

東海第二発電所

柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉及び 7 号炉の

新規制基準適合性審査を通じて得られた

技術的知見への対応について

添付資料

平成 29 年 10 月

日本原子力発電株式会社

目 次

1. 技術的知見①「格納容器の過圧破損を防止するための格納容器代替循環冷却系」の対応について

添付資料①－1 重大事故時の格納容器過圧破損防止対策について

2. 技術的知見②「使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策」の対応について

添付資料②－1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料②－2 同時被災時における必要な要員及び資源について

添付資料②－3 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備【54 条】

添付資料②－4 使用済燃料プール監視設備の耐環境性

添付資料②－5 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

3. 技術的知見③「原子炉制御室の居住性を確保するためのブローアウトパネルの閉止機能」の対応について

添付資料③－1 ブローアウトパネルの重大事故等対策としての機能について

添付資料③－2 ブローアウトパネル閉止装置等の設計方針

添付資料③－3 原子炉建屋気密性確保の成立性について

4. 技術的知見④「全交流動力電源喪失を想定した事故シーケンスグループの分割」の対応について

添付資料④－1 全交流動力電源喪失

1. 技術的知見①

「格納容器の過圧破損を防止するための格納容器代替循環冷却系」の対応について

重大事故時の格納容器過圧破損防止対策について

1. はじめに

東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について説明する。

2. 格納容器過圧破損防止対策及び格納容器ベント遅延対策の設計

設置許可基準規則第50条では、BWRプラントに対し重大事故時の格納容器過圧破損防止対策として格納容器圧力逃がし装置の設置が要求されているが、格納容器圧力逃がし装置は意図的に格納容器内の蒸気を放出する対策であり、フィルタを介するものの放射性物質の環境への放出を伴う特徴がある。

また、東海第二発電所で採用しているMark-II型格納容器設計の特徴から、重大事故時に他の格納容器型式の国内BWRプラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなる（別紙1）。

そこで、事故後短期で格納容器ベントの実施に至ることを実質的になくすため、格納容器過圧破損防止対策として環境への放射性物質の放出を伴わない格納容器除熱系（代替循環冷却系）を優先使用する運用にするとともに、設置許可基準規則の要求以上の対応として、以下の対応を実施する（下線部はこれまでの設計からの変更点）。

① 代替循環冷却系のさらなる信頼性向上のため、代替循環冷却系を多重化

② 事故後の放射線水分解に伴う格納容器内の可燃性ガス濃度上昇を抑制するため、代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）を強化

（最終的には、格納容器圧力逃がし装置により可燃性ガスを排出し、格納容器内の水素爆発を防止）

それぞれの設備については、以下の方針にて設計する。

(1) 代替循環冷却系

格納容器過圧破損防止対策として優先して使用する代替循環冷却系は、重大事故時にその機能に確実に期待できるよう、設置許可基準規則 4 3 条及び 5 0 条に適合する設計とする。さらに、代替循環冷却系の信頼性向上のために多重化設計とするとともに、設計基準事故対処設備である残留熱除去系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とする（別紙 2）。

(2) 代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）

代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）は、放射線水分解による格納容器内の酸素濃度上昇時に格納容器内に窒素封入することで、格納容器内の酸素濃度の上昇を抑制する設計とする。

(3) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置は、残留熱除去系及び代替循環冷却系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とする。また、サプレッション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれからも格納容器内の非凝縮性ガス等の排気を可能とし、排気中に含まれる放射性物質を低減するためのフィルタ装置を設置する設計とする。

3. 代替循環冷却系の信頼性

代替循環冷却系のシステム非信頼度は以下のとおりである。代替循環冷却系の多重化により、システム非信頼度を 1 桁程度低減することが可能である（別紙 3）。

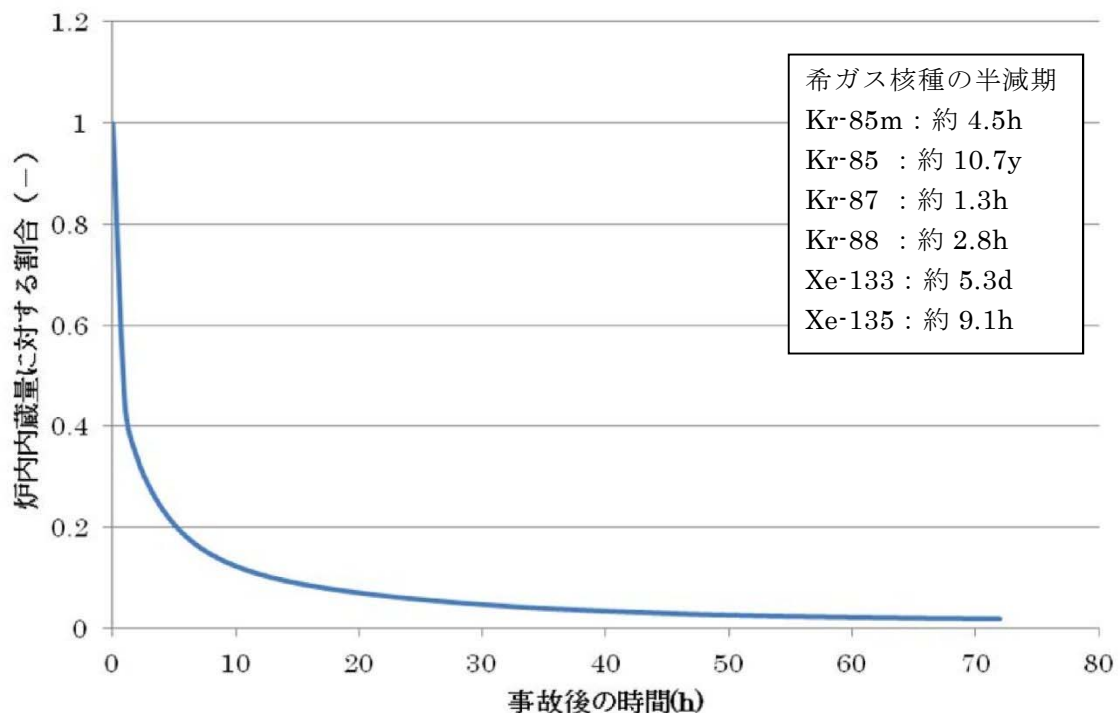
- ・ 代替循環冷却系 2 系列（A 系及び B 系）：約 3×10^{-4} /demand
- ・ 代替循環冷却系 1 系列（A 系のみの場合）：約 2×10^{-3} /demand

さらに、代替循環冷却系のサポート系である緊急用海水系は、残留熱除去系海水系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とするとともに、緊急用海水系の機能喪失を仮定した場合においても、代替残留熱除去系海水系に期待することで格納容器の過圧破損防止が可能である（別紙 4）。以上より、東海第二発電所では、代替循環冷却系だけでなくそのサポート系についても信頼性向上に配慮した設計としている。

4. 代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果について（別紙 5）

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）」の有効性評価において、代替循環冷却系により格納容器除熱を実施する場合の可燃性ガス排出のための格納容器ベント時間は、事故後約 40 日後（約 39.7 日後）となる。また、放射線水分解の不確かさ（G 値の不確かさ）を考慮した場合においても、代替循環冷却系により格納容器ベントの実施時期を事故後約 5 日後（約 122 時間後）に遅延することができる。

一方、代替循環冷却系に期待しない場合には、サプレッション・プールの水位上昇によって格納容器ベントに至り格納容器過圧破損防止のための格納容器ベント時間が事故後約 24 時間後（約 24.7 時間後）となる。この結果から、代替循環冷却系の設置により格納容器ベントの実施時期を大幅に遅延し、格納容器ベントによる放射性物質の放出を低減することができる（第 1 図）。



第1図 事故発生後の希ガス発生量の時間変化（核種合計）

5. まとめ

東海第二発電所では、代替循環冷却系について設置許可基準規則第43条及び第50条に適合する設計とする等、重大事故時に代替循環冷却系の機能に確実に期待できるよう配慮する。また、格納容器圧力逃がし装置よりも環境への放射性物質の放出を伴わない代替循環冷却系を優先して使用する運用とする。

ただし、Mark-II型格納容器を採用している東海第二発電所では、他の格納容器型式の国内BWRプラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなることを踏まえ、設置許可基準規則の要求以上の対応として、代替循環冷却系のさらなる信頼性向上のために代替循環冷却系を多重化し、格納容器内の可燃性ガス濃度上昇を抑制するために代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）の強化を実施する。

これらにより、重大事故時の短期の格納容器ベント実施を実質的になくす

ことが可能であり，格納容器ベント時間は事故後約 40 日後（放射線水分解の不確かさ（G 値の不確かさ）を考慮した場合でも事故後約 5 日後）に遅延することが可能である。

東海第二発電所の格納容器ベント時間について

1. 東海第二発電所の格納容器設計の特徴

放射性物質の最終障壁となる格納容器設計（設計基準事故対処設備）の特徴は以下のとおりである。

- ① 改良標準化（定検時作業スペースの拡大等を採用）以前の設計である M a r k - II 型格納容器であり，原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さい
- ② 格納容器の最高使用圧力は 0.31MPa[gage]であり，M a r k - I 型／I 改型の 0.427MPa[gage]に比べて低い
- ③ A B W R プラントでは格納容器除熱系として残留熱除去系（3 系列）を設置する設計としているが，B W R 5 プラントでは残留熱除去系（2 系列）を設置する設計

東海第二発電所は，上記①及び②の格納容器設計の特徴から，重大事故等の格納容器過圧事象発生時には，他の格納容器型式の国内 B W R プラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなる。このため，その特徴を踏まえた格納容器過圧破損防止対策の設計を採用している。

2. R C C V 型格納容器（柏崎刈羽原子力発電所 6・7 号炉）との差異の理由

東海第二発電所は，設計基準事故対処設備としての格納容器設計の特徴から，重大事故等の格納容器過圧事象発生時には，他の格納容器型式の国内 B W R プラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなる。その理由を以下に説明する。

- ・ 東海第二発電所は柏崎刈羽原子力発電所 6・7 号炉に比べ原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さく，格納容器からの除熱機能喪

失による過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が早い（第 1 表）

- ・ 東海第二発電所は柏崎刈羽原子力発電所 6・7 号炉に比べサプレッション・チェンバの自由体積が小さく，有効性評価においてベントラインの水没防止の観点から設定している格納容器への外部水源の持ち込み可能量（サプレッション・プールの通常運転水位から外部水源の持ち込み制限高さまでの水量）が少ない（第 2 表）。このため，格納容器過圧事象発生時の外部水源を用いた格納容器スプレイによる圧力抑制可能期間が短い

第 1 表 原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積

発電所	格納容器の自由体積／原子炉熱出力
東海第二発電所	$9,800\text{m}^3 / 3,293\text{MW} \approx 3.0$
柏崎刈羽原子力発電所 6・7 号炉	$13,310\text{m}^3 / 3,926\text{MW} \approx 3.4$

第 2 表 外部水源の持ち込み可能量

発電所	外部水源の持ち込み可能量
東海第二発電所	約 $2,800\text{m}^3$ ※
柏崎刈羽原子力発電所 6・7 号炉	約 $4,700\text{m}^3$ ※

※ 東海第二発電所において，仮に外部水源の持ち込み可能量が $4,700\text{m}^3$ ($1,900\text{m}^3$ 増加) となった場合，格納容器スプレイ流量： $130\text{m}^3/\text{h}$ での連続スプレイを想定しても，15 時間程度圧力抑制期間が長くなる

2. Mark-I 型／I 改型格納容器との差異の理由

- ・ 東海第二発電所は Mark-I 型／I 改型格納容器プラントに比べ原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さく，格納容器からの除熱機能喪失による過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が早い

- ・ 格納容器の最高使用圧力 ($P_d : 0.31\text{MPa}[\text{gage}]$) が M a r k - I 型 / I 改型の $0.427\text{MPa}[\text{gage}]$ に比べて低く、炉心損傷後の格納容器スプレイの実施基準 ($1.5P_d$ 到達) における格納容器圧力の絶対値が低いため格納容器スプレイの効果が小さいことに加えて、上記のとおり格納容器の過圧事象発生時の格納容器圧力の上昇が早いことから、圧力上昇を抑制するために必要な格納容器スプレイ量が多くなる

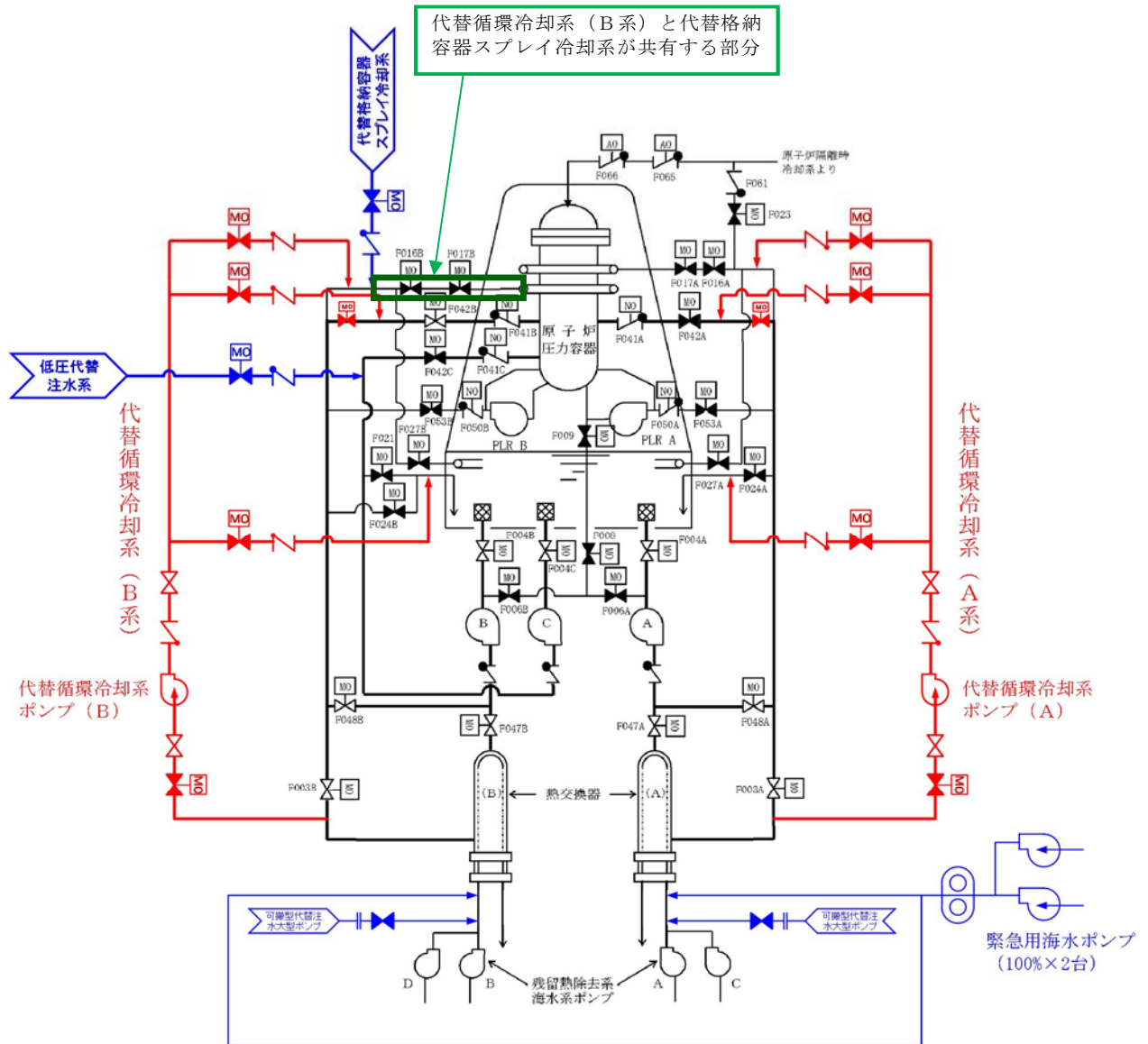
代替循環冷却系の設計

1. 概要

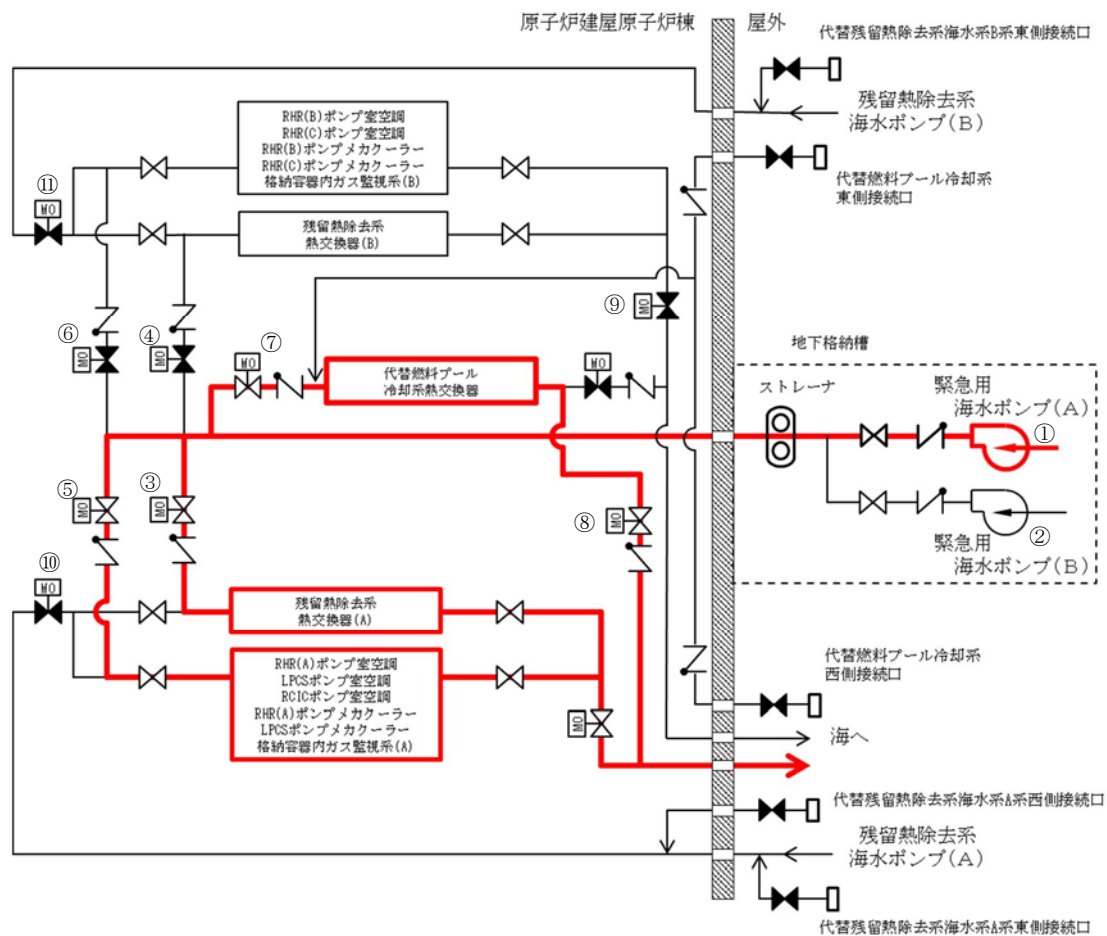
代替循環冷却系の概要は以下のとおり。また、第 1 図に代替循環冷却系の系統概要、第 2 図に代替循環冷却系の補機冷却系である緊急用海水系の系統概要、第 3 図にこれらの系統における単線結線図、代替循環冷却系の主要機器の仕様及び健全性を参考 1 に示す。

- ・ サプレッション・プールを水源とし、代替循環冷却系ポンプによる原子炉及び格納容器の循環冷却が可能な系統
- ・ 系統水はサプレッション・プールから残留熱除去系ポンプを経由して残留熱除去系熱交換器を通り、代替循環冷却系ポンプに供給され、代替循環冷却系ポンプにより原子炉への注水及び格納容器スプレイ等を実施
- ・ 本系統は代替循環冷却系（A系）及び代替循環冷却系（B系）の 2 系列の設計
- ・ 本系統は、全交流動力電源喪失した場合でも、発電所構内に配備した代替交流電源設備（2 台）からの給電により起動可能な設計
- ・ 代替循環冷却系の使用時には、残留熱除去系海水系、常設設備である緊急用海水系又は可搬型設備である代替残留熱除去系海水系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保（第 2 図：緊急用海水系の系統概要図）
- ・ 第 1 図の緑で囲った範囲に示すとおり、代替循環冷却系（B系）の格納容器スプレイラインと代替格納容器スプレイ冷却系のラインが一部共有

- ・ サポート系である緊急用海水系を含め、運転操作は中央制御室での遠隔操作が可能な設計



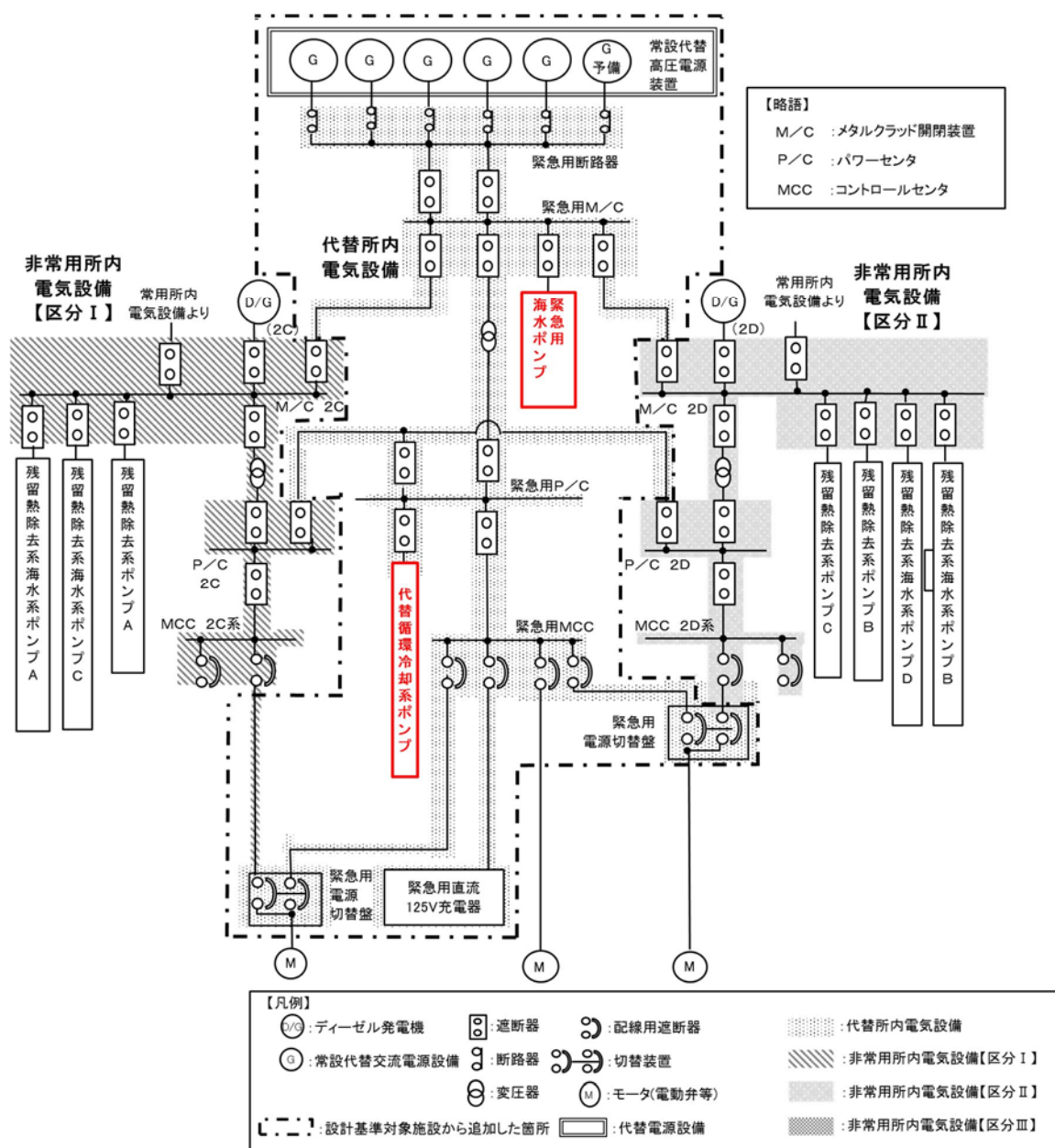
第 1 図 代替循環冷却系の系統概要図



	機器名称		機器名称
①	緊急用海水ポンプ(A)	⑦	緊急用海水系代替F P C系隔離弁
②	緊急用海水ポンプ(B)	⑧	緊急用海水系代替F P C系出口弁(A)系
③	緊急用海水系R H R A系熱交換器隔離弁	⑨	緊急用海水系代替F P C系出口弁(B)系
④	緊急用海水系R H R B系熱交換器隔離弁	⑩	残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁(A)系
⑤	緊急用海水系R H R A系補機隔離弁	⑪	残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁(B)系
⑥	緊急用海水系R H R B系補機隔離弁		

第2図 緊急用海水系の系統概要図

(残留熱除去系海水系A系供給時)



第3図 単線結線図

2. 設置許可基準規則上の位置づけ

代替循環冷却系は、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止する目的から格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備であり、設置許可基準規則 50 条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）の重大事故等対処設備として位置付ける。

なお、設置許可基準規則 47 条（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備）における炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合、設置許可基準規則 49 条（原子炉格納容器内の冷却等のための設備）の重大事故等対処設備としても位置付ける。

3. 格納容器過圧破損防止対策としての代替循環冷却系の基本設計方針

【設置許可基準規則】

(重大事故等対処設備)

