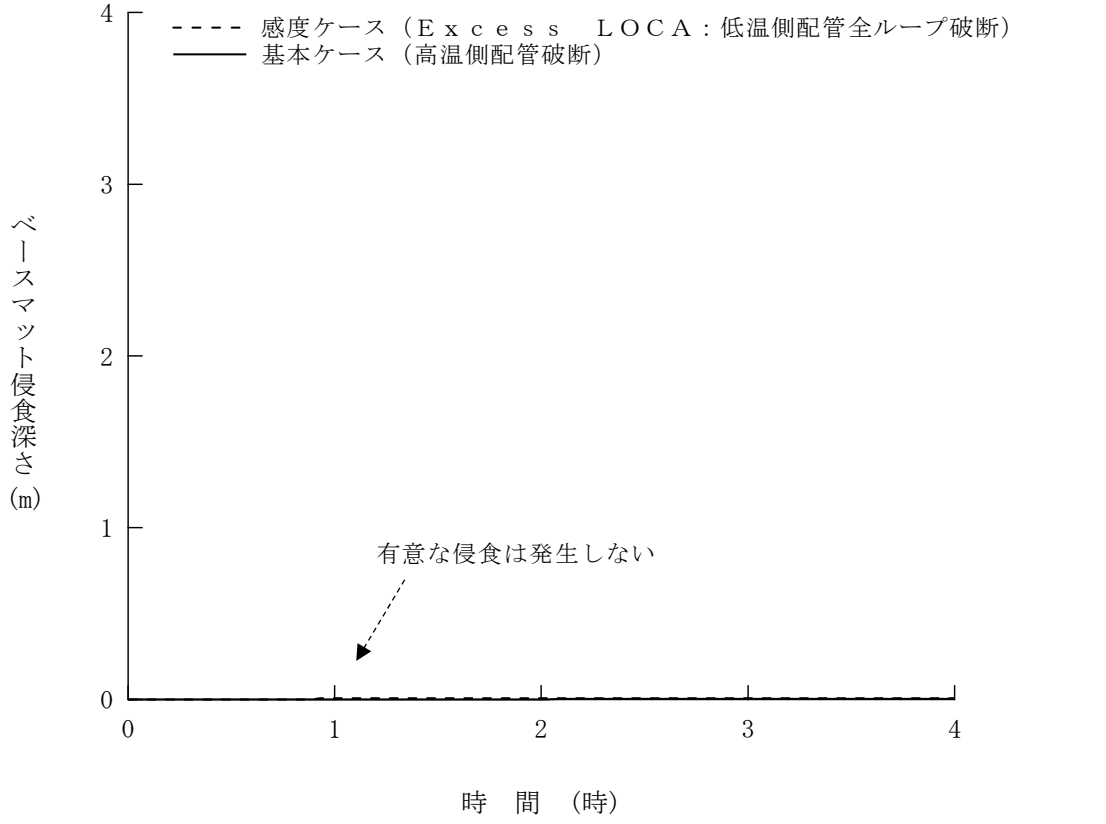
第 7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



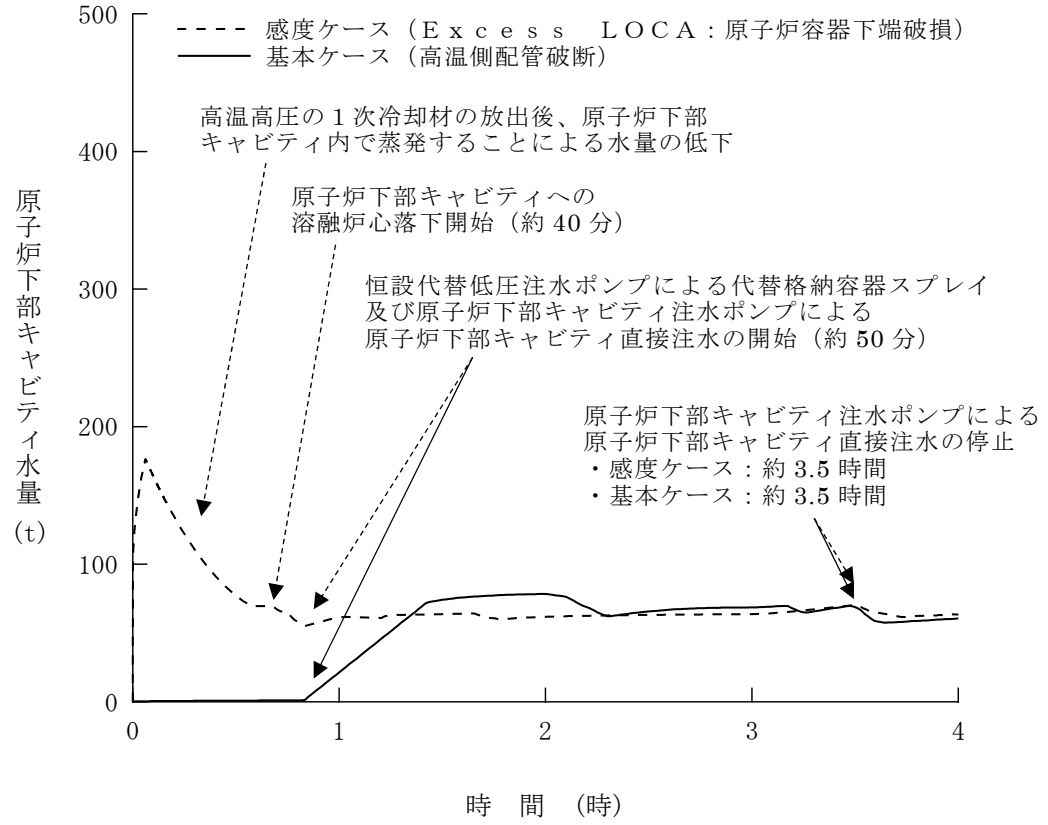
第 7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



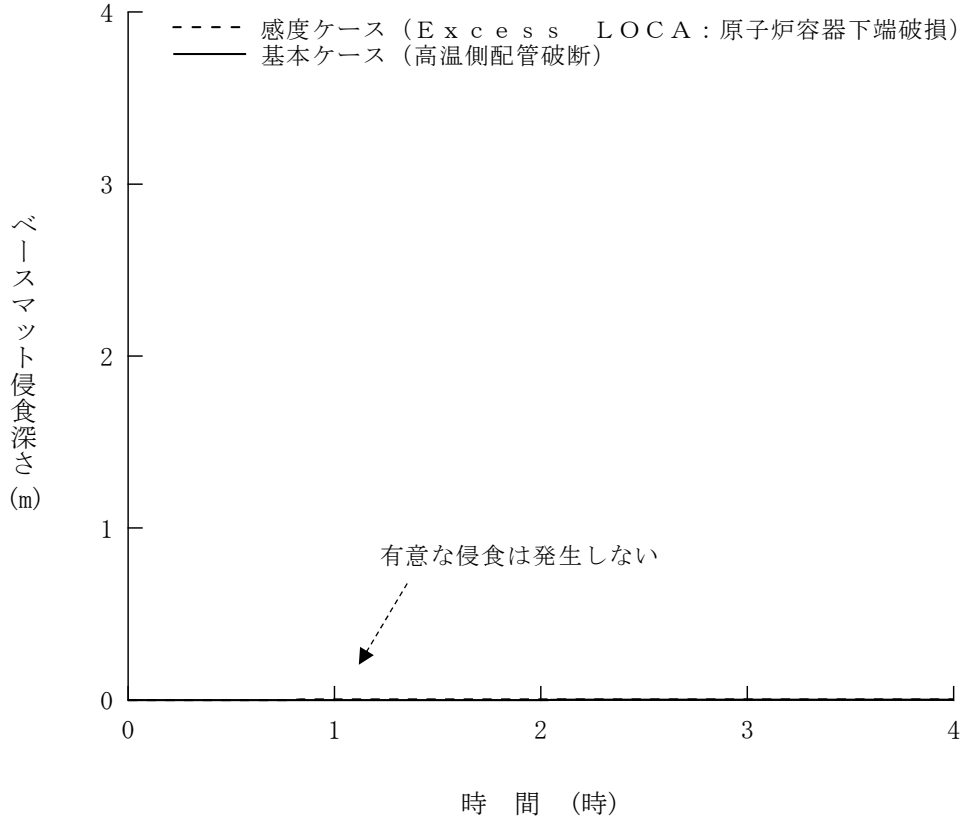
第 7.2.5.5 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



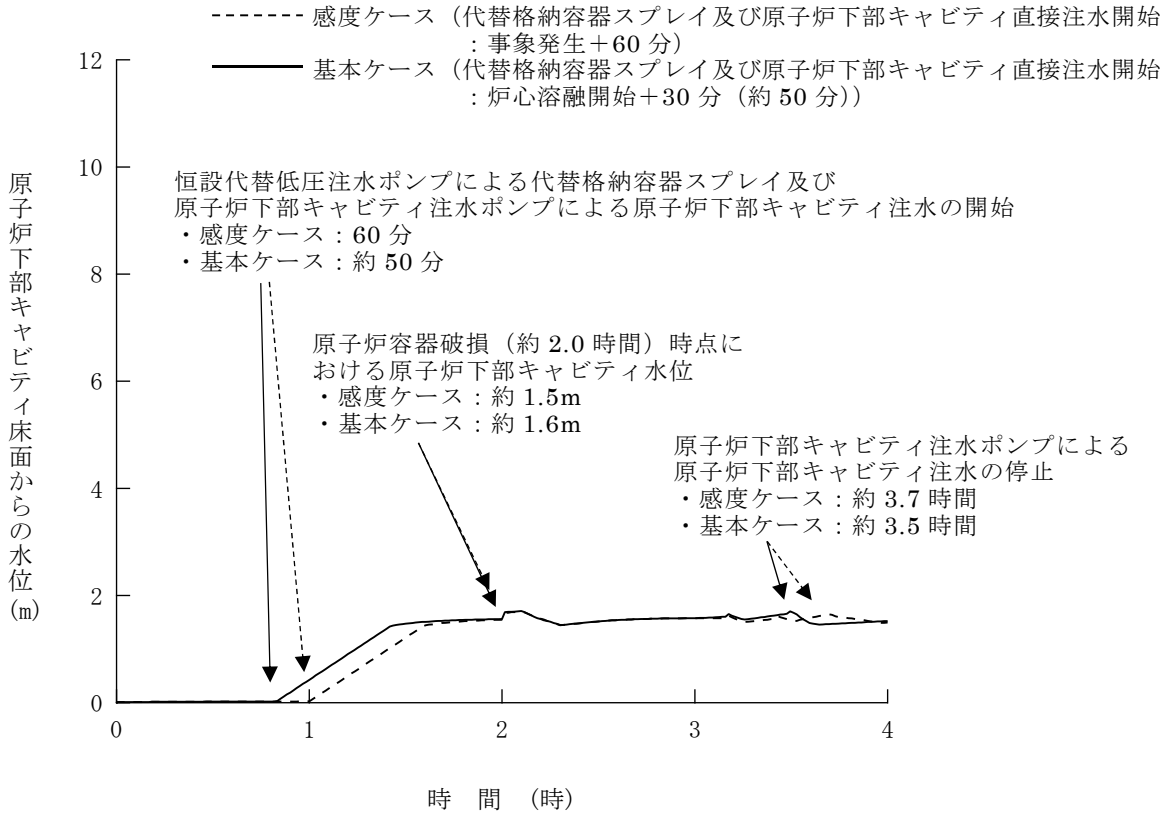
第 7.2.5.6 図　ベースマット侵食深さの推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



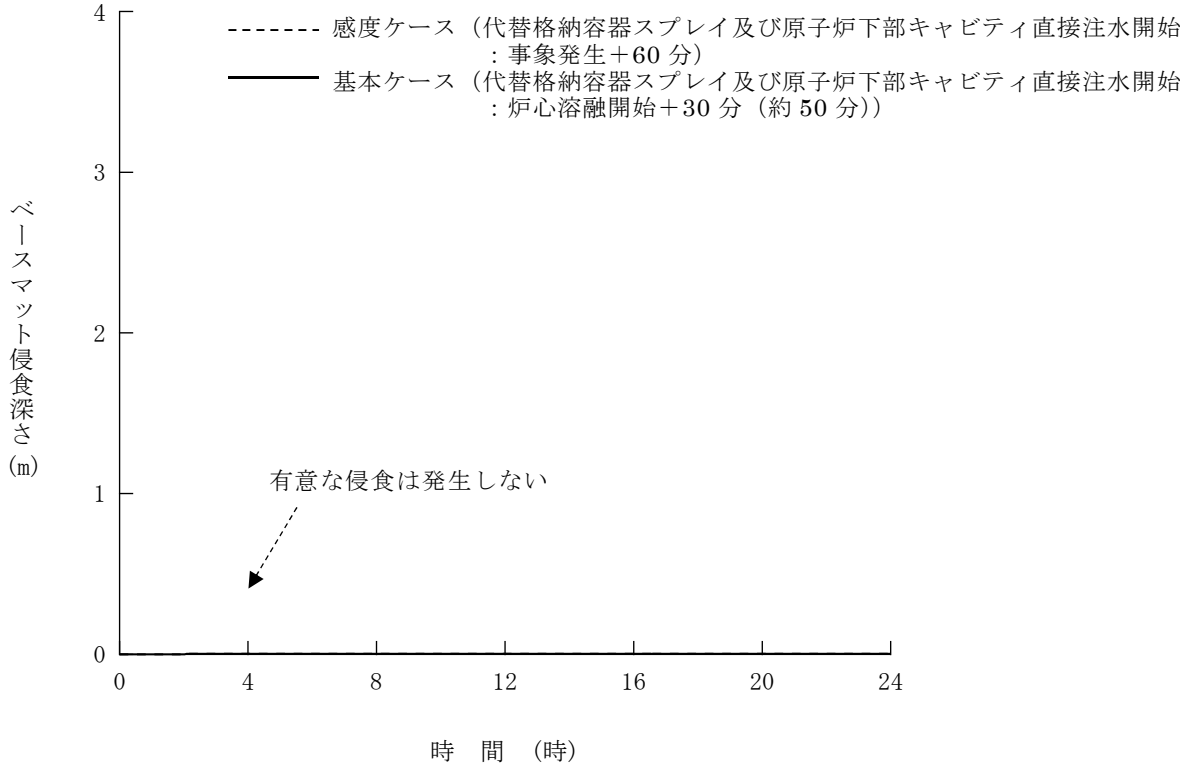
第 7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ水量の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



第 7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



第 7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水
操作時間余裕確認）



第 7.2.5.10 図　ベースマット侵食深さの推移
（代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ直接注水
操作時間余裕確認）

7.3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設における想定事故について、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.3.1 想定事故１

7.3.1.1 想定事故１の特徴、燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故１として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故１では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.3.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.3.1.2 図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第

7.3.1.1 表に示す。

想定事故１における３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 17 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長１名、運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員は９名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.3.1.3 図に示す。

a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により、使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却機能回復操作、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬型使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）等である。

b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認

使用済燃料ピット冷却機能の故障により、使用済燃料ピット水温が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。

使用済燃料ピット水温及び水位の確認に必要な計装設備は使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）等である。

c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断

２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（広域）等である。

d. 使用済燃料ピット注水操作

淡水タンク（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称）が使用可能であれば、屋内消火栓又は屋外消火栓からの可搬型ホースを用いた注水を行う。屋内消火栓及び屋外消火栓からの注水ができない場合は、消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクからの直接注水を行う。

１次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。

淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し、通常水位到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。

以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（広域）等である。

7.3.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故１では、冷却機能又は注水機能の喪失による使用済燃料ピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故１における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故１特有の評価

条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 事象発生前使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット水位の実運用に基づき、燃料頂部より 7.13m とする。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として 15m^3/h を設定する。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生の 4.5 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 の事象進展を第 7.3.1.2 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約 10 時間で 100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第 7.3.1.4 図に示すとおり事象発生の約 1.7 日後である。

事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間は、事象発生の 4.5 時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約 1.7 日後に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。

b. 評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持できる水位を確保できる。

使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.968 であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

事象発生の 4.5 時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の約 6.6 時間後には使用済燃料ピット水位を回復させ維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。

7.3.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故１は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.3.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱、初期水位及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位を最確値とした場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目とな

るパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約 1.7 日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ 1 台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である 65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約 0.2 日短い約 1.5 日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の 4.5 時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピット内の水は、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約 0.4 日短い約 1.3 日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の 4.5 時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、第 7.3.1.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位へ到達するまでの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「7.3.1.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約 1.7 日後であり、送水車による注水を開始する時間である事象発生の 4.5 時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置に

よる他の操作に与える影響はない。

7.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故１において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.3.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故１において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

海水を取水源として、送水車により使用済燃料ピットへ間欠的に注水(15m^3/h)を行う。

b. 燃料

(a) 重油

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 4.3 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 4,830ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給

可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷容量で包含できることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.3.1.5 結論

想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下し、やがて燃料は露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持できる。

その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、想定事故１における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故１」に対して有効である。

第 7.3.1.1 表　「想定事故１」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・使用済燃料ピットポンプトリップによる運転不能等により、使用済燃料ピット冷却機能の故障を確認した場合、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却機能回復操作、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬型使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
b. 使用済燃料ピット水温及び水位の確認	・使用済燃料ピット冷却機能の故障により、使用済燃料ピット水温が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
c. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
d. 使用済燃料ピット注水操作	・淡水タンク（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称）が使用可能であれば、屋内消火栓又は屋外消火栓からの可搬型ホースを用いた注水を行う。屋内消火栓及び屋外消火栓からの注水ができない場合は、消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクからの直接注水を行う。 ・１次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位を目安に注水し、通常水位到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。 ・以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	－	送水車 軽油用ドラム缶	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ（使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

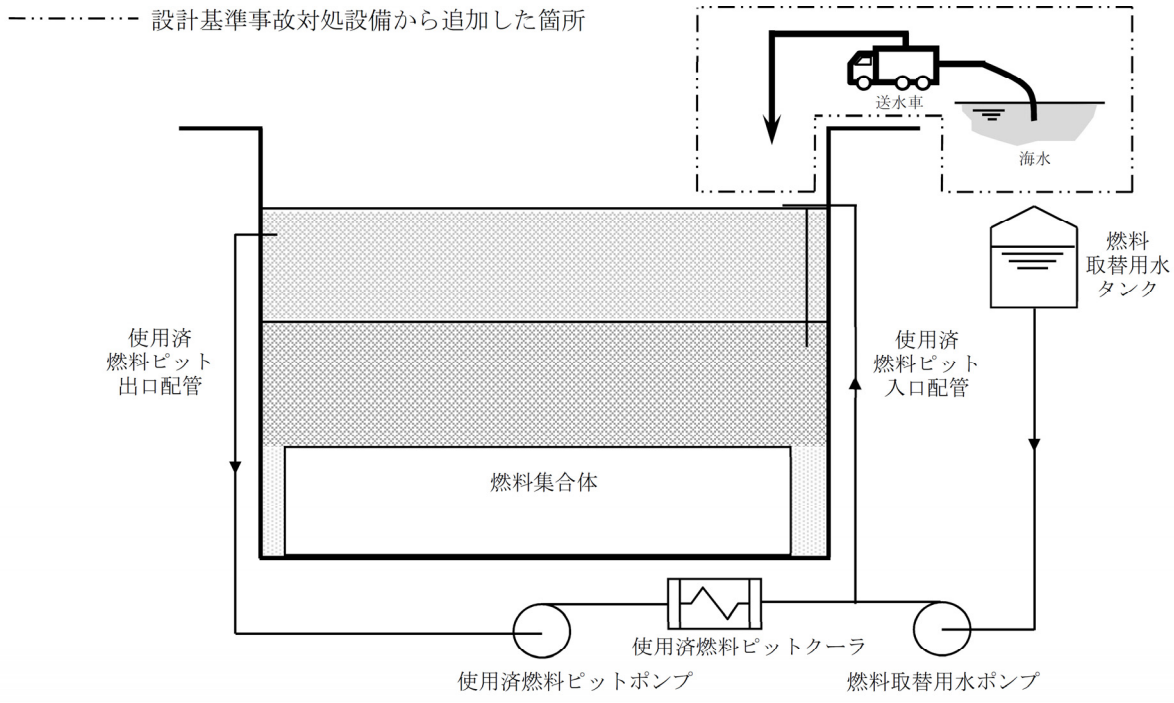
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.3.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）(1/2)

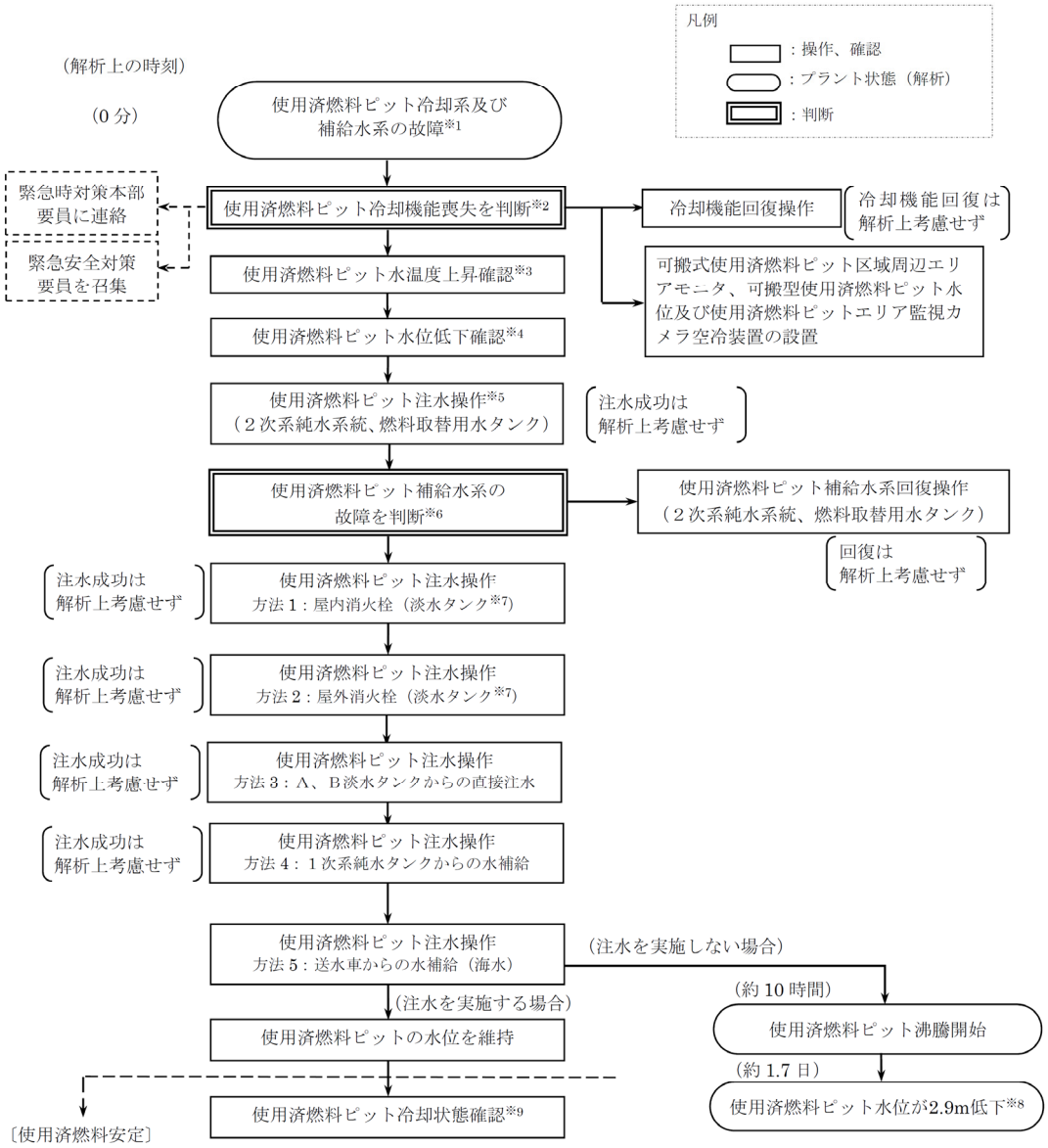
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	7.638MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯にした保管した状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては、ＦＰについては日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	事象発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	燃料頂部より 7.13m	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約 3.01m であり、評価に使用する水位低下量を保守的に 2.9m とする。これにより、使用済燃料ピット水位は燃料頂部より約 7.24m であるが、初期水位を燃料頂部より 7.13m と設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋内キャナル及びキャスクピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温100℃まで上昇する時間の評価は、使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合とある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定。

第 7.3.1.2 表　「想定事故１」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から 4.23m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。
	送水車の使用済燃料ピットへの注水流量	$15m^3/h$	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生の 4.5 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

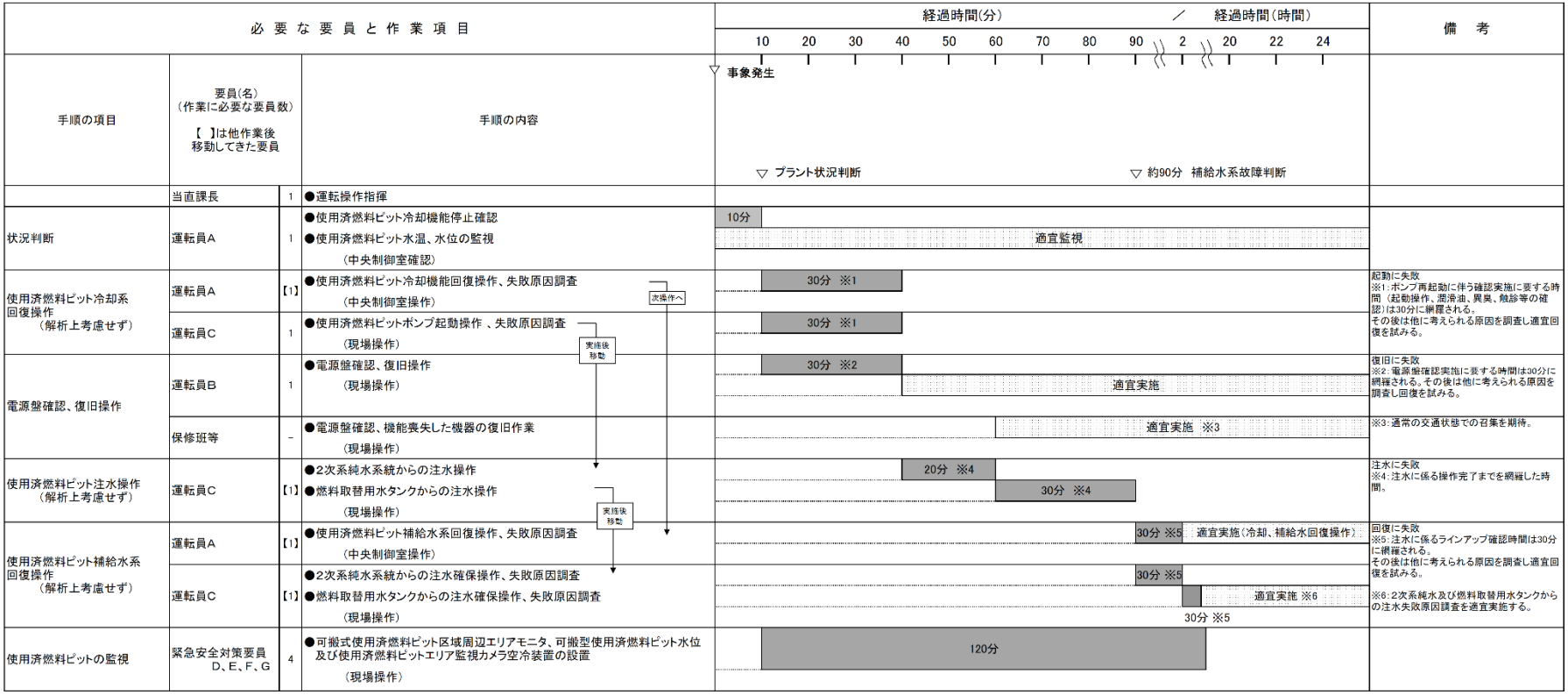


第 7.3.1.1 図　「想定事故１」の重大事故等対策の概略系統図



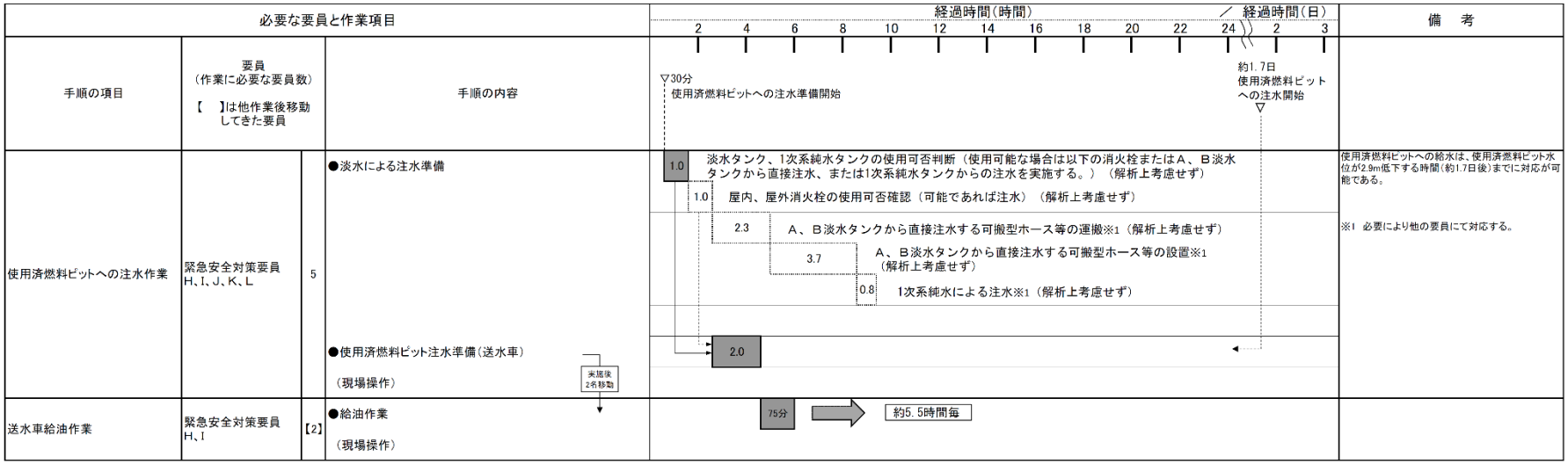
※1 ：本シナリオでは、使用済燃料ピットの冷却機能又は補給機能の喪失を想定するが、全交流動力電源喪失が起因となる場合は、「全交流動力電源喪失」の対応手順の「送水車の準備（蒸気発生器、使用済燃料ピットの注水確保等）」の中で対応する。
※2 ：使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断は以下で確認。
使用済燃料ピットポンプ運転状態、使用済燃料ピット温度及び水位
※3 ：使用済燃料ピット温度高警報 50℃
※4 ：使用済燃料ピット水位低警報 E.L. 31.79m（通常水位 E.L. 31.89m）
※5 ：使用済燃料ピットのほう素濃度及び注水量により水源を決定する。
※6 ：使用済燃料ピット補給水系の故障判断は以下で確認。
２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水作業を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合。
※7 ：「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称。
※8 ：使用済燃料ピットの線量率が遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）を確保できる水位（初期水位から蒸発による低下分。）。
※9 ：使用済燃料ピット冷却状態確認は以下で確認。
使用済燃料ピット水位確保、温度安定。

第 7.3.1.2 図　「想定事故１」の対応手順の概要
（「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の事象進展）

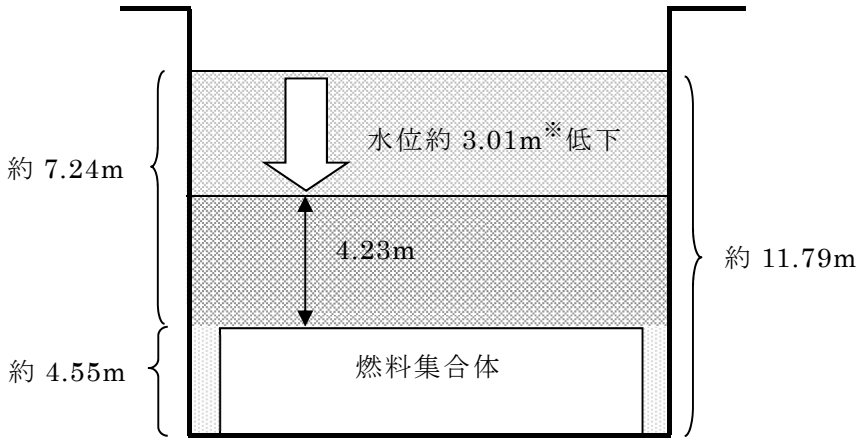


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.3.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）(1/2)



第 7.3.1.3 図　「想定事故１」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）(2/2)



使用済燃料ピット水位概要図

		評価結果
① 2.9m※分の評価水量(m³)		—
	使用済燃料ピット	約 324m³
	使用済燃料ピットー原子炉補助建屋内キャナル間	約 6m³
	原子炉補助建屋内キャナル	約 38m³
	原子炉補助建屋内キャナルーキャスクピット間	約 3m³
	キャスクピット	約 41m³
計		412m³
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		12.72 m³/h
③ 2.9m※水位低下時間（①／②）		約 1.3 日間
④ 水温 100℃までの時間		約 10 時間
合計（③＋④）		約 1.7 日間

※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約 3.01m であり、評価に使用する水位低下量を保守的に 2.9m とした。

第 7.3.1.4 図　「想定事故１」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

7.3.2 想定事故２

7.3.2.1 想定事故２の特徴、燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故２では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故２では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故２における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.3.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.3.2.2 図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.3.2.1 表に示す。

想定事故２における３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 17 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長１名、運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち

緊急安全対策要員は9名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.3.2.3 図に示す。

a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

「使用済燃料ピット水位低」警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。

使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬型使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（広域）等である。

b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断

２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（広域）等である。

c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認

使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。

使用済燃料ピット水温上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）等である。

d. 使用済燃料ピット注水操作

淡水タンク（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称）が使用可能であれば、屋内消火栓又は屋外消火栓からの可搬型ホースを用いた注水を行う。屋内消火栓

及び屋外消火栓からの注水ができない場合は、消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクからの直接注水を行う。

１次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。

淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。

以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（広域）等である。

7.3.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故２では、冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後のピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故２における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.3.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故２特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

想定事故２に特有の初期条件はない。

b. 事故条件

(a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位

使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用済燃料ピット水位は、燃料頂部より 5.82m とする。

評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として $15m^3/h$ を設定する。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生の 4.5 時間後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

想定事故２の事象進展を第 7.3.2.2 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約 9 時間で 100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピ

ット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第 7.3.2.4 図に示すとおり事象発生の約 1.0 日後である。

事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間は、事象発生の 4.5 時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約 1.0 日後に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。

b. 評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。

使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約 0.968 であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

事象発生の 4.5 時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の 4.5 時間後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。

7.3.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与

える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故２は、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。また、送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.3.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余

裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約 1.0 日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ 1 台故障時の使用済燃料ピット水平均温度の上限である 65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約 0.1 日短い約 0.9 日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の 4.5 時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピット内の水は、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約 0.3 日短い約 0.7 日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の 4.5 時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、第 7.3.2.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間余裕は大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「7.3.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生の約 1.0 日後であり、送水車による注水を開始する時間である 4.5 時間に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置に

よる他の操作に与える影響はない。

7.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故２において、３号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.3.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故２において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.3.1 想定事故１」と同様である。

7.3.2.5 結論

想定事故２では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳するため、やがて燃料は露出し、損傷に至ることが特徴である。想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。

想定事故２について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。

その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、想定事故２における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.3.1 想定事故１」と同様であり供給可能である。

以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故２」に対して有効である。

第 7.3.2.1 表　「想定事故２」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応	・「使用済燃料ピット水位低」警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。 ・使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬型使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置の設置を行う。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断	・２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認	・使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
d. 使用済燃料ピット注水操作	・淡水タンク（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称）が使用可能であれば、屋内消火栓又は屋外消火栓からの可搬型ホースを用いた注水を行う。屋内消火栓又は屋外消火栓からの注水ができない場合は、消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクからの直接注水を行う。 ・１次系純水タンクが使用可能であれば、１次系純水タンクからの注水操作を行う。 ・淡水タンク及び１次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。 ・以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	－	送水車 軽油用ドラム缶	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用） 使用済燃料ピット水位（広域） 使用済燃料ピットエリア監視カメラ（使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を含む。） 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ 可搬型使用済燃料ピット水位

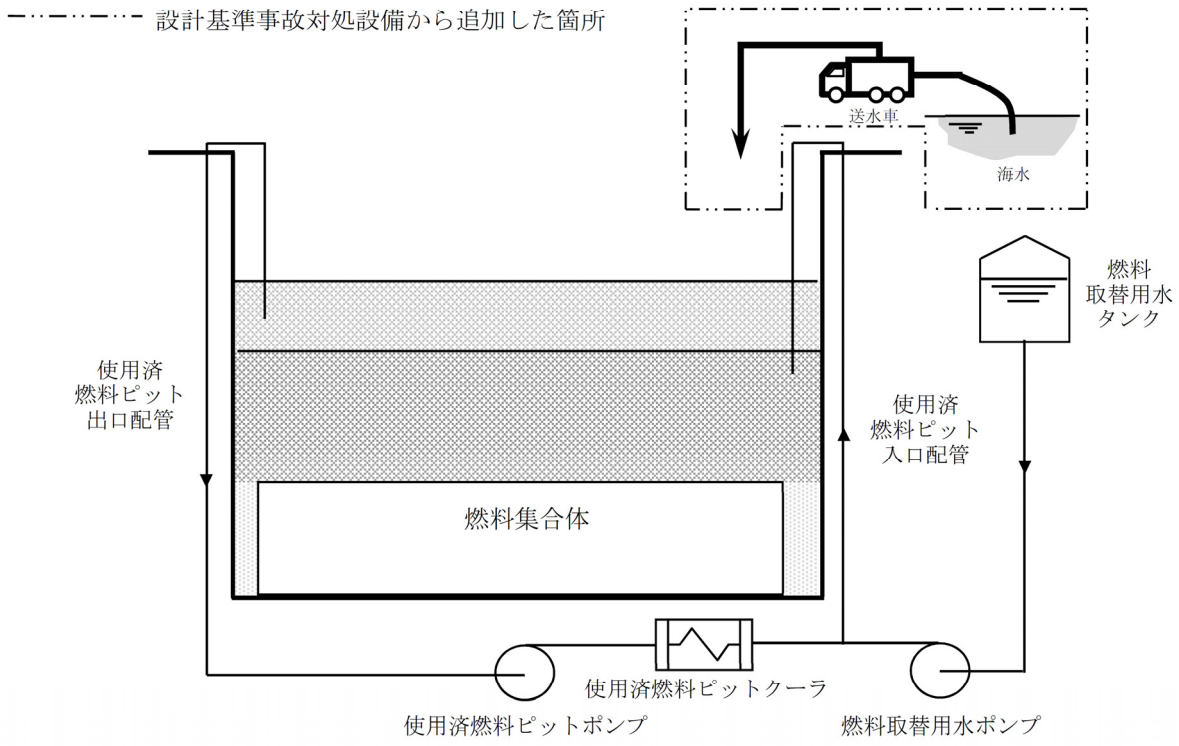
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.3.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）(1/2)

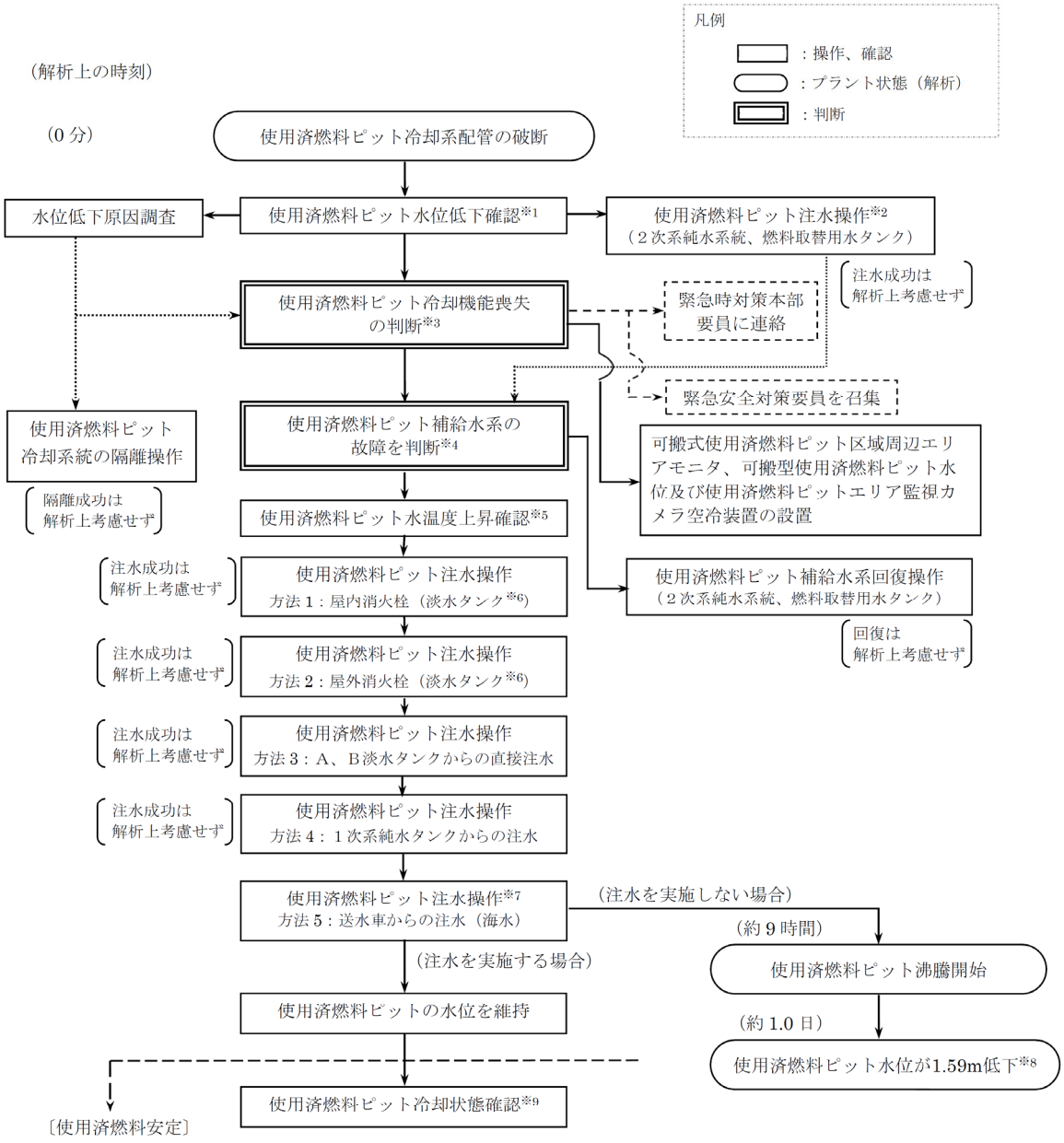
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	7.638MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯にした保管した状態を設定。崩壊熱の計算に当たっては、ＦＰについては日本原子力学会推奨値、アクチニドについてはORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋内キャナル及びキャスクピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、水温 100℃まで上昇する時間の評価は、使用済燃料ピットのみを考慮し設定。また、水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却材配管の破断によって想定される初期水位	燃料頂部より 5.82m	冷却材配管破断時に使用済燃料ピット水位が最も低くなる可能性のある使用済燃料ピット出口配管の破断による流出を想定。評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合とある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定。

第 7.3.2.2 表　「想定事故２」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	燃料頂部から 4.23m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。
	送水車の使用済燃料ピットへの注水流量	$15m^3/h$	崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	送水車による使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生の 4.5 時間後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

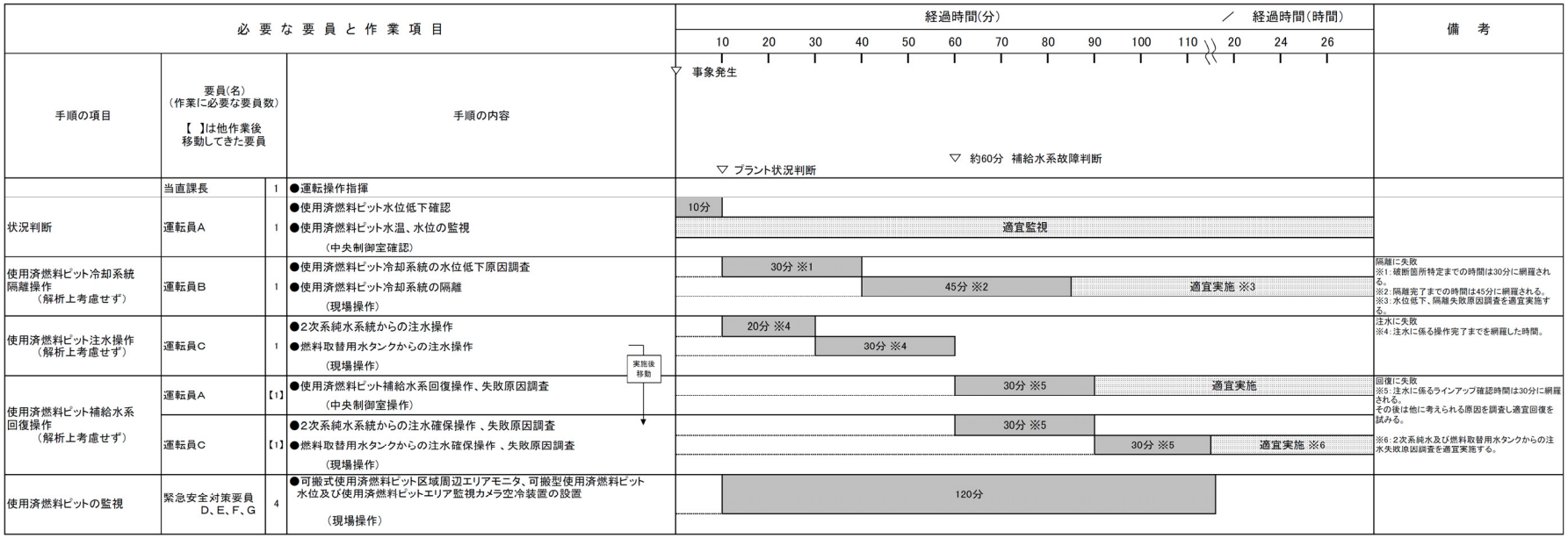


第 7.3.2.1 図　「想定事故２」の重大事故等対策の概略系統図



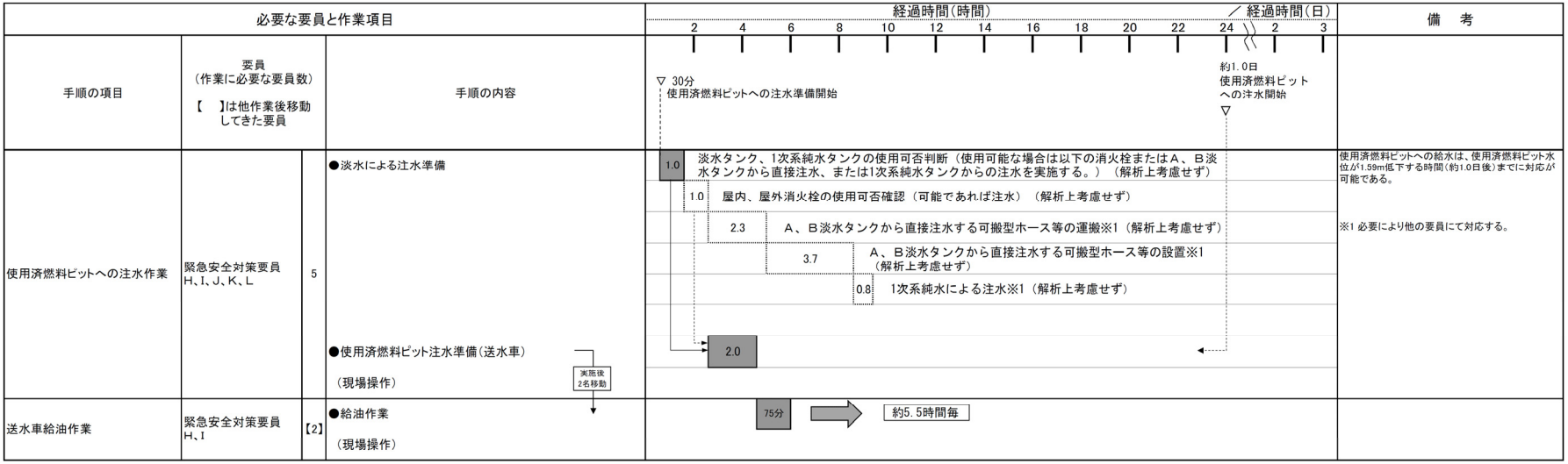
※1：使用済燃料ピット水位低警報 E.L. 31.79m（通常水位 E.L. 31.89m）
※2：使用済燃料ピットのほう素濃度及び注水量により水源を決定する。
※3：使用済燃料ピット冷却系配管の破断による冷却機能の喪失は以下で確認。
　　使用済燃料ピット水位、補助建屋サンプ水位
※4：使用済燃料ピット補給水系の故障判断は以下で確認。
　　２次系純水系統及び燃料取替用水タンクからの注水作業を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合。
※5：使用済燃料ピット温度高警報 50℃
※6：「淡水タンク」は、A、B淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称。
※7：冷却系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。
※8：使用済燃料ピットの線量率が遮蔽設計基準値（0.15mSv/h）を確保できる水位（初期水位から漏えいに伴う水位低下及び蒸発による低下分を考慮した値。）。
※9：使用済燃料ピットの冷却状態確認は以下で確認。
　　使用済燃料ピット水位確保、温度安定。

第 7.3.2.2 図　「想定事故２」の対応手順の概要
（「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の事象進展）

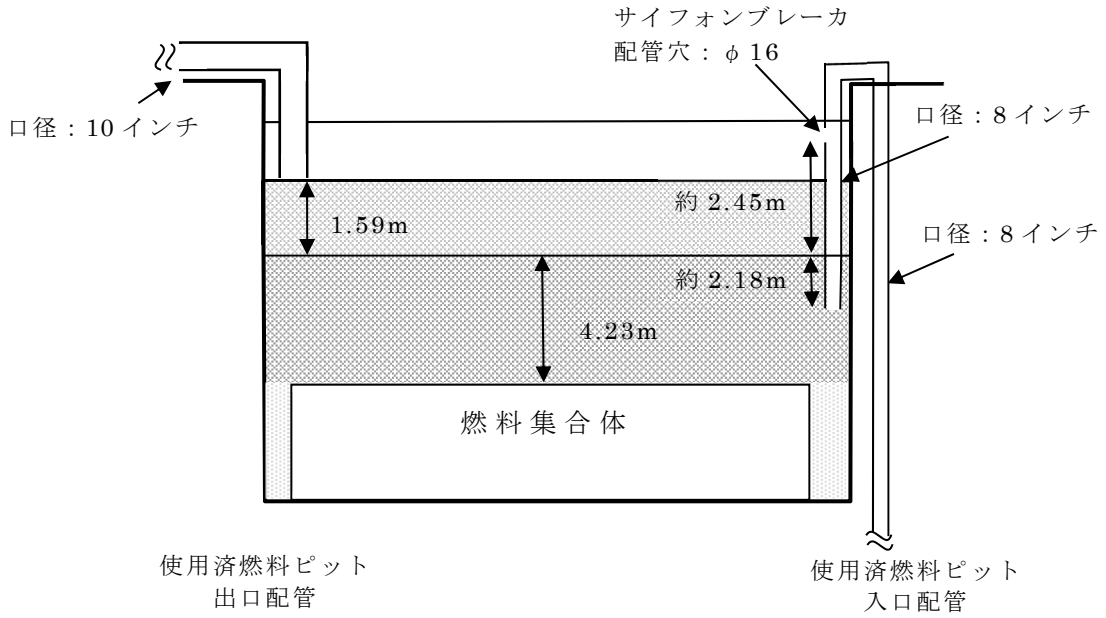


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.3.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）(1/2)



第 7.3.2.3 図　「想定事故２」の作業と所要時間（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）(2/2)



使用済燃料ピット水位概要図

		評価結果
①1.59m 分の評価水量(m^3)		―
	使用済燃料ピット	約 177m^3
	使用済燃料ピットー原子炉補助建屋内キャナル間	約　3m^3
	原子炉補助建屋内キャナル	約　20m^3
	原子炉補助建屋内キャナルーキャスクピット間	約　1m^3
	キャスクピット	約　22m^3
計		223m^3
②崩壊熱による保有水蒸発水量		12.72 m^3/h
③1.59m 水位低下時間（①／②）		約 0.7 日間
④水温 100℃までの時間		約 9 時間
合計（③＋④）		約 1.0 日間

第 7.3.2.4 図　「想定事故２」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果

7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料

が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、内部スプレポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.1.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 12 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員は 4 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.1.3 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 26 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 4 名、発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 17 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。

a. 余熱除去機能喪失の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去クーラによる冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

c. 余熱除去機能回復操作

余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水

炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

また、空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。

f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水

炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。

燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作

炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、アキュムレータ出口電動弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2個目のアキュムレータ出口電動弁を開操作する。

また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水

を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。

炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

h. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し 21.1kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

i. 代替再循環運転による1次冷却系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。

また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプからA、B内部スプレポンプを経てA内部スプレクーラで冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

j. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、A格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＣ、Ｄ内部スプレポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により、１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱

除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、充てん／高圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス循環ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

1.0MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.1.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、20m^3/h とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) アキュムレータによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断並びにアキュムレータによる炉心注水操作に要する時間を上

回る時間として、1基目は事象発生の60分後、2基目は事象発生の90分後に注水するものとする。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2基目のアキュムレータの注水以降とし、事象発生の91分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.1.4図から第7.4.1.12図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に1基目、90分後に2基目のアキュムレータから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。アキュムレータによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。

事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次冷却系水位を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により、１次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.9%Δk/k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第7.4.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく１次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.1.9 図及び第 7.4.1.11 図に示すとおり、事象発生の約 130 分後に、１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、Ａ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器循

環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてC、D内部スプレポンプによる格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作であるアキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。また、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与

える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.0m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目と

なるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

アキュムレータによる炉心注水は、第 7.4.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第 7.4.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1 次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

アキュムレータによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.1.13 図及び第 7.4.1.14 図に示すとおり、アキュムレータ及び恒設

代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約105分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、アキュムレータによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の60分後から約45分の操作時間余裕があることを確認した。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第7.4.1.15図に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約195分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の90分後から約105分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員によるアキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり26名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員

の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約 67.7 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓの重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓの重油が必要となる。

空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事象発生直後から約 68 時間後までの運転を想定して、約 6.8kℓの重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 342.7kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 160kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプ、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、長期対策として内部スプレポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮し有効性評価を行った。

上記の場合においても、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により１次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、

長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去クーラによる冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
c. 余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。	【余熱除去ポンプ】	－	－
d. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。 ・空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を行う。	【充てん／高圧注入ポンプ】 【燃料取替用水タンク】 【ディーゼル発電機】 【燃料油貯蔵タンク】	－	加圧器水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 冷却材圧力（広域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	－	－	－
g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作	・炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、アキュムレータ出口電動弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2個目のアキュムレータ出口電動弁を開操作する。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁 燃料取替用水タンク 恒設代替低圧注水ポンプ 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	可搬式オイルポンプ	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 1次冷却材高温側広域温度 1次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
h. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し21.1kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス循環ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.1 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における
重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 代替再循環運転による１次冷却系の冷却	・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 ・余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、格納容器再循環サンプからＡ、Ｂ内部スプレポンプを経てＡ内部スプレクーラで冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管	可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
j. 格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 ・原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＣ、Ｄ内部スプレポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 1 次系冷却水ポンプ 1 次系冷却水クーラ 1 次系冷却水タンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ｃ、Ｄ内部スプレポンプ Ｂ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	窒素ボンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） １次系冷却水タンク加圧ライン圧力 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.2 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするように、燃料取り出し前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる１次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	大気圧(0MPa[gage])	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃（保安規定モード５）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。１次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり、１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋100mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	１次冷却系開口部	加圧器安全弁３個取外し 加圧器ベント弁１個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次冷却系保有水量の減少を早める観点から２次冷却系からの冷却は想定しない。

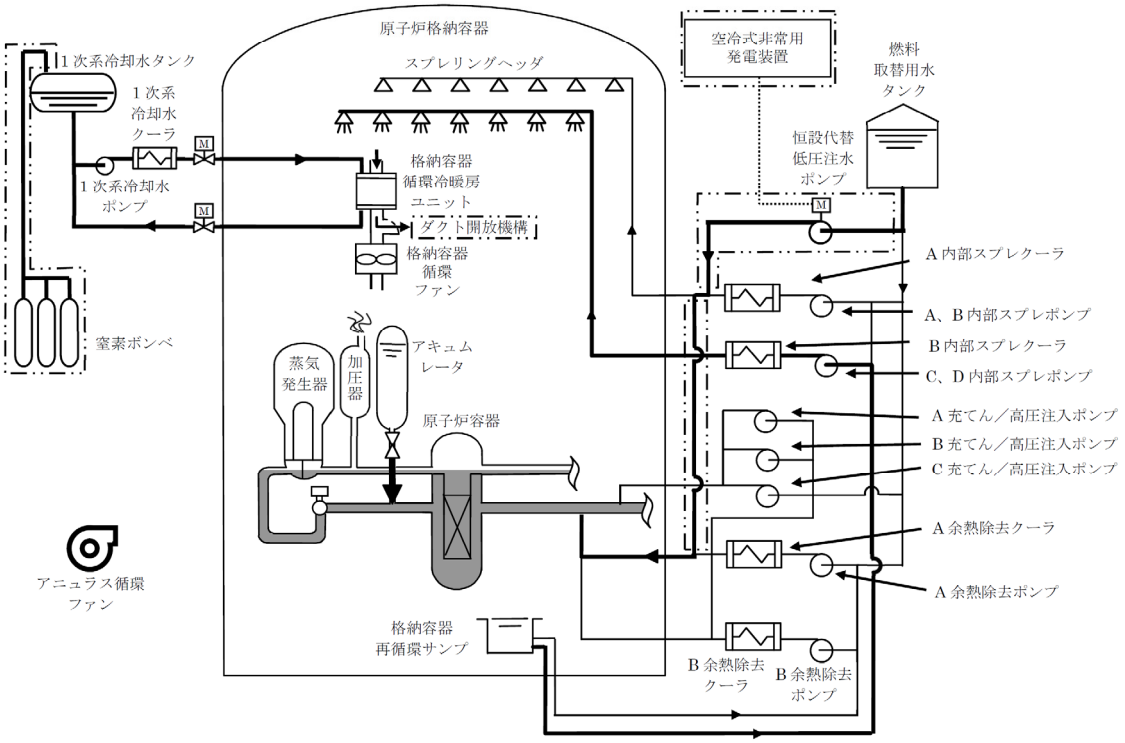
第 7.4.1.2 表　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）(2/2)

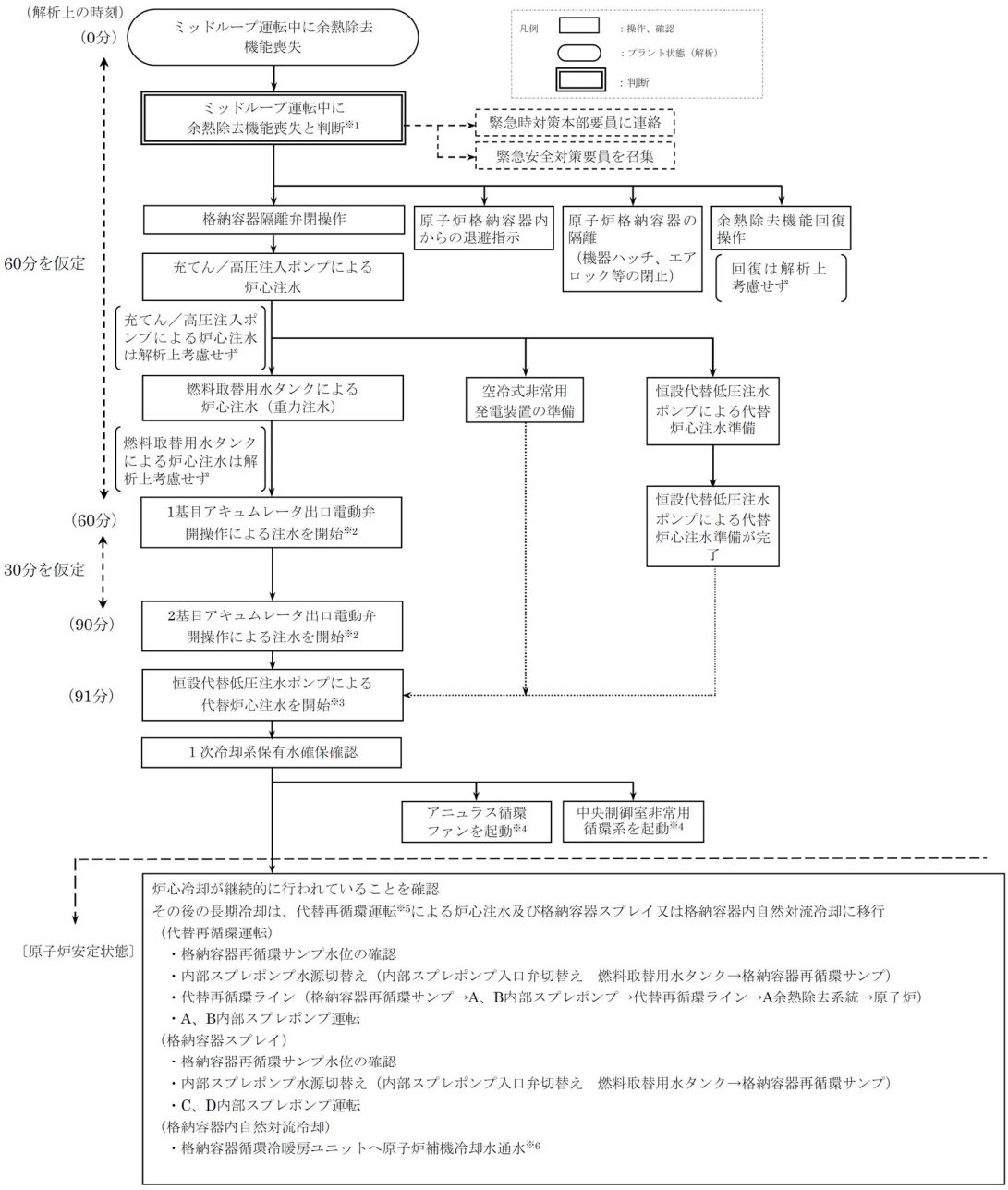
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	運転中の余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ 1 台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により、運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の余熱除去機能喪失 充てん／高圧注入機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。また、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプの有効性を確認するため、充てん／高圧注入系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりアニュラス循環ファンの運転が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	1.0MPa[gage] （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m³（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	20m³/h	原子炉停止後 72 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 91 分時点における崩壊熱による蒸散量約 19.7m³/h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	アキュムレータ炉心注水操作(*)	1 基目：事象発生の 60 分後 2 基目：事象発生の 90 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びにアキュムレータによる炉心注水操作に 1 基目は計 60 分、2 基目は 90 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	2 基目のアキュムレータの炉心注水完了後 （事象発生の 91 分後）	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目のアキュムレータの注水後の時間として設定。

＊：定期検査中の保修対象となる場合を考慮し、全 3 基のうち 1 基には期待しない。

－･･－･･－･･－ 設計基準事故対処設備から追加した箇所

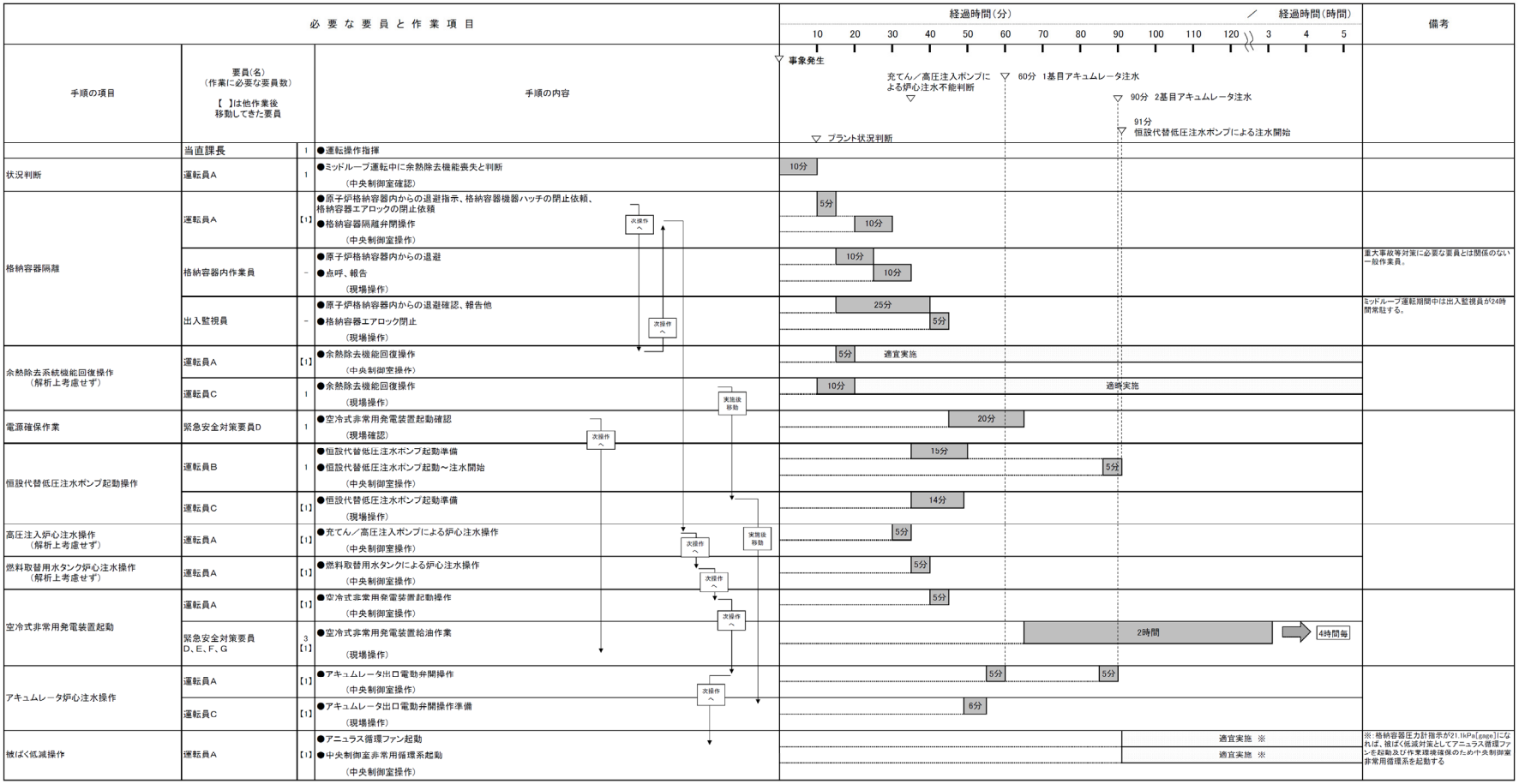


第 7.4.1.1 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図



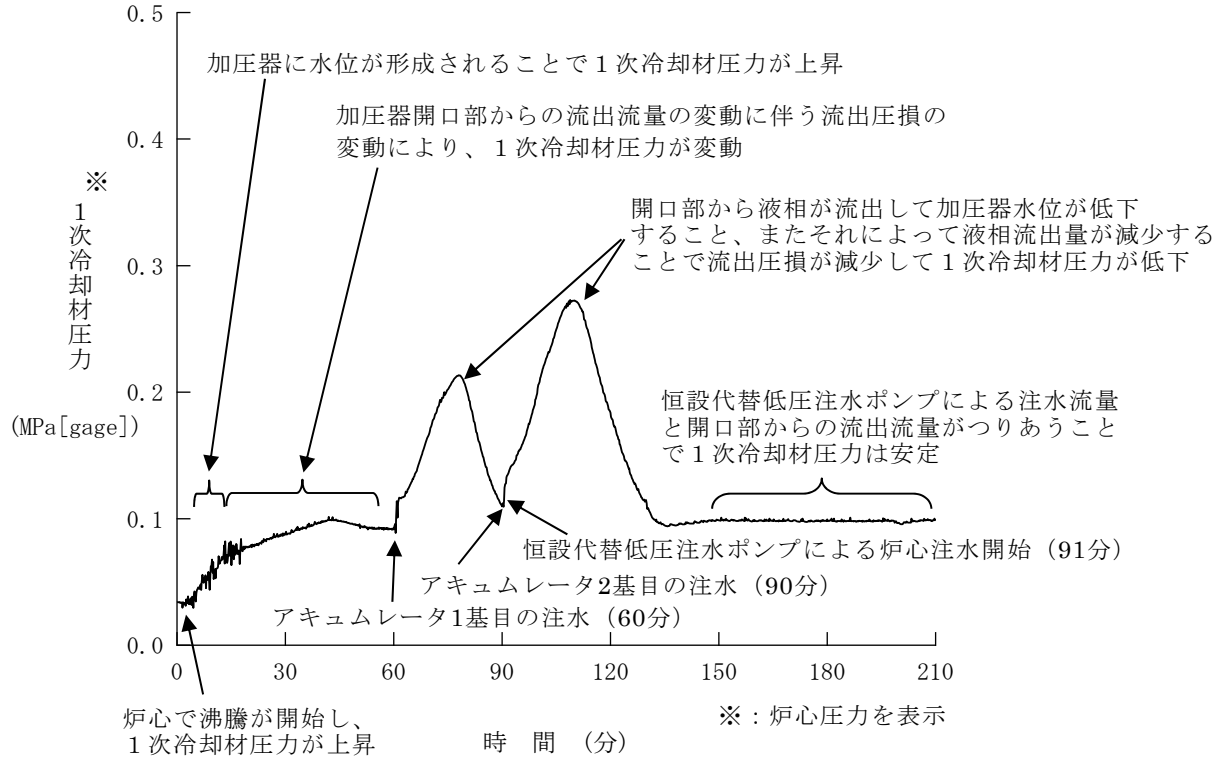
※1 ：ミッドループ運転中に余熱除去系による除熱機能が喪失した場合（余熱除去機能喪失を起因とするヒートシンク喪失。）。
※2 ：実際の運転操作としては、1次冷却系水位の監視により水位低下が認められれば原子炉格納容器内からの退避完了及び格納容器機器ハッチ、格納容器エアロックの閉止を確認し、アキュムレータを注水する。
2基目のアキュムレータについては、水位計の動向並びに1次冷却材圧力及び温度にて判断し注水する。
アキュムレータが定期検査時の作業対象となる場合を考え、全3基のうち1基には期待しない。
※3 ：実際の操作では準備が完了し炉心注水が可能となればその段階で実施する。
また注水流量は、20m³/h を下回らない流量とする。
※4 ：格納容器圧力計指示が 21.1kPa[gage]になれば起動する。
※5 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上となれば、代替再循環運転に移行する。
※6 ：格納容器圧力計指示が 115.2 kPa[gage]及び格納容器スプレイ不動作となれば格納容器内自然対流冷却の準備を開始し、準備が完了すれば通水を開始する。

第 7.4.1.2 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要（「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）

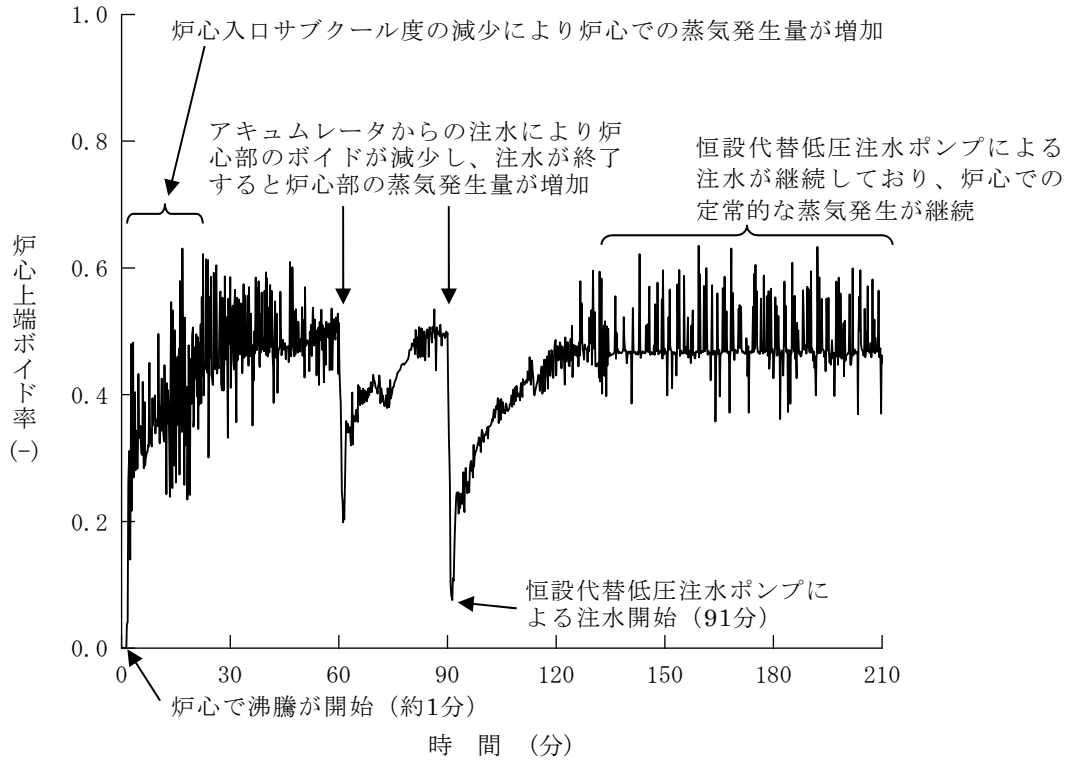


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

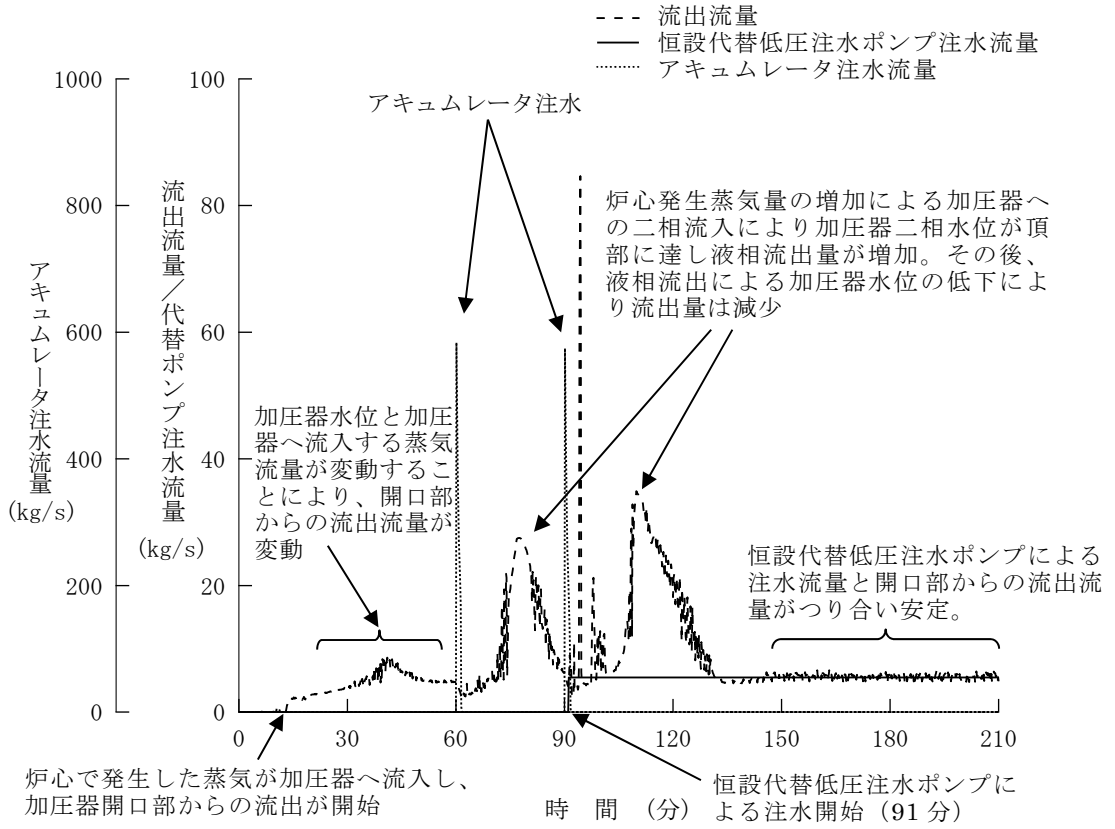
第 7.4.1.3 図　「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）



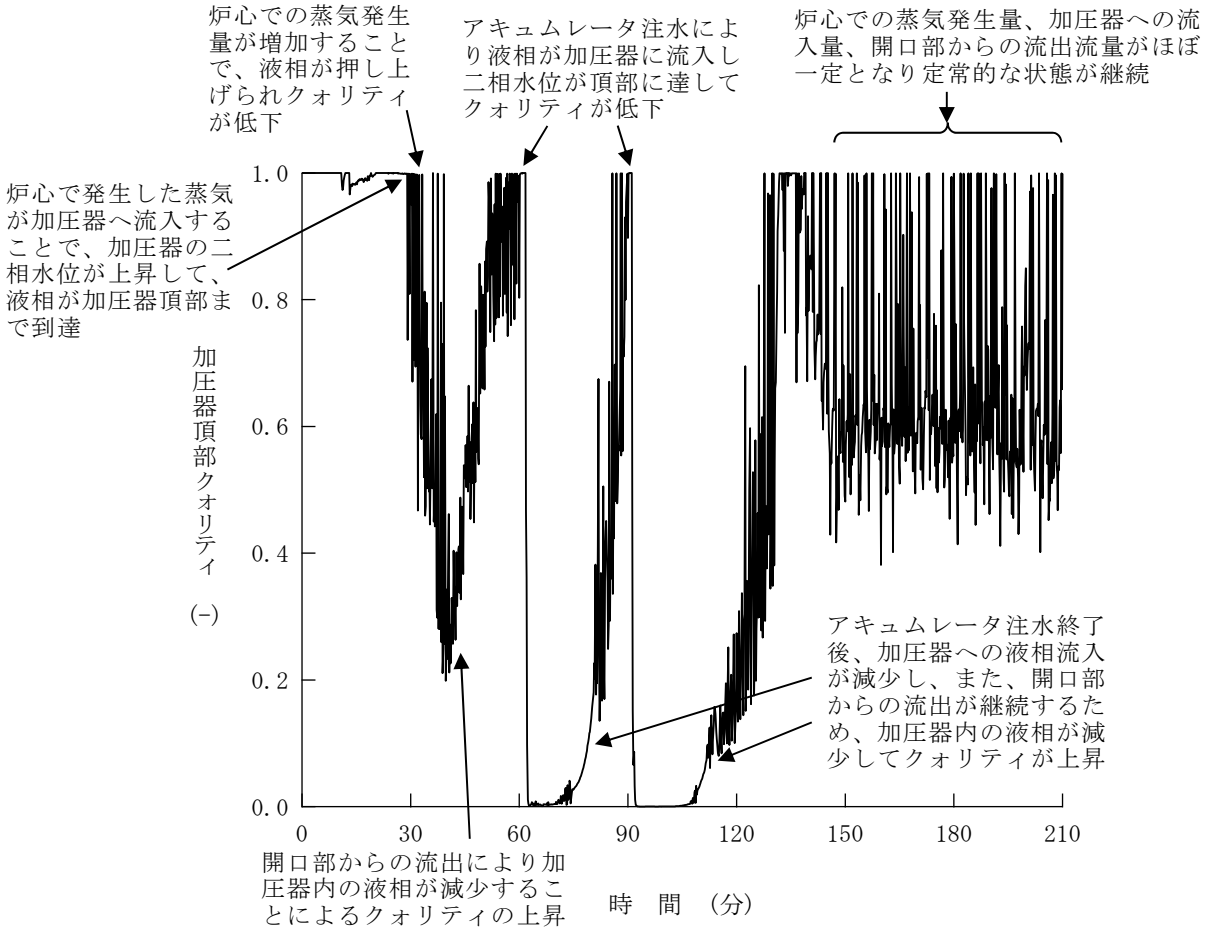
第 7.4.1.4 図　１次冷却材圧力の推移



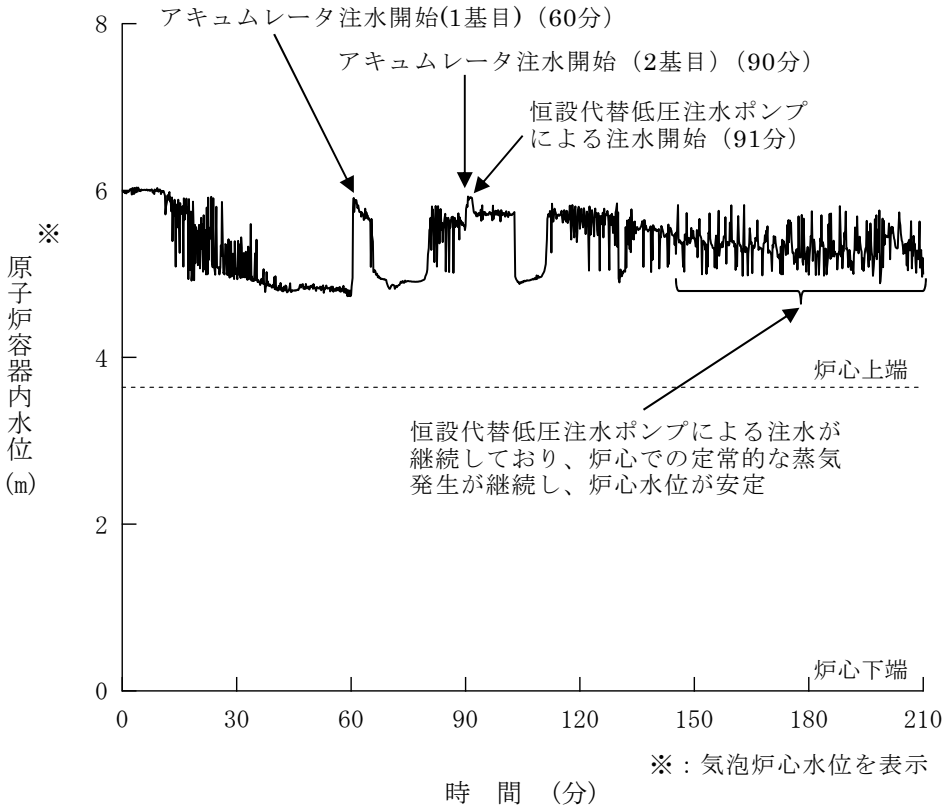
第 7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移



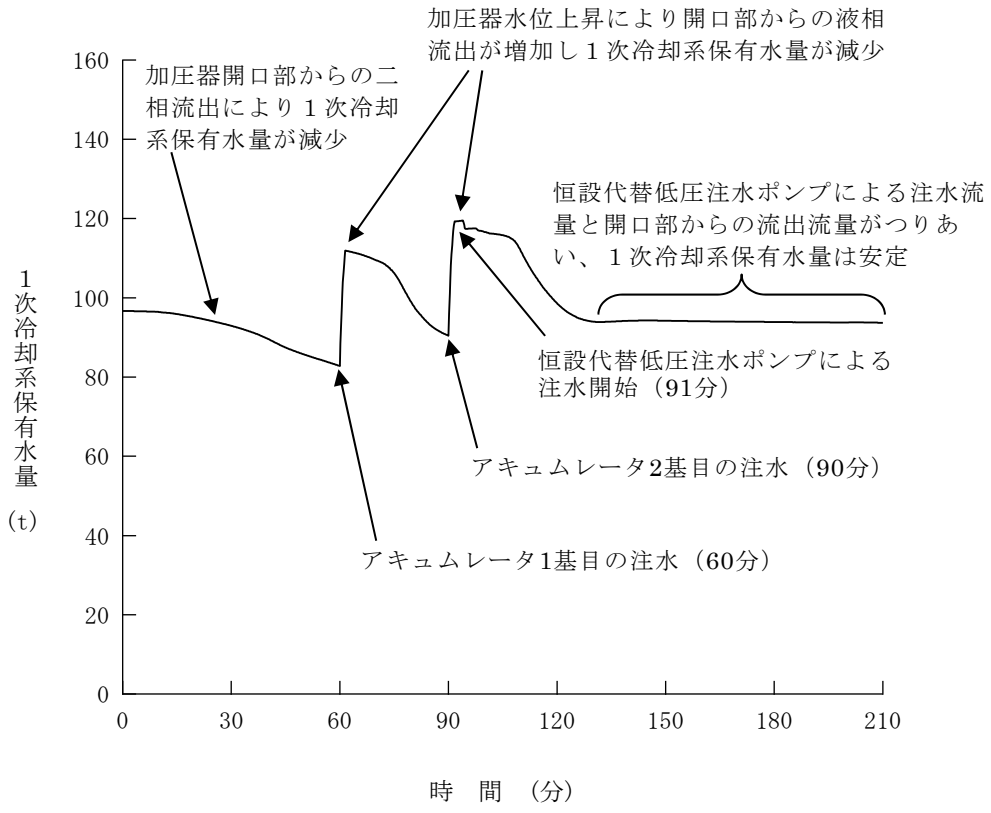
第 7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



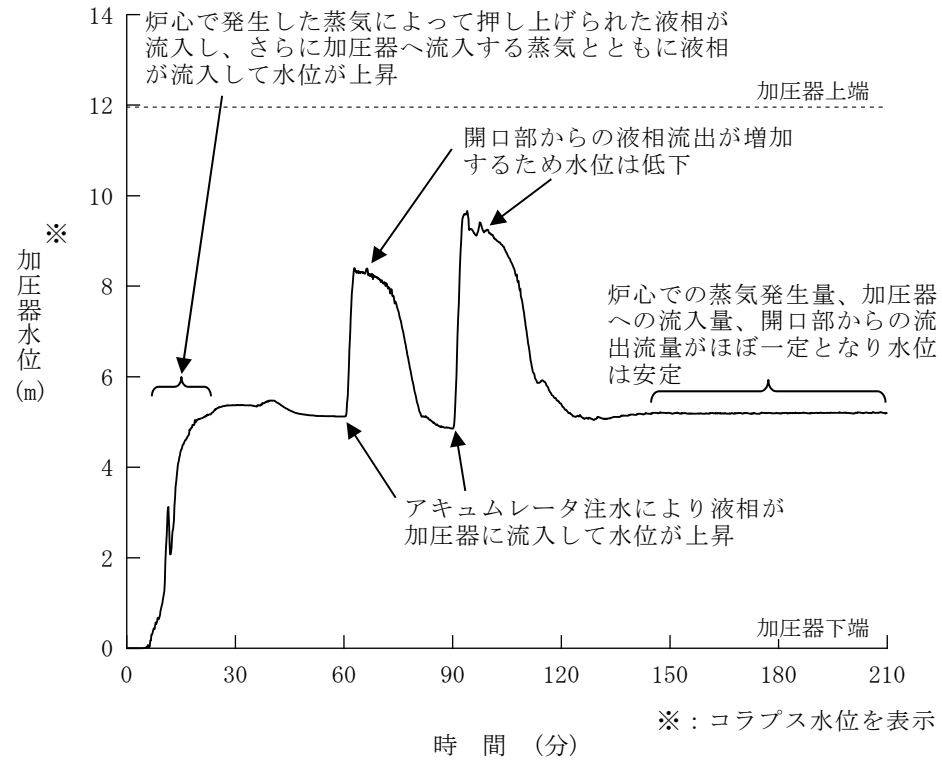
第 7.4.1.7 図　加圧器頂部クォリティの推移



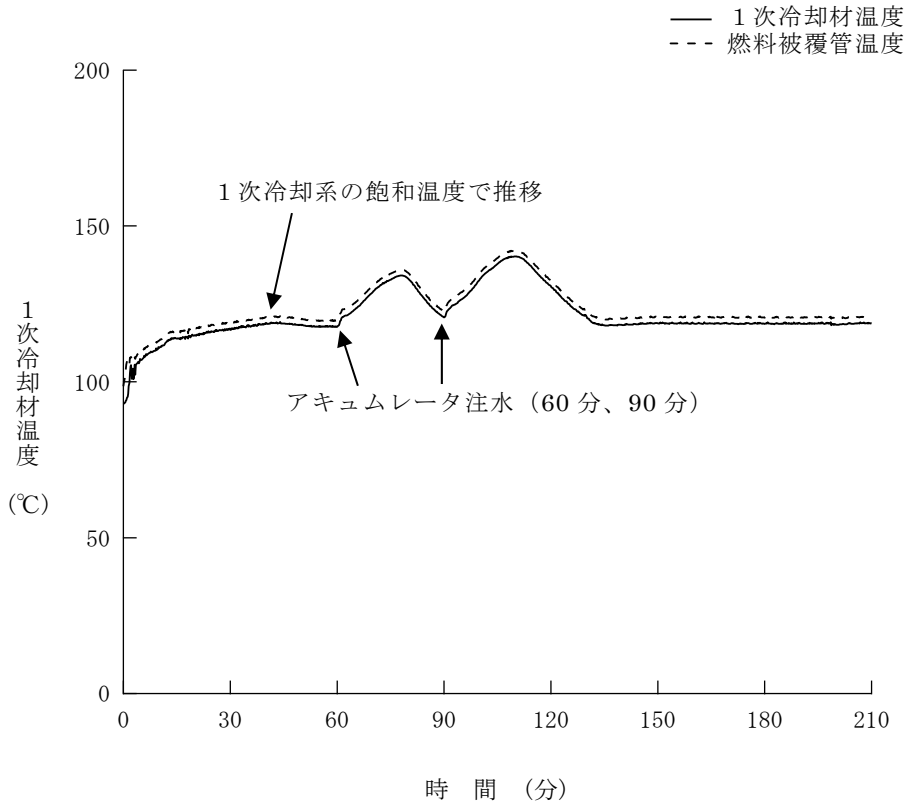
第 7.4.1.8 図　原子炉容器内水位の推移



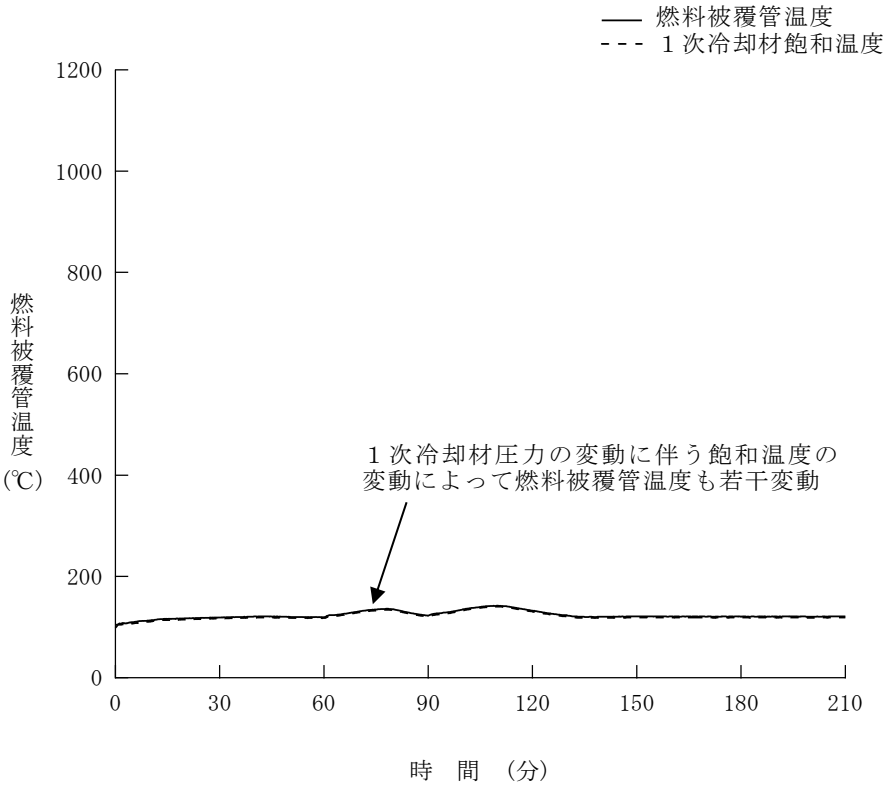
第 7.4.1.9 図　１次冷却系保有水量の推移



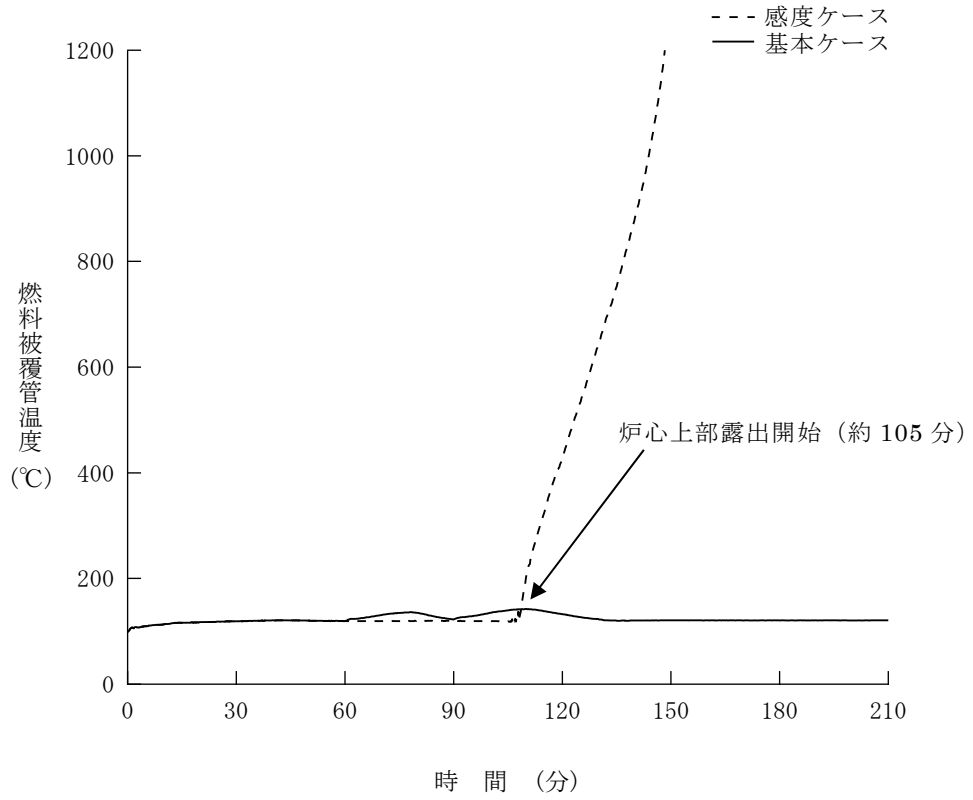
第 7.4.1.10 図　加圧器水位の推移



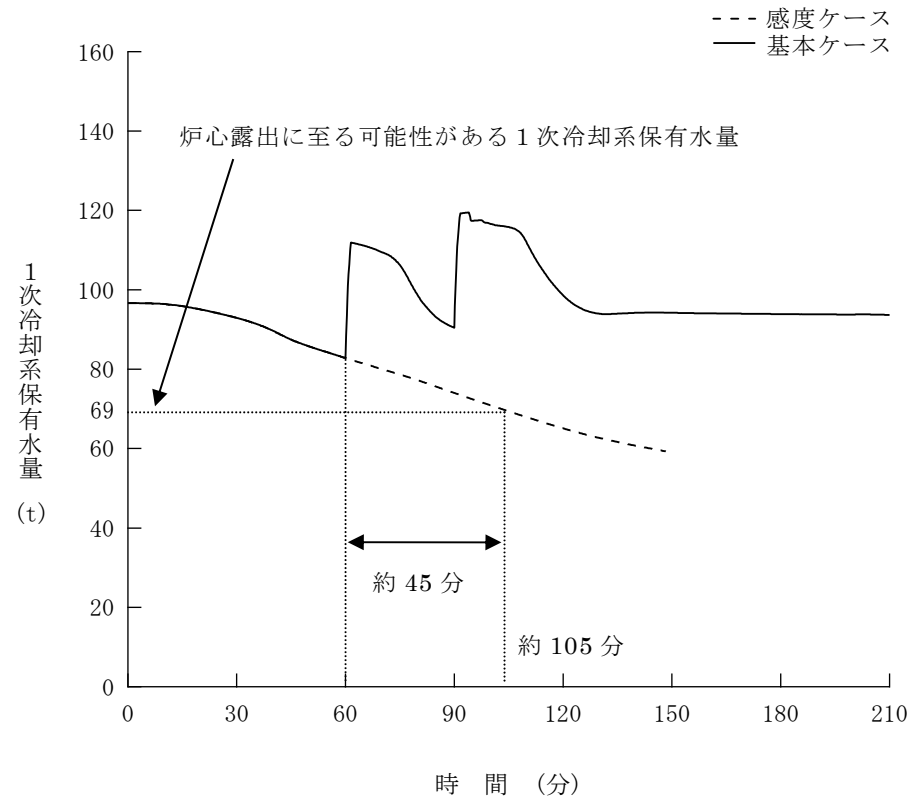
第 7.4.1.11 図　1 次冷却材温度の推移



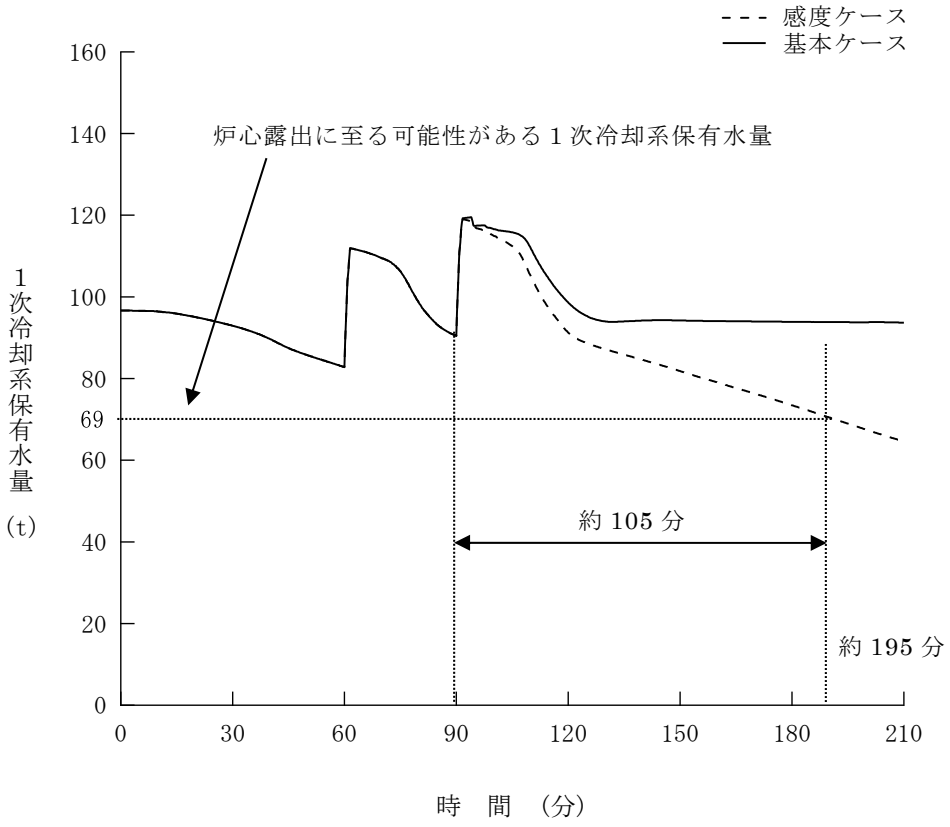
第 7.4.1.12 図　燃料被覆管温度の推移



第 7.4.1.13 図　燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.1.14 図　1 次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.1.15 図　１次冷却系保有水量の推移

（恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）

7.4.2 全交流動力電源喪失

7.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い１次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより１次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、アキュムレータ、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器循環冷暖房ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を

第 7.4.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.2.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第 7.4.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 31 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 21 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.2.3 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を行う。

c. 余熱除去機能喪失の判断

余熱除去クーラ出口流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラー

ム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水

炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。

燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。

g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作

炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、アキュムレータ出口電動弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目のアキュムレータ出口電動弁を開操作する。

また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。

炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。

h. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し21.1kPa[gage]となれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

i. 低圧代替再循環による炉心冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。

また、燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であること及び大容量ポンプによるB余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て炉心注水する低圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。

低圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は余熱除去クーラ出口流量等である。

j. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

k. 原子炉補機冷却系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。

7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が

少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、あわせて措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系におけるＥＣＣＳ強制注入及びＥＣＣＳ蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により、１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失す

るものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

アキュムレータ保持圧力（最低保持圧力）

1.0MPa[gage]

アキュムレータ保有水量（最低保有水量）

29.0m^3（1 基当たり）

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、20m^3/h とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) アキュムレータによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びにアキュムレータによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目のアキュムレータの注水後の時間として、事象発生の 91 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.2.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.2.4 図から第 7.4.2.12 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、余熱除去機能が喪失することにより、1 次冷却材温度が上昇し、約 1 分で 1 次冷却材が沸騰、蒸散することで、1 次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の 60 分後に 1 基目、90 分後に 2 基目のアキュムレータから炉心へ注水することにより、炉心水位を確保することができる。アキュムレータによる炉心注水に伴い 1 次冷却系保有水量が増加し、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。

事象発生の 91 分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.2.5 図に示すとおりであり、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の

減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.9%Δk/k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第7.4.2.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第7.4.2.9図及び第7.4.2.11図に示すとおり、事象発生の約130分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

7.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作であるアキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、１次冷却系保有水量を確保することが特徴である。また、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.2.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心

上端から約 1.0m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率は低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

アキュムレータによる炉心注水は、第 7.4.2.3 図に示すとおり、

中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第 7.4.2.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1 次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

アキュムレータによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.2.13 図及び第 7.4.2.14 図に示すとおり、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 105 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、アキュムレータによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで、事象発生の 60 分後から約 45 分の操作時間余裕があることを確認した。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.2.15 図に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 195 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、恒設代替低圧注水

ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の 90 分後から約105 分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員によるアキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約67.7 時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循

環サンプを水源とした低圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

(a) 重油

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 11.5 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 35.2kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

(b) 軽油

使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 13.8 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 4,549ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 713kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策としてアキュムレータ、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器循環冷暖房ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により１次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さ

いことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	－	－	－
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニュラス循環系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を行う。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 蓄電池（安全防護系用）	可搬式オイルポンプ	－
c. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去クーラ出口流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。	－	－	余熱除去クーラ出口流量 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度
d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(2/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作	・炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、アキュムレータ出口電動弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2 基目のアキュムレータ出口電動弁を開操作する。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1 次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3 個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。	アキュムレータ アキュムレータ出口電動弁 恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク 【C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	可搬式オイルポンプ	加圧器水位 冷却材圧力（広域） 1 次冷却材高温側広域温度 1 次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
h. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し 21.1kPa[gage]となれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アニュラス循環ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ(アニュラス循環系ダンパ作動用)	格納容器圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(3/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 低圧代替再循環による炉心冷却	・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が32.2%到達、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であること及び大容量ポンプによるＢ余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て炉心注水する低圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯蔵タンク Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去クーラ】 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	大容量ポンプ タンクローリー 可搬式オイルポンプ	余熱除去クーラ出口流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
j. 格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯蔵タンク	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(4/4)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
k. 原子炉補機冷却系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却系統の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

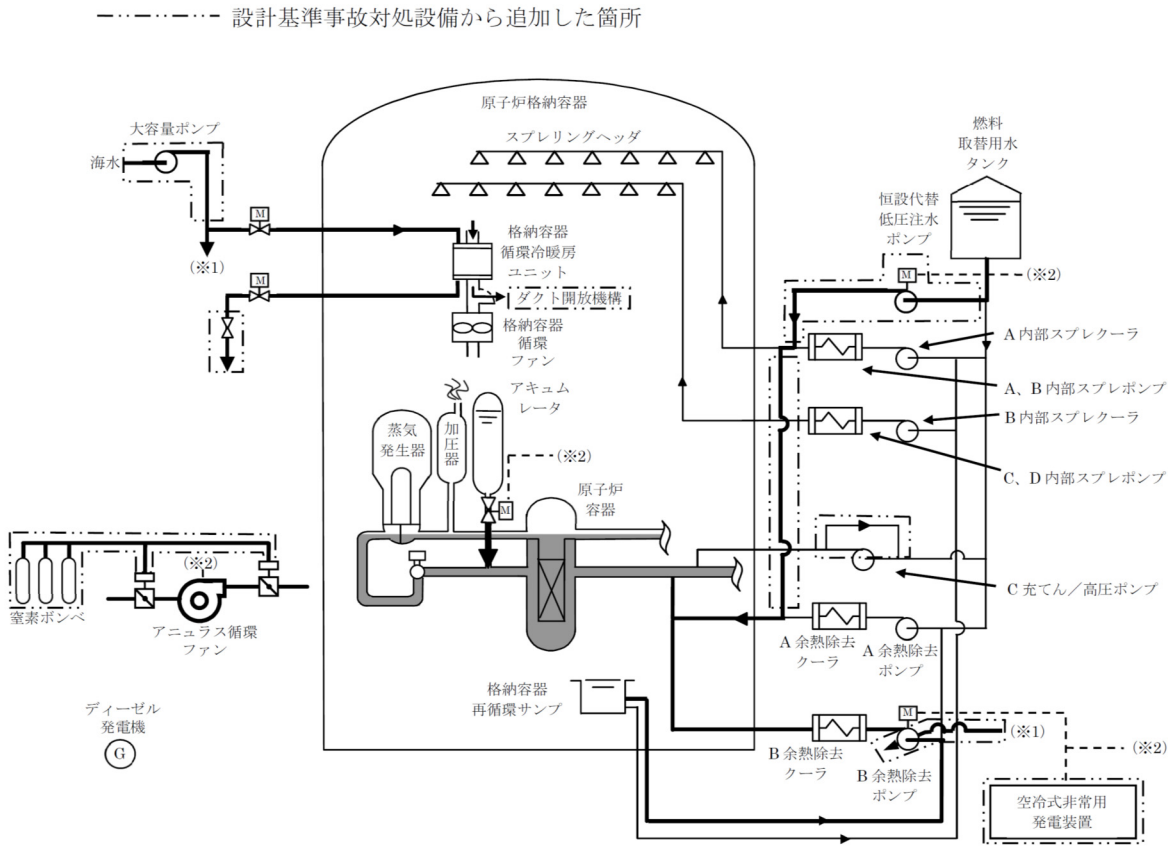
第 7.4.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故）(1/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするように、燃料取り出し前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる１次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力 （初期）	大気圧（0MPa[gage]）	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃（保安規定モード 5）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。１次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり、１次冷却系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	１次冷却材水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋100mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	１次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し 加圧器ベント弁 1 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次冷却系保有水量の低下を早める観点から２次冷却系からの冷却は想定しない。

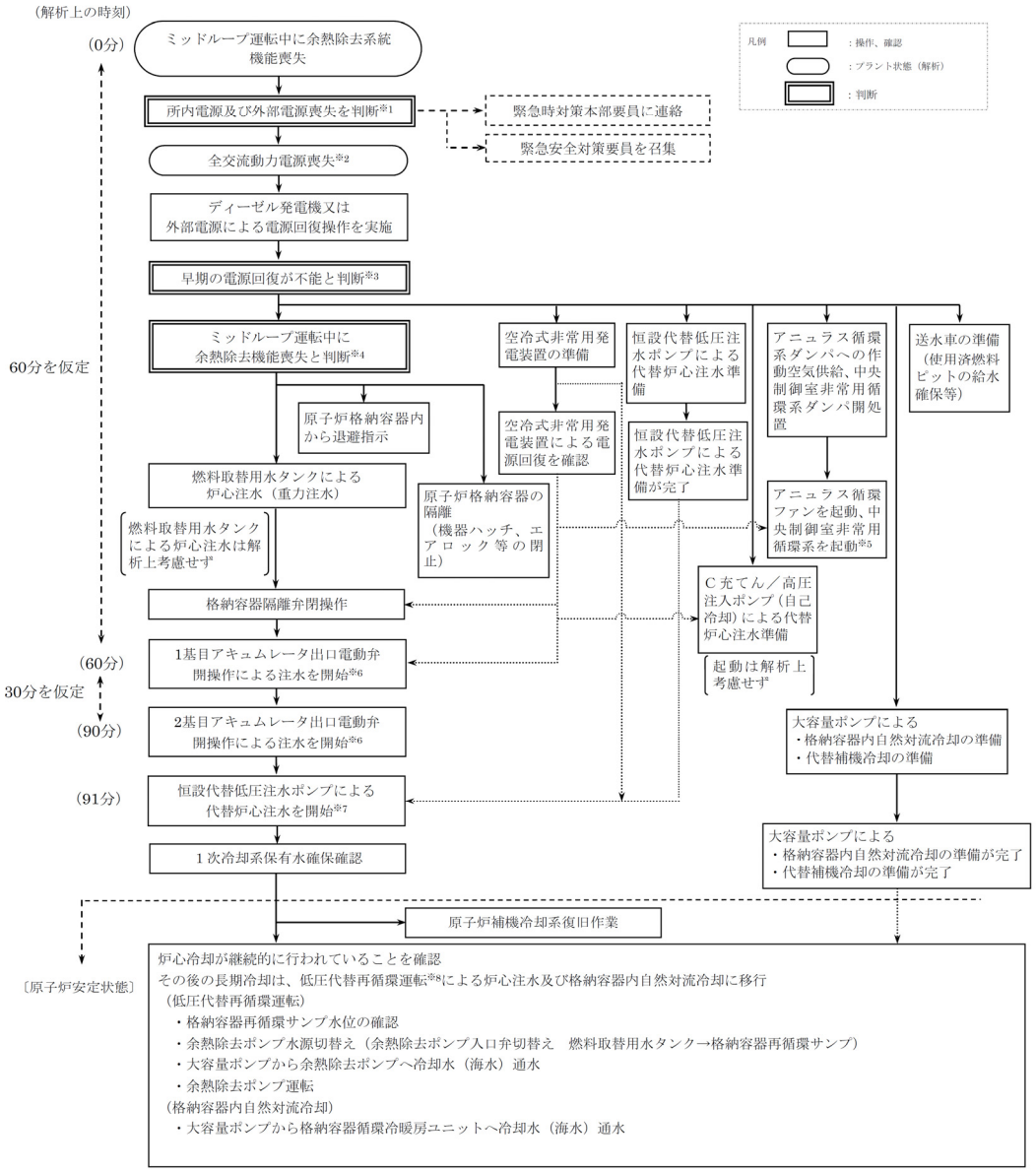
第 7.4.2.2 表　「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故）(2/2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	1.0MPa［gage］ （最低保持圧力）	最低の保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m^3（1 基当たり） （最低保有水量）	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	20m^3/h	原子炉停止 72 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 91 分時点における崩壊熱による蒸散量約 19.7m^3/h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	アキュムレータ炉心注水操作（*）	1 基目：事象発生の 60 分後 2 基目：事象発生の 90 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びにアキュムレータによる炉心注水操作に 1 基目は計 60 分、2 基目は 90 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	2 基目のアキュムレータの炉心注水完了後 （事象発生の 91 分後）	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目のアキュムレータの注水後の時間として設定。

＊：定期検査中の保修対象となる場合を考慮し、全 3 基のうち 1 基には期待しない。

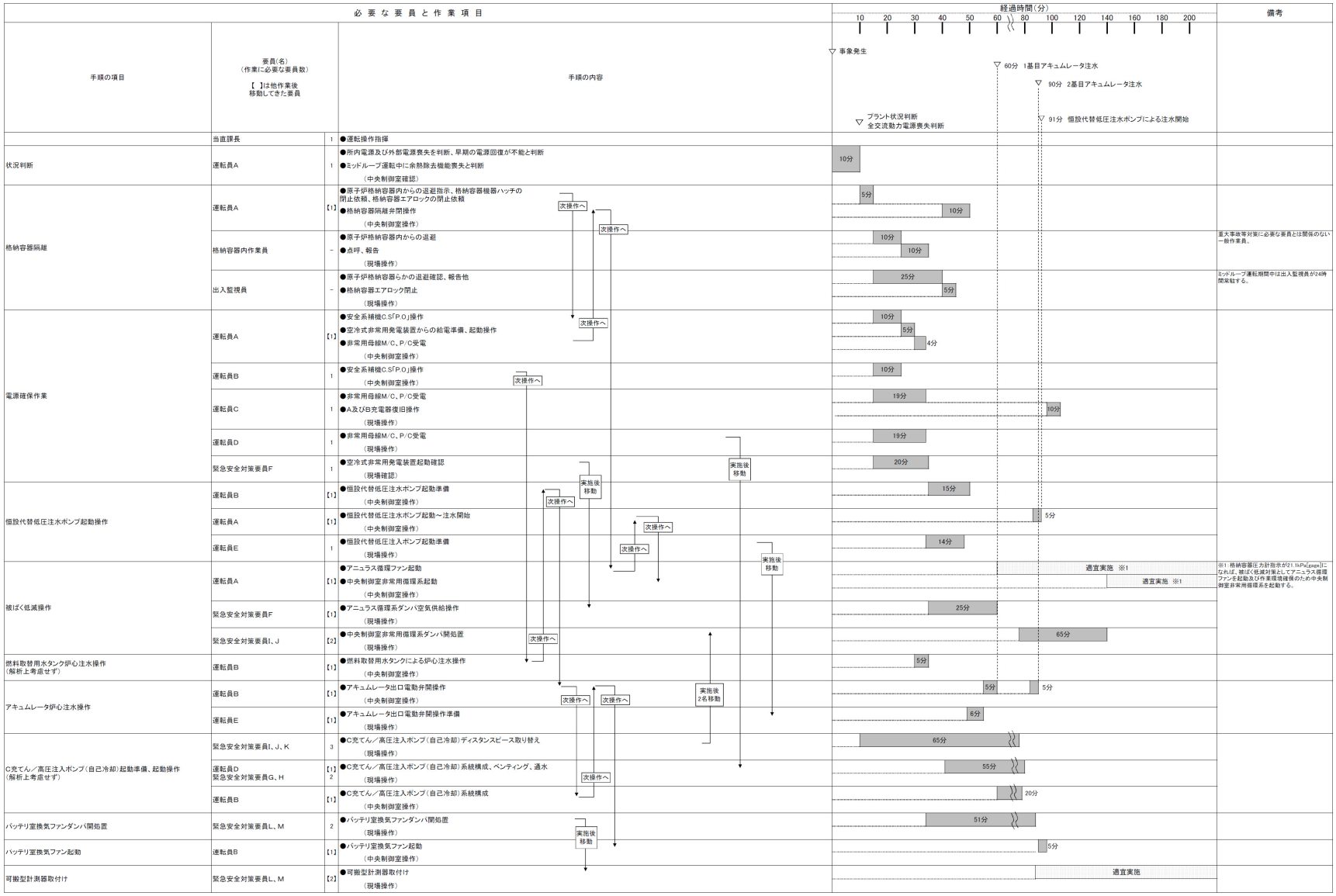


第 7.4.2.1 図　「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



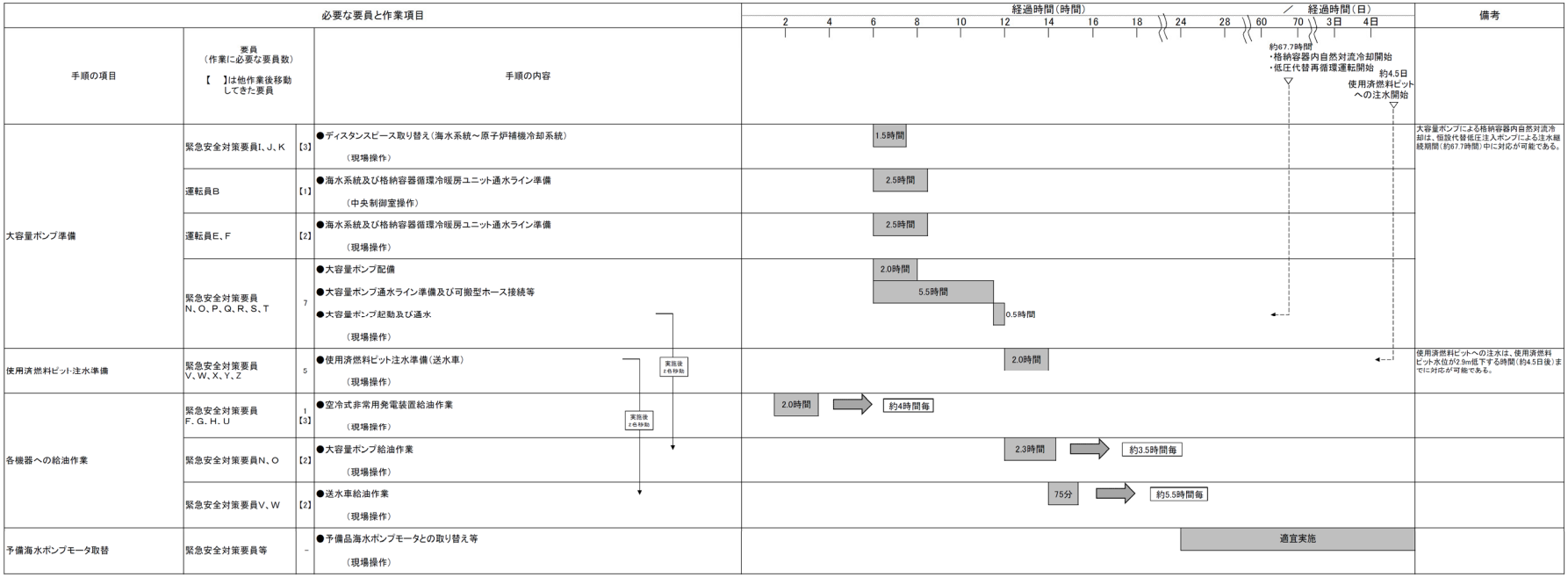
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：非常用直流系統は使用可能。
※3 ：中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
※4 ：ミッドループ運転中に余熱除去系による除熱機能が喪失した場合（全交流動力電源喪失を起因とするヒートシンク喪失。）。
※5 ：格納容器圧力計指示が 21.1kPa[gage]になれば起動する。
※6 ：実際の運転操作としては、1次冷却系水位の監視により水位低下が認められれば原子炉格納容器内からの退避完了及び格納容器機器ハッチ、格納容器エアロックの閉止を確認し、アキュムレータを注水する。
2基目のアキュムレータについては、水位計の動向並びに1次冷却材圧力及び温度にて判断し注水する。
アキュムレータが定期検査時の作業対象となる場合を考え、全3基のうち1基には期待しない。
※7 ：実際の操作では準備が完了し炉心注水が可能となればその段階で実施する。
また、注水流量は、20m³/h を下回らない流量とする。
※8 ：燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%以下になれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、低圧代替再循環運転に移行する。

第 7.4.2.2 図　「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）

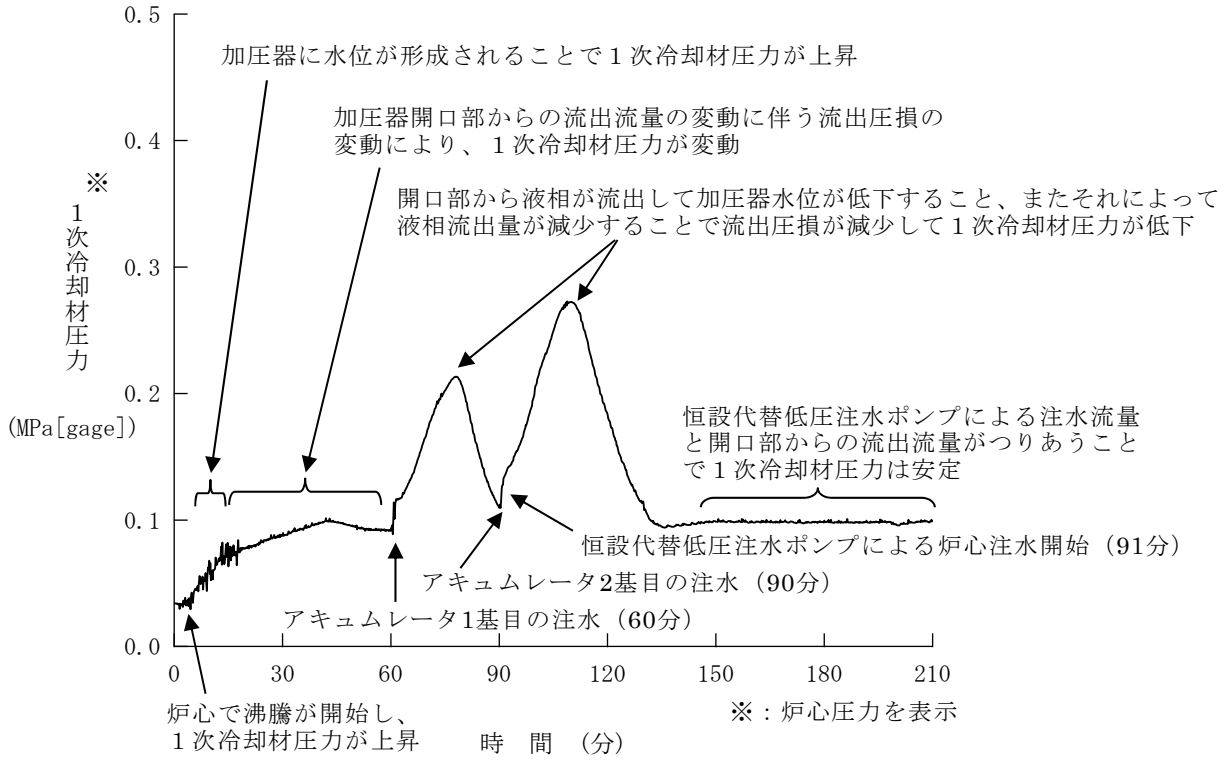


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に連絡連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している（一部の機器については想定時間により算出。）。

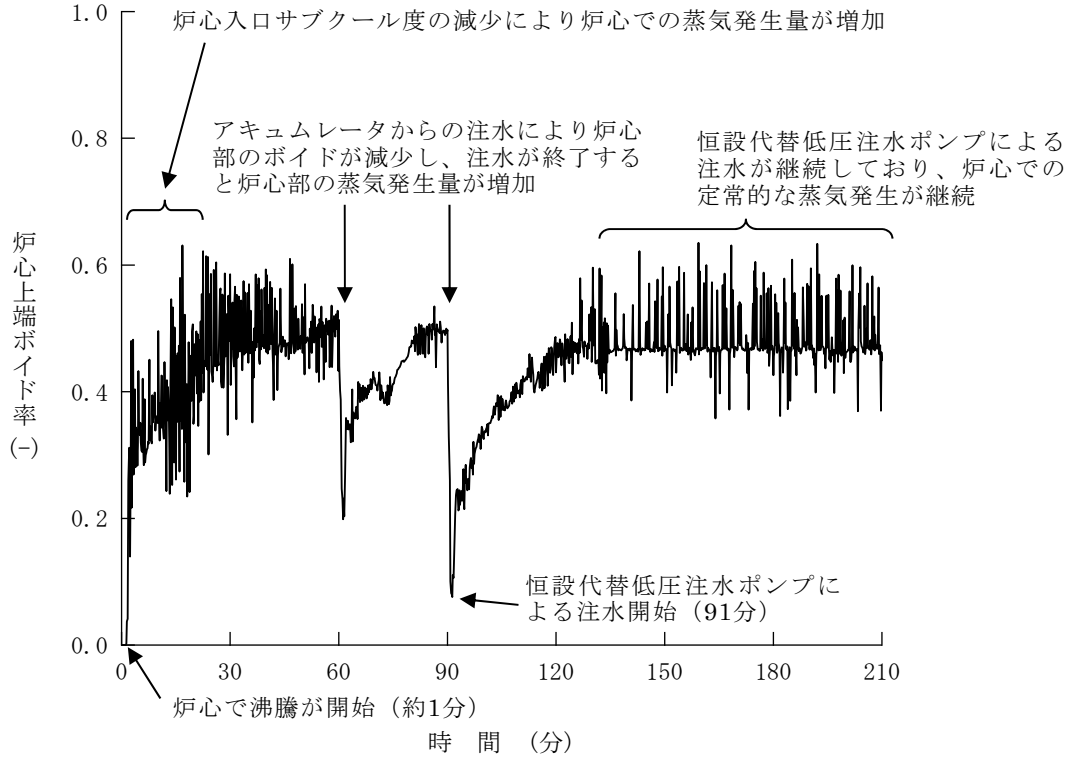
第 7.4.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故）(1/2)



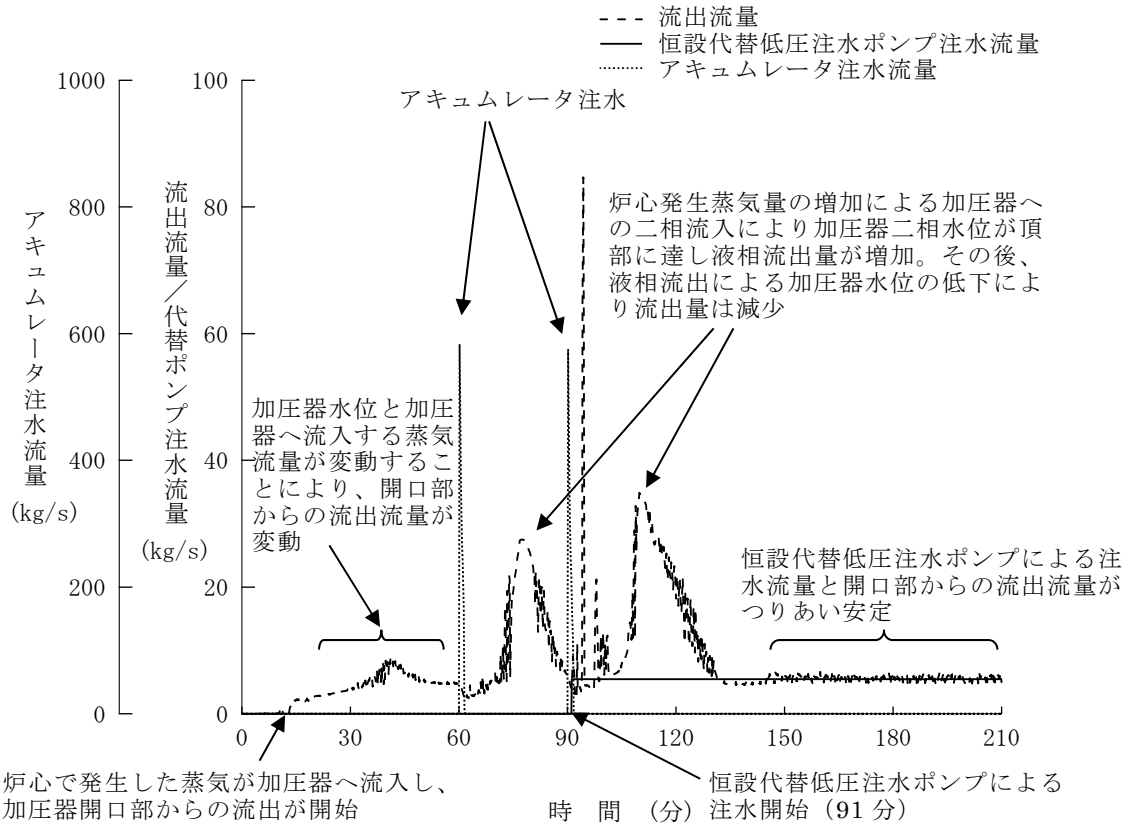
第 7.4.2.3 図　「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故)(2/2)



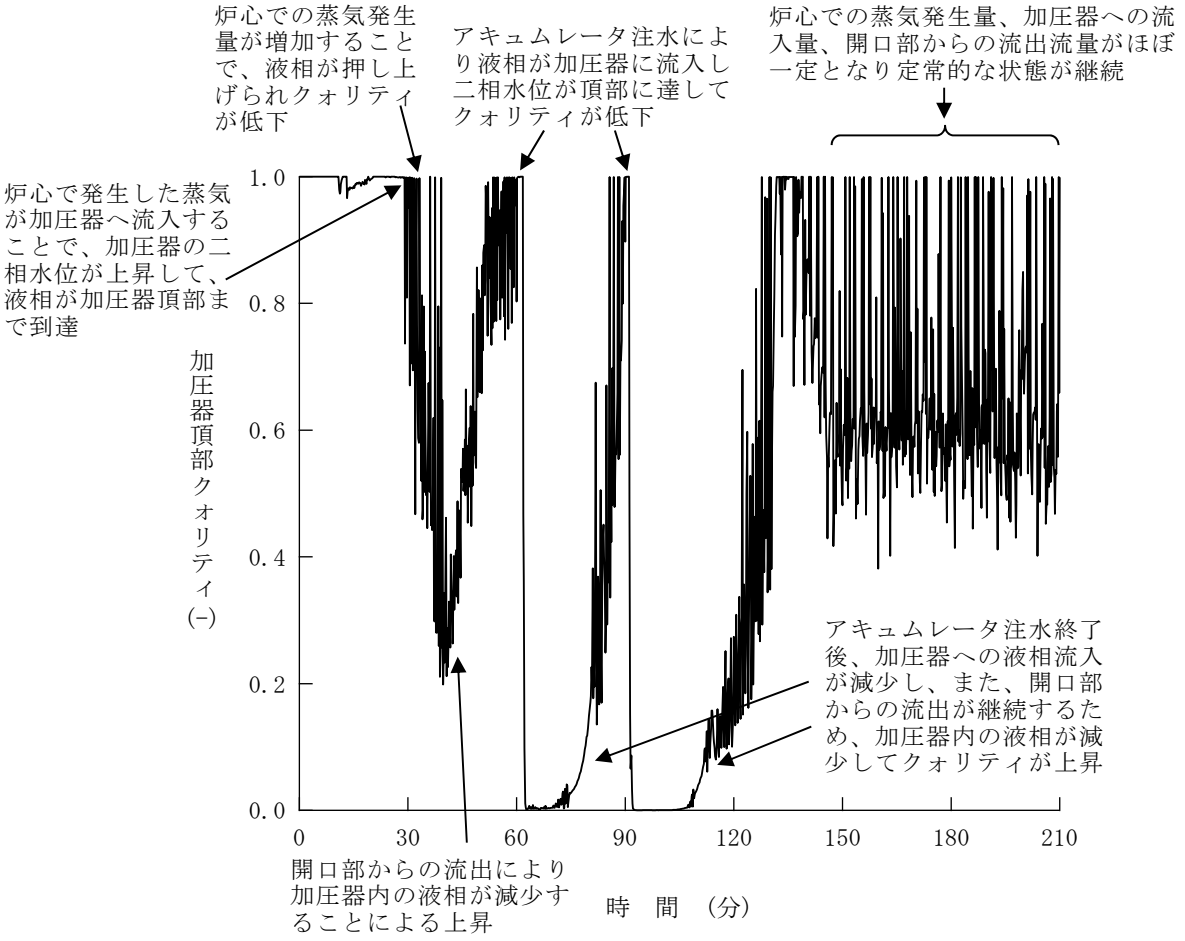
第 7.4.2.4 図　１次冷却材圧力の推移



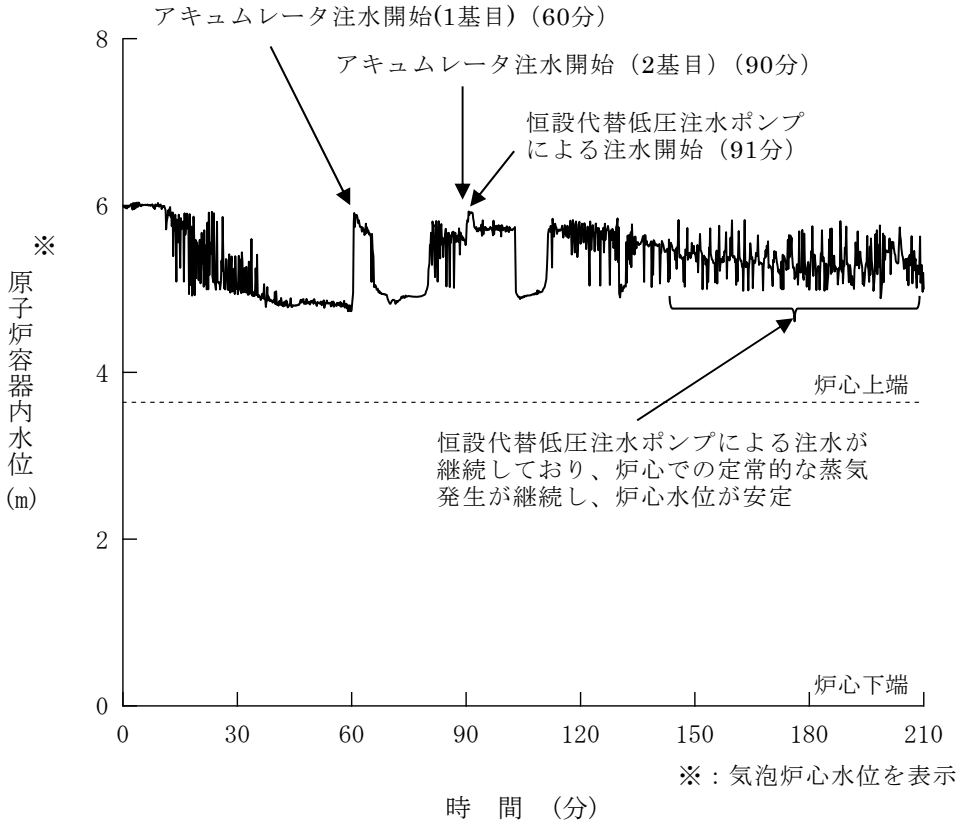
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移



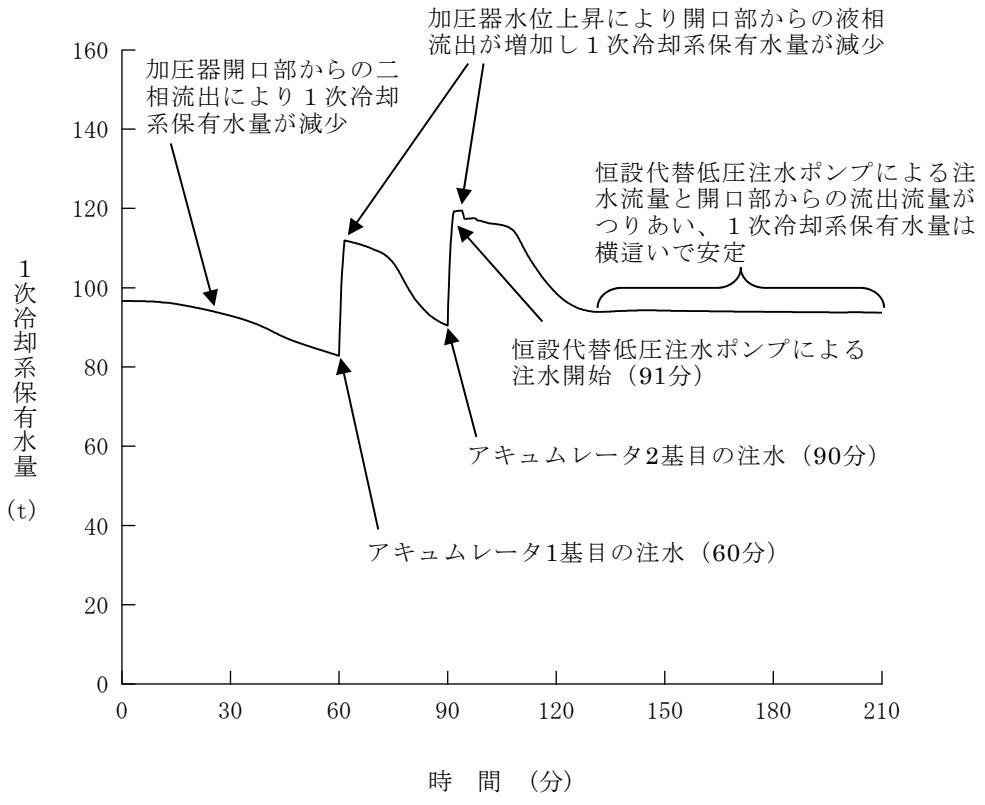
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



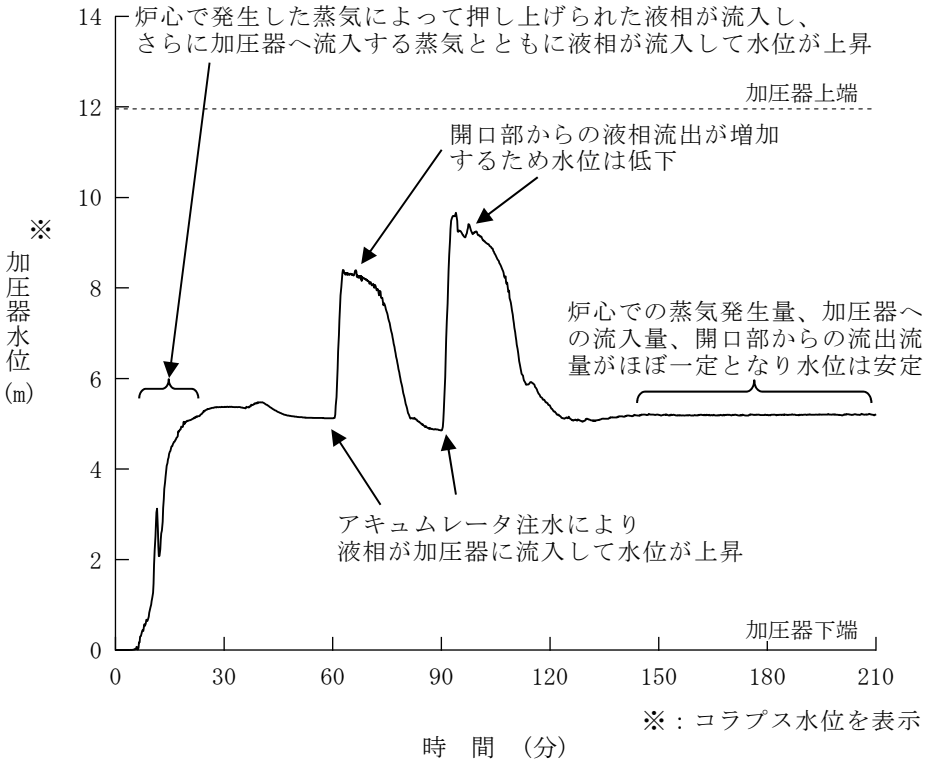
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クォリティの推移



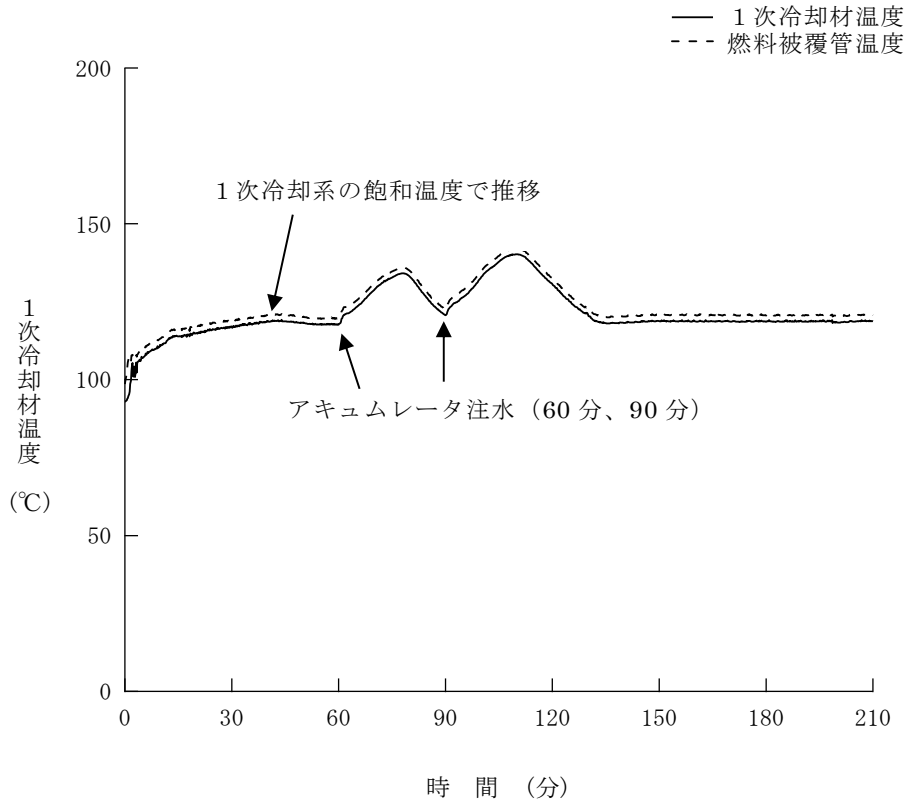
第 7.4.2.8 図　原子炉容器内水位の推移



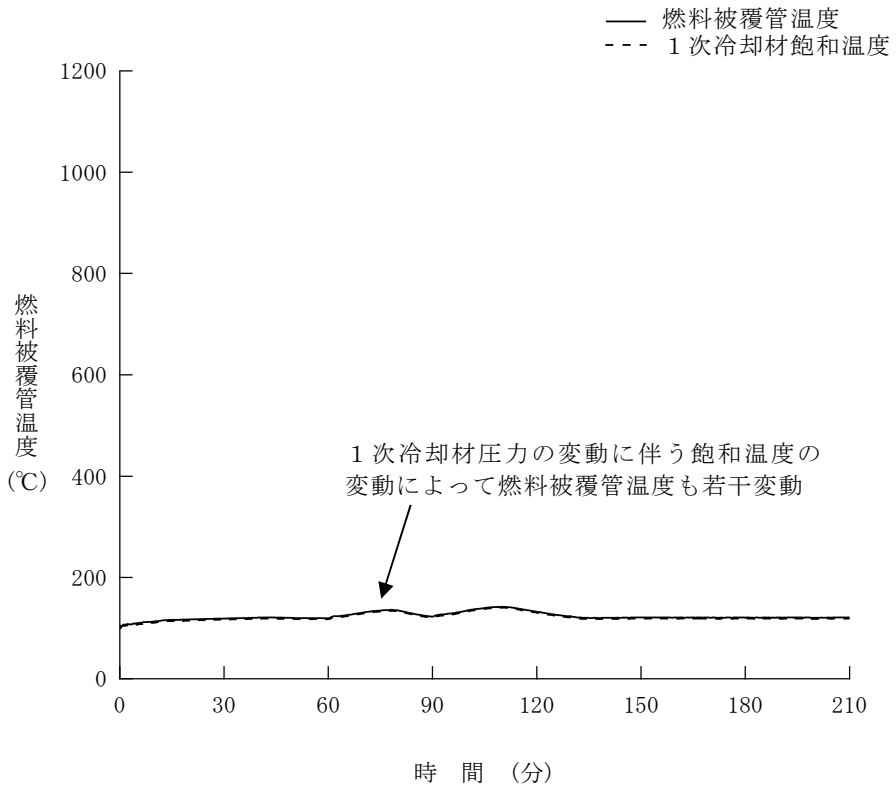
第 7.4.2.9 図　１次冷却系保有水量の推移



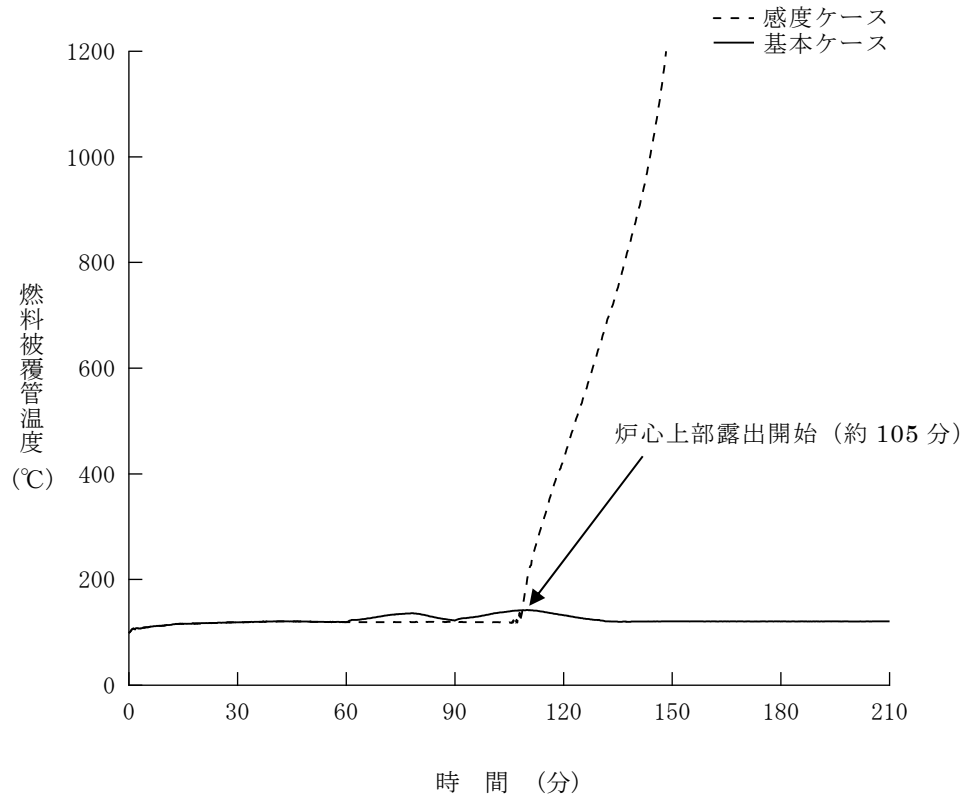
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移



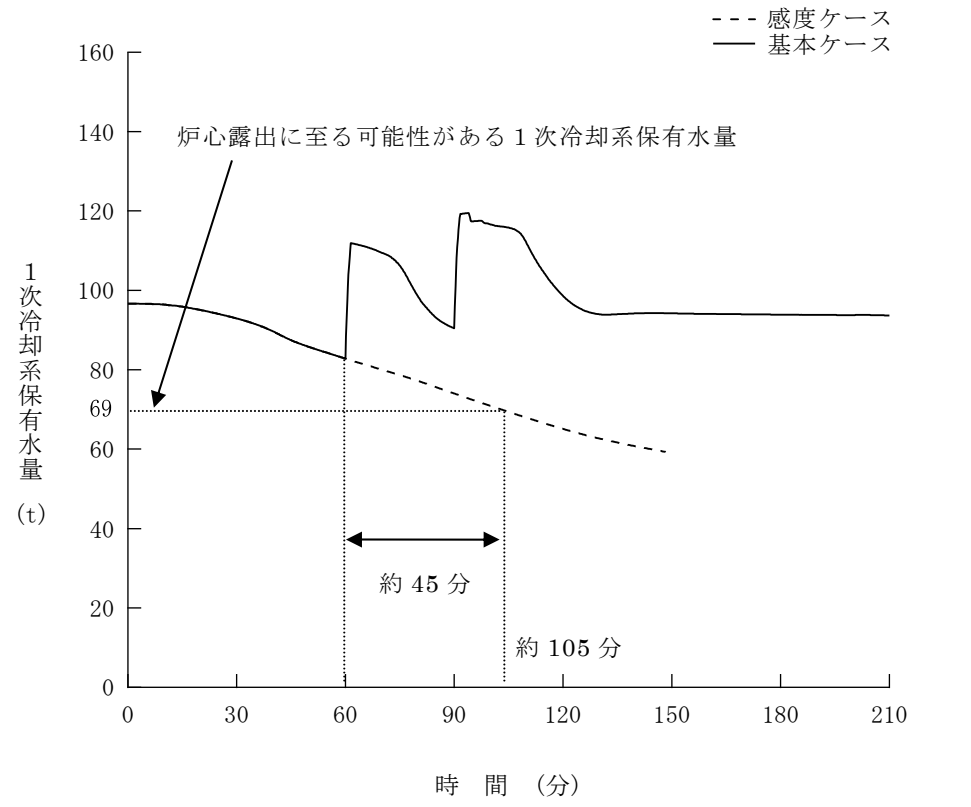
第 7.4.2.11 図　1 次冷却材温度の推移



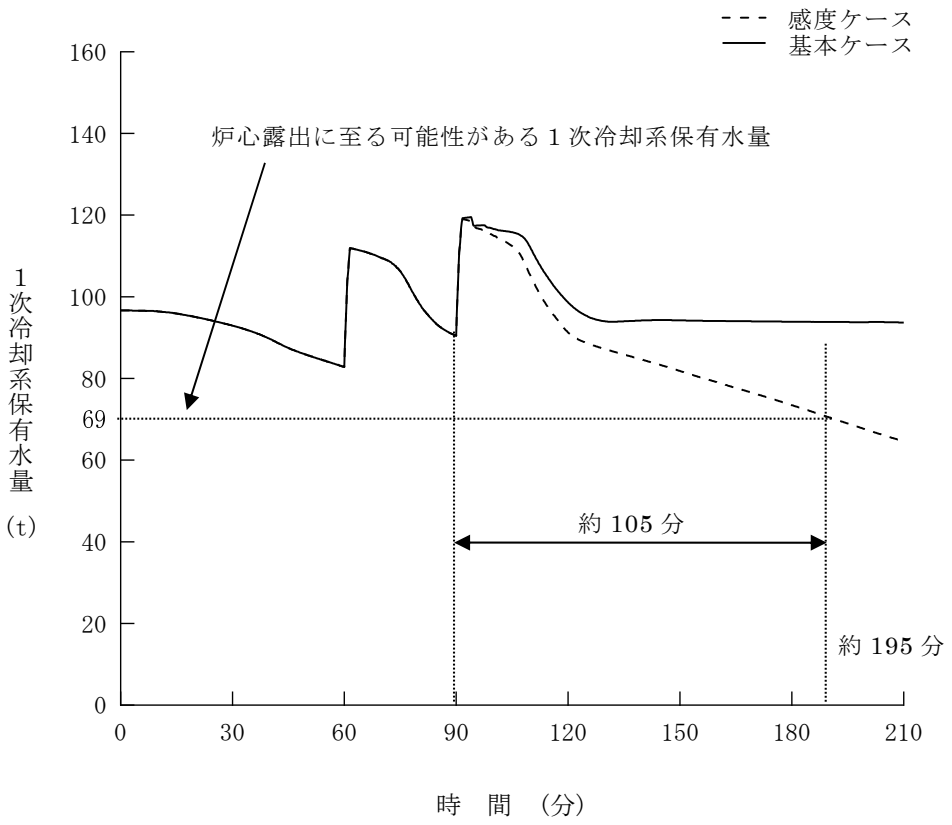
第 7.4.2.12 図　燃料被覆管温度の推移



第 7.4.2.13 図　燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.2.14 図　1 次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.2.15 図　１次冷却系保有水量の推移
（恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認）

7.4.3 原子炉冷却材の流出

7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1 次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1 次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより 1 次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、内部スプレポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.3.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 7 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作対応を行う運転員 2 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.3.3 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、7 名で対処可能である。

a. 1 次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

1 次冷却材流出により 1 次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系 2 系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量である。

b. 余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1 次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び 1 次冷却系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心注水し、１次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3 個取外し中)からの蒸散により崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器圧力計指示が上昇し 21.1kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス循環ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

g. 代替再循環運転による１次冷却系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心冷却を継続して実施する。

また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからＡ、Ｂ内部スプレポンプを経てＡ内部スプレクーラで冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転による１次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

h. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度

等である。

なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＣ、Ｄ内部スプレポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、１次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、１次冷却系保有水の確保の観点から、炉心崩壊熱が高く、１次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系における冷却材流出及びＥＣＣＳ強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードＭ－ＲＥＬＡＰ５により１次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.4.3.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、余熱除去系統からの１次冷却材の流出を想定する。

ミッドループ運転中に１次冷却系と接続されている系統には

余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系統からの流出とする。

また、流出流量は余熱除去ポンプ 1 台による浄化運転時の最大流量として、600m³/h とする。

さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水タンク戻り配管の約 0.2m（8 インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の 1 次冷却材が喪失した時点として、1 次冷却系水位が 1 次冷却材管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.3.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、20m³/h とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、余熱除去機能喪失の 20 分後に開始するものと

する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.3.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.3.4 図から第 7.4.3.13 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、1 次冷却材の流出に伴い、1 次冷却系水位が低下し約 1 分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生の約 21 分後、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器開口部及び余熱除去系抽出口からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次冷却系保有水量を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.3.5 図に示すとおりであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたが閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の 1 次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的

な取替炉心において約－7.9%Δk/k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.3.13 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく１次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.3.10 図及び第 7.4.3.12 図に示すとおり、事象発生の約 34 分後に、１次冷却系保有水量及び１次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、１次冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、Ａ、Ｂ内部スプレポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてＣ、Ｄ内部スプレポンプによる格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び１次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、期待できるアキュムレータ等の緩和機能の台数が増えることから、１次冷却系保有水が確保される状況にあ

り、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。

7.4.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなるが、炉心水位の低下により発生する余熱除去機能喪失は炉心における沸騰の開始よりも前に発生することから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始に与える影響はない。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることにより、

炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETIS の試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について－10%～＋50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.3.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び1次冷却材流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉

心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されるが、余熱除去機能喪失までの期間においては、１次冷却系保有水の減少量のうち余熱除去系統からの１次冷却材の流出量が支配的であることから、１次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始に与える影響は小さい。

１次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している１次冷却材流出流量より減少し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、１次冷却系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に１次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

１次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している１次冷却材流出流量より減少し、１次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は、第 7.4.3.3 図に示すとおり、中央制御室からの操作であり、同一の運転員等によ

る事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次冷却系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「7.4.3.3(3) 操作時間余裕の把握」において、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.3.14 図に示すとおり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで事象発生の約 21 分後から約 33 分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てん／高圧

注入ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（32.2%）に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1 次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、1 次冷却系保有水量が減少することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として内部スプレポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器上部ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により 1 次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 7.4.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. １次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	・１次冷却材流出により１次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系２系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。	－	－	余熱除去クーラ出口流量
b. 余熱除去機能喪失時の対応	・余熱除去機能回復操作を実施するとともに、１次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。	【余熱除去ポンプ】	－	－
c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
d. 原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次冷却系保有水確保	・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心注水し、１次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3 個取外し中)からの蒸散により崩壊熱を除去する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	加圧器水位 １次冷却材高温側広域温度 １次冷却材低温側広域温度 燃料取替用水タンク水位
f. アニュラス循環系及び中央制御室非常用循環系の起動	・格納容器圧力計指示が上昇し 21.1kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス循環ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環ファン アニュラス循環フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク	－	格納容器圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表　「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 代替再循環運転による１次冷却系の冷却	・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心冷却を継続して実施する。 ・余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が 59%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからＡ、Ｂ内部スプレポンプを経てＡ内部スプレクーラで冷却した水をＡ余熱除去系統及びＡ格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ａ、Ｂ内部スプレポンプ Ａ内部スプレクーラ 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管	－	余熱除去クーラ出口流量 格納容器再循環サンプ水位（広域） 格納容器再循環サンプ水位（狭域） １次冷却材低温側広域温度 １次冷却材高温側広域温度 冷却材圧力（広域） 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
h. 格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、Ａ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 ・原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてＣ、Ｄ内部スプレポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット 1 次系冷却水ポンプ 1 次系冷却水クーラ 1 次系冷却水タンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯蔵タンク Ｃ、Ｄ内部スプレポンプ Ｂ内部スプレクーラ	窒素ボンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器圧力（広域） 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用） 1 次系冷却水タンク加圧ライン圧力

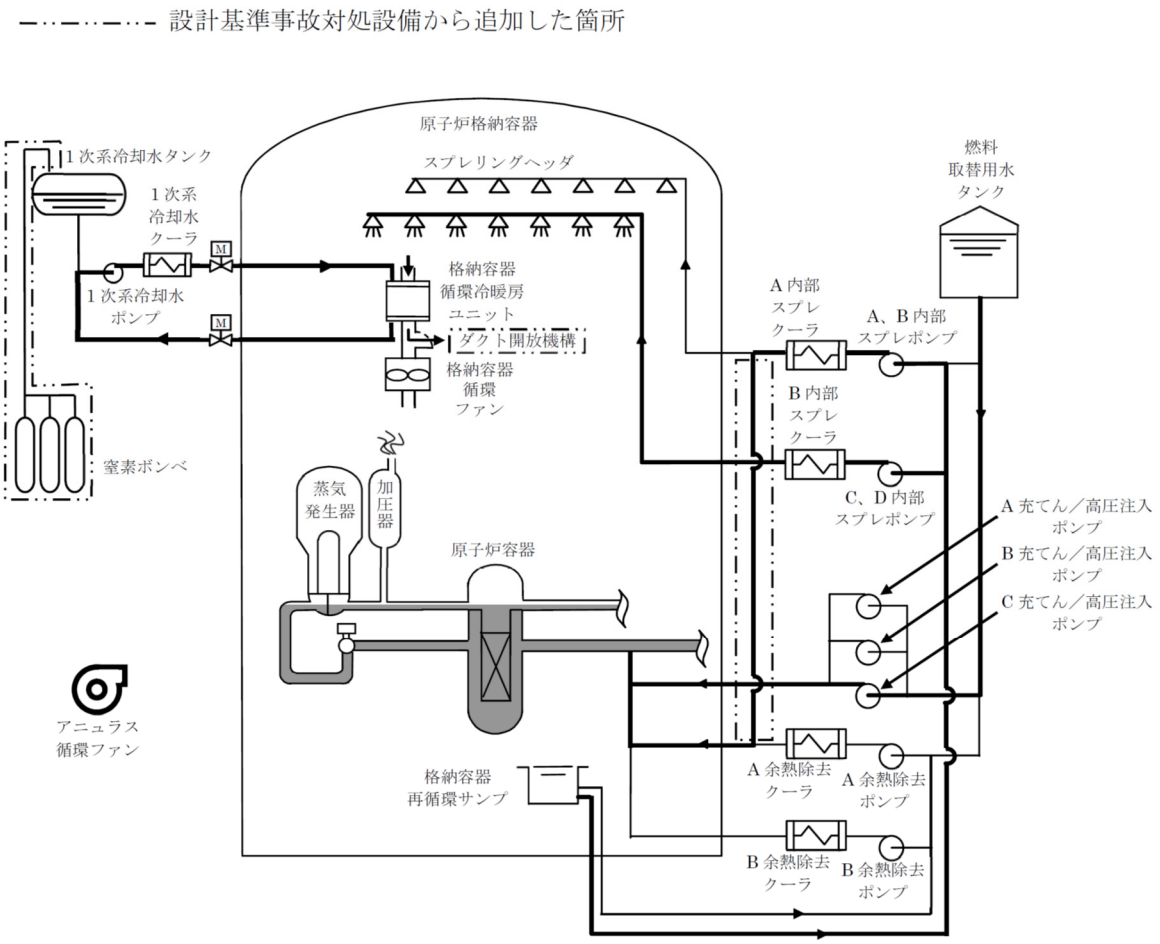
【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.2 表　「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）(1/2)

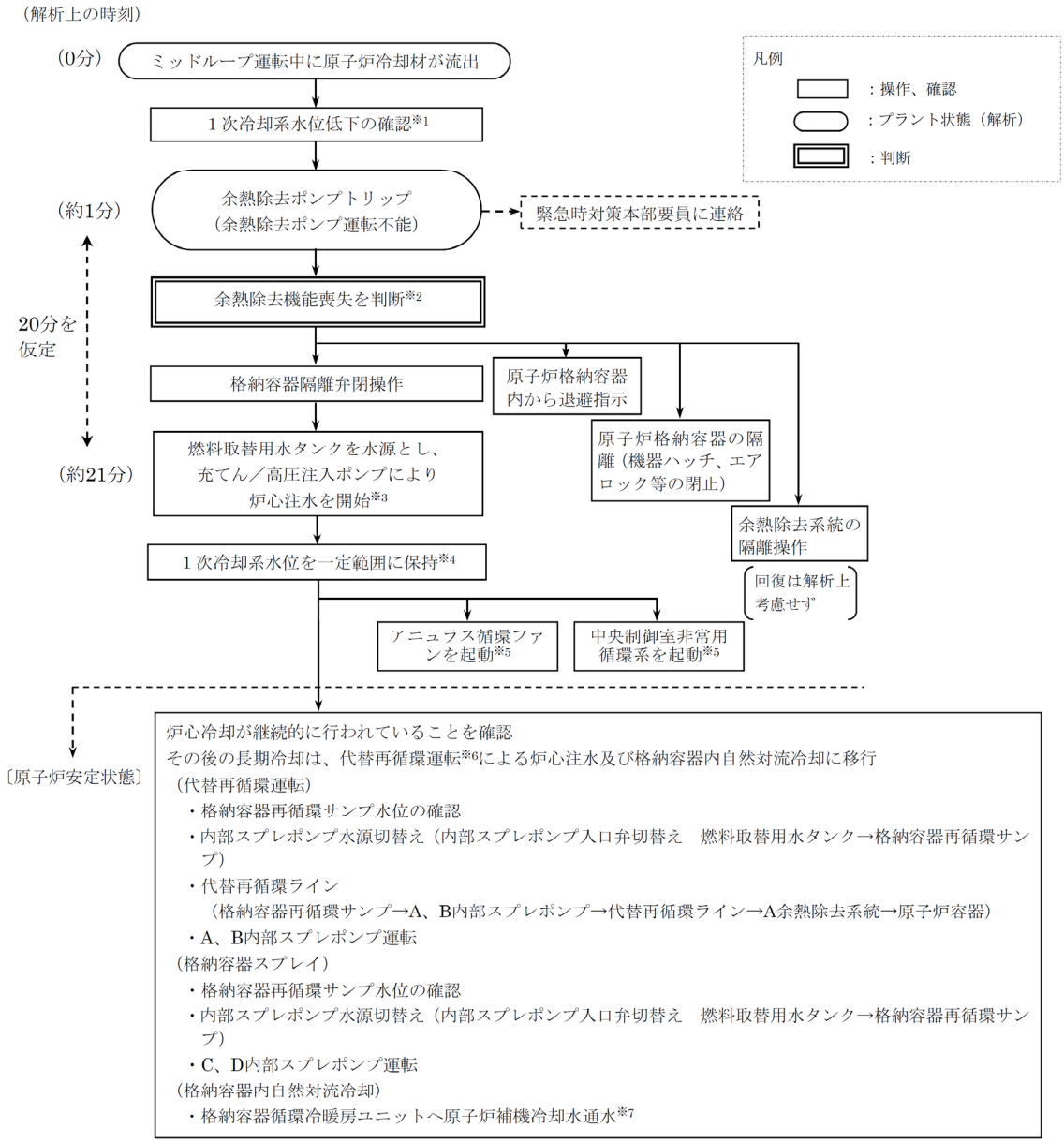
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		Ｍ－ＲＥＬＡＰ５	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするように、燃料取り出し前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と 1 次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる１次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材圧力（初期）	大気圧（0MPa[gage]）	ミッドループ運転時は１次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度（初期）	93℃（保安規定モード５）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。１次冷却材温度が高いと１次冷却系の保有熱が大きくなり、１次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次冷却材水位（初期）	原子炉容器出入口配管中心高さ＋100mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと１次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	ＦＰ：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	１次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取外し 加圧器ベント弁 1 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している経路を設定。
	２次冷却系の状態	２次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次冷却系保有水量の減少を早める観点から、２次冷却系からの冷却は想定しない。

第 7.4.3.2 表　「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）(2/2)

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
事故条件	起因事象	余熱除去系統からの1次冷却材の流出	600m³/h（余熱除去機能喪失まで流出）	余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として設定（ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系統からの流出を想定）。
			燃料取替用水タンク戻り配管の口径である約0.2m（8インチ）口径相当の漏えい（余熱除去機能喪失後）	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出する口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	1次冷却系水位が1次冷却材管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失		余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらにこれに伴い待機中の余熱除去系も機能喪失を仮定。
	外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	20m³/h		原子炉停止の 72 時間後を事象開始として、充てん／高圧注入ポンプの起動時間約 21 分時点における崩壊熱による蒸散量約 19.8m³/h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ作動	余熱除去ポンプ機能喪失後20分		運転員等操作時間余裕として、事象の検知及び判断及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計 20 分を想定して設定。



第 7.4.3.1 図　「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図



※1：解析上、初期水位E.L.22.57m（ノズルセンタ＋100mm）、水位低警報はE.L.22.50m（ノズルセンタ＋30mm）にてキャビティ水位注意警報が発信。

※2：余熱除去機能喪失の判断は、運転表示灯、余熱除去流量、余熱除去ポンプ出口圧力等により総合的に判断する。

※3：実際の操作では、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水以外に、蒸気発生器を使用した除熱、燃料取替用水タンクからの重力注水等の冷却方法がある。

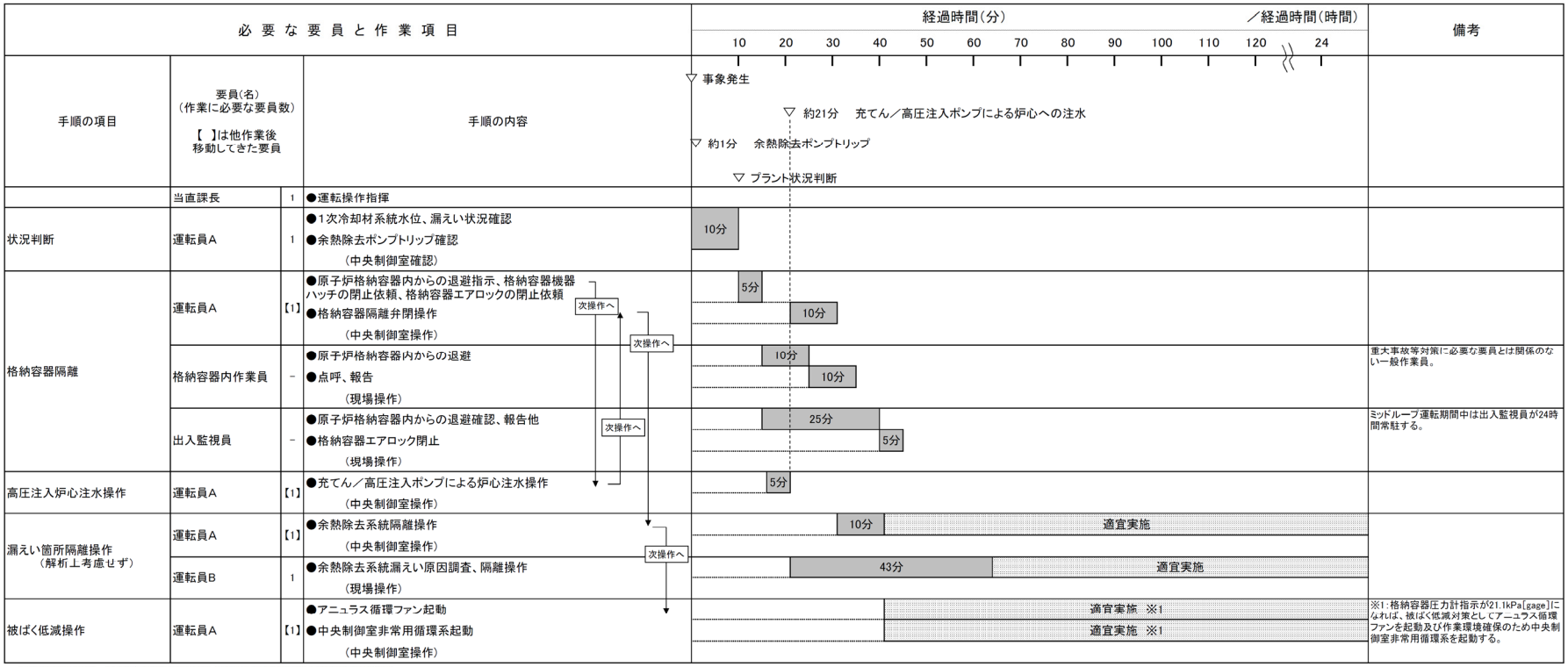
※4：１次冷却系水位は１次冷却材配管下端水位以上で適宜調整する。

※5：格納容器圧力計指示が21.1kPa[gage]になれば起動する。

※6：燃料取替用水タンク水位計指示が32.2%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が59%以上であることを確認し、代替再循環運転に移行する。

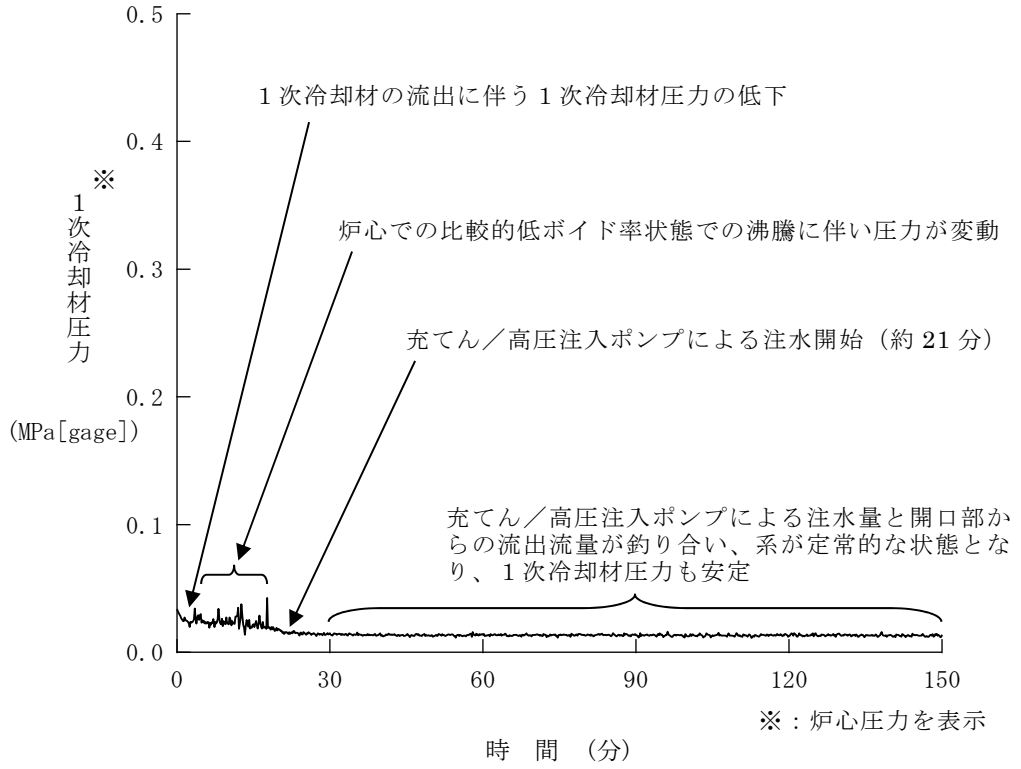
※7：格納容器圧力計指示が115.2 kPa[gage]及び格納容器スプレイ不動作となれば格納容器内自然対流冷却の準備を開始し、準備が完了すれば通水を開始する。

第 7.4.3.2 図　「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
（「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）

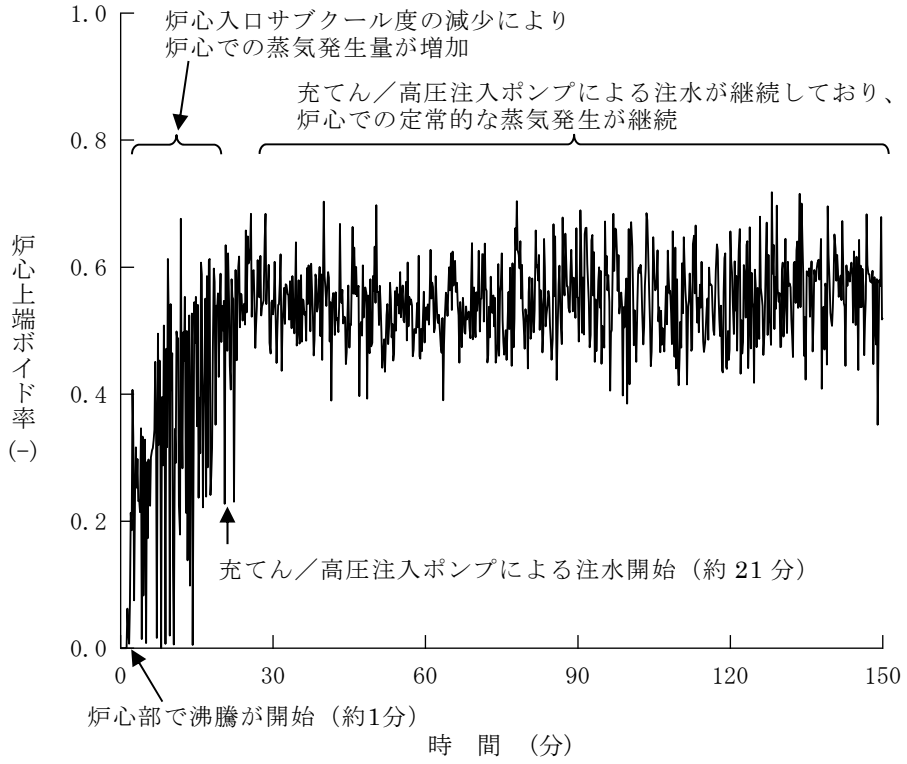


上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

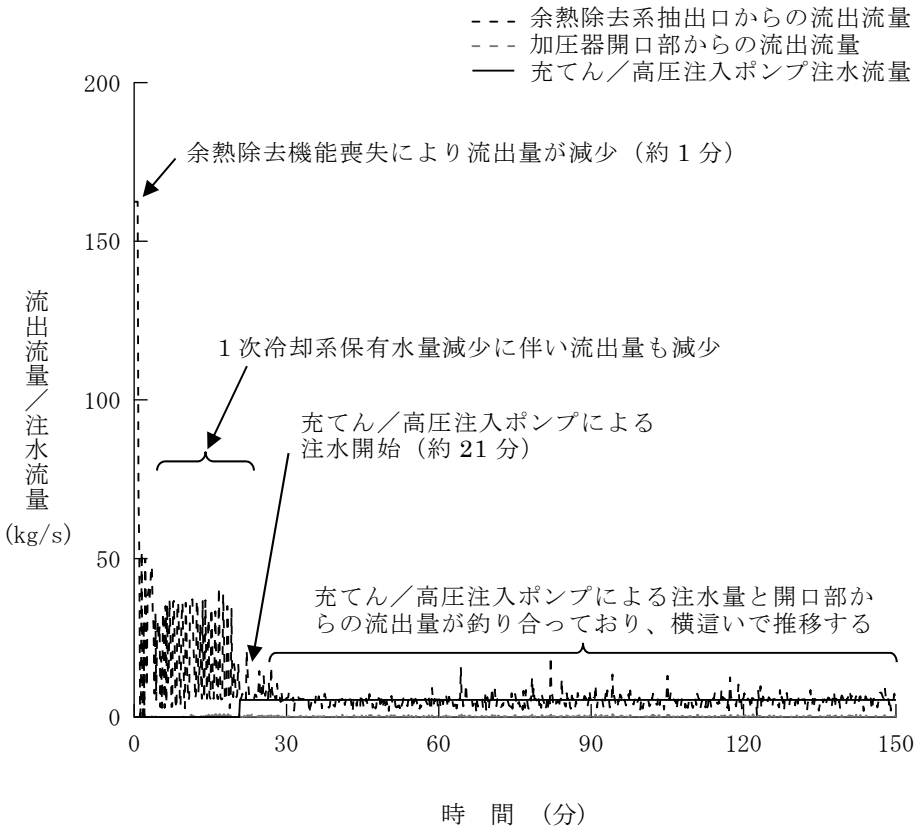
第 7.4.3.3 図　「原子炉冷却材の流出」の作業時間と手順
(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)



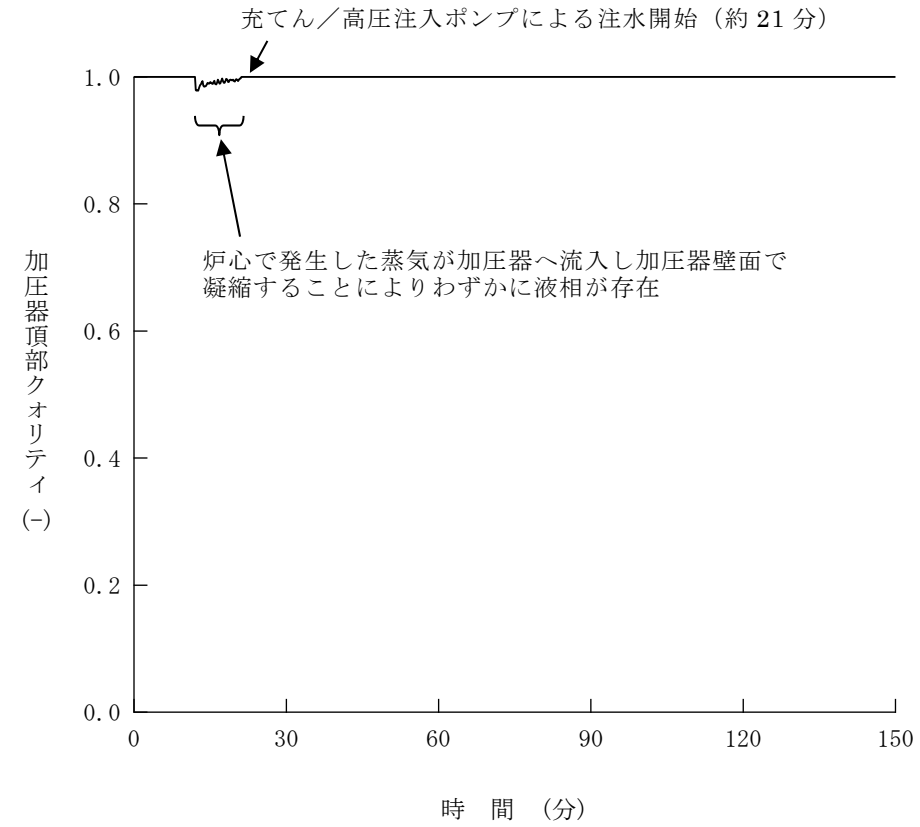
第 7.4.3.4 図　1 次冷却材圧力の推移



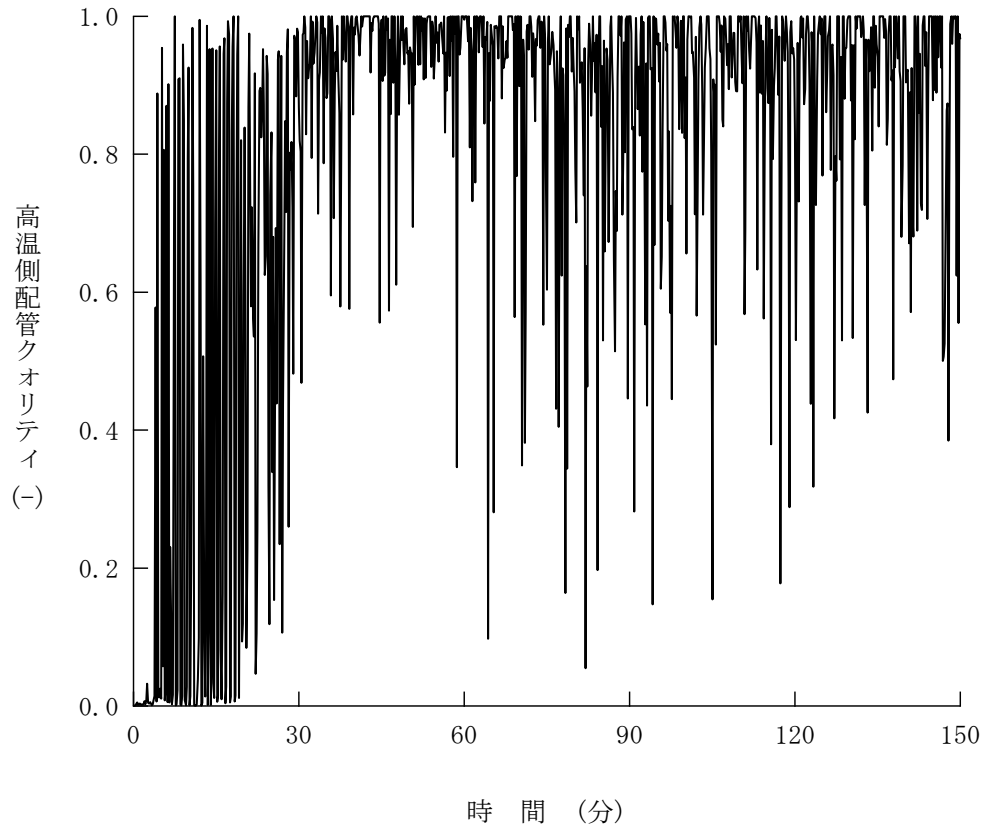
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移



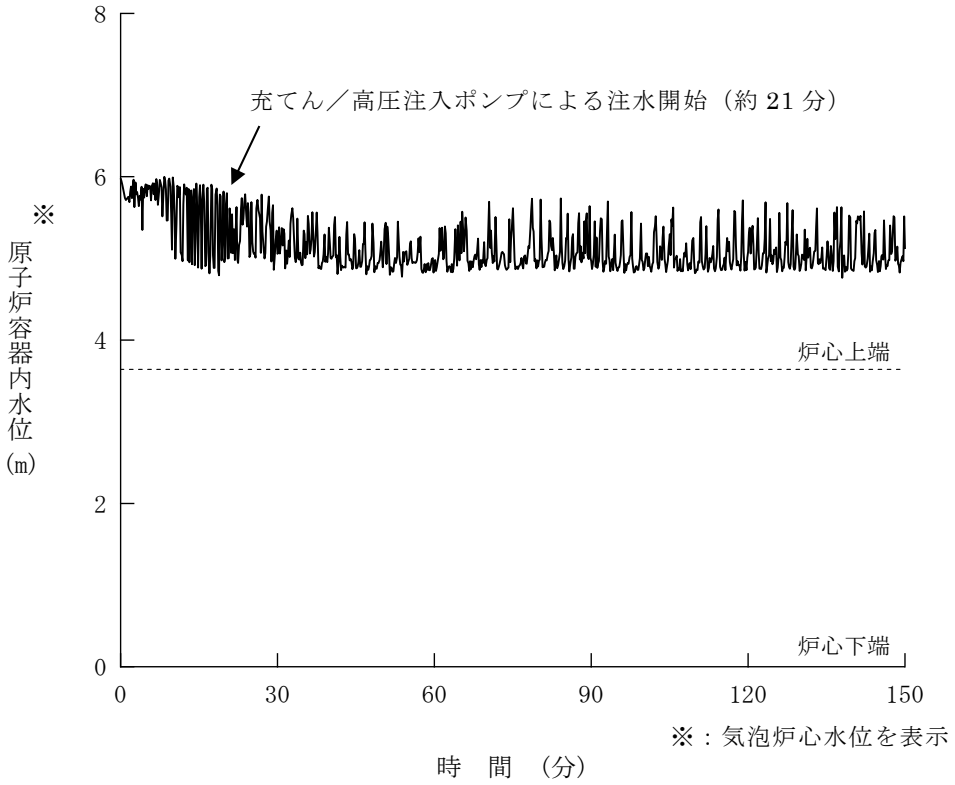
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注水流量の推移



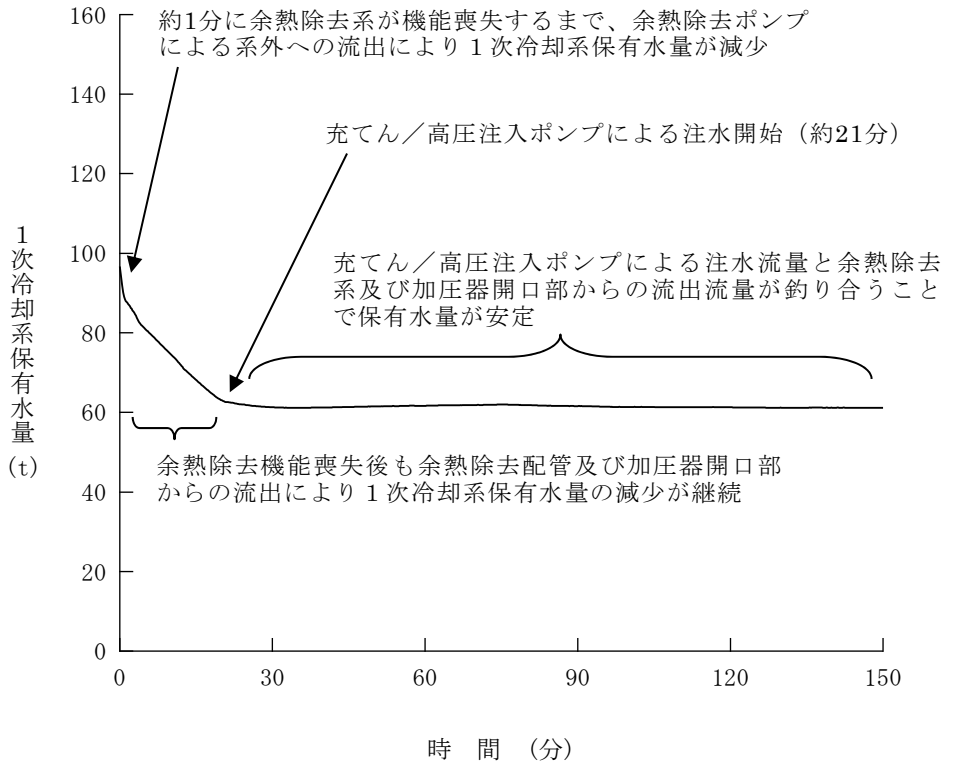
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クォリティの推移



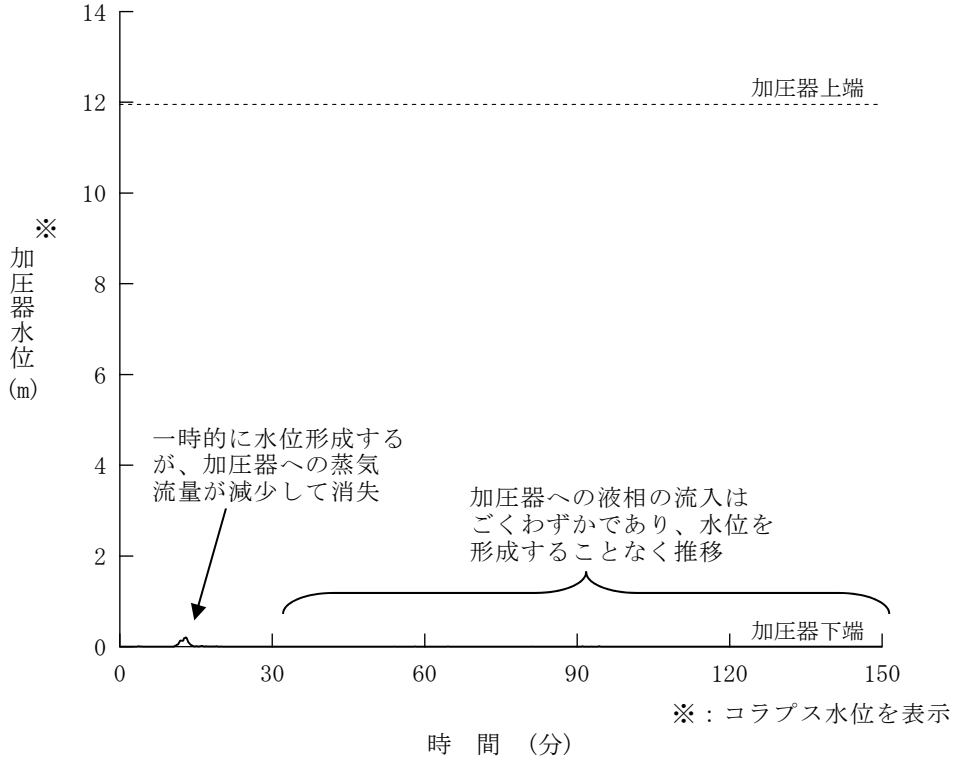
第 7.4.3.8 図　高温側配管クォリティ（余熱除去系抽出口）の推移



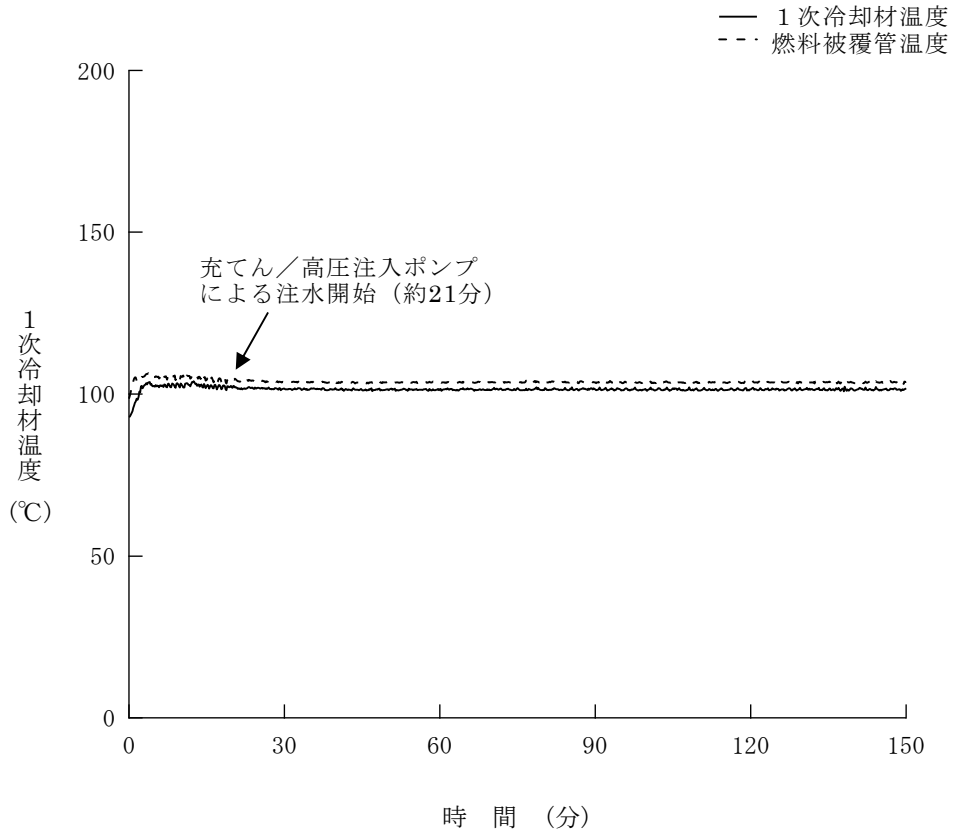
第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移



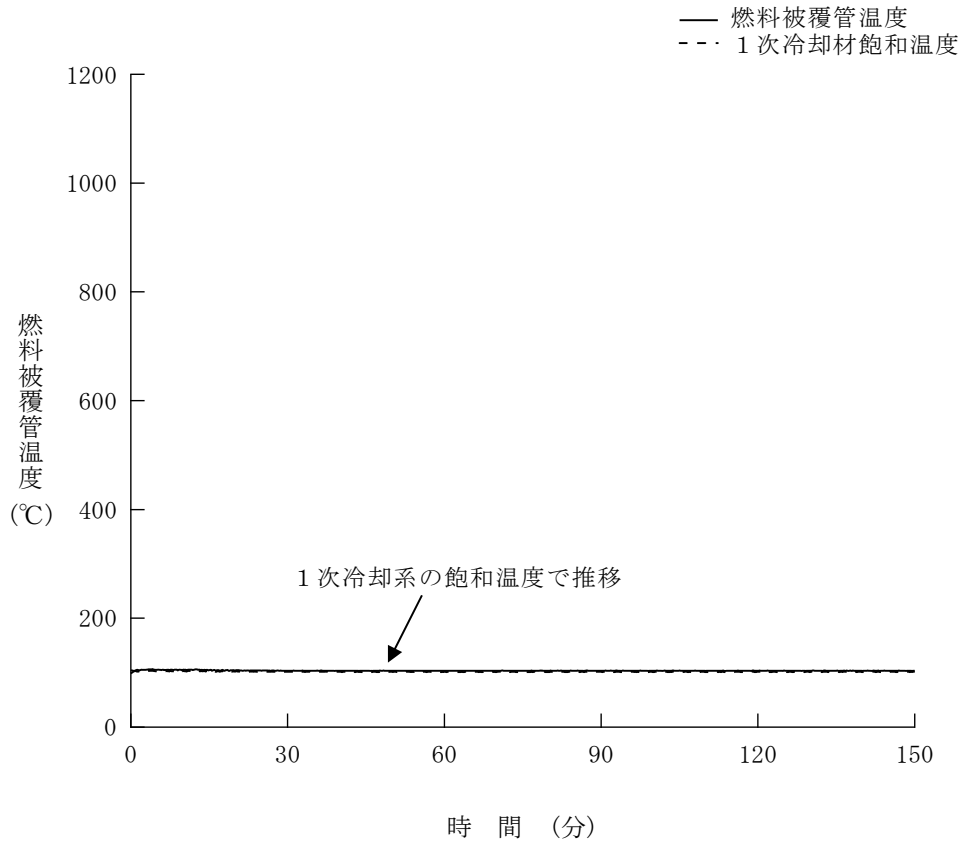
第 7.4.3.10 図　１次冷却系保有水量の推移



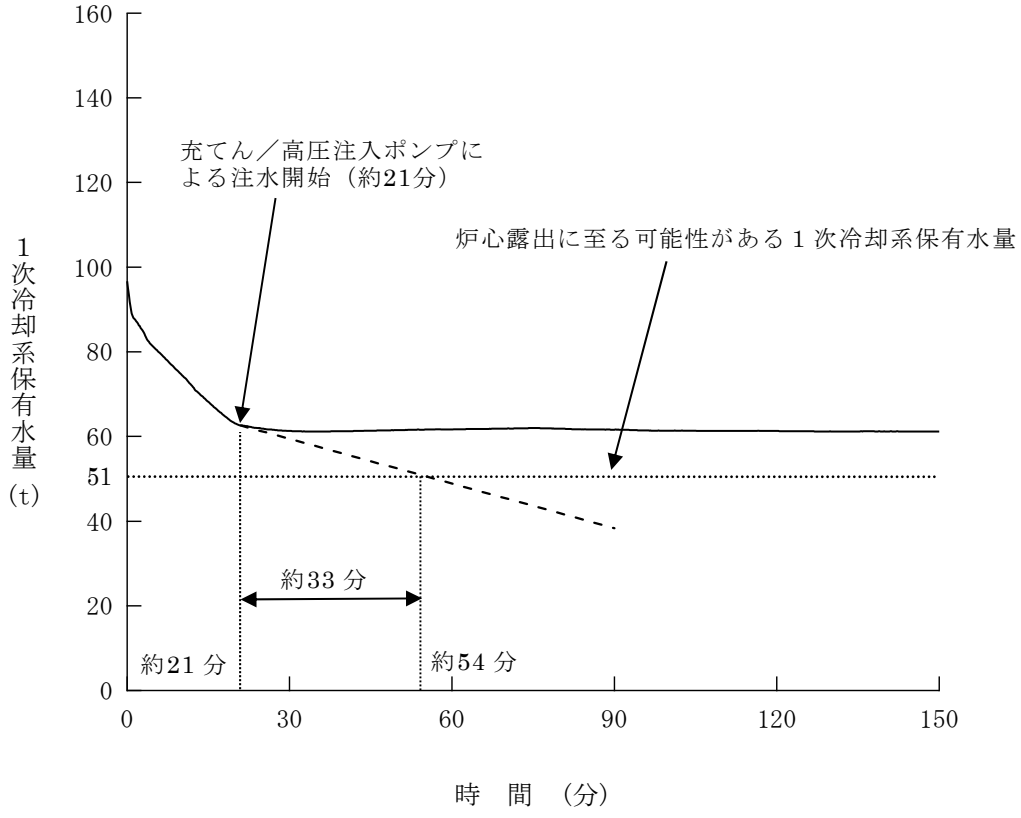
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移



第 7.4.3.12 図　1 次冷却材温度の推移



第 7.4.3.13 図　燃料被覆管温度の推移



第 7.4.3.14 図　1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）

7.4.4 反応度の誤投入

7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することから、緩和措置がとられない場合には、反応度が添加されることで、臨界に達し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、純水注水を停止し、反応度の添加を停止するとともに、1次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保することで燃料損傷を防止する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.4.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 7 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長 1 名、運転操作

対応を行う運転員 2 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所へ通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.4.3 図に示す。

a. 反応度の誤投入の判断

1 次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、ほう酸混合器純水流量制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの 0.5 デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

c. 希釈停止操作

1 次系純水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉操作により、ほう酸混合器純水流量制御器の動作停止を確認する。

d. ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

e. 未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。

また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の

停止ほう素濃度以上に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、定期検査中、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じることを考慮し、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で、「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお、希釈操作中に外部電源が喪失した場合、希釈信号は直流電源より受電しているため希釈信号は保持されるものの希釈水弁が自動閉止し、１次系純水ポンプが停止するため、１次冷却系に希釈水が流入することはない。１次系純水ポンプは、非常用母線から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路はリセットされる。したがって、ディーゼル発電機からの受電後も再起動はしない。

また、原子炉停止中において、１次冷却系の水抜き開始から燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から１次冷却系の水張り完了までの期間については、１次冷却系へ純水を補給する系統の手動弁を閉止運用する等、機器の誤動作による１次冷却材の希釈を防止する措置を講じ設備及び手順の両面から反応度事故の発生防止を図っている。

本重要事故シーケンスでは、事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。よって、希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め、運転員が警報により異常な状態を検知し、臨界に至る前に希釈停止操作を実施するための時間余裕を評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価として、本重要事故シーケ

ンスにおける運転員等操作時間への影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.4.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態とする。

(b) 1次冷却系有効体積

1次冷却系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加するため、評価結果が厳しくなるような値として、1次冷却系の有効体積は加圧器、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた 201m^3 とする。

(c) 初期ほう素濃度

原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として、保安規定に定められた制限値である 2,600ppm とする。

(d) 臨界ほう素濃度

サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として、1,650ppm とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水されることを想定する。

1次冷却系への純水補給最大流量は、1次系純水ポンプ 2 台運転時の全補給容量（約 79m^3/h）に余裕を持たせた値である

81.8m³/h とする。

(b) 外部電源

外部電源はあるものとする。

1 次系純水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 希釈停止操作の開始は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から 10 分後に開始し、操作に 1 分を要するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.4.2 図に示す。

a. 事象進展

原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤作動等により、1 次冷却材中に純水が注水される。このため、1 次冷却材中のほう素濃度が低下するが、事象発生の約 54 分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信の 10 分後の約 64 分後に 1 次系純水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し、1 次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間、炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後、ほう酸注入による濃縮操作により、事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し、未臨界を確保する。

b. 評価項目等

第 7.4.4.4 図に示すとおり、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信されるまで約 54 分を要し、臨界に

至るまでにはさらに約 13 分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作の実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持することができる。

なお、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器上部ふたが閉止されている状態であることから、放射線遮蔽を維持できる。

その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお、臨界ほう素濃度である 1,650ppm まで希釈された際に、初期ほう素濃度 2,600ppm まで濃縮するのに要する時間は約 36 分である。

7.4.4.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員操作である希釈停止操作により、反応度添加を停止することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員操作は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信を起点とする希釈停止とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定にあたっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる 1 次系純水注水流量及び臨界ほう素濃度に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

1次系純水注水流量を最確値とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなることから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

1次系純水注水流量を最確値とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなり、臨界到達までの時間が長くなることから、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

希釈停止は、第 7.4.4.3 図に示すとおり、中央制御室の操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

希釈停止の操作開始時間については、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、1次系純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなり、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くることで操作開始が遅くなるが、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

なお、「7.4.4.3(2) 操作時間余裕の把握」において、警報発信から希釈停止を開始した場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

希釈停止の操作時間としては、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約 13 分かかるのに対し、警報による事象の検知及び判断に 10 分、その後の希釈停止操作に 1 分の計 11 分で完了できることから、臨界に達するまで 2 分の時間余裕があることを確認した。

なお、評価では警報発信に伴い反応度誤投入の判断後、希釈停止を実施することとしているが、運転員は、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音や炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔の変化により1次冷却系の希釈を早期に検知することができ、臨界に至るまでの希釈停止の操作時間余裕は十分ある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間

に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員による希釈停止操作を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、3 号炉の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 54 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

本重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な水源はない。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重

油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、１次冷却材中に純水が注水される。このため、１次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで、炉心が臨界に達し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、純水注水を停止し、ほう酸注入により１次冷却材を濃縮する対策を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉が臨界になる前に、運転員が警報により異常な状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界は維持される。また、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器上部ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、希釈停止操作等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 7.4.4.1 表　「反応度の誤投入」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 反応度の誤投入の判断	・１次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、ほう酸混合器純水流量制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。 ・停止時中性子束レベルの 0.5 デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。	－	－	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
c. 希釈停止操作	・１次系純水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉操作により、ほう酸混合器純水流量制御器の動作停止を確認する。	－	－	－
d. ほう酸濃縮操作	・ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 緊急ほう酸注入弁	－	ほう酸タンク水位 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
e. 未臨界状態の維持確認	・中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ・ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度以上に戻っていることを確認する。	－	－	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

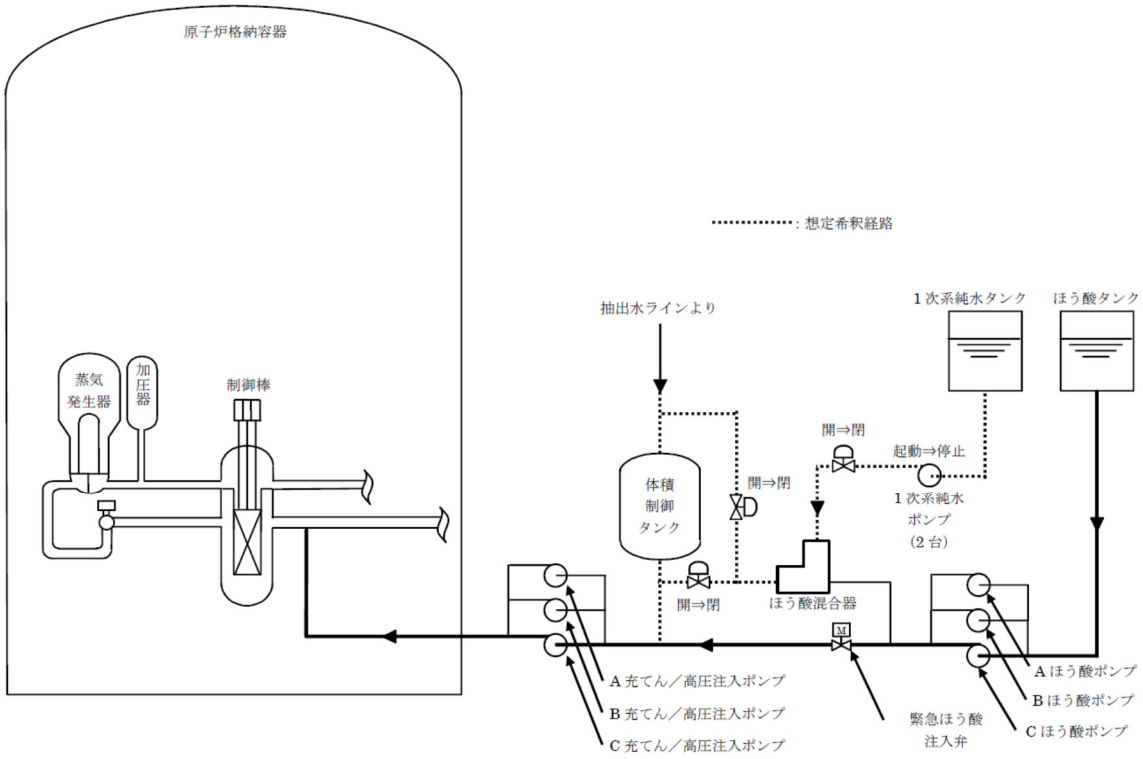
第 7.4.4.2 表　「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）(1/2)

項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。
	1 次冷却系有効体積	201m^3		1 次冷却系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、加圧器、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた 1 次冷却系の有効体積を厳しい値として設定。
	初期ほう素濃度	2,600ppm （燃料取替時のほう素濃度）		原子炉停止中の 1 次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、ほう素濃度として保安規定にて定められた下限値を厳しい値として設定。
	臨界ほう素濃度	1,650ppm※		サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。
事故条件	起因事象	1 次冷却系 への純水注水	81.8m^3/h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1 次冷却材中に純水が注水されるとして設定。1 次系純水ポンプ 2 台運転時の全補給容量（約 79m^3/h）に余裕をもたせた値として設定。 1 次系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。

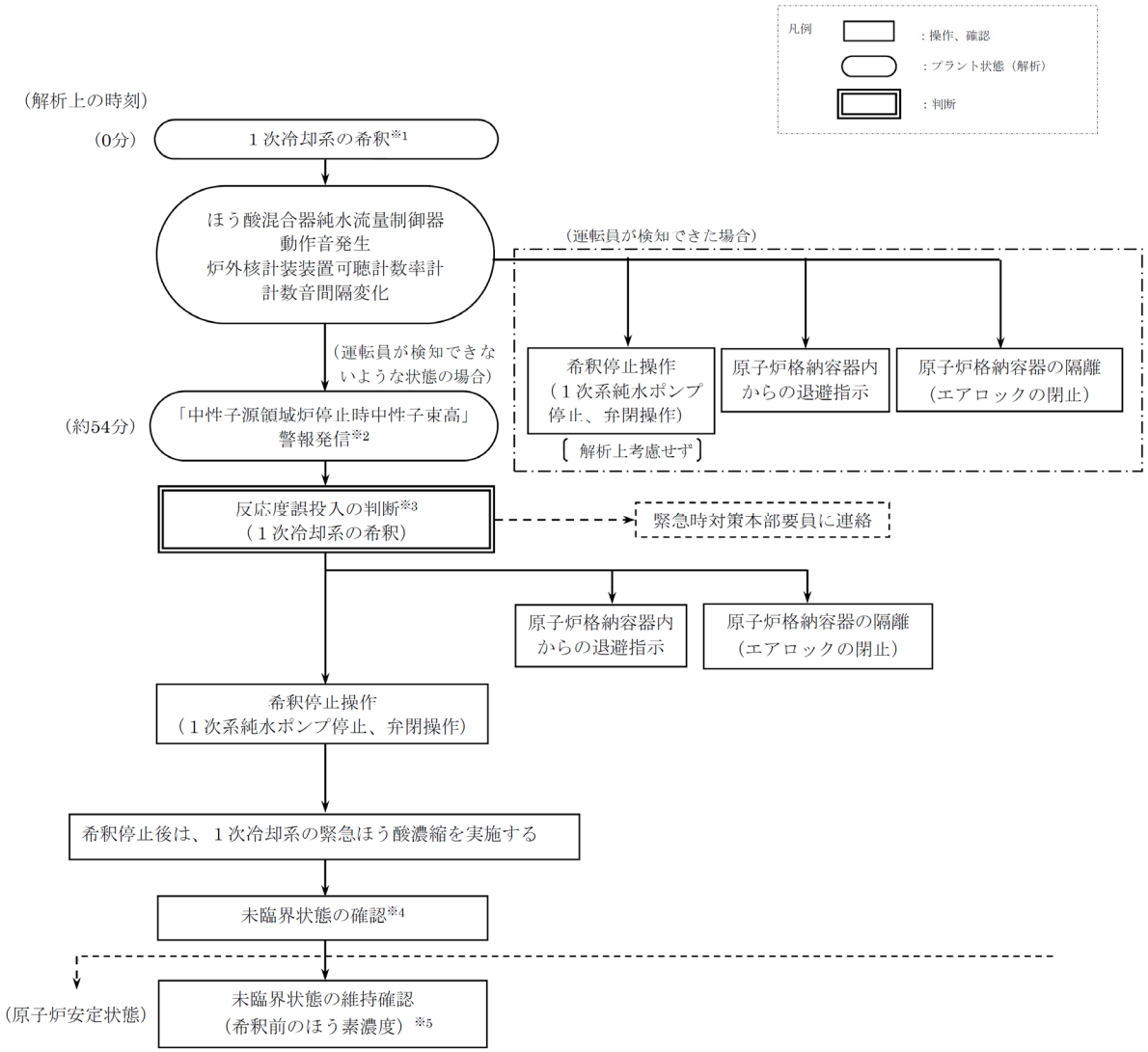
※低温停止、制御棒全挿入状態における平衡炉心のサイクル初期臨界ほう素濃度評価値（約 1,230ppm）に、取替炉心による変動分（300ppm）＋核的不確定性（100ppm）を考慮し、50ppm 単位で切り上げた値

第 7.4.4.2 表　「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）(2/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	外部電源あり	1 次系純水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	「中性子源領域炉停止時中性子束高」	停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上	この警報は原子炉停止時に中性子束レベルが増加した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから 0.5 デカード（$10^{0.5}$＝約 3.2 倍）上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した 0.8 デカード（$10^{0.8}$＝約 6.3 倍）上として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から 10 分後＋希釈停止操作時間(1 分)	運転員等操作時間として、事象の検知及び判断に 10 分、希釈停止操作に 1 分を想定。



第 7.4.4.1 図　「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



※1 ：１次冷却系水位を低下させる場合は、１次冷却系へ純水を補給する系統を隔離する運用であり、隔離弁は施錠閉するため、１次冷却系が希釈される事象は発生しない。
このため臨界到達までの時間余裕が厳しい原子炉起動時において、ほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事象を想定する。

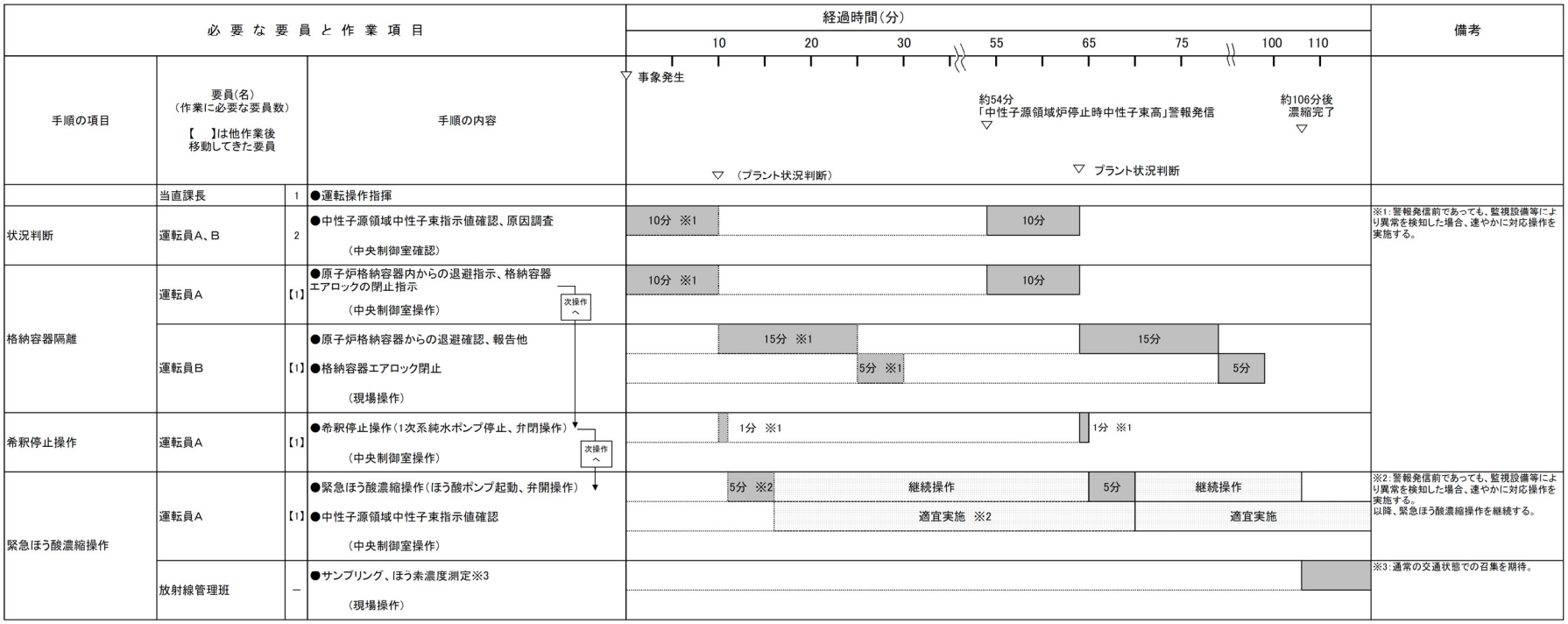
※2 ：「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信により運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作に移行する。

※3 ：反応度誤投入の確認は以下で行う。
ほう酸混合器純水流量計動作、ほう酸混合器純水流量制御器動作、炉外核計装装置可聴計数率計計数音間隔、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報、中性子源領域中性子束レベル上昇、中間領域中性子束レベル上昇、中性子源領域起動率が正側を指示、中間領域起動率が正側を指示。

※4 ：未臨界状態の確認は以下で行う。
中性子源領域中性子束レベル低下、中性子源領域起動率が負側を指示。

※5 ：中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。
また、ほう素濃度が希釈前のほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。

第 7.4.4.2 図　「反応度の誤投入」の対応手順の概要
（「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）



上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第 7.4.4.3 図　「反応度の誤投入」の作業と所要時間
(原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度C_{BO}からほう素濃度Cに至るまで

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{BO}}{C}$$

（ t ：希釈にかかる時間(h)
V ：１次冷却系有効体積(m^3)
Q ：希釈流量(m^3/h) ）

原子炉の状態	時　間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信	事象発生の約54分後
臨　　界	警報発信の約13分後



第 7.4.4.4 図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

a. 各事故シーケンスにおける要員については、3 号炉の重大事故等対策時に対応可能であるか評価を行う。

b. 要員の評価においては、重大事故等対策要員（運転員、緊急時対策本部要員及び緊急安全対策要員）により、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から召集されるその他の要員については、実際の運用では、集まり次第作業対応は可能であるが、評価上は見込まないものとする。

c. 屋外作業に係る要員の評価においては、3 号炉の屋外作業実施に必要なアクセスルート復旧作業時間 50 分を考慮して評価を行う。なお、復旧作業時間 50 分は、重大事故等対策要員（緊急安全対策要員）の参集時間 30 分とアクセスルート復旧時間として訓練実績や文献を参考にして算出した時間 20 分の合計により想定した時間である。

(2) 資源の評価条件

a. 全般

(a) 重大事故等対策の有効性評価において、駆動源の喪失により通常系統からの注水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

b. 水源

(a) 炉心への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であることを評価する。

(b) 蒸気発生器への注水においては、復水タンク（513m^3：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに送水車を用いた海水補給が可能であること又は余熱除去系による炉心冷却が可能である

ことを評価する。

(c) 原子炉格納容器への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水タンク（1,325m^3：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに水源を復水タンクに切り替え、送水車による復水タンクへの海水補給が可能であることを評価する。

(d) 使用済燃料ピットへの注水については海を水源とする。

(e) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）としても厳しい評価となる事から、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃料

(a) 空冷式非常用発電装置、大容量ポンプ及び電源車（緊急時対策所用）の燃料（重油）並びに送水車用燃料（軽油）が備蓄量にて7日間運転継続が可能であることを評価する。

(b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の算出を行う。また、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定し、燃料消費量の確認を行う。この場合、燃料（重油）の備蓄量として、燃料油貯蔵タンク（180kℓ（1基当たり）、2基）の合計油量(360kℓ)を考慮する。

(c) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合の燃料（重油）の備蓄量としては、燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量（180kℓ（1基当たり）、2基）の合計(360kℓ)を考慮する。

(d) 電源車（緊急時対策所用）への燃料供給については、各事故シーケンスにおける外部電源の有無に関わらず資源の評価上厳しくなるように考慮する。

(e) 燃料消費量（重油）の計算においては、ディーゼル発電機等の負荷に応じた燃料消費量を想定し算出する。

(f) 送水車用燃料（軽油）については、備蓄量 6,200ℓ を考慮する。

(g) 燃料消費量（軽油）の計算においては、送水車の負荷に応じた燃費消費量を想定し算出する。また、燃料消費開始時間は作業手順上、起動可能な時間とする。

(h) 全交流動力電源喪失を仮定している事故シーケンスについては、送水車を用いた使用済燃料ピットへの海水注水に必要な燃料（軽油）を考慮する。送水車を用いた使用済燃料ピットへの海水注水は３号炉を対象とする。

(i) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡される。ただし、各シーケンスにおいて補機類の起動時間は異なる事から、燃料消費量の包絡性を評価するため、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して燃料の消費量を算定し、発電所構内の備蓄量にて 7 日間の対応が可能であることの確認も行う。

d. 電源

(a) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合又は全交流動力電源喪失以外でも重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプを用いる場合において、必要となる補機類に電源供給を行い最大となる負荷が空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)未満となることを評価する。

(b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は、資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機から給電とする。

(c) 各事故シーケンスの事故条件で、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定した確認を行う。

(d) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シ

ーケンス等の対策補機類に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスにおいて、3号炉の重大事故等対策時に必要な作業の項目、要員数、移動時間を含めた各作業にかかる所要時間について確認した。

初動対応において必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.4 水素燃焼」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、使用済燃料ピットへの注水対応をあわせて実施しても、3号炉は36名（3号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合17名）で対処可能である。これらの要員数に1号炉及び2号炉の運転員 4名、消火活動要員 7名、ガレキ除去要員 2名及び被災後 6時間以内を目途として参集し、発電所対策本部の各班の活動を行う緊急時対策本部要員 5名を加えた重大事故等対策要員54名（3号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合、大規模損壊発生時の対応を考慮して46名）を時間外、休日（夜間）においても確保する。

7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

重大事故等発生後 7日間は外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグ

ループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンクを水源とし、1,325m^3 の使用が可能であることから、事象発生の約 46.1 時間後までの注水継続が可能である。以降は、格納容器再循環サンプを水源に切り替えた低圧代替再循環運転又は代替再循環運転の継続により、7 日間の代替炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水タンク（513m^3：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水タンク枯渇までの約 8.6 時間の注水継続が可能である。なお、4 時間以降は、復水タンクに送水車（約 300m^3/h）による海水補給を行うことにより、7 日間の注水継続が可能である。

c. 原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を考慮しても、燃料取替用水タンクを水源とし、1,325m^3 の使用が可能であるため、事象発生の約 9.1 時間後までの注水が可能である。また、事象発生の約 9.1 時間後から 24 時間後までは、水源を復水タンクに切り替え、送水車を用いて復水タンクに海水を補給することにより、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。

以降は、格納容器内自然対流冷却を継続することにより、原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

燃料の評価においては、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して、燃料の消費量を算定し、発電所構内の備蓄量にて 7 日間の対応が可能であることを以下のとおり確認した。

重油に関しては、最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」である。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事象発生直後から約 68 時間後までの運転を想定して、約 6.8kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 342.7kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

また、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」であり、7 日間の運転継続に必要な重油は、約 176.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の

評価条件」に示す燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

軽油に関しては、最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

復水タンク及び使用済燃料ピットへ海水を補給するための送水車については、事象発生の 3.6 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5,891ℓ の軽油が必要となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

さらに、各事故シーケンスを包絡するように、事象発生直後から補機類が起動することを想定し、保守的に評価した。

重油消費量に関しては、全交流動力電源喪失を想定していない事故シーケンスグループ等の場合、すべて事象発生直後から補機類の起動を想定していることから、最も消費量の厳しくなる「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」についても同じ約 342.7kℓ の消費量となり、燃料油貯蔵タンクの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

なお、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」であり、燃料消費量は約 179.5kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示す燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(360kℓ)にて供給可能である。

軽油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は

「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、燃料消費量は約 6,180ℓ となるが、発電所構内に備蓄している軽油 6,200ℓ にて供給可能である。

(3) 電源の評価結果

電源評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 1,493kW 必要となるが、給電容量である 2,920kW(3,650kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

追　　補

（添付書類十）

目　　次

追補１．「５．　重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

追補２．「６．重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

Ⅰ 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

Ⅱ 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

追補 「5. 2. 2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の追補

Ⅰ 特定重大事故等対処施設の手順等について

Ⅱ 想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価

追 補 1
「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補

添付書類十「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の記述に次のとおり追補する。

（３号炉）

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために
必要な技術的能力

追補 1

本資料のうち、枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

重大事故の発生及び拡大の防止に
必要な措置を実施するために必要な技術的能力

目　　次

1.	重大事故等対策における事項・・・・・・・・・・・・・・・・	1.0
1.1	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.1-1
1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.2-1
1.3	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等・・・・	1.3-1
1.4	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.4-1
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等・・・・・・・	1.5-1
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等・・・・・・・・・	1.6-1
1.7	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等・・・・・	1.7-1
1.8	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等・・・	1.8-1
1.9	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.9-1
1.10	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.10-1
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等・・・・・・・・・	1.11-1
1.12	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等・・・	1.12-1
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等・・・・・・・	1.13-1
1.14	電源の確保に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.14-1
1.15	事故時の計装に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・	1.15-1
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等・・・・・・・・・・	1.16-1
1.17	監視測定等に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.17-1
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等・・・・・・・・・・	1.18-1
1.19	通信連絡に関する手順等・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1.19-1

1. 重大事故等対策における事項

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

＜ 目 次 ＞

1.1.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
b. 手順等
1.1.2 重大事故等時の手順等
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等
(1) 手動による原子炉緊急停止
(2) 原子炉出力抑制（自動）
(3) 原子炉出力抑制（手動）
(4) ほう酸水注入
(5) その他の手順項目にて考慮する手順
(6) 優先順位

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。

2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 沸騰水型原子炉（ＢＷＲ）及び加圧水型原子炉（ＰＷＲ)共通

a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。

(2) ＢＷＲ

a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。

b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（ＳＬＣＳ）を起動する判断基準を明確に定めること。

c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定

な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（ＳＬＣＳ）を作動させること。

(3) ＰＷＲ

a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。

b) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、安全保護系のプロセス計装等である。

これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉保護系リレーラック、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系機能喪失として、原子炉保護系リレーラック、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器の機能喪失を想定する。

電源喪失（サポート系機能喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.1.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ＡＴＷＳ」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動による原子炉緊急停止を行う手段がある。

手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。

- 原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）
- ＭＧセット電源（常用母線 440V しゃ断器操作器）（中央制御盤手動操作）
- 制御棒操作器（中央制御盤手動操作）
- ＭＧセット電源（発電機出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）
- 原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、ＡＴＷＳ緩和設備の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備は以下のとおり。

- ＡＴＷＳ緩和設備
- 主蒸気止弁
- 電動補助給水ポンプ
- タービン動補助給水ポンプ

・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 主蒸気逃がし弁
・ 主蒸気安全弁
・ 加圧器逃がし弁
・ 加圧器安全弁
・ ほう酸タンク
・ ほう酸ポンプ
・ 緊急ほう酸注入弁
・ 充てん／高圧注入ポンプ

手動による原子炉緊急停止ができない場合かつＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。

・ タービントリップスイッチ（中央制御盤手動操作）
・ 主蒸気止弁（中央制御盤手動操作）
・ 電動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）
・ タービン動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）
・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 主蒸気逃がし弁
・ 主蒸気安全弁
・ 加圧器逃がし弁
・ 加圧器安全弁
・ ほう酸タンク
・ ほう酸ポンプ

・ 緊急ほう酸注入弁
・ 充てん／高圧注入ポンプ

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。

ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。

・ ほう酸タンク
・ ほう酸ポンプ
・ 緊急ほう酸注入弁
・ 充てん／高圧注入ポンプ
・ 燃料取替用水タンク
・ ほう酸注入タンク

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、手動による原子炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、ＡＴＷＳ緩和設備、主蒸気止弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気止弁（中央制御盤手動操作）、電動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）、タービン動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポン

プ、緊急ほう酸注入弁、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ＭＧセット電源（常用母線 440V しゃ断器操作器）（中央制御盤手動操作）、ＭＧセット電源（発電機出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）、原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

  耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。
- 制御棒操作器（中央制御盤手動操作）

  制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。
- タービントリップスイッチ（中央制御盤手動操作）

  耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

b. 手順等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.1.2表、第1.1.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第1.1.1表）。

※2 発電所対策本部長:重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.1.2 重大事故等時の手順等

1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 手動による原子炉緊急停止

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉を緊急停止する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップしゃ断器表示、制御棒炉底位置表示等による原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。

b. 操作手順

原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、制御棒炉底位置表示点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）により、原子炉トリップを行う。

③ 運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線440V しゃ断器 2 台の開操作により、ＭＧセット 2 台の電源を遮断する。

④ 運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。

⑤ 運転員等は、④の操作と並行して、現場でＭＧセット制御盤の発電機出力しゃ断器 2 台の開操作を行う。

⑥ 運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップしゃ断器 2 台の開操作を行う。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名、現場にて運転員等1名により行う。②及び③の中央制御室操作の所要時間は約3分と想定し、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップしゃ断器等の開操作を含めた所要時間は約23分と想定する。円滑に操作ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) 原子炉出力抑制（自動）

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、重大事故等対処設備であるＡＴＷＳ緩和設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「安全保護アナログ盤作動」警報が発信した場合。

b. 操作手順

ＡＴＷＳ緩和設備の作動の確認手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を指示する。

② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの動作、主蒸気止弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。

③ 運転員等は、中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施する。「安全保護アナログ盤作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、ＡＴＷＳ緩和設備の作動を予測し速やかにＡＴＷＳ緩和設備の作動を確認する。

なお、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから格納容器内に漏えいした１次冷却材による格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、格納容器が健全であることを確認する。

ＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合の処置については、後述の(3)

原子炉出力抑制（手動）の手順の処置による。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

ＡＴＷＳ緩和設備の自動信号が発信するものの、原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動動作しなかった場合、中央制御室から手動によりタービントリップ、主蒸気止弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

ＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合。

b. 操作手順

タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気止弁の閉及び補助給水流量確保を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（ＴｈＶ、ＧＶ、ＩＣＶ、ＲＳＶ）の閉によりタービントリップを確認する。

③ 運転員等は、②によるタービントリップに失敗した場合は、中央制御室で主蒸気止弁を手動にて閉操作するとともに主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。

⑤ 運転員等は、中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名により実施し、所要時間は約3分と想定する。

(4) ほう酸水注入

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップしゃ断器表示、制御棒炉底位置表示等により確認し、原子炉出力が5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。

b. 操作手順

ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.1.4図～第1.1.6図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮操作の準備と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプの起動を確認し、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸注入流量により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束計により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率計により未臨界状態へ移行していることを確認する。

④ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸濃縮ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てん／高圧注入ポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水タンクに切り替え、ほう酸注入タンク出入口弁の開操作により安全注入ラインを使用し、燃料取替用水タンクよりほう酸注入タンクを経由してほう酸水を原子炉へ注入する。

安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。

⑥ 運転員等は、中央制御室でほう酸タンク等の水位により、ほう酸水注入量及び１次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

⑦ 運転員等は、サンプリングの結果により、１次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約5分と想定する。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作でないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。

原子炉の出力抑制後は、１次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレ弁により１次冷却系の降温、降圧を行い、１次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び１次冷却材温度177℃以下となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況確認を含む。）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号によるＡＴＷＳ緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、

その後、ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を行う。

中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央制御盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。

原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.1.7図に示す。

第 1.1.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※3	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	原子炉保護系 リレーラック 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ （中央制御盤手動操作）	重大事故等対処設備	a	手動により原子炉を緊急停止する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			MGセット電源※1 （常用母線 440V しゃ断器操作器） （中央制御盤手動操作）	多様性拡張設備			
			制御棒操作器 （中央制御盤手動操作）※1				
			MGセット電源※1 （発電機出力しゃ断器スイッチ） （現場手動操作）				
			原子炉トリップしゃ断器スイッチ （現場手動操作）				
	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉保護系 リレーラック 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制（自動）	ＡＴＷＳ緩和設備※1 （蒸気発生器水位異常低による ・タービントリップ ・主蒸気隔離 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ）	重大事故等対処設備	a,b	ＡＴＷＳ緩和設備の作動を確認する手順	
			主蒸気止弁				
			電動補助給水ポンプ※2				
			タービン動補助給水ポンプ				
			復水タンク				
			蒸気発生器				
			主蒸気逃がし弁				
			主蒸気安全弁				
			加圧器逃がし弁				
			加圧器安全弁				
			緊急ほう酸濃縮 （中央制御盤手動操作）（ⓐ）				

※1 ：原子炉トリップしゃ断器機能喪失時にも有効に機能する。
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.1.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※2	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉保護系 リレーラック 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ（中央制御盤手動操作）	多様性拡張設備		原子炉出力を手動で抑制する手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			主蒸気止弁（中央制御盤手動操作）	重大事故等対処設備	a		
			電動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）※1				
			タービン動補助給水ポンプ（中央制御盤手動操作）				
			復水タンク				
			蒸気発生器				
			主蒸気逃がし弁				
			主蒸気安全弁				
			加圧器逃がし弁				
			加圧器安全弁				
			緊急ほう酸濃縮（中央制御盤手動操作）（ⓐ）				
		ほう酸水注入	ほう酸タンク ほう酸ポンプ※1 緊急ほう酸注入弁※1 充てん／高圧注入ポンプ※1 （ⓐ（緊急ほう酸濃縮））	重大事故等対処設備	a,b	緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順	
			燃料取替用水タンク				
			ほう酸注入タンク				

※1　：ディーゼル発電機等により給電する。
※2　：重大事故等対策において用いる設備の分類
　　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.1.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

監視計器一覧（１／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
	操作	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		電源	・３－３Ａ１、Ａ２電圧計

監視計器一覧（２／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報

監視計器一覧（３／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	操作	未臨界の維持又は監視	・非常しゃ断油圧力計
			・タービン主要弁表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示
			・主蒸気安全弁表示
			・主蒸気逃がし弁表示
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計

監視計器一覧（４／６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・非常しゃ断油圧力計
			・タービン主要弁表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計

監視計器一覧（５／６）

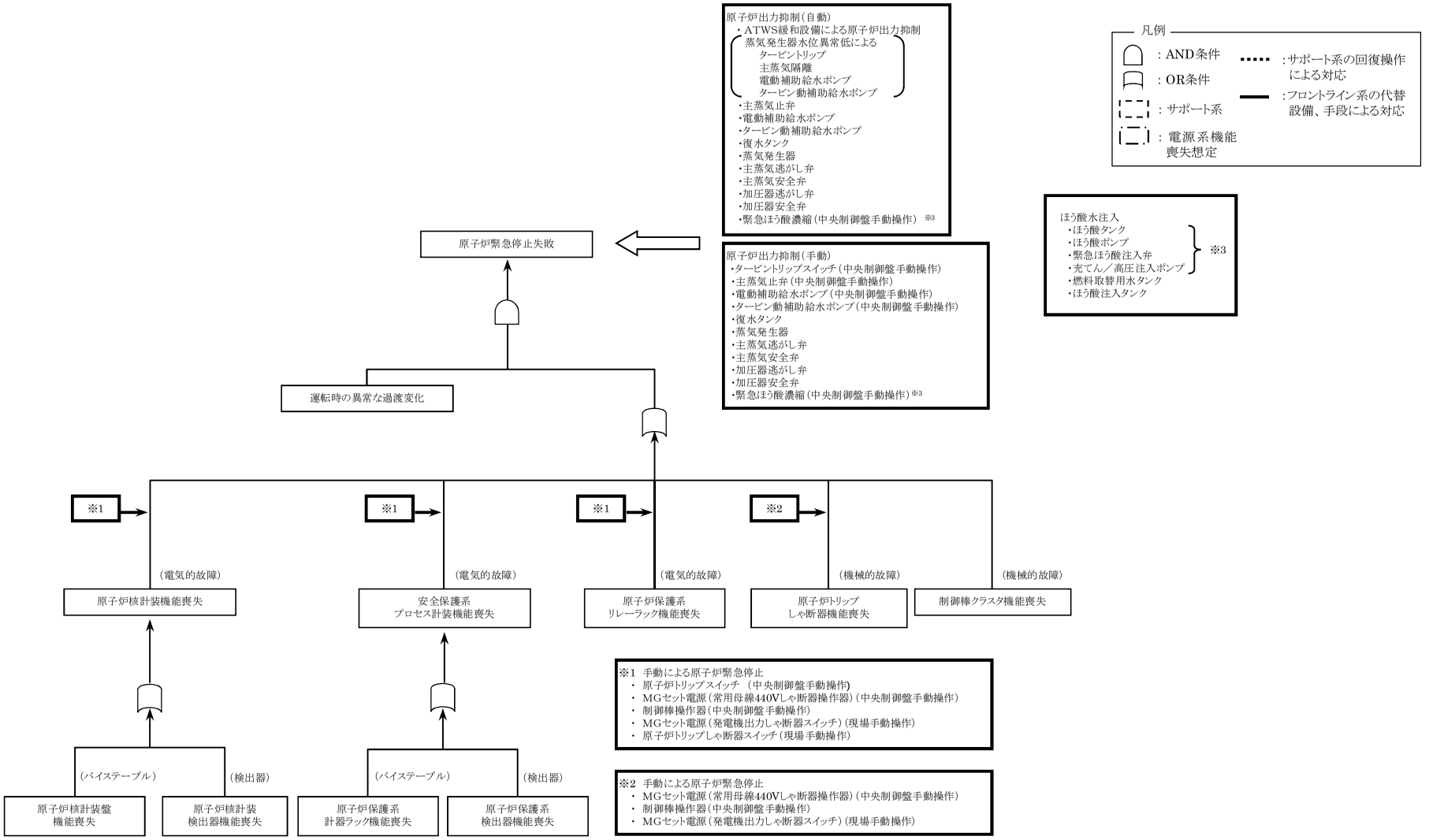
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	操作	未臨界の維持又は監視	・非常しゃ断油圧力計
			・タービン主要弁表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示
			・主蒸気安全弁表示
			・主蒸気逃がし弁表示
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・主蒸気圧力計
			・補助給水流量計

監視計器一覧（６／６）

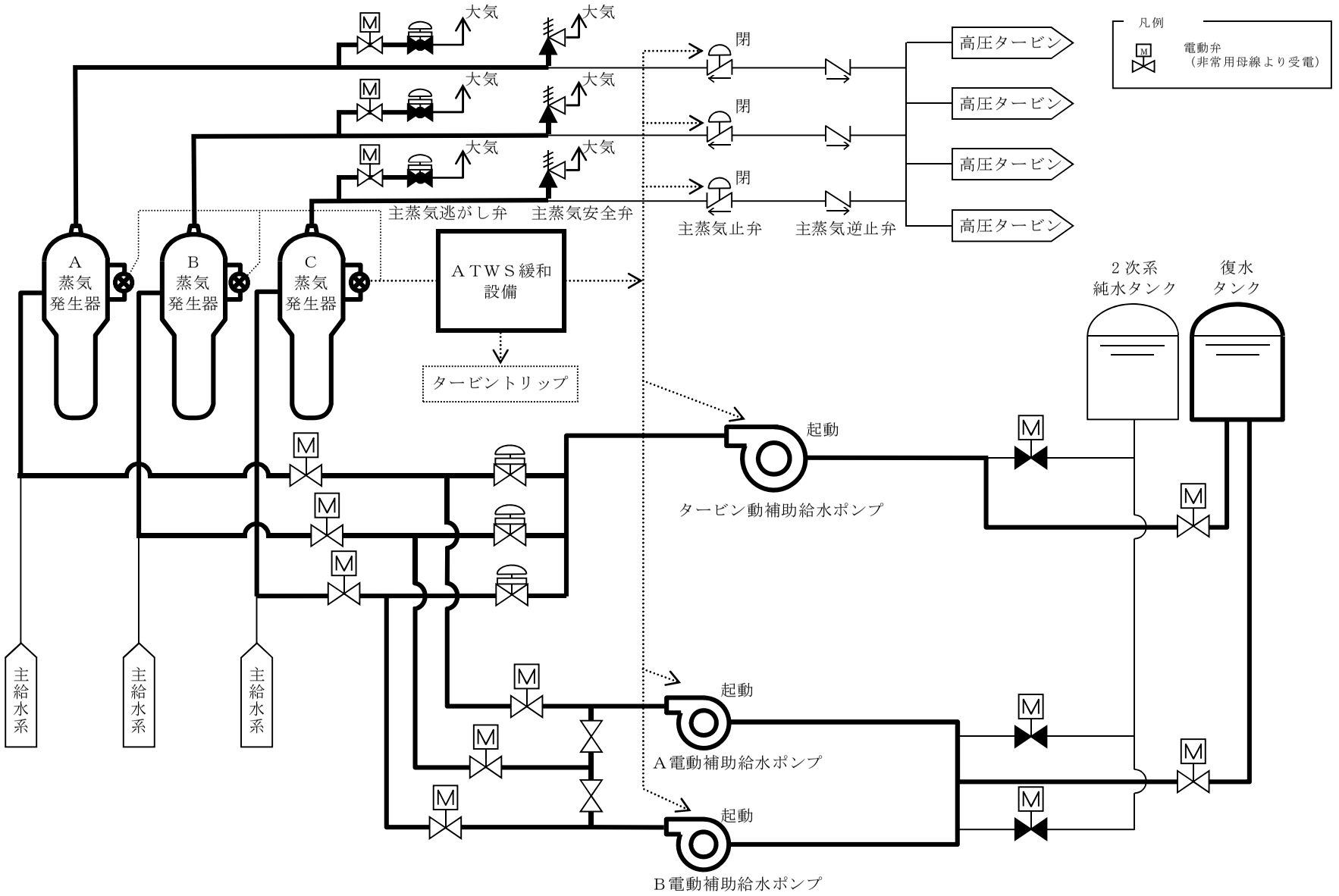
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		水源の確保	・ほう酸タンク水位計
	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・可聴計数率計（可聴音）
			・緊急ほう酸注入流量計
			・ほう酸混合器純水流量制御器
			・純水補給量積算制御器
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
			・安全注入流量計
		－	・ほう素濃度（手分析値）

第1.1.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

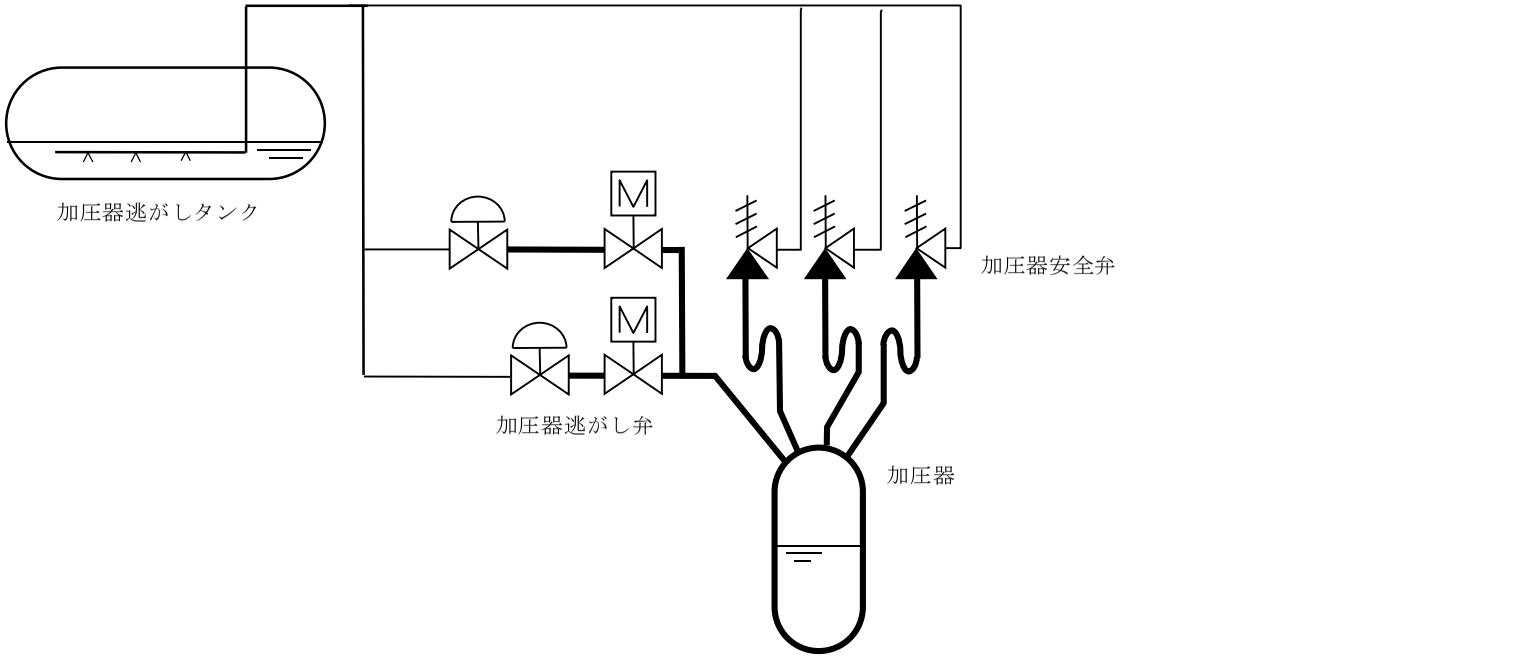
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	A充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	A電動補助給水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Aほう酸ポンプ	Ｃ１原子炉コントロールセンタ
	Ｂほう酸ポンプ	Ｄ１原子炉コントロールセンタ
	Ｃほう酸ポンプ	ＣＤ原子炉コントロールセンタ
	緊急ほう酸注入弁	Ｄ２原子炉コントロールセンタ
	A主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤
	Ｂ主蒸気逃がし弁	Ｂ４ソレノイド弁分電盤
	Ｃ主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤
	A加圧器逃がし弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
	Ｂ加圧器逃がし弁	Ｂ１ソレノイド弁分電盤
	A主蒸気止弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
		Ｂ１ソレノイド弁分電盤
	Ｂ主蒸気止弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
		Ｂ１ソレノイド弁分電盤
	Ｃ主蒸気止弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
		Ｂ１ソレノイド弁分電盤



第1.1.1図　機能喪失原因対策分析



第 1.1.2 図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概略系統（１／２）



第 1.1.2 図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概略系統（２／２）

(1) 手動による原子炉緊急停止

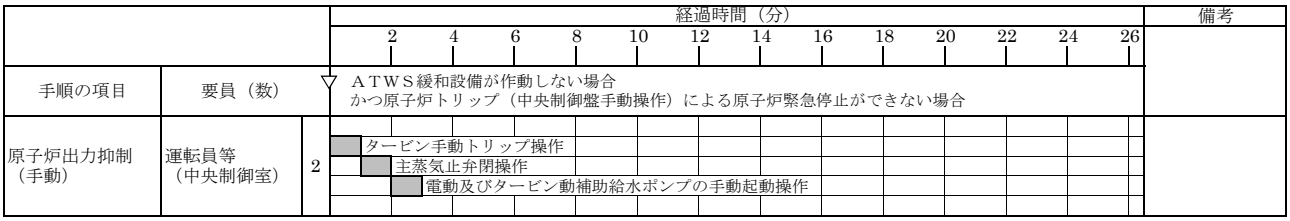


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

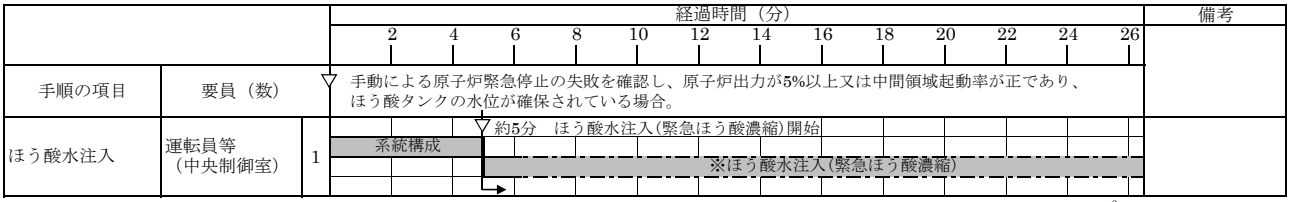
(2) 原子炉出力抑制（自動）



(3) 原子炉出力抑制　（手動）

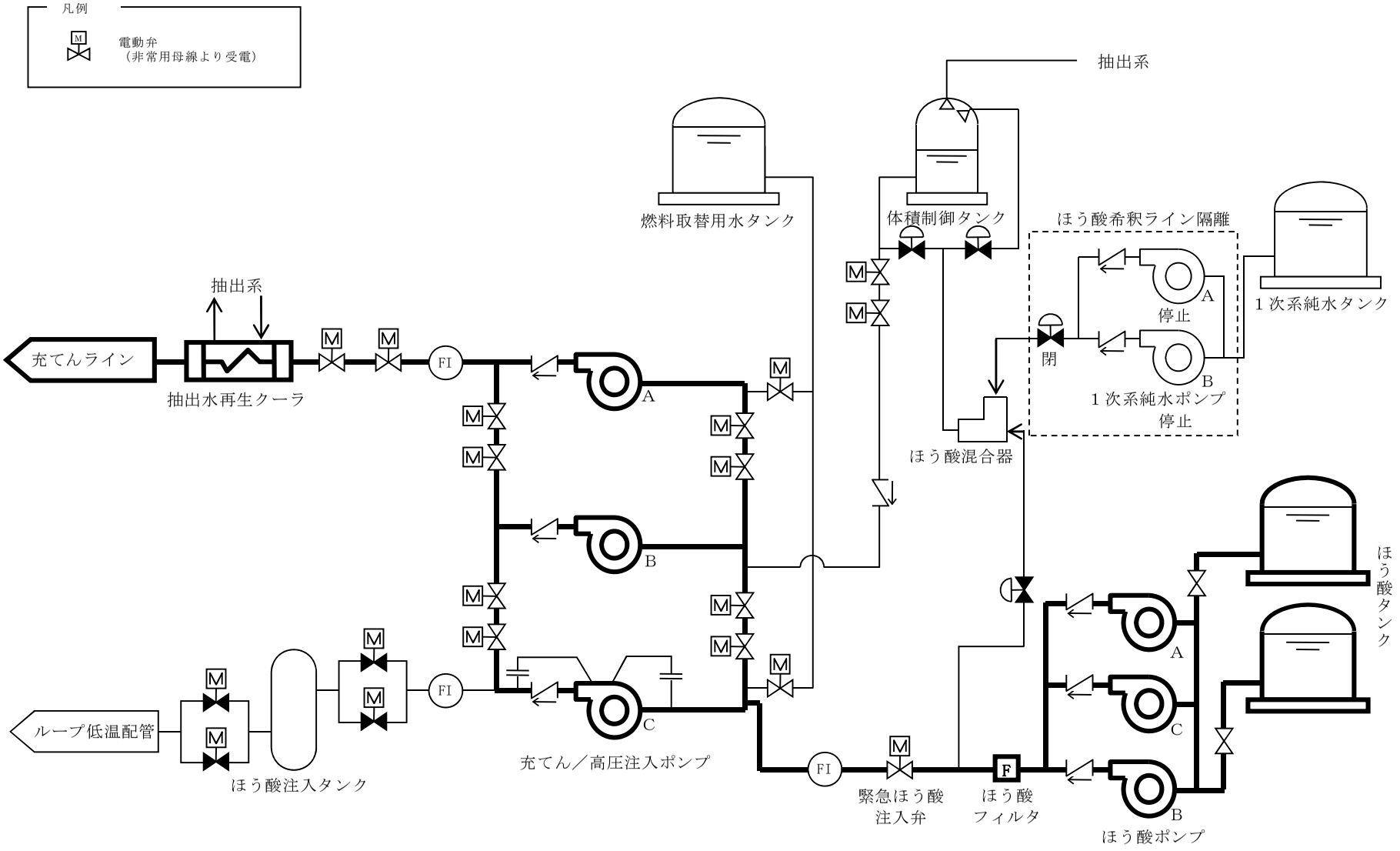


(4) ほう酸水注入

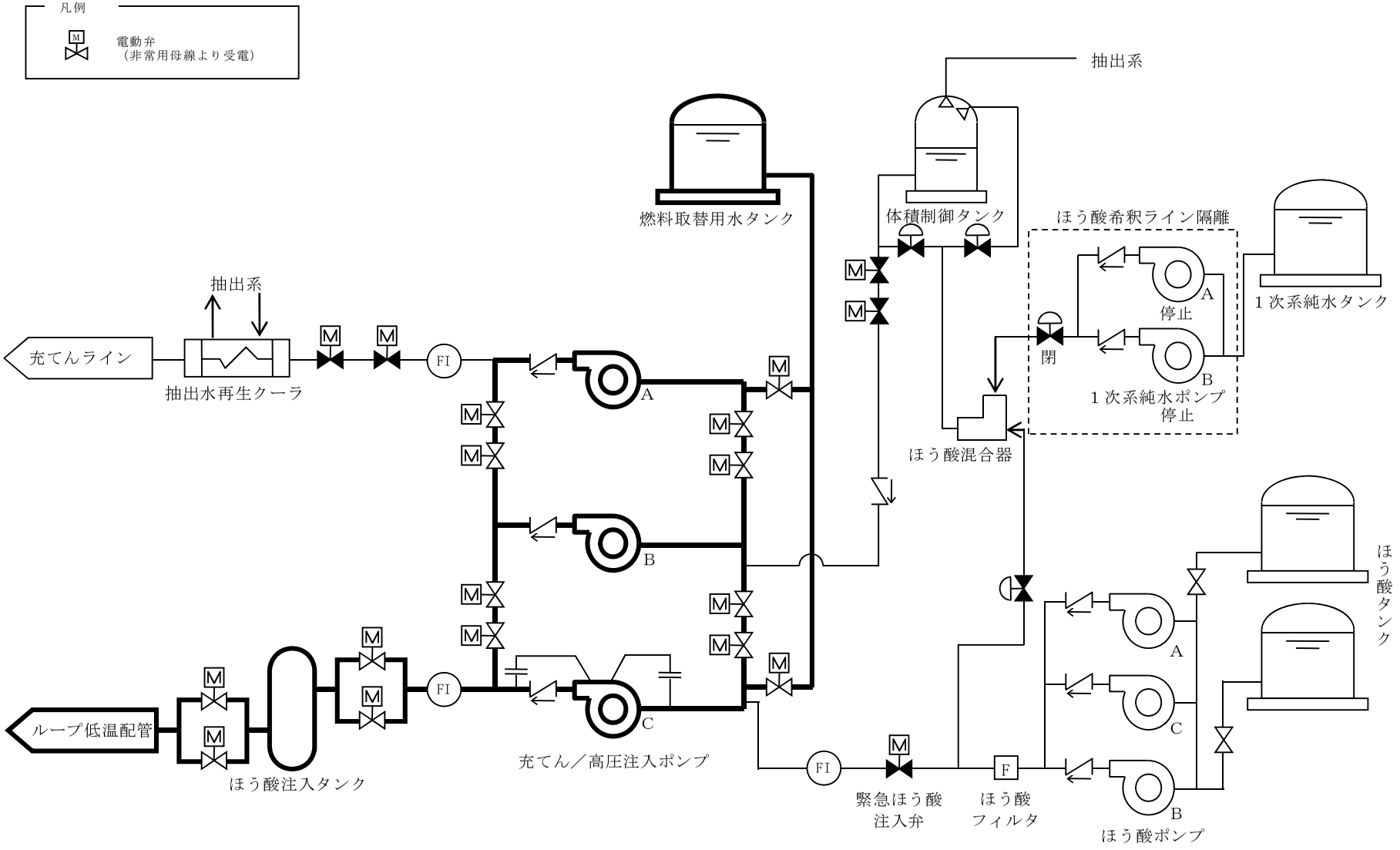


※濃縮時間（例）：0ppmから1,750ppmまで濃縮するには約60分を要する。ほう酸タンク：21,000ppm、緊急ほう酸流量：17m^3/h

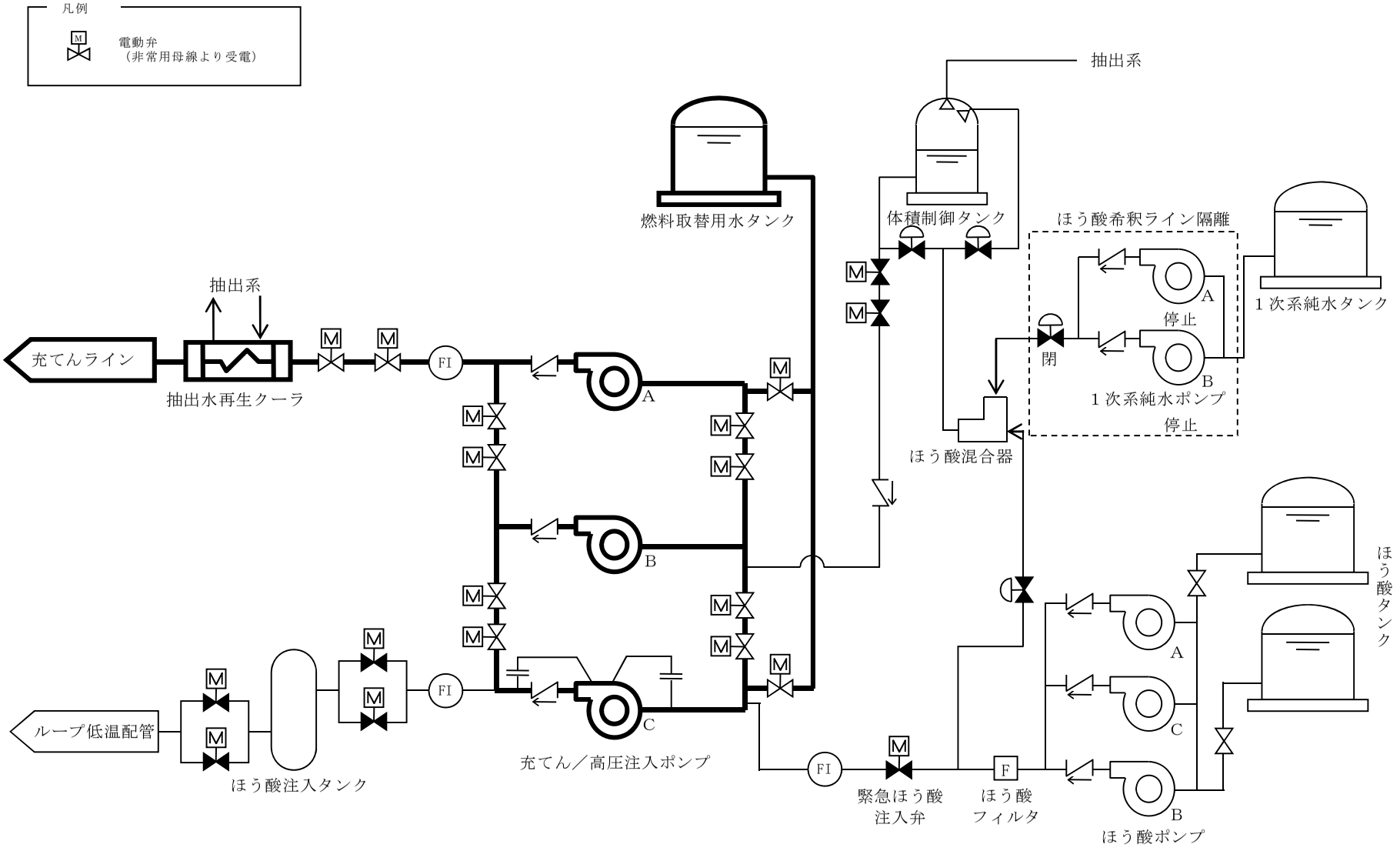
第1.1.3図　　原子炉停止機能喪失時の操作手順　タイムチャート



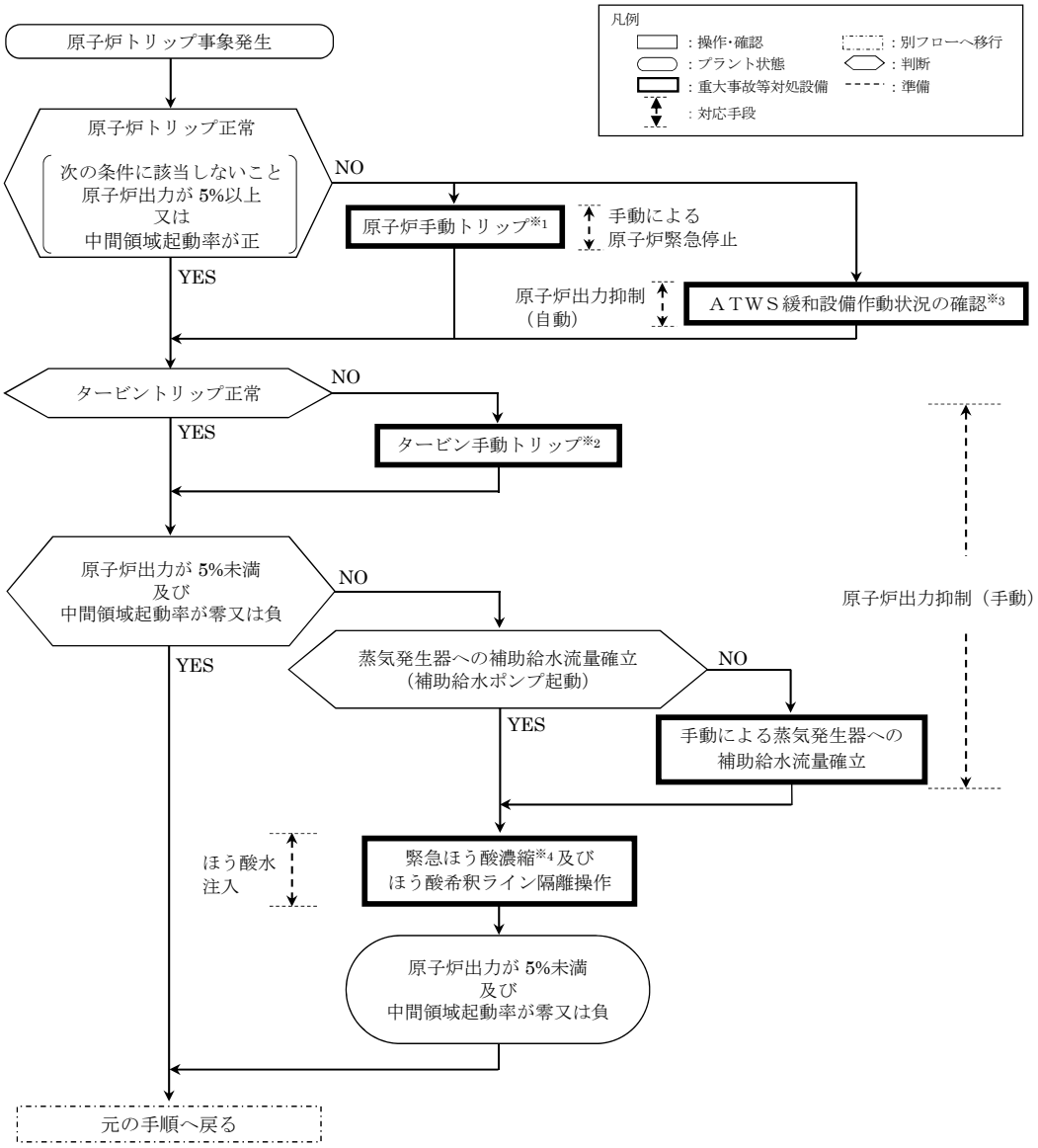
第 1.1.4 図　緊急ほう酸濃縮（緊急ほう酸濃縮ライン）　概略系統



第 1.1.5 図　緊急ほう酸濃縮（安全注入ライン）　概略系統



第 1.1.6 図　緊急ほう酸濃縮（充てんライン）　概略系統



※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は、制御棒を手動挿入する。
①MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器操作器）（中央制御盤手動操作）開放
②制御棒挿入（中央制御盤手動操作）
③MGセット電源（発電機出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）開放
④原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）開放

※2：手動によるタービントリップ不能な場合は、主蒸気止弁を手動閉とし、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。

※3：設定値（蒸気発生器水位 9%＋10 秒）
①タービントリップ
②主蒸気隔離
③補助給水ポンプ起動

※4：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒価値を補完するため、燃料取替ほう素濃度までほう酸水注入を継続する。
なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸注入を継続する。

燃料取替ほう素濃度
・2,600ppm 以上のほう素濃度
停止ほう素濃度
・高温停止：停止余裕　1.77%Δk/k 以上を確保できるほう素濃度
・低温停止：停止余裕　1.0%Δk/k 以上を確保できるほう素濃度

第 1.1.7図　原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系機能喪失）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

c. 監視及び制御の対応手段及び設備

d. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) １次冷却系のフィードアンドブリード

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

c. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

d. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. タービンバイパス弁による蒸気放出

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.2.2.3 復旧に係る手順等

1.2.2.4 監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

(2) 補助給水ポンプの動作状況確認

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

(4) 蒸気発生器水位の制御

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）若しくは非常用復水器（ＢＷＲの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（ＰＷＲの場合）（以下「ＲＣＩＣ等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。

a) 可搬型重大事故防止設備

ｉ）現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリ又は窒素ボンベ等）を用いた弁の操作によりＲＣＩＣ等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) ｉ)の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

ｉ）現場での人力による弁の操作により、ＲＣＩＣ等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。

※:原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。

c) 監視及び制御

ｉ）原子炉水位（ＢＷＲ及びＰＷＲ）及び蒸気発生器水位（ＰＷＲの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。

ⅱ）ＲＣＩＣ等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。

ⅲ）原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。

(2) 復旧

a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（ＢＷＲの場合）

b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。（ＰＷＲの場合）

(3) 重大事故等の進展抑制

a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（ＳＬＣＳ）又は制御棒駆動機構（ＣＲＤ）等から注水する手順等を整備すること。（ＢＷＲの場合）

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク並びに主蒸気逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.2.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する設備の機能喪失を想定す

る。また、サポート系の機能喪失として全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- 充てん／高圧注入ポンプ
- 加圧器逃がし弁
- 燃料取替用水タンク
- 格納容器再循環サンプ
- 格納容器再循環サンプスクリーン
- 余熱除去ポンプ
- 余熱除去クーラ

蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- 主給水ポンプ
- 蒸気発生器水張りポンプ

・ 脱気器タンク
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
・ 復水タンク

蒸気発生器２次側への注水設備である復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に海水ポンプ又は送水車等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 海水ポンプ
・ 送水車
・ 蒸気発生器
・ 軽油用ドラム缶

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

・ タービンバイパス弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器２次側への注水に使用するタービン動補助給水ポンプ、送水車、蒸気発生器及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

  耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

  ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- 電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、海水ポンプ

  復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。

- タービンバイパス弁

  耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）による手段により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・ タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

・ 大容量ポンプ
・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、機能回復のため現場において窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても原子炉を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。また以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

交流電源の回復までに時間を要するが、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

・ 大容量ポンプ、Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）

全交流動力電源喪失時に、蒸気発生器２次側による炉心冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 監視及び制御の対応手段及び設備

(a) 対応手段

原子炉を冷却するための１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視又は推定する手段がある。

また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの動作状況を確認する手段がある。

さらに、原子炉を冷却するための１次冷却系及び２次冷却系の保有水を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備は以下のとおり。

・ 加圧器水位計
・ 蒸気発生器水位計（広域）
・ 蒸気発生器水位計（狭域）
・ 補助給水流量計
・ 復水タンク水位計

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、加圧器水位計、蒸気発生器水位計（広域）、蒸気発生器水位計（狭域）、補助給水流量計及び復水タ

ンク水位計は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

d. 手順等

上記のa. 、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.2.2表、第1.2.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が

確保されている場合。

b. 操作手順

充てん／高圧注入ポンプ等により１次冷却系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.2図 に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に１次冷却系のフィードアンドブリードを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプ２台を起動し、安全注入流量等により、原子炉へ注水できていることを確認する。

③ 運転員等は、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、すべての加圧器逃がし弁を開操作し全開とする。１次冷却材圧力等により、１次冷却系が減圧できていることを確認するとともに、１次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、充てん／高圧注入ポンプが１台となった場合でも、１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。

④ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切替可能水位となれば再循環運転に切り替える。

【蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合：④より】

⑤ 運転員等は、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、中央制御室で蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始し、１次冷却材温度等により原子炉の冷却状態を確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室でアキュムレータの注入状態を１次冷却材圧力等により確認し、１次冷却材圧力が安定していればアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

⑦ 運転員等は、中央制御室でいずれかの蒸気発生器において蒸気発生器狭域水位が 0%以上に回復したことを確認した場合、すべて

の加圧器逃がし弁を閉操作し、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

⑨ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で１次冷却材温度等にて、１次冷却材温度 177℃以下、１次冷却材圧力 2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認する。

【余熱除去系が使用可能の場合（蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】

⑩ 運転員等は、余熱除去系が健全である場合、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却操作を開始する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を停止する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を１次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

【余熱除去系が使用不能の場合（蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復した場合）：⑨より】

⑩ 運転員等は、余熱除去系が使用できない場合、中央制御室で蒸気発生器２次側による炉心冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。

⑪ 運転員等は、中央制御室及び現場で蒸気発生器２次側による炉心冷却の効果がなくなったことを１次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを開始する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却状態を１次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

【蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合：④より】

⑤ 運転員等は、余熱除去運転のため中央制御室で１次冷却材温度等にて１次冷却材温度 177℃以下、１次冷却材圧力 2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。

⑥ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始する。

余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による１次冷却系のフィードアンドブリードを継続する。

⑦ 運転員等は、中央制御室でアキュムレータの注入状態を１次冷却材圧力等により確認し、１次冷却材圧力が安定していればアキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、すべての加圧器逃がし弁を閉操作し、１次冷却系のフィードアンドブリードを停止する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却状態を１次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施する。補助給水ポンプの故障等を踏まえて蒸気発生器水位及び圧力を継続的に監視し、すべての蒸気発生器の広域水位が10%未満となれば、速やかに１次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。

なお、蒸気発生器水位計（広域）は、定期検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としており、常温、常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なるため広域

水位は実水位と異なる指示値を示すこととなるが、蒸気発生器がドライアウトとならない水位として、計器校正の誤差に余裕をもった広域水位が10%未満となれば、速やかに１次冷却系のフィードアンドブリードを開始する。

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

主給水ポンプによる蒸気発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.3図に、タイムチャートを第1.2.4図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に蒸気発生器水張りポンプによる注水を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で系統構成を実施し、蒸気発生器水張りポンプを起動する。

③ 運転員等は、中央制御室で主給水バイパス流量制御弁を開操作し、蒸気発生器への注水を開始する。

④ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器

への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑤ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合において主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプが使用できず、かつ蒸気発生器圧力が約3.0MPa〔gage〕まで低下している場合に、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.5図に、タイムチャートを第1.2.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の出入口管を接続する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による注水のための系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で系統の水張り及びベンティングを実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の設置等の作業と並行して、補助給水系統との接続及び他の系統と連絡する弁を操作し系統構成を行う。

⑦ 発電所対策本部長は、当直課長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備が完了したことを報告する。

⑧ 当直課長は、発電所対策本部長へ蒸気発生器への注水が可能となり、その他の蒸気発生器への注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。また、運転員等へ中央制御室で蒸気発生器水位等の監視を指示する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、蒸気発生器への注水開始を指示する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）を起動し蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）へ給電を実施する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）を起動する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇や補助給水流量等により、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の運転状態に異常がないことを確認する。

⑬ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位により蒸気発生器２次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場にて蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）出口ラインに設置された手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑮ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて緊急安全対策要員7名により作業を実施し、所要時間は約90分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分

濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

d. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、

復水タンクが使用できない場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(5)「復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による２次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

a. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するため

の手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンク、燃料取替用水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15　事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において原子炉の冷却機能が喪失している場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から主給水ポンプを優先し、主給水ポンプが使用できなければ蒸気発生器水張りポンプを使用する。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使

用できない場合は、主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）における蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段による蒸気発生器２次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.7図に示す。

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流動力電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時により、タービン動補助給水ポンプを駆動

するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却材圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失時、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの起動手順は以下のとおり。概略系統を第1.2.8図に、タイムチャートを第1.2.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動操作を指示する。

② 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの起動前点検及び系統構成を実施する。また、タービン動補助給水ポンプスロットル弁の開を確認する。

③ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁の開操作によりタービン動補助給水ポンプを起動する。

④ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場にて補助給水流量制御弁出口弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、中央制御室又は現場で主蒸気逃がし弁により蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

⑦ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約26分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室と連絡する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、タービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルにより容易に操作できる。

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常

用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、原子炉の冷却を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室か

らの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを蒸気発生器圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。ま

た、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

(a) 手順着手の判断基準

窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復ができない場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてＢ計器用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)d. 「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器２次側による炉心冷却（注

水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器２次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により、専用工具を用いて開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、

主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱は、現場で手動による、専用工具を用いた主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。乾燥空気に条件が近い窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による空気供給操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.2.10図に示す。

1.2.2.3 復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等により非常用母線への給電を確認し起動する。その手順は 1.2.2.2(1)c.のとおり。また、電動補助給水ポンプ起動後は長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。通常、電動補助給水ポンプの水源は復水タンクであるが、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え及び復水タンクへの補給により水源を確保し、余熱除去系による原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

1.2.2.4 監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を加圧器水位計及び蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機

器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定の手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(2) 補助給水ポンプの動作状況確認

蒸気発生器２次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの動作状況を補助給水流量計、復水タンク水位計及び蒸気発生器水位計により確認する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器水位が低下した場合に、補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合。

b. 操作手順

補助給水ポンプの動作状況確認手順は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、補助給水ポンプの動作状況確認を指示する。

② 運転員等は、現場及び中央制御室で補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。

③ 運転員等は、現場及び中央制御室での補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、

運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室と連絡する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合、流量を調整し加圧器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水し、加圧器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(4) 蒸気発生器水位の制御

蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び1.2.2.1(2)b.、1.2.2.2(1)a.にて整備する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

監視又は推定に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

第 1.2.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2又は主蒸気逃がし弁	１次冷却系のフィードアンドブリード	充てん／高圧注入ポンプ※5	重大事故等対処設備	a,b	１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			加圧器逃がし弁※5				
			燃料取替用水タンク				
			格納容器再循環サンプ				
			格納容器再循環サンプスクリーン				
			余熱除去ポンプ※5※6				
			余熱除去クーラ※6				
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	主給水ポンプ	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器水張りポンプ				
			脱気器タンク				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※4			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
			復水タンク			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	復水タンク※2		電動補助給水ポンプ※2※3※4※5			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ※2※3※4				
			海水ポンプ※2※4※5				
			タービン動補助給水ポンプ※2※3※4	重大事故等対処設備	c	海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順	ＳＡ所達※1
			送水車※2				
			蒸気発生器				
			軽油用ドラム缶※7				
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁※3	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※4 ：蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※5 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※6 ：１次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。
※7 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.2.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	タービン動 補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復※5	タービン動補助給水ポンプ起動弁 （現場手動操作）	重大事故等対処設備	a	補助給水ポンプ 機能回復の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
	電動補助給水ポンプ 全交流動力電源		空冷式非常用発電装置※6		a	全交流動力電源喪失時の 対応手順 空冷式非常用発電装置 燃料補給の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※7				
			可搬式オイルポンプ※7				
			タンクローリー※7				
			燃料油移送ポンプ※7				
	主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 （制御用空気） 又は 直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁 （現場手動操作）※3	重大事故等対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁 機能回復の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			窒素ボンベ （主蒸気逃がし弁作動用）※3	多様性拡張設備			
			可搬式空気圧縮機 （主蒸気逃がし弁作動用）※3				
			大容量ポンプ※8			主蒸気逃がし弁 機能回復の手順 大容量ポンプによる 原子炉補機冷却系 通水の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			B計器用空気圧縮機 （海水冷却）				
－	－	監視及び制御	加圧器水位計※2※4 蒸気発生器水位計（広域）※2※3 蒸気発生器水位計（狭域）※2※3 補助給水流量計※2 復水タンク水位計※2	重大事故等対処設備	a,b	全交流動力電源喪失時の 対応手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：直流電源喪失も含めた対応手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ：蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※6 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※7 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※8 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.2.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

監視計器一覧（１／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) １次冷却系のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・１次冷却材サブクール度
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計
			・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
			・アキュムレータ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計

監視計器一覧（２／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
a. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・脱気器水位計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		水源の確保	・脱気器水位計

監視計器一覧（３／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計

監視計器一覧（４／１２）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="11">c. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="10">判断基準</td><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。
「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（５／１２）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">d. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(5)「復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。
「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（６／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a. タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
			・復水器真空度計（広域）
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。	

監視計器一覧（７／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計

監視計器一覧（８／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
			・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	－	－

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（９／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	
b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2 (2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（１０／１２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用)による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2 (2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	
d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)d. 「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（１１／１２）

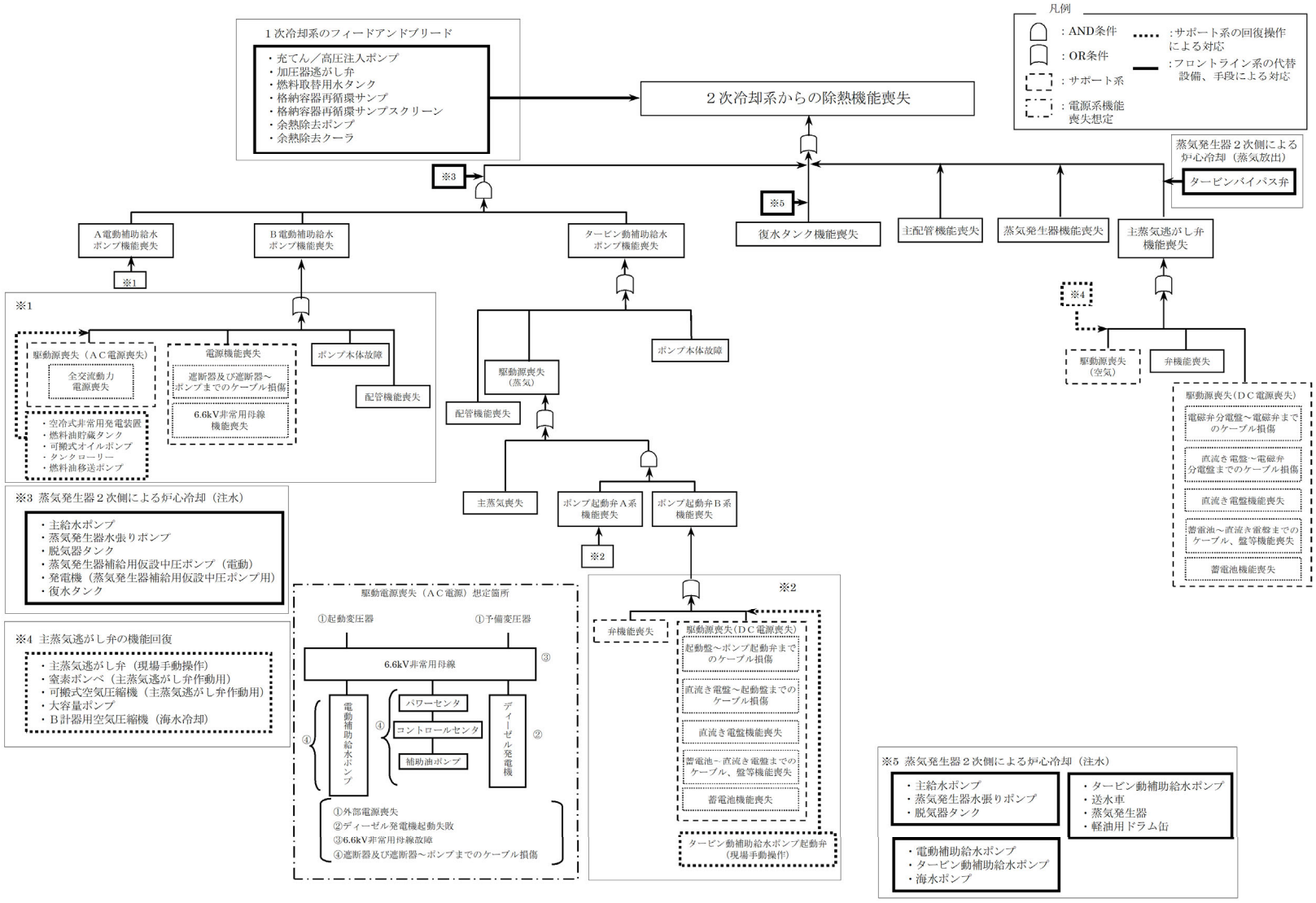
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.4　監視及び制御			
(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
	操作	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
(2) 補助給水ポンプの動作状況確認	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
	操作	最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
		水源の確保	・復水タンク水位計
(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		原子炉圧力容器内の圧力	・加圧器圧力計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧（１２／１２）

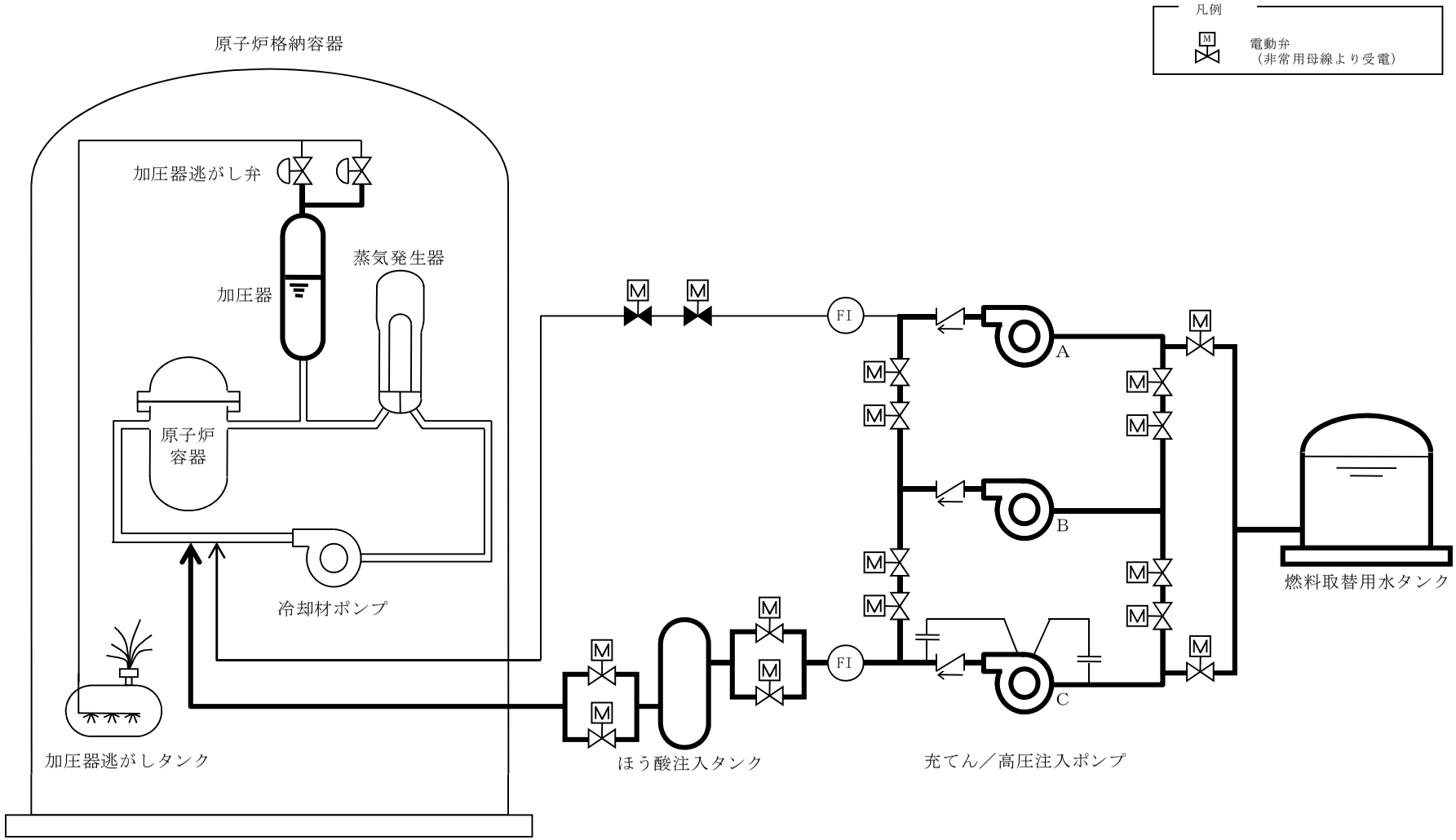
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.2.2.4　監視及び制御			
(4) 蒸気発生器水位の制御	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び1.2.2.1(2)b.、1.2.2.2(1)a.にて整備する。	

第1.2.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

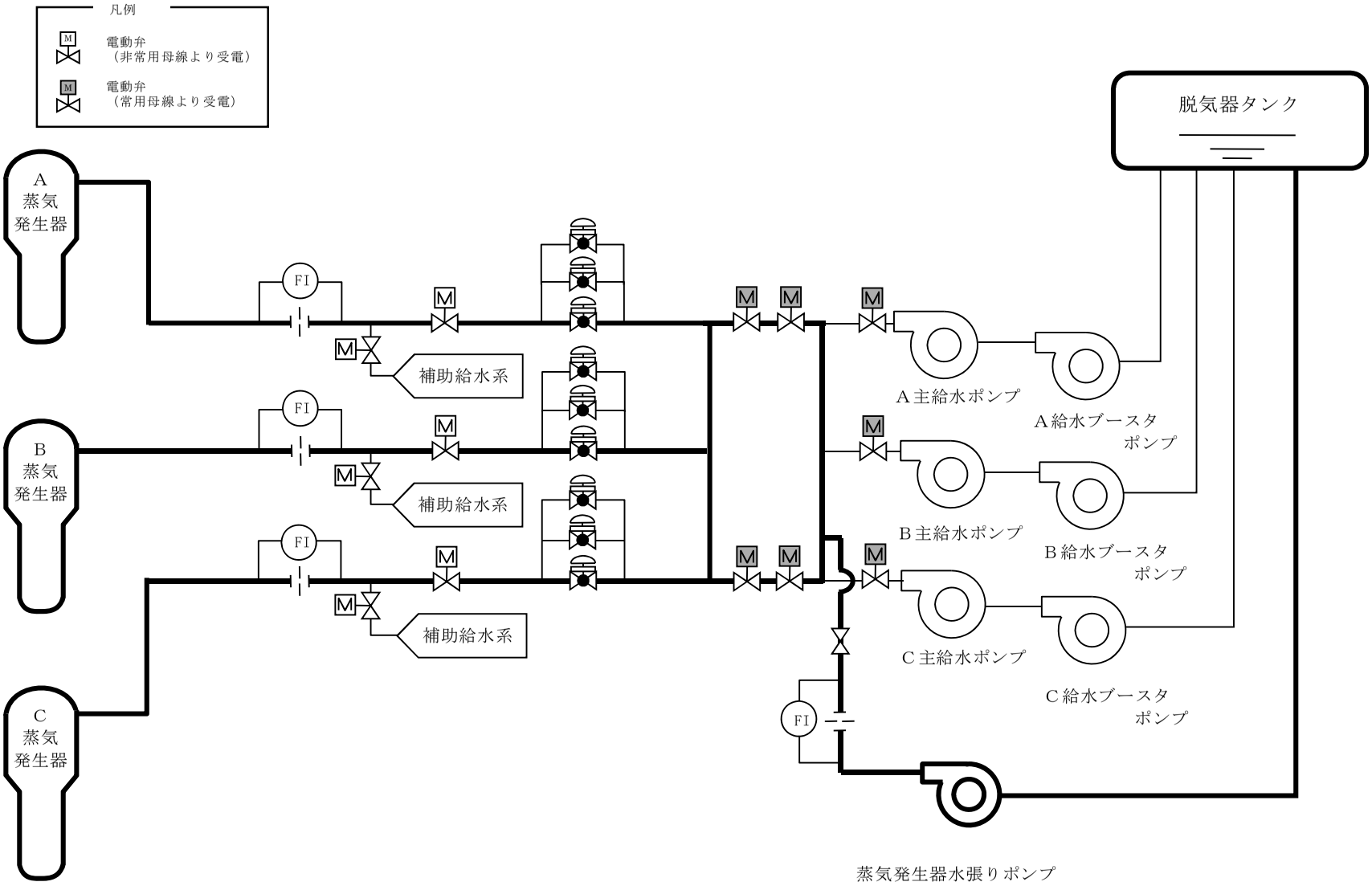
	供給対象設備	給電元
【1.2】 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	Ａ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	Ａ電動補助給水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ａ加圧器逃がし弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
	Ｂ加圧器逃がし弁	Ｂ１ソレノイド弁分電盤
	Ａ余熱除去ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ余熱除去ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線



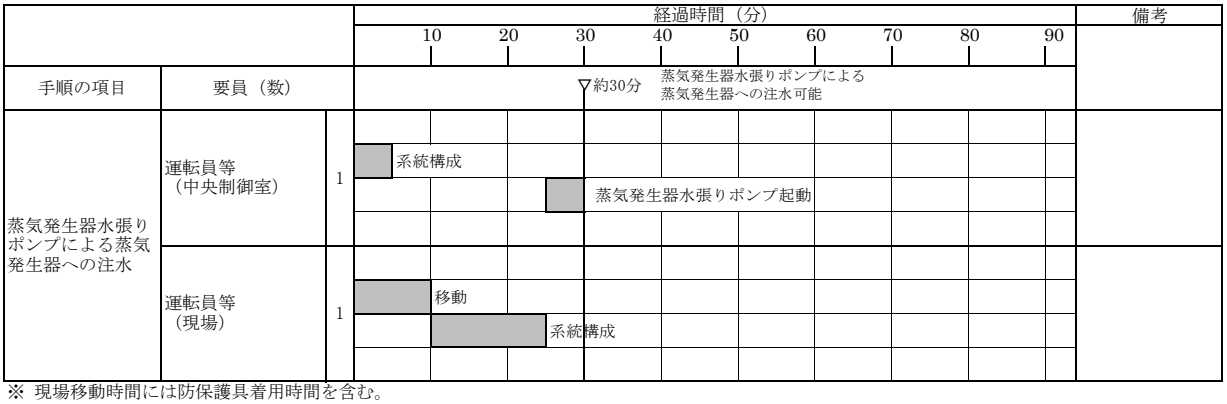
第 1.2.1 図　機能喪失原因対策分析



第 1.2.2 図　１次冷却系のフィードアンドブリード　概略系統

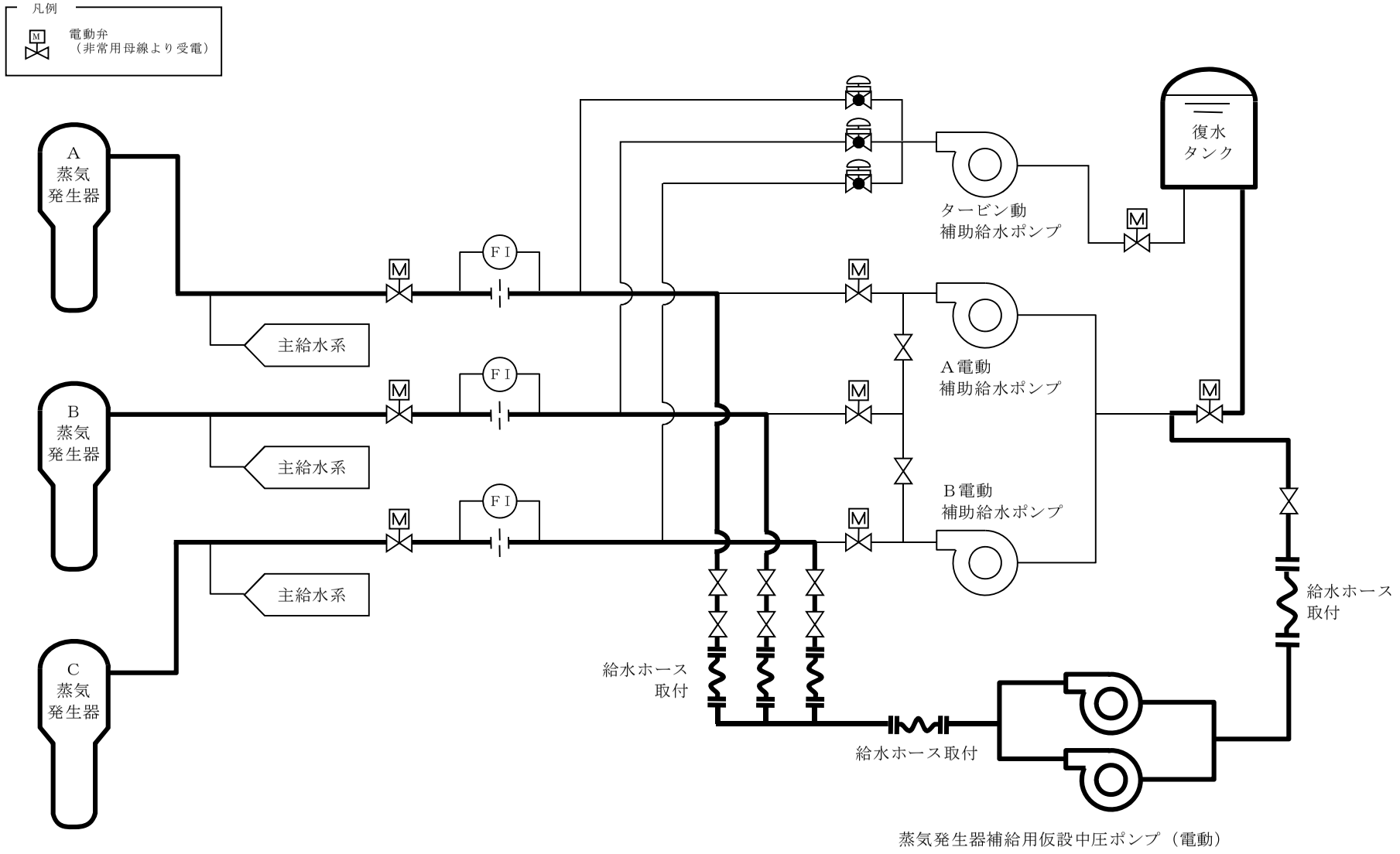


第 1.2.3 図　蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水　概略系統

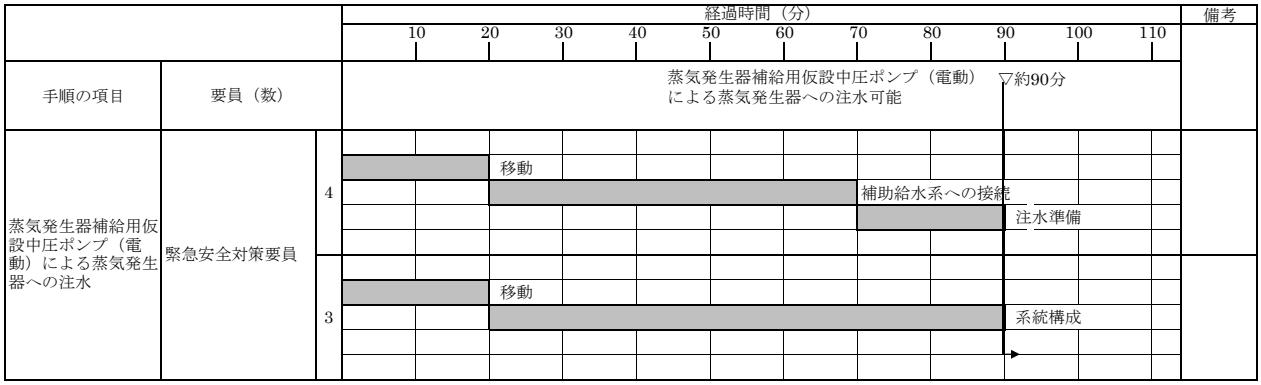


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.2.4図　蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水　タイムチャート

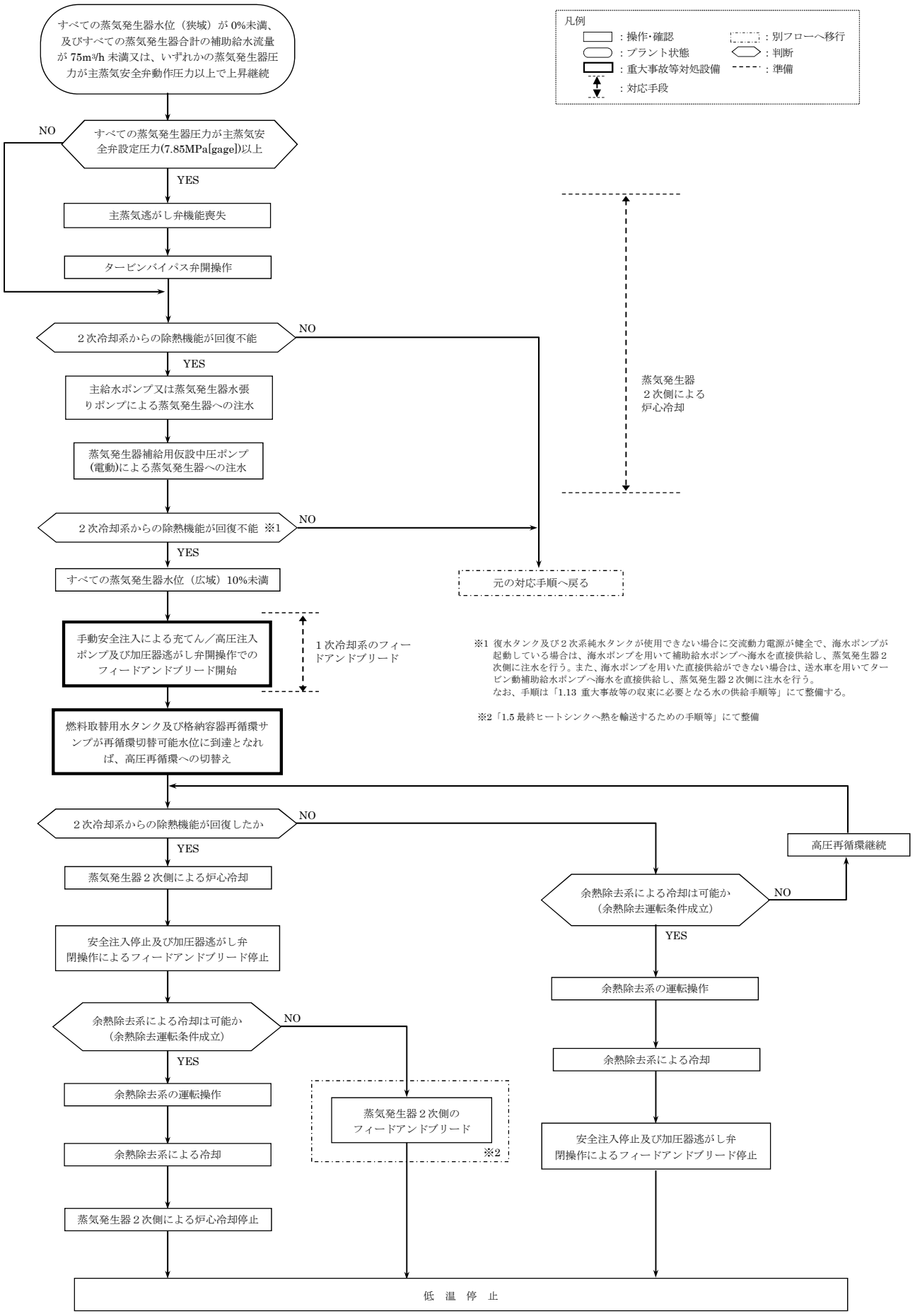


第 1.2.5 図　蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水　概略系統

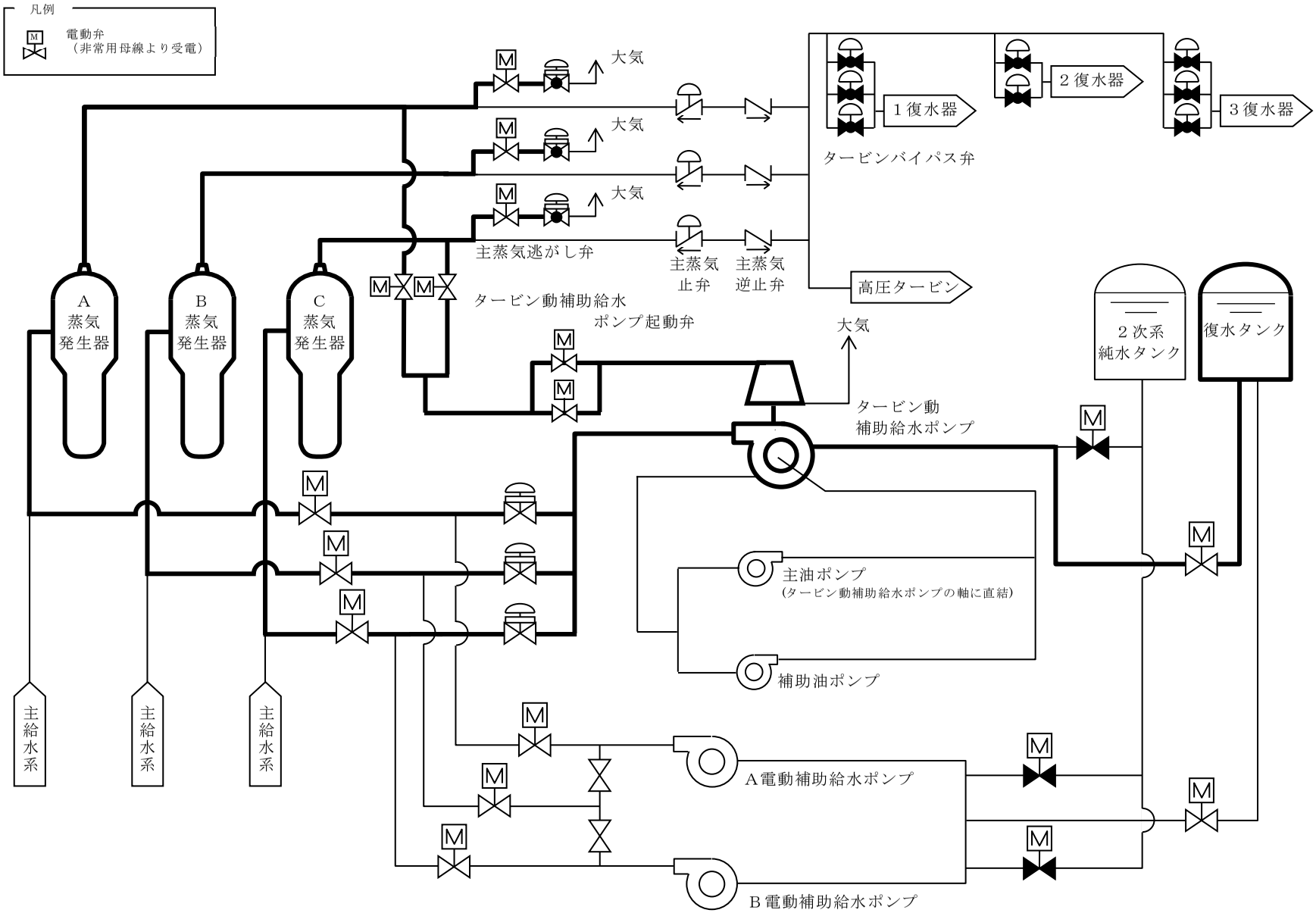


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

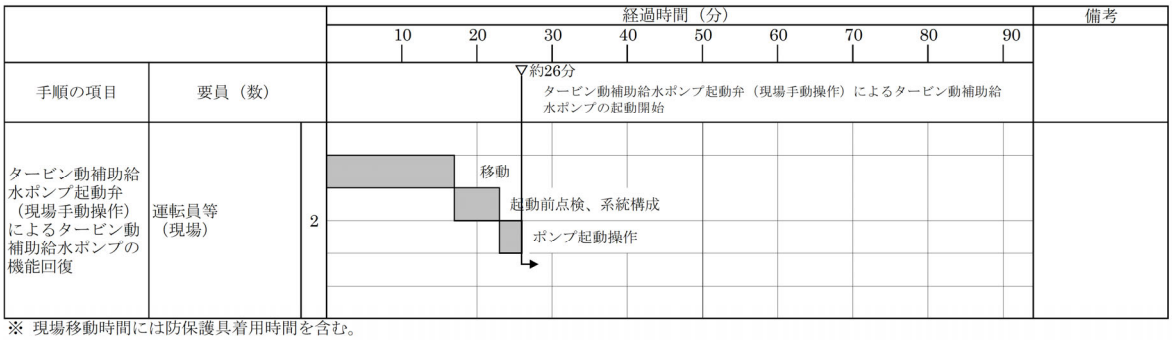
第1.2.6図　蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水　タイムチャート



第 1.2.7 図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
（フロントライン系機能喪失時）

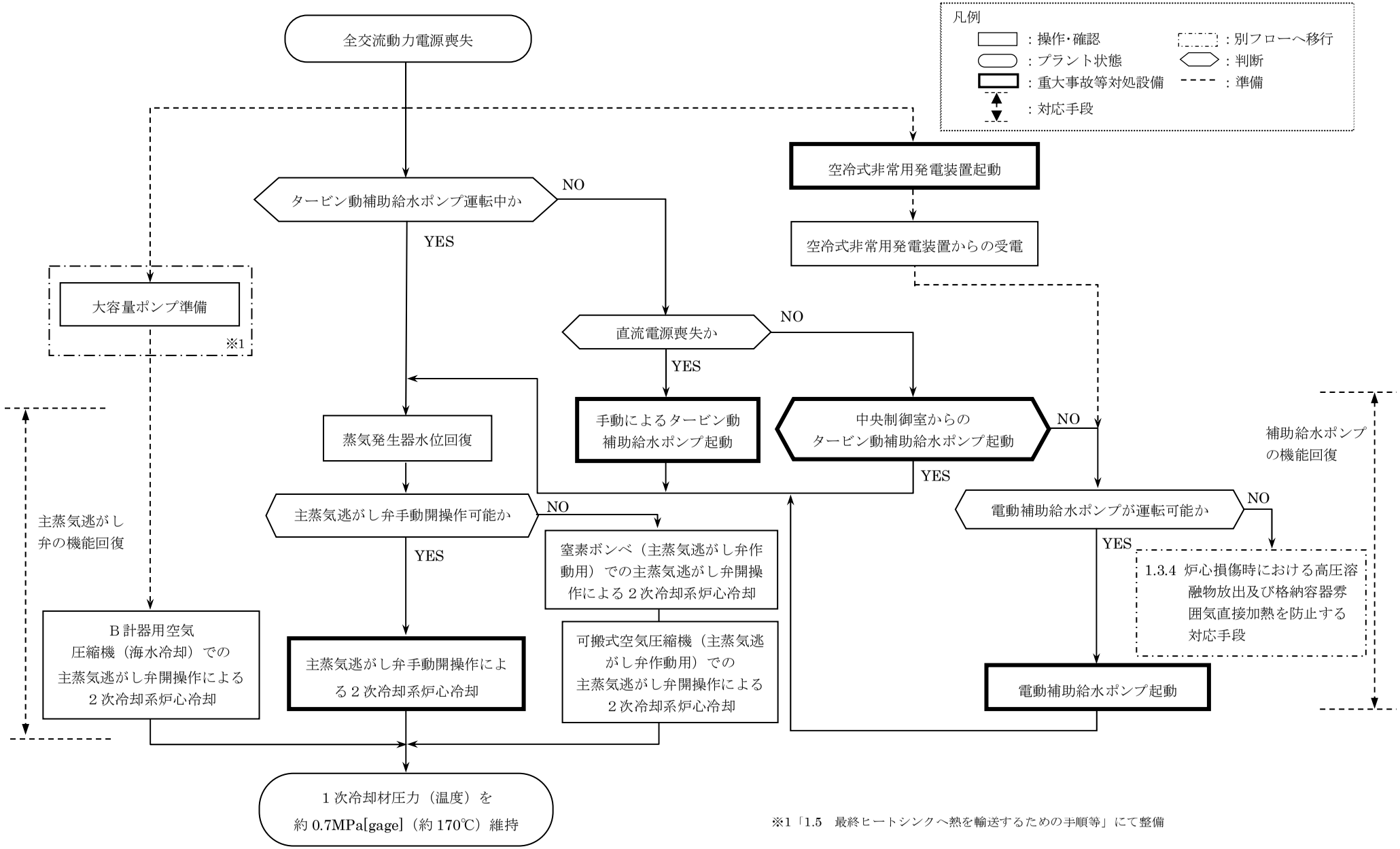


第 1.2.8 図　タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復　概略系統



※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.2.9 図　タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復　タイムチャート



第 1.2.10 図　２次冷却系からの除熱の機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失時）

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.3.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備
e. インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手段及び設備
f. 手順等
1.3.2 重大事故等時の手順等
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等
(1) １次冷却系のフィードアンドブリード
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）
a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
d. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水
e. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水
(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）
a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

(4) 加圧器補助スプレ止弁による減圧

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

(6) 優先順位

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

a. 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

c. 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復

d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復

e. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.3.3 復旧に係る手順

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

1.3.6 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の手順

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（ＢＷＲの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（ＰＷＲの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベを整備すること。

c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損（ＳＧＴＲ）

a) ＳＧＴＲ発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（ＰＷＲの場合）

(4) インターフェイスシステムＬＯＣＡ（ＩＳＬＯＣＡ）

a) ＩＳＬＯＣＡ発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁（ＢＷＲの場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（ＰＷＲの場合）を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の減圧機能は、２次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、２次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。２次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作により１次冷却系と２次冷却系を均圧させることで１次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで１次冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、１次冷却系の減圧が必要である。１次冷却系を減圧するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク、主蒸気逃がし弁並びに加圧器逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.3.1図、第1.3.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の防止、蒸気発生器伝熱管破損及びインターフェイスシステムＬＯＣＡの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する設備又は加圧器逃がし弁

の機能喪失を想定する。また、サポート系機能喪失として、全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.3.1表～第1.3.4表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- 加圧器逃がし弁
- 充てん／高圧注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 格納容器再循環サンプ
- 格納容器再循環サンプスクリーン
- 余熱除去ポンプ
- 余熱除去クーラ

蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- 主給水ポンプ

・ 蒸気発生器水張りポンプ
・ 脱気器タンク
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
・ 復水タンク

蒸気発生器２次側への注水設備である復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に海水ポンプ又は送水車等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 海水ポンプ
・ 送水車
・ 蒸気発生器
・ 軽油用ドラム缶

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

・ タービンバイパス弁

加圧器逃がし弁の故障等により開操作できない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）、加圧器補助スプレイにより１次冷却系を減圧する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 主給水ポンプ
・ 蒸気発生器水張りポンプ
・ 脱気器タンク
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁
・ タービンバイパス弁

加圧器補助スプレイに使用する設備は以下のとおり。

・ 加圧器補助スプレ止弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器２次側への注水に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、送水車及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器２次側の蒸気放出に使用する主蒸気逃がし弁は、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審

査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、加圧器逃がし弁の機能喪失時又は蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、１次冷却系を減圧することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、海水ポンプ

復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。

・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

・ 加圧器補助スプレ止弁

化学体積制御系の充てんラインが健全であれば、充てん／高圧注入ポンプ起動により１次冷却系の減圧が可能であ

り、加圧器逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）による手段により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、１次冷却系の減圧を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、１次冷却系の減圧を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）
・ 大容量ポンプ
・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）

また、主蒸気逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

１次冷却系の減圧設備である加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合は、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）、可搬式整流器及び制御用空気により加圧器逃がし弁の機能を回復させることで、１次冷却系の減圧を行う手段がある。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

・ 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）
・ 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）
・ 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）
・ 空冷式非常用発電装置
・ 可搬式整流器
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 大容量ポンプ
・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）

また、加圧器逃がし弁が動作可能な環境条件を明確にする。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のう

ち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）、空冷式非常用発電装置、可搬式整流器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても1次冷却系を減圧するために必要な設備の機能を回復できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

  窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

- 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

  交流電源の回復までに時間を要するが、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中

央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

・ 大容量ポンプ、B計器用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約6時間を要するが、B計器用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁による1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系を減圧する設備は以下のとおり。

・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準及び基準規則の要求により選定した、加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器伝熱管破損発生時に、破損側蒸気発生器を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

１次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁
・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

e. インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時に、漏えい箇所を隔離できない場合、１次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する手段がある。

１次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁
・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

f. 手順等

上記のa.、b.、c.、d.及びe.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める （第1.3.1表～第1.3.4表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防

災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次冷却系のフィードアンドブリード

蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いて1次冷却系を減圧する手順を整備する。ただし、この手順は1次冷却系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器水位計（広域）指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「1次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、蒸気発生器２次側による炉心冷却による１次冷却系の減圧のため、中央制御室から補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能の喪失を１次冷却材圧力等により確認した場合に、すべての補助給水ポンプが運転しておらず補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されていない場合。また、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる注水操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプが使用できない場合に、蒸気発生器圧力が約3.0MPa〔gage〕まで低下している場合、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

d. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

e. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合でかつ、海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、復水タンクが使用できない場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(5)「復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による２次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

また、主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損の場合は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。

なお、蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器２次側による炉心冷却による１次冷却系の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開いていなければ中央制御室にて開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び１次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧機能の喪失を１次冷却材圧力等により確認した場合に、補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(4) 加圧器補助スプレ止弁による減圧

加圧器逃がし弁の故障等により、1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器補助スプレ止弁を中央制御室で開操作し減圧を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁の故障等による 1 次冷却系の減圧機能喪失を 1 次冷却材圧力等により確認した場合に、充てん／高圧注入ポンプ運転及び燃料取替用水タンク又は体積制御タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

加圧器補助スプレ止弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンク、燃料取替用水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、1 次冷却系の減圧機能が喪失している場合の減圧手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、重大事故等対処設備である電動補助給水ポンプ又はタービン動

補助給水ポンプを優先する。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの優先順位は、駆動用の外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源（交流）からの給電時は燃料消費量の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から主給水ポンプを優先し、主給水ポンプが使用できなければ蒸気発生器水張りポンプを使用する。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、水源を復水タンクから２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いてタービン動補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却時の蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段のとおり、蒸気発生器２次側による炉心冷却を用いた１次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作により１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

1次冷却系のフィードアンドブリードができない場合は、余熱除去ポンプが運転しており、1次冷却系の減圧により、アキュムレータの注水及び余熱除去ポンプの注水による原子炉の冷却が可能であれば加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁機能喪失時は、加圧器補助スプレ止弁を用いて1次冷却系の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.3図に示す。

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流動力電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時によりタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流

動力電源喪失時において１次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及び補助給水流量制御弁出口弁の開度を調整し、１次冷却系の圧力が冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失時、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水タンクから２次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内

水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)b.「空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉となるとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系を減圧する手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタ

が使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の兆候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを蒸気発生器圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

現場手動開操作による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.4図に、タイムチャートを第1.3.5図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で補助給水流量により、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

③ 当直課長は、主蒸気隔離を実施した時点から継続して蒸気発生器伝熱管破損がないことを蒸気発生器水位及び圧力により確認する。

④ 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁を手動により、専用工具を用いて開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器の圧力低下により蒸気が放出できていることを確認するとともに、 １次冷却材圧力及び１次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続

して確認する。また、必要により、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場にて補助給水流量制御弁出口弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等3名により作業を実施し、所要時間は約26分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。主蒸気配管室は蒸気の流れにより騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いて、中央制御室と連絡する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、主蒸気逃がし弁は、現場において専用工具を用いて容易に操作できる。専用工具については速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室から遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.6図に、タイムチャートを第1.3.7図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を指示する。

② 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁用窒素マニホールドより、主蒸気逃がし弁へ窒素を供給できるように系統構成を行う。

③ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、窒素マニホールドの減圧弁を調整し、配管を充気するとともに、必要設定圧力※5に調整する。

④ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度調整操作により１次冷却材圧力及び１次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※5 窒素ボンベの設定圧力は、主蒸気逃がし弁の動作に必要な設計圧力 0.65MPa〔gage〕に余裕を見た圧力としている。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約29分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁

の機能回復

制御用空気が喪失した場合、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復ができない場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.8図に、タイムチャートを第1.3.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁への代替空気供給の準備作業、系統構成及び制御用空気系への接続を指示する。

② 運転員等は、現場で可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）の使用準備を行い、代替空気を供給するための系統構成及び制御用空気系への接続を行う。

③ 当直課長は、運転員等に可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）の起動及び主蒸気逃がし弁への代替空気供給を指示する。

④ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）を起動し、代替空気を主蒸気逃がし弁へ供給する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度調整操作により１次冷却材圧力及び１次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約29分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてＢ計器用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

Ｂ計器用空気圧縮機は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

主蒸気逃がし弁の開操作は、1.3.2.2(2)b.と同様。

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、加圧器逃がし弁は駆動源喪失により閉となる構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作が不能となる。

これらの駆動源が喪失した場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させ、１次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により計器用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による１次冷却系を減圧する手順を整備する。

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する容量及び圧力※6のボンベを配備している。

なお、加圧器逃がし弁１回の動作に必要な窒素量は、ボンベ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※6 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の設定圧力は、加圧器逃が

し弁全開に必要な圧力0.579MPa〔gage〕、格納容器最高使用圧力0.261MPa〔gage〕、計器誤差等0.026MPaを考慮し、余裕を見て0.87MPa〔gage〕としている。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時において、1次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.10図にタイムチャートを第1.3.11図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁への窒素供給の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）の使用準備を行い、窒素を供給するための系統構成を行う。

③ 運転員等は、中央制御室及び現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）より窒素を供給し、加圧器逃がし弁の空気供給配管に充気する。充気が完了すれば、加圧器逃がし弁へ窒素を供給する。

④ 当直課長は、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による窒素供給が完了し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約36分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により計器用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による１次冷却系を減圧する手順を整備する。

可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する容量及び圧力※7の空気圧縮機を配備している。

※7 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の設定圧力は、加圧器逃がし弁全開に必要な圧力0.579MPa〔gage〕、格納容器最高使用圧力0.261 MPa〔gage〕、配管圧損0.01MPa等を考慮し、余裕を見て0.87MPa〔gage〕としている。

(a) 手順着手の判断基準

窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復ができない場合に、加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.12図に

タイムチャートを第1.3.13図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁への代替空気供給の準備作業、系統構成及び制御用空気系への接続を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の使用準備を行い、代替空気を供給するための系統構成及び制御用空気系への接続を行う。

③ 当直課長は、運転員等に可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の起動及び加圧器逃がし弁への代替空気供給を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で他の系統と連絡する弁の閉を確認後、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を起動し、代替空気を加圧器逃がし弁へ供給する。

⑤ 当直課長は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による代替空気供給が完了し、加圧器逃がし弁により１次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約36分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉となる構造の空気作動弁で

あるため、常設直流電源系統が喪失した場合は、電磁弁が動作せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する手順を整備する。

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に動作する電源容量※8のバッテリを配備している。

なお、加圧器逃がし弁用電磁弁消費電力は、バッテリ容量に対し少量であり、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※8 有効性評価における加圧器逃がし弁開時間12時間の間、給電できる容量300Whを考慮し、余裕を見て780Whの容量のバッテリとしている。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時において、１次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.14図に、タイムチャートを第1.3.15図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。

③ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁の常設直流電源を隔離する。

④ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に加圧器逃がし弁への

可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。

⑤ 緊急安全対策要員は、中央制御室で可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）をソレノイド弁分電盤に接続する。

⑥ 発電所対策本部長は、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備が完了すれば当直課長へ連絡する。

⑦ 当直課長は、運転員等に可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給を開始する。

⑨ 当直課長は、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による電源供給が完了し、1 次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約38分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であるため、常設直流電源が喪失した場合は、電磁弁が動作せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供

給し、中央制御室からの操作による１次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合でかつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

e. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉となる構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により計器用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作ができなくなる。そのため、全交流動力電源が喪失した場合に、大容量ポンプを用いてＢ計器用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、中央制御室からの操作による１次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合において、長期的に計器用空気圧縮機の起動が必要と判断し、補機冷却水（海水）が供給されている場合で、かつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機の補機冷却水（海水）

通水により制御用空気系を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

Ｂ計器用空気圧縮機は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順、又は常設直流電源系統喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」、1.14.2.2(2)「可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の

手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器２次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場で手動により、専用工具を用いて開操作する。補助給水の機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱は、現場で手動による、専用工具を用いた主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合において、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。乾燥空気に条件が近い窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による空気供給操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

なお、全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合にも対応するため、高圧溶融物放出及び格納容器

雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。

加圧器逃がし弁の機能回復として、制御用空気喪失の場合は現場で重大事故等対処設備である窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）により窒素供給操作を行う。乾燥空気に条件が近い窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による空気供給操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系を回復し加圧器逃がし弁の開操作を行う。

また、常設直流電源系統が喪失している場合は、中央制御室で重大事故等対処設備である可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により給電操作を行う。なお、全交流動力電源喪失時に、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により給電操作を行う。上記の操作については、機能喪失に至る要因が異なり、それぞれの機能回復のための操作を同時には実施しないと想定できるため相互の対応操作間に影響はない。

なお、制御用空気及び常設直流電源の両方が喪失した場合においては、代替空気にて駆動用空気を回復した後、電磁弁を動作させるため代替直流電源設備により直流電源を回復する。

タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次冷却系からの除熱による減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作は、対応する要員及び操作する系統が異なるため、相互の対応操作間に影響はない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.16図に示す。

1.3.3 復旧に係る手順

常設直流電源喪失時において、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで中央制御室から遠隔操作する。その手順は 1.3.2.2(3)c.(b)と同様。

常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.2「代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により１次冷却系を減圧する。

(1) 手順着手の判断基準

炉心損傷時、１次冷却材圧力が2.0MPa〔gage〕以上の場合。

(2) 操作手順

炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順は以下のとおり。対応手順のフローチャートを第1.3.17図に示す。

① 当直課長は、炉内温度及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値により、炉心が損傷したことを確認する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に加圧器逃がし弁による１次冷却系の減圧を指示する。

③ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材圧力を確認し、2.0MPa〔gage〕以上である場合、加圧器逃がし弁を開操作し１次冷却系の減圧を開始する。

④ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材圧力が 2.0MPa〔gage〕未満まで減圧したことを確認する。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施する。

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、１次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の１次冷却系の減温、減圧を行う必要がある。

破損側蒸気発生器を１次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。

破損側蒸気発生器の隔離完了後、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作及び加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系と破損側蒸気発生器２次側の圧力を均圧させることで、１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。

全交流動力電源喪失時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となるが、破損側蒸気発生器は１次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力及び水位の指示値により判断する。

また、破損側蒸気発生器の隔離ができない場合においても、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却及び１次冷却系の減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の蒸気発生器２次側への漏えいを抑制する。

(1) 手順着手の判断基準

１次冷却材圧力の低下、破損側蒸気発生器水位、圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損発生と判断した場合。

また、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器圧力の低下が継続していることにより破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の減圧が継続した場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.18図に、フローチャートを第1.3.19図に示す。

① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定し、運転員等に破損側蒸気発生器の隔離を指示する。

③ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気止弁の閉操作及びタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁の閉操作等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。主蒸気止弁閉操作後、運転員等は現場で主蒸気止弁の増し締め操作を実施する。

④ 当直課長は、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器圧力を確認する。破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断し、運転員等に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作による１次冷却系の減温、減圧開始を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で健全側主蒸気逃がし弁を全開とし蒸気発生器２次側による炉心冷却を開始する。

⑥ 運転員等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を開始する。

⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立し、１次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に１次冷却系の減圧を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却系の減圧を開始する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器２次側への漏えい量抑制のため、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

⑩ 当直課長は、安全注入停止条件を確認し、運転員等に充てん／高圧

注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替えるよう指示する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。

⑫ 運転員等は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期的に余熱除去系による冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名、現場にて運転員等2名により作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

1.3.6 インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の手順

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、１次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するため早期の１次冷却系の減温、減圧及び保有水量を確保するための原子炉への注水が必要となる。

格納容器外への１次冷却材の漏えいを停止するため、破損箇所を早期に発見し隔離する。

隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で１次冷却系を減圧することにより１次冷却材の漏えい量を抑制する。

低温停止に移行する場合、余熱除去系による原子炉の冷却が困難であれば、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

化学体積制御系から１次冷却材が格納容器外へ漏えいした場合においてもインターフェイスシステムＬＯＣＡと同様の兆候を示すが、対応手順は設計基準事故の対象として整備している。

(1) 手順着手の判断基準

１次冷却材圧力、加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断した場合。

(2) 操作手順

格納容器外で１次冷却材の漏えいが生じた場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.20図に、フローチャートを第1.3.21図に示す。

① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系、電動補助給水ポンプ等の動作を確認する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき格納容器外で余熱除去系の漏えいによるインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生を判断し、運転員等に、破損箇所の隔離等を指示する。

③ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室で燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離を行う。１次冷却系の保有水量低下を抑制するために、１次冷却系と余熱除去系の隔離を行う。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を行う。

⑤ 当直課長は、余熱除去系の破損箇所の隔離ができない場合、運転員等に主蒸気逃がし弁開操作による１次冷却系の減温、減圧を指示する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁を開操作し、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度により、１次冷却系が減温、減圧できていることを確認する。

⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立すること及び１次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に加圧器逃がし弁開操

作による１次冷却系の減圧を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、１次冷却材圧力により１次冷却系が減圧できていることを確認する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材圧力が約 0.6MPa〔gage〕に下がった場合又は安全注入停止条件が満足していることを確認した場合は、アキュムレータ出口電動弁を閉操作する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で安全注入停止条件を満足していることを確認し、充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。

⑪ 運転員等は、中央制御室で破損側余熱除去系の弁を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁及び電動補助給水ポンプにより、蒸気発生器を用いた冷却が可能であることを確認し、長期的に蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等2名、現場にて運転員等2名により作業を実施する。

また、インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時は格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステムＬＯＣＡと判断するが、余熱除去系は原子炉補助建屋内において各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ、火災報知器等により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手及び原子炉補助建屋の状況を確認する。

第 1.3.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（フロントライン系機能喪失時）（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2 又は 主蒸気逃がし弁	1次冷却系のフィードアンドブリード※3	加圧器逃がし弁※5	重大事故等対処設備	a,b	１次冷却系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			充てん／高圧注入ポンプ※5				
			燃料取替用水タンク				
			格納容器再循環サンプ				
			格納容器再循環サンプスクリーン				
			余熱除去ポンプ※5※6				
			余熱除去クーラ※6				
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	主給水ポンプ※3	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器水張りポンプ※3				
			脱気器タンク				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
			復水タンク				
	復水タンク※2		電動補助給水ポンプ※2※4※5			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			タービン動補助給水ポンプ※2※4				
			海水ポンプ※2※4※5				
			タービン動補助給水ポンプ※2※4	重大事故等対処設備	c		
			送水車※2				
			蒸気発生器				
			軽油用ドラム缶※7				
	主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	タービンバイパス弁	多様性拡張設備		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※5 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※6 ：１次冷却系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。
※7 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（フロントライン系機能喪失時）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※3	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ				
			復水タンク				
			蒸気発生器				
			主給水ポンプ※2	多様性拡張設備			
			蒸気発生器水張りポンプ※2				
			脱気器タンク				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※2			蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
			復水タンク				
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器２次側による炉心冷却(蒸気放出)の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービンバイパス弁	多様性拡張設備			
		加圧器補助スプレイ	加圧器補助スプレ止弁			加圧器逃がし弁による１次冷却系減圧機能を維持又は代替する手順	

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※3 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（サポート系機能喪失時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ直流電源	補助給水ポンプの機能回復	タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）※2	重大事故等対処設備	a	補助給水ポンプ機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
	電動補助給水ポンプ全交流動力電源		空冷式非常用発電装置※3		a	空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
	主蒸気逃がし弁全交流動力電源（制御用空気）又は直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）	重大事故等対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）	多様性拡張設備		大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）				
			大容量ポンプ※5				
			B計器用空気圧縮機（海水冷却）				
	加圧器逃がし弁全交流動力電源（制御用空気）又は直流電源	加圧器逃がし弁の機能回復	窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）	重大事故等対処設備	a,b	加圧器逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）		c		
			可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）		a		
			空冷式非常用発電装置※3		a,b		
			可搬式整流器※3		c		
			燃料油貯蔵タンク※4		a,b	加圧器逃がし弁に電源を供給する手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4		a		
			燃料油移送ポンプ※4				
			大容量ポンプ※5	多様性拡張設備		加圧器逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			B計器用空気圧縮機（海水冷却）			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※6 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設

第 1.3.3 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※	整備する手順書	手順の分類
高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止	－	加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書

※ ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.4 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器伝熱管破損	－	1次冷却系の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器伝熱管損傷時の対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			加圧器逃がし弁				
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－		主蒸気逃がし弁		a,b	インターフェイスシステムＬＯＣＡ時の対応手順	
			加圧器逃がし弁				

※ ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.3.5表　重大事故等対処に係る監視計器

1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

監視計器一覧（１／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) １次冷却系のフィードアンドブリード	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.2原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「１次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧（２／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	－	－
b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		水源の確保	・脱気器水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。	
c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。	

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（３／１６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">d. 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="8">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給)」にて整備する。
復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">e. 送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(5)「復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン補助給水ポンプ直接供給)」にて整備する。
復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（４／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	－	－
b. タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
			・復水器真空度計（広域）
	操作	－	－
(4) 加圧器補助スプレ止弁による減圧	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・体積制御タンク水位計
	操作	－	－

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（５／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
a.　タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（６／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
			・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	「1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)b.「空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（７／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
		格納容器バイパスの監視	・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）

監視計器一覧（８／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計

監視計器一覧（９／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・補助給水流量計

監視計器一覧（１０／１６）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復</td></tr>
<tr><td rowspan="9">d. 大容量ポンプを用いた
Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="8">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="6">最終ヒートシンクの確保</td><td>・主蒸気圧力計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・給水流量計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">補機冷却水（海水）通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。
主蒸気逃がし弁開操作は、1.3.2.2(2)b.と同様。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１１／１６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等
(3) 加圧器逃がし弁の機能回復</td></tr>
<tr><td rowspan="4">a. 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="2">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計
・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td colspan="2">加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="2">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計
・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td colspan="2">加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">c. 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="2">判断基準</td><td>電源</td><td>・Ａ、Ｂ直流母線電圧計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td>補機監視機能</td><td>・加圧器逃がし弁表示</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計
・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td colspan="2">加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１２／１６）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.3.2.2　サポート系機能喪失時の手順等
(3) 加圧器逃がし弁の機能回復</td></tr>
<tr><td rowspan="4">d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="2">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>・Ａ、Ｂ直流母線電圧計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">操作</td><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td colspan="2">加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">e. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機冷却</td><td>・Ｂ計器用空気圧縮機シリンダ出口冷却水温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">操作</td><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td colspan="2">補機冷却水（海水）通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。
加圧器逃がし弁の開操作は 1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１３／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.4　炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備			
－	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）

監視計器一覧（１４／１６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.5　蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順			
－	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・主蒸気圧力計
		格納容器バイパスの監視	・加圧器水位計
			・冷却材圧力計（広域）
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・主蒸気圧力計
	操作	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		格納容器バイパスの監視	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・充てん流量計
		水源の確保	・ほう酸タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計

監視計器一覧（１５／１６）

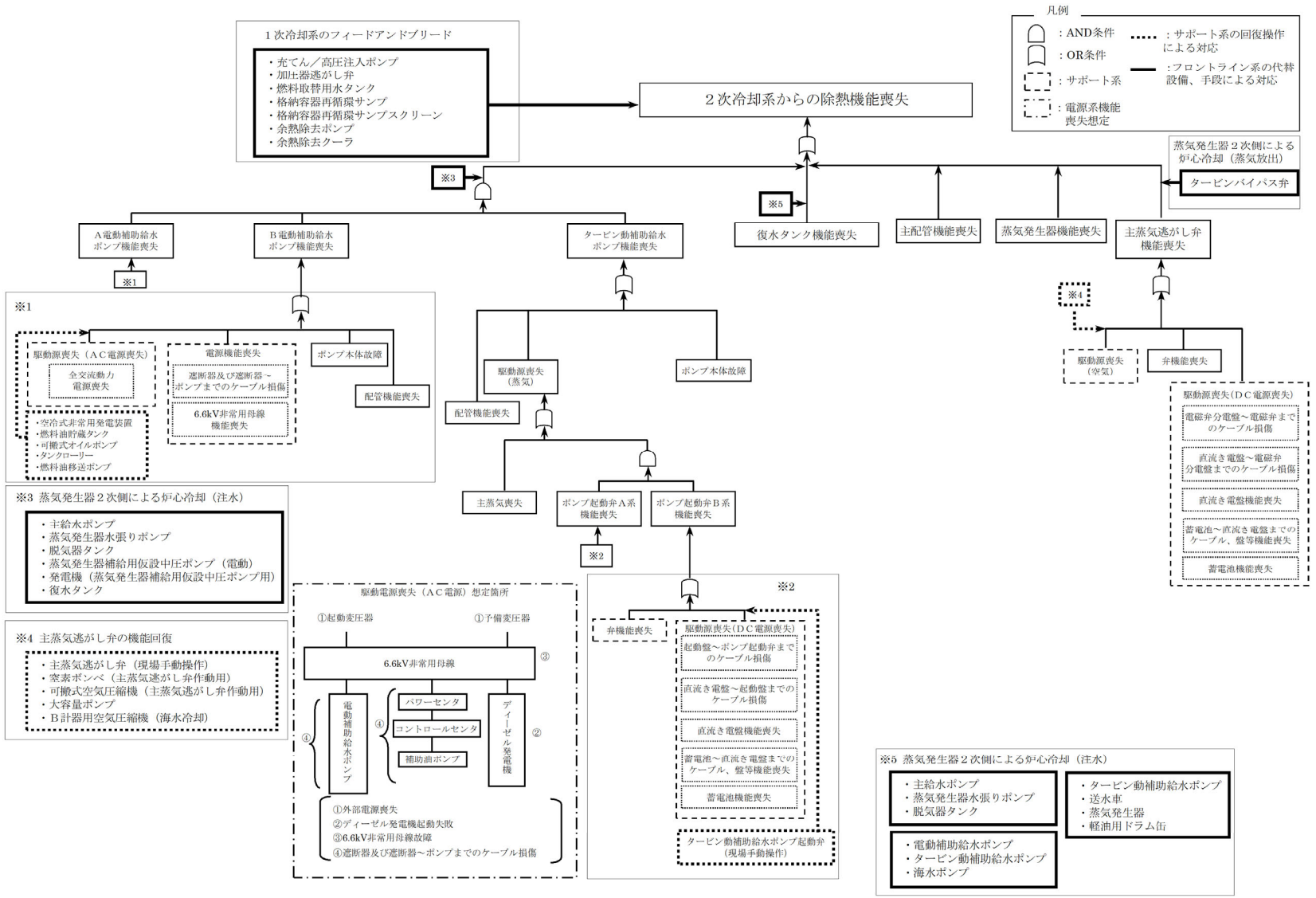
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.6　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の手順			
－	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		格納容器バイパスの監視	・冷却材圧力計（広域）
			・加圧器水位計
			・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・加圧器逃がしタンク水位計
			・加圧器逃がしタンク圧力計
			・加圧器逃がしタンク温度計

監視計器一覧（１６／１６）

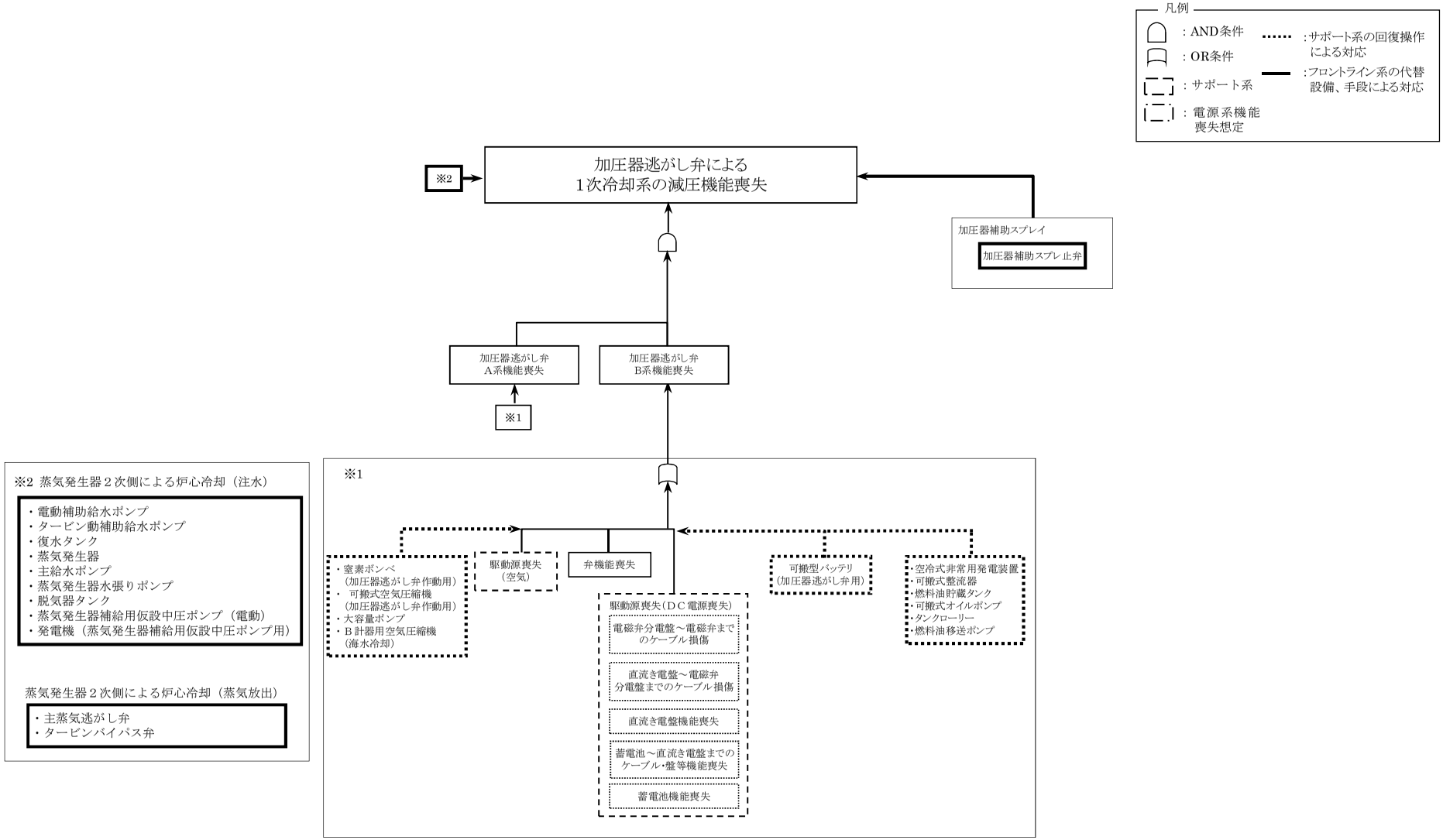
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.3.6　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の手順			
－	操作	格納容器バイパスの監視	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・主蒸気圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・充てん流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・復水タンク水位計

第1.3.6表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

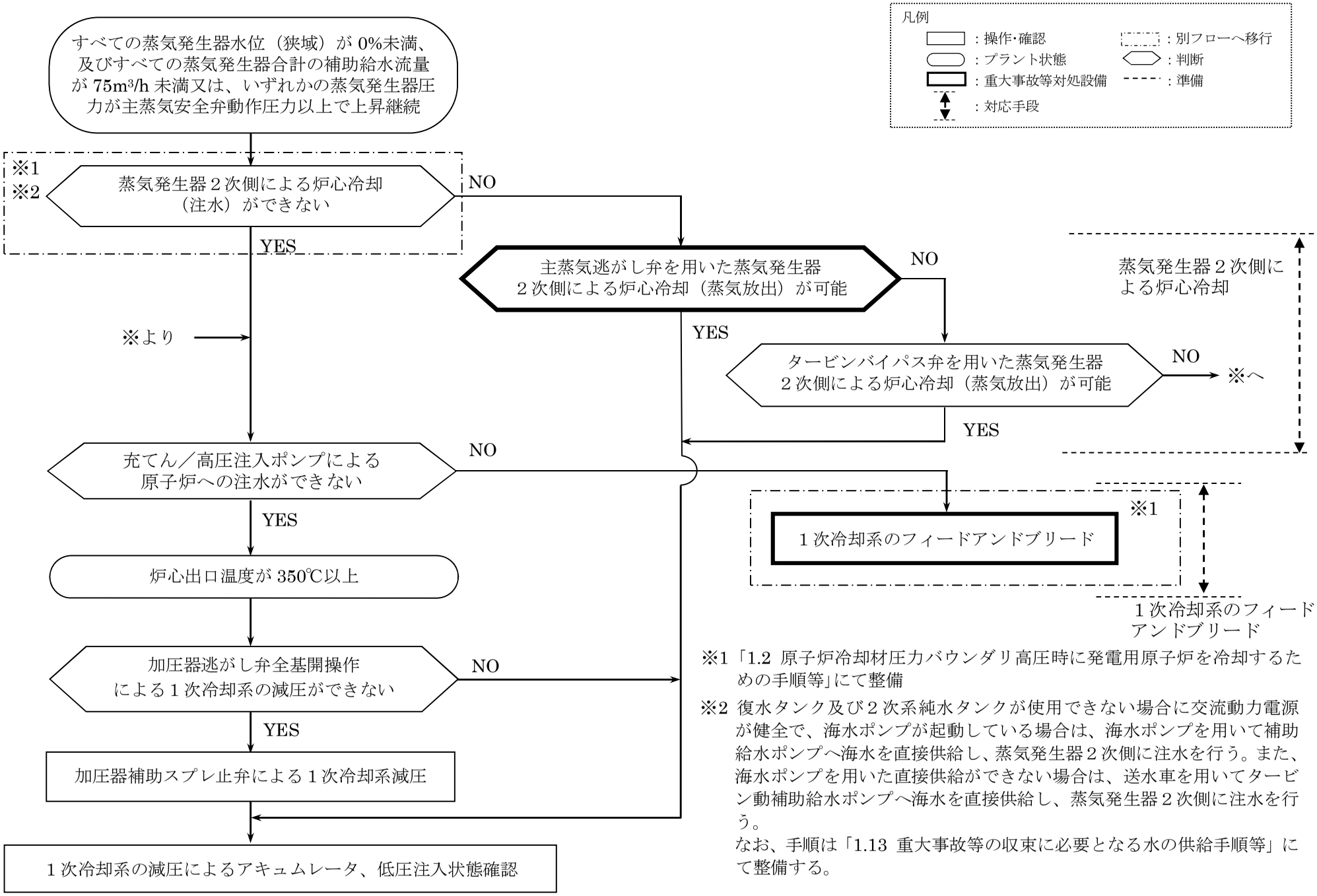
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.3】 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	Ａ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	Ａ余熱除去ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ余熱除去ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ａ電動補助給水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ａ主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤
	Ｂ主蒸気逃がし弁	Ｂ４ソレノイド弁分電盤
	Ｃ主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤
	Ａ加圧器逃がし弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
	Ｂ加圧器逃がし弁	Ｂ１ソレノイド弁分電盤
	可搬式空気圧縮機 （加圧器逃がし弁作動用）	計器用空気系統代替 空気供給圧縮機分電盤



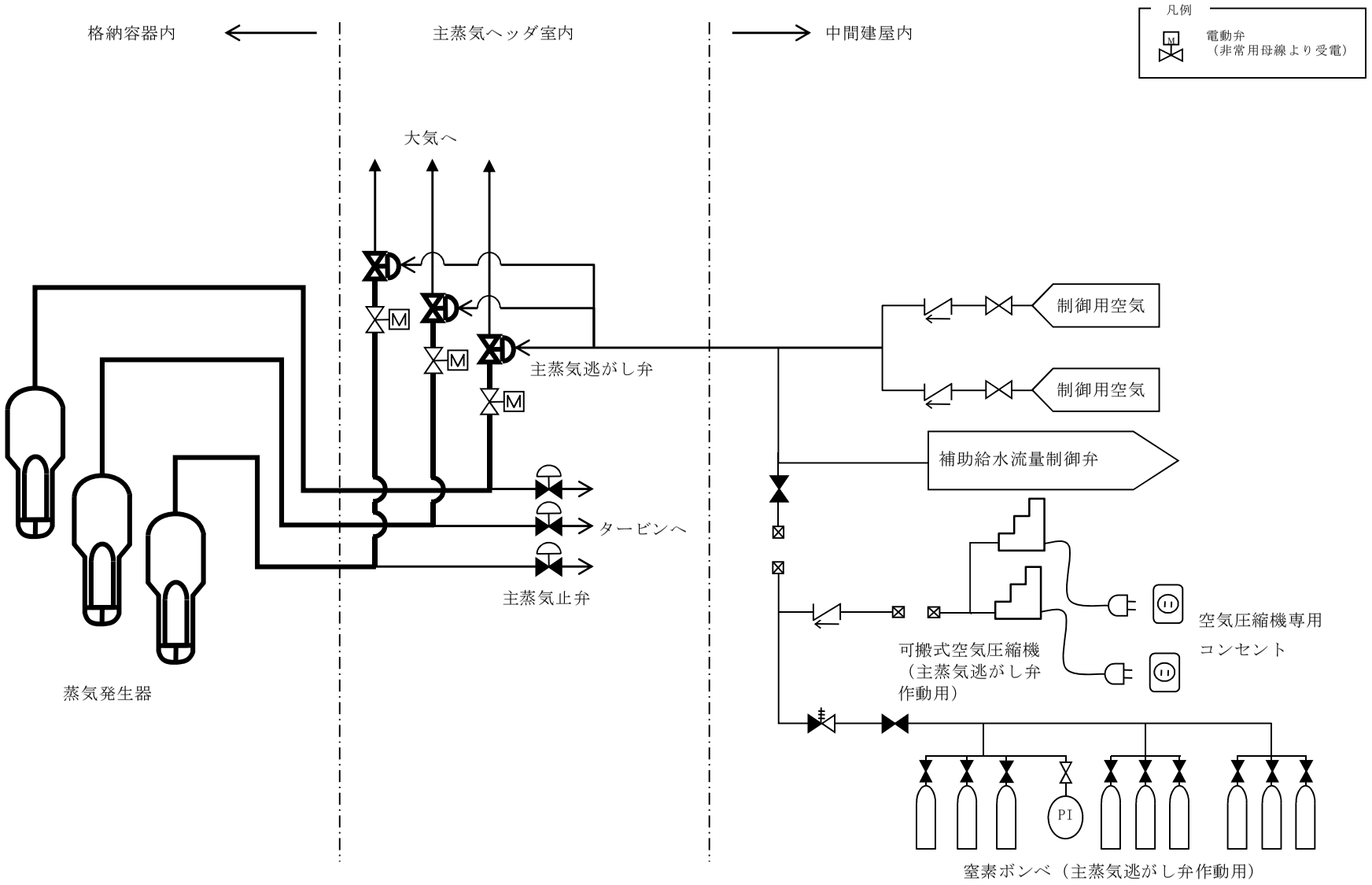
第 1.3.1 図　機能喪失原因対策分析（２次冷却系からの除熱機能喪失）



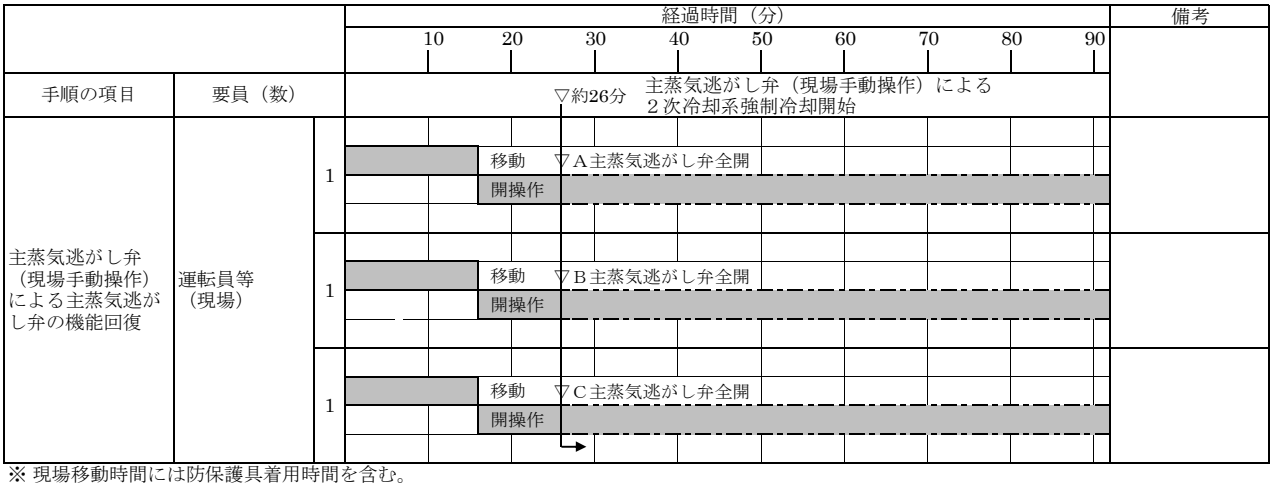
第1.3.2図　機能喪失原因対策分析（加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能喪失）



第 1.3.3 図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
（フロントライン系機能喪失時）

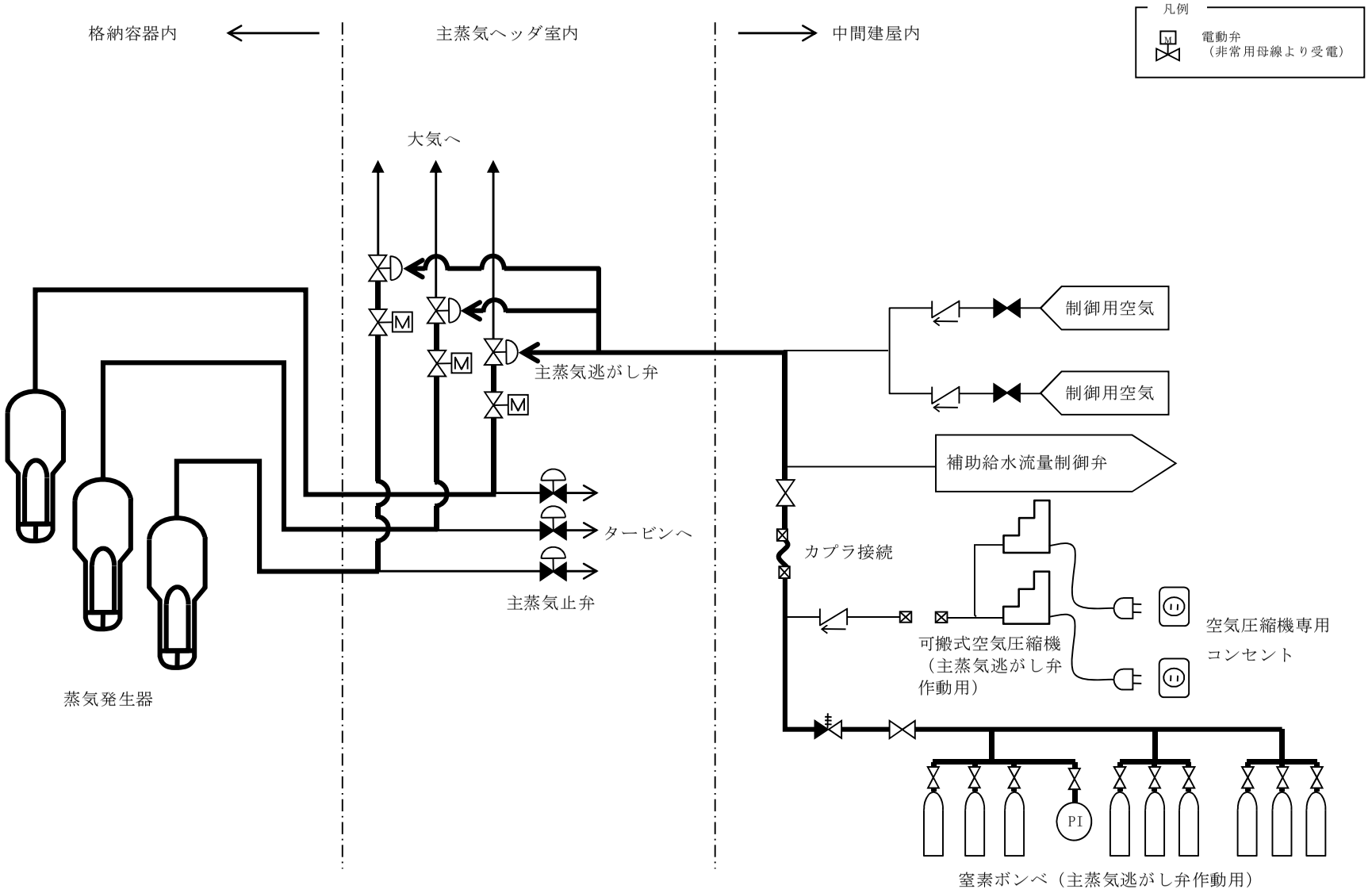


第 1.3.4 図　主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統

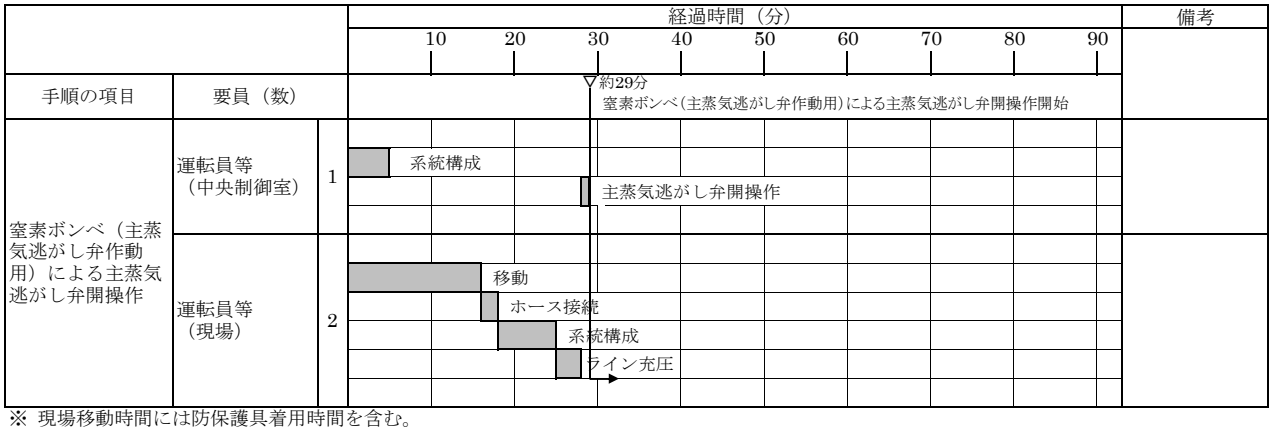


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.5図　　主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復　タイムチャート

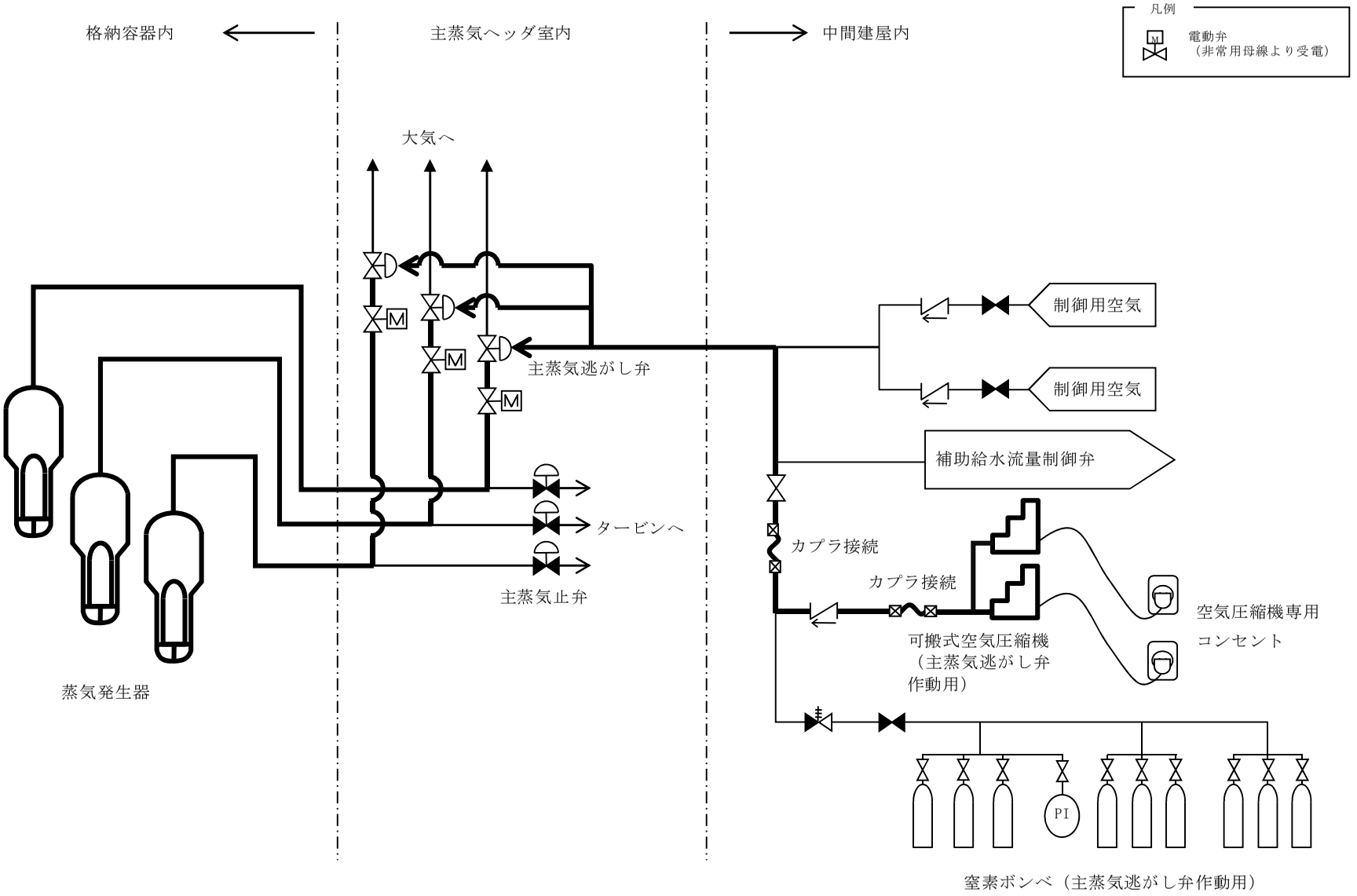


第 1.3.6 図　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統

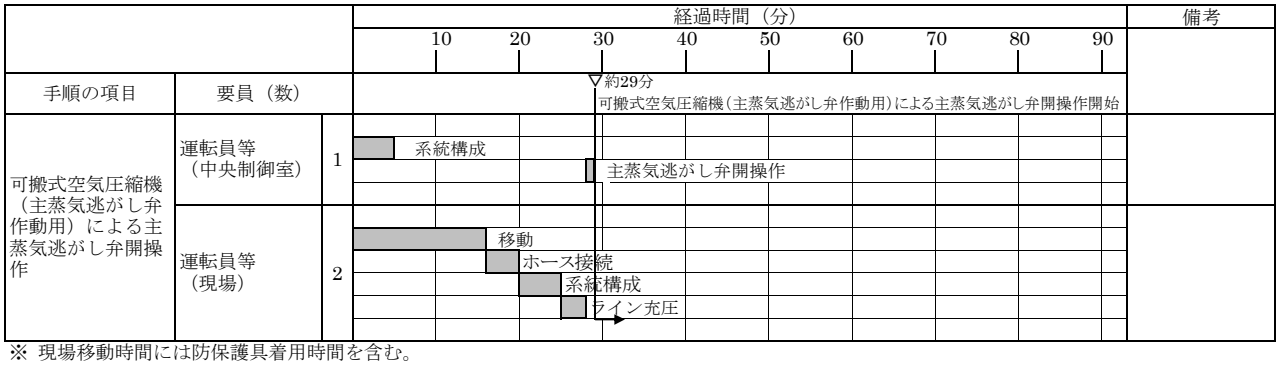


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.7図　　窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作　タイムチャート

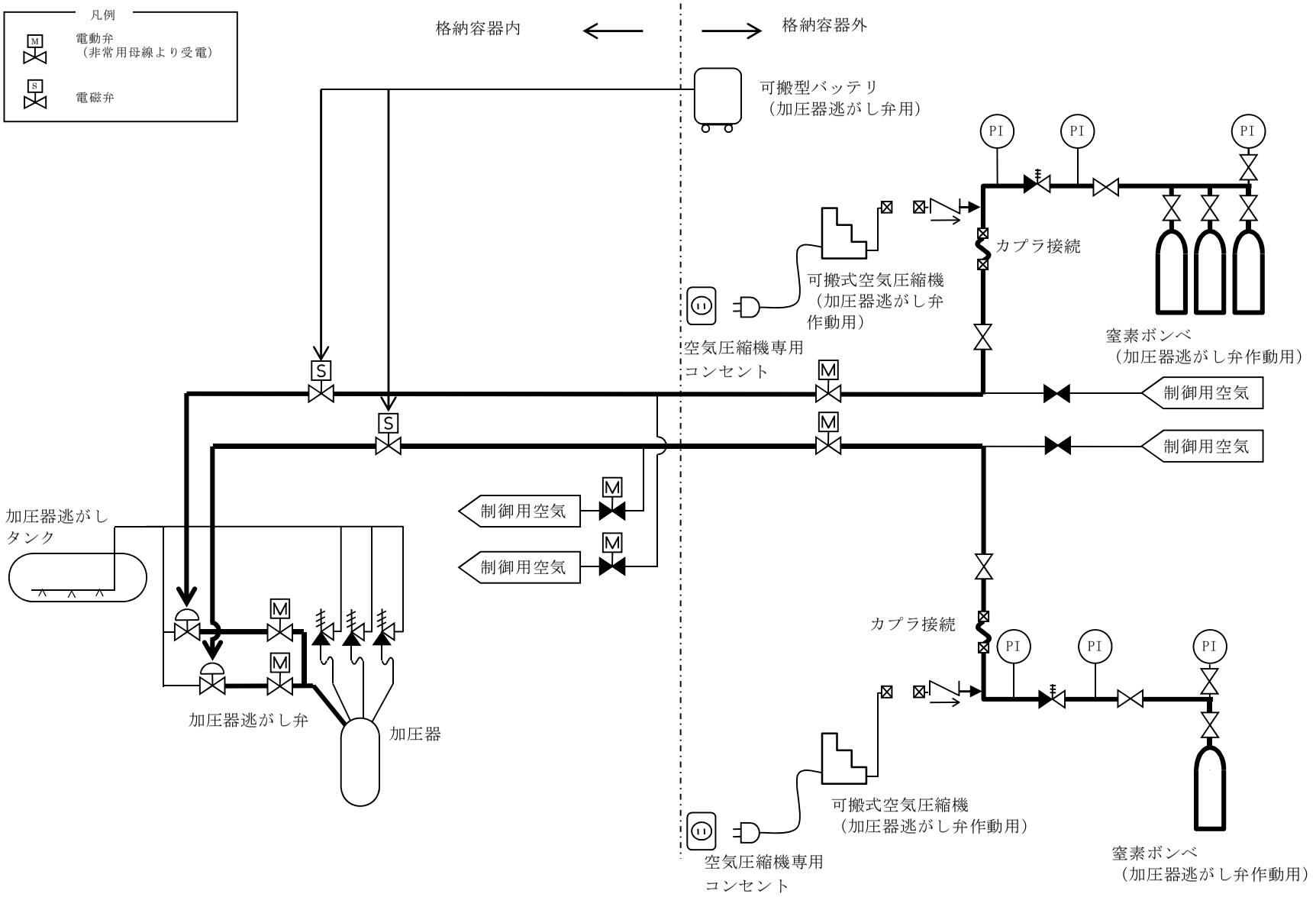


第 1.3.8 図　可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統

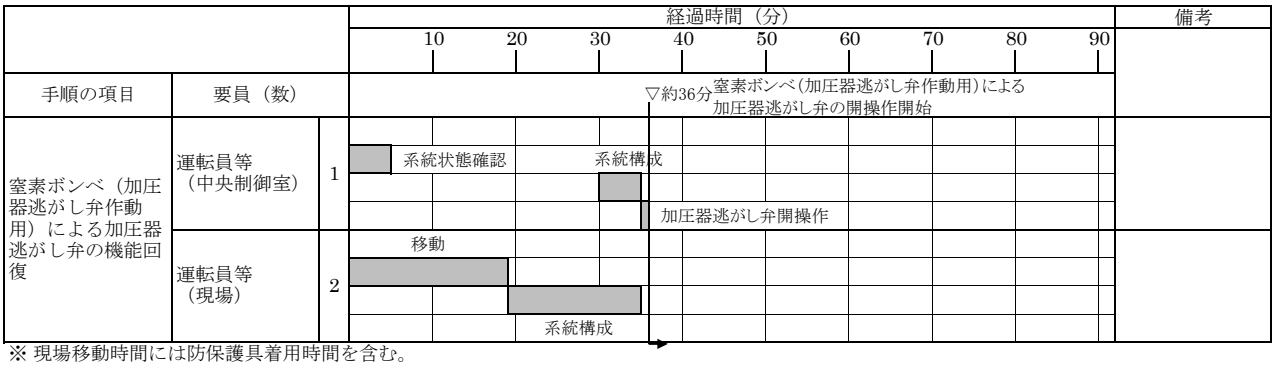


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.9図　　可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作　タイムチャート

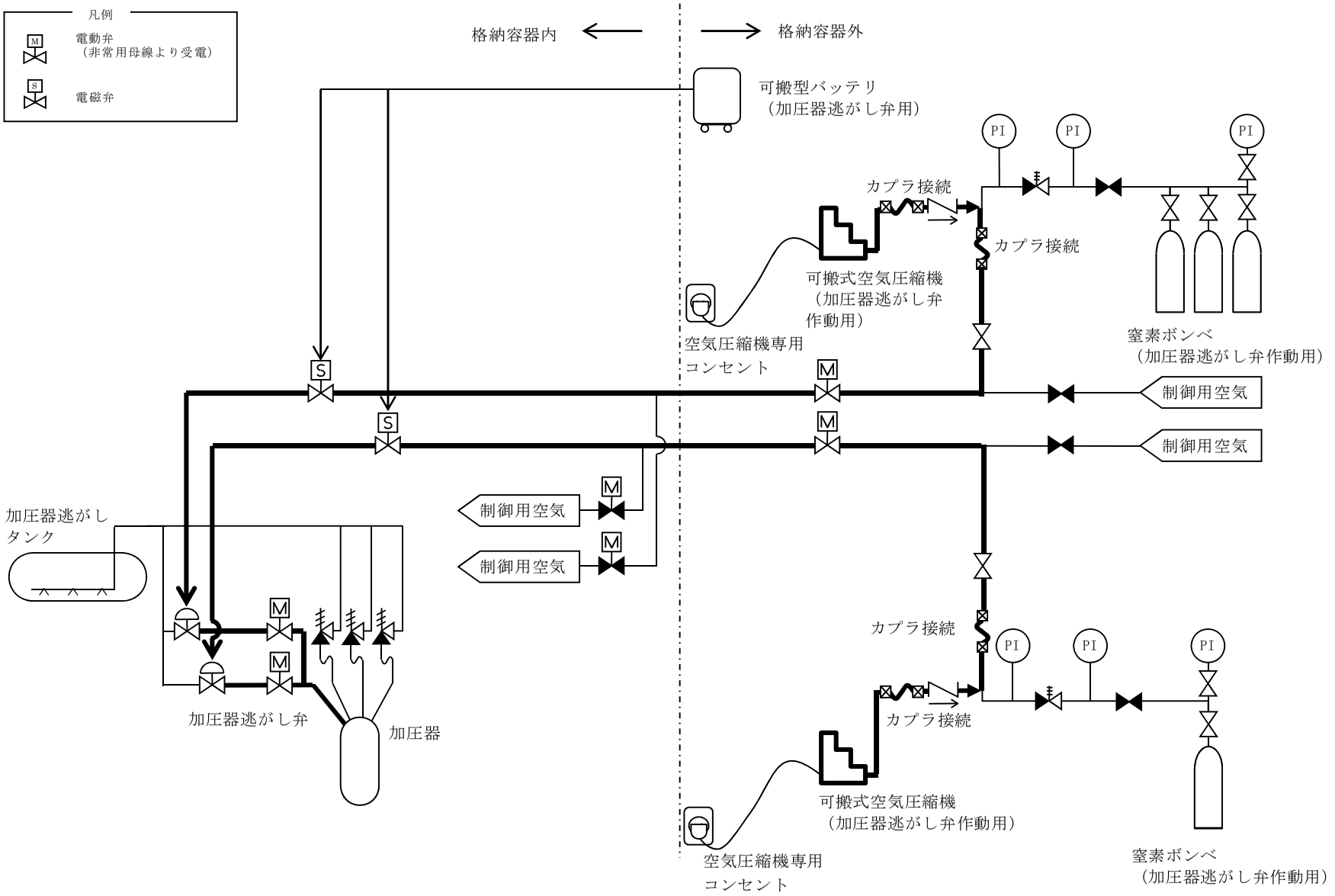


第 1.3.10 図　窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復　概略系統

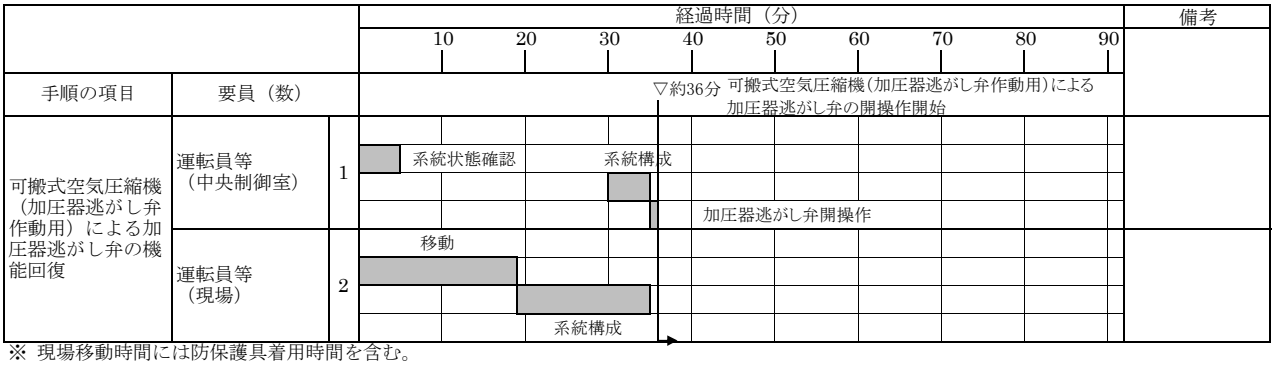


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.11図　　窒素ボンベ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復　タイムチャート

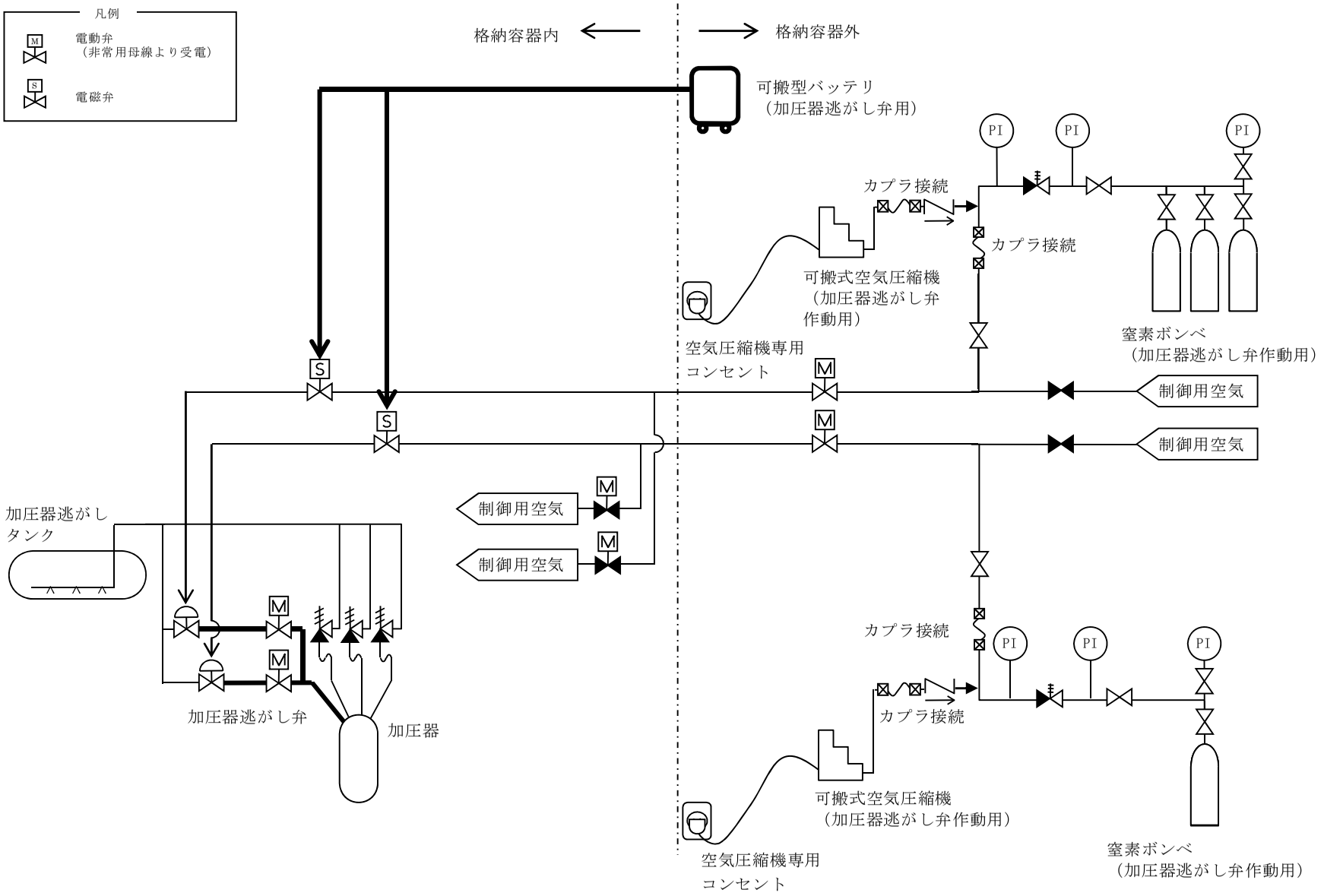


第 1.3.12 図　可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復　概略系統

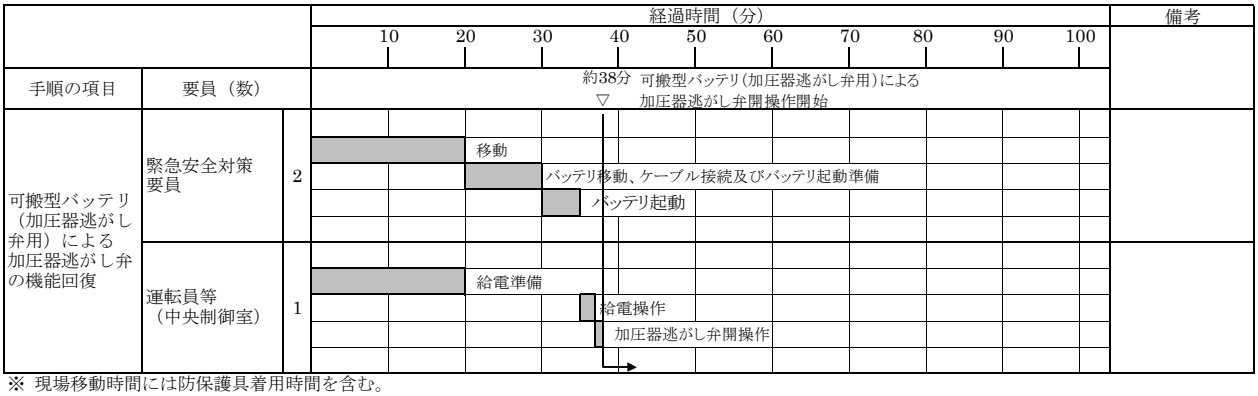


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.13図　　可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復　タイムチャート

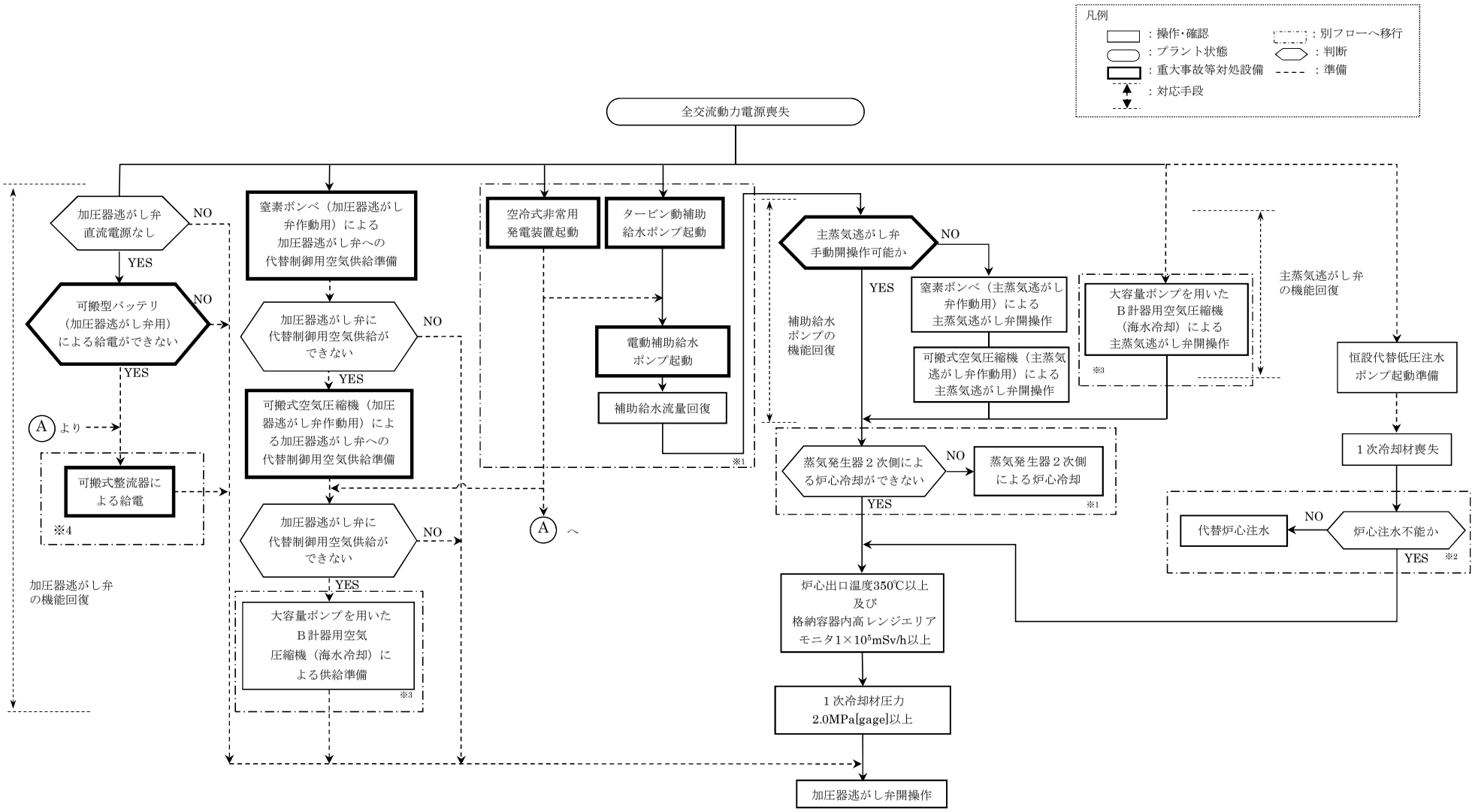


第 1.3.14 図　可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復　概略系統



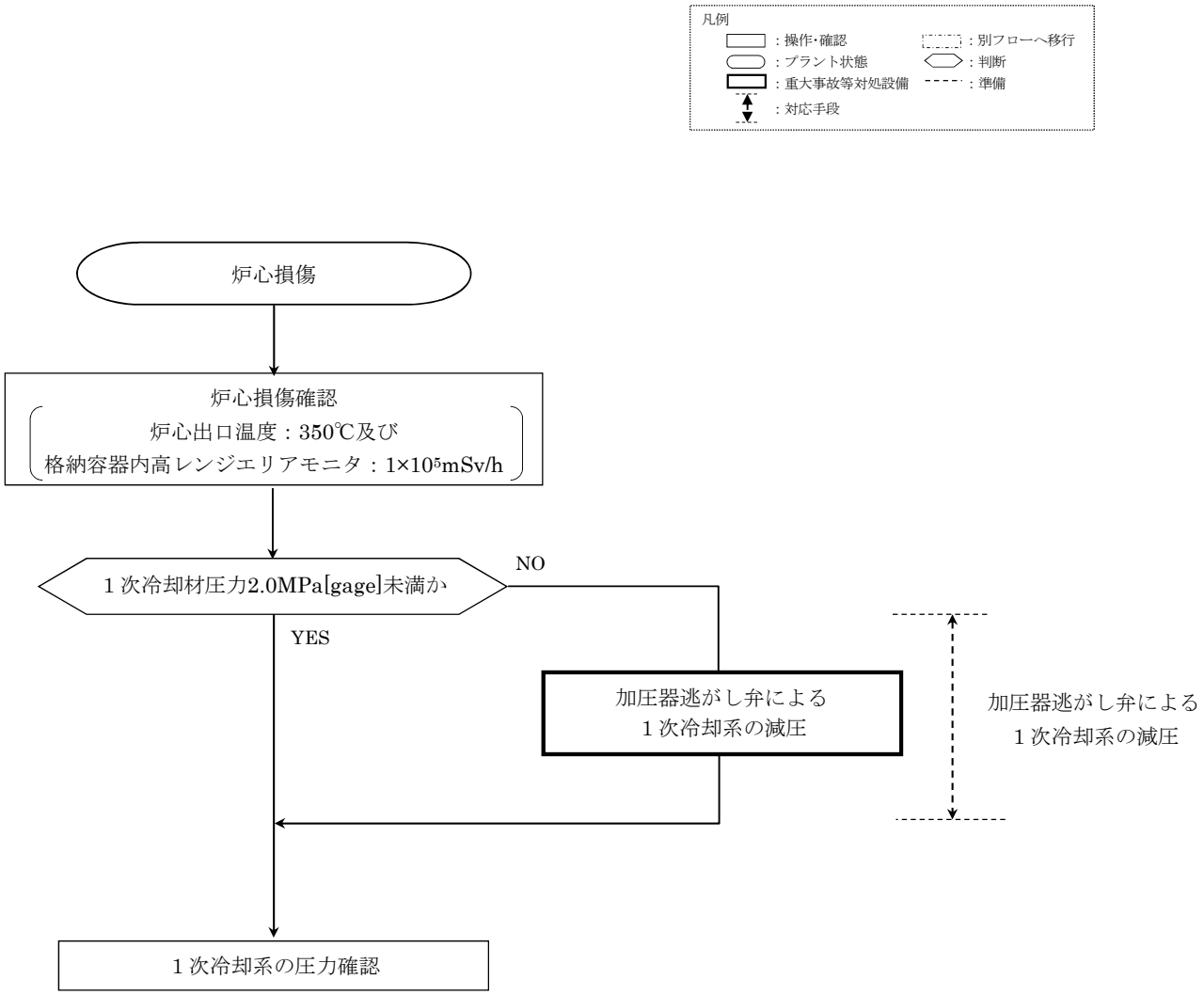
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.15図　　可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復　タイムチャート

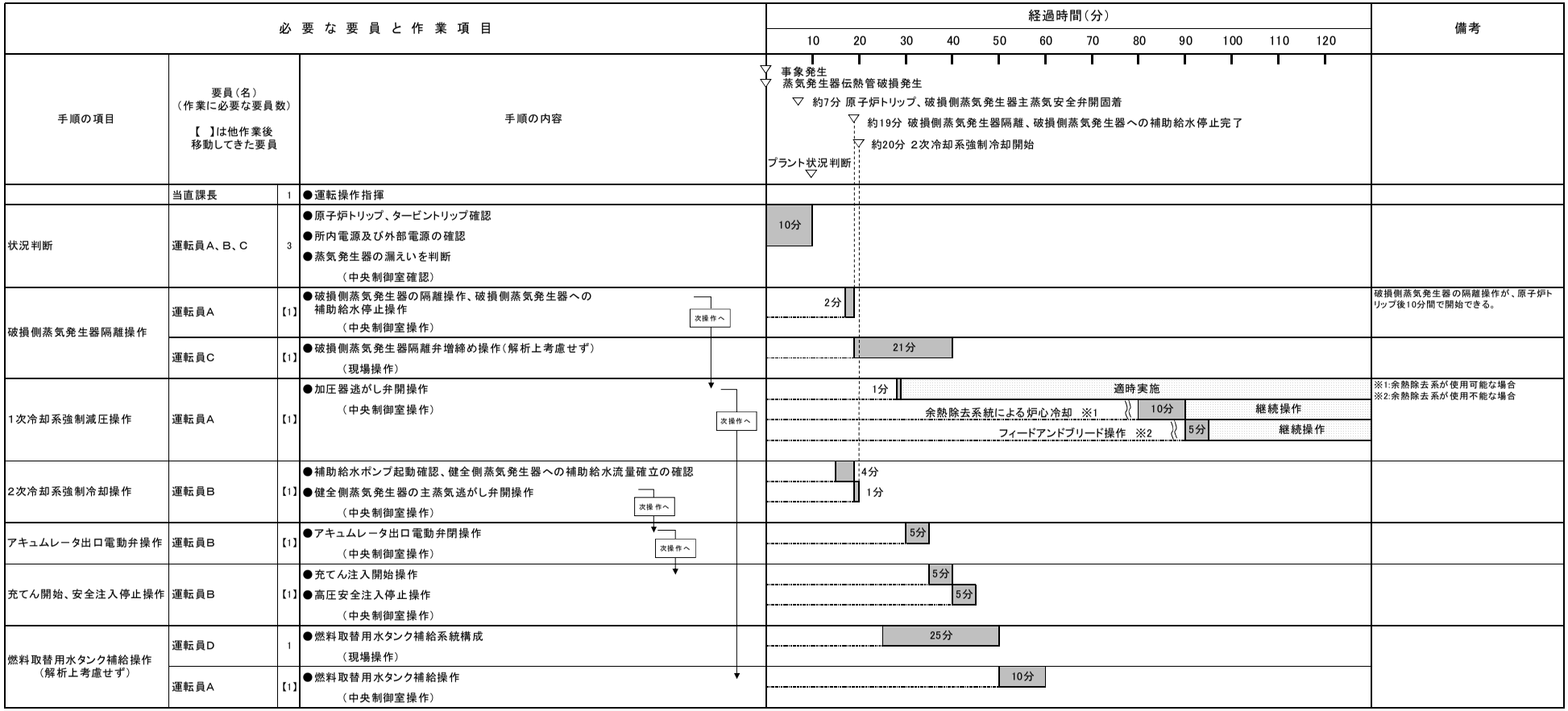


※1 「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備
※2 「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備
※3 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備
※4 「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備

