

1.15 事故時の計装に関する手順等

<要求事項>

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1. 「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合においても当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。なお、「当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ」とは、事業者が検討すべき炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な発電用原子炉施設の状態を意味する。
 - a) 設計基準を超える状態における発電用原子炉施設の状態の把握能力を明確化すること。（最高計測可能温度等）
 - b) 発電用原子炉施設の状態の把握能力（最高計測可能温度等）を超えた場合の発電用原子炉施設の状態を推定すること。
 - i) 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位を推定すること。
 - ii) 原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を推定すること。
 - iii) 推定するために必要なパラメータについて、複数のパラメータの中から確からしさを考慮し、優先順位を定めておくこと。
 - c) 原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量

率など想定される重大事故等の対応に必要なパラメータが計測又は監視及び記録ができること。

- d) 直流電源喪失時に、特に重要なパラメータを計測又は監視を行う手順等（テスター又は換算表等）を整備すること。

重大事故等が発生し、計測機器の故障等により、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合に、当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するため、計器の故障時の対応、計器の計測範囲を超えた場合への対応、計器電源の喪失時の対応、計測結果を記録する手順等を整備する。

1.15.1 設備の選定と対応手順

(1) 設備の選定と対応手段の考え方

重大事故等発生時において、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を実施するため、発電用原子炉施設（以下「原子炉施設」という。）の状態を把握することが重要である。当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを整理し、検討した炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために監視することが必要なパラメータを明確にする（第 1.15.1 図）。

また、当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において、当該パラメータ（以下「主要パラメータ」という。）を推定するために必要なパラメータ（以下「代替パラメータ」という。）を用いて推定する対応手段を整備する（第 1.15.2 図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する（第 1.15.1 表）。

※1 多様性拡張設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十八条及び技術基準規則第七十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態を監視する主要パラメータは、事象の判別を行う運転手順書の判断基準、炉心の著しい損傷及

び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件及び技術的能力に係る審査基準 1.1～1.10、1.13、1.14 のパラメータより選定する。

技術的能力に係る審査基準 1.11、1.12、1.16～1.19 については、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策を成功させるための手順とは別に整理した使用済燃料ピット、監視測定、緊急時対策所及び通信連絡等の対応手順として整備する。

選定した主要パラメータ（パラメータの分類：原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率、未臨界の維持又は監視、最終ヒートシンクの確保、格納容器バイパスの監視、水源の確保及びアニュラス内の水素濃度）は、以下のとおり分類する（第 1.15.1 図）。

① 重要な監視パラメータ

主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測するパラメータをいう。

② 有効な監視パラメータ

主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器で計測されるが、計測することが困難となった場合でも重大事故等対処設備の計器で計測される代替パラメータを有するものをいう

③ 補助的な監視パラメータ

原子炉施設の状況や重大事故等対処設備の運転状態等を補助的に監視するパラメータをいう。

さらに、次のとおり重要代替パラメータを選定する。

④ 重要代替パラメータ

重要な監視パラメータの代替パラメータのうち重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器（当該重要な監視パラメー

タの他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器含む。)並びに有効な監視パラメータの代替パラメータを計測する重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器により計測されるパラメータをいう。

なお、選定フローにおいて、有効な監視パラメータ又は補助的な監視パラメータの分類に該当しないものは、耐震性、耐環境性を有さない重要な監視パラメータに該当すると判断し、耐震性、耐環境性を有した計器へ仕様又は設備変更を行う。

選定フローにより分類し、抽出した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを、第 1.15.2 表に示す。

分類した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータにより、重大事故等対処に必要な原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要なパラメータを計測又は監視する。

設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力として、重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の計測範囲、計器の個数、耐震性、非常用電源からの給電の有無を明確にした運転手順書を整備する(第 1.15.2 表)。

重要な監視パラメータ(原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等)又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する(第 1.15.3 表、第 1.15.4 表)。

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段を

整備する。計測に必要な計器電源の喪失についても想定する。重大事故等の対処に必要なパラメータを計測又は監視し、記録する手順を整備する。

(2) 設備の選定と対応手段の選定の結果

a. パラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合は、原子炉施設の状態を把握するため、多重化された計器の他チャンネル^{※2}又は他ループの計器による監視及び代替パラメータを計測する計器により当該パラメータを推定する手段を整備する。

※2 チャンネル：重要な監視計器については、単一故障を想定しても、パラメータを監視できなくならないように、1つのパラメータを複数の計器で監視する。複数の計器の1つを指す時にチャンネルと呼ぶ。

他チャンネル又は他ループによる監視及び代替パラメータを計測する計器によるパラメータの推定に使用する設備は、以下のとおり。

- ①当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器
重大事故等対処設備として選定する計器
- ②当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器
重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性
拡張設備の計器
- ③重要代替計器
代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備と
しての要求事項を満たした設備

④ 常用代替計器

代替パラメータを計測する計器で、重大事故等対処設備としての要求事項を満たさない多様性拡張設備

主要パラメータのうち、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器が故障した場合に使用する代替パラメータを第 1.15.3 表に示す。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定したパラメータを計測する計器の故障時に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器及び重要代替計器を重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 当該パラメータの他の常用計器及び常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

- b. 原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等の対処時に当該パラメータが計測範囲を超えた場

合は、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータを計測する計器又は可搬型計測器により必要とするパラメータの値を推定する手段を整備する。

代替パラメータを計測する計器は以下のとおり。

- ・重要代替計器
- ・常用代替計器

可搬型計測器により必要となるパラメータの値を推定する手段は以下のとおり。

- ・可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、パラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合に原子炉施設の状態を把握するための設備のうち、重要代替計器及び可搬型計測器は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、当該パラメータを把握することができるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・常用代替計器

耐震性等がないものの、監視可能であれば原子炉施設の状態を把握することが可能なことから代替手段として有効である。

c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備

(a) 対応手段

監視パラメータの計器に供給する電源が喪失し、監視機能が喪失した場合に、代替電源（交流、直流）より給電し、当該パラメータの計器により計測し監視する手段を整備する。

また、直流電源が喪失した場合に、電源を内蔵した可搬型計

測器を用いて計測し、監視する手段がある。

代替電源（交流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・空冷式非常用発電装置
- ・可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）※³
- ・電源車

代替電源（直流）からの給電に使用する設備は、以下のとおり。

- ・蓄電池（安全防護系用）
- ・蓄電池（3系統目）
- ・可搬式整流器

※³ 可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）：インバータを内蔵した可搬型バッテリーを使用することにより電気（交流）を給電できるため、代替電源（交流）として有効である。

直流電源が喪失した場合に計器に内蔵した電源により個別に計測する設備（汎用品）は、以下のとおり。

- ・可搬型計測器

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（3系統目）、電源車、可搬式整流器及び可搬型計測器は、重大事故等対処設備と位置づける。これらの重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを把握することができるため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）

電源を供給できる容量に限りがあり、重大事故等の対処時において連続監視することができないものの、代替電源による給電ができない場合において、炉外核計装装置及び放射線監視装置のパラメータを把握することが可能なことから代替手段として有効である。

d. 重大事故等時のパラメータを記録する手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時において、原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率など想定される重大事故等の対応に必要な監視パラメータを記録する手段を整備する。

監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

- ・安全パラメータ表示システム（SPDS）（以下「SPDS」という。）
- ・SPDS表示装置
- ・可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

また、重大事故等時の有効な監視パラメータについても使用できる場合は、可能な限りパラメータを記録する手段を整備する。なお、その他の記録として、監視パラメータの警報状態及びプラントトリップ状態を可能な限り記録する手段を整備する。

有効な監視パラメータを記録する設備は、以下のとおり。

- ・プラント計算機
（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

重要な監視パラメータを記録する設備であるSPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置は、重大事故等対処設備

と位置づける。

重要な監視パラメータは、原則、SPDSへ記録するが、監視が必要な時に現場に設置する計器の値、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値は、専用の記録装置又は記録用紙により記録する。なお、その他は可能な限り多様性拡張設備により記録する。

以上の重大事故等対処設備により、重要な監視パラメータを記録することが出来るため、以下の設備は、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・プラント計算機

（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

耐震性を有していないが、設備が健全である場合は重大事故等の対処に必要な監視パラメータの記録が可能なことから代替手段として有効である。

e. 手順等

上記の a.、b.、c.及び d.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、発電所対策本部長^{*4}、当直課長、運転員等^{*5}及び緊急安全対策要員^{*6}の対応として、炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順等の対応手順等に定める（第1.15.1表）。

※4 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※5 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※6 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち、発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

重要な監視パラメータ（原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量等）又は有効な監視パラメータを計測する計器が故障により、計測することが困難となった場合、当該パラメータを推定する手段を整備する（第 1.15.1 表、第 1.15.3 表）。

a. 手順着手の判断基準

b. ④の手順着手の判断は、b. ①～③までの手順により主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを計測する計器の故障が疑われた場合。

b. パラメータ監視の手順

計器の故障の判断及び対応手順は、以下のとおり。

- ① 監視が必要な重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であることを、運転手順書に明確に示された計測レンジ範囲内にあること及びプラント状況等により推定される値との間に大きな差異が無いこと等により確認する。
- ③ 原子炉施設の状態を把握するために必要とする重要な監視パラメータについて、他チャンネル又は他ループの計器がある場合は、当該計器により当該パラメータを計測する。なお、当該パラメータの他の常用計器で監視可能であれば確認に使用する。
- ④ パラメータ選定にて選定した重要代替パラメータ（他チャ

ンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。)の値を用いて以下の方法で推定する。なお、常用代替計器が使用可能であれば、推定に使用する。

c. 代替パラメータでの推定方法

計器故障時、当該パラメータの他チャンネル又は他ループの計器がある場合、他チャンネルの計器による計測を優先し、次に他ループの計器により計測する。

重要代替パラメータ（他チャンネル及び他ループの重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器除く。）の値により推定を行う際に、推定に使用する計器が複数ある場合、より直接的なパラメータ、検出器の種類及び使用環境条件を考慮するとともに、計測される値の確からしさを判断の上で使用するパラメータの優先順位を定める。

パラメータを基準配管に水を満たした構造で計測するものについては、急激な減圧等により基準配管の水が蒸発し不確かな指示をする可能性がある。そのような状態が想定される場合は、関連するパラメータを複数確認しパラメータを推定する。なお、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器広域水位を除き、基準配管の水位に起因する不確かさを考慮する必要はない。

また、重大事故等の環境下で最も設置雰囲気環境が厳しくなるのは、原子炉格納容器内に蒸気が充満し、加圧された状況であり、環境として圧力、温度、放射線量が厳しい状況下においても、その監視機能を維持できる計器（第 1.15.2 表の重大事故等対処設備）を優先して使用する。

重大事故等の状況によっては、耐震性、耐環境性がない計器（多様性拡張設備）についても、監視機能を維持している場合、

重大事故等の対処に有効な情報を得ることができる。ただし、多様性拡張設備については環境条件や不確かさを考慮し、耐震性、耐環境性のある計器のパラメータの値との差異を評価し、パラメータの値、信頼性を考慮した上で使用する。

事故発生からの事象の進展状況（徴候）による炉心の冷却状態（漏えいの規模、安全注入状況）や当該パラメータの計器が故障するまでの状態等、関連するパラメータを複数確認し、得られた情報の中から有効な情報を評価することで、適切な原子炉施設の状態の把握に努める。

なお、圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態でないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。また、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの誤差による影響を考慮する。

(a) 原子炉圧力容器内の温度の推定

1次冷却材高温側温度(広域)又は1次冷却材低温側温度(広域)の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材低温側温度(広域)又は1次冷却材高温側温度(広域)により原子炉圧力容器内の温度を推定する。この推定方法では、重大事故等時において約10℃程度の温度差が生じる可能性があることを考慮し、推定する。また、使用可能であれば炉心出口温度(多様性拡張設備)により原子炉圧力容器内の温度を推定する。

炉心出口温度(多様性拡張設備)の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度(広域)又は1次冷却材低温側温度(広域)により原子炉圧力容器内の温度を推

定する。この推定方法では、炉心出口のより直接的な値を示す1次冷却材高温側温度（広域）を優先して使用する。

1次冷却材高温側温度（広域）と炉心出口温度（多様性拡張設備）の関係は、炉心冠水状態から炉心損傷を判断する時点（350℃）において1次冷却材高温側温度（広域）の方がやや低い値を示すものの、大きな温度差は見られないことから、1次冷却材高温側温度（広域）により炉心損傷を判断することが可能である。なお炉心出口温度については、盤及び電源の耐震化を実施している。また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型計測器を用いて必要点数の監視及び記録も可能である。炉心出口温度の計測上限値は650℃であるが、可搬型計測器を使用することで検出器の温度素子の機能上限（約1,300℃）まで温度測定が可能である。

(b) 原子炉圧力容器内の圧力の推定

1次冷却材圧力の計測が困難となった場合は、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉圧力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことを確認した場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。また、測定範囲内であれば加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

加圧器圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力により推定する。この推定方法では、測定精度は加圧器圧力に比べ劣るが、重大事故等時には測定範囲が広い1次冷却材圧力を使

用する。

(c) 原子炉圧力容器内の水位の推定

加圧器水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータの原子炉水位により原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、サブクール度（CRT）（多様性拡張設備）、1次冷却材圧力及び1次冷却材高温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で、冠水状態であることを確認する。重大事故等時において、加圧器水位の計測範囲外となった場合、原子炉圧力容器内の水位は直接計測している原子炉水位を優先して使用し確認する。なお、原子炉圧力容器内が過熱状態の場合、炉心注入水により原子炉水位の指示に影響を及ぼす可能性があることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

原子炉水位の計測が困難となった場合、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、サブクール度（CRT）（多様性拡張設備）、1次冷却材圧力及び炉心出口温度（多様性拡張設備）、1次冷却材高温側温度（広域）、1次冷却材低温側温度（広域）により原子炉圧力容器内がサブクール状態又は飽和状態であることを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以上で冠水状態であることを確認する。

プラント停止中におけるRCSミッドループ運転時において、1次冷却系統水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータの1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）の傾向監視、又は余熱除

去ポンプ吐出圧力（多様性拡張設備）の傾向監視により水位を推定する。この推定方法では、温度の急上昇により原子炉圧力容器内の水位が、炉心上端以下で冠水していないことを推定する。また、余熱除去ポンプの吐出圧力の低下により原子炉圧力容器内の水位が低下していることを推定する。

(d) 原子炉圧力容器への注水量の推定

高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量及び充てん水流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器再循環サンプ広域水位の水位変化により原子炉圧力容器内への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し、推定する。また、加圧器水位及び1次冷却材喪失重大事故等の監視に使用する原子炉水位又は格納容器再循環サンプ広域水位は、水位変化によりの水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難となった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、加圧器水位、原子炉水位及び格納容器再循環サンプ広域水位の傾向監視により原子炉圧力容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、仮設組立式水槽を水源とする場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、加圧器水位及

び1次冷却材喪失事故時の監視に使用する原子炉水位又は格納容器再循環サンプ広域水位は、水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定する。

蓄圧タンク圧力（多様性拡張設備）及び蓄圧タンク広域水位（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの1次冷却材圧力、1次冷却材低温側温度（広域）及び蓄圧タンク狭域水位（多様性拡張設備）の傾向監視により蓄圧タンクからの注水開始を推定する。

消火水注入流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、余熱除去流量及び注水先である加圧器水位及び原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。

(e) 原子炉格納容器への注水量の推定

格納容器スプレイ流量積算及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、及び格納容器再循環サンプ広域水位の水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位を優先して使用し推定するが、仮設組立式水槽を水源とする場合及び復水タンクに淡水や海水を補給している場合は、補給に使用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。また、格納容器再循環サンプ広域水位は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量及び充てん水流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの燃料取替用水タンク水位及

び格納容器再循環サンプ広域水位の水位変化により、原子炉格納容器への注水量を推定する。この推定方法では、環境悪化の影響を受けることが小さい水源である燃料取替用水タンク水位を優先して使用し推定する。格納容器再循環サンプ広域水位は、水位変化により原子炉格納容器への注水量を推定する。

格納容器スプレイ流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位及び格納容器再循環サンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。

消火水注入流量積算（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、注水量である格納容器スプレイ流量積算、格納容器スプレイ流量（多様性拡張設備）又は水源である復水タンク水位及び格納容器再循環サンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。

(f) 原子炉格納容器内の温度の測定

格納容器内温度の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力及び格納容器広域圧力（AM用）により、原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉格納容器内の温度を推定する。この推定方法では、測定範囲内であればより詳細な圧力が計測できる格納容器広域圧力を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(g) 原子炉格納容器内の圧力の推定

格納容器広域圧力の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力（AM用）、格納容器狭域圧力（多様性拡張設備）による推定、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、同じ圧力を計測している格納容器広域圧力（AM用）又は格納容器狭域圧力（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

格納容器広域圧力（AM用）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力、格納容器狭域圧力（多様性拡張設備）、又は格納容器内温度から原子炉格納容器内の圧力と水の飽和温度の関係を用いて原子炉格納容器内の圧力を推定する。この推定方法では、計測範囲内であれば、より詳細な圧力が計測できる格納容器広域圧力又は格納容器狭域圧力（多様性拡張設備）を優先して使用し推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

(h) 原子炉格納容器内の水位の推定

格納容器再循環サンプル広域水位の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば、格納容器再循環サンプル狭域水位、又は原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び注水源である燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレイ流量積算及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定す

る。この推定方法では、計測範囲内であれば、相関関係があり連続的な監視ができる格納容器再循環サンプル狭域水位を優先して使用し、推定する。なお、熔融炉心の冷却に必要な水位を確認する場合は、原子炉格納容器水位及び原子炉下部キャビティ水位により確認する。また、注水量による原子炉格納容器内水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレーでの注水量の合計値と水位の相関関係により推定する。

格納容器再循環サンプル狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器再循環サンプル広域水位により、広域水位と狭域水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉下部キャビティ水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである格納容器再循環サンプル広域水位、又は燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレー流量積算及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内水位の相関関係を用いて推定する。

原子炉格納容器水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである燃料取替用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレー流量積算及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の合計値（注水量）と原子炉格納容器内の水位の相関関係を用いて推定する。

(i) 原子炉格納容器内の水素濃度の推定

格納容器水素濃度の計測が困難になった場合、短時間で取替えが可能な予備の可搬型格納容器内水素濃度計測装置に取替えて水素濃度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、原子炉格納容器内の水素発生量と静的触

媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作特性（水素処理特性）の関係から、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状況を確認することにより、原子炉格納容器内の水素濃度が大規模な水素燃焼が生じない領域であるか否かを確認する。なお使用可能であれば、ガスクロマトグラフ（多様性拡張設備）により水素濃度を推定する。

原子炉格納容器内の水素濃度を装置の動作特性を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため、不確かさが生じることを考慮する。

(j) アニュラス内の水素濃度の推定

アニュラス水素濃度の計測が困難となった場合、代替パラメータである可搬型格納容器内水素濃度計測装置及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）とアニュラス水素濃度推定用可搬型線量率、により推定する。格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及びアニュラス水素濃度推定用可搬型線量率の比によりアニュラスへの漏えい率を推定し、格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率から評価された相関図により、アニュラス水素濃度を推定する。

また、使用可能であれば、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び格納容器排気筒高レンジガスモニタ（多様性拡張設備）を使用し、アニュラス水素濃度を推定する。

アニュラス内の水素濃度を推定する場合は、パラメータの相関関係を用いて、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。

炉心の著しい損傷が発生した場合に、アニュラス周辺で作業を開始するにあたっては、作業エリアの環境を確認後、作業を行う。

(k) 原子炉格納容器内の放射線量率の推定

格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）及びモニタポスト（多様性拡張設備）の指示により炉心損傷のおそれが生じているか推定する。この推定方法では、格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の上限値を超えることとなるが、炉心損傷のおそれが生じている場合には、原子炉格納容器内の放射線量率は急上昇すると考えられ、同じくモニタポスト（多様性拡張設備）の値も数倍から1桁程度急上昇することで推定できる。

格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の計測が困難になった場合、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、格納容器内エアロック区域エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）により、炉心損傷のおそれが生じていない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の測定範囲より低く、格納容器内エアロック区域エリアモニタ（多様性拡張設備）及び炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）の測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。

格納容器内エアロック区域エリアモニタ（多様性拡張設備）、炉内計装区域エリアモニタ（多様性拡張設備）、格納容器じんあいモニタ（多様性拡張設備）及び格納容器ガスモニタ（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、測定範囲内であ

れば格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の上昇により、原子炉格納容器内の放射線量率の上昇を推定する。

(1) 未臨界の維持又は監視の測定

出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの中間領域中性子束、1次冷却材高温側温度（広域）と1次冷却材低温側温度（広域）の差により推定する。この推定方法では、出力領域中性子束の測定範囲をカバーしている中間領域中性子束を優先する。また、1次冷却材ポンプが運転中である場合、出力領域中性子束の計測範囲であれば、原子炉出力及び1次冷却材高温側温度（広域）と1次冷却材低温側温度（広域）の温度差の相関関係から推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、代替パラメータの出力領域中性子束の測定範囲内であれば、出力領域中性子束での推定を行い、中性子源領域中性子束の測定範囲内であれば、中性子源領域中性子束により推定する。また、出力領域中性子束の測定範囲下限と中性子源領域中性子束の上限の間である場合は、互いの測定範囲外の範囲であると推定する。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合、中間領域中性子束の測定範囲内であれば中間領域中性子束により推定する。また、中間領域中性子束の測定範囲下限以下の場合は、測定範囲下限より低い範囲であることを推定す

る。なお、ほう酸タンク水位により原子炉の未臨界状態に必要なほう酸水量の注入を把握することで未臨界状態の維持を推定する。

中間領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中間領域中性子束、中性子源領域中性子束、中性子源領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中間領域中性子束を優先し推定する。また、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率（多様性拡張設備）は、中性子源領域中性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

中性子源領域起動率（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータである中性子源領域中性子束、中間領域中性子束、中間領域起動率（多様性拡張設備）により推定する。この推定方法では、中性子源領域中性子束を優先し推定する。また、中間領域中性子束及び中間領域起動率（多様性拡張設備）は、中間領域中性子束の計測範囲内にある場合のみ使用する。

(m) 最終ヒートシンクの確保の推定

格納容器広域圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器広域圧力（AM用）及び格納容器内温度により、原子炉格納容器内の圧力、温度が低下していることで最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。この推定方法では、原子炉格納容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態でないことが確認された場合は、不確かさを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

原子炉補機冷却水サージタンク水位（多様性拡張設備）

の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の傾向監視により格納容器内の除熱のための原子炉補機冷却水系統が健全かつ最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

原子炉補機冷却水サージタンク圧力（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合、代替パラメータである原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力により推定する。この推定方法は、原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力の計測装置を接続し推定する。

格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の計測が困難になった場合、短時間で取替えが可能な予備の格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）に取替えて格納容器再循環ユニット入口温度及び出口温度を計測する。また、代替パラメータによる推定方法は、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器広域圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

格納容器再循環ユニット出口冷却水流量（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内温度及び格納容器広域圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

蒸気発生器蒸気圧力の計測が困難となった場合、蒸気発生器2次側は、温度計測ができないため、代替パラメータである1次冷却材低温側温度（広域）又は1次冷却材高温側温度（広域）の傾向監視により、蒸気発生器2次側における水の飽和圧力と飽和温度の関係から蒸気ラインの圧力を推定する。この推定方法では、1次冷却系が満水状態で蒸気発生器2次側が飽和状態にある場合は、1次冷却材低温側温度（広域）と蒸気発生器2次側の器内温度はほぼ等

しくなることから推定が可能である。なお、1次冷却材高温側温度（広域）では、蒸気発生器2次側の温度よりも高めの指示となるため1次冷却材低温側温度（広域）を優先し推定する。また、蒸気発生器2次側が飽和状態になるまでの間（未飽和状態）は不確かさが生じることを考慮し、関連パラメータを複数確認した中から有効な情報を組み合わせて推定する。

蒸気発生器狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位との相関関係により保有水量を推定する。また、1次冷却材低温側温度（広域）及び1次冷却材高温側温度（広域）の変化を傾向監視することにより蒸気発生器2次側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、蒸気発生器広域水位を優先する。なお、蒸気発生器2次側の急激な減圧やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には1次冷却材低温側温度（広域）、1次冷却材高温側温度（広域）の変化により推定する。

蒸気発生器広域水位の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位、1次冷却材低温側温度（広域）及び1次冷却材高温側温度（広域）の変化を傾向監視することにより蒸気発生器2次側の保有水の有無を推定する。この推定方法では、計測範囲であれば蒸気発生器狭域水位との相関関係を優先し推定する。また、蒸気発生器2次側がドライアウトした場合の判断は、蒸気発生器2次側の保有水の減少に伴う除熱能力の低下により、1次冷却材低温側温度（広域）及び1次冷却材高温側温度（広域）が上昇傾向となることで推定することができ、有効性評価の評価条件である蒸気発生器ドライアウトの判断に、代替パラメータを用いたとし

ても操作遅れなどの影響はない。なお、蒸気発生器 2 次側の急激な減圧やドライアウト時にパラメータの計測に必要な基準配管の水が蒸発し、高めで不確かな水位を示す可能性があるため、そのような場合には 1 次冷却材低温側温度（広域）、1 次冷却材高温側温度（広域）の変化により蒸気発生器保有水の有無を推定する。

蒸気発生器補助給水流量の計測が困難になった場合、代替パラメータである復水タンク水位、蒸気発生器広域水位及び蒸気発生器狭域水位の傾向監視により、蒸気発生器補助給水流量を推定する。この推定方法では、水源である復水タンク水位を優先し推定する。

蒸気発生器主蒸気流量（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータの蒸気発生器蒸気圧力の変化を傾向監視することにより、蒸気発生器 2 次側による除熱状況を監視する。また、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器広域水位の変化傾向と蒸気発生器補助給水流量を監視することにより蒸気発生器主蒸気流量を推定する。

(n) 格納容器バイパス監視の推定

蒸気発生器狭域水位の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、蒸気発生器蒸気圧力の上昇及び蒸気発生器補助給水流量の減少を傾向監視することでも推定することができる。

蒸気発生器蒸気圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器広域水位及びの上昇及び蒸気発生器補助給水流量の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定することができる。

1次冷却材圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位の上昇及び蒸気発生器蒸気圧力の上昇にて蒸気発生器伝熱管破損を、蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環サンプル広域水位の上昇がないことで、インターフェイスシステムLOCAを推定する。また、原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）により、原子炉圧力容器内の圧力と水の飽和温度の関係から原子炉圧力容器内の圧力を推定する。この推定方法では、原子炉圧力容器内が飽和状態である場合に適用できるが、飽和状態にない場合は、不確かさが生じることを考慮する必要がある。なお、測定範囲内であれば測定精度が詳細な加圧器圧力（多様性拡張設備）により推定する。

復水器空気抽出器ガスモニタ（多様性拡張設備）、蒸気発生器ブローダウン水モニタ（多様性拡張設備）及び高感度型主蒸気管モニタ（多様性拡張設備）の計測が困難となった場合は、代替パラメータである蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。

補助建屋排気筒ガスモニタ（多様性拡張設備）、安全補機室排気ガスモニタ（多様性拡張設備）、補助建屋サンプルタンク水位（多様性拡張設備）及び余熱除去ポンプ吐出圧力（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力、加圧器水位、格納容器再循環サンプル広域水位、蒸気発生器狭域水位及び蒸気発生器蒸気圧力により、インターフェイスシステムLOCAを推定する。

加圧器逃がしタンク圧力（多様性拡張設備）、加圧器逃がしタンク水位（多様性拡張設備）及び加圧器逃がしタンク

温度（多様性拡張設備）の計測が困難になった場合、代替パラメータの1次冷却材圧力及び加圧器水位の低下、格納容器サンプル水位（多様性拡張設備）の上昇がないことにより、インターフェイスシステムLOCAを推定する。

(o) 水源の確保の推定

燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合、代替パラメータの格納容器再循環サンプル広域水位、又は格納容器スプレイ流量積算、格納容器スプレイ流量（多様性拡張設備）、高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量、充てん水流量（多様性拡張設備）及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の合計量により、燃料取替用水タンク水位を推定する。この推定方法では、格納容器再循環サンプル広域水位を優先し推定するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。

復水タンク水位の計測が困難になった場合、代替パラメータの蒸気発生器補助給水流量、格納容器スプレイ流量積算及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算により、復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計から、水源の有無や使用量を推定する。この推定方法では、仮設組立式水槽を水源とした補給をした場合、復水タンクへの補給量を考慮する。

ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸水補給流量（多様性拡張設備）によりほう酸タンク水位を推定する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う負の反応度が添加されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示低下により確認し、ほう酸水の使用量を推定する。

上記代替パラメータの推定について第1.15.3表に示す。

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合

原子炉圧力容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉圧力容器内の温度と水位である。

原子炉圧力容器内の温度及び水位の値が計器の計測範囲を超えた場合、原子炉施設の状態を推定するための手段は、以下のとおり。

a. 原子炉圧力容器内の温度

原子炉圧力容器内の温度のパラメータである1次冷却材温度が計測範囲（0~400℃）を超えた場合、可搬型計測器を接続し、検出器の抵抗を測定し、換算表を用いて温度へ変換する。これにより、検出器の耐熱温度である500℃程度までは温度測定できる。多様性拡張設備である炉心出口温度が健全である場合は、炉心出口温度による測定を優先する。

b. 原子炉圧力容器内の圧力

原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータである1次冷却材圧力を計測する計器の計測範囲は、0~20.6MPa[gage]である。重大事故等時の判断基準は20.59MPa[gage]（1次系最高使用圧力（17.16MPa[gage]）の1.2倍）であり、重大事故等時において原子炉圧力容器内の圧力は、計器の計測範囲で計測可能である。

c. 原子炉圧力容器内の水位

原子炉圧力容器内の水位のパラメータである加圧器水位は、原

子炉圧力容器より上に位置し、水位が低下し計測範囲以下となった場合は、原子炉水位で計測する。原子炉水位を計測する計器の計測範囲は、原子炉容器の底部から頂部までを0~100%としているため、重大事故等時において原子炉圧力容器内の水位を計器の計測範囲内で測定が可能である。

d. 原子炉圧力容器への注水量

原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータは、高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算である。高圧安全注入流量及び高圧補助安全注入流量の計測範囲は、共に0~225m³/hとしており、計測対象である充てん/高圧注入ポンプの最大流量は147m³/hであるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。また、余熱除去流量の計測範囲は、0~1,100m³/hとしており、計測対象である余熱除去ポンプの最大流量は1,090m³/hであるため、重大事故等時において計器の計測範囲内での流量測定が可能である。並びに恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算の計測範囲は、0~170m³/hとしており、計測対象である恒設代替低圧注水ポンプの事故対処時における必要最大流量は140m³/hであるため、計器の計測範囲内での流量測定が可能である。

e. 原子炉格納容器への注水量

原子炉格納容器の注水量を監視するパラメータは、格納容器スプレイ流量積算、高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量、充てん水流量（多様性拡張設備）及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算である。格納容器スプレイ流量積算の計測範囲は、0~1,300m³/hとしており、測定対象である格納容器スプレイポンプの最大流量は1,290m³/hであるため、計器の計測範

囲内での流量測定が可能である。また、高圧安全注入流量、高圧補助安全注入流量、余熱除去流量、充てん水流量（多様性拡張設備）及び恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算については原子炉圧力容器への注水量を監視するパラメータ同様に重大事故等時において、計測範囲内での流量測定が可能である。

上記より、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは原子炉圧力容器内の温度と水位であり、この場合の原子炉施設の状態を推定するため、手順を以下のとおり整備する。

(a) 手順着手の判断基準

i. 原子炉圧力容器内の温度

重大事故等時に1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の値が、計器の計測範囲を超え確認できない場合。

ii. 原子炉圧力容器内の水位

重大事故等時に加圧器水位が低下し、計器の計測範囲を外れ確認できない場合。

(b) パラメータ監視の手順

計器の計測範囲を超えたかどうかの判断及び対応手順は、以下のとおり。

i. 原子炉圧力容器内の温度

- ① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。
- ③ 1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の他ループの指示値を確認し、他ループの指示値

も同じ傾向か否かを確認する。

- ④ 1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）について、他ループの指示値も同じ傾向で計測範囲を超えていると判断される場合は、炉心出口温度（多様性拡張設備）で計測する。炉心出口温度（多様性拡張設備）による計測ができない場合は、1次冷却材高温側温度（広域）又は1次冷却材低温側温度（広域）の計器に可搬型計測器を接続し、検出器（内部温度素子）の耐熱温度である500℃程度までに相当する抵抗指示を直接読み取る。読み取った抵抗値を換算表等により換算し、パラメータを計測又は推定する。

なお、可搬型計測器による測定においては、1次冷却材高温側温度（広域）を優先する。

ii. 原子炉圧力容器内の水位

- ① 監視が必要な当該パラメータの指示値を読み取る。
- ② 読み取った指示値が正常であるかどうかを、プラント状況等により推定される値との間に大きな差異がないか等により確認する。
- ③ 加圧器水位の他チャンネル指示値を確認し、他チャンネルの指示値も同じ傾向か否かを確認する。
- ④ 加圧器水位について、他チャンネルの指示値も同じ傾向で計測範囲以下にあると判断される場合は、原子炉水位で測定する。

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

重要な監視パラメータ計器のうち、交流電源から供給される計器については、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続された計器用

電源（無停電電源装置）より給電されており、いずれか一方の母線があれば計器へ電源を供給可能である。直流電源から供給される計器については、充電器と蓄電池（安全防護系用）又は蓄電池（3系統目）より給電されており、いずれか一方があれば計器へ電源を供給可能である。全交流動力電源喪失により、計測に必要な計器電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（3系統目）、電源車及び可搬式整流器等の運転により、計器へ給電する。また、計器用電源（無停電電源装置）が使えない場合においても、計器用電源（変圧器）を設けており、継続して電源を供給できる手段があり、信頼性も高く監視機能を失うことはない（第 1.15.4 図）。

代替電源の給電ができない場合は、特に重要なパラメータとして、パラメータ選定した第 1.15.2 表に示す重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータを計測する計器の温度、圧力、水位及び流量に係るものについて、可搬型計測器を接続し計測する。ただし、可搬型計測器を用いずに直接確認できるものは現場で確認する。また、可搬型計測器の計測値を工学値に換算する換算表を準備する。

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

a. 全交流動力電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用高圧母線への交流電源による給電ができない場合は、代替電源（交流）により非常用高圧母線へ給電する。

b. 直流電源喪失時の代替電源の供給

ディーゼル発電機の故障により非常用直流母線への直流電源による給電ができない場合は、直流電源設備により非常用直流母線へ給電する。

全交流動力電源及び直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

c. 可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視

全交流動力電源喪失時等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができなくなった場合の手段として、第 1.15.2 表に示す特に重要なパラメータ及び第 1.15.5 表に示す有効な監視パラメータについて、可搬型計測器で測定可能なものを計測し、監視する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源が喪失した場合において、中央制御室でのパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型計測器によるパラメータ計測の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第 1.15.5 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に原子炉施設の状態監視に必要なパラメータの計測開始を指示する。
- ② 緊急安全対策要員は、可搬型計測器を使用する前に電池容量を確認し、残量が少ない場合は予備乾電池と交換する。
- ③ 緊急安全対策要員は、手順に定められたスイッチにより回

路を切り離し、可搬型計測器を端子台に接続する。

- ④ 緊急安全対策要員は、可搬型計測器に表示される計測結果を読み取り、換算表を用いて工学値に換算し、運転員等は換算結果を記録用紙に記録する。

なお、使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は 1 ユニット当たり緊急安全対策要員 1 名にて実施し、所要時間は約 25 分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明、通信設備等を整備する。

d. 可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）による電源供給

全交流動力電源喪失等により直流電源が喪失した場合において、中央制御室での監視ができない場合に、炉外核計装装置用、放射線監視装置用の可搬型バッテリーにより電源を供給する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

直流電源喪失により、炉外核計装装置、放射線監視装置のパラメータが監視できない場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）による電源供給の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第 1.15.6 図、第 1.15.7 図に示す。

- ①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急安全対策要員に可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）による電源供給を指示する。
- ②緊急安全対策要員は、現場で炉外核計装盤又は放射線監視装置盤の電源を「切」とする。
- ③緊急安全対策要員は、現場でケーブルを布設し、可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）を炉外核計装盤又は放射線監視装置盤に接続する。
- ④緊急安全対策要員は、可搬型バッテリー（炉外核計装装置用、放射線監視装置用）による電源供給を開始し、運転員等は計測結果を記録用紙に記録する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は 1 ユニット当たり緊急安全対策要員 2 名にて実施し、所要時間は、炉外核計装盤については、約 60 分、放射線監視装置盤については、約 50 分を想定している。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、照明等を整備する。

1.15.3 重大事故等時のパラメータを記録する手順

パラメータ選定で選定した重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度及び放射線量率等）は、SPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置により計測結果を記録する。ただし、複数の計測結果を使用し計算により推定する監視パラメータ（計測結果を含む。）の値や現場操作時のみ監視する現場の指示値は記録用紙に記録する。

SPDS、SPDS表示装置及び可搬型温度計測装置に記録された監視パラメータの計測結果は、記録容量を超える前に定期的にメディ

ア（記録媒体）に保存する。

有効な監視パラメータのうち記録可能なものについては、SPDS又は多様性拡張設備であるプラント計算機により計測結果及び警報等を記録する手順を整備する（第1.15.5表）。

(1) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生したとき。

(2) 操作手順

重大事故等が発生し、重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータ（重大事故等対処設備）の記録の概要は以下のとおり。

a. SPDSによる記録

SPDSは、非常用電源又は代替電源から給電可能で、7日間以上の記録容量を持っている。重大事故等時のパラメータの値を継続して確認できるよう、記録された計測結果を定期的に取り出し保存する手順は以下のとおり。

- ① 緊急安全対策要員は、SPDS表示装置にてSPDS及びSPDS表示装置に記録された重要な監視パラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。
- ② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

b. 可搬型温度計測装置による記録

- ① 緊急安全対策要員は、可搬型温度計測装置に記録された、格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の計測結果について、記録容量を超える前に定期的にメディア（記

録媒体)に保存する。

- ② 緊急安全対策要員は、メディアに保存された重要な監視パラメータの計測結果を印刷し、記録を保存する。

c. 現場指示計の記録

運転員等は、原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作時に、現場指示計の原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力の値を記録用紙へ記録する。

d. 可搬型計測器及び可搬型バッテリーによる電源供給時の記録

緊急安全対策要員は、1.15.2.2(1)c.及びd.で得られた重要な監視パラメータのデータを記録用紙に記録する。

e. プラント計算機の記録

(a) 計算機運転日誌

定められたプロセスの計測結果を定時毎に記録し、日毎に帳票印刷する。

(b) 警報記録

プロセス値の異常な状態による中央制御盤の警報発信時、警報の状態を記録し、日毎に帳票印刷する。また、プラントの過渡変化による重要警報のファーストアウト警報発生時、その発生順序（シーケンス）、トリップ状態、工学的安全施設作動信号及び工学的安全施設動作状況を記録し、事象発生時に帳票印刷する。

(c) 事故時データ収集記録

事象発生前後のプラント状態の推移を把握するため、定め

られたプロセス値のデータを収集、記録し、事象発生時に自動帳票印刷及び手動にて印刷する。

(3) 操作の成立性

SPDSによる記録は、SPDS及びSPDS表示装置の記録容量（7日以上）を超える前に、緊急時対策所内にて緊急安全対策要員1名で行う。室内での端末操作であるため、対応が可能である。

可搬型温度計測装置による記録は、記録容量を超える前に、現場でのデータ採取を緊急安全対策要員1名で行う。記録の作成は、室内での端末操作であるため、対応が可能である。

現場指示計の記録は、運転員等による記録用紙への記録であり、対応が可能である。

可搬型計測器及び可搬型バッテリーによる電源供給時の記録は緊急安全対策要員による記録用紙への記録であり、対応が可能である。

1.15.4 その他の手順項目にて考慮する手順

原子炉格納容器内の水素濃度監視の手順については、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」のうち「1.9.2.1(2) 水素濃度監視」にて整備する。

アニュラス内の水素濃度監視の手順については、「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち「1.10.2.1(2) 水素濃度監視」にて整備する。

全交流動力電源及び直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち「1.14.2.1 代替電源（交流）による給電手順等」及び「1.14.2.2 代替電源（直流）による給電手順等」にて整備する。

原子炉格納容器内の放射線量率における代替パラメータとし

て有効なモニタステーション及びモニタポスト等による空間線量率測定については、「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち「1.17.2.1(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定」にて整備する。

第 1.15.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	機能喪失の想定	対応手段	対応設備	設備分類※8	整備する手順書	手順の分類	
監視機能の喪失	計器の故障	1 他チャンネル又は他ループによる計測※2	当該パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器	処設備 a	a	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の各対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			当該パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器	備 b			
	計器の計測範囲を超えた場合	代替パラメータによる測定	重要代替計器	処設備 a	a	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の各対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
			常用代替計器	備 b			
	計器の計測範囲を超えた場合	代替パラメータによる測定	重要代替計器	処設備 a	a	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の各対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順
			常用代替計器	備 b			
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	処設備 a	a	可搬型計測器による計測のための手順	SA所達※1
計器電源の喪失	全交流動力電源喪失 直流電源喪失	供給(交流)	空冷式非常用発電装置※3	処設備 a	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			電源車※3				
			燃料油貯油そう※4※5				
			タンクローリー※4※5				
			可搬型バッテリー(炉外核計装装置用、放射線監視装置用)※6	多様性 b			
	供給(直流)	蓄電池(安全防護系用)※3	処設備 a	a	a	全交流電源喪失時の対応手順 代替電源による電源復旧の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所達※1
		蓄電池(3系統日)※3					
可搬型整流器※3							
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	処設備 a	a	可搬型計測器による計測のための手順	SA所達※1
-	-	記録	安全パラメータ表示システム(SPDS)	処設備 a	a	通信連絡に関する手順	SA所達※1
			SPDS表示装置				
			可搬型温度計測装置(可搬型温度計からデータを収集する設備)				
			プラント計算機	多様性 b		プラント計算機のデータを収集、記録する手順	SA所達※1

※1 : 「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 他チャンネル又は他ループの計器がある場合

※3 : 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

※5 : 電源車の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6 : インバータを内蔵した可搬型バッテリーを使用することにより電気(交流)を給電できるため、代替電源(交流)として有効である。

※7 : 全交流動力電源及び非常用直流電源喪失時は、代替電源により電源を供給可能であるが、さらに、可搬型計測器により監視が可能。

※8 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備

c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ (重大事故等対処設備) (1/7)

分類	重要な監視パラメータ (注1) 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	個数	信頼性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器	図 1.15.3 No
原子炉圧 力容器内 の温度	1 次冷却材高温側温度 (広域) *1	0~400°C	最大値: 約 389°C	1 次系最高使用温度 (343 °C) 及び炉心損傷の判断基準である 350°C を 超える温度を監視可能。なお、1 次冷却材高温側温度 (広域) で炉心損 傷を判断する際は、炉心出口温度に比べ 1 次冷却材高温側温度 (広域) がやや低めの値を示すものの、炉心損傷を判断する時点 (350°C) におい て大きな温度差は見られないことから、1 次冷却材高温側温度 (広域) により炉心損傷を判断することが可能である。	3	S	A 計器用電源	熱電抵抗体	可	①
	1 次冷却材低温側温度 (広域) *1	0~400°C	最大値: 約 389°C	1 次系最高使用温度 (343 °C) 及び炉心損傷の判断基準である 350°C を 超える温度を監視可能。なお、1 次冷却材高温側温度 (広域) で炉心損 傷を判断する際は、炉心出口温度に比べ 1 次冷却材高温側温度 (広域) がやや低めの値を示すものの、炉心損傷を判断する時点 (350°C) におい て大きな温度差は見られないことから、1 次冷却材高温側温度 (広域) により炉心損傷を判断することが可能である。	3	S	B 計器用電源	熱電抵抗体	可	②
原子炉圧 力容器内 の圧力	1 次冷却材圧力 *1	0~20.6MPa [range]	最大値: 約 17.7MPa [range]	1 次系最高使用圧力 (17.16 MPa[gage]) の 1.2 倍 (事故時の判断基準) である 20.59MPa[gage]を監視可能。	2	S	B、C 計器用電源	弾性圧力検 出器	可	③
	1 次冷却材高温側温度 (広域) *2 1 次冷却材低温側温度 (広域) *2			原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ						
原子炉圧 力容器内 の水位	加圧器水位 *1	0~100%	最大値: 約 93% 最小値: 0%以下 (注2)	原子炉容器上層に位置する加圧器上層側上端送物から下層側下端送物ま での水位を監視可能。通常運転時及び事故時の 1 次系冷却材保有水を制 御し、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B、C、D 計器用電源	差圧式水位 検出器	可	④
	原子炉水位 *1	0~100%	最大値: 100% 最小値: 0%	加圧器の下層に位置し、加圧器の計測範囲とラップしないが、原子炉容 器底部から原子炉容器頂部までの原子炉容器内の水位を監視可能。重大 事故等時において、加圧器水位による監視が出来ない場合、原子炉容器 内の水位及び保有水が監視可能であり、事故対応が可能。	1	S	C 計器用電源	差圧式水位 検出器	可	⑤
	1 次冷却材圧力 *2			原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ						
	1 次冷却材高温側温度 (広域) *2 1 次冷却材低温側温度 (広域) *2			原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ						

