

量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕があり、事象発生から約 60 分の操作時間余裕があることを確認した。なお、本感度解析からアキュムレータ出口弁閉止後の 2 次冷却系強制冷却再開についても同程度の操作時間余裕がある。

アキュムレータ出口弁の閉操作の操作時間余裕としては、第 7.1.2.47 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]から、アキュムレータ内の窒素が 1 次冷却系内に注入される圧力 1.2MPa[gage]に達するまでの時間を 1 次冷却材圧力が約 1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、約 12 分の操作時間余裕があることを確認した。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.1.2.48 図に示すとおり、1 次冷却材圧力が 2 次冷却系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、約 2.0 時間以上の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による主蒸気大気放出弁の開度調整により 1 次冷却材温度の維持及び減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において 1 号

炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、1号炉及び2号炉については「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり46名（召集要員4名を含む。）、3号炉及び4号炉については46名（召集要員4名を含む。）であり、合計91名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、1号炉及び2号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及び、RCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の評価結果を以下に示す。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約46.1時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器サンプBを水源とした再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

復水タンク（513m³：有効水量）を水源とするタービン動補助

給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による 2 次冷却系の冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 8.5 時間の注水継続が可能である。なお、7.5 時間以降は、復水タンクに送水車（約 210m³/h（1 台当たり））による補給を行う。

b. 燃料

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kl の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kl の重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の 17 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 46.8kl の重油が必要となる。

送水車による復水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については、事象発生後の 7.4 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 6.4kl の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 195.0kl となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量（360kl）にて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 1,642kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。

7.1.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、R C P シール部からの 1 次冷却材の漏えい等により 1 次冷却系保有水量の減少が継

続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による２次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生する事故」及びＲＣＰシールＬＯＣＡが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁を用いた２次冷却系強制冷却並びに恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策時に必要な要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(1/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認	- 外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失を判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 - 主蒸気隔離を行い、主蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、2次冷却材喪失、蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候を継続的に確認する。 - 蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う場合、2次冷却材喪失又は蒸気発生器伝熱管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気大気放出弁により炉心冷却を行う。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 1次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 主蒸気ライン圧力
b. タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
c. 早期の電源回復不能判断及び対応	- 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断する。 - 全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス循環排気系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、A又はB中央制御室非常用循環系のダンパ開け置並びに送水車の準備を開始する。 - 安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。 - 空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、非常用母線への給電を開始する。	空冷式非常用発電装置 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ 燃料油貯油そう	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(2/7)

判断及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
d. 1 次冷却材漏えいの判断	加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1 次冷却材漏えいの判断を行う。	—	—	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位
e. 補助給水系の機能維持の判断	すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上であることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
f. 1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	- 充てん／高圧注入ポンプの起動時の 1 次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。 - 隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉操作する。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(3/7)

判断及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 不要直流電源負荷切離し	- 空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電不能を判断した場合には、長時間の直流電源供給を可能とするため、不要直流電源負荷の切離しを行い、蓄電池による直流給電が事象発生後の 24 時間後まで継続可能な処置を行う。 - 不要直流電源負荷の切離し後、空冷式非常用発電装置による非常用母線への給電が開始されれば、運転コンソールを復旧する。	蓄電池（安全防護系用）	—	—
h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	- 事象発生後 40 分以内を目安に主蒸気大気放出弁を現場にて手動で開操作することで、1 次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 - その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。	主蒸気大気放出弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	—	1 次冷却材圧力

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(4/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. アニュラス循環排気系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環排気系ダンパの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、アニュラス循環排気ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場でA又はB中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環排気ファン アニュラス循環排気フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット 空冷式非常用発電装置 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ 燃料油貯油そう	窒素ポンベ（アニュラス循環排気弁等作動用）	—
k. アキュムレータ出口弁閉操作	・1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、その状態を維持し、空冷式非常用発電装置により電源が供給されることを確認し、アキュムレータ出口弁を閉操作する。	アキュムレータ出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(5/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
1. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の再開	・アキュムレータ出口弁の閉を確認後、1 次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による 2 次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。	主蒸気大気放出弁 タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	・恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1 次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は 1 次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に 1 次冷却系保有水量を回復させるように調整する。 ・恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ 燃料油貯油そう 【C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	—	余熱除去クーラ出口流量 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(6/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	・ R C P シール L O C A が発生している場合、長期対策として、大容量ポンプを用いた A 格納容器循環冷暖房ユニット、B 余熱除去ポンプ及び B 充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転を行う。 ・ 海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・ 燃料取替用水タンク水位計指示 26.9%到達及び格納容器サンプ B 広域水位計指示 59%以上を確認し、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク B 余熱除去ポンプ（海水冷却） 【 B 余熱除去クーラ】 B 充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器サンプ B 格納容器再循環サンプスクリーン A 格納容器循環冷暖房ユニット 空冷式非常用発電装置 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器広域圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位 余熱除去クーラ出口流量 低温側安全注入流量 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）
o. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却の継続	・ 長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を継続的に行う。	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気大気放出弁 蒸気発生器 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について(7/7)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
p. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋R C P シール L O C A) (1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M—RELAP5／COCO	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流、構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	305.7℃+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。サイクル末期炉心の保守的な値を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	51t (1基当たり)	標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	69,500m ³	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA) (2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCPシール部からの漏えい率（初期）	定格圧力において 約 109m ³ /h (480gpm) (1 台当たり) 相当となる口径 約 1.6cm (約 0.6 インチ) (1 台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)	WCAP-15603 における最大の漏えい率の値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の 65%、応答時間 1.2 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生後の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	主蒸気大気放出弁容量	定格ループ流量（ループ当たり）の 10% (1 個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気大気放出弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の約 10%を処理できる流量として設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	想定する流出流量に対して、1 次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。

第 7.1.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋R C P シール L O C A) (3/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	2 次冷却系強制冷却開始 (主蒸気大気放出弁開)	事象発生から 40 分後	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に 10 分、主蒸気大気放出弁の現場開操作に 30 分を想定して設定。
	1 次冷却材温度、圧力の保持	1 次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1 次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、アキュムレータから 1 次冷却系に窒素が混入する圧力である約 1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切り替え等を考慮して設定。
	アキュムレータ出口弁閉止	1 次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達 及び代替交流電源確立 (60 分) の 10 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
	2 次冷却系強制冷却再開 (主蒸気大気放出弁開)	アキュムレータ出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気大気放出弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員操作として蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	1 次冷却材圧力 0.7MPa[gage]到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態に到達し、1 次冷却材温度及び圧力の維持を行う圧力である 0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失) (1/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M－R E L A P 5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,432MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材圧力が高いと2次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	1次冷却材平均温度 (初期)	305.7℃+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。1次冷却材平均温度が高いと2次冷却系強制冷却による減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却材が注水されるタイミングが遅くなることから、厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2次側保有水量 (初期)	51t (1基当たり)	標準値として設定。

第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

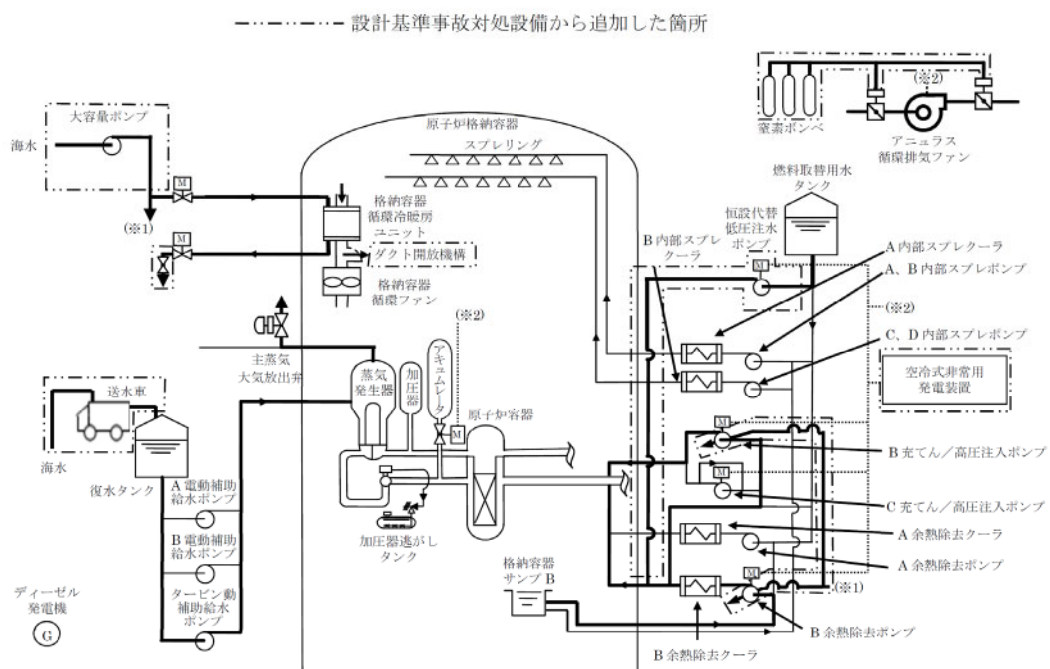
(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失) (2/3)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	R C P シール部からの漏えい率 (初期)	定格圧力において 約 4.8m ³ /h (21gpm) (1 台当たり) 相当となる口径 約 0.3cm (約 0.13 インチ) (1 台当たり) (事象発生時からの漏えいを想定)	WCAP-15603 のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 (定格値の 65%、応答時間 1.2 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生の 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		75m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	タービン動補助給水ポンプ 1 台運転時に、3 基の蒸気発生器へ注水される流量から設定。
	主蒸気大気放出弁容量	定格ループ流量 (ループ当たり) の 10% (1 個当たり)	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気大気放出弁 1 個当たり定格主蒸気流量 (ループ当たり) の約 10%を処理できる流量として設定。
	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
	漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]	1 次冷却材ポンプ封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。

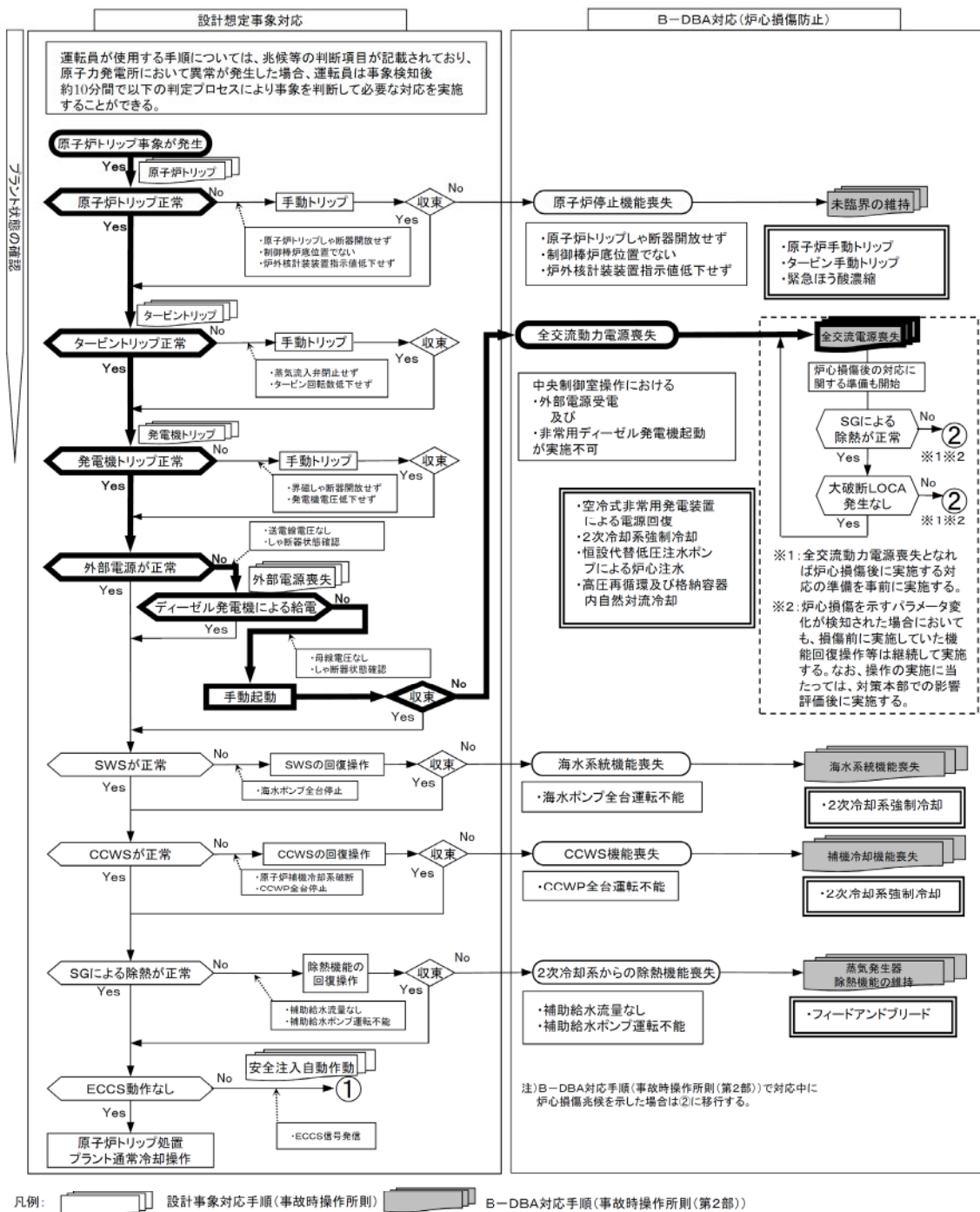
第 7.1.2.3 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失)(3/3)

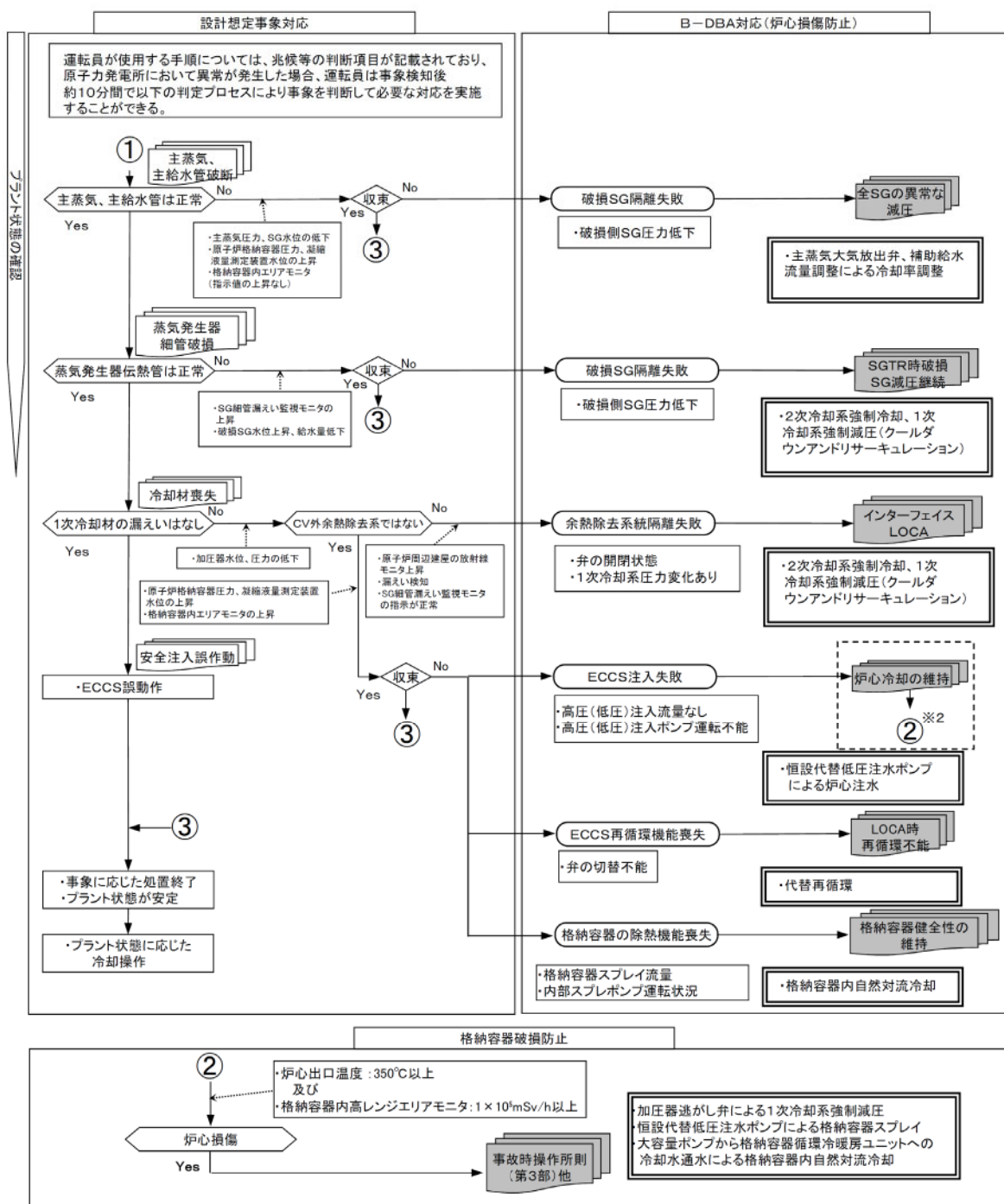
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	2次冷却系強制冷却開始 (主蒸気大気放出弁開)	事象発生から 40 分後	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断に 10 分、主蒸気大気放出弁の現場開操作に 30 分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生 の 24 時間後	—
	1 次冷却材温度・圧力の保持	1 次冷却材温度 208℃ (約 1.7MPa[gage]) 到達時 及び 1 次冷却材温度 170℃ (約 0.7MPa[gage]) 到達時	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、アキュムレータから 1 次冷却系に窒素が混入する圧力である約 1.2MPa[gage]に対して、0.5MPa の余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切り替え等を考慮して設定。
	アキュムレータ出口弁閉止	1 次冷却材圧力約 1.7MPa[gage]到達 及び代替交流電源確立 (24 時間) から 10 分後	運転員等操作時間として、アキュムレータ出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に 10 分を想定し設定。
	2 次冷却系強制冷却再開 (主蒸気大気放出弁開)	アキュムレータ出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気大気放出弁の調整操作に 10 分を想定し設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。



第 7.1.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図



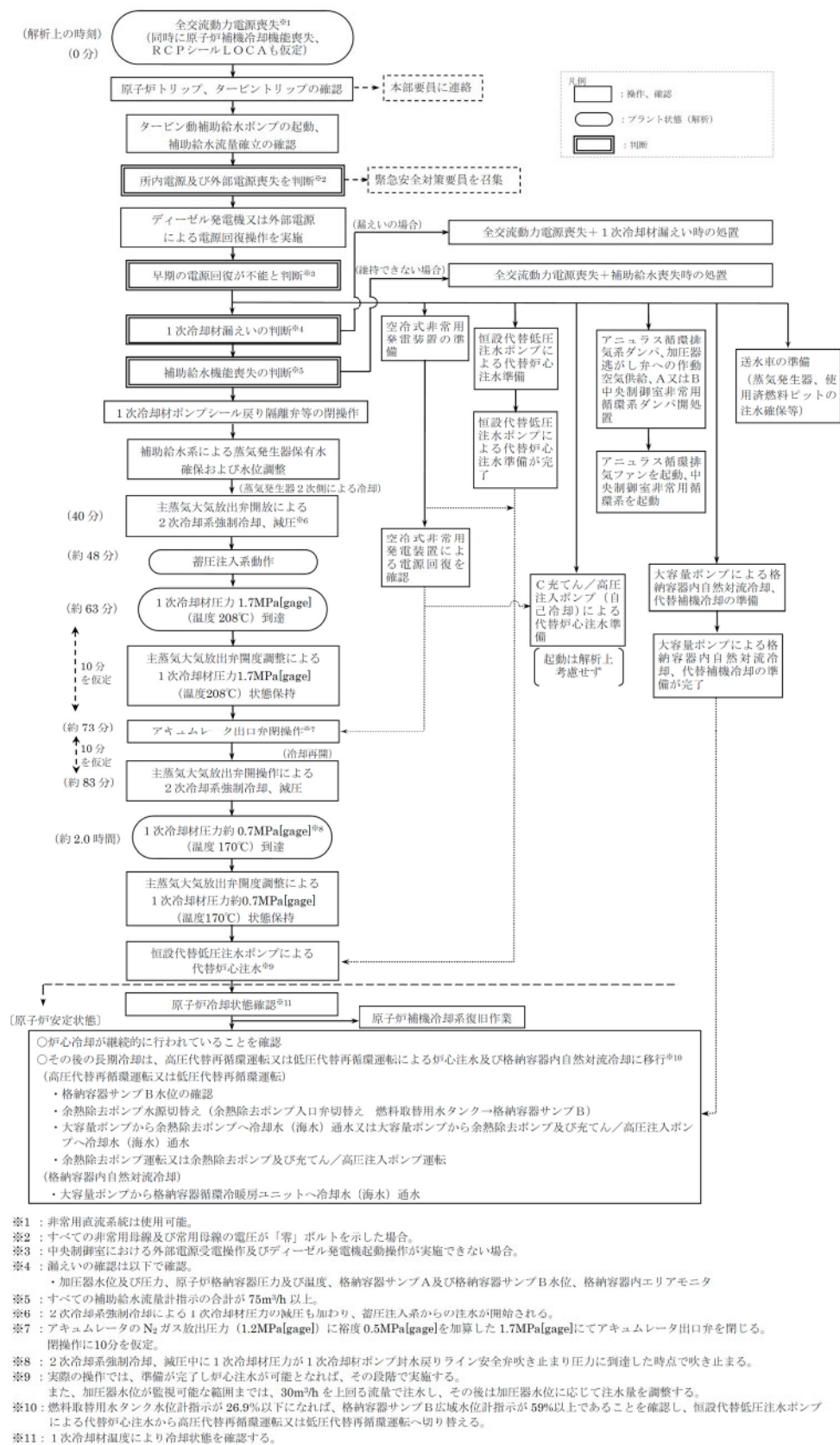
第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (1/2)



凡例: 設計事象対応手順(事故時操作所則) B-DBA対応手順(事故時操作所則(第2部)及び事故時操作所則(第3部))

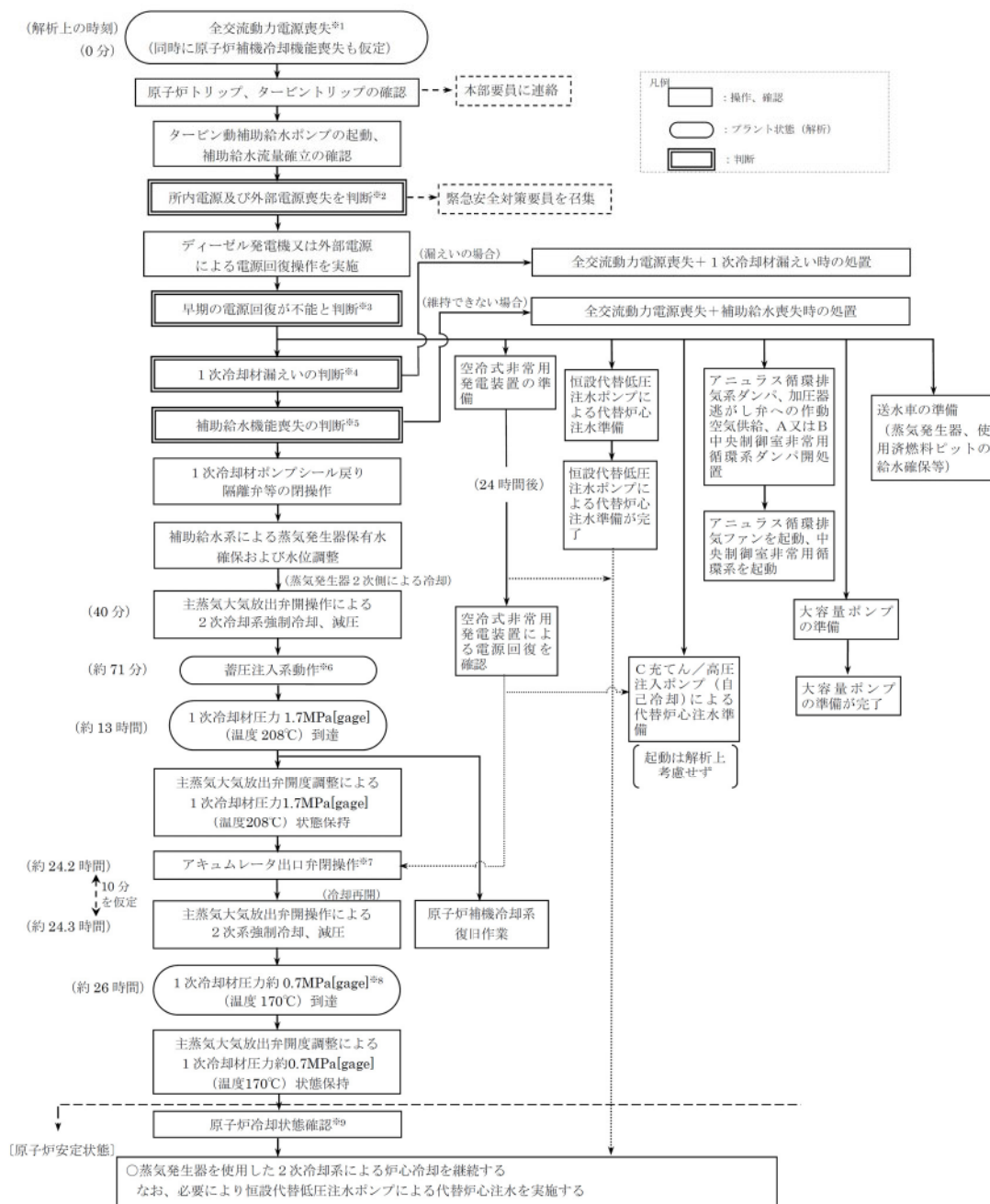
注: 太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



第 7.1.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

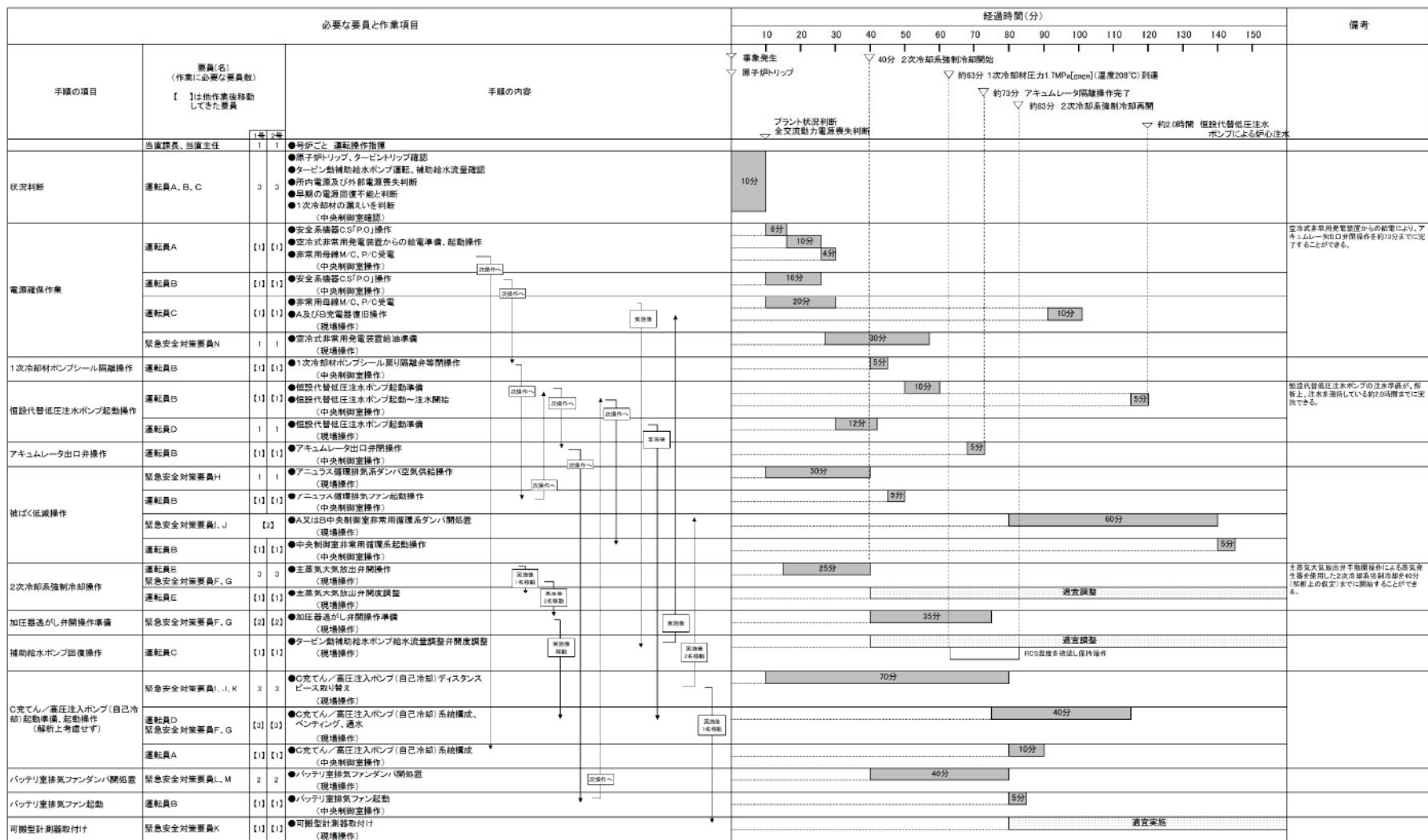
(「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)



- ※1 : 非常用直流系統は使用可能。
 ※2 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。
 ※3 : 中央制御室における外部電源受電機作及ディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
 ※4 : 漏えいの確認は以下で確認。
 ・加圧器水位及び圧力、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位、格納容器内エアモニタ
 ※5 : すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。
 ※6 : 2次冷却系強制冷却による1次冷却材圧力の減圧も加わり、蓄圧注入系からの注水が開始される。
 ※7 : アキュムレータの N₂ ガス放出圧力 (1.2MPa[gage]) に裕度 0.5MPa[gage] を加算した 1.7MPa[gage] にてアキュムレータ出口弁を開ける。
 閉操作に 10 分を仮定。
 ※8 : 2次冷却系強制冷却、減圧中に1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン安全弁吹き止まり圧力に到達した時点で吹き止まる。
 ※9 : 1次冷却材温度により冷却状態を確認する。