第1.3.16図　蒸気発生器２次側による炉心冷却機能喪失又は加圧器逃がし弁機能喪失に対する対応手順
（サポート系機能喪失時）

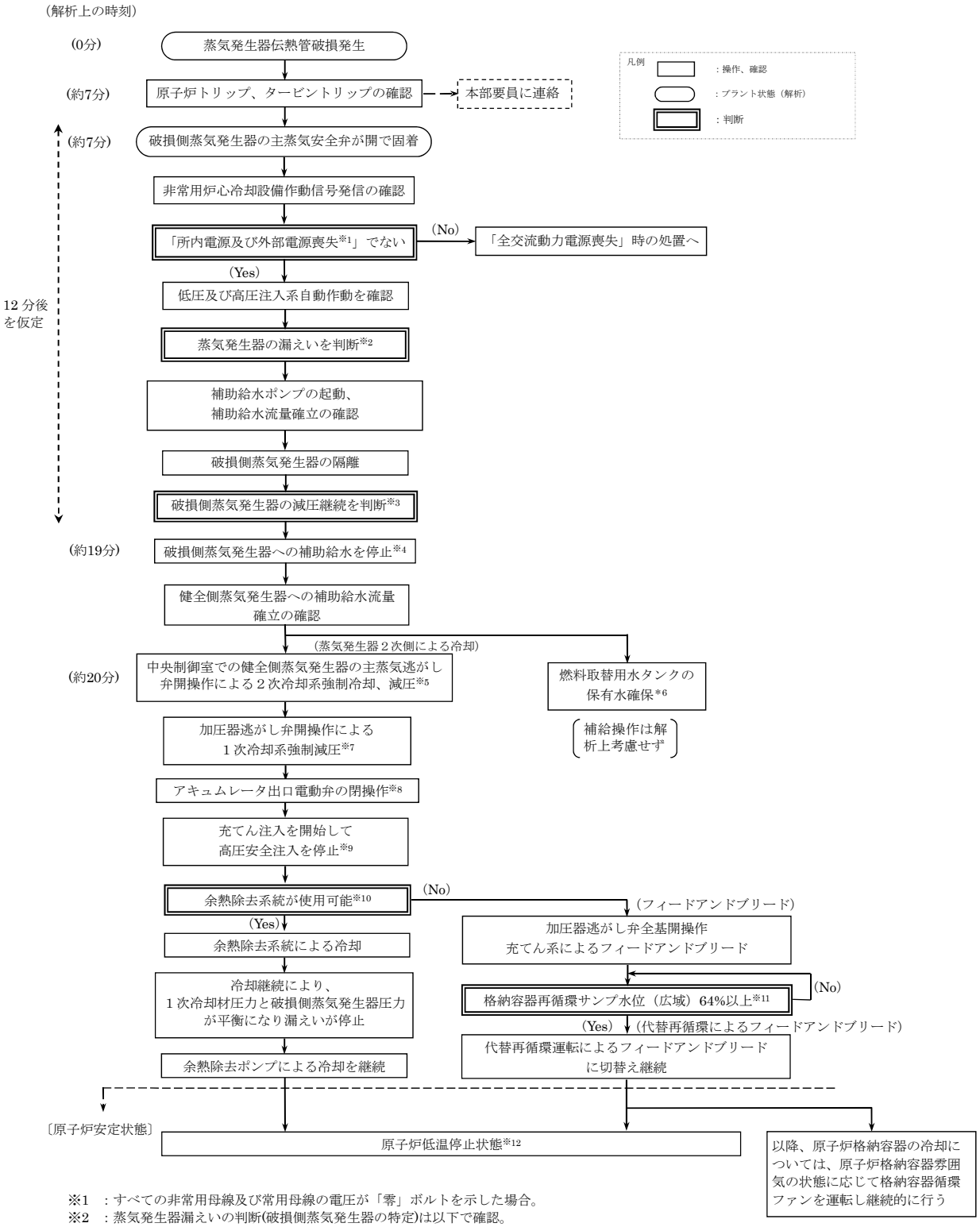


第 1.3.17 図　加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧
（高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止）



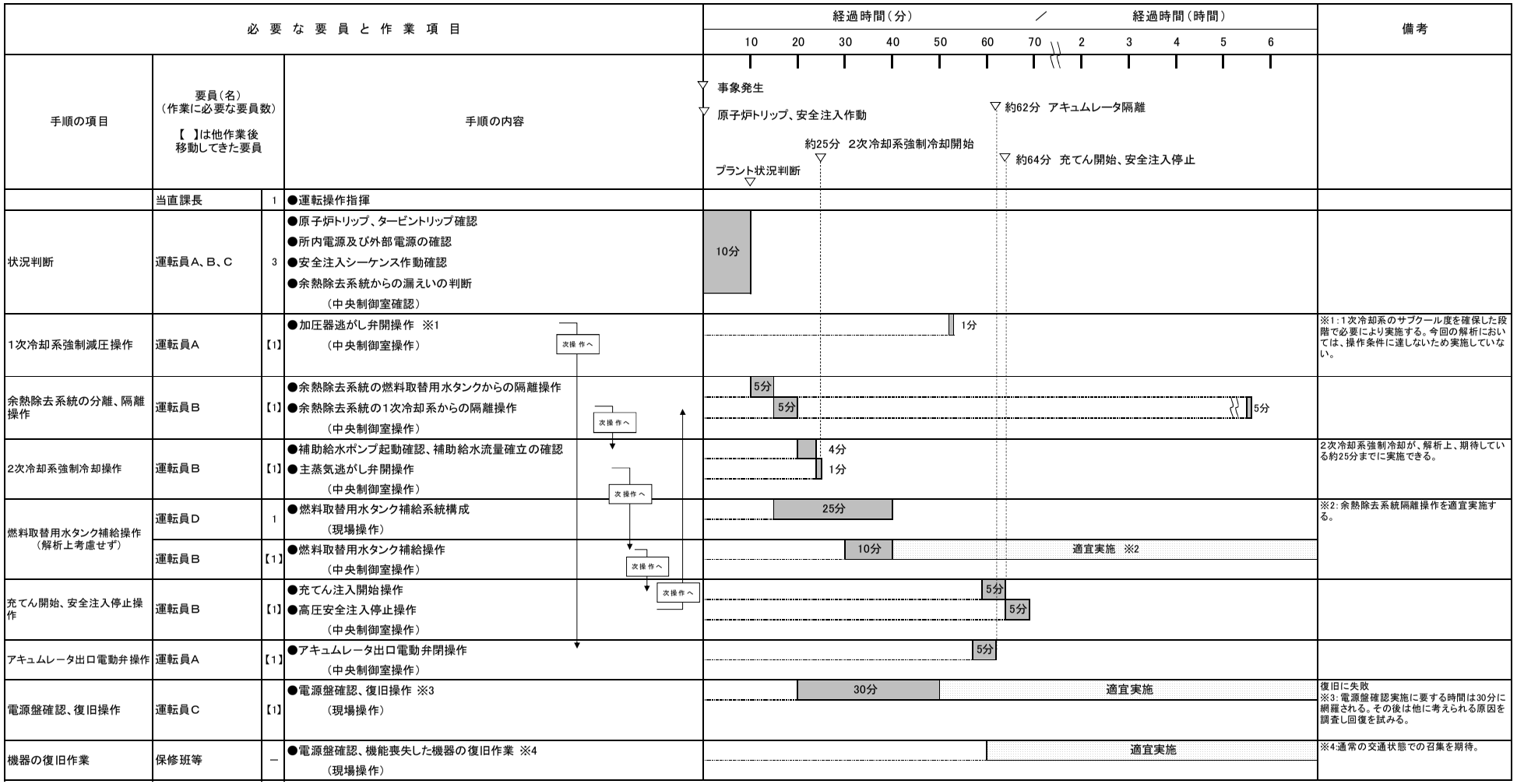
上記要員に加え、本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出。)。

第1.3.18図　蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順　タイムチャート



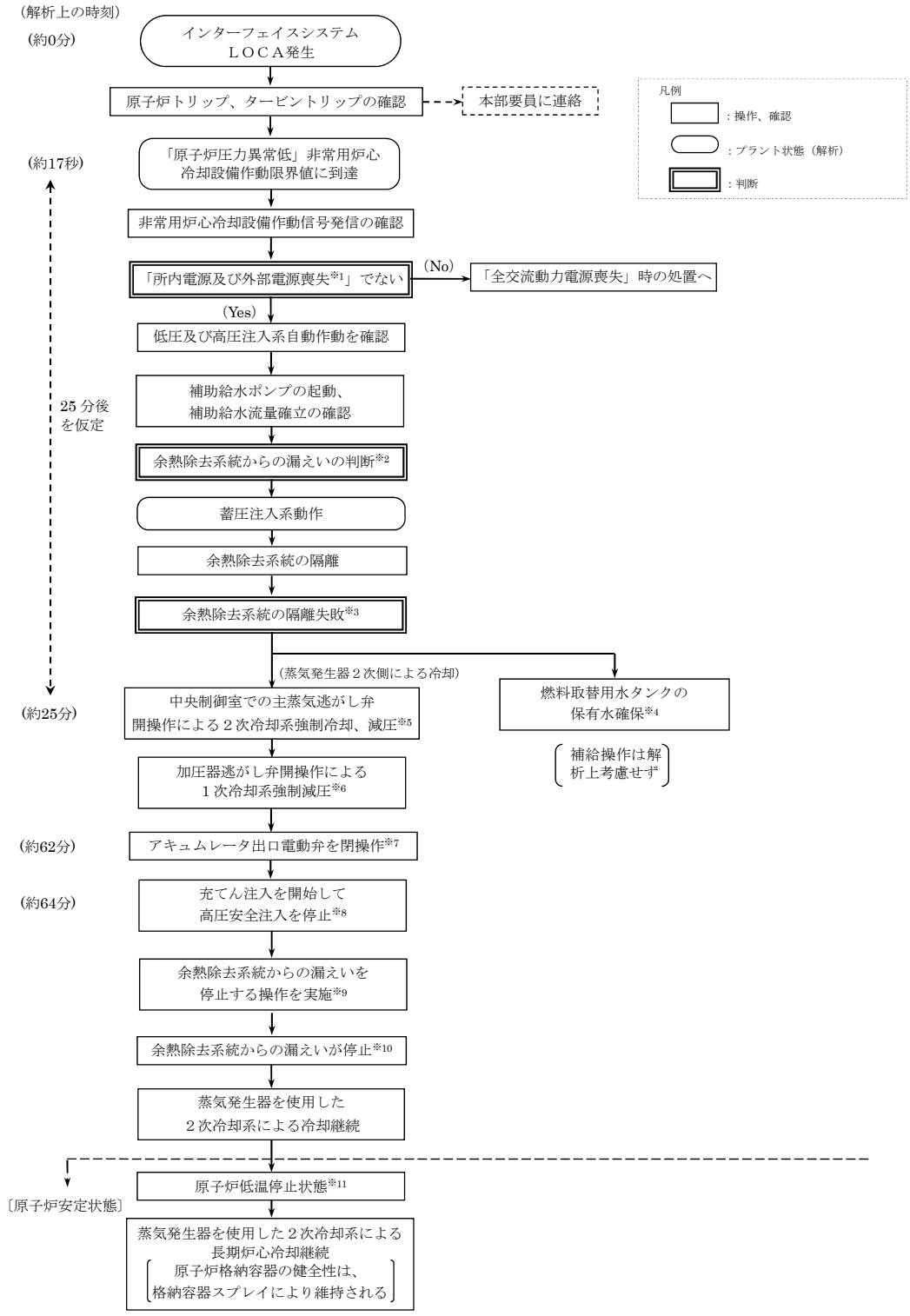
※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：蒸気発生器漏えいの判断(破損側蒸気発生器の特定)は以下で確認。
・蒸気発生器水位及び圧力、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力等
※3 ：破損側蒸気発生器の減圧継続判断は以下で確認。
・破損側蒸気発生器水位及び圧力、加圧器水位及び圧力等
※4 ：破損側蒸気発生器の隔離で補助給水停止は、解析上、約 19 分後としているが、実際の操作では破損側蒸気発生器判定後、速やかに実施する。
※5 ：破損側蒸気発生器の隔離操作の時間を考慮して、解析上、約 20 分後の開始としているが、実際の操作では準備が完了した段階で実施する。
※6 ：燃料取替用水タンクへの補給操作。
・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、１次系純水タンク）
・１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等
※7 ：実際の操作においては、２次冷却系強制冷却による１次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で実施する。
※8 ：アキュムレータの注水により、１次冷却材圧力が上昇し破損側蒸気発生器２次側への漏えいが増加することを防止するため１次冷却材圧力がアキュムレータ保持圧力になる前に出口弁を閉操作する。
※9 ：原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。
※10 ：冷却材圧力（広域）計指示が 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側広域温度計指示が 177℃以下になれば、余熱除去運転による炉心冷却が可能。
※11 ：格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示 64%（再循環可能水位 59%に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位。）
※12 ：漏えいが停止し、１次冷却材温度が安定または低下傾向。

第 1.3.19 図　蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手順　フローチャート



上記要員に加え、緊急時対策本部要員4名にて関係各所に通報連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している（一部の機器については想定時間により算出。）。

第1.3.20図　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の手順　タイムチャート



※1 ：すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
※2 ：余熱除去系統からの漏えいは以下で確認。
・補助建屋内放射線監視モニタ、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ、加圧器水位及び圧力、補助建屋サンプ水位、余熱除去ポンプ出口圧力
※3 ：余熱除去系統からの漏えいを隔離できないものとする。
※4 ：燃料取替用水タンクへの補給操作。
・原子炉補給水制御系（ほう酸タンク、１次系純水タンク）
・１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由等。
※5 ：漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約 25 分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で１次冷却系保有水の減少抑制のために実施する。
※6 ：実際の操作においては、２次冷却系強制冷却による１次冷却系のサブクール度の確保を確認した段階で必要により実施し、保有水の確保を図る。
また、その後の漏えい量低減のため、操作は適宜実施。
※7 ：冷却材圧力(広域)計指示が 0.6MPa[gage]になれば閉操作する。
※8 ：原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、充てん注入は高圧注入系の停止準備が整ってから開始する。
※9 ：隔離は余熱除去ポンプ入口弁閉操作で可能と想定する。
※10：余熱除去系統からの漏えい停止は以下で確認。
・余熱除去ポンプ出口圧力、加圧器圧力及び水位、１次冷却材圧力、充てん流量、原子炉水位及び燃料取替用水タンク水位等の挙動から総合的に確認する。
※11：漏えいが停止し、１次冷却材温度が安定または低下傾向。

第 1.3.21 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時の対応手順

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. １次冷却材喪失事象が発生している場合

b. １次冷却材喪失事象が発生していない場合

c. 運転停止中の場合

d. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順等

1.4.2.1 １次冷却材喪失事象が発生している場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

b. 代替再循環運転

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(b) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水

(c) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

(e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水

(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

b. 代替再循環運転

(a) 全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合

ⅰ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

(b) １次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合

ⅰ．Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

ⅲ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

c. 格納容器隔離弁の閉止

d. その他の手順項目にて考慮する手順

e. 優先順位

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

1.4.2.2 １次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気

発生器への注水

(b) 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.4.2.3 運転停止中の場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 炉心注水

(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水

(b) アキュムレータによる炉心注水

b. 代替炉心注水

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水

(b) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）に

よる代替炉心注水

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(f) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

c. 代替再循環運転

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

e. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

f. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

g. その他の手順項目にて考慮する手順

h. 優先順位

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水

(b) アキュムレータによる代替炉心注水

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(d) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水

(e) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

(f) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

(g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水

(h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

b. 代替再循環運転

(a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合

ⅰ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

(b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合

ⅰ．Ａ余熱除去ポンプ(空調用冷水)による低圧代替再循環運転

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

ⅲ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

c. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

e. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

f. その他の手順項目にて考慮する手順

g. 優先順位

(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

1.4.2.4 復旧に係る手順等

1.4.2.5 燃料の補給手順等

(1) 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給

(2) 送水車への燃料補給

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。

(2) 復旧

a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、以下のとおりである。

１次冷却材喪失事象が発生して１次冷却系の保有水量を確保する必要がある場合に、非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する冷却機能。また、長期的な原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環運転による冷却機能。

１次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧状態にある場合には、以下の機能により原子炉を冷却する。

なお、選定に当たり１次冷却系の保有水量により原子炉の冷却手段が異なるため、１次冷却材喪失事象が発生している場合、１次冷却材喪失事象が発生していない場合、運転停止中に分けて整理する。

１次冷却材喪失事象が発生している場合に、１次冷却系の保有水量を確保し、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水タンクを設置する。また、１次冷却材喪失事象後の再循環運転による原子炉の冷却が必要である場合の設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置する。

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを設置する。

運転停止中において、崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを設置する。

なお、本条項での運転停止中とは、１次冷却材温度177℃以下、１次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間(すべての燃料が格納容器の外にある場合を除く。)とする。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対して対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図～第1.4.4図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、１次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器

内に残存した場合において、格納容器の破損を防止する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほか、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.4.1表～第1.4.6表に示す。

a. １次冷却材喪失事象が発生している場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、燃料取替用水タンク、余熱除去クーラ又は余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）若しくは余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の故障等を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。

サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷

却機能喪失を想定する。

また、炉心溶融後において、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合を想定する。

１次冷却材喪失事象の発生は、加圧器水位、圧力の低下、格納容器内温度、圧力の上昇、格納容器サンプ水位の上昇、凝縮液量測定装置の水位上昇、格納容器内の放射線モニタの指示上昇等により判断する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注水※2により原子炉へ注水する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ
- Ａ、Ｂ淡水タンク
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- 送水車

・ 軽油用ドラム缶
・ 海水ポンプ

※2 代替炉心注水：非常用炉心冷却設備による炉心注水ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、自己冷却又は空調用冷水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ又は余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）若しくは余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環運転※3により原子炉へ注水する手段がある。

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ Ａ内部スプレクーラ
・ Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）
・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン

※3 代替再循環運転：非常用炉心冷却設備による再循環運転ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、空調用冷水又は海水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、炉心注水※4により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水により原子炉へ注水する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 充てん／高圧注入ポンプ

・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ ほう酸ポンプ
・ ほう酸タンク
・ １次系純水ポンプ
・ １次系純水タンク

※4 炉心注水：設計基準事故対処設備で原子炉へ注水する手段をいう。

代替炉心注水に使用する設備は充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ又は燃料取替用水タンクの故障等時に使用する設備と同様。

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水及び代替再循環運転で使用する設備のうち、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車、軽油用ドラム缶、Ａ内部スプレクーラ、Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び充てん／高圧注入ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設

備と位置づける。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に原子炉へ注水を行う代替手段として有効である。

・ ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、１次系純水ポンプ、１次系純水タンク

原子炉補給系の補給水供給設備である１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、１次系純水タンク及び１次系純水ポンプが健全であれば燃料取替用水タンクの代替手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注水及び代替再循環運転により原子炉へ注水する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク

・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶
・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
・ 電動消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。
・ Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
・ Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）
・ 大容量ポンプ
・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 可搬式オイルポンプ
・ 燃料油移送ポンプ
・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水、

代替再循環運転で使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車、軽油用ドラム缶、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定された設備は、審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、燃料取替用水タンク

　自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水の代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

　消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン

冷却水の供給設備であるチラーユニットは耐震性がないものの、冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。

(c) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、原子炉容器内に溶融デブリが残存する場合は、格納容器水張り（格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ）※5により残存する溶融デブリを冷却する手段がある。

格納容器水張り(格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイ)で使用する設備は以下のとおり。

- 内部スプレポンプ
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 送水車
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 軽油用ドラム缶
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ
- Ａ、Ｂ淡水タンク
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

・ 海水ポンプ

※5 格納容器水張り：格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内にスプレイすることで炉心本体を水で満たすことをいう。

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則で要求される格納容器水張りで使用する設備のうち、内部スプレポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合においても、残存する溶融デブリを冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、

恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に格納容器へスプレイを行う代替手段として有効である。

b. １次冷却材喪失事象が発生していない場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として余熱除去設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等を想定する。

また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失を想定する。

(a) フロントライン系機能喪失の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- タービン動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 主給水ポンプ
- 蒸気発生器水張りポンプ
- 脱気器タンク
- 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
- 海水ポンプ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備

は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁
・ タービンバイパス弁

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

・ 消防ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による炉心冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、海水ポンプ

復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップで

あり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。

・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要があるが、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

ⅰ．対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

・ 電動補助給水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）

・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

・ 消防ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する電動補助給水ポンプ、空冷式非常用発電装置、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、余熱除去設備による原子炉の冷却ができない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要がある

が、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

c. 運転停止中の場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等を想定する。

また、サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

ⅰ．対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- 充てん／高圧注入ポンプ
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- アキュムレータ
- ほう酸ポンプ
- ほう酸タンク
- １次系純水ポンプ
- １次系純水タンク

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- 燃料取替用水タンク（重力注水）
- Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置

・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶
・ 海水ポンプ

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ Ａ内部スプレクーラ
・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。
・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 主給水ポンプ
・ 蒸気発生器水張りポンプ

・ 脱気器タンク
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
・ 海水ポンプ

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁
・ タービンバイパス弁

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

・ 消防ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水、代替再循環運転及び蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する設備のうち、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク、アキュムレータ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車、軽油用ドラム缶、Ａ内部スプレクーラ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの故障等で

崩壊熱除去機能が喪失した場合においても､原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、１次系純水ポンプ、１次系純水タンク

　原子炉補給系の補給水供給設備である１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、１次系純水タンク及び１次系純水ポンプが健全であれば燃料取替用水タンクの代替手段として有効である。

・ 燃料取替用水タンク（重力注水）

　プラント状況により燃料取替用水タンクの水頭圧が１次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ､ディーゼル消火ポンプ､Ａ､Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

　消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、海水ポンプ

　燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に原子炉へ注水を行う代替手段として有効である。

・ 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

　耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

　ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷

却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、海水ポンプ

復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。

・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要があるが、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

余熱除去設備である余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により崩壊熱除去機能が喪失した場合は、代替炉心注水、代替再循環運転、蒸気発生器２次側による炉心冷却及び蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 燃料取替用水タンク（重力注水）
・ アキュムレータ
・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置

・ Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶
・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）
・ 電動消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。
・ Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
・ Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）
・ 大容量ポンプ
・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 可搬式オイルポンプ
・ 燃料油移送ポンプ

・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

・ 電動補助給水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 復水タンク
・ 蒸気発生器
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

・ 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）

蒸気発生器２次側フィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

・ 消防ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水、代替再循環運転及び蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する設備のうち、アキュムレータ、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイル

ポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車、軽油用ドラム缶、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等で崩壊熱除去機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 燃料取替用水タンク（重力注水）

プラント状況により燃料取替用水タンクの水頭圧が１次冷却材圧力を下回り、原子炉へ注水できない可能性があるが、比較的早く準備ができるため、炉心注水の代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、燃料取替用水タンク

自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水の代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していな

ければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要があるが、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン

冷却水の供給設備であるチラーユニットは耐震性がないものの、冷水系が健全であれば原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。

d. 手順等

上記のa. 、b. 及びc.により選定した対応手段に係る手順及び復旧に必要な手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.4.7表、第1.4.8表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※6、当直課長、運転員等※7及び緊急安全対策要員※8の対応として恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順等に定める（第1.4.1表～第1.4.6表）。

※6 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※7 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※8 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.4.2 重大事故等時の手順等

1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

1次冷却材喪失事象が発生後、1系列以上の非常用炉心冷却設備による原子炉への注水を安全注入流量及び余熱除去クーラ出口流量等により確認できない場合又は、炉心出口温度が 350℃以上となった場合、かつ原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ. 操作手順

A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第 1.4.5 図に、タイムチャートを第 1.4.6 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）による原子炉への注水準備と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でA又はB内部スプレポンプが起動し

ていることを確認するとともに、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）注水の系統構成を実施する。

③ 当直課長は、A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ラインの電動弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でA余熱除去クーラ出口流量等により原子炉への注水が開始されたことを確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で炉内温度の低下等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名、現場にて運転員等１名により作業を実施し、所要時間は約 19 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

静的機器の単一故障であるA余熱除去ポンプ出口逆止弁～低温側注入配管の間において配管が損傷した場合は、A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水はできない。これと同時に、B余熱除去ポンプ、A充てん／高圧注入ポンプ、B充てん／高圧注入ポンプ及びC充てん／高圧注入ポンプの４つの動的機器の多重故障の組合せを想定した場合は、原子炉への注水機能が喪失するが、このシーケンスは稀な場合であって、万一の場合は格納容器破損防止策にて対応する。その他の代替炉心注水についても同様。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.7 図に、タイムチャートを第 1.4.8 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水準備作業と系統構成を

指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。

③ 運転員等は、中央制御室及び現場で恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水を行うための系統構成を実施する。

④ 当直課長は、運転員等に原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプを起動し、恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で炉内温度等を監視し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える場合の手順】

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを確認し、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行うことを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。

③ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、

恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないことを確認し、加圧器水位が可視範囲となるまでは最大流量で注水する。

④ 運転員等は、中央制御室で炉心出口温度等を監視し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復していることを確認し、加圧器水位が監視可能な範囲を維持するため、現場で恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名、現場にて運転員等１名により作業を実施し、所要時間は約 30 分と想定する。

ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ラインの電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手動で操作する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ（以下「消火ポンプ」という。）によりＡ、Ｂ淡水タンク水又はＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水がＡ

余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＡ、Ｂ淡水タンク水位又はＮｏ．１、２淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

消火ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.9 図に、タイムチャートを第 1.4.10 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に消火ポンプによる原子炉への注水準備と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で消火ポンプ起動のための駆動源や水源が確保されていることを確認して系統構成を実施する。

③ 当直課長は、消火ポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に注水開始を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、消火ポンプを起動し、消火水ライン弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で内部スプレ系連絡消火水流量積算等により原子炉への注水が開始されたことを確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で炉内温度等の指示の低下又は炉外核計装装置による原子炉出力の監視等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名、現場にて運転員等２名により作業を実施し、所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、

通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水がA余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合。

ⅱ．操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。

概略系統を第 1.4.11 図に、タイムチャートを第 1.4.12 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水の準備作業と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、取水ポンプ、可搬型ホース等を所定の位置に配置する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース等を敷設、接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置し、可搬型ホースを敷設する。また、可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬

型ホース及び可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認し、遮断器を投入する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で安全注入系の弁を操作し代替炉心注水の系統構成を行う。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、可搬式代替低圧注水ポンプへ送水を行い、可搬式代替低圧注水ポンプ本体への水張りを行う。

⑪ 発電所対策本部長は、当直課長に炉外核計装装置により原子炉出力の監視が可能であることを確認する。

⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に原子炉への注水が可能になれば、注水開始を指示する。

⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。

⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を開操作して原子炉への注水を開始するとともに、送水車から可搬式代替低圧注水ポンプへの供給状態に異常のないことを確認する。

⑮ 運転員等は、原子炉への注水が確保されたことを確認する。

⑯ 運転員等は、中央制御室で炉内温度等の指示の低下及び炉外核計装装置での原子炉出力の監視等により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

⑰ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復していることを確認する。

⑱ 緊急安全対策要員は、現場で発電機及び送水車の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃

料の給油を実施する。（燃料を給油しない場合、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、約 4.1 時間の運転が可能。送水車は、約 5.5 時間の運転が可能。）

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 1 名及び緊急安全対策要員 18 名により作業を実施し、所要時間は約 8.5 時間と想定する。

ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン弁の電動弁は、電源が回復しない場合においては現場にて手動で操作する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

原子炉への注水が必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し原子炉への注水ができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水する手順を整備する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施している場合に、炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水

先を原子炉から格納容器へ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

原子炉への注水が必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は 1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

b. 代替再循環運転

１次冷却材喪失事象が発生している場合に燃料取替用水タンク水を原子炉に注水し、格納容器再循環サンプ水位が再循環切替可能な水位に到達すれば、再循環運転を開始する。このとき、余熱除去ポンプの故障等により再循環運転に移行できない場合に代替再循環運転により原子炉を冷却する。

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラにより格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、再循環運転による原子炉への注水が余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を用いた代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.13 図に、タイムチャートを第 1.4.14 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転による原子炉の冷却操作の準備と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でＡ又はＢ内部スプレポンプが起動していること及びＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン弁の電源が入であることを確認するとともに、中央制御室でＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転の系統構成を実施する。

③ 当直課長は、運転員等にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を用いた代替再循環運転による原子炉の冷却が可能となれば、開始を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で他の系統と連絡する弁の閉を確認した後に、ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でＡ余熱除去クーラ出口流量等により原子炉への注水流量が確保されたことを確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で炉内温度の低下等により、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施し、所要時間は約 5 分と想定する。

(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉への注水を行っている際に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手段がある。この再循環運転での原子炉への注水に至るまでには、設計基準事故対処設備である余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプを使用した再循環運転を行っていることも考えられるため、これらを含めて格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合に対応する手順を整備する。

格納容器再循環サンプスクリーンについては、海外で発生した格納容器再循環サンプスクリーン閉塞対策として、必要な設備の対策を行っており閉塞することは考えにくいものの、閉塞が発生した場合に備え対応する。

ⅰ．手順着手の判断基準

余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプによる再循環運転で原子炉へ注水を行っている場合に、格納容器再循環サンプ水位の低下、ポンプの流量低下、ポンプ出口圧力の変動又は低下等により格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合。

ⅱ．操作手順

格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候を確認した場合の手順の概要は以下のとおり。手順内の格納容器内自然対流冷却の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」

のうち、1.7.2.1(2)a.「Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。概略系統を第 1.4.15 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の対応処置の開始を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で再循環運転している場合は格納容器スプレイを停止する。

③ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力上昇緩和のため、主蒸気逃がし弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却系の窒素加圧操作を行い、窒素加圧が完了すれば格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。

⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンクの水量確保のため、１次系純水タンク、ほう酸タンク、２次系純水タンク、Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク及び復水タンクを水源とし燃料取替用水タンクへの補給を行う。

⑥ 運転員等は、中央制御室で低圧再循環機能を回復させるため、余熱除去ポンプ 1 台を除き、他の充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを停止する。また、原子炉の注水に使用するポンプがキャビテーションを起こさない範囲で流量を低下させる。

⑦ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプ 1 台による低圧再循環運転での原子炉の注水に失敗した場合、燃料取替用水タンクを水源とし、充てん／高圧注入ポンプ 1 台による原子炉への注水を行う。充てん／高圧注入ポンプが使用できない場合は代替炉心注水を実施する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンクの水位を確認し、

燃料取替用水タンク水位計指示が 6.6%以下となった場合は、燃料取替用水タンクを水源とするすべてのポンプを停止する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンクへの補給状況を確認し、補給に成功している場合は、燃料取替用水タンク水位計指示が 6.6%以下にならないように、充てん／高圧注入ポンプ又は代替炉心注水を断続運転し原子炉への注水を継続する。

⑩ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンクへの補給不能の場合は、体積制御タンクへほう酸タンク及び１次系純水タンクからの補給を実施し、充てん／高圧注入ポンプ１台による充てんモードでの原子炉への注水を行う。

⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉への注水量が、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば原子炉への注水を停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名、現場にて運転員等１名により作業を実施することができる。

対応手順のフローチャートを第 1.4.16 図に示す。

代替再循環運転による原子炉への注水操作が実施できない場合、余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）又は余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）の開操作不能により再循環運転に移行できない場合又は、格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、充てん／高圧注入ポンプ等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水するとともに、格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する。格納容器内自然対流冷却ができない場合は、代替格納容器スプレイを実施する。

余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第１弁）及び余熱除去ポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ連絡第２弁）に

ついては、定期試験及び定期点検を実施し、信頼性を確保する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(11)「復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給」にて整備する。

1次冷却材喪失事象の発生に伴い、炉心損傷の兆候が見られた場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(1)a.(a)「内部スプレポンプによる格納容器スプレイ」、1.8.2.1(1)b.(a)「原子炉下部キャビティ直接注水」及び1.8.2.1(1)b.(b)「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1 (1)a.(a)「A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」又は1.6.2.1 (1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

1次冷却材喪失事象時に、非常用炉心冷却設備による原子炉への注

水機能が喪失した場合の原子炉の冷却手段の優先順位を以下に示す。

代替炉心注水による原子炉への注水については、重大事故等対処設備であるＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）と恒設代替低圧注水ポンプを使用した注水手段を優先する。Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）と恒設代替低圧注水ポンプの優先順位については、準備時間の短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を優先し、それができない場合に恒設代替低圧注水ポンプを使用する。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及び恒設代替低圧注水ポンプが使用できず、常用母線が健全であれば、電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生している場合においては、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水手段を失った場合に消火ポンプによる代替炉心注水と同時に準備を開始する。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.17図に示す。

１次冷却材喪失事象時に、余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合の冷却手段を以下に示す。

炉心注水、代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、余熱除去ポンプによる再循環運転が不能であれば、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉を冷

却する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.18図に示す。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替え、代替炉心注水を行う手順を整備する。

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と1次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を炉心注水側とするよう準備を行い、空冷式非常用発電装置より受電すれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。なお、対応途中で、事象が進展し炉心損傷と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器スプレイ側へ変更し、代替格納容器スプレイを行うとともに、その後、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により代替炉心注水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失において、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(b)と同様。

(b) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水

原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能喪失が発生し恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動操作は、中央制御室での遠隔起動が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.19 図示す。

なお、冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。

(c) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

原子炉補機冷却機能喪失時の対応であるＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による原子炉への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.20 図に、タイムチャートを第 1.4.21 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による原子炉への注水操作の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による原子炉への注水操作の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による原子炉への注水操作の準備作業と系統構成を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場でＣ充てん／高圧注入ポンプの自己冷却運転準備のため、安全注入系の弁や原子炉補機冷却系の弁等を隔離する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンティングホースの接続を実施する。

⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピース取替え完了後に、化学体積制御系の弁を操作しＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）冷却水通水のための系統構成及び系統ベンティングを行う。

⑦ 当直課長は、運転員等にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による原子炉への注水が可能となれば、注水開始を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室でＣ充てん／高圧注入ポンプを起動する。ポンプ起動後、中央制御室及び現場でポンプ出口圧力、冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。

⑨ 運転員等は、現場で中央制御室と連絡を密にし、充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁により充てん流量を調整し、１次冷却系の保有水量を回復させる。

⑩ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度の低下、充てん／高圧注入ポンプ出口圧力等により、原子炉が冷却状態であること及びＣ充てん／高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により１次冷却系の保有水量が回復したことを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場で充てん流量制御弁バイパスラインに設置された手動弁を操作して注水流量を調整する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名、現場にて運転員等3名及び緊急安全対策要員 3 名により作業を実施し、所要時間は約 90 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の故障等により、原子炉への注水を充てん流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.22 図に、タイムチャートを第 1.4.23 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水の準備作業と系統構成を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ自己冷却運転準備のため、安全注入系の弁や原子炉補機冷却

系の弁等を隔離する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でA、B内部スプレポンプ自己冷却運転準備のため、ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンティングホースの接続を実施する。

⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作しA、B内部スプレポンプ冷却水通水のための系統構成及び系統ベンティングを行う。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ起動準備のために他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン弁を開操作する。

⑧ 当直課長は、A、B内部スプレポンプによる原子炉への注水が可能となれば、運転員等に原子炉への注水開始を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場でA又はB内部スプレポンプを起動し、ポンプ起動後、冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室でA余熱除去クーラ出口流量等により原子炉への注水が確保されたことを確認する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で炉内温度の低下等により、A又はB内部スプレポンプの運転状態に異常がないこと及び原子炉が冷却状態であることを継続して確認する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で原子炉水位等により 1 次冷却系の保有水量が回復することを確認し、加圧器水位を監視可能な範囲に維持するため、中央制御室及び現場で注水流量を調整する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 3 名及び緊急安全対策要員 3 名により作業を実施し、所要時間は約 105 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同

程度である。

ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

また、原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水又はＡ、Ｂ淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＮｏ．１、２淡水タンク水位又はＡ、Ｂ淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(c)と同様。

(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより原子炉へ海水を注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(d)と同様。

b. 代替再循環運転

(a) 全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合

ⅰ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.24 図、タイムチャートを第 1.4.25 図に示す。

大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「大容量ポンプによる補機冷却水(海水)通水」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転の準備と系統構成が完了すれば低圧代替再循環運転の開始を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で低圧代替再循環運転のための系統構成を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室でＢ余熱除去ポンプを起動し、原子炉へ注水されていることをＢ余熱除去クーラ出口流量等で確認するとともに１次冷却材温度の低下等でＢ余熱除去ポンプの起動状態に異常がないことを継続して確認する。

(ⅲ) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施することができる。

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

(ⅰ) 手順着手の判断基準

Ｂ余熱除去ポンプ(海水冷却)による低圧代替再循環運転による原子炉への注水が、Ｂ余熱除去クーラ出口流量等にて確

認できない場合に、大容量ポンプによる代替補機冷却により冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.26 図に、タイムチャートを第 1.4.27 図示す。

大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転の準備と系統構成が完了すれば高圧代替再循環運転の開始を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で高圧代替再循環運転のための系統構成を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室でＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプを起動し、ポンプ出口圧力等によりＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプの起動状態に異常がないことを確認するとともに原子炉へ注水されていることを安全注入流量等で確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度の低下や安全注入流量等により、原子炉の冷却状態並びにＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

（ⅲ）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施することができる。

(b) 1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合

ⅰ．A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

1 次冷却材喪失時における再循環運転時において原子炉補機冷却機能が喪失し原子炉補機冷却水の通水を 1 次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、冷水系が運転中で、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の起動は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.28 図に示す。

なお、冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。

ⅱ．B余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、B余熱除去ポンプを用いた低圧代替再循環運転

による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能喪失時に、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の機能喪失により、原子炉への注水をA余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)i.と同様。

ⅲ．B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

B余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転による原子炉への注水がB余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)ⅱ.と同様。

c. 格納容器隔離弁の閉止

全交流動力電源が喪失した場合、ＲＣＰシール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することにより、ＲＣＰシール部から１次冷却材が漏えいするおそれがあるため、封水戻り第２隔離弁等を閉操作する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合。

(b) 操作手順

空冷式非常用発電装置により電源が確保されれば、中央制御室にて、封水戻り第２隔離弁を閉操作し、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、動作する格納容器隔離弁の閉を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。タイムチャートを第1.4.29図に示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約3.5時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

隔離操作については、ＲＣＰシール部からの１次冷却材漏えいを防止するため、封水戻り第２隔離弁を優先して閉操作する。

d. その他の手順項目にて考慮する手順

１次冷却材喪失事象に伴い、炉心損傷の兆候が見られる場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(2)a.(a)「原子炉下部キャビティ直接注水」及び1.8.2.1(2)a.(b)「代替格納容器スプレイ」にて整備する。

格納容器内の冷却については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1(2)a.「代替格納容器スプレイ」又は1.6.2.1(2)b.(a)「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(11)「復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

e. 優先順位

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

代替炉心注水による原子炉への注水は、空冷式非常用発電装置から電源を確保できる場合、重大事故等対処設備であり、注水流量が大きく、準備時間の短い恒設代替低圧注水ポンプを優先して使用する。次

に高揚程であるＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。

恒設代替低圧注水ポンプ及びＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水ができない場合は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水を行う。これらの手段ができない場合は消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生している場合は、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による原子炉への注水手段を失った場合に準備を開始し、使用準備が完了し、多様性拡張設備を含む他の原子炉への注水手段がなければ原子炉へ海水の注水を行う。

原子炉補機冷却機能喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は上記手段に加えて空調用冷水を使用したＡ余熱除去ポンプ及び電動消火ポンプによる原子炉への注水手段がある。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）は恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水ができない場合に使用する。電動消火ポンプは原子炉補機冷却機能喪失時でも使用可能なためＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水ができない場合に使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.30図に示す。

代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、大容量ポンプによる補機冷却水が確保できれば格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器循環冷暖房ユニットの冷却系へ注水することにより格納容器内を冷却する。Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転ができない場合は、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運

転により原子炉へ注水を行う。

１次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失し、余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能が喪失した場合は、準備時間の短いＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器循環冷暖房ユニットの冷却系へ注水することにより格納容器内を冷却する。

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転ができない場合は、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器循環冷暖房ユニットの冷却系へ注水することにより格納容器内を冷却する。Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転ができない場合は、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.31図に示す。

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、溶融炉心は原子炉容器を破損し格納容器下部に落下するが、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティに注水することで溶融炉心を冷却する。

原子炉容器に溶融デブリが残存した場合、その溶融デブリ量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部キャビティに溶融落下するため、原子炉容器に溶融デブリが残存することは考えにくいが、原子炉容器に残存溶融デブリが存在することを想定し、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内へのスプレイによる残存溶融デブリの冷却（格納容器水張り）手順として整備する。

炉心の著しい損傷、溶融発生時に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプ

レイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心の著しい損傷、溶融発生時に原子炉下部キャビティ注水ポンプにより代替格納容器スプレイを行う場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心の著しい損傷、溶融発生時に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

なお、炉心損傷後の格納容器の減圧操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。格納容器圧力は格納容器圧力計又は格納容器圧力計（広域）により監視するが、これらの計器が機能喪失により監視できない場合においては、格納容器内温度を監視することで圧力と飽和温度の関係から格納容器圧力を推定する。

a．手順着手の判断基準

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、格納容器圧力と温度の上昇又は可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）等の温度差の変化により格納容器内が過熱状態であると判断した場合。ただし、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより代替格納容器スプレイを行う場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

b. 操作手順

格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる残存溶融デブリの冷却（格納容器水張り）の手順の概要は以下のとおり。

手順内の格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイの手順は「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち1.8.2.1(1)a.(a)「内部スプレポンプによる格納容器スプレイ」及び「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち1.6.2.2(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備し、格納容器内自然対流冷却の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a. 「A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。また、可搬型格納容器内水素濃度計測装置により水素濃度を監視する手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち、1.9.2.1(2)「水素濃度監視」で整備する。概略系統を第1.4.32図、第1.4.33図に示す。

① 当直課長は、発電所対策本部長と連絡を密にし、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる格納容器へのスプレイ開始を指示する。また、代替炉心注水を実施していた場合は、代替格納容器スプレイへの切替えを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で格納容器循環冷暖房ユニットにより格納容器内自然対流冷却が実施されていることを確認する。

③ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力を継続的に監視し、格納容器圧力より高い場合は、加圧器逃がし弁により減圧する。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力を監視し、最高使用圧力に到達すれば、格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイによる格納容器へのスプレイを開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力が最高使用圧力から50kPa 低下したことを確認すれば格納容器へのスプレイを停止する。その後、最高使用圧力となれば格納容器へのスプレイを開始し、これを繰り返す。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器の圧力、温度により格納容器内が減圧、冷却されていることを継続的に監視する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器への注水により、残存溶融デブリを冷却して格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば格納容器への注水を停止する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

格納容器へスプレイするために使用する設備は、内部スプレポンプを優先し、それが使用できない場合は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプの順とする。

恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクを使用し、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.34図に示す。

格納容器水張り操作を実施する際は、１次冷却材圧力を監視する。１次冷却材圧力が格納容器圧力より高い場合は、溶融デブリの冷却が阻害される場合があるため、加圧器逃がし弁を開操作して原子炉容器内と格納容器内を均圧させる。

格納容器への注水量は、原子炉格納容器水位計、内部スプレクーラ出口流量計、格納容器スプレ流量積算計、内部スプレ系連絡消火水流量積算計、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計、原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計及び燃料取替用水タンク水位計の収支により注水量を把握する。

残存溶融デブリの影響を防止するための格納容器への注水量は、残存デブリを冷却して格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまでとする。

格納容器水張りに使用した水が、ほう酸水と海水の混合水の場合でも、海水にも中性子吸収効果が見込まれるため、再臨界に至る可能性は低いが、制御できない臨界状態に至ることを避けるため、注水に当たっては可能な限りほう酸水を用いる。

なお、炉心が損傷した場合において、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に加え、内部スプレポンプによる再循環運転を行う場合は、格納容器圧力及び格納容器内高レンジエリアモニタ等により、格納容器の圧力の推移及び周辺放射線量の影響を監視し、再循環運転を実施した場合の格納容器圧力低減効果、ポンプ及び配管の周辺線量上昇による被ばく等の影響を評価し、実施可否を検討する。

1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

1次冷却材喪失事象が発生していない場合で余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水が余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ. 操作手順

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプによる蒸気

発生器への注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.35 図に示す。

(b) 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

1 次冷却材喪失事象が発生していない場合で余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

1 次冷却材喪失事象が発生していない場合で余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器

内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプの故障等により蒸気発生器への注水ができないことを蒸気発生器水張り流量等により確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

１次冷却材喪失事象が発生していない場合で余熱除去設備である余熱除去ポンプ故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器への注水が確保されたことを補助給水流量等により確認できた場合。

ⅱ．操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.4.35 図に示す。

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

１次冷却材喪失事象が発生していない場合に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、

中央制御室にて常用設備であるタービンバイパス弁を開操作し、蒸気発生器から蒸気放出を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

ⅱ．操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止へ移行する場合、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う手順を整備する。

蒸気発生器２次側フィードアンドブリードは、消防ポンプにより海水を蒸気発生器へ注水し、主蒸気ドレンラインを経由し、タービンブローダウンタンクより排出させ、適時放射性物質濃度等を確認する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合において、低温停止に移行する場合。

(b) 操作手順

操作手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

のうち1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.2(1)a.(a)と同様。

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの故障等により、蒸気発生器への注水を補助給水流量等により確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器への注水が確保されたことを確認できた場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止へ移行する場合、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う手順を整備する。

蒸気発生器２次側フィードアンドブリードは、消防ポンプにより海水を蒸気発生器へ注水し、主蒸気ドレンラインを経由し、タービンブローダウンタンクより排出させ、適時放射性物質濃度等を確認する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、低温停止に移行する場合。

(b) 操作手順

操作手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

復水タンクが枯渇又は破損時の補給手順等は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器２次側

による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

１次冷却材喪失事象でない場合に、フロントライン系又はサポート系機能喪失により原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器が使用可能であれば、蒸気発生器への注水を優先し、注水が確保されれば蒸気放出を実施し、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を行う。蒸気発生器２次側による炉心冷却手段のうち、蒸気発生器への注水については、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプを用い、これらの補助給水ポンプが使用できない場合は、常用母線が健全であれば脱気器タンクを水源とした主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ又は復水タンクを水源とした蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水操作を行う。蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプを優先して使用する。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、水源を復水タンクから２次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。２次系純水タンクも使用できない場合は、主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器２次側に注水を行う。

蒸気放出については主蒸気逃がし弁を用い、主蒸気逃がし弁が使用できない場合は、常用母線が健全であればタービンバイパス弁を使用する。

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止に移行する場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

全交流動力電源喪失時等により主蒸気逃がし弁が中央制御室から操作できない場合は、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.36図、第1.4.37図に示す。

1.4.2.3 運転停止中の場合

運転停止中とは、1 次冷却材温度 177℃以下、1 次冷却材圧力 2.7MPa〔gage〕以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が格納容器の外にある場合を除く。）とする。

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により余熱除去設備が使用できない場合において、１次冷却系が満水状態であれば、蒸気発生器２次側による炉心冷却に期待する。

１次冷却系に開口部（加圧器逃がし弁、加圧器安全弁取り外し中）がある状態であれば、蒸散による炉心冷却に期待する。

運転停止中におけるミッドループ運転中とは、燃料を取り出す前に１次冷却系を水抜きし、１次冷却材配管中心付近（ノズルセンター）まで低下させた状態をいう。

なお、原子炉キャビティが高水位の状態においては、燃料取替用水タンクから原子炉へ注水する水量は限定されるが、原子炉キャビティに保有水があることから、早期に原子炉へ注水する必要はない。蒸散に伴う１次冷却系の保有水低下後は、格納容器再循環サンプに水位があることを確認し、低圧再循環運転又は高圧再循環運転を実施する。

また、格納容器内への蒸散に伴い、格納容器内の環境が悪化することから、格納容器内の作業員を退避させる。

これらの対応手順を以下に示す。

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 炉心注水

(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等によ

り崩壊熱除去機能が喪失した場合、充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉に注水する手順を整備する。

充てん／高圧注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

また、ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系純水ポンプ及び1次系純水タンクが健全であれば、代替水源として使用できる。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

運転停止中の充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.4.38図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプ水源を体積制御タンクから燃料取替用水タンクへ切り替え、原子炉への注水のための系統構成を実施する。

③ 運転員等は、充てん／高圧注入ポンプが運転していない場合は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプを起動後、充てん流量制御弁を開操作し、充てんによる注水を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度や充てん流量等により原子炉の冷却状態及び充てん／高圧注入ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。また、冷却状態が維持できない場合は、溢水させフィードアンドブリードを行う。

ⅲ．操作の成立性

充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能である。

(b) アキュムレータによる炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、アキュムレータ水を原子炉に注水する手順を整備する。

アキュムレータによる炉心注水についてはタンク内圧力を利用するためアキュムレータ水位が低下して圧力が下がった場合には、原子炉への注水を停止する。

ⅰ．手順着手の判断基準

燃料取替用水タンクの重力注水により、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なアキュムレータ水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

運転停止中のアキュムレータによる炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.39 図、タイムチャートを第 1.4.40 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にアキュムレータによる炉心注水を指示する。

② 運転員等は、現場でアキュムレータ出口電動弁の電源を入とする。

③ 運転員等は、中央制御室でアキュムレータ出口電動弁を１台ずつ開操作し、アキュムレータによる注水を行う。

④ 運転員等は、中央制御室でアキュムレータ水位低下及び１次冷却系の水位上昇により注水状態に異常がないことを継続して確認する。また、原子炉の冷却状態を維持するために継続的に原子炉への注水ができる手段を確保する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 1 名により作業を実施し、所要時間は約 30 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 代替炉心注水

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水

運転停止中のミッドループ運転中において、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクからの重力注水により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

なお、燃料取替用水タンクの重力注水は燃料取替用水タンクの水頭圧を利用するため、燃料取替用水タンクの水位が低下した場合は、重力注水を停止する。

ⅰ．手順着手の判断基準

充てん／高圧注入ポンプの故障等により、原子炉への注水を充てん流量等にて確認ができない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

運転停止中の燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.41 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に燃料取替用水タンクからの重力注水による原子炉への注水準備を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンクからの重力注水

に必要な系統構成と他の系統と連絡する弁の閉を確認する。

③ 当直課長は、運転員等に原子炉への注水が可能となれば、原子炉への注水開始を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）及び余熱除去系出口弁を開操作し、余熱除去クーラバイパス流量制御弁の開度を調整することで、燃料取替用水タンクからの重力注水による原子炉への注水を開始する。注水開始後、中央制御室で余熱除去クーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位、ＲＣＳノズルセンタ水位及び加圧器水位により、原子炉への注水が確保されたことを確認する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で１次冷却系の保有水量、１次冷却材温度、余熱除去クーラ出口流量等により原子炉の冷却状態に異常がないことを継続して確認する。また、冷却状態を維持できない場合は、溢水させフィードアンドブリードを行う。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名により実施することができる。

(b) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

アキュムレータによる原子炉への注水をアキュムレータ圧力等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(a)と同様。

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等で確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(b)と同様。

(d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水をＡ

余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(c)と同様。

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(d)と同様。

(f) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

原子炉への注水が必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し原子炉への注水ができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

原子炉への注水が必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海

水ポンプが起動している場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は 1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

c. 代替再循環運転

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

運転停止中に、余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)b.(a)と同様。

d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、１次冷却系に開口部がなく、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水操作は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(b) 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用設備である主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの故障等により、蒸気発生器への注水が補助給水流量等で確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運

転中であり、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプの故障等により蒸気発生器への注水を蒸気発生器水張り流量等で確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプ故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器に注水する手順を整備する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要な場合において、復水タンク及び２次系純水タンクが使用できない場合に交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給)」にて整備する。

復水タンクから海水への水源切替後の蒸気発生器２次側による冷却の手順は、「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

e. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器への注水が確保されたことを補助給水流量等により確認できた場合。

ⅱ．操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

運転停止中に余熱除去設備である余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室にて開操作し、蒸気発生器から蒸気放出を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり復水器の真空度が維持されている場合。

ⅱ．操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

f. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止へ移行する場合、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う手順を整備する。

蒸気発生器２次側フィードアンドブリードは、消防ポンプにより海水を蒸気発生器へ注水し、主蒸気ドレンラインを経由し、タービンブローダウンタンクに排出させ、適時放射性物質濃度等を確認し排出する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、低温停止に移行する場合。

(b) 操作手順

操作手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。

g. その他の手順項目にて考慮する手順

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(11)「復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の１次系純水タンク及びほう酸タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(1)「燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置によ

る代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

h. 優先順位

運転停止中に余熱除去ポンプの故障等により崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

運転停止中に崩壊熱除去機能が喪失した場合は、格納容器からの作業員の退避指示を行い、格納容器の隔離を行う。

格納容器隔離弁閉操作後に、1次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器2次側による炉心冷却を優先する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却として、蒸気発生器への注水については、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを用い、これらの補助給水ポンプが使用できない場合は、脱気器タンクを水源とした主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ又は復水タンクを水源とした蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプを優先して使用する。

また、蒸気発生器への注水機能において復水タンクが使用できない場合、水源を復水タンクから2次系純水タンクへ切り替え、補助給水ポンプによる注水を優先する。2次系純水タンクも使用できない場合は、主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる注水を優先し、次に補助給水ポンプ及び海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて補助給水ポンプへ海水を直接供給し、蒸気発生器2次側に注水を行う。

蒸気放出については主蒸気逃がし弁を用い、主蒸気逃がし弁が使用できない場合は、タービンバイパス弁を使用する。

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり低温停止に移行する場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、原子炉への注水による冷却を行う。まず、中央制御室で操作可能である充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水を行う。充てん／高圧注入ポンプが使用できない場合は、燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水を行う。燃料取替用水タンクからの重力注水ができない場合は、アキュムレータによる炉心注水を行う。

上記により原子炉への注水ができない場合は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水を行い、それができない場合は、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。なお、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）と恒設代替低圧注水ポンプの優先順位は、準備時間が短いＡ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）を優先する。これらの手段が使用できない場合は、常用母線が健全であれば、電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ代替炉心注水を行う。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水を行う。

炉心注水又は代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子

炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転により原子炉への注水操作を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.43図に示す。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水

運転停止中のミッドループ運転中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクからの重力注水により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

なお、燃料取替用水タンクの重力注水は燃料取替用水タンクの水頭圧を利用するため、燃料取替用水タンクの水位が低下した場合には、重力注水を停止する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中のミッドループ運転中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

燃料取替用水タンクからの重力注水の原子炉への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.4.41 図に、タイムチャートを第 1.4.42 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に燃料取替用水タンクからの重力注水による原子炉への注水の準備を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンクからの重力注水に必要な系統構成と他の系統と連絡する弁の閉を確認する。

③ 当直課長は、運転員等に原子炉への注水が可能となれば、原子炉への注水開始を指示する。

④ 運転員等は、現場で余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）を手動で開操作し、燃料取替用水タンクからの重力注水による原子炉への注水を開始する。注水開始後、中央制御室で燃料取替用水タンク水位、ＲＣＳノズルセンタ水位及び加圧器水位により、原子炉への注水が確保されたことを確認する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度により、原子炉が継続して冷却状態であることを確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約25分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(b) アキュムレータによる代替炉心注水

運転停止中のミッドループ運転中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備である余熱除去ポンプの機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合、アキュムレータにより原子炉へ注水する手順を整備する。

アキュムレータによる代替炉心注水についてはタンク内圧力を利用するためアキュムレータ水位が低下して圧力が下がった場合には、原子炉への注水を停止する。

ⅰ．手順着手の判断基準

燃料取替用水タンクの重力注水により、原子炉への注水を余熱

除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なアキュムレータ水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.3(1)a.(b)と同様。

(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(b)と同様。

(d) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水

運転停止中に原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に原子炉補機冷却機能喪失時、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉への注水ができない場合で、崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水をA余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(2)a.(b)と同様。

(e) C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

C充てん／高圧注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源が喪失し、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水をA余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

運転停止中に原子炉補機冷却機能喪失時は、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）の故障等により、原子炉への注水をA余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(2)a.(c)と同様。

(f) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中にＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の故障等により原子炉への注水を充てん流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(2)a.(d)と同様。

(g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

また、運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＮｏ．１、２淡水タンク水位又はＡ、Ｂ淡水タンク水位が確保されており、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(c)と同様。

(h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.1(1)a.(d)と同様。

b. 代替再循環運転

(a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合

ⅰ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

運転停止中において、全交流動力電源喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、

あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失が発生した場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)ⅰ.と同様。

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

運転停止中において、全交流動力電源喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）低圧代替再循環運転による原子炉への注水をＢ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)ⅱ.と同様。

(b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合

ⅰ．Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

運転停止中において、再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

運転停止中に原子炉補機冷却機能喪失を１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認した場合に、冷水系が運転中で、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(b)ⅰ.と同様。

ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

運転停止中において、再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

運転停止中に原子炉補機冷却機能喪失時の対応であるＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）低圧代替再循環運転による原子炉への注水をＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない

場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、低圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)ⅰ.と同様。

ⅲ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転

運転停止中において、再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転による原子炉への注水を行い、あわせて大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）低圧代替再循環運転による原子炉への注水をＢ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプにより代替補機冷却による冷却水が確保され、高圧代替再循環運転をするために必要な格納容器再循環サンプの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.4.2.1(2)b.(a)ⅱ.と同様。

c. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機

能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプにより復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、１次冷却系に開口部がなく、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.4.2.2(1)a.(a)と同様。

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中にタービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの機能喪失により蒸気発生器への注水が補助給水流量等により確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作して蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器への注水が補助給水流量等により確保されたことを確認できた場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち 1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

e. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

運転停止中において、主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり、低温停止へ移行する場合、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う手順を整備する。

蒸気発生器２次側フィードアンドブリードは、消防ポンプにより海

水を蒸気発生器へ注水し、主蒸気ドレンラインを経由し、タービンブローダウンタンクに排出させ、適時放射性物質濃度等を確認し排出する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、低温停止に移行する場合。

(b) 操作手順

操作手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。

f. その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順等は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」及び1.13.2.2(11)「復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給」にて整備する。

大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

g. 優先順位

運転停止中にサポート系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合は、空冷式非常用発電装置からの受電準備を行うとともに、格納容器からの作業員の退避指示を行い、格納容器の隔離を行う。

格納容器隔離弁閉操作後に、１次冷却系に開口部がない場合は、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を優先する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却手段として、蒸気発生器への注水については、タービン動補助給水ポンプを使用する。空冷式非常用発電装置からの受電後は必要により電動補助給水ポンプを使用する。これらの補助給水ポンプが使用できない場合は、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水操作を行う。蒸気発生器への注水が確保されれば、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却効果がなくなり低温停止に移行する場合は、蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードを行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却ができない場合は、原子炉への注水による原子炉の冷却を行う。まず、燃料取替用水タンクの重力注水による代替炉心注水を行う。燃料取替用水タンク（重力注水）は多様

性拡張設備であるが、電源回復しない場合でも注水が可能であるため優先して使用する。

空冷式非常用発電装置から受電後は、アキュムレータによる代替炉心注水に加え、継続的に炉心に注水するために恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、高揚程であるＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水ができない場合は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水を行う。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ(自己冷却)(ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用)による代替炉心注水ができない場合は、消火ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。消火ポンプによる代替炉心注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。可搬式代替低圧注水ポンプは重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による原子炉への注水手段を失った場合に準備を開始し、多様性拡張設備を含む他の注水手段がなければ原子炉への注水を行う。

また、原子炉補機冷却機能喪失時は上記手段に加えて空調用冷水を使用したＡ余熱除去ポンプ及び電動消火ポンプによる原子炉への注水手段がある。Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）は恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水ができない場合に使用する。電動消火ポンプは原子炉補機冷却機能喪失時でも使用可能なためＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水ができない場合に使用する。

代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、大容量ポンプによる補機冷却水が確保できれば格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代

替再循環運転又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器循環冷暖房ユニットの冷却系へ注水することにより格納容器内を冷却する。

運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合は、代替炉心注水により燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水後、格納容器再循環サンプに水源を切り替えて、準備時間の短いＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）を用いた低圧代替再循環運転による原子炉へ注水を行い、あわせて大容量ポンプからの海水を格納容器循環冷暖房ユニットの冷却系へ注水することにより格納容器内を冷却する。

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転ができない場合は、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧代替再循環運転又はＢ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧代替再循環運転により原子炉へ注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.4.44図に示す。

(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

運転停止中において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去設備による崩壊熱除去機能が喪失した場合又は１次冷却材が流出した場合に、燃料取替用水タンクの保有水を充てん／高圧注入ポンプ等にて原子炉へ注水して開放中の加圧器安全弁から格納容器内へ蒸散させることにより原子炉を冷却する。この場合は、格納容器内の雰囲気悪化から格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。

また、運転停止中に１次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束が上昇した場合は、格納容器内の作業員を守るために作業員を退避させる。

なお、運転停止中のミッドループ運転期間外の作業員の退避については、原子炉容器に燃料を装荷した状態で、かつ１次冷却系に開口部があ

る期間は運転停止中のミッドループ運転中と同じ管理を行う。

a. 手順着手の判断基準

運転停止中に全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時、余熱除去系設備の崩壊熱除去機能が喪失し、原子炉への注水を余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合又は格納容器サンプの水位等にて１次冷却材の流出を確認した場合。

運転停止中に１次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束の上昇により炉停止時中性子源領域中性子束高警報が発信した場合又は炉停止時中性子源領域中性子束高警報が発信するおそれがある場合。

b. 操作手順

格納容器内の作業員を退避させる手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に格納容器内の作業員に対し退避を促すよう指示する。
② 運転員等は、中央制御室で格納容器退避ホーン又はページング装置により格納容器内の作業員へ退避を指示する。
③ 出入監視員は、現場で格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。
④ 各作業の作業責任者（又は代理人）は、現場で作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。
⑤ 作業責任者（又は代理人）は、現場で出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。
⑥ 出入監視員は、現場で格納容器エアロックを閉操作する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて出入監視員1名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

1.4.2.4 復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源（交流）を設計基準対処設備に給電し、起動及び十分な期間の運転を継続させる。また、燃料取替用水タンクの枯渇、破損のおそれがある場合は、代替水源により水を供給する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。また、燃料取替用水タンクが枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」及び 1.13.2.2(11)「復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給」にて整備する。

余熱除去ポンプの機能喪失により余熱除去設備が使用できない場合は、余熱除去設備の復旧を継続して実施する。低温停止に移行する場合に、余熱除去設備が復旧していない場合は、1.4.2.2(1)c.「蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」により低温停止に移行する。

全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合は、1.4.2.1(2)「サポート系機能喪失時の手順等」にて対応する。また、運転停止中に全交流動力電源喪失が発生した場合は、1.4.2.3(2)「サポート系機能喪失時の手順等」にて対応する。

1.4.2.5 燃料の補給手順等

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び送水車を

運転する場合には、燃料補給が必要となる。重大事故等対処設備である燃料油貯蔵タンクからタンクローリー(燃料油移送ポンプ使用時含む。)へ給油し、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び大容量ポンプへ補給する手順を整備する。

また、軽油用ドラム缶から送水車に補給する手順を整備する。

(1) 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給

燃料油貯蔵タンクからタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）により、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプに補給する。

a. 手順着手の判断基準

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプを運転した場合に、各設備の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開始後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間※9に達した場合。

※9 各設備の燃料補給作業着手時間及び給油間隔の目安は以下のとおり。

- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）：運転開始後約 2.5 時間後（その後約 4 時間ごとに補給）
- 大容量ポンプ：運転開始後約 3.5 時間後（その後約 3.5 時間ごとに補給）

b. 操作手順

大容量ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給の手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.4.45図に、タイムチャートを第1.4.46図に、アクセスルートを第1.4.47図に示す。

【タンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用）】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策

要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で燃料油貯蔵タンクから電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーを保管エリアから燃料油貯蔵タンク付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で燃料油貯蔵タンク取出口の蓋を開操作し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば給油ポンプを停止する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーを電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等の近傍に移動させる。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等の給油口に給油ホースを接続する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーの排出弁を開操作し、タンクローリーからの給油を開始する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場でタンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉操作した後、給油ホースを取り外す。

⑪ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給が完了したことを報告する。

⑫ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーの油量を確認し、以降④から⑪を繰り返し燃料の補給を実施する。

【タンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給（E.L.+32.0m 燃料油取出口を使用）】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策

要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で燃料油貯蔵タンクから電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーを保管エリアからE.L.+32.0m 燃料油取出口付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で燃料油取出口の蓋を開操作し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で燃料油移送ポンプ出口配管の分岐管に給油ホースを接続し、E.L.+32.0m 燃料油取出口までの給油系統を構成する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で燃料油移送ポンプと燃料油サービスタンク間の弁を閉操作する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で建屋内の燃料油移送ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば停止する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーを電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等の近傍に移動させる。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等の給油口に給油ホースを接続する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーの排出弁を開操作し、タンクローリーからの給油を開始する。

⑫ 緊急安全対策要員は、現場でタンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉操作した後、給油ホースを取り外す。

⑬ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）等への燃料補給が完了したことを報告する。

⑭ 緊急安全対策要員は、現場でタンクローリーの油量を確認し、以降④から⑬を繰り返し燃料の補給を実施する。

c. 操作の成立性

上記の対応は基本的にE.L.+5.5m燃料油取出口を使用するものとし、現場にて大容量ポンプは緊急安全対策要員2名により実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。また、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）については、現場にて緊急安全対策要員2名により実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。ただし、E.L.+5.5m燃料油取出口が使用できない場合は、E.L.+32.0m燃料油取出口を使用することとし、現場にて大容量ポンプは緊急安全対策要員4名により実施し、所要時間は約3.1時間と想定する。また、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）については、現場にて緊急安全対策要員4名により実施し、所要時間は約3.1時間と想定する。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料消費率は、50%負荷で約71.3ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約6時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）を補給する。

また、大容量ポンプの燃料消費率は、100%負荷で約225ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約4.1時間を想定しており枯渇までに燃料（重油）を補給する。

なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量として「1.14 電源の確保に関する手順等」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理する。ただし、タンクローリーでの給油を想定する場合の使用可能量は360kℓである。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。燃料油貯蔵タンク蓋等を速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

(2) 送水車への燃料補給

軽油用ドラム缶から送水車へ補給する。

a. 手順着手の判断基準

送水車を運転した場合に、燃料が規定油量以上にあることを確認した上で運転開始後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間の目安※10に達した場合。

※10 送水車への燃料補給作業着手時間及び給油間隔の目安時間は以下のとおり。

- 送水車本体：運転開始後約 5.5 時間後（その後約 5.5 時間ごとに補給）
- 水中ポンプ用発電機：運転開始後約 20 時間後（その後約 20 時間ごとに補給）

b. 操作手順

送水車及び水中ポンプ用発電機への燃料補給の手順は以下のとおりである。また、タイムチャートを第1.4.46図、アクセスルートを第1.4.47図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に送水車への燃料補給を指示する。
② 緊急安全対策要員は、現場で送水車（送水車本体及び水中ポンプ用発電機）へ燃料補給の準備を行う。
③ 緊急安全対策要員は、現場でトラックを保管エリア付近に移動させ軽油用ドラム缶を積み込む。
④ 緊急安全対策要員は、現場でトラックを送水車付近に移動させ、軽油用ドラム缶を積み下ろす。
⑤ 緊急安全対策要員は、現場で静電気対策を実施し軽油用ドラム缶から送水車へ燃料補給を行う。
⑥ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長に燃料補給が完了したことを報告する。
⑦ 緊急安全対策要員は、現場で油量を確認し、以降③から⑥を繰り返し燃料の補給を実施する。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約75分と想定する。

送水車の燃料消費率は、約72ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約5.5時間と想定しており枯渇までに燃料（軽油）を補給する。

水中ポンプ用発電機の燃料消費率は、約8.5 ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約20時間と想定しており枯渇までに燃料（軽油）を補給する。

なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（軽油）の備蓄量として6,200ℓを管理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

第 1.4.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるフロントライン系機能喪失時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 及び 充てん／高圧注入ポンプ 又は 燃料取替用水タンク※2	代替炉心注水ⓐ	A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※8	重大事故等対処設備	a	A、B内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
				恒設代替低圧注水ポンプ				
				空冷式非常用発電装置※3				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク				
				燃料油貯蔵タンク※5				
				可搬式オイルポンプ※5				
				タンクローリー※5				
				燃料油移送ポンプ※5				
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ				
				A、B淡水タンク				
				No．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	重大事故等対処設備	a	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				
				燃料油貯蔵タンク※6				
				タンクローリー※6				
				燃料油移送ポンプ※6				
				軽油用ドラム缶※7				
				恒設代替低圧注水ポンプ※2	多様性拡張設備		原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
				海水ポンプ※2※8				
		余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ 又は 余熱除去ポンプ入口弁 (格納容器再循環サンプ連絡第１弁) 又は 余熱除去ポンプ入口弁 (格納容器再循環サンプ連絡第２弁)	代替再循環運転	A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※8	重大事故等対処設備	a,b	A、B内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				A内部スプレクーラ				
				A・B内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）				
				格納容器再循環サンプ				
				格納容器再循環サンプスクリーン				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※5 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※7 ：送水車の燃料補給に使用する。
※8 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるフロントライン系機能喪失時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	フロントライン系機能喪失時	格納容器再循環サンプスクリーン	炉心注水※3	充てん／高圧注入ポンプ※2	重大事故等対処設備	c	充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク				
				ほう酸ポンプ※2	多様性拡張設備			
				ほう酸タンク				
				１次系純水ポンプ※2				
				１次系純水タンク				
			代替炉心注水※3	ⓐ余熱除去ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプ又は燃料取替用水タンク機能喪失時の代替炉心注水に用いる設備と同様				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：A格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるサポート系機能喪失時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	代替炉心注水ⓐ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2				
				Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）		c		
				燃料取替用水タンク		a,b		
				復水タンク		a		
				燃料油貯蔵タンク※3		a,b		
				可搬式オイルポンプ※3				
				タンクローリー※3		a		
				燃料油移送ポンプ※3				
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）	多様性拡張設備		Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク				
				ディーゼル消火ポンプ			消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	重大事故等対処設備	a	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				
				燃料油貯蔵タンク※5				
				タンクローリー※5				
				燃料油移送ポンプ※5				
				軽油用ドラム缶※6				
			代替再循環運転ⓑ	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）	重大事故等対処設備	a,b	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）				
				大容量ポンプ※8				
				格納容器再循環サンプ				
				格納容器再循環サンプスクリーン				
				空冷式非常用発電装置※2				
				燃料油貯蔵タンク※3※7				
				タンクローリー※3※7				
				可搬式オイルポンプ※3				
				燃料油移送ポンプ※3※7		a		

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※5 ：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※6 ：送水車の燃料補給に使用する。
※7 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。
※8 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生している場合におけるサポート系機能喪失時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類※3	整備する手順書	手順の分類
１次冷却材喪失事象が発生している場合	サポート系機能喪失時	原子炉補機冷却系	代替炉心注水	ⓐ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様			
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※2	多様性拡張設備	空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				電動消火ポンプ		消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				A、B淡水タンク			
			代替再循環運転※1	ⓑ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環運転に用いる設備と同様			
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※2	多様性拡張設備	空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				格納容器再循環サンプ			
				格納容器再循環サンプスクリーン			

※1 ：A格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※2 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※3 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.3 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（溶融デブリが原子炉容器に残存する場合）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生している場合	溶融デブリが原子炉容器に残存する場合	－	格納容器水張り（格納容器スプレイ、代替格納容器スプレイ）※7	内部スプレポンプ※2	重大事故等対処設備	a	内部スプレポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				恒設代替低圧注水ポンプ				
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
				空冷式非常用発電装置※3				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク				
				送水車				
				燃料油貯蔵タンク※5				
				可搬式オイルポンプ※5				
				タンクローリー※5				
				燃料油移送ポンプ※5				
				軽油用ドラム缶※6				
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		格納容器注水のための水源を確保する手順 燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給への水源切替のための手順 消火ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた炉心冠水により溶融デブリを冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				ディーゼル消火ポンプ				
				Ａ、Ｂ淡水タンク				
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4				
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				
				恒設代替低圧注水ポンプ※8				
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ※8				
				海水ポンプ※2※8				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ：送水車の燃料補給に使用する。
※7 ：A格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器冷却を行う。手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※8 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.4 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生していない場合）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生していない場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※2	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービン動補助給水ポンプ				
				復水タンク				
				蒸気発生器				
				主給水ポンプ※3	多様性拡張設備			
				蒸気発生器水張りポンプ※3				
				脱気器タンク				
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3			蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
				復水タンク				
				電動補助給水ポンプ※5			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				タービン動補助給水ポンプ※5				
				海水ポンプ※5				
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却(蒸気放出)の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービンバイパス弁	多様性拡張設備			
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※4	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」及び「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.4 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転中の１次冷却材喪失事象が発生していない場合）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
1次冷却材喪失事象が発生していない場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2				
				タービン動補助給水ポンプ		a,b		
				復水タンク				
				蒸気発生器				
				燃料油貯蔵タンク※6				
				可搬式オイルポンプ※6		a		
				タンクローリー※6				
				燃料油移送ポンプ※6				
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3	多様性拡張設備			
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
				復水タンク				
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※4	重大事故等対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※5	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※6 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.5 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転停止中のフロントライン系機能喪失時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラ	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※2	重大事故等対処設備	a,b	充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク		a	アキュムレータを用いた炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				アキュムレータ		a,b		
				ほう酸ポンプ※2	多様性拡張設備		復水タンク出口配管接続の手順	ＳＡ所達※1
				ほう酸タンク				
				１次系純水ポンプ※2				
				１次系純水タンク				
			代替炉心注水	燃料取替用水タンク（重力注水）	多様性拡張設備		燃料取替用水タンク（重力注水）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※2	重大事故等対処設備	a	Ａ、Ｂ内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				恒設代替低圧注水ポンプ		a,b	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				空冷式非常用発電装置※3				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク		a	復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置 燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				燃料油貯蔵タンク※4		a,b		
				可搬式オイルポンプ※4				
				タンクローリー※4		a		
				燃料油移送ポンプ※4				
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ				
				Ａ、Ｂ淡水タンク				
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※5	重大事故等対処設備	a	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				
				燃料油貯蔵タンク※6			可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	ＳＡ所達※1
				タンクローリー※6				
				燃料油移送ポンプ※6				
				軽油用ドラム缶※7				
				恒設代替低圧注水ポンプ※8	多様性拡張設備		原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				海水ポンプ※2※8			燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替のための手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※6 ：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※7 ：送水車の燃料補給に使用する。
※8 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.5 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転停止中のフロントライン系機能喪失時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	フロントライン系機能喪失時	余熱除去ポンプ 又は 余熱除去クーラ	代替再循環運転	A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※2	重大事故等対処設備	a,b	A、B内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				A内部スプレクーラ				
				格納容器再循環サンプ				
				格納容器再循環サンプスクリーン				
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※2	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービン動補助給水ポンプ				
				復水タンク				
				蒸気発生器				
				主給水ポンプ※3	多様性拡張設備			
				蒸気発生器水張りポンプ※3				
				脱気器タンク				
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3			蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
				復水タンク			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
				電動補助給水ポンプ※5			蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				タービン動補助給水ポンプ※5				
				海水ポンプ※5			海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水のための手順	ＳＡ所達※1
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却(蒸気放出)の手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
				タービンバイパス弁	多様性拡張設備			
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※4	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
							消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」及び「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※6 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.6 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転停止中のサポート系機能喪失時）（１／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	代替炉心注水（ⓐ）	燃料取替用水タンク（重力注水）	多様性拡張設備		燃料取替用水タンク（重力注水）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				アキュムレータ	重大事故等対処設備	a,b	アキュムレータを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				恒設代替低圧注水ポンプ			恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				空冷式非常用発電装置※2				
				Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）		c	Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				燃料取替用水タンク		a,b		
				復水タンク		a		
				燃料油貯蔵タンク※3		a,b	充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				可搬式オイルポンプ※3				
				タンクローリー※3		a		
				燃料油移送ポンプ※3				
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）	多様性拡張設備		Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				燃料取替用水タンク			内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	ＳＡ所達※1
				ディーゼル消火ポンプ			消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4	重大事故等対処設備	a	可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				
				燃料油貯蔵タンク※5			可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	ＳＡ所達※1
				タンクローリー※5				
				燃料油移送ポンプ※5				
				軽油用ドラム缶※6				
			代替再循環運転（ⓑ）	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）	重大事故等対処設備	a,b	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）		c		
				大容量ポンプ※8		a,b	Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順	
				格納容器再循環サンプ				
				格納容器再循環サンプスクリーン				
				空冷式非常用発電装置※2				
				燃料油貯蔵タンク※3※7			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				タンクローリー※3※7				
				可搬式オイルポンプ※3				
				燃料油移送ポンプ※3※7		a		

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより炉心注水する場合は海水を注水する。
※5 ：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。
※6 ：送水車の燃料補給に使用する。
※7 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。
※8 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.6 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（運転停止中のサポート系機能喪失時）（２／２）

分類		機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
運転停止中の場合	サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				空冷式非常用発電装置※2				
				タービン動補助給水ポンプ				
				復水タンク				
				蒸気発生器				
				燃料油貯蔵タンク※3				
				可搬式オイルポンプ※3				
				タンクローリー※3				
				燃料油移送ポンプ※3				
				蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※4	多様性拡張設備		蒸気発生器２次側による炉心冷却(注水)の手順 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
				復水タンク				
			蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※5	重大事故等対処設備	a	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※6	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順 消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		原子炉補機冷却系	代替炉心注水	ⓐ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替炉心注水に用いる設備と同様				
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※6	多様性拡張設備		空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				電動消火ポンプ			消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	
				A、B淡水タンク				
			代替再循環運転	ⓑ全交流動力電源喪失時の対応手段のうち代替再循環運転に用いる設備と同様				
				A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※6	多様性拡張設備		空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
				格納容器再循環サンプ				
				格納容器再循環サンプスクリーン				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※5 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.4.7 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

監視計器一覧（１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・原子炉水位計
			・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（３／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計

監視計器一覧（４／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
			・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
		未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計

監視計器一覧（５／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）

監視計器一覧（６／５６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 代替炉心注水</td></tr>
<tr><td rowspan="11">(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水</td><td rowspan="10">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・安全注入流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）」にて整備する。
燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は 1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（７／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転			
(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）

監視計器一覧（８／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転			
(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計

監視計器一覧（９／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転			
(b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・充てん流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・体積制御タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・ほう酸混合器ほう酸流量計
			・ほう酸混合器純水流量計
		最終ヒートシンクの確保	・格納容器空調装置冷却水流量計
			・１次系冷却水タンク圧力計
			・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計

監視計器一覧（１０／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(1)a.(b)と同様。	
(b) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。	

監視計器一覧（１１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（１２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・原子炉水位計
			・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
		補機冷却	・Ｃ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却水流量計

監視計器一覧（１３／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計

監視計器一覧（１４／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・原子炉水位計
			・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機冷却	・Ａ・Ｂ－内部スプレポンプ冷却水出口流量指示計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（１５／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.1(1)a.(c)と同様。	

監視計器一覧（１６／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.1(1)a.(d)と同様。	

監視計器一覧（１７／５６）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合
(2) サポート系機能喪失時の手順等
b. 代替再循環運転
(a) 全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</td></tr>
<tr><td rowspan="14">ｉ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転</td><td rowspan="8">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機冷却</td><td>・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計</td></tr>
<tr><td rowspan="6">操作</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・原子炉水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td colspan="2">補機監視機能</td><td>・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td colspan="3">大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１８／５６）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合
(2) サポート系機能喪失時の手順等
b. 代替再循環運転
(a) 全交流動力電源喪失と１次冷却材喪失事象が同時に発生した場合</td></tr>
<tr><td rowspan="20">ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転</td><td rowspan="12">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">補機冷却</td><td>・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計</td></tr>
<tr><td>・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（封水クーラ）</td></tr>
<tr><td>・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（オイルクーラ）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">操作</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・原子炉水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・安全注入流量計</td></tr>
<tr><td>・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td>・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td colspan="2">大容量ポンプによる冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1(5)a.「大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１９／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) １次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合			
ｉ．A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		補機冷却	・Ａ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	冷水系による冷却水通水操作は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.1 (5)b.「冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却」にて整備する。	

監視計器一覧（２０／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) １次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合			
ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・Ａ余熱除去ポンプ出口圧力計
			・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	1.4.2.1(2)b.(a)i.と同様。	

監視計器一覧（２１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1　１次冷却材喪失事象が発生している場合 (2)　サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) １次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合			
ⅲ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計
			・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（封水クーラ）
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（オイルクーラ）
	操作	1.4.2.1(2)b.(a)ⅱ.と同様。	

監視計器一覧（２２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.1 １次冷却材喪失事象が発生している場合			
(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・１次系冷却水クーラ出口Ｃヘッダ温度計
			・１次系冷却水Ｃヘッダ戻り温度計
			・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイの手順は「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち 1.8.2.1(1)a.(a)「内部スプレポンプによる格納容器スプレイ」及び「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち 1.6.2.2(1)b.「代替格納容器スプレイ」にて整備する。 格納容器内自然対流冷却の手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。 可搬型格納容器内水素濃度計測装置により水素濃度を監視する手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち、1.9.2.1(2)「水素濃度監視」で整備する。	

監視計器一覧（２３／５６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">(a) 電動補助給水ポンプ又は
タービン動補助給水ポンプに
よる蒸気発生器への注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・余熱除去ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td>－</td><td>－</td></tr>
<tr><td rowspan="9">(b) 主給水ポンプ又は蒸気
発生器水張りポンプによる
蒸気発生器への注水</td><td rowspan="8">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・脱気器水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（２４／５６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="9">(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="8">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="4">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・給水流量計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="13">(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="12">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。
「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（２５／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・給水流量計（狭域）
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	－	－
(b) タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・給水流量計（狭域）
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・復水器真空度計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
	操作	－	－

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（２６／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等			
c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	「1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち 1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧（２７／５６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合
(2) サポート系機能喪失時の手順等
a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="10">(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水</td><td rowspan="9">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・余熱除去ポンプ出口圧力計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">1.4.2.2(1)a.(a)と同様。</td></tr>
<tr><td rowspan="10">(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="9">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（２８／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（２９／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.2　１次冷却材喪失事象が発生していない場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等			
c. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち 1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧（３０／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 炉心注水			
(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計

監視計器一覧（３１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 a. 炉心注水			
(b) アキュムレータによる炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・アキュムレータ水位計（広域）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		水源の確保	・アキュムレータ水位計（広域）

監視計器一覧（３２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替炉心注水			
(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
(b) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
			・アキュムレータ水位計（広域）
			・アキュムレータ圧力計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(1)a.(a)と同様。	

監視計器一覧（３３／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替炉心注水			
(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(1)a.(b)と同様。	
(d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(1)a.(c)と同様。	

監視計器一覧（３４／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替炉心注水			
(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
	操作	1.4.2.1(1)a.(d)と同様。	

監視計器一覧（３５／５６）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.3　運転停止中の場合
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
b. 代替炉心注水</td></tr>
<tr><td rowspan="12">(f) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水</td><td rowspan="11">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・ＲＣＳノズルセンタ水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・安全注入流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給)」にて整備する。
燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は 1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（３６／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 c. 代替再循環運転			
(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	1.4.2.1(1)b.(a)と同様。	

監視計器一覧（３７／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	－	－
(b) 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
		水源の確保	・脱気器水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。	

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（３８／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。	
(d) 海水ポンプを用いた補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1(4)「復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）」にて整備する。 「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(2)a.「電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。	

監視計器一覧（３９／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 e. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・給水流量計（狭域）
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	－	－
(b) タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・給水流量計（狭域）
			・補助給水流量計
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・復水器真空度計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計
	操作	－	－

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（４０／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等			
f. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
	操作	「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち 1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧（４１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（４２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(b) アキュムレータによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		水源の確保	・アキュムレータ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.3(1)a.(b)と同様。	

監視計器一覧（４３／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・ＲＣＳノズルセンタ水位計
			・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(1)a.(b)と同様。	
(d) Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.1(2)a.(b)と同様。	

監視計器一覧（４４／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(e) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	1.4.2.1(2)a.(c)と同様。	

監視計器一覧（４５／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(f) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		補機監視機能	・充てん／高圧注入ポンプ出口圧力計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.1(2)a.(d)と同様。	

監視計器一覧（４６／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.1(1)a.(c)と同様。	

監視計器一覧（４７／５６）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.4.2.3　運転停止中の場合
(2) サポート系機能喪失時の手順等
a. 代替炉心注水</td></tr>
<tr><td rowspan="12">(h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</td><td rowspan="11">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・ＲＣＳノズルセンタ水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・Ａ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・Ａ内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・格納容器スプレ流量積算計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">1.4.2.1(1)a.(d)と同様。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（４８／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合			
ｉ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	1.4.2.1(2)b.(a)ｉ.と同様。	

監視計器一覧（４９／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合			
ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（封水クーラ）
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（オイルクーラ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	1.4.2.1(2)b.(a) ⅱ .と同様。	

監視計器一覧（５０／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合			
ｉ．Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		補機冷却	・Ａ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	1.4.2.1(2)b.(b) ｉ.と同様。	

監視計器一覧（５１／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合			
ⅱ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
			・Ａ余熱除去ポンプ出口圧力計
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	1.4.2.1(2)b.(a)i.と同様。	

監視計器一覧（５２／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 b. 代替再循環運転 (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合			
ⅲ．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ｂ余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
			・Ｂ余熱除去ポンプ出口圧力計
		補機冷却	・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（封水クーラ）
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（オイルクーラ）
	操作	1.4.2.1(2)b.(a) ⅱ .と同様。	

監視計器一覧（５３／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 c. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	1.4.2.2(1)a.(a)と同様。	
(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。	

監視計器一覧（５４／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等 d. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち 1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（５５／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (2) サポート系機能喪失時の手順等			
e. 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち 1.5.2.1(3)a.「消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード」にて整備する。	

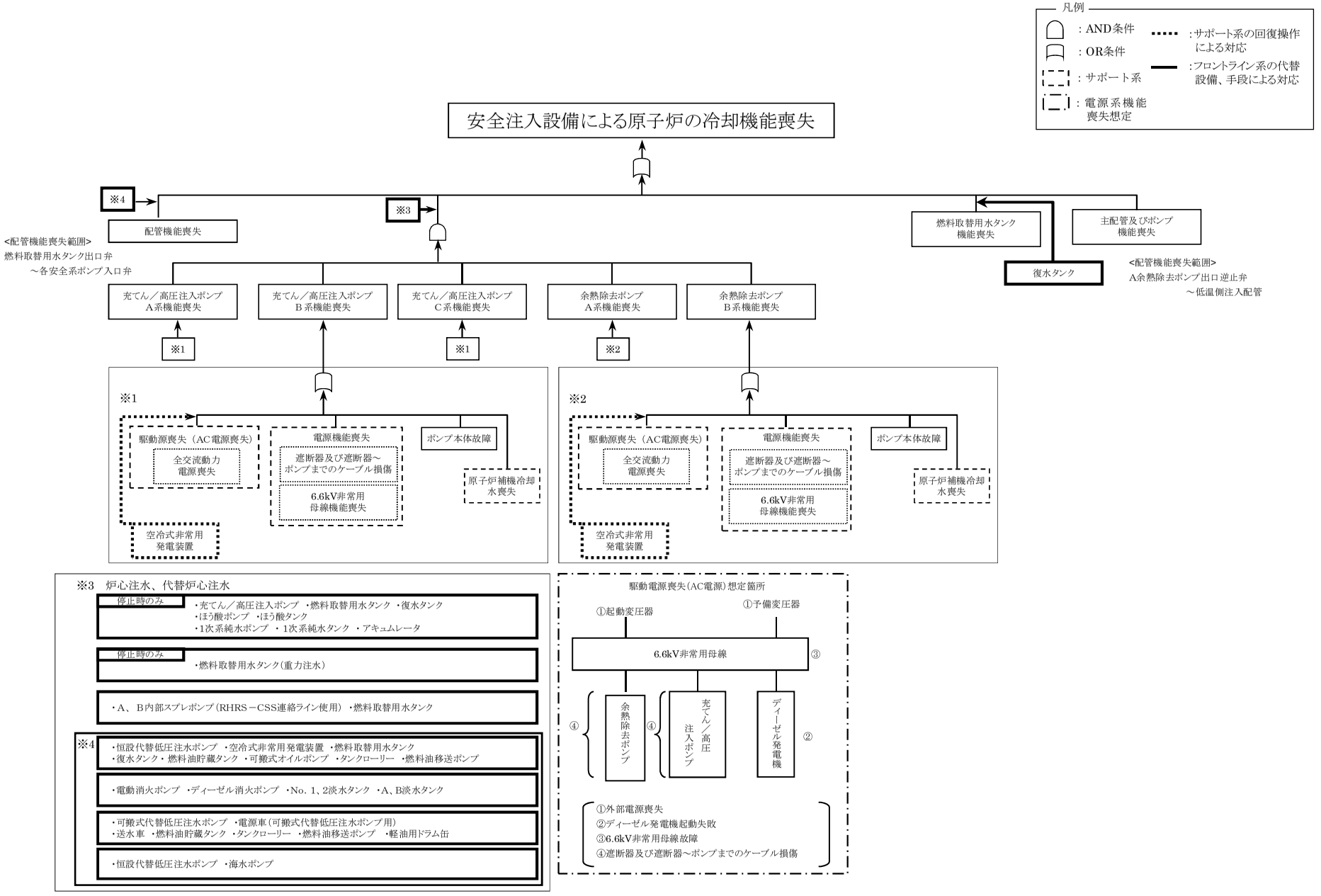
監視計器一覧（５６／５６）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.4.2.3　運転停止中の場合 (3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等			
－	判断基準	信号	・炉停止時中性子源領域中性子束高警報
		未臨界の維持又は監視	・中性子源領域中性子束計
			・中性子源領域起動率計
			・ほう酸混合器純水流量制御器
			・純水補給量積算制御器
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・ＲＣＳノズルセンタ水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器ガスモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
		補機監視機能	・余熱除去ポンプ出口圧力計
			・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		ＬＯＣＡの監視	・格納容器サンプ水位計
			・格納容器サンプ水位上昇率計
	操作	－	－

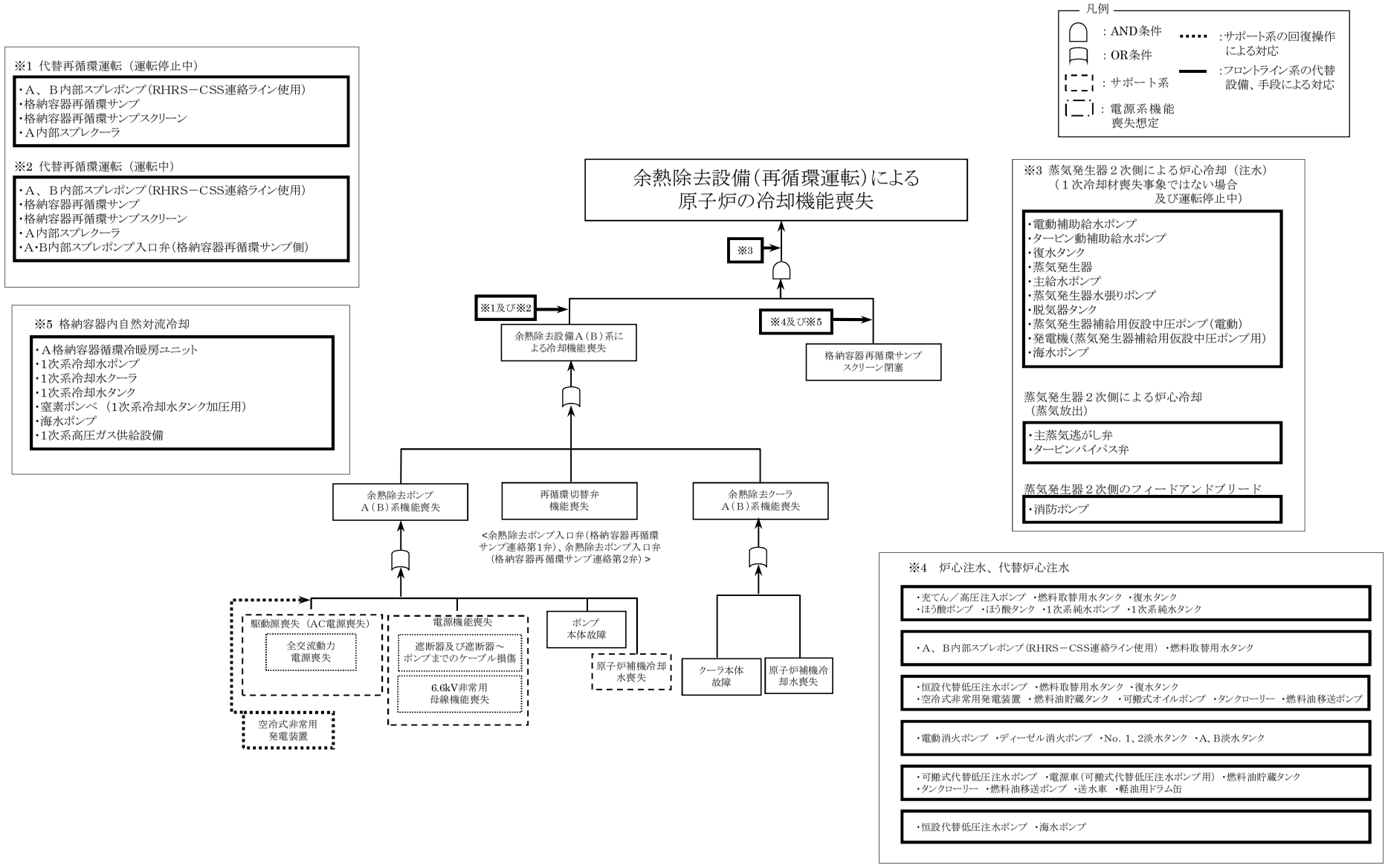
－：操作に伴う監視計器がないため記載しない。

第1.4.8表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

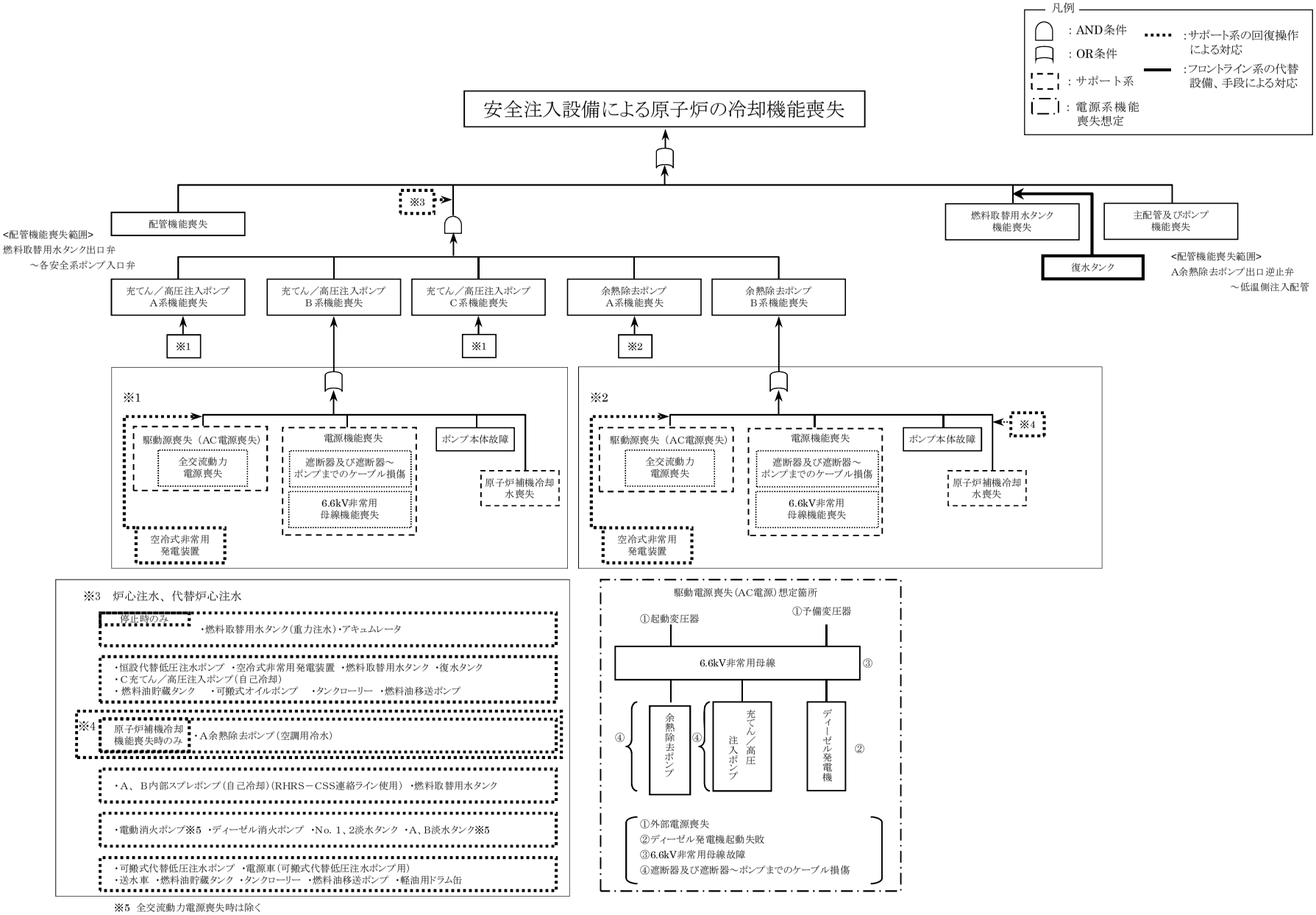
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.4】 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に原子炉を冷却するための手順等	Ａ内部スプレポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ内部スプレポンプ	
	Ｃ内部スプレポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ内部スプレポンプ	
	恒設代替低圧注水ポンプ	空冷式非常用発電装置
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	
	Ａ・Ｂ内部スプレポンプ入口弁 （格納容器再循環サンプ側）	Ｃ１原子炉コントロールセンタ
	Ａ燃料油移送ポンプ	Ａディーゼル発電機 コントロールセンタ
	Ｂ燃料油移送ポンプ	Ｂディーゼル発電機 コントロールセンタ
	Ａ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ余熱除去ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ａ電動補助給水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ａ主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤
	Ｂ主蒸気逃がし弁	Ｂ４ソレノイド弁分電盤
	Ｃ主蒸気逃がし弁	Ａ３ソレノイド弁分電盤



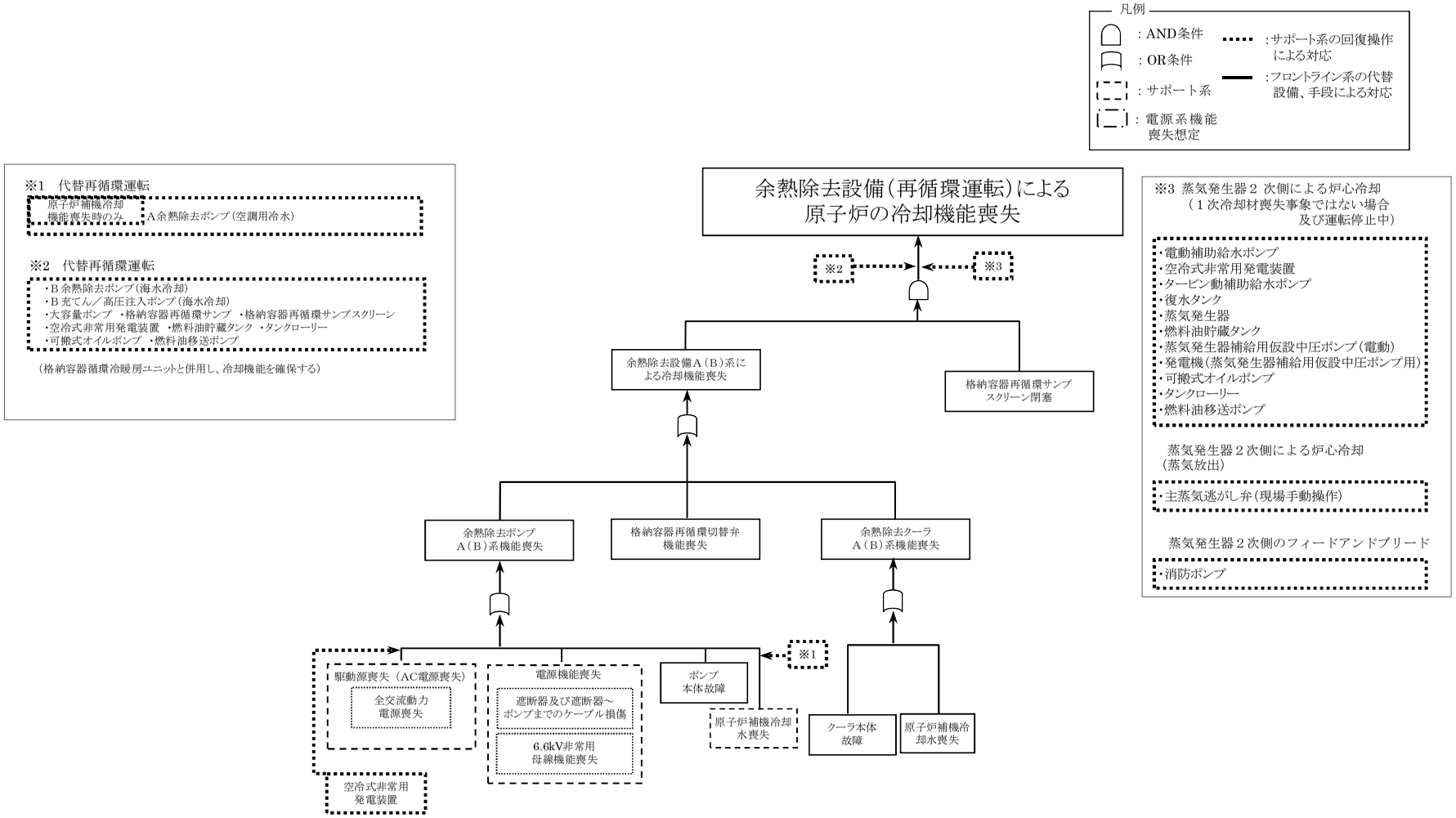
第1.4.1図　機能喪失原因対策分析（炉心注水：フロントライン系機能喪失）



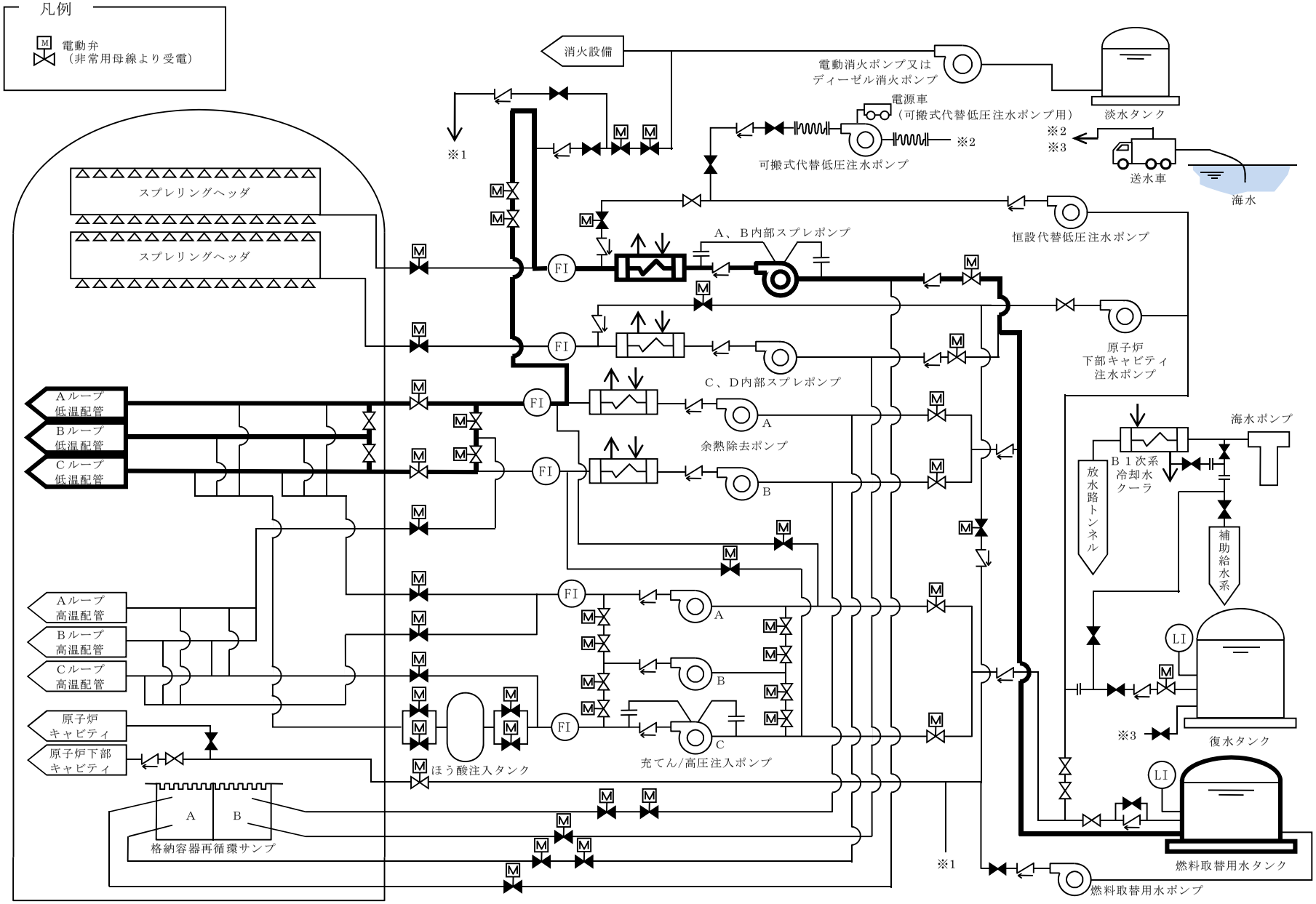
第1.4.2図　機能喪失原因対策分析（余熱除去運転:フロントライン系機能喪失）



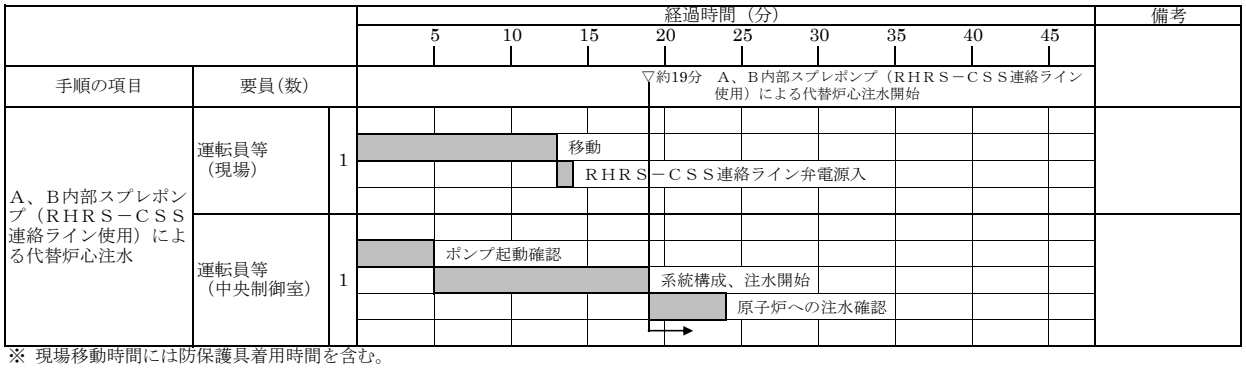
第1.4.3図　機能喪失原因対策分析（炉心注水：サポート系機能喪失）



第1.4.4図　機能喪失原因対策分析（余熱除去運転：サポート系機能喪失）

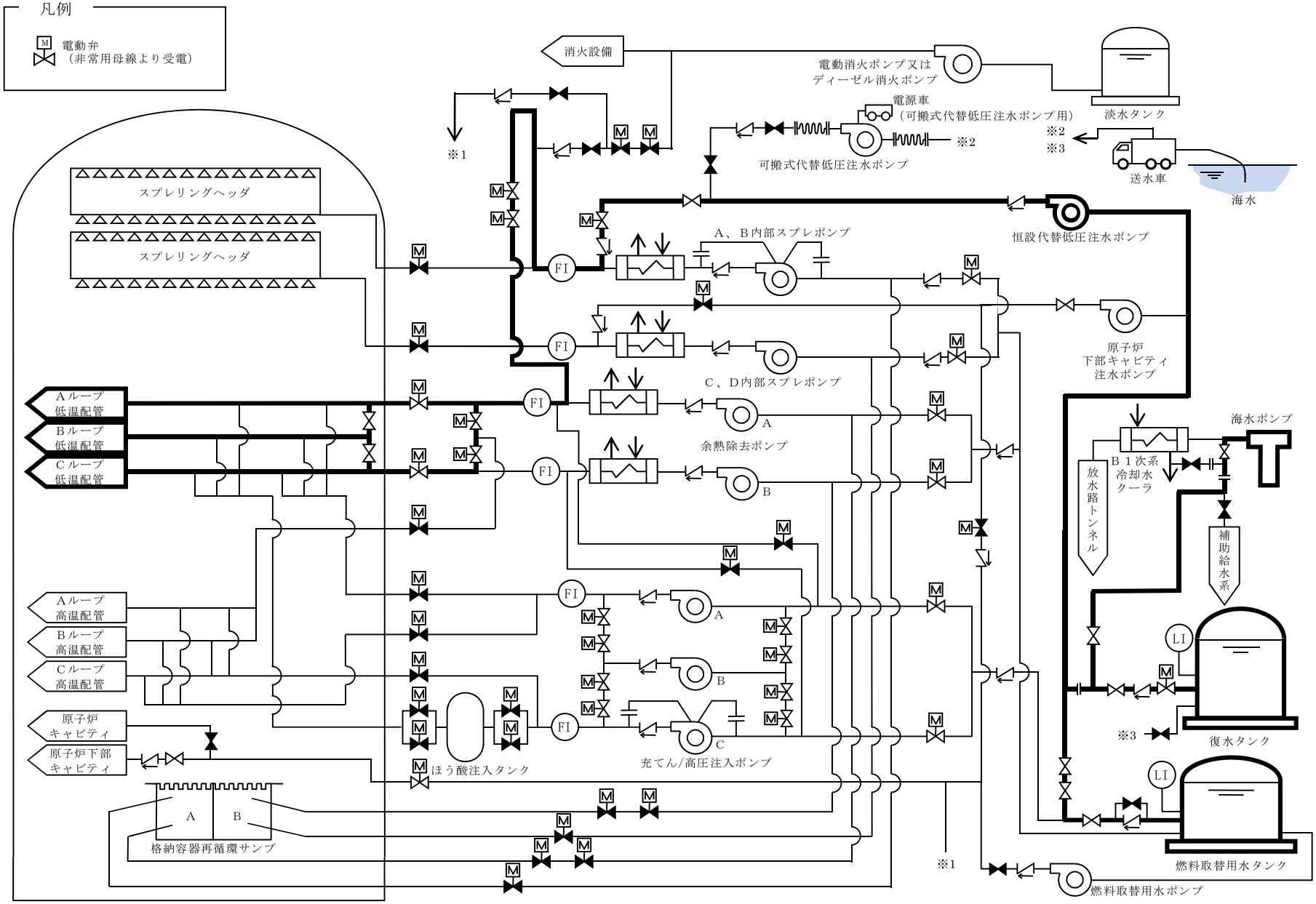


第 1.4.5 図　A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水　概略系統

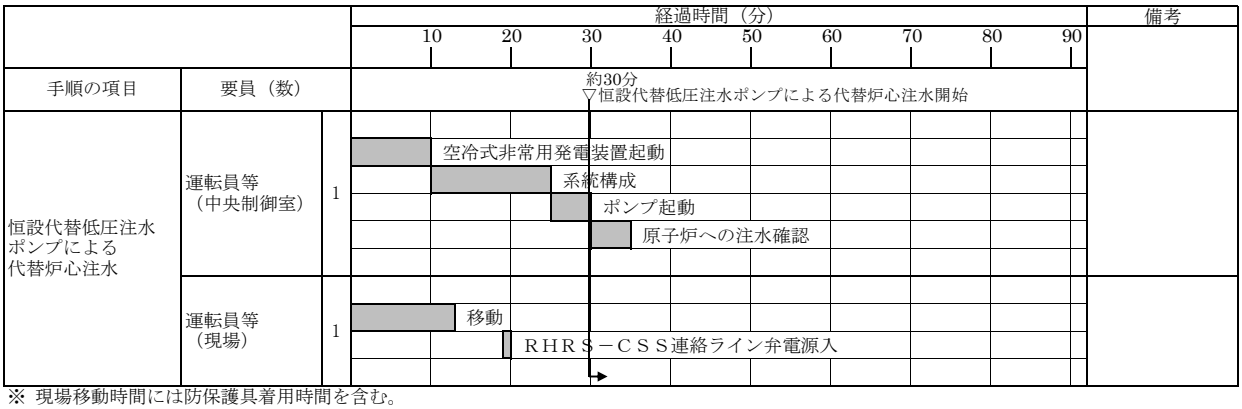


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.6図　A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水　タイムチャート

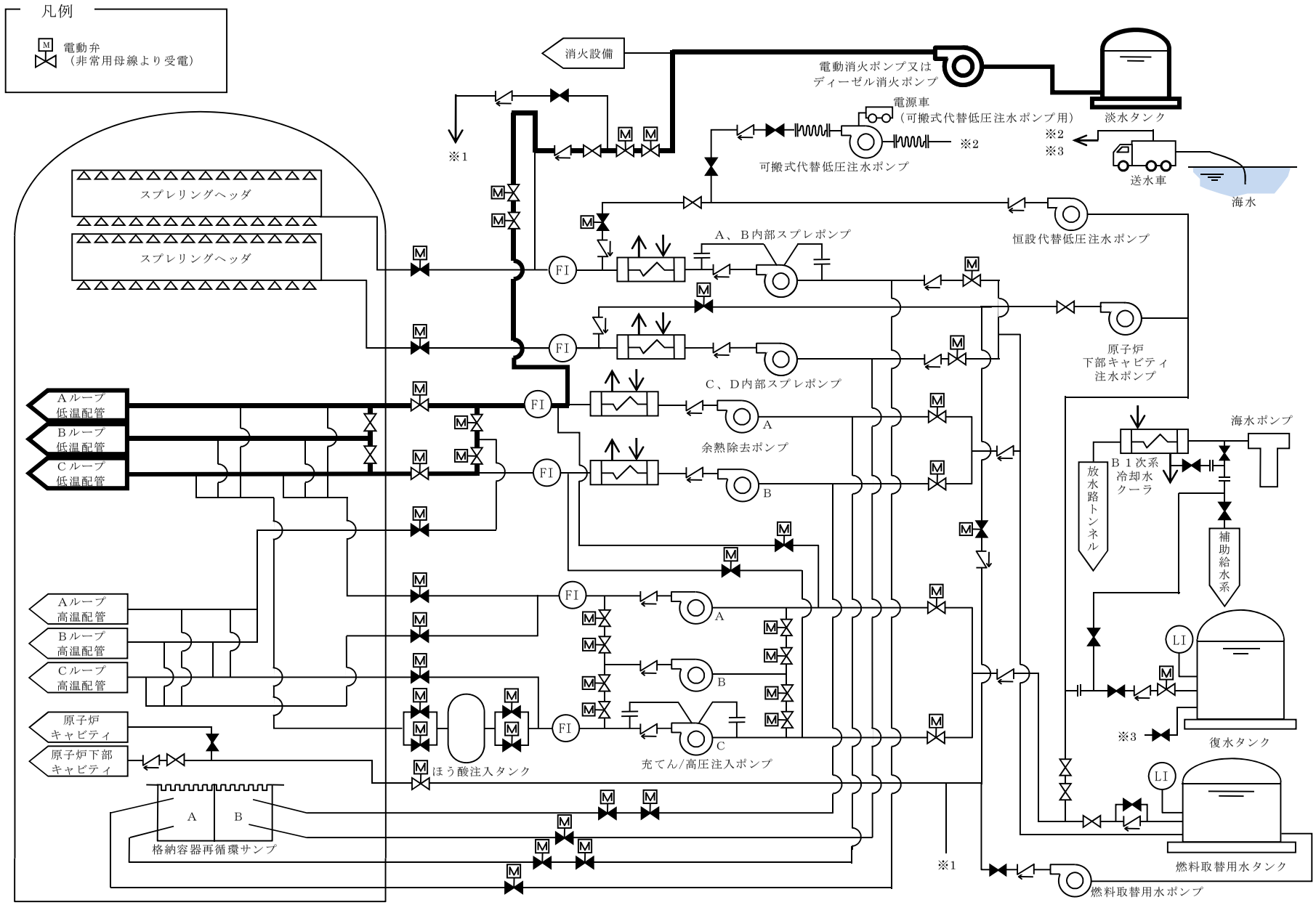


第 1.4.7 図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水　概略系統

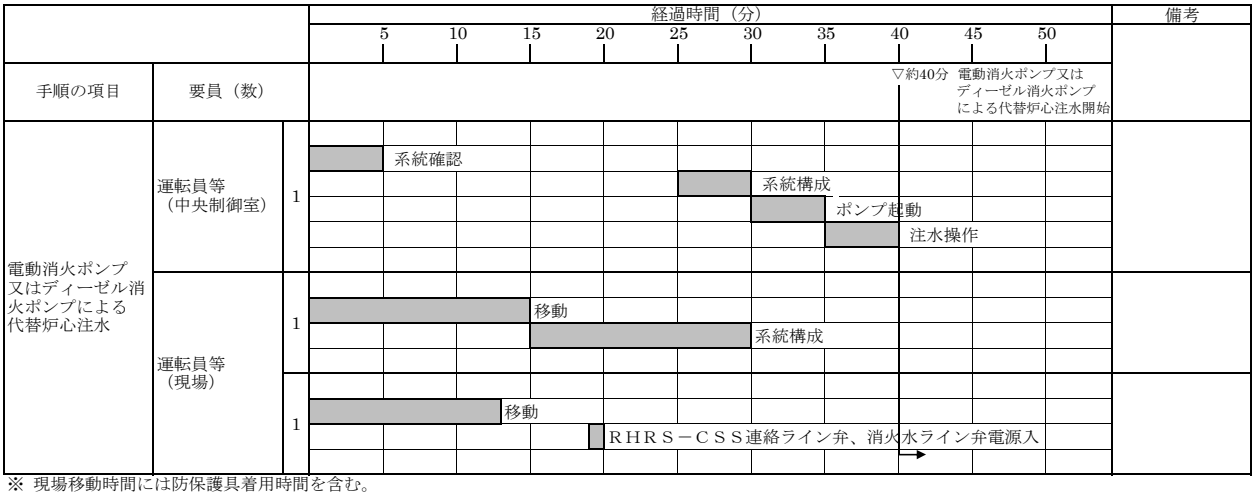


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.8図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水　タイムチャート

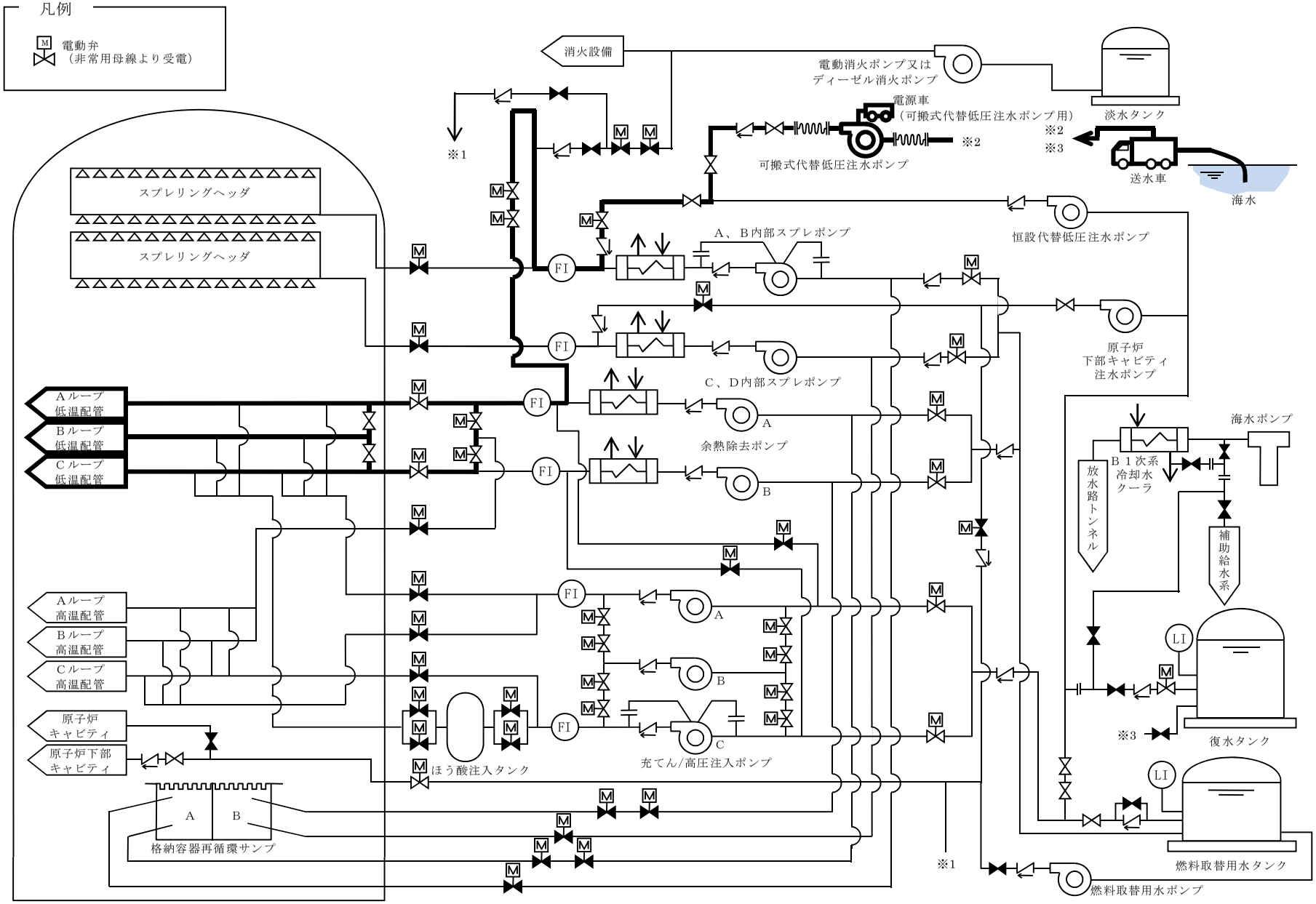


第 1.4.9 図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水　概略系統

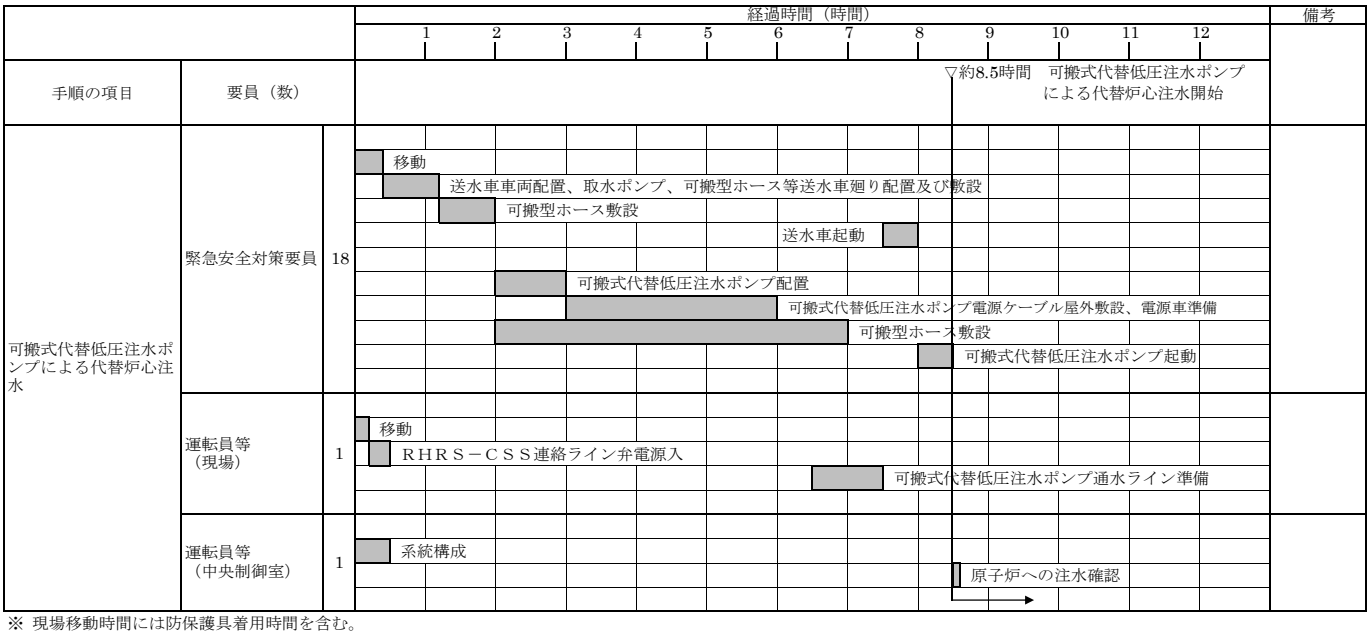


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.10図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水　タイムチャート

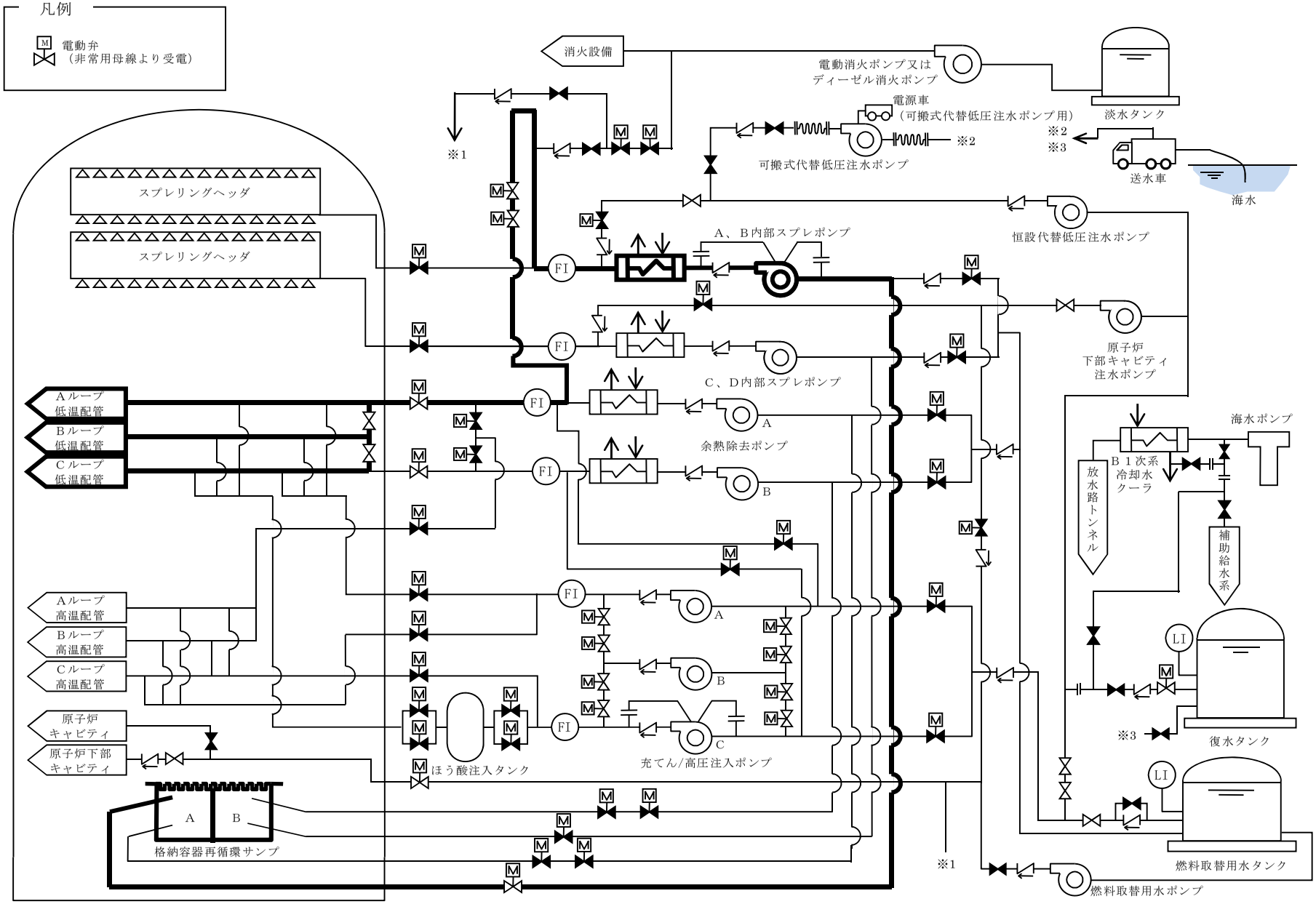


第 1.4.11 図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水　概略系統

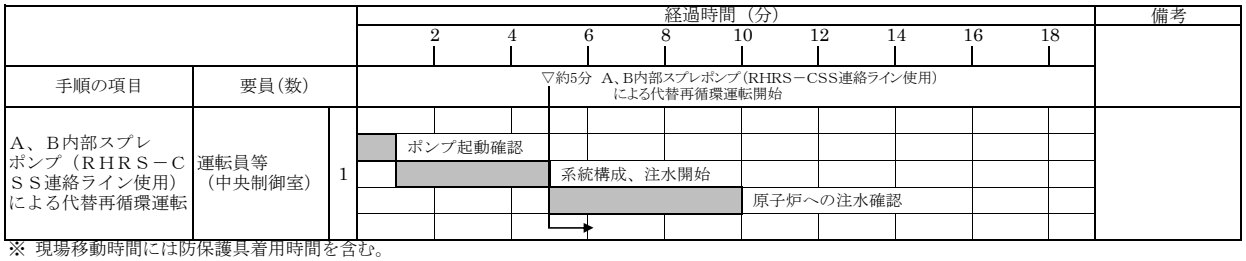


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.12図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水　タイムチャート

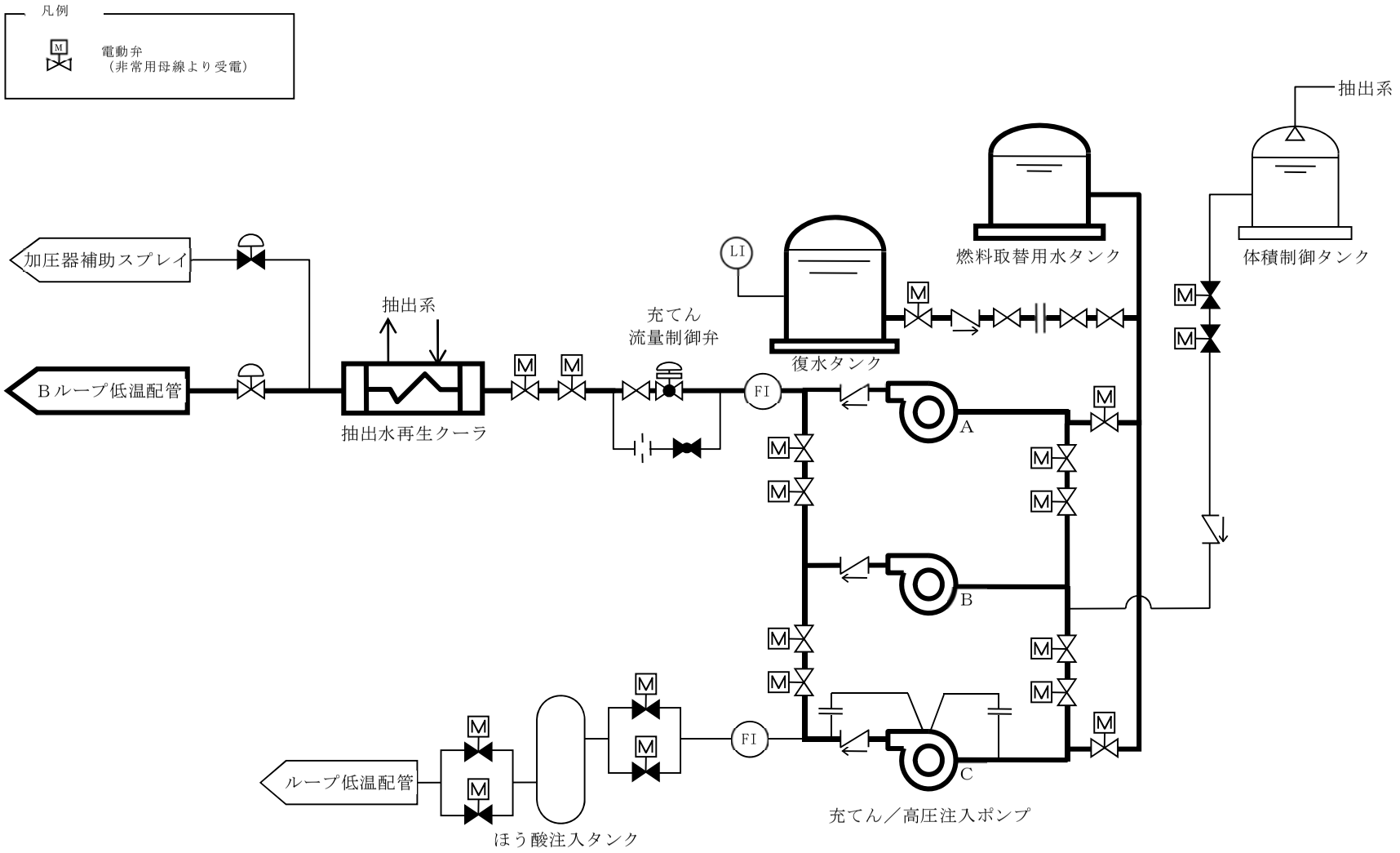


第 1.4.13 図　A、B内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転　概略系統

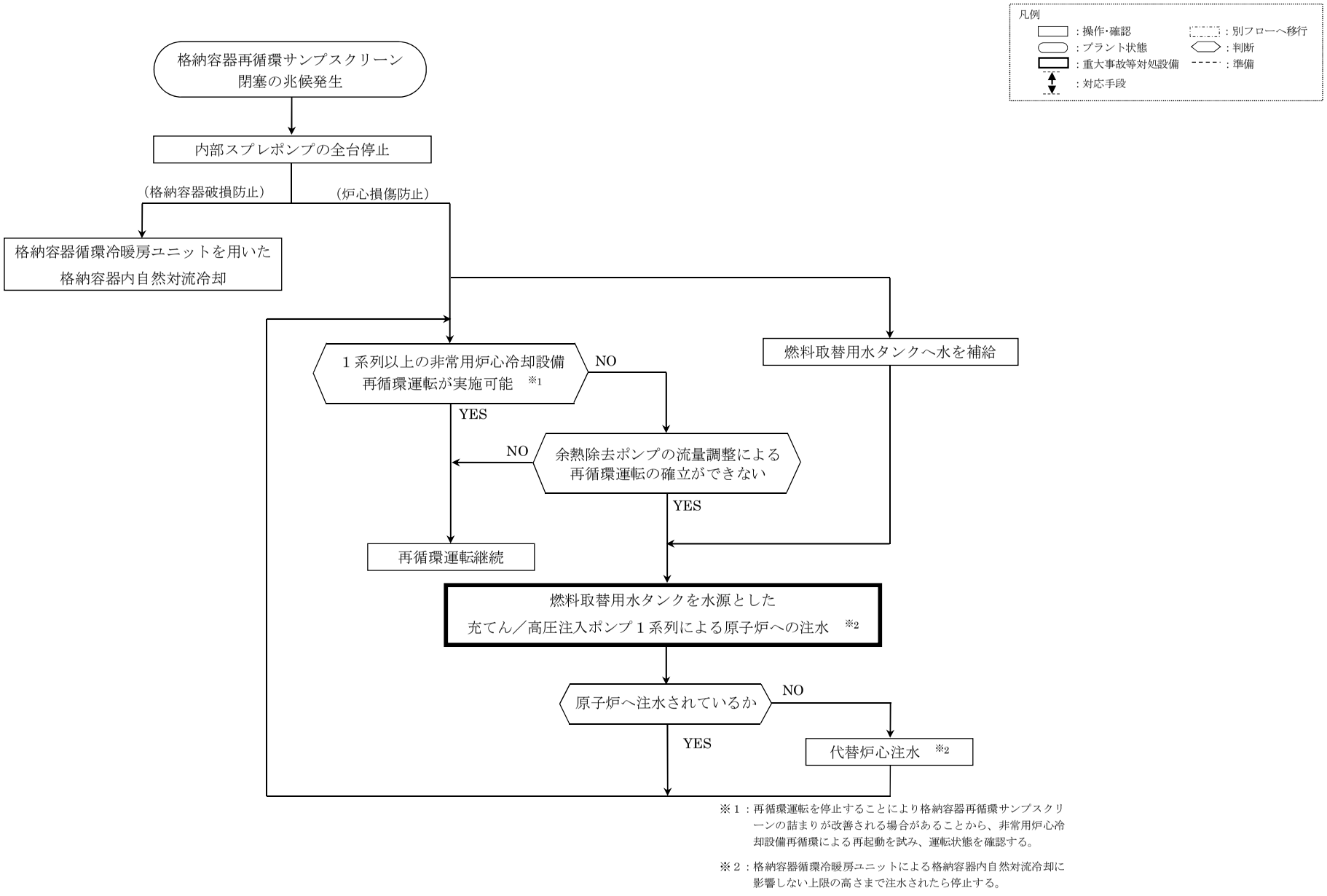


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

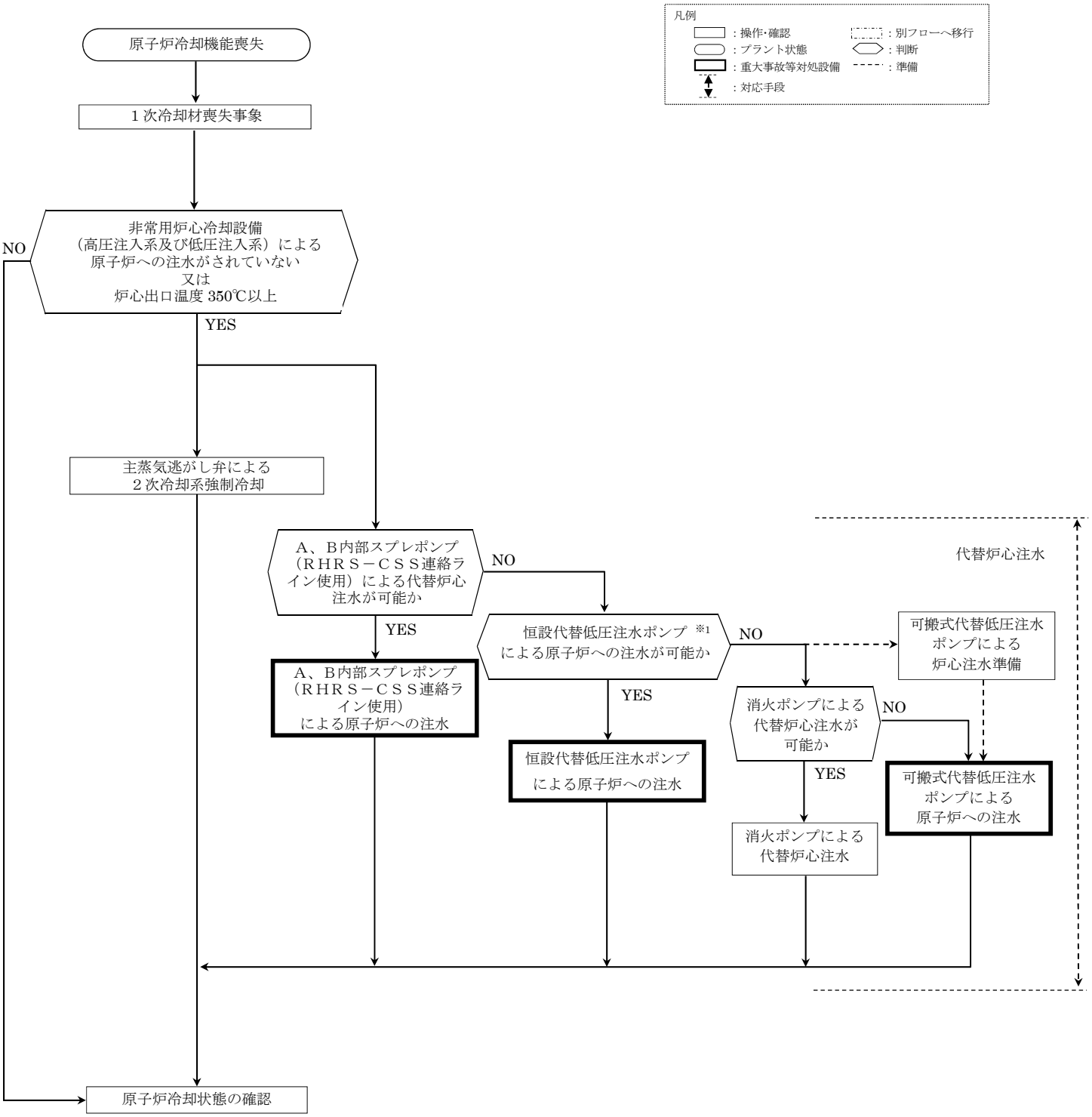
第1.4.14図　Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転　タイムチャート



第 1.4.15 図　格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順
（充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水）概略系統

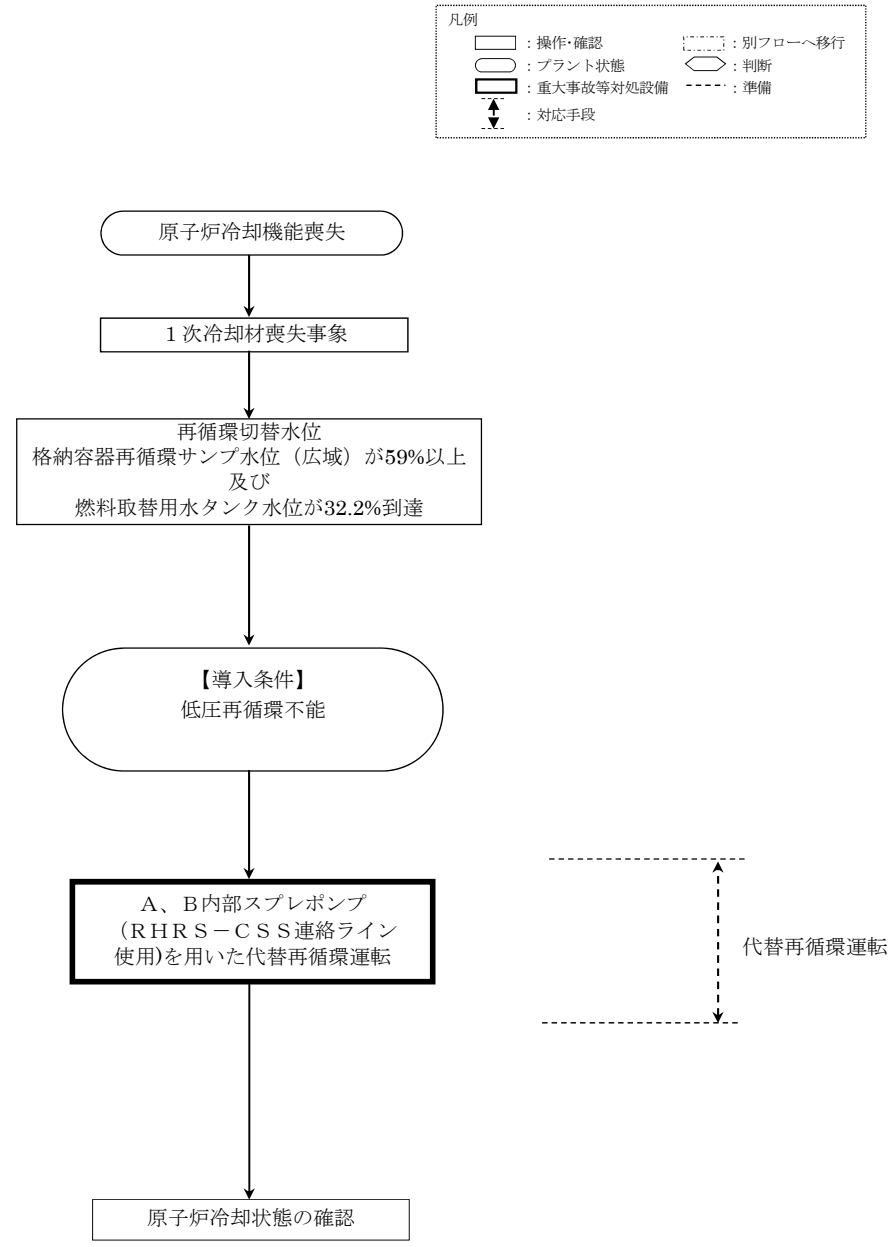


第 1.4.16 図　格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の兆候が見られた場合の手順

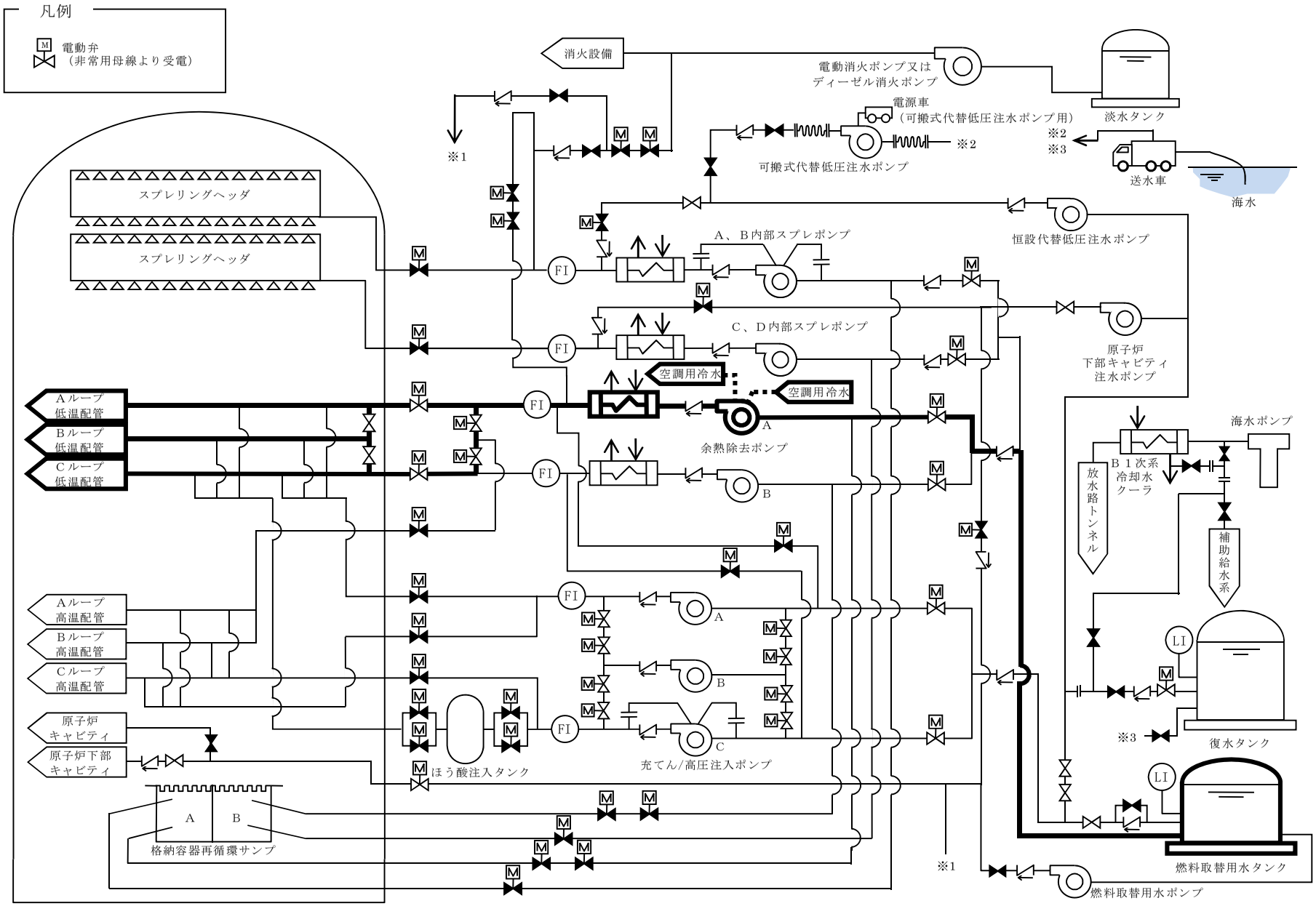


※1　燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、海水ポンプの電源が健全であり、運転中であることを確認できた場合は、燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替による代替炉心注水を実施する。
なお、手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

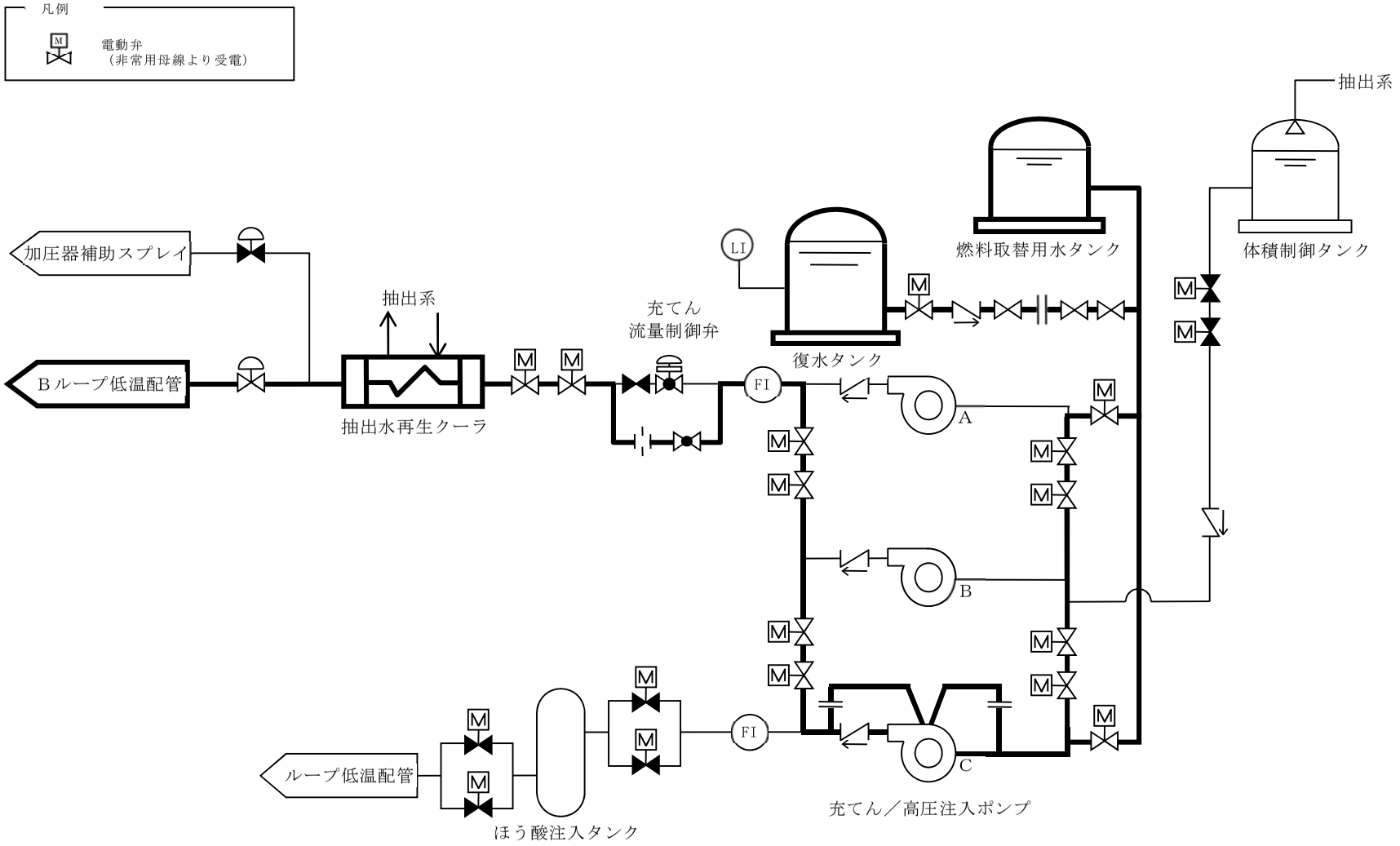
第 1.4.17 図　非常用炉心冷却設備による原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）



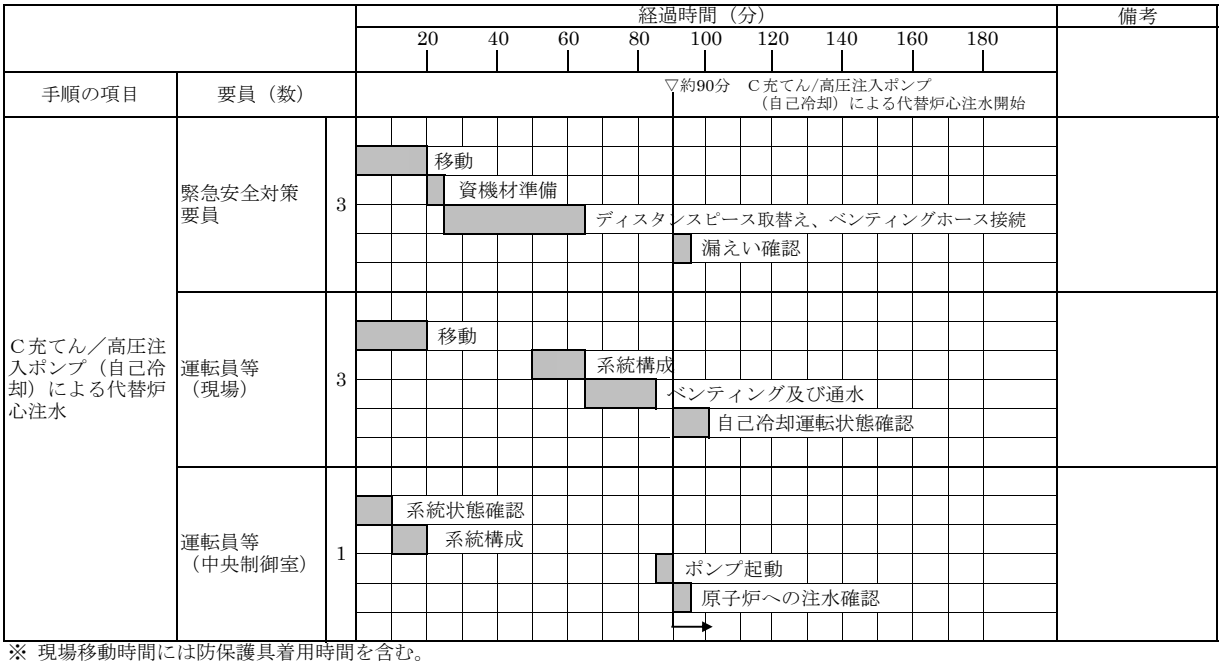
第 1.4.18 図：余熱除去設備の再循環運転による原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）



第 1.4.19 図　A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水　概略系統

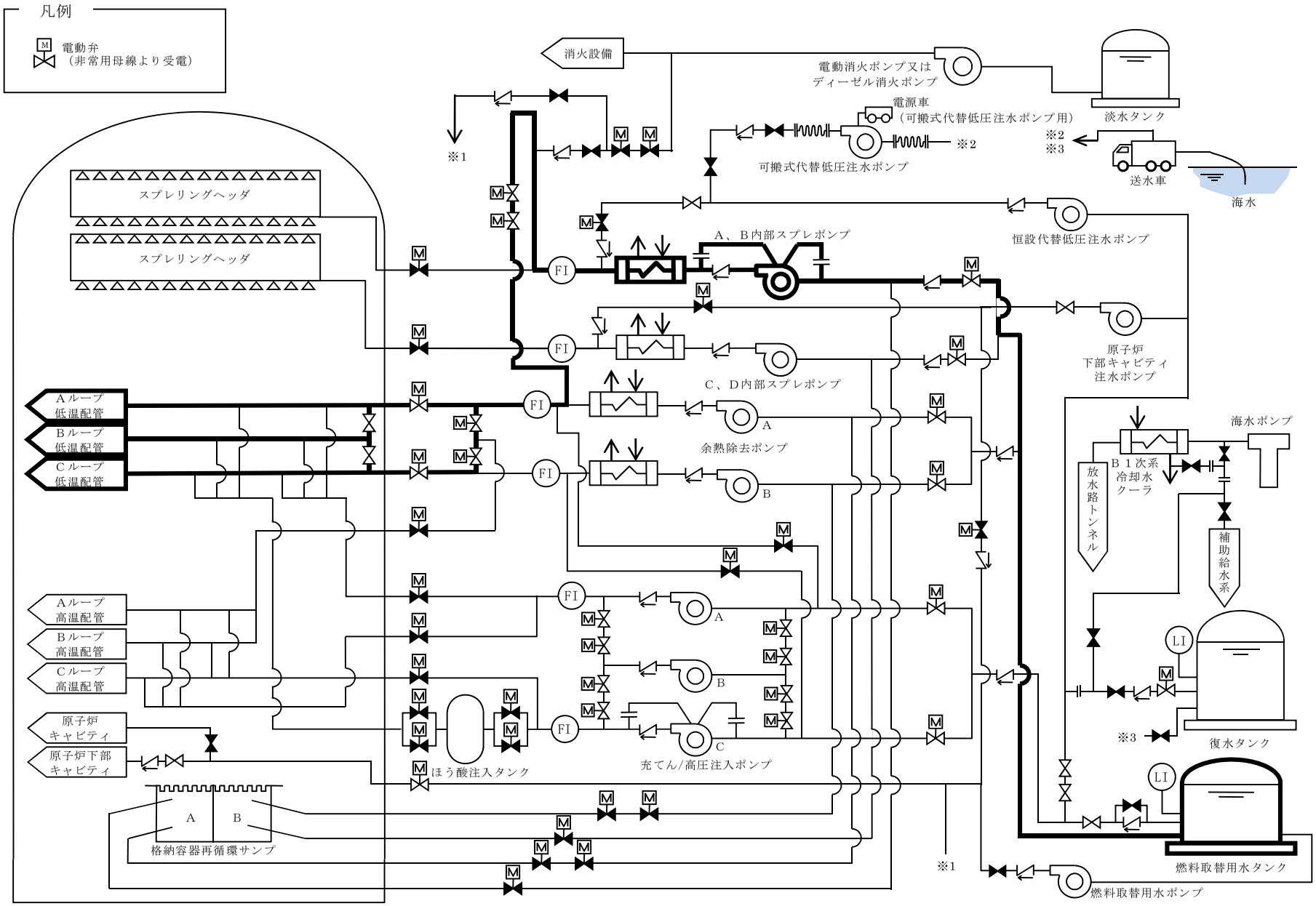


第 1.4.20 図　C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水　概略系統

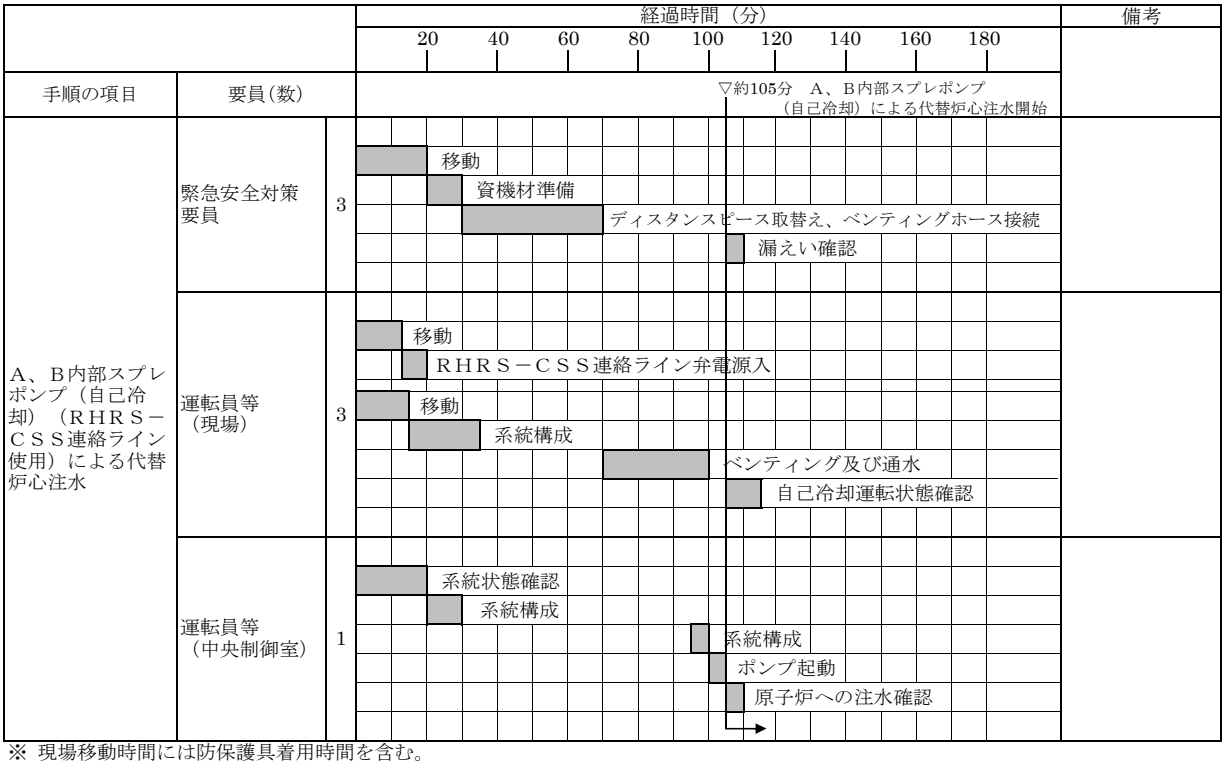


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.21図　C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水　タイムチャート

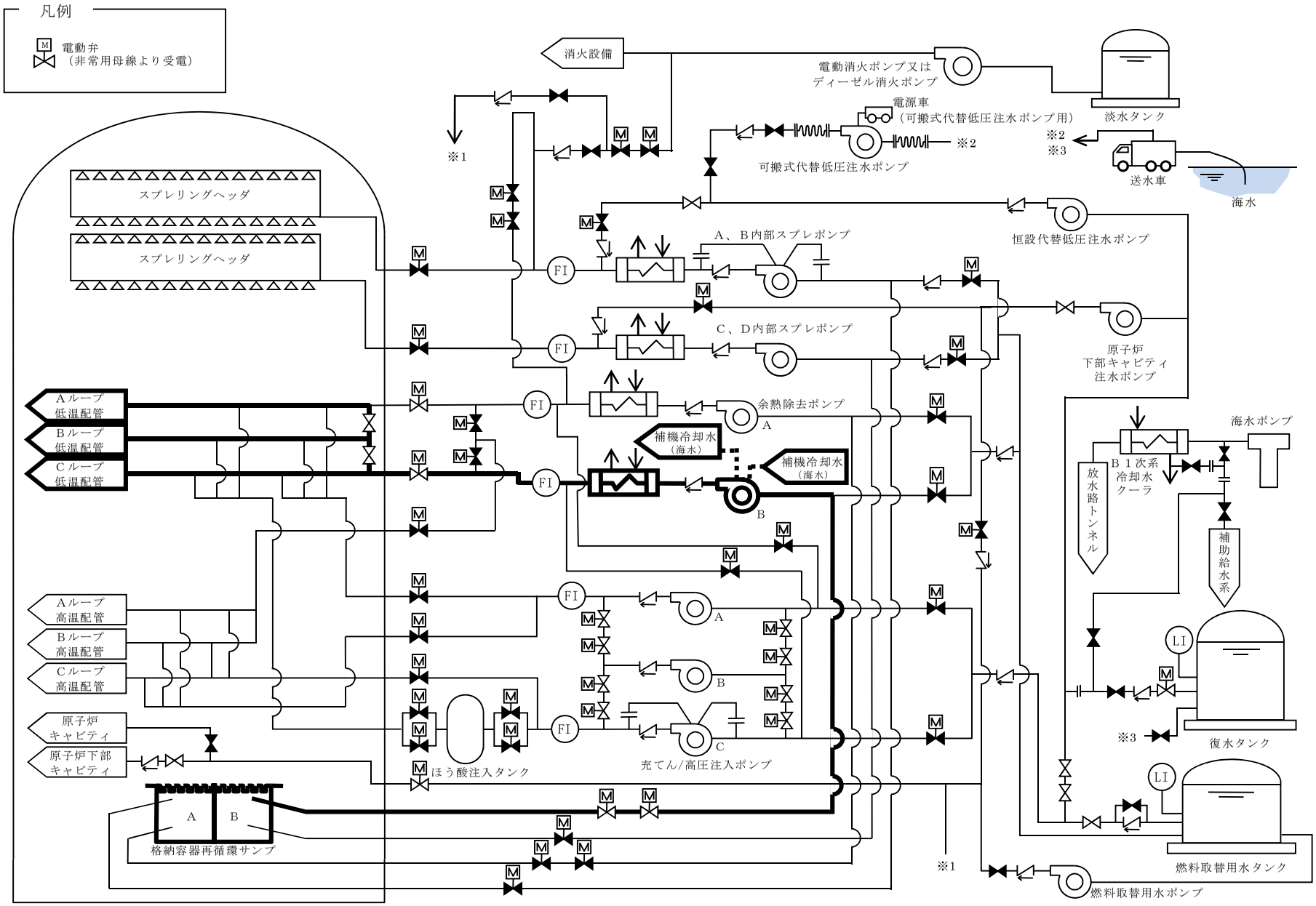


第 1.4.22 図　A、B内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水　概略系統

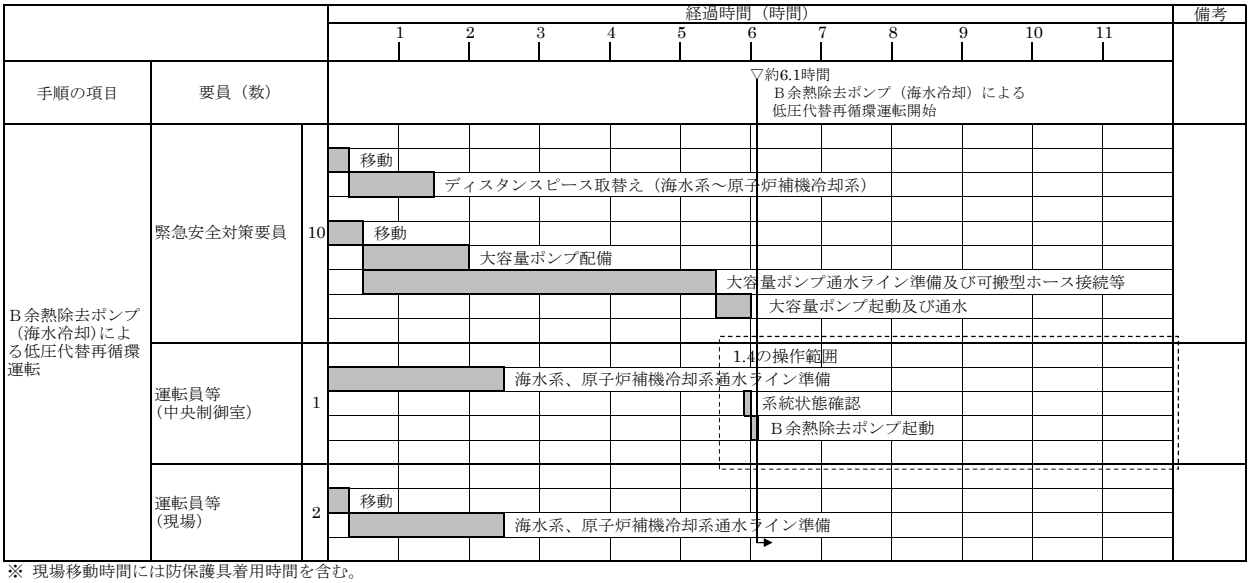


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.23図　A、B内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水　タイムチャート

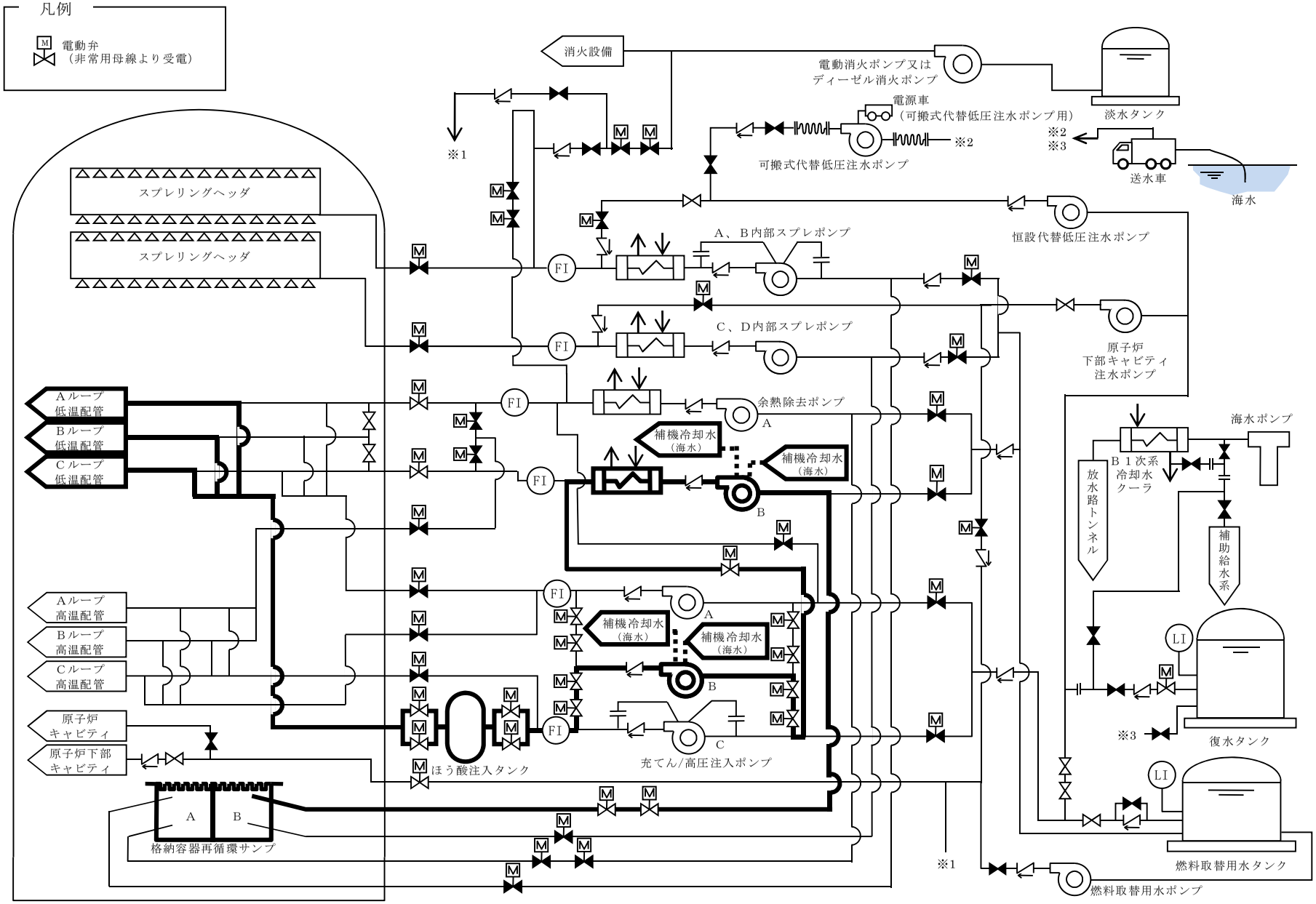


第 1.4.24 図　B余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転　概略系統

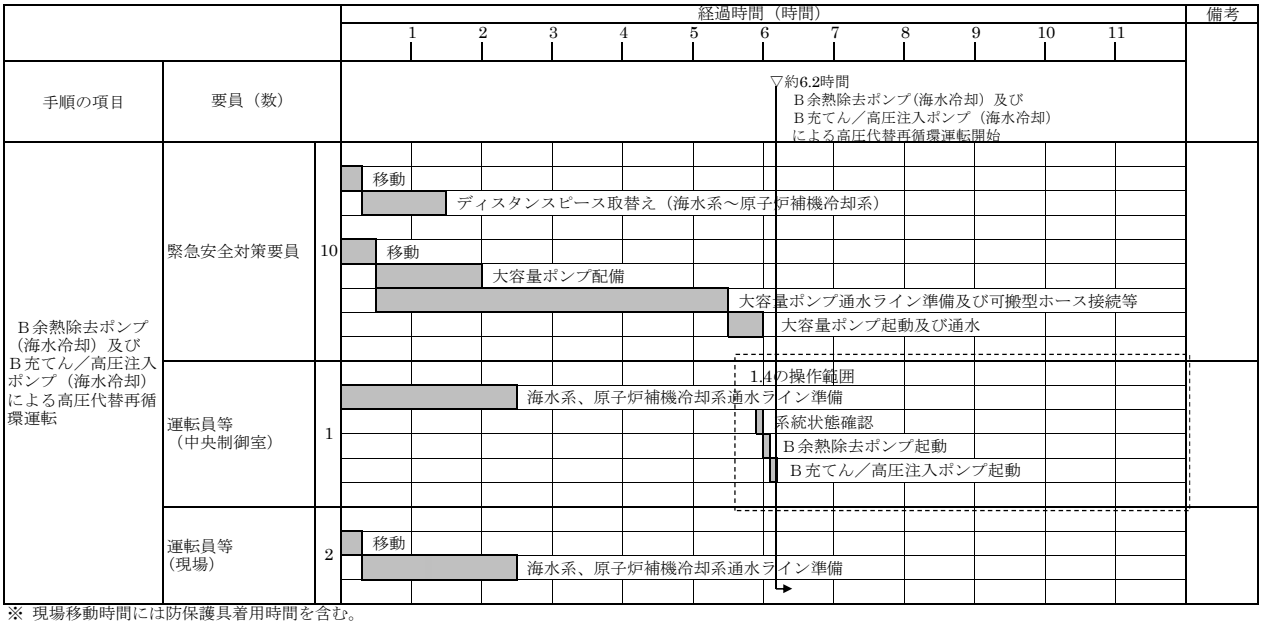


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.25図　Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転　タイムチャート

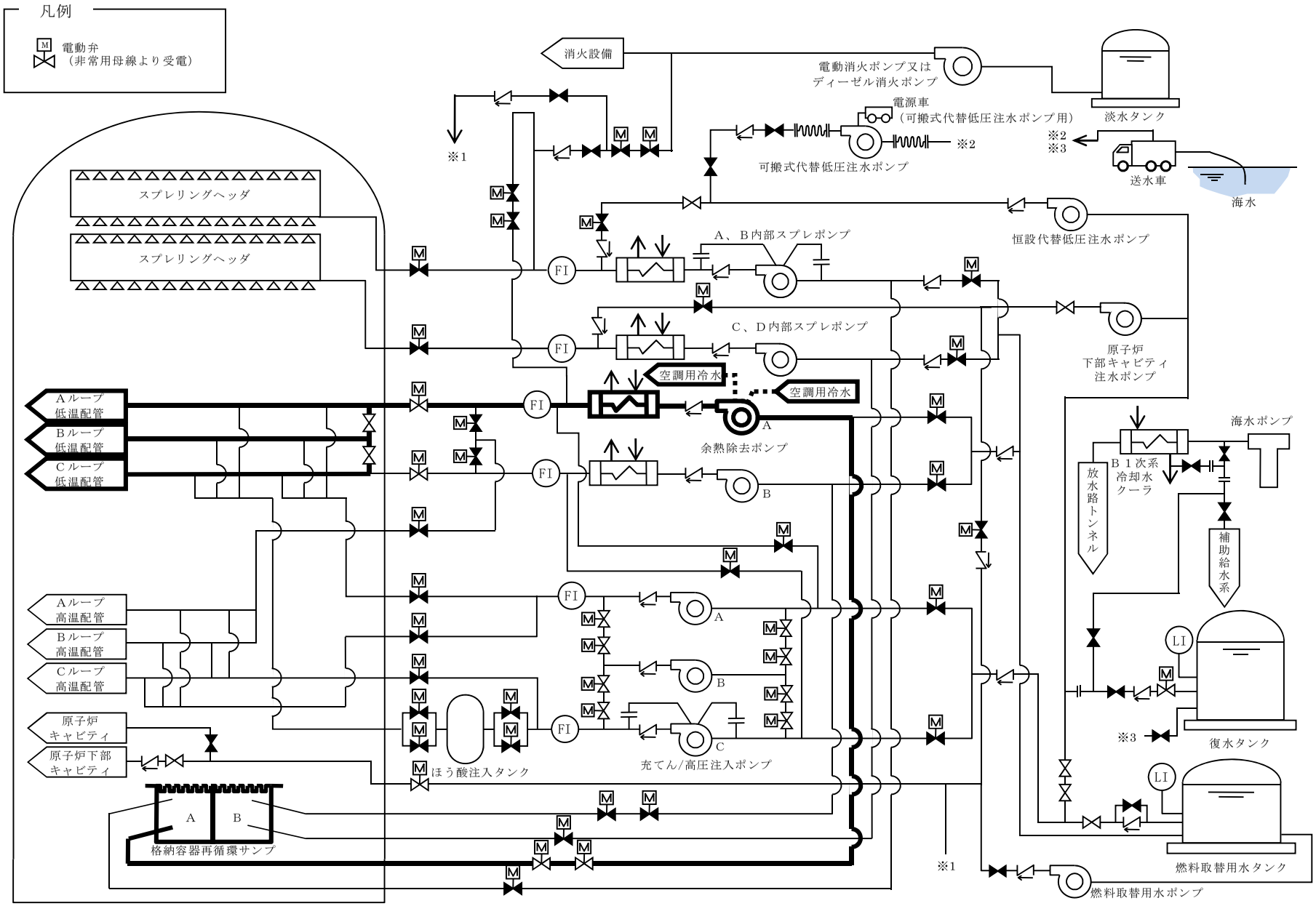


第 1.4.26 図　B 余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB 充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転　概略系統

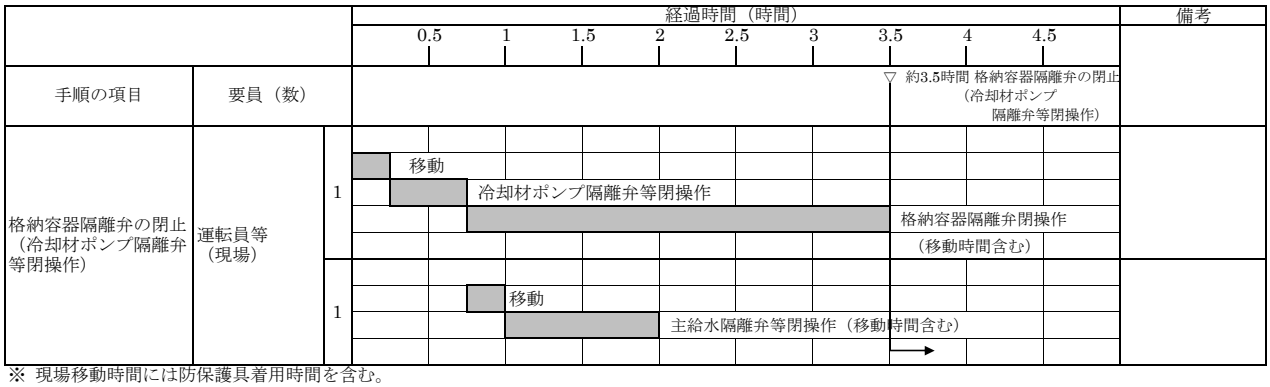


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.27図　Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転タイムチャート

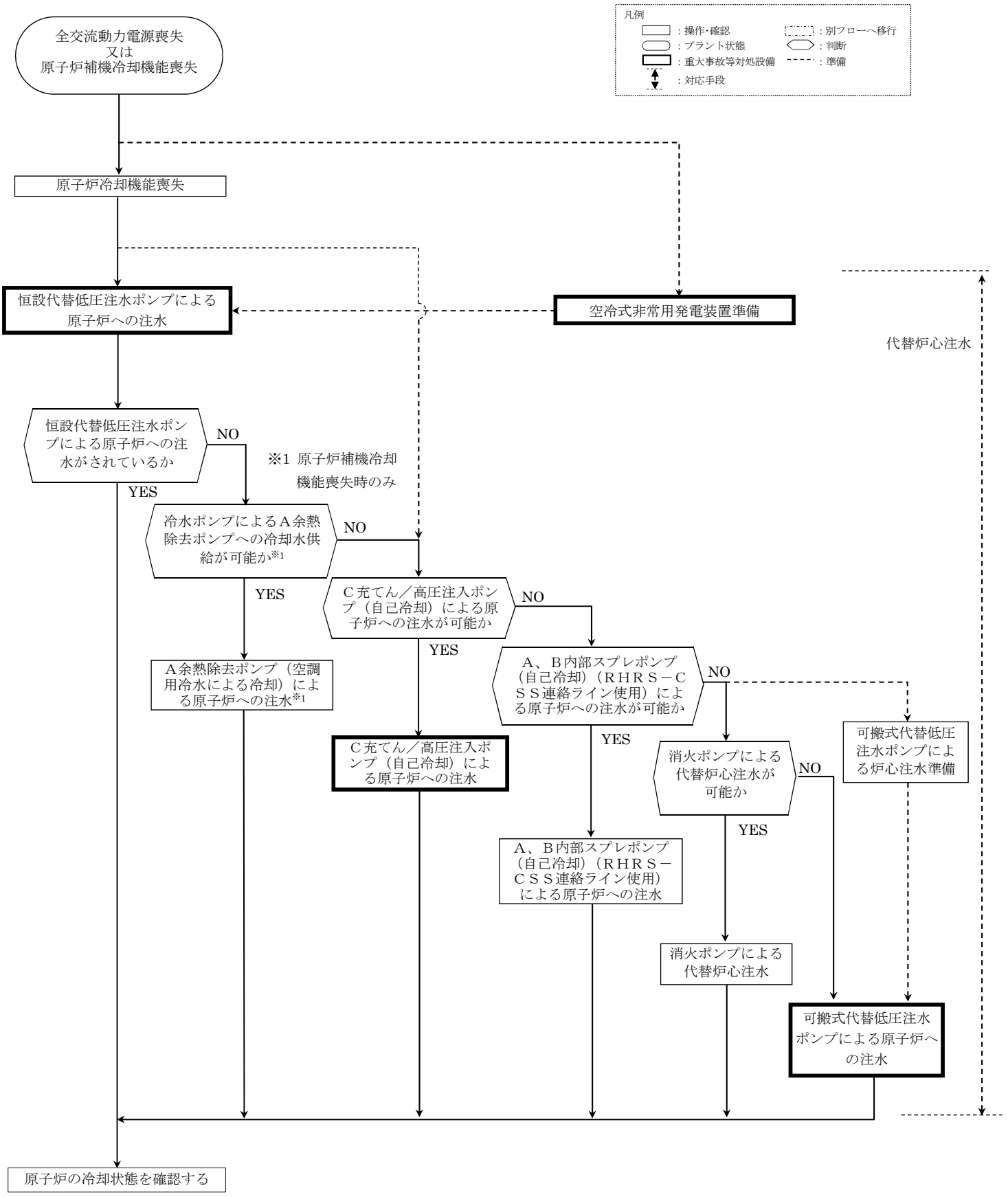


第 1.4.28 図　A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転　　概略系統

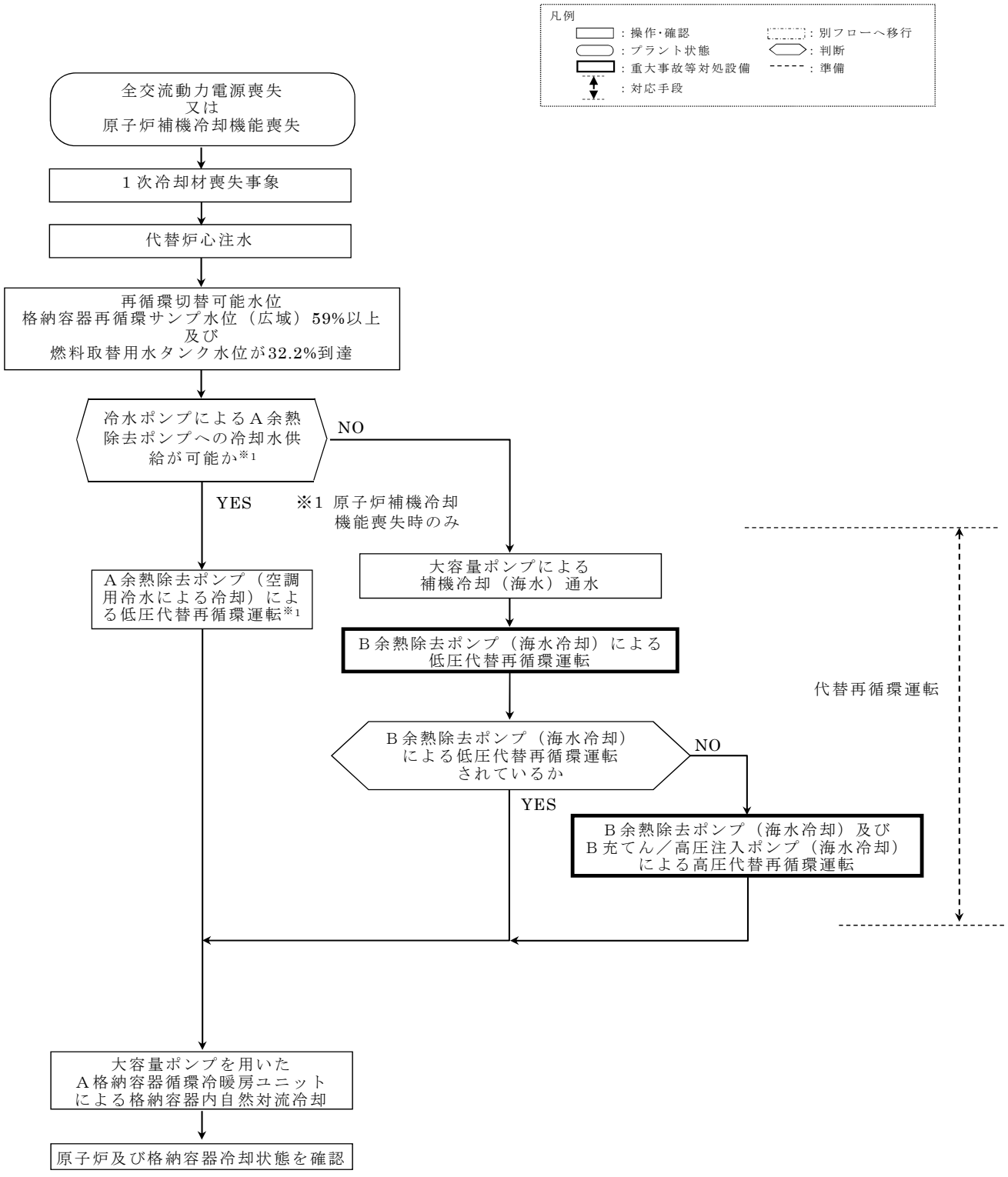


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

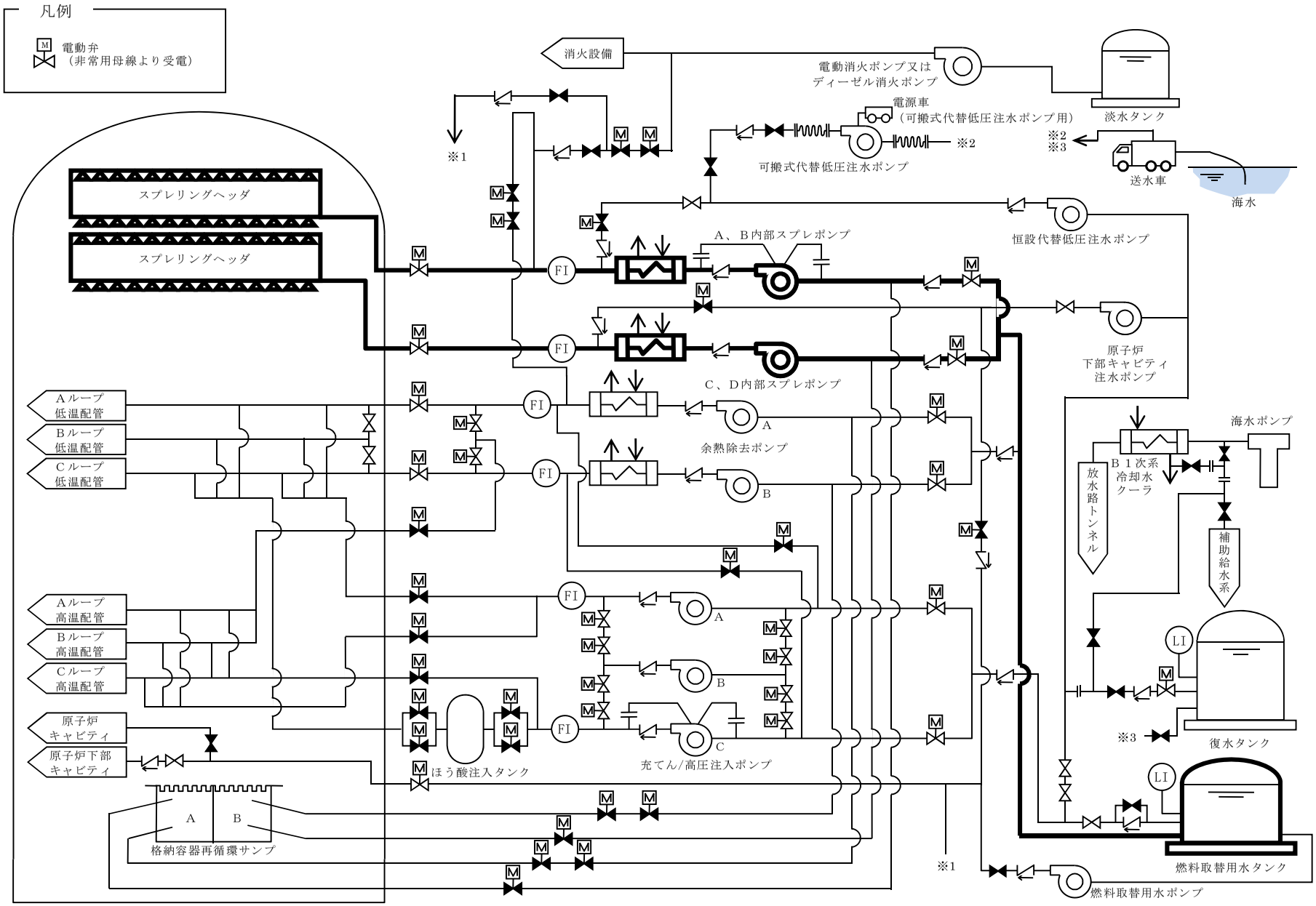
第1.4.29図　格納容器隔離弁の閉止（冷却材ポンプ隔離弁等閉操作）　タイムチャート



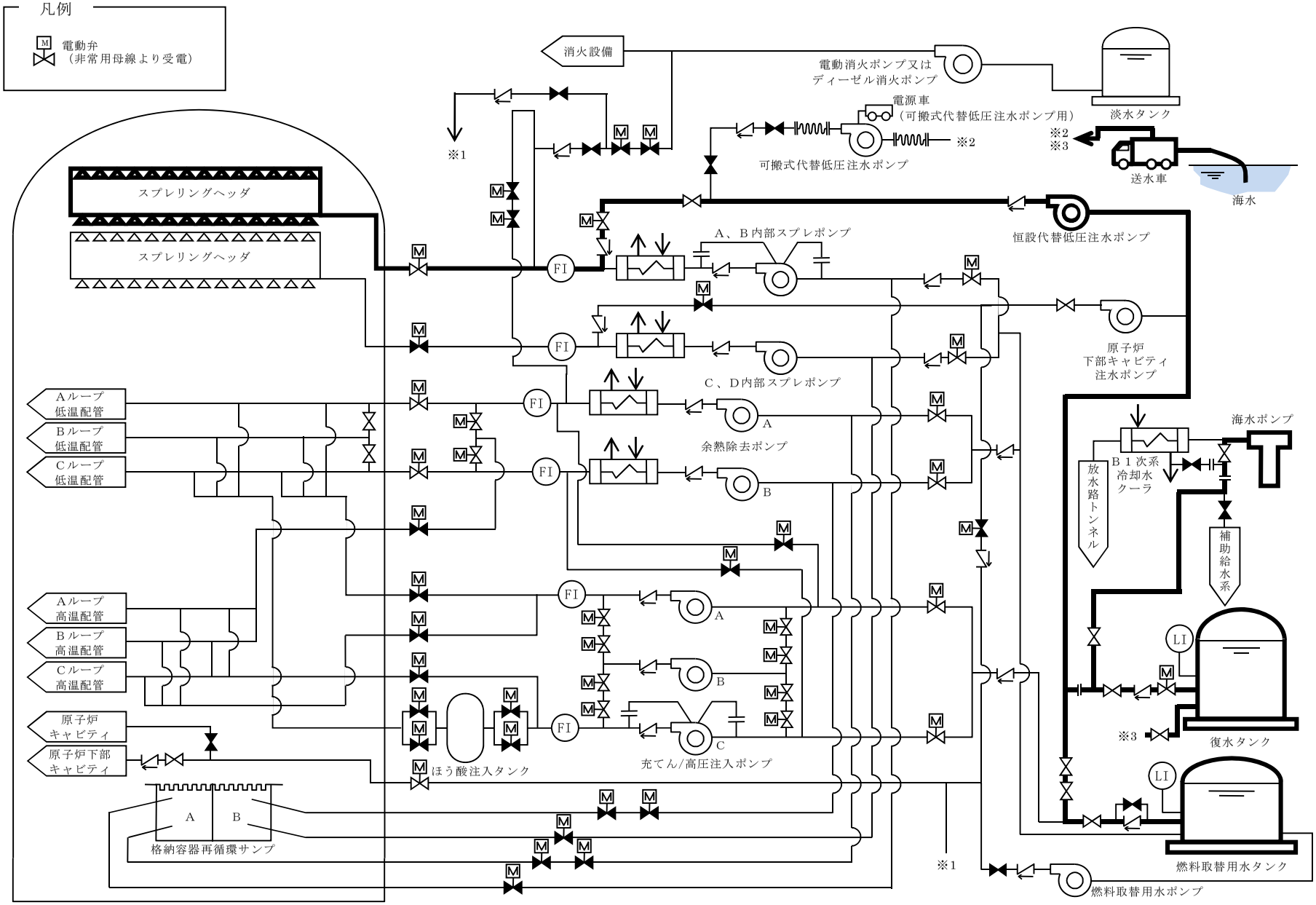
第 1.4.30 図　非常用炉心冷却設備による原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失）



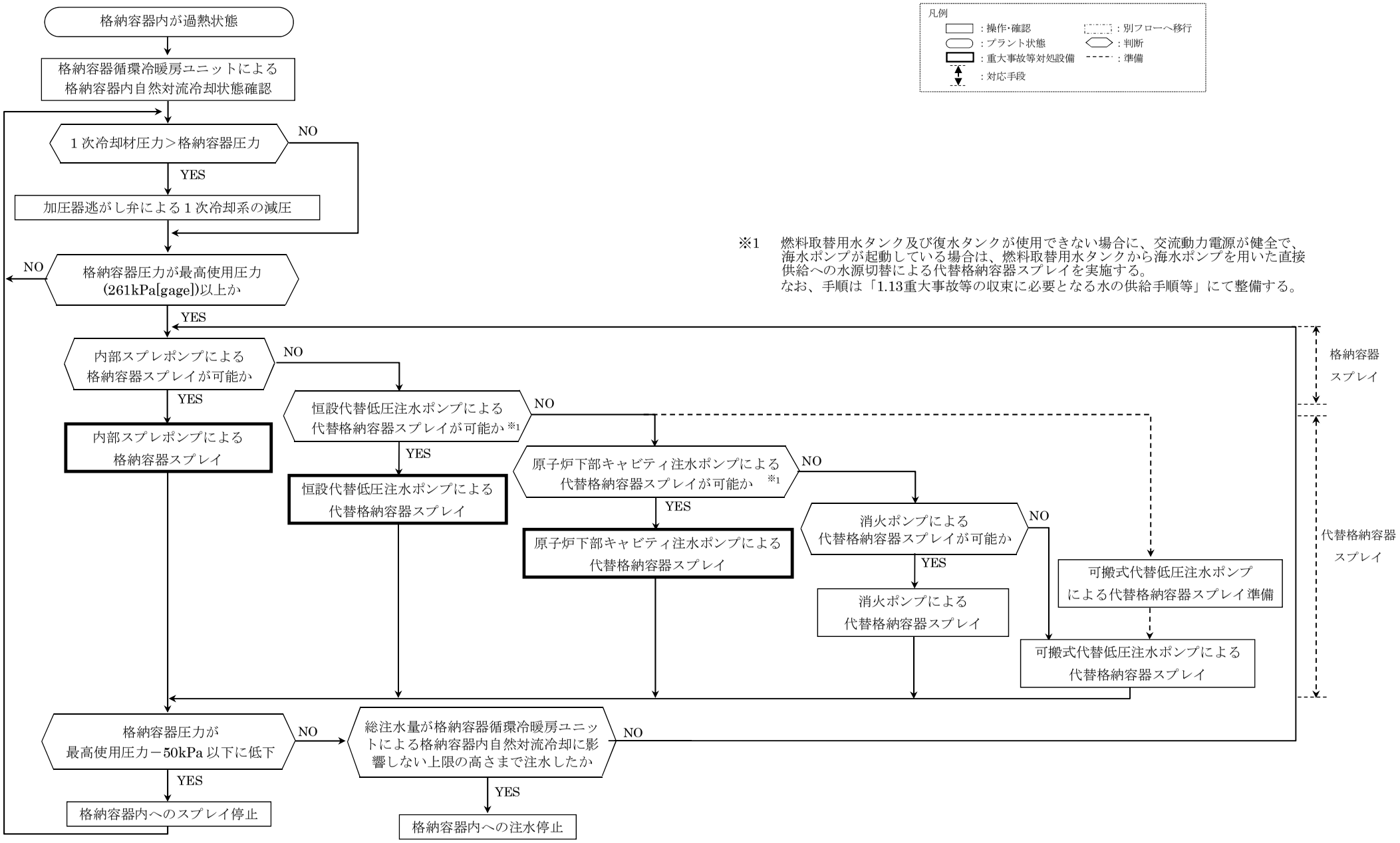
第1.4.31図　非常用炉心冷却設備による原子炉冷却機能喪失に対する対応手順
（サポート系機能喪失：代替再循環）



第 1.4.32 図　溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却　概略系統
（内部スプレポンプによる格納容器スプレイ）

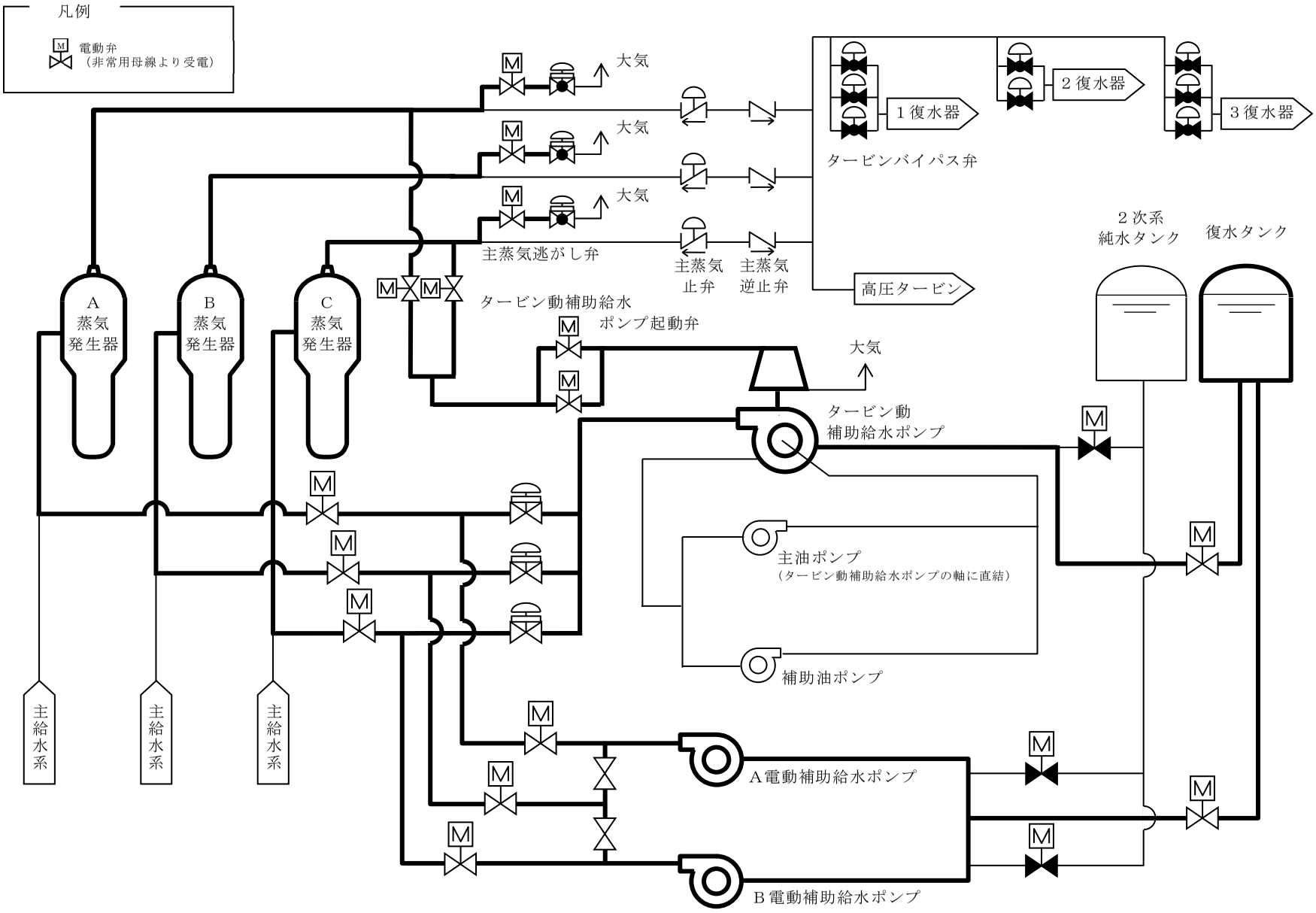


第 1.4.33 図　溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却　概略系統
（恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ）

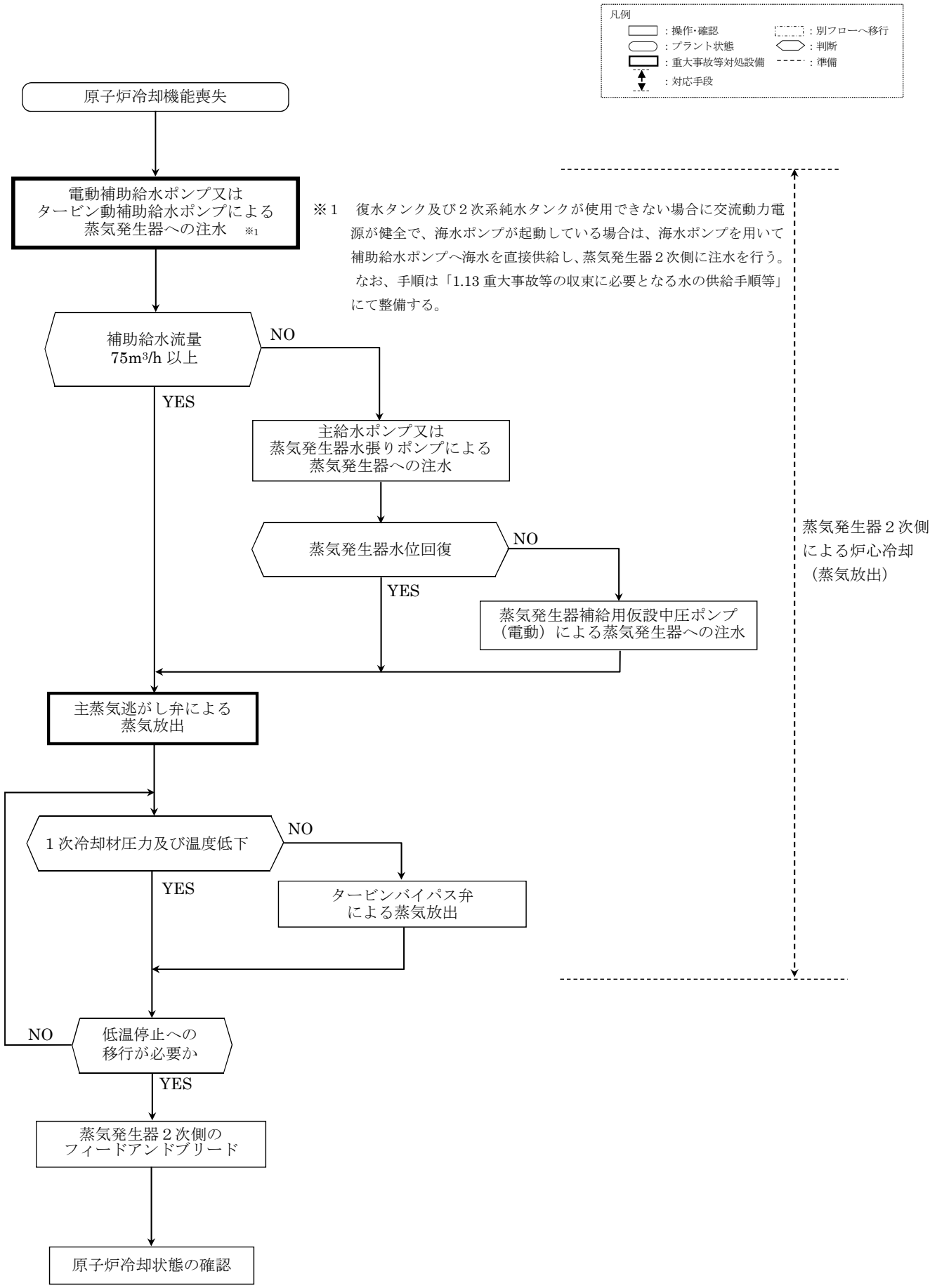


※1　燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合は、燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた直接供給への水源切替による代替格納容器スプレイを実施する。
なお、手順は「1.13重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

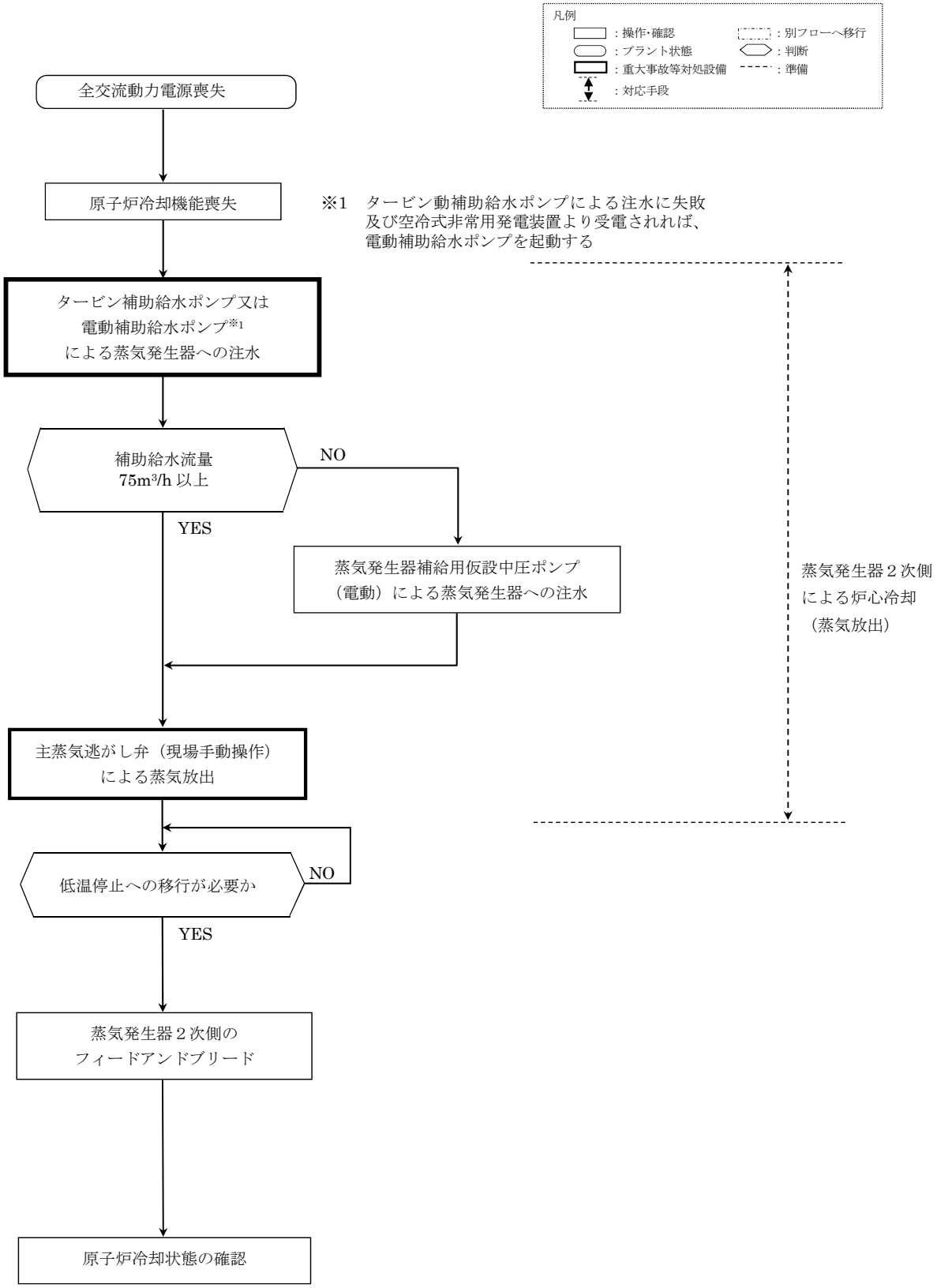
第 1.4.34 図　溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手順



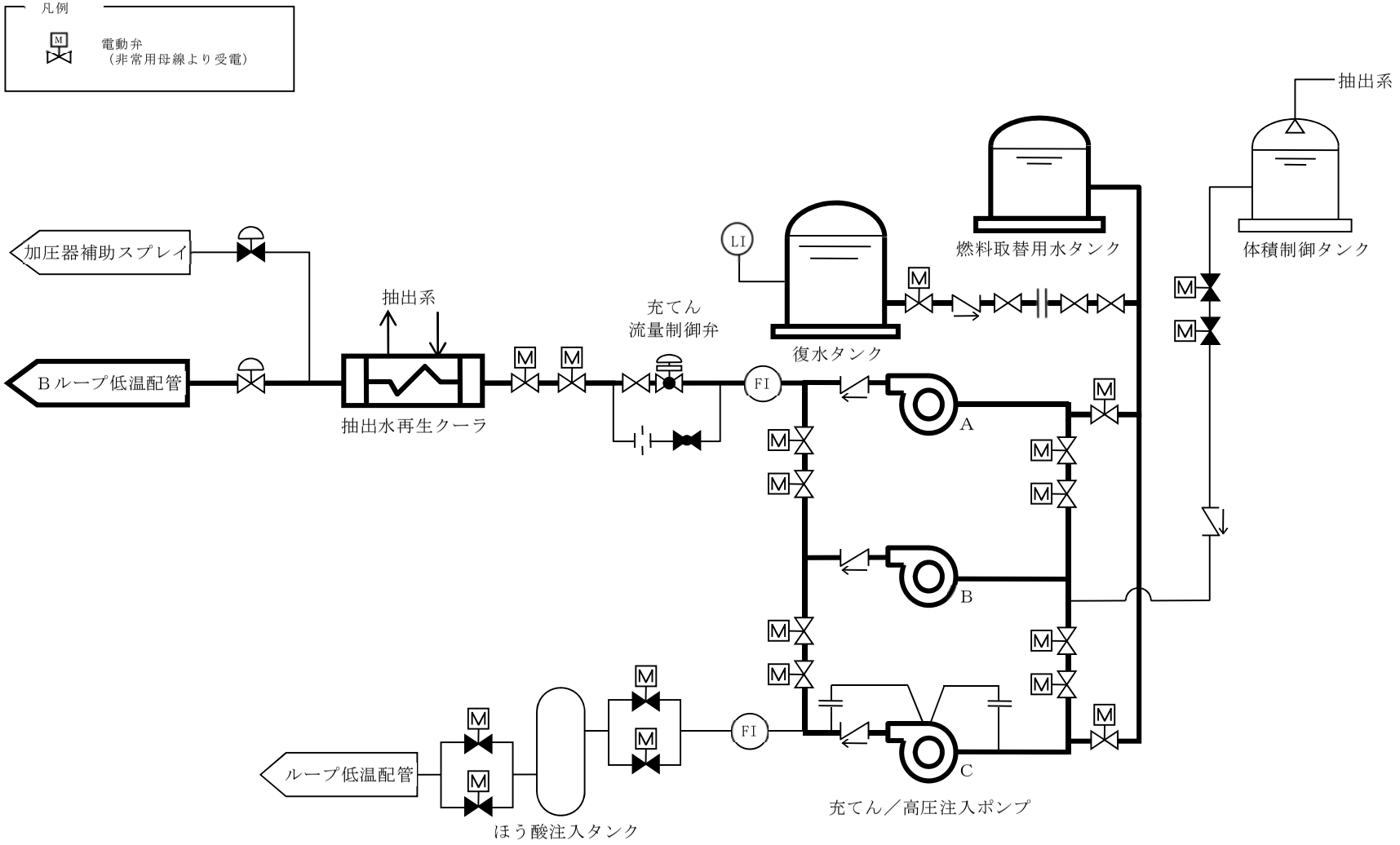
第 1.4.35 図　補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による蒸気発生器２次側による炉心冷却　概略系統



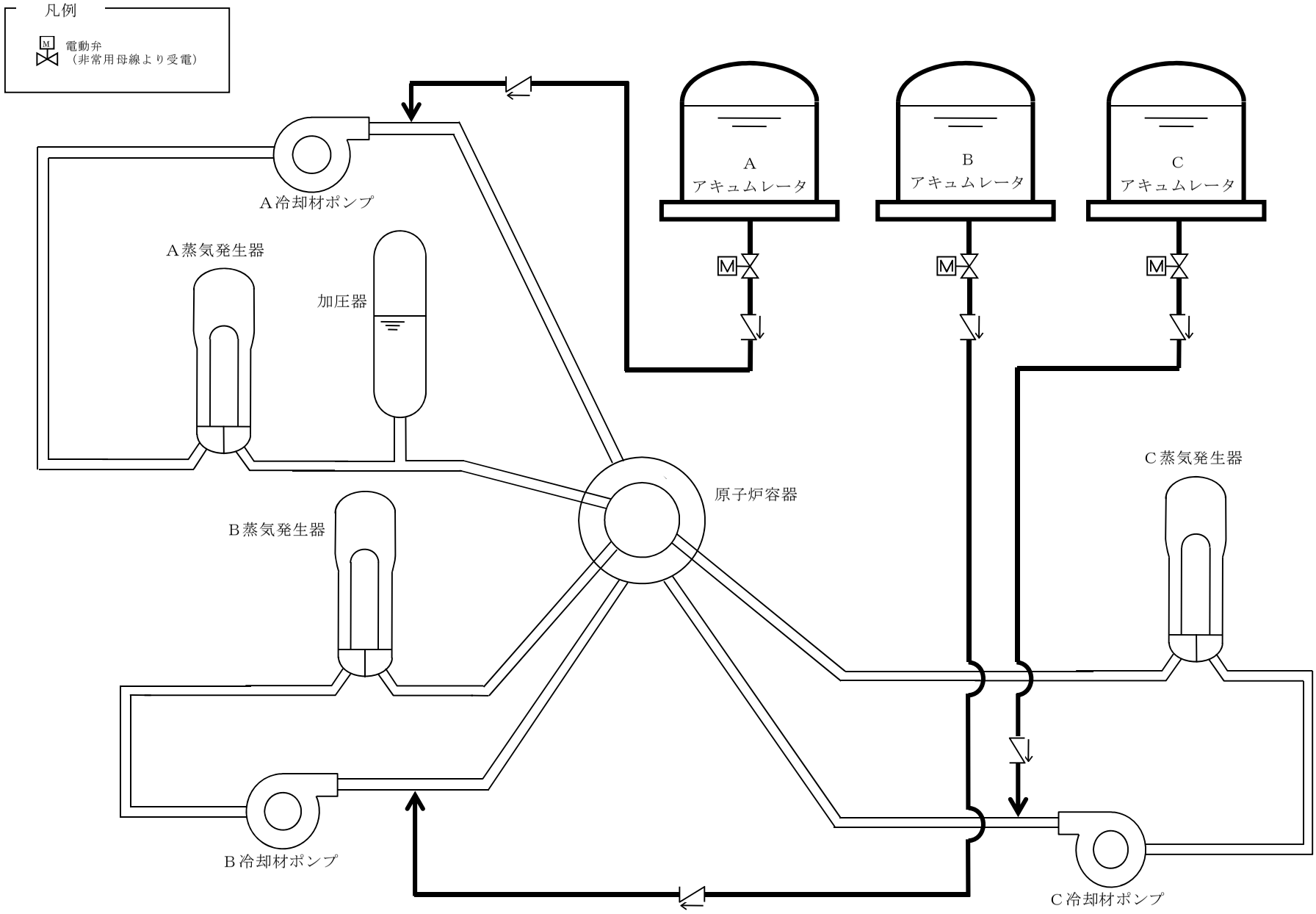
第 1.4.36 図　１次冷却材喪失事象が発生していない場合の原子炉冷却機能喪失時の対応手順（フロントライン系機能喪失）



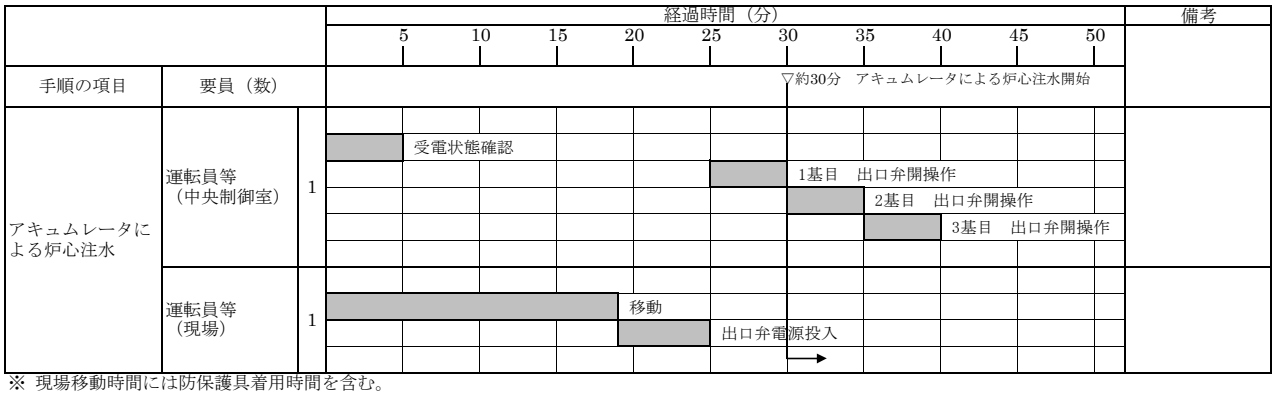
第 1.4.37 図　１次冷却材喪失事象が発生していない場合の原子炉冷却機能喪失時の対応手順（サポート系機能喪失）



第 1.4.38 図　充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水　概略系統

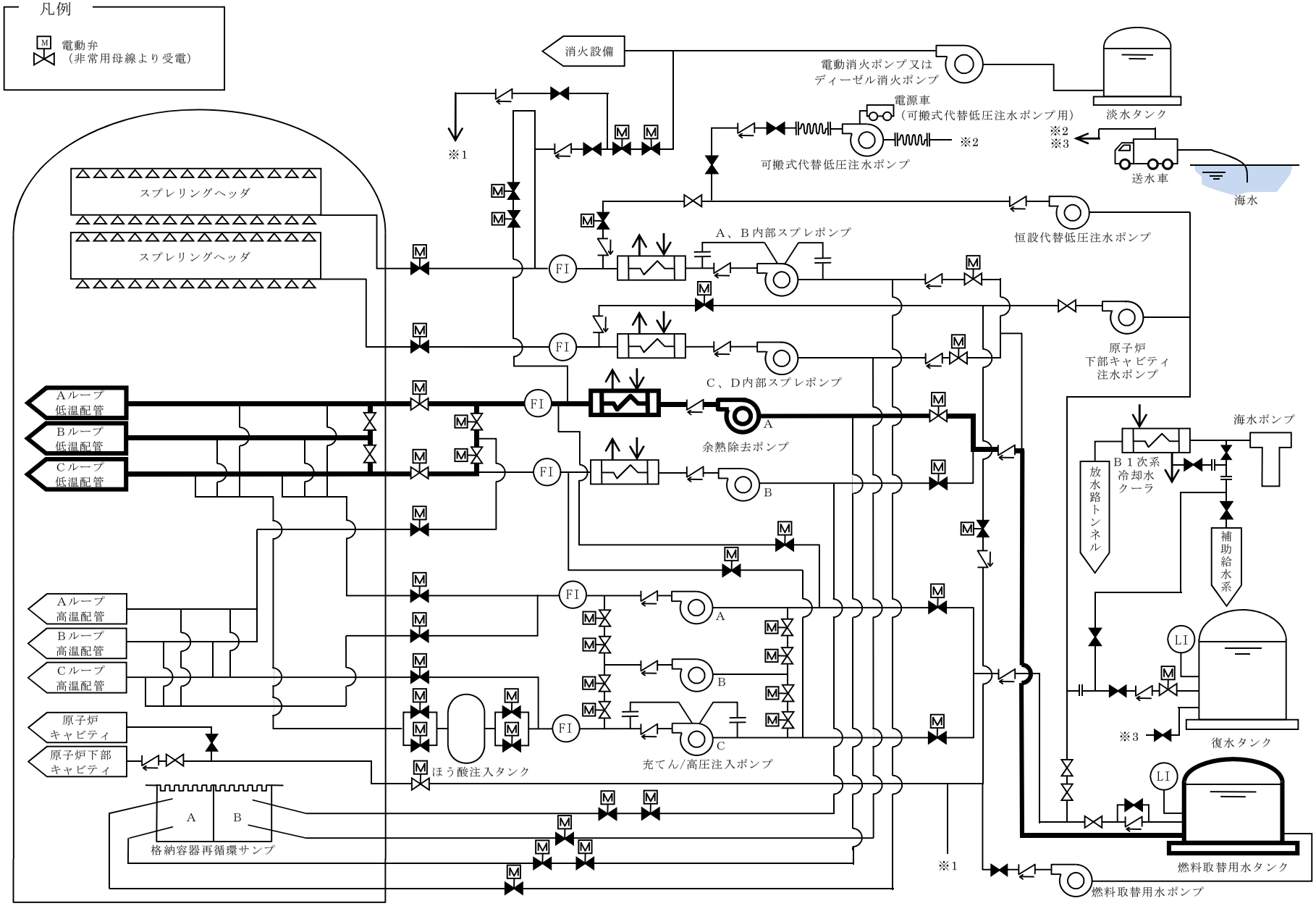


第 1.4.39 図　アキュムレータによる炉心注水　概略系統

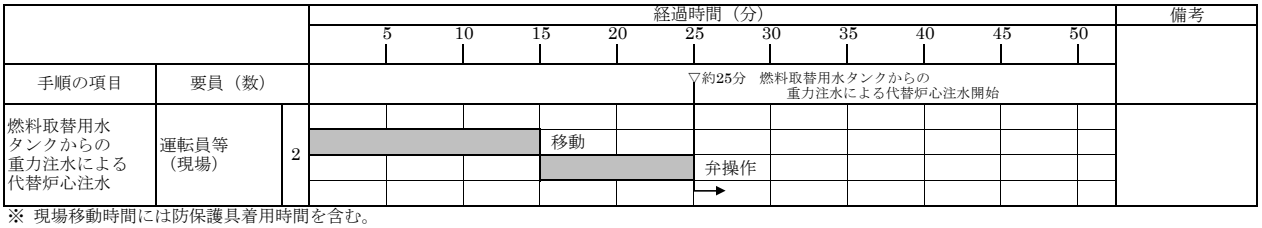


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.40図　アキュムレータによる炉心注水　タイムチャート

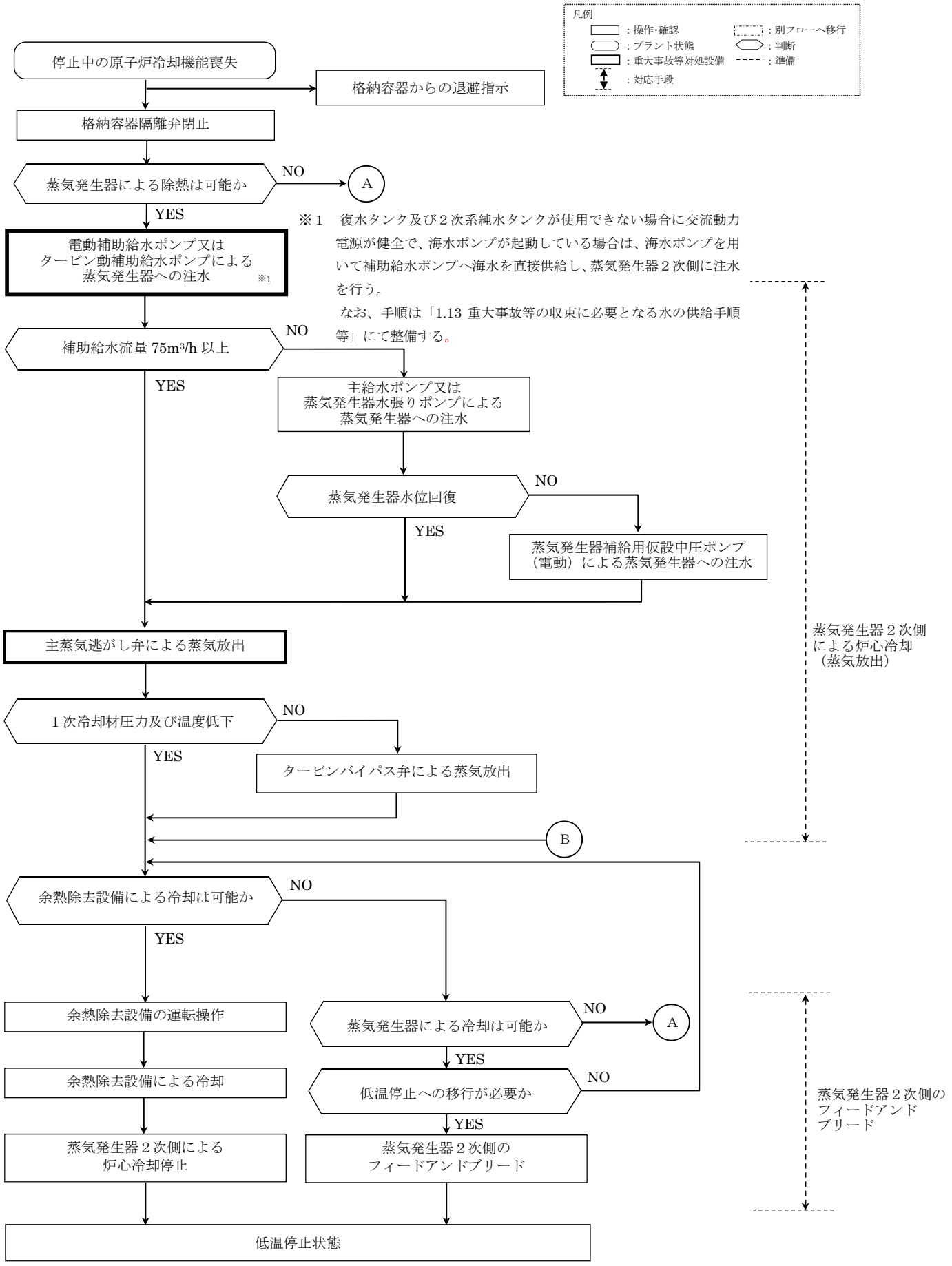


第 1.4.41 図　燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水　概略系統

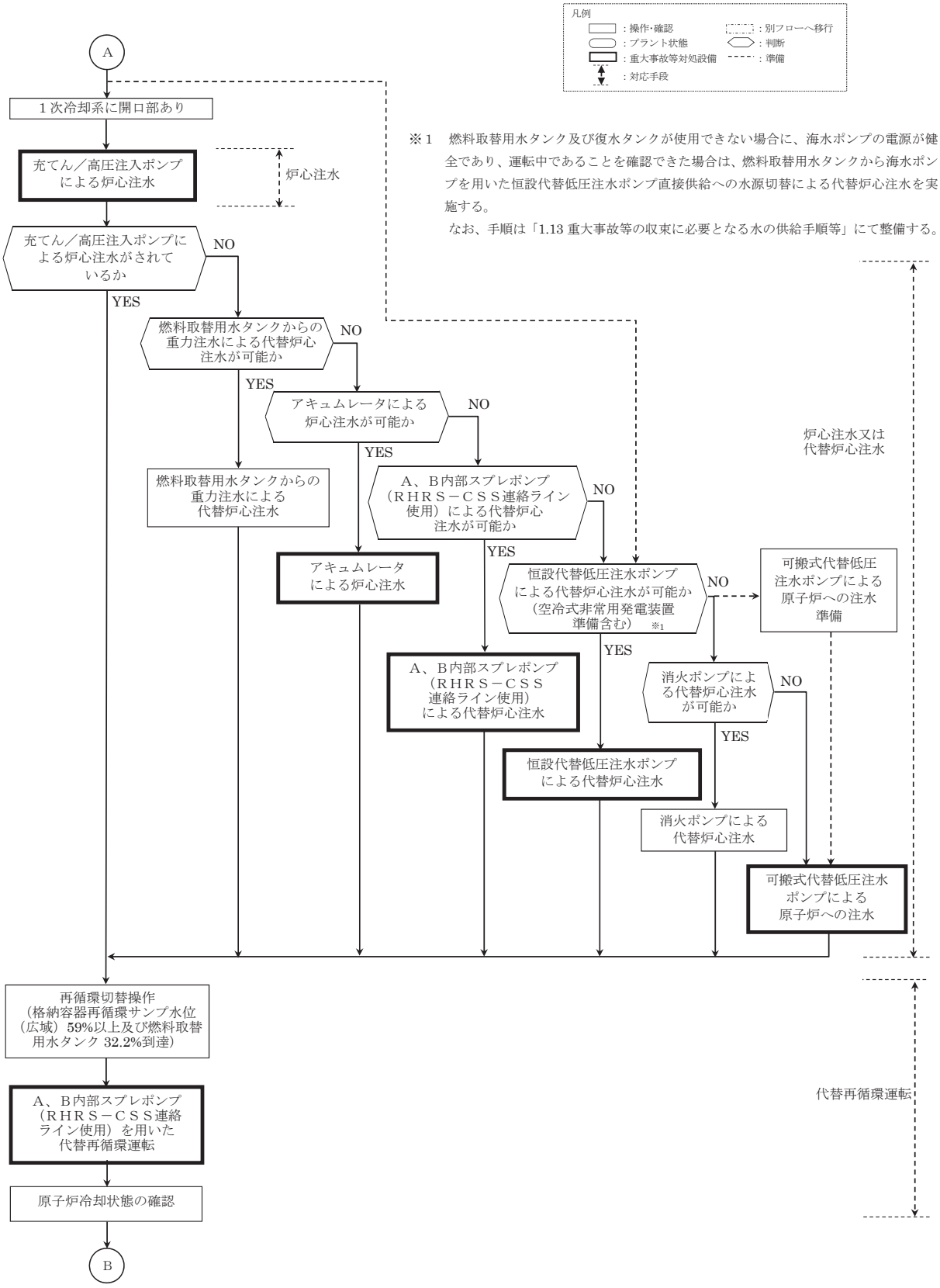


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.42図　燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水　タイムチャート



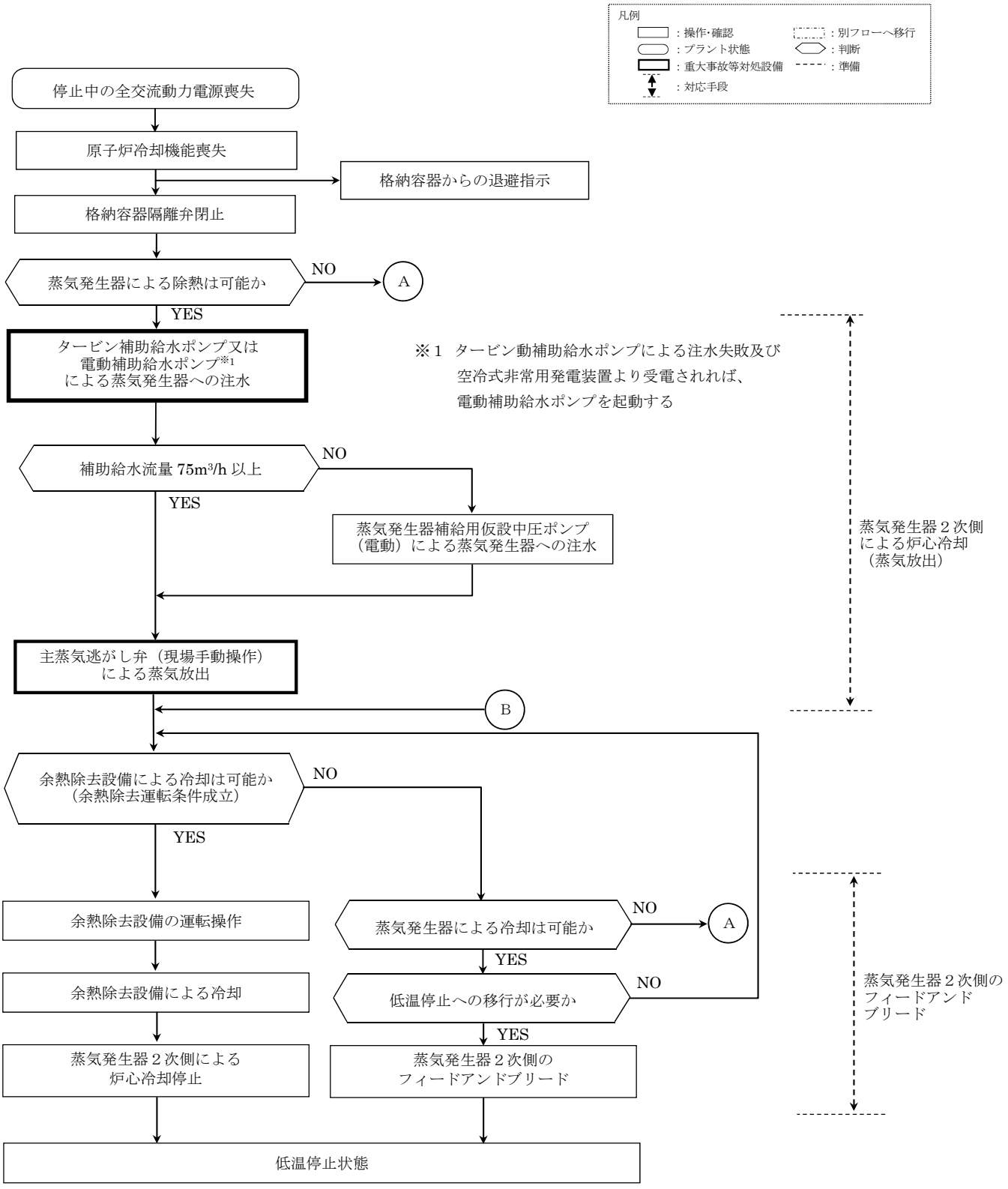
第 1.4.43 図　運転停止中の原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）（１／２）



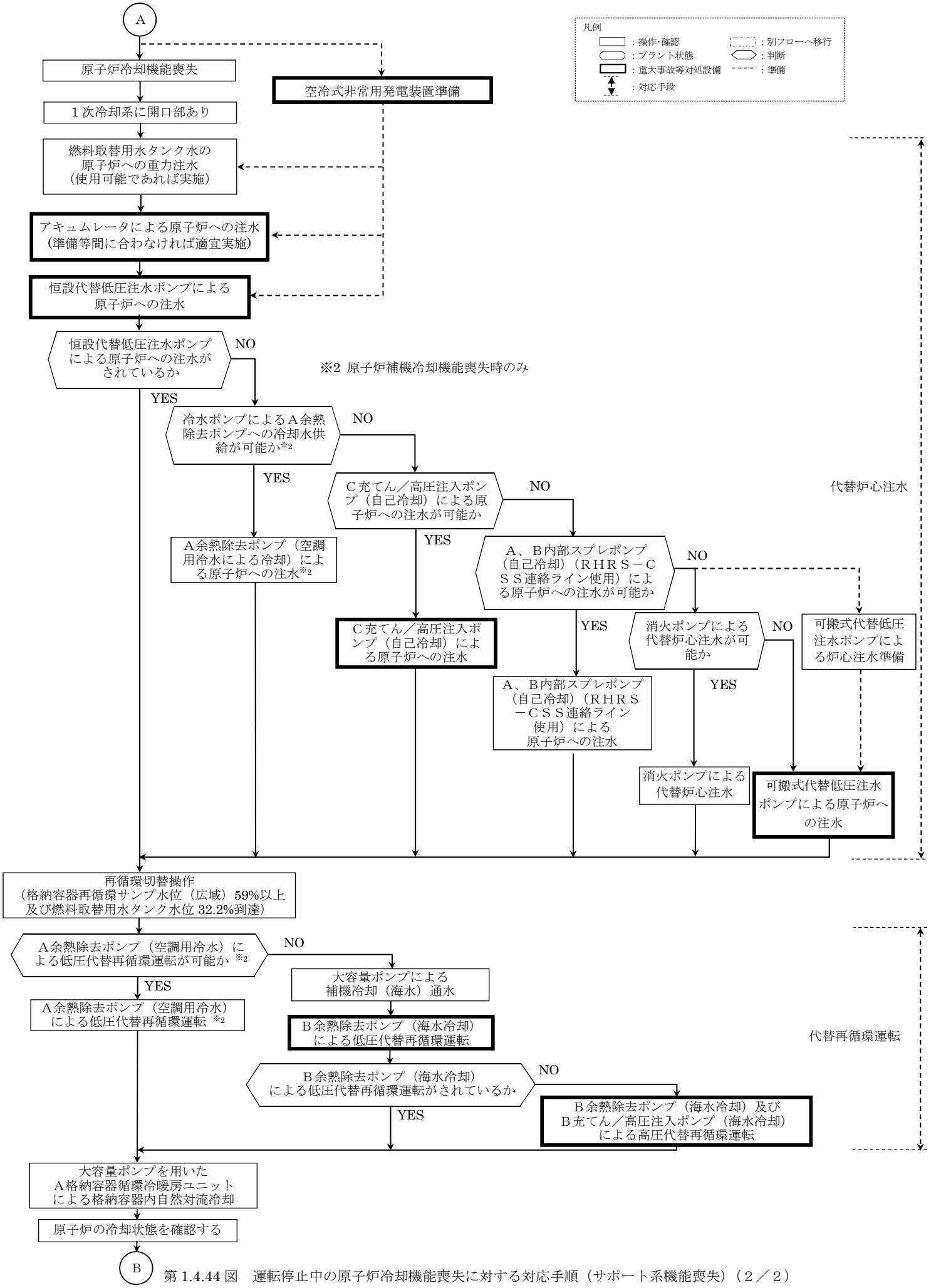
※1　燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、海水ポンプの電源が健全であり、運転中であることを確認できた場合は、燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替による代替炉心注水を実施する。

なお、手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。

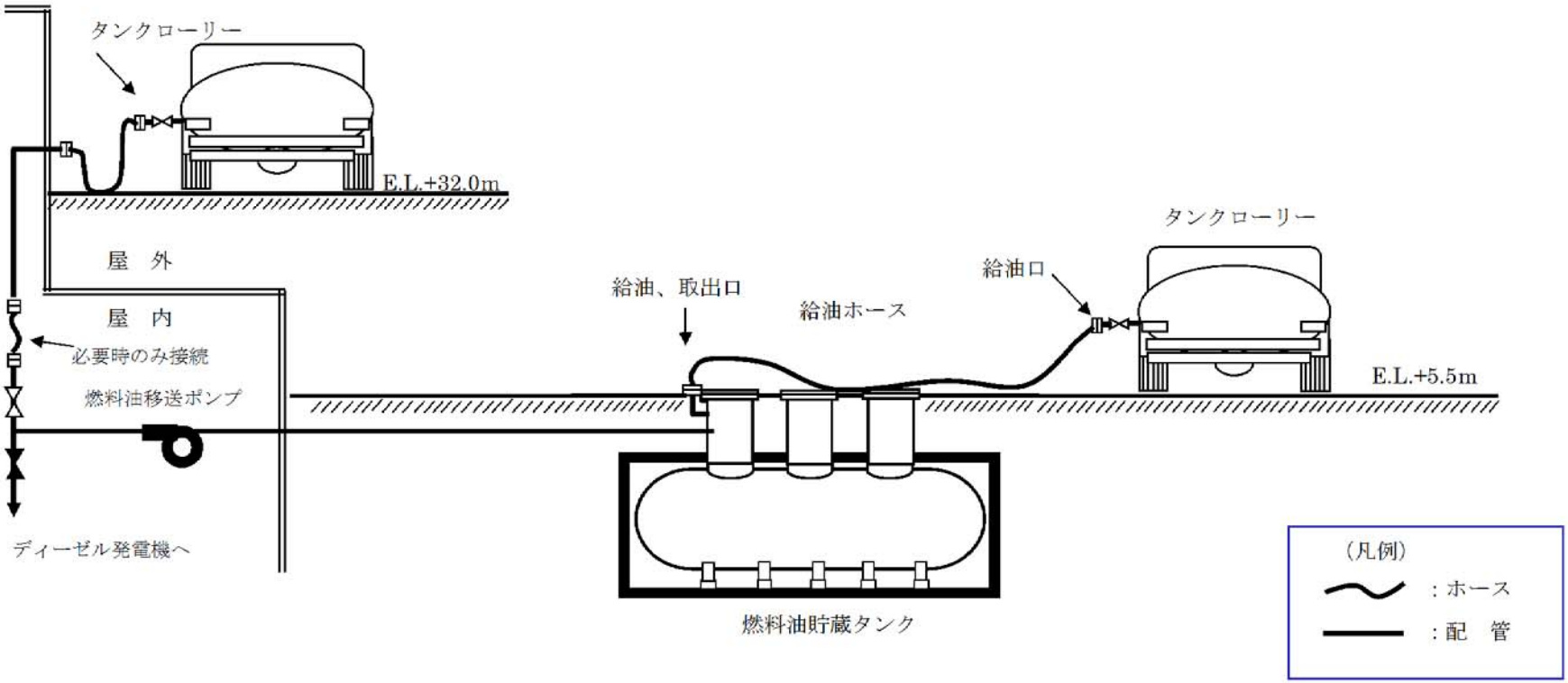
第 1.4.43 図　運転停止中の原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）（２／２）



第 1.4.44 図　運転停止中の原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失）（１／２）

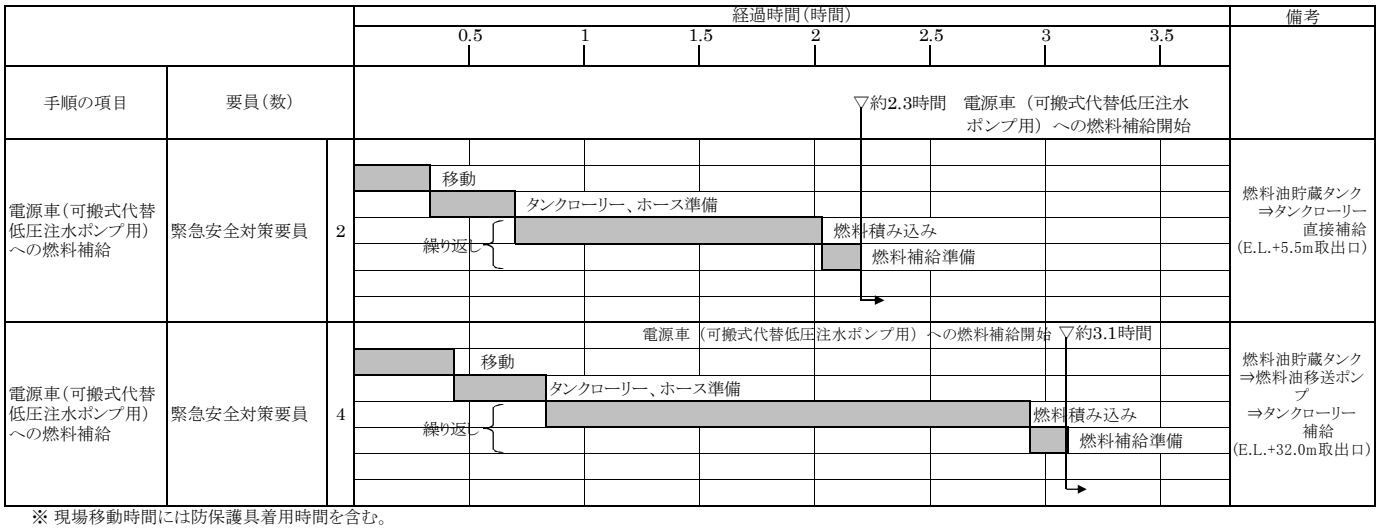


第 1.4.44 図　運転停止中の原子炉冷却機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失）（２／２）



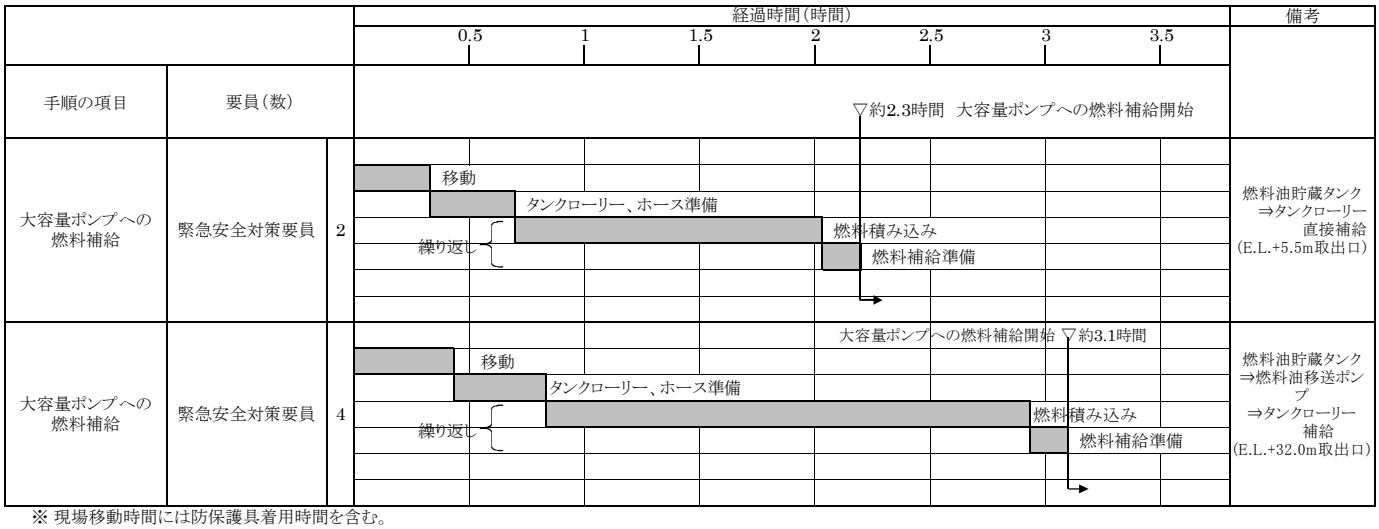
第 1.4.45 図　電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料（重油）補給　概略図

○電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給



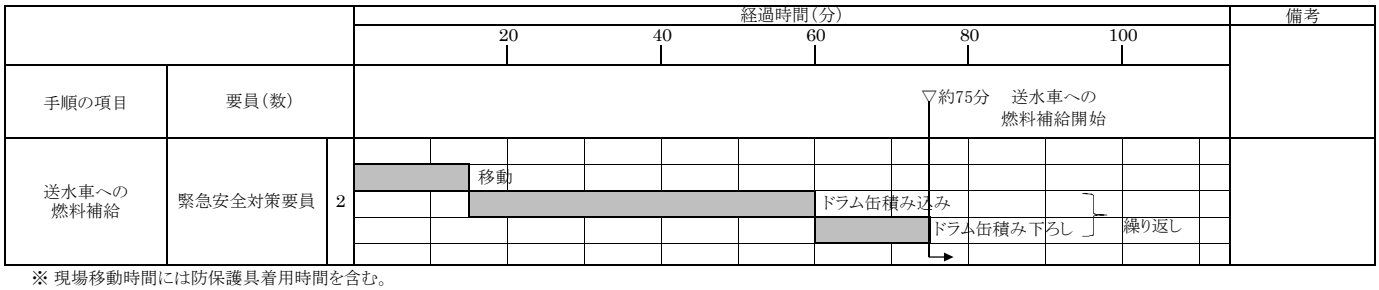
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

○大容量ポンプへの燃料補給



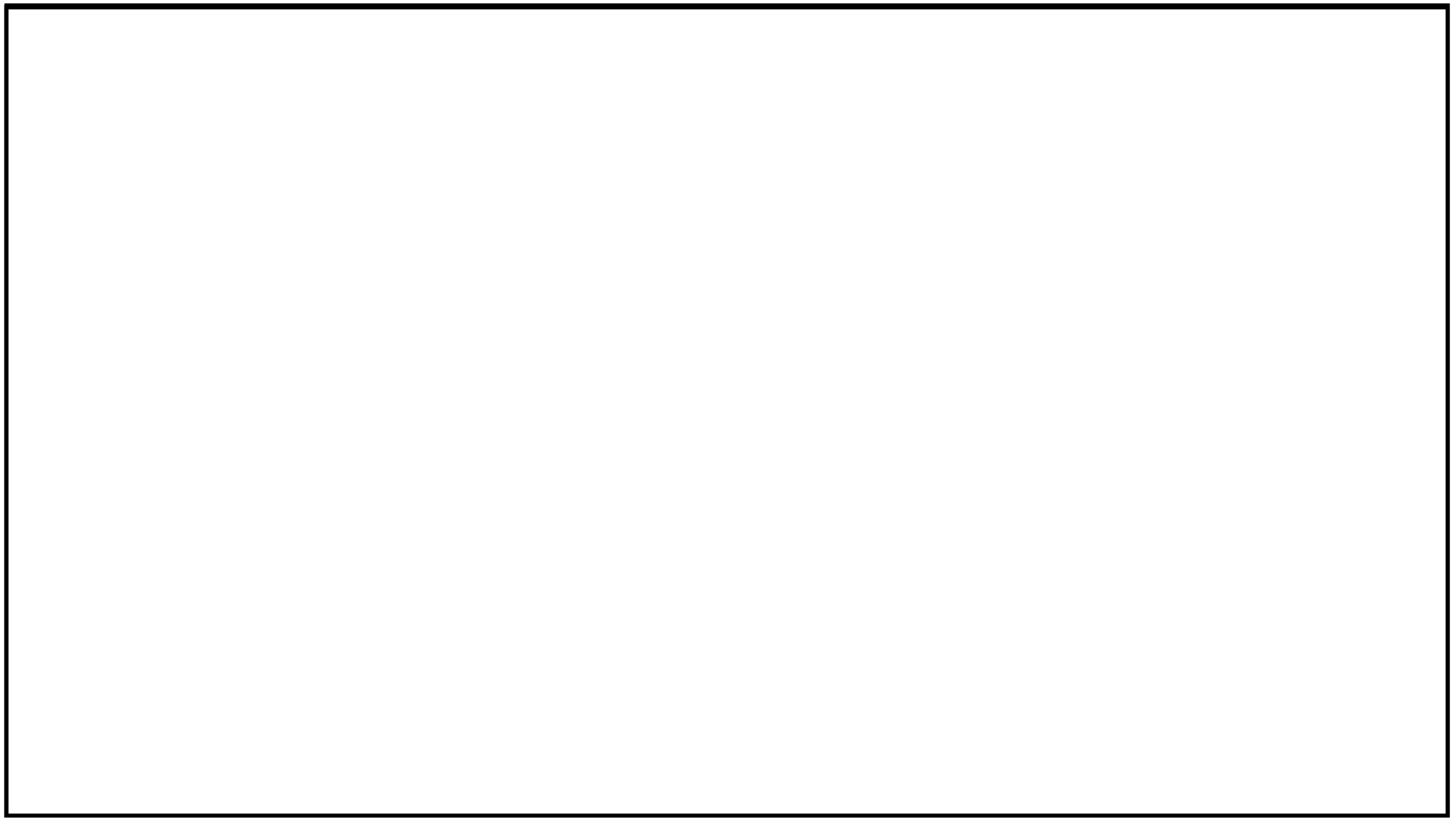
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

○送水車への燃料補給



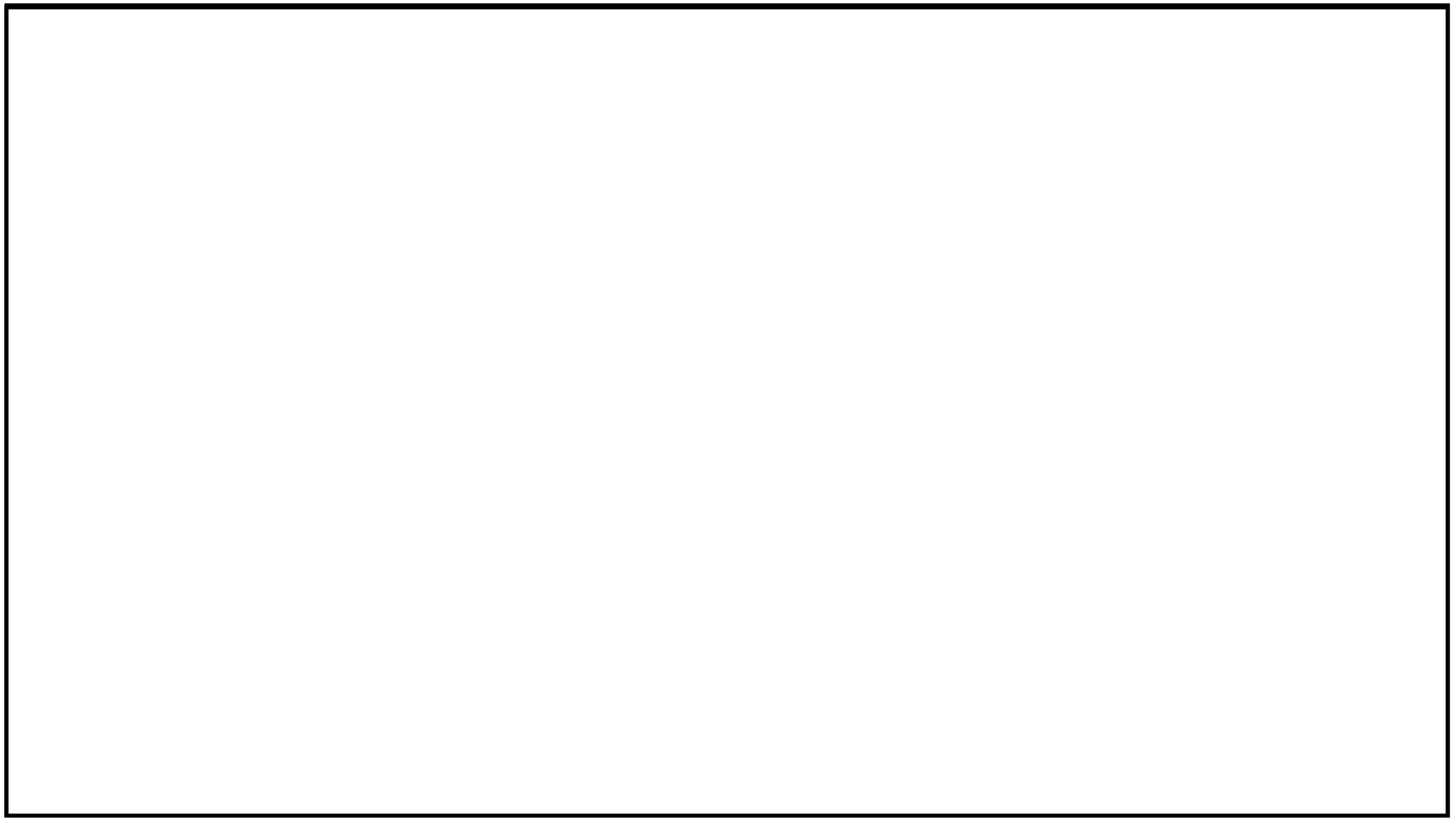
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.4.46図　電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプ及び送水車への燃料補給 タイムチャート



第1.4.47図　燃料補給アクセスルート（１／２）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。



第1.4.47図　燃料補給アクセスルート（２／２）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.5.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
c. 手順等
1.5.2 重大事故等時の手順等
1.5.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等
(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）
a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）
a. 雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復
b. タービンバイパス弁による蒸気放出
c. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復
d. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
e. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
(3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード
a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(4) 格納容器内自然対流冷却

a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

(5) 代替補機冷却

a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水

b. 冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却

(6) 大容量ポンプによる代替補機冷却

a. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却

(7) その他の手順項目にて考慮する手順

(8) 優先順位

1.5.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

(4) 格納容器内自然対流冷却

a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納

容器内自然対流冷却

(5) 大容量ポンプによる代替補機冷却

a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水

b. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却

(6) その他の手順項目にて考慮する手順

(7) 優先順位

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心損傷防止

a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、ＢＷＲにおいては、サプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク（ＵＨＳ）の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系（ＲＨＲ）の使用が不可能な場合について考慮すること。

また、ＰＷＲにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。

最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備は、原子炉補機冷却海水設備及び原子炉補機冷却水設備による冷却機能である。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生じるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.5.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷及び格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生じるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、海水ポンプ及び１次系冷却水ポンプを設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.5.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として、全交流動力電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.5.1表、第1.5.2表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備の機能喪失により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、蒸気発生器２次側への注水設備及び蒸気放出設備を使用した蒸気発生器２次側による炉心冷却により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- タービン動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 主給水ポンプ
- 蒸気発生器水張りポンプ
- 脱気器タンク
- 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

- 雑用空気圧縮機
- タービンバイパス弁
- 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプ本体の故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、蒸気発生器２次側による炉心冷却手段によって、原子炉を冷却後に低温停止へ移行するための蒸気発生器２次側フィードアンドブリードを行う手段がある。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- 消防ポンプ

最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備の機能喪失により、格納容器内で発生した熱を最終ヒートシンクへ輸送できない場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却で使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 大容量ポンプ
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、補機冷却水を確保するため、海水等を使用した代替補機冷却を行う手段がある。

代替補機冷却で使用する設備は以下のとおり。

- 大容量ポンプ
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
- Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）

・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）
・ 冷水ポンプ（Ａ余熱除去ポンプ冷却用）

海水ポンプの故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、大容量ポンプによる代替補機冷却を行う手段がある。

大容量ポンプによる代替補機冷却で使用する設備は以下のとおり。

・ 大容量ポンプ
・ 余熱除去ポンプ
・ １次系冷却水ポンプ
・ １次系冷却水クーラ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

格納容器内自然対流冷却で使用する設備のうち、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替補機冷却で使用する設備のうち、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、原子炉及び格納容器内を冷却するために

必要な設備の機能を回復できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の代替手段として有効である。

・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要があるが、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 雑用空気圧縮機

耐震性がないものの、常用母線が健全であれば、制御用空気喪失時に雑用空気圧縮機から代替制御用空気が供給され、主蒸気逃がし弁の制御用空気として使用できるため有効である。

・ タービンバイパス弁

耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員

等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）のバックアップであり、２次冷却系からの除熱機能喪失時に炉心の冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約6時間を要するが、Ｂ計器用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁の中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

・ 冷水ポンプ（Ａ余熱除去ポンプ冷却用）

換気空調系の冷却用として設置しており、チラーユニットは耐震性がないものの、冷水系が健全であれば、原子炉補機冷却水の代替手段として有効である。

・ 大容量ポンプ、余熱除去ポンプ、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ

大容量ポンプを用いて補機冷却水（大容量ポンプ冷却）を通水するまでに約6時間を要するが、長期的な事故収束のための原子炉の冷却として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失し最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、蒸気発生器２次側への注水設備及び蒸気放出設備を使用し

た蒸気発生器２次側による原子炉を冷却する手段がある。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備は以下のとおり。

- 電動補助給水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- タービン動補助給水ポンプ
- 復水タンク
- 蒸気発生器
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）で使用する設備は以下のとおり。

- 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）
- Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）
- 大容量ポンプ

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、蒸気発生器２次側による炉心冷却手段によって、原子炉を冷却後に低温停止へ移行するための蒸気発生器２次側フィードアンドブリードを行う手段がある。

蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- 消防ポンプ

全交流動力電源が喪失し最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却で使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 大容量ポンプ
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

全交流動力電源が喪失し原子炉補機冷却機能が喪失した場合は、補機冷却水を確保するため、大容量ポンプによる代替補機冷却を行う手段がある。

大容量ポンプによる代替補機冷却で使用する設備は以下のとおり。

- 大容量ポンプ
- Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
- Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 可搬式オイルポンプ
- 燃料油移送ポンプ
- Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）
- 余熱除去ポンプ
- １次系冷却水ポンプ
- １次系冷却水クーラ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、蒸気発生器２次側による炉心冷却で使用する設備のうち、電動補助給水ポンプ、空冷式非常用発電装置、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。格納容器内自然対流冷却で使用する設備のうち、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。大容量ポンプによる代替補機冷却で使用する設備のうち、大容量ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失し最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、原子炉及び格納容器内を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

  ポンプ吐出圧力が約3.0MPa〔gage〕であるため、１次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 消防ポンプ

耐震性がないタービン建屋にアクセスする必要があるが、健全であれば長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

・ 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

・ 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）

交流電源の回復までに時間を要するが、事象発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

・ Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）、大容量ポンプ

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約6時間を要するが、Ｂ計器用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁の中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

・ 大容量ポンプ、余熱除去ポンプ、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ

大容量ポンプを用いて補機冷却水（大容量ポンプ冷却）を通水するまでに約6時間を要するが、長期的な事故収束のための原子炉の冷却として有効である。

c. 手順等

上記のa. 及びb. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.5.3表、第1.5.4表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順等に定める（第1.5.1表、第1.5.2表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.5.2 重大事故等時の手順等

1.5.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行うため、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、中央制御室で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを起動し蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる注水操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である主給水ポンプ又は、蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプが使用できない場合に、主蒸気圧力が約3.0MPa〔gage〕まで低下している場合、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. 雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、計器用空気圧縮機が運転できない場合に、常用設備である雑用空気圧縮機による代替制御用空気を供給する手順を整備する。

また、代替制御用空気が主蒸気逃がし弁へ供給された場合は、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、計器用空気

圧縮機が運転できない場合。

(b) 操作手順

雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.5.2図に、タイムチャートを第1.5.3図に示す。

また、主蒸気逃がし弁を中央制御室から開操作する操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)a.「主蒸気逃がし弁による蒸気放出」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に雑用空気圧縮機による代替制御用空気供給を指示する。

② 運転員等は、現場で雑用空気圧縮機を起動する。

③ 運転員等は、現場で雑用空気圧縮機による代替制御用空気供給の系統構成を実施する。

④ 運転員等は、雑用空気圧縮機による代替制御用空気供給が完了し、主蒸気逃がし弁の開操作が可能となったことを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が主蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、２次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。

c. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、計器用空気圧縮機が機能喪失した場合、主蒸気逃がし弁の現場で手動により、専用工具を用いて開操作し蒸気発生器２次側による原子炉を冷却する手順を整備する。また、常用設備である雑用空気圧縮機から代替制御用空気が主蒸気逃がし弁へ供給された場合、中央制御室にて開操作し蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う手順を整備する。

なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁を現場手動操作により開とする手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、

1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

d. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、計器用空気圧縮機が運転できない場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

e. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室

からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、計器用空気圧縮機が運転できない場合で窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復ができない場合に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

(3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却手段によって原子炉を冷却した後に、海水を水源とする消防ポンプを使用した蒸気発生器への注水による蒸気発生器２次側フィードアンドブリード手順を整備する。

蒸気発生器２次側フィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用し、タービンブローダウンタンクに排出させ、適時放射性物質濃度等を確認し排出する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分

濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、低温停止への移行を判断した場合。

(b) 操作手順

海水を水源とした消防ポンプによる蒸気発生器への注水を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.5.4図に、タイムチャートを第1.5.5図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき低温停止への移行が可能と判断すれば、運転員等に海水を水源とする消防ポンプによる蒸気発生器２次側フィードアンドブリードの準備を指示する。

② 当直課長は、発電所対策本部長に海水を水源とする消防ポンプによる蒸気発生器２次側フィードアンドブリードの準備を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に海水を水源とする消防ポンプによる蒸気発生器２次側フィードアンドブリードの準備を指示する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプ、可搬型ホース等を準備し、車両で所定の位置に移動し敷設する。

⑤ 運転員等は、現場で消防ポンプ接続のための系統構成を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース接続治具の取付け及び可搬型ホースの接続を実施する。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場で蒸気発生器２次側への注水及び主蒸気管水抜きのための系統構成を実施し、系統構成完了

を当直課長に報告する。

⑧ 発電所対策本部長は、蒸気発生器２次側への注水が可能となれば、当直課長へ準備完了を報告する。

⑨ 当直課長は、蒸気発生器２次側への注水を発電所対策本部長に指示する。

⑩ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に蒸気発生器２次側への注水を指示する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で主蒸気管水抜きの系統構成を確認後、消防ポンプを起動する。

⑫ 運転員等は、消防ポンプ起動が確認されれば現場で蒸気発生器２次側フィードアンドブリードを開始する。

⑬ 運転員等は、蒸気発生器２次側フィードアンドブリードを開始したことを当直課長へ報告する。

⑭ 当直課長は、中央制御室で蒸気発生器圧力、水位及び１次冷却材温度の監視を行い、発電所対策本部長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員11名により作業を実施し、所要時間は約3.5時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(4) 格納容器内自然対流冷却

a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した状態において、１次冷却材喪失事象が発生した場合、大容量ポンプを用いてＡ格納容器循環冷暖房ユニ

ットに海水を通水することにより格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失し、原子炉補機冷却水又は原子炉補機冷却海水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

(5) 代替補機冷却

a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプにより、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機に補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能を回復する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプ又は１次系冷却水ポンプの故障等により、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水又は原子炉補機冷却海水の通水を１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、大容量ポンプの系統構成が完了している場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプによる補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能

を回復する手順は以下のとおり。概略系統を第1.5.6図に、タイムチャートを第1.5.7図に示す。

また、大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水後に行うＢ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプによる代替再循環運転操作の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち1.4.2.1(2)b.(a)ⅰ.「Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転」及び1.4.2.1(2)b.(a)ⅱ.「Ｂ余熱除去ポンプ(海水冷却)及びＢ充てん／高圧注入ポンプ(海水冷却)による高圧代替再循環運転」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に大容量ポンプによるＢ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水の系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に大容量ポンプによるＢ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプによるＢ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で大容量ポンプによるＢ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水のため、原子炉補機冷却系の系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの配置、可搬型ホースの配置、接続及び海水系と原子炉補機冷却系を接続するディスタンスピース取替えを実施する。

⑥ 運転員等は、現場で大容量ポンプの接続完了及び海水系と原子炉補機冷却系を接続するディスタンスピース取替え完了を確認し、中央制御室及び現場で接続後の系統構成を実施する。

⑦ 発電所対策本部長は、補機冷却水（海水）通水が可能となれば、当直課長へ準備完了を報告する。

⑧ 当直課長は、補機冷却水（海水）通水を発電所対策本部長に指示する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプの起動及び補機冷却水（海水）通水の開始を指示する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプを起動し、起動状態を確認後、発電所対策本部長に報告する。

⑪ 発電所対策本部長は、補機冷却水（海水）通水したことを当直課長に報告する。

⑫ 当直課長は、各補機の機能が回復したことの確認を運転員等に指示する。

⑬ 運転員等は、大容量ポンプ起動後、現場でＢ充てん／高圧注入ポンプ、Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ計器用空気圧縮機の補機冷却水流量等にて補機冷却水（海水）が通水されていることを確認する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で各補機の機能が回復したことを確認し、当直課長に報告する。

⑮ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプは約 4.1 時間の運転が可能。）。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員10名により作業を実施し、所要時間は約6時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホ

ースを配備する。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却

1次系冷却水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、冷水ポンプによるA余熱除去ポンプの代替補機冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

1次系冷却水ポンプの故障等により、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、1次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、非常用炉心冷却設備作動信号が発信している場合。

(b) 操作手順

冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.5.8図に、タイムチャートを第1.5.9図に示す。

また、冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却後に行うA余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水操作の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(b)「A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に冷水ポンプによるA余熱除去ポンプへの代替補機冷却のための系統構成を指示する。

② 運転員等は、現場でA余熱除去ポンプの補機冷却水（冷水）を通水するための系統構成を実施する。

③ 当直課長は、冷水ポンプによるA余熱除去ポンプの補機冷却が

可能となれば、運転員等へ補機冷却水（冷水）通水開始を指示する。

④ 運転員等は、現場でＡ余熱除去ポンプへの補機冷却水（冷水）通水を開始する。

⑤ 運転員等は、現場でＡ余熱除去ポンプ冷却水出口流量の確認により、Ａ余熱除去ポンプに補機冷却水（冷水）が通水されていることを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間については約55分を想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(6) 大容量ポンプによる代替補機冷却

a. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却

海水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した状態において、大容量ポンプを使用し、補機冷却水を冷却することにより、余熱除去系を運転し低温停止へ移行する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

海水ポンプの故障等により、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、低温停止への移行を判断した場合。

(b) 操作手順

補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却の手順は以下のとおり。概略系統を第1.5.10図に、タ

イムチャートを第1.5.11図に示す。

低温停止への移行に伴う余熱除去ポンプの操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき低温停止への移行を判断した場合、運転員等に大容量ポンプによる１次系冷却水クーラへの海水通水準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき低温停止への移行を判断した場合、発電所対策本部長に大容量ポンプによる１次系冷却水クーラへの海水通水準備作業を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプによる１次系冷却水クーラへの海水通水準備作業を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で大容量ポンプによる１次系冷却水クーラへの海水通水のための系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場の状況を確認し、大容量ポンプ設備の接続系統を判断し、大容量ポンプの配置、資機材の運搬及び配置、可搬型ホース接続を実施する。

⑥ 運転員等は、中央制御室及び現場で大容量ポンプ接続後の系統構成を実施する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプを起動し、海水供給を開始する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で１次系冷却水クーラの冷却水流量の指示により海水が通水されていることを確認し、当直課長に報告する。

⑨ 当直課長は、発電所対策本部長に大容量ポンプにより１次系冷却水クーラへ海水が通水されたことを報告する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプは約 4.1 時間の運転が可能。）。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員7名により作業を実施し、所要時間は約6時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(7) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

復水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(8) 優先順位

フロントライン系機能喪失時に、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合の対応手段である蒸気発生器2次側による原子炉の冷却のために蒸気発生器へ注水する優先順位は、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)、消防ポンプの順である。補助給水ポンプの使用は、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば、電動補助給水ポンプを優先し、電動補助給水ポンプが使用できなければター

ビン動補助給水ポンプを使用する。常用設備である主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプの使用は、操作の容易性から主給水ポンプを優先し、主給水ポンプが使用できなければ蒸気発生器水張りポンプを使用する。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）は、雑用空気圧縮機による代替制御用空気の供給により中央制御室からの遠隔操作が可能となる主蒸気逃がし弁の開操作、タービンバイパス弁の開操作の順で実施する。

雑用空気圧縮機による代替制御用空気の供給が実施できない場合は、現場で手動により、専用工具を用いて主蒸気逃がし弁を開操作する。ただし、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔操作する必要がある場合は、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。乾燥空気に条件が近い窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による空気供給操作を行う。

消防ポンプは、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、低温停止への移行を判断した場合に、蒸気発生器に注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.5.12図に示す。

1.5.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）

a. タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行うため、タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水

を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

電動補助給水ポンプは空冷式非常用発電装置からの給電後に使用可能となる。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時において、蒸気発生器へ注水されていることを補助給水流量等により確認できない場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる注水操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合に、主蒸気圧力が約3.0MPa〔gage〕まで低下している場合、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁を現場で手動により、専用工具を用いて開操作し、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失し、主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失した場合において、中央制御室から主蒸気逃がし弁を操作できないことを主蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2 (2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室

からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合で窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復ができない場合に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源喪失により、原子炉補機冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して機能を回復する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合に、長期的に中央制御室で操作する等、Ｂ計器用空気圧縮機の起動が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機の補機冷却海水通水による機能回復する手順は以下のとおり。概略系統は第1.5.6図に、タイムチャートは第1.5.13図に示す。

大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復後の主蒸気逃がし弁の操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機(海水冷却)による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水の

系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で、大容量ポンプによるＢ計器用空気圧縮機への補機冷却水（海水）通水のため、原子炉補機冷却系で海水通水に不要な箇所を切離すための系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの配置、可搬型ホースの配置、接続及び海水系と原子炉補機冷却系を接続するディスタンスピース取替えを実施する。

⑥ 運転員等は、現場で大容量ポンプの接続完了及び海水系と原子炉補機冷却系を接続するディスタンスピース取替え完了を確認し、中央制御室及び現場で接続後の系統構成を実施する。

⑦ 発電所対策本部長は、補機冷却水（海水）通水が可能となれば、当直課長へ準備完了を報告する。

⑧ 当直課長は、補機冷却水（海水）通水を発電所対策本部長に指示する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に対し大容量ポンプの起動及び補機冷却水（海水）通水の開始を指示する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプを起動し、起動状態を確認後、発電所対策本部長に報告する。

⑪ 発電所対策本部長は、補機冷却水（海水）通水したことを当直課長に報告する。

⑫ 当直課長は、各補機の機能が回復したことの確認を運転員等に指示する。

⑬ 運転員等は、大容量ポンプ起動後、現場でＢ計器用空気圧縮機の補機冷却水温度にて補機冷却水（海水）が通水されているこ

とを確認する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で各補機の機能が回復したことを確認し、当直課長に報告する。

⑮ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプは約 4.1 時間の運転が可能。）。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員10名により作業を実施し、所要時間は約6時間と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう、作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、蒸気発生器２次側による炉心冷却手段によって原子炉を冷却した後に、海水を水源とした消防ポンプを使用した蒸気発生器への注水による蒸気発生器２次側フィードアンドブリードを行う。蒸気発生器２次側フィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用し、タービンブローダウンタンクに排出させ、適時放射性物質濃度等を確認し排出する。

なお、海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分

濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）手段によって低温停止への移行を判断した場合。

(b) 操作手順

1.5.2.1(3)a.と同様。

(4) 格納容器内自然対流冷却

a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器内において発生した熱を最終ヒートシンクへ輸送する必要がある場合は、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が発生した場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

(5) 大容量ポンプによる代替補機冷却

a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水

運転中又は運転停止中に、全交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷

却機能が喪失した場合、大容量ポンプにより、B充てん／高圧注入ポンプ、B余熱除去ポンプ及びB計器用空気圧縮機に補機冷却水（海水）を通水し、各補機の機能を回復する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が発生した場合。

(b) 操作手順

1.5.2.1(5)a.と同様。

b. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、大容量ポンプを使用し、補機冷却水を冷却することにより、余熱除去系を運転し低温停止へ移行する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、低温停止への移行を判断した場合。

(b) 操作手順

1.5.2.1(6)a.と同様。

(6) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプへの燃料補給の手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

復水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器２次側による炉心

冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(7) 優先順位

全交流動力電源が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失している場合の冷却手段として、蒸気発生器２次側による炉心冷却のための蒸気発生器へ注水する優先順位は、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、消防ポンプの順である。空冷式非常用発電装置からの給電前は、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を行う。空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合は、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

主蒸気逃がし弁による２次冷却系からの除熱は、現場で手動による専用工具を用いた主蒸気逃がし弁開操作により行う。ただし、現場での主

蒸気逃がし弁開操作ができない場合は、窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）又はＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。乾燥空気に条件が近い窒素ボンベ(主蒸気逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による空気供給操作を行う。

消防ポンプは、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、低温停止への移行を判断した場合に、蒸気発生器に注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.5.14図に示す。

第 1.5.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（フロントライン系機能喪失時）（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	海水ポンプ 又は １次系冷却水ポンプ	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ※2	重大事故等対処設備	a,b	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ				
			復水タンク				
			蒸気発生器				
			主給水ポンプ※3	多様性拡張設備			
			蒸気発生器水張りポンプ※3				
			脱気器タンク				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3			蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）				
			復水タンク			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
		蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）	雑用空気圧縮機	多様性拡張設備		主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービンバイパス弁				
			主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※4	重大事故等対処設備	a,b		
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）※4	多様性拡張設備			
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）※4				
		蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※7	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
						消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※5	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			大容量ポンプ				
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※5				
			燃料油貯蔵タンク※6			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			タンクローリー※6				
			燃料油移送ポンプ※6		a		

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※6 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.5.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（フロントライン系機能喪失時）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	海水ポンプ 又は １次系冷却水 ポンプ	代替補機冷却	大容量ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	大容量ポンプを用いた 原子炉補機冷却系 通水による 原子炉冷却等の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※5				
			タンクローリー※5				
			燃料油移送ポンプ※5		a		
			B余熱除去ポンプ（海水冷却）※2※6		a,b	大容量ポンプによる 原子炉補機冷却系 通水の手順	ＳＡ所達※1
			B充てん／高圧注入ポンプ （海水冷却）※2※6				
			B計器用空気圧縮機 （海水冷却）※2※3※4	多様性拡張設備			
			冷水ポンプ （A余熱除去ポンプ冷却用）※2※6			空調用冷水ポンプによる A余熱除去ポンプ代替補機 冷却により原子炉を 冷却する手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
	海水ポンプ	大容量ポンプによる代替補機冷却	大容量ポンプ	多様性拡張設備		大容量ポンプを用いた 海水系通水による 原子炉冷却の手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
			余熱除去ポンプ※2				
			１次系冷却水ポンプ※2			大容量ポンプによる 海水系通水の手順	ＳＡ所達※1
			１次系冷却水クーラ				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※5 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.5.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（サポート系機能喪失時）（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）	電動補助給水ポンプ	重大事故等対処設備	a	蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			空冷式非常用発電装置※2				
			タービン動補助給水ポンプ		a,b		
			復水タンク				
			蒸気発生器				
			燃料油貯蔵タンク※4			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※4		a		
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）※3	多様性拡張設備		蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1
			復水タンク				
		蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）	主蒸気逃がし弁（現場手動操作）※5	重大事故等対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）※5	多様性拡張設備			
			可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）※5				
			B計器用空気圧縮機（海水冷却）※3※5			主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			大容量ポンプ			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順	ＳＡ所達※1
		蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード	消防ポンプ※6	多様性拡張設備		消防ポンプを用いた蒸気発生器２次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
						消防ポンプによる蒸気発生器への注水の手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※6 ：蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード時は、主蒸気ドレンラインを使用する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.5.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（サポート系機能喪失時）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット※4	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			大容量ポンプ				
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※4			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※3				
			タンクローリー※3				
			燃料油移送ポンプ※3		a		
		大容量ポンプによる代替補機冷却	大容量ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	大容量ポンプを用いた原子炉補機冷却系通水による原子炉冷却等の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）※5				
			Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）※5		c		
			空冷式非常用発電装置※2		a,b	大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※3※8				
			タンクローリー※3※8				
			可搬式オイルポンプ※8				
			燃料油移送ポンプ※3※8		a		
			Ｂ計器用空気圧縮機（海水冷却）※6※7	多様性拡張設備		大容量ポンプを用いた海水系通水による原子炉冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			余熱除去ポンプ				
			１次系冷却水ポンプ				
			１次系冷却水クーラ			大容量ポンプによる海水系通水の手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 」にて整備する。
※7 ：手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。
※8 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.5.3表　重大事故等対処に係る監視計器

1.5　最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

監視計器一覧（１／１３）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="4">a. 電動補助給水ポンプ又は
タービン動補助給水ポンプに
よる蒸気発生器への注水</td><td rowspan="3">判断基準</td><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td>－</td><td>－</td></tr>
<tr><td rowspan="8">b. 主給水ポンプ又は蒸気
発生器水張りポンプによる
蒸気発生器への注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・脱気器水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（２／１３）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td rowspan="5">最終ヒートシンクの確保</td><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>・給水流量計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（３／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
a. 雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	補機監視機能	・A、Bヘッダ計器用空気圧力計
		主蒸気逃がし弁を中央制御室から開操作する操作手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)a.「主蒸気逃がし弁による蒸気放出」にて整備する。	
b. タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	電源	・４－３A１、A２、B電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・復水器真空度計（広域）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。	

監視計器一覧（４／１３）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）</td></tr>
<tr><td rowspan="8">c. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="7">判断基準</td><td rowspan="6">最終ヒートシンクの確保</td><td>・主蒸気圧力計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>・給水流量計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（５／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
d. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	
e. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
			・給水流量計（狭域）
			・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
			・A、Bヘッダ計器用空気圧力計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（６／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード			
a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
(4) 格納容器内自然対流冷却			
a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。	

監視計器一覧（７／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (5) 代替補機冷却			
a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	補機冷却	・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（封水クーラ）
			・Ｂ－充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量計（オイルクーラ）
			・Ｂ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
			・Ｂ計器用空気圧縮機シリンダ出口冷却水温度計
		Ｂ余熱除去ポンプ及びＢ充てん／高圧注入ポンプによる代替再循環運転操作の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち 1.4.2.1(2)b.(a) ⅰ.「Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転」及び 1.4.2.1(2)b.(a) ⅱ.「Ｂ余熱除去ポンプ(海水冷却)及びＢ充てん／高圧注入ポンプ(海水冷却)による高圧代替再循環運転」にて整備する。	

監視計器一覧（８／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等 (5) 代替補機冷却			
b. 冷水ポンプによるＡ余熱除去ポンプ代替補機冷却	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
		補機冷却	・Ａ－余熱除去ポンプ冷却水出口流量指示計
	操作	Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水操作の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(b)「Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水」にて整備する。	
(6) 大容量ポンプによる代替補機冷却			
a. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
	操作	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口海水流量計

監視計器一覧（９／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (1) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）			
a. タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	－	－
b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2) b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。	

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（１０／１３）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.5.2.2　サポート系機能喪失時の手順等
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）</td></tr>
<tr><td rowspan="6">a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="4">最終ヒートシンクの確保</td><td>・主蒸気圧力計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計</td></tr>
<tr><td rowspan="4">最終ヒートシンクの確保</td><td>・主蒸気圧力計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">c. 可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力計</td></tr>
<tr><td rowspan="4">最終ヒートシンクの確保</td><td>・主蒸気圧力計</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・蒸気発生器水位計（狭域）</td></tr>
<tr><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.3　原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「可搬式空気圧縮機（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１１／１３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）			
d. 大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・Ｂヘッダ計器用空気圧力計
	操作	補機監視機能	・Ｂヘッダ計器用空気圧力計
		補機冷却	・Ｂ計器用空気圧縮機シリンダ出口冷却水温度計
		主蒸気逃がし弁操作手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)d.「大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧（１２／１３）

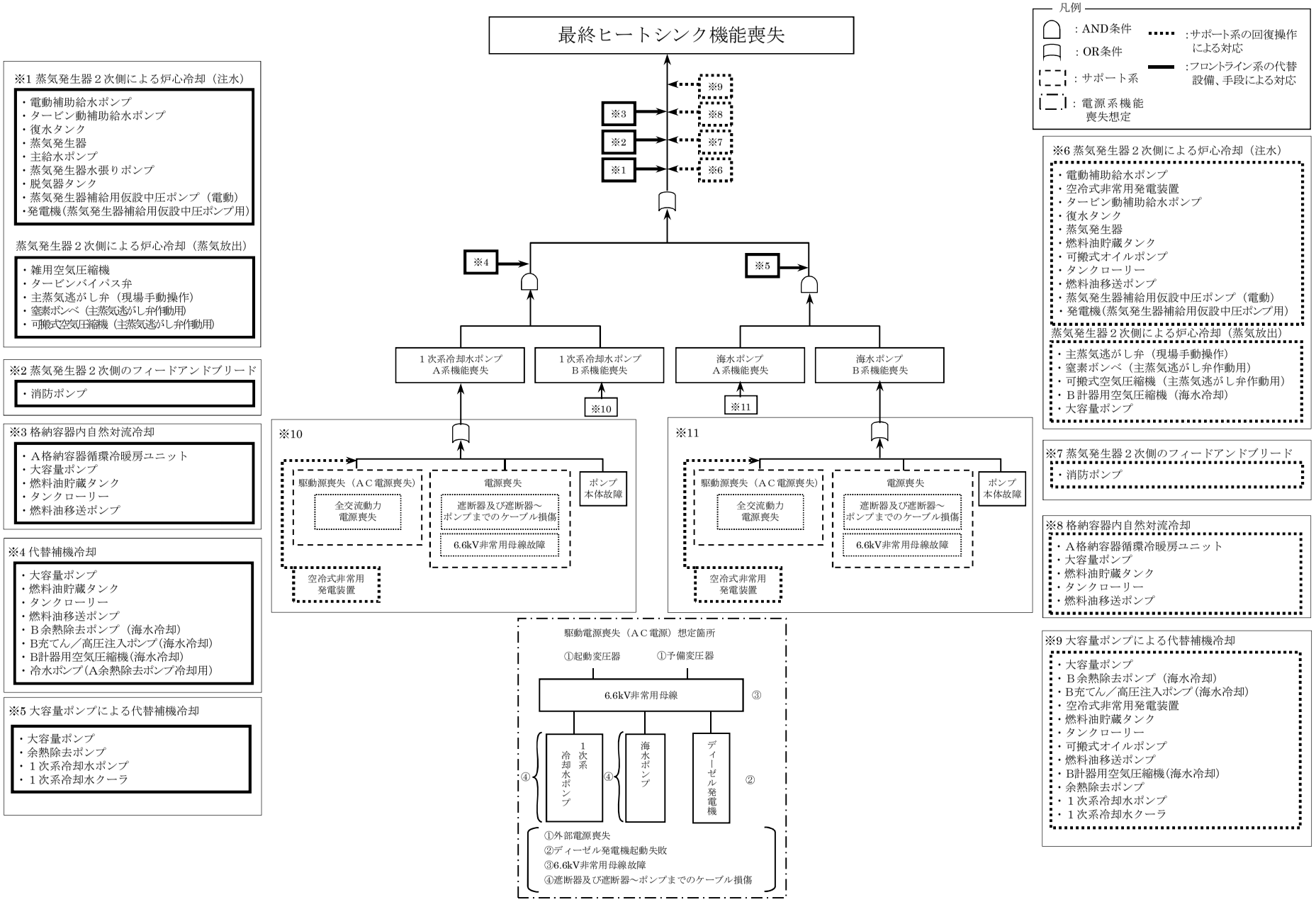
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (3) 蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード			
a. 消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器水位計（広域）
	操作	1.5.2.1(3)a.と同様。	
(4) 格納容器内自然対流冷却			
a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。	

監視計器一覧（１３／１３）

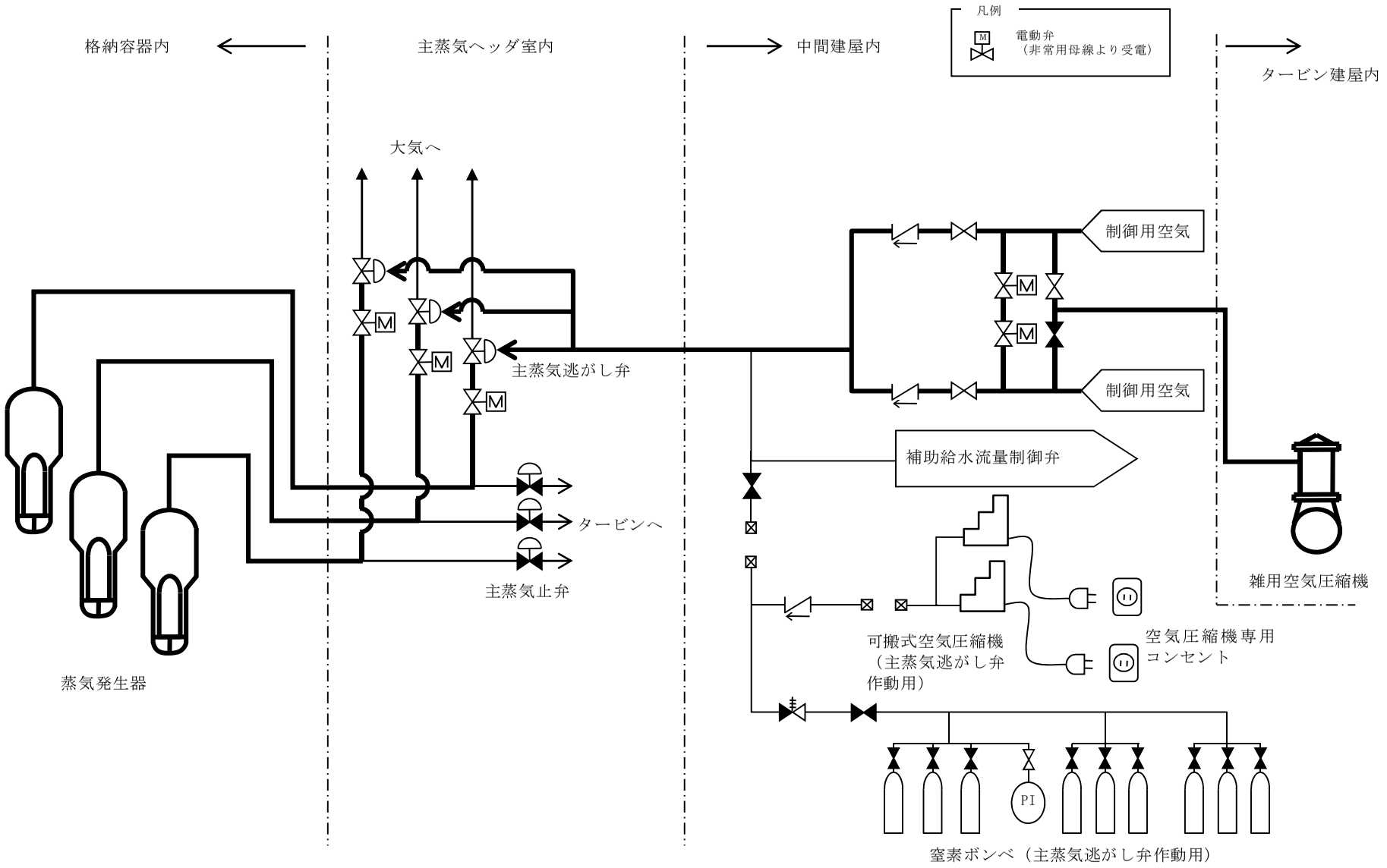
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.5.2.2　サポート系機能喪失時の手順等 (5) 大容量ポンプによる代替補機冷却			
a. 大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	1.5.2.1(5)a.と同様。	
b. 補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
	操作	1.5.2.1(6)a.と同様。	

第1.5.4表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

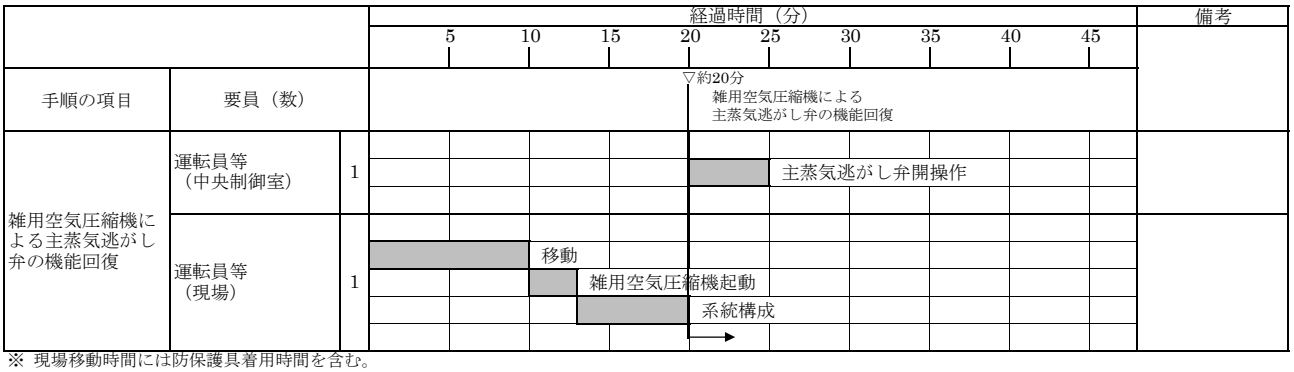
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	Ａ電動補助給水ポンプ	４－３Ｃ非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線
	Ｂ余熱除去ポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線



第1.5.1図　機能喪失原因対策分析

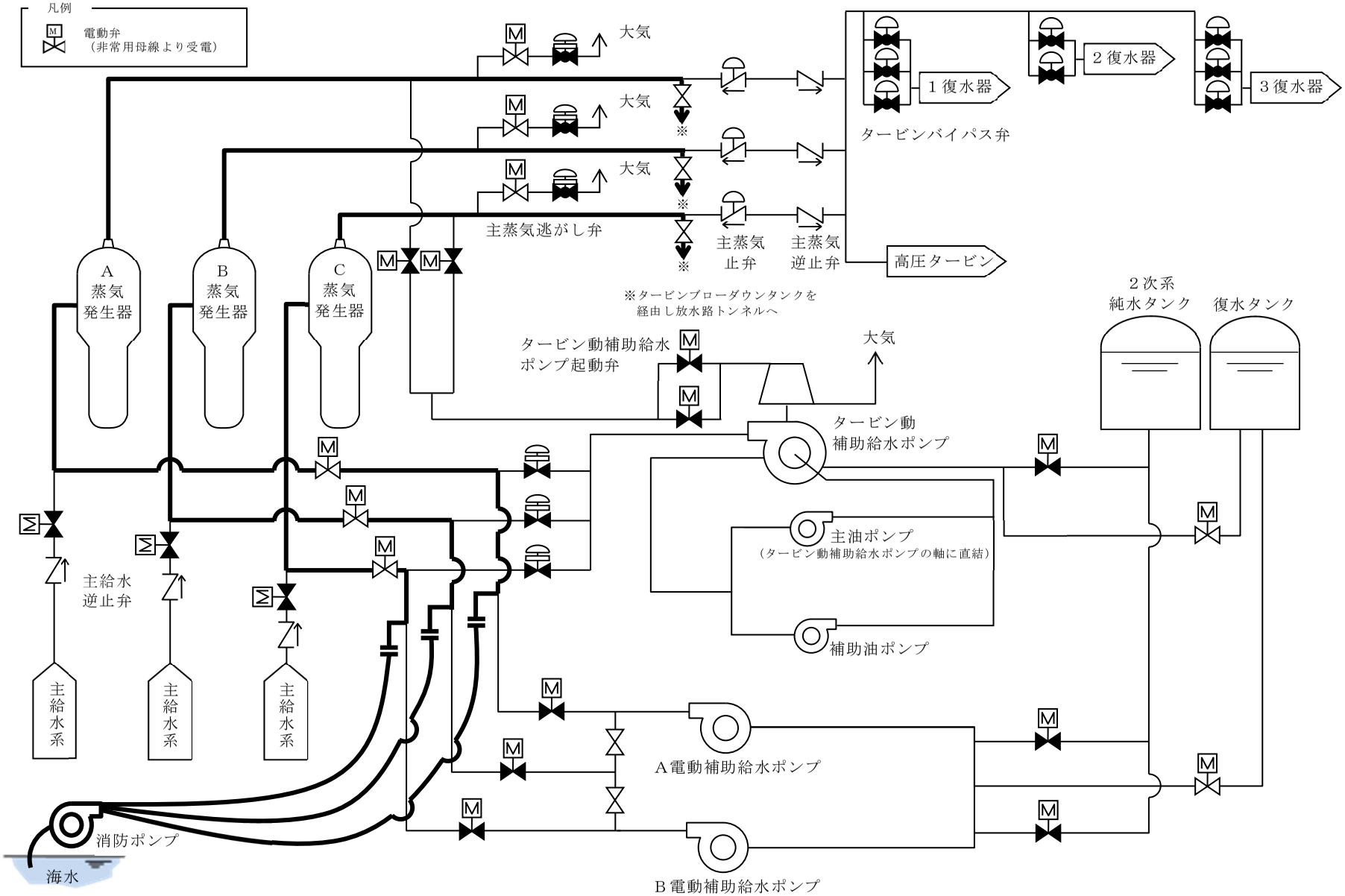


第 1.5.2 図　雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復　概略系統

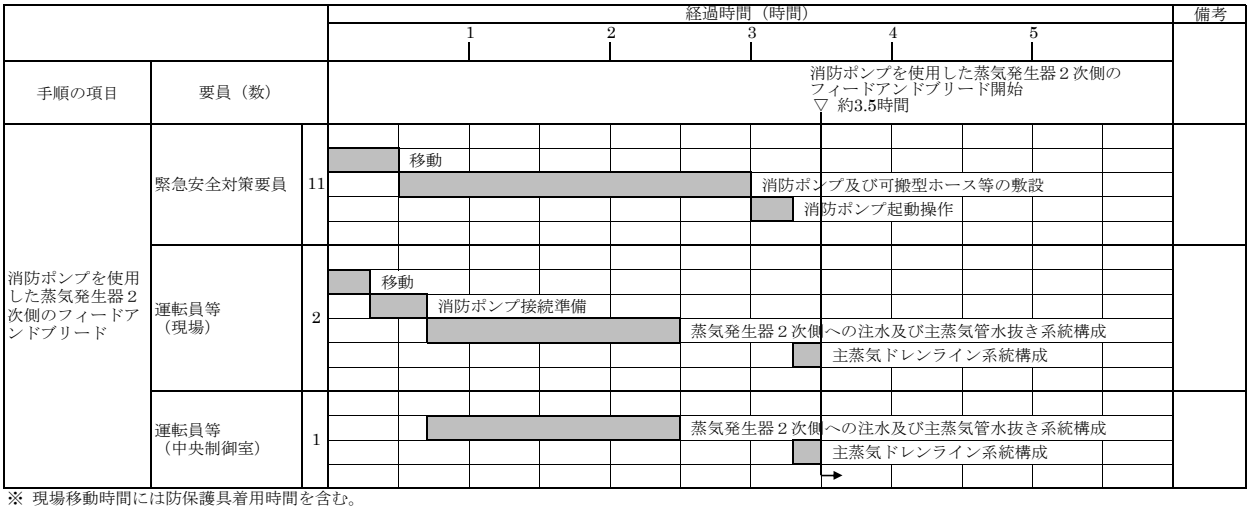


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.3図　雑用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復　タイムチャート

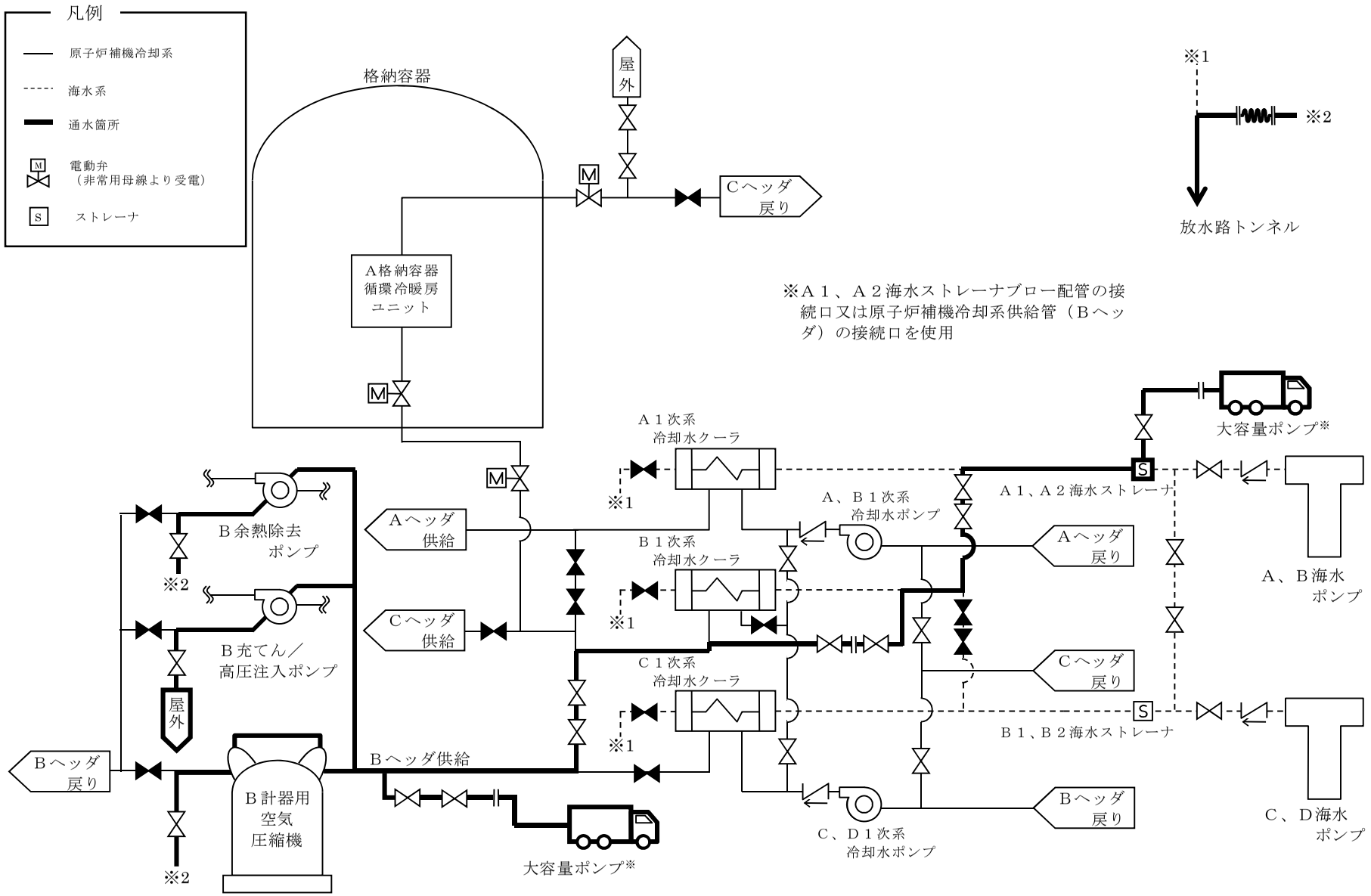


第 1.5.4 図　消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード　概略系統

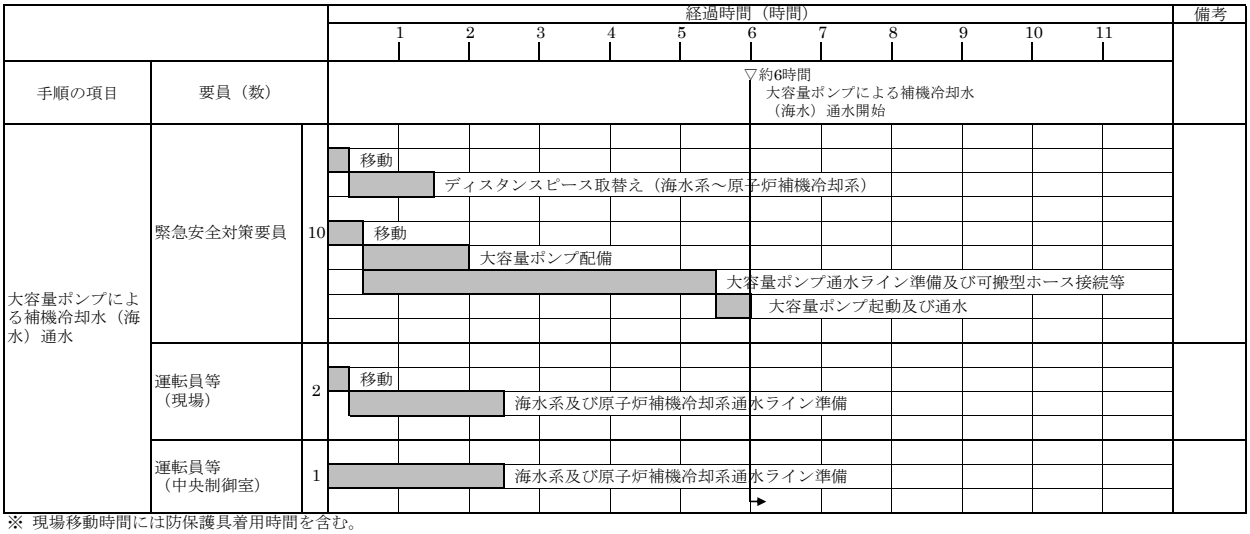


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.5図　消防ポンプを使用した蒸気発生器２次側のフィードアンドブリード タイムチャート

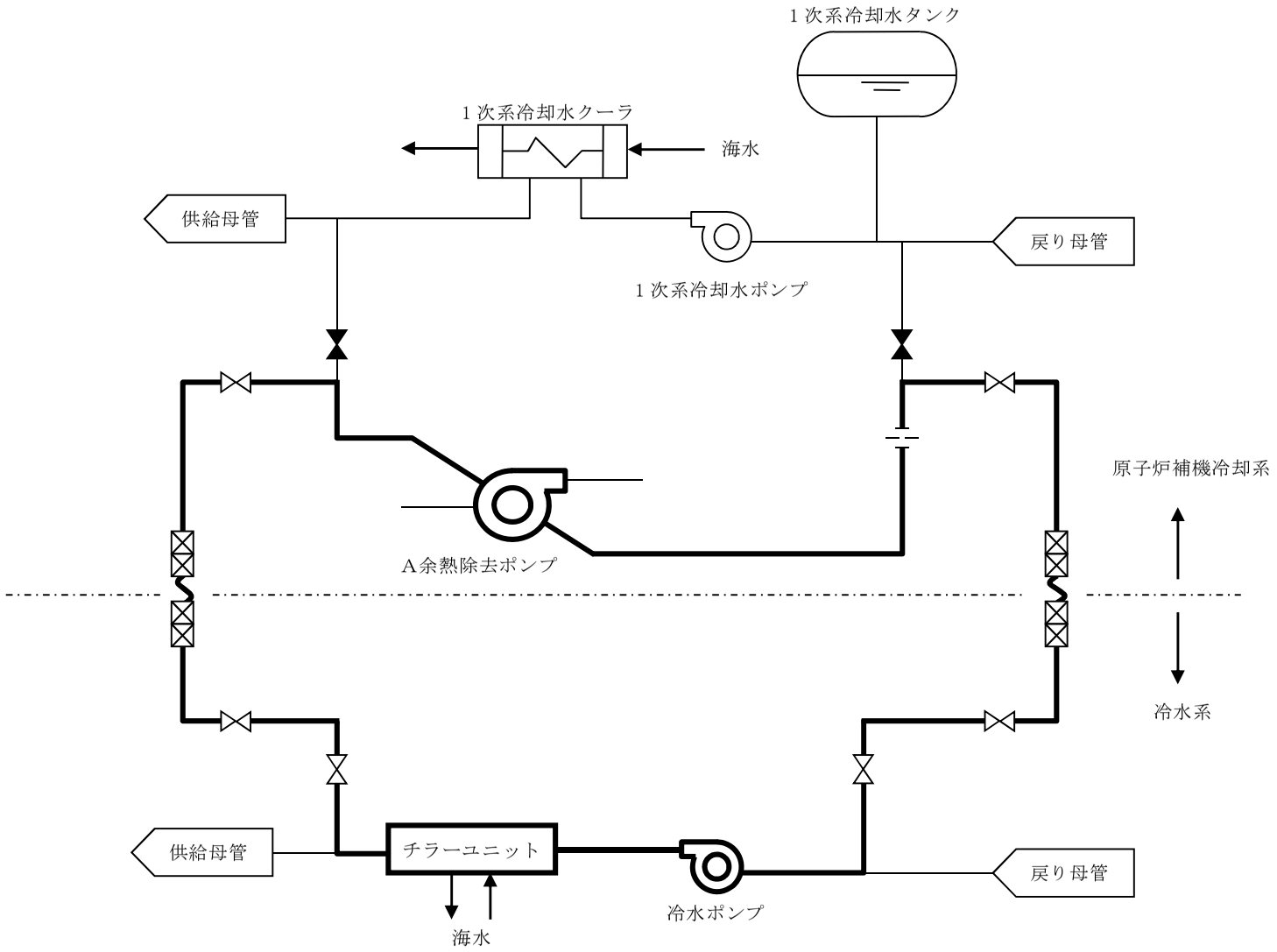


第 1.5.6 図　大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水　概略系統

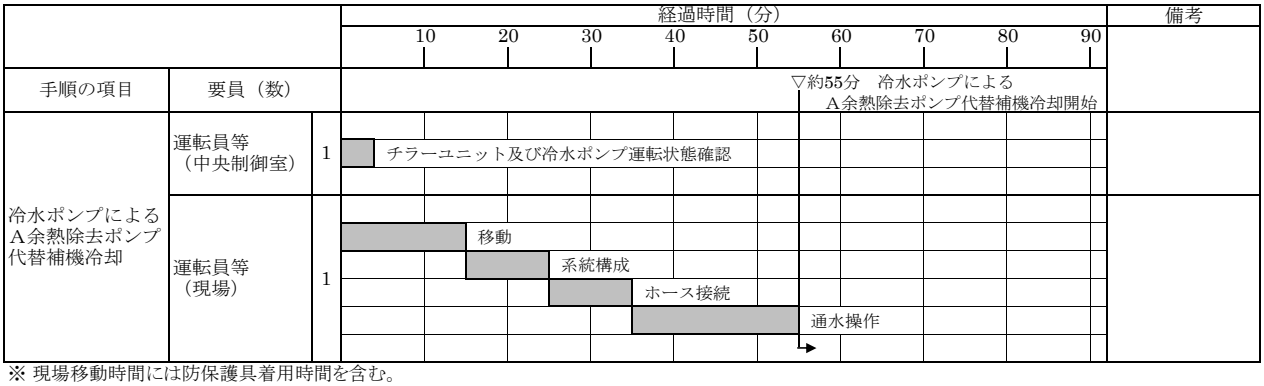


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.7図　　大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水　タイムチャート

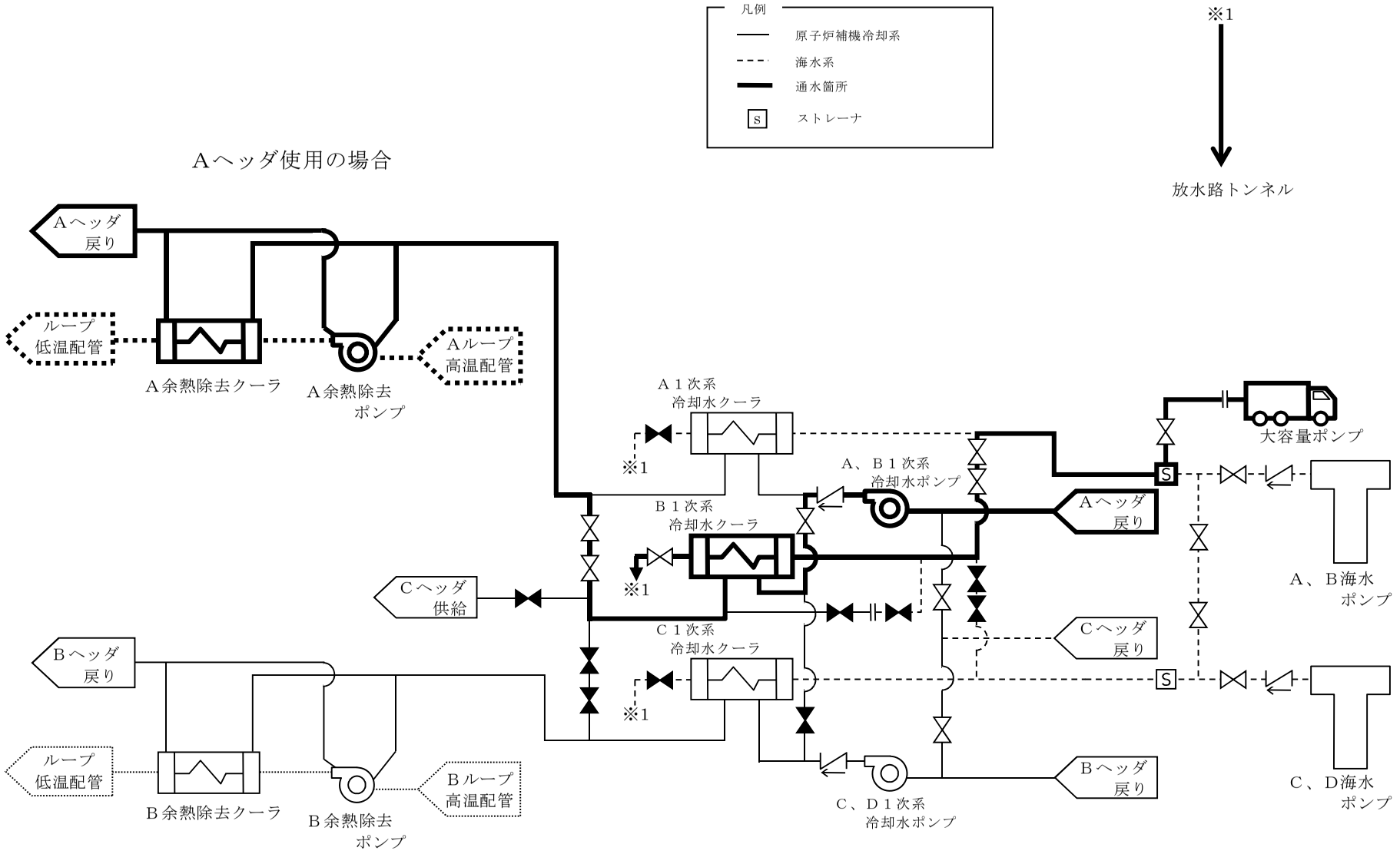


第 1.5.8 図　冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却　概略系統

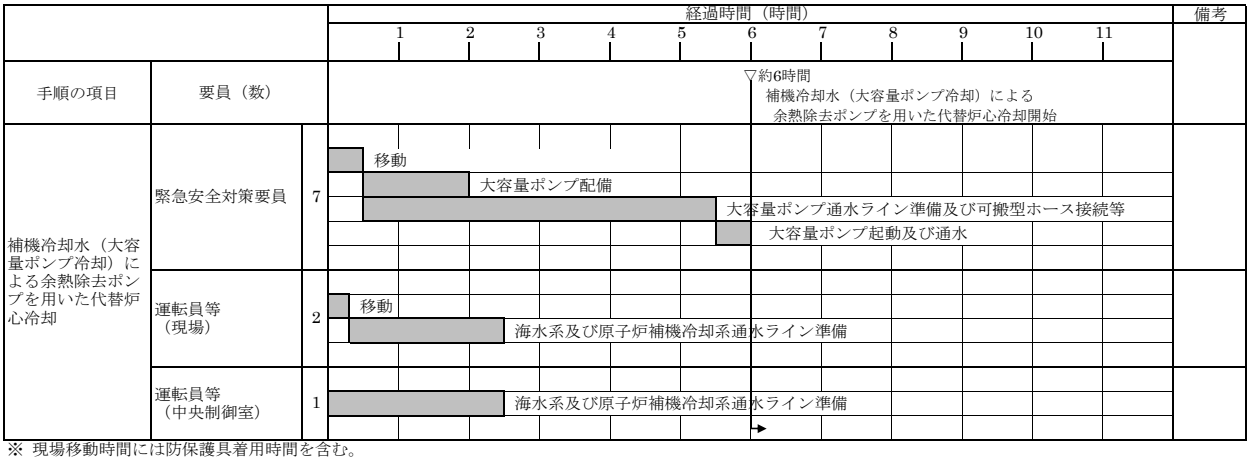


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.9図　冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却　タイムチャート

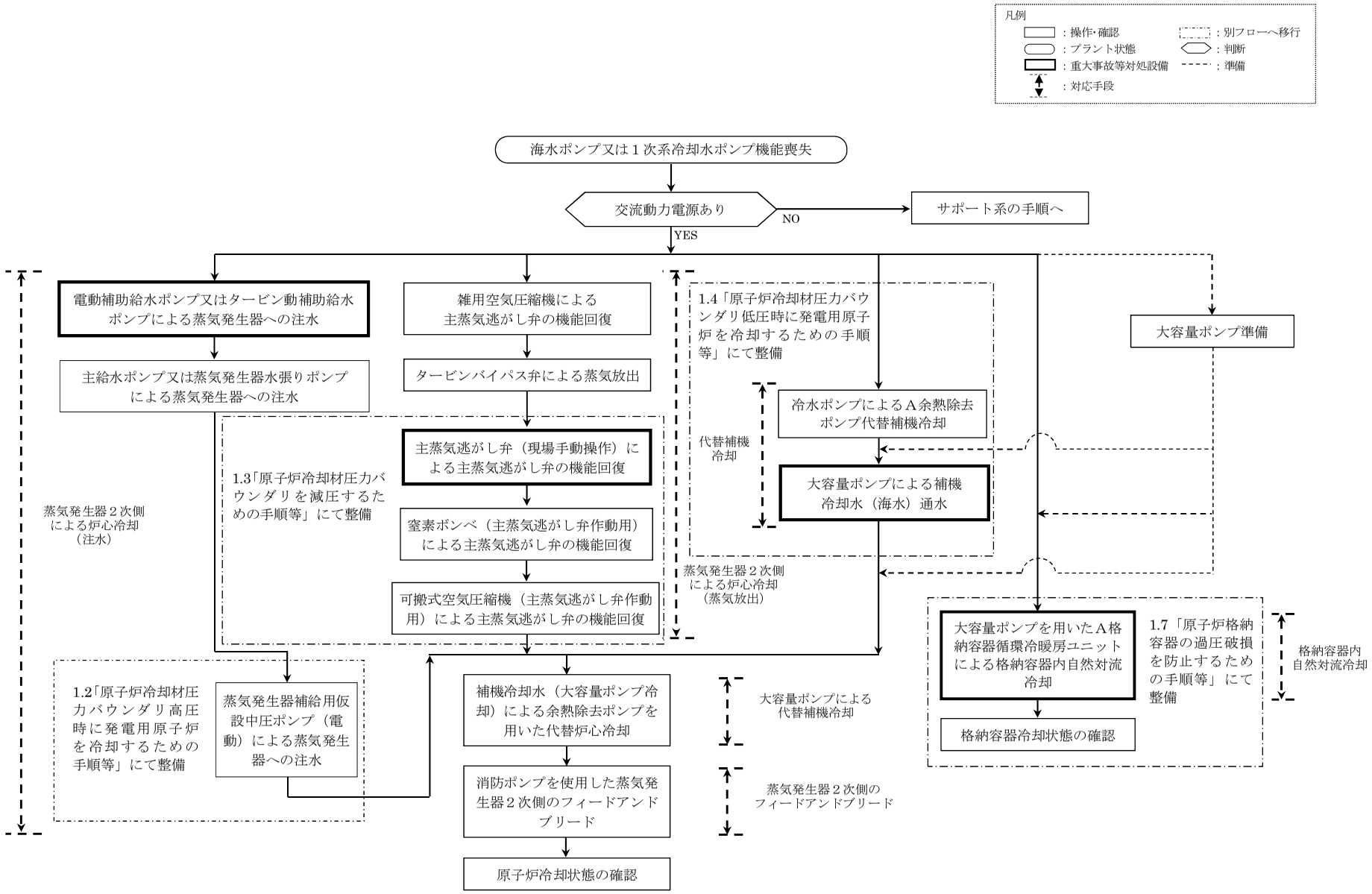


第 1.5.10 図　補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却　概略系統

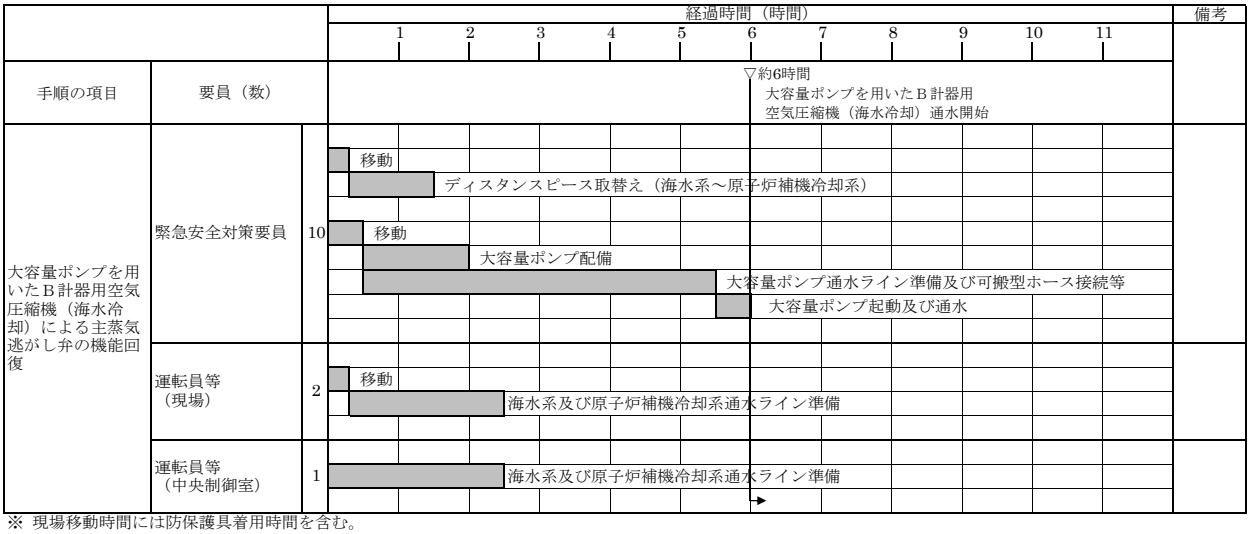


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.11図　補機冷却水（大容量ポンプ冷却）による余熱除去ポンプを用いた代替炉心冷却　タイムチャート

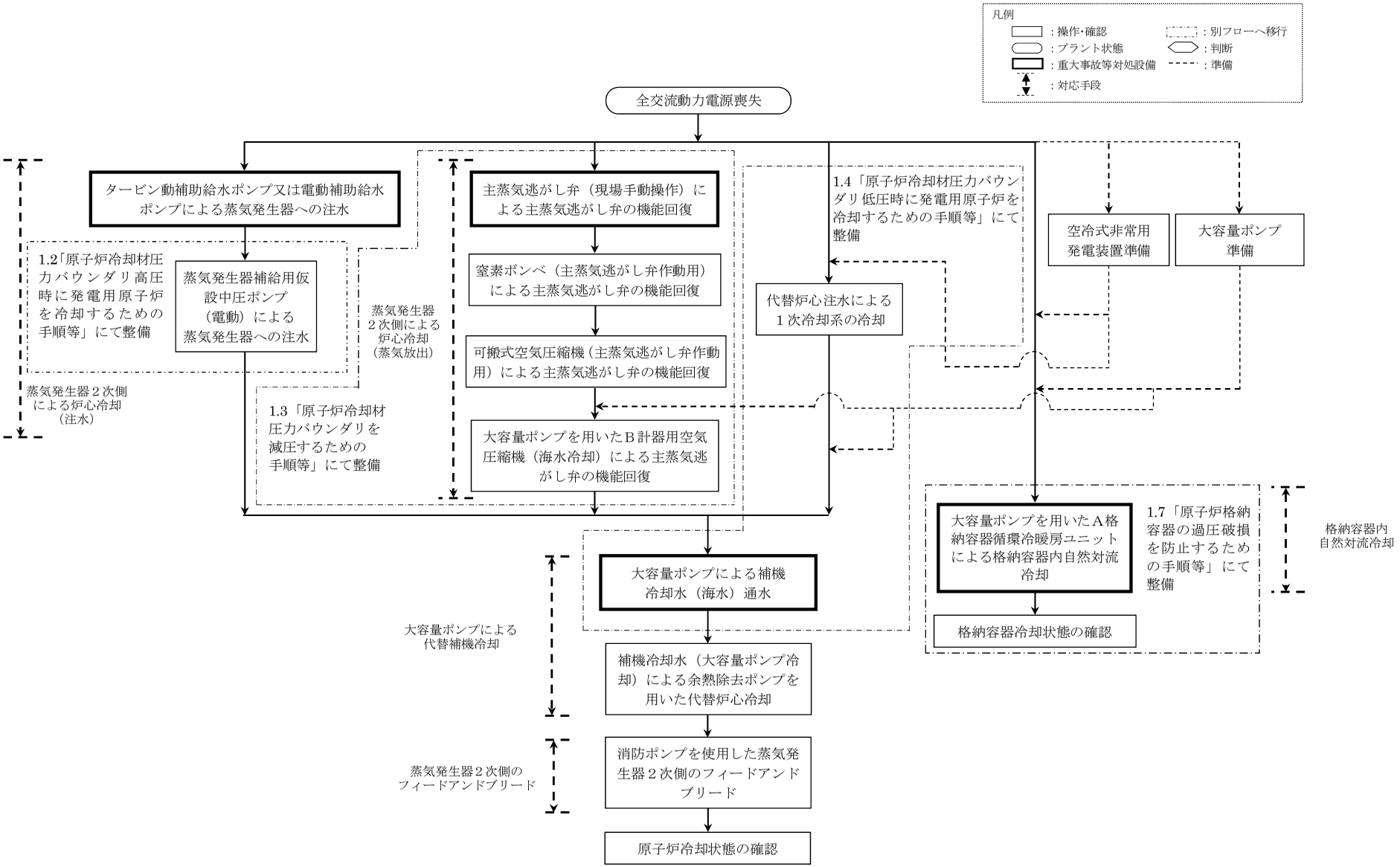


第 1.5.12 図　最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失時）



※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.5.13図　大容量ポンプを用いたＢ計器用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復　タイムチャート



第 1.5.14 図　最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失時）

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

＜ 目 次 ＞

1.6.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 炉心の著しい損傷防止のための格納容器内の冷却
(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
b. 格納容器破損を防止するための格納容器内の冷却
(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
c. 手順等
1.6.2 重大事故等時の手順等
1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 格納容器内自然対流冷却
(a) A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却
b. 代替格納容器スプレイ
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ
(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ
c. その他の手順項目にて考慮する手順
d. 優先順位
(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

(d) A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

b. 格納容器内自然対流冷却

(a) 大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

1.6.2.2 格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 格納容器内自然対流冷却

(a) A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

b. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

(d) A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

b. 格納容器内自然対流冷却

(a) 大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

1.6.2.3 原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理

1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

＜要求事項＞

1 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

2 発電用原子炉設置者は、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 第１項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」及び第２項に規定する「原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心の著しい損傷を防止するための原子炉格納容器の冷却等

a) 設計基準事故対処設備が有する原子炉格納容器内の冷却機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

(2) 原子炉格納容器の破損を防止するための原子炉格納容器の冷却等

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器スプレイ代替注水設備により、原子炉格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内の冷却等のための設計基準事故対処設備は、格納容器スプレ設備による冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させ、また、炉心の著しい損傷が生じた場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質濃度を低下させるための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.6.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させる必要がある。また、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度並びに放射性物質の濃度を低下させる必要がある。格納容器内を冷却するための設計基準事故対処設備として、内部スプレポンプ、燃料取替用水タンク、内部スプレクーラ、内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.6.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十九条及び技術基準規則第六十四条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、１次冷却材喪失事象時における格納容器スプレ設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として、全交流動力電源喪失又は原

子炉補機冷却機能喪失を想定する。対応手段の選定に当たっては、炉心損傷前と炉心損傷後の審査基準及び基準規則要求を考慮する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.6.1表～第1.6.4表に示す。

a. 炉心の著しい損傷防止のための格納容器内の冷却

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

ⅰ．対応手段

格納容器内を冷却する設備の機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- １次系冷却水ポンプ
- １次系冷却水クーラ
- １次系冷却水タンク
- 窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
- 海水ポンプ
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- １次系高圧ガス供給設備

格納容器内を冷却する設備の機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却する手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 海水ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、格納容器内自然対流冷却に使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）、海水ポンプ及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、格納容器へスプレイし、格納容器内を冷却する設備が使用できない場合においても、格納容器内を冷却することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ １次系高圧ガス供給設備

通常運転中の窒素供給設備として設置しており、耐震性がないものの、１次系高圧ガス供給設備が健全であれば、１次系冷却水タンク窒素加圧の代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピースの取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に格納容器へスプレイを行う代替手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格

納容器内の冷却機能が喪失した場合は、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却する手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- 送水車

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 大容量ポンプ
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

格納容器内自然対流冷却で使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、格納容器へスプレイし、格納容器内を冷却する設備が使用できない場合においても、格納容器内を冷却することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却)、燃料取替用水タンク

自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却系が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却系に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用することができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく高い冷却効果が見込めることから有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬､接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

b. 格納容器破損を防止するための格納容器内の冷却

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

炉心損傷後において、格納容器内を冷却する設備の機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
・ １次系冷却水ポンプ
・ １次系冷却水クーラ
・ １次系冷却水タンク
・ 窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
・ 海水ポンプ
・ 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
・ １次系高圧ガス供給設備

炉心損傷後において、格納容器内を冷却する設備の機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却及び放射性物質濃度を低下させる手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 送水車
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 軽油用ドラム缶
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 海水ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、格納容器内自然対流冷却に使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）、海水ポンプ及び可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、

審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、格納容器へスプレイし、格納容器内を冷却する設備が使用できない場合においても、格納容器内を冷却及び放射性物質濃度を低下させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ １次系高圧ガス供給設備

通常運転中の窒素供給設備として設置しており、耐震性がないものの、１次系高圧ガス供給設備が健全であれば、１次系冷却水タンク窒素加圧の代替手段として有効である。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピースの取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に格納容器へスプレイを行う代替手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

炉心損傷後において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失により格納容器内の冷却機能が喪失した場合は、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却及び放射性物質の濃度を低下させる手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 送水車
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 軽油用ドラム缶
- ディーゼル消火ポンプ
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）
- よう素除去薬品タンク
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

炉心損傷後において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合は、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 大容量ポンプ
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度

／出口温度（ＳＡ）用）

・ 燃料油貯蔵タンク

・ タンクローリー

・ 燃料油移送ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替格納容器スプレイに使用する恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

格納容器内自然対流冷却で使用するＡ格納容器循環冷暖房ユニット、大容量ポンプ、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用)、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、格納容器へスプレイし、格納容器内を冷却する設備が使用できない場合においても、格納容器内を冷却及び放射性物質濃度を低下させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却)、燃料取替用水タンク

重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備と

なるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく高い冷却効果が見込めることから有効である。

・ よう素除去薬品タンク

内部スプレポンプを用いた格納容器へのスプレイ以外の代替格納容器スプレイ設備では使用できないものの、格納容器内での放射性物質濃度を低減させる機能を有しており、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）を運転すれば薬品を注入することができることから有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

c. 手順等

上記のa. 及びb. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.6.5表、第1.6.6表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順等に定める（第1.6.1表～第1.6.4表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.6.2 重大事故等時の手順等

1.6.2.1 炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 格納容器内自然対流冷却

(a) A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、A格納容器循環冷暖房ユニット等により格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値(115.2kPa〔gage〕)以上かつ、内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合又は格納容器スプレイ再循環運転時に内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合。

ⅱ. 操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

b. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉

心注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの故障等により、格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位以上確保され、恒設代替低圧注水ポンプを代替炉心注水に使用していない場合。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの故障等により、格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保され、恒設代替低圧注水ポンプを代替炉心注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.2 図に、タイムチャートを第 1.6.3 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。

③ 運転員等は、中央制御室でＡ、Ｂ内部スプレポンプ操作器を「引断」とし、系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの故障等により起動した場合は、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に達すれば代替格納容器スプレイを停止する。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの故障等により起動した場合は、中央制御室で格納容器圧力が通常運転圧力まで低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施し、所要時間は約25分と想定する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位以上確保されている場合。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.4 図に、タイムチャートを第 1.6.5 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの系

統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。

③ 運転員等は、中央制御室でC、D内部スプレポンプ操作器を「引断」とし、系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口ラインに設置された原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算等により、原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により起動した場合は、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に達すれば代替格納容器スプレイを停止する。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により起動した場合は、中央制御室で格納容器圧力が通常運転圧力まで低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、B内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名により実施し、所要時間は約 25 分と想定する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器

スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.6 図に、タイムチャートを第 1.6.7 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイの系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプにより代替格納容器スプレイを行うための系統構成を実施する。

③ 当直課長は、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ操作を運転員等に指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプを起動し、消火水ライン弁を開操作して代替格納容器スプレイを開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や消火水注入ラインに設置された内部スプレ系連絡消火水流量積算等により、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が通常運転圧力まで低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、内部スプレ系連絡消火水流量積算、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 2 名により作業を実施し、所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

ⅱ．操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第 1.6.8 図に、タイムチャートを第 1.6.9 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、取水ポンプ、可搬型ホー

ス等を所定の位置に配置する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース等を敷設、接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置し、可搬型ホースを敷設する。また、可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬型ホースと可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認した後、遮断器を投入する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で格納容器スプレイ系の弁を操作し代替格納容器スプレイの系統構成を行う。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、可搬式代替低圧注水ポンプへ送水を行い、可搬式代替低圧注水ポンプ本体の水張りを行う。

⑪ 当直課長は、代替格納容器スプレイが可能になれば、発電所対策本部長にスプレイ開始を指示する。

⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にスプレイ開始を指示する。

⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。

⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を開操作してスプレイを開始するとともに、送水車から可搬式代替低圧注水ポンプへの供給状態に異常のないことを確認する。

⑮ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下やＡ内部スプレクーラ出口流量等により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であ

ることを継続して確認する。

⑯ 当直課長は、中央制御室で格納容器圧力が通常運転圧力まで低下したことを確認すれば、発電所対策本部長に指示し、一旦代替格納容器スプレイを停止する。その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名及び緊急安全対策要員18名により作業を実施し、所要時間は約8.5時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の接続については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

格納容器へのスプレイが必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し格納容器へのスプレイができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプ又は原子

炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイする手順を整備する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器へのスプレイが必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

なお、恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は 1.6.2.1(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は 1.6.2.1(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

１次冷却材喪失事象に伴い、炉心損傷の兆候が見られた場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(1)「交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等」、溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順及び格納容器圧力計が機能喪失により監視できない場合の格納容器圧力を推定する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

フロントライン系機能喪失時に、格納容器内の冷却機能が喪失している場合、格納容器内自然対流冷却及び恒設代替低圧注水ポンプの準備を開始するが、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）になるまでの間に、代替格納容器スプレイの準備が完了すれば代替格納容器スプレイを実施する。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用して格納容器へ燃料取替用水タンク水をスプレイする。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。

さらに、格納容器内自然対流冷却を開始後、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は代替格納容器スプレイを実施していなければ代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用し、原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できず常用母線が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を水源とした格納容器へのスプレイを行う。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポン

プ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.6.10図に示す。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、代替炉心注水が必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉へ切り替える。

ⅰ. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、１次冷却材喪失事象が発生し、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの機能喪失により、格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位以上確保され、恒設代替低圧注水ポンプを代替炉心注水に使用していない場合。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの機能喪失により、格納容器へのスプレイを内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合及び格納容器

内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保され、恒設代替低圧注水ポンプを代替炉心注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.1(1)b.(a)と同様。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位以上確保されている場合。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.1(1)b.(b)と同様。

(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.1(1)b.(c)と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。

(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及びディーゼル消火ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイ

ができない場合、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをB内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位以上確保されている場合。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、ディーゼル消火ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイを内部スプレ系連絡消火水流量積算等で確認できない場合に燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイの手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.6.12図に、タイムチャートを第1.6.13図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の系統構成と準備作業を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）運転準備のため、格納容器スプレイ系の弁や原子炉補機冷却系の弁等を隔離する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンティングホースの接続を実施する。

⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作しA、B内部スプレポンプ（自己冷却）冷却水の系統構成及び系統ベンティングを行う。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）起動準備のために他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、格納容器スプレイラインの弁を開操作する。

⑧ 当直課長は、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイが可能となれば、運転員等に代替格納容器スプレイ開始を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室でA又はB内部スプレポンプを起動し、ポンプ起動後、現場で冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作し、A内部スプレクーラ出口流量等により格納容器スプレイ流量が確保されたことを確認する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下により、A又はB内部スプレポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が、格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上かつ、原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により起動した場合は、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に達すれば代替格納容器スプレイを停止する。

また、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、ディーゼル消火ポンプの故障等により起動した場合は、中央制御室で格納容器圧力が通常運転圧力まで低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となればスプレイを再開する。なお、A内部スプレク

ーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 2 名及び緊急安全対策要員 3 名により作業を実施し、所要時間は約 105 分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、ディーゼル消火ポンプ及びA、B内部スプレポンプ（自己冷却）の故障等により、格納容器へのスプレイができない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要と

なった場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.1(1)b.(d)と同様。

b. 格納容器内自然対流冷却

(a) 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合に、内部スプレポンプの機能が喪失した場合、大容量ポンプ及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失している場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

１次冷却材喪失事象に伴い、炉心損傷の兆候が見られた場合の格納容器下部への注水については「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」のうち、1.8.2.1(2)「全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等」、溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順及び格納容器圧力計が機能喪失により監視できない場合の格納容器圧力を推定する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

サポート系機能喪失時に格納容器内の冷却機能が喪失している場合、格納容器内自然対流冷却の手段では、大容量ポンプを使用するため準備に時間がかかることから、使用を開始するまでの間に格納容器最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は代替格納容器スプレイの手段を優先する。

格納容器内の冷却機能が喪失している場合、格納容器内自然対流冷却、恒設代替低圧注水ポンプの準備を開始するが、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）になるまでの間に、代替格納容器スプレイの準備が完了すれば代替格納容器スプレイを実施する。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原

子炉下部キャビティ注水ポンプ、A、B内部スプレポンプ(自己冷却)の順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用し、原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できない場合は、A、B内部スプレポンプ(自己冷却)を使用して格納容器へ燃料取替用水タンク水をスプレイする。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。

格納容器圧力が最高使用圧力(261kPa〔gage〕)以上となる場合は、代替格納容器スプレイを実施していなければ代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B内部スプレポンプ(自己冷却)、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用し、原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。ディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、A、B内部スプレポンプ(自己冷却)を使用する。また、A、B内部スプレポンプ(自己冷却)が使用できない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を水源とした格納容器へのスプレイを行う。

代替格納容器スプレイの対応設備により格納容器へスプレイ中に、原子炉への注水が同時に必要となった場合、原子炉への注水は、C充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)等により行う。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替炉心注水に使用していないことを確認して使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.6.14図、第1.6.15図に示す。

1.6.2.2 格納容器破損を防止するための格納容器冷却の手順等

(1)フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 格納容器内自然対流冷却

(a) A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等による格納容器内の冷却機能が喪失した場合、A格納容器循環冷暖房ユニット等により格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却で対応している場合において、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。

ⅰ. 手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値(115.2kPa〔gage〕)以上の場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイが内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合。

ⅱ. 操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

b. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上の場合に、内部スプレポンプの故障等により、格納容器へのスプレイが内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.2 図に、タイムチャートを第 1.6.3 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起

動する。

③ 運転員等は、中央制御室でA、B内部スプレポンプ操作器を「引断」とし、系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa 低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える場合の手順】

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を確認し、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行うことを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

③ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの

運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施し、所要時間は約 25 分と想定する。

放射性物質の濃度低下については、内部スプレポンプが故障等の場合、よう素除去薬品タンクが使用できないものの、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。

炉心損傷後の格納容器冷却操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば、代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保され、原子炉下部キャビティ注水ポンプを原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.4 図に、タイムチャートを第 1.6.5 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの系

統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室より起動する。

③ 運転員等は、中央制御室でC、D内部スプレポンプ操作器を「引断」とし、系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口ラインに設置された原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算等により、原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa 低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、B内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施し、所要時間は約25分と想定する。

放射性物質の濃度低下については、内部スプレポンプが故障等の場合、よう素除去薬品タンクが使用できないものの、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性

物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。

炉心損傷後の格納容器冷却操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば、代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ｉ．手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイがＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.6 図に、タイムチャートを第 1.6.7 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイの系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプにより代替格納容器スプレイする系統構成を実施する。

③ 当直課長は、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ操作を運転員等に指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプを起動し、消火水ライン弁を開操作して代替格納容器スプレイを開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や消火水注入ラインに設置された内部スプレ系連絡消火水流量積算等により、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、内部スプレ系連絡消火水流量積算、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 2 名により作業を実施し、所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

放射性物質の濃度低下については、内部スプレポンプが故障等の場合、よう素除去薬品タンクが使用できないものの、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。

炉心損傷後の格納容器冷却操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば、代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプが使用できない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

ⅱ．操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第 1.6.8 図に、タイムチャートを第 1.6.9 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、取水ポンプ、可搬型ホース等を所定の位置に配置する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース等を敷設、接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置し、可搬型ホースを敷設する。また、可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬型ホースと可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認した後、遮断器を投入する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で格納容器スプレイ系の弁を操作し代替格納容器スプレイの系統構成を行う。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、可搬式代替低圧

注水ポンプへ送水を行い、可搬式代替低圧注水ポンプ本体の水張りを行う。

⑪ 当直課長は、代替格納容器スプレイが可能になれば、発電所対策本部長にスプレイ開始を指示する。

⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にスプレイ開始を指示する。

⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。

⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を開操作してスプレイを開始するとともに、送水車から可搬式代替低圧注水ポンプへの供給状態に異常のないことを確認する。

⑮ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下やA内部スプレクーラ出口流量等により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑯ 当直課長は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa 低下したことを確認すれば、発電所対策本部長に指示し、一旦代替格納容器スプレイを停止する。その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名及び緊急安全対策要員18名により作業を実施し、所要時間は約8.5時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の接続については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

放射性物質の濃度低下については、内部スプレポンプが故障等の場合、よう素除去薬品タンクが使用できないものの、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。

炉心損傷後の格納容器冷却操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

格納容器へのスプレイが必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し格納容器へのスプレイができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイする手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下

遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

格納容器へのスプレイが必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

なお、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は 1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は 1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。また、送水車を用いた海水から復水タンクへの補給手順は1.13.2.3(3)「海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順及び格納容器圧力計が機能喪失により監視できない場合の格納容器圧力を推定する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

炉心の著しい損傷が発生した場合にフロントライン系機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失している場合、継続的な冷却実施の観点及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却による手段を優先する。また、格納容器内自然対流冷却の手段が使用できるまでの

間に、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できず常用母線が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を水源とした格納容器へのスプレイを行う。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.6.11図に示す。

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 代替格納容器スプレイ

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失による格納容器内の冷却機能が喪失した場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使

用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上で、格納容器にスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.2(1)b.(a)と同様。

(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプ

による代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイをＡ内部スプレクーラ出口流量等で確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保され、原子炉下部キャビティ注水ポンプを原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.2(1)b.(b)と同様。

(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイがＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場

合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.2(1)b.(c)と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。

(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及びディーゼル消火ポンプにより格納容器へスプレイができない場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水及びよう素除去薬品タンクの薬品を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

ディーゼル消火ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイが内部スプレ系連絡消火水流量積算等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイの手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.6.12 図に、タイムチャートを第 1.6.13 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプ

レイ操作の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の系統構成と準備作業を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）運転準備のため、格納容器スプレイ系の弁や原子炉補機冷却系の弁等を隔離する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンティングホースの接続を実施する。

⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作しA、B内部スプレポンプ（自己冷却）冷却水の系統構成及び系統ベンティングを行う。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）起動準備のために他の系統と連絡する弁の閉を確認した後、格納容器スプレイラインの弁を開操作する。

⑧ 当直課長は、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイが可能となれば、運転員等に代替格納容器スプレイ開始を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室でA又はB内部スプレポンプを起動し、ポンプ起動後、現場で冷却水流量及び起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作し、A内部スプレクーラ出口流量等により格納容器スプレイ流量が確保されたことを確認する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下により、A又はB内部スプレポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば一旦代替格納容器スプレイを停止し、その後、最高使用圧力となれば代替格納容器スプレ

イを再開する。なお、A内部スプレクーラ出口流量、燃料取替用水タンク水位等により格納容器への注水量を把握し、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを原子炉格納容器水位等により確認すれば、代替格納容器スプレイを停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約105分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

放射性物質の濃度低下については、代替格納容器スプレイ手段を用いて格納容器へスプレイすることにより、格納容器内の圧力及び温度を低下させるとともに粒子状の放射性物質の除去により放射性物質の濃度を低減する。さらに、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）によるよう素除去薬品タンクの薬品を格納容器へ注入することにより低下させる。

炉心損傷後の格納容器冷却操作については、格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば停止する手順としており、大規模な水素燃焼の発生を防止する。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用として、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

代替格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば代替格納容器

スプレイを停止し、格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、ディーゼル消火ポンプ及びA、B内部スプレポンプ（自己冷却）により格納容器へのスプレイができない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

ⅱ．操作手順

1.6.2.2(1)b.(d)と同様。

b. 格納容器内自然対流冷却

(a) 大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合に、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生し、格納容器内の冷却機能が喪失した場合、大容量ポンプ及びA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却で対応している場合に、格納容器圧力が十分低下しない等により放射性物質濃度低減が必要な場合は、代替格納容器スプレイを同時に実施することにより、格納容器内冷却と放射性物質濃度の低下を図る。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合に、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。また、送水車を用いた海水から復水タンクへの補給手順は1.13.2.3(3)「海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへ

の燃料補給」にて整備する。

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順及び格納容器圧力計が機能喪失により監視できない場合の格納容器圧力を推定する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

炉心の著しい損傷が発生した場合にサポート系機能喪失により、格納容器内の冷却機能が喪失している場合、継続的な冷却実施の観点及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、代替格納容器スプレイよりも格納容器内自然対流冷却による手段を優先する。ただし、格納容器内自然対流冷却の手段では、大容量ポンプを使用するため準備に時間がかかることから、使用を開始するまでの間に格納容器最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は代替格納容器スプレイを使用する。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。ディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイが使用できない場合は、A、B内部スプ

レポンプ（自己冷却）を使用する。また、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）が使用できない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を水源とした格納容器へのスプレイを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.6.16図に示す。

1.6.2.3 原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理

原子炉及び格納容器へ注水を行う場合、重要機器及び重要計器の水没を防止するため、格納容器内の水位及び注水量を管理する必要がある。

原子炉及び格納容器への注水開始から格納容器再循環サンプ水位計（広域）の上限である総注水量約 2,400m^3までは、格納容器再循環サンプ水位計（広域）にて水位を把握するとともに、安全注入流量計、余熱除去クーラ出口流量計等の流量と注水時間から算出した原子炉への注水量と、内部スプレクーラ出口流量計又は、内部スプレ系連絡消火水流量積算計、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計、原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計等の積算値により算出した格納容器注水量の和から総注水量を算出し把握する。その後の格納容器内冷却時に注水を停止する総注水量は、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを、炉心注水量と格納容器注水量の和から総注水量を原子炉格納容器水位計等にて把握する。

また、残存デブリ冷却時に注水を停止する総注水量についても同様に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを、炉心注水量と格納容器注水量の和から総注水量を原子炉格納容器水位計等にて把握する。

格納容器内へ注水時に漏えいがあった場合は、漏えい先のタンク水位やサンプ水位等により格納容器外への漏えいを確認し、漏えい箇所の隔離を行う。また、格納容器内への注水量と格納容器外への漏えい量を比較し格納容器内の水位を推定する。

格納容器外への漏えいには、注水ラインから別系統への漏えい、格納

容器貫通配管又は貫通部から原子炉補助建屋又はアニュラスへの漏えい等が考えられる。

第 1.6.1 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（炉心損傷前のフロントライン系機能喪失時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	内部スプレポンプ 又は 内部スプレクーラ 又は 内部スプレポンプ入口弁 （格納容器再循環サンプ側）	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット※7	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			１次系冷却水ポンプ※3※7				
			１次系冷却水クーラ※7				
			１次系冷却水タンク※7				
			窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）※7				
			海水ポンプ※3※7				
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※7			可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			１次系高圧ガス供給設備※7	多様性拡張設備			
	内部スプレポンプ 又は 燃料取替用水タンク※2	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
			空冷式非常用発電装置※4				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			燃料油貯蔵タンク※5			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※5				
			タンクローリー※5				
			燃料油移送ポンプ※5				
			電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ				
			Ａ、Ｂ淡水タンク				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※6			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車				
			恒設代替低圧注水ポンプ※2			格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2				
			海水ポンプ※2※3				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：燃料取替用水タンクの破損、枯渇時の手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※4 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※7 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.6.2 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（炉心損傷前のサポート系機能喪失時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2 又は 原子炉補機冷却系	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
			空冷式非常用発電装置※2				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			燃料油貯蔵タンク※3			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※3				
			タンクローリー※3				
			燃料油移送ポンプ※3				
			ディーゼル消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			燃料取替用水タンク			内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式代替低圧注水ポンプ※4			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車			可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※5	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			大容量ポンプ※5				
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※5				
			燃料油貯蔵タンク※6			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			タンクローリー※6				
			燃料油移送ポンプ※6		a		

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※6 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.6.3 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（炉心損傷後のフロントライン系機能喪失時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※9	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	内部スプレポンプ 又は 燃料取替用水タンク※2	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット※3	重大事故等対処設備	a	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			1次系冷却水ポンプ※3※4				
			1次系冷却水クーラ※3				
			1次系冷却水タンク※3				
			窒素ボンベ （1次系冷却水タンク加圧用）※3				
			海水ポンプ※3※4			可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			可搬型温度計測装置 （格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※3				
			1次系高圧ガス供給設備※3	多様性拡張設備			
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
			空冷式非常用発電装置※5				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			送水車				
			燃料油貯蔵タンク※7			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※7				
			タンクローリー※7				
			燃料油移送ポンプ※7				
			軽油用ドラム缶※8				
			電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ				
			A、B淡水タンク				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※6			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			電源車 （可搬式代替低圧注水ポンプ用）			可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1
			送水車				
			恒設代替低圧注水ポンプ※2			格納容器注水のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2				
			海水ポンプ※2※4			海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：燃料取替用水タンクの破損、枯渇時の手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※4 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※5 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※7 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※8 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※9 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.6.4 表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
（炉心損傷後のサポート系機能喪失時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失時	全交流動力電源※2 又は 原子炉補機冷却系	代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ		a		
			空冷式非常用発電装置※2		a,b		
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			送水車				
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4		a		
			燃料油移送ポンプ※4				
			軽油用ドラム缶※7		a,b		
			ディーゼル消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			よう素除去薬品タンク				
			燃料取替用水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※3			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車				
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット※5	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			大容量ポンプ※5				
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）※5				
			燃料油貯蔵タンク※6				
			タンクローリー※6				
			燃料油移送ポンプ※6		a		

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
※6 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.6.5表　重大事故等対処に係る監視計器

1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

監視計器一覧（１／２２）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 格納容器内自然対流冷却</td></tr>
<tr><td rowspan="10">(a) Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却</td><td rowspan="9">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・原子炉水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内への注水量</td><td>・内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（２／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（３／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
			・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（４／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計

監視計器一覧（５／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計

監視計器一覧（６／２２）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
b. 代替格納容器スプレイ</td></tr>
<tr><td rowspan="14">(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ</td><td rowspan="13">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・原子炉水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。
燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は、1.6.2.1(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は1.6.2.1(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（７／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.6.2.1(1)b.(a)と同様。	

監視計器一覧（８／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.6.2.1(1)b.(b)と同様。	

監視計器一覧（９／２２）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等
(2) サポート系機能喪失時の手順等
a. 代替格納容器スプレイ</td></tr>
<tr><td rowspan="15">(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ</td><td rowspan="14">判断基準</td><td rowspan="3">原子炉圧力容器内の温度</td><td>・１次冷却材高温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・１次冷却材低温側広域温度計</td></tr>
<tr><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の圧力</td><td>・冷却材圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>・原子炉水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内への注水量</td><td>・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">1.6.2.1(1)b.(c)と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１０／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(d) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
			・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機冷却	・Ａ・Ｂ－内部スプレポンプ冷却水出口流量指示計

監視計器一覧（１１／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側広域温度計
			・１次冷却材低温側広域温度計
			・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
			・原子炉水位計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	1.6.2.1(1)b.(d)と同様。	

監視計器一覧（１２／２２）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.1　炉心の著しい損傷防止のための格納容器内冷却の手順等
(2) サポート系機能喪失時の手順等
b. 格納容器内自然対流冷却</td></tr>
<tr><td rowspan="4">(a) 大容量ポンプを用いた
Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却</td><td rowspan="3">判断基準</td><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a. 「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１３／２２）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
a. 格納容器内自然対流冷却</td></tr>
<tr><td rowspan="5">(a) Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却</td><td rowspan="4">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内への注水量</td><td>・内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.1(2)a.「Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１４／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（１５／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
			・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（１６／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計

監視計器一覧（１７／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (1) フロントライン系機能喪失時の手順等 b. 代替格納容器スプレイ			
(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計

監視計器一覧（１８／２２）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等
(1) フロントライン系機能喪失時の手順等
b. 代替格納容器スプレイ</td></tr>
<tr><td rowspan="9">(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ</td><td rowspan="8">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。
燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は、1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１９／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.6.2.2(1)b.(a)と同様。	
(b) 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	1.6.2.2(1)b.(b)と同様。	

監視計器一覧（２０／２２）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(c) ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
	操作	1.6.2.2(1)b.(c)と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。	

監視計器一覧（２１／２２）

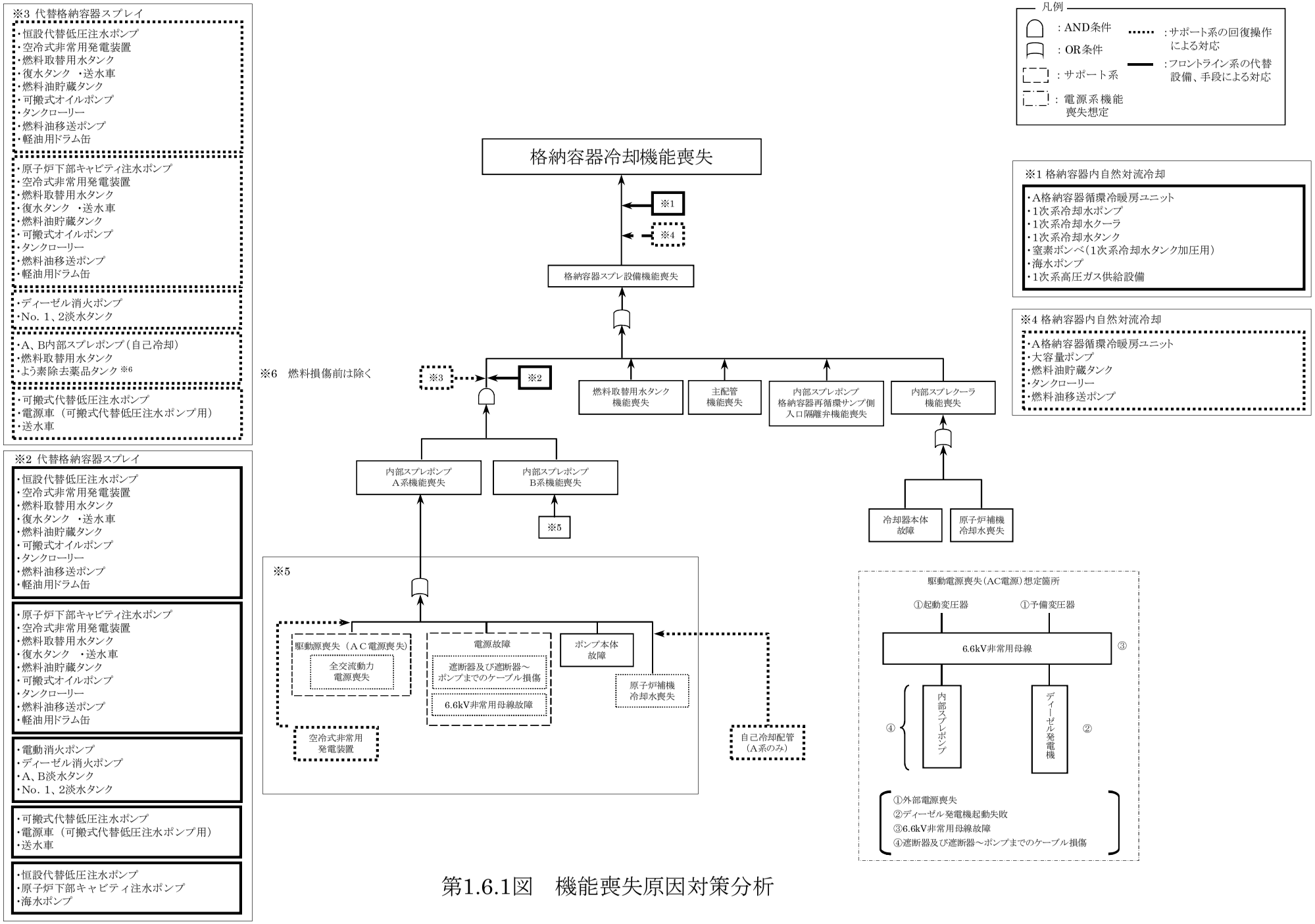
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(d) A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３A１、A２、B、C、D電圧計
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器内への注水量	・A内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		補機冷却	・A・B－内部スプレポンプ冷却水出口流量指示計

監視計器一覧（２２／２２）

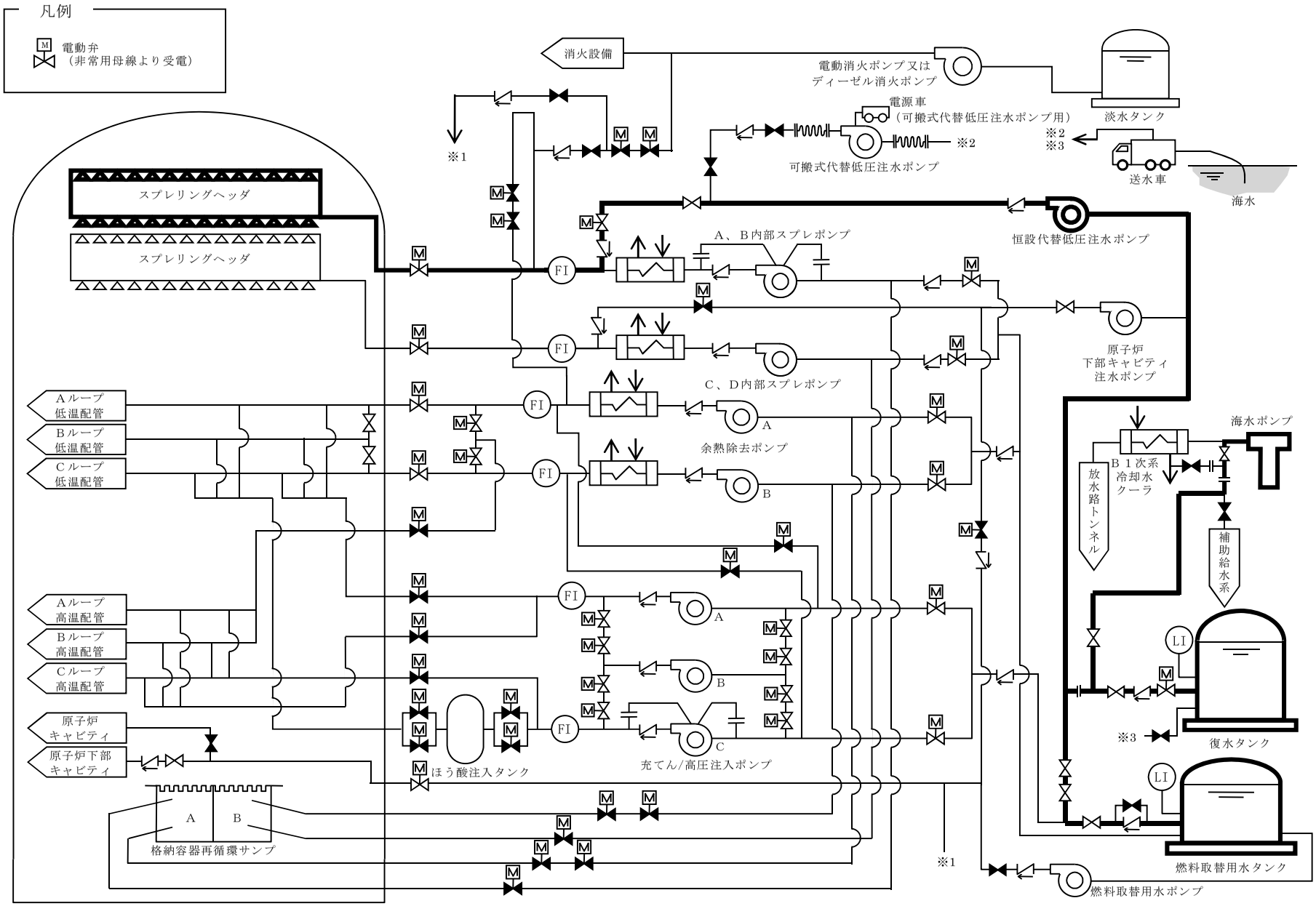
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.6.2.2　格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等 (2) サポート系機能喪失時の手順等 a. 代替格納容器スプレイ			
(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	1.6.2.2(1)b.(d)と同様。	
b. 格納容器内自然対流冷却			
(a) 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」のうち、1.7.2.2(1)a.「大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却」にて整備する。	

第1.6.6表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

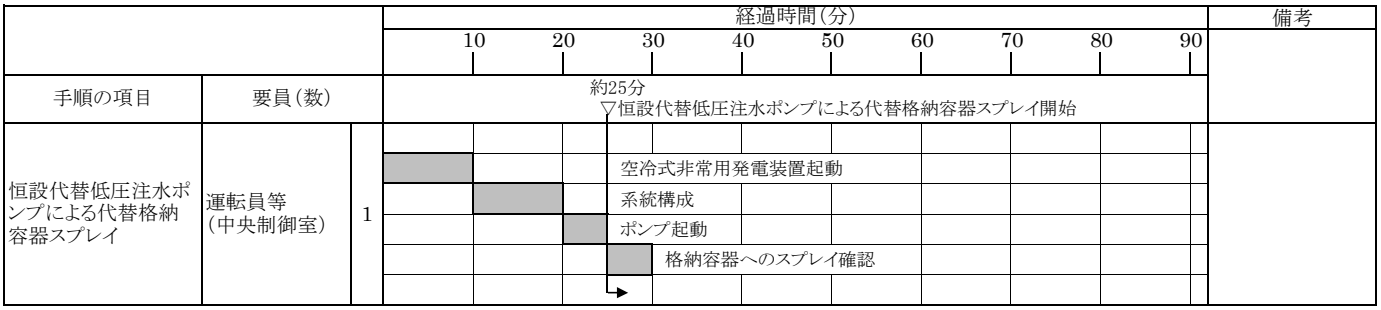
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.6】 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	恒設代替低圧注水ポンプ	空冷式非常用発電装置
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	
	Ａ１次系冷却水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ１次系冷却水ポンプ	
	Ｃ１次系冷却水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ１次系冷却水ポンプ	
	Ａ海水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ海水ポンプ	
	Ｃ海水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ海水ポンプ	



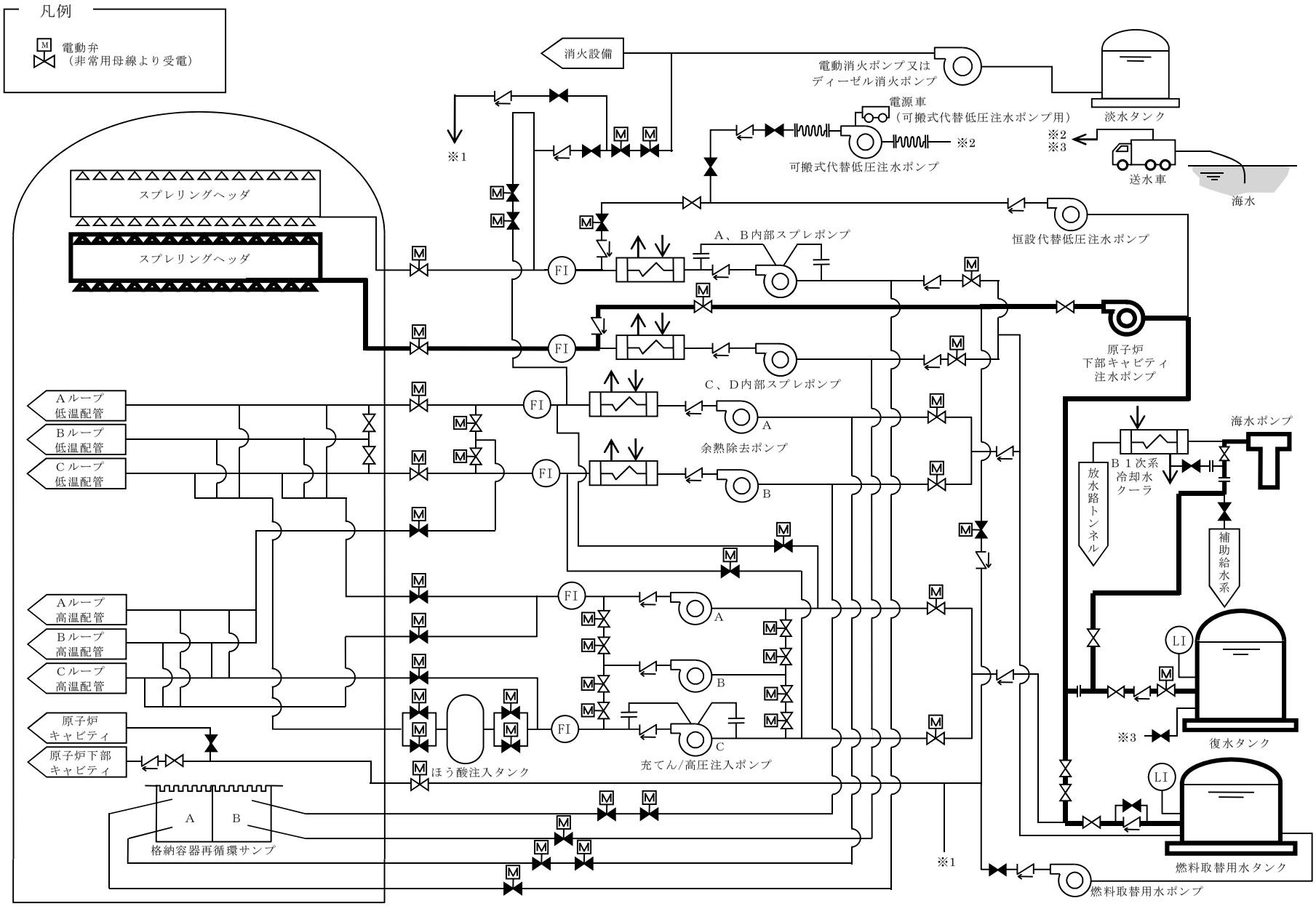
第1.6.1図　機能喪失原因対策分析



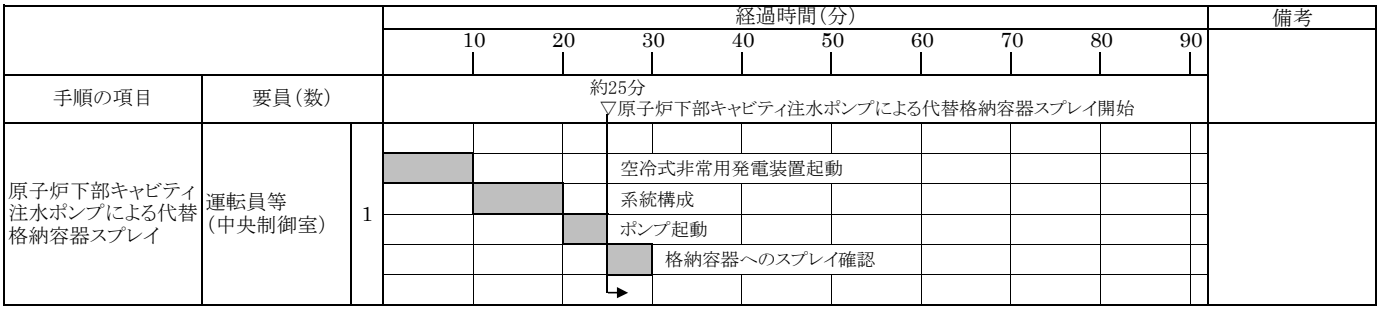
第 1.6.2 図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統



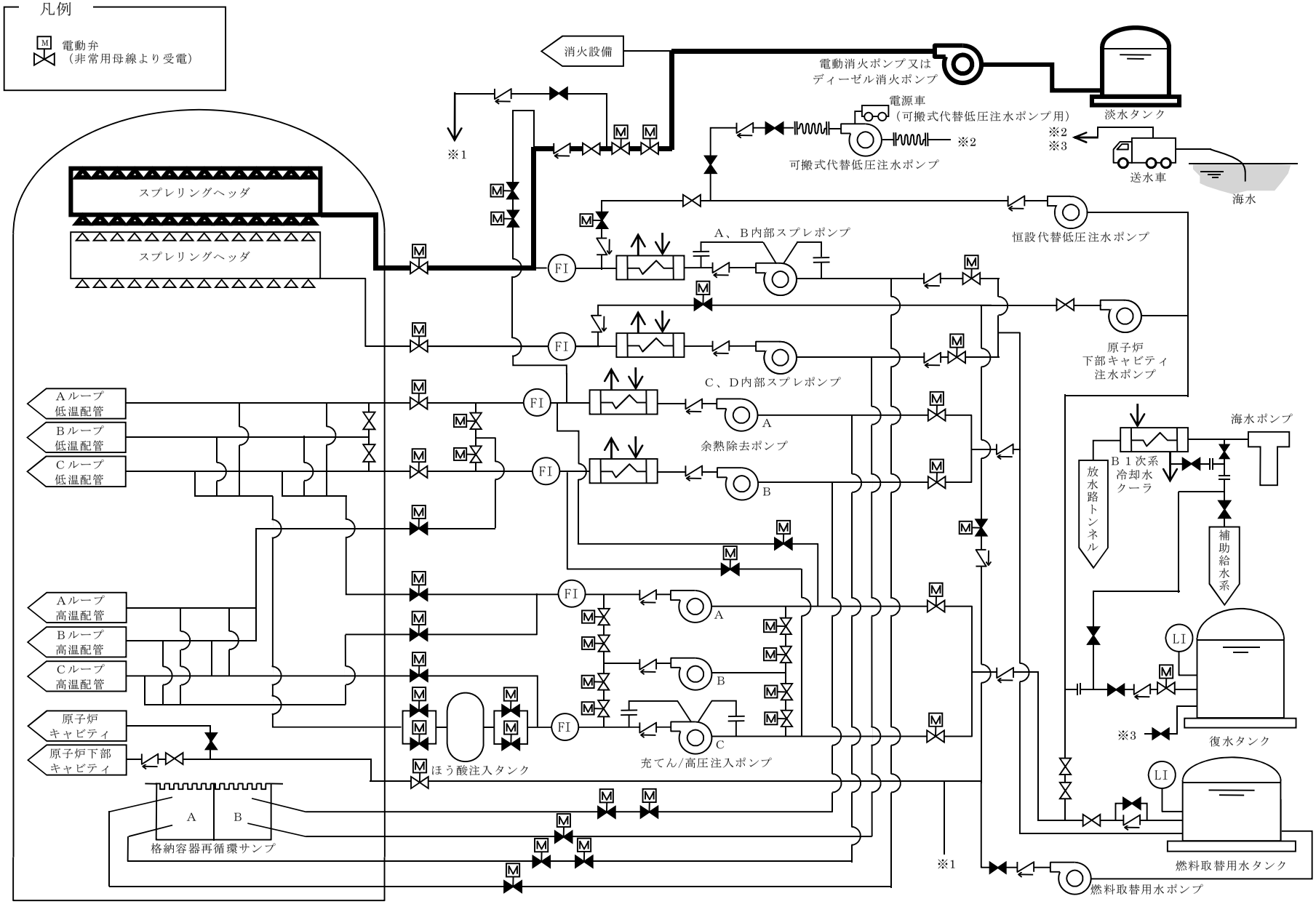
第1.6.3図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート



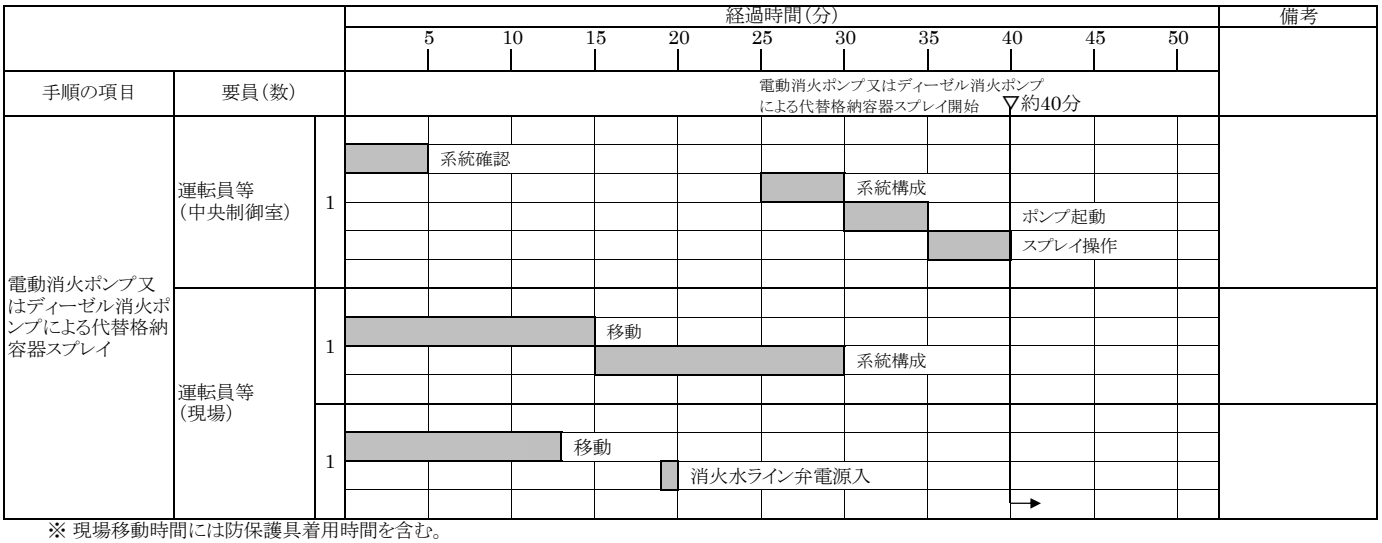
第 1.6.4 図　原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統



第1.6.5図　原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート

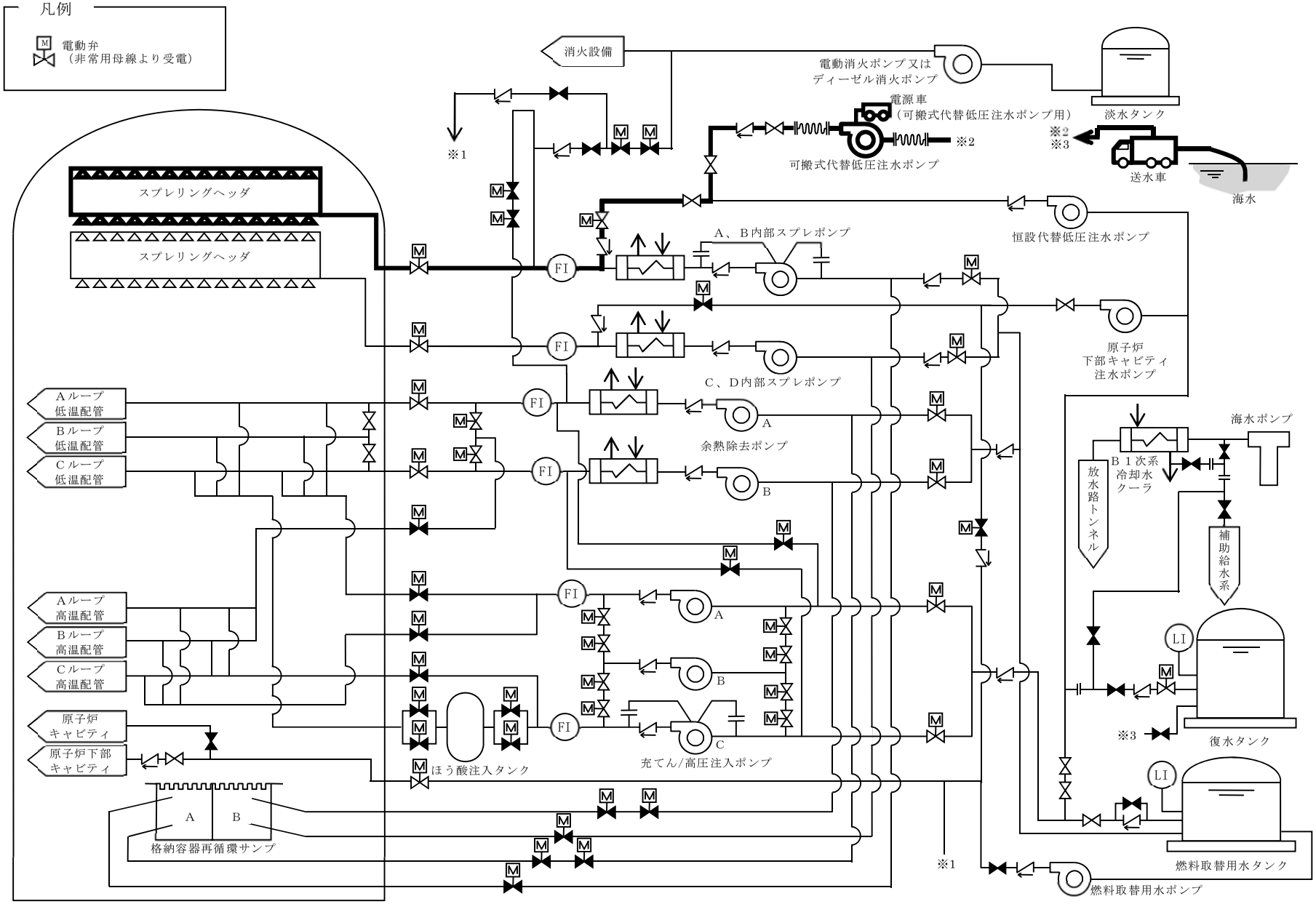


第 1.6.6 図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統

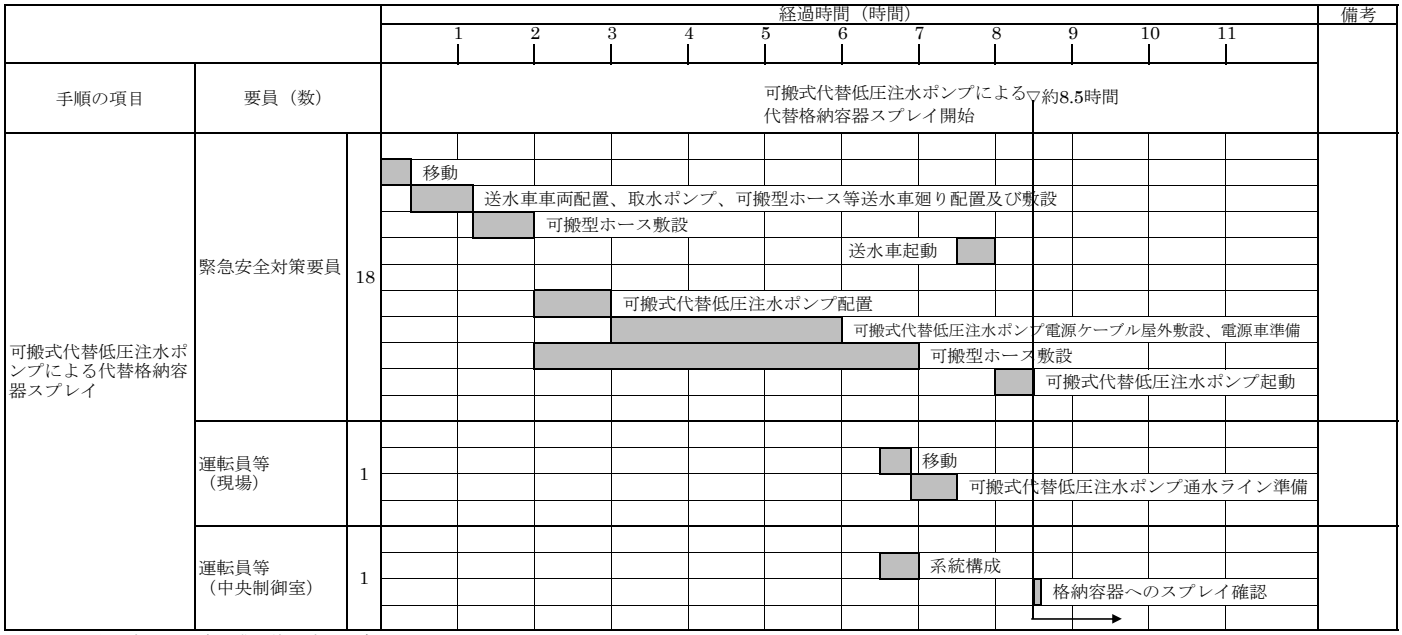


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.6.7図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート