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（2/7）

分類	重要な監視パラメータ（注1） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器	図
原子炉圧 力容器へ の注水量	高圧安全注入流量	0~225m ³ /h	147 m ³ /h	充てん/高圧注入ポンプの流量（147m ³ /h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	2	S	C、D 計器用電源	差圧式流量 検出器	可	⑥
	高圧補助安全注入流量	0~225m ³ /h	147 m ³ /h	充てん/高圧注入ポンプの流量（147m ³ /h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	2	S	C、D 計器用電源	差圧式流量 検出器	可	⑦
	余熱除去流量*1	0~1,100m ³ /h	1,090 m ³ /h	余熱除去ポンプの流量（1,090m ³ /h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	4	S	A、B、C、D 計器用電源	差圧式流量 検出器	可	⑧
	恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算	0~170 m ³ /h ⑥~10,000 m ³	—（注3）	重大事故等時において、恒設代替低圧注水ポンプの流量（140m ³ /h）を監視可能。	1	S	B 計器用電源	差圧式流量 検出器	可	⑨
	燃料貯蔵用水タンク水位*2 復水タンク水位*2	水源を監視するパラメータと同じ								
	加圧器水位*2 原子炉水位*2	原子炉圧力容器内の水位を監視するパラメータと同じ								
	1 次冷却圧力*2	原子炉圧力容器内の圧力を監視するパラメータと同じ								
	1 次冷却時低層温度（広域）*2	原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ								
	格納容器再循環ポンプ広域水位*2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ								

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ (重大事故等対処設備) (3/7)

分類	重要な監視パラメータ (注1) 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	検数	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器	国 1.15.3 No
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレイ流量(標準) ^{#1}	0~1,300m ³ /h (0~10,000 m ³ /d)	— (注3)	重大事故等時において、格納容器スプレイポンプの流量 (1,300m ³ /h) を監視可能。	1	S	B 計器用電源	差圧式流量 検出器	可	④
	恒設代替圧注水ポンプ出口 流量標準			原子炉圧力容器内への注水量を監視するパラメータと同じ (計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水量 (140m ³ /h) を監視可能。)						
	高圧安全注入流量 高圧補助安全注入流量 余熱除去流量			原子炉圧力容器内への注水量を監視するパラメータと同じ						
原子炉格納容器内温度	燃料冷却用水タンク水位 ^{#2} 従水タンク水位 ^{#2}			水源を監視するパラメータと同じ						
	格納容器再循環サンプ広域水位 ^{#2}			原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同じ						
	格納容器内温度	0~220℃	最大値： 225℃	設計基準事故時の格納容器最高使用温度 (122℃) を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度 (200℃) を監視可能。	2	S	C、D 計器用電源	測温抵抗体	可	④
原子炉格納容器内の圧力	格納容器広域圧力 ^{#1} 格納容器広域圧力 (AMM) ^{#2}	0~345kPa [gauge]	最大値： 約 243kPa [gauge]	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同じ	2	S	A、B 計器用電源	弾性圧力検 出器	可	④
	格納容器広域圧力 ^{#1}	0~1.0MPa [gauge]	— (注3)	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力 (283kPa[gauge]) を監視可能。 重大事故等時において格納容器最高使用圧力の2倍の圧力(0.990MPa [gauge]) を監視可能。	2	S	B 計器用電源 B 直置き電盤	弾性圧力検 出器	可	④
	格納容器内温度 ^{#2}			原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同じ						

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（4/7）

分類	重要な監視パラメータ（注1） 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	個数	計属性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器	図 1.15.3 No
原子炉格 納容器内 の水圧	格納容器再循環サンプ広域水位*1	0~100%	100%	再循環可能水位（67%）を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	C、D 計器用電源	差圧式水位 検出器	可	④
	格納容器再循環サンプ狭域水位*1	0~100%	100%以上	格納容器再循環サンプ上端（約100%）を監視可能。狭域水位の200%は、広域水位の約50%に相当。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	C、D 計器用電源	差圧式水位 検出器	可	④
	原子炉格納容器水位*1	ON-OFF	—（注3）	重大事故等時において、原子炉格納容器内への注水量の制限レベルに達したことを監視可能。	1	S	A 直流き電線	電極式水位 検出器	可	④
	原子炉下群キャビティ水位*1	ON-OFF	—（注3）	重大事故等時において、原子炉下群キャビティに隔離炉心の冷却に必要な水量があることを監視可能。	1	S	A 直流き電線	電極式水位 検出器	可	④
燃料取替用水タンク水位*2 留水タンク水位*2										
水質を監視するパラメータと同じ										
格納容器スプレッド層検出*2										
原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同じ										
原子炉圧力容器内への注水量を監視するパラメータと同じ										
(計測範囲は、重大事故等時において、恒設代替圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水量（140m ³ /h）を監視可能。)										

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ (重大事故等対処設備) (5/7)

分類	重要な監視パラメータ (注1) 重要代替パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	個数	耐震性	電源	検出器の種類	可搬型計測器	図
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	0~20vol%	— (注3)	重大事故等時において、水素濃度 13vol%を監視可能。	1	— (可搬)	A直流分電盤	熱伝導式	—	①
	格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) ※1	$10^0 \sim 10^4 \mu\text{Sv/h}$	10^0 mSv/h 以下 (注4)	炉心損傷判断の値である 10^0 mSv/h を超える放射線量を監視可能。格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) と格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) の計測範囲はオーバーラップするように設定。	2	S	C, D 計器用電源	電離箱	(注10)	②
	格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) ※1	$10^0 \sim 10^6 \text{ mSv/h}$			2	S	C, D 計器用電源	電離箱	(注10)	③
原子炉格納容器内の放射線量率	出力領域中性子束※1	0~120% ($3.3 \times 10^6 \sim 1.2 \times 10^9 \text{ n/cm}^2 \cdot \text{sec}$)	定格出力の約 115 倍 設計基準事故	設計基準事故時、事故初期は中性子束が急激に上昇し、一時的に計測範囲を超えるが、負のドップラ反応度係数効果により抑制され急激に低下するため、現時の計測範囲でも、同計測範囲により事故対応が可能。また、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。 通常運転時の変動範囲 0~100% に対し、0~120% を監視可能。 「中間領域中性子束」及び「中性子源領域中性子束」と相まって重大事故等時における中性子束の変動範囲を監視可能。	4 ※3	S	A, B, C, D 計器用電源	γ線検出器型電離箱	(注10)	④
	中間領域中性子束※1	$10^{11} \sim 5 \times 10^6 \text{ A}$ ($1.3 \times 10^5 \sim 6.6 \times 10^0 \text{ n/cm}^2 \cdot \text{sec}$)	「制御棒落び出し」 (注5)	通常運転時の変動範囲 $10^{11} \sim 10^6 \text{ A}$ に対し、 $10^{11} \sim 5 \times 10^6 \text{ A}$ を監視可能。	2	S	A, B 計器用電源	γ線検出器型電離箱	(注10)	
	中性子源領域中性子束※1	$1 \sim 10^6 \text{ cps}$ ($10^1 \sim 10^6 \text{ n/cm}^2 \cdot \text{sec}$)		通常運転時の変動範囲 $1 \sim 10^6 \text{ cps}$ に対し、 $1 \sim 10^6 \text{ cps}$ を監視可能。	2	S	A, B 計器用電源	比例計数管	(注10)	
本境界の構構又は監視	1 冷却材高温側温度 (広域) ※2 1 冷却材低温側温度 (広域) ※2 ほうげんタンク水位※2			原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同じ						
	可搬型格納容器内水素濃度※2			水素を監視するパラメータと同じ						
アニュラス内の水素濃度	格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) ※3		原子炉格納容器内の放射線量を監視するパラメータと同じ	重大事故等時の原子炉格納容器内の線量率は、 10^0 mSv/h 以下であり監視可能。	2	S	C, D 計器用電源	電離箱	(注10)	⑤
	アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率※3	$0.001 \text{ mSv/h} \sim 99.99 \text{ mSv/h}$ を計測可能	— (注3)	重大事故等時のアニュラス空気浄化のダクトからの線量率は最大でも数 mSv/h であり監視可能。	1	— (可搬)	電源内蔵	半導体式	—	⑥

第 1.15.2 表 重要な監視パラメータ及び重要代替パラメータ（重大事故等対処設備）（6/7）

分類	重要な監視パラメータ（注1） 重要代替パラメータ	計測原理	設計基準	把握能力（計測原理の考え方）	個数	耐震性	電源	検出器の 種類	可搬型 計測器	図 No	
最終ヒート タンク の確保	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同一										
	格納容器広域圧力 ^{#1}										
		蒸気発生器放射熱水位 ^{#1}	0～100%	最大値： 100%以上 （注6） 最小値： 0%以下 （注7）	型分機器下流から伝熱管上流まで監視可能。「蒸気発生器広域水位」と相まって、重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を把握できる。	6	S	A、B 計器用電源	差圧式水位検出器 （注9）	可	②
		蒸気発生器広域水位 ^{#1}	0～100%	最大値： 100%以上 （注6） 最小値： 0%以下 （注7）	型分機器下流から管束付近まで監視可能。重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を把握できる。（注8）	3	S	A、B、C 計器用電源	差圧式水位検出器 （注9）	可	②
		蒸気発生器補給水流速 ^{#1}	0～30 m³/h	53.0 m³/h	補給水流速（53.0m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	3	S	B、C、D 計器用電源	差圧式流量検出器	可	②
		蒸気発生器蒸気圧力 ^{#1}	0～8.3MPa [gauge]	最大値：約7.8 MPa[gauge]	2次系最高使用圧力（7.8MPa[gauge]）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	6	S	C、D 計器用電源	弾性圧力検出器	可	②
		原子炉補機冷却水サージタンク水位	0～100%	100%	変動範囲 0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	C、D 計器用電源	差圧式水位検出器	可	②
		原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン 圧力 ^{#2}	0～1.6MPa [gauge]	—（注3）	原子炉補機冷却水サージタンクの加圧目標 0.1MPa [gauge] を監視可能。	1	— （可搬）	—	ブルドン 管型（弾性 変形）	—	②
		格納容器再循環ユニット入口温度/ 出口温度（S.A） ^{#1}	0～200℃を計測 可能（汎用温度 計）	—（注3）	設計基準事故時の格納容器最高使用温度（132℃）を監視可能。 重大事故等時の格納容器温度（200℃）を監視可能。	4 ※4	— （可搬）	電源内蔵	熱電対	可	②
	格納容器広域圧力（A.M.M） ^{#2}										
	格納容器内温度 ^{#2}										
	1次冷却材高温側温度（広域） ^{#2} 1次冷却材低温側温度（広域） ^{#2} 2次冷却材温度 ^{#2}										
原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同一 原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同一 原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同一 原子炉圧力容器内の温度を監視するパラメータと同一 水源を監視するパラメータと同一											

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (1/16)

【推定ケース】

- ケース1 : 同一物理量で推定 (温度、圧力、水位、水量、放射線量) する。
- ケース2 : 水位を注水源若しくは注入先の水位変化又は注水量から推定する。
- ケース3 : 流量を注水先又は注水源の水位変化を監視することにより推定する。
- ケース4 : 除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定する。
- ケース5 : 1次系からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定する。
- ケース6 : 圧力と温度を水の飽和状態の関係から推定する。
- ケース7 : ほう素濃度と和心の未臨界性から推定する。
- ケース8 : 装置の動作特性により推定する。
- ケース9 : 評価したパラメータの相関関係 (ケース6を除く) により推定する。

なお、代替パラメータによる推定にあたっては、代替パラメータの観差による影響を考慮する。

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器熱内の温度	1 次冷却材高温側温度 (広域)	① 主要炉メータの熱ループ ② 1 次冷却材低温側温度 (広域) ③ (炉心出口温度) ※1【常】	ケース1	・ 1 次冷却材高温側温度 (広域) の1ループが故障した場合は、熱ループの1次冷却材高温側温度 (広域) により推定する。 ・ 1 次冷却材高温側温度 (広域) の計算が困難となった場合は、1次冷却材低温側温度 (広域) により推定する。また、使用可能であれば炉心出口温度 (多様性拡張設備) により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	1 次冷却材低温側温度 (広域)	① 主要炉メータの熱ループ ② 1 次冷却材高温側温度 (広域) ③ (炉心出口温度) ※1【常】	ケース1	・ 1 次冷却材低温側温度 (広域) の1ループが故障した場合は、熱ループの1次冷却材低温側温度 (広域) により推定する。 ・ 1 次冷却材低温側温度 (広域) の計算が困難となった場合は、1次冷却材高温側温度 (広域) により推定する。また、使用可能であれば炉心出口温度 (多様性拡張設備) により、原子炉圧力容器内の温度を推定する。
	(炉心出口温度) ※1	① 主要炉メータの熱抽出器 ② 1 次冷却材高温側温度 (広域) 【直】 ③ 1 次冷却材低温側温度 (広域) 【直】	ケース1	・ 炉心出口温度 (多様性拡張設備) の1つの抽出器が故障した場合は、熱抽出器の炉心出口温度 (多様性拡張設備) により推定する。 ・ 炉心出口温度 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材高温側温度 (広域) 又は1次冷却材低温側温度 (広域) により推定する。推定は、炉心出口のより直接的なパラメータである1次冷却材高温側温度 (広域) を優先する。

備考 : 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

【】 : 多様性拡張設備。 ※1 耐震性、耐震特性がない炉メータ。 ※2 耐震性、耐震特性がなく、常用電源の炉メータ
【直】 : 主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。

【常】 : 常用代替計器を示す。

(注1) : ここでは主要炉メータのうち重要な監視炉メータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (2/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の圧力	1 冷却炉圧力	① 主要パラメータの他、チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・1 冷却炉圧力の計算が困難となった場合は、他チェンネルの1 冷却炉圧力により推定する。 ・1 冷却炉圧力の計算が困難となった場合は、原子炉圧力容器内の飽和状態であれば、1 冷却炉圧力高温度 (広域) 又は1 冷却炉圧力低温度 (広域) により、圧力を推定する。推定は、1 冷却炉圧力高温度 (広域)、1 冷却炉圧力低温度 (広域) の順で優先し使用する。原子炉圧力容器内の飽和状態でない場合は不確かが生じることがある。また、使用可能で計測範囲内であれば、加圧器圧力 (多様性拡張設備) にて推定する。
		② (加圧器圧力) ※1 【常】		
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位	① 主要パラメータの他、チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器圧力 (多様性拡張設備) の1 チェンネルが故障した場合は、他チェンネルの加圧器圧力 (多様性拡張設備) により推定する。 ・加圧器圧力の計算が困難となった場合は、測定範囲が広い1 冷却炉圧力により原子炉圧力容器内の圧力を推定する。
		② 原子炉水位		
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位	① 主要パラメータの他、チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位の1 チェンネルが故障した場合は、他チェンネルの加圧器水位により推定する。(多様性拡張設備を含む) ・加圧器水位の計算が困難となった場合は、原子炉水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、原子炉圧力容器内のサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心以上で過水状態であることを確認する。 ・また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測している原子炉水位を優先するが、加圧器の下管に設置しているため、加圧器水位の測定範囲を考慮する。
		② (サブクール度 (CRT)) ※2		
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位	③ 1 冷却炉圧力	ケース6	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位の計算が困難となった場合は、加圧器水位により、原子炉圧力容器内の水位を推定する。また、サブクール度 (CRT) (多様性拡張設備)、1 冷却炉圧力及び炉心出口温度 (多様性拡張設備)、1 冷却炉圧力高温度 (広域)、1 冷却炉圧力低温度 (広域) によりサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉圧力容器内の水位が炉心以上で過水状態であることを確認する。 ・また、推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測しているため、原子炉水位を優先するが、原子炉水位の測定範囲の上管に設置しているため、原子炉水位の測定範囲を考慮する。
		④ 1 冷却炉圧力		
原子炉圧力容器内の水位	加圧器水位	⑤ 1 冷却炉高温度 (広域)	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・1 冷却炉高温度 (広域) 又は1 冷却炉高温度 (広域) の計算が困難となった場合は、1 冷却炉高温度 (広域) 又は1 冷却炉高温度 (広域) の変化及び炉心出口温度 (多様性拡張設備) の値を監視により水位変化を推定する。
		⑥ (余熱除去ポンプ吐出圧力) ※1 【常】		

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、※1 新機性、新機性がないパラメータ、※2 新機性、新機性がないパラメータ
 【常】：主要パラメータを計算する計測器が多様性拡張設備の主要代替パラメータを示す。
 【高】：常用代替計器を示す。
 (注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (3/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	高圧安全注入流量	① 主要パラメータの他、他チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧安全注入流量の1チェンネルが故障した場合は、他チェンネルの高圧安全注入流量により推定する。 ・高圧安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取扱用水タンク水位及び高圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環ポンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。
		② 燃料取扱用水タンク水位 ③ 高圧器水位 ④ 原子炉水位 ⑤ 格納容器再循環ポンプ広域水位	ケース3	
	高圧補助安全注入流量	① 主要パラメータの他、他チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧補助安全注入流量の1チェンネルが故障した場合は、他チェンネルの高圧補助安全注入流量により推定する。 ・高圧補助安全注入流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取扱用水タンク水位及び高圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環ポンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。
		② 燃料取扱用水タンク水位 ③ 高圧器水位 ④ 原子炉水位 ⑤ 格納容器再循環ポンプ広域水位	ケース3	
	余熱除去流量	① 主要パラメータの他、他チェンネル	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> ・余熱除去流量の1チェンネルが故障した場合は、他チェンネルの余熱除去流量により推定する。 ・余熱除去流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取扱用水タンク水位及び高圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環ポンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。
② 燃料取扱用水タンク水位 ③ 高圧器水位 ④ 原子炉水位 ⑤ 格納容器再循環ポンプ広域水位		ケース3		
相対代熱圧注水ポンプ出口流量積算	① 燃料取扱用水タンク水位 ② 高圧器水位 ③ 原子炉水位 ④ 格納容器再循環ポンプ広域水位	ケース3	<ul style="list-style-type: none"> ・相対代熱圧注水ポンプ出口流量積算のうち必要なパラメータの計測が困難となった場合は、水源である燃料取扱用水タンク水位、高圧器水位及び高圧器水位または、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・可搬式の取組立式水槽を水源とする場合及び高圧器水位または、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環ポンプ広域水位の水位変化により注水量を推定する。 	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性低減設備、※1 新機性、新機機性が無いパラメータ、※2 新機性、新機機性がなく、常用設備のパラメータ
 【固】：主要パラメータを計測する計器が多様性低減設備の重要代替パラメータを示す。
 【常】：常用計器を示す。
 (注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (4/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量	〔冷却水流量〕※1	①燃料取替用水タンク水位【重】	ケース3	・冷却水流量 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、燃料取替用水タンク水位又は原圧器水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の原圧器水位の順で優先し使用する。また、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。
		②原圧器水位【重】		
		③原子炉水位【重】		
	〔蒸圧タンク圧力〕※1	①1次冷却材圧力【重】	ケース4	・蒸圧タンク圧力 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力及び1次冷却材低温側温度 (広域) の傾向監視により蒸圧タンクからの注水開始を推定する。 ・使用可能であれば他チャンネルの蒸圧タンク圧力 (多様性拡張設備) により推定する。
		①1次冷却材低温側温度 (広域)【重】		
	〔蒸圧タンク広域水位〕※1	①〔蒸圧タンク熱域水位〕※1【常】	ケース1	・蒸圧タンク広域水位 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、使用可能で計測範囲内であれば、蒸圧タンク熱域水位 (多様性拡張設備) により推定する。 ・蒸圧タンク広域水位 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力及び1次冷却材低温側温度 (広域) の傾向監視により蒸圧タンクからの注水開始を推定する。 ・使用可能であれば他チャンネルの蒸圧タンク広域水位 (多様性拡張設備) により推定する。
		②1次冷却材圧力【重】	ケース4	
		②1次冷却材低温側温度 (広域)【重】	ケース1	
		③余熱除去流量【重】	ケース3	
	〔炉水注入流量指標〕※2	②原圧器水位【重】	ケース1	・炉水注入流量指標 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、余熱除去流量又は、原圧器水位、原子炉水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、原子炉圧力容器への注水量を直接計算できる余熱除去流量を優先する。
③原子炉水位【重】				
③原子炉水位【重】				

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
〔 〕：多様性拡張設備、※1 新機性、新機機性がないパラメータ、※2 新機性、新機機性がなく、常用電源のパラメータ
【重】：主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
【常】：常用代替計器を示す。
(注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (5/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレッド量推定	①燃料取扱用水タンク水位	ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源の燃料取扱用水タンクの水位、復水タンク水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。
		①復水タンク水位		
		②格納容器再循環タンク広域水位		
	相対代替格納注水ポンプ出口流量推定	①燃料取扱用水タンク水位	ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源のタンクの水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位及び復水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。 なお、可搬型の取組用立水槽を水源とする場合は、ポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量により推定する。
		①復水タンク水位		
		②格納容器再循環タンク広域水位		
	高圧安全注入流量	①主要パラメータの過チャーンネル	ケース 1	* 高圧安全注入流量の 1 チャーンネルが故障した場合は、過チャーンネルの高圧安全注入流量により推定する。
		②燃料取扱用水タンク水位	ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源の燃料取扱用水タンク水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。
		③格納容器再循環タンク広域水位		
	高圧補助安全注入流量	①主要パラメータの過チャーンネル	ケース 1	* 高圧補助安全注入流量の 1 チャーンネルが故障した場合は、過チャーンネルの高圧補助安全注入流量により推定する。
②燃料取扱用水タンク水位		ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源の燃料取扱用水タンク水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。	
③格納容器再循環タンク広域水位				
余熱除去流量	①主要パラメータの過チャーンネル	ケース 1	* 余熱除去流量の 1 チャーンネルが故障した場合は、過チャーンネルの余熱除去流量により推定する。	
	②燃料取扱用水タンク水位	ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源のタンクの水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。	
	③格納容器再循環タンク広域水位			
【充てん水流量】 注 1		①燃料取扱用水タンク水位	ケース 3	* 原子炉格納容器への注水量は、水源のタンクの水位及び格納容器再循環タンク広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位、格納容器再循環タンク広域水位の順で優先し使用する。
		②格納容器再循環タンク広域水位		

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

【】：多様性拡張設備、注 1 新質性、新機能性が無いパラメータ、注 2 新質性、新機能性がなく、常用電源のパラメータ

【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。

【常】：常用代替計器を示す。

(注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (6/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	[格納容器スプレイ流量] ※1	①燃料取扱用水タンク水位【面】	ケース3	・格納容器スプレイ流量 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、燃料取扱用水タンク水位及び復水タンク水位又は格納容器内循環ポンプ広域水位の傾向監視により注水量を推定する。 推定は、水源である燃料取扱用水タンク水位又は復水タンク水位を優先する。
		②復水タンク水位【面】		
		③格納容器内循環ポンプ広域水位【面】		
注水注入流量推算	[雨水注入流量推算] ※2	①格納容器スプレイ流量推算	ケース1	・雨水注入流量推算 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、注水量である格納容器スプレイ流量推算及び格納容器スプレイ流量 (多様性拡張設備) 水源である復水タンク水位又は格納容器内循環ポンプ広域水位の傾向監視により注水量を推定する。推定は、原子炉格納容器への注水量を直接計測できる格納容器スプレイ流量推算、格納容器スプレイ流量 (多様性拡張設備)、水源である復水タンク水位、格納容器内循環ポンプ広域水位の順で優先し採用する。
		②格納容器スプレイ流量	ケース3	
		③格納容器内循環ポンプ広域水位【面】		
格納容器内温度	格納容器内温度	①主要パラメータの値チャネル	ケース1	・格納容器内温度の1チャネルが故障した場合は、他チャネルの格納容器内温度により推定する。 ・格納容器内温度の計測が困難となった場合は、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器広域圧力又は格納容器広域圧力 (AMM) により、温度を推定する。推定は、詳細な値を把握できる格納容器広域圧力を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることがある。
		②格納容器広域圧力	ケース6	
原子炉格納容器内の圧力	格納容器広域圧力	①主要パラメータの値チャネル	ケース1	・格納容器広域圧力の1チャネルが故障した場合は、他チャネルの格納容器広域圧力により推定する。 ・格納容器広域圧力の計測が困難となった場合は、格納容器広域圧力 (AMM)、格納容器広域圧力 (多様性拡張設備) により圧力を推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器広域圧力 (AMM) 又は格納容器広域圧力 (多様性拡張設備) を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることがある。
		②格納容器広域圧力 (AMM)	ケース6	
		③格納容器内温度		
格納容器広域圧力 (AMM)	格納容器広域圧力	①格納容器広域圧力	ケース1	・格納容器広域圧力 (AMM) の計測が困難となった場合は、計算範囲内であれば格納容器広域圧力、格納容器広域圧力 (多様性拡張設備) により推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器広域圧力又は格納容器広域圧力 (多様性拡張設備) を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることがある。
		②格納容器広域圧力 ※1	ケース6	
		③格納容器内温度		

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、※1 耐震性、耐過熱性が低いパラメータ、※2 耐震性、耐過熱性がなく、常用電源のパラメータ
 【面】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 【容】：常用代替計器を示す。
 (注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (7/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ広域水位	①主要パラメータの他チャンネル	ケース1	格納容器再循環サンプ広域水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの格納容器再循環サンプ広域水位により推定する。
		②格納容器再循環サンプ狭域水位		
	格納容器再循環サンプ狭域水位	③原子炉下層キャビティ水位	ケース2	格納容器再循環サンプ広域水位の計算が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器再循環サンプ狭域水位、原子炉下層キャビティ水位、原子炉格納容器水位及び水頭である燃料取扱用水タンク水位、復水タンク水位、注水槽水量である格納容器スプレイ流量積算、恒設代替圧注水ポンプ出口流量積算により、原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は、測定範囲内であれば、連続的な観測が可能な格納容器再循環サンプ狭域水位を優先する。
		④燃料取扱用水タンク水位		
格納容器再循環サンプ狭域水位	④復水タンク水位	ケース1	格納容器再循環サンプ狭域水位の計算が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ広域水位との相関係数により水位を推定する。	
	④恒設代替圧注水ポンプ出口流量積算			
原子炉下層キャビティ水位	格納容器再循環サンプ広域水位	①格納容器再循環サンプ広域水位	ケース1	原子炉下層キャビティ水位の計算が困難となった場合、格納容器再循環サンプ広域水位又は注水元である燃料取扱用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレイ流量積算及び恒設代替圧注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は格納容器再循環サンプ広域水位を優先する。
		②燃料取扱用水タンク水位		
	原子炉格納容器水位	②復水タンク水位	ケース2	原子炉格納容器水位の計算が困難となった場合は、注水元である燃料取扱用水タンク水位、復水タンク水位、格納容器スプレイ流量積算及び恒設代替圧注水ポンプ出口流量積算により求めた注水量により原子炉格納容器内の水位を推定する。
		②恒設代替圧注水ポンプ出口流量積算		

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

【】：多様性に乏しいパラメータ、※1 新機性、新機機性がないパラメータ、※2 新機性、新機機性がなく、常用電源のパラメータ

【注】：主要パラメータを計算する計器が多様性に乏しい計器が多数ある計器が多数ある計器が多数ある計器を示す。

【注1】：ここでは主要パラメータのうち重要な観測パラメータ及び有効な観測パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (8/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水素濃度	可搬型格納容器内水素濃度計装置	①主要パラメータの予備	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型格納容器内水素濃度計装置が故障した場合は、予備の可搬型格納容器内水素濃度計装置により推定する。 可搬型格納容器内水素濃度計装置の計算が困難となった場合は、静的燃焼式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素濃度調整動作特性により原子炉格納容器内の水素濃度が大幅な水素濃度が生じない領域であることを確認する。 使用可能であればガスタロマトグラフ (多様性拡張設備) により水素濃度を確認し、ガスタロマトグラフの結果に基づき水素濃度を推定する。
		②静的燃焼式水素再結合装置風量監視装置 ②原子炉格納容器水素濃度調整風量監視装置	ケース8	
		③〔ガスタロマトグラフによる水素濃度〕 ※1【常】	ケース1	
アニュラス内の水素濃度	〔アニュラス水素濃度〕※1	①可搬型格納容器内水素濃度計装置【直】 ①格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)【直】 ①アニュラス水素濃度推定用可搬型調整車【直】 ②〔格納容器林気筒高レンジガスモニタ〕 ※1【常】	ケース9	<ul style="list-style-type: none"> アニュラス水素濃度 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) 及びアニュラス水素濃度推定用可搬型調整車の放射線量率の比により、アニュラスへの漏えい率を求め、可搬型格納容器内水素濃度計装置により計測した格納容器水素濃度を基に、評価した格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率の関係をもとにアニュラス水素濃度を推定する。 使用可能であれば格納容器林気筒高レンジガスモニタ (多様性拡張設備) によりアニュラスへの漏えい率を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 []：多様性拡張設備、※1 耐震性、耐震性能がないパラメータ、※2 耐震性、耐震性能がなく、常用電源のパラメータ
 【直】：主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 【常】：常用代替計器を示す。
 (注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注1) の推定 (9/16)

分類	主要パラメータ (注1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)	① 主要パラメータの他チャネル ② 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) ③ (モニタポスト) ※2 【常】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) の1チャネルが故障した場合は、他チャネルの格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) により推定する。 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 及びモニタポスト (多様性拡張設備) の指示の上昇を視覚的に、急上昇 (バックドラウンド値より数倍から1桁以上) により、安心損傷のおそれが生じているかを推定する。
	格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ)	① 主要パラメータの他チャネル ② 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) ③ (格納容器内エアロック区域エリアモニタ) ※1 【常】 ④ (炉内計装区域エリアモニタ) ※1 【常】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) の1チャネルが故障した場合は、他チャネルの格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) により推定する。 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)、格納容器内エアロック区域エリアモニタ (多様性拡張設備) 及び炉内計装区域エリアモニタ (多様性拡張設備) の指示の上昇を視覚的に、安心損傷のおそれがない放射線量率であることを推定する。なお、格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ) の測定範囲より低く、格納容器内エアロック区域エリアモニタ (多様性拡張設備) 及び炉内計装区域エリアモニタ (多様性拡張設備) の測定範囲より高い場合は、その間の放射線量率と推定する。
	(格納容器じんあいモニタ) ※1	① 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 【重】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器じんあいモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) により炉内格納容器内の放射線量率を推定する。
	(格納容器ガスモニタ) ※1	① 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 【重】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ガスモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) により炉内格納容器内の放射線量率を推定する。
	(格納容器内エアロック区域エリアモニタ) ※1	① 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 【重】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内エアロック区域エリアモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) により炉内格納容器内の放射線量率を推定する。
	(炉内計装区域エリアモニタ) ※1	① 格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) 【重】	ケース1	<ul style="list-style-type: none"> 炉内計装区域エリアモニタ (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば格納容器内高レンジエリアモニタ (低レンジ) により炉内格納容器内の放射線量率を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、※1 耐震性、耐過渡性のないパラメータ、※2 耐震性、耐過渡性、耐漏洩性のないパラメータ
 【重】：主要パラメータを計測する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 【常】：常用代替計器を示す。
 (注1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (10/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
未 鑑 界 の 推 定 又 は 監 視	出力領域中性子束	① 主要パラメータの他チャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 出力領域中性子束の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの出力領域中性子束により推定する。 出力領域中性子束の計算が困難となった場合は、中間領域中性子束、1 次冷却材低温度 (広域) と 1 次冷却材高温度 (広域) の測りにより推定する。推定は出力領域中性子束の計算結果をカバーしている中間領域中性子束を優先する。 ほうろくタンク水位により原子炉の未鑑界状態に必要なほうろく水量を仮心へ注入することで未鑑界状態の維持を推定する。 	
		② 中間領域中性子束	ケース 4		
		③ ほうろくタンク水位	ケース 7		
		④ 主要パラメータの他チャンネル	ケース 1		
	中間領域中性子束	② 出力領域中性子束	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 中間領域中性子束の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中間領域中性子束により推定する。 中間領域中性子束の計算が困難となった場合は、出力領域中性子束の測定値であれば、出力領域中性子束による推定を行い、中性子源領域中性子束の測定値でなければ、中性子源領域中性子束により推定する。なお、出力領域中性子束の測定値下限と中性子源領域中性子束の測定値上限の間である場合は、互いの測定値間の範囲であると推定する。 ほうろくタンク水位により原子炉の未鑑界状態に必要なほうろく水量を仮心へ注入することで未鑑界状態の維持を推定する。 	
		③ ほうろくタンク水位	ケース 7		
	中性子源領域中性子束	① 主要パラメータの他チャンネル	① 主要パラメータの他チャンネル ② 中間領域中性子束 ③ ほうろくタンク水位	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域中性子束の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの中性子源領域中性子束により推定する。 中性子源領域中性子束の計算が困難となった場合は、中間領域中性子束の測定値であれば、中間領域中性子束により推定を行う。なお、中間領域中性子束の測定値下限以下の場合は、測定値下限より低い範囲であると推定する。 ほうろくタンク水位により原子炉の未鑑界状態に必要なほうろく水量を仮心へ注入することで未鑑界状態の維持を推定する。
		② 中間領域中性子束		ケース 7	
		③ ほうろくタンク水位		ケース 7	
	〔中間領域起動率〕※ 1	〔中性子源領域起動率〕※ 1	① 中間領域中性子束 [値]	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 中間領域起動率 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、中間領域中性子束により起動率を推定する。なお、中性子源領域中性子束の測定値の場合、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率 (多様性拡張設備) により推定する。
			② 中性子源領域中性子束 [値]	ケース 1	
	〔中性子源領域起動率〕※ 1	〔中間領域起動率〕※ 1	① 中性子源領域中性子束 [値]	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域起動率 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、中性子源領域中性子束により起動率を推定する。なお、中間領域中性子束の測定値の場合、中間領域中性子束及び中間領域起動率 (多様性拡張設備) により推定する。
② 中間領域中性子束 [値]			ケース 1		

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、※ 1 耐震性、耐震性が無いパラメータ、※ 2 耐震性、耐震性がなく、常用電源のパラメータ
 [値]：主要パラメータを計算する計量が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 [常]：常用代替計器を示す。
 (注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (11/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	格納容器広域圧力	① 主要パラメータのヒータチャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器広域圧力の 1 チャンネルが故障した場合は、ヒータチャンネルの格納容器広域圧力により推定する。 格納容器広域圧力の計測が困難となった場合は、格納容器広域圧力 (AM用) により、圧力を推定する。また、原子炉格納容器内の飽和状態であれば、格納容器内温度により圧力を推定する。推定は、格納容器広域圧力 (AM用) を優先する。なお、原子炉格納容器内の飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		② 格納容器広域圧力 (AM用)		
		③ 格納容器内温度	ケース 6	
	原子炉補給冷却水サーージタンク水位	① 主要パラメータのヒータチャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補給冷却水サーージタンク水位の 1 チャンネルが故障した場合は、ヒータチャンネルの原子炉補給冷却水サーージタンク水位により推定する。 原子炉補給冷却水サーージタンク水位の計測が困難な場合は、格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) の傾向監視により、原子炉格納容器内の除熱のための原子炉補給冷却水系が健全かつ最終ヒートシンクの計画が確保されていることを推定する。
		② 格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA)	ケース 4	
	〔原子炉補給冷却水サーージタンク圧力〕 注 1	① 原子炉補給冷却水サーージタンク圧力 [値]	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補給冷却水サーージタンク圧力 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、原子炉補給冷却水サーージタンク圧力 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、格納容器再循環ユニット出口冷却水流量 (多様性拡張設備) の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器広域圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		② 格納容器内温度 [値]	ケース 4	
	格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA)	① 主要パラメータの予備	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) が故障した場合は、予備の格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) により推定する。 格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度 (SA) の計測が困難となった場合は、格納容器内温度及び格納容器広域圧力の低下により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		② 格納容器内温度	ケース 4	
			② 格納容器広域圧力	

備考：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

〔 〕：多様性拡張設備、注 1 耐震性、耐震性が低いパラメータ、注 2 耐震性、耐震性がなく、常用電源のパラメータ

[値]：主要パラメータを計測する計測が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。

[常]：常用代替計器を示す。

(注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (12/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
養魚と トシ シタ の 運 保	高気発生器高気圧力	① 主要パラメータの他チヤンネル又は他グループ	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 高気発生器高気圧力の 1 チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネル又は他グループの高気発生器高気圧力により推定する。 高気発生器高気圧力の計測が困難となった場合は、1 夜冷却系統が凍水状態で高気発生器 2 夜側が正常であれば、1 夜冷却材低温側温度 (広域) 及び 1 夜冷却材高温側温度 (広域) により圧力を推定する。推定は、1 夜冷却材低温側温度 (広域) を優先する。なお、高気発生器 2 夜側が正常状態になるまで (未飽和状態) は不確かが生じることを考慮する。
		② 1 夜冷却材低温側温度 (広域)	ケース 6	
		③ 1 夜冷却材高温側温度 (広域)	ケース 6	
	高気発生器換熱水位	① 主要パラメータの他チヤンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 高気発生器換熱水位の 1 チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルの高気発生器換熱水位により推定する。(多様性拡張設備を含む) 高気発生器換熱水位の計測が困難となった場合は、高気発生器広域水位、1 夜冷却材低温側温度 (広域)、1 夜冷却材高温側温度 (広域) の変化を傾向監視することにより、高気発生器換熱水位を推定する。推定は相関係数のある高気発生器広域水位を優先する。
		② 高気発生器広域水位	ケース 4	
	高気発生器広域水位	① 高気発生器換熱水位	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 高気発生器広域水位の計測が困難となった場合は、測定範囲内であれば高気発生器換熱水位により推定する。また、1 夜冷却材低温側温度 (広域)、1 夜冷却材高温側温度 (広域) の変化を傾向監視により、高気発生器広域水位を推定する。推定は測定範囲内であれば、高気発生器換熱水位を優先する。なお、高気発生器がドライアウトした場合、1 夜冷却材低温側温度 (広域) 及び 1 夜冷却材高温側温度 (広域) が上昇傾向となることで推定することができる。
		② 1 夜冷却材低温側温度 (広域)	ケース 4	
	高気発生器補助給水流量	① 復水タンク水位	ケース 3	<ul style="list-style-type: none"> 高気発生器補助給水流量の計測が困難となった場合は、復水タンク水位、高気発生器広域水位及び高気発生器換熱水位を傾向監視することにより推定する。推定は復水タンク水位を優先する。
		② 高気発生器広域水位	ケース 3	
		③ 高気発生器換熱水位	ケース 3	
〔高気発生器主高気流量〕 注 1	① 主要パラメータの他チヤンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 高気発生器主高気流量の 1 チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルの高気発生器主高気流量により推定する。 高気発生器主高気流量の計測が困難となった場合は、高気発生器高気圧力の変化を傾向監視することにより、高気発生器 2 夜側による除熱状況を監視する。また、高気発生器換熱水位及び高気発生器広域水位の変化傾向と高気発生器補助給水流量を監視することにより高気発生器主高気流量を推定する。 	
	② 高気発生器高気圧力	ケース 1		
	③ 高気発生器換熱水位	ケース 4		
	④ 高気発生器広域水位	ケース 4		
	⑤ 高気発生器補助給水流量	ケース 4		

備考：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、注 1 新機性、新機機性が無いパラメータ、注 2 新機性、新機機性がなく、常用電源のパワメータ
 【直】：主要パラメータを計算する計測が多様性拡張設備の重要な代替パラメータを示す。
 【常】：常用代替計器を示す。
 (注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有差な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (13/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器パイプの監視	蒸気発生器熱媒体水位	① 主要パラメータの飽和チャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気発生器熱媒体水位の 1 チャンネルが故障した場合は、飽和チャンネルの蒸気発生器熱媒体水位により推定する。 蒸気発生器熱媒体水位の計算が困難となった場合、蒸気発生器熱媒体水位の上昇により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、蒸気発生器蒸気圧力及び蒸気発生器補給給水流速により傾向監視する。
		② 蒸気発生器熱媒体水位		
		③ 蒸気発生器蒸気圧力		
		④ 蒸気発生器補給給水流速		
	蒸気発生器蒸気圧力	① 主要パラメータの飽和チャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気発生器蒸気圧力の 1 チャンネルが故障した場合は、飽和チャンネルの蒸気発生器蒸気圧力により推定する。 蒸気発生器蒸気圧力の計算が困難となった場合は、蒸気発生器熱媒体水位の上昇及び蒸気発生器補給給水流速の減少を傾向監視することで蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
		② 蒸気発生器熱媒体水位 ③ 蒸気発生器補給給水流速	ケース 5	
	1 次冷却材圧力	① 主要パラメータの飽和チャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却材圧力の 1 チャンネルが故障した場合は、飽和チャンネルの 1 次冷却材圧力により推定する。 1 次冷却材圧力の計算が困難となった場合は、測定範囲内であれば、加圧器圧力 (多様性拡張設備) により推定する。また、蒸気発生器熱媒体水位及び蒸気発生器蒸気圧力の傾向監視により蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環ポンプ熱媒体水位の上昇がないこととメインターフェイシスシステム LOCA を推定する。原子炉圧力容器内が飽和状態であれば、1 次冷却材蒸気温度 (広域) 又は 1 次冷却材圧力温度 (広域) により、圧力を推定する。推定は、測定範囲内であれば、圧力を直接測定している加圧器圧力 (多様性拡張設備) を優先する。
		② 〔低圧器圧力〕 ※ 1 【常】	ケース 1	
		③ 蒸気発生器熱媒体水位 ④ 蒸気発生器蒸気圧力	ケース 5	
		⑤ 格納容器再循環ポンプ熱媒体水位 ⑥ 1 次冷却材蒸気温度 (広域) ⑦ 1 次冷却材圧力温度 (広域)	ケース 6	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ()：多様性拡張設備、※ 1 耐震性、耐震特性がないパラメータ、※ 2 耐震性、耐震特性がなく、常用電源のパラメータ
 【直】：主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 【常】：常用代替計器を示す。
 (注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (14/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納系 バイパス の監視	(復水器空気抽出器ガスモニタ) ※ 1 ① 蒸気発生器換水水位【面】 ② 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・復水器空気抽出器ガスモニタ (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	(蒸気発生器ブローダウン水モニタ) ※ 1 ① 蒸気発生器換水水位【面】 ② 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・蒸気発生器ブローダウン水モニタ (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	(高感度型主蒸気管モニタ) ※ 1 ① 蒸気発生器換水水位【面】 ② 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・高感度型主蒸気管モニタ (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力の変化により蒸気発生器伝熱管破損の傾向監視ができる。
	(補助建屋排気筒ガスモニタ) ※ 1 ① 1次冷却材圧力【面】 ② 02E圧器水位【面】 ③ 格納容器再循環サンプ広域水位【面】 ④ 蒸気発生器換水水位【面】 ⑤ 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・補助建屋排気筒ガスモニタ (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力、02E圧器水位、格納容器再循環サンプ広域水位、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力により、インターフェースシステム L O C A の傾向監視ができる。
	(安全補強直排気筒ガスモニタ) ※ 1 ① 02E圧器水位【面】 ② 格納容器再循環サンプ広域水位【面】 ③ 蒸気発生器換水水位【面】 ④ 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・安全補強直排気筒ガスモニタ (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力、02E圧器水位、格納容器再循環サンプ広域水位、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力により、インターフェースシステム L O C A の傾向監視ができる。
	(補助建屋サンプタンク水位) ※ 2 ① 02E圧器水位【面】 ② 格納容器再循環サンプ広域水位【面】 ③ 蒸気発生器換水水位【面】 ④ 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・補助建屋サンプタンク水位 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力、02E圧器水位、格納容器再循環サンプ広域水位、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力により、インターフェースシステム L O C A の傾向監視ができる。
	(余熱除去ポンプ吐出圧力) ※ 1 ① 02E圧器水位【面】 ② 格納容器再循環サンプ広域水位【面】 ③ 蒸気発生器換水水位【面】 ④ 蒸気発生器蒸気圧力【面】		ケース 5	・余熱除去ポンプ吐出圧力 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1次冷却材圧力、02E圧器水位、格納容器再循環サンプ広域水位、蒸気発生器換水水位及び蒸気発生器蒸気圧力により、インターフェースシステム L O C A の傾向監視ができる。

備考：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 () : 多様性拡張設備、※ 1 耐震性、耐震性が低いパラメータ、※ 2 耐震性、耐震性がなく、常用電源のパラメータ
 【面】 : 主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。
 【高】 : 常用代替計器を示す。
 (注 1) : ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (15/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納装置 ベースの 監視	[WRE] 最速がシタング圧力 第 1	① 1 次希薄材圧力 [値] ② WRE 器水位 [値] ③ (格納容器サンプ水位) 第 2 [常]	ケース 5	・ 加圧器速がシタング圧力 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1 次希薄材圧力及び WRE 器水位の低下、格納容器サンプ水位 (多様性拡張設備) の上昇がないことの確認により、インターフェースシステム LOCA の値が観測ができる。
	[WRE] 最速がシタング水位 第 1	① 1 次希薄材圧力 [値] ② WRE 器水位 [値] ③ (格納容器サンプ水位) 第 2 [常]	ケース 5	・ 加圧器速がシタング水位 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1 次希薄材圧力及び WRE 器水位の低下、格納容器サンプ水位 (多様性拡張設備) の上昇がないことの確認により、インターフェースシステム LOCA の値が観測ができる。
	[WRE] 最速がシタング風度 第 1	① 1 次希薄材圧力 [値] ② WRE 器水位 [値] ③ (格納容器サンプ水位) 第 2 [常]	ケース 5	・ 加圧器速がシタング風度 (多様性拡張設備) の計算が困難となった場合は、1 次希薄材圧力及び WRE 器水位の低下、格納容器サンプ水位 (多様性拡張設備) の上昇がないことの確認により、インターフェースシステム LOCA の値が観測ができる。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