第四十三条 重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない

一 想定される重大事故等が発生した場合における温度，放射線，荷重その他の使用条件において，重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

三 健全性及び能力を確認するため，発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

四 本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあつては，通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること

六 想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう，放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定，設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

2 重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。）と接続するものにあつては，当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管，弁，ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は，前項に定めるもの

のほか、次に掲げるものでなければならない。

- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
- 二 二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の向上等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りではない。
- 三 常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれないよう、適切な措置を講じたものであること。

(1) 環境条件等（第43条 第1項 第1号，第6号）

代替循環冷却系ポンプ，サプレッション・プール及び残留熱除去系熱交換器は，重大事故等時における設置場所の環境条件を考慮した設計とする。

代替循環冷却系ポンプの操作は，中央制御室で可能な設計とする。

残留熱除去系熱交換器は海水を通水するため，耐腐食性材料を使用する設計とする。

(2) 操作性の確保（第43条 第1項 第2号，第4号）

代替循環冷却系ポンプ，サプレッション・プール及び残留熱除去系熱交換器を使用する代替循環冷却系は，中央制御室の制御盤の操作スイッチで操作が可能な設計とする。また，通常時の系統から弁操作等にて速やかに切替え可能な設計とする。

(3) 試験・検査性（第43条 第1項 第3号）

代替循環冷却系ポンプ及び残留熱除去系熱交換器は，機能・性能の確認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、代替循環冷却系ポンプは、分解が可能な設計とする。

残留熱除去系熱交換器は、内部の確認が可能なようにフランジを設ける設計とする。

(4) 悪影響防止（第43条 第1項 第5号）

代替循環冷却系ポンプ、サプレッション・プール、緊急用海水ポンプ及び残留熱除去系熱交換器を使用する代替循環冷却系は、弁操作等によって、設計基準事故対処設備として使用する系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成とすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、サプレッション・プール水に含まれる核分裂生成物の系外放出を防止するため、代替循環冷却系は閉ループにて構成する設計とする。

(5) 容量等（第43条 第2項 第1号）

代替循環冷却系ポンプは、格納容器の過圧破損防止に必要なポンプ流量を有する設計とする。

サプレッション・プールは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備の水源と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の容量が、格納容器の過圧破損防止に必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

残留熱除去系熱交換器は、設計基準事故時の残留熱除去系海水系の機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の伝熱容量が、格納容器の過圧破損防止に必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

(6) 共用の禁止（第43条 第2項 第2号）

敷地内に二以上の発電用原子炉施設はないため、代替循環冷却系の共用はない。

(7) 多様性、位置的分散等（第43条 第2項 第3号）

代替循環冷却系は重大事故等緩和設備であり，設置許可基準規則（第 43 条第 2 項第 3 号）に基づき共通要因による設計基準事故対処設備（残留熱除去系）との同時の機能喪失防止が要求されるものではないが，代替循環冷却系の信頼性向上のため，以下のとおり残留熱除去系との多様性，独立性及び位置的分散を図った設計とする。

ポンプについては，残留熱除去系ポンプと異なる区画に設置し，位置的分散を考慮した設計とする（第 4 図）。代替循環冷却系ポンプのサポート系として，冷却水は不要（自然冷却）とすることで，残留熱除去系ポンプの冷却水（残留熱除去系海水系）と同時に機能喪失しない設計とする。電源については，常設代替高圧電源装置を使用することで，残留熱除去系ポンプの電源（非常用ディーゼル発電機）と同時に機能喪失しない設計とする。電動弁については，駆動部に設けるハンドルにて手動操作も可能な設計とすることで，電動駆動に対し多様性を持った設計とする（第 1 表）。

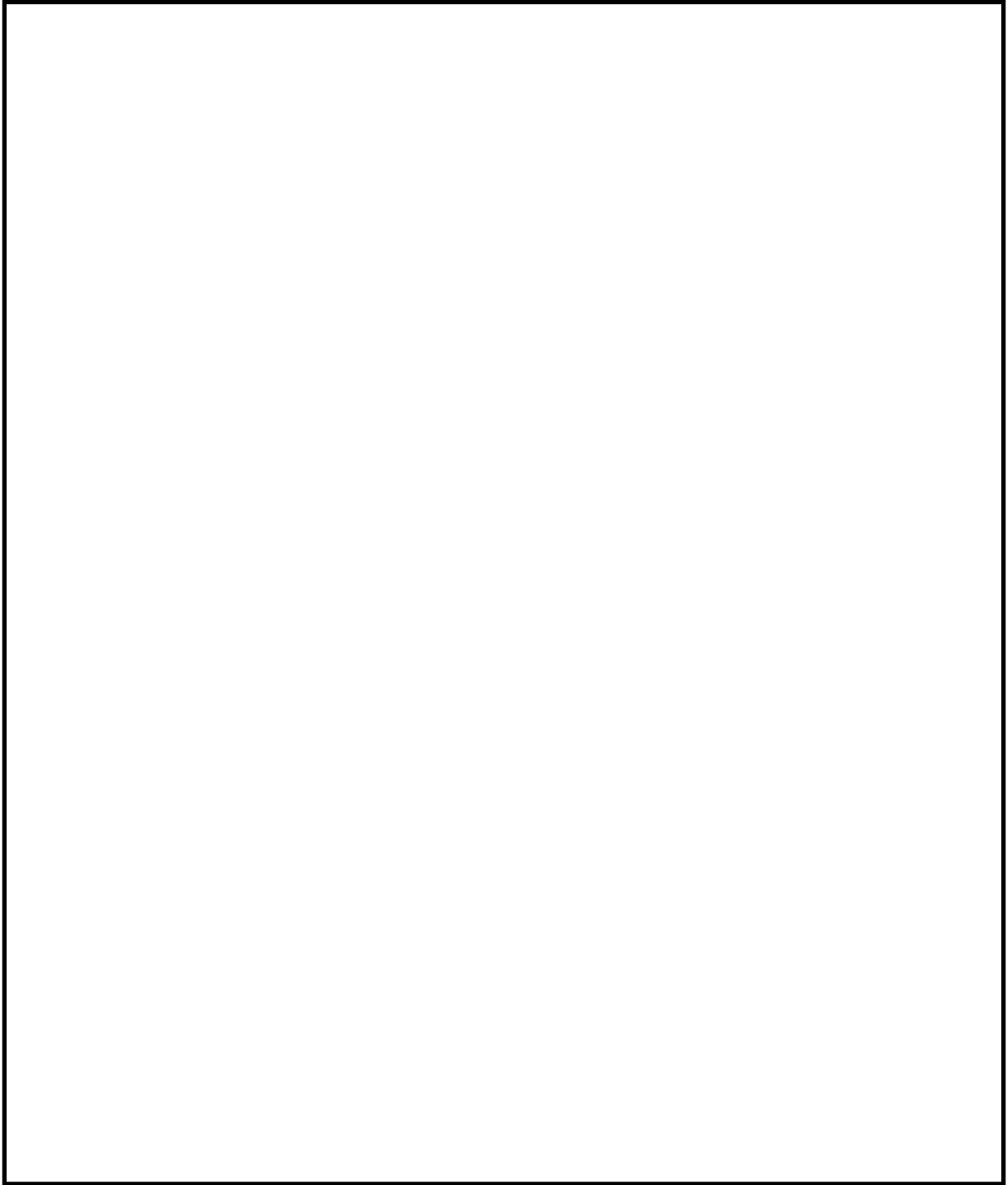
残留熱除去系と代替循環冷却系の独立性については，第 2 表で示すとおり，地震，津波，火災及び溢水により同時に故障することを防止するために，独立性を確保する設計とする。

第 1 表 多様性及び位置的分散

項目	残留熱除去系	代替循環冷却系
ポンプ	残留熱除去系ポンプ	代替循環冷却系ポンプ
	原子炉建屋原子炉棟地下2階 残留熱除去系（A）及び（B） ポンプ室	原子炉建屋原子炉棟地下2階 残留熱除去系（A）及び（B） 熱交換器室
水源	サプレッション・プール	サプレッション・プール
	原子炉建屋原子炉棟地下2階	原子炉建屋原子炉棟地下2階
駆動用空気	不要	不要
潤滑油	不要（内包油）	不要（内包油）
冷却水	残留熱除去系海水系	不要（自然冷却）
駆動電源	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備
	原子炉建屋付属棟地下1階	屋外

第 2 表 設計基準事故対処設備との独立性

項目		残留熱除去系	代替循環冷却系
共通要因故障	地震	設計基準事故対処設備の残留熱除去系は耐震 S クラス設計とし、代替循環冷却系は基準地震動 S_s で機能維持できる設計とすることから、基準地震動 S_s が共通要因となり故障することのない設計とする。	
	津波	設計基準事故対処設備の残留熱除去系は防潮堤及び浸水防止設備の設置により、また、代替循環冷却系は防潮堤及び浸水防止設備の設置に加え、原子炉建屋原子炉棟の水密化されたエリアに設置により、津波が共通要因となって故障することのない設計とする。	
	火災	代替循環冷却系と設計基準事故対処設備の残留熱除去系は火災が共通要因となり故障することのない設計とする。	
	溢水	代替循環冷却系と設計基準事故対処設備の残留熱除去系は溢水が共通要因となり故障することのない設計とする。	



第 4 図 代替循環冷却系ポンプの配置図

【設置許可基準規則】

(原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)

第五十条 発電用原子炉施設には、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の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない

(1) 代替循環冷却系の設置

炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために代替循環冷却系を設ける。

代替循環冷却系は、サプレッション・プールを水源とし、代替循環冷却系ポンプによる原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイが可能な設計とする。

4. 代替循環冷却系（B系）の成立性

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）」では、代替循環冷却系と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を同時に使用しないため、代替循環冷却系（B系）を使用した場合でも事故進展に影響はない。

一方、格納容器破損モード「DCH, FCI, MCCI」では、原子炉圧力容器破損後に代替循環冷却系（A系）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による同時の格納容器スプレイを実施する条件で解析しているが、1.に記載のとおり、代替循環冷却系（B系）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による同時の格納容器スプレイは実施できないことから、代替循環冷却系（B系）のみを使用[※]した条件でのMAAP解析を実施した。

※ 外部水源の持ち込みを制限し、サプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベント遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）より代替循環冷却系（B系）を優先して使用することを想定

第3表及び第4表に格納容器破損モード「DCH, FCI, MCCI」の評価シーケンスにおける代替循環冷却系（A系）に期待した場合と代替循環冷却系（B系）に期待した場合の解析条件及び解析結果の比較を示す。また、格納容器圧力挙動及び温度挙動を第5図から第8図に示す。

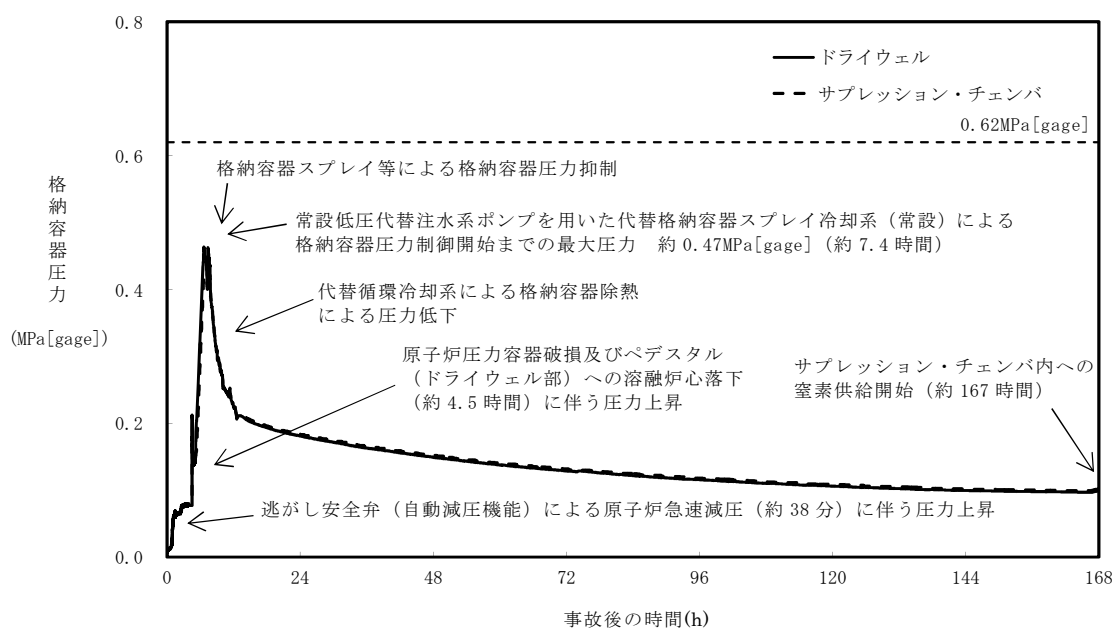
代替循環冷却系（B系）に期待した場合においても、有効性評価の評価項目である格納容器温度 200℃以下、圧力 620kPa[gage]以下に抑えられることを確認した。

第 3 表 解析条件の比較

	代替循環冷却系 A 系に期待した場合 (有効性評価における代替循環冷却系に 期待した場合のケース)	代替循環冷却系 (B 系) に期待した場合 (今回の評価ケース)
注水及び又はスプレイ を実施する系統	- 原子炉注水 代替循環冷却系 (A 系) - 格納容器スプレイ 代替循環冷却系 (A 系) 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) - ペDESTAL注水 格納容器下部注水系 (常設)	- 原子炉注水 代替循環冷却系 (B 系) - 格納容器スプレイ 代替循環冷却系 (B 系) - ペDESTAL注水 格納容器下部注水系 (常設)
代替循環冷却系の機器 条件・操作条件	- 事象発生 90 分後から $250\text{m}^3/\text{h}$ でドライ ウェルスプレイを実施 - R P V 破損後に格納容器圧力が低下傾向 に転じて 30 分後, $150\text{m}^3/\text{h}$ でドライウ ェルスプレイ, $100\text{m}^3/\text{h}$ で原子炉注水を 実施	代替循環冷却系 A 系に期待した場合と同 じ
代替格納容器スプレイ 冷却系 (常設) の機器条 件・操作条件	- 原子炉圧力容器破損+6 分後から 300m^3 /h でドライウェルスプレイを実施し, R P V 破損後に格納容器圧力が低下傾向 に転じて 30 分後に停止 - その後, 間欠スプレイ (格納容器圧力 400 ~465kPa[gage]) を実施	(実施しない)
格納容器下部注水系 (常設) の機器条件・操 作条件	原子炉圧力容器破損後+7 分後から 80m^3 /h で格納容器下部水位制御 (水位 2.25 ~2.75m) を実施	代替循環冷却系 A 系に期待した場合と同 じ

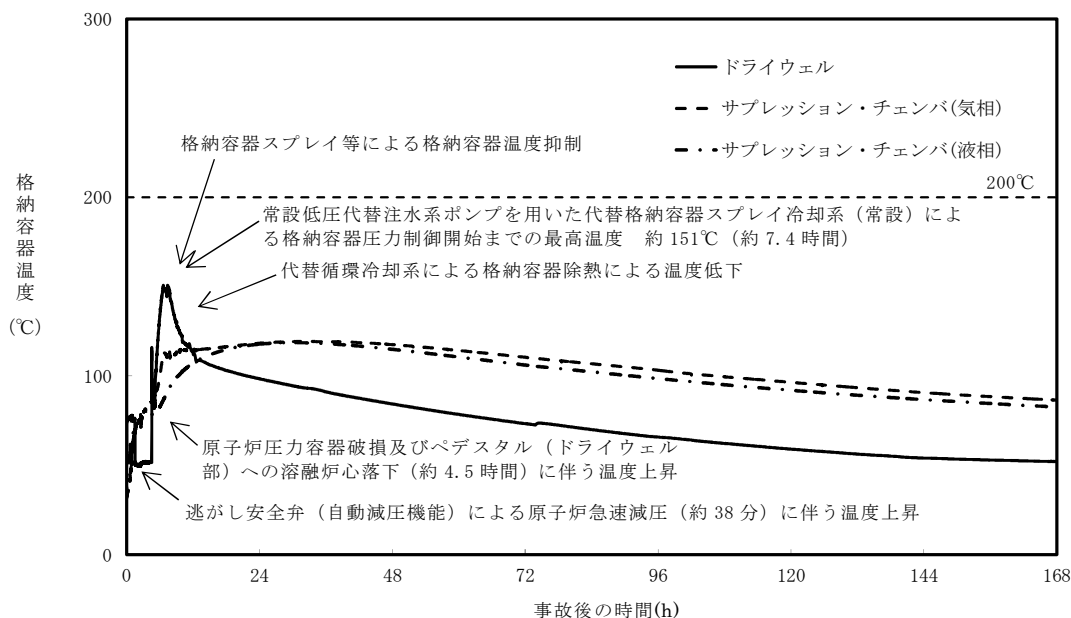
第 4 表 解析結果の比較

	代替循環冷却系 A 系に期待した場合 (有効性評価における代替循環冷却系に 期待した場合のケース)	代替循環冷却系 (B 系) に期待した場合 (今回の評価ケース)
格納容器圧力の最大値	0.47MPa[gage]	約 0.58MPa[gage]
格納容器雰囲気温度の 最大値	151℃	162℃



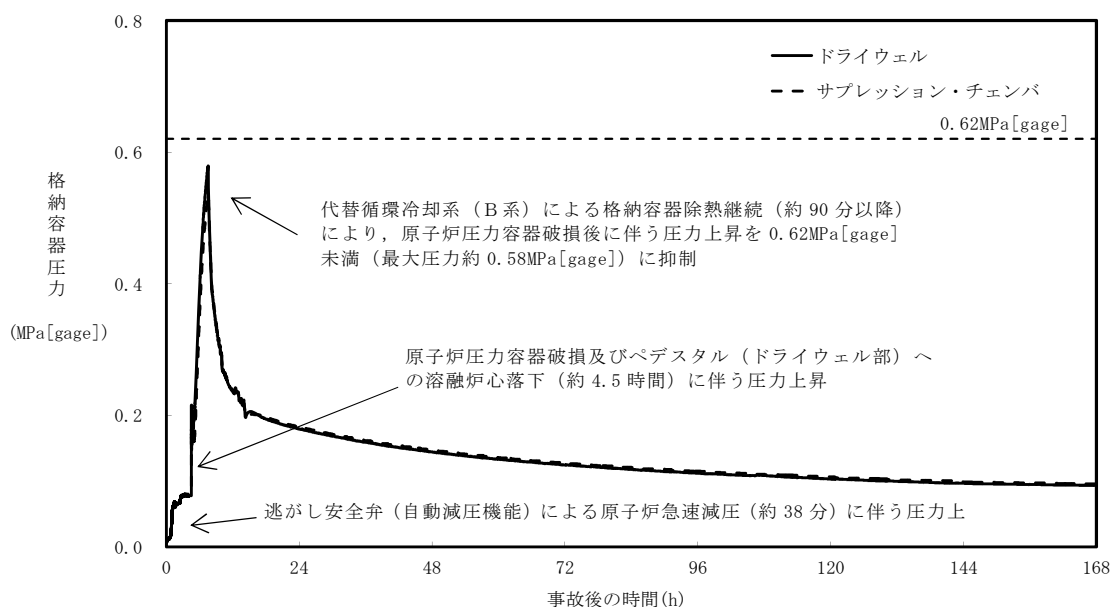
第 5 図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系（A系）に期待した場合の格納容器圧力の推移



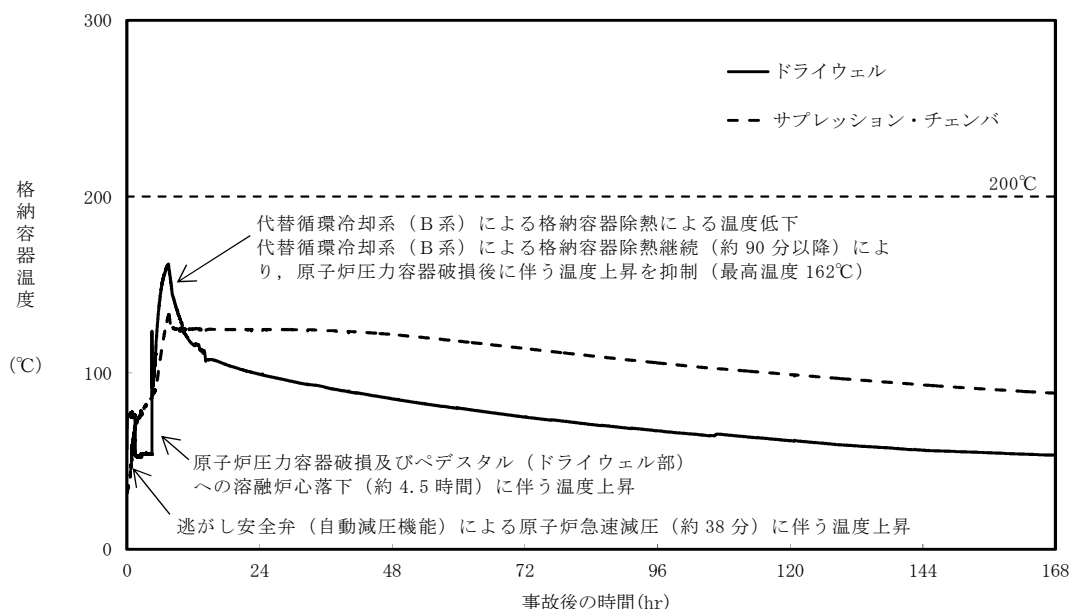
第 6 図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系（A系）に期待した場合の格納容器雰囲気温度の推移



第7図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系（B系）に期待した場合の格納容器圧力の推移



第8図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系（B系）に期待した場合の格納容器雰囲気温度の推移

代替循環冷却系の主要機器の仕様及び健全性について

1. 主要機器の仕様

(1) 代替循環冷却系ポンプ

種 類 : うず巻形
容 量 : 約 $250\text{m}^3/\text{h}$
全 揚 程 : 約 120m
最高使用圧力 : $3.45\text{MPa}[\text{gage}]$
最高使用温度 : 77°C
個 数 : 1
取 付 箇 所 : 原子炉建屋原子炉棟地下2階
原 動 機 出 力 : 約 140kW

(2) 残留熱除去系熱交換器

個 数 : 1
最高使用圧力 : $3.45\text{MPa}[\text{gage}]$
最高使用温度 : 249°C
伝 熱 容 量 : $19.4 \times 10^3\text{kW}$
取 付 箇 所 : 原子炉建屋原子炉棟地下2階

2. 代替循環冷却系の健全性

代替循環冷却系の健全性について、「代替循環冷却系ポンプの健全性」，「残留熱除去系ポンプの健全性」，「シール材の信頼性」の観点から評価した結果を以下に示す。なお，残留熱除去系熱交換器については，最高使用温度が 249°C で設計されているため，健全性に問題はない。

(1) 代替循環冷却系ポンプの健全性

格納容器圧力が0.62MPa[gage] (2Pd) の場合においては、サブプレッション・プール水の温度は0.62MPa[gage] (2Pd)における飽和温度167℃となる。サブプレッション・プール水は残留熱除去系ポンプを経由し、緊急用海水ポンプからの海水を用いて残留熱除去熱交換器にて冷却後、代替循環冷却系ポンプにて原子炉への注水及び格納容器スプレイ等を行う。ここでは、残留熱除去系熱交換器において冷却したサブプレッション・プール水の温度が、代替循環冷却系ポンプの最高使用温度77℃を超えないことを確認する。評価条件は以下のとおり。

緊急用海水ポンプ流量 : 600m³/h

代替循環冷却系ポンプ流量 : 250m³/h

海水温度 : 32℃

サブプレッション・プール水温度 : 167℃

上記の条件で残留熱除去系熱交換器出口温度を評価した結果、出口温度は約70℃と評価され、代替循環冷却系ポンプの最高使用温度77℃を下回る。なお、代替循環冷却系ポンプの運転に伴うポンプ入熱による影響及びサブプレッション・プール水中の核分裂生成物による発熱による影響については、代替循環冷却系ポンプの入口側に残留熱除去系熱交換器が設置されており、代替循環冷却系ポンプの運転によって、残留熱除去系熱交換器により冷却された水に入れ替わることから影響はないものとする。

以上より、2Pdの条件下においても、代替循環冷却系ポンプの健全性については問題ない。

(2) 残留熱除去系ポンプの健全性

代替循環冷却系については、残留熱除去系ポンプ(最高使用圧力:3.51MPa, 最高使用温度:182℃)を流路として使用する。

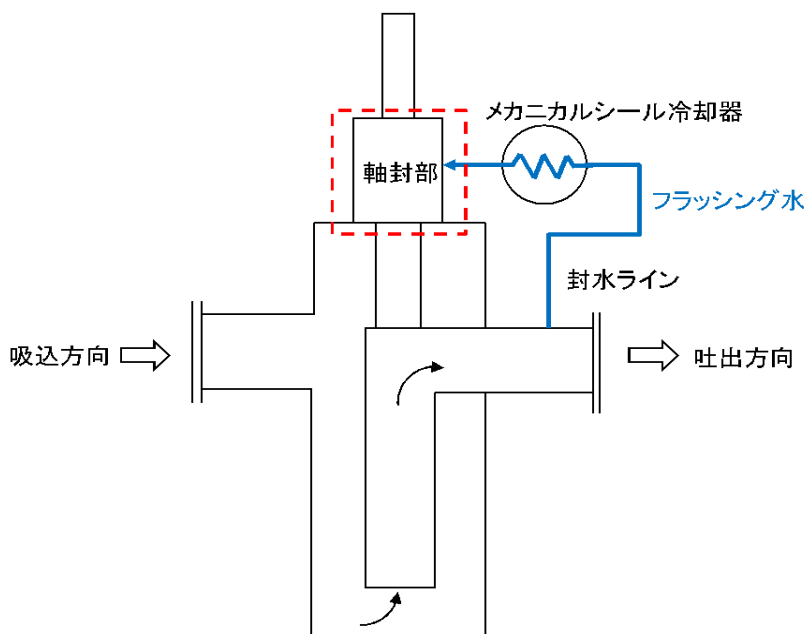
代替循環冷却系は代替循環冷却系ポンプでサプレッション・プールの水を循環させる系統構成となっており、残留熱除去系が機能喪失している前提で使用する設備であるため、残留熱除去系ポンプは、停止している状態でポンプ内を系統水が流れることとなる。残留熱除去系ポンプの軸封部はメカニカルシールで構成されており、ポンプ吐出側から分岐して送水される冷却水(フラッシング水)により温度上昇を抑える設計としている(第1図)。