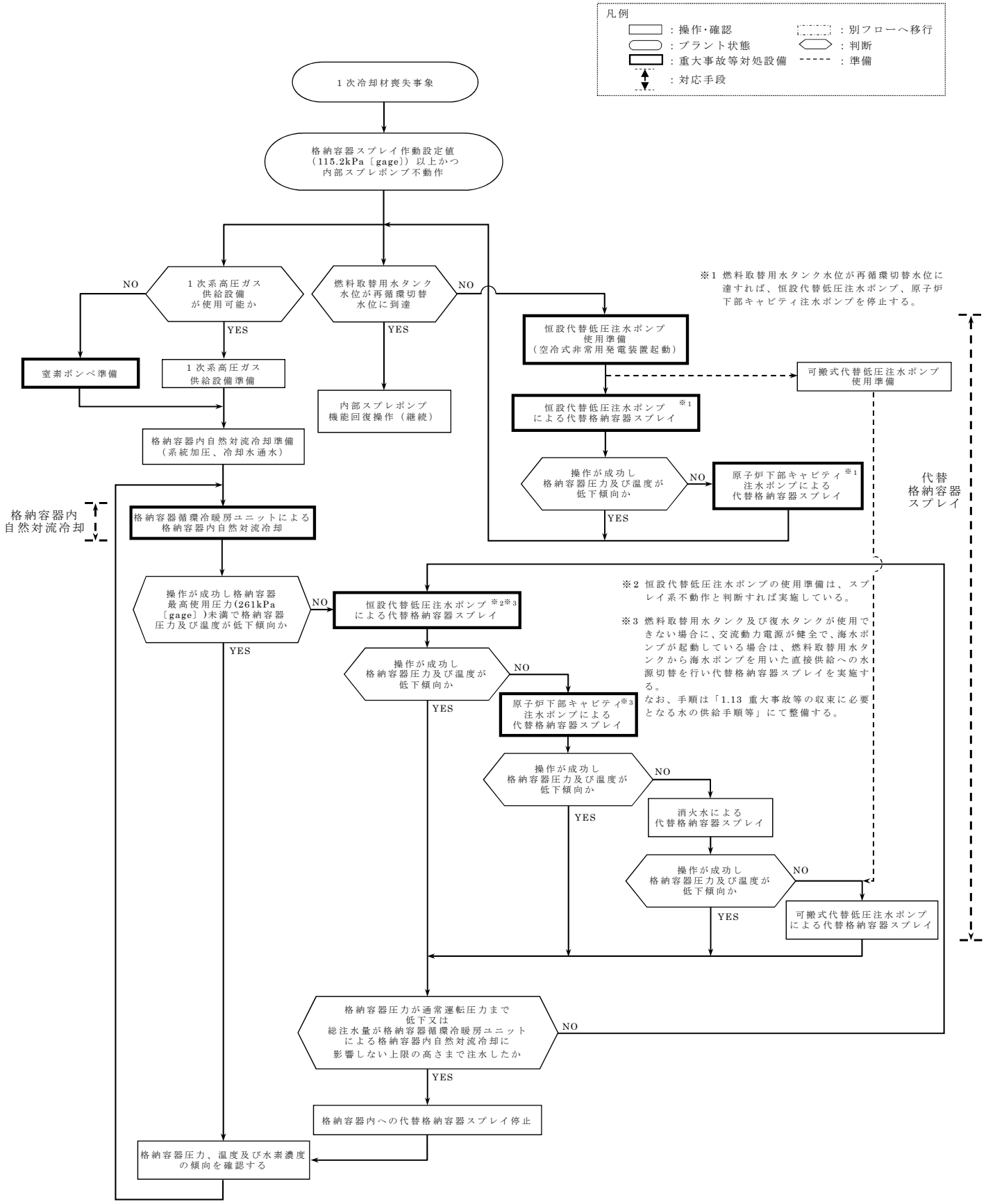


第 1.6.8 図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統

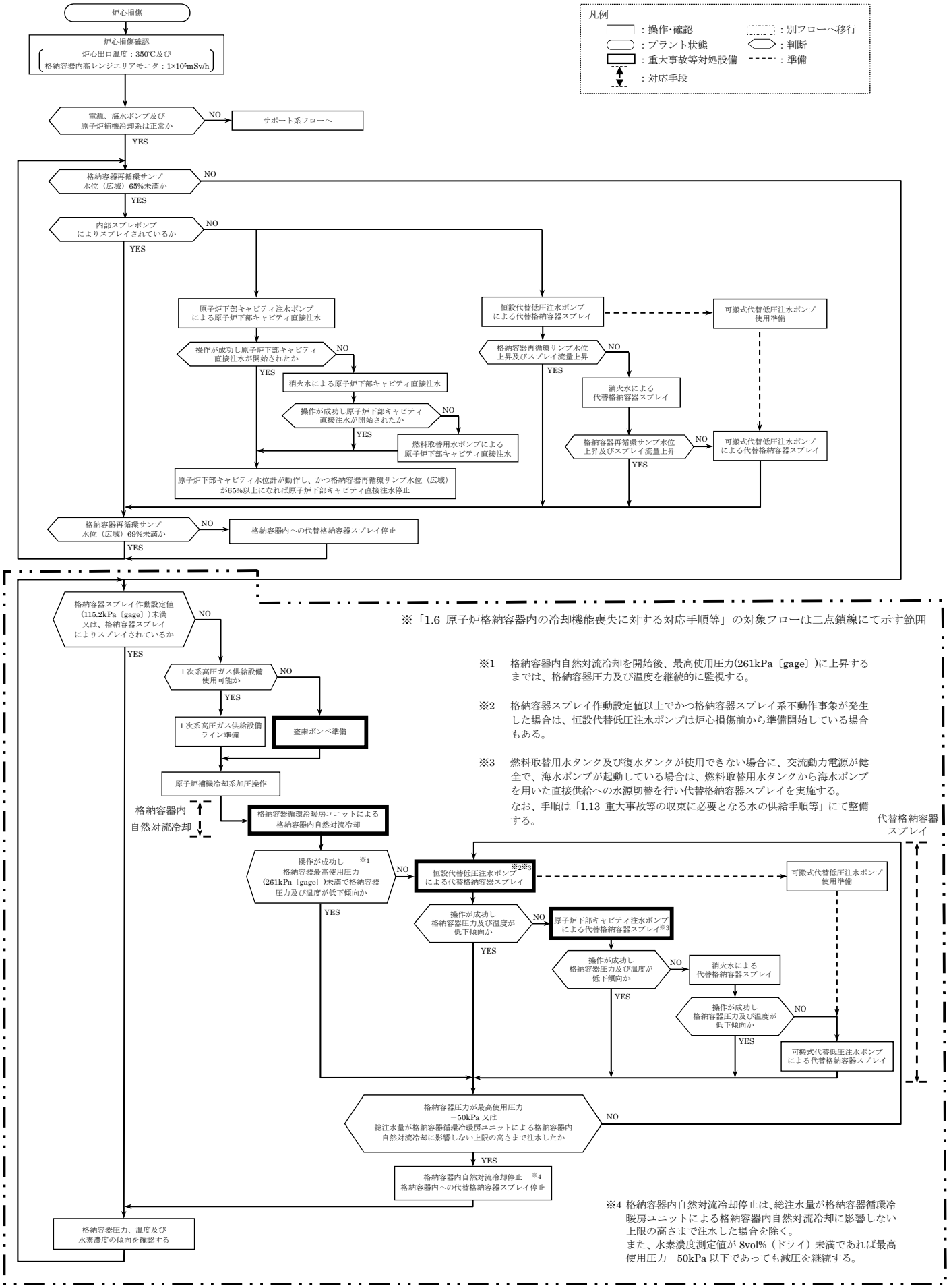


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む

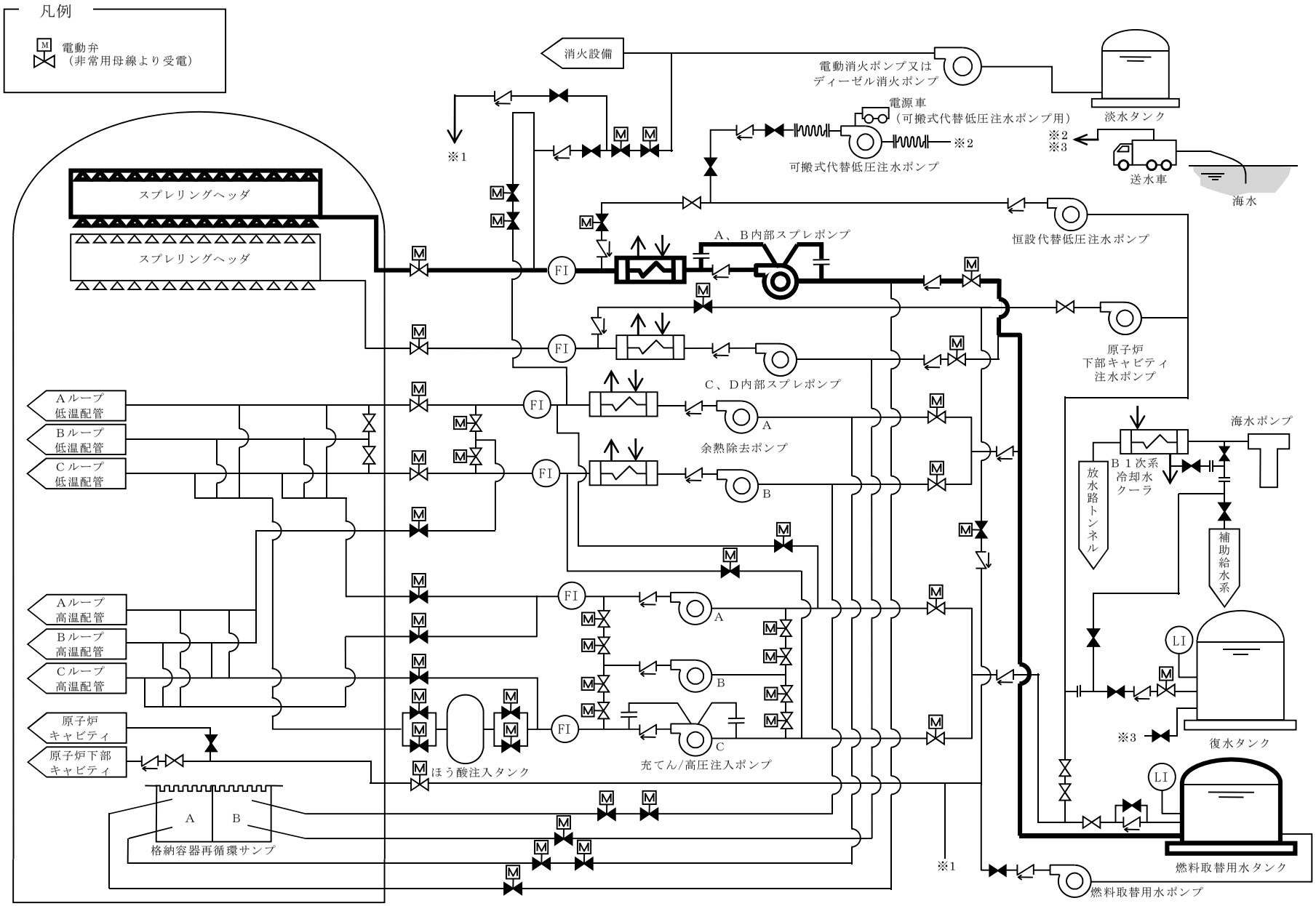
第1.6.9図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート



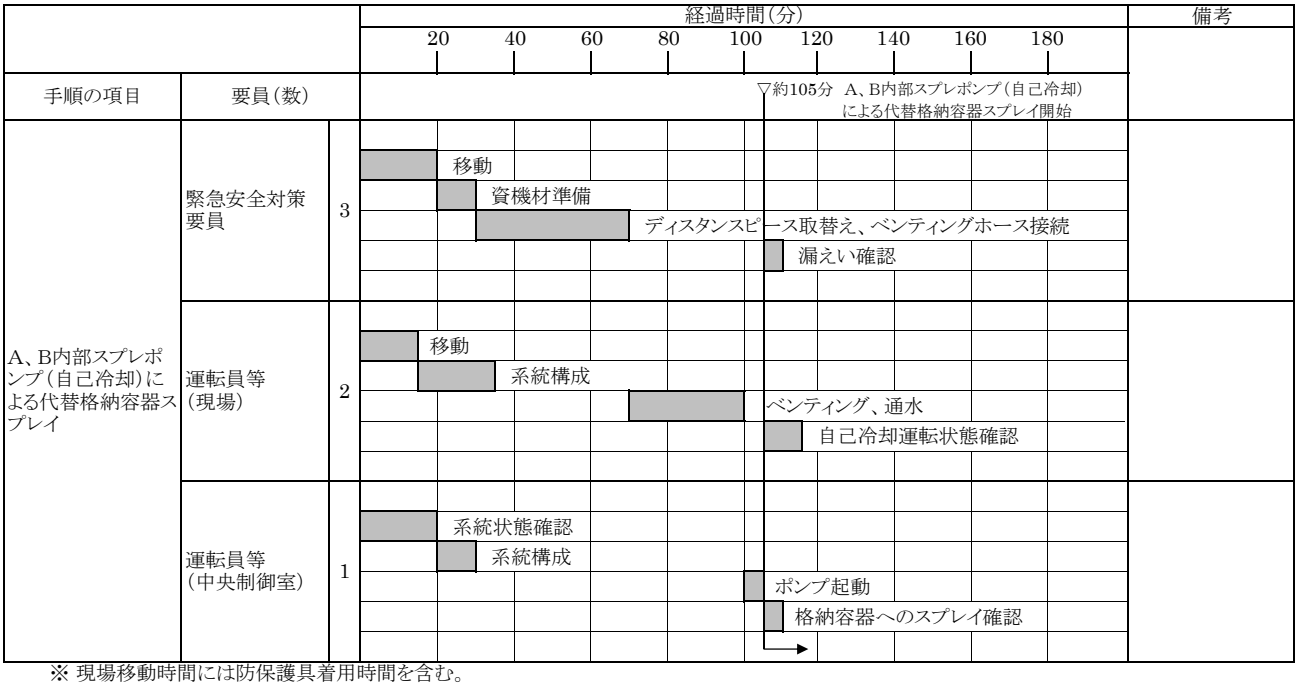
第1.6.10図　原子炉格納容器内の冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）（炉心損傷前）



第1.6.11図　原子炉格納容器内の冷却機能喪失に対する対応手順（フロントライン系機能喪失）（炉心損傷後）

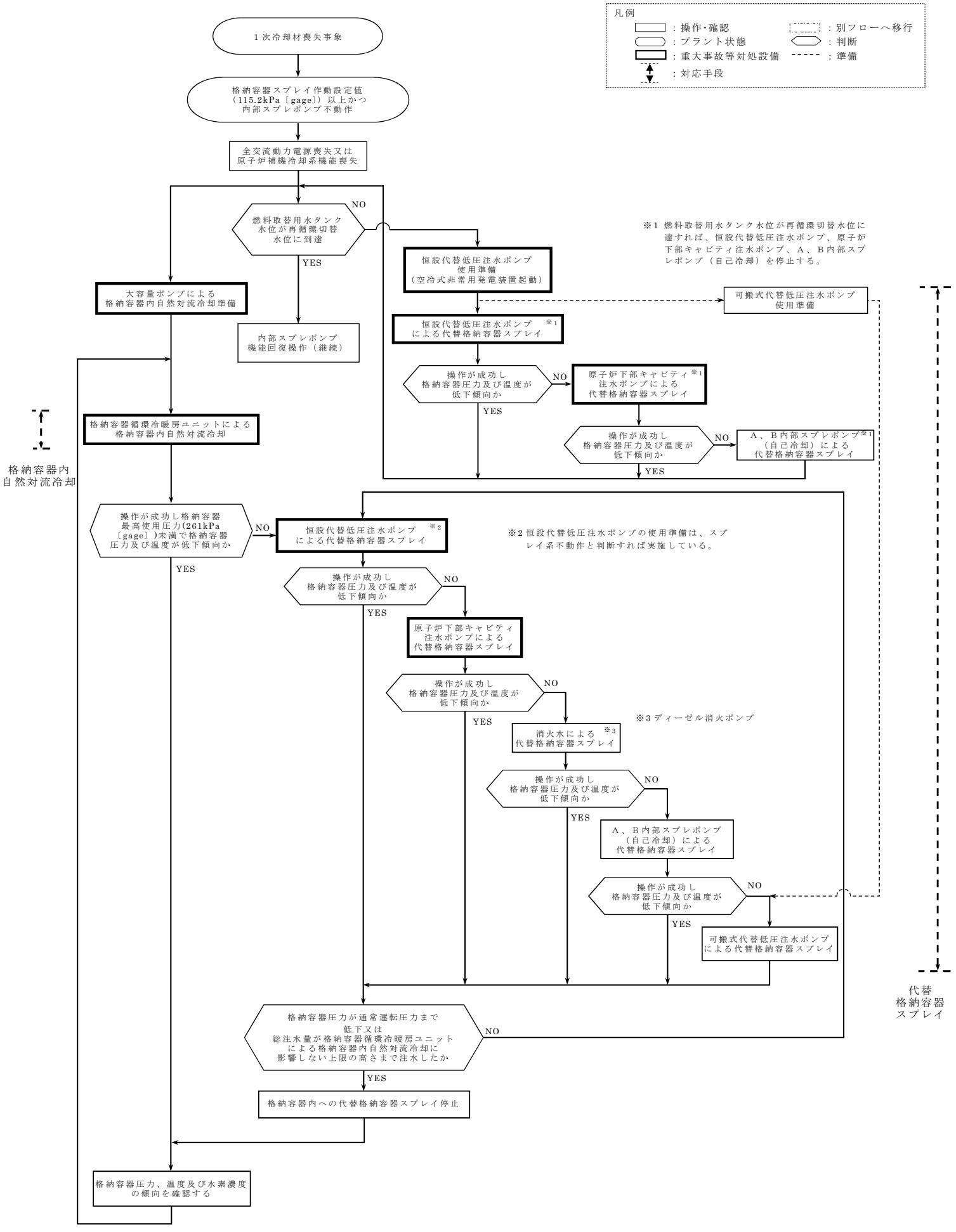


第 1.6.12 図　A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ　概略系統

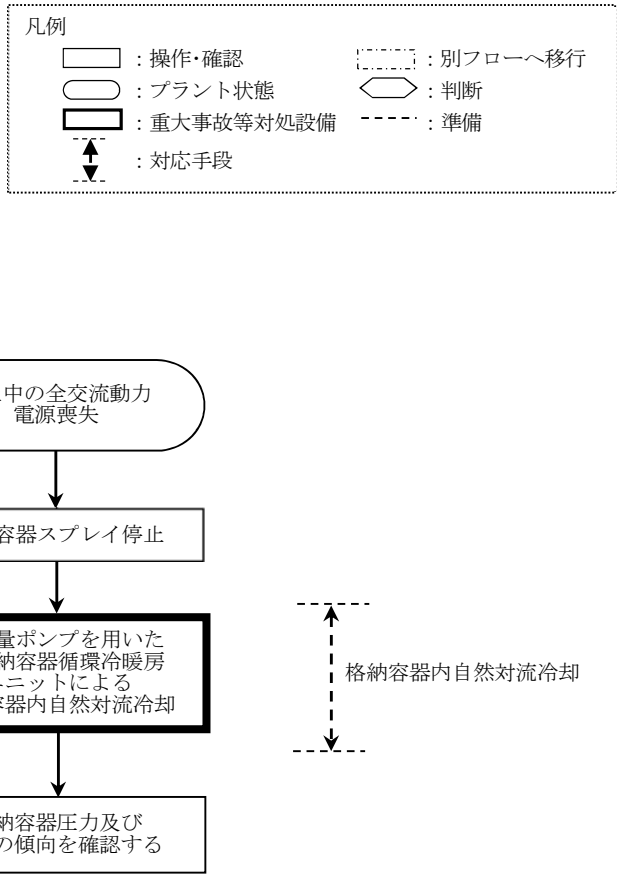


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

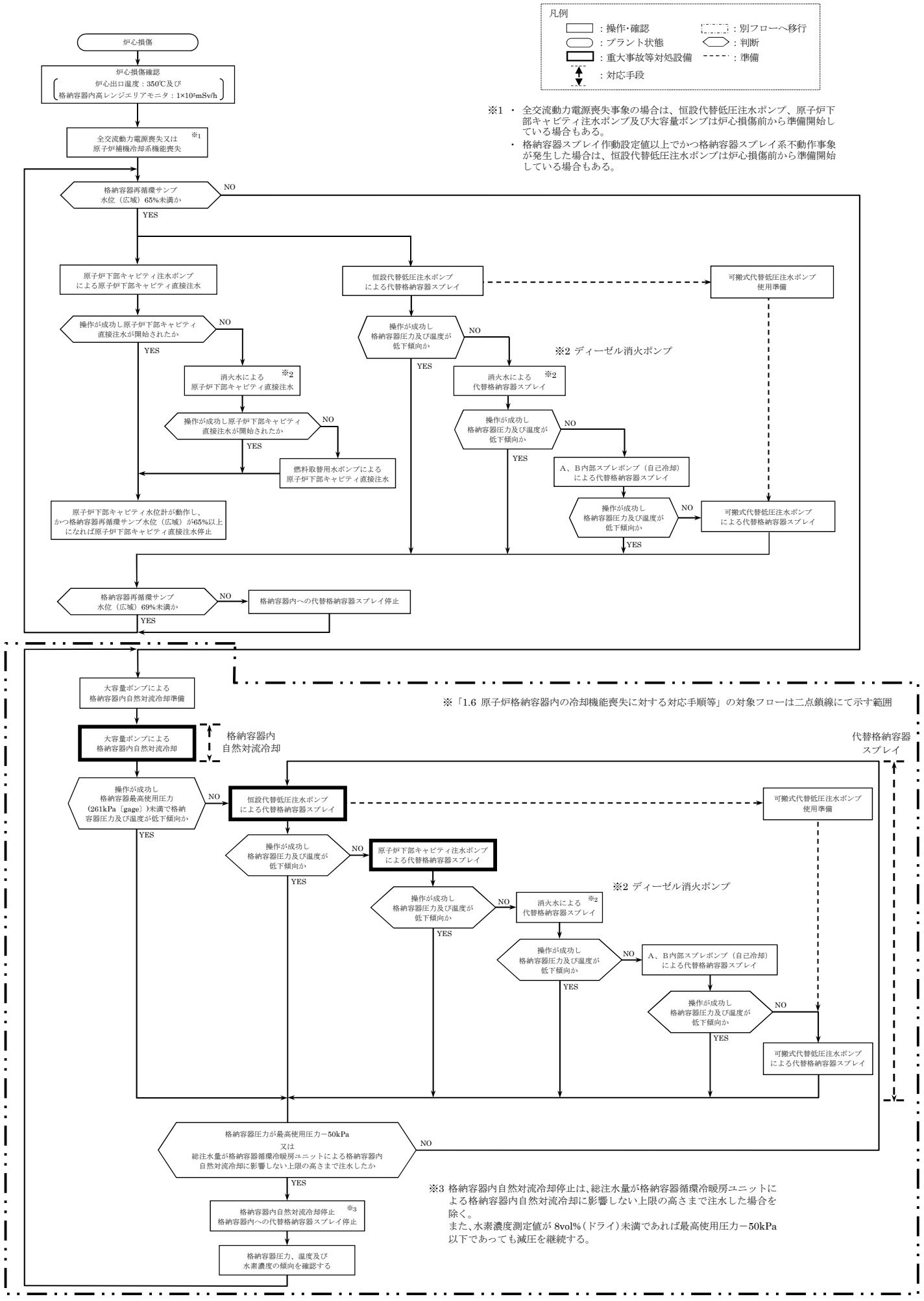
第1.6.13図 A、B内部スプレポンプ(自己冷却)による代替格納容器スプレイ タイムチャート



第1.6.14図　原子炉格納容器内の冷却機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失）（炉心損傷前）



第 1.6.15 図 原子炉格納容器内の冷却機能喪失に対する対応手順
（サポート系機能喪失）（炉心損傷前）



第1.6.16図　原子炉格納容器内の冷却機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失）（炉心損傷後）

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.7.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備
b. 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備
c. 手順等
1.7.2 重大事故等時の手順等
1.7.2.1 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等
(1) 格納容器スプレイ
a. 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ
(2) 格納容器内自然対流冷却
a. A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却
(3) 代替格納容器スプレイ
a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
c. 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ
d. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ
e. 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ
(4) その他の手順項目にて考慮する手順
(5) 優先順位
1.7.2.2 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等
(1) 格納容器内自然対流冷却
a. 大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納

容器内自然対流冷却

(2) 代替格納容器スプレイ

a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

c. ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

d. A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

e. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉格納容器の過圧破損の防止

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器代替循環冷却系、格納容器圧力逃がし装置又は格納容器再循環ユニットにより、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な手順等を整備すること。

b) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器内の圧力及び温度の低下の手順は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の圧力及び温度の低下の手順に優先して実施されるものであること。

(2) 悪影響防止

a) 格納容器圧力逃がし装置の使用に際しては、必要に応じて、原子炉格納容器の負圧破損を防止する手順等を整備すること。

(3) 現場操作等

a) 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁は、人力により容易かつ確実に開閉操作ができること。

b) 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遮蔽又は離隔等の放射線防護対策がなされていること。

c) 隔離弁の駆動源が喪失した場合においても、格納容器圧力逃がし装置の

隔離弁を操作できるよう、必要な資機材を近傍に配備する等の措置を講じること。

(4) 放射線防護

a) 使用後に高線量となるフィルター等からの被ばくを低減するための遮蔽等の放射線防護対策がなされていること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させる対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.7.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気により、格納容器内の圧力及び温度が上昇し、格納容器の過圧破損に至るおそれがある。

格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させるための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

この選定に当たり、様々な条件下での事故対処を想定し、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失を考慮する。

格納容器循環冷暖房ユニットを用いた対応手段のほかに、同等以上の効果を有する対応手段並びに重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十条及び技術基準規則第六十五条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替電源により給電する。

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手順と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.7.1表に示す。

a. 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、格納容器スプレイにより格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器スプレイで使用する設備は以下のとおり。

- 内部スプレポンプ
- 燃料取替用水タンク

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- １次系冷却水ポンプ
- １次系冷却水クーラ
- １次系冷却水タンク
- 窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）
- 海水ポンプ
- １次系高圧ガス供給設備

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却する手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 送水車
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 軽油用ドラム缶
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 海水ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

格納容器スプレイに使用する設備のうち、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備のうち、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）、１次系冷却水ポンプ、１次系冷却水クーラ、１次系冷却水タンク、窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）及び海水ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、

燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ １次系高圧ガス供給設備

通常運転中の窒素供給設備として設置しており、耐震性がないものの、１次系高圧ガス供給設備が健全であれば、１次系冷却水タンク窒素加圧の代替手段として有効である。

・電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピースの取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に格納容器へスプレイを行う代替手段として有効である。

b. 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、格納容器内自然対流冷却により格納容器内を冷却する手段がある。

格納容器内自然対流冷却に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ格納容器循環冷暖房ユニット
- 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）
- 大容量ポンプ
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、代替格納容器スプレイにより格納容器内を冷却する手段がある。

代替格納容器スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 送水車
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 軽油用ドラム缶

・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

格納容器内自然対流冷却に使用する設備のうち、Ａ格納容器循環冷暖房ユニット、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、送水車、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）、燃料取替用水タンク

重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

c. 手順等

上記のa. 及びb. における対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.7.2表、第1.7.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として、格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順等に定める（第1.7.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.7.2 重大事故等時の手順等

1.7.2.1 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、以下の手段を用いた手順を整備する。

(1) 格納容器スプレイ

a. 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるために、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納

容器内へスプレイする手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上、かつ、内部スプレポンプが起動していない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

内部スプレポンプによる格納容器スプレイの操作手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、内部スプレポンプの起動を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で内部スプレポンプを起動する。

③ 運転員等は、中央制御室で内部スプレクーラ出口流量及び格納容器圧力、温度等の監視により格納容器内へスプレイされていることを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名で実施することができる。

格納容器スプレイについては、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上にて動作することから格納容器にスプレイされていることを確認する。また、格納容器スプレイが動作していない場合は、格納容器スプレイを実施する。ただし、格納容器内自然対流冷却により格納容器の冷却が行われている場合は実施しない。また、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行う運用としており、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

格納容器内の冷却を目的とした格納容器スプレイを行う場合は、格納容器内への注水量の制限があることから、格納容器へスプレイを行っている際に、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却に影響しない上限の高さまで注水されたことを確認すれば格納容器スプレイを停止し格納容器内自然対流冷却のみの冷却とする。

(2) 格納容器内自然対流冷却

a. A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるために、A格納容器循環冷暖房ユニット等により格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上の場合に、内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイが内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合。

(b) 操作手順

A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却手順の概要は以下のとおり。手順内の可搬型格納容器内水素濃度計測装置による格納容器内水素濃度監視操作手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち1.9.2.1(2)「水素濃度監視」にて整備する。概略系統を第1.7.1図に、タイムチャートを第1.7.2図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にA格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で原子炉補機冷却系を加圧するための系統構成を行う。

③ 運転員等は、原子炉補機冷却系の沸騰を防止するため、現場で窒素ボンベ（１次系冷却水タンク加圧用）により１次系冷却水タンクを 120kPa〔gage〕まで加圧操作を行う。
１次系高圧ガス供給設備で加圧する場合は、現場及び中央制御室で行う。

④ 当直課長は、中央制御室でＡ格納容器循環冷暖房ユニットの冷却水の温度監視を指示する。中央制御室で温度監視ができない場合は、発電所対策本部長に可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）の取付けを指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でＡ格納容器循環冷暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水するための系統構成を行う。

⑥ 運転員等は、中央制御室でＡ格納容器循環空調装置冷却水入口電動弁の開操作によりＡ格納容器循環冷暖房ユニットに原子炉補機冷却水を通水する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度が上昇し、ダクト開放機構が開いたことを「格納容器再循環用ダクト開放機構開」の警報発信により確認する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力が最高使用圧力から 50kPa 低下したことを確認すれば、Ａ格納容器循環空調装置冷却水入口電動弁を閉操作し、原子炉補機冷却水の通水を停止する。ただし、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が 8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

⑨ 運転員等は、中央制御室でＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名及び緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間については約90分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。また、作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 代替格納容器スプレイ

a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるために、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、内部スプレポンプの故障等により格納容器へのスプレイが内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合及び格納容器内自然対流冷却により格納容器圧力が低下しない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

(a) 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により格納容器へのスプレイがA内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保され、原子炉下部キャビティ注水ポンプを原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

(b) 操作手順

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代

替格納容器スプレイ」にて整備する。

c. 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により格納容器へのスプレイがＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

(b) 操作手順

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

d. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプの故障等により格納容器へのスプレイが内部スプレ系連絡消火水流量積算等にて確認できない場合、可搬式代替低圧注水ポ

ンプにより海水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

(b) 操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

e. 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

格納容器へのスプレイが必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し格納容器へのスプレイができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイする手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ

直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器へのスプレイが必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

なお、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

(b) 操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置による格納容器内水素濃度監視操作手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち1.9.2.1(2)「水素濃度監視」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。また、送水車を用いた海水から復水タンクへの補給手順は1.13.2.3(3)「海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合において、炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させる手段として、格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却及び代替格納容器スプレイの3つの手段がある。格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上にて内部スプレポンプによる格納容器スプレイがされていることを確認する。ただし、格納容器内自然対流冷却による格納容器の冷却及び格納容器スプレイが行われていない場合は、格納容器スプレイを実施する。また、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、格納容器圧力が格納容器スプレイ作動設定値（115.2kPa〔gage〕）以上で格納容器内自然対流冷却の準備作業を開始し、準備が完了すれば格納容器内自然対流冷却を開始する。格納容器内自然対流冷却の手段が使用できるまでの間に、格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は代替格納容器

スプレイを行う。格納容器内自然対流冷却を開始すれば格納容器圧力を監視し、状況に応じて代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器内へのスプレイができない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器内へのスプレイができない場合は、常用母線が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。可搬式代替低圧注水ポンプは恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの使用と並行して準備を開始し、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプによる格納容器へのスプレイができない場合に使用する。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.7.3図に示す。

1.7.2.2 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために、以下の手段を用いた手順を整備する。

なお、全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置により交流動力電源を確保する。

(1) 格納容器内自然対流冷却

a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失による内部スプレポンプの機能が喪失した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、大容量ポンプ及びＡ格納容器循環冷暖房ユニットで格納容器内自然対流冷却を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能が喪失している場合に、原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却手順の概要は以下のとおり。手順内の可搬型格納容器内水素濃度計測装置による格納容器内水素濃度監視操作手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち1.9.2.1(2)「水素濃度監視」にて整備する。また、概略系統を第1.7.4図に、タイムチャートを第1.7.5図に、ホース敷設ルートを第1.7.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に大容量ポンプによるＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水準備作業を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に大容量ポンプによるＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水のための系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプによるＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水準備作業を指示

する。

④ 緊急安全対策要員は、現場でＡ格納容器循環冷暖房ユニット冷却水入口及び出口配管に冷却状態監視のため、可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／ 出口温度（ＳＡ）用）を取り付ける。ただし、入口配管への計測装置取付けは、中央制御室で格納容器循環冷暖房ユニットの冷却水の温度監視ができない場合に実施する。

⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で大容量ポンプによるＡ格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水のための系統構成を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの保管場所へ移動し、大容量ポンプ搬送車にて所定の位置に搬送する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース、水中ポンプ、その他付属品等の保管場所へ移動し、必要数を車両に積み込み、所定の位置に搬送し接続する。水中ポンプは、ユニッククレーン等にて所定の位置に配置する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で海水系と原子炉補機冷却系を接続するディスタンスピース取替えを実施する。

⑨ 当直課長は、格納容器圧力が 115.2kPa〔gage〕まで上昇したことを確認すれば、発電所対策本部長に大容量ポンプを起動し海水供給の開始を指示する。

⑩ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に大容量ポンプを起動し海水供給の開始及び冷却水の温度監視を指示する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプを起動し、海水を供給する。

⑫ 緊急安全対策要員は、現場で格納容器空調装置冷却水流量等により海水が通水されていることを確認する。

⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）によりＡ格納容器循環冷暖房ユニットの冷却水温度を確認し、運転員等へ

連絡する。

⑭ 運転員等は、中央制御室でA格納容器循環冷暖房ユニット冷却水出入口温度差、格納容器圧力及び温度の低下等により、格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑮ 運転員等は、中央制御室で、格納容器圧力が最高使用圧力から50kPa低下したことを確認すれば、A格納容器循環空調装置冷却水入口電動弁の閉操作により海水の通水を停止する。ただし、水素濃度は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置で計測される水素濃度（ドライ）により継続的に監視を行い、測定による水素濃度が8vol%（ドライ）未満であれば減圧を継続する。

⑯ 緊急安全対策要員は、現場で大容量ポンプの運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプは約4.1時間の運転が可能）。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員10名により作業を実施し、所要時間は約6時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。また、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却に係る可搬型ホース等の接続については速やかに作業ができるように大容量ポンプの保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、想定される重大事故等のうち「大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事

故」等発生時は炉心溶融が起こり、大容量ポンプ準備における線量が高くなり、作業員の被ばくが懸念される。これらの作業における対応手順、所要時間、格納容器からの漏えい率及びアニュラス空気再循環設備等から被ばく評価した結果、作業エリアにおける作業員の被ばく線量は100mSvを下回る。

(2) 代替格納容器スプレイ

a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させるため、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉補機冷却機能が喪失し、原子炉補機冷却水の通水を、１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量等にて確認できない場合に、格納容器最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上かつ、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(a)「恒設代替低圧注水

ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

(a) 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により格納容器へのスプレイがＡ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保され、原子炉下部キャビティ注水ポンプを原子炉下部キャビティ直接注水に使用していない場合。

(b) 操作手順

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

c. ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイがＢ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

(b) 操作手順

ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(c)「ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

d. Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

ディーゼル消火ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイが内部スプレ系連絡消火水流量積算等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(d)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

e. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイができない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器内へスプレイする手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

(b) 操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの操作手順は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(e)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、操作に係る移動経路、操作場所に高線量の区域はない。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置 への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。また、送水車を用いた海水から復水タンクへの補給手順は1.13.2.3(3)「海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

炉心の著しい損傷が発生した場合において、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能が喪失した場合、格納容器の圧力及び温度を低下させる手段として、代替格納容器スプレイと大容量ポンプを用いた格納容

器内自然対流冷却の２つの手段がある。この手段のうち、継続的な冷却及び格納容器内の重要機器の水没を未然に防止する観点から、大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却を優先するが、格納容器内自然対流冷却は準備に約6時間を要することから、この間に格納容器圧力が最高使用圧力（261kPa〔gage〕）以上となる場合は、代替格納容器スプレイを行う。大容量ポンプを用いた格納容器内自然対流冷却を開始すれば格納容器圧力を監視し、状況に応じて代替格納容器スプレイを行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）、可搬式代替低圧注水ポンプの順で使用する。

詳細には、恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器内へのスプレイができない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する。なお、炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプを使用する場合は、原子炉下部キャビティ直接注水に使用していないことを確認して使用する。原子炉下部キャビティ注水ポンプによる格納容器内へのスプレイができない場合は、ディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。ディーゼル消火ポンプによる格納容器内へのスプレイができない場合は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を使用する。また、可搬式代替低圧注水ポンプは恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの使用と並行して準備を開始しＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）が使用できない場合に使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.7.7図に示す。

第 1.7.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器スプレイ	内部スプレポンプ※2	重大事故等対処設備	c	内部スプレポンプを用いた格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料取替用水タンク				
		格納容器内自然対流冷却	Ａ格納容器循環冷暖房ユニット	重大事故等対処設備	a	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度　（ＳＡ）用）			可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			１次系冷却水ポンプ※2				
			１次系冷却水クーラ				
			１次系冷却水タンク				
			窒素ボンベ　（１次系冷却水タンク加圧用）				
			海水ポンプ※2				
			１次系高圧ガス供給設備	多様性拡張設備			
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ※3	重大事故等対処設備	c	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※3				
			空冷式非常用発電装置※4			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	ＳＡ所達※1
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			送水車				
			燃料油貯蔵タンク※5				
			可搬式オイルポンプ※5				
			タンクローリー※5				
			燃料油移送ポンプ※5				
			軽油用ドラム缶※6				
			電動消火ポンプ※3	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ※3				
			Ａ、Ｂ淡水タンク				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※3			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車				
			恒設代替低圧注水ポンプ※3※7			格納容器注水のための水源を確保する手順 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※3※7				
			海水ポンプ※2※7				

※1　：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2　：ディーゼル発電機等により給電する。
※3　：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※4　：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5　：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6　：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7　：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※8　：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.7.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	格納容器内自然対流冷却	A格納容器循環冷暖房ユニット	重大事故等対処設備	a,b	格納容器循環冷暖房ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度　（ＳＡ）用）				
			大容量ポンプ			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 可搬型温度計測装置設置の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※5				
			タンクローリー※5				
			燃料油移送ポンプ※5		a		
		代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ※2	重大事故等対処設備	c	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ※2				
			空冷式非常用発電装置※3				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			送水車				
			燃料油貯蔵タンク※4			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			軽油用ドラム缶※6				
			ディーゼル消火ポンプ※2	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）※2			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料取替用水タンク			内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式代替低圧注水ポンプ※2			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車			可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.7.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.7　原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

監視計器一覧（１／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.1　交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 (1) 格納容器スプレイ			
a. 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉格納容器水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（２／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.1　交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 (2) 格納容器内自然対流冷却			
a. Ａ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・１次系冷却水タンク圧力計
			・格納容器空調装置冷却水流量計
			・１次系冷却水クーラ出口Ｃヘッダ温度計
			・１次系冷却水Ｃヘッダ戻り温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		信号	・格納容器再循環用ダクト開放機構開警報
		原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計
(3) 代替格納容器スプレイ			
a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（３／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.1　交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 (3) 代替格納容器スプレイ			
b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	
c. 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（４／９）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.7.2.1　交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等
(3) 代替格納容器スプレイ</td></tr>
<tr><td rowspan="8">d. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ</td><td rowspan="7">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器への注水量</td><td>・内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・格納容器スプレ流量積算計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="10">e. 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ</td><td rowspan="8">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の圧力</td><td>・格納容器圧力計</td></tr>
<tr><td>・格納容器圧力計（広域）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>補機監視機能</td><td>・海水ヘッダ圧力計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。
燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は「1.6　原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(1)b.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」又は1.6.2.2(1)b.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（５／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.2　全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 (1) 格納容器内自然対流冷却			
a. 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		最終ヒートシンクの確保	・格納容器空調装置冷却水流量計
			・１次系冷却水クーラ出口Ｃヘッダ温度計
			・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計

監視計器一覧（６／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.2　全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 (2) 代替格納容器スプレイ			
a. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(a)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	
b. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(b)「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（７／９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.2　全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 (2) 代替格納容器スプレイ			
c. ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ｂ内部スプレクーラ出口流量計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(c) 「ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（８／９）

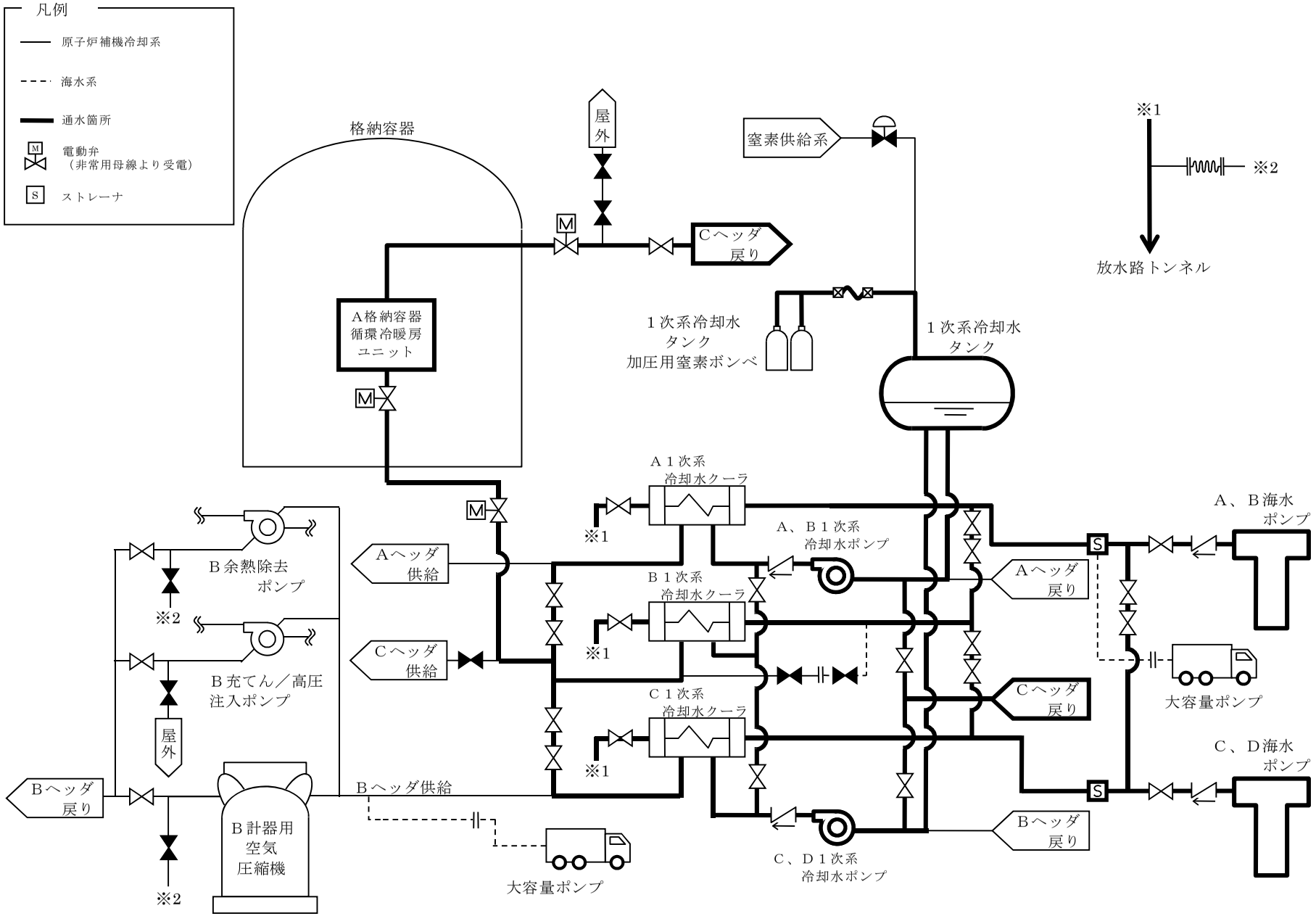
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.2　全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 (2) 代替格納容器スプレイ			
d. Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(d)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（９／９）

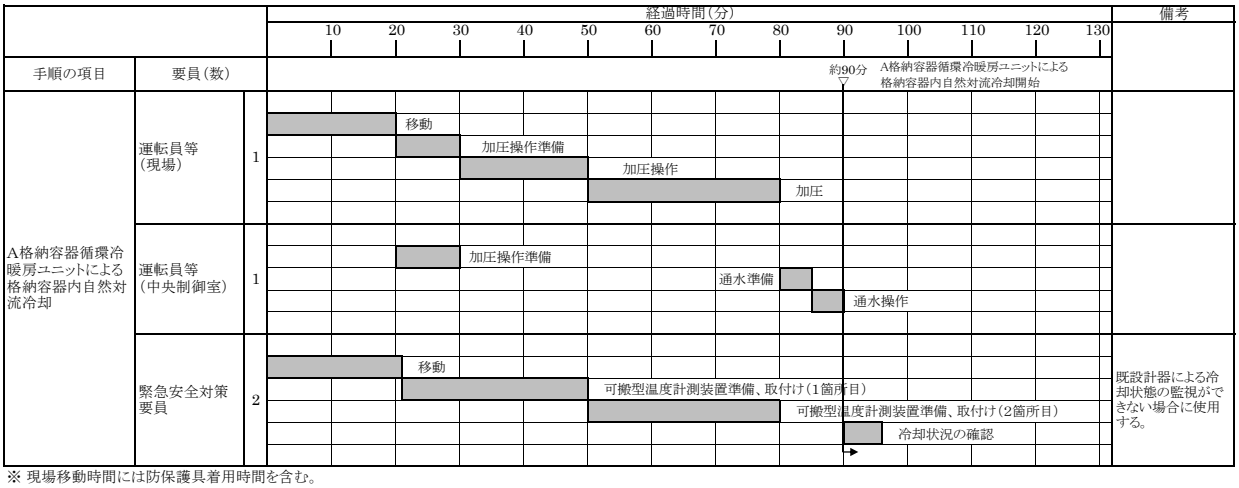
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.7.2.2　全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 (2) 代替格納容器スプレイ			
e. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
	操作	「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2(2)a.(e)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

第1.7.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.7】 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	恒設代替低圧注水ポンプ	空冷式非常用発電装置
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	
	A内部スプレポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ内部スプレポンプ	
	Ｃ内部スプレポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ内部スプレポンプ	
	Ａ１次系冷却水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ１次系冷却水ポンプ	
	Ｃ１次系冷却水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ１次系冷却水ポンプ	
	A海水ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｂ海水ポンプ	
	Ｃ海水ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｄ海水ポンプ	

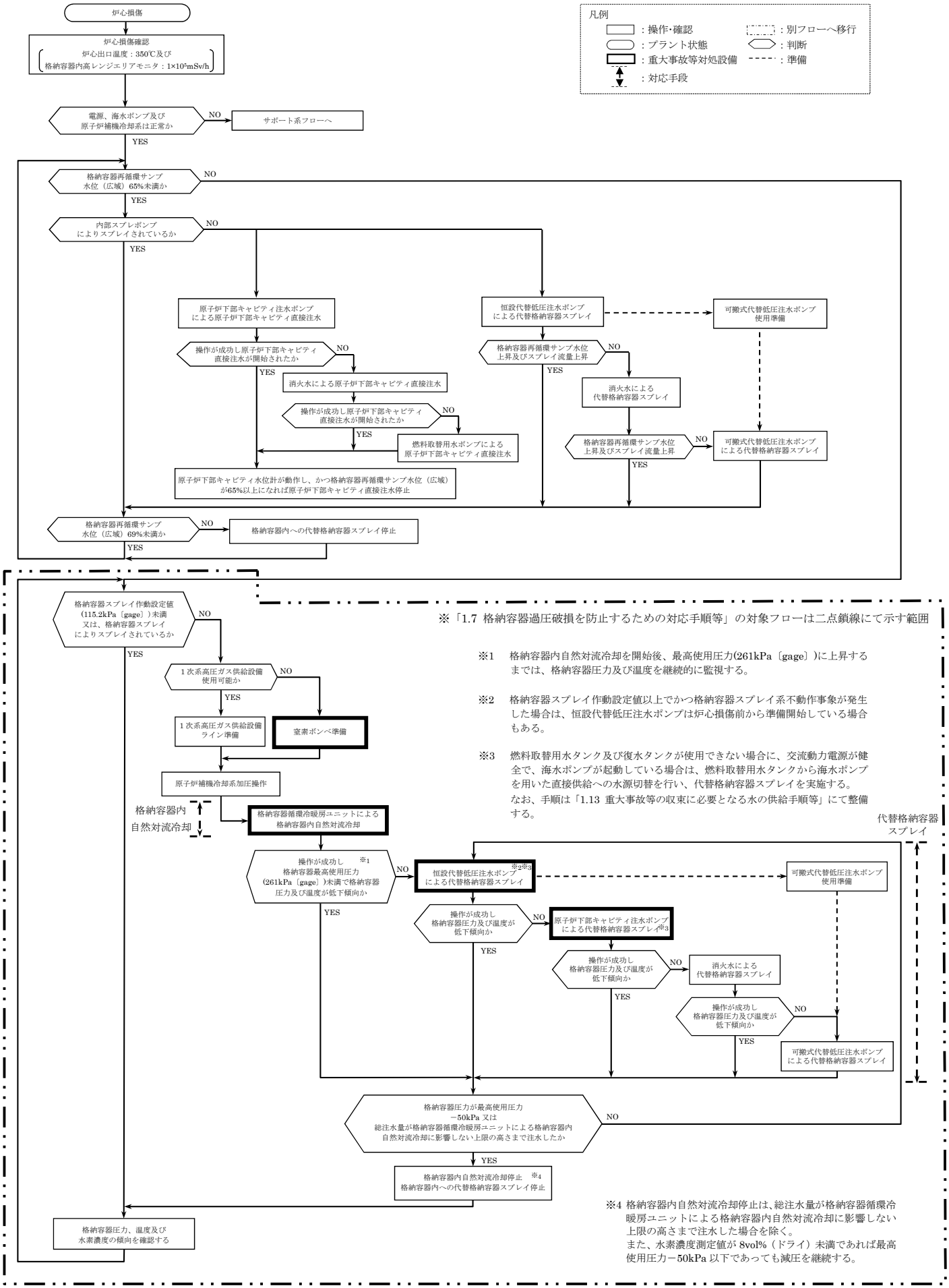


第 1.7.1 図　A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却　概略系統

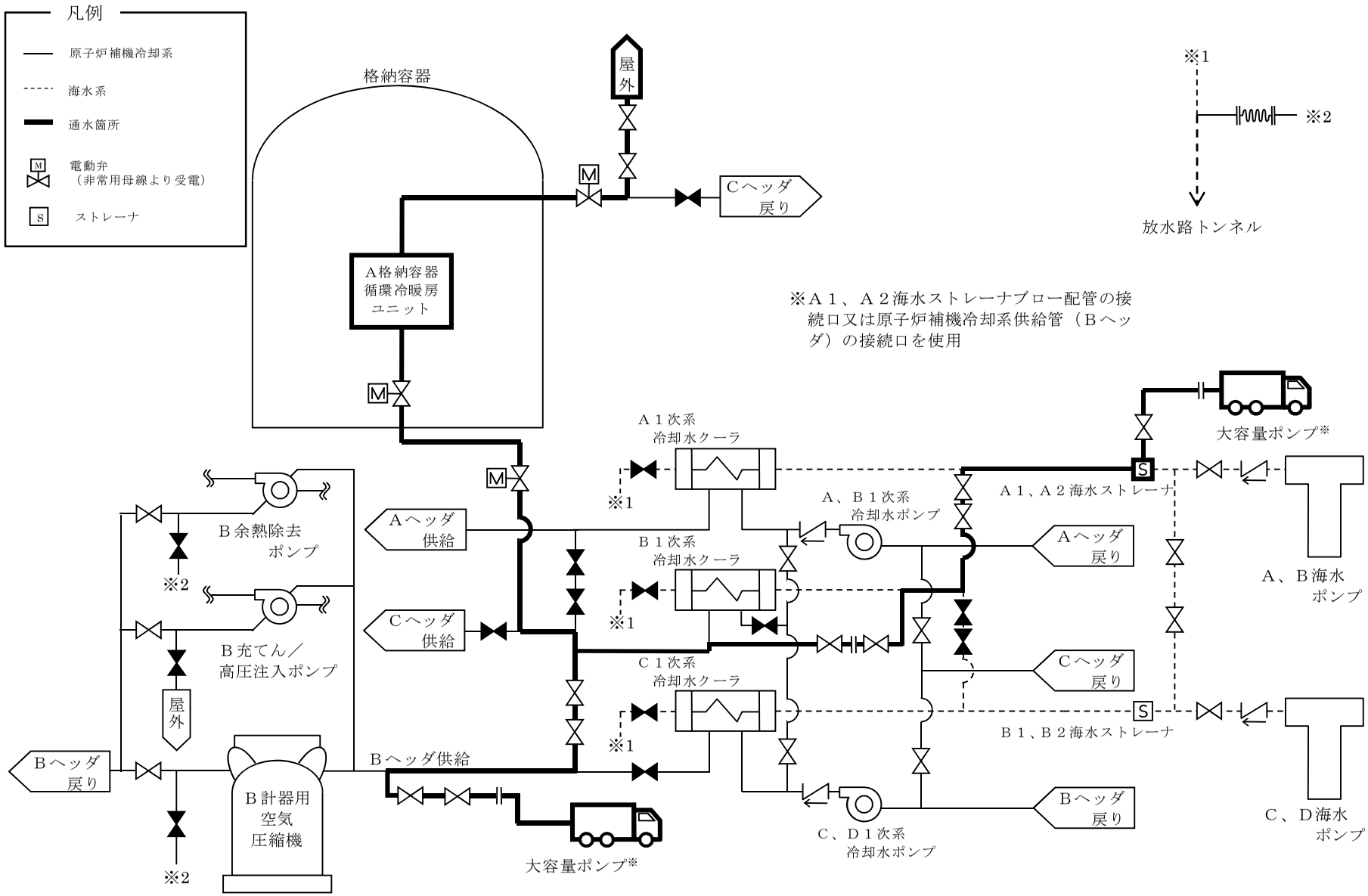


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

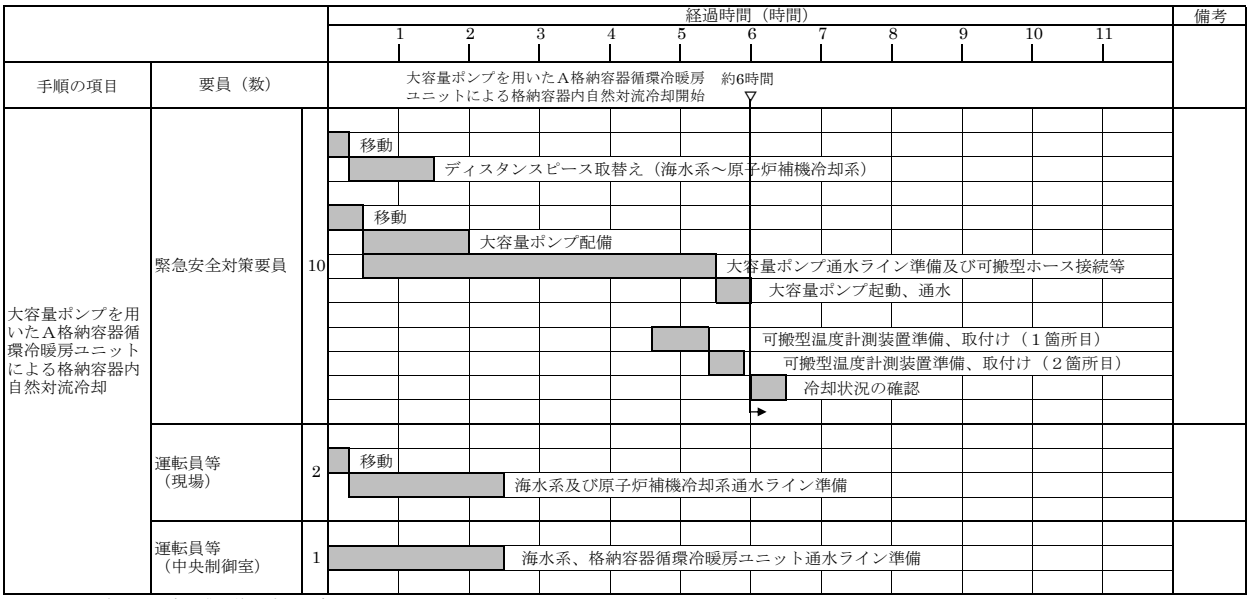
第1.7.2図　A格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却　タイムチャート



第1.7.3図　格納容器の過圧破損防止に対する対応手順（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時）

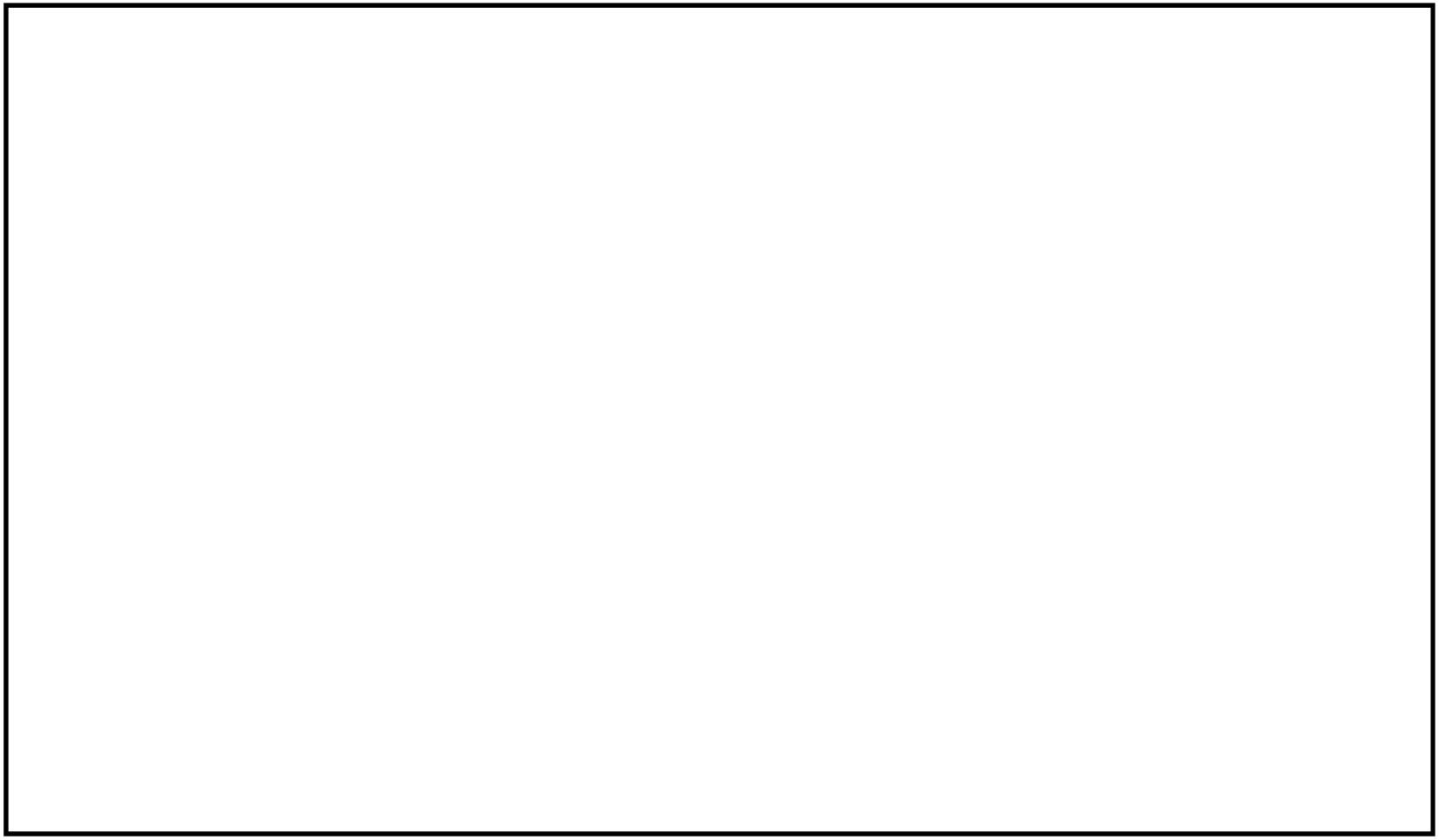


第 1.7.4 図　大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却　概略系統



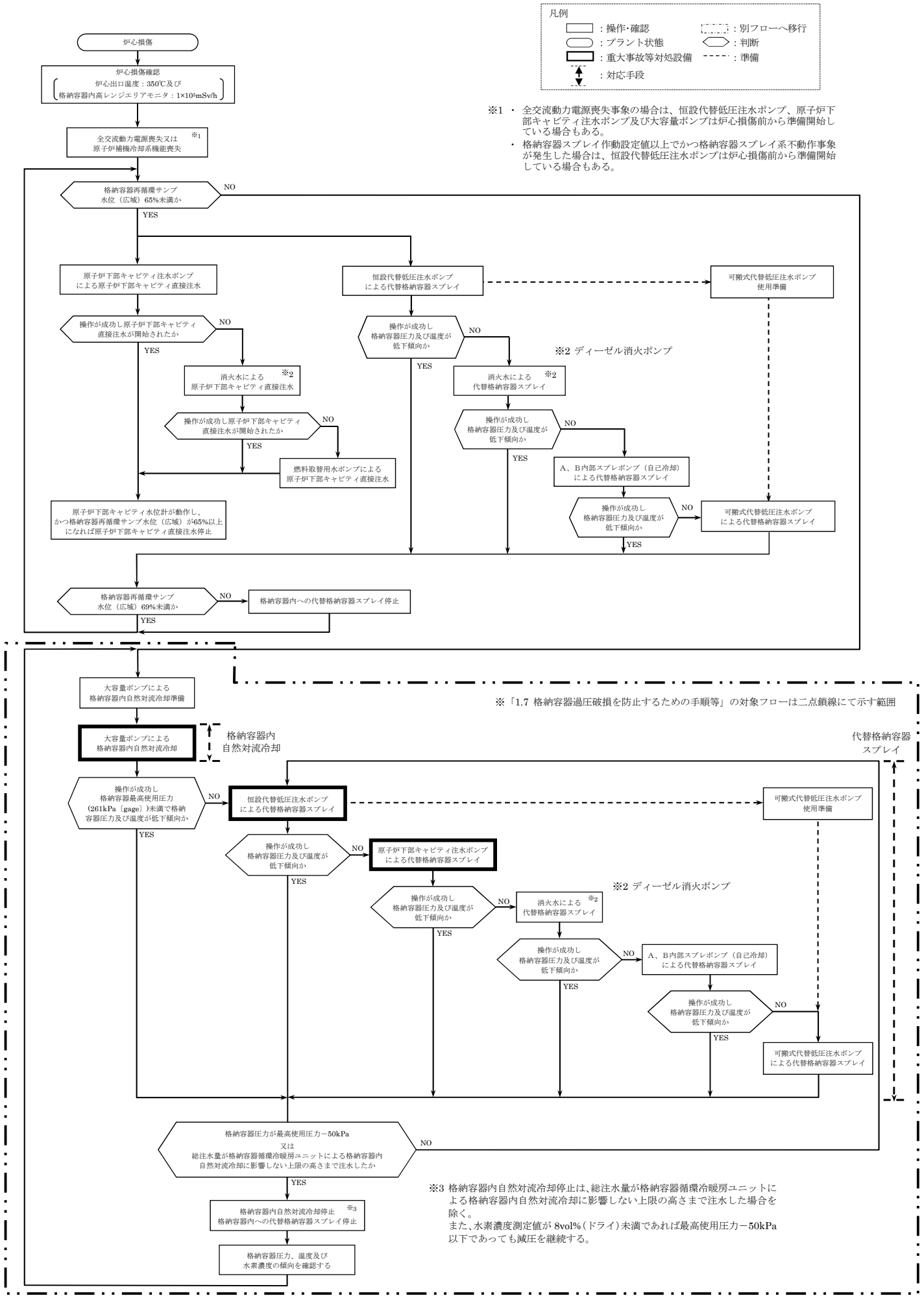
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.7.5図 大容量ポンプを用いたＡ格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却　タイムチャート



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開する事はできません。

第1.7.6図　ホース敷設ルート図



第1.7.7図　格納容器の過圧破損防止に対する対応手順（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時）

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.8.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

b. 溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

c. 手順等

1.8.2 重大事故等時の手順等

1.8.2.1 格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等

a. 格納容器スプレイ

(a) 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ

b. 原子炉下部キャビティ注水

(a) 原子炉下部キャビティ直接注水

ⅰ. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

ⅱ. 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

ⅲ. 燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

ⅳ．海水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による原子炉下部キャビティ直接注水

(b) 代替格納容器スプレイ

ⅰ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

ⅱ．電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

ⅲ．可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

ⅳ．海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等

a. 原子炉下部キャビティ注水

(a) 原子炉下部キャビティ直接注水

ⅰ．原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

ⅱ．ディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

ⅲ．燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

(b) 代替格納容器スプレイ

ⅰ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

ⅱ．ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

ⅲ．Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

ⅳ．可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

b. その他の手順項目にて考慮する手順

c. 優先順位

1.8.2.2 溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等

a. 炉心注水

(a) 充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低

圧注入ラインを使用した炉心注水

(b) 充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを使用した炉心注水

b. 代替炉心注水

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

c. その他の手順項目にて考慮する手順

d. 優先順位

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等

a. 代替炉心注水

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(b) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

(c) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

(d) ディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

b. その他の手順項目にて考慮する手順

c. 優先順位

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「溶融し、原子炉格納容器の下部に落下した炉心を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

なお、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却は、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）を抑制すること及び溶融炉心が拡がり原子炉格納容器バウンダリに接触することを防止するために行われるものである。

(1) 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器下部注水設備により、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下遅延・防止

a) 溶融炉心の原子炉格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉圧力容器へ注水する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の抑制及び溶融炉心が拡がり格納容器バウンダリへの接触を防止することにより、溶融し格納容器の下部に落下した炉心を冷却するための対処設備を整備している。

また、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、原子炉を冷却するための対処設備を整備している。

ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.8.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）による格納容器の破損を防止するために、格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止する必要がある。

格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却及び溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

この選定に当たり、様々な条件下での事故対処を想定し、全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能の喪失を考慮する。

格納容器スプレ設備及び安全注入設備による対応手段のほかに、格納容器スプレ設備及び安全注入設備が有する機能を代替することができる対応手段並びに重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十一条及び技術基準規則第六十六条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合、又は全交流動力電源若しくは原子炉補機冷却機能が喪失した場合に使用可能な対応手段と設備を選定する。ただし、全交流動力電源が喪失した場合は代替電

源により給電する。

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手順と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.8.1表、第1.8.2表に示す。

a. 格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

ⅰ. 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、設計基準事故対処設備による格納容器スプレイにより格納容器へスプレイする手段がある。

格納容器スプレイで使用する設備は以下のとおり。

- 内部スプレポンプ
- 燃料取替用水タンク

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、原子炉下部キャビティ直接注水により原子炉下部キャビティへ注水する手段がある。

原子炉下部キャビティ直接注水で使用する設備は以下のとおり。

- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料取替用水タンク
- 復水タンク
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 電動消火ポンプ

・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 燃料取替用水ポンプ
・ 海水ポンプ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する手段がある。

代替格納容器スプレイで使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 海水ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

格納容器スプレイに使用する設備のうち、内部スプレポンプ及び燃料取替用水タンクは、いずれも重大事故等対処設備と位置づ

ける。

原子炉下部キャビティ直接注水に使用する設備のうち、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

（原子炉下部キャビティ直接注水）

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ原子炉下部キャビティ直接注水の代替手段として有効である。

・ 燃料取替用水ポンプ、燃料取替用水タンク

燃料取替用水ポンプの流量は、原子炉下部キャビティ注水ポンプに比べ小流量であること、また系統構成に時間を要するが、原子炉下部キャビティ直接注水の代替手段として有効である。

・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップで

あり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して原子炉下部キャビティへ注水を行う代替手段として有効である。

（代替格納容器スプレイ）

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬及び接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ及び海水ポンプを使用して原子炉下部キャビティへ注水を行う代替手段として有効である。

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、原子炉下部キャビティ直接注水により原子炉下部キャビティへ注水する手段がある。

原子炉下部キャビティ直接注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 燃料取替用水ポンプ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する手段がある。

代替格納容器スプレイで使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

原子炉下部キャビティ直接注水に使用する設備のうち、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替格納容器スプレイに使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

（原子炉下部キャビティ直接注水）

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ原子炉下部キャビティ直接注水の代替手段として有効である。

・ 燃料取替用水ポンプ、燃料取替用水タンク

燃料取替用水ポンプの流量は、原子炉下部キャビティ注水ポンプに比べ小流量であること、また系統構成に時間を要するが、原子炉下部キャビティ直接注水の代替手段として有効である。

（代替格納容器スプレイ）

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）、燃料取替用水タンク

重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、大容量にて短時間に原子炉下部キャビティへの注水が見込めることから有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬及び接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

b. 溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止

(a) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の対応手段及び設備

ⅰ. 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、設計基準事故対処設備による炉心注水により溶融炉心を冷却する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 充てん／高圧注入ポンプ
・ 余熱除去ポンプ
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、代替炉心注水により溶融炉心を冷却する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車
・ 海水ポンプ

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

炉心注水に使用する設備のうち、充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

代替炉心注水に使用する設備のうち、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、A、B淡水タンク、No．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬及び接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、炉心注水の代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ、海水ポンプ

燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に原子炉へ注水を行う代替手段として有効である。

(b) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の対応手段及び設備

ｉ．対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合において、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、代替炉心注水により溶融炉心を冷却する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）
・ 燃料取替用水タンク
・ 復水タンク

・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ ディーゼル消火ポンプ
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車

ⅱ．重大事故等対処設備と多様性拡張設備

代替炉心注水に使用する設備のうち､恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却)、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用)、燃料取替用水タンク

　重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。

・ ディーゼル消火ポンプ、Ｎｏ．１、２淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ炉心注水の代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

可搬型ホース等の運搬及び接続作業に最短でも約8.5時間を要するが、炉心注水の代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

c. 手順等

上記のa. 及びb. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.8.3表、第1.8.4表）。

全交流動力電源喪失時において、代替電源を接続することにより、事故対応を行う手順を整備する。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として、内部スプレポンプを用いた格納容器スプレイの手順等に定める（第1.8.1表、第1.8.2表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.8.2 重大事故等時の手順等

1.8.2.1 格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

a. 格納容器スプレイ

(a) 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、内部スプレポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

炉心が損傷し、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%未満）に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ. 操作手順

内部スプレポンプによる格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第 1.8.1 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に内部スプレポンプの動作状態等を確認し、内部スプレポンプが起動可能であり、かつ、不動作であれば、内部スプレポンプを起動するよう運転員等に指示する。

② 運転員等は、中央制御室で内部スプレ信号を手動で発信させ、内部スプレポンプを起動する。

③ 運転員等は、中央制御室で内部スプレポンプの起動台数、内部スプレクーラ出口流量、格納容器圧力及び温度の監視により格納容器へスプレイされていることを確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認し、その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認する。溶融炉心を冠水するために十分な水位を確保するため、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%以

上になることを確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等１名にて実施することができる。

運転中の定期的な巡視において、原子炉下部キャビティ連通管の周辺に、閉塞がないことを目視にて確認する。

b．原子炉下部キャビティ注水

(a) 原子炉下部キャビティ直接注水

ⅰ．原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、内部スプレポンプ 3 台以上の故障等により、必要な格納容器へのスプレイ流量が確認できない場合、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納

容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%未満若しくは原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない、かつ、内部スプレポンプ 3 台以上の故障等により、必要な格納容器へのスプレイ流量が内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合、又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.8.2 図に、タイムチャートを第 1.8.3 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室で起動する。

③ 運転員等は、中央制御室で系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口ラインに設置された原子炉下部キャビティ注水ポン

プ出口流量積算等により、原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水に伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へ注水されていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止する。

【原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合】

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認できない場合は、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する。

【原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える場合の手順】

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを確認し、運転員等に原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行うことを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替える。

③ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口ラインに設置された原子炉下部キャビティ注水ポン

プ出口流量積算等により、原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水に伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へ注水されていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止する。

（iii）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施し、所要時間は約 25 分と想定する。

ⅱ．電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水ができない場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク水又はＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、原子炉下部キャビティへの直接注水が原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算等にて確認できない場合、又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水するために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、かつ、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

（ⅱ）操作手順

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水手順の概要は以下のとおり。

概略系統を第 1.8.4 図に、タイムチャートを第 1.8.5 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプにより原子炉下部キャビティへ直接注水する系統構成を実施する。

③ 当直課長は、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作を運転員等に指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプを起動し、消火水ライン弁を開操作して原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で消火水注入ラインに設置された内部スプレ系連絡消火水流量積算等により、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプの運転状態に異常がないこと

を継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水に伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へ注水されていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止する。

【原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計が確認できない場合】

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認できない場合は、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプにより原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する。

（ⅲ）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等2名により作業を実施し､所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ⅲ．燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水ができない場合、燃料取替用水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水

完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプの故障等により、原子炉下部キャビティへの直接注水が内部スプレ系連絡消火水流量積算等にて確認できない場合、又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水手順の概要は以下のとおり。

概略系統を第 1.8.6 図に、タイムチャートを第 1.8.7 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水の系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水ポンプにより原子炉下部キャビティ直接注水する系統構成を実施する。

③ 当直課長は、燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水操作を運転員等に指示する。

④ 運転員等は、現場で燃料取替用水ポンプを起動し、原子炉下部キャビティ直接注水を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンク水位等により、燃料取替用水ポンプの運転状態に異常がないことを継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水に伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へ注水されていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を停止する。

【原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計が確認できない場合】

⑦ 運転員等は、中央制御室で原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認できない場合は、燃料取替用水ポンプにより原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する。

（iii）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等1名により作業を実施し､所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ⅳ．海水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による原子炉下部キャビティ直接注水

原子炉下部キャビティへの注水が必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し原子炉下部キャビティへの直接注水ができない場合、海水ポンプを用いて原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉下部キャビティに直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャ

ビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

(ⅰ) 手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティへの注水が必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

(ⅱ) 操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の原子炉下部キャビティ直接注水の手順は、1.8.2.1(1)b.(a)ⅰ.「原子炉下部

キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水」にて整備する。

(b) 代替格納容器スプレイ

ⅰ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、内部スプレポンプ全台の故障等により格納容器スプレイができない場合、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%未満で、かつ、内部スプレポンプ全台の故障等により、格納容器へのスプレイが内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.8.8 図に、タイムチャートを第 1.8.9 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置が起動していることを確認する。起動していない場合は、中央制御室で起動する。

③ 運転員等は、中央制御室でＡ、Ｂ内部スプレポンプ操作器を「引断」とし、系統構成を行う。

④ 運転員等は、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。その後は溶融炉心を冠水するために十分な水位を維持する。

【恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える場合の手順】

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を確認し、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行うことを指示する。

② 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイが開始されたことを確認する。

③ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や恒設代替低圧注水ポンプ出口ラインに設置された恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

④ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%から 69%の間で恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。その後は溶融炉心を冠水するために十分な水位を維持する。

（ⅲ）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施し、所要時間は約 25 分と想定する。

ⅱ．電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク水又はＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイがＡ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、かつ、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

（ⅱ）操作手順

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。

概略系統を第 1.8.10 図に、タイムチャートを第 1.8.11 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイの系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプにより代替格納容器スプレイする系統構成を実施する。

③ 当直課長は、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプに

よる代替格納容器スプレイ操作を運転員等に指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプを起動し、消火水ライン弁を開操作して代替格納容器スプレイを開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下や消火水注入ラインに設置された内部スプレ系連絡消火水流量積算等により、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%から 69%の間で電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。その後は溶融炉心を冠水するために十分な水位を維持する。

（ⅲ）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約 40 分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ⅲ．可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、格納容器下部に落下した溶融炉心

を冷却するために、電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプが使用できない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

（ⅱ）操作手順

可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.8.12 図に、タイムチャートを第 1.8.13 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの準備作業と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、取水ポンプ、可搬型ホース等を所定の位置に配置する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホース等を敷設、接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを所定の位置に配置し、可搬型ホースを敷設する。また可搬式代替低圧注水ポンプの吸込み管及び吐出管の接続を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプの可搬型ホースと可搬式代替低圧注水ポンプ用主配管を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機と起動盤のケーブルが接続されていることを確認し、起動盤から可搬式

代替低圧注水ポンプまで電源ケーブルの接続を行う。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の発電機を起動し、電圧、周波数及び回転数を確認した後、遮断器を投入する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で代替格納容器スプレイの系統構成を行う。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、可搬式代替低圧注水ポンプへ送水を行い、可搬式代替低圧注水ポンプ本体の水張りを行う。

⑪ 当直課長は、可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイが可能になれば、発電所対策本部長に格納容器へのスプレイ開始を指示する。

⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始を指示する。

⑬ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプを起動し、運転状態に異常のないことを確認する。

⑭ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式代替低圧注水ポンプ出口弁を徐々に開操作して格納容器へスプレイを開始するとともに、送水車から可搬式代替低圧注水ポンプへの供給状態に異常のないことを確認する。

⑮ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下やＡ内部スプレクーラ出口流量等により、可搬式代替低圧注水ポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑯ 運転員等は、中央制御室及び現場で可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、

格納容器再循環サンプ水位（広域）が 65%から 69%の間で可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを停止する。その後は溶融炉心を冠水するために十分な水位を維持する。

（iii）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名、現場にて運転員等 1 名及び緊急安全対策要員 18 名により作業を実施し、所要時間は約 8.5 時間と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

iv．海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ

原子炉下部キャビティへの注水が必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し原子炉下部キャビティへの注水ができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、格納容器にスプレイする手順を整備する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備

する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティへの注水が必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動している場合。

（ⅱ）操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は、1.8.2.1(1)b.(b)ⅰ.「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

炉心損傷前の恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の手順及び溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

格納容器内の冷却手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2「格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等」にて整備する。

原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理についての手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.3「原子炉及び格納容器内への注水時に

おける格納容器内の水位及び注水量の管理」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

炉心の著しい損傷が発生し、交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するための手順の優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な内部スプレポンプによる格納容器スプレイを優先する。

内部スプレポンプが使用できない場合は、原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイを行う。

原子炉下部キャビティ直接注水の優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を優先する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できない場合は、消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を行う。この場合、常用母線

が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

電動消火ポンプ及びディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを優先するとともに可搬式代替低圧注水ポンプの使用準備をする。

恒設代替低圧注水ポンプが使用できない場合は、消火ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。この場合、常用母線が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉下部キャビティに注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.8.14図に示す。

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

なお、全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置

により、交流動力電源を確保する。

a. 原子炉下部キャビティ注水

(a) 原子炉下部キャビティ直接注水

ⅰ. 原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、原子炉下部キャビティ注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

炉心損傷後に原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイを実施していた場合に、原子炉下部キャビティ直接注水が必要と判断すれば、原子炉下部キャビティ注水ポンプの注水先を格納容器から原子炉下部キャビティへ切り替え、原子炉下部キャビティ直接注水を行う手順を整備する。

(ⅰ) 手順着手の判断基準

炉心が損傷し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%未満若しくは原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない）又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1(1)b. (a) ⅰ.と同様。

ⅱ．ディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水ができない場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

原子炉下部キャビティ注水ポンプの故障等により、原子炉下部キャビティへの直接注水が原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算等にて確認できない場合、又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接

注水するために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、かつ、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1 (1) b. (a) ⅱ .と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。

ⅲ．燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、ディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水ができない場合、燃料取替用水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉下部キャビティへ直接注水する手順を整備する。また、原子炉下部キャビティ注水完了後、原子炉下部キャビティ水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水を再開する手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

ディーゼル消火ポンプの故障等により、原子炉下部キャビティへの直接注水が内部スプレ系連絡消火水流量積算等にて確認できない場合、又は、原子炉下部キャビティ注水完了後に原子炉下部キャビティ水位計により水位が確認できない場合に、原子炉下部キャビティへ直接注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1 (1) b. (a) ⅲ .と同様。

(b) 代替格納容器スプレイ

ⅰ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷前に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、炉心損傷を判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替え、代替格納容器スプレイを行う手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

炉心が損傷し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心を冠水するために十分な水位がない場合（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%未満）に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1(1)b.(b)ⅰ.と同様。

ⅱ．ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイがＡ内部スプレクーラ出口流量等にて確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保されており、かつ、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生しておらず、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1 (1) b. (b) ⅱ .と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。

ⅲ．Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイができない場合、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を格納容器へスプレイする手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

ディーゼル消火ポンプの故障等により、格納容器へのスプレイが内部スプレ系連絡消火水流量積算等で確認できない場合に、格納容器へスプレイするために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

（ⅱ）操作手順

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.8.15 図に、タイムチャートを第 1.8.16 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の系統構成と準備作業を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ操作の系統構成と準備作業を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室及び現場で、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）運転準備のため、格納容器スプレイ系の弁や原子炉補機冷却系の弁等を隔離する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）ディスタンスピース 2 箇所の取替え及びベンティングホースの接続を実施する。

⑥ 運転員等は、現場でディスタンスピースの取替え完了後に、格納容器スプレイ系の弁を操作しＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）冷却水の系統構成及び系統ベンティングを行う。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）起動準備のために他の系統と連絡する弁の

閉を確認した後、格納容器スプレイラインの弁を開操作する。

⑧ 当直課長は、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイが可能となれば、運転員等に代替格納容器スプレイ開始を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場でA又はB内部スプレポンプを起動し、ポンプ起動後、冷却水流量を確認し、起動状態に異常がないことを確認する。また、中央制御室で格納容器隔離弁を開操作し、A内部スプレクーラ出口流量等により格納容器スプレイ流量が確保されたことを確認する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で格納容器圧力及び温度の低下により、A又はB内部スプレポンプの運転状態に異常がないこと及び格納容器が冷却状態であることを継続して確認する。

⑪ 運転員等は、中央制御室でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイに伴い、溶融炉心冷却のための原子炉下部キャビティ水位を原子炉下部キャビティ水位計により確認する。その後、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇により確実に格納容器へスプレイされていることを確認し、溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）65%）を確保すれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）が65%から69%の間でA、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイを停止する。その後は溶融炉心を冠水するために十分な水位を維持する。

（ⅲ）操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約105分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ⅳ．可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するために、ディーゼル消火ポンプが使用できない場合、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を格納容器にスプレイする手順を整備する。

（ⅰ）手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器へのスプレイが必要となった場合。

（ⅱ）操作手順

1.8.2.1 (1) b. (b)ⅲ.と同様。

b. その他の手順項目にて考慮する手順

炉心損傷前の恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水及び溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」、1.4.2.1(3)「溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等」にて整備する。

格納容器内の冷却手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.2「格納容器破損を防止するための格納容器内冷却の手順等」にて整備する。

原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理についての手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.3「原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(2)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

c. 優先順位

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため原子炉下部キャビティ直接注水及び代替格納容器スプレイを行う。

原子炉下部キャビティ直接注水の優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を優先する。

原子炉下部キャビティ注水ポンプが使用できない場合は、ディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を行う。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

ディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を行う。

代替格納容器スプレイの優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを優先するとともに可搬式代替低圧注水ポンプの使用準備をする。

恒設代替低圧注水ポンプが使用できない場合は、ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

ディーゼル消火ポンプが使用できない場合は、A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイを行う。

A、B内部スプレポンプ（自己冷却）が使用できない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.8.14図に示す。

1.8.2.2 溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等

(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等

炉心の著しい損傷が発生し、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

a. 炉心注水

(a) 充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを使用した炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプにより高圧又は低圧注入ラインを使用し燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

炉心が損傷し、炉心注水に必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを使用した炉心注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.8.17 図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる炉心注水を運転員等に指示する。

② 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプを起動し原子炉への注水を開始する。

③ 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプからの炉心注水により、原子炉が冷却状態にあることを確認する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等 1 名により実施することができる。

(b) 充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを使用した炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを使用して、燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

充てん／高圧注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプの故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを使用した炉心注水は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。概略系統を第 1.8.18 図に示す。

b. 代替炉心注水

(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用には、Ａ、Ｂ内部スプレポンプが格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により、原子炉への注水が安全注入流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用

原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(a)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水」にて整備する。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

充てん／高圧注入ポンプの故障等により、充てんラインを使用した原子炉への注水が充てん流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保され、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、常用設備である電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによりＡ、Ｂ淡水タンク水又はＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイに使用しておらず、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

炉心の著しい損傷が発生した場合、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用に際しては、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

恒設代替低圧注水ポンプの故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプを代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水

原子炉への注水が必要な場合に燃料取替用水タンク、復水タンクの枯渇、破損等により機能喪失し原子炉への注水ができない場合、海水ポンプを用いて恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水する手順を整備する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水（落下遅延・防止）を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要と判断すれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

ⅰ．手順着手の判断基準

原子炉への注水が必要な場合において、燃料取替用水タンク及び復水タンクが使用できない場合に、交流動力電源が健全で、海水ポンプが起動し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）」にて整備する。

燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

c. その他の手順項目にて考慮する手順

原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理についての手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.3「原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

d. 優先順位

交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全な場合に、溶融炉心の格納容器下部への落下遅延又は防止のための炉心注水の優先順位は、重大事故等対処設備であり、中央制御室操作により早期に運転が可能な充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプを使用して燃料取替用水タンク水等を原子炉へ注水する。

充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを使用した炉心注水ができない場合は、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水を行う。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）が使用できない場合は、充てん／高圧注入ポンプにより充てんラインを用いて、炉心注水を行う。

充てんラインによる炉心注水が使用できない場合には、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

炉心損傷後に、恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

恒設代替低圧注水ポンプが使用できない場合は、可搬式代替低圧注水ポンプの使用準備をするとともに、消火ポンプによる代替炉心注水を行う。この場合、常用母線が健全であれば電動消火ポンプを使用し、電動消火ポンプが使用できなければディーゼル消火ポンプを使用する。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉への注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

なお、燃料取替用水タンク、復水タンクが使用できない場合、海水ポンプが運転中であれば、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへ海水を直接供給し、原子炉に注水を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.8.19図に示す。

(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

なお、全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置により、交流動力電源を確保する。

a. 代替炉心注水

(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、恒設代替低圧注水ポンプにより燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

恒設代替低圧注水ポンプの水源として、燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。なお、炉心損傷後に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施していた場合に、代替格納容器スプレイが必要となれば、恒設代替低圧注水ポンプの注水先を原子炉から格納容器へ切り替える。

ⅰ. 手順着手の判断基準

炉心が損傷し、全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の

水位が確保され、恒設代替低圧注水ポンプを代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(b) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプの水源として燃料取替用水タンクが使用できない場合は、復水タンクを使用する。

全交流動力電源喪失時に代替格納容器スプレイを実施している場合の代替炉心注水はＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）のみが使用可能である。

ⅰ．手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時において、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンク等の水位が確保されている場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(c)「Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水」にて整備する。

(c) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水

全交流動力電源喪失時又は原子炉補機冷却機能喪失時に溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）の故障等により、原子炉への注水が充てん流量等で確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保され、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(d)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ(自己冷却)(ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用)による代替炉心注水」にて整備する。

(d) ディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、常用設備であるディーゼル消火ポンプによりＮｏ．１、２淡水タンク水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用に際しては、重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ラ

イン使用）の故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、原子炉へ注水するために必要なＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイに使用しておらず、重大事故等対処に悪影響を与える火災の発生がなく、消火用として消火ポンプの必要がない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。

(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するため、可搬式代替低圧注水ポンプにより海水を原子炉へ注水する手順を整備する。

使用に際しては、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

ⅰ．手順着手の判断基準

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）の故障等により、原子炉への注水がＡ余熱除去クーラ出口流量等にて確認できない場合に、可搬式代替低圧注水ポンプを代替格納容器スプレイに使用していない場合。

ⅱ．操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(d)「可搬式

代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

b. その他の手順項目にて考慮する手順

原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理についての手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、 1.6.2.3「原子炉及び格納容器内への注水時における格納容器内の水位及び注水量の管理」にて整備する。

燃料取替用水タンクの枯渇又は破損時の復水タンクからの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(3)「燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

c. 優先順位

全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失時に、溶融炉心の格納容器下部への落下を遅延又は防止するための代替炉心注水の優先順位は、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプの使用を優先する。

炉心損傷後に、恒設代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

次に高揚程であるＣ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用する。

Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を使用できない場合はＡ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）により代替炉心注水を行う。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水が使用できない場合には、可搬式代替低圧注水ポンプの使用準備をするとともに、ディーゼル消火ポンプにより原子炉への注水を行う。ただし、構内で火災が発生した場合においては、消火活動に優先して使用する。

ディーゼル消火ポンプによる原子炉への注水ができない場合は、海水を水源とした可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合は、代替格納容器スプレイに使用していないことを確認して使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.8.19図に示す。

第 1.8.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順
（格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却）（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段		対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	格納容器スプレイ		内部スプレポンプ※2	重大事故等対処設備	a	内部スプレポンプを用いた格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				燃料取替用水タンク				
		原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプ		a	原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				空冷式非常用発電装置※3				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク				
				燃料油貯蔵タンク※4			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				可搬式オイルポンプ※4				
				タンクローリー※4				
				燃料油移送ポンプ※4				
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 燃料取替用水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ				
				Ａ、Ｂ淡水タンク				
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				燃料取替用水ポンプ				
				燃料取替用水タンク				
				原子炉下部キャビティ注水ポンプ※6			格納容器注水のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				海水ポンプ※2※6			海水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による原子炉下部キャビティ直接注水の手順	ＳＡ所達※1
			代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				空冷式非常用発電装置※3				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク				
				燃料油貯蔵タンク※4			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				可搬式オイルポンプ※4				
				タンクローリー※4				
				燃料油移送ポンプ※4				
				電動消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				ディーゼル消火ポンプ				
				Ａ、Ｂ淡水タンク				
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※5			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）			可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1
				送水車				
				恒設代替低圧注水ポンプ※6			格納容器注水のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				海水ポンプ※2※6			海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイの手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※6 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.8.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順
（格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段		対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	原子炉下部キャビティ注水	原子炉下部キャビティ直接注水	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				空冷式非常用発電装置※2				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク		a	復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				燃料油貯蔵タンク※3		a,b		
				可搬式オイルポンプ※3				
				タンクローリー※3		a		
				燃料油移送ポンプ※3				
				ディーゼル消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順 燃料取替用水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				燃料取替用水ポンプ				
				燃料取替用水タンク				
			代替格納容器スプレイ	恒設代替低圧注水ポンプ	重大事故等対処設備	a,b	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				空冷式非常用発電装置※2				
				燃料取替用水タンク				
				復水タンク		a	復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
				燃料油貯蔵タンク※3		a,b		
				可搬式オイルポンプ※3				
				タンクローリー※3		a		
				燃料油移送ポンプ※3				
				ディーゼル消火ポンプ	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
				Ｎｏ．１、２淡水タンク				
				Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替格納容器スプレイの手順 内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料取替用水タンク				
				可搬式代替低圧注水ポンプ※4			可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイの手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイの手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
				電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
				送水車				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプにより格納容器にスプレイする場合は海水をスプレイする。
※5 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.8.2 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順
（溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止）（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
交流動力電源及び原子炉補機冷却機能　健全	－	炉心注水	充てん／高圧注入ポンプ※2	重大事故等対処設備	a	充てん／高圧注入ポンプ炉心注水により原子炉を冷却する手順 余熱除去ポンプ炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			余熱除去ポンプ※2				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク			復水タンク出口配管接続の手順	ＳＡ所達※1
		代替炉心注水	Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※2※5	重大事故等対処設備	a	Ａ、Ｂ内部スプレポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			恒設代替低圧注水ポンプ※5				
			空冷式非常用発電装置※3				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			燃料油貯蔵タンク※4			復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			電動消火ポンプ※5	多様性拡張設備		消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			ディーゼル消火ポンプ※5				
			Ａ、Ｂ淡水タンク				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※5				
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）			可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	ＳＡ所達※1
			送水車				
			恒設代替低圧注水ポンプ※5※6			原子炉圧力容器への注水のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			海水ポンプ※2※6			海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水の手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.8.2 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順
（溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止）（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能　喪失	－	代替炉心注水	恒設代替低圧注水ポンプ※4	重大事故等対処設備	a	恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			空冷式非常用発電装置※2				
			Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）※4				
			燃料取替用水タンク				
			復水タンク				
			燃料油貯蔵タンク※3			復水タンク出口配管接続の手順 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬式オイルポンプ※3				
			タンクローリー※3				
			燃料油移送ポンプ※3				
			Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）※4	多様性拡張設備		Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）を用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 消火ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替炉心注水により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料取替用水タンク				
			ディーゼル消火ポンプ※4				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			可搬式代替低圧注水ポンプ※4				
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）			内部スプレポンプ自己冷却配管接続の手順 可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順	ＳＡ所達※1
			送水車				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.8.3 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.8　原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

監視計器一覧（１／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 a. 格納容器スプレイ			
(a) 内部スプレポンプによる格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（２／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (a) 原子炉下部キャビティ直接注水			
ｉ．原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（３／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (a) 原子炉下部キャビティ直接注水			
ⅱ. 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
ⅲ. 燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（４／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (a) 原子炉下部キャビティ直接注水			
ⅳ. 海水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給による原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。 燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の原子炉下部キャビティ直接注水の手順は、1.8.2.1(1)b.(a)ⅰ.「原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水」にて整備する。	

監視計器一覧（５／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ｉ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（６／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅱ．電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計

監視計器一覧（７／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅲ．可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計

監視計器一覧（８／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅳ. 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.3(5)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）」にて整備する。 燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替格納容器スプレイの手順は、1.8.2.1(1)b.(b) ⅰ.「恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	

監視計器一覧（９／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (a) 原子炉下部キャビティ直接注水			
ｉ．原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（１０／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (a) 原子炉下部キャビティ直接注水			
ⅱ. ディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	1.8.2.1(1)b.(a)ⅱ.と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。	

監視計器一覧（１１／２４）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等
(2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等
a. 原子炉下部キャビティ注水
(a) 原子炉下部キャビティ直接注水</td></tr>
<tr><td rowspan="10">ⅲ. 燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水</td><td rowspan="9">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">補機監視機能</td><td>・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計</td></tr>
<tr><td>・１次系冷却水クーラ出口海水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内の水位</td><td>・格納容器再循環サンプ水位計（広域）</td></tr>
<tr><td>・原子炉下部キャビティ水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器への注水量</td><td>・内部スプレ系連絡消火水流量積算計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">1.8.2.1(1)b.(a)ⅲ.と同様。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１２／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ｉ．恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計

監視計器一覧（１３／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅱ. ディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	1.8.2.1(1)b.(b) ⅱ.と同様。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。	

監視計器一覧（１４／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅲ．A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器への注水量	・内部スプレ系連絡消火水流量積算計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器への注水量	・Ａ内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		補機冷却	・Ａ・Ｂ－内部スプレポンプ冷却水出口流量指示計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（１５／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.1　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 原子炉下部キャビティ注水 (b) 代替格納容器スプレイ			
ⅳ. 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	1.8.2.1(1)b.(b)ⅲ.と同様。	

監視計器一覧（１６／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 a. 炉心注水			
(a) 充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを使用した炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
(b) 充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを使用した炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
	操作	－	－

－：通常の運転操作により対応する手順については、監視計器を記載しない。

監視計器一覧（１７／２４）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等
(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等
b. 代替炉心注水</td></tr>
<tr><td rowspan="6">(a) Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・安全注入流量計</td></tr>
<tr><td>・余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(a)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">(b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</td><td rowspan="5">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td>水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・充てん流量計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１８／２４）

<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等
(1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等
b. 代替炉心注水</td></tr>
<tr><td rowspan="8">(c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・Ａ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="8">(d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水</td><td rowspan="7">判断基準</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>原子炉圧力容器内の水位</td><td>・加圧器水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉圧力容器内への注水量</td><td>・Ａ余熱除去クーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td>・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１９／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (1) 交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全時の手順等 b. 代替炉心注水			
(e) 海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	「1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.2(6)「燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）」にて整備する。 燃料取替用水タンクから海水への水源切替後の代替炉心注水の手順は、「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧（２０／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧（２１／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(b) Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(c)「Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧（２２／２４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(c) A、B内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(2)a.(d)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（自己冷却）（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧（２３／２４）

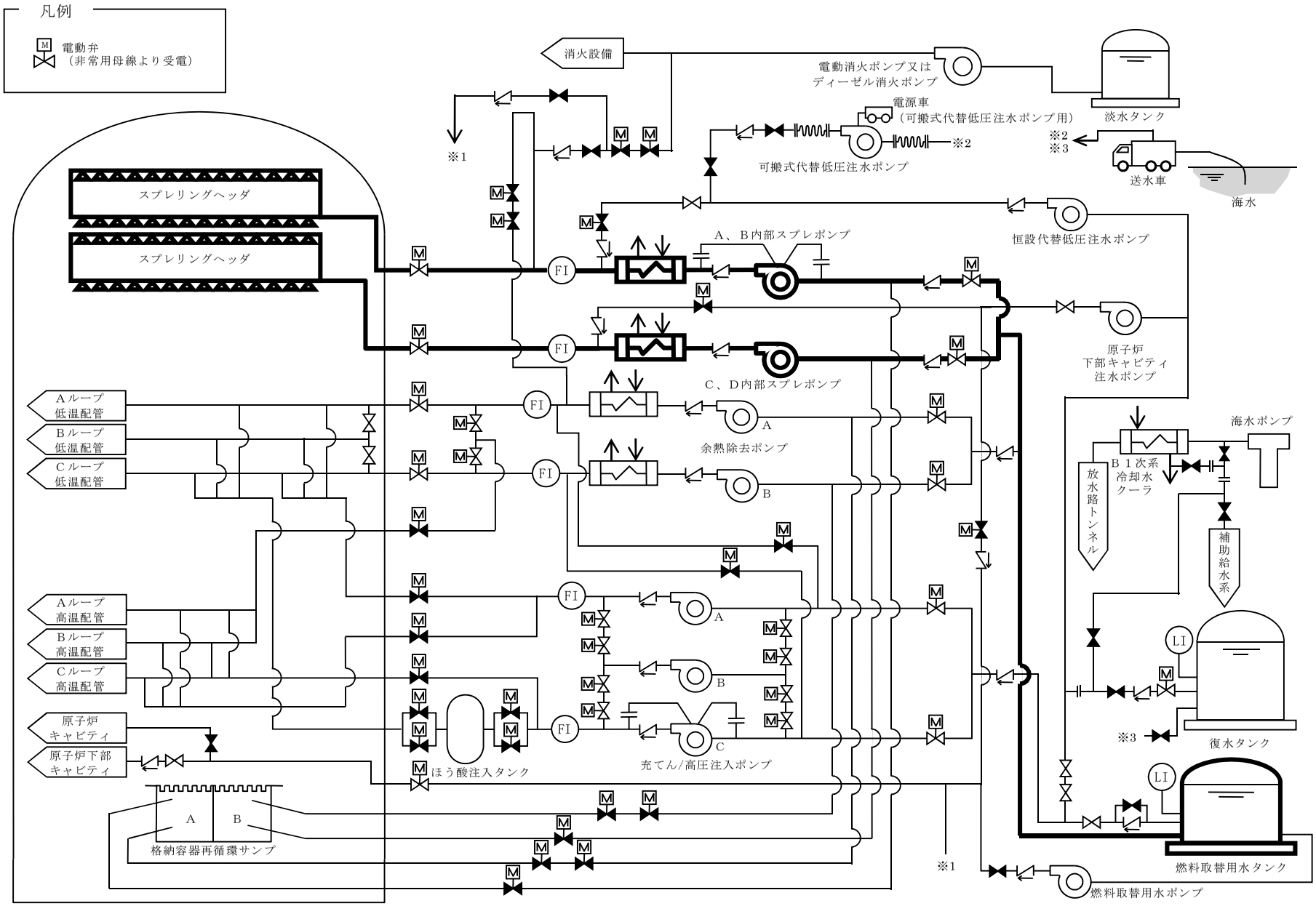
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(d) ディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。ただし、電動消火ポンプは、常用母線に電源がなく起動できないため除く。	

監視計器一覧（２４／２４）

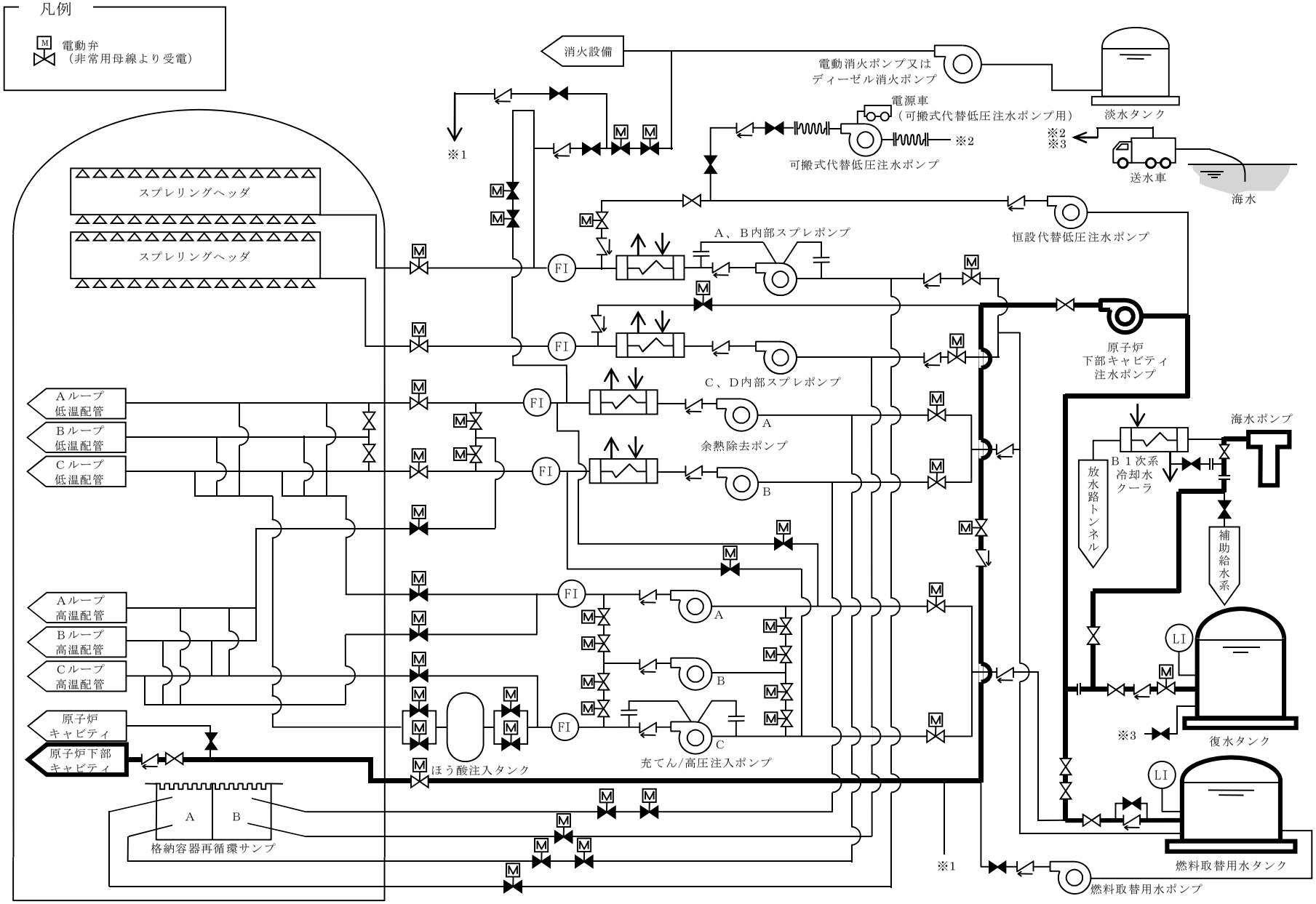
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.8.2.2　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止の手順等 (2) 全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失時の手順等 a. 代替炉心注水			
(e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・Ａ余熱除去クーラ出口流量計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	

第1.8.4表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

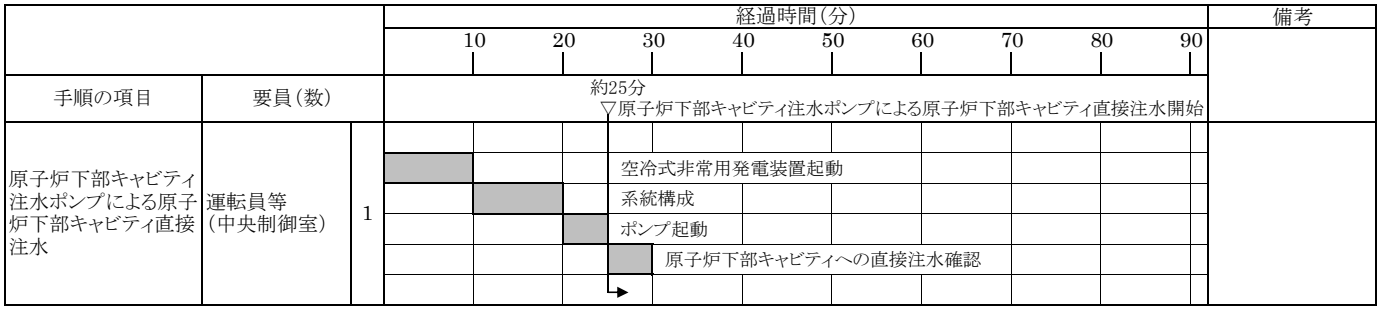
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.8】 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	Ａ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	Ａ余熱除去ポンプ	４－３Ｃ非常用高圧母線
	Ｂ余熱除去ポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線
	Ａ内部スプレポンプ	４－３Ｃ非常用高圧母線
	Ｂ内部スプレポンプ	
	Ｃ内部スプレポンプ	４－３Ｄ非常用高圧母線
	Ｄ内部スプレポンプ	
	恒設代替低圧注水ポンプ	空冷式非常用発電装置
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	



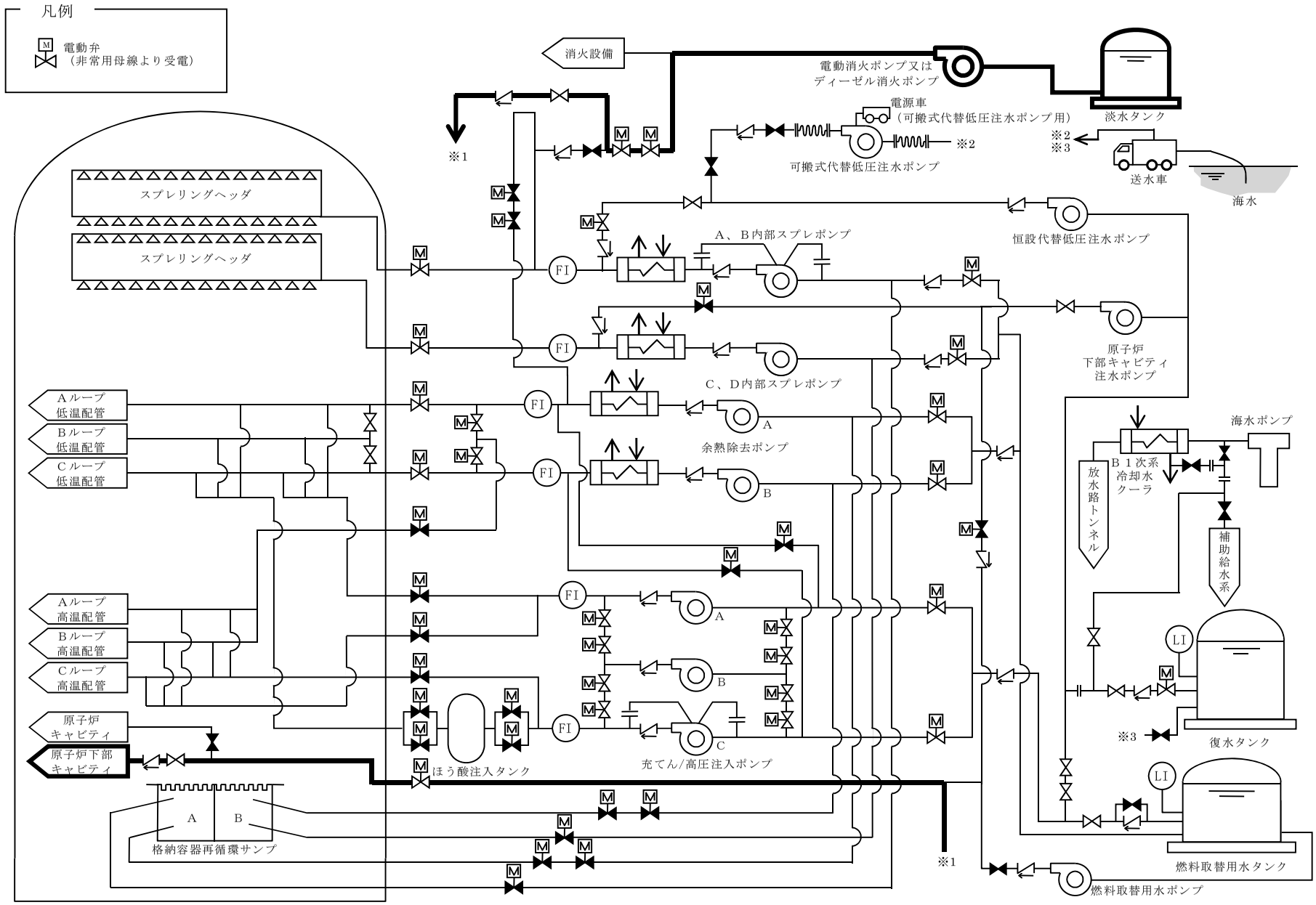
第 1.8.1 図　内部スプレポンプによる格納容器スプレイ　概略系統



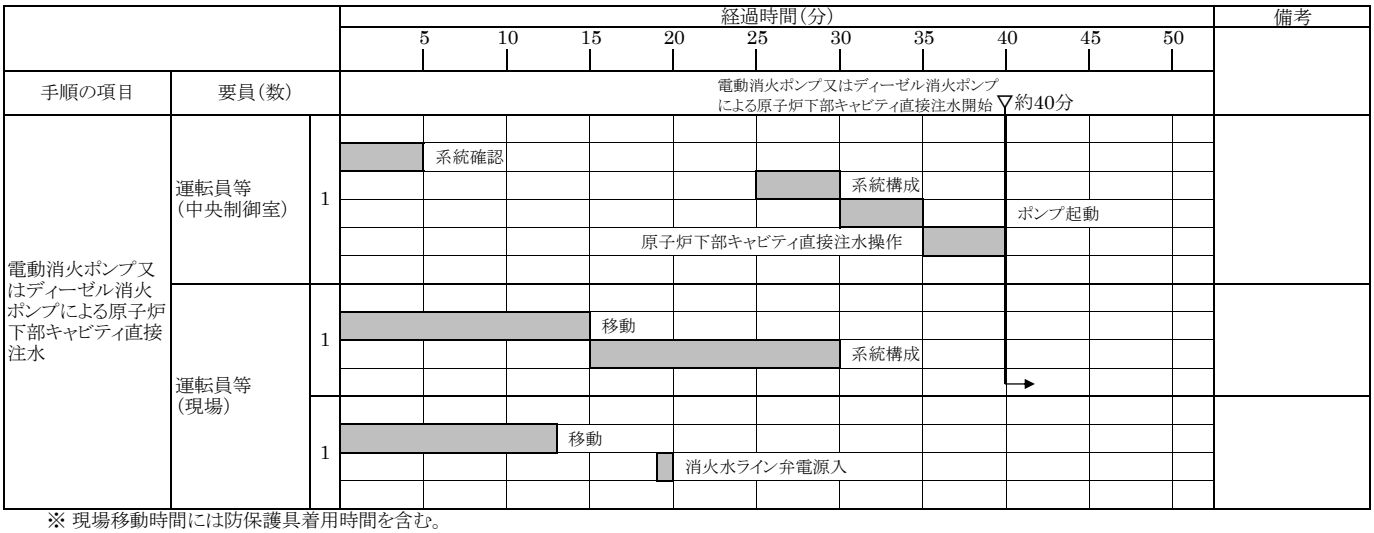
第 1.8.2 図　原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水　概略系統



第1.8.3図　原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水　タイムチャート

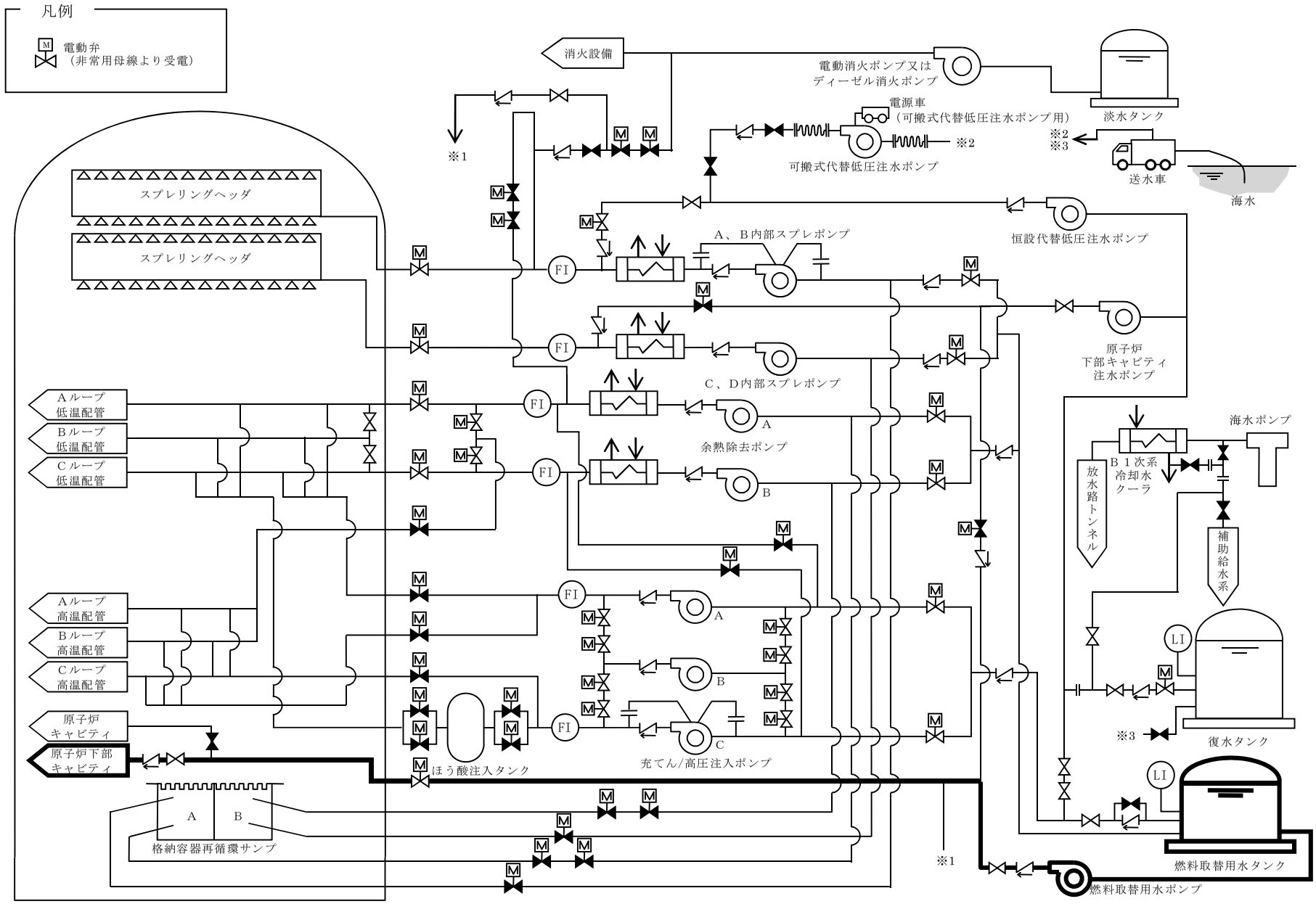


第 1.8.4 図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水　概略系統

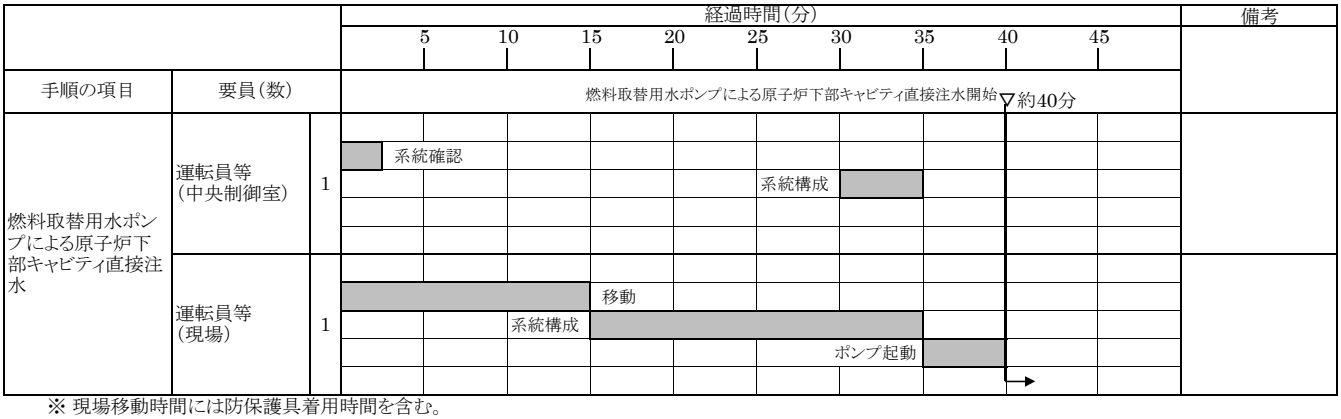


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.8.5図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水　タイムチャート

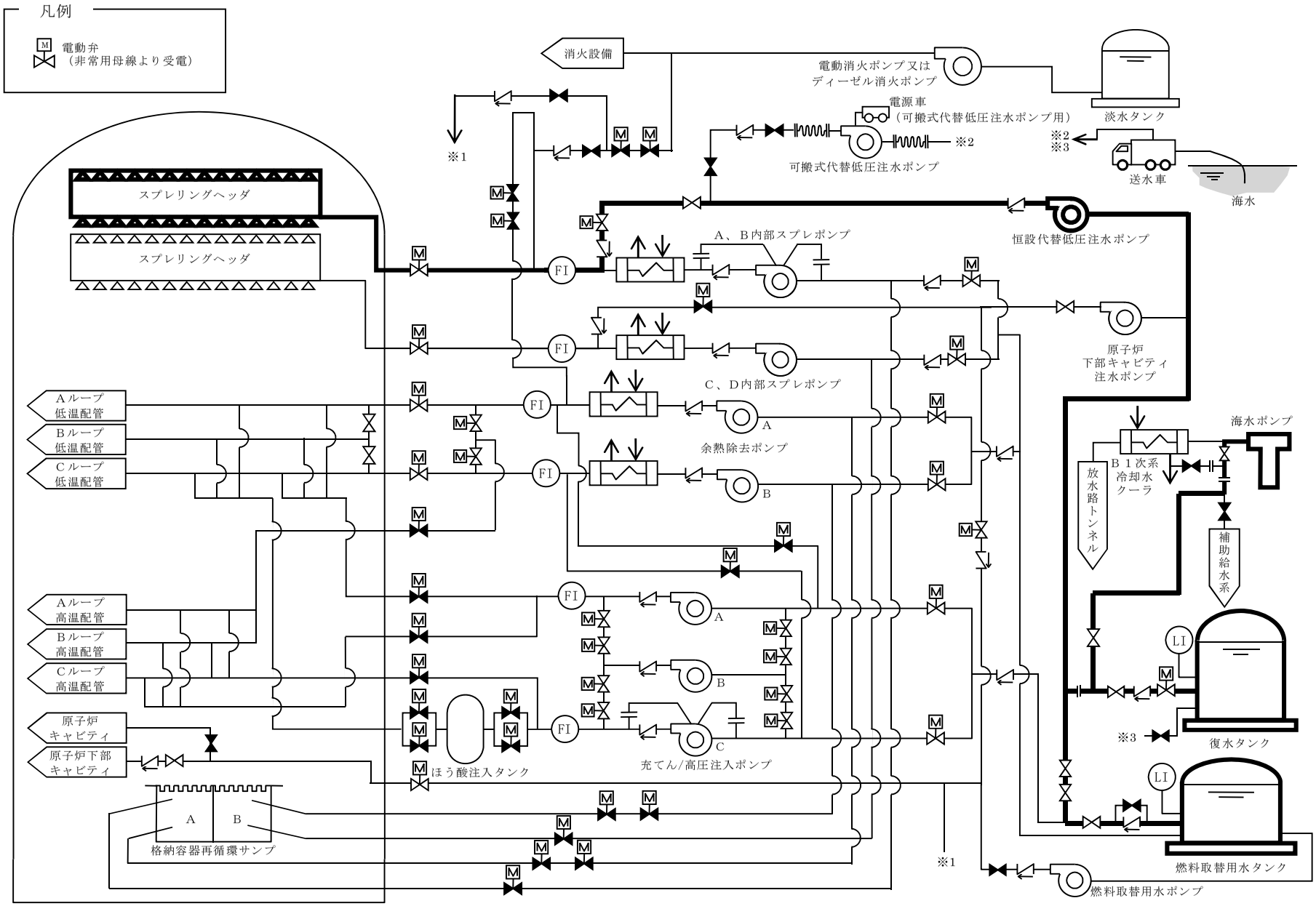


第 1.8.6 図　燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水　概略系統

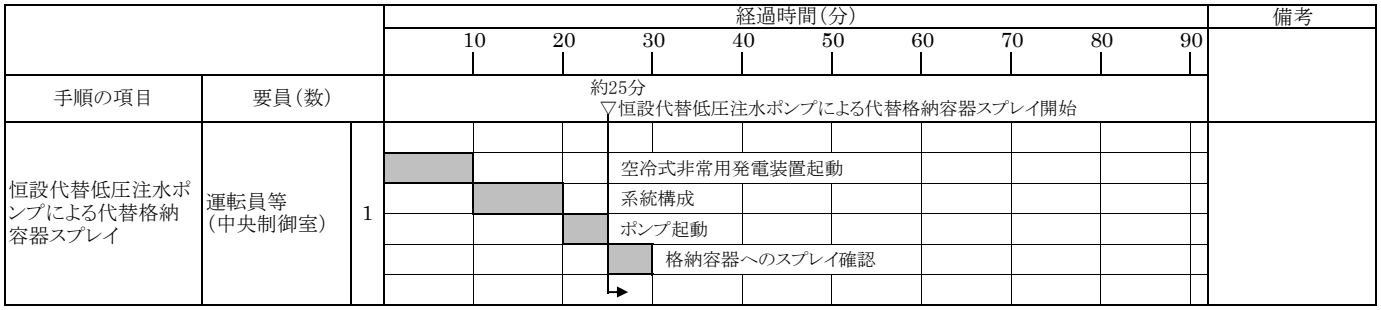


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

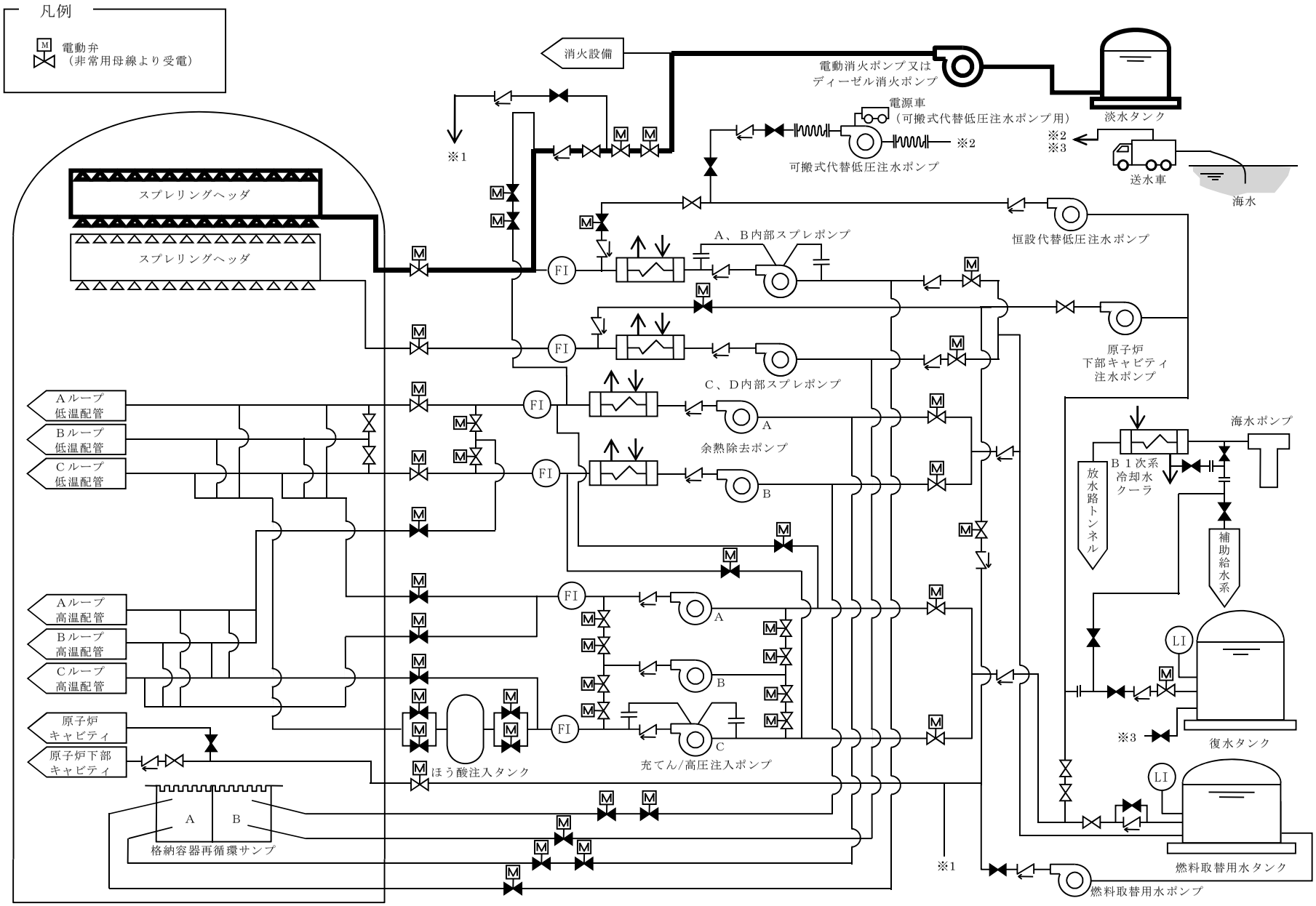
第1.8.7図 燃料取替用水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水 タイムチャート



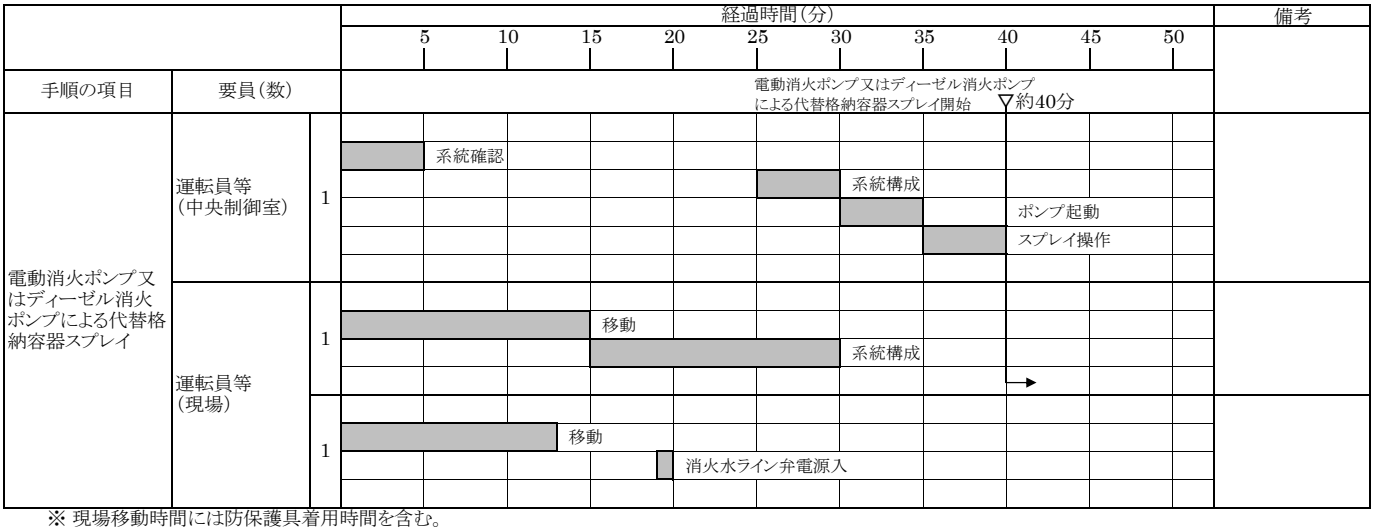
第 1.8.8 図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統



第1.8.9図　恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート

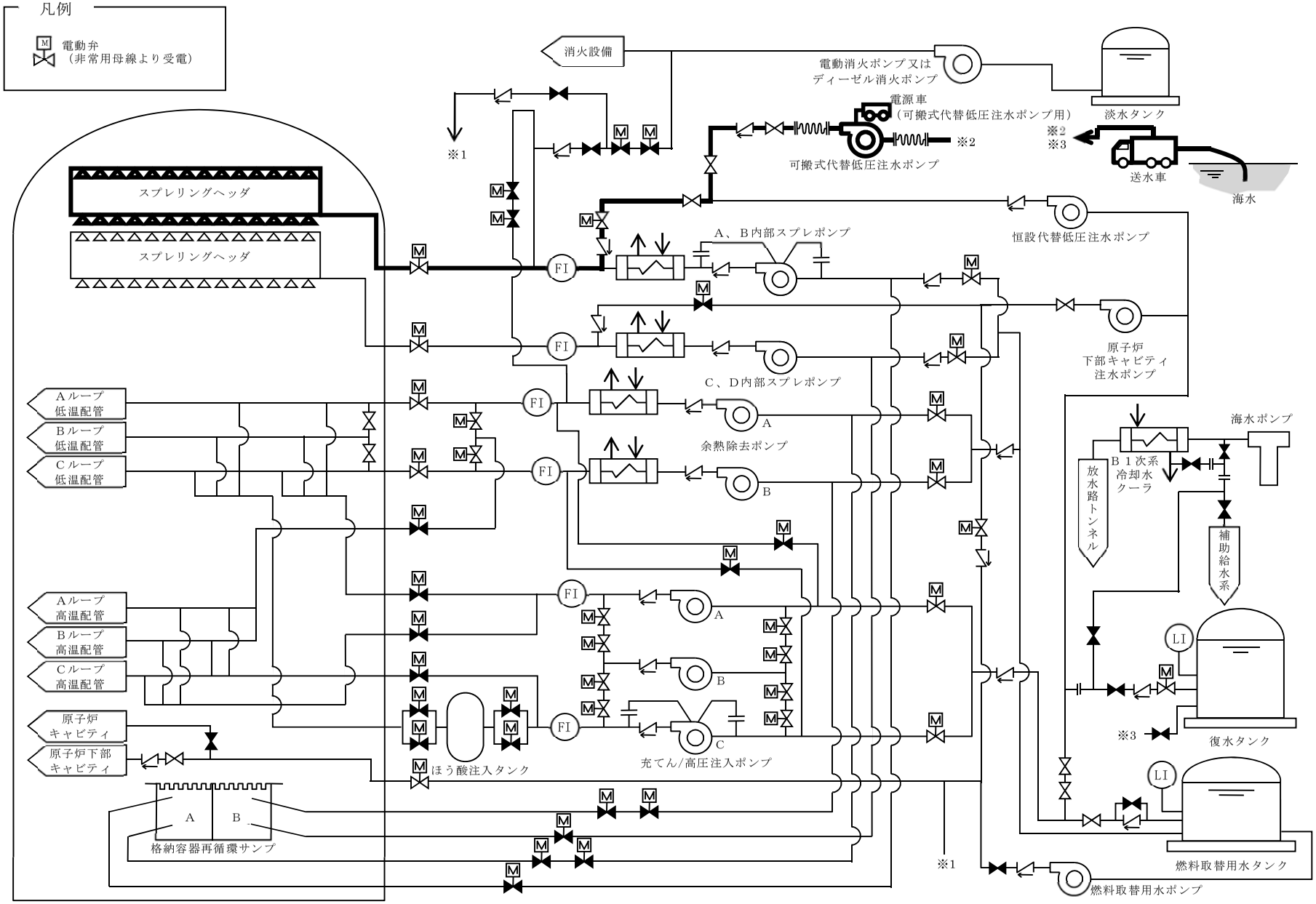


第 1.8.10 図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統

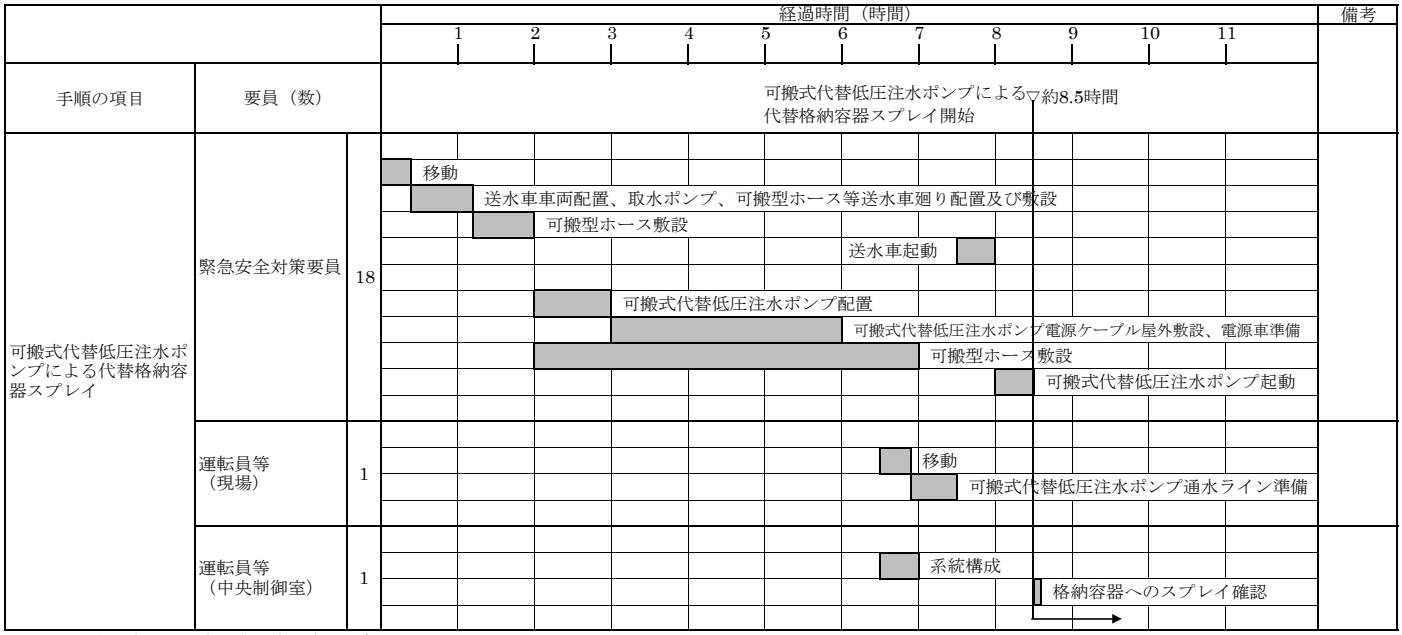


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.8.11図　電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ　タイムチャート

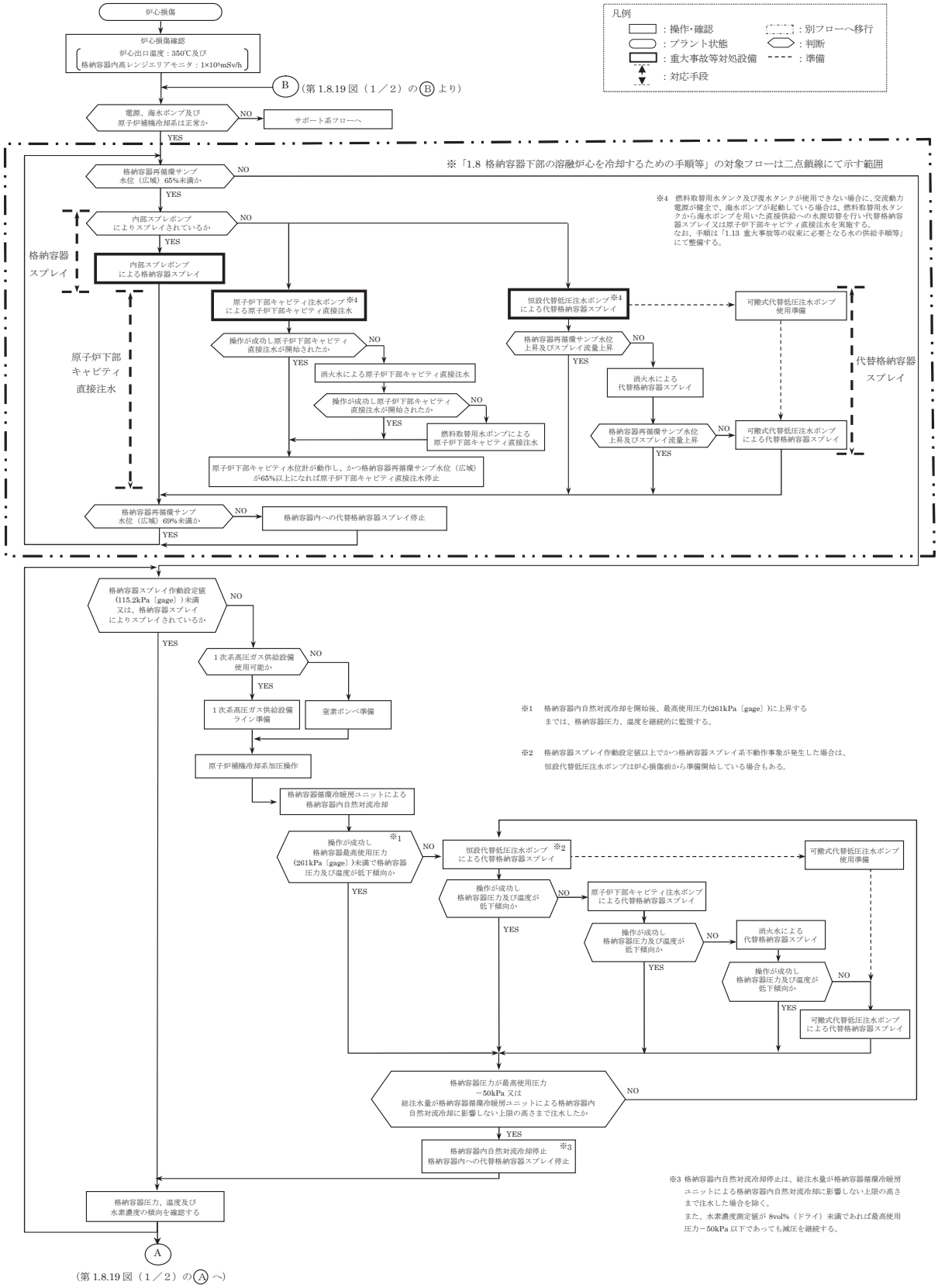


第 1.8.12 図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ　概略系統

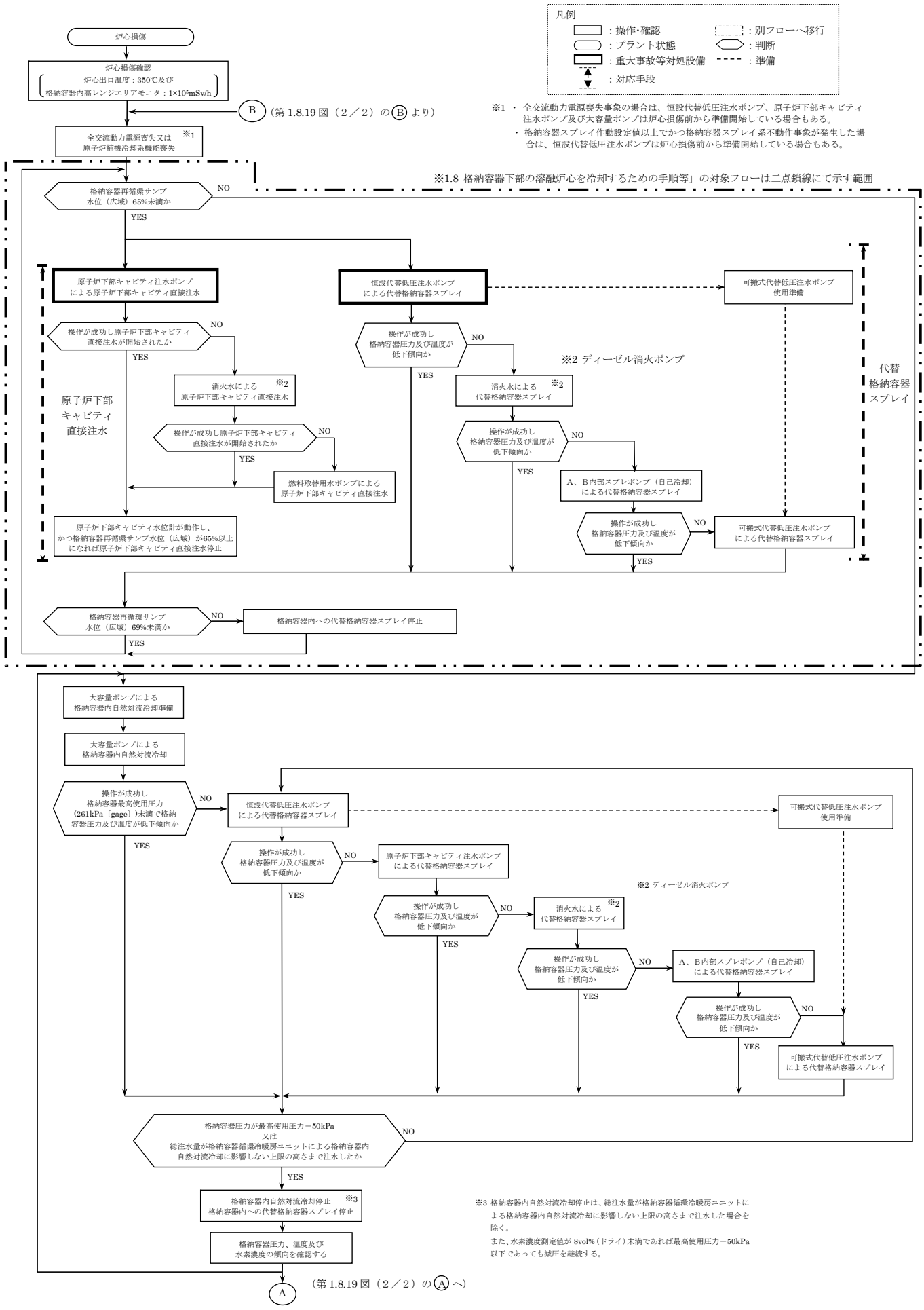


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む

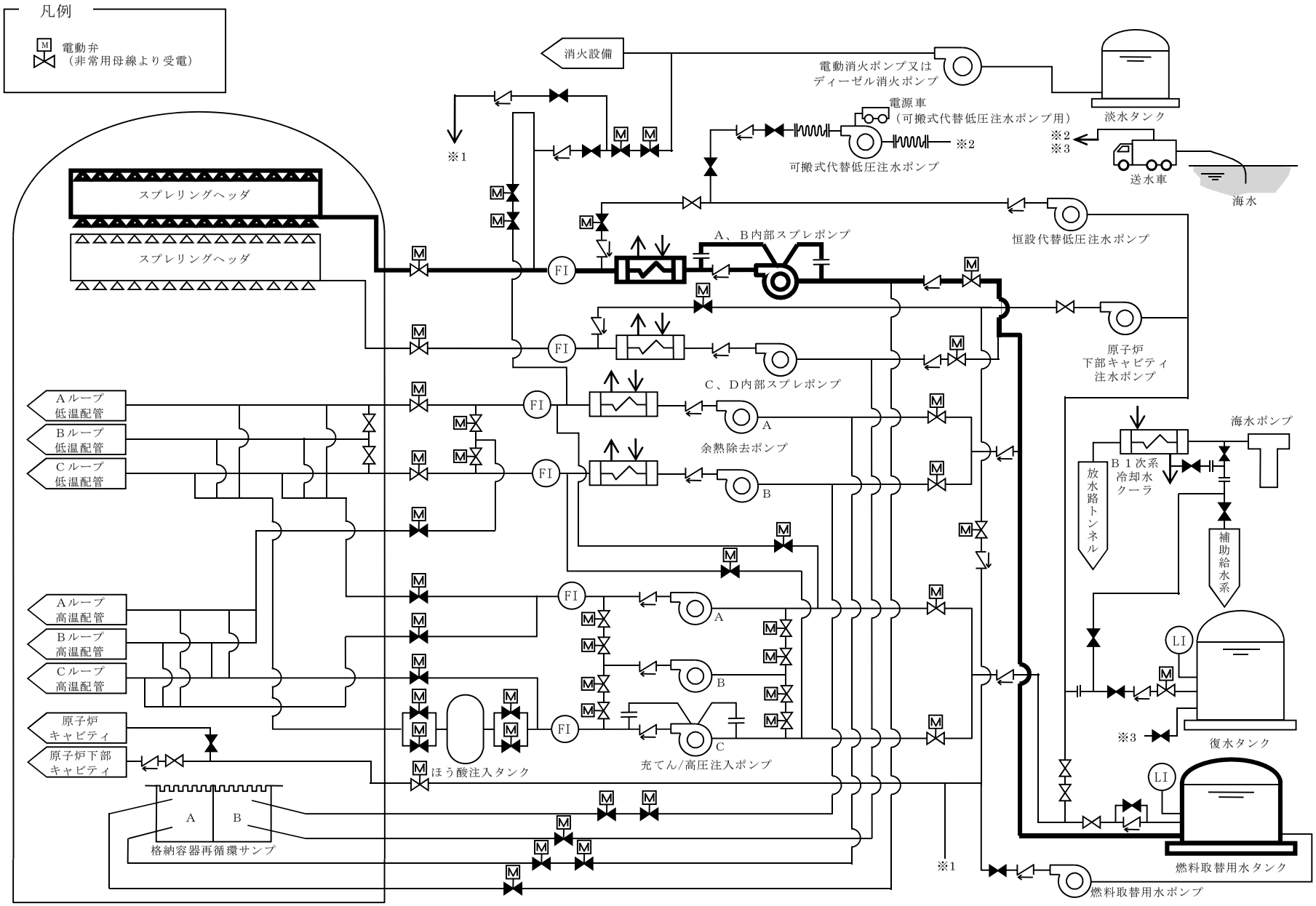
第1.8.13図　可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ タイムチャート



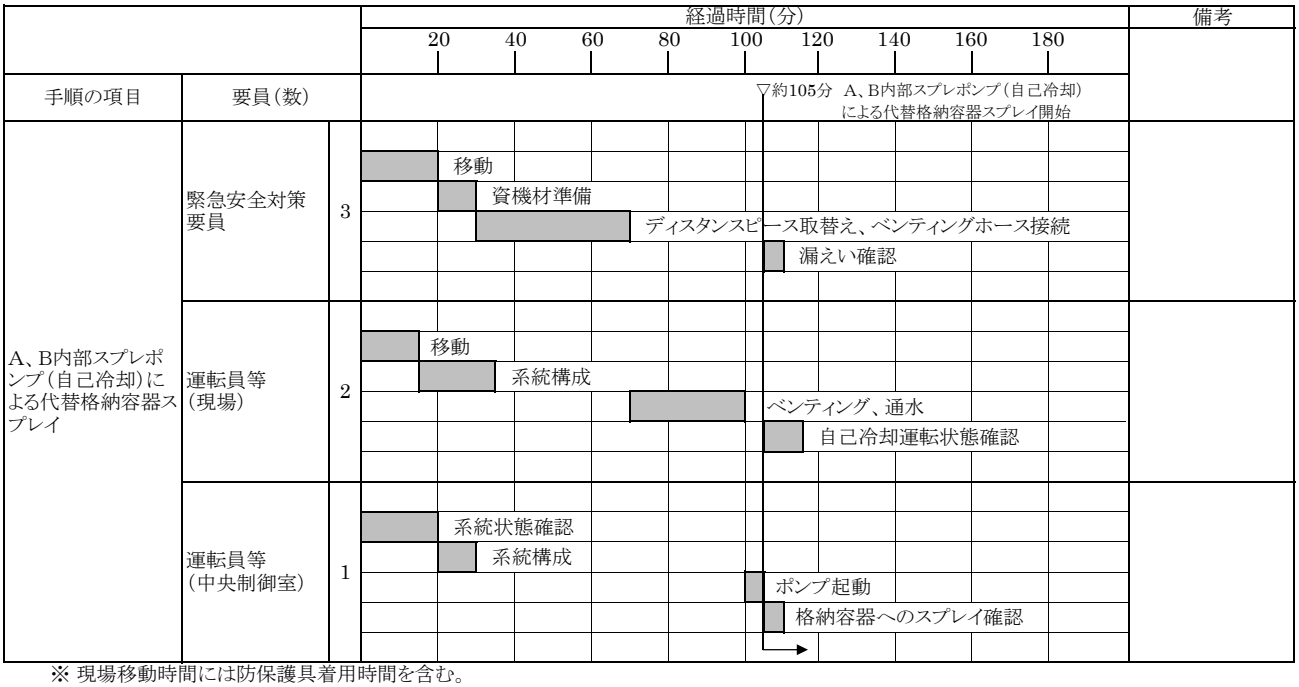
第1.8.14図　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に対する対応手順（１／２）（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全）



第1.8.14図　格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に対する対応手順（２／２）（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失）

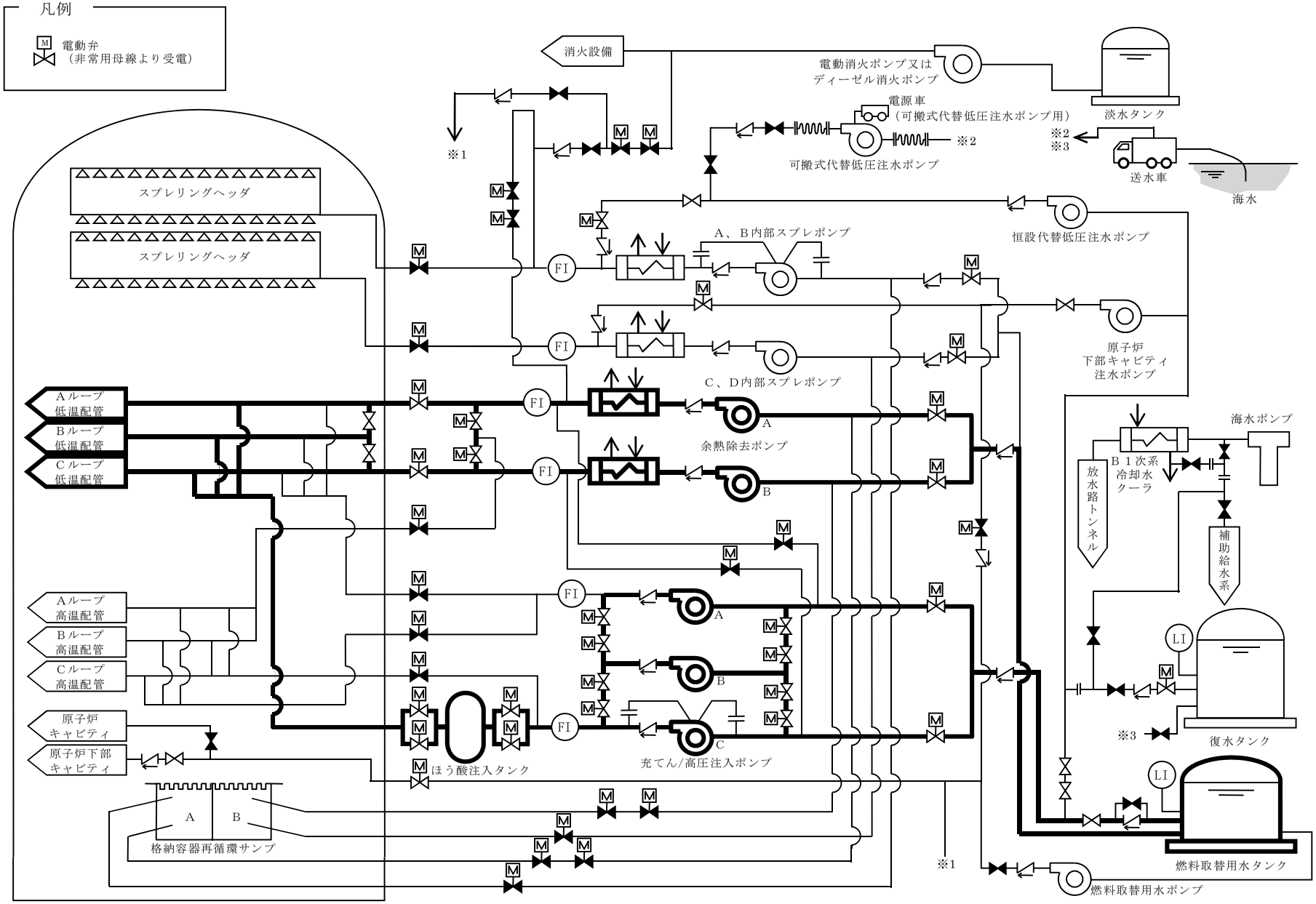


第 1.8.15 図　A、B内部スプレポンプ（自己冷却）による代替格納容器スプレイ　概略系統

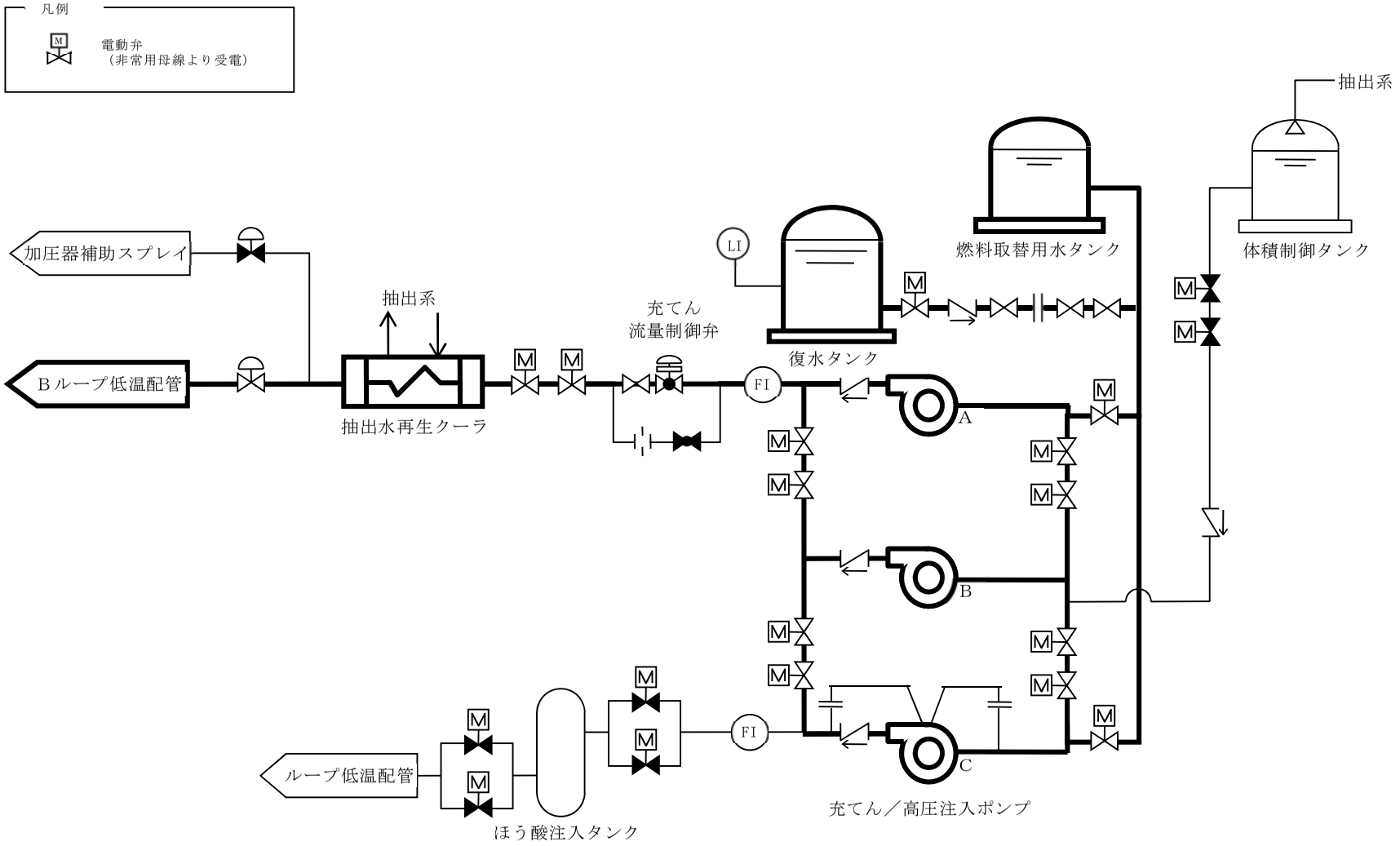


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

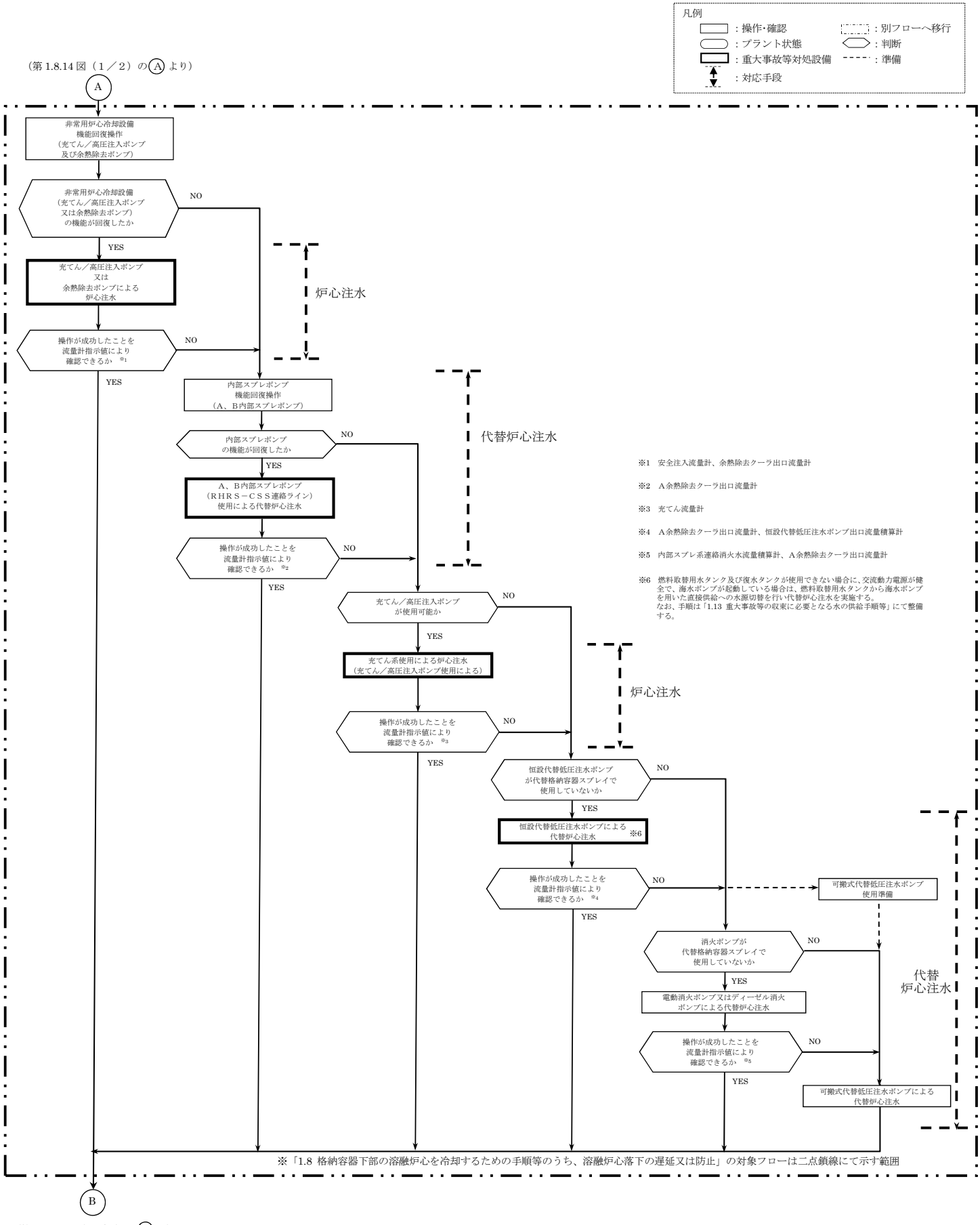
第1.8.16図 A、B内部スプレポンプ(自己冷却)による代替格納容器スプレイ タイムチャート



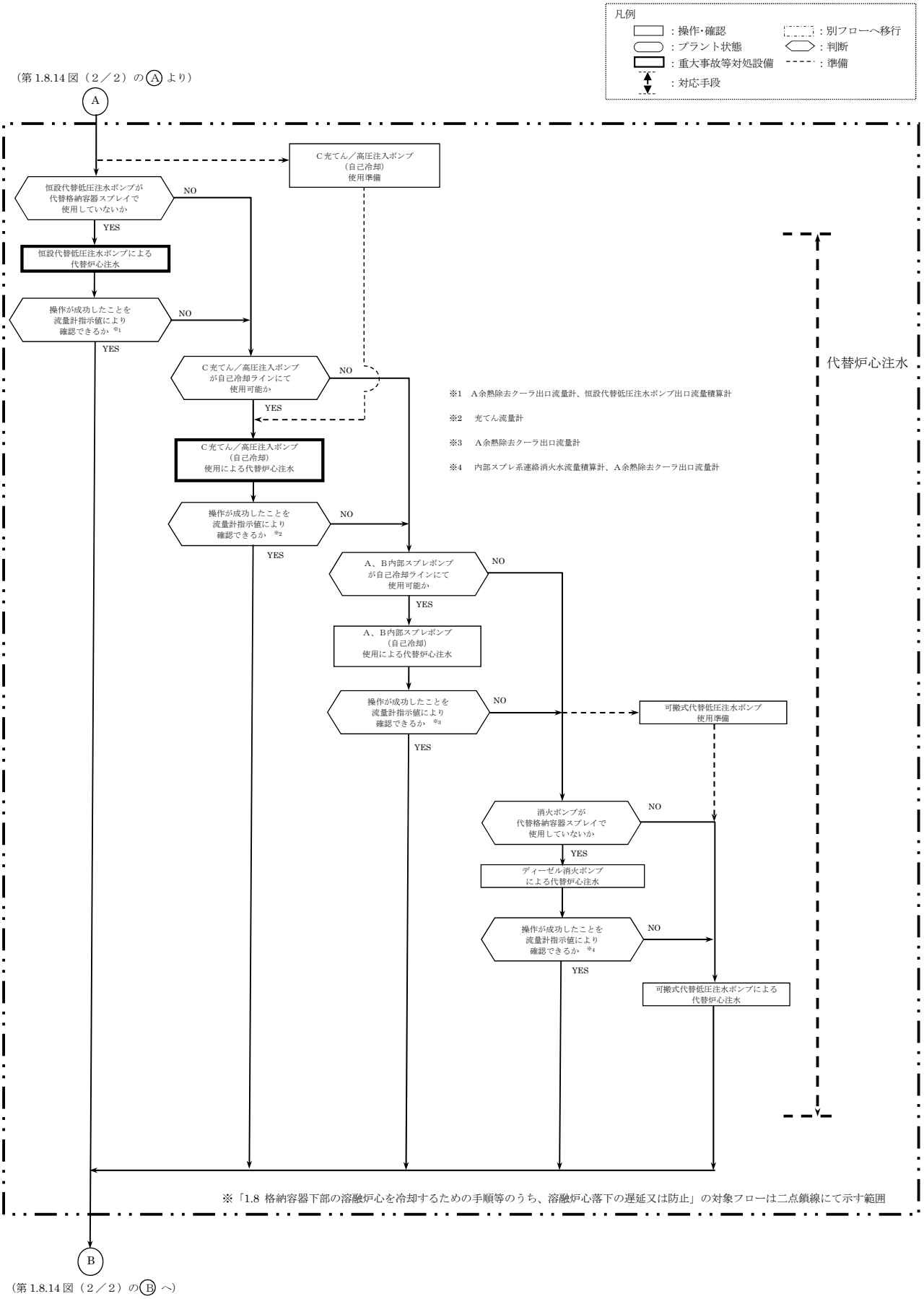
第 1.8.17 図　充てん／高圧注入ポンプ又は余熱除去ポンプによる高圧又は低圧注入ラインを使用した炉心注水　概略系統



第 1.8.18 図　充てん／高圧注入ポンプによる充てんラインを使用した炉心注水　概略系統



第1.8.19図　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止に対する対応手順（１／２）（交流動力電源及び原子炉補機冷却機能健全）



第1.8.19図　溶融炉心の格納容器下部への落下遅延・防止に対する対応手順（２／２）（全交流動力電源又は原子炉補機冷却機能喪失）

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.9.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素爆発による格納容器の破損を防止する対応手段及び設備
b. 手順等
1.9.2 重大事故等時の手順等
1.9.2.1 水素濃度低減のための手順等
(1) 水素濃度低減
a. 静的触媒式水素再結合装置
b. 原子炉格納容器水素燃焼装置
(2) 水素濃度監視
a. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置
b. ガスクロマトグラフ
(3) その他の手順項目にて考慮する手順
(4) 優先順位
1.9.2.2 水素濃度を低減させる設備の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) ＢＷＲ

a) 原子炉格納容器内の不活性化により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(2) ＰＷＲのうち必要な原子炉

a) 水素濃度制御設備により、原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な手順等を整備すること。

(3) ＢＷＲ及びＰＷＲ共通

a) 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とすること。

b) 炉心の著しい損傷後、水－ジルコニウム反応及び水の放射線分解による水素及び酸素の水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウム－水反応及び水の放射線分解による水素が、原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出された場合においても水素爆発による格納容器の破損を防止するため、水素濃度制御を行う対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.9.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウムー水反応により短期的に発生する水素並びに水の放射線分解により発生する水素及び酸素の水素爆発による格納容器の破損を防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十二条及び技術基準規則第六十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.9.1表に示す。

a. 炉心の著しい損傷が発生した場合において、水素爆発による格納容器の破損を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合、ジルコニウムー水反応により短期的に発生する水素及び水の放射線分解等により格納容器内に発生する水素を、水素濃度制御設備により低減し、水素爆発による

格納容器の破損を防止する手段がある。また、水素濃度低減で使用する設備について全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失時に、代替電源設備から給電する手段についても整備する。

水素濃度低減で使用する設備は以下のとおり。

- 静的触媒式水素再結合装置
- 静的触媒式水素再結合装置温度監視装置
- 原子炉格納容器水素燃焼装置
- 原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウムー水反応により短期的に発生する水素及び水の放射線分解等により発生する水素の濃度が変動する可能性のある範囲にわたり水素濃度監視設備により測定し、監視する手段がある。また、水素濃度監視で使用する設備について全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失時に、代替電源設備から給電する手段についても整備する。

水素濃度監視で使用する設備は以下のとおり。

- 可搬型格納容器内水素濃度計測装置
- 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ
- 大容量ポンプ
- 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置
- 格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器
- 格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ

・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ
・ ガスクロマトグラフ
・ 格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される水素濃度低減に使用する設備のうち、静的触媒式水素再結合装置、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置、原子炉格納容器水素燃焼装置、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

水素濃度監視に使用する設備のうち、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、大容量ポンプ、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器、格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、水素爆発による格納容器の破損を防止することができる。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ガスクロマトグラフ、格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置

事故初期の放射線量が高い環境下での測定が困難であり、中央制御室での連続監視はできないが、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の代替手段として有効である。

b. 手順等

上記のa. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.9.2表、第1.9.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として、水素濃度監視及び低減の手順等に定める（第1.9.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.9.2 重大事故等時の手順等

1.9.2.1 水素濃度低減のための手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合、ジルコニウムー水反応等により発生する水素を除去し、格納容器内の水素濃度を低減させるため、以下の手段を用いた手順を整備する。

(1) 水素濃度低減

a. 静的触媒式水素再結合装置

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内の水素濃度を低減させるために設置している静的触媒式水素再結合装置の動作状況を確認する手順を整備する。

ジルコニウムー水反応により短期的に発生する水素及び水の放射線分解等により長期的に緩やかに発生し続ける水素を除去し、継続的に水素濃度低減を図るため、静的触媒式水素再結合装置を格納容器内に5基設置している。

静的触媒式水素再結合装置は電源等の動力源を必要としない静的

な装置であり、格納容器内の水素濃度上昇にしたがって自動的に触媒反応するため、運転員等による準備や起動操作は不要である。

静的触媒式水素再結合装置の動作状況については、水素再結合反応時の温度上昇により確認する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心出口温度350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示が1×10^{5}mSv/h以上に到達した場合。

(b) 操作手順

静的触媒式水素再結合装置の動作状況を確認する手順の概要は以下のとおり。装置の概要を第1.9.1図、第1.9.2図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に静的触媒式水素再結合装置の動作状況を確認するよう指示する。

② 運転員等は、中央制御室で静的触媒式水素再結合装置の動作状況を静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の指示値を確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。なお、この対応については、運転員等による準備や起動操作はない。

b. 原子炉格納容器水素燃焼装置

炉心の著しい損傷が発生した場合、ジルコニウムー水反応により短期的に発生する水素及び水の放射線分解等により長期的に緩やかに発生し続ける水素を除去し、格納容器内の水素濃度を低減させるために、原子炉格納容器水素燃焼装置により水素濃度低減を行う手順を整

備する。

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内の水素濃度低減を進めるため、水素濃度低減設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を格納容器内に12個（予備1個（ドーム部））設置している。

原子炉格納容器水素燃焼装置は、生成した水素が格納容器内に拡散して蓄積する前に、水素を強制的に燃焼できるよう、水素放出が想定される箇所に加え、その隣接区画あるいは水素の主要な通過経路に設置している。仮にこれらの原子炉格納容器水素燃焼装置によって処理できず、格納容器ドーム部頂部に水素が滞留又は成層化した場合に、早期段階から確実に処理するために、格納容器ドーム部頂部付近に1個（予備1個）を設置する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合。

原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動確認は、事故時における非常用炉心冷却設備作動信号発信後に実施する。

(b) 操作手順

原子炉格納容器水素燃焼装置により水素濃度を低減する手順の概要は以下のとおり。装置の概要を第1.9.3図、第1.9.4図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動の確認を指示する。なお、全交流動力電源喪失時においては代替電源設備である空冷式非常用発電装置から原子炉格納容器水素燃焼装置へ給電後に、原子炉格納容器水素燃焼装置の起動を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。また、全交流動力電源が喪失した場合は、代替電源設備である空冷式非常用発電装置からの給電後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。ただし、電源の回復が炉心損傷後の場合、炉心出口温度 350℃到達後 60 分以

内であれば、原子炉格納容器水素燃焼装置を起動し、動作状況を確認する。

③ 運転員等は、中央制御室で原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の温度指示の上昇により確認する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の指示値を確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

(2) 水素濃度監視

a. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置

炉心の著しい損傷が発生した場合、水素濃度が変動する可能性のある範囲で格納容器内の水素濃度を中央制御室にて連続監視することができるよう可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を設置しており、この装置を使用して水素濃度監視を行う手順を整備する。全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時においては、代替電源設備である空冷式非常用発電装置からの給電後に操作を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心出口温度350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示が1×10^{5}mSv/h以上に到達した場合。

(b) 操作手順

可搬型格納容器内水素濃度計測装置により格納容器水素濃度を監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.9.5図、第1.9.6図に、タイムチャートを第1.9.7図に示す。

ⅰ．交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合の操作手順

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視のための系統構成を実施する。

③ 運転員等は、現場で可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を接続する。

④ 運転員等は、現場で系統構成完了を確認し、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置の電源を入とし、起動する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で可搬型格納容器内水素濃度計測装置の電源を入とする。

⑥ 運転員等は、中央制御室で格納容器内水素濃度を確認する。

ⅱ．全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の操作手順

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

③ 運転員等は、現場で可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプの接続及び電源を入とし起動する。

④ 運転員等は、現場で可搬型格納容器内水素濃度計測装置、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置の接続及び電源を入とする。

⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で系統構成完了を確認し、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置を起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で可搬型格納容器内水素濃度計測装置の電源を入とする。

⑦ 運転員等は、中央制御室で、格納容器内水素濃度を確認する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度を確認する。

⑧ 運転員等は、中央制御室及び現場で 24 時間以内に大容量ポンプによる補機冷却水（海水）通水が行われていることを確認後、格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器の冷却水を海水通水へ切り替える。

(c) 操作の成立性

上記の交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合、全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の対応は、中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等3名により作業を実施し、所要時間はどちらの場合も約50分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. ガスクロマトグラフ

事故時の格納容器内の水素濃度を測定するための設備として、試料採取管に格納容器雰囲気ガスを採取し、化学室にて手分析により間欠的に水素濃度を監視するガスクロマトグラフを設置している。なお、ガスクロマトグラフは、常用母線が受電中において使用可能である。

炉心の損傷が発生した場合、可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度の監視ができない場合にガスクロマトグラフによる水素濃度の監視を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷が発生し、可搬型格納容器内水素濃度計測装置による監

視ができない場合で、現場の放射線量が低下し、現場操作が可能となった場合。

(b) 操作手順

ガスクロマトグラフによる水素濃度を監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.9.8図に、タイムチャートを第1.9.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へガスクロマトグラフによる水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員にガスクロマトグラフによる水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場でガスクロマトグラフによる水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

④ 当直課長は、運転員等にガスクロマトグラフによる水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場でガスクロマトグラフによる水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

⑥ 運転員等は、現場で格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置の電源を入とする。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で系統構成完了を確認し、格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置を起動する。

⑧ 当直課長は、ガスクロマトグラフによる水素濃度測定が可能となれば、発電所対策本部長へ格納容器雰囲気ガスの採取を指示する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に格納容器雰囲気ガスの採取及び水素濃度測定を指示する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で格納容器雰囲気ガスを採取し、ガスクロマトグラフにより水素濃度を測定する。

⑪ 緊急安全対策要員は、ガスクロマトグラフにより測定した水素

濃度結果を発電所対策本部長に報告する。

⑫ 発電所対策本部長は、ガスクロマトグラフにより測定した水素濃度結果を当直課長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約60分と想定する。また、ガスクロマトグラフによる水素濃度監視における格納容器雰囲気ガスの採取は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置使用における系統構成等において実施可能であり、制御用空気及び原子炉補機冷却水が喪失した場合においても、上記の要員、所要時間と同様と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、ガスクロマトグラフによる分析作業は、試料採取管に鉛遮蔽があることから、被ばく評価上も問題ないが、実作業においては線量率が低いことを確認し作業を実施する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車(可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

炉心の著しい損傷が発生している場合の水素濃度低減及び水素濃度監視手段として、以上の手段を用いて、格納容器内における水素爆発による格納容器の破損の防止を図る。

水素濃度低減について、静的触媒式水素再結合装置は、電源等の動力源を必要としない静的な装置であり、格納容器内の水素濃度上昇にしたがい自動的に触媒反応するものである。

また、原子炉格納容器水素燃焼装置は、さらなる水素濃度低減を図るため非常用炉心冷却設備作動信号発信により自動起動する。

水素濃度監視の優先順位は、格納容器水素濃度を中央制御室で連続的に監視可能である可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度監視を優先する。

可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度測定ができない場合は、ガスクロマトグラフによる水素濃度監視を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第1.9.10図に示す。

1.9.2.2 水素濃度を低減させる設備の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、水素爆発による格納容器の破損を防止するため、代替電源設備により水素濃度低減に使用する設備及び水素濃度監視に使用する設備へ給電する手順を整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

第 1.9.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
－	－	水素濃度低減	静的触媒式水素再結合装置	重大事故等対処設備	a,b	原子炉格納容器水素燃焼装置の起動を確認する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			静的触媒式水素再結合装置温度監視装置※2※3				
			原子炉格納容器水素燃焼装置※2※3			全交流動力電源喪失時の原子炉格納容器水素燃焼装置起動手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置※2※3				
			空冷式非常用発電装置※3			水素濃度監視及び低減の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			タンクローリー※4		a		
			燃料油移送ポンプ※4				
		水素濃度監視	可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2※3	重大事故等対処設備	a	水素濃度監視及び低減の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ※2※3				
			大容量ポンプ※5				
			可搬型格納容器ガス試料圧縮装置※2※3				
			格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器				
			格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器				
			空冷式非常用発電装置※3			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4※6				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4※6				
			燃料油移送ポンプ※4※6				
			ガスクロマトグラフ	多様性拡張設備		水素濃度監視及び低減の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			格納容器雰囲気ガスサンプリング圧縮装置			格納容器内の水素濃度を測定する手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※6 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.9.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.9　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等

監視計器一覧（１／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.9.2.1 水素濃度低減のための手順等 (1) 水素濃度低減			
a. 静的触媒式水素再結合装置	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	・静的触媒式水素再結合装置温度監視装置
		電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
b. 原子炉格納容器水素燃焼装置	判断基準	信号	・安全注入作動警報
	操作	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
			・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
		原子炉格納容器内の水素濃度	・原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置
			・可搬型格納容器内水素濃度指示計

監視計器一覧（２／３）

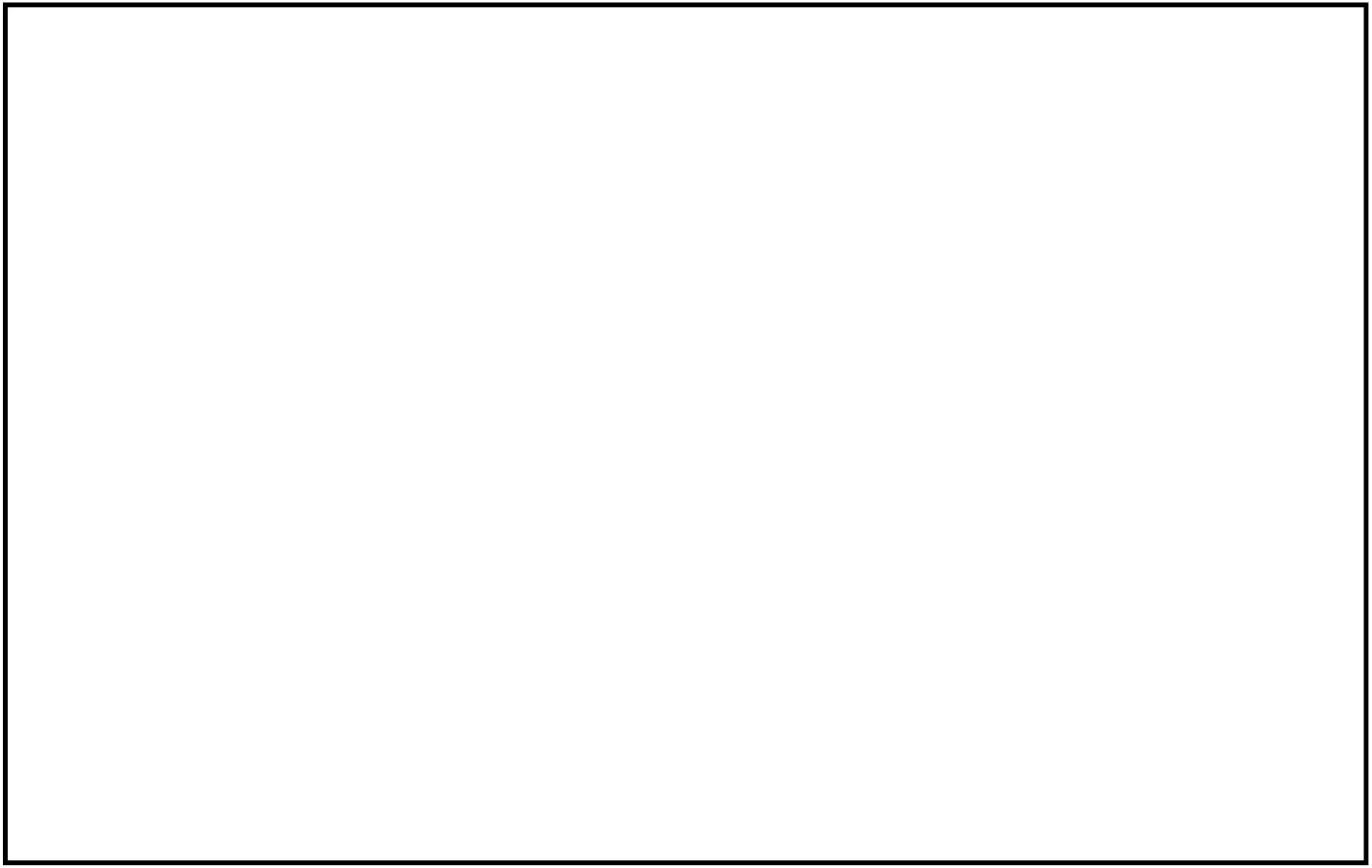
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.9.2.1 水素濃度低減のための手順等 (2) 水素濃度監視 ｉ．交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が健全である場合の操作手順			
a. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計
b. ガスクロマトグラフ	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	・ガスクロマトグラフ（手分析値）

監視計器一覧（３／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.9.2.1 水素濃度低減のための手順等 (2) 水素濃度監視 ⅱ.全交流動力電源及び原子炉補機冷却機能が喪失した場合の操作手順			
a. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
	操作	電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
		原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計

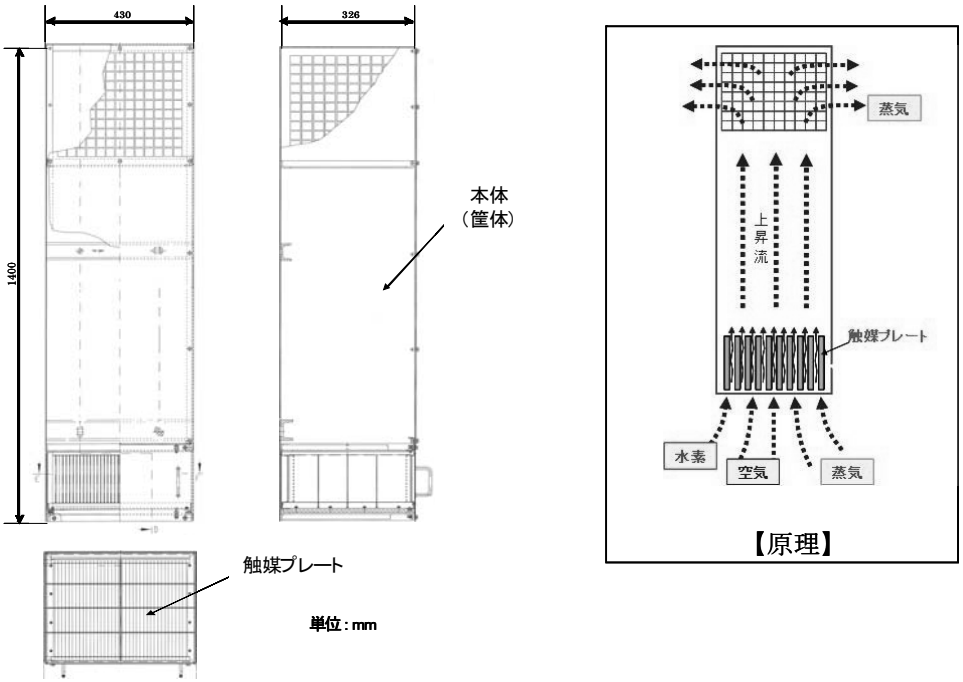
第1.9.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.9】 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置	ＳＡ監視操作盤
	原子炉格納容器水素燃焼装置	Ｄ３原子炉コントロールセンタ
	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置	ＳＡ監視操作盤
	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	ＳＡ監視操作盤
	可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ	可搬型格納容器ガス試料圧縮装置分電盤
	可搬型格納容器ガス試料圧縮装置	可搬型格納容器ガス試料圧縮装置分電盤

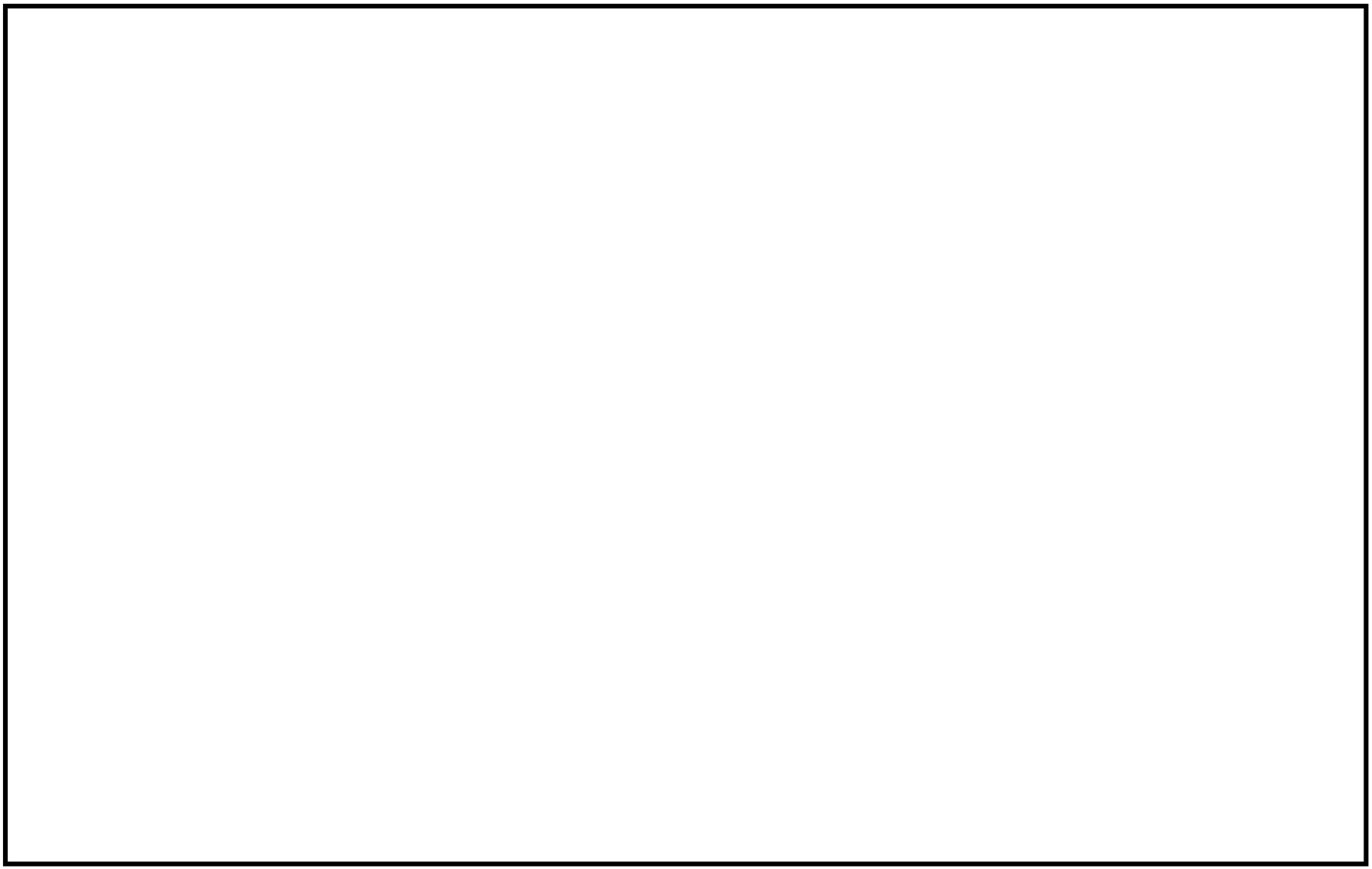


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.9.1 図 静的触媒式水素再結合装置配置図

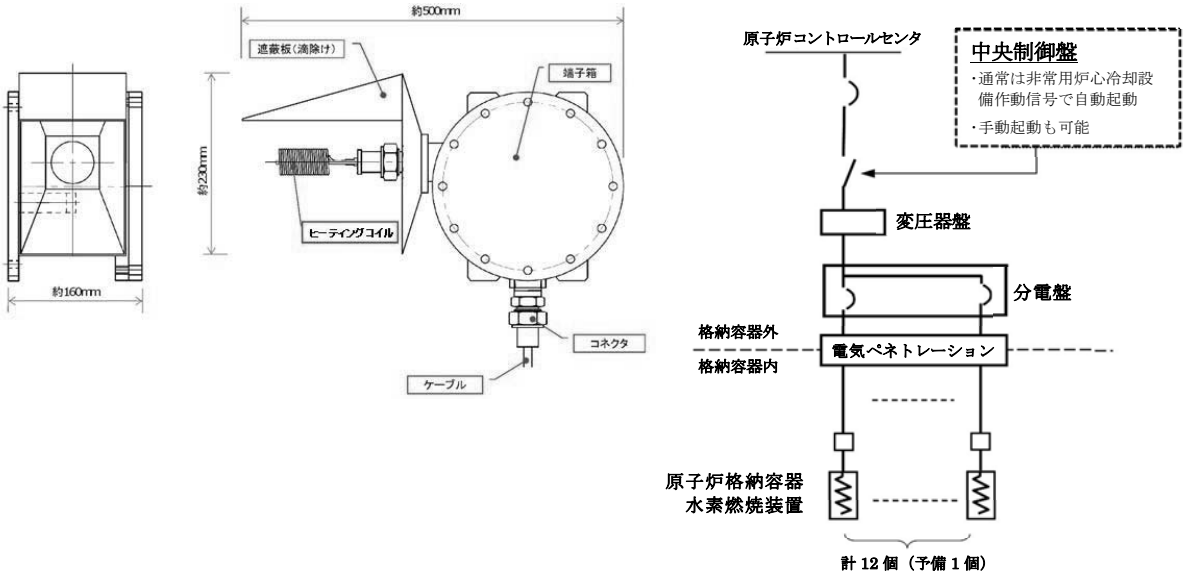


第 1.9.2 図　静的触媒式水素再結合装置構造図

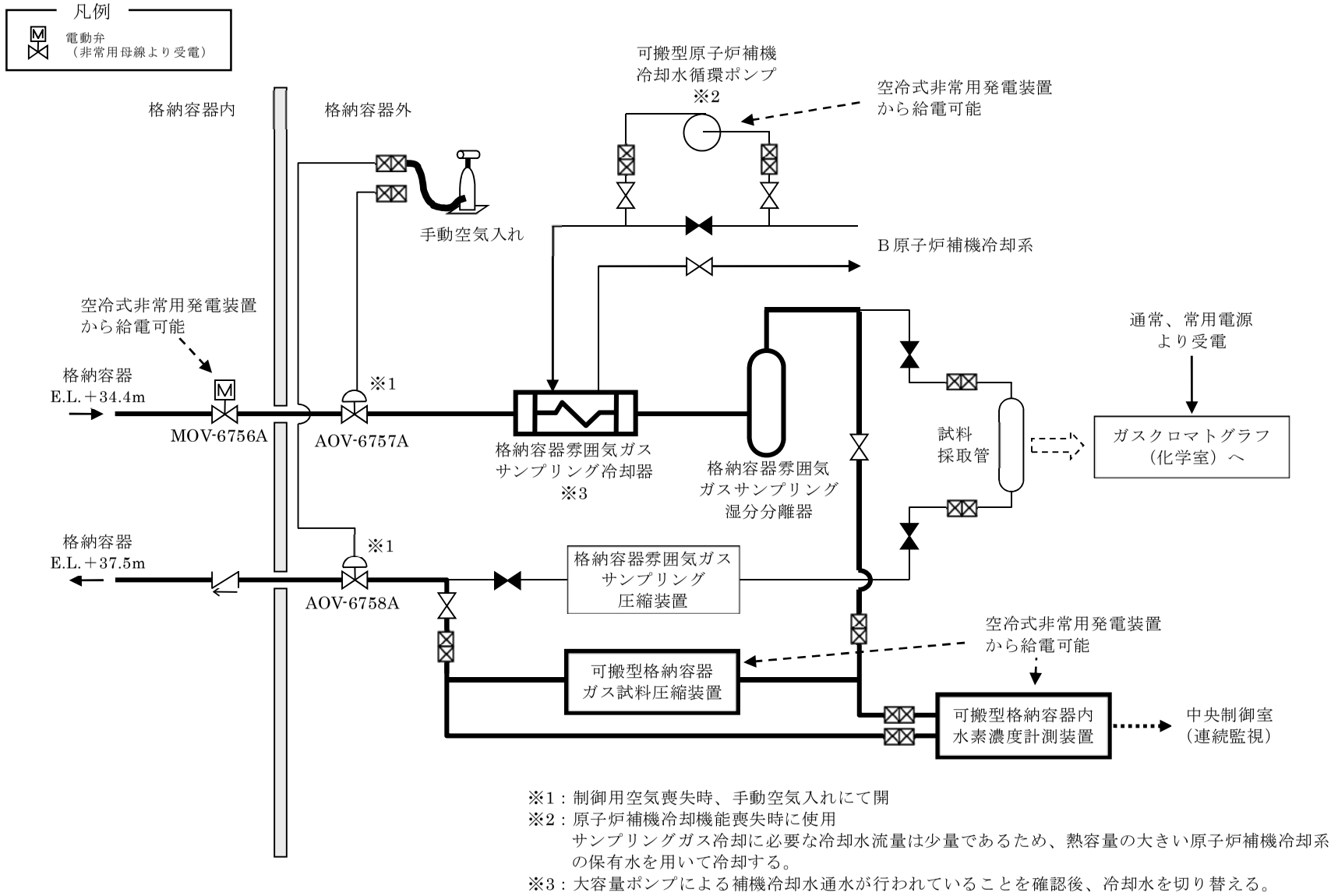


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.9.3 図 原子炉格納容器水素燃焼装置配置図

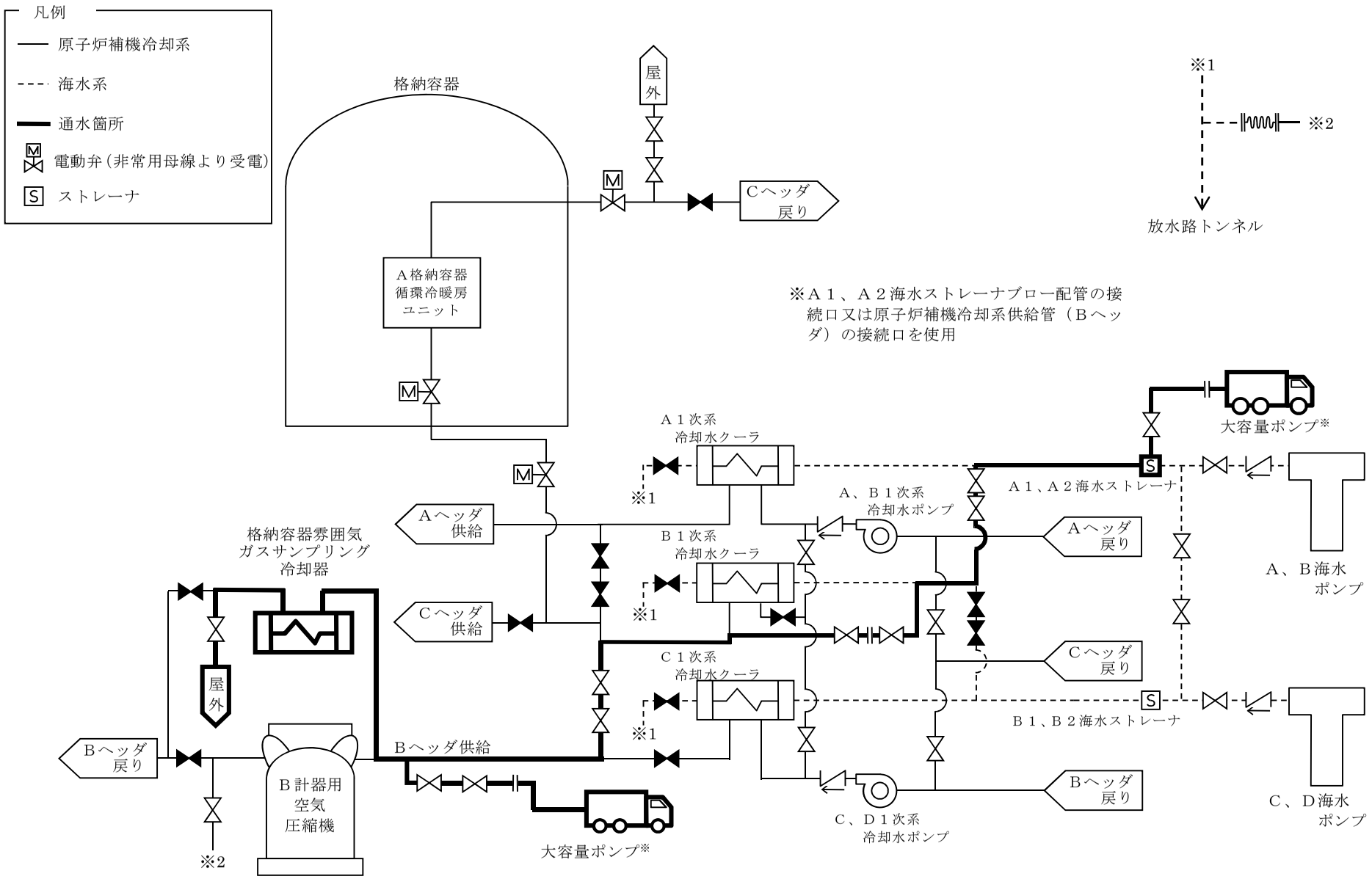


第 1.9.4 図　原子炉格納容器水素燃焼装置構造図

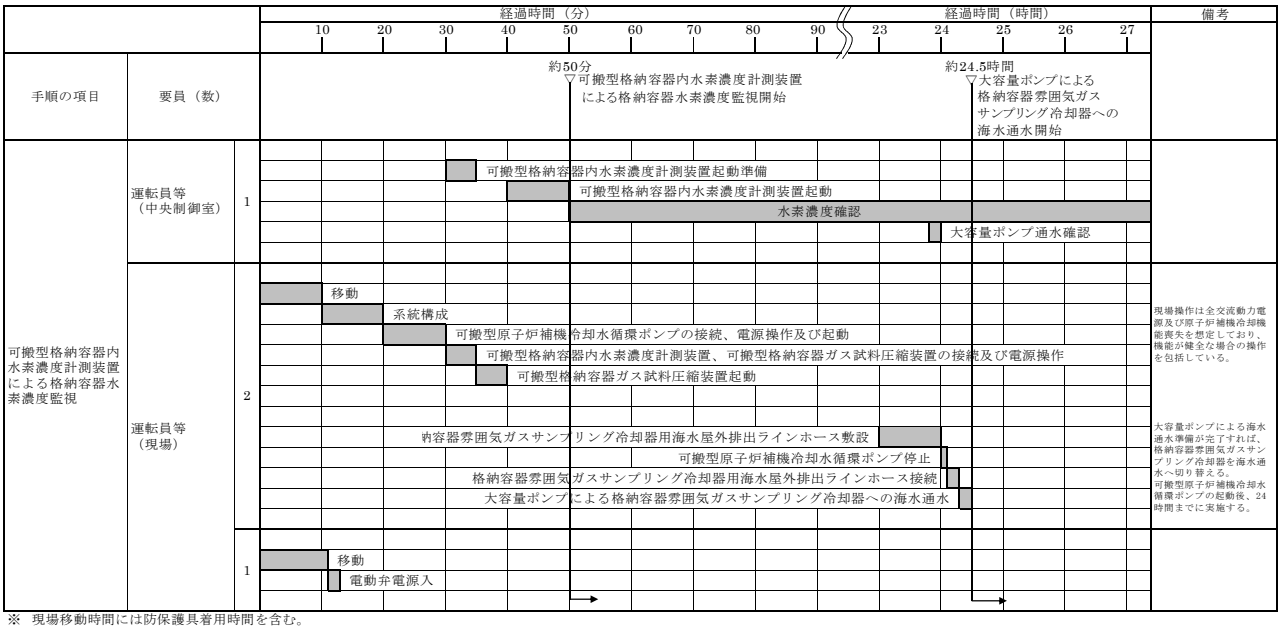


※1：制御用空気喪失時、手動空気入れにて開
※2：原子炉補機冷却機能喪失時に使用
サンプリングガス冷却に必要な冷却水流量は少量であるため、熱容量の大きい原子炉補機冷却系の保有水を用いて冷却する。
※3：大容量ポンプによる補機冷却水通水が行われていることを確認後、冷却水を切り替える。

第 1.9.5 図　可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度測定　概略系統

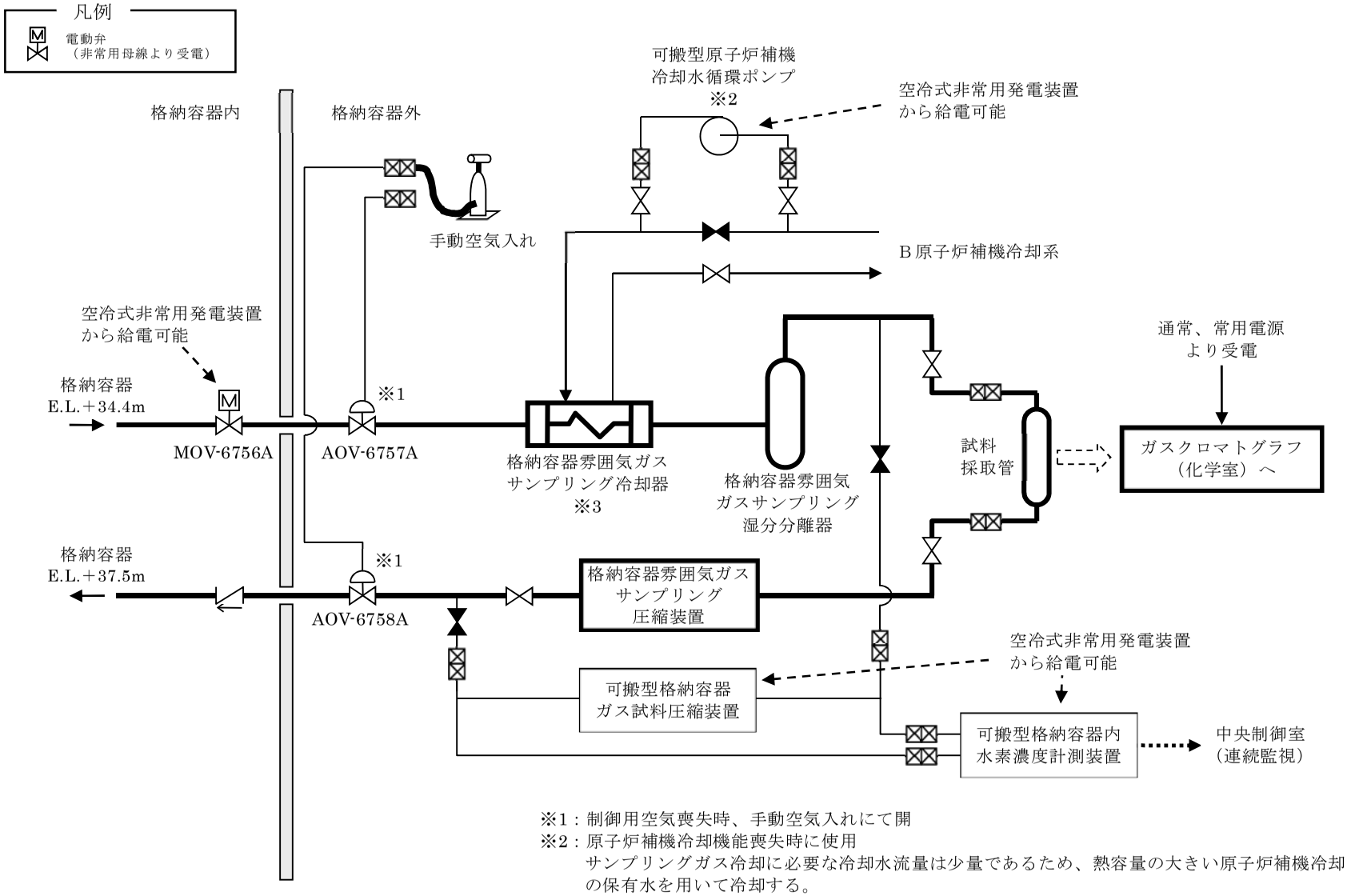


第 1.9.6 図　大容量ポンプを用いた格納容器ガス試料採取系統設備海水冷却　概略系統



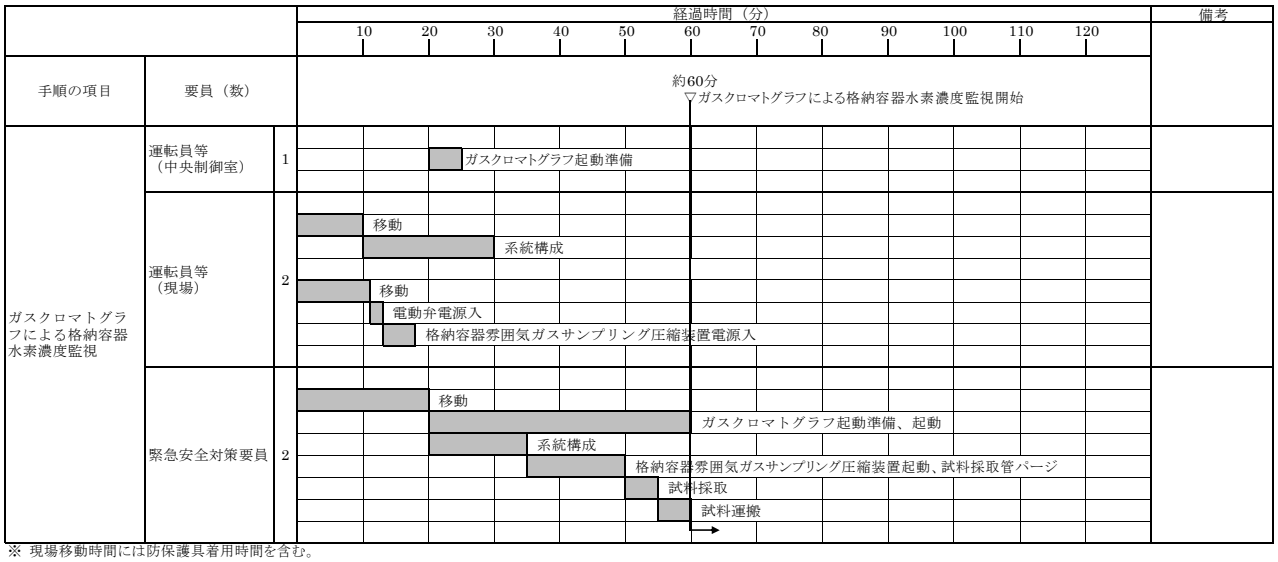
※　現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.9.7図　可搬型格納容器内水素濃度計測装置による格納容器水素濃度監視　タイムチャート



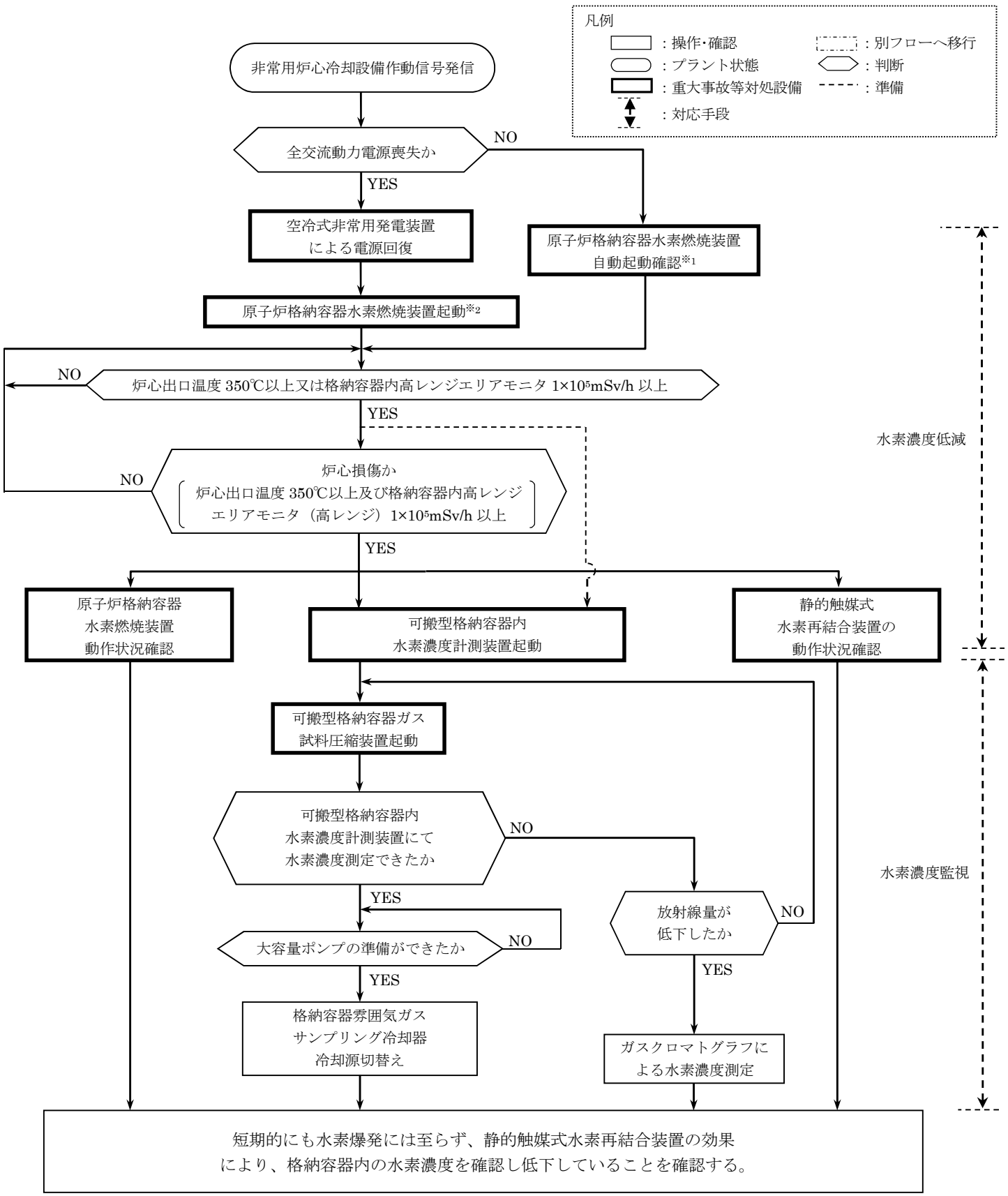
※1：制御用空気喪失時、手動空気入れにて開
※2：原子炉補機冷却機能喪失時に使用
サンプリングガス冷却に必要な冷却水流量は少量であるため、熱容量の大きい原子炉補機冷却系の保有水を用いて冷却する。
※3：大容量ポンプによる補機冷却水通水が行われていることを確認後、冷却水を切り替える。

第 1.9.8 図　ガスクロマトグラフによる水素濃度測定　概略系統



※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.9.9図　ガスクロマトグラフによる格納容器水素濃度監視　タイムチャート



※1　非常用炉心冷却設備作動信号による自動動作。

※2　全交流動力電源喪失時において、炉心出口温度 350℃に達した場合は、電源回復後速やかに起動する。

第 1.9.10 図　水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための対応手順

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.10.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する対応手段及び設備
b. 手順等
1.10.2 重大事故等時の手順等
1.10.2.1 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する手順等
(1) 水素排出（アニュラス空気再循環設備）
a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順
b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合の操作手順
(2) 水素濃度監視
a. 可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定
b. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度推定
c. アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定
(3) その他の手順項目にて考慮する手順
(4) 優先順位
1.10.2.2 アニュラス空気再循環設備の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋その他の原子炉格納容器から漏えいする気体状の放射性物質を格納するための施設（以下「原子炉建屋等」という。）の水素爆発による損傷を防止する必要がある場合には、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a) 炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉建屋等の水素爆発による損傷を防止するため、水素濃度制御設備又は水素排出設備により、水素爆発による当該原子炉建屋等の損傷を防止するために必要な手順等を整備すること。

b) 水素爆発による損傷を防止するために必要な設備が、交流又は直流電源が必要な場合は代替電源設備からの給電を可能とする手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷が発生し、水素が原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合においても水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するため、水素排出を行う対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.10.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷が発生した場合、格納容器内で発生した水素が貫通部から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合に、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十三条及び技術基準規則第六十八条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.10.1表に示す。

a. 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉建屋等の水素爆発による損傷を防止するため、アニュラス空気再循環設備により水素を排出する手段がある。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備からＢ系アニュラス空気再循環設備に

給電する手段についても整備する。

水素排出に使用する設備は以下のとおり。

- アニュラス循環ファン
- アニュラス循環フィルタユニット
- 窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

炉心の著しい損傷が発生した場合に、水素濃度が変動する可能性がある範囲で、アニュラス内の水素濃度を測定し、監視する手段がある。

水素濃度監視で使用する設備は以下のとおり。

- アニュラス内水素濃度計測装置
- 可搬型アニュラス内水素濃度計測装置
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 格納容器排気筒高レンジガスモニタ
- 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
- 可搬型格納容器内水素濃度計測装置
- 大容量ポンプ
- 可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ
- 可搬型格納容器ガス試料圧縮装置
- 格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器
- 格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される水素排出に使用する設備のうち、アニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット、窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

水素濃度監視に使用する設備のうち、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、炉心の著しい損傷が発生した場合においても、水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止することができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- アニュラス内水素濃度計測装置

  アニュラス内の環境悪化の影響により、耐環境性に制限があるものの、使用できなくなるまでは水素濃度測定が可能であり有効である。

- 格納容器排気筒高レンジガスモニタ、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、可搬型格納容器内水素濃度計測装置、大容量ポンプ、可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ、可搬型格納容器ガス試料圧縮装置、格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器、格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器

  格納容器排気筒高レンジガスモニタは耐震性がないものの、健全であれば中央制御室にて水素濃度の監視ができるため、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の代替手段として有効である。

b. 手順等

上記のa. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.10.2表、第1.10.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として、水素濃度監視及び低減の手順等に定める（第1.10.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.10.2 重大事故等時の手順等

1.10.2.1 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する手順等

(1) 水素排出（アニュラス空気再循環設備）

炉心の著しい損傷が発生し、水素が格納容器内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合において、アニュラス循環ファンを運転し、アニュラス内の水素を含むガスを放射性物質低減機能を有するアニュラス循環フィルタユニットを通して屋外へ排出する手順を整備する。

また、全交流動力電源が喪失した場合においても、Ｂ系アニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から窒素を供給することにより、アニュラス空気再循環設備を運転するための系統構成を行い、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電した後、Ｂアニュラス循環ファンを運転する手順を整備する。

なお、重大事故等時においてアニュラス循環ファンにより、アニュラス循環フィルタユニットを通して排気を行うことで、アニュラス内の放

射性物質を低減し、被ばく低減を図る。

操作手順については、交流動力電源及び直流電源が健全な場合と喪失した場合に分けて記載する。

a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合。

(b) 操作手順

アニュラス空気再循環設備の運転により水素を排出する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.10.1図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に非常用炉心冷却設備作動信号発信によるアニュラス循環ファンの自動起動の確認を指示する。自動起動していない場合は、手動起動を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でアニュラス循環ファンの自動起動を確認し、当直課長へ報告する。自動起動していない場合は、手動起動を行う。

③ 運転員等は、中央制御室でアニュラス循環ファンの運転確認を実施し、アニュラス圧力計にてアニュラス内圧力が低下することを確認する。

④ 当直課長は、炉内温度等により、炉心損傷と判断すれば、運転員等にアニュラス循環ファンの運転確認を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室でアニュラス循環ファンの運転確認を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合の操作手順

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備による給電後、アニュラス空気再循環設備の運転により水素を排出する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.10.2図に、タイムチャートを第1.10.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を用いたＢ系アニュラス空気再循環設備の運転による水素排出の系統構成を指示する。

② 運転員等は、現場で窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）によるＢ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパへの代替制御用空気供給の系統構成を実施する。

③ 運転員等は、現場で供給ホースの接続を実施する。

④ 運転員等は、現場で窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により代替制御用空気供給を実施する。

⑤ 当直課長は、Ｂ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパへの窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を用いたアニュラス空気再循環設備の運転が可能となり、非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、運転員等にＢアニュラス循環ファンの起動を指示する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で代替電源によりＢ系アニュラス空気再循環設備に給電されていることを確認し、中央制御室からＢアニュラス循環ファンを起動し、Ｂ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパを開とする。又は、自動で開となることを確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室でＢアニュラス循環ファンの運転確認

を実施し、アニュラス圧力計にて、アニュラス内圧力が低下することを確認する。

⑧ 当直課長は、炉内温度等により、炉心損傷と判断すれば、運転員等にＢアニュラス循環ファンの運転確認を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室でＢアニュラス循環ファンの運転確認を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。窒素ボンベ接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) 水素濃度監視

a. 可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定

炉心の著しい損傷が発生し、水素が格納容器内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスへ漏えいした場合、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度を測定及び監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心出口温度が350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が1×10^{5}mSv/h以上の場合。

(b) 操作手順

炉心の損傷が発生した場合、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度を監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.10.4図に、タイムチャートを第1.10.5図に

示す。

ⅰ．交流動力電源が健全である場合の操作手順

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で系統構成完了を確認し、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の電源を入とし、起動する。

⑧ 緊急安全対策要員は、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の起動を当直課長に報告する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度を監視する。

ⅱ．全交流動力電源が喪失した場合の操作手順

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度監視の準備作業と系統構成を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置からの給電操作及び可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度監視の準備作業と系統構成を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置を接続する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で系統構成完了を確認し、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の電源を入とし、起動する。

⑧ 緊急安全対策要員は、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置の起動を当直課長に報告する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で可搬型アニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度を監視する。また、常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、アニュラス内の水素濃度を確認する。

(c) 操作の成立性

上記の交流動力電源が健全である場合、全交流動力電源が喪失した場合の対応は、中央制御室にて運転員等1名、現場にて緊急安全対策要員1名により作業を実施し、所要時間はどちらの場合も約50分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度

である。

b. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度推定

炉心の著しい損傷が発生し、水素が格納容器内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスへの漏えいを、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度を監視する機能が喪失した場合、可搬型格納容器内水素濃度計測装置を用いて測定した格納容器内水素濃度により、アニュラス内の水素濃度を推定し、監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度の監視ができない場合。

(b) 操作手順

可搬型格納容器内水素濃度計測装置を用いてアニュラス内の水素濃度を推定する手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、中央制御室で炉心損傷を判断した時刻を確認する。
② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ可搬型格納容器内水素濃度計測装置を用いたアニュラス内水素濃度推定を指示する。
③ 運転員等は、中央制御室で可搬型格納容器内水素濃度計測装置により格納容器内水素濃度を測定していることを確認する。
④ 運転員等は、中央制御室で格納容器内水素濃度の測定値と炉心損傷判断からの経過時間、格納容器圧力、格納容器再循環サンプ水位（広域）、原子炉下部キャビティ水位計、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況及びアニュラス空気再循環設備の動作状況を確認する。
⑤ 運転員等は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）と格納容器排気筒高レンジガスモニタの線量率の比を算出し、ア

ニュラスへの漏えい率を推定する。

⑥ 運転員等は、格納容器内水素量推定値、格納容器内水素濃度及びそれに基づくアニュラス内水素濃度推定の関係図をアニュラスへの漏えい率の大きさに応じて3種類準備する。

⑦ 運転員等は、アニュラスへの漏えい率推定値に不確定性を考慮した補正係数を乗じ、アニュラスへの漏えい率を算出する。

⑧ 運転員等は、補正したアニュラスへの漏えい率により3種類の中から適切な関係図を選択する。

⑨ 運転員等は、関係図から格納容器内水素濃度の推移を推定し、アニュラス内水素濃度を推定する。

⑩ 運転員等は、継続して格納容器からの漏えい率及びアニュラス内水素濃度を推定し、傾向監視する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

なお、この対応については、運転員等による準備や起動操作はない。

アニュラスへの漏えい率を推定する場合は、不確定性を考慮する必要がある。

事象が進展するにしたがって、よう素及びセシウム等の粒子状物質の大部分は沈着又は格納容器スプレイにより格納容器気相部から除去される。補正係数は格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）がこれらの除去された核種からの放射線を検知することで、格納容器内に浮遊する放射能量を過大に評価し、その結果漏えい率を過小評価してしまう可能性を考慮して設定する。

アニュラス内の環境が悪化するまでは、アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内水素濃度実測値を確認し、推定した水素濃度との比較を行う。

アニュラス周辺区域で作業を実施する場合は、下記を考慮する。

アニュラス循環ファンが起動していれば、アニュラス内の空気は連続して屋外へ排出されるため、アニュラス内水素濃度は可燃領域まで上昇することはない。仮に、アニュラス循環ファンが起動できない場合は、水素濃度推定値だけでなく、炉心溶融の状態、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の発生の可能性、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状態、格納容器内水素濃度等を確認し、作業の重要性を考慮し、発電所対策本部と協議し、作業実施の可否を発電所対策本部長が判断する。

なお、作業を実施するに当たっては、作業エリアの環境を確認後、作業を行う。

c. アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定

炉心の著しい損傷が発生し、水素が格納容器内に放出され、格納容器から格納容器周囲のアニュラスに漏えいした場合、アニュラス内の環境悪化の影響によりアニュラス内水素濃度計測装置が使用できなくなるまでの間において、アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度を測定及び監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心出口温度が350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の指示値が1×10^{5}mSv/h以上の場合。

(b) 操作手順

炉心の損傷が発生した場合、アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度を監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.10.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にアニュラス内水素濃度計測装置によるアニュラス内の水素濃度監視を指示する。

② 運転員等は、中央制御室でアニュラス内水素濃度計測装置によ

るアニュラス内の水素濃度を監視する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

なお、この対応については、運転員等による準備や起動操作はない。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

可搬型格納容器内水素濃度計測装置による格納容器内水素濃度監視操作手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち1.9.2.1(2)「水素濃度監視」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

炉心の著しい損傷が発生した場合の水素排出及び水素濃度監視手段として、以上の手段を用いて、水素爆発による原子炉建屋等の損傷防止を図る。

事故時において、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、アニュラス循環ファンの自動起動を確認する。自動起動していない場合は、手動によりアニュラス循環ファンを起動する。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置からの受電及び窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を用いたＢアニュラス循環ファンの起動操作を実施する。

また、アニュラス内の水素濃度監視は、可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度実測値を確認する。可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度の監視ができない場合は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度から推定したアニュラス内の水素濃

度を監視する。

アニュラス内の環境が悪化するまでは、アニュラス内水素濃度計測装置によりアニュラス内の水素濃度実測値を確認し、推定した水素濃度との比較を行う。

多様性拡張設備であるアニュラス内水素濃度計測装置は炉心損傷後の高放射線、高温下では、指示値に影響があるため、使用可能な範囲を逸脱した場合には、参考値として扱う必要がある。この場合は、可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度から推定した水素濃度を優先して取り扱う。なお、アニュラス内水素濃度計測装置の指示値を参考にする場合は、計器類の環境特性を考慮する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.10.7図に示す。

1.10.2.2 アニュラス空気再循環設備の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

炉心の著しい損傷が発生し、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、原子炉建屋等の水素爆発による損傷を防止するため、代替電源設備によりアニュラス空気再循環設備及び水素濃度監視に使用する設備に給電する手順を整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

第 1.10.1 表　重大事故等時における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
－	－	水素排出	アニュラス循環ファン※2※3	重大事故等対処設備	a	アニュラス空気再循環設備の自動起動を確認する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			アニュラス循環フィルタユニット				
			窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）			全交流動力電源が喪失した場合のアニュラス空気再循環設備起動のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			空冷式非常用発電装置※3				
			燃料油貯蔵タンク※4			水素濃度監視及び低減の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油移送ポンプ※4				
		水素濃度監視	アニュラス内水素濃度計測装置	多様性拡張設備			
			可搬型アニュラス内水素濃度計測装置※2※3	重大事故等対処設備	a	アニュラス空気再循環設備の自動起動を確認する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			空冷式非常用発電装置※3				
			燃料油貯蔵タンク※4			全交流動力電源が喪失した場合のアニュラス空気再循環設備起動のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			格納容器排気筒高レンジガスモニタ	多様性拡張設備		水素濃度監視及び低減の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）			大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 アニュラス内水素濃度推定の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2※6				
			大容量ポンプ※5				
			可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ※2※6				
			可搬型格納容器ガス試料圧縮装置※2※6				
			格納容器雰囲気ガスサンプリング冷却器				
			格納容器雰囲気ガスサンプリング湿分分離器				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.10.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.10　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等

監視計器一覧（１／２）

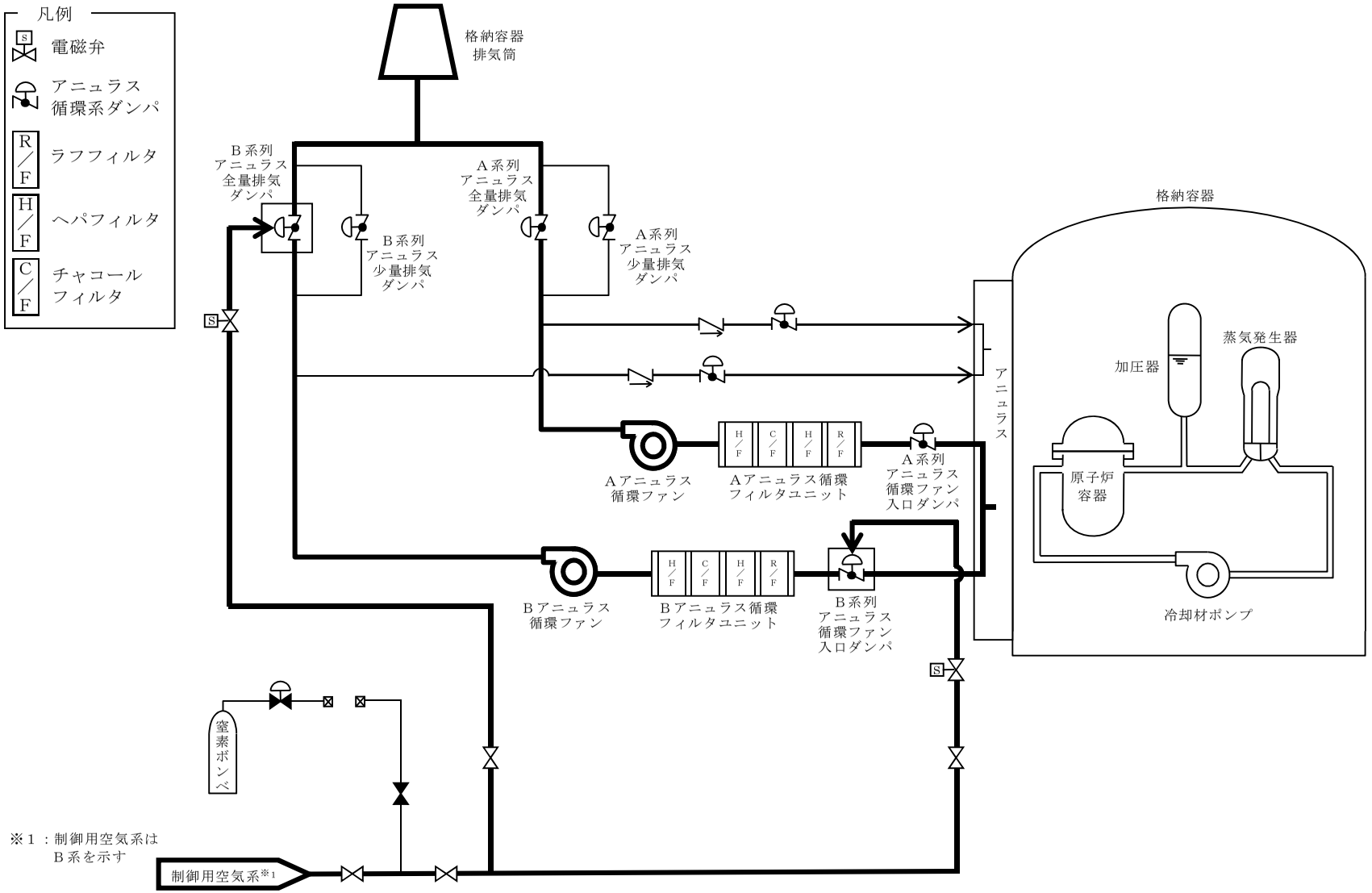
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.10.2.1 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する手順等 (1) 水素排出（アニュラス空気再循環設備）			
a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順	判断基準	信号	・安全注入作動警報
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		アニュラス内の圧力	・アニュラス圧力計
b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合の操作手順	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		アニュラス内の圧力	・アニュラス圧力計
		電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計

監視計器一覧（２／２）

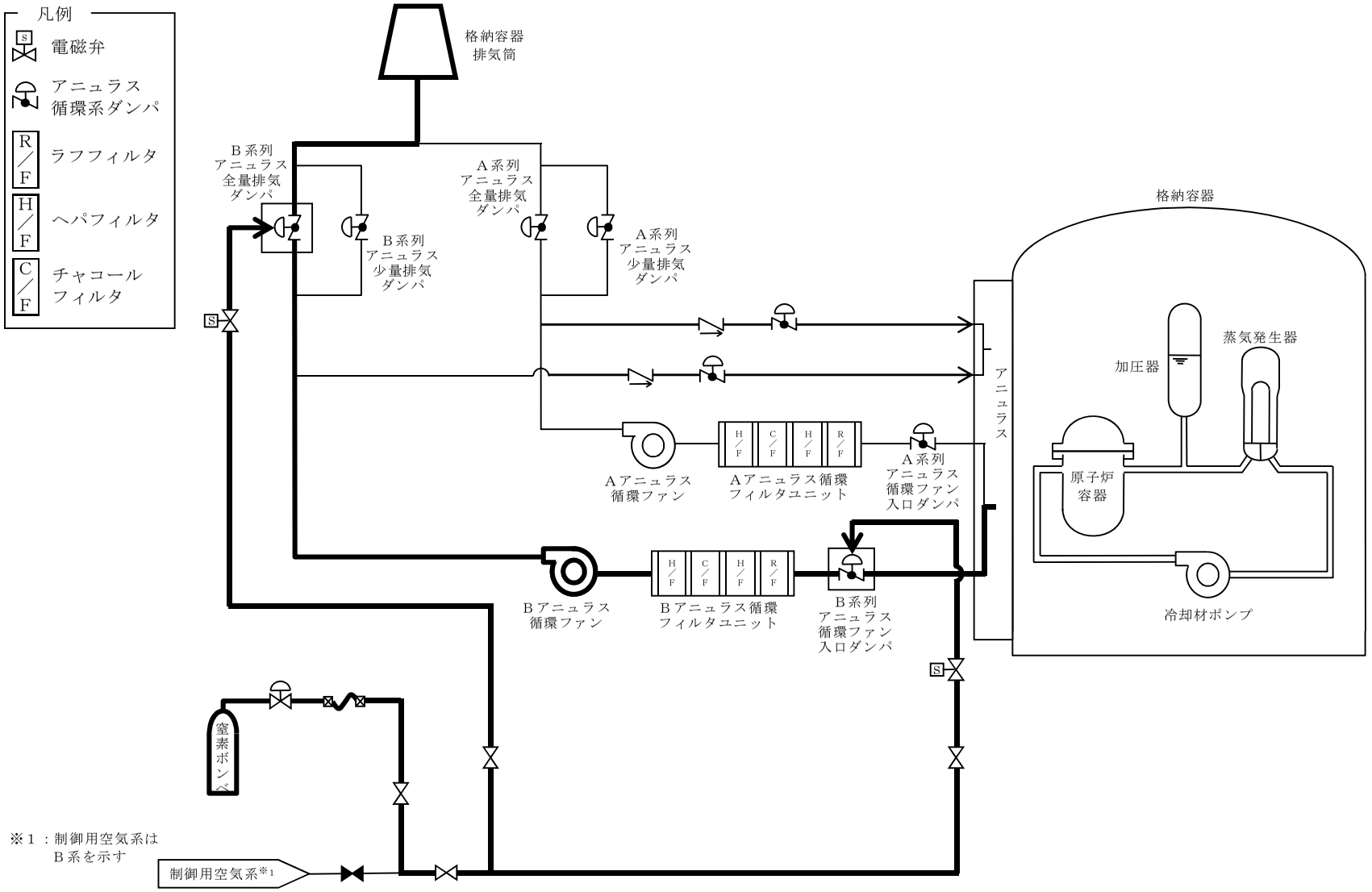
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.10.2.1 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止する手順等 (2) 水素濃度監視			
a. 可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	アニュラス内の水素濃度	・可搬型アニュラス水素濃度指示計
b. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置による水素濃度推定	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		アニュラス内の水素濃度	・可搬型アニュラス水素濃度指示計
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度	・可搬型格納容器内水素濃度指示計
			・静的触媒式水素再結合装置温度監視装置
			・原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
			・原子炉下部キャビティ水位計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
			・格納容器排気筒高レンジガスモニタ
c. アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
	操作	アニュラス内の水素濃度	・アニュラス水素濃度指示計

第1.10.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.10】 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	Aアニュラス循環ファン	Ｃ１原子炉コントロールセンタ
	Bアニュラス循環ファン	Ｄ１原子炉コントロールセンタ
	A系列アニュラス循環ファン入口ダンパ	Ｃ１原子炉コントロールセンタ
	B系列アニュラス循環ファン入口ダンパ	Ｄ１原子炉コントロールセンタ
	A系列アニュラス全量排気ダンパ	中央制御室直流分電盤
	B系列アニュラス全量排気ダンパ	リレー室直流分電盤
	A系列アニュラス少量排気ダンパ	中央制御室直流分電盤
	B系列アニュラス少量排気ダンパ	リレー室直流分電盤
	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	ＳＡ監視操作盤



第 1.10.1 図　アニュラス空気再循環設備の運転　概略系統

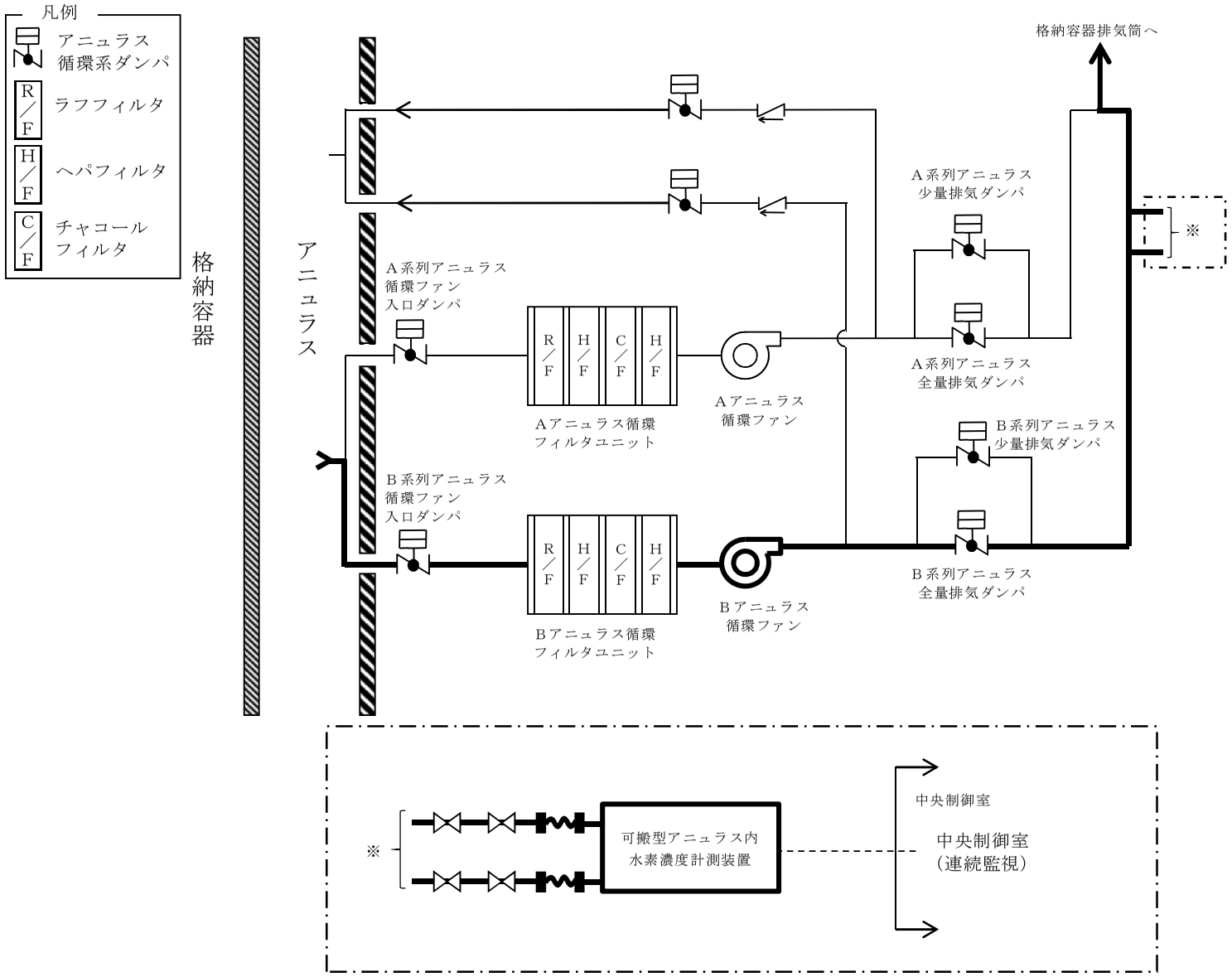


第 1.10.2 図　窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）によるアニュラス空気再循環設備の運転　概略系統

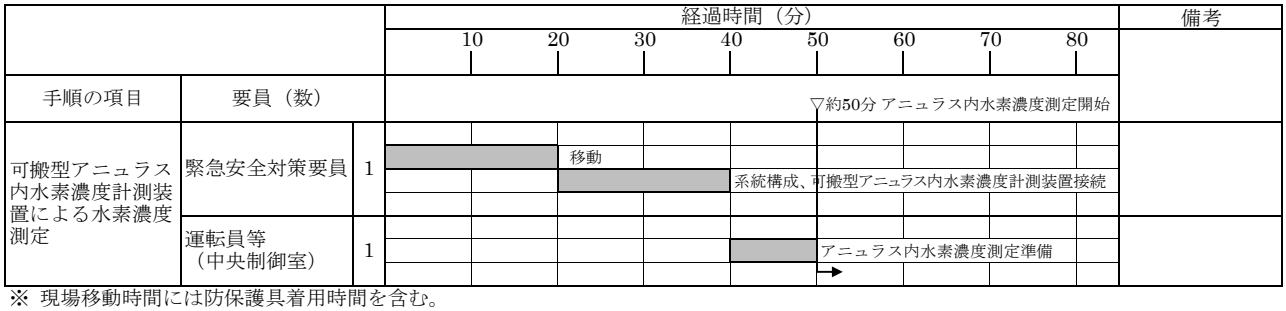
手順の項目	要員(数)		経過時間（分） 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 約30分 代替空気（窒素ボンベ）による アニュラス空気再循環設備の運転開始	備考
代替空気（窒素ボンベ）によるアニュラス空気再循環設備の運転	運転員等 （現場）	1	移動 代替空気供給操作	
	運転員等 （中央制御室）	1	アニュラス循環ファン起動操作	

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.10.3図　窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）によるアニュラス空気再循環設備の運転　タイムチャート

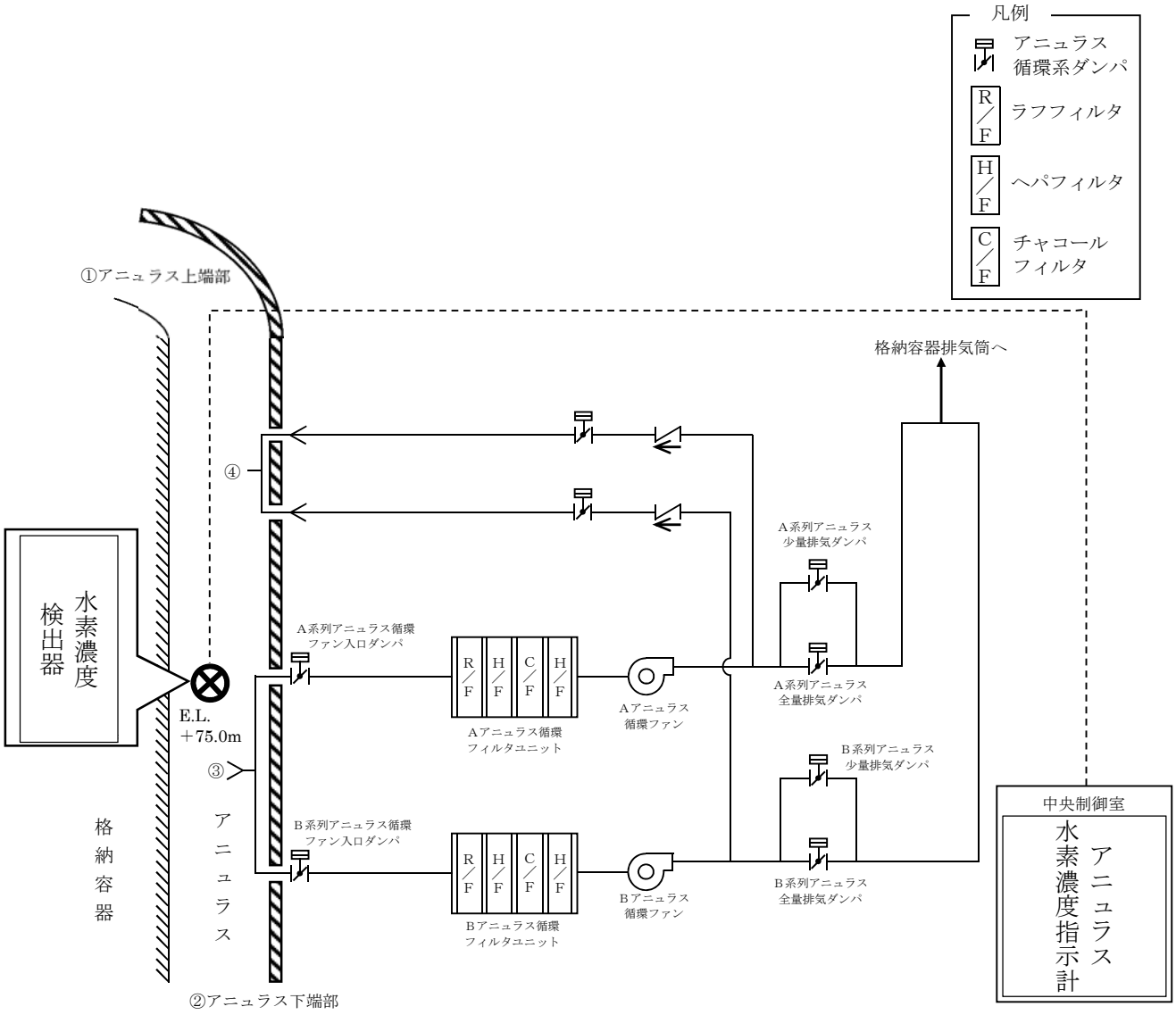


第 1.10.4 図　可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定　概略系統



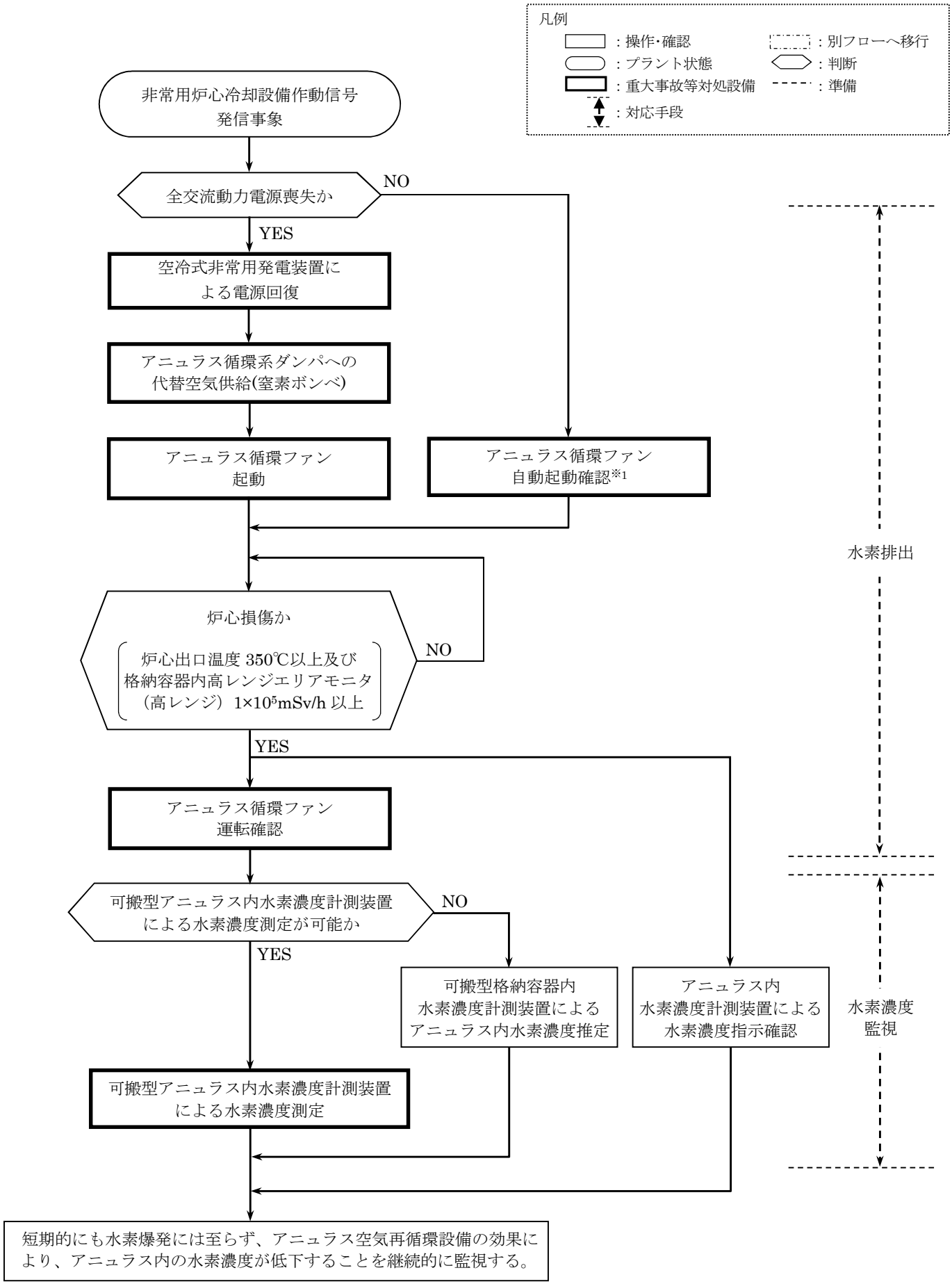
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.10.5図　　可搬型アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定　タイムチャート



アニュラス空気再循環設備設置高さ		
①	アニュラス上端部	E.L.＋86.40m
②	アニュラス下端部	E.L.＋17.00m
③	アニュラス循環ファン吸込み	E.L.＋75.00m
④	アニュラス循環ファン戻り	E.L.＋17.97m

第 1.10.6 図　アニュラス内水素濃度計測装置による水素濃度測定　概略系統



※1　非常用炉心冷却設備作動信号による自動動作

第 1.10.7 図　水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための対応手順

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

＜ 目 次 ＞

1.11.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の対応手段と設備
b. 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の対応手段と設備
c. 重大事故等時における使用済燃料ピットの監視のための対応手段と設備
d. 手順等

1.11.2 重大事故等時の手順等
1.11.2.1 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等
(1) 燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水
(2) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
(3) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋内消火栓）
(4) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋外消火栓）
(5) Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水
(6) １次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
(7) 海水から使用済燃料ピットへの注水
(8) その他の手順項目にて考慮する手順
(9) 優先順位
1.11.2.2 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の手順等
(1) 送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ
(2) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽

内燃料体等）への放水

(3) 使用済燃料ピットからの漏えい緩和

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.11.2.3 重大事故等時における使用済燃料ピットの監視時の手順等

(1) 常設設備による使用済燃料ピットの状態監視

(2) 可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視

1.11.2.4 使用済燃料ピット監視計器の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

＜要求事項＞

１．発電用原子炉設置者において、使用済燃料貯蔵槽の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料貯蔵槽からの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料貯蔵槽の水位が低下した場合において使用済燃料貯蔵槽内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

２．発電用原子炉設置者は、使用済燃料貯蔵槽からの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料貯蔵槽の水位が異常に低下した場合において貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

１．第１項に規定する「使用済燃料貯蔵槽の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料貯蔵槽からの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料貯蔵槽の水位が低下した場合」とは、実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈（原規技発第1306193号（平成２５年６月１９日原子力規制委員会決定））第３７条３－１(a)及び(b)で定義する想定事故１及び想定事故２において想定する使用済燃料貯蔵槽の水位の低下をいう。

２．第１項に規定する「貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

ａ）想定事故１及び想定事故２が発生した場合において、代替注水設備により、使用済燃料貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するために必要な手順等を整備すること。

b）想定事故１及び想定事故２が発生した場合において発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、当該悪影響を防止するために必要な手順等を整備すること。

３．第２項に規定する「貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、及び臨界を防止するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a）使用済燃料貯蔵槽の水位が維持できない場合において、スプレイ設備により、燃料損傷を緩和し、臨界を防止するために必要な手順等を整備すること。

b）燃料損傷時に、できる限り環境への放射性物質の放出を低減するための手順等を整備すること。

４．第１項及び第２項の手順等として、使用済燃料貯蔵槽の監視は、以下によること。

a）使用済燃料貯蔵槽の水位、水温及び上部の空間線量率について、燃料貯蔵設備に係る重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり測定できること。

b）使用済燃料貯蔵槽の計測設備が、交流又は直流電源が必要な場合には、代替電源設備からの給電を可能とすること。

使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）の冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が低下した場合において使用済燃料ピット内の燃料体又は使用済燃料（以下「貯蔵槽内燃料体等」という。）を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止するための対処設備を整備しており、ここでは、それらの対処設備を活用した手順等について説明する。なお、使用済燃料ピットから発生する水蒸気が重大事故等対処設備に悪影響を及ぼす可能性がある場合は、当該悪影響を防止するための手順等を整備する必要がある。使用済燃料ピットが設置されている使用済燃料ピット区域は隣接する他の区域とは区画されていることから、影響範囲は使用済燃料ピット区域に設置する使用済燃料ピットの監視に用いる設備となり、これらの設備は、使用済燃料ピットから発生する水蒸気による高温、高湿度の環境で使用する設計とし、「1.11.2.3 重大事故等時における使用済燃料ピットの監視時の手順等」に示す手順を整備している。

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合において貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止し、放射性物質の放出を低減するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.11.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

使用済燃料ピットを冷却するための設計基準対象施設の冷却設備として、使用済燃料ピットポンプ及び使用済燃料ピットクーラ等の使用済燃料ピット冷却装置を設置している。また、使用済燃料ピットへ注水するための設計基準対象施設の注水設備として、燃料取替用水タンク、燃料取替用水ポンプ、２次系純水タンク及び２次系純水ポンプを設置している。これらの冷却又は注水を行うための設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備の機能が喪失し、又は使用済燃料ピットからの漏えいが発生した場合は、その機能を代替するために、各設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.11.1図、第1.11.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

使用済燃料ピットから大量の水が漏えいし使用済燃料ピットの水位が維持できない場合を想定し、使用済燃料ピットへのスプレイ又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水により貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷を緩和し、臨界を防止するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい及び使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時において、使用済燃料ピットの水位、水温及び上部の空間線量率について変動する可能性のある範囲にわたり測定する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十四条及び技術基準規則第六十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.11.1表～第1.11.3表に示す。

a. 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の対応手段と設備

(a) 対応手段

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時に、使用済燃料ピットへの注水により貯蔵槽内燃料体等を冷却し、放射線を遮蔽し、及び臨界を防止する手段がある。

燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水で使用する設備は以下のとおり。

- 燃料取替用水タンク
- 燃料取替用水ポンプ

２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水で使用する設備は以下のとおり。

・ ２次系純水タンク
・ ２次系純水ポンプ

淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水で使用する設備（屋内消火栓又は屋外消火栓を使用する。）は以下のとおり。（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称。）

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ

Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水で使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ 消防ポンプ

１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水で使用する設備は以下のとおり。

・ １次系純水タンク
・ １次系純水ポンプ

海水から使用済燃料ピットへの注水で使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、使用済燃料ピットへの注水に使用する設備のうち送水車、軽油用ドラム缶はいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、貯蔵槽内燃料体等の冷却、放射線の遮蔽、及び臨界を防止することが可能であるため、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- 燃料取替用水タンク、燃料取替用水ポンプ

  燃料取替用水タンクは、事故時に原子炉等へ注水する必要がある場合に水源として使用すること、定期検査時において燃料取替時の原子炉キャビティへの水張りに使用することから、必要な水量が確保できない場合があるが、使用済燃料ピットへ注水するためには有効である。

- ２次系純水タンク、２次系純水ポンプ

  耐震性がないものの、２次系純水タンク、２次系純水ポンプが健全であれば使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

- Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

  消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

- Ａ、Ｂ淡水タンク、消防ポンプ

  耐震性がないものの、Ａ、Ｂ淡水タンクが健全であれば使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

- １次系純水タンク、１次系純水ポンプ

  耐震性がないものの、１次系純水タンク、１次系純水ポンプが健全であれば使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

b. 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の対応手段と設

備

(a) 対応手段

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時、使用済燃料ピットへのスプレイにより燃料損傷を緩和し、臨界を防止し、燃料損傷時にできる限り環境への放射性物質の放出を低減する手段がある。

使用済燃料ピットへのスプレイで使用する設備は以下のとおり。

- 送水車
- 軽油用ドラム缶
- スプレイヘッダ

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生し、燃料が損傷した場合に、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水によりできる限り環境への放射性物質の放出を低減する手段がある。

原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水で使用する設備は以下のとおり。

- 大容量ポンプ（放水砲用）
- 放水砲
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

使用済燃料ピット内側から漏えいしている場合に、設備を用いて漏えいを緩和する手段がある。

使用済燃料ピットからの漏えい緩和で使用する設備は以下のとおり。

- ゴムシート
- 鋼板
- 防水テープ
- 吸水性ポリマー

・ 補修材
・ ロープ（吊り降ろし用）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、使用済燃料ピットへのスプレイ及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する設備のうち、送水車、軽油用ドラム缶、スプレイヘッダ、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプはいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、燃料の著しい損傷の進行の緩和、臨界の防止及び燃料損傷時にできる限り環境への放射性物質の放出を低減することが可能であるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ ゴムシート、鋼板、防水テープ、吸水性ポリマー、補修材、ロープ（吊り降ろし用）

漏えい箇所により漏えいを緩和できない場合があり、また、プラントの状況によって使用済燃料ピットへ近づけない場合があるが、使用できれば漏えい緩和として有効である。

c. 重大事故等時における使用済燃料ピットの監視のための対応手段と設備

(a) 対応手段

重大事故等時において、使用済燃料ピットの水位、水温及び上部の空間線量率について変動する可能性にわたり測定するための下記の対応手段として使用済燃料ピットの監視設備がある。

使用済燃料ピットの監視で使用する設備は以下のとおり。

・ 使用済燃料ピット水位（広域）
・ 可搬型使用済燃料ピット水位
・ 使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）
・ 可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ
・ 使用済燃料ピットエリア監視カメラ
・ 使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置
・ 使用済燃料ピット水位（狭域）
・ 使用済燃料ピット温度
・ 使用済燃料ピット区域エリアモニタ
・ 携帯型水温計
・ 携帯型水位計
・ 携帯型水位、水温計

代替電源からの給電の確保で使用する設備は以下のとおり。

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される使用済燃料ピットの監視に使用する設備のうち、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、使用済燃料ピットエリア監視カメラ、使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備を用いて、使用済燃料ピットにかかる

重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり、使用済燃料ピットの水位、水温、上部の空間線量率の測定を行うことで、使用済燃料ピットの継続的な状態監視を行うことが可能であるため、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- 使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット区域エリアモニタ

  使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度及び使用済燃料ピット区域エリアモニタは、耐震性を有していないものの、使用済燃料ピットの状態を把握する手段として有効である。

- 携帯型水温計、携帯型水位計及び携帯型水位、水温計

  携帯型水温計、携帯型水位計及び携帯型水位、水温計は、計測者が使用済燃料ピット近傍へ接近しないと使用できないが、使用済燃料ピットの状態を把握する手段として有効である。

d. 手順等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段にかかる手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.11.4表）。

また、使用済燃料ピットの計測設備については、全交流動力電源喪失時に、代替電源から給電する手順を整備する（第1.11.5表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として、使用済燃料ピットの冷却機能が喪失した場合の手順等に定める（第1.11.1表～第1.11.3表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部

長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.11.2 重大事故等時の手順等

1.11.2.1 使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等

(1) 燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットの冷却機能喪失時又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合又は使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.3図に、タイムチャートを第1.11.4図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ燃料取替用水タンクによる注水の準備を指示する。

② 運転員等は、現場で燃料取替用水タンクによる注水の系統構成を実施する。

③ 運転員等は、現場で系統構成完了を確認し、当直課長へ報告する。

④ 当直課長は、運転員等へ使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。ただし、使用済燃料ピットの冷却機能喪失時においては、使用済燃料ピットの水位が低下していることを確認後に実施する。

⑤ 運転員等は、現場で燃料取替用水ポンプを起動し、注水を開始す

る。

⑥ 運転員等は、現場で使用済燃料ピット水位等を監視し、注水状態に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(2) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、２次系純水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合又は使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合。

b. 操作手順

２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.5図に、タイムチャートを第1.11.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ２次系純水タンクによる注水の準備を指示する。

② 運転員等は、現場で２次系純水タンクによる注水の系統構成を実施し、当直課長へ報告する。

③ 当直課長は、運転員等へ使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。ただし、使用済燃料ピットの冷却機能喪失時及び使用済燃料ピットの注水機能喪失時においては、使用済燃料ピットの水位が低下していることを確認後に実施する。

④ 運転員等は、現場で２次系純水ポンプを起動し、注水を開始する。

⑤ 運転員等は、現場で使用済燃料ピット水位等を監視し、注水状態に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(3) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋内消火栓）

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、常用設備である電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ及び屋内消火栓を使用し、淡水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

ただし、淡水タンクは、使用済燃料ピット近傍に立ち入ることができ、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合であって、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認した場合。

b. 操作手順

淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順（屋内消火栓）の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.7図に、タイムチャートを第1.11.8図に、ホース敷設ルート図を第1.11.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員へ淡水タンク（屋内消火栓）から使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホースを運搬し、使用済燃料ピットまで敷設を行い、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。

④ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員へ淡水タンク（屋内消火栓）から使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で屋内消火栓を使用した注水を開始す

る。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位が通常水位から－1m 程度の範囲内になるように注水流量を調整する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位等を確認し、使用済燃料ピットへの注水を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑧ 発電所対策本部長は、当直課長へ使用済燃料ピット水位等の監視を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約60分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。また、淡水タンク（屋内消火栓）から使用済燃料ピットへの注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(4) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋外消火栓）

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、常用設備である電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ及び屋外消火栓を使用し、淡水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

ただし、淡水タンクは、使用済燃料ピット近傍に立ち入ることができ、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認して使用する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合であって、かつ重大事故等対処に悪影響を与える火災が発生していないことを確認した場合。

b. 操作手順

淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順（屋外消火栓）の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.10図に、タイムチャートを第1.11.11図に、ホース敷設ルート図を第1.11.12図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へ淡水タンク（屋外消火栓）から使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。

② 屋内及び屋外の緊急安全対策要員は、現場で可搬型ホースを運搬し、使用済燃料ピットまで敷設する。

③ 屋内の緊急安全対策要員は、管理区域境界の扉を開放する。

④ 屋内の緊急安全対策要員は、現場で屋内及び屋外に敷設された可搬型ホースを接続し、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員へ淡水タンク（屋外消火栓）から使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で屋外消火栓を使用した注水を開始する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位が通常水位から－1m 程度の範囲内になるように注水流量を調整する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位等を確認し、使用済燃料ピットへの注水を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑨ 発電所対策本部長は、当直課長へ使用済燃料ピット水位等の監視を指示する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。また、淡水タンク（屋外消火栓）から使用済燃料ピットへの注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等

への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(5) A、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、消防ポンプを使用し、A、B淡水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合。

b. 操作手順

消防ポンプによるA、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.13図に、タイムチャートを第1.11.14図に、ホース敷設ルート図を第1.11.15図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へA、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプ、可搬型ホース等を準備し、所定の位置に移動する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプ、可搬型ホース等を配置し敷設を行い、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。

④ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員へA、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で淡水タンクブロー弁の開操作を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプを起動し、使用済燃料ピットへの注水を開始する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位が通常水位から－1m 程度の範囲内になるように注水流量を調整する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの運転状態及び使用済燃料ピット水位を確認し、使用済燃料ピットへの注水を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑨ 発電所対策本部長は、当直課長へ使用済燃料ピット水位等の監視を指示する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員4名により作業を実施し、所要時間は約6時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホースの取付けについては速やかに作業ができるよう消防ポンプの保管場所に可搬型ホースを配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。また、Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に

注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(6) 1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、1次系純水タンクから使用済燃料ピットへ注水する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合。

b. 操作手順

1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.16図に、タイムチャートを第1.11.17図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき当直課長へ1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で1次系純水タンクから使用済燃料ピットへ注水する系統構成を実施するとともに、系統構成完了を確認し、当直課長へ報告する。

③ 当直課長は、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。

④ 発電所対策本部長は、当直課長へ1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水を開始し、使用済燃料ピット水位が通常水位から－1m 程度

の範囲内になるように注水流量を調整するとともに、注水開始を当直課長へ報告する。

⑥ 当直課長は、使用済燃料ピットへの注水を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑦ 発電所対策本部長は、当直課長へ使用済燃料ピット水位等の監視を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約45分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(7) 海水から使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピットに接続する配管が破損し、使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生した場合に、送水車を使用し、海水から使用済燃料ピットへ注水

する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合であって、かつ燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクの機能が喪失した場合又は燃料取替用水タンク及び２次系純水タンクからの注水を実施しても水位低下が継続する場合。

b. 操作手順

送水車による海水から使用済燃料ピットへの注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.18図に、タイムチャートを第1.11.19図に、ホース敷設ルート図を第1.11.20図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へ海水から使用済燃料ピットへの注水の準備を指示する。
② 緊急安全対策要員は、現場で送水車を配置するとともに可搬型ホース等を準備し、所定の位置に移動する。
③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車から原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への可搬型ホースの敷設及び接続を行う。
④ 緊急安全対策要員は、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。
⑤ 発電所対策本部長は、燃料取替用水タンク等の機能が喪失した場合又は燃料取替用水タンク等から使用済燃料ピットへの注水を実施しても水位低下が継続する場合、緊急安全対策要員へ海水から使用済燃料ピットへの注水開始を指示する。
⑥ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、運転状態に異常のないことを確認する。
⑦ 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピット水位が通常水位から－1m 程度の範囲内になるように注水流量を調整する。
⑧ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態及び使用済燃料ピ

ット水位を確認し、使用済燃料ピットへの注水を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑨ 発電所対策本部長は、当直課長へ使用済燃料ピット水位等の監視を指示する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態を継続して監視し、燃料の給油が必要になれば適宜実施する。（燃料を補給しない場合、送水車は 19 時間の運転が可能）

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員5名により作業を実施し、所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるよう送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。また、海水から使用済燃料ピットへの注水時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

原子炉停止後に取り出された全炉心分の燃料、以前から貯蔵している使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合の崩壊熱を条件として評価した想定事故１及び想定事故２のうち、いずれかが発生した場合であっても、重大事故等への対応操作により、放射線の遮蔽を維持できない水位に達する前に注水を開始でき、かつ蒸発水量以上の流量で注水するため使用済燃料ピットの水位を維持し、貯蔵槽内燃料体等を冷却、放射線を遮蔽する。

(8) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車への燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

(9) 優先順位

使用済燃料ピットへの注水は、ほう酸水でタンク容量が大きく注水までの所要時間が短い燃料取替用水タンクからの注水を優先し、次に純水である２次系純水タンクからの注水を優先する。その次に淡水である淡水タンク（屋内消火栓、屋外消火栓）、Ａ、Ｂ淡水タンクからの注水を優先し、タンク容量の小さい１次系純水タンクからの注水の順に使用する。なお、燃料取替用水タンクについては、原子炉等へ注水する必要がない場合において使用する。淡水タンク（屋内消火栓、屋外消火栓）については、構内に火災が発生していない場合に使用する。

海水からの注水に使用する送水車は重大事故等対処設備であるが、使用準備に時間を要することから、あらかじめ送水車等の運搬、設置及び接続を行い、燃料取替用水タンク等の機能が喪失した場合又は燃料取替用水タンク等から使用済燃料ピットへの注水を実施しても水位低下が継続する場合に使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.11.21図に示す。

1.11.2.2 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の手順等

(1) 送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生した場合に、送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋

30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合。

b. 操作手順

送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.22図に、タイムチャートを第1.11.23図に、ホース敷設ルート図を第1.11.24図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へ送水車による使用済燃料ピットへのスプレイの準備を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で送水車を配置するとともにスプレイヘッダ等を準備し、所定の位置に移動する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で送水車から原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への可搬型ホースの敷設及び接続を行うとともにスプレイヘッダの配置を行う。

④ 緊急安全対策要員は、準備完了を発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員へスプレイ開始を指示する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動し、運転状態に異常のないことを確認するとともに使用済燃料ピットへのスプレイを開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット水位（広域）、可搬型使用済燃料ピット水位、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）のほかに使用済燃料ピット区域エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより監視し、貯蔵槽内燃料体等が冷却状態にあることを確認する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態を継続して監視し、燃料の給油が必要になれば適宜実施する。（燃料を補給しない場合、送水車は 19 時間の運転が可能）

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員5名により作業を実施し、所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。可搬型ホース等の取付けについては速やかに作業ができるよう送水車の保管場所に可搬型ホース等を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。また、送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

(2) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生した場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合において、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊又は使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示上昇により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」のうち、1.12.2.2(1)b.「大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制」にて整備する。

(3) 使用済燃料ピットからの漏えい緩和

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生した場合において、

あらかじめ準備している漏えい緩和のための設備を用いて、使用済燃料ピット内側からの漏えいを緩和する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続する場合に使用済燃料ピット近傍へ近づける場合。

b. 操作手順

使用済燃料ピットからの漏えい緩和の手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.11.25図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へ設備を用いた使用済燃料ピットからの漏えい緩和の準備を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で鋼板、ゴムシート及びロープ（吊り降ろし用）等を準備する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で鋼板、ゴムシートにロープ（吊り降ろし用）を取り付け、使用済燃料ピットの貫通穴付近まで吊り下げる。

④ 緊急安全対策要員は、現場で鋼板、ゴムシートが貫通穴からの流路を塞ぎ、使用済燃料ピットからの漏えいが緩和されたことを使用済燃料ピット水位により確認する。

⑤ 緊急安全対策要員は､現場で漏えいが緩和された位置でロープ(吊り降ろし用）を固縛、固定する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で防水テープ、吸水性ポリマー、補修材を用いて、配管等の漏えい箇所の補修を行う。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員6名により作業を実施し、所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業できるよう、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

使用済燃料ピットからの漏えい緩和については速やかに作業ができるよう使用済燃料ピット近傍に設備を配備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車及び大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

(5) 優先順位

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいその他の要因により使用済燃料ピットの水位が異常に低下した場合は、送水車による使用済燃料ピットへのスプレイを優先する。また、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に損壊がある場合又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に近づけない場合は、スプレイヘッダよりも射程距離が長い大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水を優先する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.11.26図に示す。

1.11.2.3 重大事故等時における使用済燃料ピットの監視時の手順等

使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失し、又は使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時又は使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時において、使用済燃料ピット水の沸騰による蒸散が継続し、高温（大気圧下であり、100℃以上に達することはない。）高湿度の環境での使用も考えられるが、検出器取付構造及び設置位置により、発生直後の蒸気が直接検出器の電気回路部等に接しない構造であることから、監視計器は事故時環境下でも使用可能である。

なお、使用済燃料ピットエリア監視カメラについては、空冷装置により耐環境性の向上を図る。

使用済燃料ピットの監視は、常設設備により行うが、計器の計測範囲を超えた場合は、可搬型設備により監視を行う。重大事故等時においては、これらの可搬型設備の計器を用いることで変動する可能性のある範囲を、各計器がオーバーラップして監視する。また、各計器の計測範囲を把握した上で、使用済燃料ピットの水位、水温、空間線量率、状態監視を行う。

また、使用済燃料ピットの温度、水位、上部の空間線量率の監視設備及び監視カメラは、非常用所内電源から給電され、交流又は直流電源が必要な場合には、代替電源設備から電力供給が可能である。これらの監視設備を用いた使用済燃料ピットの監視は運転員等又は緊急安全対策要員が行う。

(1) 常設設備による使用済燃料ピットの状態監視

通常時の使用済燃料ピットの状態監視は、使用済燃料ピット水位（狭域）、使用済燃料ピット温度、使用済燃料ピット区域エリアモニタ、使用済燃料ピットエリア監視カメラにより実施する。重大事故等発生時においては、重大事故等対処設備である使用済燃料ピット水位（広域）、使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）、使用済燃料ピットエリア監視カメラにより、使用済燃料ピットの水位、水温及び状態監視を行う。上記の監視計器は常設設備であり設置等を必要としないため、継続的に監視を実施する。

(2) 可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視

使用済燃料ピットの冷却機能喪失時又は配管の漏えいにより使用済燃料ピットの水位が低下した場合に、可搬型設備である可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を配置し中央制御室で使用済燃料ピットの状態監視を実施する手順を整備する。

可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタは、複数の設置場所での線量率の相関（減衰率）関係を評価し、各設置場所間での関係性を把握し、指示値の傾向を確認することで使用済燃料ピット区域の空間線量率を推定する。

また、携帯型水温計、携帯型水位計及び携帯型水位、水温計を用いて、現場で使用済燃料ピットの状態監視を実施する。

a. 手順着手の判断基準

計画外に使用済燃料ピットポンプの全台停止等により冷却機能が喪失した場合若しくは使用済燃料ピット温度が50℃を超える場合、又は使用済燃料ピット水位が計画外にE.L.＋31.79m以下まで低下している場合。

b. 操作手順

可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.11.27図に、タイムチャートを第1.11.28図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員へ可搬型設備の使用済燃料ピット監視設備の設置を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置を運搬、設置し、電源及びホースを接続後起動する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で保管場所から可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び可搬型使用済燃料ピット水位の吊込装置等（フロート、シンカーを含む。）を運搬、現場へ配置し、電源、信号ケーブル及びワイヤーの接続を行う。

④ 緊急安全対策要員は、中央制御室で可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタの測定モジュール及び監視パソコンを設置し、電源及び信号ケーブルの接続を行う。

⑤ 緊急安全対策要員は、中央制御室で可搬式使用済燃料ピット区域

周辺エリアモニタの測定モジュール及び監視パソコンを起動し、中央制御室で使用済燃料ピット区域エリアモニタと可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタの指示を確認する。使用済燃料ピット区域エリアモニタが監視可能な場合は、双方の相関関係を確認しながら監視を継続する。使用済燃料ピット区域エリアモニタが監視不能の場合は、評価して把握した相関関係により、使用済燃料ピット上部の空間線量率を推定する。

⑥ 緊急安全対策要員は、中央制御室で可搬型使用済燃料ピット水位を起動し、指示を確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ及び使用済燃料ピットエリア監視カメラにより使用済燃料ピットの状態監視を実施する。また、全交流動力電源又は直流電源が喪失している場合は、代替電源設備から給電されていることを確認後、可搬型設備の指示を確認する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員4名により作業を実施し、所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

常設及び可搬型の使用済燃料ピット水位計、温度計が故障した場合は、携帯型水温計、携帯型水位計及び携帯型水位、水温計を使用する。

1.11.2.4 使用済燃料ピット監視計器の電源（交流又は直流）を代替電源設備から給電する手順等

全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に、使用済燃料ピットの状態を監視するため、代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する手順を整備する。

代替電源設備により使用済燃料ピット監視計器へ給電する手順は

「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。

第 1.11.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備		設備分類※3	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能喪失時 使用済燃料ピット水の小規模な漏えいの発生時	使用済燃料ピットポンプ、 使用済燃料ピットクーラ 又は 燃料取替用水タンク、 燃料取替用水ポンプ、 2 次系純水タンク、 2 次系純水ポンプ	燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水	燃料取替用水タンク	多様性拡張設備		使用済燃料ピットの故障時の対応手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			燃料取替用水ポンプ				
		2次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	2次系純水タンク				
			2次系純水ポンプ				
		淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	A、B淡水タンク			屋内消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 屋外消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順	ＳA所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		A、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	A、B淡水タンク			消防ポンプを用いたA、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順	
			消防ポンプ				
		1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	1次系純水タンク			1次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順	
			1次系純水ポンプ				
		海水から使用済燃料ピットへの注水	送水車	重大事故等対処設備	a,b	送水車を用いた海水から使用済燃料ピットへの注水手順	
			軽油用ドラム缶※2				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.11.2 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時	－	送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	送水車	重大事故等対処設備	a	送水車を用いた使用済燃料ピットへのスプレイのための手順	ＳＡ所達※1
			軽油用ドラム缶※3				
			スプレイヘッダ				
		大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水	大容量ポンプ（放水砲用）		a	原子炉補助建屋への放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順	
			放水砲				
			燃料油貯蔵タンク※2				
			タンクローリー※2				
			燃料油移送ポンプ※2				
		使用済燃料ピットからの漏えい緩和	ゴムシート	多様性拡張設備		使用済燃料ピット破損状況確認、漏えい抑制のための手順	
			鋼板				
			防水テープ				
			吸水性ポリマー				
			補修材				
			ロープ（吊り降ろし用）				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.11.3 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（重大事故等時における使用済燃料ピットの監視）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設の冷却設備又は注水設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
重大事故等時における使用済燃料ピットの監視	－	使用済燃料ピットの監視	使用済燃料ピット水位（広域）※2	重大事故等対処設備	a	使用済燃料ピット状況確認のための手順	ＳＡ所達※1
			可搬型使用済燃料ピット水位※2				
			使用済燃料ピット温度（AM用）※2				
			可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2				
			使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2				
			使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置※2				
			使用済燃料ピット水位（狭域）	多様性拡張設備			
			使用済燃料ピット温度				
			使用済燃料ピット区域エリアモニタ				
			携帯型水温計				
			携帯型水位計				
			携帯型水位、水温計				
		代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置	重大事故等対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※3				
			可搬式オイルポンプ※3				
			タンクローリー※3			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油移送ポンプ※3				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.11.4 表　重大事故等対処にかかる監視計器

1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

監視計器一覧（1/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(1) 燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

監視計器一覧（2/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(2) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・２次系純水タンク水位計
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・２次系純水タンク水位計

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

監視計器一覧（3/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(3)(4) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
			・携帯型水温計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
			・携帯型水位計
			・携帯型水位、水温計
		水源の確保	・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（4/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(5) A、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・A、B淡水タンク水位計
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
			・携帯型水温計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
			・携帯型水位計
			・携帯型水位、水温計
		水源の確保	・A、B淡水タンク水位計
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（5/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(6) １次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		水源の確保	・１次系純水タンク水位計
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
			・携帯型水温計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
			・携帯型水位計
			・携帯型水位、水温計
		水源の確保	・１次系純水タンク水位計
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（6/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.1　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の手順等			
(7) 海水から使用済燃料ピットへの注水	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
			・携帯型水温計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
			・携帯型水位計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（7/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.2　使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の手順等			
(1) 送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	判断基準	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（8/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.2　使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の手順等			
(2) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水	判断基準	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2
		周辺環境の放射線量率	・モニタポスト
			・モニタ車
	操作	「1.12　工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」のうち 1.12.2.2(1)b.「大容量ポンプ及び放水砲による大気への拡散抑制」にて整備する。	

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（9/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.2　使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の手順等			
(3) 使用済燃料ピットからの漏えい緩和	判断基準	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2
	操作	使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3

※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

※３：可搬型設備

監視計器一覧（10/10）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.11.2.3　重大事故等時の使用済燃料ピットの監視時の手順等			
(1) 常設設備による使用済燃料ピットの状態監視	－	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
		使用済燃料ピット周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2
(2) 可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視	判断基準	補機監視機能	・１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量計
			・１次系冷却水クーラ出口海水流量計
		使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
			・携帯型水温計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
			・携帯型水位計
			・携帯型水位、水温計
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2

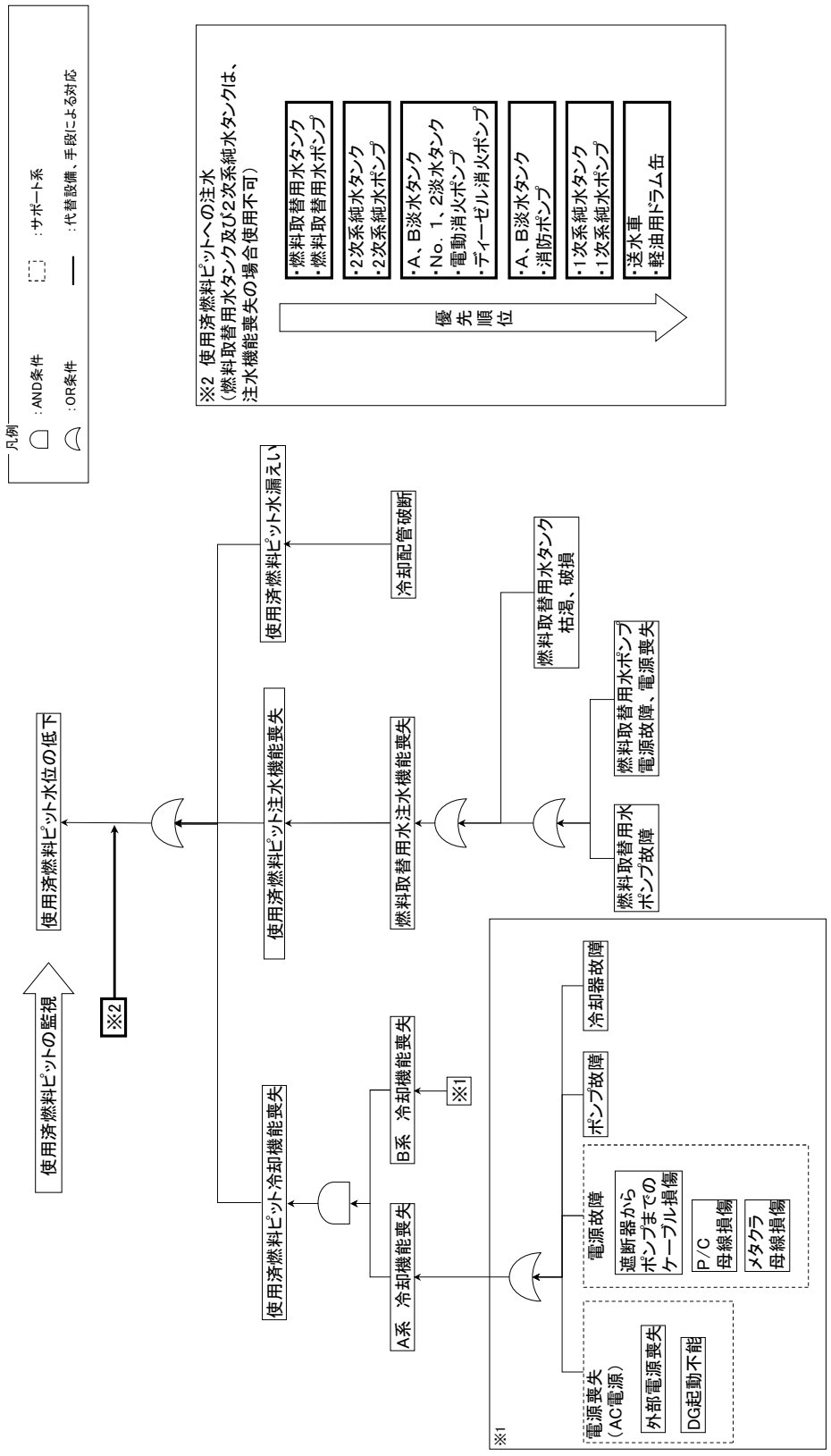
※１：通常時使用する計器

※２：重大事故等時使用する計器

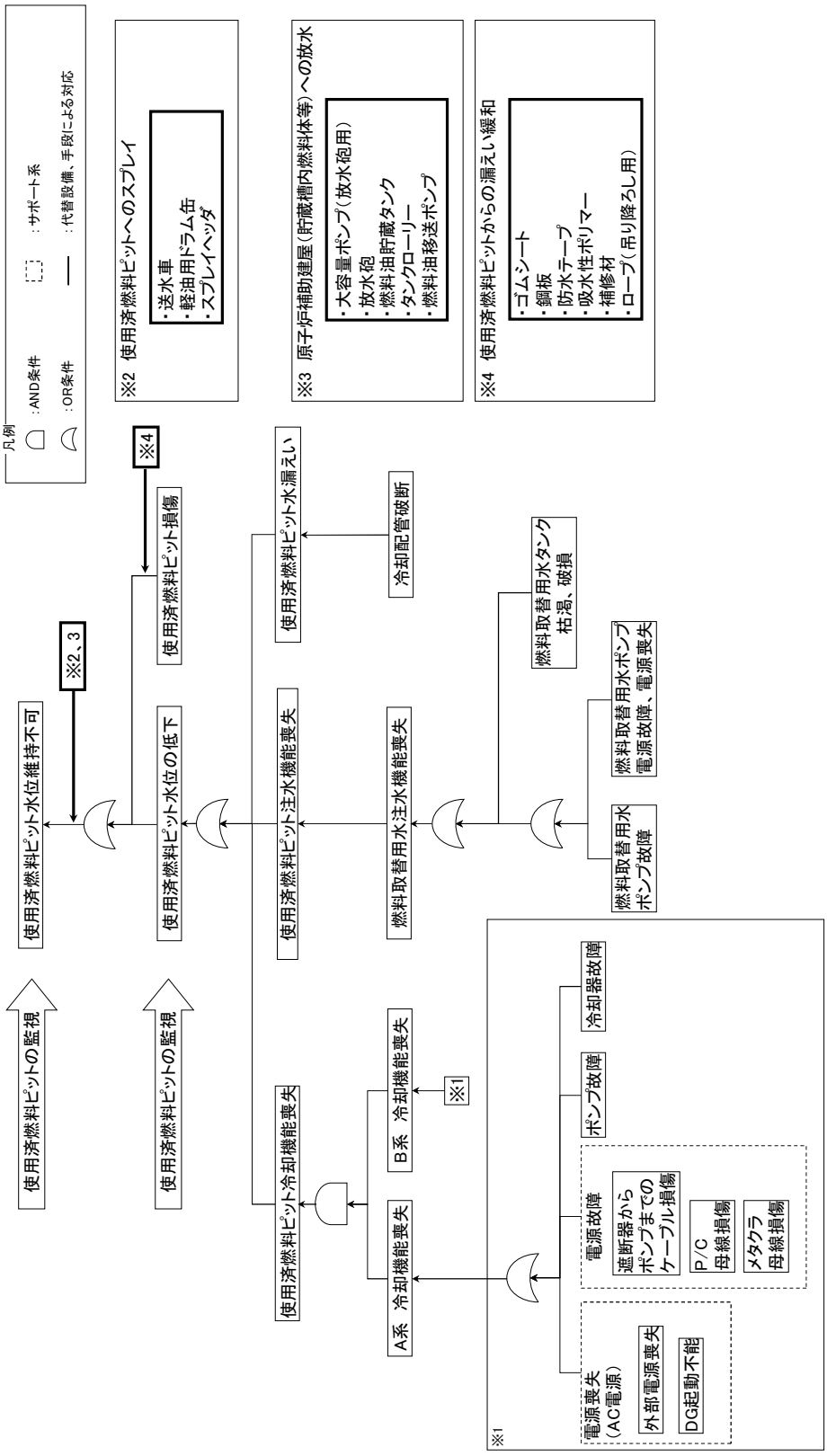
※３：可搬型設備

第 1.11.5 表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

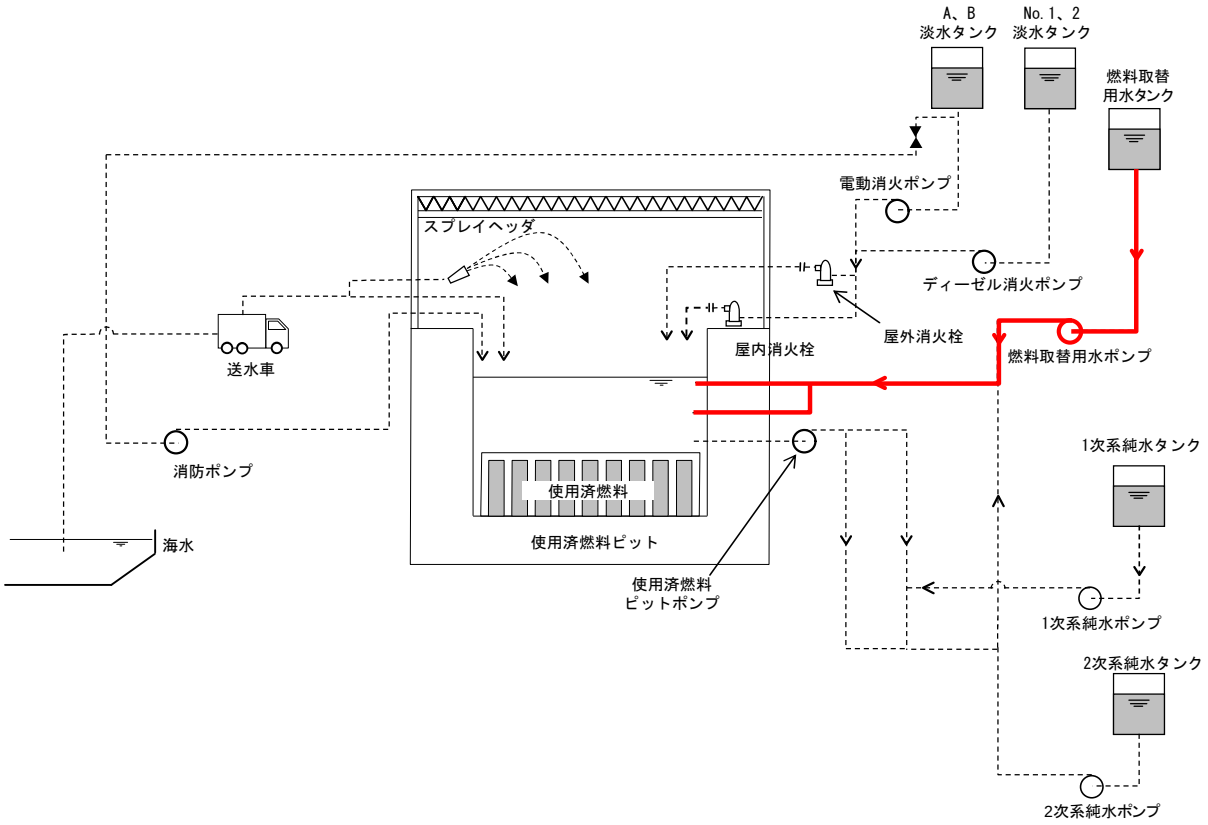
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.11】 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	使用済燃料ピット水位（広域）	ＳＡ監視計器用電源
	可搬型使用済燃料ピット水位	ＳＡ監視計器用電源
	使用済燃料ピット温度（ＡＭ用）	ＳＡ監視計器用電源
	可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ	ＳＡ監視計器用電源
	使用済燃料ピットエリア監視カメラ	ＳＡ監視計器用電源
	使用済燃料ピットエリア監視カメラ空冷装置	Ｄ２原子炉コントロールセンタ



第 1.11.1 図　機能喪失原因対策分析（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時）



第 1.11.2 図　機能喪失原因対策分析（使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時）

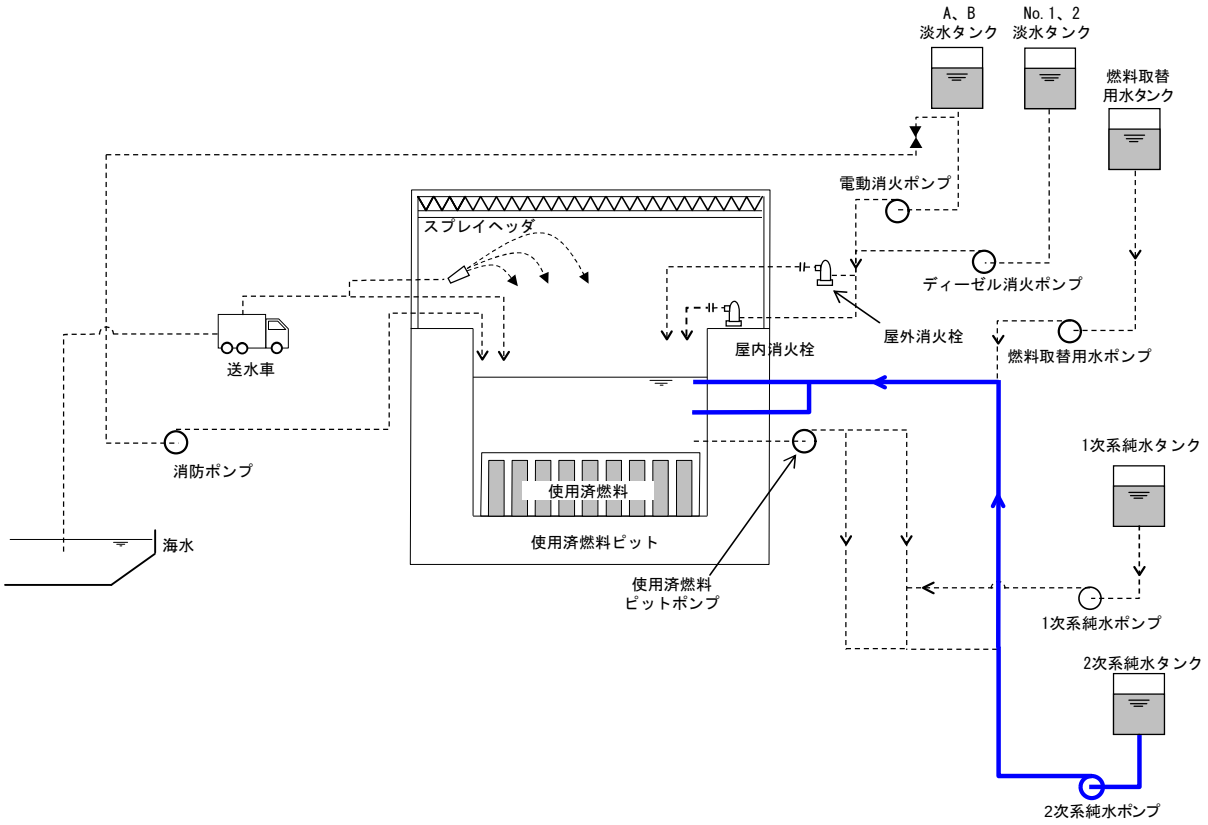


第 1.11.3 図　燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水
概略系統

			経過時間（分）								備考
			5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員（数）							▽約30分	注水開始		
燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水	運転員等	1			移動						
								系統構成			

※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.4 図　燃料取替用水タンクから使用済燃料ピットへの注水
タイムチャート

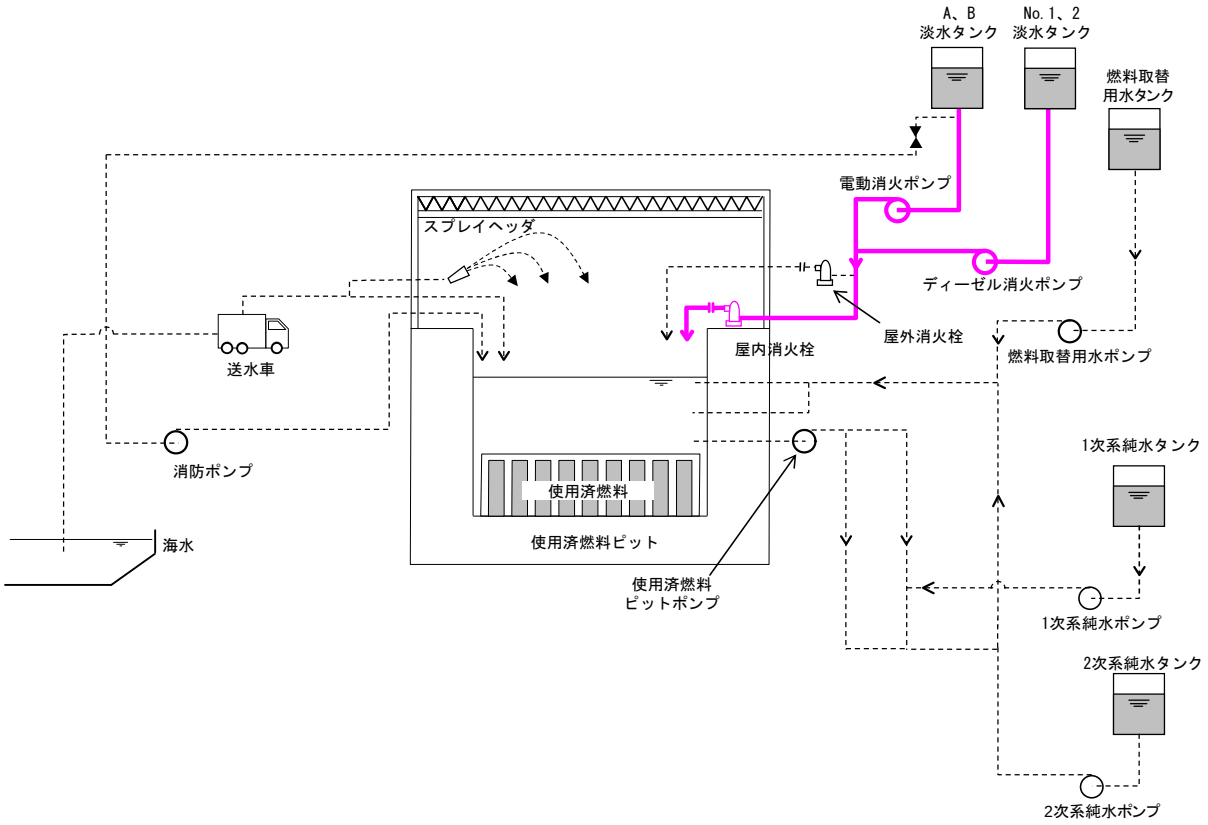


第 1.11.5 図　２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
概略系統

			経過時間（分）							備考
			5	10	15	20	25	30	35	
手順の項目	要員（数）		▽約20分　注水開始							
２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	運転員等	1	移動			系統構成				

※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.6 図　２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
タイムチャート

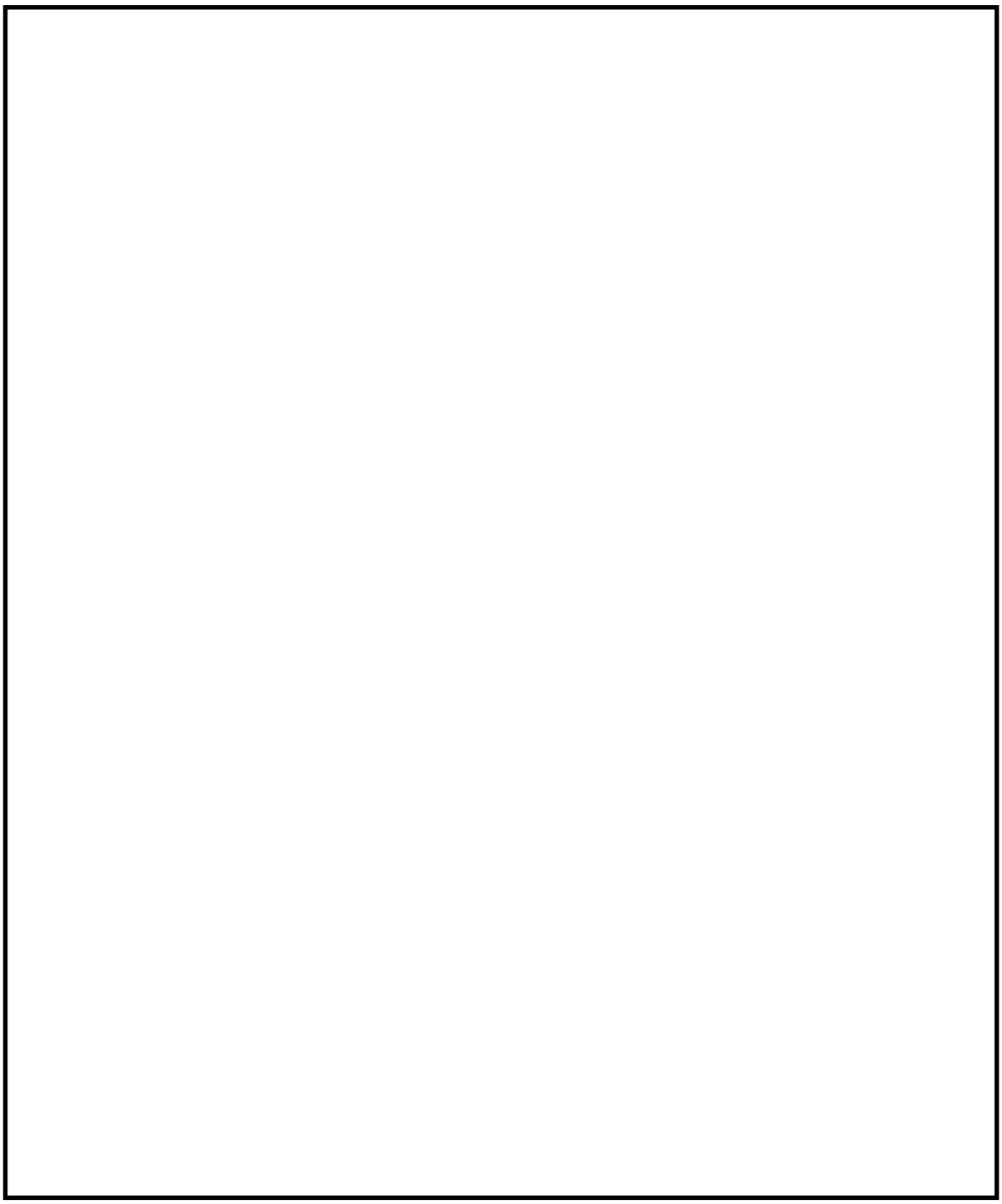


第 1.11.7 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋内消火栓）概略系統

			経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80	備考
手順の項目	要員（数）		▽約60分　注水開始	
淡水タンク（屋内消火栓）から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	3	移動 可搬型ホースの運搬、設置	

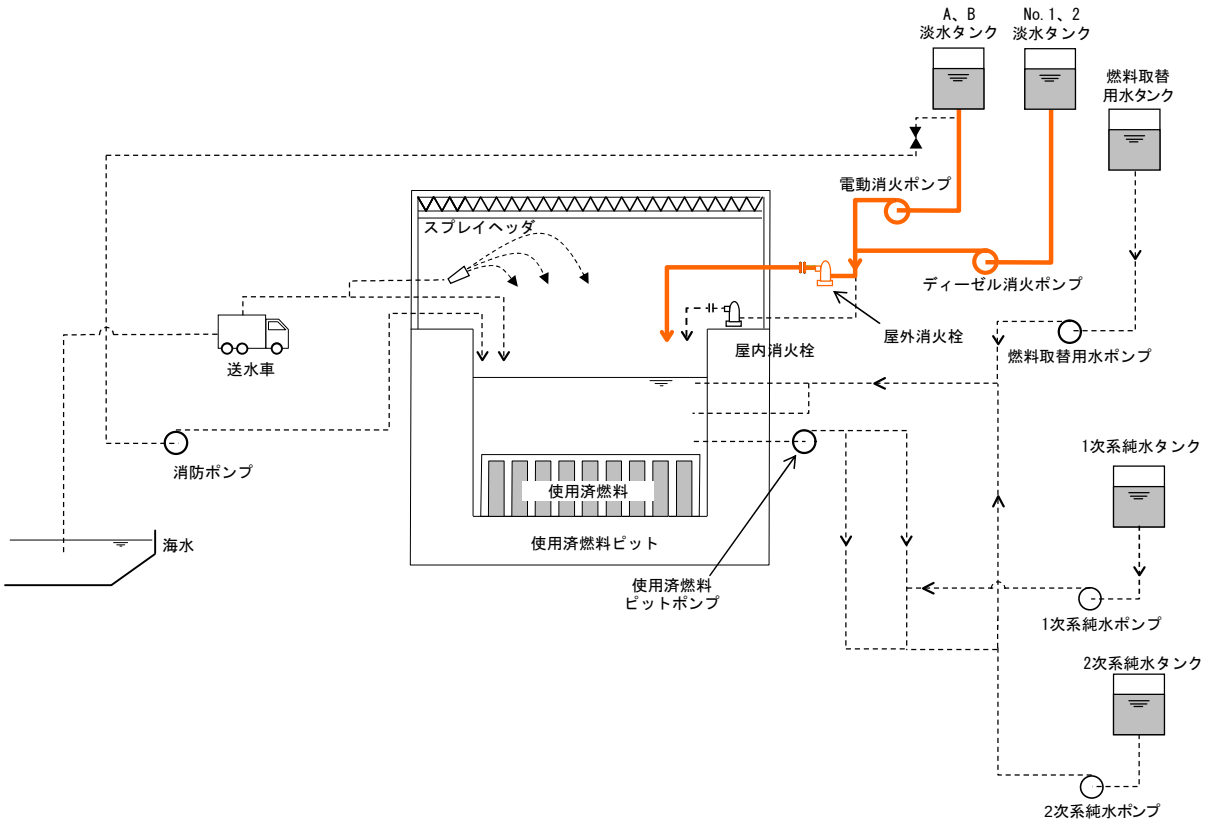
※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.8 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋内消火栓）タイムチャート



第 1.11.9 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図
（屋内消火栓）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

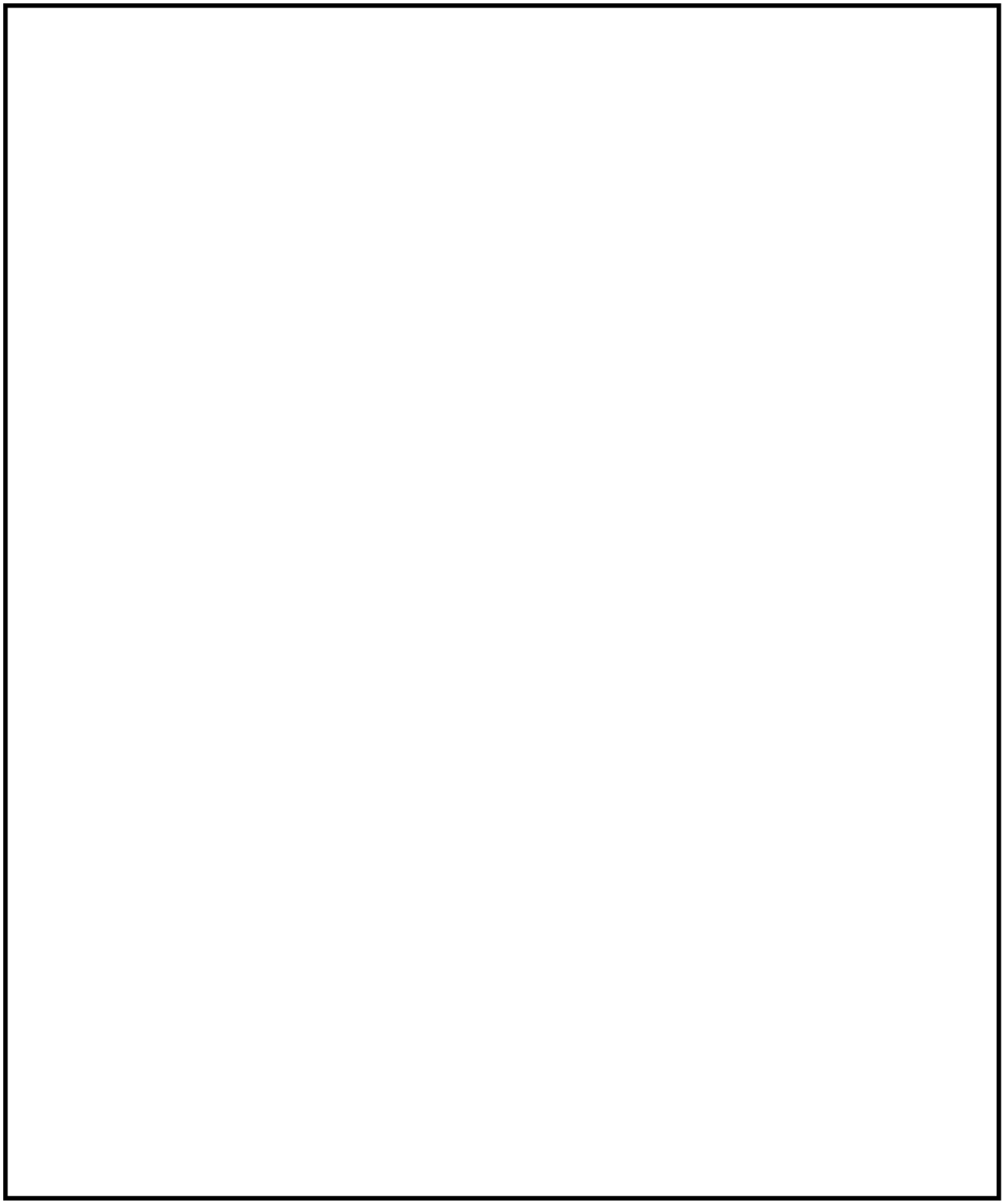


第 1.11.10 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋外消火栓）
概略系統

			経過時間（時間） 0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5	備考
手順の項目	要員（数）		▽約2時間　注水開始	
淡水タンク（屋外消火栓）から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	3	移動 可搬型ホースの運搬、設置	

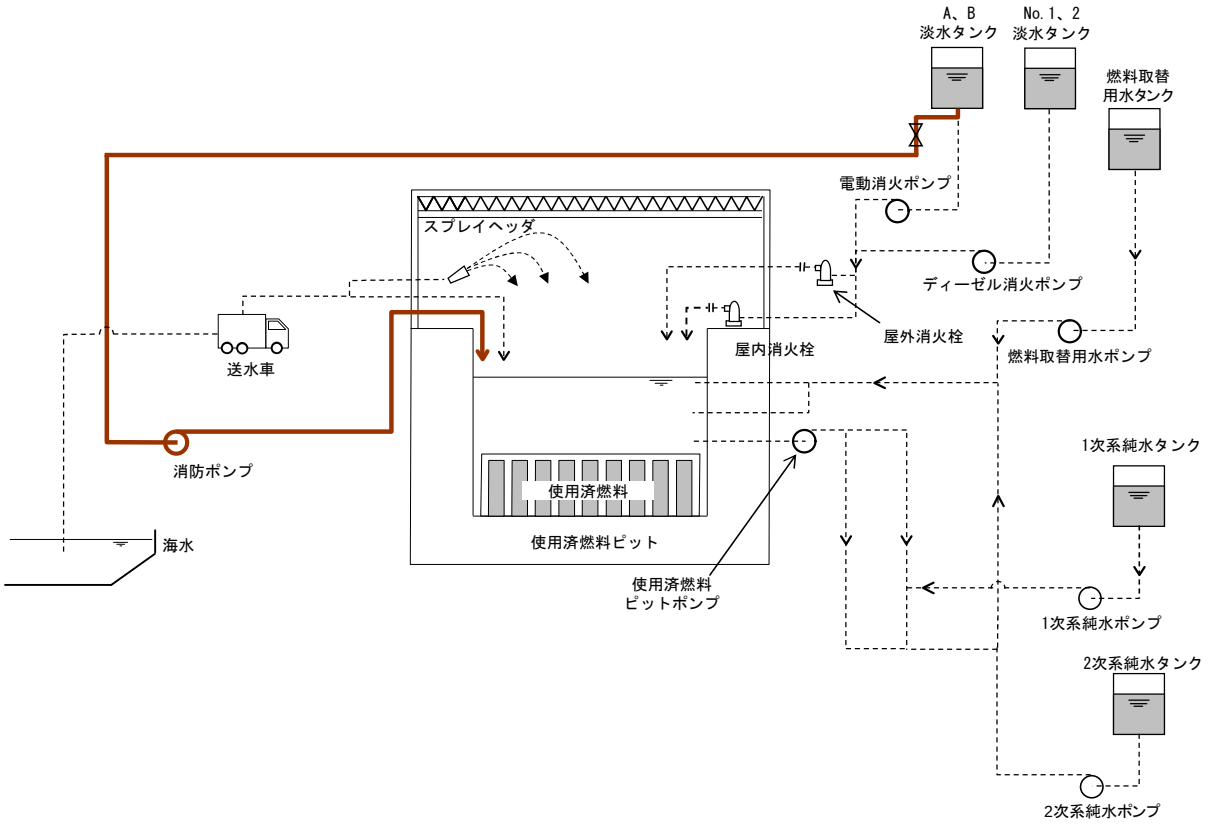
※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.11 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋外消火栓）
タイムチャート



第 1.11.12 図　淡水タンクから使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図
（屋外消火栓）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

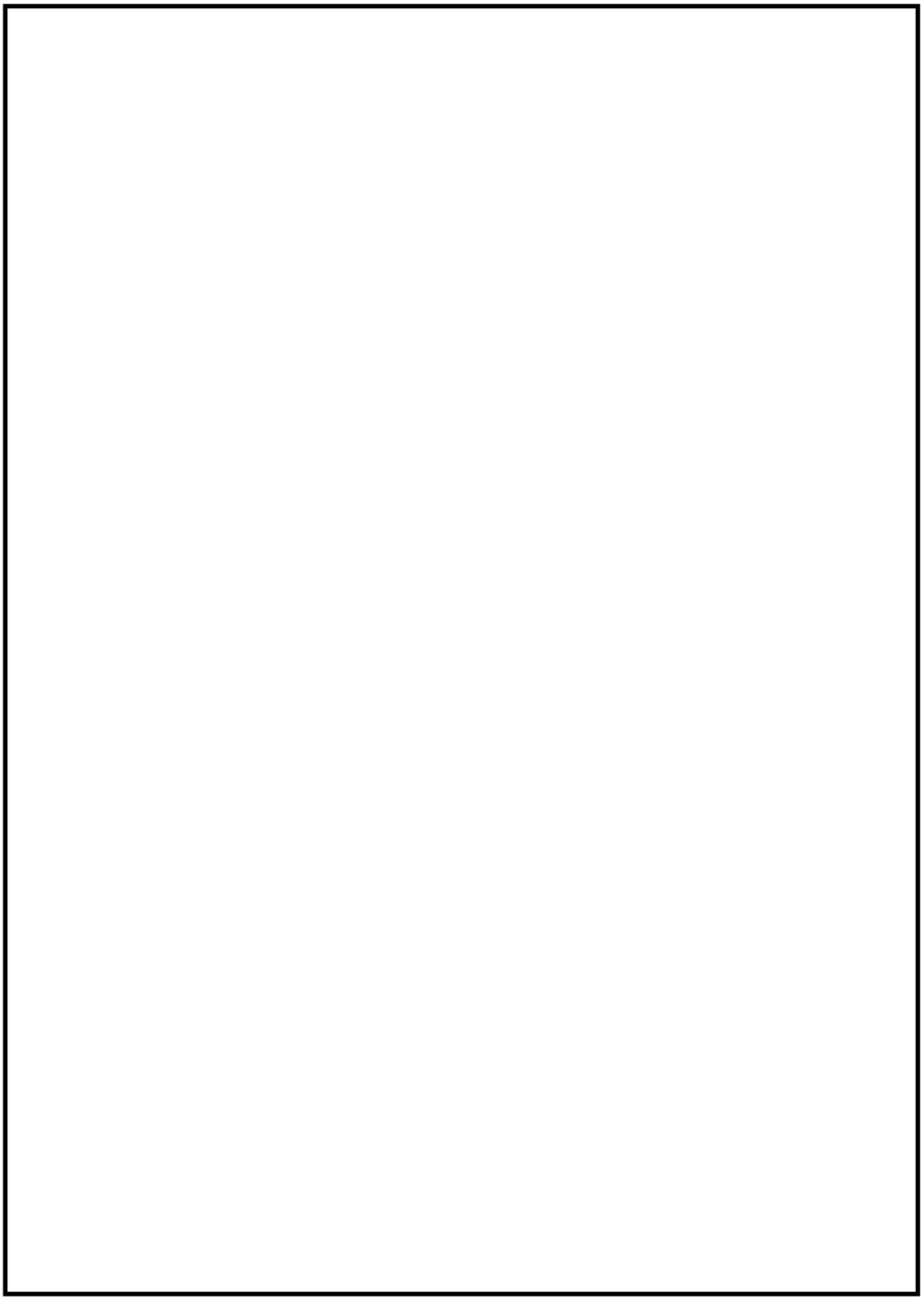


第 1.11.13 図　A、B 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水
概略系統

			経過時間（時間）								備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	
手順の項目	要員（数）		▽約6時間　注水開始								
A、B淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	4	移動	消防ポンプ、可搬型ホース等の運搬							
					消防ポンプ、可搬型ホースの設置						
						淡水タンクブロー弁開放					
								ポンプ通水ライン準備			

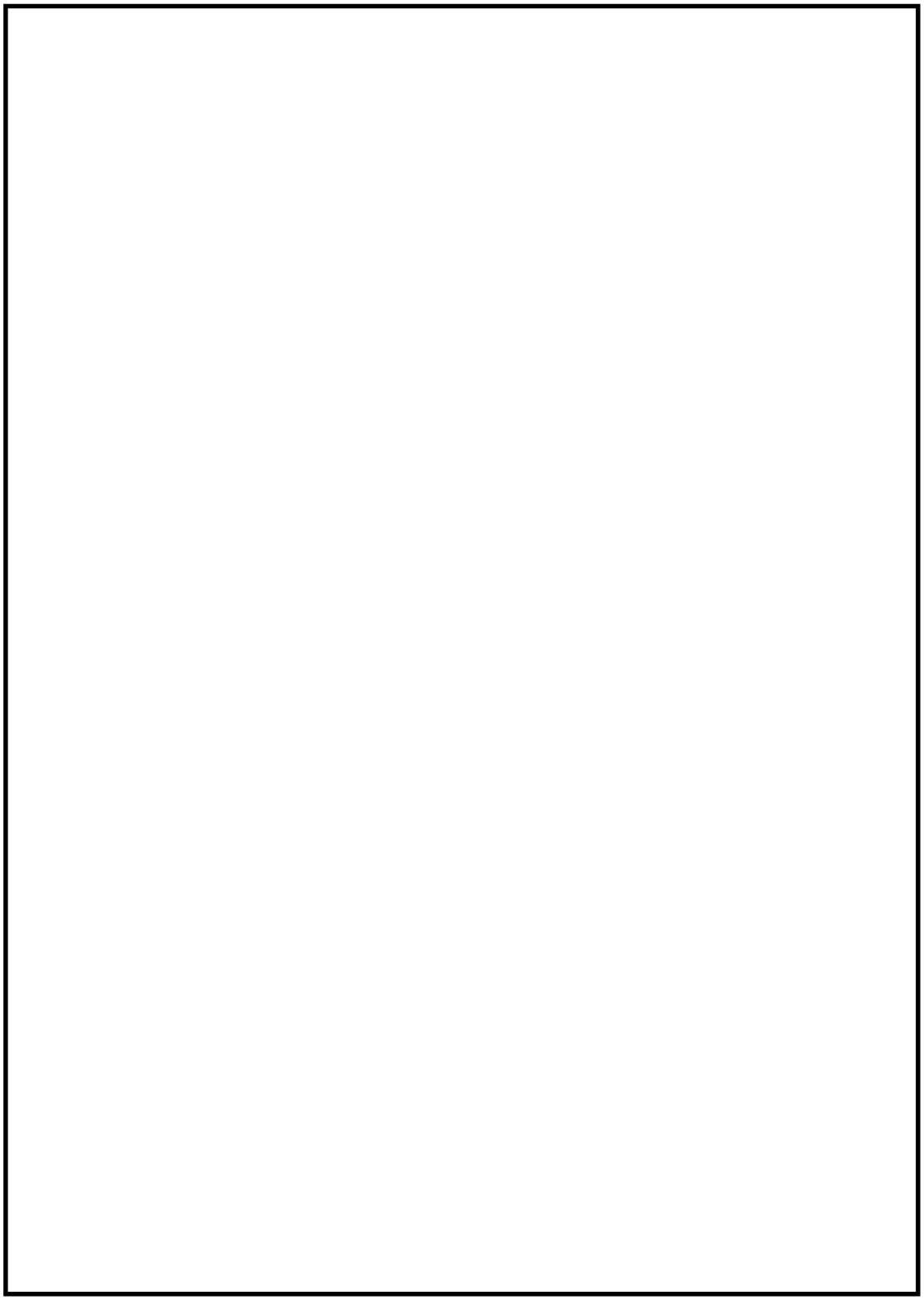
※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.14 図　A、B 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水
タイムチャート



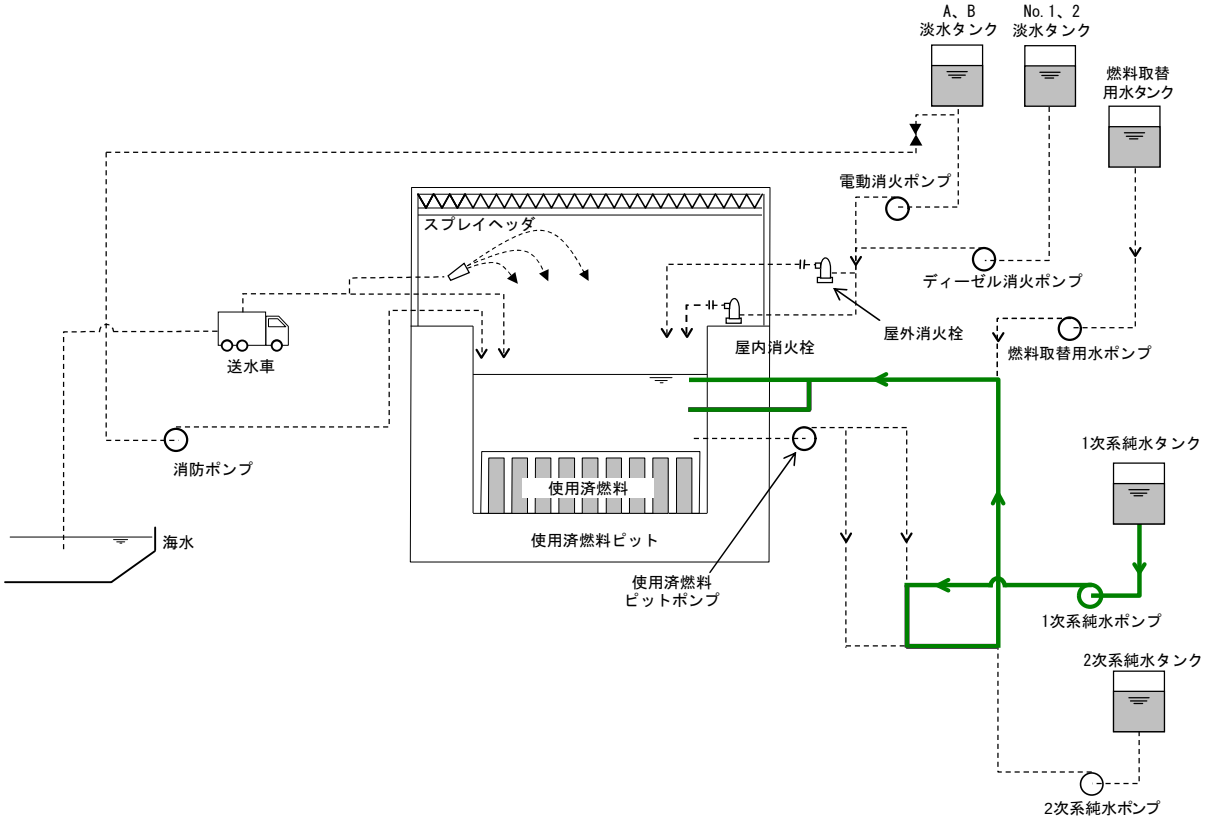
第 1.11.15 図　A、B 淡水タンクから使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（1/2）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.11.15 図　A、B 淡水タンクから使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（2/2）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

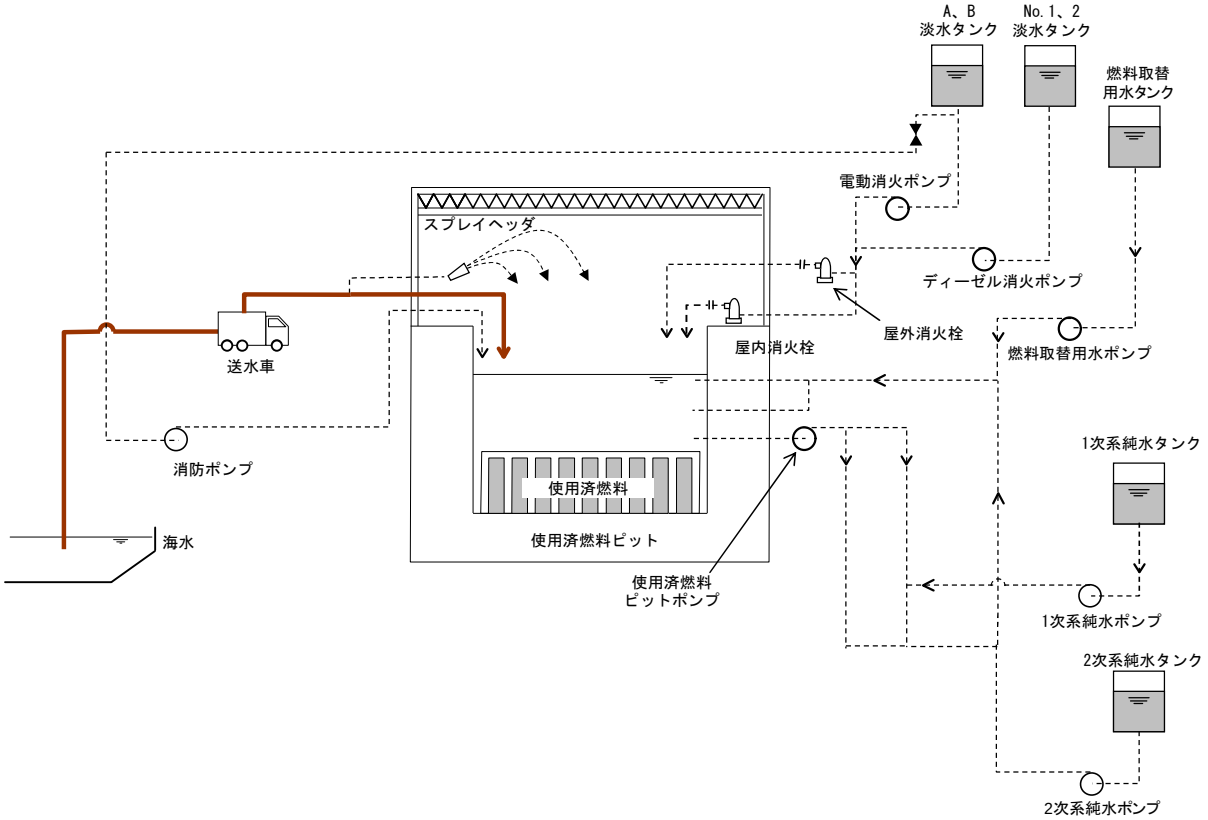


第 1.11.16 図　１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
概略系統

			経過時間（分）								備考
			10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員（数）		▽約45分　注水開始								
１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水	運転員等（中央制御室）	1			中央制御室操作						
	運転員等（現場）	1	移動			系統構成					

※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.17 図　１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水
タイムチャート

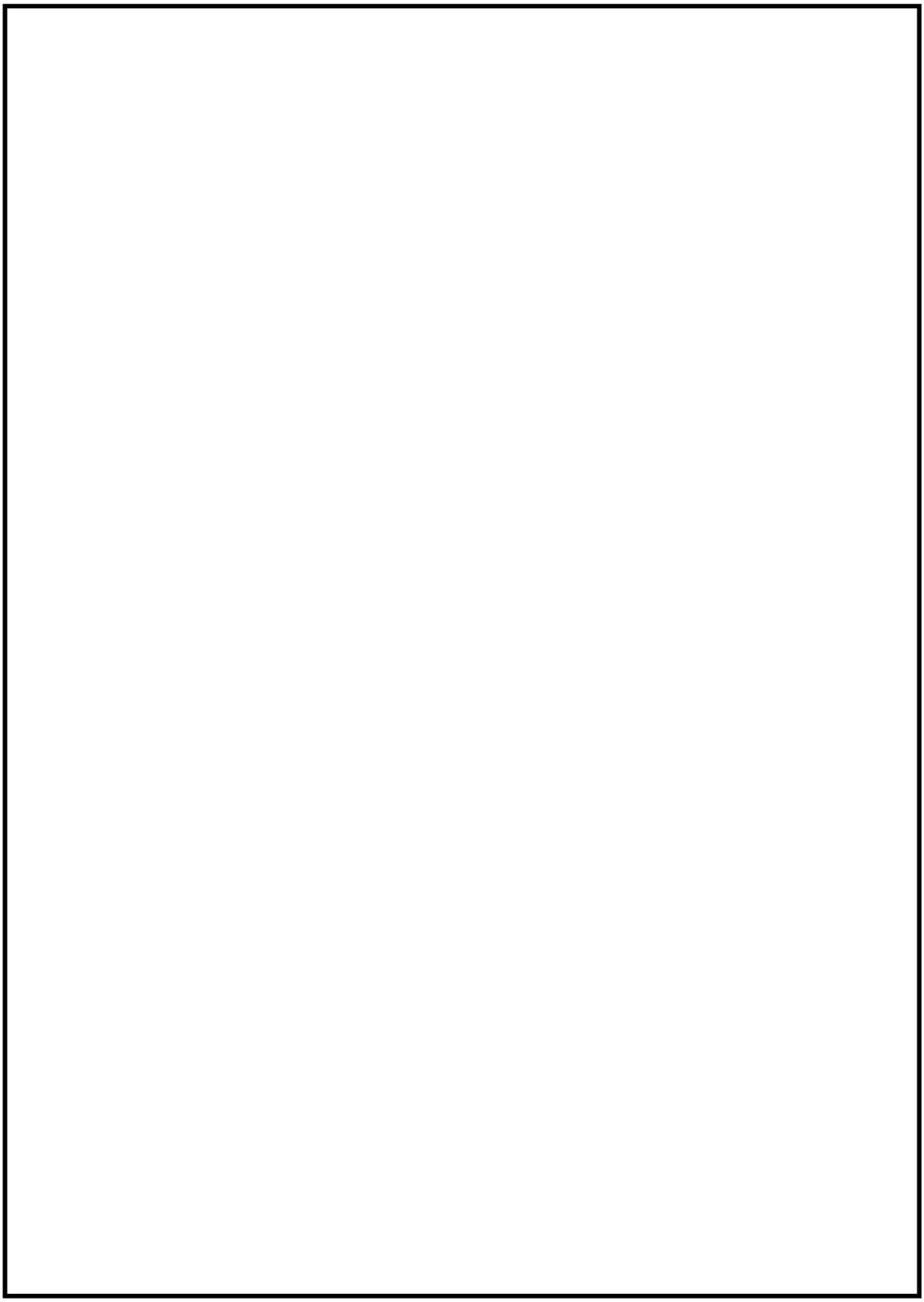


第 1.11.18 図　海水から使用済燃料ピットへの注水　概略系統

			経過時間（時間）			備考
			1	2	3	
手順の項目	要員（数）		▽約2時間　注水開始			
海水から使用済燃料ピットへの注水	緊急安全対策要員	5	移動 送水車の配置 可搬型ホースの設置 注水等準備			

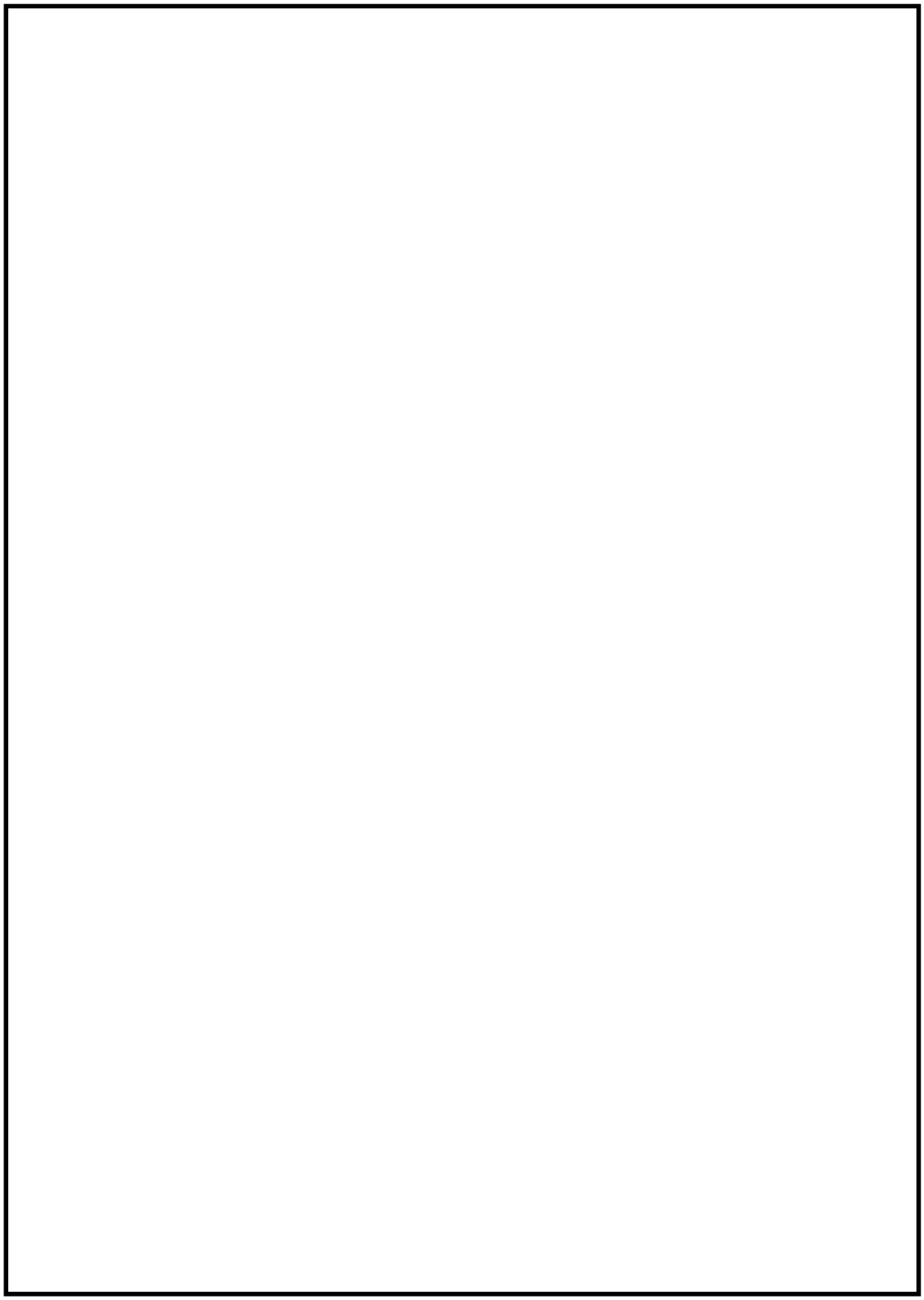
※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.19 図　海水から使用済燃料ピットへの注水　タイムチャート



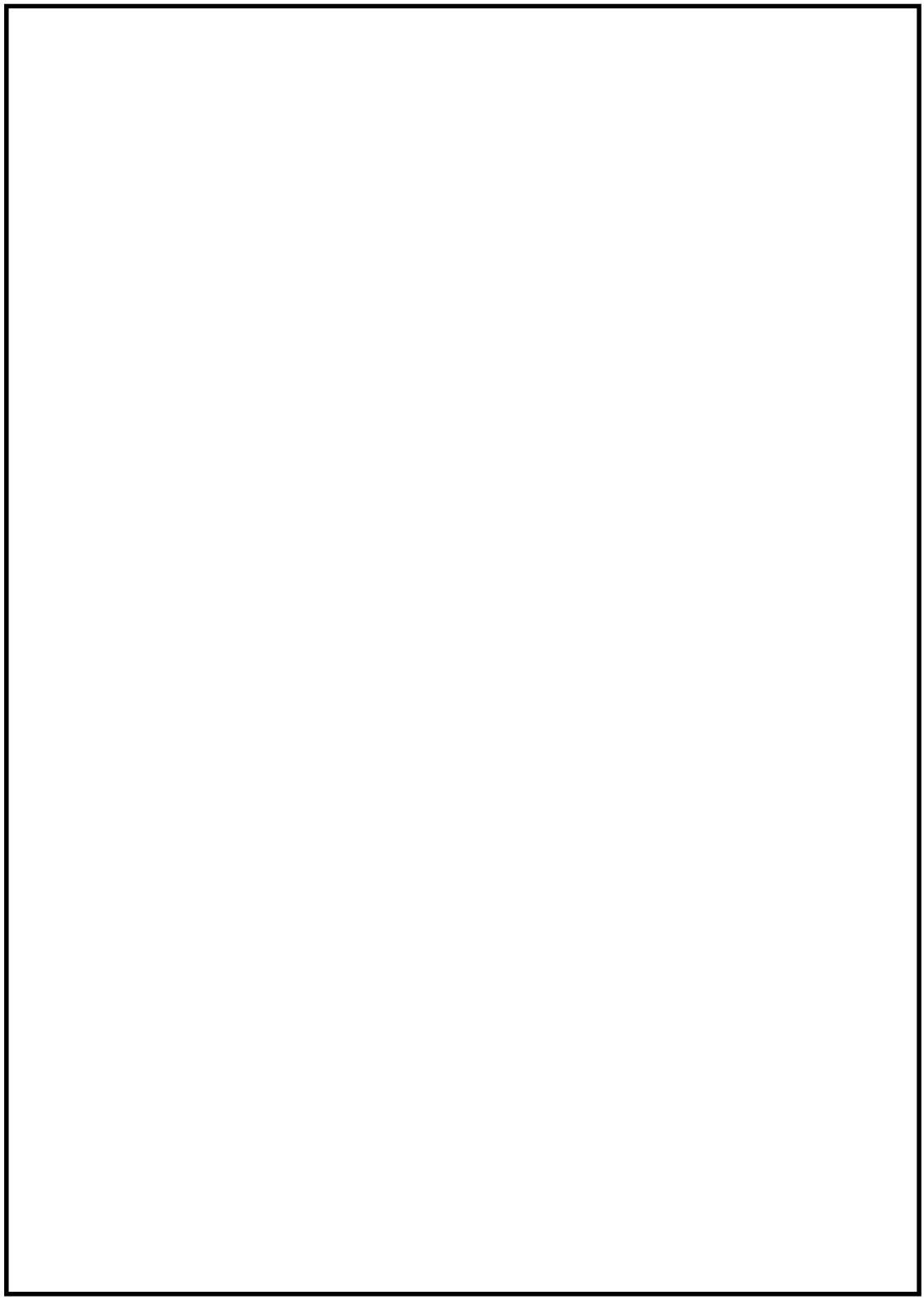
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（1/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



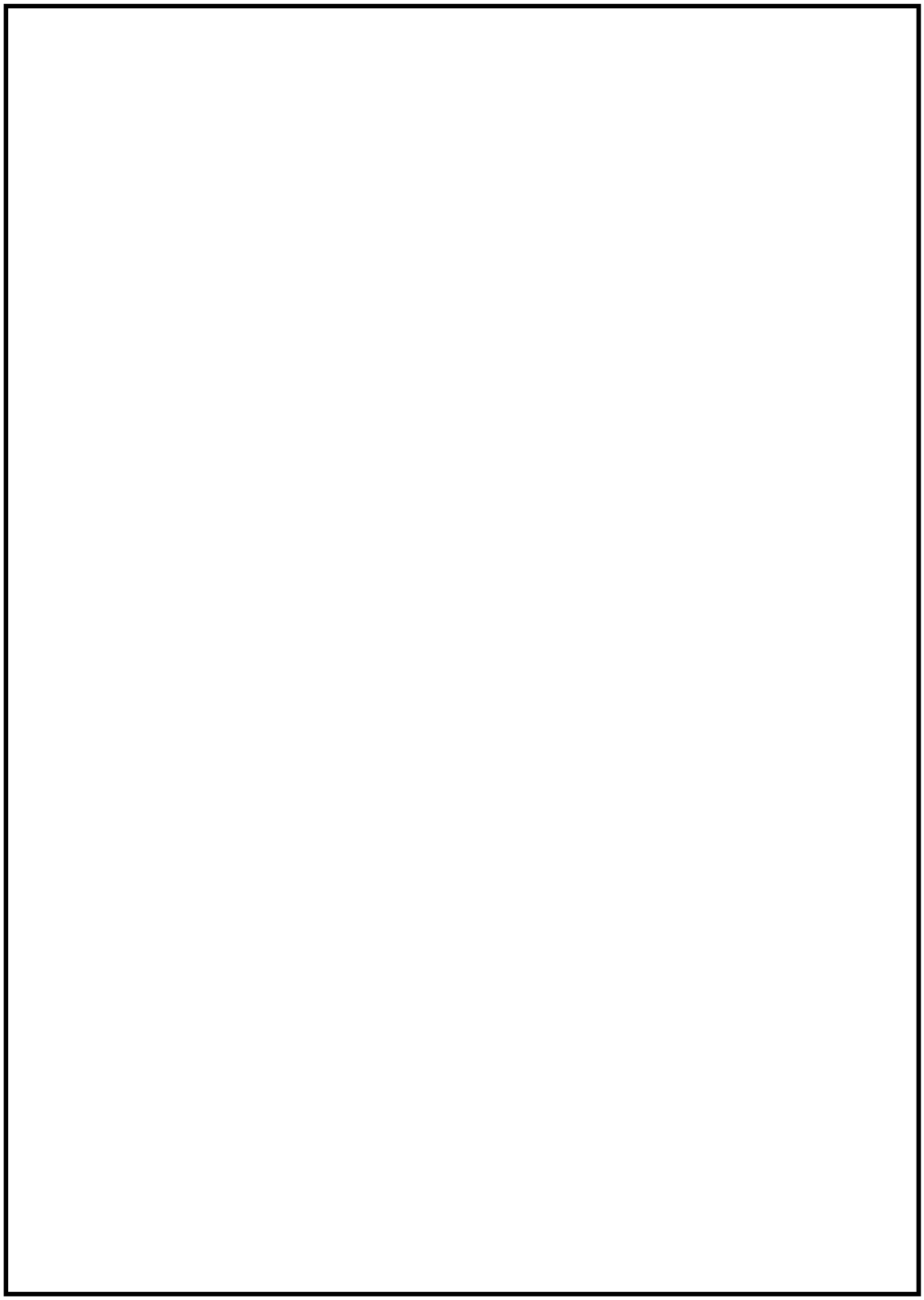
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（2/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



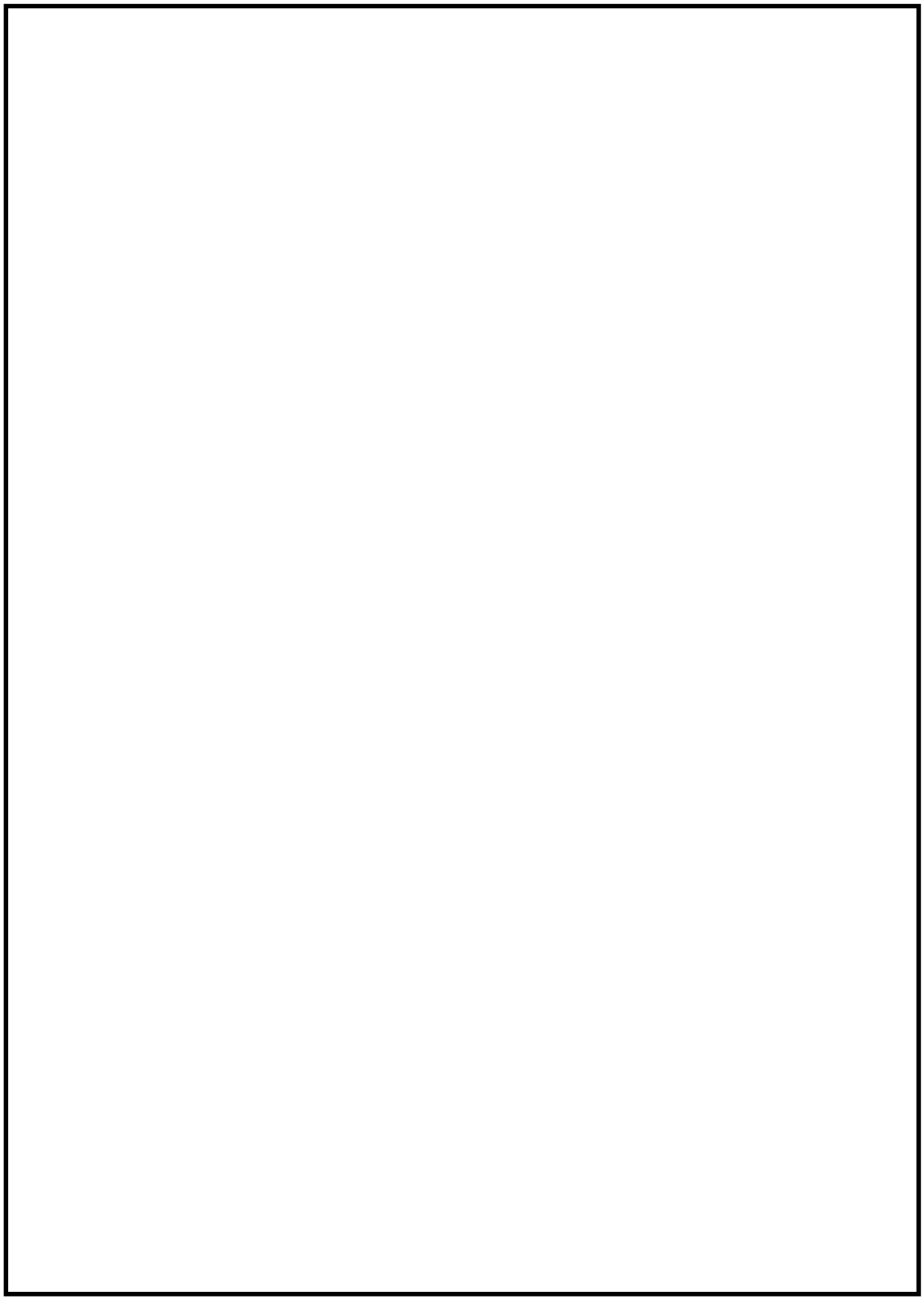
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（3/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



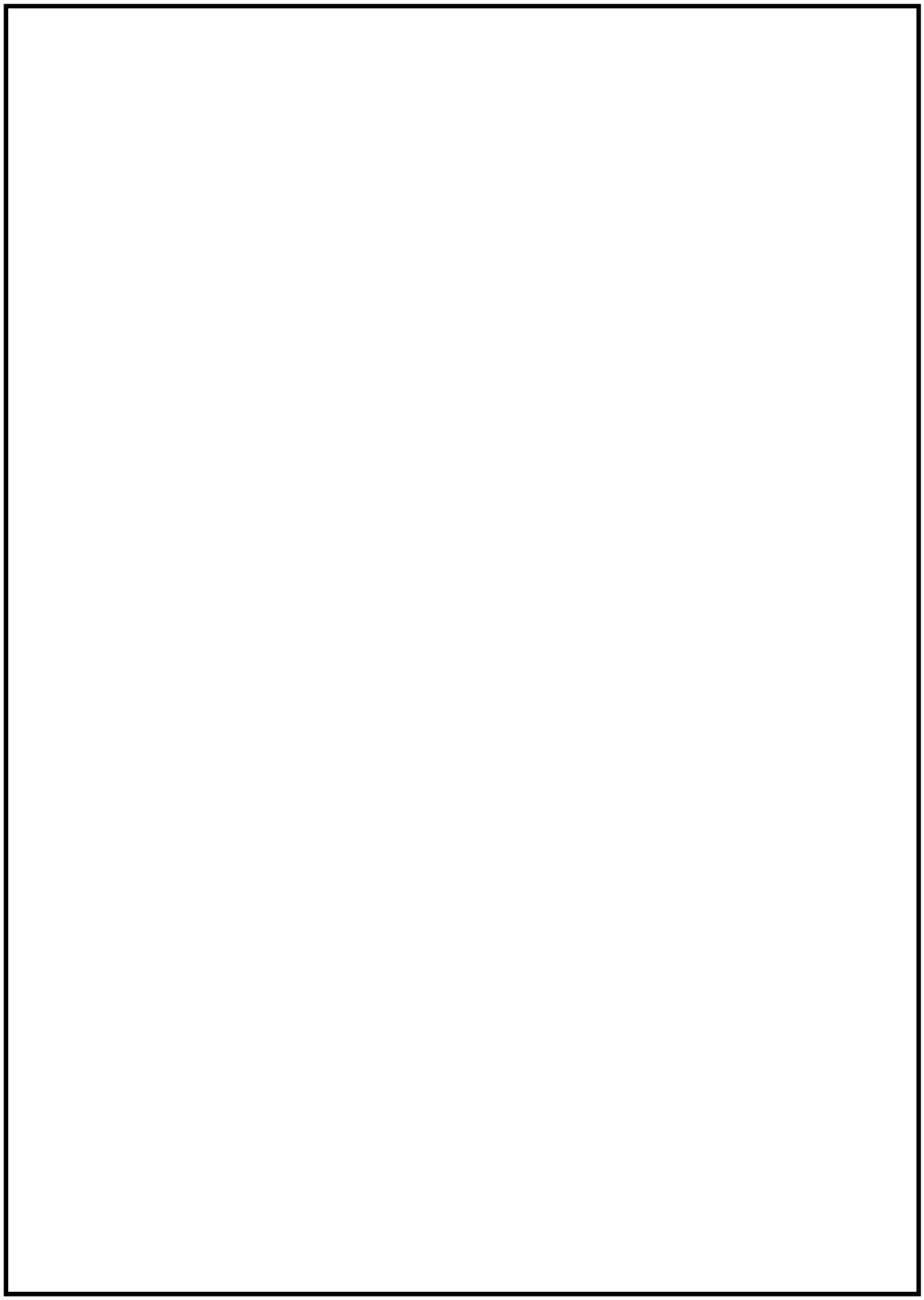
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（4/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



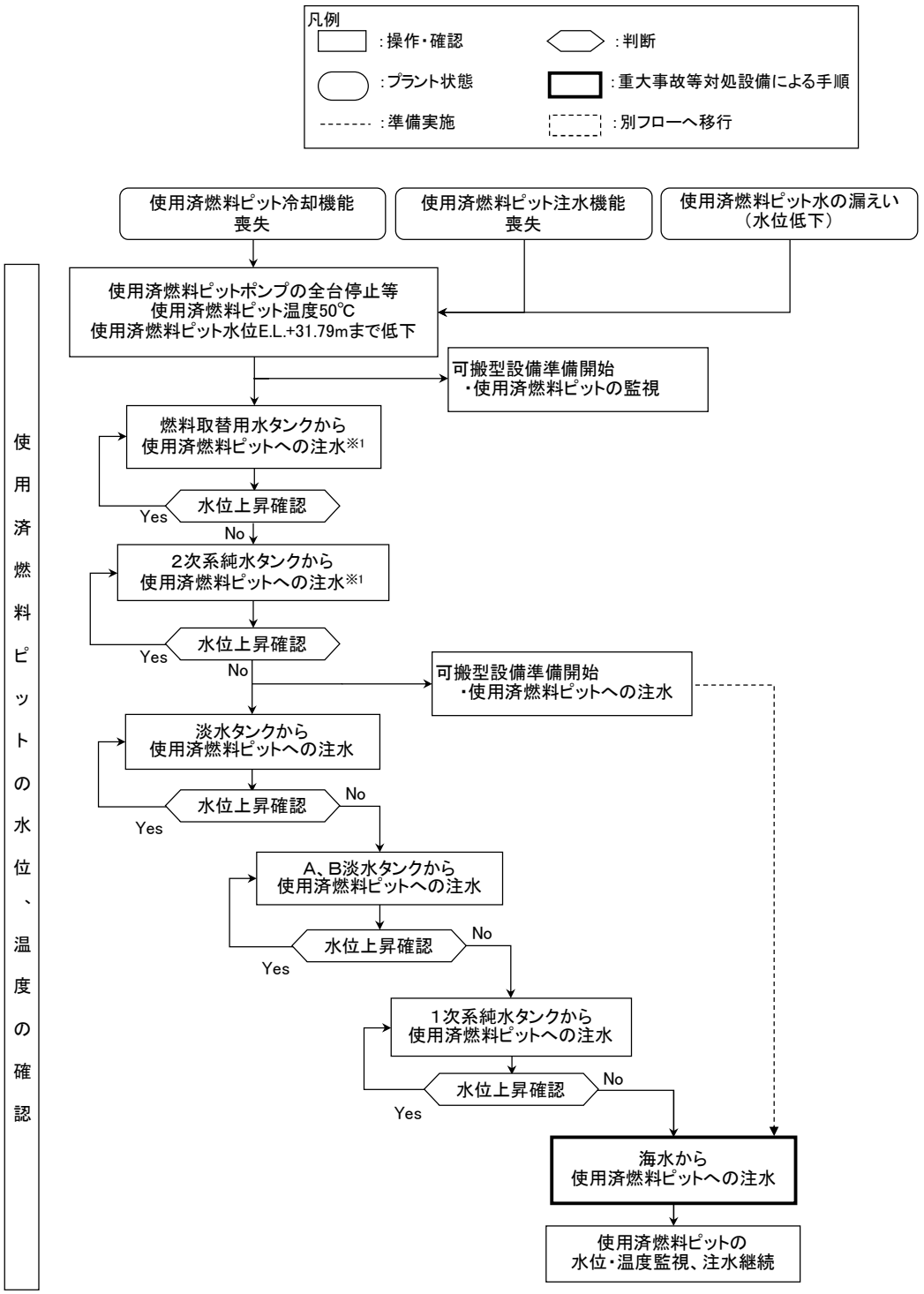
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（5/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



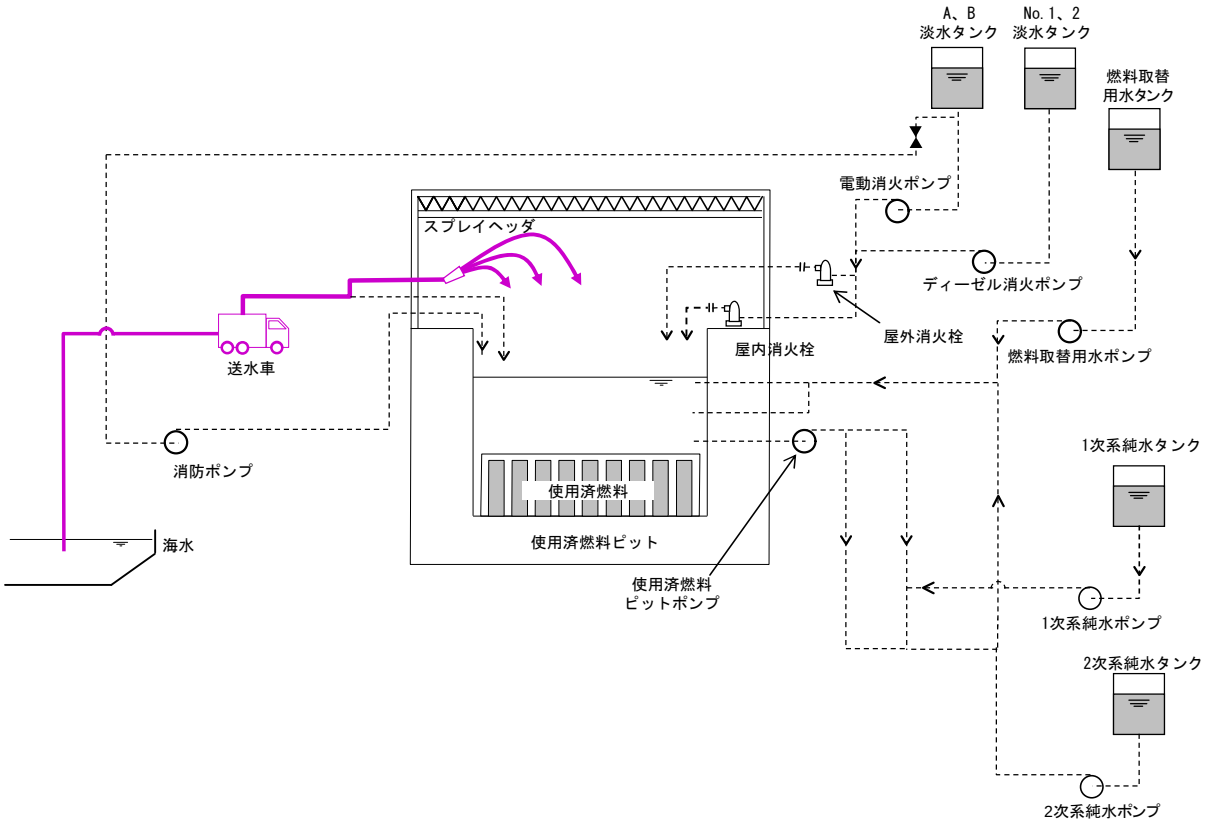
第 1.11.20 図　海水から使用済燃料ピットへのホース敷設ルート図（6/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



（注1）本フローに記載の注水手段については、複数の手段の準備又は注水を平行して実施することがある。
また、水源の使用可否等に応じて手順を飛ばして対応することがある。
※1：使用済燃料ピットの注水機能喪失の場合は使用不可

第 1.11.21 図　使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失時、
使用済燃料ピット水の小規模な漏えい発生時の対応手順

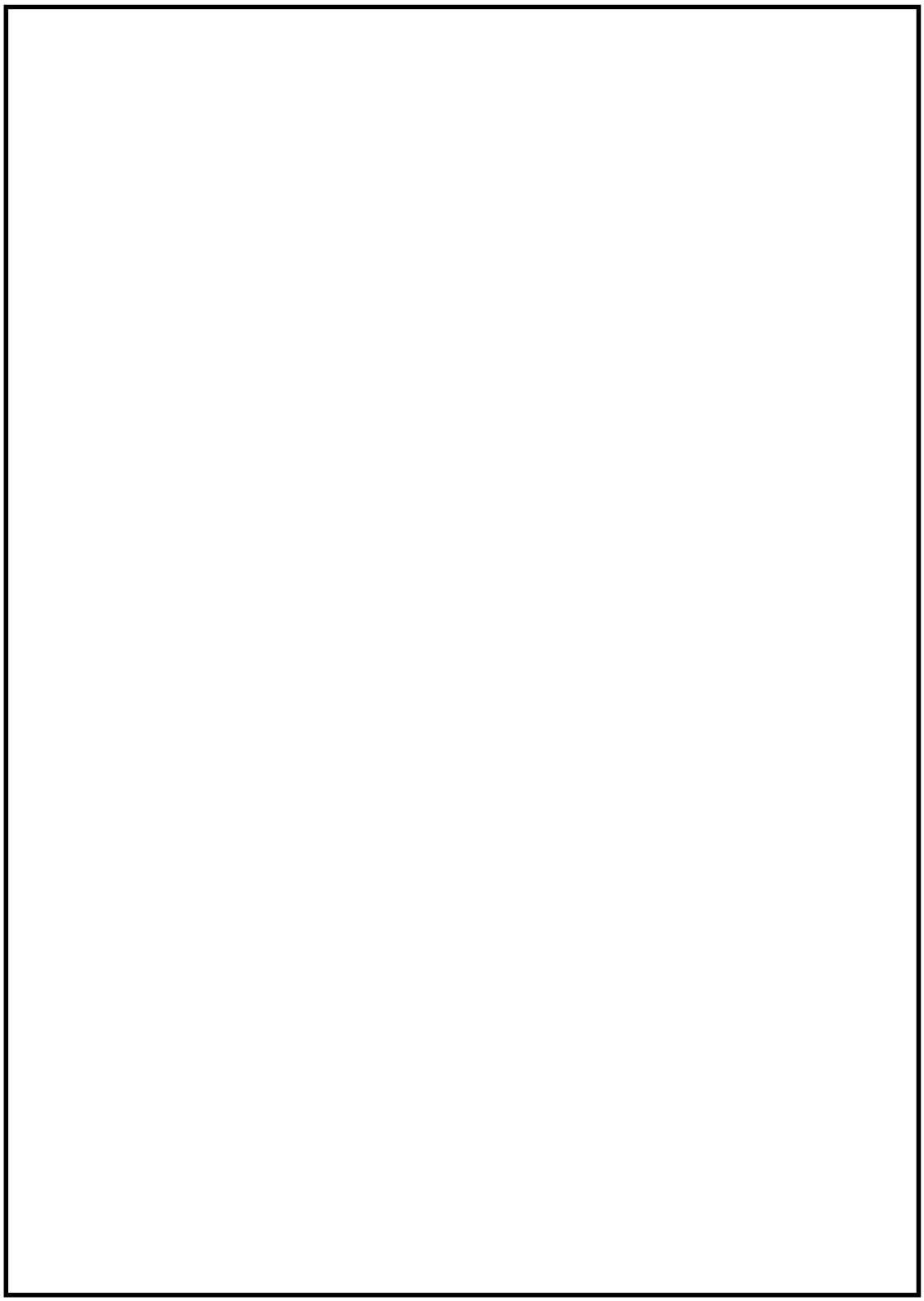


第 1.11.22 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ　概略系統

			経過時間（時間）			備考
			1	2	3	
手順の項目	要員（数）		▽約2時間　スプレイ開始			
送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ	緊急安全対策要員	5	移動 送水車の配置 可搬型ホースの設置 スプレイ等準備			

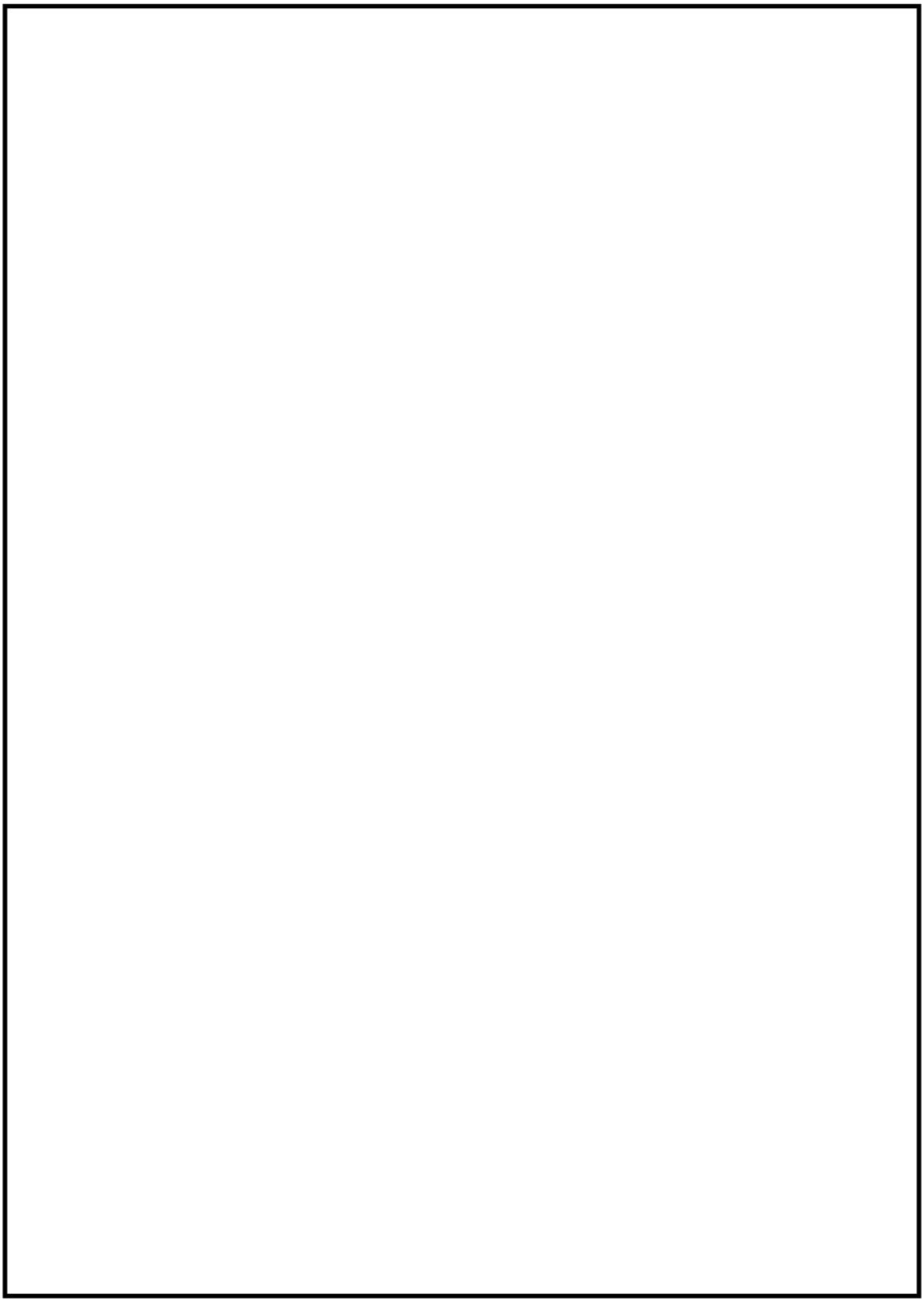
※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.23 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ
タイムチャート



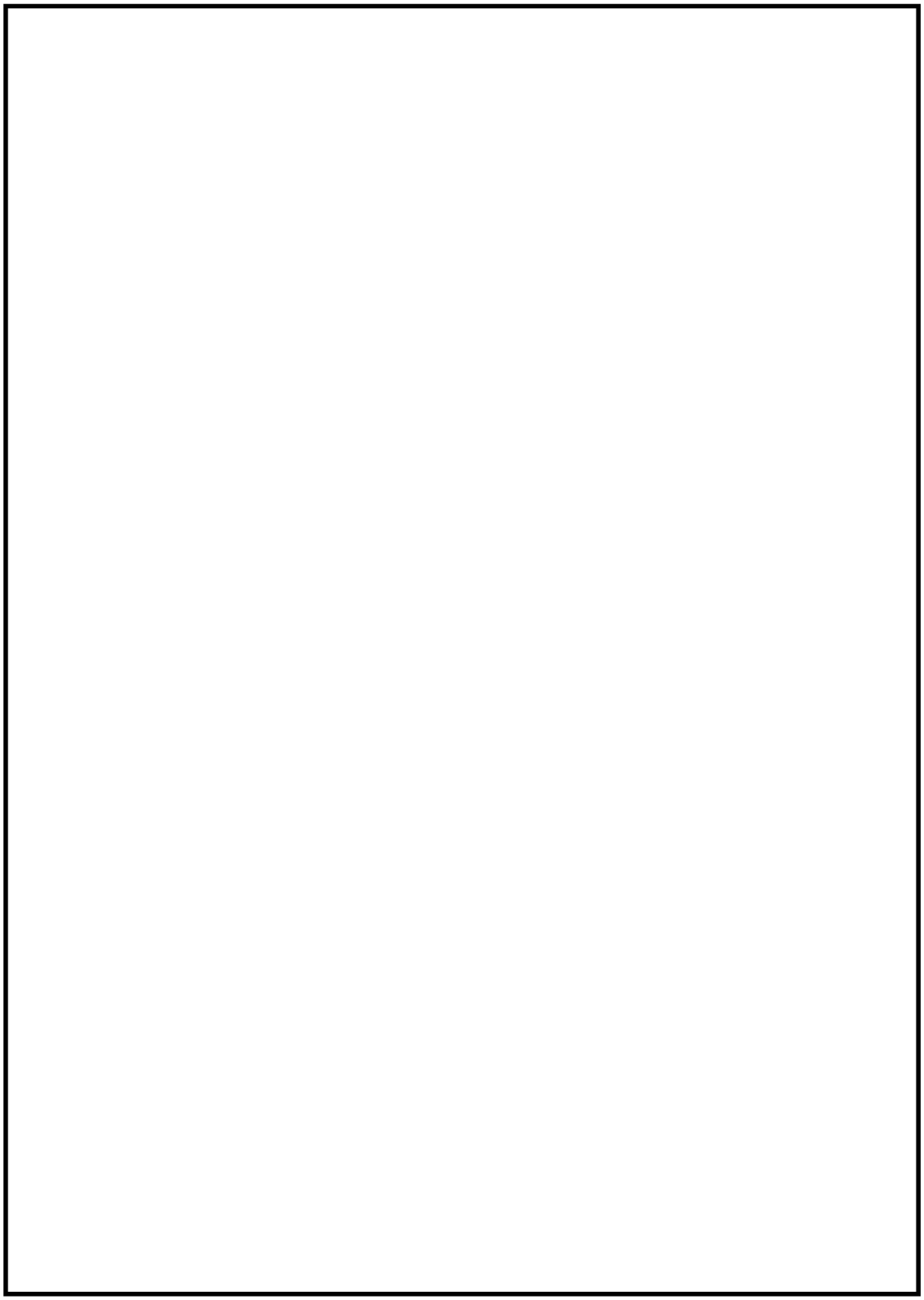
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（1/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



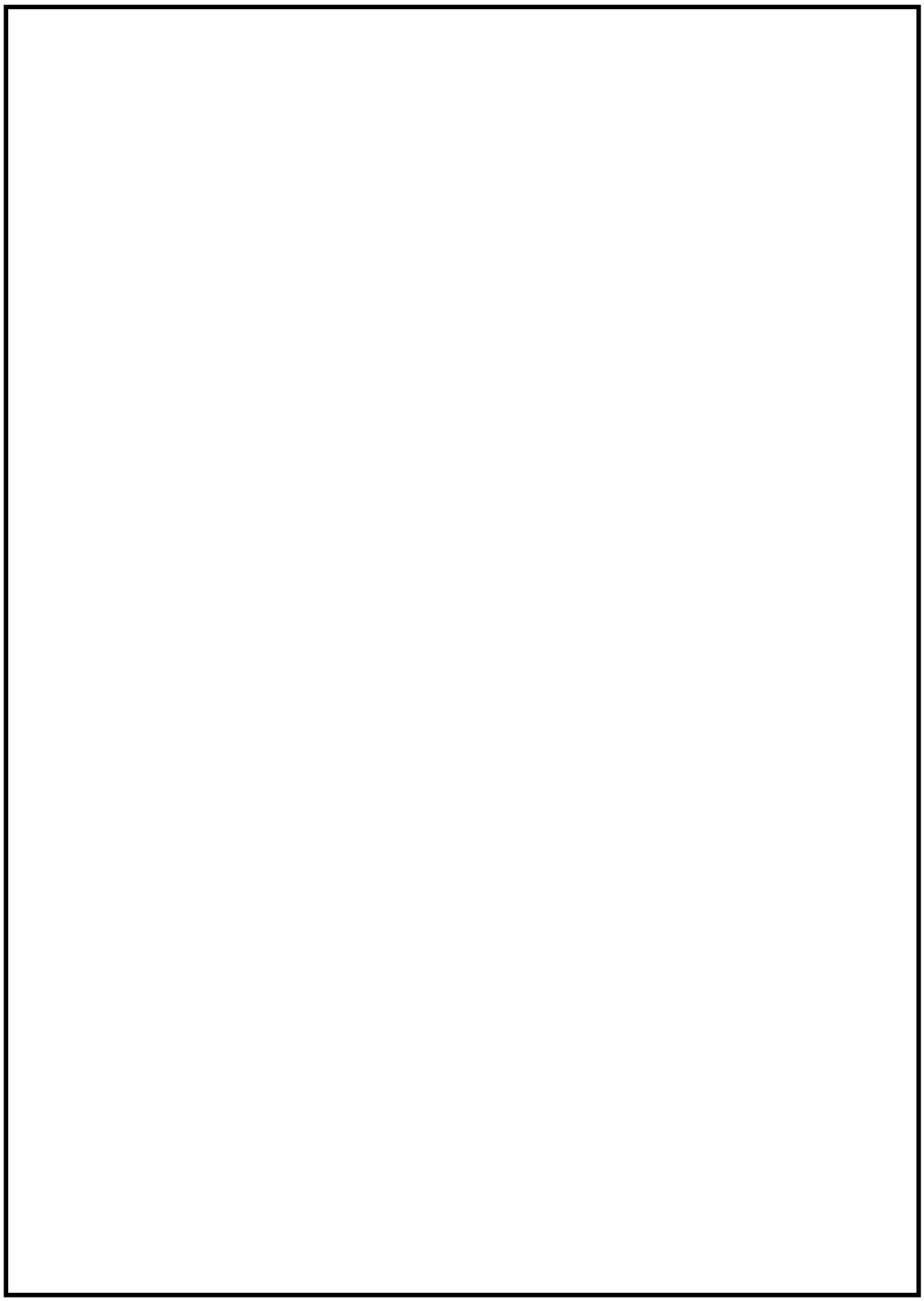
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（2/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



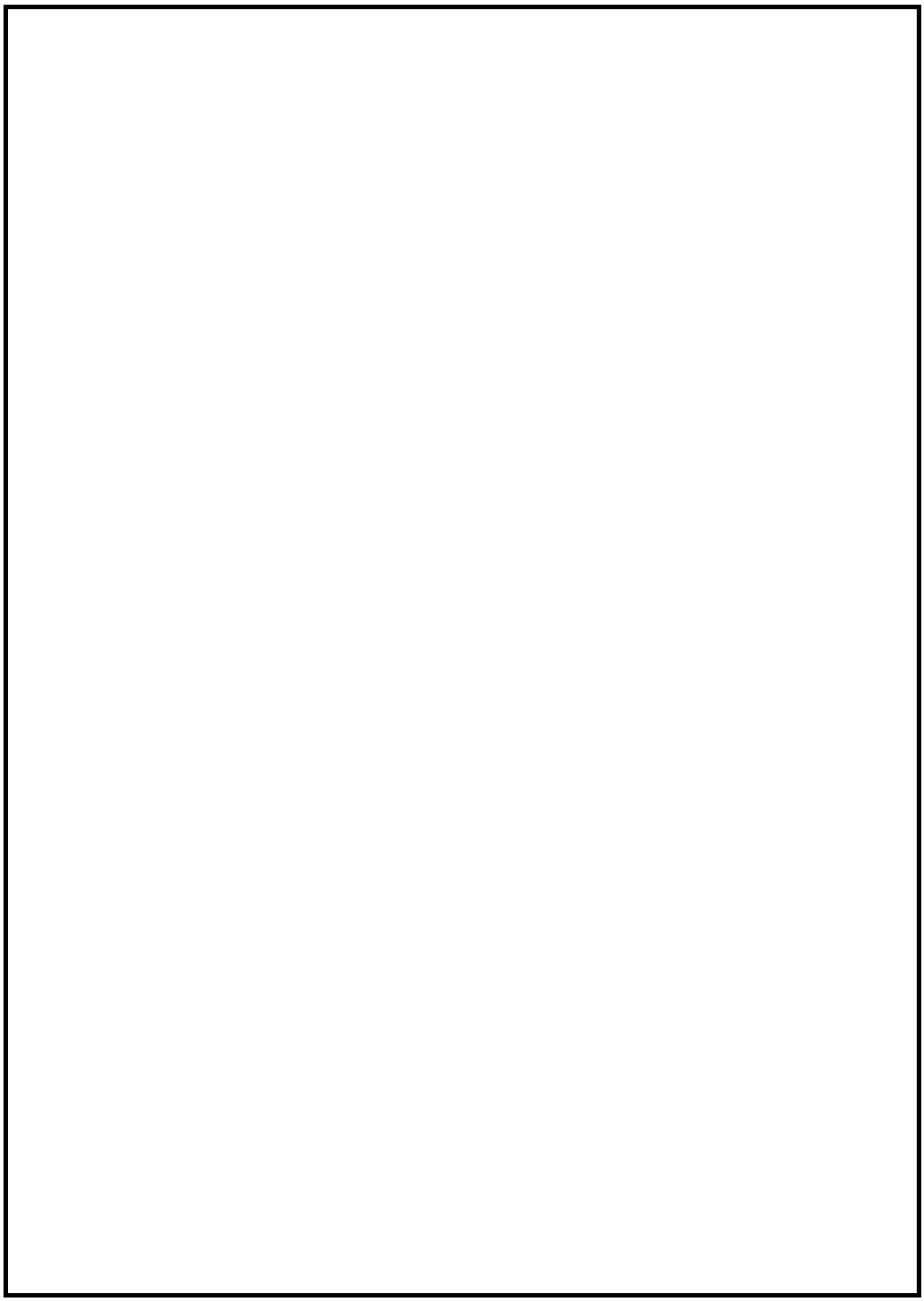
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（3/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



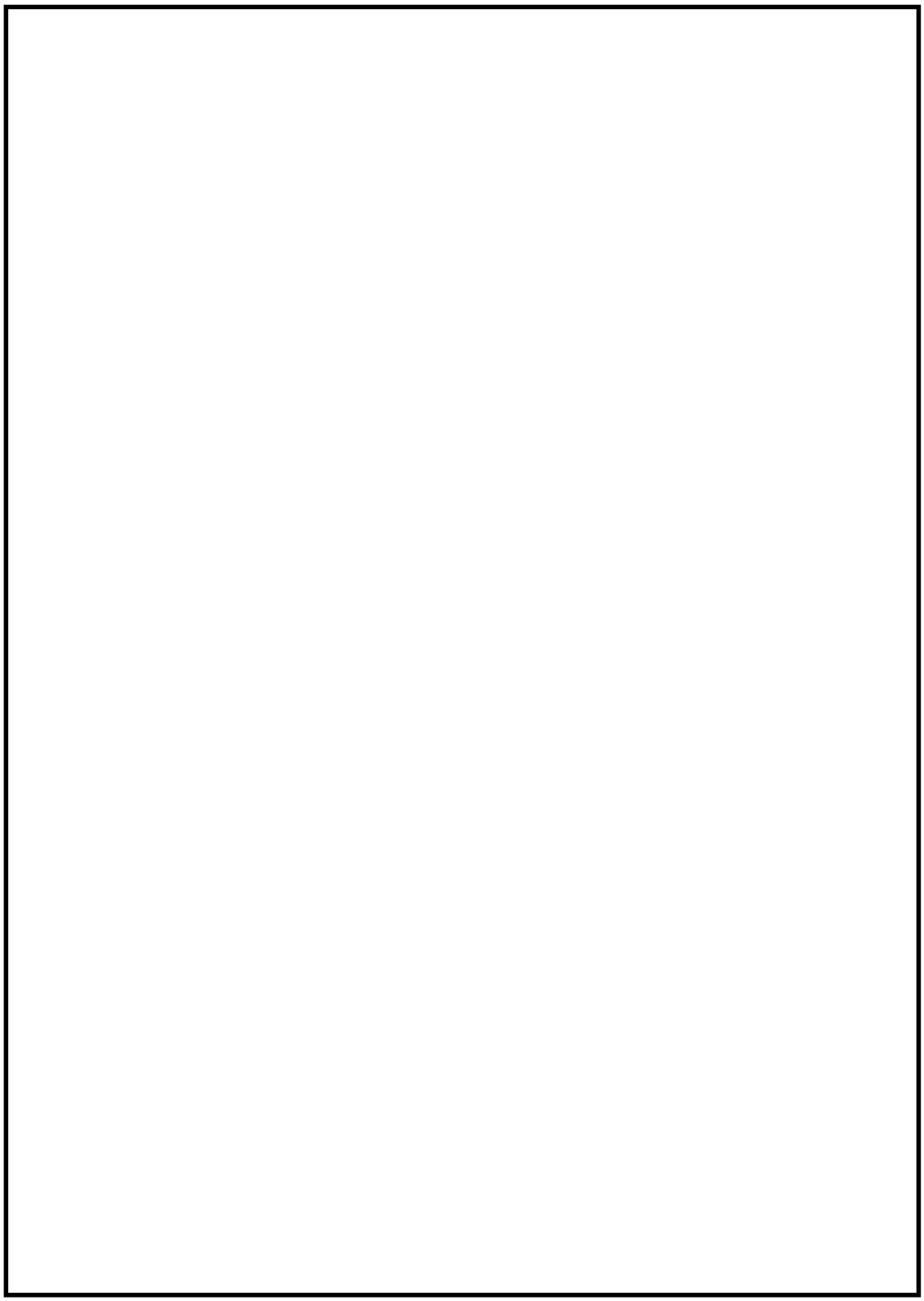
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（4/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



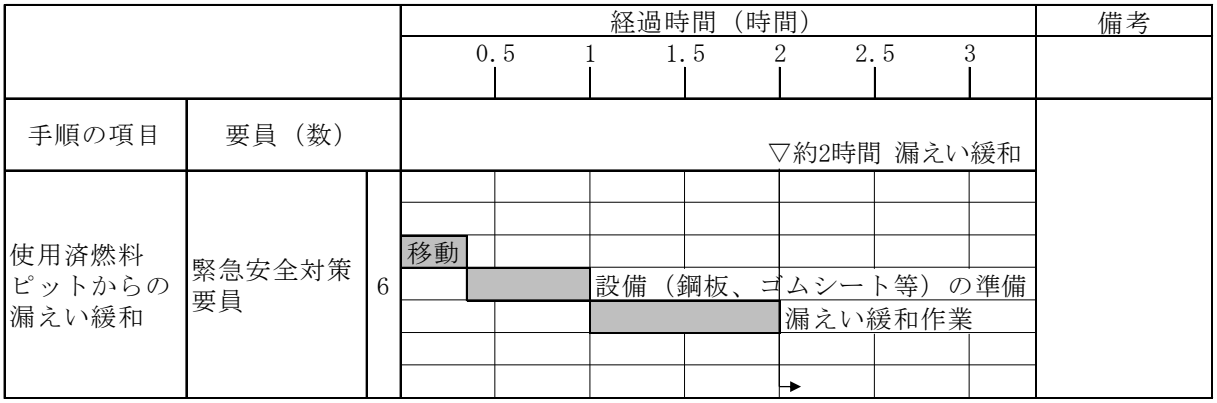
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（5/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



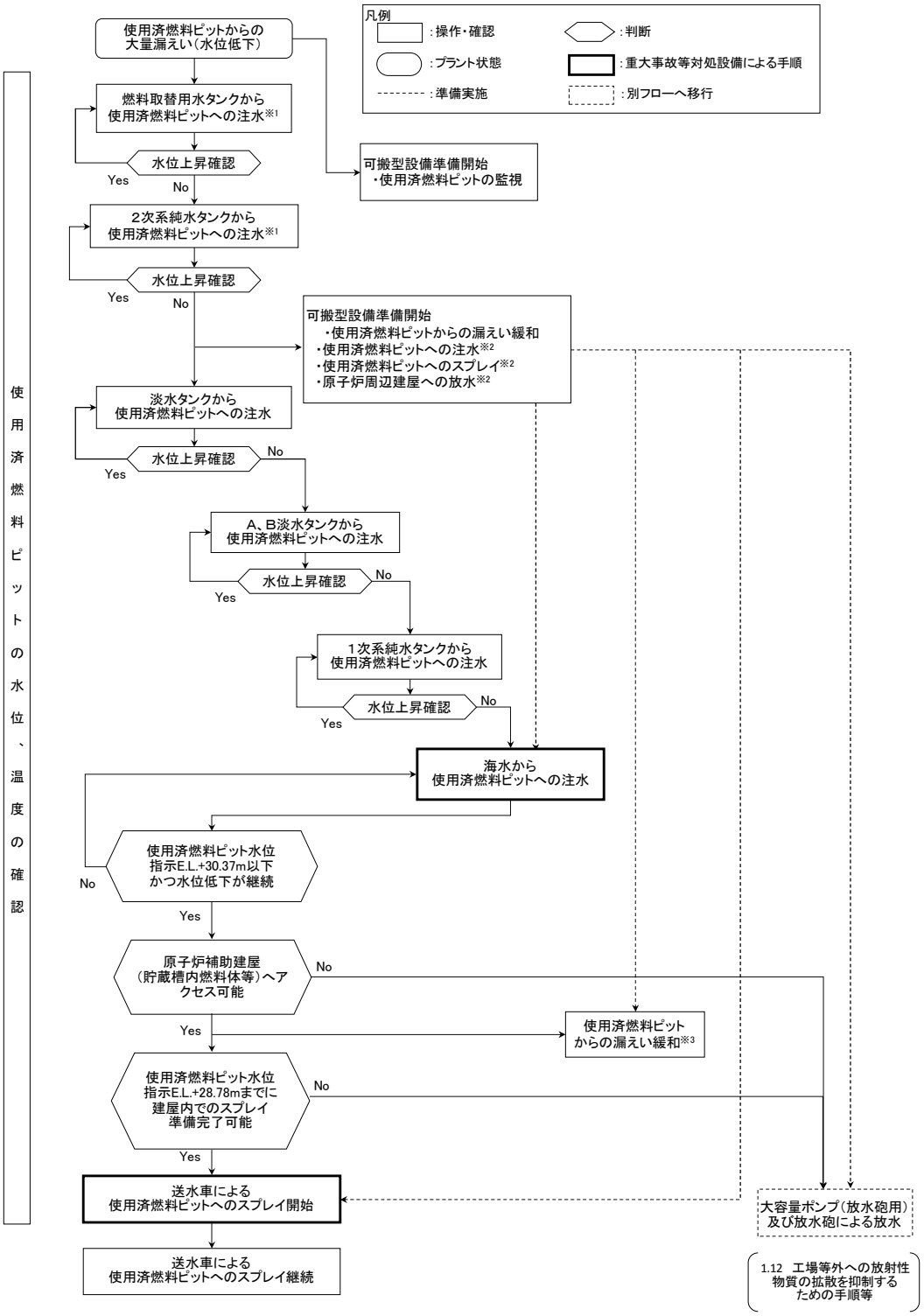
第 1.11.24 図　送水車による使用済燃料ピットへのスプレイへのホース敷設ルート図（6/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