[]：多様性拡張設備、※ 1 耐震性、耐震域性がないパラメータ、※ 2 耐震性、耐震域性はなく、常用電源のパラメータ

[値]：主要パラメータを計算する計器が多様性拡張設備の重要代替パラメータを示す。

[常]：常用代替計器を示す。

(注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な観測パラメータ及び有効な観測パラメータを示す。

第 1.15.3 表 代替パラメータによる主要パラメータ (注 1) の推定 (16/16)

分類	主要パラメータ (注 1)	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
水の確保	燃料取替用水タンク水位	① 主要パラメータの他チャンネル	ケース 1	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水タンク水位の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの燃料取替用水タンク水位により推定する。 燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ広域水位又は格納容器スプレッドレイ流量推算等の燃料取替用水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、水源の有無や使用量を推定する。推定は、格納容器再循環サンプ広域水位を優先するが、燃料取替用水タンク以外からの注水がないことを前提とする。
		② 格納容器再循環サンプ広域水位 ③ 格納容器スプレッドレイ流量推算 ④ (格納容器スプレッドレイ流量) ※ 1 【常】 ⑤ 補正安全注入流量 ⑥ 補正補給安全注入流量 ⑦ 余裕除去流量 ⑧ (充てん水流量) ※ 1 【常】 ⑨ 相設代替給圧注水ポンプ出口流量推算	ケース 2	
	復水タンク水位	① 主要パラメータの他チャンネル ② 高気圧生動補給給水流量 ③ 格納容器スプレッドレイ流量推算 ④ 相設代替給圧注水ポンプ出口流量推算	ケース 1 ケース 2	<ul style="list-style-type: none"> 復水タンク水位の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルの復水タンク水位により推定する。 復水タンク水位の計測が困難となった場合は、高気圧生動補給給水流量等の復水タンクを水源とするポンプの注水量の合計により、使用量を推定する。
	ほう酸タンク水位	① 主要パラメータの他チャンネル ② (緊急ほう酸水補給流量) ※ 2 【常】 ③ 出力領域中性子束 ④ 中間領域中性子束 ⑤ 中性子源領域中性子束	ケース 1 ケース 2 ケース 7	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸タンク水位の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルのほう酸タンク水位により推定する。 ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、緊急ほう酸水補給流量 (多相性圧縮設備) により水位を推定する。また、炉心へのほう酸水注入に伴う角の反応度が顕著されていることを出力領域中性子束、中間領域中性子束、中性子源領域中性子束の指示値により推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

()：多相性圧縮設備、※ 1 耐震性、耐過熱性がないパラメータ、※ 2 耐震性、耐過熱性がなく、常用電源のパラメータ

【直】：主要パラメータを計測する計器が多相性圧縮設備の重要代替パラメータを示す。

【常】：常用代替計器を示す。

(注 1)：ここでは主要パラメータのうち重要な監視パラメータ及び有効な監視パラメータを示す。

第 1.15.4 表 補助的な監視パラメータ（多様性拡張設備）（1/2）

分類	パラメータ	主要パラメータの代替監視可能理由
電源関係	500kV青葉線（高浜線）1L、2L電圧	母線受電レバ断器の接続状態及び所内母線電圧にて監視可能
	高浜連絡線電圧	母線受電レバ断器の接続状態及び所内母線電圧にて監視可能
	4-3（4）A、B、C1、C2、D母線電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	4-3（4）A、B母線電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	3-3（4）A、B母線電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	3-3（4）C1、C2、D母線電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	A、Bディーゼル発電機電圧（他号炉）	関連警報の発信の有無、ディーゼル発電機の運転状態、母線補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	A、Bディーゼル発電機電圧、電力（他号炉）	関連警報の発信の有無、ディーゼル発電機の運転状態、母線補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	A、B直流き電盤出力電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	A、B、C、D計器用電源電圧	関連警報の有無、各補機の実作スイッチ表示灯等による運転状態にて監視可能
	空冷式非常用発電装置電力、周波数	空冷式非常用発電装置の運転状態にて監視可能
補機関係	充てん/高圧注入ポンプ吸込圧力	充てん/高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん/高圧注入ポンプオイル冷却器および封水冷却器出口冷却水流量	充てん/高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん/高圧注入ポンプ電動機出口冷却水流量	充てん/高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	充てん/高圧注入ポンプ電流	充てん/高圧注入ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	格納容器スプレイポンプ電動機出口冷却水流量	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認することで監視可能
	格納容器スプレイポンプ冷却水流量	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認することで監視可能
	格納容器スプレイポンプ電流	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認することで監視可能
	格納容器スプレイポンプ吸込圧力	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認することで監視可能
	格納容器スプレイポンプ吐出圧力	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ電流	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ出口冷却水流量	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ電動機出口冷却水流量	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ吸込圧力	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	余熱除去ポンプ吐出圧力	余熱除去ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	恒設代替低圧注水ポンプ吐出圧力	恒設代替低圧注水ポンプの運転状態を確認することで監視可能
	タービン動補助給水ポンプ制御油圧力	主油ポンプの運転状態を確認することで監視可能

第 1.15.4 表 補助的な監視パラメータ（多様性拡張設備）（2/2）

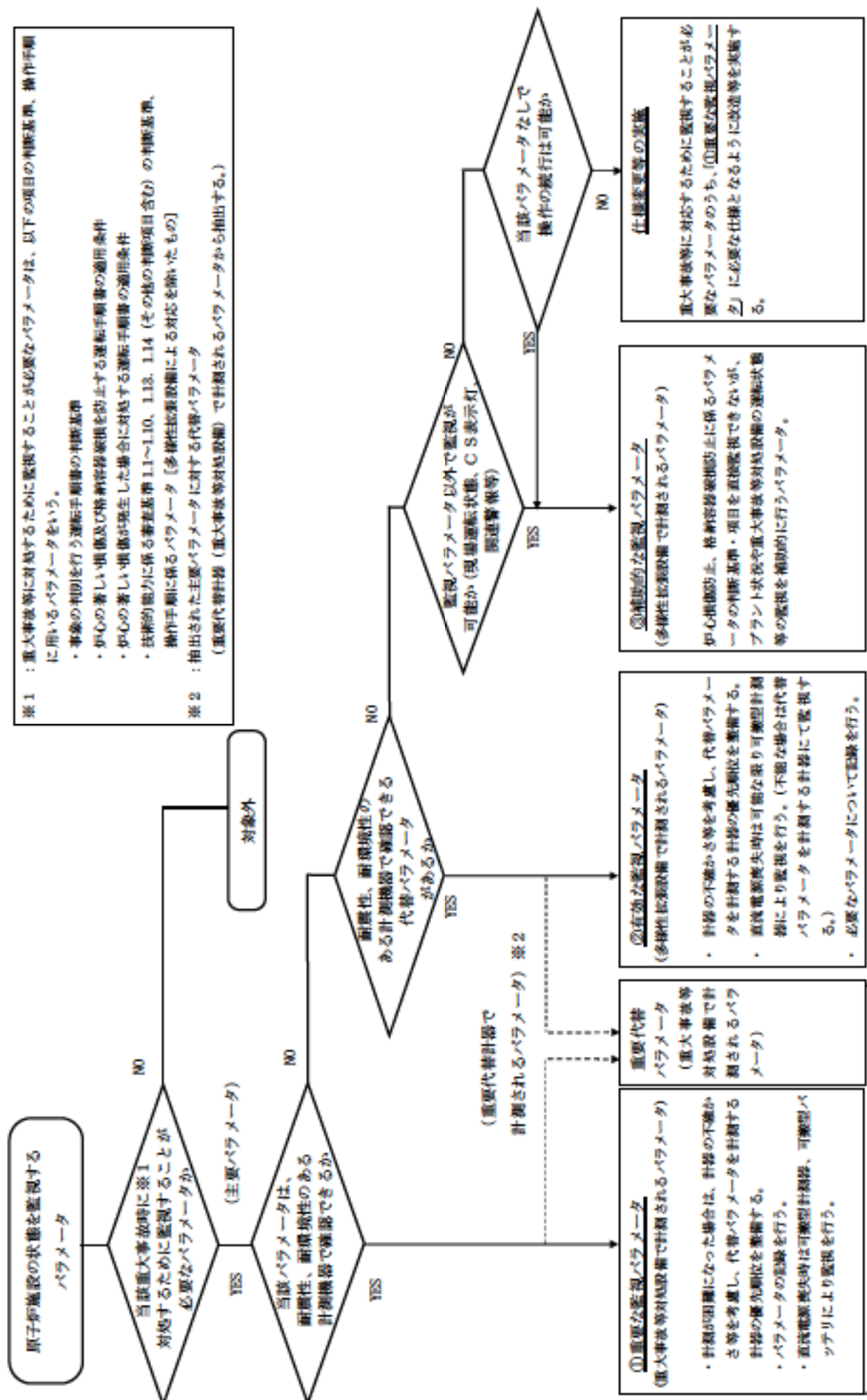
分類	パラメータ	主要パラメータの代替監視可能理由
水源	淡水貯水槽水位	現場にて水位を監視可能
	1次系純水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	2次系純水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	1、2号機淡水タンク水位	現場にて水位を監視可能
	3、4号機淡水タンク水位	現場にて水位を監視可能
その他	海水ヘッダ圧力	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	原子炉補機冷却水冷却器出口温度	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	原子炉補機冷却水冷却器海水入口（出口）流量	海水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	原子炉補機冷却水供給母管流量	原子炉補機冷却水ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	格納容器外制御用空気圧縮機出口冷却水流量	格納容器外制御用空気圧縮機の運転状態を確認することで監視可能
	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置	静的触媒式水素再結合装置温度監視装置の他の検出器又は原子炉格納容器水素燃焼装置の動作状態により監視可能
	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置	原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置の他の検出器又は静的触媒式水素再結合装置の動作状態により監視可能
	原子炉補給水補給流量制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	原子炉補給水補給流量積算制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	ほう酸水補給流量制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	ほう酸水流量積算制御器	原子炉補給水制御系統の動作状態を中性子束の指示にて監視可能
	格納容器サンプ水位	原子炉格納容器内の漏えい状態を格納容器広域圧力、格納容器内温度及び格納容器再循環サンプ広域水位により監視可能
	凝縮液測定装置水位	原子炉格納容器内の漏えい状態を格納容器広域圧力、格納容器内温度及び格納容器再循環サンプ広域水位により監視可能
	格納容器外制御用空気母管圧力	格納容器外制御用空気圧縮機の運転状態により監視可能
	緊急ほう酸水補給流量	ほう酸ポンプの運転状態を確認することにより監視可能
	アニュラス圧力	各補機の操作スイッチ表示灯などによる運転状態にて監視可能
	非常しゃ断油圧	タービン主要弁の作動状態により監視可能
	安全保護アナログ整作動警報	補機の作動状態により監視可能
	安全注入作動警報	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示灯などによる運転状態にて監視可能
	格納容器再循環用ダクト開放機構開警報	関連警報の有無、各補機の操作スイッチ表示灯などによる運転状態にて監視可能
	格納容器外制御用空気圧縮装置後置冷却器および空気乾燥器出口冷却水流量	格納容器外制御用空気圧縮機の運転状態により監視可能
	弁表示灯（EH）	タービン主要弁の作動状態により監視可能

第 1.15.5 表 有効な監視パラメータ（多様性拡張設備）の監視・記録について（1/2）

分類	パラメータ	可搬型計測器での対応				記録	
		計測		要否理由	記録先	備考	
		可否	要否				
原子炉压力容器内の温度	炉心出口温度	可	要	重大事故等対処設備である1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）の計測範囲を超えた場合に原子炉压力容器内の温度を推定するために必要。	SPDS		
原子炉压力容器内の圧力	加圧器圧力	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力にて推定可能なため測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。	
原子炉压力容器内の水位	1次冷却系統水位	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。	
原子炉压力容器への注水量	充てん水流量	可	否	重大事故等対処設備である燃料取扱用水タンク水位、加圧器水位及び原子炉水位により推定可能なため、測定は必須としない。	SPDS		
	蓄圧タンク圧力	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力及び1次冷却材低温側温度（広域）により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。	
	蓄圧タンク広域水位	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力及び1次冷却材低温側温度（広域）により推定可能なため、測定は必須としない。	警報記録（指示）	プラント計算機にて警報記録（指示）を記録する。	
	消火水注入流量積算	可	否	重大事故等対処設備である復水タンク又は格納容器再循環サンプ広域水位にて推定可能なため、測定は必須としない。	記録計		
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレイ流量	可	否	重大事故等対処設備である格納容器スプレイ流量積算にて推定可能なため、測定は必須としない。	SPDS		
	消火水注入流量積算	可	否	重大事故等対処設備である復水タンク又は格納容器再循環サンプ広域水位にて推定可能なため、測定は必須としない。	記録計		
アニュラス内の水素濃度	アニュラス水素濃度	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	—	アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率等の記録にて代替する。	
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内エアロック区域エリアモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計		
	炉内計装区域エリアモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計		
	格納容器じんあいモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計		
	格納容器ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計		
木臨界の維持又は監視	中間領域起動率	否	—	—	—	中間領域中性子束の記録（SPDS）で代替する。	
	中性子源領域起動率	否	—	—	—	中性子源領域中性子束の記録（SPDS）で代替する。	
最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水サージタンク圧力	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	—	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作時の一時的な監視に使用するため、現場にて記録用紙に記録する。	
	格納容器再循環ユニット出口冷却水流量	否	—	現場指示計であるため測定対象外。	—	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の記録にて代替する。	
	蒸気発生器主蒸気流量	可	否	重大事故等対処設備である蒸気発生器蒸気圧力、蒸気発生器狭域水位、蒸気発生器広域水位及び蒸気発生器補助給水流量により推定可能なため、測定は必須としない。	記録計		

第 1.15.5 表 有効な監視パラメータ（多様性拡張設備）の監視・記録について（2/2）

分類	パラメータ	計測		可搬型計測器での対応 要否理由	記録	
		可否	要否		記録先	備考
格納容器パイパスの監視	復水器空気抽出器ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	蒸気発生器ブローダウン水モニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	高感度型主蒸気管モニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	補助建屋排気筒ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	安全補機室排気ガスモニタ	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	
	補助建屋サンブタンク水位	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
	余熱除去ポンプ吐出圧力	可	否	1次冷却材圧力、蒸気発生器減水水位、蒸気発生器蒸気圧力にて推定可能なため、測定は必要としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
	加圧器速がシタンク圧力	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力及び加圧器水位にてインターフェイスシステムLOCAの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
	加圧器速がシタンク水位	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力及び加圧器水位にてインターフェイスシステムLOCAの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
加圧器速がシタンク温度	可	否	重大事故等対処設備である1次冷却材圧力及び加圧器水位にてインターフェイスシステムLOCAの傾向監視は可能なため、測定は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。	



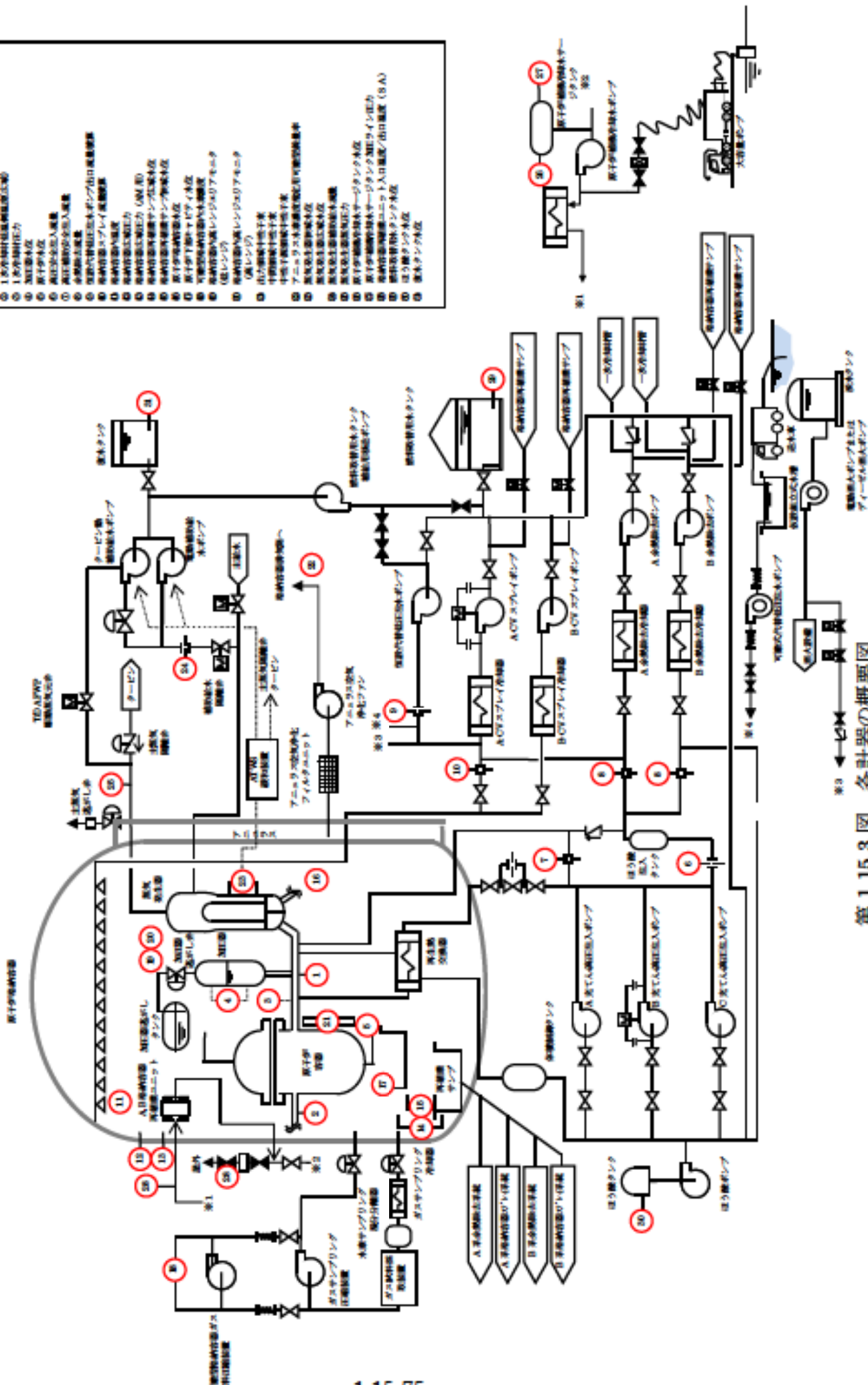
第 1.15.3 表：監視機能喪失時の推定方法の整理

第 1.15.2 表：把握能力の整理

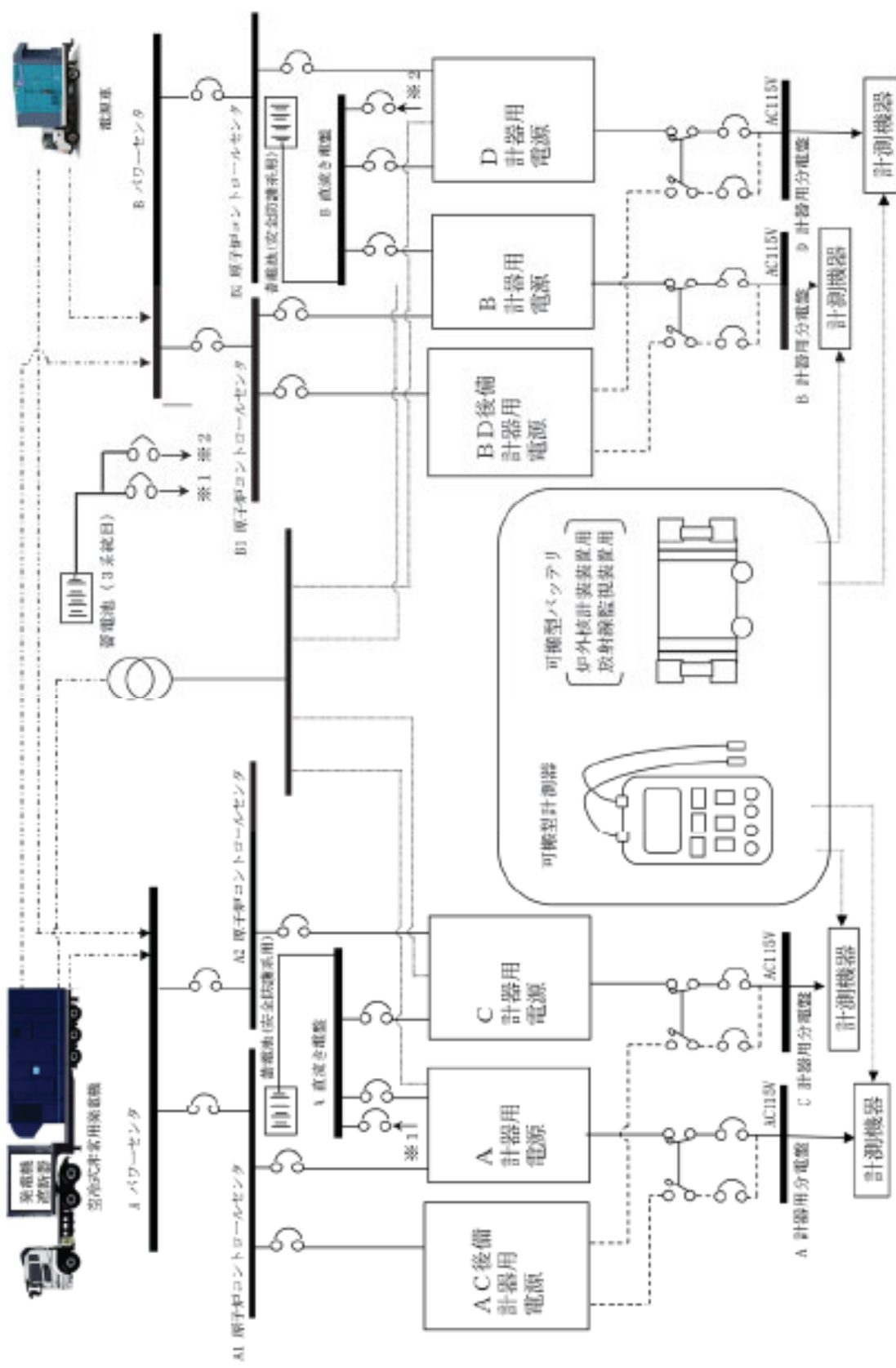
第 1.15.4 表：監視機能喪失時の推定方法の整理

第 1.15.1 図 重大事故等時に必要なパラメータの選定フロー

- ① 1号炉内循環用配管圧力
- ② 1号炉内循環用配管流量
- ③ 1号炉出口圧力
- ④ 2号炉出口圧力
- ⑤ 原子炉出口圧力
- ⑥ 高圧送水圧力
- ⑦ 高圧送水流量
- ⑧ 高圧送水入口流量
- ⑨ 高圧送水出口流量
- ⑩ 高圧送水出口圧力
- ⑪ 高圧送水出口流量
- ⑫ 高圧送水出口圧力
- ⑬ 高圧送水出口流量
- ⑭ 高圧送水出口圧力
- ⑮ 高圧送水出口流量
- ⑯ 高圧送水出口圧力
- ⑰ 高圧送水出口流量
- ⑱ 高圧送水出口圧力
- ⑲ 高圧送水出口流量
- ⑳ 高圧送水出口圧力
- ㉑ 高圧送水出口流量
- ㉒ 高圧送水出口圧力
- ㉓ 高圧送水出口流量
- ㉔ 高圧送水出口圧力
- ㉕ 高圧送水出口流量
- ㉖ 高圧送水出口圧力
- ㉗ 高圧送水出口流量
- ㉘ 高圧送水出口圧力
- ㉙ 高圧送水出口流量
- ㉚ 高圧送水出口圧力
- ㉛ 高圧送水出口流量
- ㉜ 高圧送水出口圧力
- ㉝ 高圧送水出口流量
- ㉞ 高圧送水出口圧力
- ㉟ 高圧送水出口流量
- ㊱ 高圧送水出口圧力
- ㊲ 高圧送水出口流量
- ㊳ 高圧送水出口圧力
- ㊴ 高圧送水出口流量
- ㊵ 高圧送水出口圧力
- ㊶ 高圧送水出口流量
- ㊷ 高圧送水出口圧力
- ㊸ 高圧送水出口流量
- ㊹ 高圧送水出口圧力
- ㊺ 高圧送水出口流量



第 1.15.3 図 各計器の概要図



第 1.15.4 図 計測機器の電源構成図



第 1.15.5 図 可搬型計測器による監視パラメータ計測 タイムチャート



第 1.15.6 図 可搬型バッテリーによる炉外核計装装置盤への電源供給 タイムチャート



第 1.15.7 図 可搬型バッテリーによる放射線監視装置盤への電源供給 タイムチャート

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

< 目 次 >

1.16.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. 重大事故等時において運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び設備
 - b. 手順等

1.16.2 重大事故等時の手順等

1.16.2.1 居住性を確保するための手順等

- (1) 中央制御室空調装置の運転手順等
 - a. 交流動力電源が正常な場合
 - b. 全交流動力電源が喪失した場合
- (2) 中央制御室の照明を確保する手順
- (3) 中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定手順
- (4) その他の放射線防護措置等に関する手順等
 - a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順
 - b. 放射線防護に関する教育等について
 - c. 重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化
- (5) その他の手順項目にて考慮する手順
- (6) 優先順位

1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等

- (1) チェンジングエリアの設置手順
- (2) 優先順位

1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等

- (1) アニュラス空気浄化設備の運転手順等
 - a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合

- b. 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合
- (2) その他の手順項目にて考慮する手順
 - (3) 優先順位

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

<要求事項>

発電用原子炉設置者において、原子炉制御室に関し、重大事故が発生した場合においても運転員がとどまるために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「運転員がとどまるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置（原子炉制御室の遮蔽設計及び換気設計に加えてマネジメント（マスク及びボンベ等）により対応する場合）又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、運転員がとどまるために必要な手順等を整備すること。
 - b) 原子炉制御室用の電源（空調及び照明等）が、代替交流電源設備からの給電を可能とする手順等（手順及び装備等）を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な設備及び資機材を整備しており、ここでは、この対処設備及び資機材を活用した手順等について説明する。

1.16.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備^{*1}及び資機材^{*2}を用いた対応手段を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上すべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況で使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備

※2 資機材：「全面マスク」及び「防護具及びチェンジングエリア用資機材」については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第五十九条及び技術基準規則第七十四条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備、資機材及び整備する手順についての関係を第1.16.1表に示す。

- a. 重大事故等時において運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時に環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するため、中央制御室の居住性を確保する手段がある。また、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源設備から中央制御室用の電源を確保する。

中央制御室の居住性を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 中央制御室遮蔽
- ・ 中央制御室非常用循環ファン
- ・ 中央制御室空調ファン
- ・ 中央制御室循環ファン
- ・ 中央制御室非常用循環フィルタユニット
- ・ 可搬型照明（S A）
- ・ 酸素濃度計
- ・ 二酸化炭素濃度計
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー
- ・ 中央制御室非常用照明
- ・ 全面マスク

中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、中央制御室への汚染の持ち込みを防止する手段がある。

中央制御室への汚染の持ち込みを防止するための設備は以下のとおり。

- ・ チェンジングエリア非常用照明
- ・ 可搬型照明（S A）
- ・ 防護具及びチェンジングエリア用資機材

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減する手段がある。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合は、代替電源設備からA系アニュラス空気浄化設備に給電する。

放射性物質の濃度を低減するための設備は以下のとおり。

- ・ アニュラス空気浄化ファン
- ・ アニュラス空気浄化フィルタユニット
- ・ 窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備及び資機材

審査基準及び基準規則に要求される中央制御室遮蔽、中央制御室非常用循環ファン、中央制御室空調ファン、中央制御室循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット、可搬型照明（SA）、酸素濃度計、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニット、窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯油そう及びタンクローリーは重大事故等対処設備と位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合においても中央制御室に運転員がとどまることができるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 中央制御室非常用照明

耐震性が確保されていないが、全交流動力電源喪失時に代替交流電源設備からの給電が可能であるため可搬型照明（S A）の代替設備として有効である。

・チェンジングエリア非常用照明

耐震性が確保されていないが、全交流動力電源喪失時に代替交流電源設備からの給電が可能であるため可搬型照明（S A）の代替設備として有効である。

なお、全面マスク、防護具及びチェンジングエリア用資機材については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

b. 手順等

上記a.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.16.2表、第1.16.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※3}、当直課長、運転員等^{※4}、保修班^{※5}及び放射線管理班^{※6}の対応として全交流動力電源喪失の対応手順等に定める（第1.16.1表）。

※3 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※4 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※5 保修班：重大事故等対策要員のうち保修班の班員をいう。

※6 放射線管理班：重大事故等対策要員のうち放射線管理班の班員をいう。

1.16.2 重大事故等時の手順等

1.16.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を考慮しても、中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を7日間で100mSvを超えないようにするために必要な対応手段として、中央制御室遮蔽及び中央制御室空調装置を設け、外気を遮断し閉回路循環運転（以下「中央制御室換気隔離モード」という。）を行い、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護できる手順を整備する。

なお、重大事故等時の中央制御室の居住性に係る被ばく評価については、炉心損傷が早く格納容器内の圧力が高く推移する事象が中央制御室の運転員の被ばく評価上最も厳しくなる事故シーケンスとなることから、「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を選定した。

重大事故等が発生し、炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員の被ばく線量低減のため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。さらに、当直課長は発電所対策本部と協議の上、長期的な保安確保の観点から、運転員の交代要員体制を考慮する。

中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードとなった場合において、酸素濃度が19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度が19%を下回る又は二酸化炭素濃度が1%を超える前までに外気をフィルタで浄化しながら取り入れる。ただし、評価上は7日間において、酸素濃度及び二酸化炭素濃度が基準値を逸脱することはない。

なお、これらの運転解除については、屋外の空気中の放射性物質が濃度限度以下となったこと等を勘案し、発電所対策本部長が

決定する。

(1) 中央制御室空調装置の運転手順等

環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員等を防護するため、中央制御室空調装置にて外気を遮断した状態で中央制御室換気隔離モードを行い、中央制御室非常用循環フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタ及び微粒子フィルタにより放射性物質を除去する。全交流動力電源が喪失した場合は、手動による系統構成を行い、代替電源設備により受電し中央制御室空調装置を運転する。

a. 交流動力電源が正常な場合

重大事故等が発生した場合に、非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気隔離信号又は中央制御室エリアモニタ指示値上昇による中央制御室換気隔離信号により中央制御室空調装置の動作状況を確認する手順及び中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度により外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気隔離信号又は中央制御室エリアモニタ指示値上昇により中央制御室換気隔離信号の発信を確認した場合。

(b) 操作手順

中央制御室換気隔離の動作状況を確認する手順は以下のとおり。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御室換気隔離の動作状況の確認を指示する。

- ② 運転員等は、中央制御室にて中央制御室換気隔離信号発信を確認するとともに、中央制御室非常用循環ファンの自動起動を確認する。
- ③ 運転員等は、中央制御室にて、中央制御室外気取入ダンパ及び中央制御室排気ラインの全てのダンパが閉止され、中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードで運転中であることを確認する。
- ④ 当直課長は、中央制御室内の酸素濃度が19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度19%を下回る又は二酸化炭素濃度が1%を超える前までに外気取入による換気を指示する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室にて、中央制御室外気取入による換気を行う。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は1ユニットあたり運転員等1名で行うことが可能である。

b. 全交流動力電源が喪失した場合

全交流動力電源喪失時には、中央制御室非常用循環ファン等が起動不能となるため、代替交流電源設備により受電し、中央制御室空調装置を運転する手順を整備する。非常用母線の停電に伴い、制御用空気圧縮機が停止することにより制御用空気が喪失する。中央制御室空調装置の空気作動ダンパはいずれもフェイルクローズであることから、手動によるダンパの開操作により中央制御室換気隔離モードへ系統構成する手順及び中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度により外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードにできない場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源喪失等により非常用母線が停電している場合に中央制御室非常用循環系の起動操作を行う手順は以下のとおり。概略系統を第1.16.1図に、タイムチャートを第1.16.2図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に中央制御室換気非常用循環系の起動操作を指示する。発電所対策本部長は保修班長に中央制御室換気非常用循環系を運転するためのダンパ開処置を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室にて中央制御室空調装置ファンを「引断」とする。
- ③ 保修班は、原子炉補助建屋へ移動し、作業の準備を行う。
- ④ 保修班は、ダンパオペレータの連結シャフトの止めネジを緩める。
- ⑤ 保修班は、ダンパシャフトを開方向へ操作する。
- ⑥ 保修班は、開状態を保持したまま止めネジを締め付ける。
- ⑦ 保修班は、ダンパ（高気密）の駆動部より空気配管を取り外し、空気入れを接続する。
- ⑧ 保修班は、ダンパ（高気密）の駆動部に空気を供給することでダンパ（高気密）を開放し、リンク機構にギャグを取付けて機械的に開ロックする。
- ⑨ 当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員等に中央制御室非常用循環系の運転操作の開始を指示する。

- ⑩ 運転員等は、緊急安全対策要員に中央制御室非常用循環系の運転操作のためのダンパ開処置の完了を確認する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室にて中央制御室切替ダンパの選択操作スイッチが中央制御室換気隔離モードの位置であることを確認する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室にて中央制御室空調装置のファンを起動する。
- ⑬ 運転員等は、中央制御室にて中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードで運転していることを確認する。
- ⑭ 当直課長は、中央制御室内の酸素濃度が19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が1%を超えるおそれがある場合は、酸素濃度19%を下回る又は二酸化炭素濃度が1%を超える前までに外気取入による換気を指示する。
- ⑮ 発電所対策本部長は、保修班長に中央制御室外気取入による換気を指示する。
- ⑯ 運転員等は、中央制御室にて中央制御室空調装置のファンを停止「引断」とする。
- ⑰ 保修班は、外気取入れのためのダンパ操作を実施する。
- ⑱ 運転員等は、中央制御室にて中央制御室空調装置のファンを起動し外気取入れを実施する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、中央制御室あたり運転員等1名、現場対応は保修班2名で行い、一連の作業の所要時間は約65分と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可搬型照明（SA）、通信設備等を整備する。また、作業を容易に実施するため、専用工具や操作用の昇降設備を整備する。

(2) 中央制御室の照明を確保する手順

中央制御室の居住性確保の観点から、中央制御室非常用照明が使用できない場合において、内蔵蓄電池及び代替交流電源設備から給電可能な可搬型照明（SA）により照明を確保する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、中央制御室非常用照明が使用できない場合。

b. 操作手順

全交流動力電源喪失時に、中央制御室非常用照明が使用できない場合において、可搬型照明（SA）による照明確保の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.3図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に中央制御室の照明を確保するため、可搬型照明（SA）の設置を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室に可搬型照明（SA）を設置し、可搬型照明（SA）により照明を確保する。
- ③ 当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員等に可搬型照明（SA）を可搬型照明用電源へ接続を指示する。
- ④ 運転員等は、可搬型照明（SA）を可搬型照明用電源に接続する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1ユニット当たり運転員等1名で行うことが可能である。

(3) 中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定手順

中央制御室内の居住性確保の観点から、中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

中央制御室空調装置が中央制御室換気隔離モードとなった場合。

b. 操作手順

中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定する手順は以下のとおり。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。
- ② 運転員等は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて、中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1ユニットあたり運転員等1名で行うことが可能である。

また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（S A）を設置し、代替交流電源設備から給電することで照明を確保できるため、中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度の測定は可能である。

(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等

a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順

重大事故等が発生し炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合は、運転員等の内部被ばくを低減するために全面マスクを着用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等が発生し、炉心出口温度等により炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の兆候が見られた場合。または、発電所対策本部長が運転員等及びその他重大事故対処要員のマスク着用が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

重大事故等時に全面マスクを着用する手順は以下のとおり。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき中央制御室及び現場において、運転員等に全面マスクの着用を指示する。
- ② 運転員等は、全面マスクを着用し、リークチェックを行う。

(c) 操作の成立性

全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（SA）を設置し、代替交流電源設備から給電することで照明を確保できるため、全面マスクの着用は可能である。

b. 放射線防護に関する教育等について

全面マスクの着用については、内部被ばく防止のため日常的な作業においても着用しており、全面マスクの着用方法についての教育訓練は社内教育（「電離放射線障害防止規則」に基づく特別教育、「原子力施設における放射線業務及び緊急作業に係る安全衛生管理対策の強化について」（厚生労働省通達：基発0810第1号）に基づく教育）にて実施する。

また、全面マスクは、定期的な点検にて健全性を確認する。

以上により、重大事故等時においても適正に全面マスクを装着で

きる体制を整備する。

c. 重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化

炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷の徴候が見られた場合、運転員等の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、当直課長は発電所対策本部長等と協議の上、長期的な保安の観点から運転員等の交代要員体制を整備する。

交代要員体制は、交代要員として通常勤務帯の運転員等を当直交代サイクルに充て構成する等の運用を行うことで、被ばく線量の平準化を行う。また、運転員等について運転員等交代に伴う移動時の放射線防護措置や、チェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで運転員等の被ばく低減を図る。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

代替交流電源設備による中央制御室の電源への給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」に整備する。

(6) 優先順位

全交流動力電源喪失時の中央制御室の照明は、常設の多様性拡張設備である中央制御室非常用照明を優先して使用する。中央制御室非常用照明が使用できない場合は、可搬型照明（SA）を設置し内蔵蓄電池による点灯にて照明を確保する。代替交流電源設備からの受電操作が完了すれば、可搬型照明用電源へ接続を行い、引き続き照明を確保する。

1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等

(1) チェンジングエリアの設置手順

中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する手順を整備する。なお、チェンジングエリアの区画は恒設化しており、ゴミ箱等の設置を行うことにより使用可能となる。

また、可搬型照明（S A）を設置し代替交流電源設備に接続する。

a. 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

b. 操作手順

チェンジングエリアを設置するための手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.4図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長にチェンジングエリアへのゴミ箱等の設置を指示する。
- ② 放射線管理班は、アコーディオンカーテンにより区画を確保した後、粘着マット、バリア、ゴミ箱を設置し、空気浄化装置を起動する。なお、チェンジングエリア非常用照明が機能喪失している場合は、可搬型照明（S A）を内蔵蓄電池により点灯し照明を確保する。
- ③ 放射線管理班長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、放射線管理班に可搬型照明（S A）を可搬型照明用電源へ接続できることを連絡する。
- ④ 放射線管理班は、可搬型照明（S A）を可搬型照明用電源に接続する。

c. 操作の成立性

中央制御室チェンジングエリアについては、区画を恒設化しており、使用準備は放射線管理班1名で行い、一連の作業の所要時間は約19分（中央制御室の出入口付近（1箇所））と想定する。

チェンジングエリア内には、防護具の脱衣エリア、放射性物質による汚染を確認するためのサーベイエリア及び運転員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、放射線管理班1名にて現場作業を行う運転員等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。

濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

なお、常設の照明が使用出来ない場合においてもチェンジングエリアの運用を可能にするため、可搬型照明（SA）を設置し代替交流電源設備から給電する。

(2) 優先順位

全交流動力電源喪失時のチェンジングエリアの照明は、常設の多様性拡張設備であるチェンジングエリア非常用照明を優先して使用する。チェンジングエリア非常用照明が使用できない場合は可搬型照明（SA）を設置し、代替交流電源設備からの受電操作が完了すれば、可搬型照明用電源へ接続を行い、引き続き照明を確保する。

1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等

(1) アンユラス空気浄化設備の運転手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器から漏

えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するために必要な手段として、アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減を行う。

アニュラス空気浄化ファンを運転し、原子炉格納容器から漏えいした空気を放射性物質の濃度低減機能を有するアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して排出し、放出される放射性物質の濃度を低減する手順を整備する。

また、全交流動力電源が喪失した場合、A系アニュラス空気浄化系の弁に窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）から窒素を供給することにより、アニュラス空気浄化設備を運転するための系統構成を行い、代替電源設備である空冷式非常用発電装置から給電した後、Aアニュラス空気浄化ファンを運転する手順を整備する。

操作手順については、交流動力電源及び直流電源が健全な場合と喪失した場合に分けて記載する。

a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合。

(b) 操作手順

アニュラス空気浄化設備運転による放射性物質の濃度を低減するための手順は、「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち、1.10.2.1(1)a.「交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順」にて整備する。

b. 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、代替電源設備による給電後、アニュラス空気浄化設備運転による放射性物質の濃度を低減する手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.16.5図に、タイムチャートを第1.16.6図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）を用いたA系アニュラス空気浄化設備運転による放射性物質の濃度低減の系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、現場で窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）によるAアニュラス浄化排気弁、Aアニュラス浄化全量排気弁及びAアニュラス浄化少量排気弁への代替制御用空気供給の系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、現場で供給ホースの接続を実施する。
- ④ 運転員等は、現場で窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）により代替制御用空気供給を実施する。
- ⑤ 当直課長は、Aアニュラス浄化排気弁、Aアニュラス浄化全量排気弁及びAアニュラス浄化少量排気弁への窒素ポンベ（アニュラス浄化排気弁等作動用）を用いたアニュラス空気浄化設備の運転が可能となり、非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、運転員等にAアニュラス空気浄化ファンの起動を指示する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で代替電源によりA系アニュラス空気浄化設備に給電されていることを確認し、中央制御室からAアニュラス空気浄化ファンを起動し、Aアニュラス浄化排気弁、Aアニュラス浄化全量排気弁、Aアニュラス浄化少量排気弁を開とする。または、自動で開となることを確認する。

- ⑦ 運転員等は、中央制御室でAアニュラス空気浄化ファンの運転確認を実施し、アニュラス圧力計にて、アニュラス内圧力が低下することを確認する。
- ⑧ 当直課長は、炉心損傷と判断すれば、運転員等にAアニュラス空気浄化ファンの運転確認を指示する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室でAアニュラス空気浄化ファンの運転確認を実施する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等1名にて作業を実施し、所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。窒素ポンベ接続については速やかに作業ができるよう作業場所近傍に使用工具を配備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(3) 優先順位

アニュラス空気浄化設備運転による放射性物質の濃度を低減する手段として、以上の手段を用いて、放射性物質の濃度低減を図る。

事故時において、非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合は、アニュラス空気浄化ファンの自動起動を確認する。自動起動していない場合は、手動によりアニュラス空気浄化ファンを起動する。また、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置からの受電及び窒素ポンペ（アニュラス浄化排気弁等作動用）を用いたAアニュラス空気浄化ファンの起動操作を実施する。

第 1.16.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順 (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※6}	整備する手順書	手順の分類		
-	-	居住性の確保	中央制御室遮蔽	重大事故等対応設備	-	-	-	
			中央制御室非常用循環ファン ^{※2}					
			中央制御室空調ファン ^{※2}					
			中央制御室循環ファン ^{※2}					
			中央制御室非常用循環フィルタユニット					
			中央制御室非常用照明 ^{※2}	多様性確保設備	中央制御室への放射性物質の流入を低減するための手順	-		
			可搬型照明 (SA) ^{※2}					
			酸素濃度計	重大事故等対応設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順		-
			二酸化炭素濃度計					
		空冷式非常用発電装置 ^{※3}						
		燃料油貯油そう ^{※4}						
		タンクローリー ^{※4}						
		全面マスク ^{※5}	資機材	中央制御室内におけるマスク着脱に関する手順	運転操作に関する基本的な対応方針を定める手順			
		汚染の持ち込み防止	チェンジングエリア非常用照明 ^{※2}	多様性確保設備	-	中央制御室入城に関する防護具着用に関する手順	-	-
			可搬型照明 (SA) ^{※2}					
			空冷式非常用発電装置 ^{※3}	重大事故等対応設備	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	-	-
			燃料油貯油そう ^{※4}					
			タンクローリー ^{※4}					
防護具及びチェンジングエリア用資機材 ^{※5}	資機材		中央制御室入城に関する防護具着用に関する手順					

※1 : 「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2 : ディーゼル発電機等により給電する。

※3 : 空冷式非常用発電装置からの給電は「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

※4 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」に整備する。

※5 : 「全面マスク」及び「防護具及びチェンジングエリア用資機材」は資機材であるため、重大事故等対応設備とはしない。

※6 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.16.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順 (2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※5}	整備する手順書	手順の分類
-	-	放射性物質の濃度低減	アニュラス空気浄化ファン ^{※2} ^{※3} アニュラス空気浄化フィルタ ユニット 窒素ポンプ (アニュラス浄化排気弁等作動用) 空冷式非常用発電装置 ^{※3} 燃料油貯油そう ^{※4} タンクローリー ^{※4}	a	アニュラス空気浄化設備 の自動起動を確認する 手順 全交流動力電源が 喪失した場合の アニュラス空気浄化設備 起動のための手順 空冷式非常用発電装置 燃料補給の手順	故障及び設計基準事 故に対処する運転手 順書 炉心の著しい損傷及 び格納容器破損を 防止する運転手順書 炉心の著しい損傷が 発生した場合に 対処する運転手順書 S A所連 ^{※1}

※1 : 「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2 : ディーゼル発電機等により給電する。

※3 : 代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第1.16.2表 重大事故等対処に係る監視計器

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

監視計器一覧（1 / 3）

対応手段	重大事故等の 対応に必要な る監視項目	監視計器		
1.16.2.1 居住性を確保するための手順等				
(1) 中央制御室空調装置の運転手順等				
a. 交流動力電源が正常な場合	判断基準	信号	・安全注入作動警報	
			・中央制御室換気隔離警報	
	中央制御室の放射線量率	・中央制御室エリアモニタ		
	操作	信号	・中央制御室換気隔離警報	
		補機監視機能	・中央制御室非常用循環ファン表示灯	
		中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計	
・二酸化炭素濃度計				
b. 全交流動力電源が喪失した場合	判断基準	電源	・4-3(4) A、B、C1、C2、D母線電圧計	
		操作	電源	・4-3(4) A、B母線電圧計
				・3-3(4) A、B母線電圧計
	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計			
	補機監視機能		・中央制御室循環ファン表示灯	
			・中央制御室非常用循環ファン表示灯	
			・中央制御室空調ファン表示灯	
	中央制御室内の環境監視		・酸素濃度計	
		・二酸化炭素濃度計		