ポンプ停止時に系統水が流れる状態においては、通常どおりメカニカルシールに冷却水(フラッシング水)が送水されないことが考えられるため、その際のシール機能への影響について確認した。

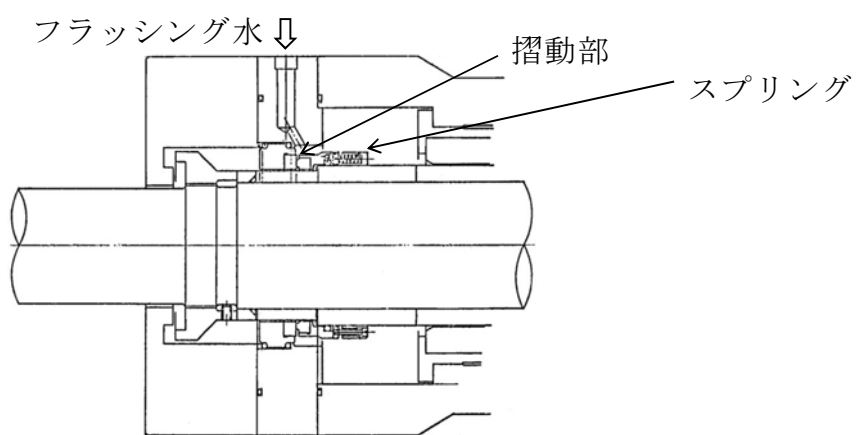
残留熱除去系ポンプのメカニカルシールは、スプリングによって摺動部を押さえつける形でシールする構造となっている(第2図)。代替循環冷却系運転時には残留熱除去系ポンプが停止している状態であるため、通常のポンプ運転時のように冷却水(フラッシング水)が封水ラインを通じてメカニカルシール部に通水されないことが想定されるが、上述のとおり、冷却水(フラッシング水)はメカニカルシールの摺動による温度上昇を抑えるためのものであり、ポンプが停止している状態では冷却の必要がなく、特にメカニカルシールの機能に影響はない。

なお、軸封部及び封水ラインにおいては、代替循環冷却系ポンプ運転時には残留熱除去系ポンプが停止していることから、ポンプの吐出圧力に相当する圧力がかかることはなく、格納容器圧力である0.62MPa[gage](2Pd)であるため、軸封部への影響はないと考える。

したがって、代替循環冷却系運転時において軸封部からの系統水の著しい漏えいはないと考えており、残留熱除去系ポンプの最高使用温度以下で通水されることから健全性については問題ない。



第1図 残留熱除去系ポンプ 概要図



第2図 残留熱除去系ポンプメカニカルシール 構造図

(3) シール材の健全性について

代替循環冷却系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について高温環境による影響、放射線影響及び化学種による影響によって材料が劣化し漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について下記のとおり評価を行った。

① 高温環境及び放射線による影響

代替循環冷却系は、重大事故時に炉心損傷した状況で系統を使用することとなる。このため、高温環境下であること及び系統内を高放射能の流体が流れることから、高温及び放射線による劣化が懸念される。

上記に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには膨張黒鉛材料若しくはステンレス等の金属材料が用いられている。これらは、耐熱性があること、及び無機材料であり高放射線下においても劣化の影響はない又は極めて小さい。このため、評価温度である200℃以上の耐熱性を有することに加え、放射線による影響についても、耐放射線性能が確認されたシール材を用いることから、シール性能が維持されるものとする。

残留熱除去系ポンプのバウンダリを構成する部材(メカニカルシール、ケーシングシール等)のシール材には、エチレンプロピレンゴム (E P D M) やフッ素ゴムが用いられており、高温環境下での使用による影響及び放射線による影響を受けて劣化することが考えられるため、200℃の環境下において7日間の高耐熱性を有し、耐放射線性に優れた改良E P D M製シール材への取り替えを今後行うことにより、耐熱性及び耐放射線性を確保する。

また、代替循環冷却系ポンプのバウンダリを構成する部材(ケーシングシール等)のシール材についても同様に、耐熱性及び耐放射線性に優

れた材料を適用する。

② 核分裂生成物による化学的影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、また、E P D Mについても耐アルカリ性を有する材料であることから、セシウムによるシール機能への化学的影響はないものと考えられる。

一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットでは影響がないが、有機材料であるE P D Mでは影響を生じる可能性がある。設備での使用を考慮している改良E P D Mについては、電力共同研究により、よう素による影響の確認を行っており、炉心損傷時に想定されるよう素濃度（約 $450\text{mg}/\text{m}^3$ ）よりも高濃度のよう素環境下（約 $1,000\text{mg}/\text{m}^3$ ）においても、圧縮永久ひずみ等のシール材としての性状に大きな変化がないことを確認している。また、ガスケットメーカーにおいて、よう素に対するE P D M材の耐性として、第1表に示すとおり、5段階評価（ランク1が最も耐性がある）のうち、ランク2に位置づけられており、よう素に対する耐性があるものとする。

このように、よう素に対する性能が確認された材料を用いることにより、漏えい等の影響が生じることはないものとする。

第1表 EPDMの特性

薬品	耐性ランク
ヨウ素	2

<耐性ランクの凡例>

- 1：動的部分にも使用可能で体積変化率は10%以内。
- 2：動的部分にも条件により使用可能，体積変化率は20%以内。
- 3：静的部分には使用可能，体積変化率は30%以内。
- 4：静的部分には条件により使用可能，体積変化率は100%以内。
- 5：使用できない，体積変化率は100%以上。

出典：日本バルカー工業(株)発行「バルカーハンドブック」より抜粋

格納容器圧力逃がし装置を使用する際、サプレッション・プール水の酸性化を防止すること及びサプレッション・プール水中の核分裂生成物由来のよう素を捕捉することにより、よう素の放出量の低減を図るため、サプレッション・プール水pH制御装置を自主設備として設ける計画である。サプレッション・プール水pH制御装置の使用により、アルカリ薬液である水酸化ナトリウムを格納容器へ注入することとなるため、アルカリ薬液によるシール性への影響が懸念されるが、耐アルカリ性を有する改良EPDMを使用することにより、格納容器バウンダリのシール機能には影響はない。

代替循環冷却系のシステム非信頼度について

1. はじめに

フォールトツリー手法を用いて、代替循環冷却系のシステム非信頼度を評価する。

2. 評価条件

評価条件は第 1 表のとおり。

第 1 表 代替循環冷却系のシステム非信頼度の評価条件

システム非信頼度の 評価範囲	代替循環冷却系、緊急用海水系及び常設代替交流電源設備
代替循環冷却系の 成功基準	2 系列中 1 系列
緊急用海水系の成功基準	ポンプ 2 台中 1 台
常設代替交流電源設備の 成功基準	常設代替高圧電源装置 5 台中 2 台
システム非信頼度の評価	機器のランダム故障を対象 使命時間 24 時間

3. 評価結果

代替循環冷却系のシステム非信頼度を、第 1 図のフォールトツリーを用いて評価した。その結果、第 2 表に示すとおり、代替循環冷却系 2 系列（A 系及び B 系）のシステム非信頼度は約 $3 \times 10^{-4} / \text{demand}$ 、1 系列を想定した場合（A 系のみの場合）の非信頼度は約 $2 \times 10^{-3} / \text{demand}$ となり、代替循環冷却系の多重化設計により、システム非信頼度は 1 系列時に比べて 1 桁程度低減する。

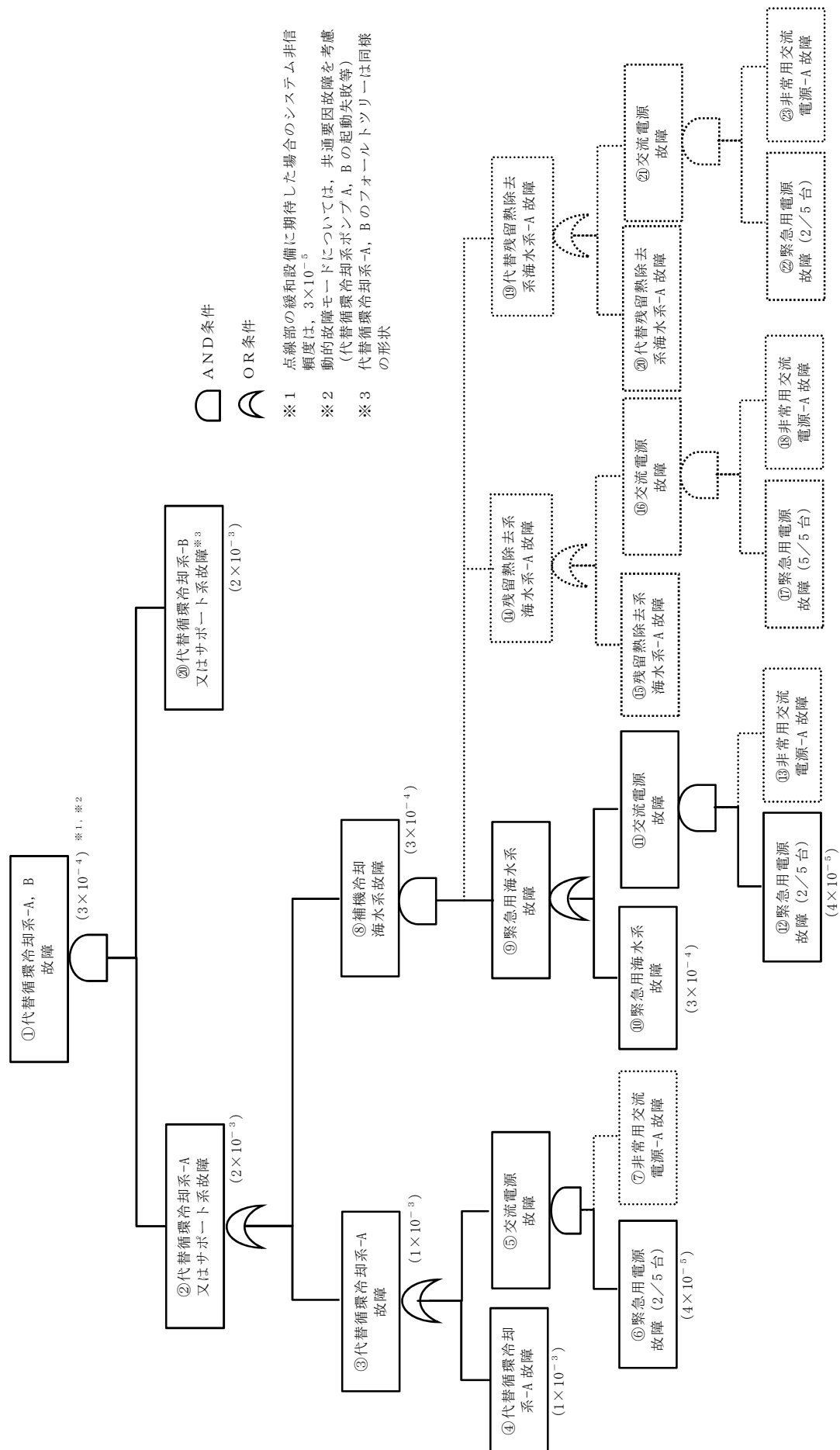
なお、代替循環冷却系のサポート系として残留熱除去系海水系、代替残留

熱除去系海水系及び非常用交流電源が使用可能な場合のシステム非信頼度は約 3×10^{-5} /demand となり，代替循環冷却系を多重化することでシステム非信頼度は 2 桁程度低減する。

第 2 表 代替循環冷却系のシステム非信頼度

	システム非信頼度（／demand）	
	サポート系として緊急用海水系，常設代替交流電源設備を考慮した場合	他のサポート系にも期待した場合（参考※）
代替循環冷却系 1 系列	約 2×10^{-3}	約 1×10^{-3}
代替循環冷却系 2 系列	約 3×10^{-4}	約 3×10^{-5}
低減割合（代替循環冷却系 2 系列 ／代替循環冷却系 1 系列）	$\div 0.2$	$\div 0.03$

※ 設計基準事故対処設備としての残留熱除去海水系，非常用電源及び代替残留熱除去系海水系の使用を考慮した場合の参考評価



代替残留熱除去系海水系を用いた場合の評価

1. 代替残留熱除去系海水系の位置づけ

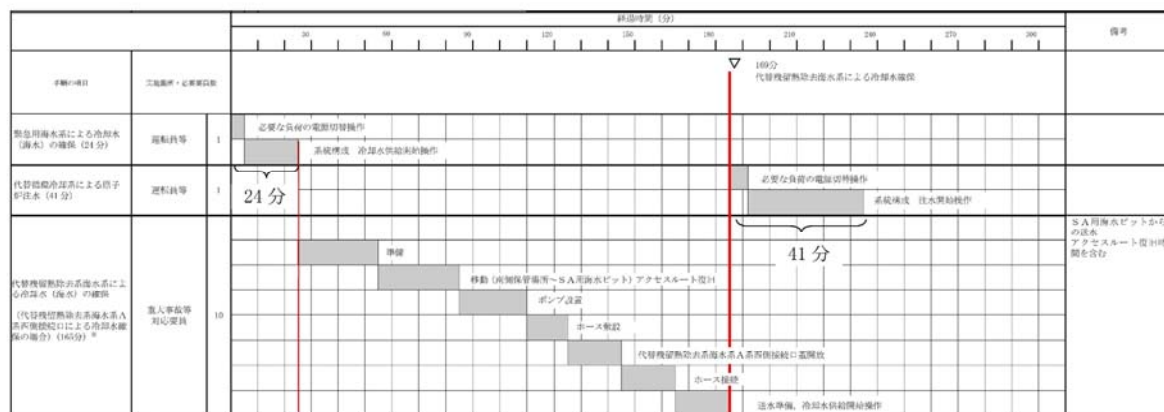
代替残留熱除去系海水系は、残留熱除去系及び代替循環冷却系のサポート系であり、残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失時において、緊急用海水系の後備の対応手段として位置付けている。

2. 代替残留熱除去系海水系を用いた場合の有効性評価への影響

上述のとおり、残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系が機能喪失し、緊急用海水系が使用できない場合において、代替残留熱除去系海水系の起動準備等手順に着手する。そのため、第 1 図に示すとおり、緊急用海水系が使用できる場合に比べ、最大約 165 分程度（約 2.8 時間）の代替循環冷却系の起動遅れが想定される。

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）」の有効性評価における代替循環冷却系に期待する場合は、事象発生 90 分後（1.5 時間後）に代替循環冷却系を起動しているが、代替残留熱除去系海水系を用いた場合には、上記の起動遅れを踏まえると事象発生 255 分後（4.3 時間後）に代替循環冷却系を起動することになるが、起動までの間に格納容器圧力及び雰囲気温度は相対的に高く推移することとなる。ただし、代替循環冷却系が起動せずに約 3.9 時間後に格納容器圧力が 465kPa[gage]（1.5Pd）に到達すれば代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器スプレーを実施し、4.3 時間後以降は代替循環冷却系を用いた内部水源による格納容器スプレーに切り替えることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は評価項目である最高使用圧力の 2 倍（620kPa[gage]（2Pd））及び 200℃を下回ることとなる。なお、有効性評価において代替循環冷却系に期待

する場合では、事象発生 90 分後からの代替循環冷却系による格納容器除熱により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することはないが、代替残留熱除去系海水系に期待する場合には、事象発生 3.9 時間後から代替循環冷却系の想定起動時間の約 255 分後までの間は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による外部水源を用いた格納器スプレイを実施することになる。このことから、有効性評価において代替循環冷却系に期待する場合よりも外部水源の持ち込み量が多くなり、格納容器の自由体積が減少することに伴い、格納容器内の酸素濃度の上昇が早くなることが考えられる。しかしながら、第 1 表に示すとおり、サブプレッション・プール通常水位でのサブプレッション・チェンバの空間容積（4,100m³）に対する外部水源の持ち込み量は、有効性評価において代替循環冷却系に期待する場合と比較しても約 200m³程度の増加であり、格納容器ベント時間に与える影響は軽微であると考えられる。



東京側接続口による冷却水確保の場合は150分

165分

← 代替残留熱除去系海水系を使用する場合の増加時間

第1図 代替残留熱除去系を起動する場合のタイムチャート

第1表 外部水源持込量の比較

		外部水源の持ち込み量		
		事象発生～1.5時間後	1.5時間後～4.3時間後	合計
有効性評価において代替循環冷却系に期待する場合	原子炉注水	250m ³	0m ³	400m ³
	格納容器スプレイ	150m ³	0m ³	
代替残留熱除去系海水系を使用する場合	原子炉注水	250m ³	140m ³ ※1	592m ³
	格納容器スプレイ	150m ³	52m ³ ※2	

※1：事象発生から6時間後までの平均崩壊熱相当の注水流量である50m³/hの原子炉注水を実施するものとして算出

※2：格納容器圧力465kPa[gage]（1.5Pd）に到達する約3.9時間後から最大スプレイ流量である130m³/hの格納容器スプレイを実施するものとして算出

代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果

1. はじめに

重大事故時に代替循環冷却系に期待する場合、代替循環冷却系により格納容器の除熱をすることにより事故後短時間での格納容器ベントは回避されることが期待される。ここでは、代替循環冷却系に期待しない場合の格納容器ベント時間を評価し、代替循環冷却系に期待する場合の格納容器ベント時間と比較することで、代替循環冷却系に期待した場合の格納容器ベントの遅延効果を確認する。

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）」の有効性評価のうち代替循環冷却系を使用（期待）しない場合においては、中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等を保守的に行うため、代替循環冷却系に期待しないことにより早期に格納容器ベントに至る条件を設定している（ケース②：有効性評価で提示済のケース）。具体的には参考 2 に示すが、代替循環冷却系による格納容器ベントの遅延効果の評価するための評価条件と比べて、格納容器スプレイ温度等について保守的な評価条件を用いた。

一方、ここでは、代替循環冷却系に期待しない場合の格納容器ベント時間の評価に当たって、実手順等を踏まえた条件を採用し、現実的な格納容器ベント時間を評価することとする（ケース①：実手順等を踏まえたケース）。

2. 代替循環冷却系に期待する場合

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）」の有効性評価における代替循環冷却系に期待する場合では、代替循環冷却系により格納容器除熱を実施し、重大事故相当の G 値を想定した条

件としており，可燃性ガス排出のための格納容器ベント基準となる格納容器内酸素濃度 4.3vol%（ドライ条件）に到達する時間は事故後約 40 日後（約 39.7 日後）となる。

また，酸素濃度が早く上昇する場合の影響を確認するため，酸素濃度上昇を厳しくする設計基準事故相当の G 値を想定した感度解析ケースでは，可燃性ガス排出のための格納容器ベント基準となる格納容器内酸素濃度 4.3vol%（ドライ条件）に到達する時間は事故後約 5 日後（約 122 時間後）となる。

なお，代替循環冷却系に期待する場合には，格納容器内に窒素供給を実施することにより格納容器内酸素濃度の上昇を抑制し，格納容器ベントの開始時間を大幅に遅延させる手順とする。格納容器内への窒素注入手順としては，格納容器バウンダリの健全性に対する裕度の確保及び格納容器漏えいの影響を考慮し，格納容器圧力 310kPa[gage]（1Pd）までの注入を基本とするが，本感度解析のように 1Pd まで窒素を注入しても早期の格納容器ベント（事故後 7 日以内を想定）に至る場合には，465kPa[gage]（1.5Pd）までの追加の窒素注入を実施することで可能な限り格納容器ベント遅延させ，環境への影響を低減させることとする。

窒素注入条件を第 1 表及び第 2 表に示す。また，重大事故相当の G 値及び設計基準事故相当の G 値を想定した場合の格納容器圧力等の推移を第 1 図から第 8 図に示す。

上記の格納容器ベント時間と「2. 代替循環冷却系に期待しない場合」における格納容器ベント時間を比較することで，代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果を確認する。

第 1 表 重大事故相当の G 値を想定した場合の窒素注入条件

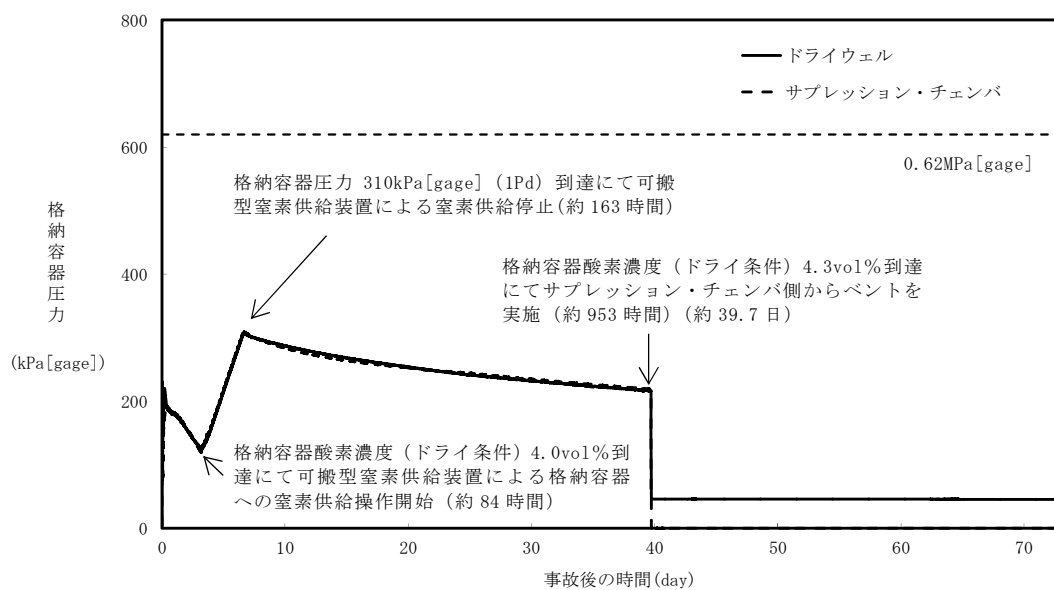
時間		窒素注入条件
①	PCV 酸素 4.0vol%（ドライ条件）到達	S/C への窒素注入（窒素 198Nm ³ /h, 酸素 2Nm ³ /h）を開始する
②	PCV 圧力 310kPa[gage]到達	S/C への窒素注入を停止する

※ PCV：格納容器，S/C：サプレッション・チェンバ，D/W：ドライウエル

第 2 表 重大事故相当の G 値を超える酸素濃度上昇を
想定した場合の窒素注入条件（設計基準事故相当の G 値）

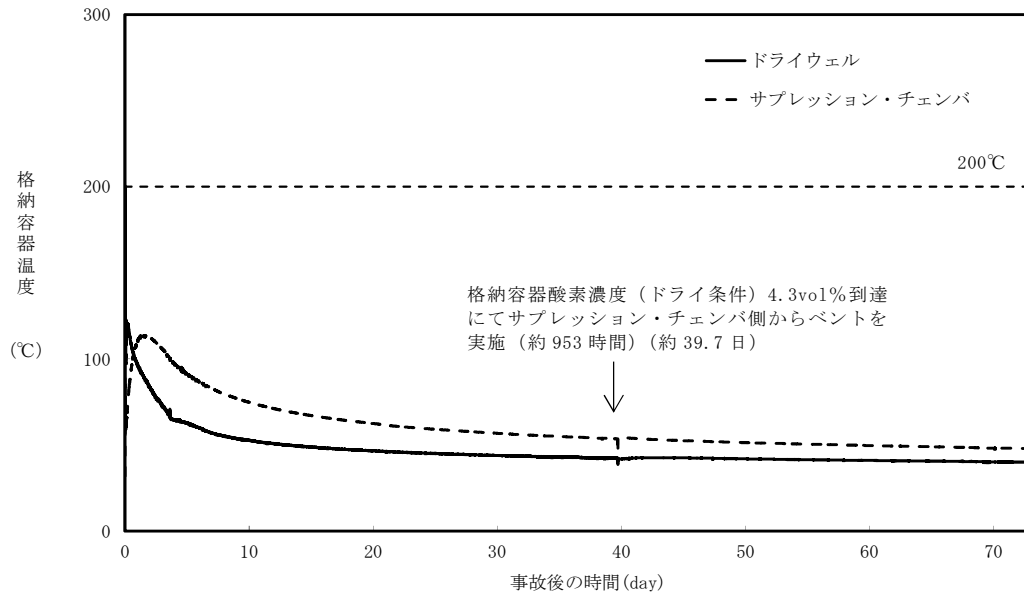
時間		窒素注入条件
①	PCV 酸素 4.0vol%（ドライ条件）到達	S/C への窒素注入（窒素 198Nm ³ /h, 酸素 2Nm ³ /h）を開始する
②	酸素濃度が上昇傾向 （解析上は①実施 30 分後）	S/C への窒素注入は継続したまま，追加で D/W への窒素注入（窒素 198m ³ /h, 酸素 2m ³ /h）を開始する。 （合計窒素 396Nm ³ /h, 酸素 4Nm ³ /h を格納容器内に注入する）
③	PCV 圧力 310kPa[gage]到達	S/C 及び D/W への窒素注入を停止する
④	PCV 酸素 4.0vol%（ドライ条件）到達	S/C への窒素注入（窒素 198Nm ³ /h, 酸素 2Nm ³ /h）を開始する
⑤	酸素濃度が上昇傾向 （解析上は④実施 30 分後）	S/C への窒素注入は継続したまま，追加で D/W への窒素注入（窒素 198m ³ /h, 酸素 2m ³ /h）を開始する。 （合計窒素 396Nm ³ /h, 酸素 4Nm ³ /h を格納容器内に注入する）
⑥	PCV 圧力 465kPa[gage]到達	S/C 及び D/W への窒素注入を停止する