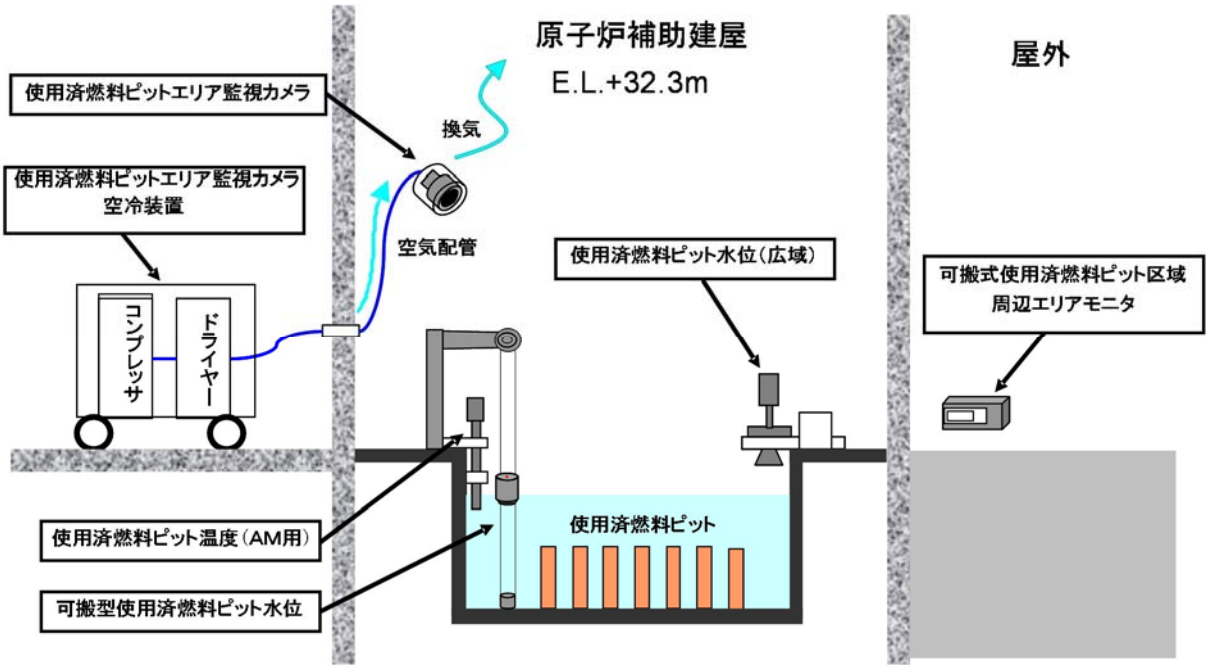
第 1.11.25 図　使用済燃料ピットからの漏えい緩和　タイムチャート



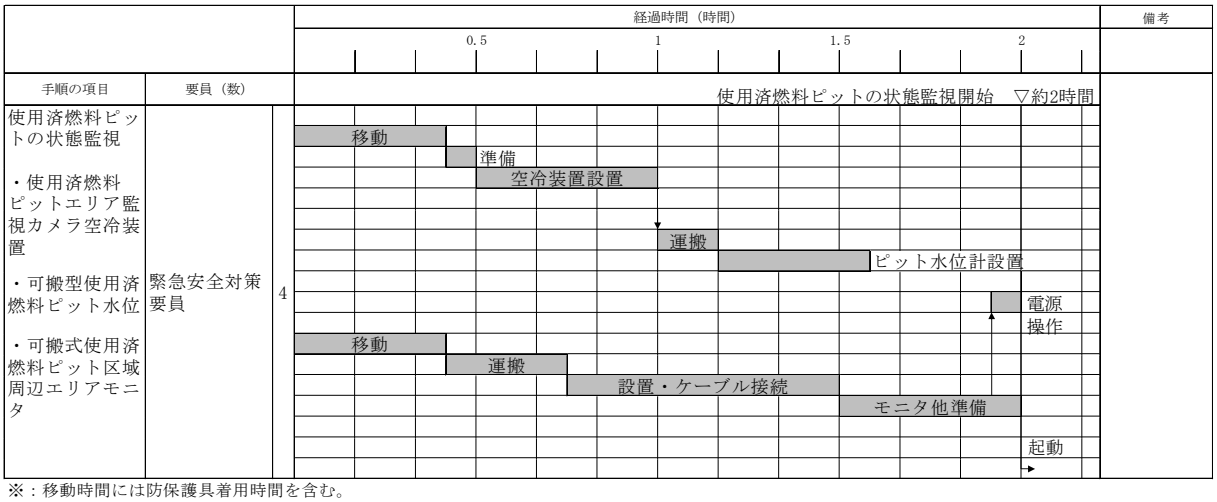
（注1）本フローに記載の注水手段については、複数の手段の準備又は注水を平行して実施することがある。
また、水源の使用可否等に応じて手順を飛ばして対応することがある。

※1：使用済燃料ピットの注水機能喪失の場合は使用不可
※2：可搬型設備については、「送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ」の準備を優先する。
※3：使用済燃料ピット水位指示E.L.+30.37m以下、かつ水位低下が継続する場合。

第 1.11.26 図　使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の対応手順



第 1.11.27 図　重大事故等時における使用済燃料ピットの状態監視概略系統



※：移動時間には防保護具着用時間を含む。

第 1.11.28 図　重大事故等時における使用済燃料ピットの状態監視タイムチャート

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

＜ 目 次 ＞

1.12.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損時の対応手段及び設備
b. 貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の対応手段及び設備
c. 原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災時の対応手段及び設備
d. 手順等
1.12.2 重大事故等時の手順等
1.12.2.1 炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損時の手順等
(1) 大気への拡散抑制
a. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制
(2) 海洋への拡散抑制
a. シルトフェンスによる海洋への拡散抑制
b. 放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着
(3) その他の手順項目にて考慮する手順
1.12.2.2 貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の手順等
(1) 大気への拡散抑制
a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制
b. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制
(2) 海洋への拡散抑制
a. シルトフェンスによる海洋への拡散抑制
b. 放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着
(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.12.2.3 原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災時の手順等

(1) 初期対応における泡消火及び延焼防止処置

a. 化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火

b. 送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火

(2) 航空機燃料火災への泡消火

a. 大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において工場等外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1. 「工場等外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な手順等」とは、以下に規定する措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a) 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、放水設備により、工場等外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な手順等を整備すること。

b) 海洋への放射性物質の拡散を抑制する手順等を整備すること。

炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の損傷又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において、工場等外（以下「発電所外」という。）への放射性物質の拡散を抑制するための設備を整備しており、ここでは、この設備を活用した手順等について説明する。

1.12.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損又は貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷に至った場合において発電所外へ放射性物質が拡散するおそれがある。発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

また、原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、消火対応するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十五条及び技術基準規則第七十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則の要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順に関する関係を第1.12.1表に示す。

a. 炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合は、重大事故等対処設備

（大気への拡散抑制）により、大気への拡散抑制を行う手段がある。

大気への拡散抑制に使用する設備は以下のとおり。

・ 大容量ポンプ（放水砲用）
・ 放水砲
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

重大事故等により、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合において、原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により、放射性物質を含む汚染水が発生する場合は、海洋への拡散抑制を行う手段がある。

海洋への拡散抑制に使用する設備は以下のとおり。

・ シルトフェンス
・ 放射性物質吸着剤

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される、大気への拡散抑制に使用する設備のうち、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。海洋への拡散抑制に使用する設備のシルトフェンスは、重大事故等対処設備と位置づける。選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。以上の重大事故等対処設備により発電所外への放射性物質の拡散抑制が可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 放射性物質吸着剤

放射性物質吸着剤を設置するために、最短でも5時間程度要するが、放射性物質の吸着効果が期待され、放射性物質の海洋への拡散抑制及び放出量の低減を図る手段として有効であ

る。

b. 貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合は、重大事故等対処設備（大気への拡散抑制）により、大気への拡散抑制を行う手段がある。

大気への拡散抑制で使用する設備は以下のとおり。

- 送水車
- スプレイヘッダ
- 軽油用ドラム缶
- 大容量ポンプ（放水砲用）
- 放水砲
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

重大事故等により、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがあり、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により、放射性物質を含む汚染水が発生する場合は、海洋への拡散抑制を行う手段がある。

海洋への拡散抑制に使用する設備は以下のとおり。

- シルトフェンス
- 放射性物質吸着剤

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される、大気への拡散抑制に使用する設備のうち、送水車、スプレイヘッダ、軽油用ドラム缶、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。海洋への拡散抑制に使用する設備のシルトフェンスは、重大事

故等対処設備と位置づける。選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。以上の重大事故等対処設備により発電所外への放射性物質の拡散抑制が可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 放射性物質吸着剤

放射性物質吸着剤を設置するために、最短でも5時間程度要するが、放射性物質の吸着効果が期待され、放射性物質の海洋への拡散抑制及び放出量の低減を図る手段として有効である。

c. 原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合は、航空機燃料火災への泡消火により、火災対応する手段がある。

原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合、初期対応における泡消火及び延焼防止処置により火災対応する手段がある。

初期対応における泡消火及び延焼防止処置に使用する設備は以下のとおり。

・ 化学消防自動車
・ 小型動力ポンプ付水槽車
・ 泡消火剤等搬送車
・ 送水車（消火用）
・ 中型放水銃
・ 泡原液搬送車

航空機燃料火災への泡消火に使用する設備は以下のとおり。

・ 大容量ポンプ（放水砲用）

・ 放水砲
・ 泡混合器
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

基準規則に要求される、航空機燃料火災への泡消火に使用する設備のうち、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、泡混合器、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。以上の重大事故等対処設備により、航空機燃料火災への対応及び発電所外への放射性物質の拡散抑制が可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 化学消防自動車
・ 小型動力ポンプ付水槽車
・ 泡消火剤等搬送車
・ 送水車（消火用）
・ 中型放水銃
・ 泡原液搬送車

これらの設備については、航空機燃料火災への対応手段として放水量が少ないものの、航空機燃料の飛散によるアクセス道路及び建屋への泡消火及び延焼拡大防止の手段として有効である。

d. 手順等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に必要となる計器についても整備する（第1.12.2表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び

緊急安全対策要員※4の対応として、放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順等に定める（第1.12.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.12.2 重大事故等時の手順等

1.12.2.1 炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損時の手順等

(1) 大気への拡散抑制

a. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合は、炉心注入及び格納容器スプレイを実施する。これらの機能が喪失した場合を想定し、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により原子炉格納容器及びアニュラス部へ海水を放水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、炉心出口温度が350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が1×10^{5}mSv/h以上となり、原子炉格納容器へのスプレイが確認できない場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により大気への拡散抑制を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.12.1図に、タイムチャートを第1.12.3図に、ホース敷設ルートを第1.12.4図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全

対策要員に大気への拡散抑制の準備開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）を取水箇所周辺に設置する。

③ 緊急安全対策要員は、可搬型ホースを水中ポンプに接続後、水中ポンプを取水箇所へ設置し、大容量ポンプ（放水砲用）吸込口に、可搬型ホースを接続する。

④ 緊急安全対策要員は、放水砲を設置し、可搬型ホースの運搬、大容量ポンプ（放水砲用）から放水砲までの可搬型ホース敷設を行い、放水砲に可搬型ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、放水噴射位置（噴射角度、旋回角度）を原子炉格納容器頂部へ調整する。原子炉格納容器及びアニュラス部の損壊箇所が確認できる場合は、放水砲の噴射位置を原子炉格納容器及びアニュラス部の損壊箇所に調整する。

⑥ 発電所対策本部長は、格納容器圧力指示値が上昇し、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがあると判断した場合又はモニタポスト等の指示値が上昇し、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損があると判断した場合、緊急安全対策要員に放水開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）を起動し、放水砲により原子炉格納容器頂部又は原子炉格納容器及びアニュラス部の損壊部へ放水する。

⑧ 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプ（放水砲用）は約 4.1 時間の運転ができる。）。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員12名にて実施し、所要時間については約3.5時間と想定している。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設

備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温と同程度である。可搬型ホース取付け等については、速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。

放水砲は、可搬型設備のため、任意に設置場所を設定するので、風向き等天候状況及びアクセス状況に応じて最も効果的な方角から原子炉格納容器及びアニュラス部に向けて放水を実施する。

放水砲による放水については噴射ノズルを調整することで、放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると、直線状よりも放射性物質の抑制効果があることからなるべく噴霧状を使用する。また、直線状で放水する場合も到達点では、噴霧状になっているため放射性物質の抑制効果がある。なお、複数のホース敷設ルートにより、プラント状況に応じて大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の準備を実施する。

(2) 海洋への拡散抑制

a. シルトフェンスによる海洋への拡散抑制

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、シルトフェンスにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う手順を整備する。

放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路にシルトフェンスを設置し、海洋への放射性物質の拡散を抑制する。

汚染水が発電所から海洋に流出する箇所は2箇所（取水口側1箇所、放水口側1箇所）で、設置箇所については、損傷箇所、放水砲の設置箇所等から汚染水の流出予測、状況を勘案して実施する。なお、1重目シルトフェンス設置により、放射性物質の海洋への拡散抑制が期待

できることから、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による放水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、炉心出口温度が350℃以上かつ格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）が1×10^{5}mSv/h以上となり、原子炉格納容器へのスプレイが確認できない場合。

(b) 操作手順

シルトフェンスにより海洋への拡散抑制を行う手順の概要は以下のとおり。また、シルトフェンスの設置概略図を第1.12.2図に、タイムチャートを第1.12.3図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員へシルトフェンスの設置開始を指示する。
② 緊急安全対策要員は、シルトフェンスを現場に運搬する。
③ 緊急安全対策要員は、1重目のシルトフェンスを設置する。取水口側及び放水口側共、シルトフェンスを海上に降ろし、海上の所定の位置まで引き出し、シルトフェンスの両端をアンカーに固定して、シルトフェンスを展張する。
④ 緊急安全対策要員は、1重目シルトフェンスの設置が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。
⑤ 緊急安全対策要員は、2重目シルトフェンスを1重目同様の方法で設置し、展張する。
⑥ 緊急安全対策要員は、2重目のシルトフェンスの設置が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は緊急安全対策要員6名にて実施し、所要時間については合計約4時間と想定している。

設置においては、1重目シルトフェンス設置に約2時間、2重目シ

ルトフェンス設置に約2時間と想定する。

1重目シルトフェンス設置完了後、放射性物質の海洋への拡散の抑制効果があることから、放水可能とする。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温と同程度である。

シルトフェンスは重量物であるため、人力では時間を要するが、ユニック等を用いることで効率的に車両から降ろすことができるとともに、固定金具への接続等を容易にし、設置時間の短縮を図る。

b. 放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着

炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に放射性物質吸着剤を設置し、放射性物質の吸着に努める。

放射性物質吸着剤は、汚染水が集水する排水路等やシルトフェンスの内側に設置する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制を行う判断をした場合。

(b) 操作手順

放射性物質吸着剤を設置する手順の概要は以下のとおり。また、放射性物質吸着剤の設置概略図を第1.12.2図に、タイムチャートを第1.12.3図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員へ放射性物質吸着剤の設置開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、放射性物質吸着剤を現場に運搬する。

③ 緊急安全対策要員は、放射性物質吸着剤を設置する。

④ 緊急安全対策要員は、放射性物質吸着剤の設置が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は緊急安全対策要員16名にて実施し、所要時間については約5時間と想定する。

放射性物質吸着剤の優先設置位置については、原子炉格納容器及びアニュラス部が損傷あるいは損傷すると判断すれば取水口側シルトフェンスの内側に優先的に設置する。次に放水口側シルトフェンス内側、側溝の順に設置する。側溝については、取水口付近から設置する。なお、放水の状況に応じてその設置量を決定する。放射性物質吸着剤は、人力による運搬では時間を要するが、ユニック等を用いることで効率的に運搬し、設置時間の短縮を図る。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

1.12.2.2 貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の手順等

(1) 大気への拡散抑制

a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合において、送水車及びスプレイヘッダにより原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料ピット」という。）水位が

使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、建屋内部の損壊等により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）内に立ち入ることが出来ない場合において、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値の著しい上昇及び原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊がなく、原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づける場合。

(b) 操作手順

送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.12.1図に、タイムチャートを第1.12.3図に、ホース敷設ルートを第1.12.5図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に大気への拡散抑制の準備開始を指示する。
② 緊急安全対策要員は、送水車を取水箇所周辺に設置する。
③ 緊急安全対策要員は、可搬型ホースを水中ポンプに接続後、水中ポンプを取水箇所へ設置し、送水車吸込口に、可搬型ホースを接続する。
④ 緊急安全対策要員は、スプレイヘッダを設置し、可搬型ホースの運搬、送水車からスプレイヘッダまでの可搬型ホース敷設を行い、スプレイヘッダに可搬型ホースを接続する。
⑤ 緊急安全対策要員は、スプレイ位置を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ調整する。原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所が確認できる場合は、スプレイ位置を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所に調整する。
⑥ 発電所対策本部長は、大気への拡散抑制の準備が完了次第、緊急安全対策要員に放水開始を指示する。
⑦ 緊急安全対策要員は、送水車を起動し、スプレイヘッダにより原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へスプレイする。
⑧ 緊急安全対策要員は、送水車の運転状態を継続して監視し、燃料の給油が必要になれば適宜実施する（燃料を給油しない

場合、送水車は約5.5時間の運転ができる。）。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員5名にて実施し、所要時間については約2時間と想定している。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温と同程度である。可搬型ホース取付け等については、速やかに作業ができるように送水車の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。

スプレイヘッダは、可搬型設備のため、任意に設置場所を設定するので、風向き等天候状況及びアクセス状況に応じて最も効果的な方角から原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けてスプレイを実施する。なお、複数のホース敷設ルートにより、プラント状況に応じて送水車及びスプレイヘッダの準備を実施する。

b. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端（E.L.＋30.37m）以下まで低下し、かつ水位低下が継続し、使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇、又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づけない場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により大気への拡散抑制を行う手順の概要は以下のとおり。なお、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の設置、可搬型ホースの敷設、接続については

1.12.2.1(1)a.(b)の操作手順①から④と同様に実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、放水砲噴射位置（噴射角度、旋回角度）を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ調整する。原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所が確認できる場合は、噴射位置を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の損壊箇所に調整する。

⑥ 発電所対策本部長は、大気への拡散抑制の準備が完了次第、緊急安全対策要員に放水開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）を起動し、放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する。

⑧ 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプ（放水砲用）は約 4.1 時間の運転ができる。）。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員12名にて実施し、所要時間については約3.5時間と想定している。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温と同程度である。可搬型ホース取付け等については、速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。

放水砲は、可搬型設備のため、任意に設置場所を設定するので、風向き等天候状況及びアクセス状況に応じて最も効果的な方角から原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に向けて放水を実施する。

放水砲による放水については噴射ノズルを調整することで、放水形状を直線状又は噴霧状に調整でき、放水形状は、直線状とするとより遠くまで放水できるが、噴霧状とすると、直線状よりも放射性

物質の抑制効果があることからなるべく噴霧状を使用する。また、直線状で放射する場合も到達点では、噴霧状になっているため放射性物質の抑制効果がある。なお、複数のホース敷設ルートにより、プラント状況に応じて大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲の準備を実施する。

(2) 海洋への拡散抑制

a. シルトフェンスによる海洋への拡散抑制

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合において、送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、シルトフェンスにより汚染水の海洋への拡散抑制を行う手順を整備する。

放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路にシルトフェンスを設置し、海洋への放射性物質の拡散を抑制する。

汚染水が発電所から海洋に流出する箇所は2箇所（取水口側1箇所、放水口側1箇所）で、設置箇所については、損傷箇所、放水砲の設置箇所等から汚染水の流出予測、状況を勘案して実施する。なお、1重目シルトフェンス設置により、放射性物質の海洋への拡散抑制が期待できることから、送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による放水を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制の作業着手の判断基準に同じ。

(b) 操作手順

1.12.2.1(2)a.(b)と同様。

(c) 操作の成立性

1.12.2.1(2)a.(c)と同様。

b. 放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着

貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合において、送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水等により、放射性物質を含む汚染水の発生を想定して、放射性物質を含む汚染水は雨水等の排水流路を通って海へ流れるため、排水路に放射性物質吸着剤を設置し、放射性物質の吸着に努める。

放射性物質吸着剤は、汚染水が集水する排水路等やシルトフェンスの内側に設置する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、送水車及びスプレイヘッダ又は大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制を行う判断をした場合。

(b) 操作手順

1.12.2.1(2)b.(b)と同様。

(c) 操作の成立性

1.12.2.1(2)b.(c)と同様。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプ（放水砲用）及び送水車への燃料補給に関する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」及び1.4.2.5(2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

(4) 優先順位

使用済燃料ピット区域エリアモニタの指示値上昇又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）の著しい損壊により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）近傍に近づけないおそれがある場合は、送水車及びスプレイヘッダよりも射程距離が長い大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水を優先する。

1.12.2.3 原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災時の手順等

(1) 初期対応における泡消火及び延焼防止処置

a. 化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火

原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃により初期対応における泡消火及び延焼防止処置を行う手順を整備する。使用可能な淡水源がある場合は、消火栓（淡水タンク）又は防火水槽を使用する。なお、使用可能な淡水がなければ小型動力ポンプ付水槽車の他に、送水車（消火用）により海水を使用する手段もある。（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称。）

(a) 手順着手の判断基準

航空機燃料火災が発生した場合（消火の水源に、消火栓（淡水タンク）を使用する場合は、水量が確保され使用できることをあわせて確認する。）。

(b) 操作手順

化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火手順の概要は

以下のとおり。概略系統を第1.12.6図に、タイムチャートを第1.12.7図に、ホース敷設ルートを第1.12.8図に示す。なお、本手順において消火水源は、現場の火災状況やアクセス性を考慮して選定する。以下に示す手順では、消火栓（淡水タンク）を水源として記載する。

① 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、消火栓（淡水タンク）を水源とした化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、水源近傍に小型動力ポンプ付水槽車を設置し、可搬型ホースにより水源と小型動力ポンプ付水槽車を接続する。

③ 緊急安全対策要員は、消火活動場所へ化学消防自動車、泡原液搬送車及び中型放水銃を配置するとともに、可搬型ホースの敷設並びに泡原液搬送車、中型放水銃と化学消防自動車を接続する。

④ 緊急安全対策要員は、小型動力ポンプ付水槽車より取水するとともに、中型放水銃による泡消火を開始する。なお、中型放水銃が使用できない場合、化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車による泡消火を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、適宜、泡消火剤の補給を実施する。

(c) 操作の成立性

化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火は現場にて7名で実施し、開始までの所要時間は、消火栓（淡水タンク）又は防火水槽を使用し、約30分と想定する。なお、送水車（消火用）により海水を使用する場合は、約1時間と想定する。

3%濃縮用泡消火剤1,500ℓ、1%濃縮用泡消火剤10,000ℓを配備し、放水開始から約8時間の泡消火ができる。

泡消火剤は、放水流量の3%濃度又は1%濃度で自動注入となる。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。

b. 送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火

原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、送水車（消火用）及び中型放水銃により初期対応における泡消火及び延焼防止処置を行う手順を整備する。使用可能な淡水源がある場合は、消火栓（淡水タンク）又は防火水槽を使用する。なお、使用可能な淡水がなければ海水を使用し消火する手段もある。

(a) 手順着手の判断基準

航空機燃料火災が発生した場合（消火の水源に、消火栓（淡水タンク）を使用する場合は、水量が確保され使用できることをあわせて確認する。）。

(b) 操作手順

送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.12.6図に、タイムチャートを第1.12.7図に、ホース敷設ルートを第1.12.8図に示す。なお、本手順において消火水源は、現場の火災状況やアクセス性を考慮して選定する。以下に示す手順では、消火栓（淡水タンク）を水源として記載する。

① 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、消火栓（淡水タンク）を水源とした送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、水源近傍に送水車（消火用）を設置し、可搬型ホースを中型放水銃と接続する。送水車（消火用）より取水するとともに、中型放水銃による泡消火を開始する。

③ 緊急安全対策要員は、適宜、泡消火剤の補給を実施する。

④ 緊急安全対策要員は、現場にて送水車（消火用）の運転状態

を継続監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、送水車（消火用）は約 5.4 時間の運転ができる。）。

(c) 操作の成立性

送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火は現場にて7名で実施し、開始までの所要時間は、消火栓（淡水タンク）又は防火水槽を使用し、約40分と想定する。なお、海水を使用する場合は、約1時間と想定する。

3%濃縮用泡消火剤1,500ℓ、1%濃縮用泡消火剤10,000ℓを配備し、放水開始から約8時間の泡消火ができる。

泡消火剤は、放水流量の3%濃度又は1%濃度で自動注入となる。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。

(2) 航空機燃料火災への泡消火

a. 大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火

原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合において、火災対応を行うために大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器により航空機燃料火災へ泡消火する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

航空機燃料火災が発生した場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による泡消火手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.12.6図に、タイムチャートを第1.12.7図に、ホース敷設ルートを第1.12.4図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全

対策要員に大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による泡消火の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）を取水箇所周辺に設置する。

③ 緊急安全対策要員は、可搬型ホースを水中ポンプに接続後、水中ポンプを取水箇所へ設置し、大容量ポンプ（放水砲用）の吸込口に、可搬型ホースを接続する。

④ 緊急安全対策要員は、放水砲を設置し、可搬型ホースの運搬、大容量ポンプ（放水砲用）、泡混合器から放水砲までの可搬型ホース敷設を行い、放水砲に可搬型ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、放水砲に可搬型ホース接続後、放水砲噴射位置（噴射角度、旋回角度）を調整する。

⑥ 緊急安全対策要員は、大容量ポンプ（放水砲用）を起動し、放水砲による消火を開始する。

⑦ 緊急安全対策要員は、泡混合器を起動させ、泡消火を開始する。

⑧ 緊急安全対策要員は、適宜、泡消火剤の補給を実施する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場にて大容量ポンプ（放水砲用）の運転状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、大容量ポンプ（放水砲用）は約 4.1 時間の運転ができる。）。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、現場にて緊急安全対策要員12名で実施し、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による泡消火開始までの所要時間は約3.5時間と想定している。

放水開始から約18分（22,300ℓ/min）の泡消火を行うために、泡消火剤を4,000ℓ（1,000ℓ×4）配備している。

泡消火剤は、1%濃度で自動注入となる。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設

備等を整備する。可搬型ホース等の取付けについては、速やかに作業ができるように大容量ポンプ（放水砲用）の保管場所に使用工具及び可搬型ホースを配備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

(4) 優先順位

航空機燃料火災への消火対応は、各消火手段に対して異なる緊急安全対策要員で対応することから、準備完了したものから随時泡消火を開始する。

化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃は、大容量ポンプ（放水砲用）、泡混合器及び放水砲による泡消火を開始するまでのアクセスルートを確保するための泡消火、要員の安全確保のための泡消火、航空機燃料の飛散による延焼拡大防止のための広範囲の泡消火を行う。

大容量ポンプ（放水砲用）、泡混合器及び放水砲による泡消火は、航空機燃料火災を約 1,440m^3/h の流量で消火する。

初期対応における泡消火及び延焼防止処置として、消火開始までの準備時間が、送水車（消火用）及び中型放水銃より短い化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃を優先する。なお、中型放水銃が使用できない場合、化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車による泡消火及び延焼防止処置を実施する。

使用する水源について、化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃は、消火栓（淡水タンク）又は防火水

槽のうち、準備時間が最も短く、大容量である消火栓（淡水タンク）を優先する。消火栓（淡水タンク）又は防火水槽が使用できなければ海水を使用する。

大容量ポンプ（放水砲用）、泡混合器及び放水砲による泡消火の水源は、大流量の放水であるため海水を使用する。

第 1.12.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	想定する重大事故等対象設備	対応手段	対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損	－	大気への拡散抑制	大容量ポンプ（放水砲用）	重大事故等対処設備	a	放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順	ＳＡ所達※3
			放水砲				
			燃料油貯蔵タンク※1				
			タンクローリー※1				
			燃料油移送ポンプ※1				
		海洋への拡散抑制	シルトフェンス				
			放射性物質吸着剤	多様性拡張設備			
貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷		大気への拡散抑制	スプレイヘッダ	重大事故等対処設備	a	原子炉補助建屋へのスプレイヘッダによる放射性物質拡散抑制手順	
			送水車				
			軽油用ドラム缶※2				
			大容量ポンプ（放水砲用）		a	原子炉補助建屋への放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順	
			放水砲				
			燃料油貯蔵タンク※1				
			タンクローリー※1				
			燃料油移送ポンプ※1				
		海洋への拡散抑制	シルトフェンス				
			放射性物質吸着剤	多様性拡張設備			
原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災	－	初期対応における泡消火及び延焼防止措置	化学消防自動車	多様性拡張設備		初期消火に関する手順	ＳＡ所達※3 防火管理所達
			小型動力ポンプ付水槽車				
			泡消火剤等搬送車				
			送水車（消火用）※4				
			中型放水銃				
			泡原液搬送車				
		航空機燃料火災への泡消火	大容量ポンプ（放水砲用）	重大事故等対処設備	a	放水砲による放射性物質拡散抑制手順	ＳＡ所達※3
			放水砲				
			泡混合器				
			燃料油貯蔵タンク※1				
			タンクローリー※1				
			燃料油移送ポンプ※1				

※1 ：大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※2 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」に整備する。
※4 ：送水車（消火用）は、泡消火及び延焼防止処置に使用するものである。
※5 ：重大事故対策において用いる設備の分類

a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的に該当する重大事故等対処設備

第 1.12.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.12　発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

監視計器一覧(1/4)

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.12.2.1　炉心の著しい損傷、原子炉格納容器及びアニュラス部の破損時の手順等 (1)大気への拡散抑制			
a.大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉内温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
	操作	原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計(広域)
		周辺環境の放射線量率	・モニタポスト
			・モニタ車
(2)海洋への拡散抑制			
a.シルトフェンスによる海洋への拡散抑制	判断基準	「1.12.2.1(1) a. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制」と同様	
	操作	－	－
b.放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着	判断基準	－	－
	操作	－	－

監視計器一覧(2/4)

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.12.2.2　貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の手順等 (1)大気への拡散抑制			
a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制	判断基準	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2
		周辺環境の放射線量率	・モニタポスト
			・モニタ車
	操作	使用済燃料ピットの温度	・使用済燃料ピット温度計※1
			・使用済燃料ピット温度計（AM用）※2
		使用済燃料ピットの水位	・使用済燃料ピット水位計(狭域)※1
			・使用済燃料ピット水位計(広域)※2
			・可搬型使用済燃料ピット水位計※2※3
		使用済燃料ピットの周辺の放射線量率	・使用済燃料ピット区域エリアモニタ※1
			・可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ※2※3
		使用済燃料ピットの状態監視	・使用済燃料ピットエリア監視カメラ※2
		周辺環境の放射線量率	・モニタポスト
			・モニタ車

※1：通常時使用する計器

※2：重大事故等時使用する計器

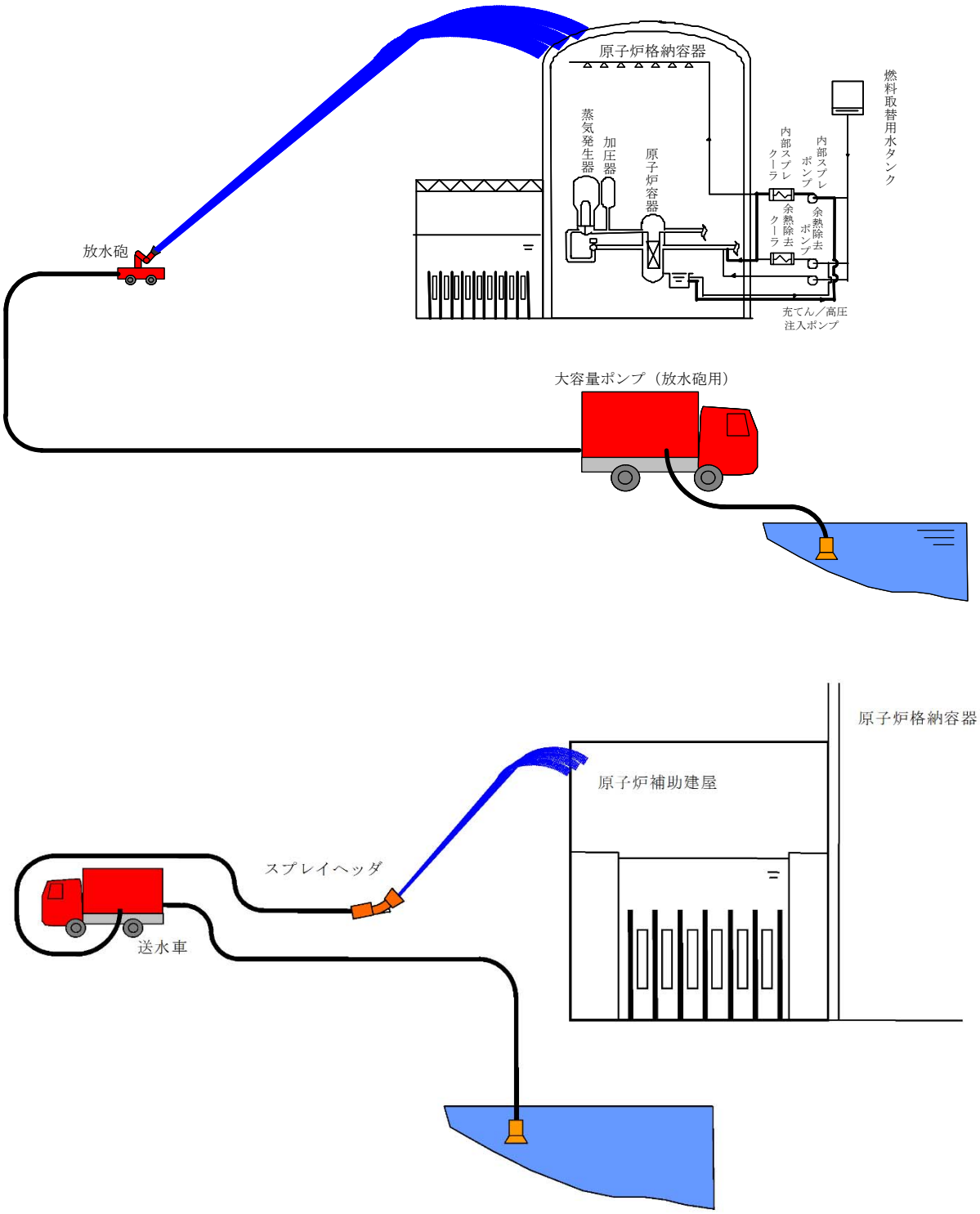
※3：可搬型設備

監視計器一覧(3/4)

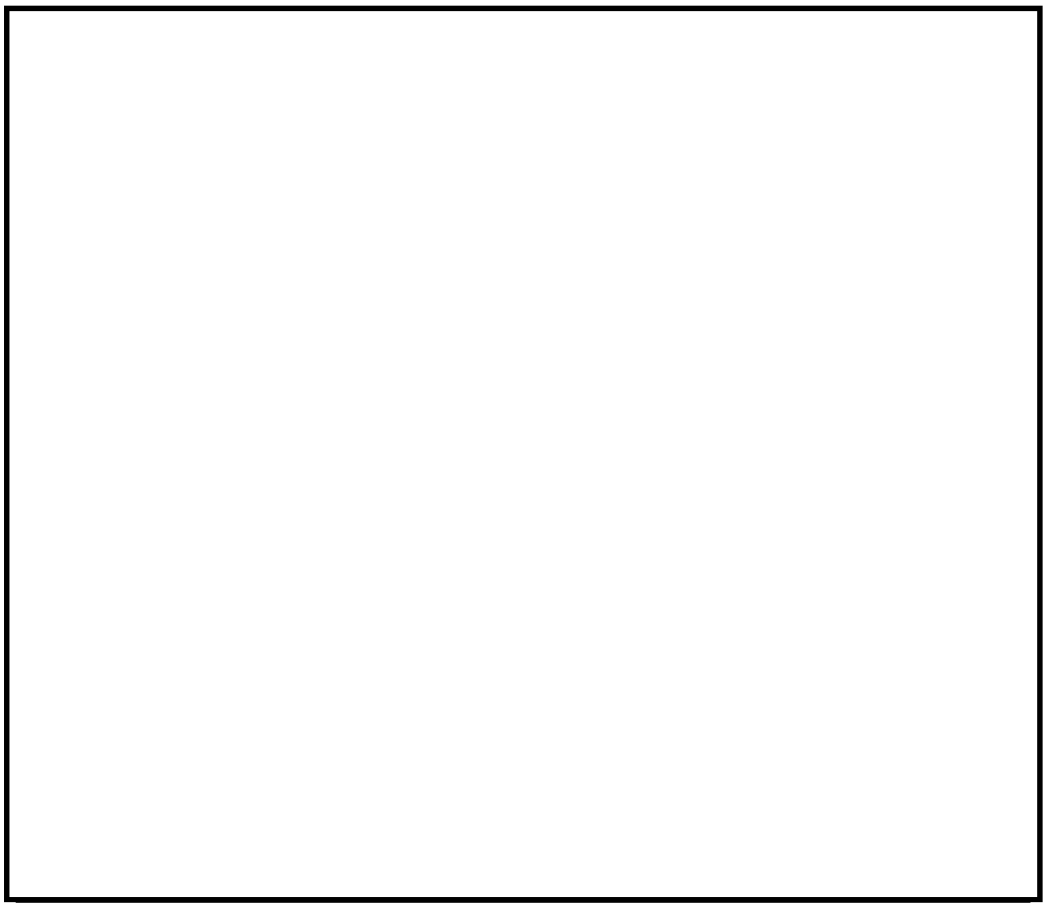
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.12.2.2　貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の手順等 (1)大気への拡散抑制			
b. 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制	判断基準	「1.12.2.2(1) a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制」と同様	
	操作	「1.12.2.2(1) a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制」と同様	
1.12.2.2　貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷時の手順等 (2)海洋への拡散抑制			
a.シルトフェンスによる海洋への拡散抑制	判断基準	「1.12.2.2(1) a. 送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制」及び「1.12.2.2(1)b.大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制」と同様	
	操作	－	－
b.放射性物質吸着剤による放射性物質の吸着	判断基準	－	－
	操作	－	－

監視計器一覧(4/4)

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.12.2.3　原子炉格納容器周辺における航空機衝突による航空機燃料火災時の手順等 (1)初期対応における泡消火及び延焼防止処置			
a. 化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃による泡消火	判断基準	淡水タンク水位	・淡水タンク水位計
	操作	淡水タンク水位	・淡水タンク水位計
b. 送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火	判断基準	淡水タンク水位	・淡水タンク水位計
	操作	淡水タンク水位	・淡水タンク水位計
(2)航空機燃料火災への泡消火			
a. 大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲及び泡混合器による航空機燃料火災への泡消火	判断基準	－	－
	操作	－	－

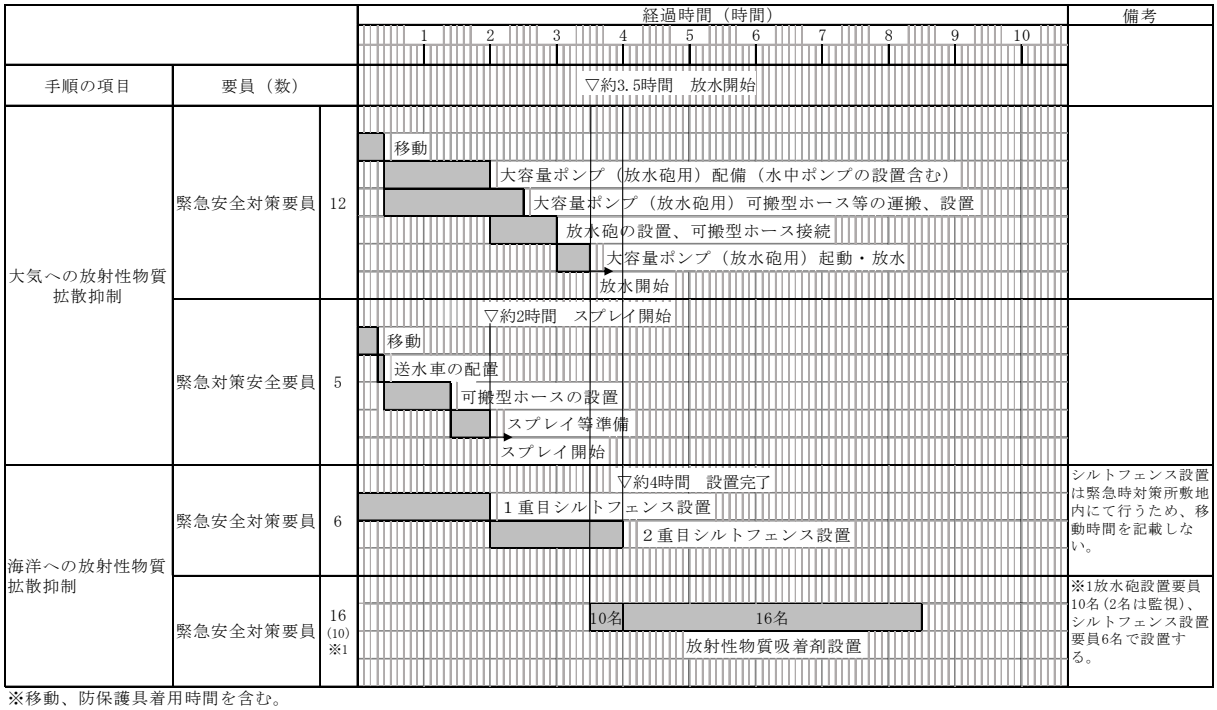


第 1.12.1 図　大気への拡散抑制　概略系統



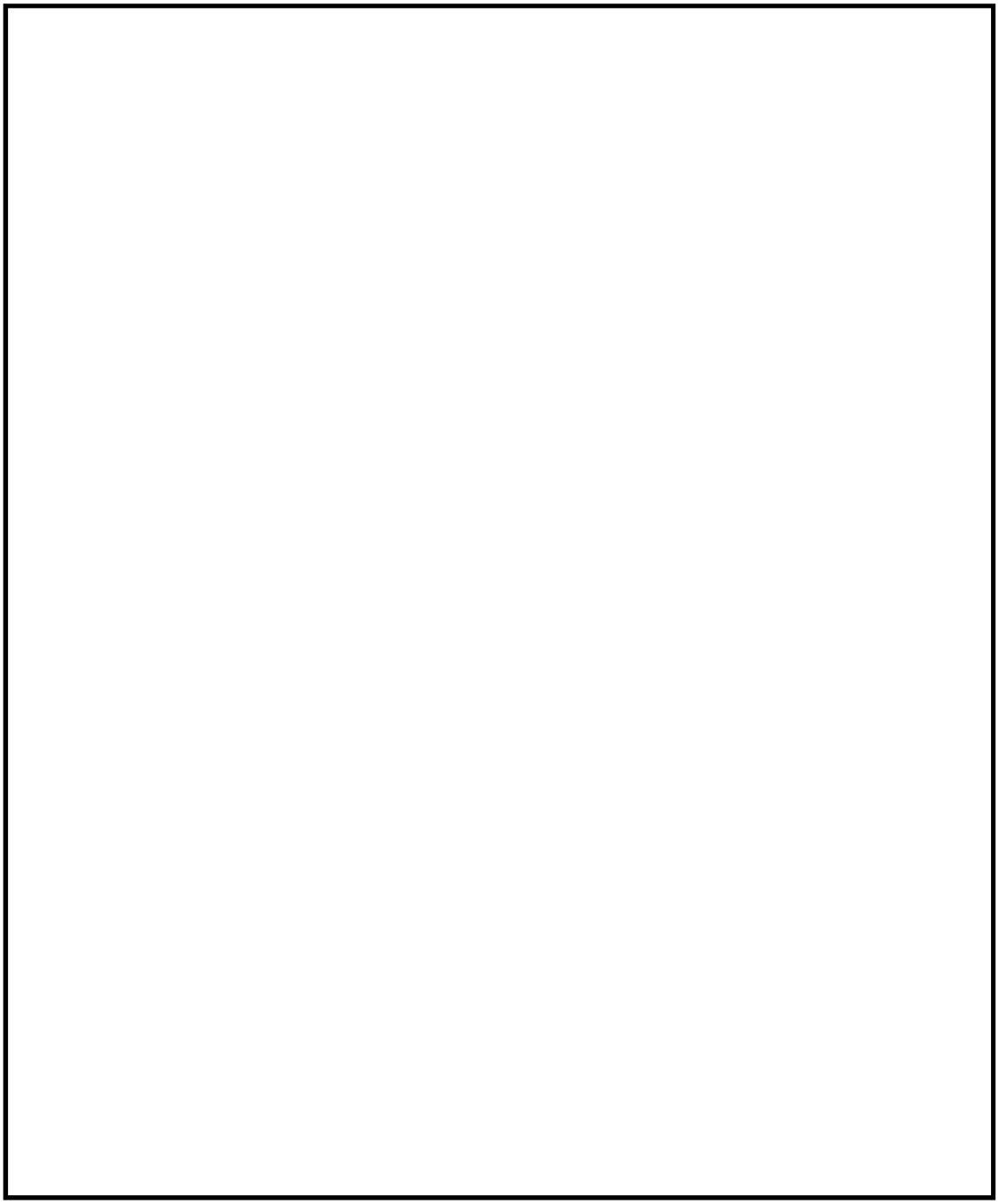
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.2図　シルトフェンスの設置概略図



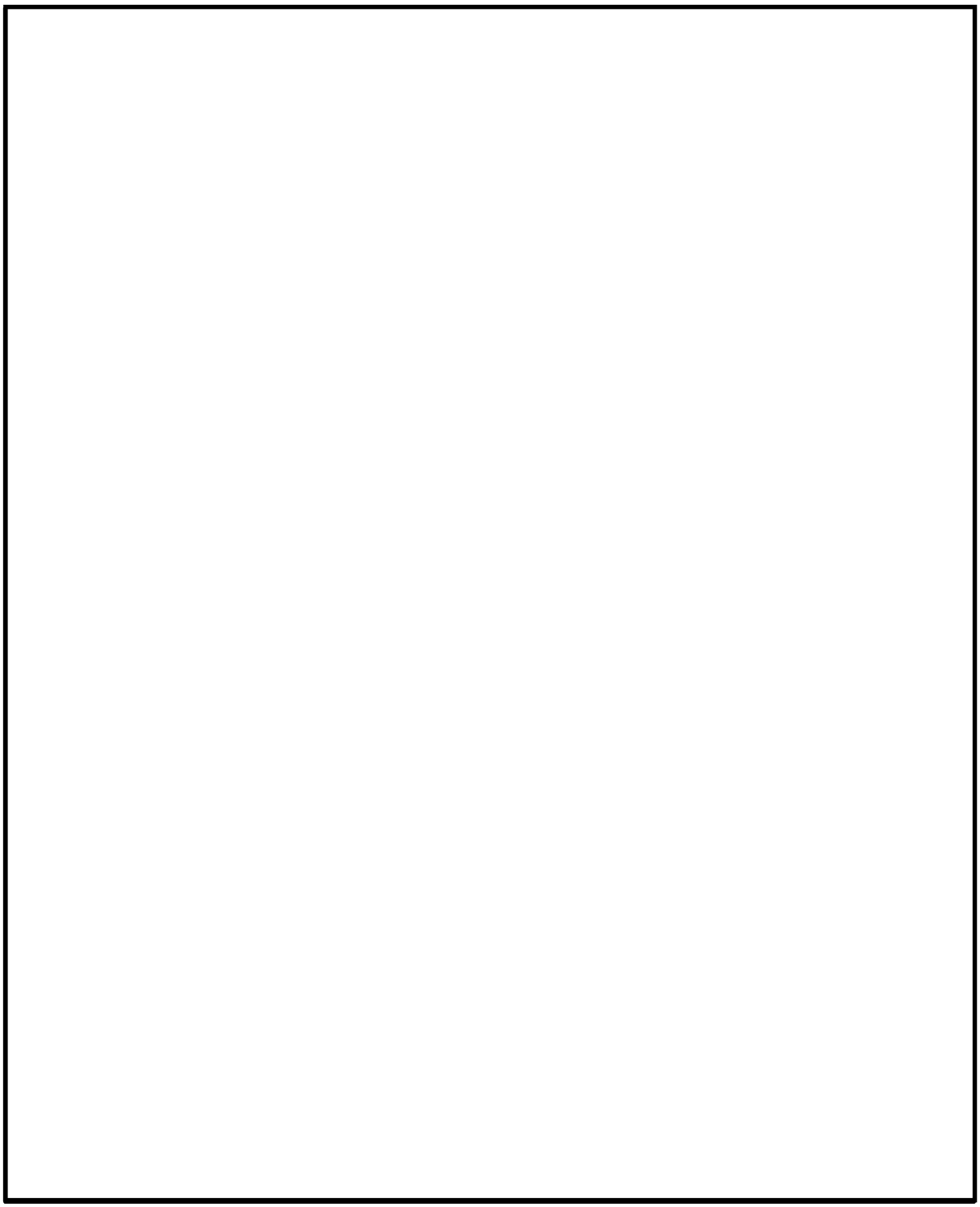
※移動、防保護具着用時間を含む。

第 1.12.3 図　発電所外への放射性物質の拡散抑制操作手順タイムチャート



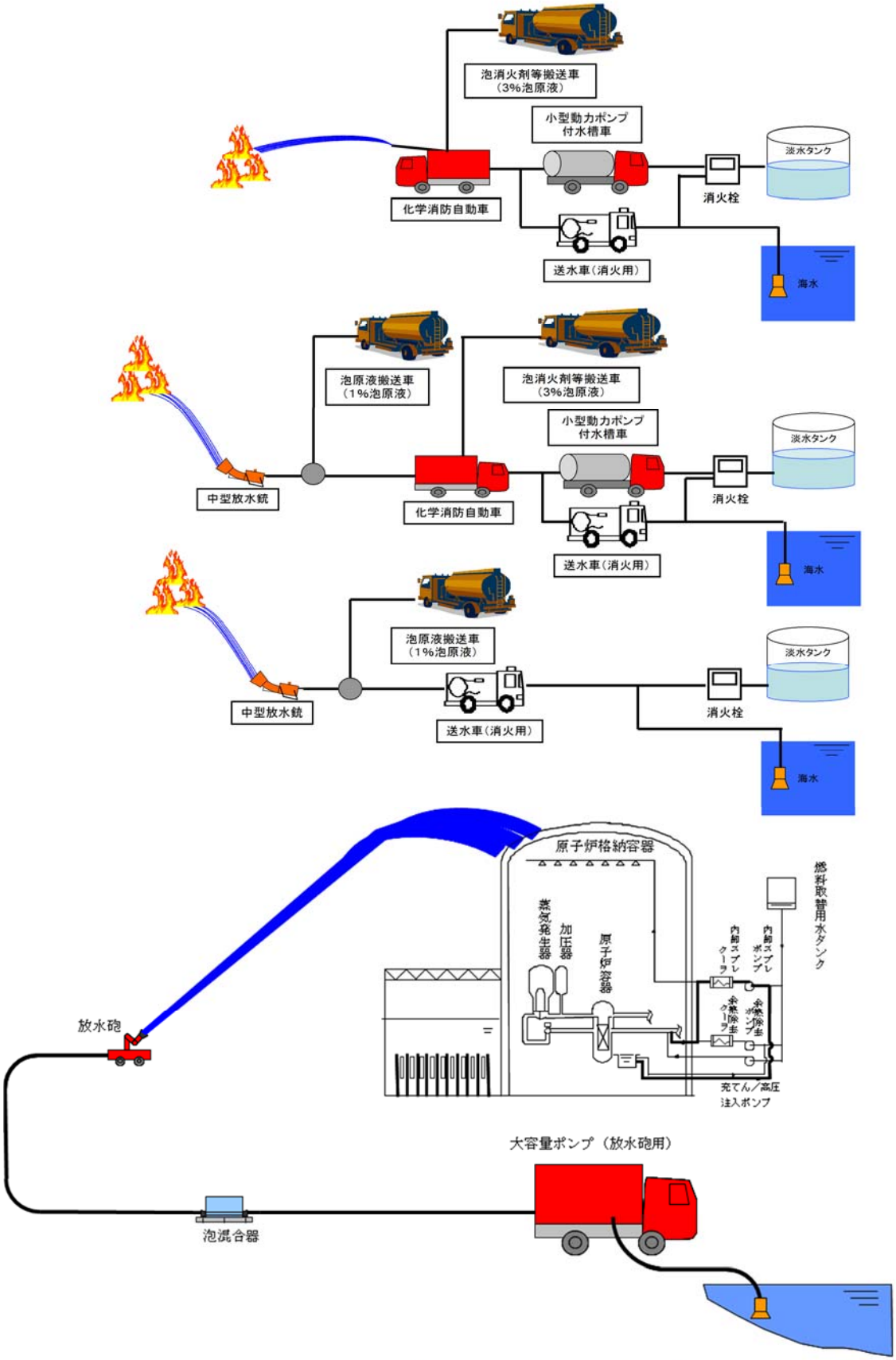
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.4図　大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉格納容器及びアニュラス部又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水並びに原子炉格納容器周辺における航空機燃料火災への泡消火時のホース敷設ルート

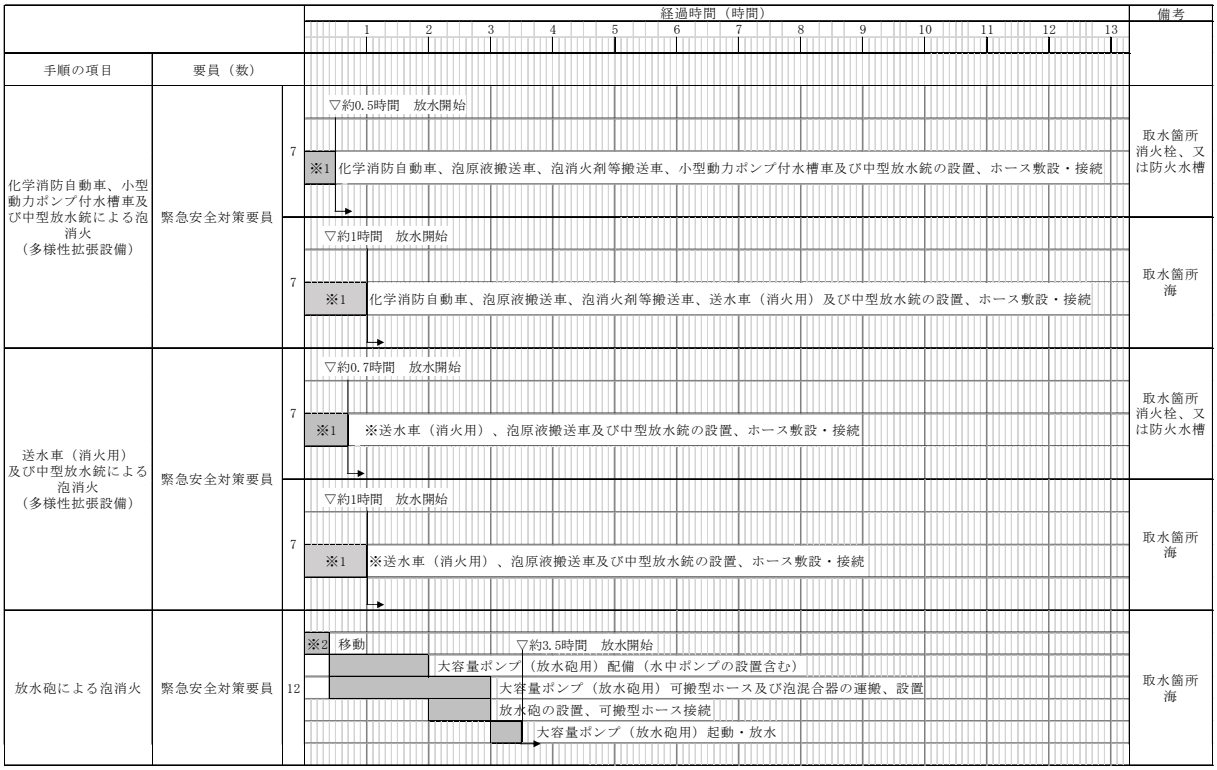


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.5図　送水車及びスプレイヘッダによる原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水時のホース敷設ルート



第1.12.6図　泡消火による消火活動　概略系統

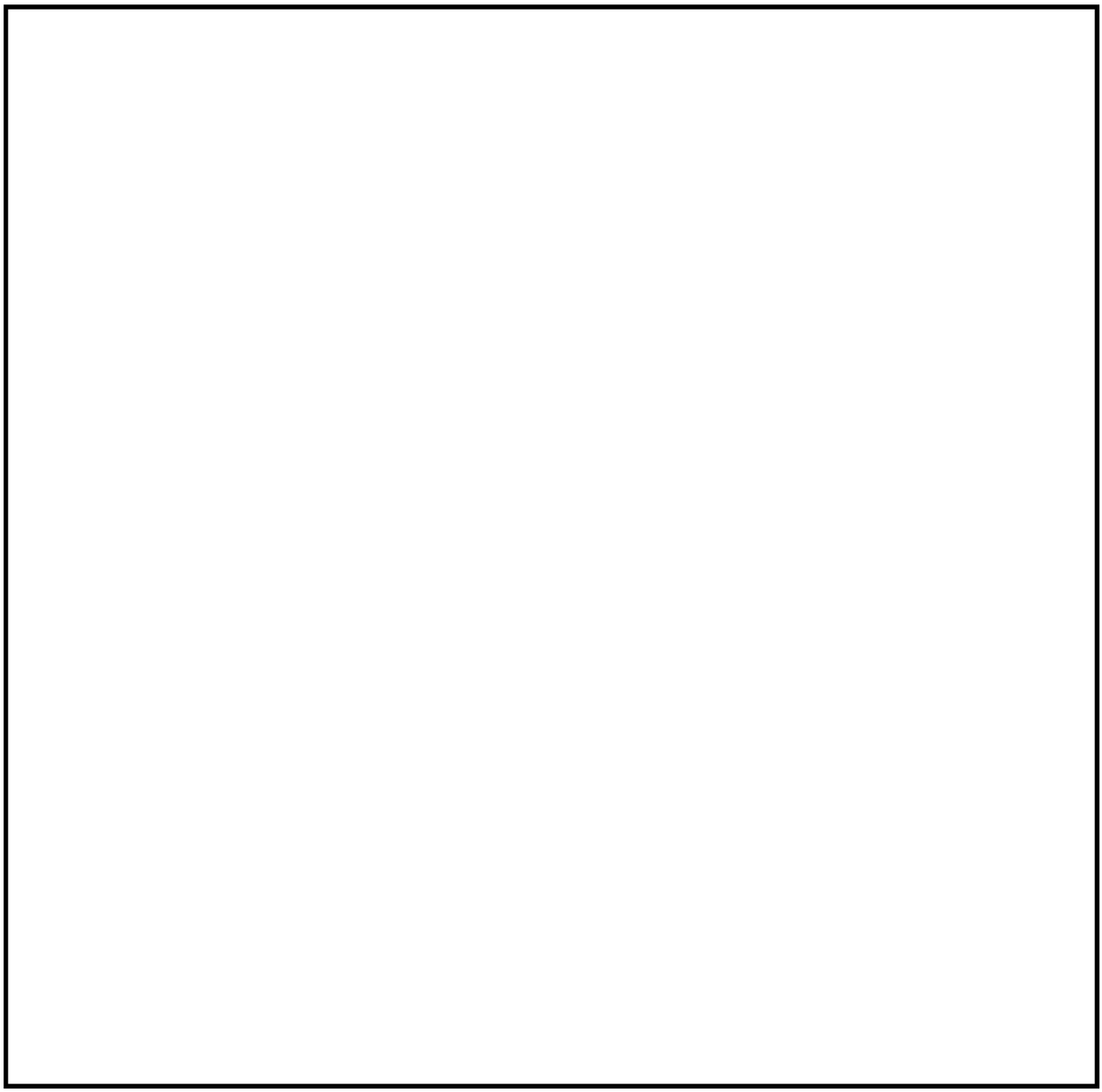


※1消火活動先が不確定なため、移動及び防保護具着用時間を含むものとする。
※2移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.12.7図　航空機衝突による航空機燃料火災が発生した場合の消火活動タイムチャート

・ケーススタディ１（西側から制御建屋衝突）

【火災源】航空機燃料【延焼想定】タービン建屋等

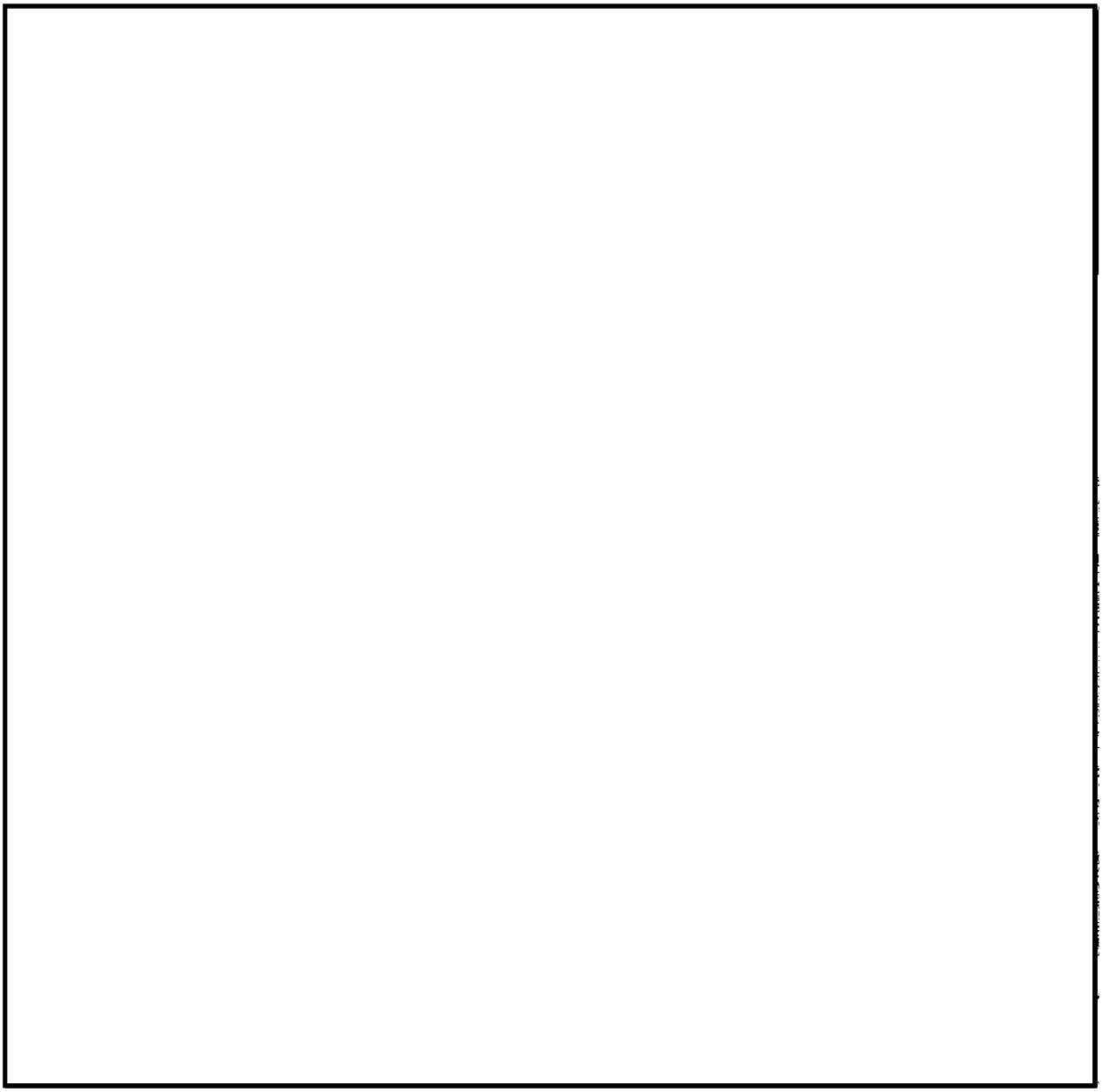


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.8図　（その１）化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火及び延焼防止処置時のホース敷設ルート

・ケーススタディ２（東側から原子炉格納容器衝突）

【火災源】航空機燃料【延焼想定】ディーゼル発電機室等

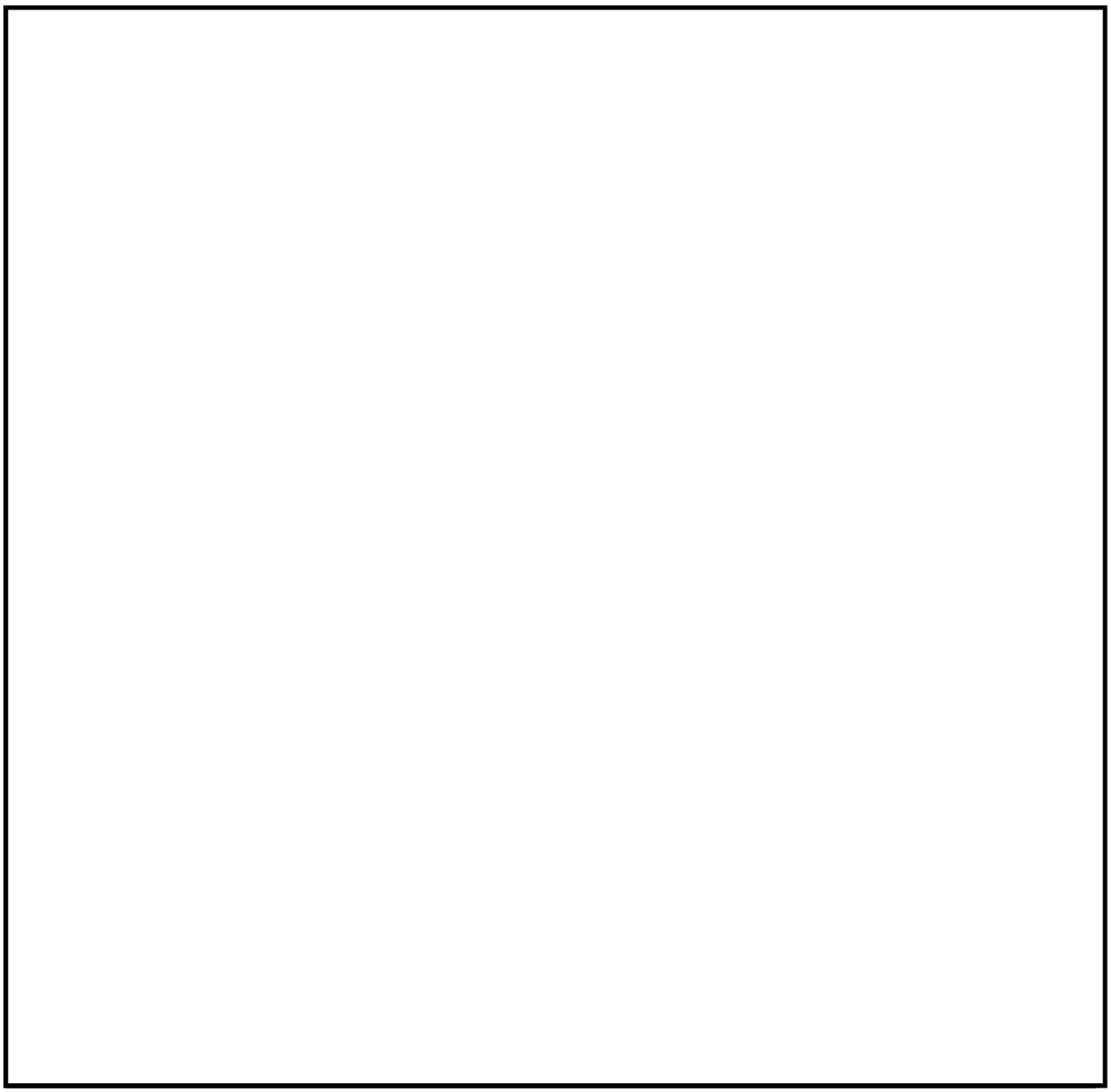


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.8図　（その２）化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火及び延焼防止処置時のホース敷設ルート

・ケーススタディ３（南西側から原子炉補助建屋衝突）

【火災源】航空機燃料【延焼想定】なし



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

第1.12.8図　（その３）化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車又は化学消防自動車、小型動力ポンプ付水槽車及び中型放水銃あるいは送水車（消火用）及び中型放水銃による泡消火及び延焼防止処置時のホース敷設ルート

1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等

＜ 目 次 ＞

1.13.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給時の対応手段及び設備
b. 炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給時の対応手段及び設備
c. 格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給時の対応手段及び設備
d. 格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転時の対応手段及び設備
e. 使用済燃料ピットへの水の供給時の対応手段及び設備
f. 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水の対応手段及び設備
g. 炉心の著しい損傷及び格納容器の破損時の格納容器及びアニュラス部への放水の対応手段及び設備
h. 手順等
1.13.2 重大事故等時の手順等
1.13.2.1 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等
(1) 復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替
(2) 海水を用いた２次系純水タンクへの補給
(3) 復水タンクから脱気器タンクへの水源切替
(4) 復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）

(5) 復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）

(6) １次冷却系のフィードアンドブリード

(7) ２次系純水タンクから復水タンクへの補給

(8) 淡水タンクから復水タンクへの補給

(9) Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給

(10) 海水を用いた復水タンクへの補給

(11) その他の手順項目にて考慮する手順

(12) 優先順位

1.13.2.2 炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等

(1) 燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替

(2) 燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替

(3) 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替

(4) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）

(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替

(6) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）

(7) １次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(8) １次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

a. １次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

b. １次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

(9) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給

(10) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(11) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(12) 海水を用いた復水タンクへの補給

(13) その他の手順項目にて考慮する手順

(14) 優先順位

1.13.2.3 格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等

(1) 燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替

(2) 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替

(3) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）

(4) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替

(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）

(6) １次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(7) １次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

a. １次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

b. １次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

(8) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給

(9) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(10) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

(11) 海水を用いた復水タンクへの補給

(12) その他の手順項目にて考慮する手順

(13) 優先順位

1.13.2.4 格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転時に係る手順等

(1) 代替再循環運転

a. Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

b. Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプによる高圧代替再循環運転

c. Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

d. Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

1.13.2.5 使用済燃料ピットへの水の供給時に係る手順等

(1) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

(2) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水

(3) Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水

(4) １次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

(5) 海水から使用済燃料ピットへの注水

(6) その他の手順項目にて考慮する手順

1.13.2.6 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水に係る手順等

(1) 送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ

(2) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

1.13.2.7 炉心の著しい損傷及び格納容器の破損時の格納容器及びアニュラス部への放水に係る手順等

(1) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1. 「設計基準事故の収束に必要な水源とは別に、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a) 想定される重大事故等の収束までの間、十分な量の水を供給できる手順等を整備すること。

b) 複数の代替淡水源（貯水槽、ダム又は貯水池等）が確保されていること。

c) 海を水源として利用できること。

d) 各水源からの移送ルートが確保されていること。

e) 代替水源からの移送ホース及びポンプを準備しておくこと。

f) 水の供給が中断することがないよう、水源の切替え手順等を定めること。

重大事故等が発生した場合において、設計基準事故の収束に必要な水源とは別に重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を有する水源を確保することに加えて、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.13.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）が必要である場合に設計基準事故の収束に必要な水源として復水タンクを設置し、炉心注水及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）スプレイが必要である場合に設計基準事故の収束に必要な水源として燃料取替用水タンクを設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故の収束に必要な水源が枯渇又は破損した場合は、その機能を代替するために、各水源が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.13.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

格納容器（格納容器再循環サンプ）を水源として、炉心注水を行う設備として余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプを設置している。これらの再循環設備が機能喪失した場合の対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.13.1図）。

使用済燃料ピットへの水の補給機能が喪失した場合及び大量の水の漏えいが発生した場合の対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.13.1図）。

格納容器及びアニュラス部に放水する場合の対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十六条及び技術基準規則第七十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にす

る。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）、炉心注水、格納容器スプレイ、再循環運転及び使用済燃料ピットへの供給に使用する設備の機能喪失を想定する。

設計基準事故の収束に必要な水源に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.13.1表～第1.13.6表に示す。

a. 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、蒸気発生器２次側への注水手段の水源となる復水タンクが枯渇又は破損した場合は、代替手段として、復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替、海水を用いた２次系純水タンクへの補給、復水タンクから脱気器タンクへの水源切替、復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）、復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）、１次冷却系のフィードアンドブリード、２次系純水タンクから復水タンクへの補給、淡水タンクから復水タンクへの補給、A、B淡水タンクから復水タンクへの補給及び海水を用いた復水タンクへの補給による重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

・ ２次系純水タンク
・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ

海水を用いた２次系純水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 消防ポンプ

復水タンクから脱気器タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

・ 脱気器タンク
・ 主給水ポンプ
・ 蒸気発生器水張りポンプ

復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）に使用する設備は以下のとおり。

・ 海水ポンプ
・ 電動補助給水ポンプ
・ タービン動補助給水ポンプ

復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ タービン動補助給水ポンプ
・ 軽油用ドラム缶

１次冷却系のフィードアンドブリードに使用する設備は以下のとおり。

・ 燃料取替用水タンク
・ 充てん／高圧注入ポンプ

・ 加圧器逃がし弁

２次系純水タンクから復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ ２次系純水タンク
・ ２次系純水ポンプ

淡水タンクから復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。（「淡水タンク」は、Ａ、Ｂ淡水タンク及びＮｏ．１、２淡水タンクの総称。）

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ

Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ 消防ポンプ

海水を用いた復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、送水車、タービン動補助給水ポンプ、軽油用ドラム缶、燃料取替用水タンク、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ２次系純水タンク、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ

  水源である２次系純水タンクは耐震性がないものの、健全であれば電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを使用して、蒸気発生器へ継続的に注水を行う代替手段として有効である。

- 消防ポンプ

  補給先である２次系純水タンクは耐震性がないものの、健全であれば蒸気発生器へ継続的に注水を行う代替手段として有効である。

- 脱気器タンク、主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ

  耐震性がないものの、健全であれば主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプを使用して、蒸気発生器へ継続的に注水を行う代替手段として有効である。

- 海水ポンプ、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ

  復水タンク及び燃料取替用水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に蒸気発生器へ注水を行う代替手段として有効である。

- ２次系純水タンク、２次系純水ポンプ

  耐震性がないものの、健全であれば２次系純水ポンプを使用して、復水タンクへ補給を行う代替手段として有効で

ある。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ、復水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、消防ポンプ

水源であるＡ、Ｂ淡水タンクは耐震性がないものの、健全であれば復水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

b. 炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、炉心注水の水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合は、代替手段として、燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替、海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）、燃料取替用水タンクから海水への水源切替、燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）、１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給、１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給、淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給及び海水を用いた復水タンクへの補給による重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

・ １次系純水タンク
・ １次系純水ポンプ
・ ほう酸タンク
・ ほう酸ポンプ
・ 充てん／高圧注入ポンプ

燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ

燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

・ 復水タンク
・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 充てん／高圧注入ポンプ
・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

燃料取替用水タンクから海水への水源切替に使用する設備は以

下のとおり。

- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）に使用する設備は以下のとおり。

- 海水ポンプ
- 恒設代替低圧注水ポンプ

１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ
- ほう酸タンク
- ほう酸ポンプ

１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

ⅰ．１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ

ⅱ．１次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ

・ 加圧器逃がしタンク
・ 格納容器冷却材ドレンポンプ

２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ ２次系純水タンク
・ ２次系純水ポンプ
・ 使用済燃料ピットポンプ

淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ

復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 復水タンク

海水を用いた復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、復水タンク、恒設代替低圧注水ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、送水車、軽油用ドラム缶、可搬式代替低圧注水

ポンプ及び電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- １次系純水タンク、１次系純水ポンプ、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ

  １次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば炉心注水の代替手段として有効である。

- Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

  消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ、炉心注水の代替手段として有効である。

- 海水ポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ

  燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に原子炉へ注水を行う代替手段として有効である。

- １次系純水タンク、１次系純水ポンプ、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ

  １次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

- １次系純水タンク、１次系純水ポンプ

  １次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへ補給を行う

代替手段として有効である。

・ １次系純水タンク、１次系純水ポンプ、加圧器逃がしタンク、格納容器冷却材ドレンポンプ

　１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

・ ２次系純水タンク、２次系純水ポンプ、使用済燃料ピットポンプ

　２次系純水タンク及び２次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

　消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ、燃料取替用水タンクへ補給を行う代替手段として有効である。

c. 格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水タンクが枯渇又は破損した場合は、代替手段として、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替、海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）、燃料取替用水タンクから海水への水源切替、燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）、１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給、１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給、淡

水タンクから燃料取替用水タンクへの補給、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給及び海水を用いた復水タンクへの補給による重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ、Ｂ淡水タンク
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替に使用する設備は以下のとおり。

- 復水タンク
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）に使用する設備は以下のとおり。

- 送水車
- 軽油用ドラム缶

燃料取替用水タンクから海水への水源切替に使用する設備は以下のとおり。

- 可搬式代替低圧注水ポンプ

・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
・ 送水車

燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）に使用する設備は以下のとおり。

・ 海水ポンプ
・ 恒設代替低圧注水ポンプ
・ 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ １次系純水タンク
・ １次系純水ポンプ
・ ほう酸タンク
・ ほう酸ポンプ

１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

ⅰ．１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

・ １次系純水タンク
・ １次系純水ポンプ

ⅱ．１次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

・ １次系純水タンク
・ １次系純水ポンプ
・ 加圧器逃がしタンク
・ 格納容器冷却材ドレンポンプ

２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用

水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ ２次系純水タンク
・ ２次系純水ポンプ
・ 使用済燃料ピットポンプ

淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク
・ Ｎｏ．１、２淡水タンク
・ 電動消火ポンプ
・ ディーゼル消火ポンプ

復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 復水タンク

海水を用いた復水タンクへの補給に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、復水タンク、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、送水車及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重

大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

　消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ格納容器スプレイの代替手段として有効である。

・ 可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、送水車

　可搬型ホース等の運搬、接続作業その他に時間を要し、燃料取替用水タンクの枯渇に間に合わないが、格納容器スプレイの代替手段であり、長期的な事故収束手段として有効である。

・ 海水ポンプ、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ

　燃料取替用水タンク及び復水タンクのバックアップであり、ディスタンスピース取替え作業に時間を要するが、恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ及び海水ポンプを使用して継続的に格納容器へスプレイを行う代替手段として有効である。

・ １次系純水タンク、１次系純水ポンプ、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ

　１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへの補給を行う代替手段として有効である。

・ １次系純水タンク、１次系純水ポンプ

　１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへの補給を行う代替手段として有効である。

・ １次系純水タンク、１次系純水ポンプ、加圧器逃がしタンク、格納容器冷却材ドレンポンプ

　１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへの補給を行う代替手段として有効である。

・ ２次系純水タンク、２次系純水ポンプ、使用済燃料ピットポンプ

　２次系純水タンク及び２次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば燃料取替用水タンクへの補給を行う代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

　消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ、燃料取替用水タンクへの補給を行う代替手段として有効である。

d. 格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、炉心注水を行うための再循環設備である余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去クーラの機能が喪失した場合は、代替手段として、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）及びＡ内部スプレクーラによる代替再循環運転、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）及び大容量ポンプによる高圧代替再循環運転、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転並びにＡ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転により炉心を冷却する手段がある。

Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転に使用する設備は以下のとおり。

・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）
・ Ａ内部スプレクーラ

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプによる高圧代替再循環運転に使用する設備は以下のとおり。

・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
・ Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）
・ 空冷式非常用発電装置
・ 大容量ポンプ
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 可搬式オイルポンプ
・ 燃料油移送ポンプ

Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転に使用する設備は以下のとおり。

・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）
・ 空冷式非常用発電装置
・ 大容量ポンプ
・ 燃料油貯蔵タンク
・ タンクローリー
・ 可搬式オイルポンプ

・ 燃料油移送ポンプ

Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転に使用する設備は以下のとおり。

・ 格納容器再循環サンプ
・ 格納容器再循環サンプスクリーン
・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、Ａ内部スプレクーラ、Ｂ余熱除去ポンプ(海水冷却)、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ(海水冷却)、空冷式非常用発電装置、大容量ポンプ、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、可搬式オイルポンプ及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、格納容器再循環サンプを水源とする再循環設備に対して、代替再循環設備等により、多重性又は多様性を確保することで、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水)、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン

冷却水の供給設備であるチラーユニットは耐震性がないものの、冷水系が健全であれば再循環運転の代替手段として有効である。

e. 使用済燃料ピットへの水の供給時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合は、２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水、淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水、Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水、１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水及び海水から使用済燃料ピットへの注水により重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水に使用する設備は以下のとおり。

- ２次系純水タンク
- ２次系純水ポンプ

淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ、Ｂ淡水タンク
- Ｎｏ．１、２淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水に使用する設備は以下のとおり。

- Ａ、Ｂ淡水タンク
- 消防ポンプ

１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水に使用する設備は以下のとおり。

- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ

海水から使用済燃料ピットへの注水に使用する設備は以下のとおり。

・ 送水車
・ 軽油用ドラム缶

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、送水車及び軽油用ドラム缶は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・ ２次系純水タンク、２次系純水ポンプ

２次系純水タンク及び２次系純水ポンプは耐震性がないものの、健全であれば２次系純水ポンプを使用して、使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、Ｎｏ．１、２淡水タンク、電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

・ Ａ、Ｂ淡水タンク、消防ポンプ

水源であるＡ、Ｂ淡水タンクは耐震性がないものの、健全であれば使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

・ １次系純水タンク、１次系純水ポンプ

１次系純水タンク及び１次系純水ポンプは耐震性がな

いものの、健全であれば1次系純水ポンプを使用して、使用済燃料ピットへの注水を行う代替手段として有効である。

f. 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい等の発生により使用済燃料ピットの機能が喪失した場合は、使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水により重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイに使用する設備は以下のとおり。

- 送水車
- 軽油用ドラム缶
- スプレイヘッダ

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水に使用する設備は以下のとおり。

- 大容量ポンプ（放水砲用）
- 放水砲
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、送水車、軽油用ドラム缶、スプレイヘッダ、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃

料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。

g. 炉心の著しい損傷及び格納容器の破損時の格納容器及びアニュラス部への放水の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等により、炉心の著しい損傷、格納容器及びアニュラス部の破損のおそれがある場合は、格納容器及びアニュラス部への放水により重大事故等の収束に必要となる十分な水量を確保する手段がある。

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水に使用する設備は以下のとおり。

- 大容量ポンプ（放水砲用）
- 放水砲
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水に使用する設備に選定した、大容量ポンプ（放水砲用）、放水砲、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に対して重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を供給する。

h. 手順等

上記のa. 、b. 、c. 、d. 、e.、f.及び g.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.13.7表、第1.13.8表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順等に定める（第1.13.1表～第1.13.6表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.13.2 重大事故等時の手順等

1.13.2.1 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等

(1) 復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失した場合、復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、復水タンク水位計指示値が低下し補助給水ポンプ吸込管が露出する水位0.95mとなるまでに、

２次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

b. 操作手順

復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.2図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で２次系純水タンク供給弁を開操作し、復水タンク供給弁を閉操作することで、水源切替えを実施する。

③ 運転員等は、中央制御室で２次系純水タンク水位等により、水源切替え後に２次系純水タンク等に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施し、所要時間は約3分と想定する。

(2) 海水を用いた２次系純水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替後、２次系純水タンクを水源とした蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に２次系純水タンクの水位が低下し、補給が必要であることを確認した場合、海水を水源とした消防ポンプにより２次系純水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、２次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

b. 操作手順

海水を用いた２次系純水タンクへの補給手順の概要は以下のとお

り。概略系統を第1.13.3図に、タイムチャートを第1.13.4図、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.5図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ海水を用いた２次系純水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、海水を用いた２次系純水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、消防ポンプ、可搬型ホース等を準備し、車両等にて所定の位置に移動する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプ、可搬型ホースを２次系純水タンクまで敷設するとともに、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 当直課長は、復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替が実施され、２次系純水タンクの水位が低下し、補給が必要であることを確認した場合に、発電所対策本部長へ海水を用いた２次系純水タンクへの補給開始を指示する。なお、補給開始は、２次系純水タンクの水位低警報発信から 300m^3 に低下するまでに実施する。

⑥ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、海水を用いた２次系純水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの起動及び系統構成を実施し、２次系純水タンクへの補給を開始する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの運転状態及び２次系純水タンク水位を確認し、２次系純水タンクへの補給を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの運転状態及び送水状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、消防ポンプは約 66 分の運転が可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて緊急安全対策要員6名により作業を実施し、所要時間は約3.5時間と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

また、２次系純水タンクへの補給時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

海水取水時には、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく、２次系純水タンクへ補給を実施することができる。

(3) 復水タンクから脱気器タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、２次系純水タンクが破損等により機能喪失した場合、脱気器タンクへの水源切替えを行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断し、さらに２次系純水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、脱気器タンクの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

また、海水を用いた２次系純水タンクへの補給後、脱気器タンクの水位が確保され、使用できることを確認した場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1 (2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備す

る。

なお、水源切替開始は、２次系純水タンク使用中の場合、２次系純水タンクの水位低警報発信から300m^{3}に低下するまでに実施する。

(4) 復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、脱気器タンクが破損等により機能喪失した場合、海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給への水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断し、さらに脱気器タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、海水ポンプの電源が健全であり、運転中であることを確認できた場合。

b. 操作手順

復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.6図に、タイムチャートを第1.13.7図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の準備作業を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の準備作業の開始を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で海水ポンプ出口ラインと補助給水ポンプ入口ラインのディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

④ 当直課長は、運転員等に海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給が可能になれば、供給の開始を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で緊急安全対策要員にディスタンスピースの取替えが完了したことを確認し、海水ポンプ出口ラインから補助給水ポンプ入口ラインへの通水のための系統構成を行い、補助給水ポンプへ供給を実施する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で海水ヘッダ圧力等により、海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給が実施されていることを確認する。

⑦ 当直課長は、運転員等に電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプの起動操作開始を指示する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを起動する。

⑨ 運転員等は、中央制御室での補助給水流量等の監視により、電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約96分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(5) 復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、海水ポンプを用

いた補助給水ポンプ直接供給による蒸気発生器への注水ができない場合、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給への水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した場合。

b. 操作手順

復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.8図に、タイムチャートを第1.13.9図に、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.20図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の準備作業を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の準備作業を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の準備作業の開始を指示する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、送水車、可搬型ホース等を準備し、車両等にて所定の位置に移動する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、可搬型ホース等を補助給水ポンプ入口ラインまで敷設するとともに、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置し、直接供給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑥ 運転員等は、現場で送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水の系統構成を実施する。

⑦ 当直課長は、海水ポンプから補助給水ポンプへの直接供給による蒸気発生器への注水が不可能であることを確認し、発電所対策本部長へ送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給開始を指示する。

⑧ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給開始を指示する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で補助給水ポンプ入口ライン弁を開操作し、送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給を開始する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態を確認し、送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑫ 発電所対策本部長は、当直課長に送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給を開始したことを報告する。

⑬ 当直課長は、運転員等にタービン動補助給水ポンプの起動操作開始を指示する。

⑭ 運転員等は、中央制御室でタービン動補助給水ポンプを起動する。

⑮ 運転員等は、中央制御室での補助給水流量等の監視により、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

⑯ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態及び送水状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、送水車は約 5.5 時間の運転が可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名及び緊急安全対策要員5名により作業を実施し、所要時間は約2.1時間と

想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

また、送水車からタービン動補助給水ポンプへの直接供給時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

海水取水時には、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく、タービン動補助給水ポンプへ直接供給を実施することができる。

(6) １次冷却系のフィードアンドブリード

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側への注水機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉に注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により格納容器内部へ１次冷却材を放出する操作を組み合わせた１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

復水タンクが水源として使用できず、その他の水源への切替えによる蒸気発生器２次側への注水機能が喪失し、蒸気発生器水位低下によりすべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位に達した際に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1 (1)「１次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。

(7) ２次系純水タンクから復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、２次系純水タンクから復水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し、水位低警報が発信した際に、２次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

２次系純水タンクから復水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.10図に、タイムチャートを第1.13.11図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に２次系純水タンクから復水タンクへの補給を指示する。

② 運転員等は、現場で２次系純水ポンプを起動し２次系純水タンクから復水タンクへの補給を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室で復水タンク及び２次系純水タンク水位等により、復水タンクへの補給に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約12分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(8) 淡水タンクから復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し続け、補給が必要であることを確認

した場合、淡水タンクから復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位低警報が発信し、さらに２次系純水タンクの水位低警報等により復水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、２次系純水タンクから復水タンクへの補給後、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

淡水タンクから復水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.12図に、タイムチャートを第1.13.13図に、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.14図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ淡水タンクを水源とした消火栓による復水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、淡水タンクを水源とした消火栓による復水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、可搬型ホースを準備し、車両等にて移動する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で消火栓から復水タンクまで可搬型ホースを敷設し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 当直課長は、復水タンク水位等を確認し、発電所対策本部長へ淡水タンクを水源とした消火栓による復水タンクへの補給開始を指示する。なお、補給開始は、２次系純水タンクからの補給中の場合、２次系純水タンクの水位低警報発信から 300m^3 に低下す

るまでに実施する。

⑥ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、淡水タンクを水源とした消火栓による復水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で消火栓開閉弁を開操作する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンクドレン弁を開操作し、復水タンクへの補給を開始する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク水位を確認し、復水タンクへの補給を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて緊急安全対策要員4名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

また、復水タンクへの補給時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

(9) Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し続け、補給が必要であることを確認した場合、Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位低警報が発信し、さらにＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報等により復水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、Ｎｏ．１、２淡水タンクから復水タンクへの補給後、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.15図に、タイムチャートを第1.13.16図、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.17図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へＡ、Ｂ淡水タンクを水源とした消防ポンプによる復水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、Ａ、Ｂ淡水タンクを水源とした消防ポンプによる復水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、消防ポンプ、可搬型ホース等を準備し、車両等にて所定の位置に移動する。

④ 緊急安全対策要員は、現場でＡ、Ｂ淡水タンクから復水タンクまで消防ポンプ、可搬型ホース等を敷設し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 当直課長は、復水タンク水位等を確認し、発電所対策本部長へＡ、Ｂ淡水タンクを水源とした消防ポンプによる復水タンクへの補給開始を指示する。なお、補給開始はＮｏ．１、２淡水タンクからの補給中の場合、Ｎｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信から800 m^3に低下するまでに実施する。

⑥ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、Ａ、Ｂ淡水タンクを水源とした消防ポンプによる復水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプを起動する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンクドレン弁を開操作し、復水タンクへの補給を開始する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの運転状態及び復水タンク水位を確認し、復水タンクへの補給を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で消防ポンプの運転状態及び送水状態

を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、消防ポンプは約 66 分の運転が可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて緊急安全対策要員6名により作業を実施し、所要時間は約3.5時間と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

また、復水タンクへの補給時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

(10) 海水を用いた復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位が低下し続け、補給が必要であることを確認した場合、海水を水源とした送水車により復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に復水タンクの水位低警報が発信し、さらに２次系純水タンクの水位低警報等により復水タンクへの補給ができない場合、若しくは、２次系純水タンクから復水タンクへの補給を開始した場合。

また、全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

海水を用いた復水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.18図に、タイムチャートを第1.13.19図、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.20図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ海

水を用いた復水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、海水を用いた復水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で資機材の保管場所へ移動し、送水車、可搬型ホース等を準備し、車両等にて所定の位置に移動する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で送水車、可搬型ホース等を復水タンク又は補助給水ポンプ入口ラインまで敷設するとともに、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑤ 当直課長は、復水タンクへの補給手段として淡水源が使用不可能であることを確認し、発電所対策本部長へ海水を用いた復水タンクへの補給開始を指示する。なお、補給開始はＡ、Ｂ淡水タンクからの補給中の場合、Ａ、Ｂ淡水タンクの水位低警報発信から 800 m^3 に低下するまでに実施する。

⑥ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、海水を用いた復水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で送水車を起動する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンクドレンライン弁又は補助給水ポンプ入口ライン弁を開操作し、復水タンクへの補給を開始する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態及び復水タンク水位を確認し、海水を用いた復水タンクへの補給を開始したことを発電所対策本部長へ報告する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で送水車の運転状態及び送水状態を継続して監視し、定格負荷運転時における給油間隔を目安に燃料の給油を実施する（燃料を給油しない場合、送水車は約 5.5 時間の運転が可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて緊急安全対策要員5名により作業を実施し、

所要時間は約2時間と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は外気温度と同程度である。

また、復水タンクへの補給時に構内のアクセス状況を考慮して可搬型ホースを敷設し、移送ルートを確保する。

海水取水時には、可搬型ホース先端にストレーナを付け、水面より低く着底しない位置に設置することで、漂流物を吸い込むことなく、復水タンクへ補給を実施することができる。

(11) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5 (2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(12) 優先順位

重大事故等の発生において、蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給手段として、以上の手段を用いて、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水源の確保を図る。

復水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合の供給については、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプへの直接供給の準備を開始するとともに、短時間で復水タンクの代替水源として確保できることから、２次系純水タンクを優先して使用することとし、２次系純水タンクの水位が低下すれば、海水を用いた２次系純水タンクへの補給を実施する。復水タンクから２次系純水タンクへ切り替える際については補助給水ポンプを停止することなく切替えを行う。

次に２次系純水タンクが水源として使用不可能な場合については、脱気器タンクを水源とした蒸気発生器への注水を行う。次に海水ポンプを

用いた補助給水ポンプ直接供給により蒸気発生器への注水を行う。海水ポンプを用いた直接供給ができない場合は、送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給により蒸気発生器への注水を行う。蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）中に、すべての水源が使用不可能で蒸気発生器水位が低下した場合には、１次冷却系のフィードアンドブリードを行う。

また、復水タンクが使用可能であり、枯渇するおそれがある場合については、短時間で復水タンクの代替水源として確保できることから、交流動力電源が健全である場合は２次系純水タンクを優先して使用する。全交流動力電源が喪失し、２次系純水タンクが使用不可能であれば、淡水タンクを水源とする消火設備から復水タンクへの補給を実施するが、構内で火災が発生している場合において消火設備は、重大事故等時の対応よりも消火活動に優先して使用する。次に淡水タンクを水源とする消火設備から復水タンクへの補給が使用不可能であれば、Ａ、Ｂ淡水タンクから消防ポンプによる復水タンクへの補給を実施する。これらのタンクの水量は有限であるが、当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないようにし、最終的には海水に水源を切り替えることで水の供給が中断することはなく、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。なお、海水を使用する際の取水箇所及び敷設ルートは、複数設定したルートのうち、現場の状況を確認し、アクセス性の良いルートを優先する。

また、淡水又は海水を復水タンクへ補給することにより、継続的な蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）を成立させる。なお、復水タンクの保有水量は513m^{3}以上に管理する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.13.21図に示す。

1.13.2.2 炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等

(1) 燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、1 次系純水タンク及びほう酸タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.22図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で１次系純水タンク供給弁及びほう酸タンク供給弁を開操作し、燃料取替用水タンク供給弁を閉操作することで、水源切替えを実施する。

③ 運転員等は、中央制御室で１次系純水タンク及びほう酸タンク水位等により、水源切替え後に１次系純水タンク及びほう酸タンクに異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名により実施し、所要時間は約9分と想定する。

(2) 燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクからＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により、さらに１次系純水タンク及びほう酸タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替後、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替操作は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

なお、１次系純水タンク及びほう酸タンクを使用中の場合、１次系純水タンク及びほう酸タンクの水位異常低警報が発信すれば水源切替えを開始する。

(3) 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.23図に、タイムチャートを第1.13.24図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替え及び復水タンク出口ライン水張りベンティング用可搬型ホースの取付けを実施し、水源切替準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

④ 当直課長は、運転員等に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で系統水張りを実施する。

⑥ 当直課長は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信等により、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替ができない場合、又はＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクを使用中は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信から 800 m^3 に低下するまでに、復水タンクを蒸気発生器による炉心冷却の水源として使用していないことを確認し、運転員等へ燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替開始を指示する。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンクから復水

タンクへの水源切替及び炉心注水のための系統構成を実施する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ又は充てん／高圧注入ポンプを起動する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で恒設代替低圧注水ポンプ又は充てん／高圧注入ポンプの運転状態及び復水タンク水位等により、水源切替え後に復水タンク等に異常がないことを確認する。恒設代替低圧注水ポンプを起動する場合には空冷式非常用発電装置が起動していることを確認し、起動していなければ、空冷式非常用発電装置を起動後に恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約2.5時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替え等については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(4) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替後、海水を水源とした送水車による復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

1.13.2.1 (10)と同様。

なお、補給開始は、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を開始後実施する。

(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから海水への水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により、さらに復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替及び燃料取替用水タンクへの補給ができない場合。

また、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を実施した場合又は復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施した場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから海水への水源切替操作は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (1)a.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

なお、復水タンクを使用中の場合、海水を用いた復水タンクへの補給ができず、復水タンク水位低警報等により使用できないことを判断した場合に実施する。

(6) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給による水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

炉心注水中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により、さらに復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替及び燃料取替用水タンクへの補給ができない場合に、海水ポンプの電源が健全であり、運転中であることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.25図に、タイムチャートを第1.13.26図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給の準備を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給の準備の開始を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給の準備の開始を指示する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

⑤ 運転員等は、現場で緊急安全対策要員に海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間のディスタンスピース取替えが完了したことを確認し、海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間の系統構成を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインと燃料取替用水タンク出口ライン間のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替え、発電所対策本部長へ報告する。

⑦ 発電所対策本部長は、当直課長に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給の準備が完了したことを報告し、直接供給の開始を指示する。

⑧ 当直課長は、運転員等に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給の開始を指示する。

⑨ 運転員等は、現場で緊急安全対策要員に復水タンク出口ラインと燃料取替用水タンク出口ライン間のディスタンスピース取替えが完了したことを確認し、復水タンク出口ラインと燃料取替用水タンク出口ライン間の系統構成を行い、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの海水供給を実施する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で海水ヘッダ圧力等により、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプへの直接供給が実施されていることを確認する。

⑪ 当直課長は、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水開始を指示する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水のための系統構成を実施する。

⑬ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態及び海水ヘッダ圧力等により､海水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。恒設代替低圧注水ポンプを起動する場合には空冷式非常用発電装置が起動していることを確認し、起動していなければ、空冷式非

常用発電装置を起動後に恒設代替低圧注水ポンプを起動する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約3.9時間と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(7) １次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、１次系純水タンク水及びほう酸タンク水の混合によるほう酸水を燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、１次系純水タンク及びほう酸タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.27図に、タイムチャートを第1.13.28図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に１次系純水

タンク水及びほう酸タンク水の混合によるほう酸水の燃料取替用水タンクへの補給を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で１次系純水ポンプ及びほう酸ポンプの運転状態を確認又は起動し、中央制御室及び現場にて１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給ラインの系統構成を行い、１次系純水タンク水及びほう酸タンク水の混合によるほう酸水の燃料取替用水タンクへの補給を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位により、燃料取替用水タンクへの補給が実施されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約25分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(8) １次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

a. １次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、ほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、１次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タン

クへの補給後、1次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

(b) 操作手順

1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.29図に、タイムチャートを第1.13.30図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給準備を指示する。

② 運転員等は、現場で1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給のための系統構成を実施する。

③ 当直課長は、運転員等に1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給開始を指示する。なお、補給開始は、1次系純水タンク及びほう酸タンクからの補給中の場合、ほう酸タンクの水位異常低警報が発信するまでに実施する。

④ 運転員等は、現場で1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給を実施する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位等により、燃料取替用水タンクへの補給が実施されていることを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約48分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. １次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、ほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、１次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できたが、使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給ができない場合。

また、１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、１次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できたが、使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給ができない場合。

(b) 操作手順

１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの加圧器逃がしタンク経由の補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.31図に、タイムチャートを第1.13.32図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの加圧器逃がしタンク経由の補給準備を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの加圧器逃がしタンク経由の補給のための系統構成を実施する。

③ 当直課長は、運転員等に１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの加圧器逃がしタンク経由の補給開始を指示する。なお、補給開始は、１次系純水タンク及びほう酸タンクからの補給中の場合、ほう酸タンクの水位異常低警報が発信するまでに実施する。

④ 運転員等は、中央制御室で１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの加圧器逃がしタンク経由の補給を実施する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位等により、燃料取替用水タンクへの補給が実施されていることを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約41分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(9) ２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、２次系純水タンクから使用済燃料ピット経由によりほう酸水を燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、１次系純水タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪

失を判断した際に、２次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、２次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由したほう酸水の燃料取替用水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.33図に、タイムチャートを第1.13.34図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に２次系純水タンクから使用済燃料ピット経由によるほう酸水を水源とした燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

② 運転員等は、現場で２次系純水タンクから使用済燃料ピット経由による燃料取替用水タンクへの補給のための系統構成を実施する。

③ 当直課長は、運転員等に２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給を指示する。なお、補給開始は、１次系純水タンクからの補給中の場合、１次系純水タンクの水位異常低警報が発信するまでに実施する。

④ 運転員等は、現場で２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で使用済燃料ピット水位及び燃料取替用水タンク水位により、燃料取替用水タンクへの補給に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約38分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(10) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、A、B淡水タンク又はNo.1、2淡水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、2次系純水タンク水位低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、火災の発生がなく、A、B淡水タンク又はNo.1、2淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、2次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、火災の発生がなく、A、B淡水タンク又はNo.1、2淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.35図に、タイムチャートを第1.13.36図、可搬型ホース敷設ルートを第1.13.37図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に淡水タンクを水源とした消火栓による燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

② 運転員等は、現場で資機材の保管場所へ移動し、可搬型ホースを準備し、可搬型ホースを敷設する。

③ 当直課長は、燃料取替用水タンク水位を確認し、運転員等へ淡水タンクを水源とした消火栓による燃料取替用水タンクへの補給開始を指示する。なお、補給開始は、2次系純水タンクからの補給中の場合、2次系純水タンクの水位低警報発信から300m^{3}に低下するまでに実施する。

④ 運転員等は、現場で消火栓開閉弁を開操作し、消火栓を使用した補給を開始する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位の上昇を確認し、燃料取替用水タンクへの補給が行われていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約35分と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(11) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、１次系純水タンク又はほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合、若しくは、１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給を開始後、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給の手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.38図に、タイムチャートを第1.13.39図

に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替え及び復水タンク出口ライン水張りベンティング用可搬型ホースの取付けを実施し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

④ 当直課長は、運転員等に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で系統水張りを実施する。

⑥ 当直課長は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信等により、淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給ができない場合、又はＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクからの補給中は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信から 800m^3 に低下するまでに、復水タンクを蒸気発生器による炉心冷却の水源として使用していないことを確認し、運転員等へ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 運転員等は、現場で復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給のための系統構成を実施し、燃料取替用水タンクへの補給を開始する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位等により、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に異常がないことを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約2.2時間と

想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替え等については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(12) 海水を用いた復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、炉心注水により炉心冷却を実施するが、炉心注水中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給実施後、海水を水源とした送水車により復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続及び再循環運転による炉心注水不能時において、1次系純水タンク又はほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合、若しくは、1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給を開始後、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

1.13.2.1 (10)と同様。

なお、補給開始は、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を開始後実施する。

(13) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保

に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5 (2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、 1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(14) 優先順位

重大事故等の発生において、炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給手段として、以上の手段を用いて、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水源の確保を図る。

燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合については、燃料取替用水タンクからの水源切替を実施し、ほう酸水であり、早期に燃料取替用水タンクの代替水源として使用可能であることから、１次系純水タンク及びほう酸タンクを優先して使用する。次にほう酸タンクの破損等によりほう酸補給系が使用不可能である場合は、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替を実施するが、構内で火災が発生している場合において消火設備は、重大事故等時の対応よりも消火活動に優先して使用する。次に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を実施する。

なお、復水タンクを水源として使用すると判断した場合は、復水タン

クへの補給準備を並行して実施する。

復水タンクも使用できない場合は、海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給への水源切替による代替炉心注水又は可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。

燃料取替用水タンクが水源として使用可能な場合については燃料取替用水タンクへの補給を実施し、ほう酸水であり、早期に燃料取替用水タンクの代替水源として使用可能であることから、1次系純水タンク及びほう酸タンクを優先して使用する。次にほう酸タンクの破損等によりほう酸補給系が使用不可能で1次系純水タンクが使用可能である場合は、1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施する。次に1次系純水タンクが使用不可能であれば、2次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由させて燃料取替用水タンクへ補給する。次に淡水タンクを水源とする消火設備による補給を実施するが、構内で火災が発生している場合において消火設備は、重大事故等時の対応よりも消火活動に優先して使用する。次に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施する。

なお、復水タンクの水を燃料取替用水タンクへ補給すると判断した場合は、復水タンクへの補給準備を並行して実施する。

これらのタンクの水量は有限であるが、当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないように、最終的には海水から取水することで水の供給が中断することなく、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。

また、淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替と復水タンクへの海水補給、又は可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水により、継続的な炉心注水及び代替炉心注水を成立させる。なお、燃料取替用水タンクの保有水量は1,325m^3以上に管理する。

以上の炉心注水時に使用する水源に係る手順のフローチャートを第1.13.40図に示す。

1.13.2.3 格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等

(1) 燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、火災の発生がなく、A、B淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替操作は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1 (1)b.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

(2) 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使

用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.41図に、タイムチャートを第1.13.42図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替え及び復水タンク出口ライン水張りベンティング用可搬型ホースの取付けを実施し、水源切替準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

④ 当直課長は、運転員等に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替準備を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で系統水張りを実施する。

⑥ 当直課長は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信等により、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替ができない場合、又はＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクを使用中は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信から 800m^3 に低下するまでに、運転員等へ燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替開始を指示する。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替及び格納容器スプレイのための系統構成を実施する

⑧ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

⑨ 運転員等は、中央制御室及び現場で恒設代替低圧注水ポンプ又は

原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態及び復水タンク水位等により、水源切替え後に復水タンク等に異常がないことを確認する。恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する場合には空冷式非常用発電装置が起動していることを確認し、起動していなければ、空冷式非常用発電装置を起動後に恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約2.5時間と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替え等については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(3) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替後、海水を水源とした送水車により復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

1.13.2.1(10)と同様。

なお、補給開始は、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を開始後実施する。

(4) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能が喪失した場合、燃料取替用水タンクから海水への水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により判断した場合。

また、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施した場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから海水への水源切替操作は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1 (1)b.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。

なお、復水タンクを使用中の場合、海水を用いた復水タンクへの補給ができず、復水タンク水位低警報等により使用できないことを判断した場合に実施する。

(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクが枯渇、破損等により機能喪失し供給できない場合、燃料取替用水タンクから海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給への水源切替を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの枯渇又は破損を水位異常低警報等により、さらに復水タンクの枯渇又は破損を水位低警報等により判断した際に、燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替及び燃料取替用水タンクへの補給ができない場合に、海水ポンプの電源が健全であり、運転中であることを確認できた場合。

b. 操作手順

燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）の概要は以下のとおり。また、概略系統を第1.13.43図に、タイムチャートを第1.13.44図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給の準備を指示する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給の準備の開始を指示する。

③ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給の準備の開始を指示する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替える。

⑤ 運転員等は、現場で緊急安全対策要員に海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間のディスタンスピース取替えが完了したことを確認し、海水ポンプ出口ラインと復水タンク出口ライン間の系統構成を行う。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインと燃料取替用

水タンク出口ライン間のディスタンスピースを閉止用から通水用に取り替え、発電所対策本部長へ報告する。

⑦ 発電所対策本部長は、当直課長に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給の準備が完了したことを報告し、直接供給の開始を指示する。

⑧ 当直課長は、運転員等に海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給の開始を指示する。

⑨ 運転員等は、現場で緊急安全対策要員に復水タンク出口ラインと燃料取替用水タンク出口ライン間のディスタンスピース取替えが完了したことを確認し、復水タンク出口ラインと燃料取替用水タンク出口ライン間の系統構成を行い、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの海水供給を実施する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で海水ヘッダ圧力等により、海水ポンプから恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプへの直接供給が実施されていることを確認する。

⑪ 当直課長は、運転員等に恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始を指示する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプによる代替格納容器スプレイのための系統構成を実施する。

⑬ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算等により、恒設代替低圧注水ポンプの運転状態及び海水ヘッダ圧力等により､海水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。又は原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算等により、原子炉下部キャビティ注水ポンプの運転状態及び海水ヘッダ圧力等

により、海水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する場合には空冷式非常用発電装置が起動していることを確認し、起動していなければ、空冷式非常用発電装置を起動後に恒設代替低圧注水ポンプ又は原子炉下部キャビティ注水ポンプを起動する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約3.9時間と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。ディスタンスピース取替えについては速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(6) 1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、1次系純水タンク水及びほう酸タンク水の混合によるほう酸水を燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、1次系純水タンク及びほう酸タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

1.13.2.2 (7)と同様。

(7) 1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

a. 1次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、ほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、1次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、1次系純水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

(b) 操作手順

1.13.2.2 (8)a.と同様。

b. 1次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、ほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を

判断した際に、1次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できたが、使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給ができない場合。

また、1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、1次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できたが、使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給ができない場合。

(b) 操作手順

1.13.2.2 (8)b.と同様。

(8) 2次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、2次系純水タンクから使用済燃料ピット経由によりほう酸水を燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、1次系純水タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、2次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、2次系純水タンク等の水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

1.13.2.2 (9)と同様。

(9) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、淡水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、２次系純水タンク水位低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、２次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給後、火災の発生がなく、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

b. 操作手順

1.13.2.2 (10)と同様。

(10) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、１次系純水タンク又はほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合、若しくは、１次系純水タンク及びほう

酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給を開始後、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給の手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.13.38図に、タイムチャートを第1.13.39図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で復水タンク出口ラインの通水用ディスタンスピース取替え及び復水タンク出口ライン水張りベンティング用可搬型ホースの取付けを実施し、補給準備が完了したことを発電所対策本部長へ報告する。

④ 当直課長は、運転員等に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給準備を指示する。

⑤ 運転員等は、現場で系統水張りを実施する。

⑥ 当直課長は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信等により、淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給ができない場合、又はＡ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクからの補給中は、Ａ、Ｂ淡水タンク又はＮｏ．１、２淡水タンクの水位低警報発信から 800m^3 に低下するまでに、運転員等へ復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給開始を指示する。

⑦ 運転員等は、現場で復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給のための系統構成を実施し、燃料取替用水タンクへの補給を開始する。

⑧ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位等により、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給に異常がないことを確

認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等2名及び緊急安全対策要員3名により作業を実施し、所要時間は約2.2時間と想定する。

円滑に作業できるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

ディスタンスピース取替え等については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。

(11) 海水を用いた復水タンクへの補給

重大事故等の発生時において、早期に炉心損傷に至ると判断した場合は、格納容器スプレイを実施するが、格納容器スプレイ中に燃料取替用水タンクの水位が低下し、補給が必要な場合、復水タンクから燃料取替用水タンクへ補給実施後、海水を水源とした送水車による復水タンクに補給する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

格納容器スプレイ中の再循環運転不能時において、1次系純水タンク又はほう酸タンク水位異常低警報等により燃料取替用水タンクへの補給機能喪失を判断した際に、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合、若しくは、1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給を開始後、復水タンクの水位が確保され、使用できることを確認できた場合。

また、全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

1.13.2.1(10)と同様。

なお、補給開始は、復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を

開始後実施する。

(12) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5 (2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(13) 優先順位

重大事故等の発生において、格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給手段として、以上の手段を用いて、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水源の確保を図る。

燃料取替用水タンクの枯渇、破損等が発生し水源として使用不可能な場合については、早期に燃料取替用水タンクの代替水源として使用可能であることから、燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替を優先するが、構内で火災が発生している場合において消火設備は、重大事故等時の対応よりも消火活動に優先して使用する。次に燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替を実施する。

なお、復水タンクを水源として使用すると判断した場合は、復水タンクへの補給準備を並行して実施する。

復水タンクも使用できない場合は、海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給への水源切

替による代替格納容器スプレイ又は可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

燃料取替用水タンクが水源として使用可能な場合については燃料取替用水タンクへの補給を実施し、ほう酸水であり、早期に燃料取替用水タンクの代替水源として使用可能であることから、1次系純水タンク及びほう酸タンクを優先して使用する。次にほう酸タンクの損傷等によりほう酸補給系が使用不可能で1次系純水タンクが使用可能である場合は、1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施する。1次系純水タンクが使用不可能であれば次に2次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施する。次に淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施するが、構内で火災が発生している場合において消火設備は、重大事故等時の対応よりも消火活動に優先して使用する。次に復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給を実施する。

なお、復水タンクの水を燃料取替用水タンクへ補給すると判断した場合は、復水タンクへの補給準備を並行して実施する。

これらのタンクの水量は有限であるが、当初選択した水源からの送水準備が完了後、引き続き次の水源からの送水準備を開始することで、水源が枯渇しないように、最終的には海水から取水することで水の供給が中断することなく、重大事故等の収束に必要となる十分な量の水を確保する。

また、淡水を燃料取替用水タンクへ補給すること、燃料取替用水タンクから復水タンクへ水源切替と復水タンクへの海水補給、又は可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水により、継続的な格納容器スプレイ及び代替格納容器スプレイを成立させる。なお、燃料取替用水タンクの保有水量は1,325m^{3}以上に管理する。

以上の格納容器スプレイ時に使用する水源に係る手順のフローチャートを第1.13.45図に示す。

1.13.2.4 格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転時に係る手順等

(1) 代替再循環運転

a．Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転

重大事故等の発生により、再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去クーラの故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合に、Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）、Ａ内部スプレクーラにより格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (1)b.(a)「Ａ、Ｂ内部スプレポンプ（ＲＨＲＳ－ＣＳＳ連絡ライン使用）による代替再循環運転」にて整備する。

b．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプによる高圧代替再循環運転

全交流動力電源喪失事象と１次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合に、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転により原子炉を冷却する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (2)b.(a) ⅱ.「Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）及びＢ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転」にて整備する。

c．Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転

全交流動力電源喪失事象と１次冷却材喪失事象が同時に発生し、原子炉冷却機能が喪失した場合に、Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転により原子炉を冷却する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (2)b.(a) ⅰ.「Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転」にて整備する。

d．Ａ余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転

1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合に、A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転により原子炉を冷却する手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (2)b.(b) ｉ.「A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転」にて整備する。

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

大容量ポンプへの燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、 1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

1.13.2.5 使用済燃料ピットへの水の供給時に係る手順等

(1) 2次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合に、2次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水の手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.1 (2)「2次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水」にて整備する。

(2) 淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合に、淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水の手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.1(3)「淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋内消火栓）」及び1.11.2.1(4)「淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水（屋外消火栓）」にて整備する。

(3) Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合に、消防ポンプによるＡ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水の手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.1(5)「Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水」にて整備する。

(4) １次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合に、１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水の手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.1(6)「１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水」にて整備する。

(5) 海水から使用済燃料ピットへの注水

使用済燃料ピットへの水の供給が必要な場合に、海水から使用済燃料ピットへの注水の手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.1(7)「海水から使用済燃料ピットへの注水」にて整備する。

(6) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5 (2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整

備する。

1.13.2.6 使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水に係る手順等

(1) 送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ

使用済燃料ピットから大量の水の漏えいが発生した場合に、送水車及びスプレイヘッダにより海水を使用済燃料ピットへスプレイする手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.2(1)「送水車による使用済燃料ピットへのスプレイ」にて整備する。また、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合に、送水車及びスプレイヘッダにより海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）に放水する手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」のうち、1.12.2.2(1)a.「送水車及びスプレイヘッダによる大気への拡散抑制」にて整備する。

(2) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水

使用済燃料ピットからの大量の水の漏えいが発生した場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ放水する手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.2(2)「大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水」にて整備する。また、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷のおそれがある場合において、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へ海水を放水する手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」のうち、1.12.2.2(1)b.「大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制」にて整備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

送水車への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5 (2)「送水車への燃料補給」にて整備する。

大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

1.13.2.7 炉心の著しい損傷及び格納容器の破損時の格納容器及びアニュラス部への放水に係る手順等

(1) 大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水

重大事故等の発生により、大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲により海水を格納容器及びアニュラス部へ放水を行う手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」のうち、1.12.2.1 (1)a.「大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による大気への拡散抑制」にて整備する。

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

大容量ポンプ（放水砲用）への燃料補給の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用)、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

第 1.13.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給	復水タンク（枯渇又は破損）	復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替	２次系純水タンク	多様性拡張設備		蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			電動補助給水ポンプ※4				
			タービン動補助給水ポンプ				
		海水を用いた２次系純水タンクへの補給	消防ポンプ			蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 海水を用いた２次系純水タンクへの補給のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		復水タンクから脱気器タンクへの水源切替※3	脱気器タンク			蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			主給水ポンプ				
			蒸気発生器水張りポンプ				
		復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）	海水ポンプ※4※5			蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電動補助給水ポンプ※4※5				
			タービン動補助給水ポンプ※5				
		復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）	送水車	重大事故等対処設備	c	蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順 復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			タービン動補助給水ポンプ※5				
			軽油用ドラム缶※2				
		１次冷却系のフィードアンドブリード※3	燃料取替用水タンク		a,b	蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			充てん／高圧注入ポンプ※4				
			加圧器逃がし弁				
	復水タンク（枯渇）	２次系純水タンクから復水タンクへの補給	２次系純水タンク	多様性拡張設備		蒸気発生器２次側による炉心冷却のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			２次系純水ポンプ				
		淡水タンクから復水タンクへの補給	Ａ、Ｂ淡水タンク			淡水タンクから復水タンクへの補給のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給	Ａ、Ｂ淡水タンク			消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給のための手順	
			消防ポンプ				
		海水を用いた復水タンクへの補給	送水車	重大事故等対処設備	a,b	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	
			軽油用ドラム缶※2				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※5 ：蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。
※6 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.2 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器スプレイの
ための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給）（１／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替	１次系純水タンク	多様性拡張設備		原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			１次系純水ポンプ※3				
			ほう酸タンク				
			ほう酸ポンプ※3				
			充てん／高圧注入ポンプ※3				
		燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替※7	Ａ、Ｂ淡水タンク				
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク	重大事故等対処設備	a	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			恒設代替低圧注水ポンプ				
			充てん／高圧注入ポンプ※3				
			空冷式非常用発電装置※2				
			燃料油貯蔵タンク※2				
			可搬式オイルポンプ※2				
			タンクローリー※2				
			燃料油移送ポンプ※2				
		海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	送水車		a	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	
			軽油用ドラム缶※6				
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替※7	可搬式代替低圧注水ポンプ※4		a	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の手順	
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			燃料油貯蔵タンク※5				
			タンクローリー※5				
			燃料油移送ポンプ※5				
			送水車				
			軽油用ドラム缶※6				
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）	海水ポンプ※3	多様性拡張設備		原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			恒設代替低圧注水ポンプ				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※4 ：可搬式代替低圧注水ポンプによる炉心注水の手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ：電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※8 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
ａ：当該条文に適合する重大事故等対処設備　ｂ：37 条に適合する重大事故等対処設備　ｃ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.2 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器スプレイの
ための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給）（２／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇）（ⓐ）	１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給	１次系純水タンク	多様性拡張設備		原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			１次系純水ポンプ※2				
			ほう酸タンク				
			ほう酸ポンプ※2				
		１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	１次系純水タンク １次系純水ポンプ※2				
			１次系純水タンク １次系純水ポンプ※2 加圧器逃がしタンク 格納容器冷却材ドレンポンプ				
		２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給	２次系純水タンク			原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			２次系純水ポンプ				
			使用済燃料ピットポンプ※2				
		淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	Ａ、Ｂ淡水タンク			原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	復水タンク	重大事故等対処設備	a	原子炉圧力容器への注水のための水源を確保するための手順 復水タンク出口配管接続の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
		海水を用いた復水タンクへの補給	送水車		a	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	ＳＡ所達※1
			軽油用ドラム缶※3				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.2 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給、格納容器スプレイの
ための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給）（３／３）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替※5	A、B淡水タンク	多様性拡張設備		格納容器注水のための水源を確保する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	復水タンク	重大事故等対処設備	a,b	格納容器注水のための水源を確保する手順 復水タンク出口配管接続の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			恒設代替低圧注水ポンプ				
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
			空冷式非常用発電装置※3				
			燃料油貯蔵タンク※3				
			可搬式オイルポンプ※3				
			タンクローリー※3		a		
			燃料油移送ポンプ※3				
		海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	送水車		a,b	海水を用いた復水タンクへの補給のための手順	
			軽油用ドラム缶※4				
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替※5	可搬式代替低圧注水ポンプ※6	多様性拡張設備		格納容器注水のための水源を確保する手順 可搬式代替低圧注水ポンプを用いた格納容器スプレイの手順	
			電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）				
			送水車				
		燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）	海水ポンプ※2			格納容器注水のための水源を確保する手順 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）のための手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書 ＳＡ所達※1
			恒設代替低圧注水ポンプ				
			原子炉下部キャビティ注水ポンプ				
	燃料取替用水タンク（枯渇）	ⓐ炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの補給の燃料取替用水タンクの枯渇時に対応する手段に用いる設備と同様					

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※6 ：可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器注水の手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.3 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転	余熱除去ポンプ 又は充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去クーラ	代替再循環運転※6	格納容器再循環サンプ	重大事故等対処設備	a,b	A、B内部スプレポンプを用いた代替再循環運転により原子炉を冷却する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			格納容器再循環サンプスクリーン				
			A、B内部スプレポンプ（RHRS－CSS連絡ライン使用）※2				
			A内部スプレクーラ				
	全交流動力電源 又は 原子炉補機冷却系		格納容器再循環サンプ			B余熱除去ポンプ（海水冷却）を用いた低圧再循環運転により原子炉を冷却する手順 B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びB充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）を用いた高圧再循環運転により原子炉を冷却する手順 大容量ポンプによる原子炉補機冷却系通水の手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
			格納容器再循環サンプスクリーン				
			B余熱除去ポンプ（海水冷却）※4				
			B余熱除去ポンプ（海水冷却）※4 B充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）※4				
			空冷式非常用発電装置※3				
			大容量ポンプ※4				
			燃料油貯蔵タンク※3※5				
			タンクローリー※3※5				
			可搬式オイルポンプ※3				
			燃料油移送ポンプ※3※5		a		
			A余熱除去ポンプ（空調用冷水）※4	多様性拡張設備		空調用冷水ポンプによるA余熱除去ポンプ代替補機冷却により原子炉を冷却する手順	
			格納容器再循環サンプ				
			格納容器再循環サンプスクリーン				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：空冷式非常用発電装置からの給電手順及び燃料補給の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ：代替再循環の手順は「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※5 ：大容量ポンプの燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※6 ：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.4 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（使用済燃料ピットへの水の供給）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットへの水の供給	燃料取替用水タンク（枯渇又は破損）	２次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	２次系純水タンク	多様性拡張設備	a,b	使用済燃料ピットの故障時の対応手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			２次系純水ポンプ				
		淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	Ａ、Ｂ淡水タンク			屋内消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順 屋外消火栓から使用済燃料ピットへの注水手順	ＳＡ所達※1
			Ｎｏ．１、２淡水タンク				
			電動消火ポンプ				
			ディーゼル消火ポンプ				
		Ａ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	Ａ、Ｂ淡水タンク			消防ポンプを用いたＡ、Ｂ淡水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順	
			消防ポンプ				
		１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水※4	１次系純水タンク			１次系純水タンクから使用済燃料ピットへの注水手順	
			１次系純水ポンプ※2				
		海水から使用済燃料ピットへの注水※4	送水車	重大事故等対処設備		送水車を用いた海水から使用済燃料ピットへの注水手順	
			軽油用ドラム缶※3				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※5 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.5 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は
原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
使用済燃料ピットからの大量の水の漏えい発生時の使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ及び放水	－	送水車による使用済燃料ピット又は原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）へのスプレイ※4	送水車	重大事故等対処設備	a	送水車を用いた使用済燃料ピットへのスプレイのための手順	ＳＡ所達※1
			軽油用ドラム缶※3				
			スプレイヘッダ				
		大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による原子炉補助建屋（貯蔵槽内燃料体等）への放水※5	大容量ポンプ（放水砲用）		a	原子炉補助建屋への放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順	
			放水砲				
			燃料油貯蔵タンク※2				
			タンクローリー※2				
			燃料油移送ポンプ※2				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：送水車の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※4 ：手順は「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」にて整備する。
※5 ：手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。
※6 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.13.6 表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（格納容器及びアニュラス部への放水）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
格納容器及びアニュラス部への放水	－	大容量ポンプ（放水砲用）及び放水砲による格納容器及びアニュラス部への放水※3	大容量ポンプ（放水砲用）	重大事故等対処設備	a	放水砲・シルトフェンスによる放射性物質拡散抑制手順	ＳＡ所達※1
			放水砲				
			燃料油貯蔵タンク※2				
			タンクローリー※2				
			燃料油移送ポンプ※2				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：大容量ポンプ（放水砲用）の燃料補給に使用する。手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
※3 ：手順は「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.13.7表　重大事故等対処に係る監視計器

1.13　重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等

監視計器一覧（１／１９）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.13.2.1　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="5">(1) 復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>最終ヒートシンクの確保</td><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="5">(2) 海水を用いた２次系純水タンクへの補給</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>最終ヒートシンクの確保</td><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td>水源の確保</td><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="6">(3) 復水タンクから脱気器タンクへの水源切替</td><td rowspan="4">判断基準</td><td>最終ヒートシンクの確保</td><td>・補助給水流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">水源の確保</td><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・脱気器水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td>水源の確保</td><td>・２次系純水タンク水位計</td></tr>
<tr><td colspan="2">「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。</td></tr>
</table>

監視計器一覧（２／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.1　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等			
(4) 復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・脱気器水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
(5) 復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・２次系純水タンク水位計
			・脱気器水位計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
(6) １次冷却系のフィードアンドブリード	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・脱気器水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「１次冷却系のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧（３／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.1　蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等			
(7) ２次系純水タンクから復水タンクへの補給	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
(8) 淡水タンクから復水タンクへの補給	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
(9) Ａ、Ｂ 淡水タンクから復水タンクへの補給	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
(10) 海水を用いた復水タンクへの補給	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・補助給水流量計
		水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計

監視計器一覧（４／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(1) 燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
	操作	水源の確保	・ほう酸タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
(2) 燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
	操作	水源の確保	・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	
(3) 燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計

監視計器一覧（５／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(4) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		1.13.2.1(10)と同様。	
(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
		「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1 (1)a.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	
(6) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・余熱除去クーラ出口流量計
			・安全注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	原子炉圧力容器内への注水量	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計

監視計器一覧（６／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(7)　１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	水源の確保	・ほう酸タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（７／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(8)　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・加圧器逃がしタンク水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	水源の確保	・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・加圧器逃がしタンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧（８／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(9)　２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・使用済燃料ピット水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	水源の確保	・２次系純水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・使用済燃料ピット水位計
			・１次系純水タンク水位計

監視計器一覧（９／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(10) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	水源の確保	・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計

監視計器一覧（１０／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(11)　復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・復水タンク水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計

監視計器一覧（１１／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(11) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
(12) 海水を用いた復水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	・安全注入流量計
			・余熱除去クーラ出口流量計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・復水タンク水位計
		格納容器バイパスの監視	・補助建屋サンプ水位計
			・補助建屋排気筒ガスモニタ
			・復水器空気抽出器ガスモニタ
			・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
			・高感度型主蒸気管モニタ
			・主蒸気圧力計
			・余熱除去ポンプ出口圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器水位計（広域）
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・補助給水流量計

監視計器一覧（１２／１９）

<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.13.2.2　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="7">(12) 海水を用いた
復水タンクへの補給</td><td rowspan="6">判断基準</td><td rowspan="5">原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）</td></tr>
<tr><td>・格納容器入口エリアモニタ</td></tr>
<tr><td>・炉内計装区域エリアモニタ</td></tr>
<tr><td>・格納容器じんあいモニタ</td></tr>
<tr><td>・格納容器ガスモニタ</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td>水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td colspan="2">1.13.2.1(10)と同様。</td></tr>
<tr><td colspan="4">1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="4">(1) 燃料取替用水タンクから
淡水タンクへの
水源切替</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>原子炉格納容器内への注水量</td><td>・内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1 (1)b.(c)「電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">(2) 燃料取替用水タンクから
復水タンクへの水源切替</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>原子炉格納容器内への注水量</td><td>・内部スプレクーラ出口流量計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">操作</td><td rowspan="3">水源の確保</td><td>・燃料取替用水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・復水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計</td></tr>
<tr><td>・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計</td></tr>
</table>

監視計器一覧（１３／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(3) 海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）	判断基準	原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		1.13.2.1(10)と同様。	
(4) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替	判断基準	原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
		「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」のうち、1.6.2.1 (1)b.(d)「可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ」にて整備する。	
(5) 燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）	判断基準	原子炉圧力容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
		電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計
	操作	原子炉圧力容器内への注水量	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算計
			・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算計
			・内部スプレクーラ出口流量計
			・格納容器スプレ流量積算計
		補機監視機能	・海水ヘッダ圧力計

監視計器一覧（１４／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(6)　１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	1.13.2.2 (7)と同様。	

監視計器一覧（１５／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(7)　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
			・加圧器逃がしタンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給は1.13.2.2 (8)a.と同様。 加圧器逃がしタンク経由の補給は1.13.2.2 (8)b.と同様。	

監視計器一覧（１６／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(8)　２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・使用済燃料ピット水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	1.13.2.2 (9)と同様。	

監視計器一覧（１７／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(9) 淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・２次系純水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
	操作	1.13.2.2 (10)と同様。	

監視計器一覧（１８／１９）

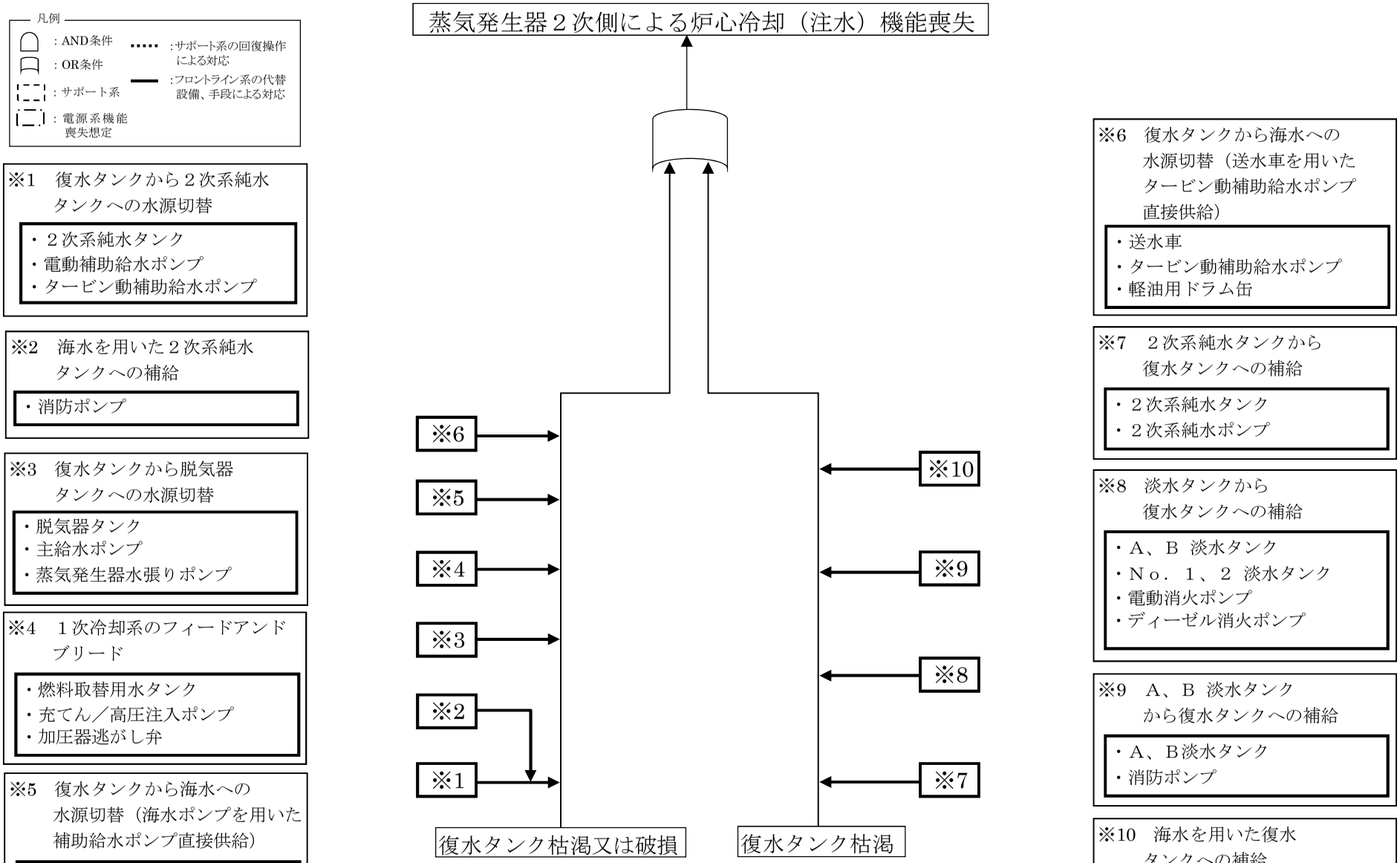
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(10) 復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	水源の確保	・復水タンク水位計
			・燃料取替用水タンク水位計
			・Ａ、Ｂ淡水タンク水位計
			・Ｎｏ．１、２淡水タンク水位計

監視計器一覧（１９／１９）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.13.2.3　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等			
(11) 海水を用いた復水タンクへの補給	判断基準	信号	・安全注入作動警報
		原子炉圧力容器内の水位	・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内の圧力	・冷却材圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計
			・格納容器圧力計（広域）
		原子炉格納容器内の水位	・格納容器再循環サンプ水位計（広域）
		原子炉格納容器内への注水量	・内部スプレクーラ出口流量計
		水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
			・復水タンク水位計
			・１次系純水タンク水位計
			・ほう酸タンク水位計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）
			・格納容器入口エリアモニタ
			・炉内計装区域エリアモニタ
			・格納容器じんあいモニタ
			・格納容器ガスモニタ
		電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
		1.13.2.1(10)と同様。	

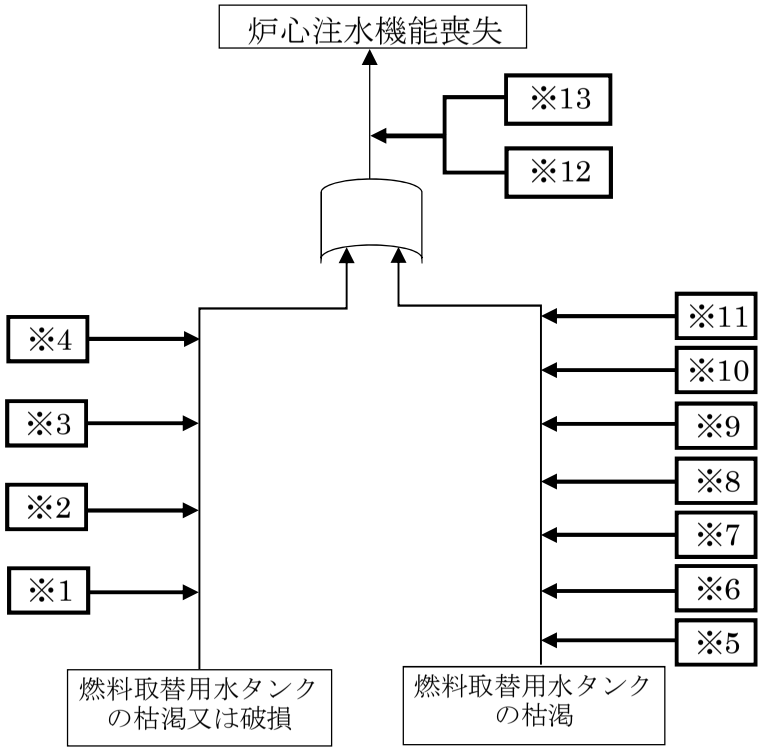
第1.13.8表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.13】 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	恒設代替低圧注水ポンプ	空冷式非常用発電装置
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ	
	Ａ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｃ 非常用高圧母線
	Ｃ１充てん／高圧注入ポンプ	
	Ａ内部スプレポンプ	
	Ｂ内部スプレポンプ	
	Ｂ充てん／高圧注入ポンプ	４－３Ｄ 非常用高圧母線
	Ｃ２充てん／高圧注入ポンプ	
	Ｂ余熱除去ポンプ	
	Ａ加圧器逃がし弁	Ａ１ソレノイド弁分電盤
	Ｂ加圧器逃がし弁	Ｂ１ソレノイド弁分電盤



第1.13.1図　機能喪失原因対策分析（１／５）

凡例
：AND条件
：OR条件
：サポート系
：電源系機能喪失想定
：サポート系の回復操作による対応
：フロントライン系の代替設備、手段による対応



第1.13.1図　機能喪失原因対策分析（２／５）

※1　燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替
- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ
- ほう酸タンク
- ほう酸ポンプ
- 充てん／高圧注入ポンプ

※2　燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替
- Ａ、Ｂ 淡水タンク
- Ｎｏ．１、２ 淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

※3　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替
- 復水タンク
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 充てん／高圧注入ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

※4　海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

※5　１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ
- ほう酸タンク
- ほう酸ポンプ

※6　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（使用済燃料ピット脱塩塔経由）
- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ

※7　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（加圧器逃がしタンク経由）
- １次系純水タンク
- １次系純水ポンプ
- 加圧器逃がしタンク
- 格納容器冷却材ドレンポンプ

※8　２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクのへ補給
- ２次系純水タンク
- ２次系純水ポンプ
- 使用済燃料ピットポンプ

※9　淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- Ａ、Ｂ 淡水タンク
- Ｎｏ．１、２ 淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

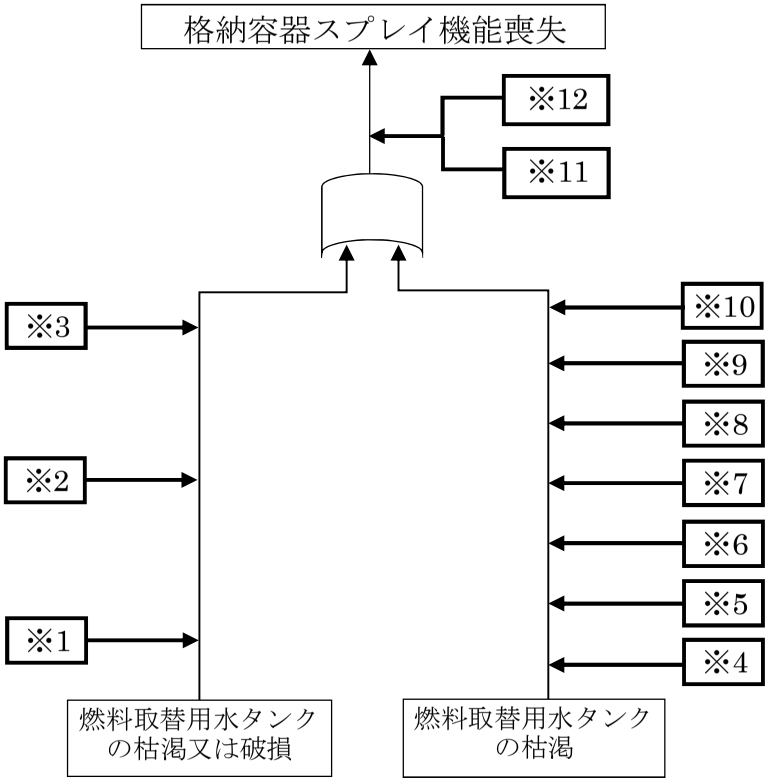
※10　復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- 復水タンク

※11　海水を用いた復水タンクへの補給
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

※12　燃料取替用水タンクから海水への水源切替
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- 燃料油貯蔵タンク
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

※13　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）
- 海水ポンプ
- 恒設代替低圧注水ポンプ

凡例
：AND条件
：OR条件
：サポート系
：電源系機能喪失想定
：サポート系の回復操作による対応
：フロントライン系の代替設備、手段による対応



※1　燃料取替用水タンクから淡水タンクへの水源切替
- A、B 淡水タンク
- No. 1、2 淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

※2　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替
- 復水タンク
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

※3　海水を用いた復水タンクへの補給（水源切替後）
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

※4　1次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- 1次系純水タンク
- 1次系純水ポンプ
- ほう酸タンク
- ほう酸ポンプ

※5　1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（使用済燃料ピット脱塩塔経由）
- 1次系純水タンク
- 1次系純水ポンプ

※6　1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（加圧器逃がしタンク経由）
- 1次系純水タンク
- 1次系純水ポンプ
- 加圧器逃がしタンク
- 格納容器冷却材ドレンポンプ

※7　2次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給
- 2次系純水タンク
- 2次系純水ポンプ
- 使用済燃料ピットポンプ

※8　淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- A、B 淡水タンク
- No. 1、2 淡水タンク
- 電動消火ポンプ
- ディーゼル消火ポンプ

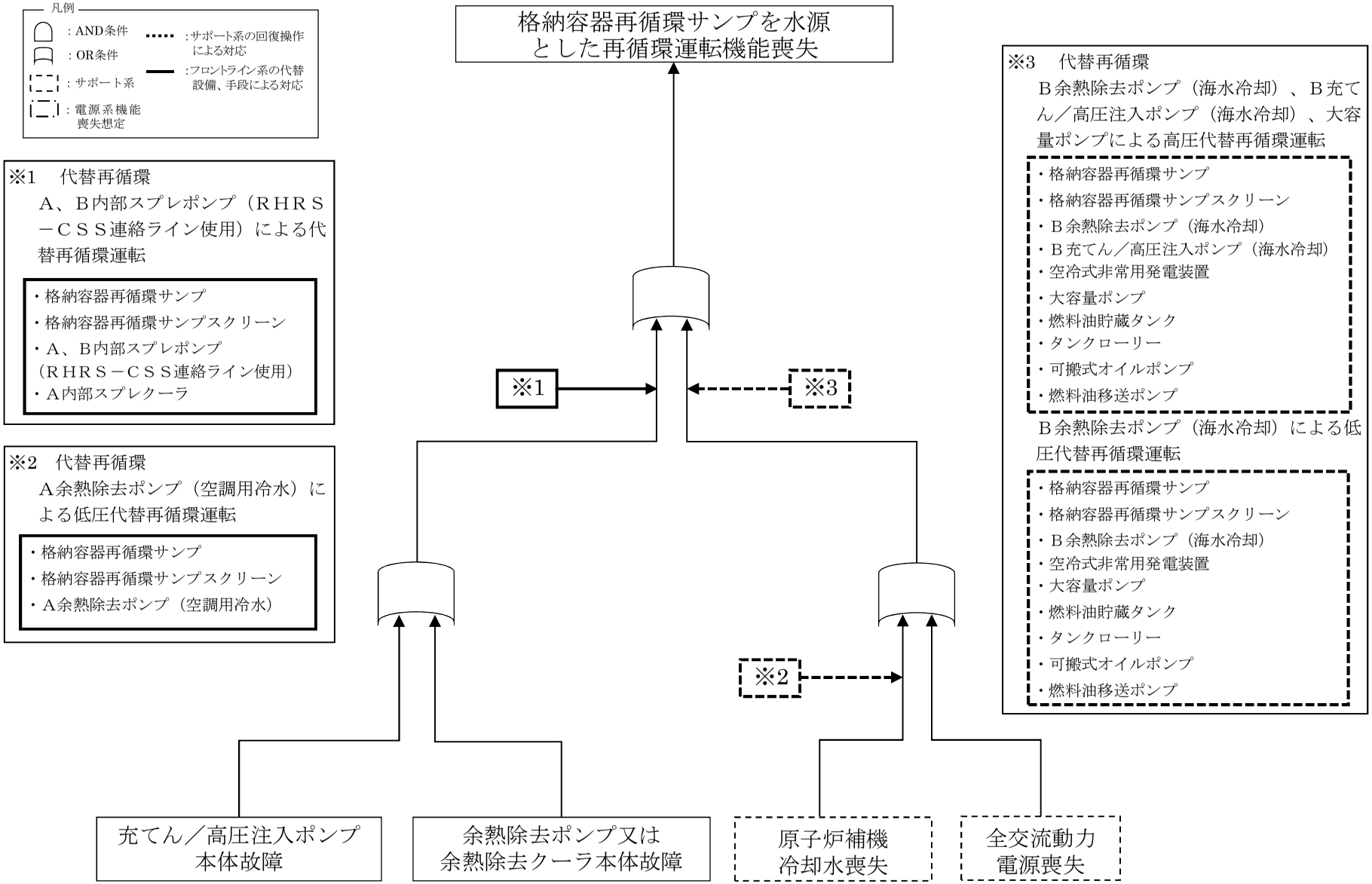
※9　復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
- 復水タンク

※10　海水を用いた復水タンクへの補給
- 送水車
- 軽油用ドラム缶

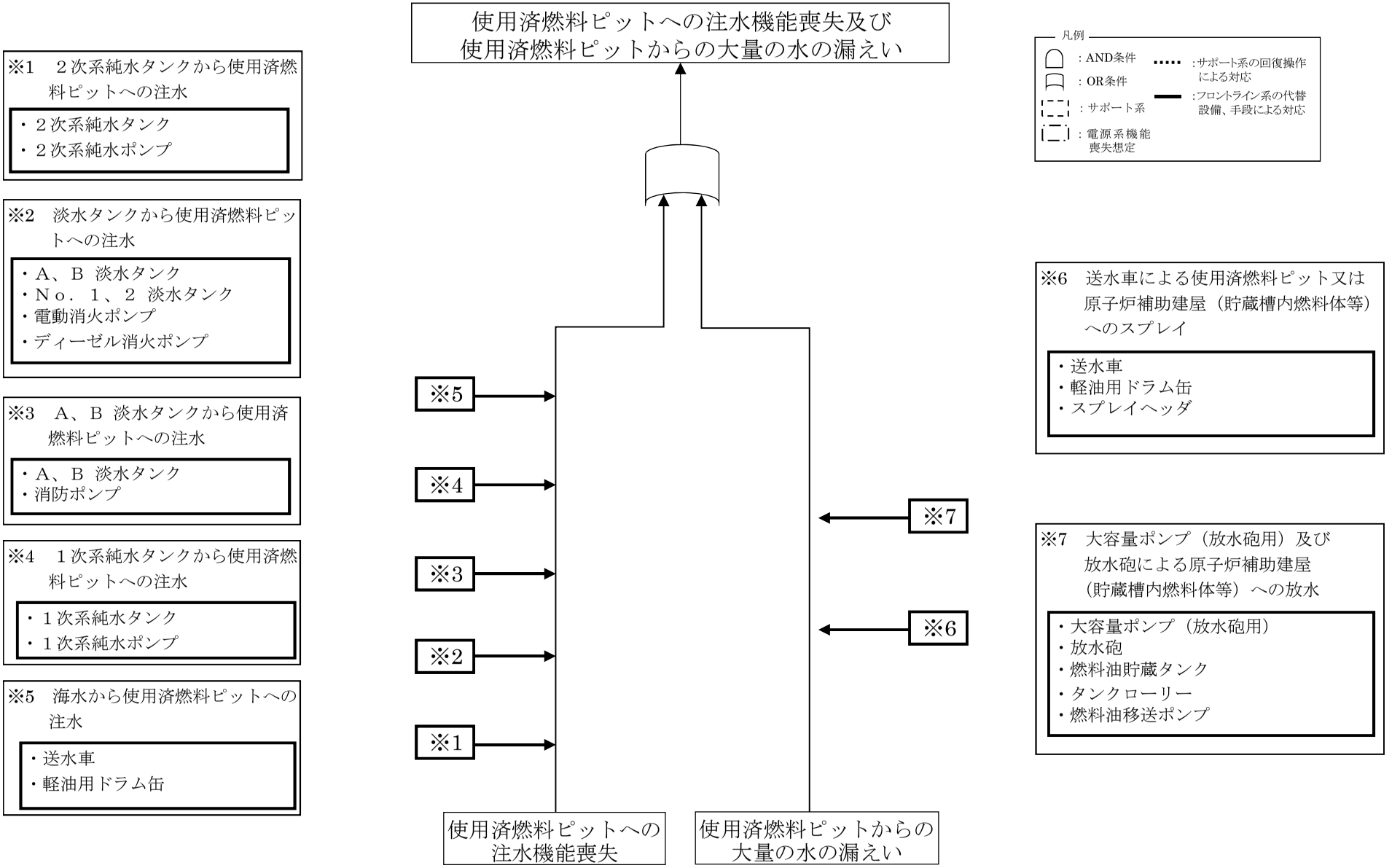
※11　燃料取替用水タンクから海水への水源切替
- 可搬式代替低圧注水ポンプ
- 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- 送水車

※12　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）
- 海水ポンプ
- 恒設代替低圧注水ポンプ
- 原子炉下部キャビティ注水ポンプ

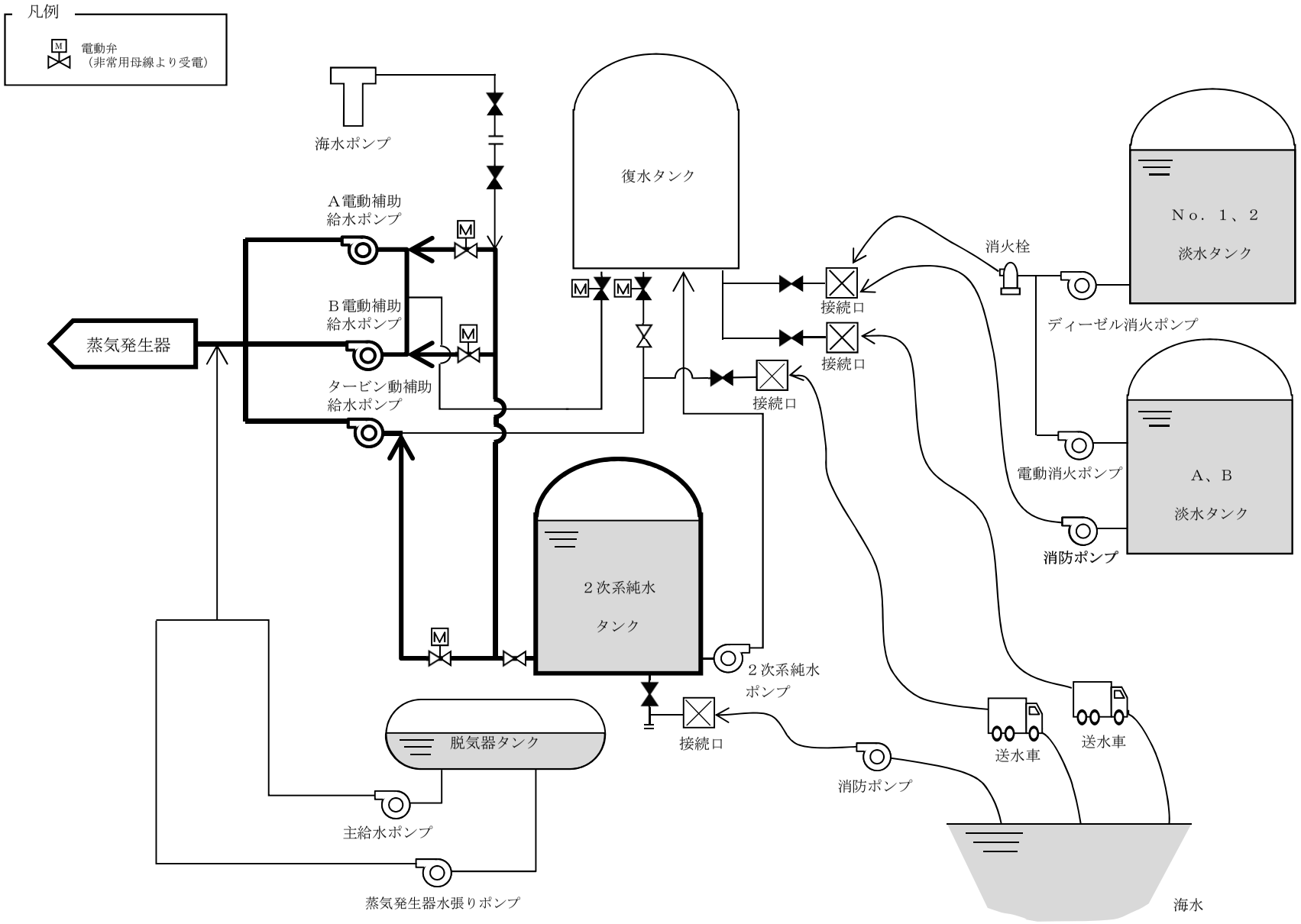
第1.13.1図　機能喪失原因対策分析（3／5）



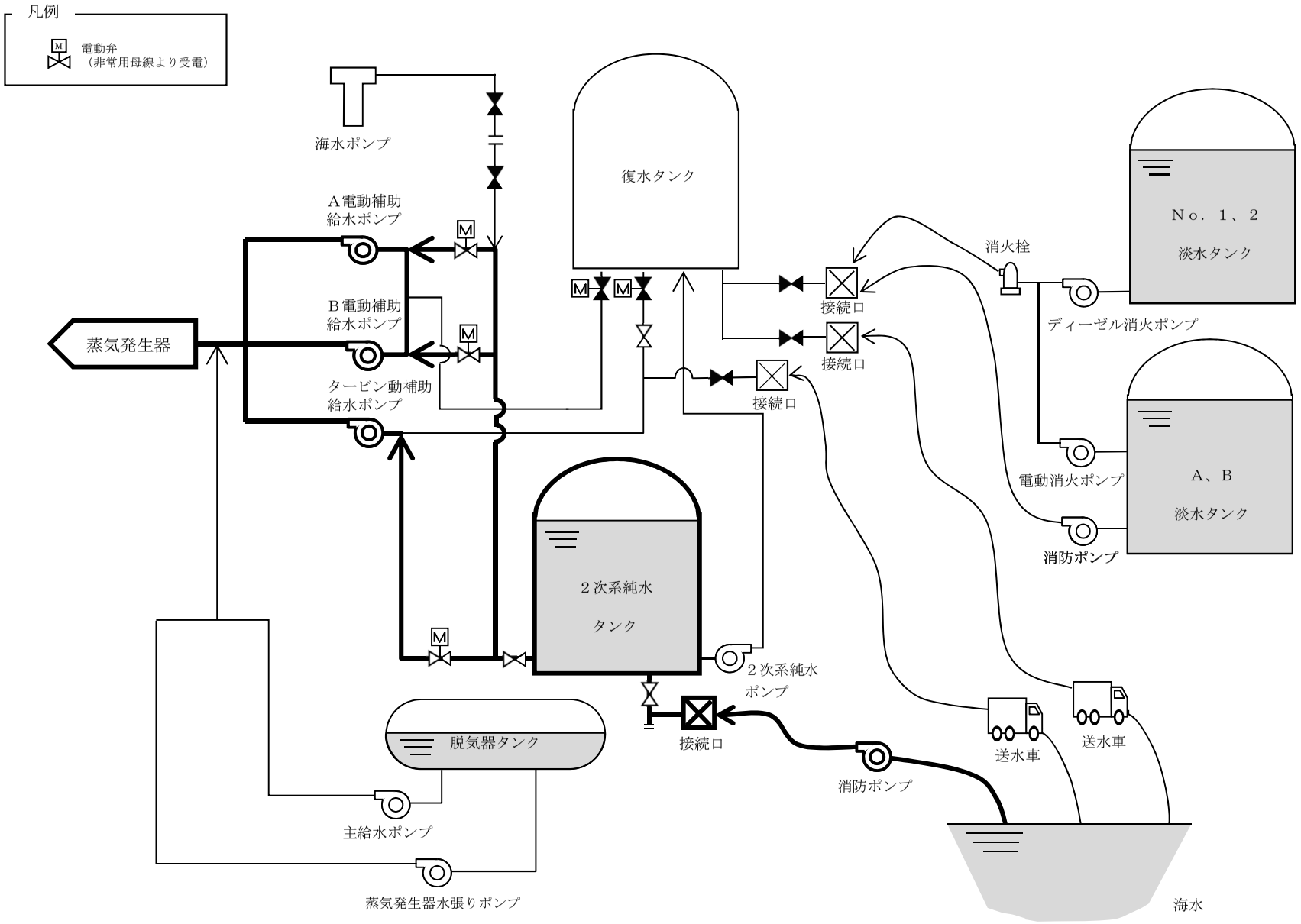
第1.13.1図　機能喪失原因対策分析（４／５）



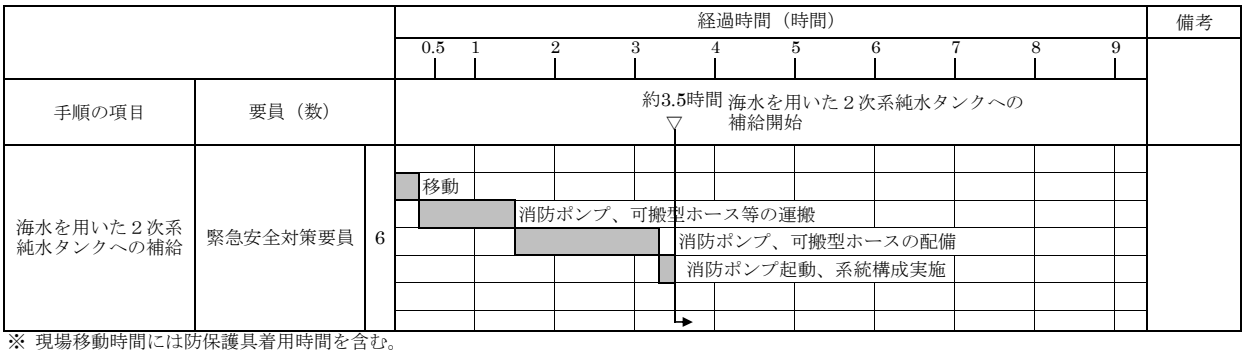
第1.13.1図　機能喪失原因対策分析（５／５）



第1.13.2図　復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替　概略系統

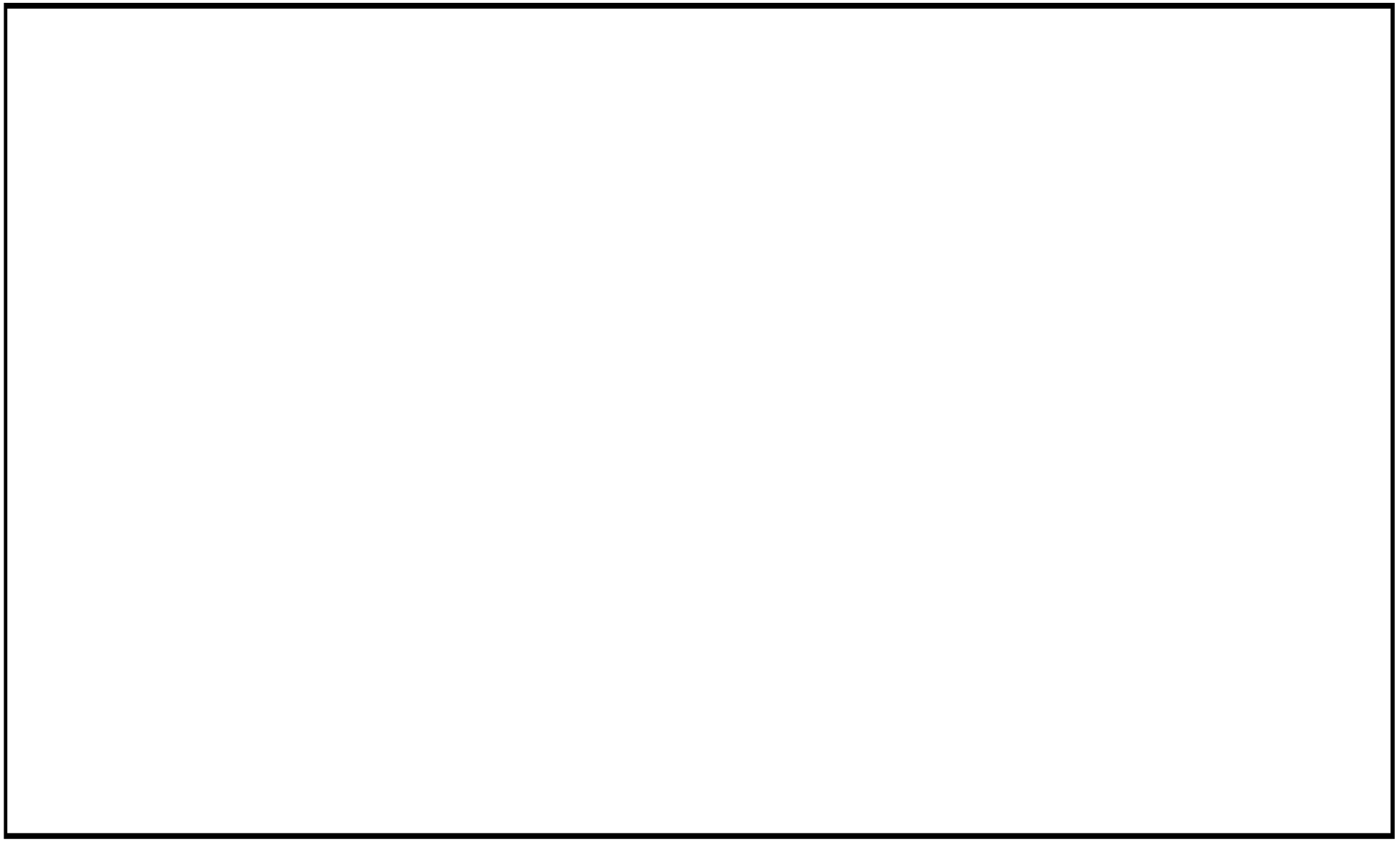


第1.13.3図　復水タンクから２次系純水タンクへの水源切替及び海水を用いた
２次系純水タンクへの補給　概略系統



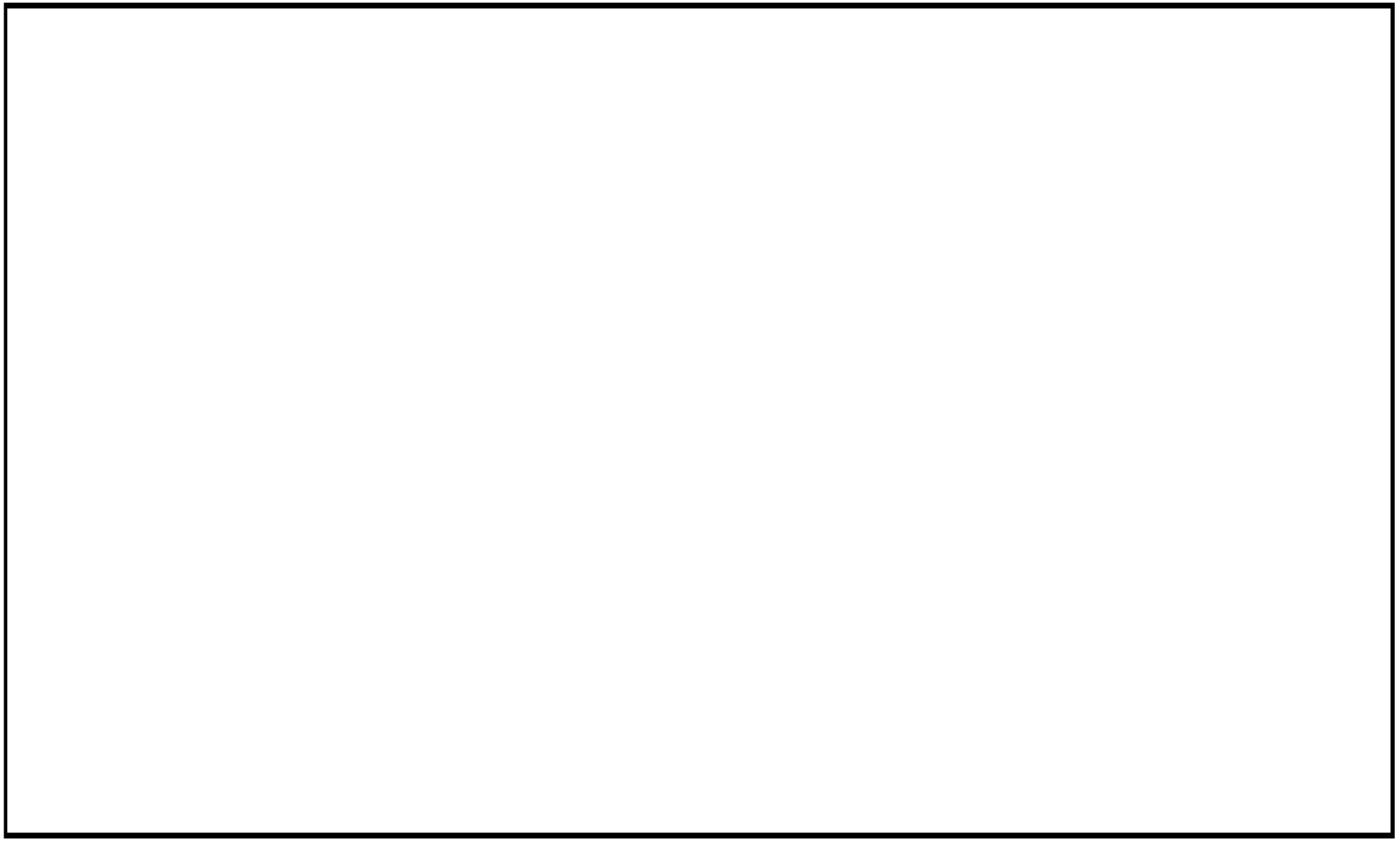
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.4図　海水を用いた２次系純水タンクへの補給　タイムチャート



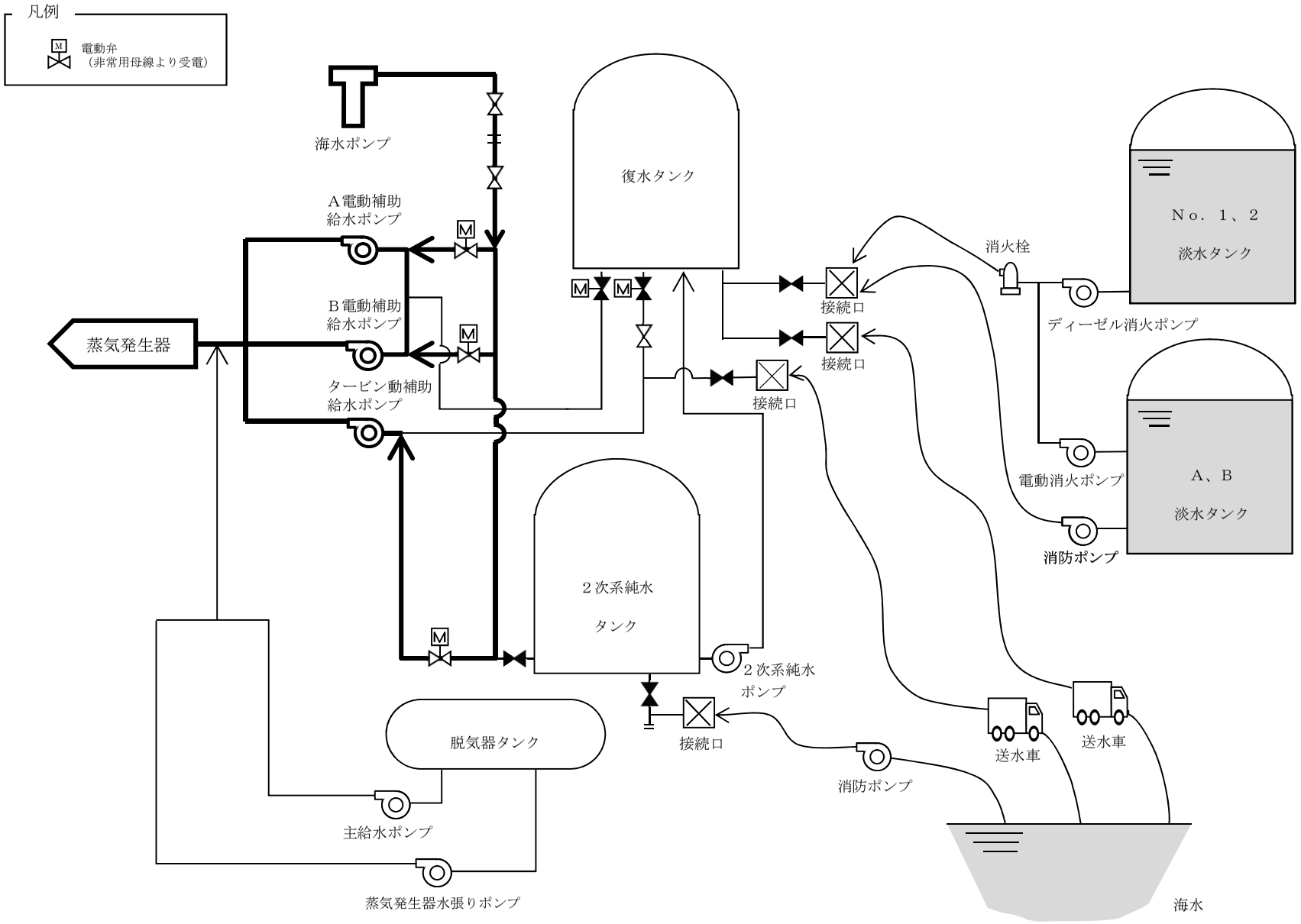
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.5図　　海水を用いた２次系純水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（1／2）

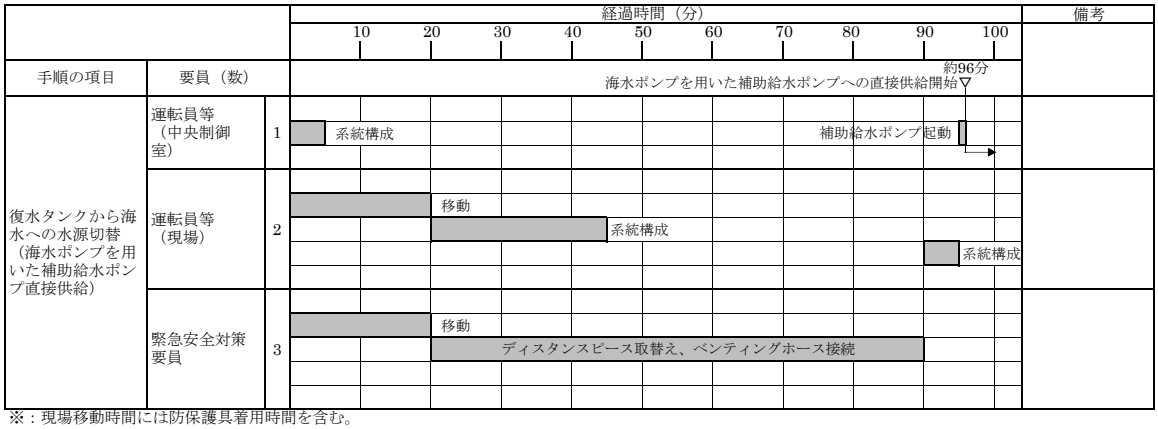


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.5図　　海水を用いた２次系純水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（2／2）

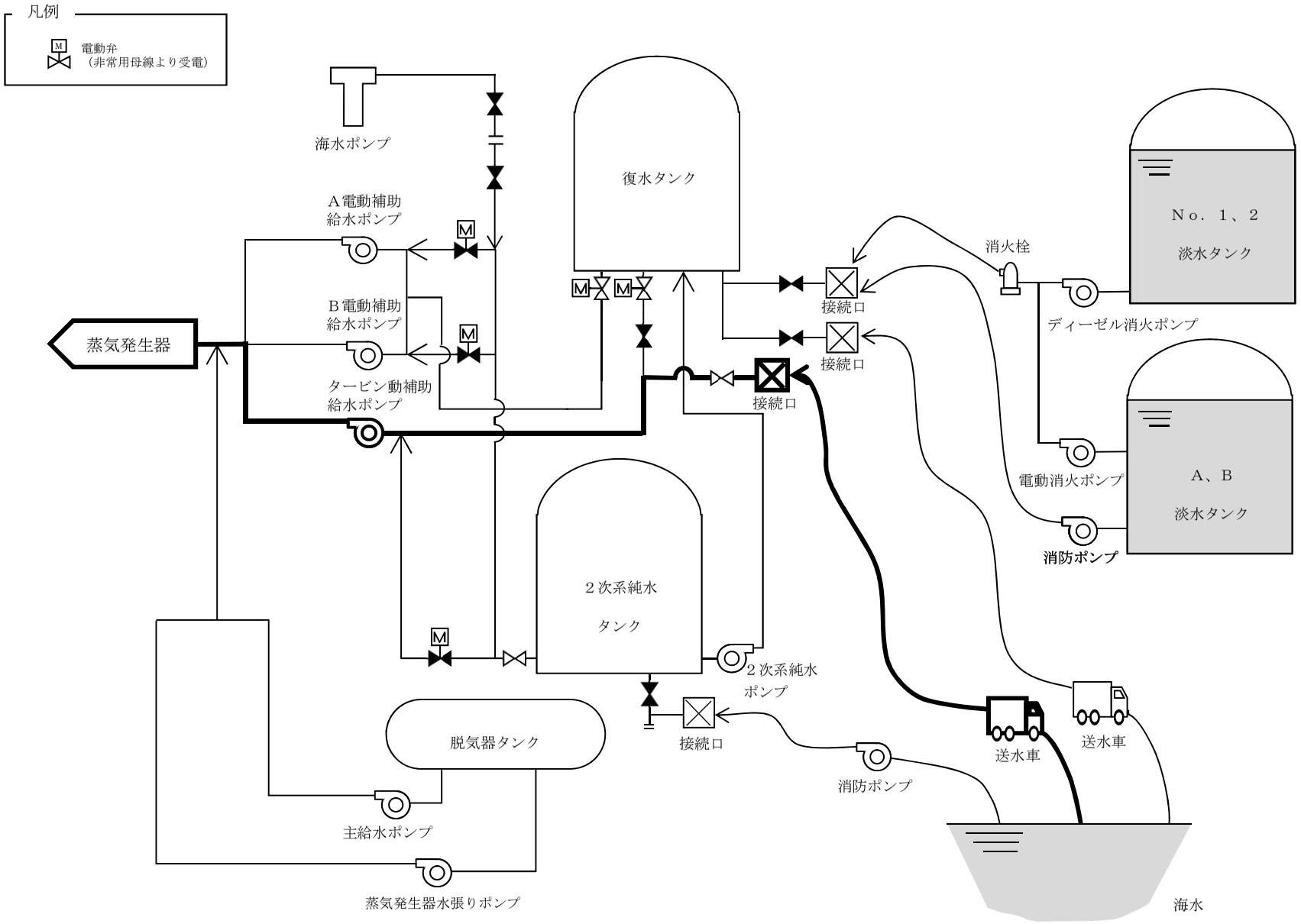


第1.13.6図　復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）
概略系統

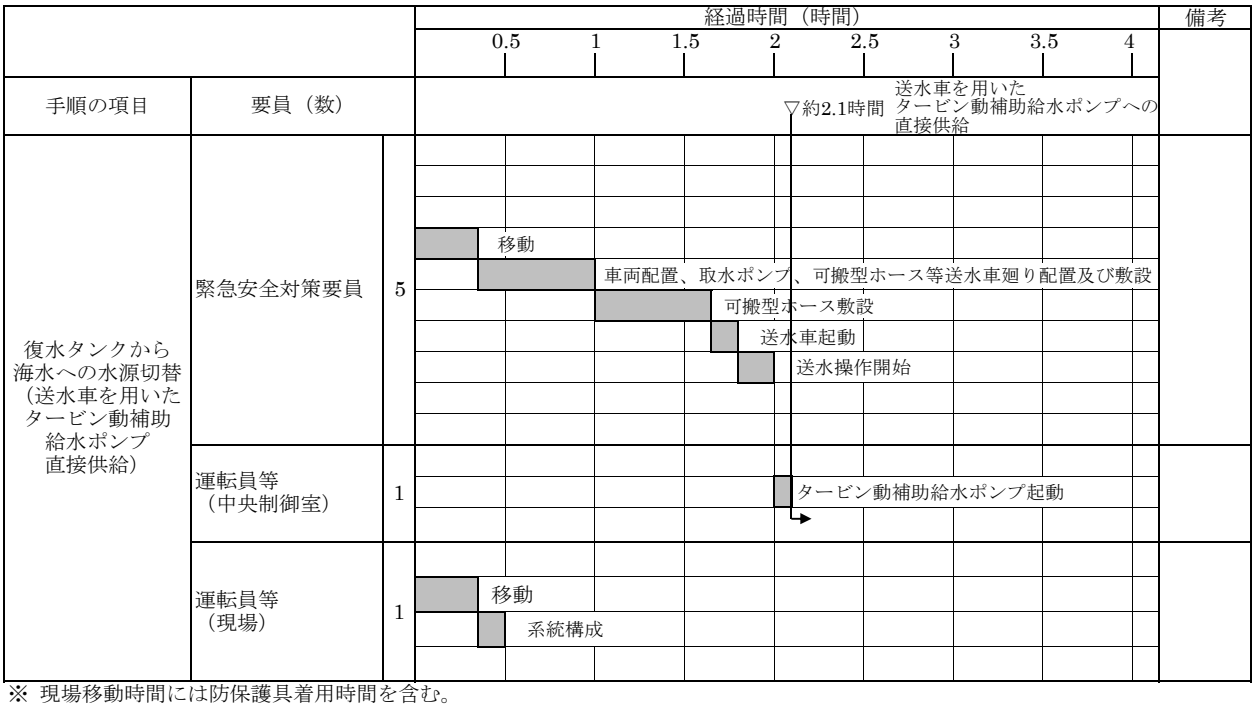


※：現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.7図　　復水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた補助給水ポンプ直接供給）　タイムチャート

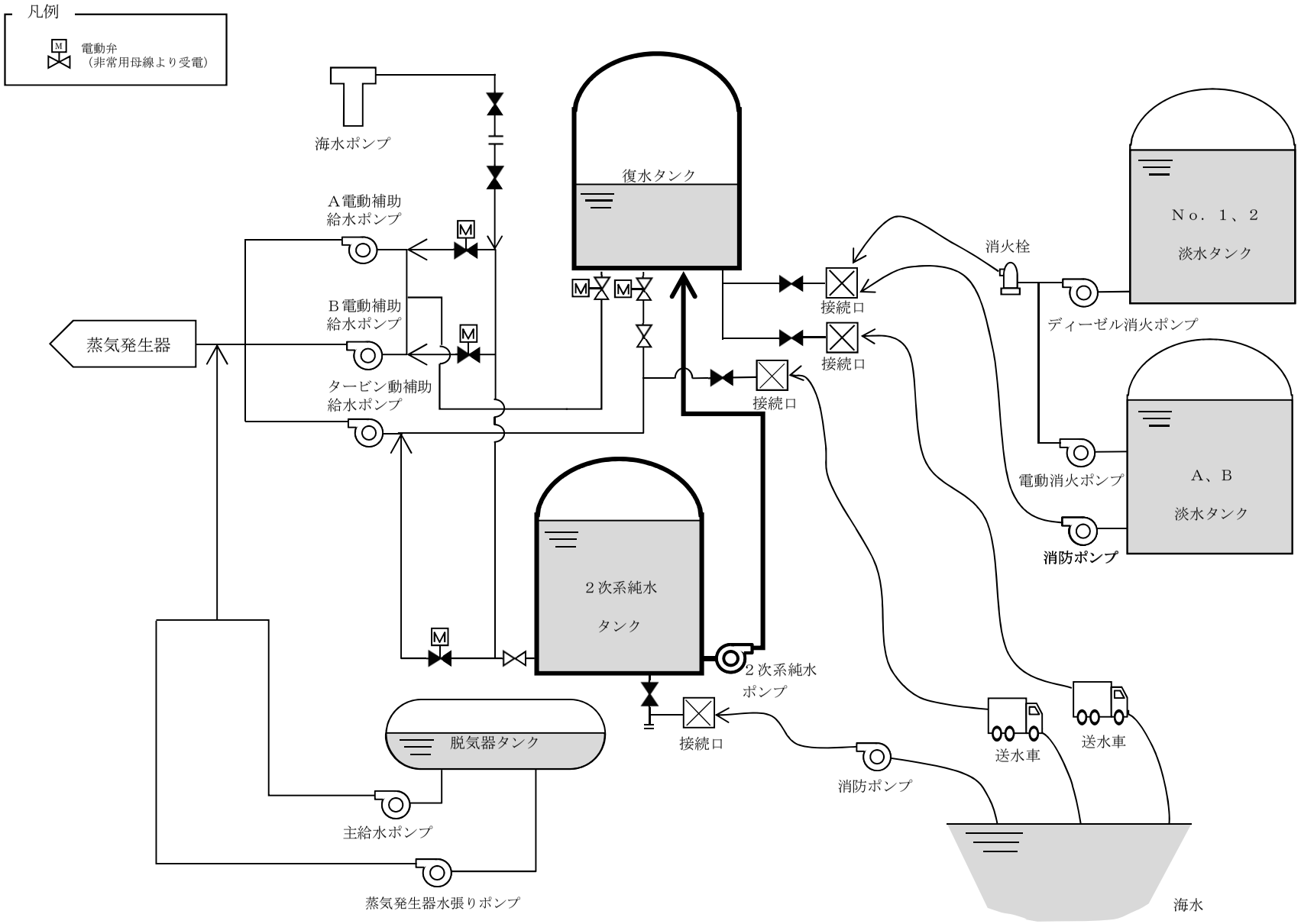


第1.13.8図　復水タンクから海水への水源切替
（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）　概略系統

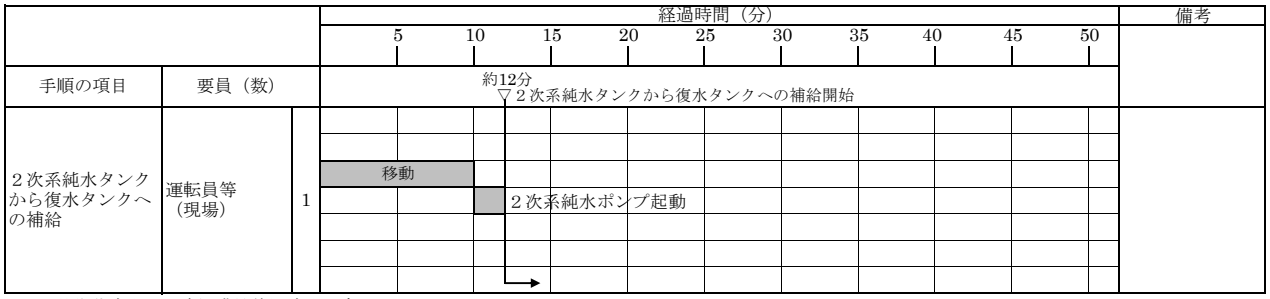


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.9図　復水タンクから海水への水源切替（送水車を用いたタービン動補助給水ポンプ直接供給）　タイムチャート

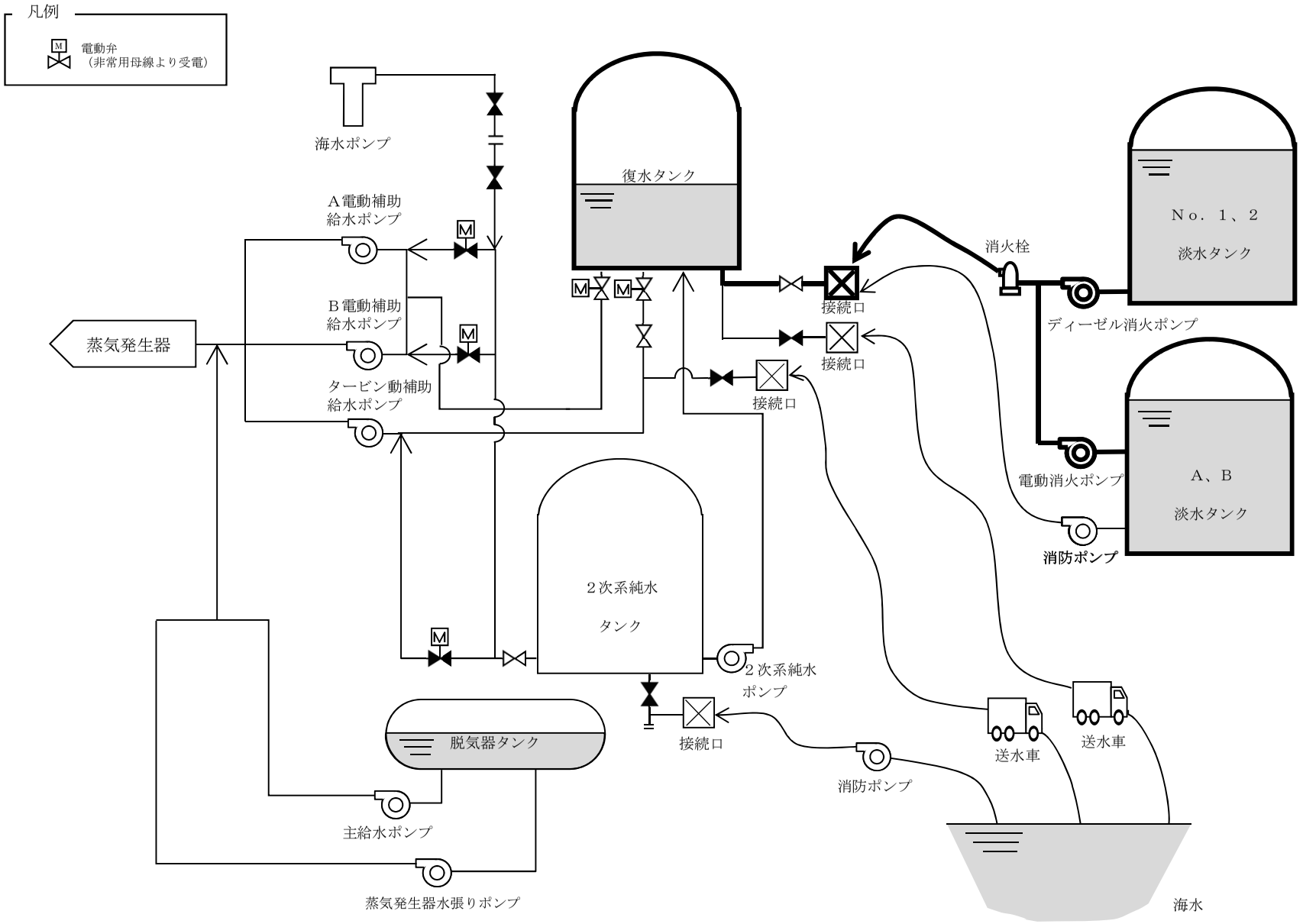


第1.13.10図　２次系純水タンクから復水タンクへの補給　概略系統

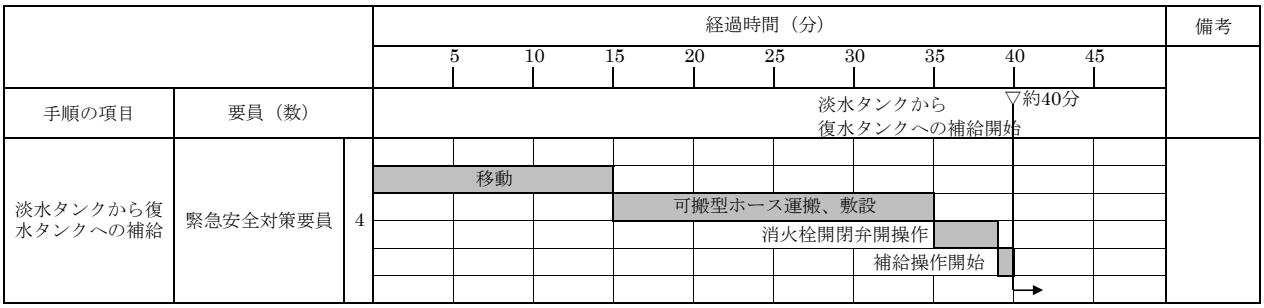


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.11図　２次系純水タンクから復水タンクへの補給　タイムチャート

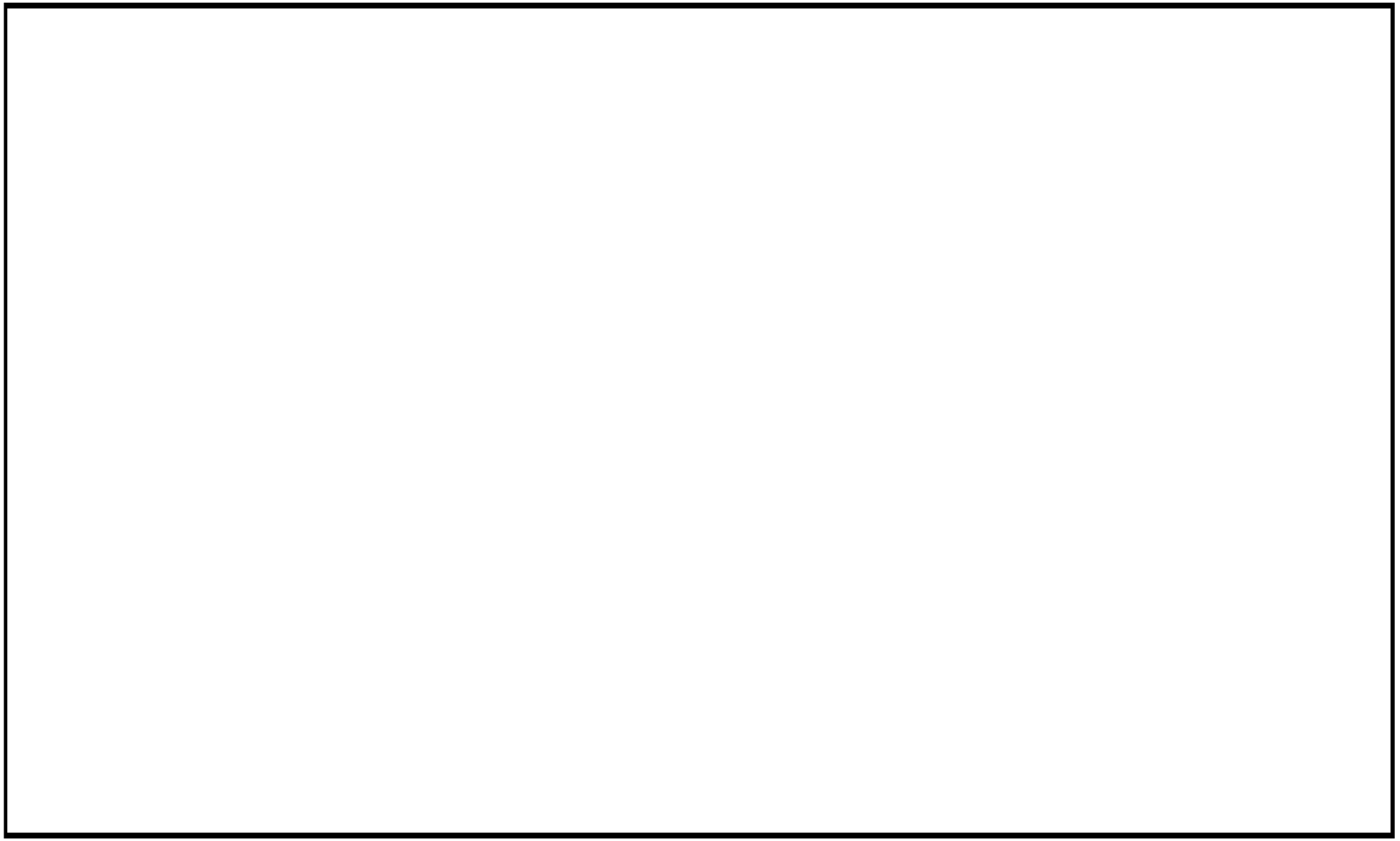


第1.13.12図　淡水タンクから復水タンクへの補給　概略系統



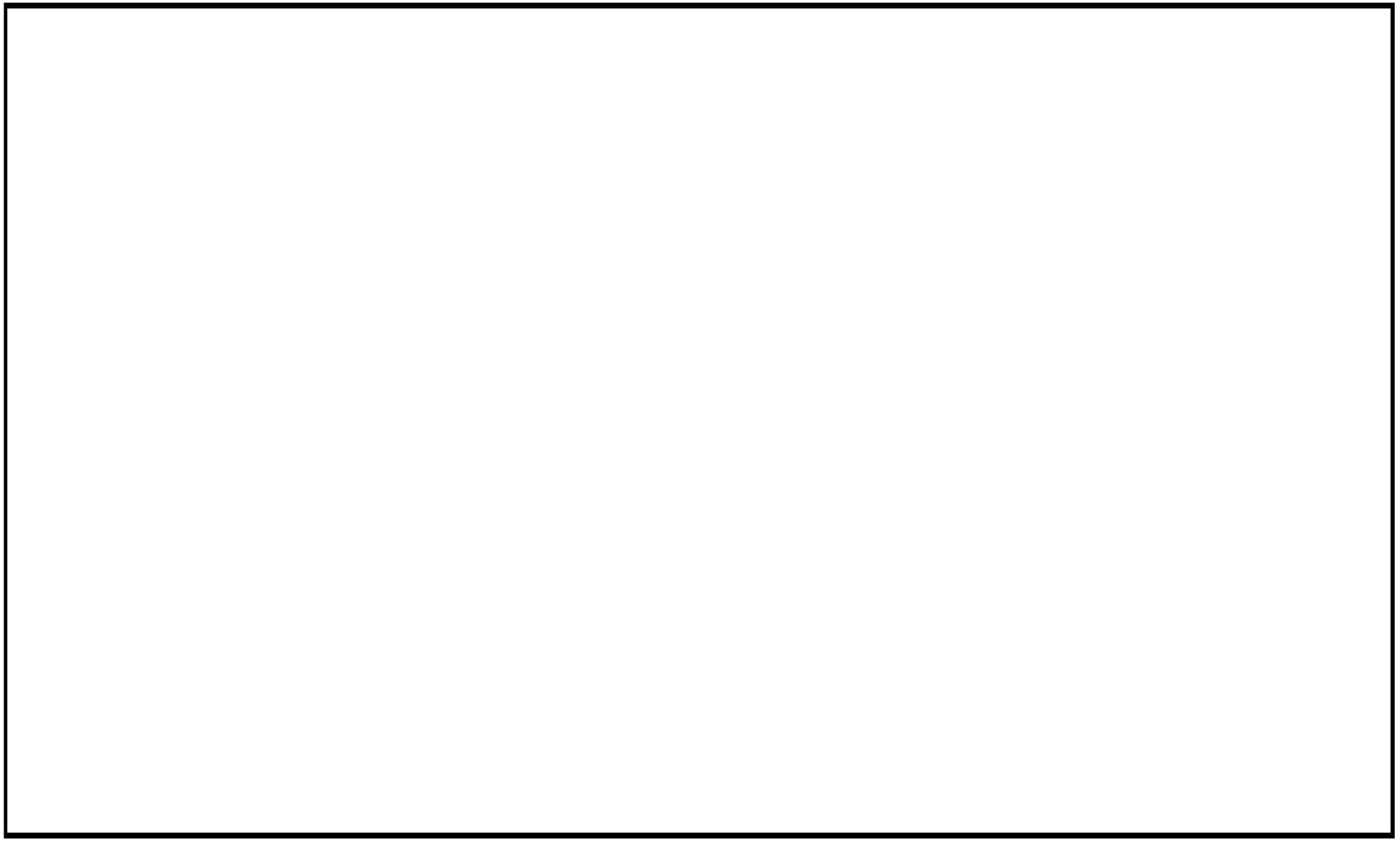
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.13図　淡水タンクから復水タンクへの補給　タイムチャート



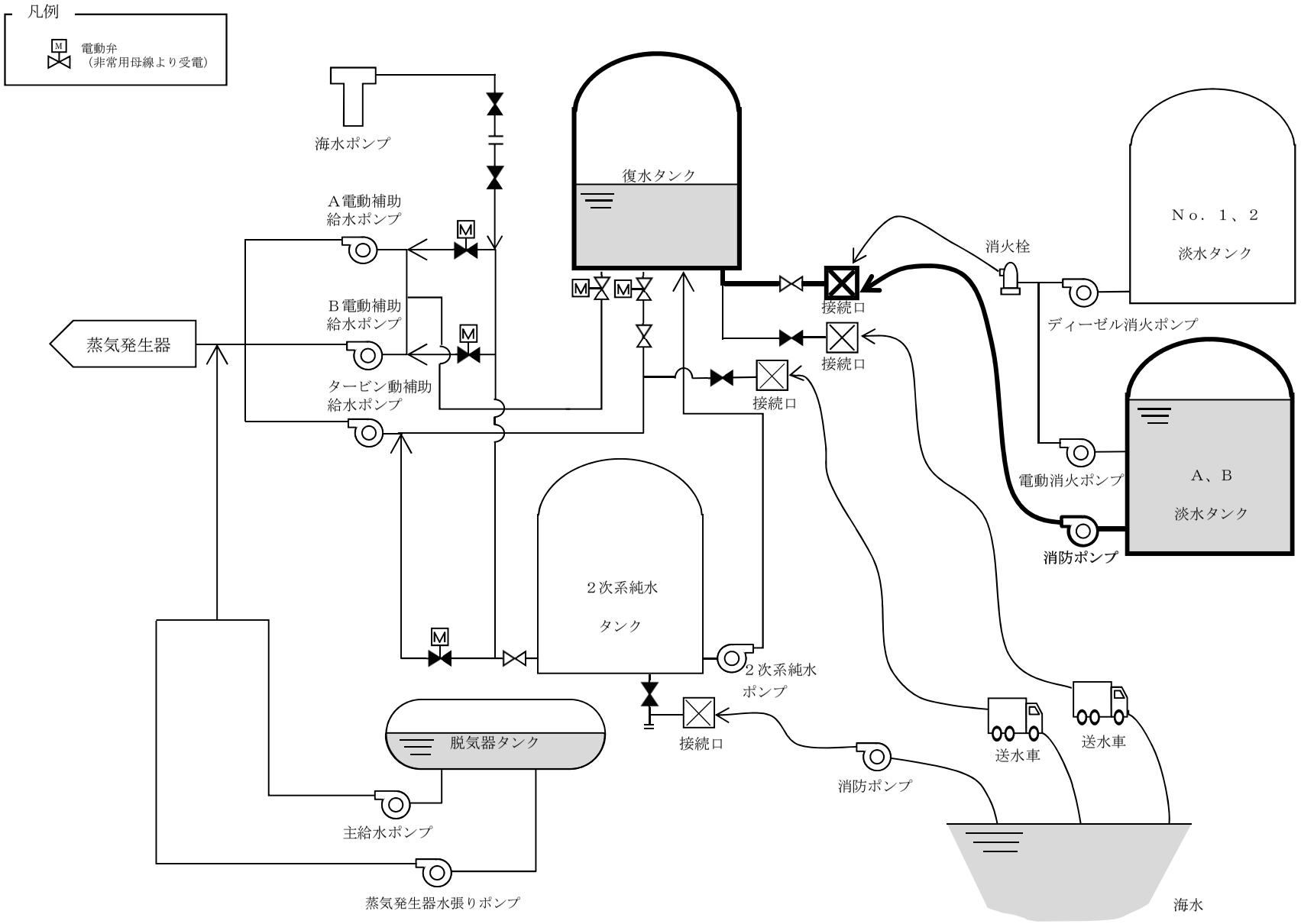
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.14図　　淡水タンクから復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（1／2）



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.14図　　淡水タンクから復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（2／2）



第1.13.15図　消防ポンプによるＡ、Ｂ 淡水タンクから復水タンクへの補給　概略系統

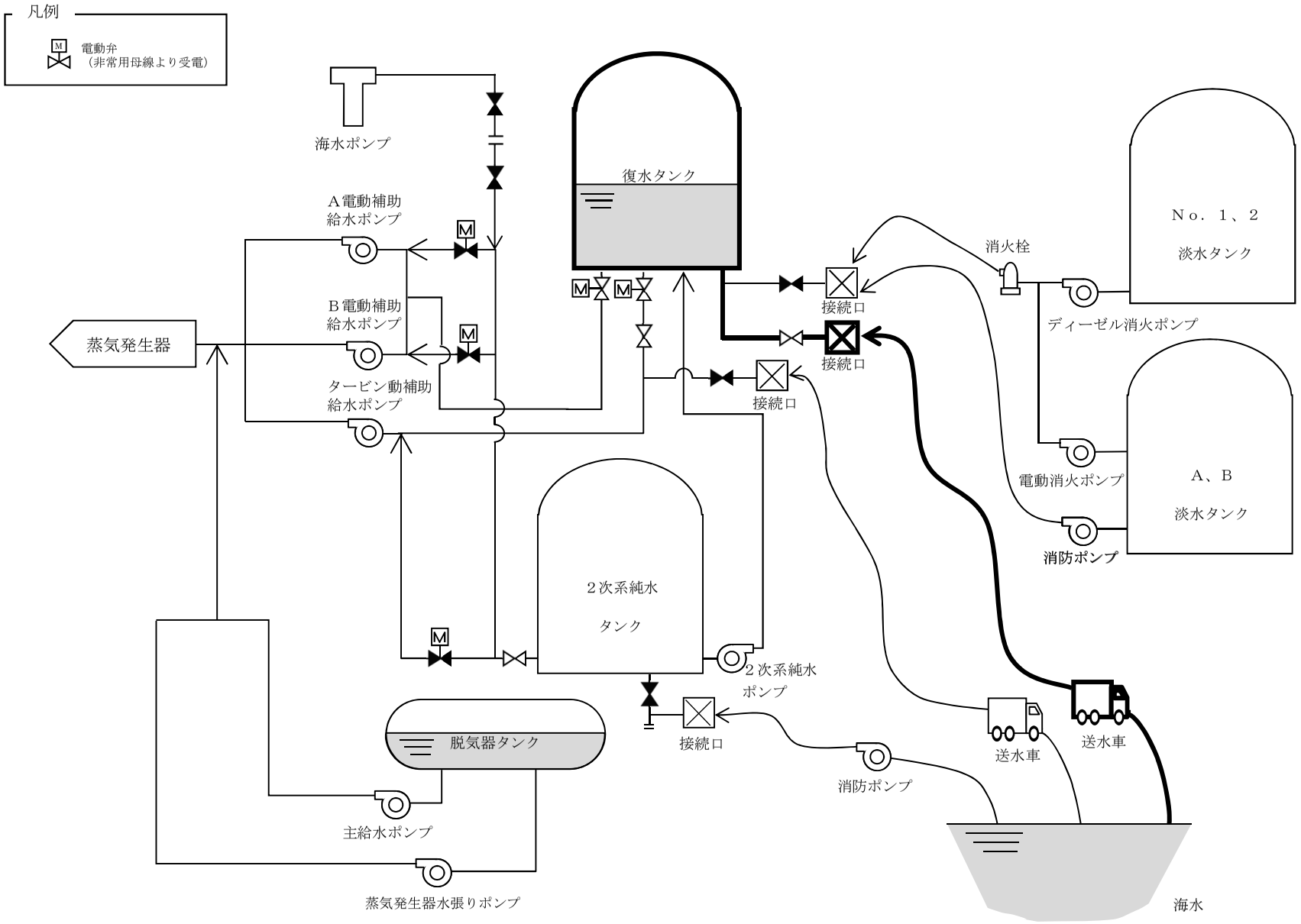
手順の項目	要員（数）		経過時間（時間） 0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5　4　4.5 A、B淡水タンクから復水タンクへの補給開始　▽約3.5時間	備考
A、B淡水タンクから復水タンクへの補給	緊急安全対策要員	6	移動 消防ポンプ、可搬型ホース等の運搬 消防ポンプ、可搬型ホースの配備 消防ポンプ起動操作 補給操作開始	

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

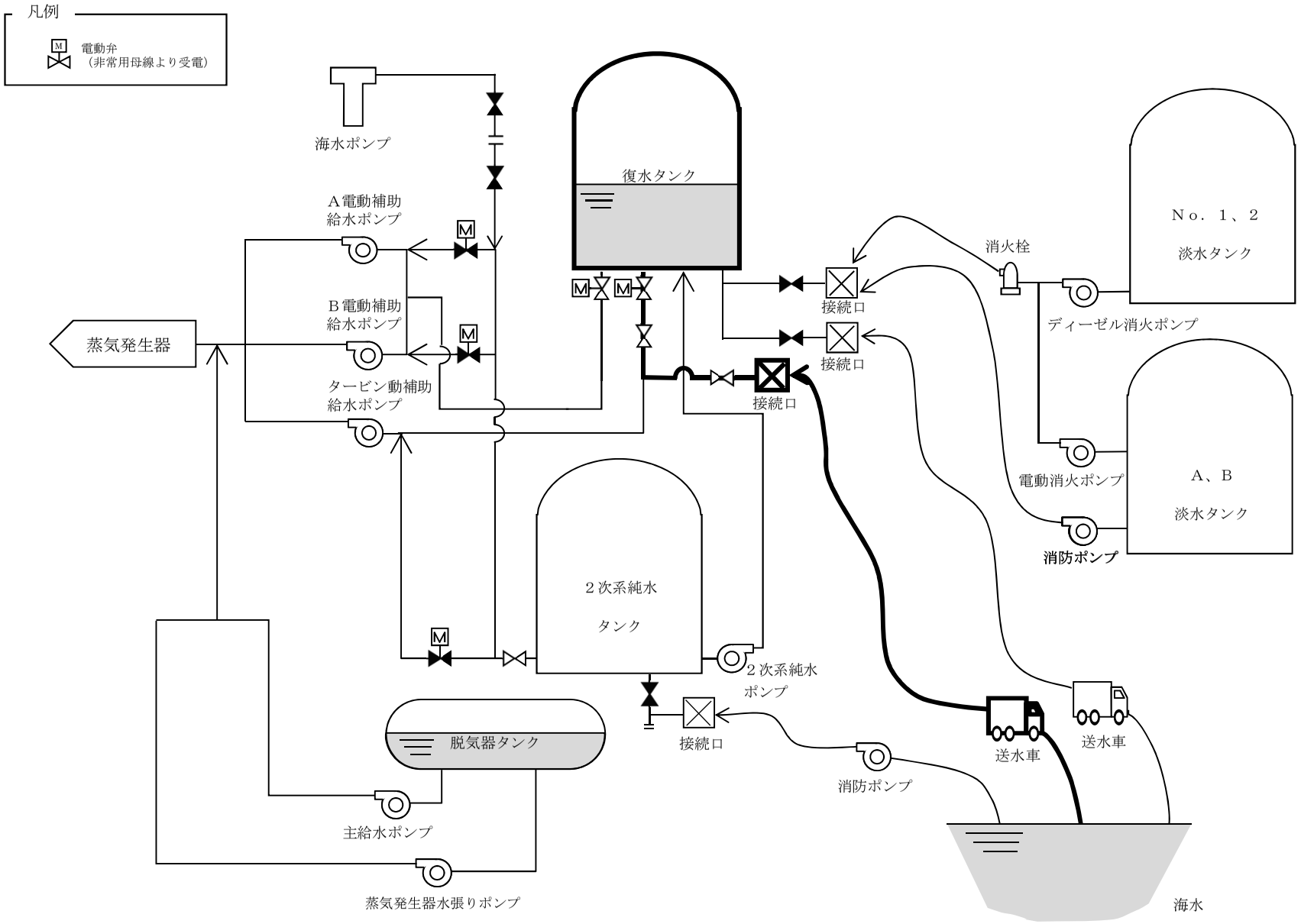
第1.13.16図　A、B淡水タンクから復水タンクへの補給　タイムチャート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

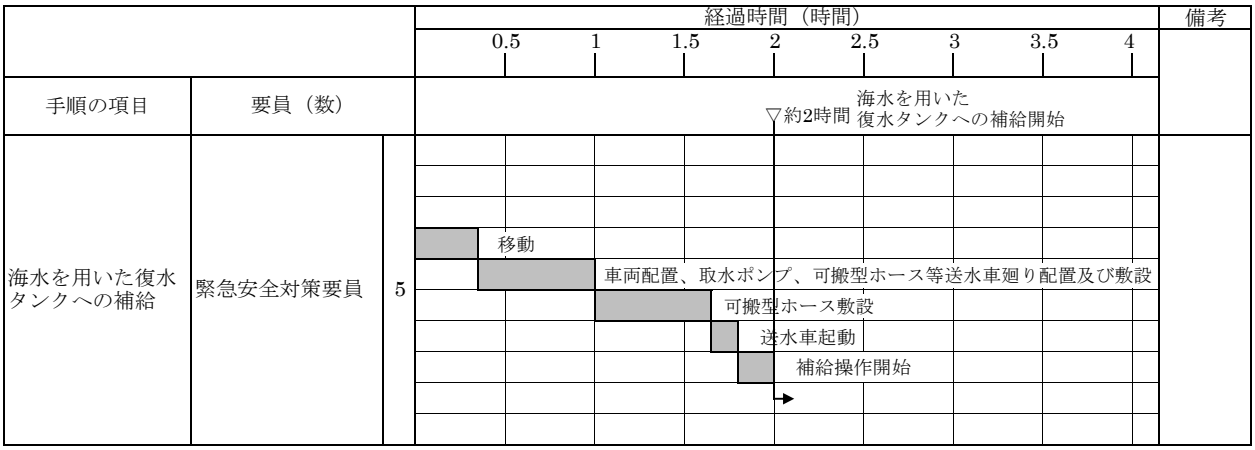
第1.13.17図　　Ａ、Ｂ淡水タンクから復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図



第1.13.18図　海水を用いた復水タンクへの補給　概略系統（１／２）

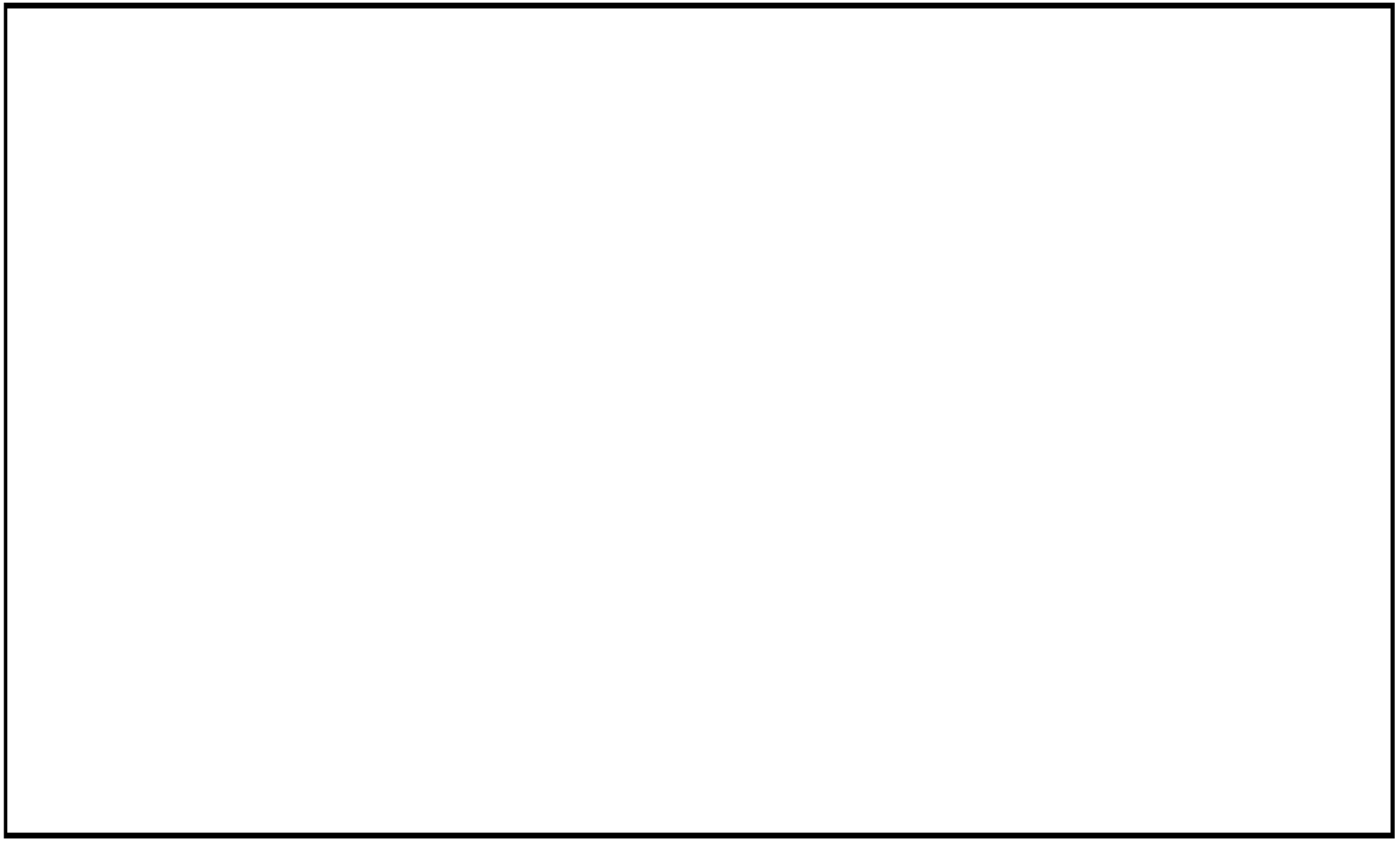


第1.13.18図　海水を用いた復水タンクへの補給　概略系統（２／２）



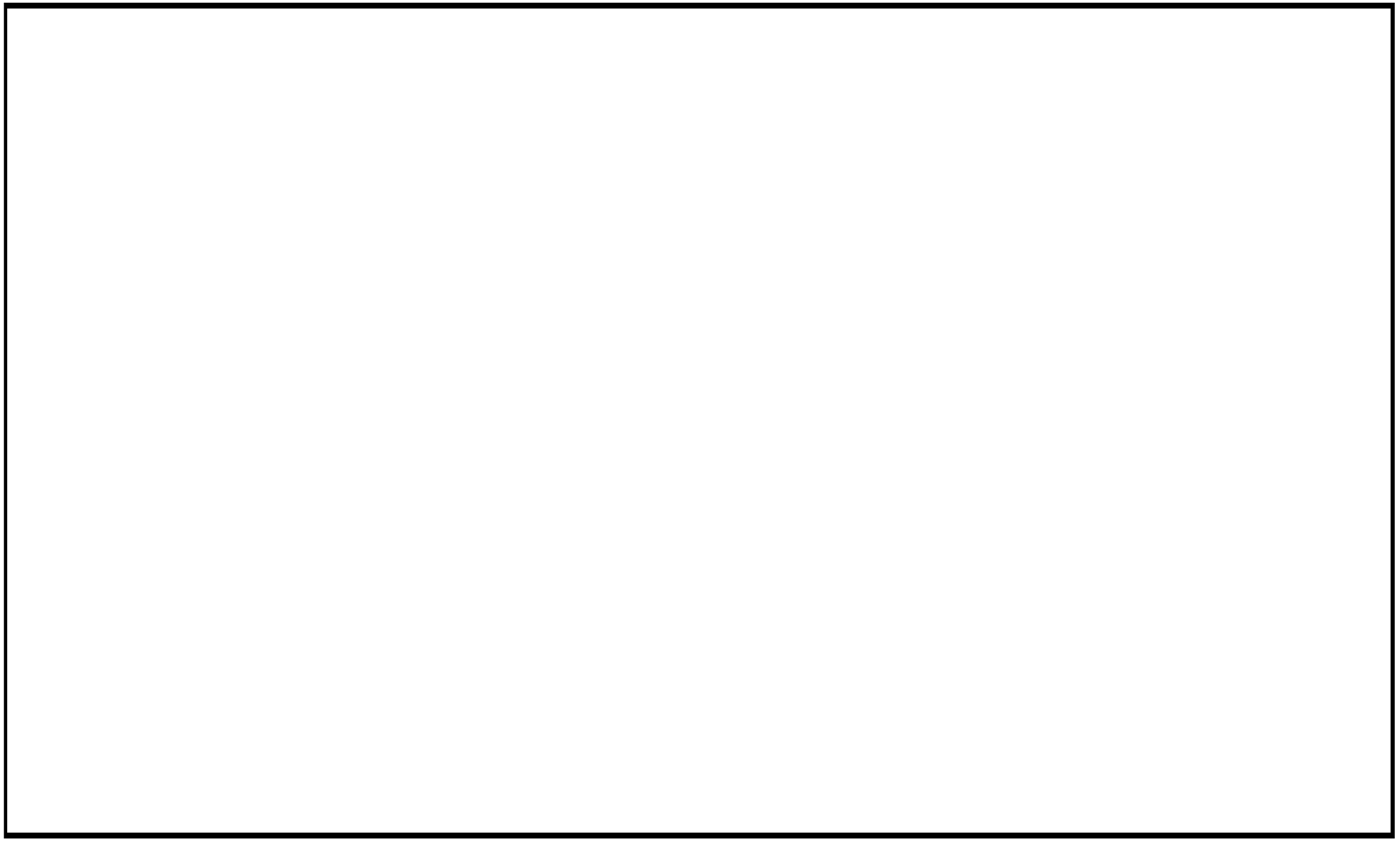
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.19図　海水を用いた復水タンクへの補給　タイムチャート



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.20図　　海水を用いた復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（1／3）

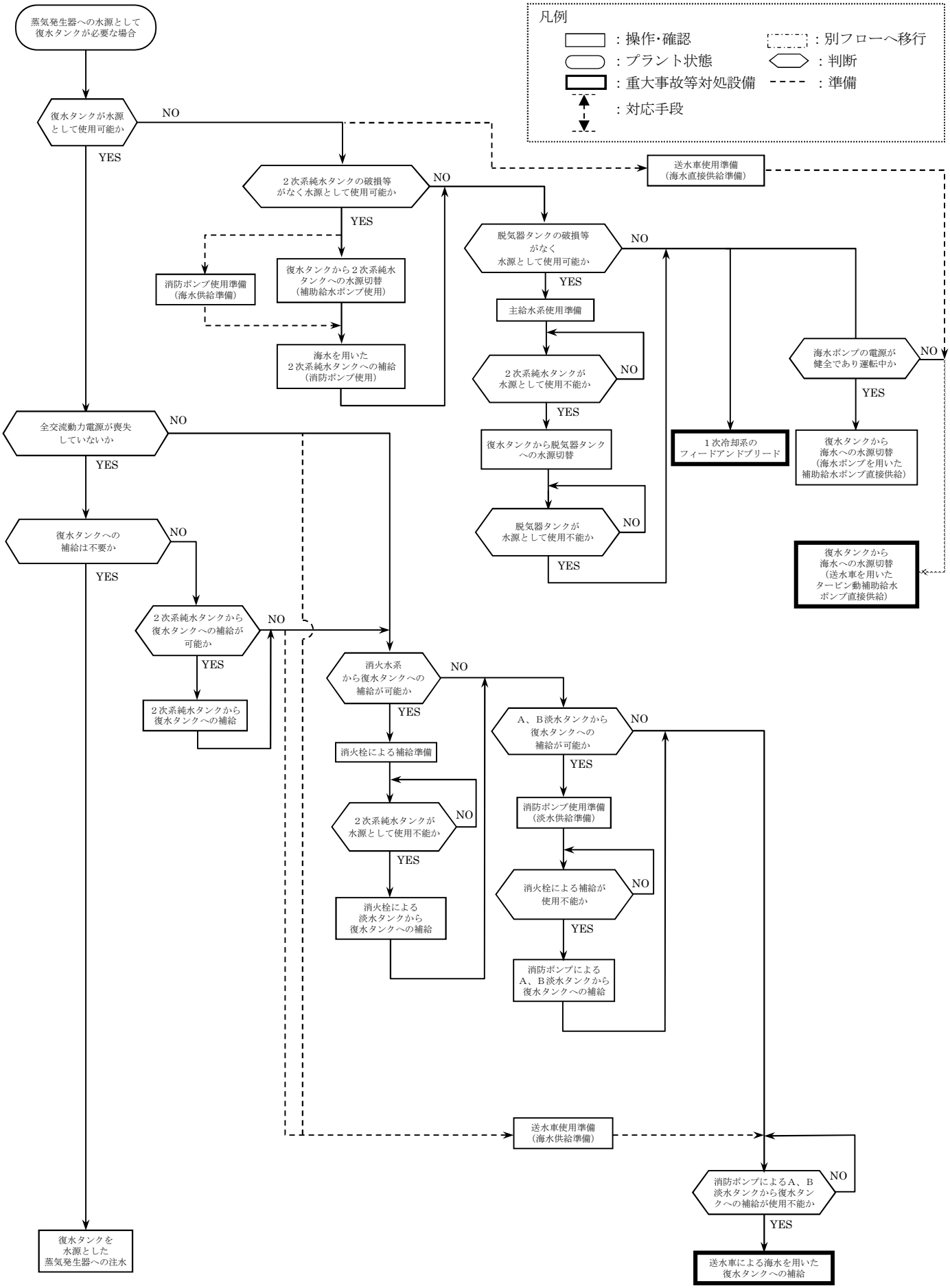


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

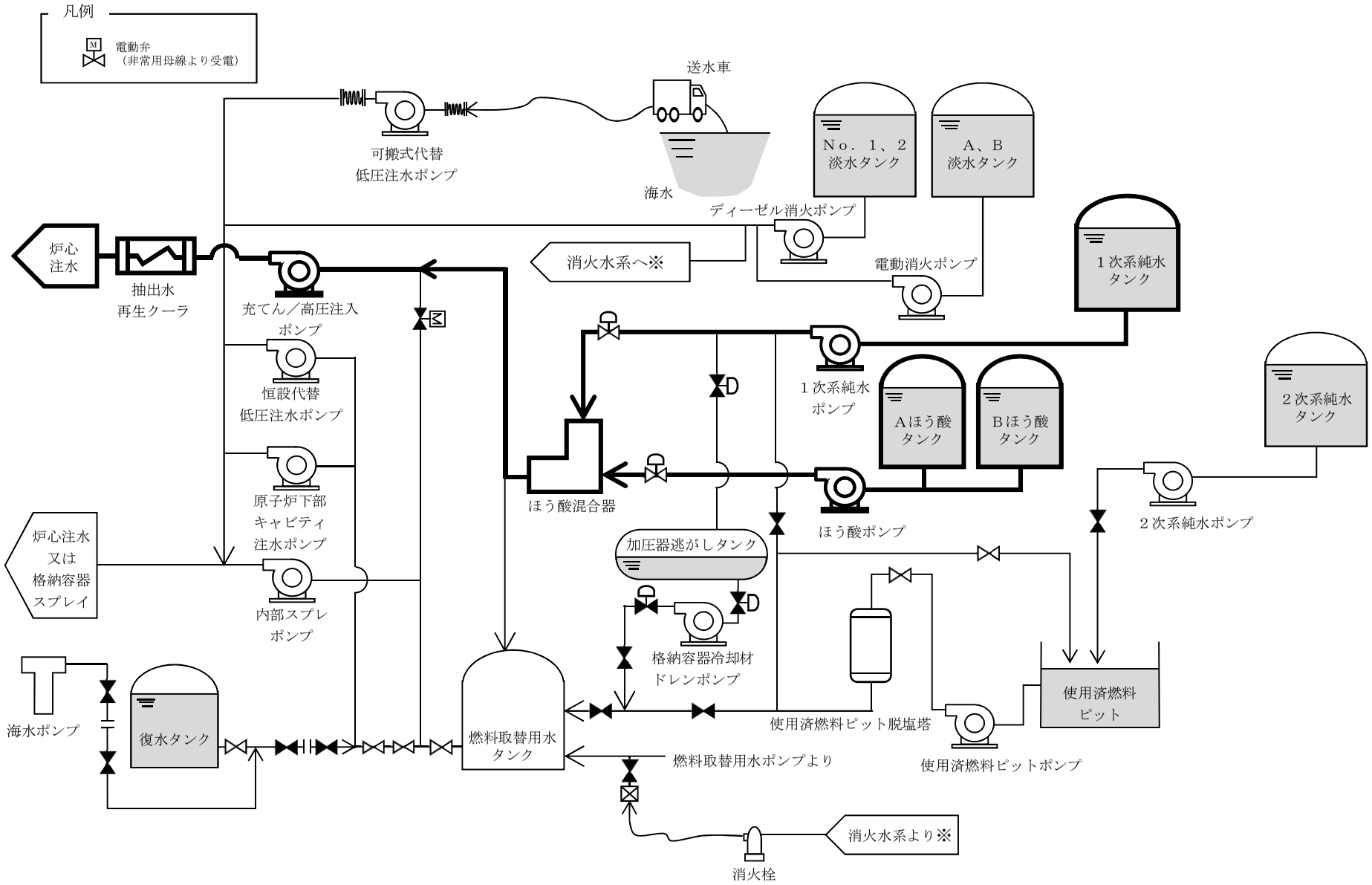
第1.13.20図　　海水を用いた復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（2／3）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

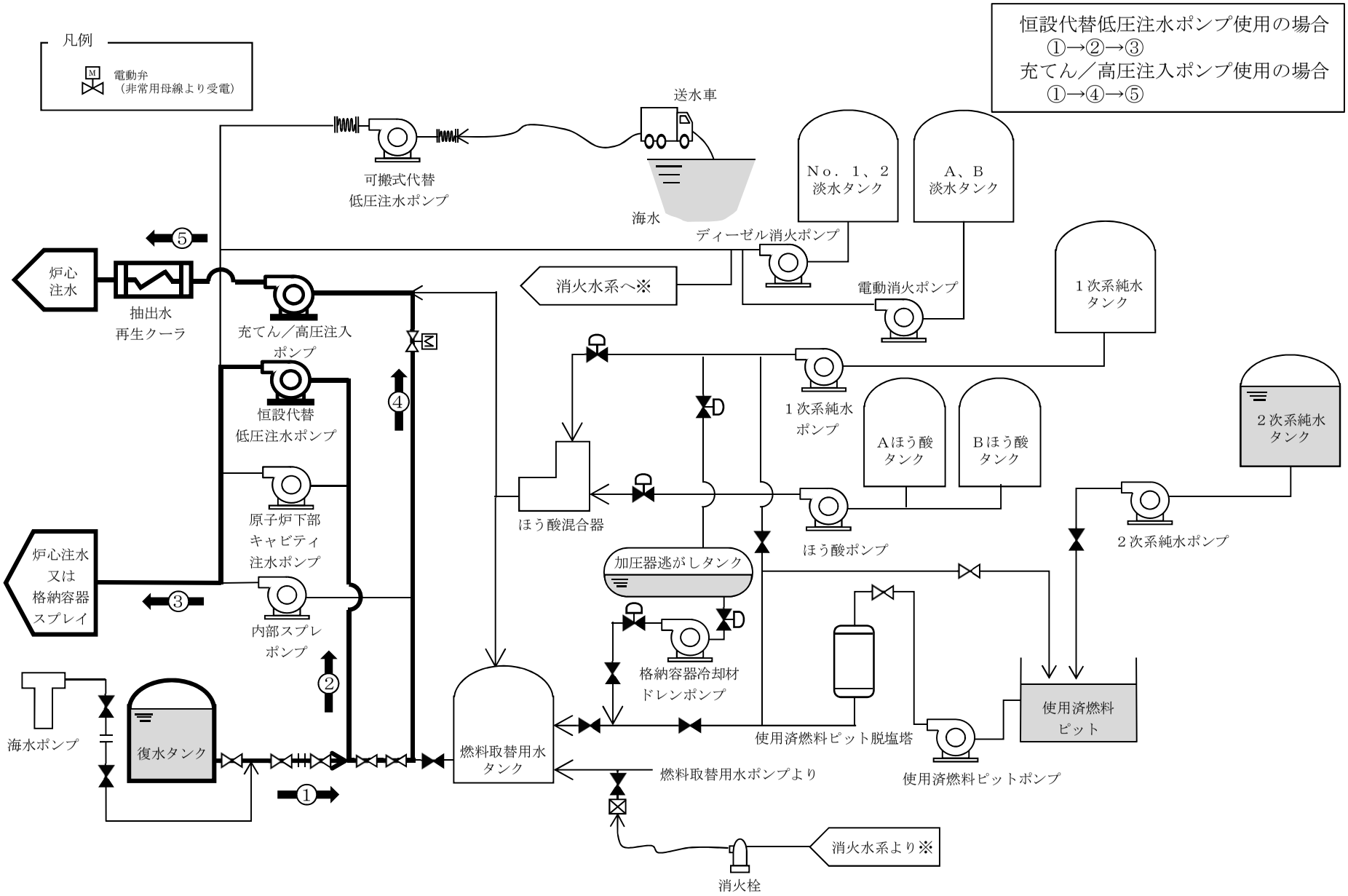
第1.13.20図　　海水を用いた復水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図（3／3）



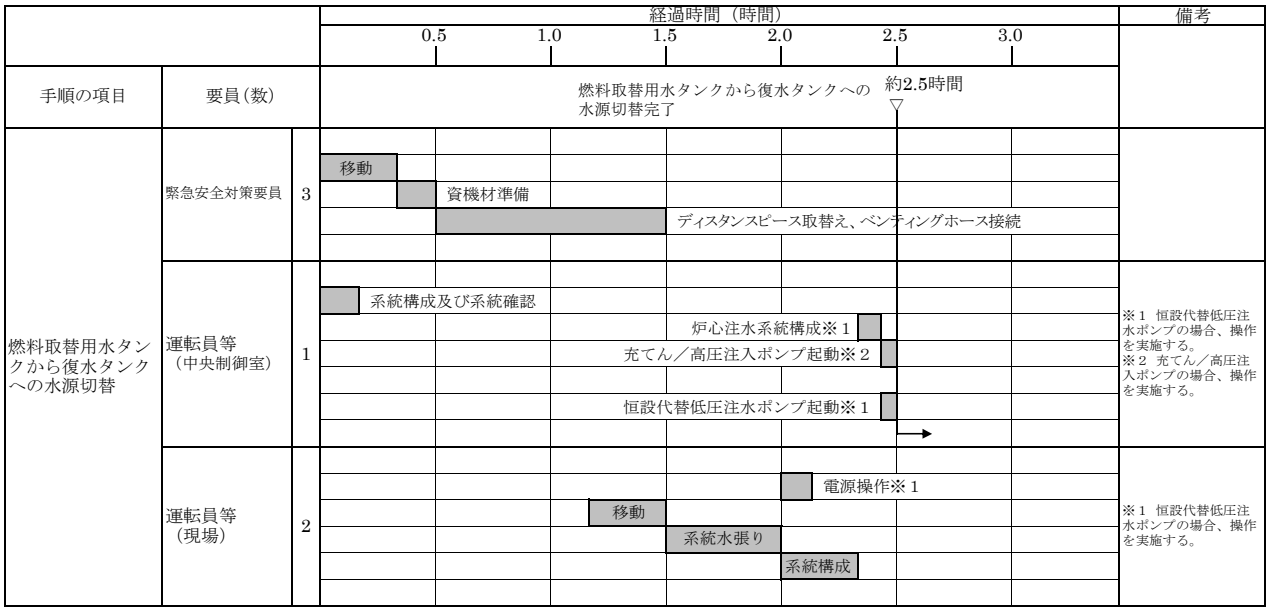
第1.13.21図　蒸気発生器２次側による炉心冷却のための代替手段及び復水タンクへの供給手順



第1.13.22図　燃料取替用水タンクから１次系純水タンク及びほう酸タンクへの水源切替　概略系統

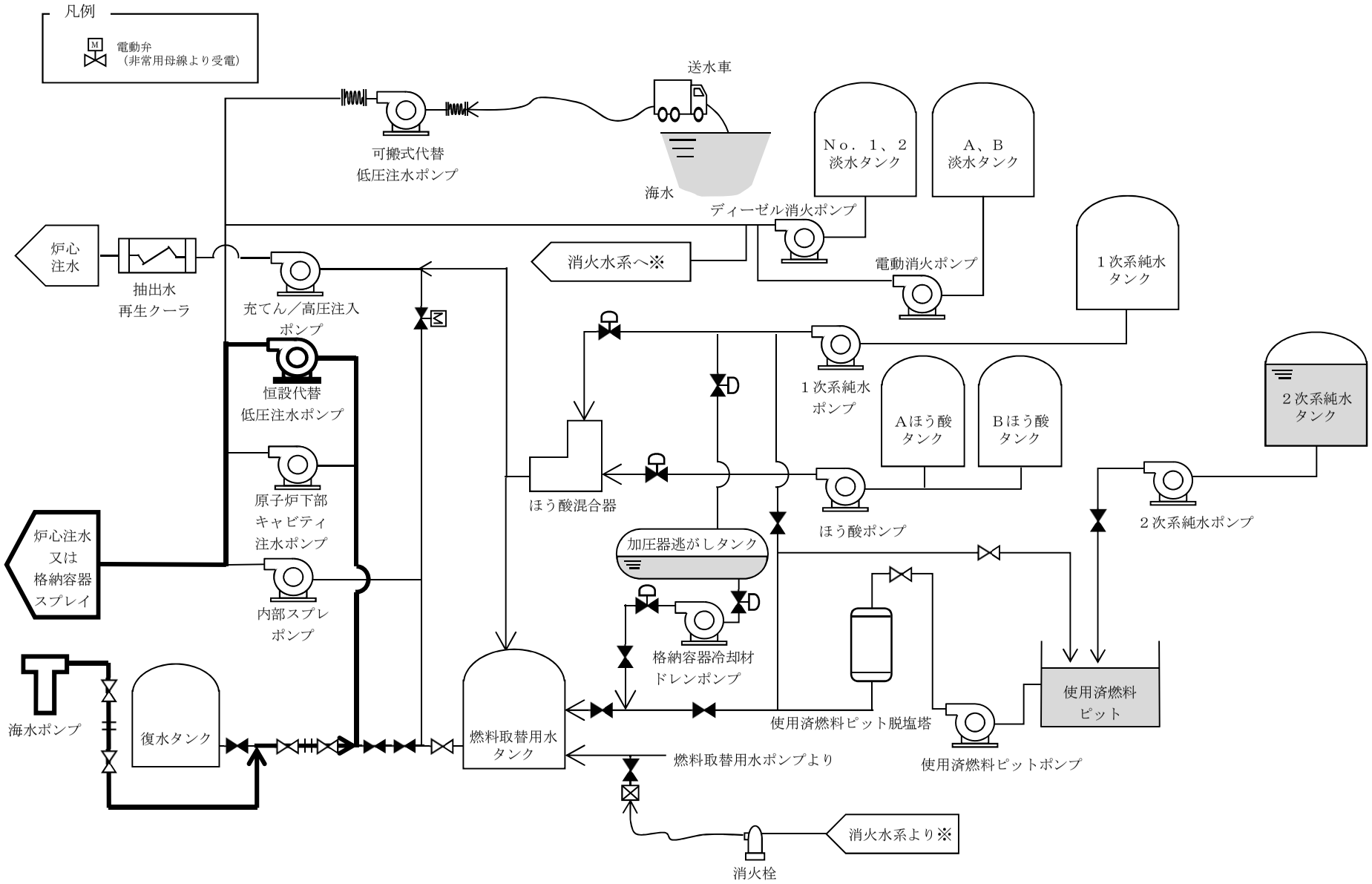


第1.13.23図　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替　概略系統

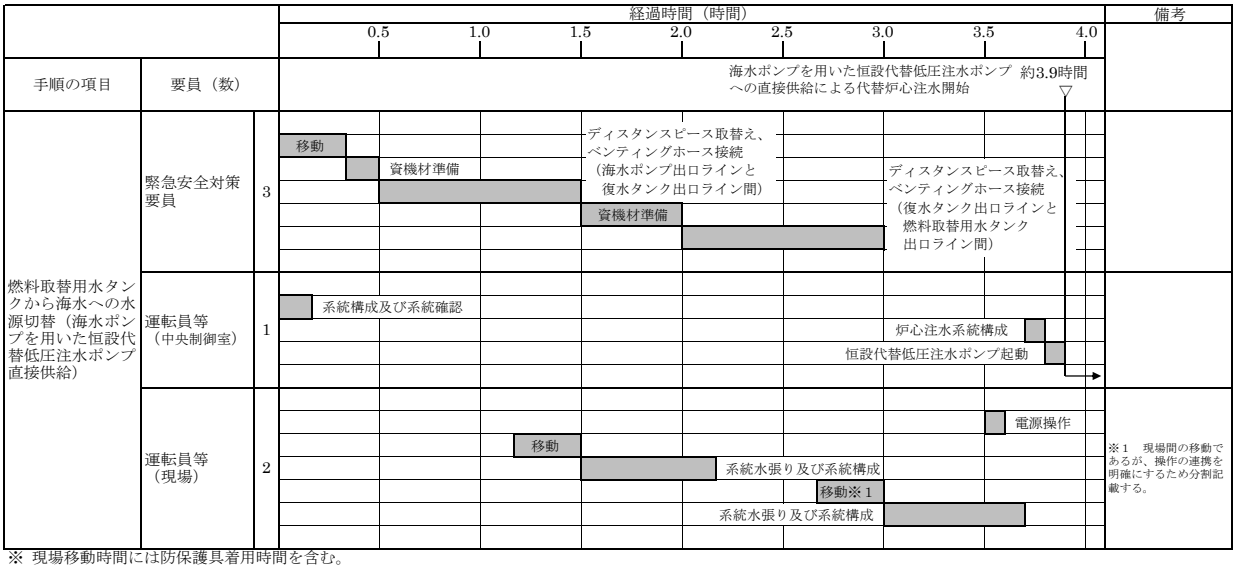


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.24図　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替　タイムチャート

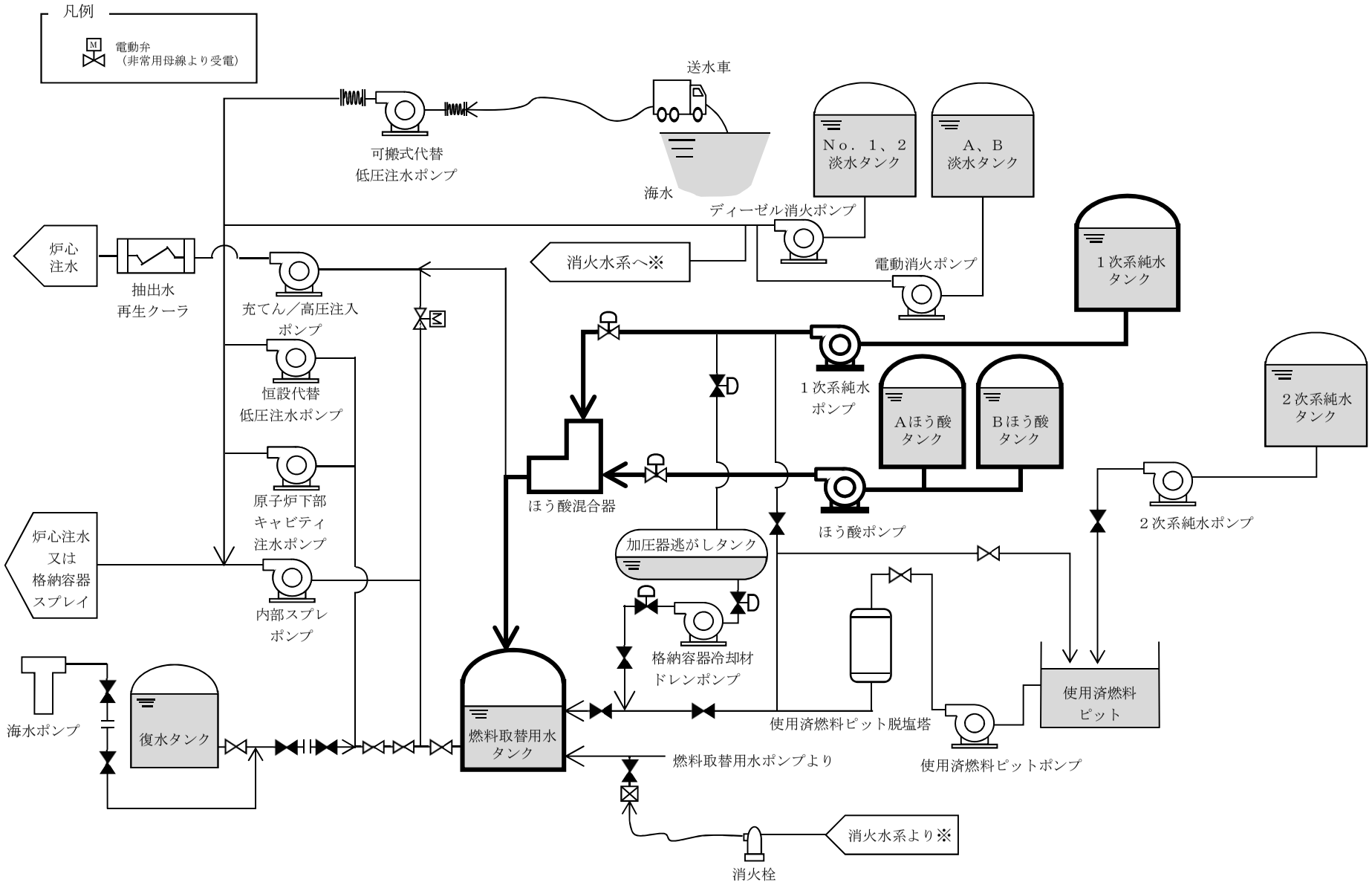


第1.13.25図　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）
概略系統

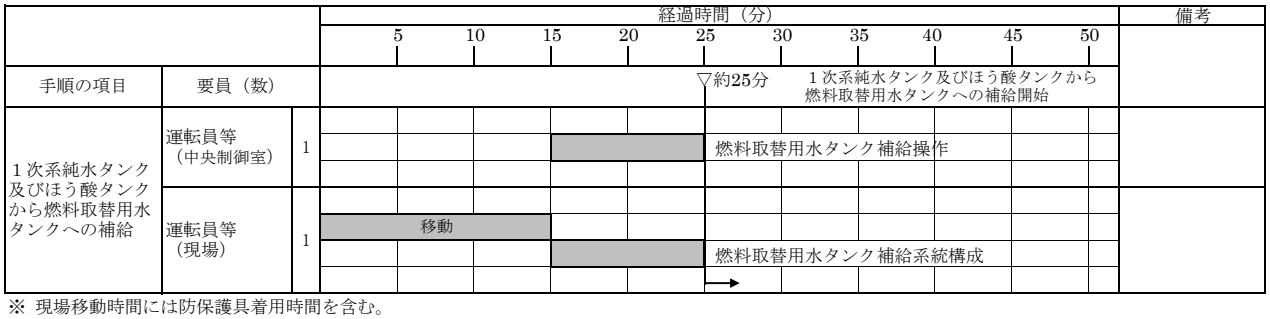


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.26図　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ直接供給）　タイムチャート

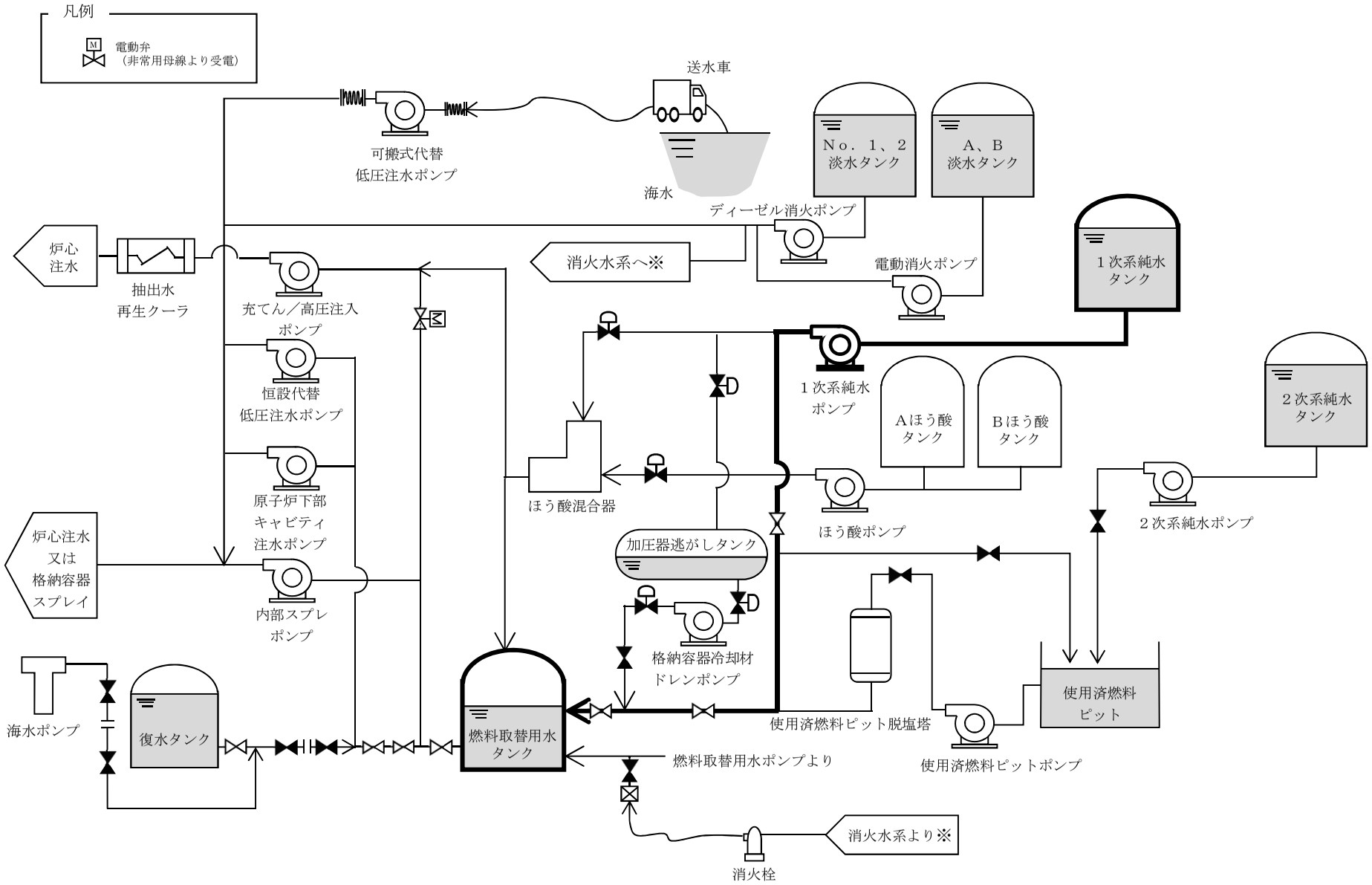


第1.13.27図　１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給　概略系統

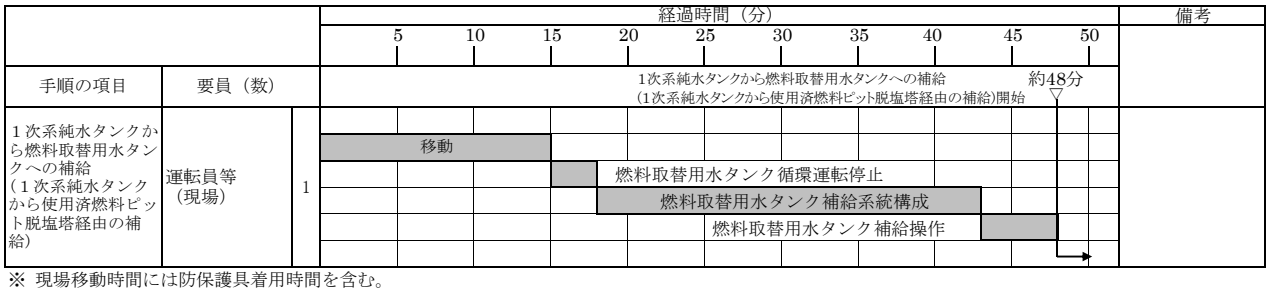


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.28図　１次系純水タンク及びほう酸タンクから燃料取替用水タンクへの補給　タイムチャート

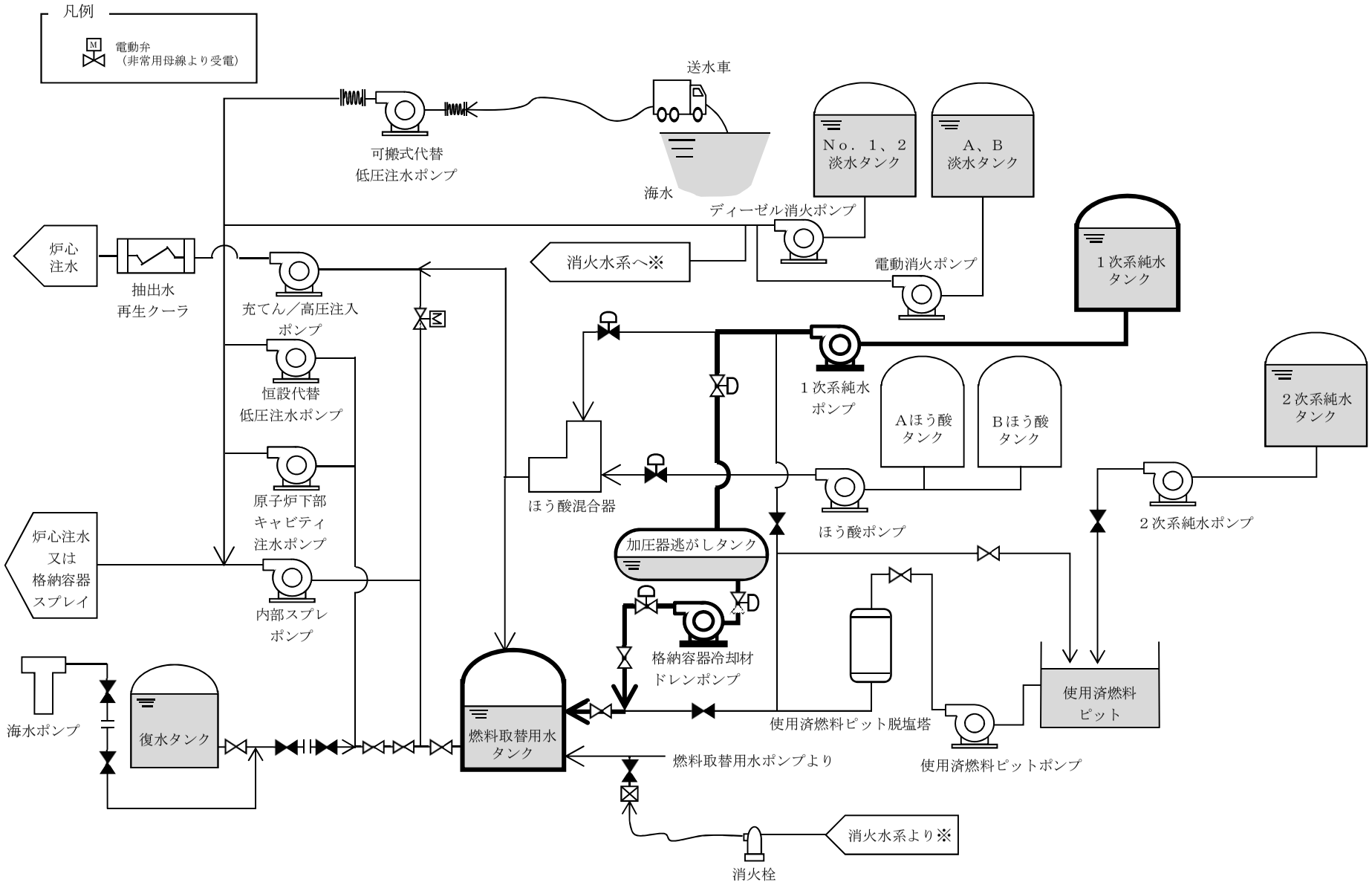


第1.13.29図　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（使用済燃料ピット脱塩塔経由）　概略系統

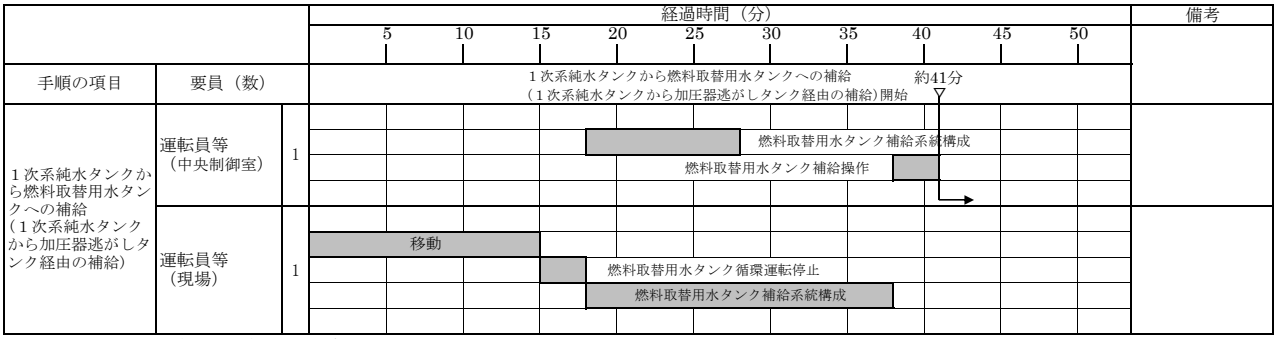


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.30図　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
（１次系純水タンクから使用済燃料ピット脱塩塔経由の補給）　タイムチャート

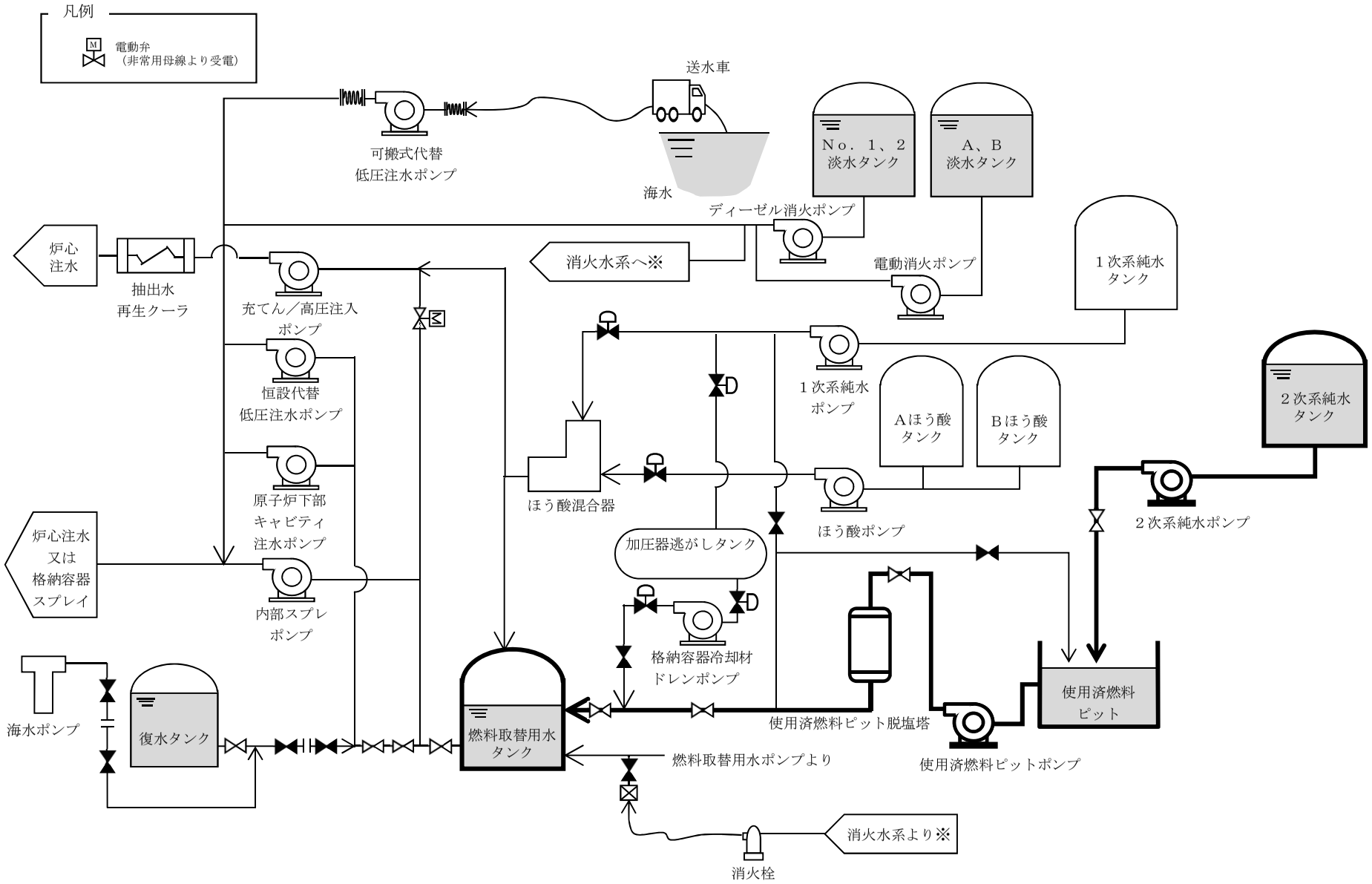


第1.13.31図　１次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給（加圧器逃がしタンク経由）　概略系統

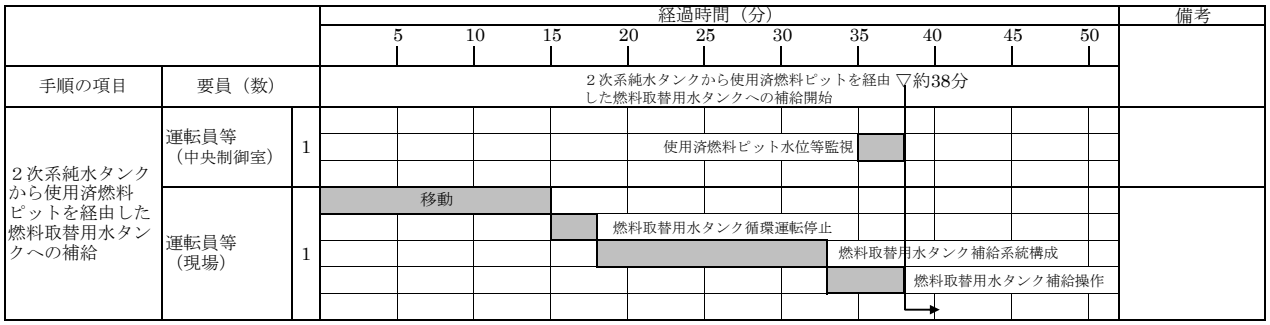


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.32図　1次系純水タンクから燃料取替用水タンクへの補給
（1次系純水タンクから加圧器逃がしタンク経由の補給）　タイムチャート

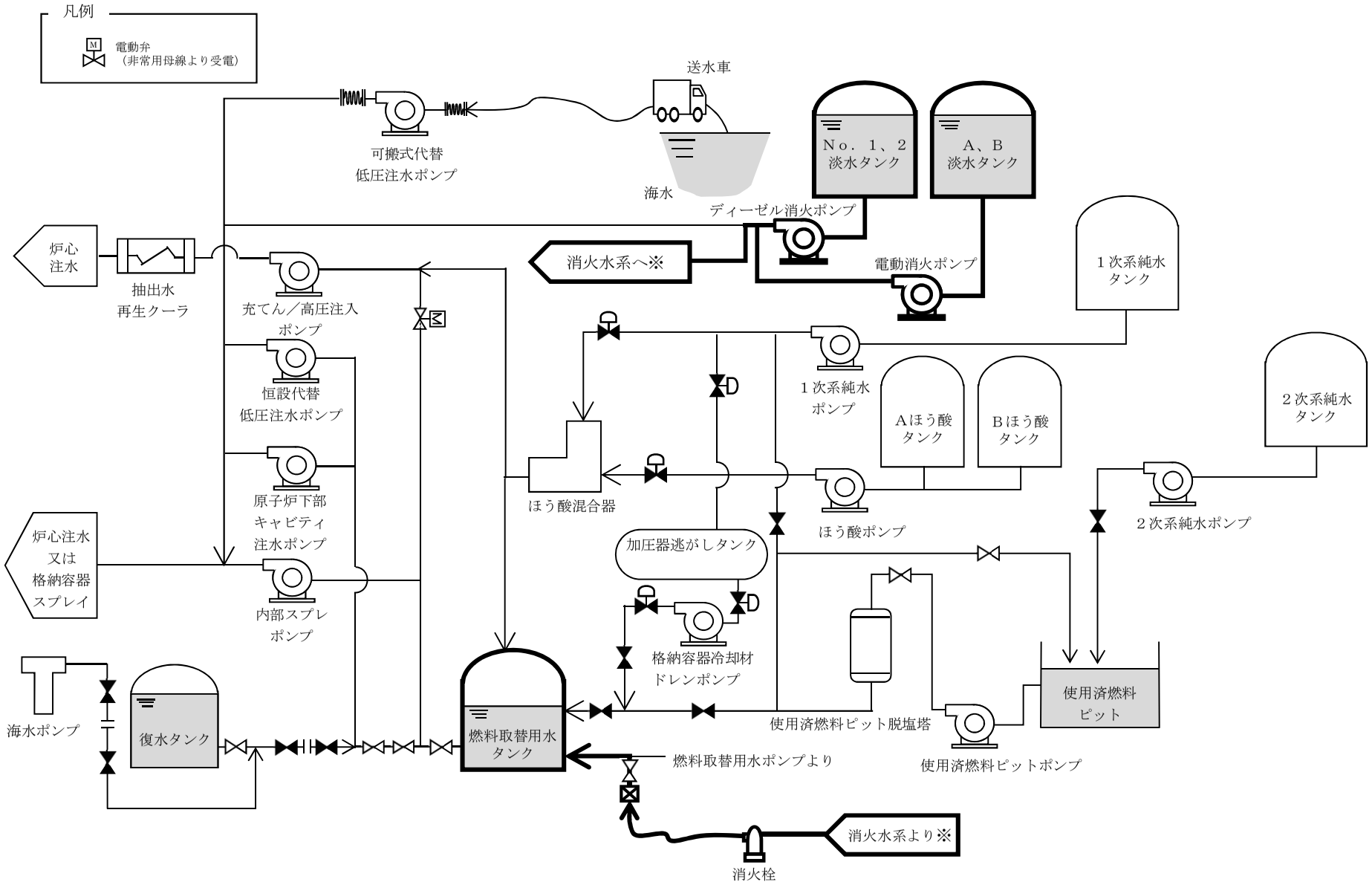


第1.13.33図　２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給　概略系統

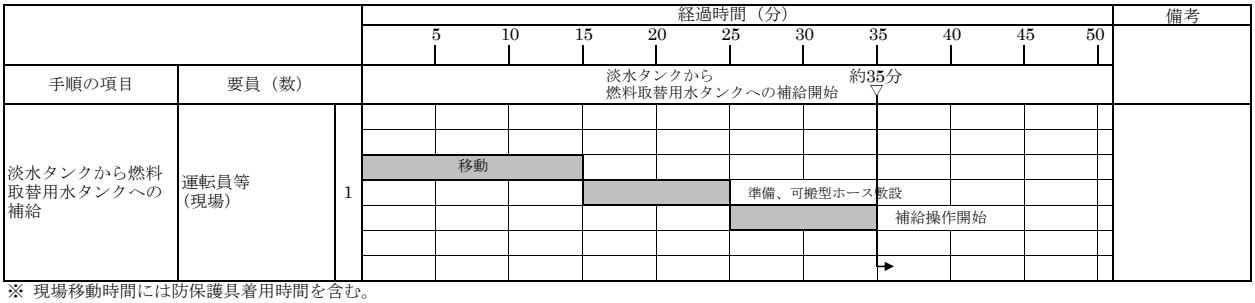


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.34図　２次系純水タンクから使用済燃料ピットを経由した燃料取替用水タンクへの補給　タイムチャート

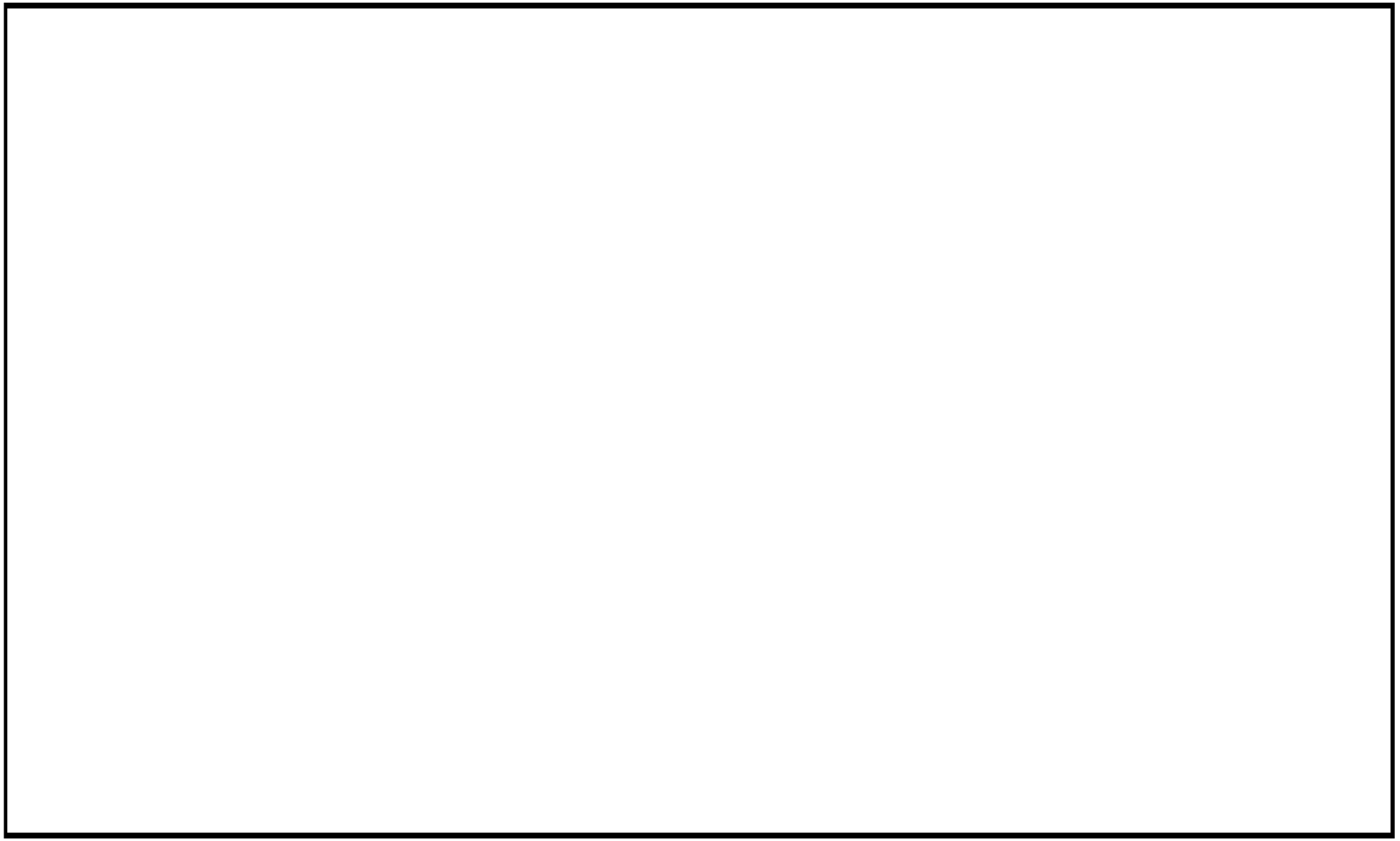


第1.13.35図　淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給　概略系統



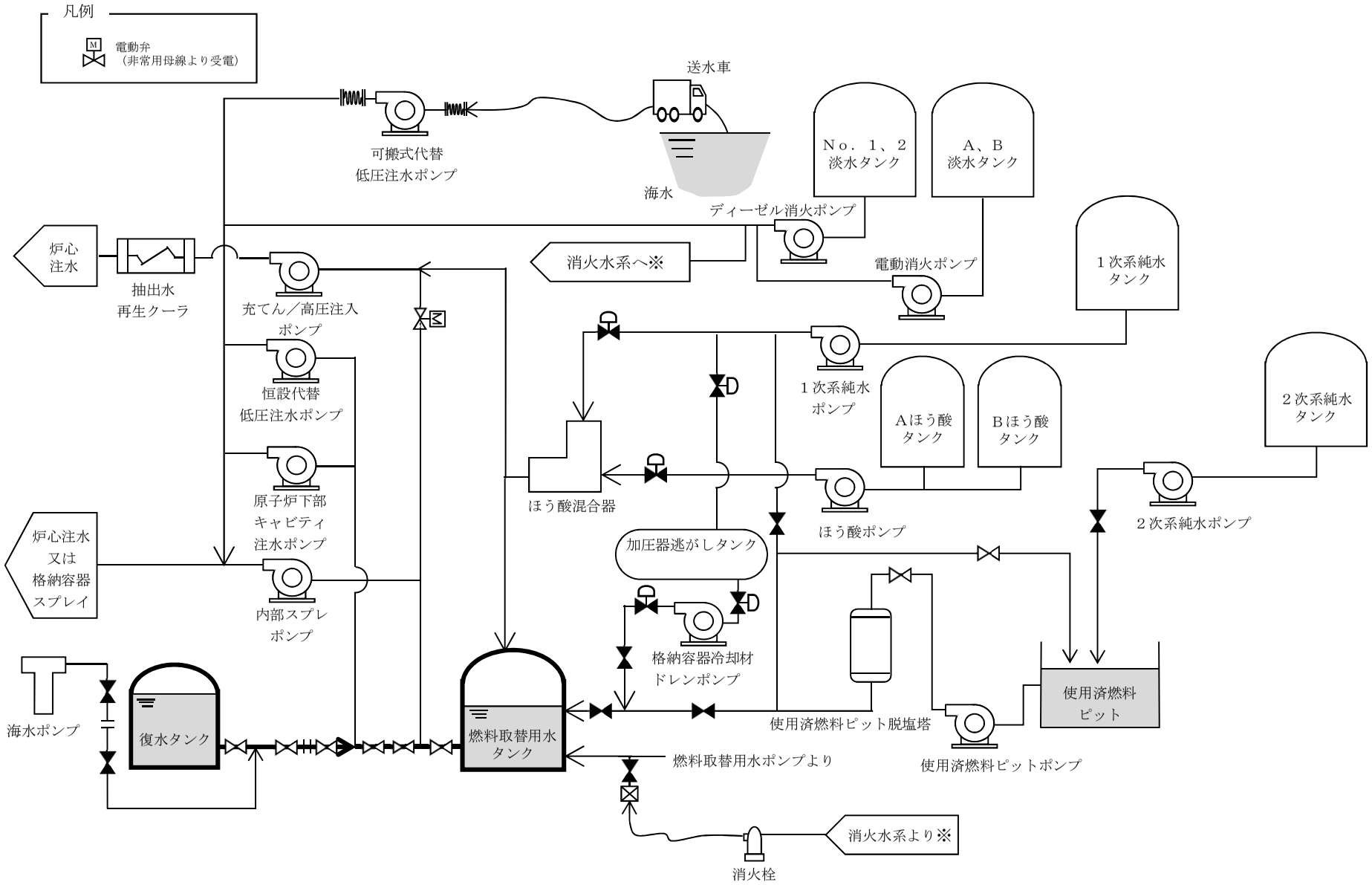
※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.36図　淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給　タイムチャート

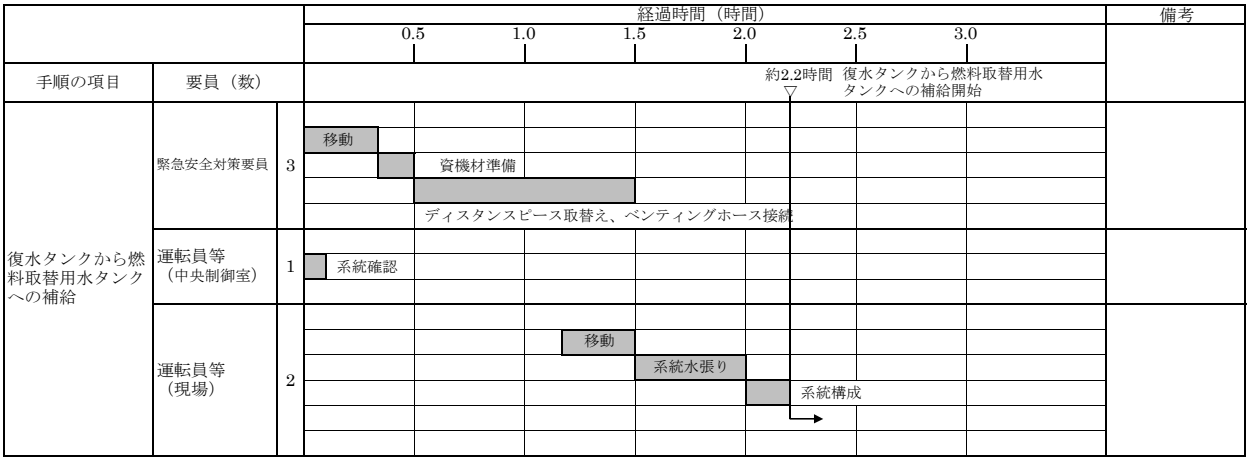


枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第1.13.37図　　淡水タンクから燃料取替用水タンクへの補給　可搬型ホース敷設ルート図

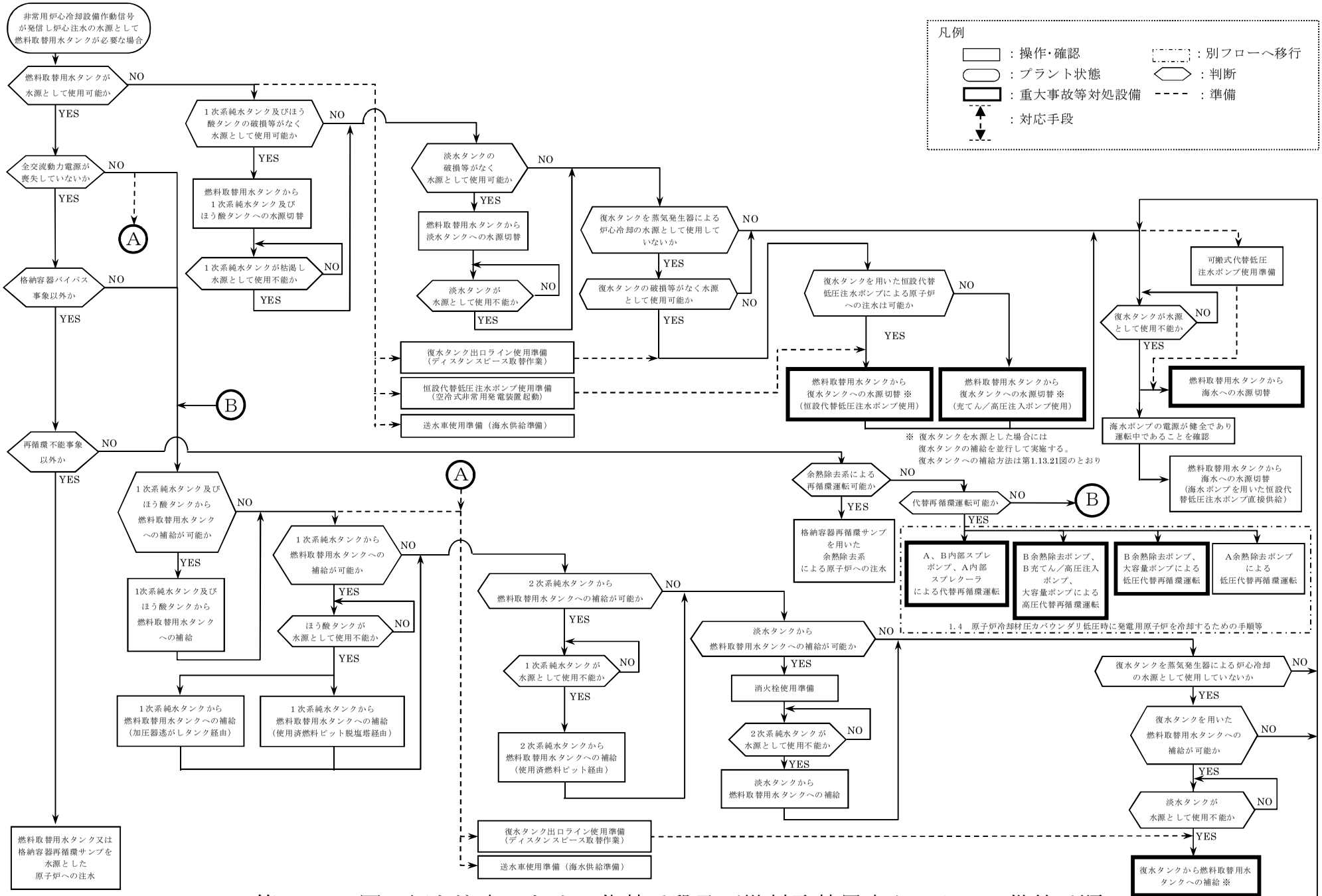


第1.13.38図　復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給　概略系統

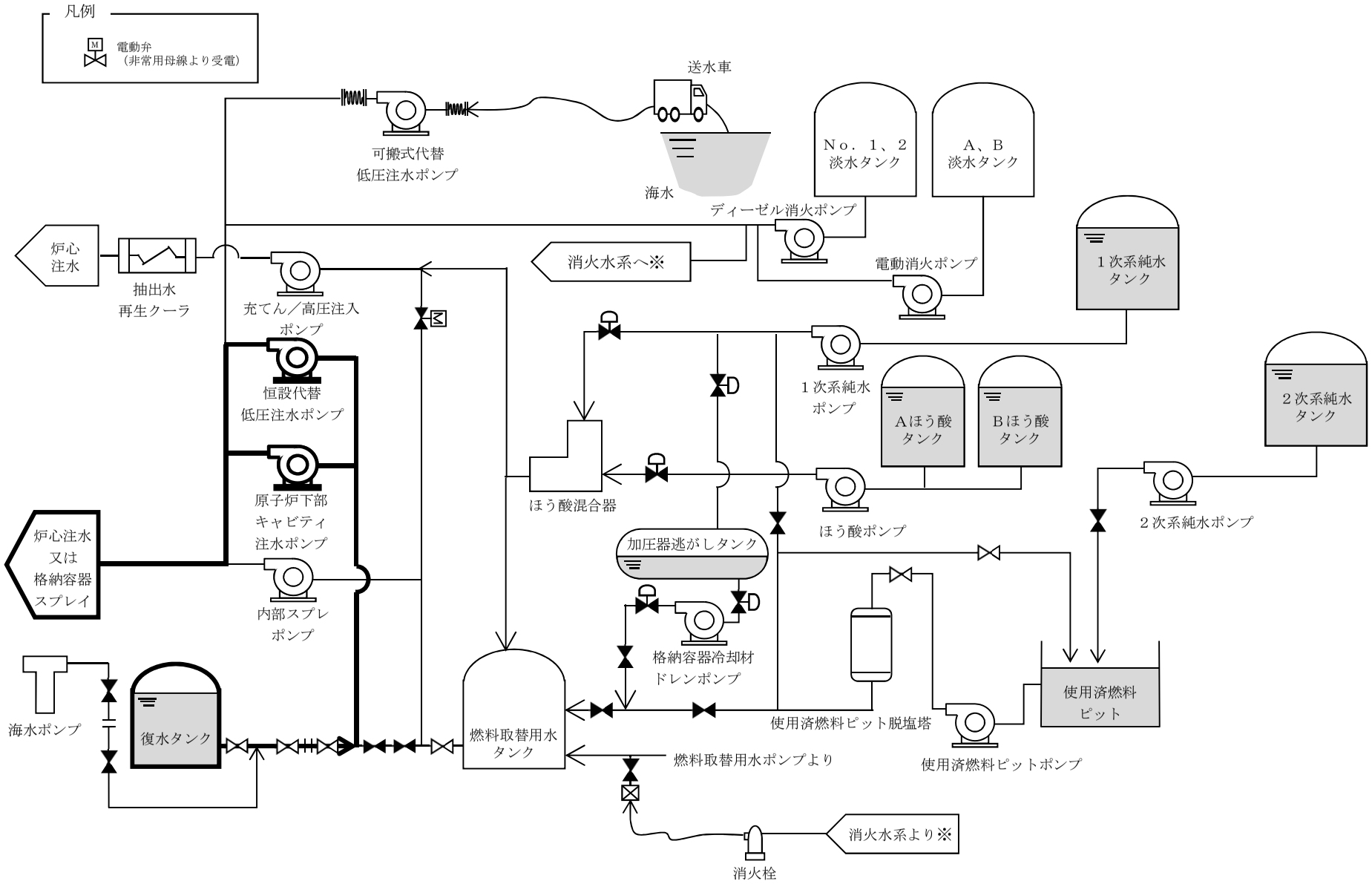


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

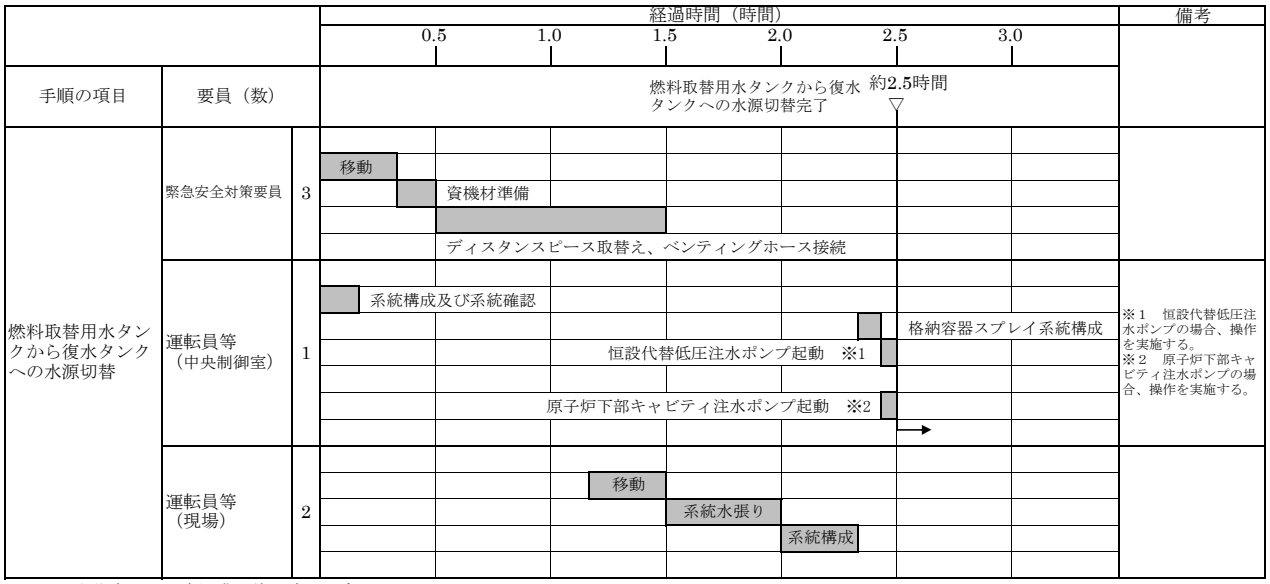
第1.13.39図　復水タンクから燃料取替用水タンクへの補給　タイムチャート



第1.13.40図　炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給手順

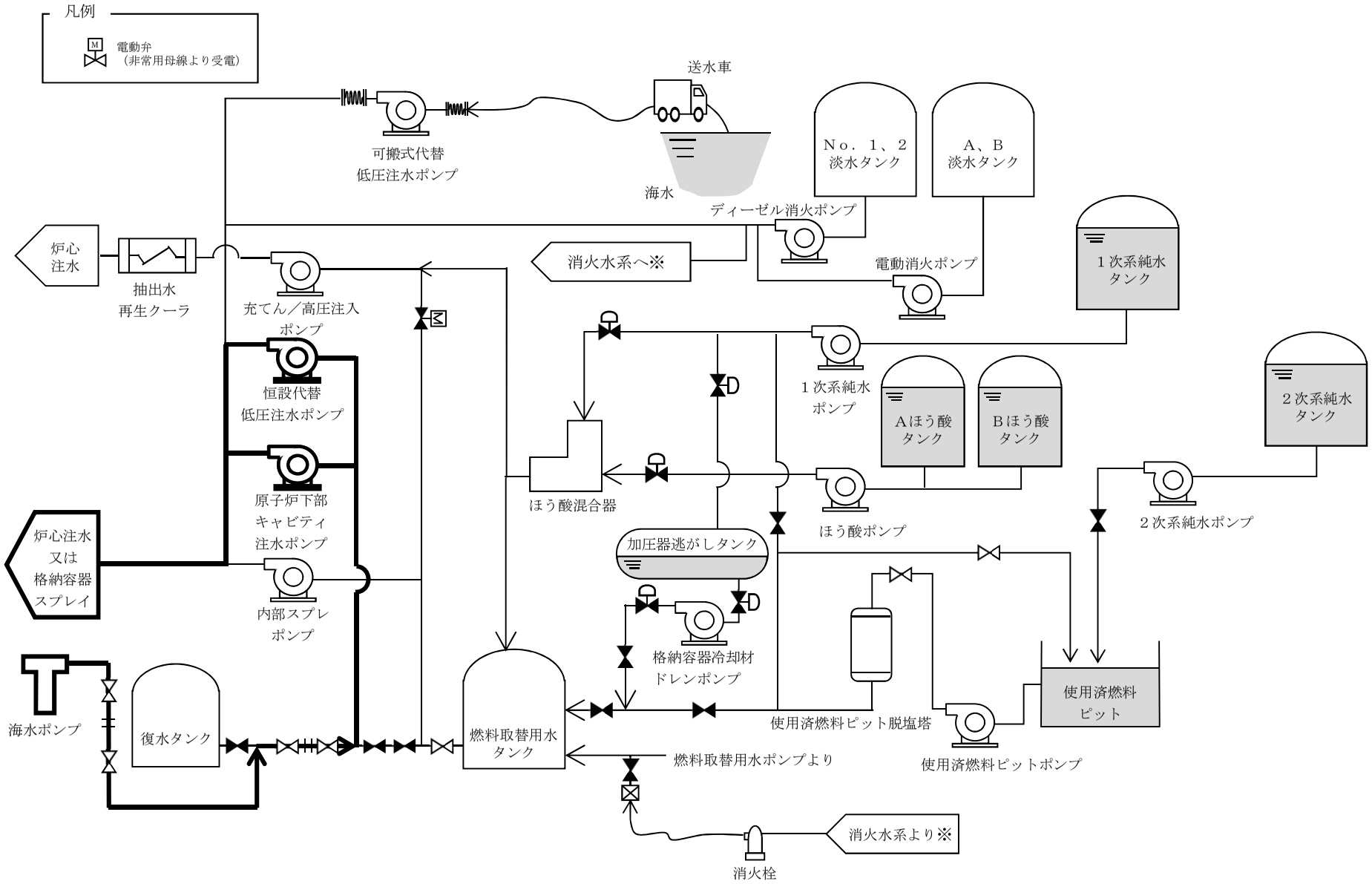


第1.13.41図　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替　概略系統

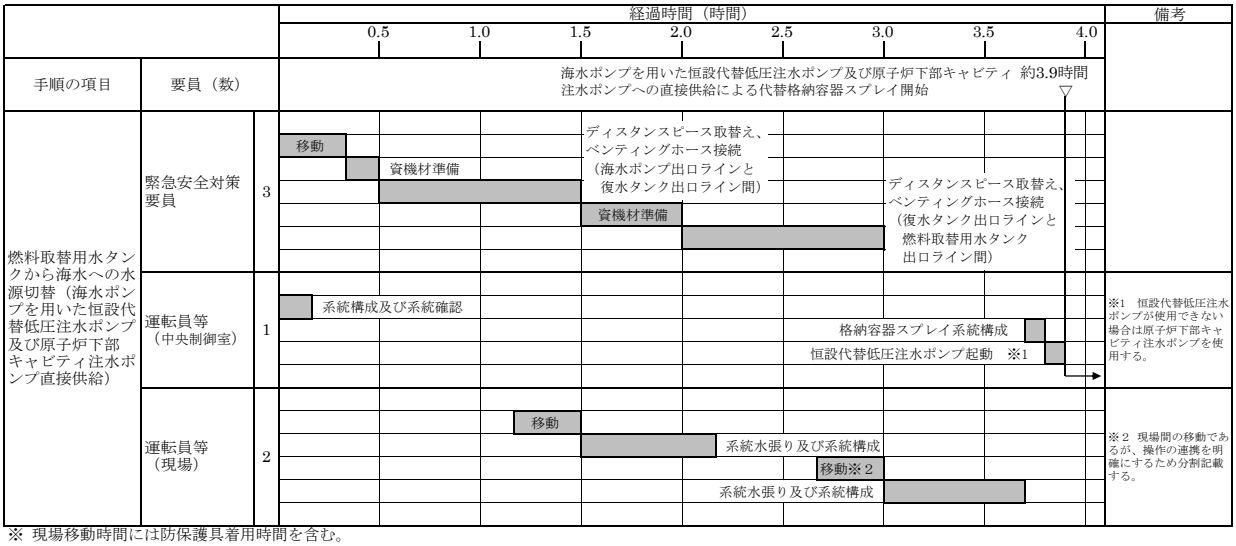


※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.42図　燃料取替用水タンクから復水タンクへの水源切替　タイムチャート

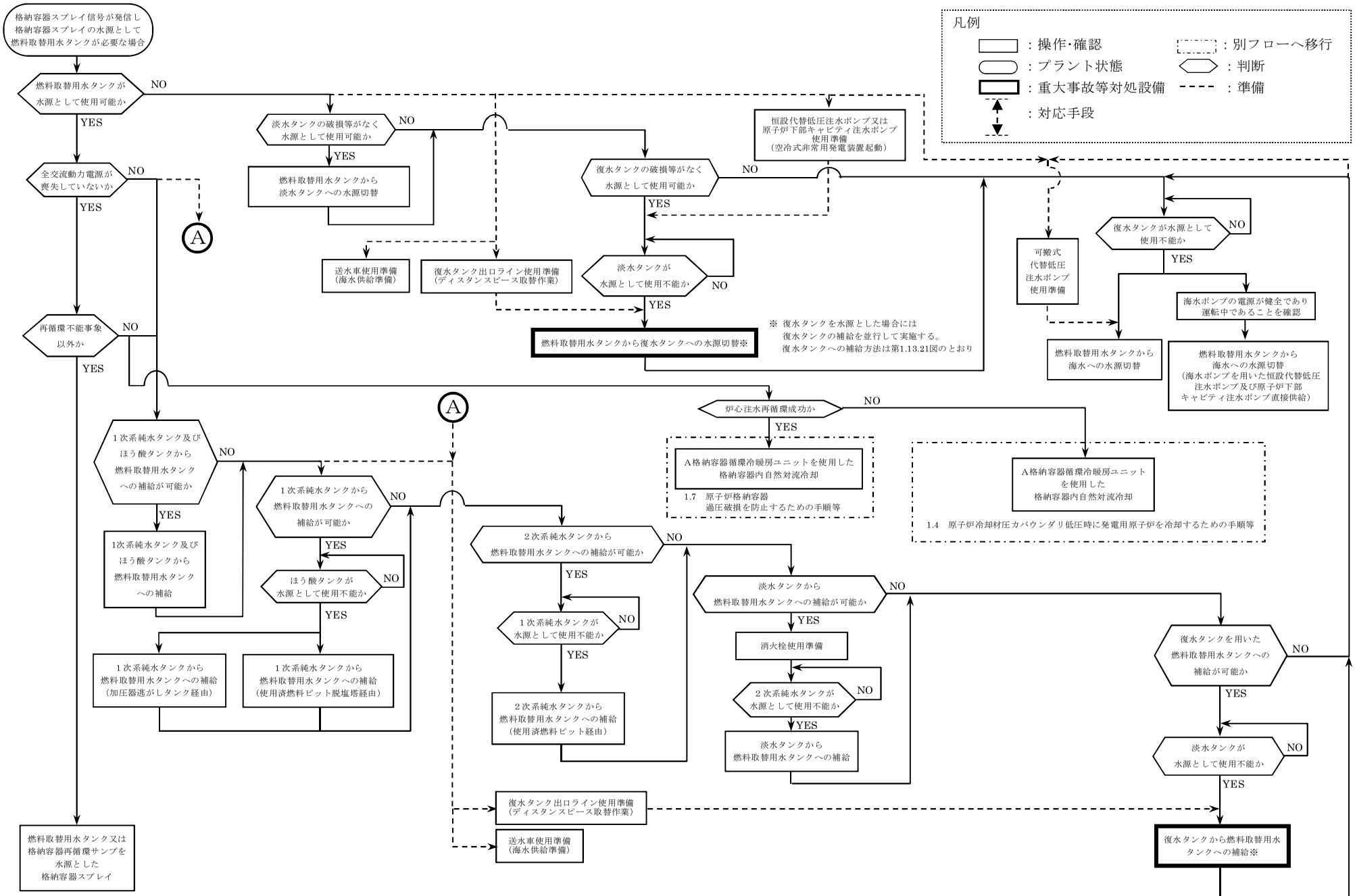


第1.13.43図　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）　概略系統



※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.13.44図　燃料取替用水タンクから海水への水源切替（海水ポンプを用いた恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ直接供給）　タイムチャート



第1.13.45図　格納容器スプレイのための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給手順

1.14 電源の確保に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.14.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 交流電源喪失時の対応手段及び設備
b. 直流電源喪失時の対応手段及び設備
c. 所内電気設備機能喪失時の対応手段及び設備
d. 手順等
1.14.2 重大事故等時の手順等
1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等
(1) 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電
(2) 予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電
(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電
(4) 電源車による代替電源（交流）からの給電
(5) 優先順位
1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等
(1) 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電
(2) 蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電
(3) 可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電
(4) 優先順位
1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等
(1) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）
(2) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（電源車）
(3) 優先順位

1.14.2.4 燃料の補給手順等

(1) 空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給

(2) 優先順位

1.14 電源の確保に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中における発電用原子炉内の燃料体（以下「運転停止中原子炉内燃料体」という。）の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「電力を確保するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力の確保

a) 電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、代替電源により、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、貯蔵槽内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するために必要な手順等を整備すること。

b) 所内直流電源設備から給電されている 24 時間内に、十分な余裕を持って可搬型代替交流電源設備を繋ぎ込み、給電が開始できること。

c) 複数号機設置されている工場等では、号機間の電力融通を行えるようにしておくこと。また、敷設したケーブル等が利用できない状況に備え、予備のケーブル等を用意すること。

d) 所内電気設備（モーターコントロールセンター(MCC)、パワーセンター(P/C)及び金属閉鎖配電盤(メタクラ)(MC)等）は、共通要因で機能を失うことなく、少なくとも一系統は機能の維持及び人の接近性の確保を図ること。

電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合においても炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中において原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、代替電源から給電する設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.14.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

外部電源喪失及び所内単独運転に失敗した場合には、非常用電源設備により非常用高圧母線及び非常用直流母線へ電力を供給する必要がある。このための設計基準事故対処設備として、ディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）を設置している。

ディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）より給電された電力を各負荷へ分配するための設計基準事故対処設備として所内電気設備を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.14.1図、第1.14.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十七条及び技術基準規則第七十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張のための設備との関係を明確にする。

(2) 対応手順と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、設計基準事故対処設備の故障として、非常用高圧母線への交流電源による給電及び非常用直流母線への直流

電源による給電に使用する設備並びに所内電気設備の故障を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を、第1.14.1表～第1.14.3表に示す。

a. 交流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

ディーゼル発電機の故障により非常用高圧母線への交流電源による給電ができない場合は、代替電源（交流）により非常用高圧母線へ給電する手段がある。

代替電源（交流）による給電に使用する設備は以下のとおり。

- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 予備変圧器２次側恒設ケーブル
- 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）
- 電源車

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替電源（交流）による給電に使用する空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ及び電源車は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、ディーゼル発電機が使用できない場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 予備変圧器２次側恒設ケーブル

耐震性がないものの、当該電路が使用可能（当該電路が健全で、かつ、１号炉及び２号炉の予備変圧器受電遮断器が投入されていない状態）で１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立※2している場合にディーゼル発電機の代替手段として有効である。

・ 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）

恒設ケーブルを敷設する建屋の耐震性がないものの、１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立※2している場合にディーゼル発電機の代替手段として有効である。

※2 「号機間電力融通」については、１号炉又は２号炉の安全性を損ねるおそれがあるため、「１号炉又は２号炉から３号炉への号機間融通は１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立」している場合に限定している。なお、「号機間電力融通」が使用できない場合には、後続手段である「電源車」の対応を取ることとする。

また、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び電源車（緊急時対策所用）は、個別負荷に対する専用電源であり、その利用目的を限定していることから、以下の手順にて整備する。

・電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）

「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.5(1)「電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、大容量ポンプへの燃料補給」にて整備する。

・電源車（緊急時対策所用）

「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のう

ち、1.18.2.4(1)「電源車（緊急時対策所用）による給電手順」にて整備する。

b. 直流電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

ディーゼル発電機の故障により非常用直流母線への直流電源による給電ができない場合は、直流電源装置により非常用直流母線へ給電する手段がある。

直流電源による給電に使用する設備は以下のとおり。

- 蓄電池（安全防護系用）
- 計器用電源（無停電電源装置）

ディーゼル発電機の故障及び蓄電池（安全防護系用）の電圧低下により非常用直流母線への直流電源による給電ができない場合は、代替電源（直流）により非常用直流母線へ給電する手段がある。

また、給電に伴い必要な代替電源（交流）による給電に使用する設備については、「1.14.1(2)a. 交流電源喪失時の対応手段及び設備」のとおり。

代替電源（直流）による給電に使用する設備は以下のとおり。

- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 予備変圧器２次側恒設ケーブル
- 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）
- 電源車
- 可搬式整流器
- 計器用電源（無停電電源装置）
- 蓄電池（３系統目）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替電源（直流）による給電に使用する計器用電源（無停電電源装置）及び可搬式整流器は重大事故等対処設備と位置づける。

基準規則に要求される蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（３系統目）は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

これらの重大事故等対処設備により、ディーゼル発電機及び蓄電池（安全防護系用）が使用できない場合においても炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

また、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）及び可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）は、個別負荷に対する専用電源であり、その利用目的を限定していることから、以下の手順にて整備する。

- 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）

  「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、「1.3.2.2(3)c. 可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復」にて整備する。

- 可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）

  「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、「1.15.2.2(1)d. 可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源の供給」にて整備する。

c. 所内電気設備機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

所内電気設備は、共通要因で機能を失うことはないが、何らかの原因により所内電気設備の2系統が同時に機能を喪失した場合は、

代替所内電気設備により給電する手段がある。

このため、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保できる。

代替所内電気設備による給電に使用する設備は以下のとおり。

- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 代替所内電気設備分電盤
- 代替所内電気設備変圧器
- 可搬式整流器
- 電源車

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替所内電気設備による給電に使用する空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、代替所内電気設備分電盤、代替所内電気設備変圧器及び可搬式整流器は重大事故等対処設備と位置づける。

これら機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、所内電気設備が使用できない場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために、必要な電力を確保できる。

また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- 電源車

  空冷式非常用発電装置が使用できない場合に、「7.1.2 全交流動力電源喪失」手順においてアニュラス空気循環系を

約60分以内に準備する想定としているのに対し、電源車の着手及び移動並びに起動作業に約2.3時間要するものの、放射性物質放出を抑制する手段として有効である。

d. 手順等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、発電所対策本部長※3、当直課長、運転員等※4及び緊急安全対策要員※5の対応として全交流動力電源喪失の対応手順等に定める（第1.14.1表～第1.14.3表）。

また、事故時の監視に必要な手順を整備する（第1.14.4表）。

※3 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※4 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※5 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.14.2 重大事故等時の手順等

1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等

(1) 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電

全交流動力電源喪失時に、ディーゼル発電機から独立及び位置的分散を図った重大事故等対処設備である空冷式非常用発電装置により、原子炉冷却、格納容器冷却等に係る設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の駆動電源等の非常用高圧母線へ代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、外部電源受電操作及びディーゼル発電機の起動操作を実施しても、母線電圧等が確立しない場合。

b. 操作手順

空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.3図に、タイムチャートを第1.14.4図に示す。

また、空冷式非常用発電装置への燃料（重油）補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、空冷式非常用発電装置の起動及びスイッチギヤ室での現場操作を指示する。また、運転員等に空冷式非常用発電装置の運転状態の確認を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置を起動する。

③ 運転員等は、現場で運転中の空冷式非常用発電装置の運転状態を確認する。

④ 運転員等は、受電後の負荷の自動起動を防止するため、中央制御室で操作器を「切」又は「引断」とする。

⑤ 運転員等は、空冷式非常用発電装置の容量制限があるため、現場のスイッチギヤ室において不要なパワーセンタ及びコントロールセンタ負荷の切り離しを行う。

⑥ 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置受電遮断器を投入し、メタクラの受電を確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場でパワーセンタ及びコントロールセンタを受電し、非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認する。

⑧ 運転員等は、中央制御室及び現場で受電に伴い順次起動する補機の確認を行うとともに、重大事故等対処設備を必要な時期に起動する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に空冷式非常用発電装置の燃料（重油）補給を指示する。

⑩ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパの開操作を実施する。

⑫ 運転員等は、中央制御室でバッテリ室換気ファンを起動し、バッテリ室の換気を行う。

⑬ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、空冷式非常用発電装置による受電操作について、中央制御室対応は運転員等2名、現場対応は運転員等2名により作業を実施し、所要時間は約19分と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は運転員等1名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約65分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

空冷式非常用発電装置は、常設代替電源設備として設置しているため中央制御室から、早期に非常用高圧母線への電源回復操作を実施する。

空冷式非常用発電装置の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。空冷式非常用発電装置は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束するための電力を供給する。さらに、空冷式非常用発電装置の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

(2) 予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電

空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置の故障等により代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合において、１号炉及び２号炉の予備変圧器受電遮断器が投入されていないこと並びに１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立していることを母線電圧等にて確認できた場合。

b. 操作手順

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.5図に、タイムチャートを第1.14.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通を指示する。
② 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の所内電源系の受電準備、送る側の送電準備を実施する。
③ 緊急安全対策要員は、現場で号機間融通に必要なインターロック解除（ジャンパ、リフト）処置を行う。
④ 運転員等は、中央制御室で供給元の母線負荷について切離しを行う。
⑤ 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の母線負荷について切離しを行う。
⑥ 運転員等は、中央制御室で予備変圧器１次側の遮断器を開放する。
⑦ 運転員等は、中央制御室で供給元母線の予備変圧器受電遮断器を投入する。

⑧ 運転員等は、現場で号機間融通を受ける側の母線の予備変圧器受電遮断器を投入し、非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で号機間融通開始に当たり実施したインターロック解除（ジャンパ、リフト）処置を一部復旧する。

⑩ 運転員等は、中央制御室及び現場で受電に伴い順次起動する補機の確認を行うとともに、重大事故等対処設備を必要な時期に起動する。

⑪ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。

⑫ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパの開操作を実施する。

⑬ 運転員等は、中央制御室でバッテリ室換気ファンを起動し、バッテリ室の換気を行う。

⑭ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による受電操作について、中央制御室対応は運転員等2名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約70分と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は運転員等1名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約65分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電

源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通は必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束する電力を供給する。さらに、１号炉又は２号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

予備変圧器の故障等により予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合において、１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立していることを母線電圧等にて確認できた場合。

b. 操作手順

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.7図に、タイムチャートを第1.14.8図に、機器配置を第1.14.9図及び第1.14.10図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）による号機間融通での給電を指示する。なお、送る側は、２号炉ができ

なければ１号炉とする。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で号機間融通を受ける側の所内電源系の受電準備、送る側の送電準備を実施する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で給電先動力変圧器盤の変圧器端子に号機間融通用高圧ケーブル接続盤からの恒設ケーブルを敷設し、接続する。

④ 緊急安全対策要員は、供給元が２号炉の場合は現場で２号炉の号機間融通用遮断器を投入、供給元が１号炉の場合は現場で１号炉の中継用メタクラ盤の遮断器および空冷式非常用発電装置受電遮断器を投入する。

⑤ 運転員等は、現場で給電先の恒設ケーブルを接続した動力変圧器受電遮断器を投入する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で給電先の遮断器が投入され、給電先メタクラ盤へ電力融通が開始されたことを、発電所対策本部長へ報告する。

⑦ 運転員等は、中央制御室及び現場で非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認後パワーセンタ、コントロールセンタの復旧を行い、直流電源、計器用電源等の必要負荷を起動する。

⑧ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパの開操作を実施する。

⑩ 運転員等は、中央制御室でバッテリ室換気ファンを起動し、バッテリ室の換気を行う。

⑪ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による受電操作について、中央制御室対応は運転員等2名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名にて実施し、

所要時間は約2.1時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は運転員等1名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約65分と想定する。

円滑に作業できるように、号機間融通用高圧ケーブル接続盤等の常設設備と接続する箇所は端子接続とし、移動経路の確保及び携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。ケーブル接続、遮断器操作については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通については、ケーブルの送電容量を考慮した負荷の範囲内で給電する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）は、通常運転中は、遮断器及びケーブルにより１号炉及び２号炉との縁を切っており、重大事故等時のみ接続する。

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通の必要最大負荷は、想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」の場合である。号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通では必要最大負荷以上の電力を確保することで、原子炉を安定状態に収束する電力を供給する。さらに、１号炉又は２号炉の電源裕度及びプラント設備状況（被災状況、定期検査中等）に応じたその他使用可能な設備に給電する。

また、審査基準ごとに要求される重大事故等対処設備等の負荷へ給電する。

(4) 電源車による代替電源（交流）からの給電

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融

通による代替電源（交流）からの給電が実施できない場合に、電源車により非常用高圧母線への代替電源（交流）から給電する手順を整備する。

なお、電源車の接続場所は位置的に分散した2ヶ所を整備する。

a．手順着手の判断基準

号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合。

b．操作手順

電源車による代替電源（交流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.11図に、タイムチャートを第1.14.12図に、ケーブル敷設ルートを第1.14.13図に示す。

また、電源車への燃料（重油）補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、給電先の健全性確認及び電源車の寄付き場所からのケーブルルートの確認並びに電源車からの給電を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場でケーブル敷設ルートの確認、電源車の移動、起動前点検を実施する。

③ 運転員等は、中央制御室及び現場でメタクラ、パワーセンタ、コントロールセンタに接続されるすべての負荷の切離しを実施する。

④ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルコネクタの接続及び電源車を起動し、出力ＮＦＢを投入する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で発電所対策本部長に電源車による給電を開始したことを報告する。

⑥ 運転員等は、現場のスイッチギヤ室にて空冷式非常用発電装置受電遮断器を投入し、メタクラの受電を確認する。

⑦ 運転員等は、現場でパワーセンタ及びコントロールセンタを受電

し、非常用高圧母線の電圧計により電源が確保されたことを確認する。

⑧ 運転員等は、中央制御室及び現場で受電に伴い順次起動する補機の確認を行うとともに、重大事故等対処設備を必要な時期に起動する。

⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に電源車の燃料（重油）補給を指示する。

⑩ 当直課長は、運転員等に充電器の受電操作を指示する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場でバッテリ室換気ファン用ダンパ及びバッテリ室給気ファン用ダンパの開操作を実施する。

⑫ 運転員等は、中央制御室でバッテリ室換気ファンを起動し、バッテリ室の換気を行う。

⑬ 運転員等は、現場で充電器を起動し直流電源の給電を行う。

c. 操作の成立性

上記のうち、電源車における受電操作について、中央制御室対応は運転員等2名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約2.8時間と想定する。

また、充電器の受電操作については、中央制御室対応は運転員等1名、現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約65分と想定する。

円滑に作業できるように、可搬式代替電源用接続盤等の常設設備と接続する箇所はコネクタ接続のため、手動にて実施し、移動経路の確保及び携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

電源車は、プラント監視機能等を維持するために必要な最低限度の電力を供給する。また、プラントの被災状況に応じて使用可能な設備の電力を供給する。

(5) 優先順位

全交流動力電源喪失時に炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料ピット内燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するための代替電源（交流）による給電手順の優先順位は、空冷式非常用発電装置、予備変圧器２次側恒設ケーブル、号機間電力融通恒設ケーブル、電源車の順で使用する。

空冷式非常用発電装置は全交流動力電源喪失時に、１号炉及び２号炉や外部電源の状況に依存せず、中央制御室及び現場での電源回復操作を並行し、短時間での電力供給ができるため、第1優先で使用する。

予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電は、緊急安全対策要員によるインターロック解除（ジャンパ、リフト）処置後、中央制御室及び現場で遮断器を投入することで、容易に給電することができるが、給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第2優先で使用する。

号機間電力融通恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電は、上記の第2優先手順と同様に給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第3優先で使用する。

電源車は、必要とされる監視設備や中央制御室換気設備等を維持するための最低限必要な負荷へ給電できる電源であること及び給電までに要する準備時間が比較的長いことから、第4優先で使用する。

上記の第1優先から第4優先までの手順を連続して行った場合、約10時間で実施でき、所内直流電源設備から給電されている24時間以内に、十分な余裕を持って給電を開始する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.14図に示す。

1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等

(1) 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時は、蓄電池（安全防護系用）により、非常用直流母線へ代替電源（直流）が自動で給電される。このため、蓄電池（安

全防護系用）による直流電源を給電するための手順を整備する。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソール復旧のための手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失発生後、交流電源から非常用直流母線への給電が母線電圧等にて確認できない場合。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合。

b. 操作手順

蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電は、自動動作となるため、自動動作の状況を中央制御室で警報表示等により、電源が確保されていることを確認する。

早期の交流電源の復旧見込みがない場合、安全防護系直流不要負荷を切離し、蓄電池（安全防護系用）による直流電源の給電を行う。手順の概要は以下のとおり。また、概略図を第1.14.15(1)図に、タイムチャートを第1.14.15(2)図に示す。

非常用高圧母線の電圧が確認できた場合の運転コンソール復旧については、概略図を第1.14.27図に、タイムチャートを第1.14.28図に示す。

（不要直流負荷切離し）

① 運転員等は、直流き電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。

② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、不要直流負荷の切離しを指示する。

③ 運転員等は、全交流動力電源喪失発生後 1 時間までに中央制御室で不要直流負荷の切離しを行う。

（運転コンソール復旧）

④ 計器用電源（無停電電源装置）を復旧した場合には、運転コンソ

ールを手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を起動する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、不要直流負荷切離しの対応は、全交流動力電源喪失後、1時間までに中央制御室からの不要直流負荷の切り離しを運転員等1名により実施し、所要時間は約10分と想定する。不要直流負荷切離しにより蓄電池（安全防護系用）にて24時間にわたり直流電源の給電を確保する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）により、直流母線電圧を維持できない場合は、蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）から給電する手順を整備する。あわせて、プラントの状態監視等に必要な直流負荷（以下「必要直流負荷」という。）の切替え手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に可搬式整流器の準備が完了するまでに、直流母線電圧が蓄電池（安全防護系用）の故障等により許容最低電圧値（108V）以上を維持できない場合。

b. 操作手順

蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電及び必要直流負荷への切替え手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.14.16(1)図に、タイムチャートを第 1.14.16(2)図に、配置図を第 1.14.16(3)図に示す。

（必要直流負荷への切替え）

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に蓄電池（３系統目）を使用した給電及び必要直流負荷への切替えを指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場にて蓄電池（３系統目）による必要直流負荷への切替えを実施する。

③ 運転員等は、中央制御室で直流母線電圧により、電源が確保されていることを確認する。

④ 不要直流負荷の切り離し操作は「1.14.2.2(1) 蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。

（運転コンソール復旧）

⑤ 計器用電源（無停電電源装置）を復旧した場合には、運転コンソールは手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を起動する。

⑦ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧されていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、必要直流負荷への切替えの中央制御室対応は運転員等1名、現場対応は運転員等1名にて実施し、給電及び必要直流負荷への切替えの所要時間は、約21分と想定する。

必要直流負荷への切替え対応は、現場で蓄電池（３系統目）の投入操作後、直ちに必要直流負荷への切替えを行い24時間にわたり電力の

供給を実施する。

これにより、蓄電池（３系統目）から必要な負荷へ24時間以上にわたり直流電源給電を確保する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電

全交流動力電源喪失時に蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（３系統目）の電圧が低下する（24時間以降）前までに、可搬式整流器による代替電源（直流）から非常用直流母線へ給電する手順を整備する。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合、計器用電源（無停電電源装置）の負荷である運転コンソール復旧のための手順を整備する。

なお、給電に必要な代替電源（交流）による給電手順は「1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等」に定める。代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認できない場合には、「1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等」にて対応する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、代替電源（交流）設備による、代替電源（交流）からの給電が母線電圧等にて確認でき、非常用直流母線への給電が確認できない場合。

また、非常用高圧母線の電圧が確認できた場合。

b. 操作手順

可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.17図に、タイムチャートを第1.14.18図に、ケーブル敷設ルートを第1.14.19図及び第1.14.20図に示

す。

非常用高圧母線の電圧が確認できた場合の運転コンソール復旧については、概略図を第1.14.27図に、タイムチャートを第1.14.28図に示す。

また、給電に伴い必要な代替電源（交流）による給電を行う手順については、「1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等」のとおり。

（可搬式整流器接続）

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、給電先の健全性確認及び可搬式整流器による給電を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場でケーブル敷設ルートの確認、可搬式整流器の移動、起動前点検を実施する。

③ 運転員等は、現場で受電準備操作を実施する。

④ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルの接続を実施する。

⑤ 運転員等は、現場で電源操作を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。

⑦ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長に可搬式整流器による給電を開始したことを報告する。

⑧ 運転員等は、直流き電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。

⑨ 運転員等は、現場で給電開始操作を実施する。

（運転コンソール復旧）

⑩ 計器用電源（無停電電源装置）を復旧した場合には、運転コンソールを手動にて復旧するため、発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、現場で復旧を指示する。

⑪ 緊急安全対策要員は、現場で安全防護系シーケンス盤等を起動する。

⑫ 運転員等は、中央制御室で運転コンソールのパネルにより復旧さ

れていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記のうち、可搬式整流器接続の現場対応は運転員等1名、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約2.2時間と想定する。

また、運転コンソール復旧の現場対応は、緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約40分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。ケーブル接続については、速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(4) 優先順位

全交流動力電源喪失時は、蓄電池（安全防護系用）により、非常用直流母線へ代替電源（直流）が自動で給電される。また、直流電源系は不要な直流負荷の切離しを行うことで24時間にわたって給電を確保するため、蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電を第1優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電準備が完了するまでに蓄電池（安全防護系用）の電圧が許容最低電圧以下に低下した場合、手動操作により蓄電池（３系統目）を使用することにより24時間以上にわたって直流電源を確保可能であることから第2優先で使用する。

全交流動力電源喪失時に、蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電は、24時間以降に電圧が許容最低電圧以下に低下するため、それまでに可搬式整流器による電源を準備し、可搬式整流器から代替電源（直流）を給電することにより長期にわたる直流電源を確保可能であることから、第3優先で使用する。

以上の対応手順のフローチャートを第1.14.21図に示す。

1.14.2.3 代替所内電気設備による給電手順等

(1) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失した場合は、共通要因で機能を失うことがないように、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保し、常設重大事故等対処設備である空冷式非常用発電装置、代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤と、可搬型重大事故等対処設備である可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器（恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、アキュムレータ出口電動弁、計器用電源（無停電電源装置）、アニュラス循環ファン、可搬式整流器及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、燃料油移送ポンプ）へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.22図に、タイムチャートを第1.14.23図に、フローチャートを第1.14.14図に示す。

また、空冷式非常用発電装置への燃料（重油）補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、代替所内電気設備による給電を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の健全性を確認する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の受電に必要な系統構成を実施する。
④ 運転員等は、中央制御室で空冷式非常用発電装置を起動する。
⑤ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤の給電が完了したことを確認する。
⑥ 緊急安全対策要員は、現場で給電対象負荷の本設受電ＮＦＢを「切」、代替所内電気設備用受電ＮＦＢを「入」とし、代替所内電気設備分電盤から交流電源の給電を開始する。
⑦ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器の移動、ケーブルの接続及び起動前点検を実施する。
⑧ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。
⑨ 運転員等は、現場で直流電源の給電を開始する。
⑩ 運転員等は、直流き電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。
⑪ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に空冷式非常用発電装置の燃料（重油）補給を指示する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、運転員等1名、現場対応は、運転員等1名及び緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約3.8時間と想定する。

円滑に作業できるように、代替所内電気設備分電盤及び給電対象負荷の切替箇所はＮＦＢ操作による手動で実施し、可搬式整流器のケーブル接続は速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。また、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(2) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（電源車）

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失した場合は、共通要因で機能を失うことがないように、少なくとも1系統は機能の維持及び人の接近性を確保し、常設重大事故等対処設備である代替所内電気設備変圧器及び代替所内電気設備分電盤と、多様性拡張設備である電源車及び可搬型重大事故等対処設備である可搬式整流器により、原子炉を安定状態に収束させるために必要な機器（恒設代替低圧注水ポンプ、原子炉下部キャビティ注水ポンプ、アキュムレータ出口電動弁、計器用電源（無停電電源装置）、アニュラス循環ファン、可搬式整流器及び可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、燃料油移送ポンプ）へ代替電源から給電する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

所内電気設備の2系統が同時に機能喪失したことを、非常用高圧母線の電圧及び非常用直流母線の電圧等により確認した場合。

b. 操作手順

代替所内電気設備による給電を行う手順の概要は以下のとおり。概略図を第1.14.22図に、タイムチャートを第1.14.23図に、フローチャートを第1.14.21図に示す。

また、電源車への燃料（重油）補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、代替所内電気設備による給電を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の健全性を確認する。

③ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備の受電に必要な系統構成を実施する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で電源車の配置及びケーブルの敷設を実施する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でケーブルを空冷式非常用発電装置中

継・接続盤に接続後、電源車を起動し、運転状態の確認を実施する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で代替所内電気設備変圧器、代替所内電気設備分電盤の給電が完了したことを確認する。

⑦ 緊急安全対策要員は、現場で給電対象負荷の本設受電ＮＦＢを「切」、代替所内電気設備用受電ＮＦＢを「入」とし、代替所内電気設備分電盤から交流電源の給電を開始する。

⑧ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器の移動、ケーブルの接続及び起動前点検を実施する。

⑨ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式整流器を起動、出力調整し、出力スイッチを投入する。

⑩ 運転員等は、現場で直流電源の給電を開始する。

⑪ 運転員等は、直流き電盤への電源が確保されていることを、中央制御室で警報表示等により確認する。

⑫ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に電源車の燃料（重油）補給を指示する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、運転員等1名、緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約5.6時間と想定する。所内電気設備の２系統が同時に機能を喪失した場合に、代替電源からの給電手段として、以上の手段を用いて、原子炉を安定状態に収束するために必要な電力を確保する。

円滑に作業できるように、代替所内電気設備分電盤及び給電対象負荷の切替箇所はＮＦＢ操作による手動で実施し、可搬式整流器のケーブル接続は速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。また、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備するとともに、暗闇でも視認性が上がるように操作対象盤に識別表示を行う。室温は通常運転状態と同程度である。

(3) 優先順位

空冷式非常用発電装置は、中央制御室での起動操作が可能で短時間で電力供給ができるため第1優先で使用し、空冷式非常用発電装置が使用できない場合に電源車を使用する。

1.14.2.4 燃料の補給手順等

全交流動力電源喪失時に、重大事故等対処設備である空冷式非常用発電装置又は電源車を運転した場合、これらの設備への燃料補給が必要となる（燃料はすべて重油）。

重大事故対処設備である燃料油貯蔵タンクから可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）へ給油し、各設備へ補給する手順を整備する。

(1) 空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給

燃料油貯蔵タンクから可搬式オイルポンプ又はタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）により空冷式非常用発電装置等に補給する。

a. 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置又は電源車を運転した場合において、各発電機の燃料が規定油量以上あることを確認した上で運転開始後、燃料補給作業着手時間※6に達した場合。

※6 各発電機の燃料補給作業着手時間及び給油間隔は以下のとおり。

- 空冷式非常用発電装置：運転開始約 2.5 時間後（その後約 4 時間ごとに補給）
- 電源車：運転開始後約 2.5 時間後（その後約 2 時間ごとに補給）

b. 操作手順

空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給の手順の概要は以下のとおり。また、概略図を第1.14.24図に、タイムチャートを第1.14.25図に、アクセスルートを第1.14.26図に示す。

【可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料補給】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクから可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから空冷式非常用発電装置へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、可搬式オイルポンプを保管エリアから燃料油貯蔵タンク付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、可搬式オイルポンプ給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンク取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、可搬式オイルポンプから空冷式非常用発電装置まで給油ホースを敷設する。

⑦ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置の前方コンテナ側面の給油口に、給油ホースを接続する。

⑧ 緊急安全対策要員は、可搬式オイルポンプを起動する。

⑨ 緊急安全対策要員は、空冷式非常用発電装置の給油ラインの止め弁を開状態にし、可搬式オイルポンプからの給油を開始する。

⑩ 緊急安全対策要員は、現場で可搬式オイルポンプの運転状態を継続して監視し、必要により可搬式オイルポンプ駆動用発電機給油口へ軽油缶にて給油する。

⑪ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、可搬式オイルポンプを停止した後、給油ホースを取外す。

⑫ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長に可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置等への燃料補給が完了したことを報告する。

⑬ 緊急安全対策要員は、以降⑦から⑫を繰り返し燃料の補給を実施する。

【タンクローリーによる電源車等への燃料補給（E.L.+5.5m 燃料油取出口を使用)】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車等への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車等へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エリアから燃料油貯蔵タンク付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンク取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば給油ポンプを停止する。

⑦ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車等の近傍に移動させる。

⑧ 緊急安全対策要員は、電源車等の給油口に、給油ホースを接続する。

⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。

⑩ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。

⑪ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車等への燃料補給が完了したことを報告する。

⑫ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑪を繰り返し燃料の補給を実施する。

【タンクローリーによる電源車等への燃料補給（E.L.+32m 燃料油取出口を使用）】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車等への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車等へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エリアからE.L.+32m 燃料油取出口付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプ出口配管の分岐管に給油ホースを接続し、E.L.+32m 燃料油取出口までの給油系統を構成する。

⑦ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプと燃料油サービスタンク間の弁を閉止する。

⑧ 緊急安全対策要員は、建屋内の燃料油移送ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば停止する。

⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車等の近傍に移動させる。

⑩ 緊急安全対策要員は、電源車等の給油口に、給油ホースを接続する。

⑪ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。

⑫ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。

⑬ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車等への燃料補給が完了したことを報告する。

⑭ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑬を繰り返し燃料の補給を実施する。

c. 操作の成立性

上記の現場対応は、可搬式オイルポンプによる空冷式非常用発電装置への燃料補給については緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約2時間と想定する。

また、タンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）による電源車等への燃料補給については基本的にE.L.+5.5m燃料油取出口を使用するものとし、緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。ただし、E.L.+5.5m燃料油取出口が使用できない場合は、E.L.+32m燃料油取出口を使用することとし、緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約3.1時間と想定する。

空冷式非常用発電装置の燃料消費率は、約238.2ℓ／hであり、起動から枯渇までの時間は約7時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

電源車の燃料消費率は、約79.3ℓ／hであり、起動から枯渇までの時間は約6.1時間と想定しており枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

燃料油貯蔵タンクは、燃料（重油）補給を実施しなくても、燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180 kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理することで、重大事故等時7日間空冷式非常用発電装置、電源車等の運転を継続することが可能である。

また、円滑に作業できるように、移動経路を確保し、携帯照明や通信設備等を整備する。燃料油貯蔵タンク蓋等を速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。周囲温度は外気温度と同程度である。

(2) 優先順位

空冷式非常用発電装置への燃料補給については、可搬式オイルポンプ

がタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）に比べ比較的短時間で補給が可能であり、継続的な給油も容易であることから第1 優先で使用し、可搬式オイルポンプが使用できない場合にタンクローリーを使用する。

タンクローリーによる電源車等への燃料補給については、E.L.+5.5m燃料油取出口の使用を第1 優先（比較的短時間）とし、E.L.+5.5m燃料油取出口が使用できない場合にE.L.+32m燃料油取出口を使用する。

第 1.14.1 表　重大事故等における対応手順と整理する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
交流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替電源（交流）からの給電（ⓐ）	空冷式非常用発電装置	重大事故等対処設備	a,b	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※2,3				
			可搬式オイルポンプ※2				
			電源車		a	電源車による電源復旧手順	ＳＡ所達※1
			タンクローリー※2,3				
			燃料油移送ポンプ※2,3				
			予備変圧器２次側恒設ケーブル	多様性拡張設備		予備変圧器２次側恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（１，２号～３号）	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）※4			恒設ケーブルを用いた号機間融通による電源の復旧手順（１，２号～３号）	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。
※3 ：電源車の燃料補給に使用する。
※4 ：号機間電力融通（１，２号～３号）は、送り側を１号炉又は２号炉とし、受ける側を３号炉とする。
※5 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.14.2 表　重大事故等における対応手順と整理する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※2	整備する手順書	手順の分類
直流電源喪失	ディーゼル発電機（全交流動力電源）	代替電源（直流）からの給電	蓄電池（安全防護系用）	重大事故等対処設備	a,b	蓄電池による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
	ディーゼル発電機（全交流動力電源）及び蓄電池（安全防護系用）（枯渇）		蓄電池（３系統目）		a,b	蓄電池（３系統目）による電源の復旧手順	
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
			可搬式整流器		a	可搬式整流器を用いた直流電源復旧の手順	ＳＡ所達※1
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
			ⓐ交流電源喪失時に代替電源（交流）の給電により対応する手段に用いる設備と同様				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備
※3 ：計器用電源（無停電電源装置）は、運転コンソール復旧する場合に使用する。

第 1.14.3 表　重大事故等における対応手順と整理する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※4	整備する手順書	手順の分類
所内電気設備機能喪失	所内電気設備	代替所内電気設備による（交流、直流）給電	空冷式非常用発電装置	重大事故等対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※2,3				
			可搬式オイルポンプ※2			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			タンクローリー※2,3				
			燃料油移送ポンプ※2,3				
			代替所内電気設備分電盤			代替所内電気設備による電源供給手順	ＳＡ所達※1
			代替所内電気設備変圧器				
			可搬式整流器				
			電源車	多様性拡張設備			

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。
※3 ：電源車の燃料補給に使用する。
※4 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.14.4表　重大事故等対処に係る監視計器

1.14　電源の確保に関する手順等

監視計器一覧（1／3）

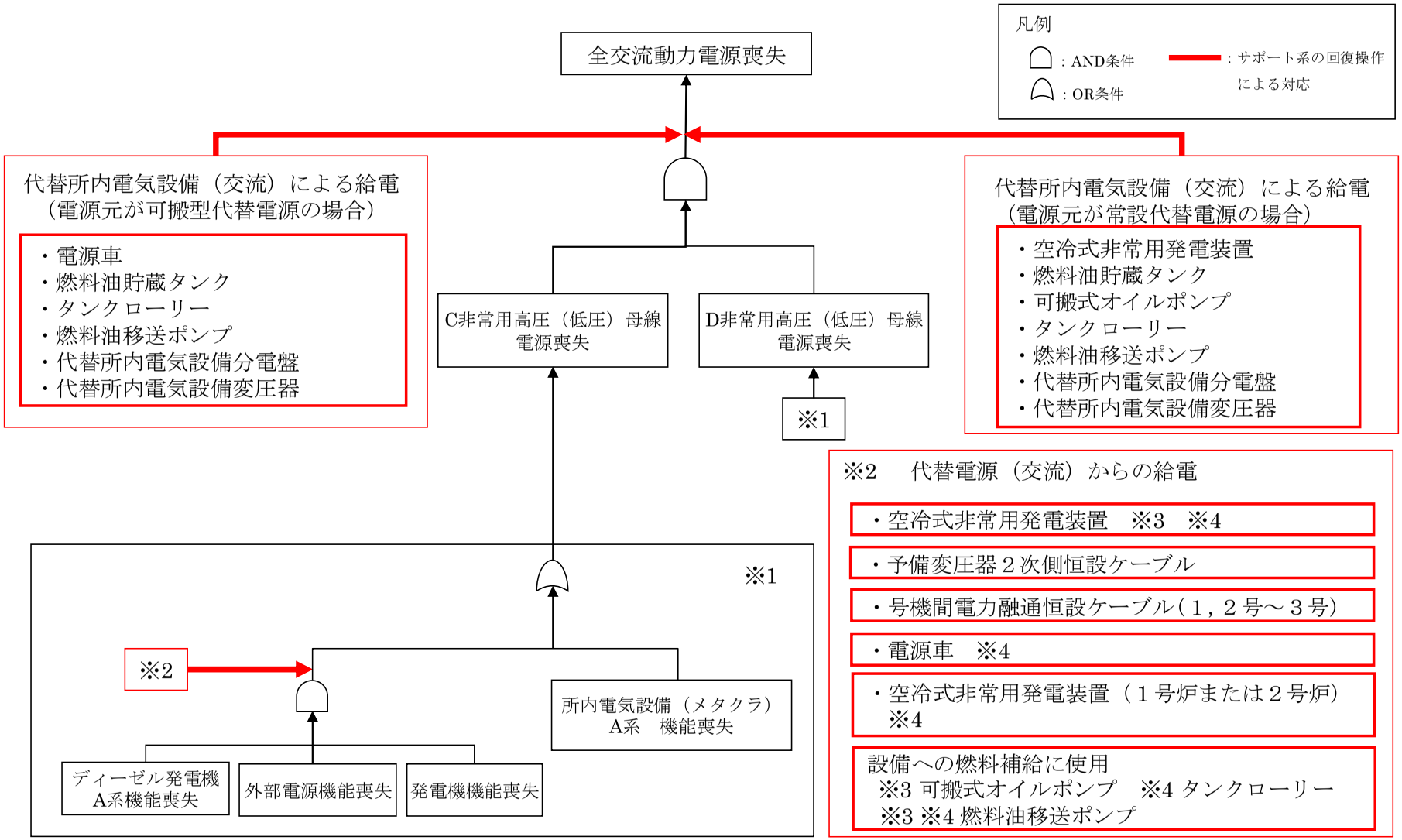
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.14.2.1　代替電源（交流）による給電手順等			
(1) 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計
			・空冷式非常用発電装置電力計、周波数計
(2) 予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・空冷式非常用発電装置電力計、周波数計
			・４－１Ｃ２電圧計
			・４－２Ｃ電圧計
	操作	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計
			・４－１Ｃ２電圧計
			・４－２Ｃ電圧計

監視計器一覧（2／3）

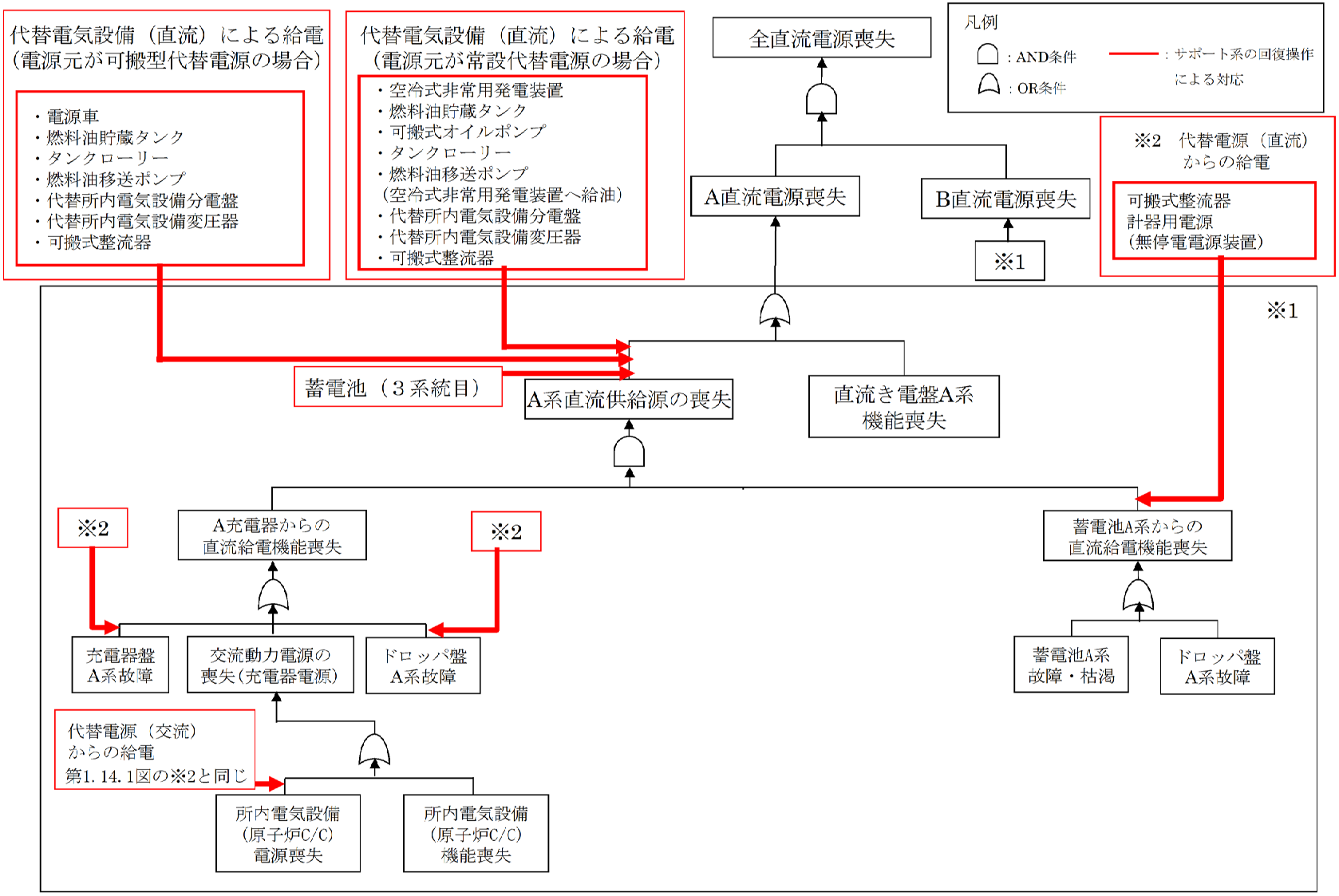
対応手段	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視計器
1.14.2.1　代替電源（交流）による給電手順等			
(3) 号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・４－１Ｃ２電圧計
			・４－２Ｃ電圧計
	操作	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計
			・４－１Ｃ２電圧計
			・４－２Ｃ電圧計
(4) 電源車による代替電源（交流）からの給電	判断基準	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計

監視計器一覧（3／3）

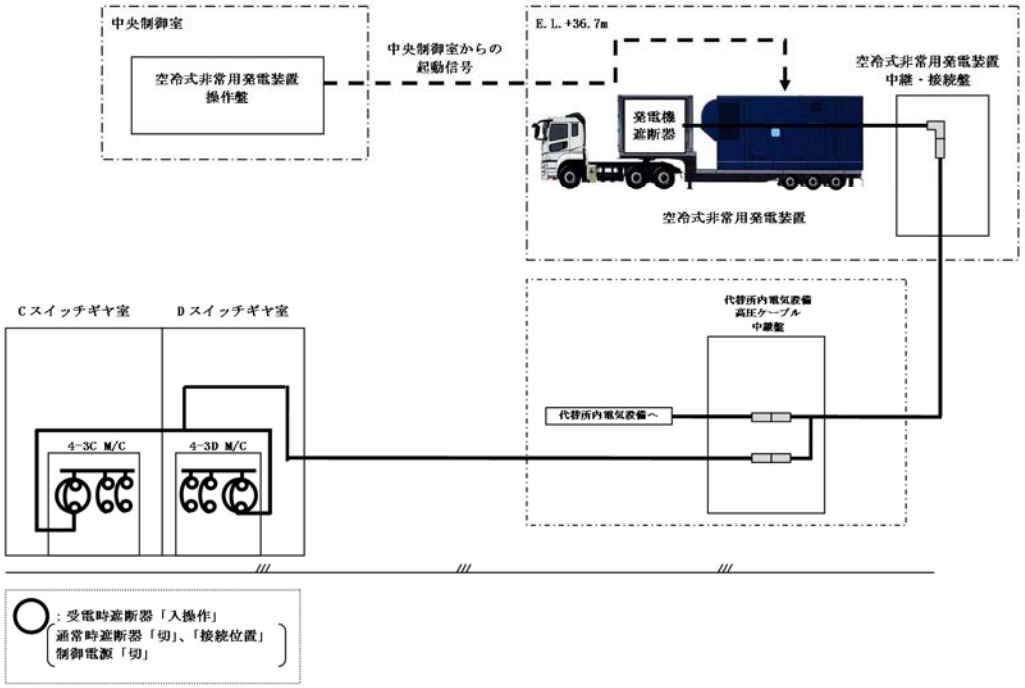
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.14.2.2　代替電源（直流）による給電手順等			
(1)蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電（計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電を含む）	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
(2)蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電（計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電を含む）	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
(3)可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電（計器用電源（無停電電源装置）による直流電源からの給電を含む）	判断基準	電源	・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
1.14.2.3　代替所内電気設備による給電手順等			
(1) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（空冷式非常用発電装置）	判断基準	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
	操作	電源	・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・空冷式非常用発電装置電力計、周波数計
(2) 代替所内電気設備による交流及び直流の給電（電源車）	判断基準	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
	操作	電源	・４－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・３－３Ｃ、Ｄ電圧計
			・Ａ、Ｂ直流母線電圧計
			・Ａ、Ｂ、Ｃ１、Ｄ１計器用分電盤電圧計



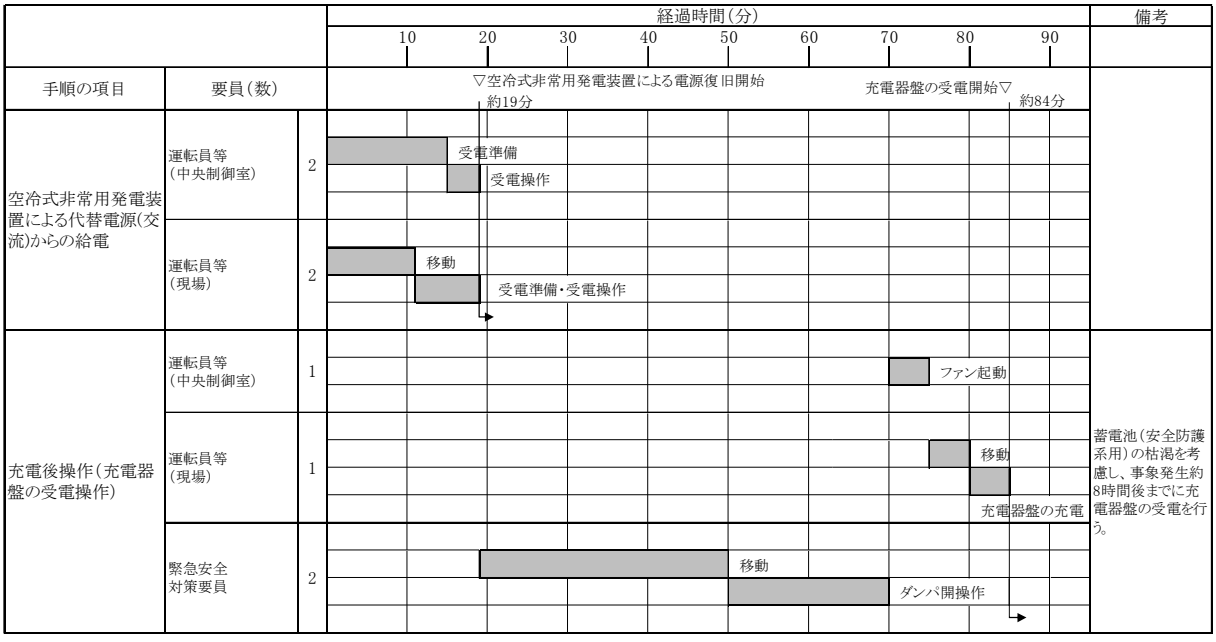
第1.14.1図　機能喪失原因対策分析（全交流動力電源喪失）



第1.14.2図　機能喪失原因対策分析（全直流電源喪失）



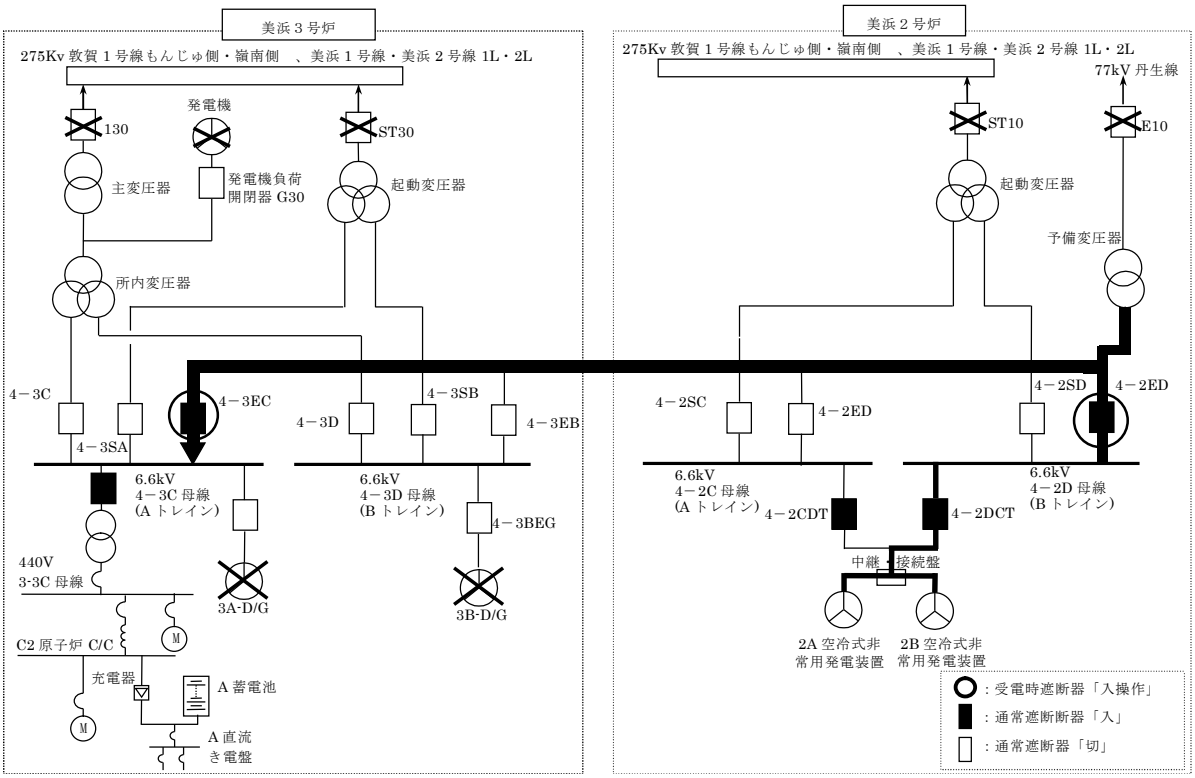
第 1.14.3 図　空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電　概略図



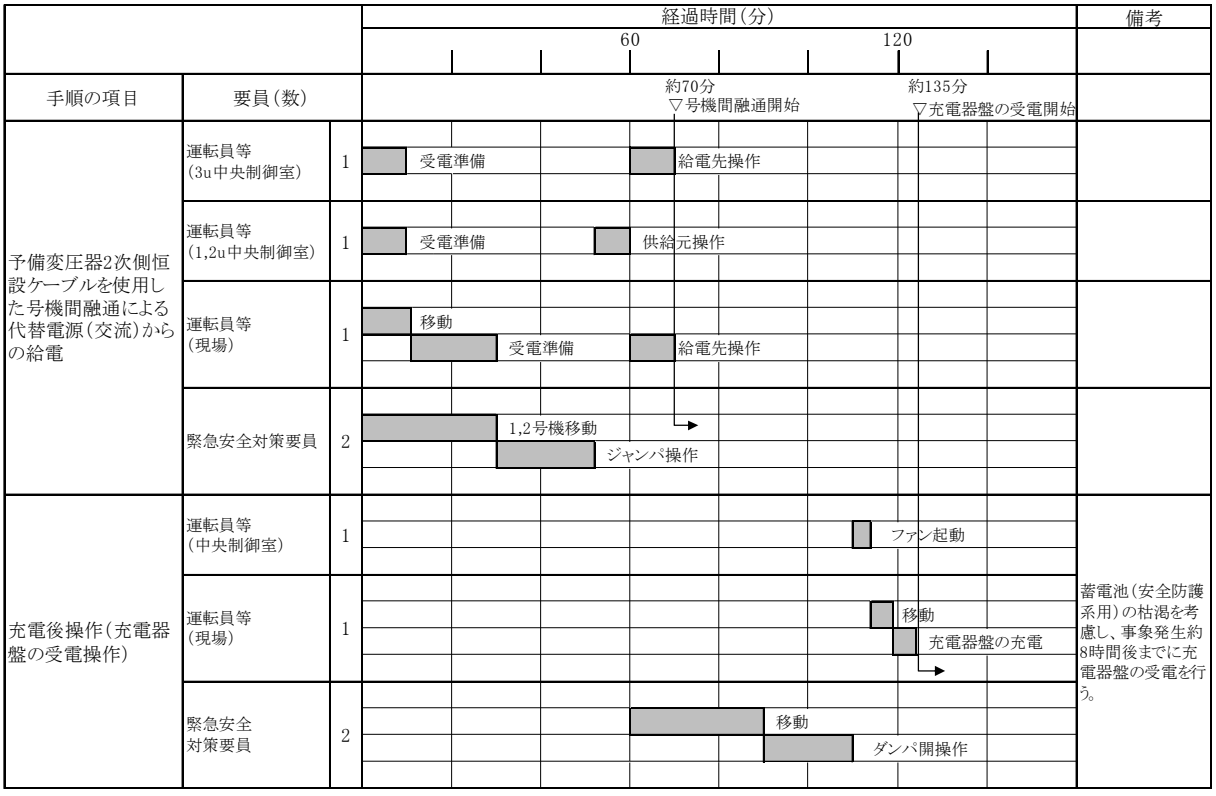
※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.4 図　空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電

タイムチャート

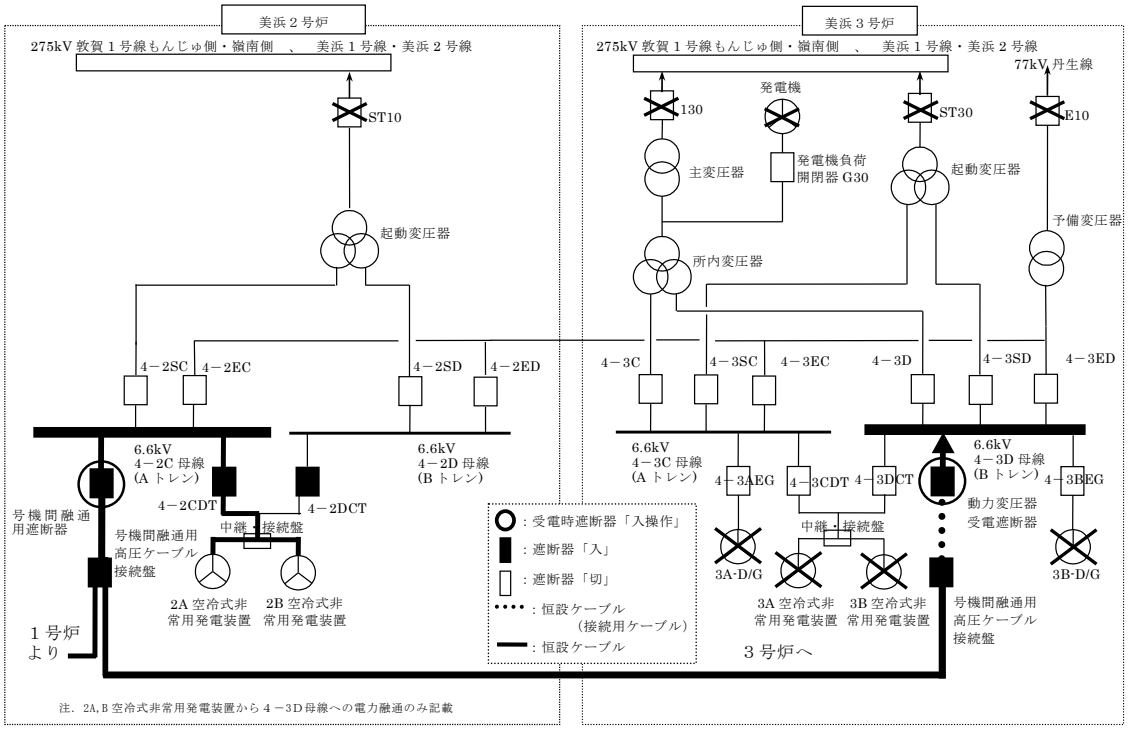


第 1.14.5 図　予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電　概略図

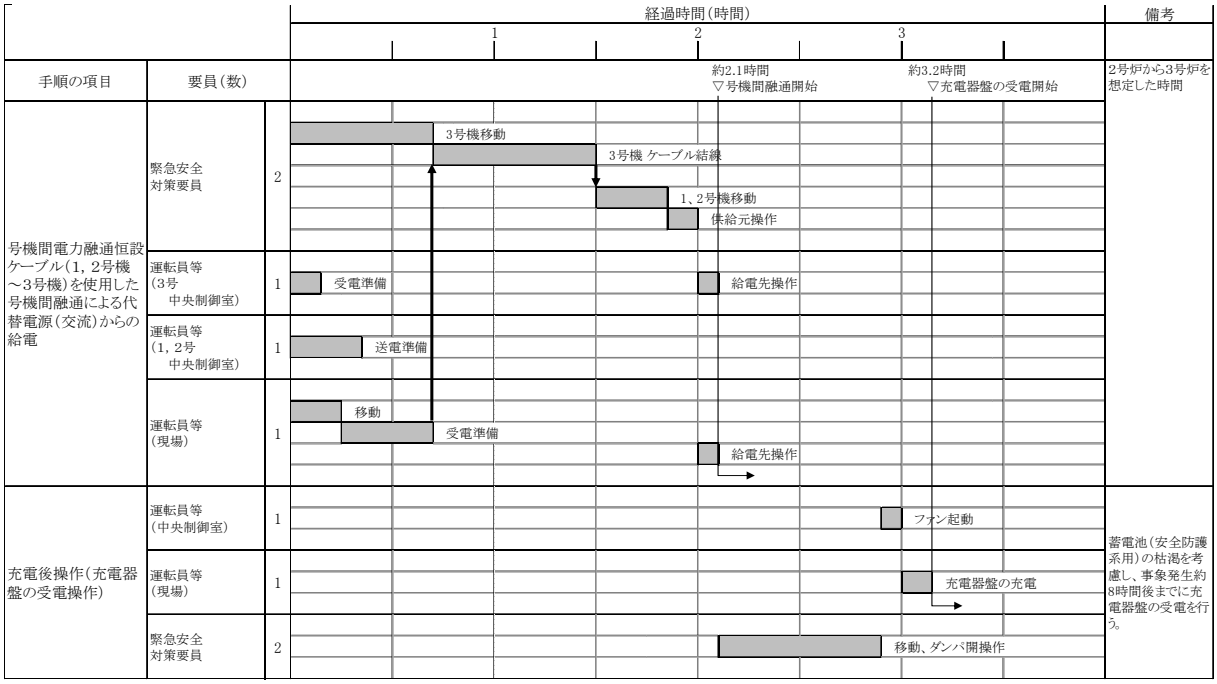


※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.6 図　予備変圧器２次側恒設ケーブルを使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電　タイムチャート

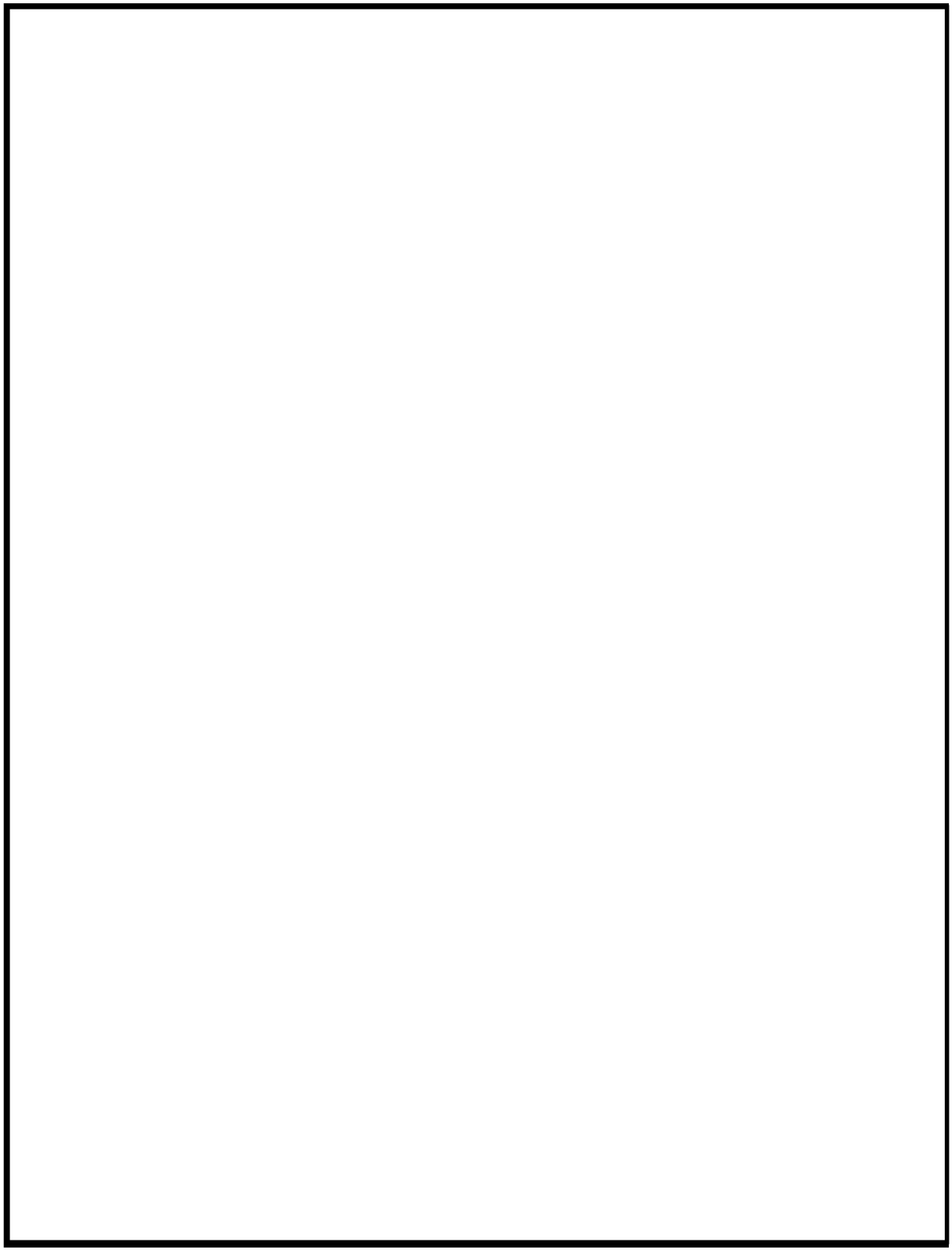


第 1.14.7 図　号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電　概略図



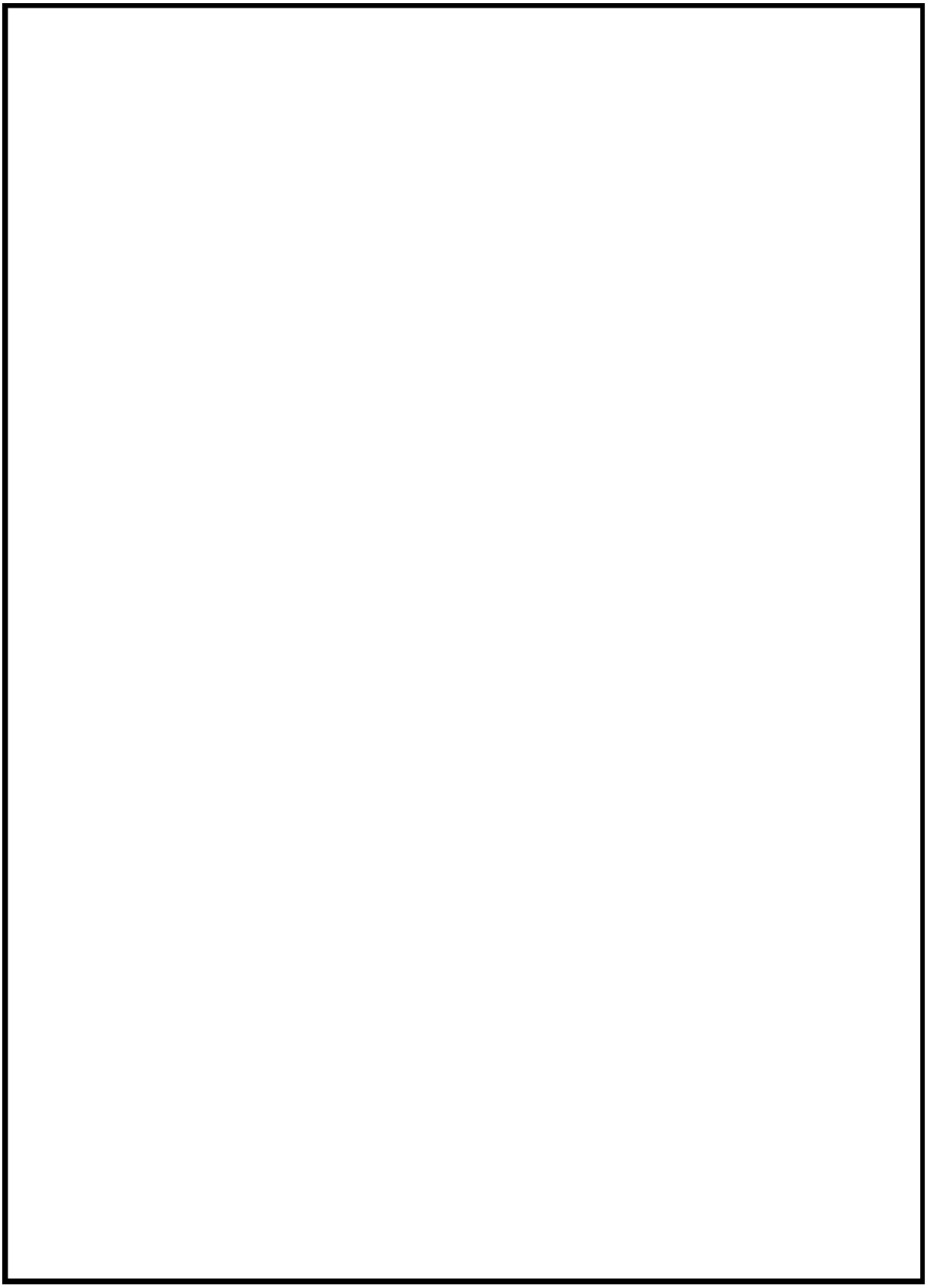
※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.8 図　号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通による代替電源（交流）からの給電　タイムチャート



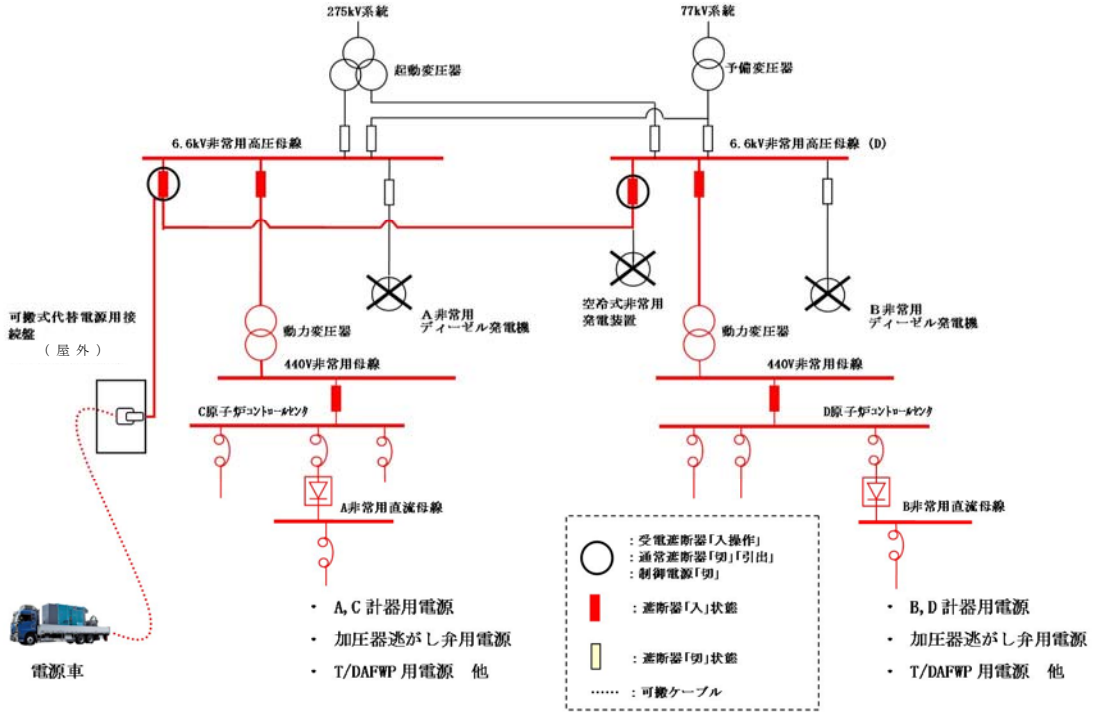
第 1.14.9 図　　号機間電力融通恒設ケーブル（1，2号～3号）を使用した号機間融通ケーブル機器配置（3号炉　E.L.＋4.0m）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

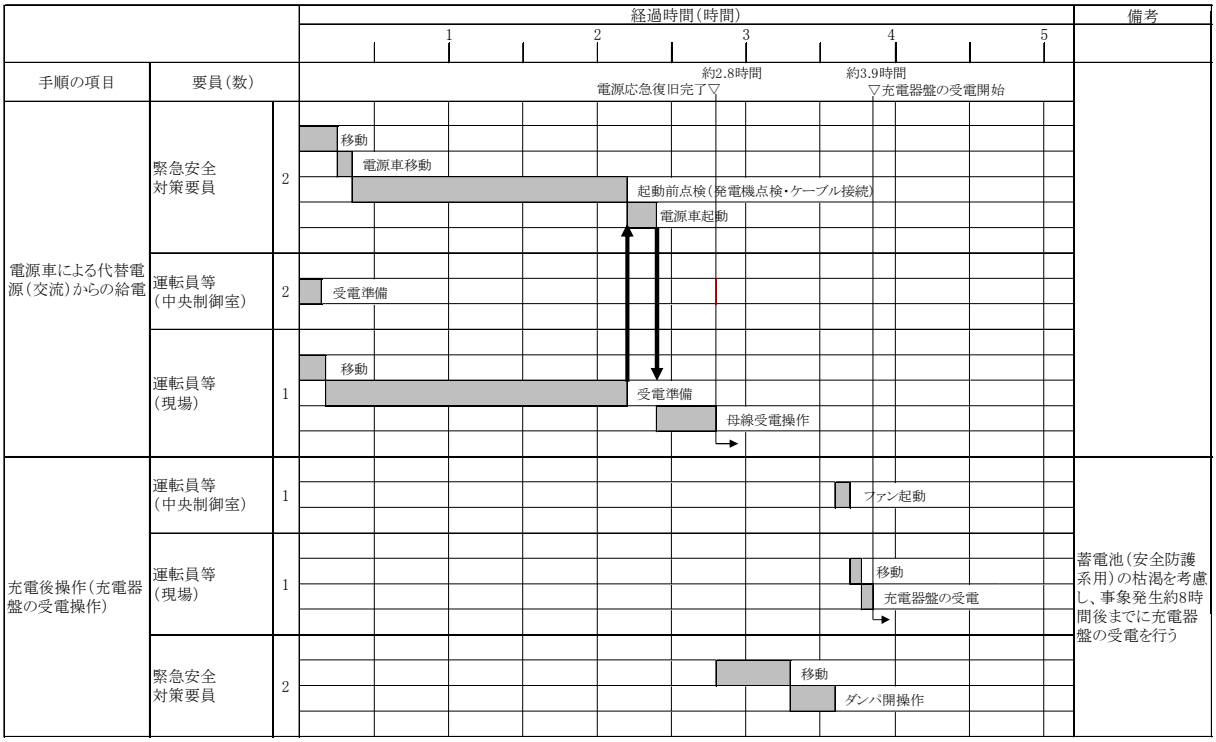


第 1.14.10 図　号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）を使用した号機間融通
ケーブル機器配置（１号炉　E.L.＋18.4m　　，　２号炉　E.L.＋10.1m）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.14.11 図　電源車による代替電源（交流）からの給電　概略図

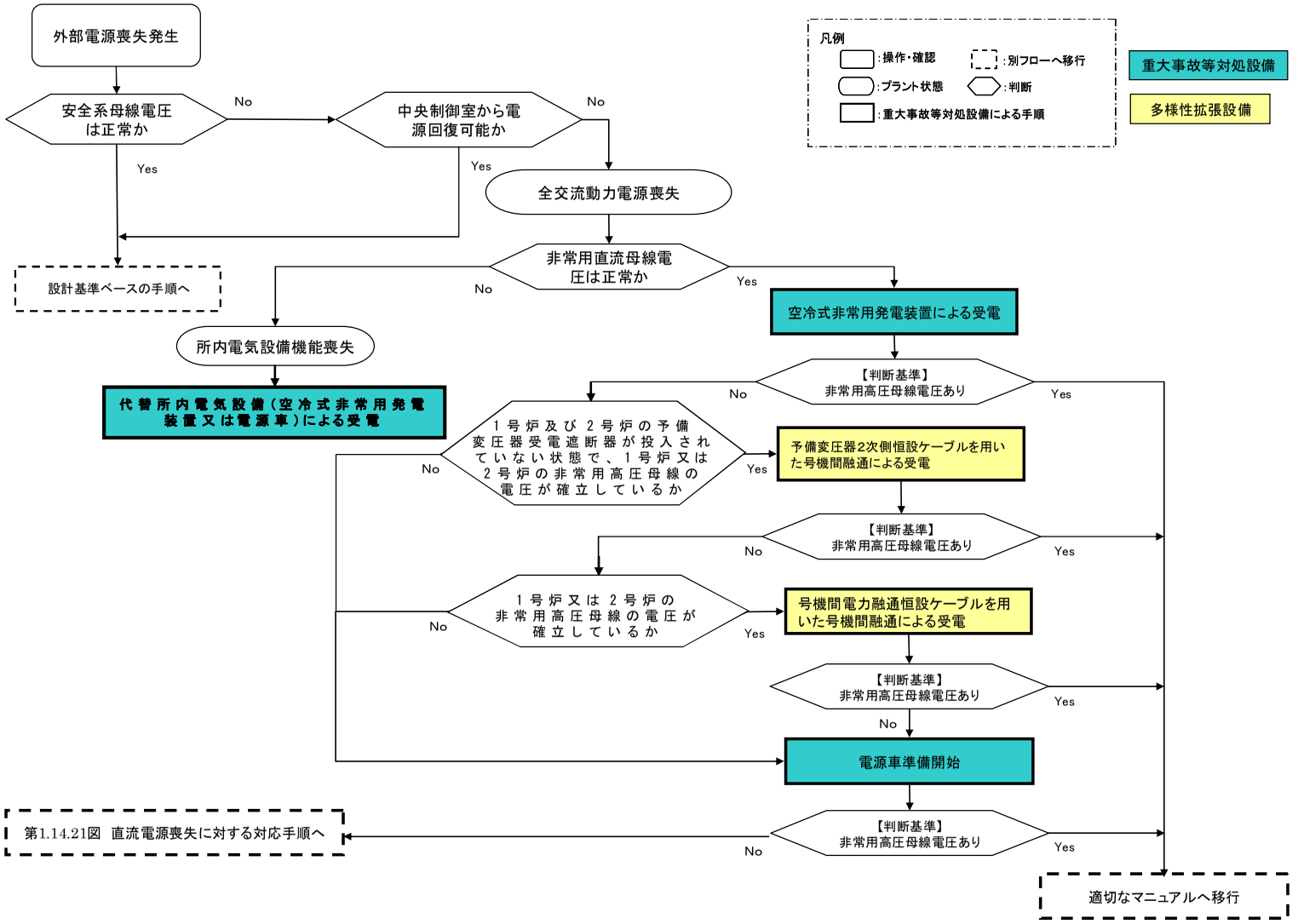


※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

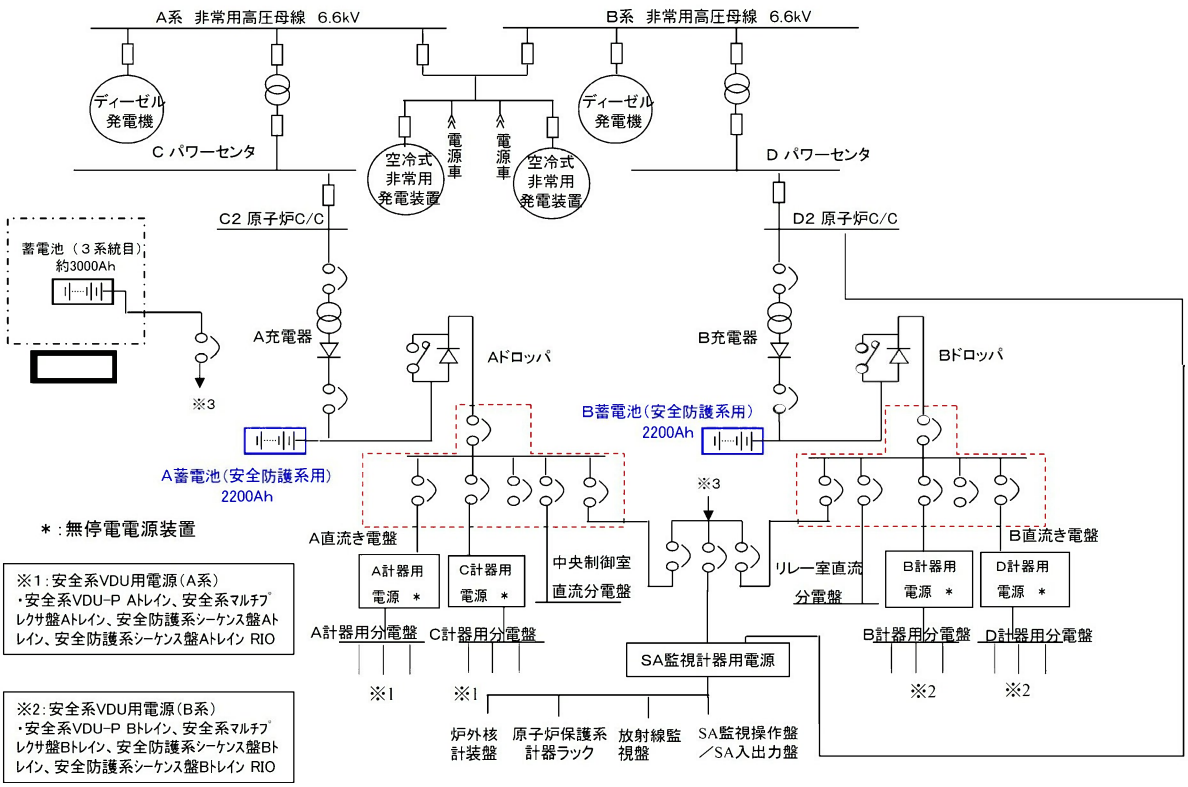
第 1.14.12 図　電源車による代替電源（交流）からの給電　タイムチャート

第 1.14.13 図　電源車　ケーブル敷設ルート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.14.14 図　全交流動力電源喪失に対する対応手順

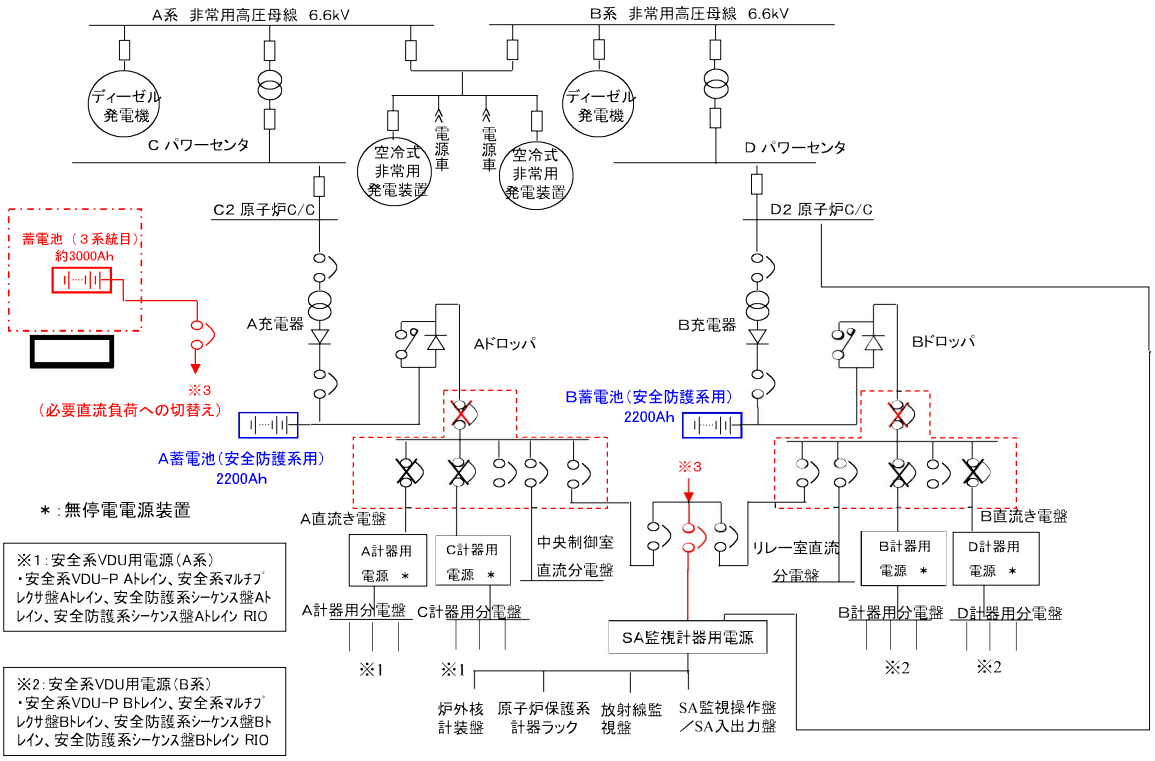


第 1.14.15(1)図　蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電　概略図

			経過時間(分) 10 20 30 40 50 60 70 80 90	備考
手順の項目	要員(数)		約10分 ▽不要直流負荷切離し操作完了	
不要直流負荷切離し操作	運転員等（中央制御室）	1	切離し操作	

第 1.14.15(2)図　蓄電池（安全防護系用）による代替電源（直流）からの給電　タイムチャート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

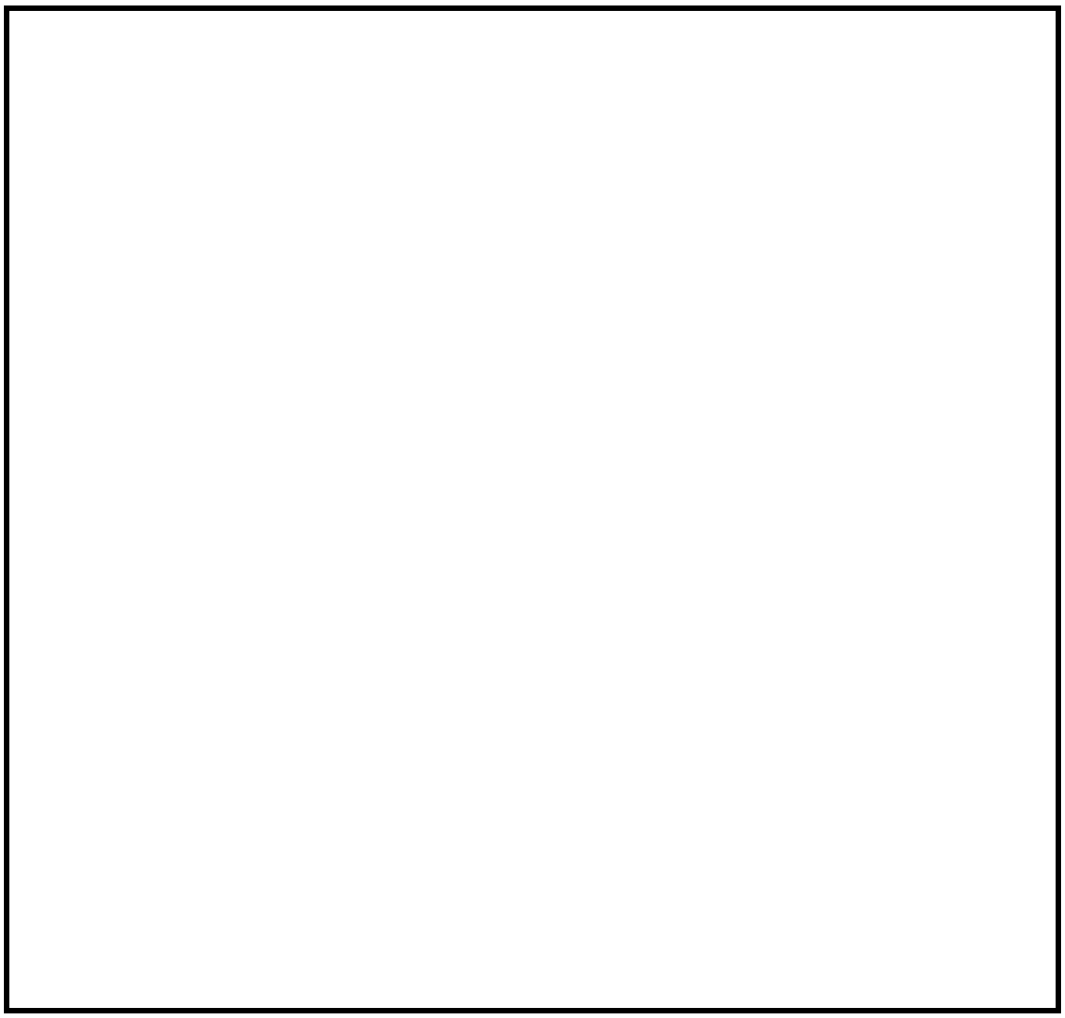


第 1.14.16(1)図　蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電　概略図



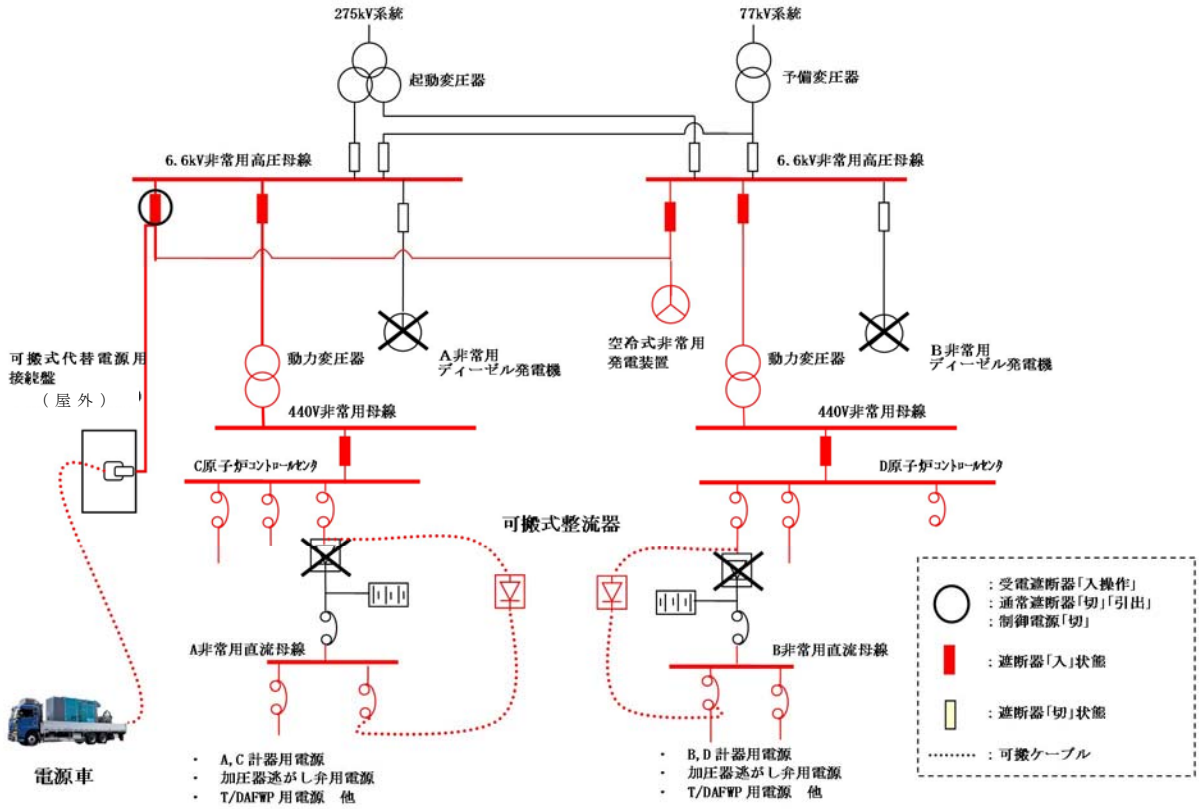
第 1.14.16(2)図　蓄電池（３系統目）による代替電源（直流）からの給電　タイムチャート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.14.16(3)図　蓄電池（３系統目）配置図

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

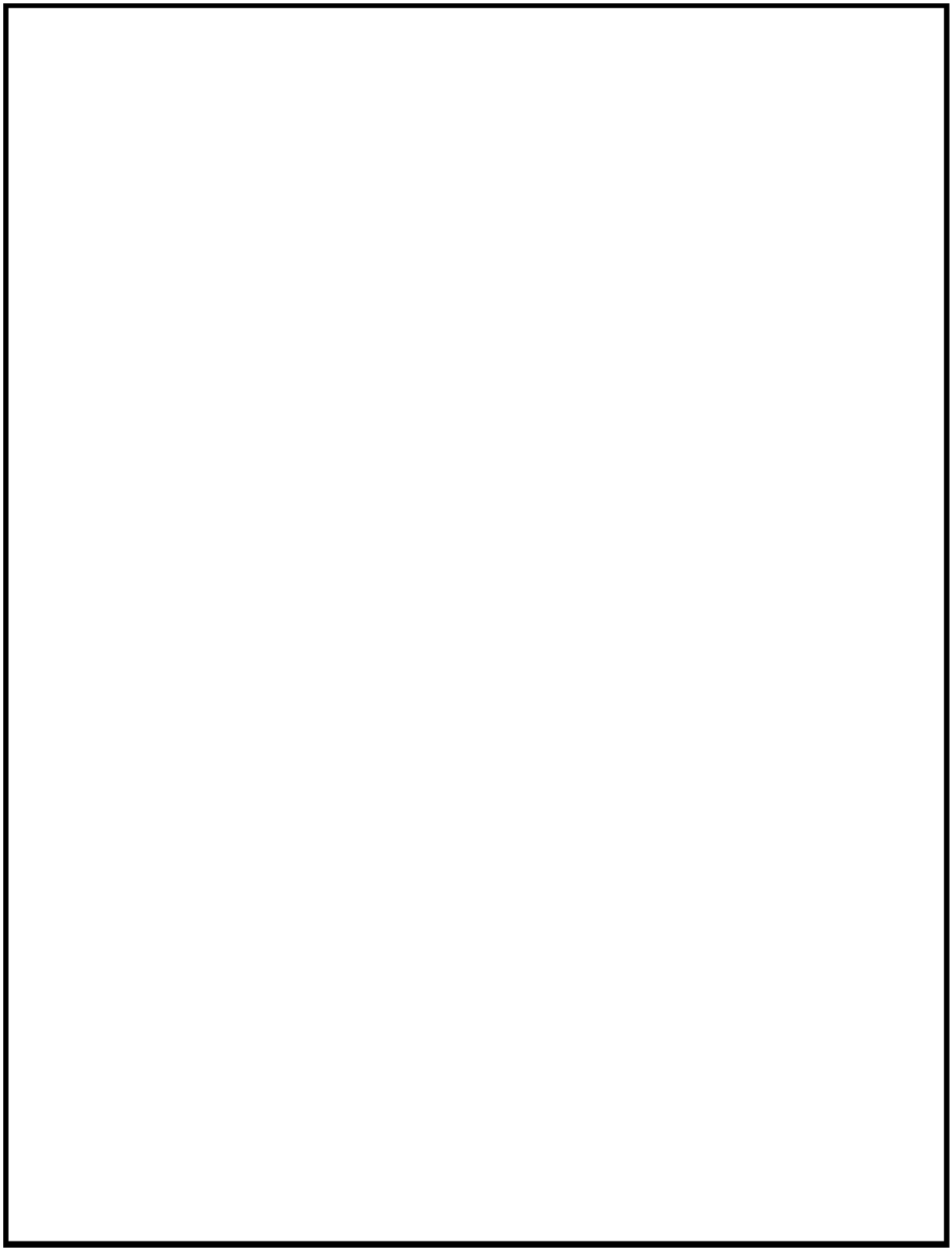


第 1.14.17 図　可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電　概略図



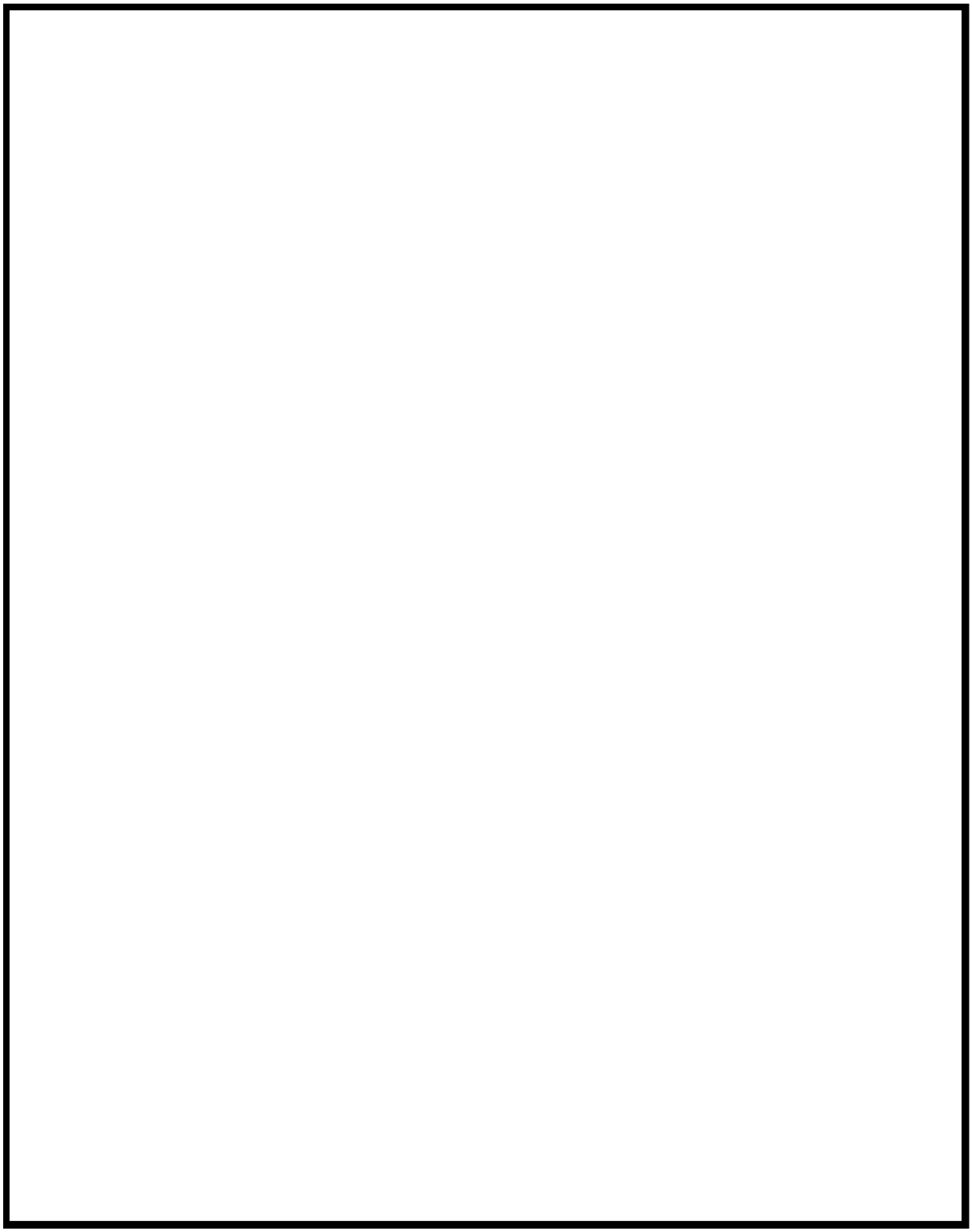
※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.18 図　可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電　タイムチャート