監視計器一覧（2 / 3）

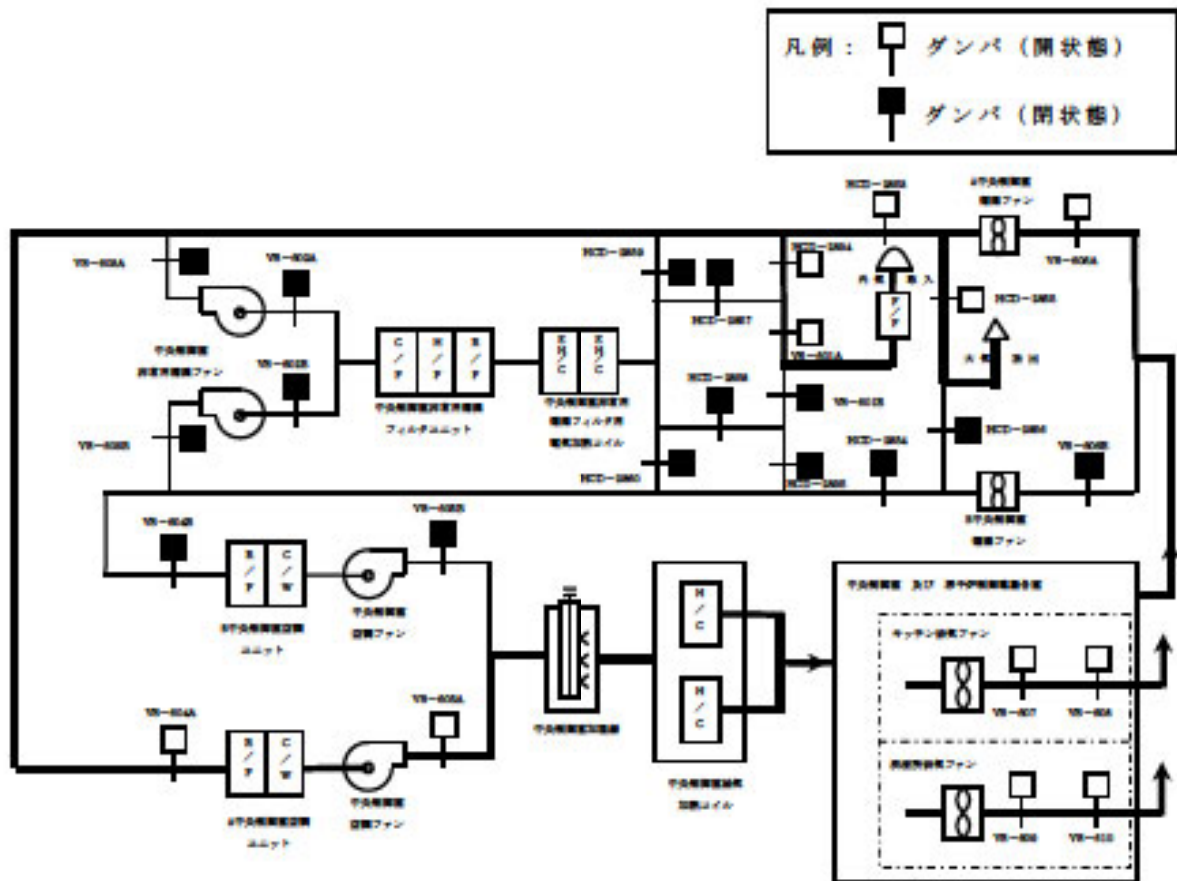
対応手段	重大事故等の 対応に必要な となる監視項目	監視計器
1.16.2.1 居住性を確保するための手順等 (2) 中央制御室の照明を確保する手順		
-	判断基準	電源 ・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、 D母線電圧計
	操作	-
(3) 中央制御室内の酸素及び二酸化炭素濃度測定の手順		
-	判断基準	補機監視機能 ・ 中央制御室換気隔離モード
	操作	中央制御室内の 環境監視 ・ 酸素濃度計 ・ 二酸化炭素濃度計
(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等		
a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順	判断基準	原子炉圧力容器 の温度 ・ 炉心出口温度計 原子炉格納容器 内の放射線量率 ・ 格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
	操作	-

監視計器一覧 (3 / 3)

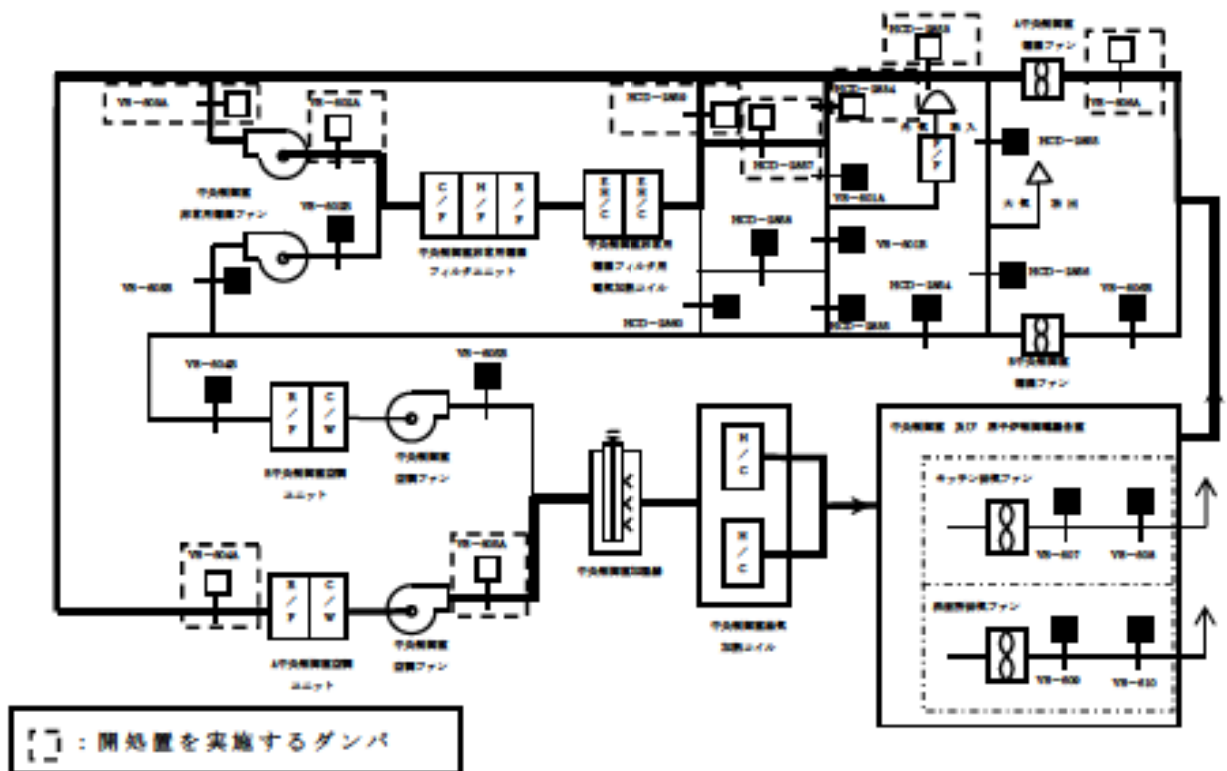
対応手段	重大事故等の 対応に必要な となる監視項目	監視計器	
1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等 (1) アンユラス空気浄化設備の運転手順等			
a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合	判断基準	信号	・安全注入作動警報
	操作	「1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」のうち、1.10.2.1(1)a.「交流動力電源及び直流電源が健全である場合の操作手順」にて整備する。	
b. 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合	判断基準	電源	・4-3(4) A、B、C1、C2、D母線電圧計 ・A、B直流き電盤出力電圧計
	操作	原子炉压力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
		アンユラス内の圧力	・アンユラス圧力計
電源	・空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計		

第1.16.3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.16】 原子炉制御室の居住性 等に関する手順等	中央制御室空調ファン	A 2 原子炉コントロールセンタ B 2 原子炉コントロールセンタ
	中央制御室循環ファン	A 2 原子炉コントロールセンタ B 2 原子炉コントロールセンタ
	中央制御室非常用循環ファン	A 2 原子炉コントロールセンタ B 2 原子炉コントロールセンタ
	可搬型照明(SA)	A 2 原子炉コントロールセンタ B 2 原子炉コントロールセンタ
	Aアニュラス空気浄化ファン	A 1 原子炉コントロールセンタ
	Bアニュラス空気浄化ファン	B 1 原子炉コントロールセンタ
	Aアニュラス浄化排気弁	A 1 換気空調用ソレノイド分電盤
	Bアニュラス浄化排気弁	B 1 換気空調用ソレノイド分電盤
	Aアニュラス浄化全量排気弁	A 1 換気空調用ソレノイド分電盤
	Bアニュラス浄化全量排気弁	B 1 換気空調用ソレノイド分電盤
	Aアニュラス浄化少量排気弁	A 1 換気空調用ソレノイド分電盤
Bアニュラス浄化少量排気弁	B 1 換気空調用ソレノイド分電盤	



(通常運転時：A系列運転の場合)



(中央制御室換気隔離モード：A系列運転の場合)

第 1.16.1 図 中央制御室空調装置の概略系統図

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		
手順の項目	要員(数)	▽約58分 中央制御室換気空調系 事故時外気隔離モード 運転開始可能											
中央制御室非常用 循環系の運転操作	保潔班	2	移動									中央制御室非常用循環系ダンク閉鎖	
	運転員等 (中央制御室)	1											中央制御室循環系運転操作

※現場移動時間には防護器具着用時間を含む。

第 1.16.2 図 中央制御室非常用循環系の運転操作 タイムチャート

		経過時間(分)										備考	
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50		
手順の項目	要員(数)	約10分 ▽可搬型照明(SA) 搬出開始										可搬型照明(SA)設置*	
中央制御室への可搬 型照明(SA)設置	運転員等 (中央制御室)	1											約20分 ▽空冷式非常用発電機室からの受電
												可搬型照明電源接続*	※可搬型照明は、 内蔵蓄電池により 設置後すぐに使用 可能である。 なお、空冷式非常 用発電機室からの 受電後は、交流電 源にて継続使用が 可能である。

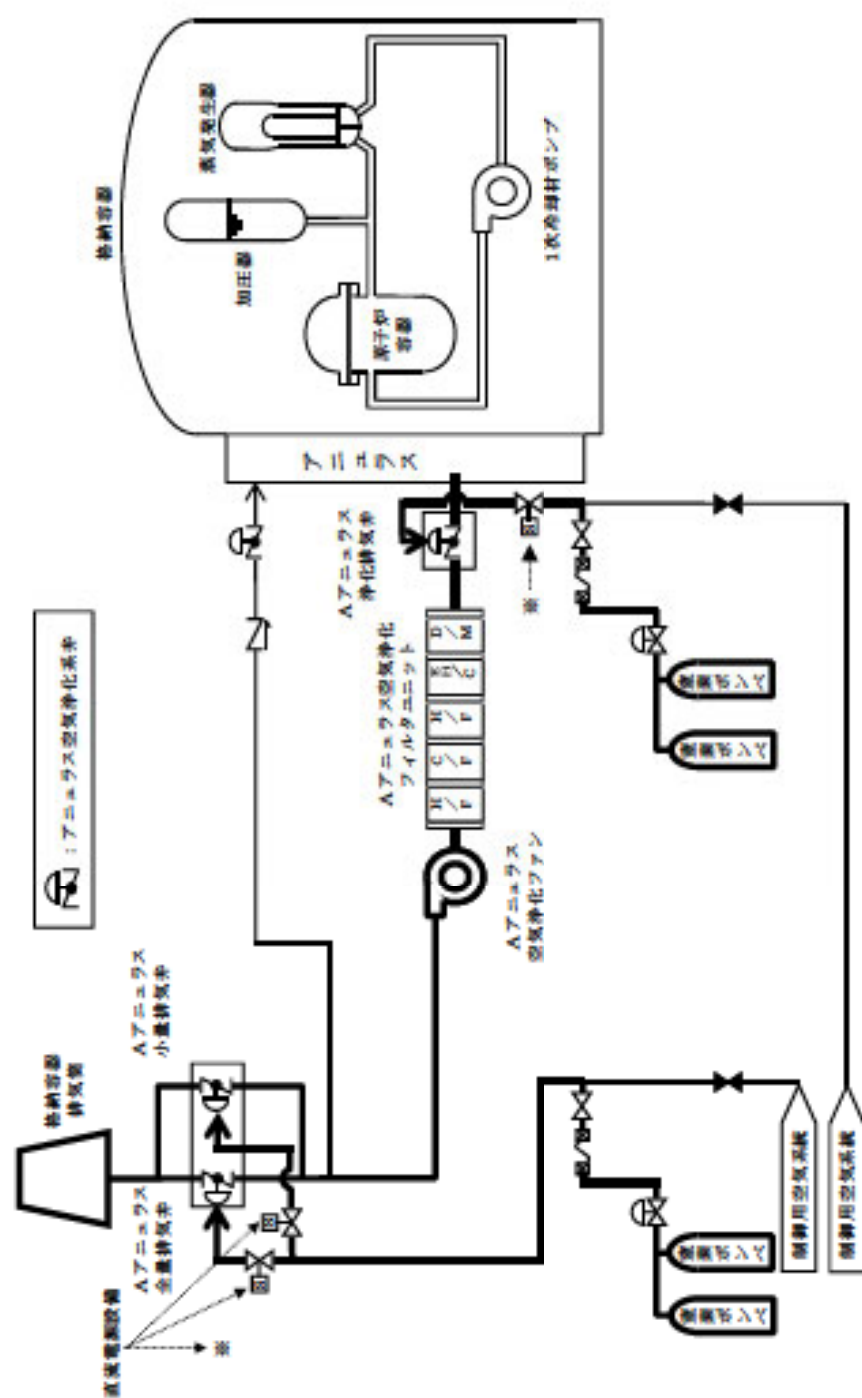
第 1.16.3 図 中央制御室への可搬型照明設置 タイムチャート

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		
手順の項目	要員(数)	▽約19分 チェンジングエリア設置											
チェンジングエリ ア設置	放射線管理班	1	移動									チェンジングエリア設置	

※現場移動時間には防護器具着用時間を含む。

第 1.16.4 図 チェンジングエリア設置 タイムチャート

凡例
電磁弁



第 1.16.5 図 アエラス空気浄化設備の運転 概略系統
(全交流動力電源又は直流電源喪失)

		経過時間 (分)								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員 (数)	約20分 代替空室 (留室) によるアニュラス空気浄化設備の運転開始 ↓								
アニュラス空気浄化設備の運転 (全交流動力電源又は直流電源喪失)	運転員等 (現場)	1	移動		代替空室供給操作					
	運転員等 (中央制御室)	1			アニュラス空気浄化ファン起動操作					

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第 1.16.6 図 アニュラス空気浄化設備の運転 タイムチャート
(全交流動力電源又は直流電源喪失)

1.17 監視測定等に関する手順等

< 目 次 >

1.17.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の対応手段及び設備
 - b. 風向、風速その他の気象条件の測定の対応手段及び設備
 - c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手段及び設備
 - d. 手順等

1.17.2 重大事故等時の手順等

1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等

- (1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定
- (2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定
- (3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定
- (4) 放射性物質の濃度の代替測定
 - a. 可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度の測定
 - b. 移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定
- (5) 可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定
 - a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定
 - b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定
 - c. 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定

定

d. 海上モニタリング測定

(6) バックグラウンド低減対策等

a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリング
ポストのバックグラウンド低減対策

b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

1.17.2.3 モニタステーション及びモニタポストの電源を代替交流電源
設備から供給する手順等

1.17 監視測定等に関する手順等

<要求事項>

- 1 発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合に工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。
- 2 発電用原子炉設置者は、重大事故等が発生した場合に工場等において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 第1項に規定する「発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 重大事故等が発生した場合でも、工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において、モニタリング設備等により、発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等を整備すること。
 - b) 常設モニタリング設備が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。
 - c) 敷地外でのモニタリングは、他の機関との適切な連携体制を構築すること。
- 2 事故後の周辺汚染により測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策手段を検討しておくこと。

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための設備を整備している。また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備を整備している。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.17.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下、「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第六十条及び技術基準規則第七十五条（以下、「基準規則」という。）の

要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第 1.17.1 表に示す。

a. 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射線量を測定する手段がある。

放射線量の測定で使用する設備は以下のとおり。

- ・ モニタステーション及びモニタポスト
- ・ 可搬式モニタリングポスト
- ・ 電離箱サーベイメータ
- ・ 小型船舶

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射性物質の濃度を測定する手段がある。

放射性物質の濃度を測定する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型放射線計測装置
(可搬式ダストサンプラ、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ)
- ・ 小型船舶

- ・ 移動式放射能測定装置（モニタ車）
- ・ γ 線多重波高分析装置
- ・ GM計数装置
- ・ ZnSシンチレーション計数装置

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

放射線量の測定に使用する設備のうち、可搬式モニタリングポスト、電離箱サーベイメータ及び小型船舶は、重大事故等対処設備と位置づける。また、放射性物質の濃度の測定に使用する設備のうち、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、 β 線サーベイメータ）及び小型船舶を重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ モニタステーション及びモニタポスト

モニタステーション及びモニタポストは、設置場所の制約により、津波の影響を受ける可能性があることから、設備が健全である場合は、放射線量の測定手段として有効である。

- ・ 移動式放射能測定装置（モニタ車）

移動式放射能測定装置（モニタ車）は、日常的に発電所及

びその周辺において放射性物質の濃度測定に使用しており、走行している場合があるため、重大事故等時に使用できる場合は、放射性物質の濃度の測定手段として有効である。

- ・ γ 線多重波高分析装置
- ・ GM計数装置
- ・ ZnSシンチレーション計数装置

γ 線多重波高分析装置、GM計数装置、ZnSシンチレーション計数装置の設備は、耐震性を有しておらず、また、同様な機能を有する重大事故等対処設備と比較し測定終了までに時間を要するが、放射性物質の濃度の測定手段として有効である。

b. 風向、風速その他の気象条件の測定の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所において、風向、風速その他の気象条件の測定の手段がある。

- ・ 可搬型気象観測装置
- ・ 気象観測設備

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

風向、風速その他の気象条件の測定に使用する設備のうち、可搬型気象観測装置は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置づける。あわせ

て、その理由を示す。

- ・ 気象観測設備

以上の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、風向、風速その他の気象条件の測定手段として有効である。

c. モニタステーション及びモニタポストの代替交流電源の対応手順及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失し、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合、モニタステーション及びモニタポストの機能を回復させるため、代替交流電源設備（空冷式非常用発電装置）からの給電手段がある。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストにより代替測定する手段がある。

モニタステーション又はモニタポストの機能回復等に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬式モニタリングポスト

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

全交流動力電源喪失時にモニタステーション及びモニタポストの機能を回復するための設備のうち、空冷式非常用発電装置及び可搬式モニタリングポストは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合においても、発電所及びその周辺において原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できるため、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。また、その設備の使用可能な状態等を示す。

・モニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置

以上の設備は、モニタステーション及びモニタポスト故障時にはモニタステーション及びモニタポストの機能を回復できないが、モニタステーション及びモニタポストの電源が喪失した場合にモニタステーション又はモニタポストの機能維持に有効である。

d. 手順等

上記の a .、 b .及び c .により選定した対応手段に係る手順を整備する（第 1.17.1 表）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第 1.17.2 表、第 1.17.3 表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}及び放射線管理班^{※3}並びに保修班^{※4}の対応として重大事故等における周辺モニタリングに関する手順等に定める。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 放射線管理班：重大事故等対策要員のうち放射線管理班の班員をいう。

※4 保修班：重大事故等対策要員のうち保修班の班員をいう。

1.17.2 重大事故等時の手順等

1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

得られた放射性物質の濃度、放射線量及び後述の「1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」の気象データから放射能放出率を算出し、放出放射エネルギーを求める。重大事故等時の放射性物質の濃度及び放射線量の測定頻度については、可搬式モニタリングポスト（モニタステーション及びモニタポストが使用できる場合はモニタステーション及びモニタポストを使用）を用いた放射線量の測定は連続測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空气中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、1回/日以上を目安とするが、測定頻度は原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。

事故後の周辺汚染によりモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの放射線量の測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策を行う。

事故後の周辺汚染により可搬型放射線計測装置の放射性物質の濃度の測定が不能となった場合、検出器の周辺を遮蔽材で囲むこと等のバックグラウンド低減対策を行う。

(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定

重大事故等時の発電所敷地境界付近の放射線量は、モニタステーション及びモニタポストにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。

モニタステーション及びモニタポストは、通常時から放射線量を連続測定しており、重大事故等時に放射線量の測定機能が喪失して

いない場合は、継続して放射線量を連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。なお、モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

(2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定

重大事故等時にモニタステーション又はモニタポストが機能喪失した場合、可搬式モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第 1.17.1 図に示す。

可搬式モニタリングポストによる代替測定地点については、計測データの連続性を考慮し、モニタステーション及び各モニタポストに隣接した位置に配置することを原則とし、第 1.17.2 図に示す。ただし、地震等でアクセス不能となった代替測定については、可搬式モニタリングポストにより原子炉中心から同じ方向の測定にて確認する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、モニタステーション又はモニタポストの故障等により、モニタステーション及びモニタポストのいずれかの放射線量の測定機能が喪失した場合。

モニタステーション又はモニタポストの測定機能喪失の確認については、中央制御室の野外モニタ監視盤の指示値及び警報表示にて確認する。

b. 操作手順

可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.3 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長に可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定の開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、中央制御室に移動し、可搬式モニタリングポスト監視用端末を起動する。
- ③ 放射線管理班は、必要とする数量の可搬式モニタリングポスト本体、バッテリー部及び衛星携帯アンテナ部を車両等に積載し、測定場所まで運搬、配置し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）までデータが伝送されていることを確認し、監視、測定を開始する。
- ④ 放射線管理班は、可搬式モニタリングポストの記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。
なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。
- ⑤ 放射線管理班は、使用中に充電電池の残量が少ない場合、予備の充電電池と交換する（連続 7 日間以上使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 5 名にて実施し、6 台配置した場合の所要時間は約 3.2 時間と想定する。

車両等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車両等で運搬し、その後は台車等により運搬できるよう配慮する。

(3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定

原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合、発電所山岳及び海岸の敷地境界方向を含み原子炉格納施設を囲む 8

方位の放射線量は、可搬式モニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録する。ただし、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポストが使用できる場合の当該 6 方位の測定については、モニタステーション及びモニタポストを優先して使用することとし、モニタステーション又はモニタポストが機能喪失した場合の可搬式モニタリングポストによる代替測定については、1.17.2.1(2)項により実施する。可搬式モニタリングポストの配置位置を第 1.17.4 図に示す。

a. 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第 10 条特定事象が発生した場合。

b. 操作手順

可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.5 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長に可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む 8 方位の放射線量の測定開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、中央制御室に移動し、可搬式モニタリングポスト監視用端末を起動する。
- ③ 放射線管理班は、必要とする数量の可搬式モニタリングポスト本体、バッテリー部及び衛星携帯アンテナ部を車両等に積載し、測定場所まで運搬、配置し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）までデータが伝送されていることを確認し、監視、測定を開始する。
- ④ 放射線管理班は、可搬式モニタリングポストの記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。

なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

- ⑤ 放射線管理班は、使用中に充電電池の残量が少ない場合、予備の充電電池と交換する（連続 7 日間以上使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 4 名にて実施し、可搬式モニタリングポストによる代替測定を含めたモニタステーション及びモニタポストの測定でカバーできない 2 方位に対して可搬式モニタリングポストを配置する場合の一連の作業の所要時間は、約 75 分と想定する。

車両等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車両等で運搬し、その後は台車等により運搬できるよう配慮する。

(4) 放射性物質の濃度の代替測定

a. 可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時の放射性物質の濃度（空气中）は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM 汚染サーベイメータ、NaI シンチレーションサーベイメータ）により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。放射性物質の濃度（空气中）を測定する優先順位は、多様性拡張設備である移動式放射能測定装置（モニタ車）を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM 汚染サーベイメータ、NaI シンチレーションサーベイメータ）を使用するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第 1.17.1 図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、移動式放射能測定装置（モニタ車）に搭載しているダスト・よう素サンプラ、GM汚染サーベイメータ又はよう素モニタの故障等により、移動式放射能測定装置（モニタ車）による放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合。

移動式放射能測定装置（モニタ車）による測定機能喪失の確認については、移動式放射能測定装置（モニタ車）に搭載しているダスト・よう素サンプラの稼働状況、並びにGM汚染サーベイメータ及びよう素モニタの指示値にて確認する。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.6図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長に放射性物質の濃度の測定開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、放射線管理班長が指示した場所において試料を採取する。
- ③ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータ及びNaIシンチレーションサーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ④ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータにてダスト濃度を、NaIシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度を監視、測定する。
- ⑤ 放射線管理班は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 2 名にて実施し、一連の作業（1 箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約 60 分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡用に通信設備等を整備する。

b. 移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に発電所及びその周辺において、放射性物質の濃度（空气中）を移動式放射能測定装置（モニタ車）により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第 1.17.1 図に示す。

移動式放射能測定装置（モニタ車）は、通常時から放射性物質の濃度を測定しており、重大事故等時に使用できる場合は、継続して放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

移動式放射能測定装置（モニタ車）による空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.7 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長に空気中の放射性物質の濃度の測定開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、放射線管理班長の指示した場所において試料を採取する。
- ③ 放射線管理班は、移動式放射能測定装置（モニタ車）のダスト・よう素サンプラに、ダストろ紙とよう素用カートリッジをセットし、放射線管理班長が指示した場所において試料を採取する。
- ④ 放射線管理班は、移動式放射能測定装置（モニタ車）に積載のGM汚染サーベイメータにてダスト濃度を監視、測定するとともに、移動式放射能測定装置（モニタ車）に積載のよう素モニタにより、よう素濃度を監視、測定する。
- ⑤ 放射線管理班は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 2 名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約 70 分と想定する。

(5) 可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定

重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）における、放射性物質の濃度（空气中、水中、土壤中）及び放射線量は、可搬型放射線計測装置（可搬式ダストサンプラ、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータ）及び電離箱サーベイメータにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記

録する。

発電所の周辺海域については、小型船舶を用いた海上モニタリングを行う。これらのための手順を整備する。

a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等の発生により、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質及び放射線量の測定」のうち空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.6 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、空気中の放射性物質の濃度の測定が必要な場合、放射線管理班長に作業開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、放射線管理班長の指示した場所において試料を採取する。
- ③ 放射線管理班は、可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、放射線管理班長の指示した場所において試料を採取する。

- ④ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ⑤ 放射線管理班は、必要に応じて前処理を行い、GM汚染サーベイメータによりダスト濃度、NaIシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、GM計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。
- ⑥ 放射線管理班は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約60分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡用に通信設備等を整備する。

b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出のおそれがある、又は放出された場合に、可搬型放射線計測装置により水中の放射性物質の濃度の測定を行う。

海水、排水の試料採取場所を第1.17.8図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、廃棄物処理設備排水モニタの指示値等を確認し、原子炉施設から発電所の周辺海域への放水に放射性物質が含まれるおそれがある場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち水中の放射性物質の濃度の測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.9 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長に取水口、放水口付近の海水、排水サンプリングを行い放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、採取用資機材を用いて試料採取場所から海水又は排水を採取する。
- ③ 放射線管理班は、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ④ 放射線管理班は、NaIシンチレーションサーベイメータにより、採取した試料の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じて前処理を行い、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、GM計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必

要に応じて前処理を行い、測定する。

- ⑤ 放射線管理班は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 2 名にて実施し一連の作業の所要時間は、約 120 分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡用に通信設備等を整備する。

c. 可搬型放射線計測装置による土壤中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の土壤中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値を確認し、原子炉施設から放射性物質が放出され、土壤中の放射性物質の濃度の測定が必要となった場合（ブルーム通過後）。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち土壤中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、土壤中の放射性物質の濃度の測定が必要な場合、放射線管理班長に作業開始を指示する。

- ② 放射線管理班は、放射線管理班長の指示した場所において試料を採取する。
- ③ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ及びβ線サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ④ 放射線管理班は、必要に応じて前処理を行い、GM汚染サーベイメータによりγ線、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、β線サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、GM計数装置、γ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。
- ⑤ 放射線管理班は、現場での測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班2名にて実施し、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約60分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡用に通信設備等を整備する。

d. 海上モニタリング測定

発電所の周辺海域での海上モニタリングが必要と判断した場合に、小型船舶で電離箱サーベイメータ及び可搬型放射線計測装置により放射性物質の濃度及び放射線量測定を行う。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、格納容器排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、原子炉施設から発電所の周辺海域への放射性物質漏えいが確認される等により小型船舶による海上モニタリングが必要となった場合。

(b) 操作手順

「可搬型放射線計測装置等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定」のうち小型船舶による海上モニタリング測定手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.10 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき放射線管理班長に海上モニタリングの測定の開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、小型船舶を車両等に積載し、岸壁に運搬する。
- ③ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ、β線サーベイメータ及び電離箱サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ④ 放射線管理班は、測定用資機材を小型船舶に積載し、小型船舶にて発電所対策本部長の指示した場所に移動し、電離箱サーベイメータにより放射線量率を測定する。可搬式ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、試料を採取する。海水は、採取用資機材を用いて採取する。
- ⑤ 放射線管理班は、GM汚染サーベイメータによりダスト中の放射性物質の濃度を測定し、NaIシンチレーションサ

ーベイメータによりよう素濃度及び海水の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じて前処理を行い、ZnSシンチレーションサーベイメータにより α 線（ウラン、プルトニウム等）、 β 線サーベイメータにより β 線（ストロンチウム等）を監視、測定する。可搬型放射線計測装置が使用できない場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、GM計数装置、 γ 線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

- ⑥ 放射線管理班は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班3名にて実施し、小型船舶が海面に着水するまでの時間を約110分と想定する。その後の放射線量及び放射性物質の濃度の測定は、一連の作業（1箇所当たり）の所要時間を、発電所近くで約100分と想定する。

円滑に作業ができるよう、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡用に通信設備等を整備する。

(6) バックグラウンド低減対策等

- a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策

事故後の周辺汚染により測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策を行う手順を整備する。

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器の養生を行う。放射性物質の放出によりモニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場

所周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。

バックグラウンド低減対策のうちモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのバックグラウンド低減対策についての手順の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第 1.17.11 図に示す。

i. 手順着手の判断基準

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがあることを確認した場合。

ii. 操作手順

- ① 放射線管理班長は、重大事故等により放射性物質の放出のおそれがあることを確認した場合に、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの検出器が汚染することを防止するため、放射線管理班に検出器の養生作業を指示する。
- ② 放射線管理班は、車両等によりモニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポスト配置場所に移動し、検出器の養生作業を行う。また、時間に余裕がある場合は、局舎自体の養生も行う。
- ③ 放射線管理班長は、重大事故等による放射性物質の放出が停止したと判断した後、モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポストの放射線量が通常のパックグラウンドより高い場合には、放射線管理班に当該モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場所周辺の汚染レベルの確認及びバックグラ

ウンド低減対策を指示する。

- ④ 放射線管理班は、サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。
- ⑤ 放射線管理班は、当該モニタステーション、モニタポスト又は可搬式モニタリングポスト配置場所に移動し、サーベイメータ等により周辺の汚染レベルを確認する。
- ⑥ 放射線管理班長は、汚染状況の調査結果を踏まえ、周辺の汚染を確認した場合、汚染されている場所に応じて次のバックグラウンド低減対策を講じる。
 - ・ 検出器の養生を撤去する。養生を撤去しても検出器が汚染されている場合には検出器の拭き取り等を実施する。
 - ・ 測定設備が汚染されている場合は、測定設備の除染を実施する。
 - ・ 設備周辺が汚染されている場合は、アスファルトやコンクリートの除染を実施する。
 - ・ 設備周辺の土壌等が汚染されている場合は、土壌等の撤去や周辺樹木の伐採を実施する。
- ⑦ 放射性物質により汚染した場合のバックグラウンド低減の目安は通常時の放射線量率レベルとする。ただし、通常値まで低減することが困難な場合には、可能な限り除染を行いバックグラウンドの低減を図る。

iii. 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 2 名にて実施し、一連の作業の所要時間は、約 3.1 時間と想定する。

b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測装置が測定不能になった場合、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲むこと等の対策によりバックグラウンドレベルを低減させて、放射性物質の濃度を測定する。

なお、可搬型放射線計測装置の検出器周囲を遮蔽材で囲んだ場合でも可搬型放射線計測装置が測定不能になる場合は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内等のバックグラウンドレベルが低い場所に移動して、測定を行う。

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

重大事故等時の敷地外でのモニタリングについては、国、地方公共団体と連携して策定されるモニタリング計画にしたがい、資機材及び要員の動員、放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。

また、原子力災害が発生した場合に他の原子力事業者との協力体制を構築するため、原子力事業者間協力協定を締結し、環境放射線モニタリング等への要員の派遣、可搬型放射線計測装置の貸与等を受けることが可能である。

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため、以下の手段を用いた手順を整備する。

重大事故等時の測定頻度については、気象観測設備及び可搬型気象観測装置による風向、風速その他気象条件の測定は、連続測定を行う。

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

重大事故等時の風向、風速その他気象条件は、可搬型気象観測装

置により測定し、及びその結果を記録する。風向、風速その他気象条件を測定する優先順位は、多様性拡張設備である気象観測設備を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、可搬型気象観測装置を使用するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第 1.17.1 図に示す。

可搬型気象観測装置による代替測定地点については、計測データの連続性を考慮し、気象観測設備露場に隣接した位置に配置することを原則とし、第 1.17.12 図に示す。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、気象観測設備の故障等により、気象観測設備による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の測定機能が喪失した場合。

気象観測設備の測定機能喪失の確認については、中央制御室の共通盤の指示値及び警報表示にて確認する。

b. 操作手順

可搬型気象観測装置による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第 1.17.13 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、保修班長に可搬型気象観測装置による風向、風速、日射量、放射収支量及び雨量の代替測定の開始を指示する。
- ② 保修班は、可搬型気象観測装置一式を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の保管場所から指定の場所まで運搬し、配置する。
- ③ 保修班は、可搬型気象観測装置と通信機器を接続し、それぞれの電源を投入後、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）ま

でデータが伝送されていることを確認し、測定を開始する。

- ④ 保修班は、可搬型気象観測装置の記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。

なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

- ⑤ 保修班は、使用中に充電電池の残量が少ない場合は、予備の充電電池と交換する（連続約 1.5 日間使用可能）。

c. 操作の成立性

上記の対応は、保修班 6 名にて実施し一連の作業の所要時間は、約 2.2 時間と想定する。

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

重大事故等が発生した場合に、気象観測設備により発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録する。

気象観測設備は、通常時から風向、風速その他の気象条件を連続測定しており、重大事故等時にその測定機能が使用できる場合は、継続して連続測定し、測定結果は記録装置（電子メモリ）に記録し、保存する。なお、気象観測設備による風向、風速その他の気象条件の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

1.17.2.3 モニタステーション及びモニタポストの電源を代替交流電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタステーション及びモニタポスト専用の無停電電源装置からの給電を優先し、代替交流電源設備による給電が開始されれば給電が自動で切り替わる。その後、代替交流電源設備（空冷式非常用

発電装置) によりモニタステーション及びモニタポストへ給電する。

代替交流電源設備からの給電の手順は1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源(交流)からの給電」にて整備する。

なお、モニタステーション及びモニタポストは、電源が喪失した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。

a. 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合。

b. 操作手順

(a) モニタステーション又はモニタポスト専用の無停電電源装置からは、全交流動力電源喪失時、自動的に給電される。

(b) 空冷式非常用発電装置からの給電に関する手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源(交流)からの給電」にて整備する。
なお、給電後、モニタステーション及びモニタポストの指示値を確認する。

c. 操作の成立性

上記対応は、一連の作業が自動で行われ、特に時間を要しない。

なお、モニタステーション及びモニタポストの機能が回復しない場合は、可搬式モニタリングポストによる代替測定を行う。
可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定の手順

は、前述 1.17.2.1(2)のとおり。

第 1.17.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順

分類	対応手段		整備する手順書	設備分類%	整備する手順書	手順書の分類
	機能喪失を想定する設備	対象設備				
—	—	放射線量の測定 (発電所敷地境界付近)	モニタステーション及びモニタリングポスト	a	可搬式モニタリングポスト等 による放射線量測定の手順	S A所定 ^{a)}
		放射線量の代替測定 (発電所敷地境界付近及び原子炉格納施設を含む 8 方位)	可搬式モニタリングポスト			
		放射線量の測定 (発電所の周辺海域)	電源用サーベイメータ 小型船舶			
		放射性物質の濃度及び放射線量の測定 (発電所及びその周辺(発電所の周辺領域を含む。)) β(γ)線(セシウム、ヨウ素等) α線(ウラン、プルトニウム等) β線(ストロンチウム等)	移動式放射線測定装置(モニタ車) 可搬式放射線計測装置 〔可搬式ガスタンプラ、GM汚染サーベイメータ NaIシンチレーションサーベイメータ ZnSシンチレーションサーベイメータ β線サーベイメータ〕 γ線多重高分辨装置 ZnSシンチレーション計測装置 GM計測装置 小型船舶			
—	—	風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定	気象観測設備	a	—	—
		の象徴的風速のその向条件風の風	可搬式気象観測装置			
		電氣確保	モニタステーション及びモニタリングポスト専用の兼 停電源装置			
		給電	燃料油貯油そう ^{a)} 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ ^{a)} タンクローリー ^{a)}			
—	—	放射線量の測定	可搬式モニタリングポスト	a	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順 可搬式モニタリングポスト等 による放射線量測定の手順	S A所定 ^{a)}
		電氣確保	可搬式モニタリングポスト			

※1：「高圧発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所通」に整備する。

※2：空冷式非常用発電装置から給電する手順は 1 号炉及び 2 号炉の追補 1 並びに 3 号炉及び 4 号炉の追補 1 の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：1 号炉、2 号炉、3 号炉又は 4 号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は 1 号炉及び 2 号炉の追補 1 並びに 3 号炉及び 4 号炉の追補 1 の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：1 号炉及び 2 号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は 1 号炉及び 2 号炉の追補 1 の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※5：重大事故対策において用いている設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b：37 条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.17.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.17 監視測定等に関する手順等

監視計器一覧 (1/4)

対応手段		重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器
1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等			
(1) モニタステーション及びモニタポストによる放射線量の測定	判断基準	—	—
	操作	放射線量	モニタステーション及びモニタポスト
(2) 可搬式モニタリングポストによる放射線量の代替測定	判断基準	放射線量	モニタステーション及びモニタポスト
	操作	放射線量	可搬式モニタリングポスト
(3) 可搬式モニタリングポストによる原子炉格納施設を囲む8方位の放射線量の測定	判断基準	—	—
	操作	放射線量	可搬式モニタリングポスト
(4) 放射性物質の濃度の代替測定	判断基準	放射性物質の濃度	移動式放射能測定装置 (モニタ車) ・ GM汚染サーベイメータ ・ よう素モニタ
a. 可搬型放射線計測装置等による空気中の放射性物質濃度	操作	放射性物質の濃度	可搬型放射線計測装置 ・ GM汚染サーベイメータ ・ Na I シンチレーションサーベイメータ
b. 移動式放射能測定装置 (モニタ車) による空気中の放射性物質濃度	判断基準	モニタ値	格納容器排気筒ガスモニタ等
	操作	放射性物質の濃度	移動式放射能測定装置 (モニタ車) ・ GM汚染サーベイメータ ・ よう素モニタ

監視計器一覧 (2/4)

対応手段		重大事故等の 対応に必要な となる監視項目	監視計器			
1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等						
(5) 可搬型放射線計測装置による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	a. 可搬型放射線計測装置による空気中の放射性物質濃度の測定	判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等		
			放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト		
				・可搬式モニタリングポスト		
		操作	放射性物質の濃度	・GM汚染サーベイメータ ・NaIシンチレーションサーベイメータ ・ZnSシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ		
			b. 可搬型放射線計測装置による水中の放射性物質濃度の測定	判断基準	モニタ値	・廃棄物処理設備排水モニタ等
					放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
	・可搬式モニタリングポスト					
	操作	放射性物質の濃度		・NaIシンチレーションサーベイメータ ・ZnSシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ		
		c. 可搬型放射線計測装置による土壌中の放射性物質濃度の測定		判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等
					放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト
	・可搬式モニタリングポスト					
	操作		放射性物質の濃度	・GM汚染サーベイメータ ・ZnSシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ		
d. 海上モニタリング測定			判断基準	モニタ値	・格納容器排気筒ガスモニタ等	
				放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト	
	・可搬式モニタリングポスト					
	操作	放射線量	・電離箱サーベイメータ			
		放射性物質の濃度	・GM汚染サーベイメータ ・NaIシンチレーションサーベイメータ ・ZnSシンチレーションサーベイメータ ・β線サーベイメータ			

監視計器一覧 (3/4)

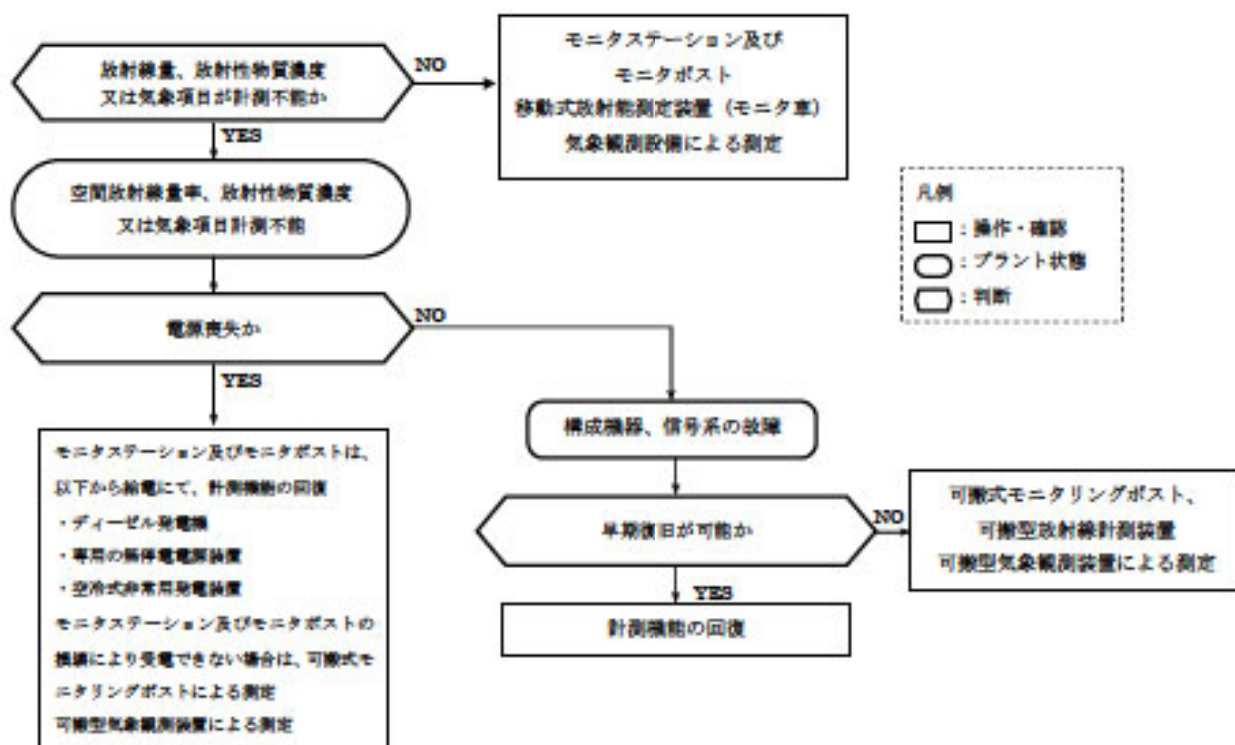
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等			
(6) バックグラウンド低減対策 a. モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポスト	判断基準	放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト ・可搬式モニタリングポスト
	操作	放射線量	・モニタステーション及びモニタポスト ・可搬式モニタリングポスト
b. 可搬型放射線計測装置	判断基準	放射性物質濃度	可搬型放射線計測装置
	操作	放射性物質濃度	可搬型放射線計測装置

監視計器一覧 (4/4)

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等			
(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	判断基準	風向・風速 その他気象条件	気象観測設備
	操作	風向・風速 その他気象条件	可搬型気象観測装置