※ PCV：格納容器，S/C：サプレッション・チェンバ，D/W：ドライウエル



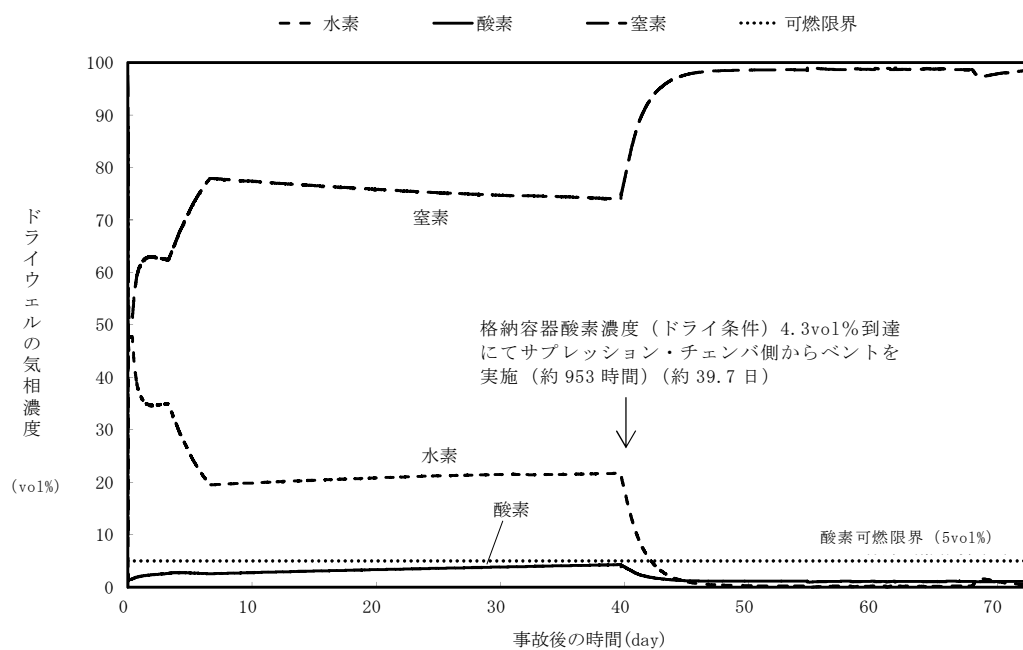
第 1 図 格納容器圧力の推移 (重大事故相当の G 値を想定)

※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮

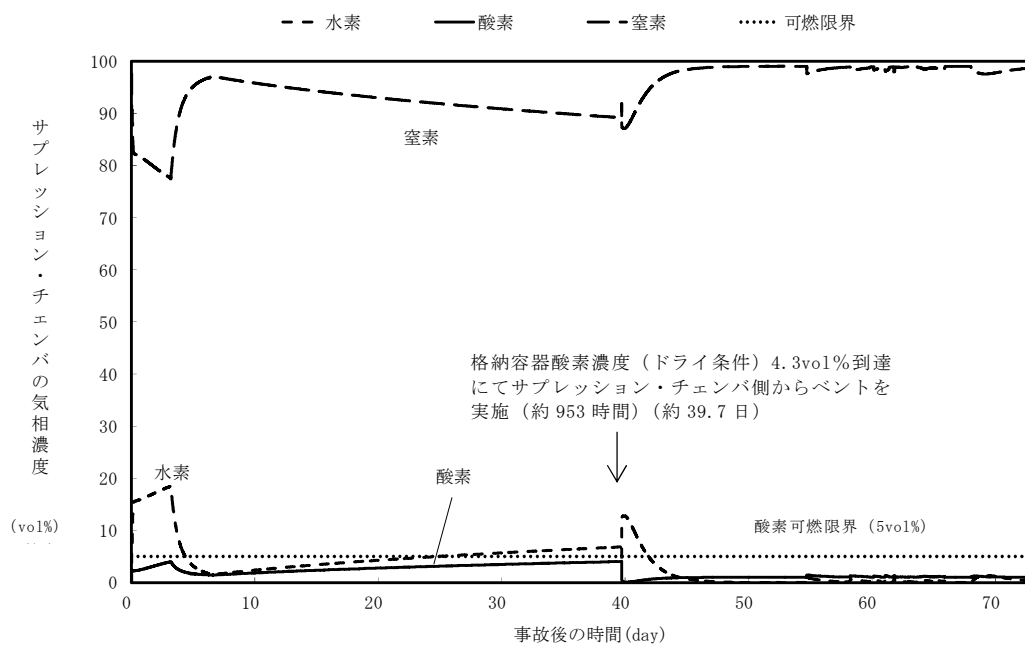


第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移 (重大事故相当の G 値を想定)

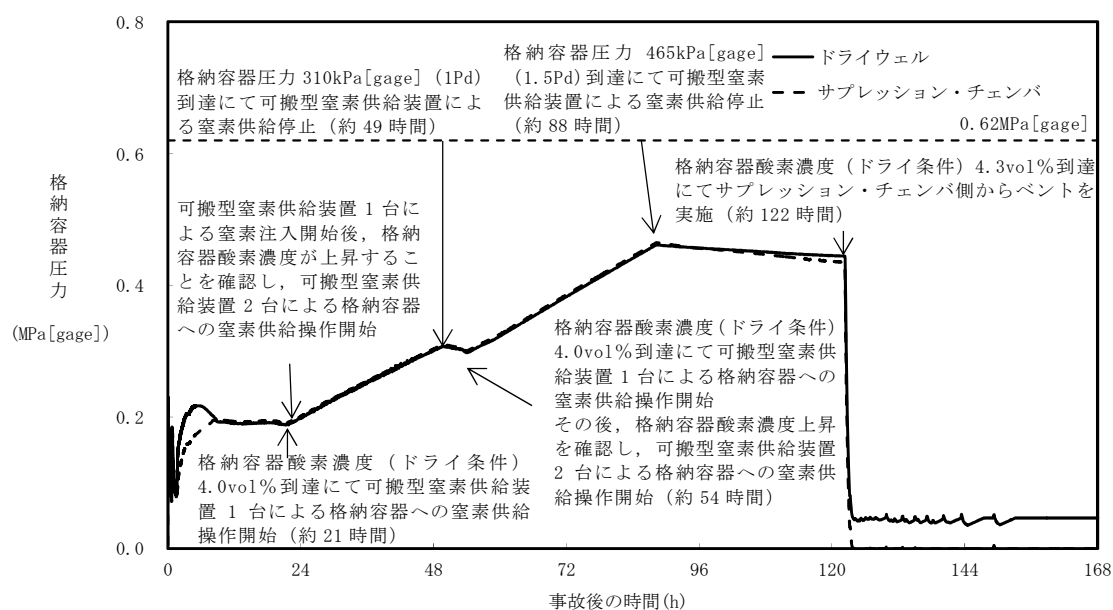
※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮



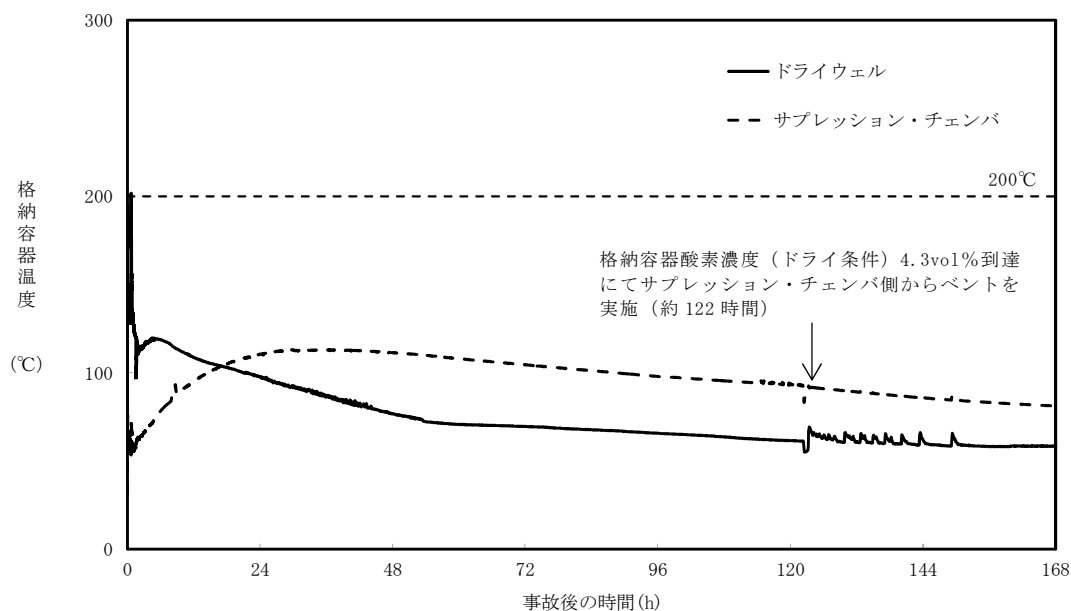
第 3 図 ドライウエルの気相濃度の推移 (重大事故相当の G 値を想定)



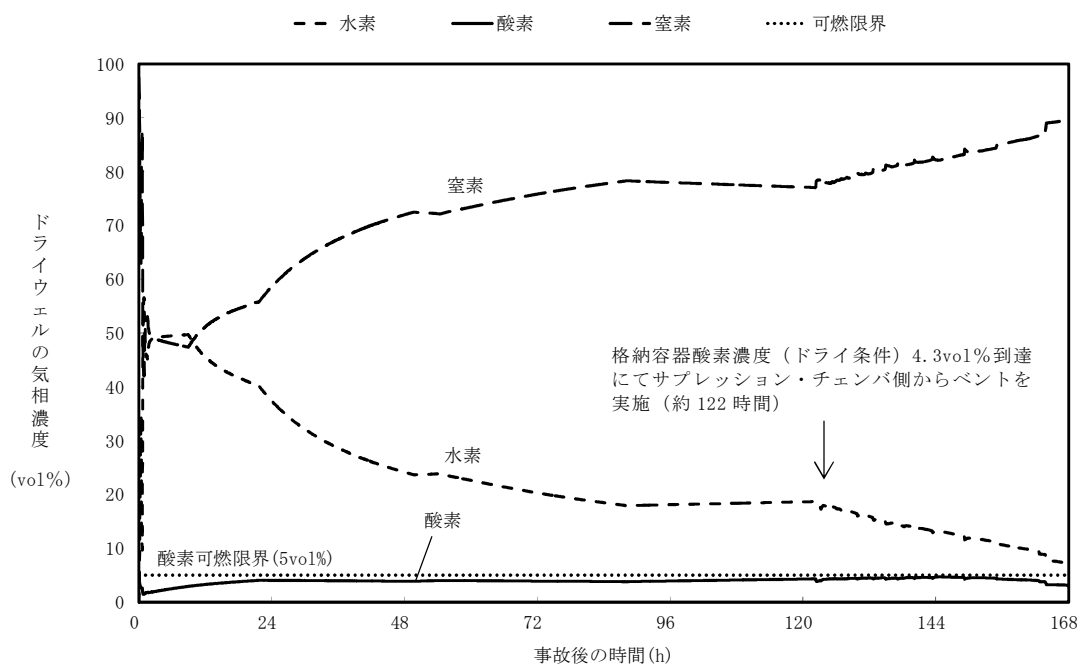
第 4 図 サブプレッション・チェンバの気相濃度 (重大事故相当の G 値を想定)



第 5 図 格納容器圧力の推移（設計基準事故相当の G 値を想定）

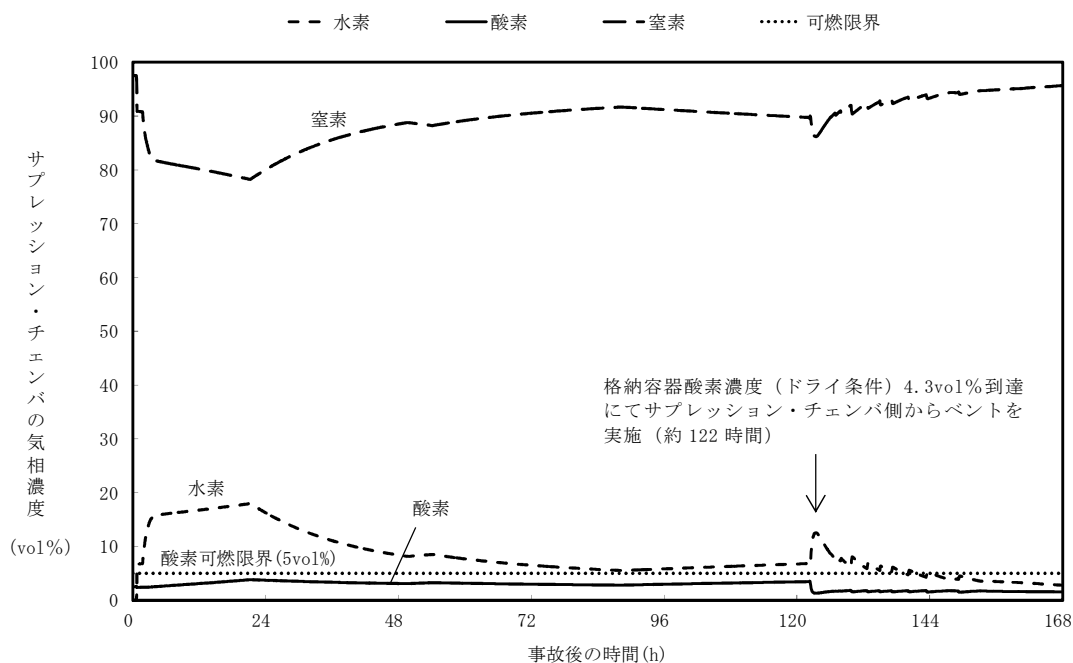


第 6 図 格納容器雰囲気温度の推移
（設計基準事故相当の G 値を想定）



第 7 図 ドライウエルの気相濃度の推移

(設計基準事故相当の G 値を想定)



第 8 図 サプレッション・チェンバの気相濃度

(設計基準事故相当の G 値を想定)

3. 代替循環冷却系に期待しない場合

(1) 評価結果について

代替循環冷却系による格納容器ベントの遅延効果を評価する観点から、代替循環冷却系に期待しない場合の格納容器ベント時間を評価した。評価に当たっては、実手順を踏まえた場合の現実的な格納容器ベント時間を評価するため、第3表に示すとおり、格納容器スプレイ流量等を実手順等を踏まえた評価条件とした（「(2) ケース①：実手順等を踏まえたケースの妥当性について」参照）。この結果、格納容器ベント基準となるサプレッション・プール水位通常水位+6.5m に到達する時間が事故後約24時間後（約24.7時間後）となり、「2. 代替循環冷却系に期待する場合」で示す格納容器ベント時間と比較すると、代替循環冷却系に期待することで格納容器ベントの実施時期を大幅に遅延することが可能となる。各評価ケースの格納容器ベント時間を第4表に、格納容器圧力及び雰囲気温度の推移を第9図及び第10図に示す。

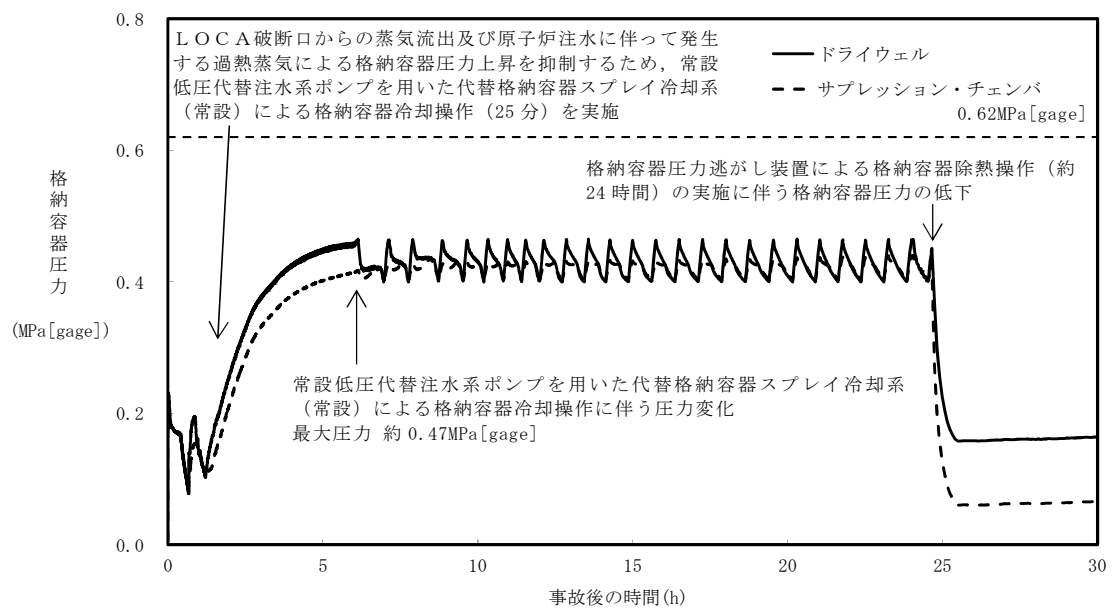
第3表 ケース①：実手順等を踏まえたケースの評価条件

	評価条件	設定理由
外部水源温度 (スプレイ温度)	20℃※	ケース②：有効性評価で提示済のケースでは 35℃一定としているが、地下式タンクを水源としており、約 20℃以下の水温になることが想定されるため、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは水源補給されるまでは 20℃を設定
格納容器 スプレイ流量	・格納容器圧力 465kPa[gage] (1.5Pd) 到達 102m³/h にて流量調整 ・格納容器圧力 400kPa[gage] (1.3Pd) 到達 格納容器スプレイ停止	ケース②：有効性評価で提示済のケースでは 1.3～1.5Pd の間欠スプレイ時の流量として最大である 130m ³ /h としているが、ケース①：実手順等を踏まえたケースではスプレイ液滴径 2mm が確保される最低流量として 102m ³ /h を設定
ベデスタル (ドライウエル部) 水位	1m	ケース②：有効性評価で提示済のケースではベデスタル(ドライウエル部)の水張りを考慮していないが、格納容器の熱容量に寄与し格納容器ベント遅延効果があるため、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは考慮して設定

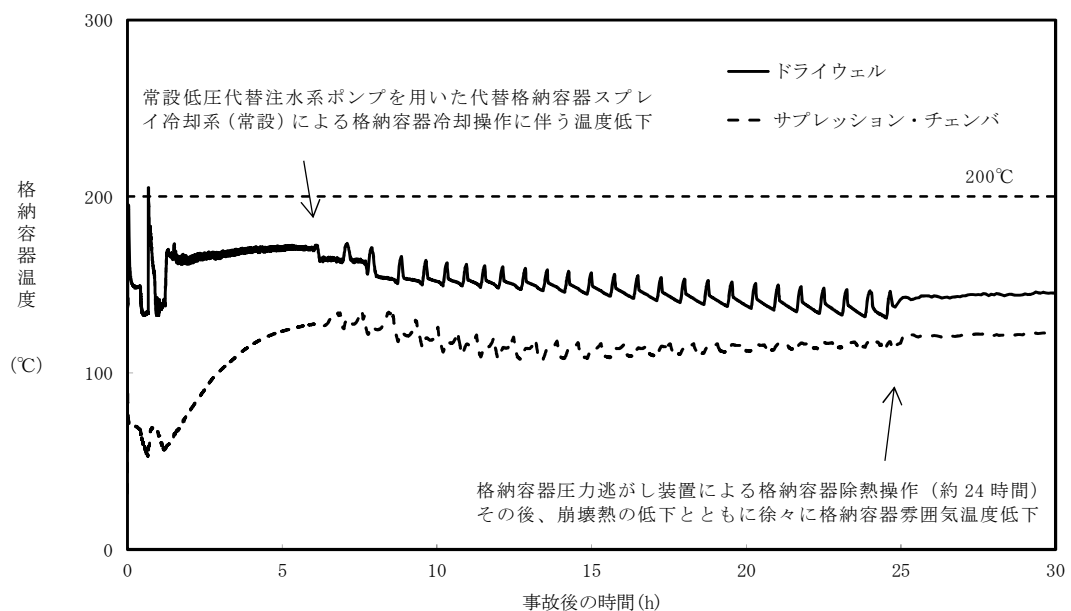
※ 代替淡水貯槽の水量が 1,000m³到達以降は西側淡水貯水設備からの補給が開始されるため、補給開始以降は水温の条件は変更となるが、補給開始が格納容器ベント開始以降となることから、本評価においては 20℃一定とした

第4表 評価結果

	代替循環冷却系に期待する場合		代替循環冷却系に期待しない場合 (ケース①：実手順等を踏まえたケース)
	重大事故相当のG値を 想定した場合	設計基準事故相当の G値を想定した場合	
格納容器 ベント時間	約 39.7 日 (約 953 時間)	約 5 日 (約 122 時間)	約 24 時間 (約 24.7 時間)



第 9 図 格納容器圧力の推移
(代替循環冷却系に期待しない場合)



第 10 図 格納容器雰囲気温度の推移
(代替循環冷却系に期待しない場合)

(2) ケース①：実手順等を踏まえたケースの妥当性について

① 外部水源温度（スプレイ温度）

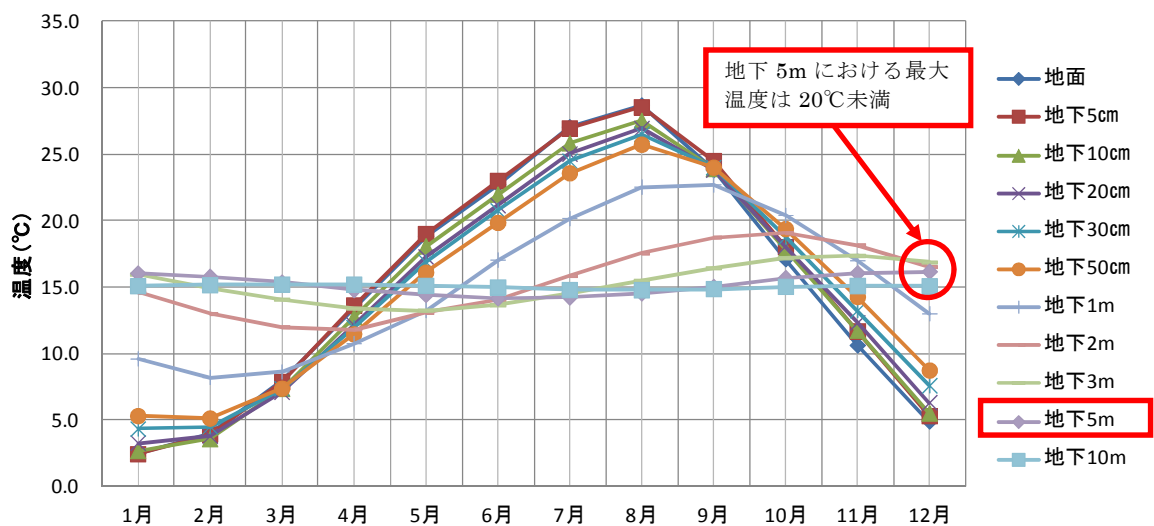
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の水源となる代替淡水貯槽は地下式のタンクであり，最大水位が地下 6m 位置であること及び第 11 図に示すとおり地下 5m の地中温度の最大が 20℃未満であることを踏まえ，代替淡水貯槽の温度を 20℃とした。

② 格納容器スプレイ流量

スプレイ液滴径 2mm が確保される最低流量として $102\text{m}^3/\text{h}$ を設定した（参考 3）。

③ ペDESTAL（ドライウェル部）の水位

ペDESTAL（ドライウェル部）の水位は，MAAP 解析において格納容器内の熱容量に寄与する。これを踏まえ，ケース①：実手順等を踏まえたケースでは，実運用に沿った水位として 1m とした。



第 11 図 地中温度の年間月別平均温度の変動（水戸市）

（「地中温度等に関する資料」（農業気象資料第 3 号，1982）に基づく）

中央制御室の居住性評価等の評価条件について

ケース①：実手順等を踏まえたケースの評価条件，ケース②：有効性評価で提示済のケースの評価条件及び格納容器ベント時間等を第 1 表に示す。ケース①：実手順等を踏まえたケースの格納容器ベント時間は事故後約 24 時間後，ケース②：有効性評価で提示済のケースの格納容器ベント時間は事故後約 19 時間後となり，中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等における評価条件（ケース②：有効性評価で提示済のケース）はケース①に比べて格納容器ベント時間が短くなっている。

第 1 表 解析条件及び格納容器ベント時間

評価ケース	評価条件	評価目的	格納容器ベント時間
ケース①：実手順等を踏まえたケース	・外部水源温度（スプレイ温度）：20℃※ ・格納容器スプレイ流量： 格納容器圧力 465kPa[gage]（1.5Pd）到達 102m³/h にて流量調整 格納容器圧力 400kPa[gage]（1.3Pd）到達 格納容器スプレイ停止 ・ペDESTAL（ドライウェル部）水位：1m	代替循環冷却系に期待しない場合における実手順等を踏まえた場合の格納容器ベント時間を評価し，代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果を確認するため	約 24 時間
ケース②：有効性評価で提示済のケース	・外部水源温度（スプレイ温度）：35℃ ・格納容器スプレイ流量： 格納容器圧力 465kPa[gage]（1.5Pd）到達 130m³/h にて流量調整 格納容器圧力 400kPa[gage]（1.3Pd）到達 格納容器スプレイ停止 ・ペDESTAL（ドライウェル部）水位：0m	中央制御室の居住性評価，現場作業の成立性，環境条件設定，中央制御室待避室の遮蔽設計，格納容器圧力逃がし装置の設計を保守的な条件で行うため	約 19 時間