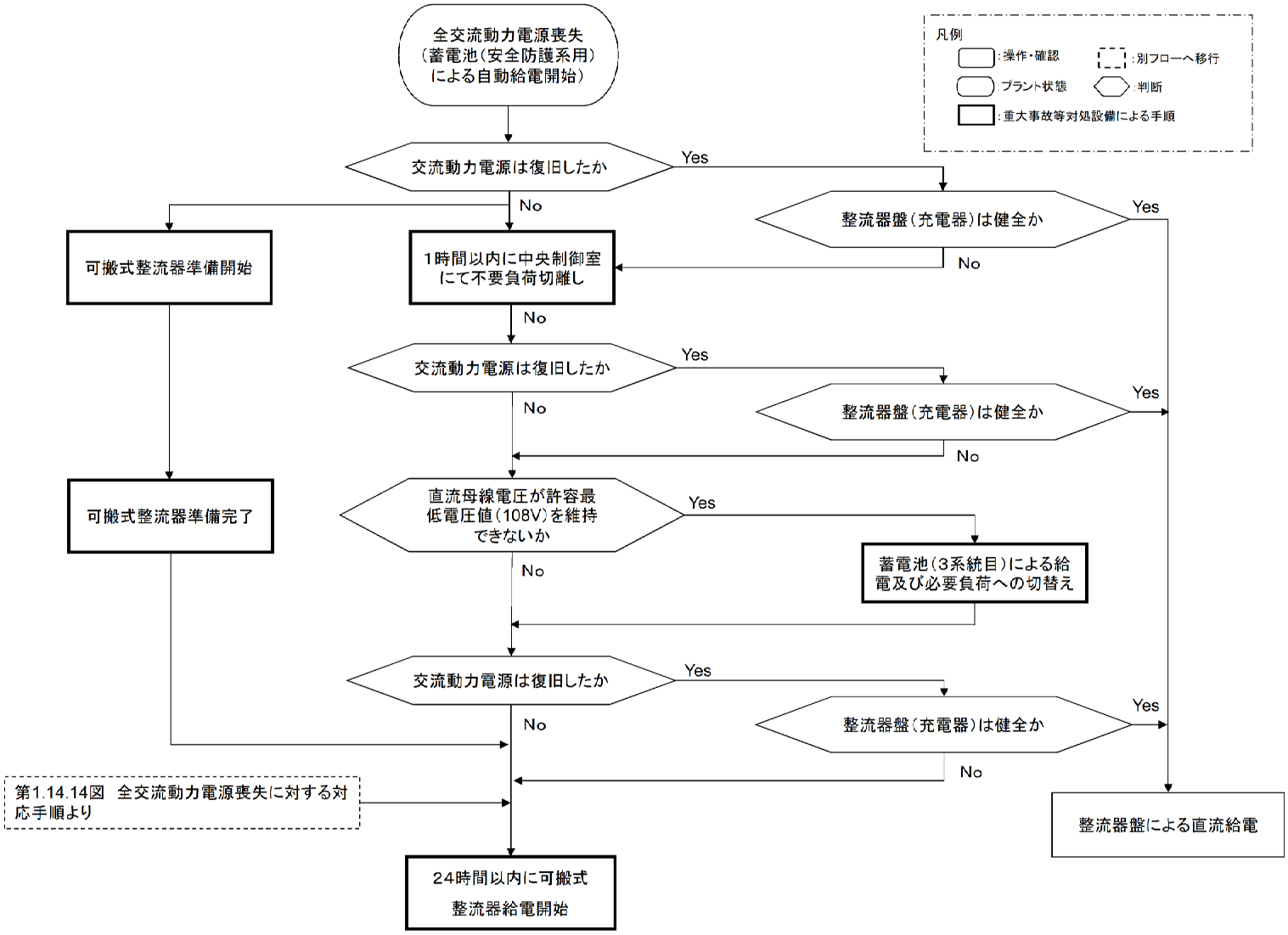
第 1.14.19 図　可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電ケーブル敷設ルート（E.L.＋4.0m）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

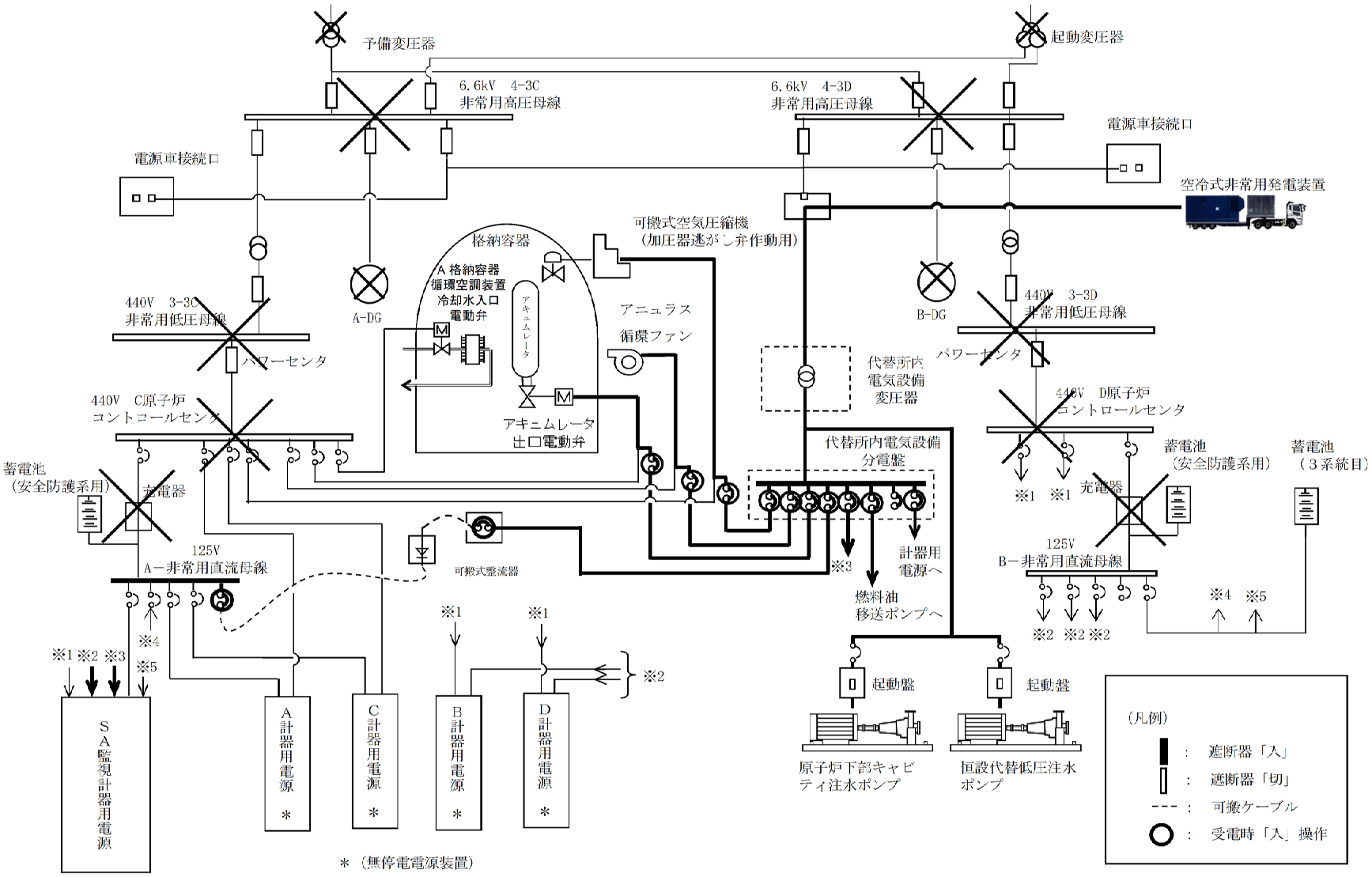


第 1.14.20 図　可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電ケーブル敷設ルート（E.L.＋11.1m）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

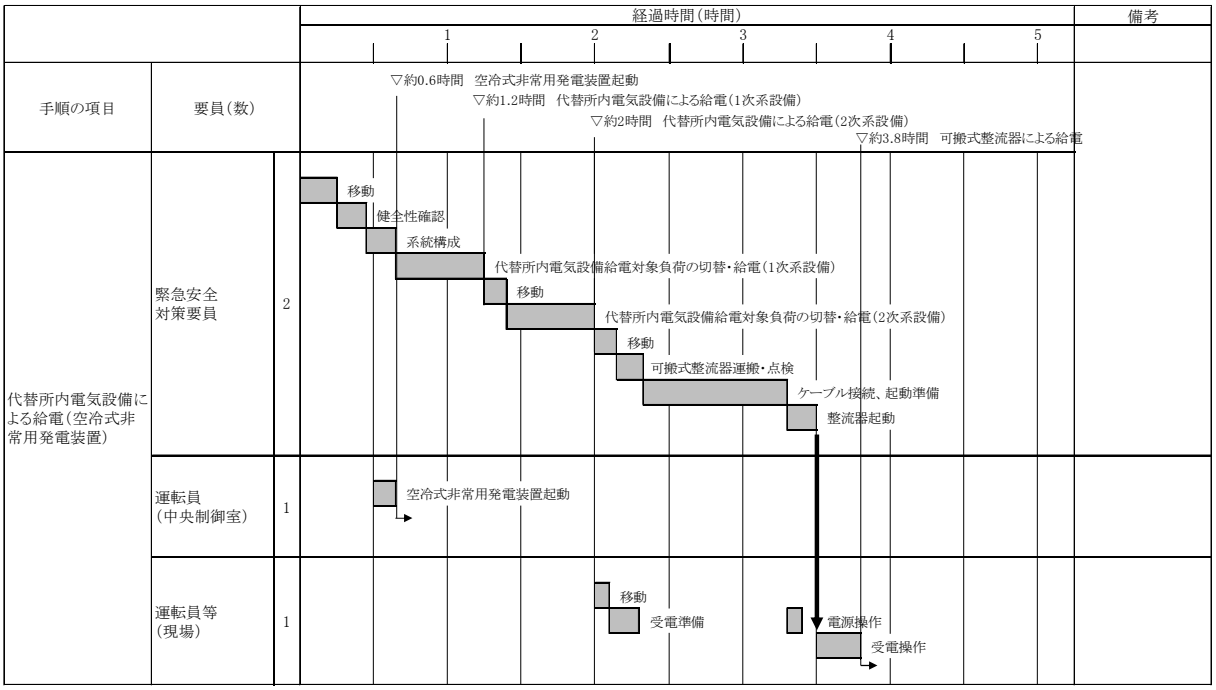


第 1.14.21 図　直流電源喪失に対する対応手順



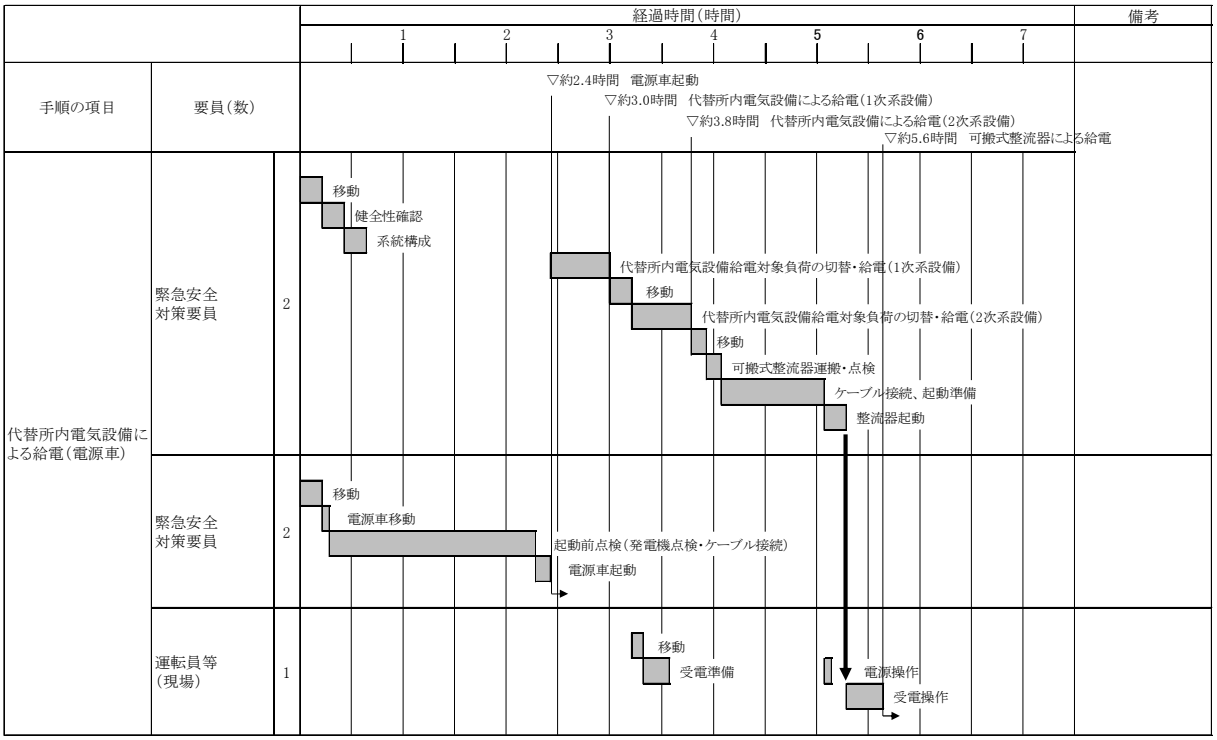
第 1.14.22 図　代替所内電気設備による給電　概略図

○代替所内電気設備による給電（空冷式非常用発電装置）



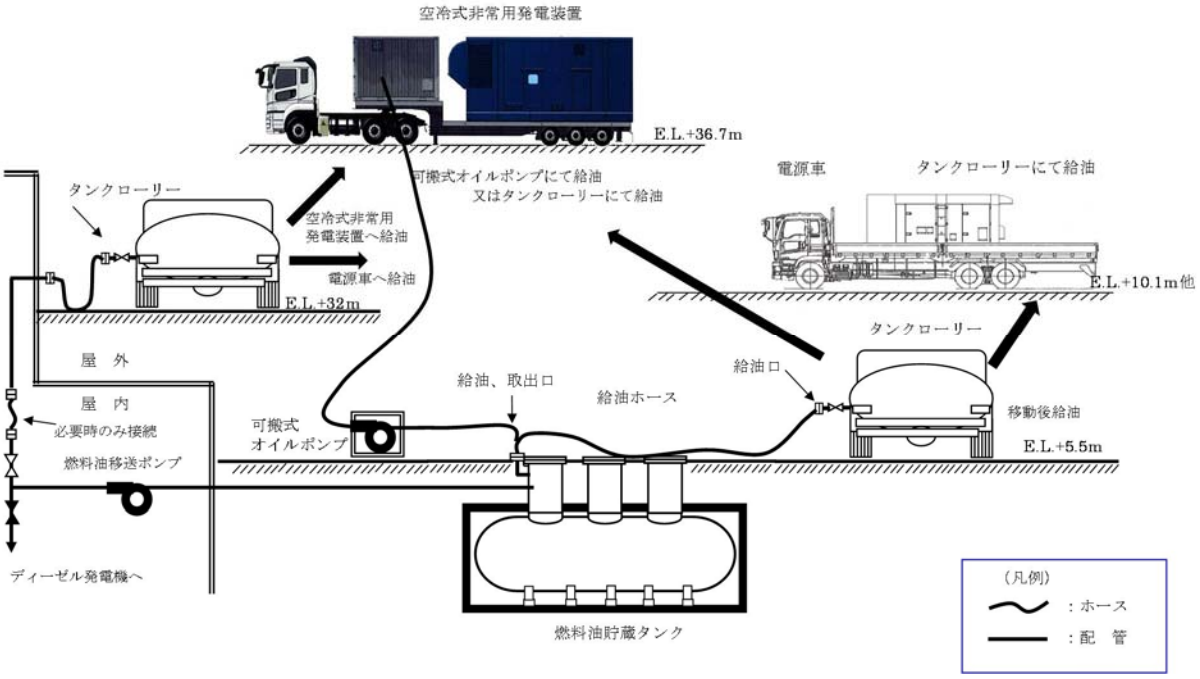
※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

○代替所内電気設備による給電（電源車）



※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.14.23図　代替所内電気設備による給電　タイムチャート

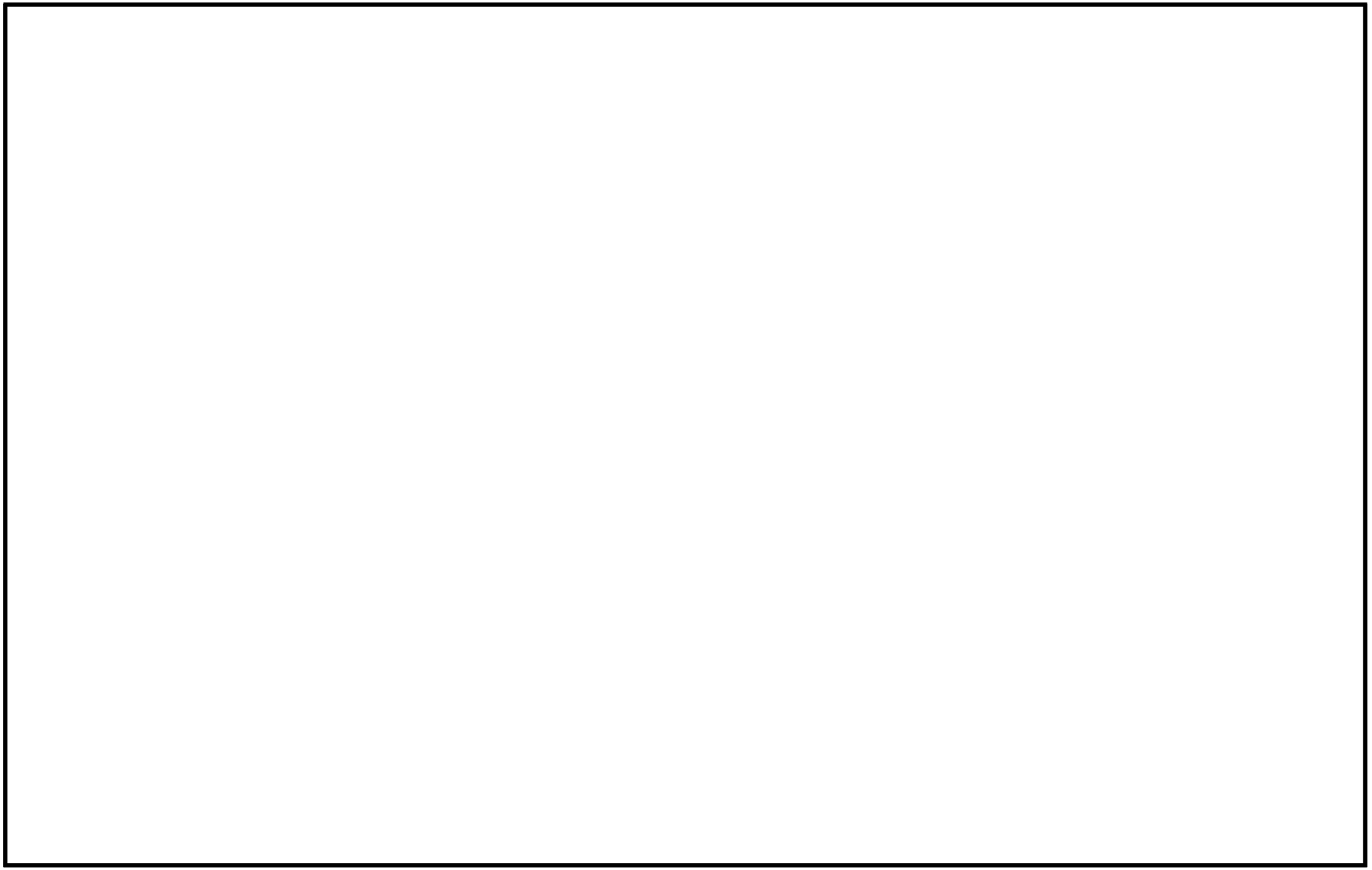


第 1.14.24 図　空冷式非常用発電装置、電源車等への燃料（重油）補給　概 略 図

手順の項目	要員(数)		経過時間(時間)	備考
			1 / 2 / 3	
			▽約2時間	
空冷式非常用発電装置への燃料(重油)補給	緊急安全対策要員	4	移動 可搬式オイルポンプ配置 給油ホース敷設 繰り返し 可搬式オイルポンプ運転準備 空冷式非常用発電装置への給油開始	・事象発生3時間後から2時間で給油準備作業を行い、引き続き1回目の給油を開始 ・事象発生5時間後以降は、5時間毎に1時間かけて給油作業を実施。
電源車等への燃料(重油)補給	緊急安全対策要員	2	▽約2.3時間 移動 準備(ホース敷設、タンクローリー準備) 燃料積み込み 繰り返し 燃料補給準備 電源車への給油開始	燃料油貯蔵タンク→タンクローリー直接補給(E.L.+5.5m取出口)
電源車等への燃料(重油)補給	緊急安全対策要員	4	▽約3.1時間 移動 準備(ホース敷設、タンクローリー準備) 燃料積み込み 繰り返し 燃料補給準備 電源車への給油開始	燃料油貯蔵タンク→燃料油移送ポンプ→タンクローリー補給(E.L.+.32m取出口)

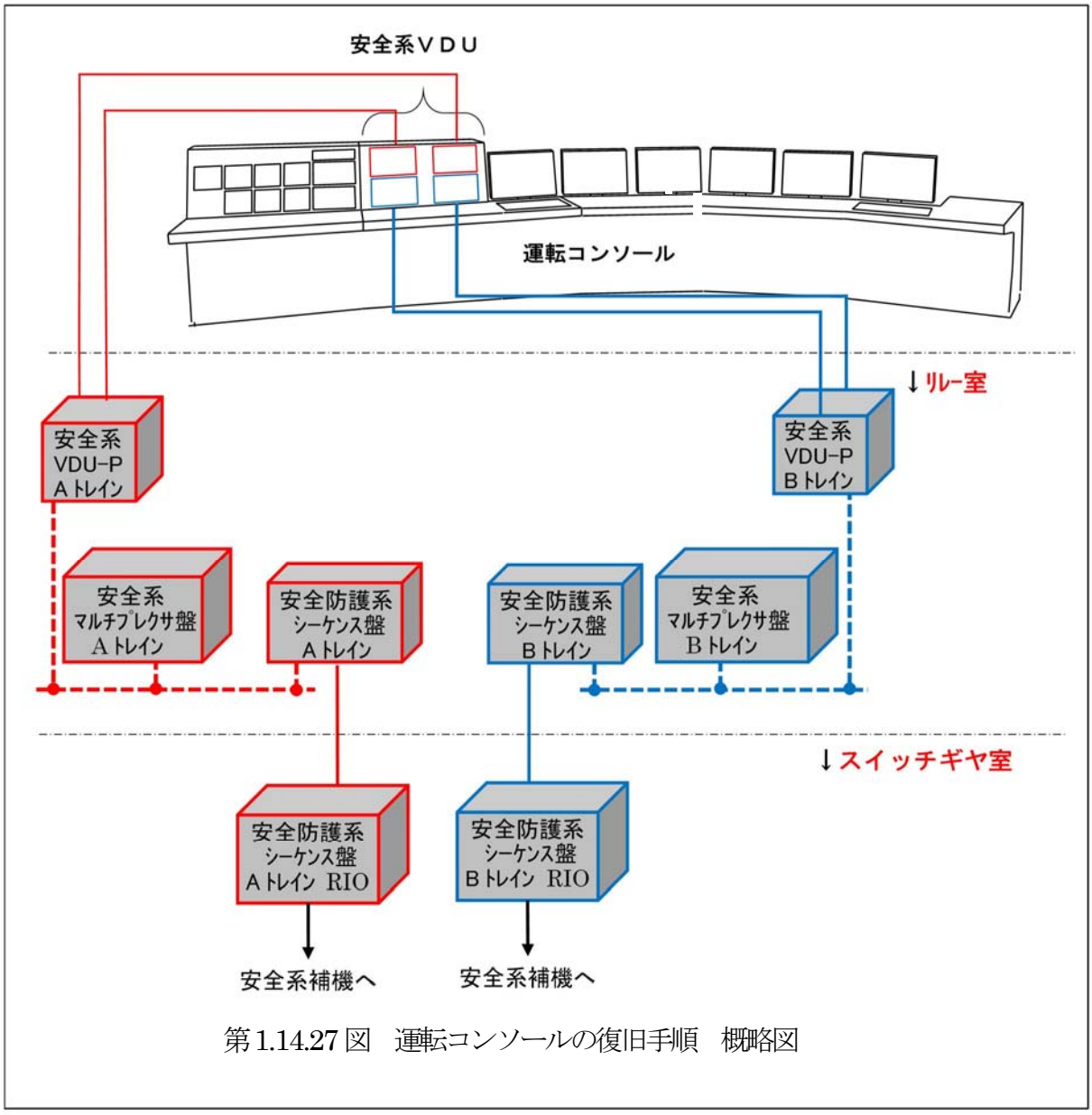
※現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.14.25 図　空冷式非常用発電装置、電源車等への燃料（重油）補給
タイムチャート



第 1.14.26 図　燃料（重油）給油　アクセスルート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



第 1.14.27 図　運転コンソールの復旧手順　概略図

			経過時間（分）										備考
			0	5	15	25	35	約40分	45	55	60		
手順の項目	要員（数）		▽交流電源復旧						▽復旧完了				
運転コンソールの復旧	緊急安全対策要員（現場、リレー室及びスイッチギヤ室）	2			移動								安全防護系シーケンス盤等を起動

第 1.14.28 図　運転コンソールの復旧手順　タイムチャート

1.15 事故時の計装に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.15.1 設備の選定と対応手順
(1) 設備の選定と対応手段の考え方
(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果
a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備
c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備
d. 重大事故等時のパラメータを記録する手順及び設備
e. 手順等
1.15.2 重大事故等時の手順等
1.15.2.1 監視機能喪失
(1) 計器の故障
(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合
1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失
(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失
a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給
b. 直流電源喪失時の代替電源の供給
c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視
d. 可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源の供給
e. 制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作手順
1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順
1.15.4 その他の手順項目にて考慮する手順

1.15 事故時の計装に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1.「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合においても当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。なお、「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ」とは、事業者が検討すべき炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を意味する。

a）設計基準を超える状態における発電用原子炉施設の状態の把握能力を明確化すること。（最高計測可能温度等）

b）発電用原子炉施設の状態の把握能力（最高計測可能温度等）を超えた場合の発電用原子炉施設の状態を推定すること。

ⅰ）原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位を推定すること。

ⅱ）原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を推定すること。

ⅲ）推定するために必要なパラメータについて、複数のパラメータの中から確からしさを考慮し、優先順位を定めておくこと。

c）原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要となるパラメータが計測又は監視及び記録ができること。

d）直流電源喪失時に、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手順等（テスター又は換算表等）を整備すること。

重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。

1.15.1 設備の選定と対応手順

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

重大事故等発生時において、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を実施するため、発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の状態を把握することが重要である。当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを整理し、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために監視することが必要なパラメータを明確にする（第1.15.1図）。

また、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータ（以下「主要パラメータ」という。）を推定するために必要なパラメータ（以下「代替パラメータ」という。）を用いて推定する対応手段を整備する（第1.15.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する（第1.15.1表）。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十八条及び技術基準規則第七十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準1.1

～1.10、1.13、1.14のパラメータより選定する。

技術的能力に係る審査基準1.11、1.12、1.16～1.19については、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるための手順とは別に整理した使用済燃料ピット、監視測定、緊急時対策所及び通信連絡等の対応手順として整備する。

選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下のとおり分類する（第1.15.1図、第1.15.3図）。

① 重要な監視パラメータ

主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。

② 有効な監視パラメータ

主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう

③ 補助的な監視パラメータ

原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。

さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。

④ 重要代替パラメータ

重要な監視パラメータの代替パラメータのうち重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメータの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。）並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

なお、選定フローにおいて、有効な監視パラメータ又は補助的な監視パラメータの分類に該当しないものは、耐震性、耐環境性を有さない重要な監視パラメータに該当すると判断し、耐震性、耐環境性を有した計器へ仕様又は設備変更を行う。

選定フローにより分類し、抽出した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを、第1.15.2表に示す。

分類した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータにより、重大事故等対処に必要な原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要となるパラメータを計測又は監視する。

設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲、計器の個数、耐震性、非常用電源からの給電の有無を明確にした運転手順書を整備する（第1.15.2表）。

重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第1.15.3表、第1.15.4表）。

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段を整備する。

計測に必要な計器電源の喪失についても想定する。重大事故等の対処に必要なパラメータを計測又は監視し、記録する手順を整備する。

(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果

a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握す

るための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合は、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネル※2又は他ループの計器による監視及び代替パラメータを計測する計器により当該パラメータを推定する手段を整備する。

※2 チャンネル：重要な監視計器については、単一故障を想定しても、パラメータを監視できなくならないように、１つのパラメータを複数の計器で監視する。複数の計器の１つを指す時にチャンネルと呼ぶ。

他チャンネル又は他ループによる監視及び代替パラメータを計測する計器によるパラメータの推定に使用する設備は、以下のとおり。

①当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器

重大事故等対処設備として選定する計器

②当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器

重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備の計器

③重要代替計器

代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした設備

④常用代替計器

代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備

主要パラメータのうち、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合に使用する代替パラメータを第1.15.3表に示す。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定したパラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器及び重要代替計器を重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・当該パラメータの他の常用計器及び常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に当該パラメータが計測範囲を超えた場合は、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータを計測する計器又は可搬型計測器により必要とするパラメータの値を推定する手段を整備する。

代替パラメータを計測する計器は以下のとおり。

・重要代替計器

・常用代替計器

可搬型計測器により必要となるパラメータの値を推定する手段は以下のとおり。

・可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、パラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、重要代替計器及び可搬型計測器は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、当該パラメータを把握することができるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備

(a) 対応手段

監視パラメータの計器に供給する電源が喪失し、監視機能が喪失した場合に、代替電源（交流、直流）より給電し、当該パラメータの計器により計測し監視する手段を整備する。

また、直流電源が喪失した場合に、電源を内蔵した可搬型計測器を用いて計測し、監視する手段がある。代替電源より給電中に制御盤のソフトウェアが機能喪失した場合においても、可搬型計測器を用いた計測又は監視手段を使用する。なお、ソフトウェア機能喪失時の補機操作については、制御盤内にジャンパ器具を用いて補機の操作信号を手動で直接入力する手段がある。

代替電源（交流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

・空冷式非常用発電装置

・可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）※3

・電源車

・ジャンパ器具

代替電源（直流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

・蓄電池（安全防護系用）

・蓄電池（３系統目）
・可搬式整流器
・計器用電源（無停電電源装置）

※3 可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）：インバータを内蔵した可搬型バッテリを使用することにより電気（交流）を給電できるため、代替電源（交流）として有効である。

直流電源が喪失した場合に計器に内蔵した電源により個別に計測する設備（汎用品）は、以下のとおり。

・可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車、可搬式整流器、計器用電源（無停電電源装置）及び可搬型計測器は、重大事故等対処設備と位置づける。これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）

電源を供給できる容量に限りがあり、重大事故等の対処時において連続監視することができないものの、代替電源による給電ができない場合において、炉外核計装盤及び放射線監視盤のパラメータを把握することが可能なことから代替手段として有効である。

・ジャンパ器具

ジャンパ操作及びその準備に時間を要するものの、制御盤ソフトウェアが機能喪失した場合に、補機を手動操作する手段として有効である。

d. 重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時において、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要となる監視パラメータを記録する手段を整備する。

監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
（以下「ＳＰＤＳ」という。）
・ＳＰＤＳ表示装置
・可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）用）

また、重大事故等時の有効な監視パラメータについても使用できる場合は、可能な限りパラメータを記録する手段を整備する。なお、その他の記録として、監視パラメータの警報状態及びプラントトリップ状態を可能な限り記録する手段を整備する。

有効な監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

・ユニット総合管理計算機
（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

重要な監視パラメータを記録する設備であるＳＰＤＳ、ＳＰＤＳ表示装置及び可搬型温度計測装置は、重大事故等対処設備と位置づける。

重要な監視パラメータは、原則、ＳＰＤＳへ記録するが、監視が必要な時に現場に設置する計器の値、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値は、専用の記録装置又は記録用紙により記録する。なお、その他は可能な限り多様性拡張設備により記録する。

以上の重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータを記録することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ユニット総合管理計算機

（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

耐震性を有していないが、設備が健全である場合は重大事故等の対処に必要となる監視パラメータの記録が可能なことから代替手段として有効である。

e. 手順等

上記のa.、b.、c.及びd.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、発電所対策本部長※4、当直課長、運転員等※5及び緊急安全対策要員※6の対応として、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順等の対応手順等に定める（第1.15.1表）。

※4 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※5 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※6 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち、発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第1.15.1表、第1.15.3表）。

a. 手順着手の判断基準

b. ④の手順着手の判断は、b. ①～③までの手順により主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測

する計器の故障が疑われた場合。

b. パラメータ監視の手順

計器の故障の判断及び対応手順は、以下のとおり。

① 監視が必要な重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータの指示値を読み取る。

② 読み取った指示値が正常であることを、運転手順書に明確に示された計測レンジ範囲内にあること及びプラント状況等により推定される値との間に大きな差異が無いこと等により確認する。

③ 原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。なお、当該パラメータの他の常用計器で監視可能であれば確認に使用する。

④ パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値を用いて以下の方法で推定する。

なお、常用代替計器が使用可能であれば、推定に使用する。

c. 代替パラメータでの推定方法

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。

重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。

パラメータを基準配管に水を満たした構造で計測するものについては、急激な減圧等により基準配管の水が蒸発し不確かな指示をする可能性がある。そのような状態が想定される場合は、関連するパラメ

ータを複数確認しパラメータを推定する。なお、蒸気発生器水位（狭域）及び蒸気発生器水位（広域）を除き、基準配管の水位に起因する不確かさを考慮する必要はない。

また、重大事故等の環境下で最も設置雰囲気の環境が厳しくなるのは、原子炉格納容器内に蒸気が充満し、加圧された状況であり、環境として圧力、温度、放射線量が厳しい状況下においても、その監視機能を維持できる計器（第1.15.2表の重大事故等対処設備）を優先して使用する。

重大事故等の状況によっては、耐震性、耐環境性がない計器（多様性拡張設備）についても、監視機能を維持している場合、重大事故等の対処に有効な情報を得ることができる。ただし、多様性拡張設備については環境条件や不確かさを考慮し、耐震性、耐環境性のある計器のパラメータの値との差異を評価し、パラメータの値、信頼性を考慮した上で使用する。

事故発生からの事象の進展状況（兆候）による炉心の冷却状態（漏えいの規模、安全注入状況）や当該パラメータの計器が故障するまでの状態等、関連するパラメータを複数確認し、得られた情報の中から有効な情報を評価することで、適切な原子炉施設の状態の把握に努める。

なお、圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。また、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

(a) 原子炉圧力容器内の温度の推定

1 次冷却材高温側広域温度又は 1 次冷却材低温側広域温度の計測が困難となった場合、代替パラメータの 1 次冷却材低温側広域温度又は 1 次冷却材高温側広域温度により原子炉圧力容器内の温度

を推定する。この推定方法では、重大事故等時において約10℃程度の温度差が生じる可能性があることを考慮し、推定する。また、使用可能であれば炉内温度（多様性拡張設備）により原子炉圧力容器内の温度を推定する。

炉内温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により原子炉圧力容器内の温度を推定する。この推定方法では、炉心出口のより直接的な値を示す１次冷却材高温側広域温度を優先して使用する。

１次冷却材高温側広域温度と炉内温度（多様性拡張設備）の関係は、炉心冠水状態から炉心損傷を判断する時点（350℃）において１次冷却材高温側広域温度の方がやや低い値を示すものの、大きな温度差は見られないことから、１次冷却材高温側広域温度により炉心損傷を判断することが可能である。なお炉内温度については、盤及び電源の耐震化を実施している。また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型計測器を用いて必要点数の監視及び記録も可能である。炉内温度の計測上限値は、検出器の温度素子の機能上限（約1,300℃）まで温度測定が可能である。

(b) 原子炉圧力容器内の圧力の推定

冷却材圧力（広域）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉圧力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことを確認した場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。また、測定範囲内であれば加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

加圧器圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの冷却材圧力（広域）により推定する。この推定方法で

は、測定精度は加圧器圧力に比べ劣るが、重大事故等時においては測定範囲が広い冷却材圧力（広域）を使用する。

(c) 原子炉圧力容器内の水位の推定

加圧器水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータの原子炉水位により原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（ＶＤＵ）（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材高温側広域温度により、原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で、冠水状態であることを確認する。重大事故等時において、加圧器水位の計測範囲外となった場合、原子炉圧力容器内の水位は直接計測している原子炉水位を優先して使用し確認する。なお、原子炉圧力容器内が過熱状態の場合、炉心注入水により原子炉水位の指示に影響を及ぼす可能性があることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

原子炉水位の計測が困難となった場合、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（ＶＤＵ）（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）及び炉内温度（多様性拡張設備）、１次冷却材高温側広域温度、１次冷却材低温側広域温度により原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。

プラント停止中におけるＲＣＳミッドループ運転時において、ＲＣＳノズルセンタ水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの１次冷却材高温側広域温度及び１次冷却材低温側広域温度の傾向監視、又は余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の傾向監視により水位を推定する。この推定方法では、温度の急上昇により原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以下で冠水していないことを推定する。また、余熱除去ポンプの出口圧力の低

下により原子炉圧力容器内の水位が低下していることを推定する。

(d) 原子炉圧力容器への注水量の推定

安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により原子炉圧力容器内への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し、推定する。また、加圧器水位及び1次冷却材喪失重大事故等時の監視に使用する原子炉水位又は格納容器再循環サンプ水位（広域）は、水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により原子炉圧力容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、加圧器水位及び原子炉冷却材喪失事故時の監視に使用する原子炉水位又は格納容器再循環サンプ水位（広域）は、水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

アキュムレータ圧力（多様性拡張設備）及びアキュムレータ水位（広域）（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの冷却材圧力（広域）、1次冷却材低温側広域温度及びアキュムレータ水位（多様性拡張設備）の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。

内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、余熱除去クーラ出口流量及び注水先である加圧器水位及び原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。

(e) 原子炉格納容器への注水量の推定

格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合は、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により、原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し推定する。格納容器再循環サンプ水位（広域）は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。

内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、水源である淡水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。

(f) 原子炉格納容器内の温度の推定

格納容器内温度の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器圧力及び格納容器圧力（広域）により、原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉格納容器内の温度を推定する。この推定方法では、測定範囲内であればより詳細な圧力が計測できる格納容器圧力を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(g) 原子炉格納容器内の圧力の推定

格納容器圧力の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器圧力（広域）、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）による推定、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、同じ圧力を計測している格納容器圧力（広域）又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

格納容器圧力（広域）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器圧力、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、計測範囲内であれば、より詳細な圧力が計測できる格納容器圧力又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(h) 原子炉格納容器内の水位の推定

格納容器再循環サンプ水位(広域)の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば、格納容器再循環サンプ水位（狭域）、又は原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び注水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定する。この推定方法では、計測範囲内であれば、相関関係があり連続的な監視ができる格納容器再循環サンプ水位（狭域）を優先して使用し、推定する。なお、溶融炉心の冷却に必要な水位を確認する場合は、原子炉格納容器水位及び原子炉下部キャビティ水位により確認する。また、注水量による原子炉格納容器内水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレイでの注水量の合計値と水位の相関関係により推定する。

格納容器再循環サンプ水位（狭域）の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器再循環サンプ水位（広域）により、広域水位と狭域水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉下部キャビティ水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器再循環サンプ水位（広域)、又は燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉格納容器水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内の水位の相関関係を用いて推定する。

(i) 原子炉格納容器内の水素濃度の推定

格納容器水素濃度の計測が困難になった場合、短時間で取り替えが可能な予備の可搬型格納容器内水素濃度計測装置に取り替えて水素濃度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、原子炉格納容器内の水素発生量と静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作特性（水素処理特性）の関係から、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を確認することにより、原子炉格納容器内の水素濃度が大規模な水素燃焼が生じない領域であるか否かを確認する。なお使用可能であれば、ガスクロマトグラフ（多様性拡張設備）により水素濃度を推定する。

原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。

(j) アニュラス内の水素濃度の推定

アニュラス水素濃度の計測が困難となった場合は、短時間で取り替えが可能な予備の可搬型アニュラス内水素濃度計測装置に取り替えて計測する。また、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様性拡張設備）の放射線量率の比によりアニュラスへの漏えい率を推定し、格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率から評価された相関図により、アニュラス水素濃度を推定する。

アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。

また、使用可能であれば、アニュラス内水素濃度計測装置（多様性拡張設備）を使用し、アニュラス内水素濃度を計測する。

炉心の著しい損傷が発生した場合に、アニュラス周辺で作業を開始するにあたっては、作業エリアの環境を確認後、作業を行う。

(k) 原子炉格納容器内の放射線量率の推定

格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及びモニタポスト（多様性拡張設備）の指示により炉心損傷のおそれが生じているか推定する。この推定方法では、格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の上限値を超えることとなるが、炉心損傷のおそれが生じている場合には、原子炉格納容器内の放射線量率は急上昇すると考えられ、同じくモニタポスト（多様性拡張設備）の値も数倍から1桁程度急上昇することで推定できる。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の計測が困難になった場合、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）により、炉心損傷のおそれが生じていない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の測定範囲より低く、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。

格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）、炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）、格納容器じんあいモニタ（多様性拡張設備）及び格納容器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の上昇により、原子炉格納容器内の放射線量率の上昇を推定する。

(l) 未臨界の維持又は監視の推定

出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの中間領域中性子束、１次冷却材高温側広域温度と１次冷却材低温側広域温度の差により推定する。この推定方法では、出力領域中性子束の測定範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。ま

た、冷却材ポンプが運転中である場合、出力領域中性子束の計測範囲であれば、原子炉出力及び１次冷却材高温側広域温度と１次冷却材低温側広域温度の温度差の相関関係から推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの出力領域中性子束の測定範囲内であれば、出力領域中性子束での推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲内であれば、中性子源領域中性子束により推定する。また、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合、中間領域中性子束の測定範囲内であれば中間領域中性子束により推定する。また、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であることを推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中間領域中性子束、中性子源領域中性子束、中性子源領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中間領域中性子束を優先し推定する。また、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率（多様性拡張設備）は、中性子源領域中性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

中性子源領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中性子源領域中性子束、中間領域中性子束、中間領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中性子源領域中性子束を優先し推定する。また、中間領域中性子束及び中間領域起動率（多様性拡張設備）は、中間領域中

性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

(m) 最終ヒートシンクの確保の推定

格納容器圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器圧力（広域）及び格納容器内温度により、原子炉格納容器内の圧力、温度が低下していることで最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。この推定方法では、原子炉格納容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

１次系冷却水タンク水位の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の傾向監視により原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

１次系冷却水タンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータである１次系冷却水タンク加圧ライン圧力により推定する。この推定方法は１次系冷却水タンク加圧ライン圧力の計測装置を接続し推定する。

格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の計測が困難になった場合、短時間で取り替えが可能な予備の格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）に取り替えて格納容器循環冷暖房ユニット入口温度及び出口温度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

格納容器空調装置冷却水流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

主蒸気圧力の計測が困難となった場合、蒸気発生器２次側は、温度計測ができないため、代替パラメータである１次冷却材低温側広

域温度又は１次冷却材高温側広域温度の傾向監視により、蒸気発生器２次側における水の飽和圧力と飽和温度の関係から蒸気ラインの圧力を推定する。この推定方法では、１次冷却系が満水状態で蒸気発生器２次側が飽和状態にある場合は、１次冷却材低温側広域温度と蒸気発生器２次側の器内温度はほぼ等しくなることから推定が可能である。なお、１次冷却材高温側広域温度は、蒸気発生器２次側の温度よりも高めの指示となるため１次冷却材低温側広域温度を優先し推定する。また、蒸気発生器２次側が飽和状態になるまでの間（未飽和状態）は不確かさが生じることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器水位（広域）との相関関係により保有水量を推定する。また、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視することにより蒸気発生器２次側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、蒸気発生器水位（広域）を優先する。なお、蒸気発生器２次側の急激な減圧やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化により推定する。

蒸気発生器水位（広域）の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器水位（狭域）、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視することにより蒸気発生器２次側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、計測範囲であれば蒸気発生器水位（狭域）との相関関係を優先し推定する。また、蒸気発生器２次側がドライアウトした場合の判断は、蒸気発生器２次側の保有水の減少に伴う除熱能力の低下により、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度が上昇傾向となることで推定することができ、有効性評価の評価条件である蒸気発生器ドライアウトの判断に、代替パラメータを用いたとしても操作遅れ等の影響はない。なお、蒸気発生器２次側の急激な減圧

やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化により蒸気発生器保有水の有無を推定する。

補助給水流量の計測が困難になった場合、代替パラメータである復水タンク水位、蒸気発生器水位（広域）及び蒸気発生器水位（狭域）の傾向監視により、補助給水流量を推定する。この推定方法では、水源である復水タンク水位を優先し推定する。

主蒸気流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの主蒸気圧力の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器２次側による除熱状況を監視する。また、蒸気発生器水位（狭域）及び蒸気発生器水位（広域）の変化傾向と補助給水流量を監視することにより主蒸気流量を推定する。

(n) 格納容器バイパス監視の推定

蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器水位（広域）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、主蒸気圧力の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することでも推定することができる。

主蒸気圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器水位（広域）の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定することができる。

冷却材圧力（広域）の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器水位（狭域）の上昇及び主蒸気圧力の上昇にて蒸気発生器伝熱管破損を、蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇がないことで、インターフェイスシステムＬＯＣＡを推定する。また、原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉圧

力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態にない場合は、不確かさが生じることを考慮する必要がある。なお、測定範囲内であれば測定精度が詳細な加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

復水器空気抽出器ガスモニタ（多様性拡張設備）、蒸気発生器ブローダウン水モニタ（多様性拡張設備）及び高感度型主蒸気管モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。

補助建屋排気筒ガスモニタ（多様性拡張設備）、補助建屋サンプ水位（多様性拡張設備）及び余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡを推定する。

加圧器逃がしタンク圧力（多様性拡張設備）、加圧器逃がしタンク水位（多様性拡張設備）及び加圧器逃がしタンク温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことにより、インターフェイスシステムＬＯＣＡを推定する。

(o) 水源の確保の推定

燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器再循環サンプ水位（広域）、又は格納容器スプレ流量積算、内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）、安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てん流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の合計量により、燃料取替用水タンクの水位を推定する。この推定方法では、格納容器再循環

サンプ水位（広域）を優先し推定するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。

復水タンク水位の計測が困難になった場合、代替パラメータの補助給水流量、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計から、水源の有無や使用量を推定する。この推定方法では、可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合は、補給に使用したポンプ性能並びに運転時間により算出した注入量を考慮する。

ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸注入流量（多様性拡張設備）によりほう酸タンク水位を推定する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う負の反応度が添加されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示低下により確認し、ほう酸水の使用量を推定する。

上記代替パラメータの推定について第1.15.3表に示す。

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位である。

原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。

a. 原子炉圧力容器内の温度

原子炉圧力容器内の温度のパラメータである１次冷却材温度が計測範囲（0~400℃）を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を測定し、換算表を用いて温度へ変換する。これにより、検出器の耐熱温度である500℃程度までは温度測定できる。多様性拡張設備である炉内温度が健全である場合は、炉内温度による測定を優先する。

b. 原子炉圧力容器内の圧力

原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータである冷却材圧力（広域）を計測する計器の計測範囲は、0~20.6MPa[gage]である。重大事故等時の判断基準は20.59MPa[gage]（1次系最高使用圧力(17.16MPa[gage])の1.2倍）であり、重大事故等時において原子炉圧力容器内の圧力は、計器の計測範囲で計測可能である。

c. 原子炉圧力容器内の水位

原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位は、原子炉圧力容器より上に位置し、水位が低下し計測範囲以下となった場合は、原子炉水位で計測する。原子炉水位を計測する計器の計測範囲は、原子炉容器の底部から頂部までを0~100%としているため、重大事故等時において原子炉圧力容器内の水位を計器の計測範囲内で測定が可能である。

d. 原子炉圧力容器への注水量

原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータは、安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算である。

安全注入流量及び補助安全注入流量の計測範囲は、共に0~225m^3/hとしており、計測対象である充てん/高圧注入ポンプの最大流量は147m^3/hであるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。また、余熱除去クーラ出口流量の計測範囲は、0~1,000m^3/hとしており、計測対象である余熱除去ポンプの最大流量は852m^3/hであるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。並びに恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測範囲は、0~150m^3/hとしており、計測対象である恒設代替低圧注水ポンプの事故対処時における必要最大流量は120m^3/hであるため、計器の計測範囲内での流量測定が可能である。

e. 原子炉格納容器への注水量

原子炉格納容器の注水量を監視するパラメータは、格納容器スプレ流量積算、安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てん流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算である。格納容器スプレ流量積算の計測範囲は、0~1,000m^3/hとしており、測定対象である内部スプレポンプの最大流量は846m^3/hであるため、計器の計測範囲内での流量測定が可能である。また、安全注入流量、補助安全注入流量、余熱除去クーラ出口流量、充てん流量（多様性拡張設備）、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算については原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータ同様に重大事故等時において、計測範囲内での流量測定が可能である。

上記より、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは原子炉圧力容器内の温度と水位であり、この場合の原子炉施設の状態を推定するため、手順を以下のとおり整備する。

(a) 手順着手の判断基準

ⅰ. 原子炉圧力容器内の温度

重大事故等時に 1 次冷却材高温側広域温度又は 1 次冷却材低温側広域温度の値が、計器の計測範囲を超え確認できない場合。

ⅱ. 原子炉圧力容器内の水位

重大事故等時に加圧器水位が低下し、計器の計測範囲を外れ確認できない場合。

(b) パラメータ監視の手順

計器の計測範囲を超えたかどうかの判断及び対応手順は、以下のとおり。

ⅰ. 原子炉圧力容器内の温度

① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。

② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。

③ １次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度の他ループの指示値を確認し、他ループの指示値も同じ傾向か否かを確認する。

④ １次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度について、他ループの指示値も同じ傾向で計測範囲を超えていると判断される場合は、炉内温度（多様性拡張設備）で計測する。炉内温度（多様性拡張設備）による計測ができない場合は、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度の計器に可搬型計測器を接続し、検出器（内部温度素子）の耐熱温度である 500℃程度までに相当する抵抗指示を直接読み取る。読み取った抵抗値を換算表等により換算し、パラメータを計測又は推定する。

なお、可搬型計測器による測定においては、１次冷却材高温側広域温度を優先する。

ⅱ．原子炉圧力容器内の水位

① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。

② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。

③ 加圧器水位の他チャンネル指示値を確認し、他チャンネルの指示値も同じ傾向か否かを確認する。

④ 加圧器水位ついて、他チャンネルの指示値も同じ傾向で計測範囲以下にあると判断される場合は、原子炉水位で測定する。

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

重要な監視パラメータ計器のうち、交流電源から供給される計器については、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続された計器用電源（無停電電源装置）より給電されており、いずれか一方の母線があれば計器へ電源を供給可能である。直流電源から供給される計器については、充電器と蓄電池（安全防護系用）又は蓄電池（３系統目）より給電されており、いずれか一方があれば計器へ電源を供給可能である。全交流動力電源喪失により、計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（３系統目）、電源車、可搬式整流器及び計器用電源（無停電電源装置）等の運転により、計器へ給電する。また、計器用電源（無停電電源装置）が使えない場合においても、後備計器用電源（変圧器）を設けており、継続して電源を供給できる手段があり、信頼性も高く監視機能を失うことはない（第1.15.4図）。

代替電源の給電ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定した第1.15.2表に示す重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。

可搬型計測器による測定においては、測定対象の選定を行う際の考え方として、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し測定又は監視する。同一の物理量について、複数のパラメータがある場合は、いずれか1つの適切なパラメータを選定し測定又は監視する。

なお、代替電源より給電中に制御盤のソフトウェアが機能喪失した場合においても、可搬型計測器を用いて計測又は監視するとともに、制御盤内にジャンパ器具を用いて補機の操作信号を手動で直接入力することで、重大事故等の対処に必要な監視及び操作を継続可能である。

a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用高圧母線への交流電源によ

る給電ができない場合は、代替電源（交流）により非常用高圧母線へ給電する。

b. 直流電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用直流母線への直流電源による給電ができない場合は、直流電源設備により非常用直流母線へ給電する。

全交流動力電源及び直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順については、「1.14電源の確保に関する手順等」のうち「1.14.2.1代替電源（交流）による給電手順等及び1.14.2.2代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視

全交流動力電源喪失時等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができなくなった場合の手段として、第1.15.2表に示す特に重要なパラメータ及び第1.15.5表に示す有効な監視パラメータについて、可搬型計測器で測定可能なものを計測し、監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源が喪失した場合において、中央制御室でのパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型計測器によるパラメータ計測の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.5図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に原子炉施設の状態監視に必要なパラメータの計測開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、可搬型計測器を使用する前に電池容量を確認し、残量が少ない場合は予備乾電池と交換する。可搬型計

測器を手順に定められた端子台に接続する。

③ 緊急安全対策要員は、可搬型計測器に表示される計測結果を読み取り、換算表を用いて工学値に換算し、運転員等は換算結果を記録用紙に記録する。

なお、使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約30分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明、通信設備等を整備する。

d. 可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源の供給

全交流動力電源喪失等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができない場合に、炉外核計装盤、放射線監視盤の可搬型バッテリにより電源を供給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源喪失により、炉外核計装盤、放射線監視盤のパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.6図、第1.15.7図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給を指示する。

②緊急安全対策要員は、現場で炉外核計装盤又は放射線監視盤の

電源を「切」とする。

③緊急安全対策要員は、現場でケーブルを布設し、可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）を炉外核計装盤又は放射線監視盤に接続する。

④緊急安全対策要員は、可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）による電源供給を開始し、運転員等は計測結果を記録用紙に記録する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は、炉外核計装盤については、約65分、放射線監視盤については、約55分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明等を整備する。

e. 制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作手順

制御盤のソフトウェアが機能喪失し、中央制御室での補機操作ができなくなった場合の手段として、制御盤内をジャンパ器具を用いて操作し、補機の操作信号を手動で直接入力する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

制御盤のソフトウェアが機能喪失し、中央制御室での補機操作ができない場合。

(b) 操作手順

補機の操作信号を手動で直接入力する概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.15.8図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に補機の操作信号の直接入力開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、手順に定められた制御盤の端子台をジャンパ器具を用いて操作し、補機の操作信号を手動で直接入力す

る。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約30分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明、通信設備等を整備する。

1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順

パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等）は、ＳＰＤＳ、ＳＰＤＳ表示装置及び可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。

ＳＰＤＳ、ＳＰＤＳ表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

有効な監視パラメータのうち記録可能なものについては、ＳＰＤＳ又はユニット総合管理計算機等により計測結果及び警報等を記録する手順を整備する（第1.15.5表）。

(1) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生したとき。

(2) 操作手順

重大事故等が発生し、重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ（重大事故等対処設備）の記録の概要は以下のとおり。

a. ＳＰＤＳによる記録

ＳＰＤＳは、非常用電源又は代替電源から給電可能で、7日間以上

の記録容量を持っている。重大事故等時のパラメータの値を継続して確認できるよう、記録された計測結果を定期的に取り出し保存する手順は以下のとおり。

① 緊急安全対策要員は、ＳＰＤＳ表示装置にてＳＰＤＳ及びＳＰＤＳ表示装置に記録された重要な監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

b. 可搬型温度計測装置による記録

① 緊急安全対策要員は、可搬型温度計測装置に記録された、格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度(ＳＡ)の計測結果について、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体)に保存する。

② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

c. 現場指示計の記録

運転員等は、1次系冷却水タンクの加圧操作時に、現場指示計の1次系冷却水タンク加圧ライン圧力の値を記録用紙へ記録する。

d. 可搬型計測器及び可搬型バッテリによる電源供給時の記録

緊急安全対策要員は、1.15.2.2(1)c.及びd.で得られた重要な監視パラメータのデータを記録用紙に記録する。

e. ユニット総合管理計算機の記録

(a) 計算機運転日誌

定められたプロセスの計測結果を定時ごとに記録し、日ごとに帳票印刷する。

(b) 警報記録

プロセス値の異常な状態による中央制御盤の警報発信時、警報の状態を記録し、日ごとに帳票印刷する。また、プラントの過渡変化による重要警報のファーストアウト警報発生時、その発生順序（シーケンス）、トリップ状態、工学的安全施設作動信号及び工学的安全施設動作状況を記録し、事象発生時に帳票印刷する。

(c) 事故時データ収集記録

事象発生前後のプラント状態の推移を把握するため、定められたプロセス値のデータを収集、記録し、事象発生時に自動帳票印刷及び手動にて印刷する。

(3) 操作の成立性

ＳＰＤＳによる記録は、ＳＰＤＳ及びＳＰＤＳ表示装置の記録容量（7日以上）を超える前に、緊急時対策所内にて緊急安全対策要員1名で行う。室内での端末操作であるため、対応が可能である。

可搬型温度計測装置による記録は、記録容量を超える前に、現場でのデータ採取を緊急安全対策要員1名で行う。記録の作成は、室内での端末操作であるため、対応が可能である。

現場指示計の記録は、運転員等による記録用紙への記録であり、対応が可能である。

可搬型計測器及び可搬型バッテリによる電源供給時の記録は緊急安全対策要員による記録用紙への記録であり、対応が可能である。

1.15.4 その他の手順項目にて考慮する手順

原子炉格納容器内の水素濃度監視の手順については、「1.9水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち「1.9.2.1(2)水素濃度監視」にて整備する。

アニュラス内の水素濃度監視の手順については、「1.10水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち「1.10.2.1(2)水

素濃度監視」にて整備する。

全交流動力電源及び直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順については、「1.14電源の確保に関する手順等」のうち「1.14.2.1代替電源（交流）による給電手順等及び1.14.2.2代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

原子炉格納容器内の放射線量率における代替パラメータとして有効なモニタステーション及びモニタポスト等による空間線量率測定については、「1.17監視測定等に関する手順等」のうち「1.17.2.1(1)モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定」にて整備する。

第 1.15.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順（1／2）

分類	機能喪失の想定	対応手段	対応設備		設備分類※8	整備する手順書	手順の分類
監視機能の喪失	計器の故障	他チャンネル又は他ループによる計測※2	当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器	重大事故等対処設備	a	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の各対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器	多様性拡張設備			
		代替パラメータによる推定	重要代替計器	重大事故等対処設備	a	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の各対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
			常用代替計器	多様性拡張設備			
	計器の計測範囲を超えた場合	代替パラメータによる推定	重要代替計器	重大事故等対処設備	a		
			常用代替計器	多様性拡張設備			
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	重大事故等対処設備	a	可搬型計測器による計測のための手順	ＳＡ所達※1
計器電源の喪失	全交流動力電源喪失 直流電源喪失	代替電源の供給（交流）	空冷式非常用発電装置※3	重大事故等対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順等	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			電源車※3				
			燃料油貯蔵タンク※4※5				
			タンクローリー※4※5				
			燃料油移送ポンプ※4※5				
			可搬式オイルポンプ※4				
			可搬型バッテリ（炉外核計装盤、放射線監視盤）※6	多様性拡張設備			
			ジャンパ器具	多様性拡張設備		制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作手順	ＳＡ所達※1
		代替電源の供給（直流）	蓄電池（安全防護系用）※3	重大事故等対処設備	a	全交流電源喪失時の対応手順 代替電源による電源復旧の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			蓄電池（３系統目）※3				
			計器用電源（無停電電源装置）※3				
			可搬式整流器※3				
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	重大事故等対処設備※7	a	可搬型計測器による計測のための手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 他チャンネル又は他ループの計器がある場合
※3 ： 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 電源車の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※6 ： インバータを内蔵した可搬型バッテリを使用することにより電気（交流）を給電できるため、代替電源（交流）として有効である。
※7 ： 全交流動力電源及び非常用直流電源喪失時は、代替電源により電源を供給可能であるが、さらに、可搬型計測器により監視が可能。
※8 ： 重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　　b：37 条に適合する重大事故等対処設備
c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.15.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順（2／2）

分類	機能喪失の想定	対応手段	対応設備		設備分類※2	整備する手順書	手順の分類
－	－	記録	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）	重大事故等対処設備	a	通信連絡に関する手順	ＳＡ所達※1
			ＳＰＤＳ表示装置				
			可搬型温度計測装置（可搬型温度計からデータを収集する設備）			可搬型温度計からデータを収集、記録する手順	
			ユニット総合管理計算機	多様性拡張設備		ユニット総合管理計算機のデータを収集、記録する手順	ＳＡ所達※1

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： 重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　　b：37 条に適合する重大事故等対処設備
c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（1／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
原子炉圧力容器内の温度	１次冷却材高温側広域温度※1	0～400℃	最大値：約 336℃	１次系最高使用温度（343 ℃）及び炉心損傷の判断基準である 350℃を超える温度を監視可能。なお、１次冷却材高温側広域温度で炉心損傷を判断する際は、炉内温度に比べ１次冷却材高温側広域温度がやや低めの値を示すものの、炉心損傷を判断する時点（350℃）において大きな温度差は見られないことから、１次冷却材高温側広域温度により炉心損傷を判断することが可能である。	3	S	A ※5 SA※5	測温抵抗体	可	①
	１次冷却材低温側広域温度※1	0～400℃	最大値：約 335℃		3	S	B ※5 SA ※5	測温抵抗体	可	②
原子炉圧力容器内の圧力	冷却材圧力（広域）※1	0～20.6MPa [gage]	最大値：約 17.7MPa [gage]	１次系最高使用圧力（17.16 MPa[gage]）の 1.2 倍（事故時の判断基準）である 20.59MPa[gage]を監視可能。	2	S	A,B※5 SA※5	弾性圧力検出器	可	③
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位※1	0～100%	最大値：約 84% 最小値：0%以下（注２）	加圧器上部胴上端近傍から下部胴下端近傍までの水位を監視可能。通常運転時及び事故時の１次冷却系保有水を制御し、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A,B※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	④
	原子炉水位※1	0～100%	最大値：100% 最小値：0%	原子炉容器底部から原子炉容器頂部までの原子炉容器内の水位を監視可能。重大事故等時において、加圧器水位による監視ができない場合、原子炉容器内の水位及び保有水が監視可能であり、事故対応が可能。	1	S	SA※5	差圧式水位検出器	可	⑤
	冷却材圧力（広域）※2	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（2／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
原子炉圧力容器への注水量	安全注入流量	0～225m³/h	147 m³/h	充てん／高圧注入ポンプの流量（147m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	1	S	C ※5 ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑥
	補助安全注入流量	0～225m³/h	147 m³/h	充てん／高圧注入ポンプの流量（147m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	1	S	B ※5 ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑦
	余熱除去クーラ出口流量※1	0～1,000m³/h	852 m³/h	余熱除去ポンプの流量（852m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	2	S	B，D※5 ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑧
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	0～150 m³/h (0~10,000 m³)	—（注３）	重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプの流量（120m³/h）を監視可能。	1	S	ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑨
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ								
	加圧器水位※2 原子炉水位※2	原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
	冷却材圧力（広域）※2	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	１次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ								

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（3／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレ流量積算	0～1,000m³/h (0~10,000 m³)	—（注３）	重大事故等時において、内部スプレポンプの流量（846m³/h）を監視可能。	1	S	ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑩
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	原子炉圧力容器内への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）								
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	0～150 m³/h (0~10,000 m³)	—（注３）	重大事故等時において、原子炉下部キャビティ注水ポンプの流量（120m³/h）を監視可能。	1	S	ＳＡ※5	差圧式流量検出器	可	⑪
	安全注入流量 補助安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ								
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ								
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	0～220℃	最大値：122℃	設計基準事故時の格納容器最高使用温度（122℃）を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度（200℃）を監視可能。	2	S	Ｃ、Ｄ※5 ＳＡ※5	測温抵抗体	可	⑫
	格納容器圧力※2 格納容器圧力（広域）※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力※1	0～490kPa [gage]	最大値：約 233kPa [gage]	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力（261kPa[gage]）を監視可能。	2	S	Ａ、Ｂ※5 ＳＡ※5	弾性圧力検出器	可	⑬
	格納容器圧力（広域）※1	0～1.0MPa [gage]	—（注３）	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力（261kPa[gage]）を監視可能。 重大事故等時において格納容器最高使用圧力の 2 倍の圧力（0.522MPa[gage]）を監視可能。	1	S	ＳＡ※5	弾性圧力検出器	可	⑭
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同じ								

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（4／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	SA 監視計器 電源切替え前後	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）※1	0～100%	100%	再循環可能水位（59%）を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	⑮
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）※1	0～100%	100%以上	格納容器再循環サンプ上端（約 100%）を監視可能。狭域水位の 100%は、広域水位の約 40%に相当。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	⑯
	原子炉格納容器水位※1	ON-OFF	—（注３）	重大事故等時において、原子炉格納容器内への注水量の制限レベルに達したことを監視可能。	1	S	SA※5	電極式水位検出器	可	⑰
	原子炉下部キャビティ水位※1	ON-OFF	—（注３）	重大事故等時において、原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に必要な水量があることを監視可能。	1	S	SA※5	電極式水位検出器	可	⑱
	燃料取替用水タンク水位※2 復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ								
	格納容器スプレ流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ								
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）								
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ （計測範囲は、重大事故等時において、原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（120m³/h）を監視可能。）								

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（5／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	0~20vol%	—（注３）	重大事故等時において、水素濃度 13vol%を監視可能。	1	— （可搬）	ＳＡ※5	熱伝導式	—	⑲
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）※1	10^{2}～10^{7}μSv/h	10^{5}mSv/h 以下（注４）	炉心損傷判断の値である 10^{5}mSv/h を超える放射線量率を監視可能。格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）と格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測範囲はオーバーラップするように設定。	2	S	C、D※5 ＳＡ※5	電離箱	（注 10）	⑳
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※1	10^{3}～10^{8}mSv/h			2	S	C、D※5 ＳＡ※5	電離箱	（注 10）	㉑
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束※1	0～120% （3.3×10^{5}～1.2×10^{10} n/cm²・sec）	定格出力の約 71 倍設計基準事故「制御棒飛び出し」（注５）	設計基準事故時、事象初期は中性子束が急激に上昇し、一時的に計測範囲を超えるが、負のドップラ反応度帰還効果により抑制され急峻に低下するため、現状の計測範囲でも、同計測範囲により事故対応が可能。また、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。 通常運転時の変動範囲 0～100%に対し、0～120%を監視可能。 「中間領域中性子束」及び「中性子源領域中性子束」とあいまって重大事故等時における中性子束の変動範囲を監視可能。	4※3	S	A、B、C、D※5 ＳＡ※5	γ線非補償型電離箱	（注 10）	㉒
	中間領域中性子束※1	10^{-11}～5×10^{-3}A （1.3×10^{2}～6.6×10^{10}n/cm²・sec）		通常運転時の変動範囲 10^{-11}～約 10^{-3}A に対し、10^{-11}～5×10^{-3}A を監視可能。	2	S	A、B※5 ＳＡ※5	γ線補償型電離箱	（注 10）	
	中性子源領域中性子束※1	1～10^{6}cps （10^{-1}～10^{5} n/cm²・sec）		通常運転時の変動範囲 1～10^{5}cps に対し、1～10^{6}cps を監視可能。	2	S	A、B※5 ＳＡ※5	比例計数管	（注 10）	
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	ほう酸タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ								
アニュラス内の水素濃度	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	0~20vol%	— （注３）	重大事故等時におけるアニュラス内の水素濃度を監視可能。	1	— （可搬）	ＳＡ※5	熱伝導式	—	㉓
	可搬型格納容器内水素濃度計測装置※2	原子炉格納容器内の水素濃度を監視するパラメータと同じ								
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※2	原子炉格納容器内の放射線量率を監視するパラメータと同じ		重大事故等時の原子炉格納容器内の線量率は、10^{8}mSv/h 以下であり監視可能。	2	S	C、D※5 ＳＡ※5	電離箱	（注 10）	㉑

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（6／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
最終ヒートシンクの確保	格納容器圧力※1	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	蒸気発生器水位（狭域）※1	0～100%	最大値：100%以上（注６） 最小値：0%以下（注７）	湿分分離器下端から伝熱管上端まで監視可能。「蒸気発生器水位（広域）」とあいまって、重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。	6	S	B、C※5 SA※5	差圧式水位検出器（注９）	可	㉔
	蒸気発生器水位（広域）※1	0～100%	最大値：100% 以 上（注６） 最小値：0%以下(注７）	湿分分離器下端から管板付近まで監視可能。重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。（注８）	3	S	A、B、C※5 SA※5	差圧式水位検出器（注９）	可	
	補助給水流量※1	0～180 m^3/h	74.0 m^3/h	補助給水流量（74.0m^3/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	3	S	A、C、D※5 SA※5	差圧式流量検出器	可	㉕
	主蒸気圧力※1	0～9.8MPa [gage]	最大値：約 7.9 MPa[gage]	２次系最高使用圧力（7.48MPa[gage]）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	6	S	B、C※5 SA※5	弾性圧力検出器	可	㉖
	１次系冷却水タンク水位	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	C、D※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	㉗
	１次系冷却水タンク加圧ライン圧力※2	0～1.6MPa [gage]	—（注３）	１次系冷却水タンクの加圧目標 120kPa[gage]を監視可能。	1	－（可搬）	－	ブルドン管型（弾性変形）	－	㉘
	格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）※1	0～200℃を計測可能（汎用温度計）	—（注３）	設計基準事故時の格納容器最高使用温度（122℃）を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度（200℃）を監視可能。	3※4	－（可搬）	電源内蔵	熱電対	可	㉙
	格納容器圧力（広域）※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同じ								

第 1.15.2 表　重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（7／7）

分類	重要な監視パラメータ（注１） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図 1.15.3 No
格納容器バイパスの監視	蒸気発生器水位（狭域）※1 蒸気発生器水位（広域）※2 主蒸気圧力※1 補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同じ								
	冷却材圧力（広域）※1	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	１次冷却材高温側広域温度※2 １次冷却材低温側広域温度※2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	加圧器水位※2	原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
水源の確保	燃料取替用水タンク水位	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	B、C※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	㉚
	ほう酸タンク水位	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B SA※5	差圧式水位検出器	可	㉛
	復水タンク水位	0～13m	13m	変動範囲 0～13m を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B※5 SA※5	差圧式水位検出器	可	㉜
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
	格納容器スプレ流量積算※2 原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ								
	安全注入流量※2 補助安全注入流量※2 余熱除去クーラ出口流量※2 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算※2	原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータと同じ								
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同じ								
	出力領域中性子束※2 中間領域中性子束※2 中性子源領域中性子束※2	未臨界の維持又は監視をするパラメータと同じ								

※1：主要パラメータ及び代替パラメータ、※2：代替パラメータ、※3：上部と下部の中性子束平均値、※4：入口用１個、出口用２個　※5：A、B、C、D：A～D 計器用電源、SA：SA 監視計器用電源

（注１）重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータの値については、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置によりデータを記録する。なお、可搬型温度計測装置、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力は加圧操作時の一時的な監視に計算に使用するものであり、記録用紙へ記録する。

（注２）計測範囲を一時的に超えるが、このときには原子炉水位又は１次冷却材圧力と１次冷却材温度によって、原子炉の冷却状態を監視する。

（注３）重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。

（注４）炉心損傷判断の値は 10^5 mSv/h であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。

（注５）120%定格出力を超えるのは短期間であり、かつ出力上昇及び下降は急峻であるため運転監視上影響はない。

（注６）計測範囲を一時的に超えるが、100%以上であることで冷却されていることを監視可能。

（注７）計測範囲を一時的に超えるのは、破断側の蒸気発生器においてであり、破断のない側の蒸気発生器の水位は監視可能。

（注８）蒸気発生器水位（広域）下端を一時的に下回る重大事故等時の事象であるが、下回っていることで蒸気発生器がドライアウトしている又はそのおそれがあることを監視可能。

（注９）検出器取付け部の基準配管に水を満たした構造（コンデンスポット）があり、蒸気発生器の急激な減圧やドライアウト時に、基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性がある。

（注１０）直流電源喪失時には、空冷式非常用発電装置等により電源を供給可能であるが、さらに、専用の可搬型バッテリにより計器を使用可能。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（1／16）

【推定ケース】

ケース１　：同一物理量で推定（温度、圧力、水位、流量、放射線量）する。
ケース２　：水位を注水源若しくは注入先の水位変化又は注入量から推定する。
ケース３　：流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定する。
ケース４　：除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定する。
ケース５　：１次冷却系からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定する。
ケース６　：圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定する。
ケース７　：ほう素濃度と炉心の未臨界性から推定する。
ケース８　：装置の動作特性により推定する。
ケース９　：評価したパラメータの相関関係（ケース６を除く）により推定する。

なお、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	１次冷却材高温側広域温度	①主要パラメータの他ループ ②１次冷却材低温側広域温度 ③〔炉内温度〕※１【常】	ケース１	・１次冷却材高温側広域温度の１ループが故障した場合は、他ループの１次冷却材高温側広域温度により推定する。 ・１次冷却材高温側広域温度の計測が困難となった場合は、１次冷却材低温側広域温度により推定する。また、使用可能であれば炉内温度（多様性拡張設備）により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	１次冷却材低温側広域温度	①主要パラメータの他ループ ②１次冷却材高温側広域温度 ③〔炉内温度〕※１【常】	ケース１	・１次冷却材低温側広域温度の１ループが故障した場合は、他ループの１次冷却材低温側広域温度により推定する。 ・１次冷却材低温側広域温度の計測が困難となった場合は、１次冷却材高温側広域温度により推定する。また、使用可能であれば炉内温度（多様性拡張設備）により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	〔炉内温度〕※１	①主要パラメータの他検出器 ②１次冷却材高温側広域温度【重】 ③１次冷却材低温側広域温度【重】	ケース１	・炉内温度（多様性拡張設備）の１つの検出器が故障した場合は、他検出器の炉内温度（多様性拡張設備）により推定する。 ・炉内温度（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により推定する。推定は、炉心出口のより直接的なパラメータである１次冷却材高温側広域温度を優先する。

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
（注１）：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（2／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の圧力	冷却材圧力（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②〔加圧器圧力〕※１【常】	ケース１	・冷却材圧力（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの冷却材圧力（広域）により推定する。 ・冷却材圧力（広域）の計測が困難となった場合は、使用可能で計測範囲内であれば、加圧器圧力（多様性拡張設備）にて推定する。また、原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、原子炉圧力容器内の圧力を推定する。推定は、１次冷却材高温側広域温度、１次冷却材低温側広域温度の順で優先し使用する。 原子炉圧力容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		③１次冷却材高温側広域温度 ④１次冷却材低温側広域温度	ケース６	
	〔加圧器圧力〕※１	①主要パラメータの他チャンネル ②冷却材圧力（広域）【重】	ケース１	・加圧器圧力（多様性拡張設備）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。 ・加圧器圧力の計測が困難となった場合は、測定範囲が広い冷却材圧力（広域）により原子炉圧力容器内の圧力を推定する。
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉水位	ケース１	・加圧器水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの加圧器水位により推定する。（多様性拡張設備を含む） ・加圧器水位の計測が困難となった場合は、原子炉水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材高温側広域温度により原子炉圧力容器内がサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。 また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測している原子炉水位を優先する。
		③〔１次冷却材サブクール度〕※２【常】 ③冷却材圧力（広域） ③１次冷却材高温側広域温度	ケース６	
	原子炉水位	①加圧器水位	ケース１	・原子炉水位の計測が困難となった場合は、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、１次冷却材サブクール度（多様性拡張設備）、冷却材圧力（広域）、炉内温度（多様性拡張設備）、１次冷却材高温側広域温度及び１次冷却材低温側広域温度により原子炉圧力容器内がサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。 また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測している加圧器水位を優先する。
		②〔１次冷却材サブクール度〕※２【常】 ②冷却材圧力（広域） ②〔炉内温度〕※１【常】 ②１次冷却材高温側広域温度 ②１次冷却材低温側広域温度	ケース６	
	〔ＲＣＳノズルセンタ水位〕※１	①１次冷却材高温側広域温度【重】 ①１次冷却材低温側広域温度【重】	ケース６	・ＲＣＳノズルセンタ水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度の変化及び余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の傾向監視により水位を推定する。
		②〔余熱除去ポンプ出口圧力〕※１【常】	ケース４	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（3／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	補助安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・補助安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	余熱除去クーラ出口流量	①主要パラメータの他ループ	ケース１	・余熱除去クーラ出口流量の１チャンネルが故障した場合は、他ループの余熱除去クーラ出口流量により推定する。
		②燃料取替用水タンク水位 ③加圧器水位 ④原子炉水位 ⑤格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・余熱除去クーラ出口流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位及び加圧器水位又は、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。 ・ＬＯＣＡが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（4／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	〔充てん流量〕※１	①燃料取替用水タンク水位【重】 ②加圧器水位【重】 ③原子炉水位【重】	ケース３	・充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、燃料取替用水タンク水位又は加圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の加圧器水位の順で優先し使用する。また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。
	〔アキュムレータ圧力〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①１次冷却材低温側広域温度【重】	ケース４	・アキュムレータ圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。
	〔アキュムレータ水位（広域）〕※１	①〔アキュムレータ水位〕※１【常】	ケース１	・アキュムレータ水位（広域）（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、使用可能で計測範囲内であれば、アキュムレータ水位（多様性拡張設備）により推定する。 ・アキュムレータ水位（広域）（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度の傾向監視によりアキュムレータからの注水開始を推定する。
		②冷却材圧力（広域）【重】 ②１次冷却材低温側広域温度【重】	ケース４	
	〔内部スプレ系連絡消火水流量積算〕※２	①余熱除去クーラ出口流量【重】	ケース１	・内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、余熱除去クーラ出口流量又は、加圧器水位、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、原子炉圧力容器への注水量を直接計測できる余熱除去クーラ出口流量を優先する。
		②加圧器水位【重】 ③原子炉水位【重】	ケース３	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（5／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレ流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・格納容器スプレ流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。
	原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位、復水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。 ・可搬式代替低圧注水ポンプを使用する場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。
	安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	補助安全注入流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・補助安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	余熱除去クーラ出口流量	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・余熱除去クーラ出口流量が故障した場合は、他ループの余熱除去クーラ出口流量により推定する。
		②燃料取替用水タンク水位 ③格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース３	・原子炉格納容器への注水量は、水源である燃料取替用水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。
	〔充てん流量〕※１	①燃料取替用水タンク水位【重】 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】	ケース３	・充てん流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンクの水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）の順で優先し使用する。

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（6／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	〔内部スプレクーラ出口流量〕※１	①燃料取替用水タンク水位【重】 ①復水タンク水位【重】 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】	ケース３	・内部スプレクーラ出口流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位又は格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。 推定は、水源である燃料取替用水タンク水位又は復水タンク水位を優先する。
	〔内部スプレ系連絡消火水流量積算〕※２	①〔淡水タンク水位〕※2【常】 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】	ケース３	・内部スプレ系連絡消火水流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、水源である淡水タンク水位（多様性拡張設備）又は格納容器再循環サンプ水位（広域）の傾向監視により注水量を推定する。
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・格納容器内温度の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内温度により推定する。 ・格納容器内温度の計測が困難となった場合は、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器圧力又は格納容器圧力（広域）により、温度を推定する。推定は、詳細な値を把握できる格納容器圧力を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
		②格納容器圧力 ③格納容器圧力（広域）	ケース６	
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器圧力（広域） ②〔格納容器圧力（狭域）〕※１【常】	ケース１	・格納容器圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器圧力により推定する。 ・格納容器圧力の計測が困難となった場合は、格納容器圧力（広域）、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）により圧力を推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器圧力（広域）又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
		③格納容器内温度	ケース６	
	格納容器圧力（広域）	①格納容器圧力 ①〔格納容器圧力（狭域）〕※１【常】	ケース１	・格納容器圧力（広域）の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば格納容器圧力、格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）により推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器圧力又は格納容器圧力（狭域）（多様性拡張設備）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
		②格納容器内温度	ケース６	

番　号　：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕　：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】　：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】　：常用代替計器を示す。
(注１)　：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（7／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器再循環サンプ水位（狭域） ③原子炉下部キャビティ水位 ③原子炉格納容器水位	ケース１	・格納容器再循環サンプ水位（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器再循環サンプ水位（広域）により推定する。 ・格納容器再循環サンプ水位（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器再循環サンプ水位（狭域）、原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、注水積算量である格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は、測定範囲内であれば、連続的な監視ができる格納容器再循環サンプ水位（狭域）を優先する。
		④燃料取替用水タンク水位 ④復水タンク水位 ④格納容器スプレ流量積算 ④恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ④原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	ケース２	
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）	①格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース１	・格納容器再循環サンプ水位（狭域）の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）との相関関係により水位を推定する。
	原子炉下部キャビティ水位	①格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース１	・原子炉下部キャビティ水位の計測が困難となった場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）又は注水元である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先する。
		②燃料取替用水タンク水位 ②復水タンク水位 ②格納容器スプレ流量積算 ②恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ②原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	ケース２	
	原子炉格納容器水位	①燃料取替用水タンク水位 ①復水タンク水位 ①格納容器スプレ流量積算 ①恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ①原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	ケース２	・原子炉格納容器水位の計測が困難となった場合は、注水元である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレ流量積算、恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算及び原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。

番　号　：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕　：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】　：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】　：常用代替計器を示す。
(注１)　：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（8／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	①主要パラメータの予備	ケース１	・可搬型格納容器内水素濃度計測装置が故障した場合は、予備の可搬型格納容器内水素濃度計測装置により計測する。 ・可搬型格納容器内水素濃度計測装置の計測が困難となった場合は、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作特性により原子炉格納容器内の水素濃度が大規模な水素燃焼が生じない領域であることを確認する。 使用可能であればガスクロマトグラフ（多様性拡張設備）により水素濃度を確認し、ガスクロマトグラフの結果に基づき水素濃度を推定する。
		②静的触媒式水素再結合装置温度監視装置 ②原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置	ケース８	
		③〔ガスクロマトグラフによる水素濃度〕 ※１【常】	ケース１	
アニュラス内の水素濃度	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置	①主要パラメータの予備	ケース１	・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置が故障した場合は、予備の可搬型アニュラス内水素濃度計測装置により計測する。 ・可搬型アニュラス内水素濃度計測装置が故障した場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様性拡張設備）の放射線量率の比によりアニュラスへの漏えい率を推定し、格納容器内水素濃度とアニュラスへの漏えい率から評価された相関図により、アニュラス内水素濃度を推定する。 ・使用可能であれば、アニュラス内水素濃度計測装置（多様性拡張設備）を使用し、アニュラス内水素濃度を計測する。
		②可搬型格納容器内水素濃度計測装置 ②格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ②［格納容器排気筒高レンジガスモニタ］ ※１【常】 ③〔アニュラス内水素濃度計測装置〕 ※１【常】	ケース９	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（9／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） ②〔モニタポスト〕※２【常】	ケース１	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）により推定する。 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及びモニタポスト（多様性拡張設備）の指示の上昇を傾向監視し、原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ③〔格納容器入口エリアモニタ〕※１【常】 ③〔炉内計装区域エリアモニタ〕※１【常】	ケース１	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により推定する。 ・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の計測が困難になった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の指示の上昇を傾向監視することにより、炉心損傷のおそれが生じていない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の測定範囲より低く、格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。
	〔格納容器じんあいモニタ〕※１	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）【重】	ケース１	・格納容器じんあいモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器ガスモニタ〕※１	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）【重】	ケース１	・格納容器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔格納容器入口エリアモニタ〕※１	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）【重】	ケース１	・格納容器入口エリアモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。
	〔炉内計装区域エリアモニタ〕※１	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）【重】	ケース１	・炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（10／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②中間領域中性子束	ケース１	・出力領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの出力領域中性子束により推定する。 ・出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束、１次冷却材低温側広域温度と１次冷却材高温側広域温度の差により推定する。推定は出力領域中性子束の計測範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
		③１次冷却材高温側広域温度 ③１次冷却材低温側広域温度	ケース４	
		④ほう酸タンク水位	ケース７	
	中間領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②出力領域中性子束 ②中性子源領域中性子束	ケース１	・中間領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中間領域中性子束により推定する。 ・中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、出力領域中性子束の測定範囲であれば、出力領域中性子束による推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲であれば、中性子源領域中性子束により推定する。なお、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の測定範囲上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
		③ほう酸タンク水位	ケース７	
	中性子源領域中性子束	①主要パラメータの他チャンネル ②中間領域中性子束	ケース１	・中性子源領域中性子束の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中性子源領域中性子束により推定する。 ・中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束の測定範囲であれば、中間領域中性子束により推定を行う。なお、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であると推定する。 ・ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量を炉心へ注入することで未臨界状態の維持を推定する。
		③ほう酸タンク水位	ケース７	
	〔中間領域起動率〕※１	①中間領域中性子束【重】 ②中性子源領域中性子束【重】 ②〔中性子源領域起動率〕※１【常】	ケース１	・中間領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束により起動率を推定する。なお、中性子源領域中性子束の測定範囲の場合、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。
	〔中性子源領域起動率〕※１	①中性子源領域中性子束【重】 ②中間領域中性子束【重】 ②〔中間領域起動率〕※１【常】	ケース１	・中性子源領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、中性子源領域中性子束により起動率を推定する。なお、中間領域中性子束の測定範囲の場合、中間領域中性子束及び中間領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。

番　号　：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕　：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】　：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】　：常用代替計器を示す。
（注１）　：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（11／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	格納容器圧力	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器圧力（広域）	ケース１	・格納容器圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器圧力により推定する。 ・格納容器圧力の計測が困難となった場合は、格納容器圧力（広域）により圧力を傾向監視し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により格納容器圧力を推定し、傾向監視により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は、格納容器圧力（広域）を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確からしさが生じることを考慮する。
		③格納容器内温度	ケース６	
	１次系冷却水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・１次系冷却水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの１次系冷却水タンク水位により推定する。 ・１次系冷却水タンク水位の計測が困難な場合は、格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の傾向監視により、原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		②格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）	ケース４	
	〔１次系冷却水タンク圧力〕※１	①１次系冷却水タンク加圧ライン圧力【重】	ケース１	・１次系冷却水タンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、１次系冷却水タンク加圧ライン圧力により、原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却系が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
	〔格納容器空調装置冷却水流量〕※１	①格納容器内温度【重】 ①格納容器圧力【重】	ケース４	・格納容器空調装置冷却水流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
	格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）	①主要パラメータの予備	ケース１	・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）が故障した場合は、予備の格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）により格納容器循環冷暖房ユニット入口温度及び出口温度を計測する。 ・格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		②格納容器内温度 ②格納容器圧力	ケース４	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（12／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	主蒸気圧力	①主要パラメータの他チャンネル又は他ループ	ケース１	・主蒸気圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネル又は他ループの主蒸気圧力により推定する。 ・主蒸気圧力の計測が困難となった場合は、１次冷却系統が満水状態で蒸気発生器２次側が飽和状態であれば、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度により主蒸気圧力を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は、１次冷却材低温側広域温度を優先する。なお、蒸気発生器２次側が飽和状態になるまで（未飽和状態）は不確かさが生じることを考慮する。
		②１次冷却材低温側広域温度 ③１次冷却材高温側広域温度	ケース６	
	蒸気発生器水位（狭域）	①主要パラメータの他チャンネル ②蒸気発生器水位（広域）	ケース１	・蒸気発生器水位（狭域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの蒸気発生器水位（狭域）により推定する。（多様性拡張設備を含む） ・蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（広域）、１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器水位（狭域）を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は相関関係のある蒸気発生器水位（広域）を優先する。
		③１次冷却材低温側広域温度 ③１次冷却材高温側広域温度	ケース４	
	蒸気発生器水位（広域）	①蒸気発生器水位（狭域）	ケース１	・蒸気発生器水位（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば蒸気発生器水位（狭域）にて推定する。また、１次冷却材低温側広域温度、１次冷却材高温側広域温度の変化を傾向監視により、蒸気発生器水位（広域）を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は測定範囲内であれば、蒸気発生器水位（狭域）を優先する。なお、蒸気発生器がドライアウトした場合、１次冷却材低温側広域温度及び１次冷却材高温側広域温度が上昇傾向となることで推定することができる。
		②１次冷却材低温側広域温度 ②１次冷却材高温側広域温度	ケース４	
	補助給水流量	①復水タンク水位 ②蒸気発生器水位（広域） ③蒸気発生器水位（狭域）	ケース３	・補助給水流量の計測が困難となった場合は、復水タンク水位、蒸気発生器水位（広域）及び蒸気発生器水位（狭域）を傾向監視することにより最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。推定は復水タンク水位を優先する。
	〔主蒸気流量〕※１	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・主蒸気流量（多様性拡張設備）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの主蒸気流量（多様性拡張設備）により推定する。 ・主蒸気流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、主蒸気圧力の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器２次側による除熱状況を監視し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。また、蒸気発生器水位（狭域）及び蒸気発生器水位（広域）の変化傾向と補助給水流量を監視することにより主蒸気流量を推定し、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		②主蒸気圧力【重】 ③蒸気発生器水位（狭域）【重】 ③蒸気発生器水位（広域）【重】 ③補助給水流量【重】	ケース４	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
（注１）：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（13／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	蒸気発生器水位（狭域）	①主要パラメータの他チャンネル ②蒸気発生器水位（広域）	ケース１	・蒸気発生器水位（狭域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの蒸気発生器水位（狭域）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・蒸気発生器水位（狭域）の計測が困難となった場合、蒸気発生器水位（広域）の上昇により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、主蒸気圧力及び補助給水流量により傾向監視する。
		③主蒸気圧力 ③補助給水流量	ケース５	
	主蒸気圧力	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・主蒸気圧力の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの主蒸気圧力により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・主蒸気圧力の計測が困難となった場合、蒸気発生器水位（広域）の上昇及び補助給水流量の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
		②蒸気発生器水位（広域） ②補助給水流量	ケース５	
	冷却材圧力（広域）	①主要パラメータの他チャンネル ②〔加圧器圧力〕※１【常】	ケース１	・冷却材圧力（広域）の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの冷却材圧力（広域）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。 ・冷却材圧力（広域）の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば、加圧器圧力（多様性拡張設備）により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の傾向監視により蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環サンプ水位(広域）の上昇がないことでインターフェイスシステムＬＯＣＡを推定する。原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、１次冷却材高温側広域温度又は１次冷却材低温側広域温度により、冷却材圧力を推定する。推定は、測定範囲内であれば、冷却材圧力を直接測定している加圧器圧力（多様性拡張設備）を優先する。
		③蒸気発生器水位（狭域） ③主蒸気圧力 ③格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース５	
		④１次冷却材高温側広域温度 ④１次冷却材低温側広域温度	ケース６	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注１)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（14／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	〔復水器空気抽出器ガスモニタ〕※１	①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・復水器空気抽出器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔蒸気発生器ブローダウン水モニタ〕※１	①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・蒸気発生器ブローダウン水モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔高感度型主蒸気管モニタ〕※１	①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・高感度型主蒸気管モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	〔補助建屋排気筒ガスモニタ〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ①格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】 ①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・補助建屋排気筒ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔補助建屋サンプ水位〕※２	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ①格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】 ①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・補助建屋サンプ水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔余熱除去ポンプ出口圧力〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ①格納容器再循環サンプ水位（広域）【重】 ①蒸気発生器水位（狭域）【重】 ①主蒸気圧力【重】	ケース５	・余熱除去ポンプ出口圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器水位（狭域）及び主蒸気圧力により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（15／16）

分類	主要パラメータ（注1）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	〔加圧器逃がしタンク圧力〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ②〔格納容器サンプ水位〕※２【常】	ケース５	・加圧器逃がしタンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔加圧器逃がしタンク水位〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ②〔格納容器サンプ水位〕※２【常】	ケース５	・加圧器逃がしタンク水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。
	〔加圧器逃がしタンク温度〕※１	①冷却材圧力（広域）【重】 ①加圧器水位【重】 ②〔格納容器サンプ水位〕※２【常】	ケース５	・加圧器逃がしタンク温度（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、冷却材圧力（広域）及び加圧器水位の低下、格納容器サンプ水位（多様性拡張設備）の上昇がないことの確認により、インターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視ができる。

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
（注1）：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表　代替パラメータによる主要パラメータ（注１）の推定（16／16）

分類	主要パラメータ（注１）	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
水源の確保	燃料取替用水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・燃料取替用水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの燃料取替用水タンク水位により推定する。 ・燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）又は格納容器スプレ流量積算等の燃料取替用水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、水源の有無や使用量を推定する。推定は、格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。
		②格納容器再循環サンプ水位（広域） ③格納容器スプレ流量積算 ③〔内部スプレクーラ出口流量〕※1 【常】 ③安全注入流量 ③補助安全注入流量 ③余熱除去クーラ出口流量 ③〔充てん流量〕※１【常】 ③恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ③原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	ケース２	
	復水タンク水位	①主要パラメータの他チャンネル	ケース１	・復水タンク水位の１チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの復水タンク水位により推定する。 ・復水タンク水位の計測が困難となった場合は、補助給水流量等の復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、水源の有無や使用量を推定する。
		②補助給水流量 ③格納容器スプレ流量積算 ③恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算 ③原子炉下部キャビティ注水ポンプ出口流量積算	ケース２	
	ほう酸タンク水位	①　主要パラメータの他ループ	ケース１	・ほう酸タンク水位が故障した場合は、他ループのほう酸タンク水位により推定する。
		②〔緊急ほう酸注入流量〕※２【常】	ケース２	・ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸注入流量（多様性拡張設備）によりほう酸タンク水位を推定し、水源の有無や使用量を推定する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う負の反応度が添加されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示低下により水源の有無を推定する。
		③出力領域中性子束 ③中間領域中性子束 ③中性子源領域中性子束	ケース７	

番　号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔　〕：多様性拡張設備、　※１ 耐震性、耐環境性がないパラメータ、※２ 耐震性、耐環境性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
（注1）：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.4 表　補助的な監視パラメータ（多様性拡張設備）（1／2）

分　類	パラメータ	主要パラメータの代替監視可能理由
電源関係	２７５ｋＶ美浜線１Ｌ、２Ｌ、敦賀線嶺南側、もんじゅ側電圧	母線受電しゃ断器の接続状態及び所内母線電圧にて監視可能
	丹生線電圧	母線受電しゃ断器の接続状態及び所内母線電圧にて監視可能
	４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	４－３Ｃ、Ｄ電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	３－３Ｃ、Ｄ電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	３－３Ａ１、Ａ２、Ｃ、Ｄ電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	Ａ、Ｂディーゼル発電機電圧(他号炉)	関連警報の発信の有無、ディーゼル発電機の運転状態、母線補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	Ａ、Ｂディーゼル発電機電圧、電力（他号炉）	関連警報の発信の有無、ディーゼル発電機の運転状態、母線補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	Ａ、Ｂ直流母線電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	Ａ、Ｂ、Ｃ、Ｄ計器用電源電圧	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示等による運転状態にて監視可能
	空冷式非常用発電装置電力、周波数	空冷式非常用発電装置の運転状態にて監視可能
補機関係	充てん／高圧注入ポンプ入口圧力	充てん／高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん／高圧注入ポンプ出口圧力	充てん／高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん／高圧注入ポンプ冷却水流量(オイルクーラ及び封水クーラ)	充てん／高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん高圧注入ポンプ電流	充てん／高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	内部スプレポンプ冷却水出口流量	内部スプレポンプの運転状態を確認することで監視可能
	内部スプレポンプ電流	内部スプレポンプの運転状態を確認することで監視可能
	内部スプレポンプ入口圧力	内部スプレポンプの運転状態を確認することで監視可能
	内部スプレポンプ出口圧力	内部スプレポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ電流	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ冷却水出口流量	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ入口圧力	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ出口圧力	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	恒設代替低圧注水ポンプ出口圧力	恒設代替低圧注水ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	タービン動補助給水ポンプ制御油圧力	主油ポンプの運転状態を確認することで監視可能

第 1.15.4 表　補助的な監視パラメータ（多様性拡張設備）（2／2）

分 類	パラメータ	主要パラメータの代替監視可能理由
水源	１次系純水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	２次系純水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	Ｎｏ．１、２淡水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	Ａ、Ｂ淡水タンク水位	現場にて水位を監視可能
その他	海水ヘッダ圧力	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	１次系冷却水クーラ出口Ｃヘッダ温度	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	１次系冷却水クーラ出口海水流量	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	１次系冷却水クーラ出口ヘッダ流量	１次系冷却水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	計器用空気圧縮機シリンダ出口冷却水温度	計器用空気圧縮機の運転状態を確認することで監視可能
	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の他の検出器又は原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状態により監視可能
	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の他の検出器又は原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状態により監視可能
	ほう酸混合器純水流量制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	純水補給量積算制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	ほう酸混合器ほう酸流量制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	ほう酸流量積算制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	格納容器サンプ水位	原子炉格納容器内の漏えい状態を格納容器圧力、格納容器内温度及び格納容器再循環サンプ水位（広域）により監視可能
	格納容器空調ユニット凝縮液量測定装置水位	原子炉格納容器内の漏えい状態を格納容器圧力、格納容器内温度及び格納容器再循環サンプ水位（広域）により監視可能
	Ａ、Ｂヘッダ計器用空気圧力	計器用空気圧縮機の運転状態により監視可能
	緊急ほう酸注入流量	ほう酸ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	アニュラス圧力	各補機の操作スイッチ表示などによる運転状態にて監視可能
	非常しゃ断油圧力	タービン主要弁の作動状態により監視可能
	安全保護アナログ盤作動警報	補機の作動状態により監視可能
	安全注入作動警報	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示などによる運転状態にて監視可能
	格納容器再循環用ダクト開放機構開警報	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示などによる運転状態にて監視可能
	タービン主要弁表示	タービン主要弁の作動状態により監視可能

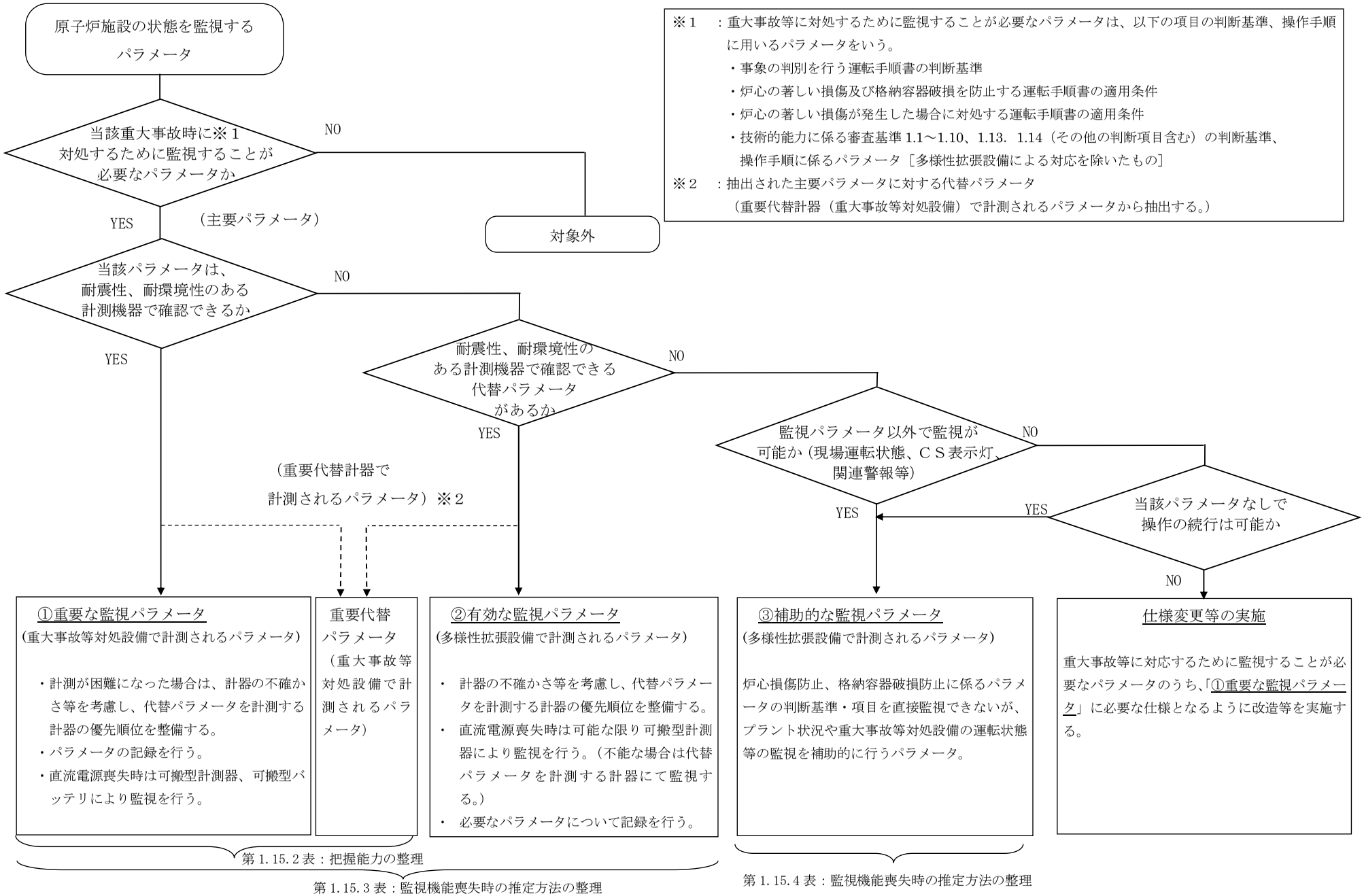
第 1.15.5 表 有効な監視パラメータ（多様性拡張設備）の監視・記録について（1／2）

分　類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否理由	記録先	備　考
		可否	要否			
原子炉圧力容器内の温度	炉内温度	可	要※	重大事故等対処設備である１次冷却材高温側広域温度及び１次冷却材低温側広域温度の計測範囲を超えた場合に原子炉圧力容器内の温度を推定するために必要。	ＳＰＤＳ	
原子炉圧力容器内の圧力	加圧器圧力	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）にて推定可能なため測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
原子炉圧力容器内の水位	ＲＣＳノズルセンタ水位	可	否	重大事故等対処設備である１次冷却材高温側広域温度及び１次冷却材低温側広域温度により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
原子炉圧力容器への注水量	充てん流量	可	否	重大事故等対処設備である燃料取替用水タンク水位、加圧器水位及び原子炉水位により推定可能なため、測定は必須としない。	ＳＰＤＳ	
	アキュムレータ圧力	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
	アキュムレータ水位（広域）	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）及び１次冷却材低温側広域温度により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録（指示）	ユニット総合管理計算機にて警報記録（指示）を記録する。
	内部スプレ系連絡消火水流量積算	可	否	重大事故等対処設備である復水タンク又は格納容器再循環サンプ水位（広域）にて推定可能なため、測定は必須としない。	記録計	
原子炉格納容器への注水量	内部スプレクーラ出口流量	可	否	重大事故等対処設備である格納容器スプレ流量積算にて推定可能なため、測定は必須としない。	ＳＰＤＳ	
	内部スプレ系連絡消火水流量積算	可	否	重大事故等対処設備である復水タンク又は格納容器再循環サンプ水位（広域）にて推定可能なため、測定は必須としない。	記録計	
アニュラス内の水素濃度	アニュラス水素濃度	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	—	可搬型アニュラス内水素濃度計測装置等の記録にて代替する。
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器入口エリアモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	炉内計装区域エリアモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	格納容器じんあいモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	格納容器ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
未臨界の維持又は監視	中間領域起動率	否	—	—	—	中間領域中性子束の記録（ＳＰＤＳ）で代替する。
	中性子源領域起動率	否	—	—	—	中性子源領域中性子束の記録（ＳＰＤＳ）で代替する。
最終ヒートシンクの確保	１次系冷却水タンク圧力	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	—	１次系冷却水タンク加圧操作時の一時的な監視に使用するため、現場にて記録用紙に記録する。
	格納容器空調装置冷却水流量	否	—	現場指示計であるため測定対象外。	—	格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（ＳＡ）の記録にて代替する。
	主蒸気流量	可	否	重大事故等対処設備である主蒸気圧力、蒸気発生器水位（狭域）、蒸気発生器水位（広域）及び補助給水流量により推定可能なため、測定は必須としない。	記録計	

※：炉内温度は、熱電対にて温度測定していることから、可搬型計測器にて測定する場合は、炉内監視盤にて熱電対側の信号線に可搬型計測器を接続して直流電圧を測定する。

第 1.15.5 表 有効な監視パラメータ（多様性拡張設備）の監視・記録について（2／2）

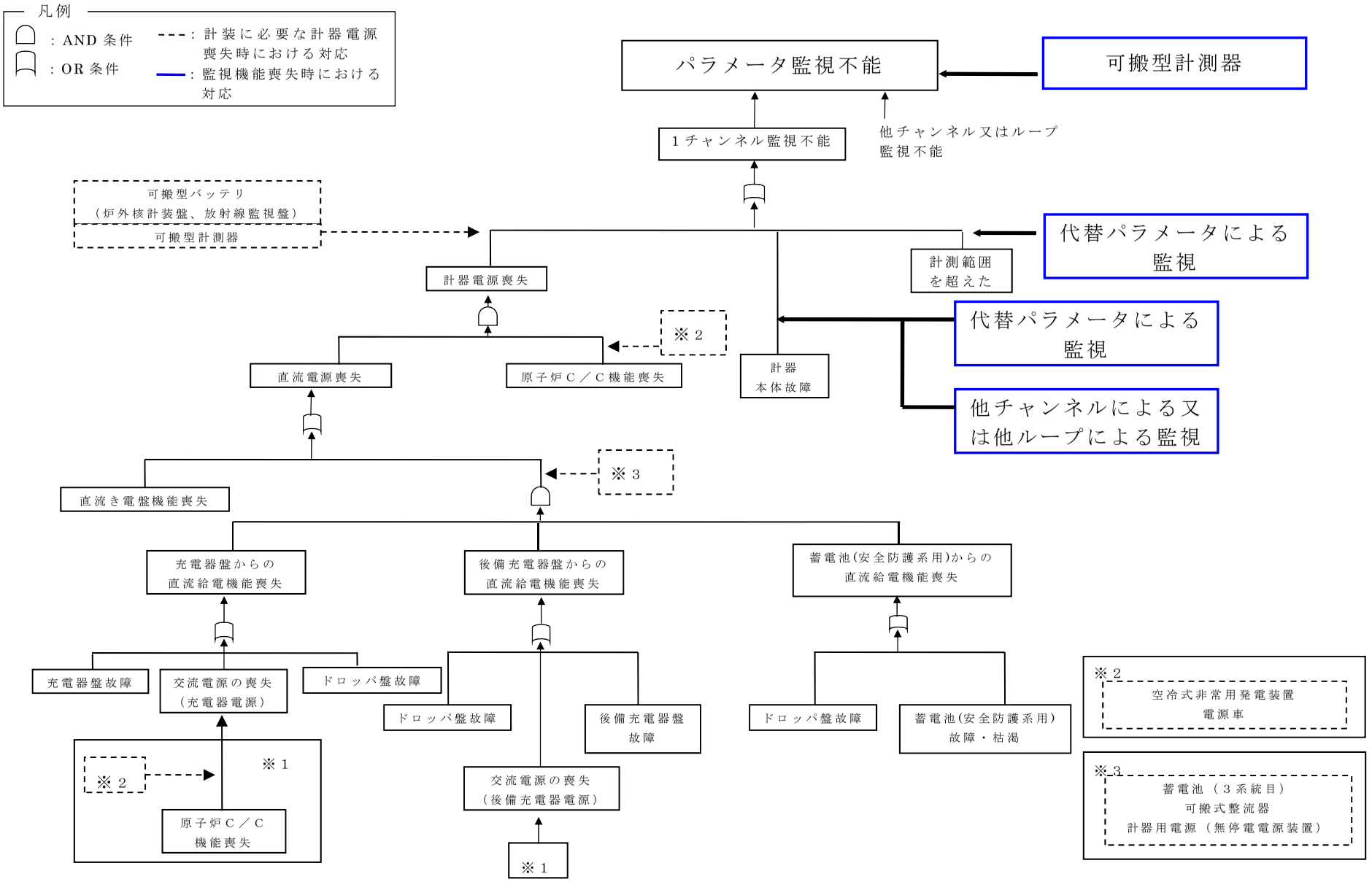
分　類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否理由	記録先	備　考
		可否	要否			
格納容器バイパスの監視	復水器空気抽出器ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	蒸気発生器ブローダウン水モニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	高感度型主蒸気管モニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	補助建屋排気筒ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	補助建屋サンプ水位	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
	余熱除去ポンプ出口圧力	可	否	冷却材圧力（広域）、蒸気発生器水位（狭域）、主蒸気圧力にて推定可能なため、測定は必要としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
	加圧器逃がしタンク圧力	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）及び加圧器水位にてインターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
	加圧器逃がしタンク水位	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）及び加圧器水位にてインターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。
	加圧器逃がしタンク温度	可	否	重大事故等対処設備である冷却材圧力（広域）及び加圧器水位にてインターフェイスシステムＬＯＣＡの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	ユニット総合管理計算機にて警報を記録する。



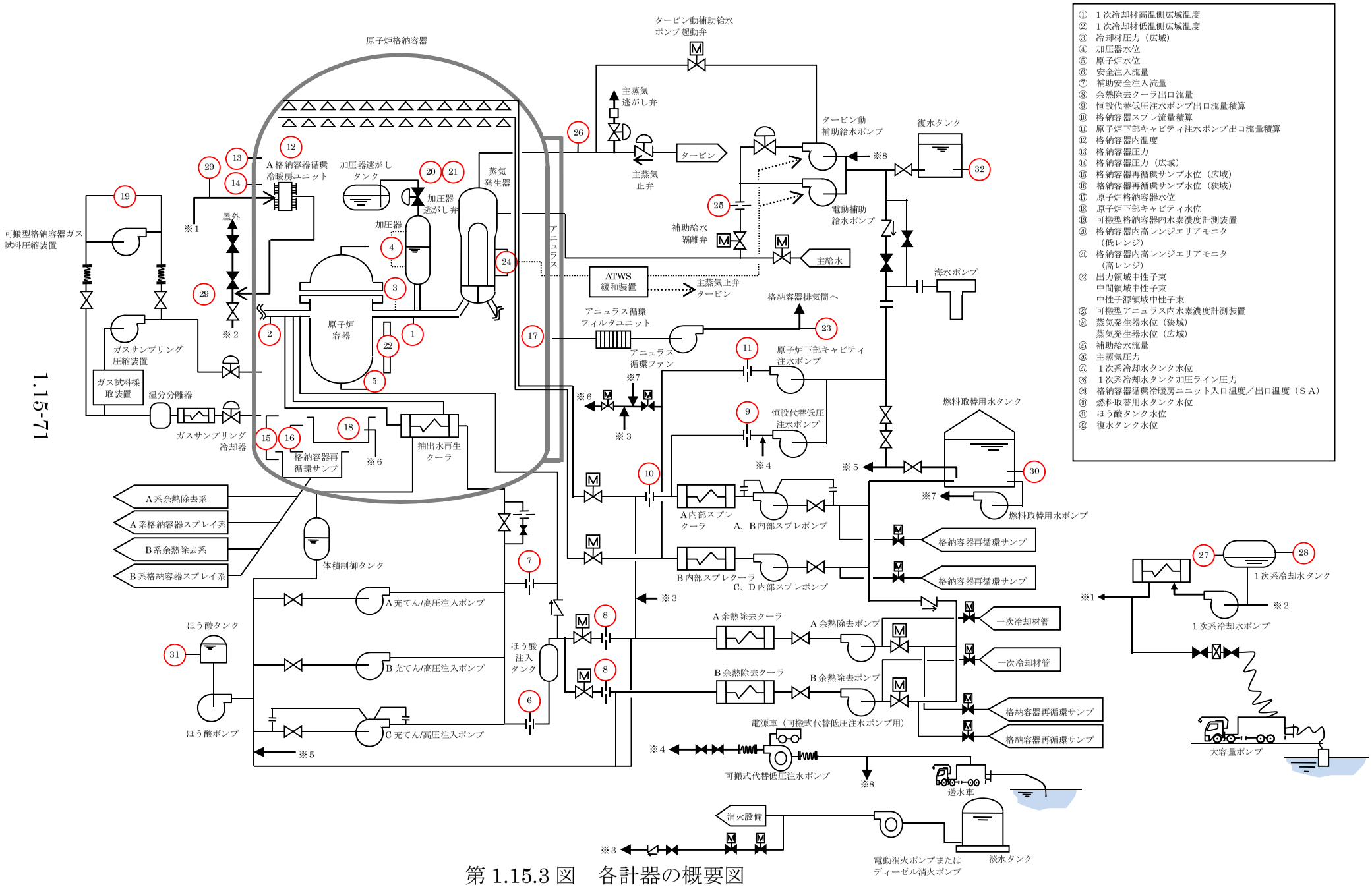
※１　：重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータは、以下の項目の判断基準、操作手順に用いるパラメータをいう。
- 事象の判別を行う運転手順書の判断基準
- 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件
- 炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件
- 技術的能力に係る審査基準 1.1～1.10、1.13. 1.14（その他の判断項目含む）の判断基準、操作手順に係るパラメータ［多様性拡張設備による対応を除いたもの］

※２　：抽出された主要パラメータに対する代替パラメータ
（重要代替計器（重大事故等対処設備）で計測されるパラメータから抽出する。）

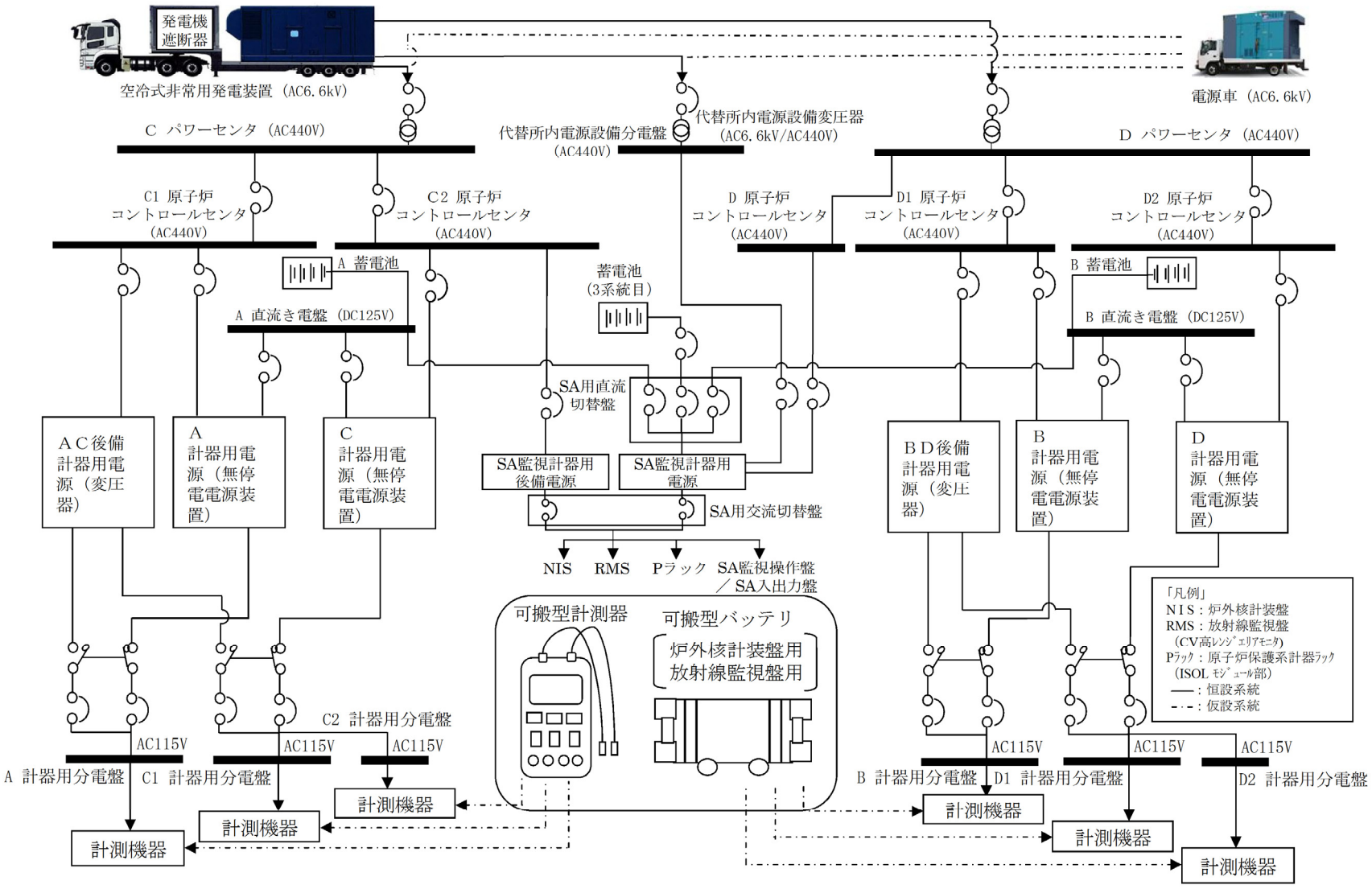
第 1.15.1 図 重大事故等時に必要なパラメータの選定フロー



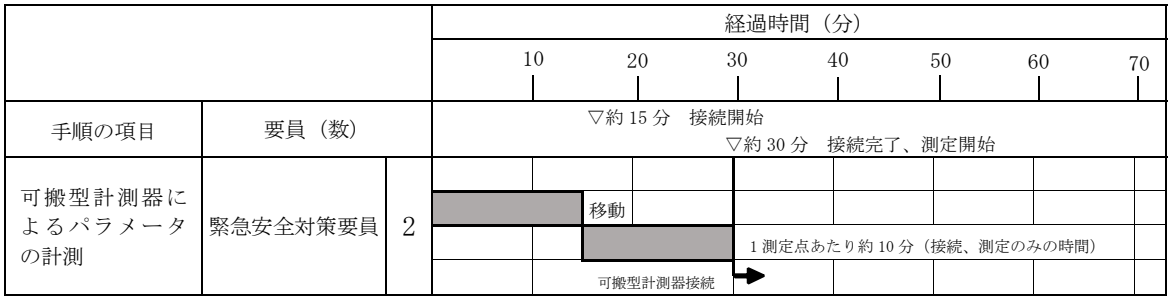
第 1.15.2 図　機能喪失原因対策分析



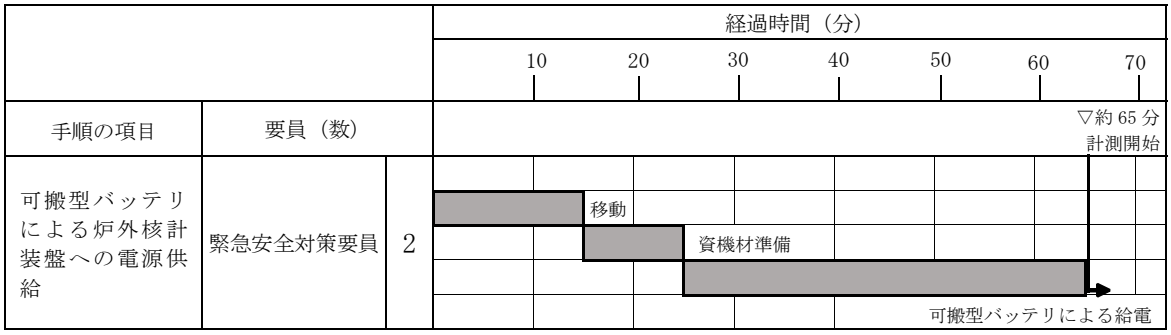
第 1.15.3 図　各計器の概要図



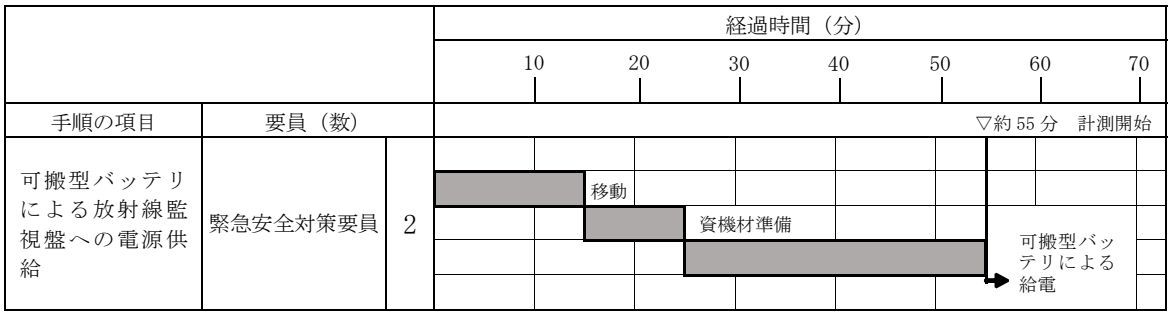
第 1.15.4 図　計測機器の電源構成図



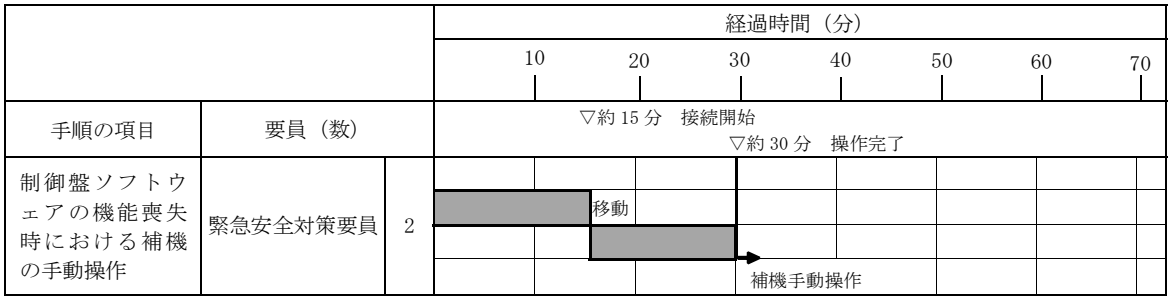
第 1.15.5 図　可搬型計測器によるパラメータ計測　タイムチャート



第 1.15.6 図　可搬型バッテリによる炉外核計装盤への電源供給　タイムチャート



第 1.15.7 図　可搬型バッテリによる放射線監視盤への電源供給　タイムチャート



第 1.15.8 図　制御盤ソフトウェアの機能喪失時における補機の手動操作　タイムチャート

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.16.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 重大事故等時において運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び設備
b. 手順等
1.16.2 重大事故等時の手順等
1.16.2.1 居住性を確保するための手順等
(1) 中央制御室換気設備の運転手順等
a. 交流動力電源が正常な場合
b. 全交流動力電源が喪失した場合
(2) 中央制御室の照明を確保する手順
(3) 中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等
a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順
b. 放射線防護に関する教育等について
c. 重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化
(5) その他の手順項目にて考慮する手順
(6) 優先順位
1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等
(1) チェンジングエリアの設置手順
(2) 優先順位
1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等
(1) アニュラス空気再循環設備の運転手順等
a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合
b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

(3) 優先順位

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、原子炉制御室に関し、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「運転員がとどまるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置（原子炉制御室の遮蔽設計及び換気設計に加えてマネジメント（マスク及びボンベ等）により対応する場合）又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a）重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、運転員がとどまるために必要な手順等を整備すること。

b）原子炉制御室用の電源（空調及び照明等）が、代替交流電源設備からの給電を可能とする手順等（手順及び装備等）を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるための対処設備及び資機材を整備しており、ここでは、この対処設備及び資機材を活用した手順等について説明する。

1.16.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、多様性拡張設備※1及び資機材※2を用いた対応手段を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

※2 資機材：「全面マスク」及び「防護具及びチェンジングエリア用資機材」については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十九条及び技術基準規則第七十四条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備、資機材及び整備する手順についての関係を第1.16.1表に示す。

a. 重大事故等時において運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時に環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するため、中央制御室の居住性を確保する手

段がある。また、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備から中央制御室用の電源を確保する。

中央制御室の居住性を確保するための設備は以下のとおり。

- 中央制御室遮蔽
- 中央制御室非常用循環ファン
- 制御建屋送気ファン
- 制御建屋循環ファン
- 中央制御室非常用循環フィルタユニット
- 中央制御室非常用照明
- 可搬型照明（ＳＡ）
- 酸素濃度計
- 二酸化炭素濃度計
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ
- 全面マスク

中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、中央制御室への汚染の持ち込みを防止する手段がある。

中央制御室への汚染の持ち込みを防止するための設備は以下のとおり。

- チェンジングエリア非常用照明
- 可搬型照明（ＳＡ）
- 防護具及びチェンジングエリア用資機材

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減する手段がある。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備

からＢ系アニュラス空気再循環設備に給電する。

放射性物質の濃度を低減するための設備は以下のとおり。

- アニュラス循環ファン
- アニュラス循環フィルタユニット
- 窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）
- 空冷式非常用発電装置
- 燃料油貯蔵タンク
- 可搬式オイルポンプ
- タンクローリー
- 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備及び資機材

審査基準及び基準規則に要求される中央制御室遮蔽、中央制御室非常用循環ファン、制御建屋送気ファン、制御建屋循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット、可搬型照明（ＳＡ）、酸素濃度計、アニュラス循環ファン、アニュラス循環フィルタユニット、窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合においても中央制御室に運転員がとどまることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

・中央制御室非常用照明

耐震性が確保されていないが、全交流動力電源喪失時に代替交流電源設備からの給電が可能であるため可搬型照明（ＳＡ）の代替設備として有効である。

・チェンジングエリア非常用照明

耐震性が確保されていないが、全交流動力電源喪失時に代替交流電源設備からの給電が可能であるため可搬型照明（ＳＡ）の代替設備として有効である。

なお、全面マスク、防護具及びチェンジングエリア用資機材については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

b. 手順等

上記a.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する(第1.16.2表、第1.16.3表)。

これらの手順は、発電所対策本部長※3、当直課長、運転員等※4、及び緊急安全対策要員※5の対応として空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順等に定める(第1.16.1表)。

※3 発電所対策本部長:重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※4 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※5 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.16.2 重大事故等時の手順等

1.16.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を 7 日間で 100mSv を超えないようにするために必要な対応手段として、中央制御室遮蔽及び中央制御室換気設備を設け、外気を遮断し閉回路循環運転（以下「中央制御室換気隔離モード」という。）を行い、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護する。

なお、重大事故等時の中央制御室の居住性に係る被ばく評価については、炉心損傷が早く原子炉格納容器内の圧力が高く推移する事象が中央制御室の運転員の被ばく評価上最も厳しくなる事故シーケンスとなることから、「大破断ＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注入及び格納容器スプレイ失敗」する事象を選定した。

重大事故等が発生し、炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員の被ばく線量低減のため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。さらに、当直課長は発電所対策本部と協議の上、長期的な保安確保の観点から、運転員の交代要員体制を考慮する。

中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードとなった場合において、酸素濃度が 19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が 1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度が 19%を下回る又は二酸化炭素濃度が 1%を超える前までに外気をフィルタで浄化しながら取り入れる。ただし、評価上は 7 日間において、酸素濃度及び二酸化炭素濃度が基準値を逸脱することはない。

なお、これらの運転解除については、屋外の空気中の放射性物質が濃度限度以下となったこと等を勘案し、発電所対策本部長が決定する。

(1) 中央制御室換気設備の運転手順等

環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護するため、中央制御室換気設備にて外気を遮断した状態で中央制御

室換気隔離モードを行い、中央制御室非常用循環フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタ及び微粒子フィルタにより放射性物質を除去する。全交流動力電源が喪失した場合は、手動による系統構成を行い、代替交流電源設備により受電し中央制御室換気設備を運転する。

a. 交流動力電源が正常な場合

重大事故等が発生した場合に、非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気隔離信号又は中央制御室エリアモニタ指示値上昇による中央制御室換気隔離信号により中央制御室換気設備の動作状況を確認する手順及び中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度により外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気隔離信号又は中央制御室エリアモニタ指示値上昇により中央制御室換気隔離信号の発信を確認した場合。

(b) 操作手順

中央制御室換気隔離の動作状況を確認する手順は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御室換気隔離の動作状況の確認を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気隔離信号発信を確認するとともに、中央制御室非常用循環ファンの自動起動を確認する。

③ 運転員等は、中央制御室で中央制御室外気取入ダンパ、中央制御室排気ライン及び出入管理室送気ラインのすべてのダンパが閉となり、中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードで運転中であることを確認する。

④ 当直課長は、中央制御室内の酸素濃度が 19%を下回るおそれが

ある場合又は二酸化炭素濃度が 1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度が 19%を下回る又は二酸化炭素濃度が 1%を超える前までに外気取入による換気を指示する。

⑤ 運転員等は、中央制御室で中央制御室外気取入れによる換気を行う。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員等1名により実施することができる。

b. 全交流動力電源が喪失した場合

全交流動力電源喪失時には、中央制御室非常用循環ファン等が起動不能となるため、代替交流電源設備により受電し、中央制御室換気設備を運転する手順を整備する。非常用母線の停電に伴い、計器用空気圧縮機が停止することにより制御用空気が喪失する。中央制御室換気設備の空気作動ダンパはいずれもフェイルクローズであることから、手動によるダンパの開操作により中央制御室換気隔離モードへ系統構成する手順及び中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度に応じて外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、中央制御室換気設備を中央制御室換気隔離モードにできない場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源喪失等により非常用母線が停電している場合に中央制御室非常用循環系の起動操作を行う手順は以下のとおり。概略系統を第1.16.1図に、タイムチャートを第1.16.2図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御

室非常用循環系の起動操作を指示する。発電所対策本部長は緊急安全対策要員に中央制御室非常用循環系を運転するためのダンパ開処置を指示する。

② 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気設備各ファンの操作器を「引断」とする。

③ 緊急安全対策要員は、原子炉補助建屋へ移動し、工具等の準備を行う。

④ 緊急安全対策要員は、現場でダンパオペレータの連結シャフトの止めネジを緩める。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場でダンパシャフトを開方向へ操作する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で開状態を保持したまま止めネジを締め付ける。

⑦ 当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員等に中央制御室非常用循環系の運転操作の開始を指示する。

⑧ 運転員等は、緊急安全対策要員に中央制御室非常用循環系の運転操作のためのダンパ開処置の完了を確認する。

⑨ 運転員等は、中央制御室で中央制御室切替ダンパの選択操作器が中央制御室換気隔離モードの位置であることを確認する。

⑩ 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気設備のファンを起動する。

⑪ 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードで運転していることを確認する。

⑫ 当直課長は、運転員等及び発電所対策本部長に中央制御室内の酸素濃度が 19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が 1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度が 19%を下回る又は二酸化炭素濃度が 1%を超える前までに外気取入れによる換気を指示する。

⑬ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に中央制御室外気取入

れによる換気を指示する。

⑭ 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気設備各ファンの操作器を「引断」とし停止する。

⑮ 緊急安全対策要員は、現場で外気取入れのためのダンパ操作を実施する。

⑯ 運転員等は、中央制御室で中央制御室換気設備のファンを起動し外気取入れを実施する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員等1名、現場にて緊急安全対策要員2名により作業を実施し、所要時間は約70分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明（ＳＡ）、通信設備等を整備する。また、作業を容易に実施するため、専用工具や操作用の昇降設備を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) 中央制御室の照明を確保する手順

中央制御室の居住性確保の観点から、中央制御室非常用照明が使用できない場合において、内蔵蓄電池及び代替交流電源設備から給電可能な可搬型照明（ＳＡ）により照明を確保する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、中央制御室非常用照明が使用できない場合。

b. 操作手順

全交流動力電源喪失時に、中央制御室非常用照明が使用できない場合において、可搬型照明（ＳＡ）による照明確保の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.3図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御室

の照明を確保するため、可搬型照明（ＳＡ）の設置を指示する。

② 運転員等は、中央制御室に可搬型照明（ＳＡ）を設置し、内蔵蓄電池による点灯にて照明を確保する。

③ 当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員等に可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源へ接続を指示する。

④ 運転員等は、中央制御室で可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源に接続する。

c. 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員等1名により実施する。

(3) 中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

中央制御室内の居住性確保の観点から、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

中央制御室換気設備が中央制御室換気隔離モードとなった場合。

b. 操作手順

中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定する手順は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。

② 運転員等は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて、中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。

c. 操作の成立性

上記の対応は、中央制御室にて運転員等1名により実施する。

また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（ＳＡ）を設

置し、代替交流電源設備から給電することで照明を確保できるため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定ができる。

(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等

a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順

炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員等の内部被ばくを低減するために全面マスクを着用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、炉内温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合。又は発電所対策本部長が運転員等及び緊急安全対策要員のマスク着用が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

重大事故等時に全面マスクを着用する手順は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき中央制御室及び現場において、運転員等に全面マスクの着用を指示する。

② 運転員等は、中央制御室及び現場で全面マスクを着用し、リークチェックを行う。

(c) 操作の成立性

全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（ＳＡ）を設置し、代替交流電源設備から給電することで照明を確保できるため、全面マスクの着用はできる。

b. 放射線防護に関する教育等について

全面マスクの着用については、内部被ばく防止のため日常的な作業においても着用しており、全面マスクの着用方法についての教育訓練

は社内教育（「電離放射線障害防止規則」に基づく特別教育、「原子力施設における放射線業務及び緊急作業に係る安全衛生管理対策の強化について」（厚生労働省通達：基発0810第1号）に基づく教育）にて実施する。

また、全面マスクは、定期的な点検にて健全性を確認する。

以上により、重大事故等時においても適正に全面マスクを装着できる体制を整備する。

c. 重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化

炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合、運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、当直課長は発電所対策本部長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。

交代要員体制は、交代要員として通常勤務帯の運転員等を当直交代サイクルに充て構成する等の運用を行うことで、被ばく線量の平準化を行う。また、運転員等について運転員等交代に伴う移動時の放射線防護措置や、チェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで運転員等の被ばく低減を図る。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

代替交流電源設備による中央制御室の電源への給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1「代替電源（交流）による給電手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2 「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

全交流動力電源喪失時の中央制御室の照明は、常設の多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用する。中央制御室非常

用照明が使用できない場合は、可搬型照明（ＳＡ）を設置し、内蔵蓄電池による点灯にて照明を確保する。代替交流電源設備からの受電操作が完了すれば、可搬型照明用電源へ接続を行い、引き続き照明を確保する。

1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等

(1) チェンジングエリアの設置手順

中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する手順を整備する。なお、チェンジングエリアの区画は恒設化しており、ゴミ箱等の設置を行うことにより使用可能となる。

また、可搬型照明（ＳＡ）を設置し、代替交流電源設備に接続する。

a. 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

b. 操作手順

チェンジングエリアを設置するための手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.4図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員にチェンジングエリアへのゴミ箱等の設置を指示する。

② 緊急安全対策要員は、現場でカーテンにより区画を確保した後、粘着マット、バリア及びゴミ箱を設置し、空気浄化装置を起動する。なお、チェンジングエリア非常用照明が機能喪失している場合は、可搬型照明（ＳＡ）を内蔵蓄電池により点灯し照明を確保する。

③ 緊急安全対策要員は、運転員等に代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認する。

④ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型照明（ＳＡ）を可搬型照明用電源に接続する。

c. 操作の成立性

中央制御室チェンジングエリアについては、区画を恒設化しており、上記の対応は現場にて緊急安全対策要員1名により作業を実施し、所要時間は約20分（中央制御室の出入口付近（１箇所））と想定する。

チェンジングエリア内には、防護具の脱衣エリア、放射性物質による汚染を確認するためのサーベイエリア及び運転員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、緊急安全対策要員1名にて現場作業を行う運転員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。

濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

なお、常設の照明が使用できない場合においてもチェンジングエリアの運用を可能にするため、可搬型照明（ＳＡ）を設置し、代替交流電源設備から給電する。

(2) 優先順位

全交流動力電源喪失時のチェンジングエリアの照明は、常設の多様性拡張設備であるチェンジングエリア非常用照明を優先して使用する。チェンジングエリア非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（ＳＡ）を設置し、代替交流電源設備からの受電操作が完了すれば、可搬型照明用電源へ接続を行い、引き続き照明を確保する。

1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等

(1) アニュラス空気再循環設備の運転手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な手段として、アニュラス空気再循環設備による放射性物質の濃度低減を行う。

アニュラス循環ファンを運転し、原子炉格納容器から漏えいした空気を放射性物質の濃度低減機能を有するアニュラス循環フィルタユニットを通して排出し、放出される放射性物質の濃度を低減する手順を整備する。

また、全交流動力電源が喪失した場合においても、Ｂ系アニュラス循環系のダンパに窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）から窒素を供給することにより、アニュラス空気再循環設備を運転するための系統構成を行い、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電した後、Ｂアニュラス循環ファンを運転する手順を整備する。

操作手順については、交流動力電源及び直流電源が健全な場合と喪失した場合に分けて記載する。

a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合。

(b) 操作手順

アニュラス空気再循環設備運転による放射性物質の濃度を低減するための手順は、「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち、1.10.2.1(1)a.「交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順」にて整備する。

b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備による給電後、アニュラス空気再循環設備運転による放射性物質の濃度を低減する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.16.5図に、タイムチャートを第1.16.6図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ボンベ(アニュラス循環系ダンパ作動用)を用いたＢ系アニュラス空気再循環設備の運転による放射性物質の濃度低減の系統構成を指示する。

② 運転員等は、現場で窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用)によるＢ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパへの代替制御用空気供給の系統構成を実施する。

③ 運転員等は、現場で供給ホースの接続を実施する。

④ 運転員等は、現場で窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）により代替制御用空気供給を実施する。

⑤ 当直課長は、Ｂ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパへの窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を用いたアニュラス空気再循環設備の運転が可能となり、非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、運転員等にＢアニュラス循環ファンの起動を指示する。

⑥ 運転員等は、中央制御室で代替電源によりＢ系アニュラス空気再循環設備に給電されていることを確認し、中央制御室からＢアニュラス循環ファンを起動し、Ｂ系列アニュラス循環ファン入口ダンパ、Ｂ系列アニュラス循環ファン全量排気ダンパを開とする。又は、自動で開となることを確認する。

⑦ 運転員等は、中央制御室でＢアニュラス循環ファンの運転確認を実施し、アニュラス圧力計にて、アニュラス内圧力が低下

することを確認する。

⑧ 当直課長は、炉内温度等により、炉心損傷と判断すれば、運転員等にＢアニュラス循環ファンの運転確認を指示する。

⑨ 運転員等は、中央制御室でＢアニュラス循環ファンの運転確認を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて運転員等1名、現場にて運転員等1名により作業を実施し、所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。窒素ボンベ接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(3) 優先順位

アニュラス空気再循環設備運転による放射性物質の濃度を低減する手段として、以上の手段を用いて、放射性物質の濃度低減を図る。

事故時において、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、アニュラス循環ファンの自動起動を確認する。自動起動していない場合は、

手動によりアニュラス循環ファンを起動する。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置からの受電及び窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）を用いたＢアニュラス循環ファンの起動操作を実施する。

第 1.16.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※6	整備する手順書	手順の分類
－	－	居住性の確保	中央制御室遮蔽	重大事故等対処設備	a	－	－
			中央制御室非常用循環ファン※2			中央制御室換気設備起動の手順 中央制御室への放射性物質の流入を低減するための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			制御建屋送気ファン※2				
			制御建屋循環ファン※2				
			中央制御室非常用循環フィルタユニット				
			中央制御室非常用照明※2	多様性拡張設備			
			可搬型照明（ＳＡ）※2	重大事故等対処設備	a		
			酸素濃度計				
			二酸化炭素濃度計				
			空冷式非常用発電装置※3			空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			全面マスク※5	資機材		中央制御室内におけるマスク着脱に関する手順	運転操作に関する基本的な対応方針を定める手順
		汚染の持ち込み防止	チェンジングエリア非常用照明※2	多様性拡張設備		中央制御室入域に関する防護具着用に関する手順	運転操作に関する基本的な対応方針を定める手順 ＳＡ所達※1
			可搬型照明（ＳＡ）※2	重大事故等対処設備	a		
			空冷式非常用発電装置※3			空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			防護具及びチェンジングエリア用資機材※5	資機材		中央制御室入域に関する防護具着用に関する手順	運転操作に関する基本的な対応方針を定める手順 ＳＡ所達※1

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置からの給電は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 「全面マスク」及び「防護具及びチェンジングエリア用資機材」は資機材であるため、重大事故等対処設備とはしない。
※6 ： 重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.16.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※5	整備する手順書	手順の分類
－	－	放射性物質の濃度低減	アニュラス循環ファン※2※3	重大事故等対処設備	a	アニュラス空気再循環設備の自動起動を確認する手順	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書
			アニュラス循環フィルタユニット				
			窒素ボンベ（アニュラス循環系ダンパ作動用）			全交流動力電源が喪失した場合のアニュラス空気再循環設備起動のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			空冷式非常用発電装置※3				炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※4				
			タンクローリー※4			空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	ＳＡ所達※1
			燃料油移送ポンプ※4				

※1 ： 「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※2 ： ディーゼル発電機等により給電する。
※3 ： 空冷式非常用発電装置からの給電は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※4 ： 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※5 ： 重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37 条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.16.2表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.16.2.1　居住性を確保するための手順等 (1) 中央制御室換気設備の運転手順等			
a. 交流動力電源が正常な場合	判断基準	信号	・安全注入作動警報
			・中央制御室換気隔離警報
		中央制御室の放射線量率	・中央制御室エリアモニタ
	操作	信号	・中央制御室換気隔離警報
		補機監視機能	・中央制御室非常用循環ファン表示
		中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計
b. 全交流動力電源が喪失した場合	判断基準	電源	・４－３A1、A2、B、C、D電圧計
	操作	電源	・４－３C、D電圧計
			・３－３C、D電圧計
			・空冷式非常用発電装置電力計、周波数計
		補機監視機能	・制御建屋循環ファン表示
			・中央制御室非常用循環ファン表示
			・制御建屋送気ファン表示
		中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

監視計器一覧（２／３）

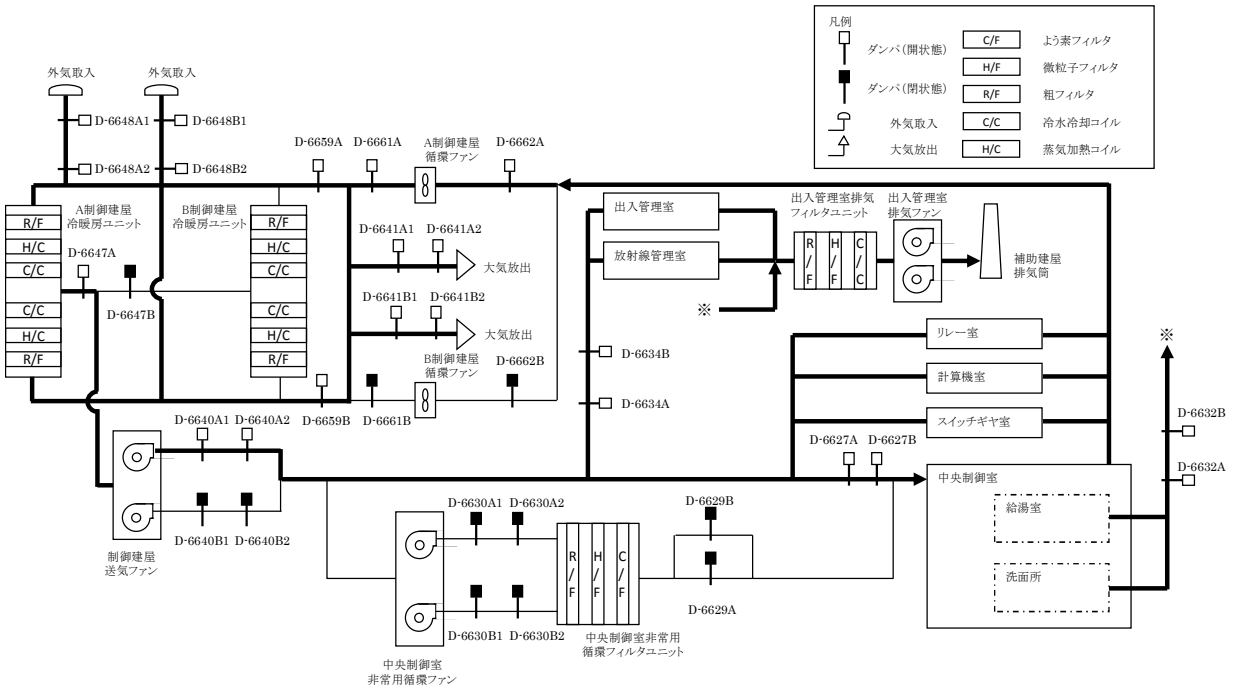
<table>
<tr><th>対応手段</th><th colspan="2">重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.16.2.1　居住性を確保するための手順等
(2) 中央制御室の照明を確保する手順</td></tr>
<tr><td rowspan="2">－</td><td>判断基準</td><td>電源</td><td>・４－３A1、A2、B、C、D電圧計</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">－</td></tr>
<tr><td colspan="4">(3) 中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順</td></tr>
<tr><td rowspan="3">－</td><td>判断基準</td><td>補機監視機能</td><td>・中央制御室換気隔離モード</td></tr>
<tr><td rowspan="2">操作</td><td rowspan="2">中央制御室内の環境監視</td><td>・酸素濃度計</td></tr>
<tr><td>・二酸化炭素濃度計</td></tr>
<tr><td colspan="4">(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="3">a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順</td><td rowspan="3">判断基準</td><td>原子炉圧力容器の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">－</td></tr>
</table>

監視計器一覧（３／３）

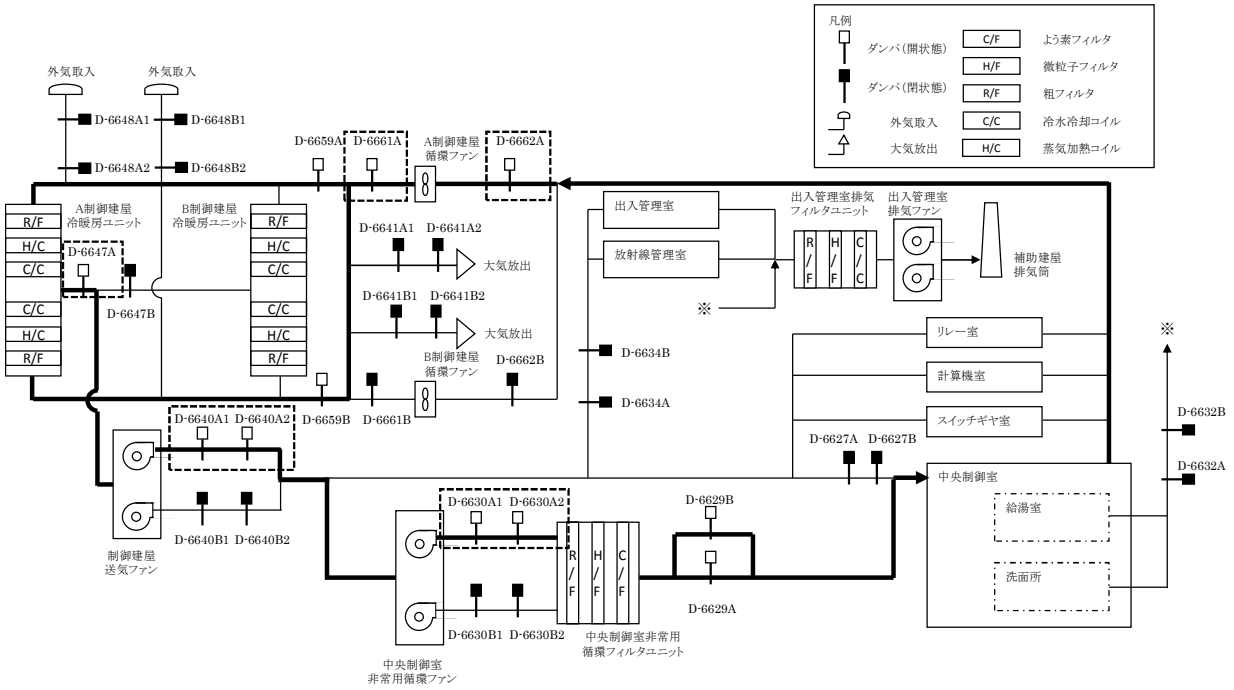
<table>
<tr><th colspan="2">対応手段</th><th>重大事故等の
対応に必要となる
監視項目</th><th>監視計器</th></tr>
<tr><td colspan="4">1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等
(1) アニュラス空気再循環設備の運転手順等</td></tr>
<tr><td rowspan="2">a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合</td><td>判断基準</td><td>信号</td><td>・安全注入作動警報</td></tr>
<tr><td>操作</td><td colspan="2">「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち、1.10.2.1(1)a.「交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順」にて整備する。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">b. 全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合</td><td rowspan="2">判断基準</td><td rowspan="2">電源</td><td>・４－３Ａ１、Ａ２、Ｂ、Ｃ、Ｄ電圧計</td></tr>
<tr><td>・Ａ、Ｂ直流母線電圧計</td></tr>
<tr><td rowspan="3">操作</td><td>原子炉圧力容器内の温度</td><td>・炉内温度計</td></tr>
<tr><td>原子炉格納容器内の放射線量率</td><td>・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）</td></tr>
<tr><td>アニュラス内の圧力</td><td>・アニュラス圧力計</td></tr>
<tr><td>電源</td><td>・空冷式非常用発電装置
電力計、周波数計</td></tr>
</table>

第1.16.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.16】 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	A制御建屋送気ファン	C１原子炉コントロールセンタ
	B制御建屋送気ファン	D１原子炉コントロールセンタ
	A制御建屋循環ファン	C１原子炉コントロールセンタ
	B制御建屋循環ファン	D１原子炉コントロールセンタ
	A中央制御室非常用循環ファン	C１原子炉コントロールセンタ
	B中央制御室非常用循環ファン	D１原子炉コントロールセンタ
	可搬型照明（ＳＡ）	C１原子炉コントロールセンタ
		D１原子炉コントロールセンタ
	Aアニュラス循環ファン	C１原子炉コントロールセンタ
	Bアニュラス循環ファン	D１原子炉コントロールセンタ
	A系列アニュラス循環ファン入口ダンパ	C１原子炉コントロールセンタ
	B系列アニュラス循環ファン入口ダンパ	D１原子炉コントロールセンタ
	A系列アニュラス全量排気ダンパ	中央制御室直流分電盤
	B系列アニュラス全量排気ダンパ	リレー室直流分電盤
	A系列アニュラス少量排気ダンパ	中央制御室直流分電盤
	B系列アニュラス少量排気ダンパ	リレー室直流分電盤



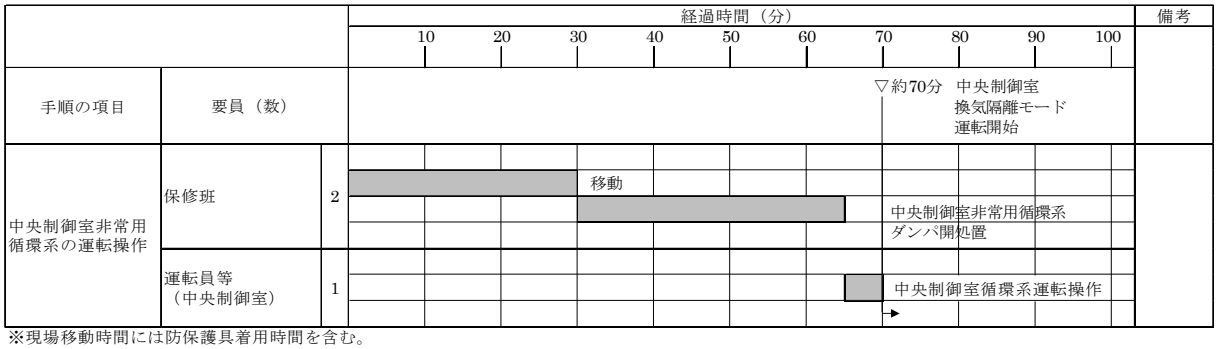
（通常運転時：A 系列運転の場合）



：開処置を実施するダンパ

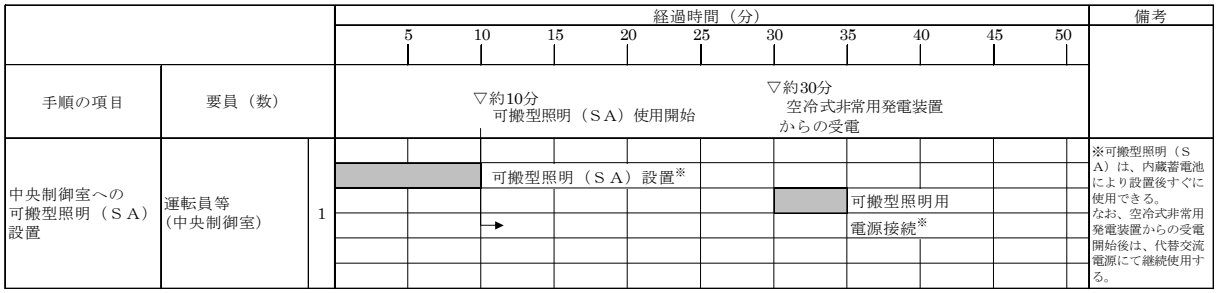
（中央制御室換気隔離モード：A 系列運転の場合）

第 1.16.1 図　中央制御室換気設備の概略系統図

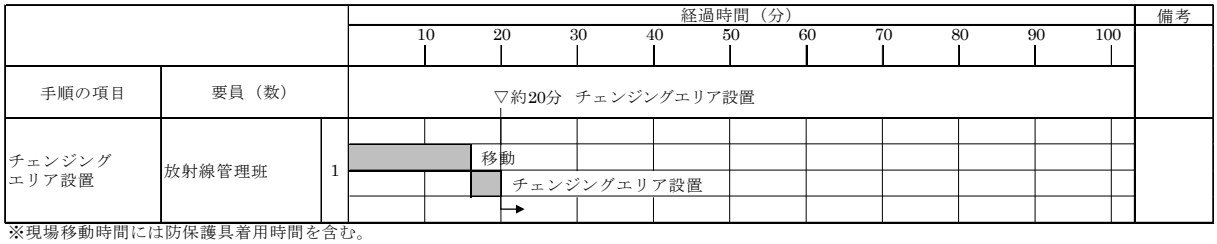


※現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.16.2図　中央制御室非常用循環系の運転操作　タイムチャート

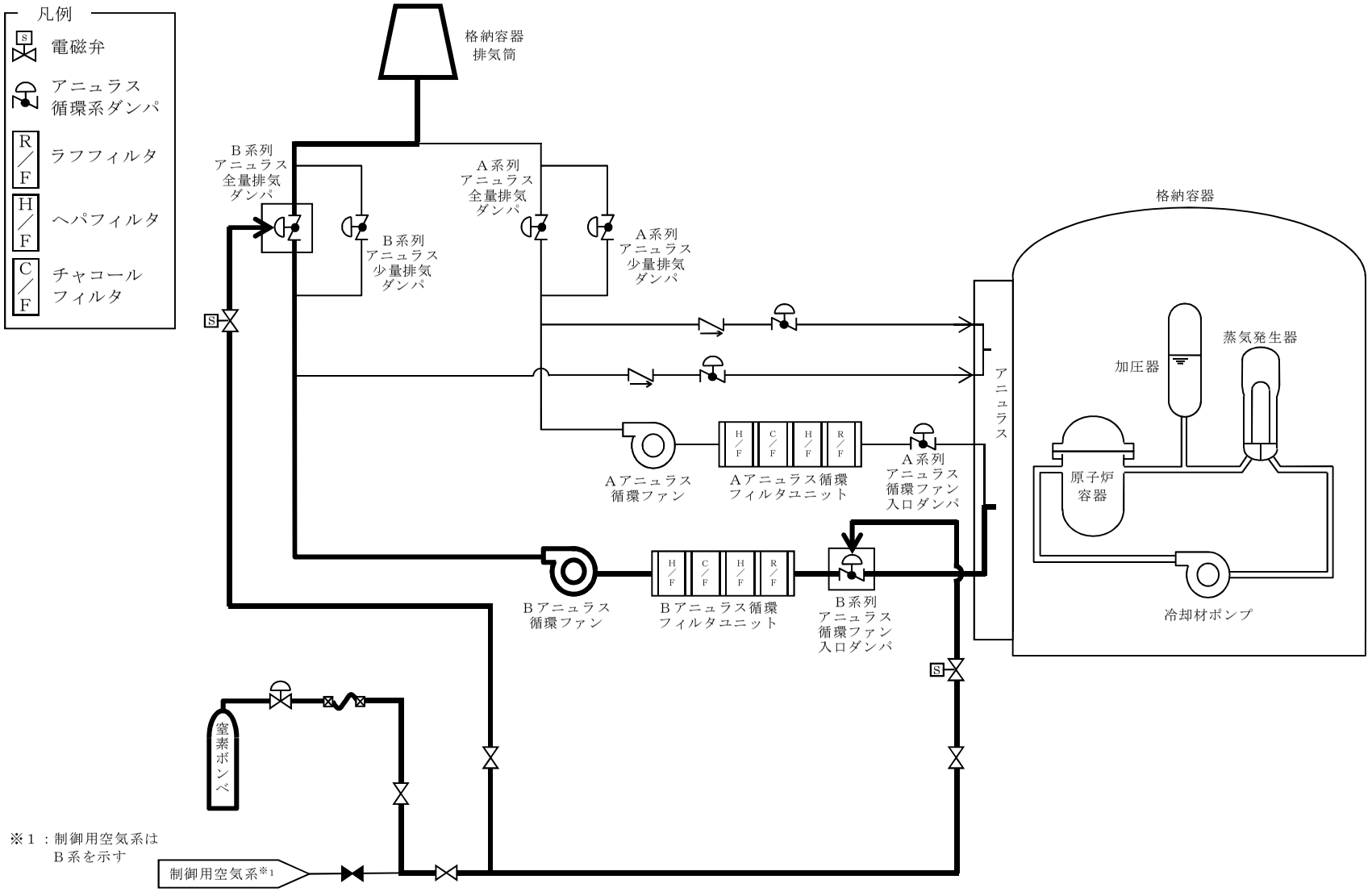


第1.16.3図　中央制御室への可搬型照明（ＳＡ）設置　タイムチャート



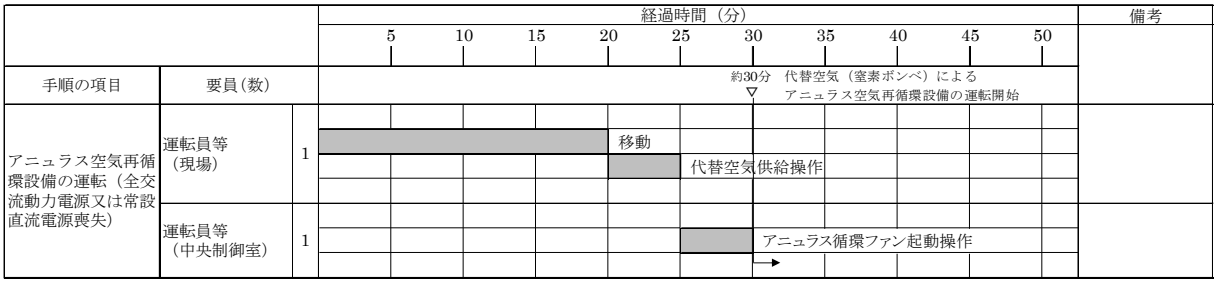
※現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.16.4図　チェンジングエリア設置　タイムチャート



第 1.16.5 図　アニュラス空気再循環設備の運転　概略系統

（全交流動力電源又は常設直流電源喪失）



※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.16.6図　アニュラス空気再循環設備の運転 タイムチャート
(全交流動力電源又は常設直流電源喪失)

1.17 監視測定等に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.17.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の対応手段及び設備
b. 風向、風速その他の気象条件の測定の対応手段及び設備
c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手段及び設備
d. 手順等
1.17.2 重大事故等時の手順等
1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等
(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定
(2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定
(3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量の測定
(4) 放射性物質の濃度の代替測定
a. 可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度の測定
b. 移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定
(5) 可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定
a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定
b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定
c. 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定
d. 海上モニタリング測定
(6) バックグラウンド低減対策等
a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策

b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

1.17.2.3 モニタステーション及びモニタポストの電源を代替交流電源設備から給電する手順等

1.17 監視測定等に関する手順等

＜要求事項＞

1　発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合に工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

2　発電用原子炉設置者は、重大事故等が発生した場合に工場等において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1　第１項に規定する「発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

ａ）重大事故等が発生した場合でも、工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において、モニタリング設備等により、発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等を整備すること。

ｂ）常設モニタリング設備が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。

ｃ）敷地外でのモニタリングは、他の機関との適切な連携体制を構築すること。

2　事故後の周辺汚染により測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策手段を検討しておくこと。

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監

視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための設備を整備している。また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備を整備している。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.17.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第六十条及び技術基準規則第七十五条（以下、「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順につい

ての関係を第1.17.1表に示す。

a. 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射線量を測定する手段がある。

放射線量の測定で使用する設備は以下のとおり。

・モニタステーション及びモニタポスト
・可搬式モニタリングポスト
・電離箱サーベイメータ
・小型船舶

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射性物質の濃度を測定する手段がある。

放射性物質の濃度を測定する設備は以下のとおり。

・ 可搬型放射線計測装置
（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ）
・ 小型船舶
・ 移動式放射能測定装置（モニタ車）
・ γ線多重波高分析装置
・ ＧＭ計数装置
・ ＺｎＳシンチレーション計数装置

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

放射線量の測定に使用する設備のうち、可搬式モニタリングポスト、電離箱サーベイメータ及び小型船舶は、重大事故等対処設備と位置づける。また、放射性物質の濃度の測定に使用する設備のうち、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーシ

ョンサーベイメータ、β線サーベイメータ）及び小型船舶を重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- モニタステーション及びモニタポスト

  モニタステーション及びモニタポストは、設置場所の制約により、津波の影響を受ける可能性があることから、設備が健全である場合は、放射線量の測定手段として有効である。
- 移動式放射能測定装置（モニタ車）

  移動式放射能測定装置（モニタ車）は、日常的に発電所及びその周辺において放射性物質の濃度測定に使用しており、走行している場合があるため、重大事故等時に使用できる場合は、放射性物質の濃度の測定手段として有効である。
- γ線多重波高分析装置
- ＧＭ計数装置
- ＺｎＳシンチレーション計数装置

  γ線多重波高分析装置、ＧＭ計数装置、ＺｎＳシンチレーション計数装置の設備は、耐震性を有しておらず、また、同様な機能を有する重大事故等対処設備と比較し測定終了までに時間を要するが、放射性物質の濃度の測定手段として有効である。

b. 風向、風速その他の気象条件の測定の対応手段及び設備

（a）対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所において、風向、風速その他の気象条件の測定の手段がある。

・ 可搬型気象観測装置
・ 気象観測設備

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

風向、風速その他の気象条件の測定に使用する設備のうち、可搬型気象観測装置は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 気象観測設備

以上の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、風向、風速その他の気象条件の測定手段として有効である。

c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手段及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失し、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合、モニタステーション及びモニタポストの機能を回復させるため、代替交流電源設備（空冷式非常用発電装置）からの給電手段がある。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストにより代替測定する手段がある。

モニタステーション又はモニタポストの機能回復等に使用する設

備は以下のとおり。

・ 空冷式非常用発電装置
・ 可搬式モニタリングポスト

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

全交流動力電源喪失時にモニタステーション及びモニタポストの機能を回復するための設備のうち、空冷式非常用発電装置及び可搬式モニタリングポストは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合においても、発電所及びその周辺において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。また、その設備の使用可能な状態等を示す。

・ モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置

以上の設備は、モニタステーション及びモニタポスト故障時にはモニタステーション及びモニタポストの機能を回復できないが、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合にモニタステーション又はモニタポストの機能維持に有効である。

d. 手順等

上記のａ.、ｂ.及びｃ.により選定した対応手段に係る手順を整備する（第1.17.1表）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.17.2表、第1.17.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2及び緊急安全対策要員※3の対応として重大事故等における周辺モニタリングに関する手順等に定める。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防

災管理者及び代行者をいう。

※3 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき現場の活動を行う要員のうち、運転員以外の要員をいう。

1.17.2 重大事故等時の手順等

1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

得られた放射性物質の濃度、放射線量及び後述の「1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」の気象データから放射能放出率を算出し、放出放射能量を求める。重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については、可搬式モニタリングポスト（モニタステーション及びモニタポストが使用できる場合はモニタステーション及びモニタポストを使用）を用いた放射線量の測定は連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空気中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1回／日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。

事故後の周辺汚染によりモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの放射線量の測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策を行う。

事故後の周辺汚染により可搬型放射線計測装置の放射性物質の濃度が測定不能となった場合、検出器の周辺を遮蔽材で囲むこと等のバックグラウンド低減対策を行う。

(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定

重大事故等時の発電所敷地境界付近の放射線量は、モニタステーション及びモニタポストにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。

モニタステーション及びモニタポストは、通常時から放射線量を連続測定しており、重大事故等時に放射線量の測定機能が喪失していない場合は、継続して放射線量を連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。なお、モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

(2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定

重大事故等時にモニタステーション又はモニタポストが機能喪失した場合､可搬式モニタリングポストにより放射線量を監視し､及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

可搬式モニタリングポストによる代替測定地点については、計測データの連続性を考慮し、モニタステーション及び各モニタポストに隣接した位置に配置することを原則とし、第1.17.2図に示す。ただし、地震等でアクセス不能となった代替測定については、可搬式モニタリングポストにより原子炉中心から同じ方向の測定にて確認する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、モニタステーション又はモニタポストの故障等により、モニタステーション及びモニタポストのいずれかの放射線量の測定機能が喪失した場合。

モニタステーション又はモニタポストの測定機能喪失の確認については、中央制御室の野外モニタ監視盤の指示値及び警報表示にて確認する。

b. 操作手順

可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.3図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定

の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、中央制御室に移動し、可搬式モニタリングポスト監視用端末を起動する。

③ 緊急安全対策要員は、必要とする数量の可搬式モニタリングポスト本体、バッテリ部及び衛星携帯アンテナ部を車両等に積載し、測定場所まで運搬、配置し、緊急時対策所までデータが伝送されていることを確認し、監視、測定を開始する。

④ 緊急安全対策要員は、可搬式モニタリングポストの記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。

なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤ 緊急安全対策要員は、使用中に充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する（連続 7 日間以上使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員4名にて実施し、6台配置した場合の所要時間は約3.3時間と想定する。

車両等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車両等で運搬し、その後は台車等により運搬できるよう配慮する。

(3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量の測定

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、発電所海側敷地境界方向を含む原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量は、可搬式モニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録する。ただし、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストが使用できる場合の当該4方位（モニタステーション及びモニタポストの設置場所が2方位について重なるため4方位となる。）の測定については、モニタステーション及びモニタポストを優先して使用す

ることとし、モニタステーション又はモニタポストが機能喪失した場合の可搬式モニタリングポストによる代替測定については、1.17.2.1(2)項により実施する。可搬式モニタリングポストの配置位置を第1.17.4図に示す。

なお、配置する可搬式モニタリングポストのうち、緊急時対策所付近に設置する1台を緊急時対策所内の加圧判断用のモニタとして使用する。

a. 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

b. 操作手順

可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.5 図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量の測定開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、中央制御室に移動し、可搬式モニタリングポスト監視用端末を起動する。

③ 緊急安全対策要員は、必要とする数量の可搬式モニタリングポスト本体、バッテリ部及び衛星携帯アンテナ部を車両等に積載し、測定場所まで運搬、配置し、緊急時対策所までデータが伝送されていることを確認し、監視、測定を開始する。

④ 緊急安全対策要員は、可搬式モニタリングポストの記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。
なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤ 緊急安全対策要員は、使用中に充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する（連続7日間以上使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員4名にて実施し、可搬式モニタリングポストによる代替測定を含めたモニタステーション及びモニタポストの測定でカバーできない4方位に対して可搬式モニタリングポストを配置する場合の一連の作業の所要時間は、約60分と想定する。

車両等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車両等で運搬し、その後は台車等により運搬できるよう配慮する。

(4) 放射性物質の濃度の代替測定

a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時の放射性物質の濃度（空気中）は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ） により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空気中）を測定する優先順位は、多様性拡張設備である移動式放射能測定装置（モニタ車）を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ）を使用するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、移動式放射能測定装置（モニタ車）に搭載しているダスト・よう素サンプラ、汚染サーベイメータ又はよう素モニタの故障等により、移動式放射能測定装置（モニタ車）による放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合。

移動式放射能測定装置（モニタ車）による測定機能喪失の確認については、移動式放射能測定装置（モニタ車）に搭載しているダスト・よう素サンプラの稼働状況、並びに汚染サーベイメータ及びよう素モニタの指示値にて確認する。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.6図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に放射性物質の濃度の測定開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、発電所対策本部長が指示した場所において試料を採取する。

③ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータ及びＮａＩシンチレーションサーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

④ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータにてダスト濃度を、ＮａＩシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度を監視、測定する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約70分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所との連絡用に通信設備等を整備する。

b. 移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に発電所及びその周辺において、放射性物質の濃度（空気中）を移動式放射能測定装置（モニタ車）により監視し、及び

測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

移動式放射能測定装置（モニタ車）は、通常時から放射性物質の濃度を測定しており、重大事故等時に使用できる場合は、継続して放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.7図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に空気中の放射性物質の濃度の測定開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長の指示した場所において試料を採取する。

③ 緊急安全対策要員は、移動式放射能測定装置（モニタ車）のダスト・よう素サンプラに、ダストろ紙とよう素用カートリッジをセットし、発電所対策本部長が指示した場所において試料を採取する。

④ 緊急安全対策要員は、移動式放射能測定装置（モニタ車）に積載の汚染サーベイメータにてダスト濃度を監視、測定するとともに、移動式放射能測定装置（モニタ車）に積載のよう素モニタにより、よう素濃度を監視、測定する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約70分と想定する。

(5) 可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定

重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における、放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータ）及び電離箱サーベイメータにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。

発電所の周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。これらのための手順を整備する。

a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等の発生により、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質及び放射線量の測定」

のうち空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.6図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、空気中の放射性物質の濃度の測定が必要な場合、緊急安全対策要員に作業開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長の指示した場所において試料を採取する。

③ 緊急安全対策要員は、可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、発電所対策本部長の指示した場所において試料を採取する。

④ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤ 緊急安全対策要員は、必要に応じて前処理を行い、汚染サーベイメータによりダスト濃度、ＮａＩシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるＺｎＳシンチレーション計数装置、ＧＭ計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約70分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所との連絡用に通信設備等を整備する。

b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出のおそれがある、又は放出された場合に、可搬型放射線計測装置により水中の放射性物質の濃度の測定を行う。

海水、排水の試料採取場所を第1.17.8図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、廃棄物処理設備排水モニタの指示値等を確認し、原子炉施設から周辺海域への放水に放射性物質が含まれるおそれがある場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち水中の放射性物質の濃度の測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.9図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に取水口、放水口付近の海水、排水サンプリングを行い放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、採取用資機材を用いて試料採取場所から海水又は排水を採取する。

③ 緊急安全対策要員は、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

④ 緊急安全対策要員は、ＮａＩシンチレーションサーベイメータにより、採取した試料の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じて前処理を行い、ＺｎＳシンチレーションサーベイ

メータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるＺｎＳシンチレーション計数装置、ＧＭ計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名にて実施し一連の作業の所要時間は、約100分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所との連絡用に通信設備等を整備する。

c. 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出され、土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合（プルーム通過後）。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち土壌中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、土壌中の

放射性物質の濃度の測定が必要な場合、緊急安全対策要員に作業開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長の指示した場所において試料を採取する。

③ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

④ 緊急安全対策要員は、必要に応じて前処理を行い、汚染サーベイメータによりγ線、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータによりα線(ウラン、プルトニウム等)、β線サーベイメータによりβ線(ストロンチウム等)を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるＺｎＳシンチレーション計数装置、ＧＭ計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑤ 緊急安全対策要員は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約60分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所との連絡用に通信設備等を整備する。

d. 海上モニタリング測定

発電所の周辺海域での海上モニタリングが必要と判断した場合に、小型船舶で電離箱サーベイメータ及び可搬型放射線計測装置により放射性物質の濃度及び放射線量測定を行う。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値等を確

認し、原子炉施設から発電所の周辺海域への放射性物質漏えいが確認される等により小型船舶による海上モニタリングが必要となった場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち小型船舶による海上モニタリング測定手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.10図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に海上モニタリングの測定の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、小型船舶を車両等に積載し、岸壁に運搬する。

③ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータ、ＮａＩシンチレーションサーベイメータ、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ及び電離箱サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

④ 緊急安全対策要員は、測定用資機材を小型船舶に積載し、小型船舶にて発電所対策本部長の指示した場所に移動し、電離箱サーベイメータにより放射線量率を測定する。可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、試料を採取する。海水は、採取用資機材を用いて採取する。

⑤ 緊急安全対策要員は、汚染サーベイメータによりダスト中の放射性物質の濃度を測定し、ＮａＩシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度及び海水の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じて前処理を行い、ＺｎＳシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるＺｎＳシンチレーション計数装置、ＧＭ計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥ 緊急安全対策要員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員3名にて実施し、小型船舶が海面に着水するまでの時間を約2時間と想定する。その後の放射線量及び放射性物質の濃度の測定は、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間を、発電所近くで約100分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所との連絡用に通信設備等を整備する。

(6) バックグラウンド低減対策等

a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策

事故後の周辺汚染により測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策を行う手順を整備する。

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出によりモニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場所周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。

バックグラウンド低減対策のうちモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策についての手順の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.17.11図に示す。

ⅰ．手順着手の判断基準

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがあることを確認した場合。

ⅱ．操作手順

① 発電所対策本部長は、重大事故等により放射性物質の放出のおそれがあることを確認した場合に、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器が汚染することを防止するため、緊急安全対策要員に検出器の養生作業を指示する。

② 緊急安全対策要員は、車両等によりモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポスト配置場所に移動し、検出器の養生作業を行う。また、時間に余裕がある場合は、局舎自体の養生も行う。

③ 発電所対策本部長は、重大事故等による放射性物質の放出が停止したと判断した後、モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポストの放射線量が通常のバックグラウンドより高い場合には、緊急安全対策要員に当該モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場所周辺の汚染レベルの確認及びバックグラウンド低減対策を指示する。

④ 緊急安全対策要員は、サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤ 緊急安全対策要員は、当該モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場所に移動し、サーベイメータ等により周辺の汚染レベルを確認する。

⑥ 発電所対策本部長は、汚染状況の調査結果を踏まえ、周辺の汚染を確認した場合、汚染されている場所に応じて次のバックグラウンド低減対策を講じる。

- 検出器の養生を撤去する。養生を撤去しても検出器が汚染されている場合には検出器の拭き取り等を実施する。
- 測定設備が汚染されている場合は、測定設備の除染を実施する。

・ 設備周辺が汚染されている場合は、アスファルトやコンクリートの除染を実施する。
・ 設備周辺の土壌等が汚染されている場合は、土壌等の撤去や周辺樹木の伐採を実施する。

⑦ 放射性物質により汚染した場合のバックグラウンド低減の目安は通常時の放射線量率レベルとする。ただし、通常値まで低減することが困難な場合には、可能な限り除染を行いバックグラウンドの低減を図る。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員 3 名にて実施し、一連の作業の所要時間は、約 3 時間と想定する。

b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測装置が測定不能になった場合、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。

なお、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲んだ場合でも可搬型放射線計測装置が測定不能になる場合は、緊急時対策所内等のバックグラウンドレベルが低い場所に移動して、測定を行う。

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国、地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画にしたがい、資機材及び要員の動員、放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。

また、原子力災害が発生した場合に他の原子力事業者との協力体制を構築するため、原子力事業者間協力協定を締結し、環境放射線モニタリング等への要員の派遣、可搬型放射線計測装置の貸与等を受ける

ことが可能である。

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

重大事故等時の測定頻度については、気象観測設備及び可搬型気象観測装置による風向、風速その他気象条件の測定は、連続測定を行う。

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

重大事故等時の風向、風速その他気象条件は、可搬型気象観測装置により測定し、及びその結果を記録する。風向、風速その他気象条件を測定する優先順位は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

可搬型気象観測装置による代替測定地点については、計測データの連続性を考慮し、発電所構内に配置することを原則とし、第1.17.12図に示す。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、気象観測設備の故障等により、気象観測設備による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の測定機能が喪失した場合。

気象観測設備の測定機能喪失の確認については、中央制御室の共通盤の指示値及び警報表示にて確認する。

b. 操作手順

可搬型気象観測装置による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.13図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対

策要員に可搬型気象観測装置による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の代替測定の開始を指示する。

② 緊急安全対策要員は、可搬型気象観測装置一式を緊急時対策所の保管場所から指定の場所まで運搬し、配置する。

③ 緊急安全対策要員は、可搬型気象観測装置と通信機器を接続し、それぞれの電源を投入後、緊急時対策所までデータが伝送されていることを確認し、測定を開始する。

④ 緊急安全対策要員は、可搬型気象観測装置の記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。

なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤ 緊急安全対策要員は、使用中に充電池の残量が少ない場合は、予備の充電池と交換する（連続約 1.5 日間使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員6名にて実施し一連の作業の所要時間は、約2.2時間と想定する。

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

重大事故等が発生した場合に、気象観測設備により発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録する。

気象観測設備は、通常時から風向、風速その他の気象条件を連続測定しており、重大事故等時にその測定機能が使用できる場合は、継続して連続測定し、測定結果は記録装置（電子メモリ）に記録し、保存する。なお、気象観測設備による風向、風速その他の気象条件の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

1.17.2.3 モニタステーション及びモニタポストの電源を代替交流電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーショ

ン及びモニタポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し、代替交流電源設備による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わる。その後、代替交流電源設備（空冷式非常用発電装置）によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。

代替交流電源設備からの給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。

なお、モニタステーション及びモニタポストは、電源が喪失した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

(a) モニタステーション又はモニタポスト専用の無停電電源装置からは、全交流動力電源喪失時、自動的に給電される。

(b) 空冷式非常用発電装置からの給電に関する手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。なお、給電後、モニタステーション及びモニタポストの指示値を確認する。

c. 操作の成立性

上記対応は、一連の作業が自動に行われ、特に時間を要しない。

なお、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストによる代替測定を行う。可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定の手順は、前述1.17.2.1（2）のとおり。

第 1.17.1 表　重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設備	対応手段		対応設備		設備分類※3	整備する手順書	手順書の分類
—	—	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	放射線量の測定（発電所敷地境界付近）	モニタステーション及びモニタポスト	多様性拡張設備		—	ＳＡ所達※1
	モニタステーション及びモニタポスト		放射線量の代替測定（発電所敷地境界付近及び原子炉格納施設を囲む８方位）	可搬式モニタリングポスト	重大事故等対処設備	a	可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	
	—		放射線量の測定（発電所の周辺海域）	電離箱サーベイメータ				
				小型船舶				
			放射性物質の濃度の測定（発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。） β（γ）線（セシウム、よう素等） α線（ウラン、プルトニウム等） β線（ストロンチウム等）	移動式放射能測定装置（モニタ車）	多様性拡張設備		可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度測定の手順 可搬型放射線計測装置等による環境試料測定の手順	
	移動式放射能測定装置（モニタ車）			可搬型放射線計測装置 （可搬式ダストサンプラ、汚染サーベイメータ ＮａＩシンチレーションサーベイメータ ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ β線サーベイメータ）	重大事故等対処設備	a		
	—			γ線多重波高分析装置 ＺｎＳシンチレーション計数装置 GM計数装置	多様性拡張設備			
				小型船舶	重大事故等対処設備	a		
—	—	件の速風の気そ向、測象の定条他風	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	気象観測設備	多様性拡張設備		—	
	気象観測設備			可搬型気象観測装置	重大事故等対処設備	a	可搬型気象観測装置による気象観測項目の手順	
—	—	電源確保	給電	モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置	多様性拡張設備		—	
	ディーゼル発電機※1			空冷式非常用発電装置※2	重大事故等対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
				燃料油貯蔵タンク				
				可搬式オイルポンプ				
				タンクローリー				
				燃料油移送ポンプ				
	—		放射線量の測定	可搬式モニタリングポスト			可搬式モニタリングポスト等による放射線量測定の手順	ＳＡ所達※1

※1：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」に整備する。
※2：空冷式非常用発電装置からの給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.17.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.17　監視測定等に関する手順等

監視計器一覧（1/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等			
(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定	判断基準	—	—
	操作	放射線量	モニタステーション及びモニタポスト
(2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定	判断基準	放射線量	モニタステーション及びモニタポスト
	操作	放射線量	可搬式モニタリングポスト
(3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量の測定	判断基準	—	—
	操作	放射線量	可搬式モニタリングポスト
(4) 放射性物質の濃度の代替測定 a. 可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度の測定 b. 移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射線物質の濃度の測定	判断基準	放射性物質の濃度	移動式放射能測定装置（モニタ車） ・汚染サーベイメータ ・よう素モニタ
	操作	放射性物質の濃度	可搬型放射線計測装置 ・汚染サーベイメータ ・ＮａＩシンチレーションサーベイメータ
	判断基準	モニタ値	格納容器排気筒ガスモニタ等
	操作	放射性物質の濃度	移動式放射能測定装置（モニタ車） ・汚染サーベイメータ ・よう素モニタ

監視計器一覧（2/4）

対応手段			重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等				
(5) 可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等
			放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
				・可搬式モニタリングポスト
		操作	放射性物質の濃度	・汚染サーベイメータ ・ＮａＩシンチレーションサーベイメータ ・ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ
	b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・廃棄物処理設備排水モニタ等
			放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
				・可搬式モニタリングポスト
		操作	放射性物質の濃度	・ＮａＩシンチレーションサーベイメータ ・ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ
	c. 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等
			放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
				・可搬式モニタリングポスト
		操作	放射性物質の濃度	・汚染サーベイメータ ・ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ
	d. 海上モニタリング測定	判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等
			放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
				・可搬式モニタリングポスト
		操作	放射線量	・電離箱サーベイメータ
			放射性物質の濃度	・汚染サーベイメータ ・ＮａＩシンチレーションサーベイメータ ・ＺｎＳシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ

監視計器一覧（3/4）

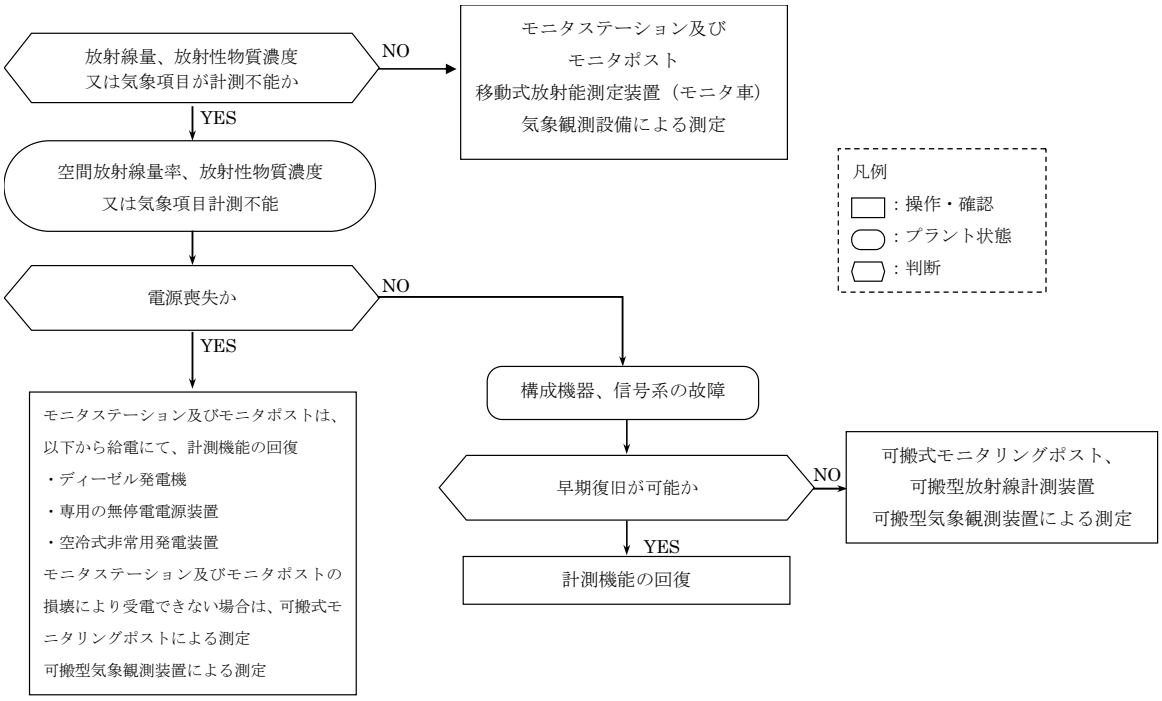
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等			
(6) バックグラウンド低減対策 a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策	判断基準	放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト ・可搬式モニタリングポスト
	操作	放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト ・可搬式モニタリングポスト
b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策	判断基準	放射性物質濃度	可搬型放射線計測装置
	操作	放射性物質濃度	可搬型放射線計測装置

監視計器一覧（4/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.2　風向、風速その他の気象条件の測定の手順等			
(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	判断基準	風向、風速 その他気象条件	気象観測設備
	操作	風向、風速 その他気象条件	可搬型気象観測装置

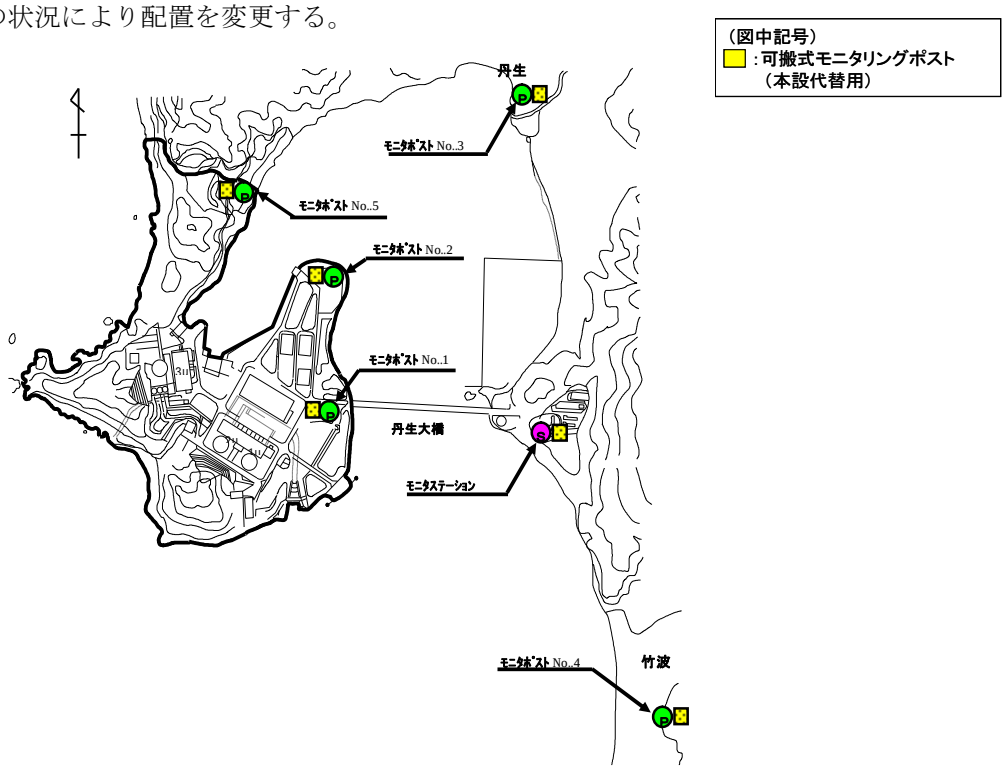
第1.17.3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	給電対象設備	給電元
【1.17】 監視測定等に関する手順等	モニタステーション	空冷式非常用発電装置
	モニタポスト	

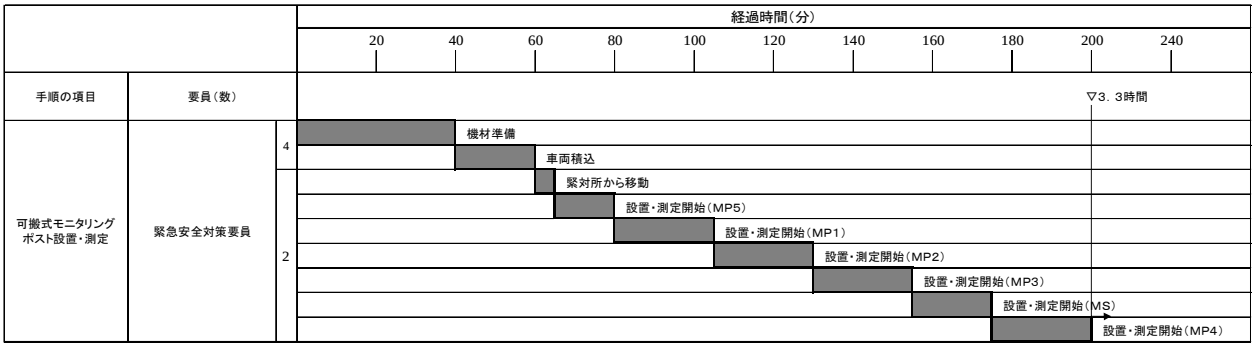


第 1.17.1 図　放射線量、放射性物質濃度又は気象観測項目計測不能時対応手順

＊現場の状況により配置を変更する。



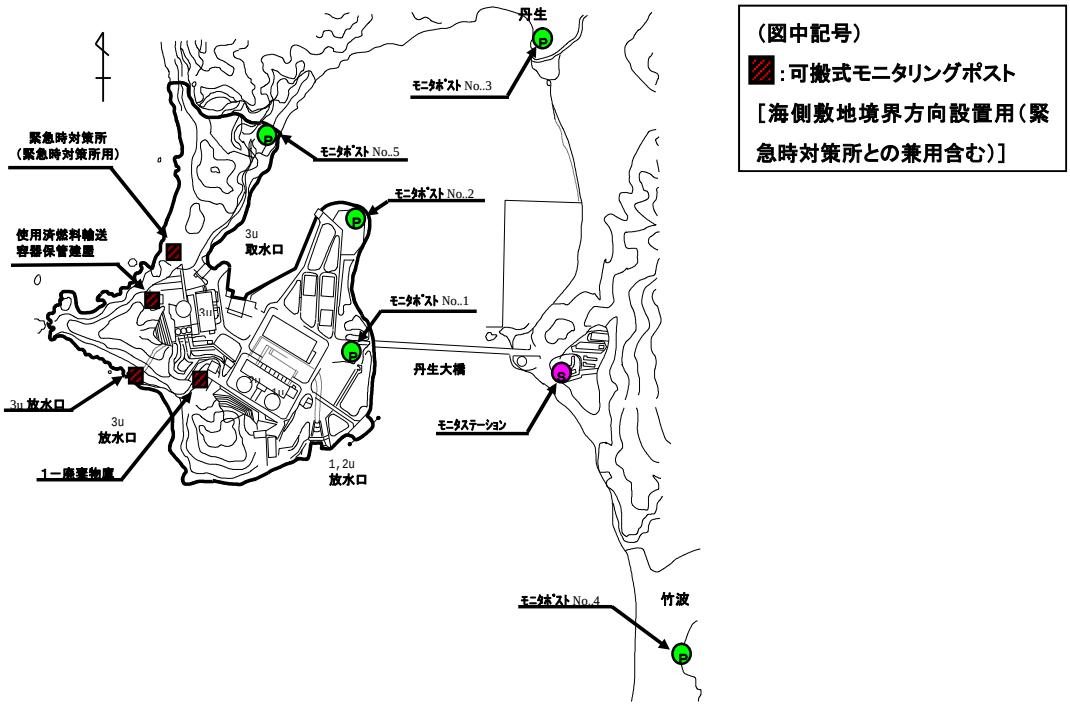
第 1.17.2 図　可搬式モニタリングポストの配置位置



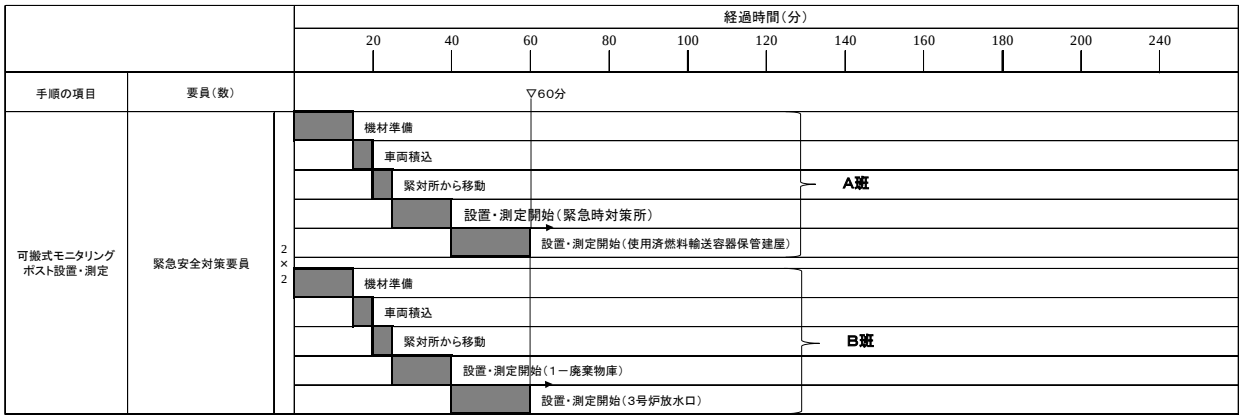
※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.3 図　可搬式モニタリングポスト配置・測定のタイムチャート
（発電所海側方向への設置を除く）

＊現場の状況により配置を変更する。

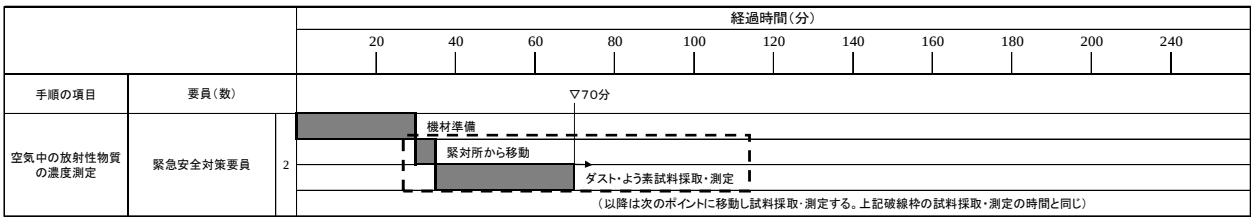


第 1.17.4 図　可搬式モニタリングポスト配置位置
（発電所海側方向への設置）



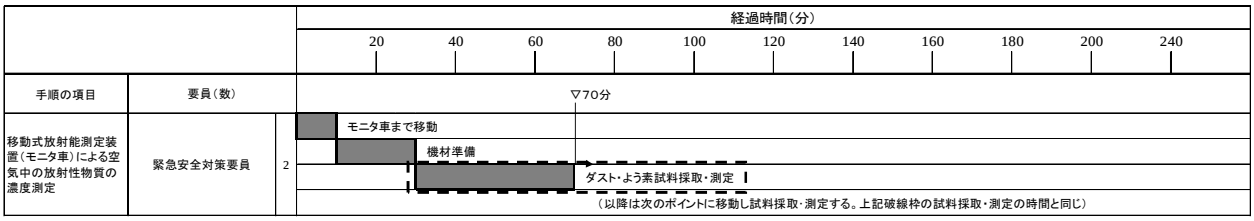
※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.5 図　可搬式モニタリングポスト設置・測定のタイムチャート
（発電所海側方向への設置）



※移動時間に防保護具着用時間を含む

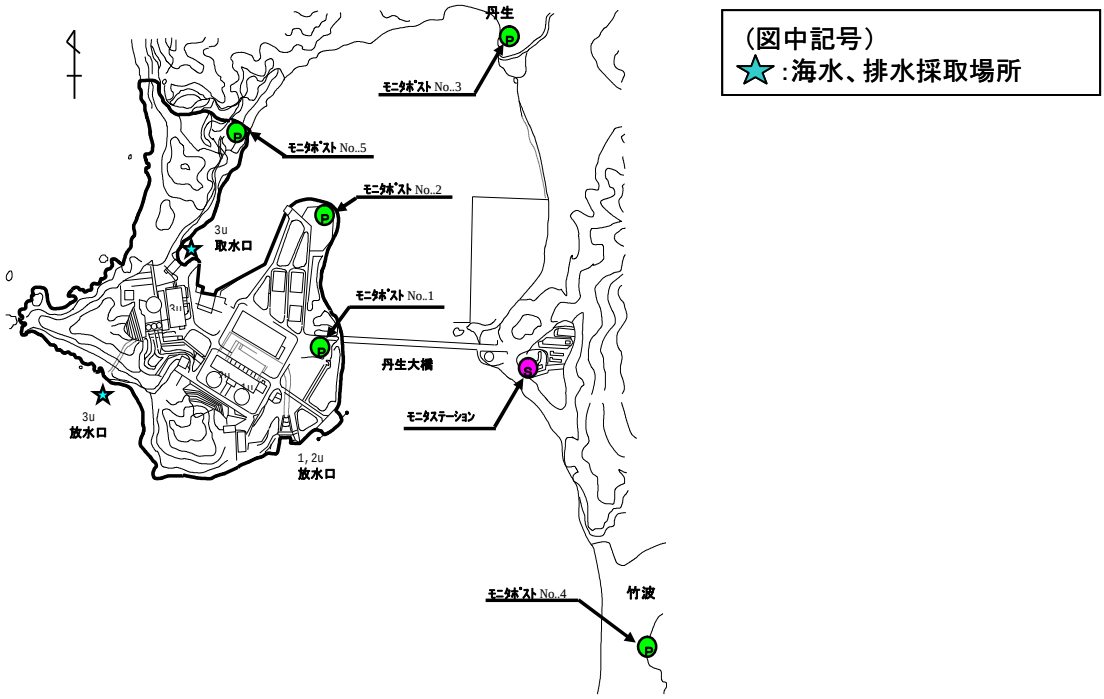
第 1.17.6 図　空気中の放射性物質の濃度測定のタイムチャート



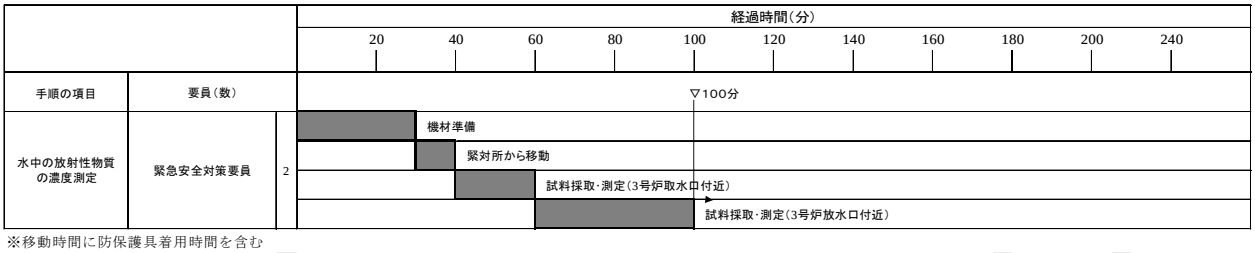
※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.7 図　移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度測定のタイムチャート

＊現場の状況により
配置を変更する。

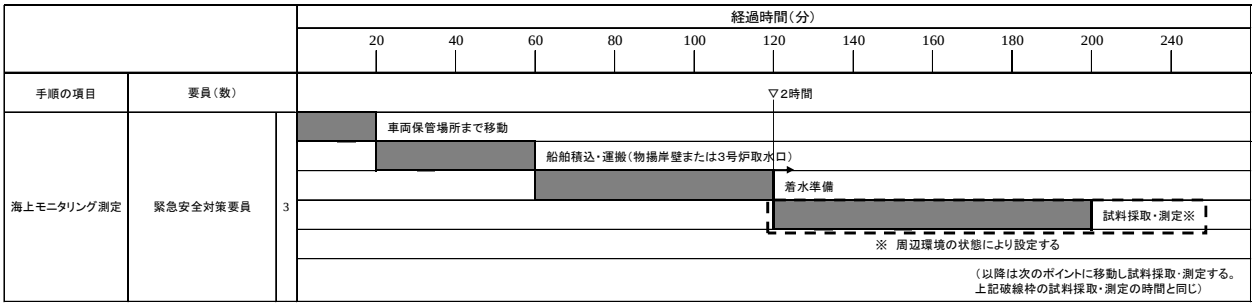


第 1.17.8 図　海水、排水の試料採取場所



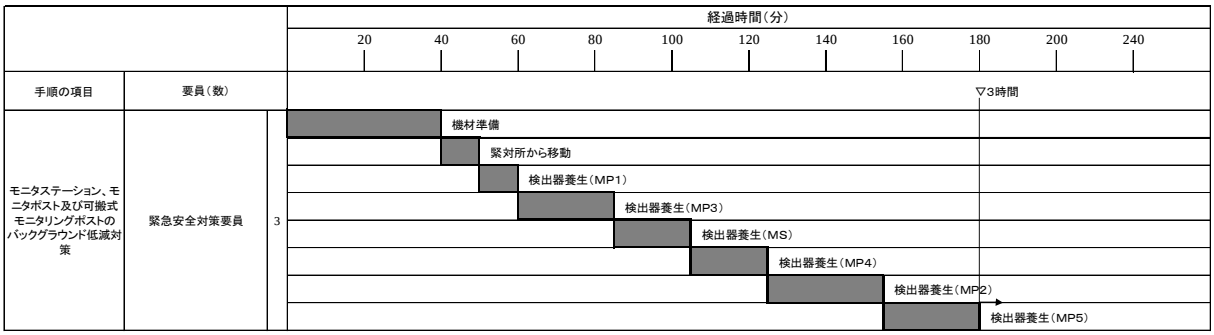
※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.9 図　海水、排水測定のタイムチャート



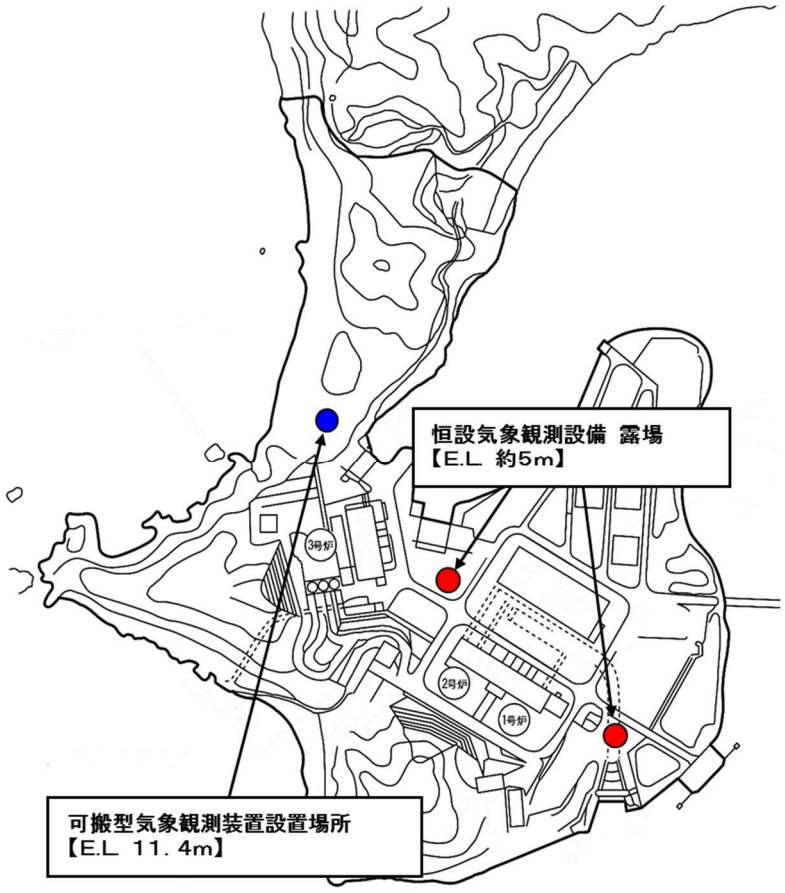
※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.10 図　海上モニタリング測定のタイムチャート

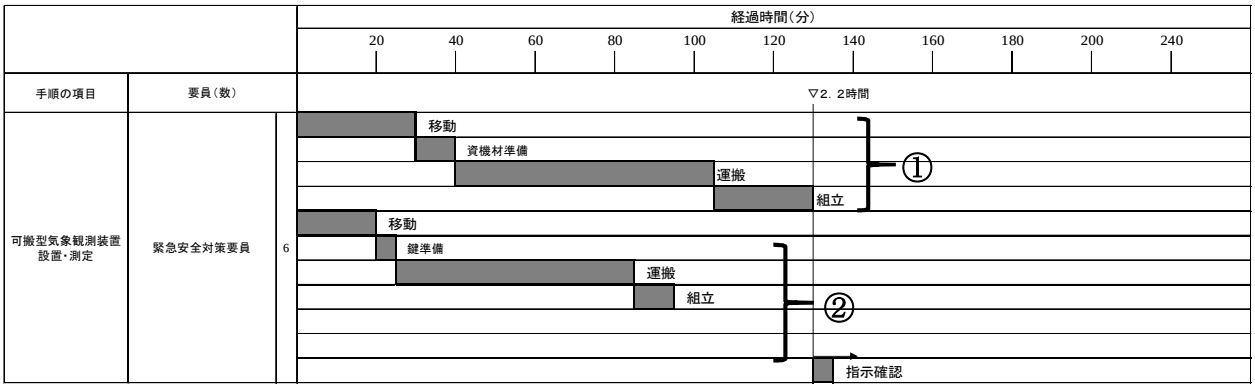


※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.11 図　モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策のタイムチャート



第 1.17.12 図　気象観測設備、可搬型気象観測装置の配置位置



※移動時間に防保護具着用時間を含む

第 1.17.13 図　可搬型気象観測装置配置のタイムチャート

①、②の操作について、要員 6 名（同一要員）の中で並行操作となる。

【参考】
①：4 名により対応
②：2 名により対応

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等

＜目　　次＞

1.18.1　対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定結果
a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまるために必要な対応手段及び設備
b. 手順等

1.18.2　重大事故等時の手順等
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等
(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順
a. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順
b. 空気供給装置による空気供給準備手順
c. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
(2) 原子力災害対策特別措置法第10条事象発生時の手順
a. 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順
b. その他の手順項目にて考慮する手順
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順
a. 緊急時対策所にとどまる要員について
b. 空気供給装置への切替準備手順
c. 空気供給装置への切替手順
d. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順

1.18.2.2　重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備について

(3) 通信連絡に関する手順

1.18.2.3　必要な数の要員の収容に係る手順等

(1) 放射線管理資機材、飲料水、食料等の維持管理等について

(2) 放射線管理に関する手順

a. チェンジングエリアの運用手順

b. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順

1.18.2.4　代替電源設備からの給電手順

(1) 電源車（緊急時対策所用）による給電手順

a. 電源車（緊急時対策所用）準備手順

b. 電源車（緊急時対策所用）起動手順

c. 電源車（緊急時対策所用）の切替及び燃料給油手順

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の現地対策本部としての機能を維持するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1.「現地対策本部としての機能を維持するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a）重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまるために必要な手順等を整備すること。

b）緊急時対策所が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。

c）対策要員の装備（線量計及びマスク等）が配備され、放射線管理が十分できること。

d）資機材及び対策の検討に必要な資料を整備すること。

e）少なくとも外部からの支援なしに 1 週間、活動するための飲料水及び食料等を備蓄すること。

2.「重大事故等に対処するために必要な数の要員」とは、

「重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員」に加え、少なくとも原子炉格納容器の破損等による工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含むものとする。

緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な設備及び資機材を整備する。ここでは、緊急時対策所の設備及び資機材を活用した手順等について説明する。

1.18.1　対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所内外の通信連絡をとる必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために緊急時対策所を設置するとともに必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備※1及び資機材※2を用いた対応手段を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上すべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況で使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

※2 資機材：「対策の検討に必要な資料」、「防護具及びチェンジングエリア用資機材」及び「飲料水、食料等」については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

また、緊急時対策所の電源は、通常、発電所の交流動力電源から給電されている。

この電源からの給電が喪失した場合は、その機能を代替するための機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第 1.18.1 図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準

規則第六十一条及び技術基準規則第七十六条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定結果

機能喪失原因対策分析の結果、並びに、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備、資機材及び整備する手順についての関係を第 1.18.1 表に示す。

a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護するため、緊急時対策所の居住性を確保する手段がある。

緊急時対策所の居住性を確保するための設備は、以下のとおり。

・緊急時対策所遮蔽
・緊急時対策所非常用空気浄化ファン※3※4
・緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット※3※4
・空気供給装置※4
・緊急時対策所内可搬型エリアモニタ

・緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
・可搬式モニタリングポスト
・酸素濃度計
・二酸化炭素濃度計
・電源車（緊急時対策所用）
・燃料油貯蔵タンク
・タンクローリー
・燃料油移送ポンプ
・モニタステーション
・モニタポスト

※3 緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットをまとめて、緊急時対策所可搬型空気浄化装置という。

※4 緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置をまとめて、緊急時対策所換気設備という。

緊急時対策所において、重大事故等に対処するために必要な指示を行うために必要な情報を把握し、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡するための手段がある。

緊急時対策所において必要な情報を把握するための設備、必要な通信連絡を行うための設備及び資機材は以下のとおり。

・ＳＰＤＳ表示装置
・安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
・安全パラメータ伝送システム

・衛星電話（固定）
・衛星電話（携帯）
・衛星電話（可搬）
・緊急時衛星通報システム
・携行型通話装置
・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
・電源車（緊急時対策所用）
・燃料油貯蔵タンク
・タンクローリー
・燃料油移送ポンプ
・空冷式非常用発電装置※5
・可搬式オイルポンプ
・運転指令設備
・加入電話
・加入ファクシミリ
・電力保安通信用電話設備
・社内ＴＶ会議システム
・無線通話装置
・対策の検討に必要な資料

※5 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムへの給電に用いる。

重大事故等に対処するために必要な数の要員を緊急時対策所内で収容するための手段がある。

必要な数の要員を収容するために必要な設備及び資機材は以下のとおり。

・緊急時対策所非常用空気浄化ファン

・緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット
・電源車（緊急時対策所用）
・燃料油貯蔵タンク
・タンクローリー
・燃料油移送ポンプ
・防護具及びチェンジングエリア用資機材
・飲料水、食料等

緊急時対策所の電源として、代替交流電源からの給電を確保するための手段がある。

緊急時対策所の代替交流電源からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

・電源車（緊急時対策所用）
・燃料油貯蔵タンク
・タンクローリー
・燃料油移送ポンプ
・空冷式非常用発電装置
・可搬式オイルポンプ

(b) 重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材

審査基準及び基準規則に要求される緊急時対策所遮蔽、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ、可搬式モニタリングポスト、酸素濃度計、ＳＰＤＳ表示装置、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、重大事故等

対処設備と位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備と位置づける。

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、緊急時対策所の代替電源設備からの給電を確保するための手段に使用する設備のうち、電源車（緊急時対策所用）、燃料油貯蔵タンク、タンクローリー、燃料油移送ポンプ、空冷式非常用発電装置及び可搬式オイルポンプはいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備において、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまることが可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・モニタステーション

・モニタポスト

上記の設備は、発電所及びその周辺において放射線量の測定に使用するものであり、重大事故等時に使用できる場合は、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び可搬式モニタリングポストに加えた屋外の放射線量の測定手段として有効である。

また、以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・運転指令設備

・加入電話
・加入ファクシミリ
・電力保安通信用電話設備
・社内ＴＶ会議システム
・無線通話装置

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

対策の検討に必要な資料、防護具及びチェンジングエリア用資機材及び飲料水、食料等については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

b．手順等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。（第1.18.1表参照）また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する。（第1.18.2表、第1.18.3表参照）

これらの手順は、発電所対策本部長※6を主体とした緊急安全対策要員※7及び緊急時対策本部要員※8の対応として定める。

また、通常時における、対策の検討に必要な資料、放射線管理用資機材及び飲料水、食料等の管理・運用については、安全・防災室長、放射線管理課長及び所長室長※9にて実施する。

※6 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※7 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員以外の要員をいう。

※8 緊急時対策本部要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき緊急時対策所内の活動を行う要員をいう。

※9 安全・防災室長、放射線管理課長及び所長室長：通常時の発電所組織における各課室の長をいう。

1.18.2　重大事故等時の手順等

1.18.2.1　居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく量が、7 日間で100mSv を超えないようにするため、緊急時対策所遮蔽と緊急時対策所換気設備により、緊急時対策所にとどまるために必要な居住性を確保する。

環境に放射性物質等が放出された場合、緊急時対策所付近に設置する可搬式モニタリングポスト又は原子炉格納容器と緊急時対策所の間に配備する緊急時対策所外可搬型エリアモニタにより、緊急時対策所に向かって放出される放射性物質による放射線量を測定、監視し、緊急時対策所内への空気取入れを停止し、空気供給装置により、緊急時対策所への希ガス等の放射性物質の侵入を防止することで、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護する。

また、万が一、希ガス等の放射性物質が緊急時対策所内に侵入した場合においても、緊急時対策所内可搬型エリアモニタにて監視、測定することにより侵入を検知し、緊急時対策所への放射性物質等の侵入を低減するための措置を講じる。

緊急時対策所内が事故対策のための活動に支障がない酸素濃度及び二酸化炭素濃度の範囲内であることを把握する。

これらを踏まえ事故状況の進展に応じた手順とする。

(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順

重大事故が発生するおそれがある場合等※10、緊急時対策所を使用し、発電所対策本部を設置するための準備として、緊急時対策所を立ち上げるための手順を整備する。

※10 原子力防災体制が発令され、発電所対策本部が設置される場合として、運転時の異常な過渡変化、設計基

準事故も含める。

a．緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順

緊急時対策所非常用空気浄化ファンを接続、起動し、必要な換気を確保するとともに、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを通気することにより放射性物質の侵入を低減するための手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備からの給電により、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

(b) 操作手順

緊急時対策所立ち上げ時の緊急時対策所可搬型空気浄化装置の系統構成及び運転の手順は以下のとおり。緊急時対策所換気設備の概略系統図を第 1.18.2 図に、緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転の概略系統図を第 1.18.3 図に、手順のタイムチャートを第 1.18.4 図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所可搬型空気浄化装置の起動を指示する。

②緊急安全対策要員は、緊急時対策所可搬型空気浄化装置とダクト及びケーブルを接続する。

③緊急安全対策要員は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。

④緊急安全対策要員は、給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m^3/min）を調整する。

⑤緊急安全対策要員は、排気手動ダンパを操作し、

室内の圧力を微正圧（100Pa[gage]以上）に調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員1名が、屋外及び緊急時対策所において操作を行い、完了まで約19分と想定する。その後、待機側の緊急時対策所可搬型空気浄化装置を同様に準備する。暗所においても円滑に対応できるようヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

b. 空気供給装置による空気供給準備手順

空気供給装置の系統構成を行い、漏えい等がないことを確認し、切替えの準備を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

(b) 操作手順

空気供給装置による空気供給準備の手順は以下のとおり。空気供給装置による空気供給準備時の概略系統図を第1.18.3図に、手順のタイムチャートを第1.18.5図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、空気供給装置の系統構成を指示する。

②緊急安全対策要員は、空気供給装置のホースの接続、カードル出口弁の開放及び漏えい確認を行う。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員1名が、屋外及び緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約43分と想定する。暗所においても円滑に対応できるようヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

c. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

緊急時対策所の居住性確保の観点から、緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所換気設備を運転している場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順はいずれも以下のとおり。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部要員に、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。

② 緊急時対策本部要員は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。

③ 緊急時対策所内の酸素濃度が19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が1%を超えるおそれがある場合、発電所対策本部長は、酸素濃度が19%を下回る又は二酸化炭素濃度が1%を超える前までに、空気流入量の調整を行うよう緊急時対策

本部要員に指示する。

④緊急時対策本部要員は、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を使用している場合は給気手動ダンパ及び排気手動ダンパの開度調整により、空気供給装置を使用している場合は排気手動ダンパの開度調整により、緊急時対策所への空気流入量を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員 1 名が操作を行い、緊急時対策所において実施する。室内での測定、弁及びダンパの調整のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 原子力災害対策特別措置法第10条事象発生時の手順

原子力災害対策特別措置法第 10 条事象が発生した場合に、緊急時対策所内へ放射性物質等の侵入量が微量のうちに検知するため、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを設置する手順を整備する。

また、原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタを、緊急時対策所内を加圧するための判断に用いる。

a. 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第 10 条事象が発生した場

合

(b) 操作手順

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタの設置手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.6 図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置を指示する。

② 緊急安全対策要員は、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを設置し、起動する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員 2 名がそれぞれに分かれて行い、緊急時対策所内可搬型エリアモニタを緊急時対策所に、緊急時対策所外可搬型エリアモニタを原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置する。操作完了まで約 47 分と想定する。暗所においても円滑に対応できるようヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

b. その他の手順項目にて考慮する手順

緊急時対策所付近に設置する可搬式モニタリングポストを設置する手順は「1.17 監視測定等に関する手順等」に整備する。

(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順

重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するため

に必要な指示を行う要員等を防護し、居住性を確保するための手順を整備する。

a. 緊急時対策所にとどまる要員について

プルーム通過中においても、重大事故等に対処するために必要な要員が、緊急時対策所へとどまることができる設計とする。プルーム通過中の重大事故等に対応するために必要な要員として、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員34名、緊急時対応として配備した大容量ポンプ等の給油や監視等、プルーム通過後も継続する活動に必要な要員24名、1号炉及び2号炉の運転員4名、3号炉の運転員8名の合計70名と想定している。

なお、この要員数を目安として、発電所対策本部長が緊急時対策所にとどまる要員を判断する。

b. 空気供給装置への切替準備手順

プルーム放出のおそれがある場合、プルーム放出に備え、パラメータの監視強化及び空気ボンベによる加圧操作の要員配置を行うための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

プルーム放出のおそれがある場合。

具体的には以下のいずれかに該当した場合。

・プルーム放出前の段階において、直接ガンマ線、スカイシャインガンマ線により、緊急時対策所付近に設置する可搬式モニタリングポスト又は原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示が上昇傾向となった場合。

・中央制御室から炉心損傷が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所でのプラント状態監視の結果、発電所対策本部長が炉心損傷の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。
・炉心損傷前であって中央制御室から原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所でのプラント状態監視の結果、発電所対策本部長が原子炉格納容器破損の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。

(b) 操作手順

プルーム放出のおそれがある場合に緊急時対策所で実施する手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.7図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、プルーム放出に備え、緊急時対策本部要員へパラメータの監視強化及び空気供給装置による加圧操作の要員配置を指示する。
②緊急時対策本部要員は、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタの監視強化を行う。
③緊急時対策本部要員は、加圧操作の要員を配置する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員3名が、緊急時対策所において実施する。室内での要員の配置等のみであ

るため、約4分で対応が可能である。

なお、直接ガンマ線、スカイシャインガンマ線では、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのうち複数台の指示上昇が予想されることから、これらの指示値も参考とする。

c. 空気供給装置への切替手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出され、緊急時対策所に接近した場合、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を停止し、空気供給装置による緊急時対策所内の加圧を実施する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかに該当した場合。

・緊急時対策所付近に設置する可搬式モニタリングポストの指示が20mSv/h以上となった場合。

・原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示が20mSv/h以上となった場合。

・緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が0.5mSv/h以上となった場合。

(b) 操作手順

空気供給装置により緊急時対策所内を加圧する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.8図、タイムチャートを第1.18.9図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部要員に空気供給装置による緊急時対策所内加圧の開始を指示する。

②緊急時対策本部要員は、排気手動ダンパを閉とする。

③緊急時対策本部要員は、給気手動ダンパを閉とする。

④緊急時対策本部要員は、緊急時対策所内に設置されている空気供給装置の流量調整ユニット出口弁を開とする。

⑤緊急時対策本部要員は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを停止する。

⑥緊急時対策本部要員は、排気手動ダンパを調節し、緊急時対策所内が微正圧（100Pa[gage]以上）となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所換気設備運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員3名が、緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約2分と想定する。

d. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順

緊急時対策所周辺から希ガスの影響が減少した場合に空気供給装置による加圧を停止し、緊急時対策所可搬型空気浄化装置に切り替える手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器と緊急時対策所の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタにて放射線量を継続的に監視し、その指示値がプルーム接近時の指示値に比べ急激に低下した場合。

(b) 操作手順

空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置に切り替える場合に緊急時対策所で実施する手順は以下のとおり。概略系統図を第 1.18.3 図、タイムチャートを第 1.18.10 図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策本部要員に空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替えを指示する。

②緊急時対策本部要員は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。

③緊急時対策本部要員は、給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m^3/min）を調整する。

④緊急時対策本部要員は、空気供給装置の流量調整ユニット出口弁を閉とし、空気供給装置による加圧を停止する。

⑤緊急時対策本部要員は、排気手動ダンパを調節し、緊急時対策所内が微正圧（100Pa[gage]以上）となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所換気設備運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に

示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員2名が、緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約2分と想定する。

なお、緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替えを判断する場合は、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの指示値も参考とする。

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための検討を行う。

また、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所に整備する。

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備からの給電により、緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備を使用する。

(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

重大事故等が発生した場合、緊急時対策所情報収集設備である安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する手順を整備する。

a．手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

b．操作手順

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システムについては、常時伝送を行う。ＳＰＤＳ表示装置を起動し、監視する手順は以下のとおり。緊急時対策所情報収集設備の概要図を第1.18.11図に示す。

①緊急時対策本部要員は、手順着手の判断基準に基づきＳＰＤＳ表示装置の接続を確認し、端末を起動する。

②緊急時対策本部要員は、ＳＰＤＳ表示装置にて、各パラメータを監視する。

c．操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員1名が、緊急時対策所にて実施する。室内での端末起動等のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備について

安全･防災室長他は、重大事故等が発生した場合に備え、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を

緊急時対策所に配備し、資料が更新された場合には資料の差替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持・管理する。

(3) 通信連絡に関する手順

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所の通信連絡設備により、中央制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順を整備する。緊急時対策所の通信連絡設備を第 1.18.4 表に示す。

なお、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19 通信連絡に関する手順等」のうち、1.19.2.1(1)「発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」、1.19.2.2(1)「発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」及び 1.19.2.3「代替電源設備から給電する手順等」にて整理する。

1.18.2.3　必要な数の要員の収容に係る手順等

緊急時対策所は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器破損時には、中央制御室の運転員と原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めて 70 名を緊急時対策所に収容する。

要員の収容に当たっては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適

切に行えるようトイレ等を整備するとともに、収容する要員に必要な放射線管理を行うための資機材及び飲料水、食料等を配備又は備蓄し、維持管理する。

(1) 放射線管理用資機材、飲料水、食料等の維持管理等について

緊急時対策所には、7日間外部からの支援がなくとも活動が可能となるよう放射線管理用資機材（線量計、マスク等）、飲料水及び食料等を配備又は備蓄するとともに、通常時から維持･管理する。

重大事故等が発生した場合には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の被ばく線量管理を行うため、個人線量計を常時装着させるとともに、線量評価を行う。

また、緊急安全対策要員は、必要な放射線管理用資機材を用いて作業現場の放射線量測定等を行う。

緊急時対策所内での飲食の管理として、適切な頻度で緊急時対策所内の空気中の放射性物質濃度の測定を行い、飲食しても問題ないことを確認する。

ただし、緊急時対策所内の空気中放射性物質濃度が目安値（1×10^{-3}Bq／cm^{3}未満）よりも高くなった場合であっても、発電所本部長の判断により、必要に応じて飲食を行う。

(2) 放射線管理に関する手順

a. チェンジングエリアの運用手順

緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所への汚染の持込みを防止するための身体サーベイ（必要により物品等のサーベイを

含む）及び防護具の着替え等を行うチェンジングエリアは、通常時から設置し、事故発生後、直ぐに運用開始ができるよう手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所外可搬型エリアモニタ等にて放射線量を監視し、プルームの通過及び屋外作業可能なレベルまで低下した場合。

事故発生後、直ぐに運用開始ができるよう手順を整備する。

(b) 操作手順

チェンジングエリアを運用する手順は以下のとおり。なお、チェンジングエリアは、あらかじめ設置した状態とする。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員にチェンジングエリアの運用開始を指示する。

②緊急安全対策要員は、チェンジングエリア内に掲示した手順の案内に基づき、汚染の有無を確認する。

(c) 操作の成立性

チェンジングエリアは設置した状態であり、設置のための操作は不要である。また、運用に関しては、身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、汚染の確認を速やかに実施することができる。

チェンジングエリアには、防護具の着替えエリア、緊

急安全対策要員の放射性物質による汚染を確認するための身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、緊急時対策所で緊急安全対策要員 2 名が身体サーベイ（必要により物品等のサーベイを含む）及び汚染している現場作業を行う要員等の除染を行うとともに、チェンジングエリアの汚染管理を行う。

現場作業を行う要員等が身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所内で待機する。

チェンジングエリア内の身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、身体サーベイエリアに隣接した除染エリアにて濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は、簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。

なお、簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

b. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合に、待機側を起動し、切替えを実施する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

フィルタユニットの性能の低下等により運転中の緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所可搬型空気浄化装置を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.12 図に示す。

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えを緊急時対策本部要員に指示する。

② 緊急時対策本部要員は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。

③ 緊急時対策本部要員は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m^3/min）を調整する。

④ 緊急時対策本部要員は、使用側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを閉とし、停止する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員 1 名が、緊急時対策所において実施する。操作完了までは、約 4 分と想定する。

フィルタユニットは、緊急時対策所付近に 2 系統分の 2 基を保管していることから、切替え等を行うことにより、数ヶ月間使用可能である。また、当社他原子力発電所からの輸送及びフィルタの製作（約 3 ヶ月）等を実施することにより、中長期的な対応が可能である。

なお、使用側のフィルタユニットは、線量に応じ交換又は保管を行う。特にフィルタ線量が高い場合は、待機側のフィルタユニットに切り替えた後、放射性物質が減

衰するまで一定期間保管する。

1.18.2.4　代替電源設備からの給電手順

非常用母線からの給電喪失時は、代替電源として、電源車（緊急時対策所用）から緊急時対策所へ給電する。なお、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置のうち原子炉補助建屋に設置した機器は、全交流動力電源喪失時において、空冷式非常用発電装置から給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。

(1) 電源車（緊急時対策所用）による給電手順

非常用母線からの給電喪失時又はその発生に備え、緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）を準備する。非常用母線からの給電喪失時は、電源車（緊急時対策所用）1台を起動し、緊急時対策所へ給電する。

a. 電源車（緊急時対策所用）準備手順

緊急時対策所立ち上げ時のケーブル接続を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所の立ち上げ時。

(b) 操作手順

緊急時対策所と電源車（緊急時対策所用）間のケーブル接続の手順は以下のとおり。給電系統概要図を第1.18.13図に、手順のタイムチャートを第1.18.14図に

示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所電源接続作業開始を指示する。

②緊急安全対策要員は、コネクタ接続によりケーブルを接続する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名で行い、一連の操作完了まで約14分と想定する。その後、待機側の電源車（緊急時対策所用）を同様に準備する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

b. 電源車（緊急時対策所用）起動手順

非常用母線からの給電喪失時の電源車（緊急時対策所用）の起動手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用母線からの給電喪失時。

(b) 操作手順

電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は以下のとおり。給電系統概要図を第1.18.13図に、タイムチャートを第1.18.15図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に緊急時対策所電力供給作業開始を指示する。

②緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）

１台を起動する。

③緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）からの給電を行う場合は、緊急時対策所内の緊急時対策所コントロールセンタ及び緊急時対策所内の電源車切替盤にて、起動した電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とし給電を開始する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、緊急安全対策要員2名で行い、一連の操作完了まで約5分と想定する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

c. 電源車（緊急時対策所用）の切替及び燃料給油手順

(a) 電源車（緊急時対策所用）の切替手順

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合の切替手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合など、運転中の電源車（緊急時対策所用）の停止が必要となった場合。

ⅱ. 操作手順

電源車（緊急時対策所用）を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.16図に示す。

①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急時対策本部要員に電源車（緊急時対策所用）

の切替えを指示する。

②緊急時対策本部要員は、待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動する。

③緊急時対策本部要員は、使用側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を緊急時対策所内の電源車切替盤にて切とし、待機側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とする。

④緊急時対策本部要員は、使用中の電源車（緊急時対策所用）を停止する。

ⅲ．操作の成立性

上記の対応は、緊急時対策本部要員1名で行い、一連の操作完了まで約6分と想定する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

電源車（緊急時対策所用）は予備の1台を発電所内に保管していることから、万が一、異常等が発生した場合でも、交換等を行うことにより、中長期的な対応が可能である。

(b) 電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料補給手順

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合、燃料補給が必要となる。(燃料はすべて重油)

重大事故等対処設備である燃料油貯蔵タンクからタンクローリー（燃料油移送ポンプ使用時含む。）へ給油し、電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへ補給する手順を整備する。

ⅰ．手順着手の判断基準

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合において、電源車（緊急時対策所用）の燃料の管理油量を確認後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間※11に達した場合。

※11 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び給油間隔の目安は以下のとおり。

・電源車（緊急時対策所用）:運転開始後約20時間(その後約20時間毎に補給。ただし、プルーム放出中は除く。)

ⅱ．操作手順

電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料(重油)補給の手順の概要は以下のとおり。

タンクローリーによるアクセスルートを第1.18.17図に、タイムチャートを第1.18.18図に示す。

【タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+5.5m燃料油取出口を使用)】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車（緊急時対策所用）へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エリアから燃料油貯蔵タンク付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンク取出口

の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば給油ポンプを停止する。

⑦ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車（緊急時対策所用）の近傍に移動させる。

⑧ 緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）の給油口に、給油ホースを接続する。

⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。

⑩ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。

⑪ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給が完了したことを報告する。

⑫ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑪を繰り返し燃料の補給を実施する。

【タンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への補給（E.L.+32m 燃料油取出口を使用）】

① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき緊急安全対策要員に、燃料油貯蔵タンクからタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給を指示する。

② 緊急安全対策要員は、燃料油貯蔵タンクから電源車等へ燃料（重油）補給準備を行う。

③ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを保管エ

リアからE.L.+32m燃料油取出口付近に移動させる。

④ 緊急安全対策要員は、タンクローリー給油口に給油ホースを接続する。

⑤ 緊急安全対策要員は、燃料油取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。

⑥ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプ出口配管の分岐管に給油ホースを接続し、E.L.+32m燃料油取出口までの給油系統を構成する。

⑦ 緊急安全対策要員は、燃料油移送ポンプと燃料油サービスタンク間の弁を閉止する。

⑧ 緊急安全対策要員は、建屋内の燃料油移送ポンプを起動し、タンクローリーの油面計でタンクが満杯となれば停止する。

⑨ 緊急安全対策要員は、タンクローリーを電源車（緊急時対策所用）の近傍に移動させる。

⑩ 緊急安全対策要員は、電源車（緊急時対策所用）の給油口に、給油ホースを接続する。

⑪ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。

⑫ 緊急安全対策要員は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。

⑬ 緊急安全対策要員は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給が完了したことを報告する。

⑭ 緊急安全対策要員は、タンクローリーの油量を確認し、以降④から⑬を繰り返し燃料の補給を実

施する。

ⅲ．操作の成立性

上記の現場対応は、基本的にE.L.+5.5m燃料油取出口を使用するものとし、緊急安全対策要員2名にて実施し、所要時間は約2.3時間と想定する。ただし、E.L.+5.5m燃料油取出口が使用できない場合は、E.L.+32m燃料油取出口を使用することとし、緊急安全対策要員4名にて実施し、所要時間は約3.1時間と想定する。

電源車（緊急時対策所用）の燃料消費率は、約49.3ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約20時間と想定しており、枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量として「1.14電源の確保に関する手順書等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」に示す燃料油貯蔵タンクの備蓄量（180kℓ以上（1基当たり）、2基）を管理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。周囲温度は外気温度と同程度である。

第 1.18.1 表　重大事故等における対処手段と整備する手順（1/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※1	整備する手順書	手順の分類
―	―	居住性の確保	緊急時対策所遮蔽	重大事故等対処設備	a	―	―
			緊急時対策所非常用空気浄化ファン※2			緊急時対策所の立上げ時の手順 原子力災害対策特別措置法第１０条事象発生時の手順 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 電源車（緊急時対策所用）による給電手順	ＳＡ所達※4 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット				
			空気供給装置				
			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ※2				
			緊急時対策所外可搬型エリアモニタ				
			可搬式モニタリングポスト※5				
			酸素濃度計				
			二酸化炭素濃度計				
			電源車（緊急時対策所用）				
			燃料油貯蔵タンク※3				
			タンクローリー※3				
			燃料油移送ポンプ※3				
			モニタステーション	多様性拡張設備			
			モニタポスト				

※1 ：重大事故対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備
※2 ：電源車（緊急時対策所用）から給電する。
※3 ：電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。
※4 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」
※5 ：可搬式モニタリングポストは、「1.17 監視測定等に関する手順等」にて整備する。

第 1.18.1 表　重大事故等における対処手段と整備する手順（2/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※1	整備する手順書	手順の分類
－	－	必要な指示及び通信連絡	ＳＰＤＳ表示装置※2	重大事故等対処設備	a	緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備手順 通信連絡に関する手順 電源車（緊急時対策所用）による給電手順 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電手順 空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給手順	ＳＡ所達※7 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）※3				
			安全パラメータ伝送システム※3				
			衛星電話（固定）※2				
			衛星電話（携帯）				
			衛星電話（可搬）				
			緊急時衛星通報システム※2				
			携行型通話装置				
			統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備※2（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話、ＩＰ－ＦＡＸ）				
			電源車（緊急時対策所用）				
			燃料油貯蔵タンク※4				
			タンクローリー※4※5				
			燃料油移送ポンプ※4※5				
			空冷式非常用発電装置※5				
			可搬式オイルポンプ※5				
			運転指令設備	多様性拡張設備			
			加入電話				
			加入ファクシミリ※2				
			電力保安通信用電話設備				
			社内 TV 会議システム※2				
			無線通話装置※2				
			対策の検討に必要な資料※6	資機材			
		必要な要員の収容	緊急時対策所非常用空気浄化ファン※2	重大事故等対処設備	a	放射線管理に関する手順 電源車（緊急時対策所用）による給電手順	ＳＡ所達※7
			緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット				
			電源車（緊急時対策所用）				
			燃料油貯蔵タンク※4				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				
			防護具及びチェンジングエリア用資機材※6	資機材			
			飲料水、食料等※6				

※1 ：重大事故対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備
※2 ：電源車（緊急時対策所用）から給電する。
※3 ：空冷式非常用発電装置から給電する。
※4 ：電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。
※5 ：空冷式非常用発電装置からの給電及び燃料補給については「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。
※6 ：「対策の検討に必要な資料」「防護具及びチェンジングエリア用資機材」及び「飲料水、食料等」は資機材であるため、重大事故等対処設備とはしない。
※7 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 1.18.1 表　重大事故等における対処手段と整備する手順（3/3）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※1	整備する手順書	手順の分類
サポート系機能喪失	緊急時対策所 全交流動力電源	代替電源設備からの給電	電源車（緊急時対策所用）	重大事故等対処設備	a	電源車（緊急時対策所用）による給電手順 空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電手順 空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給手順	ＳＡ所達※4 炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			燃料油貯蔵タンク※2				
			タンクローリー※2※3				
			燃料油移送ポンプ※2※3				
			空冷式非常用発電装置※3				
			可搬式オイルポンプ※3				

※1 ：重大事故対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備
※2 ：電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。
※3 ：空冷式非常用発電装置からの給電及び燃料補給については「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。
※4 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

第 1.18.2 表　重大事故等対処に係る監視計器

1.18　緊急時対策所の居住性等に関する手順等

監視計器一覧

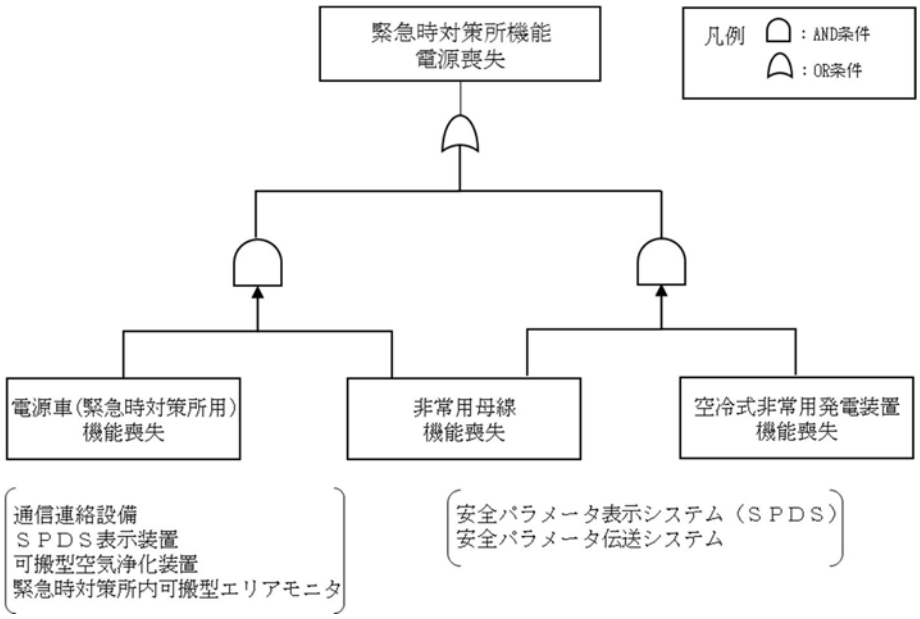
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(1)緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	判断基準	緊急時対策所換気設備を運転している場合 酸素濃度 19%未満若しくは二酸化炭素濃度 1%を超える場合	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
	操作	空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所可搬型空気浄化装置使用時	緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所内の環境監視	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
(3)重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 b.空気供給装置への切替準備手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量	可搬式モニタリングポスト 緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
		炉心損傷	炉心損傷が生じた旨の連絡、通報
		原子炉格納容器破損	原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報
	操作	—	—
(3)重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 c.空気供給装置への切替手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量	可搬式モニタリングポスト 緊急時対策所外可搬型エリアモニタ 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
	操作	空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所内の環境監視	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
(3)重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 d.緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量	緊急時対策所外可搬型エリアモニタ 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
	操作	緊急時対策所可搬型空気浄化装置	緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所内の環境監視	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
1.18.2.4　代替電源設備からの給電手順			
(1)電源車（緊急時対策所用）による給電手順 b.電源車（緊急時対策所用）起動手順	判断基準	電源	電源車（緊急時対策所用）
c.電源車（緊急時対策所）の切替及び燃料給油手順	操作	電源	緊急時対策所コントロールセンタ 緊急時対策所電源車切替盤

第 1.18.3 表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

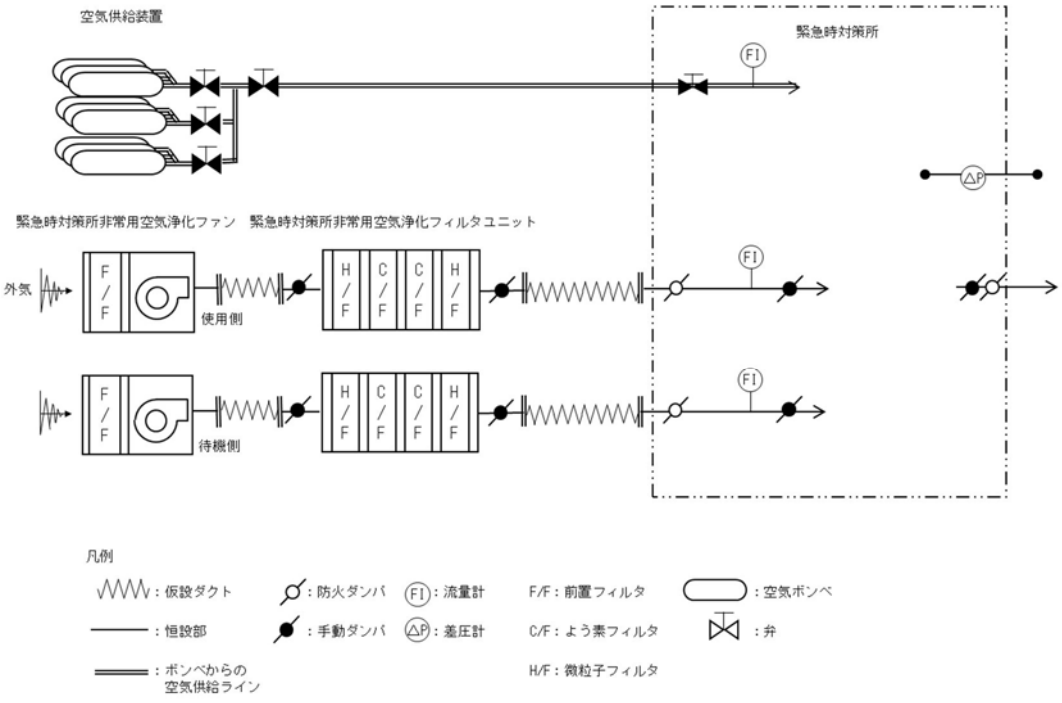
対象条文	供給対象設備	受電盤
1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	緊急時対策所非常用空気浄化ファン ＳＰＤＳ表示装置	緊急時対策所コントロールセンタ
	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム	Ｄ、Ｉ計器用電源
	Ａ燃料油移送ポンプ	Ａディーゼル発電機コントロールセンタ
	Ｂ燃料油移送ポンプ	Ｂディーゼル発電機コントロールセンタ

第 1.18.4 表　重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧

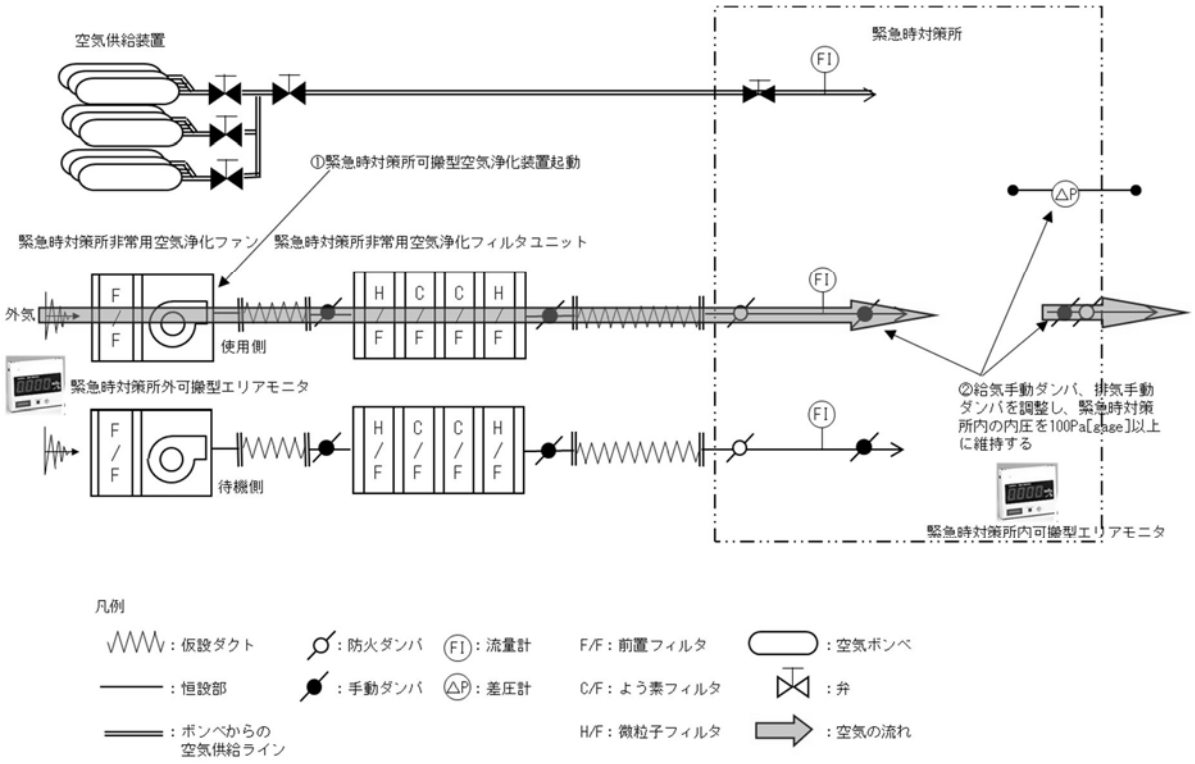
対応設備		
衛星電話	衛星電話（固定）	重大事故等対処設備
	衛星電話（携帯）	
	衛星電話（可搬）	
緊急時衛星通報システム	緊急時衛星通報システム	
携行型通話装置	携行型通話装置	
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備	ＴＶ会議システム	
	ＩＰ電話	
	ＩＰ－ＦＡＸ	
運転指令設備	運転指令設備	多様性拡張設備
電力保安通信用電話設備	保安電話（固定）	
	保安電話（携帯）	
	衛星保安電話	
無線通話装置	無線通話装置	
社内ＴＶ会議システム	社内ＴＶ会議システム	
加入電話	加入電話	
加入ファクシミリ	加入ファクシミリ	



第 1.18.1 図　機能喪失原因対策分析（緊急時対策所電源喪失）



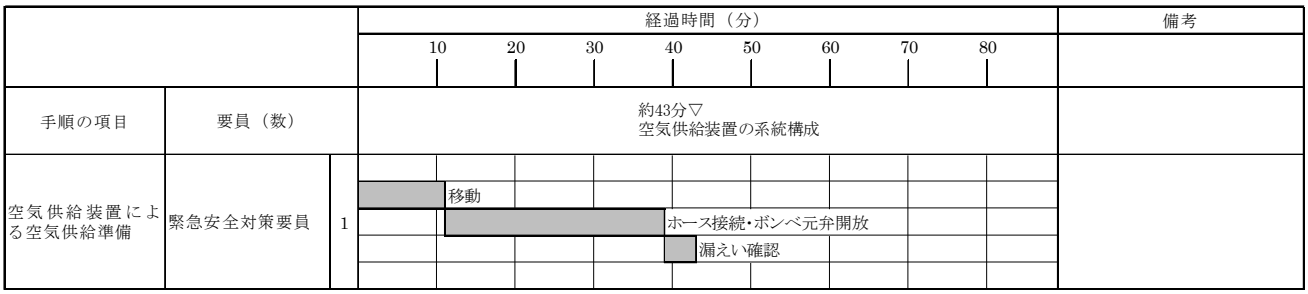
第 1.18.2 図　緊急時対策所換気設備の概略系統図



第 1.18.3 図　緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転の概略系統図

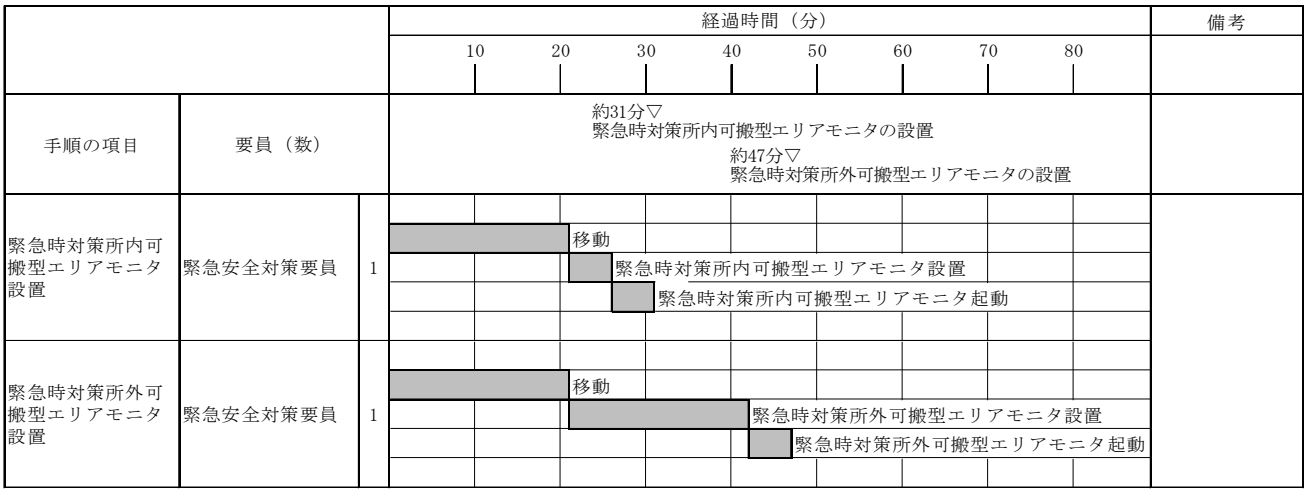
			経過時間（分）									備考
			5	10	15	20	25	30	35	40		
手順の項目	要員（数）		約19分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転									
緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転	緊急安全対策要員	1	移動									
					緊急時対策所可搬型空気浄化装置ダクト・ケーブル敷設							
						緊急時対策所可搬型空気浄化ファン起動						

第1.18.4図　緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転タイムチャート



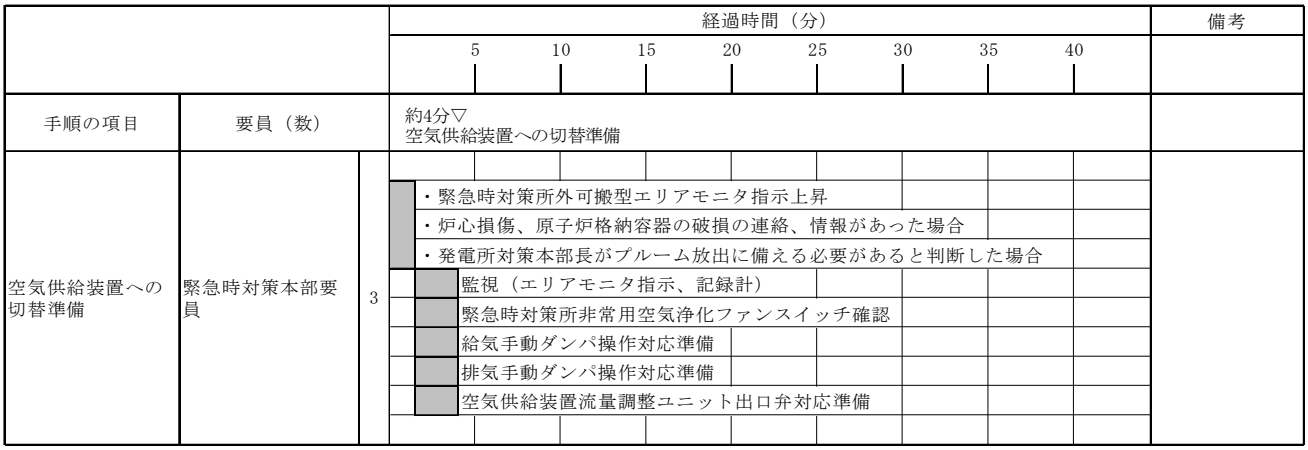
※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.5図　空気供給装置による空気供給準備タイムチャート

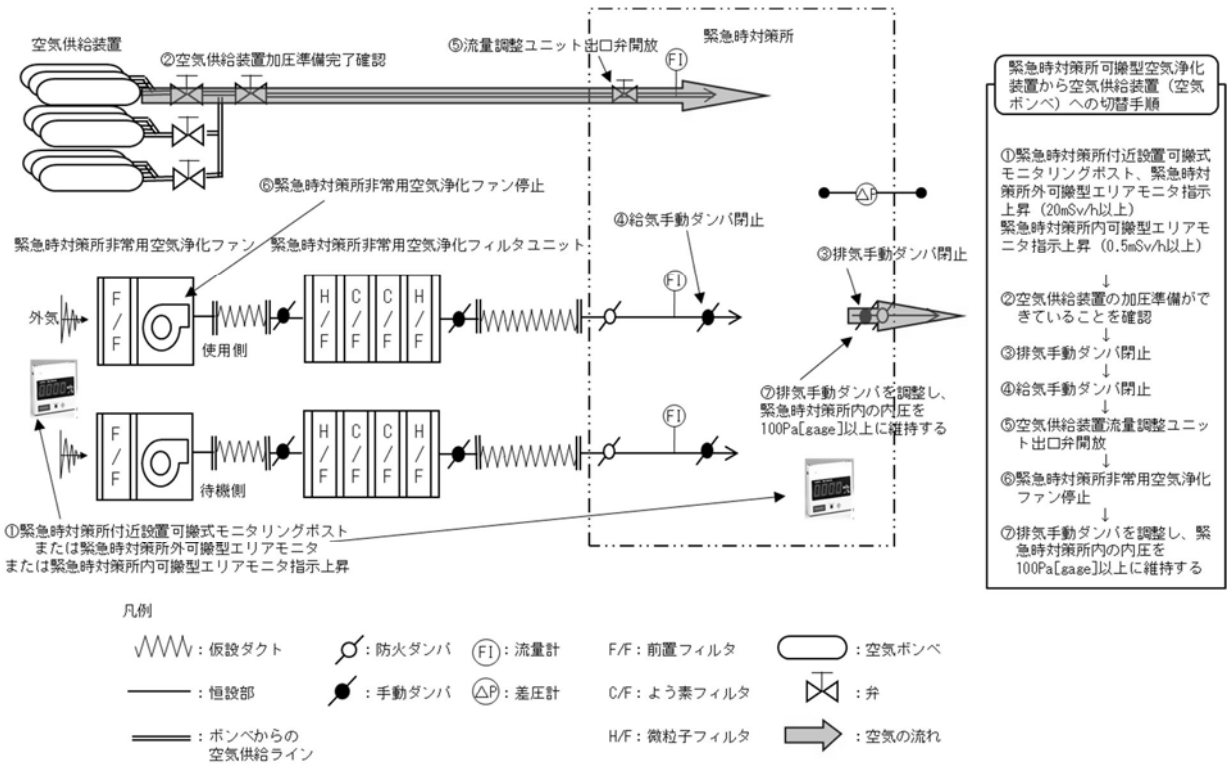


※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.6図　緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置タイムチャート



第1.18.7図　空気供給装置への切替準備タイムチャート



第 1.18.8 図　空気供給装置への切替えの概略系統図

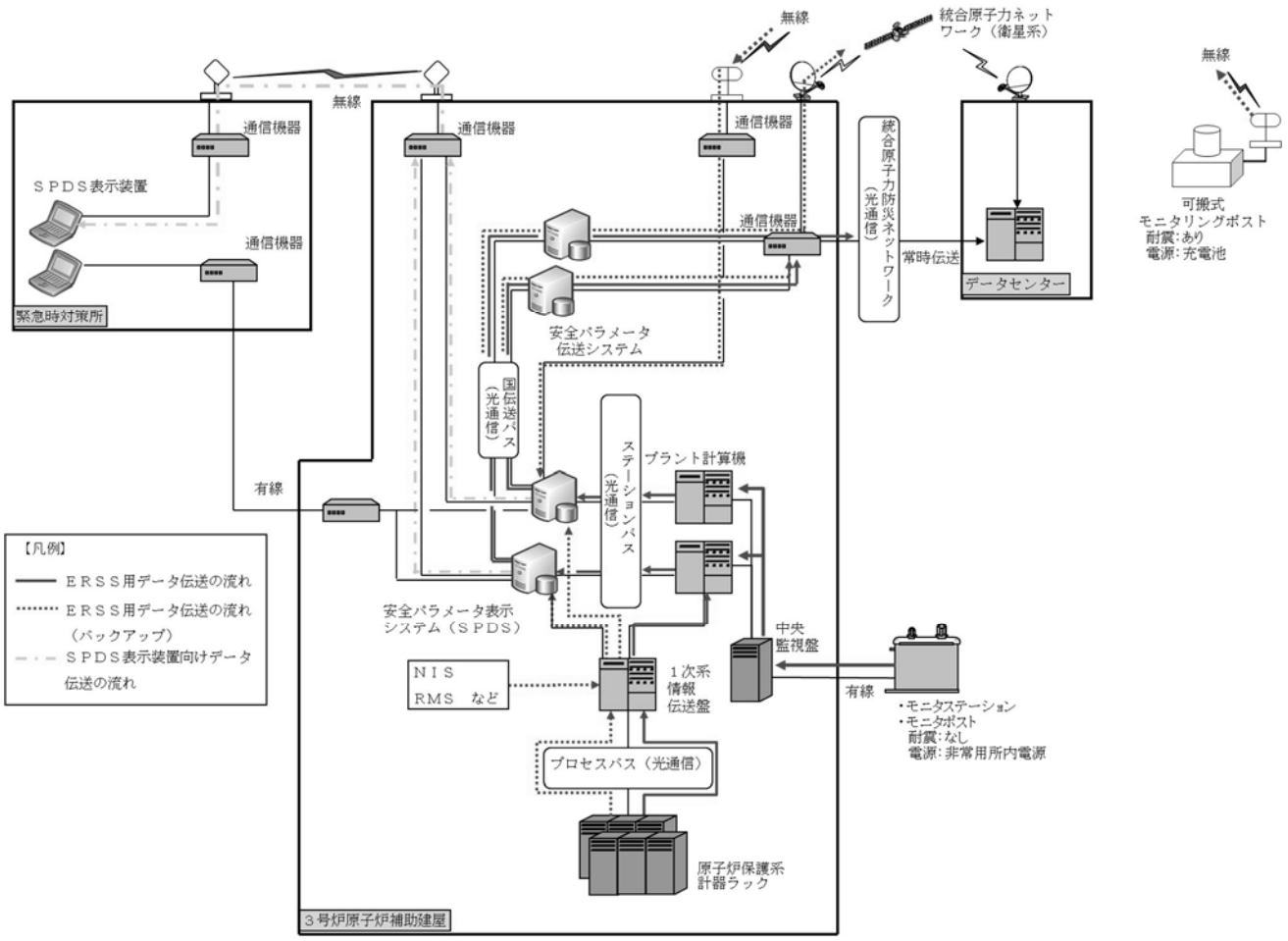
			経過時間（分） 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4	備考
手順の項目	要員（数）		約2分▽ 緊急時対策所内空気供給装置への切替	
空気供給装置への切替	緊急時対策本部要員	3※	排気手動ダンパ閉止 排気手動ダンパ調整 給気手動ダンパ閉止 空気供給装置流量調整ユニット出口弁開放 緊急時対策所非常用空気浄化ファン停止	

※3人並行して実施。

第 1.18.9 図　空気供給装置への切替タイムチャート

			経過時間（分） 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4	備考
手順の項目	要員（数）		約2分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替	
緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替	緊急時対策本部要員	2	緊急時対策所非常用空気浄化ファン起動・給気手動ダンパ操作 空気供給装置流量調整ユニット出口弁閉止 排気手動ダンパ調整	

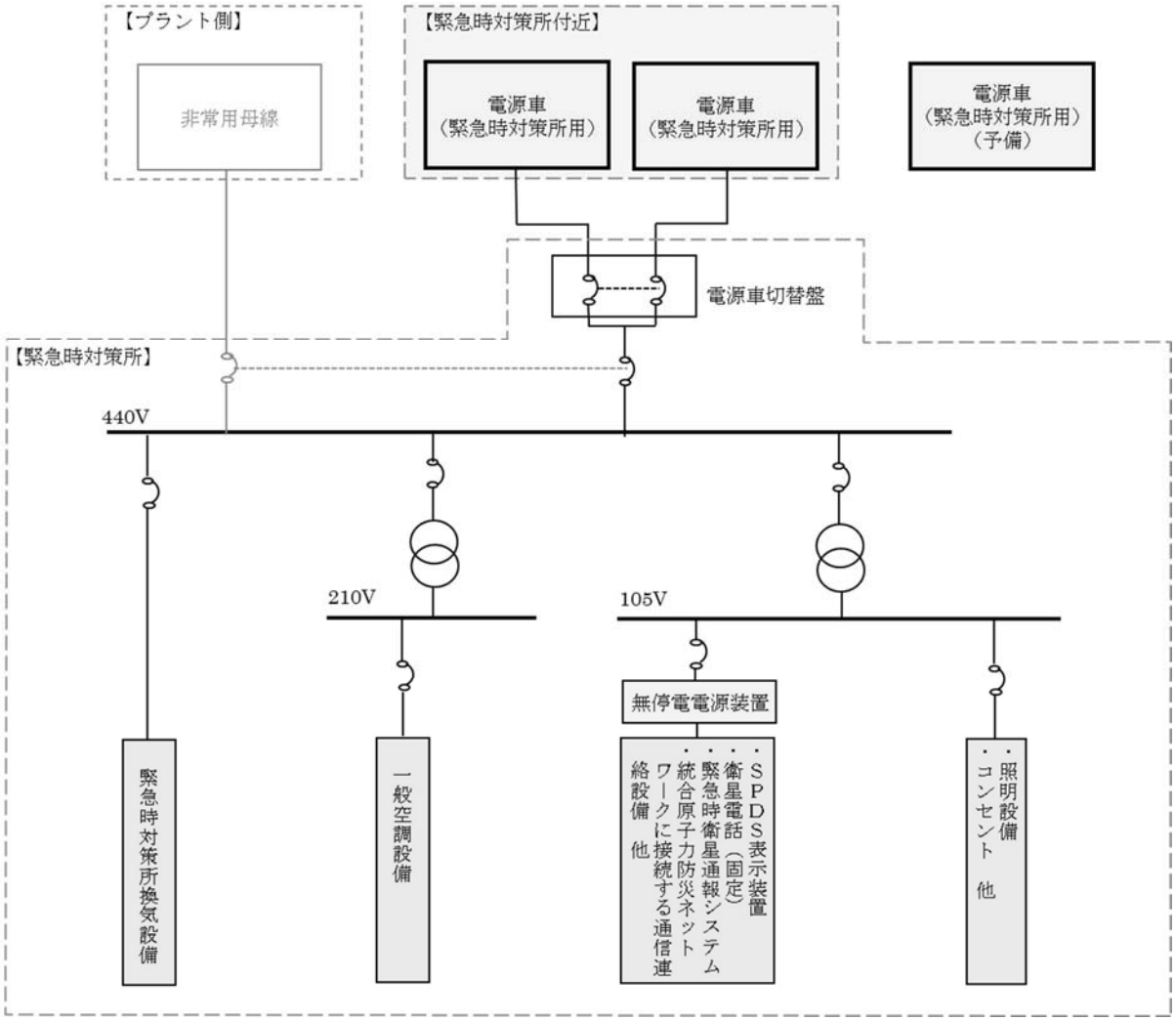
第 1.18.10 図　緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替タイムチャート



第 1.18.11 図　緊急時対策所情報収集設備の概要図

			経過時間（分）								備考
			1	2	3	4	5	6	7	8	
手順の項目	要員（数）		約4分▽ 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替								
緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替	緊急時対策本部要員	1	待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファン起動								
				待機側のファン給気手動ダンパ操作							
					使用側のファン給気手動ダンパ閉止						
						使用側の緊急時対策所非常用空気浄化ファン停止					

第 1.18.12 図　緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替タイムチャート



第 1.18.13 図　緊急時対策所　給電系統概要図

			経過時間（分）									備考
			5	10	15	20	25	30	35	40		
手順の項目	要員（数）		約14分▽ 電源車（緊急時対策所用）準備									
電源車（緊急時対策所用）準備	緊急安全対策要員	2		移動								
				ケーブル接続								

第 1.18.14 図　電源車（緊急時対策所用）準備タイムチャート

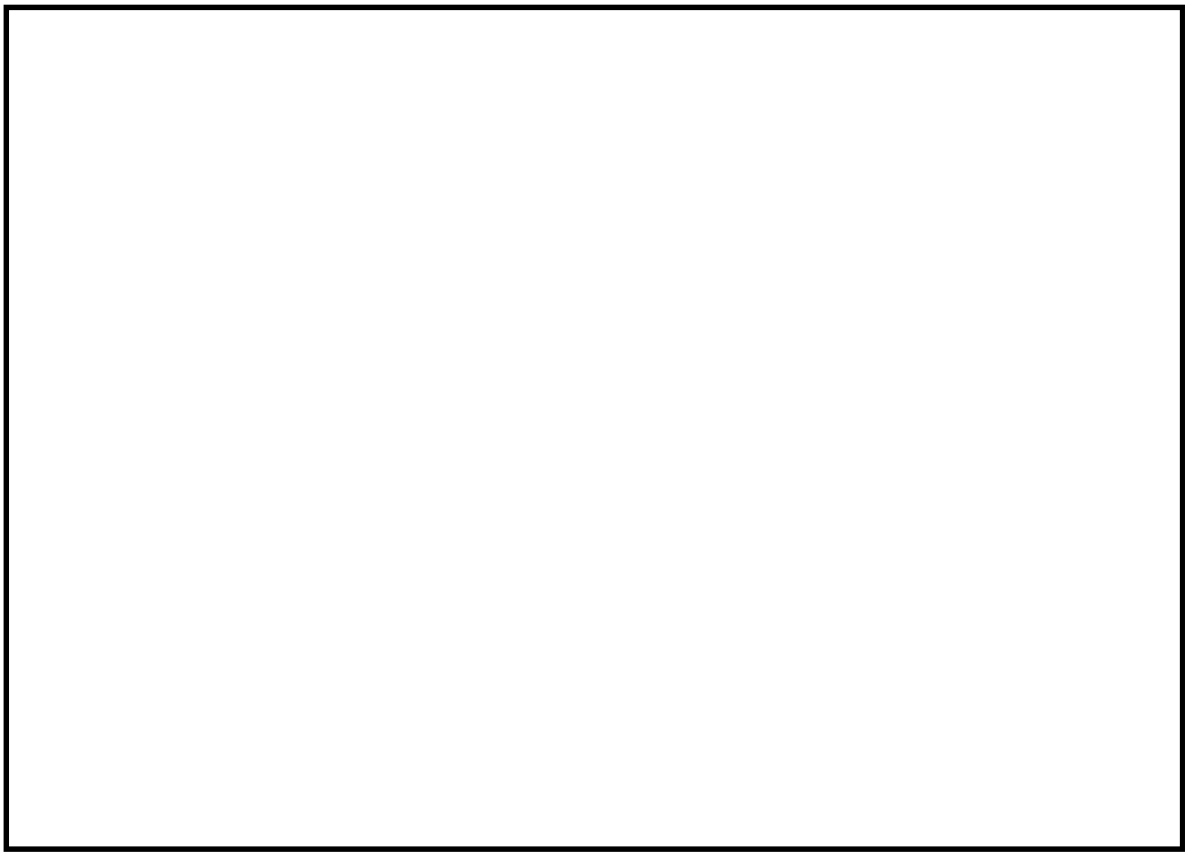
			経過時間（分）	備考
			5 10 15 20 25 30 35 40	
手順の項目	要員（数）		約5分▽ 電源車（緊急時対策所用）起動	
電源車（緊急時対策所用）起動	緊急安全対策要員	2	移動 電源車起動 電源車遮断器投入	

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第 1.18.15 図　電源車（緊急時対策所用）起動タイムチャート

			経過時間（分）	備考
			5 10 15 20 25 30 35 40	
手順の項目	要員（数）		約6分▽ 電源車（緊急時対策所用）切替	
電源車（緊急時対策所用）切替	緊急時対策本部要員	1	移動 待機側電源車起動 停止側電源車遮断器切、待機側電源車遮断器入 使用側電源車停止	

第 1.18.16 図　電源車（緊急時対策所用）切替タイムチャート



第1.18.17図　タンクローリーによるアクセスルート

手順の項目	要員（数）		経過時間（時間） 0.5　1　1.5　2　2.5　3　3.5	備考
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	緊急安全対策要員	2	移動 準備（ホース敷設、タンクローリー準備） 繰り返し 燃料積み込み 燃料補給準備 ▽約2.3時間 →電源車（緊急時対策所用）への給油開始	燃料油貯蔵タンク→タンクローリー直接給油（E.L.5.5m取出口）
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	緊急安全対策要員	4	移動 準備（ホース敷設、タンクローリー準備） 繰り返し 燃料積み込み 燃料補給準備 ▽約3.1時間 →電源車（緊急時対策所用）への給油開始	燃料油貯蔵タンク→タンクローリー給油（E.L.32m取出口）

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.18図　電源車（緊急時対策所用）燃料補給タイムチャート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません

1.19 通信連絡に関する手順等

＜ 目 次 ＞

1.19.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
b. 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
c. 手順等
1.19.2 重大事故等時の手順等
1.19.2.1 発電所内の通信連絡
(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等
1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡
(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等
1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

1.19 通信連絡に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合において発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

a）通信連絡設備は、代替電源設備（電池等の予備電源設備を含む。）からの給電を可能とすること。

b）計測等行った特に重要なパラメータを必要な場所で共有する手順等を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、必要な対処設備を整備しており、ここでは、それらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備※1を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第六十二条及び技術基準規則第七十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.19.1表、第1.19.2表に示す。

a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

発電所内で、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手段がある。

発電所内の通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

・ 衛星電話（固定）
・ 衛星電話（携帯）
・ 無線通話装置
・ トランシーバー
・ 携行型通話装置
・ 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
・ ＳＰＤＳ表示装置
・ 運転指令設備
・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

発電所内の通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ 電源車（緊急時対策所用）
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所内の通信連絡を行うための設備のうち衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー、携行型通話装置、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、ＳＰＤＳ表示装置、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、電源車（緊急時対策所用）、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所内の通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- 無線通話装置
- 運転指令設備
- 電力保安通信用電話設備
  （保安電話（固定）、保安電話（携帯））

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所内の通信連絡を行うための手段として有効である。

b. 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手段がある。

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- 衛星電話（固定）
- 衛星電話（携帯）
- 衛星電話（可搬）
- 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
  （ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）
- 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）
- 安全パラメータ伝送システム
- 加入電話
- 加入ファクシミリ

・ 携帯電話
・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）
・ 社内ＴＶ会議システム
・ 無線通話装置
・ 緊急時衛星通報システム

発電所外（社内外）との通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

・ 空冷式非常用発電装置
・ 燃料油貯蔵タンク
・ 可搬式オイルポンプ
・ 電源車（緊急時対策所用）
・ タンクローリー
・ 燃料油移送ポンプ

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備のうち衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、可搬式オイルポンプ、電源車（緊急時対策所用）、タンクローリー及び燃料油移送ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 加入電話
・ 加入ファクシミリ

・ 携帯電話
・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）
・ 社内ＴＶ会議システム
・ 無線通話装置

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

c. 手順等

上記a.及びb.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、給電が必要となる設備についても整備する（第1.19.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として通信連絡に関する手順等に定める（第1.19.1表、第1.19.2表）。

※２ 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※３ 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※４ 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、携行型通話装置、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所内）により緊急時対策所へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及びＳＰＤＳ表示装置を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）により、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）を使用する。屋外の運転員等、緊急安全対策要員及び移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用する。これらの衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．衛星電話（固定）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ⅱ．衛星電話（携帯）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
② 充電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。
④ 使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(b) 無線通話装置

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所内の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．無線通話装置（固定）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
② 通話ボタンを押し、連絡する。
③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ⅱ．無線通話装置（車載）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。

② 通話ボタンを押し、連絡する。

③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(c) トランシーバー

屋外の緊急安全対策要員は、トランシーバーを使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．トランシーバー

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電池又は乾電池の残量及び電波の受信状態を確認する。

② 充電池又は乾電池の残量が少ない場合、別の端末又は予備の乾電池と交換する。

③ 通話チャンネルの設定が必要な端末は、事前に取り決めた通話チャンネルに設定されていることを確認する。

④ 使用する端末と共に予備の乾電池を携行する。

⑤ 通話ボタンを押し、連絡する。

⑥ 使用中に充電池又は乾電池の残量が少なくなった場合は、充電池は充電を行い、乾電池は予備の乾電池と交換する。

⑦ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(d) 携行型通話装置

中央制御室の運転員等及び屋内外の緊急安全対策要員は、携行型通話装置を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ｉ．携行型通話装置

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、保管場所等で作業に使用する端末と通話装置用ケーブルを接続して切替スイッチを操作し、ブザーが鳴ることで乾電池の残量を確認する。

② 乾電池の残量が少ない場合、予備の乾電池と交換する。

③ 端末の切替スイッチを操作し、使用する端末間で通話通信確認を行い、健全性を確認する。

④ 確認後は、端末の切替スイッチを「OFF」にし、通話装置用ケーブルを切り離す。

⑤ 使用する端末及び通話装置用ケーブルと共に予備の乾電池を携行する。

⑥ 使用する場所にて、最寄りの接続端子に端末を接続する。（必要に応じて通話装置用ケーブルを用いて延長する。複数の端末を接続することにより、複数者での連絡を可能とする。）

⑦ 切替スイッチを操作し、連絡する。

⑧ 使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。

⑨ 使用後は、切替スイッチを「OFF」にし、端末及び通話装置用ケーブルを切り離す。

(e) 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）により、緊急時対策所のＳＰＤＳ表示装置へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

ｉ．安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(f) ＳＰＤＳ表示装置

操作手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、1.18.2.2(1)「緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順」にて整備する。

(g) 運転指令設備

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、運転指令設備を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．運転指令設備

①手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用チャンネルを選択し、連絡する。

(h) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．保安電話（固定）、保安電話（携帯）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。

② 保安電話（携帯）の充電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

携行型通話装置は、使用場所において端末と通話装置用ケーブルを容易かつ確実に接続可能とするとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

中央制御室の運転員等、屋内外の緊急安全対策要員、移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員及び緊急時対策所の緊急安全対策要員は、操作、作業等の通信連絡を行う場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。

(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策

所との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.1(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2)「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2.2(1)「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所内の通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所での共有を可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所の緊急安全対策要員が、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム、無線通話装置及び緊急時衛星通報システムを使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムを使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）

緊急時対策所の緊急安全対策要員及び屋外の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡を行う。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用し、

緊急時対策所の緊急安全対策要員へ通信連絡を行う。また、緊急時対策所の緊急安全対策要員は、衛星電話（可搬）を使用し、原子力事業本部、本店へ通信連絡を行う。これらの衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．衛星電話（固定）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ⅱ．衛星電話（携帯）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
② 充電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
④ 使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

ⅲ．衛星電話（可搬）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外に必要な設備を設置後、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを接続し、必要な箇所と通話通信確認を行い、端末の健全性を確認する。
② 一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルして、通信連絡をする。
③ 使用後は、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを切り離し

後、屋外に設置した設備を取り外す。

(b) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、統合原子力防災ネットワークに接続するＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸを使用し、原子力事業本部、本店、国及び地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．ＴＶ会議システム

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、モニタの電源を「入」操作後、ＴＶ会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。

② 社外関係箇所と通信連絡を行う場合は、通信先から接続されるまで待つ。社内関係箇所と通信連絡を行う場合は、リモコン操作により通信先と接続する。

③ 使用後は、モニタの電源を「切」操作する。

ⅱ．ＩＰ電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ⅲ．ＩＰ－ＦＡＸ

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般のＦＡＸと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

(c) 安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システム

安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）及び安全パラメータ伝送システムにより、緊急時対策支援システム（ＥＲＳＳ）等へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

ⅱ．安全パラメータ伝送システム

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(d) 加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はＦＡＸと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

② 携帯電話は、屋外で電源を「入」操作し、使用後は屋外で電源を「切」操作する。

③ 携帯電話は、使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

(e) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話を使用し、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．保安電話（固定）、保安電話（携帯）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。

② 保安電話（携帯）の充電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

ⅱ．衛星保安電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。

(f) 社内ＴＶ会議システム

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、社内ＴＶ会議システムにより、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．社内ＴＶ会議システム

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、社内ＴＶ会議システムとモニタの電源を「入」操作後、社内ＴＶ会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。

② 操作端末により、通信先と接続する。

③ 使用後は、社内ＴＶ会議システムとモニタの電源を「切」操作する。

(g) 無線通話装置

緊急時対策所の緊急安全対策要員は無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。

これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．無線通話装置（固定）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
② 通話ボタンを押し、連絡する。
③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ⅱ．無線通話装置（車載）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
② 通話ボタンを押し、連絡する。
③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(h) 緊急時衛星通報システム

緊急時対策所の緊急安全対策要員は、緊急時衛星通報システムを使用し、国、地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．緊急時衛星通報システム

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を

行う場合は、緊急時衛星通報システムの電源を「入」操作し、緊急時通報システムのソフトを起動後、「通報・メニュー」画面より「原災法通報」ボタンを押す。

② 通報表に必要事項を入力し、「ＦＡＸ原稿イメージ」画面により記載内容を確認する。

③ 「原災法通報」画面の「通報開始」ボタンを押し、必要な箇所へ発信する。

④ 使用後は、緊急時衛星通報システムの電源を「切」操作する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

緊急時対策所の緊急安全対策要員が、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

なお、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）については、緊急時対策所の立ち上げ時から使用する。社内ＴＶ会議システムは、緊急時対策所と原子力事業本部、本店等との通信連絡用として必要に応じて使用する。

(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.2(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2)「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する

手順等」のうち、1.15.2.2(1)「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c．操作の成立性

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有を可能とする。

d．優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内ＴＶ会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）、安全パラメータ伝送システム及びＳＰＤＳ表示装置へ給電する。

空冷式非常用発電装置から給電する手順は、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、電源車（緊急時対策

所用）から給電する手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、1.18.2.4(1)「電源車（緊急時対策所用）による給電手順」にて整備する。

衛星電話（携帯）の電源は、充電池を使用する。使用前及び使用中の充電池の残量確認で、残量が少ない場合、別の端末と交換することにより、継続して通話を可能とし、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電する。

トランシーバーの電源は、充電池又は乾電池を使用する。充電池を用いるものについては、使用前及び使用中の充電池の残量確認で、残量が少ない場合、別の端末と交換することにより、継続して通話を可能とし、使用後の充電池は、中央制御室又は緊急時対策所の電源から充電する。また、乾電池を用いるものについては、使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより、7 日間以上継続しての通話を可能とする。

携行型通話装置の電源は、乾電池を使用する。使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより、7 日間以上継続しての通話を可能とする。

第1.19.1表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
－	－	発電所内の通信連絡	衛星電話（固定）※2	重大事故等対処設備	a	通信連絡に関する手順	ＳＡ所達※1
			衛星電話（携帯）				
			トランシーバー				
			携行型通話装置				
			安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）※2			通信連絡に関する手順 緊急時対策所運用手順	
			ＳＰＤＳ表示装置※2				
			無線通話装置	多様性拡張設備		通信連絡に関する手順	
			運転指令設備				
			電力保安通信用電話設備〔保安電話（固定）、保安電話（携帯）〕				
	－	代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置※3	重大事故等対処設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 緊急時対策所の居住性確保のための手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 ＳＡ所達※1
			燃料油貯蔵タンク※4				
			可搬式オイルポンプ※5				
			電源車（緊急時対策所用）※6				
			タンクローリー※4				
			燃料油移送ポンプ※4				

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ：空冷式非常用発電装置から給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ：空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置に燃料補給する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」、電源車（緊急時対策所用）に燃料補給する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6 ：電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.19.2表　重大事故等における対応手段と整備する手順
（発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th><th>対応手段</th><th colspan="2">対応設備</th><th>設備分類※7</th><th>整備する手順書</th><th>手順の分類</th></tr>
<tr><td rowspan="14">－</td><td rowspan="13">－</td><td rowspan="13">発電所外（社内外）の通信連絡</td><td>衛星電話（固定）※2</td><td rowspan="8">重大事故等対処設備</td><td rowspan="8">a</td><td rowspan="4">通信連絡に関する手順</td><td rowspan="13">ＳＡ所達※1</td></tr>
<tr><td>衛星電話（携帯）</td></tr>
<tr><td>衛星電話（可搬）※2</td></tr>
<tr><td>統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備※2（ＴＶ会議システム、ＩＰ 電話及びＩＰ－ＦＡＸ）</td></tr>
<tr><td>安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ）※2</td><td rowspan="2">通信連絡に関する手順
緊急時対策所運用手順</td></tr>
<tr><td>安全パラメータ伝送システム※2</td></tr>
<tr><td>緊急時衛星通報システム※2</td><td rowspan="6">通信連絡に関する手順</td></tr>
<tr><td>加入電話</td><td rowspan="6">多様性拡張設備</td><td rowspan="6"></td></tr>
<tr><td>加入ファクシミリ</td></tr>
<tr><td>携帯電話</td></tr>
<tr><td>電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）</td></tr>
<tr><td>社内ＴＶ会議システム</td></tr>
<tr><td>無線通話装置</td></tr>
<tr><td>－</td><td>代替電源設備からの給電の確保</td><td>空冷式非常用発電装置※3</td><td rowspan="6">重大事故等対処設備</td><td rowspan="6">a</td><td rowspan="6">空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順

空冷式非常用発電装置燃料補給の手順

緊急時対策所の居住性確保のための手順</td><td rowspan="6">炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

ＳＡ所達※1</td></tr>
<tr><td>燃料油貯蔵タンク※4</td></tr>
<tr><td>可搬式オイルポンプ※5</td></tr>
<tr><td>電源車（緊急時対策所用）※6</td></tr>
<tr><td>タンクローリー※4</td></tr>
<tr><td>燃料油移送ポンプ※4</td></tr>
</table>

※1 ：「美浜発電所　重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 ：ディーゼル発電機等により給電する。

※3 ：空冷式非常用発電装置から給電する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 ：空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置に燃料補給する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」、電源車（緊急時対策所用）に燃料補給する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5 ：空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6 ：電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7 ：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b ：37 条に適合する重大事故等対処設備　c ：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.19.3 表　審査基準における要求事項毎の電力の供給対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.19】 通信連絡に関する手順等	衛星電話（固定）	ＳＡ監視計器用電源
		緊急時対策所コントロールセンタ
	衛星電話（可搬）	緊急時対策所コントロールセンタ
	緊急時衛星通報システム	緊急時対策所コントロールセンタ
	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（ＴＶ会議システム、ＩＰ電話及びＩＰ－ＦＡＸ）	緊急時対策所コントロールセンタ
	安全パラメータ表示システム（ＳＰＤＳ） 安全パラメータ伝送システム	Ｄ計器用電源
		Ｉ計器用電源
	ＳＰＤＳ表示装置	緊急時対策所コントロールセンタ

追 補 2
「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

添付書類十「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の記述に次のとおり追補する。

（３号炉）

Ⅰ 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

Ⅱ 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

追補２．Ⅰ

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び
重要事故シーケンス等の選定について

目　　次

はじめに

1　炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
1.1　事故シーケンスグループの分析について
1.1.1　炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理
1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
1.3　重要事故シーケンスの選定について
1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方
1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

2　格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
2.1　格納容器破損モードの分析について
2.1.1　格納容器破損モードの抽出、整理
2.1.2　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
2.2　評価事故シーケンスの選定について
2.2.1　評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定
2.2.2　評価事故シーケンス選定の考え方
2.2.3　評価事故シーケンスの選定結果
2.2.4　炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

3　運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
3.1　運転停止中事故シーケンスグループの分析について
3.1.1　燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討及び整理
3.2　重要事故シーケンスの選定について

4　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したＰＲＡの実施プロセスについて

表

第 1-1 表　イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
第 1-2 表　ＰＲＡ結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第 1-3 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波）
第 1-4 表　重要事故シーケンスの選定について

第 2-1 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度
第 2-2 表　評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定について
第 2-3 表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

第 3-1 表　運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3-2 表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について

図

第 1-1 図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第 1-2 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー
第 1-3 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー
第 1-4 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー
第 1-5 図　プラント全体の定量化結果
第 1-6 図　レベル１ＰＲＡの定量化結果（事故シーケンスグループごとの寄与割合）

第 2-1 図　格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第 2-2 図　シビアアクシデントで想定される事故進展と格納容器破損モード
第 2-3 図　格納容器イベントツリー（ＣＥＴ）
第 2-4 図　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果（格納容器破損モードごとの寄与割合）

第 3-1 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第 3-2 図　停止時レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー
第 3-3 図　停止時レベル１ＰＲＡの定量化結果（運転停止中事故シーケンスグループごとの寄与割合）

別紙

1. 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
3. 国内外の重大事故等対策に関係する設備例について
4. 事故（ＳＧＴＲ、ＩＳ－ＬＯＣＡ）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて
5. ＰＲＡにおける主要なカットセットについて
6. 地震ＰＲＡ、津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの対策等について
7. 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
8. ｇモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））に係る追加要否の検討について
9. βモード（格納容器隔離失敗）の想定について
10. αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について
11. ライナーアタックについて
12. 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）
13. 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

別添

美浜発電所３号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー（ＰＳＲ）等の機会に内部事象を対象としたレベル１ＰＲＡ（出力運転時、停止時）及びレベル１．５ＰＲＡの評価を実施してきており、これらのＰＲＡ手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡを適用対象とし、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また、ＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から分析を実施した。

今回実施するＰＲＡの目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、原則としてこれまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、原子炉設置許可取得済の設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象としてＰＲＡモデルを構築した（個別プラントのリスクを適切に把握する観点から、原子炉設置許可取得済の設備の耐震補強や建屋の止水処置等については可能な範囲でモデルへ反映）。

表　今回のＰＲＡ評価対象の整理

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準設備	対象	モデル化する
ＡＭ策 （H4 年計画以前）	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号、自動作動失敗時の手動作動等、設計基準対応設備の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待し、モデル化する
ＡＭ策（H4 年計画・整備）	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対策	今回申請	モデル化しない

今回実施したＰＲＡの詳細については「別添　美浜発電所３号炉　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について」に示す。

1　炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第 1-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

① 内部事象ＰＲＡ、外部事象ＰＲＡ（適用可能なものとして地震、津波を選定）及びＰＲＡを適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。

② 抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは、頻度及び影響を総合的に確認のうえ事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、事故規模に応じて対応を行い、大規模な場合は大規模損壊対策にて対応することとした。

③ 国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象として取扱うこととした。

④ その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となるすべての事故シーケンスはグループ化を行い、事故シーケンスグループごとに「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通要因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象となる重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈において、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、次のとおり記載されている。

１－１

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

② ＰＷＲ

- ２次冷却系からの除熱機能喪失
- 全交流動力電源喪失
- 原子炉補機冷却機能喪失
- 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 原子炉停止機能喪失
- ＥＣＣＳ注水機能喪失
- ＥＣＣＳ再循環機能喪失
- 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、上記１－１(a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記１－１(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

これを踏まえ、美浜３号炉を対象としたＰＲＡの知見等を活用して、事故シーケンスグループの分析を実施している。

内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時）に加えて外部事象について現段階で適用可能なものとして、一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡ

を用いて事故シーケンスグループ等の評価を行うこととした。

また、ＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施している。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、原則としてAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でＰＲＡモデルを構築し、内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル１ＰＲＡについて評価を実施した。

これらのＰＲＡの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) ＰＲＡに基づく整理

内部事象レベル１ＰＲＡにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せを第 1-2 図に示すイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。地震ＰＲＡや津波ＰＲＡにおいては、建屋及び構築物並びに大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至るシーケンスや地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでは内部事象ＰＲＡでは想定していない複数機器及び複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生の組合

せを含めた事故シーケンスの抽出を実施している。第 1-3 図に地震ＰＲＡの起因事象階層イベントツリー、第 1-4 図に津波ＰＲＡの起因事象階層イベントツリーを示す。

地震ＰＲＡでは建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ））、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象（複数の信号系損傷）も抽出しており、直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また、津波ＰＲＡでは機器の設置高さと開口部高さから津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が没水により同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている電気盤がすべての機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

内部事象ＰＲＡ、地震ＰＲＡ、津波ＰＲＡの各イベントツリーにより抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、定量化結果を第 1-2 表、第 1-5 図及び第 1-6 図に示す。

(2) ＰＲＡに代わる検討に基づく整理

今回ＰＲＡを実施可能でないものと判断した地震及び津波以外の外部事象のうち、溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、小破断ＬＯＣＡ、主給水流量喪失等の事象が想定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失及び変圧器、送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、いずれも今回内部事象レベル１ＰＲＡから得られた事故

シーケンスに含まれると推定している（別紙１）。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

１－２ 第１項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

１－４ 上記１－２(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

上記記載に基づき、事故シーケンスグループは以下のとおり分類することができる。

１－２(a)に分類される事故シーケンスグループ

- ２次冷却系からの除熱機能喪失
- 全交流動力電源喪失
- 原子炉補機冷却機能喪失
- 原子炉停止機能喪失
- ＥＣＣＳ注水機能喪失
- ＥＣＣＳ再循環機能喪失

１－２(b)に分類される事故シーケンスグループ

- 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生

器伝熱管破損）

解釈では、１－２(a)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に原子炉格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、１－２(b)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なものであり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループについて

今回実施したレベル１ＰＲＡにより抽出した第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて分類した結果は第 1-2 表のとおりであり、喪失した緩和機能及び炉心損傷に至った主要因の観点から事故シーケンスを分類した。喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため、各事故シーケンスのグループ化を行い、解釈で想定する 8 つの事故シーケンスグループとの関係について以下のとおり整理した。

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

過渡事象が発生し補助給水機能が喪失する事故シーケンスや、破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、ＰＷＲプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合、炉心損傷に至る。

また、地震で炉内構造物が損傷した場合、炉心で冷却材の流れが阻害されることにより、原子炉トリップ後の蒸気発生器による除熱時の自然循環が阻害され、除熱に失敗するシナリオを想定しており、事象としては「過渡事象＋補助給水失敗」と同じ分類が可能である。これらは「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としては

フィードアンドブリードが考えられる。

(b) 全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して、サポート系である非常用所内交流電源も喪失する事故シーケンスは、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては空冷式非常用発電装置による給電が考えられる。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスは、起因事象の発生と同時にＥＣＣＳ等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的にＲＣＰシールＬＯＣＡや加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡが発生することで炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉補機冷却機能喪失」に該当し、対策としては２次冷却系強制冷却＋恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水等が考えられる。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生し、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗する事故シーケンスは、格納容器内気相部からの除熱ができず、炉心より先に原子炉格納容器が破損する格納容器先行破損となり、引き続き炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に該当し、対策としては格納容器内自然対流冷却等が考えられる。

(e) 原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後、原子炉トリップに失敗する事故シーケンスは、原子炉出力が抑制できずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉停止機能喪失」に該当し、対策としては

ＡＴＷＳ緩和設備により減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果による出力抑制を図ること等が考えられる。

(f) ＥＣＣＳ注水機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生し蓄圧注入、高圧注入又は低圧注入によるＥＣＣＳ注水に失敗する事故シーケンスは、短期の１次冷却系保有水の回復に失敗し炉心損傷に至る。

また、地震により大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）が発生した場合、ＥＣＣＳ注水系の成否にかかわらず１次冷却系保有水が喪失し炉心損傷に至る。これらは「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としては２次冷却系強制冷却＋低圧注入等が考えられる。

(g) ＥＣＣＳ再循環機能喪失

ＬＯＣＡ事象が発生した後、短期の１次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環によるＥＣＣＳ再循環に失敗する事故シーケンスは、炉心の長期冷却ができず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に該当し、対策としては２次冷却系強制冷却＋代替再循環等が考えられる。

(h) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損）

インターフェイスシステムＬＯＣＡや蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンスは、原子炉格納容器貫通配管からの漏えいが防止できず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生

器伝熱管破損)」に該当し、対策としてはクールダウンアンドリサーキュレーションが考えられる。

1.1.2.2 新たな事故シーケンスグループの追加について

第 1-1 表に整理した各事故シーケンスのうち､外部事象である地震及び津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして、以下に示す 5 つの事故シーケンスを抽出した（別紙２）。

a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模なＬＯＣＡが発生し、ＥＣＣＳ注水も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

b. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、原子炉建屋内のすべての機器及び配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生する可能性があり、ＥＣＣＳ注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

c. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器及び配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生する可能性があり、ＥＣＣＳ注水も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

d. 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッド開閉装置、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続及び供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、原子炉盤等が損傷することにより、各種制御が不能となり監視系

や補助給水系の機能喪失も想定されることから、炉心損傷に至る事象として抽出した。

e. 複数の信号系損傷

原子炉盤等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、２次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」及び「c. 原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認するとしている解釈の記載 1-2(b)に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「b. 原子炉建屋損傷」、「d. 原子炉補助建屋損傷」及び「e. 複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能には必ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。また、地震、津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を１つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。

(a) 頻度の観点

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度の確認を行った

結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）においても、炉心損傷頻度は 3.8×10^{-7}（／炉年）であった。これは全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年））に対して 0.5%程度の寄与であり、炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループと比較して同等以下の炉心損傷頻度と推定できる。

(b) 影響の観点

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの余裕時間、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器及び配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器及び配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備してい

ることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては、第 1-2 表に示すとおりＰＲＡで抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており、ＰＲＡの知見等を踏まえ、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

なお、甲楽城沖～浦底～池河内～柳ヶ瀬山断層の連動等の考慮による地震ハザード及び津波ハザードの変更による影響については、損傷モードや損傷設備の追加がないことから、現状の地震及び津波ＰＲＡで評価していない事故シーケンスが追加になることはない。また、炉心損傷防止対策及び炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない建屋損傷等の地震及び津波特有の事故シーケンスの寄与が著しく増大することはなく、新たな事故シーケンスグループの追加がないことを確認している。

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスに対しては、「国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること」とされているが、第 1-3 表に整理した事故シーケンスには、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。

以下に示すシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても、すべての条件

に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスに該当する。なお、国内外の先進的な対策と美浜３号炉の対策の比較を別紙３に示す。

・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

・１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

ＰＲＡの定量化結果（第 1-2 表及び第 1-3 表）から、これら各事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 92.2%を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては、2.2.4 項に示すとおり原子炉格納容器内へのスプレイ注水や格納容器内自然対流冷却等による格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお、これらの事故シーケンスに対しても、フィードアンドブリードや原子炉への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制等影響を緩和できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

原子炉設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施して

いる。重要事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイドに記載の 4 つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を第 1-4 表に示す。

【審査ガイドに記載の着眼点】

a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。

b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。

d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通要因故障、系統間依存性の観点

共通要因故障については地震及び津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また、系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失（「全交流動力電源喪失」及び「原子炉補機冷却機能喪失」）は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した（第 1-4 表中「高」で記載）。

また、「２次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系機器のみ機能喪失となり、「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」の低圧再循環失敗事象では余熱除去ポンプのブースティング機能喪失となるが、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第 1-4 表中「中」で記載）。

⇒　該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(ｃ)　原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能の喪失時には、補機冷却水が必要な機器（ＥＣＣＳ系

ポンプ）を使用できないものとして考慮。

b. 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定している。

⇒　該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例１．事故シーケンスグループ(ｇ)　ＥＣＣＳ再循環機能喪失】

破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

【例２．事故シーケンスグループ(ｄ)　原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要となる弁容量や冷却の際に必要となる注水量といった設備容量に係る要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒　該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(ｆ)　ＥＣＣＳ注水機能喪失】

破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次冷却系への注水量）が大きくなる。

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて、当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定している。

⇒　該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例．事故シーケンスグループ(ｃ)　原子炉補機冷却機能喪失】

「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」についてはＣＤＦの寄与割合が最も支配的であり、原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せである。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおり選定している。

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

① 事故シーケンス

・小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗

・極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗

・主給水流量喪失＋補助給水失敗

・過渡事象＋補助給水失敗

・手動停止＋補助給水失敗

・外部電源喪失＋補助給水失敗

・２次冷却系の破断＋補助給水失敗

・２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗

・蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗

② 選定理由

重要事故シーケンスとしては、１次冷却材の温度及び圧力上昇が早く、運転員操作（フィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短くかつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

１次冷却材温度については、「過渡事象」、「手動停止」及び「ＤＣ母線１系列喪失」では、事象発生後の一定期間主給水系が利用可能であり、「２次冷却系の破断」では、２次側からの破断流が放出されることで１次冷却系の除熱が促進される。

また、１次冷却材圧力については、「小破断ＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では、自動で安全注入信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い１次冷却系の減圧が促進される。「極小ＬＯＣＡ」についても、系外への漏えいに伴い１次冷却系の減圧が促進される。

これに対して、「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は、主給水が全喪失することで、１次冷却系が早期に高温及び高圧状態となる事象であり、特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位異常低）時点での蒸気発生器水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から、「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定する。

③ 選定結果

・主給水流量喪失＋補助給水失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・フィードアンドブリード

(b) 全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみである。ただし、共通要因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また、「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じるＲＣＰシールからの漏えいについては、不確実さが伴うことから、ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生の有無を考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

① 事故シーケンス

・原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

・原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ

② 選定理由

共通要因故障、系統間依存性の観点から、原子炉補機冷却機能喪失により補機冷却水が必要な機器は使用できない。「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」と「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」では「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」の方が、気相部放出である「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」よりも１次冷

却材の流出量が多いため、保有水確保操作（２次冷却系強制冷却、炉心注水準備）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しいことから、代表的な事故シーケンスは「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」となる。ただし、「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」時に従属して発生することから、事象進展は同じであるため、重要事故シーケンスとしては、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」を選定する。

③ 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

① 事故シーケンス

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

「格納容器スプレイ注入失敗」と「格納容器スプレイ再循環失敗」では、「格納容器スプレイ注入失敗」時の方が事象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず除熱量が小さくなり、原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため、運転員操作（格納容器内自然対流冷却）の余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。要求される設備容量の観点では、破断口径が大きい事象が厳しく、加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡは小破断ＬＯＣＡ相当の漏えい量を想定していることから、「中破断ＬＯＣＡ」が最も厳しい事象である。以上から、「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

③ 選定結果

・中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・格納容器内自然対流冷却

(e) 原子炉停止機能喪失

① 事故シーケンス

・原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗

② 選定理由

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは「原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗」のみである。

原子炉トリップが必要な起因事象としては、イベントツリーに「ＡＴＷＳ」として定性的に示したもののうち、発生頻度が有意であり、１次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、蒸気発生器２次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える（別紙４）。

「主給水流量喪失」は蒸気発生器２次側保有水量の減少により２次冷却系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため、ＡＴＷＳ緩和設備による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し、減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果により出力抑制を図るとともに、蒸気発生器２次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。「主給水流量喪失」以外の事象においては、事象発生に伴いタービントリップが作動するため、ＡＴＷＳ緩和設備のうち、補助給水ポンプの起動のみに期待するか、ＡＴＷＳ緩和設備に期待しない事象である。したがって、ＡＴＷＳ緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」を選定する。また、「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから、有効性評価における不確実さも考慮し、代表性の観点から「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」も選定する。

③ 選定結果

・主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗

・負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・ＡＴＷＳ緩和設備

(f) ＥＣＣＳ注水機能喪失

① 事故シーケンス

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

・極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失

敗

② 選定理由

ＬＯＣＡ事象に関しては、破断口径が大きい「中破断ＬＯＣＡ」が１次冷却材の流出流量が多いため、運転員操作（２次冷却系強制冷却）の余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び蓄圧注入）の観点で厳しい。したがって、「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を選定する。なお、破断口径によって２次冷却系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし炉心露出の状況が異なること、破断口径に不確実さが伴うことから、炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため、2インチ破断、4インチ破断及び6インチ破断の評価を実施する。

③ 選定結果

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次冷却系強制冷却＋低圧注入

(g) ＥＣＣＳ再循環機能喪失

① 事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

・ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

② 選定理由

高圧再循環のために低圧再循環によるブースティングが必要な美浜３号炉においては、「中破断ＬＯＣＡ」、「小破断ＬＯＣＡ」及び「ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」に対して、低圧再循環に失敗する事故シーケンスと高圧再循環に失敗する事故シーケンスの両方を考慮する。

このうち「大破断ＬＯＣＡ」を含む低圧再循環失敗のシーケンスに関しては、破断口径が大きい「大破断ＬＯＣＡ」が１次冷却材の流出量が多く、再循環切替までの時間が短いことから、再循環が失敗する時点での崩壊熱が大きいため、運転員操作（内部スプレポンプを活用した代替再循環）の余裕時間及び要求される設備容量（再循環流量）の観点で厳しくなる。

また、「中破断ＬＯＣＡ」、「小破断ＬＯＣＡ」及び「ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策として、２次冷却系強制冷却により１次冷却材を減圧させた後、低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある（本対策の有効性確認については、「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」等の対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる）。さらにその手段に失敗した場合においても、内部スプレポンプを活用した代替再循環に期待できる。

以上から、より厳しい「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」の対策を評価することで、その他の事故シーケンスについては包絡することができる。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・代替再循環

(h) 格納容器バイパス

① 事故シーケンス

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ

・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

② 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ

・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・クールダウンアンドリサーキュレーション

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認している（別紙５　1.内部事象レベル１ＰＲＡ）。

また、地震、津波の主要な事故シーケンスのうち、地震、津波特有の事象以外については、内部事象と同等な炉心損傷防止対策が有効なことからも、事故シーケンスは同等と評価することは妥当と考えている（別紙６）。

第 1-1 表　イベントツリーにより抽出される事故シーケンス

起因事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波
大破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	－
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	○	○	－
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	○	○	－
中破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	－
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	○	○	－
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	－
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	○	○	－
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	○	○	－
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	○	○	－
小破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	－
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	○	○	－
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	○	－
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	○	○	－
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	○	○	－
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	○	○	－
極小ＬＯＣＡ	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗	○	－	－
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	○	－	－
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	○	－	－
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	○	○	○
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	○	○	○
ＡＴＷＳ	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	○	○	－
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	○	○	－
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	○	○	－
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	○	－	－
	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	○	－	－
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	○	－	○
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	○	○	○
手動停止	手動停止＋補助給水失敗	○	－	－
ＤＣ母線１系列喪失	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗	○	－	－
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	○	－	－
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	○	－	－
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	○	－	－
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	○	－	－
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	○	－	－
地震又は津波により直接的に炉心損傷に至る事象	大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）	－	○	－
	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	○	－
	原子炉建屋損傷	－	○	－
	原子炉格納容器損傷	－	○	－
	原子炉補助建屋損傷	－	○	－
	１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失	－	○	－
	複数の信号系損傷	－	○	○

第 1-2 表　ＰＲＡ結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンス別CDF(/炉年)				寄与割合	炉心損傷に至る主要因	グループ別CDF(/炉年)	全CDFへの寄与割合	事故シーケンスグループ	解釈
	内部事象	地震	津波	合計						
小破断LOCA+補助給水失敗	6.1E-09	4.7E-07	－	4.8E-07	0.6%	蒸気発生器からの除熱に失敗	1.5E-05	18.0%	2次冷却系からの除熱機能喪失	1-2(a)
極小LOCA+補助給水失敗	6.0E-08	－	－	6.0E-08	＜0.1%					
主給水流量喪失+補助給水失敗	3.1E-07	1.3E-07	－	4.4E-07	0.5%					
過渡事象+補助給水失敗	2.8E-06	－	－	2.8E-06	3.3%					
手動停止+補助給水失敗	6.6E-06	－	－	6.6E-06	7.8%					
外部電源喪失+補助給水失敗	1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06	1.9%					
2次冷却系の破断+補助給水失敗	2.1E-06	6.1E-07	－	2.7E-06	3.2%					
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.8E-11	5.1E-08	－	5.1E-08	＜0.1%					
蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	6.1E-08	－	－	6.1E-08	＜0.1%					
DC母線1系列喪失+補助給水失敗	8.4E-09	－	－	8.4E-09	＜0.1%					
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	－	3.4E-07	－	3.4E-07	0.4%					
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05	15.1%	サポート機能（電源機能）の喪失	1.3E-05	15.1%	全交流動力電源喪失	
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	4.2E-05	8.5E-07	－	4.3E-05	50.9%	サポート機能（補機冷却機能）の喪失	4.5E-05	53.2%	原子炉補機冷却機能喪失	
原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	4.4E-09	－	9.0E-07	1.1%					
原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	9.5E-07	7.2E-08	－	1.0E-06	1.2%					
中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.8E-09	1.2E-10	－	2.9E-09	＜0.1%	格納容器内気相部冷却に失敗	6.5E-07	0.8%	原子炉格納容器の除熱機能喪失	1-2(b)
中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-07	ε	－	1.4E-07	0.2%					
小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	9.1E-09	4.7E-08	－	5.6E-08	＜0.1%					
小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	4.5E-07	5.2E-09	－	4.6E-07	0.5%					
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-11	－	－	1.3E-11	＜0.1%					
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-11	－	－	1.4E-11	＜0.1%					
原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	2.0E-08	9.7E-10	－	2.1E-08	＜0.1%	反応度抑制に失敗	2.1E-08	＜0.1%	原子炉停止機能喪失	
大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	－	2.1E-06	－	2.1E-06	2.5%	1次系保有水の喪失	7.1E-06	8.4%	ECCS注水機能喪失	1-2(a)
大破断LOCA+低圧注入失敗	1.2E-09	2.4E-06	－	2.4E-06	2.9%					
大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.2E-09	1.1E-09	－	1.0E-08	＜0.1%					
中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	ε	－	2.5E-11	＜0.1%					
中破断LOCA+高圧注入失敗	1.7E-07	2.0E-08	－	1.9E-07	0.2%					
小破断LOCA+高圧注入失敗	5.4E-07	1.6E-06	－	2.1E-06	2.5%					
極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	2.1E-07	－	－	2.1E-07	0.2%					
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	4.5E-11	－	－	4.5E-11	＜0.1%					
大破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-08	4.3E-07	－	5.1E-07	0.6%	炉心の長期冷却に失敗	2.2E-06	2.6%	ECCS再循環機能喪失	
中破断LOCA+低圧再循環失敗	2.4E-07	1.1E-09	－	2.4E-07	0.3%					
中破断LOCA+高圧再循環失敗	7.0E-08	1.4E-11	－	7.0E-08	0.1%					
小破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-07	4.1E-07	－	1.2E-06	1.4%					
小破断LOCA+高圧再循環失敗	2.3E-07	5.2E-09	－	2.4E-07	0.3%					
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	6.2E-11	－	－	6.2E-11	＜0.1%					
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	9.9E-12	－	－	9.9E-12	＜0.1%					
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜0.1%	格納容器貫通配管からの漏えい防止に失敗	8.2E-07	1.0%	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	1-2(b)
蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	8.2E-07	－	－	8.2E-07	1.0%					
原子炉建屋損傷	－	ε	－	≒0	＜0.1%	外部事象による大規模な損傷	≒0	＜0.1%	※1	
原子炉格納容器損傷	－	2.5E-07	－	2.5E-07	0.3%		2.5E-07	0.3%		
原子炉補助建屋損傷	－	ε	－	≒0	＜0.1%		≒0	＜0.1%		
複数の信号系損傷	－	8.3E-08	3.1E-10	8.3E-08	＜0.1%		8.3E-08	＜0.1%		
蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)	－	3.8E-07	－	3.8E-07	0.5%		3.8E-07	0.5%		
合　計	6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05	100%	－	8.4E-05	100%	－	

ハッチング：地震、津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないもの。
傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断。
ε：1E-11 未満

第 1-3 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する炉心損傷防止対策	シーケンス別CDF（/炉年）				全CDFへの寄与割合（シーケンス別）	ｸﾞﾙｰﾌﾟ別CDF（/炉年）	全CDFへの寄与割合（ｸﾞﾙｰﾌﾟ別）	備考
				内部事象	地震	津波	合計				
(a)	2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	フィードアンドブリード	6.1E-09	4.7E-07	－	4.8E-07	0.6%	1.5E-05	18.0%	全炉心損傷頻度の約92.2%を炉心損傷防止対策でカバー
		極小LOCA+補助給水失敗		6.0E-08	－	－	6.0E-08	＜0.1%			
		主給水流量喪失+補助給水失敗		3.1E-07	1.3E-07	－	4.4E-07	0.5%			
		過渡事象+補助給水失敗		2.8E-06	－	－	2.8E-06	3.3%			
		手動停止+補助給水失敗		6.6E-06	－	－	6.6E-06	7.8%			
		外部電源喪失+補助給水失敗		1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06	1.9%			
		2次冷却系の破断+補助給水失敗		2.1E-06	6.1E-07	－	2.7E-06	3.2%			
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗		4.8E-11	5.1E-08	－	5.1E-08	＜0.1%			
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗		6.1E-08	－	－	6.1E-08	＜0.1%			
		DC母線1系列喪失+補助給水失敗		8.4E-09	－	－	8.4E-09	＜0.1%			
		1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	①※1	－	3.4E-07	－	3.4E-07	0.4%			
(b)	全交流動力電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	2次冷却系強制冷却+恒設代替低圧注水ﾎﾟﾝﾌﾟ+空冷式非常用発電装置	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05	15.1%	1.3E-05	15.1%	
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	2次冷却系強制冷却+恒設代替低圧注水ﾎﾟﾝﾌﾟ+空冷式非常用発電装置	4.2E-05	8.5E-07	－	4.3E-05	50.9%	4.5E-05	53.2%	
		原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA		9.0E-07	4.4E-09	－	9.0E-07	1.1%			
		原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	②※1	9.5E-07	7.2E-08	－	1.0E-06	1.2%			
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	格納容器内自然対流冷却	2.8E-09	1.2E-10	－	2.9E-09	＜0.1%	6.5E-07	0.8%	
		中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		1.4E-07	ε	－	1.4E-07	0.2%			
		小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		9.1E-09	4.7E-08	－	5.6E-08	＜0.1%			
		小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		4.5E-07	5.2E-09	－	4.6E-07	0.5%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗		1.3E-11	－	－	1.3E-11	＜0.1%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗		1.4E-11	－	－	1.4E-11	＜0.1%			
(e)	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	ATWS緩和設備	2.0E-08	9.7E-10	－	2.1E-08	＜0.1%	2.1E-08	＜0.1%	
(f)	ECCS注水機能喪失	大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	※1	－	2.1E-06	－	2.1E-06	2.5%	7.1E-06	8.4%	
		大破断LOCA+低圧注入失敗		1.2E-09	2.4E-06	－	2.4E-06	2.9%			
		大破断LOCA+蓄圧注入失敗	③※1	9.2E-09	1.1E-09	－	1.0E-08	＜0.1%			
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗		2.5E-11	ε	－	2.5E-11	＜0.1%			
		中破断LOCA+高圧注入失敗	2次冷却系強制冷却+低圧注入	1.7E-07	2.0E-08	－	1.9E-07	0.2%			
		小破断LOCA+高圧注入失敗		5.4E-07	1.6E-06	－	2.1E-06	2.5%			
		極小LOCA+充てん／高圧注入失敗		2.1E-07	－	－	2.1E-07	0.2%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗		4.5E-11	－	－	4.5E-11	＜0.1%			
(g)	ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA+低圧再循環失敗	代替再循環	7.6E-08	4.3E-07	－	5.1E-07	0.6%	2.2E-06	2.6%	
		中破断LOCA+低圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却+代替再循環	2.4E-07	1.1E-09	－	2.4E-07	0.3%			
		小破断LOCA+低圧再循環失敗		7.6E-07	4.1E-07	－	1.2E-06	1.4%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗		6.2E-11	－	－	6.2E-11	＜0.1%			
		中破断LOCA+高圧再循環失敗	2次冷却系強制冷却+低圧再循環又は代替再循環	7.0E-08	1.4E-11	－	7.0E-08	＜0.1%			
		小破断LOCA+高圧再循環失敗		2.3E-07	5.2E-09	－	2.4E-07	0.3%			
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗		9.9E-12	－	－	9.9E-12	＜0.1%			
(h)	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンドリサーキュレーション	3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜0.1%	8.2E-07	1.0%	
		蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗		8.2E-07	－	－	8.2E-07	1.0%			
合　計				6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05	100% ※2	8.4E-05	100% ※2	－

ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス

①フィードアンドブリード等により影響を緩和できる場合がある。

②主給水系による代替給水により炉心損傷を回避できる場合がある。

③原子炉への注水により影響を緩和できる場合がある。

※1：格納容器破損防止対策として、代替格納容器スプレイ（恒設代替低圧注水ポンプ）＋格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。

※2：100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

第1-4表　重要事故シーケンスの選定について（1/2）

事故シーケンスグループ			事故シーケンス	炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応） a	b	c	d	備考（a：系統間機能依存性、b：余裕時間、c：設備容量、d：代表シーケンス）		重要事故シーケンス
(a)	２次冷却系からの除熱機能喪失		小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗	フィードアンドブリード	低	低	低	低	２次冷却系からの除熱機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定。 a.「外部電源喪失」により常用系機器が機能喪失、「ＤＣ母線１系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。 b.「過渡事象」、「手動停止」及び「ＤＣ母線１系列喪失」では、事故発生後の一定期間主給水が利用可能であり、「２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗」では、２次側からの破断流が放出されることで、１次冷却系の除熱が促進される。 「小破断ＬＯＣＡ」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では、自動で安全注入信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い、１次冷却系の減圧が促進される。 「極小ＬＯＣＡ」についても、系外への漏えいに伴い１次系の減圧が促進される。 「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は、主給水が全喪失することで１次冷却系が早期に高温及び高圧状態になる事象であり、特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位異常低）時点での蒸気発生器の２次側保有水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。 c.余裕時間の短さが崩壊熱の大きさに関連するため、各事故シーケンス事象の厳しさの程度は着眼点b.と同じとした。 d.ＣＤＦの寄与割合としては最も支配的となる「手動停止」については、トリップ事象＋補助給水失敗という組合せからも代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。		主給水流量喪失＋補助給水失敗
			極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗		低	低	低	低			
		○	**主給水流量喪失＋補助給水失敗**		低	**高**	**高**	低			
			過渡事象＋補助給水失敗		低	**中**	**中**	**中**			
			手動停止＋補助給水失敗		低	**中**	**中**	**高**			
			外部電源喪失＋補助給水失敗		**中**	**中**	**中**	低			
			２次冷却系の破断＋補助給水失敗		低	低	低	低			
			２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗		低	低	低	低			
			蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗		低	低	低	低			
			ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗		**中**	**中**	**中**	低			
(b)	全交流動力電源喪失	○	**外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失**	２次冷却系強制冷却＋恒設代替低圧注水ポンプ＋空冷式非常用発電装置	**高**	**高**	**高**	**高**	全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のみである。	「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」は、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に従属的に発生することから、事象進展は同じであるため右記事故シーケンスを選定。	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	○	**原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA**	２次冷却系強制冷却＋恒設代替低圧注水ポンプ＋空冷式非常用発電装置	**高**	**高**	**高**	**高**	原子炉補機冷却機能喪失の起因事象の選定に当たり、以下の観点を考慮した。 a.原子炉補機冷却機能喪失により、補機冷却水が必要な機器は使用できない。 b, c.加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡは気相部破断であり、１次冷却材の漏えいの観点でＲＣＰシールＬＯＣＡの方が厳しい事象である。 d.ＣＤＦの寄与割合として、最も支配的となる「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」については原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せであり、着眼点d.の観点で「高」とした。		
			原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ		**高**	**中**	**中**	低			
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	○	**中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗**	格納容器内自然対流冷却	低	**高**	**高**	低	原子炉格納容器の除熱機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗」を選定。 a.「ＤＣ母線１系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。 b.格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。 c.破断口径の大きい「中破断ＬＯＣＡ」が、原子炉格納容器の除熱に必要なスプレイ流量の観点で厳しい。 d.ＣＤＦの寄与割合としては支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗」については、ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ機能喪失の組合わせで代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。		中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
			中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	**高**	**中**			
			小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗		低	**高**	低	低			
			小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	低	低	**高**			
			ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗		**中**	**高**	低	低			
			ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗		**中**	低	低	低			

○：選定した重要事故シーケンス

審査ガイドの着眼点a,b,c,dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

第1-4表　重要事故シーケンスの選定について（2/2）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス		炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方（審査ガイドの着眼点に対応）					重要事故シーケンス
					a	b	c	d	備考（a：系統間機能依存性、b：余裕時間、c：設備容量、d：代表シーケンス）	
(e)	原子炉停止機能喪失	○	**原子炉トリップが必要な起因事象 ＋原子炉トリップ失敗**	ＡＴＷＳ緩和設備	**高**	**高**	**高**	**高**	ＡＴＷＳ緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失」を選定。	主給水流量喪失 ＋原子炉トリップ失敗 及び 負荷の喪失 ＋原子炉トリップ失敗
(f)	ＥＣＣＳ注水機能喪失	○	**中破断LOCA＋高圧注入失敗**	２次冷却系強制冷却 ＋低圧注入	低	**高**	**高**	**中**	ＥＣＣＳ注水機能喪失の起因事象の選定に当たり、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を選定。 a.「ＤＣ母線１系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。 b.破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。 c.破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次冷却系への注水量）が大きくなる。 d.ＣＤＦの寄与割合として最も支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」についてはＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失という組合せで代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
			小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗		低	**中**	**中**	**高**		
			極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗		低	低	低	**中**		
			ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗		**中**	**中**	**中**	低		
(g)	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	○	**大破断LOCA＋低圧再循環失敗**	代替再循環	低	**高**	**高**	**中**	ＥＣＣＳ再循環機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」を選定。 a.「ＤＣ母線１系列喪失」により安全設備の片系動作不能となるため「中」とした。また、低圧再循環失敗により余熱除去ポンプのブースティング機能が喪失するため「中」とした。 b.１次冷却材の系外への流出が多いため再循環切替までの時間が短く、再循環切替時点での崩壊熱が高くなることを踏まえ「大破断ＬＯＣＡ」を選定。 c.破断口径の大きい「大破断ＬＯＣＡ」を選定。 d.ＣＤＦの寄与割合としては最も支配的となる「小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」についてはＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗という組合せで代表性を有しており、着眼点d.の観点で「高」とした。また、「中破断ＬＯＣＡ」、「小破断ＬＯＣＡ」又は「ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」を起因とする事故シーケンスの炉心損傷防止対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧再循環」は、「中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」等の対策である「２次冷却系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる。さらにその手段に失敗した場合においても、内部スプレポンプを活用した代替再循環に期待できる。	大破断ＬＯＣＡ ＋低圧再循環失敗
			中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却 ＋代替再循環	**中**	**中**	**中**	**中**		
			小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗		**中**	低	低	**高**		
			ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗		**中**	低	低	低		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	２次冷却系強制冷却 ＋低圧再循環 又は代替再循環	低	**中**	**中**	低		
			小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗		低	低	低	**中**		
			ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗		**中**	低	低	低		
(h)	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損）	○	**インターフェイスシステムLOCA**	クールダウンアンドリサーキュレーション	－	－	－	**高**	格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、両方のシーケンスを選定。	インターフェイスシステム ＬＯＣＡ
		○	**蒸気発生器伝熱管破損 ＋破損側蒸気発生器の隔離失敗**		－	－	－	**高**		蒸気発生器伝熱管破損 ＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

○：選定した重要事故シーケンス

審査ガイドの着眼点a,b,c,dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

個別プラント評価により抽出するもの（解釈１－１(b)のシーケンスグループ）

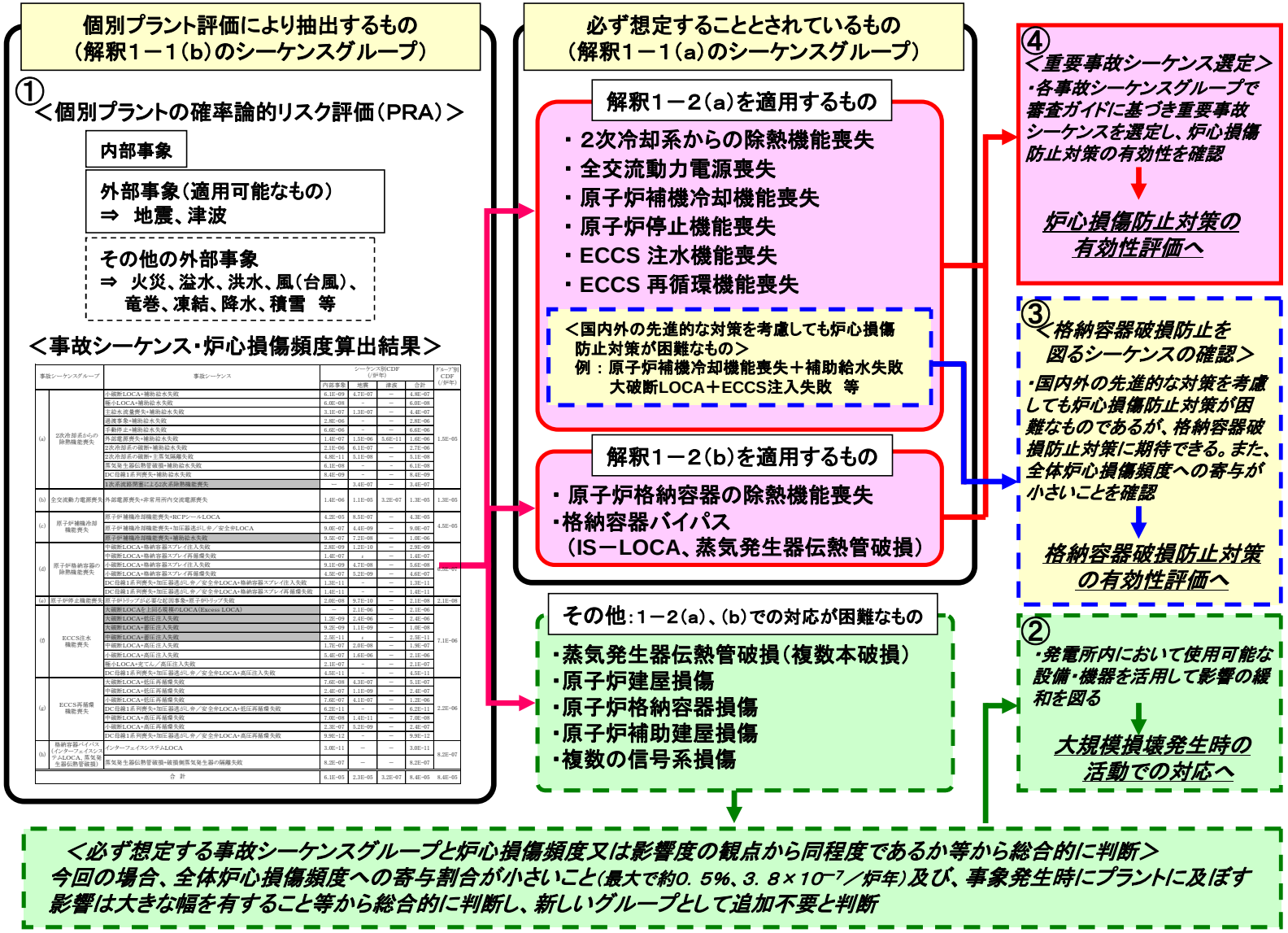
①＜個別プラントの確率論的リスク評価（PRA）＞

内部事象

外部事象（適用可能なもの）
⇒　地震、津波

その他の外部事象
⇒　火災、溢水、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪　等

＜事故シーケンス・炉心損傷頻度算出結果＞



事故シーケンスグループ		事故シーケンス	シーケンス別CDF（/炉年）				グループ別CDF（/炉年）
			内部事象	地震	津波	合計	
(a)	2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	6.1E-09	4.7E-07	－	4.8E-07	1.5E-05
		極小LOCA+補助給水失敗	6.0E-08	－	－	6.0E-08	
		主給水流量喪失+補助給水失敗	3.1E-07	1.3E-07	－	4.4E-07	
		過渡事象+補助給水失敗	2.8E-06	－	－	2.8E-06	
		手動停止+補助給水失敗	6.6E-06	－	－	6.6E-06	
		外部電源喪失+補助給水失敗	1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06	
		2次冷却系の破断+補助給水失敗	2.1E-06	6.1E-07	－	2.7E-06	
		2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.8E-11	5.1E-08	－	5.1E-08	
		蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	6.1E-08	－	－	6.1E-08	
		DC母線1系列喪失+補助給水失敗	8.4E-09	－	－	8.4E-09	
		1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	－	3.4E-07	－	3.4E-07	
(b)	全交流動力電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05	1.3E-05
(c)	原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	4.2E-05	8.5E-07	－	4.3E-05	4.5E-05
		原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	4.4E-09	－	9.0E-07	
		原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	9.5E-07	7.2E-08	－	1.0E-06	
(d)	原子炉格納容器の除熱機能喪失	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.8E-09	1.2E-10	－	2.9E-09	6.3E-07
		中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-07	－	－	1.4E-07	
		小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	9.1E-09	4.7E-08	－	5.6E-08	
		小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	4.5E-07	5.2E-09	－	4.6E-07	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-11	－	－	1.3E-11	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-11	－	－	1.4E-11	
(e)	原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	2.0E-08	9.7E-10	－	2.1E-08	2.1E-08
(f)	ECCS注水機能喪失	大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	－	2.1E-06	－	2.1E-06	7.1E-06
		大破断LOCA+低圧注入失敗	1.2E-09	2.4E-06	－	2.4E-06	
		大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.2E-09	1.1E-09	－	1.0E-08	
		中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	－	－	2.5E-11	
		中破断LOCA+高圧注入失敗	1.7E-07	2.0E-08	－	1.9E-07	
		小破断LOCA+高圧注入失敗	5.4E-07	1.6E-06	－	2.1E-06	
		極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	2.1E-07	－	－	2.1E-07	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	4.5E-11	－	－	4.5E-11	
(g)	ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-08	4.3E-07	－	5.1E-07	2.2E-06
		中破断LOCA+低圧再循環失敗	2.4E-07	1.1E-09	－	2.4E-07	
		小破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-07	4.1E-07	－	1.2E-06	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	6.2E-11	－	－	6.2E-11	
		中破断LOCA+高圧再循環失敗	7.0E-08	1.4E-11	－	7.0E-08	
		小破断LOCA+高圧再循環失敗	2.3E-07	5.2E-09	－	2.4E-07	
		DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	9.9E-12	－	－	9.9E-12	
(h)	格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	－	－	3.0E-11	8.2E-07
		蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	8.2E-07	－	－	8.2E-07	
合　計			6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05	8.4E-05

必ず想定することとされているもの（解釈１－１(a)のシーケンスグループ）

解釈１－２(a)を適用するもの

- ２次冷却系からの除熱機能喪失
- 全交流動力電源喪失
- 原子炉補機冷却機能喪失
- 原子炉停止機能喪失
- ECCS 注水機能喪失
- ECCS 再循環機能喪失

＜国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策が困難なもの＞
例：原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
大破断LOCA＋ECCS注入失敗　等

解釈１－２(b)を適用するもの

- 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- 格納容器バイパス（IS－LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

その他：１－２(a)、(b)での対応が困難なもの

- 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
- 原子炉建屋損傷
- 原子炉格納容器損傷
- 原子炉補助建屋損傷
- 複数の信号系損傷

④＜重要事故シーケンス選定＞
・各事故シーケンスグループで審査ガイドに基づき重要事故シーケンスを選定し、炉心損傷防止対策の有効性を確認

↓

炉心損傷防止対策の有効性評価へ

③＜格納容器破損防止を図るシーケンスの確認＞
・国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策が困難なものであるが、格納容器破損防止対策に期待できる。また、全体炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認

↓

格納容器破損防止対策の有効性評価へ

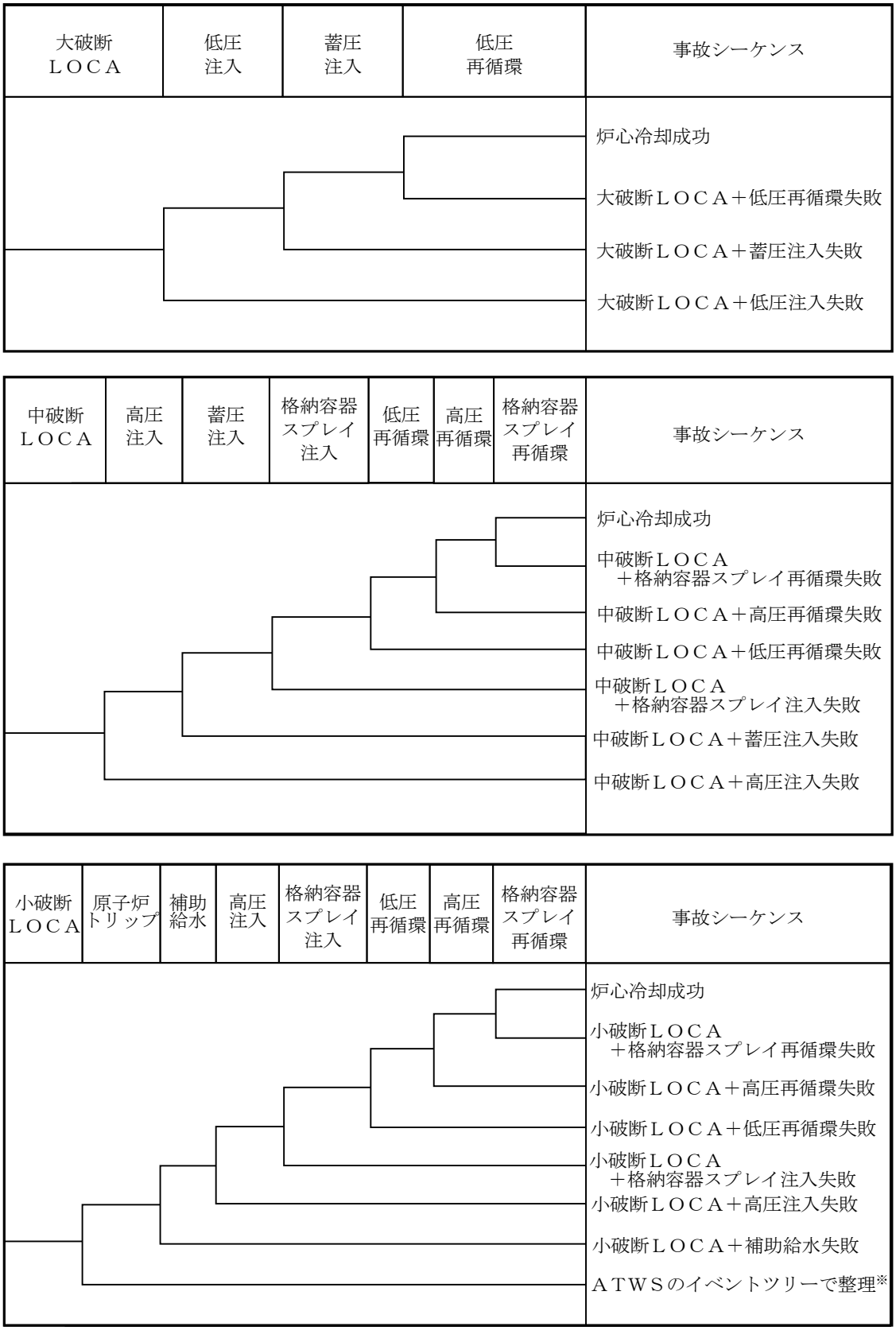
②
・発電所内において使用可能な設備・機器を活用して影響の緩和を図る

↓

大規模損壊発生時の活動での対応へ

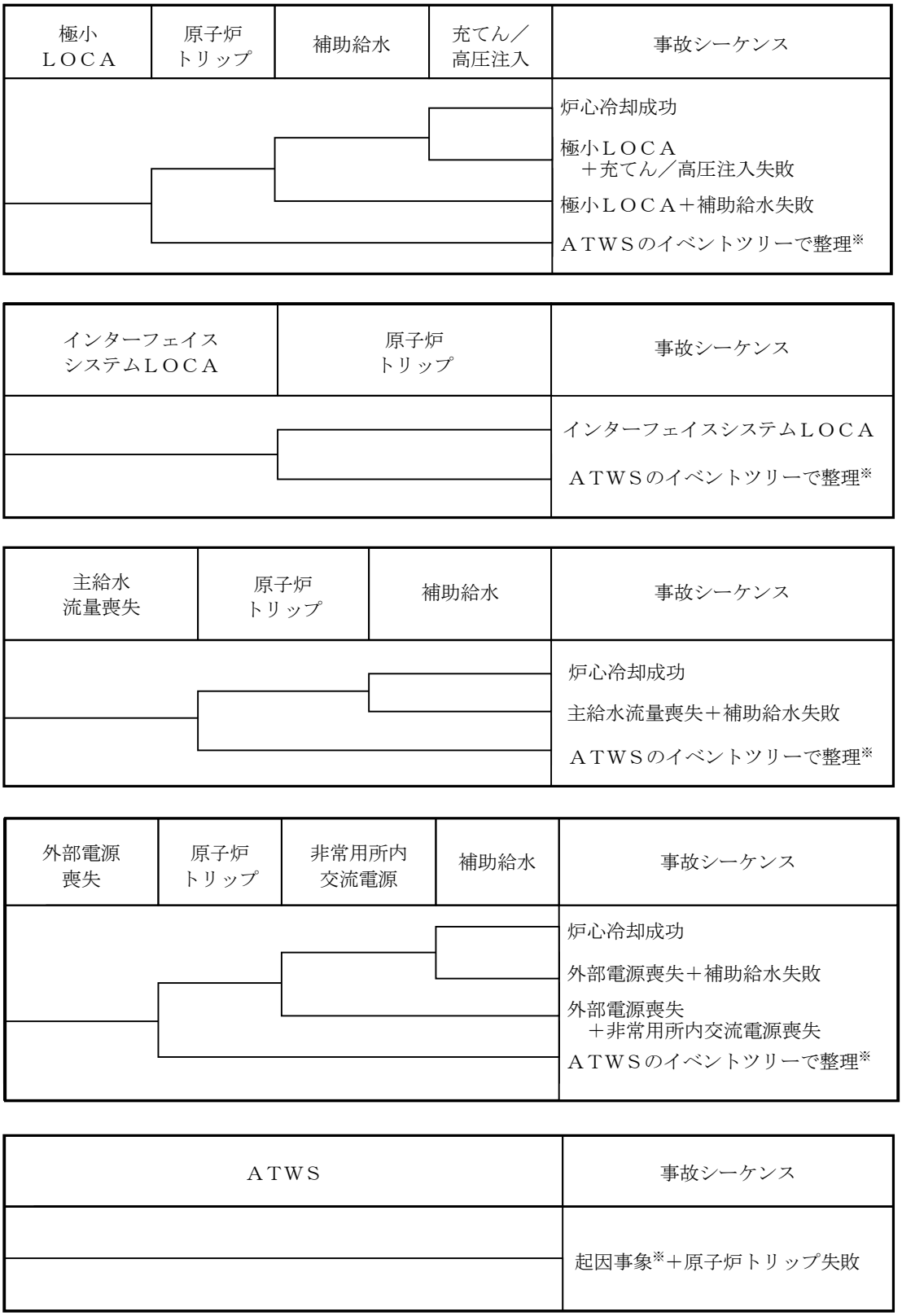
＜必ず想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断＞
今回の場合、全体炉心損傷頻度への寄与割合が小さいこと（最大で約0．5%、3．8×10^{-7}／炉年）及び、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有すること等から総合的に判断し、新しいグループとして追加不要と判断

第 1-1 図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



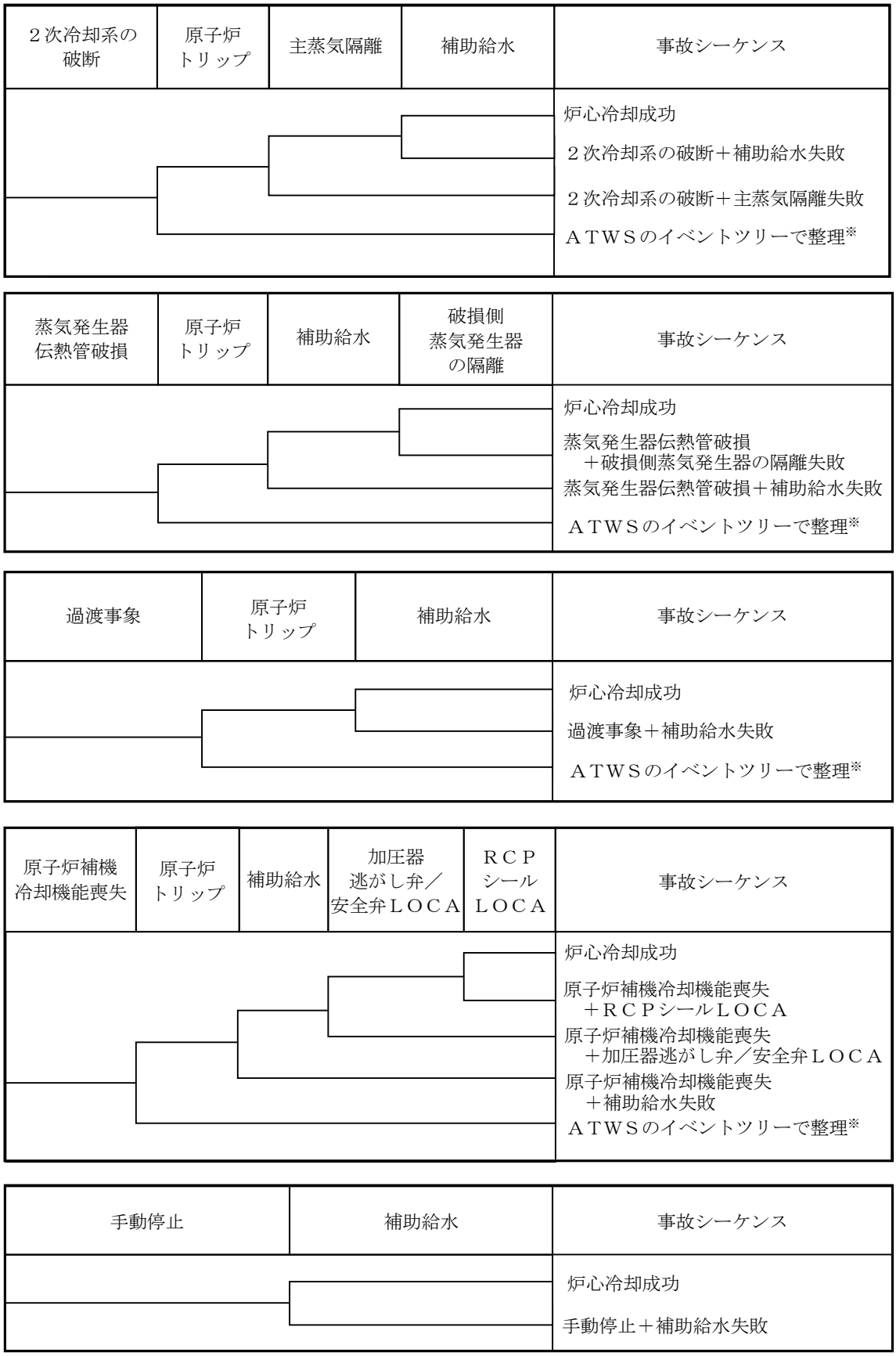
※ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。（別紙４）

第 1-2 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(1/4)



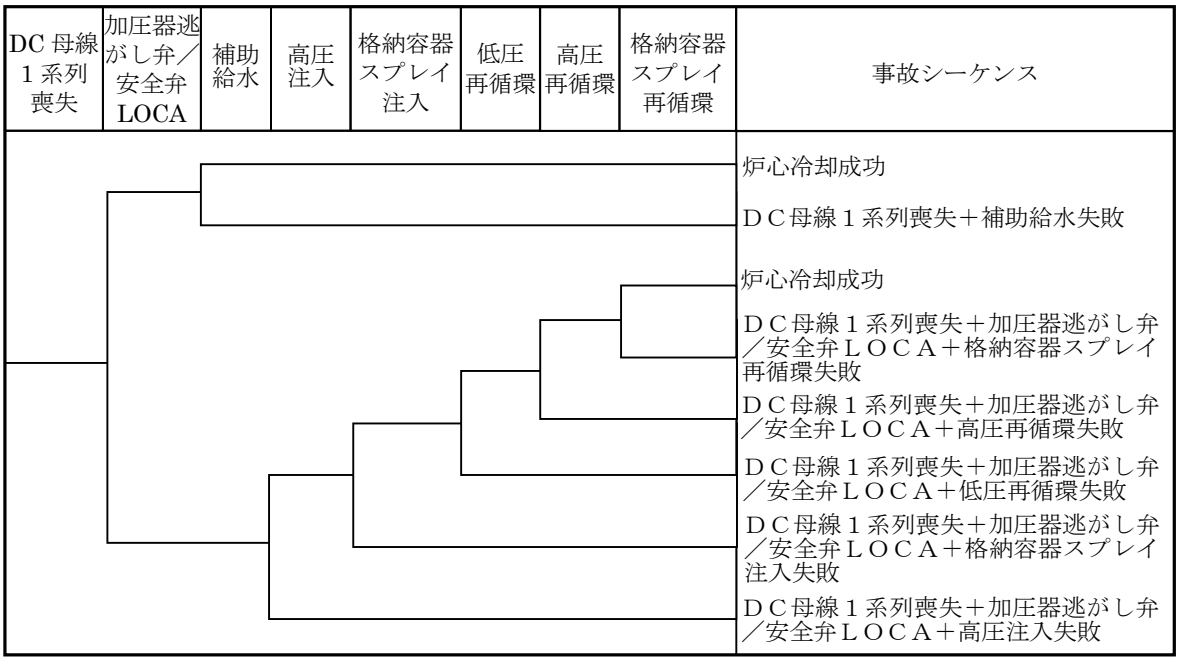
※ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。（別紙４）

第 1-2 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(2/4)

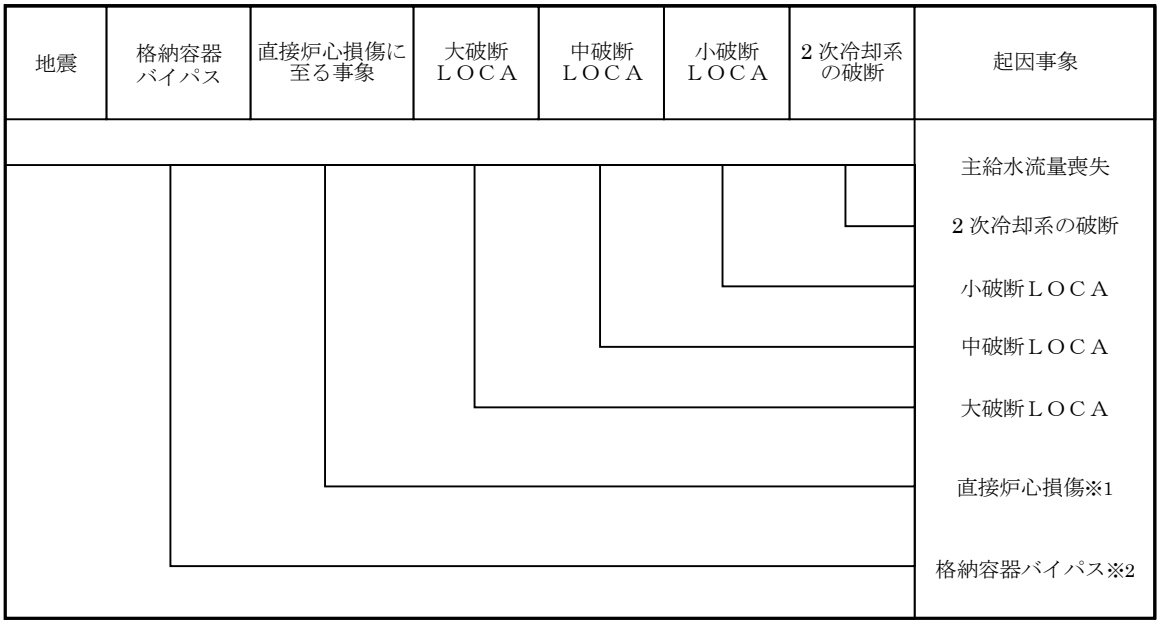


※ＡＴＷＳの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。（別紙４）

第 1-2 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(3/4)



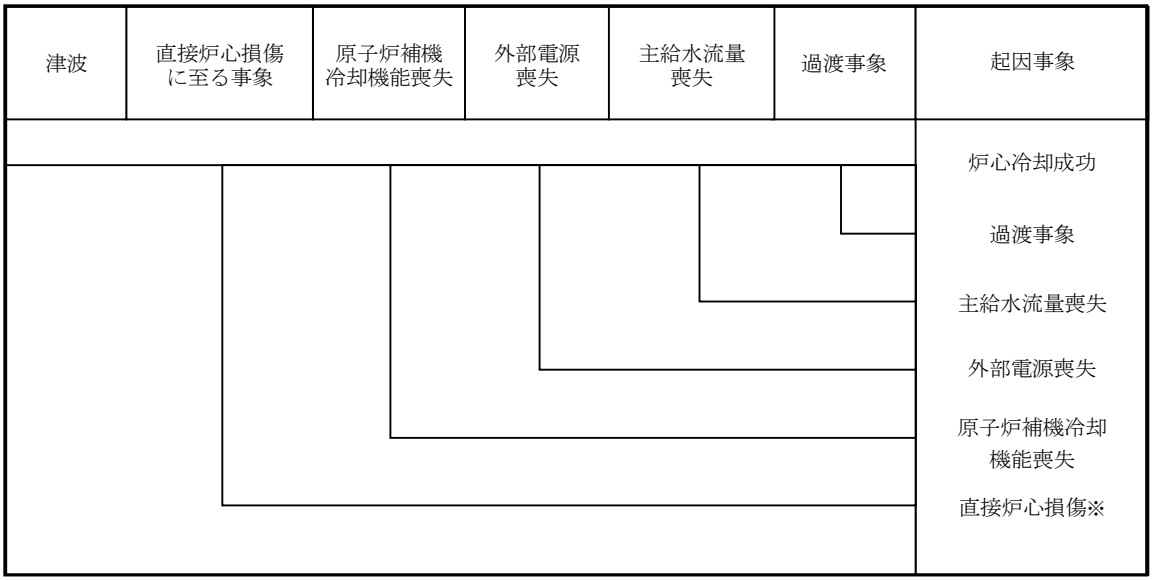
第 1-2 図　ＰＲＡにおけるイベントツリー(4/4)



※1　大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ)、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系損傷、１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

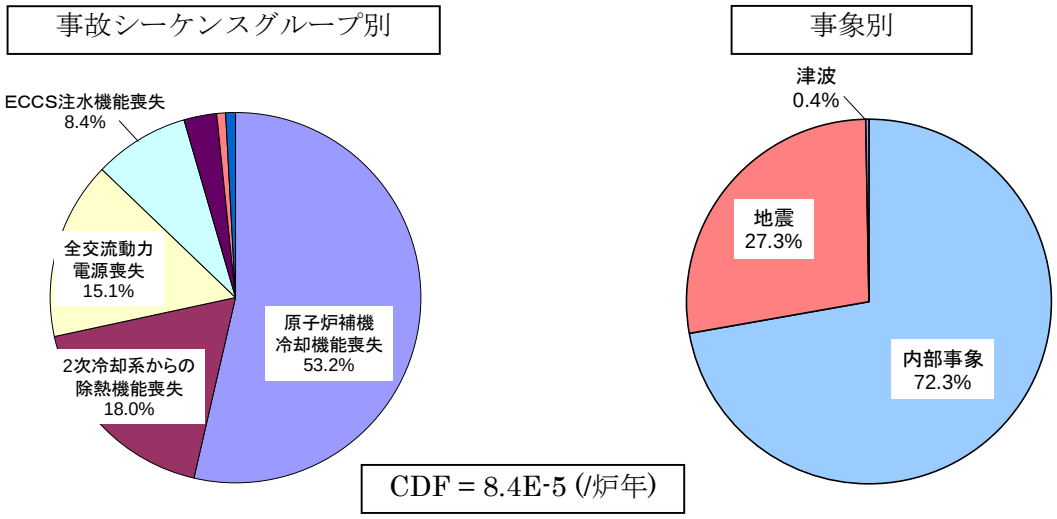
※2　蒸気発生器伝熱管破損　（複数本破損）

第 1-3 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー

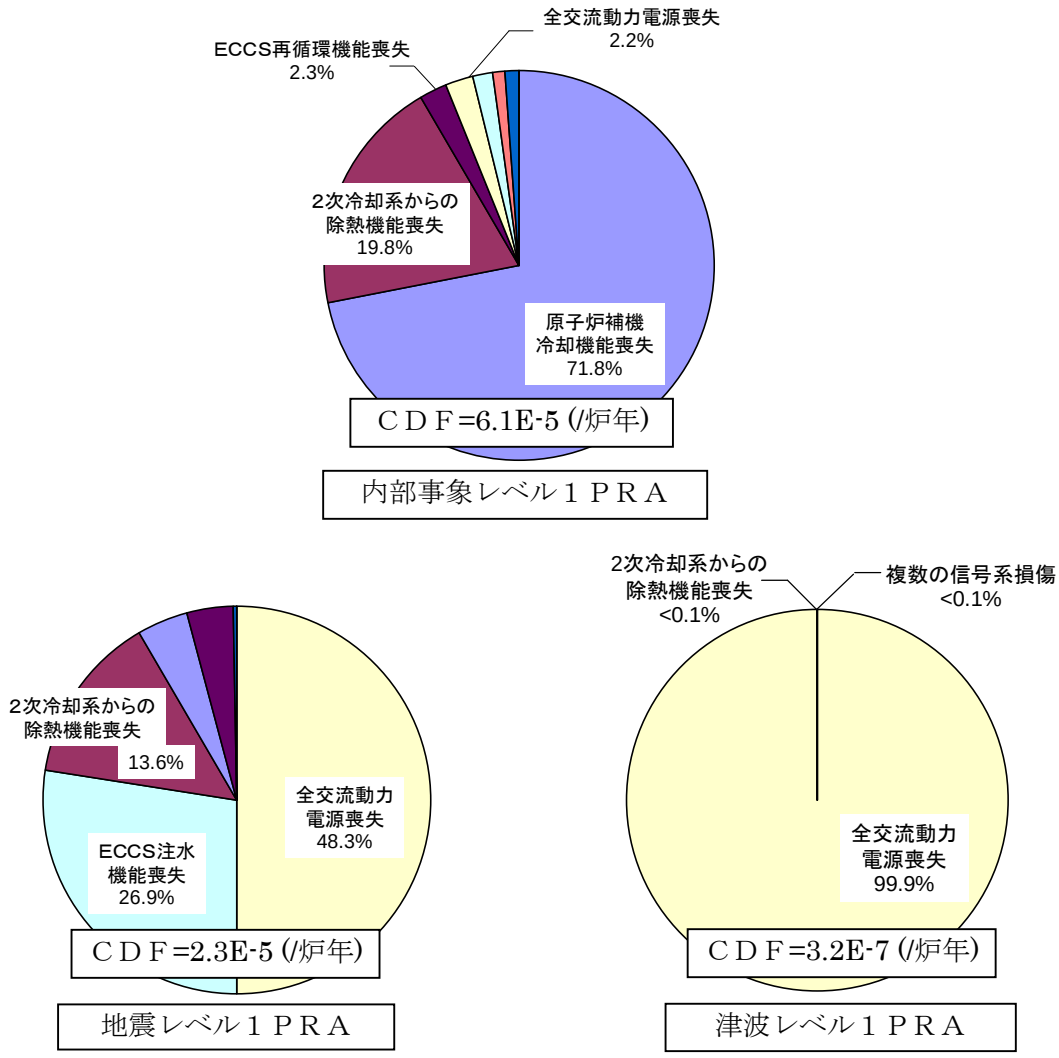


※ 複数の信号系損傷

第 1-4 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー



第 1-5 図　プラント全体の定量化結果



第 1-6 図　レベル１ＰＲＡの定量化結果
（事故シーケンスグループごとの寄与割合）

2　格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは第 2-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

① 内部事象レベル１．５ＰＲＡ及びＰＲＡを適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。

② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。

③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。

④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（ＰＤＳ）を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

２－１
(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード
① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（ＰＲＡ）及び外部事象に関するＰＲＡ(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
② その結果、上記２－１(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、美浜３号炉を対象としたＰＲＡの知見等を活用して、格納容器破損モードの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故等対処設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、これまでに整備してきたＡＭ策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できるプラント状態を評価対象としたＰＲＡモデルで内部事象レベル１．５ＰＲＡを実施している。

また、外部事象については、地震レベル１．５ＰＲＡは原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

ＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から発

生する事故シーケンスの分析を実施することとした。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) ＰＲＡに基づく整理

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、後掲する①～③に示す格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には、第 2-2 図のとおり炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等から第 2-3 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理している。これらの各破損モードにおけるレベル１．５ＰＲＡの定量化結果を第 2-1 表及び第 2-4 図に示す。

(2) ＰＲＡに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては、地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の原子炉格納容器破損への影響が想定されるが、これは地震レベル１ＰＲＡの知見からも損傷モードとして抽出されており、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。津波やその他の自然現象においても原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く、新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される（別紙１）。

＜抽出された格納容器破損モード＞

①格納容器バイパス

・蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

・インターフェイスシステムＬＯＣＡ（νモード）

インターフェイスシステムＬＯＣＡを起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

②格納容器隔離失敗

・格納容器隔離失敗（βモード）

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが、この隔離操作に失敗する事象として抽出。

③格納容器物理的破損

・原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

原子炉容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発により原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク（ηモード）

原子炉格納容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・溶融物直接接触（μモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・格納容器雰囲気直接加熱（σモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原

子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱及び加温により原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・水素燃焼又は水素爆轟（γモード、γ’モード、γ”モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウム-水反応）、溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており、発生時期により原子炉容器破損以前（γモード）、直後（γ’モード）及び長時間経過後（γ”モード）に分類する。

・ベースマット溶融貫通（εモード）

溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下した後、冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として抽出。

・格納容器貫通部過温破損（τモード）

原子炉格納容器雰囲気温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的に脆弱な部分が過温破損する事象として抽出。

・水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損（δモード）

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO_2等）の蓄積によって、原子炉格納容器が過圧破損する事象として抽出。

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

溶融炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し、原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として抽出。

2.1.2 レベル１．５ＰＲＡの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて、解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

２－１

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

・雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
・原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用
・水素燃焼
・格納容器直接接触（シェルアタック）
・溶融炉心・コンクリート相互作用

その結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため、新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペデスタルに開口部があるＢＷＲマークⅠ型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない（別紙７）。

(1) 蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）

にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度（ＣＦＦ）（9.4×10^{-7}（／炉年））は、全ＣＦＦの約 2.0%の寄与割合であり、比較的小さい。

また、当該破損モードの１つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）が想定される。

本事象は炉心損傷後に１次冷却系が高圧かつ２次冷却系への給水がない限定的な条件で発生する可能性が生じるものであり、レベル１ＰＲＡの結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の３つの事故シーケンスグループとなる。

【ＴＩ－ＳＧＴＲ発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(b) 全交流動力電源喪失

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらに対しては、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」及び「１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失」は、その発生頻度が 1.4×10^{-6}(／炉年)と小さいが、主給水による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合があること、さらに１次冷却系が高圧状態では、破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対策として１次冷却系強制減圧を行うことから、これが成功するとＴＩ－ＳＧＴＲの発生確率はさらに低減される。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすも

のではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した（別紙８）。

(2) インターフェイスシステムＬＯＣＡ（νモード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

また、頻度の観点からは、当該破損モードのＣＦＦ（3.0×10^{-11}（／炉年））は、全ＣＦＦの 0.1%以下の寄与割合であり、極めて小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗（βモード）

本破損モードは事故時に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものである。格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗していることを示している。格納容器隔離失敗としては、原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損や漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁及びフランジの復旧忘れが考えられる（別紙９）。

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施して

いる。さらに、原子炉運転時には原子炉格納容器圧力を 12 時間に 1 回確認する運用となっているほか、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能である。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ、事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、すべての炉心損傷防止対策の有効性を確認していることから、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

今回のレベル１．５ＰＲＡでは、国内ＰＷＲプラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220 に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績（別紙９）に基づき当該破損モードのＣＦＦ（3.0×10^{-7}（／炉年)、全ＣＦＦに対する寄与割合約 0.6%）を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードのＣＦＦはさらに小さくなると推察される。

以上のことから、格納容器隔離失敗シーケンスについては、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(4) 原子炉容器内での水蒸気爆発（α モード）

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。当該破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116、NUREG-1524)、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないもの

と認識されている（別紙１０）。また、当該破損モードのＣＦＦ（1.1×10^{-9}（／炉年））についても全ＣＦＦに対する寄与割合は 0.01％以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(5) 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θ モード）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードのＣＦＦ（5.9×10^{-7}（／炉年））は全ＣＦＦの約 1.2%の寄与割合であり小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものでないことから、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より、ＰＲＡの知見等を踏まえ、解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが新たに追加されないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施

に際しては格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスの選定を実施している。

評価事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件として、以下のとおり評価事故シーケンスはＰＲＡに基づく格納容器破損シーケンスの中から当該破損モード発生の観点で厳しい評価事故シーケンスを選定することとされている。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。また炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。また、炉心内の金属－水反応による水素発生量は、原子炉容器の下部が破損するまでに全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応するものとする。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の観点から厳しいシーケン

スを選定する。

これに基づき、レベル１．５ＰＲＡの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法として、第一ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（ＰＤＳ）を選定し、第二ステップにて選定されたＰＤＳの中から結果が厳しくなると判断される事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。

2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定

レベル１．５ＰＲＡでは、レベル１ＰＲＡで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事故が進展して原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスについて定量評価を行うが、その際には原子炉格納容器内事故進展を把握するために以下に示す３種類の属性を用いて炉心損傷時のプラント損傷状態（ＰＤＳ）を定義している。

(1) 事故のタイプと１次冷却材圧力

分類記号	状態の説明
A	１次冷却系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至るもの （起因事象：大中破断ＬＯＣＡ）
S	１次冷却系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至るもの （起因事象：小破断ＬＯＣＡ）
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至るもの （起因事象：過渡事象）
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの　（起因事象：ＳＧＴＲ）
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの　（起因事象：ＩＳ－ＬＯＣＡ）

(2) 炉心損傷時期

分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの

(3) 原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器破損時期、溶融炉心の冷却手段）

分類記号	状態の説明
D	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく、溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
W	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
I	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
C	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの

上記のＰＤＳの分類にしたがい、格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度、当該破損モードに至る可能性のあるすべてのＰＤＳを整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられるＰＤＳの検討を行い、評価対象とするＰＤＳの選定を実施した。選定結果を第 2-2 表に示す。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方

前項で格納容器破損モードごとに選定した評価対象ＰＤＳに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い、以下のとおり評価事故シーケンスの選定を実施した。

評価事故シーケンスについては、事故進展を厳しくする観点から、複数の緩和機能の喪失を考慮する。なお、定量評価を行う際は、事故発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。さらに、重大事故等対処設備の有効性を確認

する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。評価事故シーケンスの選定結果を第 2-3 表に示す（別紙１２）。

なお、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるＰＤＳと主要なカットセットの整理を実施し、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを概ね確認している（別紙５　2.内部事象レベル１．５ＰＲＡ）。

2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され、原子炉格納容器内への注水により圧力上昇が抑制されないＡＥＤから選定する。

① ＡＥＤに該当する事故シーケンス

- 大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- 中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断ＬＯＣＡに起因する事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房

ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

・恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

原子炉容器破損時に溶融炉心が高圧で原子炉格納容器内に分散することで原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きく、補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されないＴＥＤから選定する。

① ＴＥＤに該当する事故シーケンス

・外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失

・外部電源喪失+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・手動停止+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・過渡事象+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・主給水流量喪失+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗

・ＡＴＷＳ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・２次冷却系の破断+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・２次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

・ＤＣ母線１系列喪失+補助給水失敗+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、１次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスとして「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗

（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

・加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器循環冷暖房ユニットへの

海水通水による格納容器内自然対流冷却

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

１次冷却系が高圧で維持され、原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないＴＥＤから選定する。

① ＴＥＤに該当する事故シーケンス

「(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が大きくなる事故シーケンスとして「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗

（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

・加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内が冷却されないＡＥＷから選定する。

① ＡＥＷに該当する事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・大破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・大破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・大破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・大破断ＬＯＣＡ+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・大破断ＬＯＣＡ+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・中破断ＬＯＣＡ+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・中破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・中破断ＬＯＣＡ+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・中破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・中破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・中破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗
・中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
・中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく原子炉容器破損時の

崩壊熱が高い大破断ＬＯＣＡを起因とし、炉心損傷を早める観点から高圧注入失敗及び低圧注入失敗を、また原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環失敗を想定した「大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、本評価事故シーケンスにおいては、内部スプレポンプによる注水は想定せず、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する。内部スプレポンプによる注水を想定する場合、原子炉格納容器内の蒸気を凝縮することで温度が上昇した格納容器スプレイ水が連通管を通じて原子炉下部キャビティに流入することから、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さくなり溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下した際に蒸気が急激に生成され、溶融燃料－冷却材相互作用による短期間での原子炉格納容器圧力の上昇幅は大きくなる。一方、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する場合、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に高くなり溶融燃料－冷却材相互作用による蒸気発生量は相対的に小さくなるが、内部スプレポンプによる注水よりも注水開始時間が遅く、注水流量も小さいため、溶融燃料－冷却材相互作用発生前後の原子炉格納容器圧力の抑制効果は小さくなる。これら二つの観点から、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定した方が、原子炉格納容器圧力を総合的に厳しく評価することとなる。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子

炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水の成功を想定。）

④ 格納容器破損防止対策

・不要（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）

(5) 水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事故進展に伴う水素発生速度が大きく、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により原子炉格納容器内の水素濃度が高くなるＡＥＩから選定する。

① ＡＥＩに該当する事故シーケンス

・大破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗

・大破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ+低圧注入失敗

・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ+高圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗

・中破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗

・中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく事故進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗

④ 格納容器破損防止対策

・静的触媒式水素再結合装置

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心が冷却されないＡＥＤから選定する。

① ＡＥＤに該当する事故シーケンス

「(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損)」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、事故進展が早く原子炉格納容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断ＬＯＣＡに起因する事故シーケンスとして「大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉

下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・大破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 格納容器破損防止対策

・原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水

2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスとして整理した事故シーケンスは、1.2 で示した以下の 6 つである。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
2. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失
3. 大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
4. 大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
5. 中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
6. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

これらのうち、1.～5.の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の各格納容器破損モードの評価事故シーケンスとしてより厳しい事故シーケンスを選定しているため、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できる。

6.のＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡについては、地震により複数のＲＣＳ配管や原子炉容器等が損傷することを想定しており、原子炉冷却材圧力バウンダリの様々な損傷の程度及び組合せが考えられ、大破断ＬＯＣＡと比較すると事故進展が異なることが考えられる。一方で、原子炉格納容器内へ放出される１次冷却系保有エネルギーは同じであり、長期的な挙動は大破断ＬＯＣＡと同等と考えられるため、大破断ＬＯＣＡの事故シーケンスを代表として格納容器破損防止対策の有効性を評価している（別紙１３）。

なお、Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの発生を想定した場合においても、整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できることを別途確認している。

第2-1表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

格納容器の状態		想定される破損モード	モード名	破損モード別ＣＦＦ（／炉年）	全ＣＦＦに対する割合(%)	解釈で想定する格納容器破損モード	備考
格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	9.4E-07	2.0%	なし	・解釈１－２（ｂ）に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →　事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」 ・ＴＩ－ＳＧＴＲについては炉心損傷防止対策により発生頻度が極めて低いと評価。（別紙8）
		温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）					
		インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	3.0E-11	＜0.1%	なし	
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	3.0E-07	0.6%	なし	重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することで原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失に至るものではない。また、すべての炉心損傷防止対策が有効なシーケンスであり、新たな有効性評価は不要である。（別紙9）
格納容器物理的破損	早期格納容器破損	原子炉容器内での水蒸気爆発	α	1.1E-09	＜0.1%	なし	各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価。（別紙10）
		格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク	η	5.8E-09	＜0.1%	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	※1　ＰＷＲで想定している溶融物直接接触は、原子炉容器圧力が高圧時に溶融炉心による圧力容器の貫通が生じた場合に、高圧溶融物放出（飛散）により原子炉格納容器の壁に溶融炉心が接触し原子炉格納容器の壁を侵食する現象であり、解釈で想定する格納容器破損モードでは「格納容器直接接触（シェルアタック）」ではなく「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対応する。 （「格納容器直接接触（シェルアタック）」は溶融炉心が床に拡がりながら原子炉格納容器の壁に接触し、原子炉格納容器の壁を侵食する事象のため、ＢＷＲマークⅠ型プラントに特有の事象であり、美浜３号炉の格納容器破損モードとして考慮不要と判断した。）（別紙7、11） ※2　解釈で想定する格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対し、μモード（溶融物直接接触）が「高圧溶融物放出」に、σモード（格納容器雰囲気直接加熱）が「格納容器雰囲気直接加熱」に該当する。
		溶融物直接接触	μ ※1、※2	4.3E-09	＜0.1%	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	
		格納容器雰囲気直接加熱	σ ※2	4.6E-07	1.0%	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	
		水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）	γ	4.6E-10	＜0.1%	水素燃焼	
		水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）	γ ’	5.3E-10	＜0.1%	水素燃焼	
	後期格納容器破損	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ ”	7.6E-08	0.2%	水素燃焼	
		ベースマット溶融貫通	ε	1.1E-06	2.3%	溶融炉心・コンクリート相互作用	
		格納容器貫通部過温破損	τ	4.2E-07	0.9%	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	
		水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	4.4E-05	91.9%	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	
		水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	5.9E-07	1.2%	なし	解釈１－２（ｂ）に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →　事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」
合　計			－	4.8E-05	100%	－	－

ハッチング：内部事象レベル１．５ＰＲＡで抽出された格納容器破損モードのうち、解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード

第2-2表　評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定について

解釈で想定する格納容器破損モード		破損モード別ＣＦＦ（／炉年）	該当するＰＤＳ	破損モード内ＣＦＦに対する割合(%)	最も厳しいＰＤＳの考え方	評価対象と選定したＰＤＳ
1	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	4.4E-05	ＳＥＤ	94.9%	・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉格納容器内への冷却材放出量が大きく原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展について厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 以上より、ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＤ
			ＴＥＤ	4.8%		
			ＳＬＷ	0.2%		
			ＴＥＷ	0.1%		
			ＡＥＷ	0.1%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		
			ＡＥＤ	＜0.1%		
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	4.2E-07	ＳＥＤ	98.5%	・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・原子炉容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、表面積が大きくなり、溶融炉心から格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断ＬＯＣＡ（S**）、過渡事象（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・補助給水による冷却がない過渡事象（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より、ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＴＥＤ
			ＴＥＤ	1.5%		
			ＳＬＷ	＜0.1%		
			ＴＥＷ	＜0.1%		
			ＡＥＷ	＜0.1%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		
			ＡＥＤ	＜0.1%		
2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	4.7E-07	ＳＥＤ	91.4%	・１次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象（T**）が、減圧の観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱の観点で最も厳しい。 以上より、ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＴＥＤ
			ＴＥＩ	7.2%		
			ＴＥＤ	1.4%		
			ＳＬＩ	＜0.1%		
			ＴＥＷ	＜0.1%		
			ＳＥＩ	＜0.1%		
			ＳＬＷ	＜0.1%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		
3	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	5.8E-09	ＡＥＩ	88.7%	・事故進展が早く原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 ・原子炉格納容器内の冷却がない（**W）が、冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 以上より、ＡＥＷが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＷ
			ＡＥＷ	5.3%		
			ＳＬＩ	3.1%		
			ＳＥＩ	2.6%		
			ＳＬＷ	0.3%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		
4	水素燃焼	7.7E-08	ＴＥＩ	90.7%	・水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる、原子炉格納容器が除熱される状態（**Ｉ）のＰＤＳが厳しい。 ・炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量を、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各ＰＤＳで炉心内のジルコニウム－水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい大中破断ＬＯＣＡ（A**）が厳しい。 以上より、ＡＥＩが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＩ
			ＡＥＩ	5.8%		
			ＳＥＤ	1.5%		
			ＳＬＩ	1.1%		
			ＳＥＩ	0.9%		
			ＴＥＤ	0.1%		
			ＳＬＷ	＜0.1%		
			ＴＥＷ	＜0.1%		
			ＡＥＷ	＜0.1%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		
			ＡＥＤ	＜0.1%		
5	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.1E-06	ＴＥＩ	74.2%	・事故進展が早い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉容器破損時の崩壊熱が高く厳しい。 ・１次冷却材圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がない大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くすることから厳しい。 ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、溶融炉心を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しい。 以上より、ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。	ＡＥＤ
			ＴＥＤ	15.2%		
			ＳＥＤ	4.3%		
			ＡＥＩ	4.3%		
			ＳＬＩ	0.8%		
			ＳＥＩ	0.7%		
			ＴＥＷ	0.4%		
			ＡＥＤ	＜0.1%		
			ＳＬＷ	＜0.1%		
			ＡＥＷ	＜0.1%		
			ＳＥＷ	＜0.1%		

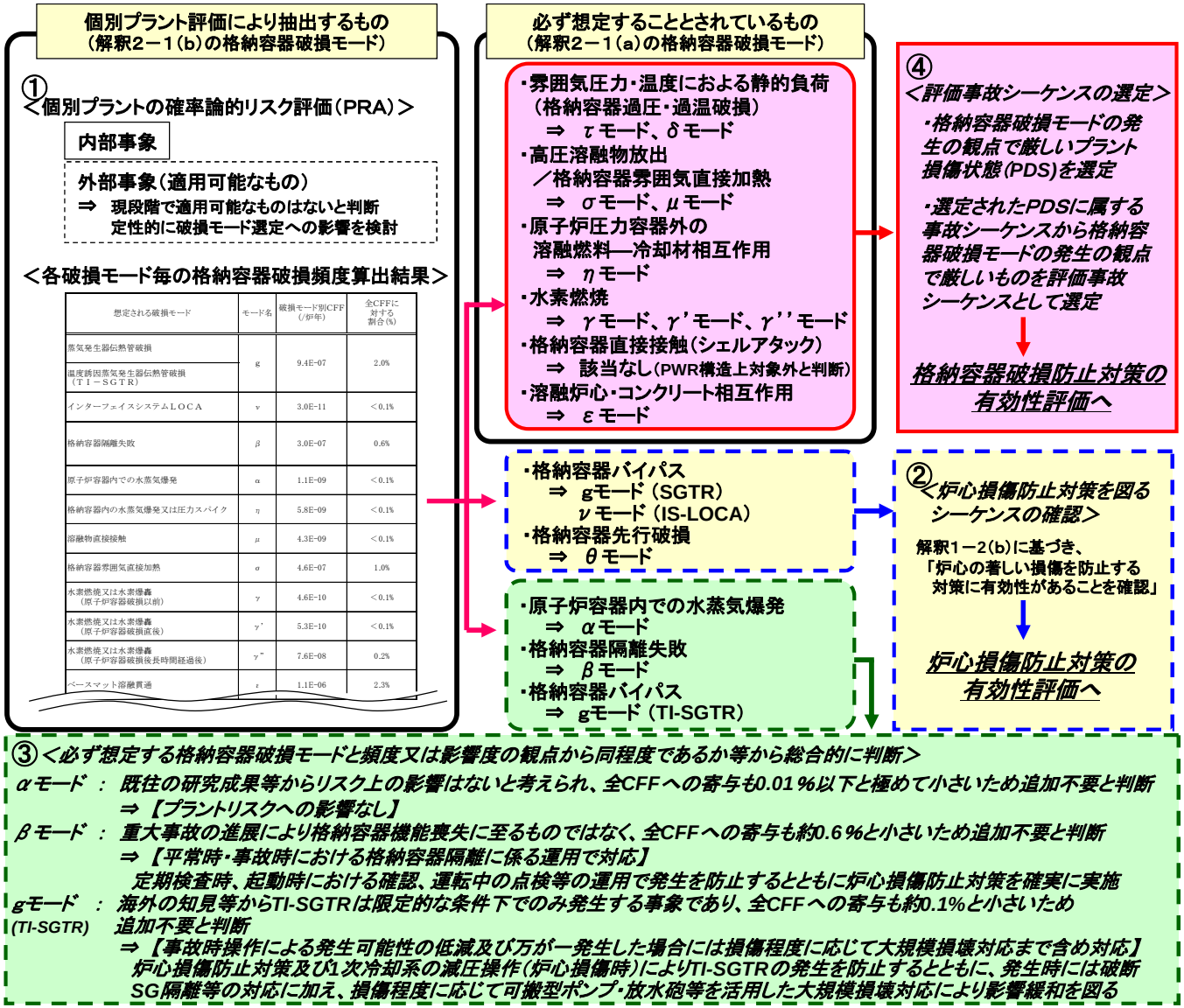
ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられるＰＤＳ

第2-3表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（1/2）

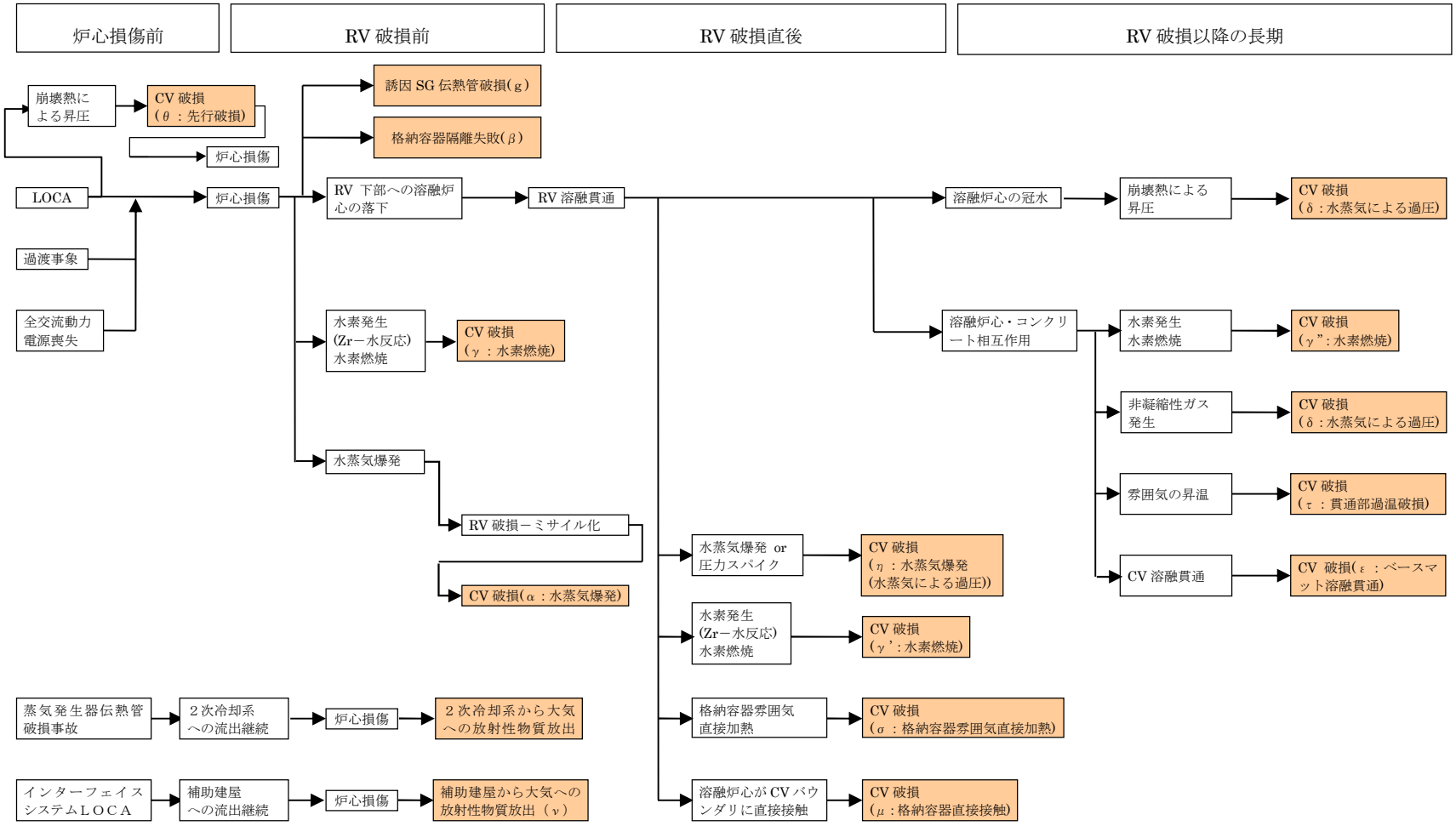
格納容器破損モード		最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
1	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＡＥＤ	**大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗**	○	恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	・ＡＥＤのうち事故進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定する。 ・対策の有効性を確認する観点から全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＴＥＤ	**外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失**	○	加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ＋格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却	・ＴＥＤのうち１次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。 ・事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。 ・対策の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
			外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	－		
			ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
2	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＴＥＤ	**外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失**	○	加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧	・ＴＥＤのうち１次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多い全交流動力電源喪失シーケンスを選定する。 ・事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。 ・対策の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
			外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	－		
			ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		

第2-3表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（2/2）

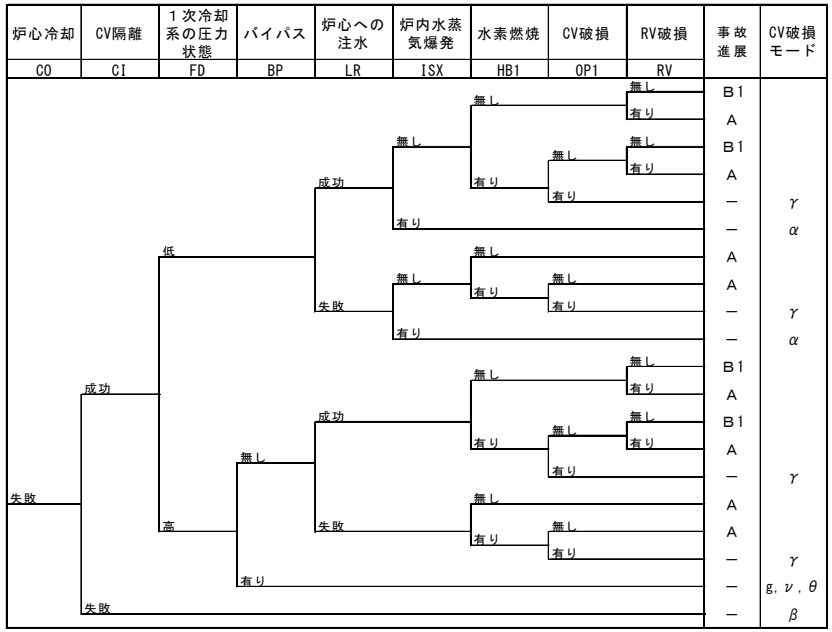
格納容器破損モード		最も厳しいＰＤＳ	事故シーケンス	選定	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンスの選定の考え方
3	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）	・ＡＥＷのうち事故進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定する。 ・事故進展を早める観点で高圧注入失敗及び低圧注入失敗を考慮する。 ・溶融燃料－冷却材相互作用による短期間での原子炉格納容器圧力の上昇幅が大きくなるという観点と溶融燃料－冷却材相互作用発生前後の原子炉格納容器圧力の抑制効果が小さくなるという２つの観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、原子炉格納容器圧力を総合的に厳しく評価する恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水を想定する。
			大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	○		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－		
4	水素燃焼	ＡＥＩ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	－	静的触媒式水素再結合装置	・ＡＥＩのうち事故進展の早い大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗を選定する。
			大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	－		
			大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗	－		
			大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗	○		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	－		
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗	－		
5	溶融炉心・コンクリート相互作用	ＡＥＤ	**大破断LOCA＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗**	○	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	・ＡＥＤのうち事故進展が早い大破断ＬＯＣＡを選定する。 ・対策の有効性を確認する観点から全交流動力電源喪失と原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。
			中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－		

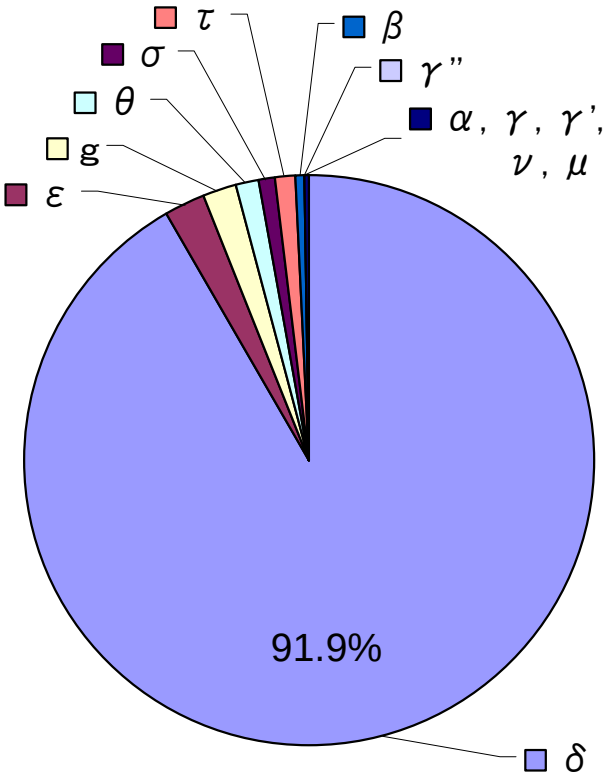


第 2-1 図　格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス



第 2-2 図　シビアアクシデントで想定される事故進展と格納容器破損モード


炉心冷却
CV隔離
１次冷却系の圧力状態
バイパス
炉心への注水
炉内水蒸気爆発
水素燃焼
CV破損
RV破損
事故進展
CV破損モード
CO
CI
FD
BP
LR
ISX
HB1
OP1
RV
成功
失敗
低
高
無し
有り
成功
失敗
無し
有り
無し
有り
無し
有り