第 7.1.2.4 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

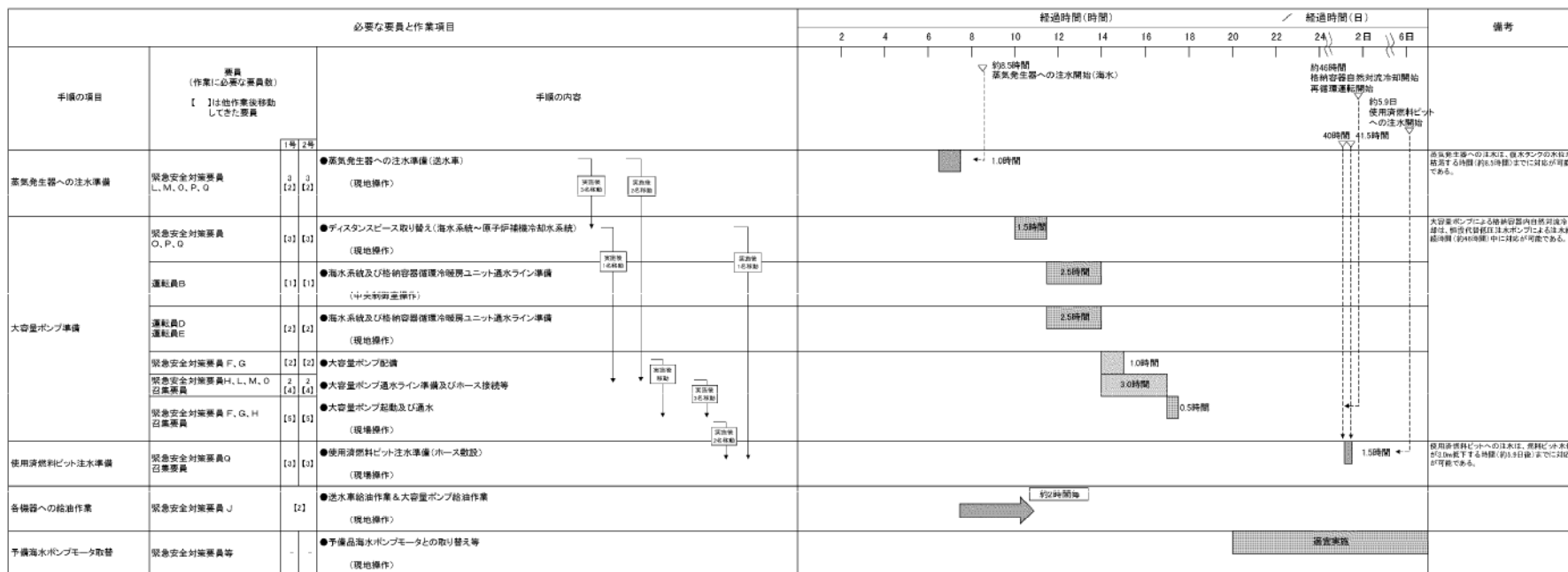
(「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展)



上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に連絡連絡を行う。
なお、各設定時間には操作場所、操作条件並びに実際の現場稼働を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手帳書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した作業余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出)。

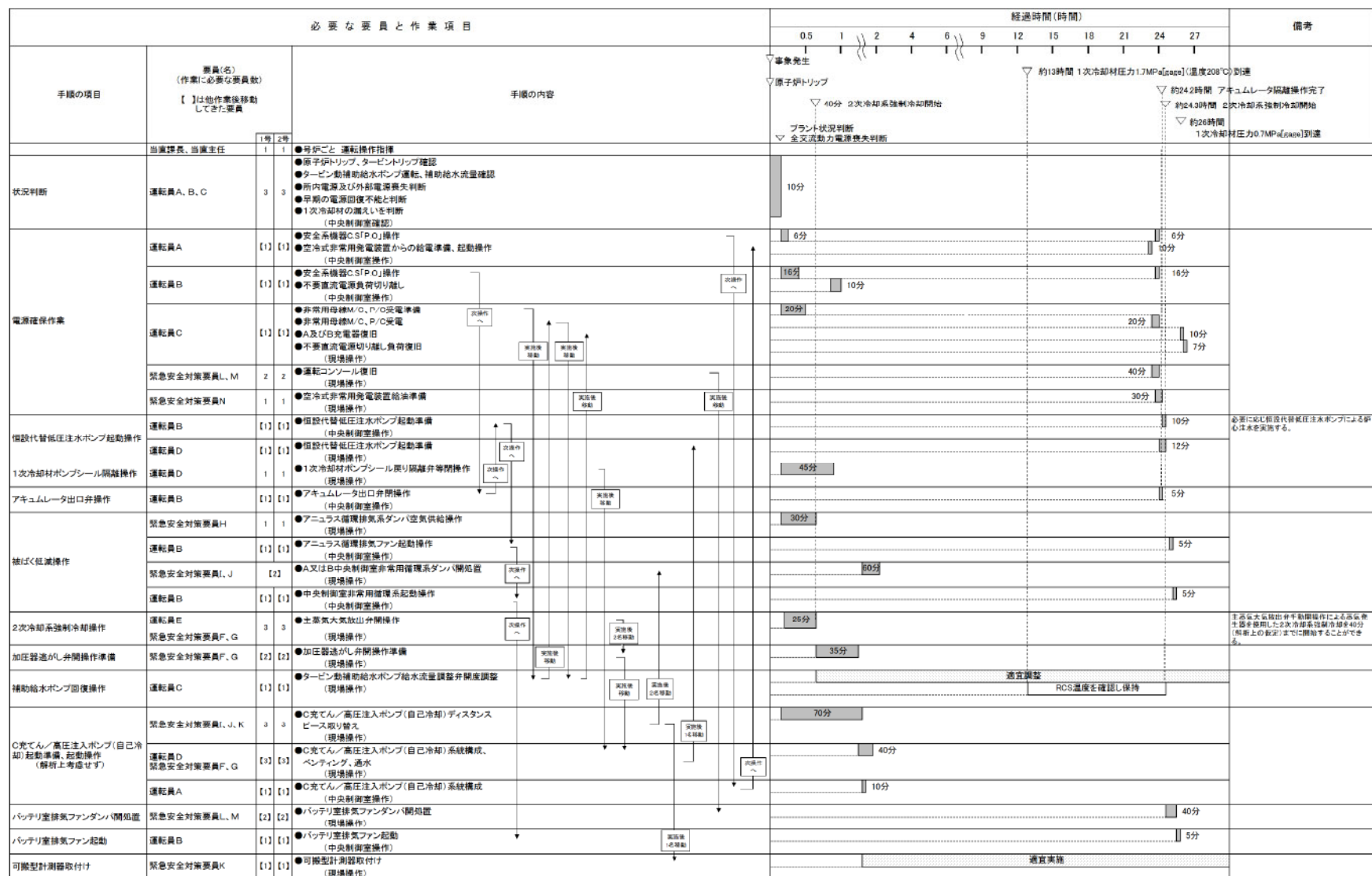
第 7.1.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA)(1/2)



第 7.1.2.5 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

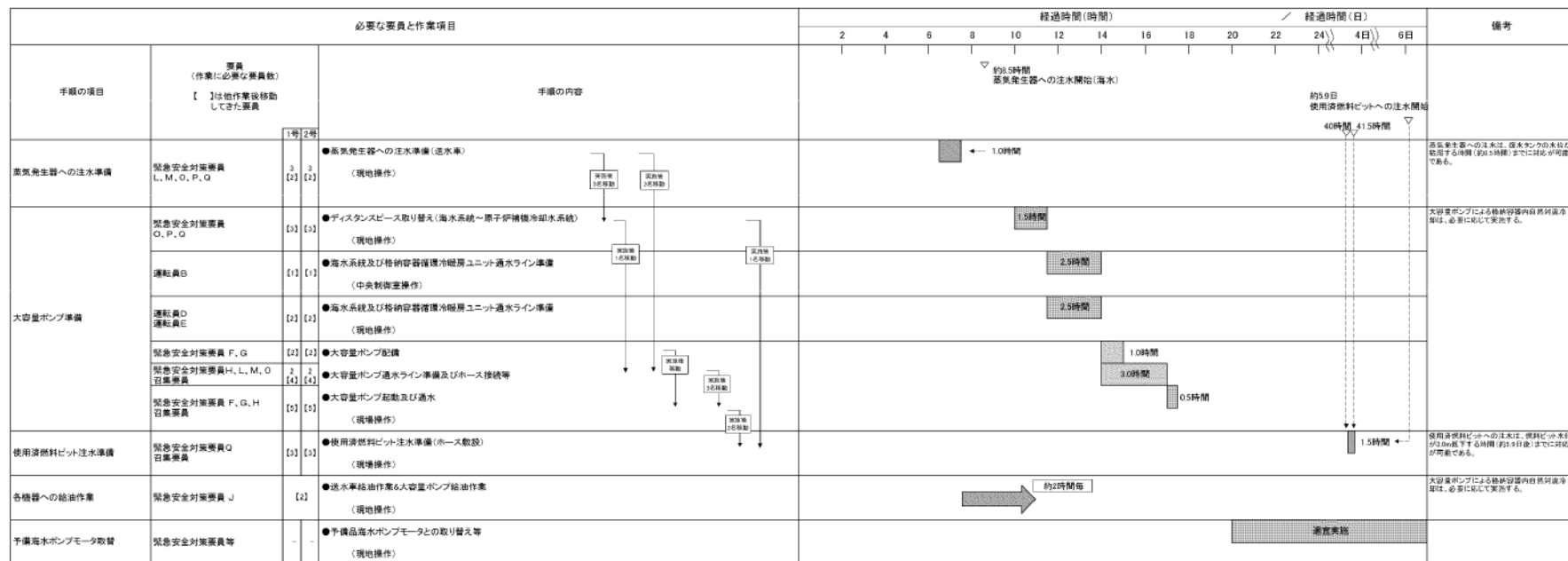
(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋R C P シール L O C A) (2/2)



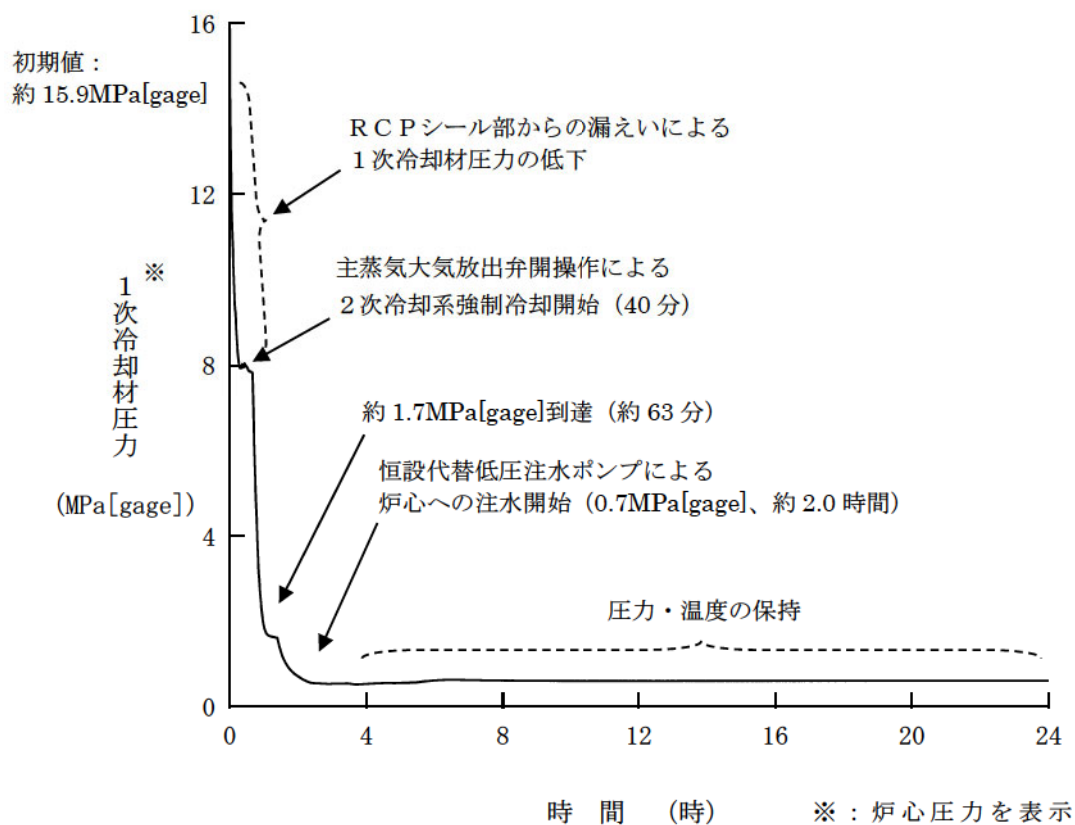
上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に連絡連絡を行う。
なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機能については想定時間により算出。)

第 7.1.2.6 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

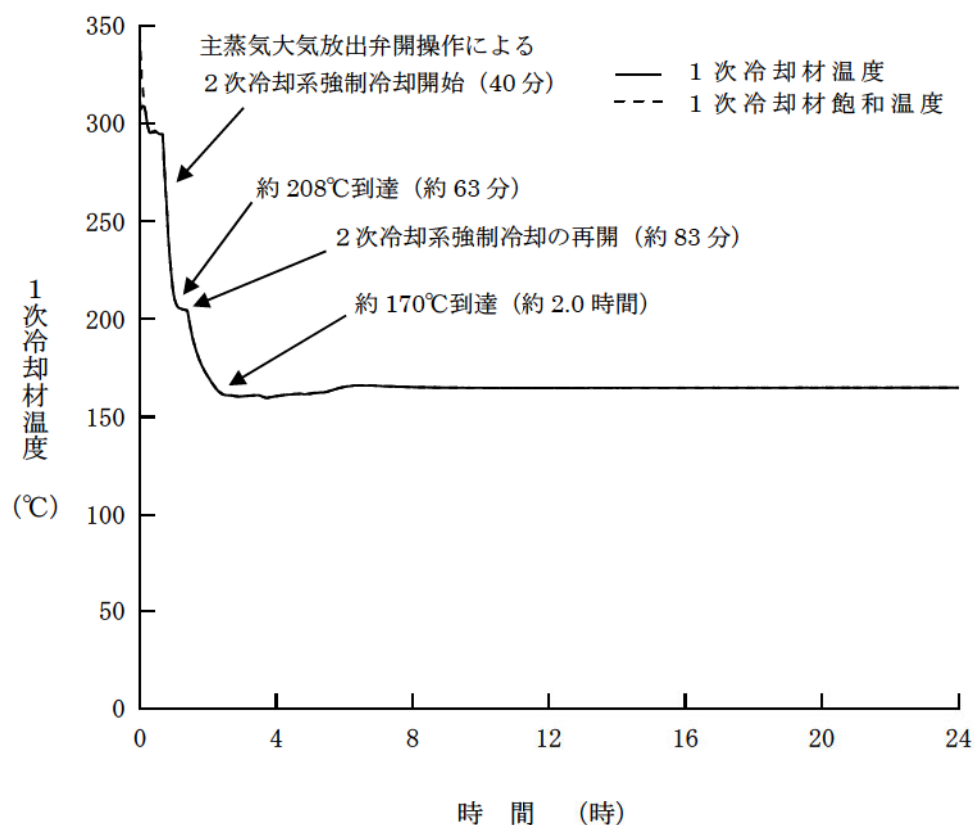
(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失)(1/2)



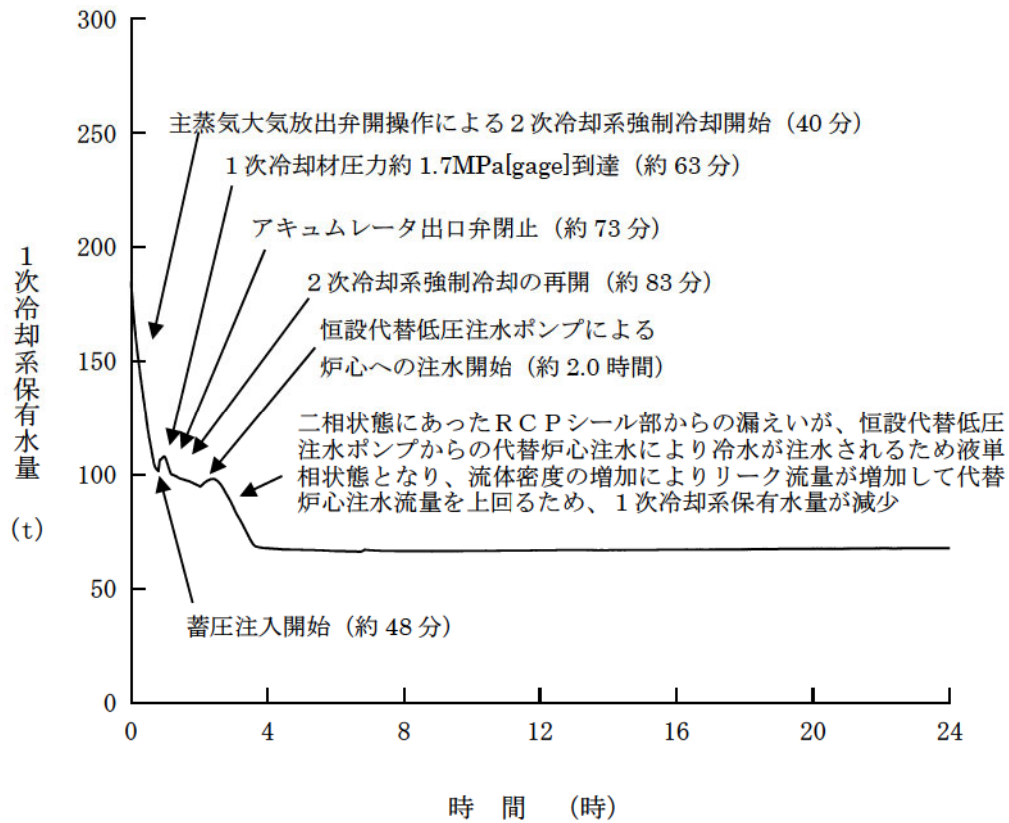
第 7.1.2.6 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失) (2/2)



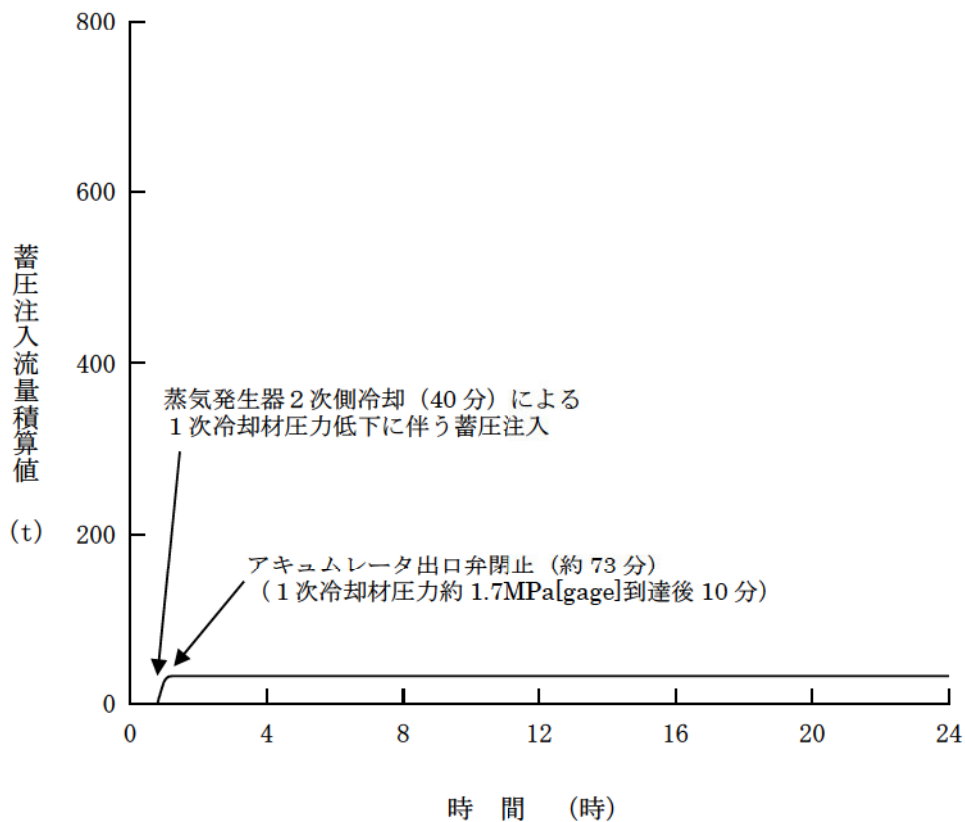
第 7.1.2.7 図 1 次冷却材圧力の推移
(R C P シール L O C A が発生する場合)



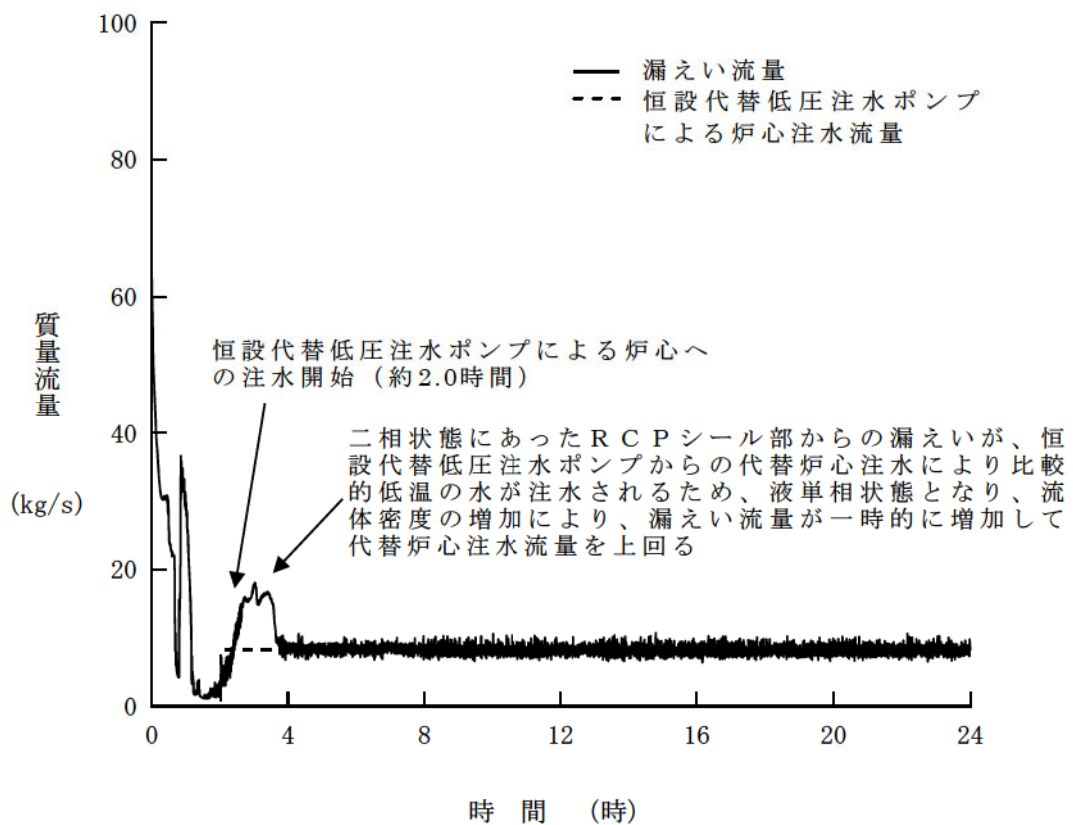
第 7.1.2.8 図 1 次冷却材温度の推移
(R C P シール L O C A が発生する場合)



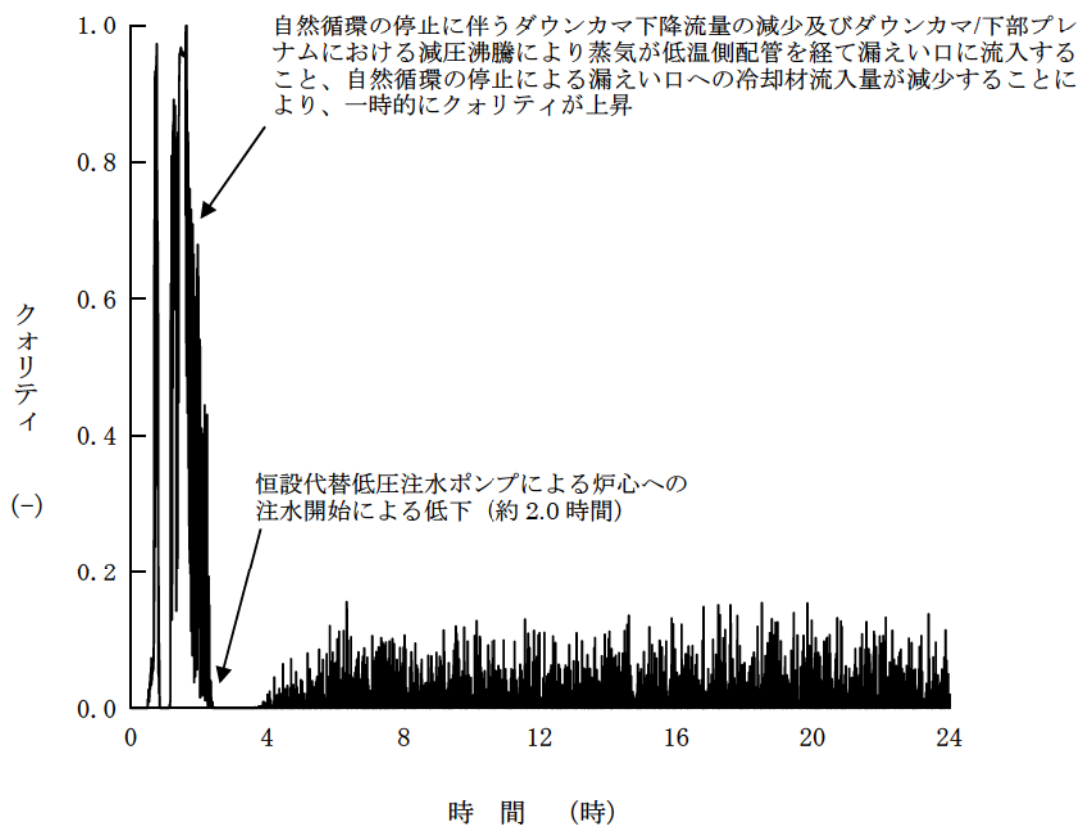
第 7.1.2.9 図 1 次冷却系保有水量の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



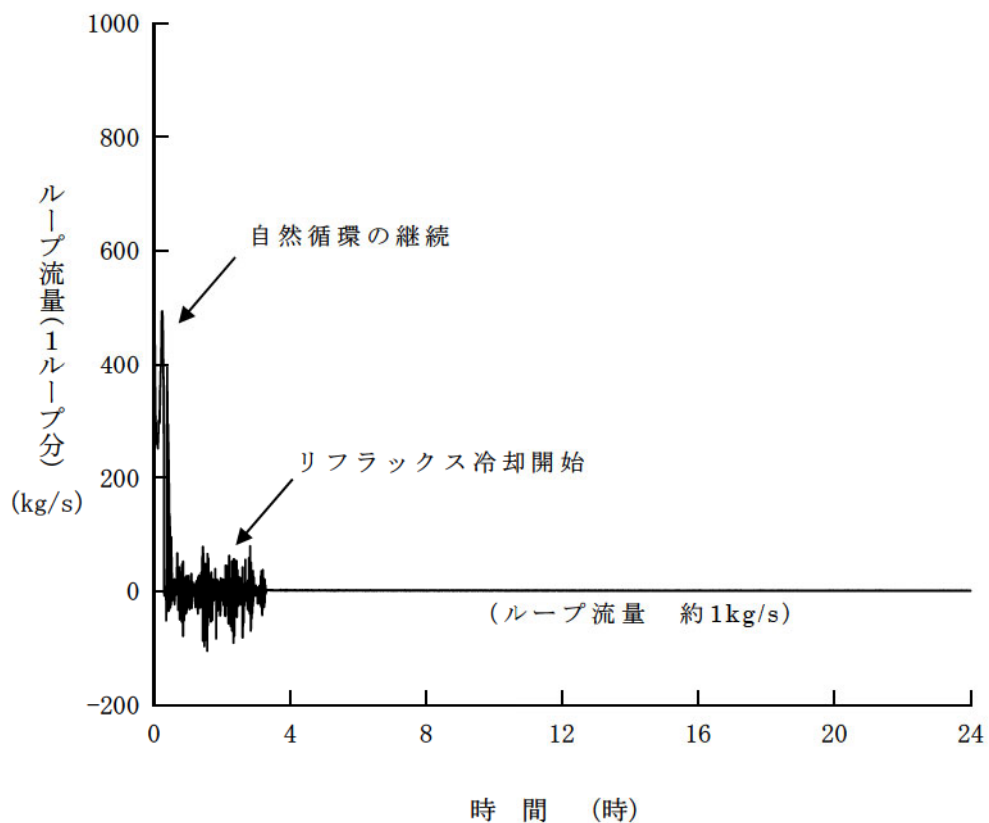
第 7.1.2.10 図 蓄圧注入流量積算値の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



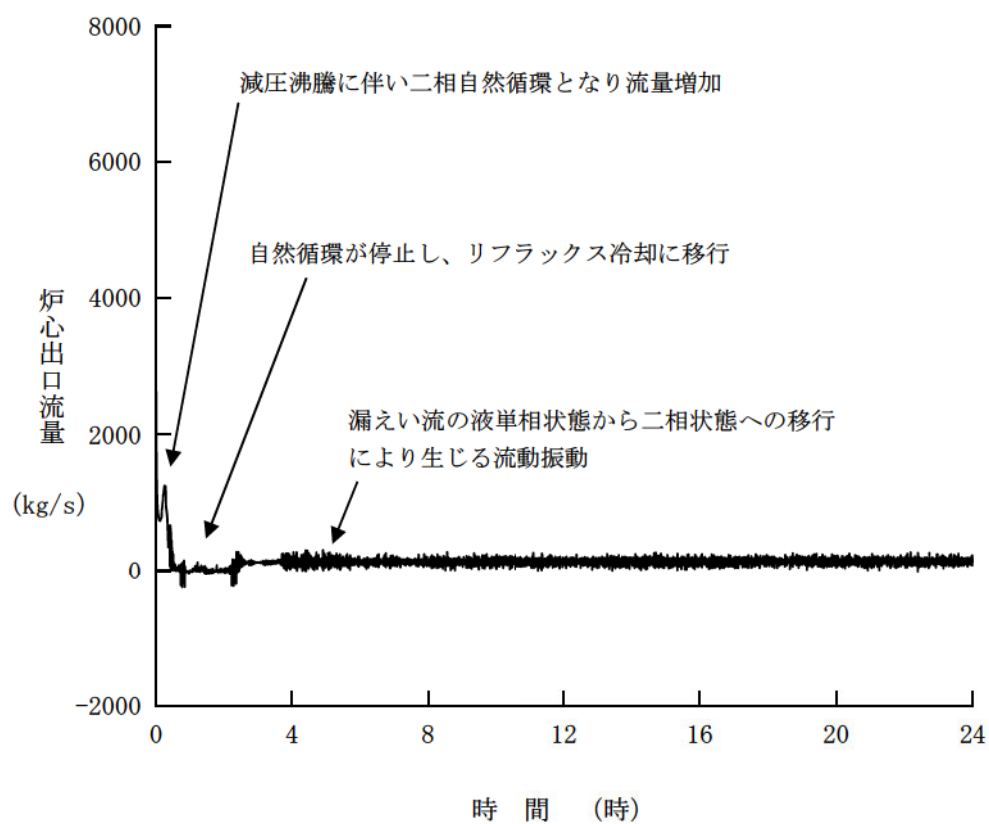
第 7.1.2.11 図 漏えい流量と注水流量の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