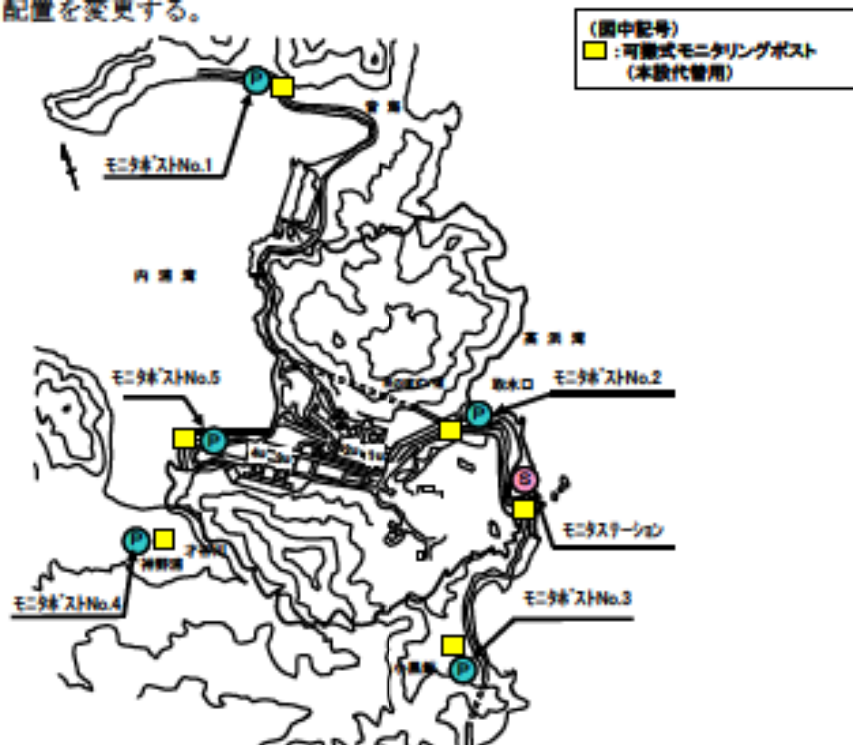
第1.17.3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	給電対象設備	給電元
【1.17】 監視測定等に関する手順等	モニタステーション	空冷式非常用発電装置
	モニタポスト	



第 1.17.1 図 放射線量、放射性物質濃度又は気象観測項目計測不能時対応手順

*現場の状況により配置を変更する。



第 1.17.2 図 可搬式モニタリングポストの配置位置

		経過時間(分)																
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	
平均の項目	要員(数)	▽3.2時間																
可搬式モニタリングポスト設置・測定	放射線管理班	5	車庫・保管場所まで移動・器材準備															
		①①①	可搬式MP0を積み立て・保管場所から積み込み場所まで運搬															
		②②②	可搬式MP0を積み立て・保管場所から積み込み場所まで運搬															
			設置場所に移動(M0)															
			設置・測定開始(M0)															
			設置場所に移動(MP0)															
			設置・測定開始(MP0)															
			設置場所に移動(MP4)															
			設置・測定開始(MP4)															
			保管場所に移動(MP4→保管場所)															
		2	④④④車庫積み込み															
			設置場所に移動(MP0)															
			設置・測定開始(MP0)															
			設置場所に移動(MP2)															
			設置・測定開始(MP2)															
			設置場所に移動(MP1)															
			設置・測定開始(MP1)															

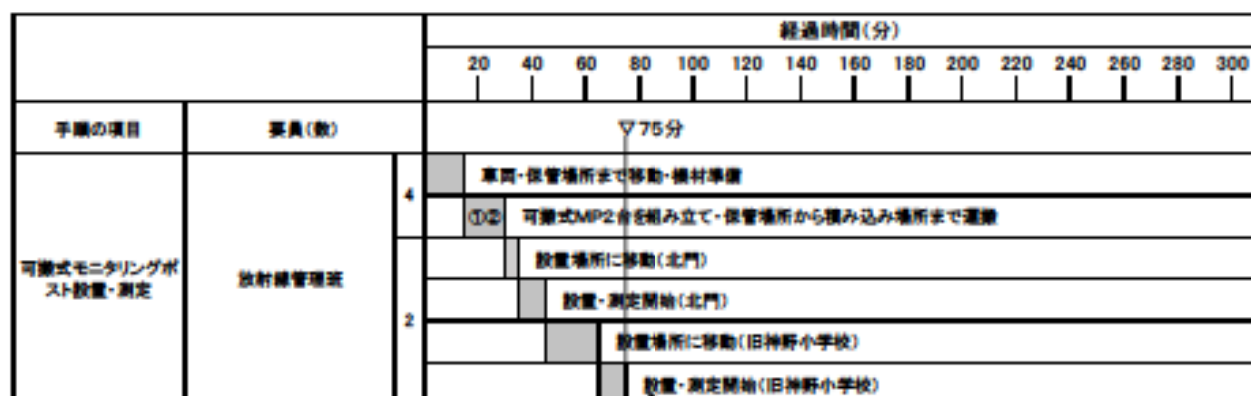
※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.3 図 可搬式モニタリングポスト配置・測定のタイムチャート
(発電所山岳及び海岸方向への設置を除く)

*現場の状況により配置を変更する。

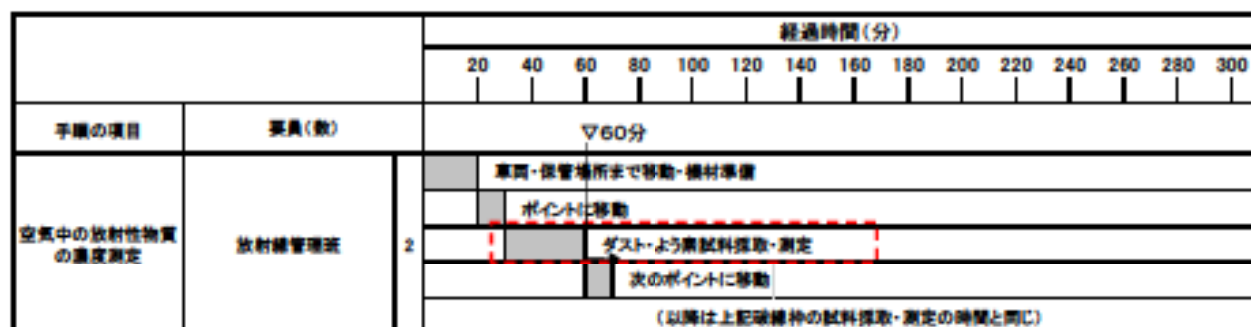


第 1.17.4 図 可搬式モニタリングポスト配置位置
(発電所山岳及び海岸方向への設置)



※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.5 図 可搬式モニタリングポスト設置・測定のタイムチャート
(発電所山岳及び海岸方向への設置)



※移動時間に防護具着用時間を含む

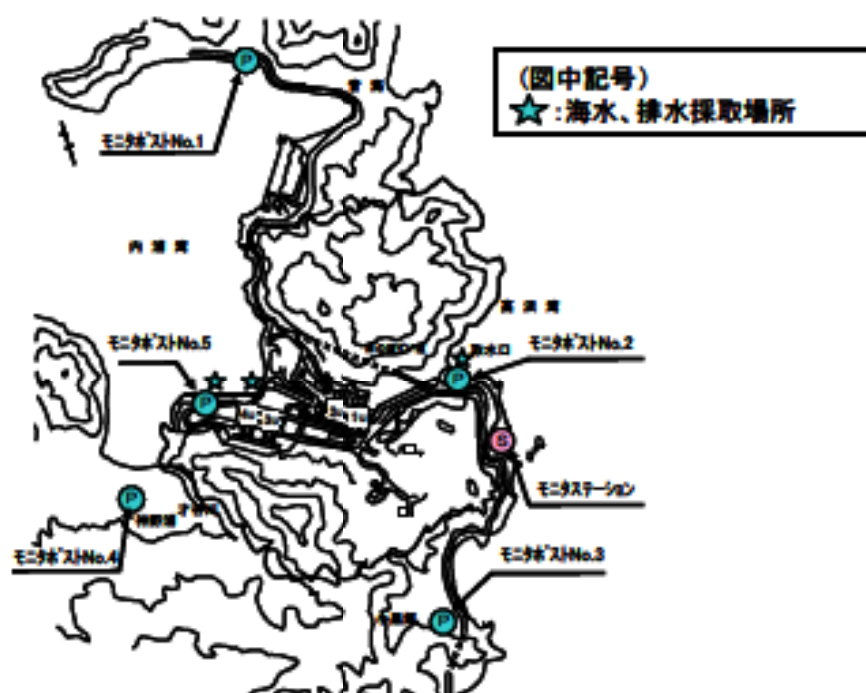
第 1.17.6 図 空気中の放射性物質の濃度測定のタイムチャート

		経過時間(分)														
		20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300
手順の項目	要員(数)	▽70分														
移動式放射能測定装置(モニタ車)による空気中の放射性物質の濃度測定	放射線管理班	2	車両・保管場所まで移動・機材準備													
			ポイントに移動													
			ダスト・よう素試料採取・測定													
			次のポイントに移動													
		(以降は上記順序の試料採取・測定の間隔と同じ)														

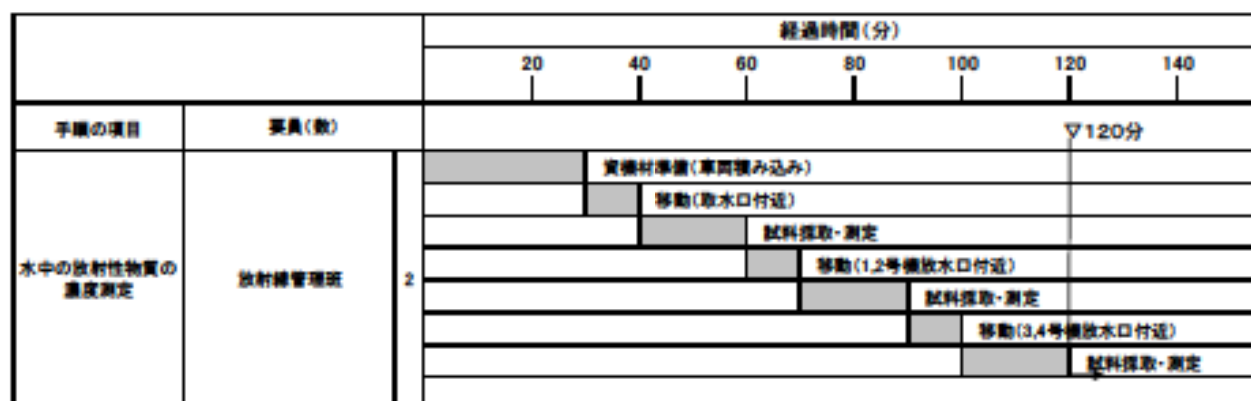
※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.7 図 移動式放射能測定装置(モニタ車)による空気中の放射性物質の濃度測定のタイムチャート

*現場の状況により
配置を変更する。

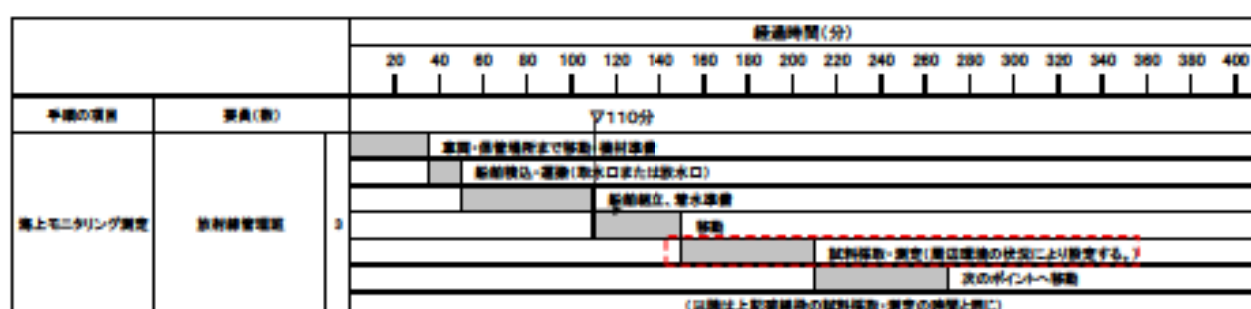


第 1.17.8 図 海水、排水の試料採取場所



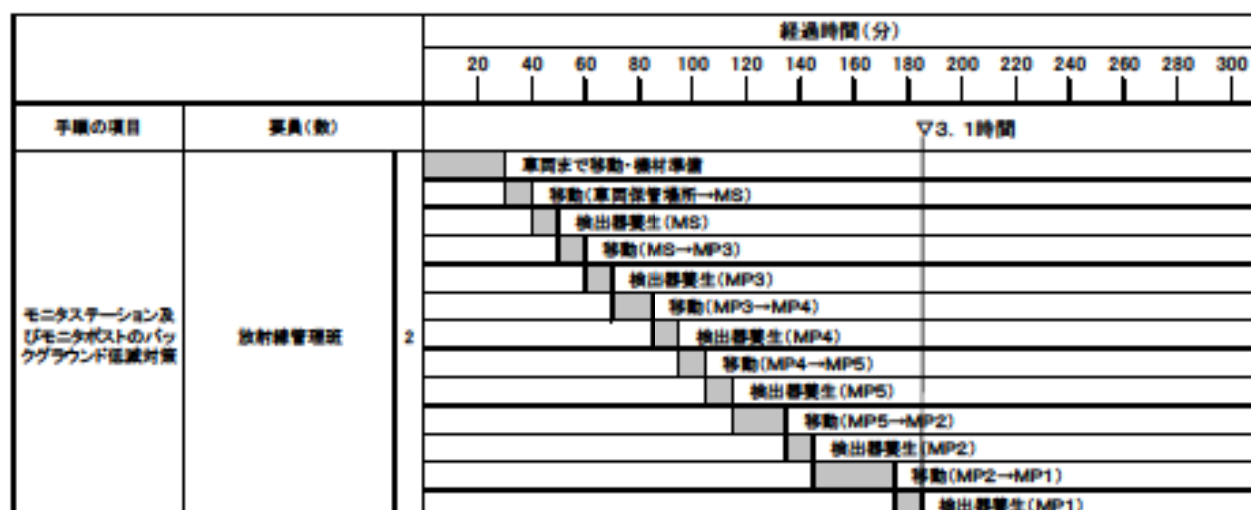
※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.9 図 水中の放射性物質の濃度測定のタイムチャート



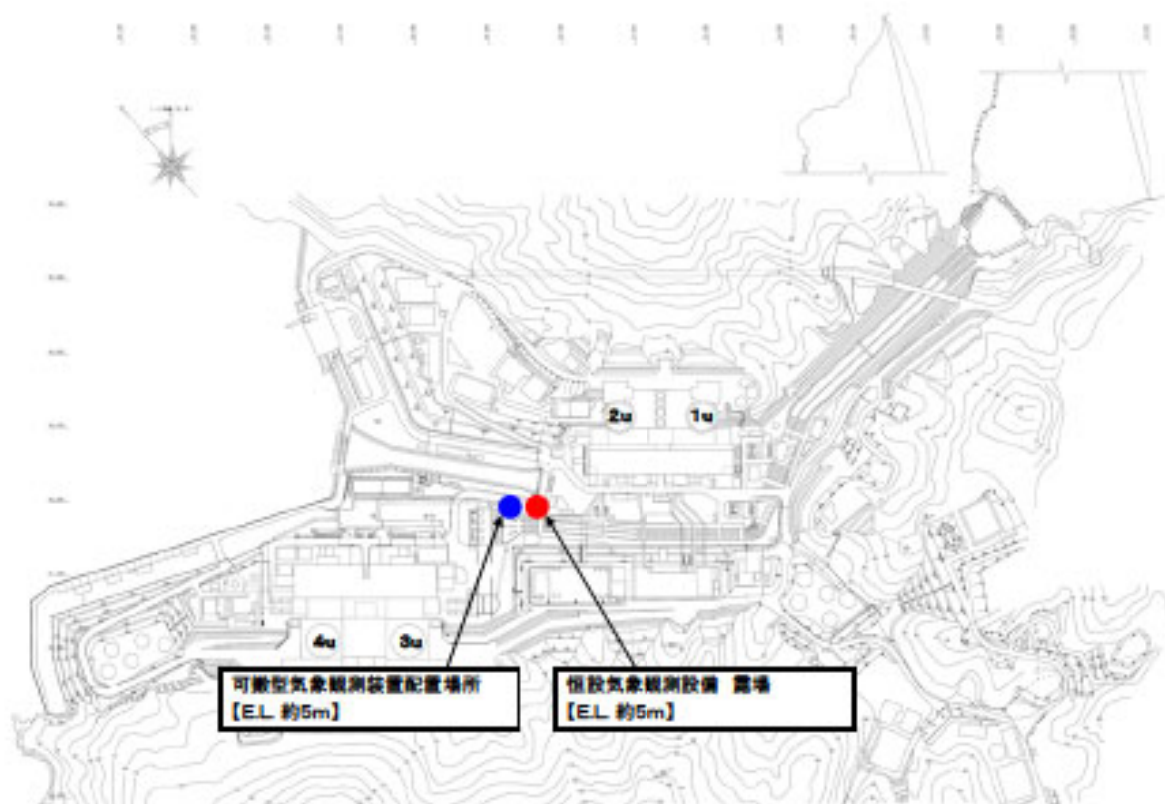
※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.10 図 海上モニタリング測定のタイムチャート



※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.11 図 モニタステーション及びモニタポストのバックグラウンド低減対策のタイムチャート



第 1.17.12 図 気象観測設備、可搬型気象観測装置の配置位置

		経過時間(分)														
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
手順の項目	要員(数)	▽2.2時間														
可搬型気象観測装置 設置・測定	係班 6	移動														
		資機材準備														
		運搬														
		組立														
		設置完了														
		移動														
		撤去準備														
		移動														
		運搬														
		組立														
移動																
		指示確認														

※移動時間に防護具着用時間を含む

第 1.17.13 図 可搬型気象観測装置配置のタイムチャート

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

<目 次>

1.18.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定結果

- a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所にとどまるために必要な対応手段及び設備

- b. 手順等

1.18.2 重大事故等時の手順等

1.18.2.1 居住性を確保するための手順等

(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順

- a. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順
- b. 空気供給装置による空気供給準備手順
- c. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

(2) 原子力災害対策特別措置法第10条事象発生時の手順

- a. 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置手順

(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順

- a. 緊急時対策所にとどまる要員について
- b. 空気供給装置への切替準備手順
- c. 空気供給装置への切替手順
- d. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等

の監視手順

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備について

(3) 通信連絡に関する手順

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

(1) 放射線管理について

a. 放射線管理用資機材の維持管理等について

b. チェンジングエリアの運用手順

c. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順

(2) 飲料水、食料等について

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

(1) 電源車（緊急時対策所用）による給電手順

a. 電源車（緊急時対策所用）準備手順

b. 電源車（緊急時対策所用）起動手順

c. 電源車（緊急時対策所用）の切替及び燃料給油手順

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の現地対策本部としての機能を維持するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1. 「現地対策本部としての機能を維持するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまるために必要な手順等を整備すること。
 - b) 緊急時対策所が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。
 - c) 対策要員の装備（線量計及びマスク等）が配備され、放射線管理が十分できること。
 - d) 資機材及び対策の検討に必要な資料を整備すること。
 - e) 少なくとも外部からの支援なしに 1 週間、活動するための飲料水及び食料等を備蓄すること。
2. 「重大事故等に対処するために必要な数の要員」とは、

「重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員」に加え、少なくとも原子炉格納容器の破損等による工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含むものとする。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な設備及び資機材を整備する。ここでは、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の設備及び資機材を活用した手順等について説明する。

1.18.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所内外の通信連絡をとる必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）を設置するとともに必要な数の要員を収容する等の発電所対策本部としての機能を維持するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備^{*1}及び資機材^{*2}を用いた対応手段を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上すべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況で使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

※2 資機材：「対策の検討に必要な資料」、「防護具及びチェンジングエリア用資機材」及び「飲料水、食料等」については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

また、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の電源は、通常、発電所の交流動力電源から給電されている。

この電源からの給電が喪失した場合は、その機能を代替するための機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第 1.18.1 図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準

規則第六十一条及び技術基準規則第七十六条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定結果

機能喪失原因対策分析の結果、並びに、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備、資機材及び整備する手順についての関係を第 1.18.1 表に示す。

- a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護するため、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の居住性を確保する手段がある。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の居住性を確保するための設備は、以下のとおり。

- ・ 緊急時対策所遮蔽
- ・ 緊急時対策所非常用空気浄化ファン^{※3※4}
- ・ 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット^{※3※4}

- ・ 空気供給装置^{※4}
- ・ 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
- ・ 緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
- ・ 酸素濃度計
- ・ 二酸化炭素濃度計

※3 緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットをまとめて、緊急時対策所可搬型空気浄化装置という。

※4 緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び空気供給装置をまとめて、緊急時対策所換気設備という。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において、重大事故等に対処するために必要な指示を行うために必要な情報を把握し、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡するための手段がある。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において必要な情報を把握するための設備、必要な通信連絡を行うための設備及び資機材は以下のとおり。

- ・ S P D S 表示装置
- ・ 安全パラメータ表示システム（S P D S）
- ・ 安全パラメータ伝送システム
- ・ 衛星電話（固定）
- ・ 衛星電話（携帯）
- ・ 衛星電話（可搬）
- ・ 緊急時衛星通報システム

- ・ 携行型通話装置
- ・ 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
- ・ 運転指令設備
- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ
- ・ 電力保安通信用電話設備
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置
- ・ 対策の検討に必要な資料

重大事故等に対処するために必要な数の要員を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内で収容するための手段がある。

必要な数の要員を収容するために必要な資機材は以下のとおり。

- ・ 防護具及びチェンジングエリア用資機材
- ・ 飲料水、食料等

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の電源として、代替交流電源からの給電を確保するための手段がある。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の代替交流電源からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 電源車（緊急時対策所用）
- ・ 燃料油貯油そう^{*5}
- ・ タンクローリー^{*5}
- ・ 空冷式非常用発電装置^{*6}
- ・ 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ^{*7}

- ※5 1号及び2号炉の燃料貯油そう並びに3号及び4号炉の燃料油貯油そう、1号及び2号炉のタンクローリー並びに3号及び4号炉のタンクローリーは、空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。
- ※6 安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムは1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉原子炉補助建屋に設置するため、1号炉、2号炉、3号炉又は4号炉の空冷式非常用発電装置により給電する。
- ※7 1号炉又は2号炉用の空冷式非常用発電装置用給油ポンプは、空冷式非常用発電装置への給油に用いる。

(b) 重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び資機材

審査基準及び基準規則に要求される緊急時対策所遮蔽、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、空気供給装置、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ、緊急時対策所外可搬型エリアモニタ、酸素濃度計、SPDS表示装置、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム、衛星電話、緊急時衛星通報システム、携行型通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、重大事故等対処設備と位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備と位置づける。

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の代替電源設備からの給

電を確保するための手段に使用する設備のうち、電源車（緊急時対策所用）、空冷式非常用発電装置、燃料油貯油そう、タンクローリー及び空冷式非常用発電装置用給油ポンプはいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 運転指令設備
- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ
- ・ 電力保安通信用電話設備
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

対策の検討に必要な資料、防護具及びチェンジングエリア用資機材及び飲料水、食料等については、資機材であるため重大事故等対処設備としない。

b. 手順等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。（第1.18.1表参照）また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する。（第1.18.2表、第1.18.3表参照）

これらの手順は、発電所対策本部長*8を主体とした安全

管理班^{※9}、放射線管理班^{※10}、保修班^{※11}及び総務班^{※12}の対応として緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順、空気供給装置への切替手順、電源車（緊急時対策所用）準備手順、電源車（緊急時対策所）の切替及び燃料補給手順、緊急時対策所の居住性等に関する手順、チェンジングエリア運用手順等に定める。

また、通常時における、対策の検討に必要な資料、放射線管理用資機材、飲料水及び食料等の管理・運用については、安全・防災室長、放射線管理課長及び所長室長^{※13}にて実施する。

※8 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※9 安全管理班：重大事故等対策要員のうち安全管理班の班員をいう。

※10 放射線管理班：重大事故等対策要員のうち放射線管理班の班員をいう。

※11 保修班：重大事故等対策要員のうち保修班の班員をいう。

※12 総務班：重大事故等対策要員のうち総務班の班員をいう。

※13 安全・防災室長、放射線管理課長及び所長室長：通常時の発電所組織における各課室の長をいう。

1.18.2 重大事故等時の手順等

1.18.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく量が、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を考慮しても、7日間で100mSvを超えないようにするため、緊急時対策所遮蔽と緊急時対策所換気設備により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまるために必要な居住性を確保する。

環境に放射性物質等が放出された場合、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に配備する緊急時対策所外可搬型エリアモニタにより、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に向かって放出される放射性物質による放射線量を測定、監視し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内への空気の取入れを停止し、空気供給装置により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）への希ガス等の放射性物質の侵入を防止することで、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護する。

また、万が一、希ガス等の放射性物質が緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内に侵入した場合においても、緊急時対策所内可搬型エリアモニタにて監視、測定することにより侵入を検知し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）への放射性物質等の侵入低減を図るための措置を講じる。

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内が事故対策のための活動に支障がない酸素濃度及び二酸化炭素濃度の範囲内であることを把握する。

これらを踏まえ事故状況の進展に応じた手順とする。

(1) 緊急時対策所の立ち上げ時の手順

重大事故が発生するおそれがある場合等^{※14}、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）を使用し、緊急時対策本部を設置するための準備として、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）を立ち上げるための手順を整備する。

※14 原子力防災体制が発令され、緊急時対策本部が設置される場合として、運転時の異常な過渡変化、設計基準事故も含める。

a. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転手順

緊急時対策所非常用空気浄化ファンを接続、起動し、必要な換気を確保するとともに、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを通気することにより放射性物質の侵入を低減するための手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備からの給電により、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時。

(b) 操作手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）立ち上げ時の緊急時対策所可搬型空気浄化装置のダクト及びケーブル接続並びに緊急時対策所可搬型空気浄化装置の運転の手順は以下のとおり。緊急時対策所換気設備の概略系統図を第 1.18.2 図に、緊急時対策所可搬型空気浄化装置運転の概略系統図を第 1.18.3 図に、手順のタイムチャートを第 1.18.4 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき放射線管理班長に緊急時対策所可搬型空気浄化

装置の起動を指示する。

- ②放射線管理班は、緊急時対策所可搬型空気浄化装置とダクト及びケーブルを接続する。
- ③放射線管理班は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンを起動する。
- ④放射線管理班は、給気手動ダンバを操作し、流量（33～40m³/min）を調整する。
- ⑤放射線管理班は、排気手動ダンバを操作し、室内の圧力を微正圧（100Pa[gage]以上）に調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 1 名が、屋外及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において操作を行い、完了まで約 19 分と想定する。

b. 空気供給装置による空気供給準備手順

空気供給装置の系統構成を行い、漏えい等がないことを確認し、切替えの準備を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時。

(b) 操作手順

空気供給装置による空気供給準備の手順は以下のとおり。空気供給装置による空気供給準備時の概略系統図を第 1.18.3 図に、手順のタイムチャートを第 1.18.5 図に示す。

- ①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき安全管理班長に、空気供給装置の系統構成を指

示する。

- ②安全管理班は、空気供給装置のポンベから流量調整ユニットまでの系統構成を行う。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班 1 名が屋外及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において実施する。操作完了までは、約 55 分と想定する。

c. 緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の居住性確保の観点から、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所換気設備を運転している場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順はいずれも以下のとおり。

- ①発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総務班長に、酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。
- ②総務班は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。
- ③緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の酸素濃度が 19% を下回るおそれがある場合又は二酸化炭

素濃度が1%を超えるおそれがある場合、発電所対策本部長は、酸素濃度が19%を下回る又は二酸化炭素濃度が1%を超える前までに、空気流入量の調整を行うよう総務班に指示する。

- ④ 総務班は、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を使用している場合は給気手動ダンパ及び排気手動ダンパの開度調整により、空気供給装置を使用している場合は排気手動ダンパの開度調整により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）への空気流入量を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、総務班1名が操作を行い、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において実施する。室内での測定、弁及びダンパの調整のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 原子力災害対策特別措置法第10条事象発生時の手順

原子力災害対策特別措置法第10条事象が発生した場合に、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内へ放射性物質等の侵入量が微量のうちに検知するため、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを設置する手順を整備する。

また、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタを、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内を加圧するための判断に用いる。

a. 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所

外可搬型エリアモニタ設置手順

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第 10 条事象が発生した場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタの設置手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.6 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき放射線管理班長に緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置を指示する。
- ② 放射線管理班は、緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタを設置し、起動する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 2 名がそれぞれに分かれて行い、緊急時対策所内可搬型エリアモニタを緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に、緊急時対策所外可搬型エリアモニタを 1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉の原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に設置する。操作完了まで約 47 分と想定する。

- (3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順
重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護し、居住性を確保するた

めの手順を整備する。

a. 緊急時対策所にとどまる要員について

ブルーム通過中においても、重大事故等に対処するために必要な要員が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へとどまることができる設計とする。ブルーム通過中の重大事故等に対応するために必要な要員として、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員120名、緊急時対応として設置した可搬式代替低圧注水ポンプ等の給油や監視等、ブルーム通過後も継続する活動に必要な要員44名、1号炉及び2号炉の運転員12名、3号炉及び4号炉の運転員12名の合計188名と想定している。

なお、この要員数を目安として、発電所対策本部長が緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）にとどまる要員を判断する。

b. 空気供給装置への切替準備手順

ブルーム放出のおそれがある場合、ブルーム放出に備え、パラメータの監視強化及び空気ポンペによる加圧操作の要員配置を行うための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

ブルーム放出のおそれがある場合。

具体的には以下のいずれかに該当した場合。

- ・ブルーム放出前の段階において、直接線、スカイシャイン線により、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示が上昇傾向となった場合。

- ・中央制御室から炉心損傷が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）でのプラント状態監視の結果、発電所対策本部長が炉心損傷の可能性を踏まえ、ブルーム放出に備える必要があると判断した場合。
- ・炉心損傷前であって中央制御室から原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）でのプラント状態監視の結果、発電所対策本部長が原子炉格納容器破損の可能性を踏まえ、ブルーム放出に備える必要があると判断した場合。

(b) 操作手順

ブルーム放出のおそれがある場合に緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）で実施する手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.7 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、ブルーム放出に備え、放射線管理班長及び安全管理班長へパラメータの監視強化及び空気供給装置による加圧操作の要員配置を指示する。
- ② 放射線管理班は緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタの監視強化を行う。
- ③ 安全管理班は加圧操作の要員を配置する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 1 名及び安全管理班 1 名が 1 組になって行い、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において実施する。室内での要員の配置等のみであ

るため、短時間での対応が可能である。

なお、直接線、スカイシャイン線では、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストのうち複数台の指示上昇が予想されることから、これらの指示値も参考とする。

c. 空気供給装置への切替手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出され、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に接近した場合、緊急時対策所可搬型空気浄化装置を停止し、空気供給装置による緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の加圧を実施する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかに該当した場合。

- ・ 緊急時対策所外可搬型エリアモニタの指示が 30mSv/h 以上となった場合。
- ・ 緊急時対策所内可搬型エリアモニタの指示が 0.5mSv/h 以上となった場合。

(b) 操作手順

空気供給装置により緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内を加圧する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第 1.18.8 図、タイムチャートを第 1.18.9 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長及び安全管理班長に空気供給装置による緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内加圧の開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、緊急時対策所（緊急時対策所建

屋内)の排気手動ダンパを閉とする。

- ③安全管理班は、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)内に設置されている空気供給装置の流量調整ユニット出口弁を開とする。
- ④安全管理班は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを閉とする。
- ⑤安全管理班は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンの電源を切とする。
- ⑥放射線管理班は、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)の排気手動ダンパにて排気側を調節し、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)内が微正圧(100Pa[gage]以上)となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所換気設備運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1)緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班1名及び安全管理班1名を1組として行い、緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)において実施する。操作完了までは、約2分と想定する。

d. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順

緊急時対策所(緊急時対策所建屋内)周辺から希ガスの影響が減少した場合に空気供給装置による加圧を停止し、緊急時対策所可搬型空気浄化装置に切り替える手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の間に設置する緊急時対策所外可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所内可搬型エリアモニタにて放射線量を継続的に監視し、その指示値がブルーム接近時の指示値に比べ急激に低下した場合。

(b) 操作手順

空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置に切り替える場合に緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）で実施する手順は以下のとおり。概略系統図を第 1.18.3 図、タイムチャートを第 1.18.10 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、放射線管理班長及び安全管理班長に空気供給装置から緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替えを指示する。
- ② 安全管理班は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンの電源を入とする。
- ③ 安全管理班は、緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを操作し、流量（33～40m³/min）を調整する。
- ④ 安全管理班は、空気供給装置の流量調整ユニット出口弁を閉とし、空気供給装置による加圧を停止する。
- ⑤ 放射線管理班は、排気手動ダンパを調節し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内が微正圧（100Pa[gage]以上）となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所換気設備運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1)緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 1 名及び安全管理班 1 名の 2 名が 1 組になって行い、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において実施する。操作完了までは、約 2 分と想定する。

なお、緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替えを判断する場合は、モニタステーション、モニタポスト及び可搬式モニタリングポストの指示値も参考とする。

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

重大事故等が発生した場合において、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の情報収集設備及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための検討を行う。

また、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に整備する。

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

全交流動力電源喪失時は、代替交流電源設備からの給電により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の情報収集設備及び通信連絡設備を使用する。

(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

重大事故等が発生した場合、緊急時対策所情報収集設備である安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時。

b. 操作手順

安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システムについては、常時伝送を行う。SPDS表示装置を起動し、監視する手順は以下のとおり。緊急時対策所情報収集設備を第1.18.11図に示す。

- ①安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づきSPDS表示装置の接続を確認し、端末を起動する。
- ②安全管理班は、SPDS表示装置にて、各パラメータを監視する。

c. 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班1名が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内にて実施する。室内での端末起動等のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備について

安全・防災室長他は、重大事故等が発生した場合に、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に配備し、資料が更新された場合には資料の差し替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持・管理する。

(3) 通信連絡に関する手順

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の通信連絡設備により、中央制御室、屋内外の作業場所、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体及びその他関係機関等の発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順を整備する。通信連絡設備を第 1.18.4 表に示す。

なお、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は、「1.19 通信連絡に関する手順等（緊急時対策所）」のうち、「1.19.2.1(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」、「1.19.2.2(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」及び「1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等」にて整理する。

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器破損時には、中央制御室の運転員と原子炉格納容器の破損等

による発電所外への放射性物質の拡散を抑制する対処に必要な数の要員を含めて188名を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）に収容する。

要員の収容に当たっては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるとともに、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉の同時被災を想定しても、独立した指揮命令を行えるレイアウトとし、遮音された少人数の会議スペースも確保できるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレ等を整備するとともに、収容する要員に必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水及び食料等を配備又は備蓄し、維持管理する。

(1) 放射線管理について

a. 放射線管理用資機材の維持管理等について

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）は、7日間外部からの支援がなくとも活動が可能となるよう対策要員の装備（線量計、マスク等）を配備するとともに、通常時から維持・管理し、重大事故等が発生した場合には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、十分な放射線管理を行う。

重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の被ばく線量管理を行うため、個人線量計を常時装着させるとともに、線量評価を行う。

また、放射線管理班長は、必要な放射線管理用資機材を用いて作業現場の放射線量測定等を行う。

b. チェンジングエリアの運用手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）への汚染の持ち込みを防止するた

めの身体サーベイ（必要により物品等を含む）及び防護具の着替え等を行うチェンジングエリアは、通常時から設置し、運用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所外可搬型エリアモニタ等にて放射線量を監視し、プルームの通過及び屋外作業可能なレベルまで低下した場合。

事故発生後、直ぐに運用開始ができるよう手順を整備する。

(b) 操作手順

チェンジングエリアを運用する手順は以下のとおり。なお、チェンジングエリアは、あらかじめ設置した状態とする。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき放射線管理班長にチェンジングエリアの運用開始を指示する。
- ② 放射線管理班は、チェンジングエリア内に掲示した手順の案内に基づき、汚染の有無を確認する。

(c) 操作の成立性

チェンジングエリアは設置した状態であり、設置のための操作は不要である。また、運用に関しては、身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、汚染の確認を速やかに実施することができる。

チェンジングエリアには、防護具の着替えエリア、緊急安全対策要員の放射性物質による汚染を確認するた

めの身体サーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）で放射線管理班 2 名が身体サーベイ（必要により物品等を含む）及び汚染している現場作業を行う要員等の除染を行うとともに、チェンジングエリアの汚染管理を行う。

現場作業を行う要員等が身体サーベイを待つ場合、周辺からの放射線影響を低減するため、遮蔽効果のある緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内で待機する。

チェンジングエリア内の身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、身体サーベイエリアに隣接した除染エリアにて濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は、簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。

なお、簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

c. 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替手順

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの性能の低下等、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合に、待機側を起動し、切替えを実施する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

フィルタユニットの性能の低下等により運転中の緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えが必要となった場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所可搬型空気浄化装置を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.12 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替えを放射線管理班長に指示する。
- ② 放射線管理班は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの電源を入とし、起動する。
- ③ 放射線管理班は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの給気手動ダンパを操作し、流量（33～40m³/min）を調整し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の圧力が上昇することを確認する。
- ④ 放射線管理班は、使用側の緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気手動ダンパを閉とする。
- ⑤ 放射線管理班は、使用側の緊急時対策所非常用空気浄化ファンの電源を切とし、停止する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、放射線管理班 1 名が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）において実施する。操作完了までは、約 4 分と想定する。

フィルタユニットは、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）付近に 2 系統分の 2 基を保管していることから、切替え等を行うことにより、数ヶ月間使用可能である。また、当社他原子力発電所からの輸送及びフィルタの製作（約 3 ヶ月）等を実施することにより、中長期的な対応が可能である。

なお、使用側のフィルタユニットは、線量に応じ交換又は保管を行う。特にフィルタ線量が高い場合は、待機側のフィルタユニットに切り替えた後、放射性物質が減衰するまで一定期間保管する。

(2) 飲料水、食料等について

所長室長は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が重大事故等の発生後、少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄するとともに、通常時から維持・管理し、重大事故等が発生した場合には、食料等の支給を適切に運用する。放射線管理班は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内での飲食等の管理として、適切な頻度で緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の空気中の放射性物質濃度の測定を行い、飲食しても問題ないことを確認する。

ただし、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の空気中放射性物質濃度が目安値（ $1 \times 10^{-3} \text{Bq/cm}^3$ 未満）よりも高くなった場合であっても、発電所対策本部長の判断により、必要に応じて飲食を行う。

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

非常用母線からの給電喪失時は、代替電源として、電源車（緊急時対策所用）から緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へ給電する。なお、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置のうち1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉原子炉補助建屋に設置した機器は、全交流動力電源喪失時において、空冷式非常用発電装置から給電する。給電の手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保

に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。

(1) 電源車（緊急時対策所用）による給電手順

非常用母線からの給電喪失時又はその発生に備え、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の電源を確保するため、代替電源設備である電源車（緊急時対策所用）を準備する。非常用母線からの給電喪失時は、電源車（緊急時対策所用）1台を起動し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へ給電する。

a. 電源車（緊急時対策所用）準備手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）立ち上げ時のケーブル接続を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時。

(b) 操作手順

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と電源車（緊急時対策所用）間のケーブル接続の手順は以下のとおり。概略系統図を第 1.18.13 図に、手順のタイムチャートを第 1.18.14 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき、
 ① 係長に緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）電源接続作業開始を指示する。
- ② 係長は、コネクタ接続によりケーブルを接続する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、保修班 2 名で行い、一連の操作完了まで約 14 分と想定する。その後、待機側の電源車（緊急時対策所用）を同様に準備する。暗所においても円滑に対応できるよう、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

b. 電源車（緊急時対策所用）起動手順

非常用母線からの給電喪失時の電源車（緊急時対策所用）の起動手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

非常用母線からの給電喪失時。

(b) 操作手順

電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は以下のとおり。概略系統図を第 1.18.13 図に、タイムチャートを第 1.18.15 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき保修班長に緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）電力供給作業開始を指示する。
- ② 保修班は、電源車（緊急時対策所用）1 台を起動する。
- ③ 保修班は、電源車（緊急時対策所用）からの給電を行う場合は、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の緊急時対策所コントロールセンタ及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の電源車切替盤にて、起動した電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とし給電を開始する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、保修班 2 名で行い、一連の操作完了まで約 5 分と想定する。暗所においても円滑に対応できるように、ヘッドライト及び懐中電灯を配備する。

c. 電源車（緊急時対策所用）の切替及び燃料給油手順

(a) 電源車（緊急時対策所用）の切替手順

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合の切替手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

使用中の電源車（緊急時対策所用）に故障等が発生した場合など、運転中の電源車（緊急時対策所用）の停止が必要となった場合。

ii. 操作手順

電源車（緊急時対策所用）を待機側に切り替える手順は以下のとおり。タイムチャートを第 1.18.16 図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき保修班長に電源車（緊急時対策所用）の切替えを指示する。
- ② 保修班は、待機側の電源車（緊急時対策所用）を起動する。
- ③ 保修班員は、使用側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）内の電源車切替盤にて切とし、待機側の電源車（緊急時対策所用）の遮断器を入とする。

- ④ 保修班は、使用中の電源車（緊急時対策所用）を停止する。

iii. 操作の成立性

上記の対応は、保修班1名で行い、一連の操作完了まで約6分を要する。

電源車（緊急時対策所用）は予備の1台を発電所内に配備していることから、万が一、異常等が発生した場合でも、交換等を行うことにより、中長期的な対応が可能である。

(b) 電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料補給手順

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合、燃料補給が必要となる。（燃料はすべて重油）

重大事故等対処設備である燃料油貯油そうからタンクローリーへ給油し、電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへ補給する手順を整備する。

i. 手順着手の判断基準

電源車（緊急時対策所用）を運転した場合において、電源車（緊急時対策所用）の燃料の管理油量を確認後、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間^{*15}に達した場合。

※15 定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間及び給油間隔の目安は以下のとおり。

- ・ 1号炉及び2号炉用に使用するタンクローリーから給油する場合：運転開始後約20時間（その後約20時間毎に補給。ただし、ブルーム放出中は除く。）

- ・ 3号炉及び4号炉用に使用するタンクローリーから給油する場合：運転開始後約20時間（その後約4時間毎に補給。ただし、プルーム放出中は除く。）

ii. 操作手順

電源車（緊急時対策所用）燃料タンクへの燃料（重油）補給の手順の概要は以下のとおり。

タンクローリーによるアクセスルートは第1.18.17図に、タイムチャートを第1.18.18図及び第1.18.19図に示す。

- ① 発電所対策本部長は、手順着手の判断基準に基づき保修班長に、燃料油貯油そうからタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給を指示する。
- ② 保修班は、燃料油貯油そうから電源車（緊急時対策所用）へ燃料（重油）補給準備を行う。
- ③ 保修班は、タンクローリーを保管エリアから燃料油貯油そう付近に移動させる。
- ④ 保修班は、タンクローリー給油口に給油用ホースを接続する。
- ⑤ 保修班は、燃料油貯油そう取出口の蓋を開放し、給油ホースを接続する。
- ⑥ 保修班は、タンクローリー給油ポンプを起動し、タンクローリーの油面計で満杯となれば給油ポンプを停止する。
- ⑦ 保修班は、タンクローリーを電源車（緊急時対策所用）の近くに移動させる。
- ⑧ 保修班は、電源車（緊急時対策所用）の給油口に、

給油ホースを接続する。

- ⑨ 保修班は、タンクローリーの排出弁を開状態にし、タンクローリーからの給油を開始する。
- ⑩ 保修班は、タンクが満杯になれば、給油を停止し、排出弁を閉止した後、給油ホースを取外す。
- ⑪ 保修班は、発電所対策本部長にタンクローリーによる電源車（緊急時対策所用）への燃料補給が完了したことを報告する。

iii. 操作の成立性

上記の現場対応は、保修班2名にて実施し、所要時間は1号炉及び2号炉用に使用するタンクローリーから給油する場合は約2.7時間、3号炉及び4号炉用に使用するタンクローリーから給油する場合は約2.3時間である。

電源車（緊急時対策所用）の燃料消費率は、約49.3ℓ/hであり、起動から枯渇までの時間は約20時間と想定しており、枯渇までに燃料（重油）補給を実施する。

なお、重大事故等時7日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量として、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」に示す1号炉及び2号炉用に使用する燃料油貯油そう（約180kℓ以上（1基当たり）、4基）、3号炉及び4号炉用に使用する燃料油貯油そう（約116.5kℓ以上（1基当たり）、8基）を管理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、可

搬型照明、通信設備等を整備する。周囲温度は外気温度と同程度である。

第 1.18.1 表 重大事故等における対処手段と整備する手順

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対処手段	対処設備	設備分類※a	整備する手順書	手順の分類		
—	—	居住性の確保	緊急時対策所遮蔽	重大事故等対処設備	■	緊急時対策所運用手順 空気供給装置操作手順	S A所達※1 が心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書	
			緊急時対策所非常用空気浄化ファン※7					
緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット								
空気供給装置								
緊急時対策所内可搬型エアモニタ※7								
緊急時対策所外可搬型エアモニタ								
酸素濃度計								
二酸化炭素濃度計								
SPDS表示装置※7	資機材	△	—					—
安全パラメータ表示システム (SPDS) ※2								
安全パラメータ伝送システム※2								
対策の検討に必要な資料※5	重大事故等対処設備	■	—	—				
衛星電話 (固定) ※7								
衛星電話 (携帯)								
衛星電話 (可搬)								
緊急時衛星通報システム※7								
携帯型通話装置								
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備※7 (TV会議システム、IP電話、IP-FAX)								
運転指令設備					多様性確保設備	△	—	—
加入電話								
加入ファクシミリ※7								
電力保安通信用電話設備								
社内TV会議システム※7								
無線通話装置※7								
必要な要員の収容	資機材	△	—	—				
防護具及びチェンジングエリア用資機材※5								
飲料水、食料等※5	重大事故等対処設備	■	—	—				
電源車 (緊急時対策所用)								
燃料油貯油そう※4								
タンクローリー※4								
空冷式非常用発電装置※5								
空冷式非常用発電装置用給油ポンプ※6								
サポート系機能喪失時	緊急時対策所全交流動力電源	代替交流電源設備からの給電の確保	—	—	—	—		