※ 代替淡水貯槽の水量が 1,000m³到達以降は西側淡水貯水設備からの補給が開始されるため，補給開始以降は水温の条件は変更となるが，補給開始が格納容器ベント開始以降となることから，本評価においては 20℃一定とした

(1) 影響評価

ケース①：実手順等を踏まえたケースについては，中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等を保守的な条件設定のための評価（ケース②：有効性評価で提示済のケース）に対して，第 2 表に示すとお

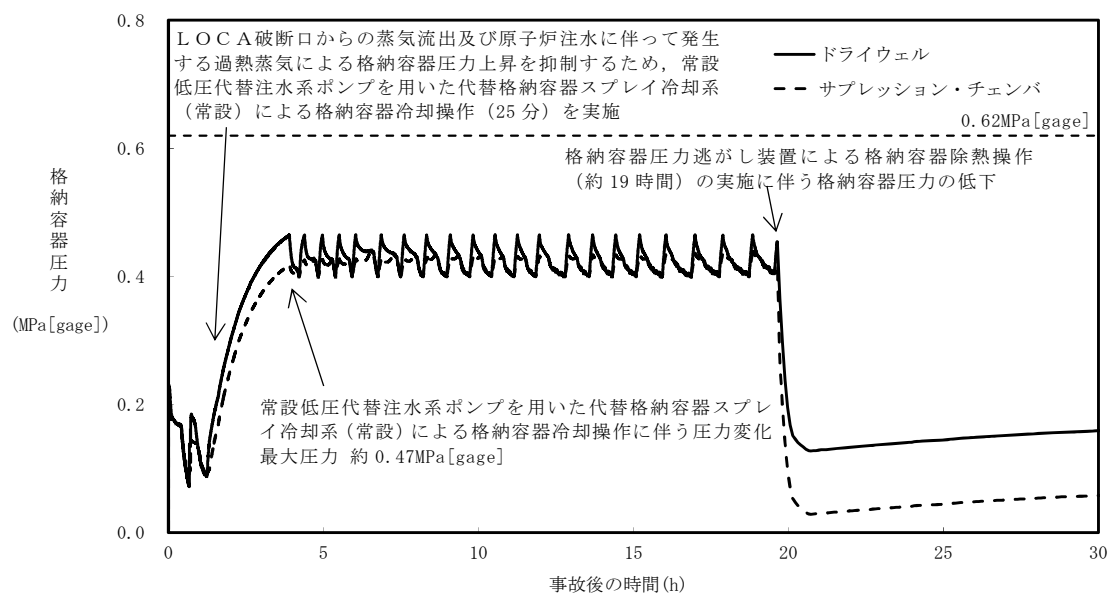
り，スプレイ流量を低下させていること及びベント開始を遅延させていることについて相違点がある。この相違点を考慮した場合の影響について確認する。

第2表 相違点と影響評価について

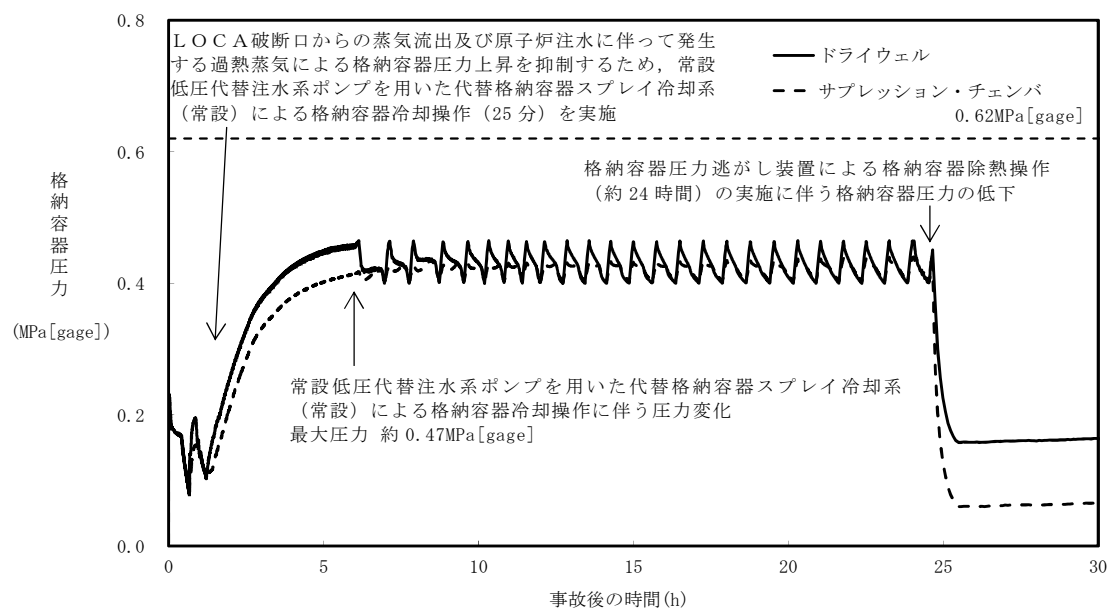
相違点	項目	評価
スプレイ流量の低下	格納容器圧力低下効果の不足	影響評価①
	格納容器温度低下効果の不足	
	エアロゾル除去効果の低下	影響評価②
ベント開始の遅延	格納容器ベント開始時間が遅くなることによる格納容器からの放射性物質の漏えい量の増加	影響評価③

a．影響評価①

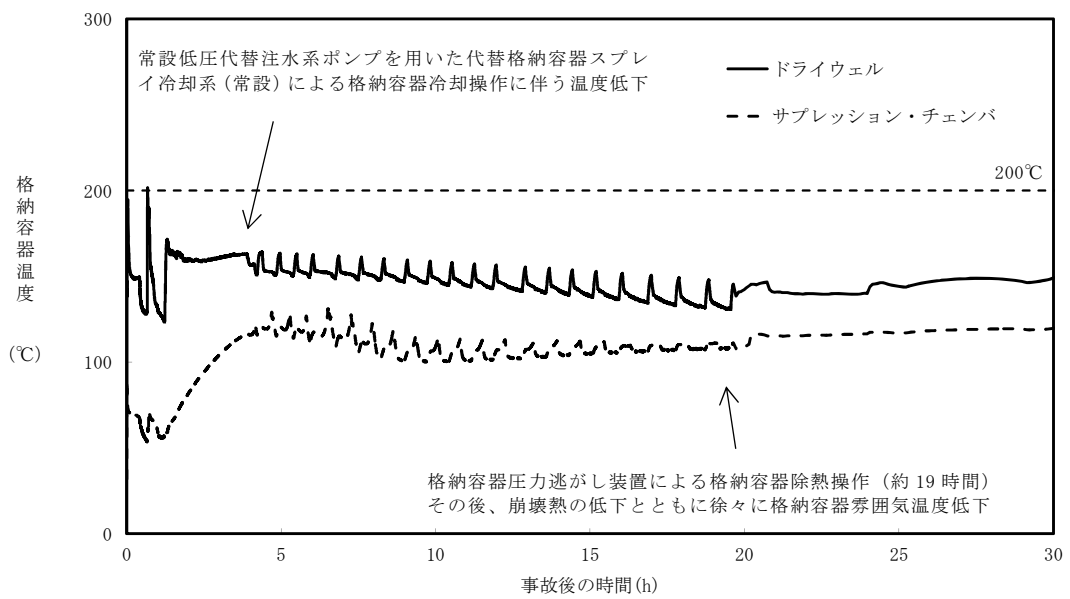
第1図から第4図に示すとおり，格納容器圧力及び温度について，いずれも同様の結果となり，格納容器圧力及び温度に与える影響がないことを確認した。



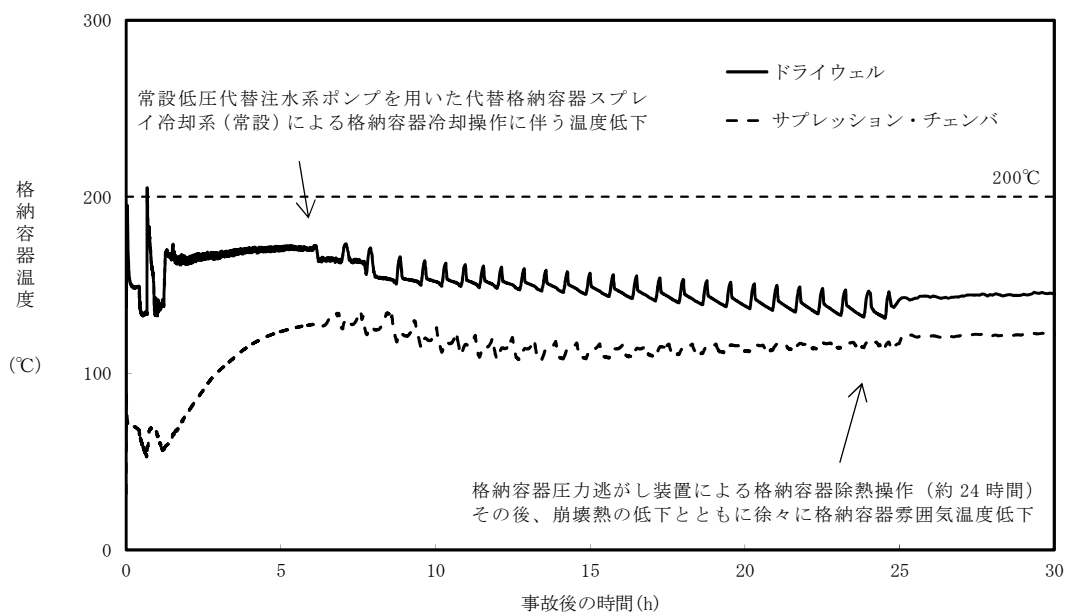
第 1 図 ケース②における格納容器圧力の推移（30 時間）



第 2 図 ケース①における格納容器圧力の推移（30 時間）



第 3 図 ケース②における格納容器温度の推移 (30 時間)



第 4 図 ケース①における格納容器温度の推移 (30 時間)

b. 影響評価②

スプレイ流量を低下させた場合、液滴数が減少することでエアロゾル除去効率が下がり、格納容器内に浮遊するエアロゾル濃度が上昇することで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいするエアロゾル量及びフィルタ装置へ移行するエアロゾル量が多くなるおそれがある。

(a) 評価条件

格納容器ベントを実施する直前時点におけるケース②：有効性評価で提示済のケースとケース①：実手順等を踏まえたケースの格納容器気相部のエアロゾル濃度を比較する。

第3表にケース②：有効性評価で提示済のケースとケース①：実手順等を踏まえたケースのエアロゾル濃度を示す。

第3表 格納容器気相部のエアロゾル濃度の比較

核種グループ	エアロゾルの濃度 (kg/m ³)		比較 (①/②)
	ケース②	ケース①	
C s I 類	1.61E-07	5.39E-08	3.35E-01
C s O H 類	4.06E-07	1.43E-07	3.52E-01
S b 類	9.64E-08	8.81E-08	9.14E-02
T e O ₂ 類	4.26E-08	2.08E-09	4.88E-02
S r O 類	6.36E-05	1.91E-06	3.00E-02
B a O 類	7.85E-05	1.57E-05	2.00E-01
M o O ₂ 類	9.47E-05	1.32E-04	1.39E+00
C e O ₂ 類	5.55E-05	1.81E-06	3.26E-02
L a ₂ O ₃ 類	6.42E-05	1.30E-06	2.02E-02
合計	3.57E-04	1.53E-04	4.28E-01

(b) 評価結果

ケース①：実手順等を踏まえたケースではケース②：有効性評価で提示済のケースと比較して、 MoO_2 類を除く核種グループにおいて格納容器気相部のエアロゾル濃度が減少し、 MoO_2 類についてはほぼ同等のエアロゾル濃度となった。これは、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは比較的スプレー実施期間が長くなったことに伴い、エアロゾルの除去効果が長い期間得られたためと考えられる。また、全核種を合計した格納容器全体のエアロゾル濃度については、ケース①：実手順等を踏まえたケースがケース②：有効性評価で提示済のケースに比べて半分以下まで低下する結果となった。

以上のことから、エアロゾル除去効果については、ケース②：有効性評価で提示済のケースの方がより保守的な結果であることを確認した。

c. 影響評価③

ケース①：実手順等を踏まえたケースでは、格納容器ベント開始時間が遅くなることで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいする希ガス、有機よう素及びエアロゾル量が増加するおそれがあるものの、格納容器ベント時に大量に放出される希ガスの減衰に期待できる。放射性物質の放出による被ばく影響については、格納容器ベント時に大量に放出される希ガスの影響が支配的であるため、格納容器ベント開始時間が遅くなることで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいする放射性物質の量が多くなる影響は軽微と考えられる。

なお、 Cs-137 の放出量については、その放出量に対して支配的である格納容器から原子炉建屋への漏えい量（7日間）についてケース①：

実手順等を踏まえたケースとケース②：有効性評価で提示済のケースを比較した結果、ケース②：有効性評価で提示済のケースが約 14.3TBq に対してケース①：実手順等を踏まえたケースは約 17.2TBq となった。これは、ケース①：実手順等を踏まえたケースの方が格納容器ベント時間が遅延したことによる影響と考えられるが、本ケースにおいても有効性評価の評価項目（100TBq を下回ること）を満足する。

格納容器スプレイの流量調整について

1. 格納容器スプレイの流量調整における方針

外部水源を用いた代替格納容器スプレイ系（常設）による格納容器圧力制御のための格納容器スプレイ時は、可能な限り格納ベントを遅延させる目的から以下の手順とする。

- (1) 格納容器スプレイの流量調整範囲は $102 \sim 130 \text{ m}^3/\text{h}$ とし、可能な限り連続スプレイとなるよう流量を少なくする。
- (2) (1)の流量調整範囲において連続スプレイとなる場合、格納容器圧力制御範囲（炉心損傷前： $0.7 \text{ Pd}(217 \text{ kPa}[\text{gage}]) \sim 0.9 \text{ Pd}(279 \text{ kPa}[\text{gage}])$ ，炉心損傷後： $1.3 \text{ Pd}(400 \text{ kPa}[\text{gage}]) \sim 1.5 \text{ Pd}(465 \text{ kPa}[\text{gage}])$ ）で、可能な限り高い圧力に維持するよう流量調整し、格納容器スプレイ効率を高くする。
- (3) (1)の流量調整範囲において間欠スプレイとなる場合、格納容器圧力制御範囲（炉心損傷前： $0.7 \text{ Pd}(217 \text{ kPa}[\text{gage}]) \sim 0.9 \text{ Pd}(279 \text{ kPa}[\text{gage}])$ ，炉心損傷後： $1.3 \text{ Pd}(400 \text{ kPa}[\text{gage}]) \sim 1.5 \text{ Pd}(465 \text{ kPa}[\text{gage}])$ ）で、最低流量である $102 \text{ m}^3/\text{h}$ で間欠スプレイを実施し格納容器への持ち込み水量の抑制を図る。

2. 格納容器スプレイ流量下限値の設定

(1) 設計上の流量調整の下限値

外部水源を用いた格納容器圧力制御のための格納容器スプレイでは常設低圧代替注水系ポンプを用いるが、弁キャビテーションを防止する観点から設定する流量調整の下限値は $70 \text{ m}^3/\text{h}$ である。

(2) スプレー液滴径について

格納容器スプレー流量は液滴径と相関があり、格納容器スプレー流量を低下させた場合、液滴径が大きくなることでエアロゾル除去効率が低下するおそれがあるが、格納容器スプレー流量とスプレー液滴径の関係における実験^[1]による知見に基づき、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）」の有効性評価では、スプレー液滴径を 2mm に設定している。

実験における記録ではスプレー液滴径にばらつきがあるが、第 1 図に示すノズル当たりの流量が 以上の場合、最大の液滴径は 2 mm 以下となる。東海第二におけるスプレーヘッダのノズル数を考慮すると、スプレー液滴径 2mm 以下を確保するための最低流量は $102\text{m}^3/\text{h}$ となる。

○東海第二発電所におけるスプレーヘッダのノズル数：ノズル

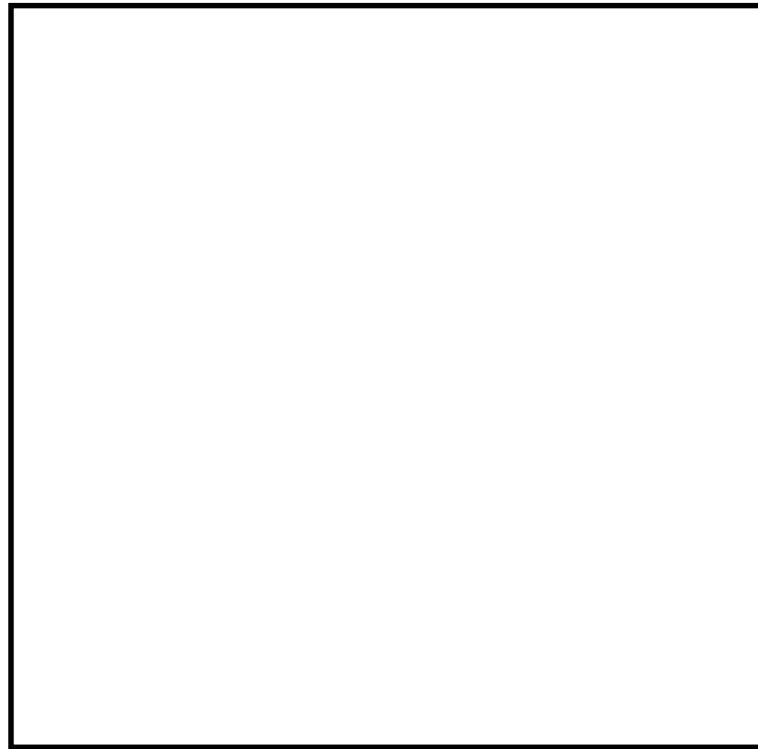
○最低流量= (L/min/ノズル) × (ノズル)

$$=1,700 \text{ (L/min)}$$

$$=102 \text{ (m}^3/\text{h)}$$

(3) 運用上の流量調整の下限值

上述の設計上の流量調整の下限值及びスプレー液滴径 2mm を確保するための最低流量を考慮し、運用上の流量調整の下限值は $102\text{m}^3/\text{h}$ とする。



第 1 図 スプレー液滴径の実験結果

(ノズル当たりの流量)

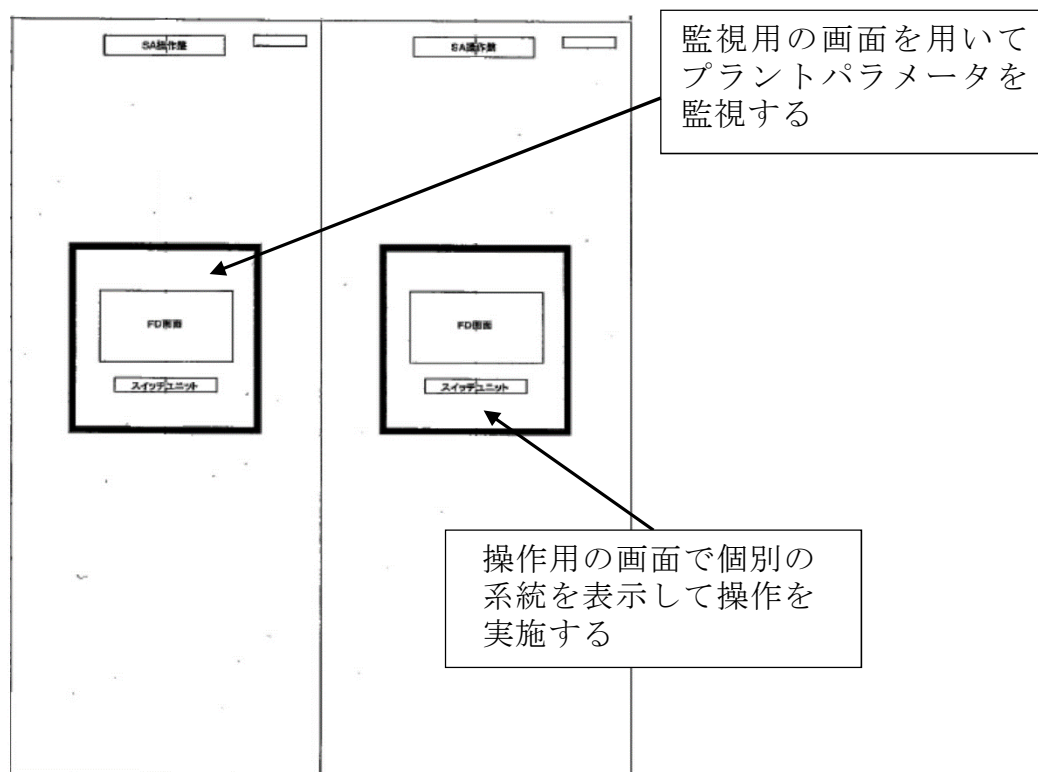
[1] 共同研究報告書，放射能放出低減装置に関する開発研究

(PHASE2) (平成 5 年 3 月)

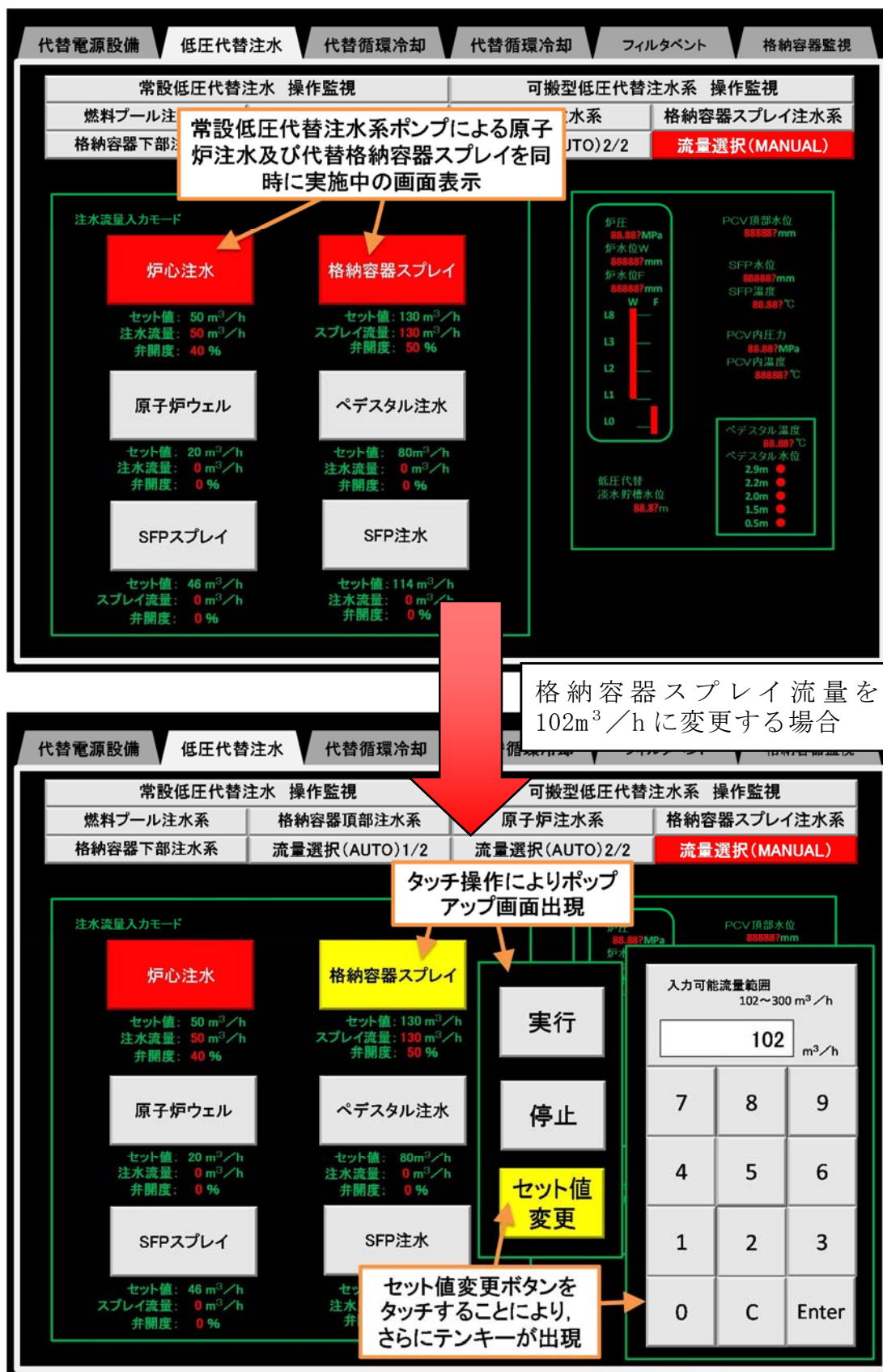
3. 格納容器スプレイの流量調整のための設計方針

代替格納容器スプレイ系（常設）は低圧代替注水系（常設）や格納容器下部注水系（常設）等の系統を一部共用しており，さらに，同一の水源（代替淡水貯槽）及びポンプ（低圧代替注水系ポンプ）の設計となる。そのため，各系統を同時に使用する場合を踏まえ，各注水流路に流量調整弁（電動駆動弁）を設置することとし，必要な流量調整が可能な設計とする。

格納容器スプレイの流量調整は，第 2 図に示す S A 監視操作盤により運転員により実施し，第 3 図の S A 監視操作盤（イメージ）により目標とする流量（セット値）を入力操作することで，自動で流量制御が可能な設計とする。