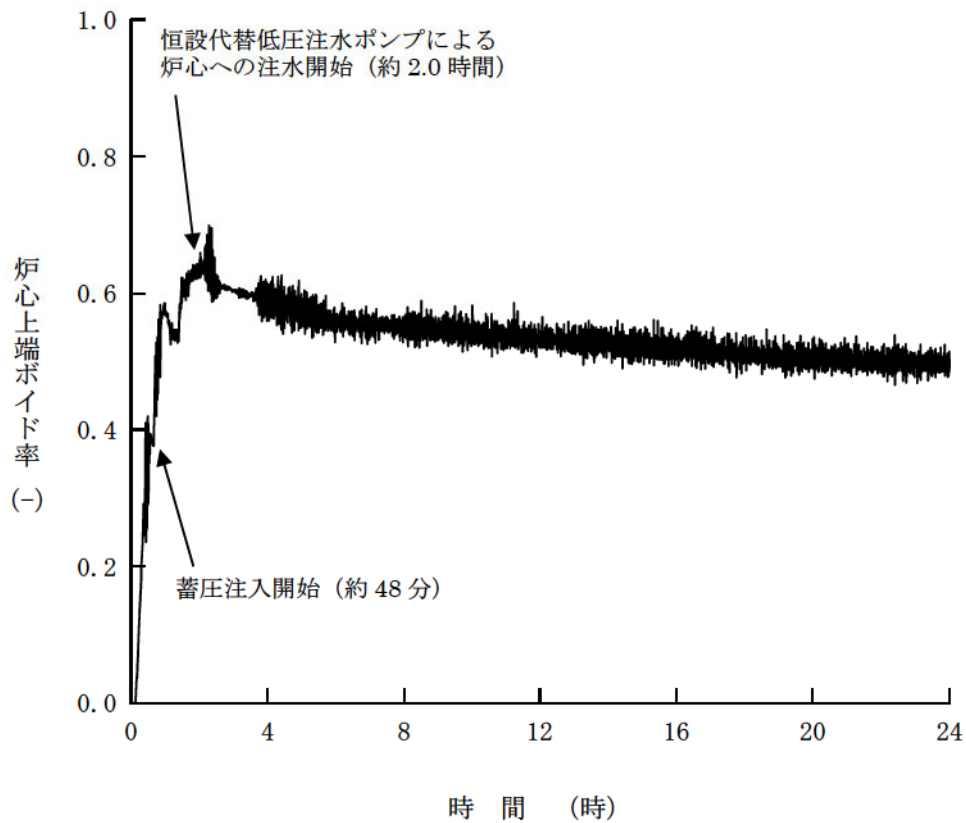
第 7.1.2.12 図 RCPシール部からの漏えいのクオリティの推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



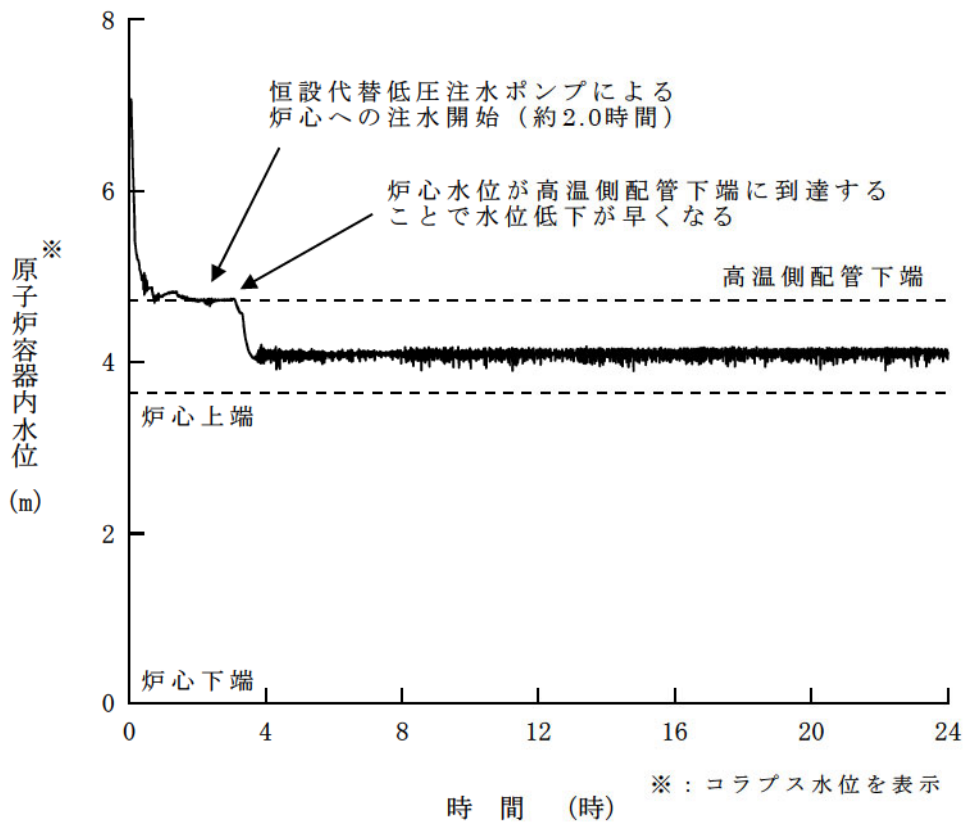
第 7.1.2.13 図 1 次冷却材流量の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)



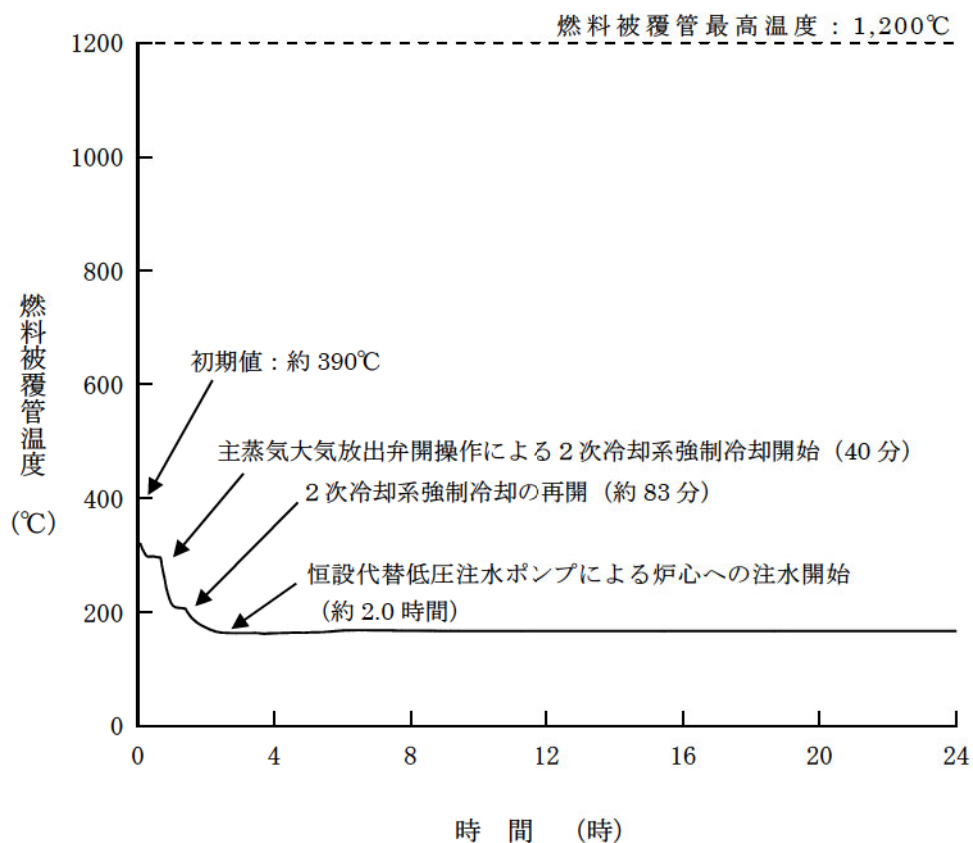
第 7.1.2.14 図 炉心出口流量の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)



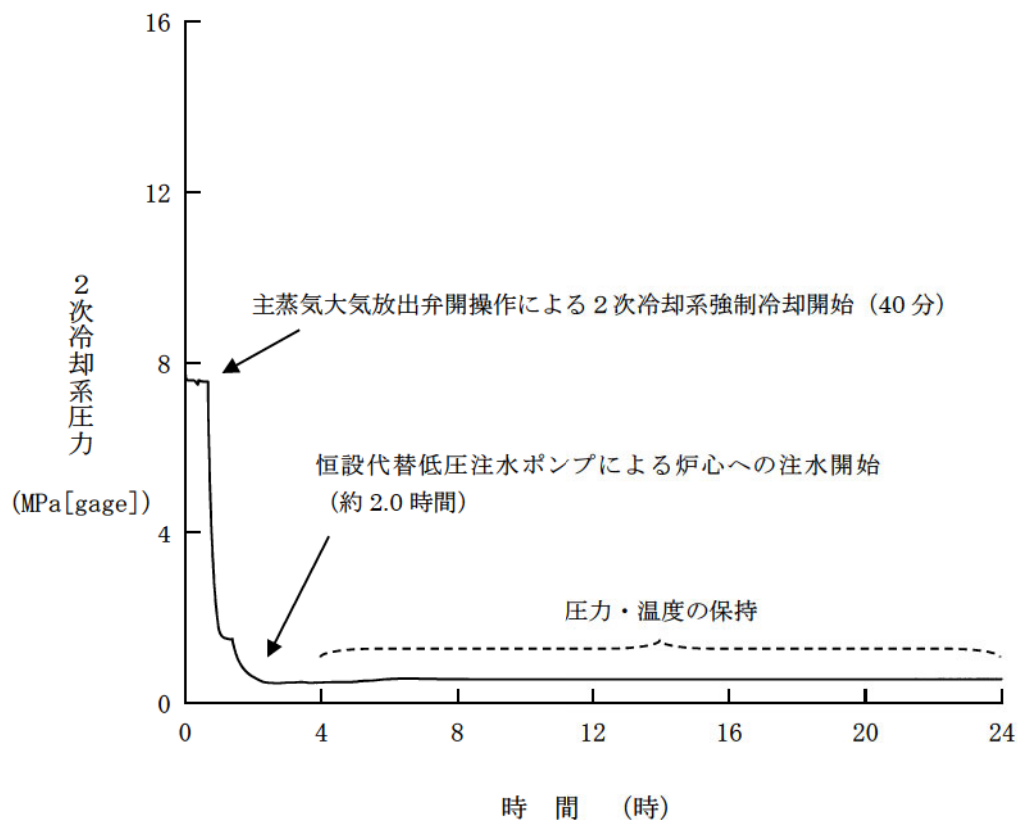
第 7.1.2.15 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



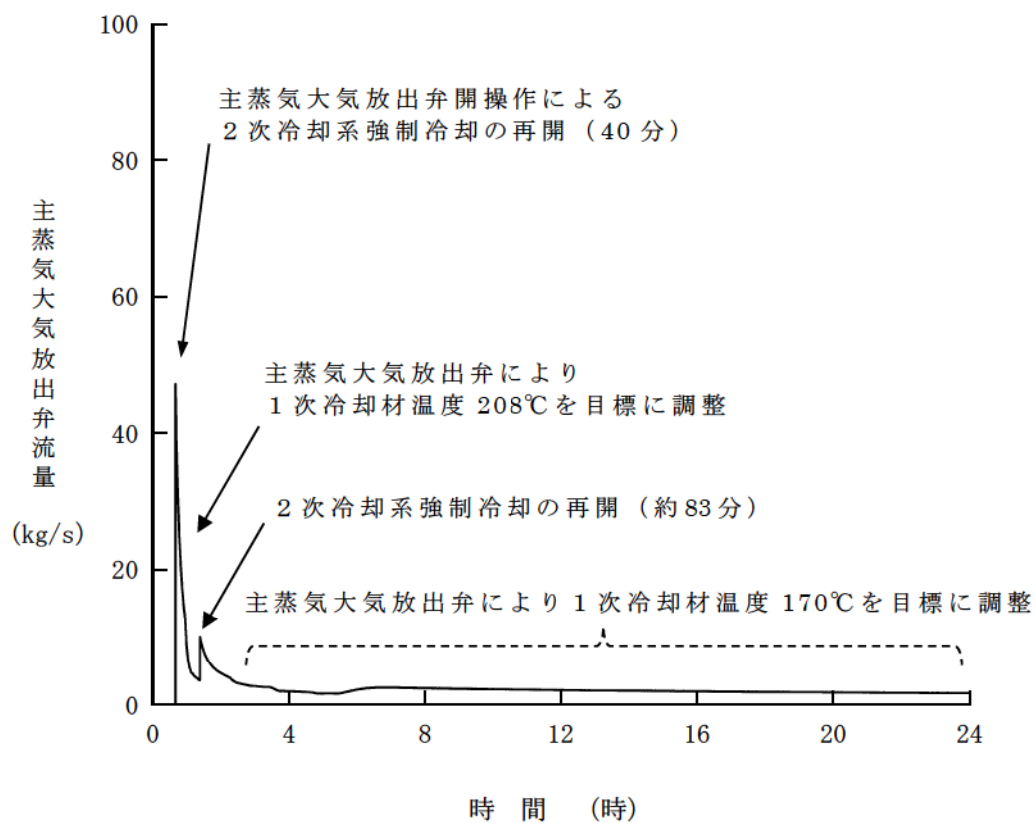
第 7.1.2.16 図 原子炉容器内水位の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



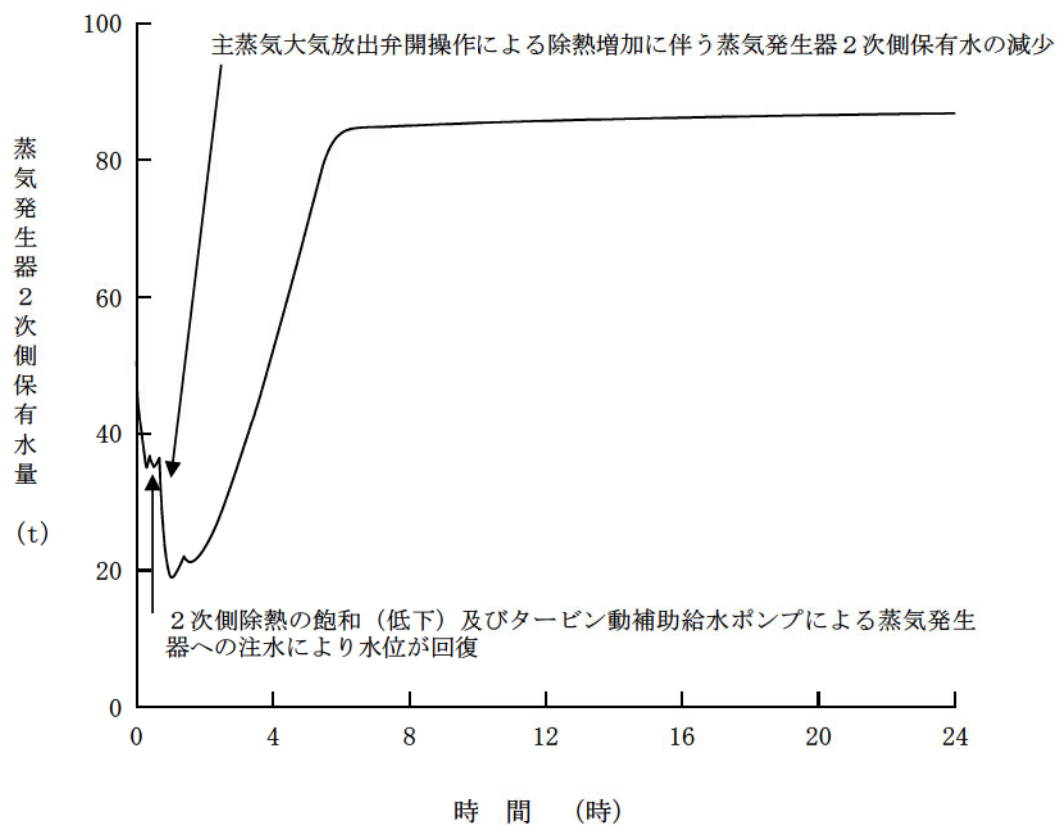
第 7.1.2.17 図 燃料被覆管温度の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)



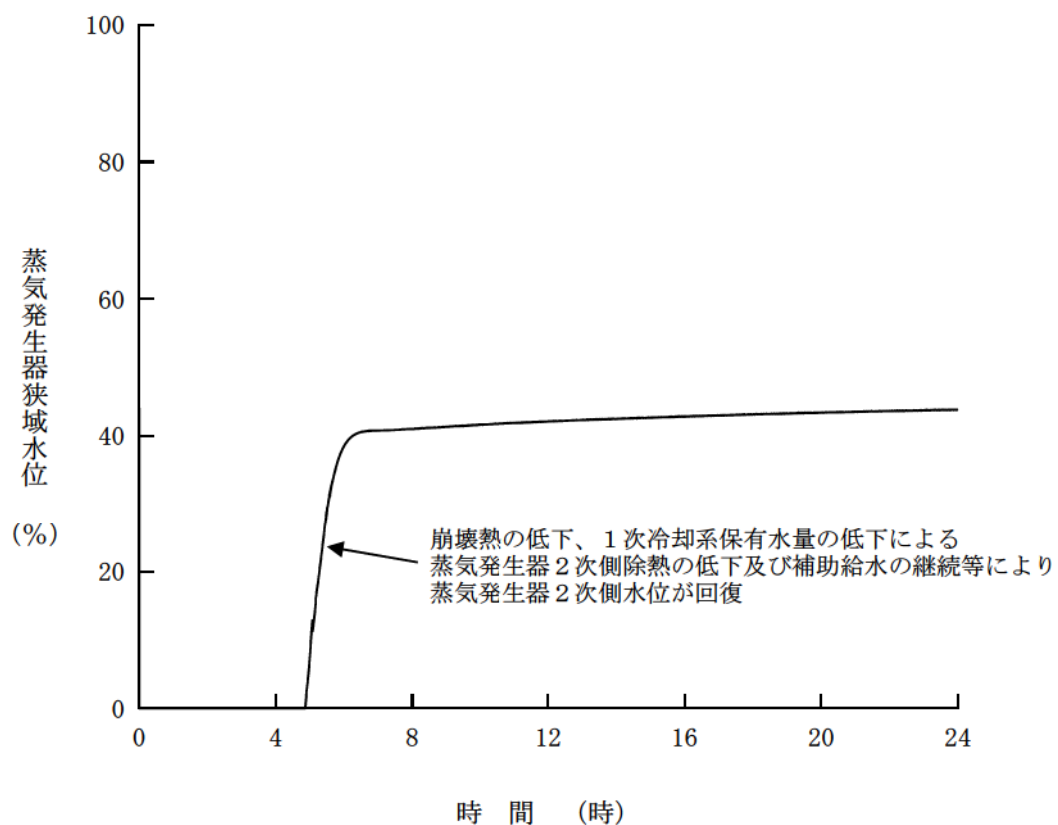
第 7.1.2.18 図 2 次冷却系圧力の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)



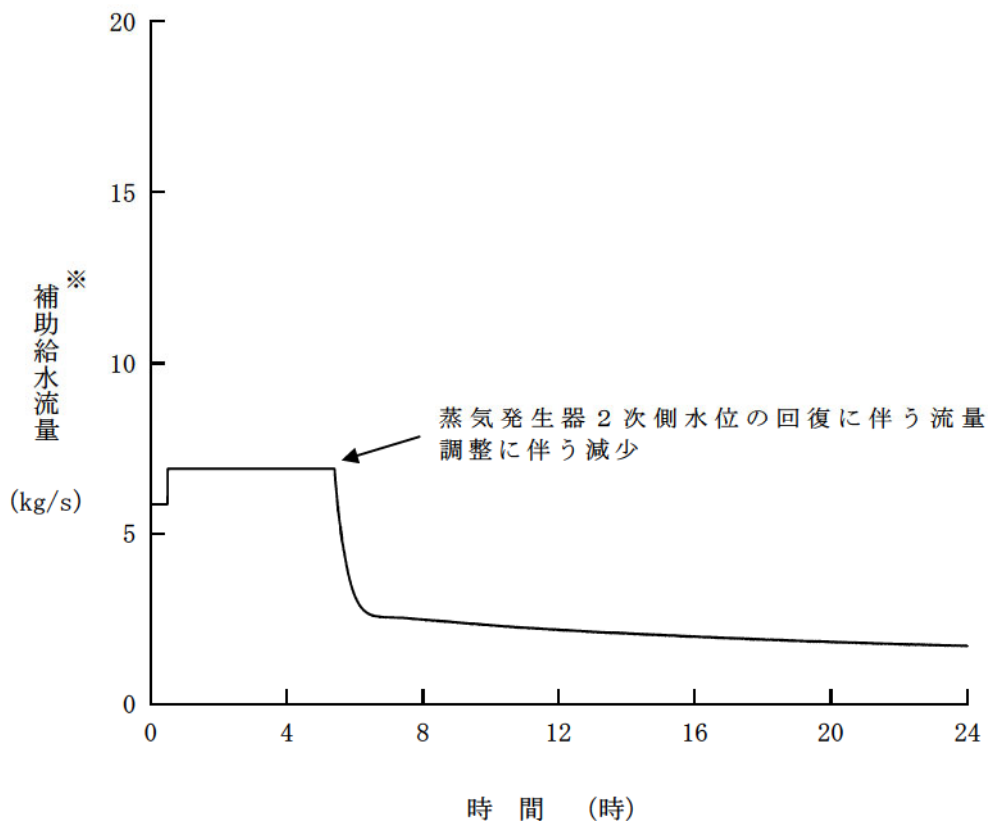
第 7.1.2.19 図 主蒸気大気放出弁流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



第 7.1.2.20 図 蒸気発生器 2 次側保有水量の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)

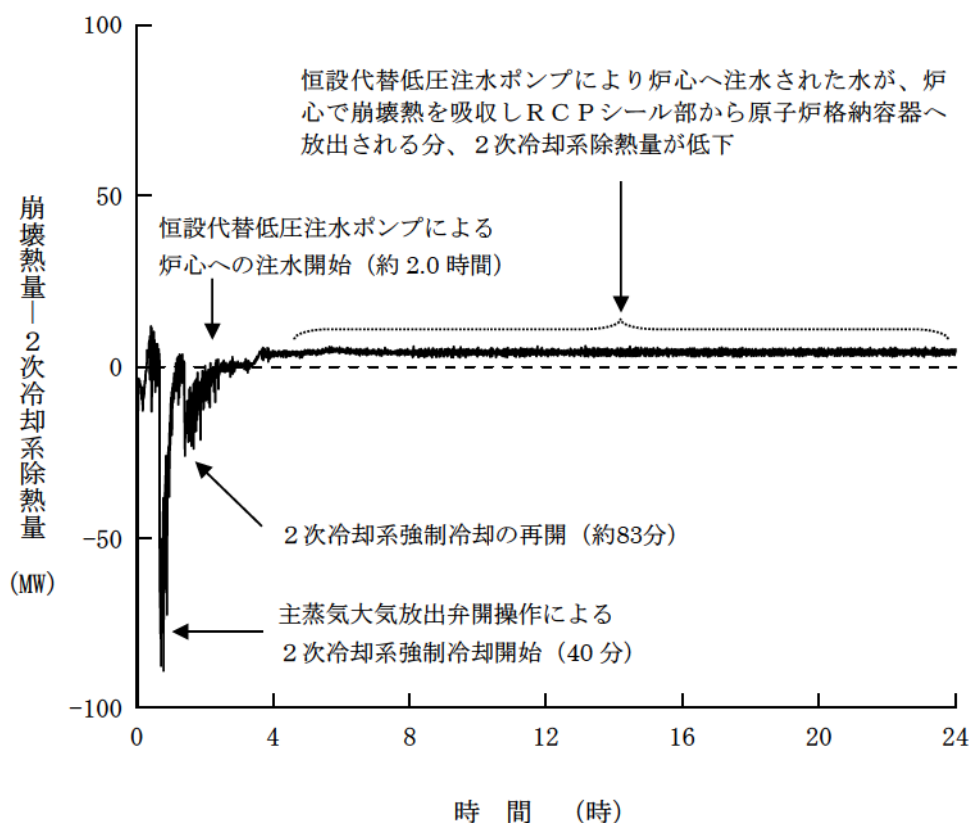


第 7.1.2.21 図 蒸気発生器水位の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)

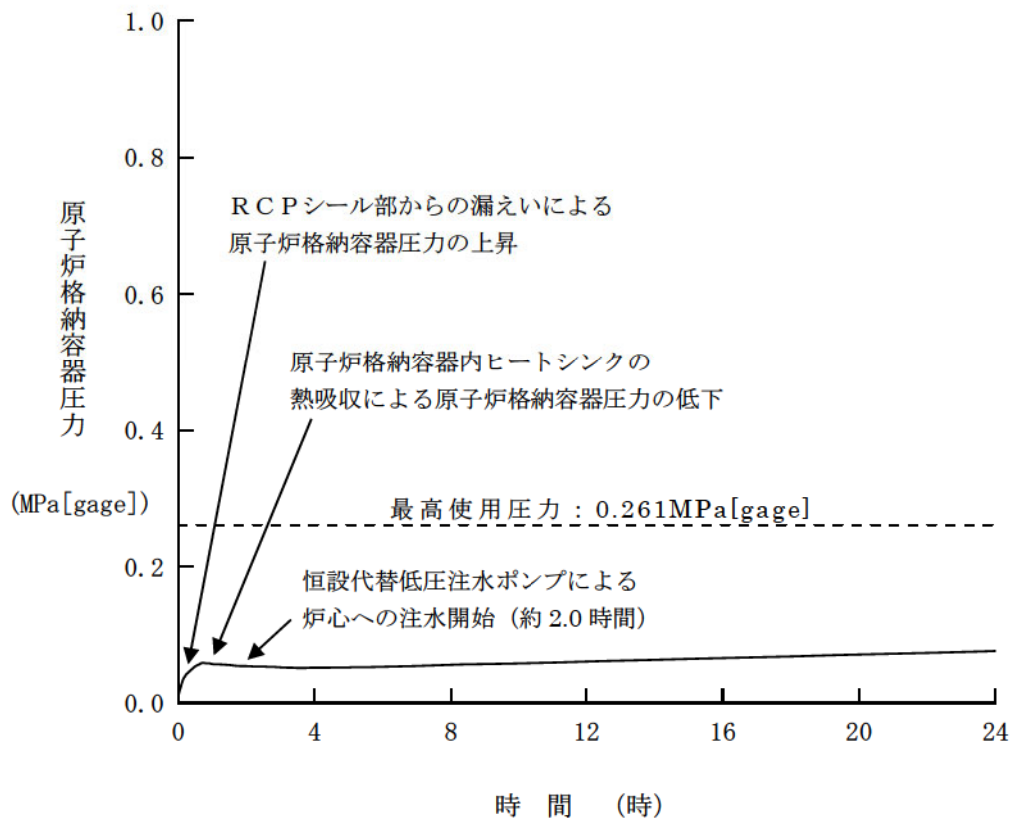


※：蒸気発生器1基当たりの補助給水流量

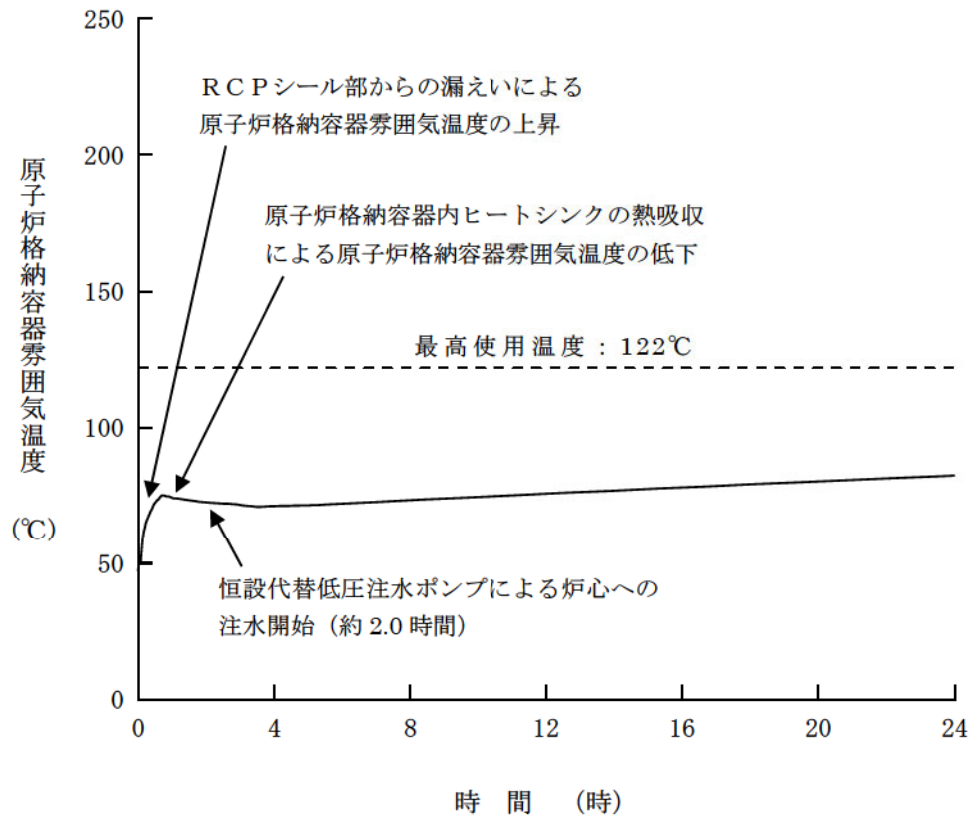
第 7.1.2.22 図 補助給水流量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