- ※1 : 「高圧発電機」 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための高電圧に関する所達
 ※2 : 1号伊、2号伊、3号伊又は4号伊の空冷式非常用発電装置から給電する。
 ※3 : 「対策の検討に必要な資料」「防護具及びチェンジングエリア用資機材」及び「飲料水、食料等」は資機材であるため、重大事故等対処設備とはしない。
 ※4 : 電源車 (緊急時対策所用) の燃料補給に使用する。
 ※5 : 空冷式非常用発電装置からの給電及び燃料補給については、1号伊及び2号伊の通達1並びに3号伊及び4号伊の通達1の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※6 : 1号伊及び2号伊の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は1号伊及び2号伊の通達1「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※7 : 電源車 (緊急時対策所用) から給電する。
 ※a : 重大事故等対策において用いる設備の分類
 ■ : 当該高次に適合する重大事故等対処設備 b : 37条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.18.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

監視計器一覧

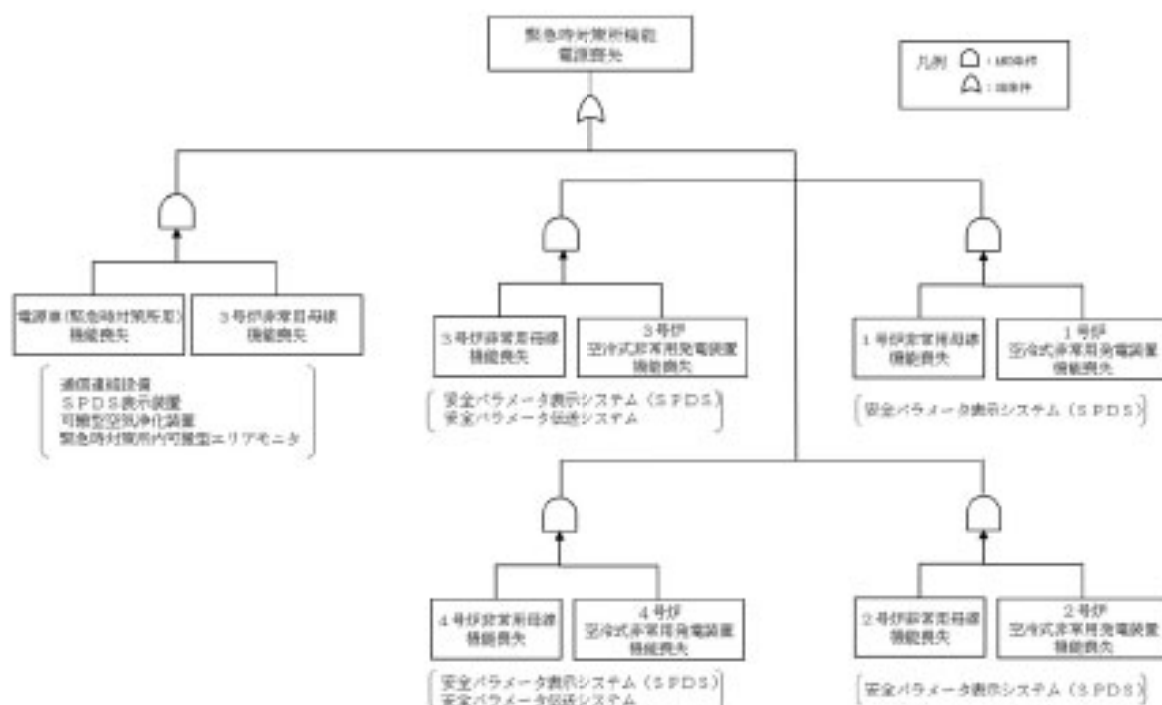
対応手段		重大事故等の対応に必要な監視項目	監視計器
1.18.2.1 居住性を確保するための手順等			
(1)緊急時対策所の立ち上げ時の手順 c.緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	判断基準	緊急時対策所換気設備を運転している場合	酸素濃度計
		酸素濃度 19%未満若しくは二酸化炭素濃度 1%を超える場合	二酸化炭素濃度計
	操作	空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所可搬型空気浄化装置使用時	緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計 緊急時対策所内差圧計
(3)重大事故が発生した場合の放射線防護等に関する手順 b.空気供給装置への切替準備手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量	緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
		炉心損傷 原子炉格納容器破損	炉心損傷が生じた旨の連絡、通報 原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報
	操作	—	—
	(3)重大事故が発生した場合の放射線防護等に関する手順 c.空気供給装置への切替手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量
緊急時対策所内の放射線量			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
操作		空気供給装置使用時	流量調整ユニット流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所内の環境監視	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
(3)重大事故が発生した場合の放射線防護等に関する手順 d.緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替手順	判断基準	緊急時対策所外の放射線量	緊急時対策所外可搬型エリアモニタ
		緊急時対策所内の放射線量	緊急時対策所内可搬型エリアモニタ
	操作	緊急時対策所可搬型空気浄化装置	緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計 緊急時対策所内差圧計
		緊急時対策所内の環境監視	酸素濃度計 二酸化炭素濃度計
1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順			
(1)電源車(緊急時対策所用)による給電手順 b.電源車(緊急時対策所用)起動手順 c.電源車(緊急時対策所用)の切替及び燃料給油手順	判断基準	電源	電源車(緊急時対策所用)
	操作	電源	緊急時対策所コントロールセンタ 緊急時対策所電源車切替盤

第 1.18.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

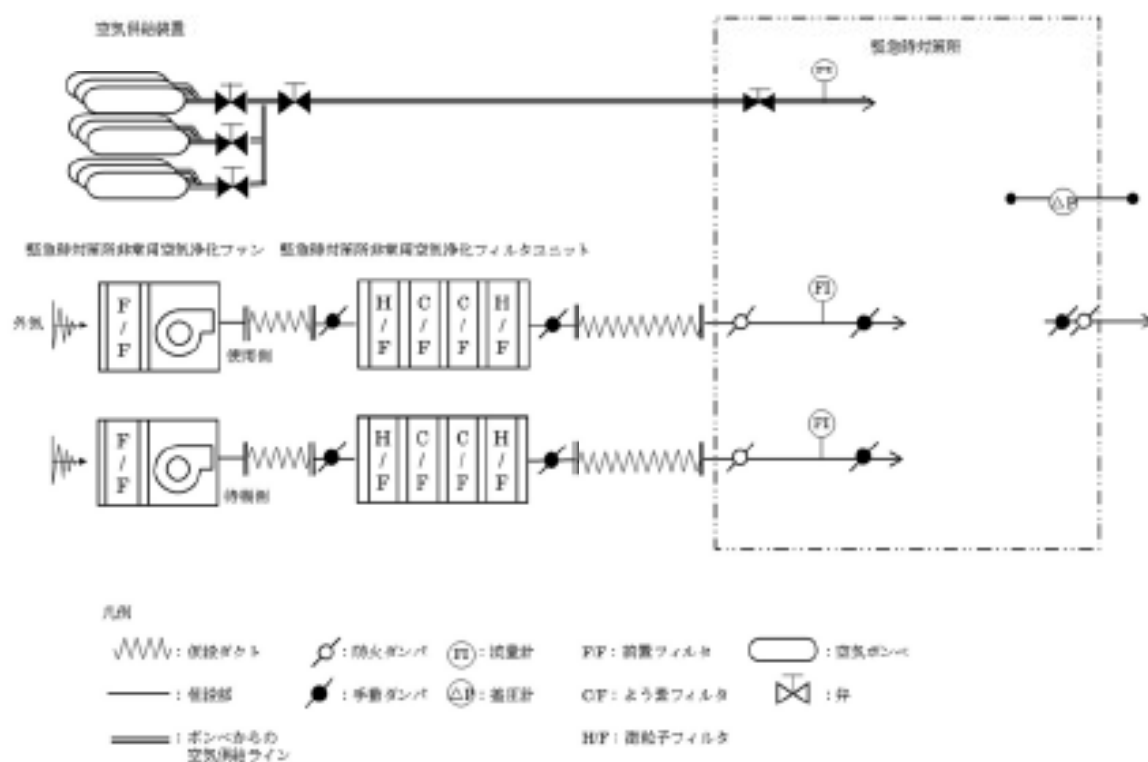
条文	供給対象設備	受電盤
1.18 緊急時対策所の居住性等 に関する手順等	緊急時対策所非常用空気 浄化ファン SPDS表示装置	緊急時対策所コントロール センタ
	安全パラメータ表示シス テム (SPDS)、安全パ ラメータ伝送システム	原子炉コントロールセンタ タービンコントロール センタ

第 1.18.4 表 重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧

対応設備		
衛星電話	衛星電話 (固定)	重大事故等 対処設備
	衛星電話 (携帯)	
	衛星電話 (可搬)	
緊急時衛星通報システム	緊急時衛星通報システム	
携行型通話装置	携行型通話装置	
統合原子力防災ネットワークに接 続する通信連絡設備	TV会議システム	
	IP電話	
	IP-FAX	
運転指令設備	運転指令設備	多様性 拡張設備
電力保安通信用電話設備	保安電話 (固定)	
	保安電話 (携帯)	
	衛星保安電話	
無線通話装置	無線通話装置	
社内TV会議システム	社内TV会議システム	
加入電話	加入電話	
加入ファクシミリ	加入ファクシミリ	



第 1.18.1 図 機能喪失原因対策分析 (緊急時対策所 (緊急時対策所建屋内) 電源喪失)



第 1.18.2 図 緊急時対策所換気設備の概略系統図

		経過時間 (分)								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員 (数)	約35分 空気供給装置の系統構成								
空気供給装置による 空気供給準備	安全管理班	1	移動		ホース接続・ボンベ弁開放			漏れい確認		

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.5図 空気供給装置による空気供給準備タイムチャート

		経過時間 (分)								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
手順の項目	要員 (数)	約31分 緊急時対策所内可搬型エリアモニタの設置 約42分 緊急時対策所外可搬型エリアモニタの設置								
緊急時対策所内可搬型 エリアモニタ設置	放射線管理班	1	移動		緊急時対策所内可搬型エリアモニタ設置			緊急時対策所内可搬型エリアモニタ起動		
緊急時対策所外可搬型 エリアモニタ設置	放射線管理班	1	移動		緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置			緊急時対策所外可搬型エリアモニタ起動		

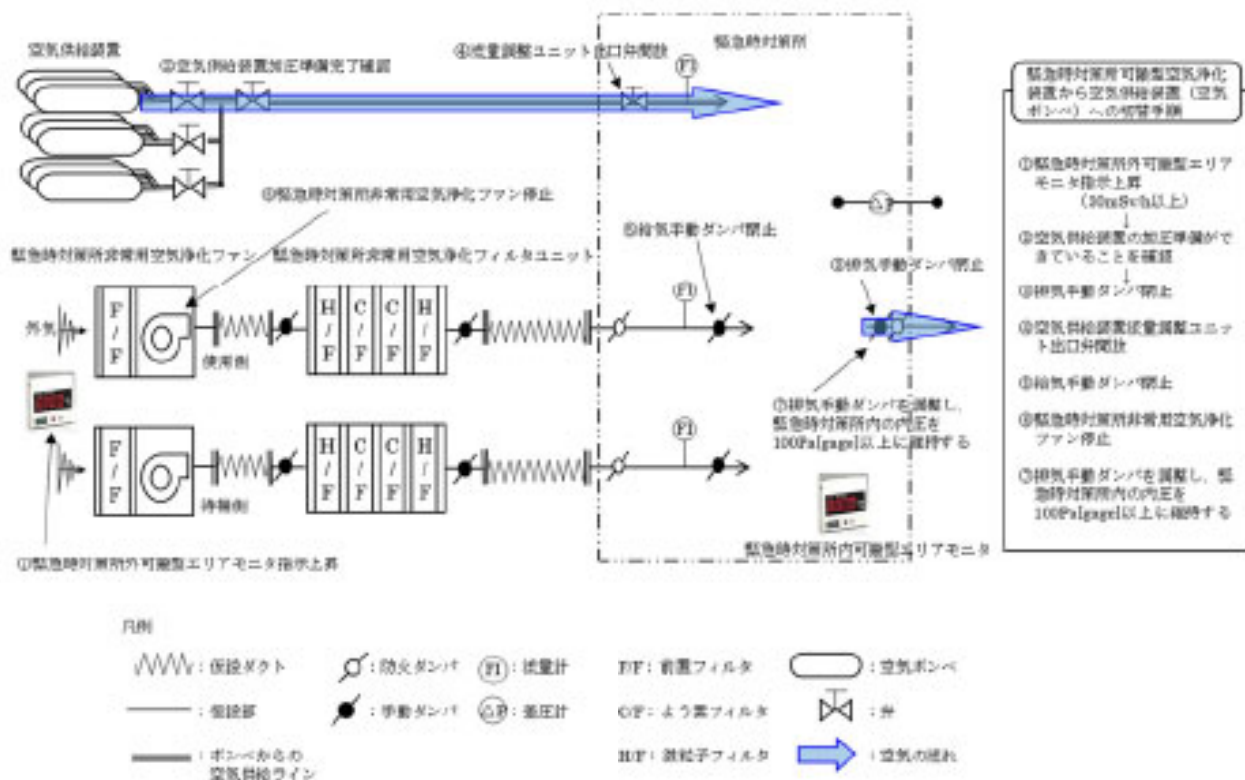
※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.6図 緊急時対策所内可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所外可搬型エリアモニタ設置タイムチャート

		経過時間 (分)								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員 (数)	約4分 空気供給装置への切替準備								
空気供給装置への 切替準備	放射線管理班 安全管理班	2	・緊急時対策所外可搬型エリアモニタ指示上昇							
			・原子炉格納容器の破損の連絡、情報があった場合							
			・発電所対策本部長がブルーム放出に備える必要があると判断した場合							
			監視 (エリアモニタ指示、記録計)							
			緊急時対策所非常用空気浄化ファンスイッチ確認							
			給気手動ダンパ操作対応準備							
			排気手動ダンパ操作対応準備							
空気供給装置流量調整ユニット出口弁対応準備										

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.7図 空気供給装置への切替準備タイムチャート



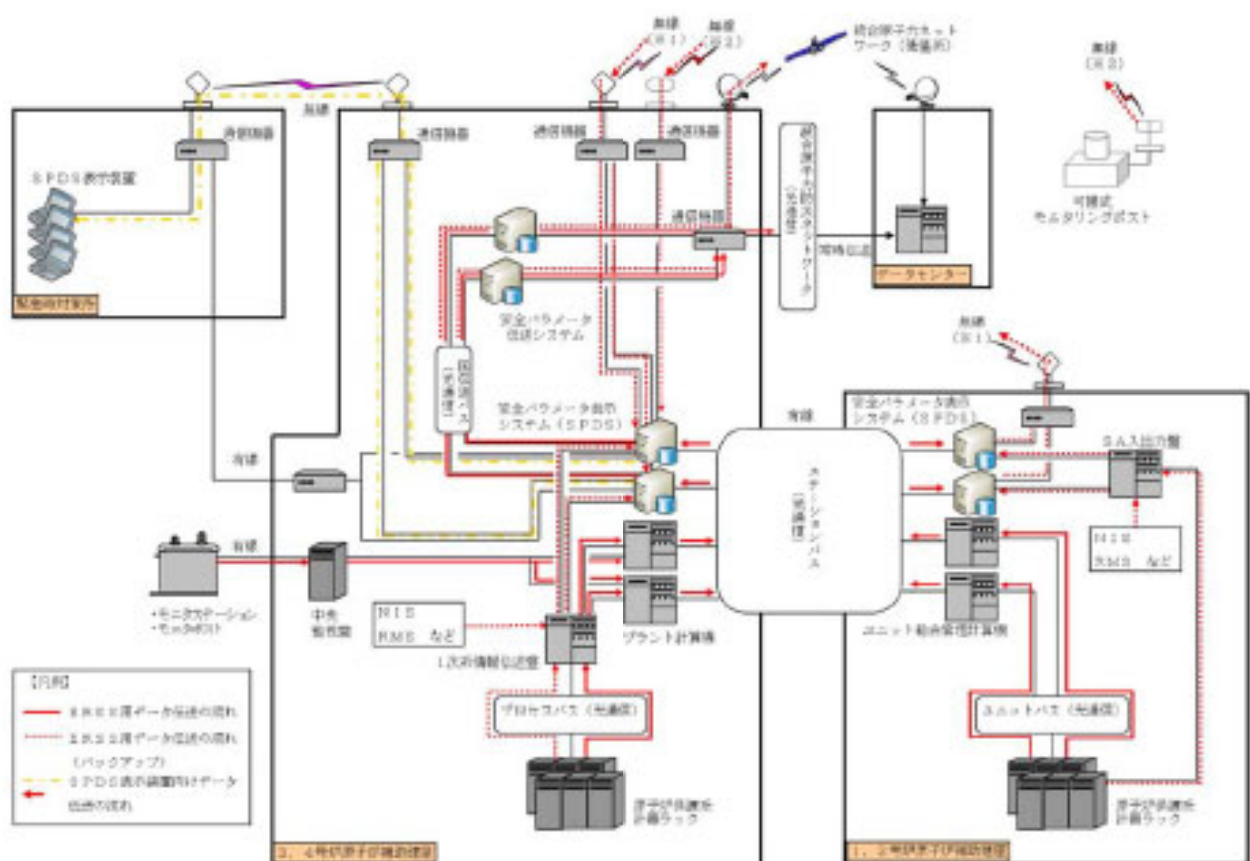
第 1.18.8 図 空気供給装置への切替の概略系統図

手順の項目	要員（数）	経過時間（分）								備考	
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4		
手順の項目	要員（数）	約2分 緊急時対策所内空気供給装置への切替									
空気供給装置への切替	放射線管理班 安全管理班	2									

第 1.18.9 図 空気供給装置への切替タイムチャート

手順の項目	要員（数）	経過時間（分）								備考	
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4		
手順の項目	要員（数）	約2分 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替									
緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替	放射線管理班 安全管理班	2									

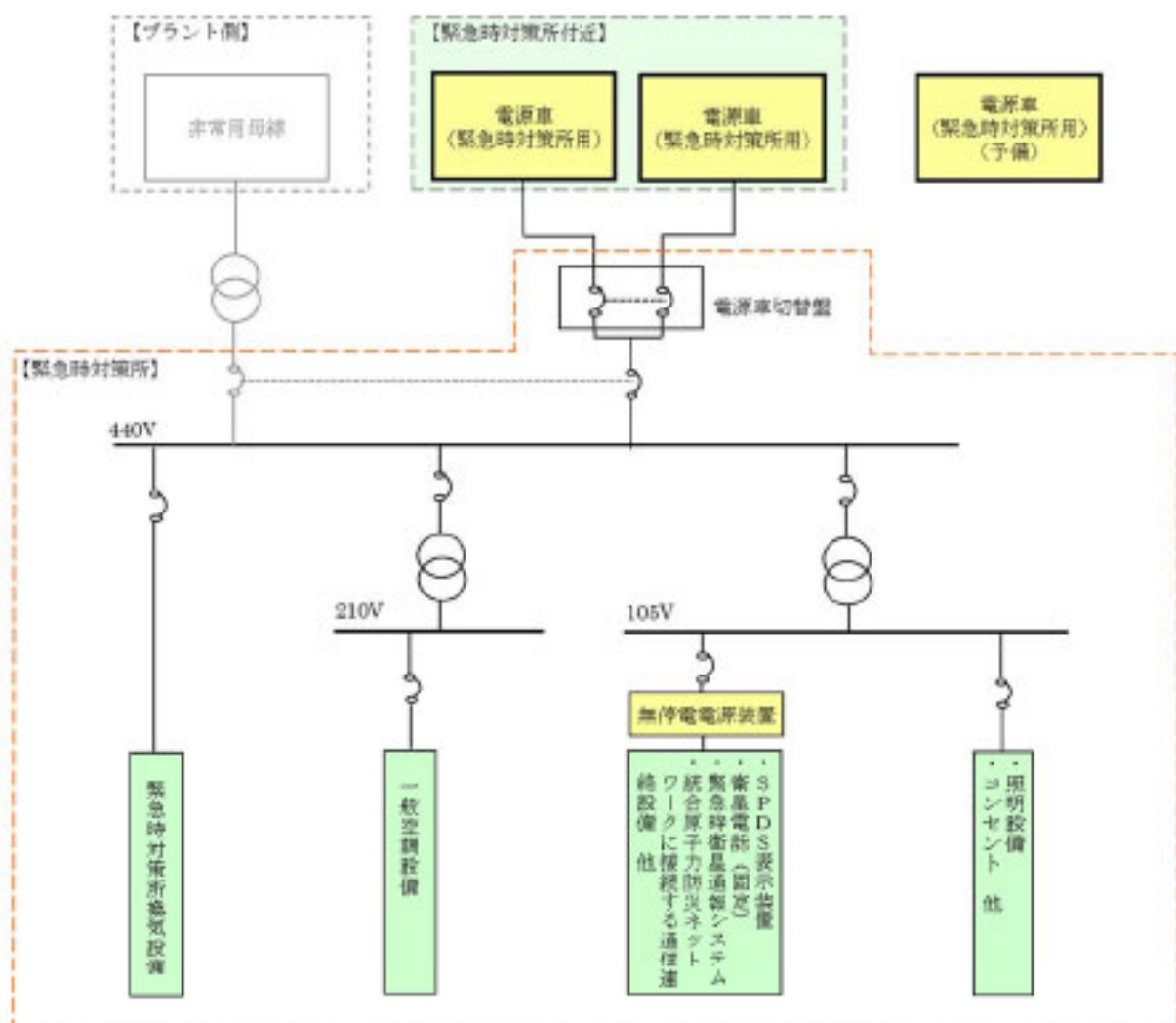
第 1.18.10 図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置への切替タイムチャート



第 1.18.11 図 緊急時対策所情報収集設備の概要

		経過時間 (分)								備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8			
手順の項目	要員 (数)	約4分 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替										
緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替	放射線管理班	1										

第 1.18.12 図 緊急時対策所可搬型空気浄化装置の切替タイムチャート



第 1.18.13 図 緊急時対策所（緊急時対策所建屋内） 給電系統概要図

		経過時間 (分)								備考
		5	10	15	20	25	30	35	40	
手順の項目	要員 (数)	約14分▽ 電源車 (緊急時対策所用) 準備								
電源車 (緊急時対策所用) 準備	保修班	2	移動							
			ケーブル接続							

第 1.18.14 図 電源車（緊急時対策所用）準備タイムチャート

		経過時間(分)								備考		
		5	10	15	20	25	30	35	40			
手順の項目	要員(数)	約5分 電源車(緊急時対策所用)起動										
電源車(緊急時対策所用)起動	保修班	2	移動									
			電源車起動									
			電源車遮断器投入									

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第 1.18.15 図 電源車(緊急時対策所用)起動タイムチャート

		経過時間(分)								備考		
		5	10	15	20	25	30	35	40			
手順の項目	要員(数)	約6分 電源車(緊急時対策所用)切替										
電源車(緊急時対策所用)切替	保修班	1	移動									
			待機側電源車起動									
			停止側電源車遮断器切、待機側電源車遮断器入									
			使用側電源車停止									

第 1.18.16 図 電源車(緊急時対策所用)切替タイムチャート



第1.18.17図 タンクローリーによるアクセスルート

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

		経過時間（時間）							備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	
手順の項目	要員（数）	約2.3時間▽ 電源車（緊急時対策所用）への 給油開始							
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	保修班 2								

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.18図 1号炉及び2号炉用に使用するタンクローリーからの電源車（緊急時対策所用）燃料給油タイムチャート

		経過時間（時間）							備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	
手順の項目	要員（数）	約2.3時間▽ 電源車（緊急時対策所用）への給油開始							
電源車（緊急時対策所用）燃料補給	保修班 2								

※移動時間に防護具の着用時間を含む。

第1.18.19図 3号炉及び4号炉用に使用するタンクローリーからの電源車（緊急時対策所用）燃料給油タイムチャート

1.19 通信連絡に関する手順等

< 目 次 >

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

- a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
- b. 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備
- c. 手順等

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

- (1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
- (2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

- (1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
- (2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

1.19 通信連絡に関する手順等

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合において発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
 - a) 通信連絡設備は、代替電源設備（電池等の予備電源設備を含む。）からの給電を可能とすること。
 - b) 計測等行った特に重要なパラメータを必要な場所で共有する手順等を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、必要な対処設備を整備しており、ここでは、それらの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{*1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第六十二条及び技術基準規則第七十七条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.19.1表、第1.19.2表に示す。

a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

発電所内で、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手段がある。

発電所内の通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- ・ 衛星電話（固定）
- ・ 衛星電話（携帯）
- ・ 無線通話装置
- ・ トランシーバー
- ・ 携行型通話装置
- ・ 安全パラメータ表示システム（SPDS）
- ・ SPDS表示装置
- ・ 運転指令設備
- ・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

発電所内の通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置^{※2}
- ・ 電源車（緊急時対策所用）
- ・ 燃料油貯油そう^{※3}
- ・ タンクローリー^{※3}
- ・ 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ^{※4}

※2 1号炉、2号炉、3号炉又は4号炉の空冷式非常用発電装置を使用する。

※3 1号及び2号炉の燃料油貯油そう並びに3号及び4号炉の燃料油貯油そう、1号及び2号炉のタンクローリー並びに3号及び4号炉のタンクローリーは、空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。

※4 1号炉又は2号炉の空冷式非常用発電装置用給油ポンプは、空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所内の通信連絡を行うための設備のうち衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー、携行型通話装置、安全パラメータ表示システム（SPDS）、SPDS表示装置、空冷式非常用発電装置、電源車（緊急時対策所用）、燃料油貯油そう、タンクローリー及び空冷式非常用発電装置用給油ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所内の通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 無線通話装置
- ・ 運転指令設備
- ・ 電力保安通信用電話設備

（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所内の通信連絡を行うための手段として有効である。

b. 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手段がある。

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- ・ 衛星電話（固定）
- ・ 衛星電話（携帯）

- ・ 衛星電話（可搬）
- ・ 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備
（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）
- ・ 安全パラメータ表示システム（SPDS）
- ・ 安全パラメータ伝送システム
- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ
- ・ 携帯電話
- ・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置
- ・ 緊急時衛星通報システム

発電所外（社内外）との通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 電源車（緊急時対策所用）
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー
- ・ 空冷式非常用発電装置用給油ポンプ

(b) 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備のうち衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム、緊急時衛星通報システム、空冷式非常用発電装置、電源車（緊急時対策所用）、燃料油貯油そう、タンクローリー

一及び空冷式非常用発電装置用給油ポンプは、重大事故等対処設備と位置づける。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能である。また、以下の設備は多様性拡張設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 加入電話
- ・ 加入ファクシミリ
- ・ 携帯電話
- ・ 電力保安通信用電話設備
（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）
- ・ 社内TV会議システム
- ・ 無線通話装置

上記の設備は、耐震性を有していないが、設備が健全である場合は、発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

c. 手順等

上記a.及びb.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、給電が必要となる設備についても整備する（第1.19.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※5}、当直課長、運転員等^{※6}及び緊急安全対策要員^{※7}の対応として通信連絡に関する手順等に定める（第1.19.1表、第1.19.2表）。

※5 発電所対策本部長:重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※6 運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※7 緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）により、運転員等及び緊急安全対策要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、移動式放射能測定装置（モニタ車）及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との間で相互に通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、携行型通話装置、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所内）により緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）へ、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及びSPDS表示装置を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）により、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）を使用する。屋外の運転員等、緊急安全対策要員及び移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用する。これらの衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 衛星電話（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ii. 衛星電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
- ③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。
- ④ 使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
- ⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(b) 無線通話装置

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニター車）にてモニタリングを行う発電所内の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 無線通話装置（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ii. 無線通話装置（車載）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(c) トランシーバー

屋外の緊急安全対策要員は、トランシーバーを使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. トランシーバー

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電池又は乾電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電池又は乾電池の残量が少ない場合、別の端末又は予備の乾電池と交換する。
- ③ 通話チャンネルの設定が必要な端末は、事前に取り決めた通話チャンネルに設定されていることを確認する。
- ④ 使用する端末と共に予備の乾電池を携行する。
- ⑤ 通話ボタンを押し、連絡する。
- ⑥ 使用中に充電池又は乾電池の残量が少なくなった場合は、充電池は充電を行い、乾電池は予備の乾電池と交換する。
- ⑦ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(d) 携行型通話装置

中央制御室の運転員等及び屋内外の緊急安全対策要員は、携行型通話装置を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 携行型通話装置

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、保管場所等で作業に使用する端末と通話装置用ケーブルを接続して切替スイッチを操作し、ブザーが鳴ることで乾電池の残量を確認する。
- ② 乾電池の残量が少ない場合、予備の乾電池と交換する。
- ③ 端末の切替スイッチを操作し、使用する端末間で通話通信確認を行い、健全性を確認する。
- ④ 確認後は、端末の切替スイッチを「OFF」にし、通話装置用ケーブルを切り離す。
- ⑤ 使用する端末及び通話装置用ケーブルと共に予備の乾電池を携行する。
- ⑥ 使用する場所にて、最寄りの接続端子に端末を接続する。（必要に応じて通話装置用ケーブルを用いて延長する。複数の端末を接続することにより、複数者での連絡を可能とする。）
- ⑦ 切替スイッチを操作し、連絡する。
- ⑧ 使用中に乾電池の残量が少なくなった場合は、予備の乾電池と交換する。
- ⑨ 使用後は、切替スイッチを「OFF」にし、端末及び通話装置用ケーブルを切り離す。

(e) 安全パラメータ表示システム（SPDS）

安全パラメータ表示システム（SPDS）により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）のSPDS表示装置へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 安全パラメータ表示システム（SPDS）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(f) SPDS表示装置

操作手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、「1.18.2.2(1) 緊急時対策所情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順」にて整備する。

(g) 運転指令設備

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、運転指令設備を使用し、相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 1号及び2号炉の運転指令設備

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用チャンネルを選択し、連絡する。
- ② 3号及び4号炉の運転指令設備と接続する場合は、中央制御室内に設置する操作パネルにて「3・4号系」スイッチを押し接続する。

ii. 3号及び4号炉の運転指令設備

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用チャンネルを選択し、連絡する。
- ② 1号及び2号炉の運転指令設備と接続する場合は、中央制御室内に設置する操作パネルにて「1/2号」スイッチを押し接続する。

(h) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））

中央制御室の運転員等及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））を使用し、相互に通信連絡又は通

話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 保安電話（固定）、保安電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
- ② 保安電話（携帯）の充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、無線通話装置、トランシーバー、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

携行型通話装置は、使用場所において端末と通話装置用ケーブルを容易かつ確実に接続可能とするとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

中央制御室の運転員等、屋内外の緊急安全対策要員、移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う緊急安全対策要員及び緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、操作、作業等の通信連絡を行う場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、トランシーバー及び携行型通話装置を使用する。

- (2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、現場と中央制御室との連絡には携行型通話装置を使用し、現場又は中央制御室と緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）との連絡には衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.1(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2) 「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2.2(1) 「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1 「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2 「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所内の通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメ

ータを発電所内の必要な場所での共有を可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合、多様性拡張設備である運転指令設備、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯））及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び携行型通話装置を使用する。

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）により、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員が、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と原子力事業本部、本店、移動式放射能測定装置（モニタ車）、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム、無線通話装置及び緊急時衛星通報システムを使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムを使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員及び屋外の緊急安全対策要員は、衛星電話（固定）及び衛星電話（携帯）を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡を行う。移動式放射能測定装置（モニター車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、衛星電話（携帯）を使用し、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員へ通信連絡を行う。また、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、衛星電話（可搬）を使用し、原子力事業本部、本店へ通信連絡を行う。これらの衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）及び衛星電話（携帯）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 衛星電話（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

ii. 衛星電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外で電源を「入」操作し、充電電池の残量及び電波の受信状態を確認する。
- ② 充電電池の残量が少ない場合、別の端末と交換する。
- ③ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダ

イヤルし、連絡をする。

- ④ 使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。
- ⑤ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

iii. 衛星電話（可搬）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、屋外に必要な設備を設置後、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを接続し、必要な箇所と通話通信確認を行い、端末の健全性を確認する。
- ② 一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルして、通信連絡をする。
- ③ 使用後は、屋内にて衛星電話（可搬）のケーブルを切り離した後、屋外に設置した設備を取り外す。

(b) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、統合原子力防災ネットワークに接続するTV会議システム、IP電話及びIP-FAXを使用し、原子力事業本部、本店、国及び地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. TV会議システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、モニタの電源を「入」操作後、TV会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。
- ② 社外関係箇所と通信連絡を行う場合は、通信先から接続されるまで待つ。社内関係箇所と通信連絡を行う場合は、リモコン操作により通信先と接続する。

③ 使用後は、モニタの電源を「切」操作する。

ii. IP電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡する。

iii. IP-FAX

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般のFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

(c) 安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システム

安全パラメータ表示システム（SPDS）及び安全パラメータ伝送システムにより、緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 安全パラメータ表示システム（SPDS）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

ii. 安全パラメータ伝送システム

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(d) 加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話を使用し、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡又は

通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 加入電話、加入ファクシミリ及び携帯電話

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。
- ② 携帯電話は、屋外で電源を「入」操作し、使用後は屋外で電源「切」操作する。
- ③ 携帯電話は、使用中に充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

(e) 電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話を使用し、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 保安電話（固定）、保安電話（携帯）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又は携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。
- ② 保安電話（携帯）の充電電池の残量が少なくなった場合は、充電を行うとともに、別の端末を使用する。

ii. 衛星保安電話

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤルし、連絡をする。

(f) 社内TV会議システム

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、社内TV会議システムにより、原子力事業本部、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 社内TV会議システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、社内TV会議システムとモニタの電源を「入」操作後、社内TV会議システムの待受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。
- ② 操作端末により、通信先と接続する。
- ③ 使用後は、社内TV会議システムとモニタの電源を「切」操作する。

(g) 無線通話装置

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は無線通話装置（固定）を使用する。移動式放射能測定装置（モニタ車）にてモニタリングを行う発電所外の緊急安全対策要員は、無線通話装置（車載）を使用する。

これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 無線通話装置（固定）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

ii. 無線通話装置（車載）

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作する。
- ② 通話ボタンを押し、連絡する。
- ③ 使用後は、電源を「切」操作する。

(h) 緊急時衛星通報システム

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員は、緊急時衛星通報システムを使用し、国、地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

i. 緊急時衛星通報システム

- ① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、緊急時衛星通報システムの電源を「入」操作し、緊急時通報システムのソフトを起動後、「通報・メニュー」画面より「原災法通報」ボタンを押し。
- ② 通報表に必要事項を入力し、「FAX原稿イメージ」画面により記載内容を確認する。
- ③ 「原災法通報」画面の「通報開始」ボタンを押し、必要な箇所へ発信する。
- ④ 使用後は、緊急時衛星通報システムの電源を「切」操作する。

c. 操作の成立性

衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）、緊急時衛星通報システム、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確

実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の緊急安全対策要員が、原子力事業本部、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）及び緊急時衛星通報システム並びに多様性拡張設備である、加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

なお、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）については、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の立ち上げ時から使用する。社内TV会議システムは、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と原子力事業本部、本店等との通信連絡用として必要に応じて使用する。

(2) 計測等を行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、可搬型使用済燃料ピット水位、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）と原子力事業本部、本店、国、地方公共団体等との連絡には衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）、衛星電話（可搬）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）を使用する手順を整備す

る。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.2(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」のうち、1.11.2.3(2) 「可搬型設備による使用済燃料ピットの状態監視」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2.2(1) 「全交流動力電源喪失及び直流電源喪失」並びに「1.17 監視測定等に関する手順等」のうち、1.17.2.1 「放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等」及び1.17.2.2 「風向、風速その他の気象条件の測定の手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有を可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）並びに多様性拡張設備である加入電話、加入ファクシミリ、携帯電話、電力保安

通信用電話設備（保安電話（固定）、保安電話（携帯）及び衛星保安電話）、社内TV会議システム及び無線通話装置の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星電話（固定）、衛星電話（携帯）及び衛星電話（可搬）を使用する。

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により衛星電話（固定）、衛星電話（可搬）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）、緊急時衛星通報システム、安全パラメータ表示システム（SPDS）、安全パラメータ伝送システム及びSPDS表示装置へ給電する。

空冷式非常用発電装置から給電する手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」のうち、1.18.2.4(1)「電源車（緊急時対策所用）による給電手順」にて整備する。

衛星電話（携帯）、携行型通話装置及びトランシーバーは、充電電池又は乾電池を使用する。

充電電池を用いるものについては、使用前及び使用中の充電電池の残量確認で、残量が少ない場合、別の端末と交換することにより継続して通話を可能とし、使用後の充電電池は、中央制御室又は緊急時対策所（緊急時対策所建屋内）の電源から充電する。

乾電池を用いるものについては、使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより7日間以上継続しての通話を可能とする。

第 1.19.1 表 重大事故等における対応手段と整備する手順
(発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※7}	整備する手順書	手順の分類		
-	-	発電所内の通信連絡	衛星電話（固定） ^{※2}	重大事故等対応設備	通信連絡に関する手順	S.A所達 ^{※1}		
			衛星電話（携帯）					
トランシーバー								
携帯型通話装置								
安全パラメータ表示システム（SPDS） ^{※2}	通信連絡に関する手順 緊急時対策所運用手順							
SPDS表示装置 ^{※2}								
-	-	代替電源設備からの給電の確保	無線通話装置	多様性配慮設備	通信連絡に関する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 S.A所達 ^{※1}		
			運転指令設備					
			電力保安通信用電話設備 〔保安電話（固定）、保安電話（携帯）〕					
			空冷式非常用発電装置 ^{※3}				重大事故等対応設備	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順
			燃料油貯油そう ^{※4}					
タンクローリー ^{※4}	空冷式非常用発電装置燃料補給の手順							
空冷式非常用発電装置用給油ポンプ ^{※5}		緊急時対策所の居住性確保のための手順						
電源車（緊急時対策所用） ^{※6}								

※1：「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2：ディーゼル発電機等により給電する。

※3：空冷式非常用発電装置から給電する手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4：1号炉、2号炉、3号炉又は4号炉の空冷式非常用発電装置及び電源車（緊急時対策所用）の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置の燃料補給の手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「1.14 電源の確保に関する手順等」、電源車（緊急時対策所用）に燃料補給する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5：1号炉及び2号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6：電源車（緊急時対策所用）から給電する手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7：重大事故等対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b：37条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.19.2 表 重大事故等における対応手段と整備する手順
(発電所外(社内外)の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類 ^{※7}	整備する手順書	手順の分類
-	-	発電所外(社内外)の通信連絡	衛星電話(固定) ^{※2}	重大事故等対応設備	通信連絡に関する手順	SA所連 ^{※1}
			衛星電話(携帯)			
衛星電話(可搬) ^{※2}						
統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 ^{※2} (TV会議システム、IP電話及びIP-FAX)						
安全パラメータ表示システム(SPDS) ^{※2}	通信連絡に関する手順 緊急時対策所運用手順					
安全パラメータ伝送システム ^{※2}						
緊急時衛星通報システム ^{※2}	多様性確保設備		通信連絡に関する手順			
加入電話						
加入ファクシミリ						
携帯電話						
電力保安通信用電話設備 (保安電話(固定)、保安電話(携帯)及び衛星保安電話)						
社内TV会議システム	無線通話装置					
無線通話装置						
-	-	代替電源設備からの給電の確保	空冷式非常用発電装置 ^{※3}	重大事故等対応設備	空冷式非常用発電装置による電源の復旧手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所連 ^{※1}
			燃料油貯油そう ^{※4}		空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	
			タンクローリー ^{※4}		緊急時対策所の居住性確保のための手順	
			空冷式非常用発電装置用給油ポンプ ^{※5}			
			電源車(緊急時対策所用) ^{※6}			

※1:「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2:ディーゼル発電機等により給電する。

※3:空冷式非常用発電装置から給電する手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「L14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※4:1号炉、2号炉、3号炉又は4号炉の空冷式非常用発電装置及び電源車(緊急時対策所用)の燃料補給に使用する。空冷式非常用発電装置の燃料補給の手順は、1号炉及び2号炉の追補1並びに3号炉及び4号炉の追補1の「L14 電源の確保に関する手順等」、電源車(緊急時対策所用)に燃料補給する手順は「L18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※5:1号炉及び2号炉の空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は追補1「L14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※6:電源車(緊急時対策所用)から給電する手順は「L18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

※7:重大事故等対策において用いる設備の分類

a:当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b:37条に適合する重大事故等対応設備 c:自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第1.19.3表 審査基準における要求事項毎の電力の供給対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.19】 通信連絡に関する手順等	衛星電話（固定）	1A1原子炉コントロールセンタ
		3A1原子炉コントロールセンタ
		3A2原子炉コントロールセンタ
		3B2原子炉コントロールセンタ
		緊急時対策所コントロールセンタ
	衛星電話（可搬）	緊急時対策所コントロールセンタ
	緊急時衛星通報システム	緊急時対策所コントロールセンタ
	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備 （TV会議システム、IP電話及びIP-FAX）	緊急時対策所コントロールセンタ
	安全パラメータ表示システム（SPDS） 安全パラメータ伝送システム	1A1原子炉コントロールセンタ
		1A2原子炉コントロールセンタ
		2A1原子炉コントロールセンタ
		2A2原子炉コントロールセンタ
		3A1原子炉コントロールセンタ
		3Aタービンコントロールセンタ
		3B1原子炉コントロールセンタ
3B2原子炉コントロールセンタ		
4B1原子炉コントロールセンタ		
4B2原子炉コントロールセンタ		
SPDS表示装置	緊急時対策所コントロールセンタ	

追 補 2

「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

添付書類十「6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の記述に次のとおり追補する。

(3号炉及び4号炉)

- I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
- II 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
- III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので
公開することはできません。

追補 2. I

I 事故シーケンスグループ及び 重要事故シーケンス等の選定について

目 次

はじめに

- 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理
 - 2.1.2 レベル1、5 PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方
 - 2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
 - 2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

- 3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について

- 4 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

第 1-1 表	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
第 1-2 表	PRA 結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第 1-3 表	事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波）
第 1-4 表	重要事故シーケンスの選定について
第 2-1 表	格納容器破損モード別格納容器破損頻度
第 2-2 表	評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について
第 2-3 表	格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について
第 3-1 表	運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
第 3-2 表	重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について

図

第 1-1 図	事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第 1-2 図	PRA におけるイベントツリー
第 1-3 図	地震 PRA 階層イベントツリー
第 1-4 図	津波 PRA 階層イベントツリー
第 1-5 図	プラント全体の定量化結果
第 1-6 図	レベル 1 PRA の定量化結果（事故シーケンスグループごとの寄与割合）
第 2-1 図	格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第 2-2 図	シビアアクシデントで想定される事故進展と格納容器破損モード
第 2-3 図	格納容器イベントツリー（CET）
第 2-4 図	レベル 1.5 PRA の定量化結果（格納容器破損モードごとの寄与割合）
第 3-1 図	定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
第 3-2 図	停止時 PRA におけるイベントツリー
第 3-3 図	停止時 PRA の定量化結果（運転停止中事故シーケンスグループごとの寄与割合）

別紙

1. 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
3. 国内外の重大事故等対策に係る設備例について
4. 事故（SGTR、IS-LOCA）時の原子炉トリップ失敗の取扱いについて
5. PRA における主要なカットセットについて
6. 地震 PRA、津波 PRA における主要な事故シーケンスの対策等について
7. 各事故シーケンスに対応した炉心損傷防止対策の地震・津波発生時の適用可能性について
8. 地震レベル 1.5 PRA に対する考え方について
9. レベル 1.5 PRA から抽出される格納容器破損モードの取扱いについて
10. ライナーアタックについて
11. 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
12. 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）
13. 炉心損傷防止対策が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について
14. 停止時 PRA において評価対象外とした POS の除外理由について
15. 停止時 PRA における反応度の誤投入の想定について

別添

高浜発電所 3 号炉及び 4 号炉 確率論的リスク評価（PRA）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー（PSR）等の機会に内部事象を対象としたレベル 1 PRA（出力運転時、停止時）及びレベル 1.5 PRA の評価を実施してきており、これらの PRA 手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、一般社団法人 日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル 1 PRA 及び津波レベル 1 PRA を適用対象とし、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また、PRA が適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から分析を実施した。

今回実施する PRA の目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず、原子炉設置許可取得済の設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。なお、PRA については高浜 3 号炉を代表として評価を実施しているが、内部事象においては 3 号炉と 4 号炉で評価対象としている機器や系統構成に有意な差がなく、地震・津波 PRA においては評価対象としているいくつかの機器の耐震評価結果、機器高さが異なるものの、PRA に対する影響は小さく今回の事故シーケンス評価に影響はない。

表 今回のPRA評価対象の整理

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準設備	対象	モデル化する
AM策 (H4年計画以前)	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号、自動作動失敗時の手動作動等、設計基準対応設備の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待し、モデル化する
AM策(H4年計画・整備)	対象外	モデル化しない
緊急安全対策	対象外	モデル化しない
重大事故等対策	今回申請	モデル化しない

今回実施したPRAの詳細については「別添 高浜発電所3号炉及び4号炉
確率論的リスク評価(PRA)について」に示す。

1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第 1-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象 P R A、外部事象 P R A（適用可能なものとして地震、津波を選定）及び P R A を適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を行った。
- ② 抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは、頻度・影響を総合的に確認のうえ事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、事故規模に応じて対応を行い、大規模な場合は大規模損壊対策にて対応することとした。
- ③ 国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象として取扱うこととした。
- ④ その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となるすべての事故シーケンスはグループ化を行い、事故シーケンスグループごとに「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド」という。）」に記載の観点（共通要因故障・系統間依存性、余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象となる重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈において、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、次のとおり記載されている。