第 2 図 S A監視操作盤（イメージ図）



第3図 監視操作画面（イメージ図）

2. 技術的知見②

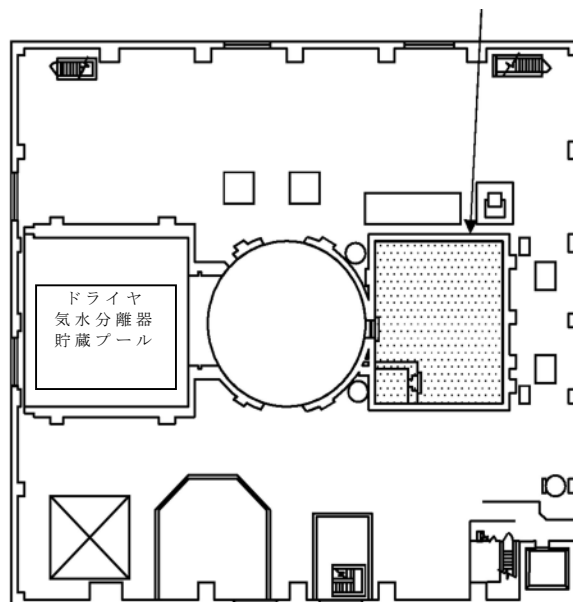
「使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策」の対応について

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第 1 図に示す。

施設定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール、キャスクピットとつながっているが、有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



第 1 図 使用済燃料プール周辺の概要図

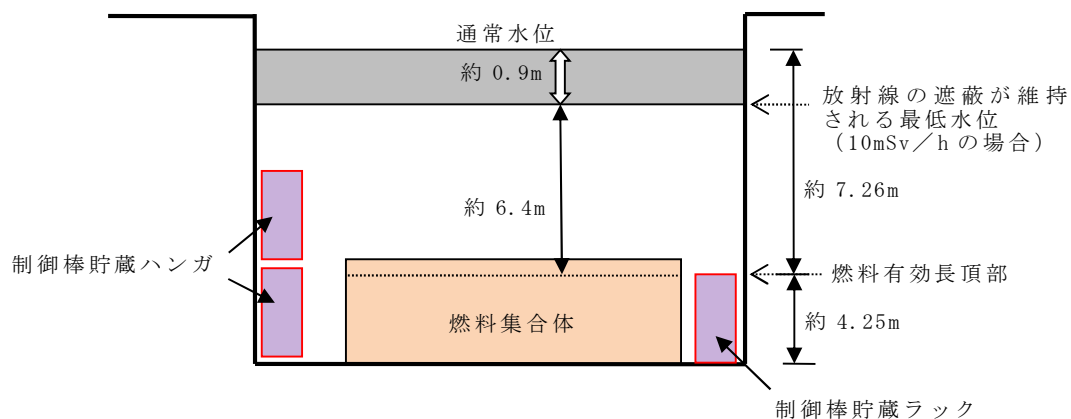
2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第 2 図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば原子炉建屋最上階において 10mSv/h の場

合は、通常水位から約 0.9m*下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

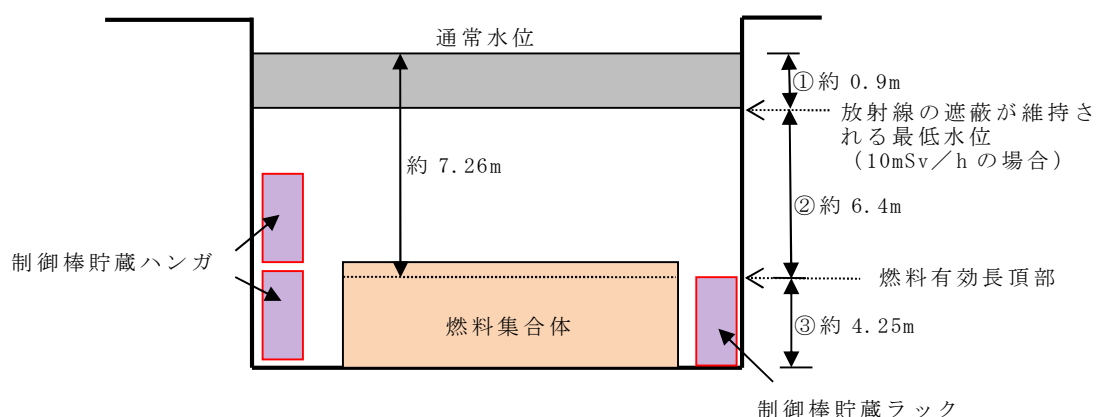
※：放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については
添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に、使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの構造高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積[m ²]	保有水の容積[m ³]
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は，使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し，各領域の断面積については，①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し，②，③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお，断面積については各領域での平均的な値を示しているが，プール内に設置されている機器の多くは②，③の底部又は壁面下部にあるため，平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから，保守的な評価となっている。

4. 想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における，崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。事象を厳しく評価するため，使用済燃料プールの初期水温は，保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。さらに，注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

(1) 算定方法，算定条件

a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間 [h]} = \frac{(100^\circ\text{C} - 65^\circ\text{C}) \times \text{水の比熱 [kJ/kg/}^\circ\text{C}]^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水 量[m}^3\text{]} \times \text{水の密度 [kg/m}^3\text{]}^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱 [MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$1 \text{ 時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度[kg/m}^3\text{]}^{*2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間 [h]} = \frac{\text{通常水位から燃料有効 長頂部までの水量 [m}^3\text{]} \times \text{水の密度 [kg/m}^3\text{]}^{*2} \times \text{蒸発潜熱 [kJ/kg]}^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱 [MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

c. 沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間[h]}}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，上記 3. のとおり，下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め，一律適用する。これは，遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて，以下の条件にて算定した。

水の比熱 ^{*1} [kJ/kg/°C]	使用済燃料プールの水 量[m ³]	水の密度 ^{*2} [kg/m ³]	燃料の崩壊熱 [MW]
4.185	1,189.9	958	9.058

蒸発潜熱 ^{*3} [kJ/kg]	通常水位から燃料有効長 頂部までの水量[m ³]	通常水位から燃料有効長 頂部までの高低差[m]	通常水位から約 0.9m までの水量[m ³]
2256.47	837.6	7.26	100

※ 1 : 65℃から 100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる 65℃の値を使用

(1999 年蒸気表より)

※ 2 : 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を使用

(1999 年蒸気表より)

※ 3 : 100℃の飽和水のエンタルピと 100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出

(1999 年蒸気表より)

なお、a. ～ c. の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが、使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ、総合的に保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

- ・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、プール全体が 100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h]	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間 ^{※4} [h]	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 ^{※4} [h]	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約 0.13

※4：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 5.1 時間後に沸騰開始となり、蒸発により水位低下が始まる。この時の蒸発量は約 15.1m³/h である。

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 11.7 時間後であり、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

< 参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り出される想定であり、通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 37.8 時間後に沸騰開始となり、その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱[MW]	約 2.095
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h]	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間※ ⁴ [h]	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※ ⁴ [h]	約 277.8
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約 0.03

※ 4：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

5. 燃料取出スキーム

(1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
定検時取出燃料体数	764 体	原子炉内装荷全燃料
燃料取替体数	168 体	9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心時の燃料取替体数
冷却期間	13 ヶ月	9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65 日）よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数
定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd / t	9 × 9 燃料（A 型）燃料集合体平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd / t	崩壊熱が高い方が厳しい設定となるため、13 ヶ月運転に 1 ヶ月の調整運転期間を考慮した運転期間におけるサイクル末期の炉心平均燃焼度

(2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プール内に照射済燃料が貯蔵容量（2,250 体）分保管されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料は原子炉内に装荷されている全燃料（764 体）、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9 × 9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定して O R I G E N 2 で算出した。

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数	取出平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.086
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.112
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.165
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.293
定検時取出燃料	9 日	764 体	33	8.104
合計	—	2,250 体	—	9.058

注 1：使用済燃料プールの燃料保管容量 2,250 体の燃料が貯蔵されているものとする。

注 2：炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合、使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めて必要な要員、資源について整理する。

なお、使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても、使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため、原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

また、東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中、核燃料搬出済み。)等の他事業所の同時被災を想定しても、東海第二発電所の重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについては、全交流動力電源喪失及びスロッシングの発生を想定する。

第1表に想定する状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源への影響を確認する。

なお、火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため、ここでは、火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2) 評価結果

a. 必要な要員の評価

使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は、注水及び冷却が必要である。注水については、常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの操作が必要となる。冷却については、使用済燃料プールから発生する水蒸気が原子炉建屋内の他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼすことを防止するため、重大事故等対処設備として整備する代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが、冷却開始までの時間余裕は第2～7表のとおり1日以上であり、有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。

なお、代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕^{*}は、以下の式により算出した。

$$80^{\circ}\text{C到達までの時間}[h]=\frac{(80^{\circ}\text{C}-\text{初期水温}[^{\circ}\text{C}])\times\text{水の比熱}[kJ/kg/^{\circ}\text{C}]\times\text{使用済燃料プールの水量}[m^3]\times\text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times 10^3\times 3600}$$

※：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）」を想定すると、原子炉注水、格納容器スプレイ等による7日間の対応に、約5,490m³の水が必要となる。また、水源評価の観点から、保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合、7日間の対応に必要な使用済燃料プール

への注水量（通常水位までの水位回復及びその後の水位維持）は、第8～9表に示すとおり約490m³となる。したがって、7日間の対応に合計約5,980m³の水が必要となる。これに対して、代替淡水貯槽に約4,300m³、北側淡水池に約2,500m³及び高所淡水池に約2,500m³の合計約9,300m³の水を保有しているため、同時被災時においても7日間の対応は可能である。

なお、事象発生から7日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は、以下の式により算出した。

$$\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{(100[\text{°C}] - \text{初期水温}[\text{°C}]) \times \text{水の比熱[kJ/kg/°C]} \times \text{使用済燃料プールの水量[m}^3] \times \text{水の密度[kg/m}^3]}{\text{燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

$$\text{1時間当たりの注水必要量[m}^3/\text{h]} = \frac{\text{燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度[kg/m}^3] \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}}$$

$$\text{7日間で必要となる注水量[m}^3] = (168\text{時間[h]} - \text{沸騰までの時間[h]}) \times \text{1時間当たりの沸騰による蒸発量[m}^3/\text{h]}$$

(b) 燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「高圧・低圧注水機能喪失」等を想定すると、非常用ディーゼル発電機（2台）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備の7日間の運転継続に約755.5kL^{*}が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は可能である。

また、可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「全交流動力電源喪失（長期TB）」等を想定すると、可搬型代替注水大型ポンプの7日間の運転継続に約36.6kL^{*}が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約210kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの7日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃費は最大負荷時を想定。

(c) 電源

使用済燃料プールへの注水，代替燃料プール冷却系による除熱に係る電源負荷容量は，常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため，常設代替交流電源設備からの電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。

(3) 重大事故等時対応への影響について

「(2) 評価結果」に示すとおり，重大事故等発生時に必要となる対応操作は，運転員，災害対策要員及び2時間以降の発電所外からの招集要員にて対応可能であることから，重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能である。

以上のことから，原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも，その対応への影響はない。

2. まとめ

原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員，資源について評価した。その結果，有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること，7日間の対応に必要な水源，燃料，電源を確保していることを確認した。

第 1 表 想定する状態

項目	状 態
要員	(有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認)
水源	・ 全交流動力電源喪失 ・ 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」 ・ 使用済燃料プールでスロッシング発生 ・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※¹
燃料	・ 外部電源喪失※²（軽油貯蔵タンクの評価），全交流動力電源喪失（可搬型設備用軽油タンクの評価） ・ 「高圧・低圧注水機能喪失」 ・ 使用済燃料プールでスロッシング発生 ・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※¹
電源	・ 全交流動力電源喪失 ・ 「全交流動力電源喪失（T B D）」 ・ 使用済燃料プールでスロッシング発生 ・ 「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※¹

※ 1：同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また、サイフォン現象による漏えい量より、スロッシングによる溢水量の方が多いため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※ 2：燃料については、消費量を保守的に評価する観点から、外部電源喪失が発生し、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

第 2 表 代替燃料プール冷却系による冷却開始までの
時間余裕の評価条件（出力運転時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体 ^{※ 1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30 日 ^{※ 2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約 2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※ 3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※ 4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※ 5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※ 6}	971kg/m ³

※ 1：燃料取出しスキームは第4表のとおり

※ 2：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65 日）よりも短い日数を設定

※ 3：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能

※ 4：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※ 5：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）

※ 6：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第 3 表 代替燃料プール冷却系による冷却開始までの
時間余裕の評価結果（出力運転時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕 ^{※ 1}	約 25.6 時間

※ 1：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため、時間余裕は、使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第 4 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（出力運転時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
8 サイクル冷却燃料	8×14 か月 + 30 日	142 体	45	0.047
7 サイクル冷却燃料	7×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.059
6 サイクル冷却燃料	6×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.064
5 サイクル冷却燃料	5×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.072
4 サイクル冷却燃料	4×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.085
3 サイクル冷却燃料	3×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.110
2 サイクル冷却燃料	2×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.161
1 サイクル冷却燃料	1×14 か月 + 30 日	168 体	45	0.283
施設定期検査時取出燃料	30 日	168 体	45	1.214
合計	—	1,486 体	—	2.095

※1：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分（168 体）が使用済燃料プールに保管され，それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9×9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 5 表 代替燃料プール冷却系による冷却開始までの
時間余裕の評価条件（運転停止時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	取出前
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体 ^{※ 1}
発電機解列からの日数	1 日 ^{※ 2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約 1.0MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※ 3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※ 4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※ 5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※ 6}	971kg/m ³

※ 1：燃料取出しスキームは第7表のとおり

※ 2：運転停止時の有効性評価における評価日を設定

※ 3：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能

※ 4：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※ 5：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）

※ 6：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第 6 表 代替燃料プール冷却系による冷却開始までの
時間余裕の評価結果（運転停止時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕 ^{※ 1}	約 55.7 時間

※ 1：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため、時間余裕は、使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第 7 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（運転停止時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
9 サイクル冷却燃料	9×14 か月 + 1 日	142 体	45	0.045
8 サイクル冷却燃料	8×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.056
7 サイクル冷却燃料	7×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.059
6 サイクル冷却燃料	6×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.065
5 サイクル冷却燃料	5×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.073
4 サイクル冷却燃料	4×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.087
3 サイクル冷却燃料	3×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.113
2 サイクル冷却燃料	2×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.166
1 サイクル冷却燃料	1×14 か月 + 1 日	168 体	45	0.298
合計	—	1,486 体	—	0.962

※1：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，その構成は，過去の施設定期検査時において，燃料が 9×9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第8表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の
評価条件

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m ³
スロッシング溢水量	81.49m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※3}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※4}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※5}	992kg/m ³
水源の温度 ^{※6}	35℃
水源の密度 ^{※7}	993kg/m ³
蒸発潜熱 ^{※8}	2,528.93kJ/kg

※1：燃料取出しスキームは第4表のとおり

※2：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定

※3：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※4：40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）

※5：スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており、水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため、使用済燃料プールの初期水温の密度を設定

※6：年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定

※7：水源の温度である35℃での密度を設定

※8：35℃の飽和水のエンタルピと100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の
評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発分) ※1, 3	約 410m ³
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³

※1：蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量

※2：蒸発による水位低下分+スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量

※3：10m³未満を切上げて表示

3.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備【54条】

下線部：今回提出資料

< 添付資料 目次 >

3.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

3.11.1 設置許可基準規則第54条への適合方針

- (1) 代替燃料プール注水系（注水ライン）の設置（設置許可基準規則の解釈の第2項 a）, b））
- (2) 代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の設置（設置許可基準規則の解釈の第2項 a）, b）, 第3項 a）, b）, c））
- (3) 代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）の設置（設置許可基準規則の解釈の第2項 a）, b）, 第3項 a）, b）, c））
- (4) 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲（大気への拡散抑制）（設置許可基準規則の解釈の第3項 c））
- (5) 代替燃料プール冷却設備の設置
- (6) 使用済燃料プール監視設備の設置（設置許可基準規則の解釈の第4項 a）, b）, c））
- (7) 消火系による使用済燃料プール注水の整備
- (8) 補給水系による使用済燃料プール注水の整備
- (9) ステンレス鋼板等による漏えい緩和の整備
- (10) 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール冷却の整備
- (11) 代替燃料プール注水系の海水の利用

3.11.2 重大事故等対処設備

3.11.2.1 代替燃料プール注水系（注水ライン）

3.11.2.1.1 設備概要

3. 11. 2. 1. 2 主要設備の仕様

- (1) 常設低圧代替注水系ポンプ
- (2) 可搬型代替注水大型ポンプ
- (3) 代替淡水貯槽

3. 11. 2. 1. 3 設置許可基準規則第43条への適合方針

3. 11. 2. 1. 3. 1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針（常設並びに可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

- (1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）
- (2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）
- (3) 試験及び検査（設置許可基準規則第43条第1項三）
- (4) 切り替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）
- (5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）
- (6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）

3. 11. 2. 1. 3. 2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針（常設重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

- (1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）
- (2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）
- (3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

3. 11. 2. 1. 3. 3 設置許可基準規則第43条第3項への適合方針（可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

- (1) 容量（設置許可基準規則第43条第3項一）
- (2) 確実な接続（設置許可基準規則第43条第3項二）
- (3) 複数の接続口（設置許可基準規則第43条第3項三）
- (4) 設置場所（設置許可基準規則第43条第3項四）
- (5) 保管場所（設置許可基準規則第43条第3項五）

- (6) アクセスルートの確保（設置許可基準規則第43条第3項六）
 - (7) 設計基準事故対処設備及び常設重大事故等防止設備との多様性（設置許可基準規則第43条第3項七）
3. 11. 2. 2 代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）
3. 11. 2. 2. 1 設備概要
3. 11. 2. 2. 2 主要設備の仕様
- (1) 可搬型代替注水大型ポンプ
 - (2) 可搬型スプレイノズル
 - (3) 代替淡水貯槽
3. 11. 2. 2. 3 設置許可基準規則第43条への適合方針
3. 11. 2. 2. 3. 1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針（常設並びに可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）
- (1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）
 - (2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）
 - (3) 試験及び検査（設置許可基準規則第43条第1項三）
 - (4) 切り替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）
 - (5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）
 - (6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）
3. 11. 2. 2. 3. 2 設置許可基準規則第43条第3項への適合方針（可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）
- (1) 容量（設置許可基準規則第43条第3項一）
 - (2) 確実な接続（設置許可基準規則第43条第3項二）
 - (3) 複数の接続口（設置許可基準規則第43条第3項三）
 - (4) 設置場所（設置許可基準規則第43条第3項四）
 - (5) 保管場所（設置許可基準規則第43条第3項五）

- (6) アクセスルートの確保（許可基準規則第43条第3項六）
 - (7) 設計基準事故対処設備及び常設重大事故防止設備との多様性（設置許可基準規則第43条第3項七）
- 3.11.2.3 代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）
- 3.11.2.3.1 設備概要
- 3.11.2.3.2 主要設備の仕様
- (1) 常設低圧代替注水系ポンプ
 - (2) 可搬型代替注水大型ポンプ
 - (3) 常設スプレイヘッダ
 - (4) 代替淡水貯槽
- 3.11.2.3.3 設置許可基準規則第43条への適合方針
- 3.11.2.3.3.1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針（常設並びに可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）
- (1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）
 - (2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）
 - (3) 試験及び検査（設置許可基準規則第43条第1項三）
 - (4) 切り替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）
 - (5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）
 - (6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）
- 3.11.2.3.3.2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針（常設重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）
- (1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）
 - (2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）
 - (3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

3.11.2.3.3 設置許可基準規則第43条第3項への適合方針（可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

- (1) 容量（設置許可基準規則第43条第3項一）
- (2) 確実な接続（設置許可基準規則第43条第3項二）
- (3) 複数の接続口（設置許可基準規則第43条第3項三）
- (4) 設置場所（設置許可基準規則第43条第3項四）
- (5) 保管場所（設置許可基準規則第43条第3項五）
- (6) アクセスルートの確保（設置許可基準規則第43条第3項六）
- (7) 設計基準事故対処設備及び常設重大事故等防止設備との多様性（設置許可基準規則第43条第3項七）

3.11.2.4 代替燃料プール冷却設備

3.11.2.4.1 設備概要

3.11.2.4.2 主要設備の仕様

- (1) 代替燃料プール冷却系ポンプ
- (2) 代替燃料プール冷却系熱交換器
- (3) 使用済燃料プール
- (4) 緊急用海水ポンプ

3.11.2.4.3 設置許可基準規則第43条への適合方針

3.11.2.4.3.1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針（常設並びに可搬

型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

- (1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）
- (2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）
- (3) 試験及び検査（設置許可基準規則第43条第1項三）
- (4) 切り替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）
- (5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）

(6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）

3.11.2.4.3.2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針（常設重大事故等

対処設備の安全設計方針に対する適合性）

(1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）

(2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）

(3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

3.11.2.5 使用済燃料プール監視設備

3.11.2.5.1 設備概要

3.11.2.5.2 主要設備の仕様

(1) 使用済燃料プール水位・温度（SA広域）

(2) 使用済燃料プール温度（SA）

(3) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ）

(4) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（低レンジ）

(5) 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

3.11.2.5.3 設置許可基準規則第43条への適合方針

3.11.2.5.3.1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針

(1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）

(2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）

(3) 試験及び検査（設置許可基準規則第43条第1項三）

(4) 切り替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）

(5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）

(6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）

3.11.2.5.3.2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針

(1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）

(2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）

(3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

3. 11. 2. 4 代替燃料プール冷却設備

3. 11. 2. 4. 1 設備概要

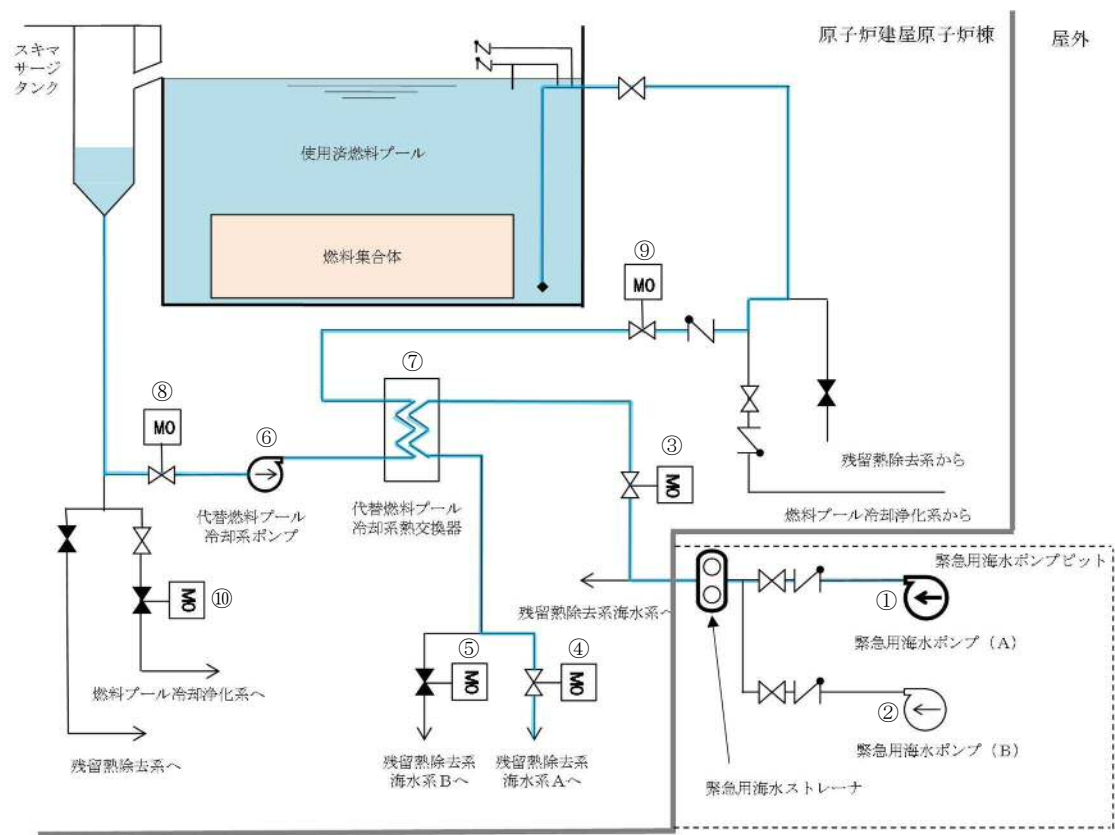
代替燃料プール冷却設備は、設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系（使用済燃料プール水の冷却機能）及び残留熱除去系海水系（使用済燃料プール水の冷却機能）の有する使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合に、使用済燃料プール内に貯蔵する使用済燃料から発生する崩壊熱を除去するため、使用済燃料プール水を冷却することを目的として設置するものである。

本系統は、代替燃料プール冷却系熱交換器の一次側に使用済燃料プール水を送水する代替燃料プール冷却系と代替燃料プール冷却系熱交換器の二次側に海水を送水する緊急用海水系で構成され、代替燃料プール冷却系熱交換器の二次側を流れる海水にて、一次側を流れる使用済燃料プール水を冷却することにより使用済燃料プールを冷却する設計とする。

代替燃料プール冷却系は、使用済燃料プールを水源として代替燃料プール冷却系ポンプにより使用済燃料プール水を流路であるスキマサージタンク燃料プール冷却浄化系配管・弁及び代替燃料プール冷却系配管・弁を経由して代替燃料プール冷却系熱交換器の一次側に送水され、代替燃料プール冷却系熱交換器にて冷却された使用済燃料プール水は、使用済燃料プールへ戻る循環系統である。緊急用海水系は、非常用取水設備である緊急用海水ポンプピットから緊急用海水ポンプにより取水した海水を緊急用海水系配管・弁及び残留熱除去系海水系配管・弁を経由して代替燃料プール冷却系熱交換器の二次側に送水され、代替燃料プール冷却系熱交換器を通過した海水は、最終的な熱の逃がし場である海へ放水される系統である。