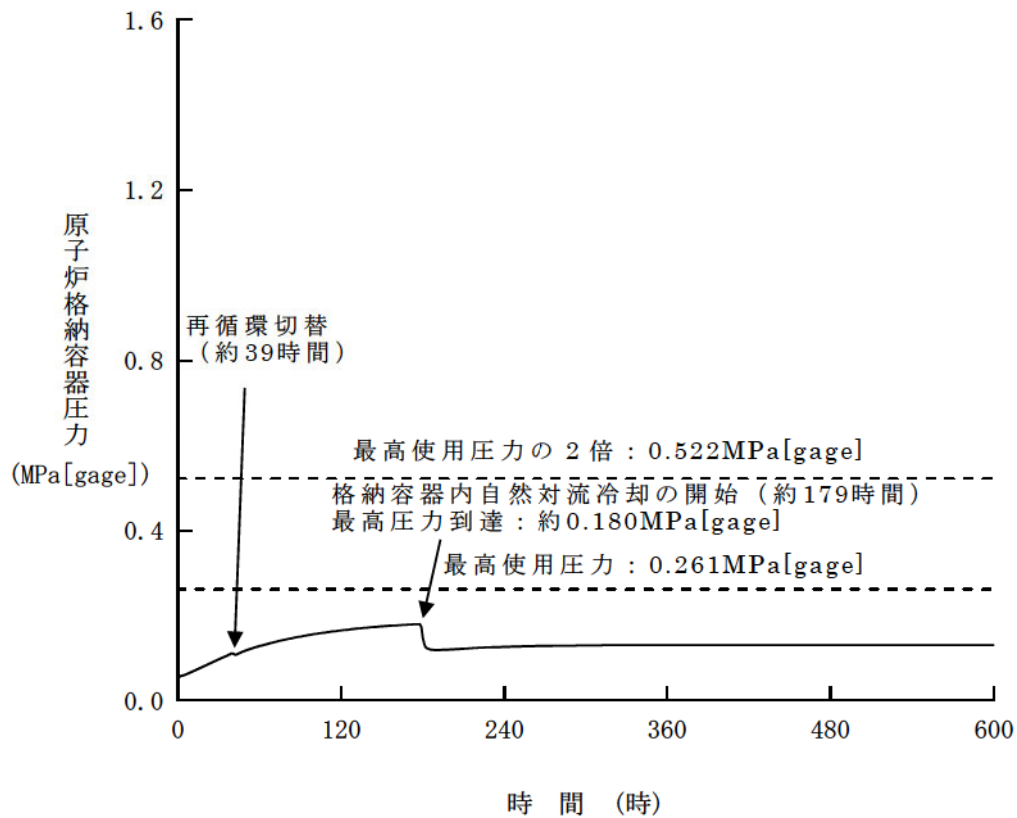
第 7.1.2.23 図 崩壊熱と2次冷却系除熱量の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)



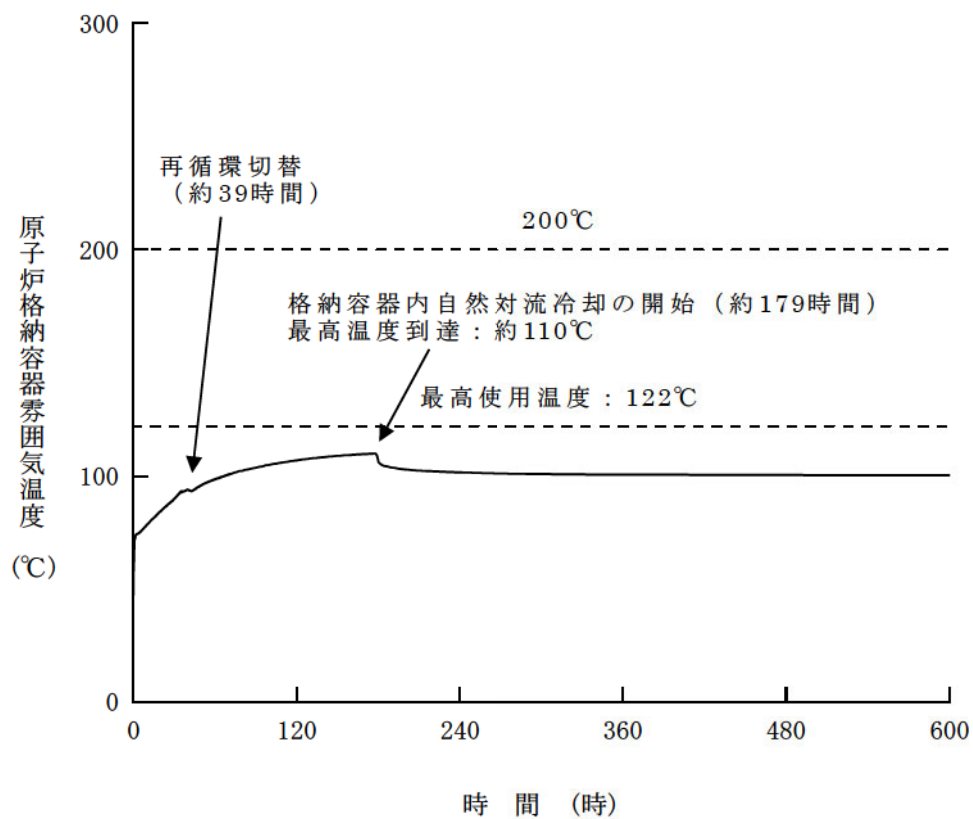
第 7.1.2.24 図 原子炉格納容器圧力の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



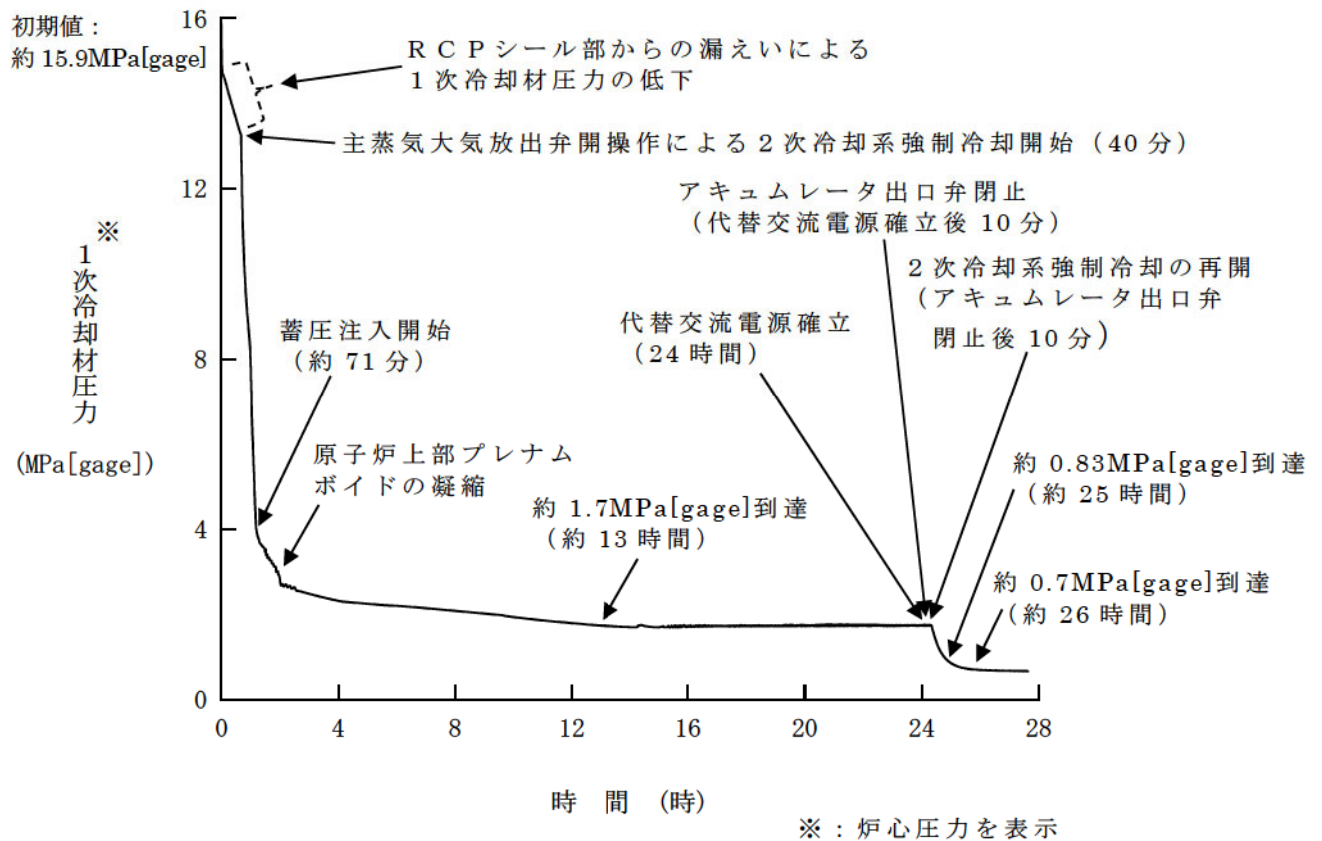
第 7.1.2.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



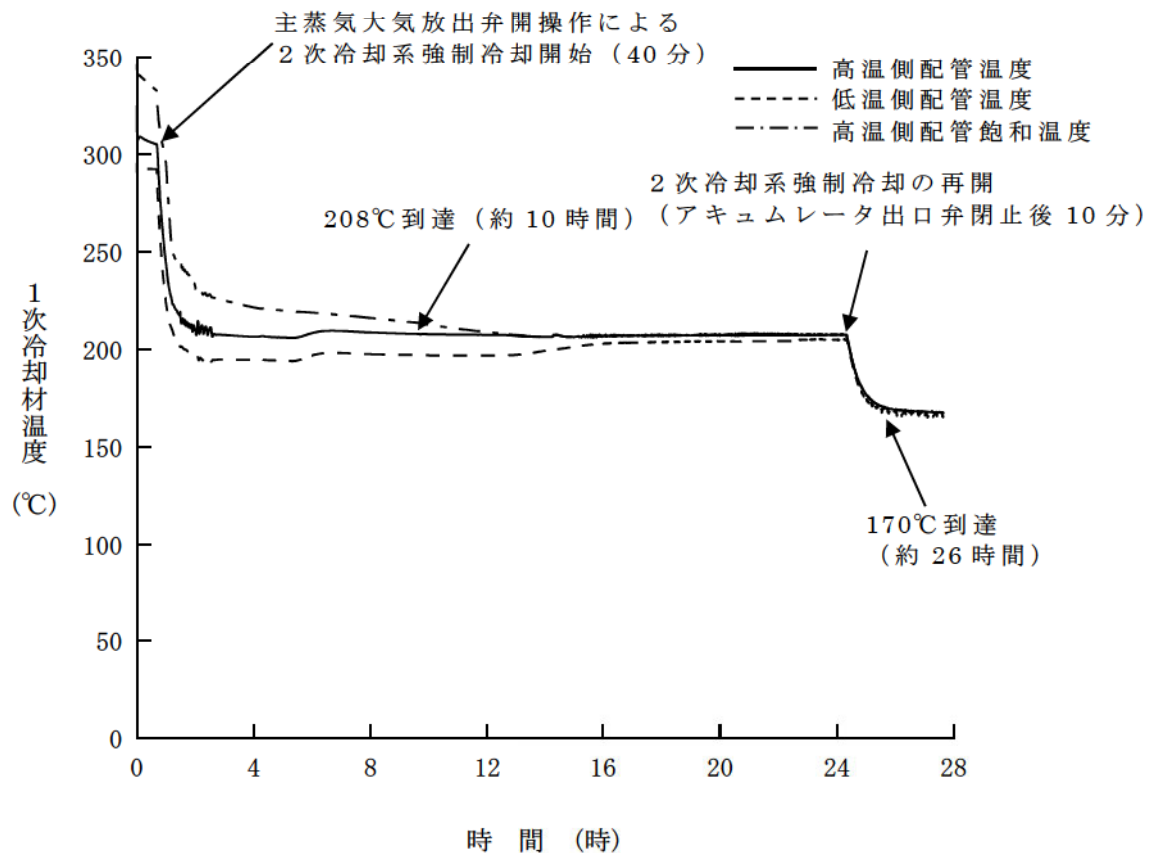
第 7.1.2.26 図 原子炉格納容器圧力の長期間の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



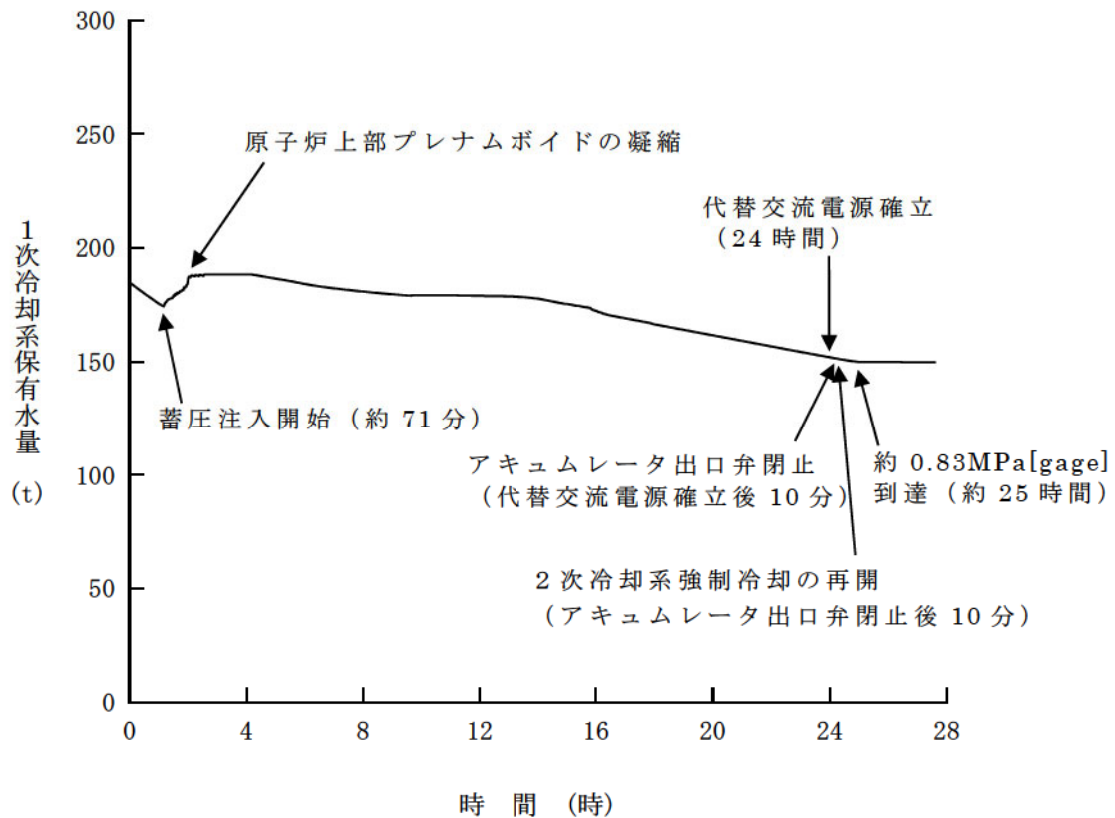
第 7.1.2.27 図 原子炉格納容器雰囲気温度の長期間の推移
(RCPシールLOCAが発生する場合)



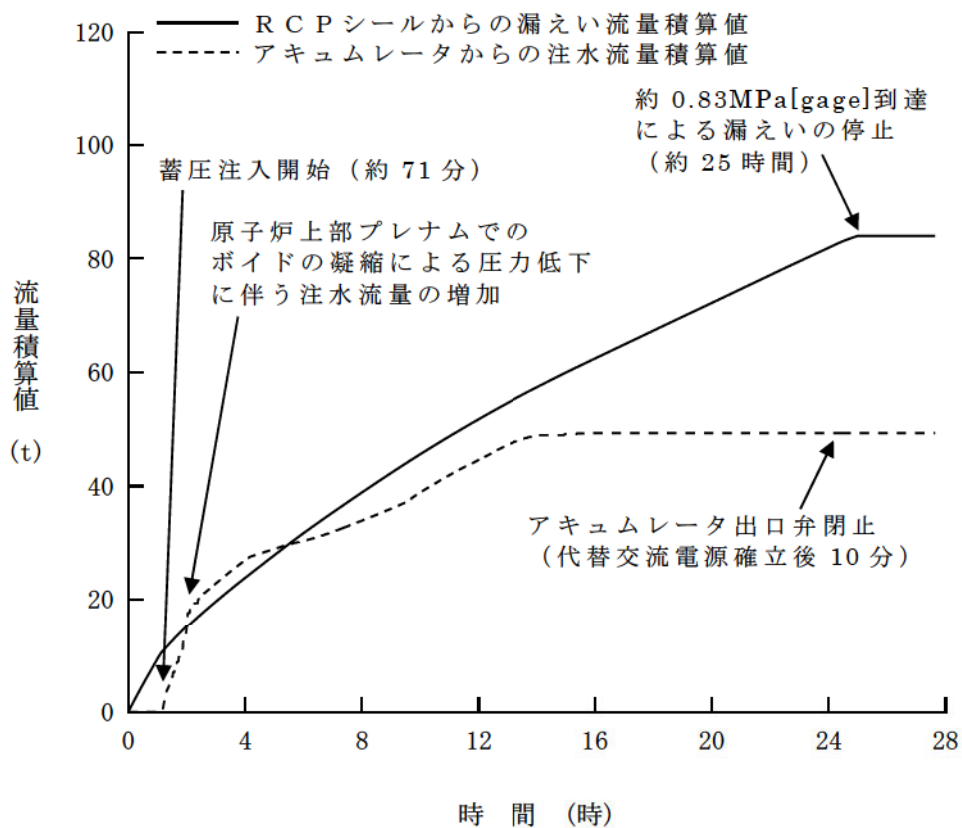
第 7.1.2.28 図 1次冷却材圧力の推移 (R C Pシール L O C Aが発生しない場合)



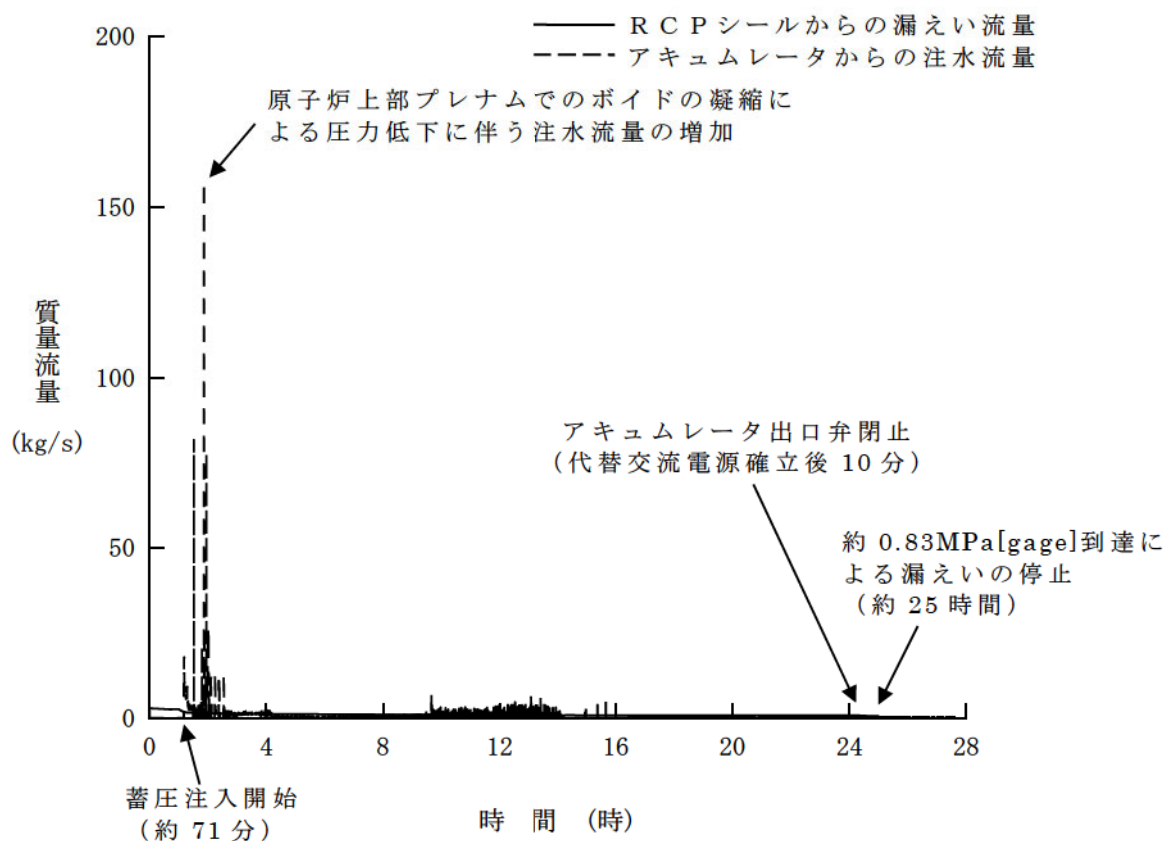
第 7.1.2.29 図 1次冷却材温度の推移 (R C Pシール L O C Aが発生しない場合)



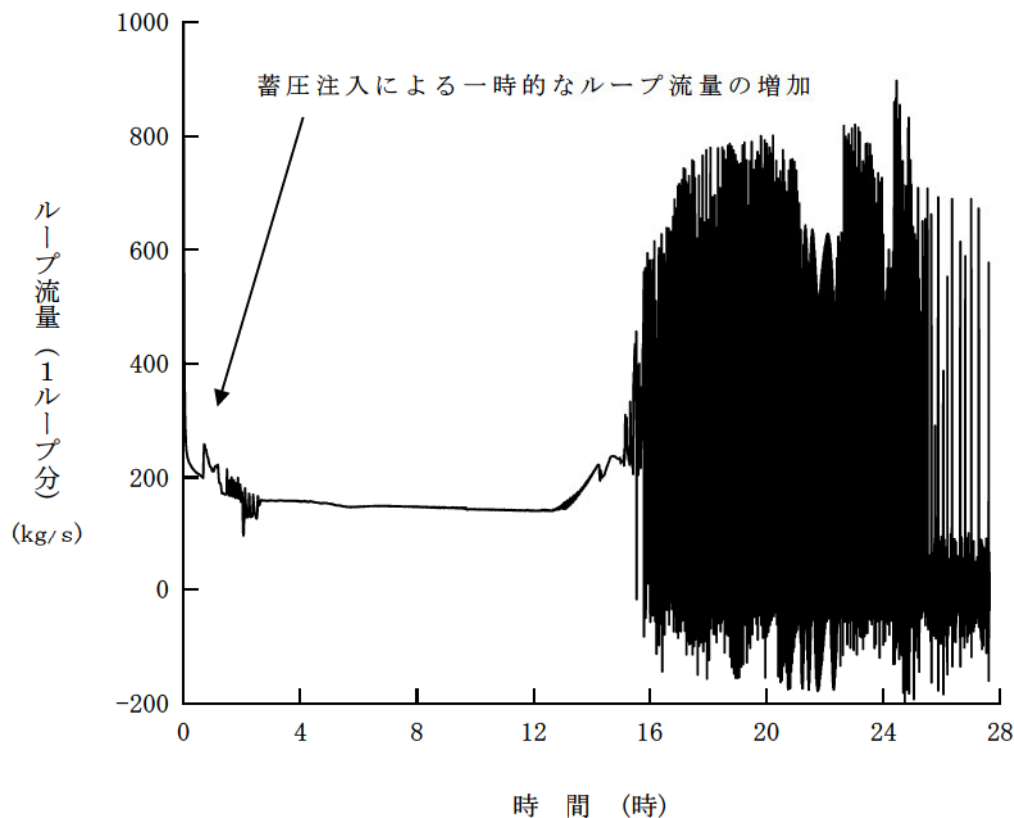
第 7.1.2.30 図 1 次冷却系保有水量の推移 (R C P シール L O C A が発生しない場合)



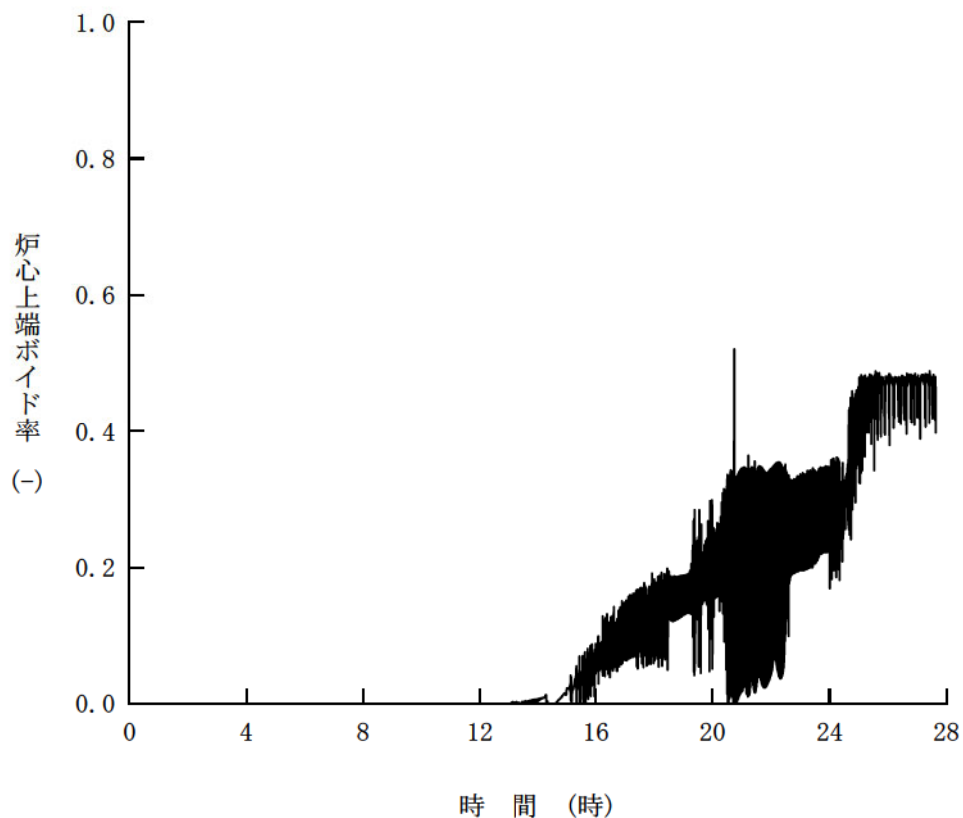
第 7.1.2.31 図 漏えい流量と注水流量の積算値の推移
(R C P シール L O C A が発生しない場合)



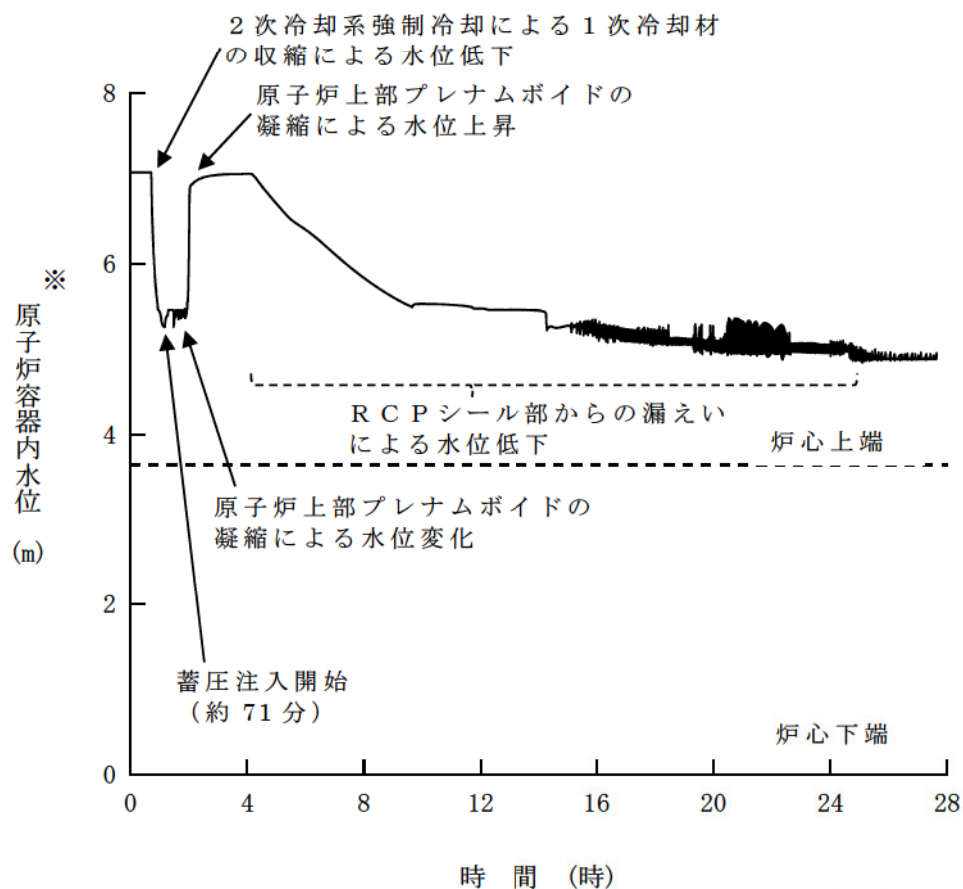
第 7.1.2.32 図 漏えい流量と注水流量の推移
(R C P シール L O C A が発生しない場合)



第 7.1.2.33 図 1 次冷却材流量の推移
(R C P シール L O C A が発生しない場合)