1-1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

② PWR

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記1-1(a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

これを踏まえ、高浜3号炉及び4号炉を対象としたPRAの知見等を活用して、事故シーケンスグループの分析を実施している。

内部事象レベル1PRA（出力運転時）に加えて外部事象について現段階で適用可能なものとして、一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRA

を用いて事故シーケンスグループ等の評価を行うこととした。

また、P R Aが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施している。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、AM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でP R Aモデルを構築し、内部事象に加えて適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル1 P R Aについて評価を実施した。

これらのP R Aの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象レベル1 P R Aにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せを第 1-2 図に示すイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。地震P R Aや津波P R Aにおいては、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷が発生し、直接的に炉心損傷に至るシーケンスや地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には、地震P R A及び津波P R Aでは内部事象P R Aでは想定していない複数機器・複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生の組合せ

を含めた事故シーケンスの抽出を実施している。第 1-3 図に地震 P R A の起因事象階層イベントツリー、第 1-4 図に津波 P R A の起因事象階層イベントツリーを示す。

地震 P R A では建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (E x c e s s L O C A))、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象（複数の信号系損傷）も抽出しており、直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また、津波 P R A では機器の設置高さや開口部高さから津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が没水により同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている電気盤がすべての機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

内部事象 P R A、地震 P R A、津波 P R A の各イベントツリーにより抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、定量化結果を第 1-2 表及び第 1-5 図に示す。

(2) P R A に代わる検討に基づく整理

今回 P R A を実施可能でないものと判断した地震・津波以外の外部事象のうち、溢水、火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、小破断 L O C A、主給水流量喪失等の事象が想定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、いずれも今回内部事象レベル 1 P R A から得られた事故シーケンスに含まれると推定している（別紙 1）。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

1-2 第 1 項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

1-4 上記 1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

上記記載に基づき、事故シーケンスグループは以下のとおり分類することができる。

1-2 (a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 2次冷却系からの除熱機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ ECCS注水機能喪失
- ・ ECCS再循環機能喪失

1-2 (b)に分類され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
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

解釈では、1-2 (a)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に原子炉格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、1-2 (b)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なものであり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループについて

今回実施したレベル1 PRAにより抽出した第 1-1 表に示す各事故シーケンスについて分類した結果は第 1-2 表のとおりであり、喪失した緩和機能及び炉心損傷に至った主要因の観点から事故シーケンスを分類した。喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため、各事故シーケンスのグループ化を行い、解釈で想定する 8 つの事故シーケンスグループとの関係について以下のとおり整理した。

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

過渡事象が発生し補助給水機能が喪失する事故シーケンスや、破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWRプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合、炉心損傷に至る。

また、地震で炉内構造物が損傷した場合、炉心で冷却材の流れが阻害されることにより、原子炉トリップ後の蒸気発生器による除熱時の自然循環が阻害され、除熱に失敗するシナリオを想定しており、事象としては「過渡事象+補助給水失敗」と同じ分類が可能である。これらは「2次冷却系からの除熱機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としてはフィードアンドブリードが考えられる。

(b) 全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して、サポート系である非常用所内交流電源も喪失する事故シーケンスは、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては空冷式非常用発電装置による給電が考えられる。

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスは、起因事象の発生と同時にECCS等の緩和機能のサポート系も喪失し、従属的にRCPシールLOCAや加圧器逃がし弁/安全弁LOCAが発生することで炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉補機冷却機能喪失」に該当し、対策としては2次系強制冷却+恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入等が考えられる。

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

LOCA事象が発生し、格納容器スプレイ注入及び再循環に失敗する事故シーケンスは、格納容器内気相部からの除熱ができず、炉心より先に原子炉格納容器が破損する格納容器先行破損となり、引き続き炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に該当し、対策としては格納容器内自然対流冷却等が考えられる。

(e) 原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後、原子炉トリップに失敗する事故シーケンスは、原子炉出力が抑制できずに炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「原子炉停止機能喪失」に該当し、対策としては

A T W S 緩和設備により減速材温度上昇に伴う負の反応度掃選効果による出力抑制を図ること等が考えられる。

(f) E C C S 注水機能喪失

L O C A 事象が発生し蓄圧注入、高圧注入又は低圧注入による E C C S 注水に失敗する事故シーケンスは、短期の 1 次系保有水の回復に失敗し炉心損傷に至る。

また、地震により大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (E x c e s s L O C A) が発生した場合、E C C S 注入系の成否に関わらず 1 次系保有水が喪失し炉心損傷に至る。これらは「E C C S 注水機能喪失」の事故シーケンスグループに該当し、対策としては 2 次系強制冷却+低圧注入等が考えられる。

(g) E C C S 再循環機能喪失

L O C A 事象が発生した後、短期の 1 次系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環による E C C S 再循環に失敗する事故シーケンスは、炉心の長期冷却ができず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「E C C S 再循環機能喪失」に該当し、対策としては 2 次系強制冷却+代替再循環等が考えられる。

(h) 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A、蒸気発生器伝熱管破損)

インターフェイスシステム L O C A や蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンスは、原子炉格納容器貫通配管からの漏えいが防止できず炉心損傷に至る。事故シーケンスグループとしては「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A、蒸気発生

器伝熱管破損)」に該当し、対策としてはクールダウンアンドリサーキュレーションが考えられる。

1.1.2.2 新たな事故シーケンスグループの追加について

第 1-1 表に整理した各事故シーケンスのうち、外部事象である地震・津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして、以下に示す 5 つの事故シーケンスを抽出した（別紙 2）。

a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模な L O C A が発生し、E C C S 注入も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

b. 原子炉建屋損傷

原子炉建屋が損傷することで、原子炉建屋内のすべての機器、配管が損傷して大規模な L O C A が発生する可能性があり、E C C S 注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

c. 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内のすべての機器、配管が損傷して大規模な L O C A が発生する可能性があり、E C C S 注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

d. 制御建屋損傷

制御建屋が損傷することで、制御建屋内の電気盤（メタルクラッド開閉装置、直流き電盤等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」が発生するとともに、主盤（原子炉盤）等が損傷することにより、各種制御が不能となり監視系や補助給

水系の機能喪失も想定されることから、炉心損傷に至る事象として抽出した。

e. 複数の信号系損傷

主盤（原子炉盤）等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「a. 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）」及び「c. 原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認している解釈の記載 1-2(b) に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「b. 原子炉建屋損傷」、「d. 制御建屋損傷」及び「e. 複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能には必ずしも期待できるとは言えない事故シーケンスとなる。

これらの各事故シーケンスには炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。また、地震、津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を1つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。

(a) 頻度の観点

これらの各事故シーケンスグループについて炉心損傷頻度の確認を行った

結果、炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスグループである複数の信号系損傷においても、炉心損傷頻度は 3.7×10^{-8} (／炉年) であった。これは全炉心損傷頻度 (8.4×10^{-5} (／炉年)) に対して 0.1%未満と極めて小さい寄与であり、炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると、解釈で必ず想定される事故シーケンスグループよりも小さい炉心損傷頻度と推定できる。

(b) 影響の観点

これらの各事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの余裕時間、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組み合わせを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故まで、事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきものである。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応していく。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全炉心損傷頻度に対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備

していることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては、第 1-2 表に示すとおり P R A で抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できることを確認できており、P R A の知見等を踏まえ、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

なお、F O - A ~ F O - B 断層と熊川断層の連動等の考慮による地震ハザード及び津波ハザードの変更による影響については、損傷モードや損傷設備の追加がないことから、現状の地震及び津波 P R A で評価していない事故シーケンスが追加になることはない。また、炉心損傷防止対策及び炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない建屋損傷等の地震及び津波特有の事故シーケンスの寄与が著しく増大することはない、新たな事故シーケンスグループの追加がないことを確認している。

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈 1-2(a)に分類される事故シーケンスに対しては、「国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること」とされているが、第 1-3 表に整理した事故シーケンスには、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。

以下に示すシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても、すべての条件

に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスに該当する。なお、国内外の先進的な対策と高浜3号炉及び4号炉の対策の比較を別紙3に示す。

- ・原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
- ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
- ・大破断LOCA+低圧注入失敗
- ・大破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ・中破断LOCA+蓄圧注入失敗
- ・大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

PRAの定量化結果(第1-2表及び第1-3表)から、これら各事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約99.1%を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては、2.2.4項に示すとおり原子炉格納容器内へのスプレイ注水や格納容器内自然対流冷却等による格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお、これらの事故シーケンスに対しても、フィードアンドブリードや炉心への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制等影響を緩和できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

原子炉設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施して

いる。重要事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイドに記載の4つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を第1-4表に示す。

【審査ガイドに記載の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通要因故障、系統間依存性の観点

共通要因故障については地震・津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また、系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失（「全交流動力電源喪失」及び「原子炉補機冷却機能喪失」）は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した（第1-4表中「高」で記載）。

また、「2次冷却系からの除熱機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用系機器のみ機能喪失となり、「ECCS再循環機能喪失」の低圧再循環失敗事象では余熱除去ポンプのブースティング機能喪失となるが、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第1-4表中「中」で記載）。

⇒ 該当シーケンスを第1-4表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(c) 原子炉補機冷却機能喪失】

原子炉補機冷却機能の喪失時には、補機冷却水が必要な機器（ECCS系

ポンプ) を使用できないものとして考慮。

b. 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例 1. 事故シーケンスグループ(g) ECCS 再循環機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

【例 2. 事故シーケンスグループ(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失】

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ除熱量が小さくなり原子炉格納容器内の温度・圧力上昇が早いため余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要となる弁容量や冷却の際に必要な注水量といった設備容量にかかる要求が大きくなるシーケンスを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(f) ECCS 注水機能喪失】

破断口径の大きいほうが 1 次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（1 次系への注水量）が大きくなる。

d. 事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて、当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく事象進展が事故シーケンスグループの特長を有しているものを選定している。

⇒ 該当シーケンスを第 1-4 表中に影響度の観点で「高」、「中」、「低」で整理

【例. 事故シーケンスグループ(c) 原子炉補機冷却機能喪失】

「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」についてはCDFの寄与割合が最も支配的であり、原子炉補機冷却機能喪失の代表的な組合せである。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおり選定している。

(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失

① 事故シーケンス

- ・小破断LOCA+補助給水失敗
- ・極小LOCA+補助給水失敗
- ・主給水流量喪失+補助給水失敗
- ・過渡事象+補助給水失敗
- ・手動停止+補助給水失敗
- ・外部電源喪失+補助給水失敗
- ・2次冷却系の破断+補助給水失敗
- ・2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗

- ・蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗

② 選定理由

重要事故シーケンスとしては、1次系の温度及び圧力上昇が早く、運転員操作（フィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短くかつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

1次系温度については、「過渡事象」及び「手動停止」では、事故発生後の一定期間主給水系が利用可能であり、「2次冷却系の破断」では、2次側からの破断流が放出されることで1次系の除熱が促進される。

また、1次系圧力については、「小破断LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では、自動で安全注入信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い1次系の減圧が促進される。「極小LOCA」についても、系外への漏えいに伴い1次系の減圧が促進される。

これに対して、「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は、主給水が全喪失することで、1次系が早期に高温・高圧状態となる事象であり、特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位異常低）時点での蒸気発生器水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から、「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定する。

③ 選定結果

- ・主給水流量喪失＋補助給水失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・フィードアンドブリード

(b) 全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

- ・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」のみである。ただし、共通要因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また、「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じるRCPシールからの漏えいについては、不確実さが伴うことから、RCPシールLOCAの発生の有無を考慮する。

③ 選定結果

- ・ 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
- ・ 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

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ 2次系強制冷却+空冷式非常用発電装置+恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁/安全弁LOCA

② 選定理由

共通要因故障、系統間依存性の観点から、原子炉補機冷却機能喪失により補機冷却水が必要な機器は使用できない。「RCPシールLOCA」と「加圧器逃がし弁/安全弁LOCA」では「RCPシールLOCA」の方が、気相部放出である「加圧器逃がし弁/安全弁LOCA」よりも1次冷却材の流出量が多いため、保有水確保操作（2次系強制冷却、炉心注水準備）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しいことから、代表的

な事故シーケンスは「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」となる。ただし、「原子炉補機冷却機能喪失+RCPシールLOCA」は、「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」時に従属して発生することから、事象進展は同じであるため、重要事故シーケンスとしては、「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」を選定する。

③ 選定結果

- ・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

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・2次系強制冷却+空冷式非常用発電装置+恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(d) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

① 事故シーケンス

- ・中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗
- ・小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗
- ・小破断LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗

② 選定理由

「格納容器スプレイ注入失敗」と「格納容器スプレイ再循環失敗」では、「格納容器スプレイ注入失敗」時の方が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除熱量が小さくなり、原子炉格納容器内の温度・圧力上昇が早いため、運転員操作（格納容器内自然対流冷却）の余裕時間が厳しく、破断口径の違いによる余裕時間の差異に比べ影響が大きい。要求される設備容量の観点では、破断口径が大きい「中破

断LOCA」が最も厳しい事象である。以上から、「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

③ 選定結果

- ・中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・格納容器内自然対流冷却

(e) 原子炉停止機能喪失

① 事故シーケンス

- ・原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗

② 選定理由

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは「原子炉トリップが必要な起因事象+原子炉トリップ失敗」のみである。

原子炉トリップが必要な起因事象としては、イベントツリーに「ATWS」として定性的に示したもののうち、発生頻度が有意であり、1次系圧力・温度の観点で厳しく、蒸気発生器2次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える（別紙4）。

「主給水流量喪失」は蒸気発生器2次側保有水量の減少により2次系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため、ATWS緩和設備による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し、減速材温度上昇に伴う負の反応度掃還効果により出力抑制を図るとともに、蒸気発生器2次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。「主給水流量喪失」以外の事象においては、事象発生に伴いタービントリップが作動するため、ATWS緩和設備のうち、補助給水ポンプの起動のみに期待するか、ATWS緩和設備に期待しない事象である。したがって、ATWS緩和設備の

作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要がある、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗」を選定する。また、「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから、有効性評価における不確実さも考慮し、代表性の観点から「負荷の喪失+原子炉トリップ失敗」も選定する。

③ 選定結果

- ・主給水流量喪失+原子炉トリップ失敗
- ・負荷の喪失+原子炉トリップ失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・ATWS緩和設備

(f) ECCS注水機能喪失

① 事故シーケンス

- ・中破断LOCA+高圧注入失敗
- ・小破断LOCA+高圧注入失敗
- ・極小LOCA+充てん/高圧注入失敗

② 選定理由

LOCA事象に関しては、破断口径が大きい「中破断LOCA」が1次冷却材の流出流量が多いため、運転員操作（2次系強制冷却）の余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び蓄圧注入）の観点で厳しい。したがって、「中破断LOCA+高圧注入失敗」を選定する。なお、破断口径によって2次系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし炉心露出の状況が異なること、破断口径に不確実性が伴うことから、炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため、2インチ破断、4インチ破断及び6インチ破断の評価を実施する。

③ 選定結果

- ・中破断 L O C A + 高圧注入失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・2次系強制冷却+低圧注入

(g) E C C S 再循環機能喪失

① 事故シーケンス

- ・大破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・小破断 L O C A + 低圧再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 高圧再循環失敗
- ・小破断 L O C A + 高圧再循環失敗

② 選定理由

高圧再循環のために低圧再循環によるブースティングが必要な高浜3号炉及び4号炉においては、「中破断 L O C A」及び「小破断 L O C A」に対して、低圧再循環に失敗する事故シーケンスと高圧再循環に失敗する事故シーケンスの両方を考慮する。

このうち「大破断 L O C A」を含む低圧再循環失敗のシーケンスに関しては、破断口径が大きい「大破断 L O C A」が1次冷却材の流出量が多く、再循環切替までの時間が短いことから、再循環が失敗する時点での崩壊熱が大きいため、運転員操作（格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環）の余裕時間及び要求される設備容量（再循環流量）の観点で厳しくなる。

また、「中破断 L O C A」又は「小破断 L O C A」を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策として、2次系強制冷却により1次冷却材を減圧させた後、低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある（本対策の有効性確認については、「中破断 L O C A + 高圧注

入失敗」等の対策である「2次系強制冷却+低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる)。さらにその手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環に期待できる。

以上から、より厳しい「大破断LOCA+低圧再循環失敗」の対策を評価することで、その他の事故シーケンスについては包絡することができる。

③ 選定結果

- ・大破断LOCA+低圧再循環失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・代替再循環

(h) 格納容器バイパス

① 事故シーケンス

- ・インターフェイスシステムLOCA
- ・蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗

② 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

- ・インターフェイスシステムLOCA
- ・蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗

④ 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

- ・クールダウンアンドリサーキュレーション

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シー

ケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認している（別紙5）。

また、地震、津波の主要な事故シーケンスのうち、地震、津波特有の事象以外については、内部事象と同等な炉心損傷防止対策が有効なことからも、事故シーケンスは同等と評価することは妥当と考えている（別紙6）（別紙7）。

第 1-1 表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス

起因事象	イベントツリーにより抽出される事故シーケンス	内部	地震	津波
大破断 LOCA	大破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	○	○	—
	大破断 LOCA + 低圧注入失敗	○	○	—
中破断 LOCA	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗	○	○	—
	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	○	○	—
小破断 LOCA	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 低圧再循環失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 格納容器スプレイ注入失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 高圧注入失敗	○	○	—
	小破断 LOCA + 補助給水失敗	○	○	—
極小 LOCA	極小 LOCA + 充てん/高圧注入失敗	○	—	—
	極小 LOCA + 補助給水失敗	○	—	—
インターフェイスシステム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	○	—	—
主給水流量喪失	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
外部電源喪失	外部電源喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	○	○	○
ATWS	原子炉トリップが必要な起因事象 + 原子炉トリップ失敗	○	○	—
2次冷却系の破断	2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	○	○	—
	2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	○	○	—
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損 + 破損側蒸気発生器の隔離失敗	○	—	—
	蒸気発生器伝熱管破損 + 補助給水失敗	○	—	—
過渡事象	過渡事象 + 補助給水失敗	○	—	○
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失 + RCPシール LOCA	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失 + 加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA	○	○	○
	原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗	○	○	○
手動停止	手動停止 + 補助給水失敗	○	—	—
地震・津波により直接的に炉心損傷に至る事象	大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA)	—	○	—
	蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
	原子炉格納容器損傷	—	○	—
	制御建屋損傷	—	○	—
	1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失	—	○	—
複数の信号系損傷	—	○	○	

第1-2表 PRA結果に基づく新たな事故シナリオグループの検討

事故シナリオ	シナリオ別CDF(1/年)			発生割合	炉心損傷に至る 主要因	グループ別 CDF(1/年)	全CDFへの 寄与割合	事故シナリオ グループ	解説
	内部事象	故障	過渡						
小破新LOCA+補助給水失敗	1.1E-08	3.4E-08	-	4.5E-08	0.1%				
微小LOCA+補助給水失敗	8.0E-08	-	-	8.0E-08	0.1%				
主給水流量減少+補助給水失敗	4.5E-07	6.5E-08	-	5.2E-07	0.6%				
過渡事象+補助給水失敗	4.0E-06	-	-	4.0E-06	4.5%				
手動停止+補助給水失敗	9.5E-06	-	-	9.5E-06	1.1%				
外部電源喪失+補助給水失敗	1.1E-07	3.0E-08	-	1.5E-07	0.2%				
2次冷却系の破断+補助給水失敗	1.2E-06	3.6E-08	-	1.3E-06	1.5%				
2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	4.3E-11	9.4E-09	-	9.5E-09	<0.1%				
蒸気発生器熱管破損+補助給水失敗	1.2E-07	-	-	1.2E-07	0.1%				
1次蒸気発生器による2次系放射線遮蔽喪失	-	4.0E-07	-	4.0E-07	0.5%				
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	9.8E-07	1.6E-06	1.6E-06	1.9E-06	22.1%				
原子炉閉鎖冷却機組喪失+RCPシフトLOCA	4.3E-06	7.9E-08	3.1E-06	4.5E-06	53.8%				
原子炉閉鎖冷却機組喪失+加圧蒸気発生器シフト/安全弁LOCA	9.0E-07	9.8E-10	1.4E-08	9.1E-07	1.1%				
原子炉閉鎖冷却機組喪失+補助給水失敗	8.0E-09	3.8E-10	1.2E-10	8.5E-09	<0.1%				
中破新LOCA+格納容器スプレイン注入失敗	6.0E-09	1.0E-08	-	2.0E-08	<0.1%				
中破新LOCA+格納容器スプレイン再循環失敗	8.3E-09	3.0E-11	-	8.3E-09	<0.1%				
小破新LOCA+格納容器スプレイン注入失敗	1.6E-08	2.3E-08	-	3.9E-08	<0.1%				
小破新LOCA+格納容器スプレイン再循環失敗	2.7E-08	4.4E-11	-	2.7E-08	<0.1%				
原子炉トリップが必要な原因事象+原子炉トリップ失敗	2.7E-08	3.2E-09	-	3.2E-08	<0.1%				
大破新LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)	-	1.1E-07	-	1.1E-07	0.1%				
大破新LOCA+低圧注入失敗	2.7E-09	2.2E-07	-	2.2E-07	0.3%				
大破新LOCA+高圧注入失敗	9.2E-09	7.8E-09	-	1.7E-08	<0.1%				
中破新LOCA+高圧注入失敗	2.6E-11	1.9E-08	-	1.9E-08	<0.1%				
中破新LOCA+高圧注入失敗	3.7E-07	2.8E-07	-	6.5E-07	0.8%				
小破新LOCA+高圧注入失敗	1.2E-06	2.0E-07	-	1.5E-06	1.7%				
微小LOCA+充てん/高圧注入失敗	2.6E-07	-	-	2.6E-07	0.3%				
大破新LOCA+低圧再循環失敗	2.3E-09	1.0E-09	-	3.9E-09	<0.1%				
中破新LOCA+低圧再循環失敗	7.9E-09	3.4E-09	-	1.1E-08	<0.1%				
小破新LOCA+低圧再循環失敗	2.6E-08	3.4E-09	-	3.1E-08	<0.1%				
中破新LOCA+高圧再循環失敗	1.4E-08	6.5E-11	-	1.4E-08	<0.1%				
小破新LOCA+高圧再循環失敗	4.5E-08	9.0E-11	-	4.5E-08	0.1%				
インターフェイスシフトΔLOCA	3.0E-11	-	-	3.0E-11	<0.1%				
蒸気発生器熱管破損+安全弁蒸気発生器の閉塞失敗	1.7E-07	-	-	1.7E-07	0.2%				
原子炉建屋損傷	-	※2	-	※0	<0.1%				
原子炉燃料芯棒損傷	-	1.2E-08	-	1.2E-08	<0.1%				
制御建屋損傷	-	6.1E-09	-	6.1E-09	<0.1%				
復旧の信号装置	-	2.1E-08	1.6E-08	3.7E-08	<0.1%				
蒸気発生器熱管破損(復旧本設備)	-	1.2E-08	-	1.2E-08	<0.1%				
合計	6.1E-06	3.3E-06	1.9E-06	8.4E-06	100.0%				

ハットランド: 減速、待機時の事象で、格納箱に基づき必ず発生する事故シナリオグループと区別するために付している。
 ※1: 炉心損傷状態への寄与率及び発生率の観点から他の事故シナリオグループと比較し、新たな事故シナリオグループとしての追加は不要と判断。
 ※2: 1E-11未満

第1-3表 事故シークエンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震、津波）

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	対応する炉心損傷防止対策	シークエンス別(CDF) ^①			全CDPへの炉心損傷頻度(シークエンス別)			全CDPへの炉心損傷頻度(シークエンス別)	備考
			内訳事象	頻度	積算	合計	シークエンス別 CDF (10年)	シークエンス別 CDF (10年)		
(a) 2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA+補助給水失敗	フィードアンドブリード	1.1E-08	3.4E-08	-	4.6E-08	0.1%	1.6E-05	19.2%	
	種小LOCA+補助給水失敗		8.6E-08	-	-	8.6E-08	0.1%			
	主給水流量喪失+補助給水失敗		4.5E-07	6.5E-08	-	5.2E-07	0.6%			
	過渡事象+補助給水失敗		4.0E-06	-	-	4.0E-06	4.8%			
	手動停止+補助給水失敗		9.5E-06	-	-	9.5E-06	11.3%			
	外部電源喪失+補助給水失敗		1.1E-07	3.8E-08	-	1.6E-07	0.2%			
	2次冷却系の更新+補助給水失敗		1.2E-06	5.6E-08	-	1.3E-06	1.5%			
	2次冷却系の更新+主蒸気隔離失敗		4.3E-11	9.4E-09	-	9.5E-09	<0.1%			
	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗		1.2E-07	-	-	1.2E-07	0.1%			
	1次系蒸気発生器伝熱管破損		-	4.0E-07	-	4.0E-07	0.5%			
(b) 全交流動力電源喪失	外部電源喪失+非常用屋内交流電源喪失	2次系強制冷却+恒設代替圧注水ポンプ+空冷式非常用発電装置	9.8E-07	1.6E-06	1.6E-05	1.9E-05	22.1%	1.9E-05	22.1%	
	原子炉補機冷却機能喪失		4.2E-05	7.9E-08	3.1E-05	4.5E-05	53.8%			
(c) 原子炉格納容器の除熱機能喪失	原子炉格納容器の除熱機能喪失	格納容器内自然対流冷却	9.0E-07	9.8E-10	1.4E-08	9.1E-07	1.1%	4.6E-05	54.9%	
	原子炉格納容器の除熱機能喪失		8.0E-09	3.8E-10	1.2E-10	8.6E-09	<0.1%			
(d) 原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	ATWS緩和設備	2.7E-08	4.4E-11	-	2.7E-08	<0.1%	3.2E-08	<0.1%	全炉心損傷頻度の約99.1%を炉心損傷防止対策でカバー
	原子炉停止機能喪失		2.7E-08	5.2E-09	-	3.2E-08	<0.1%			
(e) ECCS注水機能喪失	大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	2次系強制冷却+低圧注入	-	1.1E-07	-	1.1E-07	0.1%	2.7E-06	3.3%	
	大破断LOCA+低圧注入失敗		2.7E-09	2.2E-07	-	2.2E-07	0.3%			
	大破断LOCA+蓄圧注入失敗		9.2E-09	7.8E-09	-	1.7E-08	<0.1%			
	中破断LOCA+蓄圧注入失敗		2.5E-11	1.9E-08	-	1.9E-08	<0.1%			
	中破断LOCA+高圧注入失敗		3.7E-07	2.8E-07	-	6.5E-07	0.8%			
	小破断LOCA+高圧注入失敗		1.2E-05	2.6E-07	-	1.5E-05	1.7%			
	種小LOCA+高圧注入失敗		2.6E-07	-	-	2.6E-07	0.3%			
	中破断LOCA+低圧再循環失敗		2.3E-09	1.6E-09	-	3.9E-09	<0.1%			
	小破断LOCA+低圧再循環失敗		7.9E-09	3.4E-09	-	1.1E-08	<0.1%			
	中破断LOCA+低圧再循環失敗		2.6E-08	5.4E-09	-	3.1E-08	<0.1%			
(f) ECCS再循環機能喪失	中破断LOCA+高圧再循環失敗	2次系強制冷却+低圧注入+低圧再循環又は代替再循環	1.4E-08	6.5E-11	-	1.4E-08	<0.1%	1.1E-07	0.1%	
	小破断LOCA+高圧再循環失敗		4.5E-08	9.6E-11	-	4.5E-08	0.1%			
	インターフェイスシステムLOCA		3.6E-11	-	-	3.6E-11	<0.1%			
	蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器の隔離失敗		1.7E-07	-	-	1.7E-07	0.2%			
合計			6.1E-05	3.3E-06	1.9E-05	8.4E-05	100% 総計	8.4E-05	100% 総計	-

ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シークエンス

①フィードアンドブリード等により影響を緩和できる場合がある。

②主給水系による代替給水により炉心損傷を回避できる場合がある。

③炉心への注水により影響を緩和できる場合がある。

※1：格納容器破損防止対策として、格納容器スプレイ（代替圧注水ポンプ）+格納容器内自然対流冷却（格納容器内）+格納容器（格納容器）等に期待できる。

※2：100%には第1-2表で除外した事故シークエンスの炉心損傷頻度も含む。

第1-4表 重要事故シナリオの選定について(1/2)

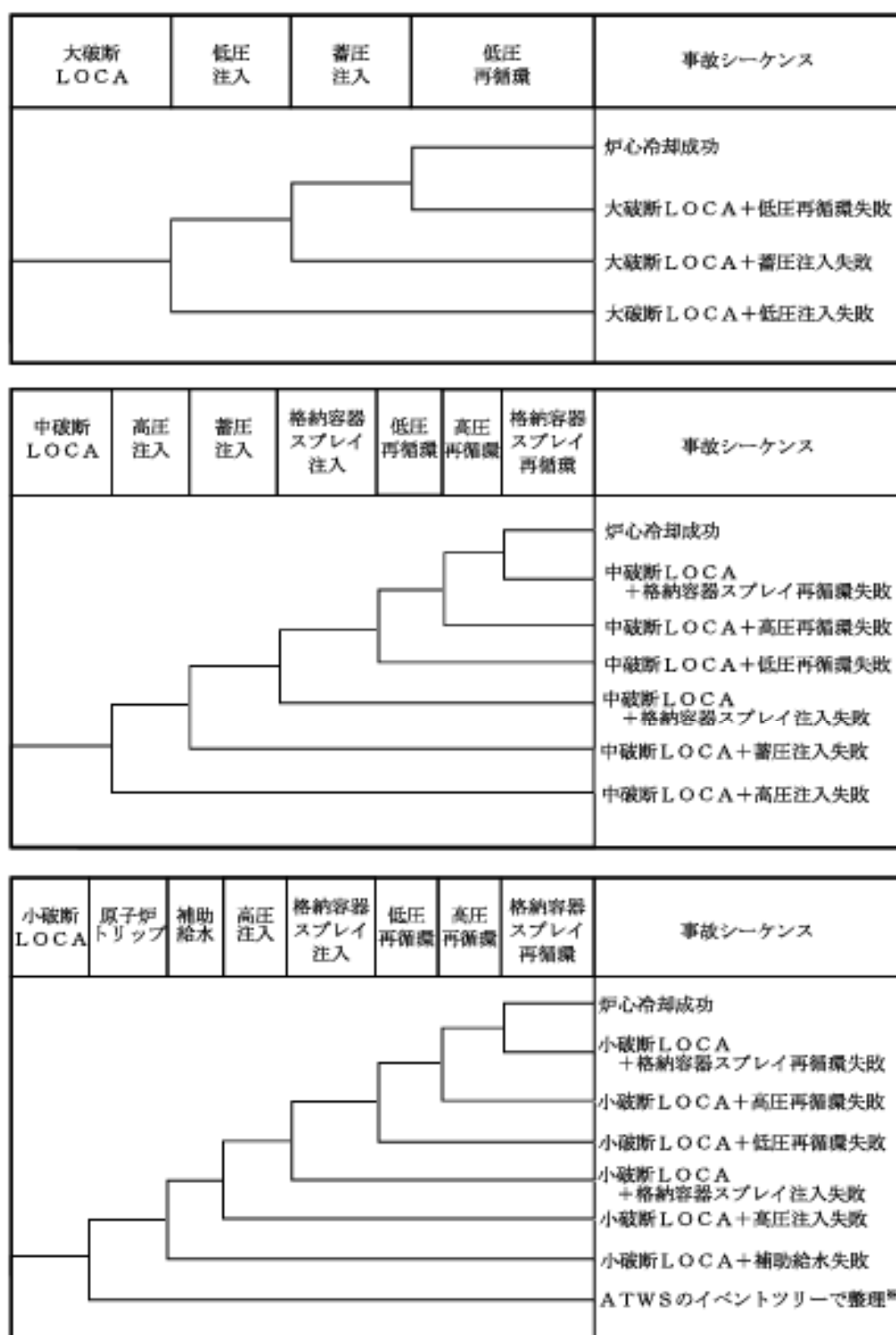
事故シナリオグループ	事故シナリオ	炉心損傷防止対策	重要事故シナリオの選定の考え方(重要ポイントの着眼点に対応)					重要事故シナリオ
			a	b	c	d	e	
(a) 2次冷却系からの炉内機器破損	小破断LOCA+補助給水失敗	炉心損傷防止対策 フリーランドブリード	低	低	低	低	2次冷却系からの炉内機器破損(原因事象として、専らガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「主幹冷却系破損+補助給水失敗」を選定。 a. 「外周電源喪失」により常時冷却機能が機能喪失するため「中」とした。 b. 「過熱蒸気」及び「蒸気発生」については、事故発生後の一定期間(主幹冷却系が稼働可能)であり、2次冷却系の破断+主幹冷却系破断(原因事象)では、2次冷却系からの破断が放出されることで、1次冷却系の破断が促進される。 c. 「小破断LOCA」及び「炉内機器破損」では、自動で安全注入機能が動作することで、安全注入が開始され、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 d. 「小LOCA」についても、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 e. 「主幹冷却系破損」及び「外周電源喪失」については、2次冷却系が全喪失することで1次冷却系が早期に蒸気発生状態となる事象であり、特に「主幹冷却系破損」では原子炉トリップ(蒸気発生時、蒸気発生時)時点での蒸気発生量の2次冷却系が少なく、初期の破断点により厳しい事象となる。 f. 余裕期間の短さが炉内機器の大きさに関連するため、各事故シナリオの破損の程度は、余裕期間と同程度とした。 g. CDFの著しき割合を有しており、着眼点dの観点で「高」とした。	
	極小LOCA+補助給水失敗		低	低	低	低		
	○ 主幹冷却系破損+補助給水失敗		高	高	高	高		高
	過熱蒸気+補助給水失敗		中	中	中	中		中
	手動停止+補助給水失敗		中	中	中	中		中
	外周電源喪失+補助給水失敗		中	中	中	中		中
(b) 交流動力電源喪失	2次冷却系の破断+補助給水失敗	2次冷却系冷却剤+炉内機器破損+炉内機器破損+炉内機器破損+炉内機器破損+炉内機器破損+炉内機器破損	低	低	低	低	交流動力電源喪失による事故シナリオは「外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失」のみである。	
	2次冷却系の破断+主幹冷却系破損		低	低	低	低		
	高気圧蒸気発生+炉内機器破損+補助給水失敗		低	低	低	低		
	○ 外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失		高	高	高	高		
	原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		高	高	高	高		
	原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		中	中	中	中		
(c) 原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失	炉心損傷防止対策 フリーランドブリード	低	低	低	低	原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失による事故シナリオは「外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失」のみである。 a. 「外周電源喪失」は「外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失」に包含されるため、事故選定は同じであるため「中」とした。 b. 「小破断LOCA」及び「炉内機器破損」では、自動で安全注入機能が動作することで、安全注入が開始され、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 c. 「小LOCA」についても、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 d. 「主幹冷却系破損」及び「外周電源喪失」については、2次冷却系が全喪失することで1次冷却系が早期に蒸気発生状態となる事象であり、特に「主幹冷却系破損」では原子炉トリップ(蒸気発生時、蒸気発生時)時点での蒸気発生量の2次冷却系が少なく、初期の破断点により厳しい事象となる。 e. 余裕期間の短さが炉内機器の大きさに関連するため、各事故シナリオの破損の程度は、余裕期間と同程度とした。 f. CDFの著しき割合を有しており、着眼点dの観点で「高」とした。	
	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		低	低	低	低		
	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		中	中	中	中		
	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		中	中	中	中		
	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		中	中	中	中		
	2次冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失+RCPシールドLOCA		中	中	中	中		
(d) 原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA	炉心損傷防止対策 フリーランドブリード	低	低	低	低	原子炉冷却系破損+非常用炉内交流電源喪失による事故シナリオは「外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失」のみである。 a. 「外周電源喪失」は「外周電源喪失+非常用炉内交流電源喪失」に包含されるため、事故選定は同じであるため「中」とした。 b. 「小破断LOCA」及び「炉内機器破損」では、自動で安全注入機能が動作することで、安全注入が開始され、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 c. 「小LOCA」についても、蒸気への曝露は少ない。1次冷却系の破断が促進される。 d. 「主幹冷却系破損」及び「外周電源喪失」については、2次冷却系が全喪失することで1次冷却系が早期に蒸気発生状態となる事象であり、特に「主幹冷却系破損」では原子炉トリップ(蒸気発生時、蒸気発生時)時点での蒸気発生量の2次冷却系が少なく、初期の破断点により厳しい事象となる。 e. 余裕期間の短さが炉内機器の大きさに関連するため、各事故シナリオの破損の程度は、余裕期間と同程度とした。 f. CDFの著しき割合を有しており、着眼点dの観点で「高」とした。	
	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA		低	低	低	低		
	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA		低	低	低	低		
	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA		低	低	低	低		
	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA		低	低	低	低		
	中破断LOCA+燃料容器スプレッドシールドLOCA		低	低	低	低		

○: 選定した重要事故シナリオ

第1-4表 重要事故シナリオの選定について(2/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ		炉心損傷防止対策	重要事故シナリオの選定(審査ガイドの要因点に対する)選考(a:系統別重要度, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表シナリオ)					重要事故シナリオ	
	a	b		c	d	e	f			
(a) 原子炉停止機能喪失	○ 原子炉トリップが正常に動作せず + 原子炉トリップ失敗	原子炉トリップが正常に動作せず + 原子炉トリップ失敗	ATWS検知装置	高	高	高	高	高	原子炉停止機能喪失 + 原子炉トリップ失敗 及び 負荷の喪失 + 原子炉トリップ失敗	
		○ 中絶LOCA+高圧注入失敗			低	高	中	中	中絶LOCA+高圧注入失敗	
(b) ECCS注水機能喪失	○ 小断LOCA+高圧注入失敗 極小LOCA+充てん/高圧注入失敗	2次系強制冷却 + 高圧注入		低	中	中	中	低	中絶LOCA+高圧注入失敗	
		○ 大断LOCA+低圧再循環失敗	代替再循環	中	高	低	低	低		
(c) ECCS再循環機能喪失	○ 中絶LOCA+低圧再循環失敗 中絶LOCA+低圧再循環失敗 小断LOCA+低圧再循環失敗 中絶LOCA+高圧再循環失敗 小断LOCA+高圧再循環失敗	2次系強制冷却 + 代替再循環		中	中	中	中	中	大断LOCA + 低圧再循環失敗	
		2次系強制冷却 + 低圧再循環 又は代替再循環		低	中	中	中	低		
		○ インターフェイスシステムLOCA	クルムダウンアラート リチャージシステムアラート		低	低	低	低	低	インターフェイスシステムLOCA
		○ 原子炉停止機能喪失 + 原子炉トリップ失敗			低	低	低	低	低	原子炉停止機能喪失 + 原子炉トリップ失敗
					低	低	低	低	低	

審査ガイドの要因点a, b, c, dに対する影響度の観点から、最も高い順に「高」、「中」、「低」とした。



※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

第 1-2 図 PRAにおけるイベントツリー(1/3)

極小 LOCA	原子炉 トリップ	補助給水	充てん/ 高圧注入	事故シーケンス
				炉心冷却成功 極小LOCA +充てん/高圧注入失敗 極小LOCA+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理*
インターフェイス システムLOCA		原子炉 トリップ	事故シーケンス	
		インターフェイスシステムLOCA 原子炉トリップ ATWSのイベントツリーで整理*		
主給水 流量喪失	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス	
			炉心冷却成功 主給水流量喪失+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理*	
外部電源 喪失	原子炉 トリップ	非常用所内 交流電源	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功 外部電源喪失+補助給水失敗 外部電源喪失 +非常用所内交流電源喪失 ATWSのイベントツリーで整理*
ATWS				事故シーケンス
				起因事象*+原子炉トリップ失敗 ATWSのイベントツリーで整理*

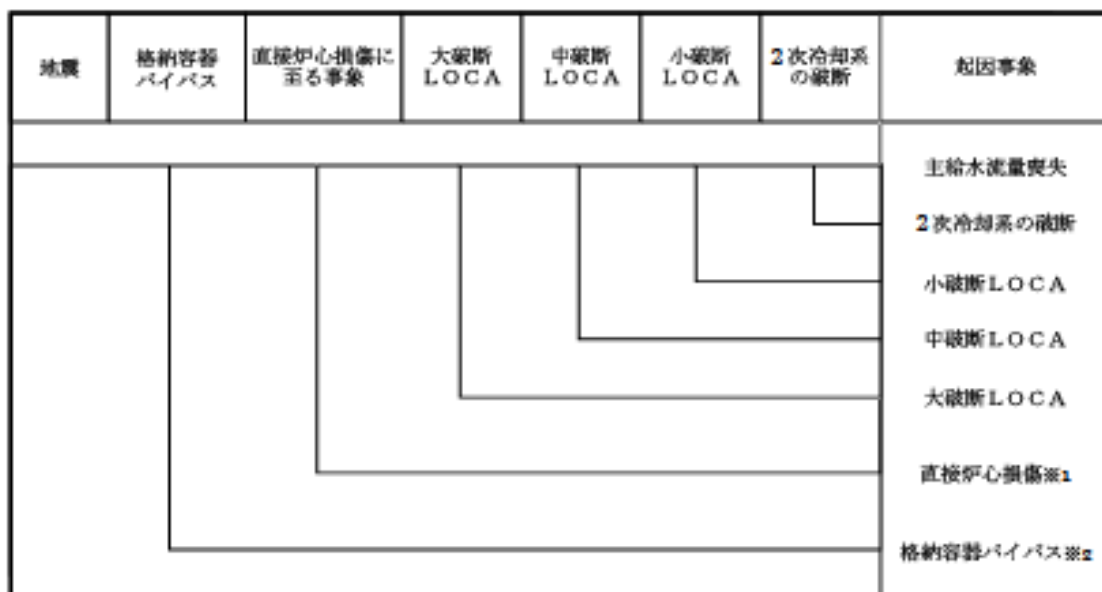
※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

第1-2図 PRAにおけるイベントツリー(2/3)

2次冷却系の 破断	原子炉 トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス		
				炉心冷却成功 2次冷却系の破断+補助給水失敗 2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗 ATWSのイベントツリーで整理 [※]		
蒸気発生器 伝熱管破損	原子炉 トリップ	補助給水	破損側 蒸気発生器 の隔離	事故シーケンス		
				炉心冷却成功 蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗 蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理 [※]		
過渡事象	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス			
				炉心冷却成功 過渡事象+補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理 [※]		
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉 トリップ	補助給水	加圧器 逃がし弁/ 安全弁LOCA	RCP シール LOCA	事故シーケンス	
						炉心冷却成功 原子炉補機冷却機能喪失 +RCPシールLOCA 原子炉補機冷却機能喪失 +加圧器逃がし弁/安全弁LOCA 原子炉補機冷却機能喪失 +補助給水失敗 ATWSのイベントツリーで整理 [※]
手動停止		補助給水		事故シーケンス		
						炉心冷却成功 手動停止+補助給水失敗

※ATWSの対象として考慮する起因事象については発生頻度等の観点から別途整理する。(別紙4)

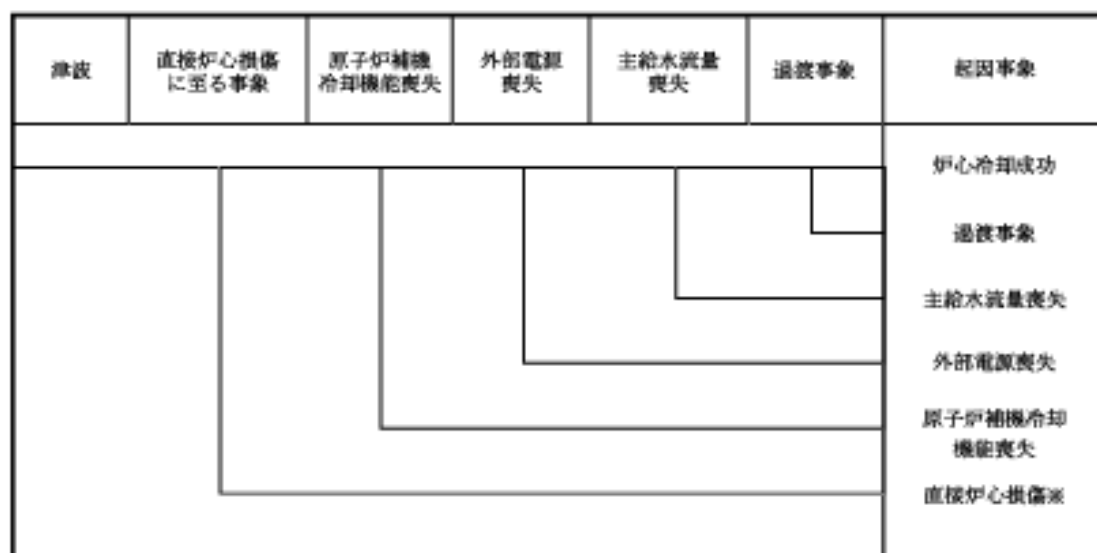
第1-2図 PRAにおけるイベントツリー(3/3)



※1 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)、原子炉格納容器損傷、原子炉地層損傷、制御建屋損傷、複数の信号系損傷、1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失