代替燃料プール冷却設備の系統概要図を第 3. 11－12 図に、重大事故等対処設備を第 3. 11－33 表に示す。

代替燃料プール冷却系ポンプ及び緊急用海水ポンプの電源は，常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置より給電できる設計とする。



	機器名称		機器名称
①	緊急用海水ポンプ(A)	⑥	代替燃料プール冷却系ポンプ
②	緊急用海水ポンプ(B)	⑦	代替燃料プール冷却系熱交換器
③	緊急用海水系代替F P C系隔離弁	⑧	代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁
④	緊急用海水系代替F P C系海水出口流量調整弁(A)系	⑨	代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁
⑤	緊急用海水系代替F P C系海水出口流量調整弁(B)系	⑩	燃料プール冷却浄化系入口隔離弁

第 3.11-12 図 代替燃料プール冷却系設備系統図（残留熱除去系海水系 A 系使用時）

第3.11-33表 代替燃料プール冷却設備に関する重大事故等対処設備

設備区分		設備名
主要設備		代替燃料プール冷却系 代替燃料プール冷却系ポンプ【常設】 代替燃料プール冷却系熱交換器【常設】 使用済燃料プール【常設】* ¹ 緊急用海水系* ⁴ 緊急用海水ポンプ【常設】
	付属設備	緊急用海水系* ⁴ 緊急用海水ストレーナ【常設】
関連設備	水源	—
	流路	代替燃料プール冷却系 代替燃料プール冷却系配管・弁【常設】 燃料プール冷却浄化系配管・弁【常設】 スキマサージタンク【常設】 緊急用海水系* ⁴ 緊急用海水系配管・弁【常設】 残留熱除去系海水系配管・弁【常設】 非常用取水設備* ⁴ 緊急用海水ポンプピット【常設】 緊急用海水取水管【常設】
	注水先	使用済燃料プール【常設】
	電源設備* ² (燃料補給設備を含む)	常設代替交流電源設備 常設代替高圧電源装置【常設】
	計装設備* ³	代替燃料プール冷却系 使用済燃料プール水位・温度(SA広域)【常設】 使用済燃料プール温度(SA)【常設】 使用済燃料プール監視カメラ【常設】 緊急用海水系* ⁴ 緊急用海水系流量(残留熱除去系熱交換器)【常設】 緊急用海水系流量(残留熱除去系補機)【常設】 サプレッション・プール水温度【常設】

* 1 : 水源については「3.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備(設置許可基準規則第56条に対する設計方針を示す章)」で示す。

* 2 : 電源設備については「3.14 電源設備(設置許可基準規則第57条に対する設計方針を示す章)」で示す。

* 3 : 計装設備については「3.15 計装設備(設置許可基準規則第58条に対する設計方針を示す章)」で示す。

* 4 : 緊急用海水系及び非常用取水設備については「3.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備(設置許可基準規則第48条に対する設計方針を示す章)」で示す。

3. 11. 2. 4. 2 主要設備の仕様

主要設備の仕様を以下に示す。

(1) 代替燃料プール冷却系ポンプ

型 式	うず巻形
個 数	1
容 量	約 124m ³ /h
全 揚 程	約 40m
最高使用圧力	0.98MPa[gage]
最高使用温度	80℃
材 料	炭素鋼
取 付 箇 所	原子炉建屋原子炉棟 4 階
電 動 機 出 力	約 30kW

(2) 代替燃料プール冷却系熱交換器

型 式	プレート式
個 数	1
伝 熱 容 量	約 2.31MW
最高使用圧力	
一次側	0.98MPa[gage]
二次側	0.98 MPa[gage]
最高使用温度	
一次側	80℃
二次側	66℃
材 料	
側 板	炭素鋼

伝熱板	ステンレス鋼
取付箇所	原子炉建屋原子炉棟 4 階

(3) 使用済燃料プール

種 類	ステンレス鋼内張りプール形 (ラック貯蔵方式)
貯 蔵 能 力	全炉心燃料の約290%相当分

(4) 緊急用海水ポンプ

兼用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- ・ 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
- ・ 原子炉格納容器内の冷却等のための設備
- ・ 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- ・ 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備

型 式	ターボ形
個 数	1 (予備 1)
容 量	約 844m ³ /h
全 揚 程	約 130m
最高使用圧力	2.45MPa[gage]
最高使用温度	38℃
本 体 材 料	ステンレス鋼
取付箇所	地下格納槽
電動機出力	約 510kW

3.11.2.4.3 設置許可基準規則第43条への適合方針

3.11.2.4.3.1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針（常設並びに可搬型重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

(1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.3 環境条件等」に示す。

代替燃料プール冷却系の代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は、原子炉建屋原子炉棟内に設置している設備であることから、その機能を期待される重大事故等時における原子炉建屋原子炉棟内の環境条件を考慮し、以下の第3.11-34表に示す設計とする。

(54-3-12, 13)

第3.11－34表 想定する環境条件

(代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器)

環境条件	対応
環境温度・環境圧力・湿度／屋外の天候／放射線／荷重	原子炉建屋原子炉棟内で想定される環境温度，環境圧力，湿度及び放射線条件下に耐えられる性能を確認した機器を使用する。
屋外の天候による影響	屋外に設置する設備ではないため，天候による影響は受けない。
海水を通水する系統への影響	代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器の一次側は，海水を通水することはない。 代替燃料プール冷却系熱交換器の二次側は，常時海水を通水するため耐腐食性材料を使用する。
地震	適切な地震荷重との組合せを考慮した上で機器が損傷しない設計とする。（詳細は「2.1.2 耐震設計の基本方針」に示す。）
津波	津波を考慮し防潮堤及び浸水防止設備を設置する設計とする。
風（台風），竜巻，積雪，火山の影響	原子炉建屋原子炉棟内に設置するため，風（台風），竜巻，積雪及び火山の影響は受けない。
電磁的障害	機械装置のため，電磁波の影響を受けない。

(2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

代替燃料プール冷却系の代替燃料プール冷却系ポンプを運転する場合は、中央制御室からのスイッチ操作で、燃料プール冷却浄化系入口隔離弁の開操作及び代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁、代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁の開操作を行った後、中央制御室からのスイッチ操作により代替燃料プール冷却系ポンプを起動し代替燃料プール冷却系の循環運転を行う。また、中央制御室のスイッチにより、緊急用海水ポンプを起動し、代替燃料プール冷却系熱交換器へ海水の供給を行う。

代替燃料プール冷却系の操作に必要なポンプ及び弁を第3.11-35表に示す。

代替燃料プール冷却系ポンプの起動・停止・運転状態及び弁の開閉状態については、中央制御室の表示灯・操作画面表示等で視認可能な設計とし、中央制御室における監視又は試験・検査等にて確認可能な設計とする。

中央制御室のスイッチを操作するに当たり、運転員等のアクセス性及び操作性を考慮して十分な操作空間を確保する。また、スイッチには機

器の名称等を表示した銘板の取付け等又は画面表示等により，運転員の操作性及び監視性を考慮して確実に操作できる設計とする。

(54-3-12, 13)

第3. 11-35表 操作対象機器

機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所
代替燃料プール冷却系ポンプ	起動・停止	スイッチ操作	中央制御室
代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室
代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁	弁閉→弁開	スイッチ操作	中央制御室
燃料プール冷却浄化系入口隔離弁	弁開→弁閉	スイッチ操作	中央制御室

(3) 試験検査（設置許可基準規則第43条第1項三）

(i) 要求事項

健全性及び能力を確認するため、運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

代替燃料プール冷却系の代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は、第3.11-36表に示すように原子炉運転中又は原子炉停止中に機能・性能検査、弁動作確認及び分解検査が可能な設計とする。

代替燃料プール冷却系ポンプは、分解検査として、ケーシングカバーを取り外して、ポンプ部品（主軸、軸受、羽根車等）の状態を確認する分解検査が可能な設計とする。弁については、分解検査として弁体等の部品の状態を確認可能な設計とする。分解検査においては、浸透探傷試験により、性能に影響を及ぼす指示模様の有無を確認する。また、目視により、性能に影響を及ぼす恐れのあるき裂、打こん、変形及び摩耗の有無を確認する。

代替燃料プール冷却系熱交換器は、分解検査として、フレームを取り外して、熱交換器部品（プレート等）の状態を確認する分解検査が可能な設計とする。分解検査においては、目視により、性能に影響を及ぼす恐れのあるき裂、打こん、変形及び摩耗の有無を確認する。

代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は、

本システムを使った機能・性能試験を行うことで、ポンプの吐出圧力・流量の確認に加え、運転時の振動，異音，異臭及び漏えいの確認が可能な設計とする。弁については，弁動作確認を実施することで弁開閉動作の確認が可能な設計とする。ポンプ，熱交換器及び系統配管・弁については，機能・性能検査等に合わせて外観の確認が可能な設計とする。

(54-5-4, 5)

第3. 11-36表 代替燃料プール冷却系の試験検査

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	ポンプ及び熱交換器の運転性能
		ポンプ，熱交換器及び系統配管・弁の漏えい確認 ポンプ，熱交換器及び系統配管・弁の外観の確認
	弁作動確認	弁開閉動作の確認
	分解検査	ポンプまたは弁の部品の表面状態について浸透探傷試験及び目視により確認
		熱交換器の部品の表面状態を，目視により確認

(4) 切替の容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）

(i) 要求事項

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあっては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

代替燃料プール冷却系は、本来の用途として使用する。

(5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）

(i) 要求事項

工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

代替燃料プール冷却系である代替燃料プール冷却系ポンプ及び熱交換器は、通常待機時は代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁及び代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁を閉止しておくことで、燃料プール冷却浄化系と隔離する系統構成としており、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの冷却を行う場

合は、重大事故等対象設備としての系統構成とすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。隔離弁については第3. 11-37表に示す。

(54-3-12, 13)

第3. 11-37表 他系統との隔離弁

取合系統	系統隔離弁	駆動方式	動作
燃料プール冷却浄化系	代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁	電動駆動	通常時閉 電源喪失時閉
	代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁		通常時閉 電源喪失時閉

(6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定，設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

(ii) 適合性

基本方針については，「2. 3. 3 環境条件等」に示す。

代替燃料プール冷却系の系統構成のために操作が必要な機器の設置場所，操作場所を第3. 11－38表に示す。

代替燃料プール冷却系ポンプ，代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁，代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁及び燃料プール冷却浄化系入口隔

離弁は，原子炉建屋原子炉棟に設置されるが，中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで，操作場所の放射線量が高くなるおそれが少なくなるよう設計する。線源からの離隔により，放射線量が高くなるおそれの少ない場所で可能な設計とする。

(54-3-12, 13, 54-4-5)

第3. 11-38表 代替燃料プール冷却系操作対象機器設置場所

機器名称	設置場所	操作場所
代替燃料プール冷却系ポンプ	原子炉建屋原子炉棟4階	中央制御室
代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁	原子炉建屋原子炉棟4階	中央制御室
代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁	原子炉建屋原子炉棟4階	中央制御室
燃料プール冷却浄化系入口隔離弁	原子炉建屋原子炉棟4階	中央制御室

3. 11. 2. 4. 3. 2 設置許可基準規則第 43 条第 2 項への適合方針（常設重大事故等対処設備の安全設計方針に対する適合性）

(1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）

(i) 要求事項

想定される重大事故等の収束に必要な容量に加え，十分に余裕のある容量を有するものであること。

(ii) 適合性

基本方針については，「2. 3. 2 容量等」に示す。

代替燃料プール冷却系である代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は，設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系が有する使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合においても，使用済燃料プールに保管されている燃料の崩壊熱を除去できる設計とする。

代替燃料プール冷却系熱交換器の容量は，設計基準対象施設である使用済燃料プール冷却浄化設備の冷却機能と同等とし，約2.31MWで設計する。

また，燃料プール水を冷却可能な容量として，1個で約 $124\text{m}^3/\text{h}$ を送水可能な代替燃料プール冷却系ポンプ1個使用する設計とする。

全揚程は，燃料プール水を冷却可能な容量で送水する場合の圧損（使用済燃料プールからの取出位置と使用済燃料プールへの注水位置の圧力差，静水頭，機器圧損，配管及び弁類の圧損）を考慮して，約40mを確保可能な設計とする。

(54-6-8～14)

(2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）

(i) 要求事項

二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

敷地内に二以上の発電用原子炉施設はないことから、代替燃料プール冷却系である代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は、共用しない。

(3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

(i) 要求事項

常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

代替燃料プール冷却系である代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は，設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系熱交換器と同時に機能が損なわれないよう，第 3.11-39 表に示すとおり，多様性及び位置的分散を図る設計とする。

代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器は，燃料プール冷却浄化系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系熱交換器に対して原子炉建屋原子炉棟内の異なる区画に設置することで位置的分散を図る設計としている。

代替燃料プール冷却系ポンプの電源は，常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置は，屋外の常設代替高圧電源装置置場に設置する常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置からの独立した電源供給ラインから供給可能とすることで，原子炉建屋付属棟内に設置された設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系ポンプの電源（非常用ディーゼル発電機）に対し多様性及び位置的分散を図る設計とする。

代替燃料プール冷却系ポンプのサポート系として，冷却水を自然冷却とすることで，設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系ポンプの冷却水（自然冷却）に対し多様性を持たせた設計とする。

代替燃料プール冷却系ポンプ及び代替燃料プール冷却系熱交換器を使用する代替燃料プール冷却系の配管は，燃料プール冷却浄化系配管の分岐点から燃料プール冷却浄化系の配管との合流点までを独立した系統と

することで，燃料プール冷却浄化系ポンプ及び残留熱除去系ポンプを使用した冷却系統に対して多様性を有する設計とする。

第3.11－39表 多様性又は位置的分散

項目	設計基準対象施設	重大事故防止設備
	燃料プール冷却浄化系	代替燃料プール冷却系
ポンプ	燃料プール冷却浄化系ポンプ	代替燃料プール冷却系ポンプ
	原子炉建屋原子炉棟4階	原子炉建屋原子炉棟4階
熱交換器	燃料プール冷却浄化系熱交換器	代替燃料プール冷却系熱交換器
	原子炉建屋原子炉棟4階	原子炉建屋原子炉棟4階
水源	使用済燃料プール	使用済燃料プール
駆動用空気	不要	不要
潤滑油	不要(内包油)	不要(内包油)
冷却水	不要(自然冷却)	不要(自然冷却)
駆動電源	非常用ディーゼル発電機	常設代替高圧電源装置
	原子炉建屋付属棟地下1階	屋外

3. 11. 2. 5 使用済燃料プール監視設備

3. 11. 2. 5. 1 設備概要

使用済燃料プール水位・温度（SA広域）、使用済燃料プール温度（SA）及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は、重大事故等時に使用済燃料プールの水位、温度及び上部の空間線量率の変動する可能性のある範囲にわたり監視することを目的として設置する。また、使用済燃料プール監視カメラは、重大事故等時の使用済燃料プールの状態を監視するために設置する。なお、使用済燃料プール監視設備（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）は、直流又は交流電源が喪失した場合でも、代替電源設備からの給電を可能とし、中央制御室で監視可能な設計とする。

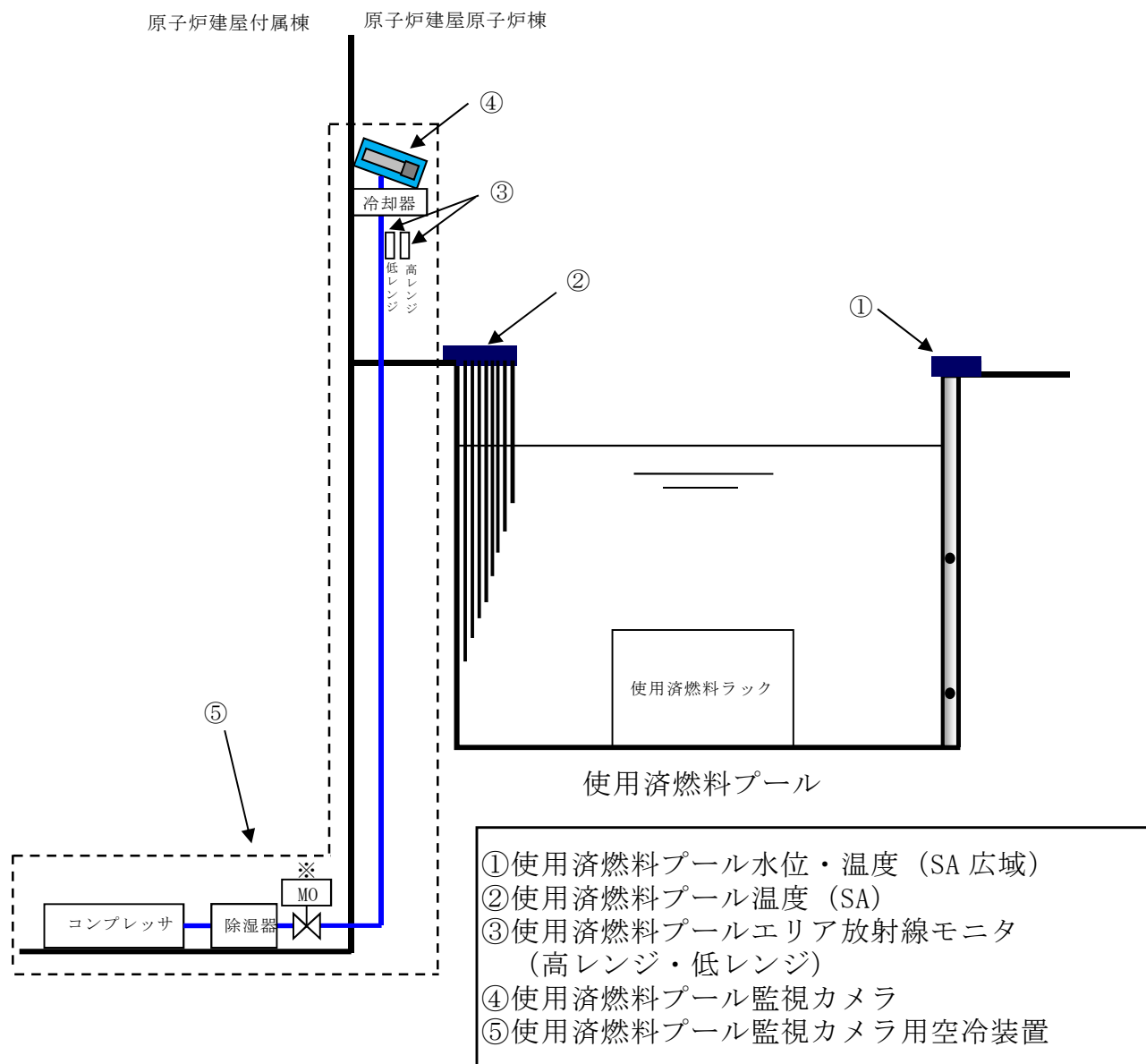
使用済燃料プール監視設備に関する重大事故等対処設備一覧を第3. 11-40表に、系統概要図を第3. 11-14図に示す。

第3.11-40表 使用済燃料プール監視設備に関する重大事故対処設備一覧

設備区分	設備名
主要設備	使用済燃料プール水位・温度（SA広域）【常設】 使用済燃料プール温度（SA）【常設】 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）【常設】 使用済燃料プール監視カメラ【常設】 （使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置【常設】を含む）
付属設備	—
水源	—
流路	—
注水先	—
電源設備*1（燃料補給設備を含む）	常設代替交流電源設備 常設代替高圧電源装置【常設】 可搬型代替交流電源設備 可搬型代替低圧電源車【可搬】 常設代替直流電源設備 緊急用125V系蓄電池【常設】 可搬型代替直流電源設備 可搬型代替低圧電源車【可搬】 可搬型整流器【可搬】
計装設備	—

*1：単線結線図を補足説明資料52-2-2, 3に示す。

電源設備については「3.14 電源設備（設置許可基準規則第57条に対する設計方針を示す章）」で示す。



	弁名称
※	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置出口弁

第3. 11-14図 使用済燃料プール監視設備の全体系統図

3. 11. 2. 5. 2 主要設備の仕様

設備の主要機器仕様を以下に示す。

(1) 使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)

兼用する設備は以下のとおり。

- ・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- ・計装設備 (重大事故等対処設備)

個 数	水位 : 1 温度 : 1 (検出点 2 箇所)
計 測 範 囲	水位 : EL. 35, 077mm～46, 577mm※ 温度 : 0～120℃
種 類	水位 : ガイドパルス式 温度 : 測温抵抗体
取 付 箇 所	水位 : 原子炉建屋原子炉棟 6 階 温度 : 原子炉建屋原子炉棟 6 階

※使用済燃料ラック上端 (EL. 39, 377mm) , 使用済燃料ラック底部 (EL. 35, 097mm)

(2) 使用済燃料プール温度 (SA)

兼用する設備は以下のとおり。

- ・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- ・計装設備 (重大事故等対処設備)

個 数	: 1
計 測 範 囲	: 0～120℃
種 類	: 熱電対
取 付 箇 所	: 原子炉建屋原子炉棟 6 階

(3) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

- ・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- ・計装設備（重大事故等対処設備）
- ・放射線管理設備（重大事故等時）

個 数	: 1
計 測 範 囲	: $10^{-2} \sim 10^5 \text{ Sv/h}$
種 類	: イオンチェンバ
取 付 箇 所	: 原子炉建屋原子炉棟 6 階

(4) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（低レンジ）

兼用する設備は以下のとおり。

- ・使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- ・計装設備（重大事故等対処設備）
- ・放射線管理設備（重大事故等時）

個 数	: 1
計 測 範 囲	: $10^{-3} \sim 10^4 \text{ mSv/h}$
種 類	: イオンチェンバ
取 付 箇 所	: 原子炉建屋原子炉棟 6 階

(5) 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

兼用する設備は以下のとおり。

- ・ 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- ・ 計装設備（重大事故等対処設備）

個 数 : 1

種 類 : 赤外線カメラ

取 付 箇 所 赤外線カメラ : 原子炉建屋原子炉棟 6 階

空冷装置 : 原子炉建屋付属棟 4 階

3.11.2.5.3 設置許可基準規則第43条への適合方針

3.11.2.5.3.1 設置許可基準規則第43条第1項への適合方針

(1) 環境条件（設置許可基準規則第43条第1項一）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合における温度，放射線，荷重その他の使用条件において，重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

(ii) 適合性

基本方針については，「2.3.3 環境条件等」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラは，原子炉建屋原子炉棟内に設置する設備であることから，重大事故等時における原子炉建屋原子炉棟内の環境条件を考慮し，以下の第3.11-41表に示す。

使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は，原子炉建屋附属棟内に設置する設備であることから，重大事故等時における原子炉建屋附属棟内の環境条件を考慮し，以下の第3.11-41表に示す。

第 3.11-41 表 想定する環境条件

環境条件	対応
環境温度・環境圧力・湿度／屋外の天候／放射線／荷重	使用済燃料プール監視設備の設置場所である原子炉建屋原子炉棟内又は原子炉建屋付属棟内で想定される温度，圧力，湿度及び放射線条件下に耐えられる性能を確認した機器を使用する。
屋外の天候による影響	屋外に設置する設備ではないため，天候による影響は受けない。
海水を通水する系統への影響	海水を通水することはない。
地震	適切な地震荷重との組合せを考慮した上で機器が損傷しない設計とする。（詳細は「2.1.2 耐震設計の基本方針」に示す）。
風（台風），竜巻，積雪，火山の影響	原子炉建屋原子炉棟内又は原子炉建屋付属棟内に設置するため，風（台風），竜巻，積雪及び火山の影響は受けない。
電磁的障害	重大事故等時においても，電磁波による影響を考慮した設計とする。

(54-3-16, 17)

(2) 操作性（設置許可基準規則第43条第1項二）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については，「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラによる使用済燃料プールの監視パラメータ及び状況は，重大事故等時において中央制御室にて監視できる設計

であり現場・中央制御室における操作は発生しない。

使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は、中央制御室にて空冷装置の弁操作及び起動操作が可能であり、想定される重大事故等時の環境下においても、確実に操作できる設計とする。

中央制御室のスイッチで操作するにあたり、運転員の操作性を考慮して十分な操作空間を確保する。また、スイッチは、機器の名称等を表示した銘板の取付け等により、運転員の操作、監視性を考慮して、確実に操作できる設計とする。操作対象機器を第3.11-42表に示す。

第3.11-42表 操作対象機器

機器名称	状態の変化	操作方法	操作場所
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置	停止⇒起動	スイッチ操作	原子炉建屋付属棟3階 (中央制御室)
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置空気供給弁	全閉⇒全開	スイッチ操作	原子炉建屋付属棟3階 (中央制御室)

(54-3-16, 17)

(3) 試験検査（設置許可基準規則第43条第1項三）

(i) 要求事項

健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域）及び使用済燃料プール温度（SA）は、運転中又は停止中に機能・性能検査が可能な設計とする。使用済燃料プール水位・温度（SA広域）及び使用済燃料プール温度（SA）は、原子炉運転中又は停止中に機能・性能検査として、検出器の温度1点確認、絶縁抵抗測定及び計器校正を実施し健全性の確認を行う。

使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は、原子炉運転中又は停止中に機能・性能検査が可能な設計とする。使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は、機能・性能検査として、標準線源を用いた検出器の線源校正が可能な設計とする。また、演算装置に模擬入力を行い計器校正が可能な設計とする。

使用済燃料プール監視カメラは、原子炉運転中又は停止中に機能・性能検査が可能な設計とする。使用済燃料プール監視カメラは、機能・性能検査として、カメラの表示確認、外観点検が可能な設計とする。