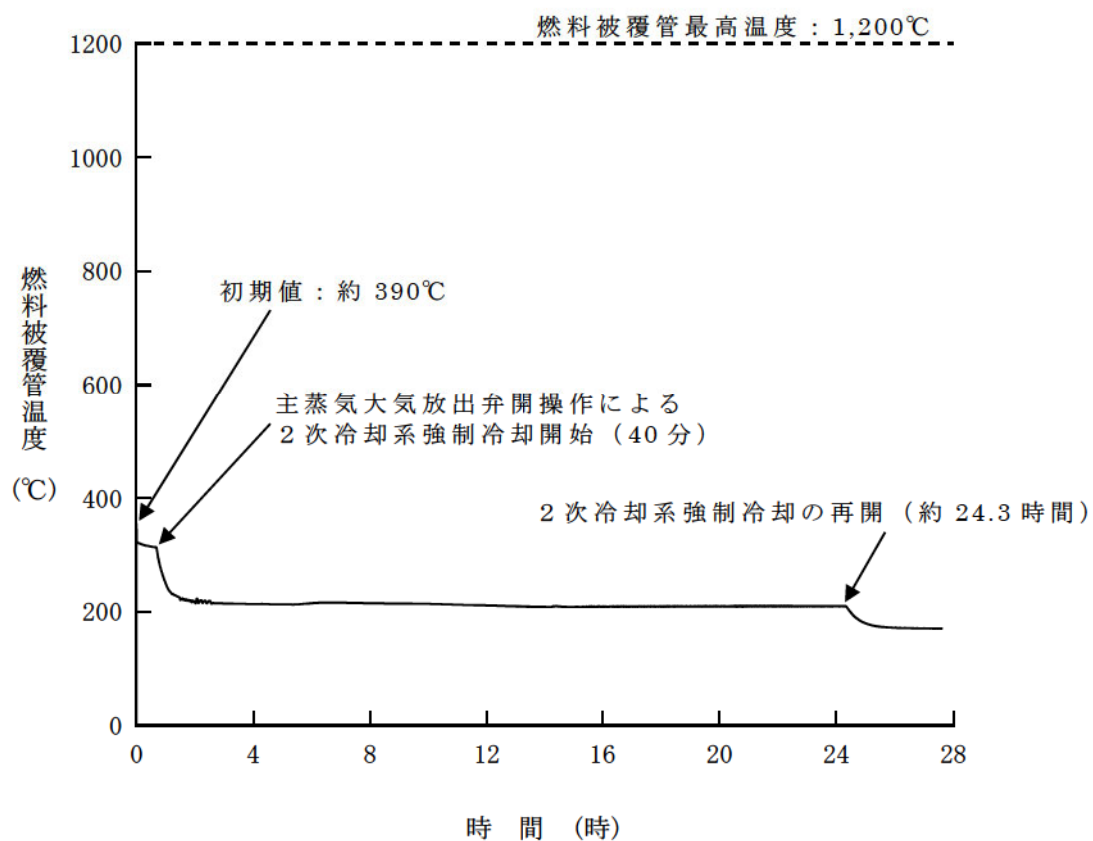


第 7.1.2.34 図 炉心上端ボイド率の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)

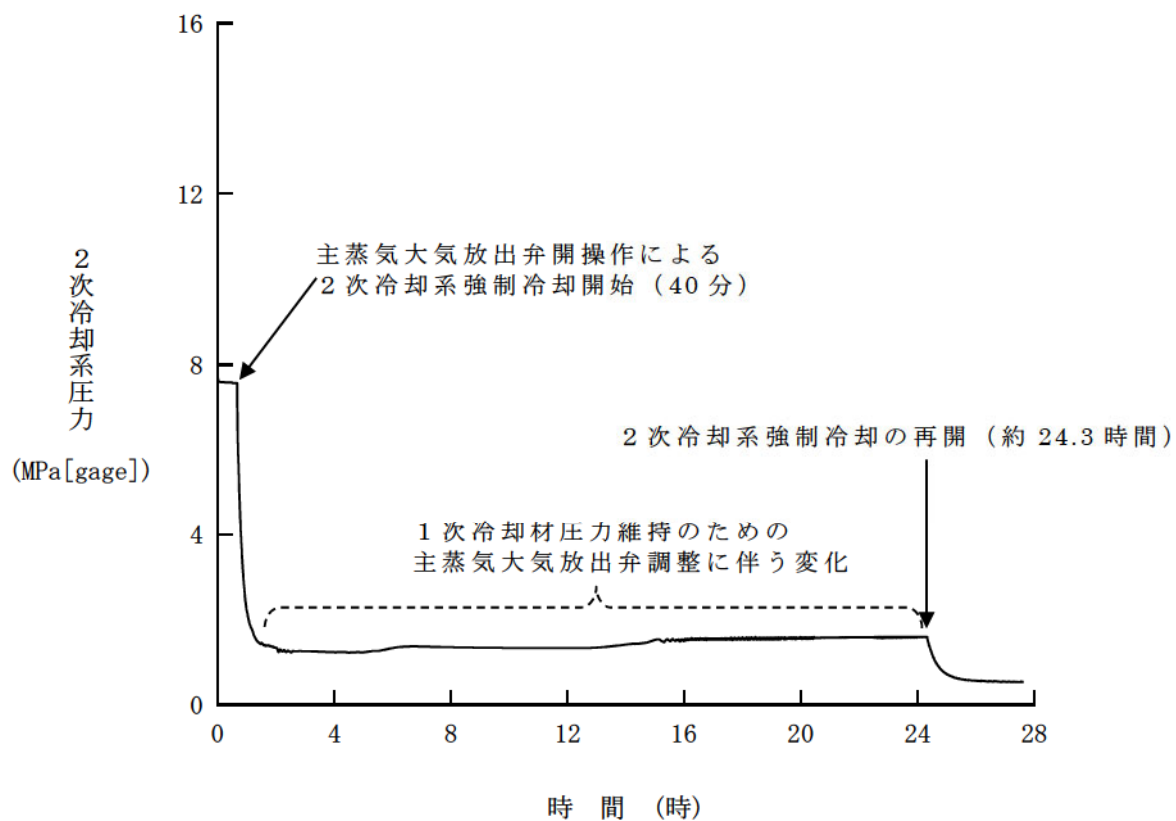


※：コラプス水位を表示

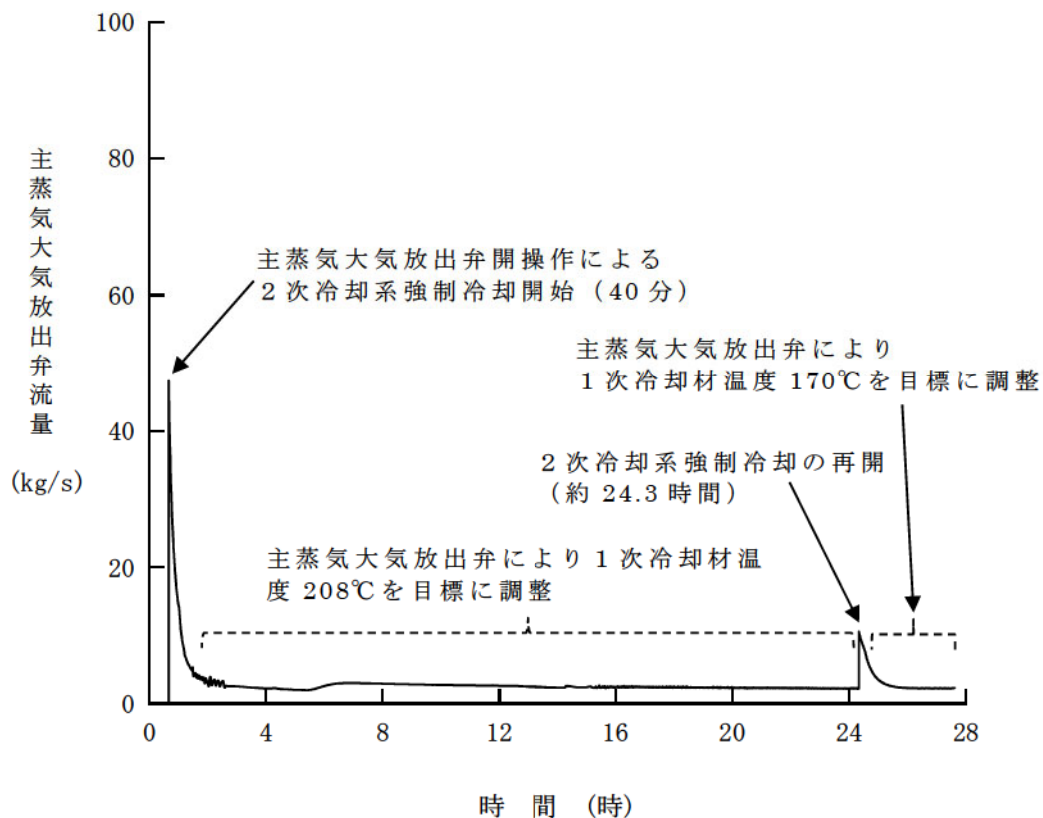
第 7.1.2.35 図 原子炉容器内水位の推移 (RCPシールLOCAが発生しない場合)



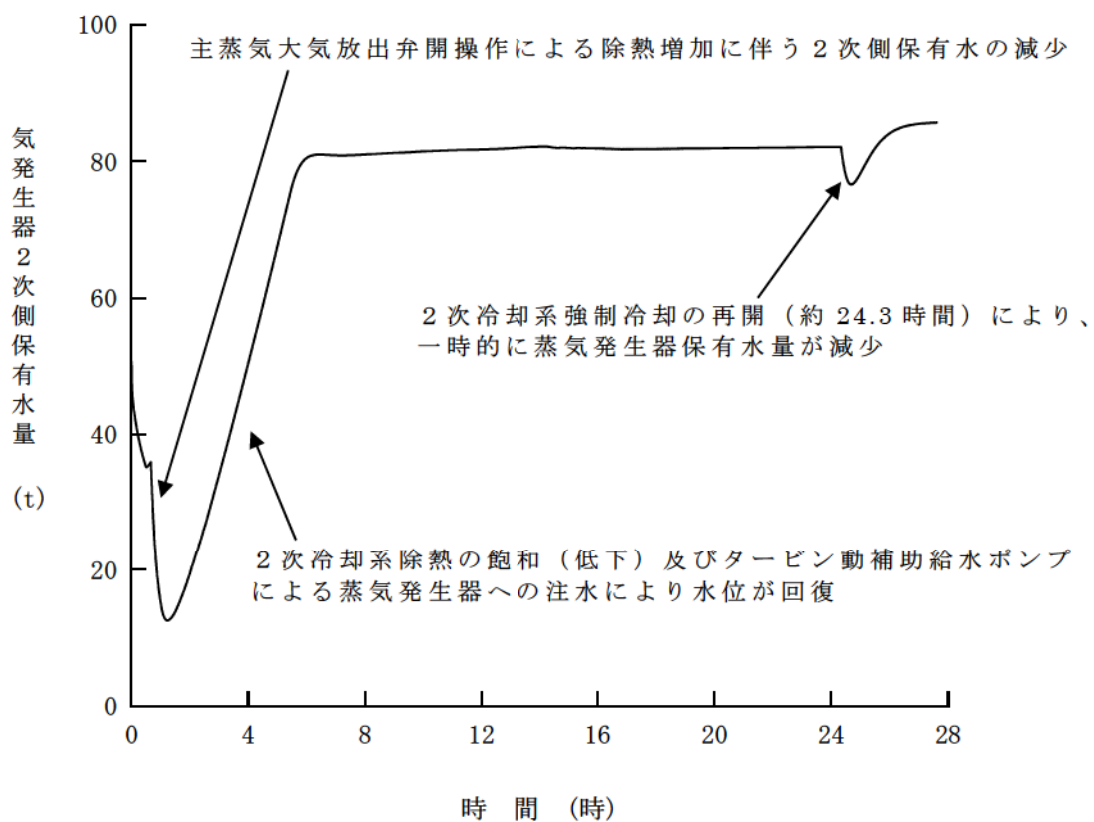
第 7.1.2.36 図 燃料被覆管温度の推移 (R C P シール L O C A が発生しない場合)



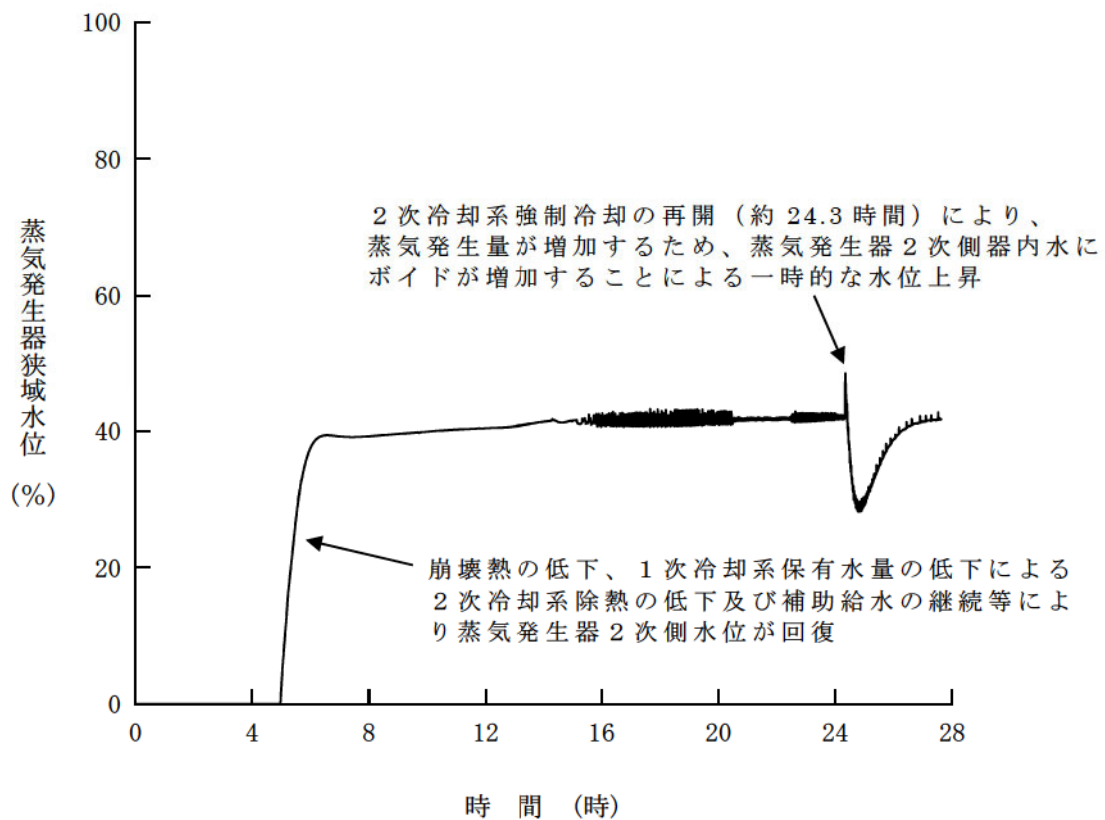
第 7.1.2.37 図 2次冷却系圧力の推移 (R C P シール L O C A が発生しない場合)



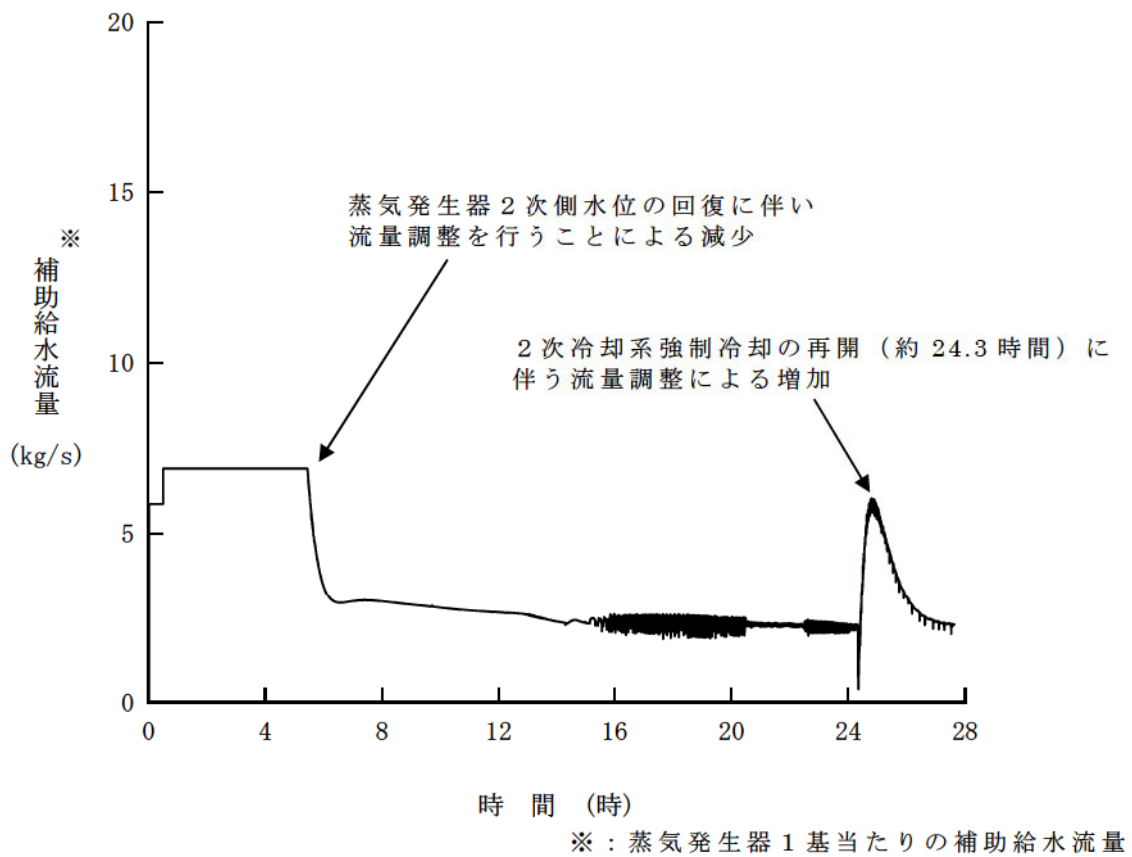
第 7.1.2.38 図 主蒸気大気放出弁流量の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)



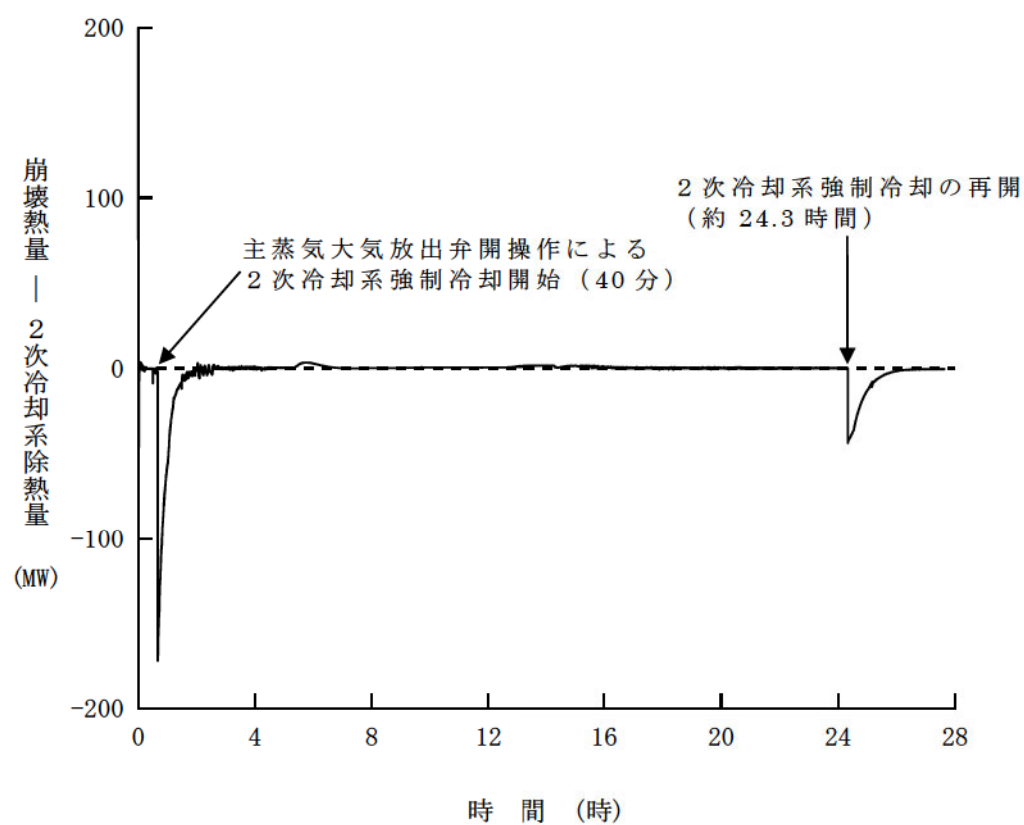
第 7.1.2.39 図 蒸気発生器 2次側保有水量の推移
(RCPシールLOCAが発生しない場合)



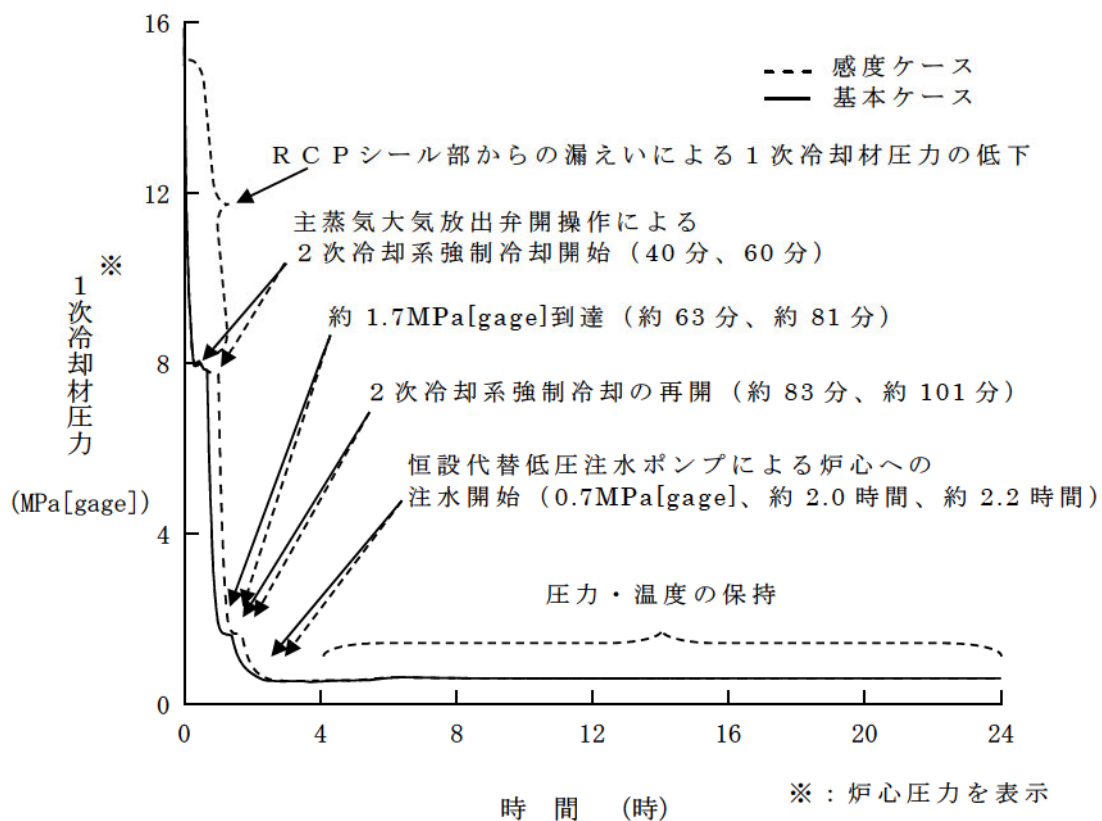
第 7.1.2.40 図 蒸気発生器水位の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）



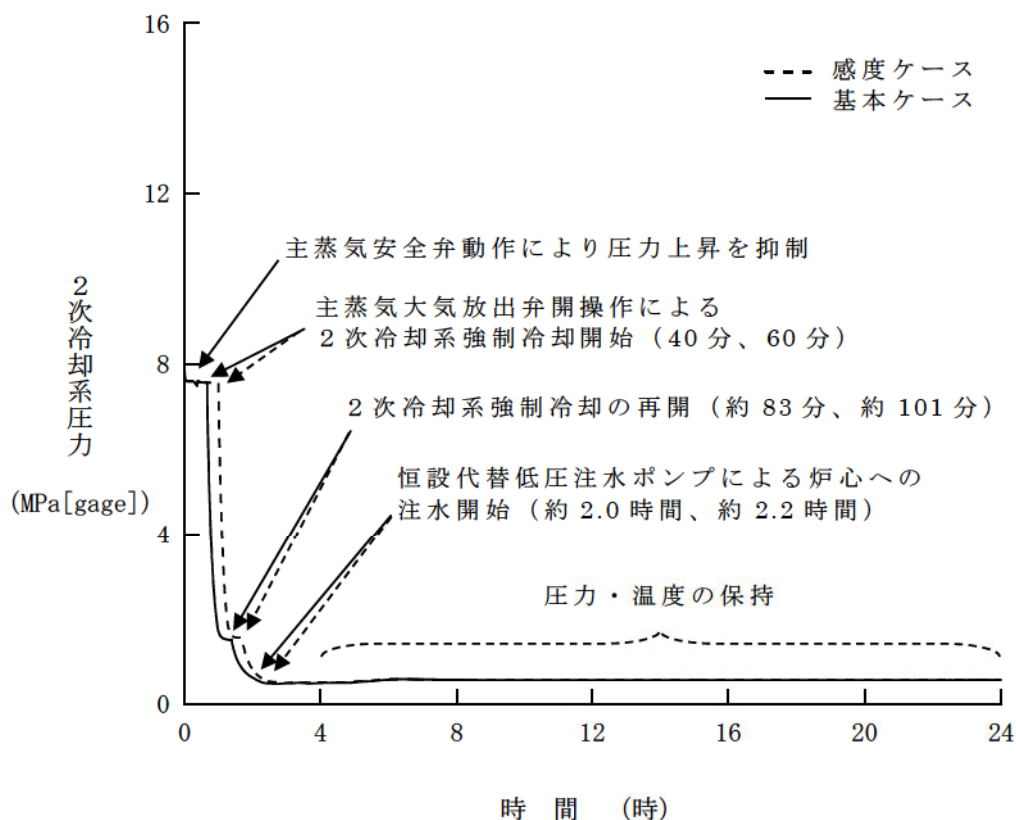
第 7.1.2.41 図 補助給水流量の推移（RCPシールLOCAが発生しない場合）



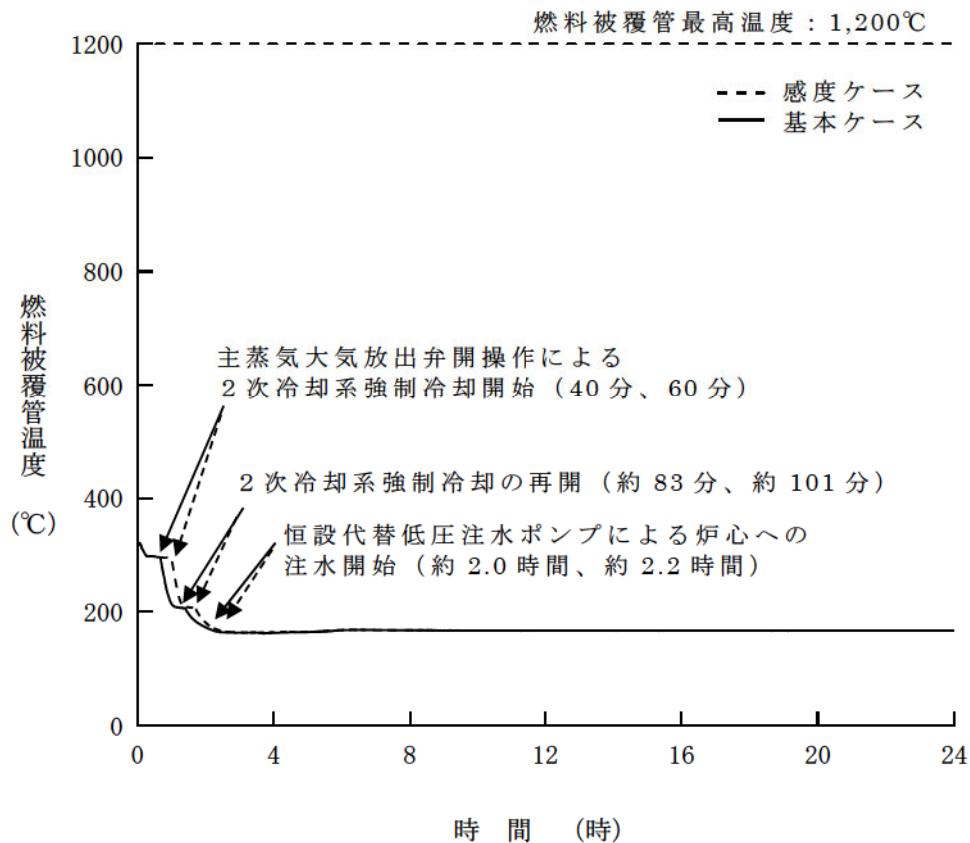
第 7.1.2.42 図 崩壊熱量と 2 次冷却系除熱量の推移
(RCP シール LOCA が発生しない場合)



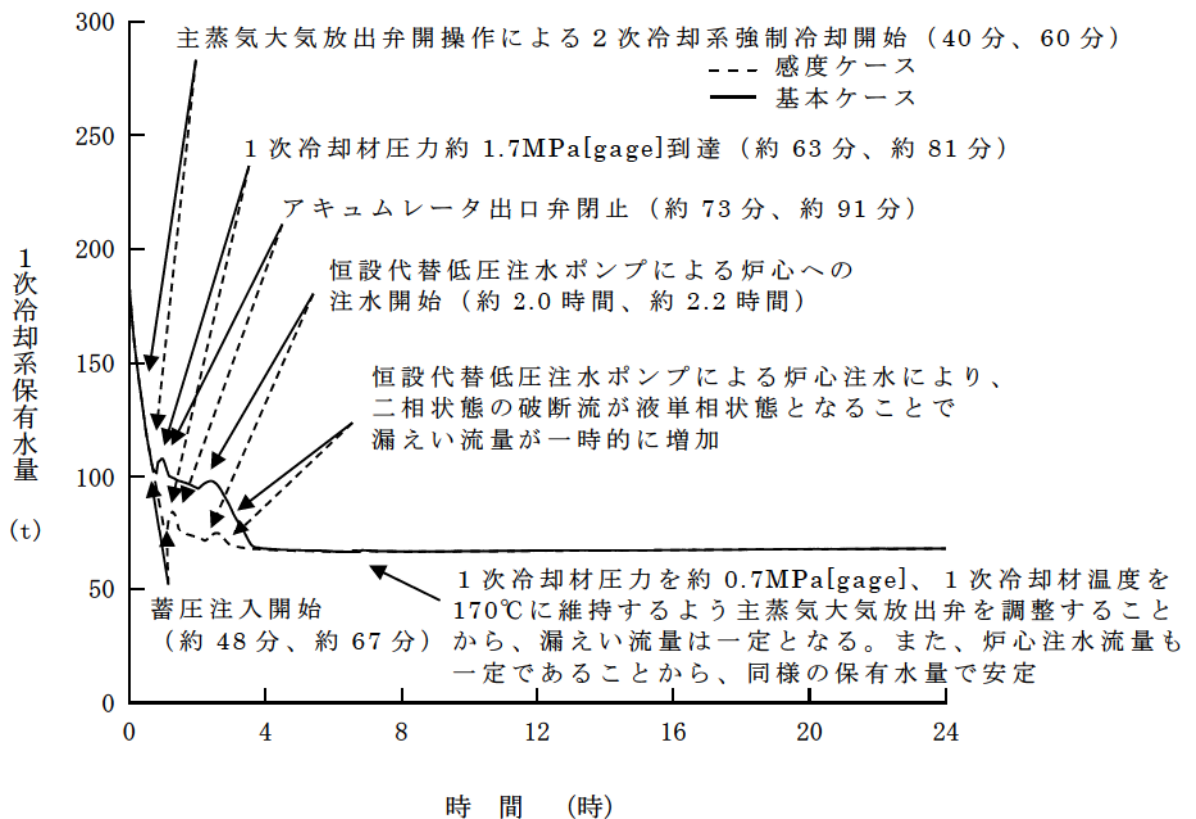
第 7.1.2.43 図 1次冷却材圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気大気放出弁操作開始の時間余裕確認)