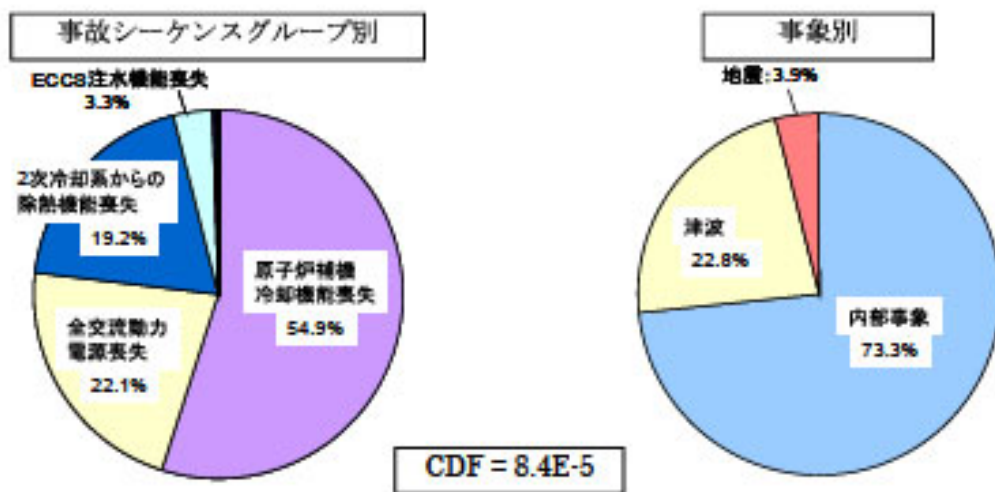
※2 蒸気発生器伝熱管破損 (複数本破損)

第 1-3 図 地震PRA階層イベントツリー

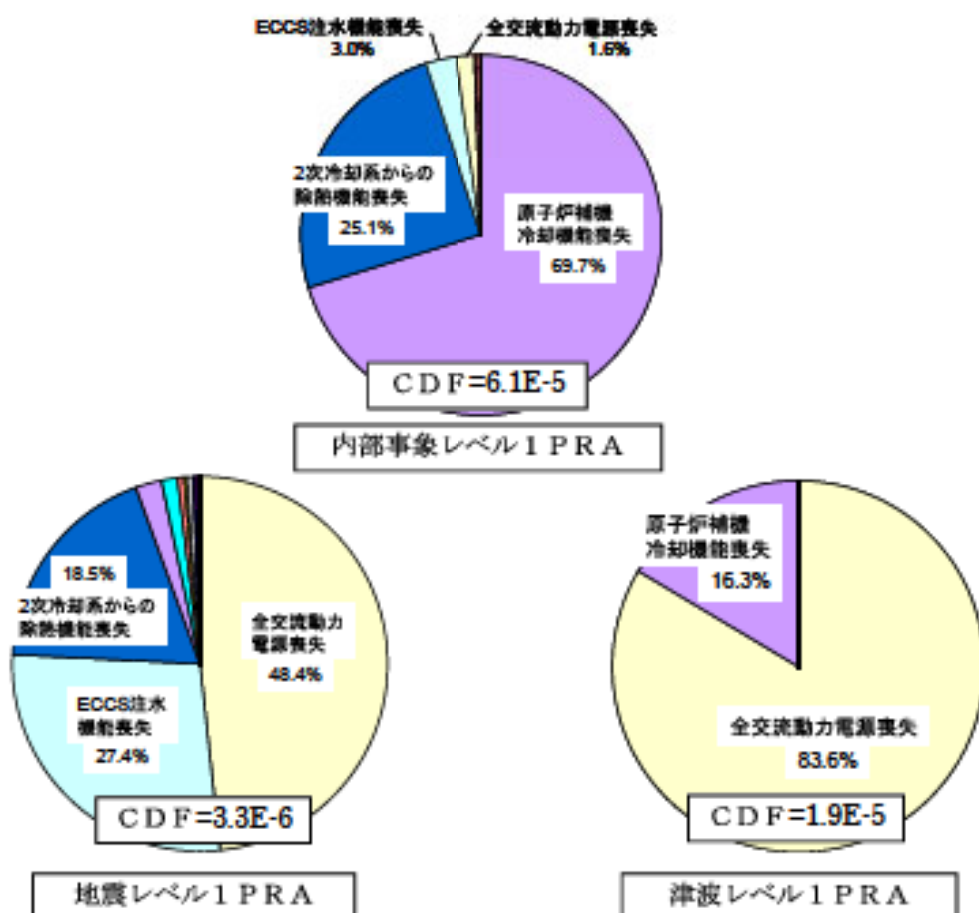


※ 複数の信号系損傷

第 1-4 図 津波PRA階層イベントツリー



第 1-5 図 プラント全体の定量化結果



第 1-6 図 レベル1 PRAの定量化結果
(事故シーケンスグループごとの寄与割合)

2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは第 2-1 図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

(概要)

- ① 内部事象レベル 1、5 P R A 及び P R A を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態 (P D S) を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

2-1

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記2-1(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、高浜3号炉及び4号炉を対象としたPRAの知見等を活用して、格納容器破損モードの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、重大事故等対処設備の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、これまでに整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できるプラント状態を評価対象としたPRAモデルで内部事象レベル1.5PRAを実施している。

また、外部事象については、地震レベル1.5PRAは原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用にあたっては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から発

生ずる事故シーケンスの分析を実施することとした。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) PRAに基づく整理

内部事象レベル1、5 PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、後掲する①～③に示す格納容器破損モードの抽出を行っている。

具体的には、第2-2図のとおり炉心損傷前、原子炉容器破損前、原子炉容器破損直後、原子炉容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等から第2-3図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理している。これらの各破損モードにおけるレベル1、5 PRAの定量化結果を第2-1表及び第2-4図に示す。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては、地震時には建屋損傷等の炉心損傷直結事象が発生した場合の原子炉格納容器破損への影響が想定されるが、これは地震レベル1 PRAの知見からも損傷モードとして抽出されており、今回内部事象から選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと考えられる。津波やその他の自然現象においても原子炉格納容器及び内部構造物が直接破損する可能性は低く、新たに追加すべき格納容器破損モードは発生しないものと推定される（別紙1）（別紙8）。

<抽出された格納容器破損モード>

①格納容器バイパス

- ・蒸気発生器伝熱管破損（gモード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

- ・ インターフェイスシステム LOCA (ν モード)

インターフェイスシステム LOCA を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

② 格納容器隔離失敗

- ・ 格納容器隔離失敗 (β モード)

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが、この隔離操作に失敗する事象として抽出。

③ 格納容器物理的破損

- ・ 原子炉容器内での水蒸気爆発 (α モード)

原子炉容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発により原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

- ・ 格納容器内の水蒸気爆発又は圧カスパイク (η モード)

原子炉格納容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧カスパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

- ・ 溶融物直接接触 (μ モード)

1次系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

- ・ 格納容器雰囲気直接加熱 (σ モード)

1次系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉

格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱及び加温により原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・水素燃焼又は水素爆轟 (γ モード、 γ' モード、 γ'' モード)

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウム-水反応）、溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素等の可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており、発生時期により原子炉容器破損以前 (γ モード)、直後 (γ' モード) 及び長時間経過後 (γ'' モード) に分類する。

・ベースマット溶融貫通 (ϵ モード)

溶融炉心が原子炉容器下部キャビティへ落下した後、冷却ができない場合に崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として抽出。

・格納容器貫通部過温破損 (ζ モード)

原子炉格納容器雰囲気温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的に脆弱な部分が過温破損する事象として抽出。

・水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損 (δ モード)

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス (CO_2 等) の蓄積によって、原子炉格納容器が過圧破損する事象として抽出。

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損 (θ モード)

溶融炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し、原子炉格納容器圧力が徐々に上昇し原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として抽出。

2.1.2 レベル1、5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

第2-1表に示す格納容器破損モードについて、解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

その結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードが抽出されたため、新たな格納容器破損モードとして設定する必要性について検討を実施した。

なお、必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペDESTALに開口部があるBWRマークI型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。PWRでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面に流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない（別紙11）。

(1) 蒸気発生器伝熱管破損（gモード）

本破損モードはレベル1、5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）

にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

なお、当該破損モードの格納容器破損頻度（CFF）（ 3.2×10^{-7} （/炉年））は、全CFFの約0.6%の寄与割合であり、比較的小さい。

また、当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。

本事象は炉心損傷後に1次系が高圧かつ2次系への給水がない限定的な条件で発生する可能性が生じるものであり、レベル1PRAの結果から同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループとなる。

【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

- (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失
- (b) 全交流動力電源喪失
- (c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらに対しては、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンス「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」及び「1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失」は、その発生頻度が 4.1×10^{-7} （/炉年）と非常に小さいが、主給水による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合があること、さらに1次系が高圧状態では、破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」への対策として1次系強制減圧を行うことから、これが成功するとTI-SGTRの発生確率はさらに低減される。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすも

のではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した（別紙9）。

(2) インターフェイスシステムLOCA（ ν モード）

本破損モードはレベル1.5 PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。

また、頻度の観点からは、当該破損モードのCFR（ 3.0×10^{-11} （/炉年））は、全CFRの0.1%以下の寄与割合であり、極めて小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が極めて低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものではないことから、個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗（ β モード）

本破損モードは事故時に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものである。格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗していることを示している。格納容器隔離失敗としては、原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損や漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁・フランジの復旧忘れが考えられる（別紙9）。

これらの格納容器隔離失敗を防止するため、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施して

いる。さらに、原子炉運転時には原子炉格納容器圧力を 12 時間に 1 回確認する運用となっているほか、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能である。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に格納容器隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられ、事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、すべての炉心損傷防止対策の有効性を確認していることから、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

今回のレベル 1.5 PRA では、国内 PWR プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220 に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績（別紙 9）に基づき当該破損モードの CFF (3.1×10^{-7} / 炉年)、全 CFF に対する寄与割合約 0.6%) を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードの CFF はさらに小さくなると推察される。

以上のことから、格納容器隔離失敗シーケンスについては、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、すべての炉心損傷防止対策が有効であることから、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(4) 原子炉容器内での水蒸気爆発（ α モード）

本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。当該破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116、NUREG-1524）、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないもの

と認識されている（別紙9）。また、当該破損モードのCFR（ 1.2×10^{-9} （/炉年））についても全CFRに対する寄与割合は0.01%以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(5) 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

本破損モードはレベル1、5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の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」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードのCFR（ 5.1×10^{-8} （/炉年））は全CFRの約0.1%の寄与割合であり小さい。

したがって、当該破損モードは発生する可能性が低いこと及び炉心損傷防止対策の有効性によりその発生を回避でき有意な影響をもたらすものでないことから、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上より、PRAの知見等を踏まえ、解釈で必ず想定する格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが新たに追加されないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスの選定を実施してい

る。

評価事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条件として、以下のとおり評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から当該破損モード発生の観点で厳しい評価事故シーケンスを選定することとされている。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。また炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。また、炉心内の金属—水反応による水素発生量は、原子炉容器の下部が破損するまでに全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の観点から厳しいシーケンスを選定する。

これに基づき、レベル1.5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法として、第一ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第二ステップにて選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。

2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定

レベル1.5 PRAでは、レベル1 PRAで炉心損傷に至る可能性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事故が進展して原子炉格納容器の破損に至る事故シーケンスについて定量評価を行うが、その際には格納容器内事故進展を把握するために以下に示す3種類の属性を用いて炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）を定義している。

(1) 事故のタイプと1次系圧力

分類記号	状態の説明
A	1次系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至るもの (起回事象：大中破断LOCA)
S	1次系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至るもの (起回事象：小破断LOCA)
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至るもの (起回事象：過渡事象)
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの (起回事象：SGTR)
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの (起回事象：IS-LOCA)

(2) 炉心損傷時期

分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの

(3) 格納容器内事故進展（格納容器破損時期、溶融炉心の冷却手段）

分類記号	状態の説明
D	ECCSや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく、溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
W	ECCSや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
I	ECCSや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの
C	ECCSや格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、原子炉格納容器の破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの

上記のPDSの分類に従い、格納容器破損モードごとに格納容器破損頻度、当該破損モードに至る可能性のあるすべてのPDSを整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられるPDSの検討を行い、評価対象とするPDSの選定を実施した。選定結果を第2-2表に示す。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方

前項で格納容器破損モードごとに選定した評価対象PDSに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い、以下のとおり評価事故シーケンスの選定を実施した。

評価事故シーケンスについては、事故進展を厳しくする観点から、複数の緩和機能の喪失を考慮する。なお、定量評価を行う際は、事故発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。さらに、重大事故等対処設備の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮

する。評価事故シーケンスの選定結果を第 2-3 表に示す（別紙 1 2）。

なお、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの整理を実施し、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを概ね確認している（別紙 5 2.レベル 1. 5 PRA）。

2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出され、原子炉格納容器内への注水により圧力上昇が抑制されない AED から選定する。

① AED に該当する事故シーケンス

- ・大破断 LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断 LOCA に起因する事故シーケンスとして「大破断 LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・ 大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)

原子炉容器破損時に溶融炉心が高圧で原子炉格納容器内に分散することで原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きく、補助給水及び原子炉格納容器内への注水がなく温度上昇が抑制されない T E D から選定する。

① T E D に該当する事故シーケンス

- ・ 外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失
- ・ 手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 過渡事象 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 主給水流量喪失 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失 + 補助給水失敗
- ・ A T W S + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 2次冷却系の破断 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 外部電源喪失 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、1次系圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融

炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスとして「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗

(原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧+恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ+格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却

(3) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

1次系が高圧で維持され、原子炉格納容器内への注水がなく高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接加熱が抑制されないTEDから選定する。

① TEDに該当する事故シーケンス

「(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、1次系圧力が高圧で、原子炉容器が破

損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が大きくなる事故シーケンスとして「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・ 外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失+補助給水失敗
(原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・ 加圧器逃がし弁開放による 1 次系強制減圧

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内が冷却されない A E W から選定する。

① A E W に該当する事故シーケンス

- ・ 大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 大破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・ 大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・ 大破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

- ・大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 高圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 蓄圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗
- ・中破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗
- ・中破断 L O C A + 低圧再循環失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく原子炉容器破損時の崩壊熱が高い大破断 L O C A を起因とし、炉心損傷を早める観点から低圧注入失敗を、また原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環失敗を想定した「大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。さらに、炉心損傷を早め、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入の失敗を考慮した「大破断 L O C A + 低圧注入失敗 + 高圧注入失敗 + 格納容器スプレイ再循環失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が、冷却水から蒸気が急激に生成し事象が厳しくなるため、格納容器スプレイによる注水は考慮せず、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイによる注水を想定する。恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く流量も小さいため、原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり、事象は厳しくなる。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可

搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

③ 選定結果

- ・大破断 L O C A+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗

(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入の成功を想定。)

④ 格納容器破損防止対策

- ・不要（原子炉格納容器の耐力にて健全性を維持可能）

(5) 水素燃焼

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで事故進展に伴う水素発生速度が大きく、格納容器スプレイによる水蒸気の凝縮により原子炉格納容器内の水素濃度が高くなる A E I から選定する。

① A E I に該当する事故シーケンス

- ・中破断 L O C A+高圧注入失敗
- ・中破断 L O C A+高圧再循環失敗
- ・大破断 L O C A+蓄圧注入失敗
- ・中破断 L O C A+低圧再循環失敗
- ・大破断 L O C A+低圧再循環失敗
- ・大破断 L O C A+低圧注入失敗
- ・中破断 L O C A+蓄圧注入失敗

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく事故進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる事故シーケンスとして「大破断LOCA+低圧注入失敗」を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入の失敗を考慮した「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

③ 選定結果

- ・大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗

④ 格納容器破損防止対策

- ・静的触媒式水素再結合装置

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

破断規模が大きく原子炉格納容器内へ短時間で大量の冷却材が放出されることで原子炉容器破損時の溶融炉心の崩壊熱が大きく、原子炉格納容器内への注水がなく原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心が冷却されないAEDから選定する。

① AEDに該当する事故シーケンス

「(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に示した事故シーケンスと同様。

② 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断規模が大きく、事故進展が早く原子炉格納容器破損時の崩壊熱が高くなる大破断LOCAに起因する事故シーケンスとして「大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ並びに大容量ポンプ

を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・ 大破断 L O C A + 高圧注入失敗 + 低圧注入失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

(全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 格納容器破損防止対策

- ・ 恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ

2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスとして整理した事故シーケンスは、1.2 で示した以下の 6 つである。

1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗
2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失
3. 大破断LOCA+低圧注入失敗
4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗
5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗
6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)

これらのうち、1～5の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の各格納容器破損モードの評価事故シーケンスとしてより厳しい事故シーケンスを選定しているため、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できる。

6のExcess LOCAについては、地震により複数のRCS配管や原子炉容器等が損傷することを想定しており、原子炉冷却材圧力バウンダリの様々な損傷の程度・組合せが考えられ、大破断LOCAと比較すると事故進展が異なることが考えられる。一方で、原子炉格納容器内へ放出される1次系保有エネルギーは同じであり、長期的な挙動は大破断LOCAと同等と考えられるため、大破断LOCAの事故シーケンスを代表として格納容器破損防止対策の有効性を評価している（別紙13）。

なお、Excess LOCAの発生を想定した場合においても、整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できることを別途確認している。

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

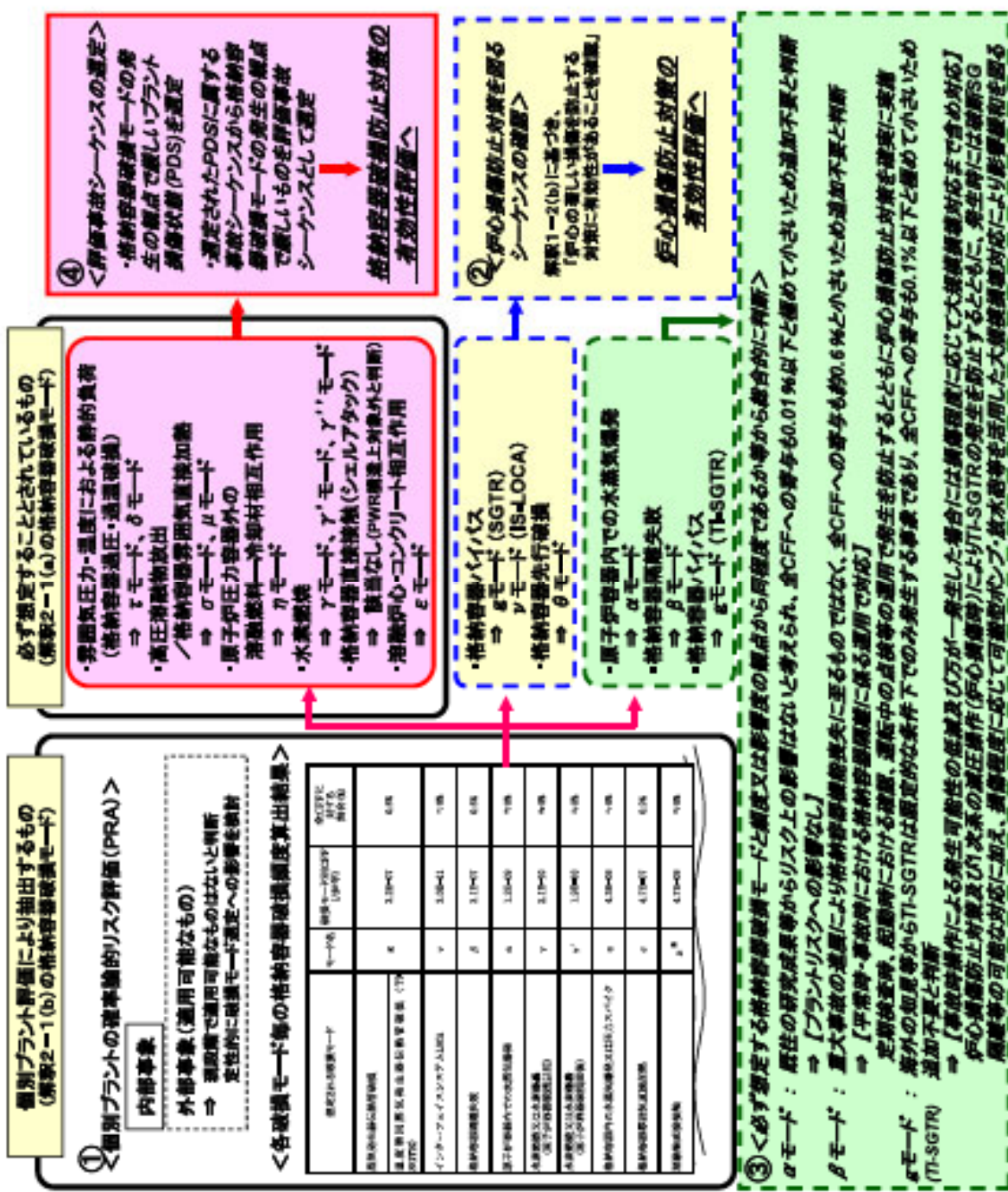
格納容器の状態	想定される破損モード	モード名	破損モード別ICPF (/年)	全CFRに 対する 割合 (%)	解釈で想定する 格納容器破損モード	備考
格納容器バイパス	蒸気発生器伝熱管破損	κ	3.2E-07	0.6%	なし	・解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 → 事故シナリオグループ「格納容器バイパス」 ・TI-SGTRについては炉心損傷防止対策により発生頻度が極めて低いと評価。
	温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR)					
格納容器隔離失敗	インターフェースシステムLOCA	γ	3.0E-11	<0.1%	なし	重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生すること、原子炉格納容器の閉じ込み機能が喪失に至るものではない。また、すべての炉心損傷防止対策が有効なシナリオであり、新たな有効性評価は不要である。(別添5)
	格納容器隔離失敗	β	3.1E-07	0.6%	なし	
	原子炉容器内の水蒸気爆発	α	1.2E-09	<0.1%	なし	
	格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スライタ	η	4.3E-09	<0.1%	原子炉圧力容器外の格納容器一希材料相互作用	
	溶融物直接接触	μ (M1, M2)	4.7E-09	<0.1%	高圧溶融物放出/格納容器蒸気直達加熱	
	格納容器蒸気直達加熱	σ (M2)	4.7E-07	0.9%	高圧溶融物放出/格納容器蒸気直達加熱	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損以前)	γ	2.1E-10	<0.1%	水素燃焼	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損直後)	γ'	1.9E-10	<0.1%	水素燃焼	
	水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損後長時間経過後)	γ''	5.1E-08	0.1%	水素燃焼	
	ベースマット溶融貫通	ϵ	1.2E-06	2.3%	溶融炉心・コンクリート相互作用	
後戻格納容器破損	格納容器貫通的溶融破損	τ	4.2E-07	0.8%	蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	
	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	4.8E-05	94.5%	蒸気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	
	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	5.1E-08	0.1%	なし	
合計			5.1E-05	100.0%	-	-

ハッチング：内部事象レベル1、S P R Aで抽出された格納容器破損モードのうち、解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード

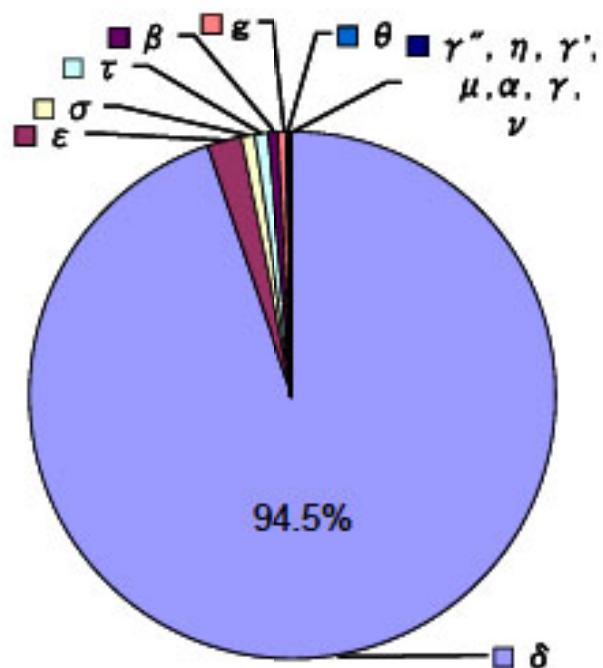
第2-2表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について

解釈で想定する格納容器破損モード	破損モード別 CFF (1/年)	該当するPDS	破損モード内CFFに対する割合(%)		最も厳しいPDSの考え方	評価対象と選定したPDS
			SED	SED		
1	4JF-06 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破壊)	SED	87.4%		-破断規模の大きい大中破断LOCA(A**)が、原子炉格納容器内への冷却材放出量が大きく、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展について厳しい。 -原子炉格納容器内に水の持ち込みがない(SED)が、原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 以上より、AEDが最も厳しいPDSとなる。	AED
		TEW	9.0%			
2	4JF-07 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破壊)	SED	98.0%		-原子炉格納容器内に水の持ち込みがない(SED)が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 -原子炉格納容器破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、表面積が大きく、溶融炉心から格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断LOCA(S**)、過渡事象(T**)が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 -補助給水による冷却がない過渡事象(T**)が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいPDSとなる。	TED
		TEW	1.4%			
3	4JF-08 原子炉圧力容器外の 溶融燃料-冷却材相互作用	SED	90.2%		-1次系の圧力が高く維持される過渡事象(T**)が、減圧の観点から厳しい。 -原子炉格納容器内に水の持ち込みがない(SED)が、高圧溶融物放出時の格納容器雰囲気直接冷却の観点で最も厳しい。 以上より、TEDが最も厳しいPDSとなる。	TED
		TEW	5.0%			
4	5JF-08 水素燃焼	SED	91.9%		-事故進展が早く原子炉容器破損時の積熱が高い大中破断LOCA(A**)が、溶融炉心がより高温となる観点から厳しい。 -原子炉格納容器内の冷却がない(SED)が、冷却水から蒸気が急激に生成する観点で厳しい。 以上より、AEWが最も厳しいPDSとなる。	AEW
		TEW	6.7%			
5	1JF-08 溶融炉心-コングリート相互作用	SED	98.9%		-水蒸気が凝縮される水素濃度が高くなる、格納容器が加熱される状態(SED)のPDSが厳しい。 -炉心内のNa-水反応による水素発生量を、炉心内のフルコーム量の75%が水と反応することを前提とすると、各PDSで炉心のNa-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい大中破断LOCA(A**)が厳しい。 以上より、AEIが最も厳しいPDSとなる。	AEI
		TEW	9.0%			
6	2JF-08 溶融炉心-コングリート相互作用	SED	91.9%		-事故進展が早い大中破断LOCA(A**)が、原子炉格納容器破損時の積熱が速く厳しい。 -原子炉圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がない大中破断LOCA(A**)が、原子炉下部キャビティの溶融炉心の量を多くすることから厳しい。 -原子炉格納容器内に水の持ち込みがない(SED)が、溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しい。 以上より、AEDが最も厳しいPDSとなる。	AED
		TEW	8.0%			

ハッチング：格納容器破損モードの発生の観点で事故進展が最も厳しくなると考えられるPDS



第 2-1 図 格納容器破損モード及び評価事故シークエンス選定の全体プロセス



δ : 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	θ : 水蒸気蓄積による格納容器先行破損
ε : ベースマット溶融貫通	γ ^{''} : 水素燃焼又は水素爆轟 (原子炉容器破損後長時間経過後)
σ : 格納容器穿匪気直接加熱	η : 原子炉容器外水蒸気爆発
τ : 格納容器貫通部過温破損	μ : 溶融物直接接触
β : 格納容器隔離失敗	α : 原子炉容器内水蒸気爆発
γ : 蒸気発生器伝熱管破損	γ ['] : 水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損以前)
γ ['] : 水素燃焼又は水素爆轟(原子炉容器破損直後)	ν : インターフェイスシステムLOCA

第 2-4 図 レベル 1, 5 PRA の定量化結果
(格納容器破損モードごとの寄与割合)

3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- ・全交流動力電源喪失
- ・原子炉冷却材の流出
- ・反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの停止時に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

これを踏まえ、高浜3号炉及び4号炉を対象に停止時PRAの知見等を活用して、運転停止中事故シーケンスグループの分析を実施している。

具体的には、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、燃料損傷防止対策設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、これまで整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備等を含めない、原子炉設置許可取得済の設備にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築し内部事象の停止時レベル1PRAを実施した。

3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの検討・整理

停止時レベル1 P R Aの対象期間である定期検査中は、プラントの停止や起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う1次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時P R Aにおいてはこのようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある(別紙14)。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第3-1図に示す。

停止時P R Aにおいては、原子炉停止後の運転停止中の各プラント状態において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイアグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せを第3-2図のイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。停止時P R Aの定量化結果を第3-1表及び第3-3図に示す。

3.1.1.1 選定した起因事象

- ・余熱除去機能喪失

余熱除去系の弁やポンプの故障により余熱除去機能が喪失する事象。

- ・外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用所内交流電源(ディーゼル発電機)が起動して交流電源を供給するが、ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

- ・原子炉補機冷却機能喪失

原子炉補機冷却水系の弁やポンプの故障により、原子炉補機冷却機能が喪失する事象。発生した場合には崩壊熱除去が不可能となる可能性がある。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

配管破断や運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。低温停止時には、配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いと考えられ、弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（水位維持失敗）

ミッドループ運転中に何らかの原因によりRCS水位が低下し、かつ水位低下が継続する事象。

・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失（オーバードレン）

RCS水抜き操作時に、RCS水位がミッドループまで低下した後、水抜きを停止する通常の操作に失敗し、水位低下が継続する事象。

・反応度の誤投入^{*}

希釈操作時の運転基準に基づき、必要な希釈量の算出又は設定に失敗し、異常の察知にも失敗する事象。

（※ 制御棒の誤引抜きについては、プラント停止中は高濃度ほう酸水で未臨界度が確保されること、起動時においてもほう酸濃度が高い状況で制御バンクDを除く制御棒を全引抜きとすることから、制御棒誤引抜き時の反応度投入は僅かであることから本評価においては評価対象外と判断。）（別紙15）

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理するとともに、各事故シーケンスについて燃料損傷に至る主要因の観点で整理を行い、解釈で想定される事故シーケンスグループとの比較を行った（第3-1表参照）。

その結果、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、運転停止中事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。重要事故シーケンス選定に当たっては、以下に示す「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド（運転停止中）」という。）」に記載の3つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容を以下に示す。（第3-2表参照）。

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する燃料損傷防止対策の整備状況等を確認している（別紙5 3.停止時PRA）。

【審査ガイド（運転停止中）に記載の着眼点】

- a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- b. 燃料損傷回避に必要な設備容量（流量等）が大きい。
- c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

以下に示す4つの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定するに当たって、具体的な検討内容を以下に示す。

- (1) 崩壊熱除去機能喪失（RHRの故障による停止時冷却機能喪失）
- (2) 全交流動力電源喪失
- (3) 原子炉冷却材の流出
- (4) 反応度の誤投入

(1) 崩壊熱除去機能喪失

① 事故シーケンス

- ・ 余熱除去機能喪失
- ・ 外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗
- ・ 原子炉補機冷却機能喪失

② 選定理由

余裕時間について、「原子炉補機冷却機能喪失」はある一定期間余熱除去ポンプの利用が期待できる一方で、「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余熱除去系が使用できず余裕時間が短くなる。「余熱除去機能喪失」及び「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は、余裕時間は同等であるものの、「外部電源喪失＋余熱除去系による冷却失敗」は「全交流動力電源喪失」に包絡される。このため、「余熱除去機能喪失」を代表として選定した。また、設備容量については各事象に差は生じない。

なお、対策実施の余裕时间及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事象を選定した。

また、蓄圧注入及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・ 燃料取出前のミッドループ運転中における余熱除去機能喪失
(充てん／高圧注入ポンプの機能喪失の重畳を考慮)

④ 燃料損傷防止対策

- ・ 蓄圧タンク＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(2) 全交流動力電源喪失

① 事故シーケンス

- ・外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失

② 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なAM策に期待しない今回のPRAにおいては、外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故シーケンスが想定される。対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に全交流動力電源が喪失する事象を選定する。さらに、従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

③ 選定結果

- ・燃料取出前のミッドループ運転中における外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失
(原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮)

④ 燃料損傷防止対策

- ・蓄圧タンク＋空冷式非常用発電装置＋恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水

(3) 原子炉冷却材の流出

① 事故シーケンス

- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失
- ・水位維持失敗
- ・オーバードレン

② 選定理由

原子炉冷却材の流出として想定される起因事象としては、プラント停止期間を通じて想定される弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出事象に加えて、1次系の水抜き操作実施時の水抜き停止操作の失敗による流出継続、ミッドループ運転中に何らかの原因で1次系の水位維持に失敗する事象が想定される。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なAM策に期待しない今回のPRAにおいて、これらは原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失として直接的に燃料損傷に至る同一の事故シーケンスとして想定されるため、代表として1次冷却材の流出流量が多い原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失を選定する。

なお、対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材が流出する事象を選定する。

③ 選定結果

- ・燃料取出前のミッドループ運転中における原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失

④ 燃料損傷防止対策

- ・充てん／高圧注入ポンプ

(4) 反応度の誤投入

① 事故シーケンス

- ・反応度の誤投入

② 選定理由

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは当該シーケンスのみである。原子炉設置許可取得済みの設備の緩和機能以外の燃料損傷防止対策や自主的なAM策に期待しない今回のPRAにおいては、原子炉起動時におけるほう素の希釈操作失敗に伴う反応度の誤投入が想定される。

なお、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じること及び臨界到達までの余裕時間を厳しく評価する観点から、原子炉起動前にほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤作動等による純水の注入により、1次冷却材が希釈され、原子炉が臨界に至る可能性がある事象を選定する。

③ 選定結果

- ・原子炉起動時における化学体積制御系の弁の誤作動等による原子炉への純水流入

④ 燃料損傷防止対策

- ・純水注入停止操作

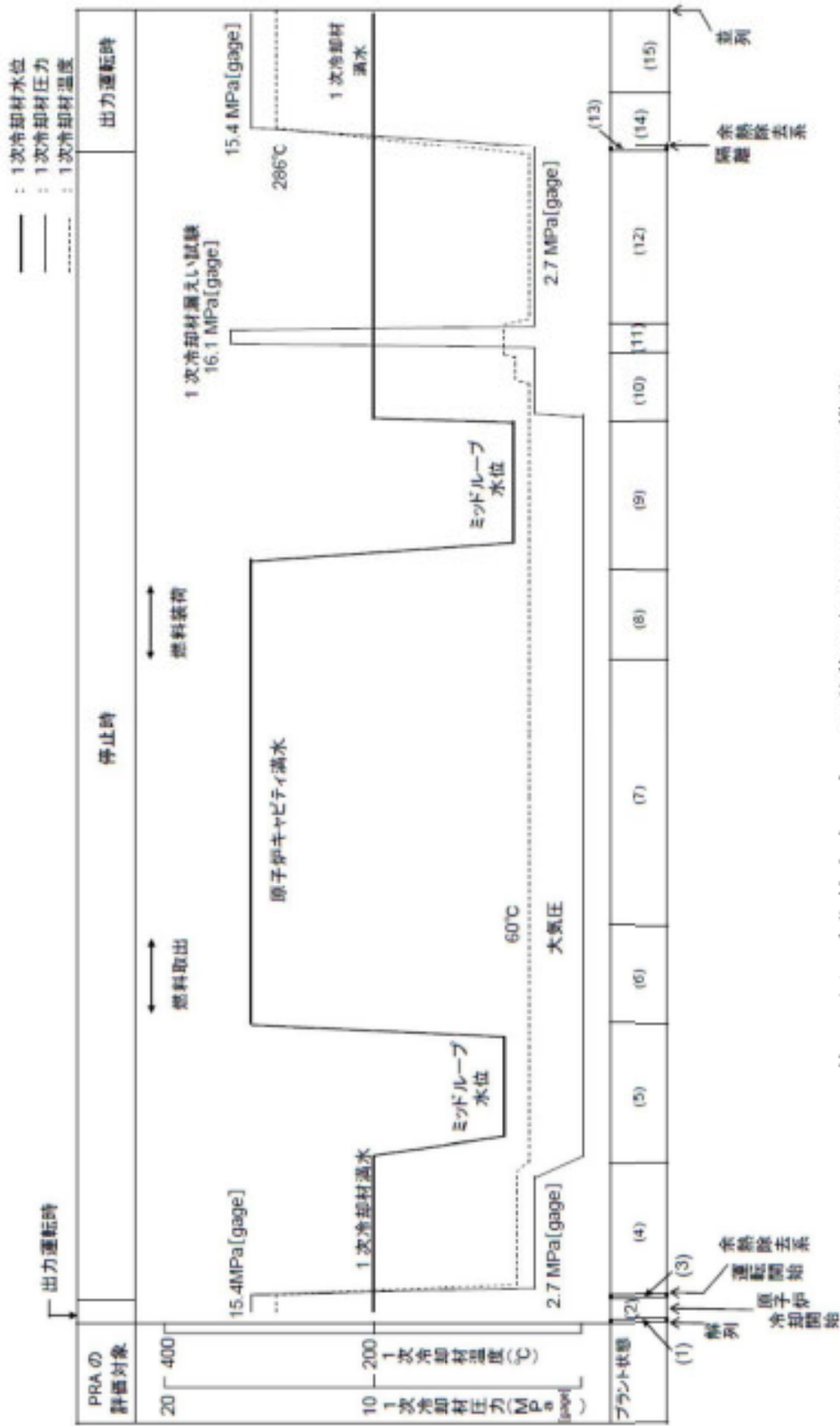
第3-1表 運転停止中事故シークェンスグループ別炉心損傷頻度

事故シークェンス	シークェンス別 CDF (/年)	全CDFへの 寄与割合 (シークェンス別)	炉心損傷に至る主原因	グループ別 CDF (/年)	全CDFへの 寄与割合 (グループ別)	運転停止中 事故シークェンスグループ	備考
余熱除去機能喪失	7.6E-06	12%	余熱除去機能の喪失	9.3E-06	16.3%	(a) 蒸気発生機機能喪失 (RHRの故障による 停止時冷却機能喪失)	
外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗	3.5E-06	1%					
原子炉補機冷却機能喪失	1.4E-06	2%					
外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	0.2%	電源機能の喪失	1.4E-06	0.2%	(b) 全交流電源力電源喪失	全炉心損傷頻度の100%を 燃料損傷防止対策にてカバー
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失	5.0E-04	82%	原子炉冷却材の喪失 (減圧)	5.2E-04	84.5%	(c) 原子炉冷却材の流出	
水位維持失敗	8.2E-06	1%					
オーバードレン	8.2E-06	1%					
反応度の監視入	5.3E-08	<0.1%	反応度の監視入	5.3E-08	<0.1%	(d) 反応度の監視入	
合計	6.1E-04	100.0%	—	6.1E-04	100.0%	-	-

第3・2表 重要事故シエークケンス（運転停止中）の選定について

事故シエークケンスグループ	事故シエークケンス		危険回避防止対策	重要事故シエークケンスの選定の考え方		
	a	b		c	備考(a:余熱時間, b:設備容量, c:代表シエークケンス)	
1 炉冷却系機能喪失 RHRの故障による 停止時炉冷却機能喪失	○ 冷却ポンプ機能喪失	高	高	高	余熱炉系又は原子炉冷却系機能の故障により炉冷却系機能が喪失する事象は、事象発生と同時にであるため、余熱時間等の観点から代表として余熱炉系機能の故障により炉冷却系機能が喪失する事象を考慮。	
	○ 外部電源喪失+余熱炉系による冷却失敗	高	高	高	また、炉冷却系の冷却機能の喪失により炉冷却系機能に必要なたんぱく質を十分に供給する観点から、炉冷却系が、原子炉冷却系停止時の冷却水量が減少しないミッドループ運転中に余熱炉系機能が喪失する事象を考慮。	
	○ 原子炉冷却ポンプ機能喪失	中	高	高	なお、原子炉冷却ポンプの機能喪失を防止するための炉冷却系機能の喪失の観点から、充てん/充てん/原子炉冷却ポンプの機能喪失の重畳を考慮。	
2 全交流電力電源喪失	○ 外部電源喪失+非常用内交流電源喪失	—	—	高	非常用電源の時間余裕および燃料循環ポンプに必要なたんぱく質を十分に供給する観点から、原子炉冷却ポンプの機能喪失の観点から、外部電源の時間余裕および燃料循環ポンプに必要なたんぱく質を十分に供給する観点から、炉冷却系が、原子炉冷却ポンプの機能喪失の重畳を考慮。	
	○ 原子炉冷却ポンプ機能喪失	高	高	高		
3 原子炉冷却ポンプの排出	○ 水位制御失敗	中	中	低	いずれの事故シエークケンスも原子炉冷却ポンプの排出事象であり、排出流量の観点から原子炉冷却ポンプの機能喪失で評価される。炉冷却系の時間余裕および燃料循環ポンプに必要なたんぱく質を十分に供給する観点から、炉冷却系が、原子炉冷却ポンプの機能喪失の重畳を考慮。	
	○ オーパーブレン	中	中	低		
	○ 充てん/充てん/原子炉冷却ポンプ	中	中	低		
4 反応度の調整	○ 反応度の調整	—	—	高	定期検査中、原子炉起動前までは運転が生じない状態を維持すること及び臨界到達までの時間余裕を十分に評価する観点から、原子炉起動時に起こる炉水注入事象を考慮。	
	○ 充てん/充てん/原子炉冷却ポンプ	—	—	高		

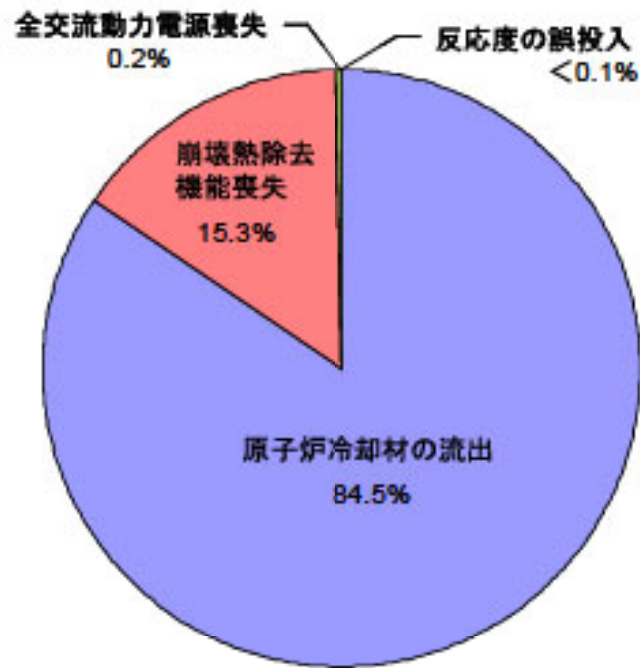
○：選定した重要事故シエークケンス



第3-1図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

余熱除去機能喪失			事故シーケンス
			余熱除去機能喪失
外部電源喪失	非常用所内 交流電源	余熱除去系に よる冷却	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			外部電源喪失 +余熱除去系による冷却失敗
			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			事故シーケンス
			原子炉補機冷却機能喪失
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能喪失			事故シーケンス
			原子炉冷却材圧力 バウンダリ機能喪失
水位維持失敗			事故シーケンス
			水位維持失敗
オーバードレン			事故シーケンス
			オーバードレン
反応度の誤投入			事故シーケンス
			反応度の誤投入

第 3-2 図 停止時 PRA におけるイベントツリー



第 3-3 図 停止時 PRA の定量化結果
 (運転停止中事故シナリオグループごとの寄与割合)

4 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際して適用可能としたPRAの実施に際しては、一般社団法人 日本原子力学会において標準化された実施基準を参考に評価を実施し、各実施項目について「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。

また、今回のPRAの評価プロセスの確認及び更なる品質向上を目的として、専門家によるピアレビューを実施した。その結果、今回実施したPRAにおいて、事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての
外部事象の考慮について

重大事故等対策の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグループ等の選定に際しては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に「個別プラントの内部事象に関するPRA及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

今回の申請書作成に当たっては外部事象に関しては手法が適用可能な段階にあるものとして地震、津波のレベル1PRAを対象に実施した。

火災、溢水及びその他外部事象についてはPRA手法の確立に向けた検討を実施中の段階であったり、起因事象発生頻度等現実的な定量評価の実施に際して必要となるデータの整備を実施していく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないものと判断したが、「それに代わる手法」として、これらの外部事象の影響を考慮した場合の事故シーケンスグループ等の選定への影響について以下のとおり検討・整理した。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループの選定に係る検討(レベル1 PRA)

1.1 火災、溢水の影響

外部事象のうち、火災、溢水についてはレベル1PRAの手法確立・個別プラントへの展開に係る検討作業がある程度進んでいることを踏まえ、PRAを念頭にして想定される起因事象を整理した結果を第1表及び第2表に示す。

第1表 内部溢水により誘発される起回事象

(原子力学会標準附属書に記載の例)

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
小破断LOCA	溢水による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	溢水による主給水ポンプ等の機能喪失
2次冷却系の破断	溢水による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象/手動停止	溢水による原子炉トリップ/手動停止
外部電源喪失	溢水による常用母線等の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	溢水による原子炉補機冷却水ポンプ等の機能喪失

第2表 内部火災により誘発される起回事象

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
小破断LOCA	火災による加圧器逃がし弁制御回路の誤作動 火災によるRCPシール冷却機能喪失
IS-LOCA	火災による隔離弁制御回路の誤作動
主給水流量喪失	火災による主給水ポンプの機能喪失
2次冷却系の破断	火災による主蒸気逃がし弁制御回路の誤作動
過渡事象/手動停止	火災による原子炉トリップ/手動停止
外部電源喪失	火災による常用母線の機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	火災による原子炉補機冷却水ポンプの機能喪失

第1表及び第2表で抽出された起回事象は屋内に設置されている安全機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性を有するが、これらは同機器の故障・誤操作を想定する内部事象レベル1PRAから得られる起回事象に含まれている。