δ ：水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	θ ：水蒸気蓄積による格納容器先行破損
ε ：ベースマット溶融貫通	γ”：水素燃焼又は水素爆轟 （原子炉容器破損後長時間経過後）
σ ：格納容器雰囲気直接加熱	η ：原子炉容器外水蒸気爆発
τ ：格納容器貫通部過温破損	μ ：溶融物直接接触
β ：格納容器隔離失敗	α ：原子炉容器内水蒸気爆発
g ：蒸気発生器伝熱管破損	γ：水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）
γ’：水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）	ν ：インターフェイスシステムＬＯＣＡ

第 2-4 図　レベル１．５ＰＲＡの定量化結果
（格納容器破損モードごとの寄与割合）

3　運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

> ４－１
> (a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ
> ・崩壊熱除去機能喪失（ＲＨＲの故障による停止時冷却機能喪失）
> ・全交流動力電源喪失
> ・原子炉冷却材の流出
> ・反応度の誤投入
> (b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ
> ① 個別プラントの停止時に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
> ② その結果、上記４－１(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

これを踏まえ、美浜３号炉を対象に停止時ＰＲＡの知見等を活用して、運転停止中事故シーケンスグループの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、燃料損傷防止対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置づけを考慮し、これまで整備してきたＡＭ策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でＰＲＡモデルを構築し内部事象の停止時レベル１ＰＲＡを実施した。

3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討及び整理

停止時レベル１ＰＲＡの対象期間である定期検査中は、プラントの停止や起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う１次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時レベル１ＰＲＡにおいてはこのようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第 3-1 図に示す。

停止時レベル１ＰＲＡにおいては、原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイヤグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せを第 3-2 図のイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。停止時レベル１ＰＲＡの定量化結果を第 3-1 表及び第 3-3 図に示す。

3.1.1.1 選定した起因事象

・余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障等により余熱除去機能が喪失する事象。

・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプの故障等により、原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断や運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（水位維持失敗）

ミッドループ運転中に何らかの原因によりＲＣＳ水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（オーバードレン）

ＲＣＳ水抜き操作時に、ＲＣＳ水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

・反応度の誤投入※

希釈操作時の運転基準に基づき、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

（※　制御棒の誤引抜きについては、プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界度が確保されること、起動時においてもほう素濃度が高い状況で制御バンクＤを除く制御棒を全引抜きとすることから、制御棒誤引抜き時の反応度投入はわずかであることから本評価においては評価対象外と判断。）

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理するとともに、各事故シーケンスについて燃料損傷に至る主要因の観点で整理を行い、解釈で想定される事故シーケンスグループとの比較を行った（第 3-1 表参照)。

その結果、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、運転停止中事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンス選定に当たっては、以下に示す「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド（運転停止中)」という。)」に記載の 3 つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容を以下に示す（第 3-2 表参照)。

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する燃料損傷防止対策の整備状況等を確認している（別紙５　3.停止時レベル１ＰＲＡ)。

【審査ガイド（運転停止中）に記載の着眼点】

a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

b. 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。

c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

以下に示す 4 つの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定するに当たって、具体的な検討内容を以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失（ＲＨＲの故障による停止時冷却機能喪失)

(2) 全交流動力電源喪失

(3) 原子炉冷却材の流出

(4) 反応度の誤投入

(1) 崩壊熱除去機能喪失

① 事故シーケンス

・余熱除去機能喪失

・外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗

・原子炉補機冷却機能喪失

② 選定理由

余裕時間について、「原子炉補機冷却機能喪失」はある一定期間余熱除去ポンプの利用が期待できる一方で、「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余熱除去系が使用できず余裕時間が短くなる。「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余裕時間は同等であるものの、「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は「全交流動力電源喪失」に包絡される。このため、「余熱除去機能喪失」を代表として選定した。また、設備容量については各事象に差は生じない。

なお、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定した。

また、アキュムレータ及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失

（充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮）

④ 燃料損傷防止対策

・アキュムレータ＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(2) 全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいては、外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンスが想定される。対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定する。さらに、従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

④ 燃料損傷防止対策

・アキュムレータ＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(3) 原子炉冷却材の流出

① 事故シーケンス

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・水位維持失敗

・オーバードレン

② 選定理由

原子炉冷却材の流出として想定される起因事象としては、プラント停止期間を通じて想定される弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出事象に加えて、1次冷却系の水抜き操作実施時の水抜き停止操作の失敗による流出継続、ミッドループ運転中に何らかの原因で1次冷却系の水位維持に失敗する事象が想定される。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいて、これらは原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失として直接的に燃料損傷に至る同一の事故シーケンスとして想定されるため、代表として1次冷却材の流出流量が多い原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を選定する。

なお、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材が流出する事象を選定する。

③ 選定結果

・燃料取出前のミッドループ運転中における原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

④ 燃料損傷防止対策

・充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入

(4) 反応度の誤投入

① 事故シーケンス

・反応度の誤投入

② 選定理由

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済の設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なＡＭ策に期待しない今回のＰＲＡにおいては、原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗に伴う反応度の誤投入が想定される。

なお、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの余裕時間を厳しく評価する観点から、原子炉起動前にほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤動作等による純水の注入により、1次冷却材が希釈され、原子炉が臨界に至る可能性がある事象を選定する。

③ 選定結果

・原子炉起動時における化学体積制御系の弁の誤動作等による原子炉への純水流入

④ 燃料損傷防止対策

・純水注入停止操作

第3-1表　運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

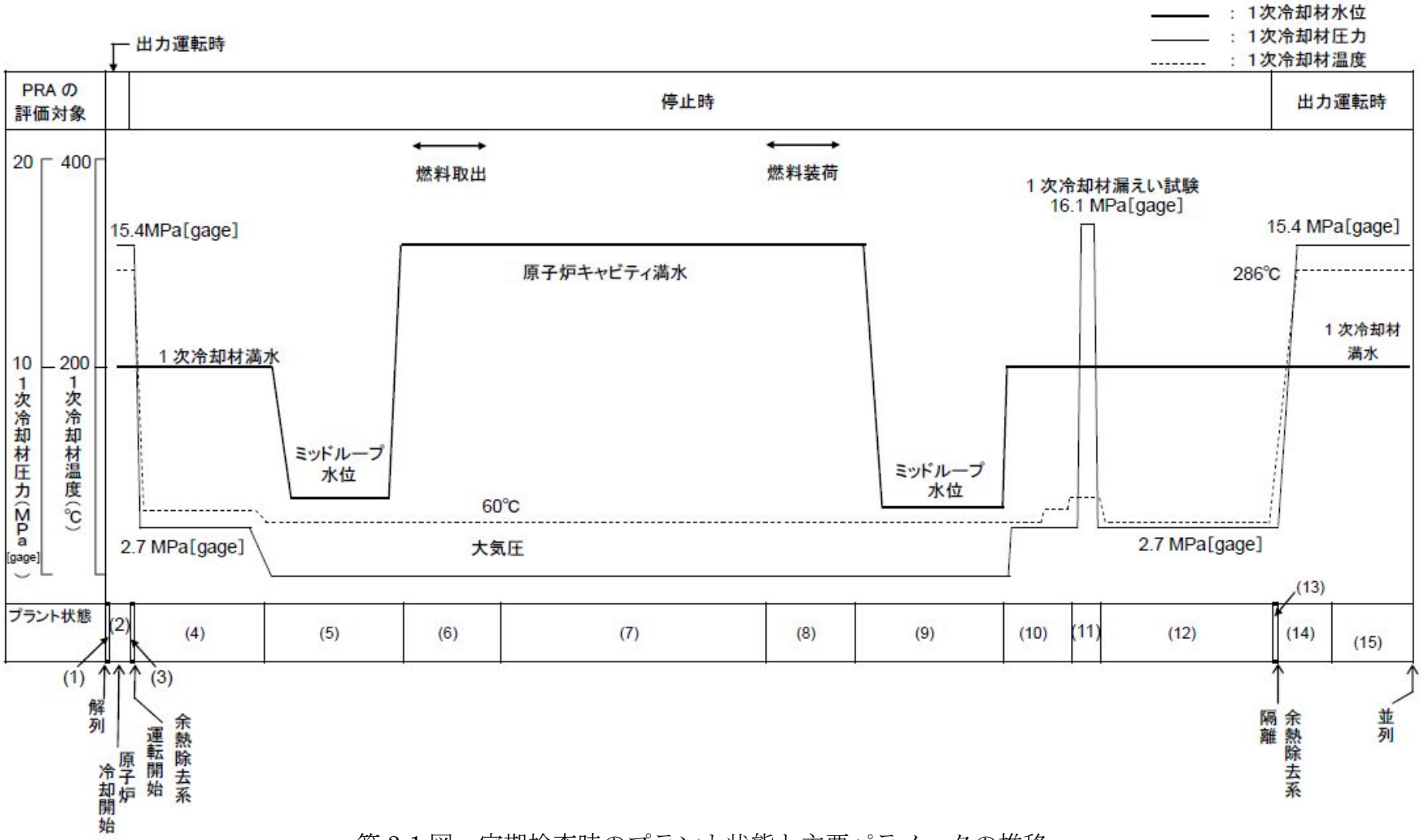
事故シーケンス	シーケンス別 ＣＤＦ （／炉年）	全ＣＤＦへの 寄与割合 （シーケンス別）	炉心損傷に至る主要因	グループ別 ＣＤＦ （／炉年）	全ＣＤＦへの 寄与割合 （グループ別）	運転停止中 事故シーケンスグループ		備考
余熱除去機能喪失	8.0E-05	16.3%	余熱除去機能の喪失	9.3E-05	19.0%	(a)	崩壊熱除去機能喪失 （ＲＨＲの故障による 停止時冷却機能喪失）	全炉心損傷頻度の 100%を 燃料損傷防止対策にてカバー
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗	3.0E-06	0.6%						
原子炉補機冷却機能喪失	1.1E-05	2.2%						
外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	1.9E-06	0.4%	電源機能の喪失	1.9E-06	0.4%	(b)	全交流動力電源喪失	
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	3.8E-04	77.2%	原子炉冷却材の喪失 （流出）	3.9E-04	80.6%	(c)	原子炉冷却材の流出	
水位維持失敗	8.2E-06	1.7%						
オーバードレン	8.2E-06	1.7%						
反応度の誤投入	5.3E-08	＜0.1%	反応度の誤投入	5.3E-08	＜0.1%	(d)	反応度の誤投入	
合　計	4.9E-04	100.0%	－	4.9E-04	100.0%	－		－

第3-2表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について

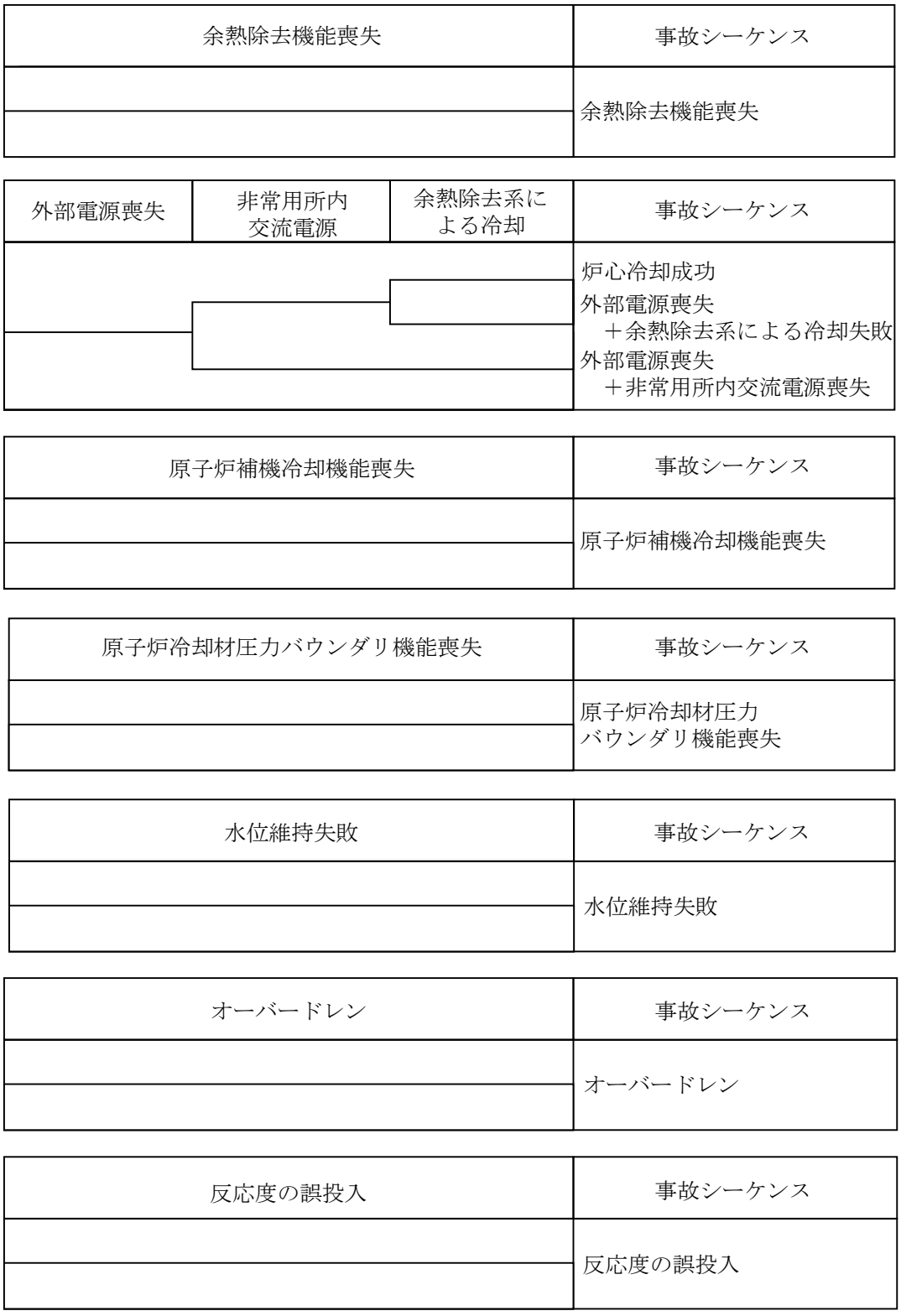
事故シーケンスグループ		事故シーケンス		燃料損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方			
					a	b	c	備考（a：余裕時間、b：設備容量、c：代表シーケンス）
1	崩壊熱除去機能喪失 （ＲＨＲの故障による停止時冷却機能喪失）	○	**余熱除去機能喪失**	アキュムレータ＋恒設代替低圧注水ポンプ＋空冷式非常用発電装置	**高**	**高**	**高**	余熱除去系又は原子炉補機冷却系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事象は、事象進展が同じであるため、余裕時間の観点から代表として余熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象を選定。 また、対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ないミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定。 なお、蓄圧注入及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮。
			外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗		**高**	**高**	低	
			原子炉補機冷却機能喪失		**中**	**高**	低	
2	全交流動力電源喪失	○	**外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失**	アキュムレータ＋恒設代替低圧注水ポンプ＋空冷式非常用発電装置	－	－	**高**	対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定。 従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。
3	原子炉冷却材の流出	○	**原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失**	充てん／高圧注入ポンプ	**高**	**高**	**高**	いずれの事故シーケンスも原子炉冷却材の流出事象であり、流出流量の観点から原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失で包絡できる。対策実施の時間余裕及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ないミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事象を選定。
			水位維持失敗		**中**	**中**	低	
			オーバードレン		**中**	**中**	低	
4	反応度の誤投入	○	**反応度の誤投入**	純水注入停止操作	－	－	**高**	定期検査中、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点から、原子炉起動時における純水注入事象を選定。

○　：選定した重要事故シーケンス

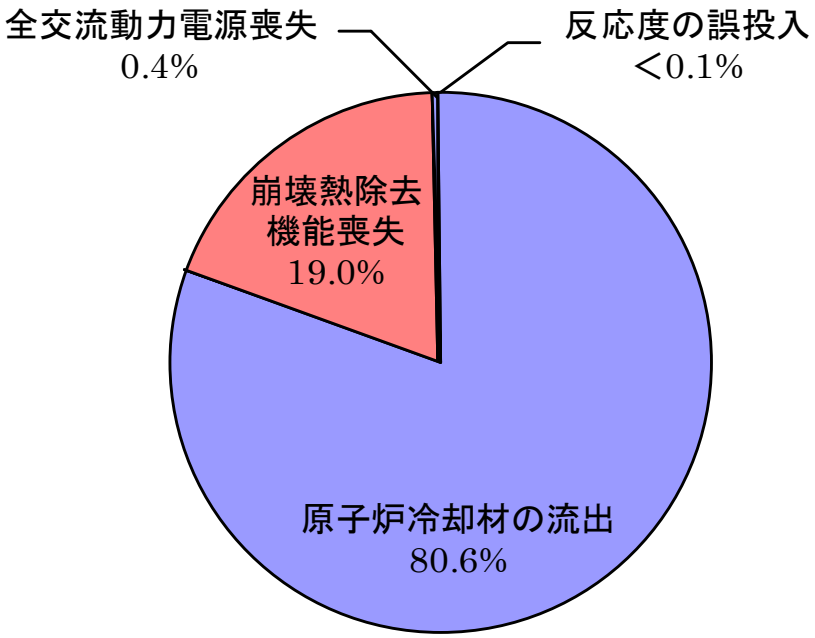
審査ガイド（運転停止中）の着眼点a, bに対する影響度の観点から、「高」、「中」、「低」とした。



第 3-1 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移



第 3-2 図　停止時レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー



第 3-3 図　停止時レベル１ＰＲＡの定量化結果

（運転停止中事故シーケンスグループごとの寄与割合）

4　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したＰＲＡの実施プロセスについて

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際して適用可能としたＰＲＡの実施に際しては、一般社団法人　日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に評価を実施し、各実施項目について「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。

また、今回のＰＲＡの評価プロセスは、専門家によるピアレビューにて事故シーケンスグループ選定を目的としたＰＲＡとして技術的な問題点がないことが確認された先行プラントと同様のものであり、今回実施したＰＲＡにおいて、事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。

別紙１

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について

重大事故等対策の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループ等の選定に際しては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に「個別プラントの内部事象に関するＰＲＡ及び外部事象に関するＰＲＡ（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

今回の申請書作成に当たっては外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあるものとして地震、津波のレベル１ＰＲＡを対象に実施した。

火災、溢水及びその他外部事象についてはＰＲＡ手法の確立に向けた検討を実施中の段階であったり、起因事象発生頻度等、現実的な定量評価の実施に際して必要となるデータの整備を実施していく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないものと判断したが、「それに代わる手法」として、これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ等の選定への影響について以下のとおり検討、整理した。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に係る検討（レベル１ＰＲＡ）

1.1 火災、溢水の影響

外部事象のうち、火災、溢水についてはレベル１ＰＲＡの手法確立及び個別プラントへの展開に係る検討作業がある程度進んでいることを踏まえ、ＰＲＡを念頭にして想定される起因事象を整理した結果を第１表及び第２表に示す。

第１表　内部溢水により誘発される起因事象

（原子力学会標準附属書に記載の例）

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
小破断ＬＯＣＡ	溢水による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	溢水による主給水ポンプ等の機能喪失
２次冷却系の破断	溢水による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象／手動停止	溢水による原子炉トリップ／手動停止
外部電源喪失	溢水による常用母線等の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	溢水による１次系冷却水ポンプ等の機能喪失

第２表　内部火災により誘発される起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
小破断ＬＯＣＡ	火災による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動 火災によるＲＣＰシール冷却機能喪失
ＩＳ－ＬＯＣＡ	火災による隔離弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	火災による主給水ポンプの機能喪失
２次冷却系の破断	火災による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象／手動停止	火災による原子炉トリップ／手動停止
外部電源喪失	火災による常用母線の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	火災による１次系冷却水ポンプの機能喪失

第１表及び第２表で抽出された起因事象は屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性を有するが、これらは同機器の故障等及び誤操作を想定する内部事象レベル１ＰＲＡから得られる起因事象に含まれている。

溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性もあるが、設計基準対象施設により波及拡大に起因する広範囲における重畳的な事象発生を防止できることを考えると、定量化に際しては別途評価が必要であるもの

の、これらは内部事象レベル１ＰＲＡから得られる事故シーケンスと同様の事象になるものと推定される。

1.2 その他外部事象の影響

その他の外部事象としては解釈第６条第２項に自然現象として、第８項に人為事象として具体的に以下が記載されている。

＜自然現象＞
敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるもの。
＜人為事象＞
敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等。

これらの外部事象については一般社団法人　日本原子力学会リスク専門部会においてリスク評価に係る考え方の議論が開始されている一方、具体的なＰＲＡ手法に係る検討は現段階では行われていないが、相当程度の構造強度を有する安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響が主要な検討対象になるものと推定される（第３表、第４表及び添付参照）。

自然現象については、炉心損傷に至る可能性のある建屋外部の設備の機能喪失としては海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失、変圧器及び送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、これらはいずれも今回ＰＲＡ実施により抽出した事故シーケンスとしても確認されている。

また、火山（火山灰の降下）では火山灰、森林火災ではばい煙の建屋開口部からの取り込みによる換気空調系機能への影響等は新たに考

慮すべき可能性があるものと考えられるが、原子炉補機冷却機能喪失、全交流動力電源喪失発生時には同時に換気空調系機能喪失が想定されており、これらの事故シーケンスと類似した事象になるものと推定される。

自然現象の重畳を考慮した場合でも、建屋外部に設置された設備への影響の程度が変わるのみであり、起因事象としては変わらないことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものと考える。

人為事象についても、原子炉施設へ与える影響について評価した。評価対象事象のうち、飛来物（航空機衝突）及び電磁的障害については、発生確率が充分に低いと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも大規模損壊対策による影響緩和が可能である。その他の人為事象については、美浜発電所の敷地及び敷地周辺の地域特性を考慮すると発生のおそれはないと考えられるが、仮に発生を想定した場合でも自然現象と同様に、建屋外部に設置された設備への影響を考慮すれば良いことから、新たな事故シーケンスグループが発生することはないものと考える。

なお、今回定性的な評価とした各評価や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたＰＲＡについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

2. 格納容器破損モード選定に係る検討（レベル１．５ＰＲＡ）

外部事象レベル１．５ＰＲＡについては、地震レベル１．５ＰＲＡのみ学会標準に一部関連する記載があるものの、その他の事象については標準的なＰＲＡ手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況ではないため以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震レベル１．５ＰＲＡの評価に際しては、原子炉格納容器本体、

原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要な段階であり、現在ＰＷＲ電力共同で実機適用検討を実施中である。

なお、地震特有の影響としては、地震動により原子炉格納容器本体あるいは原子炉建屋が損傷し直接的に原子炉格納容器が損傷する事象（χモード)、格納容器隔離弁等が損傷し原子炉格納容器の隔離に失敗する事象（βモード)、蒸気発生器伝熱管の複数本破損により原子炉格納容器をバイパスする事象（ｇモード）が考えられるが、βモードとｇモードについては内部事象レベル１．５ＰＲＡで抽出されている損傷モードである。また、χモードについては地震動による直接的な原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失であり、地震レベル１ＰＲＡにおいて抽出した「原子炉建屋損傷」及び「原子炉格納容器損傷」が該当するが、これらについては格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モードとして選定するのではなく、発生する事象の程度や組み合わせに応じて対応していくべきものである。具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、原子炉格納容器内部の安全系機器及び配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。

2.2 津波の影響

津波特有の影響として建屋外部の設備が機能喪失することは想定されるものの、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられる。原子炉格納容器に直接影響を及ぼす物理的負荷としては津波による波力及び漂流物の衝撃力等が考えられるが、原子炉格納容器の配置や周辺の建屋により直接破損することは想定し難く、格納容器破損モードの追

加は必要ないものと考える。

2.3 火災、溢水の影響

レベル１ＰＲＡにおける発生可能性のある起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル１ＰＲＡに追加すべきものは発生しないものと推定しており、原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損することも想定し難いことから、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないものと考える。

2.4 その他外部事象の影響

レベル１ＰＲＡにおける検討からも、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル１ＰＲＡに追加すべきものは発生しないものと推定しており、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象についても内部事象レベル１．５ＰＲＡで想定するものと同等と考えられ、格納容器破損モードとして追加すべきものは発生しないと考える。

3. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して、現段階でＰＲＡ適用可能と判断した地震レベル１ＰＲＡ、津波レベル１ＰＲＡ以外の外部事象について、定性的な分析及び推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ等は発生しないものと評価した。

なお、今回定性的な分析とした各評価や地震発生時に想定される地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたＰＲＡについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を順次進めていく予定である。

第３表　自然現象が原子炉施設へ与える影響

自然事象	原子炉施設へ与える影響
洪水	敷地の地形及び表流水の状況から判断して、敷地が洪水による被害を受けることは考えられない。また、発生する影響は溢水又は津波の影響に包含される。
風（台風）	安全施設に対する風荷重は、建築基準法に基づき、既往最大値を上回るものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、風による影響は考え難い。また、強風の影響としては竜巻の影響に包含される。
竜巻	過大な風荷重、気圧差荷重、飛来物により構築物等が破損し、構築物等に直接的あるいは波及的影響を与える可能性があるが、日本で過去に発生した竜巻による最大風速及び国内最大規模の竜巻を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、送電鉄塔倒壊による外部電源喪失が想定される。一方、屋外設備の海水ポンプ、復水タンク及び燃料取替用水タンクは飛来物による破損が考えられ、海水ポンプ機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定される。なお、海水ポンプ、復水タンク及び燃料取替用水タンクについては、飛来物への防護対策を講じることとしている。
凍結	屋外機器で凍結のおそれのあるものは必要に応じて最低気温に適切な余裕を持った凍結防止対策を行うものとし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため、安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられるが、可能性としては復水タンクの純水凍結による損傷が想定される。また、着氷による変圧器、送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
降水	溢水又は津波による影響に包含される。
積雪	過大な積雪荷重により構築物等が破損する可能性があるが、過去に記録された最大積雪量を想定しても、安全上重要な構築物等に影響を与えることはないと考えられる。ただし、荷重による復水タンク及び燃料取替用水タンク損傷や変圧器、送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。また、荷重によるタービン建屋損傷に伴う２次冷却系除熱機能喪失が想定される。
落雷	原子炉格納施設等への避雷針の設置、接地網の布設による接地抵抗の低減等を行うとともに、安全保護系への雷サージ侵入の抑制を図る回路設計とし、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため、安全上重要な設備に影響を与えることはないと考えられるが、可能性としては海水ポンプモータ部への雷撃による損傷で、原子炉補機冷却機能喪失が想定される。また、変圧器及び送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
地滑り	構築物等が損壊する可能性があるが、斜面の滑りに対する十分な安定性を確保する等により、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としているため、安全上重要な設備に影響を与えることはない。ただし、発電所周辺では倒壊に伴う送電線等の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
火山の影響	火山灰による過大な積載荷重による構築物等の破損、火山灰による排気筒等の閉塞等の可能性があるが、想定される降灰厚さを考慮しても安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としており、安全上重要な構築物等に影響を与えることはない。ただし、荷重による復水タンク及び燃料取替用水タンク損傷や開閉所の絶縁影響による外部電源喪失が想定される。また、荷重によるタービン建屋損傷に伴う２次冷却系除熱機能喪失が想定される。
生物学的事象	海生生物については、大量の襲来を原因とした海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失が想定される。なお、小動物については、屋外設置の端子箱内に侵入した場合に短絡、地絡事象の原因となり得るが、ケーブル貫通部等のシールにより防止可能であり、トレン分離した安全機能が共通要因で機能喪失することはない。
森林火災	森林火災については輻射熱による設備及び建屋への影響が想定されるが、安全施設は、森林火災に対して、「原子力発電所の外部火災影響評価ガイド」を参照し、防火帯を設けていることから、安全性を損なうおそれはない。ただし、火災により森林内に設置された送電線の機能喪失による外部電源喪失が想定される。
高潮	安全施設は高潮による影響のない敷地高さに設置されていることから、安全性を損なうおそれはない。

第 4 表　外部人為事象が原子炉施設へ与える影響

外部人為事象	原子炉施設へ与える影響
有毒ガス	幹線道路、鉄道路線、主要航路及び石油コンビナートは発電所から十分な離隔距離が確保されており、危険物を搭載した車両及び船舶を含む事故等による発電所への有毒ガスの影響はない。
飛来物 （航空機衝突）	航空機落下確率評価結果が防護設計の要否判断の基準である 10^{-7}（／炉年）を超えないため、航空機衝突による防護設計を必要としない。なお、当該事象が仮に発生した場合には、大規模損壊及び大規模な火災が発生することを想定し、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
船舶の衝突 （船舶事故）	周辺海域の船舶の航路としては、美浜発電所と航路までの距離が離れていること、また発電所がその航路の針路上にないことから、仮に漂流したとしても取水口に船舶が漂着するおそれはない。また、取水口のある入り江では養殖業が行われており、小型船舶が漂流する可能性があるが、仮に取水口前に侵入した場合でも、取水口桟橋及びバースクリーンにより侵入経路は阻害され、取水口へ侵入するおそれはない。
爆発（プラント外での爆発）	発電所の近くには、爆発により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため、爆発による発電所への影響はない。
電磁的障害	原子炉保護系計器ラック及びケーブルは、ラインフィルタや絶縁回路の設置により、サージ・ノイズの侵入を防止するとともに、鋼製筐体や金属シールド付ケーブルの適用により電磁波の侵入を防止する設計としており、発生確率は小さいと考えられる。なお、仮に当該事象が発生した場合には、複数の信号系の損傷も想定されるが、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
ダムの崩壊	発電所の近くには、ダムは存在しないことから、安全性を損なうおそれはない。
火災（近隣工場等の火災）	発電所の近くには、火災により安全施設に影響を及ぼすような石油コンビナート施設等はないため、石油コンビナート施設等の火災による安全施設への影響はない。

外部事象（地震、津波、火災及び溢水を除く）の影響評価について

解釈第６条２項に記載されている自然現象については、現段階でのＰＲＡの実施は困難であるため、「それに代わる方法」として事故シーケンスグループの抽出を行い、重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

1. 評価対象事象

設計基準において想定される外部事象（自然現象及び人為事象）について、添付－１のとおり抽出しているが、人為事象については、発生のおそれがないこと等から、ここでは、自然現象（地震、津波、火災及び溢水を除く）に着目した評価を行った。

なお、自然現象の評価に当たっては、以下の事象を選定した。

・洪水
・風（台風）
・竜巻
・凍結
・降水
・積雪
・落雷
・地滑り
・火山の影響
・生物学的影響
・森林火災

・高潮

2. 想定範囲

事故シーケンスグループの抽出に当たっては、上記自然現象のそれぞれについて、過酷と考えられる条件を基にその影響について評価を行う。

3. まとめ

1. 項に示した各評価対象事象について、事故シーケンスに至る可能性について検討を実施した結果（添付－２～７参照)、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて抽出した事故シーケンスグループに対して新たに追加が必要となる事故シーケンスグループは発生しないものと判断した。

表　事象の選定結果

No.	事象	備考	詳細説明
1	洪水	「津波」による影響評価に包含される。	―
2	風（台風）	「竜巻」による影響評価に包含される。	―
3	竜巻	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－２
4	凍結	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－３
5	降水	「津波」による影響評価に包含される。	―
6	積雪	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－４
7	落雷	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－５
8	地滑り	斜面の安定性を確保する等により、安全施設の安全機能を損なうおそれがない設計としていることから、地滑りによる影響はない。	―
9	火山の影響	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－６
10	生物学的影響	海生生物襲来による海水ポンプ機能喪失、小動物等によるケーブル類の損傷を想定されるが、除塵装置及び小動物の侵入防止対策により、安全施設の機能が損なわれることはない。	―
11	森林火災	当該事象に関する影響評価を行う。	添付－７
12	高潮	「津波」による影響評価に包含される。	―

添付－１　設計基準において想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるものの選定

設計基準において想定される自然現象及び原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「外部人為事象」という。）について選定を行った。

(1) 自然現象及び外部人為事象に係る外部ハザードの抽出

設置許可基準規則の解釈第6条2項及び8項において、「設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「設計基準において想定される外部人為事象」として、以下のとおり例示されている。

第６条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

２　第１項に想定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然現象を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

８　第３項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）としては、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

美浜発電所での設計上考慮すべき事象の選定にあたっては、想定される自然現象

及び外部人為事象に係る外部ハザードを幅広く検討するために、以下の国内外の基準や文献等を参考に網羅的に自然現象及び外部人為事象に係る外部ハザードの抽出を行った。結果を第1.1表及び第1.2表に示す。

・資料1 : Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

・資料2 : Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003

・資料3 : NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983

・資料4 : NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991

・資料5 : ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009

・資料6 : NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012

・資料7 : 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈

・資料8 : 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈

・資料9 : “日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年

・資料10 : “産業災害全史”, 日外アソシエーツ, 2010年1月

・資料11 : “日本災害史事典 1868-2009”, 日外アソシエーツ, 2010年9月

・資料12 : NEI 06-12 “B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline”, NEI, December 2006

第1.1表　外部ハザードの抽出結果（自然現象）(1/2)

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9
1	地震	○	○	○	○	○	○	○	○	○
2	陥没、地盤沈下、地割れ		○				○			○
3	地盤隆起	○	○							○
4	地滑り	○	○	○		○	○	○		○
5	地下水による地滑り	○								
6	泥湧出									○
7	山崩れ、崖崩れ									○
8	津波	○	○	○		○	○	○	○	○
9	静振		○	○		○	○			
10	高潮		○	○		○	○			○
11	波浪、高波		○	○		○	○			○
12	海水面高（満潮）	○		○			○			○
13	海水面低	○								
14	ハリケーン			○		○	○			
15	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○	○	○
16	竜巻	○	○	○	○	○	○	○	○	○
17	砂嵐	○	○	○	○	○	○			
18	極限的な気圧	○	○							
19	降水	○	○	○		○	○	○	○	○
20	洪水		○	○	○	○	○	○		○
21	土石流									○
22	降雹	○	○	○	○	○	○			○
23	落雷	○	○	○	○	○	○	○	○	○
24	森林火災			○	○	○	○	○	○	○
25	草原火災				○		○			
26	毒性ガス			○		○	○			
27	高温	○	○	○	○	○	○			○

資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

資料2: Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003

資料3: NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983

資料4: NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991

資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009

資料6: NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012

資料7: 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈

資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈

資料9: “日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年

第1.1表　外部ハザードの抽出結果（自然現象）(2/2)

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9
28	低温、凍結	○	○	○	○	○	○	○	○	○
29	氷結	○		○		○	○			○
30	氷晶	○								
31	氷壁	○								
32	高水温	○	○							
33	低水温	○	○							
34	干ばつ	○		○		○	○			○
35	霜	○		○		○	○			○
36	霧、もや	○		○		○	○			
37	火山の影響	○	○	○	○	○	○	○	○	○
38	熱湯									○
39	積雪	○	○	○	○	○	○	○	○	○
40	雪崩	○	○	○		○	○			○
41	生物学的事象					○	○	○	○	
42	動物	○								
43	塩害	○								
44	隕石	○		○	○	○	○			
45	土壌の収縮、膨張（液状化現象）		○	○		○	○			○
46	海岸浸食			○		○	○			
47	地下水による浸食	○	○							
48	カルスト	○	○							
49	湖若しくは川の水位降下	○		○		○	○			
50	湖若しくは川の水位上昇	○		○						
51	水中の有機物	○								
52	太陽フレア、磁気嵐						○			
53	河川の迂回、閉塞		○	○		○	○			

資料1: Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

資料2: Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003

資料3: NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983

資料4: NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991

資料5: ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009

資料6: NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012

資料7: 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈

資料8: 実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈

資料9: “日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年

第1.2表　外部ハザードの抽出結果（外部人為事象）(1/2)

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9	資料10	資料11	資料12
1	人工衛星の落下	○			○	○	○						
2	飛来物（航空機落下）	○	○	○		○	○	○	○			○	○
3	工業施設又は軍事施設事故（爆発、化学物質放出）			○	○	○	○				○	○	
4	パイプライン事故（爆発、化学物質放出）	○		○		○	○						
5	自動車又は船舶の爆発	○					○				○	○	
6	掘削工事（鉱山事故）、土木建築現場の事故（爆発、化学物質放出）	○									○	○	
7	船舶の衝突	○	○				○	○	○			○	
8	船舶事故（固体液体流出）	○	○				○				○	○	
9	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○	○				○	○	
10	タービンミサイル（他のユニットからのミサイル）	○		○		○	○	○	○				
11	有毒ガス			○		○	○	○					
12	ダムの崩壊	○	○					○	○				
13	爆発（プラント外での爆発）	○						○					
14	火災（近隣工場等の火災）	○	○	○	○			○			○	○	

資料1:　Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
資料2:　Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003
資料3:　NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
資料4:　NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991
資料5:　ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009
資料6:　NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012
資料7:　実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈
資料8:　実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
資料9:　“日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年
資料10:　“産業災害全史”, 日外アソシエーツ, 2010年1月
資料11:　“日本災害史事典 1868-2009”, 日外アソシエーツ, 2010年9月
資料12:　NEI 06-12 “B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline”, NEI, December 2006

第1.2表　外部ハザードの抽出結果（外部人為事象）(2/2)

No.	事象	資料1	資料2	資料3	資料4	資料5	資料6	資料7	資料8	資料9	資料10	資料11	資料12
15	軍事施設からのミサイル	○											
16	サイト内貯蔵の化学物質の放出	○		○		○	○						
17	プラント外での化学物質の放出	○	○										
18	電磁的障害	○						○	○				
19	内部火災	○			○			○	○				
20	内部溢水（他のユニットからの内部溢水）	○		○		○		○	○		○	○	
21	水中への化学物質放出	○											

資料1:　Specific Safety Guide No.SSG-3 “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
資料2:　Safety Requirements No.NS-R-3 “Site Evaluation for Nuclear Installations”, IAEA, November 2003
資料3:　NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”, NRC, January 1983
資料4:　NUREG -1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”, NRC, June 1991
資料5:　ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”, February 2009
資料6:　NEI 12-06[Rev.0] “DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE”, NEI, August 2012
資料7:　実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈
資料8:　実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則及びその解釈
資料9:　“日本の自然災害” 国会資料編纂会、1998年
資料10:　“産業災害全史”, 日外アソシエーツ, 2010年1月
資料11:　“日本災害史事典 1868-2009”, 日外アソシエーツ, 2010年9月
資料12:　NEI 06-12 “B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline”,NEI, December 2006

(2) 設計上考慮すべき自然現象（地震及び津波を除く。）及び外部人為事象の選定

(1)で網羅的に抽出した事象について、美浜発電所において設計上考慮すべき自然現象（地震及び津波を除く。）及び外部人為事象を選定するため、敷地の自然現象や敷地及び敷地周辺の状況を考慮し、海外での評価手法※を参考とした第1.3表の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

第 1.3 表　考慮すべき事象の除外基準（参考１参照）

基準１	当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。
基準２	ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。
基準３	当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。
基準４	影響が他の事象に包含される。
基準５	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。
基準６	外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

※　ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象の選定結果

(2)で検討した除外基準に基づき、美浜発電所において設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象を選定した結果を第1.4表及び第1.5表に示す。

第6条に該当する「設計基準において想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」として、以下の12事象を選定した。

- 洪水
- 風（台風）
- 竜巻
- 凍結
- 降水
- 積雪
- 落雷
- 地滑り
- 火山の影響
- 生物学的事象
- 森林火災
- 高潮

また、「設計基準において想定される外部人為事象」として、以下の7事象を選定した。

- 飛来物（航空機落下）
- ダムの崩壊
- 爆発
- 近隣工場等の火災
- 有毒ガス

・ 船舶の衝突

・ 電磁的障害

第1.4表　設計基準において想定される自然現象の選定結果(1/4)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
1	地震*						✓	×	第四条（地震による損傷の防止）にて評価する。
2	陥没、地盤沈下、地割れ			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
3	地盤隆起			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
4	地滑り*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
5	地下水による地滑り			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
6	泥湧出			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
7	山崩れ、崖崩れ			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
8	津波*						✓	×	第五条（津波による損傷の防止）にて評価する。
9	静振	✓			✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす湖等は近隣にないが、影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
10	高潮							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
11	波浪・高波				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
12	海水面高（満潮）				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
13	海水面低				✓			×	影響は津波と同様と考えられるため、「津波」の影響評価に包含される。
14	ハリケーン				✓			×	台風と同一の気象現象であるため、「風（台風）」の影響評価に包含される。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表　設計基準において想定される自然現象の選定結果(2/4)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6		
15	風（台風）*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
16	竜巻							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
17	砂嵐	✓						×	発電所周辺には砂漠がないため発生しない。
18	極限的な気圧				✓			×	竜巻評価として気圧差による荷重を考慮するため、「竜巻」の影響評価に包含される。
19	降水							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
20	洪水*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
21	土石流				✓			×	土石流を地滑りの評価で考慮するため、「地滑り」の影響評価に包含される。
22	降雹			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、竜巻評価として想定される設計飛来物による衝撃荷重を考慮するため、「竜巻」の影響評価に包含される。
23	落雷							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
24	森林火災							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
25	草原火災				✓			×	外部火災評価として発電所周辺の植生を適切に考慮するため、「森林火災」の影響評価に包含される。
26	毒性ガス				✓			×	地層から湧出する天然ガス等は地盤の性状に由来するため、「地震」（地盤）による影響評価に包含される。
27	高温			✓				×	長期的には気温変化は緩慢であること、建屋内機器は海水をヒートシンクとして冷却することなどから、安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は低いことから除外する。
28	低温、凍結*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表　設計基準において想定される自然現象の選定結果(3/4)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準１	基準２	基準３	基準４	基準５	基準６		
29	氷結				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
30	氷晶				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
31	氷壁				✓			×	影響は凍結と同じと考えられるため、「凍結」の影響評価に包含される。
32	高水温		✓					×	長期間継続することはなく、長期的には水温上昇は緩慢であることから、出力低下等の措置を講じることができるため、安全機能を損なうおそれはない。
33	低水温	✓						×	取水源(海水)が凍結することはない。
34	干ばつ			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。なお、取水源は海水であり、干ばつの影響を受けない。
35	霜			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
36	霧、もや			✓				×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いことから除外する。
37	火山の影響							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
38	熱湯	✓					✓	×	火山事象により発生する事象であるため、「火山の影響」の評価に包含される。なお、発電所周辺では火山がないため、熱湯の影響はない。
39	積雪*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
40	雪崩	✓						×	周辺の地形から、積雪荷重以上の影響がある雪崩は発生しないことから除外する。
41	生物学的事象							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
42	動物			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、小動物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」の影響評価に包含される。
43	塩害		✓	✓				×	腐食の進展は遅く十分管理が可能なことから除外する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.4表　設計基準において想定される自然現象の選定結果(4/4)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準１	基準２	基準３	基準４	基準５	基準６		
44	隕石					✓		×	安全施設の機能に影響を及ぼす隕石等の衝突は、極低頻度な事象であることから除外する。（参考２参照）
45	土壌の収縮・膨張（液状化現象）				✓			×	地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
46	海岸浸食		✓					×	事象進展が遅く対応のための時間的余裕があり、安全施設の機能を損なうおそれはない。
47	地下水による浸食			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、地盤の脆弱性に係る影響であるため、「地震」（地盤）の影響評価に包含される。
48	カルスト	✓						×	カルスト地形ではないことから除外する。
49	湖若しくは川の水位降下	✓						×	発電所に影響を及ぼす湖又は河川がないことから除外する。
50	湖若しくは川の水位上昇	✓						×	発電所に影響を及ぼす湖又は河川がないことから除外する。
51	水中の有機物			✓	✓			×	安全施設の機能に影響を及ぼす可能性は極めて低いが、クラゲ等の海生生物を生物学的事象として考慮するため、「生物学的事象」の影響評価に包含される。
52	太陽フレア、磁気嵐			✓				×	太陽フレアによる磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが、日本では、磁気緯度、大地抵抗率の条件から地磁気変動が電力系統に影響を及ぼす可能性は極めて小さく、その影響は欧米に比べて無視しうる程度であるため除外する。また、太陽フレアによる電磁的障害については、上記のとおりわが国における影響は極めて小さいことを鑑みれば、安全保護回路等には、落雷や電磁波対策を行い、鋼製筐体に収納され、遮蔽されていることから、これらの対策に包含される。なお、これまで国内で問題になったことはない。
53	河川の迂回、閉塞	✓						×	氾濫することにより、安全施設の機能に影響を及ぼすような河川はないことから除外する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.5表　設計基準において想定される外部人為事象の選定結果(1/2)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準１	基準２	基準３	基準４	基準５	基準６		
1	人工衛星の落下					✓		×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星の衝突は、極低頻度な事象であることから除外する。（参考２参照）
2	飛来物（航空機落下*）							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。（ここでは航空機落下のみを評価する。）
3	工業施設又は軍事施設事故（爆発、化学物質放出）	✓						×	爆発、化学物質放出により安全施設に影響を及ぼすような工業施設や軍事施設は近隣にはないことから除外する。
4	パイプライン事故（爆発、化学物質放出）	✓						×	発電所周辺にパイプラインはないことから除外する。
5	自動車又は船舶の爆発				✓			×	影響は爆発と同じと考えられるため、「爆発」による影響評価に包含される。
6	掘削工事（鉱山事故）、土木建設現場の事故（爆発、化学物質放出）	✓		✓				×	敷地内での掘削はガス濃度が管理されている。また、敷地外での掘削は離隔距離が確保されており、プラントに影響を与えないことから除外する。
7	船舶の衝突							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
8	船舶事故（固体液体流出）				✓			×	重油流出事故を船舶の衝突として考慮するため、「船舶の衝突」の影響評価に包含される。
9	交通事故（化学物質流出含む）				✓			×	影響は爆発又は有毒ガスと同じと考えられるため、「爆発」又は「有毒ガス」の影響評価に包含される。
10	タービンミサイル（他のユニットからのミサイル）						✓	×	第十二条（安全施設）にて評価する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

第1.5表　設計基準において想定される外部人為事象の選定結果(2/2)

No.	事象[注1]	選定基準[注2]						選定[注3]結果	備考
		基準１	基準２	基準３	基準４	基準５	基準６		
11	有毒ガス							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
12	ダムの崩壊*							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
13	爆発*（プラント外での爆発）							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
14	火災（近隣工場等の火災）							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
15	軍事施設からのミサイル						✓	×	故意の人為事象であることから除外する。
16	サイト内貯蔵の化学物質流出			✓				×	化学薬品は適切に管理しているが、仮に流出した場合でも堰等により薬品の拡散防止が図られていることから除外する。
17	プラント外での化学物質流出				✓			×	影響は有毒ガスと同じと考えられるため、「有毒ガス」の影響評価に包含される。
18	電磁的障害							○	地域特性を踏まえて評価対象とする。
19	内部火災						✓	×	第八条（火災による損傷の防止）にて評価する。
20	内部溢水（他のユニットからの内部溢水）						✓	×	第九条（溢水による損傷の防止等）にて評価する。
21	水中への化学物質放出	✓						×	発電所周辺には化学プラントは立地していないことから除外する。

注1：枠囲みの事象は、設置許可基準規則の解釈第6条に例示されている事象に該当する事象。

注2：選定基準は以下のとおり。

基準1：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

基準2：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

基準3：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

基準4：影響が他の事象に包含される。

基準5：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

基準6：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

注3：選定結果において「○」としている事象は、設置許可基準規則第6条の条文で考慮する事象、「×」としている事象は、発生する可能性を検討した結果、考慮する必要がないと判断した事象。

＊：「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」に記載の事象

＜参考１＞

基準１：当該原子炉施設に影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一様ではなく、発生する自然現象は地域性があるため、発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

基準２：ハザード進展・襲来が遅く、事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

事象発生時の発電所への影響の進展が緩慢であって、影響の緩和又は排除の対策が容易に講じることができる事象は対象外とする。例えば、発電所で海岸の浸食の事象が発生しても、進展が遅いため補強工事等により侵食を食い止めることができる。

基準３：当該原子炉施設の設計上、考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下、又は当該原子炉施設の安全性が損なわれることがない。

事象が発生しても、プラントへの影響が極めて限定的で炉心損傷事故のような重大な事故には繋がらない事象は対象外とする。例えば、外気温が上昇しても、屋外設備でも機能喪失に至る可能性は小さく、また、冷却海水の温度が直ちに上昇しないことから冷房は維持できるので、影響は限定的である。

基準４：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については、相対的に影響が大きいと判断される事象に包含して合理的に検討する。例えば、地滑り、山崩れ、崖崩れ等は程度の差はあれ同じ影響を与える事象であるので、ま

とめて検討できる。

基準５：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

タービンミサイル、航空機落下の評価では発生頻度が低い事象（10^{-7}（／年）以下）は考慮すべき事象の対象外としており、同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準６：外部から衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の人為事象等の外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項である。

第 4 条（地震による損傷の防止）、第 5 条（津波による損傷の防止）、第 8 条（火災による損傷の防止）等の別の条項により評価を実施するもの、又は、故意の人為事象等の外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては対象外とする。

＜参考２＞

NUREG-1407 “Procedural and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events(IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”によると、隕石や人工衛星については、衝突の確率が10^{-9}以下と非常に小さいため､起因事象頻度は低く IPEEE の評価対象から除外する旨が記載されている。なお、本記載の基になった NUREG/CR-5042,Supplement2 によると､1 ポンド以上の隕石の年間落下数と地表の一定面積に落下する確率を面積比で概算した結果､100 ポンド以上の隕石が 10,000 平方フィートに落下する確率は7×10^{-10}/炉年､100,000 平方フィートに落下する確率は 6×10^{-8}/炉年、隕石落下による津波の確率は9×10^{-10}/炉年と評価されている。

その他、IAEA の SAFETY STANDARDS SERIES No.NS-R-1,”Safety of Nuclear Power Plants: Design”では、想定起因事象で考慮しないものとして、自然又は人為の事象であって、極めて起こりにくいもの（隕石や人工衛星の落下）を挙げている。

なお、隕石が美浜発電所に衝突する確率については、概略計算で以下のとおり見積もられる。

地球近傍の天体が地球に衝突する確率及び衝突した際の被害状況を表す尺度として、トリノスケールがあるが、2012 年現在において、ＮＡＳＡは、今後 100 年間に衝突が起こる可能性のある天体について、このトリノスケールのレベル１を超えるものはないとしている。このレベル１の小惑星として“２００７ＶＫ１８４”が挙げられているが、当該惑星の衝突確率は「1750 分の１」である。そこで、隕石が地球に落ちて地上に当たる確率を 1/1750 とする。

・地球の表面積：510,072,000[km^2]

・美浜発電所の敷地面積：0.52[km^2]

であることから、隕石が美浜発電所の敷地内に衝突する確率は概算で以下のとおりとなる。

$1/1750 \times (0.52/510,072,000) = 5.83 \times 10^{-13}$

人工衛星が落下した場合については、衛星の大部分が大気圏で燃え尽き、一部破片が落下する可能があるものの原子炉施設に影響を与えることはないものと考えられる。

添付－２　竜巻（暴風）が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

竜巻事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 竜巻荷重による建屋や設備の損傷

② 竜巻によりもたらされる飛来物による建屋や設備の損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 竜巻荷重による建屋及び設備の損傷

【建屋】

・建屋倒壊

原子炉建屋、補助建屋等の安全上重要な機器が設置されている建屋及びタービン建屋については、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による荷重を想定しても頑健性は維持できると判断される。

【屋外設備】

・復水タンク、燃料取替用水タンク、海水ポンプ損傷

屋外に設置されている安全上重要な機器については、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による荷重を想定しても頑健性は維持できると判断される。

・送電鉄塔倒壊

竜巻荷重により、送電鉄塔の倒壊や送電線の切断等が発生し、外部電源が喪失する。

② 竜巻によってもたらされる飛来物による建屋及び設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている各建屋（燃料取扱建屋を除く）については、飛来物衝突に対して十分な厚さの外壁を有する、若しくは竜巻飛来物防護対策設備を設置するため、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による飛来物（以下「設計飛来物」という。）衝突を想定しても、建屋貫通による内包設備への影響はない。なお、燃料取扱建屋は一部鉄骨造であり、飛来物衝突により貫通する可能性があるため、飛来物衝突により内包する竜巻防護施設である使用済燃料ピットの安全機能を損なうことのない設計とすること並びに使用済燃料ピットラックに保管される燃料集合体の構造健全性が維持される設計とする。また、タービン建屋については飛来物衝突による建屋貫通の可能性を否定できず、その場合２次冷却系設備の損傷に起因する事象が発生する。

【屋外設備】

屋外に設置されている安全上重要な機器については、竜巻飛来物防護対策設備の設置や飛来物の固縛対策の実施により、発生頻度が極めて小さい風速 100m/s の竜巻による飛来物衝突を想定しても、貫通による設備への影響はないものの、シナリオの選定に当たっては以下のとおり各機器が損傷することを想定した。

・復水タンク損傷

復水タンクの損傷により、起因事象が発生した場合に補助給水による冷却が不可能になる。復水タンクが損傷した場合、同時に上記(2)①の外部電源喪失の発生を想定すると、２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

・燃料取替用水タンク損傷

燃料取替用水タンクが損傷した場合、ＥＣＣＳ系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で、竜巻によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたいため、これらの機能が必要となることはないと考えられる。

・海水ポンプ損傷

海水ポンプ４台すべてが損傷することにより原子炉補機冷却機能が喪失し、従属的にディーゼル発電機も機能喪失する。ディーゼル発電機が機能喪失した場合、同時に上記(2)①の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失となる。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える竜巻事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 竜巻荷重による建屋及び設備の損傷

【建屋】

・建屋倒壊

風速については、日本で過去に発生した竜巻の最大風速 92m/s を安全側に切り上げた風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7}）を想定

する。安全上重要な機器が設置されている建屋（原子炉建屋、補助建屋、燃料取扱建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、制御建屋）については、上記風速における風圧力による荷重、気圧差による荷重等の考慮すべき荷重に対して主架構の構造健全性が維持されるとともに、個々の部材の破損により当該建屋内の安全上重要な機器が安全機能を損なうことのない設計、若しくは安全機能を損なう可能性がある場合には設備又は運用による防護対策を実施することから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。また、タービン建屋についても上記風速における風圧力による荷重、気圧差による荷重等の考慮すべき荷重に対して倒壊により安全上重要な機器へ波及的影響を及ぼさない設計とすることから有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

【屋外設備】

・送電鉄塔倒壊

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える荷重に対して発生を否定できないため、送電鉄塔倒壊に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

・海水ポンプ、燃料取替用水タンク、復水タンク損傷

海水ポンプ、燃料取替用水タンク及び復水タンクについては、風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7}）の竜巻による風圧力による荷重及び考慮すべき荷重に対して構造健全性が維持され安全機能を

損なうことのない設計とすることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

②竜巻によってもたらされる飛来物による建屋及び設備の損傷

【建屋】

・建屋貫通

安全上重要な機器が設置されている各建屋（原子炉建屋、補助建屋、燃料取扱建屋、中間建屋、ディーゼル建屋、制御建屋）については、風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7}）の竜巻による飛来物衝突に対して、主架構の構造健全性が維持されるとともに、個々の部材の破損により当該建屋内の安全上重要な機器が安全機能を損なうことのない設計、若しくは安全機能を損なう可能性がある場合には設備又は運用による防護対策を実施することから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。しかし、タービン建屋については、飛来物衝突による貫通を否定できないため、地震ＰＲＡの検討を踏まえ、外部電源喪失、２次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

【屋外設備】

・復水タンク損傷

風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7}）を超える竜巻が発生し、かつ飛来物が対象設備に衝突する確率は小さいと考えられるが、その可能性は否定できないため、復水タンク損傷による補助給水機能喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。外部電源喪失があ

った場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・燃料取替用水タンク損傷

風速100m/s（年超過確率1.7×10^{-7}）を超える竜巻が発生し、かつ飛来物が対象設備に衝突する確率は小さいと考えられるが、その可能性は否定できないため、燃料取替用水タンク損傷によるＥＣＣＳ注水機能喪失や格納容器除熱機能喪失がシナリオとして想定される。一方で、１.(2)②に記載のとおり、竜巻によるＬＯＣＡ事象の発生は想定しがたい。仮にＬＯＣＡ事象が発生しても、ＥＣＣＳ注水機能喪失や格納容器除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ及び地震ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・海水ポンプ損傷

風速 100m/s（年超過確率 1.7×10^{-7}）を超える竜巻が発生し、かつ飛来物が対象設備に衝突する確率は小さいと考えられるが、その可能性は否定できないため、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失、非常用所内交流電源喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。外部電源喪失があった場合に全交流動力電源喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、復水タンク及び海水ポンプに飛来物が同時に衝突し、設備

が損傷することは極めて稀であると考えられ、また、資機材等の飛散防止のために固縛等による飛来物の発生防止対策や飛来物の衝突から対象設備を守る防護ネット等の飛来物防護対策に期待できることから、飛来物衝突による復水タンク及び海水ポンプの同時損傷は本評価の対象外とする。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・タービン建屋損傷による２次冷却系の破断
・タービン建屋損傷による主給水流量喪失
・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失
・海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、２次冷却系の破断、主給水流量喪失及び原子炉補機冷却機能喪失である。外部電源喪失、２次冷却系の破断あるいは主給水流量喪失と復水タンク損傷による補助給水機能喪失が同時に発生した場合には２次冷却系からの除熱機能喪失となる。また、外部電源喪失と海水ポンプ損傷による非常用所内交流電源喪失が同時に発生した場合には全交流動力電源喪失となるが、それ以上の組み合わせは考えにくく、竜巻事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断される。

なお、暴風事象については年超過確率 10^{-7}（／年）に当たる最大瞬間風速が 82.3m/s であるが、竜巻事象においては最大瞬間風速が 100m/s で評価していることから、竜巻事象の評価に包絡されると判断した。

添付－３　凍結が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

凍結事象により構築物､系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

・燃料油貯蔵タンクの重油凍結

低温によって燃料油貯蔵タンク内の重油が凍結するとともに、以下③に示す外部電源喪失が発生している状況においては、ディーゼル発電機の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

・復水タンクの純水凍結

低温によって復水タンクの純水が凍結し、起因事象が発生した場合に補助給水による冷却が不可能になる。復水タンクが機能喪失した場合、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、２次冷却系からの除熱機能喪失となる。

・燃料取替用水タンクのほう酸水凍結

低温によって燃料取替用水タンクのほう酸水が凍結した場合は、ＥＣＣＳ系による炉心への注水機能や格納容器スプレイ系による格納容器除熱機能が喪失する可能性があるが、燃料取替用水タンクは、ほう酸析出防止の観点から補助蒸気により 30℃程度に保たれているため、燃料取替用水タンクのほう酸水が凍結することは考えにくい。また、凍結によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたく、これらの安全機能が必要となることはないと考えられる。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

美浜発電所においては、河川／湖を冷却水源としておらず、美浜発電所の海水が凍結することは起こりえないと判断されるため、本損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

送電線や碍子への着氷によって、相間短絡を起こし、外部電源が喪失する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える凍結事象に対しての裕度評価(起因事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 屋外タンク及び配管内流体の「凍結」

・燃料油貯蔵タンクの重油凍結

燃料油貯蔵タンク内等の重油が凍結に至る温度は十分低く、また、凍結事象については事前の予測が十分に可能であり、温度管理が可能

であることから、凍結事象による燃料油貯蔵タンク等の凍結事象の発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはならない。

・復水タンクの純水凍結

復水タンクの純水凍結により、復水タンクが損傷した場合において、かつ同時に下記③で示される外部電源喪失を想定した場合、２次冷却系からの除熱機能が喪失するが、２次冷却系からの除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・燃料取替用水タンクのほう酸水凍結

１.(2)①に記載のとおり、燃料取替用水タンクのほう酸水凍結は起こりえないため、想定するシナリオはない。

② ヒートシンク（海水）の「凍結」

１.(2)②に記載のとおり、本損傷・機能喪失モードは考慮しないため、想定するシナリオはない。

③ 「着氷」による送電変電設備の相間短絡

設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオとして選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、補助給水機能の喪失が同時に発生した場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが、非常用所内交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、凍結事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは生じないと判断する。

添付－４　積雪が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

積雪事象により構築物､系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

③ 「着雪」による送電変電設備の機能阻害

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞

・ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

ディーゼル発電機の吸排気口閉塞により、結果、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機の吸排気口が閉塞により機能喪失した場合、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失に至る。

・海水ポンプモータの冷却口閉塞

積雪により、海水ポンプモータの冷却口が閉塞するため、ポンプトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

・復水タンク損傷

復水タンクが座屈で損傷した場合、補助給水による冷却が不可能になる。

・燃料取替用水タンク損傷

燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合、ＥＣＣＳ系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で、積雪によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたいため、これらの機能が必要となることはないと考えられる。

・建屋崩落

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震ＰＲＡの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、２次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

③ 「着雪」による送変電設備の機能阻害

・ 外部送電系の機能喪失（着雪による絶縁不良、倒木による送電機能阻害）

送電線や碍子への着雪又は、積雪荷重による倒木によって、送電線が短絡し外部電源が喪失する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える積雪事象に対し

ての裕度評価(起因事象発生可能性評価)を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 「多積雪」によるディーゼル発電機の吸排気口、海水ポンプモータ冷却口の閉塞

・ディーゼル発電機の吸排気口の閉塞

積雪事象は事前の予測が十分に可能であり、また進展速度が遅いため除雪管理が可能であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

また、燃料油貯蔵タンクについても同様に影響の考慮は不要である。

・海水ポンプモータの冷却口閉塞

積雪事象は事前の予測が十分に可能であり、また進展速度が遅いため除雪管理が可能であることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループの要因とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

② 「積雪荷重」による建屋天井や屋外設備に対する荷重

・復水タンク損傷

積雪荷重による座屈で復水タンクが損傷した場合において、同時に外部電源喪失若しくは主給水流量喪失の発生を想定した場合、２次冷却系からの除熱機能が喪失するが、２次冷却系からの除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・燃料取替用水タンク損傷

積雪荷重による座屈で燃料取替用水タンクが損傷した場合、ＥＣＣＳ系による炉心注水機能や格納容器スプレイ系による格納容器除熱機能が喪失するが、積雪が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたい。仮にＬＯＣＡ事象が発生しても、ＥＣＣＳ注水機能喪失や格納容器除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ及び地震ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・建屋崩落

積雪荷重が各建屋天井の許容荷重を上回った場合には、(2)項で選定したシナリオが発生する可能性はあるものの、タービン建屋の損傷による事故シーケンスについては地震ＰＲＡにおいても考慮していることから追加のシナリオではない。

なお、積雪事象については事前の予測が十分に可能であり、また事象の進展速度が遅いことから、タービン建屋以外の安全上重要な機器が設置されている頑健な建屋にあっては積雪荷重による倒壊から有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループとはなりえないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断する。

③ 「着雪」による送電変電設備の機能阻害

・ 外部送電系の機能喪失（着雪による絶縁不良、倒木による送電機能阻害）

着雪及び倒木に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、送変電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべきシナリオ

として選定する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- タービン建屋損傷による２次冷却系の破断
- タービン建屋損傷による主給水流量喪失
- タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、２次冷却系の破断及び主給水流量喪失であり、復水タンクの機能喪失による補助給水機能喪失が同時に発生した場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

添付 - 5　落雷が原子炉施設へ与える影響について

1．起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

落雷事象により構築物､系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 直撃雷による設備損傷

② 誘導雷サージによる電子回路損傷

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 直撃雷による設備損傷

・ 屋外設備（送電線、海水ポンプ等）への直撃雷により、当該設備の機能喪失に至る。

② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

・ 建屋避雷針から誘導雷サージが建屋内に侵入し、電気盤内の電子回路が損傷する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える落雷事象に対しての起因事象発生可能性を評価し､事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 直撃雷への設備損傷

・屋外設備（送電線、海水ポンプ等）への直撃雷による当該設備損傷

送電線は架空地線で直撃雷の確率低減対策を実施しているが、受雷した場合は送電系損傷により外部電源喪失に至る。また、海水ポンプについては竜巻飛来物防護対策設備の一部による避雷効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては想定を超える雷撃によって機能喪失する可能性を否定できないため、海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失及び非常用所内交流電源喪失を考慮すべきシナリオとして選定する。

② 誘導雷サージによる電気盤内の電子回路損傷

落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことができない場合には、電気盤内の絶縁耐力が低い電子回路が損傷し、原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。ただし、安全保護系の電子回路に使用するケーブルはシールドケーブルを使用し、シールドを接地し、かつ、検出器から制御設備までのケーブルは、基本的に建屋内に設置されているため、電子回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないものと判断される。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

- 外部送電系への直撃雷による外部電源喪失
- 海水ポンプ損傷による原子炉補機冷却機能喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失であり、外部電源喪失と

海水ポンプ損傷による非常用所内交流電源喪失が同時に発生した場合には、全交流動力電源喪失となるが、落雷事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

添付－６　火山活動が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

火山活動事象により構築物､系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 降下火砕物（以下「火山灰」という。）の堆積荷重による静的負荷

② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞

③ 火山灰によるディーゼル発電機吸気系の閉塞

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

⑤ 開閉所の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋の機能不全

荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋を考慮し、地震ＰＲＡの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、２次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

・復水タンク損傷

復水タンクが座屈で損傷した場合、補助給水による冷却が不可能になる。

・燃料取替用水タンク損傷

燃料取替用水タンクが座屈で損傷した場合、ＥＣＣＳ系による炉心への注水や格納容器スプレイ系による格納容器除熱が不可能になる。一方で、火山活動事象によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたいため、これらの機能が必要となることはないと考えられる。

② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞により冷却口が閉塞するため、海水ポンプがトリップし、原子炉補機冷却機能が喪失する。

③ 火山灰によるディーゼル発電機吸気系の閉塞

・ディーゼル発電機の吸気系の目詰まり

ディーゼル発電機の吸気系（吸気消音器フィルタ）の閉塞による機関吸気が機能喪失に至り、結果、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機吸気系が閉塞により機能喪失した場合、同時に下記⑤の外部電源喪失の発生を想定すると、全交流動力電源喪失に至る。

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

屋外設備については、海塩粒子等の腐食性有害物質が付着しやすく、厳しい腐食環境にさらされるため、エポキシ系やウレタン系等の塗料が複数層で塗布されている。当該塗料は耐薬品性が強く、酸性物質を帯びた火山灰の抑制効果が考えられ、また腐食の進展速度が遅いことを考慮し、適切な保全管理によって火山灰による化学的

腐食により直ちに機能への影響を及ぼすことがないと判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

また、海水ポンプ、取水設備、海水管等の海水が直接接触する部分についても、エポキシ系等の耐食性塗料（ライニングを含む。）が施工されており、火山灰が混入した海水を取水しても、腐食の進展には十分な時間があると判断し、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤ 開閉所の絶縁影響

火山灰が送電網の碍子へ付着し、霧や降雨の水分を吸収することによって、相間短絡を起こし、外部電源喪失に至る。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える火山活動事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①火山灰の堆積荷重による静的負荷

・建屋の機能不全

火山灰による荷重により建屋が崩落した場合に、建屋内に設置している機器等に影響が及ぶ。本評価においては、タービン建屋の損傷を考慮し、地震ＰＲＡの検討を踏まえ、外部電源喪失事象、２次冷却系の破断事象及び主給水流量喪失事象を考慮する。

なお、タービン建屋以外の天井が崩落するような事象については、火山灰堆積荷重によるハザードの設定が困難であるが、想定する火山灰堆積荷重(1,500N/m^2)は建築基準法に基づく積雪荷重(3,000N/m^2)以下であり十分に裕度があること、また火山灰が堆積

した場合は、屋上での除去作業が可能であることから本評価の対象外とした。

・復水タンクの機能喪失

火山灰の荷重による座屈で復水タンクが損傷した場合において、同時に外部電源喪失若しくは主給水流量喪失の発生を想定した場合、２次冷却系からの除熱機能が喪失するが、２次冷却系からの除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・燃料取替用水タンクの機能喪失

火山灰の荷重による座屈で燃料取替用水タンクが損傷した場合において、ＥＣＣＳ系による炉心注水機能や格納容器スプレイ系による格納容器除熱機能が喪失するが、積雪が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたい。仮にＬＯＣＡ事象が発生しても、ＥＣＣＳ注水機能喪失や格納容器除熱機能喪失事象は内部事象ＰＲＡや地震ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオはない。

② 火山灰による取水口及び海水系の閉塞

海水ポンプ、取水設備、海水ストレーナ等の流路の閉塞が考えられ、想定する火山灰の粒径については、ハザードの年超過確率評価の想定が困難であるが、設計基準において考慮している粒径と閉塞を考慮する箇所のサイズを考慮し、十分に小さいと考えられるため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする（第 6.1 表参照）。

第 6.1 表　各屋外設備の設計基準で考慮している火山灰粒径と設備のサイズの比較

機器	閉塞を考慮する箇所	直径(mm)	想定粒径(mm)	結果
海水ポンプ	軸受部異物逃がし溝	4.5	1 以下	十分に余裕がある
取水設備	除塵装置	6		
海水ストレーナ	エレメント	5		

③ 火山灰によるディーゼル発電機の吸気系の閉塞

・ディーゼル発電機の外気取入部のフィルタの目詰まり

ディーゼル発電機フィルタへの火山灰の影響について、定量的な裕度評価は困難ではあるが、ガラリを介するため火山灰が侵入し難い構造であり、仮に侵入した場合でもフィルタの取替及び清掃が可能である。よって、閉塞の可能性が十分に低減されると判断し、フィルタの閉塞を要因とする起因事象は考慮不要とする。

④ 火山灰に含まれている腐食成分による化学的影響

1.(2)④のとおり、考慮不要と判断される。

⑤ 開閉所の絶縁影響

火山灰の影響の可能性がある送変電設備は、発電所内外の広範囲に渡るため、全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合による外部電源喪失の発生可能性は否定できないものの、外部電源喪失は内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており追加のシナリオではない。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・タービン建屋の損傷による２次冷却系の破断

・タービン建屋の損傷による主給水流量喪失

・タービン建屋損傷あるいは外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失、２次冷却系の破断及び主給水流量喪失であり、復水タンクの機能喪失による補助給水機能喪失が同時に発生した場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが、火山事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

添付－７　外部（森林）火災が原子炉施設へ与える影響について

1. 起因事象の特定

(1) 構築物、系統及び機器の損傷・機能喪失モードの抽出

外部火災事象により構築物、系統及び機器に発生する可能性のある影響について、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

① 輻射熱による機器への影響

② ばい煙による吸気口の閉塞

③ 送電線の絶縁影響

(2) 評価対象施設、シナリオの選定

(1)項で抽出した影響を考慮し、プラントの安全性に影響を及ぼす可能性のある設備、シナリオは以下に示すとおりである。

① 輻射熱による機器への影響

・建屋の損傷

外部火災の輻射熱により、原子炉補助建屋等のコンクリート外壁の温度が過度に上昇し、損傷に至る。

・海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱により、海水ポンプの冷却空気温度が限界値を超え、機能喪失する。

・復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱により、復水タンク内の水温が過度に上昇し、補助給水系統の設計温度を大幅に超え、補助給水系統が機能喪失する。

・燃料取替用水タンクの損傷

外部火災の輻射熱により、燃料取替用水タンク内のほう酸水温度が過度に上昇し、燃料取替用水タンクの最高使用温度を大幅に超えた場合、ＥＣＣＳ注水機能や格納容器スプレイ機能が喪失する。一方で、外部（森林）火災によりＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたいため、これらの機能が必要となることはないと考えられる。

② ばい煙による吸気口の閉塞

ディーゼル発電機の吸気口閉塞により、ディーゼル発電機の機能が喪失する。ディーゼル発電機が機能喪失し、同時に下記③の外部電源喪失の発生を想定した場合、全交流動力電源喪失に至る。

③ 送電線の絶縁影響

火災及び火災による倒木等によって、送電線が損傷し、外部電源喪失が発生する。

(3) 起因事象の特定

(2)項で選定した各シナリオについて、想定を超える外部火災事象に対しての裕度評価（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 輻射熱による機器への影響

・建屋の損傷

外部火災の輻射熱による建屋影響について、外部火災の年超過頻度等の定量評価が困難であるが、事象進展を考慮すると、24 時間駐在している自衛消防隊による早期の消火体制確立が可能であ

り、外部火災に対する影響緩和策を講じる事ができる。また、設計基準での非常に保守的な火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、実際に各建屋の機能が損傷するにはさらに余裕がある。なお、各建屋の損傷については、地震ＰＲＡにおいてもシナリオとして考慮しており、新たに追加するものではない。

・海水ポンプの損傷

外部火災の輻射熱による海水ポンプへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。なお、海水ポンプの損傷により、最終ヒートシンクが喪失し、原子炉補機冷却水系統及びディーゼル発電機の機能が喪失するが、本シナリオについては、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・復水タンクの損傷

外部火災の輻射熱による復水タンクへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。なお、補助給水系の機能喪失と同時に下記③で示される、外部電源喪失があった場合に２次冷却系からの除熱機能喪失となるが、本シナリオについては、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

・燃料取替用水タンク損傷

外部火災の輻射熱による燃料取替用水タンクへの影響についても建屋の検討と同様に考慮すべきシナリオとしては抽出不要とす

る。なお、燃料取替用水タンク損傷により、ＥＣＣＳ系による炉心注水機能や格納容器スプレイ系による格納容器除熱機能が喪失するが、外部（森林）火災が原因でＬＯＣＡ事象が発生することは想定しがたい。仮にＬＯＣＡ事象が発生しても、ＥＣＣＳ注水機能喪失や格納容器除熱機能喪失事象は内部事象レベル１ＰＲＡ及び地震ＰＲＡでも考慮しており、追加のシナリオではない。

② ばい煙による吸気口の閉塞

外部火災で発生するばい煙の多くは、大規模な火災で発生する強い上昇気流によってプラントの遥か上空に運ばれるため、基本的に高濃度のばい煙が吸気口に直接到達する確率は非常に低いものと考えられる。また、吸気口までばい煙が到達したとしても、吸気口にある吸気フィルタにより粒径の大きいばい煙は捕捉され、通過したばい煙粒子は過給機等に侵入するものの、機器の間隙は一般的なばい煙粒子より大きいと考えられるため、ディーゼル発電機の機能に影響を及ぼすことはないと判断し、本評価の対象外とした。

③ 送電線の絶縁影響

火災及び火災による倒木によって、送電線が損傷し、相間短絡を起こす事象については、設計上の考慮が十分になされているものの、森林の中の送電線の機能喪失については、否定できないため、送電系統の機能喪失による、外部電源喪失を考慮する。

2. 事故シーケンスの特定

上記検討により起因事象を以下のとおり選定した。

・外部送電系の機能喪失による外部電源喪失

上記シナリオは、内部事象レベル１ＰＲＡ、地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡにて考慮しているものであり、新たに追加すべきものはない。

以上から、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみであり、非常用所内交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、外部（森林）火災事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスグループは新たに生じないと判断する。

外部事象に特有の事故シーケンスについて

地震レベル１ＰＲＡ、津波レベル１ＰＲＡの実施結果から、内部事象レベル１ＰＲＡでは抽出されなかった外部事象に特有な事故シーケンスとして、次の各事故シーケンスが抽出されている（第１表）。

1. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失
2. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）
3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）
4. 原子炉建屋損傷
5. 原子炉格納容器損傷
6. 原子炉補助建屋損傷
7. 複数の信号系損傷

これらの事故シーケンスについては国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を回避することが困難な事故シーケンスであるもののそれぞれの発生頻度は低く、全炉心損傷頻度の約 92.2%は炉心損傷防止対策でカバーされる。

これら事故シーケンスのうち、「1. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失」、「2. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）」については、原子炉格納容器の機能に期待できる事故シーケンスであり、その他の 5 つの事故シーケンスについては外部事象等による建屋、原子炉格納容器等の大規模な損傷を想定しており、損傷程度に不確実さが大きく、原子炉格納容器の機能に期待できない場合もある事故シーケンスと

考えられる。

これらに対しては大規模損壊対策として可搬型設備を活用した電源確保、炉心冷却、原子炉格納容器除熱、敷地外への放射性物質の拡散抑止等による影響緩和を図る。

1．１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

地震に起因する炉内構造物の変形・損傷により１次冷却系の流路が阻害されることで、原子炉トリップ後の蒸気発生器２次側への給水による自然循環を用いた炉心冷却に失敗する事故シーケンスである。

これは事故シーケンスとしては「過渡事象＋補助給水失敗」と類似しており、「２次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

「２次冷却系からの除熱機能喪失」事故シーケンスグループに対する炉心損傷防止対策としてはフィードアンドブリードによる炉心冷却を整備しているが、炉内構造物の変形・損傷の程度によっては、これに期待できない可能性もあることから、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。

一方、炉心損傷に至った場合の状況は「過渡事象＋補助給水失敗」でフィードアンドブリードを考慮しない場合と同じであり、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できる。

2．大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）

地震により冷却材ポンプや原子炉容器、複数の１次冷却材配管が損傷し、大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）が発生し、ＥＣＣＳ注水機能が十分に機能せず炉心損傷に至る事故シーケンスである。

この事故シーケンスはＬＯＣＡ時にＥＣＣＳ注水機能が喪失した場合と類似の状況となることから「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。

大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ）が発生した場合には、「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様に、1次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至るため、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

一方、炉心損傷後の原子炉格納容器健全性については、以下のとおり「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」事故シーケンスと同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる。

（原子炉容器破損時間）

大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ（ＲＶ破損除く）の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の１次冷却材が短時間に流出する傾向は同じであり、炉心注入がない場合に原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じない。

（原子炉格納容器圧力／温度）

大破断ＬＯＣＡとＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの双方とも短期間に１次冷却系保有のエネルギーが原子炉格納容器内に放出される点で類似である。破断規模の影響でＥｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡの方が初期圧力上昇幅が大きくなることが考えられるが、大破断ＬＯＣＡの解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍及び 200℃に対し十分な余裕があることを確認していることから、Ｅｘｃｅｓｓ　ＬＯＣＡ発生時にも原子炉格納容器の健全性に期待できる。

以上の 2 つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じ

た場合においても炉心損傷を回避することが困難である一方、原子炉格納容器の機能に期待できるとともに、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）で定める事故シーケンスグループのうち「２次冷却系からの除熱機能喪失」、「ＥＣＣＳ注水機能喪失」の事故シーケンスとして整理した。

＜参考：解釈の関連記載＞

1-2 第１項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

1-4 上記 1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

3. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

地震により複数の蒸気発生器伝熱管が破損することで、制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し、ＥＣＣＳ注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、あわせて格納容器バイパスが発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による蒸気発生器伝熱管の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

損傷する伝熱管の本数が数本程度であれば、クールダウンアンドリサーキュレーションにより、１次冷却材を確保した状態で１次冷却系と２次冷却系を均圧に導くことで炉心損傷を防止できる可能性がある。

＜大規模な損傷の場合＞

蒸気発生器が短時間で満水に至るような大規模な伝熱管破損の場合には、２次冷却系配管等の損傷発生が考えられ、この場合１次冷却系と２次冷却系の差圧がさらに増大することで漏えい量が増加して炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器バイパス事象であるため原子炉格納容器の閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による蒸気発生器損傷時に伝熱管個別の損傷状態を特定することは困難であり、地震時の蒸気発生器の損傷状態として一定規模以上の地震に対しては大規模な損傷の可能性が高いとの想定から、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 3.8×10^{-7}（／炉年）であり、全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年））に対して 0.5%程度と小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷となった場合には原子炉格納容器の機能に期待できないバイパス事象となるものの、クールダウンアンドリサーキュレーションによる漏えい抑制と炉心冷却の継続により、影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

4. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内のすべての機器、配管が損傷して、制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し、ＥＣＣＳ注水を行った場合にお

いても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、制御できない大規模なＬＯＣＡには至らない可能性があるものの、主給水流量喪失等の過渡事象が発生しており、一部のフロアの損傷においても補助給水系と高圧注入系が同時に機能喪失すること等により炉心損傷に至る。

＜大規模な損傷の場合＞

建屋損傷時に建屋内のＥＣＣＳ注水配管が構造損傷して、制御できない大規模なＬＯＣＡが発生すると同時に、ＥＣＣＳ注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。建屋内の配管が建屋に押しつぶされるような状況の場合、原子炉格納容器内への接続配管が損傷することで、原子炉格納容器損傷も回避することが困難となる。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.0×10^{-11}（／炉年）未満であり、全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年））に対しての寄与が極めて小さいことを確認している。また、損傷の程

度によっては恒設代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器機能への影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

5. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器、配管が損傷して、制御できない大規模なＬＯＣＡが発生し、ＥＣＣＳ注水を行った場合においても炉心損傷を回避できず、あわせて格納容器先行破損が発生することを想定した事故シーケンスである。

実際には地震による原子炉格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でＬＯＣＡが発生せず蒸気発生器除熱も有効である可能性があり、この場合には、主給水流量喪失等の過渡事象が発生するものの補助給水系による２次冷却系からの除熱に係る設備が健全ならば炉心損傷を防止できる。（原子炉格納容器損傷の程度によってはフィードアンドブリードに期待できない場合もあり、補助給水が失敗した場合には炉心損傷に至る。なお、この場合、原子炉格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。）

＜大規模な損傷の場合＞

原子炉格納容器内の１次冷却材配管及びＥＣＣＳ注水配管が同時に構造損傷して、制御できない大規模なＬＯＣＡが発生すると同時に、ＥＣＣ

Ｓ注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、原子炉格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による原子炉格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 2.5×10^{-7}（／炉年）であり、全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年））に対して 0.3%程度と小さい寄与であることを確認している。また、炉心損傷発生時には同時に原子炉格納容器機能に期待できない状況となるが、比較的小規模な損傷の影響を除いた場合にはさらに頻度が小さくなることを踏まえ、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

6. 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、原子炉盤等が損傷することで各種制御が不能となり炉心損傷に至る。

実際には地震による損傷程度により発生する事象の厳しさも以下のとおり範囲を有している。

＜小規模な損傷の場合＞

地震による原子炉補助建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定した場合には、全交流動力電源喪失や原子炉補機冷却機能喪失として炉心損傷防止対策が可能な範囲の事故となる可能性もあるが、一部フロアの損傷においても単独の機器若しくは複数の機器で原子炉補機冷却機能喪失や、監視機能・制御機能の喪失の組み合わせが発生することにより炉心損傷に至る。

＜大規模な損傷の場合＞

建屋損傷時に建屋内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には、メタルクラッドスイッチギアを含む電気盤の全損傷により、代替電源の接続･供給ができない全交流動力電源喪失が発生し炉心損傷に至る。この場合、代替電源が供給されない状況が継続して原子炉格納容器破損に至る。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による建屋損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 1.0×10^{-11}（／炉年）未満であり、全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年)）に対しての寄与が極めて小さいことを確認している。また、損傷の程度によっては原子炉補機冷却機能喪失や全交流動力電源喪失に対する炉心損傷防止対策を継続することにより影響を緩和できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

7. 複数の信号系損傷

原子炉盤等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、２次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出している。

＜小規模な損傷の場合＞

原子炉盤やケーブルトレイが損傷した場合、原子炉トリップに至り過渡事象が発生する。信号系の盤やケーブルトレイの部分的な損傷を想定した場合、一部の監視機能や操作機能が喪失する可能性があるものの、補助給水系等炉心損傷の防止に必要な機能が健全ならば、炉心損傷を防止することに期待することができる。

＜大規模な損傷の場合＞

大規模な地震により信号系損傷として完全な機能喪失を想定した場合には、過渡事象に加えて補助給水系機能が喪失することで、２次冷却系からの除熱が不能となり炉心損傷に至る。津波の場合には 11.1m 以上の津波襲来時には屋外の主変圧器(4.0m)や海水ポンプ(4.94m)の没水により全交流動力電源喪失＋最終ヒートシンク喪失となった状態で、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア、パワーセンタ、リレー室直流分電盤、ドロッパ盤、充電器盤、計器用分電盤、計器用電源盤等）及び関連機器（動力変圧器、蓄電池）が被水・没水により機能喪失し直接炉心損傷に至るとともに、監視機能や複数の操作機能が喪失した状態では原子炉格納容器破損に至る可能性も高い。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンス

であるものの、地震・津波による複数の信号系の損傷程度を特定することは困難であり、これらの様々な損傷の程度・組み合わせを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止／格納容器破損防止が困難な事故シーケンスグループとして整理した。

本事故シーケンスグループの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも地震・津波の合計で 8.3×10^{-8}（／炉年）であり、全炉心損傷頻度（8.4×10^{-5}（／炉年））に対して 0.1%以下と極めて小さい寄与であることを確認している。また、損傷の程度によっては補助給水系等炉心損傷の防止に必要な機能が健全ならば、炉心損傷を回避できる可能性があることから、有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加することは不要と判断した。

以上の 5 つの事故シーケンスについては、国内外の先進的な対策を講じた場合においても炉心損傷を回避することが困難であるとともに、損傷程度の不確実さが大きく、様々な損傷の程度・組み合わせの事故シーケンスを含んだ事故シーケンスグループと考えた場合、原子炉格納容器の機能にも必ずしも期待できないケースも多く含まれると考えられる。

地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡの結果からは、これらの事故シーケンスグループの発生頻度はいずれも非常に低いことが確認されている。一方、これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるものの、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、事象発生時にプラントに及ぼす影響についても大きな幅を有することとなる。

したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するので

はなく、発生する事象の程度や組み合わせに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷や原子炉格納容器破損に直接的に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全炉心損傷頻度に対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

＜参考：解釈の関連記載＞

1-1

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、規則で想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、規則で想定する事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

第１表　地震、津波特有の事象として発生する事故シーケンス

事故シーケンス	シーケンス別CDF(/炉年)			
	内部事象	地震	津波	合計
小破断LOCA+補助給水失敗	6.1E-09	4.7E-07	－	4.8E-07
極小LOCA+補助給水失敗	6.0E-08	－	－	6.0E-08
主給水流量喪失+補助給水失敗	3.1E-07	1.3E-07	－	4.4E-07
過渡事象+補助給水失敗	2.8E-06	－	－	2.8E-06
手動停止+補助給水失敗	6.6E-06	－	－	6.6E-06
外部電源喪失+補助給水失敗	1.4E-07	1.5E-06	5.6E-11	1.6E-06
2次冷却系の破断+補助給水失敗	2.1E-06	6.1E-07	－	2.7E-06
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.8E-11	5.1E-08	－	5.1E-08
蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	6.1E-08	－	－	6.1E-08
DC母線1系列喪失+補助給水失敗	8.4E-09	－	－	8.4E-09
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	－	3.4E-07	－	3.4E-07
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	1.1E-05	3.2E-07	1.3E-05
原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	4.2E-05	8.5E-07	－	4.3E-05
原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	4.4E-09	－	9.0E-07
原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	9.5E-07	7.2E-08	－	1.0E-06
中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	2.8E-09	1.2E-10	－	2.9E-09
中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-07	ε	－	1.4E-07
小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	9.1E-09	4.7E-08	－	5.6E-08
小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	4.5E-07	5.2E-09	－	4.6E-07
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-11	－	－	1.3E-11
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	1.4E-11	－	－	1.4E-11
原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	2.0E-08	9.7E-10	－	2.1E-08
大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	－	2.1E-06	－	2.1E-06
大破断LOCA+低圧注入失敗	1.2E-09	2.4E-06	－	2.4E-06
大破断LOCA+蓄圧注入失敗	9.2E-09	1.1E-09	－	1.0E-08
中破断LOCA+蓄圧注入失敗	2.5E-11	ε	－	2.5E-11
中破断LOCA+高圧注入失敗	1.7E-07	2.0E-08	－	1.9E-07
小破断LOCA+高圧注入失敗	5.4E-07	1.6E-06	－	2.1E-06
極小LOCA+充てん／高圧注入失敗	2.1E-07	－	－	2.1E-07
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧注入失敗	4.5E-11	－	－	4.5E-11
大破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-08	4.3E-07	－	5.1E-07
中破断LOCA+低圧再循環失敗	2.4E-07	1.1E-09	－	2.4E-07
中破断LOCA+高圧再循環失敗	7.0E-08	1.4E-11	－	7.0E-08
小破断LOCA+低圧再循環失敗	7.6E-07	4.1E-07	－	1.2E-06
小破断LOCA+高圧再循環失敗	2.3E-07	5.2E-09	－	2.4E-07
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+低圧再循環失敗	6.2E-11	－	－	6.2E-11
DC母線1系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁LOCA+高圧再循環失敗	9.9E-12	－	－	9.9E-12
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	－	－	3.0E-11
蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	8.2E-07	－	－	8.2E-07
原子炉建屋損傷	－	ε	－	≒0
原子炉格納容器損傷	－	2.5E-07	－	2.5E-07
原子炉補助建屋損傷	－	ε	－	≒0
複数の信号系損傷	－	8.3E-08	3.1E-10	8.3E-08
蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	3.8E-07	－	3.8E-07
合　計	6.1E-05	2.3E-05	3.2E-07	8.4E-05

ハッチング：地震、津波特有の事象として発生する事故シーケンス
ε　：1E-11 未満

別紙３

国内外の重大事故等対策に関係する設備例について

(1) 国外での先進的な対策の調査方法

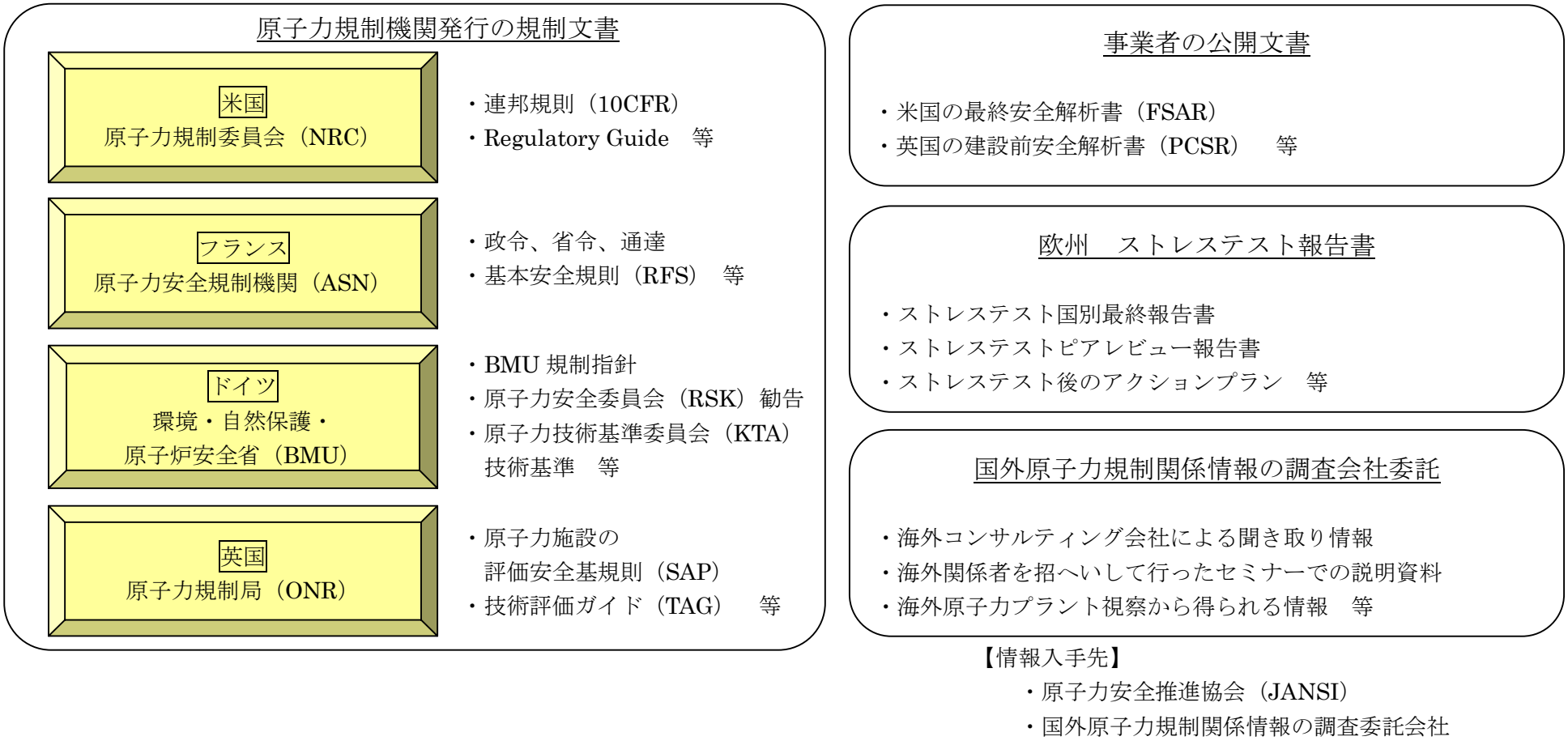
国外（米国及び欧州）において整備している先進的な対策について、国外の原子力規制機関である、米国原子力規制委員会（ＮＲＣ）、フランス原子力安全規制機関（ＡＳＮ）等の規制文書、米国の最終安全解析書（ＦＳＡＲ）等の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等の調査を実施した。また、原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサルティング機関から得られる情報、国外の原子力関係者を招いたセミナーでの情報、国外原子力プラントの視察情報等についても合わせて調査を実施した（第１図参照）。

(2) 国外での先進的な対策について

調査可能な範囲内で得られた国外における炉心損傷防止対策の情報について､美浜３号炉で整備している対策と比較した結果を第１表に示す。

すべての事故シーケンスグループにおいて、国外の既設プラントで整備されている各機能の対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。また、事故シーケンスグループの中で有効性を確認できる対策の確保が困難と考えられる事象についても、調査可能な範囲内において関連する情報の調査を実施したが、事象発生確率が低い等の理由により国外でも手順面の対策のみで設備面の対策がとられていないことを確認した。

国外の炉心損傷防止対策情報



第1図　国外で整備している炉心損傷防止対策の調査方法

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(1/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
1	２次冷却系からの除熱機能喪失	炉心冷却	・フィードアンドブリード※	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	・フィードアンドブリード	－	欧米では安全注入及び加圧器逃がし弁の開放によるフィードアンドブリードを整備している。当社においても同様に高圧注入ポンプによる炉心注入及び加圧器逃がし弁開放によるフィードアンドブリードを整備している。
		蒸気発生器代替給水手段	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動補助給水ポンプ（200%×１系統） 合計 400%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動補助給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300% ・大容量ポンプ	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン駆動補助給水ポンプ（100%×２系統） 合計 400%	・独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ（ディーゼル駆動若しくは非常用ディーゼル発電機の給電による駆動）（50%×４系統）　合計 200%	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動補助給水ポンプ（100%×２系統）	・電動補助給水ポンプ（100%×２系統）、タービン動主給水ポンプ（100%×１系統） 合計 300%	事故時の蒸気発生器への給水手段として、欧米においては、合計で 300～400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備しており、欧州においては、タービン動補助給水ポンプ、独立非常用系のディーゼル直結型電動給水ポンプ等を設置している。 当社においては、当該事故時に、欧米と同様に、合計 400%分の容量を持つ電動及びタービン動補助給水ポンプを整備している。
			・主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ	・高圧給水系（主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプ、起動用給水ポンプ） ・低圧給水系（復水ポンプ、消火水ポンプ、サービス水ポンプ ・加熱器ドレインポンプ	－	・給水タンクの主蒸気加圧による給水（蒸気発生器を減圧し、蓄圧タンクと同様に自動注水）	－	－	事故時の蒸気発生器への恒設ポンプによるバックアップの給水手段として、米国において、多様なポンプを複数台整備している。 当社では、欧米のように２次冷却系からの除熱手段を対策の柱とするのではなく、フィードアンドブリードによる１次冷却系からの炉心冷却手段を整備している。また、多様性拡張設備として常用母線及び２次冷却系の設備が健全である場合に有効である主給水ポンプによる２次冷却系からの冷却手段を整備している。
			・消防ポンプ ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動） ・接続口	・可搬式ディーゼル駆動ポンプ ・接続口	－	・可搬式ポンプ（＋可搬式ディーゼル発電機）	・可搬式ポンプ ・補助給水系の接続口（消火系ポンプ、可搬式ポンプでの蒸気発生器給水）	可搬式ポンプ	全交流動力電源喪失等における蒸気発生器への給水手段として、米国では、可搬式ディーゼル駆動ポンプと接続口を配備しており、欧州においても、同様の手段を整備している。 当社においては、長期的な事故収束のための補助給水ポンプの代替手段として、消防ポンプや蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプを耐震性の観点等から多様性拡張設備として整備している。
		（給水源）	・復水タンク ・２次系純水タンク ・淡水タンク ・海水	・復水タンク ・消火用水タンク ・原水貯水池 ・復水器ホットウェル ・河川、湖	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンク、軟水貯蔵タンク（重力注水による復水タンクへの補給、3 日間可）	・脱塩水貯蔵タンク、冷却塔 ・河川、水タンク車 ・補助給水系各系統の専用貯水タンク	復水タンク	・復水タンク ・脱塩水貯蔵タンクから復水タンクへの補給	欧米においては、淡水タンクのほか、河川や湖等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては、複数の２次系純水タンクや淡水タンクのほか、代替補給水源として海水の給水も可能である。なお、一部タンクについては、耐震性の観点等から多様性拡張設備として整備している。
		（その他）	・タービン動補助給水ポンプの手動起動	－	・タービン動補助給水ポンプ制御装置の圧縮空気タンクによる遠隔又は現地操作（5 時間）	－	－	－	全交流動力電源喪失等において、フランスでは、タービン動補助給水ポンプの遠隔又は現場操作を可能とする圧縮空気タンクを設置している。 当社においては、タービン動補助給水ポンプの起動信頼性向上対策として、手動起動の手順を整備している。
		蒸気発生器代替蒸気放出	・タービンバイパス系の活用	・タービンバイパス系の活用	－	－	－	－	主蒸気逃がし弁が開失敗した場合の蒸気発生器代替蒸気放出手段として、米国においては主蒸気隔離弁及びタービンバイパス弁の開放手段を整備している。 当社においては、多様性拡張設備として、常用母線及び復水器真空度が健全である場合に有効であるタービンバイパス系による２次冷却系からの冷却手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「過渡事象＋補助給水失敗（炉内構造物の損傷）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

別紙 3-3

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(2/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(1/3)	代替電源設備（交流）	・空冷式非常用発電装置※	・サイト内ガスタービン発電機 ・空冷式非常用ディーゼル発電機（既設）	・サイト共用ガスタービン発電機 ・(空冷式）非常用ディーゼル発電機 ・小型蒸気タービン駆動発電機（追設、RCP シール注水に用いる小型試験用ポンプの給電にも使用）	・独立非常用のディーゼル発電機	－	・水冷式非常用発電機 ・サイト共用ガスタービン発電機	米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置しているほか、全交流動力電源喪失に伴いＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合を想定し、ＲＣＰシール注水用蒸気駆動発電機を設置している。 当社においては、常設の交流代替電源として、ユニットごとに２台の空冷式非常用発電装置を設置している。
			・電源車	・可搬式ディーゼル発電機	－	・可搬式ディーゼル発電機	－	・可搬式ディーゼル発電機	欧米においては、可搬式の交流代替電源である可搬式ディーゼル発電機を配備している。当社でも同等の設備を配備しており、空冷式非常用発電装置が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。
			・号機間電力融通恒設ケーブル（１，２号～３号）	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続	・ユニット間での交流電源接続 ・第 3 の送電線（地中埋設）	－	－	欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。 当社においては、１号炉又は２号炉の非常用高圧母線の電圧が確立している場合にディーゼル発電機の代替手段として有効である号機間電力融通恒設ケーブルを多様性拡張設備として整備している。
		（直流）	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電 ・不要負荷切り離しによる蓄電池容量保持	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	・既設蓄電池による給電	欧米においては、既設蓄電池による給電手段を整備しているほか、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保や蓄電池充電手段を整備しており、当社においても同様の手段を整備している。
			・可搬式整流器 ・可搬式バッテリ ・蓄電池（重大事故等対処用）の追設	・携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電	・空冷式小型ディーゼル発電機	・可搬式ディーゼル発電機による蓄電池充電 ・独立非常用のディーゼル発電機による直流電源供給	・バッテリ充電用小型ディーゼル発電機	－	米国においては、携帯型バッテリ充電器等による蓄電池充電を整備しており、欧州においては、発電機による蓄電池充電手段を整備している。 当社においては、蓄電池を追設するとともに、可搬式整流器及び可搬式バッテリを整備している。
		代替ＲＣＰシール注入	・２次冷却系強制冷却＋恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水	・静圧試験用ポンプによるシール注入	・小型試験用ポンプを用いたシール注水（＋小型蒸気タービン駆動発電機） ・standstill シール	・standstill シール	・緊急充てんポンプ（蒸気タービン駆動容積式）によるシール水注水	－	全交流動力電源喪失に伴いＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する場合を想定し、欧米では試験用ポンプ等によるＲＣＰシール水注水手段等を整備している。 また、フランス及びドイツにおいては、standstill シールを整備している。 当社においては、ＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する可能性のある 10 分程度で代替ポンプ等によりシール冷却を確実に回復することは困難と考えられることから、ＲＣＰシールＬＯＣＡへの対策としては、ＬＯＣＡ発生後に２次冷却系強制冷却により早期に１次冷却系圧力を低下させ、恒設代替低圧注水ポンプにより炉心注水する手段を整備している。

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

別紙 3-4

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(3/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(2/3)	炉心冷却	・２次冷却系強制冷却※ （蒸気発生器への給水手段は、「２次冷却系からの除熱機能喪失」と同様）	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	・２次冷却系強制冷却	－	全交流動力電源喪失に最終ヒートシンク喪失が重畳する場合を想定し、欧米においては、２次冷却系強制冷却による１次冷却系冷却手段を整備しており、当社においても蒸気発生器への給水及び主蒸気逃がし弁の開放による２次冷却系強制冷却手段を整備している。
		（炉心注入）	・格納容器スプレイ系－余熱除去系連絡ラインを用いた恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水※ ・高圧及び低圧再循環※（大容量ポンプによる余熱除去ポンプ冷却用海水通水※） ・充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）	・非安全系充てんポンプ（＋代替高圧交流電源）	・余熱除去系統とは別系統の低圧注入系 ・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連結スリーブを用いた炉心注入（連絡スリーブ設置：事故後３日）	・独立非常用系の余熱除去系（IRHR）	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による炉心注入	－	各国対策として、米国では非安全系充てんポンプによる炉心注入手段、フランスでは低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連結スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段、ドイツでは航空機落下等の外部事象又はテロ事象に対応するためのいわゆるバンカーシステムとしての、地下水等を水源とする独立非常用系の熱除去設備等による炉心注入手段等を整備している。 当社においては、電動機の冷却水が不要な恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水手段（格納容器スプレイ系－余熱除去系連絡ラインを使用）、大容量ポンプによる高圧及び低圧再循環、充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水手段を整備している。
		（最終ヒートシンク）	・大容量ポンプによる冷却用海水通水	－	・PUI システム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的） ・代替ヒートシンクとして EVU 及び SRU	・非常用サービス水系 （冷却水:河川水、地下水）	・空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）	・放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策） ・冷却水再循環（排水部閉塞対策）	欧州においては、地下水等をヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用サービス系の余熱除去設備や空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）を整備している。 当社においては、最終ヒートシンク喪失時の対策として、独立性があり、電源の不要な大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		（給水源）	・燃料取替用水タンク（ほう酸水補給：ほう酸タンク、使用済燃料ピット等） ・復水タンク ・２次系純水タンク ・淡水タンク ・海水	・燃料取替用水タンク （ほう酸水補給：ほう酸ホールドアップタンク、使用済燃料ピット、クロスタイを有する他ユニットの燃料取替用水タンク、大型水源と組み合わせたほう酸水貯蔵タンク）	・燃料取替用水タンク （ほう酸水補給）	・代替ほう酸水貯蔵タンク	・燃料取替用水タンク	・燃料取替用水タンク	欧米においては、燃料取替用水タンクからの給水が可能であるほか、燃料取替用水タンクが枯渇した場合に、その他水源からほう酸水等を燃料取替用水タンクへ補給する手段を整備しており、当社においても燃料取替用水タンクからの給水手段、同タンクへのほう酸水給水手段のほか、淡水や海水の給水手段も整備している。一部タンクについては、耐震性の観点等から多様性拡張設備として整備している。

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(4/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-1	全交流動力電源喪失(3/3)	原子炉格納容器冷却	・格納容器内自然対流冷却※（大容量ポンプによる冷却用海水通水※。格納容器循環冷暖房ユニット２台）	・ファンクーラー×５台	－	－	・ファンクーラー（空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）によるユニットの冷却）×４台	－	米国、英国ともファンクーラーを用いた冷却手段を整備しているが、英国では、格納容器冷却ファン熱交換器の冷却手段として空冷式熱除去設備（乾式冷却塔）整備している。 当社においては、格納容器循環冷暖房ユニットに大容量ポンプにより海水を通水することで、全交流動力電源喪失等により格納容器循環ファンが停止している場合においても、格納容器内自然対流冷却により格納容器内雰囲気を冷却する手段を整備している。
			・恒設代替低圧注水ポンプ ・格納容器スプレイポンプ（自己冷却） ・ディーゼル／電動消火ポンプによる格納容器内注水	・可搬式ディーゼル駆動消火用ポンプによる代替格納容器スプレイ	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた格納容器除熱（連結スリーブ設置：事故後３日） ・PUI システム（可搬式ポンプ＋可搬式熱交換器、大・中 LOCA 発生 15 日以降の崩壊熱除去が目的）	－	－	－	米国においては、ディーゼル駆動消火ポンプを用いた代替格納容器スプレイ手段を整備している。 フランスにおいては、格納容器スプレイ系が全喪失した場合においても、低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた低圧注入系による代替格納容器スプレイ手段を整備している。 当社においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを整備している。また、系統汚染のため再循環時に使用できず、使用準備に時間を要するものの、恒設代替低圧注水ポンプのバックアップとして有効な格納容器スプレイポンプ（自己冷却）に加え、火災が発生していない場合に有効なディーゼル／電動消火ポンプを多様性拡張設備として整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（複数の電気盤破損）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(5/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
2-2	原子炉補機冷却機能喪失	代替補機冷却	大容量ポンプによる冷却用海水通水	－	・代替ヒートシンクとして EVU 及び SRU	・非常用サービス水系（冷却水:河川水、地下水）	・空冷式予備熱除去設備（乾式冷却塔による代替補機冷却）	－	最終ヒートシンク喪失が発生した場合、ドイツでは、河川水又は地下水を最終ヒートシンクとした非常用サービス水系が設置されているほか、イギリスでは、耐震性を備え冷温停止時における原子炉補機冷却系統負荷の除熱が可能な、乾式冷却塔による空冷式予備熱除去設備を整備している。 当社においては、大容量ポンプにより、冷却用の海水を通水する手段を整備している。
		海水系の代替手段	・大容量ポンプ	・補助海水ポンプ	－	－	－	・放水トンネルからの取水（取水部閉塞対策） ・冷却水再循環（排水部閉塞対策）	原子炉補機冷却海水系の喪失による最終ヒートシンク喪失が発生した場合、米国では補助海水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の移送手段を整備している。また、スウェーデンでは海面の凍結等の影響による冷却水取水部、排水部の閉塞時における冷却水確保手段として、冷却水を冷却系の入口又は冷却水取水部へ再循環させる手段を整備している。 当社においては、原子炉補機冷却水系の機能が健全な状態で、津波等により海水ポンプが使用不能となった場合においても、電源が不要であり、取水口と別の箇所から取水可能な大容量ポンプによる海水供給又は海水ポンプの復旧により、原子炉補機冷却水系による最終ヒートシンクへの熱の移送が可能である。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗（内部事象・津波起因）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 米国 IPE（NUREG-1560,Vol.1-6）における「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の脆弱性と対策事例について調査したが、当該シーケンスに対する対策に関する記載は確認できなかった。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書（PCSR）を確認した。 補機冷却系については、いくつかの補機冷却系喪失との複合事象が考慮されているが、当該シーケンスに関する情報は確認できなかった。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(6/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
3	格納容器除熱機能喪失	原子炉格納容器冷却	・格納容器自然対流冷却※（原子炉補機冷却水※又は大容量ポンプによる冷却用海水通水） ・恒設代替低圧注水ポンプ	・２－１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・２－１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・２－１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・２－１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	・２－１における、「原子炉格納容器冷却」と同様	欧米における原子炉格納容器の冷却手段は、２－１と同様である。 当社においては、格納容器内自然対流冷却における冷却水として、原子炉補機冷却水又は海水が使用可能である以外は、２－１と同様である。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。						
4	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・ＡＴＷＳ緩和設備※（タービントリップ、主蒸気隔離及び補助給水ポンプの起動）	・ＡＴＷＳ緩和系自動回路	・ＡＴＷＳ緩和系自動回路				ＡＴＷＳ対策設備として、欧米においては、ＡＴＷＳ緩和系自動回路（ＡＭＳＡＣ＊1）を整備している。 当社プラントについても、自動で主蒸気隔離弁の閉止及びタービントリップを行うとともに、補助給水ポンプを自動起動することで、原子炉固有の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、炉心の熱除去を行う、ＡＴＷＳ緩和設備を設置している。 ＊１：ATWS mitigation system acutuation circuitry ＡＴＷＳ発生時に補助給水系を自動起動し、タービンをトリップさせる（当社は主蒸気隔離もあわせて整備）
			・緊急ほう酸注入（化学体積制御系）	・緊急ほう酸注入系 ・大容量ポンプ（ディーゼル駆動）	・緊急ほう酸注入系	・緊急ほう酸注入系	・緊急ほう酸注入系	・緊急ほう酸注入系	欧米においては、ＡＴＷＳ発生時に原子炉を未臨界に移行するためのほう酸水の炉心注入手段を整備している。 当社においては、手動で化学体積制御系による緊急ほう酸注入手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(7/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
5	ＥＣＣＳ注水機能喪失	炉心注入	・２次冷却系強制冷却※ （蒸気発生器への給水手段は、「２次冷却系からの除熱機能喪失」と同様） ・余熱除去ポンプ※ ・格納容器スプレイ系－余熱除去系連絡ラインを用いた恒設代替低圧注水ポンプ等による炉心注入	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	・２－１における、炉心冷却」と同様	－	欧米における炉心注入手段は、２－１の＜炉心冷却＞における炉心注入手段と同様である。 当社においては、「中小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」を想定し、蒸気発生器を用いた２次冷却系強制冷却により１次冷却系を減温減圧し、低圧注入を促進する手段を整備している。
		（給水源）	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	・２－１と同様	－	
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（ＥｘｃｅｓｓＬＯＣＡ（地震起因））」、「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗（内部事象・地震起因）」、「大・中ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗（内部事象）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 米国 IPE（NUREG-1560, Vol.1-6）において、「シビアアクシデントマネージメントガイドライン（SAMG）で対処する」と言及されているのみで、具体的な炉心損傷防止対策は無い。 ○欧州 欧州で確認可能な事業者公開文書である、イギリスの Sizewell B の建設前安全解析書（PCSR）を確認した。 LOCA についてはいくつかの複合事象が考慮されており、「大 LOCA＋低圧注入失敗（短期間）＋外部電源喪失」のシーケンスが存在するが、対策は無い。						
6	ＥＣＣＳ再循環機能喪失	代替再循環	・格納容器スプレイ系－余熱除去系連絡ラインを用いた代替再循環※	・充てんポンプ、安全注入ポンプ、余熱除去ポンプによる代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の連絡スリーブを用いた代替再循環（連結スリーブ設置：事故後３日）	・独立非常用系のほう酸水高圧注入系による代替再循環	・低圧注入系と格納容器スプレイ系の配管ライン切替による代替再循環	－	欧米においては、米国では、低圧注入系による代替再循環手段を整備しており、フランスでは、低圧注入系全喪失時における低圧注入系と格納容器スプレイ系の連結スリーブを用いた格納容器スプレイ系による炉心注入手段を整備している。ドイツでは、独立非常用系のほう酸水高圧注入系による代替再循環手段を整備している。 当社においては、ＥＣＣＳ注水系の喪失時は、格納容器スプレイ系－余熱除去系連絡ラインを用いた格納容器スプレイ系再循環手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

第１表　米国・欧州での重大事故等対策に関係する設備例との比較(8/8)

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策に係る操作又は設備						対策の概要
			美浜３号炉	米国	フランス	ドイツ	英国	スウェーデン	
7	格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ、蒸気発生器伝熱管破損）	格納容器バイパス防止	・クールダウンアンドリサーキュレーション※ ・インターフェイスシステムＬＯＣＡの検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	・１次系フィードアンドブリード＋２次冷却系強制冷却 ・インターフェイスシステムＬＯＣＡの早期検知、隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）	－	・フィードアンドブリード	・主蒸気逃がし弁（空気作動）開による１次冷却系の除熱	－	欧米においては、１次冷却系及び２次冷却系のフィードアンドブリードによる冷却手段を整備しているほか、インターフェイスシステムＬＯＣＡの早期検知手段（既設の計装・設備から兆候を検知）を整備している。 当社においては、既設の計装・設備を用いてインターフェイスシステムＬＯＣＡの兆候を検知・隔離する手段及びＥＣＣＳ等により１次冷却系への注水を確保しつつ、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による冷却及び加圧器逃がし弁等による減圧を実施することで漏洩を抑制し、余熱除去系により炉心を冷却する手段（クールダウンアンドリサーキュレーション）を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、美浜３号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関連する情報は無い。以下に概要を示す。 ○米国 ＷＨ－ＰＷＲにおいて、いくつかのＦＳＡＲ（Ｂｅａｖｅｒ　Ｖａｌｌｅｙ、Ｃａｌｌａｗａｙ、Ｃａｔａｗａ等）を調査したが、ＳＧＴＲ評価における想定破損は、完全両端破断１本である。 ○欧州 現状以上の対策は実施していない。						

※：有効性評価において評価対象とした対策　　下線部：多様性拡張設備

別紙 3-10

事故（ＳＧＴＲ、ＩＳ－ＬＯＣＡ）時の
原子炉トリップ失敗の取扱いについて

内部事象レベル１ＰＲＡでは、イベントツリー作成に際して炉心損傷回避の成功基準として原子炉トリップに期待している起因事象について、ヘディング「原子炉トリップ」を設定し、トリップしゃ断器の故障等により原子炉トリップに失敗した場合をそれぞれ 1 つの事故シーケンスとして抽出している。

原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスについてはイベントツリー上で「ＡＴＷＳのイベントツリーで整理」と記載しているが、ＡＴＷＳの炉心損傷頻度の評価対象となる起因事象について具体的には以下 2 つの観点で整理している。

①「運転時の異常な過渡変化」への該当

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下「規則」という。）」第 44 条の記載からもＡＴＷＳの対象とする起因事象は「運転時の異常な過渡変化」とされており、これにより整理した。

【規則抜粋】

（緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備）

第 44 条 発電用原子炉施設には、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生する

おそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を設けなければならない。

② ＡＴＷＳ緩和設備作動に期待する事象

炉心損傷頻度算出に際して、ＡＴＷＳの起因事象発生頻度として１次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、ＡＴＷＳ緩和設備に期待する必要のある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象を評価対象として整理した。

具体的には、安全評価指針における「運転時の異常な過渡変化」のうち、ＡＴＷＳ発生時に蒸気発生器２次側保有水が減少することにより補助給水が必要となる事象（ＡＴＷＳ緩和設備が作動する事象）としては、以下の 5 事象であり、そのうち発生実績のある 3 事象（外部電源喪失、主給水流量喪失、負荷の喪失）を対象として評価した。

事象	発生件数 （1976/4/1～2011/3/31）
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	実績なし
原子炉冷却材流量の部分喪失	実績なし
外部電源喪失（送電系の故障を含む）	9 件
主給水流量喪失	5 件
負荷の喪失	20 件

前述の観点により今回の内部事象レベル１ＰＲＡのイベントツリーから抽出される原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いを整理した結果は以下のとおりである。ＳＧＴＲ、ＩＳ－ＬＯＣＡ等、観点①、②により対象外と整理した起因事象については、ＡＴＷＳの観点では比較的厳しくない※1事象であると考えられるため、ＡＴＷＳの起

因事象発生頻度の評価対象外としている。なお、観点①、②により対象外とした事故シーケンスの発生頻度は対象起因事象 3 事象から算出されたＡＴＷＳの発生頻度（2.0×10^{-8}（／炉年）※2）と比較して十分低いことを確認している。

さらに、このように低頻度ではあるものの、ＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、参考に示すように、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作、Ｍ－Ｇセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

起因事象	観点① 「運転時の異常な過渡変化」に該当	観点② ATWS 緩和設備が必要で起因事象発生実績有	備考 （原子炉トリップ失敗確率 2.8E-7）
小破断ＬＯＣＡ	×	×	発生頻度: 6.2E-11(/炉年)
極小ＬＯＣＡ	×	×	発生頻度: 5.9E-10(/炉年)
原子炉補機冷却機能喪失	×	×	発生頻度: 5.6E-11(/炉年)
外部電源喪失	○	○	ＡＴＷＳ対象
２次冷却系の破断	×	×	発生頻度: 1.2E-10(/炉年)
蒸気発生器伝熱管破損	×	×	発生頻度: 6.7E-10(/炉年)
主給水流量喪失、過渡事象	○	○	ＡＴＷＳ対象 （過渡事象は負荷喪失）
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	×	×	発生頻度: 8.4E-18(/炉年)

※１：ＬＯＣＡ事象の場合、安全注入信号により高濃度のほう酸が炉心に注入され、ＡＴＷＳ時の挙動の緩和に期待できる。また、蒸気発生器による冷却が健全であれば、１次冷却系を減圧することが可能である。

※２：原子炉トリップ失敗確率はフォールトツリー解析により評価しているため、数値はプラントの原子炉保護系設備構成に依存するが、国内ＰＷＲプラントの原子炉保護系の基本的な設計の考え方は同等であり、ここでの評価に有意に影響するような差異ではない。

＜参考：ＳＧＴＲ、ＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗した場合の対応について＞

低頻度ではあるものの、外部電源喪失や主給水流量喪失、負荷喪失以外の起因事象発生時に原子炉トリップ失敗となった場合には、現在想定しているＡＴＷＳ事象よりも１次冷却系に対して厳しい条件となることが想定される。

特にＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡといった原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパスシーケンスとなる可能性のある事象については、本来の炉心損傷防止対策である系外への冷却材の放出抑制のための漏えい箇所の隔離やクールダウンアンドリサーキュレーションに対して負の反応度投入を目的とした手動トリップやほう酸水注入が必要となる等、事象進展や対策が大きく異なるが、このような場合には「止める、冷やす、閉じ込める」の優先順位で対応するよう定められた安全機能ベースの運転手順に基づき、順次対応を実施することとしている（別添参照）。

具体的にＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡが発生した場合に原子炉トリップが必要となるのは、破損伝熱管が１本程度のＳＧＴＲ、規模が小さく隔離が早めに成功したＩＳ－ＬＯＣＡ等であり、原子炉トリップまで数分、仮に炉心への注入機能が喪失した場合でも、炉心損傷まではさらに数時間程度の時間を有する比較的緩やかな事象進展となる。

一方、ＡＴＷＳは、発生後数分の間に急峻な事象進展挙動を示し、対応として手動トリップによる制御棒挿入あるいはほう酸の添加により事象が終結する、長くても数十分の短期間の事象である。

また、重大事故等対策として整備しているＡＴＷＳ緩和設備は、補助

給水起動、タービントリップ及び主蒸気隔離を作動させるものであり、ＳＧＴＲ時やＩＳ－ＬＯＣＡ時に必要な安全機能の動作を阻害するものではない。また、ＡＴＷＳ時の挙動緩和としては重要であるが、ＳＧＴＲやＩＳ－ＬＯＣＡの比較的緩やかな挙動に対する影響は軽微なことから、ＳＧＴＲ時やＩＳ－ＬＯＣＡ時にＡＴＷＳ緩和設備が作動したとしても、これらの事象への対応に有意な悪影響を及ぼすものではない。

したがって、ＳＧＴＲ、ＩＳ－ＬＯＣＡ時に原子炉トリップ失敗が発生した場合においても、運転手順にしたがって、まず「未臨界の維持」を優先し、手動トリップ操作やＭ－Ｇセット電源断による制御棒挿入や、緊急ほう酸濃縮を行って未臨界を維持した上で、事象ベースの運転手順に戻って必要な次の手順に移行していくことで、事象発生初期の冷却材放出は厳しくなるものの、運転操作に迷うことなく事故時対応を実施することができる。

別添：「手順書間の優先順位及び使用するマニュアル例について」（抜粋）

別添

手順書間の優先順位及び使用するマニュアル例について（1／2）

●事故時操作所則（第2部）の手順書には適用条件が定められているが、複数の適用条件が同時に成り立った場合には、使用するための優先順位が必要になる。

各手順書間における適用の優先順位の考え方

＜事象ベース手順書同士の優先順位＞
基本的には、事象ベースであるため手順書間の重畳はないため優先順位はない。

＜安全機能ベース手順書同士の優先順位＞
「止める」「冷やす」「閉じ込める」の安全機能に従った優先順位を決定している。

＜安全機能ベースと事象ベースの相互間の優先順位＞
事象ベース手順書対応時に、安全機能ベース手順書の条件が満たされた場合は、基本的に安全機能ベース手順書に移行する。なお、事象ベース手順書「全交流電源喪失」のようなサポート系の機能喪失等については基本的に事象ベース手順書内で安全機能ベース手順書の主となる運転操作を実施するため、その観点からも安全機能ベースが優先となっている。

＜安全機能パラメーター一覧＞

優先順位	緊急度	安全機能ベースの操作所則	監視パラメータおよび適用条件
1	高	未臨界の維持（1）	①原子炉出力≧□%または ②中間領域（IR）起動率が□
2		炉心冷却の維持（1）	炉心出口温度≧□℃
3		S/G除熱機能の維持	①全S/G狭域水位＜□%および合計補助給水流量＜□m^3/hまたは ②いずれかのS/Gが主蒸気安全弁作動圧力（□MPa）以上で上昇継続
4		格納容器健全性の維持	格納容器圧力≧□kPaおよび内部スプレ系不作動
5		放射能放出防止	格納容器内高レンジモニタ指示値≧□mSv/hおよび 内部スプレ系不作動
6	低	未臨界の維持（2） 注1	①中性子源領域（SR）起動率が□または ②P－6以上で中間領域（IR）起動率＞□DPM 注1（未臨界状態を確保する上で緊急性は要しない「注意レベル」として設定。他の安全機能確保を優先するが、確実な機能維持の観点から適用条件として設定）
7		炉心冷却の維持（2） 注2	サブクール度≦□℃および炉心出口温度＜□℃ 注2（炉心冷却状態を確保する上で緊急性は要しない「注意レベル」として設定。他の安全機能確保を優先するが、確実な機能維持の観点から適用条件として設定）
8		1次系保有水の維持	加圧器水位≦□%
－	－	事故時操作所則（第3部）へ移行	炉心出口温度≧□℃及び格納容器高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示≧□mSv/h

●安全機能ベース操作所則導入条件の連続監視
→事象判別や事象判別後の収束までの間、原子炉停止機能、炉心冷却機能および蒸気発生器除熱機能等の安全機能を監視
→安全機能が喪失した場合、事故時操作所則（第2部）に移行し、安全機能ベースの操作所則により対応を実施
●安全機能パラメータの連続監視
→安全機能ベース操作所則導入判断に用いる計器類については、中央制御室内に設置されており、容易に監視が可能である。

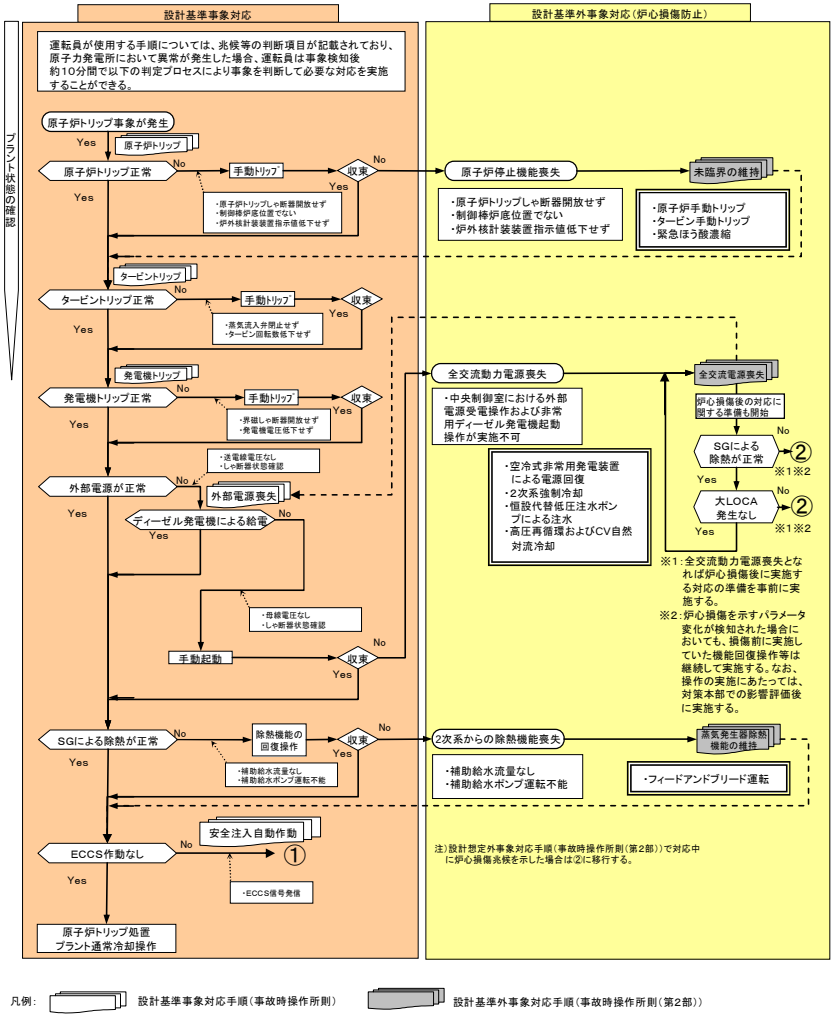
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

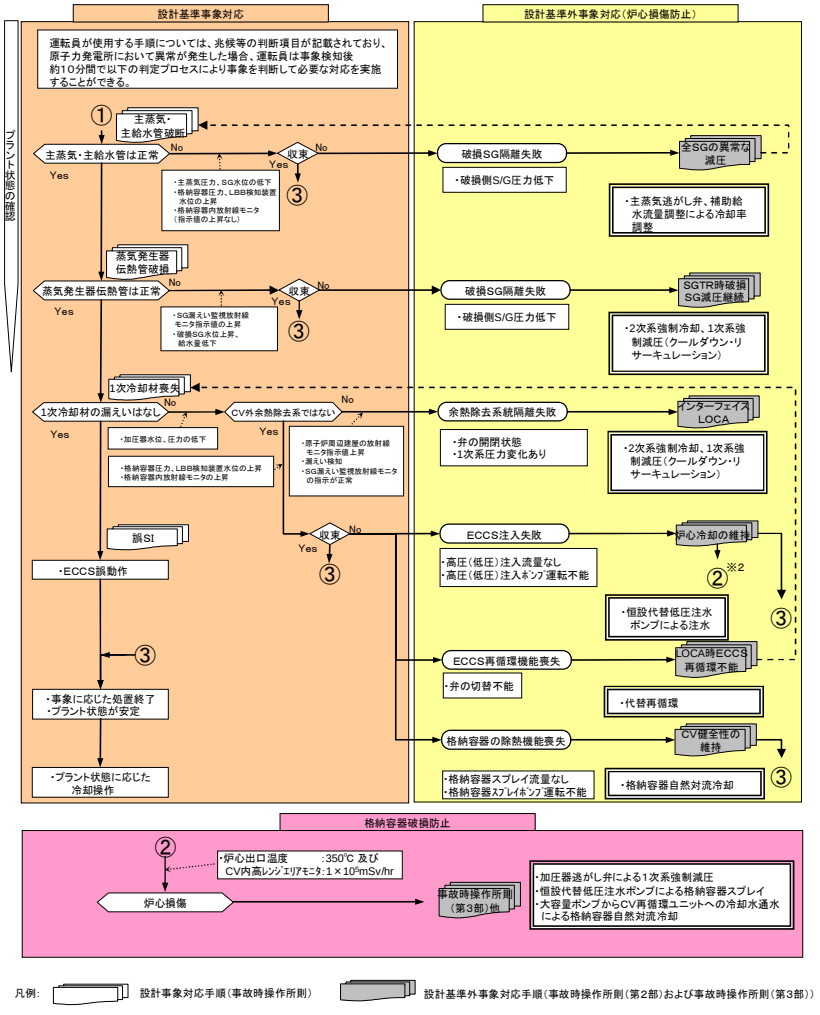
別紙 4-6

手順書間の優先順位及び使用するマニュアル例について（2／2）

別紙 4-7

原子力発電所における異常発生時のプラント状態の確認と使用マニュアルの例





ＰＲＡにおける主要なカットセットについて

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する重大事故等対処設備の整備状況等を確認した。

各事故シーケンスをカットセットレベルまで展開した結果、発生頻度の高いカットセットに対しては多重に対策を講じる等、今後のさらなる安全性向上に資することができると考えられる。

なお、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスに対しては、全炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認しており、さらにこれらの事故シーケンスに対しては、炉心損傷を防止することは困難であるが、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できるカットセットが存在することを確認した。

また、格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについても同様に、格納容器破損頻度がドミナントとなるプラント損傷状態（ＰＤＳ）と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点でドミナントなカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

以下に、内部事象レベル１、内部事象レベル１．５、停止時レベル１ＰＲＡそれぞれにおけるカットセット分析結果を示す。

1. 内部事象レベル１ＰＲＡ

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

・炉心損傷頻度が 1×10^{-7}（／炉年）以上のカットセット

・事故シーケンスの中で上位 3 位までのカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等について第 1-1 表～第 1-7 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表～第 1-7 表に示したとおり、一部に「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合において、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能であることを確認した。

一方、ＰＲＡでは様々な故障モードや人的過誤を考慮しており、その事故シーケンス上の違いを考慮するが、類似するものはまとめられて 1 つの事故シーケンスとして扱っている。そのため、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在する。

事故シーケンスに含まれる機器の故障モードを分析した結果、事故シーケンスグループのうち、「ＥＣＣＳ注水機能喪失」及び「ＥＣＣＳ再循環機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価で考慮した対策では対応できない場合があ

ることを確認した。

○ＥＣＣＳ注水機能喪失（第 1-5 表参照）

この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧注入や低圧注入等に失敗することで、炉心からの除熱に失敗する事故シーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策として、２次冷却系強制冷却による低圧注入としているが、「極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗」の事故シーケンスのうち、燃料取替用水タンクが閉塞した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できない。しかしながら、この場合でも、１次系純水タンク及びほう酸タンクを用いた充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性があると考えられる。

○ＥＣＣＳ再循環機能喪失（第 1-6 表参照）

この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧再循環又は低圧再循環に失敗することで、炉心からの除熱に失敗するシーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策は、２次冷却系強制冷却による代替再循環等としているが、「ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗」の事故シーケンスのうち、健全側の海水ストレーナ又は海水系配管の外部リークが発生することにより原子炉補機冷却水系の機能喪失により、低圧再循環に失敗し※1、当該シーケンスが発生した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できない※2。しかしながら、この場合でも、手動による負荷の切り離し操作により、原子炉補機冷却水系の機能を確保することで低圧再循環の実施が可能となり炉心損傷を防止できる可能性があると考えられる。

※1：ＤＣ母線が１系列喪失し、健全側の海水ストレーナ又は海水配管の外部リークが発生した場合、海水ポンプは１台のみの運転となるとともに、自動での負荷の切り離しにも失敗し、低圧再循環失敗となる。

※2：代替再循環には内部スプレポンプが必要となるが、※１と同様、原子炉補機冷却水系の機能が確保できずに、ポンプの冷却が不能となり代替再循環に失敗し炉心損傷に至る。

第 1-1 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（２次冷却系からの除熱機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
手動停止 +補助給水失敗	①復水タンク閉塞	2.8E-6	43%	6.6E-6	フィード アンド ブリード	○
	②補助給水系各機器のリーク	1.1E-6	17%			○
過渡事象 +補助給水失敗	手動停止と同様			2.8E-6	手動停止と同様	
２次冷却系の破断 +補助給水失敗	①２次冷却系破断事象診断失敗による破断 SG ループへの給水停止失敗	1.2E-6	56%	2.1E-6	フィード アンド ブリード	○
	②電動補助給水ポンプ出口弁 563A 閉操作失敗	3.7E-7	18%			○
	③補助給水流量制御弁 3120 閉操作失敗	3.7E-7	18%			○
主給水流量喪失 +補助給水失敗	手動停止と同様			3.1E-7	手動停止と同様	
外部電源喪失 +補助給水失敗	手動停止と同様			1.4E-7	手動停止と同様	
SGTR +補助給水喪失	手動停止と同様			6.1E-8	手動停止と同様	
極小 LOCA +補助給水失敗	手動停止と同様			6.0E-8	手動停止と同様	
DC 母線 1 系列喪失 +補助給水失敗	手動停止と同様			8.4E-9	手動停止と同様	
小破断 LOCA +補助給水失敗	手動停止と同様			6.1E-9	手動停止と同様	
２次冷却系の破断 +主蒸気隔離失敗	①「主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁後逆止弁012A閉失敗」＋「主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁011A閉操作失敗」	3.4E-11	71%	4.8E-11	フィード アンド ブリード	○
	②「主蒸気隔離バイパス弁3017(3018)内部リーク」＋「主蒸気逆止弁540A閉失敗」	6.6E-12	14%			○
	③「主蒸気隔離弁537B(C)閉失敗」＋「主蒸気逆止弁540A閉失敗」	6.1E-12	13%			○

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、ここでは、復水タンク閉塞による水源喪失が支配的となっているが、炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

○また、「２次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗」の事故シーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗（ＨＥ）が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1-2 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット
（全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①ディーゼル発電機-A(B)継続運転失敗+ディーゼル発電機-B(A)試験による待機除外	1.5E-7	11%	1.4E-6	空冷式非常用 発電装置 +２次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプに よる炉心注入	○
	②1次系冷却水ポンプ出口弁5112A(D)戻し忘れ+ディーゼル発電機-B(A)試験による待機除外	1.1E-7	8%			○
	③ディーゼル発電機-A(B)起動失敗+ディーゼル発電機-B(A)試験による待機除外	1.0E-7	7%			○
原子炉補機 冷却機能喪失 +RCP ｼｰﾙ LOCA	RCP シール LOCA 発生	4.2E-5	100%	4.2E-5	２次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプ※1に よる炉心注入	○
原子炉補機 冷却機能喪失 +補助給水失敗	①タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	4.0E-7	42%	9.5E-7	無し	—※2
	②タービン動補助給水ポンプ起動失敗	3.2E-7	34%			—※2
	③タービン動補助給水ポンプ保修による待機除外	2.0E-7	21%			—※2
原子炉補機 冷却機能喪失 +加圧器逃がし弁 ／安全弁 LOCA	加圧器安全弁 8010A(B,C) 再閉止失敗	9.0E-7	100%	9.0E-7	２次冷却系強制冷却 +恒設代替低圧 注水ポンプ※1に よる炉心注入	○

※1：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む
※2：炉心損傷防止対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が厳しい

【主要なカットセットに対する検討】

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機 1 台が試験による待機除外中に別の 1 台が継続運転に失敗する等して非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である空冷式非常用発電装置により電源を確保し２次冷却系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

○原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、ＲＣＰシールＬＯＣＡや加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も２次冷却系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することで炉心損傷防止が可能である。

○また「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」においても２次冷却系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な事故シーケンスであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

第 1-3 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉格納容器の除熱機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
小破断 LOCA +格納容器スプレイ再循環失敗	①内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B閉操作失敗	9.5E-8	21%	4.5E-7	格納容器内 自然対流冷却	○
	②内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）6408A,B閉操作失敗	9.5E-8	21%			○
	③内部スプレポンプ起動操作失敗	9.5E-8	21%			○
中破断 LOCA +格納容器スプレイ再循環失敗	小破断LOCAと同様			1.4E-7	小破断 LOCA と同様	
小破断 LOCA +格納容器スプレイ注入失敗	①内部スプレリング入口弁6407A(B,C,D)閉塞 +内部スプレポンプC(A,B,D)試験による待機除外	2.0E-9	22%	9.1E-9	格納容器内 自然対流冷却	○
	②格納容器スプレイ作動信号 A,B両トレン共通要因故障	5.4E-10	6%			○
	③内部スプレクーラ出口元弁6405 A,B開失敗 共通要因故障	3.7E-10	4%			○
中破断 LOCA +格納容器スプレイ注入失敗	小破断LOCAと同様			2.8E-9	小破断LOCAと同様	
DC 母線 1 系列喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA +格納容器スプレイ再循環失敗	①加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク +よう素除去薬品タンク出口弁 6417A閉失敗	4.4E-13	3%	1.4E-11	格納容器内 自然対流冷却	○
	②加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク +内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A閉失敗	4.4E-13	3%			○
DC 母線 1 系列喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA +格納容器スプレイ注入失敗	①加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク +内部スプレポンプ（Aトレン側）試験による待機除外	2.1E-12	16%	1.3E-11	格納容器内 自然対流冷却	○
	②加圧器逃がし弁445再閉止失敗 +440Vパワーセンタ動力変圧器（Aトレン）機能喪失	4.4E-13	3%			○

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、内部スプレポンプ入口弁の開操作失敗や内部スプレポンプの起動操作失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイ系統を使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第 1-4 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
ATWS	①原子炉トリップ／トリップバイパス しゃ断器開失敗　共通要因故障	2.0E-8	100%	2.0E-8	ATWS 緩和設備	○

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、共通要因故障によるしゃ断器の開失敗が支配的な要因となっている。この場合においてもＡＴＷＳ緩和設備により炉心損傷防止が可能である。

第 1-5 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（ＥＣＣＳ注水機能喪失）

事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性
小破断 LOCA +高圧注入失敗	①低温側高圧注入弁8943B(C)閉塞	2.5E-7	46%	5.4E-7	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	○
	②低温側高圧注入ラインオリフィス03B(C)閉塞	2.5E-7	46%			○
	③ほう酸注入タンク入口弁8803A,B開失敗　共通要因故障	4.5E-9	1%			○
極小 LOCA +充てん／高圧注入失敗	①充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 開失敗 共通要因故障	4.3E-8	21%	2.1E-7	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	○
	②充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダベントライン隔離弁 8157,8158 閉失敗 共通要因故障	3.6E-8	18%			○
	③燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-8	13%			○※1
中破断 LOCA +高圧注入失敗	小破断 LOCA と同様			1.7E-7	小破断 LOCA と同様	
大破断 LOCA +蓄圧注入失敗	①アキュムレータB(C)閉塞	6.2E-9	68%	9.2E-9	無し	－
	②アキュムレータ出口弁8808B(C)閉塞	1.9E-9	20%			－
	③アキュムレータ出口逆止弁8948B(C)開失敗	4.2E-10	5%			－
大破断 LOCA +低圧注入失敗	①燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	23%	1.2E-9	無し	－
	②余熱除去ポンプ入口逆止弁8958開失敗	2.1E-10	18%			－
	③余熱除去ポンプA,B起動失敗 共通要因故障	1.0E-10	9%			－
DC 母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA＋高圧注入失敗	①加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋ディーゼル発電機A試験による待機除外＋外部電源喪失	6.9E-12	16%	4.5E-11	２次冷却系強制冷却＋低圧注入	○※2
	②加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋1次系冷却水配管外部リーク（Aヘッダ）	5.0E-12	11%			○※2
中破断 LOCA +蓄圧注入失敗	①アキュムレータ出口逆止弁8956B,C開失敗共通要因故障	1.1E-11	44%	2.5E-11	無し	－
	②原子炉容器連絡逆止弁8948B,C開失敗共通要因故障	1.1E-11	44%			－
	③アキュムレータB,C同時閉塞	1.4E-12	5%			－

※1：１次系純水タンク及びほう酸タンクを用いた充てん／高圧注入ポンプによる炉心注入を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。

※2：全交流動力電源喪失に対する炉心損傷防止対策を実施することで炉心損傷防止が可能である。

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗」及び「極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗」が支配的となっており、これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、注入ラインのオリフィスや手動弁が閉塞することによる注入ライン閉塞が支配的である。その場合でも、炉心損傷防止対策として２次冷却系強制冷却による１次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止するこ

とが可能である。

○一方、「大破断ＬＯＣＡ+低圧注入失敗」、「大、中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗」の事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、高圧注入や代替低圧注入ポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できる可能性がある。

第 1-6 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（ＥＣＣＳ再循環機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
小破断 LOCA +低圧再循環失敗	①余熱除去ポンプA,B起動操作失敗	9.5E-8	12%	7.6E-7	２次冷却系強制冷却 +代替再循環	○
	②余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク隔離弁）8809A,B閉操作失敗	9.5E-8	12%			○
	③余熱除去ポンプA,B停止操作失敗	9.5E-8	12%			○
中破断 LOCA +低圧再循環失敗	小破断 LOCA と同様			2.4E-7	小破断 LOCA と同様	
小破断 LOCA +高圧再循環失敗	①充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁(115D,E)閉操作失敗	9.5E-8	42%	2.3E-7	２次冷却系強制冷却 +低圧再循環 又は代替再循環	○
	②余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡）8706A,B開操作失敗	9.5E-8	42%			○
	③余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡）8706A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-9	2%			○
大破断 LOCA +低圧再循環失敗	小破断 LOCA と同様			7.6E-8	代替再循環	○
中破断 LOCA +高圧再循環失敗	小破断 LOCA と同様			7.0E-8	小破断 LOCA と同様	
DC 母線 1 系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA ＋低圧再循環失敗	①加圧器安全弁8010A(B,C)閉失敗 ＋海水ストレーナ（Ａトレン）外部リーク	9.0E-12	15%	6.2E-12	２次冷却系強制冷却 +代替再循環	○※1
	②加圧器安全弁8010A(B,C)閉失敗 ＋1次系冷却水海水配管（Ａトレン）外部リーク	4.0E-12	6%			○※1
DC 母線 1 系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA ＋高圧再循環失敗	①加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク ＋冷却材ループ低温側補助安全注入弁8815開失敗	4.4E-13	4%	9.9E-12	２次冷却系強制冷却 +低圧再循環 又は代替再循環	○
	②加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク ＋充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁(A側)115D閉失敗	4.4E-13	4%			○

※1：　ＤＣ母線喪失により自動で作動しなかった弁を手動で閉止し不要負荷の制御を実施することで、低圧再循環が可能となるため、炉心損傷を防止できる可能性がある。

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスである。美浜３号炉では、高圧再循環を実施する際には低圧再循環によるブースティングが必要となり低圧再循環に失敗した場合、高圧再循環も自動的に失敗となる。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失等が考えられ、ここでは余熱除去ポンプの起動操作や余熱除去ポンプ入口弁の開操作等による注入失敗が支配的となっているが、その場合でも２次冷却系強制冷却による代替再循環等を実施することにより炉心損傷を防止することが可能である。

第 1-7 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（格納容器バイパス）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
蒸気発生器 伝熱管破損 +破損側蒸気 発生器の 隔離失敗	①補助給水流量制御弁3120閉 操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-7	25%	8.2E-7	クールダウン アンド リサーキュレ ーション	○
	②電動補助給水ポンプ出口弁 563A閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-7	25%			○
	③補助給水流量制御弁3120閉 失敗＋主蒸気管破断	7.7E-8	9%			○
ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑ LOCA	－	3.0E-11	100%	3.0E-11	クールダウン アンド リサーキュレ ーション	○

【主要なカットセットに対する検討】

○本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗やインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生するものであるが、いずれの場合もＥＣＣＳ等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

2. 内部事象レベル１．５ＰＲＡ

(1) 選定条件

レベル１．５ＰＲＡでは炉心損傷時のプラント損傷状態（ＰＤＳ）により、事故シーケンスをグループ化し、各ＰＤＳから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。

各格納容器破損モードには複数のＰＤＳが属しており、評価事故シーケンス選定に際しては代表的なＰＤＳを選定の後、当該ＰＤＳに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。

ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に、上位 3 位までのカットセットを抽出することとし、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等について第 2 表に整理した。

(2) 主要なカットセットの確認結果

格納容器破損防止対策の有効性評価を行う各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるＰＤＳと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

第２表　格納容器破損モードごとの主要なカットセット（レベル１．５ＰＲＡ）

格納容器破損モード	PDS	主要なカットセット	CFF (/炉年)	寄与割合	全CFF (/炉年)	格納容器破損防止対策	対策の有効性
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.1E-5	93.1%	4.4E-5	恒設代替低圧注水ポンプ※1による代替格納容器スプレイ +格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却（海水直接注入） ※2	○
	TED	②原子炉補機冷却機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	3.6E-7	0.8%			○
	SED	③原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁8010A 閉失敗	2.9E-7	0.7%			○
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.1E-7	96.6%	4.2E-7		○
	SED	②原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁8010A 閉失敗	2.9E-9	0.7%			○
	SED	③原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器安全弁8010B 閉失敗	2.9E-9	0.7%			○
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	SED	①原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA	4.2E-7	89.6%	4.7E-7	加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧	○
	TEI	②手動停止 +復水タンク閉塞	8.0E-9	1.7%			○
	TEI	③過渡事象 +復水タンク閉塞	3.4E-9	0.7%			○
原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用	AEI	①中破断LOCA +手動弁8943B閉塞	3.7E-10	6.4%	5.8E-9	（原子炉格納容器耐力にて健全性を維持可能）	○
	AEI	②中破断LOCA +手動弁8943C閉塞	3.7E-10	6.4%			○
	AEI	③中破断LOCA +オリフィス03C閉塞	3.7E-10	6.4%			○
水素燃焼	TEI	①手動停止 +復水タンク閉塞	1.7E-8	21.7%	7.7E-8	静的触媒式水素再結合装置	○
	TEI	②過渡事象 +復水タンク閉塞	7.1E-9	9.2%			○
	TEI	③２次冷却系の破断 ＋２次冷却系の破断発生に係る診断失敗	6.9E-9	8.9%			○
溶融炉心・コンクリート相互作用	TEI	①手動停止 +復水タンク閉塞	1.9E-7	17.8%	1.1E-6	原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水	○
	TEI	②過渡事象 +復水タンク閉塞	8.1E-8	7.5%			○
	TEI	③２次冷却系の破断 ＋２次冷却系の破断発生に係る診断失敗	7.9E-8	7.3%			○

※1：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む。

※2：過温破損の場合は、「加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧」を含む

【主要なカットセットに対する検討】

○　「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）」は、主要なカットセットが原子炉補機冷却機能喪失時のＲＣＰシールＬＯＣＡである。原子炉補機冷却機能喪失ではＥＣＣＳ、制御用空気系（ＩＡＳ）等安全系の各種機器が不作動となり、１次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。これらに対して格納容器破損防止対策として整

備している恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）は、主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

○ 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」については原子炉補機冷却機能喪失時のＲＣＰシールＬＯＣＡ、２次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗（復水タンク閉塞）が支配的であるが、格納容器破損防止対策として整備している加圧器逃がし弁開放による１次冷却系強制減圧は主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

○ 「原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用」については主要なカットセットは中破断ＬＯＣＡ時における注入ラインの閉塞であるが、水蒸気の発生に必要となる原子炉格納容器への注水として格納容器スプレイが前提となり、この場合には格納容器の耐力にて水蒸気による圧力スパイクの際にも格納容器健全性を確保できる。

○ 「水素燃焼」に対して主要なカットセットとなる２次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水タンク閉塞）、２次冷却系の破断（診断失敗）について、格納容器破損防止対策として整備している静的触媒式水素再結合装置の機能を妨げるものではなく、その機能に期待できる。

○ 「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して主要なカットセットとなる２次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水タンク閉塞）、２次冷却系の破断（診断失敗）について、格納容器破損防止対策として整備している原子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水は、主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。

3. 停止時レベル１ＰＲＡ

各事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する燃料損傷防止対策の整備状況等を確認した。

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

・事故シーケンスの中で上位 5 位までのカットセット

なお、停止時ＰＲＡにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」及び「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」であり、それぞれのカットセットについて、ＰＯＳ５（ミッドループ運転状態）の評価値を示す。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び燃料損傷防止対策の整備状況等について第 3-1 表～第 3-4 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第3-1表～第3-4表に示したとおりすべての事故シーケンスに対して、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された燃料損傷防止対策が可能となることを確認した。

第 3-1 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策の 有効性
反応度の誤投入	－	5.3E-8	100%	5.3E-8	純水注入 停止操作	○

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、反応度の誤投入によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止操作等の反応度制御を行う燃料損傷防止対策が可能である。

第 3-2 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉冷却材の流出）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策の 有効性
原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失	－	3.8E-04	100%	3.8E-04	充てん／ 高圧注入ポンプ	○
水位維持失敗	－	8.2E-06	100%	8.2E-06		○
オーバードレン	－	8.2E-06	100%	8.2E-06		○

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリの機能喪失、水位維持失敗又はオーバードレンによって燃料損傷に至る事故シーケンスである。充てん／高圧注入ポンプ等によってＲＣＳ保有水確保を行う燃料損傷防止対策が可能である。

第3-3表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策 の 有効 性
余熱除去機能喪失	－	8.0E-05	100%	8.0E-05	アキュムレータ+恒設代替低圧注水ポンプ※3による炉心注入	○
外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗※1	①診断失敗	1.7E-06	95.0%	1.8E-06 (3.0E-06)※2		○
	②余熱除去系 A 系起動操作失敗	5.6E-08	3.1%			○
	③A 余熱除去クーラバイパス流量制御弁内部リーク	2.3E-08	1.3%			○
	④余熱除去ポンプ A 起動失敗	5.2E-09	0.3%			○
	⑤余熱除去ポンプ A しゃ断器閉失敗	3.1E-09	0.2%			○
原子炉補機冷却機能喪失	－	1.1E-05	100%	1.1E-05		○

※1：ＰＯＳ５における評価値
※2：全ＰＯＳの炉心損傷頻度
※3：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む

【主要なカットセットに対する検討】

○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系統回復失敗、又は原子炉補機冷却機能喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しても、アキュムレータによる炉心注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入によって、燃料損傷防止が可能である。

第 3-4 表　事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）

事故 シーケンス	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合	全 CDF (/炉年)	燃料損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 ＋非常用所内 交流電源喪失※1	①ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	1.5E-07	27.6%	5.4E-7 (1.9E-06)※2	アキュムレータ +空冷式非常用 発電装置 +恒設代替 低圧注水ポンプ による炉心注入	○
	②A ディーゼル発電機室 入口手動ダンパ戻し忘れ	1.0E-07	19.3%			○
	③ディーゼル発電機 A 起動失敗	9.7E-08	18.1%			○
	④海水ポンプ B 起動操作失敗	5.6E-08	10.4%			○
	⑤海水ヘッダ圧力低警報 読取失敗	5.4E-08	10.0%			○

※1：ＰＯＳ５における評価値
※2：全ＰＯＳの炉心損傷頻度

【主要なカットセットに対する検討】
○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。事故シーケンスの主要なカットセットに対して空冷式非常用発電装置の起動後、アキュムレータによる炉心注入及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入によって、燃料損傷防止が可能である。

地震ＰＲＡ、津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスの対策等について

1. 主要な事故シーケンスの対策について

地震ＰＲＡ、津波ＰＲＡにおける主要な事故シーケンスのカットセットと炉心損傷防止対策の整備状況等をそれぞれ第１表及び第２表に示す。

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、事故シーケンスの中の主要なカットセットを抽出した。

(1) 地震レベル１ＰＲＡ

第１表において、地震の全炉心損傷頻度（2.3×10^{-5}（／炉年））に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」（1.1×10^{-5}（／炉年））

本事故シーケンスは、制御建屋送気ファン損傷により制御建屋空調装置が機能喪失し制御建屋空調装置で冷却されている安全補機開閉器室のメタルクラッドスイッチギアが機能喪失することで、6.6kV 母線が機能喪失し全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスと計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計損傷により制御建屋空調装置が機能喪失し全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスが支配的である。これらの事故シーケンスは、空調系の機能喪失により安全補機開閉器室の室温が上昇して影響を受ける事故シナリオであるため、現実的には温度上昇の抑制対策が考えられる。

○「大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗」（2.4×10^{-6}（／炉年））

本事故シーケンスは、原子炉容器ふた用管台損傷により大破断ＬＯ

ＣＡが発生し、使用済燃料ピットクーラ損傷により原子炉補機冷却機能が喪失し低圧注入に失敗する事故シーケンスである。

本事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。

(2) 津波レベル１ＰＲＡ

第 2 表において、津波の全炉心損傷頻度（3.2×10^{-7}（／炉年））に対する寄与が大きい以下の事故シーケンスの主要なカットセットに対する検討を実施した。

○「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」（3.2×10^{-7}（／炉年））

本事故シーケンスは、主変圧器の水没により外部電源が喪失し、さらに海水ポンプの水没により従属的にディーゼル発電機が機能喪失して全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至るシーケンスであるが、代替電源である空冷式非常用発電装置により電源を確保し２次冷却系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注入を実施することにより炉心損傷防止が可能である。

○「複数の信号系損傷」（3.1×10^{-10}（／炉年））

本事故シーケンスは、複数の電気盤水没により、各種制御が不能となり補助給水流量調整の失敗及び主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を仮定して２次冷却系からの除熱機能喪失により炉心損傷に至ることを想定している。本事故シーケンスは、有効な炉心損傷防止対策はないものの、全炉心損傷頻度への寄与は小さい事象である。

○「外部電源喪失＋補助給水失敗」（5.6×10^{-11}（／炉年））

本事故シーケンスは、主変圧器の水没により外部電源が喪失し、さらに補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、炉心損傷防止対策として、補助給水系とは異なる系統を使用したフィ

ードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

2. 地震ＰＲＡ、津波ＰＲＡにおける重複シーケンスの考慮について

地震ＰＲＡでは、地動最大加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため、学会標準にしたがい、重畳による影響を包含できるように階層化処理を行っている。具体的には、先行するヘディングにある起因事象が発生した時は後続のヘディングにある起因事象が重畳している可能性があるものとして考え、先行する起因事象で想定している緩和系により「後続の起因事象の事象進展の抑制が可能」又は「後続の起因事象に係る緩和操作に期待する必要がない」ことを考慮した上で起因事象階層イベントツリーを作成している。

サポート系（電源系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系等）については、当該機能が喪失すると複数の安全機能に影響を与えることから、従属性を有する緩和系機能喪失の原因として考慮するとともに、例えば原子炉補機冷却水系が機能喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生するように、従属的に発生する事象についても考慮している。

さらに異なる組み合わせや複数の安全機能が喪失する事象が重畳する場合も想定されるが、すべての重畳の組み合わせを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。

なお、津波ＰＲＡでは今回フラジリティをステップ状で考慮したことから、事象の組み合わせは複雑になることはなかったが、同様に学会標準に基づき、起因事象階層イベントツリーを作成している。

実際に複数の事象が重畳した場合は、発生した事象に対してそれぞれ有効な対策を実施していくことになるが、今回のＰＲＡでは、対策を検討す

る対象とすべき事故シーケンスを選定することに主眼をおいて評価を実施しており、対策を考慮した評価は実施していない。また、建屋損傷のように損傷程度の不確実さが大きく、シナリオの想定が困難なケースは炉心損傷直結事象として整理している。

第１表　事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	加速度区分	主要なカットセット	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性	その他 の対策
外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失	1.1E-5	48.6%	3	①外部電源喪失 ＋制御建屋送気ファンの機能損傷	空冷式非常用発電装置 ＋２次冷却系強制冷却 ＋恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入	×	○※
			4	②外部電源喪失（地震） ＋計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計の機能損傷		×	○※
大破断ＬＯＣＡ ＋低圧注入失敗	2.4E-6	10.6%	5	①原子炉容器の構造損傷 ＋外部電源喪失 ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷	無し	－	－
			4	②原子炉容器の構造損傷 ＋外部電源喪失 ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷		－	－

※室温上昇を抑制する対策が考えられる。

第２表　事故シーケンスごとの主要なカットセット

事故 シーケンス	CDF (/炉年)	寄与 割合	主要な カットセット	炉心損傷 防止対策	対策の 有効性
外部電源喪失 ＋非常用所内交流電源喪失	3.2E-7	99.9%	津波による 全交流動力電源喪失	空冷式非常用発電装置 ＋２次冷却系強制冷却 ＋恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入	○
複数の信号系損傷	3.1E-10	<0.1%	津波による 複数の信号系損傷	無し	－
外部電源喪失 ＋補助給水失敗	5.6E-11	<0.1%	①復水タンク閉塞 ②復水タンク破損 ③安全弁　内部リーク	フィードアンドブリード	○

格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、審査ガイドでは次のように記載されている。

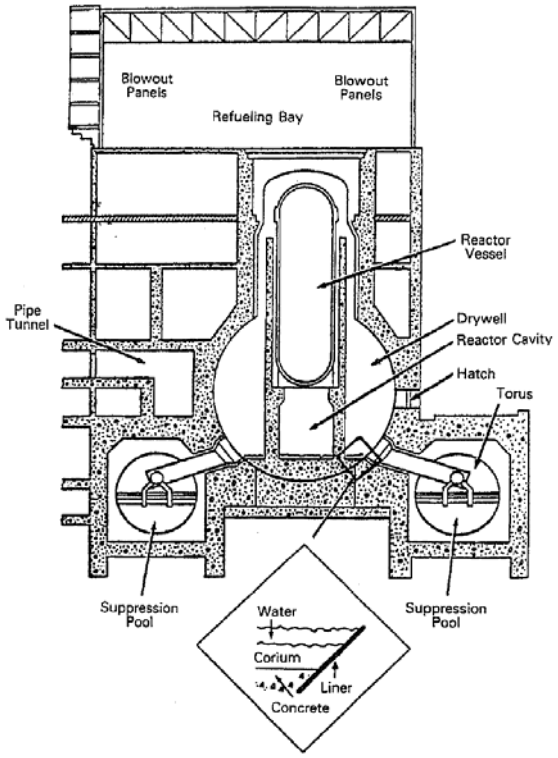
> （5）格納容器直接接触（シェルアタック）
>
> a. 現象の概要
>
> 原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合がある。

この格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025にて知見がまとめられている。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）について、NUREG/CR-6025 では、メルトアタック及びライナーアタックと呼ばれている。

NUREG/CR-6025 では格納容器直接接触（シェルアタック）について、ＢＷＲマークＩ型プラントに対する検討が行われている。ＢＷＲマークＩ型のドライウェル及びサプレッションプールの模式図を第 1 図及び第 2 図に示す。ＢＷＲマークＩ型では原子炉容器から流出した溶融炉心がペデスタルと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが、ペデスタルに開口部があり、溶融炉心が広がった際に原子炉格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。

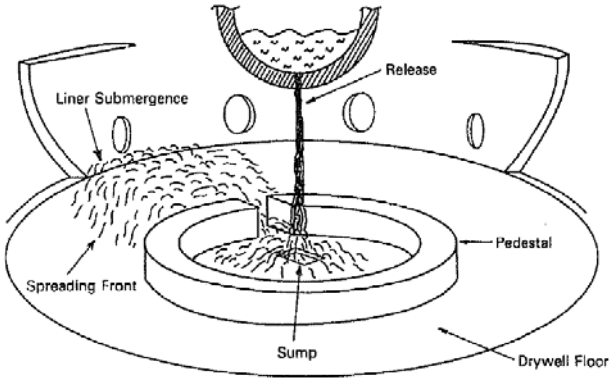
このような事象が発生しやすいプラント構造は、マークＩ型ＢＷＲ特有であり、ＰＷＲでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（第３図参照）。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。

よって、必ず想定する格納容器破損モードであるが、ＰＷＲプラントの原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないため想定する格納容器破損モードから除外した。



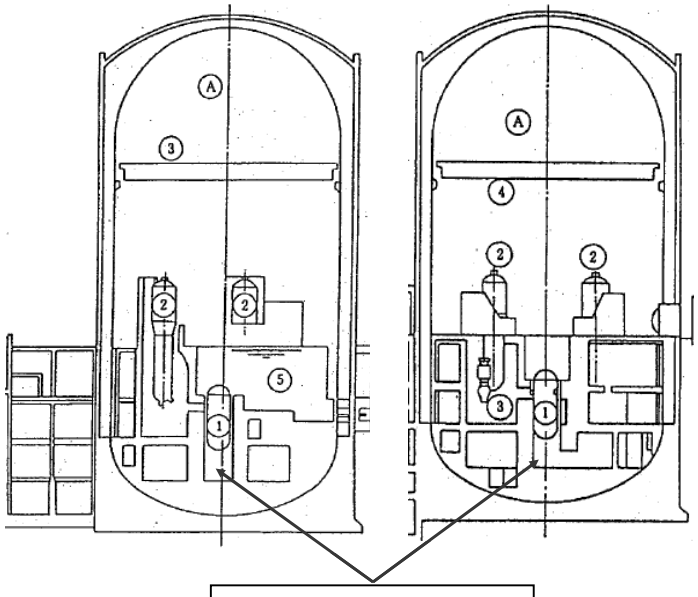
第1図　ＢＷＲマークⅠ型プラントにおける格納容器直接接触

出典：NUREG/CR-6025,The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993



第2図　ＢＷＲマークⅠ型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図

出典：NUREG/CR-6025,The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993



胴板厚さ　約 38mm

ベースマット厚さ　約 8.6m

第3図　美浜３号炉の原子炉下部キャビティ

ｇモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））に係る追加要否の検討について

ｇモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

一方、当該破損モードの１つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）が想定される。

ＴＩ－ＳＧＴＲは炉心損傷後に１次冷却系が高圧かつ２次冷却系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、ウエスチングハウス社製４ループＰＷＲプラントを検討対象としたNUREG/CR-6995においても以下の内容が記載されている。

【NUREG/CR -6995 の記載概要】

- １次冷却系が高圧で２次冷却系がドライで低圧の条件下、いわゆるhigh-dry-low 条件下でのクリープ破損によるＳＧ伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及びＲＣＳ圧力の低減、２次冷却系の低圧条件の排除によって防止できる。
- high-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。
- ２次冷却系の減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、２次冷却系の圧力が維持されてＳＧ伝熱管負荷が減少すれば、

高温側配管、サージ配管、ＲＶより先にＳＧ伝熱管が破損することはない。

- ＲＣＰシール漏えいによりＲＣＳ圧力が低下し、ＳＧ伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、ＲＶより先にＳＧ伝熱管破損に至ることは防げる。
- タービン動補助給水作動の場合、ＳＧ伝熱管外面がウェット状態に維持され、ＲＣＳ除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。

今回、レベル１．５ＰＲＡの定量化結果ではＴＩ－ＳＧＴＲによる格納容器破損頻度（ＣＦＦ）は 5.3×10^{-8}（／炉年）であり全ＣＦＦへの寄与も0.1%程度である。

レベル１ＰＲＡの結果からは、１次冷却系が高圧で２次冷却系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の 3 つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の98%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、ＴＩ－ＳＧＴＲが発生する可能性は非常に小さい。

【ＴＩ－ＳＧＴＲ発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(b) 全交流動力電源喪失

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、低頻度ではあるものの、１次冷却系が高圧の状態において炉心損

傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による１次冷却系の減圧操作を実施することにより、ＴＩ－ＳＧＴＲの発生回避を図ることが可能である。仮に、ＴＩ－ＳＧＴＲが発生した場合には破損ＳＧの隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。

βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいて、格納容器隔離失敗として参考としている NUREG の想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。

１．隔離失敗確率で参照した米国文献(NUREG/CR-4220)

Large leakage events の発生確率として、NUREG/CR-4220 に記載のある 5.0×10^{-3} を用いている。

この確率は LER(Licensee Event Report)データベース（データ集計期間：1965 年～1983 年）から大規模漏えいに至る事象（4 件）を抽出し、その時の運転炉年（740 炉年）で割り算して求めた値である。

LER ではエアロック関連事象が 302 件、うちエアロックドア開が 75 件あったが、これらの殆どは数秒から数時間という短時間であった。4 時間継続したものとして 4 件（第 1 表参照）が抽出され、うち 2 件は原子炉格納容器に穴が開いたもの、1 件は隔離弁開、1 件はバイパス弁開である。

第 1 表　大規模漏えいに至る事象

Reactor	Year	Event
Oconee1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry1	1980	Holes in Containment

出典：NUREG/CR-4220(Reliability Analysis of Containment Isolation System)

２．実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

実プラントにおける格納容器隔離失敗として、機械的な故障による隔離失敗、人的過誤による弁及びフランジの復帰忘れが考えられる。

①機械的な故障による隔離失敗

・格納容器貫通部スリーブからの漏えい

原子炉格納容器内から原子炉格納容器外（アニュラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、このスリーブが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・アクセス部からの漏えい

機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック等のアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール部及び溶接部が破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

・格納容器空調系統からの漏えい

格納容器給気系統等のバウンダリの破損により格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニュラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする。

・格納容器外バウンダリからの漏えい

格納容器再循環配管及び格納容器スプレイ配管は格納容器内雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

②人的過誤による弁及びフランジの復旧忘れ

・漏えい試験配管からの漏えい

定期点検後格納容器漏えい試験が実施され、原子炉格納容器の健全

性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。

・燃料移送管からの漏えい

燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁が解放される。その際、ヒューマンエラーとしてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。

レベル１．５ＰＲＡではNUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているがＣＦＦは3.0×10^{-7}（／炉年）と全ＣＦＦへの寄与は約0.6%程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断した。

当該破損モードに対しては、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作による人的過誤の防止、事故時に隔離失敗が発生した場合の代替隔離手順等、すでに整備されている運用面の対策を徹底するとともに、重大事故に至るおそれのある事故発生時の炉心損傷防止対策を確実に実施することにより原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能と考える。

（参考）米国における最近の隔離失敗実績について

①最近の隔離失敗実績調査

今回のレベル１．５ＰＲＡでは、NUREG/CR-4220（1985年）に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の格納容器隔離失敗実績につ

いて調査した。調査対象としては、EPRI による総合漏えい率試験（ILRT：Integrated Leak Rate Test）の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書[注1)]（以下「EPRI 報告書」という。）を選定した。

EPRI 報告書は、NUREG-1493（1995 年）のデータ、2007 年までの ILRT データ及び LER 等の調査結果も含まれることから最近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお、米国原子力規制委員会の NUREG シリーズには NUREG-1493（1995 年）以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。

この EPRI 報告書では、2007 年までの米国での 217 件の ILRT 事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として 75 件（プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。）の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい 71 件、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ 4 件となっている。

ただし、75 件の ILRT 事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は 0 件と記載している。

なお、第 2 表に示す 3 件については設計漏えい率の 10 倍以上の事例として抽出されているが、EPRI 報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率（0.1%/day）の 35 倍、現実的には設計漏えい率の 600～6000 倍としており、抽出された 3 件は大規模漏えいの対象外としている。

また、今回のＰＲＡで参照した NUREG/CR-4220 における大規模漏えいとした 4 件は小規模のドリルホールから 6 インチ破断までと記載され保守的に 6 インチに想定するとしている。NUREG/CR-4220 のリーク率の計算[注2)]に基づくと、この 6 インチ開口では設計漏えい率の数百倍以上となるため、EPRI 報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。

注 1) EPRI 報告書についての補足

・文献名称：EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008

・EPRI 報告書において調査したデータには、①NUMARC Survey Data（1994 年）、②NEI Survey Data(2001)、③Recent ILRT Data(2007)、④補足データ（NUREG-1493、LER 等）が含まれる。

注 2) NUREG/CR-4220 のリーク率の計算式は以下のとおり。

$L = A / (2.55 \times 10^{-8} \times V)$

L : leakage, wt%/day,

A : leak area, sq. inch.

V : Containment Volume, cubic ft.

第 2 表　大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）

Reactor	Year	Event
不明※1	1984 年 8 月	記載なく不明
不明※1	1985 年 11 月	記載なく不明
Dresden2 (BWR Mark I)	1990 年 12 月	真空破壊弁の漏えい

※1 : ユニット名を不明とした事例は、EPRI 報告書の ILRT 事例の出典である 1994 年の NEI（当時は NUMARC）の調査データでユニット名が不明とされており、EPRI 報告書にも記載されていない。

②最近の隔離失敗実績を用いた感度解析

βモードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPRI 報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が 0

件としてβモードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。

EPRIデータは複数のデータを組み合わせており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから、正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数をILRT実施回数（217件）[注3)]で割ることで隔離失敗確率を算出した。

その結果、算出したＣＦＦは1.4×10^{-7}（／炉年）となり、今回のレベル１．５ＰＲＡの評価結果（3.0×10^{-7}（／炉年））と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。

注3）217件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても400件以上のILRTが実施されている。

（算出式）

格納容器隔離失敗確率は発生実績0件（計算上は0.5件として取扱う）をILRT実施回数で除して算出する。さらに、美浜３号炉の炉心損傷頻度（6.1×10^{-5}（／炉年））に格納容器隔離失敗確率を乗じてβモードによる格納容器破損頻度を算出した。

・原子炉格納容器の隔離失敗確率：0.5／217=0.0023

・βモードによる格納容器破損頻度：$6.1\times10^{-5}\times0.0023=1.4\times10^{-7}$（／炉年）

別紙１０

αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の
格納容器破損モードからの除外理由について

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。

αモードについては学会標準及び NUREG に以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ウエスチングハウス社プラントと構造の類似している国内ＰＷＲでも、同様にαモード破損は無視し得ると考えられる。

○ 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル２ＰＳＡ編）：2008」

【学会標準　解説 7.4.1 項(a)抜粋】

原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリを破損する可能性がある。

WASH-1400 の評価においては、特に、後者がαモード破損として、早期格納容器破損モード破損として指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、αモード破損

はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。

○ NUREG

SERG-1(NUREG-1116)及びSERG-2(NUREG-1524)において、米国での専門家による評価では、αモード破損はリスクの観点から無視しうるという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは次のとおりである。[注)]

①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい)。

②低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。

③高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガーが起きにくい。

④原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。

⑤機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。

この結論は1997年の水蒸気爆発に係る専門家会議（ＯＥＣＤ主催）においても、変更不要であることが確認されており、米国ＮＲＣは原子炉容器内でのＦＣＩから水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象（αモード破損）について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。

注） 日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成13年3月

また、レベル１．５ＰＲＡの定量化結果としてＣＦＦは 1.1×10^{-9}（／炉年）と全ＣＦＦへの寄与は約0.002%程度と極めて小さいことからも、当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

別紙１１

ライナーアタックについて

格納容器直接接触（シェルアタック）は、ＢＷＲマークＩ型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025 においては、ライナーアタックと言われている。

一方、美浜３号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。

1. 原子炉容器圧力が高圧時

原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、１次冷却系の強制減圧を図り溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。

2. 原子炉容器圧力が低圧時

原子炉容器が低圧状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。

また、この事象に対しては、重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプ及び原子炉下部キャビティ注水ポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。

別紙１２

格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

レベル１．５ＰＲＡの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第 1 ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（ＰＤＳ）を選定し、第 2 ステップにて選定されたＰＤＳの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しないＰＲＡモデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、ＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・破断規模の大きい大中破断ＬＯＣＡ（A**）が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。

・ウェット状態（**W）はＥＣＣＳ又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が原子炉納容器内の圧力上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＡＥＤのうち、破断規模が大きいほうが事故進

展が早くなることから、①大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＤ

①大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが、以下の点から、ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**Ｄ）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

・ＲＶ破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断ＬＯＣＡ（Ｓ**）、過渡事象（Ｔ**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。

・また、補助給水による冷却がない（Ｔ**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＴＥＤのうち、１次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、

また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスを選定する。

全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで１次冷却系が高圧になり、溶融炉心が原子炉格納容器内に分散しやすくなることから、①全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに、事故進展を早める観点から、補助給水失敗の重畳を考える。

評価対象ＰＤＳ：ＴＥＤ

①外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

②外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

④過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑥原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

⑦ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑧２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑨２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋

格納容器スプレイ注入失敗

⑩ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

＜補足説明＞

・ ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで１次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。

・ ②、③、④、⑤、⑧、⑨、⑩は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり１次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、②は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。

・ ⑥は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑥は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がＣＤＦで 9.5×10^{-7}（／炉年）で①がＣＤＦで 1.4×10^{-6}（／炉年）であり、①の方が大きく、包絡されている。

・ ＡＴＷＳが起因事象となる⑦について、ＡＴＷＳにより炉心出力が高く１次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が作動するため、ＲＶ破損時の１次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑦がＣＤＦで 3.5×10^{-13}（／炉年）となり、包絡されている。

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、ＴＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・１次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいので１次冷却材圧力に着目して抽出する。

・１次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（Ｔ**）が厳しくなる。

・（Ｔ**）のうち、最も１次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はＴＥＤに含まれる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象ＰＤＳであるＴＥＤのうち、１次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、(2)雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ①全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による１次冷却材高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても１次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考える。

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料―冷却材相互作用

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、ＡＥＷが最も厳しいＰＤＳとなる。

・溶融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早くＲＶ破損時の崩

壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が厳しくなる。

・冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない（**W）が厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

評価対象のＰＤＳであるＡＥＷのうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。ＡＥＷのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断ＬＯＣＡを抽出する。また、ＥＣＣＳ注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。

ただし、評価事故シーケンスは、格納容器スプレイ再循環失敗において、原子炉格納容器内に持ち込まれる水量が少なくなり、事象が厳しくなる重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入及び原子炉下部キャビティ直接注水成功を考える。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水及び大容量ポンプを用いた格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

評価事故シーケンス選定のフロー（参考）

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＷ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

②大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

④大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑥大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑧中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑨中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑩中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑪中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑫中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑬中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑭中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑮中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑯中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

↓

[1] 大破断ＬＯＣＡであるか？

（破断規模が大きいほうが事故進展が早まる）

↓ Ｙｅｓ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

②大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

④大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑥大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

↓

[2] ＥＣＣＳ注水（高圧及び低圧注入）失敗か？

（ＥＣＣＳ再循環失敗とＥＣＣＳ注水失敗ではＥＣＣＳ注水失敗の方が事故進展が早まる）

↓ Ｙｅｓ※1

評価対象とする事故シーケンス

⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

※1：

・「[2]ＥＣＣＳ注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（第１表　ＥＣＣＳ注水失敗について）。

・第１表において、低圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功であるため、「[2]ＥＣＣＳ注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。

・第１表において、「[2]ＥＣＣＳ注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を

満たす事故シーケンスは③-4 及び⑦となる。③-4 と⑦を比較すると、⑦に蓄圧注入失敗が重なる③-4 の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑦が頻度の観点から事故シーケンスを代表している※2。

・ 以上のことから、「⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。

※2：

・ 蓄圧注入系は他系統とインターフェイスを持たず、共通要因故障がないため、定量的には⑦の頻度に対して蓄圧注入系の非信頼度を乗じたものが③-4 の頻度となることから、③-4 の方が⑦よりも 3 桁以上頻度は低い。

第１表　ＥＣＣＳ注水失敗について

事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか
①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	+低圧注入成功	×
②大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	－	+低圧注入成功	×
③大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	＋低圧注入成功 ③-1	×
		＋低圧注入失敗 ③-2	×
	+高圧注入失敗	＋低圧注入成功 ③-3	×
		＋低圧注入失敗 ③-4	○
④大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	＋低圧注入成功 ④-1	×
		＋低圧注入失敗 ④-2	×
	+高圧注入失敗	＋低圧注入成功 ④-3	×
⑤大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	－	×
⑥大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	－	×
⑦大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	－	－	○

注）○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。

(5) 水素燃焼

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、ＡＥＩが最も厳しいＰＤＳとなる。

・水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態（**Ｉ）のＰＤＳが厳しくなる。

・炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応することを前提とすると、各ＰＤＳで炉心内のジルコニウムー水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しくなる。

・（**D）シーケンスについては、ＲＶ破損後後期にＭＣＣＩが発生し、第 2 表のとおり水素が発生する。A**でＭＣＣＩによる水素発生量はＡＥＤで最も大きく約 414.0kg である。ＭＣＣＩが発生すると水素発生量は多くなるが､同時に多量の水蒸気も発生するため､水素濃度(75%換算）の観点からは、ＡＥＤで約 3.3vol%、ＡＥＩで約 7.7vol%と、（**Ｉ）シーケンスが厳しくなる。

b. 評価事故シーケンスの選定方法

・原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（ＰＡＲの処理能力「ジルコニウムー水反応による水素発生期間中のＰＡＲによる水素処理量」）から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。

・原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のＰＤＳであるＡＥＩでは、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。

・「大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」において、ＭＣＣＩ防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入及び原

子炉下部キャビティ注水ポンプによる原子炉下部キャビティ直接注水を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象のほうが、水素燃焼の観点ではより厳しい。

・放射線水分解による水素発生の観点から、原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。

以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水失敗（高圧・低圧注入失敗)」が厳しいことから「④大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗」シーケンスを選定している。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＩ

①大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

②大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

③大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

④大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗

⑤中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗

⑥中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗

⑦中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

⑧中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗

⑨中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗

第 2 表　水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）

ＰＤＳ		ＡＥＤ	ＡＥＷ	ＡＥＩ	ＳＥＤ	ＴＥＤ	ＴＥＩ
時刻		10 時間 [CV 破損時点]	12 時間 [CV 破損時点]	72 時間 [CV 破損なし]	14 時間 [CV 破損時点]	18 時間 [CV 破損時点]	72 時間 [CV 破損なし]
MCCI	Ｚｒ	352.8kg (45.0%)	4.3kg (0.6%)	0.0kg (0.0%)	305.6kg (39.0%)	188.5kg (24.1%)	5.7kg (0.7%)
	ステンレス等	61.2kg (7.8%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	261.9kg (33.4%)	90.8kg (11.6%)	0.0kg (0.0%)
	小計	414.0kg (52.8%)	4.3kg (0.6%)	0.0kg (0.0%)	567.5kg (72.4%)	279.3kg (35.6%)	5.7kg (0.7%)

＊（ ）内は全炉心Ｚｒ量の 100%が反応した場合の水素発生量（約 783.6kg）に対する割合

＊ Ｚｒ等の金属別の水素発生量については､直接ＭＡＡＰ解析結果から得ることができないため、未酸化Ｚｒ質量等から推定した。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 評価対象ＰＤＳの選定方法

原子炉格納容器への負荷（溶融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点からＡＥＤが最も厳しいＰＤＳとなる。

・事故進展が早くＲＶ破損時の崩壊熱が高い大中破断ＬＯＣＡ（A**）が厳しくなる。

・原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くする（A**）が厳しくなる。

・原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態（**D）が溶融炉心を冷却せずＭＣＣＩを抑制しない観点で厳しくなる。

b. 評価対象ＰＤＳの選定方法

この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キ

ャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。

・評価対象ＰＤＳであるＡＥＤのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。

・このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断ＬＯＣＡにＥＣＣＳ注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。

以上から、「①大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」シーケンスを選定する。

評価対象ＰＤＳ：ＡＥＤ

①大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

事故シーケンスの整理について

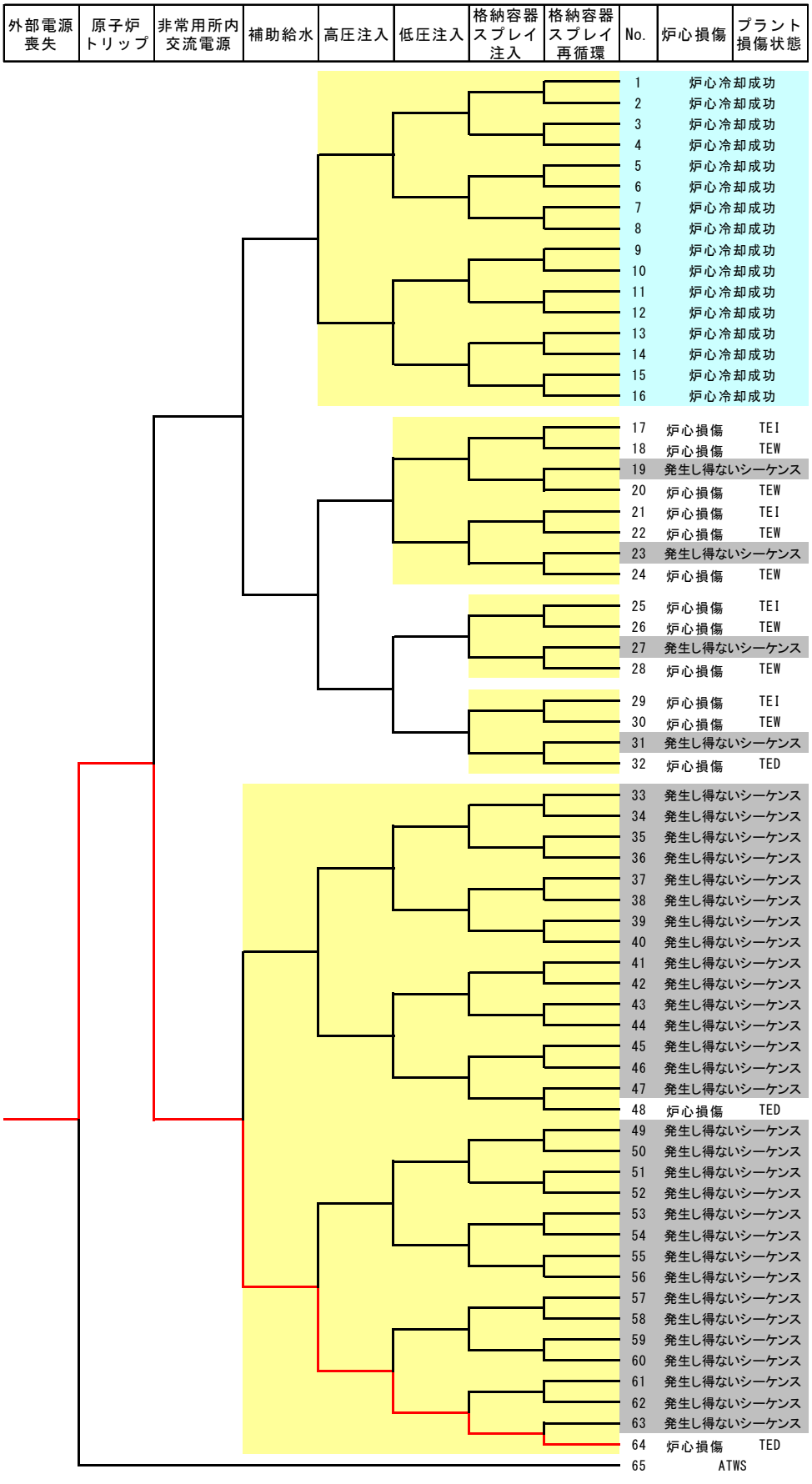
イベントツリーを作成する際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則にしたがい分岐を省略して合理的に評価している。

・ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。
（例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗）

・評価結果（ＣＤＦ、ＰＤＳ）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。
（例：大破断ＬＯＣＡ時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はＰＤＳに影響しない）

このため、定量化に使用するイベントツリーは分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。

外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ＡＴＷＳに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを第１図に示す。



第１図　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）

第 1 図において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、ＰＤＳを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。

・No.1～16 は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。

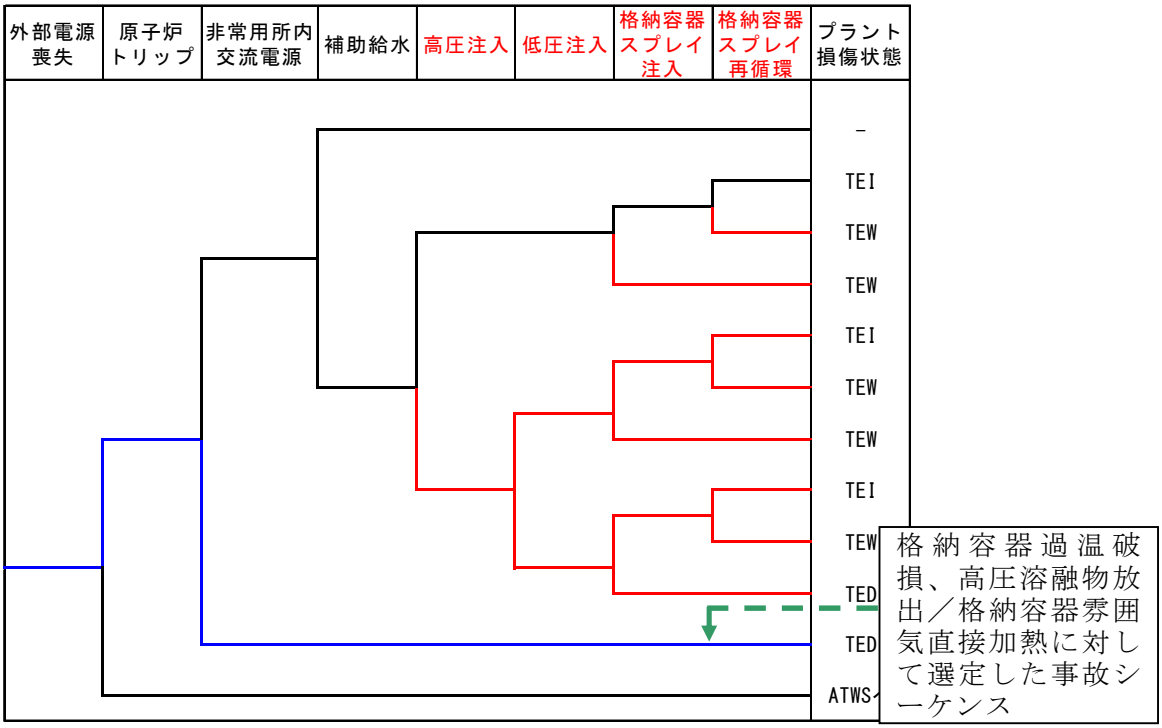
・格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることから No.19、23、27、31 は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。

・高圧注入、低圧注入、格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、高圧注入、低圧注入、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.33～47、No49～63 は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。

・No.48 の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態は No.64 と同じであり、No.48 と No.64 を分岐させる必要はない。

　よって No.48 と No.64 において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。

以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが第 2 図であり、これを定量評価に用いている。



第 2 図　外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）

第 2 図のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。

このように分岐の有無が炉心損傷やＰＤＳに影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。

別紙１３

炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける
格納容器破損防止対策の有効性について

レベル１ＰＲＡから抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載にしたがい整理している。

＜参考：解釈の関連記載＞

１－２　第１項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

１－４　上記１－２(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において、以下のとおり要求されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b.主要解析条件

(a) 評価事故シーケンスはＰＲＡに基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

今回の美浜３号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の 6 つである。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
2. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失
3. 大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
4. 大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
5. 中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
6. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

これらの事故シーケンスについては、上記ガイドにしたがい、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。

1. 原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

この事故シーケンスはＴＥＤのＰＤＳに分類され、ＴＥＤが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器

過温破損)」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の２つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件※1 となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

※1：１次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。

2. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、２次冷却系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により１次冷却材の流れが阻害され、２次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、ＴＥＤのＰＤＳに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事故進展は「過渡事象＋補助給水失敗」と同等である。ＴＥＤが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損)」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の２つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失＋補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。

3. 大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

4. 大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

5. 中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

これらの事故シーケンスはＡＥＷ、ＡＥＩ、ＡＥＤのいずれかのＰＤＳに分類される。

(a) ＡＥＷに分類される場合

ＡＥＷのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件※2 となる「大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※2：ＡＥＷのうち、事故進展の早さの観点から、大破断ＬＯＣＡを選定し、またＥＣＣＳ再循環失敗よりもＲＶ破損までの事故進展の早いＥＣＣＳ注水失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、原子炉格納容器内に持ち込まれる水量が少なくなり、事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗（格納容器スプレイ注入成功）の条件を、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入及び原子炉下部キャビティ直接注水成功として評価条件を設定している。（6.においても同様）

(b) ＡＥＩに分類される場合

ＡＥＩのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件※3 となる「大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※3：ＡＥＩのうち、事故進展の早さの観点から、大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗を選定している。

(c) ＡＥＤに分類される場合

ＡＥＤのＰＤＳが代表となる格納容器破損モードは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の 2 つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件※4 となる「大破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。

※4：ＡＥＤのうち、事故進展の早さの観点から、大破断ＬＯＣＡを選定している。

(a)、(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており、これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや、機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス (3.～5.) と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。

6. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

この事故シーケンスについても、ＡＥＷ、ＡＥＩ及びＡＥＤのいずれかのＰＤＳに分類され、代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の 4 つである。このシーケンスは、大破断ＬＯＣＡと比較すると以下の差異が考えられる。

・ 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断ＬＯＣＡと比べて早い。

・ 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。
・ 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。

上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注入が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力／温度の観点では、どちらの場合においても短期間に１次冷却材のエンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークはＥｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡの方が高くなるものの大破断ＬＯＣＡ解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍及び200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍を超えないことから、Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡは同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。

別添

美浜発電所３号炉
確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

目　　次

1.　レベル１ＰＲＡ

1.1　内部事象ＰＲＡ

1.1.1　出力運転時ＰＲＡ

1.1.2　停止時ＰＲＡ

1.2　外部事象ＰＲＡ

1.2.1　地震ＰＲＡ

1.2.2　津波ＰＲＡ

2.　レベル１．５ＰＲＡ

2.1　内部事象ＰＲＡ

2.1.1　出力運転時ＰＲＡ

表

出力運転時ＰＲＡ

第 1.1.1.a-1 表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源
第 1.1.1.a-2 表　系統設備概要
第 1.1.1.b-1 表　既往のＰＲＡで選定している起因事象
第 1.1.1.b-2 表　「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応
第 1.1.1.b-3 表　EPRI NP-2230 トランジェント分類と選定した起因事象の対応
第 1.1.1.b-4 表　選定した起因事象
第 1.1.1.b-5 表　選定した起因事象一覧表
第 1.1.1.b-6 表　1976 年 4 月以前における事象一覧
第 1.1.1.b-7 表　起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日迄）
第 1.1.1.c-1 表　成功基準の一覧
第 1.1.1.c-2 表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について
第 1.1.1.e-1 表　フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.1.1.e-2 表　サポート系同士の依存性
第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード
第 1.1.1.e-4 表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット
第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード
第 1.1.1.f-2 表　共通要因故障パラメータ（抜粋）
第 1.1.1.h-1 表　起因事象別炉心損傷頻度
第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果
第 1.1.1.h-3 表　起因事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度）
第 1.1.1.h-4 表　起因事象別重要度評価結果（ＲＡＷ）
第 1.1.1.h-5 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）
第 1.1.1.h-6 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）
第 1.1.1.h-7 表　全ＣＤＦ及び事故シーケンス別不確実さ解析結果
第 1.1.1.h-8 表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-9 表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】
第 1.1.1.h-10 表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

停止時ＰＲＡ

第 1.1.2.a-1 表　系統設備概要
第 1.1.2.a-2 表　美浜３号炉定検の工程継続時間の比較
第 1.1.2.a-3 表　各プラント状態の分類
第 1.1.2.a-4 表　緩和設備の使用可能性
第 1.1.2.b-1 表　考慮している起因事象の比較
第 1.1.2.b-2 表　起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日迄）
第 1.1.2.b-3 表　ＰＯＳ別起因事象発生頻度（／炉年）
第 1.1.2.e-1 表　相互依存表(1/2)
第 1.1.2.e-2 表　相互依存表(2/2)
第 1.1.2.h-1 表　ＰＯＳ分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度（／炉年）

第 1.1.2.h-2 表　主要カットセット（ＰＯＳ５における事故シーケンス：ディーゼル発電機Ｂ、海水ポンプＣ／Ｄ待機除外）
第 1.1.2.h-3 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 1.1.2.h-4 表　ＦＶ重要度評価結果
第 1.1.2.h-5 表　ＲＡＷ評価結果
第 1.1.2.h-6 表　不確実さ評価結果
第 1.1.2.h-7 表　感度解析結果（ＰＯＳ分類ごとの炉心損傷頻度）

地震 PRA
第 1.2.1.a-1 表　地震ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源
第 1.2.1.a-2 表　地震による事故シナリオのスクリーニング
第 1.2.1.a-3 表　建屋・機器選定のステップ
第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ
第 1.2.1.b-1 表　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元
第 1.2.1.b-2 表　主要活断層モデル(B)のロジックツリーの分岐ごとの諸元
第 1.2.1.c-1-1 表　考慮する不確実さ要因の例
第 1.2.1.c-1-2 表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）
第 1.2.1.c-1-3 表　地盤物性値（美浜サイト）
第 1.2.1.c-1-4 表　物性値（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-5 表　物性値（原子炉補助建屋）
第 1.2.1.c-1-6 表　現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-1-7 表　解析モデル諸元（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-8 表　地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-9 表　ばね定数（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-10 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　質点）
第 1.2.1.c-1-11 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　鉛直部材）
第 1.2.1.c-1-12 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　水平部材）
第 1.2.1.c-1-13 表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係
第 1.2.1.c-1-14 表　２点推定法による解析ケース
第 1.2.1.c-2-1 表　現実的な物性値の評価方法
第 1.2.1.c-3-1 表　現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因の整理
第 1.2.1.c-3-2 表　建屋応答係数
第 1.2.1.d-1 表　起因事象の条件付発生確率
第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット
第 1.2.1.d-3 表　起因事象別炉心損傷頻度
第 1.2.1.d-4 表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第 1.2.1.d-5 表　全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果
第 1.2.1.d-6 表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果
第 1.2.1.d-7 表　不確実さ解析結果
第 1.2.1.d-8 表　美浜サイト地震ハザードデータ
第 1.2.1.d-9 表　全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有の事故シーケンスの炉心損傷頻度の不確実さの比較

第 1.2.1.d-10 表　相関性を考慮した感度解析結果

津波ＰＲＡ
第 1.2.2.a-1 表　評価に必要な情報及び主な情報源
第 1.2.2.a-2 表　津波ＰＲＡプラントウォークダウン結果
第 1.2.2.a-3 表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類
第 1.2.2.a-4 表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備
第 1.2.2.a-5 表　津波により発生する起因事象の選定
第 1.2.2.a-6 表　機器リスト（主要な機器）
第 1.2.2.a-7 表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
第 1.2.2.d-1 表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度
第 1.2.2.d-2 表　成功基準
第 1.2.2.d-3 表　フロントライン系とサポート系の依存性
第 1.2.2.d-4 表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット
第 1.2.2.d-5 表　起因事象別ＣＤＦ結果
第 1.2.2.d-6 表　重要度整理結果
第 1.2.2.d-7 表　感度解析結果

レベル１．５ＰＲＡ
第 2.1.1.b-1 表　プラント損傷状態の分類記号
第 2.1.1.b-2 表　プラント損傷状態の定義
第 2.1.1.b-3 表　プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス
第 2.1.1.b-4 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度
第 2.1.1.c-1 表　格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出
第 2.1.1.c-2 表　プラント損傷状態と負荷の対応
第 2.1.1.c-3 表　格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準
第 2.1.1.c-4 表　格納容器破損モードの選定
第 2.1.1.d-1 表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
第 2.1.1.d-2 表　ヘディングの選定及び定義
第 2.1.1.d-3 表　ヘディングの従属性
第 2.1.1.e-1 表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
第 2.1.1.e-2 表　解析コードの基本解析条件
第 2.1.1.e-3 表　各事故シーケンスの事故進展解析条件
第 2.1.1.e-4 表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
第 2.1.1.e-5 表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）
第 2.1.1.e-6 表　事故進展解析を実施していないＰＤＳの分岐確率の考え方
第 2.1.1.f-1 表　分岐確率のあてはめ方法
第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定
第 2.1.1.f-3 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-4 表　格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-5 表　起因事象別格納容器破損頻度
第 2.1.1.g-1 表　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析

第 2.1.1.g-2 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-3 表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-4 表　格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度

図

出力運転時ＰＲＡ

第 1.1.1-1 図　内部事象レベル１ＰＲＡ評価フロー
第 1.1.1.a-1 図　１次冷却設備系統説明図
第 1.1.1.a-2 図　工学的安全設備の概要
第 1.1.1.a-3 図　原子炉保護系設備系統説明図
第 1.1.1.a-4 図　化学体積制御設備系統説明図
第 1.1.1.a-5 図　非常用炉心冷却設備系統説明図
第 1.1.1.a-6 図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図
第 1.1.1.a-7 図　開閉所単線結線図
第 1.1.1.a-8 図　所内単線結線図(1)
第 1.1.1.a-9 図　所内単線結線図(2)
第 1.1.1.a-10 図　工学的安全施設作動設備説明図
第 1.1.1.a-11 図　余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図
第 1.1.1.a-12 図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図
第 1.1.1.a-13 図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）
第 1.1.1.a-14 図　制御用空気設備系統説明図
第 1.1.1.a-15 図　タービン系統説明図
第 1.1.1.a-16 図　原子炉格納施設の構造概要図
第 1.1.1.a-17 図　原子炉格納容器換気設備及びアニュラス空気浄化設備系統説明図
第 1.1.1.b-1 図　国内ＰＷＲプラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合
第 1.1.1.b-2 図　美浜３号炉　余熱除去系簡略図
第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定
第 1.1.1.d-1 (a) 図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (b) 図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (c) 図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (d) 図　極小ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (e) 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (f) 図　主給水流量喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (g) 図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (h) 図　ＡＴＷＳイベントツリー
第 1.1.1.d-1 (i) 図　２次冷却系の破断イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (j) 図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (k) 図　過渡事象イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (l) 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (m) 図　手動停止イベントツリー
第 1.1.1.d-1 (n) 図　ＤＣ母線１系列喪失イベントツリー
第 1.1.1.e-1 図　故障モードのスクリーニング手順
第 1.1.1.e-2 図　システム信頼性の評価例（Ｂ充てん／高圧注入機能喪失）
第 1.1.1.f-1 図　共通要因故障同定のフロー
第 1.1.1.g-1 図　事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー
第 1.1.1.h-1 図　起因事象別炉心損傷頻度寄与割合

第 1.1.1.h-2 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）
第 1.1.1.h-3 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＦＶ重要度）
第 1.1.1.h-4 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＲＡＷ）
第 1.1.1.h-5 図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果
第 1.1.1.h-6 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果（ドミナントシーケンスに対するＳＡ対策の効果）
第 1.1.1.h-7 図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

停止時ＰＲＡ

第 1.1.2.a-1 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第 1.1.2.a-2 図　ミッドループ運転概要図
第 1.1.2.b-1 図　燃料損傷に至る可能性のある異常事象のマスターロジックダイヤグラム
第 1.1.2.c-1 図　崩壊熱曲線
第 1.1.2.d-1 (a) 図　原子炉冷却材バウンダリ機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1 (b) 図　水位維持失敗イベントツリー
第 1.1.2.d-1 (c) 図　オーバードレンイベントツリー
第 1.1.2.d-1 (d) 図　余熱除去機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1 (e) 図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1 (f) 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.1.2.d-1 (g) 図　反応度の誤投入イベントツリー
第 1.1.2.e-1 図　システム信頼性の評価例
第 1.1.2.h-1 図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度
第 1.1.2.h-2 図　起因事象別炉心損傷頻度
第 1.1.2.h-3 図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度(余熱除去機能喪失)
第 1.1.2.h-4 図　事故シーケンス別炉心損傷頻度

地震 PRA

第 1.2.1-1 図　地震ＰＲＡの評価フロー
第 1.2.1.a-1 図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー
第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果
第 1.2.1.b-1 図　敷地周辺の主な活断層
第 1.2.1.b-2 図　萩原(1991)及び垣見他(2003)による領域区分
第 1.2.1.b-3 図　主要活断層モデル(A)のロジックツリー
第 1.2.1.b-4 図　主要活断層モデル(B)のロジックツリー
第 1.2.1.b-5 図　平均地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
第 1.2.1.b-6 図　震源ごとの地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
第 1.2.1.b-7 図　フラクタイル地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）
第 1.2.1.b-8 図　一様ハザードスペクトルと基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルの比較
第 1.2.1.b-9 図　周期ごとの平均地震ハザード曲線
第 1.2.1.b-10 図　年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震動

第 1.2.1.c-1-1 図　原子炉建屋の概略平面図(E.L.24.0m)
第 1.2.1.c-1-2 図　原子炉建屋の概略断面図（A-A 断面）
第 1.2.1.c-1-3 図　原子炉建屋の概略断面図（B-B 断面）
第 1.2.1.c-1-4 図　原子炉補助建屋の概略平面図(E.L.17.0m)
第 1.2.1.c-1-5 図　原子炉補助建屋の概略断面図（A-A 断面）
第 1.2.1.c-1-6 図　原子炉補助建屋の概略断面図（B-B 断面）
第 1.2.1.c-1-7 図　原子炉補助建屋の概略断面図（C-C 断面）
第 1.2.1.c-1-8 図　解析モデル（原子炉建屋）
第 1.2.1.c-1-9 図　解析モデル（原子炉補助建屋）
第 1.2.1.c-1-10 図　建屋フラジリティ曲線（原子炉建屋　Ｏ／Ｓ　ＮＳ方向）
第 1.2.1.c-1-11 図　建屋フラジリティ曲線（原子炉補助建屋　Ａ／Ｂ　ＥＷ方向）
第 1.2.1.c-2-1 図　海水ポンプ室平面図
第 1.2.1.c-2-2 図　海水ポンプ室断面図
第 1.2.1.c-2-3 図　海水ポンプ室　フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-1 図　蒸気発生器　平均フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-2 図　復水タンク　平均フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-3 図　蒸気発生器水位計（狭域）　平均フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-4 図　内燃機関　平均フラジリティ曲線
第 1.2.1.c-3-5 図　炉内計装引出管　平均フラジリティ曲線
第 1.2.1.d-1 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー
第 1.2.1.d-2 図　地震システム解析モデル（小イベントツリー）
第 1.2.1.d-3 図　過渡分類イベントツリー
第 1.2.1.d-4 図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-5 図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-6 図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー
第 1.2.1.d-7 図　２次冷却系の破断イベントツリー
第 1.2.1.d-8 図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-9 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-10 図　主給水流量喪失イベントツリー
第 1.2.1.d-11 図　起因事象別炉心損傷頻度 寄与割合
第 1.2.1.d-12 図　加速度区分別炉心損傷頻度 寄与割合
第 1.2.1.d-13 図　加速度区分別条件付炉心損傷頻度
第 1.2.1.d-14 図　地震特有の事故シーケンスの不確実さ解析結果

津波ＰＲＡ
第 1.2.2-1 図　津波レベル１ＰＲＡの評価フロー
第 1.2.2.a-1 図　プラント概要
第 1.2.2.a-2 図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー
第 1.2.2.a-3 図　プラントウォークダウンチェックシート
第 1.2.2.a-4 図　現場機器（例 海水ポンプ）
第 1.2.2.a-5 図　起因事象の抽出フロー
第 1.2.2.b-1 図　検討対象波源（日本海東縁部）
第 1.2.2.b-2 図　検討対象波源（海域活断層）

第 1.2.2.b-3 図　検討対象波源（領域震源：萩原（1991））
第 1.2.2.b-4 図　検討対象波源（領域震源：垣見ほか（2003））
第 1.2.2.b-5 図　日本海東縁部のロジックツリー
第 1.2.2.b-6 図　海域活断層のロジックツリー
第 1.2.2.b-7 図　領域震源のロジックツリー
第 1.2.2.b-8 図　評価地点における水位と年超過確率の関係
第 1.2.2.c-1 図　被水・没水に関するフラジリティ曲線
第 1.2.2.d-1 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー
第 1.2.2.d-2 (a)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 (b)図　外部電源喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 (c)図　主給水流量喪失イベントツリー
第 1.2.2.d-2 (d)図　過渡事象イベントツリー
第 1.2.2.d-2 (e)図　直接炉心損傷に至る事象
第 1.2.2.d-3 図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合
第 1.2.2.d-4 図　評価地点における 10%ごとの津波フラクタイルハザード
第 1.2.2.d-5 図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果
第 1.2.2.d-6 図　対策を考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のシナリオの整理
第 1.2.2.d-7 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

レベル１．５ＰＲＡ
第 2.1.1.b-1 図　レベル１．５ＰＲＡ用のレベル１ＰＲＡイベントツリー
第 2.1.1.c-1 図　ＰＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展
第 2.1.1.d-1 図　格納容器イベントツリー
第 2.1.1.e-1 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＤ）
第 2.1.1.e-2 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＤ）
第 2.1.1.e-3 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＷ）
第 2.1.1.e-4 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＷ）
第 2.1.1.e-5 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＩ）
第 2.1.1.e-6 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＩ）
第 2.1.1.e-7 図　代表的な物理量の時間変化（ＳＥＤ）
第 2.1.1.e-8 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＳＥＤ）
第 2.1.1.e-9 図　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＤ）
第 2.1.1.e-10 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＴＥＤ）
第 2.1.1.e-11 図　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＩ）
第 2.1.1.e-12 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＴＥＩ）
第 2.1.1.f-1 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-2 図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度
第 2.1.1.f-3 図　主要なＰＤＳにおける格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合
第 2.1.1.g-1 図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-2 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-3 図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析
第 2.1.1.g-4 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

1. レベル１ＰＲＡ

1.1 内部事象ＰＲＡ

1.1.1 出力運転時ＰＲＡ

出力運転時ＰＲＡは、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル１ＰＳＡ編）：2008（以下「レベル１ＰＳＡ学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a. 対象プラント

①対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集及び分析

内部事象出力時レベル１ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転管理、保守管理の情報をＰＲＡの目的に応じて調査し、収集した。

― ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転管理情報、保守管理情報等）

― 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障率、起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。

また、a.項にレベル１ＰＲＡにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b項にレベル１．５ＰＲＡにおいて重要となる原子炉格納施設の構成について示す。

以下に本プラントの基本仕様を示す。

・出力 ― 熱出力 2,432MWt

― 電気出力 826MWe

・プラント型式 ― 加圧水型３ループプラント

・原子炉格納容器型式　－　上部半球下部さら形鏡円筒型

a. 主要な設備の構成及び特性

本プラントのＰＲＡに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な1次冷却系及び安全系により構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの1次冷却設備を、第1.1.1.a-2図に工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図、第1.1.1.a-4図）

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。

(b) 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。

1) 蓄圧注入系（第1.1.1.a-5図）

蓄圧注入系は、アキュムレータと配管、弁類で構成され、各1次冷却材ループに1系統ずつ設置されている。1次冷却系の圧力がアキュムレータの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてあるアキュムレータから1次冷却材低温側配管を通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。

2) 高圧注入系（第1.1.1.a-5図）

高圧注入系は、充てん／高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。充てん／高圧注入ポンプは、100%

容量のものが3台設置されている。

高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。

① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致
② 原子炉圧力異常低
③ 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低
あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致
④ 主蒸気ライン差圧高
⑤ 原子炉格納容器圧力高
⑥ 手動

非常用炉心冷却設備作動信号により、充てん／高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及び燃料取替用水タンクのほう酸水を、1次冷却材低温側配管を経て、原子炉に注水する。

充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に1次冷却設備への充てん水と冷却材ポンプへの封水を供給するため、水源を体積制御タンクとしているが、非常用炉心冷却設備作動信号により燃料取替用水タンクに水源を自動的に切り替える。燃料取替用水タンクの水位が低くなると、充てん／高圧注入ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラを経て高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

3）低圧注入系（第1.1.1.a-5図）

低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、100%容量のものを各々2 台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水タンクのほう酸水を、余熱除去クーラを経て、1次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。

燃料取替用水タンクの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去クーラで

冷却した後、高圧注入配管及び低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。

4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第 1.1.1.a-6 図）

原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるとともに、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので、内部スプレポンプ、内部スプレクーラ、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。内部スプレポンプは 50%容量のものを 4 台、内部スプレクーラは 100%容量のものを 2 基、また、よう素除去薬品タンクは 100%容量のものを 1 基設置する。

(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系

(a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

1) 電源系（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源）（第 1.1.1.a-7 図～第 1.1.1.a-9 図）

2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号作動設備、格納容器スプレイ信号作動設備）（第 1.1.1.a-10 図）

3) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）（第 1.1.1.a-11 図、第 1.1.1.a-12 図）

4) 換気空調設備（第 1.1.1.a-13 図）

5) 制御用空気設備（第 1.1.1.a-14 図）

(d) その他の系統

事故時に動作が必要な設備のうち、ＰＲＡで動作を考慮する設備は以下のものがある。

1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁設備（第 1.1.1.a-1 図）

加圧器逃がし弁は、負荷減少時に 1 次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁入口止弁を設ける。加圧器安全弁

は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1次冷却系の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。

2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、主蒸気ダンプ設備（第1.1.1.a-15図）

蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は8個設け、定格主蒸気流量の約40%を処理できる。

復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。

主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に、各1個設け、定格主蒸気流量の約10%を処理できる。主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。

主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ7個、合計21個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。

3) 補助給水ポンプ（第1.1.1.a-15図）

補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に、蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台、電動2台を設ける。各ポンプとも水源は復水タンクを使用するが、後備用として2次系純水タンクも使用することができる。

4）主蒸気隔離弁（第 1.1.1.a-15 図）

主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。

b. 原子炉格納施設の構成及び特性

(a) 原子炉格納施設の構成及び特性（第 1.1.1.a-16 図）

原子炉格納施設は、円筒形の原子炉格納容器とその外周コンクリート壁を主体とする構造となっており、原子炉格納容器とその外周コンクリート壁との間は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重格納の機能を持たせる。

原子炉格納容器を貫通する配管、電線等の大部分は、このアニュラス部を貫通するようにする。

原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。

(b) アニュラス空気浄化設備（第 1.1.1.a-17 図）

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス循環ファンとアニュラス循環フィルタユニットで構成し、100%容量のものが 2 系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。

②ＰＲＡに影響する特徴

本プラントにおいて、ＰＲＡに影響する主な特徴についての説明及びＰＲＡでの具体的な取扱いについて以下に示す。

(1) 充てん／高圧注入ポンプの採用

【設計思想】

充てん系と高圧系は同時に両機能が要求されることはないため、両機能を合わせ持った同ポンプを採用している。

【ＰＲＡへの影響】

充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントにおいて、小さなリークが生じた時の緩和手段が、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べて少ないため、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントに対して極小ＬＯＣＡを起因事象の対象とする。

(2) 充てん／高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが必要

【設計思想】

高圧再循環と低圧再循環は同時に要求されないことから、高圧再循環に、充てん／高圧注入ポンプの有効吸込み水頭（ＮＰＳＨ）を確保するため、余熱除去ポンプを用いたブースティングを採用している。なお、余熱除去ポンプは、低圧注入と余熱除去の２つの機能を有している。

【ＰＲＡへの影響】

余熱除去ポンプが使用不可となった場合、低圧再循環機能と高圧再循環機能の両機能が機能喪失することを考慮する。

(3) ＤＣ母線１系列喪失時に原子炉トリップに至る設計

【設計思想】

原子炉保護リレー盤の電源喪失時の安全動作として原子炉トリップに移行するが、トレン分離の観点から原子炉保護リレー盤の電源は当該トレンの直流電源から給電する設計を採用している。

【ＰＲＡへの影響】

ＤＣ母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として考慮する。

1.1.1.b. 起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。

①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について以下の方法により検討し、選定を行った。

a. 国内外の評価事例の分析

（既往のＰＲＡ、安全評価審査指針、EPRI NP-2230）

既往のＰＲＡ、安全評価審査指針及びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既往のＰＲＡ（第1.1.1.b-1表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また、選定された起因事象と安全評価審査指針及びEPRI NP-2230で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第1.1.1.b-2表～第1.1.1.b-3表に示す。

b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、美浜３号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

プラント停止に至った過去のトラブル事象（発生時期）	トリップ事象分類	ＰＲＡ上の起因事象分類
電磁弁の不具合（機器故障）により、主蒸気隔離弁が閉じたため原子炉停止（1977/4/28）	過渡事象	過渡事象 ＡＴＷＳ
タービンステムフリーテストのため出力降下中、Ｃ給水制御器不調（機器故障）により原子炉停止（1980/3/16）	過渡事象	過渡事象
送電線落雷により原子炉トリップ（中性子束変化率高のため停止）（1981/12/20）	過渡事象	過渡事象 ＡＴＷＳ
原子炉格納容器内床ドレン量に漸増傾向が見られたため、点検のため原子炉手動停止（1987/5/27）	手動停止	手動停止
Ｈ．Ｄ．Ｐ点検による手動停止（1987/12/26）	手動停止	手動停止
タービン弁ステムフリーテスト実施のため、定格出力から出力降下中、Ａ主給水制御弁に動作不良が認められたため原子炉手動停止（1994/4/20）	手動停止	手動停止
原子炉格納容器サンプに流入するドレン流量に増加傾向が認められたため原子炉手動停止（1995/10/13）	手動停止	手動停止
調整運転中、２次冷却系主給水管の配管点検用プラグからの微小な蒸気漏れを確認、点検・補修のため原子炉手動停止（2000/11/15）	手動停止	手動停止
Ｃ－冷却材ポンプ封水注入ラインベント弁溶接部付近からの漏えいに伴う原子炉手動停止（2002/11/15）	手動停止	手動停止
タービン建屋２階の天井付近にある復水配管破損により復水が漏洩、原子炉自動停止（2004/8/9）	主給水喪失	主給水喪失 ＡＴＷＳ

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

b. 燃料集合体の落下事象

出力運転中では、使用済燃料集合体の移送作業中における落下事象が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。

c. 原子炉容器破損

原子炉容器破損については、決定論的に既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられないため、レベル１ＰＲＡの起因事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、ＷＡＳＨ－１４００や確率論的破壊力学（ＰＦＭ）により試算されており、それぞれ10^{-7}（／炉年）、10^{-8}（／炉年）以下となっており、十分に低い値が得られている。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-4表に示す。

a. ＬＯＣＡ

ＬＯＣＡは、1次冷却材流出によりプラントパラメータが

変動し、原子炉圧力低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては１次冷却系保有水喪失に至る配管破損が該当する。ＬＯＣＡのカテゴリに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるＥＣＣＳ設備、２次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。

・大破断ＬＯＣＡ
・中破断ＬＯＣＡ
・小破断ＬＯＣＡ
・極小ＬＯＣＡ※（※：極小ＬＯＣＡは、充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定。緩和手段として美浜３号炉は充てん／高圧注入ポンプによる注水があり、充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントと比べ、極小ＬＯＣＡに対する緩和手段が少ないため、起因事象として選定する。）

b．ＡＴＷＳ

ＡＴＷＳは、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。

c．インターフェイスシステムＬＯＣＡ

インターフェイスシステムＬＯＣＡは、原子炉冷却材圧力バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に、１次冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。

d．手動停止

手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、独立した起因事象として取り扱う。

e．原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、ＲＣＰシール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による１次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。

f. ＤＣ母線１系列喪失

美浜３号炉は、本事象の発生により原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る設計となっている。また、ＤＣ母線１系列喪失により、安全防護設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として取り扱う。

g. ２次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器１基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「２次冷却系の破断」として分類し、独立した起因事象として取り扱う。

h. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管1本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、独立した起因事象として取り扱う。

i. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

・主給水流量喪失

（給水に係る緩和設備の信頼性が異なる）

・外部電源喪失

（非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

・過渡事象

（外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化）

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として14事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-5表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、以下の手法（a.又はb.）を用いて算出した。

a. プラントの運転経験※から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日）を用いる。（※：2011年3月31日現在。なお、国内初のＰＷＲプラント運開（1970年11月28日）以降1976年3月31日までの期間は、第1.1.1.b-1図に示すように国内ＰＷＲプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル１ＰＳＡ学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。）

b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステムＬＯＣＡ及びＡＴＷＳ以外の起因事象は、a.の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方に基づき検討及び評価した。

－ 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。

－ 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、ＰＲＡに係る基本設計である

１次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

一方、インターフェイスシステムＬＯＣＡは、b.の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、ＡＴＷＳは、a.の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b.の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、以下の表に示す。

起因事象	運転実績（評価時間）	考え方
・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・２次冷却系の破断 ・ＤＣ母線１系列喪失	・国内ＰＷＲプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(481炉年)） ・米国ＰＷＲプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839炉年)）	日本及び米国で発生経験がなく、ＲＣＳバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・原子炉補機冷却機能喪失	・国内ＰＷＲプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(632炉年)） ・米国ＰＷＲプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839炉年)）	日本及び米国で発生経験がなく、ＲＣＳバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止 ・極小ＬＯＣＡ	・国内ＰＷＲプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475炉年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・外部電源喪失	・国内ＰＷＲプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621炉年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ＡＴＷＳ	・国内ＰＷＲプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475炉年)）	１次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、ＡＴＷＳ緩和設備に期待する必要のある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
・インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	日本及び米国で発生経験がないため、原子炉格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムＬＯＣＡになり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) ＬＯＣＡの発生頻度

ＬＯＣＡは、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断ＬＯＣＡの発生頻度を算定した。

ＷＡＳＨ－１４００の考え方に基づき大破断ＬＯＣＡの発生頻度は小破断ＬＯＣＡの発生頻度の1/10として算出し、中破断ＬＯＣＡの発生頻度は小破断ＬＯＣＡの発生頻度と大破断ＬＯＣＡの発生頻度の相乗平均として算出した。

○小破断ＬＯＣＡの発生頻度

$=0.5 / (481+1839) = 2.2\times10^{-4}$（／炉年）

481 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

1839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

○大破断ＬＯＣＡの発生頻度

$= 2.2\times10^{-4} / 10 = 2.2\times10^{-5}$（／炉年）

○中破断ＬＯＣＡの発生頻度

$=$（大破断ＬＯＣＡの発生頻度

×小破断ＬＯＣＡの発生頻度）$^{1/2}$

$= 6.8\times10^{-5}$（／炉年）

(b) ２次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失、ＤＣ母線１系列喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○２次冷却系の破断の発生頻度

$= 0.5 / (481+1839) \times 2 = 4.3\times10^{-4}$（／炉年）

481 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

1839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

×2 ：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて

評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

=0.5 / (632＋1839) = 2.0×10^{-4}（／炉年）

632 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント運転期間※（年）

1839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間＋運転停止中期間）。なお、米国の停止時間については、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性があり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げることは非保守側と考え、含めない扱いとした。

○ＤＣ母線１系列喪失の発生頻度

= 0.5 / (481＋1839) = 2.2×10^{-4}（／炉年）

481 ：運転開始からの国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

1839：運転開始からの米国ＰＷＲプラント臨界時間（年）

(c) 極小ＬＯＣＡ、主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、過渡事象、手動停止の発生頻度

これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○極小ＬＯＣＡの発生頻度

= 1 / 475 = 2.1×10^{-3}（／炉年）

1 ：発生実績※1（件）

※1 高浜２号(1979/11/3)

475 ：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

○主給水流量喪失の発生頻度

= 5 / 475 = 1.1×10^{-2}（／炉年）

5　：発生実績※2（件）

※2 美浜１号(1978/12/6)、高浜１号(1981/4/7)、大飯２号(1983/4/10)、敦賀２号(1989/6/28)、美浜３号(2004/8/9)

475 ：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

○外部電源喪失の発生頻度

= 3 / 621 = 4.8×10^{-3}（／炉年）

3　：発生実績※3（件）

※3 伊方１号(1980/8/27)、敦賀２号(1999/12/15)、泊２号(2000/5/19)

621 ：国内ＰＷＲプラント運転期間※4（年）

※4 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間＋運転停止期間）。

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

=1 / ($4.1\times10^{10}\times(1-0.1)$)×(3382×3)×8760

= 2.4×10^{-3}（／炉年）

1　：発生実績※5（件）

※5 美浜２号(1991/2/9)

4.1×10^{10}：国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値（本・時間）

0.1　：伝熱管施栓率

3382×3 ：当該プラントの伝熱管本数（本）

8760　：時間から年への換算係数（8760=365×24）（時間／年）

○過渡事象の発生頻度

= 46 / 475 = 9.7×10^{-2}（／炉年）

46　：発生実績※6（件）

※6 玄海４号(2008/6/20)、美浜１号(2008/11/20)等

475　：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

○手動停止の発生頻度

$= 110 / 475 = 2.3\times10^{-1}$（／炉年）

110　：発生実績※7（件）

※7 大飯２号(2007/12/16)、敦賀２号(2008/9/16)等

475　：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

(d) ＡＴＷＳの発生頻度

ＡＴＷＳは、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。なお、小破断ＬＯＣＡ等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ＡＴＷＳとして考慮していない。

ＡＴＷＳの発生頻度 $= (34 / 475) \times 2.8\times10^{-7}$

$= 2.0\times10^{-8}$（／炉年）

34　：ＡＴの発生実績（件）。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象（例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等）を除く。

475　：国内ＰＷＲプラント発電期間（年）

2.8×10^{-7}：フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステムＬＯＣＡに至るシーケンス

として以下の3つのシナリオが考えられる。

①低温側注入ラインにある3つの逆止弁の同時故障

②高温側注入ラインにある2つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障

③余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障

ＬＯＣＡの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が動作すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、ＬＯＣＡには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、

・逆止弁リーク：7.1×10^{-9}/h

・電動弁リーク：4.1×10^{-9}/h

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡ（http://www.nucia.jp/）のデータベースにはないため、リークのデータに10^{-1}を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、

・逆止弁破損：7.1×10^{-10}/h

・電動弁破損：4.1×10^{-10}/h

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の１年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、

・逆止弁リークP(V1)：6.2×10^{-5} ($=7.1\times10^{-9}\times24\times365$)

・電動弁リークP(V2)：3.6×10^{-5} ($=4.1\times10^{-9}\times24\times365$)

・逆止弁破損P(V3)　：6.2×10^{-6} ($=7.1\times10^{-10}\times24\times365$)

・電動弁破損P(V4)　：3.6×10^{-6} ($=4.1\times10^{-10}\times24\times365$)

となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、

・逃がし弁開失敗P(V5)：1.4×10^{-3}/demand※8

※8　1/demand = 回／要求

を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至るパスは6通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は、

$$P1 = 6\times(P(V3)^3 + P(V1)^3\times P(V5) + 3\times P(V1)^2\times P(V3)\times P(V5) + 3\times P(V1)\times P(V3)^2\times P(V5))$$
$$= 4.1\times10^{-15}\text{（／炉年）}$$

$P(V3)^3$ ：3つの直列な逆止弁の破損

$P(V1)^3\times P(V5)$：3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2\times P(V3)\times P(V5)$：2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V3)^2\times P(V5)$：1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は、2つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至るパスは2通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻

度は、

$$P2 = 2\times(P(V3)^2\times P(V4) + P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5) + P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5) + P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5) + 2\times P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5))$$

$$= 8.0\times 10^{-16}\text{（／炉年）}$$

$P(V3)^2\times P(V4)$：2つの直列な逆止弁が破損し、1つの電動弁が破損

$P(V1)^2\times P(V2)\times P(V5)$：2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V2)\times P(V3)\times P(V5)$：1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2)\times P(V3)^2\times P(V5)$：1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2\times P(V4)\times P(V5)$：2つの逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)\times P(V3)\times P(V4)\times P(V5)$：1つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にＬＯＣＡが発生すると考える。弁故障によってＬＯＣＡに至るパスは2通りあり、第1.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度は、

$P3 = 2\times(P(V4)^2 + P(V2)^2\times P(V5) + 2\times P(V2)\times P(V4)\times P(V5))$

$= 3.0\times10^{-11}$（／炉年）

$P(V4)^2$：2つの電動弁が破損

$P(V2)^2\times P(V5)$：2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V2)\times P(V4)\times P(V5)$：1つの電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステムＬＯＣＡは上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$P = P1 + P2 + P3$

$= 3.0\times10^{-11}$（／炉年）

となる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-7表に示す。

1.1.1.c. 成功基準

既往のＰＲＡや熱水力解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組み合わせや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

【炉心損傷判定条件】

○一般的な炉心損傷判定条件

事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が 1200℃を超えると評価される状態。

○ＬＯＣＡ時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプ水の温度が100℃以上と評価される状態。

○２次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（ＬＯＣＡ時を

除く）

２次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について以下のとおり示す。

(1) ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

大破断ＬＯＣＡが発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間： 30分

設定根拠：事象発生後、発生した事象がＬＯＣＡであると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間※1を算出し、30分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプがすべて※2起動し、定格流量で注水されると仮

定して算出した。

※1　1,542m³/（147m³/h×2 台＋681m³/h×2 台＋423m³/h×4 台）＝約 30 分

【計算条件】

・燃料取替用水タンク水量：1,542m³

（通常水位(97.5％)⇒水位異常低(6.6％)）

・ポンプ仕様

○充てん／高圧注入ポンプ：147m³/h×2 台

※2　充てん／高圧注入ポンプは、ＥＣＣＳ信号発信時は 3 台中 2 台起動

○余熱除去ポンプ：681m³/h×2 台

○内部スプレポンプ：423m³/h×4 台

(2) ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ以外）発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

中破断又は小破断ＬＯＣＡが発生すると、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源の燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間：　30 分

設定根拠：(1)ＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ）発生時の算出条件から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出し、30 分と設定した。

(3) 2 次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

2 次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主

蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による２次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20 分

設定根拠：２次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、２次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(4) 蒸気発生器伝熱管破損（ＳＧＴＲ）発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

ＳＧＴＲ時には、１次冷却材が２次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、１次冷却系と２次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30 分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。

(5) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

ＬＯＣＡ時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30 分

設定根拠：ＬＯＣＡ後のＥＣＣＳ再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にＥＣＣＳ再循環が不能となる場合を想定するものであり、ＥＣＣＳ再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に 30 分と評価した。

○使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24 時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

- 24 時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- 補助給水系やＥＣＣＳ注入系等、実際の使命時間が 24 時間より短いものもあるが、保守的に一律 24 時間として機器の故障確率を評価している。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

1.1.1.d. 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組み合わせのことである。

①イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(n)図に示す。

1.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功、失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功、失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

①評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御回路
4. 制御用空気系
5. 換気空調系
6. 原子炉補機冷却海水系

7. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系

9. 充てん／高圧注入系（注入時）

10. 高圧注入系（再循環時）

11. 蓄圧注入系

12. 低圧注入系（注入時）

13. 低圧注入系（再循環時）

14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）

15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）

16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系

17. 破損側蒸気発生器隔離

18. 主蒸気隔離

19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. ＲＣＰシールＬＯＣＡ

21. 加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ

②システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき1.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき

故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第1.1.1.e-2図に示す。

なお、内部事象レベル１ＰＲＡでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（ＬＯＣＡ等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第1.1.1.e-4表に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

ウェスチングハウス社製の耐熱Ｏリングを使用した場合のＲＣＰシールＬＯＣＡ発生確率については、下記文献値に基づき非信頼度を0.21と設定した。

【出典】WCAP-15603(WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRS)

1.1.1.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価し

た。

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績（1982 年度～2002 年度21 ヵ年49 基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版)（平成13年2月)、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリにしたがっている。

なお、評価対象機器のうち、ＮＵＣＩＡでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてＮＵＣＩＡの機器グループに分類した。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式によりフォールトツリーで定義した基事象について、その発生確率を算出した。

・状態変更失敗確率

$Q = Qd$（Qd：デマンド故障率）

・機能維持失敗確率

$Q = 1 - \exp(-\lambda rTm)$

（λr：機能維持失敗の故障率、

Tm：時間パラメータ※）

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル１ＰＳＡ学会標準

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価ではＡＭ策を考慮しないＰＲＡモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

④待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

ＰＲＡ評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準　原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表される。

$$q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (1)$$

ここで、ＭＵＴ：供用可能時間（mean up time）

ＭＤＴ：供用不能時間（mean down time）

ＭＵＴ、ＭＤＴはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned} q_t &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\ &= \frac{t}{(T + t)} \\ &= \frac{t}{T(1 + \frac{t}{T})} \\ &\fallingdotseq \frac{t}{T} (\because T >> t) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (2) \end{aligned}$$

試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試

験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	0.5時間	6.9E-04	6.9E-04

(2) 保修作業による待機除外データ

ＰＲＡ評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保修による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、ＭＵＴ（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保修時間と同義のＭＤＴ（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（待機除外許容時間：ＡＯＴ）を保守的に適用すると、保修による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$
\begin{aligned}
q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
&= \frac{AOT}{(\frac{1}{\lambda} + AOT)} \\
&= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
&\fallingdotseq \lambda \cdot AOT (\because 1 >> \lambda \cdot AOT) \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (3)
\end{aligned}
$$

保修作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間（AOT）	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-07	6.2E-05 ①	7.7E-5 (①+②+③)
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	1.2E-08	2.9E-06 ③	

⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

多重性を持たせるために用いられる機器について、型式、機能、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通要因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図にしたがい、以下の４つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

(1) 同一系統

(2) 冗長の機能を有する同種機器

(3) 起因事象発生前の運転状態が同一

(4) 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図にしたがって同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。

共通要因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示すNUREG/CR -5497（レベル１ＰＳＡ学会標準推奨データベース）

の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるＭＧＬパラメータを使用する。ＭＧＬモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。

1.1.1.g. 人的過誤

人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本評価では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

①評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のＴＨＥＲＰ(Technique for Human Error Rate Prediction)手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1) 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（ＨＥＰ）について下表のとおり示す。

運転操作エラー	操作場所	ＨＥＰ	ＥＦ
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

ＨＥＰ：人的過誤確率　ＥＦ：エラーファクター

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は事故時運転手順書（事故時操作所則）に記載されている手順にしたがって、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。ＰＲＡにおいては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。

事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。

① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。
② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。
③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。
④ ③の確認結果に基づき事故時運転手順書の操作を行う。
⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

事故時運転手順書へのエントリ失敗を、診断失敗として取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率はＴＨＥＲＰの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを得られた診断失敗確率とあわせて下表に示す。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を

特定することから、時間的な余裕を考慮する。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該事故時運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	ｽｷﾙﾌｧｸﾀ※
１次冷却材の喪失（大破断ＬＯＣＡ）	注入モードから再循環モードへの切替え	30 分	2.7E-04	下限値
１次冷却材の喪失（大破断ＬＯＣＡ以外）	注入モードから再循環モードへの切替え	30 分	2.7E-04	下限値
２次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20 分	2.7E-03	下限値
ＳＧＴＲの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30 分	2.7E-04	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30 分	2.7E-03	中央値

※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。

・下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。

・中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。

・上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観

点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

(c) 読取失敗

事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が充分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー	操作場所	ＨＥＰ	ＥＦ	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

ＨＥＰ：人的過誤確率　ＥＦ：エラーファクター

1.1.1.h. 炉心損傷頻度

①炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、解析コードRiskSpectrumを用

いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。

②炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度は 6.1×10^{-5}（／炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h-1 表に示す。また、各事故シーケンスに対する分析結果を第 1.1.1.h-2 表に示す。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的にＬＯＣＡ事象の寄与は小さくなっている。

(1) 評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合を示すパイチャートを第 1.1.1.h-1図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷却機能喪失」、「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

a. 原子炉補機冷却機能喪失（ＣＤＦ：4.4×10^{-5}（／炉年）、寄与割合：71.8%）

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却設備（ＥＣＣＳ）の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による２次冷却系除熱で炉心冷却する必要があるが、一定の確率（分岐確率として0.21を設定）でＲＣＰシールＬＯＣＡが発生し、さらに緩和手段がないことから、これによる炉心損傷頻度が大きくなっている。

b. 手動停止（ＣＤＦ：6.6×10^{-6}（／炉年）、寄与割合：10.8%）

c. 過渡事象（ＣＤＦ：2.8×10^{-6}（／炉年）、寄与割合：4.6%）

常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、

条件付炉心損傷確率（ＣＣＤＰ）が10^{-5}乗のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「復水タンク閉塞」「補助給水系各機器の外部リーク」となっており、補助給水系を使用した２次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(2) 美浜３号炉の特徴による影響

美浜３号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの採用、ブースティング）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

a. 充てん／高圧注入ポンプの採用（起因事象として極小ＬＯＣＡを考慮）

・全炉心損傷頻度に対する極小ＬＯＣＡの寄与割合：0.4%程度

・他の過渡事象と比較して極小ＬＯＣＡの発生件数が少なく（１件）、起因事象発生頻度は比較的小さい。

・充てん／高圧注入ポンプの採用により起因事象として極小ＬＯＣＡを追加したが、極小ＬＯＣＡでは高圧注入モードに加え、充てんモードによる注水も有効であり、充てん／高圧注入の信頼度は高いため、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。

b. ブースティング

・全炉心損傷頻度に対するブースティング失敗の寄与割合：1.6%程度

・中破断ＬＯＣＡ及び小破断ＬＯＣＡの起因事象発生頻度は

比較的小さい。

・中破断ＬＯＣＡ及び小破断ＬＯＣＡ時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。

c. ＤＣ母線１系列喪失によるトリップ

・全炉心損傷頻度に対するＤＣ母線１系列喪失の寄与割合：0.01%程度

・ＤＣ母線１系列喪失事象の発生実績はなく、起因事象発生頻度は比較的小さい。

・ＤＣ母線１系列喪失によりＥＣＣＳ注入系等が片系列喪失するが、片系列使用できない場合でも適切な信頼性は確保しているため、他の過渡事象と比較して炉心損傷頻度は小さい。

以上のとおり、ＰＲＡに影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの採用」、「ブースティング」及び「ＤＣ母線１系列喪失によるトリップ」は炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えないことを確認した。

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

ＰＲＡ結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度や格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考資料として、不確実さ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度や格納容器破損頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely（ＦＶ）重要度及びリスク増加価値（ＲＡＷ）を評価した。

a. ＦＶ重要度：

炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。

$$FV = \frac{F_A(CD)}{F(CD)}$$

FA(CD)：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

F(CD)：炉心損傷頻度

b．ＲＡＷ：

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

CDF(A=1)：対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

評価する項目として、以下の2つに対して重要度解析を実施した。

・起因事象

・緩和系の基事象

【起因事象】

起因事象のＦＶ重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。ＦＶ重要度はＣＤＦの支配的要因であり、起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でＲＣＰシールＬＯＣＡとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象のＲＡＷ評価結果を第1.1.1.h-4表に示す。ＲＡＷは起因事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」及び「ＡＴＷＳ」が高い結果となった。

ＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でＲＣＰシールＬＯＣＡとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」は、ＦＶ重要度とＲＡＷ共に高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のＦＶ重要度評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生が突出（0.69）し、それ以外では復水タンクの閉塞や２次冷却系の破断の診断失敗が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡが全ＣＤＦの大半を占めていること、復水タンクの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起因事象から炉心損傷に至る基事象となること及び２次冷却系の破断発生時に診断失敗するとそのまま炉心損傷に至ることによる。

緩和系の基事象のＲＡＷ評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいＬＯＣＡ以外の事象に対して、今回のＰＲＡで必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

緩和系の基事象のＦＶ重要度とＲＡＷの相関を第1.1.1.h-3図～第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても、「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており、同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には、２次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限値（5%）、中央値（50%）、平均値、及び上限値（95%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度の不確実さ幅を示すエラーファクター（ＥＦ）は4.4となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約20倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$EF = \sqrt{\frac{95\%上限値}{5\%下限値}}$$

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のＥＦは、Ｎｏｎ－ＬＯＣＡ事象＋補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10～20程度となった。

今回のＰＲＡを事故シーケンスの選定に適用する際には、ＣＤＦの絶対値よりも相対値に注目しているが、ＥＦがこの程度であること及び突出して不確実さ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確実さが事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効な炉心損傷防止対策の無い事故シーケンスの上限値は概ね10^{-7}乗オーダーを下回る結果であり、不確実さを考慮しても十分に低い値であることを確認した。

・大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗

上限値：4.4×10^{-9}（／炉年）(EF15.1)

・大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

上限値：3.5×10^{-8}（／炉年）(EF18.2)

・中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗

上限値：6.3×10^{-11}（／炉年）(EF27.8)

・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

上限値：3.0×10^{-6}（／炉年）(EF27.7)

(3) 感度解析

【①ドミナントシーケンスへのＳＡ対策反映】

今回実施したＰＲＡ（基本ケース）では、各種ＳＡ対策を考慮しないＰＲＡモデルで評価している。感度解析ケースでは、ドミナントシーケンス（原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ）に対してＳＡ対策をモデル化して感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-6図に示す。なお、感度解析を実施するに当たりモデル化したＳＡ対策は以下の２つであり、

それぞれの非信頼度を0.1と仮定して評価を実施した。

a．ＣＣＷの回復

機能喪失した原子炉補機冷却水系の機能回復を行う。

b．恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水

主蒸気逃がし弁の開放による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減圧し、当該ポンプによる原子炉への注水を行う。

感度解析の結果、全ＣＤＦは６割以上低減（6.1×10^{-5}（／炉年） → 1.9×10^{-5}（／炉年））した。この結果から、現在整備している恒設代替低圧注水ポンプ等の各種ＳＡ対策によるＣＤＦ低減に期待できる。本検討を踏まえ、これらＳＡ対策を含めたＰＲＡを実施し、ＣＤＦ低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象及び機器故障率について、①頻度論統計（美浜３号炉の運転実績から算出）②ベイズ統計（美浜３号炉の発生実績を除いた値を事前分布とし、美浜３号炉の発生実績で事後分布を更新）の２通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第1.1.1.h-8表に、機器故障率に関する感度解析結果を第1.1.1.h-9表に示す。

対象とする起因事象は、国内ＰＷＲ全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。また、対象とする機器故障は内部事象出力時レベル１ＰＲＡでモデル化している機器の内、ＦＶ重要度が高く、かつ国内機器故障率でデータベースが整備されている「復水タンクの閉塞」、「復水タンクの破損」及び「補助給水系オリフィスの閉塞」を選定した。

①の結果、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が高く

なり、かつ手動停止、過渡事象及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったため、第1.1.1.h-10表に示すように基本ケースと比較して全ＣＤＦは高くなった。ただし、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、過渡事象及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が低くなったため、基本ケースと比較して全ＣＤＦは低くなったが有意な差はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度】

インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状のＰＲＡの評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

【①ドミナントシーケンスへのＳＡ対策反映】及び【③インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度】について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第1.1.1.h-7図に示す。恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水等のＳＡ対策によるＣＤＦ低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約71.8%から約12.0%まで低減した。その結果、手動停止や過渡事象が全ＣＤＦに占める割合が大きくなったが、これらの事象に対してもＳＡ対策（フィードアンドブリード）を整備済みであり、ＳＡ対策の効果を考慮するとさらなるＣＤＦの低減に期待できる。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステムＬＯＣＡの発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステムＬＯＣＡのＣＤＦの絶対値は増加したものの、全炉心損傷に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいま

までであった。

以上のように、代表的なパラメータについて美浜３号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④まとめ

重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、美浜３号炉の出力運転時レベル１ＰＲＡを実施した。炉心損傷頻度の平均値は 4.7×10^{-5}（／炉年）となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクター(EF)は 4.4 であった。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で、感度解析を実施した。

重要度解析においては、ＦＶ及びＲＡＷの２つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和系の基事象について重要度を把握した。起因事象では「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「復水タンクの閉塞」については、２次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして、ドミナントシーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」に対してＳＡ対策を考慮した結果、炉心損傷頻度は 1.9×10^{-5}（／炉年）となり、基本ケースと比較すると６割以上低減した。この結果から、ＳＡ対策による炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。

第 1.1.1.a-1 表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

ＰＲＡの作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成・特性の調査	ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集（1次系、2次系、他） 4) 単線結線図 5) 展開接続図（ＥＷＤ） 6) ファンクショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) プラント機器配置図 ・機器配置図 ・電気盤配置図 9) 系統設計仕様書 ・系統説明書 ・容量根拠書 10)機器設計仕様書
		b) 運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書 ・運転操作所則 ・運転操作所則（定検操作関係） ・事故時操作所則（第１部、第２部、第３部） ・警報時操作所則（中央制御室） ・警報時操作所則（現地盤） 3) 定期検査要領書 ・運転定期点検所則 4) 試験・保守点検手順書 ・業務所則（巡回点検）

第 1.1.1.a-1 表　レベル１ＰＲＡ実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

ＰＲＡの作業	収集すべき情報	主な情報源
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出、外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 国内ＰＷＲプラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・ＪＮＥＳホームページ 3) 米国ＰＷＲプラント運転実績 ・NUREG-0020 ・NUREG-1187 ・ＮＲＣホームページ
3. 成功基準の設定 4. 事故シーケンスの分析	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	1) 上記1の情報源 2) 先行ＰＲＡ報告書及びそれに関連する報告書 3) 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
5. システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態等	1) 上記1の情報源 2) 下記6、7の情報源 3) 健全性確認間隔
6. 人間信頼性解析	・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制	1) 上記1の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278 3) 事故前人的過誤に関わる調査結果
7. パラメータの作成 1)機器故障 2)アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1) 上記1の情報源 2) 国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定 （2009年5月 日本原子力技術協会） 3) 試験による待機除外の調査結果 4) 共通要因故障パラメータ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・NUREG/CR-5497

第 1.1.1.a-2 表　系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン　リレー方式 制御棒　48 本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ　3 台（うず巻式） 　ポンプ容量　約 17 m^3／h／台 充てん／高圧注入ポンプ　3 台（うず巻式） 　ポンプ容量　約 34 m^3／h／台
蓄圧注入系	アキュムレータ　竪円筒型　3 基 　容量　約 41 m^3／基
充てん／高圧注入系	充てん／高圧注入ポンプ　3 台（うず巻式） 　ポンプ容量　約 150m^3／h／台
低圧注入系	余熱除去ポンプ　2 台（うず巻式） 　ポンプ容量　約 850 m^3／h／台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ　1 台 （横置多段タービン式） 　ポンプ容量　約 170 m^3／h／台 電動補助給水ポンプ　2 台 （横置多段遠心式） 　ポンプ容量　約 85 m^3／h／台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機　2 台 　発電容量　約 4,875kVA／台
直流電源設備	蓄電池　2 組 　容量　約 2,200A・h
原子炉補機冷却水系	1 次系冷却水ポンプ　4 台（うず巻式） 　ポンプ容量　約 1,150 m^3／h／台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ　4 台（縦置斜流式） 　ポンプ容量　約 3,200 m^3／h／台
格納容器スプレイ注入系	内部スプレポンプ　4 台（横置遠心式） 　ポンプ容量　約 423 m^3／h／台

第 1.1.1.b-1 表　既往のＰＲＡで選定している起因事象

	Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的 4 ループ プラント（共通懇ＰＳＡ レビュー検討ＷＧ）	既往のＰＲＡより 選定した起因事象
ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・小破断ＬＯＣＡ ・極小ＬＯＣＡ
	・原子炉容器破損ＬＯＣＡ ・インターフェイス システムＬＯＣＡ	・インターフェイス システムＬＯＣＡ	・インターフェイス システムＬＯＣＡ	・インターフェイス システムＬＯＣＡ	----------	・インターフェイス システムＬＯＣＡ
過渡事象	・過渡事象	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失
		・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失
		・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ	・ＡＴＷＳ
		----------	----------	・2 次冷却材の破断	・2 次冷却材の破断	・2 次冷却材の破断
		・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ	・ＳＧＴＲ
		・初期に主給水が健全 なトランジェント	・初期に主給水が健全 なトランジェント	・タービントリップ ・炉心出力の異常 ・ＥＣＣＳの誤起動 ・原子炉トリップ	・過渡事象	・過渡事象
		----------	----------	・サービス水の喪失 ・補機冷却水の喪失	----------	・補機冷却水の喪失
		・DC 母線 1 系列喪失	・DC 母線 1 系列喪失	----------	----------	・ＤＣ母線 1 系列喪失

第 1.1.1.b-2 表「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応(1/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
２次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第 1.1.1.b-2 表「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」との対応　(2/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断、中破断、小破断ＬＯＣＡ
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	２次冷却系の破断
主蒸気管破断	２次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断ＬＯＣＡ
放射性気体廃棄物処理施設の破損	炉心損傷の観点からは考慮不要
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断、中破断、小破断ＬＯＣＡ

第 1.1.1.b-3 表　EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(1/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
1	１次冷却材流量の喪失（1 ループ）	過渡事象
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
3	制御棒駆動装置の異常又は制御棒クラスタバンクの落下	過渡事象
4	制御棒からの漏えい	極小ＬＯＣＡ、過渡事象
5	１次冷却系での漏えい	極小ＬＯＣＡ、過渡事象
6	加圧器圧力低	過渡事象
7	加圧器からの漏えい	極小ＬＯＣＡ、過渡事象
8	加圧器圧力高	過渡事象
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	過渡事象
10	格納容器圧力の異常	内部事象レベル１ＰＲＡでは対象外
11	化学体積制御設備の誤作動による１次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象
12	圧力／温度／出力の不整合	過渡事象
13	１次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象
14	１次冷却材流量の喪失（全ループ）	過渡事象
15	主給水流量の部分喪失	過渡事象
16	主給水流量の喪失（全ループ）	過渡事象
17	主蒸気隔離弁の閉止（1 ループ）	過渡事象
18	主蒸気隔離弁の閉止（全ループ）	過渡事象
19	主給水流量の増加（1 ループ）	過渡事象
20	主給水流量の増加（全ループ）	過渡事象

第 1.1.1.b-3 表　EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(2/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
21	主給水流量の異常－誤操作	過渡事象
22	主給水流量の異常－誤動作	過渡事象
23	復水ポンプの停止（1 ループ）	過渡事象
24	復水ポンプの停止（全ループ）	過渡事象
25	復水器真空度の喪失	過渡事象
26	蒸気発生器の漏えい	過渡事象
27	復水器の漏えい	主給水流量喪失、過渡事象
28	２次系での漏えい	過渡事象
29	主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
30	循環水の喪失	過渡事象
31	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
32	補機冷却海水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止	過渡事象
34	発電機トリップ	過渡事象
35	所内電源喪失	外部電源喪失
36	加圧器スプレイの故障	過渡事象
37	所内補機電源の喪失	外部電源喪失
38	原子炉トリップ－誤動作	過渡事象
39	原子炉トリップ－機器の故障	過渡事象
40	原子炉トリップ－誤操作	過渡事象
41	所内火災	内部事象レベル１ＰＲＡでは対象外

第 1.1.1.b-4 表　選定した起因事象

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既往ＰＲＡ等の起因事象含む)	選定した起因事象(グループ化含む)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象※1 ※1:炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	主給水管破断	２次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し	小破断ＬＯＣＡ
	原子炉冷却材喪失	大、中、小破断ＬＯＣＡ
	可燃性ガスの発生	
その他の起因事象	ＡＴＷＳ	ＡＴＷＳ
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ
	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止
	極小ＬＯＣＡ	極小ＬＯＣＡ
	ＤＣ母線１系列喪失	ＤＣ母線１系列喪失

第 1.1.1.b-5 表　選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説明
大破断ＬＯＣＡ	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 6 インチから１次冷却材主配管の両端破断相当（配管断面積の 2 倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／再循環に期待している。
中破断ＬＯＣＡ	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 2 インチから 6 インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断ＬＯＣＡ	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 3/8 インチから 2 インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
極小ＬＯＣＡ	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の格納容器内の流出事故のうち、充てんポンプで補填できる程度（破断口面積が等価口径 3/8 インチ未満）のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、充てん／高圧注入に期待している。
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	１次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、１次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により１次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
ＡＴＷＳ	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
2 次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管 1 本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	補機冷却水系、海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ、ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。
ＤＣ母線１系列喪失	ＤＣ母線が１系列喪失した場合、原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る事象を想定しており、加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡの発生がある場合は小破断ＬＯＣＡ、ない場合は過渡事象の緩和機能に期待している。ただし、緩和機能は１系列使用不可である。

第 1.1.1.b-6 表　1976 年 4 月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グランドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、ＳＧ給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ボンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、ＲＣＰ遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、ＳＧ給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の撹乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラグ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第 1.1.1.b-7 表　起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日迄）

起　因　事　象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績（年）					発生 件数
			国内ＰＷＲ				海外ＰＷＲ	
			（1976.4.1以降）		（運開日から）		（運開日から）	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
大破断ＬＯＣＡ	2.2E-05	・小破断ＬＯＣＡの発生頻度の1/10						
中破断ＬＯＣＡ	6.8E-05	・大破断ＬＯＣＡと小破断ＬＯＣＡの相乗平均						
小破断ＬＯＣＡ	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1
極小ＬＯＣＡ	2.1E-03	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	1
インターフェイス システムＬＯＣＡ	3.0E-11	・フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度						
主給水流量喪失	1.1E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	5
外部電源喪失	4.8E-03	・発生件数／運転期間	—	621※2	—	—	—	3
ＡＴＷＳ	2.0E-08	・ＡＴ発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	34※3
２次冷却系の破断	4.3E-04	・発生件数／発電期間×2※4	—	—	481	—	1839	0.5※1
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・発生件数×（当該プラントの伝熱管本数／Σ（プラントiの伝熱管本数（1－伝熱管施栓率）×プラントiの運転期間））	—	—	—	—	—	1
過渡事象	9.7E-02	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	46
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・発生件数／運転期間	—	—	—	632※2	1839	0.5※1
手動停止	2.3E-01	・発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	110
ＤＣ母線１系列喪失	2.2E-04	・発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5※1

※１：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始（1970年11月28日）からの期間、発生件数を0.5件とした
※２：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした
※３：運転時の異常な過渡変化の国内ＰＷＲの発生件数
※４：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第 1.1.1.c-1 表　成功基準の一覧

	原子炉ﾄﾘｯﾌﾟ	低圧注入		蓄圧注入	高圧注入		格納容器ｽﾌﾟﾚｲ注入		低圧再循環			高圧再循環		格納容器ｽﾌﾟﾚｲ再循環			補助給水			非常用所内交流電源	主蒸気隔離	破損側ＳＧの隔離	加圧器逃がし弁/安全弁ＬＯＣＡなし	ＲＣＰｼｰﾙＬＯＣＡなし
機能	制御棒	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	蓄圧ﾀﾝｸ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ｽﾌﾟﾚｲﾉｽﾞﾙ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	熱交換器	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ﾙｰﾌﾟ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	熱交換器	ｽﾌﾟﾚｲﾉｽﾞﾙ	ﾎﾟﾝﾌﾟ	ＳＧへの給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電機	隔離弁動作	隔離弁動作	弁閉止、隔離弁動作	ＲＣＰｼｰﾙ健全
大破断ＬＯＣＡ	－	1/2 ①	健全 1/2 ①	健全 2/2 ①	－	－	－	－	1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中破断ＬＯＣＡ	－	－	－	健全 1/2 ③	1/2 ③	健全 2/2 ③	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	－	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	－	－	－	－	－	－	－	－
小破断ＬＯＣＡ	○	－	－	－	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	－	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1ＳＧ ⑥	－	－	－	－	－
極小ＬＯＣＡ	○	－	－	－	1/2 ⑥	充てんライン or 健全 2/2 ⑥	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1ＳＧ ⑥	－	－	－	－	－
ｲﾝﾀｰﾌｪｲｽｼｽﾃﾑＬＯＣＡ※1	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
主給水流量喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1ＳＧ ④	－	－	－	－	－
外部電源喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1ＳＧ ④	1/2 ⑥	－	－	－	－
ＡＴＷＳ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
２次冷却系の破断	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1ＳＧ ⑤	－	○	－	－	－
蒸気発生器伝熱管破損	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1ＳＧ ⑤	－	－	○	－	－
過渡事象	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1ＳＧ ④	－	－	－	－	－
原子炉補機冷却機能喪失	○	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1ＳＧ ④	－	－	－	○	○
手動停止	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1ＳＧ ④	－	－	－	－	－
ＤＣ母線１系列喪失	－	－	－	－	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	3/4 ⑥	健全 1/1 ⑥	健全 1/1 ⑥	－	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	健全 1/1 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ④	2/3 ④	2弁/1ＳＧ ④	－	－	－	○	－

※1　起因事象発生後の緩和手段（ＡＭ策）に期待していないため、原子炉トリップに成功してもＲＣＳの流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。
※2　起因事象発生後の緩和手段（ＡＭ策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。
注）成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。
①大破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注水機能に関する熱水力解析
②大破断ＬＯＣＡ時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
③中破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注水機能に関する熱水力解析
④主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
⑤主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
⑥設計基準事象解析等

第 1.1.1.c-2 表　炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断ＬＯＣＡ時に必要な低圧注入ポンプの台数と注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ ＳＡＴＡＮ－Ｍ ・ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ・ ＢＡＳＨ－Ｍ ・ ＣＯＣＯ ・ ＬＯＣＴＡ－Ｍ	使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。 なお、ＭＡＡＰコードはMHI-NES-1056「三菱ＰＷＲ炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シーケンスへのＭＡＡＰコードへの適用性について」にて検証されている。
大破断ＬＯＣＡ時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断ＬＯＣＡ時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	・ ＭＡＡＰ	
中破断ＬＯＣＡ時のＥＣＣＳ注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断ＬＯＣＡ時に必要なアキュムレータの基数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	・ ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ） ・ ＬＯＣＴＡ－Ⅳ	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し、２次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ ＭＡＲＶＥＬ	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は２次側の保有水量が回復傾向を示し、２次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	・ ＭＡＲＶＥＬ	

第 1.1.1.e-1 表　フロントライン系とサポート系の依存性

フロントライン系（影響を受ける側） ＼ サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
充てん／高圧注入系※1,2	○	○	○			○
蓄圧注入系						
低圧注入系※1	○	○				○
格納容器スプレイ注入系※1	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系※3	○	○		○		
破損ＳＧ隔離※4	○	○	○			
主蒸気隔離※5	○	○				

※1：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24 時間）内であれば換気空調系は不要。

※2：充てんラインの空気作動弁の閉維持に制御用空気系が必要。

※3：電動補助給水ポンプの継続運転のための換気空調系が必要。

※4：主蒸気逃がし弁、タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要

※5：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 1.1.1.e-2 表　サポート系同士の依存性

フロントライン系（影響を受ける側） ＼ サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※2	○	○		○		○
換気空調系※2, 3, 4	○	○	○			○
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2, 5	○	○			○	

※1：ディーゼル発電機の起動、継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

※4：中間建屋空調装置ファンの起動に 1 次系冷却水ポンプ遮断機の閉が必要。

※5：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24 時間）内であれば換気空調系は不要

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード（1/6）

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ ガスタービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン/ブロア	起動失敗
	継続運転失敗(正常雰囲気)
	継続運転失敗(異常雰囲気)
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁（純水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁（海水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード（3/6）

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁（ＰＷＲ）	作動失敗
電磁弁	開閉失敗(作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管(3inch 未満) スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
配管(3inch 以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器（流体式） 空気除湿装置(熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード（4/6）

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ(純水等) フィルタ（空気） 吐出消音器 空気除湿装置(熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ(海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット／サンプ	閉塞

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロッパバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ(バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 1.1.1.e-3 表　機器タイプ及び故障モード（6/6）

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地路
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地路
	断線
ＭＧセット（ＲＰＳ，ＣＲＤＭ）	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力/低出力
カード(半導体ロジック回路) バイステーブル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	不動作
	高出力/低出力
放射能検出器	不動作
	高出力/低出力
コントローラ	不動作
	高出力/低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器（電気式）	機能喪失
アナンシエータ	機能喪失

第 1.1.1.e-4 表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(1/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
大破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ+低圧注入失敗	燃料取替用水タンク閉塞
	大破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗	アキュムレータ B(C)閉塞
	大破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
中破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	中破断ＬＯＣＡ+蓄圧注入失敗	アキュムレータ出口逆止弁 8956B,C 開失敗 CCF
	中破断ＬＯＣＡ+格納容器スプレイ失敗	内部スプレリング入口弁 6407A(B,C,D)閉塞＋内部スプレポンプ C(A,B,D) 試験による待機除外
	中破断ＬＯＣＡ+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B 閉操作失敗
	中破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	中破断ＬＯＣＡ+高圧再循環失敗	充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 閉操作失敗
小破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡ+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	小破断ＬＯＣＡ+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	小破断ＬＯＣＡ+格納容器スプレイ失敗	内部スプレリング入口弁 6407A(B,C,D)閉塞＋内部スプレポンプ C(A,B,D) 試験による待機除外
	小破断ＬＯＣＡ+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B 閉操作失敗
	小破断ＬＯＣＡ+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	小破断ＬＯＣＡ+高圧再循環失敗	充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 閉操作失敗
極小ＬＯＣＡ	極小ＬＯＣＡ+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	極小ＬＯＣＡ+充てん／高圧注入失敗	充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 開失敗 CCF

ＣＣＦ：共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(2/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外
	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失+ＲＣＰシールＬＯＣＡ	RCP シール LOCA 発生
外部電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	ディーゼル発電機 A(B)継続運転失敗＋ディーゼル発電機 B(A)試験による待機除外
	外部電源喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁後逆止弁 012A 閉失敗＋主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁 011A 閉操作失敗
	２次冷却系の破断+補助給水失敗	2 次冷却系破断事象診断失敗による破断 SG ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	補助給水流量制御弁 3120 閉操作失敗＋主蒸気管破断
主給水流量喪失	主給水流量喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
過渡事象	過渡事象+補助給水失敗	復水タンク閉塞
インターフェイス システムＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	余熱除去ポンプ吸込み側での事象発生
手動停止	手動停止+補助給水失敗	復水タンク閉塞
ＡＴＷＳ	ＡＴＷＳ	原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 CCF

ＣＣＦ：共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表　システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(3/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
ＤＣ母線１系列喪失	ＤＣ母線１系列喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	ＤＣ母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗＋ディーゼル発電機 A 試験による待機除外＋外部電源喪失
	ＤＣ母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポンプ（A トレン側）試験による待機除外敗
	ＤＣ母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク＋冷却材ループ低温側補助安全注入弁 8815 開失敗
	ＤＣ母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗＋海水ストレーナ（A トレン）外部リーク
	ＤＣ母線１系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク＋よう素除去薬品タンク出口弁 6417A 閉失敗

第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（1/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

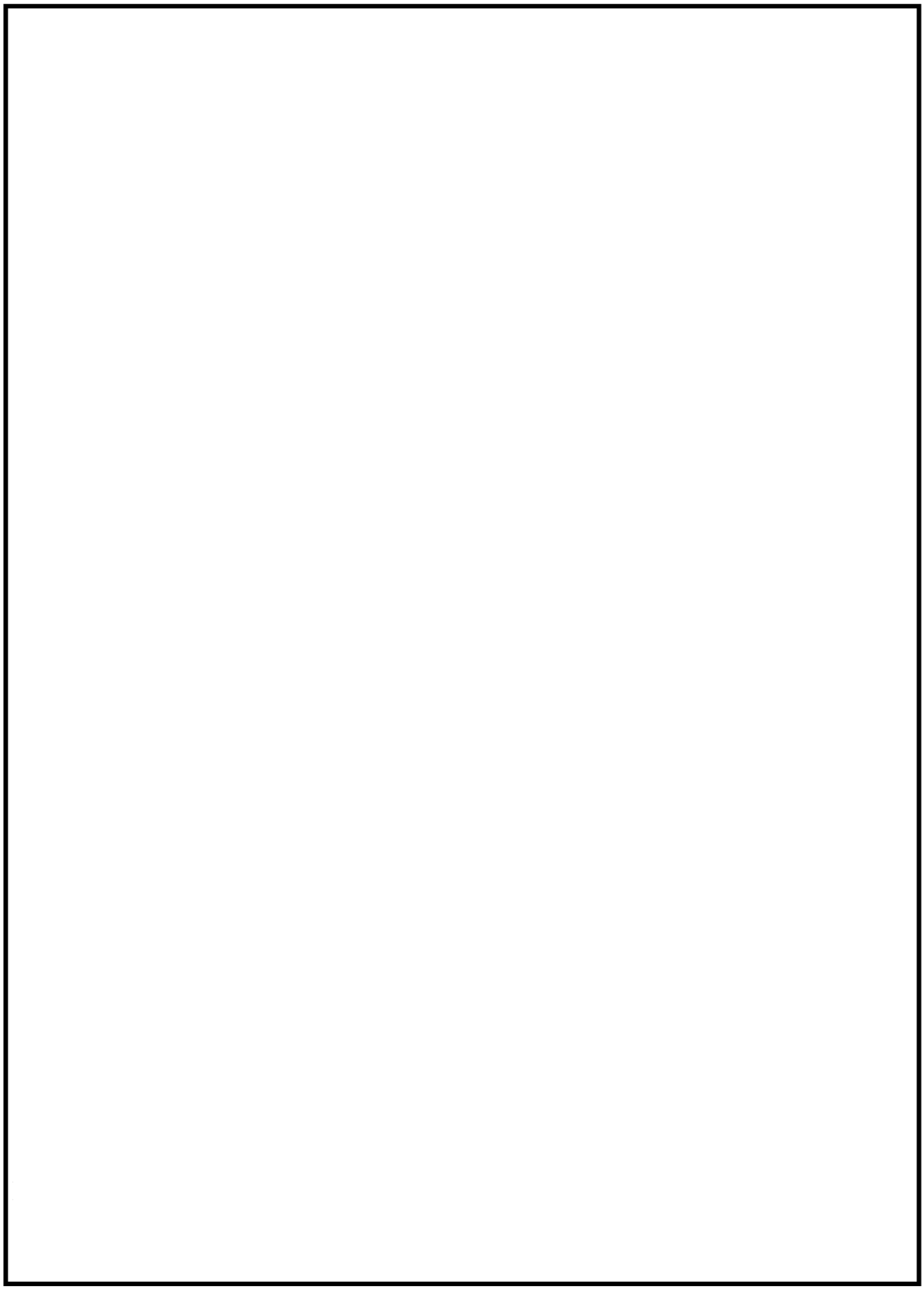
第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（2/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（3/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（4/6）



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（5/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表　共通要因故障を考慮する機器と故障モード（6/6）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-2 表　共通要因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	ＣＣＦ要否	機器総数	ＭＧＬパラメータ※2		
				β	γ	δ
電動ポンプ（純水）	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	－	－
			3	3.13E-02	3.63E-01	－
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	－	－
			3	6.19E-02	5.00E-01	－
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁（純水-Pooled※1)	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	－	－
			3	1.37E-02	3.59E-01	－
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	－	－
			3	8.18E-03	7.09E-03	－
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	－	－
			3	5.04E-02	1.43E-01	－
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	－	－	－	－	－
	内部リーク	－	－	－	－	－
	閉塞	－	－	－	－	－

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

※2「CCF Parameter Estimations 2010（NUREG/CR-5497の改訂版）」より

β ：２つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：２つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：３つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第 1.1.1.h-1 表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	起因事象 発生頻度 （／炉年）	条件付 炉心損傷確率 （ＣＣＤＰ）	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	2.2E-01	4.4E-05	71.8%
手動停止	2.3E-01	2.9E-05	6.6E-06	10.8%
過渡事象	9.7E-02	2.9E-05	2.8E-06	4.6%
２次冷却系の破断	4.3E-04	4.8E-03	2.1E-06	3.4%
小破断ＬＯＣＡ	2.2E-04	9.0E-03	2.0E-06	3.3%
外部電源喪失	4.8E-03	3.1E-04	1.5E-06	2.5%
蒸気発生器伝熱管破損	2.4E-03	3.7E-04	8.9E-07	1.5%
中破断ＬＯＣＡ	6.8E-05	9.0E-03	6.1E-07	1.0%
主給水流量喪失	1.1E-02	2.9E-05	3.1E-07	0.5%
極小ＬＯＣＡ	2.1E-03	1.3E-04	2.7E-07	0.4%
大破断ＬＯＣＡ	2.2E-05	3.9E-03	8.6E-08	0.1%
ＡＴＷＳ	2.0E-08	1.0E+00	2.0E-08	<0.1%
ＤＣ母線１系列喪失	2.2E-04	3.9E-05	8.6E-09	<0.1%
インターフェイス システムＬＯＣＡ	3.0E-11	1.0E+00	3.0E-11	<0.1%
合計			6.1E-05	100%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(1/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
２次冷却系からの除熱機能喪失	手動停止	補助給水失敗	6.6E-06	10.8%	① 復水タンク閉塞	2.8E-06	43.1%
					② 補助給水系各機器のリーク	1.1E-06	16.7%
	過渡事象	補助給水失敗	2.8E-06	4.6%	手動停止と同様		
	２次冷却系の破断	補助給水失敗	2.1E-06	3.4%	① 2次冷却系破断事象診断失敗による破断SGループへの給水停止失敗	1.2E-06	56.3%
					② 電動補助給水ポンプ出口弁563A閉操作失敗	3.7E-07	18.0%
					③ 補助給水流量制御弁3120閉操作失敗	3.7E-07	18.0%
	主給水流量喪失	補助給水失敗	3.1E-07	0.5%	手動停止と同様		
	外部電源喪失	補助給水失敗	1.4E-07	0.2%	手動停止と同様		
	蒸気発生器伝熱管破損	補助給水失敗	6.1E-08	0.1%	手動停止と同様		
	極小ＬＯＣＡ	補助給水失敗	6.0E-08	0.1%	手動停止と同様		
	ＤＣ母線１系列喪失	補助給水失敗	8.4E-09	<0.1%	手動停止と同様		
	小破断ＬＯＣＡ	補助給水失敗	6.1E-09	<0.1%	手動停止と同様		
	２次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	4.8E-11	<0.1%	① 主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁後逆止弁012A閉失敗＋主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁011A閉操作失敗	3.4E-11	70.5%
					② 主蒸気隔離バイパス弁3017(3018)内部リーク＋主蒸気逆止弁540A閉失敗	6.6 E-12	13.9%
					③ 主蒸気隔離弁537B(C)閉失敗＋主蒸気逆止弁540A閉失敗	6.1E-12	12.7%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(2/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
全交流動力電源喪失	外部電源喪失	非常用所内電源喪失	1.4E-06	2.2%	①ディーゼル発電機A(B)継続運転失敗＋ディーゼル発電機B(A)試験による待機除外	1.5E-07	11.3%
					②１次系冷却水ポンプ出口弁5112A(D)戻し忘れ＋ディーゼル発電機B(A)試験による待機除外	1.1E-07	8.0%
					③ディーゼル発電機A(B)起動失敗＋ディーゼル発電機B(A)試験による待機除外	1.0E-07	7.4%
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失	ＲＣＰシール ＬＯＣＡ	4.2E-05	69.0%	①RCPシールLOCA発生	4.2E-05	100%
		補助給水失敗	9.5E-07	1.6%	①タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	4.0E-07	42.1%
					②タービン動補助給水ポンプ起動失敗	3.2E-07	33.6%
					③タービン動補助給水ポンプ保修による待機除外	2.0E-07	21.0%
		加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	9.0E-07	1.5%	①加圧器安全弁8010A(B,C)再閉失敗	9.0E-07	100%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(3/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉格納容器の除熱機能喪失	小破断ＬＯＣＡ	スプレイ再循環失敗	4.5E-07	0.7%	①内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A,B閉操作失敗	9.5E-08	21.2%
					②内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側）6408A,B開操作失敗	9.5E-08	21.2%
					③内部スプレポンプ起動操作失敗	9.5E-08	21.2%
	中破断ＬＯＣＡ	スプレイ再循環失敗	1.4E-07	0.2%	小破断LOCAと同様		
	小破断ＬＯＣＡ	スプレイ注入失敗	9.1E-09	<0.1%	①内部スプレリング入口弁6407A(B,C,D)閉塞＋内部スプレポンプC(A,B,D) 試験による待機除外	2.0E-09	21.7%
					②格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通要因故障	5.4E-10	5.9%
					③内部スプレクーラ出口元弁6405A,B開失敗 共通要因故障	3.7E-10	4.1%
	中破断ＬＯＣＡ	スプレイ注入失敗	2.8E-09	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	ＤＣ母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋スプレイ再循環失敗	1.4E-11	<0.1%	①加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋よう素除去薬品タンク出口弁6417A閉失敗	4.4E-13	3.1%
					②加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）6400A閉失敗	4.4E-13	3.1%
		加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋スプレイ注入失敗	1.3E-11	<0.1%	①加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポンプ（Aトレン側）試験による待機除外	2.1E-12	15.7%
					②加圧器逃がし弁445再閉止失敗＋440Vパワーセンタ動力変圧器（Aトレン）機能喪失	4.4E-13	3.3%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(4/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉停止機能喪失	ＡＴＷＳ	－	2.0E-08	<0.1%	① 原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 共通要因故障	2.0E-08	99.7%
ECCS注水機能喪失	小破断ＬＯＣＡ	高圧注入失敗	5.4E-07	0.9%	① 低温側高圧注入弁8943B(C)閉塞	2.5E-07	45.5%
					② 低温側高圧注入ラインオリフィス03B(C)閉塞	2.5E-07	45.5%
					③ ほう酸注入タンク入口弁8803A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-09	0.8%
	極小ＬＯＣＡ	充てん／高圧注入失敗	2.1E-07	0.3%	① 充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁115D,E開失敗 共通要因故障	4.3E-08	21.0%
					② 充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダベントライン隔離弁8157,8158閉失敗 共通要因故障	3.6E-08	17.5%
					③ 燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	12.5%
	中破断ＬＯＣＡ	高圧注入失敗	1.7E-07	0.3%	小破断LOCAと同様		
	大破断ＬＯＣＡ	蓄圧注入失敗	9.2E-09	<0.1%	① アキュムレータB(C)閉塞	6.2E-09	67.5%
					② アキュムレータ出口弁8808B(C)閉塞	1.9E-09	20.4%
					③ アキュムレータ出口逆止弁8948B(C)開失敗	4.2E-10	4.5%
		低圧注入失敗	1.2E-09	<0.1%	① 燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	22.7%
					② 余熱除去ポンプ入口逆止弁8958開失敗	2.1E-10	17.9%
					③ 余熱除去ポンプA,B起動失敗 共通要因故障	1.0E-10	8.8%
	ＤＣ母線１系列喪失	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗	4.5E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋ディーゼル発電機A試験による待機除外＋外部電源喪失	6.9E-12	15.5%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋１次系冷却水配管外部リーク（Aヘッダ）	5.0E-12	11.0%
	中破断ＬＯＣＡ	蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	① アキュムレータ出口逆止弁8956B,C開失敗 共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					② 原子炉容器連絡逆止弁8948B,C開失敗 共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					③ アキュムレータB,C同時閉塞	1.4E-12	5.5%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(5/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
ECCS 再循環 機能喪失	小破断 ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	7.6E-07	1.2%	① 余熱除去ポンプA,B起動操作失敗	9.5E-08	12.4%
					② 余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側）8809A,B閉操作失敗	9.5E-08	12.4%
					③ 余熱除去ポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12.4%
	中破断 ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	2.4E-07	0.4%	小破断LOCAと同様		
	小破断 ＬＯＣＡ	高圧再循環失敗	2.3E-07	0.4%	① 充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁115D,E閉操作失敗	9.5E-08	41.7%
					② 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡）8706A,B開操作失敗	9.5E-08	41.7%
					③ 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡）8706A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-09	2.0%
	大破断 ＬＯＣＡ	低圧再循環失敗	7.6E-08	0.1%	小破断LOCAと同様		
	中破断 ＬＯＣＡ	高圧再循環失敗	7.0E-08	0.1%	小破断LOCAと同様		
	ＤＣ母線 １系列 喪失	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗	6.2E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋海水ストレーナ（Aトレン）外部リーク	9.0E-12	14.6%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋海水系配管（Aトレン）外部リーク	4.0E-12	6.4%
		加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗	9.9E-12	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋冷却材ループ低温側補助安全注入弁8815開失敗	4.4E-13	4.4%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁（A側）115D閉失敗	4.4E-13	4.4%

第 1.1.1.h-2 表　炉心損傷シーケンスの分析結果(6/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全ｼｰｹﾝｽ)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	破損側蒸気発生器隔離失敗	8.2E-07	1.4%	① 補助給水流量制御弁3120閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-07	25.0%
					② 電動補助給水ポンプ出口弁563A閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-07	25.0%
					③ 補助給水流量制御弁3120閉失敗＋主蒸気管破断	7.7E-08	9.3%
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	3.0E-11	<0.1%	－		

第 1.1.1.h-3 表　起因事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度）

起因事象	ＦＶ重要度
原子炉補機冷却機能喪失	7.2E-01
手動停止	1.1E-01
過渡事象	4.6E-02
２次冷却系の破断	3.4E-02
小破断ＬＯＣＡ	3.3E-02
外部電源喪失	2.5E-02
蒸気発生器伝熱管破損	1.5E-02
中破断ＬＯＣＡ	1.0E-02
主給水流量喪失	5.2E-03
極小ＬＯＣＡ	4.4E-03
大破断ＬＯＣＡ	1.4E-03
ＡＴＷＳ	3.3E-04
ＤＣ母線１系列喪失	1.4E-04
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	5.0E-07

第 1.1.1.h-4 表　起因事象別重要度評価結果（ＲＡＷ）

起因事象	ＲＡＷ重要度
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	1.7E+04
ＡＴＷＳ	1.7E+04
原子炉補機冷却機能喪失	3.6E+03
小破断ＬＯＣＡ	1.5E+02
中破断ＬＯＣＡ	1.5E+02
２次冷却系の破断	8.0E+01
大破断ＬＯＣＡ	6.6E+01
蒸気発生器伝熱管破損	7.1E+00
外部電源喪失	6.1E+00
極小ＬＯＣＡ	3.1E+00
ＤＣ母線１系列喪失	1.6E+00
主給水流量喪失	1.5E+00
手動停止	1.4E+00
過渡事象	1.4E+00

第 1.1.1.h-5 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＦＶ重要度上位）

系統	基事象	ＦＶ重要度
ＲＣＰ	ＲＣＰシールＬＯＣＡ発生	6.9E-01
補助給水系	復水タンク閉塞	7.1E-02
補助給水系	運転員　２次冷却系破断の発生 診断失敗	1.9E-02
補助給水系	空気作動弁 3120 閉操作失敗	9.5E-03
補助給水系	手動弁 563A 閉操作失敗	9.5E-03
主蒸気系	主蒸気管浸水時　ＳＧ隔離失敗	9.3E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 試験による待機除外	7.0E-03
補助給水系	復水タンク破損	6.6E-03
補助給水系	オリフィス 3124 閉塞	6.0E-03
補助給水系	オリフィス 3125 閉塞	6.0E-03

第 1.1.1.h-6 表　緩和系の基事象別重要度評価結果（ＲＡＷ上位）

系統	基事象	ＲＡＷ
補助給水系	復水タンク閉塞	5.8E+03
補助給水系	復水タンク破損	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 内部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 内部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 誤開	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 誤開	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	空気作動弁 3120 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	空気作動弁 3122 外部リーク	5.8E+03

第 1.1.1.h-7 表　全ＣＤＦ及び事故シーケンス別不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値（/炉年）	中央値（/炉年）	上限値（/炉年）	平均値（/炉年）	EF
全CDF	7.6E-06	2.1E-05	1.5E-04	4.7E-05	4.4
大破断LOCA:蓄圧注入失敗	1.1E-10	1.8E-09	3.5E-08	9.6E-09	18.2
大破断LOCA:低圧注入失敗	1.9E-11	2.8E-10	4.4E-09	1.2E-09	15.1
大破断LOCA:低圧再循環失敗	1.2E-09	1.8E-08	2.7E-07	7.2E-08	15.0
中破断LOCA:蓄圧注入失敗	8.1E-14	2.0E-12	6.3E-11	1.9E-11	27.8
中破断LOCA:スプレイ注入失敗	2.2E-11	4.0E-10	8.9E-09	2.5E-09	20.2
中破断LOCA:スプレイ再循環失敗	1.8E-09	3.0E-08	5.0E-07	1.4E-07	16.6
中破断LOCA:高圧注入失敗	1.5E-09	2.8E-08	5.8E-07	1.6E-07	19.7
中破断LOCA:高圧再循環失敗	7.6E-10	1.4E-08	2.4E-07	6.3E-08	17.9
中破断LOCA:低圧再循環失敗	3.8E-09	5.7E-08	8.8E-07	2.3E-07	15.2
小破断LOCA:補助給水失敗	9.2E-11	1.4E-09	2.2E-08	5.7E-09	15.6
小破断LOCA:スプレイ注入失敗	6.9E-11	1.3E-09	2.5E-08	7.4E-09	19.2
小破断LOCA:スプレイ再循環失敗	6.1E-09	9.8E-08	1.7E-06	4.3E-07	16.6
小破断LOCA:高圧注入失敗	4.8E-09	9.0E-08	1.8E-06	5.2E-07	19.7
小破断LOCA:高圧再循環失敗	2.4E-09	4.3E-08	8.0E-07	2.2E-07	18.2
小破断LOCA:低圧再循環失敗	1.2E-08	1.8E-07	2.7E-06	7.2E-07	14.9
極小LOCA:補助給水失敗	1.5E-09	1.7E-08	2.2E-07	5.8E-08	12.2
極小LOCA:高圧注入失敗	3.5E-09	4.1E-08	5.8E-07	1.7E-07	13.0
インターフェイスシステムLOCA:炉心損傷直結	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水喪失:補助給水失敗	4.8E-08	1.8E-07	9.1E-07	3.1E-07	4.4
外部電源喪失:補助給水失敗	1.4E-08	7.1E-08	4.4E-07	1.4E-07	5.6
外部電源喪失:非常用所内電源の確立失敗	9.0E-08	5.2E-07	4.1E-06	1.3E-06	6.7
ATWS:炉心損傷直結	1.8E-10	2.4E-09	5.4E-08	1.6E-08	17.3
2次冷却系の破断:補助給水失敗	2.2E-08	3.9E-07	7.5E-06	2.1E-06	18.4
2次冷却系の破断:主蒸気隔離失敗	1.3E-13	4.0E-12	1.5E-10	4.7E-11	34.4
SGTR:補助給水失敗	1.5E-09	1.7E-08	2.2E-07	6.1E-08	12.3
SGTR:破損SGの隔離失敗	7.0E-09	1.1E-07	2.1E-06	5.8E-07	17.3
過渡事象:補助給水失敗	6.7E-07	1.8E-06	7.4E-06	2.7E-06	3.3
補機冷却水の喪失:補助給水失敗	4.0E-09	9.1E-08	3.0E-06	9.5E-07	27.7
補機冷却水の喪失:加圧器逃がし弁・安全弁LOCA	5.0E-09	1.2E-07	3.1E-06	8.4E-07	24.9
補機冷却水の喪失:RCPシールLOCA	1.5E-07	4.2E-06	1.2E-04	2.9E-05	28.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA無):補助給水失敗	1.2E-10	1.8E-09	3.1E-08	8.2E-09	16.0
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):スプレイ注入失敗	6.2E-14	1.4E-12	3.9E-11	1.2E-11	24.9
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):スプレイ再循環失敗	1.1E-13	2.2E-12	4.7E-11	1.2E-11	20.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):高圧注入失敗	1.4E-13	3.6E-12	1.2E-10	3.5E-11	29.2
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):高圧再循環失敗	6.6E-14	1.4E-12	3.2E-11	1.0E-11	21.9
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):低圧再循環失敗	6.8E-13	1.2E-11	2.2E-10	6.3E-11	17.7
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有):補助給水失敗	7.7E-15	2.3E-13	8.4E-12	2.8E-12	32.9
手動停止:補助給水失敗	1.6E-06	4.3E-06	1.7E-05	6.5E-06	3.3

第1.1.1.h-8表　起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

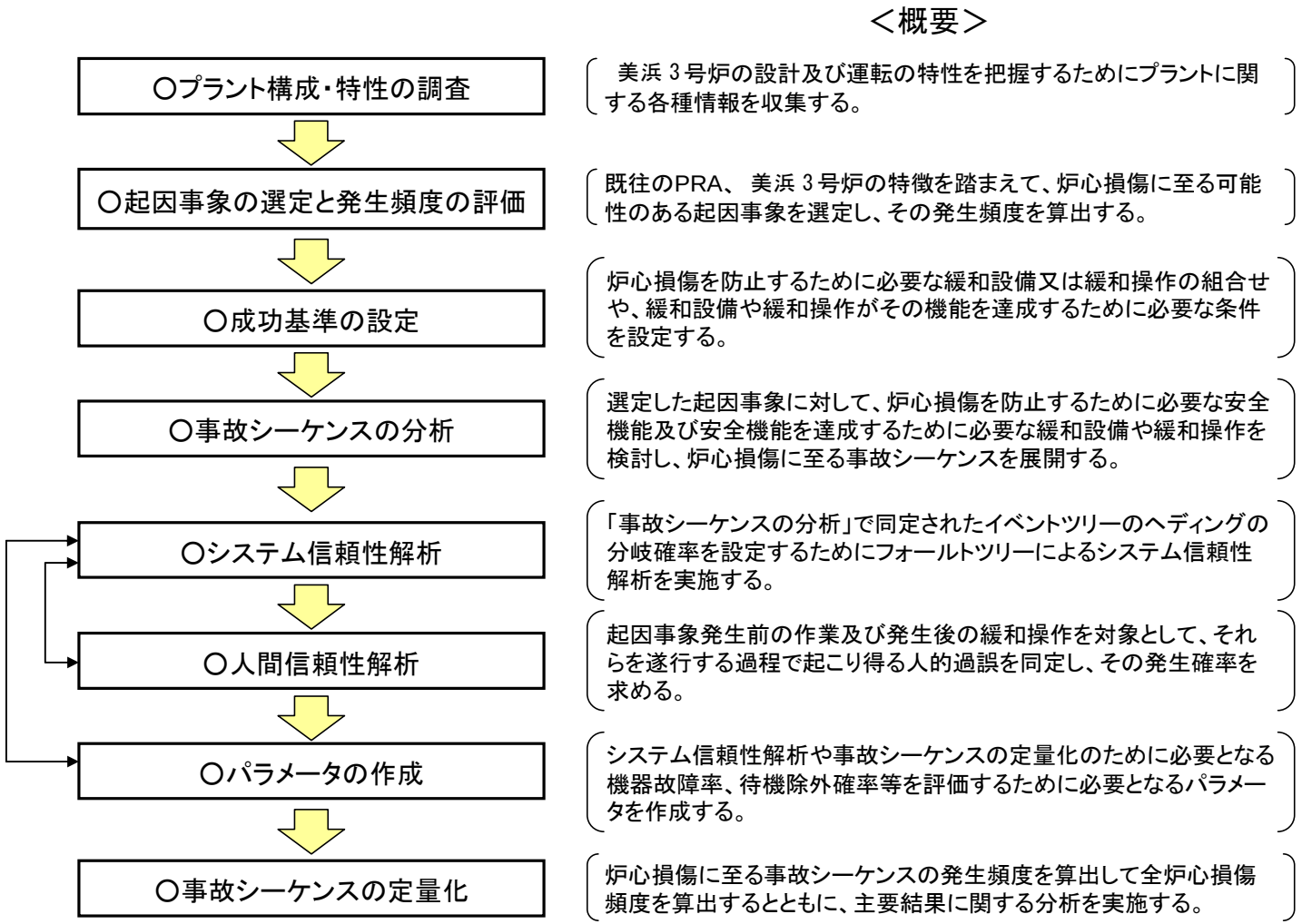
起因事象	基本ケース	感度解析① （頻度論統計）	感度解析② （ベイズ統計）
手動停止	2.3E-01／炉年	2.4E-01／炉年	2.3E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	1.2E-01／炉年	1.0E-01／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	4.0E-02／炉年	1.2E-02／炉年

第1.1.1.h-9表　機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

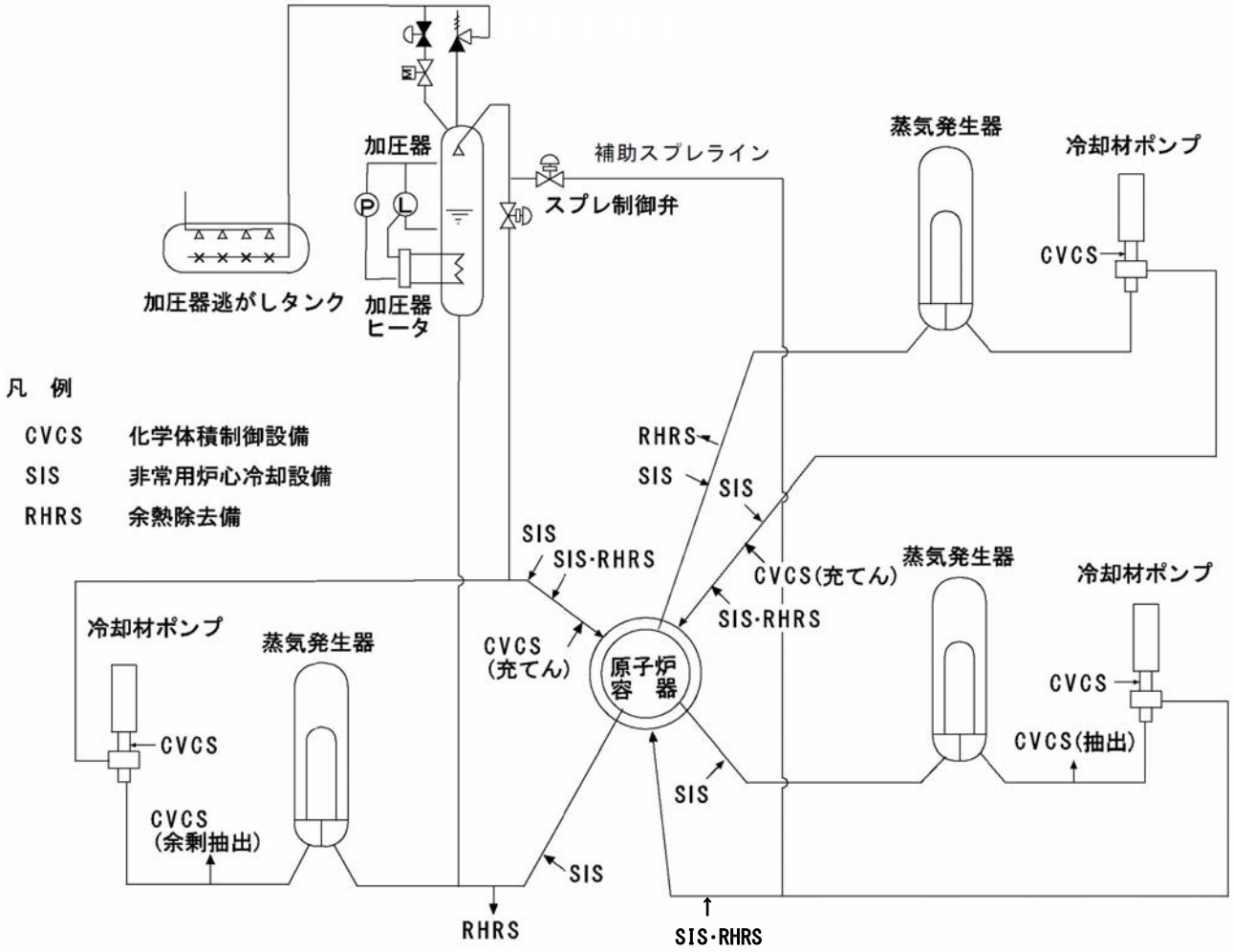
故障モード	基本ケース	感度解析① （頻度論統計）	感度解析② （ベイズ統計）
復水タンク　閉塞	3.2E-08／h	1.9E-07／h	3.0E-08／h
復水タンク　破損	3.2E-08／h	1.9E-07／h	3.0E-08／h
オリフィス3123　閉塞 オリフィス3124　閉塞 オリフィス3125　閉塞	3.2E-09／h	2.7E-08／h	3.1E-09／h

第1.1.1.h-10表　全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

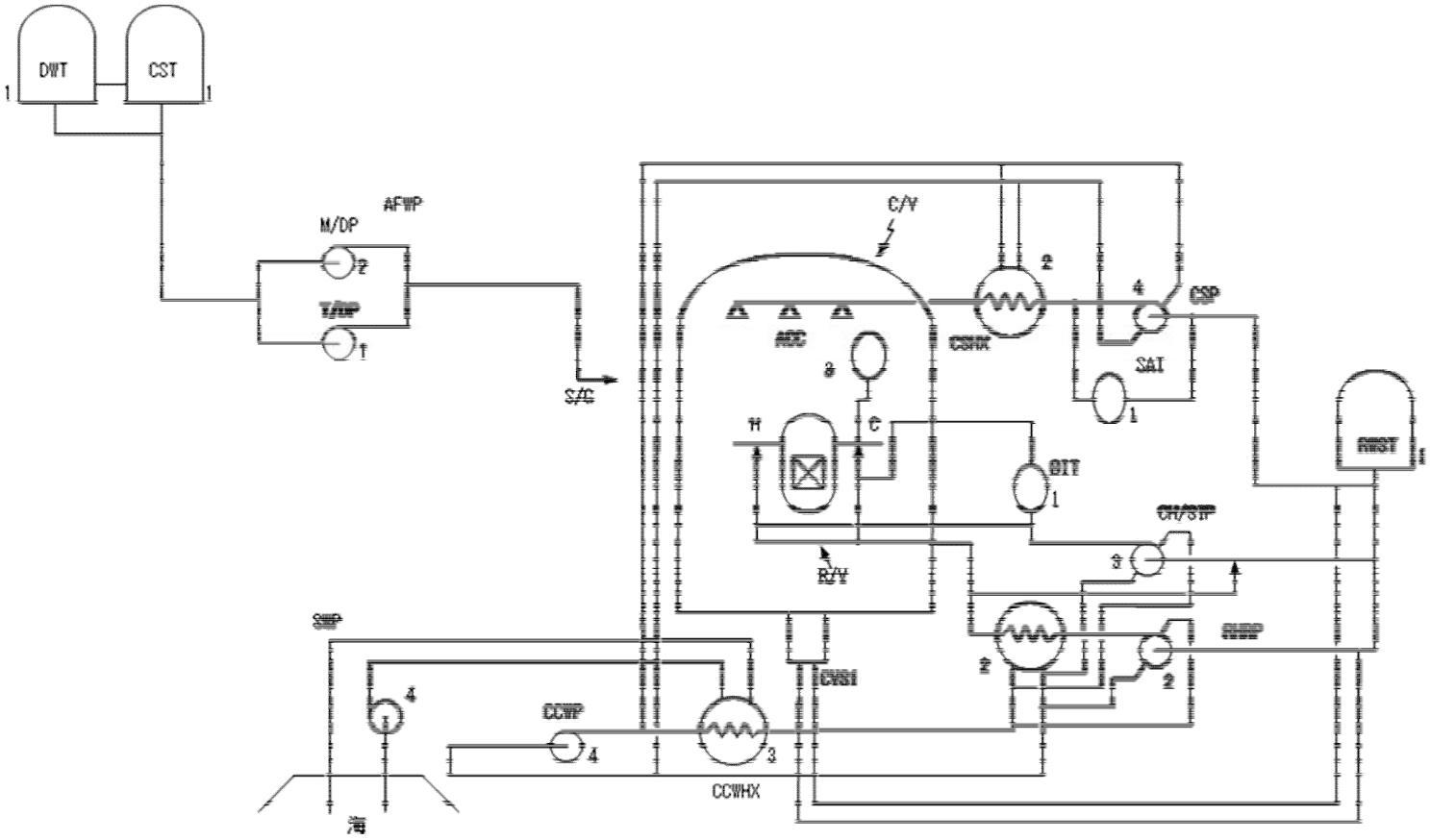
	基本ケース	感度解析① （頻度論統計）	感度解析② （ベイズ統計）
全炉心損傷頻度	6.1E-05／炉年	1.2E-04／炉年	6.0E-05／炉年



第 1.1.1-1 図　内部事象レベル１ＰＲＡ評価フロー

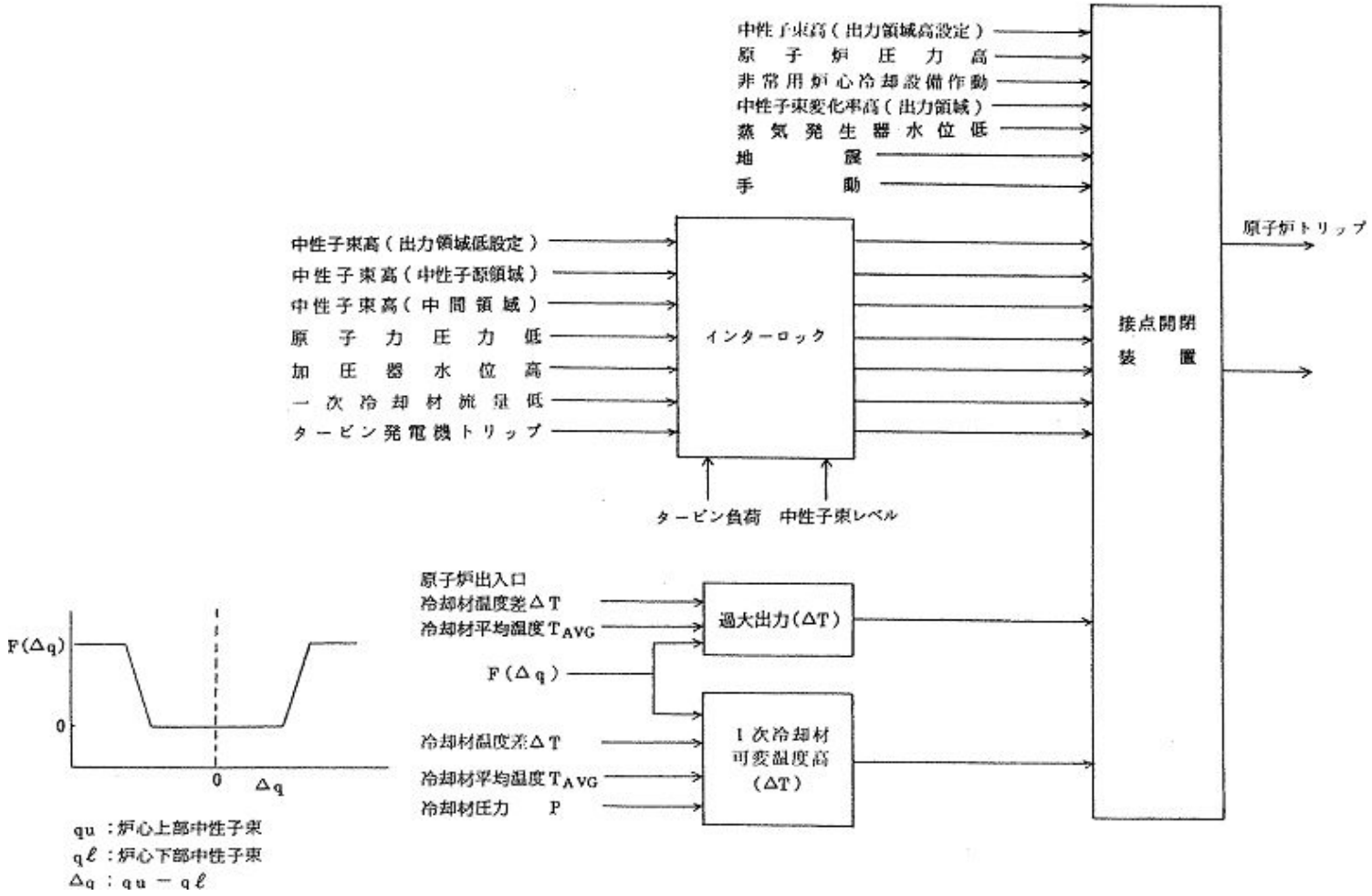


第 1.1.1.a-1 図　1 次冷却設備系統説明図

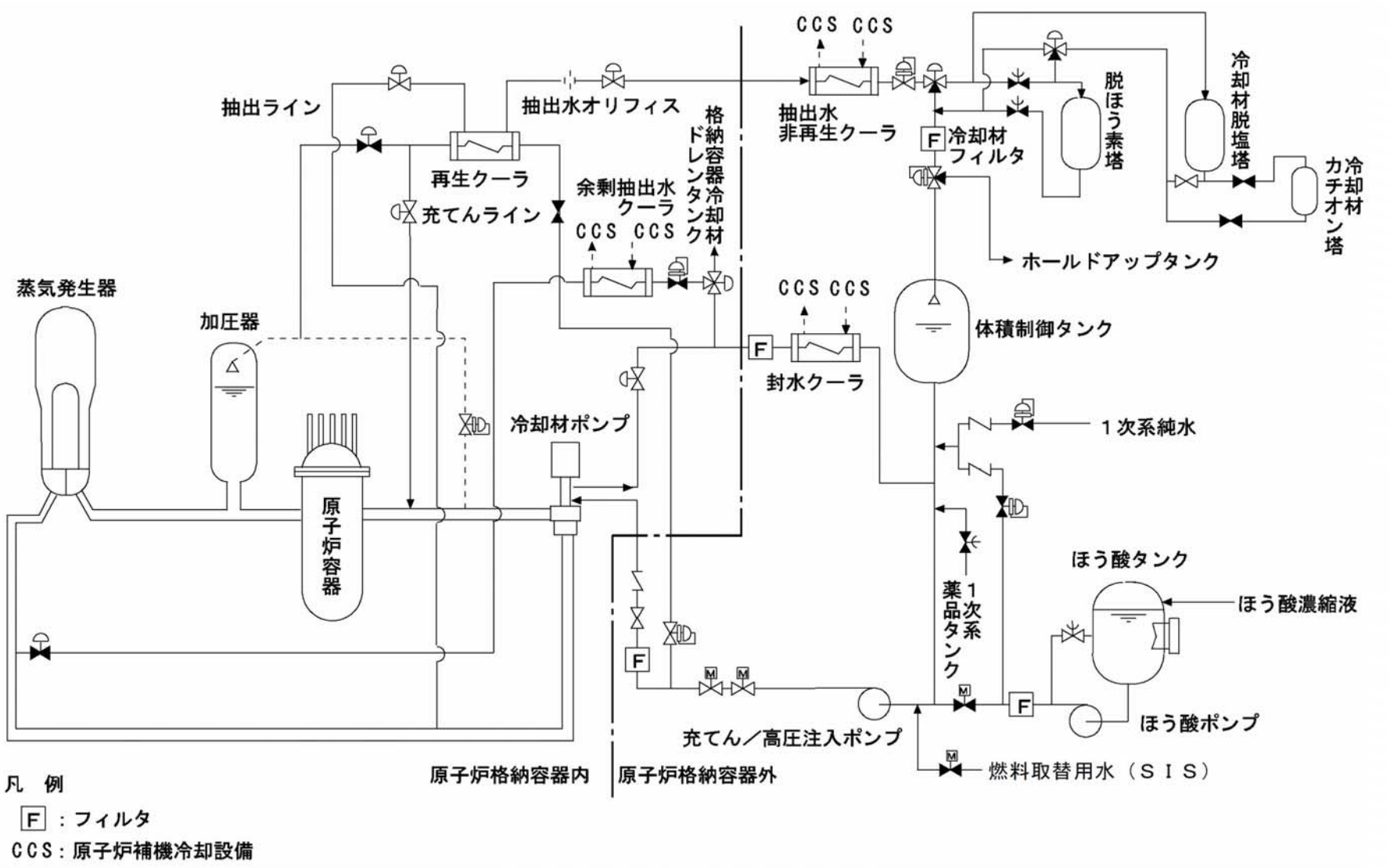


ACC	アキュムレータ
AFWP	補助給水ポンプ
BIT	ほう酸注入タンク
C/V	原子炉格納容器
CCWHX	１次系冷却水クーラ
CCWP	１次系冷却水ポンプ
CH/SIP	充てん／高圧注入ポンプ
CSHX	内部スプレクーラ
CSP	内部スプレポンプ
CST	復水タンク
CVS	格納容器再循環サンプ
DWT	２次系純水タンク
M/DP	電動ポンプ
R/V	原子炉容器
RHRHX	余熱除去クーラ
RHRP	余熱除去ポンプ
RWST	燃料取替用水タンク
S/G	蒸気発生器
SWP	海水ポンプ
T/DP	タービン動ポンプ

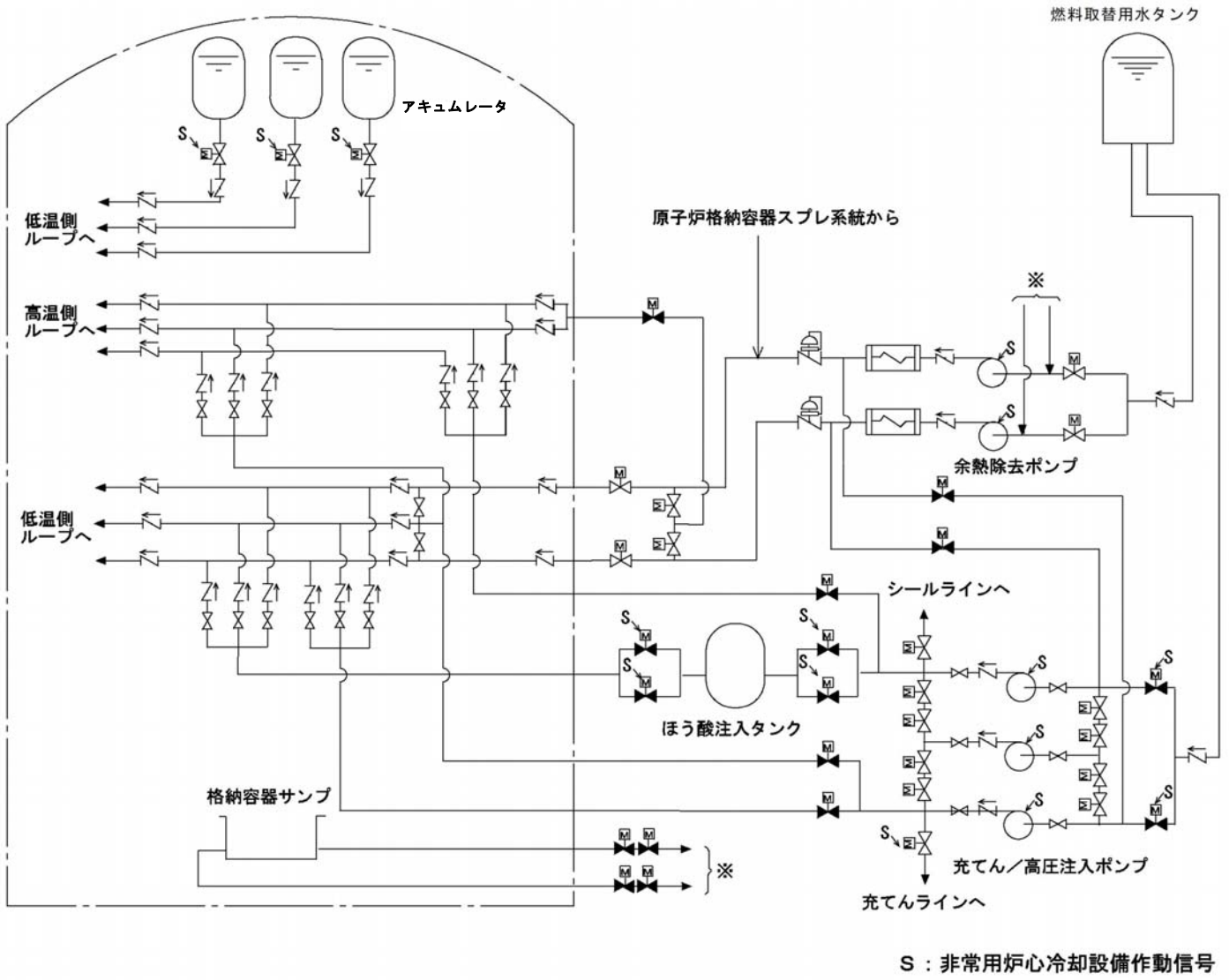
第 1.1.1.a-2 図　工学的安全施設の概要



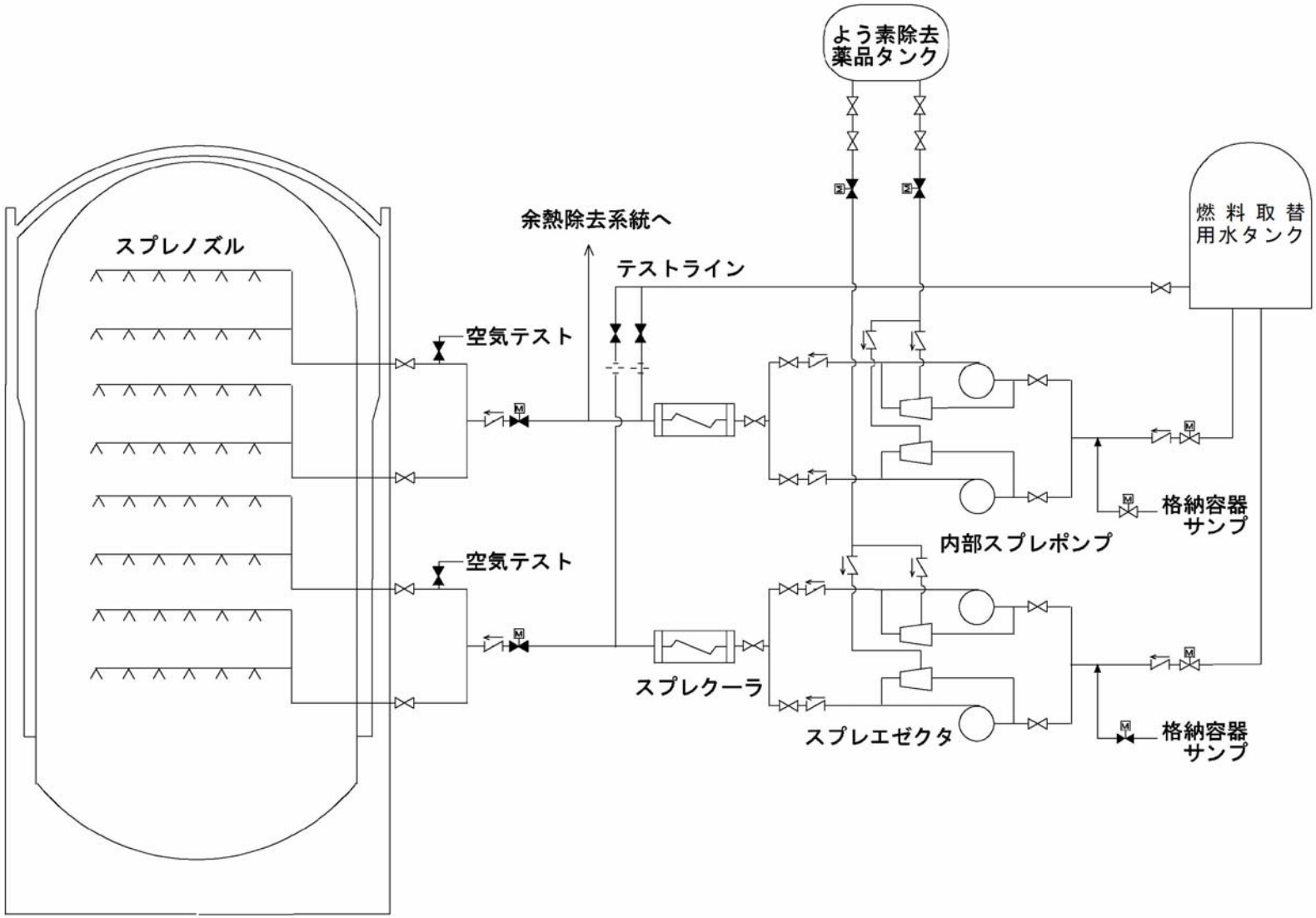
第 1.1.1.a-3 図　原子炉保護系設備系統説明図



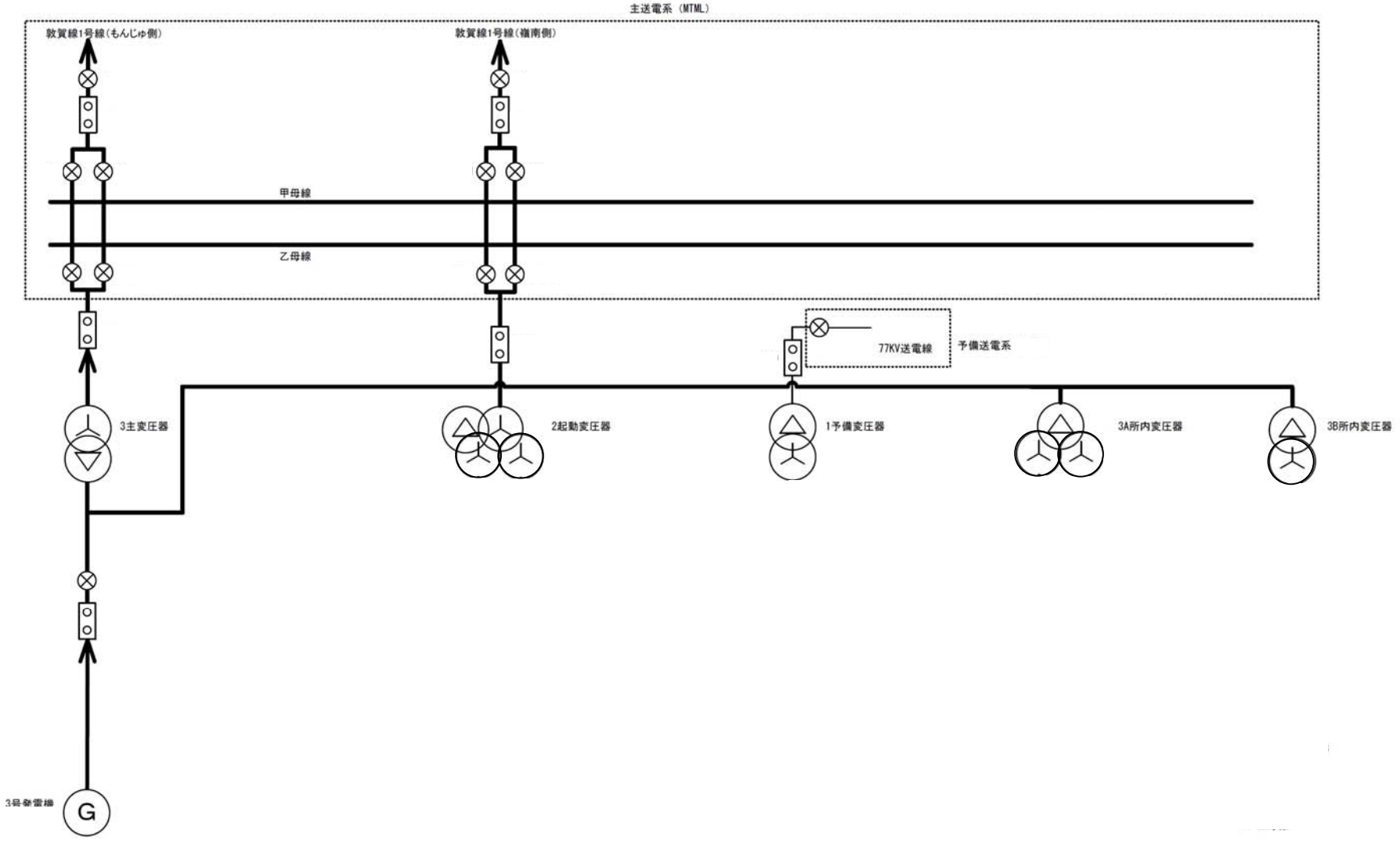
第 1.1.1.a-4 図　化学体積制御設備系統説明図



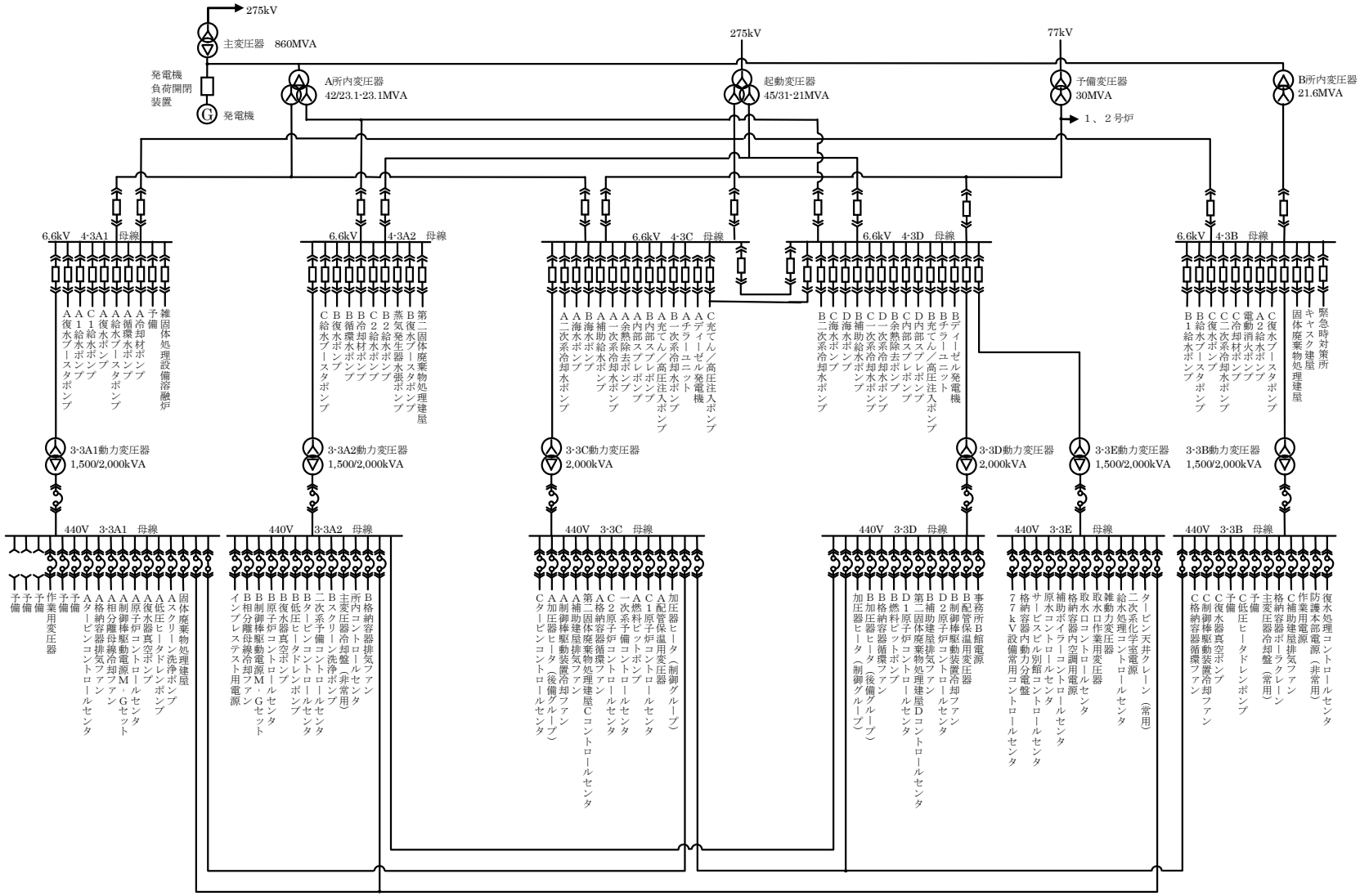
第 1.1.1.a-5 図　非常用炉心冷却設備系統説明図



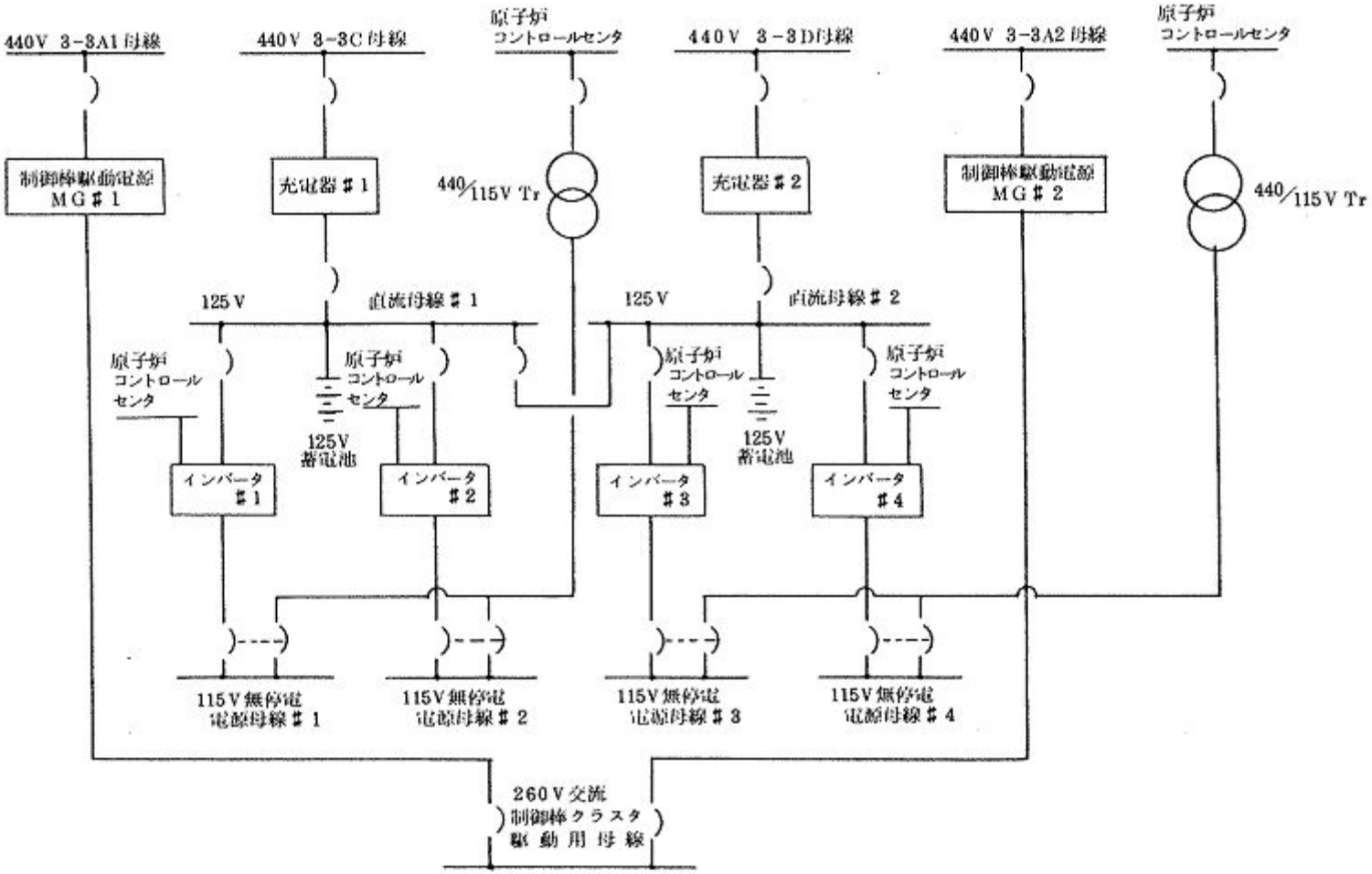
第 1.1.1.a-6 図　原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図



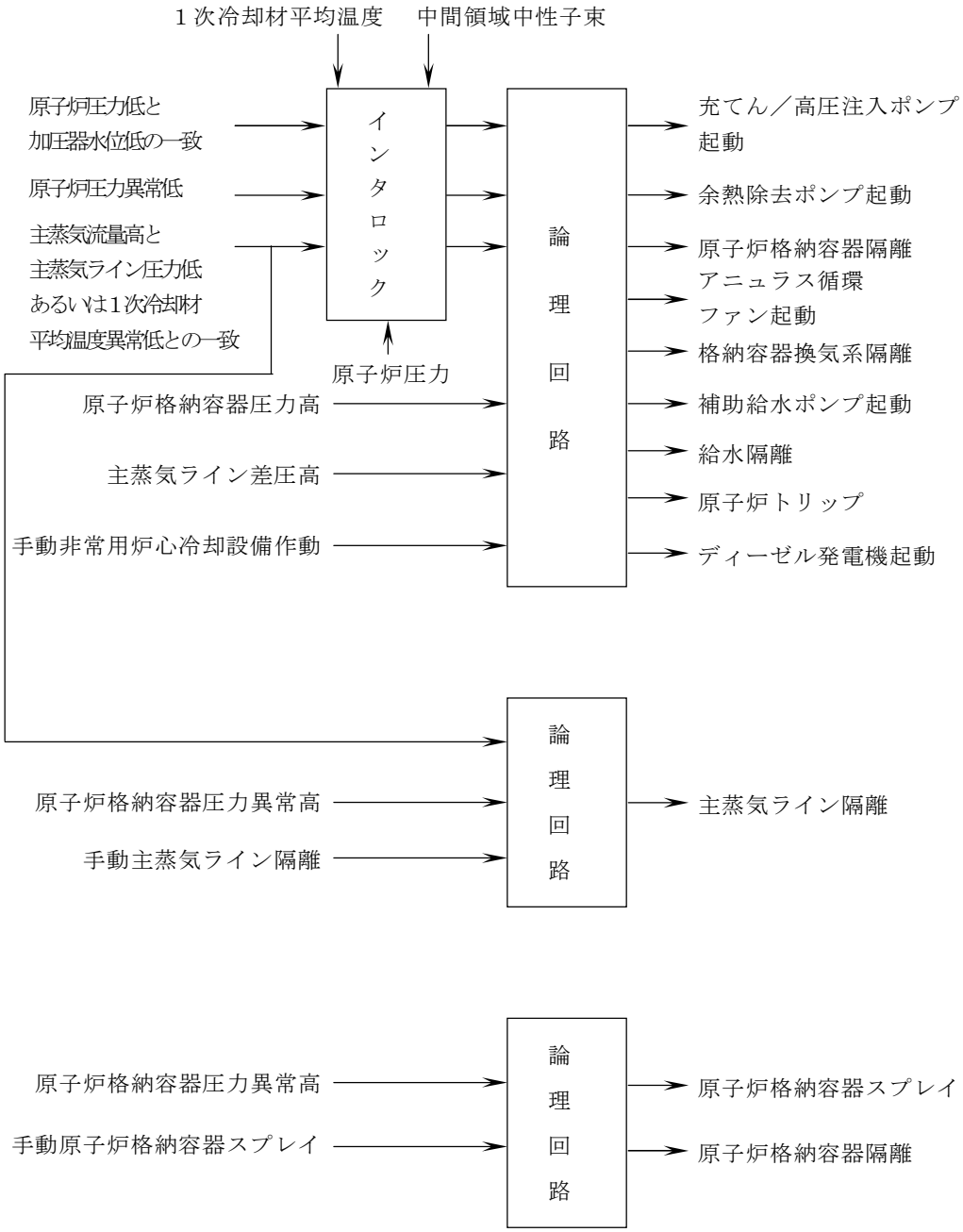
第 1.1.1.a-7 図　開閉所単線結線図



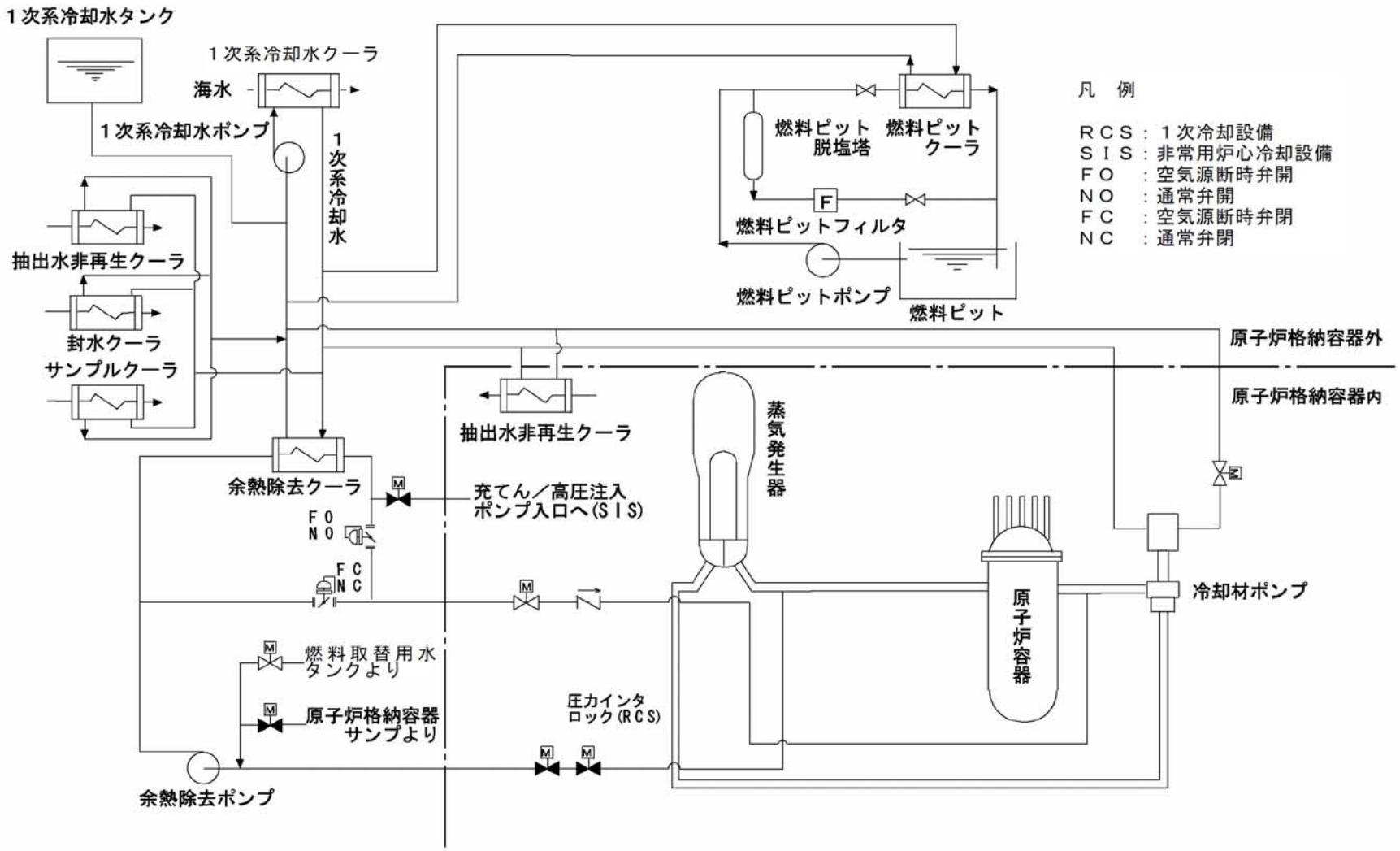
第 1.1.1.a-8 図　所内単線結線図(1)



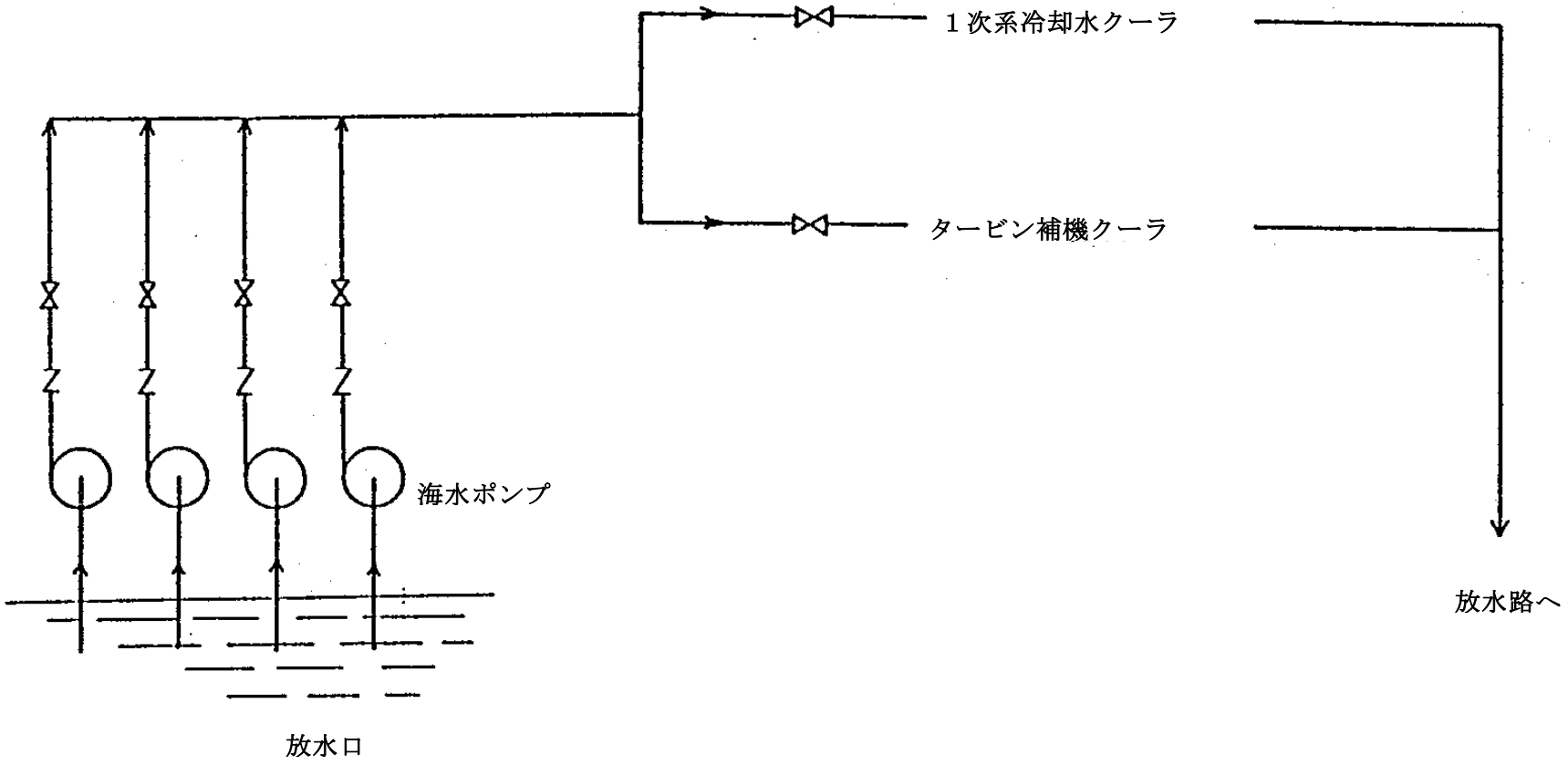
第 1.1.1.a-9 図　所内単線結線図(2)



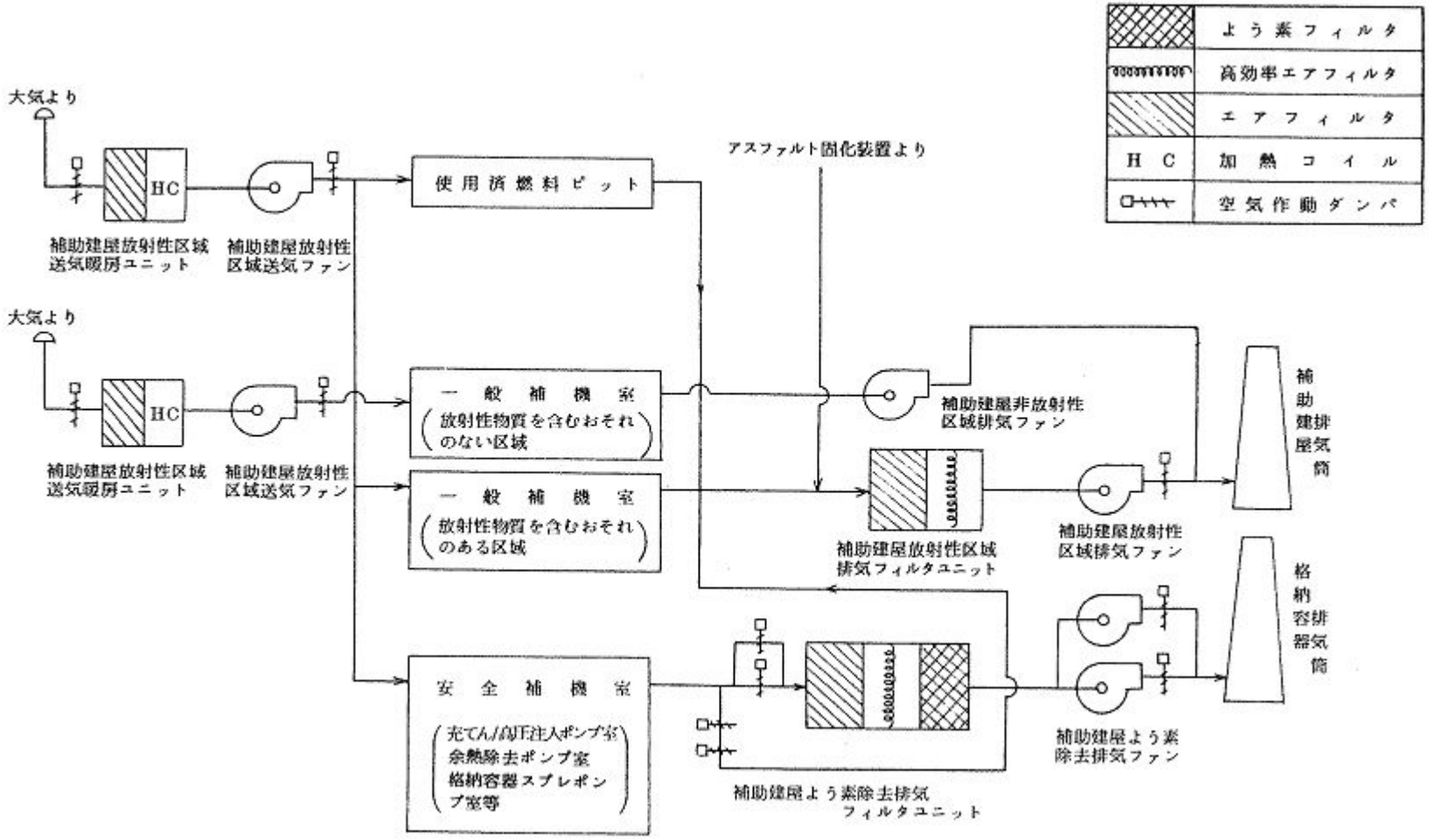
第 1.1.1.a-10 図　工学的安全施設作動設備説明図



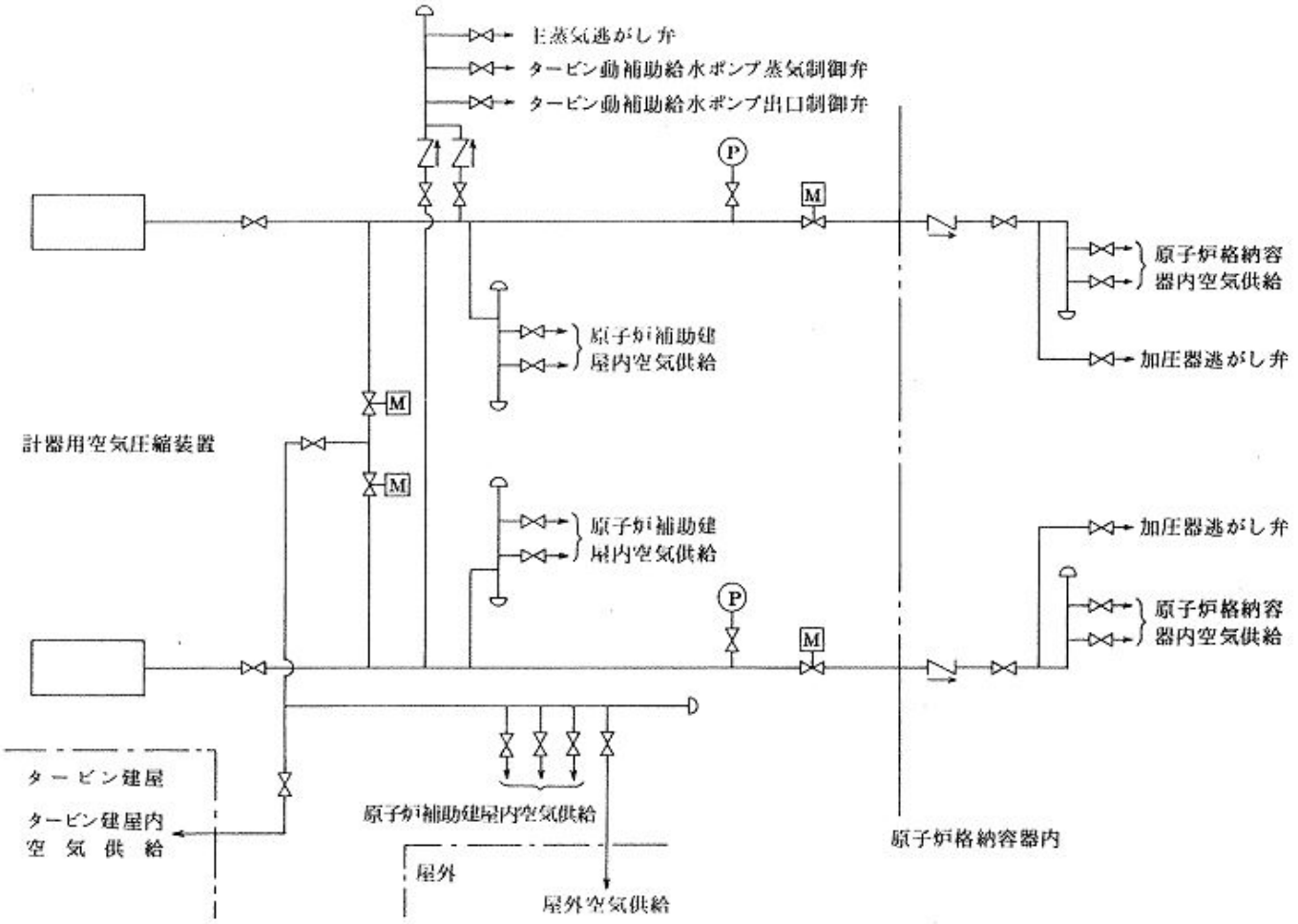
第 1.1.1.a-11 図　余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図



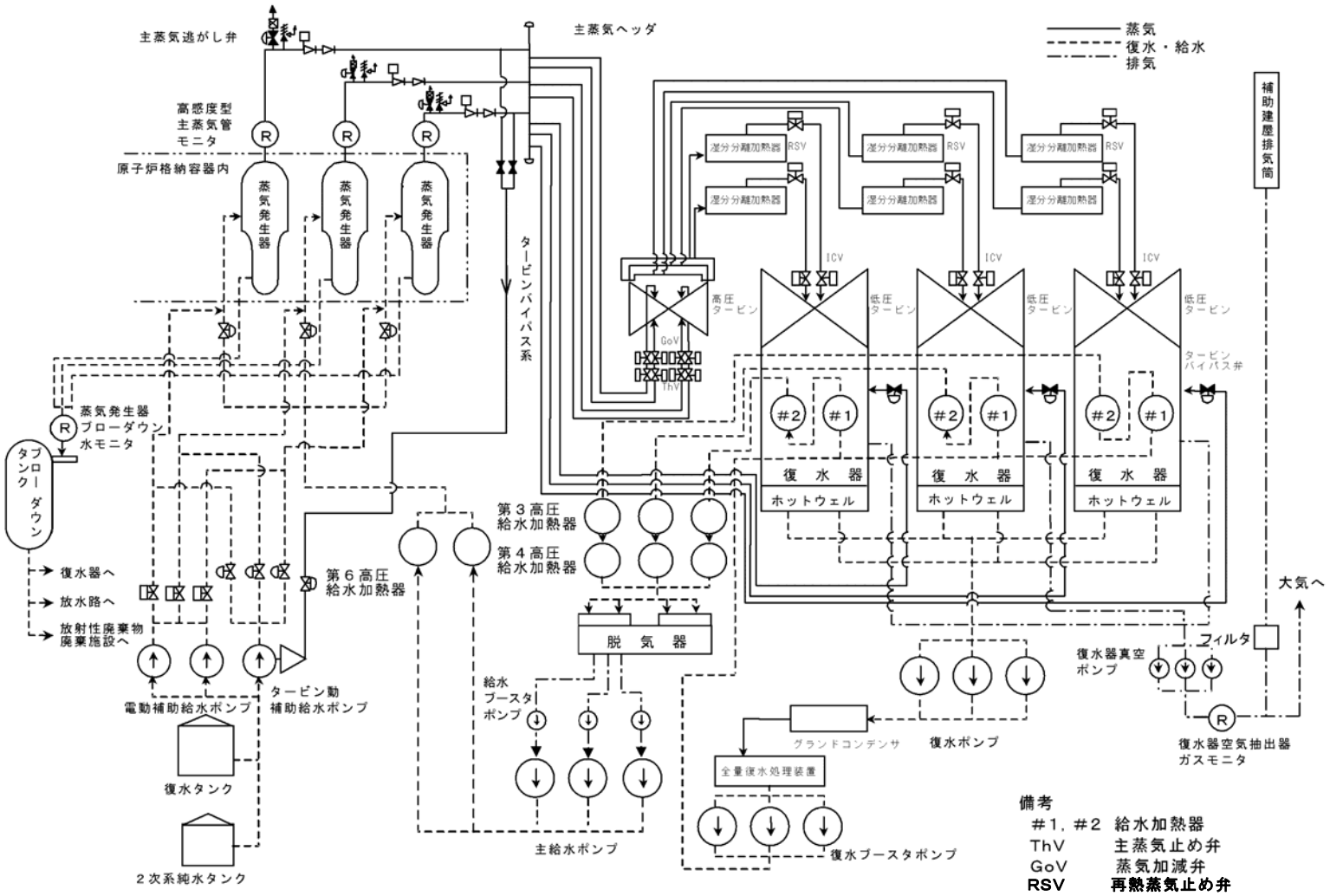
第 1.1.1.a-12 図　原子炉補機冷却海水設備系統説明図



第 1.1.1.a-13 図　補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）

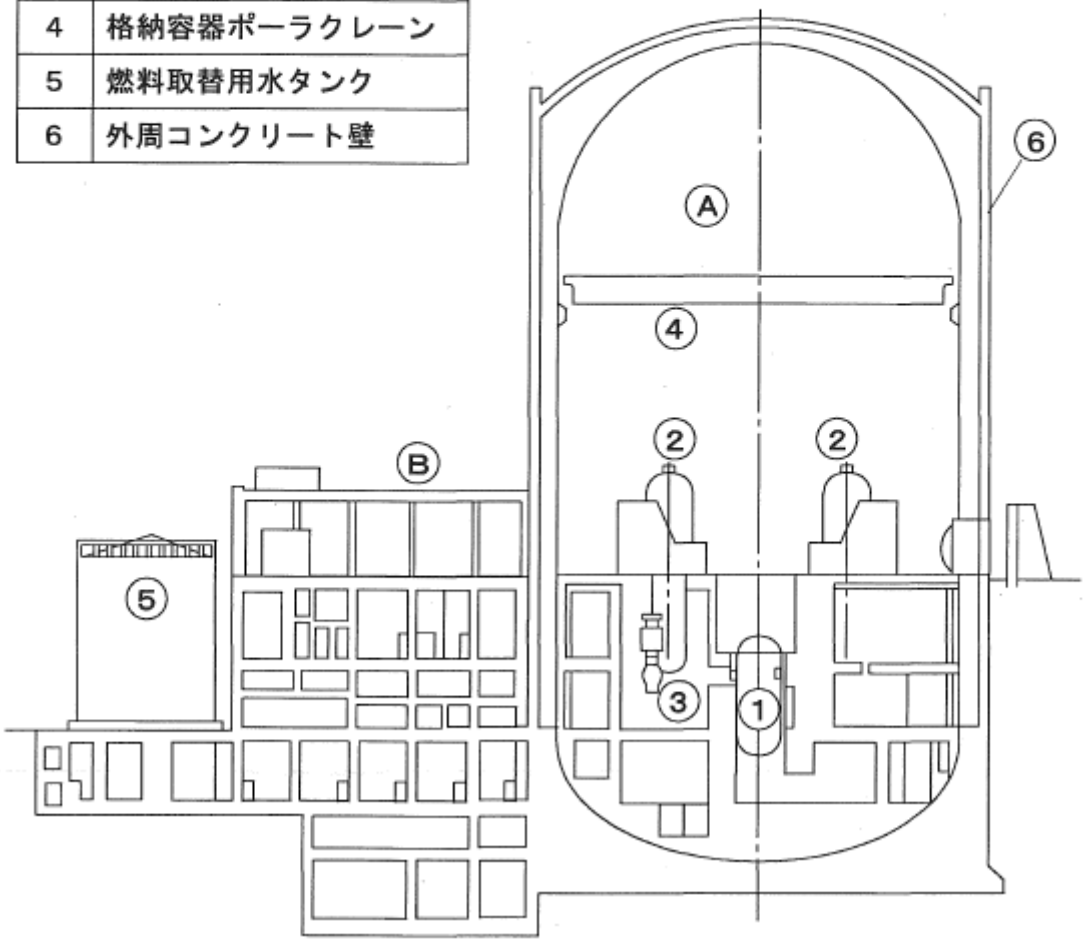


第 1.1.1.a-14 図　制御用空気設備系統説明図

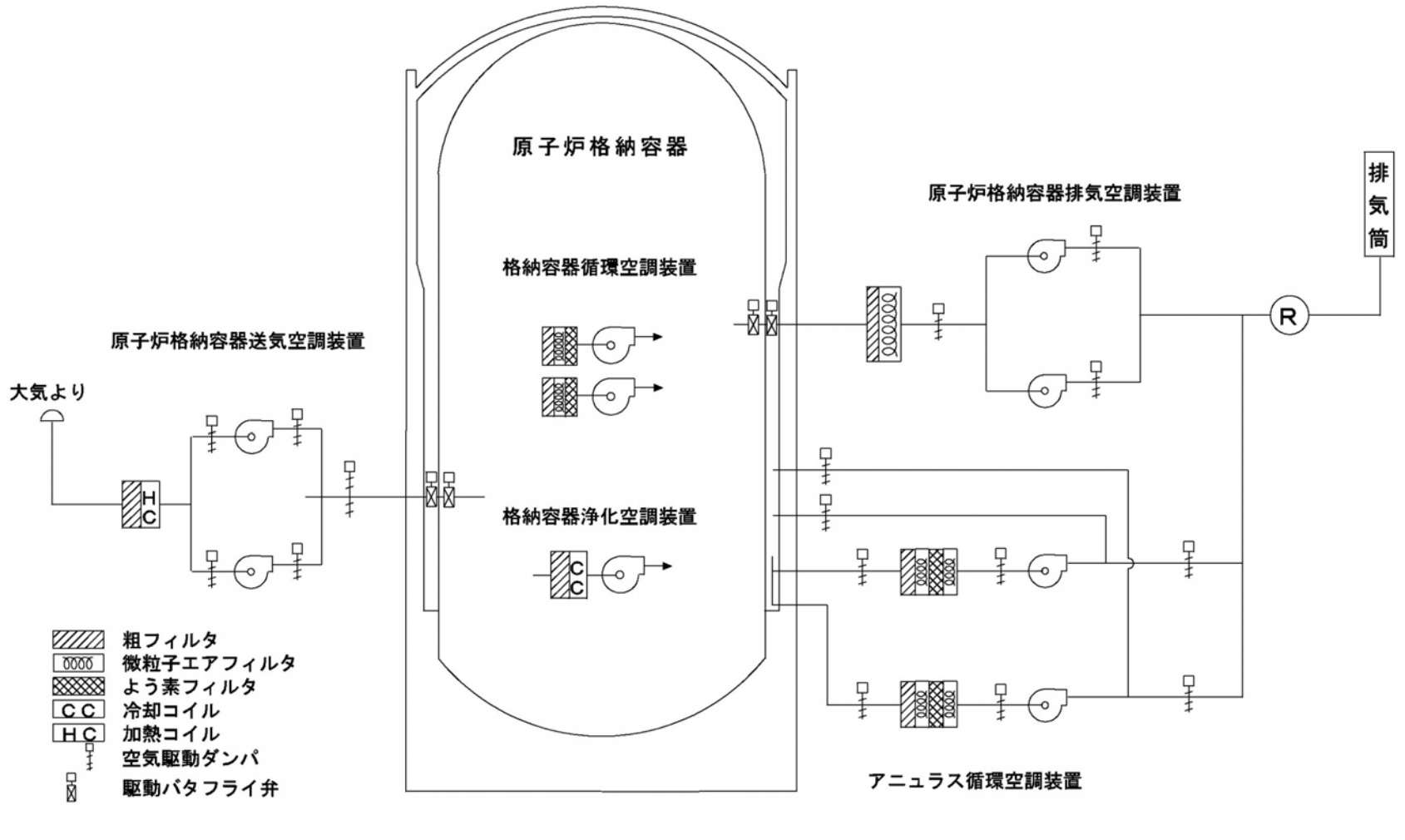


第 1.1.1.a-15 図　タービン系統説明図

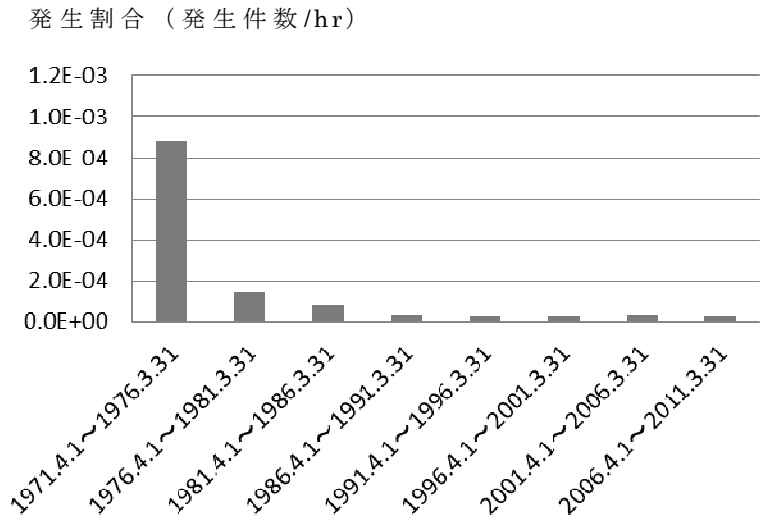
A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	冷却材ポンプ
4	格納容器ポーラクレーン
5	燃料取替用水タンク
6	外周コンクリート壁



第 1.1.1.a-16 図　原子炉格納施設の構造概要図



第 1.1.1.a-17 図　原子炉格納容器換気設備及びアニュラス空気浄化設備系統説明図



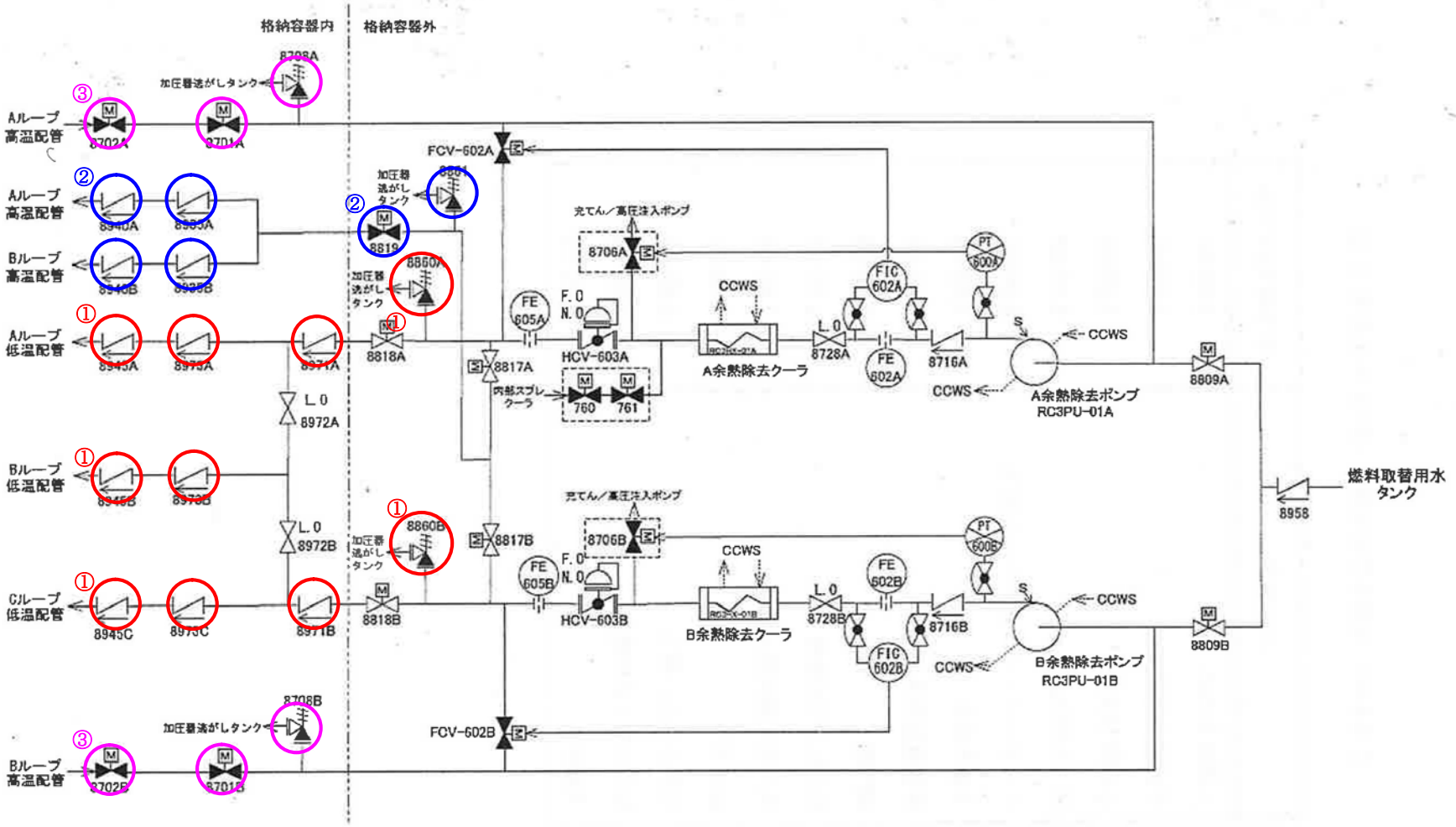
第 1.1.1.b-1 図　国内ＰＷＲプラントの運転実績に対する
トリップ事象の発生割合

○起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D.3.1 項に基づき行っている。

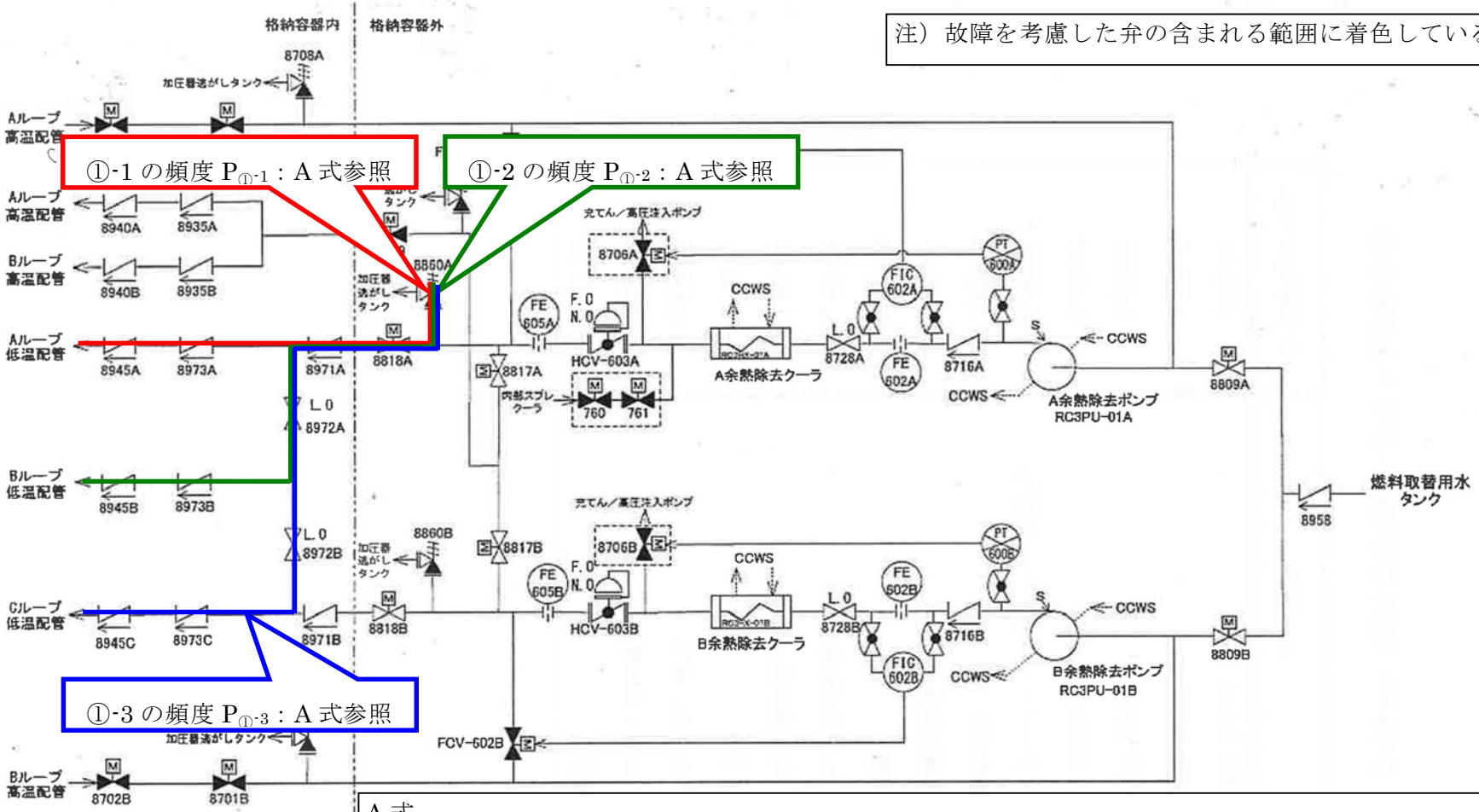
○学会標準によると、起因事象データの収集期間の設定は一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生数はプラントの設計及び改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされる。

○事象整理の結果から、1976 年 4 月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間としての近年の運転状況を反映するには適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

	主給水 流量喪失	外部電源 喪失	ＳＧＴＲ	過渡事象	手動停止
1970.11.28 ～1976.3.31	2	0	0	8	34



第 1.1.1.b-2 図　美浜 3 号炉　余熱除去系簡略図



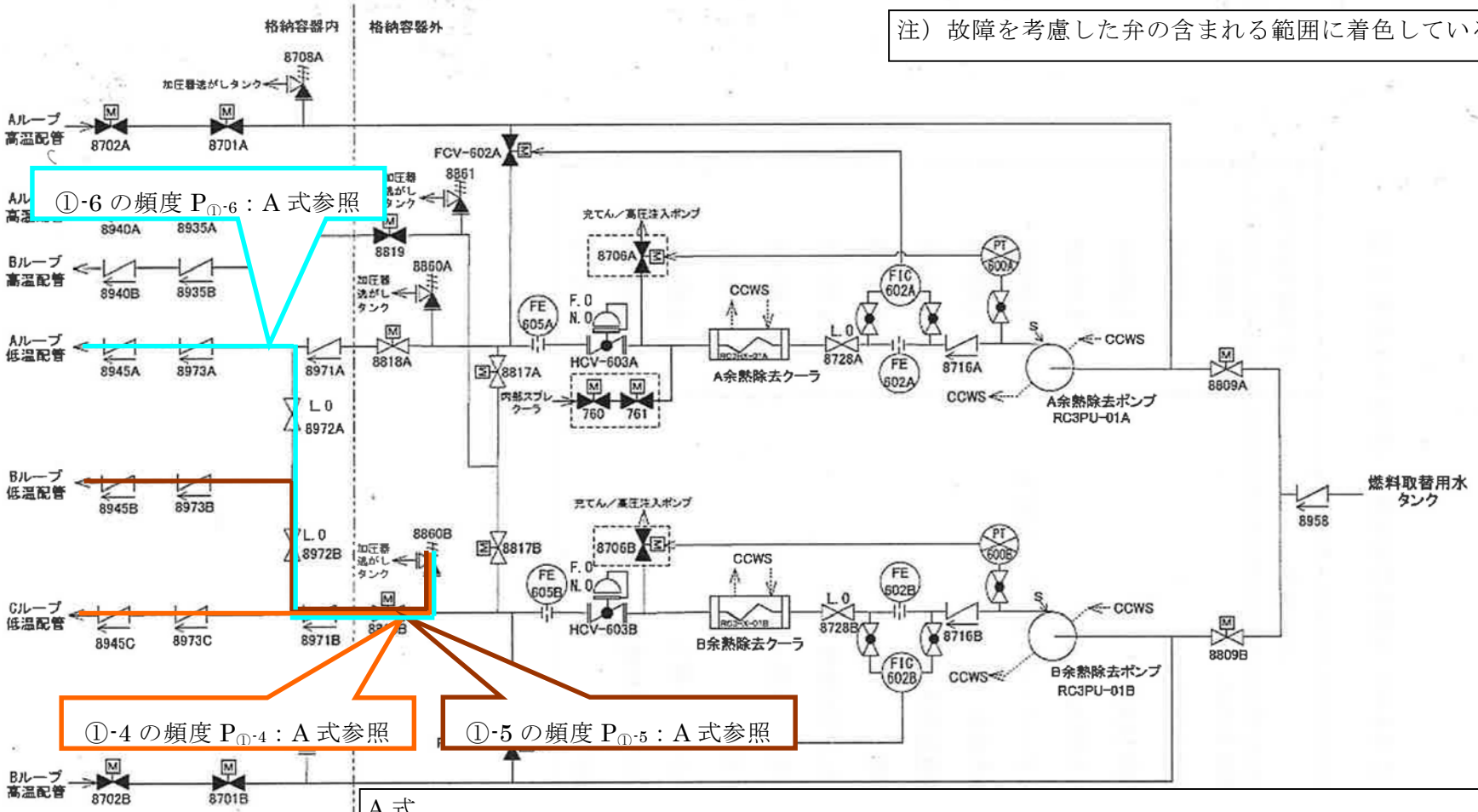
A 式

$P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5) = 6.8 \times 10^{-16}$ / 炉年

低温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する頻度 P1

$P1 = P_{①-1} + P_{①-2} + P_{①-3} + P_{①-4} + P_{①-5} + P_{①-6} = 4.1 \times 10^{-15}$ / 炉年

第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（1/4）



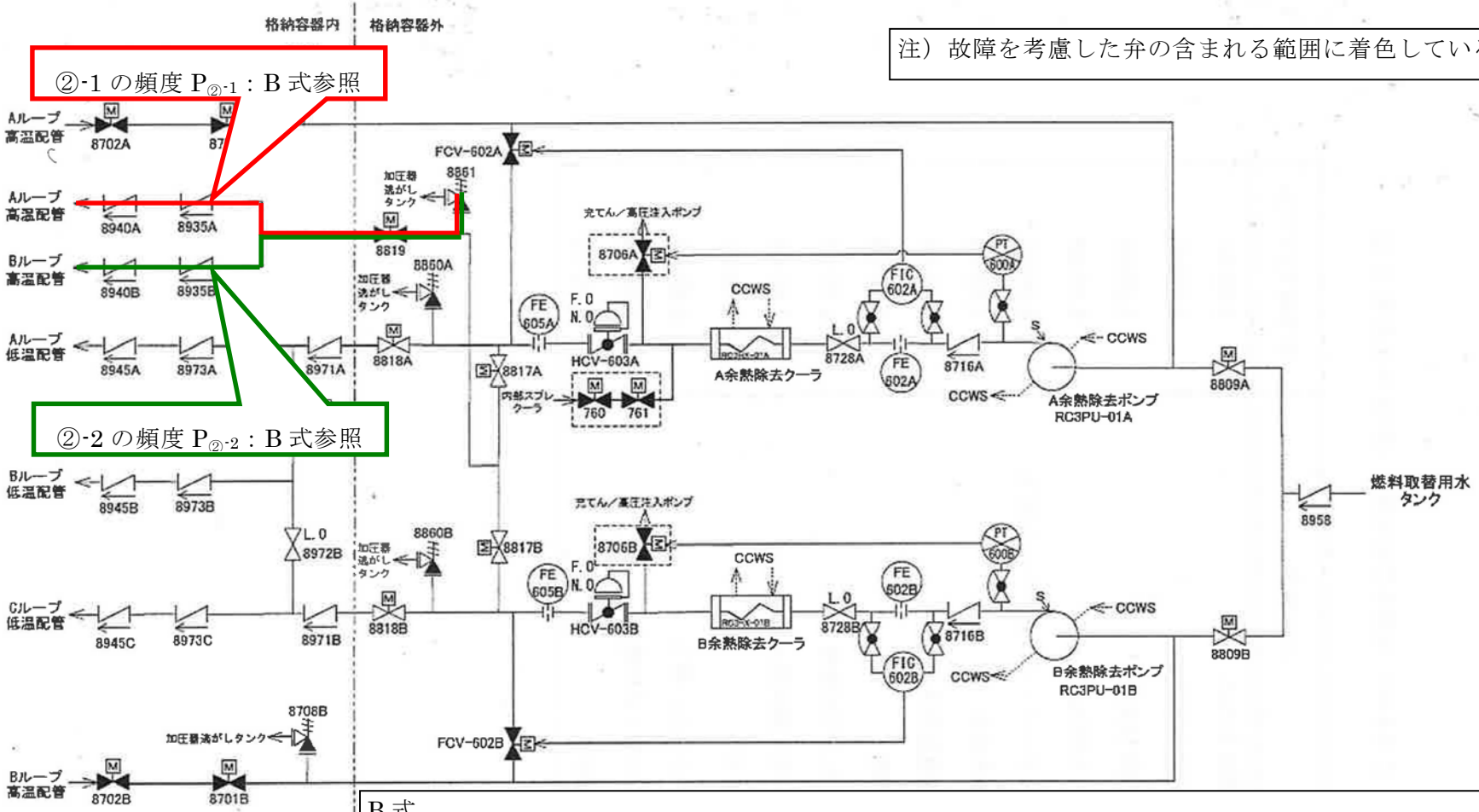
A 式

$P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5) = 6.8 \times 10^{-16}$ / 炉年

低温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する頻度 P1

$P1 = P_{①\text{-}1} + P_{①\text{-}2} + P_{①\text{-}3} + P_{①\text{-}4} + P_{①\text{-}5} + P_{①\text{-}6} = 4.1 \times 10^{-15}$ / 炉年

第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（2/4）



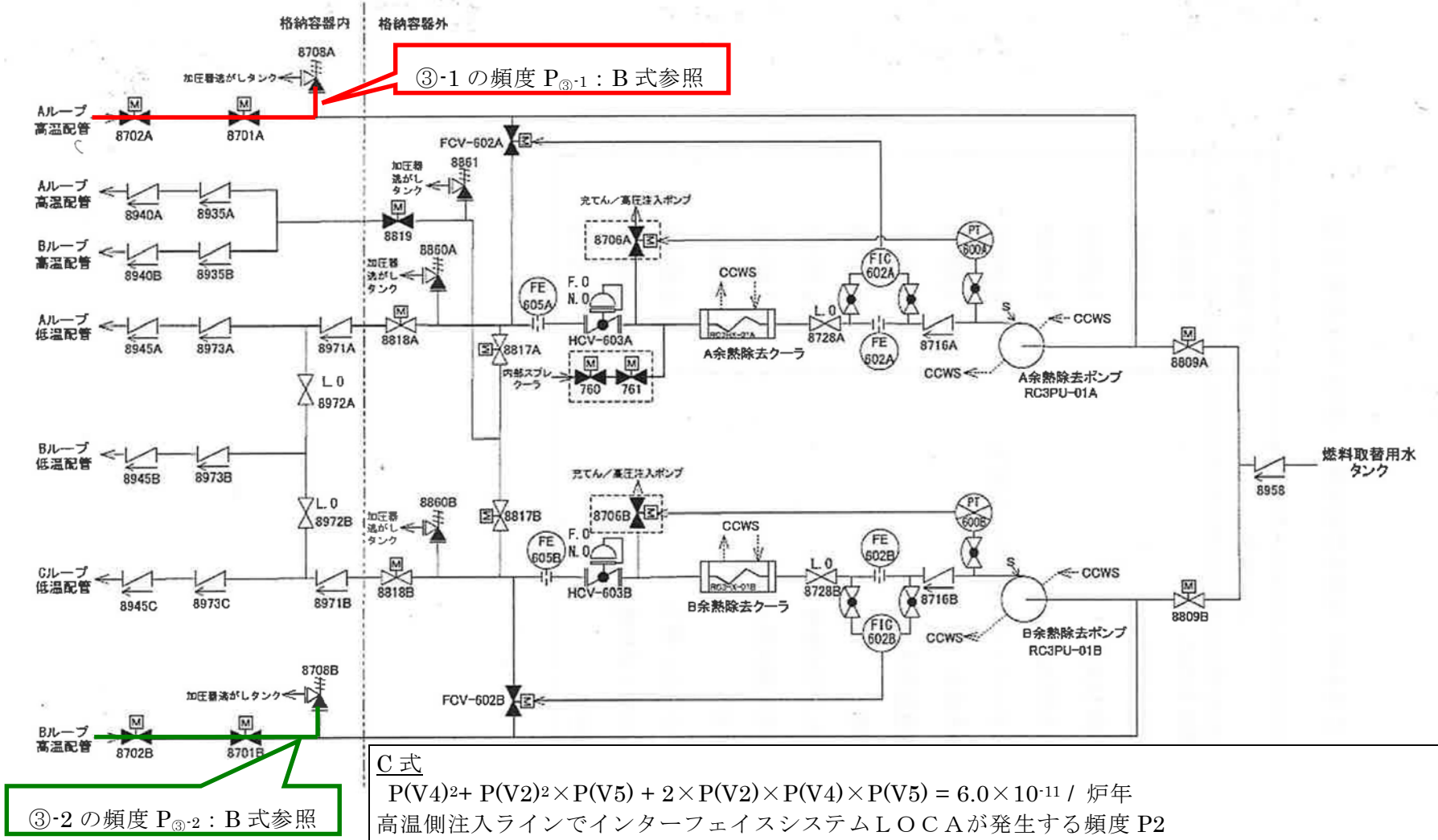
B 式

$P(V3)^2 \times P(V4) + P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V5) + 2 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) +$
$P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) + P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5) + 2 \times P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) = 4.0 \times 10^{-16}$ / 炉年

高温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する頻度 P2

$P2 = P_{②-1} + P_{②-2} = 8.0 \times 10^{-16}$ / 炉年

第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（3/4）



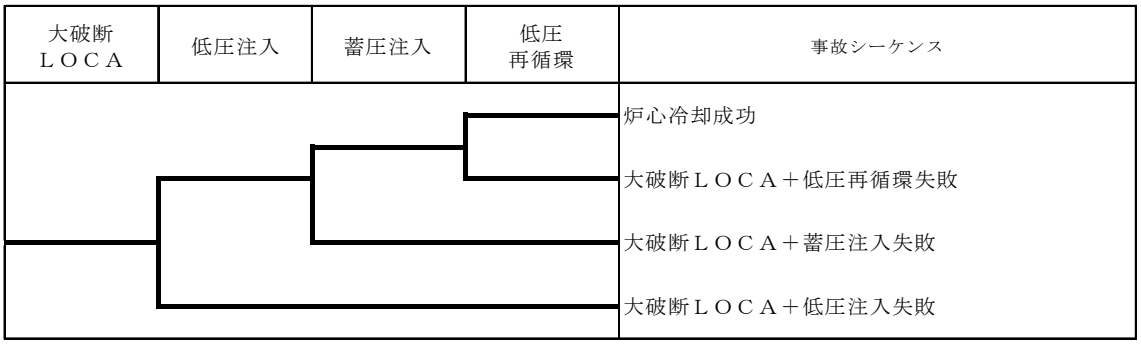
C 式

$P(V4)^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5) = 6.0 \times 10^{-11}$ / 炉年

高温側注入ラインでインターフェイスシステムＬＯＣＡが発生する頻度 P2

$P3 = P_{③-1} + P_{②③-2} = 3.0 \times 10^{-11}$ / 炉年

第 1.1.1.b-3 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡの想定（4/4）



第 1.1.1.d-1(a) 図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径６インチから両端破断相当（配管断面積の２倍）までと定義した。
- 本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。
- 大破断ＬＯＣＡ時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず､また１次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

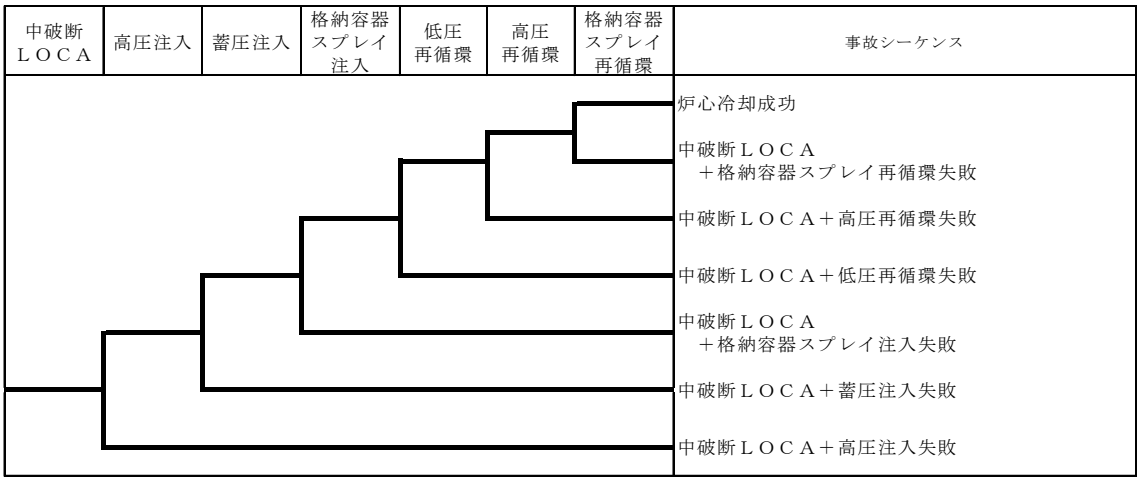
【イベントツリーの説明】

- 大破断ＬＯＣＡ時は、「蓄圧注入」と「低圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は短期の注入に引き続き「低圧再循環」により確保される。
- 高圧注入も作動するが、注入流量は小さいため、炉心冷却の観点から必須ではない。

【成功基準】

大破断ＬＯＣＡ	低圧注入	蓄圧注入	低圧再循環
ポンプ	1/2	－	1/2
熱交換器	－	－	1/2
ループ	健全 1/2	健全 2/2	健全 1/2
その他	－	－	－
使命時間	24hr	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (b) 図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による１次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径２インチから６インチと定義した。
- 本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。
- 中破断ＬＯＣＡ時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また１次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

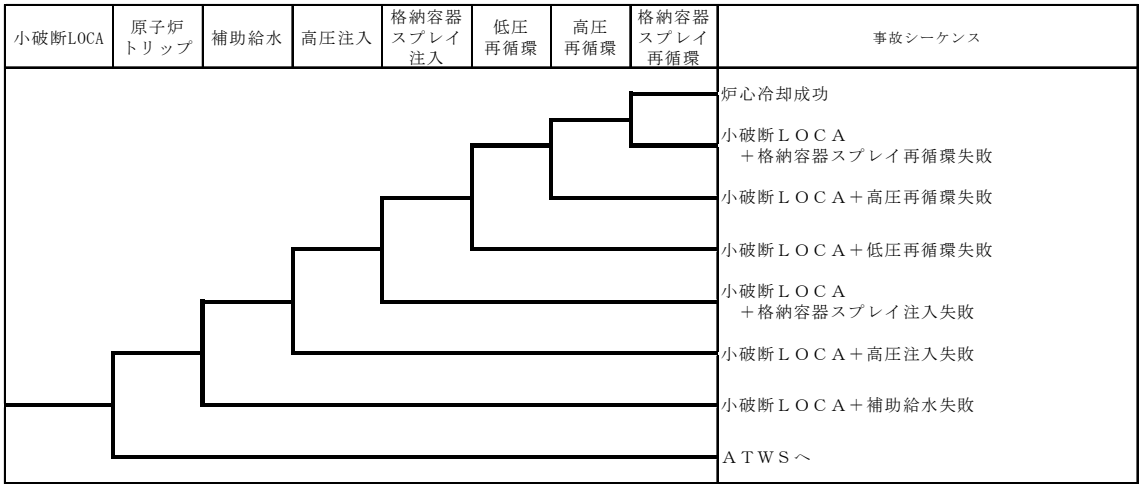
【イベントツリーの説明】

- 中破断ＬＯＣＡ時は、「高圧注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、美浜３号炉の場合、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上は「低圧再循環」で表現）。
- 中破断ＬＯＣＡ時は破断流量が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

中破断ＬＯＣＡ	高圧注入	蓄圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環
ポンプ	1/2	－	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1/2
ループ	健全 2/2	健全 1/2	－	－	健全 2/2	－
その他	※1	－	－	－	※1	－
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要
※1：Ｃポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (c) 図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

小破断ＬＯＣＡは、以下の原因による１次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

・ １次冷却材配管の破断
（破断口径が 3/8 インチから 2 インチの破断でＡループ低温側配管破断を仮定）
・ １次冷却系加圧事象による加圧器逃がし弁からの１次冷却材の流出（ＰＯＲＶ ＬＯＣＡ）

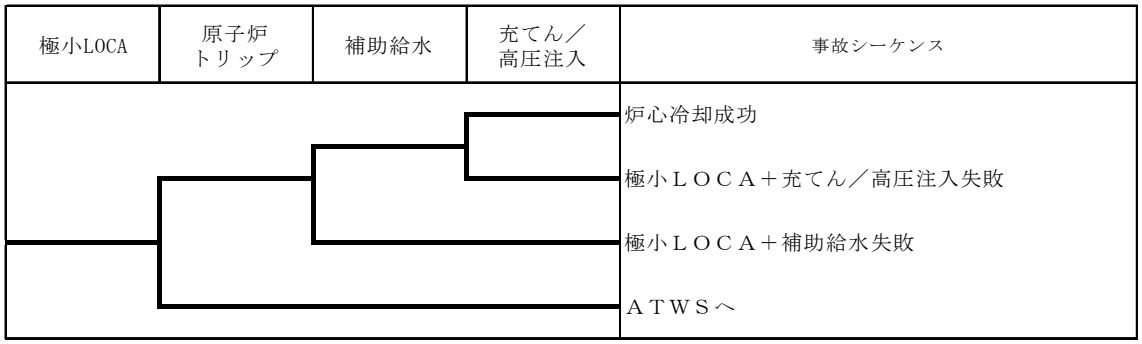
【イベントツリーの説明】

・ 小破断ＬＯＣＡ時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは１次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「高圧注入」と２次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上では「低圧再循環」で表現）。
・ 破断流が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

小破断ＬＯＣＡ	補助給水	高圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環
ポンプ	1/3	1/2	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	－	－	－	1/2	－	1/2
ループ	ＳＧ2/3	健全 2/2	－	－	健全 2/2	－
その他	－	※1	－	－	※1	－
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要
※1：Ｃポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (d) 図　極小ＬＯＣＡイベントツリー

【仮定条件】

極小ＬＯＣＡは、以下の原因による１次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

・ 充てんポンプで補填できる程度のリーク量（破断口径が 3/8 インチ未満）と定義した。
・ 本評価ではＡループ低温側配管破断を仮定した。

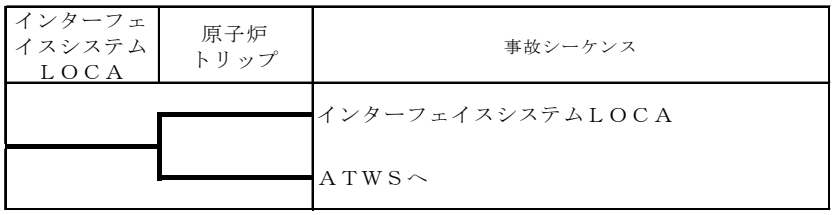
【イベントツリーの説明】

・ 極小ＬＯＣＡ時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは１次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「充てん／高圧注入」と２次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。
・ 原子炉格納容器への蒸気放出は少ないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」は不要。

【成功基準】

極小ＬＯＣＡ	補助給水	充てん／高圧注入
ポンプ	1/3	1/2
熱交換器	－	－
ループ	ＳＧ2/3	充てんライン or 健全 2/2
その他	－	※1
使命時間	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要
※1：Ｃポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (e) 図　インターフェイスシステムＬＯＣＡ
イベントツリー

【仮定条件】

・ 余熱除去系の破断であり、低圧注入系が不能

【イベントツリーの説明】

・ インターフェイスシステムＬＯＣＡは破断規模に応じて大、中、小破断ＬＯＣＡ相当となるが、ＥＣＣＳ再循環が不能となるため炉心損傷に至る。

【成功基準】

・ なし



第 1.1.1.d-1 (f) 図　主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

・ 主給水流量喪失に至る原因としては､主給水ポンプ若しくは復水ポンプの故障又は電源喪失若しくは主給水制御系の誤動作が考えられる。

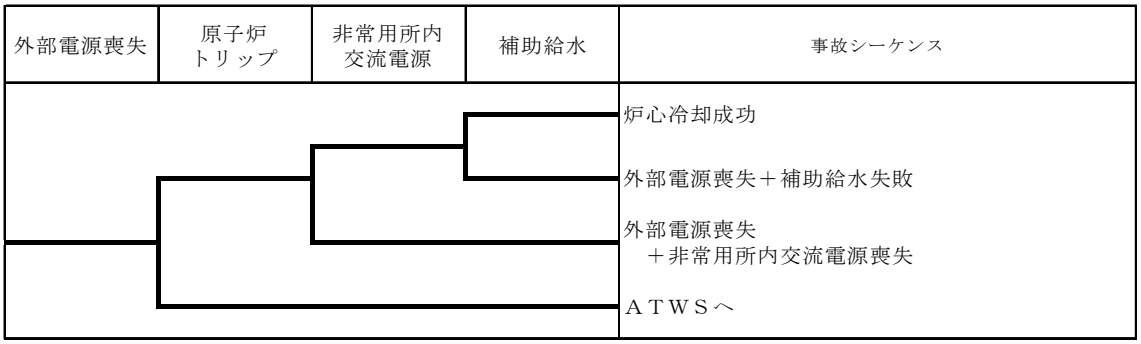
【イベントツリーの説明】

・ 主給水流量喪失の場合、原子炉トリップにより原子炉出力を抑制するとともに、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2/3
その他	－
使命時間	24hr

（注）－：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (g) 図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

- 送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象を考慮。
- 所内用交流電源が喪失すると、冷却材ポンプ、復水ポンプ等がトリップし、１次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

- 外部電源喪失時には､｢原子炉トリップ｣により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。
- 「非常用所内交流電源」が確保できれば、サポート系が健全であるためその後に加圧器逃がし弁ＬＯＣＡ等が発生しても､事象進展は小破断ＬＯＣＡと同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内 交流電源	補助給水
ポンプ	－	1/3
熱交換器	－	－
ループ	－	ＳＧ2/3
その他	ＤＧ1/2	－
使命時間	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要

ＡＴＷＳ	事故シーケンス
	起因事象＋原子炉トリップ失敗

第 1.1.1.d-1 (h) 図　ＡＴＷＳイベントツリー

【仮定条件】

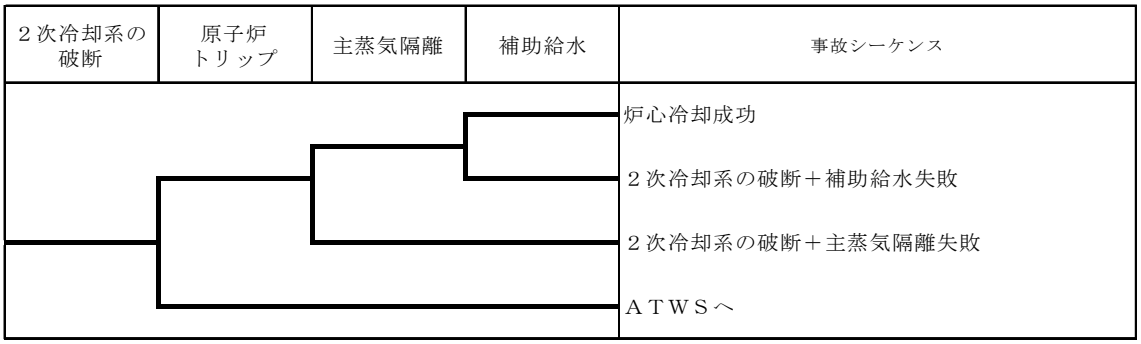
・ ＡＴＷＳは起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・ ＡＴＷＳ事象は原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップに失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

【成功基準】

・ なし



第 1.1.1.d-1 (i) 図　２次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

２次冷却系の破断としては以下の破断を含むものとし、原子炉格納容器内部での破断を仮定する。

・ 主蒸気管破断（完全両端破断）
・ 主給水管破断（完全両端破断）

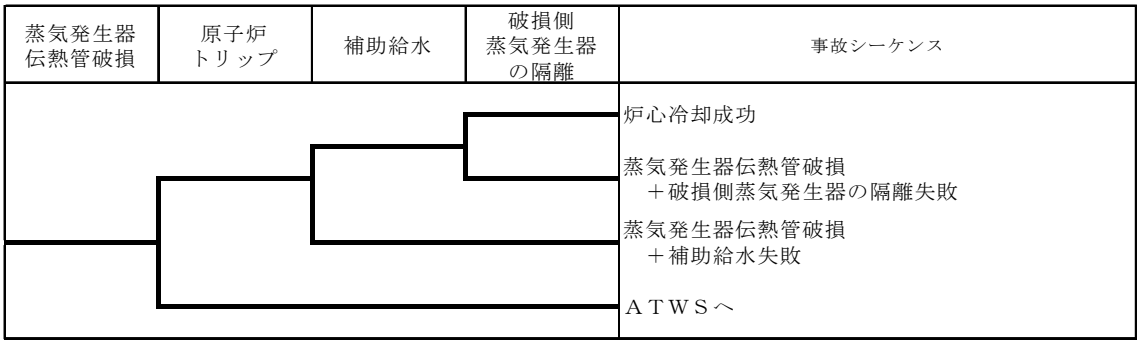
【イベントツリーの説明】

・ ２次冷却系破断においても、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保されるが、補助給水による２次冷却系の冷却を確保するために、破断した主蒸気管の隔離を行う。

【成功基準】

２次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	－	1/3
熱交換器	－	－
ループ	－	健全ＳＧ1/2
その他	※1	※2
使命時間	－	24hr

（注）－：不作動又は不要
※1：破断ループ主蒸気逆止弁閉止 or 健全ループ主蒸気隔離弁全閉止、 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン隔離
※2：破断ループへの補助給水隔離



第 1.1.1.d-1 (j) 図　蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

・ 蒸気発生器伝熱管破損は、原子炉設置許可申請書添付十と同様、伝熱管１本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

・ 蒸気発生器伝熱管破損時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
・ 破損した蒸気発生器を隔離し、1 次冷却系の圧力と破損した蒸気発生器の 2 次側圧力とが均圧することで 1 次冷却系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側 蒸気発生器の隔離
ポンプ	1/3	－
熱交換器	－	－
ループ	健全ＳＧ1/2	－
その他	－	※1
使命時間	24hr	－

（注）－：不作動又は不要
※1：破損側ＳＧ主蒸気逃がし弁閉止 or 元弁閉止、破損ＳＧ主蒸気安全弁閉止、補助給水の隔離、タービン動補助給水ポンプ蒸気供給弁閉止



第 1.1.1.d-1 (k) 図　過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

・ 原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。
・ 主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

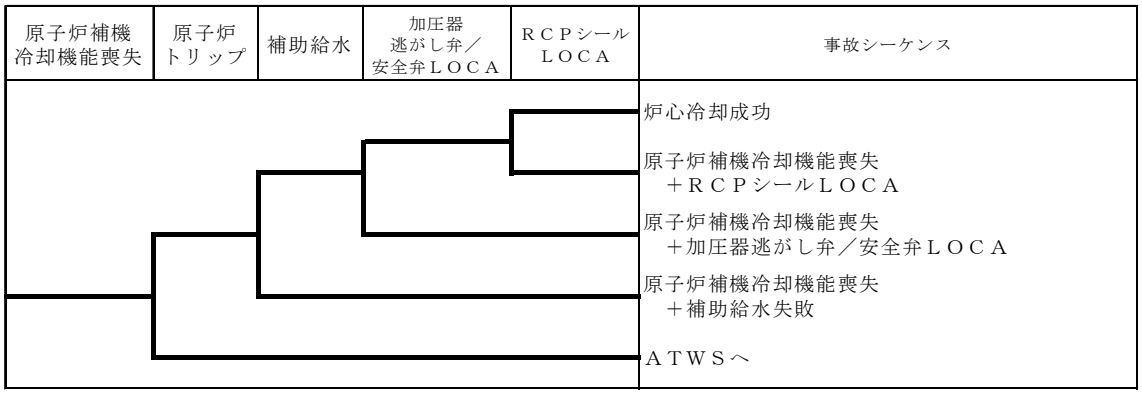
【イベントツリーの説明】

・ 過渡事象の場合、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2/3
その他	－
使命時間	24hr

（注）－：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (l) 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

- 原子炉補機冷却水ポンプ全台又は海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失
- 原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の配管、弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

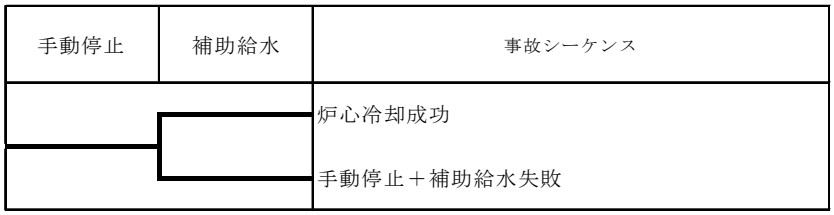
- 原子炉補機冷却機能喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ＥＣＣＳ機能が喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるＬＯＣＡとして「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」及び「ＲＣＰシールＬＯＣＡ」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	ＲＣＰシールＬＯＣＡ
ポンプ	1/3	－	－
熱交換器	－	－	－
ループ	ＳＧ2/3	－	－
その他	－	※1	0.21の確率で発生
使命時間	24hr	－	－

（注）－：不作動又は不要

※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止



第 1.1.1.d-1 (m) 図　手動停止イベントツリー

【仮定条件】

・ 手動停止は過渡事象の一部であるが、原子炉トリップを伴わず運転員の手動による原子炉停止が行われる事象を想定する。

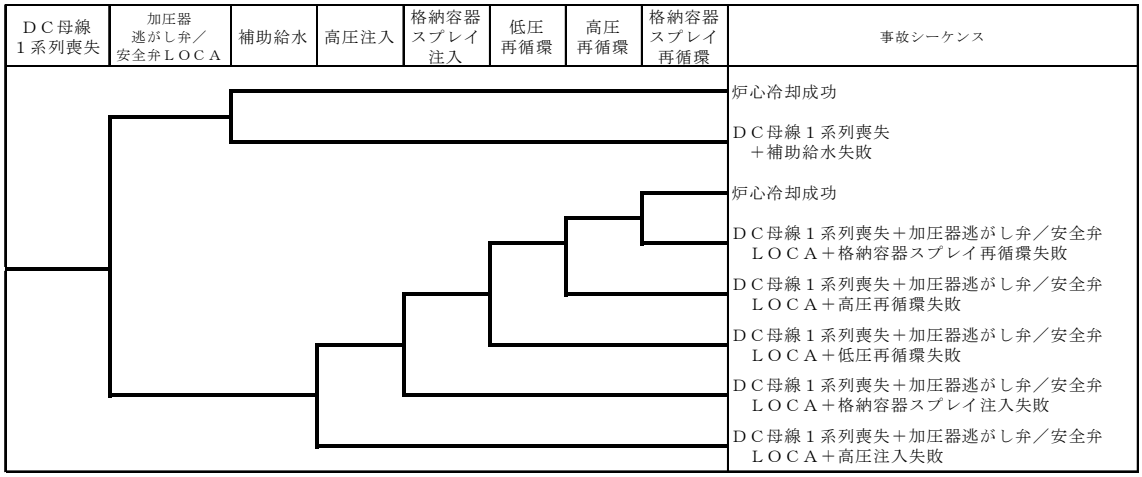
【イベントツリーの説明】

・ 手動停止の場合、起因事象として原子炉は停止できているため、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

手動停止	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	ＳＧ2/3
その他	－
使命時間	24hr

（注）－：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (n) 図　ＤＣ母線１系列喪失イベントツリー

【仮定条件】

・ DC 母線１系列喪失の場合、ＥＣＣＳの機能が片系列喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるＬＯＣＡとして、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁が作動後の再閉止に失敗することによるＬＯＣＡを考慮する。

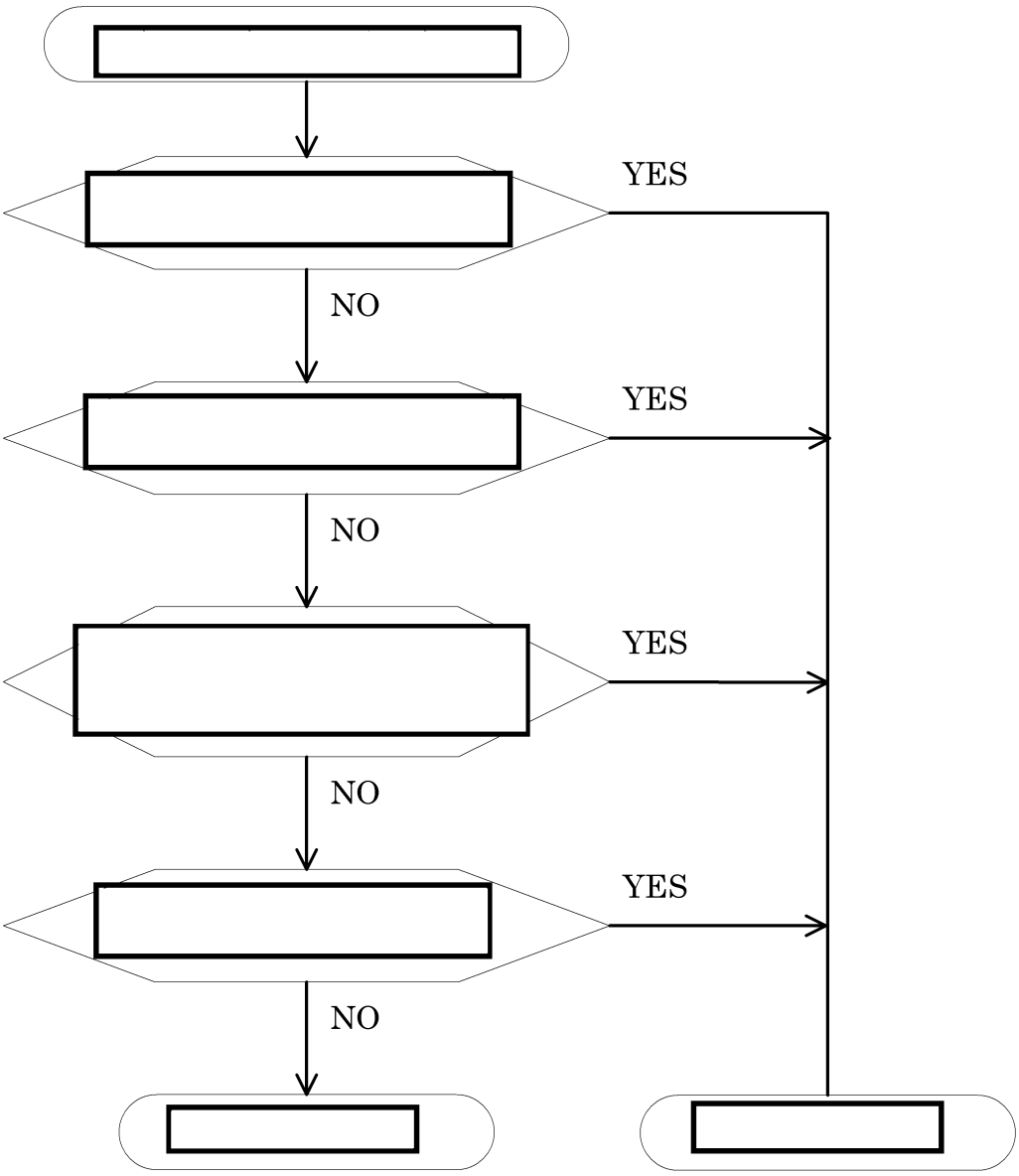
【イベントツリーの説明】

・ 「加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ」が発生した場合は、小破断ＬＯＣＡのイベントツリーと同様、ＬＯＣＡが発生しない場合は過渡事象と同様のイベントツリーとなる。

【成功基準】

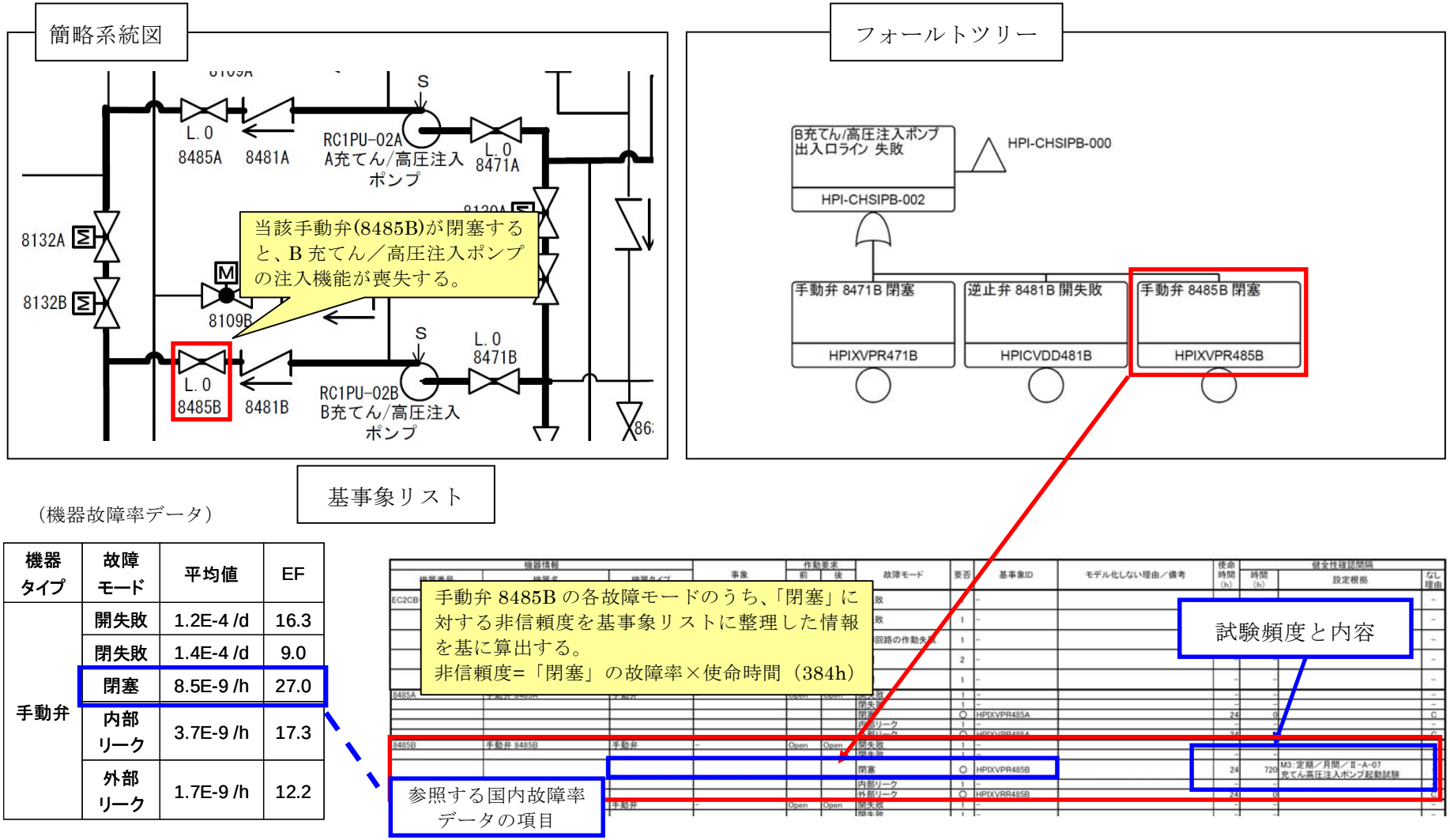
ＤＣ母線 １系列喪失	加圧器 逃がし弁 ／安全弁 ＬＯＣＡ	補助給水	高圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低圧 再循環	高圧 再循環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	－	健全1/2	健全1/1	健全2/2	健全1/1	健全1/1	健全2/2
熱交換器	－	－	－	－	1/1	－	1/1
ループ	－	SG2/3	2/3	－	－	2/3	－
その他	※1	－	※2	－	－	※2	－
使命時間	－	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

（注）－：不作動又は不要
※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止
※2：Ｃポンプはインターロックの関係で自動起動不可



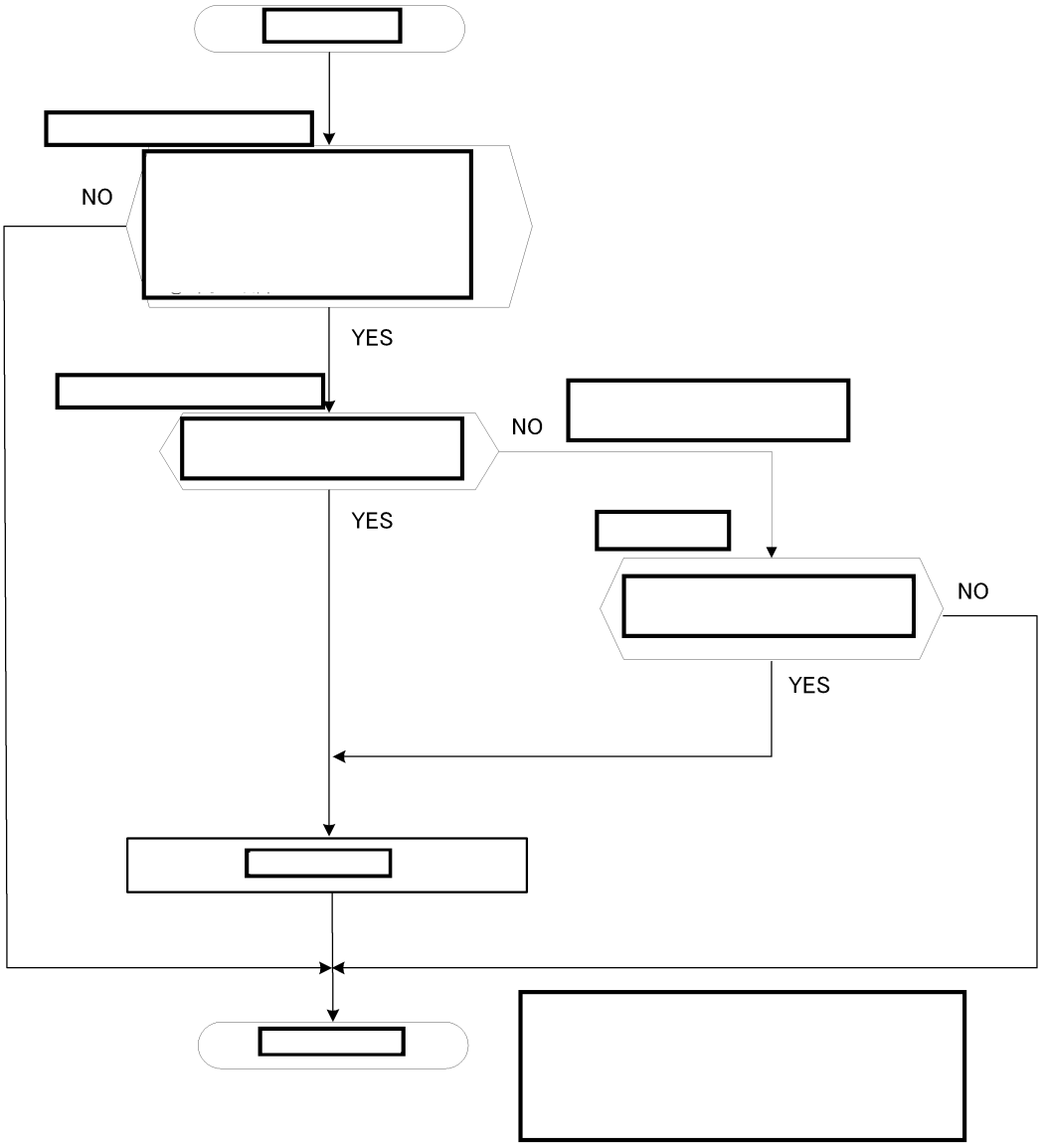
第 1.1.1.e-1 図　故障モードのスクリーニング手順

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



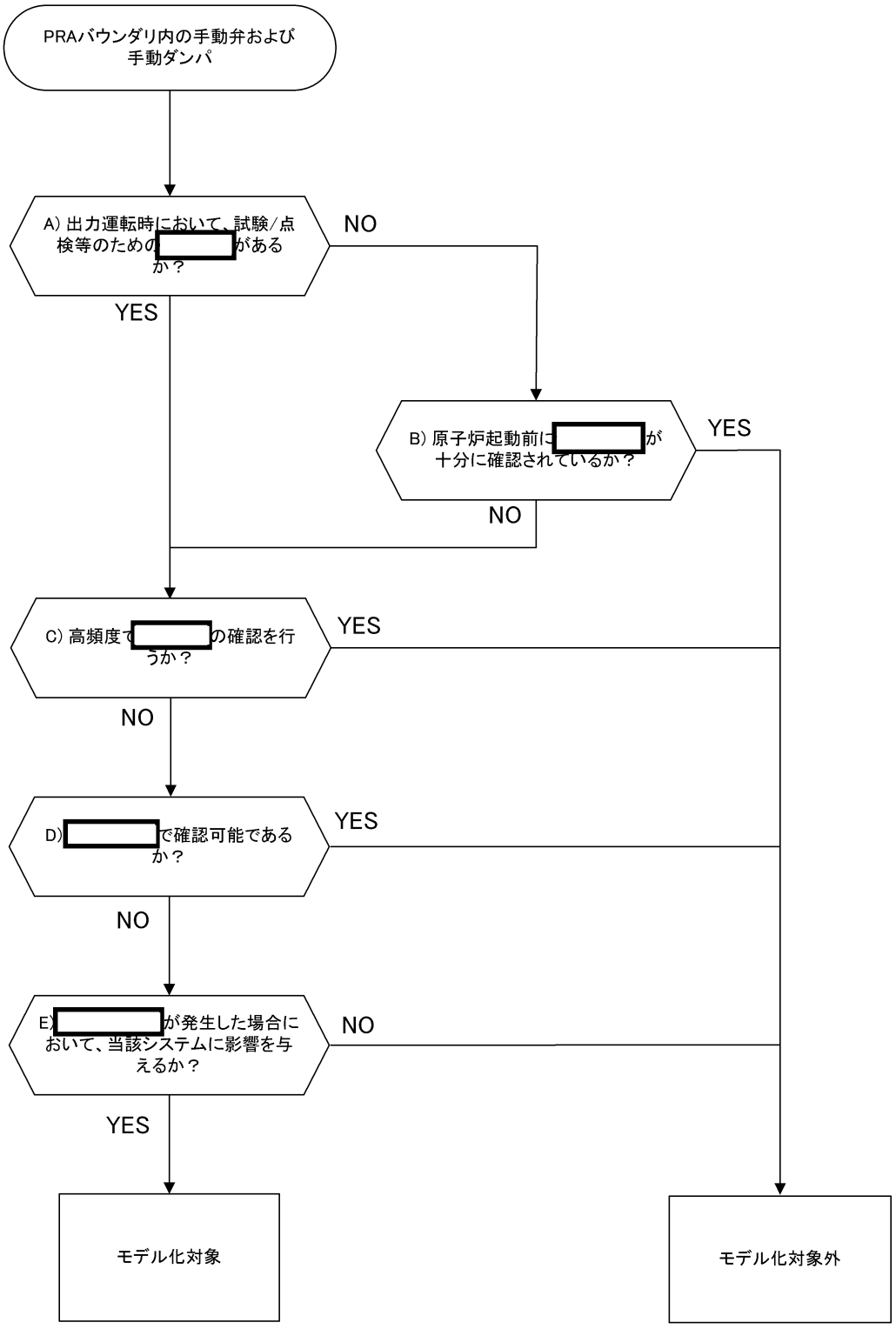
機器タイプ	故障モード	平均値	EF
手動弁	開失敗	1.2E-4 /d	16.3
	閉失敗	1.4E-4 /d	9.0
	閉塞	8.5E-9 /h	27.0
	内部リーク	3.7E-9 /h	17.3
	外部リーク	1.7E-9 /h	12.2

第 1.1.1.e-2 図　システム信頼性の評価例（B 充てん／高圧注入機能喪失）



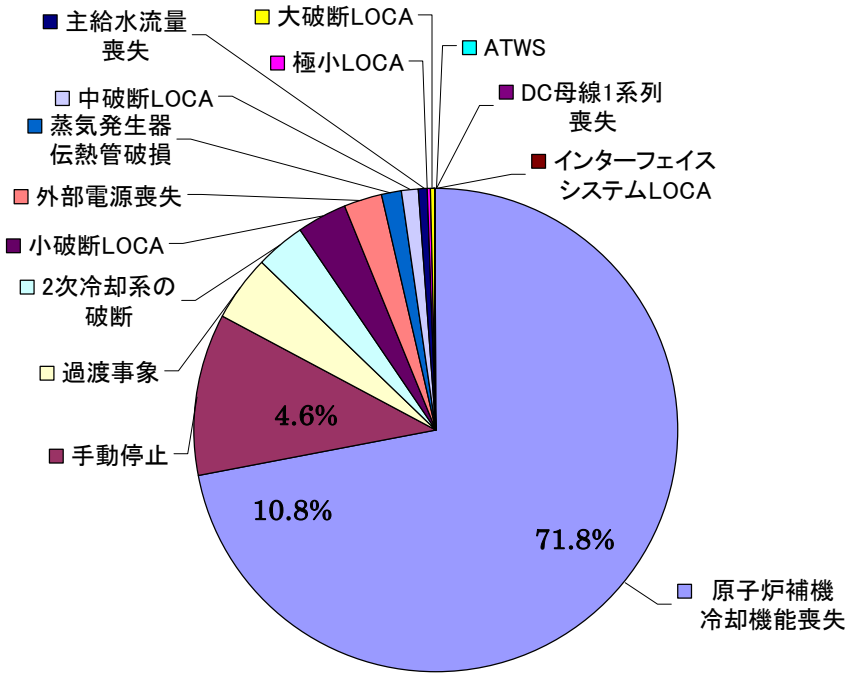
第1.1.1.f-1図　共通要因故障同定のフロー

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

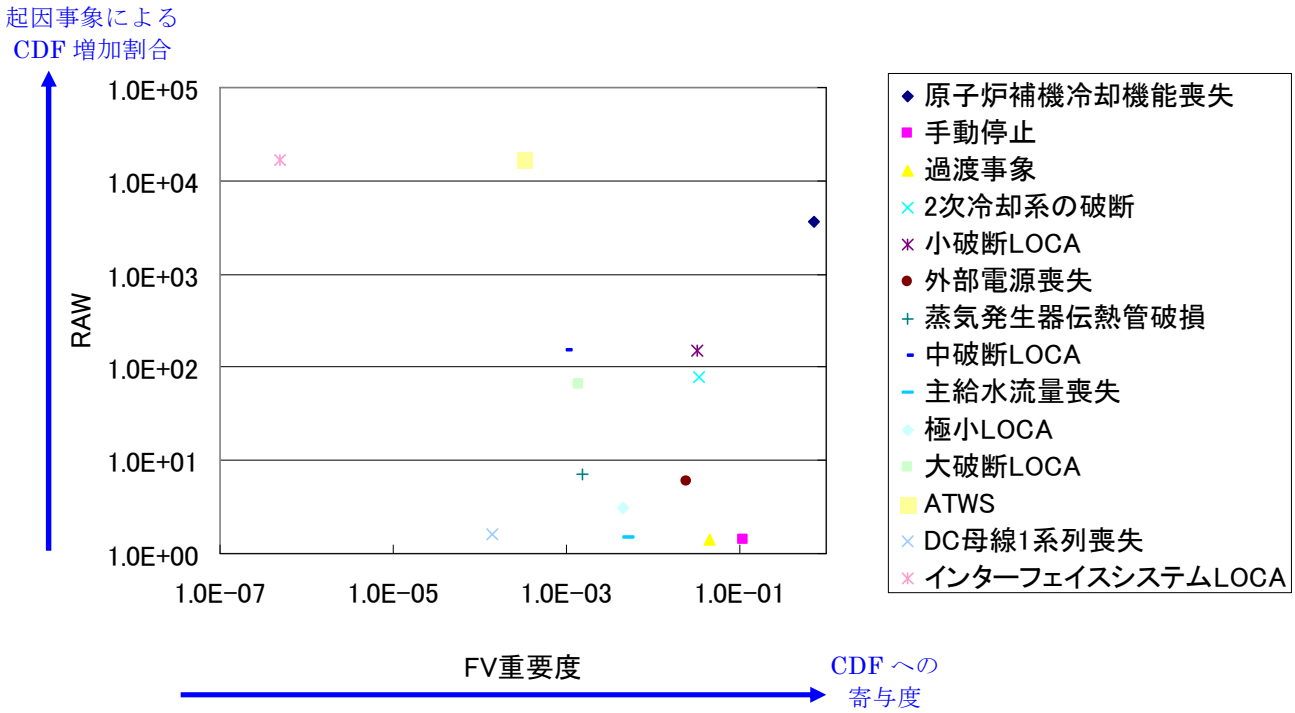


第 1.1.1.g-1 図　事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー

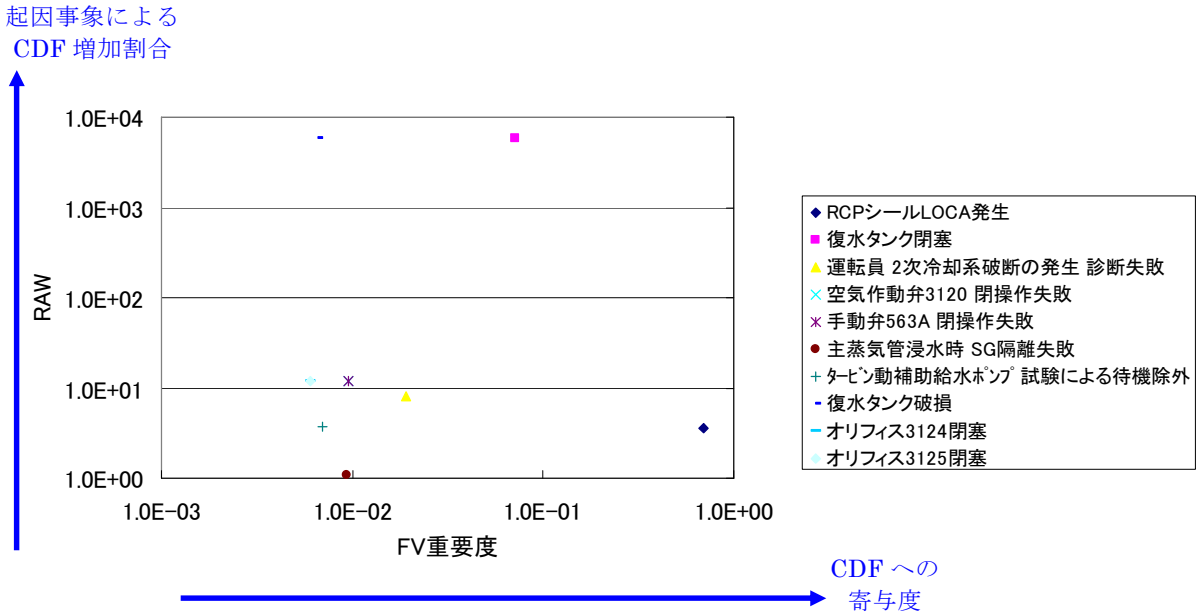
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



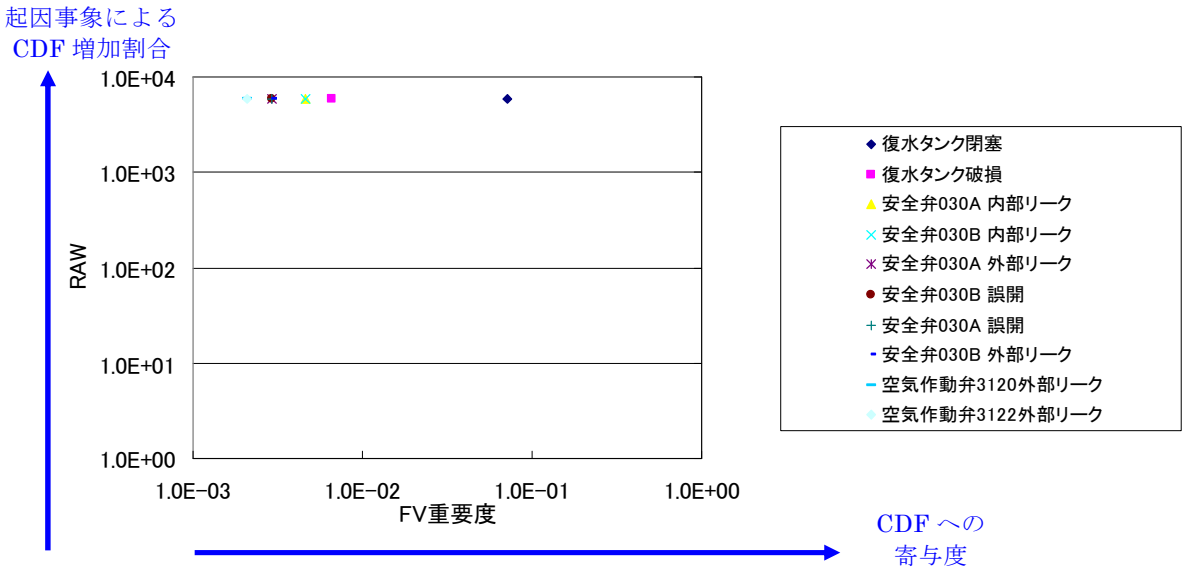
第 1.1.1.h-1 図　起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



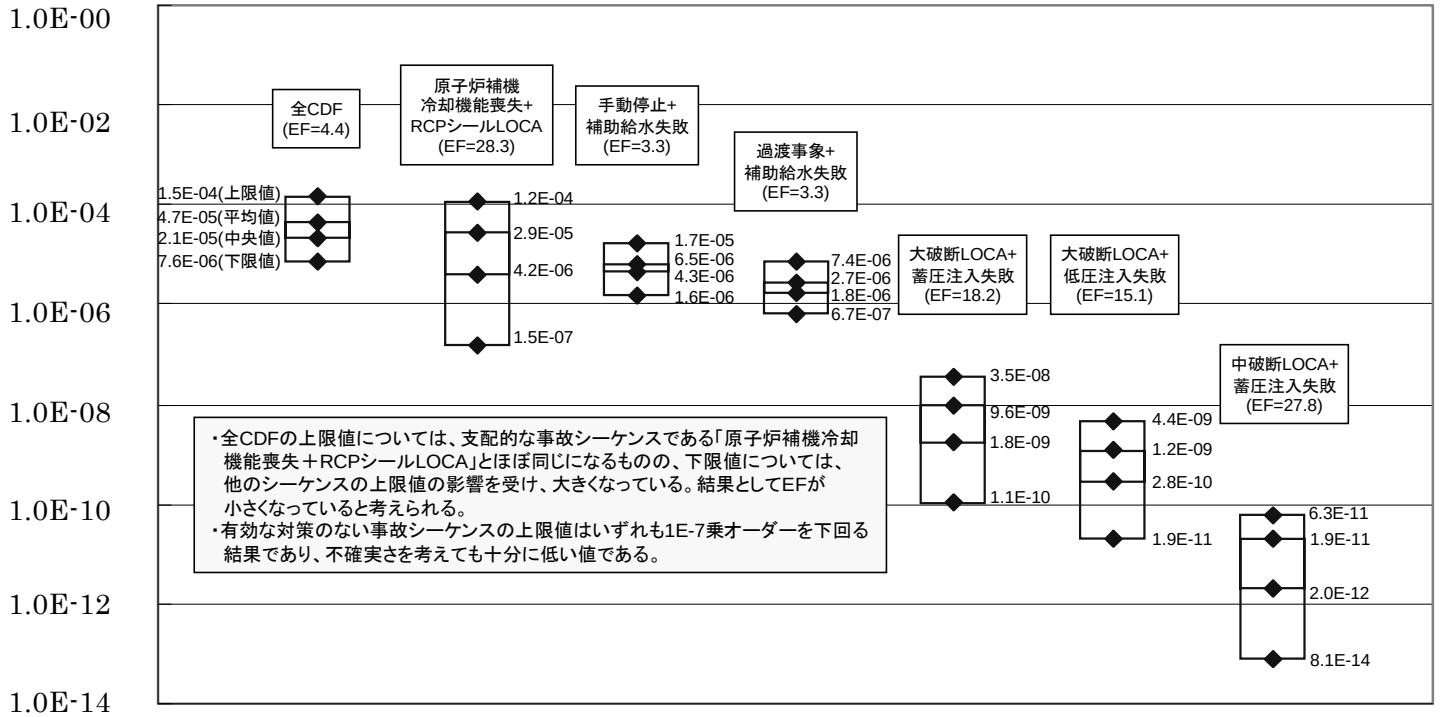
第 1.1.1.h-2 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



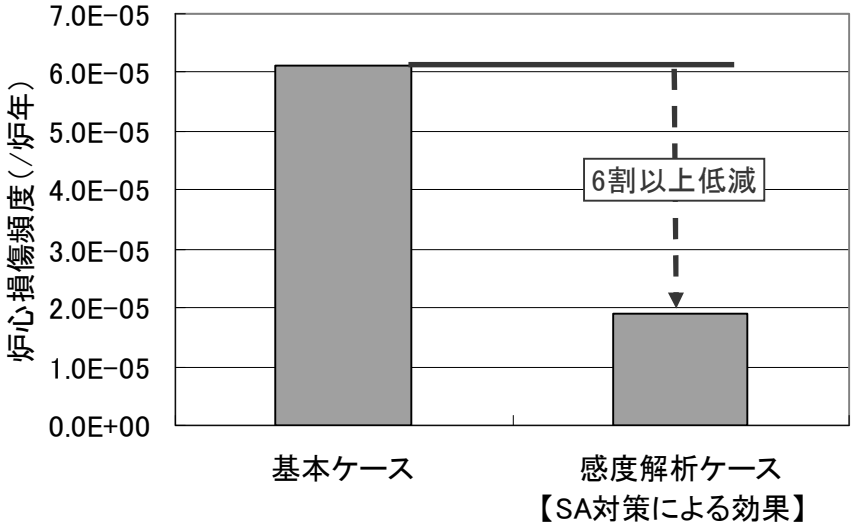
第 1.1.1.h-3 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＦＶ重要度）



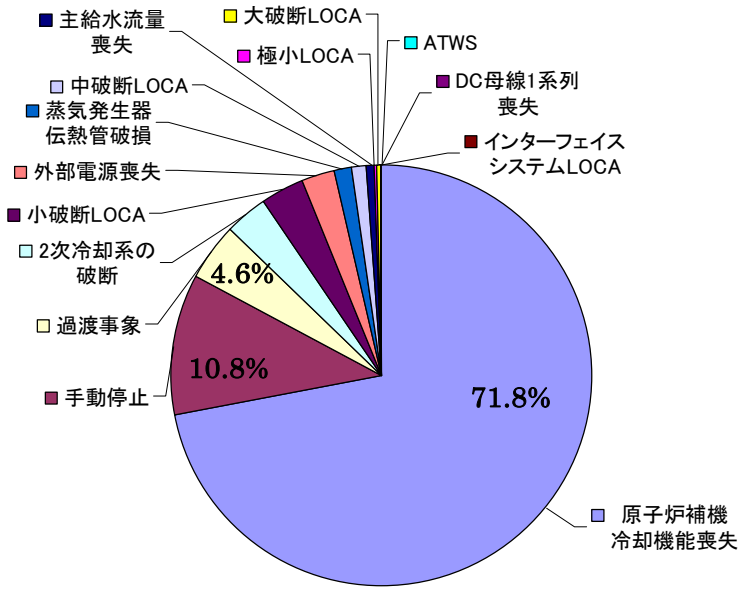
第 1.1.1.h-4 図　全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－ＲＡＷ）



第 1.1.1.h-5 図　全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果

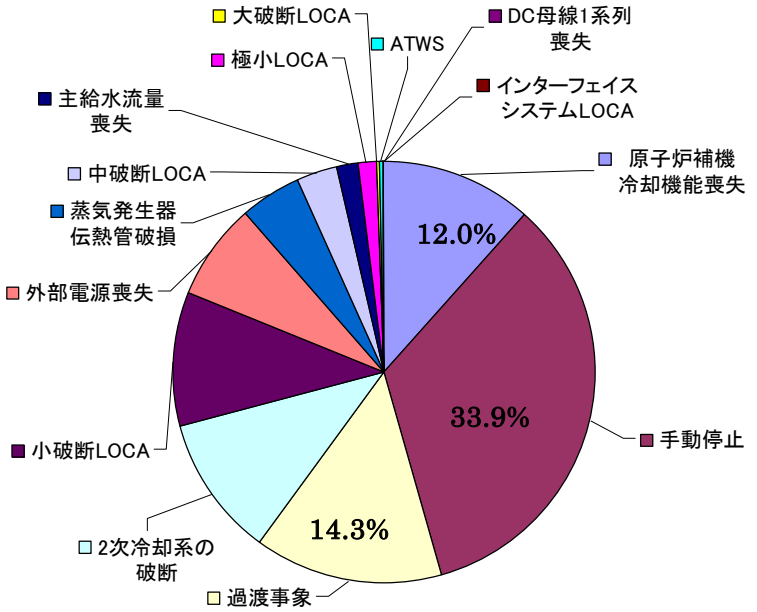


第 1.1.1.h-6 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果
（ドミナントシーケンスに対するＳＡ対策の効果）



全 CDF：6.1E-05/炉年

【基本ケース】



全 CDF：1.9E-05/炉年

【感度解析】

（ドミナントシーケンスに対するＳＡ対策の効果、
インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生頻度の変更）

第 1.1.1.h-7 図　起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

1.1.2 停止時ＰＲＡ

停止時ＰＲＡは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル１ＰＳＡ編）：2010（以下「停止時ＰＳＡ学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。

1.1.2.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

・出力　－　熱出力　2,432MWt
　　－　電気出力　826MWe
・プラント型式　－　加圧水型３ループプラント
・原子炉格納容器型式　－　上部半球形下部さら形鏡円筒型

以下に、停止時ＰＲＡにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

(1) 主要な設備の構成及び特性

本プラントの停止時ＰＲＡに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系により構成される。第1.1.1.a-2図に本プラントの工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.2.a-1表に系統設備概要を示す。

a. 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。停止時ＰＲＡにおいては、制御棒及び１次冷却系のほう酸水により負の反応度が保たれている状態を想定しており、原子炉起動前以外においては、１次冷却材の希釈操作も実施しない。

本評価では、反応度の誤投入が発生した場合の緩和手段には期待しておらず、原子炉停止に関する系統はモデル化していない。

b. 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備の系統図を第 1.1.1.a-5 図に示す。非常用炉心冷却設備のうち、本評価で対象とする系統は、運転モード 4、5 及び 6 の原子炉施設保安規定において運転上の制限として規定されている余熱除去系のみとしている。その他の系統については、非常用炉心冷却設備作動信号がブロックされているため、手動起動や減圧操作を必要とすることから、保守的に期待しないものとした。非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた動作試験によってその健全性が確認できるようにしている。

(a) 余熱除去系

余熱除去系は、独立 2 系統の余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、各系統に 1 基ずつ設置する。余熱除去系は、原子炉補助建屋内に設置されている 2 台の余熱除去ポンプにより、原子炉冷却材喪失事故時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を余熱除去クーラを経て 1 次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内に注水し、炉心の冷却を確保する。

c. 電源、原子炉補機冷却水系等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（以下「フロントライン系」という。）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

(a) 電源系（非常用所内交流電源、所内直流電源、計装用電源）

(b) 計装設備

(c) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）

(d) 換気空調設備

(e) 制御用空気設備

第 1.1.1.a-7 図に本プラントの開閉所単線結線図、第 1.1.1.a-8 図～第 1.1.1.a-9 図に所内単線結線図、第 1.1.1.a-11 図に余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図並びに第 1.1.1.a-12 図に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

② 停止時のプラント状態の推移

停止時ＰＲＡの対象期間である定期検査中は、プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う１次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。

プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時ＰＲＡにおいては、このようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。

定期検査中のプラント状態は、上述の観点から、以下のとおり分類できる。これらのプラント状態を、状態ごとのプラントの主要パラメータと共に第 1.1.2.a-1 図に示す。

(1) 部分出力運転状態

(2) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで）

(3) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで

(4) 余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）

(5) 余熱除去系による冷却状態②（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

(6) 原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）

(7) 燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）

(8) 原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）

(9) 余熱除去系による冷却状態③（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）
(10) 余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）
(11) １次冷却系の漏えい試験（余熱除去系は一時的に隔離される。）
(12) 余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）
(13) 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで
(14) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）
(15) 部分出力運転状態

原子炉の安全性の観点から見ると、非常用炉心冷却設備作動信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は、安全系の待機状態は出力運転時と同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以前とブロック解除以降は出力運転時の評価に包含されることから、既往の停止時ＰＲＡ及び停止時ＰＳＡ学会標準においても非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以降から、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除までが評価対象とされている。

以上より、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に定められる運転停止中の期間は、「主発電機の解列から原子炉起動の過程における主発電機の並列」までとされているが、停止時ＰＲＡで対象とするプラント状態は、プラント状態(3)からプラント状態(13)までとしている。

本評価の目的を鑑みると、評価対象とする定検工程としては、過去の運転実績を代表するものとすることが必要であるため、以下の手順にしたがって実定検工程を確認し、評価対象工程を選定した。

・至近数サイクル分の当該プラントの定検工程について、各プラント状態の時間を比較する。
・トラブルや大型改造工事等により長期定検となった定検工程を除き、至近の一般的な定検工程を選定する。

美浜3号炉の至近の定検における、工程継続時間の比較結果を第1.1.2.a-2表に示す。この結果、長期定検でなく、崩壊熱除去の観点でリスクが大きい前半ミッドループ運転期間の継続時間がより長い、美浜3号炉第22回定検（平成19年4月～平成19年7月）を選定した。

③ プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

・ 運転中の設備や待機状態、待機除外状態にある設備が工程と共に変化する。
・ 原子炉内の保有水量が工程と共に変化する。
・ 炉心の崩壊熱が時間の経過と共に減少する。

このため、プラント状態について、1次冷却系の保有水量、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態の分類結果

(1)の考え方にしたがい、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態(Plant Operational State)（以下「ＰＯＳ」という。）に分類した。各ＰＯＳについて、以下に概説する。

【ＰＯＳ３：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降も、タービンバイパ

ス系（又は主蒸気逃がし弁）を使用して原子炉の冷却を継続する。１次冷却系が2.7MPa[gage]、177℃以下となれば余熱除去系を使用した冷却に切り替える。２次冷却系で冷却している期間をＰＯＳ３とし、余熱除去系の運転開始からの期間と区別する。なお、当該ＰＯＳについては、１次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、評価の対象外とした。

【ＰＯＳ４：余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）】

１次冷却系が2.7MPa[gage]、177℃以下となれば余熱除去系を起動し１次冷却系の冷却を行う。余熱除去系の運転状態として、１次冷却系の保有水量の観点から、満水状態をＰＯＳ４とし、ミッドループ運転状態の期間と区別する。

【ＰＯＳ５：余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）】

１次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管の探傷試験実施のための蒸気発生器ノズル蓋の取付け、原子炉容器上部ふた取外し準備等のために、1次冷却系の水位を原子炉ノズルセンター付近まで低下させたＰＯＳである。1次冷却系の保有水量が減少している状態にあることから、余熱除去ポンプのキャビテーションを生じる可能性がある。また、原子炉停止後の経過期間が短く崩壊熱が大きいことから余熱除去系による冷却が停止した場合の燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて小さいため、停止時ＰＲＡにおいて、特に重要となるプラント状態である。ミッドループ運転の概要図を第1.1.2.a-2図に示す。

【ＰＯＳ６：原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）】

燃料交換のために、原子炉キャビティを満水にした状態である。

原子炉キャビティが満水状態では余熱除去系による冷却が停止した場合でも、１次冷却系が飽和状態となり、さらに蒸発によって燃料が露出状態となるまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ７：燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）】

燃料交換及び燃料検査のために燃料が原子炉容器から使用済燃料ピットへ移送されている状態である。この間は炉内に燃料が存在しないことから本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ８：原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）】

新燃料及び検査の終了した燃料を炉心に装荷するために原子炉キャビティを満水にしている状態である。ＰＯＳ６と同様に余熱除去系による冷却が停止した場合でも燃料損傷に至るまでには多大な時間余裕が存在し、機器の復旧に期待できることから、本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ９：余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）】

原子炉容器上部ふた取付け、蒸気発生器ノズル蓋の取外し等のために１次冷却系の水位を原子炉ノズルセンター付近まで低下させたＰＯＳである。

前述したように水位の低下により余熱除去ポンプがキャビテーションを生じる可能性があり、また１次冷却系の保有水量が少なく、ＰＯＳ５と比較して、崩壊熱は小さくなるものの、燃料損傷までの時間余裕が他の状態に比べて少ないことが特徴である。

【ＰＯＳ１０：余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）】

１次冷却系の漏えい試験を実施するに先立って、１次冷却系を

満水状態とする。

【ＰＯＳ１１：１次冷却系の漏えい試験（余熱除去系は一時的に隔離される。）】

プラント起動に先立って、１次冷却系の漏えい試験を実施する。１次冷却系の圧力は定格圧力まで加圧されることから、余熱除去系は一時的に隔離される。漏えい試験実施後は再び１次冷却系の減圧を行い、余熱除去系による冷却状態に復帰させる。なお、当該ＰＯＳについては、１次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ１２：余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）】

余熱除去系による冷却状態に復帰した後、原子炉の起動に先立って原子炉は昇温、昇圧される。177℃以下では余熱除去系を運転しながら昇温を実施する。

【ＰＯＳ１３：余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで】

１次冷却材温度が177℃に達すると余熱除去系を隔離し、主蒸気逃がし弁を使用しながら、高温停止状態まで原子炉の昇温、昇圧を実施し、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除に至る。なお、当該ＰＯＳについては、１次冷却系が高圧であり、本評価の目的である、重要事故シーケンス選定の観点では、出力運転時の評価に包絡されるため、本評価の対象外とした。

【ＰＯＳ１４：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除後の昇温、昇圧状態

から高温停止状態を1つのＰＯＳとして分類する。ＬＯＣＡが生じた場合には非常用炉心冷却設備は自動起動し、燃料の健全性を確保する。上述したとおり、非常用炉心冷却設備作動信号のブロック解除以降は出力運転時の評価に包含されるため、基本的に評価対象外としたが、反応度の誤投入については、本ＰＯＳにおいてのみ発生の可能性があるため、反応度の誤投入のみ特別に本ＰＯＳを評価対象とした。

また、緩和設備の使用可能性については、原子炉施設保安規定の要求事項を基に保守的に設定した。

分類したＰＯＳごとの継続時間を第1.1.2.a-3表に、緩和設備の使用可能性を第1.1.2.a-4表に示す。

1.1.2.b. 起因事象

起因事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、燃料損傷や格納容器破損へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定方法

本プラントに適用する起因事象を以下の手法から検討し、選定を行った。

a. 原子力施設運転管理年報等による、当該プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー

国内ＰＷＲプラントにおけるトラブル事例について、原子力施設運転管理年報及び原子力安全基盤機構（ＪＮＥＳ）で公開されているトラブル情報を基に調査した。

b. マスターロジックダイヤグラムに基づく分析

マスターロジックダイヤグラムを用いて起因事象の分析を行った。分析結果について第 1.1.2.b-1 図に示す。

燃料の過大な損傷要因としては、燃料棒や器物の落下に伴う「機械的損傷」と「燃料の過熱損傷」が考えられる。このうち「機

械的損傷」は、重量物の落下等損傷範囲が想定事象で一意的に同定されるものであり、停止時ＰＲＡとして取り扱う要素は少ない。

一方、「燃料の過熱損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不能」が考えられる。

「燃料の過出力」をもたらす事象として、「反応度の誤投入事象」が考えられる。一方、「燃料の冷却不能」をもたらす事象としては、「１次冷却材流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

前者の「１次冷却材流出」をもたらす事象として、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」事象が考えられる。

ここで、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」事象としては、配管破断（いわゆるＬＯＣＡ）と、運転員による弁の誤操作等による１次冷却材の系外への流出が考えられる。このうち配管破断については、プラント停止中に１次冷却材圧力が低圧状態(2.7MPa[gage])又は大気圧状態に置かれている場合では発生の可能性が極めて低いと考えられるため、本評価では、１次冷却材圧力が低圧状態又は大気圧状態における弁の誤操作等による「１次冷却材流出」を対象とする。

後者の「崩壊熱除去失敗」をもたらす事象としては、「余熱除去機能喪失」事象、「外部電源喪失」事象及び「原子炉補機冷却機能喪失」事象が考えられるため、これらも燃料損傷に至る起因事象として考慮する。

c. 国内外での既往のＰＲＡによる知見の活用

既往のＰＲＡ研究で選定された起因事象について調査を実施した。調査結果について第 1.1.2.b-1 表に示す。

以上により同定した起因事象は以下のとおりである。

・余熱除去機能喪失
・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・水位維持失敗
・オーバードレン
・外部電源喪失
・原子炉補機冷却機能喪失
・反応度の誤投入
・インターフェイスシステムＬＯＣＡ
・低温過加圧事象
・主給水流量喪失
・過渡事象
・２次冷却系の破断
・蒸気発生器伝熱管破損

(2) 同定した起因事象の除外

同定した起因事象のうち、以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。

a. インターフェイスシステムＬＯＣＡ

停止時ＰＲＡの評価対象期間においては、長時間にわたり原子炉容器が開放されている。また、原子炉容器が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて１次冷却材圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステムＬＯＣＡの発生する確率は非常に小さい。また、本評価においては、1次冷却系が高圧の状態は出力運転時の評価に包絡されるとの判断で評価対象外としているため、起因事象から除外した。

b. 低温過加圧事象

低温過加圧事象は、停止時に１次冷却系が低温にあり、かつ閉止状態において、加圧事象が生じた場合に発生する。加圧事象の原因となり得る設備については、運転モードごとに使用できる状

態の系統、トレンを制限して、発生の可能性を低減している。また、加圧事象に至る原因としては高圧注入系の誤起動等が考えられるが、低温時には加圧器逃がし弁動作圧力は低圧設定となる低温過加圧防止装置が設置されており、低温過加圧事象が生じるには、加圧事象発生と過加圧防止設備不動作の重畳が必要となること、また、加圧器安全弁の取外しや加圧器逃がし弁の動作台数の確保等の過加圧防止対策を実施することから、その発生確率は非常に低いと考えられるため、起因事象から除外した。

c. 過渡事象、２次冷却系の破断、蒸気発生器伝熱管破損、主給水流量喪失

本評価においては１次冷却系が低圧の状態で余熱除去系による冷却を行っている期間を評価対象としており、仮にこれらの事象が発生した場合でも、余熱除去系による冷却機能を喪失することは無いと考えられることから、これらの事象は評価対象とする起因事象から除外した。また、起因事象の選定に当たって参考とした、プラント停止状態におけるＰＲＡの既往研究においては、これらの起因事象も対象とされている例[1,2]があったが、炉心損傷頻度に対する寄与が非常に小さい結果が得られている。

[1] IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900MWe Pressurized Water Reactor", Main Report, April 1990.
[2] EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre (1300MWe)", Overall Report, May 31, 1990.