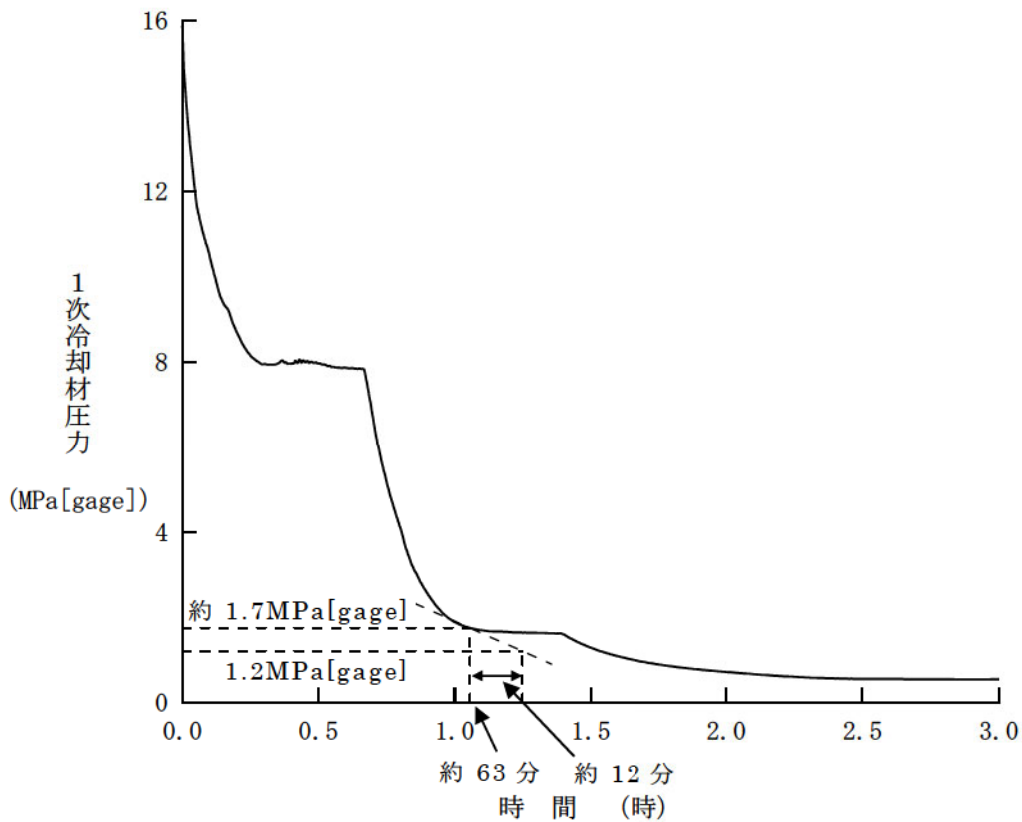
第 7.1.2.44 図 2次冷却系圧力の推移 (RCPシールLOCAが発生する場合)
(主蒸気大気放出弁操作開始の時間余裕確認)



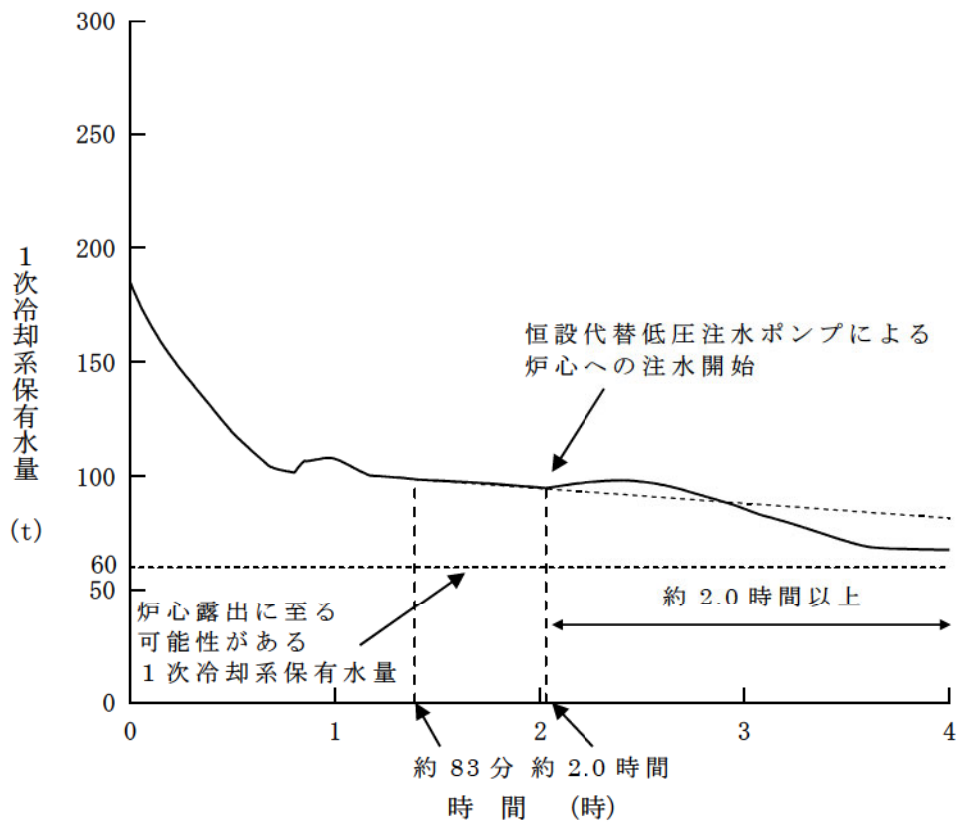
第 7.1.2.45 図 燃料被覆管温度の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）
（主蒸気大気放出弁操作開始の時間余裕確認）



第 7.1.2.46 図 1次冷却系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）
（主蒸気大気放出弁操作開始の時間余裕確認）



第 7.1.2.47 図 1 次冷却材圧力の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)
(アキュムレータ出口弁閉止操作開始の時間余裕確認)



第 7.1.2.48 図 1 次冷却系保有水量の推移 (R C P シール L O C A が発生する場合)
(代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)

7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失

7.1.3.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、1 次系冷却水ポンプの故障等により、すべての原子炉補機冷却機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、高圧注入系及び低圧注入系による炉心注水並びに 1 次系冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより中央制御室からの主蒸気大気放出弁操作による 1 次冷却系の減温、減圧ができなくなる。また、R C P シール部へのシール注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失による R C P シール部からの 1 次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの 1 次冷却材の流出により 1 次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2 次冷却系を強制的に減圧することにより 1 次冷却系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な

冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による 2 次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.3.2 図及び第 7.1.3.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 1 号炉及び 2 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、緊急時対策本部要員及び召集要員で構成され、合計 46 名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生 6 時間までの必要要員は、中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名、発電所構内に常駐している緊急安全対策要員 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。召集要員に期待する事象発生 6 時間以降に追加で必要な召集要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.3.4 図に示す。なお、「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、46 名で対処可能である。

a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

1 次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応

空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環排気系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、A又はB中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。

e. 1 次冷却材漏えいの判断

加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1 次冷却材の漏えいの判断を行う。

1 次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. 補助給水系の機能維持の判断

すべての補助給水流量計指示の合計が $75\text{m}^3/\text{h}$ 以上であることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

g. 1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作

充てん／高圧注入ポンプの起動時の 1 次冷却材ポンプシール温

度急変等を防止するために、1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。

h. 蒸気発生器2次側による炉心冷却

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気大気放出弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

j. アニュラス循環排気系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環排気系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス循環排気ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場でA又はB中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。

k. アキュムレータ出口弁閉操作

1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口弁を閉操作する。

アキュムレータ出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開

アキュムレータ出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage] 以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

なお、恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水を回復させるように調整する。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水が行えない場合、C 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。

n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転

長期対策として、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニット、B余熱除去ポンプ及びB 充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、燃料取替用水タンク水位計指示が 26.9%到達及び格納容器サンプ B 広域水位計指示が 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転に必要な計装設備は、余熱除去クーラ出口流量等である。

o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.1.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

選定した事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時に R C P シール L O C A が発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び R C P シール L O C A が発生する事故」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、

「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、1号炉及び2号炉については「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり46名（召集要員4名含む。）、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては「7.1.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり46名（召集要員4名含む。）、3号炉及び4号炉については46名（召集要員4名含む。）であり、合計91名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において必要な資源は「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、RCPシール部からの1次冷却材の漏えい等により1次冷却系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による2次冷却系強制冷却、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水並びに充て

ん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却、高圧注入系及び低圧注入系による再循環並びに補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びR C PシールL O C Aが発生する事故」について有効性評価を行った。

上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(1/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認	・ 1 次系冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・ 蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
c. 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	・ 原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。	—	—	—
d. 原子炉補機冷却機能喪失時の対応	・ 空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、C 充てん／高圧注水ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス循環排気系ダンパへの作動空気供給、使用済燃料ピットへの注水確保、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、A 又は B 中央制御室非常用循環系のダンパ開処置並びに送水車の準備を開始する。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(2/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 1 次冷却材漏えいの判断	・ 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により、1 次冷却材の漏えいの判断を行う。	—	—	加圧器水位 1 次冷却材圧力 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位
f. 補助給水系の機能維持の判断	・ すべての補助給水流量計指示の合計が 75m ³ /h 以上であることを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	補助給水流量 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
g. 1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉操作	・ 充てん／高圧注入ポンプの起動時の 1 次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために、1 次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び格納容器隔離弁の閉操作を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い動作する格納容器隔離弁の自動閉を確認する。	—	—	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(3/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
h. 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却	- 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気大気放出弁を現場にて手動で開操作することで、1 次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage] (1 次冷却材高温側温度 (広域) 計指示 208℃) を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば温度、圧力を維持する。 - その後の蒸気発生器への注水量確保として、送水車による復水タンクへの供給を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 主蒸気大気放出弁 蒸気発生器 復水タンク 燃料油貯油そう	送水車 タンクローリー	1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
i. 蓄圧注入系動作の確認	1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	—	1 次冷却材圧力
j. アニュラス循環排気系及び中央制御室非常用循環系の起動	- アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス循環排気系ダンプの代替空気供給を行い、アニュラス循環排気ファンを起動する。 - 中央制御室の作業環境確保のため、現場で A 又は B 中央制御室非常用循環系ダンプの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス循環排気ファン アニュラス循環排気フィルタユニット 制御建屋送気ファン 制御建屋循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンベ (アニュラス排気弁等作動用)	—

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(4/5)

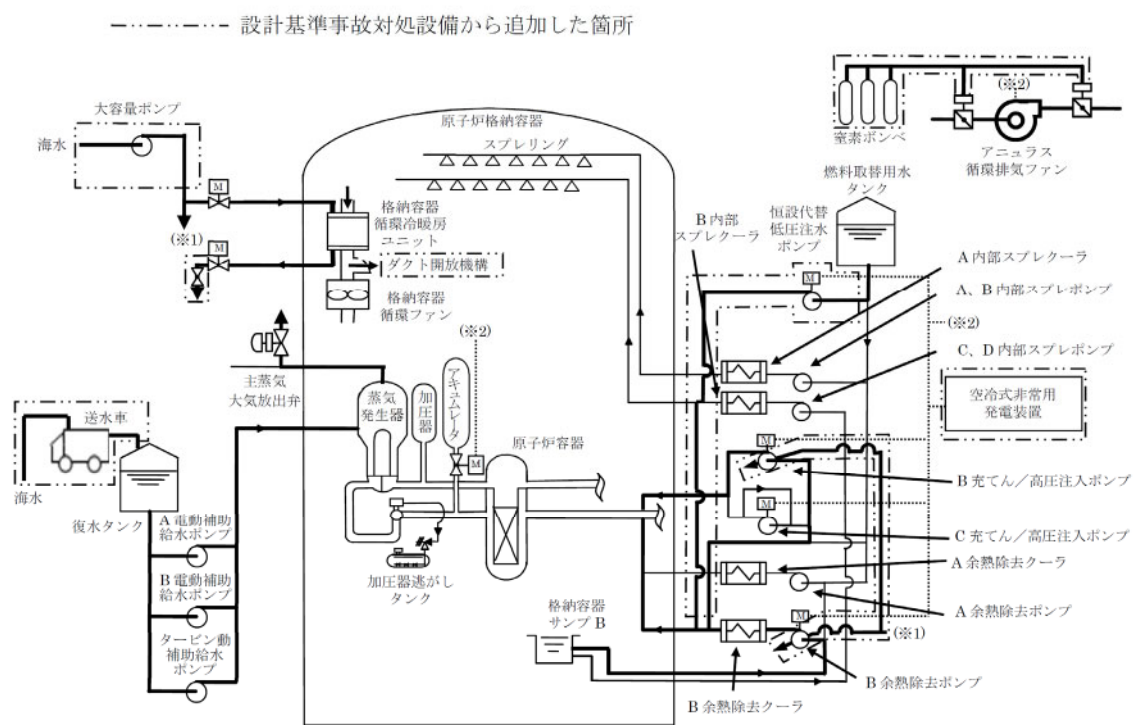
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
k. アキュムレータ出口弁閉操作	・ 1次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 208℃）になれば、アキュムレータ出口弁を閉操作する。	アキュムレータ出口弁	—	1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
l. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の再開	・ アキュムレータ出口弁の閉を確認後、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）を目標に、補助給水ポンプ及び主蒸気大気放出弁による2次冷却系強制冷却を再開し、目標値となれば温度、圧力を維持する。	主蒸気大気放出弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	—	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
m. 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水	・ 恒設代替低圧注水ポンプの準備が完了し、1次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度（広域）計指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプの準備が早く整った場合は1次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプによる注水流量は、早期に1次冷却系保有水を回復させるように調整する。 ・ 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。	恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ 燃料油貯油そう 【C充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	—	余熱除去クーラ出口流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 原子炉水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

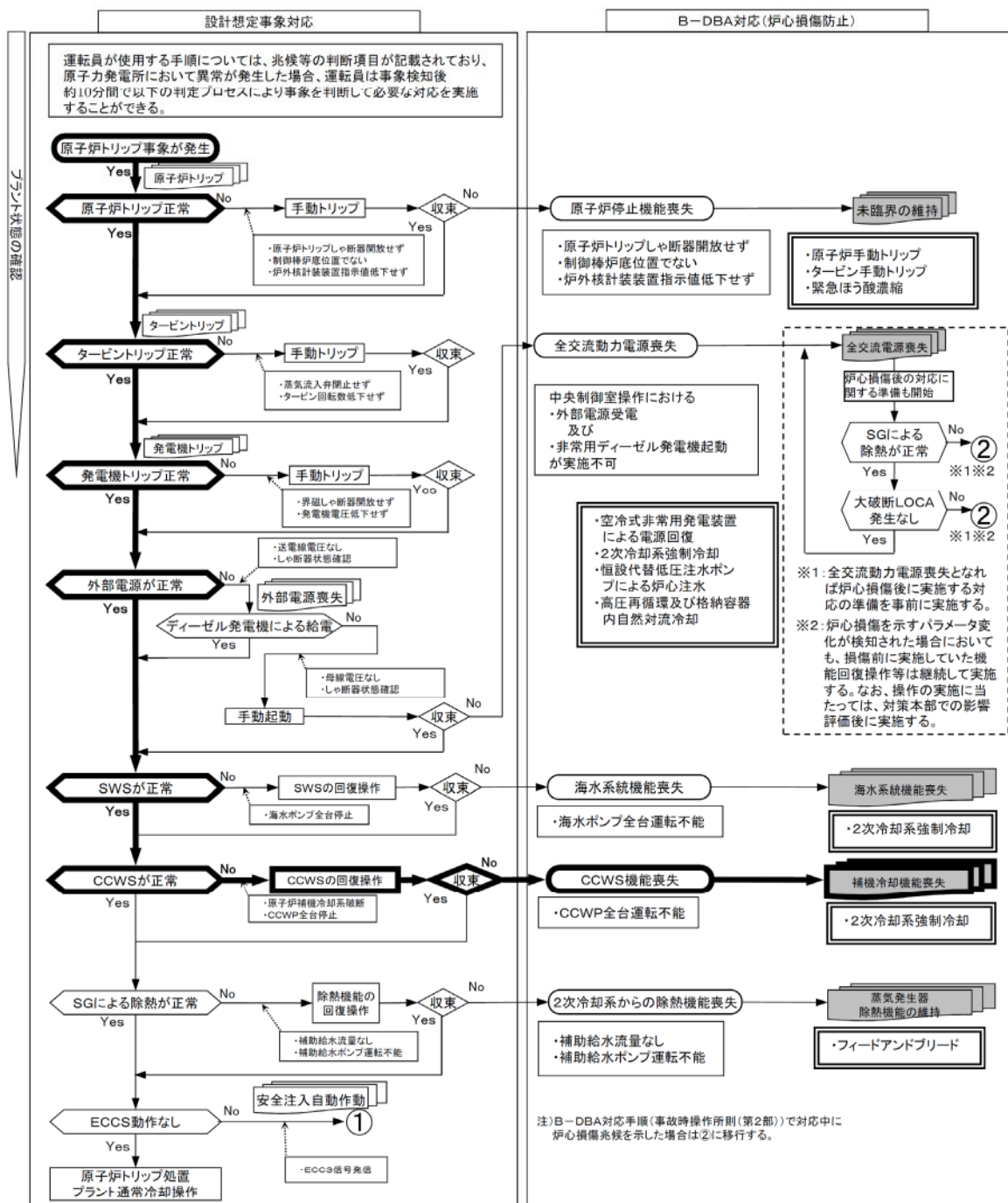
第 7.1.3.1 表 「原子炉補機冷却機能喪失」における重大事故等対策について(5/5)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
n. 格納容器内自然対流冷却並びに高圧代替再循環運転及び低圧代替再循環運転	・長期対策として、大容量ポンプを用いたA格納容器循環冷暖房ユニット、B余熱除去ポンプ及びB充てん／高圧注入ポンプへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が 26.9%到達及び格納容器サンプB広域水位計指示が 59%以上となれば、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水から高圧代替再循環運転又は低圧代替再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク B余熱除去ポンプ（海水冷却） 【B余熱除去クーラ】 B充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 格納容器サンプB 格納容器再循環サンプスクリーン A格納容器循環冷暖房ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器広域圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 燃料取替用水タンク水位 格納容器サンプB広域水位 格納容器サンプB狭域水位 余熱除去クーラ出口流量 低温側安全注入流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
o. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	—	—	—

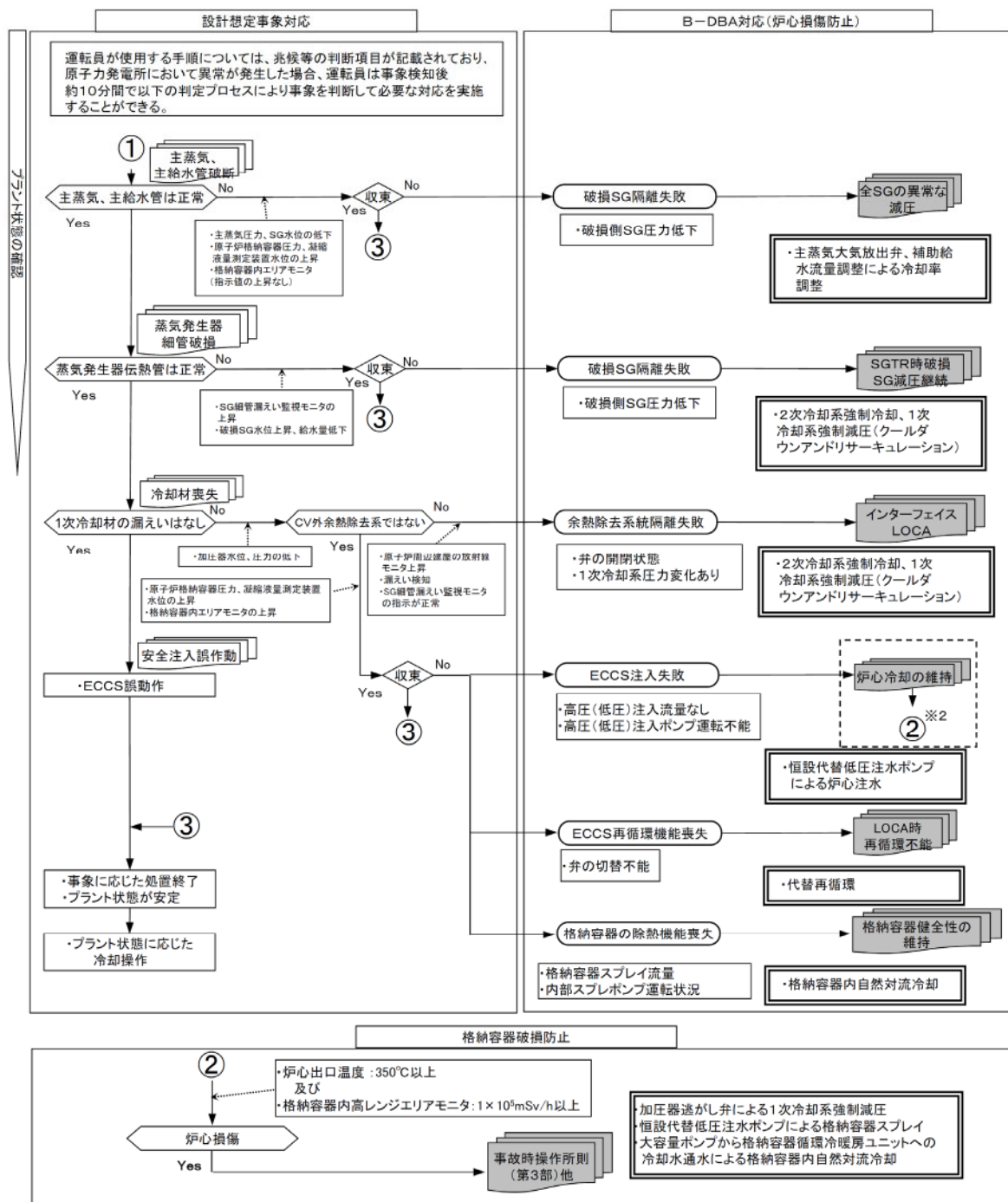
【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備



第 7.1.3.1 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



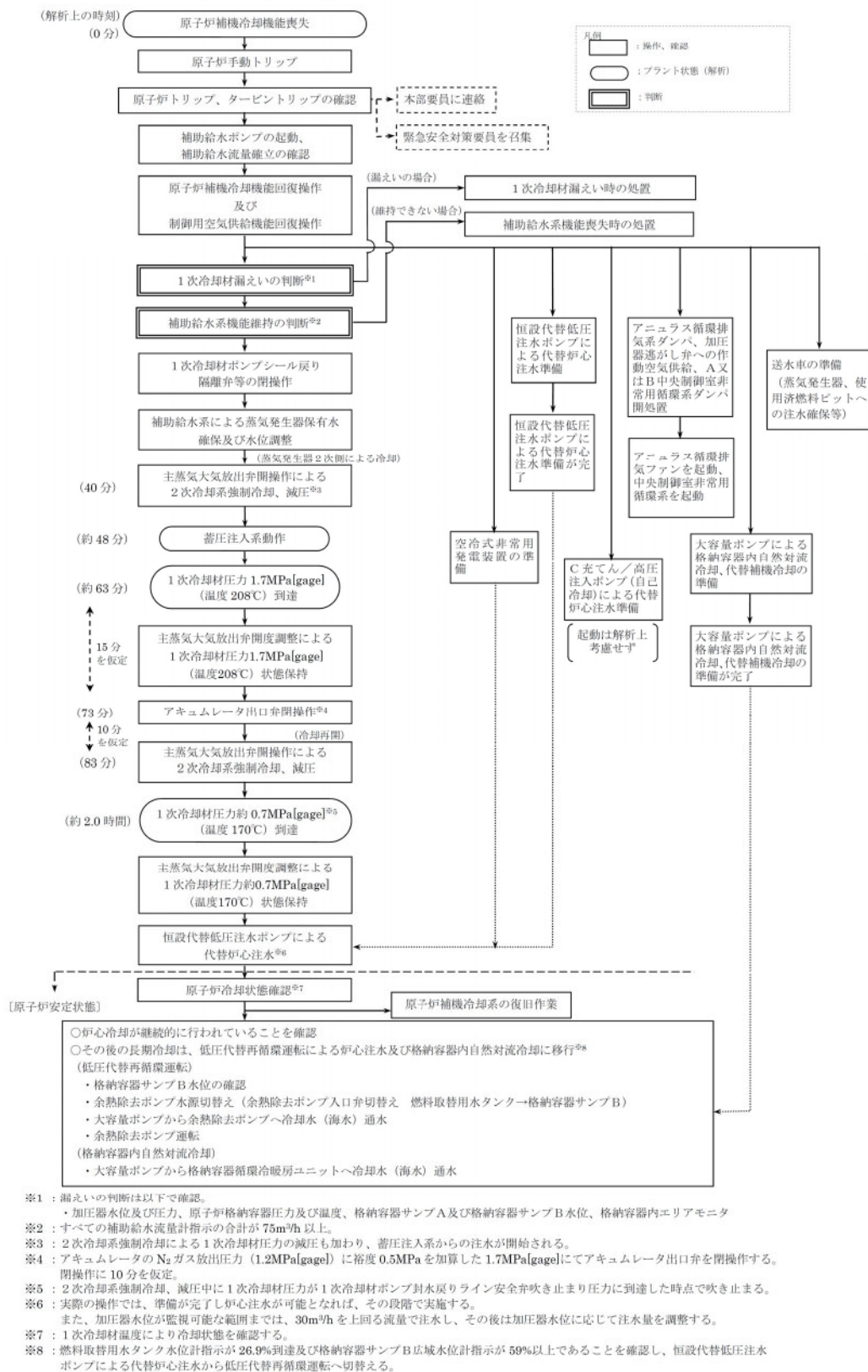
第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (1/2)



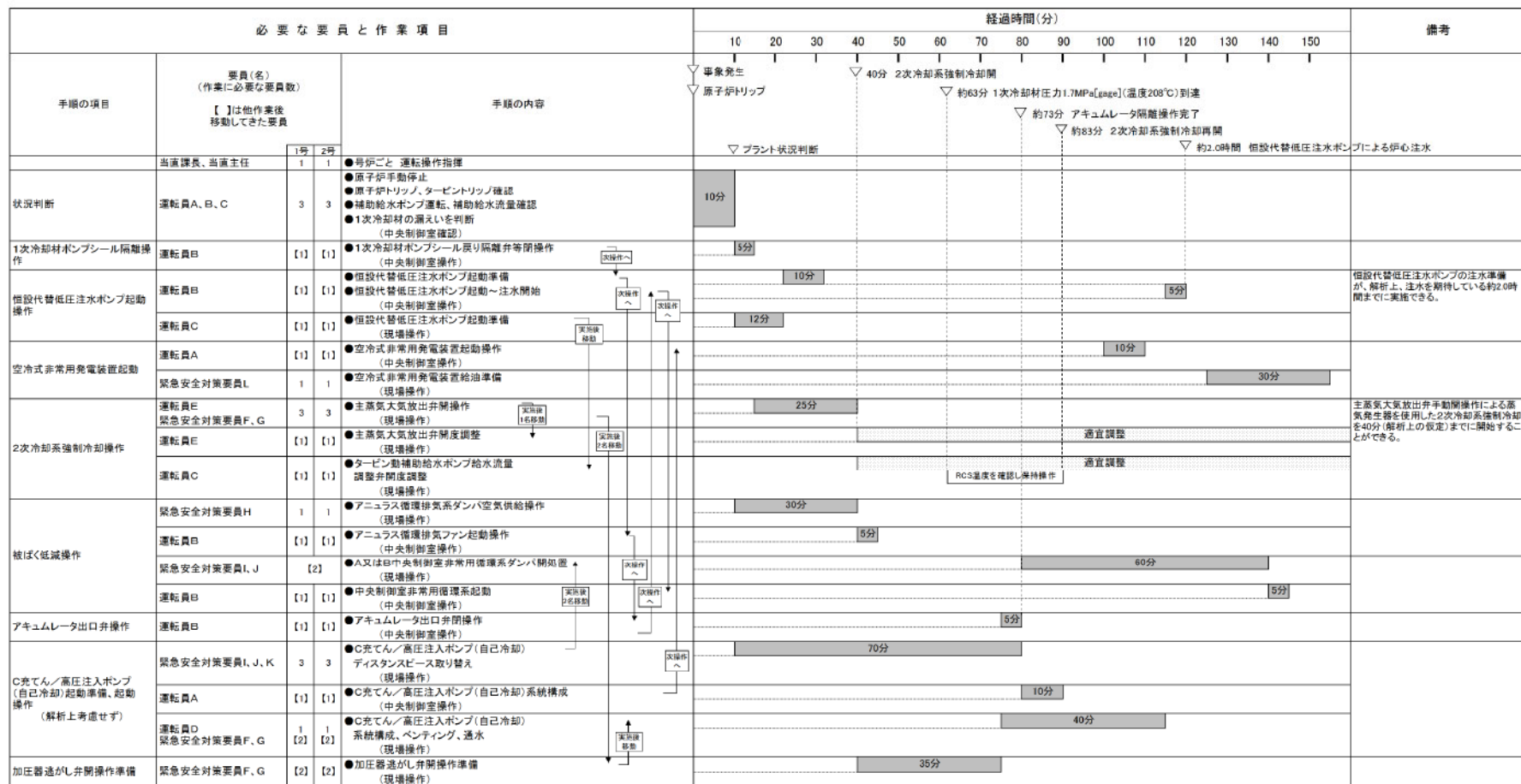
凡例： 設計事象対応手順（事故時操作所則） B-DBA対応手順（事故時操作所則（第2部））及び事故時操作所則（第3部）

注：太線はプロセスの流れを示す

第 7.1.3.2 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



第 7.1.3.3 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
(「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」の事象進展)

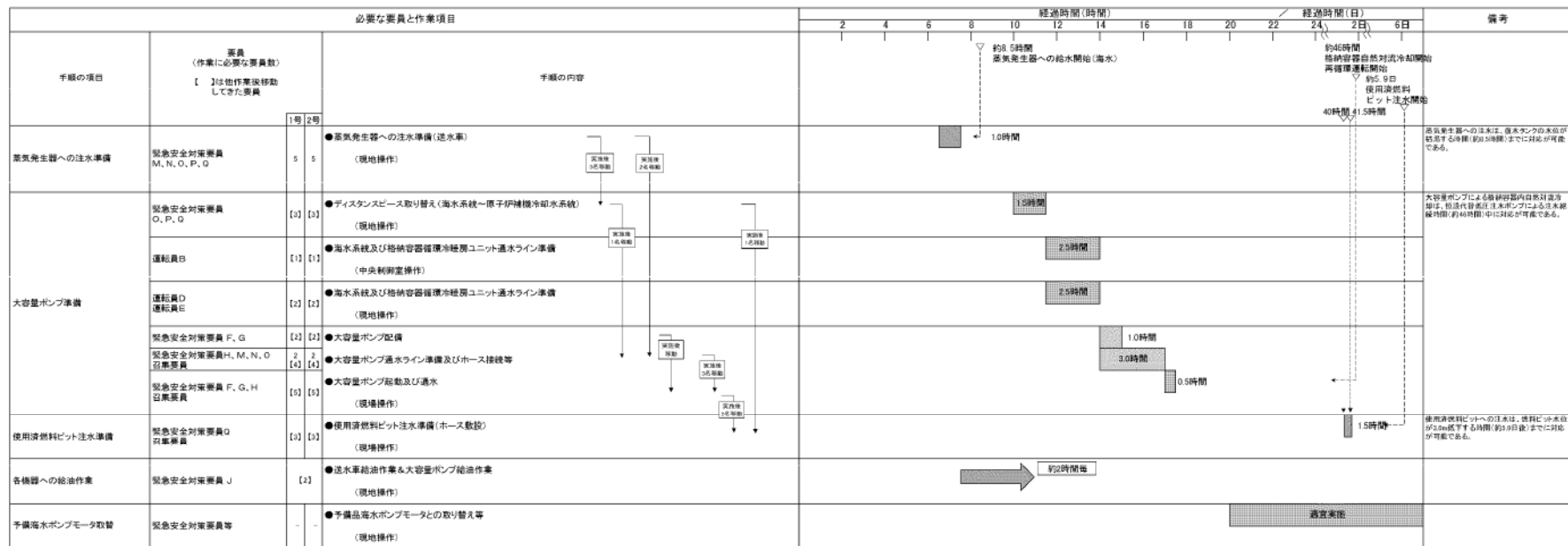


上記要員に加え、緊急時対策本部要員6名にて関係各所に通報連絡を行う。

なお、各設定時間は操作場所、操作条件並びに実際の現場移動を含む作業時間等を考慮した上で解析上の仮定として設定したものであり、運転員は手順書に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。

また、運転員が解析上設定した操作余裕時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している(一部の機器については想定時間により算出)。

第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
(原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA)(1/2)



第 7.1.3.4 図 「原子炉補機冷却機能喪失」の作業と所要時間
(原子炉補機冷却機能喪失+ R C P シール L O C A) (2/2)

7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失

7.1.4.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断 L O C A 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「D C 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「D C 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 L O C A が発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系及び低圧注入系の再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る。

その後、格納容器サンプ B 水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る（原子炉格納容器先行破損）。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的

な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.4.2 図及び第 7.1.4.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 1 号炉及び 2 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計 18 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 10 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は、6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.4.4 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、低温側安全注入流量等である。

c. 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプA及び格納容器サンプB水位の上昇、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の漏えいの判断を行う。

1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断

格納容器圧力計指示が115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。

格納容器スプレイ機能喪失の判断に必要な計装設備は、内部スプレイ流量積算等である。

f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応

格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（1次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

格納容器スプレイ機能喪失時の対応に必要な計装設備は、1次系冷却水タンク加圧ライン圧力等であり、蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）

等である。

g. 燃料取替用水タンク補給操作

高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 26.9%到達及び格納容器サンプ B 広域水位計指示が 59%以上となれば、格納容器サンプ B から余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。

高圧及び低圧再循環運転への切替えの確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

i. 格納容器内自然対流冷却

A 格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに A 格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

7.1.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への 1 次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事象初期から格納容

器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の操作時間余裕の観点で厳しい「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、並びに格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M A A P により原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.4.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、中破断 L O C A が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約 0.1m（以下「4 インチ破断」という。）とする。

(b) 安全機能の喪失に関する仮定

格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプル水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、10.97MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。

(b) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）、（低圧注入特性：0m³/h～約1,740m³/h、0MPa[gage]～約1.2MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

(c) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動することにより、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計190m³/hの流量で注水するものとする。

(d) アキュムレータ

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

アキュムレータの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

アキュムレータの保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1 基当たり）

(e) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 26.9%到達後に行われるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却は、1 次系冷却水タンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力である 0.261MPa[gage]到達から 30 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.4.3 図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.1.4.5 図から第 7.1.4.10 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第 7.1.4.11 図から第 7.1.4.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより炉心は冠水状態に維持される。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 5.4 時間後に格納容器サンプル B 側へ水源切替えを行う。その時に再循環運転により原子炉容器内水位は維持されるが、格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容

器圧力及び温度は上昇する。

事象発生約 7.0 時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その 30 分後から格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、それぞれ最高値が約 0.303MPa[gage]及び約 129℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍(0.522MPa[gage])及び 200℃を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.4.10 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約 340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次冷却材圧力は第 7.1.4.5 図に示すとおり、初期値(約 15.6MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

事象発生約 5.4 時間後に原子炉は高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。また、第 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、事象発生約 22 時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示しており、原子炉格納容器は安定状態に至る。その後も再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。

なお、格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る原子炉格納容器モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について 1 割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目と

なるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径並びに標準値として設定している蒸気発生器 2 次側保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱よりも小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1 次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与える。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始時間が変動する。

蒸気発生器 2 次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より少なくなるため、1 次冷却系の減温、減圧効果が小さくなり原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が早くなる。このため、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点とする格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから、破断口径を約0.05m（以下「2インチ破断」という。）とした場合と、破断口径を約0.15m（以下「6インチ破断」という。）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.4.16図及び第7.1.4.17図に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕があることを確認した。

i. 6インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、1次冷却材圧力が低下することから高圧注入流量が増加し、また、低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果、4インチ破断の場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。

長期応答については、破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり、再循環流量も多いことから格納容器サンプB水の冷却が促進され、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は4インチ破断の場合を下回る。

ii. 4インチ破断

事象初期の破断流量は2インチ破断と6インチ破断の中間程度となるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが、破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後、

再循環切替により比較的高温の格納容器サンプル B 水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

iii. 2 インチ破断

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく、また、蒸気発生器 2 次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから、原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。

長期応答については、破断口径が比較的小さいことから、再循環運転への切替えが遅くなり、再循環流量も少ないことから格納容器サンプル B 水の冷却が促進されず、原子炉格納容器圧力及び温度は高く推移する。一方、蒸気発生器 2 次側による除熱が寄与することから、結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は 4 インチ破断の場合を下回る。

iv. 4 インチから 2 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後、長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器サンプル B 水の冷却が促進されにくくなるが、蒸気発生器 2 次側による除熱が寄与することから、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。

v. 4 インチから 6 インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、長期的には再循環流量が比較的多く格納容器サンプル B 水の冷却が促進されることから、原子炉格納容器

圧力及び温度が緩和される傾向となる。

蒸気発生器 2 次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より少なくなるため、1 次冷却系の除熱効果が小さくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が大きくなるが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に応じて原子炉格納容器内自然対流冷却は機能することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

格納容器内自然対流冷却は、第 7.1.4.4 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器内自然対流冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになることで、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合でも、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

また、破断口径等の不確かさによって 1 次冷却材の流出流

量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度が変動するため、操作開始時間が変動するが、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

さらに、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって格納容器内自然対流冷却の操作開始が早くなる場合は、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕としては、第 7.1.4.18 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、約 6 時間の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、1号炉及び2号炉については「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名、3号炉及び4号炉については 18 名であり、合計 35 名（全体指揮者 1 名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 128 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、1号炉及び2号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,325m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位(26.9%)に到達後、再循環運転に切り替え、以降は格納容器サンプBを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 327.6kl の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発

生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 335.9kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油そうの合計油量(360kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.4.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器サンプ B 水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、長期対策として高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、

評価項目を満足していることを確認した。また、長期的に安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について(1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	・ 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・ 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。	-	-	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 余熱除去ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	-	低温側安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量 燃料取替用水タンク水位 1 次冷却材圧力
c. 1 次冷却材の漏えいの判断	・ 加圧器圧力及び水位の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により 1 次冷却材の漏えいの判断を行う。	-	-	加圧器水位 1 次冷却材圧力 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエアモニタ（低レンジ） 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位
d. 蓄圧注入系動作の確認	・ 1 次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	アキュムレータ	-	1 次冷却材圧力
e. 格納容器スプレイ機能喪失の判断	・ 格納容器圧力計指示が 115.2kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ機能喪失と判断する。	-	-	内部スプレ流量積算 格納容器圧力 格納容器広域圧力 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 格納容器スプレイ機能喪失時の対応	・格納容器スプレイ機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（1次系冷却水タンクの加圧操作含む。）、格納容器スプレイ回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。	【主蒸気大気放弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	-	1次系冷却水タンク水位 1次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 補助給水流量 主蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位
g. 燃料取替用水タンク補給操作	・高圧注入及び低圧注入の開始により、燃料取替用水タンクの水位が低下し補給が必要であれば、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	-	燃料取替用水タンク水位
h. 高圧及び低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 26.9%到達及び格納容器サンプB広域水位計指示が 59%以上となれば、格納容器サンプBから余熱除去ポンプを経て余熱除去クーラで冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心注水する高圧及び低圧再循環運転に切替えを実施し、炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器サンプB 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ	-	燃料取替用水タンク水位 格納容器サンプB広域水位 格納容器サンプB狭域水位 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 低温側安全注入流量 余熱除去クーラ出口流量
i. 格納容器内自然対流冷却	・A格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。	A格納容器循環冷暖房ユニット 1次系冷却水ポンプ 1次系冷却水クーラ 1次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ポンプ（1次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器広域圧力 1次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
j. 再循環運転及び格納容器内自然対流冷却	・長期対策として、高圧注入系及び低圧注入系による再循環運転並びに A 格納容器循環冷暖房ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで炉心冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。	格納容器サンプ B 格納容器再循環サンプスクリーン 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去クーラ A 格納容器循環冷暖房ユニット 1 次系冷却水ポンプ 1 次系冷却水クーラ 1 次系冷却水タンク 海水ポンプ	窒素ポンベ（1 次系冷却水タンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器圧力 格納容器広域圧力 1 次系冷却水タンク加圧ライン圧力 可搬型温度計測装置（格納容器循環冷暖房ユニット入口温度／出口温度（S A）用） 格納容器サンプ B 広域水位 格納容器サンプ B 狭域水位 余熱除去クーラ出口流量 1 次冷却材圧力 低温側安全注入流量 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (1/3)

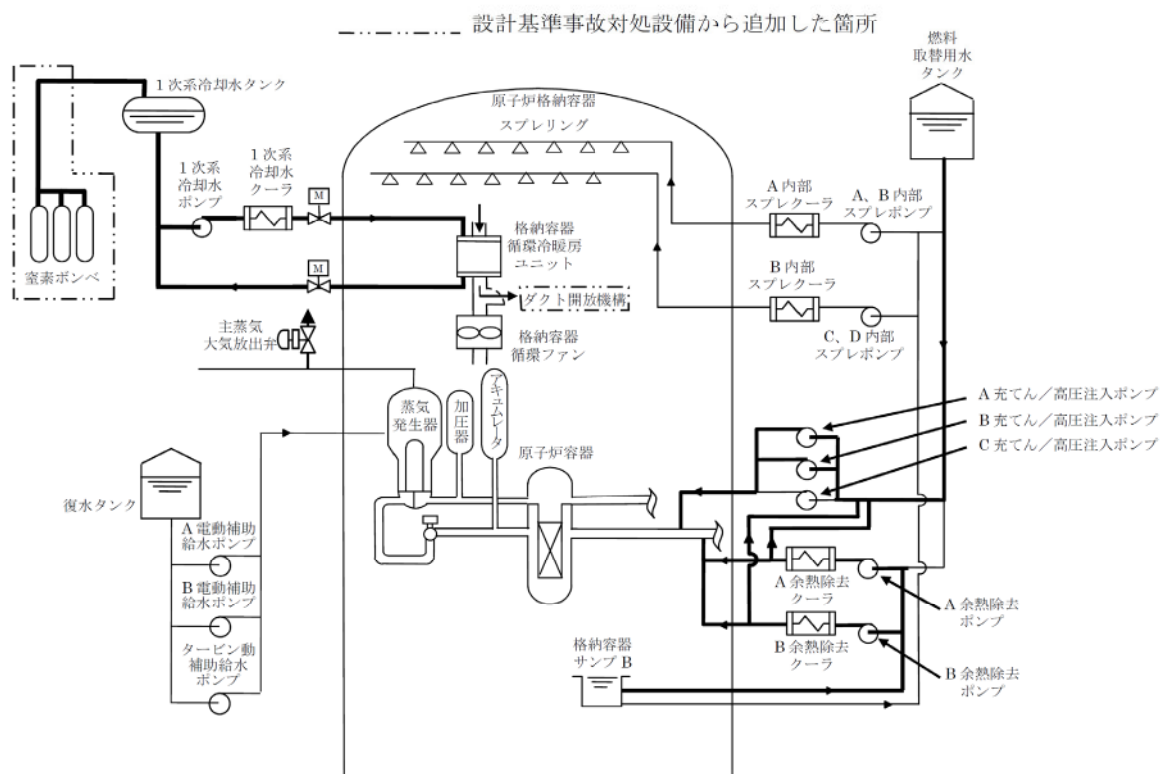
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本重要事故シーケンスの重要な現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器循環冷暖房ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100%(2,432 MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと炉心崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、原子炉容器内水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1 次冷却材圧力 (初期)	15.41+0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1 次冷却材圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	1 次冷却材平均温度 (初期)	305.7+2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 1 次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 2 次側保有水量 (初期)	51t (1 基当たり)	標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	69,500m ³	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
事故条件	起因事象	中破断 L O C A 破断位置：低温側配管 破断口径：約 0.1m (4 インチ)	破断位置の差異は小さいものの、蒸気発生器 2 次側保有水の有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて、低温側配管の破断を設定。破断口径は、原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約 0.1m (4 インチ) を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギーが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (2/3)

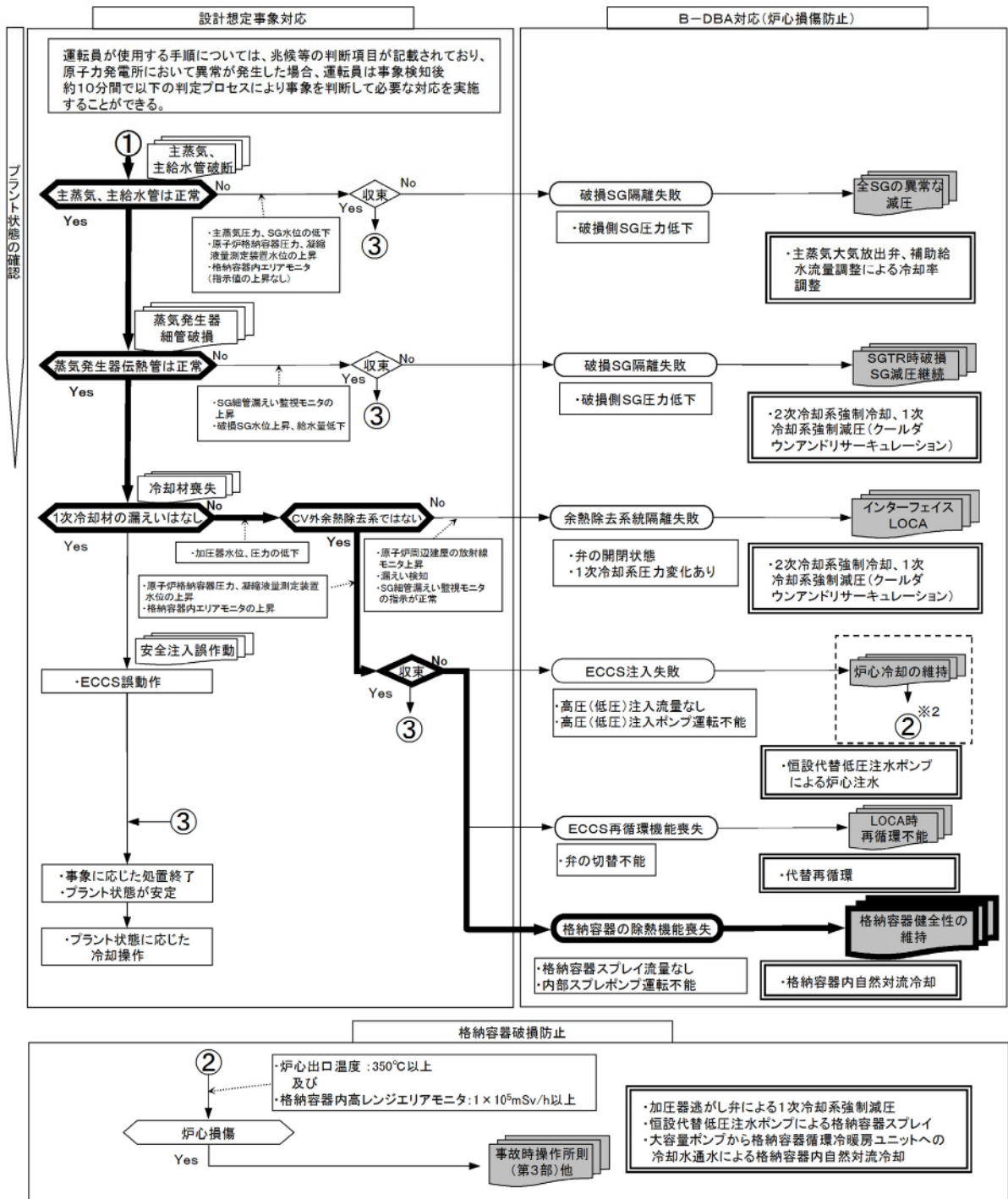
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.83MPa[gage]) (応答時間 2.0 秒)	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低い値として、トリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮して、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 (10.97MPa[gage]) (応答時間 0 秒)	標準的に設計基準事故の評価において使用している非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、応答時間は 0 秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 (2 台) (高圧注入特性： 0m ³ /h～約 220m ³ /h、 0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]) (低圧注入特性： 0m ³ /h～約 1,740m ³ /h、 0MPa[gage]～約 1.2MPa[gage])	原子炉格納容器圧力を厳しくするように、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から 60 秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		190m ³ /h (蒸気発生器 3 基合計)	電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台の補助給水全台運転時に 3 基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.4.2 表 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の主要解析条件
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗) (3/3)

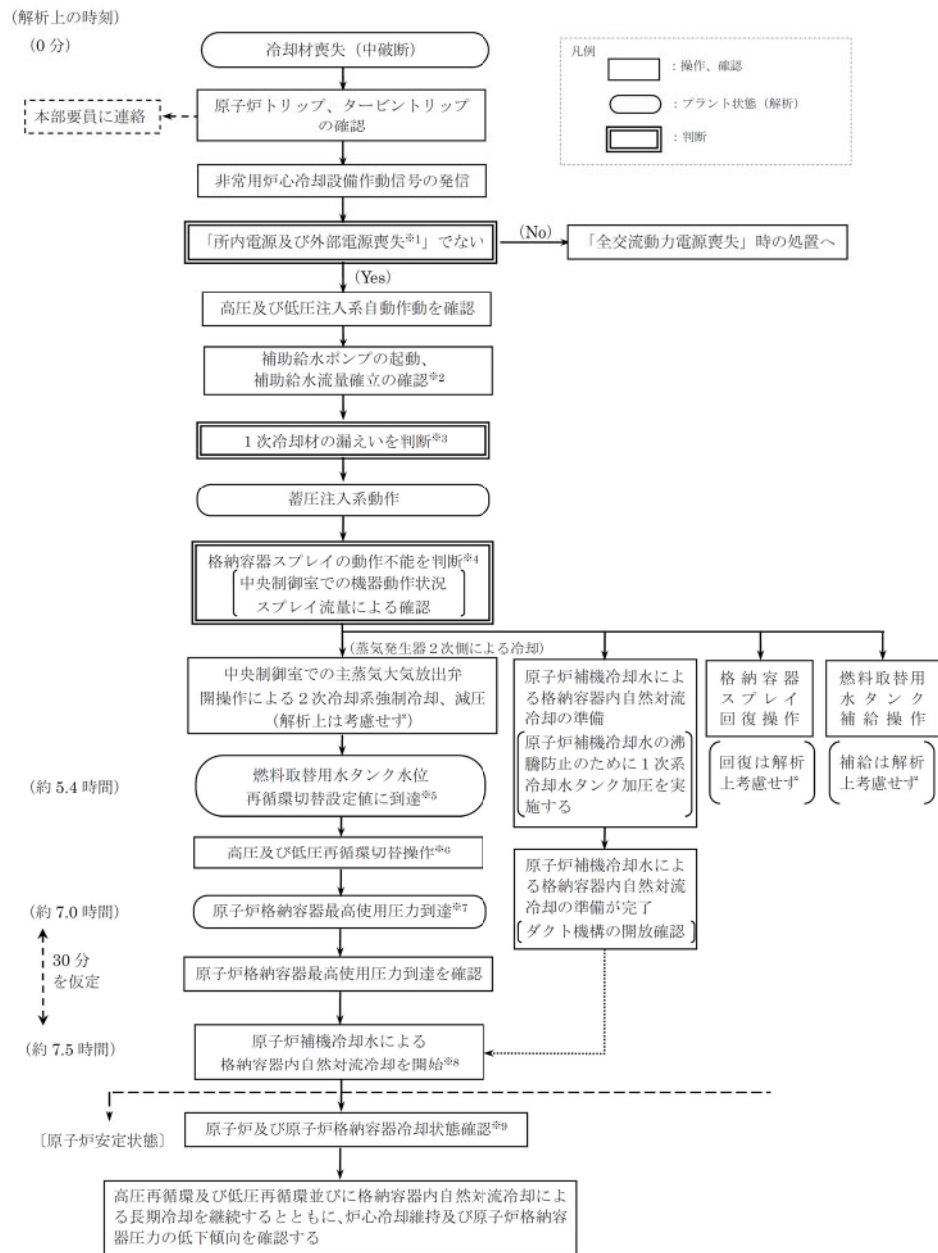
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	アキュムレータ保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。 アキュムレータの保持圧力が低いと、炉心への注水のタイミングが遅くなり、原子炉格納容器内に放出されるエネルギー量が減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保持圧力を設定。
	アキュムレータ保有水量	29.0m ³ (1 基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。 アキュムレータの保有水量が少ないと、原子炉格納容器内に放出されるエネルギーが減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、他の重要事故シーケンスと同様に最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低(26.9%)到達	再循環切替を行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。
	格納容器循環冷暖房ユニット	1 基 1 基当たりの除熱特性： 100℃～約 153℃、 約 8.1MW～約 13.9MW	設計値に余裕を考慮した小さい値を設定。
重大事故等対策に関連する条件	格納容器 循環冷暖房ユニットによる 格納容器内自然対流冷却開始	原子炉格納容器の最高使用圧力 到達から 30 分後	運転員等操作時間として、1 次系冷却水タンクの現場加圧や中央制御室での格納容器循環冷暖房ユニットによる冷却開始の操作等を考慮して、格納容器内自然対流冷却の開始操作に原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 30 分を想定して設定。



第 7.1.4.1 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図



第 7.1.4.2 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
(判定プロセス) (2/2)



※1 : すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」ボルトを示した場合。

※2 : すべての補助給水流量計指示の合計が 75m³/h 以上。

※3 : 漏えいの確認は以下で確認。

・加圧器圧力及び水位、原子炉格納容器圧力及び温度、格納容器サンプ A 及び格納容器サンプ B 水位、格納容器内エアモニタ

※4 : 格納容器圧力計指示が 115.2kPa[gage]以上及び格納容器スプレイ不動作

※5 : 燃料取替用水タンク水位計指示が 26.9%以下になれば、格納容器サンプ B 広域水位計指示が 59%以上であることを確認し、再循環切替を実施する。

※6 : 機器動作状況、注水流量により高压再循環及び低圧再循環成功を確認並びに格納容器スプレイ再循環動作不能を確認。

※7 : 原子炉格納容器圧力 261kPa[gage]

※8 : 1 台の格納容器循環冷却暖房ユニットへ原子炉補機冷却水を通水する。

なお、準備が完了すれば、その段階で実施する。

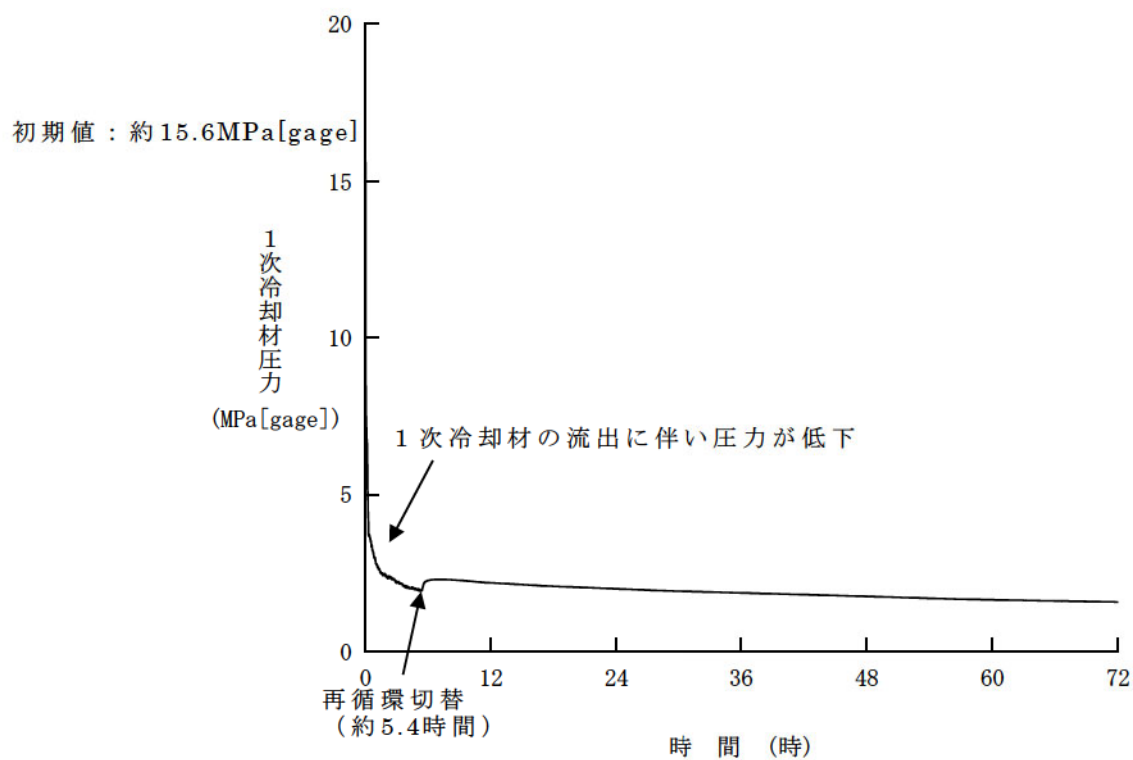
格納容器内自然対流冷却開始後は、蒸気発生器の器内に残存している高温水の入れ替えが完了すれば主蒸気大気放出弁を開操作する。

※9 : 状態確認は低温停止ほう素濃度確認 (必要により濃縮) 及び 1 次冷却材温度 93℃以下を確認する。

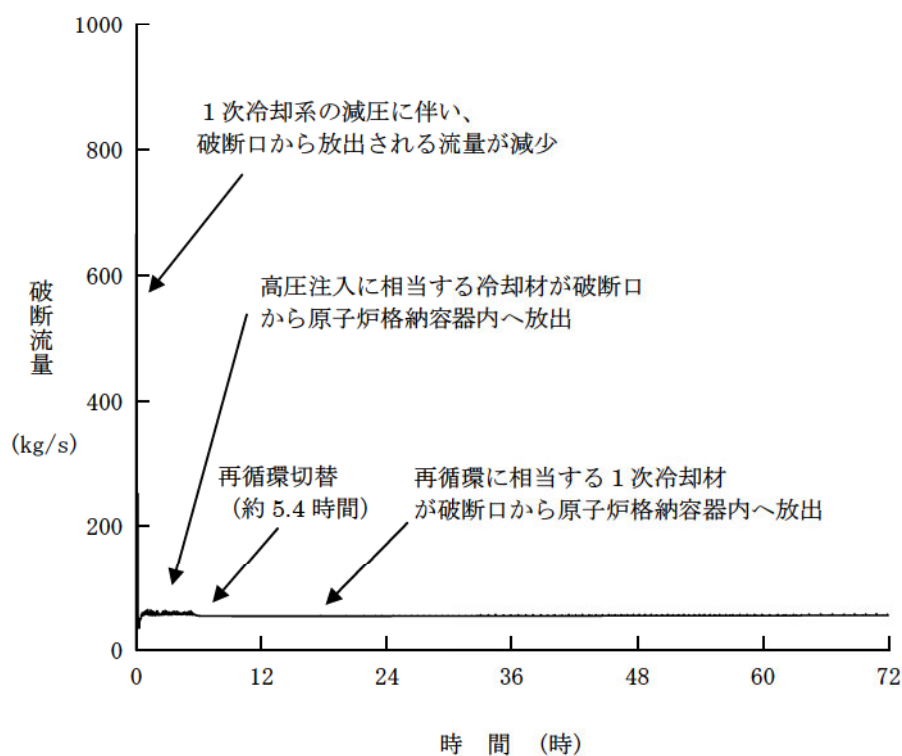
また、原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向であることを確認する。

第 7.1.4.3 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
(「中破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展)