(3) 起因事象のグループ化

同定した起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起因事象であるため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることの

できる起因事象をグループ化することとしている。ただし、本評価においては、「水位維持失敗」及び「オーバードレン」を「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失」内にグループ化することが可能であるが、詳細な評価を実施するために個別に算出した。

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象は以下の7事象とした。

・余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。運転中の余熱除去系１系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することで余熱除去機能が喪失する事象を想定する。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断か運転員の弁の誤操作等により１次冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による１次冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による１次冷却材の流出を対象とする。

・水位維持失敗

ミッドループ運転中に何らかの原因により炉心水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

・オーバードレン

１次冷却材水抜き操作時に、炉心水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源（ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプ等の故障により、原子

炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・反応度の誤投入

希釈操作時に、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、次のa.～c.の手法を用いて算出した。

a. 出力運転時及び停止時の運転実績より算出

次に示す起因事象は、出力運転状態に関係なく発生する事象であるため、出力運転時及び停止時の運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日等）を用いて算出した発生頻度を適用した。

・外部電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

具体的な発生頻度の評価方法については、出力運転時ＰＲＡと同様である。

b. 停止時の運転実績より算出

a.以外の停止時特有の起因事象のうち次の起因事象については、停止時のプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日等）を用いて算出した。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

・余熱除去機能喪失

これらのうち、余熱除去機能喪失は余熱除去系の故障として平成 23 年 3 月 31 日までに国内で 1 件の発生実績があるが、原子炉冷却圧力材バウンダリ機能喪失は発生実績が無く、発生件数を 0.5 件として評価した。

○原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の発生頻度

=0.5 / 612,397 = 8.2×10^{-7} (/h)

612,397：余熱除去系運転時間(h)

○余熱除去機能喪失の発生頻度※

= 1 / 612,397 = 1.6×10^{-6} (/h)

612,397：余熱除去系運転時間(h)

※本起因事象としては、運転中の余熱除去系の故障頻度(1.6×10^{-6} (/h))に、システム解析にて算出した待機中の余熱除去系による冷却失敗確率を乗じた頻度が発生頻度となる。

待機中の余熱除去ポンプ起動失敗確率は、時間的な余裕を考慮して、ＰＯＳごとに次の値となる。

ＰＯＳ４、５	2.7×10^{-1}(/demand)
ＰＯＳ９	6.3×10^{-3}(/demand)
ＰＯＳ１０、１２	4.5×10^{-3}(/demand)

したがって、ＰＯＳごとの本起因事象発生頻度は、

ＰＯＳ４、５	4.3×10^{-7} (/h)	(180h)
ＰＯＳ９	1.0×10^{-8} (/h)	(141h)
ＰＯＳ１０、１２	7.2×10^{-9} (/h)	(141h)

となる。ここで、( )内の時間は当該ＰＯＳの継続時間であり、重み付けして平均すると、

1.7×10^{-7} (/h)

となる。

c. システム解析により算出

発生がミッドループ運転時又は原子炉起動操作時に限定される次の３つの起因事象については、発生実績が０件である上に運転実績がb.の起因事象に比べても極めて少なくなり、発生件数を0.5件と仮定すると過度に保守的な評価となる。したがって、システム信頼性解析による評価を実施した。

・水位維持失敗
・オーバードレン
・反応度の誤投入

○水位維持失敗の発生頻度

ミッドループ運転中の水位低下事象の発生を起点として、水位計の監視に基づく通常のドレン停止（水位回復）操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止（水位回復）操作に対して、人的過誤確率及び機器故障率を見込むことで評価を行った。

具体的には、ミッドループ運転中の抽出流量の調整に係る機器故障率、調整失敗及び水位計読取り失敗の人的過誤確率を考慮した結果、2.4×10^{-3}の確率で水位低警報が発信するとし、また、警報発信後の操作失敗の人的過誤確率、機器故障率を考慮した結果、水位維持失敗発生頻度は

4.1×10^{-6} （／ミッドループ）

となった。

○オーバードレンの発生頻度

停止時の１次冷却材水抜き操作はＰＯＳ５及びＰＯＳ９において必ず（確率1で）実施されることを起点として、通常のミッドループ水位での停止操作及び（バックアップとして）警報発信に基づくドレン停止操作に対して、人的過誤確率及び機器故障率を見込むことで評価を行った。本評価の考え方については、水位維持失敗と同じであり、評価の結果、オーバードレン発生頻度は

4.1×10^{-6} (/demand)

となった。

○反応度の誤投入の発生頻度

反応度の誤投入としては、「臨界到達までの時間余裕が厳しい条件として原子炉起動前の停止状態において、1次冷却系への純水注入により、1次冷却材が希釈される」事象の発生が想定される1次冷却系への純水注水として、「希釈ラインの故障」及び「希釈中の操作誤り」が考えられる。「希釈ラインの故障」については、希釈ライン上の複数の弁において内部リークが発生し、1次冷却系に純水が大量流入することにより事象が発生するが、その頻度は1.0×10^{-10}（／炉年）を大きく下回り十分小さい。一方、「希釈中の操作誤り」については希釈量設定及び係数率監視のための運転員操作を考慮し、ＴＨＥＲＰ解析によりヒューマンエラーを評価した結果、反応度の誤投入の発生頻度は、

5.3×10^{-8} (/demand)

と評価した。

制御棒による反応度の誤投入については、ＰＷＲの制御棒は自重で炉心に挿入される設計であり、定期検査時においては制御棒は燃料に挿入された状態となるとともに、起動時を除く期間については、ほう酸水により未臨界度が確保された状態となる。また、起動時の制御棒操作に際しては事前に手順の十分な確認のうえ操作を実施するとともに、核計装系による監視、制御棒引き抜き阻止のインターロック及び関連する警報が独立に設けられていることを踏まえ、事象が発生する確率は非常に小さいと考え本評価においては評価対象外と判断した。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.2.b-2表に示す。また、ＰＯＳごとの起因事象発生頻度について、第1.1.2.b-3表に示す。

なお、美浜3号炉においては、本評価で挙げた起因事象はいずれも発生しておらず、起因事象発生頻度の観点でプラント固有の特徴は見受けられない。

1.1.2.c. 成功基準

既往のＰＲＡや熱水力解析結果を反映し、燃料損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

【燃料損傷判定条件】

○一般的な燃料損傷判定条件

有効燃料長頂部が露出した状態とする。

○反応度の誤投入時の燃料損傷判定条件

臨界に達した状態とする。

（本評価では反応度の誤投入に対する緩和策に期待しないため、保守的に上記のように設定する。）

【起因事象ごとの成功基準】

○安全機能として期待できるか否かの判断基準を以下に示す。

1）除熱機能：熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回るか

2）注水機能：蒸発量を補うだけの注水が可能か（除熱機能）又は流出力を補うだけの注水が可能か（冷却材流出時）

○余熱除去系及び非常用所内交流電源の成功基準は、単一故障が発生しても、系統全体の機能は喪失しないという条件で設定。

起因事象「外部電源喪失」の成功基準は、以下のとおりである。

イベントヘディング	機能	成功基準
非常用所内交流電源	ディーゼル発電機	1/2台
余熱除去系による冷却	ポンプ	1/2ポンプ
	熱交換器	1/2熱交換器
	ループ	1/3ループ

なお、「外部電源喪失」以外は有効な緩和系が存在しないため、成功基準も存在しない。

【対処設備動作までの余裕時間及び使命時間】

○余裕時間

事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間を、以下のとおり設定した。

対象操作	待機側ポンプ起動による余熱除去回復				
ＰＯＳ	ＰＯＳ４	ＰＯＳ５	ＰＯＳ９	ＰＯＳ１０	ＰＯＳ１２
余裕時間（分）	10	10	30	60	60

その設定根拠について以下に示す。

(1) 余熱除去機能喪失（１系統運転時）又は外部電源喪失の発生時

対象操作：待機側ポンプ起動による余熱除去系回復

余裕時間：以下のとおり

a. 前半ミッドループ運転時（ＰＯＳ５）

第 1.1.2.c-1 図に示す崩壊熱曲線に基づき、以下のとおり１次冷却系保有水沸騰時間を算出した。崩壊熱曲線は、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年 7 月 20 日原子力安全委員会決定、平成 4 年 6 月 11 日一部改訂)」において使用が認められている日本原子力学会推奨値（不確定性（3σ）込み）を用いた。アクチニド崩壊熱に関しては十分実績のある ORIGEN2 コード評価値（不確定性（20%）込み）を用い、保守的に崩壊熱を設定した。

・燃料取替えを考慮した崩壊熱

11：崩壊熱曲線から予測される崩壊熱(MW)

・１次冷却系保有水昇温率

１次冷却系保有水昇温率

＝評価上の崩壊熱÷（保有水量×水の比熱）

$= 11 \times 60 \div (7.3 \times 10^{4} \times 4.2 \times 10^{-3})$

= 2.2(℃/min)

7.3×10^{4}：保有水量（ミッドループ運転時）(kg)

・１次冷却系保有水沸騰時間

１次冷却系保有水沸騰時間

= 沸点との温度差÷予測される昇温率

= 35÷2.2

= 16(min)

（水抜き開始時に 60℃以下に維持するが、保守的に初期の水温を 65℃と設定）

すなわち、沸騰までの時間は、16 分と評価したが、診断失敗確率に使用する時間は、10 分と設定した。

b. 後半ミッドループ運転時（ＰＯＳ９）

第 1.1.2.c-1 図に示す崩壊熱曲線に基づき、以下のとおり１次冷却系保有水沸騰時間を算出した。

・燃料取替えを考慮した崩壊熱

5.0：崩壊熱曲線から予測される崩壊熱(MW)

・１次冷却系保有水昇温率

１次冷却系保有水昇温率

= 評価上の崩壊熱÷（保有水量×水の比熱）

$= 5.0\times60\div(7.3\times10^{4}\times4.2\times10^{-3})$

= 0.98(℃/min)

・１次冷却系保有水沸騰時間

１次冷却系保有水沸騰時間

= 沸点との温度差÷予測される昇温率

= 35÷0.98

= 36(min)

すなわち、沸騰までの時間は、36 分と評価したが、診断失敗確率に使用する時間は、30 分と設定した。

c. 炉停止後余熱除去系隔離解除から水抜き開始まで（ＰＯＳ４）

ＰＯＳ４においては、崩壊熱は高いレベルにあるが１次冷却系保有水が多く、また、余熱除去系隔離解除後の１次冷却材温度及び圧力が比較的高い時点では冷却材ポンプを運転し蒸気発生器での除熱も行っている。当該状態については、１次冷却系が満水状態であり、蒸気発生器による除熱も期待されるため、ＰＯＳ５より十分時間余裕があると考えられるため、保守側の判断として診断失敗確率に使用する時間は 10 分とした。

d. 後半ミッドループ運転後の１次冷却系満水から余熱除去系隔離まで
（ＰＯＳ１０、ＰＯＳ１２）

ＰＯＳ１０及びＰＯＳ１２においては、崩壊熱レベルが低く、また、１次冷却系満水で保有水量も多いため少なくとも 60 分以上の許容時間が見込める。保守側の判断として診断失敗確率に使用する時間は 60 分とした。

○使命時間

本評価では、事故後24時間までの安定冷却が可能であれば、それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしても、ある程度崩壊熱は除去されており、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると工学的に判断し、24時間を使命時間として設定した。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

成功基準のために熱水力解析を実施していない。

1.1.2.d. 事故シーケンス

事故シーケンスとは、燃料損傷等に至るまでの、起因事象の発生

及び各種安全機能喪失の組合せのことである。

① イベントツリー

各起因事象に対して、燃料損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、燃料損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を燃料損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーを第1.1.2.d-1 (a)図～第1.1.2.d-1 (g)図に示す。

1.1.2.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功、失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功、失敗確率を決めるために、フォールトツリー法によるシステム信頼性解析を実施した。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.2.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.2.e-2表に示す。

【サポート系】

1. 外部電源系
2. 交流電源系
3. 直流電源系

4. 計器用電源系

5. 信号系

6. 制御用空気系

7. 換気空調系

8. 原子炉補機冷却海水系

9. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

10. 余熱除去系

【その他の系統】

11. RCS注入逆止弁周辺機器

② システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき、評価対象としたシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。

定量化に当たっては、起因事象と緩和設備の従属性や、緩和設備間の従属性を考慮した。これらの従属性により発生しうる共通要因故障を、条件付分岐確率イベントツリー法を用いて評価した。また、同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられている複数機器の故障については、型式、機能、環境、運用方法等に基づく共通要因故障を、ＭＧＬ法を用いて評価した。システム信頼性評価の例を第1.1.2.e-1図に示す。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、事故シーケンスの定量化

においては、条件付分岐確率イベントツリー法を用いるため、サポート系の状態ごとに、アンアベイラビリティを定量化した。

④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

本評価において、フォールトツリー法を用いずに、技術的判断で非信頼度を求めたものはない。

1.1.2.f. 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（ＪＡＮＳＩ）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーＮＵＣＩＡ(http://www.nucia.jp/)で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49 基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、ＮＵＣＩＡで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、

（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリにしたがっている。

なお、評価対象機器のうち、ＮＵＣＩＡでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてＮＵＣＩＡの機器グループに分類した。

③ 機器復帰の取り扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価においては、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

定期検査期間中には、出力運転時と異なり、検査や保修を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期検査によって変わり得るが、本評価では原子炉施設保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各ＰＯＳに対する待機状態を設定した。

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通要因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497（停止時ＰＳＡ学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるＭＧＬパラメータを使用する。ＭＧＬモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。

1.1.2.g. 人的過誤

人間信頼性解析は、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過

程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のＴＨＥＲＰ(Technique for Human Error Rate Prediction)手法を使用して評価した。

(1) 起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

運転操作エラー項目	操作場所	操作過誤確率	ＥＦ
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は運転基準（手順書）に記載されている手順にしたがって、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。本評価においては、運転員が行う以下の行為を人的過誤の評価対象とする。

a. 診断失敗

運転基準（手順書）へのエントリー失敗を、診断過誤として取り扱う。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転基準（手順書）の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断過誤確率は下表のとおりである。

診断項目	診断過誤確率
外部電源喪失時の余熱除去系再起動（ＰＯＳ４、５）	2.7E-2
外部電源喪失時の余熱除去系再起動（ＰＯＳ９）	2.7E-4
外部電源喪失時の余熱除去系再起動（上記以外）	8.5E-4

b. 操作失敗及び読取り失敗

操作失敗については、運転基準（手順書）に記載された操作の中で、燃料損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定する。

読取り失敗については、運転基準（手順書）に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取り」として扱い、同定対象とする。読取りに失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取り失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が充分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の操作失敗に係る人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー項目	操作場所	操作過誤確率	ＥＦ
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8
計器の読取失敗（デジタル表示）	中央制御室	8.3E-04	4

(3) 起因事象発生に係わる人的過誤

水位維持失敗、オーバードレン及び反応度の誤投入の起因事象発生において、人的過誤を考慮した。本人的過誤では(2)b.と同様の考え方に基づき、操作失敗及び読取り失敗を取り扱っている。

1.1.2.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計

算する。

炉心損傷頻度の算出のため、事故シーケンスの定量化を行った。事故シーケンスの定量化は、ＲＩＳＫＭＡＮコードにより実施し、大イベントツリー／小フォールトツリー法で作成されたモデルに適用される、条件付分岐確率イベントツリー法を用いた。

また、停止時ＰＲＡにおける炉心損傷頻度は、分類された各ＰＯＳの燃料損傷確率を合算することによって１回の停止当たりの燃料損傷確率を算出しており、１回の停止は通常時約１年に１回行われるため、算出した燃料損傷確率を年当たりの炉心損傷頻度（／炉年）とみなすことで得ることができる。

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は4.9×10^{-4}（／炉年）となった。起因事象別・ＰＯＳ分類別の炉心損傷頻度の内訳並びに主要事故シーケンス及び主要カットセットを、第1.1.2.h-1表及び第1.1.2.h-2表に示す。また、事故シーケンス別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.2.h-3表に示し、ＰＯＳ別、起因事象別の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-1図及び第1.1.2.h-2図に示す。

ＰＯＳ分類別の時間当たりの炉心損傷頻度では、第1.1.2.h-1表で示すとおり崩壊熱が高く燃料損傷までの許容時間の短い前半ＰＯＳ（ＰＯＳ４及びＰＯＳ５）において、炉心損傷頻度が高くなっている。全炉心損傷頻度については第1.1.2.h-1図に示すとおり、ミッドループ運転の期間である、ＰＯＳ５、ＰＯＳ９で大きくなっている。

起因事象別の結果では、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の寄与が最も大きくなっている。次いで、余熱除去機能喪失となっている。原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失は、停止時の各プラント状態を通じて、緩和策無く発生する起因事象であり、頻度が大きい。 また、余熱除去機能喪失は、炉心燃料からの崩壊熱量と１次冷却系保有水量のバランスにより運転操作に係る余裕時

間が異なる。

評価結果の分析として余熱除去機能喪失事象に対して、ＰＯＳ別の炉心損傷頻度を導出した。

ＰＯＳ別の余熱除去機能喪失の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-3図に示す。原子炉停止後の期間が比較的短いＰＯＳ４、ＰＯＳ５での炉心損傷頻度が高い傾向となっていることを確認した。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度割合を第1.1.2.h-4図に示す。

この結果を基に、事故シーケンスグループ別で分析すると、原子炉冷却材の流出が支配的となっている。次いで、余熱除去機能喪失が分類される崩壊熱除去機能喪失となっている。

③ 重要度解析

全炉心損傷頻度に対するFussel-Vesely（以下「ＦＶ」という。）重要度及びリスク増加価値（以下「ＲＡＷ」という。）を評価し、全炉心損傷頻度への寄与の大きい因子を分析した。

(1) ＦＶ重要度

ＦＶ重要度は、燃料損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標である。ＦＶ重要度の評価結果を、第1.1.2.h-4表に示す。

評価の結果、第1位は「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10分）（ＰＯＳ４、５：余熱除去機能喪失時）」の約16%、第2位は「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10分）（ＰＯＳ４、５：外部電源喪失時）」の約0.5%、第3位は「敦賀線１号線(275kV) 送電線 喪失」「運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 30分）（ＰＯＳ９：余熱除去機能喪失時）」の約0.1%となった。

第1位のＦＶ重要度が約16%、第2位以降は、0.5%以下となっていることから、全炉心損傷頻度の大部分は、緩和系の失敗ではなく、緩和系に期待できない起因事象の発生によるものであるこ

とが分かる。

(2) ＲＡＷ

ＲＡＷは、対象となる事象が必ず発生すると仮定した場合に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標である。ＲＡＷの評価結果を、第1.1.2.h-5表に示す。

評価の結果、ＲＡＷの上位は約3で同等の値を示していることから、機器故障やヒューマンエラーの発生で、燃料損傷に至るものが多数存在することがわかる。

④ 不確実さ解析

起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤等のパラメータが持つばらつき（不確実さ）が炉心損傷頻度に与える影響（炉心損傷頻度の平均値及びエラーファクター（ＥＦ））を評価した。不確実さ解析の結果を、第1.1.2.h-6表に示す。

評価の結果、全炉心損傷頻度（点推定値））は4.9×10^{-4}（／炉年）であったが、不確実さ解析の結果、炉心損傷頻度（平均値）は4.8×10^{-4}（／炉年）、不確実さ幅を示すエラーファクター（ＥＦ）は6.1となり、各パラメータの不確実さの影響により、上限値と下限値の間に約37倍の不確実さ幅がある結果となった。

⑤ 感度解析

炉心損傷頻度に影響する因子として、運転中の充てん／高圧注入ポンプに期待できるとした場合に着目し、全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を対象に感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-7表に示す。

感度解析の結果、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失の炉心損傷頻度は3.8×10^{-7}（／炉年）となり基本ケースから約1/1000に低減し、全炉心損傷頻度は1.1×10^{-4}（／炉年）となり基本ケースから約1/4に低減した。

運用上は運転が継続している充てん系に期待するだけでも、炉心損傷頻度が上記の程度まで低減することが分かった。

第 1.1.2.a-1 表　系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン　リレー方式 制御棒　48 本
余熱除去系	余熱除去ポンプ　2 台（うず巻型） ポンプ容量　約 850 m^3／h／台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機　2 台 発電容量　約 4,875kVA／台
直流電源設備	蓄電池　2 組 容量　約 2,200A・h／組
原子炉補機冷却水系	1 次系冷却水ポンプ　4 台（うず巻型） ポンプ容量　約 1,150 m^3／h／台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ　4 台（縦置斜流式） ポンプ容量　約 3,200 m^3／h／台

第 1.1.2.a-2 表　美浜３号炉定検の工程継続時間の比較

ＰＯＳ	工程	工程継続時間(h)		
		第22回定検	第23回定検	第24回定検
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系満水）	62	62	68
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態② （ミッドループ運転状態、燃料取出し前）	118	117	114
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③ （ミッドループ運転状態、燃料取出し後）	141	139	135
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系満水）	81	83	250
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系満水）	60	58	61
	合計	462	459	628

第 1.1.2.a-3 表　各プラント状態の分類

プラント状態（ＰＯＳ）	ＰＯＳの継続時間(h)
4	62
5	118
9	141
１０	81
１２	60
合計	462

第 1.1.2.a-4 表　緩和設備の使用可能性

系統	上段:プラント状態／下段:運転モード														
	(1) 部分出力状態	(2) 高温停止状態(SIブロックまで)	(3) 高温停止状態(RHR運転開始まで)	(4) RHRによる冷却①(RCS満水)	(5) RHRによる冷却②(前半ミッドループ)	(6) 原子炉キャビティ満水	(7) 燃料取り出し状態	(8) 原子炉キャビティ満水	(9) RHRによる冷却③(後半ミッドループ)	(10) RHRによる冷却④(RCS満水)	(11) 1次冷却系の漏えい試験	(12) RHRによる冷却⑤(RCS満水)	(13) 高温停止状態(RHR隔離以降)	(14) 高温停止状態(SIブロック以降)	(15) 部分出力状態
	1,2	3	3	4,5	5,6	6	ー	6	6,5	5	4	5	3	3	2,1
主変圧器		ー		1／0／0	1／0／0		ー		1／0／0	1／0／0	ー	1／0／0		ー	
予備変圧器		ー		0／1／0	0／0／1		ー		0／0／1	0／0／1	ー	0／0／1		ー	
非常用AC電源		ー		2／0／0	2／0／0		ー		2／0／0	2／0／0	ー	2／0／0		ー	
ディーゼル発電機		ー		0／2／0	0／1／1		ー		0／1／1	0／1／1	ー	0／1／1		ー	
バッテリー		ー		0／2／0	0／2／0		ー		0／2／0	0／2／0	ー	0／2／0		ー	
海水ポンプ		ー		2／0／2	2／0／2		ー		2／0／2	2／0／2	ー	2／0／2		ー	
1次系冷却水ポンプ		ー		2／0／2	2／0／2		ー		2／0／2	2／0／2	ー	2／0／2		ー	
余熱除去ポンプ		ー		1／1／0	1／1／0		ー		1／1／0	1／1／0	ー	1／1／0		ー	

凡例：運転台数／待機台数／待機除外台数

第 1.1.2.b-1 表　考慮している起因事象の比較

起因事象	NSAC-84(Zion)	NUREG/CR-5015(Zion)	フランスＰＲＡ※1,2	JNES 検討※3	本評価（美浜３号炉）
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（配管破断）	－	－	○	－	－
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（弁の誤開）	○	○	－	○	○
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	－	－	○	－	－
２次冷却系の破断	－	－	○	－	－
蒸気発生器伝熱管破損	－	－	○	－	－
ヒートシンク喪失	－	－	○	－	○（原子炉補機冷却機能喪失）
主給水流量喪失	－	－	○	－	－
外部電源喪失	○（余熱除去機能喪失で評価）	○	○	○	○
過渡事象	－	－	○	－	－
反応度の誤投入	－	－	○	○	○
余熱除去機能喪失	○	○	－	○	○
低温過加圧事象	○	－	－	－	－
水位維持失敗／オーバードレン	－	－	－	○	○

※１：IPSN,”A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor”,Main Report,April 1990.
※２：EDF,”A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre(1300 MWe)”,Overall Report,May 31,1990.
※３：JNES,”JNES における PSA 手法の標準化＝停止時内的事象レベル 1 PSA 手法＝に関する報告書”，別冊 1，平成 20 年 8 月.

第 1.1.2.b-2 表　起因事象発生頻度（平成 23 年 3 月 31 日迄）

起因事象	対象期間	発生頻度
余熱除去機能喪失※	余熱除去系 1 系列運転時	1.7E-07 (/h)
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	1 次冷却系低圧時	8.2E-07 (/h)
水位維持失敗	ミッドループ運転時	4.1E-06 （／ミッドループ）
オーバードレン	水抜き中	4.1E-06 (/demand)
外部電源喪失	出力運転時を含めた全期間	5.5E-07 (/h)
原子炉補機冷却機能喪失	出力運転時を含めた全期間	2.3E-08 (/h)
反応度の誤投入	出力運転時を含めた全期間	5.3E-08 (/demand)

※起因事象発生頻度は、待機中のポンプ起動失敗も含む値として評価した。

第 1.1.2.b-3 表　ＰＯＳ別起因事象発生頻度（／炉年）

プラント状態		期間(h)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失※	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）	62	5.1E-05	－	－	2.6E-05	3.4E-05	1.4E-06	－
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	118	9.7E-05	4.1E-06	4.1E-06	5.1E-05	6.5E-05	2.7E-06	－
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	141	1.2E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.4E-06	7.7E-05	3.2E-06	－
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）	81	6.7E-05	－	－	5.9E-07	4.5E-05	1.9E-06	－
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）	60	4.9E-05	－	－	4.3E-07	3.3E-05	1.4E-06	－
ＰＯＳ１４	高温停止状態(非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降)	81	－	－	－	－	－	－	5.3E-08

※起因事象発生頻度は、待機中のポンプ起動失敗も含む値として評価した。

第 1.1.2.e-1 表　相互依存表(1/2)

サポート系（影響を与える側） / フロントライン系（影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
余熱除去系※	○	○				○

※　使命時間内においては、換気空調系が喪失しても余熱除去系は喪失しないため、相互依存は無いと判断した。

第 1.1.2.e-2 表　相互依存表(2/2)

サポート系（影響を与える側） サポート系 （影響を受ける側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系	○	○		○		○
換気空調系	○		○			
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2	○	○			○	

※1 ディーゼル発電機の起動、継続運転のための信号系／換気空調系（ディーゼル発電機換気装置）／原子炉補機冷却海水系が必要であるため、モデル化を実施した。

※2 通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要であるため、モデル化を実施した。

第 1.1.2.h-1 表　ＰＯＳ分類ごと・起因事象ごとの炉心損傷頻度（／炉年）

プラント状態		期間（h）	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉補機冷却機能喪失	反応度の誤投入	合計
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）	62	5.1E-05 (8.2E-07/h)	－	－	2.6E-05 (4.3E-07/h)	1.2E-06 (2.0E-08/h)	1.4E-06 (2.3E-08/h)	－	8.0E-05
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	118	9.7E-05 (8.2E-07/h)	4.1E-06	4.1E-06	5.1E-05 (4.3E-07/h)	2.3E-06 (2.0E-08/h)	2.7E-06 (2.3E-08/h)	－	1.6E-04
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	141	1.2E-04 (8.2E-07/h)	4.1E-06	4.1E-06	1.4E-06 (1.0E-08/h)	6.4E-07 (4.6E-09/h)	3.2E-06 (2.3E-08/h)	－	1.3E-04
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）	81	6.7E-05 (8.2E-07/h)	－	－	5.9E-07 (7.2E-09/h)	4.0E-07 (4.9E-09/h)	1.9E-06 (2.3E-08/h)	－	7.0E-05
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）	60	4.9E-05 (8.2E-07/h)	－	－	4.3E-07 (7.2E-09/h)	2.9E-07 (4.9E-09/h)	1.4E-06 (2.3E-08/h)	－	5.1E-05
ＰＯＳ１４	高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）	－	－	－	－	－	－	－	5.3E-08	5.3E-08
合計（／炉年）		－	3.8E-04	8.2E-06	8.2E-06	8.0E-05	4.9E-06	1.1E-05	5.3E-08	4.9E-04

第 1.1.2.h-2 表　主要カットセット

（ＰＯＳ５における事故シーケンス：ディーゼル発電機Ｂ、海水ポンプＣ／Ｄ待機除外）

事故シーケンス		条件付き炉心損傷確率	非信頼度	寄与率	カットセット
起因事象	緩和手段				
外部電源喪失	非常用所内交流電源失敗	8.3E-3	2.3E-03	27.6%	①ディーゼル発電機 A 継続運転失敗
			1.6E-03	19.3%	②A ディーゼル発電機室入口手動ダンパ戻し忘れ
			1.5E-03	18.1%	③ディーゼル発電機 A 起動失敗
			8.6E-04	10.4%	④海水ポンプ B 起動操作失敗
			8.3E-04	10.0%	⑤海水ヘッダ圧力低警報読取失敗
外部電源喪失	余熱除去系による冷却失敗	2.8E-2	2.7E-02	95.0%	①診断失敗
			8.6E-04	3.1%	②余熱除去系 A 系起動操作失敗
			3.5E-04	1.3%	③A 余熱除去クーラバイパス流量制御弁内部リーク
			8.0E-05	0.3%	④余熱除去ポンプ A 起動失敗
			4.8E-05	0.2%	⑤余熱除去ポンプ A しゃ断器閉失敗

第 1.1.2.h-3 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）（注）
崩壊熱除去機能喪失	9.3E-05(19.0%)
全交流動力電源喪失	1.9E-06(0.4%)
原子炉冷却材の流出	3.9E-04(80.6%)
反応度の誤投入	5.3E-08(<0.1%)
合計	4.9E-04(100%)

（注）カッコ内は、全炉心損傷頻度に占める割合(%)。

第 1.1.2.h-4 表　ＦＶ重要度評価結果

基事象	FV 重要度
1. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10 分） （ＰＯＳ４、５：余熱除去機能喪失時）	0.16
2. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 10 分） （ＰＯＳ４、５：外部電源喪失時）	0.005
3. 敦賀線１号線(275kV) 送電線 喪失	0.001
3. 運転員操作 余熱除去冷却診断失敗（時間余裕 30 分） （ＰＯＳ９：余熱除去機能喪失時）	0.001
5. 運転員操作余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	0.001 未満
5. 運転員操作 A 余熱除去クーラ冷却水出口弁 開失敗	0.001 未満
5.ディーゼル発電機 B 継続運転失敗	0.001 未満
5. 運転員操作 余熱除去冷却 診断失敗（時間余裕 60 分） （POS１０、１２：外部電源喪失・余熱除去機能喪失時）	0.001 未満
5. 運転員操作余熱除去ポンプ A 起動失敗	0.001 未満
5.ディーゼル発電機 B 起動失敗	0.001 未満

第 1.1.2.h-5 表　ＲＡＷ評価結果

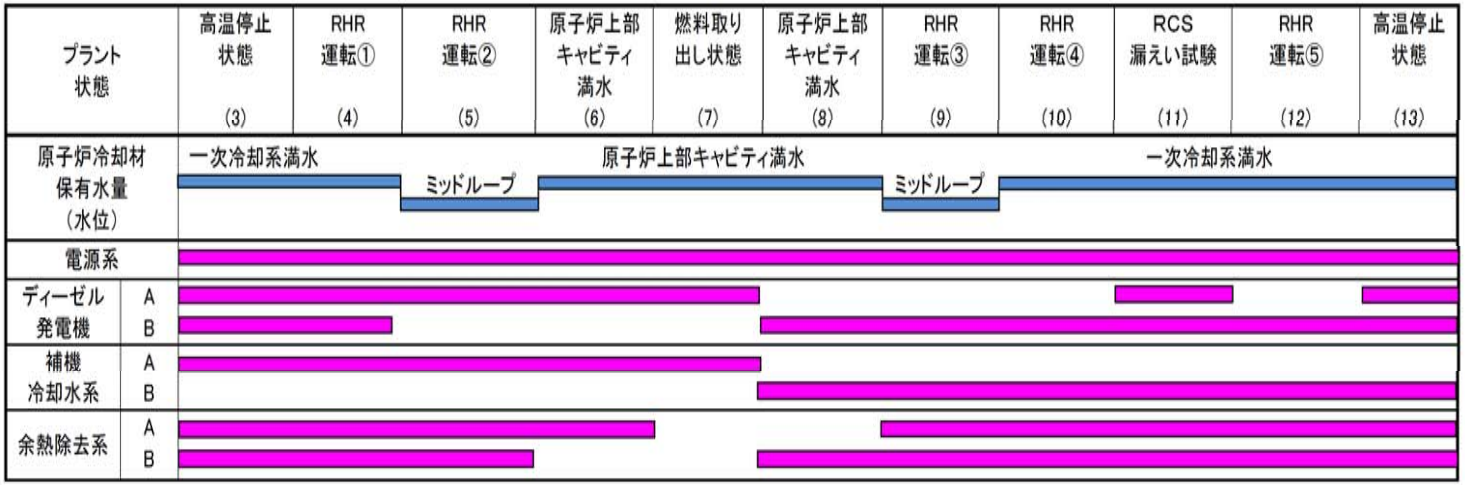
基事象	RAW
1.運転員操作 余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	2.9
1.余熱除去ポンプ A,B 起動失敗（共通要因）	2.9
1.余熱除去ポンプ A,B 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.余熱除去ポンプ A,B しゃ断器 閉失敗（共通要因）	2.9
1.1 次系冷却水ポンプ A,C 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.1 次系冷却水ポンプ A,D 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.1 次系冷却水ポンプ B,C 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.1 次系冷却水ポンプ B,D 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.海水ポンプ A,C 継続運転失敗（共通要因）	2.9
1.海水ポンプ A,D 継続運転失敗（共通要因）	2.9

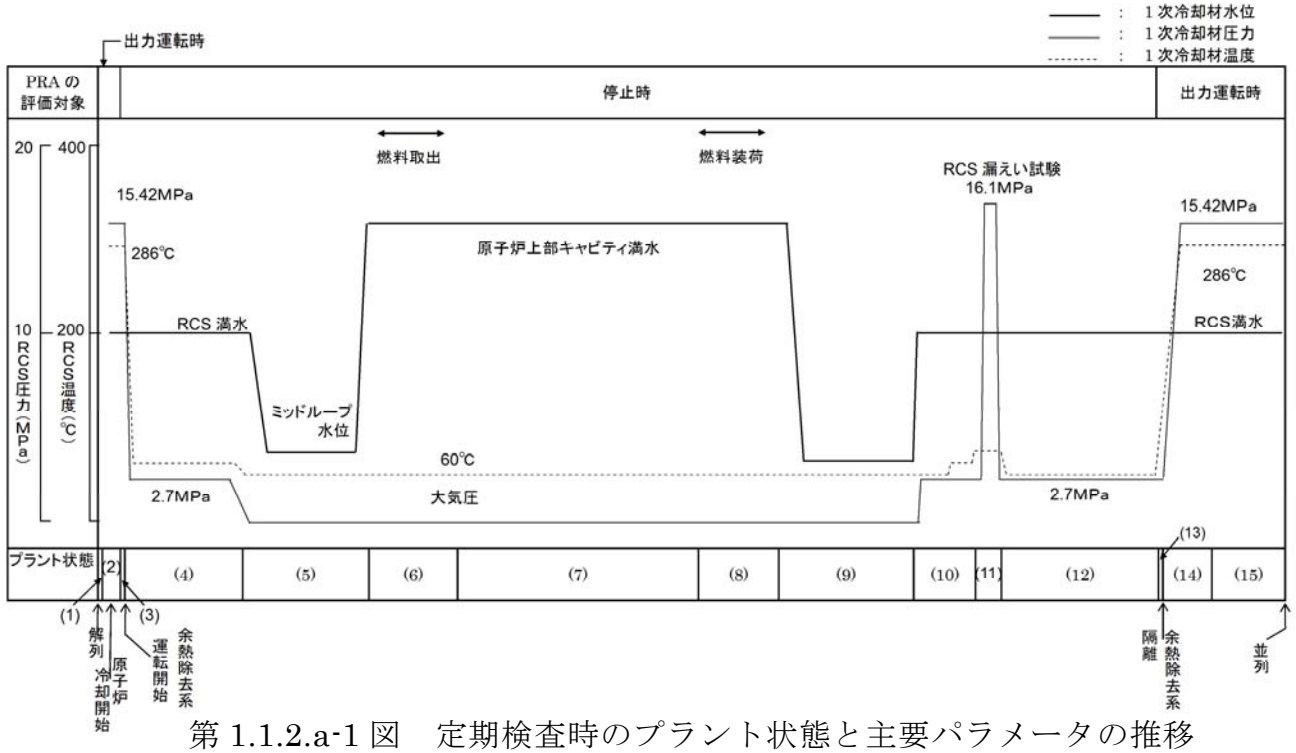
第 1.1.2.h-6 表　不確実さ評価結果

不確実さ	全炉心損傷頻度 （／炉年）
95%上限値	1.8E-03
平均値	4.8E-04
中央値	2.2E-04
5%下限値	4.8E-05
エラーファクター（ＥＦ）	6.1
点推定値	4.9E-04

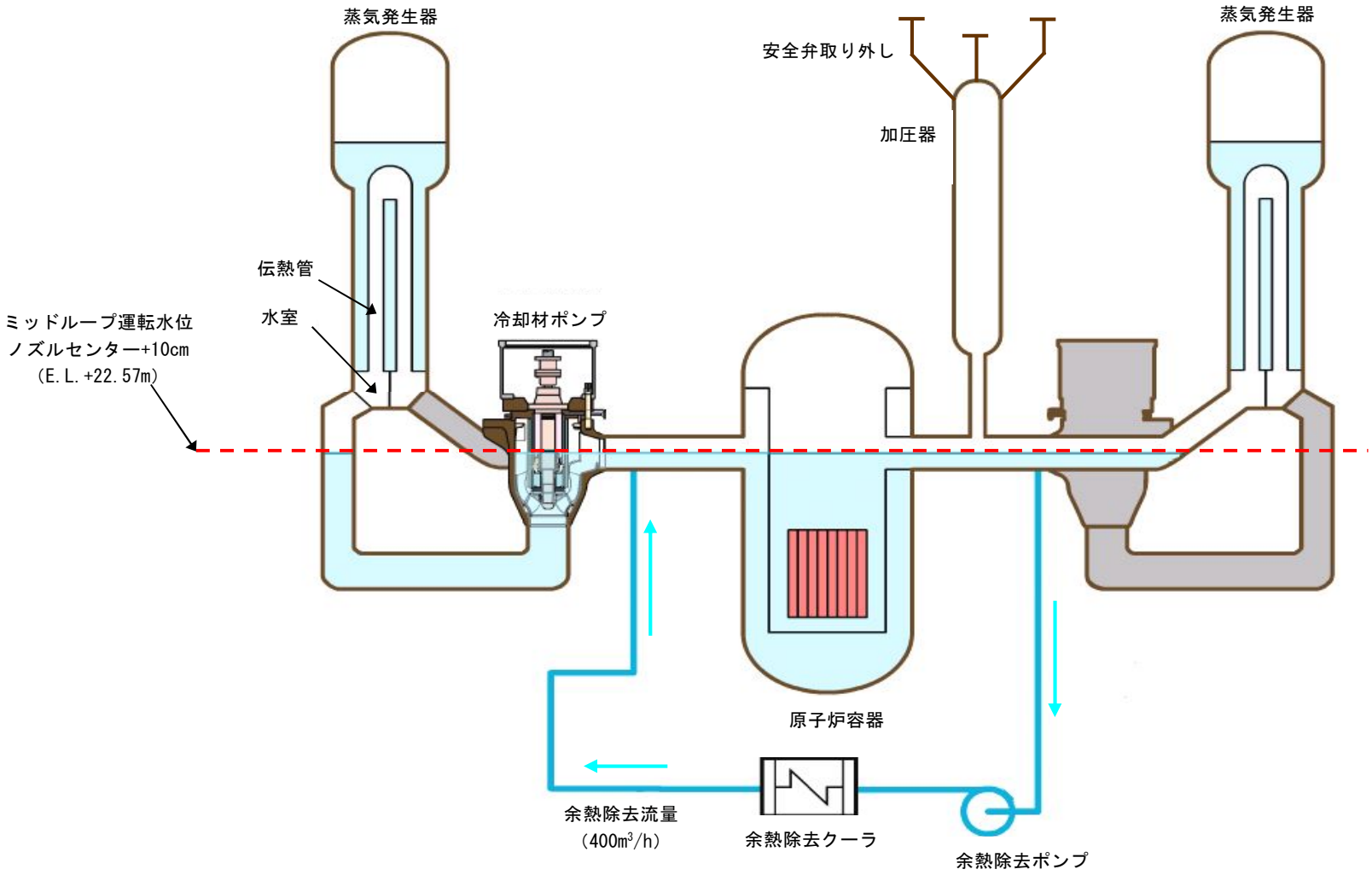
第 1.1.2.h-7 表　感度解析結果（ＰＯＳ分類ごとの炉心損傷頻度）

プラント状態		期間(h)	原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失		合計	
			基本ケース	感度ケース	基本ケース	感度ケース
ＰＯＳ４	余熱除去系による冷却状態①（１次冷却系は満水状態）	62	5.1E-05	5.1E-08	8.0E-05	2.9E-05
ＰＯＳ５	余熱除去系による冷却状態②（ミッドループ運転状態）	118	9.7E-05	9.7E-08	1.6E-04	6.4E-05
ＰＯＳ９	余熱除去系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	141	1.2E-04	1.2E-07	1.3E-04	1.4E-05
ＰＯＳ１０	余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）	81	6.7E-05	6.7E-08	7.0E-05	2.9E-06
ＰＯＳ１２	余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）	60	4.9E-05	4.9E-08	5.1E-05	2.1E-06
合計（／炉年）		－	3.8E-04	3.8E-07	4.9E-04	1.1E-04

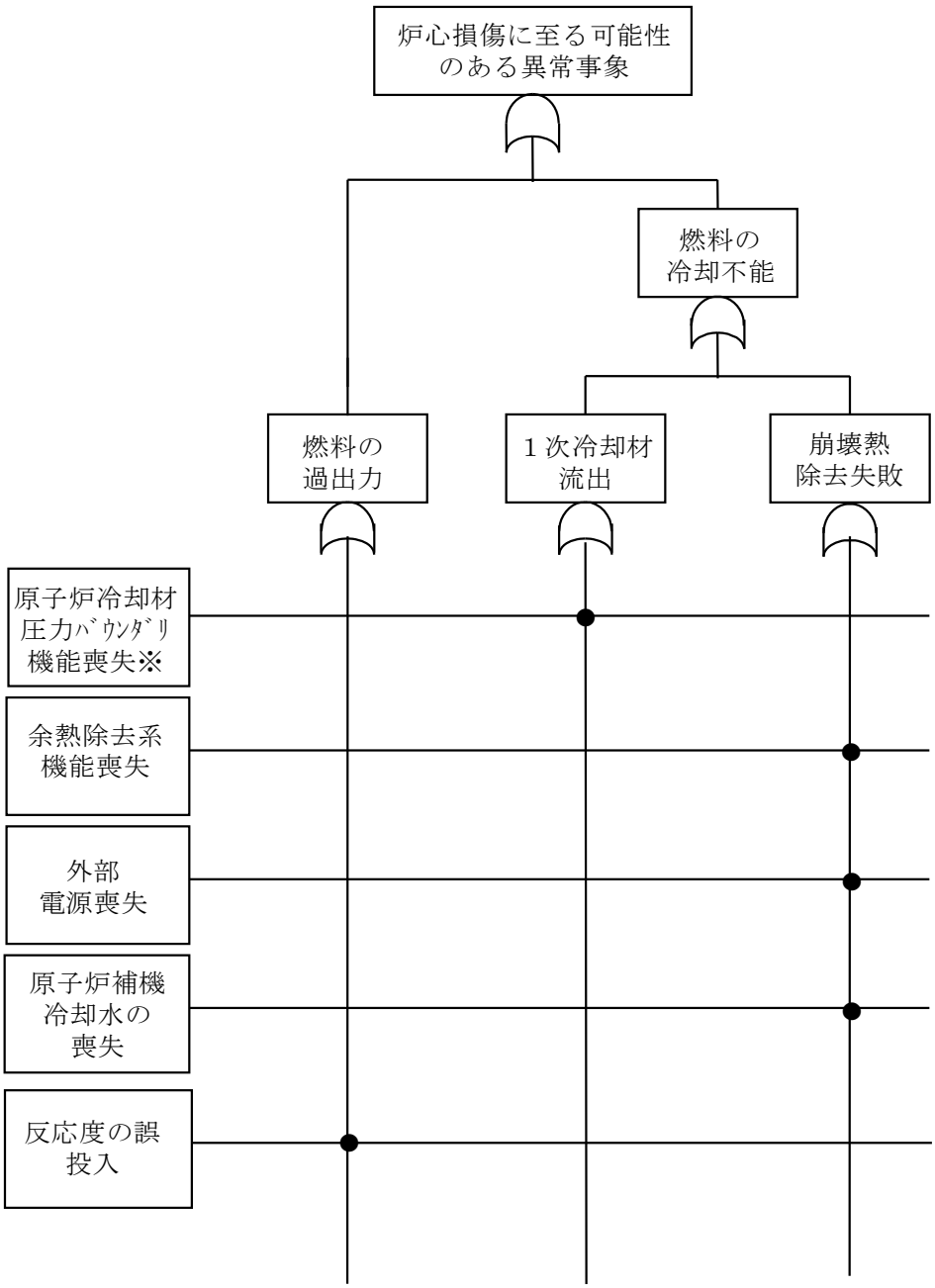




第 1.1.2.a-1 図　定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

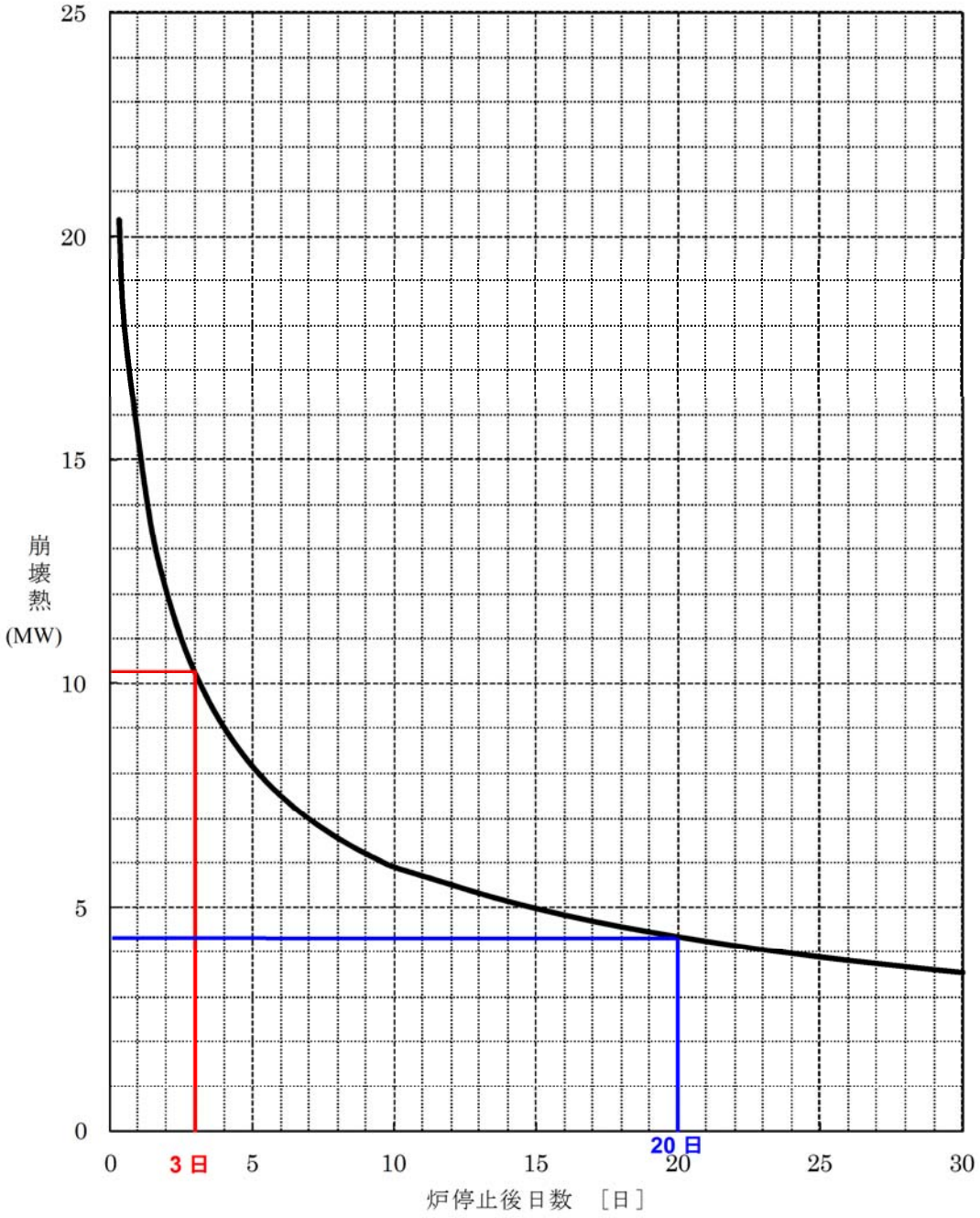


第1.1.2.a-2図　ミッドループ運転概要図



※原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、水位維持失敗及び
オーバードレンを想定

第 1.1.2.b-1 図　燃料損傷に至る可能性のある異常事象の
マスターロジックダイヤグラム



赤：前半ミッドループ検討

(今回設定の工程の水抜き開始は炉停止後約 4 日であるが保守的に 3 日とした)

青：後半ミッドループ検討

(今回設定の工程の水抜き開始は炉停止後約 77 日であるが保守的に 20 日とした)

第 1.1.2.c-1 図　崩壊熱曲線

原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (a)図　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失イベントツリー

水位維持失敗	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (b)図　水位維持失敗イベントツリー

オーバードレン	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (c)図　オーバードレンイベントツリー

【仮定条件】

・　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失、水位維持失敗及びオーバードレンは、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・　原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失事象、水位維持失敗及びオーバードレンは、運転員による弁の誤操作又は過剰なドレン等による１次冷却材の系外への流出を起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

余熱除去機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (d)図　余熱除去機能喪失イベントツリー

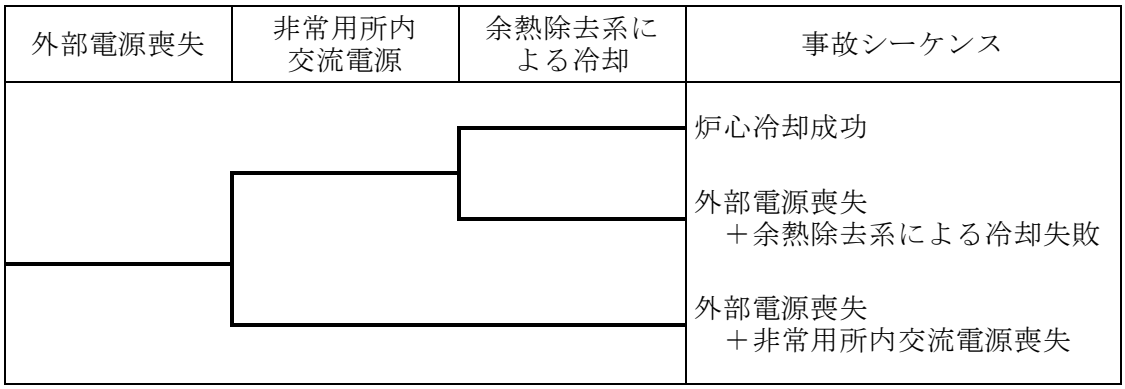
【仮定条件】

・　運転中の余熱除去系 1 系列が機能喪失し、さらに待機側の運転に失敗することにより、余熱除去機能喪失になることを想定する。

・　余熱除去機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・　余熱除去機能喪失事象は、余熱除去系の故障により崩壊熱の除去に失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。



第 1.1.2.d-1 (e)図　外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

・　外部電源喪失は、送電系の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、崩壊熱の除去のための緩和系の運転状態が見出されるような事象を考慮している。

【イベントツリーの説明】

・　外部電源喪失時には、非常用所内交流電源によってサポート系を健全にし、余熱除去系によって安定した崩壊熱の除去が確保される。

原子炉補機冷却機能喪失	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

第 1.1.2.d-1 (f)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

・　原子炉補機冷却機能喪失は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

・　原子炉補機冷却機能喪失は、１次系冷却水ポンプ全台若しくは海水ポンプ全台の故障又は原子炉補機冷却水系若しくは原子炉補機冷却海水系の配管、弁等の破断によって冷却能力を喪失することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

反応度の誤投入	事故シーケンス
	燃料損傷（緩和手段なし）

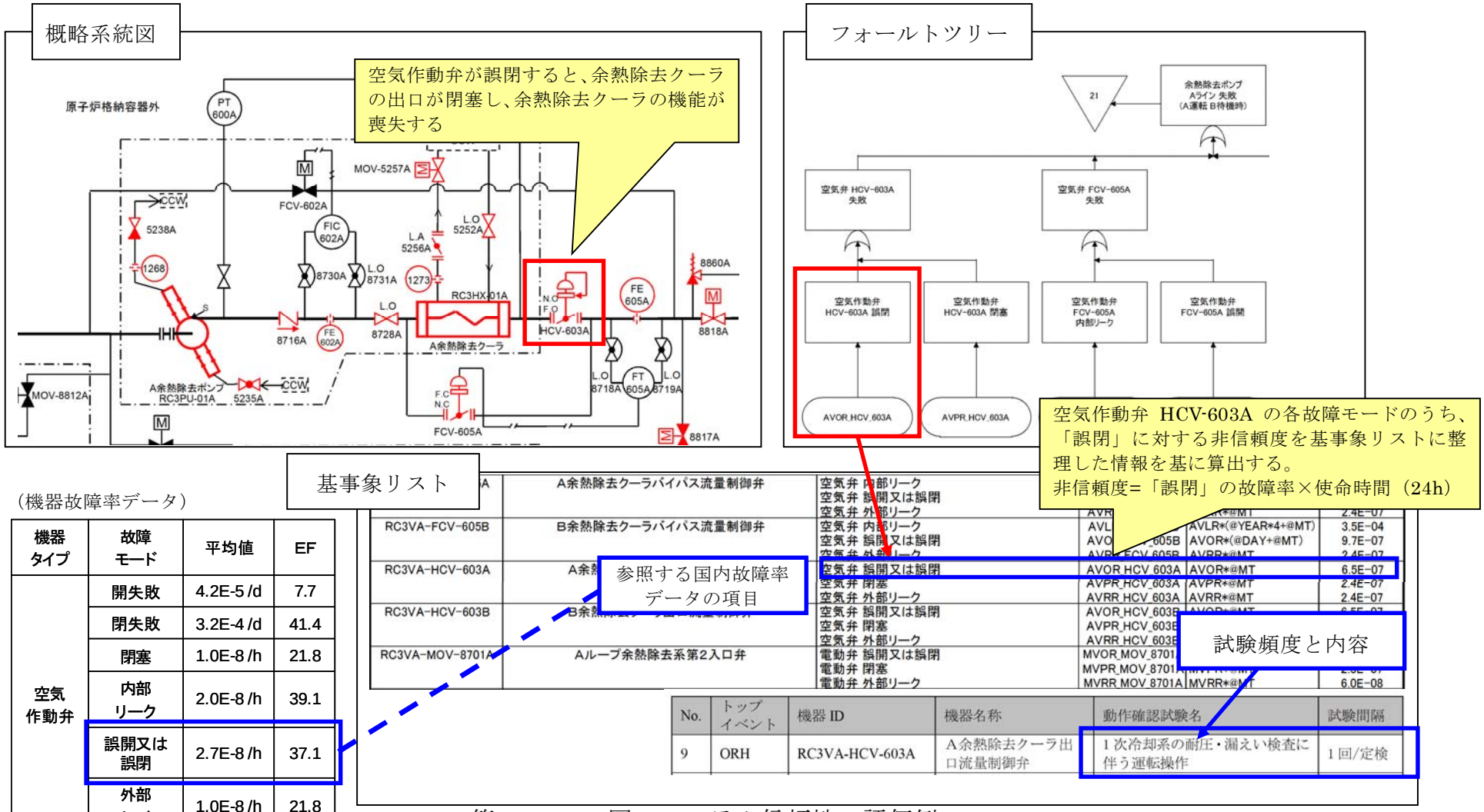
第 1.1.2.d-1 (g)図　反応度の誤投入イベントツリー

【仮定条件】

・　反応度の誤投入は、起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって燃料損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

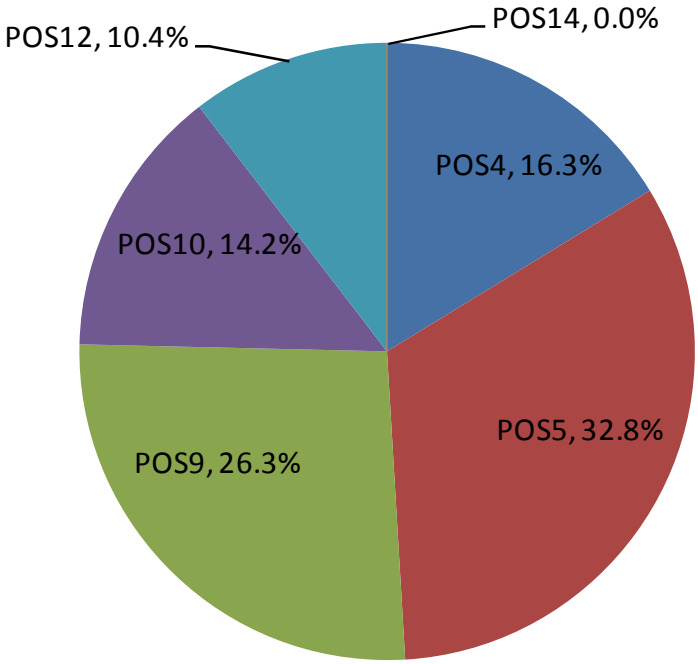
・　反応度の誤投入事象は、ＰＷＲプラントにおいて起動時に１次冷却系のほう素濃度の希釈を実施する際に希釈停止操作に失敗し、臨界に達することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。



（機器故障率データ）

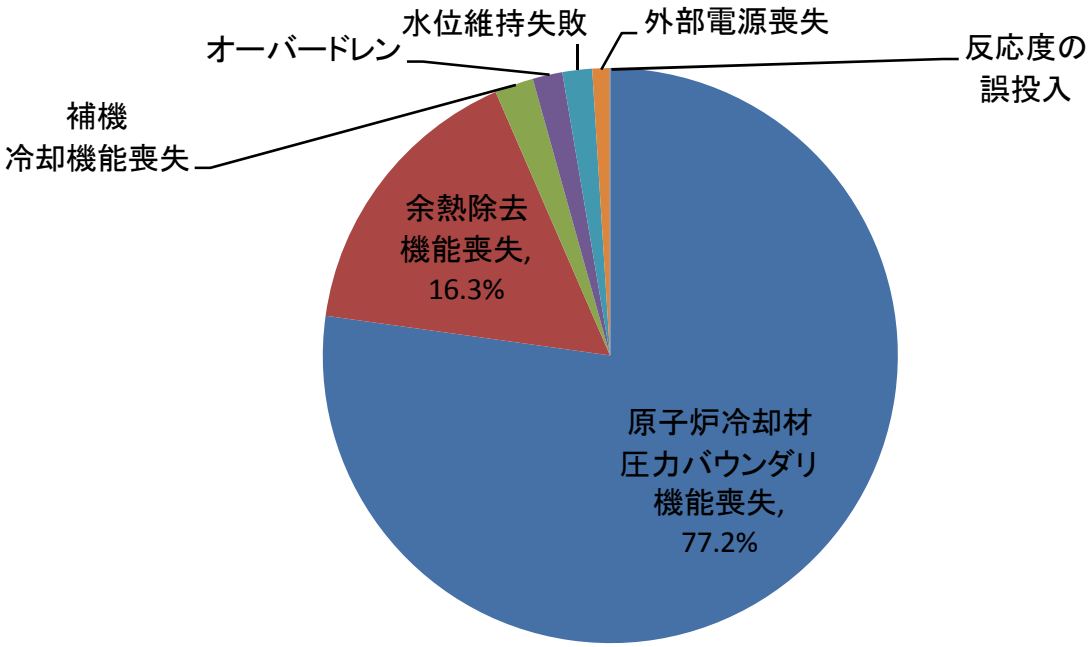
機器タイプ	故障モード	平均値	EF
空気作動弁	開失敗	4.2E-5 /d	7.7
	閉失敗	3.2E-4 /d	41.4
	閉塞	1.0E-8 /h	21.8
	内部リーク	2.0E-8 /h	39.1
	誤開又は誤閉	2.7E-8 /h	37.1
	外部リーク	1.0E-8 /h	21.8

第 1.1.2.e-1 図　システム信頼性の評価例

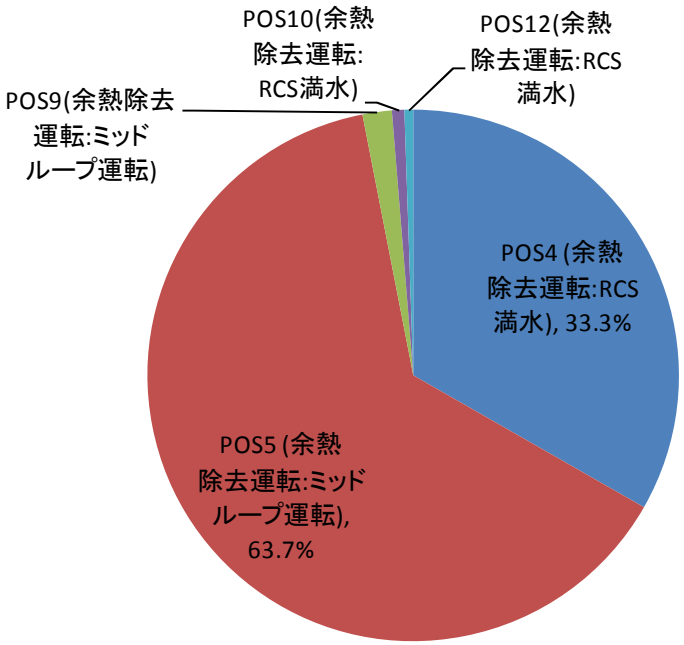


POS	(3)高温停止状態	(4)余熱除去系運転①	(5)余熱除去系運転②	(6)原子炉上部キャビティ満水	(7)燃料取り出し状態	(8)原子炉上部キャビティ満水	(9)余熱除去系運転③	(10)余熱除去系運転④	(11)ＲＣＳ漏えい試験	(12)余熱除去系運転⑤	(13)高温停止状態
各プラント状態の継続時間(h)	31	62	118	66	1492	83	141	81	13	60	16

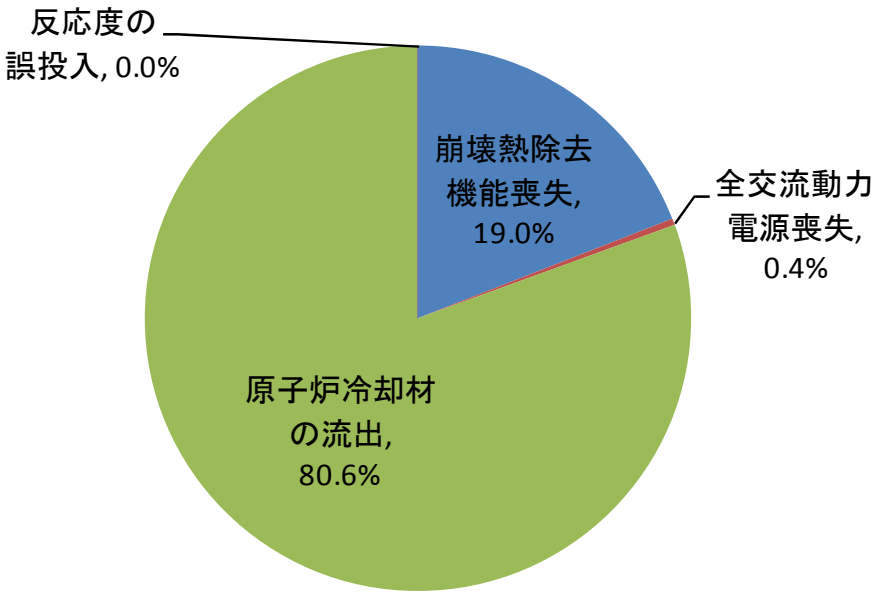
第 1.1.2.h-1 図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度



第 1.1.2.h-2 図　起因事象別炉心損傷頻度



第 1.1.2.h-3 図　ＰＯＳ別炉心損傷頻度(余熱除去機能喪失)



第 1.1.2.h-4 図　事故シーケンス別炉心損傷頻度

1.2 外部事象ＰＲＡ

1.2.1 地震ＰＲＡ

地震ＰＲＡは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007（以下「地震ＰＳＡ学会標準」という。)」を参考に評価を実施し、各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 1.2.1-1 図に示す。また、本評価では平成 27 年 3 月 17 日の原子炉設置変更許可申請時点のデータに基づく確率論的地震ハザード及びフラジリティを使用している。なお、今回の地震ＰＲＡでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震随伴に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ

①対象とするプラントの説明

(1) サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、地震ＰＲＡを実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a-1表に示す。

(2) 機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1 内部事象ＰＲＡ」での記載と同様である。

(3) 地震に対する特徴

地震ＰＲＡでは耐震性の低い以下の設備には期待しない評価を行った。

・常用電源（ただし、外部電源には期待する。）

・主給水系

・タービンバイパス系

・常用系の２次冷却系の水源

・所内空気系

また、地震ＰＲＡでは地震加速度が増加するにつれ、安全機能や緩和機能を有する機器が複数同時に損傷することが考えられるため、起因事象階層イベントツリー、過渡分類イベントツリー及びフロントライン系イベントツリーの各ヘディングの分岐の中で地震による機器損傷を考慮した。また、階層イベントツリーでは複数の起因事象の重畳による影響を包含できるように階層化処理を行った。

(4) プラントウォークダウン

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び、検討したシナリオの妥当性確認のため、地震ＰＲＡの観点から重要な機器を対象にプラントウォークダウンを実施し、主に以下の観点について問題ないことを確認した。評価対象機器選定フローを第 1.2.1.a-1 図に、評価結果の例を第 1.2.1.a-2 図に示す。

・耐震安全性の確認

・二次的影響の確認

・必要に応じた地震後のアクセス性の確認

プラントウォークダウンの結果、調査対象に対する耐震安全性や二次的影響等に関する問題はなく、フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項はないことを確認した。

②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて、事故シナリオを広範に分析し、事故シナリオを設定した。事故シナリオの選定に当たっては、地震起因による安全機能を有する建屋・構築物、システム及び機器（以下「ＳＳＣ」という。）の損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。なお、地震ＰＲＡの対象範囲は、常用系で耐震クラスの低い主給水系の機器損傷による「主給水流量喪失事象の発生以上の規模」（地震加速度 0.2G 以上）とし、これ以上の地震では少なくとも「主給水流量喪失」が発生するとした。

選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有するＳＳＣの損傷が直接炉心損傷事故に繋がる事故シナリオとあわせて事故シナリオの明確化を行った。安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオに対するスクリーニング結果を第 1.2.1.a-2 表に示す。また、明確になった事故シナリオにより誘発される起因事象の分析を実施し、以下の起因事象を選定した。

- 格納容器バイパス
- 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）
- 原子炉建屋損傷
- 原子炉格納容器損傷
- 原子炉補助建屋損傷

・ 電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

・ １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

・ 複数の信号系損傷

・ 燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失

・ 大破断ＬＯＣＡ

・ 中破断ＬＯＣＡ

・ 小破断ＬＯＣＡ

・ ２次冷却系の破断

・ 主給水流量喪失

・ 外部電源喪失

・ 原子炉補機冷却機能喪失

これらの分析結果に基づき、起因事象の要因となる機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係るＳＳＣを抽出し、地震ＰＲＡで対象となる建屋・機器リストを作成した。なお、建屋・機器の選定に際しては、内部事象出力時レベル１ＰＲＡで作成した機器リストをベースに、地震特有の事故シナリオから選定される建屋・機器を追加した。第 1.2.1.a-3 表に評価対象とした建屋・機器の選定方法、第 1.2.1.a-4 表に建屋・機器リストを示す（後述のフラジリティデータをあわせて記載）。

1.2.1.b. 確率論的地震ハザード

平成 27 年 3 月申請時点での確率論的地震ハザードは、以下のとおり評価している。

①確率論的地震ハザード評価の方法

地震ＰＳＡ学会標準の方法に基づき評価を行う。

②確率論的地震ハザード評価におけるモデルの設定

(1) 震源モデルの設定

震源モデルは、以下に示す特定震源モデル及び領域震源モデルを設定した。

a. 特定震源モデル

敷地への影響度に応じて、敷地周辺の活断層を以下の(A)～(C)に分類してモデル化する。

(A) 詳細なロジックツリーを設定する主要活断層モデル

検討用地震として選定されたＣ断層、三方断層、白木－丹生断層、大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層及び安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層については、詳細なロジックツリーに展開して評価する。

(B) 上記(A)以外の主要活断層モデル

上記(A)以外の主要な活断層については、マグニチュードの分岐のみを考慮したロジックツリーで評価する。

(C) その他の活断層モデル

主要活断層モデル以外の活断層を対象に、基本的にサイトから 100km 程度以内にある「[新編] 日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化する。第 1.2.1.b-1 図に敷地周辺の主要活断層の分布図を示す。

b. 領域震源モデル

領域震源モデルについては、萩原(1991)及び垣見他(2003)の領域区分に基づき、サイトから半径 100km 以内の領域を対象とし、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。第 1.2.1.b-2 図に萩原(1991)及び垣見他(2003)による領域区分の図を示す。

(2) 地震動評価モデルの設定

地震動評価モデルとしては Noda et al.(2002)の手法（以下「耐専式」という。）を用いた。また、地震動評価のばらつきは対数標準偏差で 0.53 とし、ばらつきの打切り範囲は対数標準偏差の 3 倍とする。さらに、内陸補正のあり・なしをロジックツリーの分岐として考慮する。

(3) ロジックツリーの作成

ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動評価モデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定する。

主要活断層モデル(A)については、基準地震動の評価で考慮した不確かさのうち、耐専式の算定に影響を与えるパラメータ及びマグニチュードの評価式をロジックツリーに展開する。主要活断層モデル(B)については、マグニチュードの評価式をロジックツリーに展開する。領域震源モデルについては、地震カタログに記載されている過去の複数の地震の最大マグニチュードに幅がある場合には、その中央値、上限値及び下限値をロジックツリーの分岐として考慮する。作成したロジックツリーを第 1.2.1.b-3 図及び第 1.2.1.b-4 図に示す。また、主要活断層モデル(A)及び(B)について、ロジックツリーの分岐ごとの諸元を第 1.2.1.b-1 表及び第 1.2.1.b-2 表に示す。

③確率論的地震ハザード評価結果

(1) 平均地震ハザード曲線

以上のモデルにより評価した平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-5図に、震源ごとの地震ハザード曲線を第1.2.1.b-6図に示す。また、フラクタイル地震ハザード曲線を第1.2.1.b-7図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動Ss－1の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルとの比較を第1.2.1.b-8図に示す。基準地震動Ss－1の年超過確率は、水平方向では全周期帯で10^{-4}～10^{-5}であるが、鉛直方向では短周期側で10^{-4}～10^{-5}程度、長周期側で10^{-5}～10^{-6}程度となっている。また、一様ハザードスペクトルの算出の基となる周期ごとの平均地震ハザード曲線を第1.2.1.b-9図に示す。

(3) フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動はバックチェック時点の年超過確率10^{-4}の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震動とし、経時特性を基準地震動Ssの策定と同様にNoda et al.(2002)に基づき地震規模M7.8、等価震源距離Xeq=68kmとして設定した。模擬地震動を第1.2.1.b-10図に示す。

1.2.1.c-1. 建屋のフラジリティ

①評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は、第 1.2.1.a-4 表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋、原子炉補助建屋とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-1 図及び第 1.2.1.c-1-2, 3 図に示す。原子炉補助建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-4 図及び第 1.2.1.c-1-5～7 図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建屋の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として、建屋の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

②フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法)」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

③フラジリティ評価上の主要な仮定

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さ β_R と認識論的不確実さ β_U については、地震ＰＳＡ学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第 1.2.1.c-1-1 表に示す。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、耐震壁のせん断破壊の程度を表わすことができる指標として、せん断ひずみを選定した。

④フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震ＰＳＡ学会標準に示された実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定した。実験結果に基づく値を第 1.2.1.c-1-2 表に示す。

⑤フラジリティ評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震ＰＳＡ学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

(1) 入力地震動

入力地震動は1.2.1.b.③項に示す模擬波を入力レベルごとに係数倍したものとした（最大3,000Gal）。

(2) 現実的な物性値と応答解析モデル

美浜サイトの地盤物性値を第1.2.1.c-1-3表に示す。原子炉建屋及び原子炉補助建屋の物性値をそれぞれ第1.2.1.c-1-4表及び第1.2.1.c-1-5表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は、地震ＰＳＡ学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第1.2.1.c-1-6表に示す。

フラジリティ評価用の応答解析モデルは、バックチェック時点のモデルをベースとして設定した。原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-8図及び第1.2.1.c-1-7～9表に、原子炉補助建屋の解析モデル及

び解析モデル諸元を第1.2.1.c-1-9図及び第1.2.1.c-1-10～12表に示す。

(3) 解析ケース

応答のばらつきを求めるための確率論的応答解析では、第1.2.1.c-1-6表に示すＦc、Ｖs及びｈの3つの主変動パラメータに対して２点推定法で得られた2つのサンプル点をすべて組み合わせ、$2^3 = 8$ケースの解析を実施した。モデルの諸元と物性値の関係及び解析ケースを第1.2.1.c-1-13表及び第1.2.1.c-1-14表に示す。

(4) 現実的応答

現実的応答は地震ＰＳＡ学会標準に準拠し対数正規分布を仮定し、確率論的応答解析結果より各ケースの重みを考慮して算出した。

⑥建物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出した。

フラジリティ曲線は、各建屋を構成する全要素のうち、入力レベル3,000Gal の際に損傷確率が最大となる要素を対象として算出することとした。ここに損傷確率は現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

ＨＣＬＰＦは信頼度 95%フラジリティ曲線を基に算出した。

原子炉建屋及び原子炉補助建屋のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-1-10 図及び第 1.2.1.c-1-11 図に示す。また、信頼度 50%での 50%損傷確率及びＨＣＬＰＦについて 1.2.1.a.②項の建屋・機器リストに示す。

1.2.1.c-2. 屋外重要土木構造物のフラジリティ

①評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は、頂版に作用する上載荷重（海水ポンプ重量）による慣性力が大きくなると考えられる海水ポンプ室とする。

海水ポンプ室の平面図を第1.2.1.c-2-1図､断面図を第1.2.1.c-2-2図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

屋外重要土木構造物の損傷モードとしては、構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち、耐震裕度がより厳しいせん断破壊を選定し、すべての部材を評価対象とする。

②フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

ただし、部材のせん断耐力は、部材に作用する断面力に依存することから、現実的耐力と現実的応答を独立として見なすことが困難であるため、耐震裕度（許容限界値／応答値）として評価する。

③フラジリティの評価

(1) 考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶発的不確実さβ_Rと認識論的不確実さβ_Uについては、地震ＰＳＡ学会標準等に基づき評価する。

(2) 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会、2005)」に基づくこととする。

④フラジリティ評価における応答解析

(1) 入力地震動

入力地震動は、バックチェック時点の美浜サイトの 10^{-4} 一様ハザードスペクトルに適合するように作成した模擬波を係数倍して用いる。

(2) 地震応答解析手法

地盤と構造物の非線形性を考慮した地盤－構造物連成系の二次元有限要素による時刻歴非線形解析を用いる。

(3) 変動因子

フラジリティ評価においては、屋外重要土木構造物の耐震評価に支配的と考えられる、地盤の初期せん断剛性G_0、コンクリートの圧縮強度Ｆｃの 2 つの変動因子を考慮する。第 1.2.1.c-2-1 表に考慮した変動因子の考え方を示す。

(4) 損傷確率

損傷確率は１次近似２次モーメント法を用いて算定する。

⑤屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

各地震動レベルによる損傷確率よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出する。屋外重要土木構造物のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-2-3 図に示す。

1.2.1.c-3. 機器のフラジリティ

①評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象は第 1.2.1.a-4 表の建屋・機器リストに記載されたものとする。タンク・熱交換器のような静的機器については、構造損傷（延性破壊、脆性破壊等）の観点から評価し、電気盤類及びポンプ・弁のような動的機器については、システム評価上の要求に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界、電気的機能限界等）双方の観点からフラジリティ評価を実施し、当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお、構造強度に関する評価では、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震性評価が実施されるが、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なり、また、同一部位でも評価応力の種類（引張応力、曲げ応力、組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価では、これらの各部位・各評価応力の中から、基本的には最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等の評価を行う。

②フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）

機器フラジリティ評価とは、地震動の入力が増大し、評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものである。このとき、最大地動加速度Ａをフラジリティ加速度と称し、機

器フラジリティ解析ではこれを確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = Am \cdot \varepsilon_R \cdot \varepsilon_U$$

ここで、

Ａm：機器が損傷に達するときの地震動強さ（フラジリティ加速度）Ａの中央値

ε_R：物理現象固有の偶然的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は 1.0、対数標準偏差は β_R で表わされる。

ε_U:認識論的不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は 1.0、対数標準偏差は β_U で表わされる。

フラジリティ加速度Ａを累積分布関数で示したものが機器フラジリティ曲線である。

なお、フラジリティ評価では、直接Ａm、ε_R、ε_U からフラジリティ加速度を算定せず、一般に安全係数の概念を用いて下式のように算定する。

$$Am = F \times Ad \quad （式 1.2.1.c-3-1）$$

ここで、

Ａm：フラジリティ加速度中央値

Ｆ：安全係数（裕度）

Ａd：基準地震動の最大地動加速度

（式 1.2.1.c-3-1）の安全係数（裕度）は、（式 1.2.1.c-3-2）のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが、（式 1.2.1.c-3-3）のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合（応答に関する安全係数）と現実的な耐力に対する設計応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

ただし、入力地震動に対する機器の応答には、機器自身の応答に加えて建屋の応答が影響することから、（式 1.2.1.c-3-4）のように応答に関する係数は機器応答係数と建屋応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad \text{（式 1.2.1.c-3-2）}$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}} \quad \text{（式 1.2.1.c-3-3）}$$

$\therefore F = F_{ER} \times F_{SR} \times F_{EC}$（式 1.2.1.c-3-4）

ここで、F_{ER}：機器応答に関する係数

F_{SR}：建屋応答に関する係数

F_{EC}：耐力に関する係数

機器応答係数F_{ER}、建屋応答係数F_{SR}及び耐力係数F_{EC}は、それぞれ（式 1.2.1.c-3-5）、（式 1.2.1.c-3-6）、（式 1.2.1.c-3-7）に示す係数に分離して評価する。これらの係数は、フラジリティ評価上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり、すべて対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第 1.2.1.c-3-1 表に示す。

$F_{ER} = F_{ESS} \cdot F_{D} \cdot F_{EM} \cdot F_{EMC}$（式 1.2.1.c-3-5）

$F_{SR} = F_{SS} \cdot F_{\delta} \cdot F_{M} \cdot F_{NL}$（式 1.2.1.c-3-6）

$F_{EC} = F_{S} \cdot F_{\mu}$（式 1.2.1.c-3-7）

ここで、

F_{ESS}：機器応答評価用入力地震動に関する係数

F_{D}：機器の設計用減衰定数に関する係数

F_{EM}：機器の解析モデル化に関する係数

F_{EMC}：機器のモード合成に関する係数

F_{SS}：入力地震動のスペクトル形状に関する係数

F_δ：建屋の減衰に関する係数

F_M：建屋のモデル化に関する係数

F_{NL}：建屋の非線形応答に関する係数

F_S：機器の限界強度に関する係数

F_μ：機器の塑性化によるエネルギー吸収効果に関する係数

④フラジリティ評価における耐力情報

評価部位、損傷モード（応力種類）についてはその機器において最も耐震性の低いものを選び、設定した。耐力値はその評価部位に使われる部材のＪＳＭＥに記載されている許容値を適用した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、β_R・β_Uとして定量化して考慮した。

なお、評価部位及び損傷モードの指標については耐震評価で考慮されている。

⑤フラジリティ評価における応答情報

評価部位、損傷モード（応力種類）についてはその機器において最も耐震性の低いものを選び、設定した。応答値はその部位にかかる発生応力を設定した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、β_R・β_Uとして定量化して考慮した。

なお、機器応答の伝達特性については耐震評価で考慮されている。

⑥フラジリティ評価における参照データ

フラジリティ評価に当たっては、現実的な耐力、応答を参照するが、その際の基本的な考え方を以下に示す。

(1) 原則、以下の現実的な耐力、応答を参照

・現実的な耐力：工認で使用する値及び既往知見

・現実的な応答：バックチェック時点の耐震評価の値

(2) 以下の機器については、ＰＲＡ結果（事故シーケンスグループの選定）に有意な影響を及ぼさないことを踏まえ、ＰＷＲ標準の現実的な耐力等を参照

・耐震Ｂ、Ｃクラス機器（ファン、ダクト）等

(3) ＰＲＡ結果（事故シーケンスグループの選定）に有意な影響を及ぼすと考えられる機器のうち、以下のように適切な裕度向上を図ることが可能な機器については、(1)を見直した現実的な耐力又は応答を参照

・改造工事を反映した現実的な耐力、応答評価による保守性見直し（海水ストレーナ等）

⑦機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第 1.2.1.a-4 表に示す。

機器フラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「主機」、「補機」、「電気盤・計装」、「動的機器」及び「配管」の５グループに分類した。

５グループの分類の考え方については以下のとおり。

主機：１次冷却材バウンダリ設備で、多質点系時刻暦解析評価が主となる機器の構造損傷

補機：上記主機以外で、スペクトルモーダル解析評価が主となる機器の構造損傷

電気盤・計装：電気盤、計装品等の電気的機器の機能損傷

動的機器：ポンプ、内燃機関、電動弁等の動的機器の機能損傷

配管：配管・弁等の構造損傷

また、グループごとにＦＶ重要度を参照して代表機器を抽出し、その評価の具体例を(1)～(5)に示す。

(1) 主機（蒸気発生器）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリート

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：7.2Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　蒸気発生器の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N/mm²)	発生応力 (N/mm²)	裕　度
冷却材入口管台セーフエンド	SUSF316	一次膜＋曲げ	381	175	2.17

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_Sの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位である冷却材入口管台セーフエンドの材質はSUSF316であることから、限界応力としてＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ｉ編付録図表Part5の引張応力Ｓu＝427N/mm²（評価温度 332.3℃）を採用する。このＳu 値の 1.1

倍を限界応力の中央値とする。

$\sigma_C = 1.1 \times Su = 1.1 \times 427 = 469.7 N/mm^2$

なお、通常運転時応力は耐震評価の時点で考慮されていないため、0とする。

$\sigma_N = 0\ N/mm^2$

以上より、強度に関する係数F_Sは、以下のとおりとなる。

$$Fs = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.1 \times Su}{\sigma_T} = \frac{469.7}{175} = 2.68$$

不確実さβ_Uとして、限界応力の中央値1.1×Suに対して、告示値Suが95%信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65} \ln\left(\frac{1.1 \times Su}{Su}\right) = 0.06 \quad (\beta_R = 0)$$

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数F_μ

冷却材入口管台セーフエンドの塑性変形によるエネルギー吸収効果は考慮しない。

すなわち、以下のとおりとする。

$F_\mu = 1.0$、$\beta_R = \beta_U = 0$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS} = \frac{Sa\ (拡幅有り)}{Sa\ (拡幅無し)}$$

Sa：機器の固有振動数における応答加速度

ただし、本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

以上より、$F_{ESS}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa\text{（設計用減衰定数）}}{Sa\text{（損傷時の減衰定数中央値）}}$$

ただし、本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

以上より、$F_D=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、本機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われており、モデル化に関する不確実さは建屋応答係数に含まれるため、本係数は考慮しない。

$F_{EM}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器は時刻歴解析による耐震評価を実施しているため、本係数は考慮しない。

$F_{EMC}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため、本係数は以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$、$\beta_R=0.17$、$\beta_U=0.10$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、蒸気発生器のフラジリティ加速度の中央値Ａm、その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-1 図に示す。

$Am=1.86$ (G)

$\beta_R=0.20$、$\beta_U=0.19$

$HCLPF=Am\times\exp[-1.65\times(\beta_R+\beta_U)]$

$=1.86\times\exp[-1.65\times(0.20+0.19)]$

$=0.98$ (G)

表　蒸気発生器　冷却材入口管台セーフエンド　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		2.68	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	0.99	0.90	1.00	1.86
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	0.17	0.20
	β_U	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.19

(2) 補機（復水タンク）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉補助建屋 E.L.18.2m

・耐震クラス：S

・固有振動数：17.9Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。

各部位・各評価応力のうち、許容値に対する発生応力の裕度が最小である基礎ボルト（評価応力：組合せ）が、復水タンクの地震時の損傷に支配的であると考えられる。したがって、各安全係数は、復水タンクの基礎ボルトに着目して評価する。

表　復水タンクの耐震性評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値(Su) (N/mm²)	発生応力 (N/mm²)	裕　度
胴板	SM400B	組合せ１次	227	68	3.33
基礎ボルト	SNCM630	組合せ	536	484	1.1

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数Ｆｓの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位である基礎ボルトの材質は SNCM630 であることから、限界応力として JSME 発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年

度版）第Ⅰ編付録図表 Part5 の引張応力Ｓｕ＝1080N/mm²（評価温度40℃）を採用する。

$\sigma_C = 1.1 \times Su = 1.1 \times 1080 = 1188 N/mm^2$

また、地震時発生応力は484N/mm²であるが、これは基礎ボルトの呼び径ベースで算定されたものであるため、谷径ベースに換算する必要がある。この換算のための係数としてJSME I-解説8-23「メートルねじでの断面低減率」より0.75を用いる。

なお、通常運転時応力は耐震評価の時点で考慮されていないため、0とする。

$\sigma_N = 0\ N/mm^2$

以上より、強度に関する係数Ｆｓは、以下のとおりとなる。

$$Fs = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.1 \times Su}{\sigma_T} = \frac{1188}{484/0.75} = 1.84$$

不確実さβ_Uとして、限界応力の中央値 1.1×Ｓｕ に対して、告示値Ｓｕが 95%信頼下限に相当すると考える。

$$\beta_U = \frac{1}{1.65} \ln\left(\frac{1.1 \times Su}{Su}\right) = 0.06 \quad (\beta_R = 0)$$

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数Ｆμ

全体系の振動エネルギーに比べ、ボルトの塑性変形によるエネルギー吸収効果は小さいため、本係数は考慮しない。

すなわち、以下のとおりとする。

$F\mu = 1.0$、$\beta_R = \beta_U = 0$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS}=\frac{\text{Sa（拡幅有り）}}{\text{Sa（拡幅無し）}}$$

耐震評価で用いている拡幅有りの場合の応答値とこれに対応する拡幅無しの応答値より、

$$F_{ESS}=\frac{2.91}{2.80}=1.03$$

床応答曲線の拡幅は、本来は建屋物性値及び地盤物性値の不確実さを考慮して実施されるものである。これらの物性値の不確実さを含めた建屋応答解析に起因する不確実さは、建屋応答係数で評価される。また、床応答時刻歴波から床応答曲線を作成する過程では、有意な不確定要因は含まれないと考えられる。したがって、本係数では不確実さは考慮しない。

以上より、本係数は以下の通りとなる。

$F_{ESS}=1.03$、$\beta_R=\beta_U=0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D=\frac{\text{Sa（設計用減衰定数）}}{\text{Sa（損傷時の減衰定数中央値）}}$$

耐震評価で用いている設計減衰1.0%の場合の応答値とこれに対応する中央値減衰3.0%の応答値より、

$$F_D=\frac{2.80}{1.98}=1.41$$

また、不確実さとして、減衰定数の中央値3.0％に対して、設計用減衰定数1.0％が99％信頼下限（応答加速度では99％信頼上限）と考え、次式により評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33}\ln\left(\frac{Sa(\text{減 衰 } 1.0\%)}{Sa(\text{減 衰 } 3.0\%)}\right) = \frac{1}{2.33}\ln(1.41) = 0.15$$

（$\beta_R = 0$）

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、本機器の耐震評価は、1 質点系モデルを用いて行われており、モデル化に関する不確実さは建屋応答係数に含まれるため、本係数は考慮しない。

$F_{EM} = 1.0$、$\beta_R = \beta_U = 0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器の耐震評価は、1 質点系モデルを用いて行われているため、本係数は考慮しない。

$F_{EMC} = 1.0$、$\beta_R = \beta_U = 0$

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため、本

係数は以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝0.17、β_U＝0.10

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、復水タンクのフラジリティ加速度の中央値Ａm、その不確実さβ_R・β_U 及びＨＣＬＰＦは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-2 図に示す。

Ａm＝2.12 (G)

β_R＝0.19、β_U＝0.25

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝2.12×exp[－1.65×(0.19＋0.25)]

＝1.04 (G)

表　復水タンク　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		1.84	1.00	1.03	1.41	1.00	1.00	1.02	0.99	1.02	1.00	2.12
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.01	0.17	0.19
	β_U	0.06	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.25

(3) 電気盤・計装（蒸気発生器水位計（狭域））

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉建屋　内部コンクリート E.L.24.0m

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：水平、上下とも 30Hz 以上

・基準地震動 Ss に対する盤の設計応答加速度：

水平方向 2.02G、上下方向 0.59G

・機能維持確認済加速度：水平：6G、上下：1.35G

電気計装類については、水平方向と上下方向の同時入力が、電気計装（及びリレー等の内部取付電気品）の機能維持に対して与える影響は小さいことから、耐震バックチェック評価において水平方向・上下方向のうち裕度が小さいほうに着目して評価する。

蒸気発生器水位計（狭域）の場合は垂直方向の裕度が小さく、クリティカルになると考えられるため、以下では垂直方向に着目した評価を実施する。

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数Ｆｓの評価

Ｆｓは下記の式で算出する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{盤応答加速度}}$$

・損傷加速度中央値について

計装品のように、構造強度のみでなく電気的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから、以下に示すβ設定法により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

［β設定法の概要］

フラジリティ評価において、ＨＣＬＰＦは次式により評価される。

$$HCLPF = Am \times \exp(-1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$$

ここで、Ａm：フラジリティ加速度の中央値

上式より、

$Am = HCLPF \times \exp(1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値とＨＣＬＰＦの関係は次式により表される。

損傷加速度中央値＝

損傷加速度のＨＣＬＰＦ$\times \exp(1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$

したがって、損傷加速度のＨＣＬＰＦを試験加速度とし、不確実さβ_R、β_Uを与えることにより、損傷加速度の中央値を推定できる。

なお、既往の電気・計装品の試験結果より、計装品の誤動作に関する不確実さは最低でも$\beta_R = 0.11$、$\beta_U = 0.17$程度と考えられる。

ここで、β設定法では、βを大きく設定すると中央値も大きくなるため、過大なβは非安全側な中央値を与える可能性があるため、試験結果から得られる不確実さの最小値を採用した。また、電気・計装品全体のシステムとしての誤動作に関する不確実さは、計装品レベルでの不確実さよりも大きいと考えられるため、上記の電気・計装品の不確実さデータに基づき中央値を推定するものとした。

したがって、蒸気発生器水位計（狭域）の損傷加速度の中央値は、β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値＝試験加速度$\times \exp(1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$

$= 1.35 \times \exp(1.65 \times (0.11 + 0.17)) = 2.14G$

したがって、強度に関する係数F_S及びその不確実さは、以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝2.14／0.59＝3.63

$\beta_R = 0.11$、$\beta_U = 0.17$

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数

計装品類については、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため、本係数は考慮しない。

$F_{\mu}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

b. 機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから、機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。

ただし、一般に耐震評価における計装品の応答値算定の際に、床応答曲線の拡幅及び減衰定数に関する裕度が含まれるため、これを評価する。

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものである。

ただし、本機器については剛であるためここでは考慮しない。

したがって、$F_{ESS}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$とする。

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa\text{（設計用減衰定数）}}{Sa\text{（損傷時の減衰定数中央値）}}$$

本機器は剛構造のため、ここでは考慮しない。

したがって、$F_D=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$とする。

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、本機器の耐震評価は、1 質点系モデルを用いて行われており、不確実さは考慮しない。

$F_{EM}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

本機器は剛であるため、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{EMC}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで、試験加速度は最大加速度(ZPA)ベースであるが、ZPA については建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく、むしろ線形応答に比較した場合は、加速度レベルが上がるにしたがい低減する傾向にあると考えられる。

ただし、このような低減については現状有効なデータはないため、安全側に本係数は考慮せず、以下のとおりとする。

$F_{NL}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、蒸気発生器水位計（狭域）のフラジリティ加速度の中央値Ａm、その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-3 図に示す。

Ａm＝1.92 (G)

β_R＝0.13、β_U＝0.23

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝1.92×exp[－1.65×(0.13＋0.23)]

＝1.06 (G)

表　蒸気発生器水位計（狭域）　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		3.63	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.04	0.99	1.01	1.00	1.92
不確実さ	β_R	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.04	0.00	0.13
	β_U	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.23

(4) 動的機器（内燃機関（ディーゼル発電機））

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・設置位置：原子炉補助建屋（ディーゼル建屋） E.L.4.0m

・耐震クラス：Ｓ

・固有振動数：水平、上下とも 30Hz 以上

・基準地震動 Ss に対する設置床面の ZPA：

水平方向 0.8G、上下方向 0.51G→SRSS＝0.949G

ポンプ及びディーゼル類については、水平方向と上下方向の同時入力が、機能維持に対して与える影響が否定できないため、水平方向

と上下方向の入力加速度を二乗和平方根(SRSS)により合成するものとする。

・機能維持確認済加速度：

水平方向 1.7G、上下方向 1.0G→SRSS＝1.97G

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数F_sの評価

ポンプ及びディーゼル類のように、構造強度のみでなく動的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

この場合、電気盤類と同様にフラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作･損傷が見られないことから、β設定法に基づき損傷加速度の中央値の推定を行うことができる。

なお、ポンプ及びディーゼル等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないため、電気盤類の評価で用いた電気品の誤動作に関する不確実さよりも小さいと仮定し、$\beta_R = \beta_U = 0.10$とする。

ここで、このβ設定法は、従来一般的に試験加速度として用いられてきた機能確認済加速度が、実際に誤動作等が生じる加速度レベルに対して十分に安全側との考えから適用されているものである。

以上から、内燃機関の損傷加速度の中央値は、β設定法に基づき以下のとおりとなる。

$$\text{損傷加速度の中央値} = \text{試験加速度} \times \exp(1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$$

$$= 1.97 \times \exp(1.65 \times (0.10 + 0.10)) = 2.74\text{G}$$

したがって、強度に関する係数F_S及びその不確実さは、以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度＝2.74／0.949＝2.89

$\beta_R = \beta_U$＝0.10

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数

ポンプ及びディーゼルのような動的機器については、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため、本係数は考慮しない。

F_μ＝1.0、$\beta_R = \beta_U$＝0

b. 機器応答係数F_{ER}

実機の加振試験に基づきF_{EC}を評価していることから、機器応答に関する裕度及び不確実さはすべて加振試験において考慮されていることになる。また、耐震評価におけるポンプ及びディーゼル類の機能維持評価では、ZPA を 1.2 倍することも行われていない。

したがって、機器応答係数F_{ER}は以下のとおりとする。

F_{ER}＝1.0、$\beta_R = \beta_U$＝0

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以外の係数については、第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮する。

ここで、試験加速度は最大加速度(ZPA)ベースであるが、ZPA については建屋の非線形応答による加速度レベルに応じた変動は小さく、むしろ線形応答に比較した場合は、加速度レベルが上がるにしたがい低

減する傾向にあると考えられる。

ただし、このような低減については現状有効なデータはないため、安全側に本係数は考慮せず、以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝β_U＝0

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、内燃機関のフラジリティ加速度の中央値Ａm、その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは、以下のとおりとなる。また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-4 図に示す。

Ａm＝2.27(G)

β_R＝0.13、β_U＝0.19

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝2.27×exp[－1.65×(0.13＋0.19)]

＝1.33 (G)

表　内燃機関　安全係数評価結果一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		2.89	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	0.99	1.02	1.00	2.27
不確実さ	β_R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.01	0.00	0.13
	β_U	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.19

(5) 配管（炉内計装引出管）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

・評価対象機器：炉内計装引出管

・設置位置：原子炉建屋 内部コンクリート　E.L.24.57m

・耐震クラス：S

・固有振動数：3.5Hz

・評価対象部位及び評価応力：

下表の耐震評価結果に示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　炉内計装引出管の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (N/mm²)	発生応力 (N/mm²)	裕　度
コンジットチューブ	SUS304TB	一次膜＋曲げ	[redacted]	208	[redacted]

a. 機器耐力係数F_{EC}の評価

(a) 強度に関する係数Ｆｓの評価

本係数は、次式により評価する。

$$Fs=\frac{\sigma_C-\sigma_N}{\sigma_T-\sigma_N}$$

ここで、σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

評価対象部位であるコンジットチューブの材質はSUS304TBであることから、限界応力としてＪＳＭＥ発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005年度版）第Ｉ編付録図表Part5の引張応力S_U＝392N/mm²（評価温度288.6℃）が適用可能であるが、当該設備についてはミルシートにより実機に使用された鋼材の材料試験データ（σu＝[redacted]N/mm²）があるため、それを限界応力の中央値とする。

なお、通常運転時応力は耐震評価の時点で考慮されていないため、0とする。

σ_N＝0 N/mm²

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

以上より、強度に関する係数F_Sは、以下のとおりとなる。

$F_S = \sigma_C / \sigma_T = \sigma_u / \sigma_T =$ □/208 = □

また、ミルシートにより実機耐力を適用しているため、不確実さは考慮しない。

$\beta_R = \beta_U = 0$

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数F_μ

コンジットチューブのような配管構造では評価対象部位の降伏後の塑性変形による機器全体系としてのエネルギー吸収効果が期待できる。

したがって、F_μは塑性率μ＝3.0を適用して、Newmarkのエネルギー等価式より下記のように算出される。

$$F_\mu = \sqrt{2\mu - 1} = 2.24$$

ここで、μ：塑性率＝3.0（配管）

また、不確実さは次式により算定する。

$$\beta_C = \frac{1}{3}\ln(F\mu)$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{\sqrt{2}}\beta_C = 0.19$$

b. 機器応答係数F_{ER}

(a) 床応答スペクトルの拡幅に関する係数F_{ESS}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_{ESS} = \frac{S_a（拡幅有り）}{S_a（拡幅無し）}$$

ただし、本係数は保守的に考慮しないこととし、以下のとおりとした。

$F_{ESS}=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(b) 設計用減衰定数に関する係数F_D

本係数は、機器の損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_D=\frac{Sa\text{（設計用減衰定数）}}{Sa\text{（損傷時の減衰定数中央値）}}$$

ただし、本係数は保守的に考慮しないこととし、以下のとおりとした。

$F_D=1.0$、$\beta_R=\beta_U=0$

(c) 機器の解析モデル化に関する係数F_{EM}

機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当すると考える。

また、コンジットチューブの耐震評価は、多質点系モデルを用いて行われており、モデル化に関する不確実さβ_Uは以下の値とする。

$F_{EM}=1.0$、$\beta_R=0$、$\beta_U=0.15$

(d) モード合成法に関する係数F_{EMC}

コンジットチューブは、多質点系でモデル化されており、モード合成を考慮する必要があるため、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{EMC}=1.0$、$\beta_R=0.15$、$\beta_U=0$

c. 建屋応答係数F_{SR}（建屋非線形応答に関する係数F_{NL}）

建屋応答に関する各係数のうち建屋非線形応答に関する係数F_{NL}以

外の係数については、第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋応答係数を用いる。以下ではF_{NL}についてのみ示す。

建屋の非線形応答により建屋の入力レベルに応じて床応答スペクトルの長周期側ではスペクトル形状が変動すると考えられ、本係数ではこのスペクトル形状の変動の影響を不確実さとして考慮するため、本係数は以下のとおりとする。

F_{NL}＝1.0、β_R＝0.17、β_U＝0.10

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、炉内計装引出管のフラジリティ加速度の中央値Ａm、その不確実さβ_R・β_U及びＨＣＬＰＦは、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-5 図に示す。

Ａm＝3.58 (G)

β_R＝0.32、β_U＝0.31

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝3.58×exp[－1.65×(0.32＋0.31)]

＝1.30 (G)

表　炉内計装引出管　安全係数評価結果の一覧

		F_{EC}		F_{ER}				F_{SR}				合計
		F_s	F_μ	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	F_{SS}	F_δ	F_M	F_{NL}	
中央値		□	2.24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.02	0.99	0.9	1.00	3.58
不確実さ	β_R	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.07	0.07	0.17	0.32
	β_U	0.00	0.19	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.15	0.10	0.31

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

1.2.1.d. 事故シーケンス

①起因事象

(1) 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

1.2.1.a.②の地震時特有の要因による分類を踏まえた地震ＰＲＡにおける起因事象の扱いは以下のとおりである。また、起因事象の条件付発生確率を第 1.2.1.d-1 表に示す。

a. 格納容器バイパス

蒸気発生器の内部構造品である伝熱管等の損傷により、格納容器バイパスを発生させ得る事象として想定する。

b. 大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

原子炉容器等の損傷によりＥＣＣＳ注水機能を上回るＬＯＣＡが発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

c. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内のすべての機器、配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

d. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、建屋内のすべての機器、配管が損傷して大規模なＬＯＣＡが発生し、あわせて格納容器先行破損が発生する事象として想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

e. 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッドスイッチギア、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状態で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」

が発生するとともに、原子炉盤等が損傷することで各種制御が不能となる事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

f. 電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系のＣヘッダ分離に失敗し原子炉補機冷却機能が喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

g. １次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

地震に起因する炉内構造物の変形・損傷により原子炉冷却系の流路が阻害されることで、原子炉トリップ後の蒸気発生器による自然循環を用いた炉心冷却に失敗する事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

h. 複数の信号系損傷

原子炉盤等が損傷することで各種制御機能が不能となり、補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能が発生し、２次冷却系からの除熱機能喪失となる事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

i. 燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失

燃料棒や制御棒クラスタの損傷により、制御棒が挿入不能となる事象を想定する。本事象は直接炉心損傷に至る事象として取扱う。

j. 大破断ＬＯＣＡ、中破断ＬＯＣＡ、小破断ＬＯＣＡ

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する設備の損傷、損傷部位に応じて異なる起因事象が発生するとした。なお、小破断ＬＯＣＡを下回る極小ＬＯＣＡは、小破断ＬＯＣＡで代表して評価する。

k. ２次冷却系の破断

主蒸気ライン配管の破損又はライン上の付帯機器（主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁）の損傷による２次冷却系からの除熱機能喪失を想定す

る。耐震クラスＣの配管、機器については地震時には損傷しているとして扱っている。

l. 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の機能喪失を想定する。なお、本事象はサポート系としても扱っている。

m. 外部電源喪失

特高開閉所内の電気設備の碍子部を含めて、外部電源系の喪失を想定する。なお、本事象はサポート系としても扱っている。

n. 初期にＰＣＳ（主給水、主蒸気、復水系）が使用不可能な過渡事象／初期にＰＣＳが使用可能な過渡事象

地震時には過渡事象が想定されるが、過渡事象は、主給水流量喪失で代表して評価する。

o. インターフェイスシステムＬＯＣＡ（ＩＳ－ＬＯＣＡ）

ＩＳ－ＬＯＣＡは、余熱除去系隔離弁の誤開若しくは弁の内部破損により１次冷却材が低圧設計の２次側に流出する事象として想定される。ただし、地震により多重の余熱除去系隔離弁（電動弁）が同時に誤開するような状況は稀有である。また、地震により弁体内部破損のような構造損傷が発生するよりも弁と接続する配管の構造損傷の方が先行して発生すると考えられ、配管破損であれば隔離弁は健全な可能性が高く隔離機能に期待できる。したがって、ＩＳ－ＬＯＣＡが発生する頻度は稀有として評価対象外とする。

p. 手動停止

地震では原子炉トリップを想定するため、手動停止は評価対象外とする。

q. ＡＴＷＳ

原子炉トリップ失敗事象としてＡＴＷＳを想定する。地震による原

子炉トリップは、加速度計の地震加速度高信号で考慮した。ただし、外部電源が喪失している場合には制御棒の自動落下を考慮して、原子炉トリップ信号は不要とした。ＡＴＷＳは保守的に炉心損傷に至るものとして炉心損傷頻度評価を行った。

(2) 階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では、第 1.2.1.d-1 図の起因事象階層ツリーで、地震により発生する起因事象の発生確率の和が 1.0 を越えないように取扱い、先行するヘディングにあるすべての起因事象が発生しない場合は、主給水流量喪失が発生するものとして評価する。また、先行するヘディングにある起因事象は後続のヘディングにある起因事象が重畳した場合でもその影響を包含できるように配列する。

階層化した各起因事象の発生確率は、それぞれ対象とするＳＳＣを設定し、そのフラジリティを評価することで算出する。また、後続のヘディングで考慮する起因事象の発生確率は、先行のヘディングで設定した起因事象が発生しない条件付きの確率として評価する。

②成功基準

(1) 成功基準の一覧

炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準及び余裕時間は、地震時においても内部事象出力時レベル１ＰＲＡと相違ない。したがって、地震ＰＲＡにおける成功基準は、内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様のものを採用する。

使命時間については、内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同様に 24 時間を考慮し、地震動で損傷した機器の修理は期待していない。また、空調系の機能喪失から 7 日後に部屋の温度が許容温度を超える場合には、室

内にある設備が機能喪失するとした。

③事故シーケンス

(1) イベントツリー

イベントツリーのヘディングは、地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起因事象、緩和機能及び緩和機能に関わるシステム等を選定した。

イベントツリーの展開では、第 1.2.1.d-1 図に示した起因事象の階層イベントツリーと緩和機能の状態を表す事象進展イベントツリーに展開する。

事象進展イベントツリーは、内部事象出力時レベル１ＰＲＡで作成された影響緩和系を頂上事象としたフロントライン系イベントツリーを基に設定する。また、RiskSpectrum による評価ではイベントヘディングの情報により事故シーケンスを分類するため、起因事象階層イベントツリーで主給水流量喪失が発生するとされた事故シーケンスから全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失及び外部電源喪失が発生している事象を識別する過渡分類イベントツリーを設定し、それぞれのイベントツリーを結合した。地震評価用のイベントツリー展開構成を第 1.2.1.d-2 図に示す。なお、結合したイベントツリーの情報は下流のイベントツリーに引き継がれる。

過渡分類イベントツリー及びフロントライン系イベントツリーでは、地震による機器損傷、ランダム故障及び人的過誤をモデル化した。過渡分類イベントツリーを第 1.2.1.d-3 図に、フロントライン系イベントツリーとして、大破断ＬＯＣＡイベントツリー、中破断ＬＯＣＡイベントツリー、小破断ＬＯＣＡイベントツリー、２次冷却系の破断イベントツリー、外部電源喪失イベントツリー、原子炉補機冷却機能喪失イベントツ

リー及び主給水流量喪失イベントツリーを第 1.2.1.d-4～10 図に示す。

④システム信頼性

(1) 評価対象としたシステムとその説明

内部事象出力時レベル１ＰＲＡ評価でまとめた情報の活用や、地震による建屋・機器ごとの損傷モードによるプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同等である。

また、Ｂ及びＣクラス機器に対しても地震の影響を考慮している。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

高圧注入系等の冗長設備は基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置されているため、機器が損傷する場合は冗長性のあるすべての機器は損傷するとして完全相関を想定した。それ以外の機器間の相関は完全独立を想定した。

(3) システム信頼性評価結果

起因事象ごとのシステム信頼性解析を実施した。また、主要なミニマルカットセットの評価を実施した。評価結果について、第 1.2.1.d-2 表に示す。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

地震ＰＲＡでは損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注入及びＲＣＰサーマルバリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失のＲＣＰシールＬＯＣＡヘディングの失敗確率を 1.0 とした。

⑤人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

内部事象ＰＲＡでは、事故前と事故後の人的過誤についてＴＨＥＲＰ手法を用いて評価している。これを基に地震ＰＲＡでは人的過誤の扱いを以下のとおりとしている。

a. 事故前の人的過誤

事故前の人的過誤は、試験や点検等による手動弁やダンパの戻し忘れを想定しており、内部事象出力時レベル１ＰＲＡと同等の評価をしている。

b. 事故後の人的過誤

内部事象出力時レベル１ＰＲＡで想定している中央制御室での操作は考慮した。地震後の現場操作については、実施が困難である可能性があるため、原則、期待していない。

⑥炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度評価（点推定）は、炉心損傷に至る各事故シーケンスの発生頻度を合計して算出した。各事故シーケンスの発生頻度は、確率論的地震ハザードから求めた発生頻度に事故シーケンスの条件付発生確率を乗じて算出した。なお、解析コードは RiskSpectrum を用い、評価地震動範囲は 0.2G～1.5G とした。

安全機能が喪失する事象が重畳する場合は、地動最大加速度の増加に伴う複数機器の同時損傷により複数の起因事象が発生する可能性があるため、地震ＰＳＡ学会標準にしたがい、重畳による影響を包含できるように階層化処理を行っている。具体的には、先行するヘディングにある

起因事象が発生した時は後続のヘディングにある起因事象が重畳している可能性があるものとして考え、先行する起因事象で想定している緩和系により「後続の起因事象の事象進展の抑制が可能」又は「後続の起因事象に係る緩和操作に期待する必要がない」ことを考慮した上で起因事象階層イベントツリーを作成している。

また、サポート系（電源系、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系等）については当該機能が喪失すると複数の安全機能に影響を与えることから、従属性を有する緩和系機能喪失の原因として考慮するとともに、例えば原子炉補機冷却水系が喪失することでＲＣＰシールＬＯＣＡが発生するように従属的に発生する事象についても考慮した。

一方、さらに異なる組み合わせや複数の安全機能が喪失する事象が重畳する場合も想定されるが、すべての重畳の組み合わせを事故シーケンスとして区別すると複雑になりすぎるため、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理した。

(2) 炉心損傷頻度結果

上記のとおりの手順でモデルを定量化した結果、全炉心損傷頻度は 2.3×10^{-5}（／炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第 1.2.1.d-3 表に示す。起因事象別の結果では、外部電源喪失を起因とする炉心損傷頻度が約 5 割程度を占め、次いで大破断ＬＯＣＡ等のＬＯＣＡ事象が支配的である。

また、地震ＰＲＡでは大型静的機器、建屋及び操作盤等の損傷による事故シナリオを考慮しており、蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）、大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）、原子炉格納容器損傷、原子炉建屋損傷、原子炉補助建屋損傷、複数の信号系

損傷、１次系流路閉塞による２次系からの除熱機能喪失等を新たな事故シーケンスとして整理している。

さらに、加速度区分別の炉心損傷頻度を第 1.2.1.d-4 表に示す。加速度区分別では、1.1～1.3G が支配的となっており、次いで 0.8～1.1G、1.3～1.5G が支配的となっている。

起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合を示すパイチャートを第 1.2.1.d-11 図、加速度区分別の炉心損傷頻度寄与割合を第 1.2.1.d-12 図及び加速度区分別の条件付炉心損傷頻度を第 1.2.1.d-13 図に示す。

(3) 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

地震ＰＲＡで評価したＳＳＣが、炉心損傷に与える影響を把握するために、Fussell-Vesely（ＦＶ）重要度評価を実施した（重要度は地震ＰＲＡで評価対象とした 0.2G から 1.5G の全加速度範囲の炉心損傷頻度の積分値に対して算出）。

なお、定義式は以下に示すとおりである。

$$\text{Fussell-Vesely 指標} = P_i(top) \Big/ P(top) = 1 - \frac{P(top/A=0)}{P(top)}$$

ここで、

Ｐi(top)：機器 i の機能喪失が寄与して発生する頂上事象の発生確率

Ｐ(top)：頂上事象の発生確率

地震で損傷するＳＳＣの全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果及び炉心損傷頻度への寄与割合が高い事故シーケンスに対する重要度評価結果を第 1.2.1.d-5 表及び第 1.2.1.d-6 表に示す。ＦＶ重要度は、炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

フラジリティ評価の結果、耐震Ｃクラスである外部電源系以外では、使用済燃料ピットクーラ、制御建屋送気ファン、計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計等の広範な事故シーケンスに関連するサポート系が相対的に低い結果となっており、これらの機器のＦＶ重要度が高い結果となっている。

b. 不確実さ解析

確率論的地震ハザード、機器フラジリティ、ランダム故障の不確かさに着目した全炉心損傷頻度の不確実さ解析として、全炉心損傷頻度の 5%下限値、中央値、平均値及び 95%上限値を評価した。不確実さ解析の結果を第 1.2.1.d-7 表に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の 2.3×10^{-5} となった。また、エラーファクターは 2.5 と評価され、95%上限値と 5%下限値の間に約 6 倍の不確実さ幅があるという結果になった。一方、第 1.2.1.d-8 表に示す確率論的地震ハザード曲線の超過発生頻度（／年）より、信頼度区分が「90%～最大値」と「最小値～10%」の差は、加速度区分 1 から加速度区分 4 で約 3～13 倍程度、加速度区分 5 では約 23 倍であった。このことから、炉心損傷頻度の不確実さは確率論的地震ハザードの不確実さの影響が支配的であること、加速度区分別炉心損傷頻度への寄与割合は加速度区分 1～4 が全体の約 8 割を占めることが影響し、全炉心損傷頻度のエラーファクターが小さくなったと考えられる。

また、事故シーケンスごとの不確実さ解析として、地震特有の事故シーケンスに着目して不確実さ解析を実施した。評価結果を第 1.2.1.d-9 表及び第 1.2.1.d-14 図に示す。5%下限値、中央値、平均値及び 95%上限値のそれぞれについて、全炉心損傷頻度と地震特有の事故シーケンスの炉心損傷頻度の比を比較したところ 0.001 未満～

0.037 であり、点推定値評価と同様に地震特有の事故シーケンスの炉心損傷頻度は小さい結果となった。

以上のことから、不確実さを考慮しても、地震特有の事故シーケンスは全炉心損傷頻度に対して寄与が小さく、地震を考慮しても選定した重要事故シーケンスで代表されることを確認した。

c. 感度解析

冗長設備については完全相関として評価を実施しているが、この冗長設備の相関性について感度解析を実施した。具体的には、全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度の高い機器のうち冗長設備について完全独立として評価した。相関性を考慮した感度解析結果を第 1.2.1.d-10 表に示す。完全独立として評価することで、冗長設備の条件付損傷確率が低下することが確認できる。

また、炉心損傷頻度について、基本ケースでは冗長機器である制御建屋送気ファン等がＦＶ重要度の上位であったことから、感度解析結果では約 4 割程度低減した。加速度区分ごとに結果を分析すると、中程度の加速度（0.5～1.3G）で相関性の効果がある程度確認できるが、比較的低い加速度（0.2～0.5G）及び高加速度（1.3～1.5G）では相関性の影響を受けない結果となった。これは、比較的低い加速度（0.2～0.5G）ではランダム故障の寄与が高く地震による冗長機器の寄与が小さいためである。また、高加速度（1.3～1.5G）では冗長設備以外の機器も含めすべての機器の損傷確率が高くなり、冗長機器による相関性の効果が現れない結果となった。

以上のことから、基本ケースと感度解析の差は約 4 割程度であり、完全相関とした基本ケース評価でも過度に保守的な評価にならないことを確認した。

第 1.2.1.a-1 表　地震ＰＲＡを実施するために収集した情報及び主な情報源

	ＰＲＡ評価作業		情　報	主な情報源
1	プラントの設計・運転の把握		ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報	・内部事象出力時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書（原子炉設置許可申請書、工事計画認可申請書、保安規定等） ・全体機器配置図、換気空調設備図、構内配置図、耐震計算書、プラントウォークダウン
2	確率論的地震ハザード評価		対象サイト周辺地域での地震発生様式を考慮し、震源モデルの設定に係る震源特性や、地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	・文献調査結果 ・地質調査結果 ・気象庁地震カタログ
3	建屋・機器フラジリティ評価		プラント固有の建屋・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	・国内外のＰＲＡ情報
4	事故シーケンス評価	a)事故シナリオの分析と起因事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	・国内外のＰＲＡ情報
		b)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c)システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態	
		d)事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第 1.2.1.a-2 表　地震による事故シナリオのスクリーニング(1/4)

事故シナリオ	分　析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
１．安全機能ＳＳＣ以外の屋内設備の損傷による間接的影響		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉容器、原子炉格納容器への影響	・格納容器ポーラークレーンは Ss 地震動に対する地震動に対して落下防止装置を有する。 ・万一落下防止装置が破損しても、リングガータの内径はクレーン内径より小さいため物理的にもクレーンが落下することはない。 ・仮に落下を想定しても、架台等の構造物があることから直接原子炉容器に衝突することはない。	工学的判断により除外
耐震Ｂ、Ｃクラスの機器の損傷に伴うＳクラス機器の損傷	・当該プラントの耐震設計において、Ｓクラスの機器は、Ｂ、Ｃクラスの機器の破損によって波及的破損が生じないよう配置等の考慮を行っている。 ・プラントウォークダウンによりＳクラス機器が波及的影響を受けないことを確認している。	工学的判断により除外
タービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	・タービンミサイルの影響は設置許可申請において評価・審査されており、万一、タービンの設計最大速度でミサイルとなった場合も原子炉格納容器を貫通しないことを確認している。	工学的判断により除外

第 1.2.1.a-2 表　地震による事故シナリオのスクリーニング(2/4)

事故シナリオ	分　析	スクリーニング結果
２．安全機能ＳＳＣ以外の屋外設備の損傷による間接的影響		
排気筒等の転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・ＰＷＲの排気筒は原子炉格納容器に沿った、ステンレス製の軽量のダクト形状であり、万一損傷して落下しても建屋等を損傷させることはない。	工学的判断により除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・原子炉施設周辺斜面の崩壊確率を評価し、影響を与える可能性のある建屋・機器等の損傷確率と比べ、小さいことを確認している。	工学的判断により除外
送電網の鉄塔等の損傷に伴う外部電源喪失への影響	・地震ＰＲＡでは外部電源のフラジリティは、米国事例に基づく保守的な想定で考慮している。	地震ＰＲＡで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	・安全上重要な設備の冷却用水源（海水取水設備、１次系冷却水タンク、燃料取替用水タンク等）のフラジリティについては地震ＰＲＡで考慮済みである。	地震ＰＲＡで考慮

第 1.2.1.a-2 表　地震による事故シナリオのスクリーニング(3/4)

事故シナリオ	分　析	スクリーニング結果
３．運転員操作の阻害による波及的影響		
地震前（設計、製作、組立、検査等）のミス	・設計、製作、組立、検査等のミスは、設計、据付段階における品質管理プログラムでの適正管理、並びに工事計画認可申請等で確認されている。 ・万一、これらのミスがあったとしても、多重性を備えた設備のすべてに同様のミスを犯す可能性は小さく、また、地震ＰＲＡでは保守的に多重設備の損傷の完全相関を想定している。	工学的判断により除外
地震時、地震後の人的過誤	・地震により原子炉はトリップされ、プラントは長期炉心冷却モードに移行する。この安全停止のための運転員操作は地震収束後であり運転員の操作は可能である。 ・地震により炉心損傷に至るような事象が発生したとしても、地震ＰＲＡで期待する運転員による緩和操作は中央制御室近傍で操作可能である。	地震ＰＲＡで考慮
変圧器等の碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	・非常用母線及び常用母線からの給電ができない場合のバックアップ操作（ディーゼル発電機の起動等）は、事故時操作所則にしたがい、中央制御室近傍で操作可能である。	地震ＰＲＡで考慮
構内通行支障、要員への影響	・地震後のプラントの安全停止のための運転員操作は、中央制御室近傍で操作可能であり、構内通行支障による影響はない。 ・プラントウォークダウンにより、アクセスルートを塞いでしまう設備がないことを確認している。	工学的判断により除外

第 1.2.1.a-2 表　地震による事故シナリオのスクリーニング(4/4)

事故シナリオ	分　析	スクリーニング結果
その他の事故シナリオ		
４．余震による地震動の安全機能への影響		
本震直後の余震による炉心損傷への影響	・確率論的地震ハザード評価では余震を除外し、本震で発生頻度が評価されている。また、本震を上回るような余震の可能性は低い。 ・本震後は原子炉はトリップされ、事故時操作所則にしたがい安全停止に移行するため、余震が発生したとしても影響はない。 ・地震ＰＳＡ学会標準では余震の評価手法が例示されてはいるが、系統的な評価手法は確立されておらず、今後の課題とする。	余震による影響は今後の課題であるが、影響が大きいのは本震である。
５．経年変化を考慮した場合の影響		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	・予防保全やＰＬＭ評価で設計想定以上の劣化が予測された場合は補修や交換がなされる。	工学的判断により除外

第 1.2.1.a-3 表　建屋・機器選定のステップ(1/2)

ステップ	内容（内部事象出力時レベル１ＰＲＡ）		
	機　　器	建　　屋	屋外重要土木構築物
1-1	・ランダム事象をきっかけとして炉心損傷に至る起因事象を選定。	－	－
1-2	・各起因事象について、事象の影響緩和に必要な機能を抽出し、イベントツリーを作成して、収束シナリオを特定。	－	－
1-3	・系統図等を基に炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響が考えられない機器を除外 [考え方]:炉心損傷頻度を評価する上で有意な影響がないこと [対象]：小口径枝管の配管、弁等	－	－
1-4	・フォールトツリーを作成して関連する設備を抽出し、機器リストを作成	－	－

第 1.2.1.a-3 表　建屋・機器選定のステップ(2/2)

ステップ	内容（地震ＰＲＡ）		
	機　　器	建　　屋	屋外重要土木構築物
2-1	内部事象出力時レベル１ＰＲＡの結果に以下の追加を検討 ・地震で損傷した際に起因事象を発生させる機器／建屋／土木構築物 ・起因事象発生後に事象を緩和させる機器／建屋／土木構築物		
	[考え方]：①地震動による安全上重要な建物、構築物、配管等の大型静的機器の損傷に伴い、緩和設備によって事象の進展を抑制できず、炉心損傷に至る機器／建屋／土木構築物を追加 ②地震動による安全機能への広範な影響を及ぼす計装・制御系、非常用系を追加		
	[対象]：①原子炉容器、炉内構造物、燃料 ②電気盤（メタルクラッドスイッチギア、原子炉盤)等を追加	[対象]：①原子炉建屋、原子炉補助建屋等を追加 ②追加なし	[対象]：①海水取水ライン構造物を追加 ②追加なし
2-2	内部事象出力時レベル１ＰＲＡの結果から以下の削除を検討 ・起因事象発生後に事象を緩和させる機器／建屋／土木構築物		
	[考え方]：地震が発生した場合に期待できない機器／建屋／土木構築物を削除		
	[対象]：タービンバイパス弁等を削除	[対象]：削除なし	[対象]：削除なし
2-3	プラントウォークダウンにより二次的な影響を及ぼす機器／建屋／土木構築物の検討		
	[考え方]：地震ＰＳＡ学会標準及び過去に実施した当社のプラントウォークダウン実績を基に、重要事故シーケンス選定に当たって確認が必要な機器を抽出し、以下の観点から影響機器の有無を確認 ・倒壊により被害を受けないか ・周辺機器の損傷時、周辺機器の保有水による影響はないか　等		
	[対象]：追加なし	[対象]：追加なし	[対象]：追加なし

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（1/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) βR βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
VR:CVバイパス	蒸気発生器	構造損傷	リングフレーム側 スナバ取付ピン	2.18 0.20 0.19	1.15	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なLOCA及びCVバイパスが発生することを想定する。	①工認ベース
-	冷却材ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	RCPの機能である[redacted]されるため、考慮不要。	-
ALEX:Excess-LOCA		構造損傷	モータ側ブラケット 取付ボルト	2.12 0.20 0.19	1.12	全冷却材ポンプの大規模なバウンダリ損傷により制御できない大規模なLOCAが発生し直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALEX:Excess-LOCA	１次冷却材管	構造損傷	ホットレグ	2.49 0.20 0.19	1.31	全ループでのRCS配管破損により直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALEX:Excess-LOCA	蒸気発生器	構造損傷	冷却材入口管台 セーフエンド	1.86 0.20 0.19	0.98	蒸気発生器の構造損傷により制御できない大規模なLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALEX:Excess-LOCA	炉内計装引出管	構造損傷	コンジットチューブ	3.58 0.32 0.31	1.30	RV下部での制御できないLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALEX:Excess-LOCA	原子炉容器	構造損傷	補強材	2.75 0.20 0.19	1.45	原子炉容器の構造損傷より制御できない大規模なLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALGE:原子炉建屋損傷	原子炉建屋	構造損傷	-	3.32 0.26 0.15	1.68	原子炉建屋の構造損傷により、安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。 （損傷の影響を的確に判断することが困難であるため、全損を仮定する）	-
ALRV:原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	構造損傷	リングガーダ上端レベル （B点）	2.47 0.20 0.25	1.20	原子炉格納容器の構造損傷より制御できない大規模なLOCAが発生し、直接炉心損傷に至る。	③裕度向上ベース
ALSB:原子炉補助建屋損傷	原子炉補助建屋	構造損傷	-	2.54 0.15 0.15	1.54	原子炉補助建屋の構造損傷により、安全上重要な設備の機能が不能となり直接炉心損傷に至ることを想定する。 （損傷の影響を的確に判断することが困難であるため、全損を仮定する）	-
ALSV:電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	電動弁	機能損傷	弁本体	3.79 0.19 0.25	1.86	[redacted]電動弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。 CCW Cヘッダの損傷時に隔離失敗によるCCW喪失を想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	[redacted]電動弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。 CCW Cヘッダの損傷時に隔離失敗によるCCW喪失を想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
ALBK:1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	炉心支持構造物	構造損傷	下部炉心支持板	2.47 0.24 0.31	1.01	[redacted]を大幅に阻害するような損傷により、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALBK:1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	炉内構造物	構造損傷	熱遮へい体	2.74 0.25 0.29	1.14	[redacted]を大幅に阻害するような損傷により、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR:複数の信号系損傷	ケーブルトレイ	構造損傷	－	2.60 0.20 0.19	1.40	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	③裕度向上ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（2/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
ALTR：複数の信号系損傷	ソレノイド弁分電盤	機能損傷	－	2.01 / 0.13 / 0.23	1.10	[redacted]の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	4.71 / 0.19 / 0.21	2.46	[redacted]の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	タービン発電機盤	機能損傷	－	3.02 / 0.13 / 0.23	1.66	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプからの給水失敗となり、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	3.33 / 0.19 / 0.25	1.63	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプからの給水失敗となり、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	プロセス計測制御ラック（保護用）	機能損傷	－	3.72 / 0.22 / 0.27	1.65	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	16.91 / 0.19 / 0.21	8.85	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	安全防護ロジックテストラック	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	17.60 / 0.19 / 0.21	9.21	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	安全防護ロジックラック	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	17.60 / 0.19 / 0.21	9.21	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	逆止弁	機能損傷	－	13.28 / 0.13 / 0.19	7.83	[redacted]逆止弁の機能損傷により炉心損傷に至る場合を想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	[redacted]逆止弁の構造損傷により炉心損傷に至る場合を想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉盤	機能損傷	－	3.02 / 0.13 / 0.23	1.66	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	原子炉保護ロジックラック	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	17.60 / 0.19 / 0.21	9.21	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース

[redacted]枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（3/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
ALTR：複数の信号系損傷	中央制御室退避時制御盤	機能損傷	－	5.55 / 0.22 / 0.27	2.47	中央制御室外での安全停止操作盤。プラントに重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	66.58 / 0.19 / 0.21	34.87	中央制御室外での安全停止操作盤。プラントに重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	補助リレーラック	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	22.00 / 0.19 / 0.21	11.52	プラントの重要な制御、保護機能が不能となり直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALTR：複数の信号系損傷	炉外核計装盤	機能損傷	－	10.09 / 0.13 / 0.23	5.57	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプからの給水失敗となり、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	14.40 / 0.19 / 0.21	7.54	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプからの給水失敗となり、直接炉心損傷に至る。	①工認ベース
ALAT：地震AT+制御棒挿入不能	制御棒クラスタ	構造損傷	制御棒被覆管（半挿入状態）	3.09 / 0.20 / 0.24	1.49	制御棒クラスタの損傷とともに、制御棒挿入が不能となる(ATWS事象は、炉心損傷を想定)。	①工認ベース
ALAT：地震AT+制御棒挿入不能	燃料集合体	構造損傷	燃料被覆管 過渡変化時 寿命初期	4.29 / 0.28 / 0.31	1.62	燃料集合体の損傷とともに、制御棒挿入が不能となる(ATWS事象は、炉心損傷を想定)。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	原子炉容器	構造損傷	ふた用管台	1.84 / 0.25 / 0.25	0.82	原子炉容器（ふた用管台）の構造損傷による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	制御棒駆動装置	構造損傷	制御棒駆動装置耐圧部	2.33 / 0.25 / 0.25	1.04	[redacted]による大破断LOCAを想定する。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	1次冷却材管	構造損傷	12IN　安全注入管台	2.43 / 0.20 / 0.25	1.17	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	加圧器	構造損傷	組立ボルト	2.28 / 0.20 / 0.19	1.20	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	加圧器サージ管	構造損傷	配管本体	4.93 / 0.28 / 0.31	1.89	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	RHR高温側吸込み配管	構造損傷	配管本体	4.93 / 0.28 / 0.31	1.89	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
LL：大破断LOCA	アキュムレータ注入配管（C/L側）	構造損傷	配管本体	4.93 / 0.28 / 0.31	1.89	1次冷却材の流出による大破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML：中破断LOCA	1次冷却材管	構造損傷	3IN　化学及び体積制御管台	3.17 / 0.25 / 0.25	1.41	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース

[redacted]枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（4/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
ML:中破断LOCA	加圧器スプレライン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML:中破断LOCA	充てん/高圧注入ポンプ高温側注入配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML:中破断LOCA	充てん注入ライン配管(C/L側)	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML:中破断LOCA	低圧注入配管(C/L側)	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML:中破断LOCA	余熱除去ポンプ高温側注入配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
ML:中破断LOCA	CVCS抽出配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による中破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	加圧器	構造損傷	スプレイライン用管台（セーフエンド）	4.46 / 0.25 / 0.25	1.99	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	原子炉容器	構造損傷	空気抜管	1.54 / 0.20 / 0.19	0.81	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	RV頂部ベントライン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	SS サンプル冷却器注入配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	加圧器安全弁配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	加圧器逃がし弁配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	格納容器冷却材ドレン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	余剰抽出冷却器注入ライン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	RCS加圧器スプレヘッダライン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	ほう酸注入タンクライン配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（5/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉		影　響	フラジリティの参照元
				Median(G) βR βU	HCLPF(G)		
SL:小破断LOCA	加圧器補助スプレ配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	高圧注入系配管(C/L側)	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。	①工認ベース
SL:小破断LOCA	加圧器安全弁	構造損傷	－	－ － －	－	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
SL:小破断LOCA	加圧器逃がし弁	構造損傷	－	－ － －	－	1次冷却材の流出による小破断LOCAを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
MB:2次冷却系破断	蒸気発生器	構造損傷	給水入口管台	1.91 0.20 0.19	1.01	蒸気発生器入口管台からの流出による2次冷却系破断事象が発生。	①工認ベース
MB:2次冷却系破断	主蒸気ライン配管	構造損傷	配管本体	4.11 0.27 0.31	1.60	主蒸気ライン配管からの流出による2次冷却系破断事象が発生。	①工認ベース
MB:2次冷却系破断	主蒸気安全弁	構造損傷	－	－ － －	－	当該弁からの蒸気流出により2次冷却系破断事象が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
MB:2次冷却系破断	主蒸気隔離弁(電磁弁を含む)	構造損傷	－	－ － －	－	当該弁からの蒸気流出により2次冷却系破断事象が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
MB:2次冷却系破断	主蒸気逃がし弁	構造損傷	－	－ － －	－	当該弁からの蒸気流出により2次冷却系破断事象が発生。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
QA:外部電源系	外部電源系	工学的判断	－	0.30 0.25 0.50	0.09	外部電源の喪失。	－
QB:125V DC	ドロッパ盤	機能損傷	－	3.25 0.22 0.27	1.44	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	4.15 0.19 0.21	2.17	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
QB:125V DC	リレー室直流分電盤	機能損傷	－	10.24 0.13 0.23	5.65	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	10.38 0.09 0.17	6.96	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
QB:125V DC	中央制御室直流分電盤	機能損傷	－	8.07 0.13 0.23	4.45	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	6.77 0.09 0.17	4.54	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（6/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QB:125V DC	直流き電盤	機能損傷	－	2.72 / 0.13 / 0.23	1.50	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	6.36 / 0.19 / 0.21	3.33	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
QC:125VDC(バッテリ)	蓄電池	構造損傷	架台	2.74 / 0.25 / 0.26	1.20	バッテリーの機能喪失。	①工認ベース
QCR:バッテリ室空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-
QCR:バッテリ室空調系	バッテリ室換気系ダクト	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	①工認ベース
QCR:バッテリ室空調系	バッテリ室換気ファン	機能損傷	－	3.32 / 0.09 / 0.15	2.23	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎ボルト	12.17 / 0.09 / 0.17	7.92	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	②PWR標準ベース
QCR:バッテリ室空調系	防火ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-
QCR:バッテリ室空調系	蓄電池室空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 / 0.22 / 0.27	0.99	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	①工認ベース
QCR:バッテリ室空調系	蓄電池室排気室排気温度計	機能損傷	－	1.43 / 0.13 / 0.23	0.78	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	バッテリ室空調系の喪失により直流電源が機能喪失する。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
QD:6.6kVメタルクラッドスイッチギア	メタルクラッドスイッチギア	機能損傷	－	1.78 / 0.13 / 0.23	0.98	非常用6.6kV母線の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎溶接部	2.92 / 0.19 / 0.21	1.53	非常用6.6kV母線の機能喪失。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（7/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QE:6.6kV DG	DG関連配管（燃料油配管等）	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	吸込風量計	機能損傷	－	1.43 / 0.13 / 0.23	0.78	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QE:6.6kV DG	空気作動ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	－
QE:6.6kV DG	シリンダ油サービスタンク	構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	シリンダ冷却水タンク	構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機　シリンダ冷却水圧力計	機能損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機　潤滑油圧力計	機能損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機　潤滑油温度計	機能損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ / － / －	－	非常用所内電源の機能喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室冷却系ダクト	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室冷却ファン	機能損傷	基礎(取付)ボルト	7.84 / 0.25 / 0.26	3.37	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎ボルト	4.52 / 0.19 / 0.21	2.33	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（8/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QE:6.6kV DG	温度制御器	機能損傷	－	4.28 0.14 0.23	2.32	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 0.22 0.27	0.99	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 0.27 0.32	1.40	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機コントロールセンタ	機能損傷	－	2.68 0.22 0.27	1.19	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	10.30 0.19 0.21	5.39	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室排気ガラリ	構造損傷	フィルタ固定ボルト	32.63 0.19 0.22	16.58	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室給気ガラリ	構造損傷	フィルタ固定ボルト	32.63 0.19 0.22	16.58	非常用所内電源の機能喪失。	②PWR標準ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機出力電圧指示計	機能損傷	－	6.11 0.22 0.27	2.72	電源系の長期運転のためには、外乱や外部電源復旧を考慮するとDGの状態監視が必要であり、当該機器の損傷により長期運転に失敗することを想定する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	電源系の長期運転のためには、外乱や外部電源復旧を考慮するとDGの状態監視が必要であり、当該機器の損傷により長期運転に失敗することを想定する。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする	-
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機制御盤	機能損傷	－	3.36 0.13 0.23	1.85	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	7.54 0.19 0.21	3.95	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機用励磁機	機能損傷	－	3.36 0.13 0.23	1.85	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	7.54 0.19 0.21	3.95	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	防火ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 0.31 0.31	1.23	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（9/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QE:6.6kV DG	起動用空気だめ	構造損傷	胴板	5.86 0.09 0.17	3.93	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	主始動弁 （電磁弁を含む）	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
QE:6.6kV DG	潤滑油こし器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	潤滑油タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	潤滑油冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	清水冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	内燃機関(ディーゼル機関)	機能損傷	－	2.27 0.13 0.19	1.33	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	8.54 0.09 0.17	5.73	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	燃料弁冷却水タンク	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	燃料弁冷却水ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	燃料弁冷却水冷却器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	燃料油サービスタンク	構造損傷	取付ボルト	16.35 0.09 0.17	10.96	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QE:6.6kV DG	燃料油移送ポンプ	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（10/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QE:6.6kV DG	燃料油第1,第2こし器	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	燃料油貯油槽	構造損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
QE:6.6kV DG	非常用ディーゼル発電機	機能損傷	－	－ － －	－	非常用所内電源の機能喪失。 内燃機関に必要な付属装置であるが、本体と比較して十分な耐力があるため、本体の内燃機関で代表。	－
		構造損傷	軸受台台板取付ボルト	8.56 0.09 0.17	5.74	非常用所内電源の機能喪失。	①工認ベース
QF:440V AC	パワーセンタ	機能損傷	－	2.33 0.13 0.23	1.28	非常用440Vパワーセンタ母線の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎溶接部	3.84 0.19 0.21	2.01	非常用440Vパワーセンタ母線の機能喪失。	①工認ベース
QF:440V AC	原子炉コントロールセンタ	機能損傷	－	2.69 0.22 0.27	1.19	非常用440V原子炉コントロールセンタ母線の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	4.17 0.19 0.21	2.18	非常用440V原子炉コントロールセンタ母線の機能喪失。	①工認ベース
QF:440V AC	動力変圧器	機能損傷	－	－ － －	－	非常用440V母線の機能喪失。構造損傷で代表。	－
		構造損傷	ボルト	6.73 0.19 0.21	3.52	非常用440V母線の機能喪失。	①工認ベース
QG:125VDC(充電器)	充電器盤	機能損傷	－	2.83 0.22 0.27	1.26	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	5.18 0.19 0.21	2.71	直流電源の喪失。(DG、安全系補機の起動不能)	①工認ベース
QH:115V 計装用	計器用切換盤	機能損傷	－	3.02 0.13 0.23	1.66	計装用電源の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	29.98 0.09 0.17	20.10	計装用電源の喪失。	①工認ベース
QH:115V 計装用	計器用電源盤	機能損傷	－	4.32 0.22 0.27	1.92	計装用電源の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	11.02 0.19 0.21	5.77	計装用電源の喪失。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（11/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QH:115V 計装用	計器用分電盤	機能損傷	－	6.80 0.14 0.23	3.69	計装用電源の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	29.98 0.09 0.17	20.10	計装用電源の喪失。	①工認ベース
QK:非常用炉心冷却設備作動信号	加圧器圧力計	機能損傷	－	3.56 0.13 0.23	1.96	格納容器圧力計（広域）と同時故障で非常用炉心冷却設備作動信号の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	格納容器圧力計（広域）と同時故障で非常用炉心冷却設備作動信号の喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QK:非常用炉心冷却設備作動信号	格納容器圧力計(広域)	機能損傷	－	1.43 0.13 0.23	0.78	加圧器圧力計と同時故障で非常用炉心冷却設備作動信号の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	加圧器圧力計と同時故障で非常用炉心冷却設備作動信号の喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QJ:原子炉トリップ	原子炉トリップしゃ断器盤	機能損傷	－	1.83 0.13 0.23	1.01	原子炉トリップ機能の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	28.54 0.19 0.21	14.95	原子炉トリップ機能の喪失。	①工認ベース
QJ:原子炉トリップ	制御用地震計 (保護用地震計)	機能損傷	－	1.68 0.13 0.23	0.92	原子炉トリップ機能の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	原子炉トリップ機能の喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QI:RWST	充てん/高圧注入系配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	充てん／高圧注入系配管からほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	内部スプレ系配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	内部スプレ系配管からほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	燃料取替用水タンク	構造損傷	基礎ボルト 追設基礎ボルト	2.41 0.19 0.25	1.19	RWSTからほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	③裕度向上ベース
QI:RWST	燃料取替用水ヒータ	構造損傷	支持脚	2.67 0.19 0.20	1.40	RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QI:RWST	燃料取替用水ポンプ	構造損傷	ポンプ取付ボルト	41.62 0.09 0.17	27.91	燃料取替用水ポンプからほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	燃料取替用水系配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	燃料取替用水系配管からほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（12/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QI:RWST	余熱除去ポンプ	構造損傷	基礎ボルト	11.98 0.09 0.17	8.03	余熱除去ポンプからほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	余熱除去系配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	余熱除去系配管からほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	内部スプレポンプ	構造損傷	ポンプ取付ボルト	8.80 0.09 0.17	5.90	内部スプレポンプからほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QI:RWST	充てん/高圧注入ポンプ	構造損傷	電動機基礎ボルト	6.20 0.09 0.17	4.16	充てん／高圧注入ポンプからほう酸水が流出し、RWSTを水源とするすべての設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
QQ:海水系	1次系冷却水クーラ	構造損傷	胴板	3.23 0.09 0.17	2.16	1次系冷却水クーラの構造損傷により冷却水が流出し、海水系機能喪失に至る。	①工認ベース
QQ:海水系	海水ポンプ出口ヘッダ圧力計	機能損傷	－	1.43 0.13 0.23	0.78	海水ポンプ出口ヘッダ圧力計が損傷し、海水系機能損失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	海水ポンプ出口ヘッダ圧力計が損傷し、海水系機能損失に至る。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QQ:海水系	チラーユニット	構造損傷	基礎ボルト	2.76 0.09 0.17	1.79	海水系の機能喪失。	②PWR標準ベース
QQ:海水系	海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	2.01 0.15 0.17	1.20	海水ストレーナの損傷部位から海水が流出し、海水系の機能喪失に至る。	③裕度向上ベース
QQ:海水系	海水ポンプ	機能損傷	電動機下部軸受	5.83 0.23 0.21	2.85	海水ポンプの機能喪失により、海水系喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	ケーシング	5.47 0.23 0.21	2.68	海水ポンプの機能喪失により、海水系喪失に至る。	①工認ベース
QQ:海水系	海水ポンプモータ冷却水流量 計器収容盤	機能損傷	－	2.23 0.22 0.27	0.99	海水系の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 0.27 0.32	1.40	海水系の機能喪失。	①工認ベース
QQ:海水系	海水ポンプモータ冷却水流量計	機能損傷	－	1.43 0.13 0.23	0.78	海水ポンプモータ冷却水流量計の損傷により、海水系機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	海水ポンプモータ冷却水流量計の損傷により、海水系機能喪失に至る。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（13/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QQ:海水系	海水ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 0.13 0.23	1.55	海水ポンプの機能喪失により、海水系喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 0.19 0.21	11.20	海水ポンプの機能喪失により、海水系喪失に至る。	①工認ベース
QQ:海水系	海水系土木構造物	構造損傷	－	1.90 0.11 0.10	1.34	海水取水ができなくなり、海水系喪失に至る。	－
QQ:海水系	海水系配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	海水系配管が損傷し、海水系機能喪失に至る。	①工認ベース
QQ:海水系	中央制御室外原子炉停止盤　操作表示灯回路テスト盤	機能損傷	－	2.23 0.22 0.27	0.99	海水系の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 0.27 0.32	1.40	海水系の機能喪失。	①工認ベース
QQ:海水系	チラーユニット海水供給入口止弁	構造損傷	－	－ － －	－	チラーユニット海水供給入口止弁の損傷により、海水系機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	－
QL:補機冷却系	1次系冷却水タンク	構造損傷	支持脚	2.77 0.09 0.17	1.86	1次系冷却水タンクの構造損傷により冷却水が流出し、CCW喪失に至る。	①工認ベース
QL:補機冷却系	1次系冷却水ポンプ	機能損傷	軸	22.25 0.09 0.17	14.92	1次系冷却水ポンプの機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	7.60 0.09 0.17	5.09	1次系冷却水ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QL:補機冷却系	1次系冷却水ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 0.13 0.23	1.55	1次系冷却水ポンプの機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 0.19 0.21	11.20	1次系冷却水ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QL:補機冷却系	充てん/高圧注入ポンプ室冷暖房ユニット	構造損傷	基礎ボルト	7.77 0.08 0.17	5.14	CCWの機能喪失。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	スプレ余熱除去ポンプ室冷暖房ユニット	構造損傷	基礎(取付)ボルト	15.73 0.08 0.17	10.41	CCWの機能喪失。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	1次系冷却水配管	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	配管から冷却水が流出し、CCW喪失に至る。	①工認ベース
QL:補機冷却系	計器用空気圧縮機	構造損傷	圧縮機基礎ボルト	7.79 0.09 0.17	5.22	計器用空気圧縮機の構造損傷によりCCW機能が喪失する。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（14/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QL:補機冷却系	内部スプレクーラ	構造損傷	基礎ボルト	2.68 / 0.19 / 0.20	1.43	内部スプレクーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QL:補機冷却系	使用済燃料ピットクーラ	構造損傷	基礎ボルト	1.63 / 0.08 / 0.23	0.97	使用済燃料ピットクーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	余熱除去クーラ	構造損傷	胴板	2.92 / 0.09 / 0.17	1.96	余熱除去クーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QL:補機冷却系	計器用空気乾燥器	構造損傷	取付ボルト	10.63 / 0.09 / 0.17	7.13	計器用空気乾燥器の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QL:補機冷却系	ブローダウンサンプルクーラ	構造損傷	ベース	2.61 / 0.19 / 0.27	1.22	ブローダウンサンプルクーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	サンプルクーラ	構造損傷	配管（冷却器本体）	3.58 / 0.25 / 0.35	1.33	サンプルクーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	補助蒸気復水サンプリングクーラ	構造損傷	ベース	11.96 / 0.25 / 0.25	5.24	補助蒸気復水サンプリングクーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	水素再結合装置	構造損傷	胴板	23.68 / 0.08 / 0.17	15.67	水素再結合装置の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	ガス圧縮装置	構造損傷	胴板	5.66 / 0.08 / 0.17	3.74	ガス圧縮装置の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	格納容器循環空調装置（冷却コイル含む）	構造損傷	基礎ボルト	3.92 / 0.19 / 0.21	2.02	格納容器循環空調装置（冷却コイル含む）の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	抽出水非再生クーラ	構造損傷	胴板	2.48 / 0.08 / 0.17	1.64	抽出水非再生クーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	余剰抽出水クーラ	構造損傷	支持脚	2.81 / 0.17 / 0.22	1.47	余剰抽出水クーラの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	廃液蒸発装置	構造損傷	支持脚	3.02 / 0.19 / 0.20	1.58	廃液蒸発装置の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	ほう酸回収装置	構造損傷	支持脚	1.79 / 0.09 / 0.17	1.20	ほう酸回収装置の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	③裕度向上ベース
QL:補機冷却系	水素再結合ガス圧縮装置	構造損傷	胴板	14.73 / 0.08 / 0.17	9.75	水素再結合ガス圧縮装置の構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QL:補機冷却系	制御棒駆動装置冷暖房ユニット	構造損傷	基礎ボルト	12.71 / 0.09 / 0.17	8.27	制御棒駆動装置冷暖房ユニットの構造損傷によりCCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（15/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QL:補機冷却系	封水クーラ	構造損傷	胴板	7.29 0.08 0.17	4.82	封水クーラから充てんライン水が流出し、CCW系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QMI:低圧注入系	余熱除去ポンプ	機能損傷	－	6.97 0.09 0.26	3.91	余熱除去ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QMI:低圧注入系	余熱除去出口圧力計	機能損傷	－	1.43 0.13 0.23	0.78	余熱除去出口圧力計の損傷により、低圧注入失敗。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	余熱除去出口圧力計の損傷により、低圧注入失敗。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QMI:低圧注入系	余熱除去ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 0.13 0.23	1.55	余熱除去ポンプの機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 0.19 0.21	11.20	余熱除去ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QMI:低圧注入系	余熱除去ポンプ出口流量計	機能損傷	－	6.25 0.14 0.23	3.39	[redacted]に失敗し、余熱除去ポンプの機能喪失を想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	[redacted]に失敗し、余熱除去ポンプの機能喪失を想定。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QMR:低圧注入系(再循環時)	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクト	構造損傷	ダクト本体	3.39 0.31 0.31	1.23	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクトの損傷により、室温が上昇し低圧注入失敗に至る。	①工認ベース
QMR:低圧注入系(再循環時)	スプレ余熱除去ポンプ室冷却ファン	機能損傷	ケーシング	13.93 0.25 0.26	6.00	スプレ余熱除去ポンプ室冷却ファンの損傷により、室温が上昇し低圧注入系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎(取付)ボルト	40.18 0.19 0.22	20.42	スプレ余熱除去ポンプ室冷却ファンの損傷により、室温が上昇し低圧注入系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
QNI:内部スプレ系	格納容器圧力計(広域)	機能損傷	－	1.43 0.13 0.23	0.78	内部スプレ系の機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	内部スプレ系の機能喪失に至る。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	－
QNI:内部スプレ系	よう素除去薬品タンク	構造損傷	基礎ボルト	5.49 0.09 0.17	3.68	よう素除去薬品タンクの構造損傷により[redacted]により機能喪失する。	①工認ベース
QNI:内部スプレ系	内部スプレポンプ	機能損傷	－	6.97 0.09 0.26	3.91	内部スプレポンプの機能喪失により内部スプレ系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QNI:内部スプレ系	スプレノズル	構造損傷	配管本体	4.21 0.28 0.31	1.62	スプレノズルの機能喪失により内部スプレ系の機能喪失に至る。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（16/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QNI:内部スプレ系	内部スプレポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 / 0.13 / 0.23	1.55	内部スプレポンプの機能喪失により内部スプレ系の機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 / 0.19 / 0.21	11.20	内部スプレポンプの機能喪失により内部スプレ系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QNR:内部スプレ系(再循環時)	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクト	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクトの損傷により、室温が上昇し内部スプレ系再循環失敗に至る。	①工認ベース
QNR:内部スプレ系(再循環時)	スプレ余熱除去ポンプ室冷却ファン	機能損傷	ケーシング	13.93 / 0.25 / 0.26	6.00	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクトの損傷により、室温が上昇し内部スプレ系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎(取付)ボルト	40.18 / 0.19 / 0.22	20.42	スプレ余熱除去ポンプ室冷却系ダクトの損傷により、室温が上昇し内部スプレ系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
QSI:高圧注入系	ほう酸注入タンク	構造損傷	基礎ボルト	2.20 / 0.09 / 0.23	1.34	高圧注入系の機能喪失。	①工認ベース
QSI:高圧注入系	ほう酸注入タンクほう酸第1循環弁及び第2循環弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	ほう酸注入タンクほう酸第1循環弁及び第2循環弁の損傷により、高圧注入系機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	ほう酸注入タンクほう酸第1循環弁及び第2循環弁の損傷により、高圧注入系機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
QSI:高圧注入系	充てん/高圧注入ポンプ	機能損傷	軸受	11.98 / 0.09 / 0.17	8.03	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QSI:高圧注入系	充てん/高圧注入ポンプガスベントラインしゃ断弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	充てん/高圧注入ポンプガスベントラインしゃ断弁の損傷により、高圧注入系機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	充てん/高圧注入ポンプガスベントラインしゃ断弁の損傷により、高圧注入系機能喪失に至る。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
QSI:高圧注入系	充てん/高圧注入ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 / 0.13 / 0.23	1.55	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 / 0.19 / 0.21	11.20	充てん／高圧注入ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QSI:高圧注入系	封水クーラ	構造損傷	胴板	7.29 / 0.08 / 0.17	4.82	封水クーラから充てんライン水が流出し、高圧注入系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QSI:高圧注入系	封水フィルタ	構造損傷	基礎ボルト	12.79 / 0.08 / 0.17	8.46	封水フィルタから充てんライン水が流出し、高圧注入系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QSI:高圧注入系	封水注入フィルタ	構造損傷	胴板	5.14 / 0.09 / 0.17	3.45	封水注入フィルタから充てんライン水が流出し、高圧注入系の機能喪失に至る。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（17/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QSI:高圧注入系	電動弁コントロールセンタ	機能損傷	－	3.74 / 0.13 / 0.23	2.06	高圧注入系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
		構造損傷	溶接部	6.81 / 0.09 / 0.17	4.43	高圧注入系の機能喪失に至る。	②PWR標準ベース
QSR:高圧注入系(再循環時)	充てん/高圧注入ポンプ室冷却系ダクト	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	充てん/高圧注入ポンプ室冷却系ダクトの損傷により、室温が上昇し高圧注入系再循環失敗に至る。	①工認ベース
QSR:高圧注入系(再循環時)	充てん/高圧注入ポンプ室冷却ファン	機能損傷	ケーシング	10.69 / 0.17 / 0.23	5.52	充てん/高圧注入ポンプ室冷却ファンの損傷により、室温が上昇し高圧注入系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎(取付)ボルト	25.25 / 0.08 / 0.17	16.71	充てん/高圧注入ポンプ室冷却ファンの損傷により、室温が上昇し高圧注入系再循環失敗に至る。	②PWR標準ベース
QO:補助給水系	タービン動補助給水ポンプ	構造損傷	ポンプ取付ボルト	8.80 / 0.09 / 0.17	5.90	タービン動補助給水ポンプから復水タンク水が流出し、補助給水系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QO:補助給水系	蒸気発生器水位計(狭域)	機能損傷	－	1.92 / 0.13 / 0.23	1.06	[redacted]の一つである蒸気発生器水位低(狭域)が喪失する。 SGへの給水流量の調整も失敗するため、補助給水失敗とする。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	[redacted]の一つである蒸気発生器水位低(狭域)が喪失する。 SGへの給水流量の調整も失敗するため、補助給水失敗とする。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
QO:補助給水系	電動補助給水ポンプ	構造損傷	原動機取付ボルト	8.99 / 0.09 / 0.17	6.03	電動補助給水ポンプから復水タンク水が流出し、補助給水系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QO:補助給水系	復水タンク	構造損傷	基礎ボルト	2.12 / 0.19 / 0.25	1.04	復水タンクの構造損傷により水が流出し、補助給水系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QO:補助給水系	補助給水配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	補助給水配管が損傷し、補助給水系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QO:補助給水系	主蒸気隔離弁(電磁弁を含む)	機能損傷	－	3.65 / 0.11 / 0.18	2.26	主蒸気隔離弁の閉止に失敗する。	①工認ベース
QO:補助給水系	主蒸気圧力計	機能損傷	－	1.63 / 0.13 / 0.23	0.89	主蒸気隔離弁の自動閉止機能が喪失し、補助給水系が機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	主蒸気隔離弁の自動閉止機能が喪失し、補助給水系が機能喪失に至る。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分に高いため機能損傷を代表とする。	-
QO:補助給水系	蒸気ライン流量計 (蒸気ライン差圧計)	機能損傷	－	1.92 / 0.13 / 0.23	1.06	主蒸気隔離弁の自動閉止機能が喪失し、補助給水系が機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	主蒸気隔離弁の自動閉止機能が喪失し、補助給水系が機能喪失に至る。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分に高いため機能損傷を代表とする。	-

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（18/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QX:電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ	機能損傷	－	14.36 / 0.09 / 0.15	9.66	電動補助給水ポンプの機能喪失。	①工認ベース
QX:電動補助給水ポンプ	原子炉保護ロジックテストラック	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	電動補助給水ポンプからの給水に失敗する。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	17.60 / 0.19 / 0.21	9.21	電動補助給水ポンプからの給水に失敗する。	①工認ベース
QX:電動補助給水ポンプ	電動補助給水ポンプ起動盤	機能損傷	－	5.04 / 0.13 / 0.23	2.78	電動補助給水ポンプが機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	79.21 / 0.19 / 0.21	41.48	電動補助給水ポンプが機能喪失に至る。	①工認ベース
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ	機能損傷	－	2.34 / 0.13 / 0.19	1.38	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。	①工認ベース
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ起動盤	機能損傷	－	5.04 / 0.13 / 0.23	2.78	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	63.36 / 0.19 / 0.21	33.18	タービン動補助給水ポンプが機能喪失する。	①工認ベース
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ起動弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁	機能損傷	－	13.28 / 0.13 / 0.19	7.83	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁の機能損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気逆止弁の構造損傷によりタービン動補助給水ポンプが機能喪失に至る。 弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮。	-
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水流量制御弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
QY:ﾀｰﾋﾞﾝ動補助給水ﾎﾟﾝﾌﾟ	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気流調弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	タービン動補助給水ポンプによる給水に失敗することを想定。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（19/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
Q2:中間建屋空調系	1次系冷却水ポンプ出口圧力計	機能損傷	－	1.43 / 0.13 / 0.23	0.78	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	中間建屋空調系が機能喪失する。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
Q2:中間建屋空調系	VS-81A吸込風量計	機能損傷	－	1.43 / 0.13 / 0.23	0.78	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	中間建屋空調系が機能喪失する。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
Q2:中間建屋空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	中間建屋空調系が機能喪失する。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-
Q2:中間建屋空調系	中間建屋給気ガラリ	構造損傷	フィルタ固定ボルト	32.63 / 0.19 / 0.22	16.58	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
Q2:中間建屋空調系	中間建屋給排気ダクト(手動ダンパ含む)	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
Q2:中間建屋空調系	中間建屋空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 / 0.22 / 0.27	0.99	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
Q2:中間建屋空調系	中間建屋送気ファン	機能損傷	軸受	3.46 / 0.25 / 0.26	1.49	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎(取付)ボルト	2.43 / 0.19 / 0.22	1.23	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
Q2:中間建屋空調系	中間建屋送気冷暖房ユニット	構造損傷	基礎(取付)ボルト	4.93 / 0.09 / 0.17	3.21	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
Q2:中間建屋空調系	中間建屋排気ファン	機能損傷	軸受	3.13 / 0.25 / 0.35	1.16	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	基礎(取付)ボルト	2.50 / 0.19 / 0.31	1.09	中間建屋空調系が機能喪失する。	②PWR標準ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（20/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉		影　響	フラジリティの参照元
				Median(G) βR βU	HCLPF(G)		
Q2:中間建屋空調系	1次系冷却水ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 0.13 0.23	1.55	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 0.19 0.21	11.20	中間建屋空調系が機能喪失する。	①工認ベース
Q3:空調用冷水設備	チラーユニット海水供給入口止弁	機能損傷	弁本体	3.79 0.19 0.25	1.86	チラーユニット海水供給入口止弁の損傷により、空調用冷水設備の機能喪失に至る。	①工認ベース
Q3:空調用冷水設備	チラーユニット操作盤	機能損傷	－	2.23 0.22 0.27	0.99	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	ボルト	14.92 0.19 0.21	7.71	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q3:空調用冷水設備	流量調節弁	機能損傷	弁本体	3.79 0.19 0.25	1.86	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水設備の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
Q3:空調用冷水設備	逆止弁	機能損傷	－	13.28 0.13 0.19	7.83	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ － －	－	空調用冷水設備の機能喪失。 弁が損傷する前に配管が損傷すると考えられるため、弁の構造損傷は配管側のフラジリティで考慮する。	-
Q3:空調用冷水設備	空調用冷水配管(手動弁含む)	構造損傷	配管本体	4.21 0.32 0.31	1.52	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
Q3:空調用冷水設備	制御建屋冷暖房ユニット	構造損傷	基礎ボルト	8.90 0.09 0.17	5.97	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
Q3:空調用冷水設備	チラーユニット	機能損傷	－	2.00 0.13 0.19	1.17	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q3:空調用冷水設備	冷水膨張タンク	構造損傷	支持脚	5.32 0.27 0.27	2.18	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q3:空調用冷水設備	冷水ポンプ	構造損傷	基礎ボルト	13.60 0.09 0.17	8.85	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q3:空調用冷水設備	冷水ポンプ	機能損傷	－	5.15 0.09 0.26	2.89	空調用冷水設備の機能喪失。	②PWR標準ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（21/24）

[redacted]	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
Q3:空調用冷水設備	冷水ポンプ現場操作箱	機能損傷	－	2.81 / 0.13 / 0.23	1.55	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	21.40 / 0.19 / 0.21	11.20	空調用冷水設備の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	空気作動ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御建屋空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-
Q4:制御建屋空調系	制御建屋空調系ダクト(手動ダンパ含む)	構造損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	制御建屋空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 / 0.22 / 0.27	0.99	制御建屋空調系の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	制御建屋循環ファン	機能損傷	－	3.27 / 0.09 / 0.15	2.20	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	取付ボルト	6.77 / 0.09 / 0.17	4.54	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	制御建屋送気ファン	機能損傷	ケーシング	2.25 / 0.25 / 0.31	0.91	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	2.54 / 0.19 / 0.27	1.20	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	制御建屋送気ファンケーシング	構造損傷	基礎ボルト	5.62 / 0.09 / 0.17	3.77	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室加湿器	構造損傷	ケーシング	12.77 / 0.19 / 0.20	6.70	制御建屋空調系の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環系バウンダリ配管（手動弁含む）	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	防火ダンパ	機能損傷	ダクト本体	3.39 / 0.31 / 0.31	1.23	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	制御建屋空調系の機能喪失。 ダンパの耐震評価は、構造損傷が即機能損傷となるとしているため、機能損傷にフラジリティを記載。	-

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（22/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
Q4:制御建屋空調系	流量計	機能損傷	－	1.43 / 0.13 / 0.23	0.78	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室換気空調エヴァキュエーション盤	機能損傷	－	4.59 / 0.14 / 0.23	2.49	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	9.44 / 0.09 / 0.17	6.33	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環ファン	機能損傷	軸受（駆動側）	3.41 / 0.25 / 0.28	1.45	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	取付ボルト	6.61 / 0.19 / 0.24	3.30	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環ファンケーシング	構造損傷	基礎ボルト	5.62 / 0.09 / 0.17	3.77	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環フィルタユニット	構造損傷	よう素フィルタサポート	10.93 / 0.09 / 0.17	7.33	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 / 0.22 / 0.27	0.99	制御建屋空調系の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	補助建屋よう素除去廃棄空調装置現地計器ラック	機能損傷	－	2.23 / 0.22 / 0.27	0.99	制御建屋空調系の機能喪失。	②PWR標準ベース
		構造損傷	盤本体フレーム	3.67 / 0.27 / 0.32	1.40	制御建屋空調系の機能喪失。	①工認ベース
Q4:制御建屋空調系	制御建屋空調系　再熱コイル	構造損傷	コイル	4.44 / 0.19 / 0.19	2.37	制御建屋空調系の機能喪失。	②PWR標準ベース
Q7:換気空調盤	換気空調盤	機能損傷	－	3.22 / 0.22 / 0.27	1.43	換気空調盤により制御される空調系が機能喪失する。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	16.86 / 0.19 / 0.21	8.83	換気空調盤により制御される空調系が機能喪失する。	①工認ベース
QT:計器用空気系	計器用空気圧縮機	機能損傷	－	2.79 / 0.13 / 0.19	1.64	計器用空気圧縮機の機能喪失。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（23/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QT:計器用空気系	計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計	機能損傷	－	1.76 / 0.13 / 0.23	0.97	計器用空気系Cヘッダ隔離失敗による計器用空気の喪失を想定。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	計器用空気系Cヘッダ隔離失敗による計器用空気の喪失を想定。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
QT:計器用空気系	計器用空気だめ	構造損傷	胴板	7.74 / 0.09 / 0.17	5.19	空気だめの構造損傷により計器用空気系の機能喪失に至る。	①工認ベース
QT:計器用空気系	計器用空気圧縮機盤	機能損傷	－	5.12 / 0.22 / 0.27	2.28	コンプレッサの機能喪失。	①工認ベース
		構造損傷	ボルト	14.40 / 0.19 / 0.21	7.54	コンプレッサの機能喪失。	①工認ベース
QT:計器用空気系	計器用空気系配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	計器用空気系配管が損傷し、計器用空気系機能喪失に至る。	①工認ベース
QT:計器用空気系	計器用補助空気そう	構造損傷	支持脚	2.78 / 0.25 / 0.26	1.22	計器用補助空気そうが損傷し、計器用空気系機能喪失に至る。	①工認ベース
QT:計器用空気系	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）が損傷し、計器用空気系機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	22.00 / 0.19 / 0.21	11.52	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）が損傷し、計器用空気系機能喪失に至る。	①工認ベース
QR:再循環切替	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）	機能損傷	－	3.56 / 0.22 / 0.27	1.58	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）が損傷し、再循環切替機能喪失に至る。	①工認ベース
		構造損傷	基礎ボルト	22.00 / 0.19 / 0.21	11.52	補助リレーラック（原子炉補助系計装盤）が損傷し、再循環切替機能喪失に至る。	①工認ベース
QR:再循環切替	格納容器再循環サンプスクリーン	構造損傷	基礎ボルト	8.38 / 0.10 / 0.23	4.94	格納容器再循環サンプスクリーンが損傷し、再循環機能喪失に至る。	①工認ベース
QR:再循環切替	格納容器再循環サンプ	構造損傷	-	3.32 / 0.26 / 0.15	1.68	格納容器再循環サンプが損傷し、再循環機能喪失に至る。	-
QR:再循環切替	格納容器再循環サンプ配管	構造損傷	配管本体	4.21 / 0.32 / 0.31	1.52	格納容器再循環サンプ配管が損傷し、再循環機能喪失に至る。	①工認ベース
QR:再循環切替	燃料取替用水タンク水位計 （燃料取換用水タンク水位計）	機能損傷	－	3.44 / 0.13 / 0.23	1.89	燃料取替用水の水位低の検知に失敗し、ECCS再循環切替に失敗する(高圧再循環、低圧再循環、内部スプレ再循環不能)。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	燃料取替用水の水位低の検知に失敗し、ECCS再循環切替に失敗する(高圧再循環、低圧再循環、内部スプレ再循環不能)。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.a-4 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（24/24）

	設　備	損傷モード	評価部位	美浜３号炉 Median(G) / βR / βU	美浜３号炉 HCLPF(G)	影　響	フラジリティの参照元
QR:再循環切替	電動弁コントロールセンタ	機能損傷	－	3.74 / 0.13 / 0.23	2.06	再循環機能が喪失する。	②PWR標準ベース
		構造損傷	溶接部	6.81 / 0.09 / 0.17	4.43	再循環機能が喪失する。	②PWR標準ベース
QU:加圧器圧力制御系	加圧器安全弁	機能損傷	弁本体	144.96 / 0.20 / 0.19	76.58	加圧器安全弁の機能喪失。	①工認ベース
QU:加圧器圧力制御系	加圧器逃がし弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	加圧器逃がし弁の機能喪失。	①工認ベース
QV:主蒸気圧力制御系	主蒸気逃がし弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	主蒸気逃がし弁の機能喪失(2次系冷却には主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁の動作が必要)。	①工認ベース
Q5:主蒸気安全弁	主蒸気安全弁	機能損傷	弁本体	3.79 / 0.19 / 0.25	1.86	主蒸気安全弁の機能喪失。(2次系冷却には主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁の動作が必要)	①工認ベース
QZ:主蒸気隔離	主蒸気隔離弁(電磁弁を含む)	機能損傷	－	3.65 / 0.11 / 0.18	2.26	主蒸気隔離弁の閉止に失敗する。	①工認ベース
QZ:主蒸気隔離	主蒸気圧力計	機能損傷	－	1.63 / 0.13 / 0.23	0.89	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
QZ:主蒸気隔離	蒸気ライン流量計 (蒸気ライン差圧計)	機能損傷	－	1.92 / 0.13 / 0.23	1.06	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。	①工認ベース
		構造損傷	－	－ / － / －	－	主蒸気隔離弁の自動閉止機能の喪失。 構造損傷であるボルトの耐力は、機能損傷に比べ十分高いため、機能損傷を代表とする。	-
Q1:蓄圧注入系	アキュムレータ	構造損傷	鏡板	3.44 / 0.20 / 0.19	1.82	アキュムレータの損傷により蓄圧注入に失敗する。	①工認ベース
Q1:蓄圧注入系	蓄圧注入系配管	構造損傷	配管本体	4.93 / 0.28 / 0.31	1.89	蓄圧注入系配管が損傷し、蓄圧注入機能喪失に至る。	①工認ベース

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.2.1.b-1 表　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元(1/3)

C断層

震源断層	断層長さ (km)	上端深さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅(2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
C断層	18	3	近傍上端	7.8	6.9	7.0	6.9	B	1.75E-04
			近傍下端	12.2					
			遠方上端	10.8					
			遠方下端	13.1					
			考慮せず	10.6					
		4	近傍上端	8.8	6.9	7.0	6.9		
			近傍下端	13.2					
			遠方上端	11.8					
			遠方下端	14.1					
			考慮せず	11.6					
		5	近傍上端	9.8	6.9	7.0	6.9		
			近傍下端	14.2					
			遠方上端	12.8					
			遠方下端	15.1					
			考慮せず	12.6					

三方断層

震源断層	断層長さ (km)	上端深さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅(2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
三方断層	27	3	近傍上端	11.2	7.2	7.3	7.1	B	1.17E-04
			近傍下端	14.4					
			遠方上端	17.7					
			遠方下端	18.5					
			考慮せず	14.5					
		4	近傍上端	12.2	7.2	7.3	7.1		
			近傍下端	15.4					
			遠方上端	18.7					
			遠方下端	19.5					
			考慮せず	15.5					
		5	近傍上端	13.2	7.2	7.3	7.0		
			近傍下端	16.4					
			遠方上端	19.7					
			遠方下端	20.5					
			考慮せず	16.5					

白木－丹生断層

震源断層	断層長さ (km)	上端深さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅(2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
白木－丹生断層	15	3	近傍上端	8.9	6.9	7.0	6.9	B	2.10E-04
			近傍下端	13.6					
			遠方上端	12.0					
			遠方下端	14.3					
			考慮せず	11.8					
		4	近傍上端	9.9	6.8	7.0	6.9		
			近傍下端	14.6					
			遠方上端	13.0					
			遠方下端	15.3					
			考慮せず	12.8					
		5	近傍上端	10.9	6.8	6.9	6.8		
			近傍下端	15.6					
			遠方上端	14.0					
			遠方下端	16.3					
			考慮せず	13.8					

第 1.2.1.b-1 表　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元(2/3)

大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

震源断層	断層長さ (km)	上端深さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
B断層	21	3	近傍上端	10.5	7.0	7.2	6.9	B	1.50E-04
			近傍下端	13.3					
			遠方上端	12.9					
			遠方下端	14.4					
			考慮せず	12.5					
		4	近傍上端	11.5	7.0	7.2	6.9		
			近傍下端	14.3					
			遠方上端	13.9					
			遠方下端	15.4					
			考慮せず	13.5					
		5	近傍上端	12.5	7.0	7.2	6.8		
			近傍下端	15.3					
			遠方上端	14.9					
			遠方下端	16.4					
			考慮せず	14.5					
B～野坂断層	33	3	近傍上端	9.3	7.4	7.5	7.2	B	9.54E-05
			近傍下端	13.0					
			遠方上端	11.5					
			遠方下端	14.3					
			考慮せず	12.0					
		4	近傍上端	10.3	7.4	7.5	7.2		
			近傍下端	14.0					
			遠方上端	12.5					
			遠方下端	15.3					
			考慮せず	13.0					
		5	近傍上端	11.3	7.4	7.5	7.1		
			近傍下端	15.0					
			遠方上端	13.5					
			遠方下端	16.3					
			考慮せず	14.0					
大陸棚外縁～B断層	34	3	近傍上端	10.8	7.4	7.5	7.1	B	9.26E-05
			近傍下端	14.1					
			遠方上端	15.7					
			遠方下端	16.3					
			考慮せず	13.7					
		4	近傍上端	11.8	7.4	7.5	7.0		
			近傍下端	15.1					
			遠方上端	16.7					
			遠方下端	17.3					
			考慮せず	14.7					
		5	近傍上端	12.8	7.4	7.5	7.0		
			近傍下端	16.1					
			遠方上端	17.7					
			遠方下端	18.3					
			考慮せず	15.7					
大陸棚外縁～B～野坂断層	49	3	近傍上端	10.0	7.7	7.8	7.4	B	6.42E-05
			近傍下端	14.1					
			遠方上端	11.9					
			遠方下端	14.9					
			考慮せず	12.9					
		4	近傍上端	11.0	7.7	7.8	7.3		
			近傍下端	15.1					
			遠方上端	12.9					
			遠方下端	15.9					
			考慮せず	13.9					
		5	近傍上端	12.0	7.7	7.8	7.3		
			近傍下端	16.1					
			遠方上端	13.9					
			遠方下端	16.9					
			考慮せず	14.9					

第 1.2.1.b-1 表　主要活断層モデル(A)のロジックツリーの分岐ごとの諸元(3/3)

安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

震源断層	断層長さ (km)	上端深さ (km)	アスペリティ	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村 (1998)	M 入倉・三宅 (2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
和布－干飯崎沖断層	41	3	近傍上端	31.7	7.5	7.6	7.6	B	7.68E-05
			近傍下端	33.6					
			遠方上端	42.9					
			遠方下端	43.5					
			考慮せず	36.9					
		4	近傍上端	32.7	7.5	7.6	7.6		
			近傍下端	34.6					
			遠方上端	43.9					
			遠方下端	44.5					
			考慮せず	37.9					
		5	近傍上端	33.7	7.5	7.6	7.5		
			近傍下端	35.6					
			遠方上端	44.9					
			遠方下端	45.5					
			考慮せず	38.9					
和布－干飯崎沖～甲楽城断層	60	3	近傍上端	25.7	7.8	7.9	7.8	B	5.25E-05
			近傍下端	27.4					
			遠方上端	31.0					
			遠方下端	31.8					
			考慮せず	27.5					
		4	近傍上端	26.7	7.8	7.9	7.7		
			近傍下端	28.4					
			遠方上端	32.0					
			遠方下端	32.8					
			考慮せず	28.5					
		5	近傍上端	27.7	7.8	7.9	7.7		
			近傍下端	29.4					
			遠方上端	33.0					
			遠方下端	33.8					
			考慮せず	29.5					
安島岬沖～和布－干飯崎沖断層	58	3	近傍上端	36.5	7.8	7.9	7.9	B	5.43E-05
			近傍下端	38.1					
			遠方上端	46.2					
			遠方下端	47.3					
			考慮せず	43.5					
		4	近傍上端	37.5	7.8	7.9	7.8		
			近傍下端	39.1					
			遠方上端	47.2					
			遠方下端	48.3					
			考慮せず	44.5					
		5	近傍上端	38.5	7.8	7.9	7.8		
			近傍下端	40.1					
			遠方上端	48.2					
			遠方下端	49.3					
			考慮せず	45.5					
安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	76	3	近傍上端	30.4	8.0	8.1	8.1	B	4.14E-05
			近傍下端	33.0					
			遠方上端	38.9					
			遠方下端	40.6					
			考慮せず	32.2					
		4	近傍上端	31.4	8.0	8.1	8.0		
			近傍下端	34.0					
			遠方上端	39.9					
			遠方下端	41.6					
			考慮せず	33.2					
		5	近傍上端	32.4	8.0	8.1	8.0		
			近傍下端	35.0					
			遠方上端	40.9					
			遠方下端	42.6					
			考慮せず	34.2					

第 1.2.1.b-2 表　主要活断層モデル(B)のロジックツリーの分岐ごとの諸元

No	断層名	断層長さ (km)	Xeq (km)	M 松田 (1975)	M 武村(1998)	M 入倉・三宅(2001)と Takemura et al.(1990)	活動度	年発生頻度 (回／年)
1	浦底－内池見断層	21	13.6	7.0	7.2	6.8	B	1.50E-04
2	ＦＯ－Ａ～ ＦＯ－Ｂ ～熊川断層	63.4※	35.1	7.8	8.0	7.6	B	4.96E-05
3	ウツロギ峠北方 －池河内断層	24	17.1	7.1	7.3	6.9	B	1.31E-04
4	濃尾地震断層系	80	62.5	8.0	8.1	7.8	B	3.93E-05
5	柳ヶ瀬断層	31	23.8	7.3	7.4	7.1	B	1.02E-04
6	敦賀断層	23	19.6	7.1	7.2	6.9	B	1.37E-04
7	琵琶湖西岸断層系	60	45.9	7.8	7.9	7.6	A	5.04E-04
8	花折断層	58	53.9	7.8	7.9	7.6	B	5.43E-05
9	$F_{GA}3$ 東部断層	29	41.9	7.3	7.4	7.0	B	1.09E-04

※地震動評価上の長さ

第 1.2.1.c-1-1 表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
建物 構築物	現実的耐力	・構造材料定数 ・損傷限界時ひずみ	・施工精度 ・実験データの統計的精度 ・耐力評価式の誤差
	現実的応答	・構造材料定数 ・地盤材料定数	・モデル形態 ・剛性評価の仮定 ・復元力特性のモデル化 ・耐震要素の評価範囲

第 1.2.1.c-1-2 表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）

損傷限界点の指標		平均値	変動係数
せん断ひずみ	ボックス壁	5.36×10^{-3}	0.24
	円筒壁	9.77×10^{-3}	0.33

第 1.2.1.c-1-3 表　地盤物性値（美浜サイト）

地層 E.L. （m）	地盤せん断波 速度 Vs（m/s）	密度 ρ （t/m^3）	ﾎﾟｱｿﾝ比 ν	せん断 弾性係数 G (N/mm^2)	ヤング係数 E (N/mm^2)
-65 以浅	1,650	2.6	0.40	7.08×10^3	1.98×10^4
-65 以深	2,530	2.6	0.32	1.66×10^4	4.38×10^4

第 1.2.1.c-1-4 表　物性値（原子炉建屋）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm²)	せん断 弾性係数 G (N/mm²)	減衰定数 h（%）
外部遮へい建屋 (O/S) 内部コンクリート (I/C)	コンクリート： Fc=20.6(N/mm²) (Fc=210kgf/cm²) 鉄筋：SD35 （SD345 相当）	2.15×10⁴	8.96×10³	5
原子炉格納容器 (C/V)	SGV49 （SGV480 相当）	1.96×10⁵	7.54×10⁴	1
蒸気発生器(S/G)	部材 31,36 以外： SQV2B	1.85×10⁵	7.12×10⁴	水平：3 鉛直：1
	部材 31： SQV2A	1.80×10⁵	6.92×10⁴	水平：3 鉛直：1
	部材 36： ASME SA508 CL.3 （SFVQ1A 相当）	1.77×10⁵	6.81×10⁴	水平：3 鉛直：1

第 1.2.1.c-1-5 表　物性値（原子炉補助建屋）

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm²)	せん断 弾性係数 G (N/mm²)	減衰 定数 h (%)
補助建屋(RC 造) 中間建屋(RC 造) 制御建屋(RC 造) ディーゼル建屋 (RC 造)	ｺﾝｸﾘｰﾄ：　Fc=17.7 (N/mm²) (Fc=180kgf/cm²) 鉄　筋：SD35 (SD345 相当)	2.05×10⁴	8.54×10³	5
補助建屋(S 造) 燃料取扱建屋(S 造)	鉄　骨：SS41,SM50 (SS400,SM490 相当)	2.05×10⁵	7.90×10⁴	2

第 1.2.1.c-1-6 表　現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度　Ｆｃ	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
	コンクリートの減衰定数　ｈ	平均値：5% 変動係数：0.25
	鉄筋の降伏強度　ｓσｙ	平均値：1.1×規格降伏点 変動係数：0.0 (考慮しない)
地盤材料定数	地盤のせん断波速度　Ｖｓ	平均値：設計値 変動係数：0.10

第1.2.1.c-1-7表　解析モデル諸元（原子炉建屋）

部位	質点番号	高さ E.L. (m)	質 量 (t)	部材番号	方 向	せん断断面積 (m^2)	断面２次モーメント (m^4)
外部遮へい建屋 (O/S)	9	86.8	161.7	9	EW,NS	20.58	5,520
	8	76.8	3,652	8	〃	47.94	22,790
	7	66.0	2,069	7	〃	47.94	22,790
	6	57.6	2,037	6	〃	47.94	22,790
	5	49.2	2,474	5	〃	61.36	28,900
	4	40.8	2,487	4	〃	61.36	28,900
	3	32.3	2,474	3	〃	61.36	28,900
	2	24.0	2,253	2	〃	61.36	28,900
	1	17.0	6,071	1	〃	278.6	111,970
原子炉格納容器 (C/V)	18	82.4	119.56	18	〃	1.00	290
	17	74.4	144.06	17	〃	1.15	421
	16	66.4	205.80	16	〃	2.30	835
	15	58.4	818.30	15	〃	2.30	835
	14	50.4	288.12	14	〃	2.30	835
	13	42.4	301.94	13	〃	2.30	835
	12	34.4	408.58	12	〃	2.30	835
	11	26.4	334.43	11	〃	2.30	835
	10	17.0	234.93	10	EW,NS	2.30	835
内部コンクリート (I/C)	21	32.15	1,854	21	EW	98.00	9,457
					NS	128.0	10,109
	20	23.85	7,185	20	EW	212.0	12,157
					NS	205.0	11,309
	19	16.70	6,416	19	EW	136.0	6,760
					NS	127.0	7,140
蒸気発生器 (S/G)	39	43.00	59.4	38	EW,NS	2.00	9.59
	38	39.35	294.8	37	〃	2.00	9.59
	37	36.47	22.5	36	〃	1.85	6.98
	36	34.77	212.2	35	〃	1.35	3.84
	35	31.53	199.6	34	〃	1.35	3.84
	34	29.79	28.7	33	〃	1.40	3.98
	33	26.76	344.5	32	〃	1.40	3.98
	32	24.58	13.3	31	EW,NS	10.60	54.34
	31	23.73	141.1	－	－	－	－
基礎	(102)	9.60	－	－	EW,NS	剛梁	
	101	5.30	40,033	－	EW,NS	剛梁	
	(100)	1.00	－	－	－	－	－
水平部材				△1	EW,NS	剛ばね	

基礎の回転慣性質量 4.97×10^6(t･m^2)

第 1.2.1.c-1-8 表　地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋）

		方向	ばね定数	減衰係数
底面 スウェイばね K_S		EW	7.70×10^{8}(kN/m)	5.37×10^{6}(kN･s/m)
		NS		5.37×10^{6}(kN･s/m)
底面 ロッキングばね K_R		EW	3.00×10^{11} (kN･m/rad)	4.17×10^{8}(kN･m･s/rad)
		NS		4.15×10^{8}(kN･m･s/rad)
側面 水平ばね	K_{H1}	EW	6.38×10^{7}(kN/m)	2.19×10^{6}(kN･s/m)
		NS		2.19×10^{6}(kN･s/m)
	K_{H2}	EW	1.28×10^{8}(kN/m)	4.37×10^{6}(kN･s/m)
		NS		4.37×10^{6}(kN･s/m)
	K_{H3}	EW	6.38×10^{7}(kN/m)	2.19×10^{6}(kN･s/m)
		NS		2.19×10^{6}(kN･s/m)
側面 回転ばね	$K_{\phi1}$	EW	2.35×10^{10} (kN･m/rad)	2.44×10^{8}(kN･m･s/rad)
		NS		2.44×10^{8}(kN･m･s/rad)
	$K_{\phi2}$	EW	4.69×10^{10} (kN･m/rad)	4.88×10^{8}(kN･m･s/rad)
		NS		4.87×10^{8}(kN･m･s/rad)
	$K_{\phi3}$	EW	2.35×10^{10} (kN･m/rad)	2.44×10^{8}(kN･m･s/rad)
		NS		2.44×10^{8}(kN･m･s/rad)

第1.2.1.c-1-9表　ばね定数（原子炉建屋）

部材 番号	位置	剛性（単位）	EW	NS
K1	21-35	軸剛性（kN/m）	8.58×10^{6}	2.27×10^{7}
K2	20-31	軸剛性（kN/m）	9.89×10^{6}	5.90×10^{6}
K2 θ	20-31	回転剛性（kN･m/rad）	4.13×10^{7}	2.97×10^{7}

第 1.2.1.c-1-10 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　質点）

部位	質点番号	高さ E.L. (m)	質量 (t)	回転慣性質量 ($\times 10^6$t・m^2)	重心座標	
					X (m)	Y (m)
中間建屋 (I/B) 制御建屋 (C/B) ディーゼル建屋 (D/G)	①	10.1	2,283.4	0.2925	-1.31	-10.62
	②	11.0	4,811.8	3.160	54.23	-11.26
	③	17.0	2,205.0	0.2942	-0.98	-10.45
	④	17.0	3,724.0	2.262	42.97	-10.63
	⑤	24.0	5,350.8	3.099	18.93	-11.21
	⑥	32.3	3,410.4	1.799	25.55	-12.02
補助建屋 (A/B)	⑦	17.0	19,306.0	8.088	2.56	25.90
	⑧	24.0	14,317.8	6.897	22.05	33.50
	⑨	32.3	11,034.8	5.766	21.12	33.68
	⑩	40.8	882.0	0.06232	4.49	41.72
	⑪	40.8	1,421.0	0.6975	18.94	26.30
燃料取扱建屋 (FH/B)	⑫	40.8	215.6	0.04557	59.57	41.97
	⑬	44.75	196.0	0.03257	58.30	51.35
	⑭	52.88	725.2	0.1114	58.30	51.35

第 1.2.1.c-1-11 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　鉛直部材）

鉛直部材番号	ばね値			剛心座標	
	vKx $\times 10^6$ (kN/m)	vKy $\times 10^6$ (kN/m)	vK θ $\times 10^6$ (kN・m/rad)	X (m)	Y (m)
1	40.36	37.61	5,587	-0.83	-19.58
2	84.97	24.33	17,341	43.45	-16.93
3	41.41	9.92	1,407	-1.14	0.00
4	21.41	27.44	3,815	-0.38	-20.32
5	27.02	7.09	821	20.71	0.00
6	38.42	39.08	21,702	35.68	-19.75
7	52.75	44.89	11,444	-0.44	-10.17
8	43.17	40.76	27,107	35.27	-11.91
9	65.20	32.37	29,287	21.26	-9.53
10	236.70	297.78	57,118	-4.68	29.40
11	115.08	95.22	29,237	36.38	48.42
12	79.91	144.71	29,438	11.46	26.88
13	193.62	190.04	113,029	19.16	37.66
14	9.67	11.3	758	1.21	41.61
15	1.03	1.31	465	19.27	29.99
16	3.46	1.94	760	74.30	51.34
17	4.91	4.13	1,609	62.59	51.34
18	2.65	2.01	812	59.02	51.18

注）網掛け：RC 部材

第 1.2.1.c-1-12 表　解析モデル諸元（原子炉補助建屋　水平部材）

水平部材番号	ばね値			剛心座標	
	HKx ×10⁶ (kN/m)	HKy ×10⁶ (kN/m)	HKθ ×10⁶ (kN･m/rad)	X (m)	Y (m)
C1	70.53	55.36	5,395	-1.76	0.00
C2	122.2	123.6	37,777	45.89	1.70
C3	252.0	144.9	23,108	0.00	-14.55
C4	189.4	170.0	15,774	0.00	-15.71
C5	74.25	198.6	6,862	-6.23	0.00
C6	61.89	27.03	3,637	46.42	-4.23
C7	280.9	183.7	44,609	34.88	32.78
C8	244.0	249.2	24,816	14.93	52.00
C9	94.84	264.9	8,500	21.08	0.00
C10	8.942	81.68	10,248	9.99	0.00
C11	22.81	69.73	5,857	14.43	0.00
C12	0.582	0.262	0	40.09	39.15

注）網掛け：RC 部材

第 1.2.1.c-1-13 表　現実的応答評価用モデルで用いる諸元と物性値の関係

		物性値			
		Fc	h	Vs	s σ y
RC 部	ヤング係数 E	○	－	－	－
	せん断弾性係数 G	○	－	－	－
	減衰定数 h	－	○	－	－
	復元力特性 Q-γ	○	－	－	○
	復元力特性 M-φ	○	－	－	○
地盤ばね	ばね値	－	－	○	－
	減衰	○	－	○	－

第 1.2.1.c-1-14 表　２点推定法による解析ケース

解析ケース	Ｆc	h	Ｖs
1	+	+	+
2	+	-	+
3	+	+	-
4	+	-	-
5	-	+	+
6	-	-	+
7	-	+	-
8	-	-	-

第 1.2.1.c-2-1 表　現実的な物性値の評価方法

	現実的な物性値の評価方法
コンクリート強度　Ｆｃ	平均値：1.2×設計基準強度 変動係数：0.05（実強度を統計処理）
地盤の初期せん断剛性　G_0 （地盤のせん断波速度Ｖｓ）	平均値：ＰＳ検層結果に基づき設定 変動係数：0.1（地震ＰＳＡ学会標準）

第 1.2.1.c-3-1 表　現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因の整理

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
機器配管系	現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・試験データの統計的精度
	現実的応答	・水平・上下地震荷重組み合わせ方法 ・モード合成法	・床応答スペクトル ・解析モデルの評価法

第 1.2.1.c-3-2 表　建屋応答係数

建　屋	方　向	種　別	係　数			
			F_{SS}	F_d	F_M	F_{SR}
原子炉建屋 (O/S)	水平 (NS)	中央値	1.46	0.99	1.00	1.45
		β_R	-	0.08	0.00	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	水平 (EW)	中央値	1.46	0.99	1.00	1.45
		β_R	-	0.08	0.00	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	鉛直	中央値	1.08	0.99	1.03	1.10
		β_R	-	0.08	0.02	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
原子炉建屋 (I/C)	水平 (NS)	中央値	1.02	0.99	1.03	1.04
		β_R	-	0.08	0.06	0.10
		β_U	-	-	0.15	0.15
	水平 (EW)	中央値	1.02	0.99	0.90	0.91
		β_R	-	0.07	0.07	0.10
		β_U	-	-	0.15	0.15
	鉛直	中央値	1.04	0.99	1.01	1.04
		β_R	-	0.05	0.04	0.06
		β_U	-	-	0.15	0.15
原子炉補助建屋 (A/B)	水平 (NS)	中央値	1.02	0.99	1.02	1.03
		β_R	-	0.08	0.01	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	水平 (EW)	中央値	1.02	0.99	1.04	1.05
		β_R	-	0.08	0.01	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	鉛直	中央値	1.03	1.00	1.03	1.06
		β_R	-	0.03	0.03	0.04
		β_U	-	-	0.15	0.15
原子炉補助建屋 (C/B・/I/B)	水平 (NS)	中央値	1.02	0.99	1.02	1.03
		β_R	-	0.08	0.01	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	水平 (EW)	中央値	1.02	0.99	1.04	1.05
		β_R	-	0.08	0.01	0.08
		β_U	-	-	0.15	0.15
	鉛直	中央値	1.04	0.99	1.03	1.06
		β_R	-	0.04	0.03	0.05
		β_U	-	-	0.15	0.15

第 1.2.1.d-1 表　起因事象の条件付発生確率

起因事象	加速度ﾚﾍﾞﾙ(G)				
	0.2～0.5	0.5～0.8	0.8～1.1	1.1～1.3	1.3～1.5
格納容器バイパス	－	－	－	1.23E-02	5.24E-02
大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	－	－	4.32E-03	7.17E-02	2.30E-01
原子炉建屋損傷	－	－	－	－	－
原子炉格納容器損傷	－	－	－	7.93E-03	3.69E-02
原子炉補助建屋損傷	－	－	－	－	－
電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	－	－	－	－	－
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	－	－	2.91E-04	1.64E-02	4.54E-02
複数の信号系損傷	－	－	－	1.90E-03	2.14E-02
燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による 原子炉停止機能喪失	－	－	－	－	2.04E-04
大破断LOCA	－	－	2.89E-02	1.48E-01	3.27E-01
中破断LOCA	－	－	－	－	6.42E-03
小破断LOCA	－	－	3.53E-02	1.74E-01	3.54E-01
2次冷却系の破断	－	－	2.87E-03	4.40E-02	1.26E-01
主給水流量喪失	1.0				

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(1/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損)	加速度区分5	①外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器の構造損傷(地震)
		加速度区分4	②外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器の構造損傷(地震)
大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	加速度区分4	①外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器の構造損傷(地震)
		加速度区分5	②外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器の構造損傷(地震)
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	－	－
		－	－
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	加速度区分5	①外部電源喪失(地震) ＋原子炉格納容器の構造損傷(地震)
		加速度区分4	②外部電源喪失(地震) ＋原子炉格納容器の構造損傷(地震)
原子炉補助建屋損傷	原子炉補助建屋損傷	－	－
		－	－
電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	－	－
		－	－

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(2/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	加速度区分4	①外部電源喪失(地震) ＋炉内構造物の構造損傷(地震)
		加速度区分5	②外部電源喪失(地震) ＋炉内構造物の構造損傷(地震)
複数の信号系損傷	複数の信号系損傷	加速度区分5	①外部電源喪失(地震) ＋ケーブルトレイの構造損傷(地震)
		加速度区分4	②外部電源喪失(地震) ＋ソレノイド弁分電盤の機能損傷(地震)
燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失	起因事象＋原子炉トリップ失敗	加速度区分5	①制御棒クラスタの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震)
		加速度区分5	②制御棒クラスタの構造損傷(地震)
大破断LOCA	大破断LOCA＋低圧注入失敗	加速度区分5	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	加速度区分3	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋Bアキュムレータ 閉塞(ランダム)
		加速度区分3	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋Cアキュムレータ 閉塞(ランダム)
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋制御建屋送気ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋中央制御室非常用循環空調装置現地計器ラックの機能損傷(地震)

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(3/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
中破断LOCA	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	－	－
		－	－
	中破断LOCA＋高圧注入失敗	加速度区分5	①1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
		加速度区分5	②1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計の機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分5	①1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋制御建屋送気ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分5	②1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋チラーユニット操作盤の機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	加速度区分5	①1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋充てん/高圧注入ポンプ室冷却系ダクトの構造損傷(地震)
		加速度区分5	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋充てん/高圧注入ポンプ室冷却系ダクトの構造損傷(地震)
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	加速度区分5	①1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能損傷(地震)
		加速度区分5	②余熱除去ポンプ高温側注入配管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能損傷(地震)
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	加速度区分5	①1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋A,B内部スプレクーラ冷却水出口弁　開操作失敗 共通原因故障(ランダム)
		加速度区分5	②1次冷却材管の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋A,B,C,D内部スプレポンプ入口弁(格納容器再循環サンプ側)　開操作失敗 共通原因故障(ランダム)

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(4/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
小破断LOCA	小破断LOCA＋補助給水失敗	加速度区分5	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気ライン流量計(蒸気ライン差圧計)の機能損傷(地震)
		加速度区分5	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器水位計(狭域)の機能損傷(地震)
	小破断LOCA＋高圧注入失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
		加速度区分5	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
	小破断LOCA＋低圧再循環失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋制御建屋送気ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分4	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋補助建屋よう素除去廃棄空調装置現地計器ラックの機能損傷(地震)
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋充てん/高圧注入ポンプ室冷却系ダクトの構造損傷(地震)
		加速度区分3	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋A,B余熱除去系再循環弁(充てん/高圧注入ポンプ連絡) 開操作失敗 共通原因故障(ランダム)
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	加速度区分4	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能喪失(地震)
		加速度区分3	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋格納容器圧力計(広域)の機能喪失(地震)
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	加速度区分3	①原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋A,B,C,D内部スプレポンプ入口弁(燃料取替用水側) 閉操作失敗 共通原因故障(ランダム)
		加速度区分3	②原子炉容器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋A,B内部スプレクーラ冷却水出口弁 開操作失敗 共通原因故障(ランダム)

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(5/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
2次冷却系の破断	2次冷却系破断＋補助給水失敗	加速度区分4	①蒸気発生器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
		加速度区分5	②蒸気発生器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震)
	2次冷却系破断＋主蒸気隔離失敗	加速度区分5	①蒸気発生器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気ライン流量計(蒸気ライン差圧計)の機能損傷(地震)
		加速度区分4	②蒸気発生器の構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気ライン流量計(蒸気ライン差圧計)の機能損傷(地震)
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	加速度区分3	①使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震)
		加速度区分4	②使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震)
	原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器安全弁／逃がし弁LOCA	加速度区分3	①使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋加圧器安全弁B 閉失敗(ランダム)
		加速度区分3	②使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋加圧器安全弁A 閉失敗(ランダム)
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	加速度区分4	①使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気ライン流量計(蒸気ライン差圧計)の機能喪失(地震)
		加速度区分4	②使用済燃料ピットクーラの構造損傷(地震) ＋外部電源喪失(地震) ＋蒸気発生器水位計(狭域)の機能喪失(地震)

第 1.2.1.d-2 表　システム信頼性解析結果及び主要なミニマルカットセット(6/6)

起因事象	事故シーケンス	主要なカットセット	
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	加速度区分3	①外部電源喪失(地震) ＋蓄電池室排気室排気温度計の機能損傷(地震)
		加速度区分3	②外部電源喪失(地震) ＋蓄電池室空調装置現地計器ラックの機能損傷(地震)
	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	加速度区分3	①外部電源喪失(地震) ＋制御建屋送気ファンの機能損傷(地震)
		加速度区分4	②外部電源喪失(地震) ＋計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計の機能損傷(地震)
ATWS	起因事象＋原子炉トリップ失敗	加速度区分3	①制御用地震計(保護用地震計)の機能損傷(地震)
		加速度区分3	②原子炉トリップしゃ断器盤の機能損傷(地震)
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	加速度区分1	①主給水流量喪失 ＋復水タンク 閉塞(ランダム)
		加速度区分1	②主給水流量喪失 ＋主蒸気隔離弁 閉失敗(ランダム)

第 1.2.1.d-3 表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	起因事象別炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合(%)
大破断LOCA	大破断LOCA+低圧注入失敗	2.4E-06	2.9E-06	12.5%
	大破断LOCA+蓄圧注入失敗	1.1E-09		
	大破断LOCA+低圧再循環失敗	4.3E-07		
中破断LOCA	中破断LOCA+蓄圧注入失敗	ε	2.1E-08	0.1%
	中破断LOCA+高圧注入失敗	2.0E-08		
	中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	1.2E-10		
	中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	ε		
	中破断LOCA+低圧再循環失敗	1.1E-09		
	中破断LOCA+高圧再循環失敗	1.4E-11		
小破断LOCA	小破断LOCA+補助給水失敗	4.7E-07	2.5E-06	11.0%
	小破断LOCA+高圧注入失敗	1.6E-06		
	小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	4.7E-08		
	小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗	5.2E-09		
	小破断LOCA+低圧再循環失敗	4.1E-07		
	小破断LOCA+高圧再循環失敗	5.2E-09		
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断+補助給水失敗	6.1E-07	6.6E-07	2.9%
	2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	5.1E-08		
主給水流量喪失	主給水流量喪失+補助給水失敗	1.3E-07	1.3E-07	0.6%
外部電源喪失	外部電源喪失+補助給水失敗	1.5E-06	1.3E-05	55.3%
	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.1E-05		
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA	8.5E-07	9.3E-07	4.1%
	原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	4.4E-09		
	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	7.2E-08		
ATWS	原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗	3.9E-10	3.9E-10	0.1%未満
直接炉心損傷に至る事象	大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	2.1E-06	2.1E-06	9.0%
	原子炉建屋損傷	ε	ε	－
	原子炉格納容器損傷	2.5E-07	2.5E-07	1.1%
	原子炉補助建屋損傷	ε	ε	－
	電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失	ε	ε	－
	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	3.4E-07	3.4E-07	1.5%
	複数の信号系損傷	8.3E-08	8.3E-08	0.4%
	燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による 原子炉停止機能喪失	5.7E-10	5.7E-10	0.1%未満
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	3.8E-07	3.8E-07	1.7%
合　計		2.3E-05		100.0%

ε：1E-11未満

第 1.2.1.d-4 表　加速度区分別炉心損傷頻度評価結果

加速度区分	地震平均発生頻度（／年）	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合
区分 1（0.2G～0.5G）	2.8×10^{-3}	5.9×10^{-7}	3%
区分 2（0.5G～0.8G）	3.0×10^{-4}	1.6×10^{-7}	1%
区分 3（0.8G～1.1G）	6.0×10^{-5}	6.7×10^{-6}	29%
区分 4（1.1G～1.3G）	1.3×10^{-5}	9.8×10^{-6}	43%
区分 5（1.3G～1.5G）	5.7×10^{-6}	5.7×10^{-6}	25%
全炉心損傷頻度		2.3×10^{-5}	100%

注：四捨五入の関係上、合計が 100%にならない。

第 1.2.1.d-5 表　全炉心損傷頻度に対するＦＶ重要度評価結果

建屋・機器	全炉心損傷頻度：2.3E-05（／炉年）			
	中央値 (G)	ＨＣＬＰＦ (G)	ＦＶ 重要度	建屋・機器の損傷が影響を与える事故シーケンス
1.使用済燃料ピットクーラ（構造損傷）	1.63	0.97	0.04	すべての事故シーケンス
2.制御建屋送気ファン（機能損傷）	2.25	0.91	0.04	すべての事故シーケンス
3.計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計（機能損傷）	1.76	0.97	0.03	すべての事故シーケンス
4.１次系冷却水ポンプ出口圧力計（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
5.吸込風量計（中間建屋空調系）（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
6.海水ポンプモータ冷却水流量計（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
7.海水ポンプ出口ヘッダ圧力計（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
8.吸込風量計(6.6kV ＤＧ)（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
9.流量計（制御建屋空調系）（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス
10.蓄電池室排気室排気温度計（機能損傷）	1.43	0.78	0.03	すべての事故シーケンス

注.(1) 中央値及びＨＣＬＰＦはいずれも機器リストの値である。

(2) ＦＶ重要度の評価範囲は、加速度区分 0.2G～1.5G とした。

(3) ＦＶ重要度が 0.03 以上のＳＳＣのみ記載した。

第 1.2.1.d-6 表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果(1/3)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合	FV重要度上位の機器	HCLPF (G)	FV重要度
2次冷却系からの除熱機能喪失	外部電源喪失+補助給水失敗	1.5E-06	6.8%	蓄電池室排気室排気温度計	0.78	0.31
				蓄電池室空調装置現地計器ラック	0.99	0.17
				復水タンク	1.04	0.12
				蒸気ライン流量計(蒸気ライン差圧計)	1.06	0.10
				蒸気発生器水位計（狭域）	1.06	0.10
				主蒸気圧力計	0.89	0.08
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	1.1E-05	48.6%	制御建屋送気ファン	0.91	0.08
				計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計	0.97	0.07
				流量計	0.78	0.06
				吸込風量計（中間建屋空調系）	0.78	0.06
				1次系冷却水ポンプ出口圧力計	0.78	0.06
				吸込風量計（6.6kV DG）	0.78	0.05
				海水ポンプ出口ヘッダ圧力計	0.78	0.05
				海水ポンプモータ冷却水流量計	0.78	0.05
				中間建屋空調装置現地計器ラック	0.99	0.04
				ディーゼル発電機室空調装置現地計器ラック	0.99	0.04
				中央制御室外原子炉停止盤　操作表示灯回路テスト盤	0.99	0.03
				海水ポンプモータ冷却水流量 計器収容盤	0.99	0.03
				中央制御室非常用循環空調装置現地計器ラック	0.99	0.03
				制御建屋空調装置現地計器ラック	0.99	0.03
				補助建屋よう素除去廃棄空調装置現地計器ラック	0.99	0.03
				チラーユニット操作盤	0.99	0.03
				中間建屋排気ファン	1.09	0.01
直接炉心損傷に至る事象	大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	2.1E-06	9.0%	蒸気発生器	0.98	0.70
				冷却材ポンプ	1.12	0.20
				炉内計装引出管	1.30	0.03
				1次冷却材管	1.31	0.03

注）事故シーケンス別炉心損傷頻度が1E-6を越える事故シーケンスを全炉心損傷頻度に対する寄与割合が高い事故シーケンスとして整理。

第 1.2.1.d-6 表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果(2/3)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合	FV重要度上位の機器	HCLPF (G)	FV重要度
ECCS注水機能喪失	大破断LOCA+低圧注入失敗	2.4E-06	10.6%	原子炉容器	0.82	0.61
				制御棒駆動装置	1.04	0.15
				使用済燃料ピットクーラ	0.97	0.13
				計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計	0.97	0.10
				1次冷却材管	1.17	0.06
				加圧器	1.20	0.05
				ディーゼル発電機室空調装置現地計器ラック	0.99	0.04
				中間建屋空調装置現地計器ラック	0.99	0.04
				海水ポンプモータ冷却水流量 計器収容盤	0.99	0.04
				中央制御室外原子炉停止盤　操作表示灯回路テスト盤	0.99	0.04
				海水ポンプ出口ヘッダ圧力計	0.78	0.04
				海水ポンプモータ冷却水流量計	0.78	0.04
				余熱除去出口圧力計	0.78	0.04
				1次系冷却水ポンプ出口圧力計	0.78	0.04
				吸込風量計（中間建屋空調系）	0.78	0.04
				吸込風量計（6.6kV DG）	0.78	0.04
				ほう酸回収装置	1.20	0.03
				中間建屋排気ファン	1.09	0.02
				海水ストレーナ	1.20	0.02
				燃料取替用水タンク	1.19	0.02
				蓄電池	1.20	0.01
				原子炉コントロールセンタ	1.19	0.01
				ディーゼル発電機コントロールセンタ	1.19	0.01

注）事故シーケンス別炉心損傷頻度が1E-6を越える事故シーケンスを全炉心損傷頻度に対する寄与割合が高い事故シーケンスとして整理。

第 1.2.1.d-6 表　炉心損傷頻度の寄与割合が高い事故シーケンスに対するＦＶ重要度評価結果(3/3)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度に対する寄与割合	FV重要度上位の機器	HCLPF (G)	FV重要度
ECCS注水機能喪失	小破断LOCA+高圧注入失敗	1.6E-06	7.0%	原子炉容器	0.81	1.00
				使用済燃料ピットクーラ	0.97	0.14
				計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計	0.97	0.11
				海水ポンプモータ冷却水流量計	0.78	0.05
				海水ポンプ出口ヘッダ圧力計	0.78	0.05
				1次系冷却水ポンプ出口圧力計	0.78	0.05
				吸込風量計（中間建屋空調系）	0.78	0.05
				吸込風量計（6.6kV DG）	0.78	0.05
				ディーゼル発電機室空調装置現地計器ラック	0.99	0.05
				中間建屋空調装置現地計器ラック	0.99	0.05
				中央制御室外原子炉停止盤　操作表示灯回路テスト盤	0.99	0.05
				海水ポンプモータ冷却水流量 計器収容盤	0.99	0.05
				ほう酸回収装置	1.20	0.03
				中間建屋排気ファン	1.09	0.03
				燃料取替用水タンク	1.19	0.02
				海水ストレーナ	1.20	0.02
				原子炉コントロールセンタ	1.19	0.01
				ディーゼル発電機コントロールセンタ	1.19	0.01
				メタルクラッドスイッチギア	0.98	0.01

注）事故シーケンス別炉心損傷頻度が1E-6を越える事故シーケンスを全炉心損傷頻度に対する寄与割合が高い事故シーケンスとして整理。

第 1.2.1.d-7 表　不確実さ解析結果

不確実さ	全炉心損傷頻度 （／炉年）
95%上限値	4.3E-05
平均値	2.3E-05
中央値	2.1E-05
5%下限値	6.7E-06
エラーファクター	2.5
点推定値	2.3E-05

第 1.2.1.d-8 表　美浜サイト地震ハザードデータ

重力加速度	信頼度区間										
(G)	平均	min～10%	10～20%	20～30%	30～40%	40～50%	50～60%	60～70%	70～80%	80～90%	90～max%
0.01	2.68E-01	1.75E-01	1.76E-01	1.85E-01	1.94E-01	1.96E-01	3.35E-01	3.37E-01	3.52E-01	3.66E-01	3.68E-01
0.02	1.10E-01	7.15E-02	7.47E-02	7.62E-02	7.74E-02	8.09E-02	1.34E-01	1.37E-01	1.44E-01	1.50E-01	1.53E-01
0.03	6.35E-02	4.12E-02	4.18E-02	4.42E-02	4.65E-02	4.71E-02	7.71E-02	8.07E-02	8.28E-02	8.47E-02	8.87E-02
0.04	4.22E-02	2.68E-02	2.72E-02	2.96E-02	3.19E-02	3.23E-02	5.12E-02	5.30E-02	5.49E-02	5.67E-02	5.87E-02
0.05	3.04E-02	1.88E-02	1.94E-02	2.15E-02	2.36E-02	2.42E-02	3.67E-02	3.73E-02	3.94E-02	4.15E-02	4.20E-02
0.06	2.31E-02	1.40E-02	1.46E-02	1.65E-02	1.84E-02	1.90E-02	2.74E-02	2.78E-02	2.97E-02	3.16E-02	3.20E-02
0.07	1.82E-02	1.09E-02	1.15E-02	1.32E-02	1.49E-02	1.54E-02	2.10E-02	2.15E-02	2.32E-02	2.50E-02	2.54E-02
0.08	1.48E-02	8.80E-03	9.26E-03	1.08E-02	1.24E-02	1.28E-02	1.66E-02	1.72E-02	1.87E-02	2.02E-02	2.08E-02
0.09	1.22E-02	7.24E-03	7.66E-03	9.06E-03	1.05E-02	1.09E-02	1.34E-02	1.40E-02	1.54E-02	1.67E-02	1.73E-02
0.10	1.03E-02	6.07E-03	6.46E-03	7.73E-03	9.02E-03	9.40E-03	1.10E-02	1.16E-02	1.29E-02	1.41E-02	1.47E-02
0.12	7.60E-03	4.43E-03	4.80E-03	5.84E-03	6.91E-03	7.25E-03	7.81E-03	8.33E-03	9.35E-03	1.04E-02	1.09E-02
0.14	5.84E-03	3.36E-03	3.72E-03	4.58E-03	5.44E-03	5.68E-03	5.91E-03	6.23E-03	7.07E-03	7.92E-03	8.39E-03
0.16	4.61E-03	2.62E-03	2.97E-03	3.67E-03	4.31E-03	4.51E-03	4.68E-03	4.88E-03	5.51E-03	6.22E-03	6.64E-03
0.18	3.72E-03	2.08E-03	2.43E-03	2.97E-03	3.44E-03	3.63E-03	3.79E-03	3.97E-03	4.42E-03	4.98E-03	5.37E-03
0.20	3.04E-03	1.69E-03	2.02E-03	2.43E-03	2.79E-03	2.96E-03	3.11E-03	3.30E-03	3.62E-03	4.05E-03	4.41E-03
0.25	1.95E-03	1.05E-03	1.33E-03	1.55E-03	1.73E-03	1.87E-03	2.01E-03	2.17E-03	2.34E-03	2.55E-03	2.85E-03
0.31	1.32E-03	6.94E-04	8.97E-04	1.04E-03	1.15E-03	1.25E-03	1.36E-03	1.47E-03	1.59E-03	1.71E-03	1.94E-03
0.36	9.19E-04	4.75E-04	6.21E-04	7.20E-04	8.02E-04	8.78E-04	9.53E-04	1.03E-03	1.11E-03	1.20E-03	1.37E-03
0.41	6.60E-04	3.30E-04	4.40E-04	5.13E-04	5.74E-04	6.30E-04	6.83E-04	7.37E-04	7.96E-04	8.69E-04	9.96E-04
0.46	4.83E-04	2.34E-04	3.18E-04	3.73E-04	4.19E-04	4.61E-04	4.99E-04	5.39E-04	5.84E-04	6.41E-04	7.41E-04
0.51	3.61E-04	1.68E-04	2.34E-04	2.76E-04	3.11E-04	3.42E-04	3.71E-04	4.02E-04	4.37E-04	4.82E-04	5.61E-04
0.61	2.09E-04	8.97E-05	1.31E-04	1.56E-04	1.77E-04	1.96E-04	2.14E-04	2.34E-04	2.56E-04	2.85E-04	3.36E-04
0.71	1.26E-04	4.97E-05	7.59E-05	9.14E-05	1.04E-04	1.16E-04	1.29E-04	1.42E-04	1.57E-04	1.76E-04	2.12E-04
0.82	7.90E-05	2.77E-05	4.46E-05	5.48E-05	6.34E-05	7.15E-05	8.01E-05	8.92E-05	9.95E-05	1.14E-04	1.39E-04
0.92	5.09E-05	1.59E-05	2.65E-05	3.33E-05	3.91E-05	4.50E-05	5.11E-05	5.75E-05	6.53E-05	7.54E-05	9.49E-05
1.02	3.35E-05	9.04E-06	1.60E-05	2.03E-05	2.45E-05	2.87E-05	3.31E-05	3.80E-05	4.37E-05	5.17E-05	6.66E-05
1.22	1.54E-05	2.88E-06	5.73E-06	7.77E-06	9.84E-06	1.20E-05	1.43E-05	1.71E-05	2.05E-05	2.55E-05	3.58E-05
1.43	7.59E-06	9.24E-07	2.13E-06	3.07E-06	4.06E-06	5.15E-06	6.39E-06	7.92E-06	1.01E-05	1.35E-05	2.11E-05

第 1.2.1.d-9 表　全炉心損傷頻度の不確実さと地震特有の事故シーケンスの炉心損傷頻度の不確実さの比較

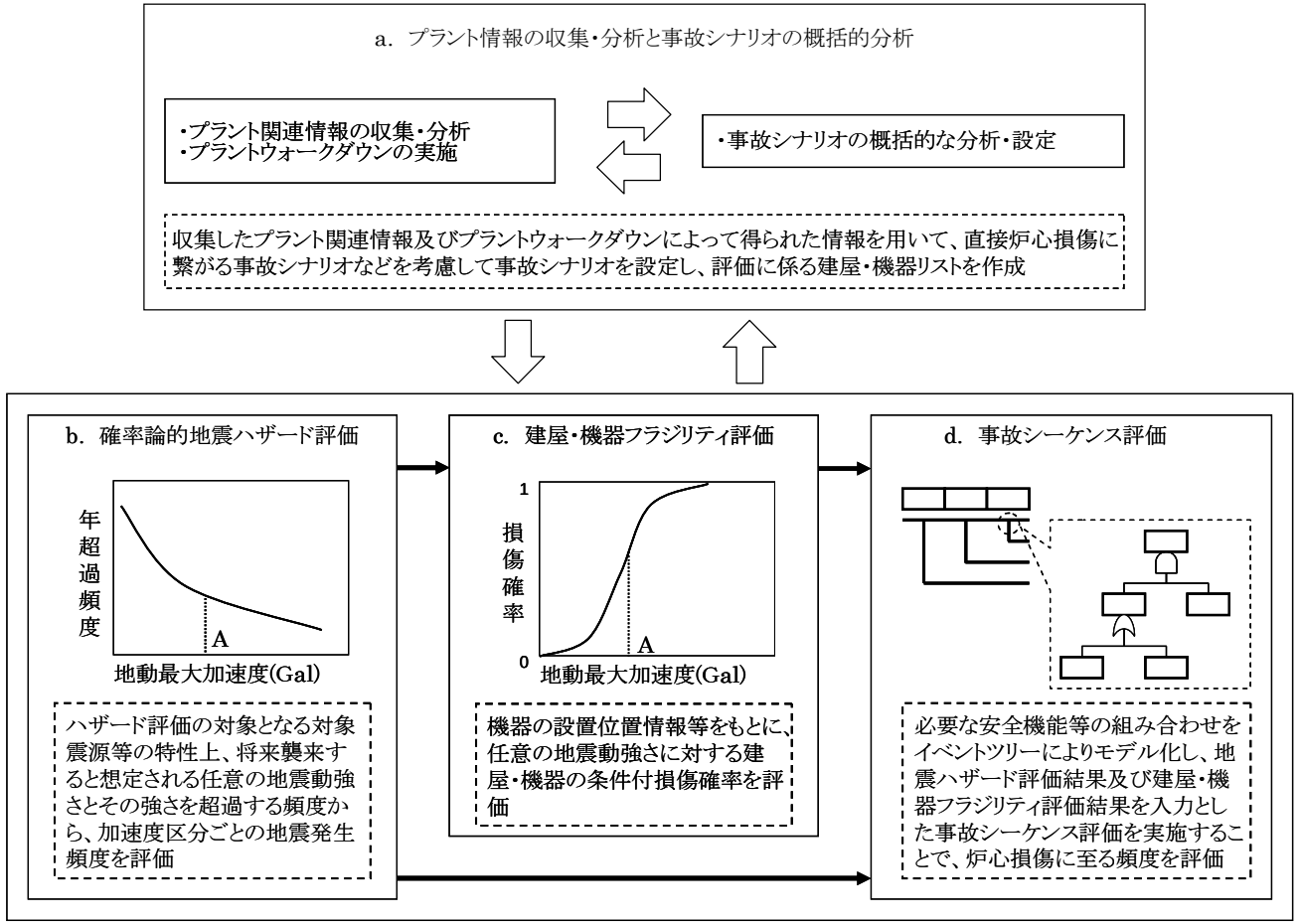
不確実さ	全CDF（／炉年）	地震特有のシーケンス									
		複数の信号系損傷	全CDFとの比	原子炉補助建屋損傷	全CDFとの比	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	全CDFとの比	原子炉建屋損傷	全CDFとの比	原子炉格納容器損傷	全CDFとの比
95%上限値	4.3E-05	3.8E-07	0.009	－	－	1.6E-06	0.037	－	－	1.3E-06	0.030
平均値	2.3E-05	8.5E-08	0.004	－	－	3.8E-07	0.017	－	－	2.5E-07	0.011
中央値	2.1E-05	2.6E-08	0.001	－	－	1.3E-07	0.006	－	－	3.5E-08	0.002
5%下限値	6.7E-06	4.6E-10	0.001未満	－	－	3.3E-09	0.001未満	－	－	1.2E-10	0.001未満
エラーファクター	2.5	28.6	－	－	－	21.8	－	－	－	104.2	－
点推定値	2.3E-05	8.3E-08	0.004	－	－	3.8E-07	0.017	－	－	2.5E-07	0.011

全CDFとの比：同じ不確実さパラメータ(95%上限値、平均値、中央値又は5%下限値)における、地震特有のシーケンスと全CDFとの比

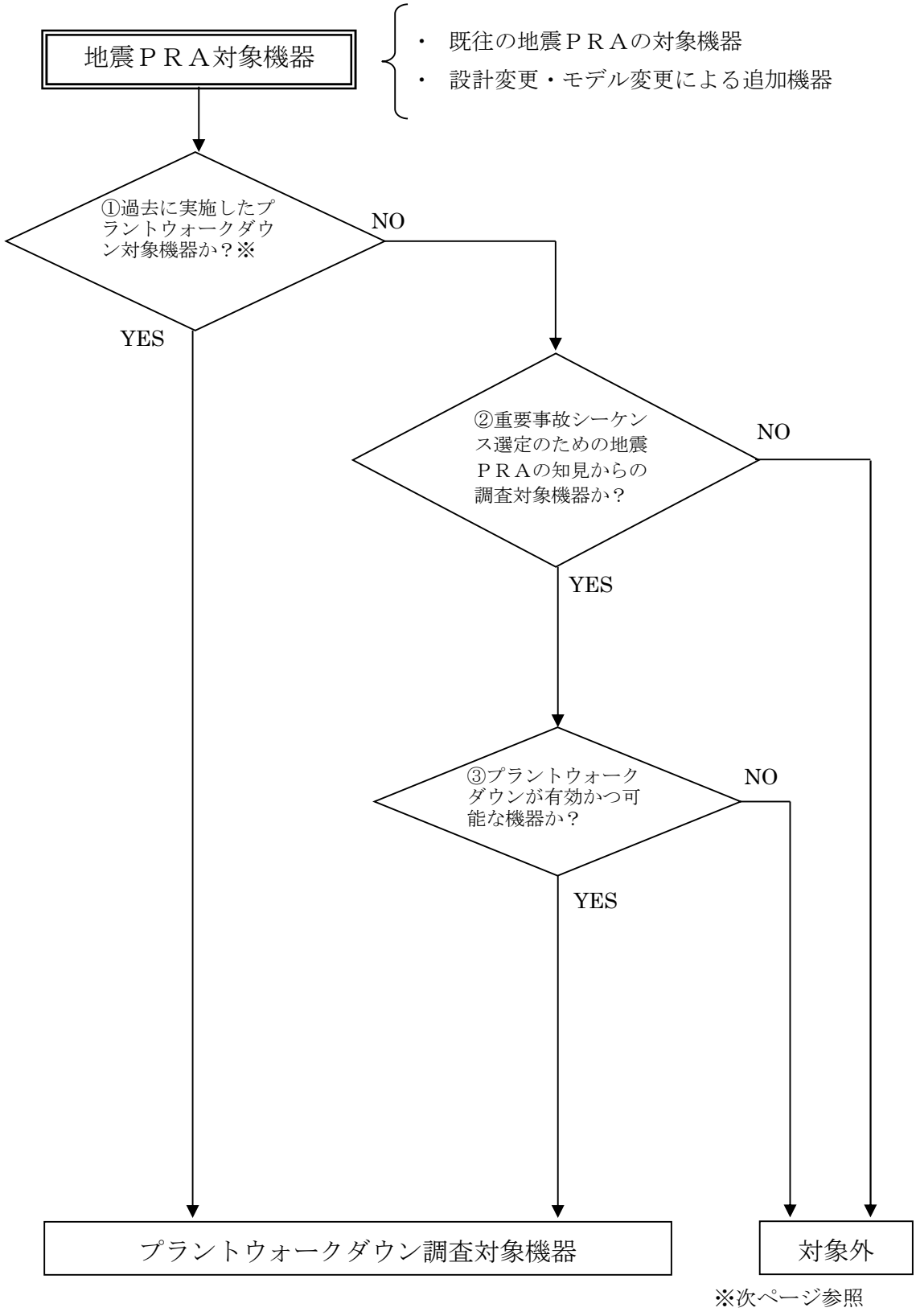
第 1.2.1.d-10 表　相関性を考慮した感度解析結果

起因事象/影響緩和系	FV重要度の高い冗長機器		加速度中央値(G)	β_R	β_U	加速度区分(G)				
	機　　器	損傷モード				0.2～0.5	0.5～0.8	0.8～1.1	1.1～1.3	1.3～1.5
QCR:バッテリ室空調系	蓄電池室排気室排気温度計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
QCR:バッテリ室空調系	蓄電池室空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
QE:6.6kV DG	吸込風量計 （冗長4基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	7.75E-19	3.28E-09	1.31E-06	1.64E-05
QE:6.6kV DG	ディーゼル発電機室空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
QQ:海水系	海水ポンプモータ冷却水流量計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
QQ:海水系	海水ポンプ出口ヘッダ圧力計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
QQ:海水系	中央制御室外原子炉停止盤　操作表示灯回路テスト盤 （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
Q2:中間建屋空調系	1次系冷却水ポンプ出口圧力計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
Q2:中間建屋空調系	吸込風量計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
Q2:中間建屋空調系	中間建屋空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
Q3:空調用冷水設備	チラーユニット操作盤 （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
Q4:制御建屋空調系	制御建屋送気ファン （冗長2基）	機能	2.25	0.25	0.31	－	－	1.03E-02	5.49E-02	1.13E-01
						－	－	1.05E-04	3.01E-03	1.29E-02
Q4:制御建屋空調系	流量計 （冗長2基）	機能	1.43	0.13	0.23	－	2.97E-05	7.57E-03	3.38E-02	6.36E-02
						－	8.80E-10	5.73E-05	1.14E-03	4.05E-03
Q4:制御建屋空調系	中央制御室非常用循環空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
Q4:制御建屋空調系	補助建屋よう素除去廃棄空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
Q4:制御建屋空調系	制御建屋空調装置現地計器ラック （冗長2基）	機能	2.23	0.22	0.27	－	－	3.13E-03	3.60E-02	8.78E-02
						－	－	9.81E-06	1.30E-03	7.71E-03
QT:計器用空気系	計器用圧縮空気供給ヘッダ圧力計 （冗長2基）	機能	1.76	0.13	0.23	－	－	5.93E-03	7.02E-02	1.86E-01
						－	－	3.52E-05	4.93E-03	3.47E-02
全炉心損傷頻度			合計	2.3E-05		5.9E-07	1.6E-07	6.7E-06	9.8E-06	5.7E-06
				1.3E-05		5.9E-07	1.0E-07	1.4E-06	5.4E-06	5.7E-06

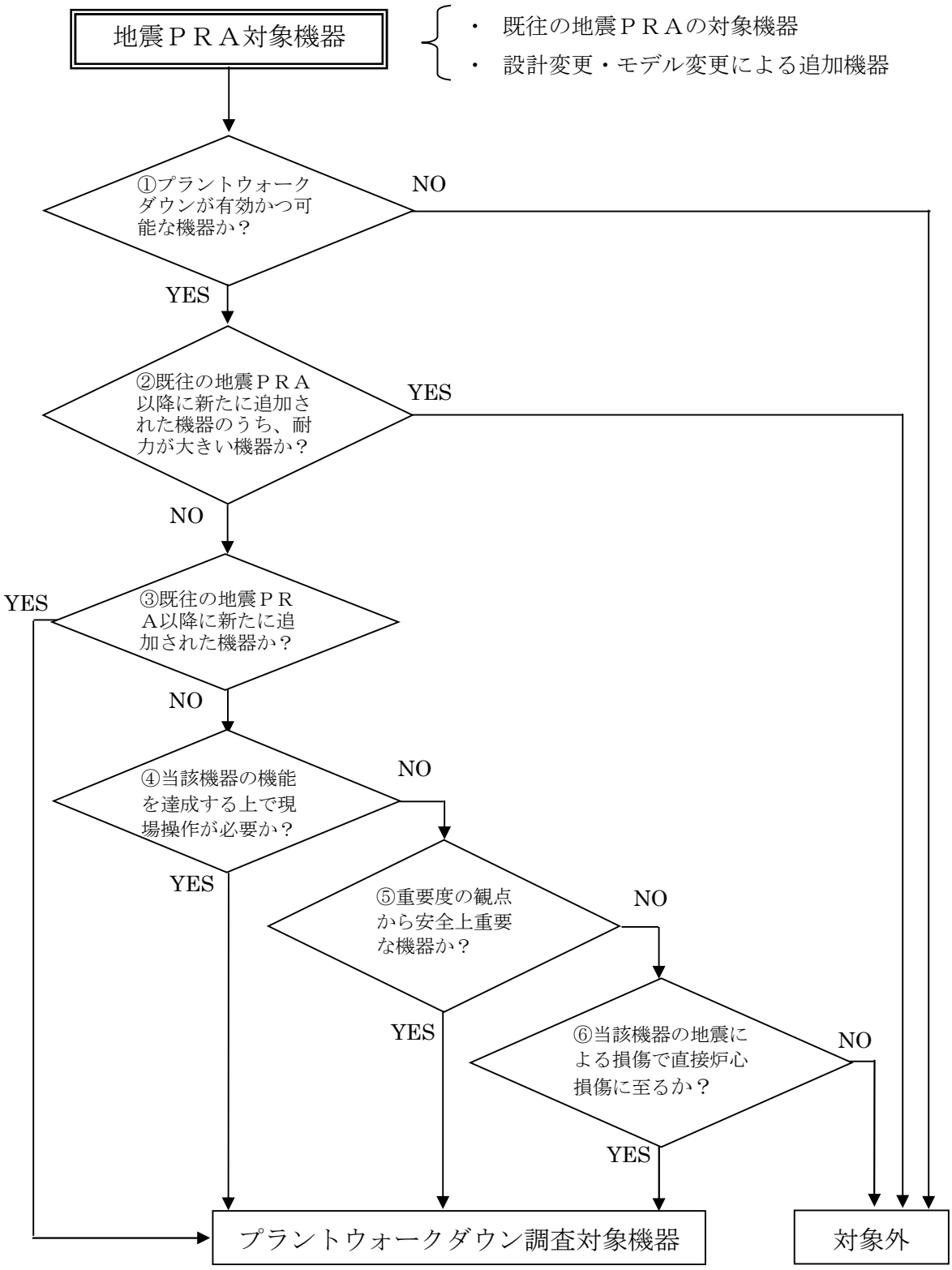
注）上段：冗長機器を完全相関として評価した場合の条件付き損傷確率及び全炉心損傷頻度
　　下段：冗長機器を完全独立として評価した場合の条件付き損傷確率及び全炉心損傷頻度



第 1.2.1-1 図　地震ＰＲＡの評価フロー



第 1.2.1.a-1 図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー(1/2)



第 1.2.1.a-1 図　プラントウォークダウン調査機器の選定フロー(2/2)

美浜３号炉　プラントウォークダウンチェックシート

機器名称：4-3EC 予変受電【メタルクラッドスイッチギア】

機器ＩＤ：E-MC　4-3C, E-MC　4-3D　　耐震クラス：S

建屋：A/B　　床ＥＬ：4.0m　　区画：K-200E012

形状：自立盤　　支持タイプ：溶接　　通り芯：K-200E012

二次的影響を考慮する設備：―

アクセス性（ルート：　　）

系統図番号：1-3-1-2-1　　機器配置図番号：K-200E012

モデル化の前提条件（リカバリー条件の概要）／ロジック
条件① 条件② ・ ・ ・

［チェック対象項目］

Ａ）耐震安全性の確認（二次的影響について）☑

Ｂ）リカバリー操作の確認　　□

Ｃ）モデル化の前提条件の確認　　□

総合評価（モデルへの反映方法、取り扱いについての記載）
・地震ＰＲＡとして特記事項なし。

実施日：2015 年 1 月 14 日

実施者：

第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果（1/5）

機器ＩＤ： E-MC 4-3C,E-MC 4-3D

A）耐震安全性の確認

対象機器本体の評価

	Y	N	U	N／A
１．対称機器の図面（外形図・耐震計算書等）と外見上相違点は無い	□	□	□	☑
２．対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑
３．配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	□	□	□	☑
４．配管接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑

アンカーボルト評価

	Y	N	U	N／A
１．図面（外形図・耐震計算書等）と外見上の相違は無い	□	□	□	☑
２．外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い	□	□	□	☑
３．締め付け強度は適切に管理されている（管理要領書等で確認）	□	□	□	☑

二次的影響について

	Y	N	U	N／A
１．周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	☑	□	□	□
２．倒壊により被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない(対象機器本体の評価に準じた評価)	☑	□	□	□
３．無筋のブロック壁が近傍にない	☑	□	□	□
４．周辺機器の損傷時、周辺機器の保有水による影響はない	☑	□	□	□
５．周辺に仮置の火災源はない	☑	□	□	□

二次的影響についての気づき事項を記載
・地震ＰＲＡとして特記事項なし。

（記号の説明） Ｙ：YES, Ｎ：NO, Ｕ：調査不可, Ｎ／Ａ：対象外

第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果（2/5）

機器ＩＤ： E-MC 4-3C,E-MC 4-3D

B）リカバリー操作の確認

アクセス性

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の識別が可能である	□	□	□	☑
２．周辺設備からの被害を受けない	□	□	□	☑
３．可動部分のある器具は存在しない	□	□	□	☑
４．近傍の設備の倒壊によりアクセスルートが塞がれる可能性はない	□	□	□	☑

現場操作性

	Y	N	U	N／A
１．現場での操作が可能である	□	□	□	☑
２．操作のための場所が確保できる	□	□	□	☑
３．機器の作動状態が確認できる	□	□	□	☑

C）モデル化の前提条件の確認

	Y	N	U	N／A
１．モデル化の前提条件①が適切である	□	□	□	☑
２．モデル化の前提条件①が適切でない場合、モデルの変更を行う	□	□	□	☑
３．モデル化の前提条件②が適切である	□	□	□	☑
４．モデル化の前提条件②が適切でない場合、モデルの変更を行う	□	□	□	☑

・
・
・

（記号の説明） Ｙ：YES, Ｎ：NO, Ｕ：調査不可, Ｎ／Ａ：対象外

第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果（3/5）



C　メタルクラッドスイッチギア　銘板



C　メタルクラッドスイッチギア　外観

第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果（4/5）

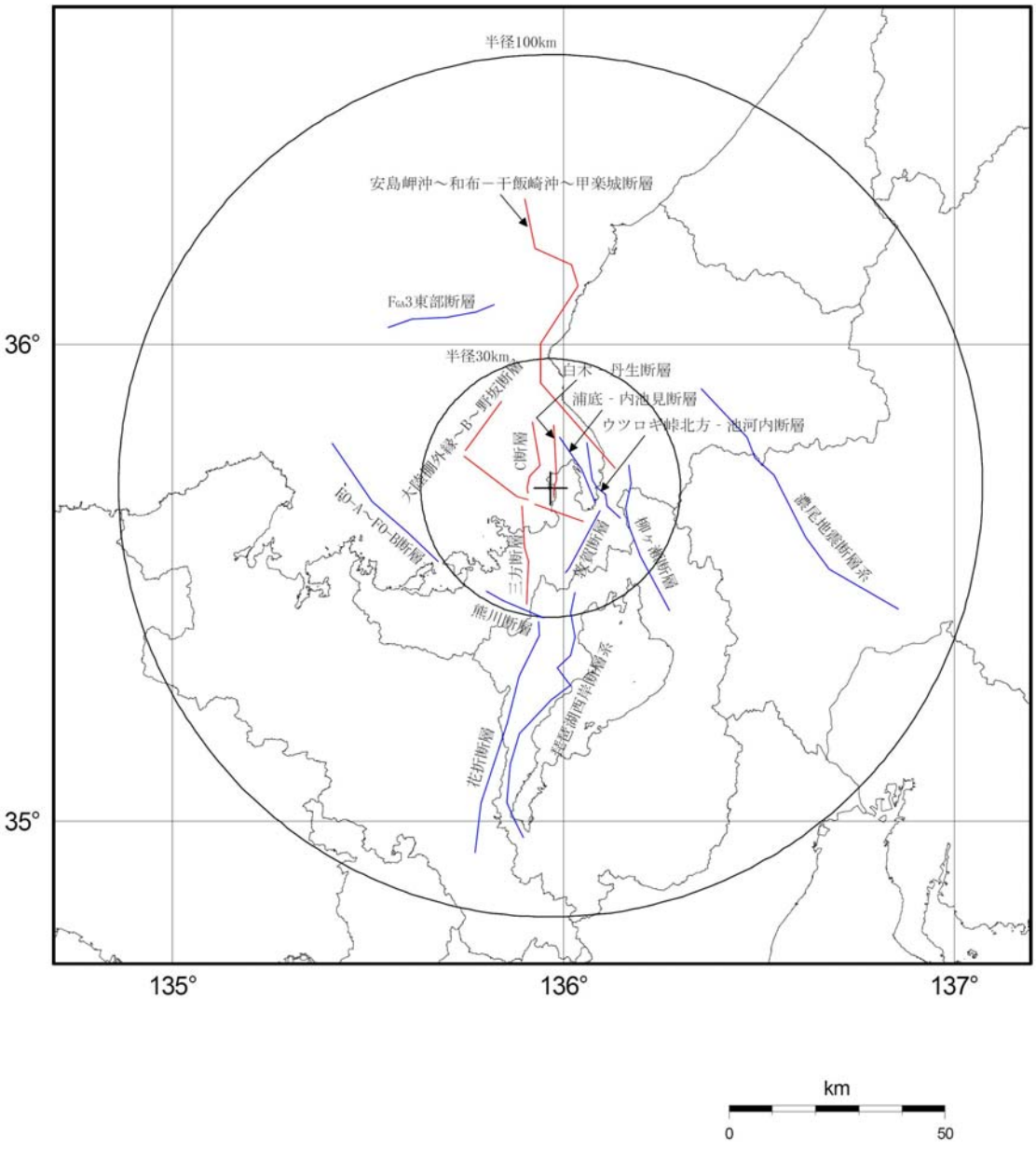


D　メタルクラッドスイッチギア　銘板

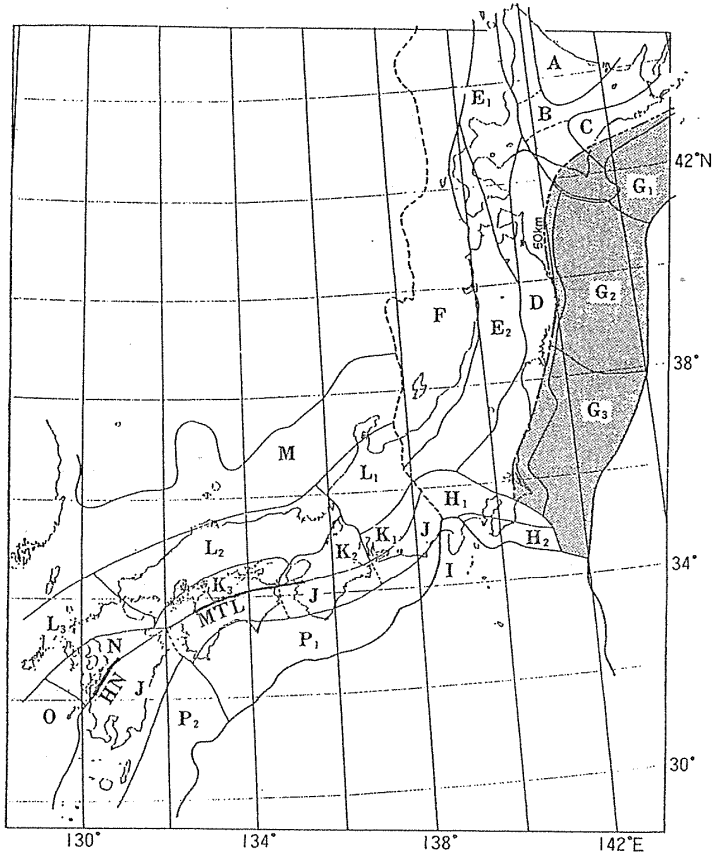


D　メタルクラッドスイッチギア　外観

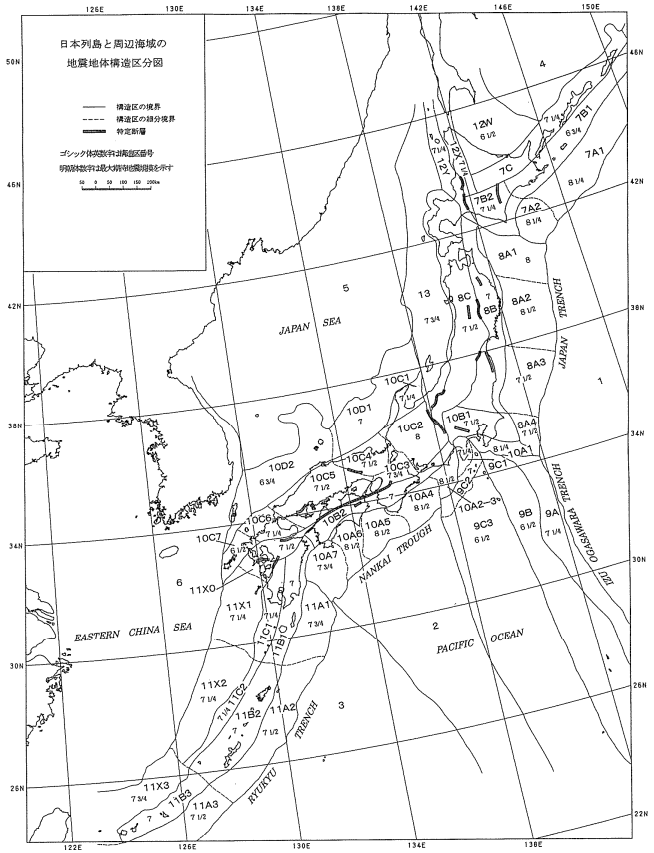
第 1.2.1.a-2 図　プラントウォークダウン結果（5/5）



第 1.2.1.b-1 図　敷地周辺の主な活断層

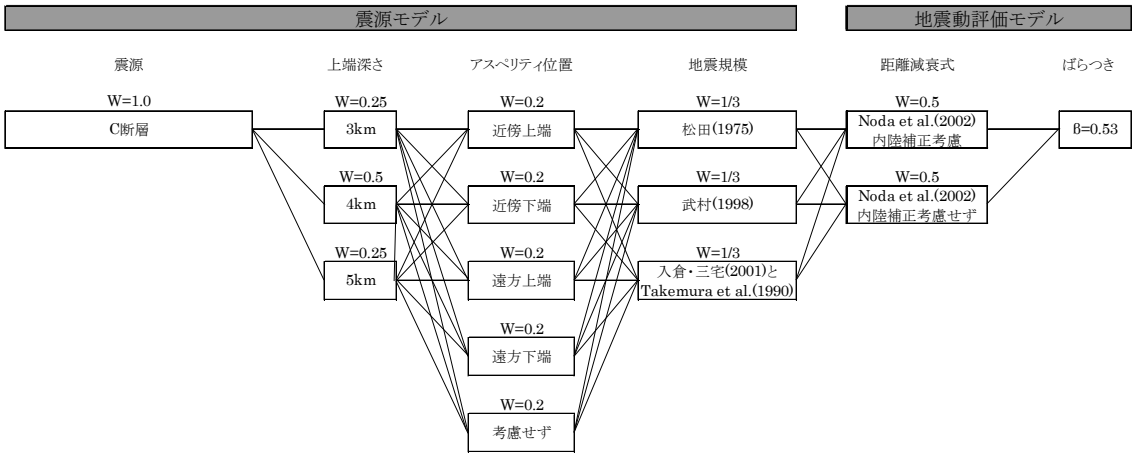


萩原(1991)による地震地体構造区分図

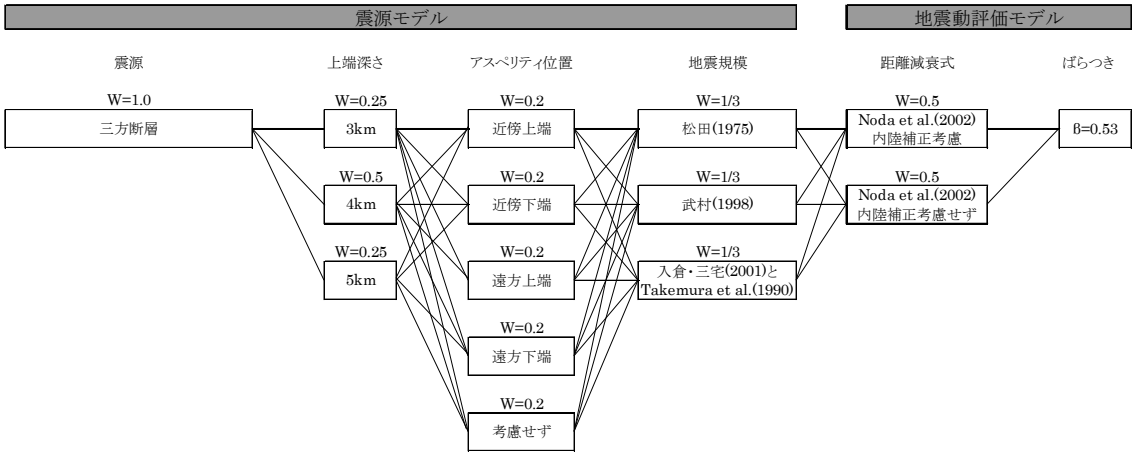


垣見他(2003)による地震地体構造区分図

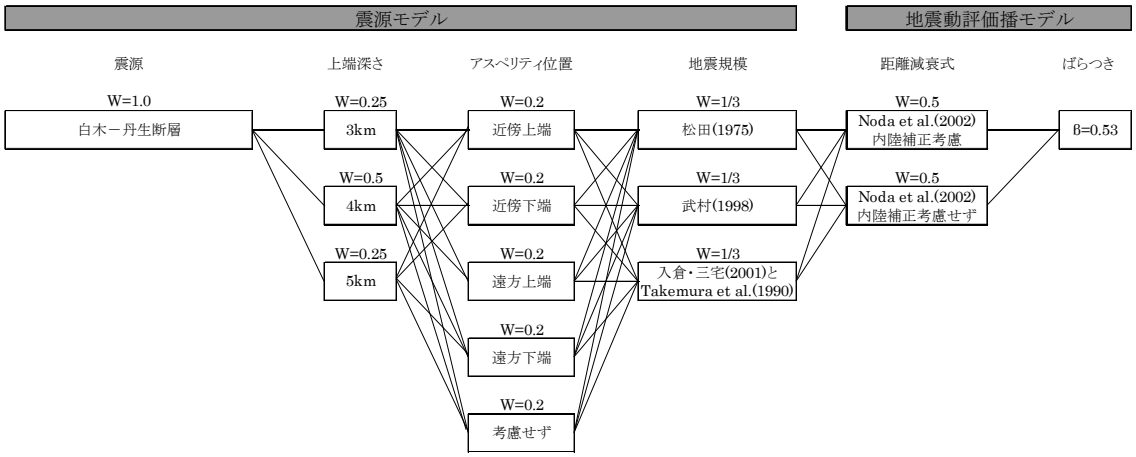
第 1.2.1.b-2 図　萩原(1991)及び垣見他(2003)による領域区分



C断層

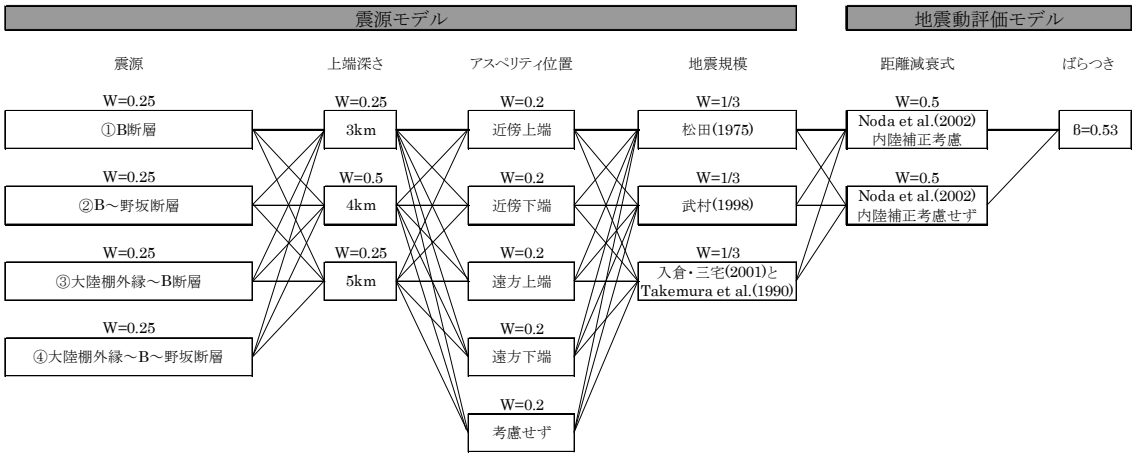


三方断層

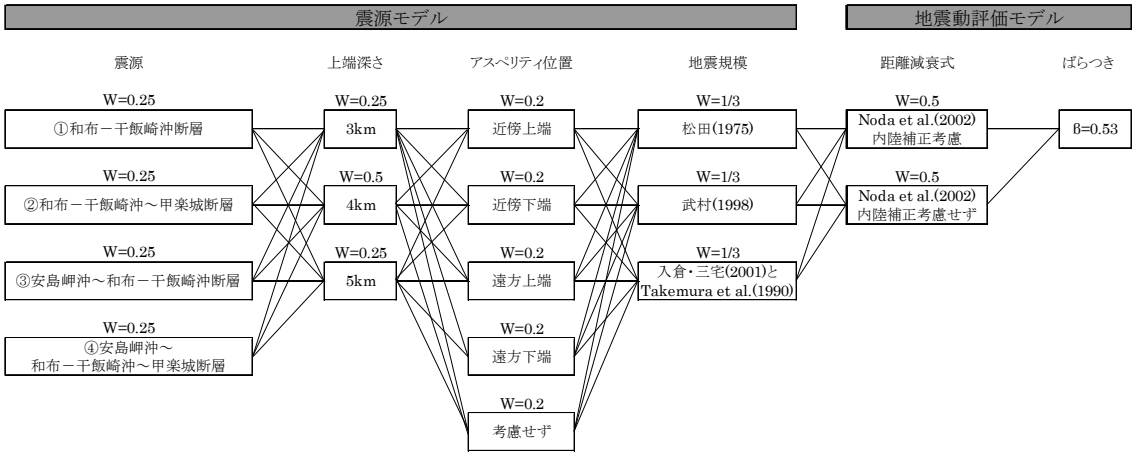


白木－丹生断層

第 1.2.1.b-3 図(1)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー

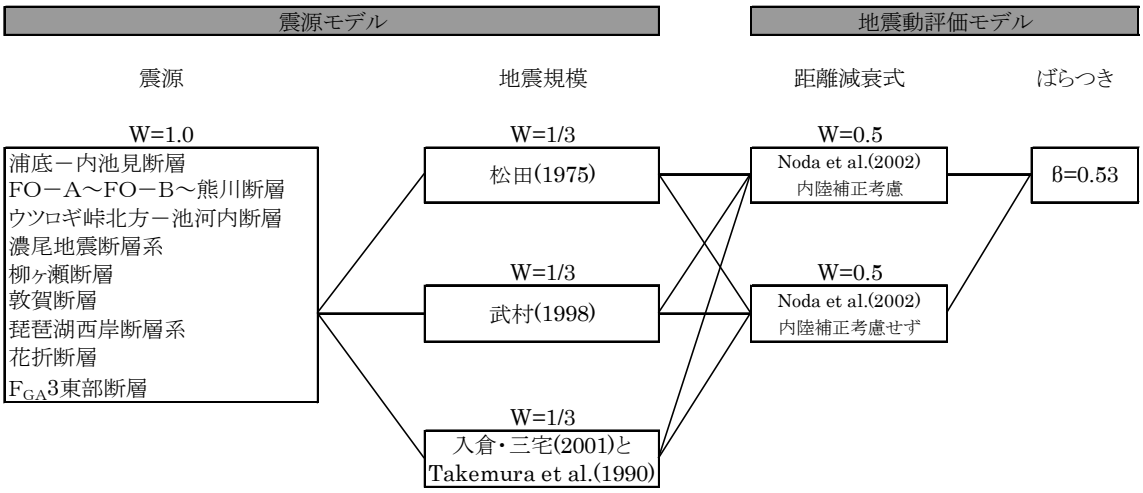


大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層

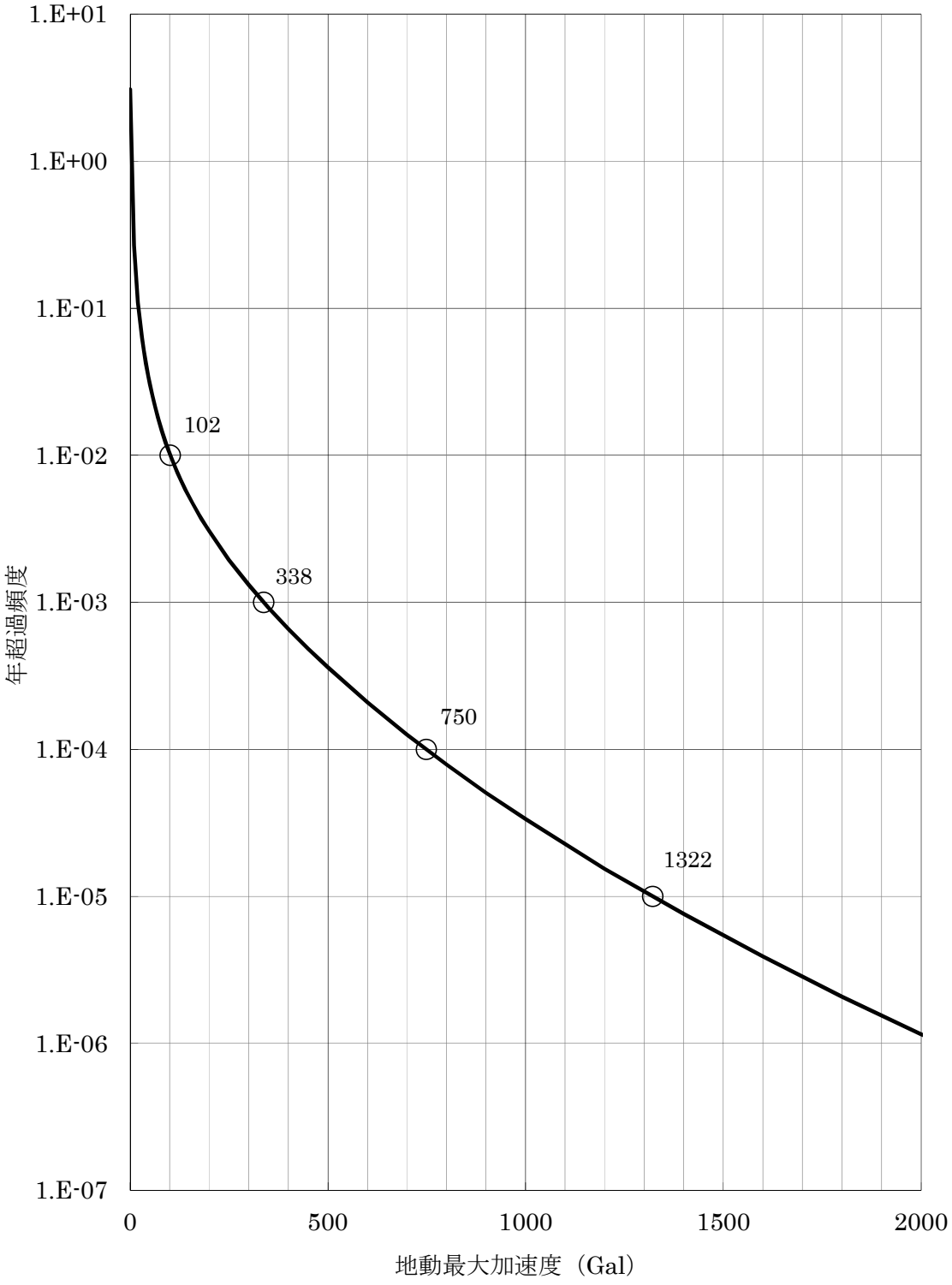


安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層

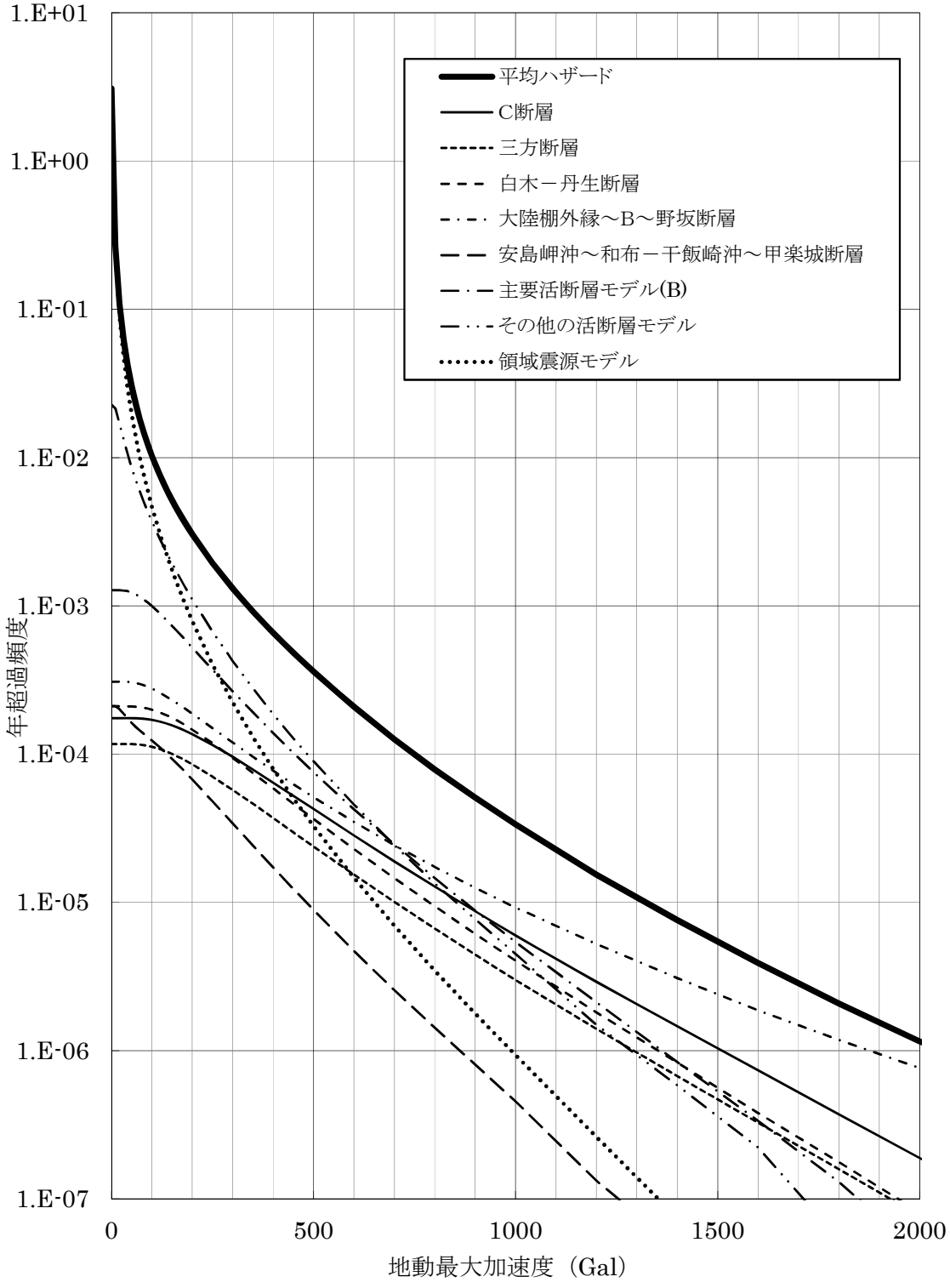
第 1.2.1.b-3 図(2)　主要活断層モデル(A)のロジックツリー



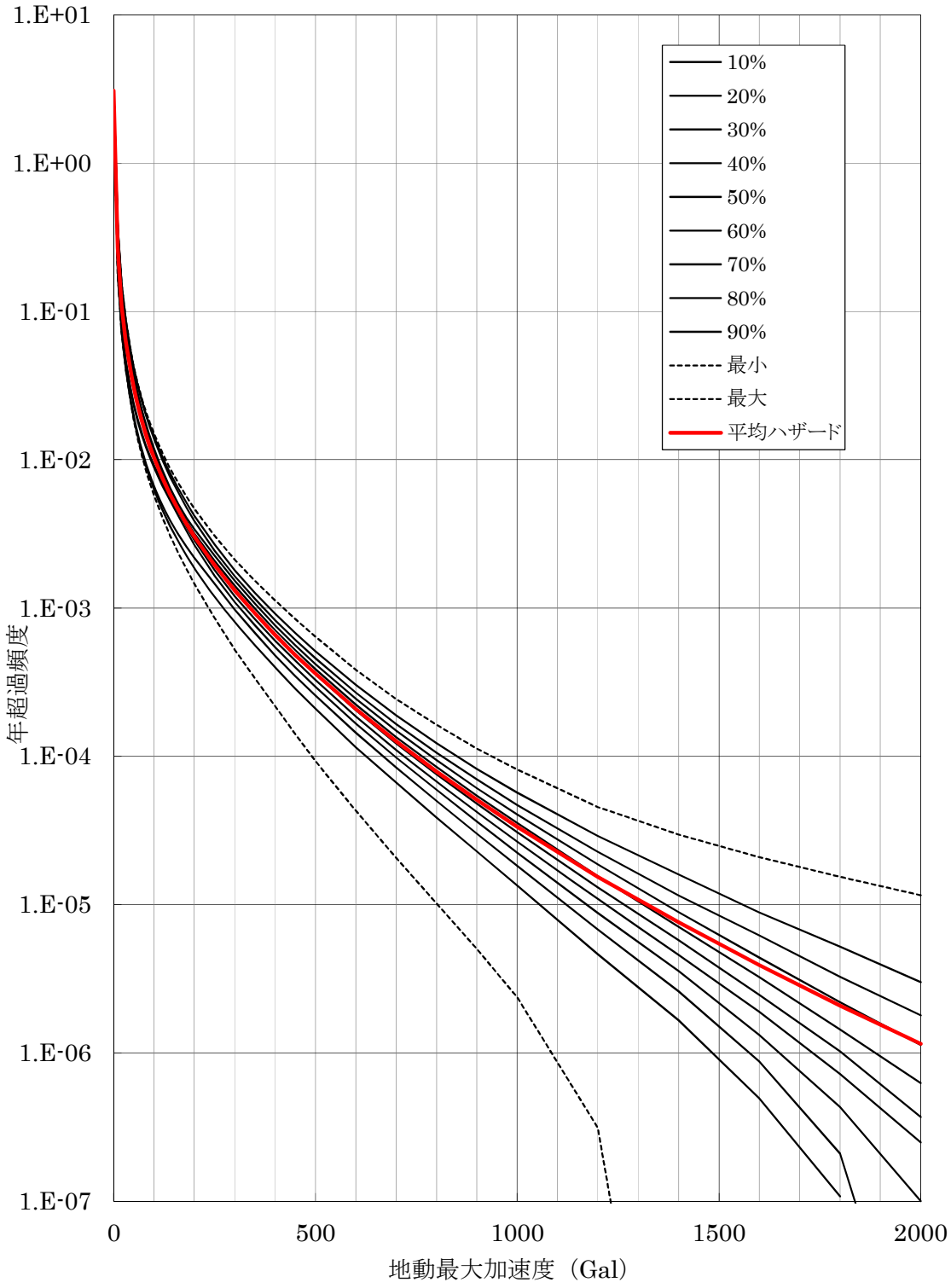
第 1.2.1.b-4 図　主要活断層モデル(B)のロジックツリー



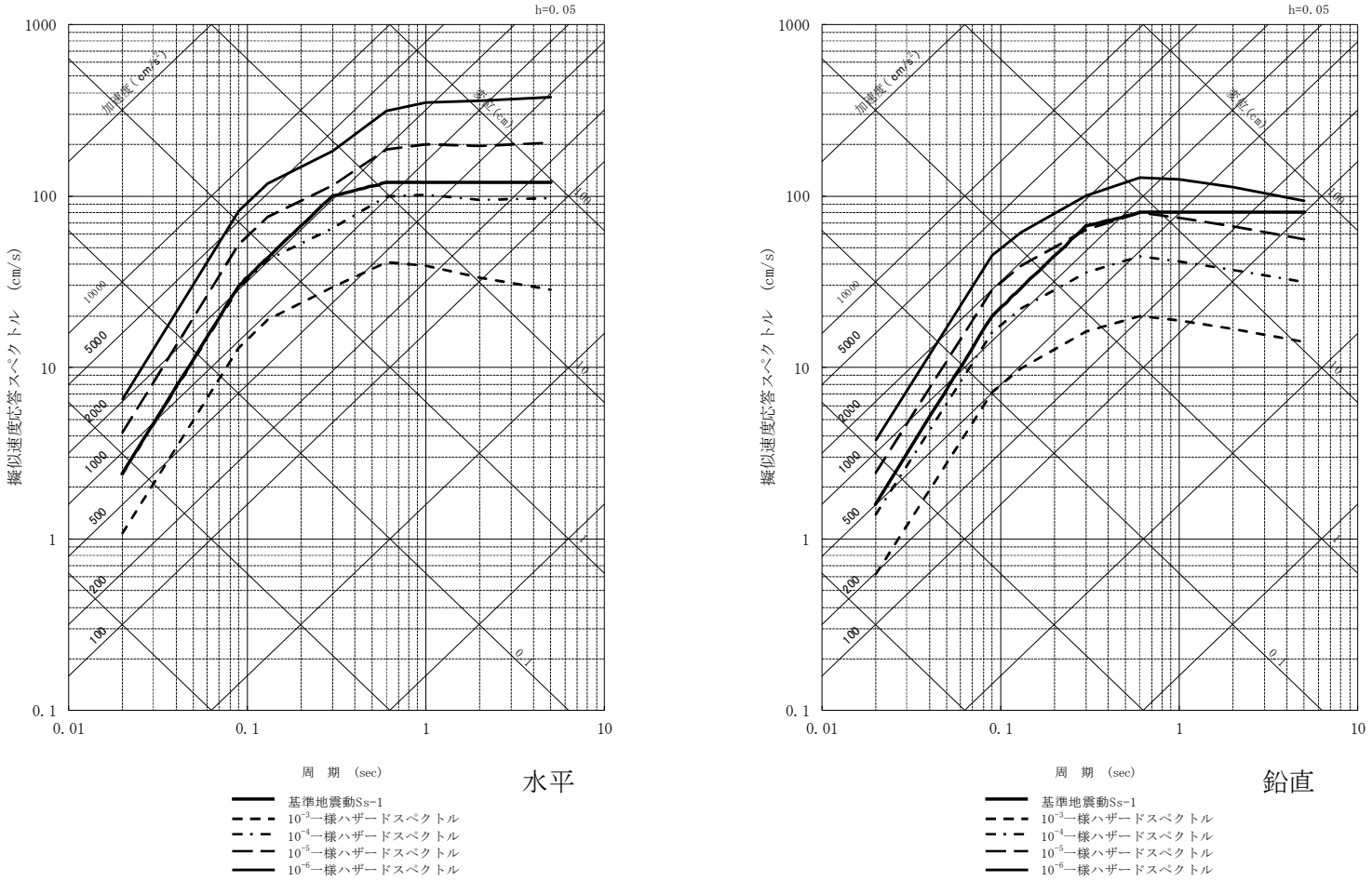
第 1.2.1.b-5 図　平均地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）



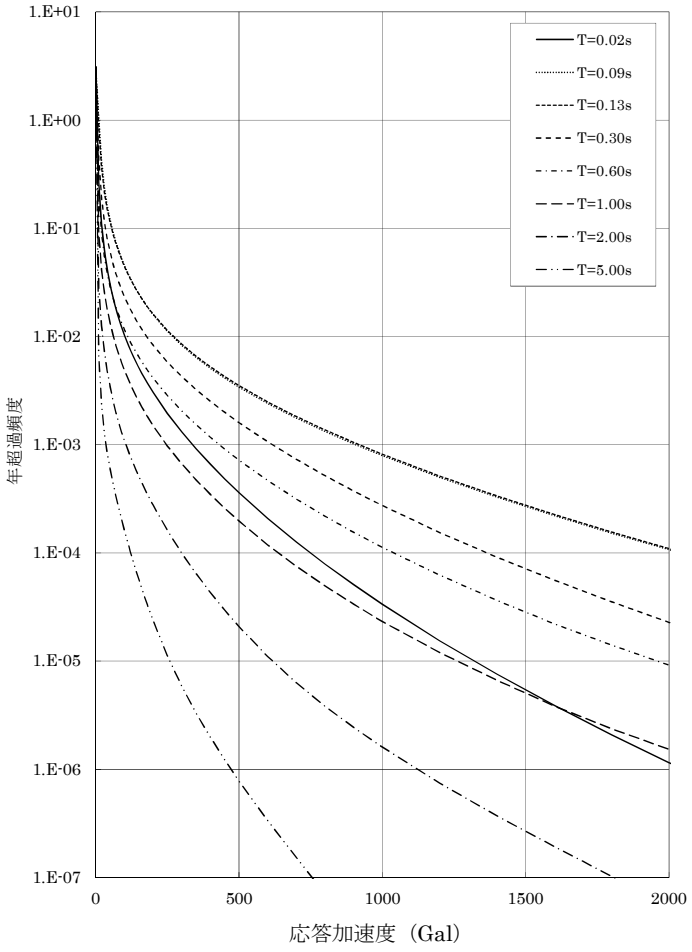
第 1.2.1.b-6 図　震源ごとの地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）



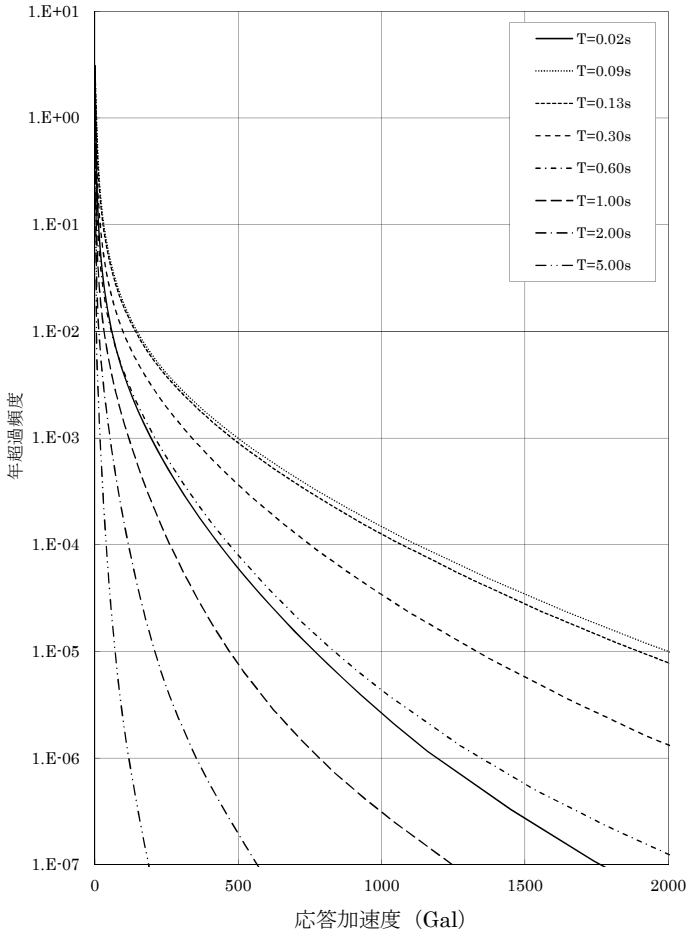
第 1.2.1.b-7 図　フラクタイル地震ハザード曲線（周期 0.02 秒）



第 1.2.1.b-8 図　一様ハザードスペクトルと基準地震動 Ss－1 の応答スペクトルの比較

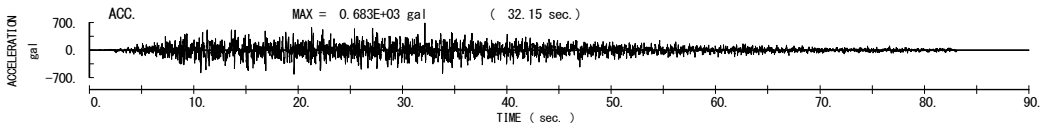


水平

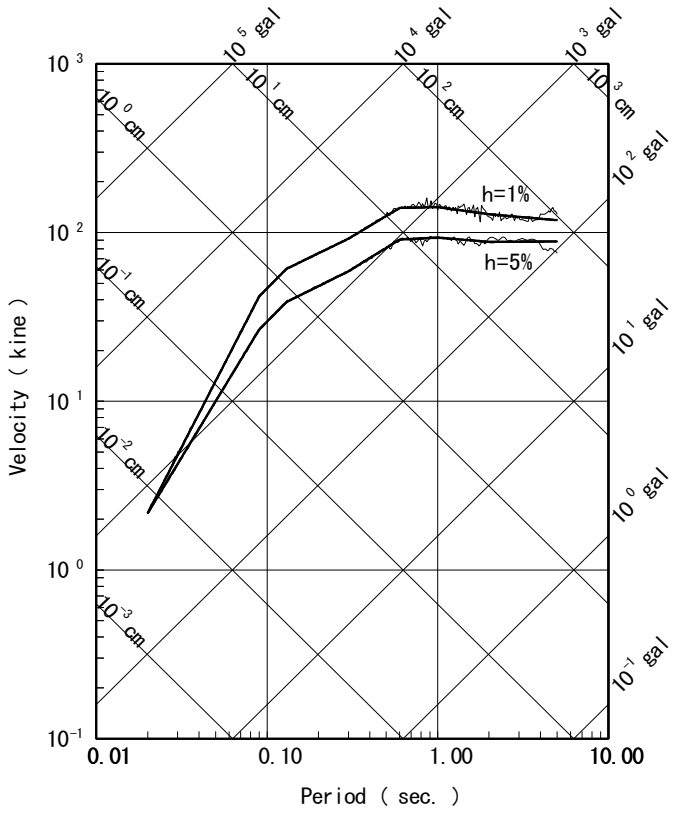


鉛直

第 1.2.1.b-9 図　周期ごとの平均地震ハザード曲線

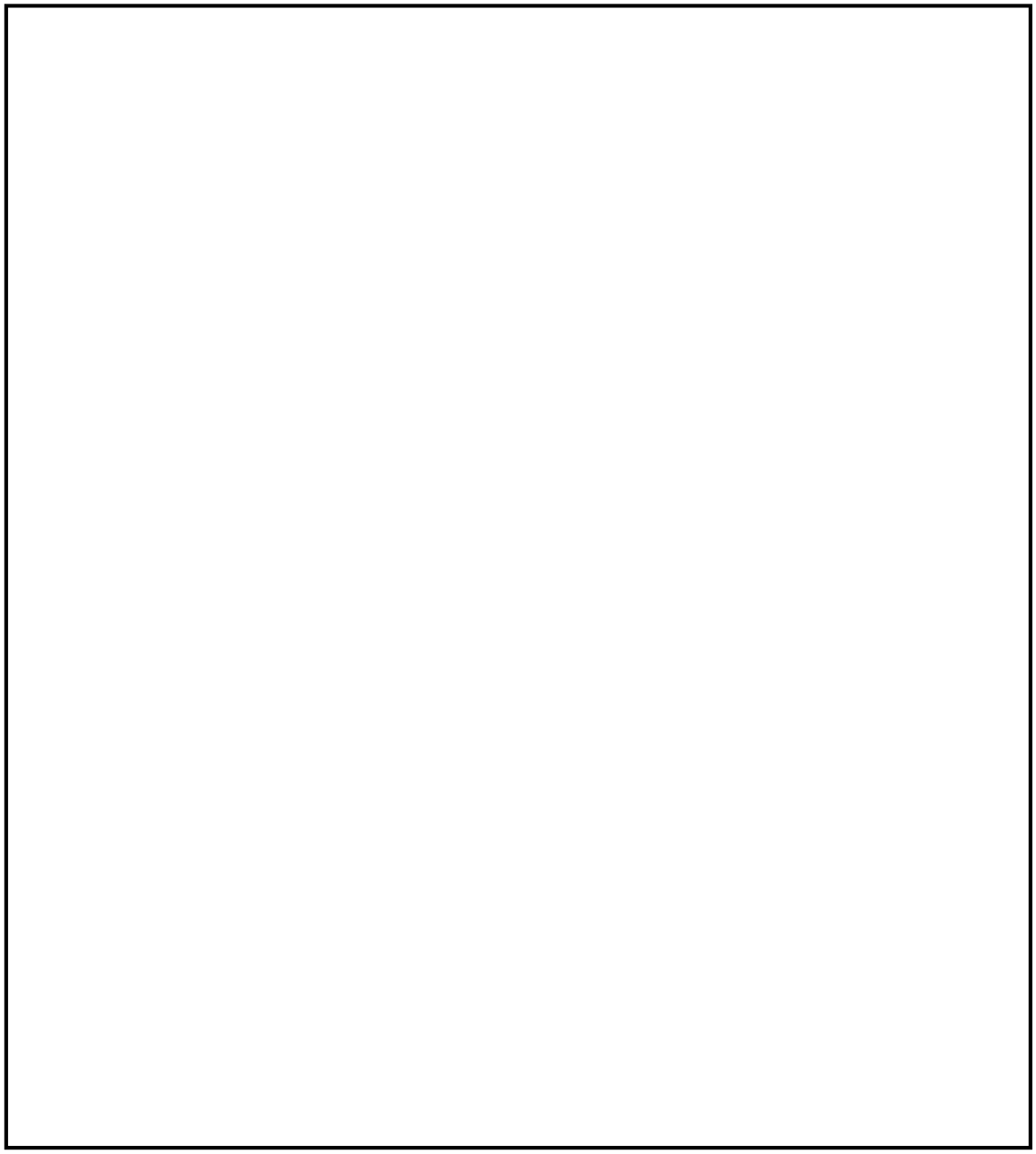


(1) 加速度時刻歴波形



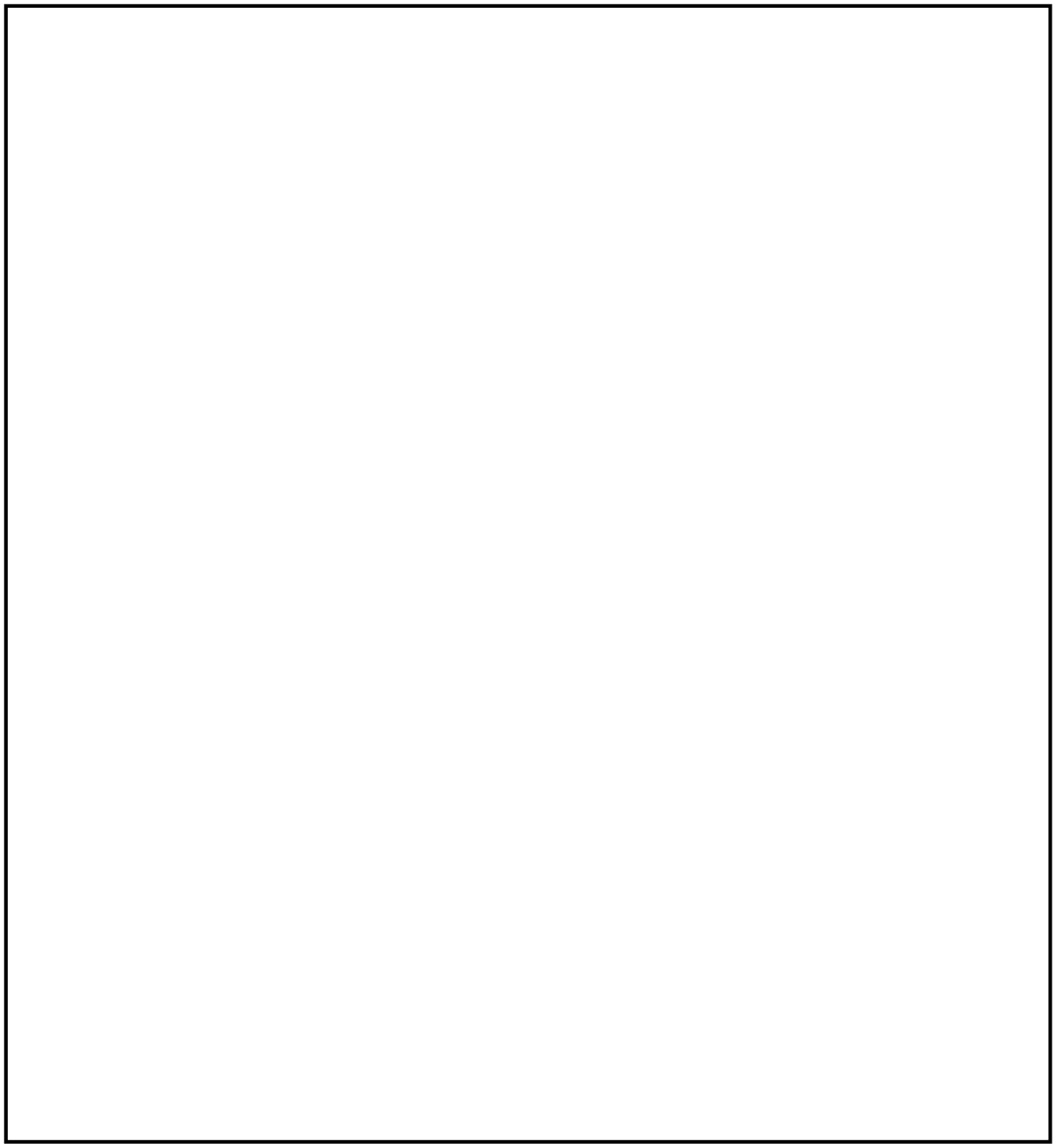
(2) 応答スペクトル

第 1.2.1.b-10 図　年超過確率 10^{-4} 一様ハザードスペクトル適合模擬地震動



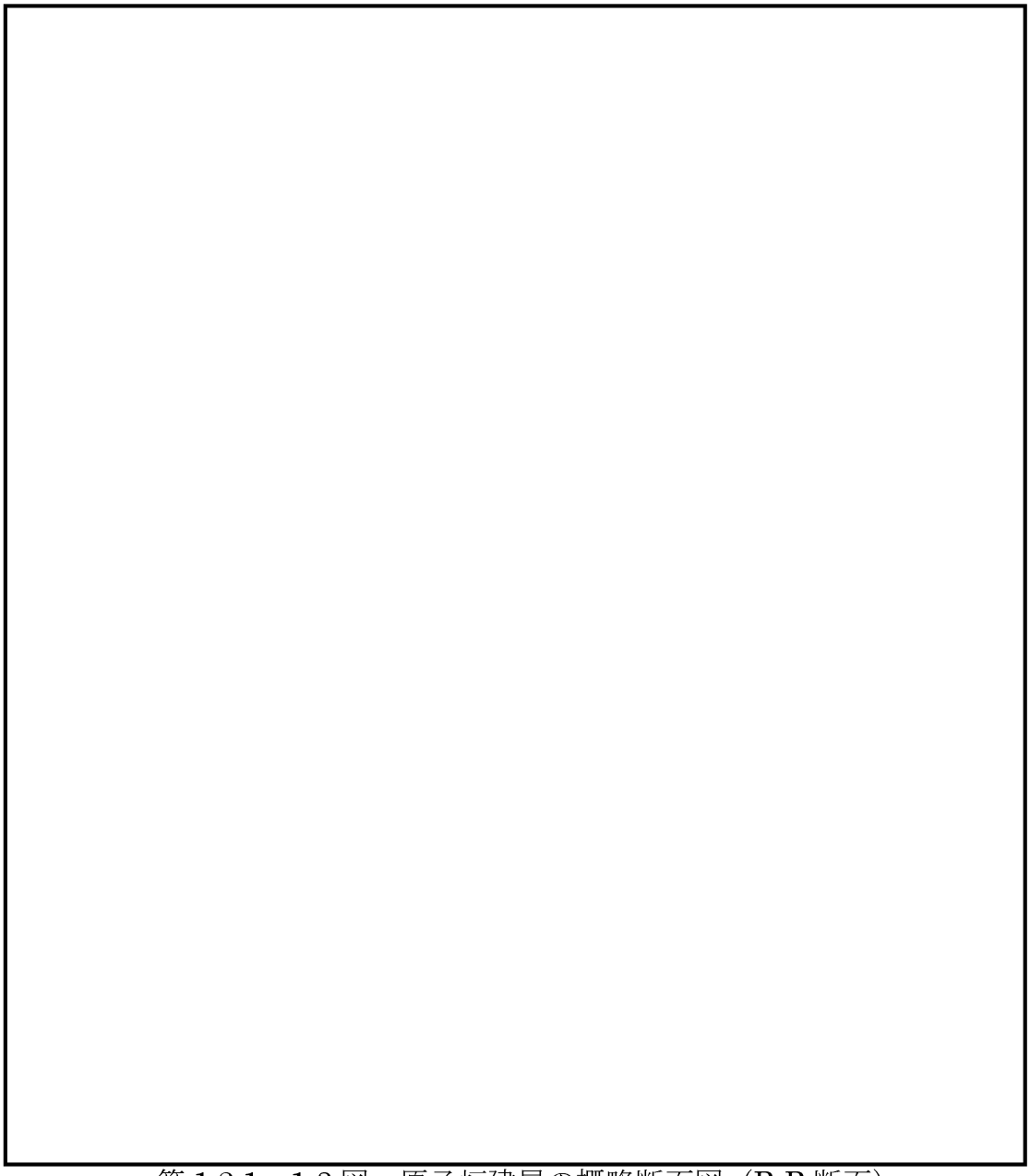
第 1.2.1.c-1-1 図　原子炉建屋の概略平面図(E.L.24.0m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



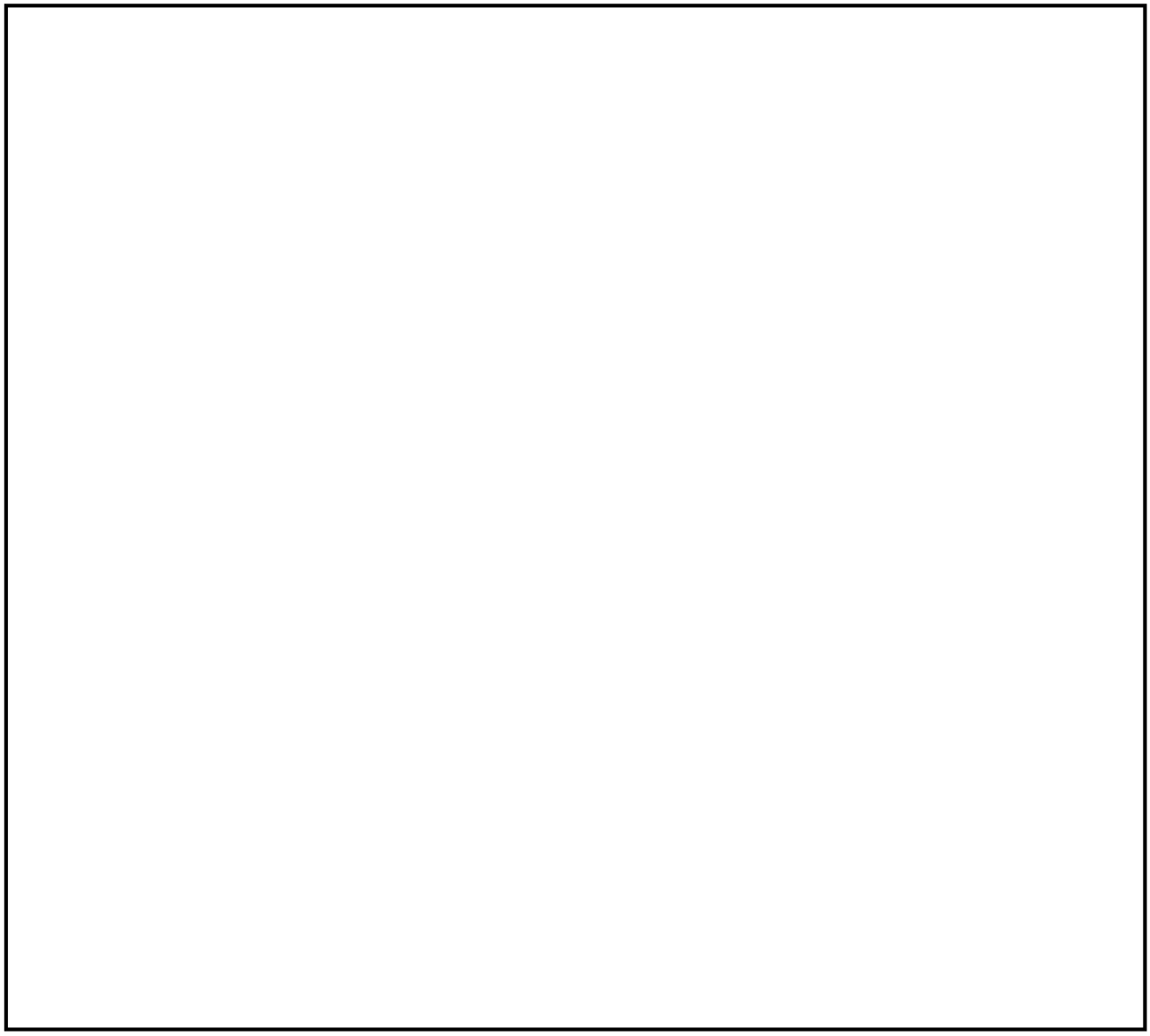
第 1.2.1.c-1-2 図　原子炉建屋の概略断面図（A-A 断面）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



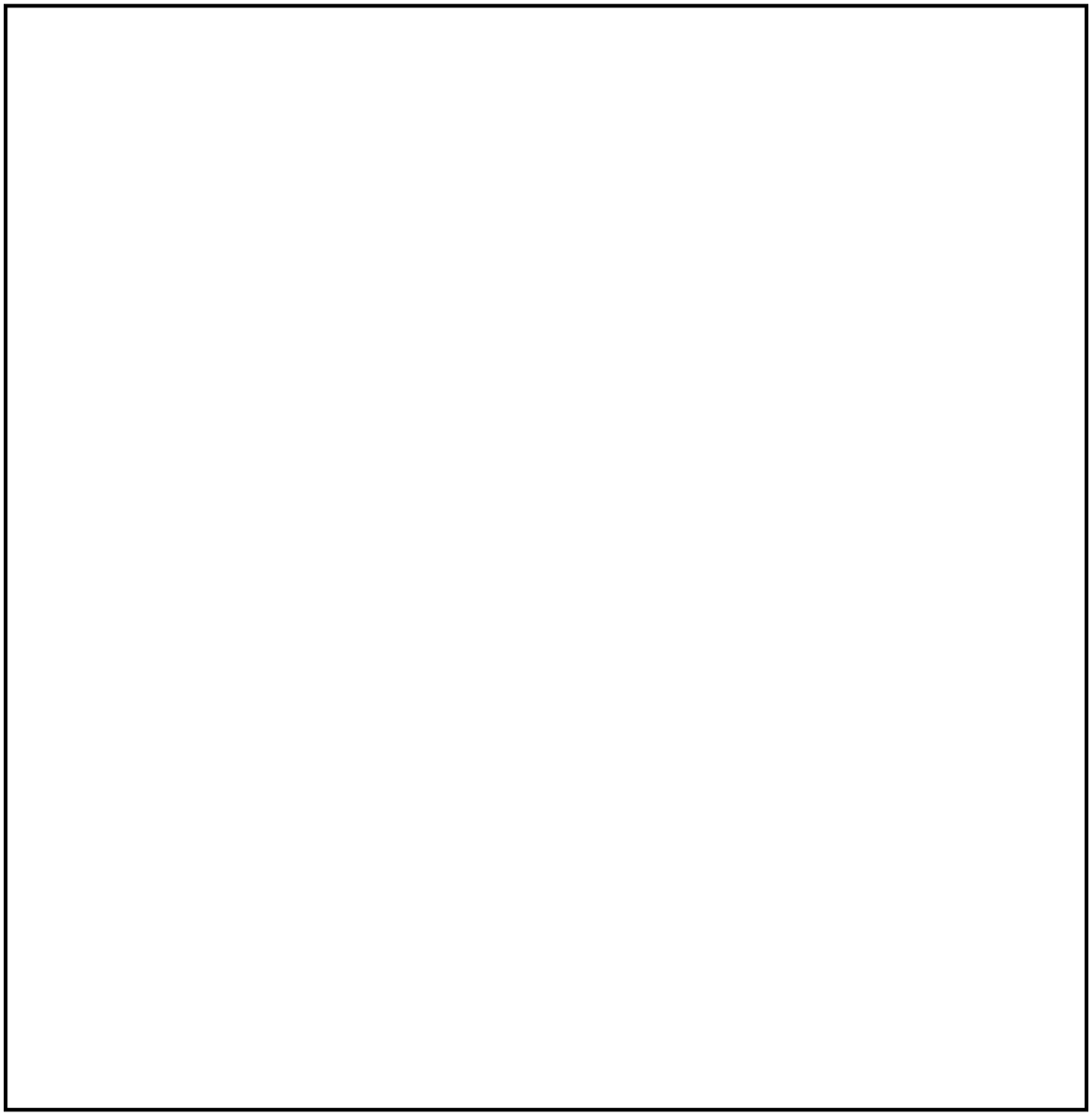
第 1.2.1.c-1-3 図　原子炉建屋の概略断面図（B-B 断面）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



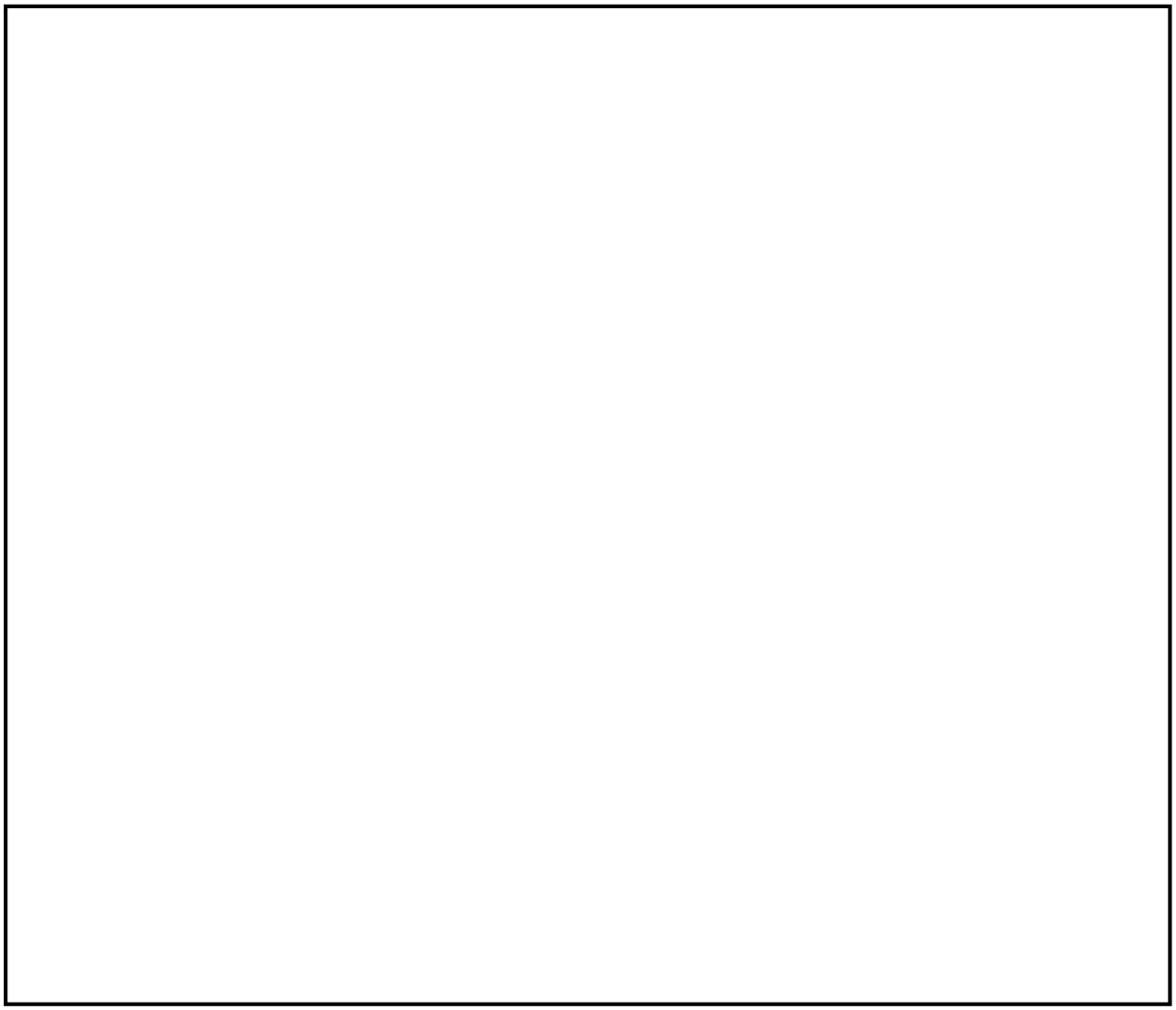
第 1.2.1.c-1-4 図　原子炉補助建屋の概略平面図(E.L.17.0m)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



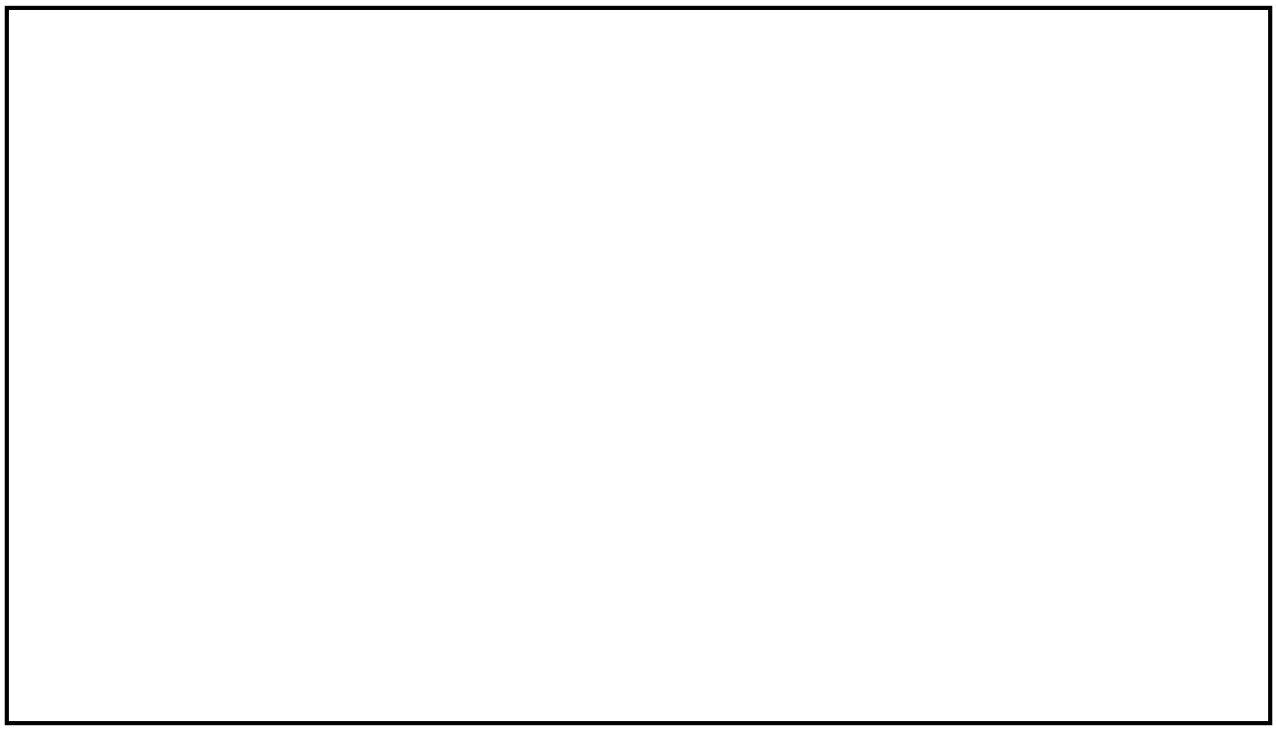
第 1.2.1.c-1-5 図　原子炉補助建屋の概略断面図（A-A 断面）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



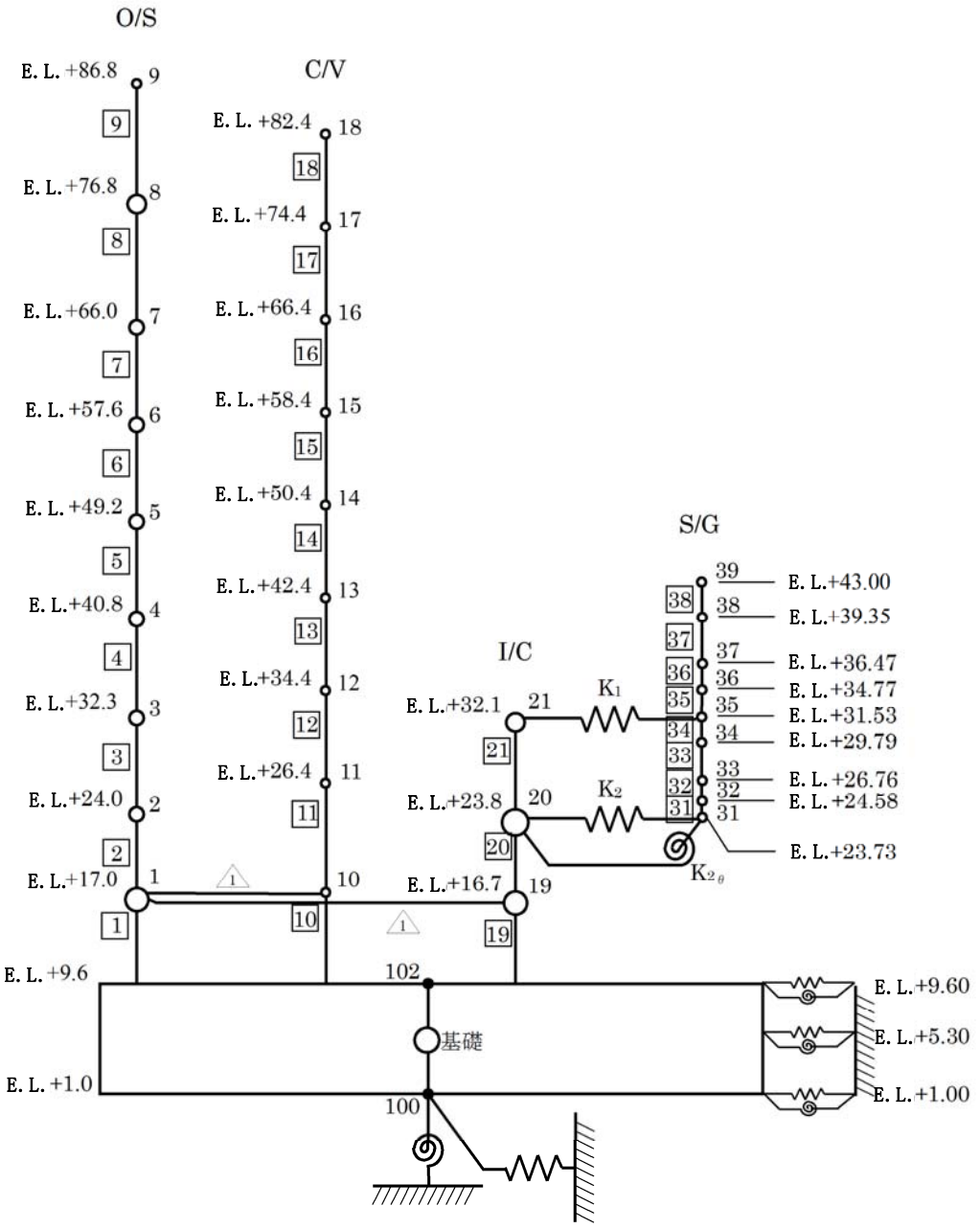
第 1.2.1.c-1-6 図　原子炉補助建屋の概略断面図（B-B 断面）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



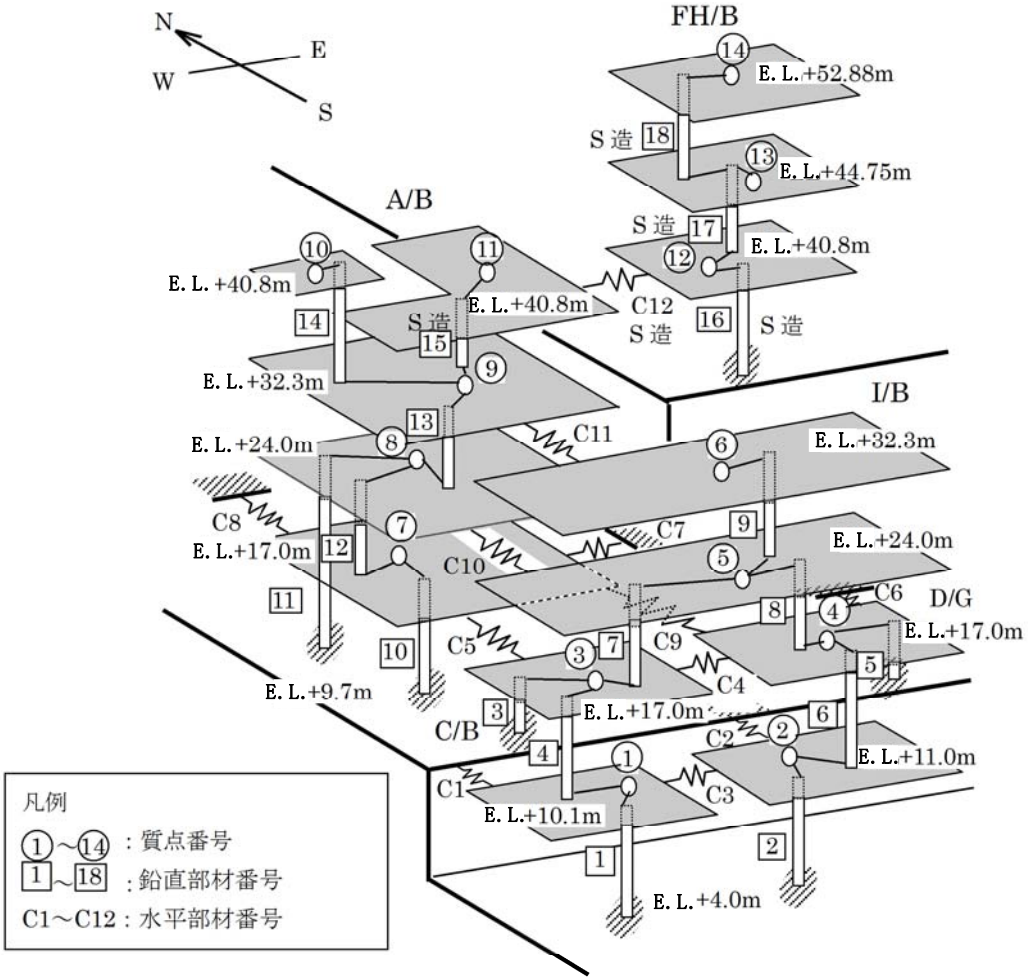
第 1.2.1.c-1-7 図　原子炉補助建屋の概略断面図（C-C 断面）

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

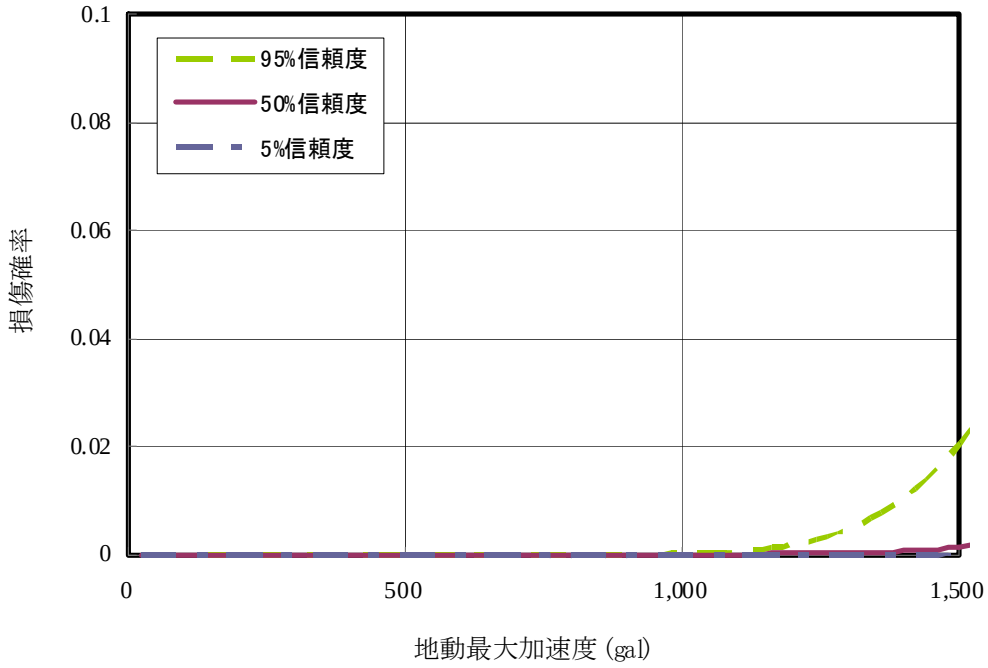


（単位：m）

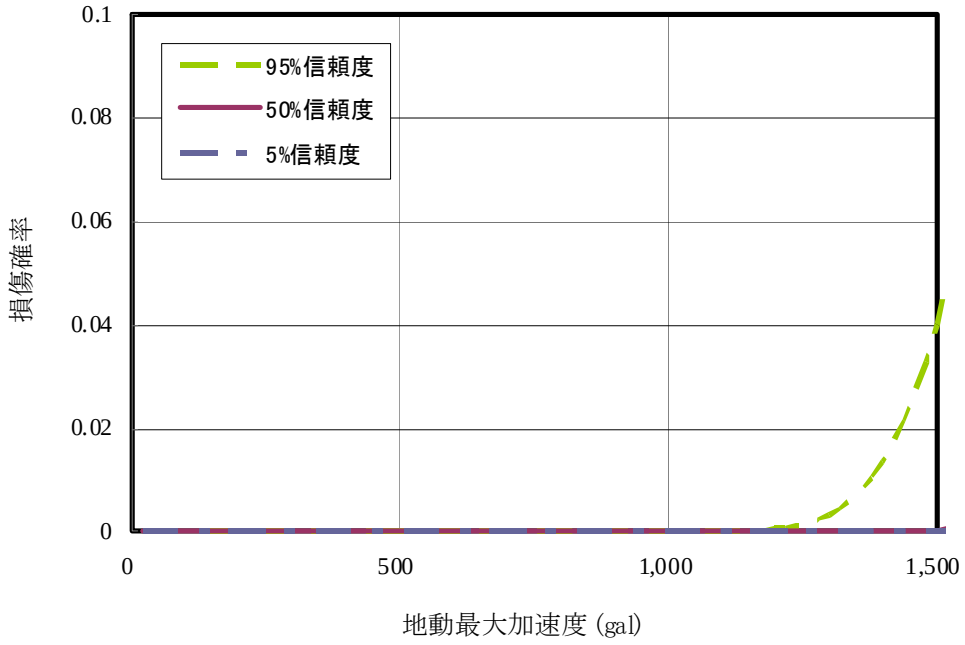
第 1.2.1.c-1-8 図　解析モデル（原子炉建屋）



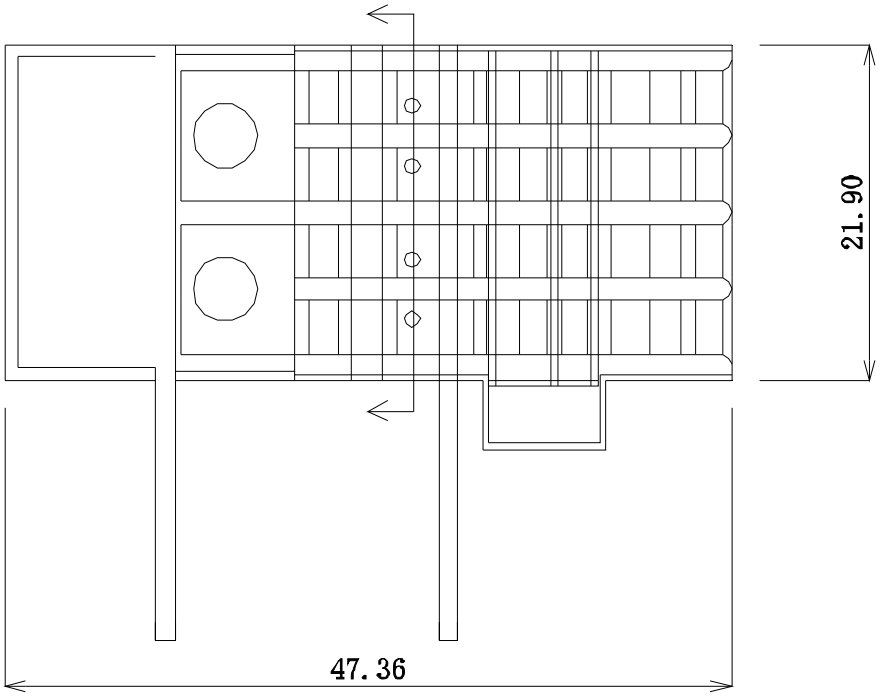
第 1.2.1.c-1-9 図　解析モデル（原子炉補助建屋）



第1.2.1.c-1-10図　建屋フラジリティ曲線（原子炉建屋　Ｏ／Ｓ　ＮＳ方向）

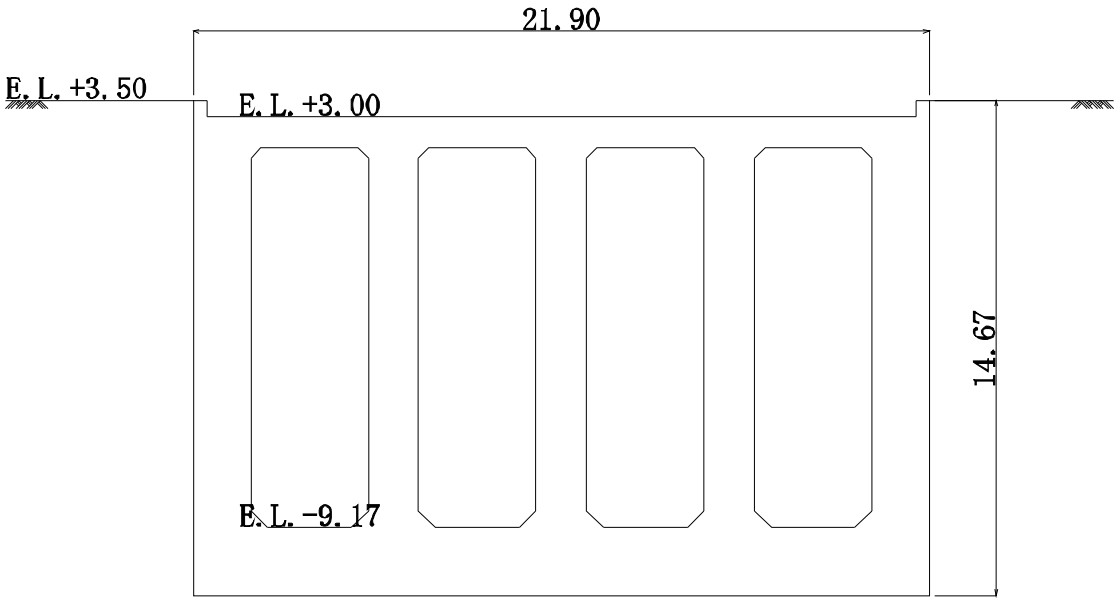


第1.2.1.c-1-11図　建屋フラジリティ曲線（原子炉補助建屋　Ａ／Ｂ　ＥＷ方向）



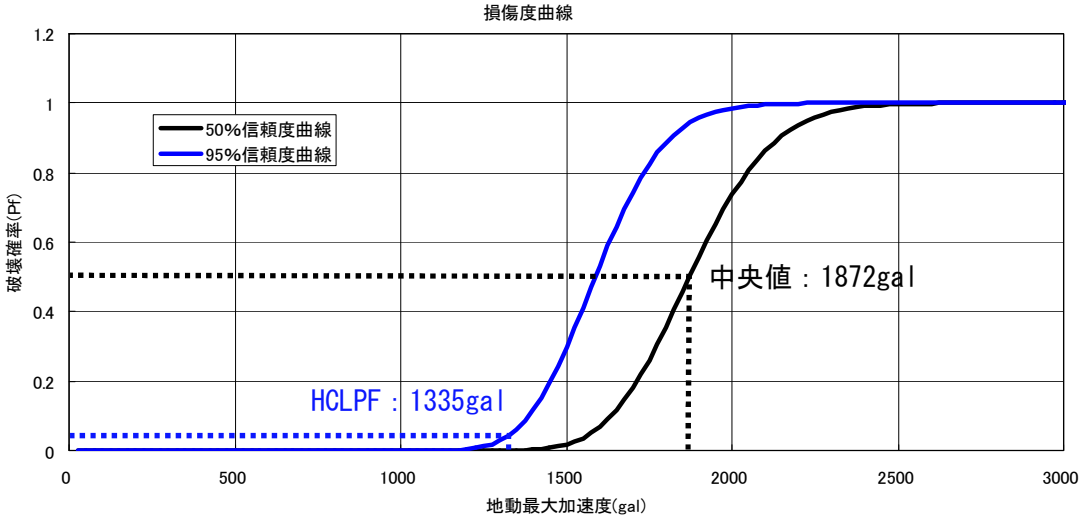
（単位：m）

第 1.2.1.c-2-1 図　海水ポンプ室平面図

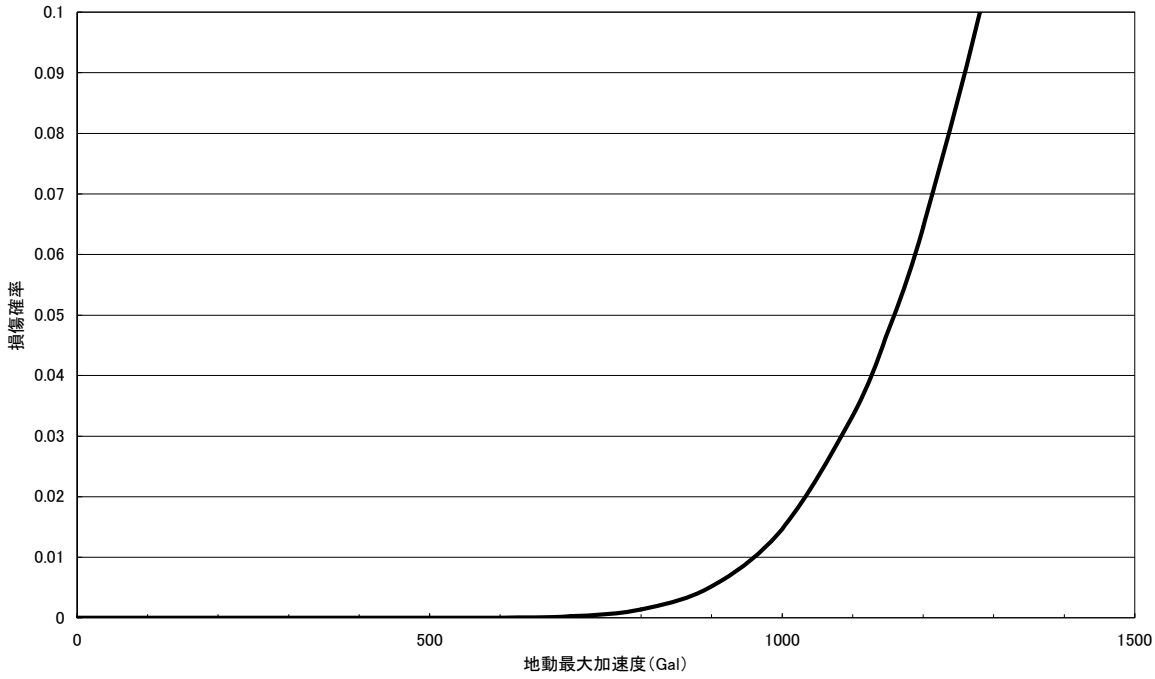


（単位：m）

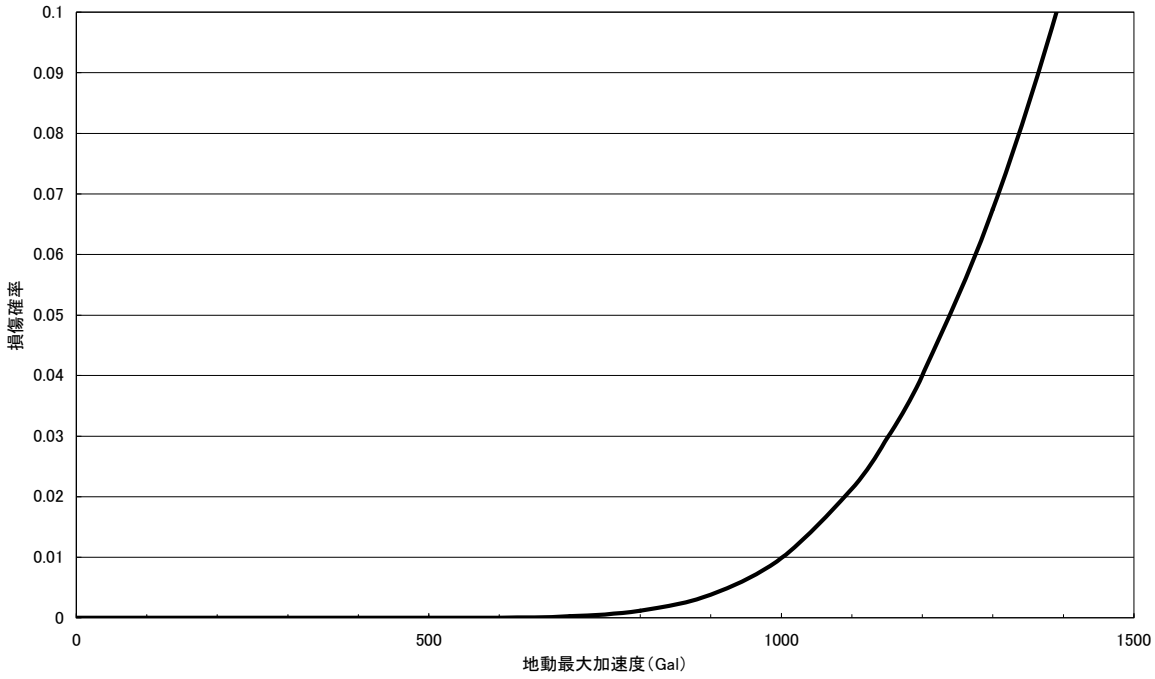
第 1.2.1.c-2-2 図　海水ポンプ室断面図



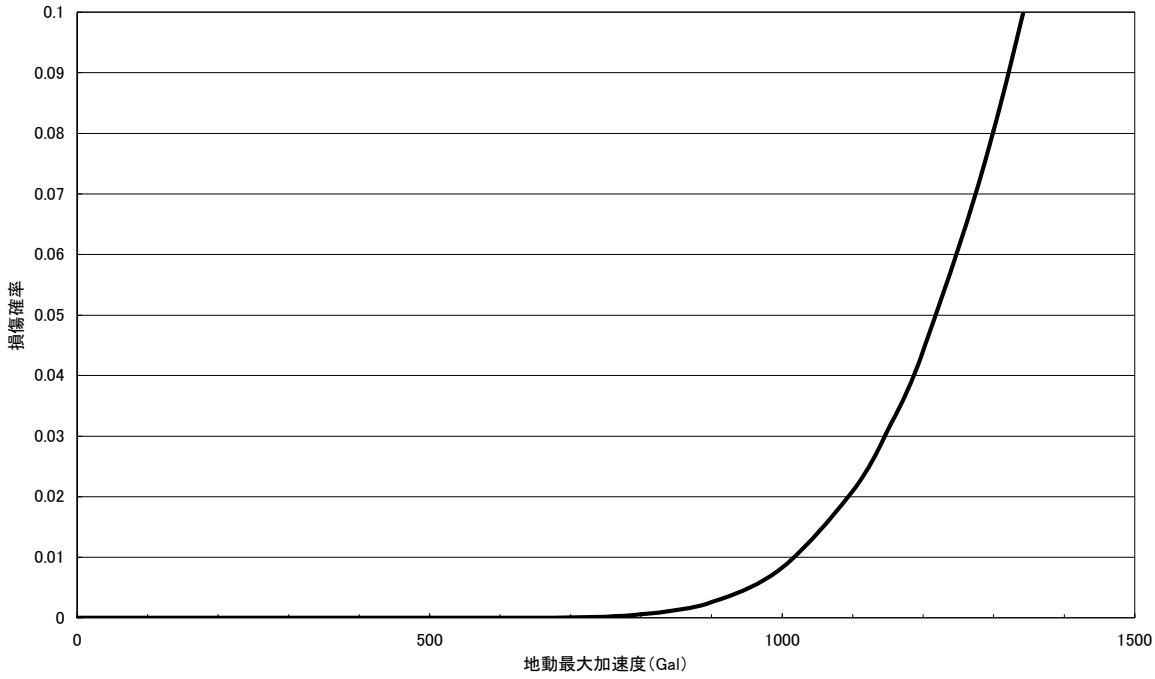
第 1.2.1.c-2-3 図　海水ポンプ室　フラジリティ曲線



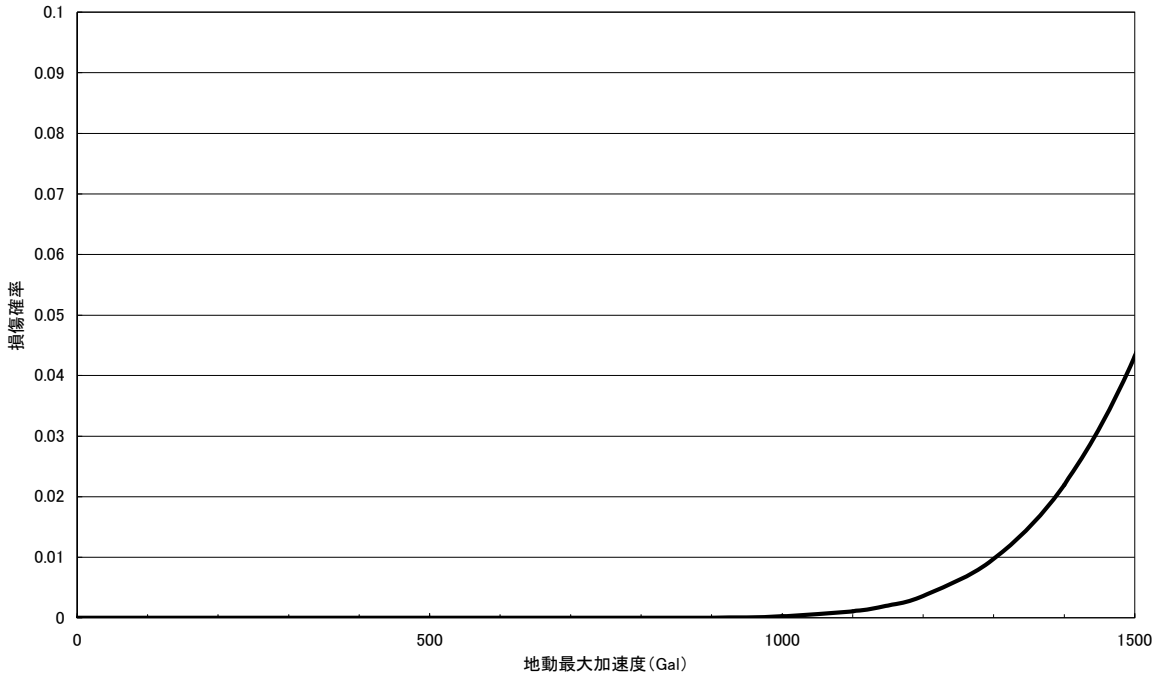
第1.2.1.c-3-1図　蒸気発生器　平均フラジリティ曲線



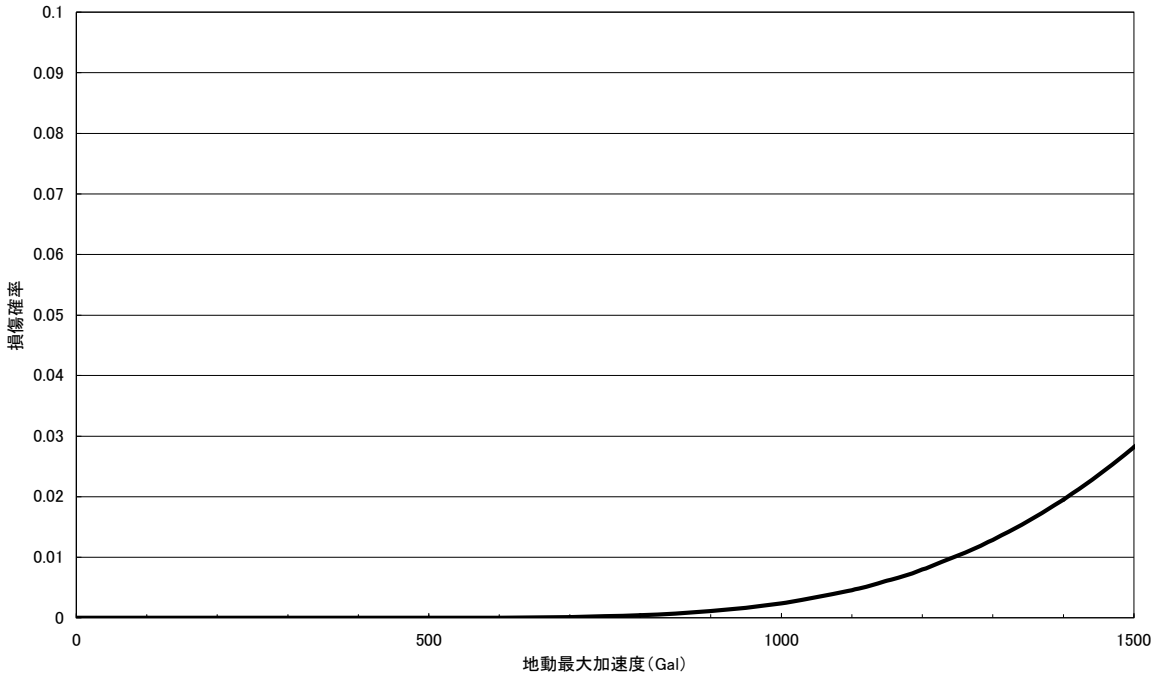
第1.2.1.c-3-2図　復水タンク　平均フラジリティ曲線



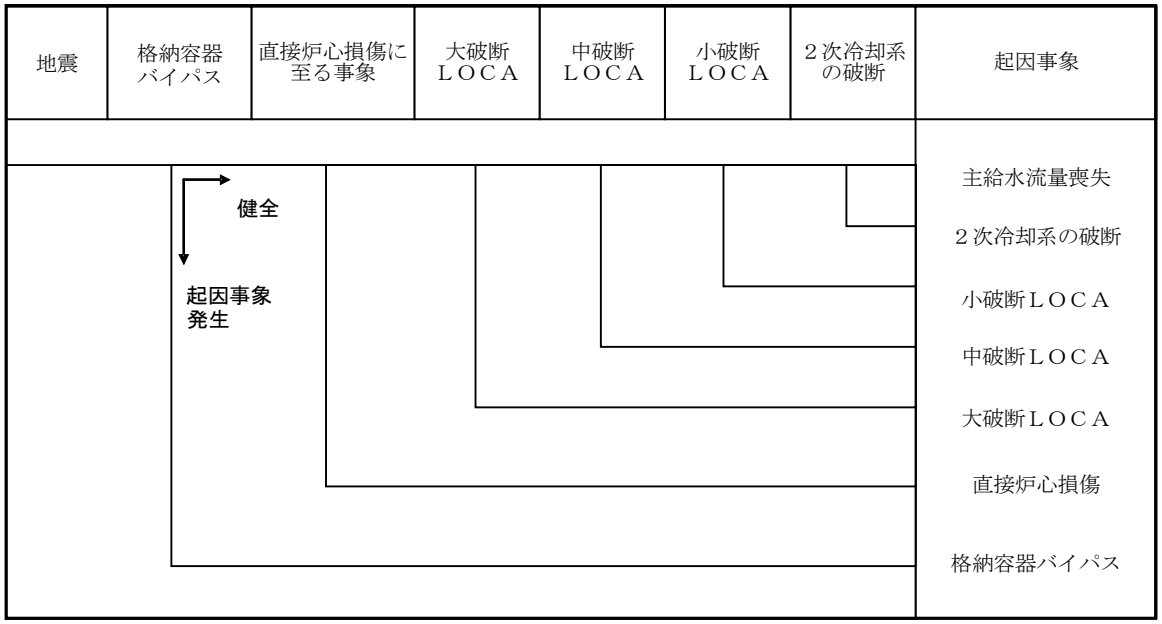
第1.2.1.c-3-3図　蒸気発生器水位計（狭域）　平均フラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-4図　内燃機関　平均フラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-5図　炉内計装引出管 平均フラジリティ曲線