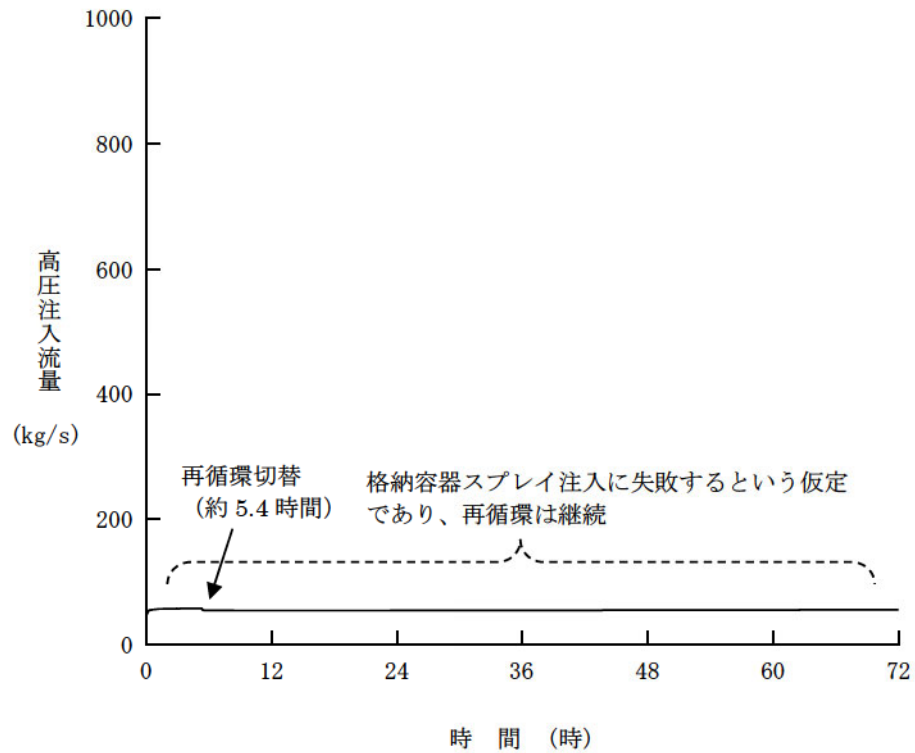
第 7.1.4.4 図 「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の作業と所要時間
(中破断 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗)



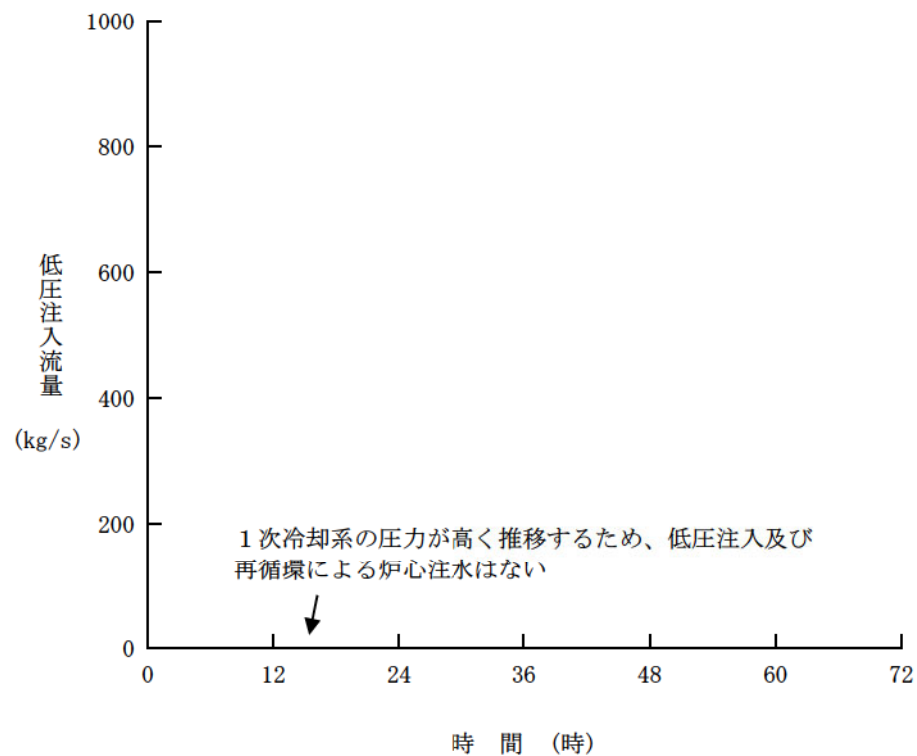
第 7.1.4.5 図 1 次冷却材圧力の推移



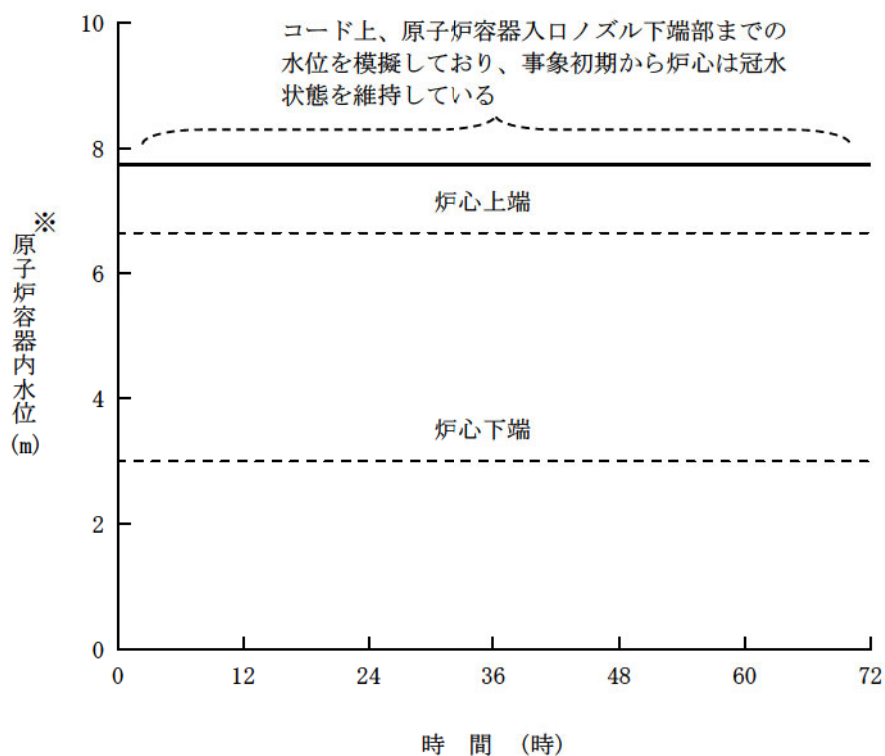
第 7.1.4.6 図 破断流量の推移



第 7.1.4.7 図 高圧注入流量の推移

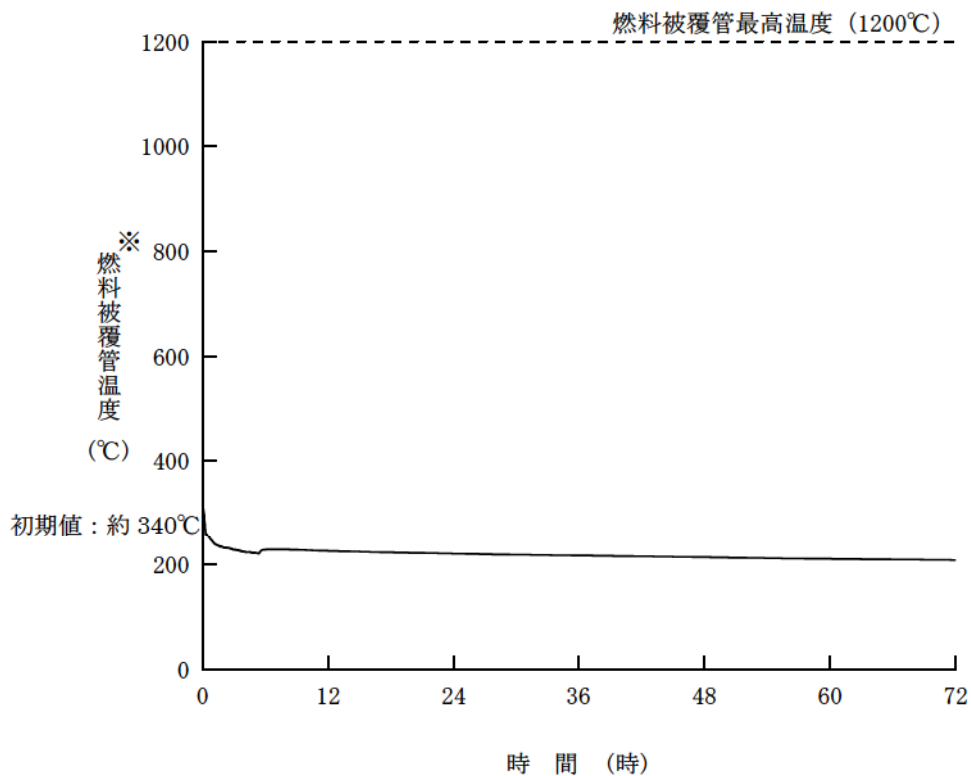


第 7.1.4.8 図 低圧注入流量の推移



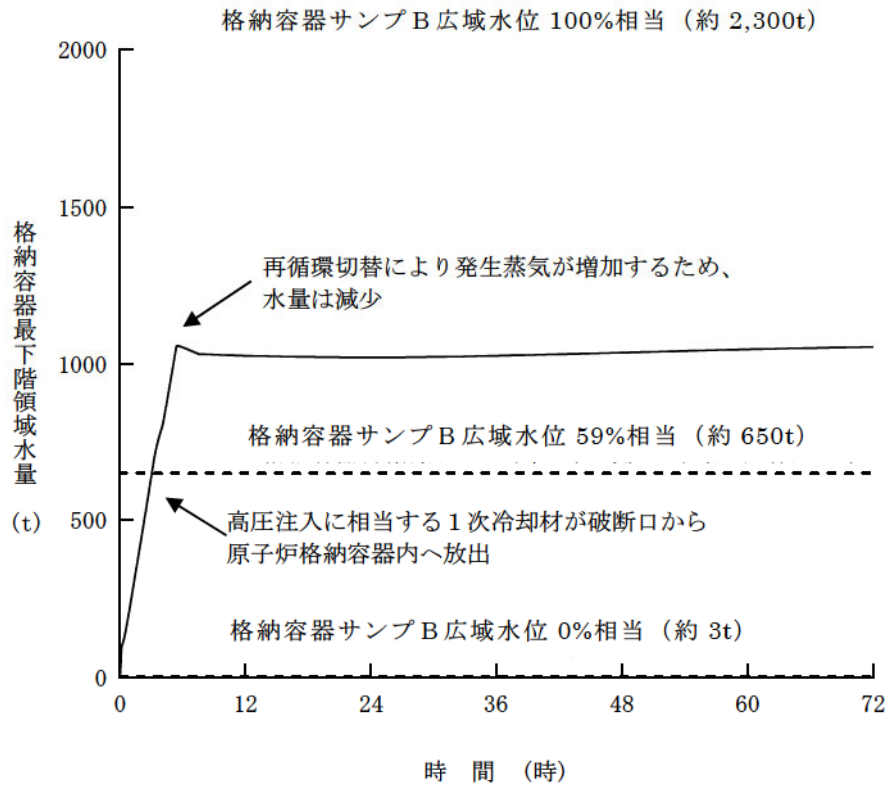
※：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第 7.1.4.9 図 原子炉容器内水位の推移

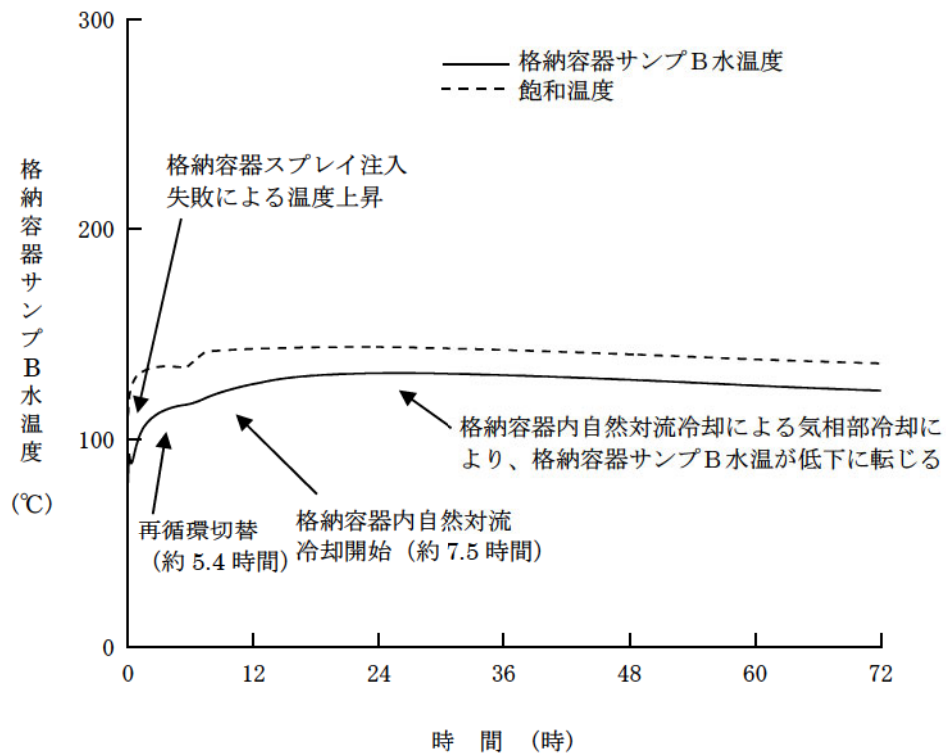


※：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

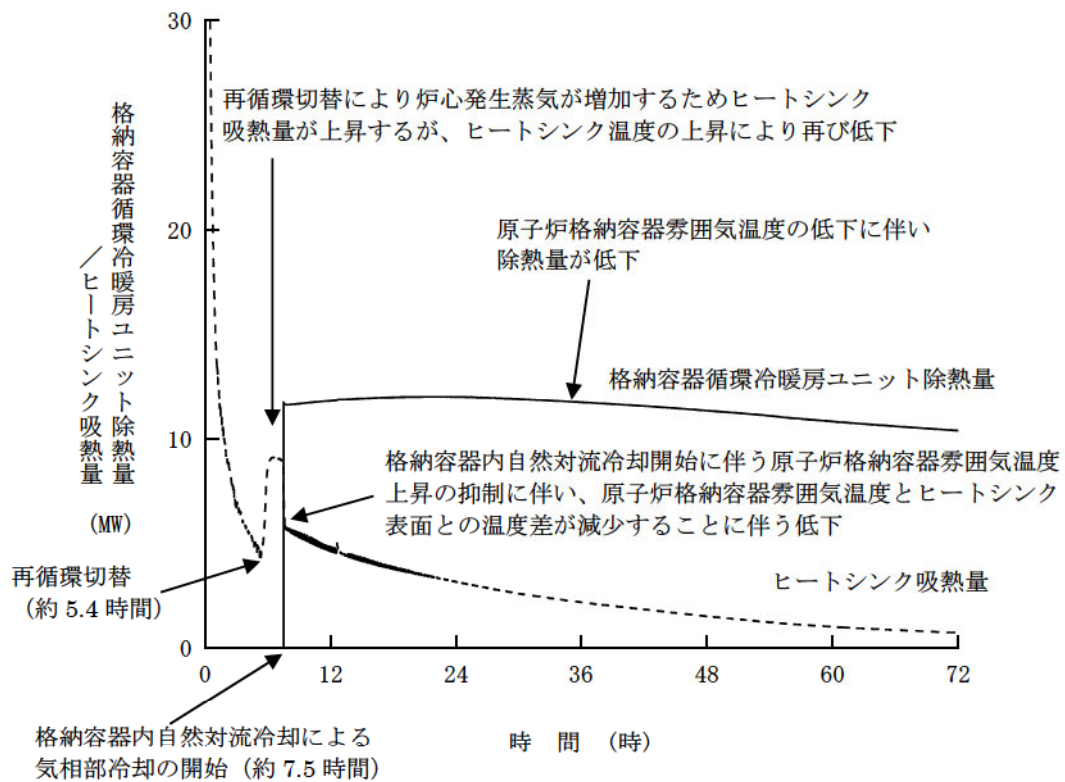
第 7.1.4.10 図 燃料被覆管温度の推移



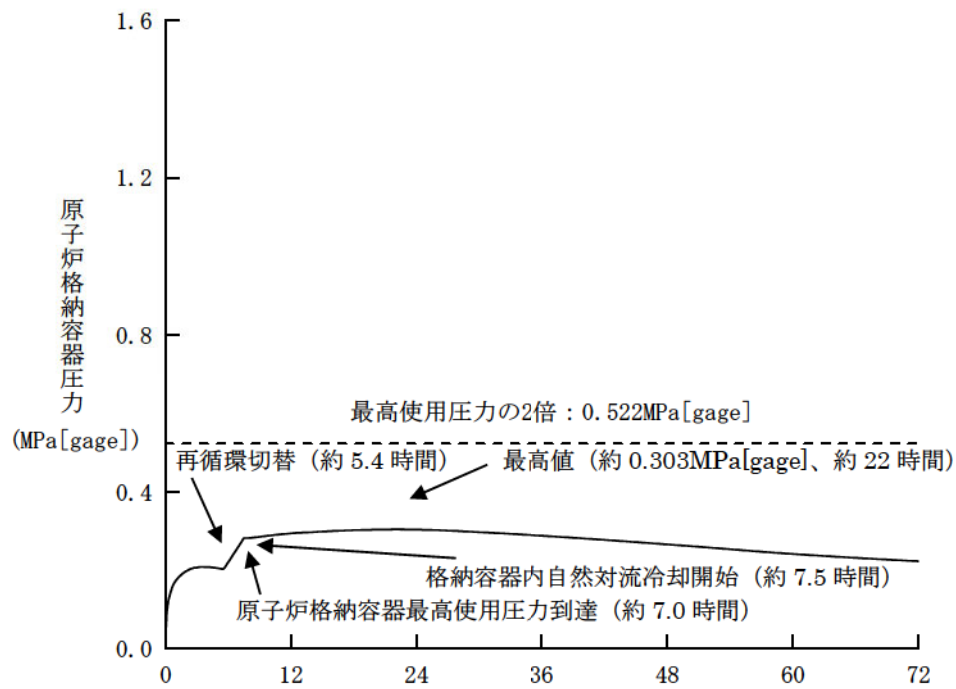
第 7.1.4.11 図 格納容器最下階領域水量の推移



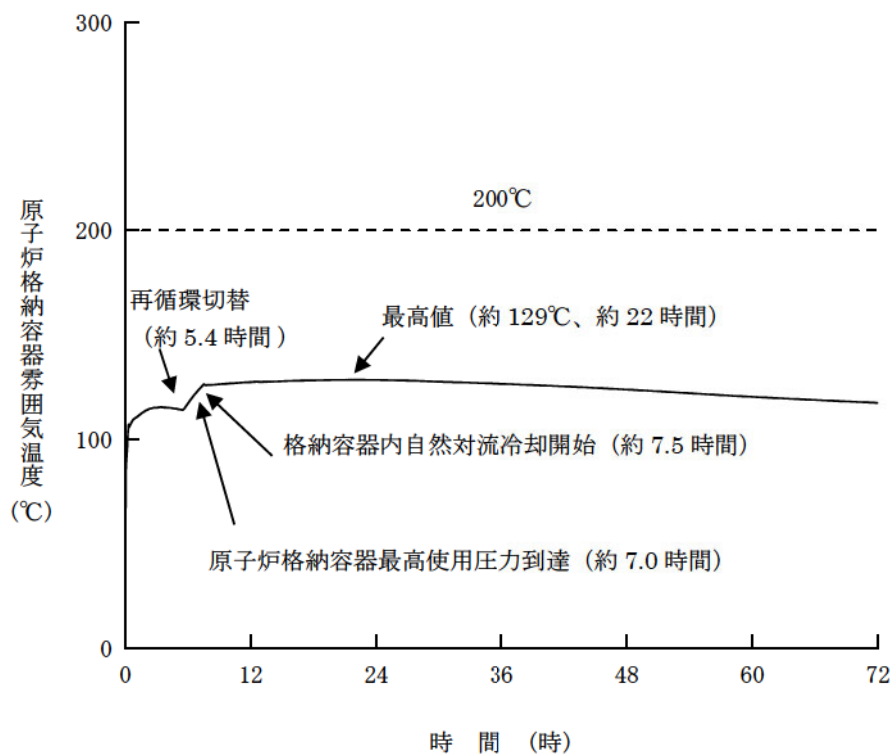
第 7.1.4.12 図 格納容器サンプルB水温度の推移



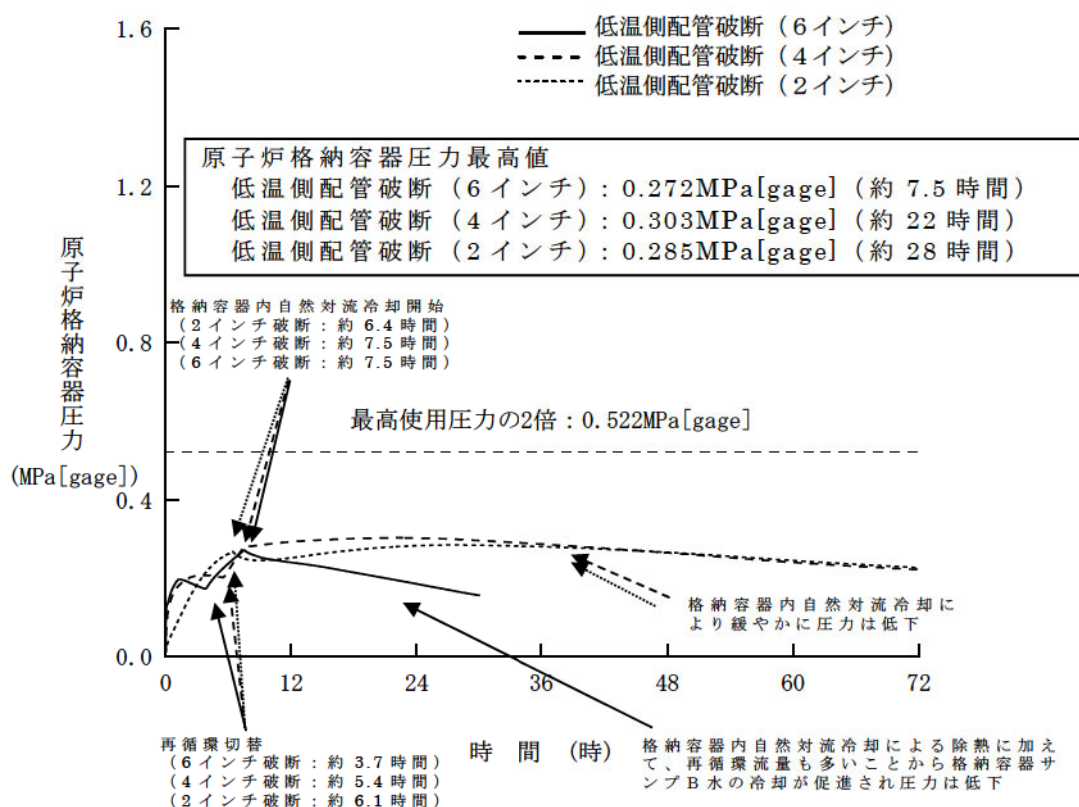
第 7.1.4.13 図 原子炉格納容器からの除熱量の推移



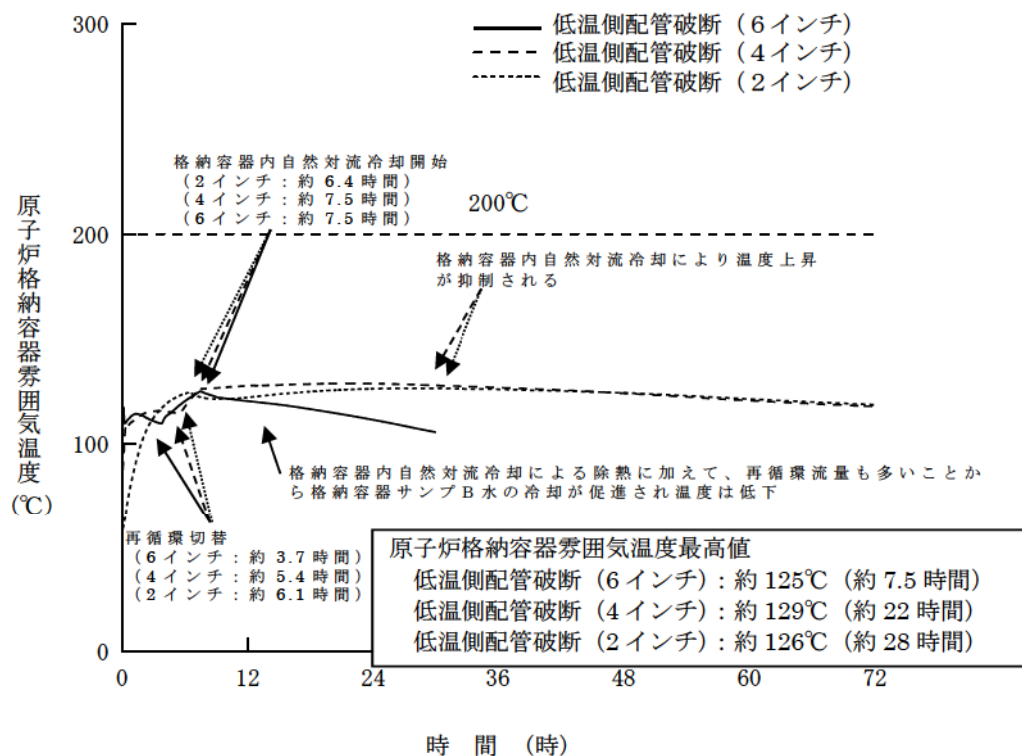
第 7.1.4.14 図 原子炉格納容器圧力の推移



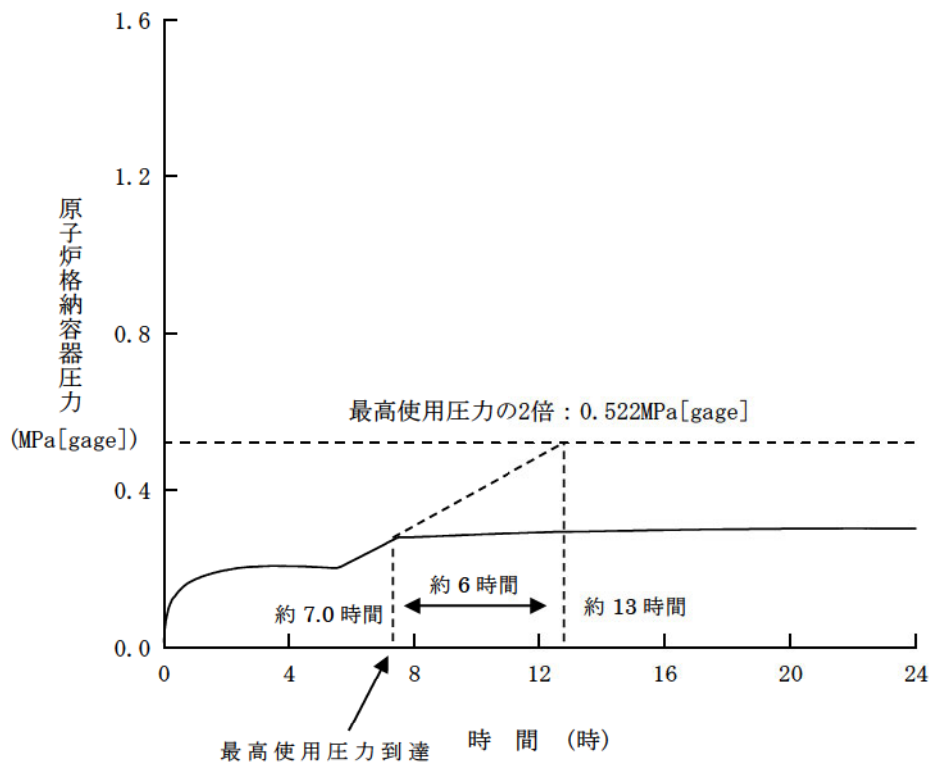
第 7.1.4.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移



第 7.1.4.16 図 原子炉格納容器圧力の推移 (破断口径の影響確認)



第 7.1.4.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (破断口径の影響確認)



第 7.1.4.18 図 原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器内自然対流冷却の操作時間余裕確認)

7.1.5 原子炉停止機能喪失

7.1.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生した場合に、原子炉トリップに失敗する。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次冷却系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、主蒸気ライン隔離により減速材温度を上昇させ、負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制するとともに補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水により1次冷却系の過圧を防止することで、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動起動させるATWS緩和設備を整備する。また、長期的には、未臨界を確保するためにほう酸ポンプによる緊急ほう酸濃縮を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.5.1 図に、対応手順の概要

を第 7.1.5.2 図から第 7.1.5.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.5.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 1 号炉及び 2 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計 14 名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に駐在している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.5.5 図及び第 7.1.5.6 図に示す。

a. 原子炉自動トリップ不能の判断

事象の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器表示「入」、制御棒炉底位置表示不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに制御棒駆動装置電源開放による制御棒落下操作を順次実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. A T W S 緩和設備の作動及び作動状況確認

A T W S 緩和設備作動によるタービントリップ、主蒸気隔離弁閉、タービン動補助給水ポンプ及び電動補助給水ポンプの自動起動並びに補助給水流量の確立を確認する。また、タービントリップ及び主蒸気隔離弁閉による 1 次冷却材温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した 1 次冷却材圧力が、補助給水ポンプの自動起動、加圧器逃がし弁及び主蒸気大気放出弁等の動作により抑制されていること

を確認する。

A T W S 緩和設備の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

また、1次冷却材温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次冷却材圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

c. 緊急ほう酸濃縮及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸濃縮を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、原子炉補給水補給流量制御弁の閉を確認及び1次系純水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸濃縮に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。

d. 原子炉未臨界状態の確認

出力領域中性子束計指示が5%未満及び中間領域起動率計指示が零又は負であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、1次冷却材ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、1次冷却材圧力、温度及び加圧器水位が安定状態であることを確認する。

e. 1次冷却系減温、減圧

原子炉安定後の操作として補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、中央制御室にて主蒸気大気放出弁及び加圧器スプレイ弁を開操作することにより、1次冷却系の減温、減圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、1次冷却系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

f. 余熱除去系による炉心冷却

長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度（広域）計指示 177℃ 以下となり余熱除去系が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、ATWS緩和設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出、2次側水位変化・ドライアウト及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である1次冷却系全体の熱流動と3次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コードSPARKLE-2により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影

響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は、定格値(2,432MWt)を用いる。

(b) 1 次冷却材圧力

1 次冷却材圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いる。

(c) 1 次冷却材平均温度

1 次冷却材平均温度の初期値は、定格値（305.7℃）を用いる。

(d) 減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が最も小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより $-13\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ （標準値）に設定する。

なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。

(e) ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心の特性を考慮している。

(f) 対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)及び(e)の特性