【直接炉心損傷】

・大破断ＬＯＣＡを上回る規模のＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓ ＬＯＣＡ）

・原子炉格納容器損傷

・原子炉建屋損傷

・原子炉補助建屋損傷

・複数の信号系損傷

・１次系流路閉塞による２次系除熱機能喪失

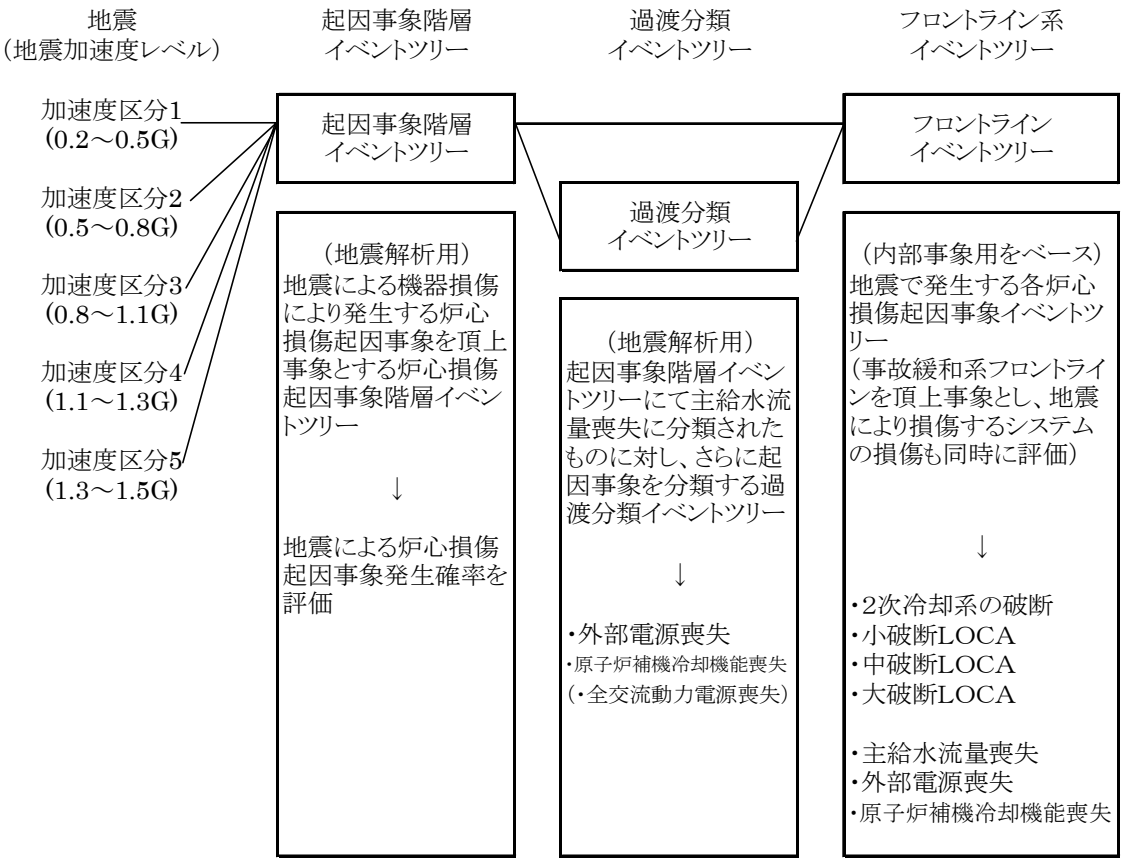
・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失

・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失

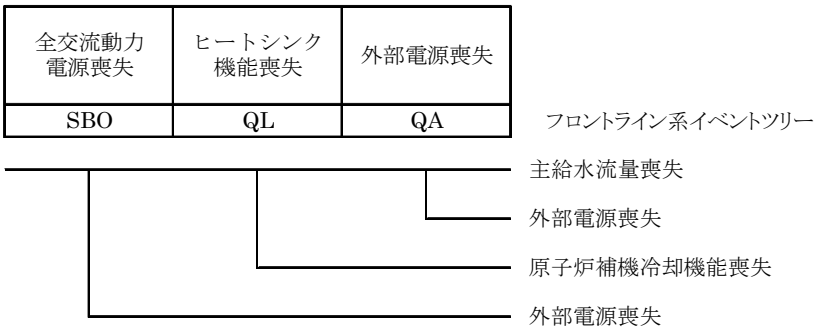
【格納容器バイパス】

・蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

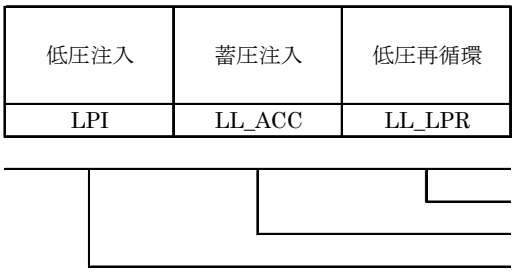
第 1.2.1.d-1 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー



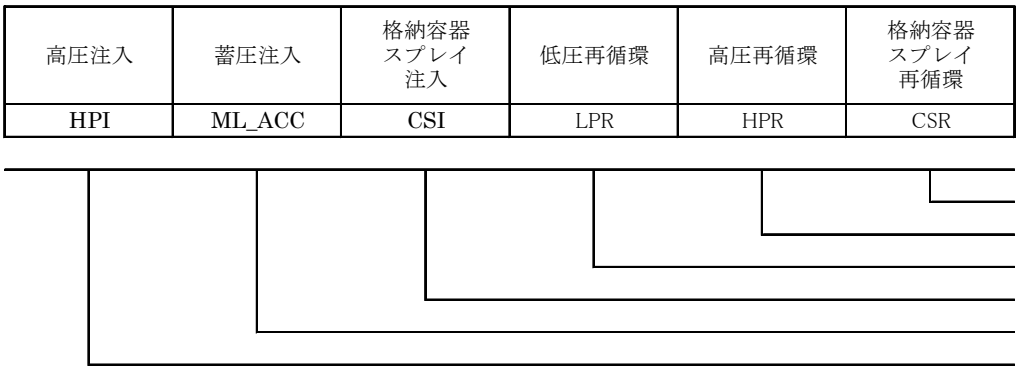
第 1.2.1.d-2 図　地震システム解析モデル（小イベントツリー）



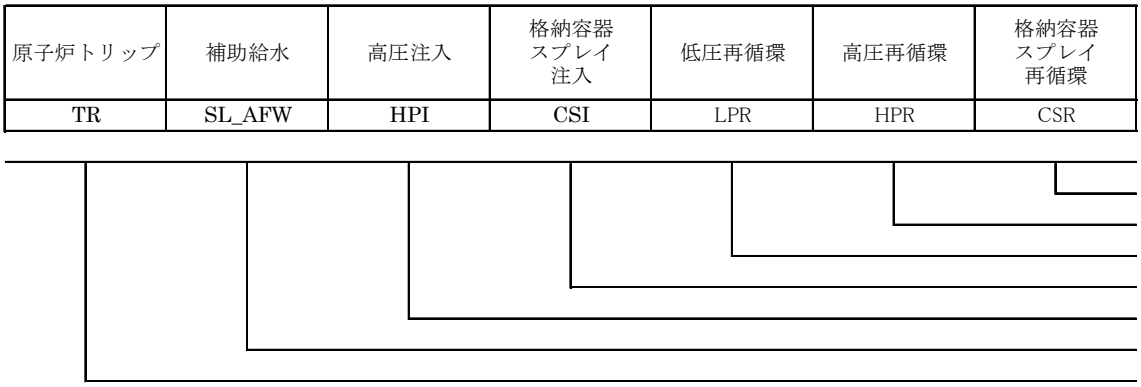
第 1.2.1.d-3 図　過渡分類イベントツリー



第 1.2.1.d-4 図　大破断ＬＯＣＡイベントツリー



第 1.2.1.d-5 図　中破断ＬＯＣＡイベントツリー



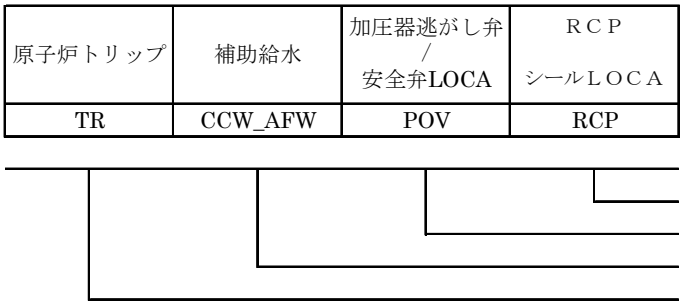
第 1.2.1.d-6 図　小破断ＬＯＣＡイベントツリー



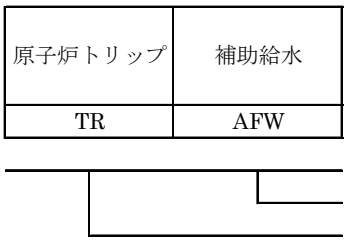
第 1.2.1.d-7 図　２次冷却系の破断イベントツリー



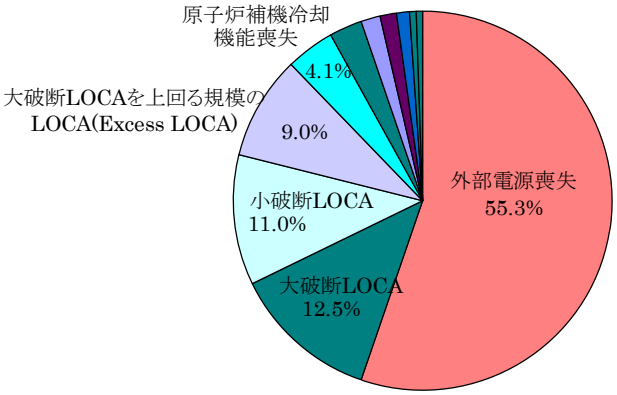
第 1.2.1.d-8 図　外部電源喪失イベントツリー



第 1.2.1.d-9 図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

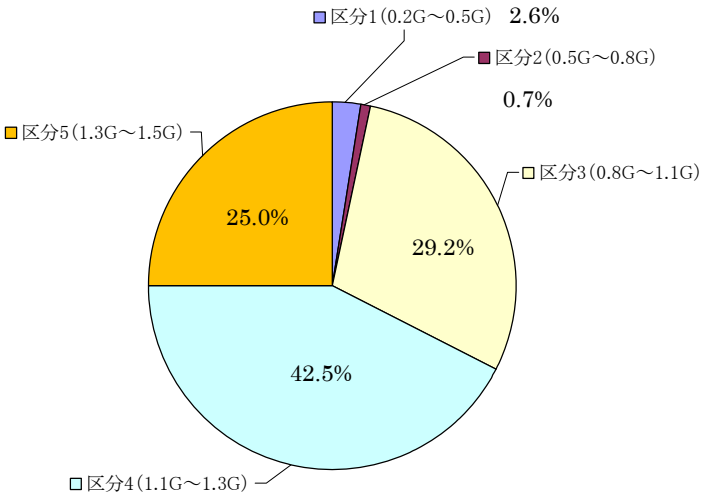


第 1.2.1.d-10 図　主給水流量喪失イベントツリー



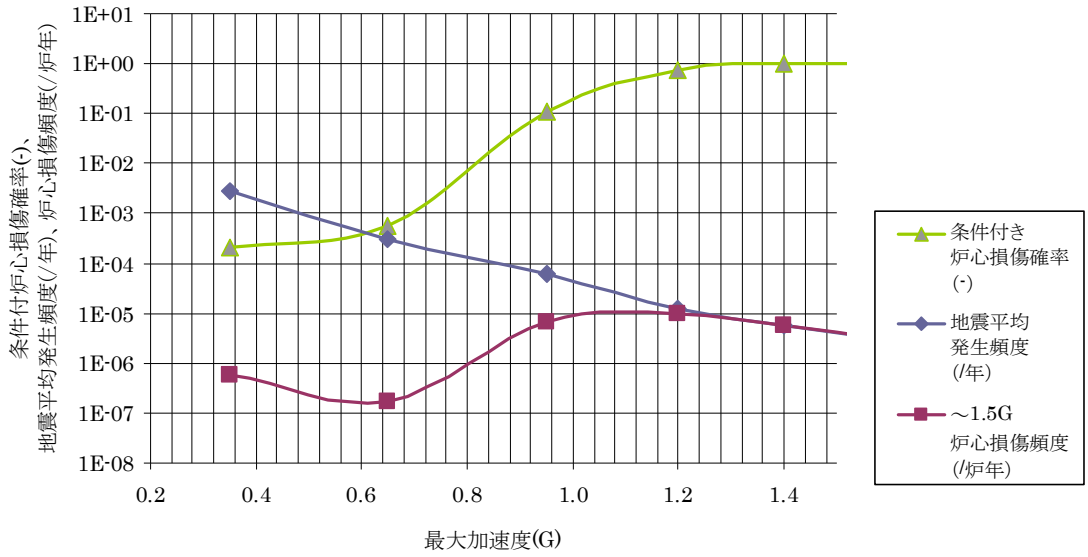
全炉心損傷頻度：2.3E-5（／炉年）

第 1.2.1.d-11 図　起因事象別炉心損傷頻度 寄与割合

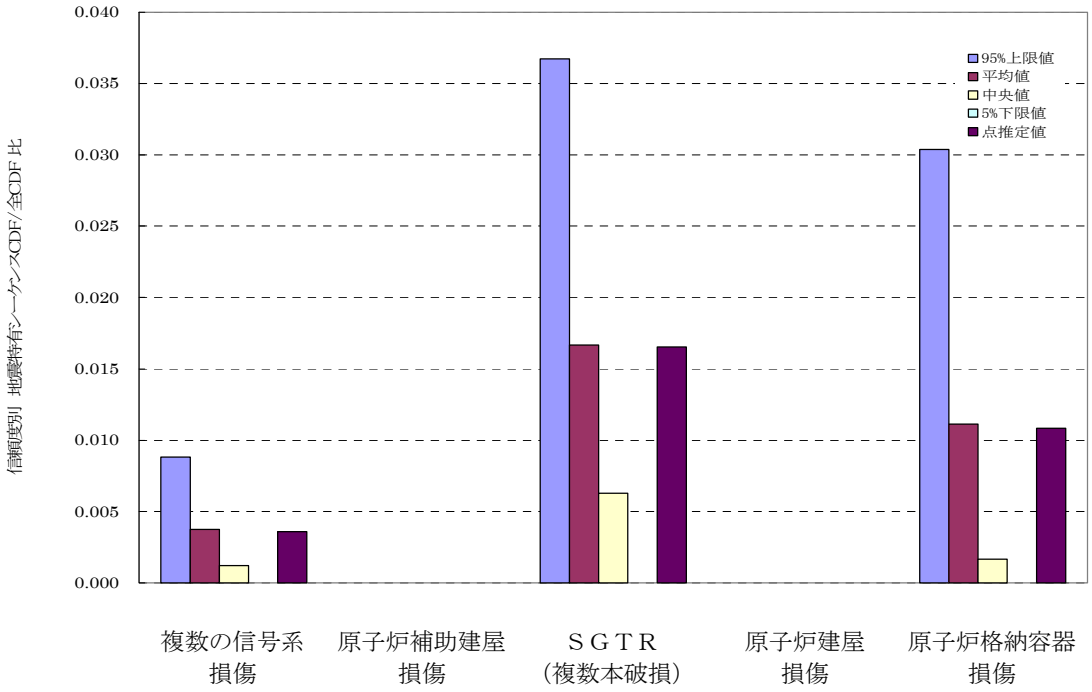


全炉心損傷頻度：2.3E-5（／炉年）

第 1.2.1.d-12 図　加速度区分別炉心損傷頻度 寄与割合



第 1.2.1.d-13 図　加速度区分別条件付炉心損傷頻度



第 1.2.1.d-14 図　地震特有の事故シーケンスの不確実さ解析結果

1.2.2　津波ＰＲＡ

津波ＰＲＡは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011（以下「津波ＰＲＡ学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁　平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.2-1図に示す。また、本評価では平成27年3月17日の原子炉設置変更許可申請時点のデータに基づく確率論的津波ハザードを使用している。なお、今回の津波ＰＲＡでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震随伴に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ

① 評価対象プラントについて

(1) 機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.1 内部事象ＰＲＡ」での記載と同様である。

また、第1.2.2.a-1図に津波ＰＲＡの中で考慮する設備配置を記載したプラント概要図、第1.2.2.a-1表に評価に必要な情報及び主な情報源を示す。

(2) プラントウォークダウンについて

a. プラントウォークダウンの実施手順

津波ＰＲＡでは、機器の設置高さや建屋開口部の高さを基に津波シナリオを想定しており、机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のために、プラントウォークダウン対象機器抽出の考え方や調査すべき要件をまとめたチェックシート等を含めた要領書を作成し、その要領書にしたがってプラントウォークダウンを実施した。プラントウォークダウンでは主に以下の観点について問題がないこ

とを確認した。

・津波影響の確認

・間接的被害の可能性の確認

・津波伝播経路及び建屋開口部の確認

b. プラントウォークダウン調査対象機器の選定

津波ＰＲＡ対象機器及び開口部からプラントウォークダウン調査対象機器を選定するフローを第 1.2.2.a-2 図に示す。津波ＰＲＡの対象設備として、建屋開口部とそれ以外に分類し、このフローを使用してスクリーニングを行い、調査対象機器を選定した。

c. プラントウォークダウン結果

チェックシートに基づき、対象機器のチェックを行った。例として海水ポンプのチェックシート及び現場写真のサンプルを第 1.2.2.a-3 図及び第 1.2.2.a-4 図に示す。

プラントウォークダウンの結果（チェックシートの一覧）を第 1.2.2.a-2 表に示す。プラントウォークダウンの結果、津波ＰＲＡ上問題となる箇所は特に見当たらなかった。

(3) 今回実施した津波ＰＲＡの前提条件等について

今回実施した津波ＰＲＡについて、主に留意すべき点について以下に示す。

a. 評価の前提条件

(a) 地震が建屋、機器及び津波影響軽減機能に及ぼす影響は考慮せず、津波の影響のみ評価する。

(b) 上記により、地震の重畳を考慮しないため各建屋開口部におけるシール部は健全であり、当該部からの浸水はないものと仮定する（なお、主要な開口部はプラントウォークダウン等で確認。）。

(c) 余震による荷重と津波による荷重の荷重組み合わせは

考慮しない。

(d) 機器の設置高さまで浸水することにより、当該機器が機能損傷すると仮定する。

(e) 建屋内の止水対策は考慮しない。したがって、建屋外部の開口部から津波が流入した場合は、同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水すると仮定する。

(f) ＡＭ策や、緊急安全対策で実施した各対策については評価対象外とする。

b. 評価対象機器抽出の考え方及び方針

(a) 内部事象レベル１ＰＲＡにおいて、当該系統及び機器が損傷することで炉心損傷に至るおそれのある系統及び設備を抽出しているため、それらすべてを検討対象とする。

(b) (a)では対象外だったもののうち、津波により損傷することで起因事象が発生するもの（主給水系、循環水系等）や津波による影響として特有な設備（電気盤、建屋、取水構造物等）を機器配置図やプロットプラン等の図面により抽出する。

(c) (a)、(b)で抽出した設備について、津波により損傷及び機能喪失するか又はその可能性が無視できるほど小さいかを検討し、損傷及び機能喪失する可能性のある設備をフラジリティ評価対象として選定する。

(d) プラントウォークダウンにより、間接的被害を受ける可能性のある機器を追加し、機器リストを作成する。

② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

(1) 事故シナリオの概括的な分析及び設定

評価対象とすべき機器を選定するとともに、その影響（起因事象の発生、緩和設備への影響）を整理した。また、津波ＰＲ

Ａで対象とする起因事象を選定し、津波シナリオを作成した。

a. 機器の損傷及び機能喪失原因となる津波の影響

津波による損傷・機能喪失要因の対象となる建物・構築物、システム及び機器（以下「ＳＳＣ※１」という。）を整理したものを第 1.2.2.a-3 表に示す。

※１： Structure, System and Component

機器の損傷・機能喪失要因について、以下の２つの観点から、今回の津波ＰＲＡでのフラジリティ評価対象外となるものを選定した（第 1.2.2.a-4 表参照）。

(a) 津波ＰＲＡ学会標準に準拠したスクリーニングが可能か否か。

(b) 重要事故シーケンス確認を目的とした津波ＰＲＡに対する有意な影響の有無。

まず、(a)の観点から検討した結果、以下の損傷・機能喪失要因については、津波ＰＲＡ学会標準の記載に基づき、評価対象外とする。

・海底砂移動及び洗掘

海底砂移動については、津波により海底にある砂が移動させられる現象であり、海水取水口では、海底砂移動により、取水障害が発生し、海水ポンプ、循環水ポンプ等に影響する可能性がある。また、津波の遡上により運ばれた砂利が現場操作に影響する可能性もある。

洗掘については、激しい川の流れや波浪等により、堤防の表法面の土が削り取られる現象であり、防潮堤、防波堤、海水取水口等のコンクリート構築物の表面の土が削られ、破壊される可能性がある（ただし防潮堤及び防波堤は今回の評価対象外である。）。

海底砂移動及び洗掘による機器の損傷について評価するためには、現実的応答として津波高さに応じた砂の移動量及び海底での洗掘量とそれらの不確実さ並びに現実的耐力

としてポンプが損傷に至るピット内の砂の量及びピットが損傷に至る洗掘量とそれらの不確実さが必要となる。しかし、現状ではこれらのデータや、データを活用したフラジリティ評価手法が整備されておらず、現時点では評価が困難であると判断されるため、津波ＰＲＡ学会標準 6.2 項の記載に準じて対象外とする。

（津波ＰＲＡ学会標準 6.2 項抜粋）

炉心損傷に至るまでの事象進展が不明確、あるいは評価技術が十分でないと判断される事故シナリオについては、定性的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。

スクリーニングで除外されない事故シナリオを、9.事故シーケンス評価の対象とするか、又は、留意事項として報告書に記載する等、評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。

次に、(b)の観点から検討した結果、「引き津波による水位低下」については、今回の目的のためには必須ではないと判断し評価対象外とする。

・引き津波による水位低下

「引き津波による水位低下」では、海水の潮位が低下して、海水を水源とするポンプ（海水ポンプ及び循環水ポンプ）の取水障害が発生し、キャビテーションでポンプが機能喪失することとなる。その後の事象進展は、押し津波により海水ポンプ又は循環水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり、事故シーケンス抽出の観点においては押し津波の評価で包絡できると考え、対象外とする。

なお、引き津波の場合、サイト内の他の設備及び機器が津波により損傷しておらず、また、引き津波の発生に気付きポンプを停止することができれば、水位が回復した後にポンプを再起動することも可能である。このため、事象発

生後のシナリオは、押し津波により海水ポンプや循環水ポンプが損傷した場合に比べ、炉心損傷に至る可能性は小さいと考えられる。

b. 起因事象の選定

内部事象レベル１ＰＲＡで選定した起因事象について、津波の影響により直接的に発生するかどうかを検討し、津波により誘発される起因事象を選定した。選定の際の検討内容及び結果を第 1.2.2.a-5 表及び第 1.2.2.a-5 図に示す。起因事象として選定したのは以下の 5 事象である。

・原子炉補機冷却機能喪失
・外部電源喪失
・主給水流量喪失
・過渡事象
・直接炉心損傷に至る事象

c. 建屋及び機器リストの作成

重要事故シーケンス確認のための津波ＰＲＡにおいては、下記の３つの前提条件を考慮して、同一建屋の同一フロアを一つの津波浸水区画（ある浸水口からの津波の流入によって、同時に浸水すると考えられる区画）として設定する。

(a) 建屋内の壁、床及び扉等の止水対策を考慮しないものとする。したがって、建屋外郭の開口部から津波が流入した場合には、同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水する。

(b) 地下階及び安全上重要な機器等が設置されている建屋外郭 E.L.＋11.1m までの開口部については止水対策を考慮する。

(c) 原子炉格納容器は密閉構造であることから、原子炉格納容器内には津波が流入しない。

また、津波によりプラントに影響を及ぼす代表的な機器を選定した主要機器のリストを第 1.2.2.a-6 表に示す。

d. 津波シナリオの作成

「起因事象を誘発させる機器の損傷高さ※2」と「緩和設備の損傷高さ※2」から津波高さごとにシナリオを区分した。第 1.2.2.a-7 表に津波シナリオ区分を示す。また、以下に各津波シナリオの特徴を記載する。なお、本評価での「水没」とは、海水が機器の設置高さに到達した時点をいう。

※２:「機器の設置高さ」と「浸水口高さ」を比較し、高い方を「機器の損傷高さ」という。

(a) 津波シナリオ区分１(津波高さ 4.0m 以上～4.94m 未満)

本シナリオ区分では、主変圧器等の外部電源が水没し、起因事象「外部電源喪失」が発生する。

(b) 津波シナリオ区分２(津波高さ 4.94m 以上～11.1m 未満)

本シナリオ区分では、海水ポンプの水没に伴う原子炉補機冷却機能の喪失により従属的にディーゼル発電機が機能喪失し非常用所内交流電源喪失が発生する。既に起因事象「外部電源喪失」が発生しているため全交流動力電源喪失に至る。

(c) 津波シナリオ区分３(津波高さ 11.1m 以上)

本シナリオ区分では、メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が津波により水没し、プラントの制御ができなくなるため「直接炉心損傷に至る事象」となる。

1.2.2.b. 確率論的津波ハザード

① 確率論的津波ハザード評価の方法

基準津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価

を行うに当たっては、津波ＰＲＡ学会標準及び「確率論的津波ハザード解析の方法（土木学会 2011）」を参考に実施した。

② 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

津波発生モデルとしては、以下に記す波源を想定し、検討を実施した。

・日本海東縁部の断層による津波
・海域活断層による津波
・領域震源（背景的地震）による津波

その他、行政機関による波源として、日本海東縁部の断層（秋田県モデル)、若狭海丘列付近断層及び越前堆列付近断層（福井県モデル）を考慮している。

なお、太平洋側に想定されるプレート間地震及び海洋プレート内地震については、確率論的津波ハザード評価への影響はない。また、海底地すべり及び陸上地すべりによる津波については、発生頻度を設定することが難しいため、評価に含めていない。

各波源の位置を第 1.2.2.b-1 図、第 1.2.2.b-2 図、第 1.2.2.b-3 図及び第 1.2.2.b-4 図に、ロジックツリーを第 1.2.2.b-5 図、第 1.2.2.b-6 図及び第 1.2.2.b-7 図に示す。

③ 確率論的津波ハザード評価結果

津波ＰＲＡで使用したハザード曲線を第 1.2.2.b-8 図に示す。

今回の津波ＰＲＡでは、機器の設置高さや事故シナリオを検討した結果、津波により海水ポンプの全台が機能喪失した場合必ず炉心損傷に至る事象となり、津波ＰＲＡ結果への影響の大きさという観点から、評価地点として３号炉取水口前地点を選定した。

1.2.2.c. 建屋及び機器のフラジリティ

（1）評価対象と損傷モードの決定

津波ＰＲＡ学会標準では、屋外及び屋内それぞれの評価対象

物について考慮すべき損傷モードに関して記載されており、フラジリティ評価対象の検討を行った。結果として動的及び電気的なＳＳＣに対する「被水及び没水」による機能損傷を評価対象とした（第 1.2.2.a-4 表参照）。

(2) フラジリティ評価について

前項の検討を受けて、動的及び電気的なＳＳＣに対する「被水及び没水」の損傷モードでは、津波水位が各機器の設置高さに到達した時点で、当該機器が確率 1.0 で損傷すると仮定した。結果、機器フラジリティは第 1.2.2.c-1 図に示すようにステップ状となる。また、対象機器の設置高さ若しくは建屋の津波浸水口高さのうち、高い方を「機器の損傷高さ」として不確実さを考慮していない。

1.2.2.d. 事故シーケンス

内部事象レベル１ＰＲＡのシステムモデルを基とし、内部事象レベル１ＰＲＡの評価条件の適用性及び津波ＰＲＡ特有の評価条件の追加について検討した。

① 起因事象

(1) 評価対象とした起因事象について

前述のとおり、今回の津波ＰＲＡで選定した起因事象は以下の 5 つである。

・原子炉補機冷却機能喪失
・外部電源喪失
・主給水流量喪失
・過渡事象
・直接炉心損傷に至る事象

各機器の損傷高さまで浸水した時点で、確率 1.0 で機能喪失すると評価していることから、起因事象発生頻度は第 1.2.2.d-1 表に示す津波発生頻度と同じである。

上述した「直接炉心損傷に至る事象」として津波シナリオ区分３（津波高さ 11.1m 以上）で発生する「複数の信号系損傷」が津波固有の事象である。

(2) 階層イベントツリーについて

選定した起因事象を基に、津波により発生する起因事象の影響の大きさを考慮して階層化して評価を行う。以下の方針に基づき津波ＰＲＡ階層イベントツリー（ＥＴ）を作成する。第 1.2.2.d-1 図に津波ＰＲＡ階層ＥＴを示す。

・津波による起因事象発生時の影響の大きさを考慮して、津波ＰＲＡ階層ＥＴのヘディングの順番を決定する。

a. 建屋全体に津波が浸水して、重要な設備及び機器（制御及び保護機能で重要な電気盤等）が複数損傷した場合には直接炉心損傷となる。また、津波の影響により全交流動力電源喪失が発生した場合にも、直接炉心損傷に至ることから、これらを最も重大な影響を及ぼすものとして最初のヘディングに設定する。

b. 原子炉補機冷却水系が機能喪失した場合、外部電源及び補助給水に期待できる可能性がある一方、ＲＣＰシールＬＯＣＡの発生確率を 1.0 としており、ＥＣＣＳ注水系や格納容器スプレイ系等複数の緩和設備が機能喪失するため、炉心損傷に至る。したがって、影響の大きさから直接炉心損傷に至る事象の次のヘディングに設定する。

c. 外部電源喪失は、非常用所内交流電源系（ディーゼル発電機の運転）に失敗すれば全交流動力電源喪失となるが、成功した場合には補助給水系による１次冷却系の減温及び減圧により炉心損傷とならない。したがって、原子炉補機冷却機能喪失の次に設定する。

d. 主給水流量喪失と過渡事象では必要とする緩和設備

は同じである。しかしながら、主給水流量喪失では、蒸気発生器による1次冷却系の冷却が喪失するため事象進展が厳しい。したがって、外部電源喪失の次に設定する。

e. 過渡事象は、主給水流量喪失より事象進展が緩やかな自動トリップ事象をまとめて扱うこととし、本階層ＥＴの最後に設定する。

なお、外部電源喪失と同時に主給水流量喪失又は過渡事象が発生した場合は、事象進展に対する緩和設備が外部電源喪失の緩和設備で代表できることから、外部電源喪失を代表して評価する。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

炉心損傷防止の成功基準は、内部事象レベル１ＰＲＡと津波ＰＲＡでは相違がないため、内部事象レベル１ＰＲＡで設定した成功基準を用いる。なお、「直接炉心損傷に至る事象」については、緩和手段がないため成功基準を設定していない。成功基準一覧を第 1.2.2.d-2 表に示す。

使命時間については内部事象レベル１ＰＲＡと同様に 24 時間を考慮し、津波で損傷した機器の修理は期待していない。また、機能喪失した場合に大きな影響を及ぼす可能性のある空調系の室温評価については、福島第一原子力発電所での事故を踏まえ、7日後までに室内の許容温度を超える場合には、室内にある設備が機能喪失するとして、該当設備のモデル化要否について以下のとおり検討した。

・スプレ余熱除去ポンプ室冷却空調装置

評価対象となる起因事象では、スプレ余熱除去ポンプ室冷却空調装置による冷却を必要とする余熱除去ポンプ及び内部スプ

レポンプを緩和設備として期待しない。したがって、津波ＰＲＡでは、スプレ余熱除去ポンプ室冷却空調装置のモデル化は不要である。

・充てん／高圧注入ポンプ室冷却空調装置

評価対象となる起因事象では、充てん／高圧注入ポンプ室冷却空調装置による冷却を必要とする充てん／高圧注入ポンプを緩和設備として期待しない。したがって、津波ＰＲＡでは、充てん／高圧注入ポンプ室冷却空調装置のモデル化は不要である。

・中間建屋空調装置

評価対象となる起因事象において、中間建屋空調装置は補助給水系（電動補助給水ポンプ）等の機能維持に必要となるが、当該空調装置が津波により機能喪失する場合にはそれらの設備も機能喪失しているためモデル化は不要である。

・ディーゼル発電機室空調装置

評価対象となる起因事象において、ディーゼル発電機室空調装置はディーゼル発電機の機能維持に必要となるが、内部事象ＰＲＡにおいて既にモデル化されているため、津波ＰＲＡとして新たなモデル化は不要である。

・制御建屋空調装置

評価対象となる起因事象において、制御建屋空調装置は安全補機開閉器室等の冷却に必要となるが、当該空調装置が津波により機能喪失する場合には当該空調装置に期待する設備も機能喪失しているためモデル化は不要である。

・バッテリー室空調装置

評価対象となる起因事象において、バッテリー室空調装置は

蓄電池等の機能維持に必要となるが、当該空調装置が津波により機能喪失する場合にはそれらの設備も機能喪失しているためモデル化は不要である。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

起因事象の発生要因は津波と内部事象では異なるが、起因事象発生後の緩和設備は内部事象と同様の設備に期待する。そのため、内部事象のＥＴ（第 1.2.2.d-2(a)～(e)図）を用いた。

④ システム信頼性解析

(1) 評価対象としたシステムとその説明

建屋及び機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象レベル１ＰＲＡと同等である。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

基本は内部事象レベル１ＰＲＡと同じ相関性を考慮する（第 1.2.2.d-3 表参照）。原子炉補機冷却水系統等の冗長設備は基本的に同一フロア高さに設置されるため、機器が水没する場合は、冗長設備すべてが水没し機能喪失するとした。

(3) システム信頼性評価結果

a. フォールトツリーの作成

津波シナリオを基に、津波による機器への影響をフォールトツリーでモデル化する。ここで、以下の前提条件にしたがいモデル化方法を検討した。

・ 建屋内の壁、床及び扉等の止水対策を考慮しないものとしている。したがって、建屋外郭の開口部から津波が流入した場合には、同一建屋の同一フロア以下全体が同時に浸水するものとする。

・ 同一建屋の同一フロアを１つの津波浸水区画としている。したがって、建屋外郭に浸水口が一つでもあれば、同フロアの津波浸水区画とそれ以下の高さにある浸水区画が同時に浸水する。

上記の前提条件から、本評価では津波シナリオで対象としているすべての機器の影響をモデル化するのではなく、以下の扱いで損傷した機器の影響及び依存関係の包絡性を考慮して、機器をカテゴリー化してモデル化した。

・ 同一区画に設置され設置高さが同じ機器は、機器の種類に関係なく同時に損傷するものとして評価する。
・ 津波により浸水した区画より下の区画に設置された機器は、機器の種類に関係なく損傷するものとして評価する。

以上を踏まえ、津波による影響をモデル化する機器は以下である。

・ 海水ポンプ
・ 主変圧器
・ 電気盤（メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等）

ランダム故障については、内部事象レベル１ＰＲＡのモデルを活用し、津波による機能損傷を考慮したモデルを作成した。

b. 主要なミニマルカットセット

システム信頼性解析の結果について、事故シーケンスごとの主要なミニマルカットセットの評価を実施した。評価結果について、第 1.2.2.d-4 表に示す。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

津波により海水ポンプが水没し原子炉補機冷却機能喪失が発生すると、機器の復旧には長時間かかると考えられるため、原子炉補機冷却水系の復旧はできず、ＲＣＰシールＬＯＣＡが必ず発生するとした。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

内部事象レベル１ＰＲＡでは事故前と事故後の人的過誤をＴＨＥＲＰ手法を用いて評価している。これを基に津波ＰＲＡでの扱いを検討した結果を以下に示す。

a. 事故前の人的過誤

内部事象レベル１ＰＲＡで対象としている事故前の人的過誤は、試験や点検等による戻し忘れであり、事象発生の起因が津波であっても変わることはないと考えられる。そのため、津波ＰＲＡでは内部事象レベル１ＰＲＡの評価対象から津波ＰＲＡでの対象範囲のシステムに関連した事故前の人的過誤を選定するとともに、人的過誤確率も内部事象レベル１ＰＲＡの人的過誤確率を用いる。津波ＰＲＡでモデル化した事故前の人的過誤は、以下のとおりである。

系統名	運転操作エラー	ＨＥＰ※
原子炉補機冷却水系（注入）	１次系冷却水ポンプ出口弁戻し忘れ	1.6E-03
原子炉補機冷却海水系（注入）	海水ポンプ出口弁戻し忘れ	1.6E-03
換気空調系（ディーゼル発電機室）	手動ダンパ戻し忘れ	1.6E-03

※　ＨＥＰ：人的過誤確率

b. 事故後の人的過誤

津波ＰＲＡの事故後の人的過誤は、以下の二つの扱いとする。なお、診断過誤については、津波における起因事象発生後の事象進展及び期待する緩和操作が内部事象レベル１ＰＲＡと同様であるため、内部事象レベル１ＰＲＡと同様の診断過誤確率を使用するものとする。

・ 中央制御室による遠隔操作については、プラントへの影響があるレベルの津波が発生する場合、運転員は警報により

事前に津波の襲来に備えることができることを考慮して、内部事象レベル１ＰＲＡと同様のストレスレベル「高」で評価した。よって、内部事象レベル１ＰＲＡと同じ人的過誤確率を使用するものとする。

・ 現場操作については、運転員のアクセス性を考慮して、各フロアに海水が浸水しない津波高さの場合は期待し、各フロアに海水が浸水する津波高さの場合は期待しない。

以上を踏まえ、モデル化した事故後の人的過誤は以下のとおりである。

起因事象	運転操作エラー	操作場所	ＨＥＰ※
原子炉補機冷却機能喪失 外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象 手動停止	海水ポンプ出口圧力低 警報読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	Ｂ（Ｄ）海水ポンプ 起動操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	２次系冷却水クーラ海水入口第１（２）しゃ断弁　閉操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	１次系冷却水タンク水位注意 警報読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	１次系冷却水タンク水位 読取失敗	中央制御室	1.4E-03
	１次系冷却水クーラ出口海水流量低　警報読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	充てん/高圧注入ポンプ軸受温度高　警報読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	１次系冷却水温度上昇 読取失敗	中央制御室	1.4E-03
	Ｃ１次系冷却水クーラ海水入口弁　開操作失敗	現場	5.5E-03
	Ｃ１次系冷却水クーラ出口弁 開操作失敗	現場	5.5E-03
	中間建屋排気ファン風量低 警報読取失敗	中央制御室	8.3E-04
	Ａ中間建屋送気ファン 停止操作失敗	中央制御室	8.6E-04
	Ａ中間建屋排気ファン 停止操作失敗	中央制御室	8.6E-04

※　ＨＥＰ：人的過誤確率

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

解析コード RiskSpectrum を用いて、階層ＥＴと各起因事象のＥＴ及びＥＴのヘディングごとのフォールトツリー（ＦＴ）を用いたＦＴ結合法により炉心損傷頻度（ＣＤＦ）を算出した。

(2) 炉心損傷頻度結果

a. 評価結果及び事故シナリオの説明

作成した津波ＰＲＡモデルを用いてＣＤＦを算出し、以下に評価結果を示す。

(a) 津波シナリオ区分ごとの評価結果

津波シナリオ区分ごとの評価結果を第 1.2.2.d-4 表に示す。

全ＣＤＦは 3.2×10^{-7}（／炉年）となり、津波シナリオ区分２（津波高さ 4.94m 以上～11.1m 未満）がその大半を占める。津波シナリオ区分ごとの評価結果及び事故シナリオの概要を以下に示す。

・　津波シナリオ区分１（津波高さ4.0m以上～4.94m未満）

　津波シナリオ区分１のＣＤＦは6.9×10^{-10}（／炉年）である。

　本シナリオ区分では、主変圧器等の外部電源が水没し、起因事象「外部電源喪失」が発生する。

・　津波シナリオ区分２（津波高さ4.94m以上～11.1m未満）

　津波シナリオ区分２のＣＤＦは3.2×10^{-7}（／炉年）である。

　本シナリオ区分では、海水ポンプの水没により従属的にディーゼル発電機が機能喪失し非常用所内交流電源喪失が発生する。既に起因事象「外部電源喪失」が発生しているため全交流動力電源喪失に至る。

・　津波シナリオ区分３（津波高さ11.1m以上）

　津波シナリオ区分３のＣＤＦは3.1×10^{-10}（／炉年）である。

　本シナリオ区分では、メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が水没し、信号系が機能喪失することでプラントの制御ができなくなり、直接炉心損傷に至る。

(b) 起因事象ごとの評価結果

起因事象ごとの評価結果を第 1.2.2.d-5 表に示す。今回の津波ＰＲＡでは起因事象を階層化して評価しており、4.0m 以上の津波で発生する外部電源喪失、11.1m 以上の津波で発生する直接炉心損傷に至る事象で代表しているため、原子炉補機冷却機能喪失、主給水流量喪失、過渡事象によるＣＤＦ

は定量化されない。

(3) 評価結果の分析

起因事象別ＣＤＦ寄与割合を示すパイチャートを第 1.2.2.d-3 図に示す。

津波ＰＲＡでは全ＣＤＦは 3.2×10^{-7}（／炉年）と評価され、そのうち、「外部電源喪失」の寄与割合で約 99.9%を占めた。

津波により発生する事故シナリオは、設備が損傷する津波高さに応じて津波シナリオ区分として整理しており、津波シナリオ区分１（E.L.＋4.0m 以上～E.L.＋4.94m 未満）では外部電源喪失の緩和機能としてディーゼル発電機に期待できる一方、津波シナリオ区分２（E.L.＋4.94m 以上～E.L.＋11.1m 未満）では海水ポンプの水没に伴いディーゼル発電機が機能喪失し「全交流動力電源喪失」が発生することから、シナリオ区分２で発生する「全交流動力電源喪失」の寄与割合が大きい結果となった。

残りの約 0.1%については、さらに大規模な津波の発生により、安全補機開閉器室等へ浸水し、複数の電気盤が機能喪失する事故シーケンスを考慮して「複数の信号系損傷」に至るシナリオ区分３（E.L.＋11.1m 以上）として整理しているが、シナリオ区分２（E.L.＋4.94m 以上～E.L.＋11.1m 未満）の段階で海水ポンプのポンプモータ部（E.L.＋4.94m）が水没して従属的にディーゼル発電機が機能喪失することで「全交流動力電源喪失」が発生し、他の緩和設備の有無にかかわらず炉心損傷へ至ることとなるため、本評価では津波から炉心損傷に至る主な要因は海水ポンプの機能喪失に起因するものといえる。

(4) 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

(a) 解析内容

今回の津波ＰＲＡでは、全津波ＣＤＦに対して支配的とな

る津波高さ E.L.＋4.94m 以上で海水ポンプが機能喪失し、緩和手段がなくなり条件付炉心損傷頻度（ＣＣＤＰ）が 1.0 となってしまい、重要度解析を実施しても有益な結果が得られないため、内部事象レベル１ＰＲＡや地震ＰＲＡのように重要度評価は実施せず、津波シナリオ区分ごとのＣＤＦに対して重要な設備を整理した。

(b) 解析結果

第 1.2.2.d-6 表に津波シナリオ区分ごとのシナリオ重要度整理結果を示す。津波シナリオについて重要な設備は海水ポンプであり、その寄与割合（シナリオ重要度）は約 1.0 になった。海水ポンプが津波により水没するということが、ＣＤＦにとっていかに支配的であり、この設備に対する対策が重要であるということが分かる。これは、海水ポンプが 4.94m の津波で機能を喪失した時点で、その依存関係にある設備も従属的に機能喪失し、緩和手段がなくなるためである。

b. 不確実さ解析

(a) 解析内容

不確実さ解析は、フラクタイルハザードを 10 本に縮約したデータを用いて、信頼度ごとの津波発生頻度を津波区分ごとに算出し、全ＣＤＦ及び事故シーケンス別ＣＤＦの 5%信頼度値（下限値）、中央値、平均値、95%信頼度値（上限値）を評価した。津波フラクタイルハザードを第 1.2.2.d-4 図に示す。

(b) 解析結果

今回の評価における不確実さ解析は、評価対象となる津波高さにおいて、津波シナリオ区分１及び２でそれぞれ、エラーファクター（ＥＦ）が 1.2×10^{3} 及び 2.0×10^{5} となった。その主要因は津波ハザードの影響である。なお、不確実さを考慮した津波シナリオ区分１及び２の平均値は、点推定値と

ほぼ同値でありそれぞれ 6.6×10^{-10}（／炉年）及び 3.1×10^{-7}（／炉年）となった。また、津波シナリオ区分３では、EFが非常に大きくなり、工学的に意味がないものとなっている。これは、津波発生頻度が 0.0 となる信頼度の範囲（min%～40%）が存在するため、津波ハザードの不確実さ幅が非常に大きくなっており、下限値が非保守的となっているためである（第 1.2.2.d-5 図参照）。

したがって、ＥＦが大きくかつＣＤＦの約 99%を占める津波シナリオ区分２の不確実さ解析結果が、全ＣＤＦに対する不確実さ解析結果の傾向を示しているといえる。

また、津波ＰＲＡの不確実さ幅は、内部事象レベル１ＰＲＡ及び地震ＰＲＡに比べれば大きくなるが、津波ハザードの幅が支配的であり、その影響が津波ＰＲＡで現れるすべての事故シーケンスに対してほぼ一様であるものと想定すると、事故シーケンスごとのＣＤＦの相対関係は変わらないため、重要事故シーケンス選定の観点からは影響がないことがわかった。

c. 感度解析

(a) 解析内容

最も支配的な事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に対して、重大事故等対策（代替交流電源（空冷式非常用発電装置）による給電等）が整備されているものとした場合の感度解析を実施した。

第 1.2.2.d-6 図に、重大事故等対策を考慮した場合の当該事故シーケンスのシナリオの整理結果を示す。「代替交流電源（空冷式非常用発電装置）による給電」、「原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策（２次冷却系強制冷却）」及び「原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策（炉心注水）」の非信頼度は、必要とされる運転員操作の詳細さや代替交流

電源（空冷式非常用発電装置)、恒設代替低圧注水ポンプのように機器故障率データが現状整備されていない機器がある等の不確実さ要因があることを考慮し、0.1と仮定した。

(b) 解析結果

第 1.2.2.d-7 表及び第 1.2.2.d-7 図に、感度解析結果を示す。「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」への対策を考慮することにより、全ＣＤＦは基本ケースと比較して80%以上低減する結果となった。この結果は、最も支配的な「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」への対策が全ＣＤＦの低減に効果が大きいことを示しているが、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が外部電源喪失後の海水ポンプ機能喪失で発生することを考慮すると、重要度整理の結果と同様に、海水ポンプの機能喪失に対する対策を取ることが全ＣＤＦの低減に効果があるということを示している。

(5) まとめ

重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に資するために、美浜３号炉の津波レベル１ＰＲＡを実施した。炉心損傷頻度は 3.2×10^{-7}（／炉年）となり、不確実さ解析の結果得られたエラーファクター(ＥＦ)は全ＣＤＦに対して支配的であるシナリオ区分２において 2.0×10^{5} であった。津波シナリオとしては、主変圧器等の屋外変圧器が津波で機能喪失することにより外部電源喪失が発生し、さらに、海水ポンプが水没することにより従属関係にあるディーゼル発電機が機能喪失することで、全交流動力電源喪失が発生し炉心損傷に至るシナリオが支配的となった。

また、津波シナリオ区分ごとのＣＤＦに対して重要な設備を整理した。さらに、最も支配的な事故シーケンスに対する対策が整備されているものとした場合の感度解析を実施した。これらの結果、津波シナリオについて重要な設備は海水ポンプであり、海水

ポンプ機能喪失に伴う「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」への対策を取ることで、全ＣＤＦに対して大きな低減効果があることを確認した。

第 1.2.2.a-1 表　評価に必要な情報及び主な情報源

	ＰＲＡ作業		情　報	主な情報源
1	プラントの設計及び運転の把握		ＰＲＡ実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報	・内部事象出力時レベル１ＰＲＡで使用した設計図書（原子炉設置許可申請書、工事計画認可申請書、保安規定等） ・全体機器配置図、海水ポンプウェル全体図、建具配置図、換気空調設備図、構内配置図、海水ポンプ室竣工図、プラントウォークダウン
2	確率論的津波ハザード評価		対象サイトに影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・文献調査結果 ・地質調査結果
3	建屋及び機器フラジリティ評価		プラント固有の建屋及び機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	・上記１の情報源
4	事故シーケンス評価	a)事故シナリオの分析と起因事象の分類	津波時に想定されるプラント状態	・上記１の情報源
		b)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記１の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c)システムのモデル化	対象プラントに即した機器故障モード、運転形態	
		d)事故シーケンスの定量化	評価結果の妥当性を確認できる情報	

第 1.2.2.a-2 表　津波ＰＲＡプラントウォークダウン結果

No	機器名称	①-1影響を受ける可能性のある機器の確認（屋内設置の機器）		①-2影響を受ける可能性のある機器の確認（屋外設置の機器）				②津波伝播経路の確認（屋内設置の機器）	③建屋開口部の確認（建屋開口部）	総合評価
		1．対象機器の図面（配置図等）と相違点は無いか	2．対象機器の設置室に浸水口があるか（扉、連絡路、その他）	1．対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	2．基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	3．対象機器周辺の配管に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	4．対象機器周辺に、間接的な影響を及ぼす対象物が無いか	1．対象機器の設置区画への津波伝播経路があるか（階段、床ドレン、床開口、その他）	1．対象建屋開口部の図面（配置図等）と相違点は無いか	
1	燃料油移送ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(扉)	N／A	問題箇所見当たらず
2	中央制御室退避時制御盤	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
3	電動補助給水ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
4	タービン動補助給水ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
5	非常用ディーゼル発電機	Y	Y(階段)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(階段)	N／A	問題箇所見当たらず
6	パワーセンタ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
7	メタルクラッド開閉装置	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
8	計器用空気圧縮機	Y	Y(床開口)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
9	チラーユニット	Y	Y(床開口)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
10	1次系冷却水ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(床開口)	N／A	問題箇所見当たらず
11	復水ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(扉)	N／A	問題箇所見当たらず
12	復水器真空ポンプ	Y	Y(扉)	N／A	N／A	N／A	N／A	Y(扉)	N／A	問題箇所見当たらず
13	海水ポンプ	N／A	N／A	Y	Y	Y	Y	N／A	N／A	問題箇所見当たらず
14	主変圧器	N／A	N／A	Y	Y	Y	Y	N／A	N／A	問題箇所見当たらず
15-1	B 海水管トレンチ 海水管貫通部	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
15-2	B ディーゼル発電機補機室 ⇔ 海水管室 扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
16	電動補助給水ポンプ室 ⇔ タービン建屋 扉	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず
17	2次系冷却水海水管貫通部	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	N／A	Y	問題箇所見当たらず

Y：YES，N：NO，N／A：対象外

第 1.2.2.a-3 表　考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類（1/2）

考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因	左記要因の対象となるＳＳＣの種類（主要なＳＳＣ）
被水及び没水	電気設備（ディーゼル発電機、電気盤、変圧器等） 電動機器（ポンプ、電動弁） タービン駆動ポンプ
津波波力	建物及び構築物（海水取水口も含む） 防潮堤及び防波堤※ 電気設備（ディーゼル発電機、電気盤、変圧器等） 電動機器（ポンプ、電動弁等） タービン駆動ポンプ 静的機器（配管、タンク等） 建屋開口部建具（扉、シール等の浸水対策を実施した建具等） 建屋内の水密扉※
流体力	建物及び構築物（海水取水口も含む） 防潮堤及び防波堤※ 電気設備（ディーゼル発電機、電気盤、変圧器等） 電動機器（ポンプ、電動弁等） タービン駆動ポンプ 静的機器（配管、タンク等） 建屋開口部建具（扉、シール等の浸水対策を実施した建具等） 建屋内の水密扉※
浮力	建物及び構築物（海水取水口も含む） 静的機器（空気を保有するタンク等）
引き津波による水位低下	海水を水源とするポンプ

※：事故シーケンス選定のためのＰＲＡでは、防潮堤、防波堤及び建屋内の水密扉はないものとして評価しても影響なし

第 1.2.2.a-3 表　考慮すべき津波による損傷･機能喪失要因及び対象ＳＳＣの種類 (2/2)

考慮すべき津波による損傷・機能喪失要因	左記要因の対象となるＳＳＣの種類（主要なＳＳＣ）
漂流物衝撃力	建物及び構築物（海水取水口も含む） 防潮堤及び防波堤※ 電気設備（ディーゼル発電機、電気盤、変圧器等） 電動機器（ポンプ、電動弁等） タービン駆動ポンプ 静的機器（配管、タンク等） 建屋開口部建具（扉、シール等の浸水対策を実施した建具等） 建屋内の水密扉※
海底砂移動	建物及び構築物（海水取水口も含む）
洗掘	建物及び構築物（海水取水口も含む） 防潮堤及び防波堤※

※：事故シーケンス選定のためのＰＲＡでは、防潮堤、防波堤及び建屋内の水密扉はないものとして評価しても影響なし

第 1.2.2.a-4 表　津波による損傷・機能喪失要因と対象設備

対象となる設備及び機器		設置場所	津波による損傷・機能喪失要因	「事故シナリオの概括的な分析及び設定」におけるフラジリティ評価対象選定結果 ※津波ＰＲＡ学会標準では 6.1 項~6.2 項	「建屋及び機器フラジリティ評価」における検討結果 ※津波ＰＲＡ学会標準では８章	本評価における評価対象
動的及び電気的なＳＳＣ	ポンプ、電動弁、電気盤等	屋内 屋外	被水及び没水	フラジリティ評価対象	機器の損傷高さに水位が達した時点で、確率 1.0 で損傷するステップ状の関数でフラジリティとする。	○
			波力	フラジリティ評価対象	機器の損傷高さに水位が達した時点で機能喪失すると仮定しているため、それ以上の津波高さでしか発生しないこれらの損傷・機能喪失要因は、被水及び没水の評価で包含できる。	－
			流体力	フラジリティ評価対象		－
			浮力	フラジリティ評価対象		－
			漂流物衝撃力	フラジリティ評価対象		－
	海水ポンプ、循環水ポンプ等海水を水源とする設備	屋外	海底砂移動及び洗掘	フラジリティ評価対象外 （諸元が特定できず、評価が現時点では困難であると判断されるため、津波ＰＲＡ学会標準 6.2 項の記載に準じて対象外とする。）	左記で既にスクリーニング済。	－
			引き津波による水位低下	フラジリティ評価対象外 （今回の目的のためには必須ではないと判断し、対象外とする。）	左記で既にスクリーニング済。	－
静的なＳＳＣ	配管、タンク等	屋内 屋外	波力	フラジリティ評価対象	対象となるＳＳＣが他の構築物等に囲まれていること等により、津波が直接衝突する位置にないことをウォークダウンや図面等により確認しているため、評価対象外とする。	－
			流体力	フラジリティ評価対象	原子力プラント内のＳＳＣの耐震性の観点（基礎との設置、ボルトの固定）から、影響はないものと想定できるため、損傷・機能喪失要因の評価対象外とする。	－
			浮力	フラジリティ評価対象		－
			漂流物衝撃力	フラジリティ評価対象	波力に関する検討に包絡できるため、評価対象外とする。 （補足：漂流物が対象ＳＳＣまで到達する確率、対象ＳＳＣの評価対象部位に衝突する確率、及び衝突による損傷確率（フラジリティ）を考慮すると、漂流物がＣＤＦに与える影響は、被水及び没水による影響に比べて非常に小さいものと予想される。）	－
	各建屋	屋外	波力 流体力 浮力 漂流物衝撃力	フラジリティ評価対象	ＰＲＡで対象となるのは耐震 S クラスの非常に強固な建屋であり、これらのモードにおいて損傷に至ることは考えにくい。具体的に記載すると、美浜３号炉においては波高が 4.94m に達した時点で海水ポンプ等の水没により SBO シナリオが発生する。ここで、GL.が 3.5m であるため、建屋に衝突する水位は 1.4m 程度であり、このような津波により耐震 S クラスの建屋が損傷に至ることは考えられない。したがって、建屋そのものに対する津波の影響は、今回の評価結果に影響を与えるものではないと言えるため、対象外とした。 （仮に損傷に至ったとしても建屋が全面的に崩壊するとは考えにくく、浸水による建屋内機器の損傷で包絡されると考えられる。）	－

第 1.2.2.a-5 表　津波により発生する起因事象の選定（1/2）

起因事象	評価対象 ○：対象 ×：対象外	検討内容
大破断ＬＯＣＡ	×	ＬＯＣＡ事象は、原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリの破損により発生する。原子炉格納容器内への海水の流入は起こらないことと、プラント内部であるため津波波力の影響を受けないことより配管破断は起こりえない。したがって、本事象は対象外となる。
中破断ＬＯＣＡ	×	同上
小破断ＬＯＣＡ	×	制御回路の誤動作により加圧器逃し弁が誤開して、再閉止できない場合に発生が考えられるが、誤動作を誘発させるプロセス計測制御ラック（保護用）等が水没する高さ(11.1m)の津波が発生した時には、同時に直接炉心損傷に至っている。したがって、直接炉心損傷に至る事象に包絡可能なため対象外とする。
極小ＬＯＣＡ	×	原子炉格納容器内への海水の流入は起こりえないこと、及びプラント内部であるため津波波力の影響を直接的に受けないことから、配管破断は起こりえないため対象外とした。
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	×	制御回路の誤動作により余熱除去ポンプ入口弁が誤開した場合に発生が考えられるが、誤動作を誘発させる原子炉盤等が水没する高さ(17.0m)の津波が発生した時には、同時に直接炉心損傷に至っている。したがって、直接炉心損傷に至る事象に包絡可能なため対象外とする。
主給水流量喪失	○	タービン建屋が浸水し、主給水ポンプ、復水ポンプあるいは常用系の電源設備等が損傷した場合に主給水系が機能喪失する。
外部電源喪失	○	変圧器等の外部電源設備は屋外に設置されており、津波による浸水で当該設備が損傷した場合には外部電源喪失となる。
２次冷却系の破断	×	２次冷却系の破断は、主給水管や主蒸気管がプラント内部にあるため津波波力の影響を直接受けないことから、配管破断は起こりえない。また、制御回路の誤動作により主蒸気逃がし弁が誤開して、再閉止できない場合に発生が考えられるが、誤動作を誘発させるプロセス計測制御ラック（保護用）等が水没する高さ(11.1m)の津波が発生した時には、同時に直接炉心損傷に至っている。したがって、当該起因事象は直接炉心損傷に至る事象に包絡可能であるため対象外とする。

第 1.2.2.a-5 表　津波により発生する起因事象の選定（2/2）

起因事象	評価対象 ○：対象 ×：対象外	検討内容
蒸気発生器伝熱管破損（ＳＧＴＲ）	×	浸水の影響で蒸気発生器の伝熱管が破損することは考えられないため、本事象は対象外とする。
原子炉補機冷却機能喪失	○	海水ポンプや１次系冷却水ポンプ等が損傷した場合に、原子炉補機冷却機能喪失事象となる。
過渡事象	○	循環水ポンプや復水器真空ポンプ等が損傷した場合に、過渡事象となる。
手動停止※1	×	大津波警報等により運転員が手動停止することも考えられるが、津波によるプラントへの影響がない場合には内部事象ＰＲＡの範疇となる。一方、津波によりプラントに影響を与える可能性がある場合には、原子炉は自動トリップする、又は、津波到達までに原子炉を手動停止できる可能性も高く、手動停止後に津波によるプラントへの影響があった場合でも、その影響ごとに起因事象に分類可能なため、対象外とする。
ＡＴＷＳ	×	原子炉の停止機能は要求される使命時間が短いので、実際の津波を想定した場合、「要因となった地震」又は「津波警報を受けての手動停止」として達成される機能と考えられるが、トリップの有無に関わらず、これらの機能喪失シーケンスは内部事象、地震のイベントツリーで代表されることから、津波においては対象外とする。
ＤＣ母線１系列喪失	×	直流電源に関連する電気盤は、両トレンとも同じ高さに設置されており、津波の影響でＤＣ母線１系列のみ喪失することはないと考えられるため、対象外とした。
直接炉心損傷に至る事象	○	津波により建屋全体が浸水して、重要な設備及び機器が複数損傷して直接炉心損傷に至る事象である。本評価の想定では制御及び保護機能で重要な電気盤の損傷や中央制御室の水没により直接炉心損傷となる。

※1：津波ＰＲＡ学会標準附属書Ｎに、

“津波ＰＲＡで対象とするような津波来襲時には，以下の理由によって，原子炉が停止している可能性が高いものと考えられる。

- *近地津波の場合，津波発生の起因となる地震動を原子炉施設が感知し，自動停止する可能性がある。*
- *原子炉施設に対して影響が発生する高さ以上の津波警報が発せられた場合，津波到達までに原子炉を手動停止する可能性がある。”*

との記載がある。本津波ＰＲＡでは、この記載に則り、検討した結果を上表にまとめた。

第 1.2.2.a-6 表　機器リスト（主要な機器）(1/2)

系統・機能／ 起因事象	設　　備	設置建屋	設置高さ	浸水口高さ	機器損傷 高さ
海水系	海水ポンプ	屋外	E.L.+3.0m	E.L.+4.94m (ﾎﾟﾝﾌﾟﾓｰﾀ下端)	E.L.+4.94m
	:				
125V DC電源	リレー室直流分電盤	A/B	E.L.+10.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
バッテリー	蓄電池	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
外部電源系	主変圧器	屋外 (T/B隣接)	E.L.+4.0m	E.L.+4.0m	E.L.+4.0m
	:				
格納容器スプレイ注入系/ 再循環	内部スプレポンプ	A/B	E.L.−1.6m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
換気空調系 (制御建屋)	中央制御室非常用循環ファン	A/B	E.L.+17.0m	E.L.+11.1m	E.L.+17.0m
	:				
換気空調系 (バッテリ室)	バッテリ室換気ファン	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
換気空調系 (中間建屋)	中間建屋排気ファン	A/B	E.L.+17.0m	E.L.+11.1m	E.L.+17.0m
	:				
換気空調系 (ディーゼル発電機室 換気系)	ディーゼル発電機室冷却ファン	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
換気空調系 (スプレ余熱除去ポンプ室 換気系)	スプレ余熱除去ポンプ室冷却ファン	A/B	E.L.−1.6m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
換気空調系 (充てん/高圧注入ポンプ室 換気系)	充てん/高圧注入ポンプ室冷却ファン	A/B	E.L.+20.9m	E.L.+11.1m	E.L.+20.9m
	:				
空調用冷水設備	チラーユニット	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
低圧注入系/再循環	余熱除去ポンプ	A/B	E.L.−1.6m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
高圧注入系/再循環	余熱除去ポンプ	A/B	E.L.−1.6m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	充てん/高圧注入ポンプ	A/B	E.L.+17.0m	E.L.+11.1m	E.L.+17.0m
	:				
主給水喪失	復水ポンプ	T/B	E.L.+1.85m	E.L.+4.0m	E.L.+4.0m
	:				
制御用空気系	計器用空気圧縮機	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
直接炉心損傷	安全防護ロジックラック	A/B	E.L.+10.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				

A/B：原子炉補助建屋，T/B：タービン建屋

第 1.2.2.a-6 表　機器リスト（主要な機器）(2/2)

系統・機能／ 起因事象	設　　備	設置建屋	設置高さ	浸水口高さ	機器損傷 高さ
非常用所内電源	燃料油移送ポンプ	A/B	E.L.+1.0m	E.L.+6.1m	E.L.+6.1m
	非常用ディーゼル発電機	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+6.1m	E.L.+6.1m
	:				
補機冷却水系	1次系冷却水ポンプ	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
補助給水による 蒸気発生器への給水 （タービン動補助給水ポンプ）	タービン動補助給水ポンプ	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
補助給水による 蒸気発生器への給水 （電動補助給水ポンプ）	電動補助給水ポンプ	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
過渡	復水器真空ポンプ	T/B	E.L.+4.0m	E.L.+4.0m	E.L.+4.0m
	:				
115V計装用電源	計器用電源盤	A/B	E.L.+10.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
主蒸気隔離	主蒸気圧力計	A/B	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	主蒸気隔離弁（電磁弁を含む）	A/B	E.L.+11.7m	E.L.+11.1m	E.L.+11.7m
	:				
主蒸気逃がし弁による熱放出	主蒸気逃がし弁	A/B	E.L.+11.7m	E.L.+11.1m	E.L.+11.7m
	:				
小破断LOCA	プロセス計測制御ラック（保護用）	A/B	E.L.+10.1m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
440V AC電源	パワーセンタ	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
6.6kV AC電源	メタルクラッド開閉装置	A/B	E.L.+4.0m	E.L.+11.1m	E.L.+11.1m
	:				
安全注入信号 内部スプレ信号	格納容器圧力計(広域)	A/B	E.L.+17.0m	E.L.+11.1m	E.L.+17.0m
	:				

A/B：原子炉補助建屋，T/B：タービン建屋

第 1.2.2.a-7 表　重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分

津波シナリオ区分 （津波高さ）	津波シナリオの概要	津波によって損傷する 主要な機器	起因事象
1 （4.0m 以上～4.94m 未満）	・ 4.94m 未満に設置されている屋外機器が水没。 ・主変圧器等が水没し、外部電源喪失が発生する。	主変圧器 復水ポンプ 復水器真空ポンプ 等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象
2 （4.94m 以上～11.1m 未満）	・シナリオ区分 1 までの高さの津波で水没した屋外機器に加え、11.1m 未満に設置されている機器がすべて水没する。 ・屋外に設置されている海水ポンプ及び主変圧器等の屋外変圧器の水没により全交流動力電源喪失が発生する。	海水ポンプ 等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象 原子炉補機冷却機能喪失
3 （11.1m 以上）	・シナリオ区分 2 までの高さの津波で水没した機器に加え、11.1m 以下に設置されている機器がすべて水没。 ・高さ 11.1m の津波により、メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等の電気盤が複数水没することにより、直接炉心損傷に至る。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ メタルクラッド開閉装置 パワーセンタ 等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象 原子炉補機冷却機能喪失 直接炉心損傷に至る事象

第 1.2.2.d-1 表　津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心損傷頻度

津波シナリオ区分番号	津波高さ	津波発生頻度（／年）	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合（%）
1	4.0m 以上～4.94m 未満	2.0E-06	6.9E-10	0.2
2	4.94m 以上～11.1m 未満	3.2E-07	3.2E-07	99.7
3	11.1m 以上	3.1E-10	3.1E-10	0.1 未満
全炉心損傷頻度			3.2E-07	100

第 1.2.2.d-2 表　成功基準

機能	原子炉トリップ	補助給水			非常用所内交流電源	加圧器逃がし弁/安全弁ＬＯＣＡなし	ＲＣＰシールＬＯＣＡなし
	制御棒挿入	ポンプ	SG への給水	主蒸気安全弁による蒸気放出	非常用 DG	弁再閉止、隔離弁動作	ＲＣＰシール健全
原子炉補機冷却機能喪失	○	1/3	2/3	2 弁/1SG	－	○	○
外部電源喪失	○	1/3	2/3	2 弁/1SG	1/2	－	－
主給水流量喪失	○	1/3	2/3	2 弁/1SG	－	－	－
過渡事象	○	1/3	2/3	2 弁/1SG	－	－	－

第 1.2.2.d-3 表　フロントライン系とサポート系の依存性

フロントライン系＼サポート系	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
補助給水系／主蒸気圧力制御系	○	○		○		

サポート系（影響を受ける側）＼サポート系（影響を与える側）	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
電源系		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系	○	○		○		○
換気空調系	○	○	○			○
原子炉補機冷却海水系	○	○				
原子炉補機冷却水系	○	○			○	

第 1.2.2.d-4 表　津波シナリオ区分ごとの評価結果と主要なミニマルカットセット

津波シナリオ区分	津波高さ	事故シーケンス		CDF (／炉年)	主要なミニマルカットセット	CDF (／炉年)	寄与割合
1	4.0m 以上～4.94m 未満	外部電源喪失	補助給水失敗	5.6E-11	復水タンク 閉塞	2.5E-11	43.7%
					復水タンク 破損	2.3E-12	4.1%
					安全弁 DW-030A 内部リーク	1.6E-12	2.8%
			非常用所内交流電源喪失	6.4E-10	3A,3B ディーゼル発電機 起動失敗 CCF	3.2E-11	5.1%
					3A ディーゼル発電機 継続運転失敗 3B ディーゼル発電機 待機除外（試験）	3.2E-11	5.0%
					3B ディーゼル発電機 継続運転失敗 3A ディーゼル発電機 待機除外（試験）	3.2E-11	5.0%
2	4.94m 以上～11.1m 未満	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失		3.2E-07	津波による全交流動力電源喪失	3.2E-07	100%
3	11.1m 以上	複数の信号系損傷		3.1E-10	津波による複数の信号系損傷	3.1E-10	100%

第 1.2.2.d-5 表　起因事象別ＣＤＦ結果

起因事象	事故シーケンス	シーケンス別 ＣＤＦ（／炉年）	起因事象別 ＣＤＦ（／炉年）
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ	－※1	
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ	－※1	
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	－※1	
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	3.2E-07	3.2E-07
	外部電源喪失＋補助給水失敗	5.6E-11	
直接炉心損傷に至る事象	複数の信号系損傷	3.1E-10	3.1E-10
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	－※2	
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	－※2	

※1：全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスで代表して評価

※2：外部電源喪失で代表して評価

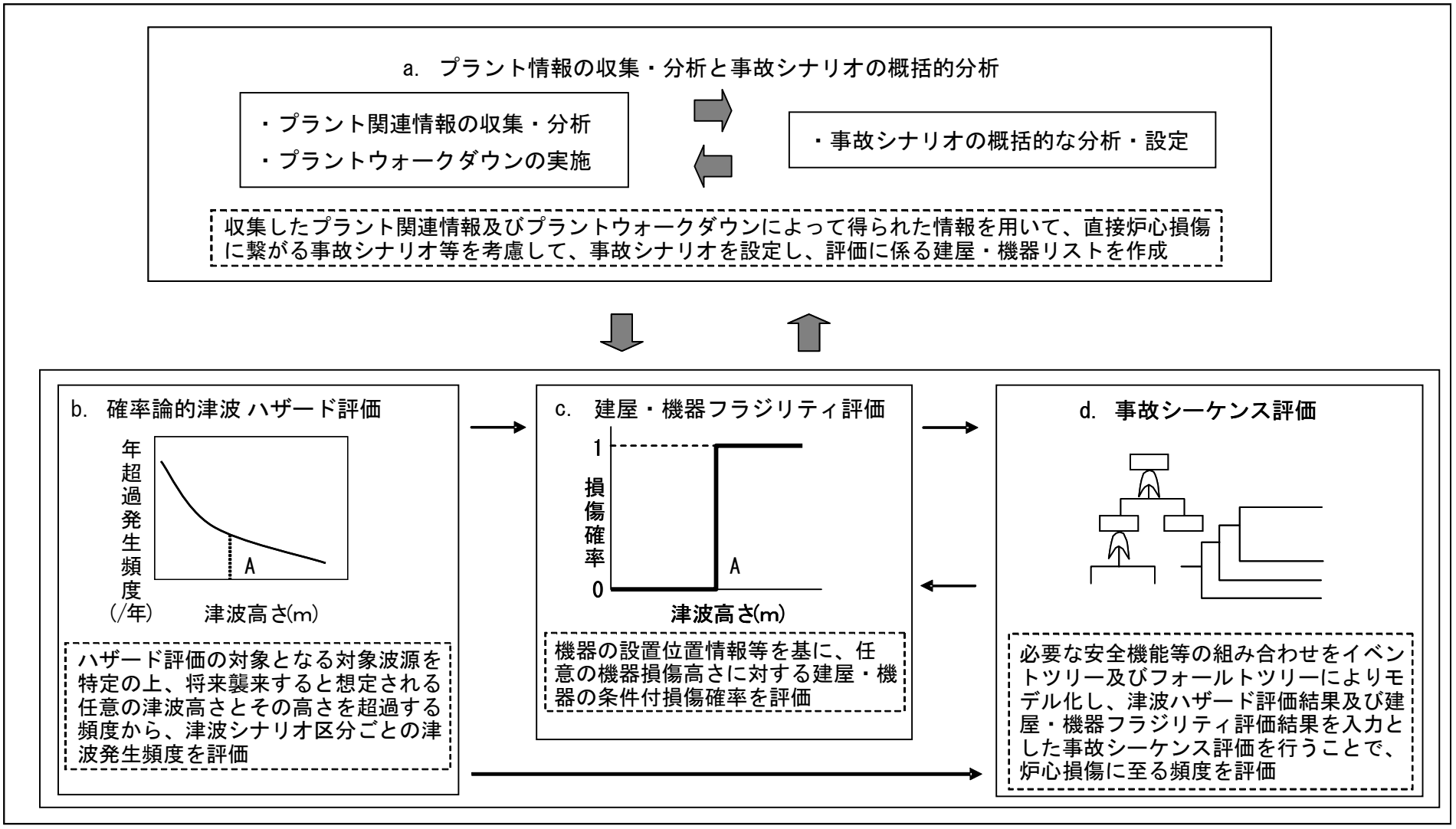
第 1.2.2.d-6 表　重要度整理結果

津波シナリオ区分	津波高さ	津波によって損傷する主要な機器	起因事象※	津波シナリオの概要	津波発生頻度(/年)	炉心損傷頻度(/炉年)	寄与割合(%)	シナリオ重要度
1	4.0m 以上 ～ 4.94m 未満	主変圧器 所内変圧器 起動変圧器 復水ポンプ 復水器真空ポンプ 等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象	・4.94m 未満に設置されている屋外機器が水没 ・主変圧器等が水没し、外部電源喪失が発生する	2.0E-06	6.9E-10	0.2	主変圧器、 所内変圧器、 起動変圧器、 復水ポンプ、 復水器真空ポンプ：0.1 未満
2	4.94m 以上 ～ 11.1m 未満	等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象 原子炉補機冷却機能喪失	・シナリオ区分 1 までの高さの津波で水没した機器に加え、11.1m 未満に設置されている機器がすべて水没する・海水ポンプが水没した時点で既に外部電源喪失が発生しているため全交流動力電源喪失となる	3.2E-07	3.2E-07	99.7	海水ポンプ：約 1.0
3	11.1m 以上	メタルクラッド開閉装置 パワーセンタ 原子炉コントロールセンタ 動力変圧器 等	外部電源喪失 主給水流量喪失 過渡事象 原子炉補機冷却機能喪失 直接炉心損傷に至る事象	・シナリオ区分 2 までの高さの津波で水没した機器に加え、原子炉補助建屋の開口部（11.1m）から浸水が始まり、11.1m 以下に設置されているすべての機器が水没 ・高さ 11.1m の津波により、メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等の電気盤が複数水没することにより、直接炉心損傷に至る	3.1E-10	3.1E-10	0.1 未満	メタルクラッド開閉装置、 パワーセンタ、 原子炉コントロールセンタ、 動力変圧器：0.1 未満

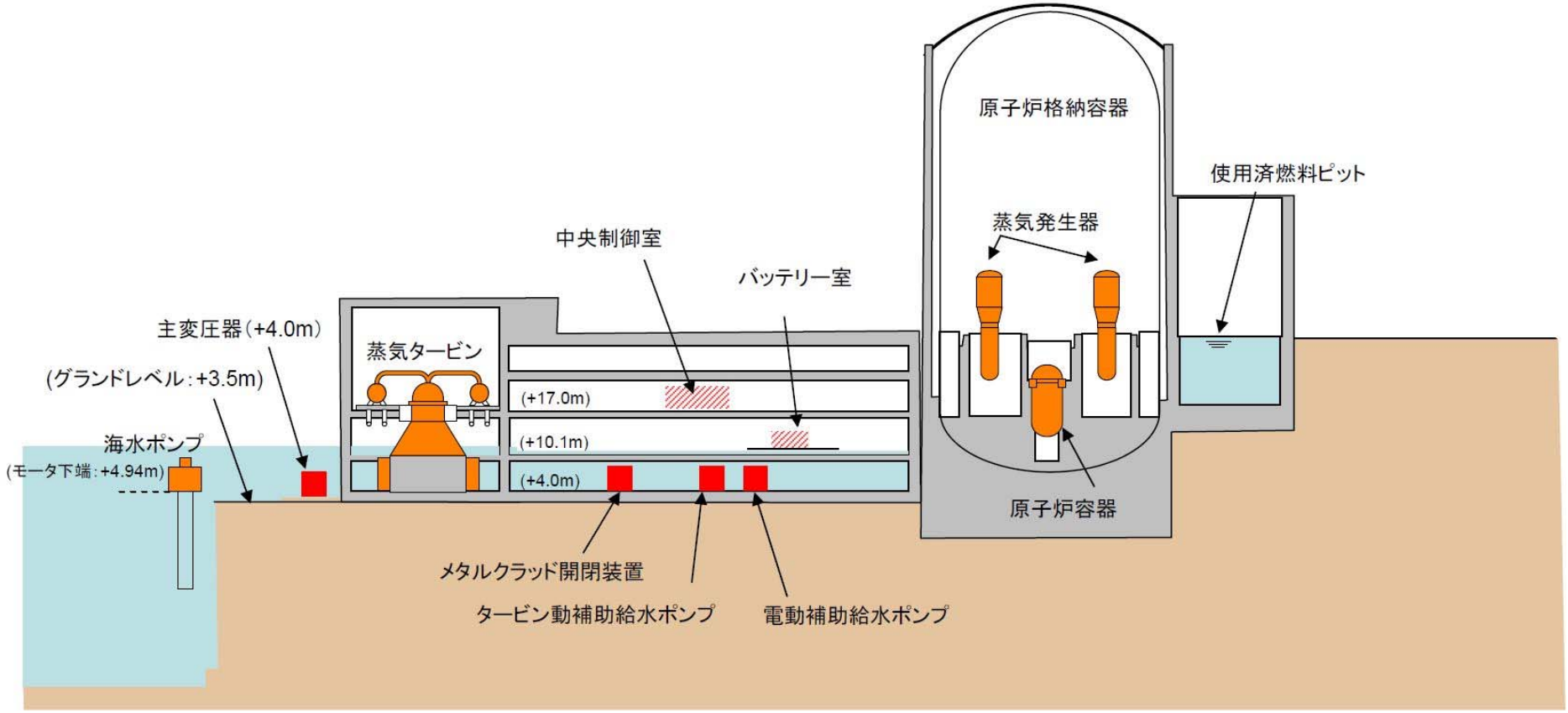
※下線の起因事象は当該津波シナリオで新たに発生する起因事象である。

第 1.2.2.d-7 表　感度解析結果

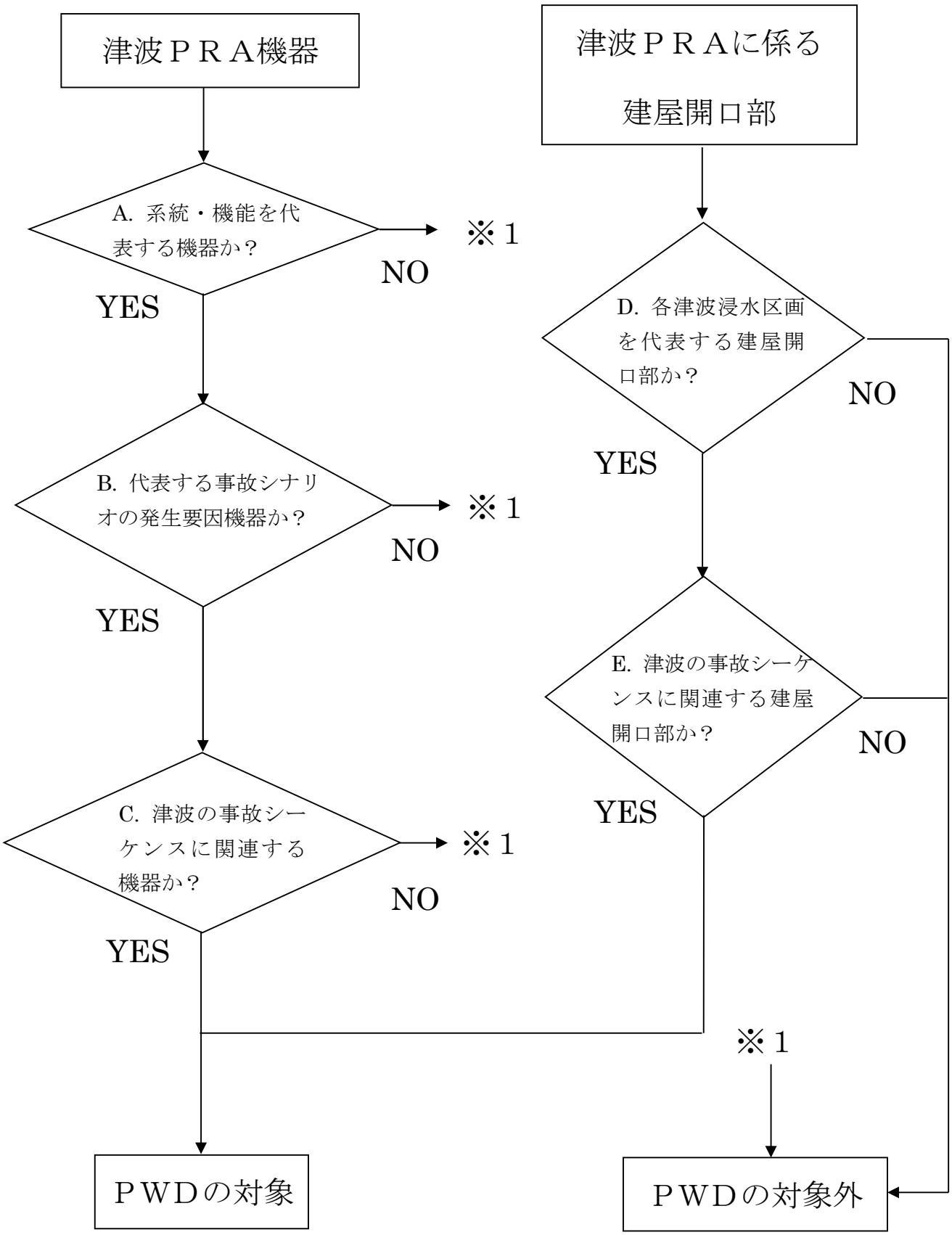
起因事象	事故シーケンス	基本ケース（／炉年）		感度解析（／炉年）	
外部電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失	3.2E-07	3.2E-07	6.3E-08	6.4E-08
	外部電源喪失＋補助給水失敗	5.6E-11		5.6E-11	
直接炉心損傷に至る事象	複数の信号系損傷	3.1E-10		3.1E-10	
合　計		3.2E-07		6.4E-08	



第 1.2.2-1 図　津波レベル１ＰＲＡの評価フロー



第 1.2.2.a-1 図　プラント概要



第 1.2.2.a-2 図　プラントウォークダウンの調査対象機器の選定フロー

美浜３号炉　プラントウォークダウンチェックシート

対象機器　：　屋内設置の機器、(屋外設置の機器)、　建屋開口部
機器名称　：　海水ポンプ
機器ＩＤ　：　TF1PU-01A,B,C,D
建屋　：　屋外
床ＥＬ　：　3.0m
機器配置図番号　：　3-1-1,22
系統図番号　：　1-2-4-1
機器設置室　：　屋外
津波伝播経路　：海水ポンプピット底面(3.0m) → (*)
(*) → A 海水ポンプ(3.0m)
(*) → B 海水ポンプ(3.0m)
(*) → C 海水ポンプ(3.0m)
(*) → D 海水ポンプ(3.0m)

[チェック対象項目]
① 影響を受ける可能性のある機器の確認　☑
② 津波伝播経路の確認　☐
③ 建屋開口部の確認　☐

総合評価
・海水ポンプと漂流物について、海水ポンプ設置高さに相当する程度の波高の津波までであれば、漂流物が海水ポンプに到達して、損傷を及ぼす可能性は極めて低いと考えられる。

実施日：　2015 年 1 月 13 日
実施者：

第 1.2.2.a-3 図　プラントウォークダウンチェックシート（例 1/2）

機器ＩＤ：　TF1PU-01A, B, C, D

①-1　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋内設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の図面（配置図等）と相違点は無いか	□	□	□	☑
２．対象機器の設置室に浸水口があるか（扉、連絡路、その他＿＿＿＿＿）	□	□	□	☑

①-2　影響を受ける可能性のある機器の確認（屋外設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	☑	□	□	□
２．基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	☑	□	□	□
３．対象機器周辺の配管に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	☑	□	□	□
４．対象機器周辺に、間接的な影響を及ぼす対象物が無いか	☑	□	□	□

②　津波伝播経路の確認（屋内設置の機器）

	Y	N	U	N／A
１．対象機器の設置区画への津波伝播経路があるか（階段、床ドレン、床開口、その他＿＿＿＿＿）	□	□	□	☑

③　建屋開口部の確認（建屋開口部）

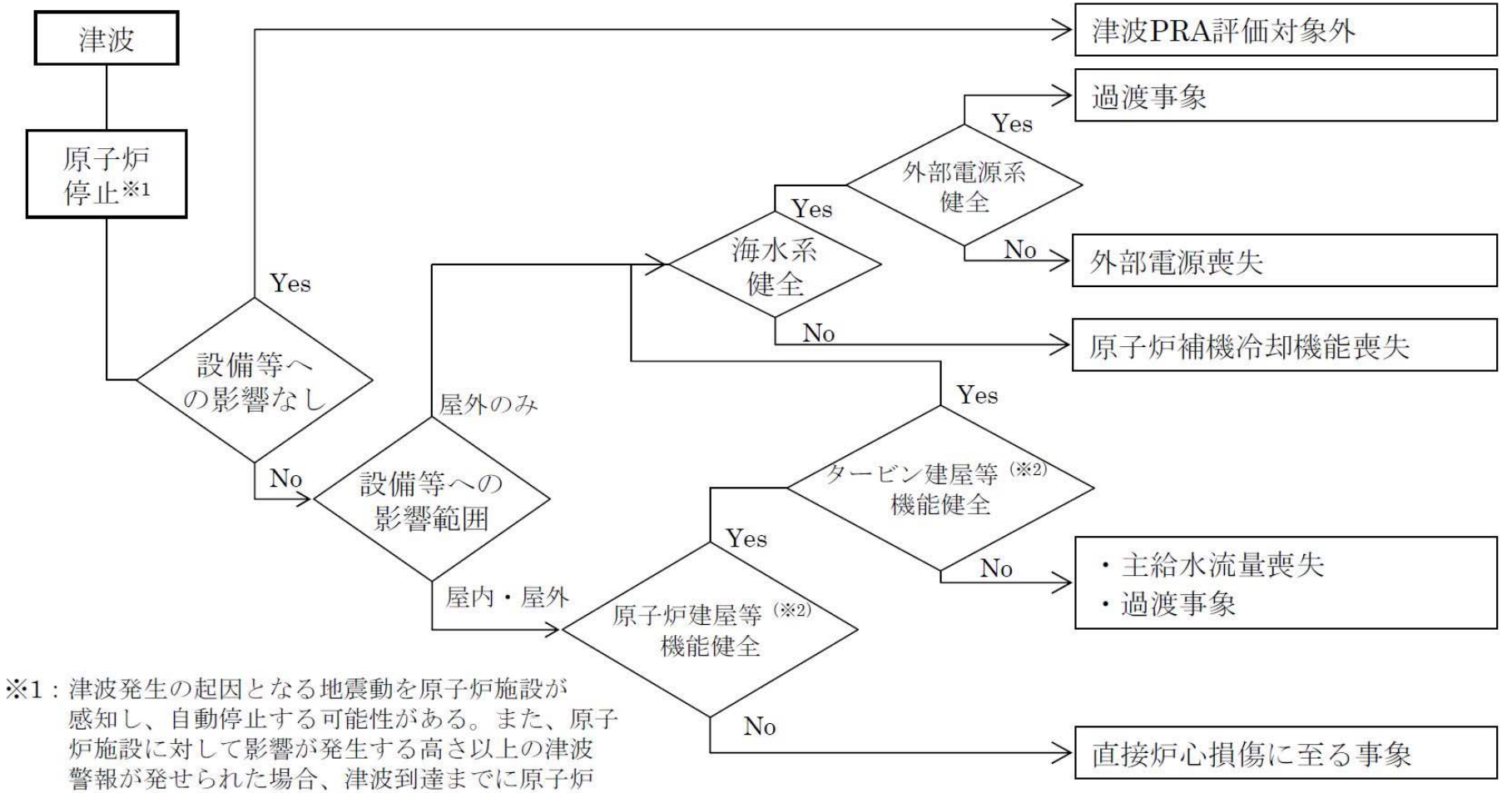
	Y	N	U	N／A
１．対象建屋開口部の図面（配置図等）と相違点は無いか	□	□	□	☑

（記号の説明）　Y：YES,　N：NO,　U：調査不可,　N／A：対象外

第 1.2.2.a-3 図　プラントウォークダウンチェックシート（例 2/2）



第 1.2.2.a-4 図　現場機器（例 海水ポンプ）

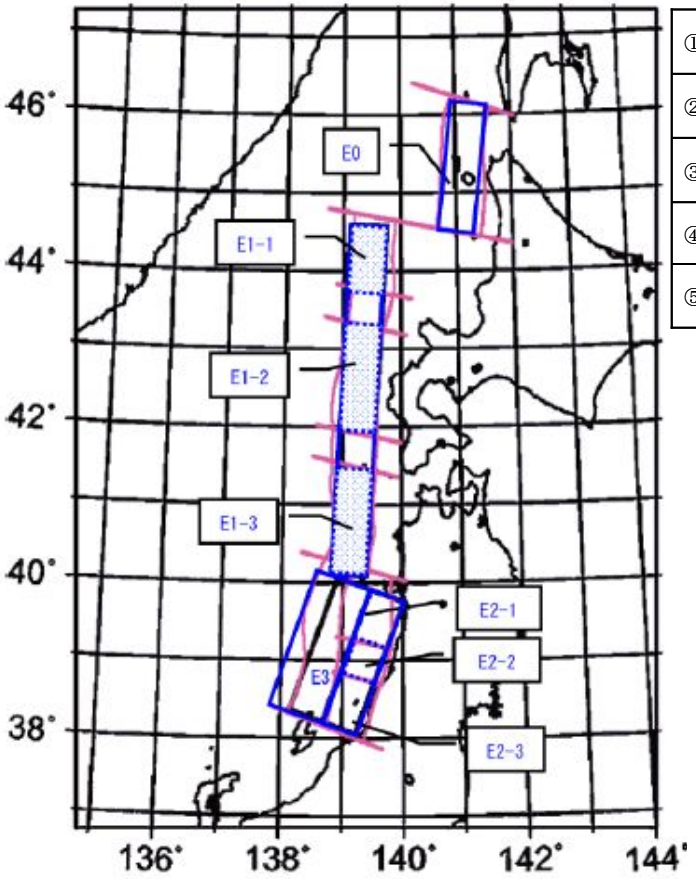


※1：津波発生の起因となる地震動を原子炉施設が感知し、自動停止する可能性がある。また、原子炉施設に対して影響が発生する高さ以上の津波警報が発せられた場合、津波到達までに原子炉を手動停止する可能性がある。

※2：各建屋内に設置されている各機器も含む。

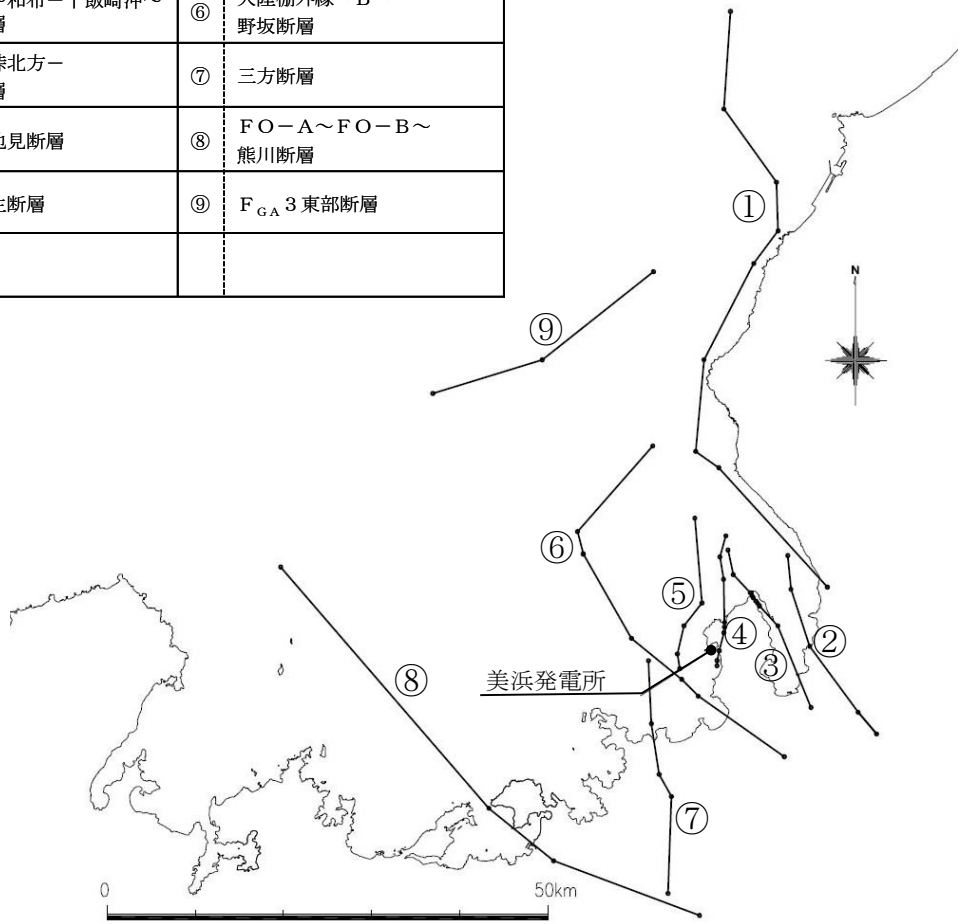
注）起因事象は、津波の影響範囲により、単独もしくはそれらの組合せで発生する。

第 1.2.2.a-5 図　起因事象の抽出フロー

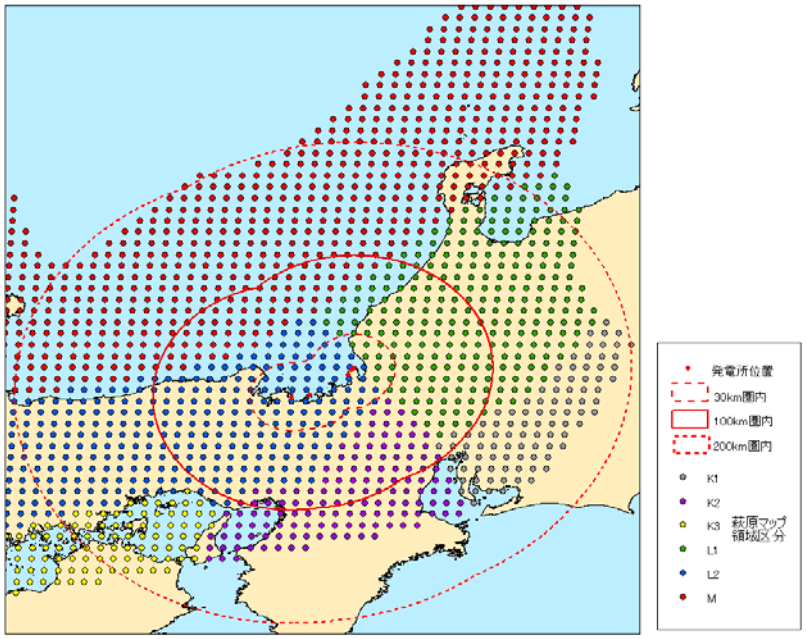


①	安島岬沖～和布－干飯崎沖～甲楽城断層	⑥	大陸棚外縁～Ｂ～野坂断層
②	ウツロギ峠北方－池河内断層	⑦	三方断層
③	浦底－内池見断層	⑧	ＦＯ－Ａ～ＦＯ－Ｂ～熊川断層
④	白木－丹生断層	⑨	F_{GA}３東部断層
⑤	Ｃ断層		

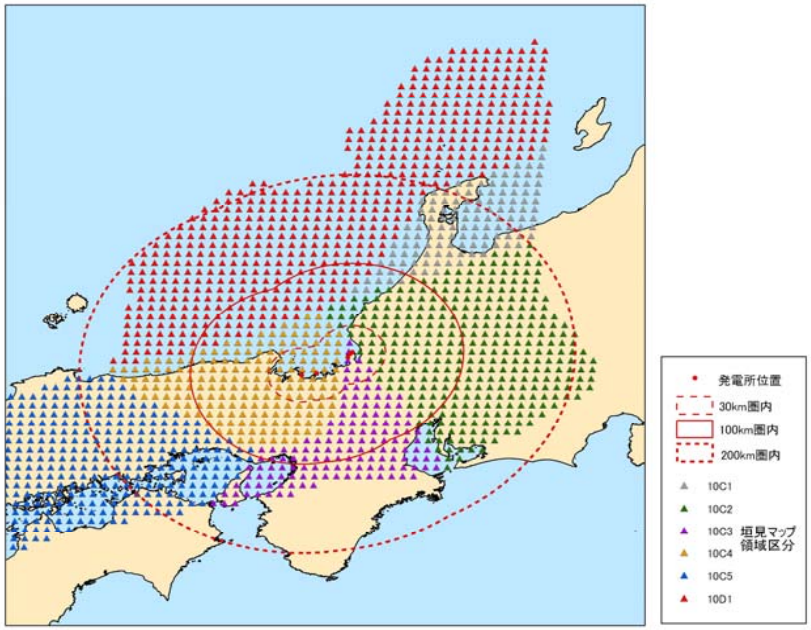
第 1.2.2.b-1 図　検討対象波源（日本海東縁部）



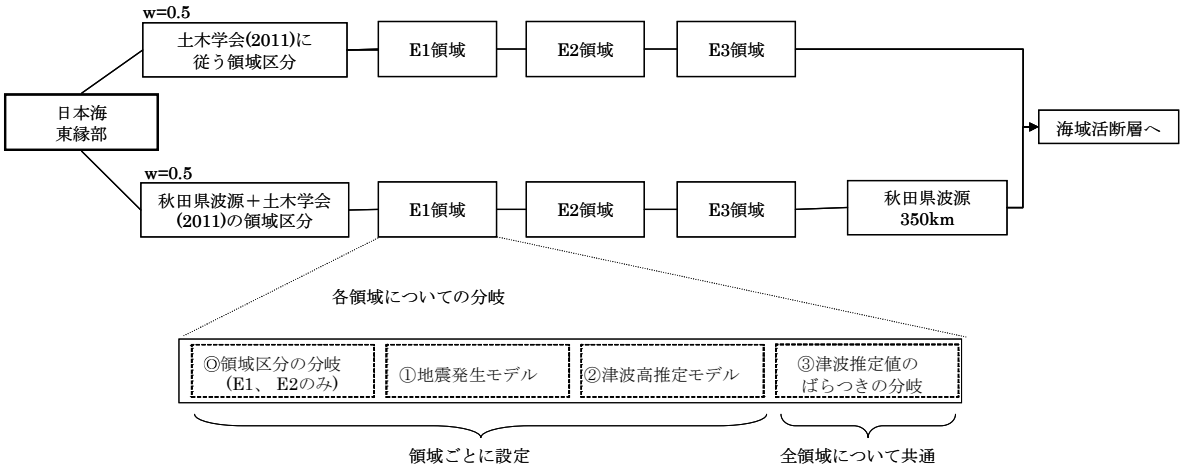
第 1.2.2.b-2 図　検討対象波源（海域活断層）



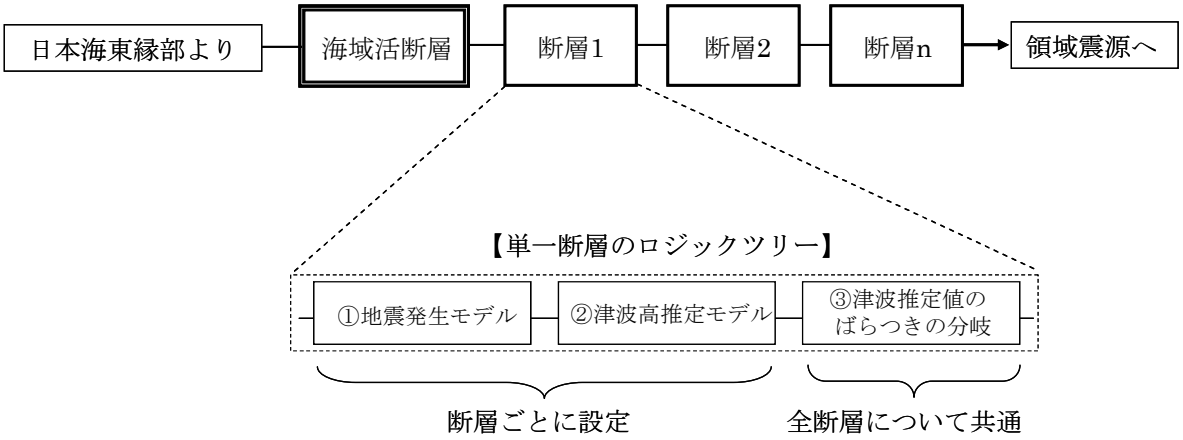
第 1.2.2.b-3 図　検討対象波源（領域震源：萩原(1991)）



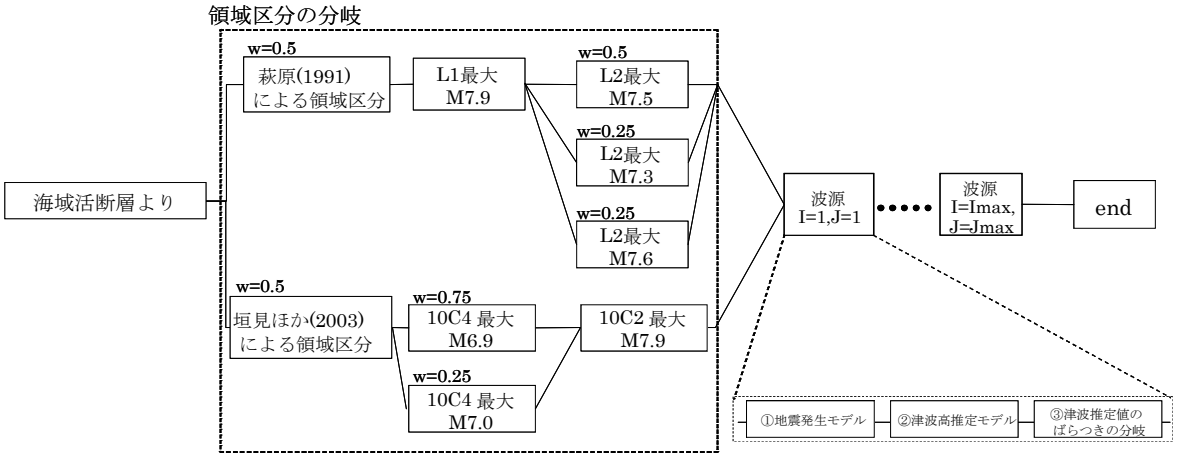
第 1.2.2.b-4 図　検討対象波源（領域震源：垣見ほか(2003)）



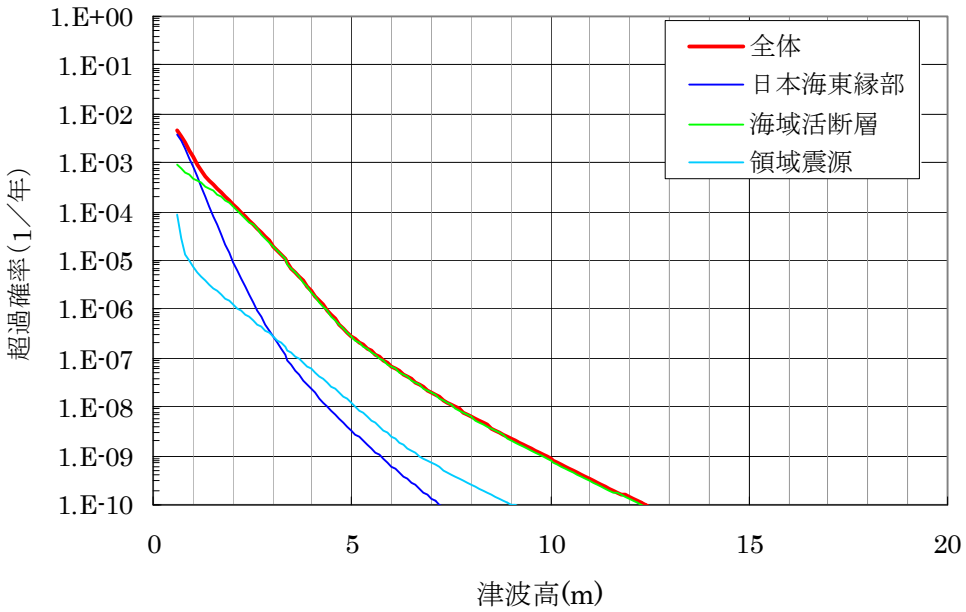
第 1.2.2.b-5 図　日本海東縁部のロジックツリー



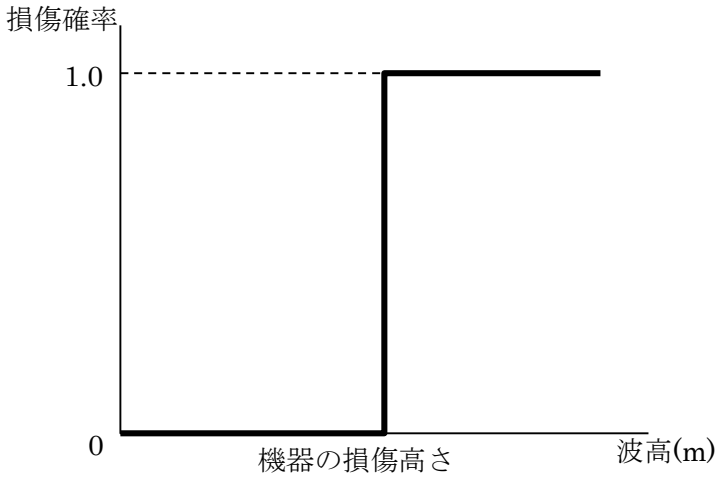
第 1.2.2.b-6 図　海域活断層のロジックツリー



第 1.2.2.b-7 図　領域震源のロジックツリー

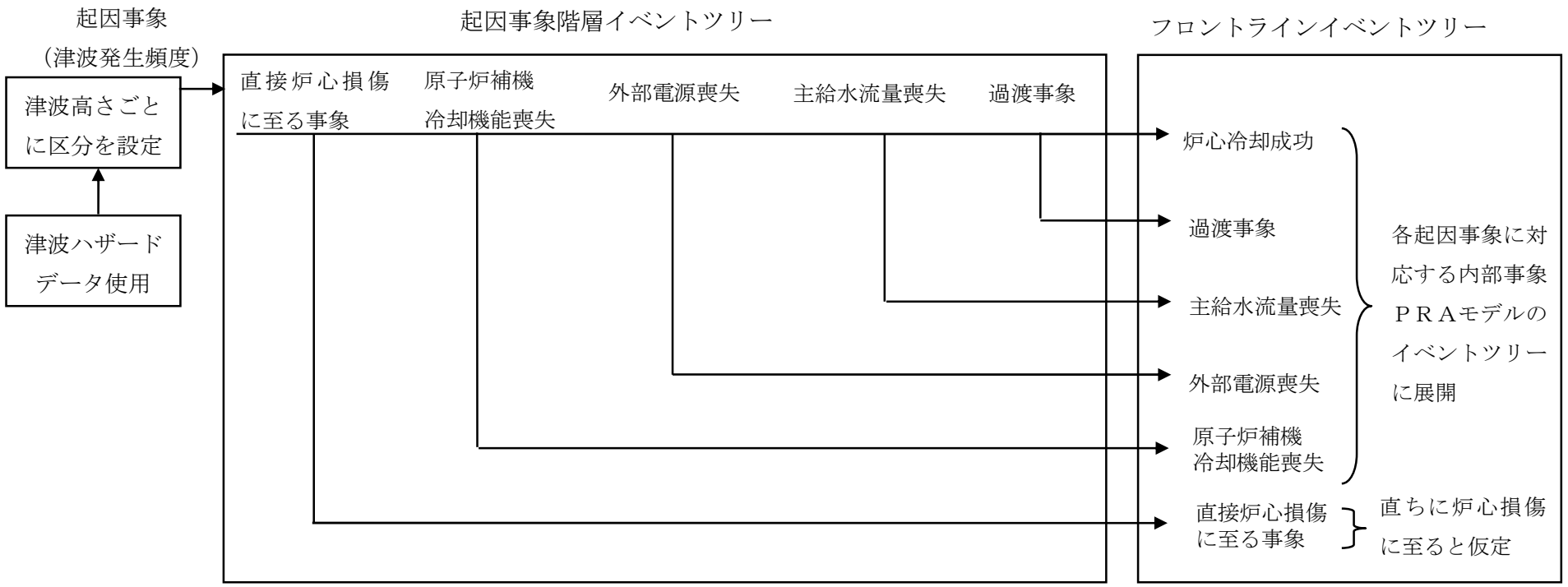


第 1.2.2.b-8 図　評価地点における水位と年超過確率の関係



※機器の損傷高さは浸水口高さ又は機器の設置高さの大きい方の値

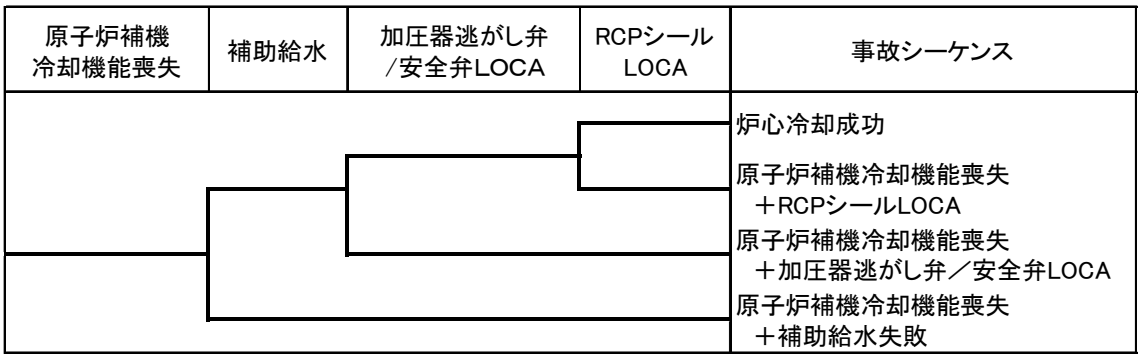
第 1.2.2.c-1 図　被水・没水に関するフラジリティ曲線



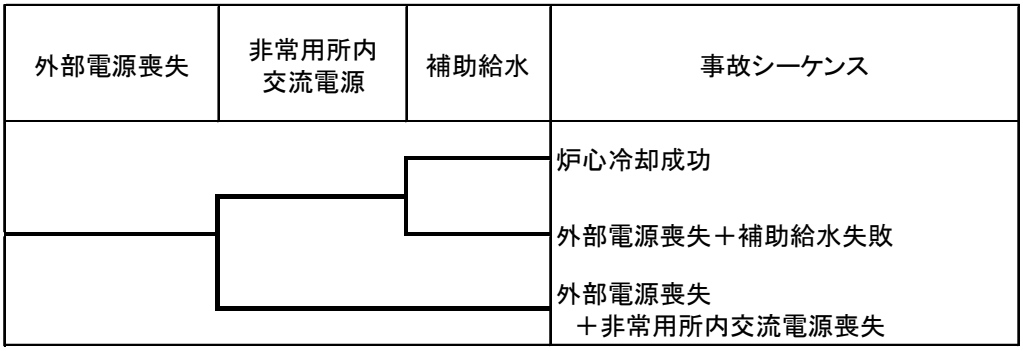
起因事象	津波で損傷することにより起因事象発生要因となる機器
直接炉心損傷に至る事象	メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等
原子炉補機冷却機能喪失	海水ポンプ等
外部電源喪失	主変圧器等
主給水流量喪失	主給水ポンプ、復水ポンプ等
過渡事象	循環水ポンプ等

← 建屋・機器フラジリティデータ

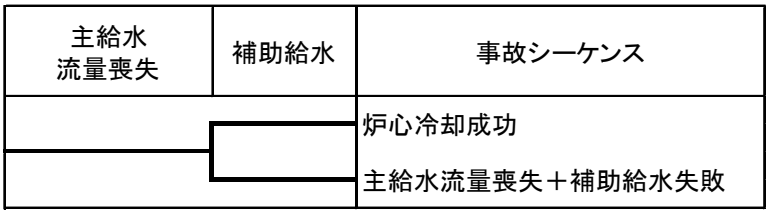
第 1.2.2.d-1 図　津波ＰＲＡ階層イベントツリー



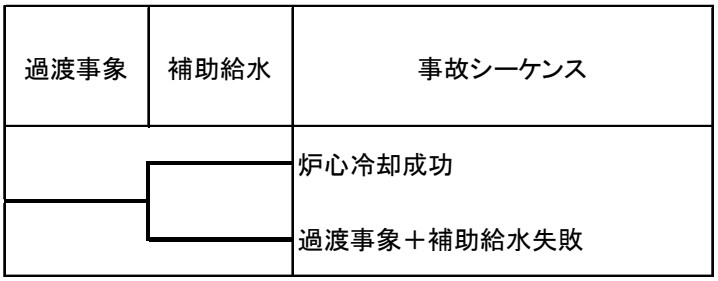
第 1.2.2.d-2(a)図　原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー



第 1.2.2.d-2(b)図　外部電源喪失イベントツリー



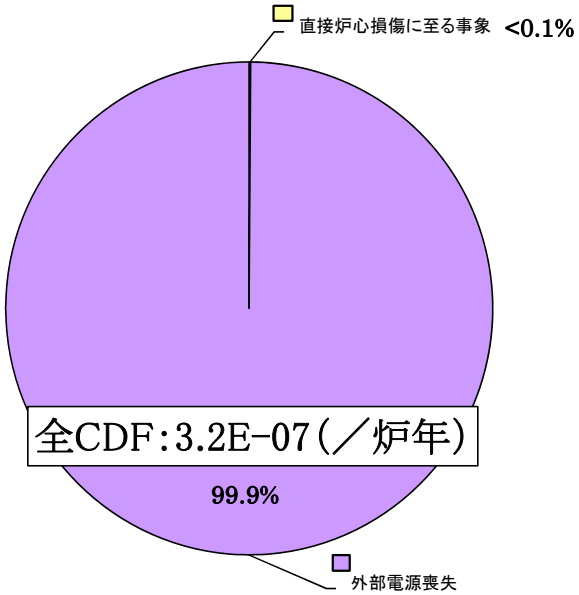
第 1.2.2.d-2(c)図　主給水流量喪失イベントツリー



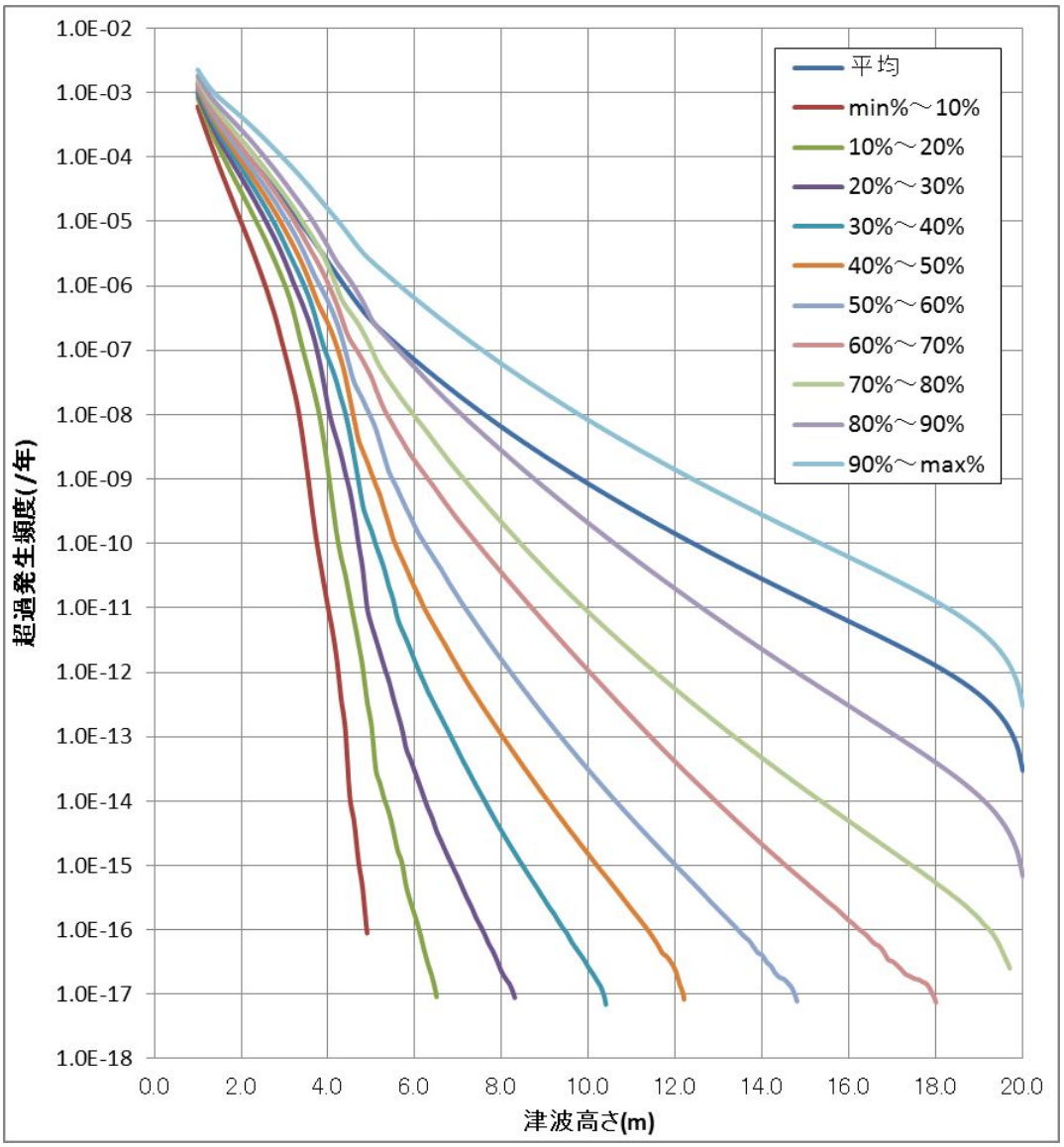
第 1.2.2.d-2(d)図　過渡事象イベントツリー

直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス
	炉心損傷（緩和手段なし）

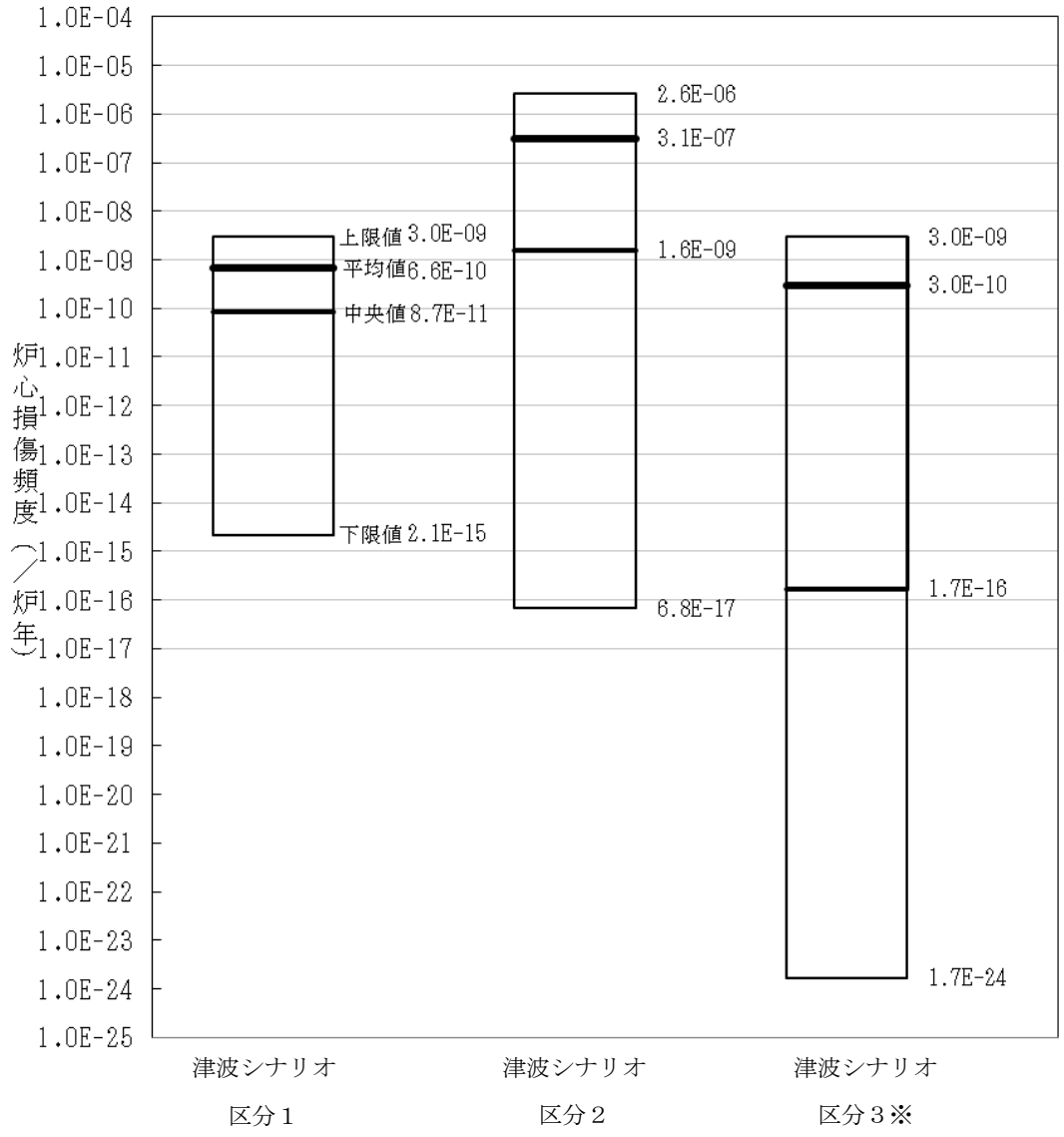
第 1.2.2.d-2(e)図　直接炉心損傷に至る事象



第 1.2.2.d-3 図　起因事象別炉心損傷頻度　寄与割合

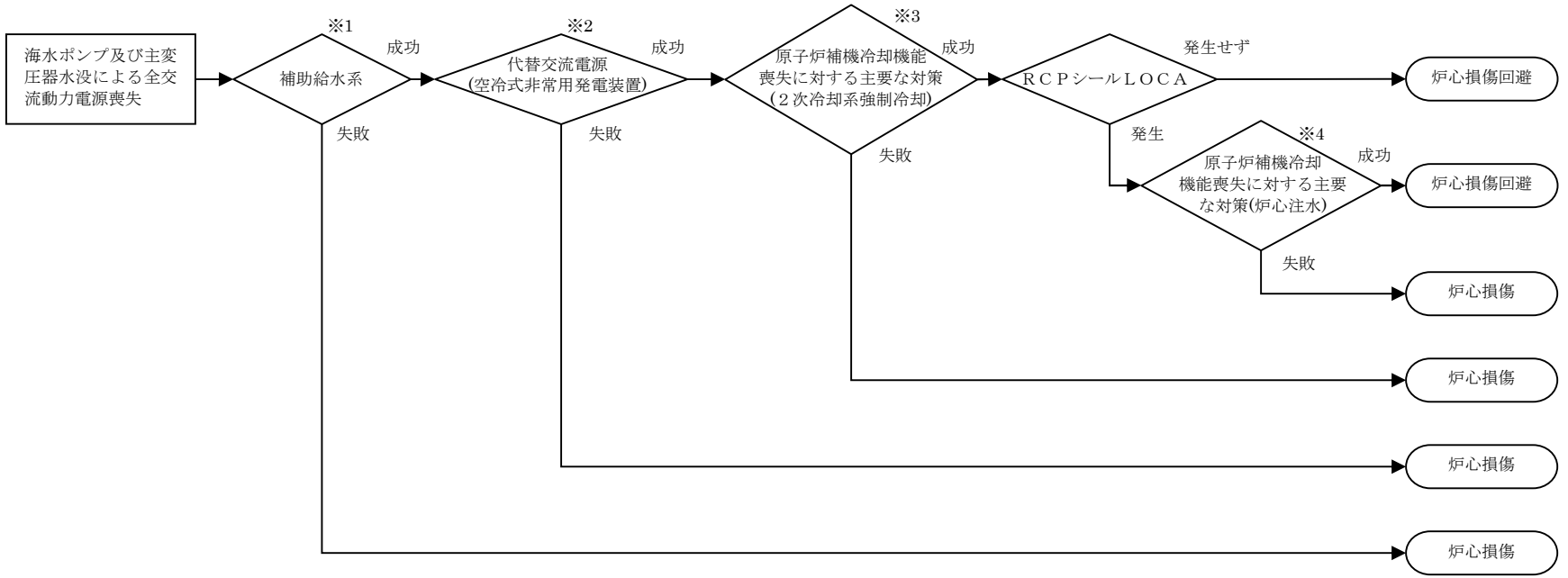


第 1.2.2.d-4 図　評価地点における 10%ごとの津波フラクタイルハザード



※：津波シナリオ区分３の 40%以下の信頼度のデータは、40%～50%信頼度から 2 桁ずつ小さくした値を入力

第 1.2.2.d-5 図　津波シナリオ区分ごとの不確実さ解析結果



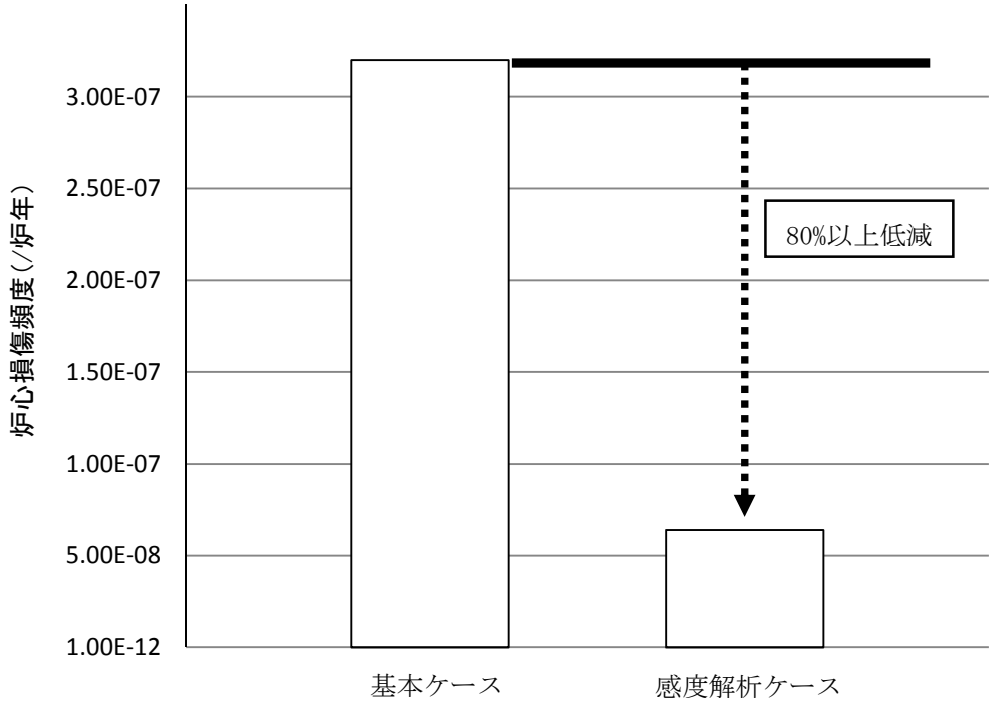
※1：原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策の２次冷却系強制冷却に補助給水系が用いられているため、補助給水系に失敗すると炉心損傷に至る。
非信頼度は内部事象ＰＲＡのモデルを用いる。

※2：代替交流電源（空冷式非常用発電装置）は全交流動力電源喪失後直ちに起動させることを想定する。

※3：ここでの原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策とは、２次冷却系強制冷却による１次冷却系の冷却及び減圧、及び蓄圧注入での炉心冷却である。

※4：ここでの原子炉補機冷却機能喪失に対する主要な対策とは、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水及び大容量ポンプを用いた炉心除熱手段の確保である。

第 1.2.2.d-6 図　対策を考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」のシナリオの整理



第 1.2.2.d-7 図　全炉心損傷頻度に対する感度解析結果

2. レベル１．５ＰＲＡ

2.1 内部事象ＰＲＡ

2.1.1 出力運転時ＰＲＡ

出力運転時レベル１．５ＰＲＡは、一般社団法人　日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル２ＰＳＡ編）: 2008（以下「レベル２ＰＳＡ学会標準」という。)」を参考に評価を実施し、各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。

2.1.1.a. プラントの構成・特性

① 対象プラントに関する説明

(1) 機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1.レベル１ＰＲＡ」での記載と同様である。

(2) 事故の緩和操作

事故時の熱水力的事故進展解析では、運転員による事故時影響緩和操作も事故進展に大きく影響するが、本評価では格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モード抽出という目的を勘案し、事故時の緩和操作については考慮していない。

(3) 燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の燃料、溶融炉心等の熱源の移動は、水素発生、溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）、原子炉格納容器内の熱水力挙動及び核分裂生成物（ＦＰ）移行挙動に影響する。燃料、溶融炉心等の移

動経路を以下に示す。

	原子炉容器（ＲＶ）破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	原子炉下部キャビティ	最下区画のため移動なし	なし
１次冷却材圧力による分散放出	原子炉下部キャビティ	シールテーブル	下部一般部

2.1.1.b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時）で得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて、事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態（ＰＤＳ）を定義し、ＰＤＳの分類及び発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) プラント損傷状態の考え方及び定義

ＰＤＳは熱水力挙動の類似性として、事故進展の相違から独立に考慮すべき事故のタイプ及び１次冷却材圧力並びに炉心損傷時期により分類する。さらに、事故の緩和操作の類似性として、溶融炉心の冷却手段及び除熱手段を踏まえた原子炉格納容器（ＣＶ）内の事故進展により分類する。

a. 事故のタイプと１次冷却材圧力

事故進展の相違から独立に考慮すべき事故のタイプ（ＬＯＣＡ（ＲＣＰシールＬＯＣＡを含む)、トランジェント（ＬＯＣＡの発生がない過渡事象等)、格納容器先行破損、格納容器バイパス事象）により分類する。また、原子炉容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇や、溶融炉心の飛散とその冷却性への影響の観点から原子炉容器破損前の１次冷却系の圧力状態（高圧状態あるいは低圧状態）でも分類する。

b. 炉心損傷時期

炉心損傷時に放出される放射性物質の量、炉心損傷後の原子炉容器破損時期、又は原子炉格納容器圧力や温度上昇による原子炉格納容器の破損時期への影響の観点から、炉心損傷時期が事故発生後短期か長期かで分類する。

c. 原子炉格納容器内事故進展（原子炉格納容器の破損時期、溶融炉心の冷却手段）

原子炉格納容器内の事故進展では放射性物質放出挙動の観点から原子炉格納容器の破損時期が炉心損傷前か炉心損傷後かで分類する。また、原子炉格納容器内に流出した溶融炉心を冷却する観点でＥＣＣＳや格納容器スプレイ系の使用可否により分類する。

第2.1.1.b-1表に上記の考え方に基づく分類記号・状態、第2.1.1.b-2表に各分類の組み合わせにより定義されるＰＤＳの一覧を示す。

(2) レベル１ＰＲＡの事故シーケンスのプラント損傷状態への分類結果

レベル１ＰＲＡのイベントツリーでは炉心損傷に至るシーケンスに対し、それ以上の分岐をモデル化していないが、レベル１．５ＰＲＡでは原子炉格納容器内での事故進展を把握することが重要となることから、炉心損傷評価用のレベル１ＰＲＡのイベントツリーでは不要としていた分岐及びヘディングを考慮したレベル１．５ＰＲＡ用のイベントツリーを構築する。

具体的には炉心損傷時の原子炉格納容器内の状態への影響の観点で、低圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環の分岐及びヘディングを考慮しており、その結果を第2.1.1.b-1図に、また、構築したイ

ベントツリーから抽出されるＰＤＳと事故シーケンスの対応を第2.1.1.b-3表に示す。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

ＰＤＳごとに炉心損傷頻度を整理した結果を第2.1.1.b-4表に示す。レベル１ＰＲＡにて全炉心損傷頻度への寄与が大きい以下の事故シーケンスグループが支配的となっている。原子炉補機冷却機能喪失が約72%を占める理由は、レベル１ＰＲＡにおいて原子炉補機冷却機能喪失に伴い一定の確率で発生するＲＣＰシールＬＯＣＡ（小破断ＬＯＣＡに分類）が発生すると、使用可能な緩和策がなくそのまま炉心損傷となるためである。レベル１ＰＲＡにおいて、炉心損傷頻度への寄与が高かった事故シーケンスグループについてその寄与割合及びＰＤＳの内訳を以下に示す。

・ 原子炉補機冷却機能喪失（寄与：約72%、ＰＤＳ：ＳＥＤ、ＴＥＤ）

・ ２次冷却系からの除熱機能喪失

（寄与：約20%、ＰＤＳ：ＳＥＤ、ＳＥＷ、ＳＥＩ、ＴＥＤ、ＴＥＷ、ＴＥＩ、Ｇ）

2.1.1.c. 格納容器破損モード

① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明

原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損形態を分類するため、原子炉格納容器の破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定する。

第2.1.1.c-1図にＰＷＲのシビアアクシデントで考えられている事故進展を示す。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第2.1.1.c-1表に示す。また、これらの負荷を事

故のタイプと発生時期に着目して系統的に整理したものを第2.1.1.c-2表に示す。さらに、選定した格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準を第2.1.1.c-3表に整理する。

事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象に加え、格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して選定した破損モードは以下のとおり。

(1) 水蒸気爆発（αモード、ηモード）

高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象であり、原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）と原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は圧力スパイク（ηモード）に分類する。

(2) 可燃性ガス（水素）の燃焼、爆轟

（γモード、γ’モード、γ”モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウムー水反応)、溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象であり、発生時期により原子炉容器破損以前（γモード)、直後（γ’モード)、長時間経過後（γ”モード）に分類する。

(3) 水蒸気・非凝縮性ガスによる過圧（δモード）

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心･コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO_2等）の蓄積によって、原子炉格納容器が過圧破損する事象として分類する。

(4) 水蒸気（崩壊熱）による過圧（θモード）

溶融炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し、原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として分類する。

(5) 格納容器雰囲気直接加熱（σモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱及び加圧により原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

(6) 格納容器への直接接触（μモード）

１次冷却系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

(7) ベースマット溶融貫通（εモード）

溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下した後、冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として分類する。

(8) 過温破損（τモード）

原子炉格納容器内温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的に脆弱な部分が過温破損する事象として分類する。

(9) 格納容器隔離機能喪失（βモード）

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが、この隔離操作に失敗する事象として分類する。

(10) 格納容器バイパス（ｇモード、νモード）

蒸気発生器伝熱管破損事故（ｇモード）又はインターフェイスシステムＬＯＣＡ（νモード）を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象を想定して分類する。炉心損傷後の限定的な条件下で発生する温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ）もｇモードに含める。

さらに、原子炉格納容器の物理的破損事象を、原子炉容器破損までに破損する早期格納容器破損とそれ以降に破損する後期格納容器破損に分類して選定した格納容器破損モードを第2.1.1.c-4表に示す。

2.1.1.d. 事故シーケンス

① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

ＰＤＳごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設等の緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、これらの組み合わせから事故の進展を樹形図で分類する格納容器イベントツリーを構築する。

② 格納容器イベントツリー

(1) 格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象、対処設備の作動及び不作動、運転員操作、ヘディング間の従属性

a. 重要な物理化学現象並びに対処設備の作動及び不作動

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から原子炉格納容器の破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について各ＰＤＳを考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事故進展を検討した。

第2.1.1.d-1表に示す検討結果に基づき、ＰＤＳごとにシステムの動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析し、格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第2.1.1.d-2表のとおり選定した。

b. 運転員操作

事故の緩和及び格納容器破損防止に係る運転員操作については考慮していない。

c. ヘディング間の従属性

第2.1.1.d-2表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため、ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を調査しており、結果を第2.1.1.d-3表に示す。

(2) 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮して順序付けし、放射性物質の環境への放出を表す物理事象ヘディングをイベントツリーの終端として破損モードに対応付けすることで第2.1.1.d-1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

なお、イベントツリーは扱いを容易にするため以下の３つの期間で分割して作成している。

T1：事故発生から原子炉容器破損まで

T2：原子炉容器破損直後

T3：原子炉容器破損後長時間経過後

2.1.1.e. 事故進展解析

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力挙動､炉心損傷､原子炉容器破損等の事象の発生時期、シビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷を解析するとともに、格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得る事を目的として、各ＰＤＳを代表する事故進展解析を実施する。

(1) 解析対象事故シーケンスの選定

a. 解析対象ＰＤＳの選定

事故進展解析の対象とするＰＤＳとして

・全ＣＤＦに対する割合の大きいＰＤＳ

・物理化学現象に係るヘディングの推定に必要となる代表的なＰＤＳを選定した。具体的には全ＣＤＦへの寄与の観点からＳＥＤ（約70%)、ＴＥＩ（約19%）及びＴＥＤ（約4%）を選定し、事故進展が早く他のＰＤＳによる解析からの推定が困難であるＡＥＤ、ＡＥＷ及びＡＥＩについても解析対象として選定しており、ＰＤＳごとに代表する事故シーケンスを選定している。

b. 解析対象事故シーケンスの選定

事故シーケンスの選定に際しては、

・ＣＤＦが大きく確率的にそのＰＤＳを代表する

・事故進展が相対的に速い（安全設備及び事故時緩和操作の時間余裕が厳しくなるため）

の２点を考慮し選定した。上記の観点から選定した事故シーケンスを第2.1.1.e-1表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成及び特性の調査より、すべての事故シーケンスに対し共通するプラント構成及び特徴に依存した基本解析条件を第2.1.1.e-2表に示す。また、解析対象の事故シーケンスの事故状態及び設備作動状況に関する解析条件を第2.1.1.e-3表に示す。

なお、事故進展解析には、事故シーケンスに含まれる物理化学現象並びに機器及び系統の動作を模擬することができるＭＡＡＰ４コードを使用した。

② 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び事故進展例を第2.1.1.e-1～e-12図に示す。１次冷却系内及び原子炉格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第2.1.1.e-4表に示す。

また、格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の水素燃焼、格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ)、水蒸気爆発、ベースマット溶融貫通等の物理化学現象に伴う負荷の確率評価に必要な解析結果の情報を第2.1.1.e-5表に示す。

それぞれの事故シーケンスの解析結果から読み取った特徴的な事故進展を以下に整理する。

(1) プラント損傷状態：ＡＥＤ

ＡＥＤのシーケンスは、大中破断ＬＯＣＡが発生する一方、原子炉格納

容器への燃料取替用水タンク（以下「ＲＷＳＴ」という。）水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約10時間で最高使用圧力の2倍に達し、このときの原子炉格納容器内温度は約187℃、ベースマット侵食深さは約0.3mである。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて4vol%未満であり水素燃焼の可能性は低い。

⇒　ヘディングＨＢ１、ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・原子炉下部キャビティ室に水が流入せず、水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒　ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒　ヘディングＢＭ（ベースマット溶融貫通）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒　ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

(2) プラント損傷状態：ＡＥＷ

ＡＥＷのシーケンスは、大中破断ＬＯＣＡが発生し、原子炉格納容器内

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

へのＲＷＳＴ水の移送はあるが、格納容器スプレイによる継続的な除熱に失敗し、原子炉格納容器内が飽和状態で過圧破損に至る。事故発生後約4秒で格納容器スプレイ作動設定値に達し、約12時間で最高使用圧力の2倍に達する。このときの原子炉格納容器内の温度は約177℃、ベースマット侵食はごくわずかである。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて4vol%未満であり水素燃焼の可能性は低い。

⇒　ヘディングＨＢ１、ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ 原子炉下部キャビティに水が流入し、水蒸気爆発の可能性がある。

⇒　ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ ベースマット溶融貫通の可能性は低い。

⇒　ヘディングＢＭ（ベースマット溶融貫通）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ 貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒　ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

(3) プラント損傷状態：ＡＥＩ

ＡＥＩのシーケンスは、大中破断ＬＯＣＡが発生し、原子炉格納容器へ

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

のＲＷＳＴ水の移送があり、格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため、溶融炉心は冷却され原子炉格納容器圧力は低く維持される。また、ベースマットの侵食はない。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・水素濃度は事故早期から事故後期にかけて4vol%未満であり、水素燃焼の可能性は低い。

⇒　ヘディングＨＢ１、ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定。なお、ＨＢ３（水素燃焼：ＲＶ破損後長期）については、[redacted]と設定しており、[redacted]を考慮しＨＢ３の分岐確率は[redacted]を設定

・原子炉下部キャビティに水が流入し、水蒸気爆発の可能性がある。

⇒　ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ベースマット溶融貫通の可能性は低い。

⇒　ヘディングＢＭ（ベースマット溶融貫通）の分岐確率として、[redacted]を設定(前段となる原子炉格納容器内除熱のヘディングＮＣＣで溶融炉心冷却失敗の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定)

・格納容器スプレイで雰囲気の除熱に成功しており、原子炉格納容器破損の可能性は低い。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

⇒　ヘディングＮＣＣ（格納容器気相部冷却）の失敗確率を[redacted]に適用される[redacted]を設定

(4) プラント損傷状態：ＳＥＤ

ＳＥＤのシーケンスは、小破断ＬＯＣＡが発生し、原子炉格納容器へのＲＷＳＴ水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生後約14時間で最高使用圧力の2倍に達し、このときの原子炉格納容器内の温度は約179℃、ベースマット侵食深さは約0.5mである。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて4vol%以上であり水素燃焼の可能性が考えられる。

⇒　ヘディングＨＢ１、ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・原子炉下部キャビティに水が流入せず、水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒　ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒　ヘディングＢＭ（ベースマット溶融貫通）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒　ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として、[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

[redacted]

[redacted]に適用される[redacted]を設定

(5) プラント損傷状態：ＴＥＤ

ＴＥＤのシーケンスは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内へのＲＷＳＴ水の移送がないため、原子炉格納容器内が過熱状態で過圧破損に至る。事故発生から約18時間で最高使用圧力の2倍に達し、このときの原子炉格納容器内温度は約186℃、ベースマット侵食深さは約0.2mである。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・ 水素濃度は、事故早期から事故後期にかけて4vol%以上であり水素燃焼の可能性が考えられる。

⇒ ヘディングＨＢ１、ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として[redacted]に適用される[redacted]を設定

・原子炉下部キャビティに十分な水が流入せず水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・ベースマット溶融貫通より格納容器過圧破損が先行する可能性が高い。

⇒ ヘディングＢＭ（ベースマット溶融貫通）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

・貫通部過温破損の可能性は低い。

⇒ ヘディングＯＴ（格納容器過温破損）の分岐確率として、[redacted]

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

[redacted]

[redacted] に適用される[redacted]を設定

(6) プラント損傷状態：ＴＥＩ

ＴＥＩのシーケンスでは、トランジェントが発生し、原子炉格納容器内へのＲＷＳＴ水の移送があり、格納容器スプレイによる継続的な除熱が行われるため、原子炉格納容器圧力は低く維持され、ベースマットの侵食はない。

（分岐確率の定量化に参考となる知見）

・ 水素濃度は、事故早期は4vol%未満で水素燃焼の可能性は低い。原子炉容器破損直後から事故後期にかけて4vol%以上であり、水素燃焼の可能性が考えられる。

⇒ ヘディングＨＢ１（水素燃焼）の分岐確率として[redacted]に適用される[redacted]を設定。ＨＢ２及びＨＢ３（水素燃焼）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定。なお、ＨＢ３（水素燃焼：ＲＶ破損後長期）については、[redacted]と設定しており、この場合には[redacted]を考慮しＨＢ３の分岐確率は[redacted]を設定

・ 原子炉容器破損時には原子炉下部キャビティに十分な水が流入せず、水蒸気爆発の可能性は低い。

⇒ ヘディングＤＣ（キャビティ内水量）の分岐確率として、[redacted]に適用される[redacted]を設定

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

・格納容器スプレイによる雰囲気除熱に成功しており、原子炉格納容器破損の可能性は低い。

⇒　ヘディングＮＣＣ（格納容器気相部冷却）の失敗確率を[redacted]に適用される[redacted]を設定

なお、事故進展解析の対象外としたＰＤＳにおける分岐確率については類似のＰＤＳの解析結果から第 2.1.1.e-6 表のとおり推定して設定している。

2.1.1.f 格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器イベントツリーのヘディングに、シビアアクシデント解析コードによる事故進展解析結果、シビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定し、格納容器破損頻度を算出する。

② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

ヘディングの分岐確率は、シビアアクシデント現象に関する知見、事故進展解析結果及び工学的判断により設定した。十分に解明されていない物理化学現象に対する分岐確率のあてはめ方法として、NUREG/CR-4700 手法に代表される専門家の判断等の定性的評価を定量的な数値に置きかえ、分岐確率を定量化する手法を採用した。

[redacted]

評価で使用する分岐確率のあてはめ方法を第 2.1.1.f-1 表に示す。また、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

格納容器イベントツリーの分岐確率の設定について第2.1.1.f-2表に示す。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

格納容器破損頻度の評価結果を第 2.1.1.f-3 表に示す。全格納容器破損頻度（ＣＦＦ）は 4.8×10^{-5}（／炉年)、条件付格納容器破損確率（ＣＣＦＰ）は 0.79 であった。本評価ではＡＭ策を考慮しておらず、格納容器スプレイ系による格納容器内の除熱が継続されるＰＤＳ（ＡＥＩ、ＳＥＩ、ＳＬＩ及びＴＥＩ）では大部分が原子炉格納容器の破損を回避できる（ＣＣＦＰが 0.02～0.11）一方、原子炉格納容器の除熱機能がないその他ＰＤＳのＣＣＦＰは１となるため、全体のＣＣＦＰが高くなっている。

また、格納容器破損モード別及び格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度を第 2.1.1.f-4 表に示す。全ＣＦＦのうち格納容器破損モードについて、「δモード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が約 91.9%、「εモード（ベースマット溶融貫通)」の寄与が約 2.3%を占め、以下、「ｇモード（蒸気発生器伝熱管破損)」、「θモード（水蒸気蓄積による格納容器先行破損)」、「σモード（格納容器雰囲気直接加熱)」、「τモード（過温破損)」、「βモード（格納容器隔離失敗)」、「γ”（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後)」の寄与が続き、これら以外の破損モードの寄与は 0.1%以下であった。

ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約 70.4%を占めるＳＥＤは、原子炉補機冷却機能喪失によりＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する一方、ＲＷＳＴからの注入がなく炉心及び原子炉格納容器内が除熱されないことから、原子炉格納容器内の圧力及び温度が上昇する。事故進展解析の結果から貫通部過温破損より先行して「δモード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」に至る可能性が高く、「δモード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」の寄与が非常に高くなっている。また、全体の約 3.8%を占めるＴＥＤも、事故進展解析の結果から「δモード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄

積による過圧破損)」に至る可能性が高い。なお、ＰＤＳ別ＣＤＦで全体の約 19.4%を占めるＴＥＩは、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱が継続されることから原子炉格納容器の健全性が維持される可能性が高い（ＣＣＦＰが 0.08)。（第 2.1.1.f-3 表、第 2.1.1.f-1 図～f-3 図）

(1) ＳＥＤ（ＣＦＦ：4.3×10^{-5}（／炉年)、全ＣＦＦへの寄与割合：89.5%）

・代表的なシーケンス：原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合:約98%）

ＲＣＰシールＬＯＣＡにより小破断ＬＯＣＡ相当の１次冷却材が流出して、炉心損傷に至る。その後もＥＣＣＳによる炉内へのＲＷＳＴ水の持ち込みがなく、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できないＰＤＳであり、原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギーが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至るが、原子炉格納容器貫通部の過温破損やベースマットの溶融貫通に至る前に格納容器圧力が 2Pd に到達することで、原子炉格納容器は過圧破損に至る。

(2) ＴＥＤ（ＣＦＦ：2.3×10^{-6}（／炉年)、全ＣＦＦへの寄与割合：4.8%）

・代表的なシーケンス：外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合:約 59%）

ＳＢＯ等が発生する一方、原子炉格納容器内へのＲＷＳＴ水の持ち込みがなく、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱にも期待できないＰＤＳであり、原子炉格納容器内に崩壊熱のエネルギーが蓄積していくことで原子炉格納容器の破損に至るが、原子炉格納容器貫通部の過温破損やベースマットの溶融貫通に至る前に格納容器圧力が 2Pd に到達することで、原子炉格納容器は過圧破損に至る。

(3) ＴＥＩ（ＣＦＦ：9.9×10^{-7}（／炉年）、全ＣＦＦへの寄与割合：2.1%）

・代表的なシーケンス：手動停止＋補助給水失敗

（ＰＤＳ別ＣＤＦへの寄与割合:約 55%）

手動停止等のトランジェントが発生し補助給水に失敗することで炉心損傷に至る。格納容器スプレイ系は健全であり、原子炉格納容器内へのＲＷＳＴ水の持ち込みがあり、格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内の除熱に期待できるＰＤＳである。原子炉格納容器内から崩壊熱のエネルギーを取り除くことができるため、原子炉格納容器が過圧破損や過温破損に至ることはなく、原子炉格納容器が健全に維持される可能性が高い。

また、ＣＦＦをレベル１ＰＲＡの起因事象別に整理したものを第 2.1.1.f-5 表に示す。この整理結果によると、ＣＦＦに支配的な起因事象は原子炉補機冷却機能喪失であり、外部電源喪失がこれに続いている。原子炉補機冷却機能喪失を起因とする事故シーケンスでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスは、原子炉補機冷却機能の喪失によりＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故シーケンスであり、外部電源喪失を起因とする事故シーケンスでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスは、外部電源が喪失し非常用所内交流電源の確立に失敗する事故シーケンスや、外部電源喪失時に補助給水に失敗する事故シーケンスである。これらの事故シーケンスが主に該当するＰＤＳはＳＥＤ、ＴＥＤ及びＴＥＩであり、上述したＣＦＦに寄与が大きいＰＤＳに該当することが確認できる。したがって、レベル１ＰＲＡでＣＤＦに寄与が大きい事故シーケンスがレベル１．５ＰＲＡにおけるＣＦＦに対しても大きな寄与率をもっていることが確認される。

④ 重要度評価について

レベル１．５ＰＲＡとして重要度評価は実施していないが、レベル１ＰＲＡで算出された炉心損傷頻度をＰＤＳとして整理して格納容器破損頻度評価の入力としており、特にAM策を考慮しない（条件付格納容器破損確率（ＣＣＦＰ）が大きい）条件下ではレベル１ＰＲＡの結果に強く依存する。

・「δモード（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)」ではＣＦＦの約 93%がＳＥＤの「原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ」シーケンスであり、レベル１ＰＲＡの原子炉補機冷却機能喪失の場合と同様にＲＣＰシール部（シールＬＯＣＡ発生）及び加圧器安全弁（閉失敗）の寄与が大きくなるものと考えるが、いずれの場合においても恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器循環冷暖房ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の破損を防止することができる。

・「εモード（ベースマット溶融貫通)」ではＣＦＦの約 41%がＴＥＩの「手動停止＋補助給水失敗」シーケンス、約 17%がＴＥＩの「過渡事象＋補助給水失敗」であり、レベル１ＰＲＡの「手動停止＋補助給水失敗」及び「過渡事象＋補助給水失敗」の結果から、復水タンク閉塞及び補助給水系各機器のリークの寄与が大きくなるものと考えられるが、いずれの場合においても原子炉下部キャビティ注水ポンプを用いた原子炉下部キャビティ直接注水により原子炉格納容器の破損を防止することができる。

2.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

① 不確実さ解析

(1)プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の不確実さ解析結果を第 2.1.1.g-1 表及び第 2.1.1.g-1 図に示す。不確実さ解析の結果、プラント損傷状態別格納容器破損頻度の点推定値は不確実さ分布内にあり、プラント損傷状態別格納容器破損頻度の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、ＳＥＤが支配的であることが確認できた。したがって、プラント損傷状態別の格納容器破損頻度の特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

(2) 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確実さ解析結果を第 2.1.1.g-2 表及び第 2.1.1.g-2 図に示す。

・不確実さ解析の結果、格納容器破損モード別の点推定値は概ね不確実さ分布内にあり、格納容器破損モード別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、過圧破損（δ）が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

・点推定値が不確実さ分布内にない μ（格納容器直接接触）、τ（過温破損）については、ＰＤＳ別の炉心損傷頻度において支配的なＳＥＤの溶融物分散放出の分岐確率について、点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが、事故進展解析結果が判断基準値と同等であり（判断基準 2.0MPa[gage] に対して 2.0MPa[gage]）、溶融物分散放出の不確実さを考慮すると分散放出しない可能性が高いと評価したことによる影響である。また、γ（水素燃焼（原子炉容器破損以前））については、ＰＤＳ別の炉心損傷頻度においてＣＤＦに寄与の大きいＳＥＤ及びＴＥ

ＤのＲＶ破損前の水素燃焼の発生確率について、事故進展解析結果に基づいて水素濃度が 4vol%以上であると判断しているが、ＲＶ破損前の水素濃度が判断基準値に非常に近く（判断基準値 4vol%に対してＳＥＤは 4.1vol%、ＴＥＤは 4.3vol%）、水素燃焼の不確実さを考慮すると、4vol%未満の確率も大きく評価しているためである。ただし、これらの格納容器破損モードの格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して小さく、全体の格納容器破損頻度への影響はない。

・今回のＰＲＡを格納容器破損モードの選定に適用する際には、格納容器破損頻度の絶対値よりも相対値に注目している。格納容器破損モードの選定において格納容器破損頻度が小さいことを不採用の理由としているｇ（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（ＴＩ－ＳＧＴＲ））とα（原子炉容器内水蒸気爆発）の格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して 3～4 桁小さく、不確実さを考えても全体の格納容器破損頻度に対して十分に小さいことを確認した。

(3) 格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の不確実さ解析

格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の不確実さ解析結果を第 2.1.1.g-3 表及び第 2.1.1.g-3 図に示す。

・不確実さ解析の結果、格納容器破損カテゴリ別の点推定値は概ね不確実さ分布内にあり、格納容器破損カテゴリ別の点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損カテゴリ別の格納容器破損頻度の特徴について不確実さが有意に影響することは考えにくい。

・点推定値が不確実さ分布内にない「格納容器への直接接触」、「貫通部過温」については、ＰＤＳ別の炉心損傷頻度において支配的なＳＥＤの溶融物分散放出の分岐確率について、点推定評価では事故進展解析結果に基づいて分散放出すると判断しているが、事故進展解析結果が判断基準値と同等であり（判断基準 2.0MPa[gage] に対して 2.0MPa[gage]）、溶融物分散放出の不確実さを考慮すると分散放出しない可能性が高いと評価したことによる影響である。ただし、これらの格納容器破損カテゴリの格納容器破損頻度は全体の格納容器破損頻度に対して小さく、全体の格納容器破損頻度への影響はない。

② 感度解析

プラント損傷状態別格納容器破損頻度で支配的なプラント損傷状態ＳＥＤの溶融物分散放出に対する事故進展解析結果は、判断基準と同等であった（判断基準 2.0MPa[gage]に対して 2.0MPa[gage]）。ＳＥＤはプラント損傷状態別格納容器破損頻度で支配的であり、プラント損傷状態ＳＥＤの工学的判断に基づく溶融物分散放出の分岐確率の設定が格納容器破損頻度の内訳を変化させる可能性があることから、感度解析の対象とした。

○ ベースケース（ケース１）：プラント損傷状態Ｓ**に対して、溶融物分散放出が発生しない分岐確率として[redacted]を設定

○ 感度解析　　（ケース２）：プラント損傷状態Ｓ**に対して、溶融物分散放出が発生しない分岐確率として[redacted]を設定。

格納容器破損頻度の感度解析結果を第 2.1.1.g-4 表及び第 2.1.1.g-4 図に示す。本感度解析の結果、全体の格納容器破損頻度はほとんど変化がなく、

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

本現象の全体の格納容器破損頻度に与える影響は小さいことが確認できた。また、次のとおり格納容器破損モードごとに多少の増減はあるが、全体的な傾向は変わらず、δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）が支配的であり格納容器破損頻度の内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

- プラント損傷状態別炉心損傷頻度で支配的なプラント損傷状態ＳＥＤにおいて、溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから、σ（格納容器雰囲気直接加熱）、τ（過温破損）及びμ（格納容器直接接触）が減少した。また、逆に溶融物分散放出の発生により緩和されていた　ε（ベースマット溶融貫通）が増加した。
- ＳＥＤと同じ小破断ＬＯＣＡのプラント損傷状態であり、溶融物分散放出に関してＳＥＤと同じ分岐確率を設定しているが、原子炉容器破損時に原子炉下部キャビティ内に水があるＳＥＷ、ＳＥＩ、ＳＬＷ及びＳＬＩにおいて溶融物分散放出が発生しない可能性が高くなったことから、η（原子炉容器外水蒸気爆発）が増加した。

第 2.1.1.b-1 表　プラント損傷状態の分類記号

（事故のタイプと１次冷却材圧力の分類）

分類記号	説　明
A	１次冷却系の破断口径が大きく、１次冷却系の減圧が速いため低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである 起因事象としては、大中破断ＬＯＣＡで代表される（低圧）
S	１次冷却系の破断口径が小さく、１次冷却系の減圧が遅く、中圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである 起因事象としては小破断ＬＯＣＡで代表されるが、事象の類似性及び１次冷却系から原子炉格納容器への流出の観点からトランジェントが起因事象であるが、従属的に小破断ＬＯＣＡ（ＲＣＰシールＬＯＣＡ及び加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ）に至る事故シーケンスも含む（中圧）
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。なお、従属的にＬＯＣＡに至ったシーケンスはＳの「事故のタイプ」に分類する（高圧）
G	ＦＰの移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、２次冷却系から大気中にＦＰが直接放出されるＳＧＴＲシーケンスである（中圧）
V	ＦＰの移行経路が原子炉格納容器をバイパスし、補助建屋から大気中にＦＰが直接放出されるインターフェイスシステムＬＯＣＡシーケンスである（低圧）

（炉心損傷時期の分類）

分類記号	説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの

（原子炉格納容器内事故進展の分類）

分類記号	説明
D	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく、溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内の熱除去が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
W	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内の熱除去が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
I	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内の熱除去が行われている状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
C	ＥＣＣＳや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成される可能性があるもの。原子炉格納容器内の熱除去が行われていない状態で、原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの

第 2.1.1.b-2 表　プラント損傷状態の定義

No	ＰＤＳ	事故のタイプ	ＲＣＳ圧力	炉心損傷時期	原子炉格納容器内事故進展		
					ＲＷＳＴ水の原子炉格納容器への移送	原子炉格納容器破損時期	原子炉格納容器内熱除去手段
1	ＡＥＤ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	ＡＥＷ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	ＡＥＩ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ＡＬＣ	大中破断ＬＯＣＡ	低圧	長期	○	炉心損傷前	×
5	ＳＥＤ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷後	×
9	ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷後	○
10	ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ	中圧	長期	○	炉心損傷前	×
11	ＴＥＤ	Transient	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	ＴＥＷ	Transient	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	ＴＥＩ	Transient	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	Ｖ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	低圧	－			
15	Ｇ	ＳＧＴＲ	中圧	－			

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス(1/5)

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＡＥＤ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
ＡＥＩ	大破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗
	大破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋蓄圧注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗
ＡＬＣ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
ＳＥＤ	小破断ＬＯＣＡ＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
	原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗 ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス(2/5)

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗 ＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗 ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗 ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗 ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗
	極小ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋充てん／高圧注入失敗＋低圧注入失敗

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス(3/5)

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＳＥＩ	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋補助給水失敗＋高圧注入失敗 ＋低圧注入失敗
ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗 ＋格納容器スプレイ注入失敗
ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋高圧再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋低圧再循環失敗
ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗
ＴＥＤ	外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
ＴＥＷ	外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス(4/5)

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＴＥＷ	手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＡＴＷＳ＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗
ＴＥＩ	外部電源喪失＋補助給水失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	外部電源喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	手動停止＋補助給水失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	手動停止＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス(5/5)

ＰＤＳ	事故シーケンス
ＴＥＩ	過渡事象＋補助給水失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	過渡事象＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	主給水流量喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	ＡＴＷＳ
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗
	ＡＴＷＳ＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗
	ＤＣ母線１系列喪失＋補助給水失敗＋高圧注入失敗＋低圧注入失敗
Ｇ	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗
	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗
Ｖ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ

第 2.1.1.b-4 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 （／炉年）	割　合
ＡＥＤ	1.6E-09	＜0.1%
ＡＥＷ	3.1E-08	0.1%
ＡＥＩ	5.3E-07	0.9%
ＡＬＣ	1.4E-07	0.2%
ＳＥＤ	4.3E-05	70.4%
ＳＥＷ	2.2E-09	＜0.1%
ＳＥＩ	7.7E-07	1.3%
ＳＬＷ	7.5E-08	0.1%
ＳＬＩ	9.2E-07	1.5%
ＳＬＣ	4.6E-07	0.7%
ＴＥＤ	2.3E-06	3.8%
ＴＥＷ	5.7E-08	0.1%
ＴＥＩ	1.2E-05	19.4%
Ｖ	3.0E-11	＜0.1%
Ｇ	8.9E-07	1.5%
合　計	6.1E-05	100.0%

第 2.1.1.c-1 表　格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出

破損状態	破損形態	記号	破損形態の解説
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
	誘因蒸気発生器伝熱管破損		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリープ破損による格納容器バイパス
	格納容器隔離失敗	β	格納容器隔離に失敗する
	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	インターフェイスシステムＬＯＣＡ後の炉心損傷による格納容器バイパス
格納容器破損	水蒸気による過圧	δ	炉心損傷後の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	先行破損	θ	炉心損傷前の崩壊熱除去失敗に伴う格納容器過圧破損
	ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
	格納容器貫通部過温	τ	崩壊熱による格納容器貫通部過温破損
	炉内水蒸気爆発	α	原子炉容器内での水蒸気爆発による格納容器破損
	炉外水蒸気爆発	η	原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる格納容器破損
	水素燃焼（原子炉容器破損以前）	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）による格納容器過圧破損
	水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）による格納容器過圧破損
	水素燃焼（原子炉容器破損後期）	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）による格納容器過圧破損
	格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
	格納容器直接接触	μ	溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損

第 2.1.1.c-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷まで	RV 破損まで	RV 破損直後	RV 破損以降
大中破断ＬＯＣＡ（A） 小破断ＬＯＣＡ（S） トランジェント（T）	格納容器隔離失敗(β) 先行破損(θ) （A又はSのみ可能性あり）	水素燃焼（γ） 炉内水蒸気爆発（α） 温度誘因ＳＧ伝熱管破損(g)（Tのみ可能性あり）	水素燃焼（γ’） 炉外水蒸気爆発（η） 格納容器直接接触（μ） （S又はTのみ可能性あり） 格納容器雰囲気直接加熱（σ） （S又はTのみ可能性あり）	水素燃焼（γ”） 格納容器の水蒸気による過圧（δ） 格納容器貫通部過温（τ） ベースマット溶融貫通（ε）
蒸気発生器伝熱管破損（G）	２次冷却系から環境へのＦＰ放出（g）			
インターフェイスシステムＬＯＣＡ（V）	補助建屋から環境への大量ＦＰ放出（ν）			

第 2.1.1.c-3 表　格納容器破損に至る負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び判断基準

破損カテゴリ	対応する 破損モード	判断基準
水蒸気（崩壊熱）による過圧	δ、θ	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
コンクリート侵食	ε	溶融炉心によるコンクリート侵食深さがベースマット厚さを上回ること。
貫通部過温	τ	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が 200℃を上回ること。
漏えい箇所の隔離機能喪失	ν、g	炉心損傷後に、漏洩箇所（破損蒸気発生器、余熱除去隔離弁）の隔離に失敗していること。
格納容器隔離機能喪失	β	炉心損傷後に、原子炉格納容器の隔離に失敗していること。
水蒸気爆発 （水蒸気スパイク）	α、η	炉内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉容器上部ふたのエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること。 炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが 1 次遮蔽壁スリーブもしくは原子炉下部キャビティ壁の破損エネルギーを上回ること。 水蒸気スパイクによって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した原子炉格納容器圧力が原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍を上回ること。
可燃性ガスの高濃度での燃焼	γ、γ’、γ”	可燃性ガスの高濃度での燃焼によって原子炉格納容器が破損すること。（注 1）
格納容器への直接接触	μ	格納容器直接接触によって原子炉格納容器が破損すること。（注 2）

（注1）　爆轟が発生すると衝撃波やそれによる飛来物が発生し、原子炉格納容器に動的な荷重がかかる。

（注2）　原子炉容器破損時に分散放出した溶融炉心が原子炉格納容器本体に付着し、ライナーを溶融侵食する。

第 2.1.1.c-4 表　格納容器破損モードの選定

項目	放出	格納容器の状態		破損モード	記号	概要
格納容器破損モード分類	漏えい	格納容器健全		格納容器健全	ϕ	格納容器が健全に維持されて事故が終息
	早期大規模放出	格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
				誘因蒸気発生器伝熱管破損		炉心損傷後の蒸気発生器伝熱管クリープ破損による格納容器バイパス
				インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ν	インターフェイスシステムＬＯＣＡ後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
		格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	事故後に格納容器の隔離に失敗
		格納容器物理的破損	早期格納容器破損	原子炉容器内水蒸気爆発	α	原子炉容器内の水蒸気爆発によって格納容器が破損
				水素燃焼（原子炉容器破損以前）	γ	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）によって格納容器が破損
				水素燃焼（原子炉容器破損直後）	γ'	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）によって格納容器が破損
				原子炉容器外水蒸気爆発	η	格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによって格納容器が破損
				格納容器雰囲気直接加熱	σ	格納容器雰囲気直接加熱によって格納容器が破損
				溶融物直接接触	μ	格納容器構造物へ溶融炉心が直接接触して格納容器が破損
	後期大規模放出		後期格納容器破損	水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ''	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）によって格納容器が破損
				ベースマット溶融貫通	ε	溶融炉心・コンクリート相互作用でベースマットが溶融貫通
				過温破損	τ	格納容器貫通部が過温で破損
				水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積によって準静的過圧で格納容器が破損
				水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	水蒸気蓄積によって準静的加圧で格納容器が炉心損傷前に破損

第 2.1.1.d-1 表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
炉心冷却失敗	・　安全注入系の喪失	
配管クリープ破損	・　１次冷却系高圧 （ホットレグ、サージライン破損）	１次冷却系減圧
バイパス	・　プラント損傷状態で定義されるバイパス事象 ・　１次冷却系高圧 （温度誘因蒸気発生器伝熱管破損）	ν、ｇモードによる格納容器破損の可能性
炉内水蒸気爆発	・溶融炉心がＲＶ下部ヘッドへ落下 ・１次冷却系低圧	αモードによる格納容器破損の可能性
水素燃焼	・水素濃度 4vol%上方、6vol%側方、8vol%下方伝播 ・水蒸気濃度 55vol%以下	γ、γ’、γ”モードによる格納容器破損の可能性
ＲＶ破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	溶融炉心の原子炉容器外への放出
溶融物分散放出	・ＲＶ破損時に１次冷却系高圧	溶融炉心のキャビティ外への放出
キャビティ内水量	・ＲＷＳＴ水が原子炉格納容器内に持ち込まれるプラント損傷状態	溶融炉心とキャビティ水の接触
炉外水蒸気爆発	・ＲＶ破損時に溶融炉心が重力落下 ・溶融炉心落下質量大	ηモードによる 格納容器破損の可能性
格納容器雰囲気 直接加熱	・溶融物分散放出あり	σモードによる 格納容器破損の可能性
格納容器への 直接接触	・溶融物分散放出あり	μモードによる 格納容器破損の可能性
格納容器 気相部冷却	・プラント損傷状態で定義される格納容器内除熱事象	原子炉格納容器 圧力上昇抑制
ベースマット 溶融貫通	・ＲＶ破損 ・原子炉格納容器内に水なし（不確実さが大きいため、水ありの場合でも現象が進む可能性あり）	εモードによる 格納容器破損
格納容器過温破損	・ＲＶ破損 ・原子炉格納容器内に水なし	τモードによる 格納容器破損
格納容器過圧破損	・崩壊熱による水蒸気生成 ・非凝縮性ガス生成	δ、θモードによる 格納容器破損

第 2.1.1.d-2 表　ヘディングの選定及び定義

No		ヘディング	記号	ヘディングの定義
原子炉容器破損前(T1)	1	ＣＶ隔離	ＣＩ	事故後の格納容器隔離が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	2	１次冷却系の圧力状態	ＦＤ	ＴＩ－ＳＧＴＲや１次冷却系クリープ破損による１次冷却材圧力低下が生じなかった場合、失敗とする。
	3	バイパス	ＢＰ	格納容器バイパス事象が発生した場合、失敗とする。起因事象がバイパスシーケンスである場合、及びＴＩ－ＳＧＴＲによりバイパス事象となる場合が該当する。
	4	炉心への注水	ＬＲ	過熱炉心に注水した時の水素生成量増大の観点から、ＥＣＣＳ再循環が行えなかった場合、失敗とする。
	5	炉内水蒸気爆発	ＩＳＸ	炉内水蒸気爆発によって原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする
	6	水素燃焼	ＨＢ１	原子炉容器破損前に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	7	ＣＶ破損	ＯＰ１	原子炉容器破損前に、水素燃焼による原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
	8	ＲＶ破損	ＲＶ	ＥＣＣＳ再循環が行えず、炉心水位が回復しなかった場合失敗とする。
原子炉容器破損直後(T2)	9	溶融物分散放出	ＲＰＶ	ＲＶ破損の時点で１次冷却材圧力が 2.0MPa[gage]以下であった場合、溶融炉心物質が重力落下する（分岐に失敗する）ものとする。（注 1）
	10	キャビティ内水量	ＤＣ	ＲＶ破損の時点で、キャビティに十分に水がたまっておらず溶融物が冠水しない場合、失敗とする。
	11	炉外水蒸気爆発	ＥＳＸ	炉外水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損する場合、失敗とする。
	12	ＣＶ直接加熱	ＤＣＨ	格納容器雰囲気直接加熱によって原子炉格納容器が破損する場合、失敗とする。
	13	水素燃焼	ＨＢ２	原子炉容器破損直後に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	14	ＣＶ破損	ＯＰ２	原子炉容器破損直後に、水素燃焼あるいは格納容器直接接触による原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
事故後期(T3)	15	ＣＶ内気相部冷却	ＮＣＣ	原子炉格納容器内気相部冷却が行えない場合、失敗とする。（注 2）
	16	水素燃焼	ＨＢ３	事故後期に、原子炉格納容器内において水素燃焼が発生した場合、失敗とする。
	17	ＣＶ破損	ＯＰ３	事故後期に、水素燃焼による原子炉格納容器の破損が生じた場合、失敗とする。
	18	ベースマット溶融貫通	ＢＭ	キャビティ床面において溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、ベースマットが溶融貫通する場合、失敗とする。
	19	ＣＶ過温破損	ＯＴ	原子炉格納容器内温度が上昇し、原子炉格納容器が過温破損する場合、失敗とする。

（注 1）　2.0MPa[gage]は海外での実験、指標値を参考とした溶融炉心が分散放出しない目安値である。

（注 2）　ＮＣＣに失敗し、ヘディング 17,18,19 でＣＶ破損に至らない場合は過圧破損となる。

第 2.1.1.d-3 表　ヘディングの従属性

ヘディング（影響を与える側）／ヘディング（影響を受ける側）	ＣＶ隔離（ＣＩ）	１次冷却系の圧力状態（ＦＤ）	バイパス（ＢＰ）	炉心への注水（ＬＲ）	炉内水蒸気爆発（ＩＳＸ）	水素燃焼（ＨＢ１）	ＣＶ破損（ＯＰ１）	ＲＶ破損（ＲＶ）	溶融物分散放出（ＲＰＶ）	キャビティ内水量（ＤＣ）	炉外水蒸気爆発（ＥＳＸ）	ＣＶ直接加熱（ＤＣＨ）	水素燃焼（ＨＢ２）	ＣＶ破損（ＯＰ２）	ＣＶ内気相部冷却（ＮＣＣ）	水素燃焼（ＨＢ３）	ＣＶ破損（ＯＰ３）	ベースマット溶融貫通（ＢＭ）	ＣＶ過温破損（ＯＴ）	備　　考
ＣＶ隔離（ＣＩ）																				なし
１次冷却系の圧力状態（ＦＤ）	○																			（ＣＶ隔離（ＣＩ）成功の場合に適用（従属）、他のヘディングも同様）
バイパス（ＢＰ）	○	○																		１次冷却系圧力状態（すなわちＦＤ）にＴＩ－ＳＧＴＲが従属
炉心への注水（ＬＲ）	○																			なし
炉内水蒸気爆発（ＩＳＸ）	○	○																		水蒸気爆発確率は、１次冷却系圧力状態（すなわちＦＤ）に従属
水素燃焼（ＨＢ１）	○			○																ジルコニウム－水反応による水素発生量は炉心への注水（ＬＲ）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ１）	○			○		○														水素燃焼（ＨＢ１）の有無及びＤＤＴの発生確率（水素発生量の増加すなわちＬＲ）に従属
ＲＶ破損（ＲＶ）	○			○																炉心溶融進展の停止可能性（すなわちＬＲ）に従属
溶融物分散放出（ＲＰＶ）	○	○						○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、１次冷却系圧力状態（すなわちＦＤ）に従属
キャビティ内水量（ＤＣ）	○			○				○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、炉心への注水（すなわちＬＲ）に従属
炉外水蒸気爆発（ＥＳＸ）	○							○	○	○										ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無とキャビティ水量（ＤＣ）に従属
ＣＶ直接加熱（ＤＣＨ）	○							○	○	○										ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無とキャビティ水量（ＤＣ）に従属
水素燃焼（ＨＢ２）	○			○		○		○												ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、Ｚｒ－水反応の促進の有無（すなわちＬＲ）、過去の水素燃焼による水素の消費（ＨＢ１）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ２）	○			○				○	○				○							ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、溶融物分散放出（ＲＰＶ）の有無、水素燃焼（ＨＢ２）の有無（水素発生量の増加すなわちＬＲ）に従属
ＣＶ内気相部冷却（ＮＣＣ）	○			○				○	○	○										気相部冷却あるいは溶融炉心冷却性を表すため、溶融炉心の有無（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ））、炉心への注水（すなわちLR)、溶融炉心分散量（すなわちＲＰＶ）、溶融炉心冠水の有無（すなわちＤＣ））に従属
水素燃焼（ＨＢ３）	○			○		○		○					○		○					ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、Ｚｒ－水反応の促進の有無（すなわちＬＲ）、過去の水素燃焼による水素の消費（ＨＢ１、ＨＢ２）、水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無（ＮＣＣ）に従属
ＣＶ破損（ＯＰ３）	○			○				○							○	○				ＲＶ破損の有無（ＲＶ）、水素燃焼（ＨＢ３）の有無及びＤＤＴの発生確率（水素発生量の増加すなわちＬＲ）、水蒸気凝縮による水素濃度の増加の有無（ＮＣＣ）に従属
ベースマット溶融貫通（ＢＭ）	○							○	○	○										床上の溶融炉心の有無（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ））、溶融炉心量（すなわち溶融炉心分散の有無（ＲＰＶ））、溶融炉心冠水の有無（すなわちＤＣ）に従属
ＣＶ過温破損（ＯＴ）	○							○	○	○										格納容器内の水の有無（すなわちＤＣ）及び、溶融炉心の場所（すなわちＲＶ破損の有無（ＲＶ）、溶融炉心飛散の有無（ＲＰＶ））に従属

第 2.1.1.e-1 表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

No.	ＰＤＳ	ＰＤＳごとに選定した事故シーケンス	解析実施
1	ＡＥＤ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	○
2	ＡＥＷ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	○
3	ＡＥＩ	大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗	○
4	ＡＬＣ	中破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	—
5	ＳＥＤ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗	○
6	ＳＥＷ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
7	ＳＥＩ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注入失敗	—
8	ＳＬＷ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
9	ＳＬＩ	小破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ再循環失敗	—
10	ＳＬＣ	小破断ＬＯＣＡ＋格納容器スプレイ注入失敗	—
11	ＴＥＤ	全交流動力電源喪失＋補助給水系作動失敗	○
12	ＴＥＷ	全給水喪失＋格納容器スプレイ再循環失敗	—
13	ＴＥＩ	全給水喪失	○

第 2.1.1.e-2 表　解析コードの基本解析条件

項　　目	条件	備考
燃料（UO_2）重量	8.32×10^4 kg	
被覆管（ジルコニウム）重量	1.77×10^4 kg	
炉心崩壊熱	平均炉心評価用	日本原子力学会推奨の崩壊熱曲線*1
炉心熱出力	2,432×1.02 MWt	102%出力運転
１次冷却材圧力	15.41＋0.21MPa[gage]	設計値＋計測誤差
１次冷却材平均温度	305.7＋2.2 ℃	設計値＋計測誤差
ループ全流量	45.2×10^6 kg/h	
蒸気発生器伝熱管施栓率	10%	
原子炉格納容器区画室分割	5 分割	
原子炉格納容器区画全自由体積	69,500 m^3	最小評価値
原子炉格納容器初期圧力	12 kPa[gage]	最大値
原子炉格納容器初期温度	47℃	通常運転時ＣＶ内最高温度
原子炉格納容器ヒートシンク温度	47℃	通常運転時ＣＶ内最高温度
蓄圧タンク作動基数	3 基	
蓄圧タンク保持圧力	4.04 MPa[gage]	最小値
蓄圧タンク保有水量	29.0 m^3（1 基あたり）	最小値

*1：「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」MHI-NES-1010 改 4(H25 年 7 月)

第 2.1.1.e-3 表　各事故シーケンスの事故進展解析条件

ＰＤＳ	起因事象	高圧注入	低圧注入	蓄圧注入	スプレイ注入	高圧再循環	低圧再循環	スプレイ再循環	補助給水
ＡＥＤ	ホットレグ完全両端破断	不作動	不作動	3 基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
ＡＥＷ	ホットレグ完全両端破断	2 系統	2 系統	3 基	2 系統	不作動	不作動	不作動	作動
ＡＥＩ	ホットレグ完全両端破断	不作動	不作動	3 基	2 系統	不作動	不作動	2 系統	作動
ＳＥＤ	ホットレグ2inch 破断	不作動	不作動	3 基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
ＴＥＤ	全交流動力電源喪失	不作動	不作動	3 基	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＴＥＩ	全給水喪失	不作動	不作動	3 基	2 系統	不作動	不作動	2 系統	不作動

第 2.1.1.e-4 表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

主要事象	ＡＥＤ	ＡＥＷ	ＡＥＩ	ＳＥＤ	ＴＥＤ	ＴＥＩ
原子炉トリップ	0.0 秒	2.4 秒	2.4 秒	0.0 秒	0.0 秒	1.6 分
補助給水系作動	1.0 分	1.0 分	1.0 分	1.0 分	—	—
充てん系作動	—	—	—	—	—	—
高圧注入系作動	—	0.4 秒	—	—	—	—
低圧注入系作動	—	13 秒	—	—	—	—
蓄圧注入作動	9.2 秒	9.3 秒	9.3 秒	1.1 時間	6.6 時間	9.0 時間
蓄圧注入終了	1.5 分	45 秒	46 秒	3.9 時間	6.6 時間	9.0 時間
ラプチャーディスク破損	—	—	—	—	1.7 時間	2.9 分
格納容器スプレイ作動	—	3.7 秒	3.7 秒	—	—	9.0 時間
再循環切替	—	—	30 分	—	—	9.5 時間
炉心露出	7.1 分	25 分	1.0 分	41 分	2.3 時間	22 分
被覆管破損	15 分	34 分	3.7 分	53 分	2.7 時間	1.6 時間
炉心溶融開始	23 分	44 分	15 分	1.1 時間	3.4 時間	7.7 時間
下部ヘッドへの溶融物移動開始	1.2 時間	1.8 時間	45 分	2.3 時間	6.3 時間	9.0 時間
原子炉容器破損	2.3 時間	3.3 時間	58 分	3.9 時間	6.6 時間	9.0 時間
格納容器最高使用圧力到達	2.4 時間	4.3 時間	—	4.1 時間	7.6 時間	—
2Pd(格納容器最高使用圧力の 2 倍)到達*1	10 時間	12 時間	—	14 時間	18 時間	—
格納容器雰囲気温度 200℃到達*2	—	—	—	—	—	—
限界圧力到達*3	12 時間	13 時間	—	15 時間	20 時間	—-

*1：格納容器圧力 2Pd 到達時間を格納容器過圧破損時間とする。
*2：格納容器雰囲気温度 200℃到達時間を格納容器過温破損時間とする。
*3：平成 5 年度ＡＭ技術ベース報告書（美浜 3 号機）にて評価した限界圧力 5.66kg/cm^2 とする。

第 2.1.1.e-5 表　事故進展解析結果（シビアアクシデント負荷）

ＰＤＳ	原子炉容器破損前		原子炉格納容器破損前		原子炉容器破損前			原子炉容器破損後（30 分）			原子炉容器破損後後期※1		
	1 次冷却材圧力（MPa[gage]）	原子炉下部キャビティ内水量（t）	格納容器雰囲気温度（℃）	原子炉下部キャビティ侵食深さ（m）	水素濃度（vol%）	水蒸気濃度（vol%）	全炉心 Zr75%補正水素濃度（vol%）※2	水素濃度（vol%）	水蒸気濃度（vol%）	全炉心 Zr75%補正水素濃度（vol%）※2	水素濃度（vol%）	水蒸気濃度（vol%）	全炉心 Zr75%補正水素濃度（vol%）※2
ＡＥＤ	0.2	17.6	186.9	0.3	2.7	35.5	5.2	2.7	38.8	5.0	3.3	52.1	3.3
ＡＥＷ	0.1	107.8	177.1	0.0	3.5	25.8	6.7	3.4	29.7	6.2	3.1	37.3	5.7
ＡＥＩ	0.1	109.7	－	－	1.3	20.3	7.2	1.4	24.3	6.8	1.7	16.3	7.7
ＳＥＤ	2.0	11.2	179.4	0.5	4.1	38.4	5.5	4.2	37.0	5.6	5.6	48.6	5.6
ＴＥＤ	17.6	10.1	185.9	0.2	4.3	45.2	4.7	4.9	44.2	4.9	5.0	51.3	5.0
ＴＥＩ	15.4	11.8	－	－	0.1	36.7	0.1	4.3	17.0	7.5	4.4	16.1	7.6

※1：ＡＥＤ、ＡＥＷ、ＳＥＤ及びＴＥＤは原子炉格納容器破損時点（10～20 時間程度）の値。ＡＥＩ及びＴＥＩは原子炉格納容器が破損しないため事故後 72 時間の値。

※2：発生する水素量を補正するにあたっては、炉外での水素生成にあたるＭＣＣＩによる水素量を含む。ただし、ＴＥＤにおいては、原子炉容器破損後（30 分）、原子炉容器破損後後期、ＡＥＤ及びＳＥＤにおいては、原子炉容器破損後後期の発生水素量の合計が全炉心Ｚｒ量の 75%を上回ることになることから、補正を行っていない。

第 2.1.1.e-6 表　事故進展解析を実施していないＰＤＳの分岐確率の考え方

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-1 表　分岐確率のあてはめ方法

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定(1/6)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器隔離（ＣＩ）			NUREG レポート等文献に記載の国内ＰＷＲプラントと同じ大型ドライ型ＰＷＲプラントにおける知見から分岐確率を設定する。
１次冷却系の圧力状態（ＦＤ）			NUREG レポート等の文献から、１次冷却系の圧力状態により分岐確率を設定する。
格納容器バイパス（ＢＰ）			NUREG 等の文献に基づき定量化して設定する。設定に当たっては、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性、格納容器バイパス、先行破損の有無を考慮する。
炉心への注水（ＬＲ）	低圧シーケンス（Ａ**）	ＥＣＣＳ再循環に失敗する確率	低圧シーケンス（Ａ**）では高圧/低圧再循環に失敗する確率を設定する。一方、中高圧シーケンス（Ｓ**、Ｔ**）では、以下の理由により注水失敗確率を１とする。 中圧シーケンス（Ｓ**）の炉心損傷シーケンスでは高圧注入に失敗しており、１次冷却材圧力が比較的高いため低圧注入も入らない。高圧シーケンス（Ｔ**）では、補助給水の失敗等により２次冷却系による冷却に失敗することから低圧注入及び高圧注入は入らずに炉心損傷に至る。 （注水が無い場合に１を設定）
	中高圧シーケンス（Ｓ**、Ｔ**）	1	
炉内水蒸気爆発（ＩＳＸ）			国内外の専門家による評価をもとに、水蒸気爆発により格納容器破損に至る確率を設定する。１次冷却系の圧力状態等を考慮して設定する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定（2/6）

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
原子炉容器破損前の水素燃焼（ＨＢ１）			事故進展解析の結果を参照し、水素燃焼が発生する確率を設定する。
格納容器破損（ＯＰ１）			水素濃度 10vol%以下では火炎の伝ぱが遅いため、水素燃焼による格納容器破損の可能性は低い。また、水素濃度 13vol%以上では水素爆轟が発生し、原子炉格納容器が破損する可能性が考えられる。 このため、事故進展解析結果による発生水素濃度により原子炉格納容器破損の確率を設定する。また、炉心損傷後に炉心への注水がある場合にはジルコニウム-水反応割合を考慮して設定する。
原子炉容器破損（ＲＶ）			ＴＭＩ事故報告書等を参考に、原子炉容器が破損する確率を設定する。
溶融物分散放出（ＲＰＶ）			国内外の実験等から原子炉容器破損時、溶融炉心の格納容器ドーム部への噴出が防止できる１次冷却材圧力がおよそ 2.0MPa[gage]以下であることを判断基準として採用し、分岐確率は事故進展解析による圧力算出により設定する。大中破断ＬＯＣＡでは１次冷却系が低圧なため分散放出は起こらないとする。 （溶融物分散放出が起こらない場合を１と設定）
キャビティ内水量（ＤＣ）			事故進展解析の知見により、原子炉下部キャビティへの水の持込の有無の観点から設定する。また、プラント損傷状態によっては、従前のヘディングの成否や不確かさを考慮して、分岐確率を設定する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定(3/6)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
炉外水蒸気爆発（ＥＳＸ）			実験の結果から炉外水蒸気爆発の発生確率は低いと考えられるが、格納容器破損の分岐確率を原子炉容器破損前の圧力状態を考慮して設定する。
格納容器直接加熱（ＤＣＨ）			原子炉下部キャビティへの水の持ち込み状態及びNUREG等の文献をもとに不確かさを考慮し、格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の分岐確率を設定する。
原子炉容器破損直後の水素燃焼（ＨＢ２）			原子炉容器破損直後に水素燃焼が発生する分岐確率を設定する。原子炉容器破損前の水素燃焼の有無に着目して分岐確率を設定する。
格納容器破損（ＯＰ２）			原子炉格納容器への負荷により格納容器破損が起きる場合の確率を設定する。また、格納容器直接接触による格納容器破損については、ＢＷＲ　Ｍａｒｋ Ⅰ特有の問題と捉えられていること等を考慮して設定する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定(4/6)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器内気相部冷却（ＮＣＣ）			格納容器除熱（格納容器スプレイ）に失敗する場合、あるいは格納容器除熱に成功しても溶融炉心冷却に失敗した場合に格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。溶融炉心の冷却性としては、溶融炉心の分散の有無、溶融炉心の落下時の冠水状態、溶融炉心が長期間冷却されることの不確かさを考慮する。格納容器除熱機能はプラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持込の有無等）を考慮して設定する。
			格納容器除熱（格納容器スプレイ）に失敗する場合、あるいは格納容器除熱に成功しても溶融炉心冷却に失敗した場合に格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。
原子炉容器破損後長期の水素燃焼（ＨＢ３）			事故進展解析の結果等を踏まえて、事故後期（格納容器破損後長期）に水素燃焼が発生する場合の確率を設定する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定(5/6)

現象等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器破損（ＯＰ３）			事故進展解析の結果等を踏まえて、原子炉格納容器の負荷によって原子炉格納容器が破損する確率を設定する。
ベースマット溶融貫通（ＢＭ）			ベースマット溶融貫通が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。原子炉格納容器の破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、原子炉格納容器の破損がある場合について考慮している。溶融炉心の格納容器内分散や溶融炉心の冠水により溶融貫通する可能性は小さくなることから、プラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持込の有無等）を考慮して設定する。

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 2.1.1.f-2 表　格納容器イベントツリー分岐確率の設定(6/6)

格納容器過温破損（ＯＴ）		格納容器過温破損が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。ＲＶ破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、ＲＶ破損がある場合について考慮している。溶融炉心分散量とキャビティ内水量の観点からプラント損傷状態（原子炉格納容器への水の持込等）を考慮して設定する。

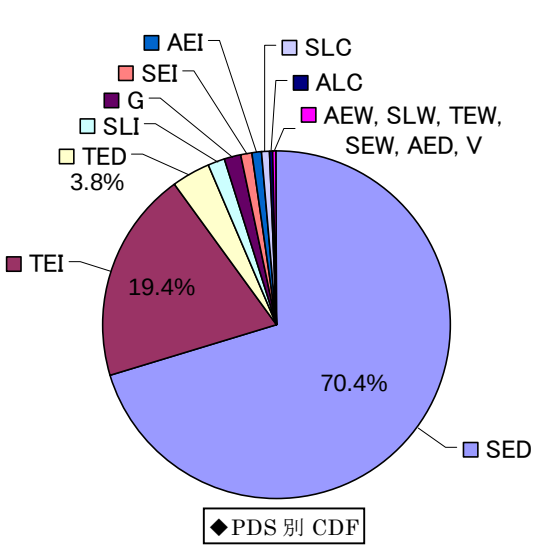
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

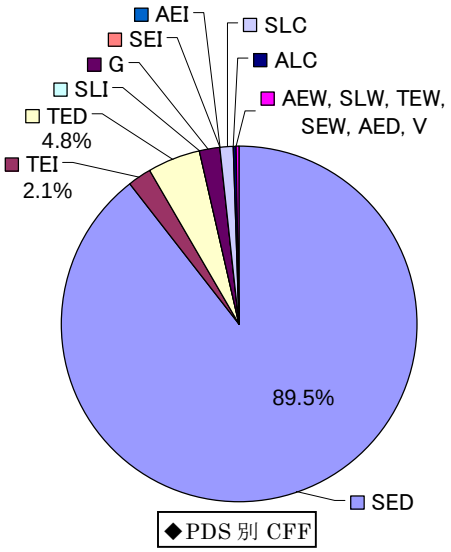
第 2.1.1.f-3 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度（／炉年）	割合※（%）	条件付格納容器破損確率	格納容器破損頻度（／炉年）	割合※（%）
ＡＥＤ	1.6E-09	<0.1	1.00	1.6E-09	<0.1
ＡＥＷ	3.1E-08	0.1	1.00	3.1E-08	0.1
ＡＥＩ	5.3E-07	0.9	0.11	5.9E-08	0.1
ＡＬＣ	1.4E-07	0.2	1.00	1.4E-07	0.3
ＳＥＤ	4.3E-05	70.4	1.00	4.3E-05	89.5
ＳＥＷ	2.2E-09	<0.1	1.00	2.2E-09	<0.1
ＳＥＩ	7.7E-07	1.3	0.02	1.3E-08	<0.1
ＳＬＷ	7.5E-08	0.1	1.00	7.5E-08	0.2
ＳＬＩ	9.2E-07	1.5	0.02	1.5E-08	<0.1
ＳＬＣ	4.6E-07	0.7	1.00	4.6E-07	1.0
ＴＥＤ	2.3E-06	3.8	1.00	2.3E-06	4.8
ＴＥＷ	5.7E-08	0.1	1.00	5.7E-08	0.1
ＴＥＩ	1.2E-05	19.4	0.08	9.9E-07	2.1
Ｖ	3.0E-11	<0.1	1.00	3.0E-11	<0.1
Ｇ	8.9E-07	1.5	1.00	8.9E-07	1.8
合計	6.1E-05	100.0	0.79	4.8E-05	100.0

※　炉心損傷頻度、格納容器破損頻度への寄与が大きいＰＤＳにおける
代表的な事故シーケンスは以下のとおり

ＳＥＤ：　原子炉補機冷却機能喪失＋ＲＣＰシールＬＯＣＡ
ＴＥＤ：　外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
ＴＥＩ：　手動停止＋補助給水失敗





第 2.1.1.f-4 表　格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度

破損モード別	格納容器 破損頻度 (／炉年)	割　　合
α（原子炉容器内水蒸気爆発）	1.1E-09	<0.1%
β（格納容器隔離失敗）	3.0E-07	0.6%
γ（水素燃焼（原子炉容器破損以前)）	4.6E-10	<0.1%
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後)）	5.3E-10	<0.1%
γ″（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後)）	7.6E-08	0.2%
δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	4.4E-05	91.9%
ε（ベースマット溶融貫通）	1.1E-06	2.3%
θ（水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	5.9E-07	1.2%
η（原子炉容器外水蒸気爆発）	5.8E-09	<0.1%
σ（格納容器雰囲気直接加熱）	4.6E-07	1.0%
ν（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.0E-11	<0.1%
g（蒸気発生器伝熱管破損）	9.4E-07	2.0%
τ（過温破損）	4.2E-07	0.9%
μ（溶融物直接接触）	4.3E-09	<0.1%
カテゴリ別		
水蒸気（崩壊熱）による過圧	4.5E-05	93.1%
コンクリート侵食	1.1E-06	2.3%
漏えい箇所の隔離機能喪失	9.4E-07	2.0%
可燃性ガスの高濃度での燃焼	7.7E-08	0.2%
格納容器隔離機能喪失	3.0E-07	0.6%
水蒸気爆発	6.9E-09	<0.1%
貫通部過温	4.2E-07	0.9%
格納容器への直接接触	4.3E-09	<0.1%
格納容器雰囲気直接加熱	4.6E-07	1.0%
合　　計	4.8E-05	100.0%

第 2.1.1.f-5 表　起因事象別格納容器破損頻度

起因事象別	格納容器 破損頻度 (／炉年)	割合
原子炉補機冷却機能喪失	4.4E-05	91.4%
外部電源喪失	1.4E-06	2.8%
ＳＧＴＲ	8.9E-07	1.8%
手動停止	5.9E-07	1.2%
小破断ＬＯＣＡ	5.6E-07	1.2%
過渡事象	2.5E-07	0.5%
中破断ＬＯＣＡ	2.2E-07	0.4%
２次冷却系の破断	1.8E-07	0.4%
極小ＬＯＣＡ	4.2E-08	0.1%
主給水流量喪失	2.8E-08	0.1%
大破断ＬＯＣＡ	1.7E-08	<0.1%
ＤＣ母線１系列喪失	1.7E-09	<0.1%
ＡＴＷＳ	1.7E-09	<0.1%
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	3.0E-11	<0.1%
合計	4.8E-05	100.0%

第 2.1.1.g-1 表　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析

プラント損傷状態	格納容器破損頻度（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
ＡＥＤ	4.0E-11	4.8E-10	5.8E-09	1.5E-09	1.6E-09
ＡＥＷ	6.6E-10	8.8E-09	1.2E-07	3.0E-08	3.1E-08
ＡＥＩ	7.0E-10	1.1E-08	2.5E-07	5.8E-08	5.9E-08
ＡＬＣ	1.9E-09	3.1E-08	5.1E-07	1.3E-07	1.4E-07
ＳＥＤ	2.0E-07	4.7E-06	1.1E-04	2.8E-05	4.3E-05
ＳＥＷ	6.9E-11	7.2E-10	7.6E-09	2.0E-09	2.2E-09
ＳＥＩ	1.0E-09	1.5E-08	3.5E-07	8.0E-08	1.3E-08
ＳＬＷ	6.7E-10	1.3E-08	2.6E-07	7.1E-08	7.5E-08
ＳＬＩ	6.2E-10	1.1E-08	3.8E-07	9.3E-08	1.5E-08
ＳＬＣ	6.1E-09	1.0E-07	1.7E-06	4.4E-07	4.6E-07
ＴＥＤ	1.7E-07	1.2E-06	7.7E-06	2.3E-06	2.3E-06
ＴＥＷ	5.9E-09	2.9E-08	1.4E-07	4.6E-08	5.7E-08
ＴＥＩ	2.0E-07	8.9E-07	3.1E-06	1.2E-06	9.9E-07
Ｖ	1.1E-13	3.5E-12	1.1E-10	2.8E-11	3.0E-11
Ｇ	1.0E-08	1.6E-07	2.4E-06	6.1E-07	8.9E-07
合　計	2.9E-06	1.0E-05	1.2E-04	3.3E-05	4.8E-05

第 2.1.1.g-2 表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析

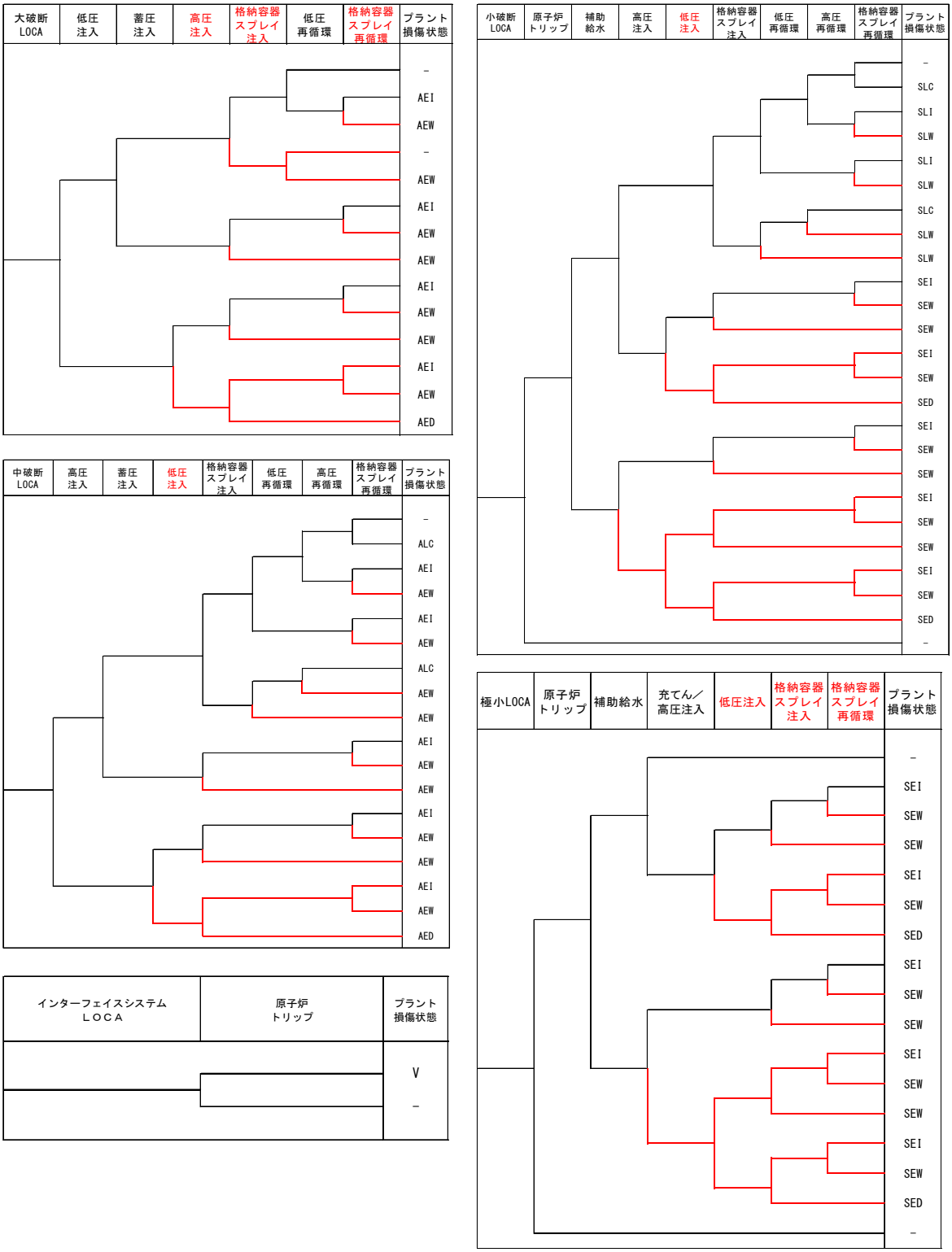
格納容器破損モード	格納容器破損頻度（／炉年）				
	５％値	50％値	95％値	平均値	点推定値
α	6.0E-11	7.0E-10	4.0E-09	1.2E-09	1.1E-09
β	4.1E-08	1.1E-07	6.7E-07	2.3E-07	3.0E-07
γ	9.8E-12	3.5E-11	3.2E-10	1.0E-10	4.6E-10
γ′	1.7E-11	1.4E-10	1.9E-09	1.1E-09	5.3E-10
γ″	7.3E-09	6.5E-08	2.5E-07	8.7E-08	7.6E-08
δ	9.7E-07	6.8E-06	1.0E-04	2.8E-05	4.4E-05
ε	3.8E-07	1.7E-06	1.2E-05	3.9E-06	1.1E-06
θ	2.2E-08	1.9E-07	2.0E-06	5.7E-07	5.9E-07
η	1.6E-10	1.1E-09	1.2E-08	3.1E-09	5.8E-09
σ	8.3E-10	1.3E-08	4.7E-07	1.2E-07	4.6E-07
υ	1.1E-13	3.5E-12	1.1E-10	2.8E-11	3.0E-11
g	2.1E-08	2.5E-07	3.0E-06	8.0E-07	9.4E-07
τ	2.7E-10	3.4E-09	7.7E-08	2.7E-08	4.2E-07
μ	1.2E-11	9.5E-11	1.7E-09	4.4E-10	4.3E-09
合　計	2.9E-06	1.0E-05	1.2E-04	3.3E-05	4.8E-05

第 2.1.1.g-3 表　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析

格納容器 破損カテゴリ	格納容器破損頻度（／炉年）				
	5%値	50%値	95%値	平均値	点推定値
水蒸気（崩壊熱）による過圧	1.4E-06	7.4E-06	1.0E-04	2.8E-05	4.5E-05
コンクリート侵食	3.8E-07	1.7E-06	1.2E-05	3.9E-06	1.1E-06
漏えい箇所の隔離機能喪失	2.1E-08	2.5E-07	3.0E-06	8.0E-07	9.4E-07
可燃性ガスの高濃度での燃焼	7.8E-09	6.8E-08	2.5E-07	8.9E-08	7.7E-08
格納容器隔離機能喪失	4.1E-08	1.1E-07	6.7E-07	2.3E-07	3.0E-07
水蒸気爆発	5.3E-10	2.2E-09	1.4E-08	4.3E-09	6.9E-09
貫通部過温	2.7E-10	3.4E-09	7.7E-08	2.7E-08	4.2E-07
格納容器への直接接触	1.2E-11	9.5E-11	1.7E-09	4.4E-10	4.3E-09
格納容器雰囲気直接加熱	8.3E-10	1.3E-08	4.7E-07	1.2E-07	4.6E-07
合　　計	2.9E-06	1.0E-05	1.2E-04	3.3E-05	4.8E-05

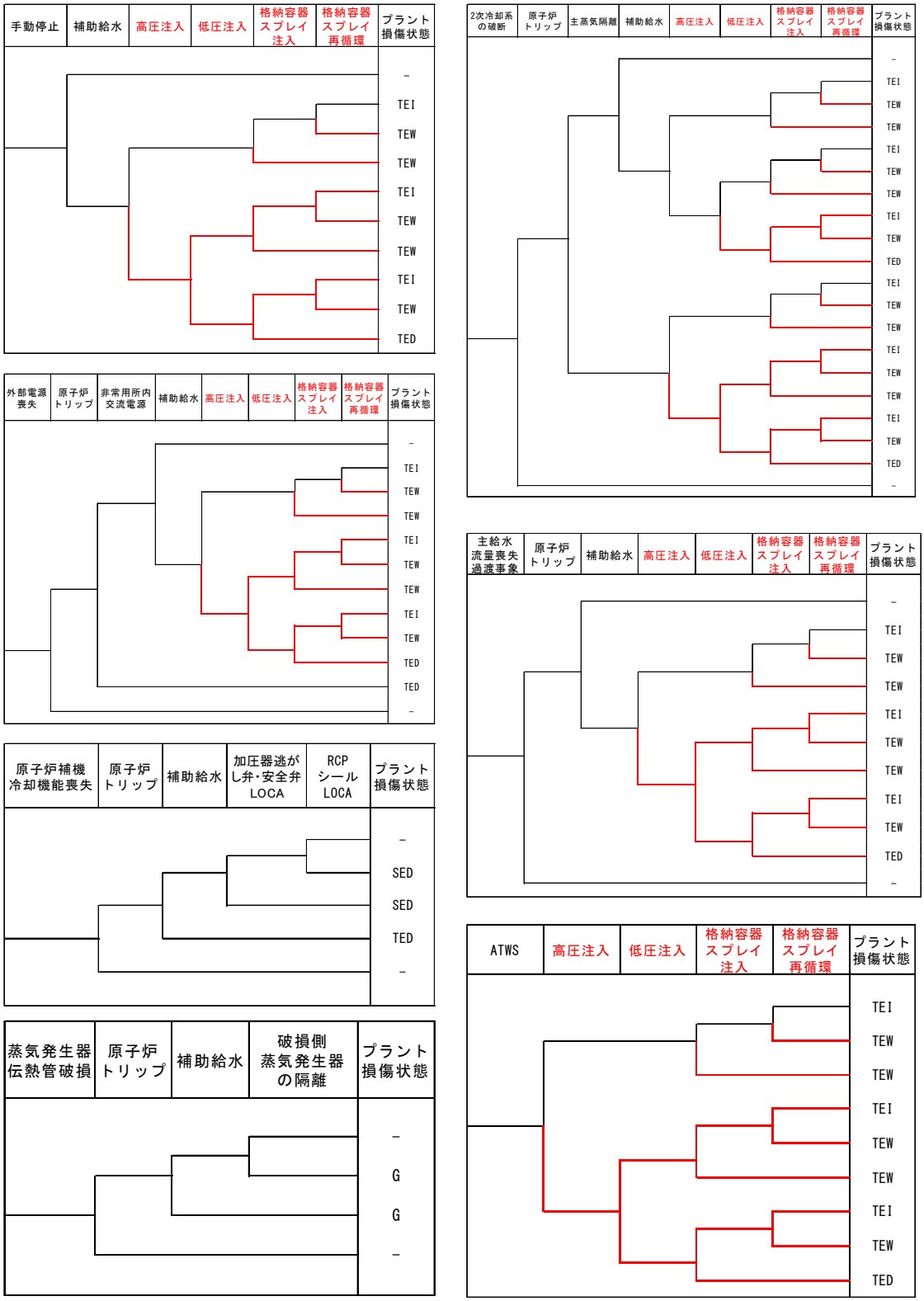
第 2.1.1.g-4 表　格納容器破損モード別、破損カテゴリ別格納容器破損頻度

破損モード別	ケース１		ケース２	
	格納容器破損頻度（／炉年）	割合（％）	格納容器破損頻度（／炉年）	割合（％）
α（原子炉容器内水蒸気爆発）	1.1E-09	<0.1	1.1E-09	<0.1
β（格納容器隔離失敗）	3.0E-07	0.6	3.0E-07	0.6
γ（水素燃焼（原子炉容器破損以前））	4.6E-10	<0.1	4.6E-10	<0.1
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	5.3E-10	<0.1	5.4E-10	<0.1
γ″（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	7.6E-08	0.2	8.2E-08	0.2
δ（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	4.4E-05	91.9	4.2E-05	88.2
ε（ベースマット溶融貫通）	1.1E-06	2.3	3.2E-06	6.7
θ（水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	5.9E-07	1.2	5.9E-07	1.2
η（原子炉容器外水蒸気爆発）	5.8E-09	<0.1	1.4E-08	<0.1
σ（格納容器雰囲気直接加熱）	4.6E-07	1.0	2.5E-07	0.5
ν（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	3.0E-11	<0.1	3.0E-11	<0.1
g（蒸気発生器伝熱管破損）	9.4E-07	2.0	9.4E-07	2.0
τ（過温破損）	4.2E-07	0.9	2.2E-07	0.5
μ（溶融物直接接触）	4.3E-09	<0.1	2.4E-09	<0.1
カテゴリ別				
水蒸気（崩壊熱）による過圧	4.5E-05	93.1	4.3E-05	89.5
コンクリート侵食	1.1E-06	2.3	3.2E-06	6.7
漏えい箇所の隔離機能喪失	9.4E-07	2.0	9.4E-07	2.0
可燃性ガスの高濃度での燃焼	7.7E-08	0.2	8.3E-08	0.2
格納容器隔離機能喪失	3.0E-07	0.6	3.0E-07	0.6
水蒸気爆発	6.9E-09	<0.1	1.5E-08	<0.1
貫通部過温	4.2E-07	0.9	2.2E-07	0.5
格納容器への直接接触	4.3E-09	<0.1	2.4E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	4.6E-07	1.0	2.5E-07	0.5
合　　計	4.8E-05	100.0	4.8E-05	100.0



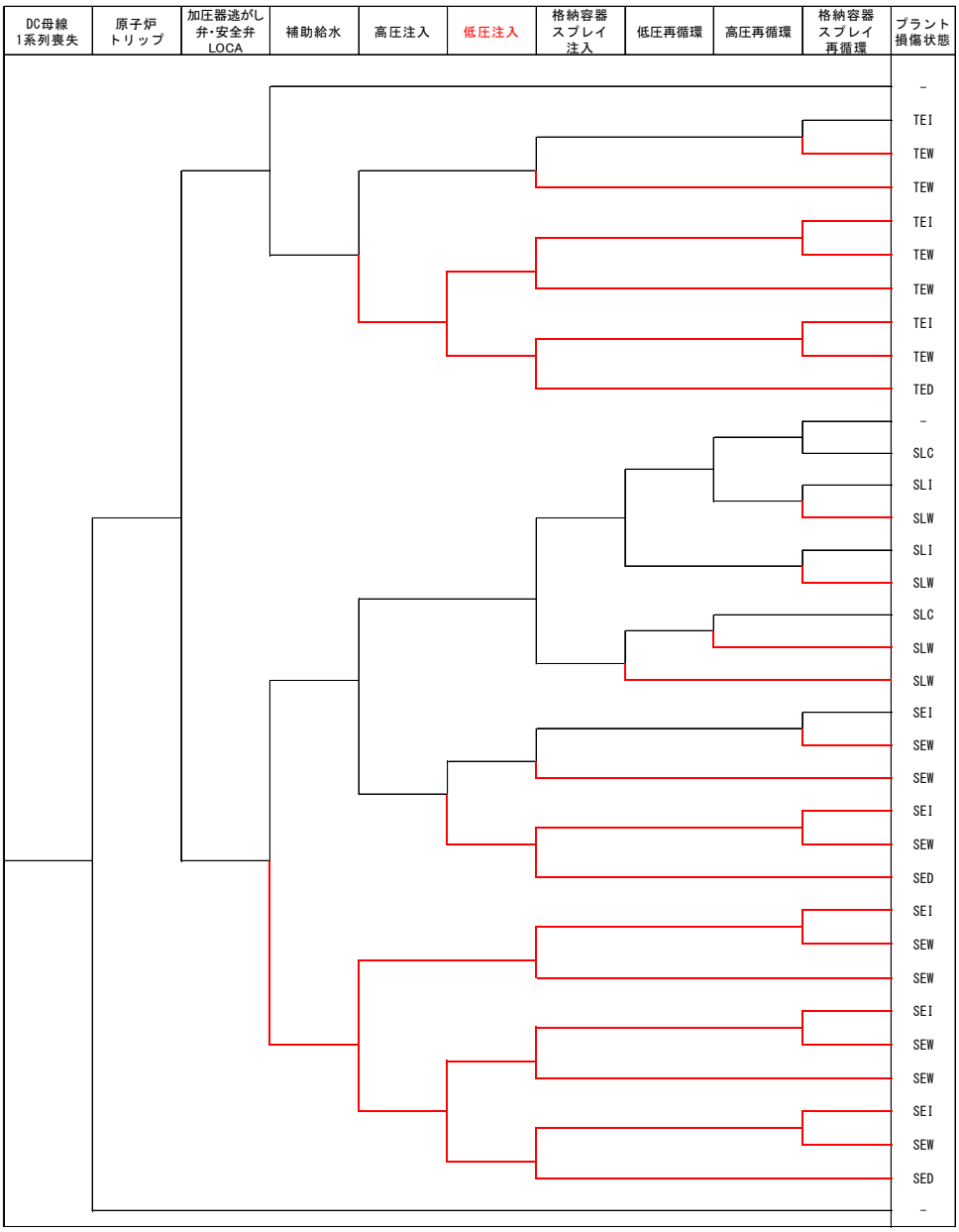
第 2.1.1.b-1 図　レベル１．５ＰＲＡ用のレベル１ＰＲＡイベントツリー

（1/3）



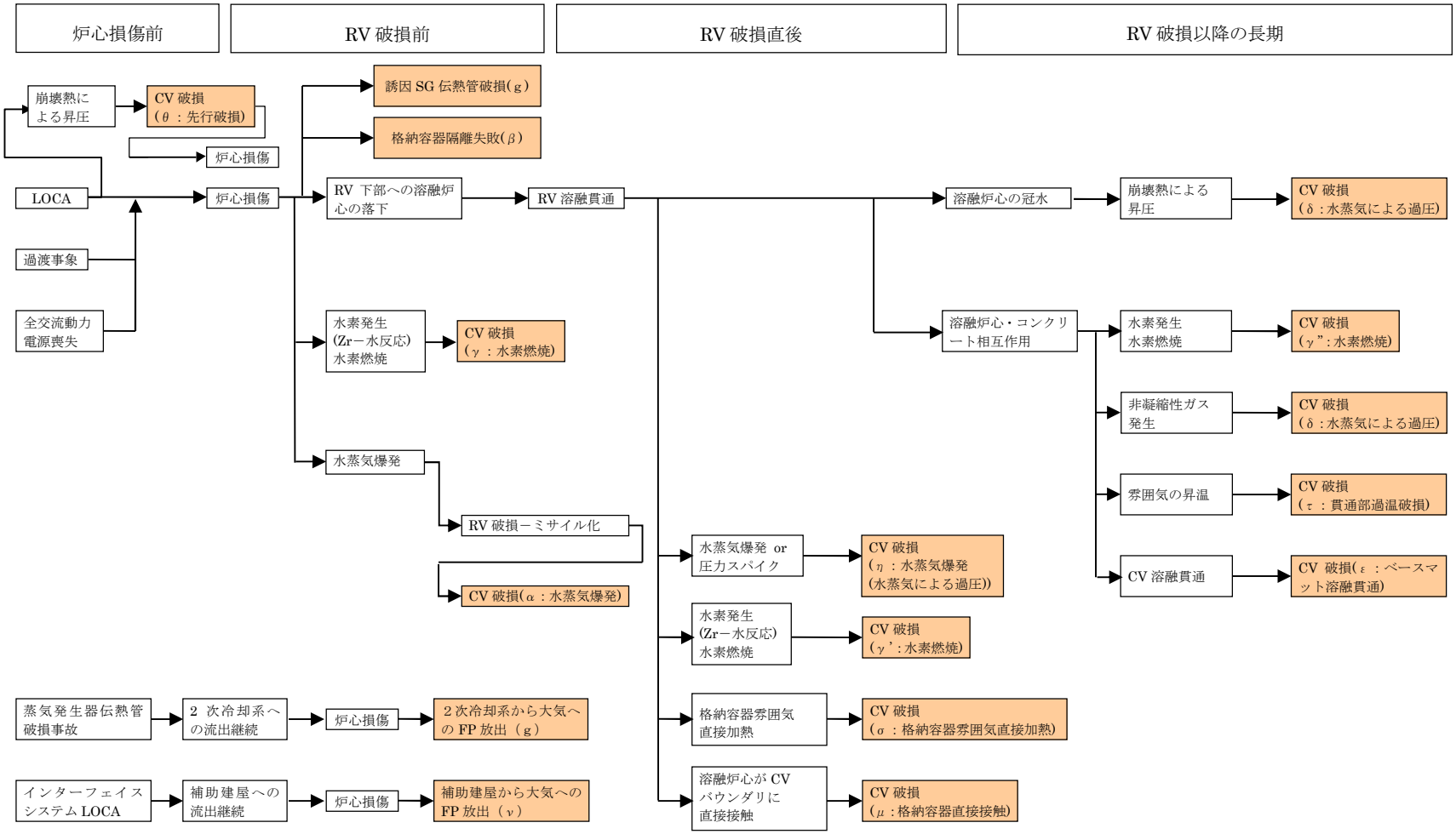
第 2.1.1.b-1 図　レベル１．５ＰＲＡ用のレベル１ＰＲＡイベントツリー

(2/3)

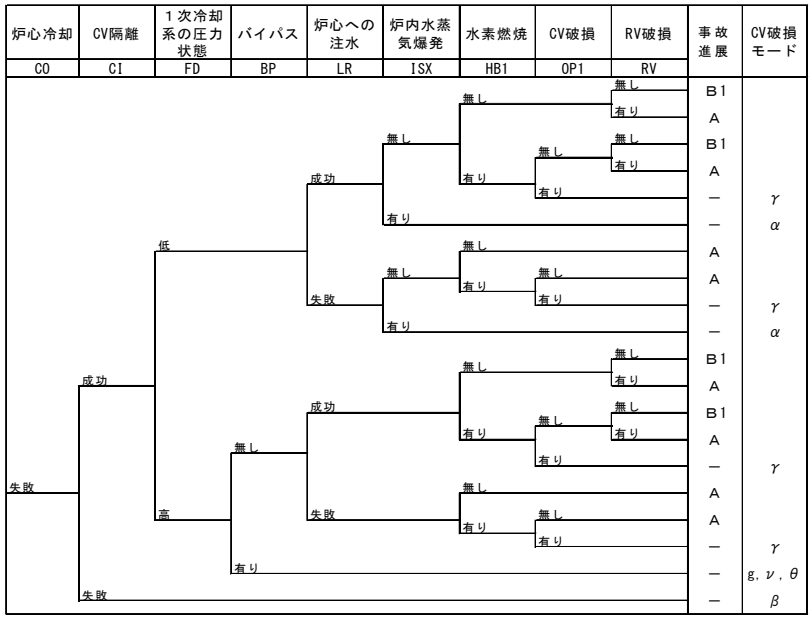


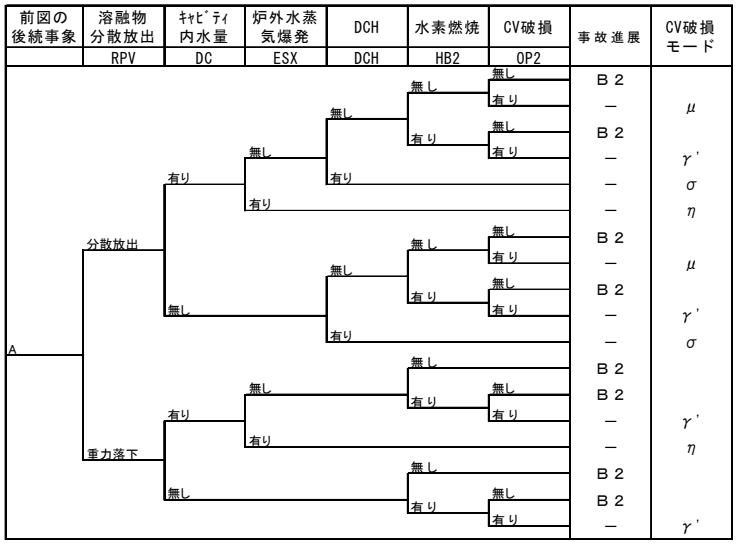
第 2.1.1.b-1 図　レベル１．５ＰＲＡ用のレベル１ＰＲＡイベントツリー

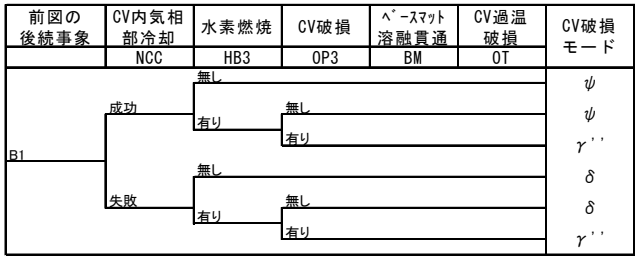
（3/3）

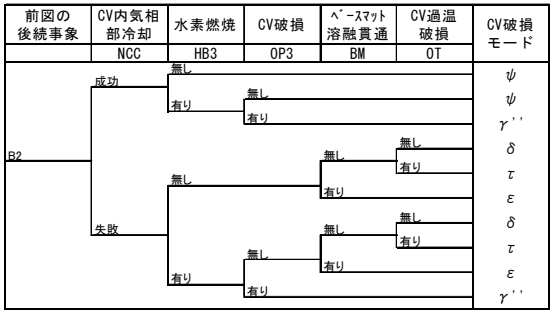


第 2.1.1.c-1 図　ＰＷＲのシビアアクシデントで考えられる事故進展







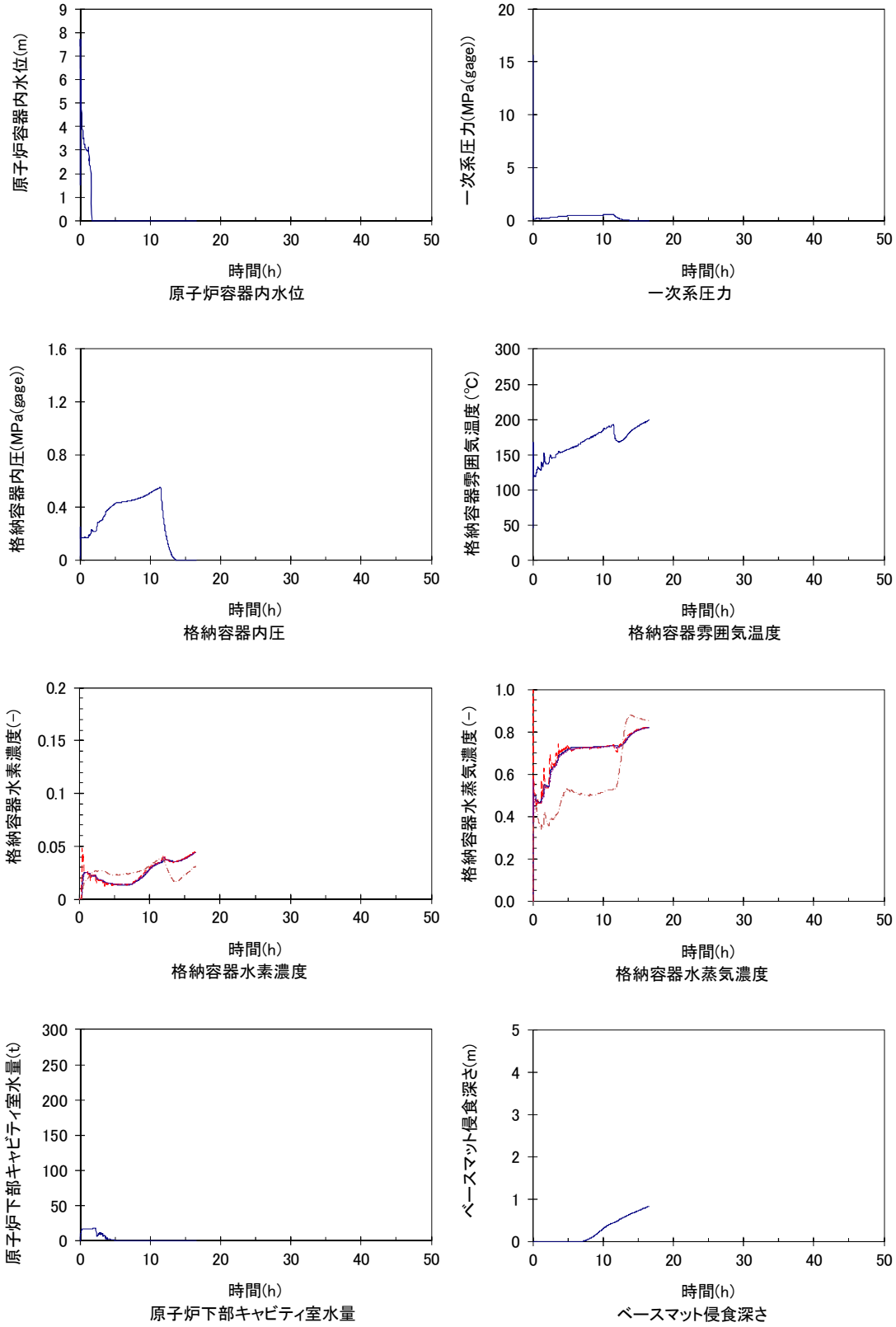


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

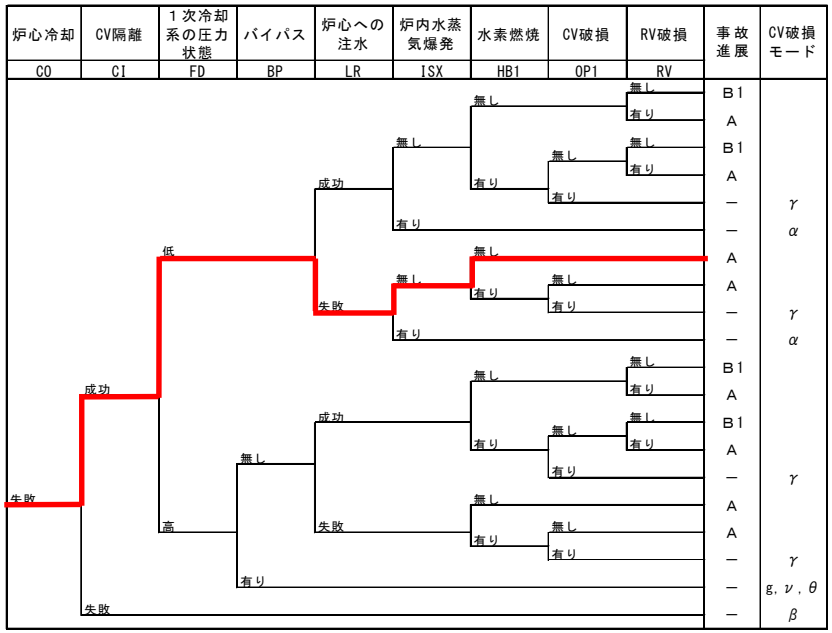
（注2）　格納容器破損モード:
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

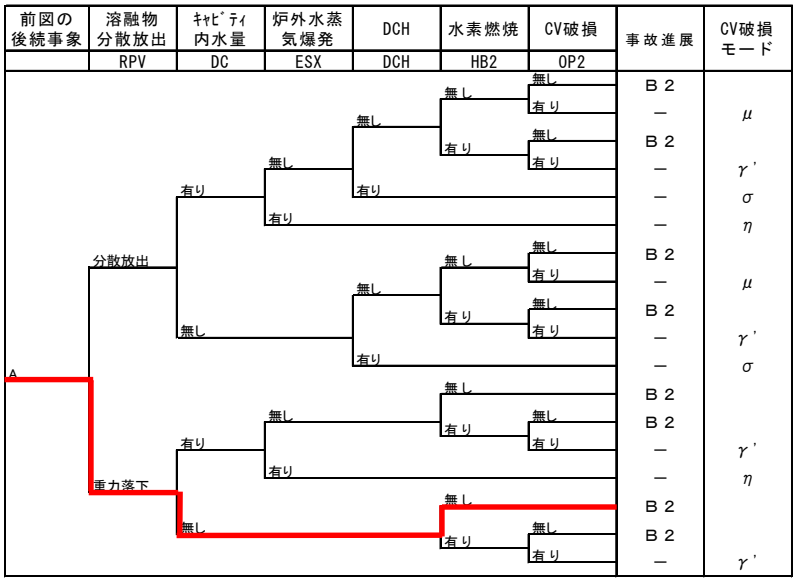
（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

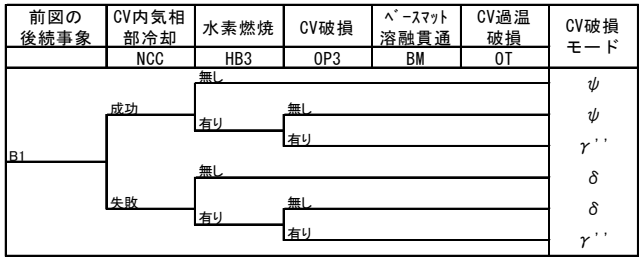
第 2.1.1.d-1 図　格納容器イベントツリー

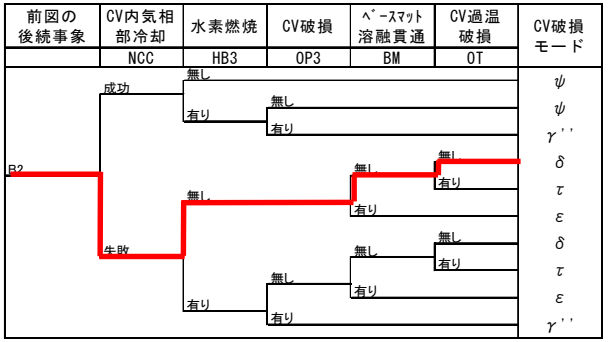


第 2.1.1.e-1 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＤ）







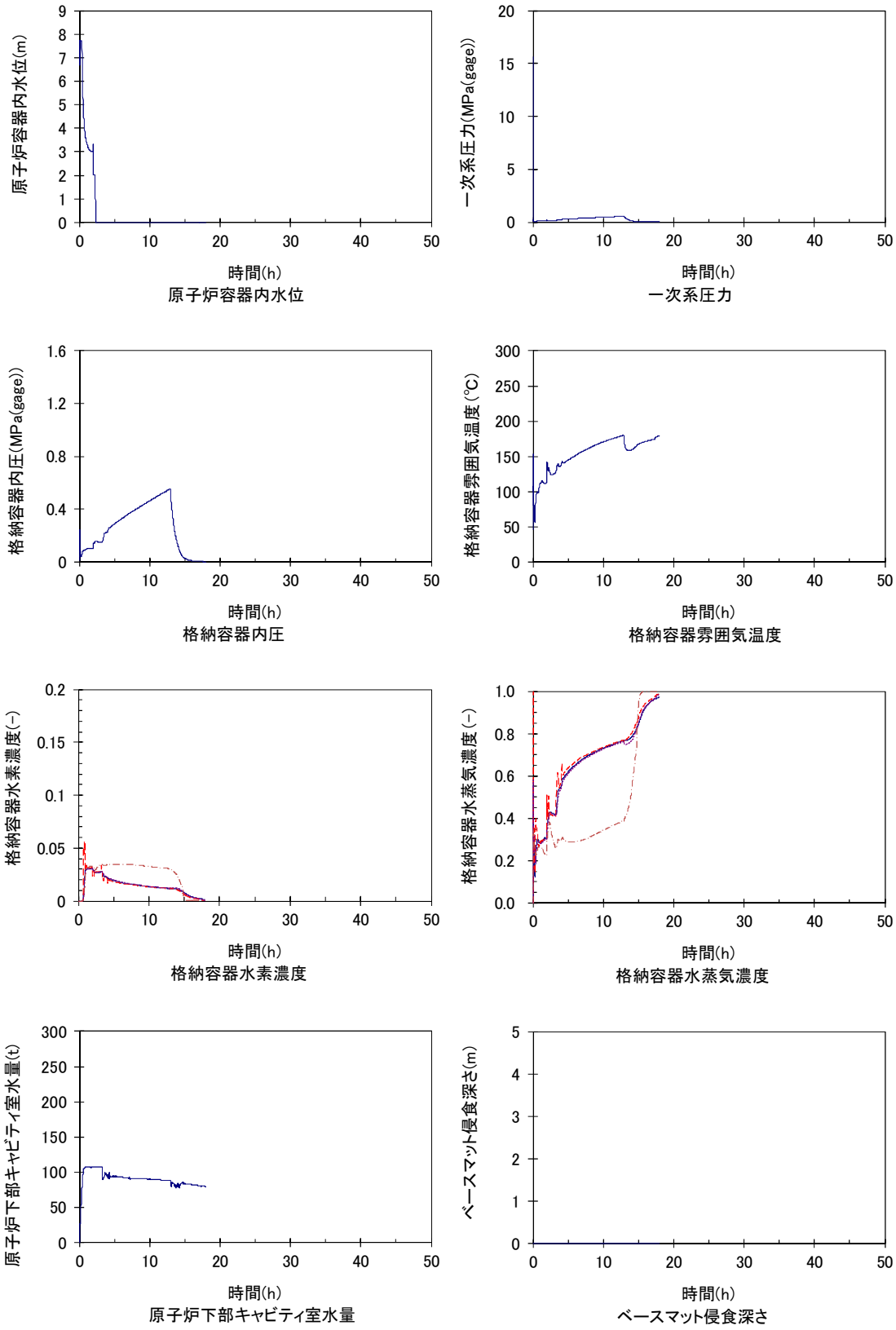


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

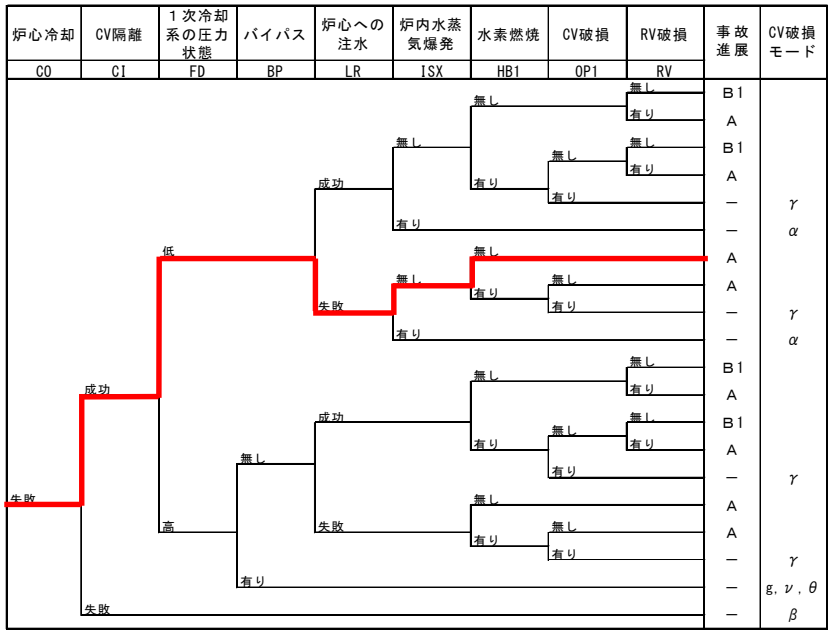
（注2）　格納容器破損モード:
- α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
- β＝格納容器隔離失敗
- γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
- δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
- ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
- θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
- η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
- σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
- g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
- ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
- μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
- τ＝格納容器貫通部過温破損
- ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

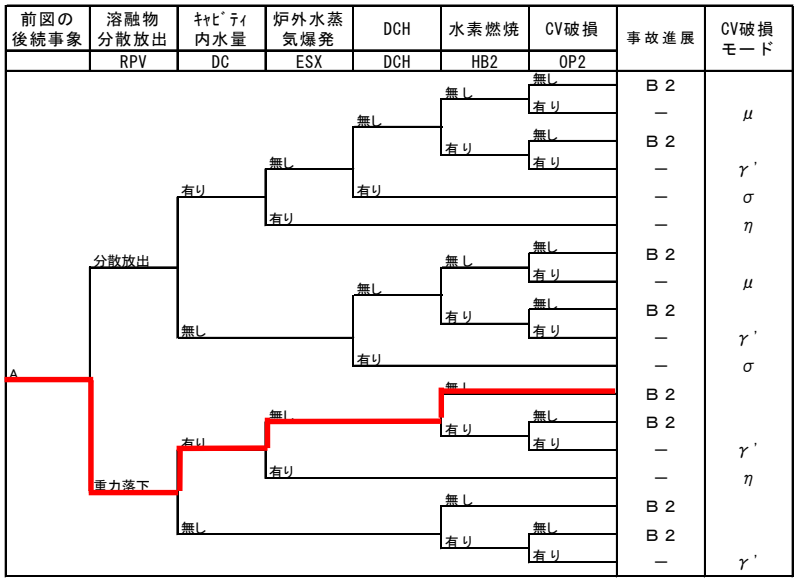
（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

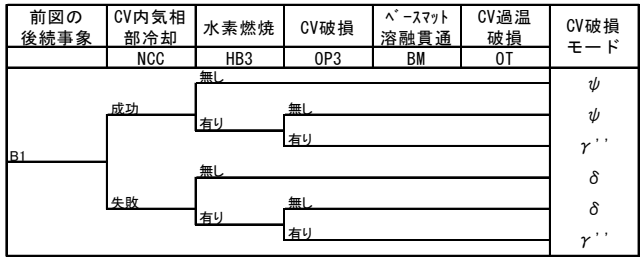
第 2.1.1.e-2 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＤ）

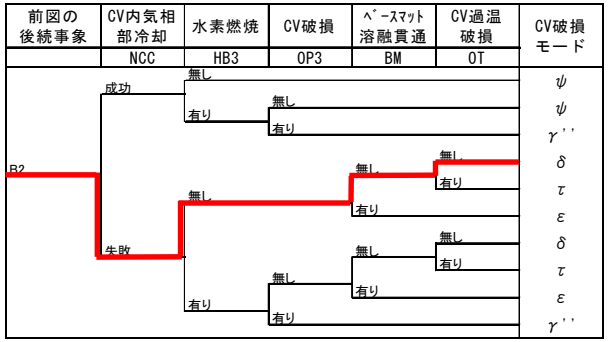


第 2.1.1.e-3 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＷ）







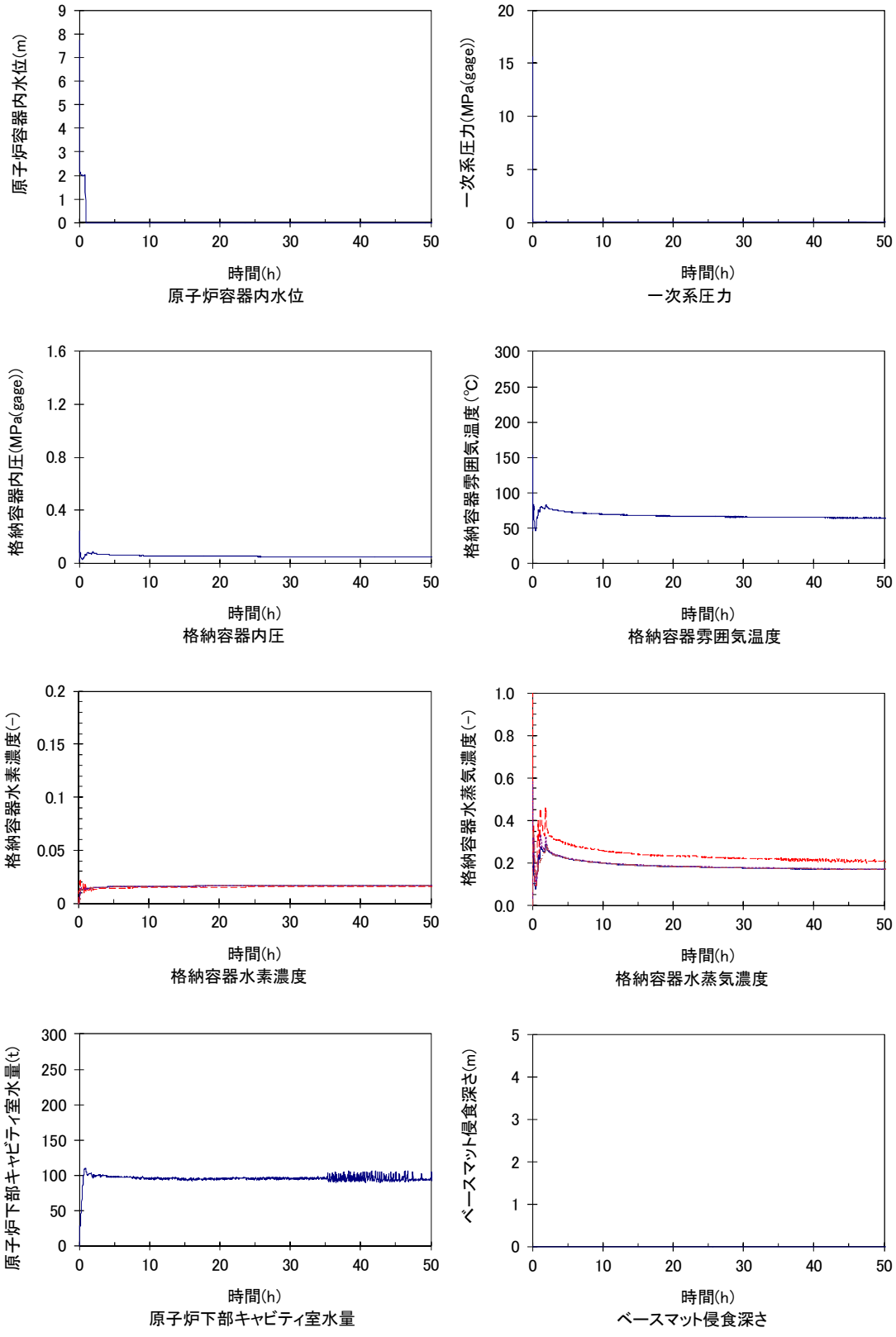


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

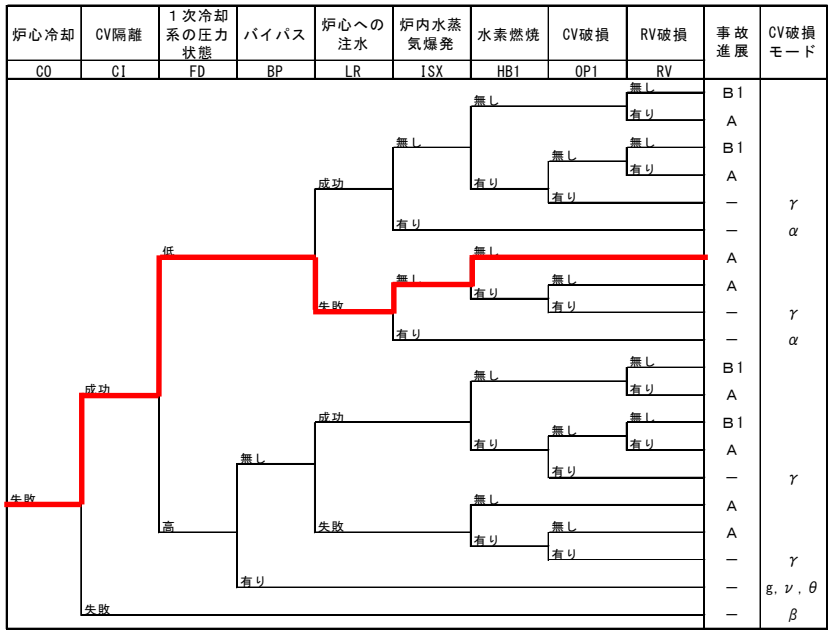
（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

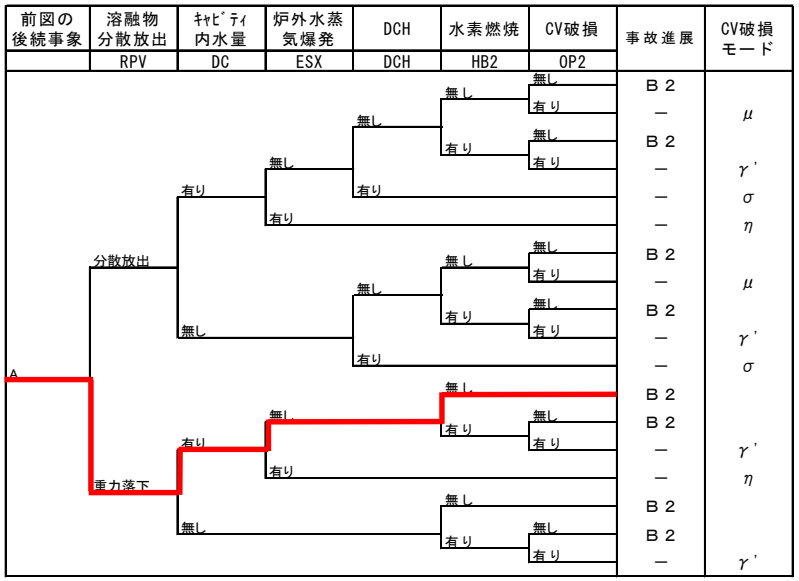
（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

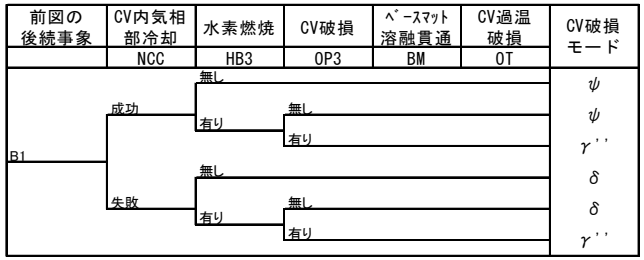
第 2.1.1.e-4 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＷ）

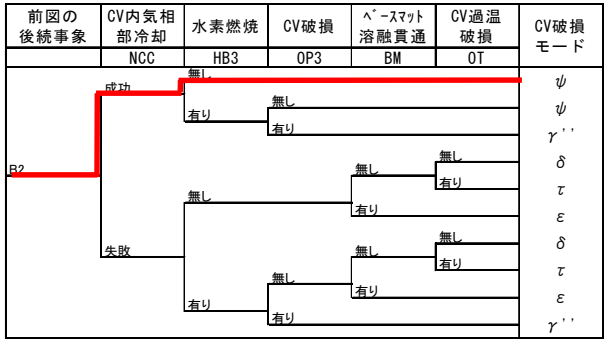


第 2.1.1.e-5 図　代表的な物理量の時間変化（ＡＥＩ）







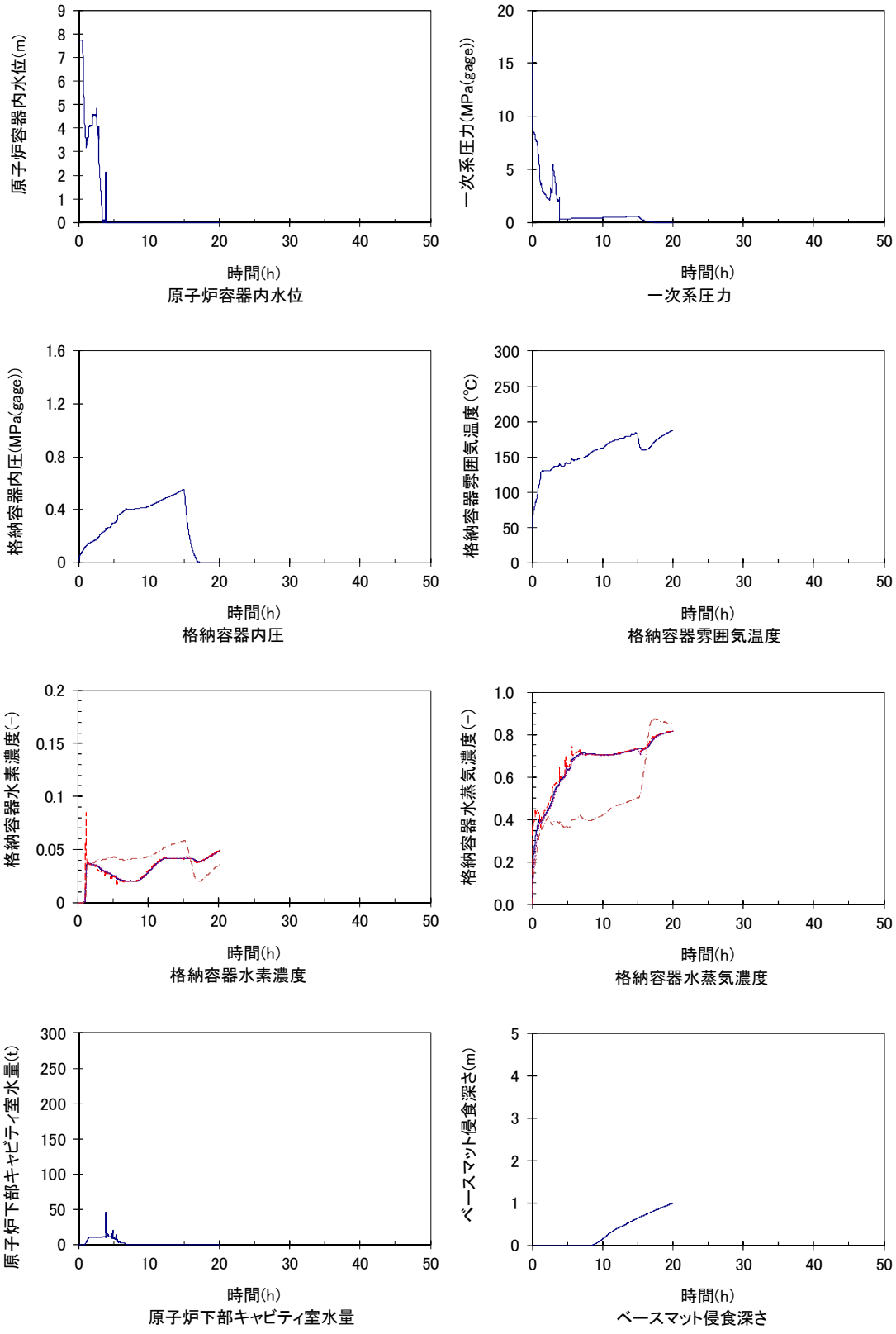


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

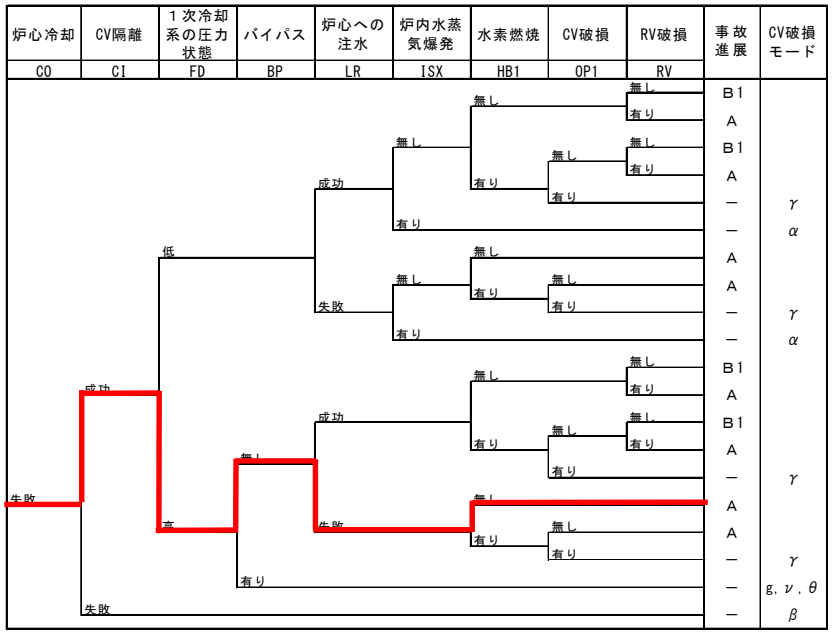
（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

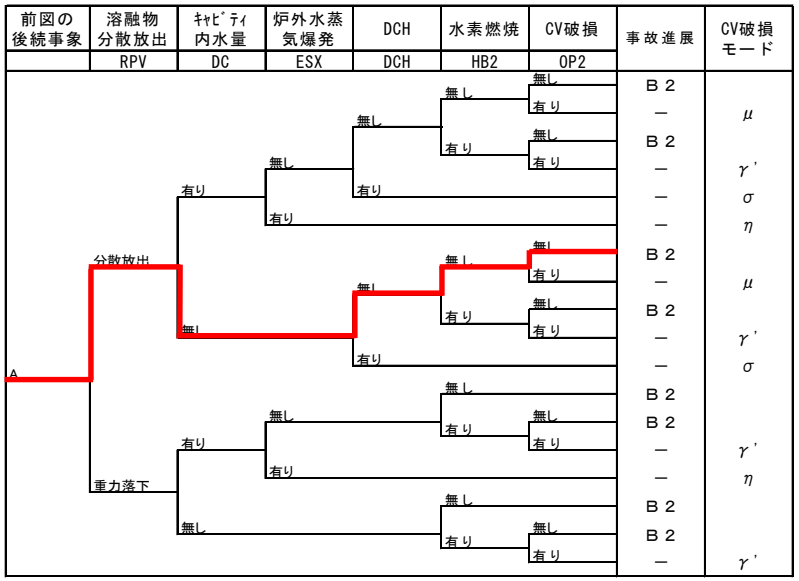
（注3）　A ：原子炉容器破損有り
B1：原子炉容器破損無し
B2：原子炉容器破損有り

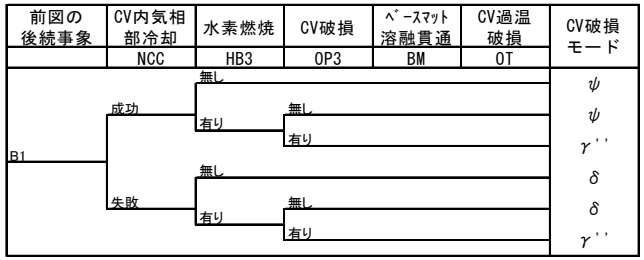
第 2.1.1.e-6 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＡＥＩ）

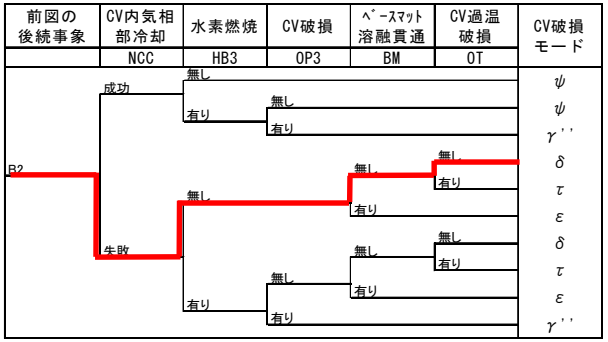


第 2.1.1.e-7 図　代表的な物理量の時間変化（ＳＥＤ）







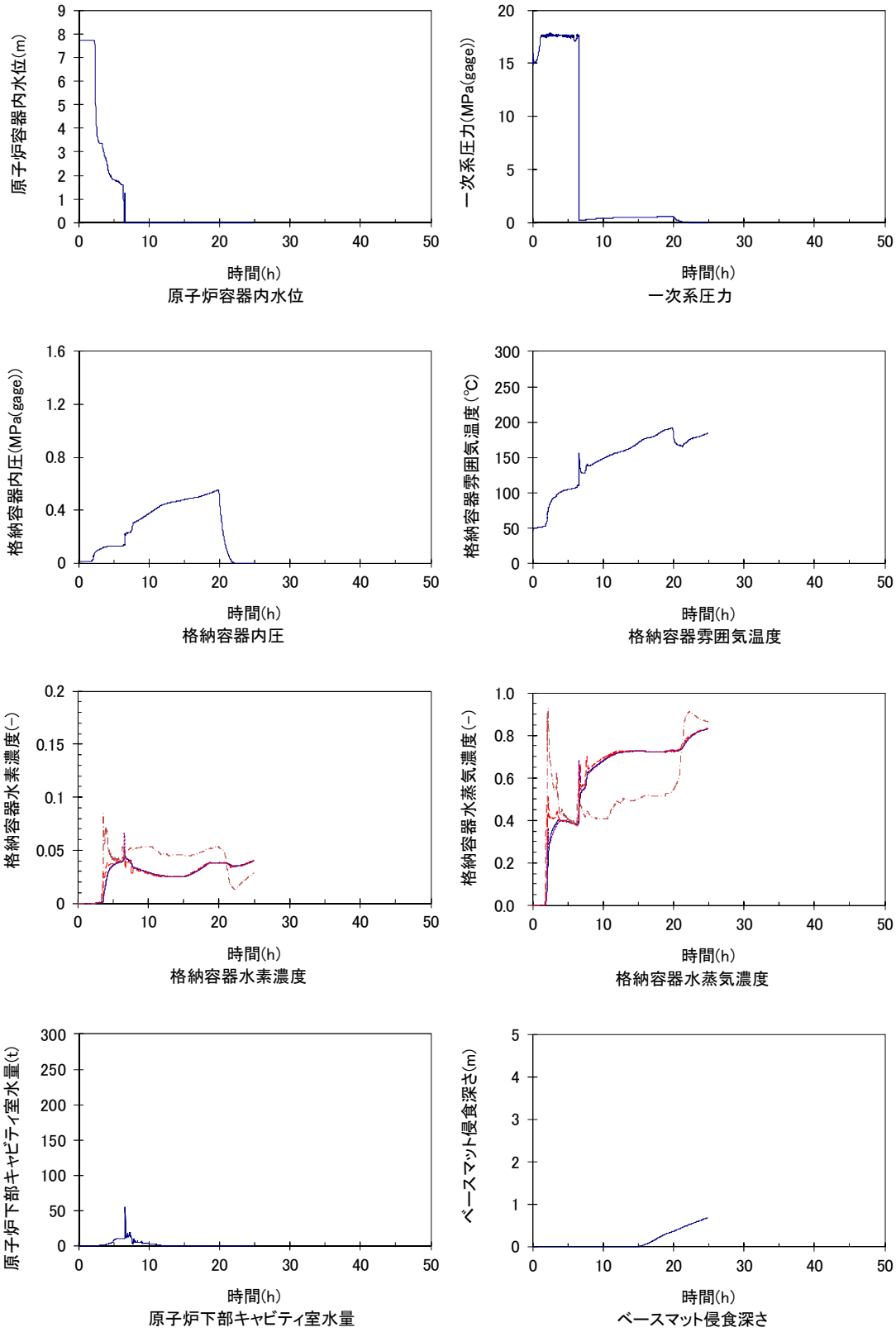


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

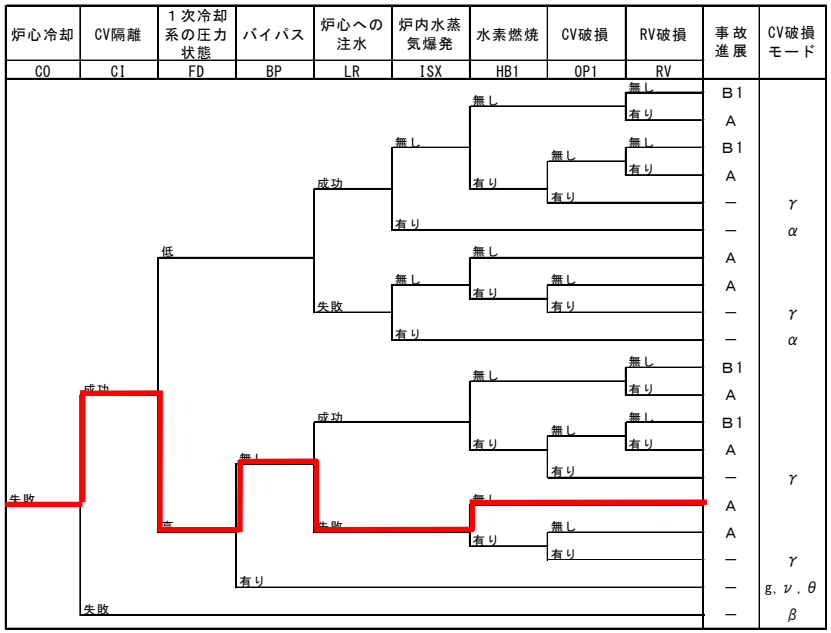
（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

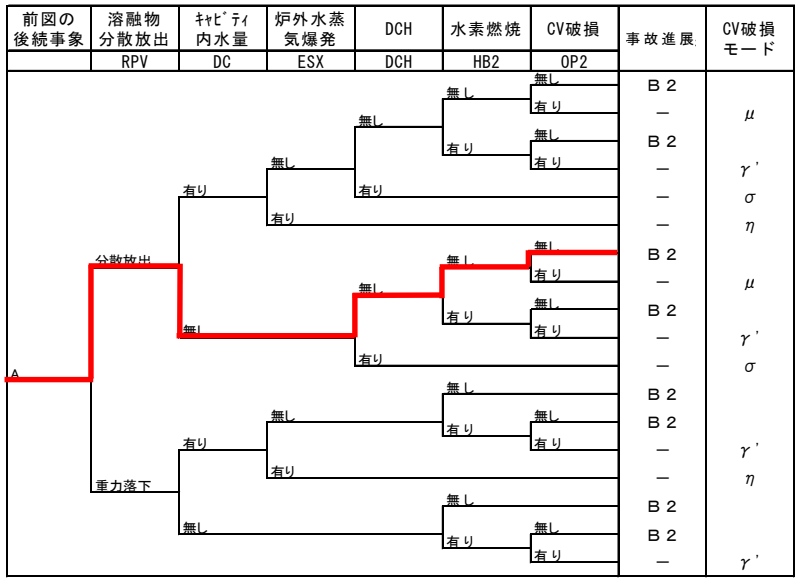
（注3）　A　:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し
B2:原子炉容器破損有り

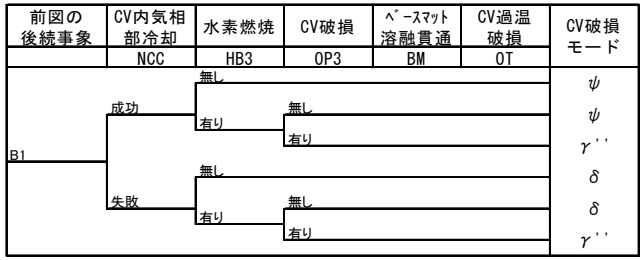
第 2.1.1.e-8 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＳＥＤ）

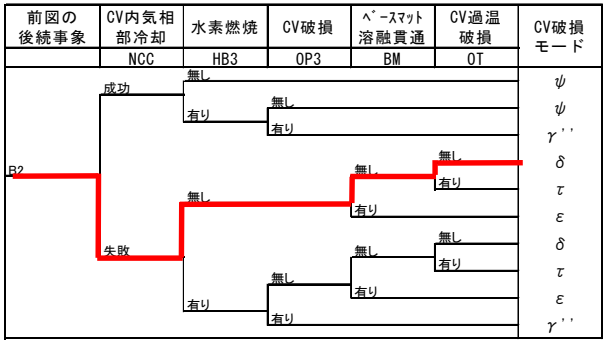


第 2.1.1.e-9 図　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＤ）







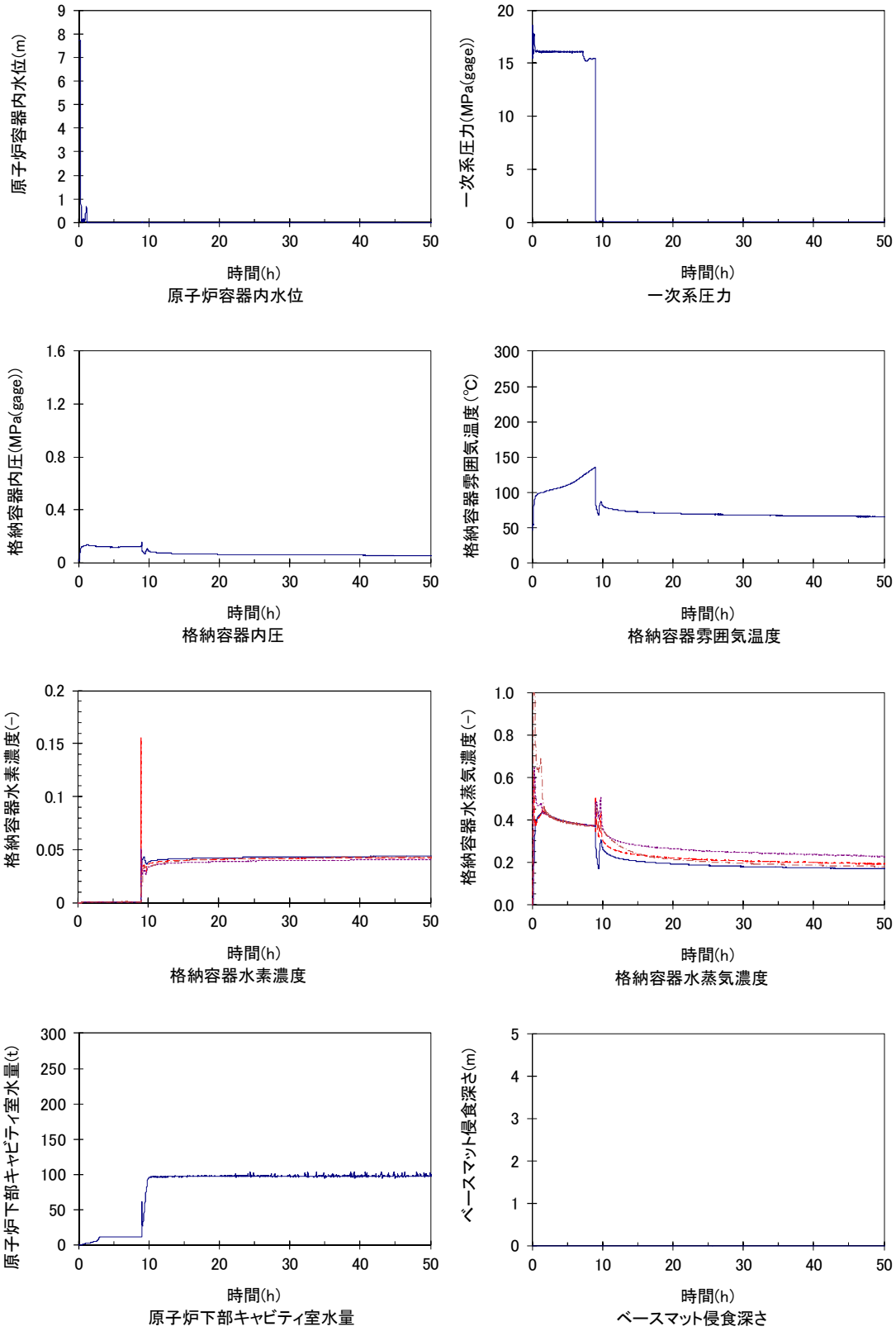


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

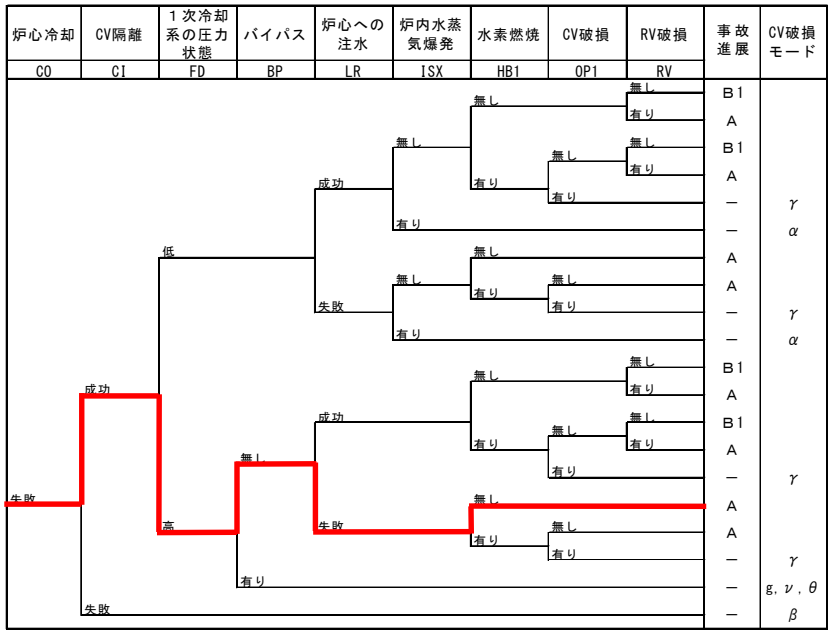
（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

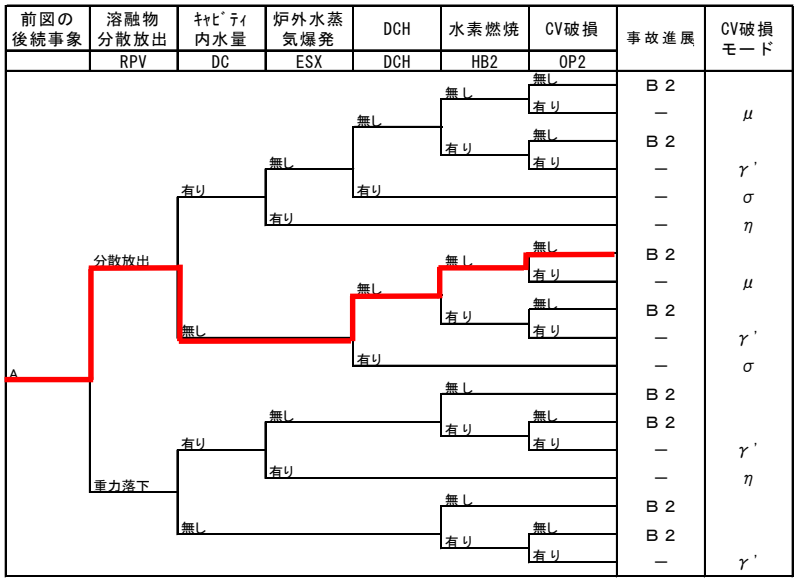
（注3）　A　:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し
B2:原子炉容器破損有り

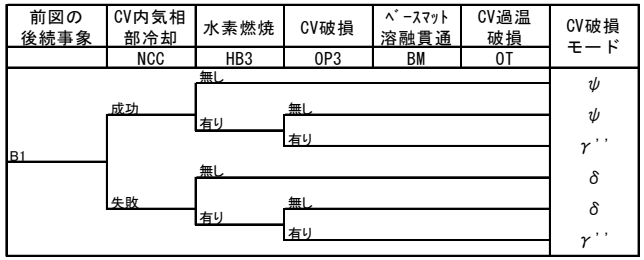
第 2.1.1.e-10 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＴＥＤ）

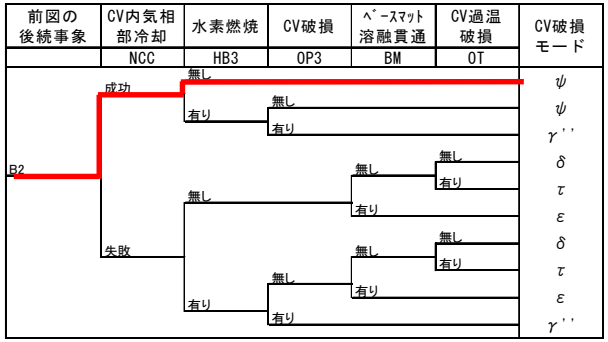


第 2.1.1.e-11 図　代表的な物理量の時間変化（ＴＥＩ）







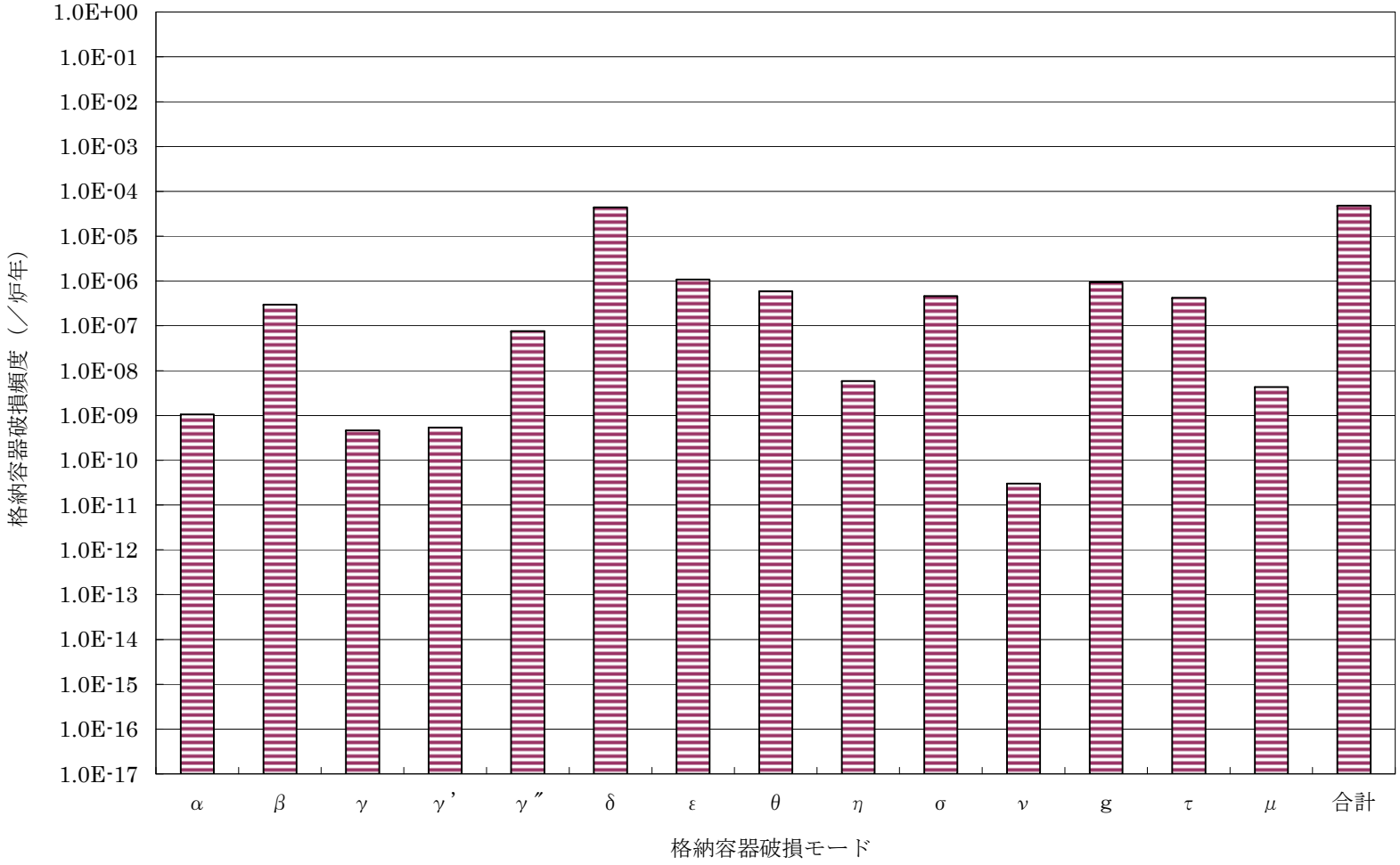


（注1）　事故進展の－は、その時点での格納容器破損を意味する。

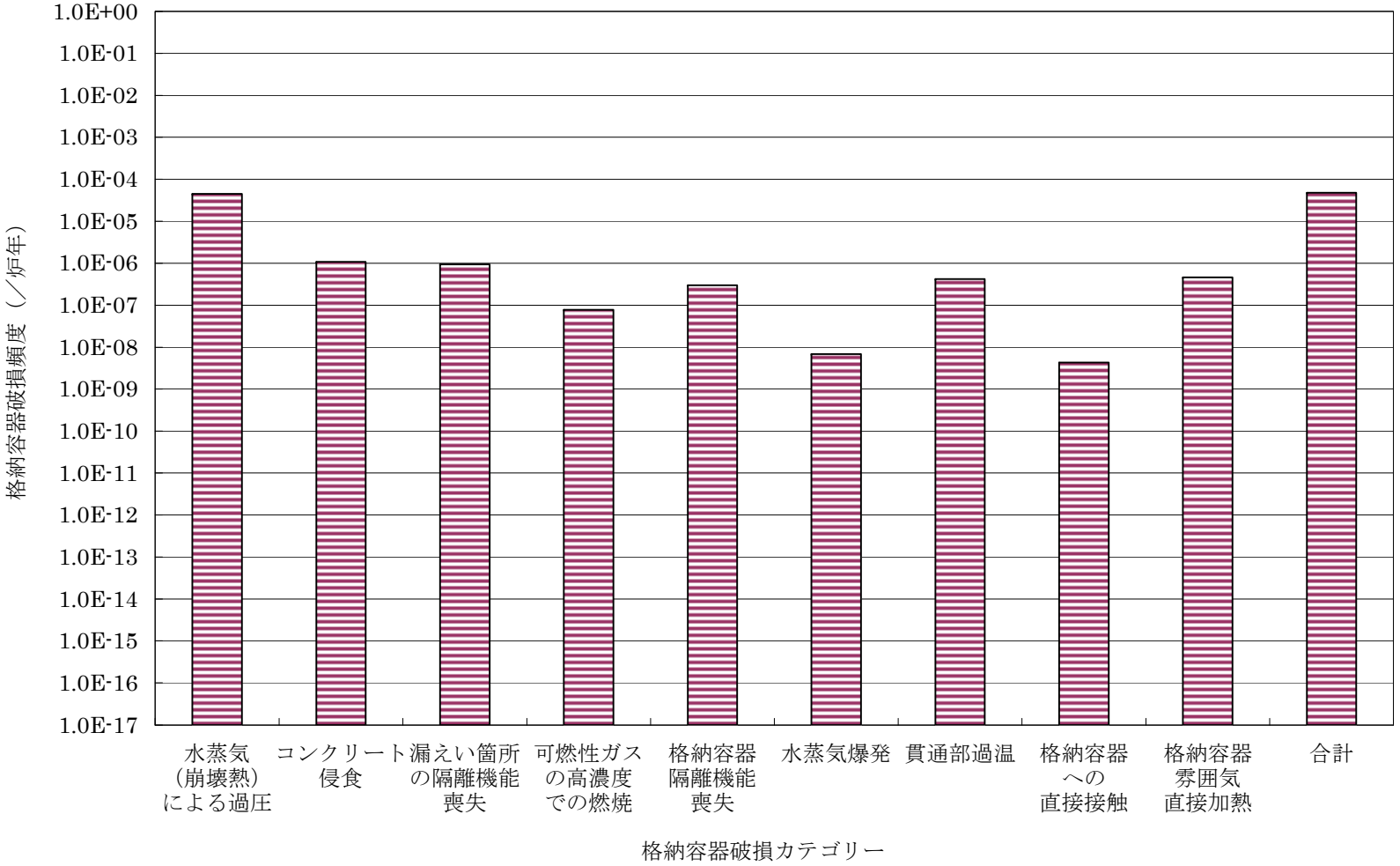
（注2）　格納容器破損モード:
α＝原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
β＝格納容器隔離失敗
γ、γ'、γ''=水素燃焼又は水素爆轟による格納容器過圧破損
δ＝水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
ε＝溶融炉心・コンクリート相互作用によるベースマット溶融貫通
θ＝水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
η＝格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクによる破損
σ＝格納容器雰囲気直接加熱による破損
g＝蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
ν＝インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
μ＝溶融炉心の格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
τ＝格納容器貫通部過温破損
ψ＝格納容器が健全に維持され、事故が収束

（注3）　A　:原子炉容器破損有り
B1:原子炉容器破損無し
B2:原子炉容器破損有り

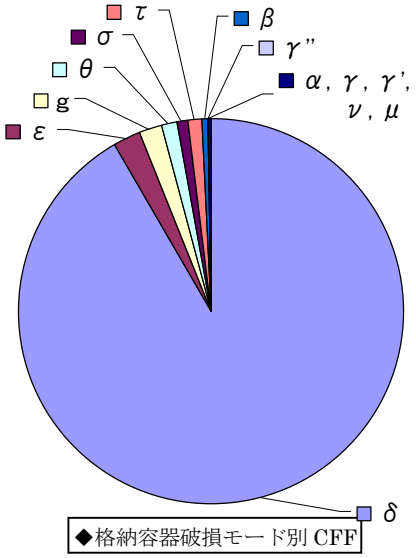
第 2.1.1.e-12 図　代表シーケンスにおける事故進展例（ＴＥＩ）



第 2.1.1.f-1 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

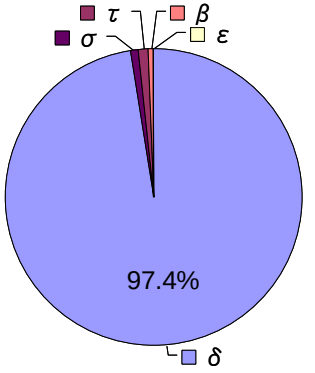


第 2.1.1.f-2 図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度

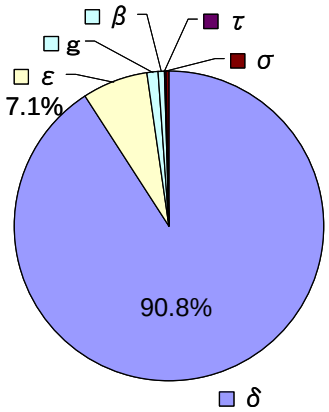


◆格納容器破損モード別 CFF

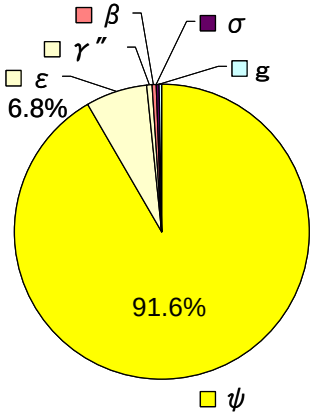
破損モード別	格納容器破損頻度（１／炉年）	割合
α （原子炉容器内水蒸気爆発）	1.1E-09	<0.1%
β （格納容器隔離失敗）	3.0E-07	0.6%
γ （水素燃焼（原子炉容器破損以前））	4.6E-10	<0.1%
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	5.3E-10	<0.1%
γ″（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	7.6E-08	0.2%
δ （水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	4.4E-05	91.9%
ε （ベースマット溶融貫通）	1.1E-06	2.3%
θ （水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	5.9E-07	1.2%
η （原子炉容器外水蒸気爆発）	5.8E-09	<0.1%
σ （格納容器雰囲気直接加熱）	4.6E-07	1.0%
ν （インターフェイスシステムLOCA）	3.0E-11	<0.1%
g （蒸気発生器伝熱管破損）	9.4E-07	2.0%
τ （過温破損）	4.2E-07	0.9%
μ （溶融物直接接触）	4.3E-09	<0.1%
合計	4.8E-05	100.0%



◆格納容器破損モード別 CFF
（PDS が SED の場合）

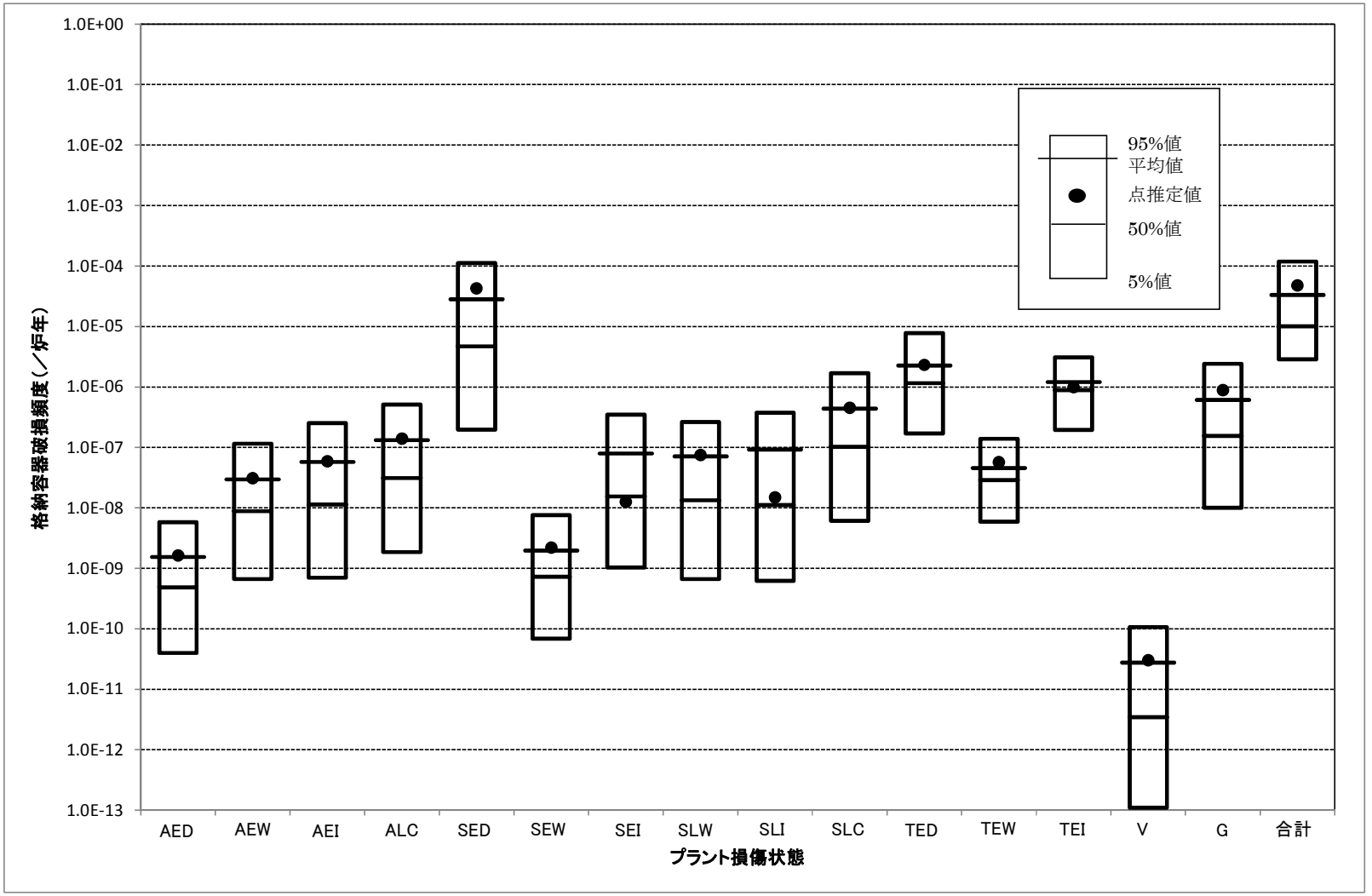


◆格納容器破損モード別 CFF
（PDS が TED の場合）

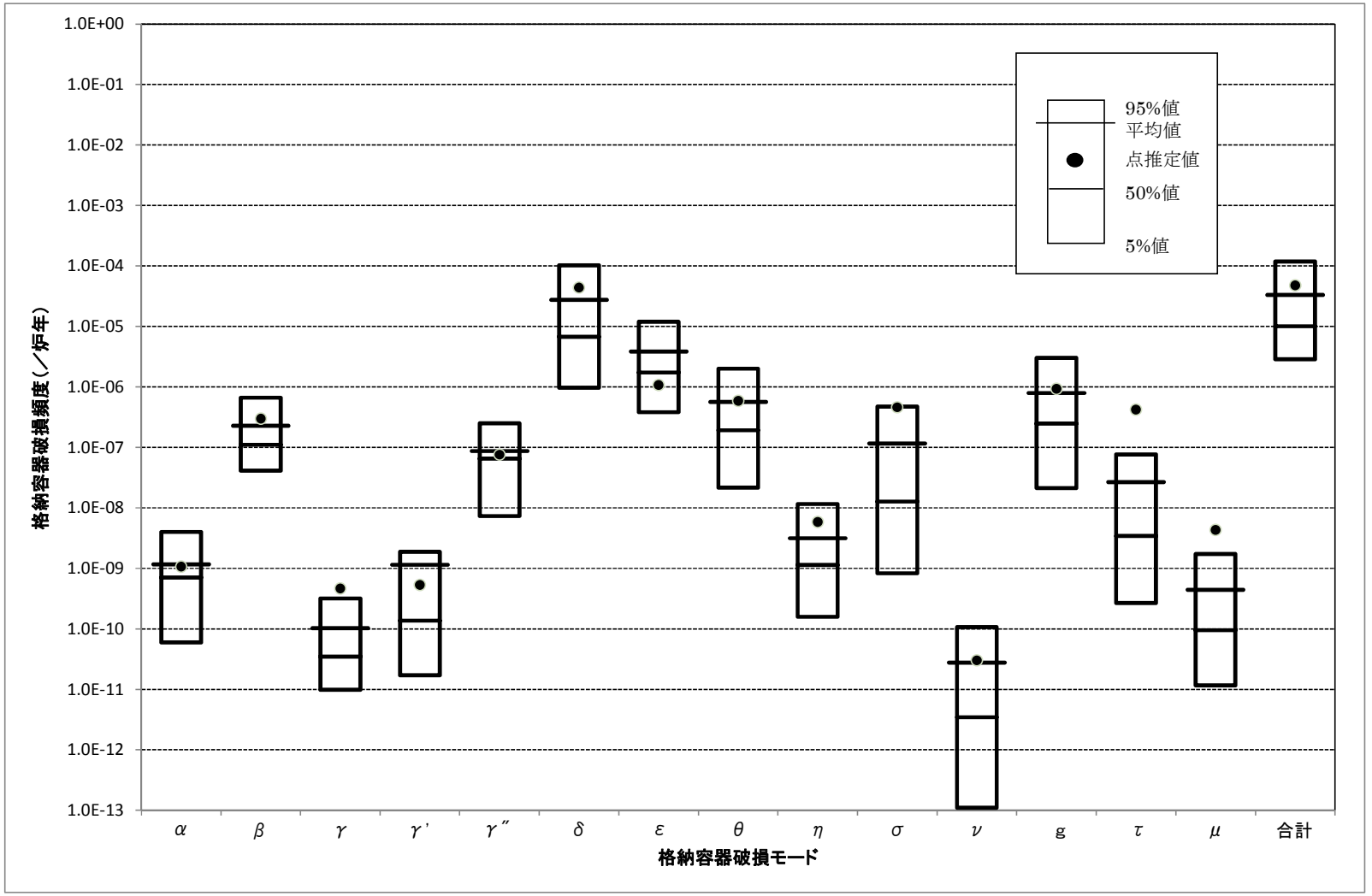


◆格納容器破損モード別 CFF
（PDS が TEI の場合）

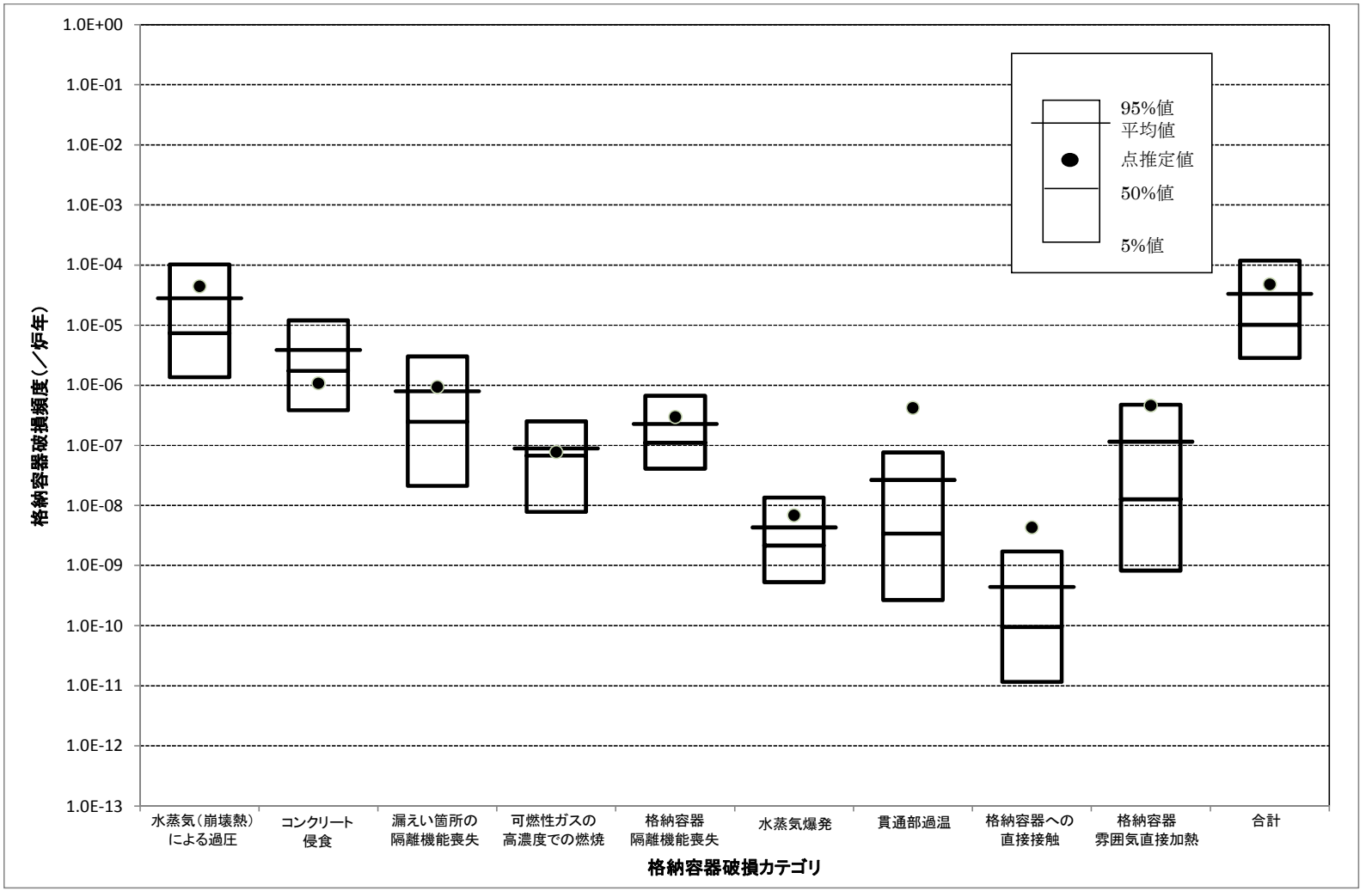
第 2.1.1.f-3 図　主要なＰＤＳにおける格納容器破損モード別格納容器破損頻度割合



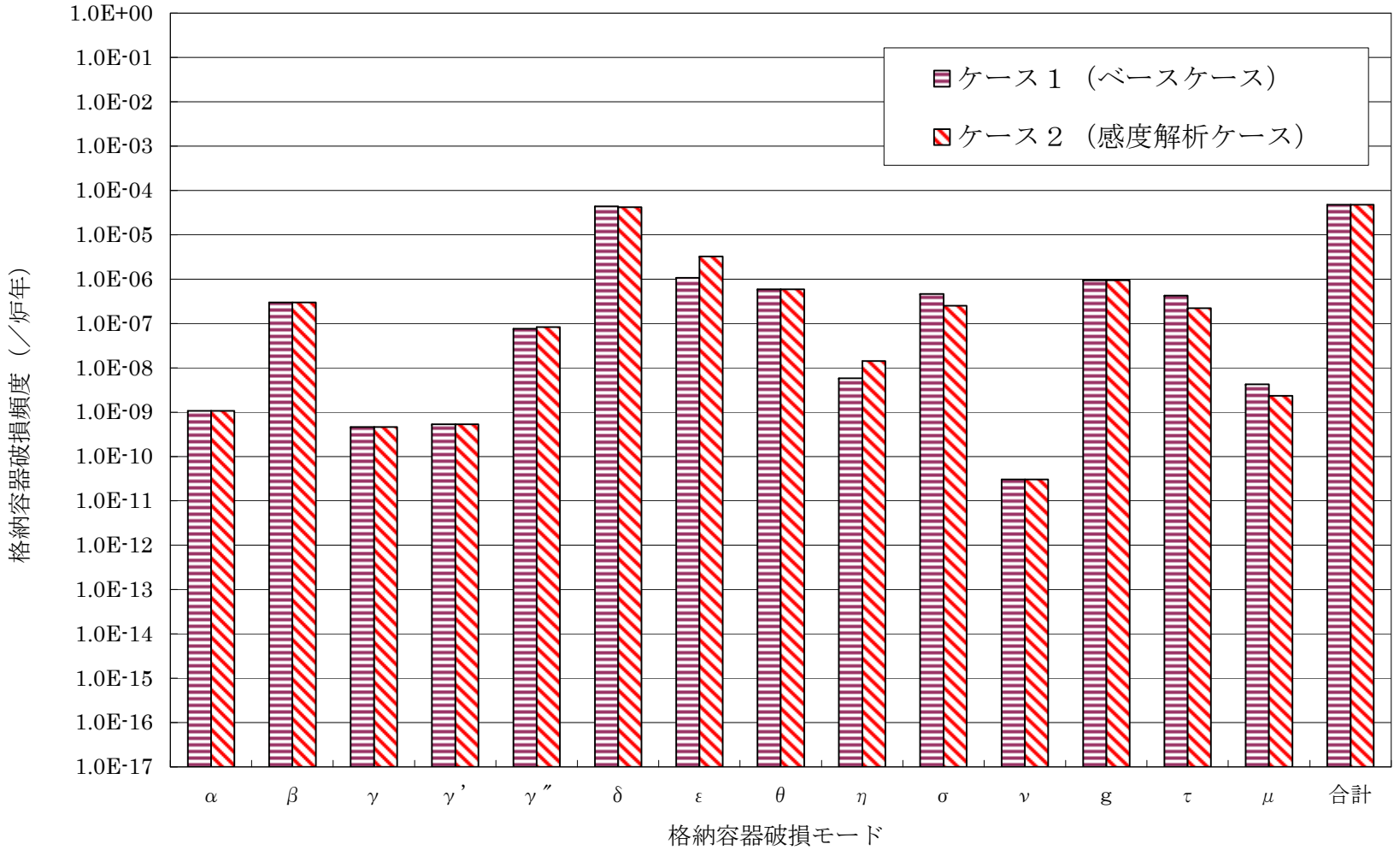
第 2.1.1.g-1 図　プラント損傷状態別格納容器破損頻度不確実さ解析



第 2.1.1.g-2 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析



第 2.1.1.g-3 図　格納容器破損カテゴリ別格納容器破損頻度不確実さ解析



第 2.1.1.g-4 図　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

追補２．Ⅱ

原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

目　　次

頁

1. はじめに …… 1

2. 評価温度及び圧力の設定 …… 1

3. 健全性確認 …… 1
(1) 評価対象 …… 1
(2) 機能喪失要因 …… 2
(3) 評価方法 …… 4
第 1 図　評価方法による評価対象機器の分類 …… 5
第 1 表　評価対象機器の分類及び評価内容 …… 6
(4) 評価結果の概要 …… 7
a. 原子炉格納容器本体 …… 7
b. 機器搬入口 …… 9
c. エアロック …… 11
d. 配管貫通部 …… 14
e. 電線貫通部 …… 20
f. 原子炉格納容器隔離弁 …… 21

4. 結論 …… 22
第 2 図　原子炉格納容器バウンダリ構成部概要図 …… 23
第 2 表　評価結果まとめ …… 27

1. はじめに

美浜発電所３号炉の重大事故等対策の有効性評価において、原子炉格納容器の評価温度及び圧力をそれぞれ 200℃、2Pd（0.522MPa[gage]、Pd：最高使用圧力(0.261MPa[gage])）としていることから、以下にその根拠と妥当性を示す。

2. 評価温度及び圧力の設定

原子炉格納容器の評価温度及び圧力については、重大事故等時において、原子炉格納容器の機能である放射性物質の閉じ込め機能を確保できるものとする。

有効性評価における原子炉格納容器雰囲気温度の最高値は約 138℃、原子炉格納容器圧力の最高値は約 0.305MPa[gage]であり、その後温度及び圧力は緩やかに低下する。

以上のことから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能を確認する評価温度及び圧力を 200℃、2Pd として設定する。

（美浜発電所３号炉　原子炉格納容器　最高使用温度：122℃　最高使用圧力：0.261MPa[gage]）

3. 健全性確認

(1) 評価対象

放射性物質の閉じ込め機能を確保するためには、200℃、2Pd の環境下で原子炉格納容器本体、開口部等の構造健全性を確認する必要がある。

さらに、福島第一原子力発電所事故において、原子炉格納容器からの漏えい要因の一つとして指摘されている原子炉格納容器に設置されるフランジ部等のシール部についても、200℃、2Pd の環境下での機能維持を確認する必要がある。

このことから原子炉格納容器本体のほかに、200℃、2Pd の環境下で原子炉格納容器の変位荷重等の影響により、構造上、リークパスになる可能性がある開口部及び貫通部の構成品並びにガスケットの劣化及びシート部の変形に伴いリークパスになる可能性があるシール部が評価対象

となり、以下の原子炉格納容器バウンダリ構成部を評価する。

a. 原子炉格納容器本体

b. 機器搬入口

c. エアロック

d. 配管貫通部

(a) 固定式配管貫通部

・貫通配管

・スリーブ

・端板

・閉止フランジ

・閉止板

(b) 伸縮式配管貫通部

・貫通配管

・スリーブ

・端板

・伸縮継手

・短管

e. 電線貫通部

・本体

・シュラウド

・端板

・導体貫通部

f. 原子炉格納容器隔離弁

(2) 機能喪失要因

原子炉格納容器バウンダリを構成する各設備の重大事故等時における放射性物質の閉じ込め機能喪失の要因（以下「機能喪失要因」という。）として、原子炉格納容器内の温度、内圧条件や原子炉格納容器本体の変形に伴い、以下に示す要因が想定される。

a. 原子炉格納容器本体

延性破壊

b. 機器搬入口

延性破壊、座屈（構造部）、変形、高温劣化（シール部）

c. エアロック

延性破壊（構造部）、変形、高温劣化（シール部）

d. 配管貫通部

(a) 固定式配管貫通部

・貫通配管

延性破壊

・スリーブ

延性破壊

・端板

延性破壊

・閉止フランジ

延性破壊（フランジ）、シール能力不足（ガスケット）

・閉止板

延性破壊

(b) 伸縮式配管貫通部

・貫通配管

延性破壊

・スリーブ

延性破壊

・端板

延性破壊

・伸縮継手

疲労破壊

・短管

延性破壊

e. 電線貫通部

ロウ付け部の損傷（シール部）

延性破壊（構造部）

f. 原子炉格納容器隔離弁

変形（弁箱、弁体、ゴム系シール材）

(3) 評価方法

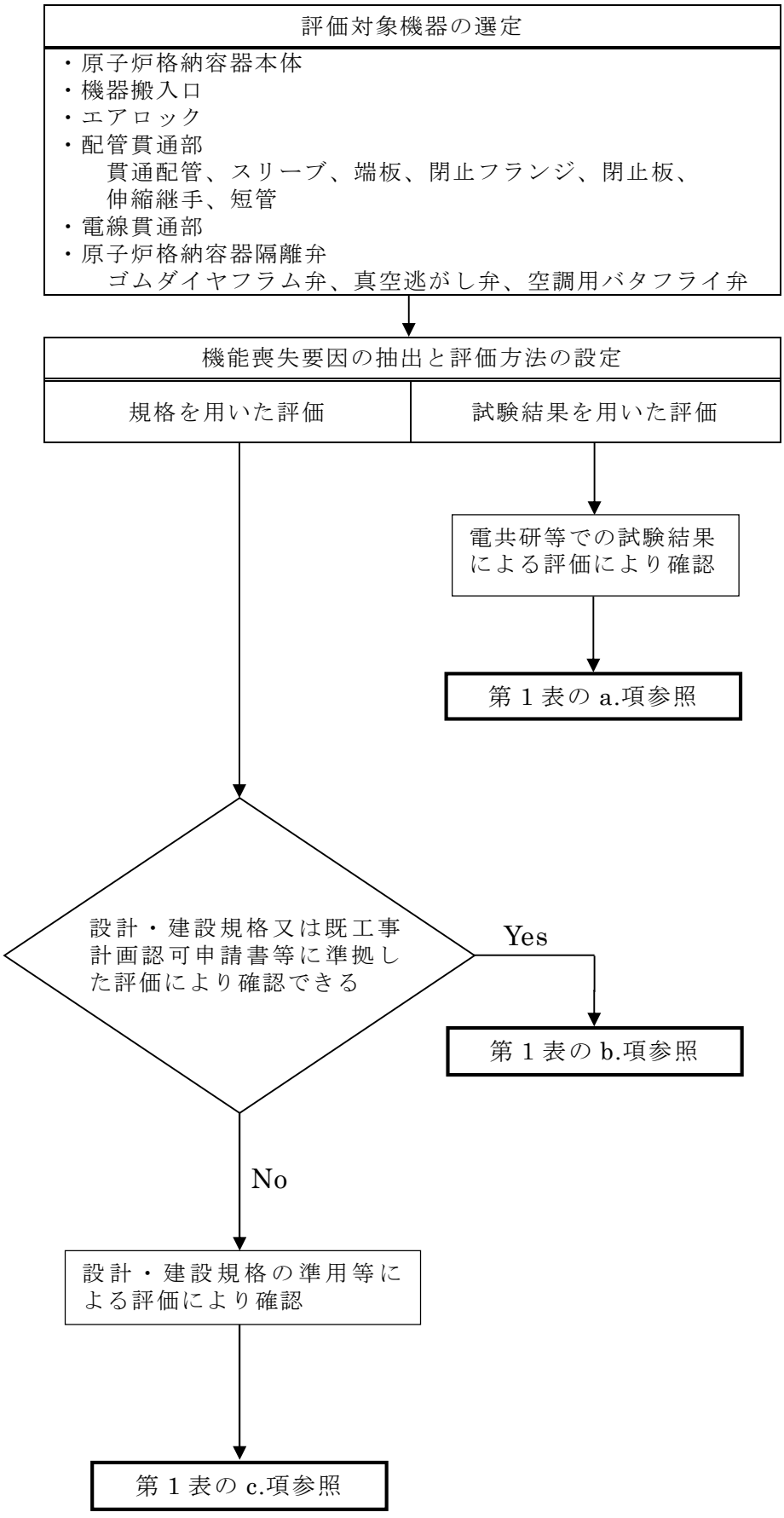
構造健全性及びシール部の機能維持について、各設備に対し放射性物質の閉じ込め機能を確保できる判断基準を設定し、以下のいずれかの方法により評価し、200℃、2Pd の環境下での健全性及び機能維持を確認する。

a. 電力会社等による共同研究（以下「電共研」という。）等での試験結果による評価

b. 「発電用原子力設備規格　設計・建設規格（2005 年版（2007 年追補版を含む。））〈第 I 編　軽水炉規格〉JSME S NC1－2005/2007」（以下「設計・建設規格」という。）又は既工事計画認可申請書等に準拠した評価

c. 設計・建設規格の準用等による評価

評価方法による評価対象機器の分類は第 1 図及び第 1 表参照。



第１図　評価方法による評価対象機器の分類

第１表　評価対象機器の分類及び評価内容

評価に用いた手法		評価対象機器	想定される機能喪失要因	評価方法の概要	判定基準
a.	電共研等での試験結果による評価	機器搬入口(シール部)	変形、高温劣化	シール部の隙間評価結果及びガスケットについて試験結果に基づき評価を実施。	漏えいなし。
		エアロック(シール部)	変形、高温劣化	シール部の隙間評価結果及びガスケットについて試験結果に基づき評価を実施。	漏えいなし。
		電線貫通部(シール部)	ロウ付け部の損傷	実機を模擬した検証試験により評価。	漏えいなし。
		ゴムダイヤフラム弁（シール部）	変形	EP ゴムの材料加速試験結果に基づいて健全性を確認。また、空調用バタフライ弁の蒸気漏えい試験により確認。	漏えいなし。
		真空逃がし弁（シール部）	変形	EP ゴムの材料加速試験結果に基づいて健全性を確認。また、空調用バタフライ弁の蒸気漏えい試験により確認。	漏えいなし。
		空調用バタフライ弁	変形	蒸気漏えい試験により評価。	漏えいなし。
b.	設計・建設規格又は既工事計画認可申請書等に準拠した評価	貫通配管	延性破壊	代表配管について、原子炉格納容器変位に伴う曲げ荷重の作用による強度評価を、設計・建設規格 PPC－3530、PPB－3531 又は PPB－3536 に準拠し、既工事計画認可申請書で実績のある手法で評価を実施。	PPC－3530 又は PPB－3531 の許容値を満足する。又は、PPB－3536 に基づく繰り返しピーク応力強さの許容値を満足する。
		端板	延性破壊	代表配管からの荷重及び原子炉格納容器内圧が作用した際の応力評価について、高経年化技術評価書で実績のある評価式を用いて応力を算定。	PVB－3112 の許容値(3S)を満足する。
		閉止板	延性破壊	既工事計画認可申請書で実績のある設計・建設規格 PVE－3410 に準拠し、200℃、2Pd に対する必要板厚を算定。	設計上の厚さが必要板厚を上回る。
		伸縮継手	疲労破壊	原子炉格納容器内圧及び原子炉格納容器変位による強制変位が作用した際の疲労累積係数の評価を、既工事計画認可申請書で実績のある設計・建設規格 PVE－3800 に準拠して実施。	疲労累積係数１以下となる。
		短管	延性破壊	短管に内圧が作用した際、必要な板厚を、既工事計画認可申請書で実績のある設計・建設規格 PVE－3230 に準拠して、必要板厚を算定。	設計上の厚さが必要板厚を上回る。
		電線貫通部（構造部）	延性破壊	構造部（本体､シュラウド及び端板）について、設計・建設規格 PVE－3230 及び 3410 に準拠し、必要板厚を算定。	設計上の厚さが必要板厚を上回る。
		ゴムダイヤフラム弁	変形	ゴムダイヤフラム弁の強度評価を、設計・建設規格に規定されている許容圧力を基に評価を実施。	2Pd が 200℃における許容圧力以下。
		真空逃がし弁	変形	①隔離機能については、設計・建設規格に準拠した手法で評価実施。 ②耐圧機能は設計・建設規格に規定されている許容圧力を基に評価を実施。	①隔離機能：弁体の発生応力が、1.5S 以下。 ②耐圧機能：2Pd が 200℃における許容圧力以下
c.	設計・建設規格の準用等による評価	原子炉格納容器	延性破壊	①原子炉格納容器の一般部について、設計・建設規格の評価式に準拠し、判断基準を 200℃における 2/3Su が発生する時として許容圧力を算定（簡易手法）。 ②原子炉格納容器の局部について、代表プラントの有限要素法による応力評価結果及び美浜発電所３号炉への適用性を確認する。	①許容圧力は 2Pd を上回る。 ②代表プラントにおける有限要素法の評価結果より許容圧力は 2Pd を上回る。
		機器搬入口	①座屈（蓋） ②延性破壊(フランジ、ボルト)	①胴の許容圧力評価は原子炉格納容器本体の評価結果に包絡されるため、蓋板の座屈について機械工学便覧評価式に基づき許容圧力を算定。 ②フランジ及びボルトについて、機器搬入口の基本形状及び原子炉格納容器への取付状態が同様であり、原子炉格納容器内圧力による変形モードも同傾向であるため、評価結果に相関性があると考えられる代表プラントの結果を使用し、プラント固有条件の差異を考慮し換算評価を実施し、300℃における設計引張強さ(Su)以下であることを確認。	①蓋板において許容圧力が 2Pd を上回る。 ②フランジ及びボルトに発生する応力が Su（設計引張強さ）以下。
		エアロック	延性破壊	既工事計画認可申請書の評価結果のうち最も厳しい隔壁の耐圧性能について、応力は圧力に比例することから、当該評価結果を使用して許容応力値が発生する時の圧力を算定。	隔壁の 2/3Su×α（形状係数）相当の応力が発生する時の圧力が 2Pd を上回る。
		スリーブ	延性破壊	原子炉格納容器内圧及び配管からの荷重による応力（一次一般膜応力、一次＋二次応力）を既工事計画認可申請書で評価実績のある方法で応力を算定し、許容値は設計・建設規格に準拠し、200℃における 2/3Su、α×2/3Su 以下であることを示す。又は、PVB－3112、PVB－3300 に準拠し、繰り返しピーク応力強さを評価。	発生応力が 200℃における左記許容値を満足する。又は、PVB－3300 に基づく繰り返しピーク応力強さの許容値を満足する。
		閉止フランジ	①延性破壊（フランジ） ②シール能力不足（ガスケット）	①レーティング設計の耐圧能力を確認。 ②シールするために必要な締付圧力により必要圧縮量の評価を実施。 ガスケットに対する放射線の影響及び熱劣化の評価を実施。	①レーティング設計の耐圧能力が 2Pd を上回る。 ②管理圧縮量が必要圧縮量を上回る。 材質の放射線劣化及び耐温度。

(4) 評価結果の概要

a. 原子炉格納容器本体

原子炉格納容器本体の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が原子炉格納容器本体に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、原子炉格納容器本体の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

ここで、設計・建設規格 解説表 PVB－3110－1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ(Su)に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR－2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する原子炉格納容器本体の温度及び圧力の妥当性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m（一次一般膜応力強さ）には 1.5、P_L+P_b（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）には 1.0 とした評価を行う。すなわち、原子炉格納容器本体に発生する応力が、P_m が 2/3Su、P_L+P_b が Su 以下であれば、延性破壊には至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考える。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB－3111 に示されるように、供用状態 D の P_m 、P_L+P_b の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、P_m は 2/3Su、P_L+P_b は 1.5×2/3Su（＝Su）と規定され

ている。前者は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されているが、後者は、断面表面が Su に到達しても断面内部は更なる耐荷能力があり直ちに破損には至らないため割下げ率は 1.0 としている。

さらに、構造不連続部には二次応力が発生することから、一次応力とあわせて一次＋二次応力の評価を保守的に実施し、許容値を設計引張強さ(Su)とする。なお、二次応力は、応力増加に伴い局部的な塑性流れが生じ応力分布が均等化され破損を起こすことは考えられないが、今回の評価では、一次＋二次応力の許容値を設計引張強さ(Su)とする。

原子炉格納容器本体の一般部（設計・建設規格 PVE－3010 で規定されている部位）の評価として、設計・建設規格 PVE－3230(2)a 項及び PVE－3323(1)項を準用し、許容引張応力に供用状態 D における一次一般膜応力の許容値である 200℃の 2/3Su を与えることで許容圧力を算出（一次一般膜応力評価：簡易手法）する。

この簡易手法による評価では、美浜発電所３号炉の原子炉格納容器本体の一般部の許容圧力は 2Pd 以上（半球部及び円筒部共に約 2.1Pd）であった。

一方、旧原子力発電技術機構（NUPEC）重要構造物安全評価（「原子炉格納容器信頼性実証事業」（平成 2 年度～平成 14 年度））において、判断基準を 200℃の設計引張強さ(Su)として代表プラントの原子炉格納容器を対象に有限要素法による応力評価（一次＋二次応力評価）が実施されており、これに基づき美浜発電所３号炉での原子炉格納容器の局部（設計・建設規格 PVE－3010 で規定されていない部位）の許容圧力を確認する。

この有限要素法による評価では、代表プラントの原子炉格納容器本体の局部評価点として、弾性材下端点、リングガーダ部、半球部と円筒部の接続部及び大開口廻り（機器搬入口及びその周辺並びにエアロック周辺）が抽出されるが、大開口廻りの塑性ひずみが大きいため大開口廻りを選定した。大開口廻りに関して、設計引張強さ(Su)に到達する圧力を評価した結果、いずれも 2Pd 以上あり、最も早く到達する

のは機器搬入口周辺で約 3.1Pd であった。

以上のことから、美浜発電所 3 号炉の原子炉格納容器本体は 200℃、2Pd の環境下において構造健全性は維持され、放射性物質の閉じ込め機能は確保される。

b. 機器搬入口

機器搬入口は、フランジ付の胴板が原子炉格納容器の貫通部に溶接固定され、この胴板のフランジに蓋フランジをボルト固定しており、フランジ間のシールにはシリコンゴムのガスケットを使用している。

機器搬入口の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

機器搬入口は原子炉格納容器の貫通口の中でも内径が大きいことから、原子炉格納容器膨張による胴の歪による強制変位が顕著に作用する。この変位及び原子炉格納容器内圧による過度な塑性変形に伴う延性破壊、また、フランジ部の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。

また、球殻形状である蓋は、蓋の板厚に対し球殻の半径が大きく、高温状態で原子炉格納容器内圧を受けるため、座屈が考えられる。

このため、下記のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

(a) 本体

重要構造物安全評価（「原子炉格納容器信頼性実証事業」（平成 2 年度～平成 14 年度））において、鋼製格納容器を対象に有限要素法による応力評価（一次＋二次応力評価）を実施し、判断基準を 200℃の設計引張強さ(Su)として許容圧力を評価している。この評価には機器搬入口の胴及び取付部も含めてモデル化されており、機

器搬入口の胴及び取付部は、原子炉格納容器半球部と比較し十分裕度があるものであり、その評価結果に包絡される。

一方、蓋板の座屈の評価は、原子炉格納容器内圧が作用する（蓋が閉じられる方向）ものとして一般的な蓋（球殻）の許容圧力算出式を使用して、許容圧力が 2Pd を上回ることを確認した。

(b) シール機能

・フランジ部

機器搬入口は原子炉格納容器の貫通口の中でも内径が大きいことから、原子炉格納容器内圧により発生する原子炉格納容器胴の歪に伴う強制変位が顕著に作用する。このため、リーク性能に影響を及ぼすフランジの開口量を含むフランジの一般部及び局部の応力について、機器搬入口の基本形状及び原子炉格納容器への取付状態は同じであり原子炉格納容器内圧力による変形モードも同傾向である代表プラントの有限要素法による一般部及び局部の解析評価結果（一次＋二次応力評価）を基に換算評価を行い、フランジ及びボルトに発生する応力が設計引張強さ(Su)以下であることを確認した。

ここで、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ(Su)に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR－2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する 200℃、2Pd の環境下での機器搬入口の構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を 1.0 とした評価を行う。すなわち、機器搬入口に発生する応力が、設計引張強さ(Su)以下であれば、延性破壊には至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説図 PVB－3111－5 に示すように、供用状態 D

の P_L+P_b（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであるのに対し（設計・建設規格 解説 PVB－3111)、機器搬入口の温度及び圧力の状態は、供用状態 D をはるかに超えた事象であり、許容圧力を算出する際に P_L+P_b の許容値として設計引張強さ（ただし、200℃における設計引張強さ）を適用することは妥当である。

さらに、構造不連続部には二次応力が発生することから、一次応力とあわせて一次＋二次応力の評価を保守的に実施し、許容値を設計引張強さ(Su)とする。なお、二次応力は、応力増加に伴い局部的な塑性流れが生じ応力分布が均等化され破損を起こすことは考えられないが、今回の評価では、すべての応力の許容値を設計引張強さ(Su)とする。

また、蓋の球殻部に原子炉格納容器内圧が外圧として作用することによりフランジ面間に発生する最大隙間が、機器搬入口のガスケットの取付状態が同じである代表プラントの試験結果で漏えいがないとされる隙間以下であることを確認した。

・シール材

シール材（ガスケット）は、機器搬入口のガスケットの取付状態が同じである代表プラントの試験結果から 200℃、2Pd での健全性を確認した。

c. エアロック

エアロックは、円筒胴が原子炉格納容器の貫通部に溶接固定されており、円筒胴の両端に平板（隔壁）を溶接し、人が出入りできる開口部を設けている。この開口部に枠板（隔壁）を溶接し、枠板の前面を

開閉扉で塞ぐ構造である。枠板の前面と扉間のシールにはシリコンゴムのガスケットを使用している。また、隔壁には扉開閉ハンドル軸等が貫通しており、貫通部にシール材を使用している。

エアロックの設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、有意な圧縮力がエアロックに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができ、高温状態で原子炉格納容器内圧を受けるため、過度な塑性変形に伴う延性破壊が機能喪失要因として想定される。そのため、エアロック本体の塑性変形に伴う延性破壊、また、扉の変形及びシール材の高温劣化によるシール機能の低下が考えられる。このため、下記のとおり 200℃、2Pd の環境下での健全性を確認した。

(a) 本体

重要構造物安全評価（「原子炉格納容器信頼性実証事業」（平成 2 年度～平成 14 年度)）において、鋼製格納容器を対象に有限要素法による応力評価（一次＋二次応力評価）を実施し、判断基準を200℃の設計引張強さ(Su)として許容圧力を評価している。この評価にはエアロックの胴及び取付部も含めてモデル化されており、エアロックの胴及び取付部は、原子炉格納容器半球部と比較し十分裕度があるものであり、その評価結果に包絡される。

また、その他の局部的な部位について、既工事計画認可申請書添付資料「エアロックおよび機器搬入口応力解析書」において隔壁部が最も応力が厳しいことから、隔壁部を評価した。今回の評価は、発生応力が内圧に比例するため既工事計画認可申請書結果の応力値（一次応力評価）から 200℃の許容応力値が発生する時の圧力を算出し、2Pd を上回ることを確認した。なお、原子炉格納容器との取り合い部から隔壁までは距離があり、原子炉格納容器胴の歪に伴う強制変位の影響（二次応力）は軽微であると考えられるため、一次

応力評価を実施した。

ここで、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ(Su)に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR－2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過する 200℃、2Pd の環境下でのエアロックの構造健全性を確認するものであるため、上記割下げ率を 1.0 とした評価を行う。すなわち、エアロックに発生する応力が、設計引張強さ(Su)以下であれば、延性破壊には至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考える。この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説図 PVB－3111－5 に示すように、供用状態 D の P_L+P_b（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであるのに対し（設計・建設規格 解説 PVB－3111）、エアロックの温度及び圧力の状態は、供用状態 D をはるかに超えた事象であり、許容圧力を算出する際に P_L+P_b の許容値として設計引張強さ（ただし、200℃における設計引張強さ）を適用することは妥当であり、許容値を設計引張強さ(Su)とする。ただし、今回の評価部位である隔壁については、設計・建設規格 表 PVB－3110－1 に規定される形状係数 α（＝1.422）を考慮して許容値（α×2/3Su）を設定する。

(b) シール機能

・シール材

扉のシリコンガスケット以外にエアロックの隔壁貫通部に使用しているシール材には以下がある。

①ハンドル軸貫通部Oリング・・・ふっ素ゴム
②均圧弁、同配管ガスケット・・・ふっ素ゴム
③電線貫通部パッキン・・・・・・ふっ素ゴム

これらのシール材については、単体劣化試験でシリコンと同等又はそれ以上の耐環境特性を有していることが確認されていることから、扉ガスケット（シリコンゴム）について、エアロックと材質及びシール方式が同一の機器搬入口のガスケットの試験結果から、200℃、2Pd での健全性を確認した。

・扉

エアロック扉閉止時は、扉は原子炉格納容器内圧により押し付けられているため開くことはなく、隔壁側の 2 重のガスケットに扉側の突起部を押し付けてシールしている状態である。しかしながら、原子炉格納容器内圧による扉の変形によりシール部に隙間が発生する。このためシール部に発生する最大隙間がエアロックと材質及びシール方式が同一の機器搬入口のガスケットの試験結果で漏えいがないとされる隙間以下であることを確認した。

d. 配管貫通部

(a) 固定式配管貫通部

・貫通配管

貫通配管の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が貫通配管に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。一方、200℃、2Pd の環境下では原子炉格納容器は大きく変形することから、貫通配管には原子炉格納容器の変位による曲げ荷重が作用する。よって、貫通配管の機能喪失要因は、過度な曲げ荷重に伴う延性破壊が想定される。ここで、貫通配管に加

えられる曲げ荷重は二次応力に分類されることから、自重等の一次応力とあわせて、一次＋二次応力が制限値を満足することを確認する。

このため、配管に発生する応力が大きい貫通部を代表として選定し、当該配管について、3 次元梁モデルを用いた弾性解析を実施し、設計・建設規格 PPC－3530 に規定される一次＋二次応力の制限値を満足することを確認する。

また、設計・建設規格 PPC－3530 の評価を満足しない場合は、設計・建設規格 PPC－1210 の PPC 規定にしたがう代わりに PPB 規定にしたがってもよいという規定に基づき、設計・建設規格 PPB－3531 に規定される一次＋二次応力の制限値(3Sm)を満足すること、又は設計・建設規格 PPB－3536 に基づく繰り返しピーク応力強さが許容値を満足することを確認し、配管の損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能があることを確認する。

なお、前述の一次＋二次応力の制限値は既工事認可申請書でも採用しているものである。

・スリーブ

スリーブ本体及び取付部（以下「スリーブ」という。）の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd の条件を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力がスリーブに生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。

したがって、スリーブの機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

ここで、設計・建設規格 解説表 PVB－3110－1 において、延性破壊評価は一次応力の評価を実施することとなっている。

一方、設計・建設規格における一次応力強さの許容値は、材料の種類及び温度ごとに材料試験（引張試験）を実施した結果を基

に国内 Su 値検討会で設定された設計引張強さ(Su)に割下げ率を考慮して設定されたものである。（設計・建設規格 解説 GNR－2200）

今回の評価は、設計基準である最高使用温度及び最高使用圧力を超過するスリーブの温度及び圧力の妥当性を確認するものであるため、上記割下げ率を P_m（一次一般膜応力強さ）には 1.5、P_L＋P_b（一次局部膜応力強さ＋一次曲げ応力強さ）には 1.0 とした評価を行う。すなわち、スリーブに発生する応力が、P_m が 2/3Su、P_L＋P_b が Su 以下であれば、延性破壊には至らず、構造は健全で機能要求（放射性物質の閉じ込め機能）を確保できると考える。

この許容値の考え方は、設計・建設規格 解説 PVB－3111 に示すように、供用状態 D の P_m 、P_L＋P_b の許容値と同等である。なお、耐圧機能維持の観点から、安全評価上の仮定（原子炉冷却材喪失事故を想定）に保証を与える目的で応力評価を行う設計・建設規格の供用状態 D の許容応力は、鋼材の究極的な強さを基に、弾性計算により塑性不安定現象の評価を行うことへの理論的安全裕度を考慮して定めたものであり、P_m は 2/3Su、P_L＋P_b は 1.5×2/3Su（＝Su）と規定されている。前者は、膜応力であり断面の応力が Su に到達すると直ちに破損に至るため割下げ率 1.5 を考慮して規定されているが、後者は、断面表面が Su に到達しても断面内部は更なる耐荷能力があり直ちに破損には至らないため割下げ率は 1.0 としている。

さらに、構造不連続部には二次応力が発生することから、一次応力とあわせて一次＋二次応力の評価を保守的に実施し、許容値を設計引張強さ(Su)とする。なお、二次応力は、応力増加に伴い局部的な塑性流れが生じ応力分布が均等化され破損を起こすことは考えられないが、今回の評価では、一次＋二次応力の許容値を設計引張強さ(Su)とする。なお、上記はスリーブ取付部に関するものであり、スリーブ本体については、設計・建設規格 表 PVB－3110－1 に規定される形状係数 α（＝1.3）を考慮して一次＋二次応力

評価の許容値を設定する。

なお、一次＋二次応力強さが設計引張強さ(Su)を満足しない場合は、設計・建設規格 PVE－3111 より設計・建設規格 PVB－3112 の一次＋二次応力制限値を満足すること、又は設計・建設規格 PVE－3130 より設計・建設規格 PVB－3300 に基づく繰り返しピーク応力強さが許容値を満足することを確認し、スリーブの損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能があることを確認する。

その結果、スリーブに生じる応力が大きい貫通部を代表として選定し、200℃、2Pd の環境下において、原子炉格納容器内圧及び配管荷重によってスリーブに生じる一次＋二次応力強さが、200℃における設計引張強さ(Su)以下になること、又は繰り返しピーク応力強さが許容値を満足することを確認した。また、一次一般膜応力強さは、供用状態 D における一次一般膜応力の許容値である 2/3Su 以下であることも確認した。

以上から、200℃、2Pd の環境下において、スリーブは、損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能があることを確認した。

・端板

今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。一方、200℃、2Pd の環境下では原子炉格納容器が大きく変形することにより貫通配管に原子炉格納容器の変位による曲げ荷重が作用する。端板は配管と固定されていることから配管荷重が作用し曲げ変形を生じさせる。また端板には原子炉格納容器内圧が作用し、それらにより、端板の機能喪失要因は延性破壊が想定される。このため、端板に生じる応力が大きい貫通部を代表として選定した。考慮する応力強さとしては原子炉格納容器が変形することにより生じる曲げ荷重は二次応力に分類されることから、一次＋二次応力が設計・建設規格 PVB－3112 に規定される一次＋二次応力強さの

制限値(3S)を満足することを確認し、端板の損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能があることを確認した。

・閉止フランジ

今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、閉止フランジに対しては脆性破壊が生じる温度ではないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が作用しないことから脆性破壊、疲労破壊及び座屈破壊は評価対象外と考えることができる。閉止フランジに対して作用する外力としては原子炉格納容器内圧が作用するが、閉止フランジはレーティング設計がなされており、150LB の閉止フランジ、すなわち 1.03MPa[gage]の耐圧能力を有していることから、有意な変形は発生しないと考えられる。一方、閉止フランジに用いられているガスケットへの圧力負荷増による漏えいの懸念がある。このため、200℃、2Pd 環境下で、ガスケットがシール能力を発揮するために必要な圧縮量に対し管理圧縮量が問題ないことを確認した。また、ガスケット材への放射線の影響及び耐熱性についても問題ないことを確認した。

・閉止板

閉止板の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないことから、脆性破壊及び疲労破壊は評価対象外と考えることができる。

一方、閉止板には、原子炉格納容器内圧が作用するため、一次応力（曲げ応力）が生じ、端板の機能喪失要因は延性破壊が想定される。

このため、閉止板に発生する応力が大きい貫通部を代表として選定し、当該閉止板の厚さが、200℃、2Pd 環境下において、設計・建設規格 PVE－3410 に規定される計算上必要な厚さを上回る

ことを確認し、閉止板の損傷に至らず、放射性物質の閉じ込め機能が維持されることを確認した。

(b) 伸縮式配管貫通部

・貫通配管

原子炉格納容器の変位による荷重が大きい固定式配管貫通部の評価にて代表される。

・スリーブ

原子炉格納容器の変位による荷重が大きい固定式配管貫通部の評価にて代表される。

・端板

原子炉格納容器の変位による荷重が大きい固定式配管貫通部の評価にて代表される。

・伸縮継手

200℃、2Pd の環境下では、原子炉格納容器が大きく変形することにより伸縮継手にも変形が生じる。また、伸縮継手には原子炉格納容器内圧も作用し、それらにより伸縮継手の機能喪失要因は疲労破壊が想定される。伸縮式配管貫通部のうち原子炉格納容器本体の変位が最も大きい位置にあり、伸縮継手に発生する一次＋二次応力が大きくなると考えられる伸縮継手を代表として選定し評価した。具体的には、一次＋二次応力を考慮し、原子炉格納容器内圧及び原子炉格納容器の変位が作用した条件において、設計・建設規格 PVE－3800 に基づき、設計繰り返し回数と許容繰り返し回数の比である疲労累積係数を求め、通常運転時の疲労累積係数との合計が 1 以下であることを確認した。

・短管

短管に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、伸縮継手部が応力を受け変形することにより繰り返し荷重及び圧縮力が短管に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。しかしながら、200℃、2Pd の環境下では、短管に対し原子炉格納容器内圧が作用する。この時、短管の機能喪失要因としては内圧が作用することによる延性破壊が考えられる。200℃、2Pd 時環境下で内圧作用による一次応力が生じた際、配管貫通部の短管の厚さが、設計・建設規格 PVE－3230 に規定される計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

e. 電線貫通部

電線貫通部では、電線貫通部のうち本体、シュラウド及び端板の設計時に考慮される機能喪失要因は、脆性破壊、疲労破壊、座屈及び延性破壊が考えられる。今回の評価条件である 200℃、2Pd を考慮した場合、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、過度の圧縮力が本体、シュラウド及び端板に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。したがって、本体、シュラウド及び端板の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受け、過度な塑性変形に伴う延性破壊が想定される。

本体、シュラウド及び端板の板厚が 200℃、2Pd の環境下で外圧又は内圧作用による応力が生じた際、最小厚さは設計・建設規格（本体及びシュラウド板厚：PVE－3230、端板板厚：PVE－3410）に規定される計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

電線貫通部では、封着金属で端板～アルミナ磁器間及びアルミナ磁器～銅棒間をロウ付けすることにより貫通導体（銅棒）の気密性を維持しており、検証試験にて以下の条件で当該部の破壊圧力を確認している。

・常温破壊圧力：約□MPa[gage]

以上のことより、200℃、2Pd(0.522MPa[gage])において電線貫通部の気密性維持は可能と考えられる。

f. 原子炉格納容器隔離弁

原子炉格納容器隔離弁のうちゴムダイヤフラム弁、真空逃がし弁及び空調用バタフライ弁について、200℃、2Pd の環境下でのゴム系シール材の損傷（変形）が想定されるため以下のとおり健全性を確認する。また、弁の耐圧部については、機能喪失要因として脆性破壊、疲労破壊、座屈及び変形が考えられるが、200℃、2Pd の環境下では、脆性破壊が生じる温度域でないこと、繰り返し荷重が作用しないこと、圧縮力が弁本体に生じないことから、脆性破壊、疲労破壊及び座屈は評価対象外と考えることができる。したがって、原子炉格納容器隔離弁のうちゴムダイヤフラム弁、真空逃がし弁及び空調用バタフライ弁の耐圧部の機能喪失要因は、高温状態で内圧を受けることによる過度な変形（一次応力）が想定されるため、以下のとおり健全性を確認した。

(a) ゴムダイヤフラム弁

・設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に基づき、弁箱の耐圧機能の評価を行い、200℃、2Pd で弁箱の変形はなく耐圧性能を有することを確認した。

・隔離機能（気密性保持）は、弁体であるダイヤフラム（EP ゴム）の耐環境性が支配的であるため、200℃、2Pd の環境下でのダイヤフラム（EP ゴム）への影響を、EP ゴムの単体劣化試験結果より評価し、形状、寸法等の著しい変化はないことを確認した。

(b) 真空逃がし弁

・設計・建設規格（弁の圧力温度基準に基づく評価）に基づき、弁箱の耐圧機能の評価を行い、200℃、2Pd で弁箱の変形はなく耐圧

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

性能を有することを確認した。

・隔離機能（気密性保持）に影響する部位である弁体及び弁座シート材（EP ゴム）について、原子炉格納容器内圧により弁体に曲げ荷重が作用するが、設計・建設規格に基づき有意な変形はなく耐圧強度を有することを確認した。また弁座シート材は、200℃、2Pd の環境下での影響を、EP ゴムの単体劣化試験結果より形状、寸法等の著しい変化はないことを確認した。

(c) 空調用バタフライ弁

・空調用バタフライ弁の供試体(24B)を用いて、蒸気加熱漏えい試験を実施し、高温及び高圧条件下での漏えいがないことを確認した。

上記以外の隔離弁については、以下の理由により 200℃、2Pd の環境下で健全性を有している。

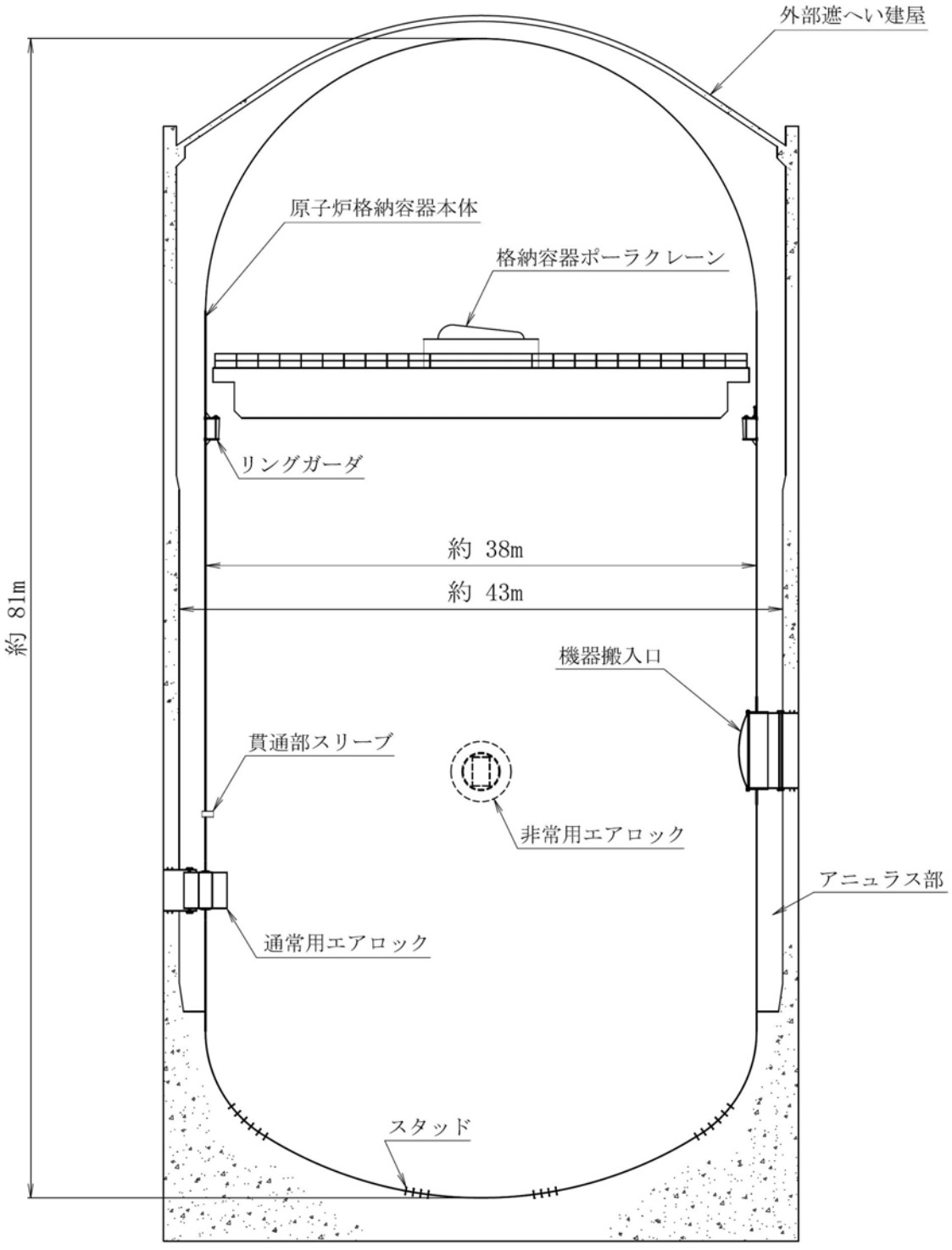
・弁箱の圧力クラスは各配管ラインの設計圧力に応じて適切なものが選定されており(min. 1.03MPa[gage])、耐圧上問題となることはない。

・弁のグランド部及びボンネット部のシールには、黒鉛製のパッキン、ガスケットを有しており、耐熱性上問題となることはない。

・弁シート部はすべて金属製である。

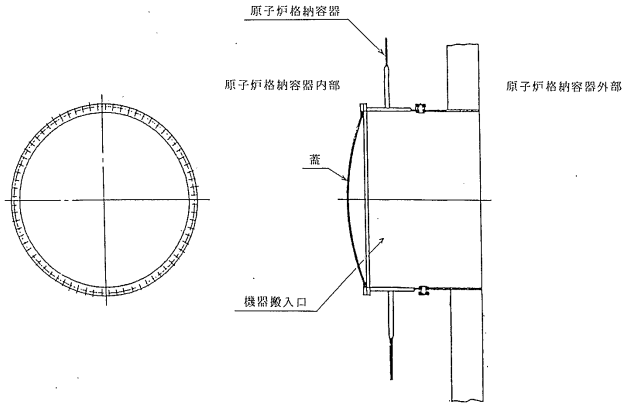
4. 結論

美浜発電所 3 号炉の原子炉格納容器本体並びに原子炉格納容器に設置されている開口部（機器搬入口、エアロック）、原子炉格納容器貫通部（配管貫通部、電線貫通部）及び原子炉格納容器隔離弁について、200℃、2Pd の環境下での構造健全性を確認した。また、開口部、原子炉格納容器貫通部及び原子炉格納容器隔離弁に使用されているシール部についても、200℃、2Pd の環境下での機能維持を確認した。

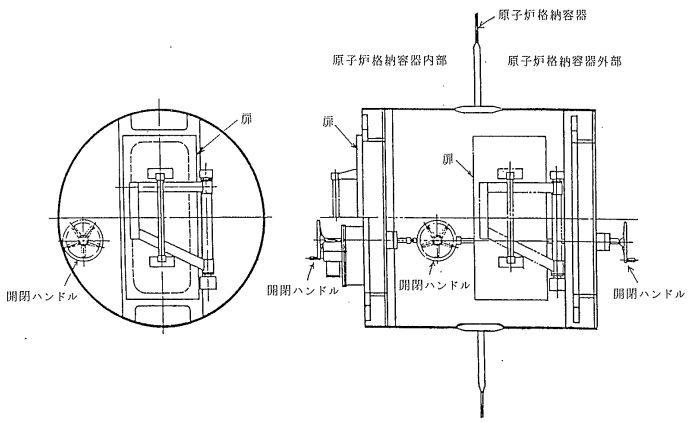


原子炉格納容器本体

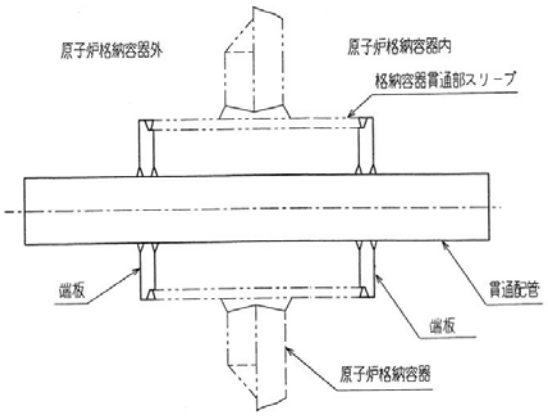
第 2 図　原子炉格納容器バウンダリ構成部概要図(1/4)



機器搬入口

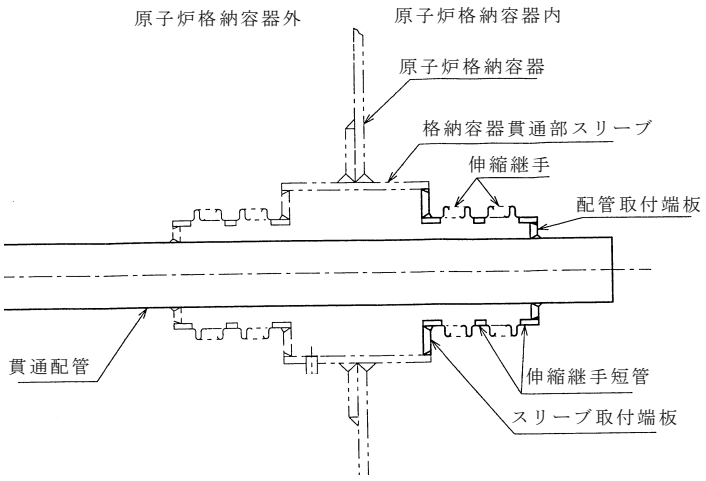


エアロック

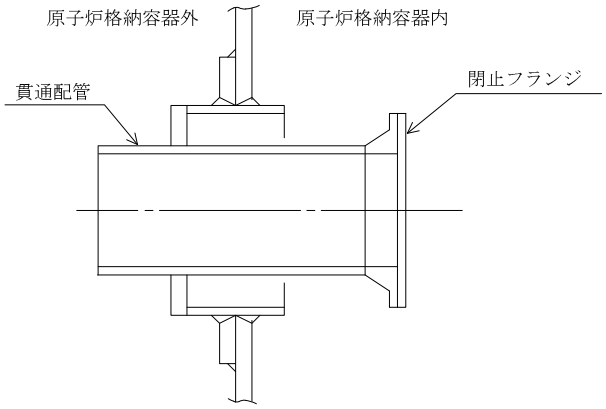


固定式配管貫通部

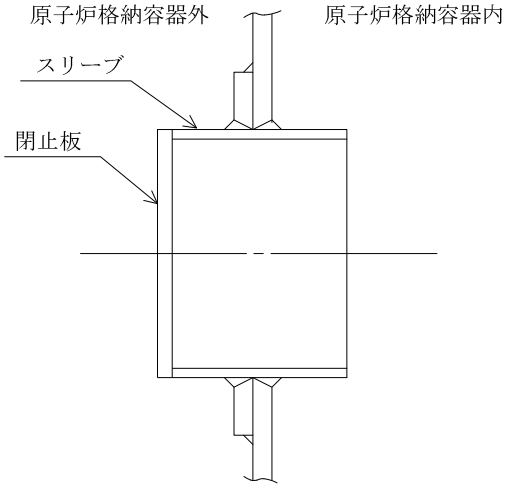
第 2 図　原子炉格納容器バウンダリ構成部概要図(2/4)



伸縮式配管貫通部

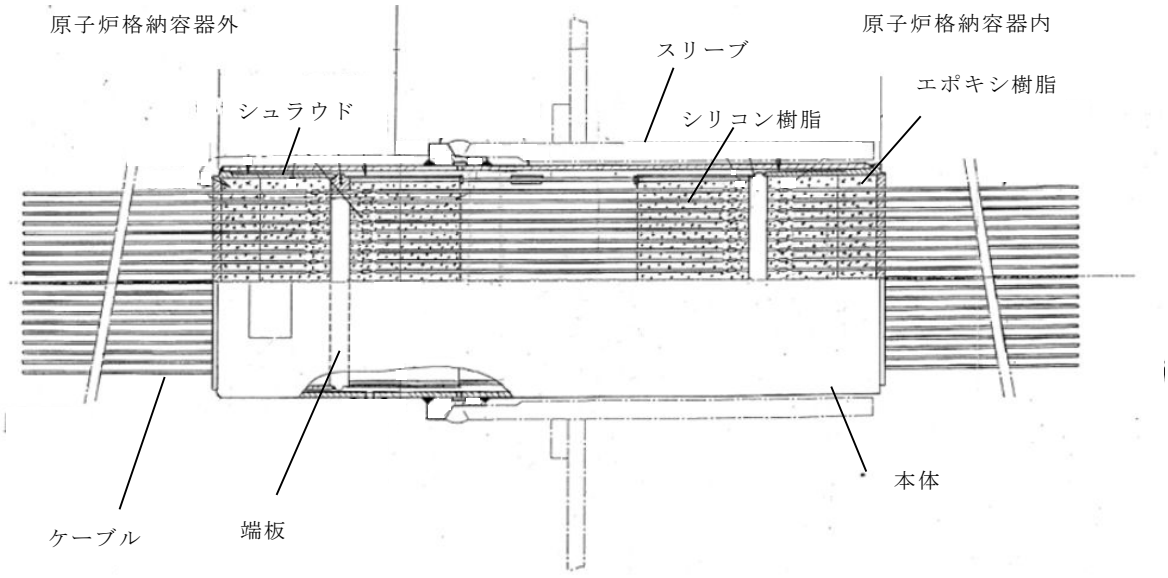


閉止フランジ

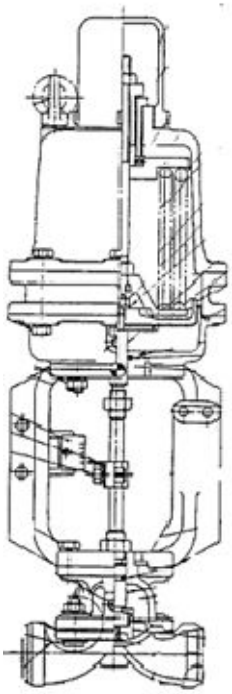


閉止板

第 2 図　原子炉格納容器バウンダリ構成部概要図(3/4)



電線貫通部



原子炉格納容器隔離弁

第 2 図　原子炉格納容器バウンダリ構成部概要図(4/4)

第 2 表　評価結果まとめ

評価部位	評価点	評価式	評価条件	評価値※1	判定値	評価結果
原子炉 格納容器本体	円筒部 半球部	円筒部：PVE－3230 半球部：PVE－3323 局部：代表プラント	200℃ 2Pd	一般部：約 2.1Pd(2/3Su) 局部：約 3.1Pd(FEM)	0.522 MPa[gage]以上 (2Pd)	破断せず
機器搬入口	フランジ部	代表プラント値換算	300℃ 2Pd	207 MPa (一次＋二次応力)	420 MPa 以下 (Su)	破断せず／ シール機能維持※2,3
	蓋板	機械工学便覧	200℃	1.79 MPa[gage] (許容圧力)	0.522 MPa[gage]以上 (2Pd)	
エアロック	隔壁部	工認手法	200℃	0.94 MPa[gage] (許容圧力)	0.522 MPa[gage]以上 (2Pd)	破断せず／ シール機能維持※3
貫通配管	同左 (貫通部付近)	PPB－3536	200℃ 2Pd	903 MPa (繰り返しピーク応力強さ)	3999 MPa 以下	破断せず
スリーブ	スリーブ 取付部	工認手法	200℃ 2Pd	265 MPa (一次応力)	281 MPa 以下 (2/3Su)	破断せず
端板	配管取付部	工認手法	200℃ 2Pd	279 MPa (一次＋二次応力)	393 MPa 以下 (3S)	破断せず
閉止フランジ	同左	レーティング設計	200℃	1.03 MPa[gage]※4	0.522 MPa[gage]以上 (2Pd)	破断せず／ シール機能維持※6
閉止板	同左	PVE－3410	200℃ 2Pd	□mm (実物厚さ)	20.8　mm 以上 (設計基準上必要板厚)	破断せず
伸縮継手	同左	工認手法及び PVE－3800	200℃ 2Pd	0.00605 (疲労累積係数)	1 以下	破断せず
短管	同左	PVE－3230	200℃ 2Pd	□mm (実物厚さ)	2.1mm 以上 (設計基準上必要板厚)	破断せず
電線貫通部	端板	PVE－3410	200℃ 2Pd	□mm	9.5mm 以上 (設計基準上必要板厚)	破断せず
原子炉 格納容器隔離弁	弁箱	レーティング設計	200℃	1.40 MPa[gage]※5	0.522 MPa[gage]以上 (2Pd)	破断せず／ シール機能維持

※1：複数評価している項目は最も厳しい値を記載
※2：代表プラント評価値の換算による評価
※3：フランジ隙間許容値以下を確認
※4：レーティング設計による圧力
※5：レーティング設計による 200℃での許容圧力
※6：ガスケット必要圧縮量以上を確認

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

追 補
「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の追補

添付書類十「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の記述に次のとおり追補する。

「5.2.2　特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の追補の記載内容は機密に係る事項ですので公開することはできません。

＜R02.7.8 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備

（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

なお、本申請における設計および調達に係る業務のうち 2020 年 3 月 31 日までに実施した業務は、設置許可本文十一号に基づくものではないことから、2020 年 3 月 31 日までに実施した業務の実績については、本申請における活動実績に応じて記載する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達に

よる解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した現設計者以外の者に実施させる。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.3.4 新検査制度移行に際しての本申請における設計管理の特例

設計を主管する箇所の長が実施する本申請における設計管理の対象となる業務のうち、2020 年 3 月 31 日までに実施した本申請における申請書作成に係る社内手続き又は基本設計に係る調達製品の検証については、設置許可本文十一号に基づく設計管理は適用しない。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

なお、本申請において上記による活動は以下のとおり実施した。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合してい

ることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

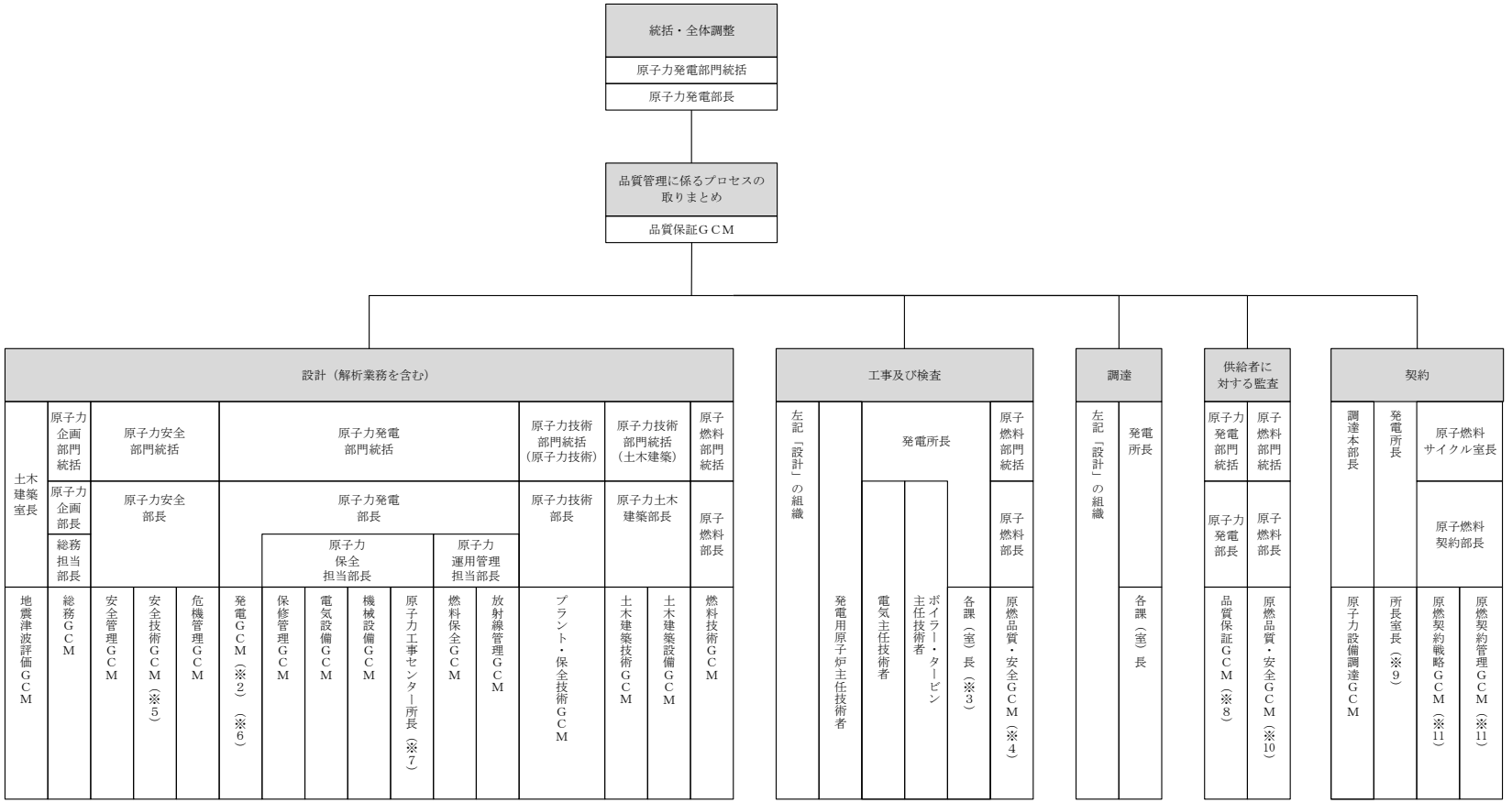
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1)※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを主管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（設計における変更において原子力工事センター所長が設計を主管する箇所とならない場合は、当該変更に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※10：原子燃料関係の調達先の監査
※11：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表

＜R02.12.23 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る

品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設

備（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

なお、本申請における設計及び調達に係る業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務は、設置許可本文十一号に基づくものではないことから、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務の実績については、本申請における活動実績に応じて記載する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施

する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.3.4 新検査制度移行に際しての本申請における設計管理の特例

設計を主管する箇所の長が実施する本申請における設計管理の対象となる業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した本申請における申請書作成に係る社内手続き又は基本設計に係る調達製品の検証については、設置許可本文十一号に基づく設計管理は適用しない。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの

独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を

実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

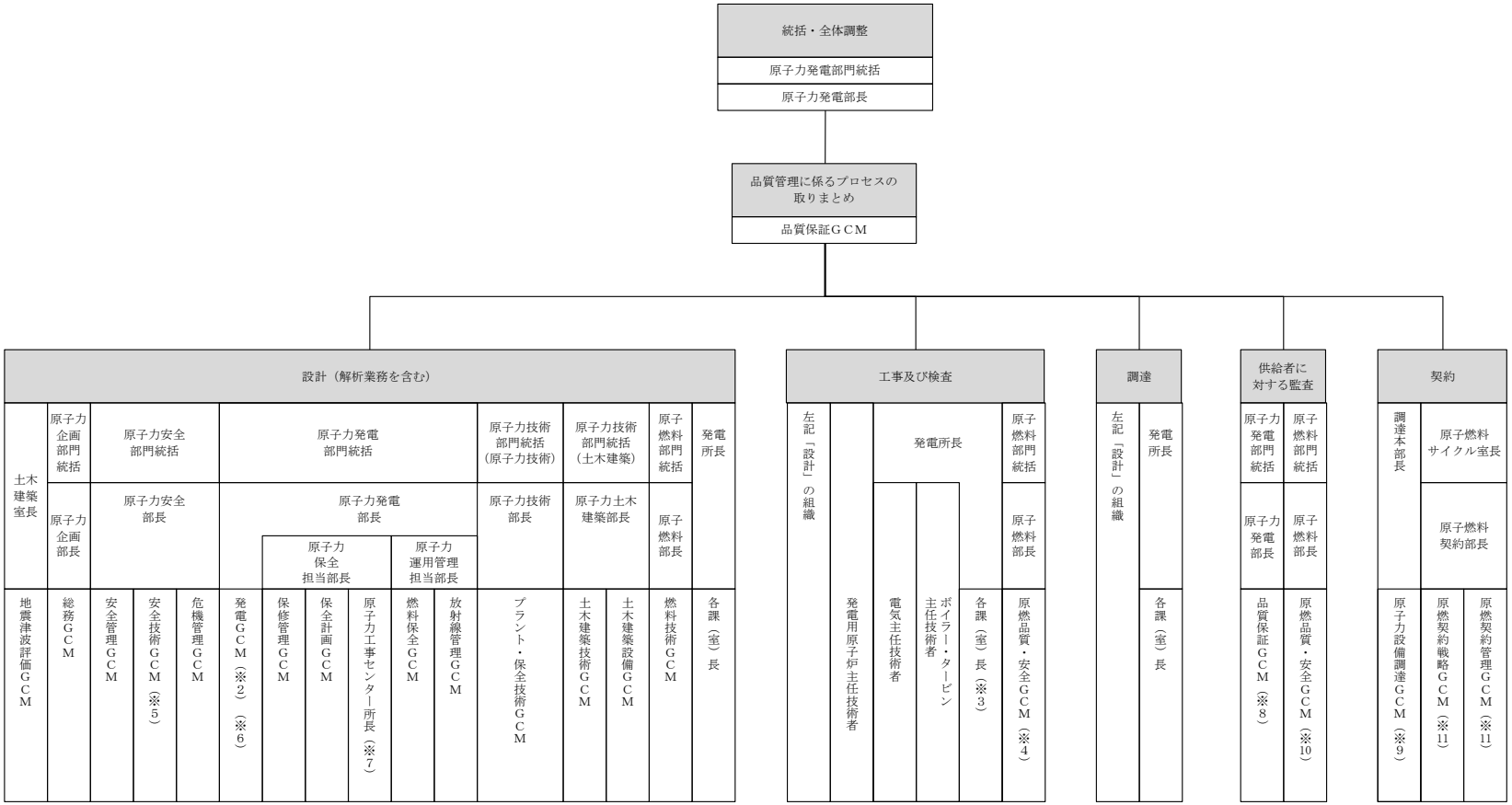
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1)※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを所管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（設計における変更において原子力工事センター所長が設計を主管する箇所とならない場合は、当該変更に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※10：原子燃料関係の調達先の監査
※11：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表

＜R03.5.19 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備

（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

なお、本申請における設計及び調達に係る業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務は、設置許可本文十一号に基づくものではないことから、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務の実績については、本申請における活動実績に応じて記載する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.3.4 新検査制度移行に際しての本申請における設計管理の特例

設計を主管する箇所の長が実施する本申請における設計管理の対象となる業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した本申請における申請書作成に係る社内手続き又は基本設計に係る調達製品の検証については、設置許可本文十一号に基づく設計管理は適用しない。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合してい

ることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

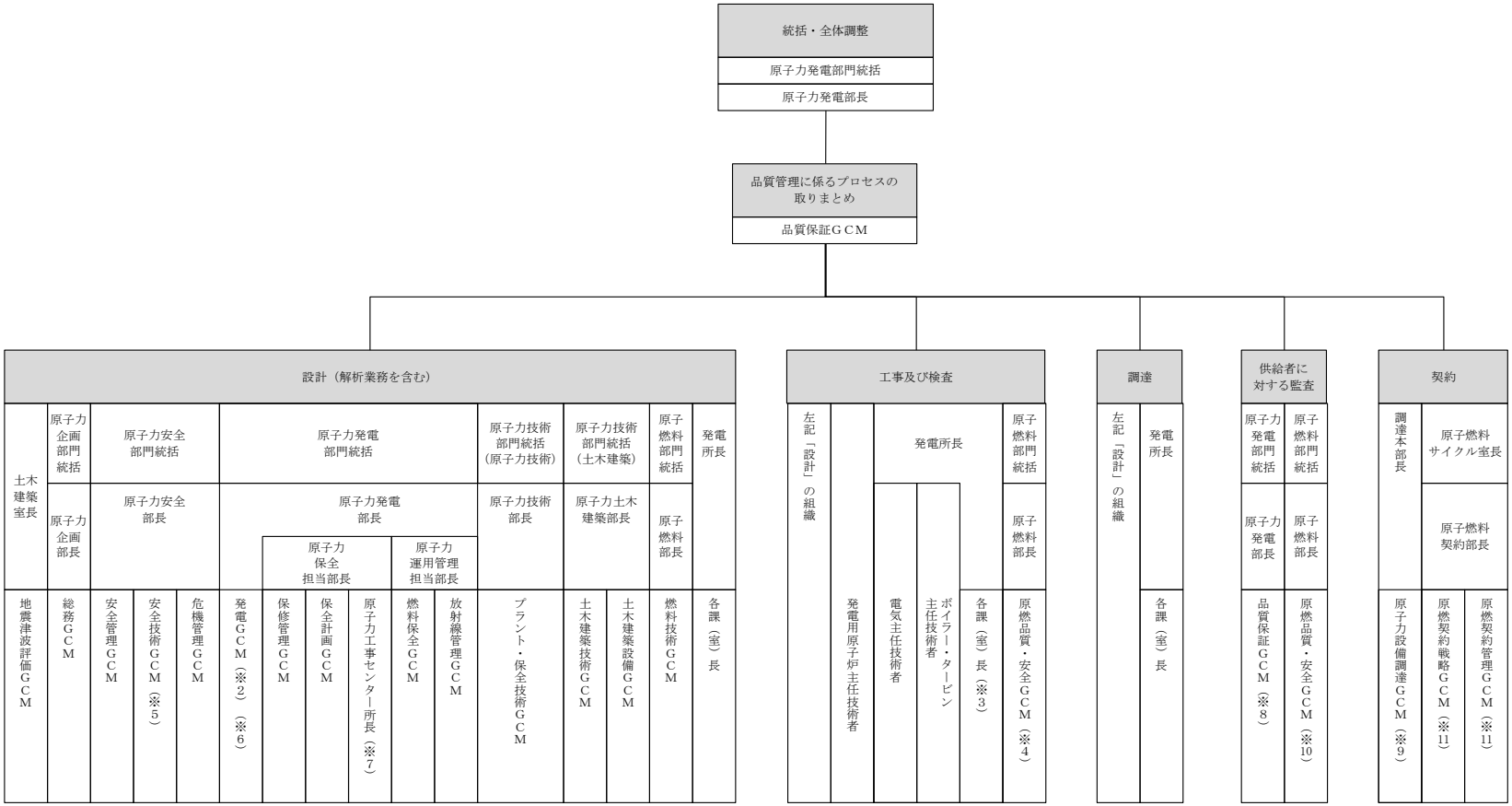
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全部門 本店　原子力発電部門 本店　原子力技術部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　所長室 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　計装保修課 発電所　原子炉保修課 発電所　タービン保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ 発電所　土木建築工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1)※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを所管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（設計における変更において原子力工事センター所長が設計を主管する箇所とならない場合は、当該変更に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ、センター所長又は各課（室）長
※10：原子燃料関係の調達先の監査
※11：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表

＜R06.12.11 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備

（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な

事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

なお、本申請において上記による活動は以下のとおり実施した。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合してい

ることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

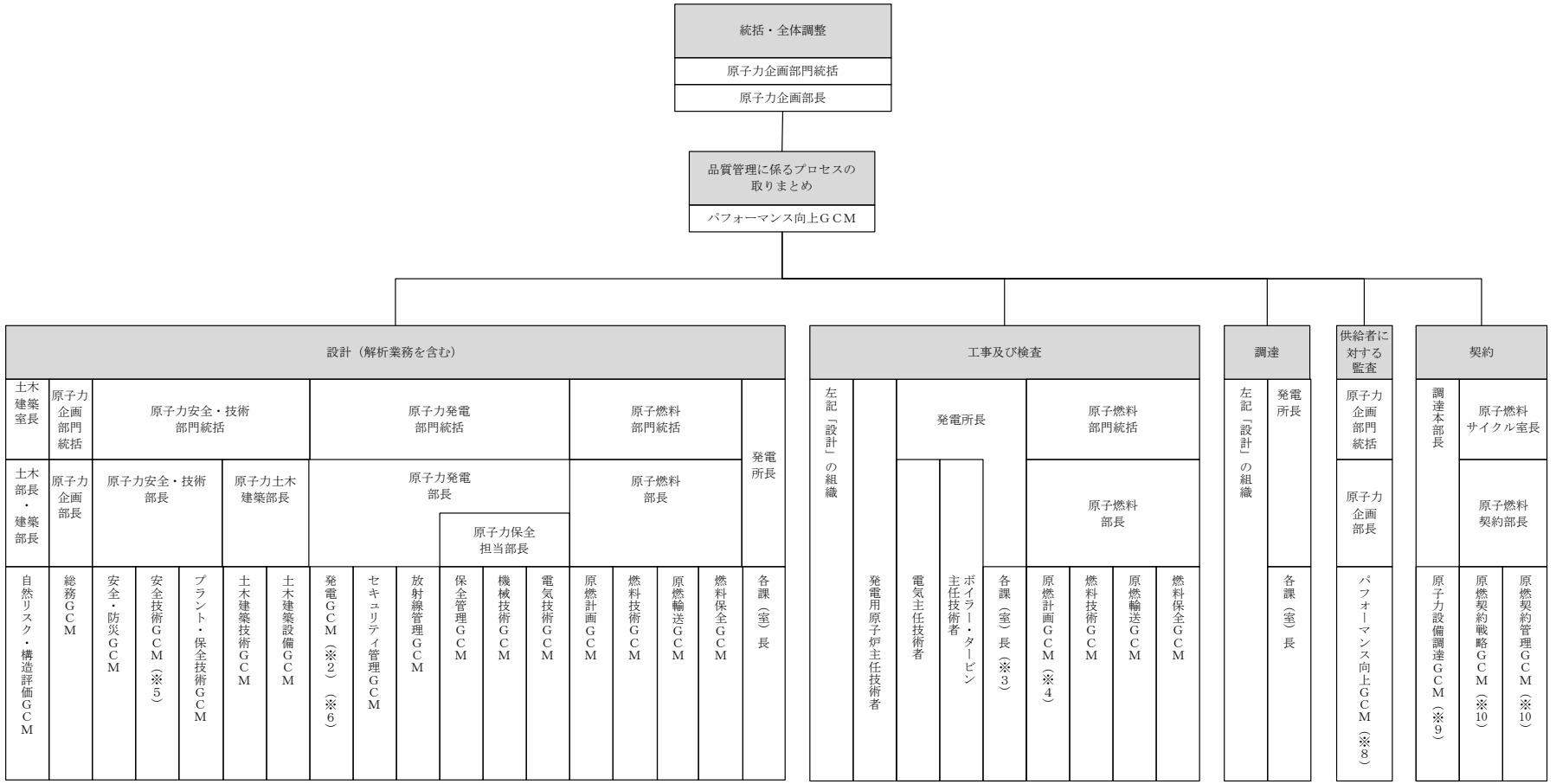
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1 ※	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1) ※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3 ※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを所管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（当該設工認申請（届出）に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ又は各課(室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ又は各課(室）長
※10：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表

＜R07.6.4 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備

（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合してい

ることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

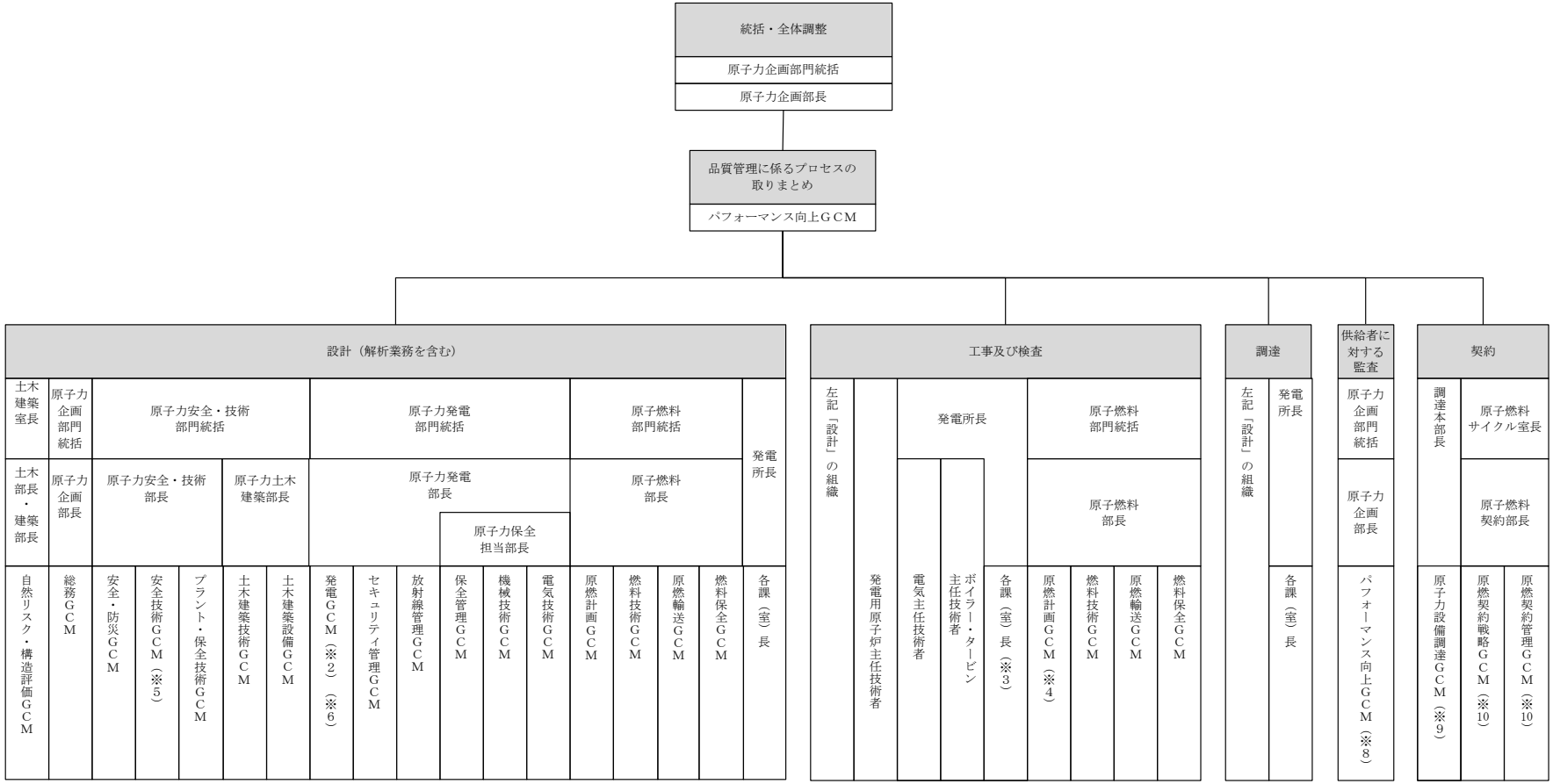
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1 ※	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1) ※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3 ※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを所管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（当該設工認申請（届出）に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ又は各課（室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ又は各課（室）長
※10：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表

＜R7.10.29 追加＞

添　付　書　類　十　一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る

品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」、「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成 25 年 6 月 28 日原子力規制委員会規則第 6 号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備

（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における十一、発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する箇所を第 1 表に示す。

第 1 表に示す各プロセスを主管する箇所の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第 1 表に示す主管箇所のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る箇所が設計を主管する組織として実施する。

この設計に必要な資料の作成を行うため、第 1 図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第 1 表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する箇所で実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な

事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第 2 表に示す。

設計を主管する箇所の長は、第 2 表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第 1 表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する箇所の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(3) 申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する箇所の長は、作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する箇所の長は、原子力発電安全委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項にしたがって調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する箇所の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する箇所の長は、「3.4.1　供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.3 調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

なお、本申請において上記による活動は以下のとおり実施した。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照)

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する箇所の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第 1 図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する箇所の長並びに検査を担当する箇所の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する箇所の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する箇所の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する箇所の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する箇所の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する箇所の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する箇所の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する箇所の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長は、設計を主管する箇所の長が作成した資料を取りまとめ、原子力発電安全委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する箇所の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する箇所の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計 3）

工事を主管する箇所の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計 3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する箇所の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合してい

ることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施箇所からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

(1) 実設備の仕様の適合性確認

(2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する箇所の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する箇所の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

調達を主管する箇所の長は、供給者が当社の要求事項にしたがって調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する箇所の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する箇所の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する箇所の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。(「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照)

(2) 調達製品の管理

調達を主管する箇所の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する箇所の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 請負会社他品質監査

供給者に対する監査を主管する箇所の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、請負会社他品質監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計、工事及び試験・検査において発生した不適合については適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する箇所の長は、適合性確認対象設備について、技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し、適合性確認対象設備の使用開始後においては、施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより、適合性を維持する。

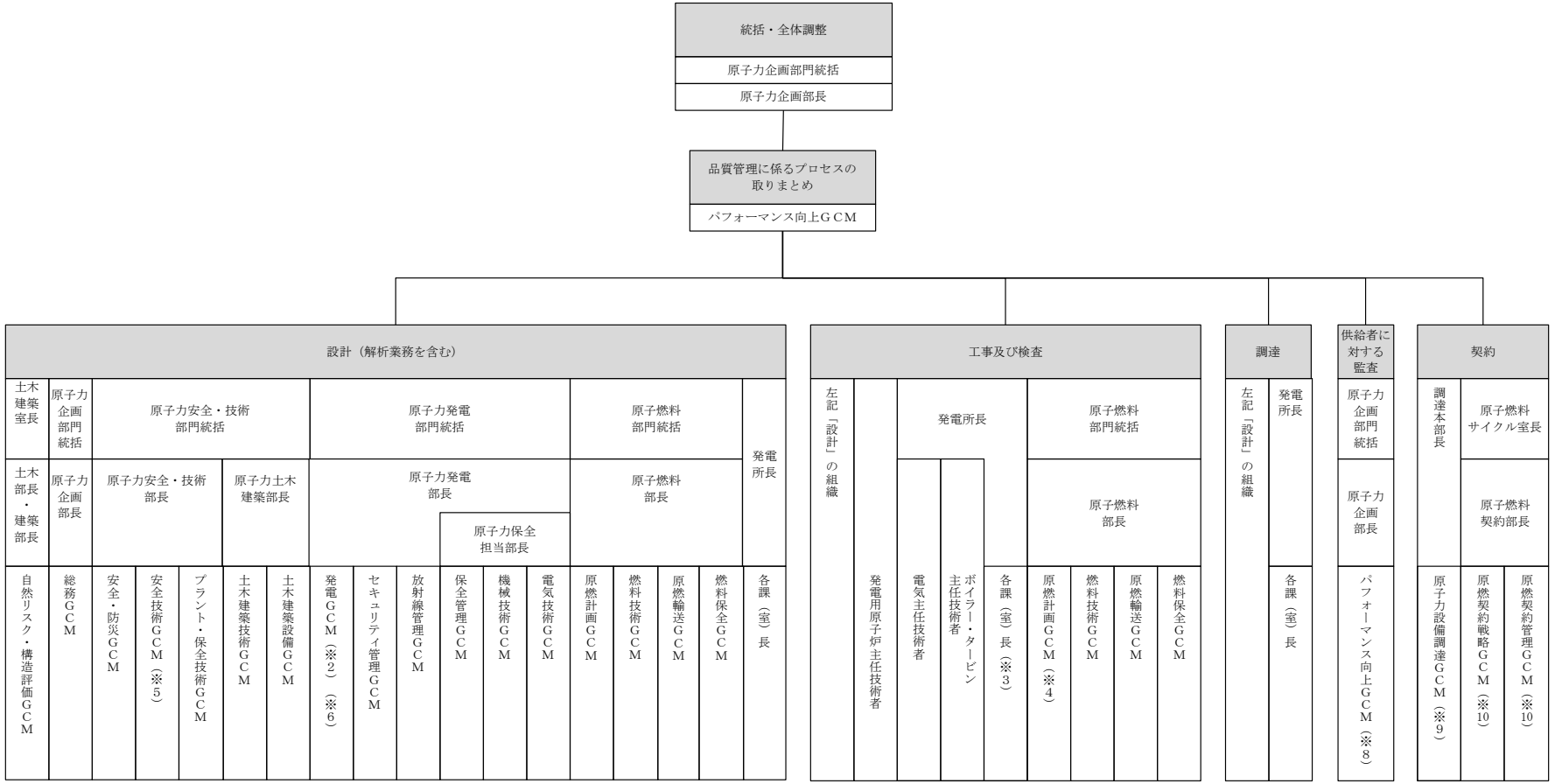
第１表　設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管箇所
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　保全計画課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ
3.4	本申請における調達管理の方法	本店　土木建築室 本店　原子力企画部門 本店　原子力安全・技術部門 本店　原子力発電部門 本店　原子燃料部門 発電所　安全･防災室 発電所　総務課 発電所　技術課 発電所　原子燃料課 発電所　放射線管理課 発電所　電気保修課 発電所　機械保修課 発電所　土木建築課 発電所　電気工事グループ 発電所　機械工事グループ

第2表　本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概　要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1 ※	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1) ※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3 ※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2　本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階におけるレビュー」の各段階を示す。



※1：「G」は「グループ」、「CM」は「チーフマネジャー」をいう。
※2：検査（主要な耐圧部の溶接部、燃料体を除く。）に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長（発電所組織においては、技術課長とする。）
※3：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※4：燃料体検査に係るプロセスの取りまとめを主管する箇所の長
※5：本申請の提出手続きを所管する箇所の長
※6：設工認申請書の提出手続きを主管する箇所の長
※7：設工認申請書の取りまとめを主管する箇所の長（当該設工認申請（届出）に係る設計を主管する箇所の長の代表者とする。）
※8：定期的な請負会社品質監査以外の監査においては、各ＧＣＭ又は各課（室）長
※9：これ以外の箇所で行う契約においては、各ＧＣＭ又は各課（室）長
※10：原子燃料関係の契約

第１図　適合性確認に関する体制表