使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は、原子炉運転中又は停止中に機能・性能検査が可能な設計とする。使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は、機能・性能検査として、空冷装置の動作確認、外観点検が可能な設計とする。

なお、これらの計器の点検については、使用済燃料プール監視設備が少なくとも1つ以上機能維持した状態で行う。

第3.11-43～47表に使用済燃料プール監視設備の試験検査を示す。

第3.11-43表 使用済燃料プール監視設備の試験検査

(使用済燃料プール水位・温度 (SA広域))

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	検出器の絶縁抵抗測定 検出器の温度1点確認 計器校正

(54-5-6)

第3.11-44表 使用済燃料プール監視設備の試験検査

(使用済燃料プール温度 (SA))

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	検出器の絶縁抵抗測定 検出器の温度1点確認 計器校正

(54-5-7)

第3.11-45表 使用済燃料プール監視設備の試験検査

(使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ))

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	検出器の線源校正 計器校正

(54-5-7)

第3.11-46表 使用済燃料プール監視設備の試験検査

(使用済燃料プール監視カメラ)

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	カメラの表示確認 外観点検

(54-5-8)

第3.11-47表 使用済燃料プール監視設備の試験検査

(使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置)

原子炉の状態	項目	内容
運転中又は停止中	機能・性能検査	空冷装置の動作確認 外観点検

(54-5-8)

(4) 切替えの容易性（設置許可基準規則第43条第1項四）

(i) 要求事項

本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあつては，通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については，「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラは，本来の用途以外の用途には使用せず，切替しない設計とする。

なお，使用済燃料プール監視カメラ用冷却装置の弁操作及び起動操作は，速やかに実施可能な設計とする。使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置の弁操作及び起動操作に要する時間を，第3.11-15図に示す。

(54-4-6)

		経過時間（分）									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要員数	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 7分									
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動	運転員等 （当直運転員） （中央制御室）	1	準備								
									起動操作		

第 3. 11-15 図 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動タイムチャート*

＊：「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」への適合方針についての 1. 11 で示すタイムチャート

(5) 悪影響の防止（設置許可基準規則第43条第1項五）

(i) 要求事項

工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ），使用済燃料プール監視カメラ及び使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は，他の設備から独立して使用可能なことにより，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

(6) 設置場所（設置許可基準規則第43条第1項六）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう，放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定，設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.3 環境条件等」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度

(SA) , 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 及び使用済燃料プール監視カメラによる使用済燃料プールの監視パラメータ及び状況は、重大事故等時において中央制御室にて監視できる設計であり現場における操作は発生しない。

使用済燃料プール監視カメラ用冷却装置は、原子炉建屋附属棟4階に設置し、中央制御室にて操作する設計であり現場における操作は発生しない。また、使用済燃料プール監視カメラ用冷却装置の設置場所及び操作場所を第3.11-48表に示す。

第3.11-48表 操作対象機器設置場所

機器名称	設置場所	操作場所
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置	原子炉建屋附属棟4階	中央制御室
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置空気供給弁	原子炉建屋附属棟4階	中央制御室

(54-3-16, 17)

3. 11. 2. 5. 3. 2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針

(1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）

(i) 要求事項

想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2. 3. 2 容量等」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域）は、重大事故等時において変動する可能性のある使用済燃料プール水位の範囲（N. W. Lから-0. 619m）及び温度の範囲（0～100℃）にわたり測定できる設計とする。

使用済燃料プール温度（SA）は、重大事故等時において変動する可能性のある使用済燃料プール温度の範囲（0～100℃）にわたり測定できる設計とする。

使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）は、重大事故等時において変動する可能性のある範囲（3. 0mSv/h以下）にわたり測定できる設計とする。

使用済燃料プール監視カメラは（使用済燃料プール監視カメラ用冷却装置を含む）は、重大事故等時において蒸気環境下での監視性を考慮して、赤外線機能により使用済燃料プールの状況が把握できる設計とする。また、使用済燃料プール監視カメラの設置場所は、使用済燃料プールの状況が確認できるよう視野を考慮した設計とする。なお、使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は、重大事故等時における原子炉建屋原子炉棟の環境温度での使用を想定し、耐環境性向上を図る設計とする。

(54-6-19～25)

(2) 共用の禁止（設置許可基準規則第43条第2項二）

(i) 要求事項

二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りでない。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ），使用済燃料プール監視カメラ及び使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は，二以上の発電用原子炉施設において共用しない設計とする。

(3) 設計基準事故対処設備との多様性（設置許可基準規則第43条第2項三）

(i) 要求事項

常設重大事故防止設備は，共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう，適切な措置を講じたものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.1 多様性，位置的分散，悪影響防止等について」に示す。

使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA）及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）は，共通要因によって設計基準事故対処設備である使用済燃料プール水位，燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度，使用済燃料プール温度，燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ，原子炉建屋換気系燃料取替床排気ダクト放射線モニタ及び原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタと同時に機能が損なわれることを防止するために，可能な限り異なる階層や使用済燃料プール内の異なる場所に設置することによる位置的分散を図り，地震，火災，溢水等の主要な共通要因故障によって同時に機能を損なわれない設計とする。

また，使用済燃料プール水位・温度（SA広域），使用済燃料プール温度（SA），使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）の電源については，代替電源設備からの供給を可能としており，多様性を考慮した設計とする。

使用済燃料プール監視設備の多様性，位置的分散については，第3.11-49表に示す。

(54-2-2, 3)

(54-11-19～21)

第 3. 11-49 表 使用済燃料プール監視設備の多様性，位置的分散

項目	設計基準対象施設			重大事故等対処設備		
	名称	設置場所	検出方式	名称	設置場所	検出方式
水位	使用済燃料プール水位	原子炉棟 6 階	ディスプレイサ/フロート式	使用済燃料プール水位・温度（SA 広域）	原子炉棟 6 階	ガイドパルス式
温度	使用済燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度	原子炉棟 4 階	熱電対	使用済燃料プール水位・温度（SA 広域）	原子炉棟 6 階	測温抵抗体
	使用済燃料プール温度	原子炉棟 6 階	熱電対	使用済燃料プール温度（SA）	原子炉棟 6 階	熱電対
放射線	燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ	原子炉棟 6 階	半導体	使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	原子炉棟 6 階	電離箱
	原子炉建屋換気系燃料取替床排気ダクト放射線モニタ	原子炉棟 6 階	半導体			
	原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	原子炉棟 3 階	半導体			
カメラ	—	—	—	使用済燃料プール監視カメラ	原子炉棟 6 階	赤外線

使用済燃料プール監視設備の耐環境性

1. 重大事故等時における使用済燃料プール監視計器の耐環境性について
使用済燃料プールで重大事故等が発生した場合に、計器周辺の環境が高温、高湿度となる可能性を考慮し、使用済燃料プール水位・温度（SA 広域）、使用済燃料プール温度（SA）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）、使用済燃料プール監視カメラの機能健全性を評価する。

第 1-1 表 使用済燃料プール事故時環境下での監視計器の健全性について

監視計器				環境条件※1 【想定変動範囲】	評価	補 足	総合 評価
水位・ 温度	使用済燃料プール水位・ 温度（SA 広域）	温度	120℃	～100℃	○	—	○
		湿度	防水	～100%	○	飽和蒸気下で健全性確認済。	○
		放射線	1.4MGy	～1.5kGy	○	—	○
	使用済燃料プール 温度（SA）	温度	100℃	～100℃	○	—	○
		湿度	100%	～100%	○	—	○
		放射線	—	～1.5kGy	○	検出部の構成材料が無機物で構成されているため問題ない。	○
空間 線量	使用済燃料プールエリア 放射線モニタ（高レン ジ・低レンジ）	温度	100℃	～100℃	○	—	○
		湿度	防水	～100%	○	蒸気環境下で健全性確認済。	○
		放射線	770kGy	～1.5kGy	○	—	○
状態 監視	使用済燃料プール監視カ メラ	温度	≤50℃	～100℃	△	耐環境試験にて□℃で機能維持確認済。雰囲気温度 100℃環境での使用も想定し、空気による冷却等により□℃以下に維持することで、耐環境性向上を図る。	○
		湿度	防水（IP65： 噴流水に対す る防護）	～100%	○	防水仕様であり問題ない。	○
		放射線	□	～1.5kGy	△	ある値以上水位が低下し、空間線量率が上昇した場合は仕様を超えるため、その後は使用済燃料プール水位（SA 広域）を主体とし、線量率も含め状態の監視を行う。	○

※1：現時点で想定している変動範囲であり、今後見直す予定あり

第 1-1 表より計器の監視機能は維持されており、機能の健全性に問題はない。
なお、使用済燃料プール監視カメラは、カメラの仕様を超えた環境条件となっているが、使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を設置し、耐環境性の向上を図る。

1. 11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

下線部：今回提出範囲

< 目 次 >

1. 11. 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. 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料
プールからの小規模な水の漏えい発生時の対応手段及び設備

(a) 使用済燃料プール代替注水

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時の対応手段及び設備

(a) 使用済燃料プールのスプレイ

(b) 漏えい緩和

(c) 大気への拡散抑制

(d) 重大事故等対処設備

c. 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手段及び
設備

(a) 使用済燃料プールの監視

(b) 代替電源による給電

(c) 重大事故等対処設備

d. 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手段及び
設備

(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

e. 手順等

1. 11. 2 重大事故等時の手順

1. 11. 2. 1 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時，又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時の対応手順

(1) 使用済燃料プール代替注水

- a．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
- b．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）
- c．補給水系による使用済燃料プール注水
- d．消火系による使用済燃料プール注水

(2) 重大事故等時の対処手段の選択

1. 11. 2. 2 使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時の対応手順

(1) 使用済燃料プールのスプレイ

- a．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールのスプレイ
- b．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）
- c．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールのスプレイ（淡水／海水）

(2) 漏えい緩和

- a．使用済燃料プール漏えい緩和

(3) 大気への拡散抑制

- a．可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制

(4) 重大事故等時の対処手段の選択

1. 11. 2. 3 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手順

(1) 使用済燃料プールの状態監視

a. 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動

b. 代替電源による給電

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

(1) 使用済燃料プール冷却

a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保

(c) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプ

による冷却水（海水）の確保

(2) 重大事故等時の対処手段の選択

1.11.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

添付資料1.11.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表

添付資料1.11.2 自主対策設備仕様

添付資料1.11.3 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料1.11.4 重大事故対策の成立性

1. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系

（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）

(1) 代替燃料プール注水系（注水ライン）として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

(2) 系統構成

2. 補給水系による使用済燃料プール注水

3. 消火系（消火栓）による使用済燃料プール注水

4. 消火系（残留熱除去系ライン）による使用済燃料プール注水
5. 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）
6. 使用済燃料プール漏えい緩和
7. 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保

添付資料1.11.5 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料1.11.6 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ（淡水／海水）におけるホース敷設について

添付資料 1.11.7 手順のリンク先について

(添付資料1.11.1)

以上の重大事故等対処設備により、使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷の進行を緩和し、臨界を防止すること及び放射性物質の放出を低減することができる。

c. 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手段及び設備

(a) 使用済燃料プールの監視

重大事故等時において、使用済燃料プールの水位、水温及び上部の空間線量率について変動する可能性のある範囲にわたり測定するための手段がある。

使用済燃料プールの監視で使用する設備（監視計器）は以下のとおり。

- ・使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）
- ・使用済燃料プール温度（S A）
- ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
- ・使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

(b) 代替電源による給電

上記「1.11.1(2) c. (a) 使用済燃料プールの監視」で使用する設備について、交流又は直流電源の喪失時に代替電源設備から給電する手段がある。

代替電源設備により給電する設備は以下のとおり。

- ・使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）
- ・使用済燃料プール温度（S A）
- ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

- ・使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）

(c) 重大事故等対処設備

「1.11.1(2) c. (a) 使用済燃料プールの監視」で使用する設備のうち、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）は重大事故等対処設備として位置づける。

「1.11.1(2) c. (b) 代替電源による給電」で使用する設備のうち、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）は重大事故等対処設備として位置づける。

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全て網羅されている。

(添付資料1.11.1)

以上の重大事故等対処設備により、使用済燃料プールの水位、水温及び上部の空間線量率について変動する可能性のある範囲にわたり測定することができる。

d. 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手段及び設備

(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合に、緊急用海水ポンプ又は代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプで冷却水を確保することにより、代替燃料プール冷却系にて使用済燃

料プールを冷却する手段がある。

代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 代替燃料プール冷却系ポンプ
- ・ 代替燃料プール冷却系熱交換器
- ・ 緊急用海水ポンプ
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ（代替燃料プール冷却系として使用）

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

「1.11.1(2) d. (a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却」で使用する設備のうち、代替燃料プール冷却系ポンプ、代替燃料プール冷却系熱交換器及び緊急用海水ポンプは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料1.11.1)

以上の重大事故等対処設備により、使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合においても、使用済燃料プールを冷却することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置づける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ（代替燃料プール冷却系として使用）

車両の移動、設置、ホース接続等に時間を要し、想定する事故シーケンスに対して有効性を確認できないが、代替燃料プール冷却系が使用可能であれば、使用済燃料プールを冷却する手段とし

て有効である。

(添付資料1.11.2)

e. 手順等

上記「a. 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時、又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時の対応手段及び設備」、「b. 使用済燃料プールからの大量の水の漏えい発生時の対応手段及び設備」、「c. 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手段及び設備」及び「d. 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手段及び設備」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、運転員等^{※3}及び重大事故等対応要員の対応として、「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」及び「重大事故等対策要領」に定める（第1.11-1表）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び事故時に給電が必要となる設備についても整備する（第1.11-2表、第1.11-3表）。

※3 運転員等：運転員（当直運転員）及び重大事故等対応要員（運転操作対応）をいう。

(添付資料1.11.3)

1.11.2 重大事故等時の手順

1.11.2.1 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失時、又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時の対応手順

(1) 使用済燃料プール代替注水

a. 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水

1. 11. 2. 3 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手順
(1) 使用済燃料プールの状態監視 a. 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 (1/3)

「1. 11. 1 (2) b. (a) 使用済燃料プールスプレイ」によるスプレイが実施できない場合に、大気への拡散抑制を実施する。

1. 11. 2. 3 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手順

使用済燃料プールの冷却機能若しくは注水機能喪失時、又は使用済燃料プールからの小規模な水の漏えい発生時若しくは使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合、使用済燃料プール監視設備の環境条件は、使用済燃料プール水の沸騰による蒸散が継続し、高温（大気圧下のため100℃を超えることはない。）、高湿度の環境が考えられるが、使用済燃料プール監視設備の構造及び設置位置により、事故時環境下においても使用できる。

なお、使用済燃料プール監視カメラは、耐環境性向上のため使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置にて空気を供給する設計とする。

使用済燃料プール監視設備は、重大事故等時に変動する可能性のある範囲にわたり監視することが可能であり、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）の計測範囲を把握した上で使用済燃料プールの水位、水温及び上部空間線量率の監視を行う。

また、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラは常設代替直流電源設備として使用する緊急用125V系蓄電池及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から給電され、使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置及び可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から給電することにより、使用済燃料プールの監視を実施する。

(1) 使用済燃料プールの状態監視

1. 11. 2. 3 重大事故等時における使用済燃料プールの監視のための対応手順
(1) 使用済燃料プールの状態監視 a. 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 (2/3)

通常時は、設計基準対象施設である使用済燃料プール水位、燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度、使用済燃料プール温度、燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ、原子炉建屋換気系燃料取替床排気ダクト放射線モニタ及び原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタにより状態監視を実施する。

重大事故等時においては、重大事故等対処設備である使用済燃料プール水位・温度（S A広域）、使用済燃料プール温度（S A）、使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）及び使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置含む）により、使用済燃料プールの水位、水温及び上部空間線量率の状態監視を行う。上記の重大事故等対処設備である監視設備は常設設備であり可搬型設備を必要としない。また、通常時より常時監視が可能な設備であり、継続的に監視を実施する。

燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ及び使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）の機能が喪失している場合は、あらかじめ評価（使用済燃料配置変更ごとに行う空間線量率評価）し把握した相関（減衰率）関係により使用済燃料プールの空間線量率を推定する。

a. 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかの状況に至った場合。

①使用済燃料プール注水機能の喪失又は使用済燃料プール水の漏えいが発生し、使用済燃料プールの水位が低下していることを確認した場合。

②使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、使用済燃料プールの温度

が上昇していることを確認した場合。

(b) 操作手順

使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1. 11－17図に，タイムチャートを第1. 11－18図に示す。

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等の使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置の起動を指示する。

②運転員等は中央制御室にて，使用済燃料プール監視カメラにより使用済燃料プール水位が視認できること，及び使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動に必要なコンプレッサ，電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。

③運転員等は中央制御室にて，使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置出口弁を開とし，使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を起動する。

④運転員等は中央制御室にて，使用済燃料プール監視カメラの状態に異常がないことを確認する。

⑤運転員等は，発電長に使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置の起動が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合，作業開始を判断してから使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動まで7分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため，速やかに対応できる。

b. 代替電源による給電

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順
(1) 使用済燃料プール冷却 a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 (1/9)

交流又は直流電源が喪失した場合、使用済燃料プールの状態を監視するため、代替電源により使用済燃料プール監視設備へ給電する手順を整備する。

なお、代替電源により使用済燃料プール監視設備へ給電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。

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

(1) 使用済燃料プール冷却

a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

設計基準対象施設である燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）による使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合は、緊急用海水系又は代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水を確保し、代替燃料プール冷却系により使用済燃料プール冷却を実施する。なお、使用済燃料プールの水位がオーバーフロー水位付近でない場合は、「1.11.2.1(1) 使用済燃料プール代替注水」又は「1.11.2.2(1) 使用済燃料プールのスプレイ」により使用済燃料プール水位をオーバーフロー水位付近とし、代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却を実施する。

(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却

i) 手順着手の判断基準

使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、使用済燃料プールの温度が上昇していることを確認した場合で、代替燃料プール冷却系に必要な冷却水が確保されている場合において、使用済燃料プールの水位がオーバーフロー水位付近に維持可能な場合。

ii) 操作手順

代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却手順の概要は

以下のとおり。

概要図を第1.11-19図に、タイムチャートを第1.11-20図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却の準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置が起動していること、及び使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プール水位が視認できることを確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認するとともに、冷却水が確保されていることを確認する。
- ④運転員等は、発電長に代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却の準備が完了したことを報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却の系統構成を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、燃料プール冷却浄化系入口隔離弁を閉とする。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁及び代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁を開とする。
- ⑧運転員等は、発電長に代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑨発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系ポンプ※³

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

(1) 使用済燃料プール冷却 a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 (3/9)

を起動し、使用済燃料プール冷却が開始されたことを使用済燃料プール温度の低下により確認した後、発電長に報告する。

※3：代替燃料プール冷却系は、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）が復旧した場合に、代替燃料プール冷却系を停止し、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）により使用済燃料プールの冷却を実施する。なお、使用済燃料プール内の燃料体等から発生する崩壊熱により、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系（使用済燃料プール水の冷却及び補給）を選択し、使用済燃料プールの冷却を実施する。ただし、燃料プール冷却浄化系は非常用電源設備が復旧した場合に、使用済燃料プールの冷却に使用する。

iii) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、作業開始を判断した後、冷却水を確保してから代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却開始まで15分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

（添付資料1.11.5）

(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保

i) 手順着手の判断基準

使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合。

ii) 操作手順

緊急用海水系による冷却水（海水）の確保手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.11-21図に、タイムチャートを第1.11-22図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の準備を指示する。
- ②運転員等は中央制御室にて、緊急用海水系による冷却水の確保に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。
- ③運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ室空調機を起動する。
- ④運転員等は、発電長に緊急用海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。
- ⑤発電長は、運転員等に緊急用海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（A）又は代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（B）を開にする。
- ⑦運転員等は、発電長に緊急用海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。
- ⑧発電長は、運転員等に緊急用海水ポンプ（A）又は緊急用海水ポンプ（B）の起動を指示する。
- ⑨運転員等は中央制御室にて、緊急用海水ポンプ（A）又は緊急用海水ポンプ（B）を起動し、発電長に報告する。
- ⑩発電長は、運転員等に緊急用海水系による冷却水の供給を指示

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

(1) 使用済燃料プール冷却 a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 (5/9)

する。

⑪運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁を調整開とし、緊急用海水系流量（代替燃料プール冷却系熱交換器）の流量上昇を確認した後、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、作業開始を判断してから緊急用海水系による冷却水の供給開始まで20分以内と想定する。中央制御室に設置されている操作盤からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

(c) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保

i) 手順着手の判断基準

使用済燃料プールの冷却機能が喪失し、使用済燃料プールの温度が上昇していることを確認した場合で、緊急用海水系が使用できない場合。

ii) 操作手順

代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.11-23図に、タイムチャートを第1.11-24図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備を依頼する。

②災害対策本部長は、プラントの被災状況に応じて代替燃料プー

ル冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保のため、水源から代替燃料プール冷却系の接続口を決定し、発電長に使用する代替燃料プール冷却系の接続口を連絡する。なお、代替燃料プール冷却系の接続口は、各作業時間（出動準備、移動、代替淡水貯槽蓋開放、ポンプ設置、ホース敷設、西側接続口蓋開放、ホース接続及び送水準備）を考慮し、送水開始までの時間が最短となる代替燃料プール冷却系東側接続口を優先する。

③災害対策本部長は、重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保のため、使用する水源から代替燃料プール冷却系の接続口を指示する。

④重大事故等対応要員は、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。

⑤重大事故等対応要員は、海から代替燃料プール冷却系の接続口までホースの敷設を実施する。

⑥発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。

⑧発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の系統構成を指示す

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

(1) 使用済燃料プール冷却 a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 (7/9)

る。

⑨運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁が閉していることを確認する。

⑩運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（A）又は代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（B）を開にする。

⑪運転員等は、発電長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。

⑫重大事故等対応要員は、災害対策本部長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑬災害対策本部長は、発電長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を連絡する。

⑭災害対策本部長は、重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を指示する。

⑮重大事故等対応要員は、代替燃料プール冷却系西側接続口又は代替燃料プール冷却系東側接続口の弁が閉していることを確認した後、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。

⑯重大事故等対応要員は、ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後、代替燃料プール冷却系西側接続口又は代替燃料プール

冷却系東側接続口の弁を開とし、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長に報告する。

⑰災害対策本部長は、発電長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の送水を開始したことを連絡する。

⑱発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを確認するように指示する。

⑲運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを緊急用海水系流量（代替燃料プール冷却系熱交換器）の流量上昇により確認し、発電長に報告する。

⑳発電長は、災害対策本部長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを連絡する。

㉑災害対策本部長は、重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。

㉒重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付属の圧力計にて圧力指示値を確認し、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、代替燃料プール冷却系

1.11.2.4 重大事故等時における使用済燃料プールの冷却のための対応手順

- (1) 使用済燃料プール冷却 a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 (9/9)
(2) 重大事故等時の対応手段の選択

として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替燃料プール冷却系西側接続口を使用した冷却水確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、150分以内と想定する。

【代替燃料プール冷却系東側接続口を使用した冷却水確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、135分以内と想定する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業できるように、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

（添付資料1.11.4）

(2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.11-25図に示す。

使用済燃料プール冷却機能の喪失が発生し、使用済燃料プールの温度上昇が確認された場合に、緊急用海水系による冷却水の確保を実施し、代替燃料プール冷却系により使用済燃料プールを冷却する。

緊急用海水系が使用できない場合は、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の確保を実施し、代替燃料プ

1.11.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

ール冷却系により使用済燃料プールを冷却するが、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの運転開始までに使用済燃料プールの水位低下が確認された場合、又は冷却水を確保した後に使用済燃料プール水位をオーバーフロー水位付近に維持できない場合は、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等により使用済燃料プールへ注水を実施する。

1.11.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

放水設備による大気への拡散抑制手順については、「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

水源から接続口までの可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

代替淡水貯槽に補給する手順については、「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

常設低圧代替注水系ポンプ、代替燃料プール冷却系ポンプ、復水移送ポンプ、緊急用海水ポンプ、電動弁及び監視計器への電源供給手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車並びに非常用交流電源設備及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については、「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順については、「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

対応手段，対応設備，手順書一覧（13／14）

分類	機能喪失を想定する設計基準対象施設	対応手段	対応設備			整備する手順書※ ¹
重大事故等時における使用済燃料プールの冷却	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却①	主要設備	代替燃料プール冷却系ポンプ 代替燃料プール冷却系熱交換器 使用済燃料プール 緊急用海水ポンプ	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
			関連設備	緊急用海水ストレーナ 代替燃料プール冷却系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 スキマサージタンク 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系海水系配管・弁 非常用取水設備 ・緊急用海水ポンプピット ・緊急用海水取水管 ・SA用海水ピット ・海水引込み管 ・SA用海水ピット取水塔 常設代替交流電源設備※ ⁴ ・常設代替高圧電源装置 燃料給油設備※ ⁴ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。

※2：手順については「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

※3：手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4：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。

※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。

※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。

■：自主的に整備する対応手段を示す。

対応手段，対応設備，手順書一覧（14／14）

分類	機能喪失を想定する 設計基準対象施設	対応 手段	対応設備			整備する手順書※ ¹
重大事故等時における使用済燃料プールの冷却	燃料プール冷却浄化系 残留熱除去系 （使用済燃料プール水の冷却及び補給）	代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却②	主要設備	代替燃料プール冷却系ポンプ 代替燃料プール冷却系熱交換器 使用済燃料プール	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （微候ベース） 「使用済燃料プール制御」等 重大事故等対策要領
				可搬型代替注水大型ポンプ	自主対策設備	
			関連設備	代替燃料プール冷却系配管・弁 燃料プール冷却浄化系配管・弁 スキマサージタンク 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系海水系配管・弁 ホース 非常用取水設備 ・SA用海水ピット ・海水引込み管 ・SA用海水ピット取水塔 常設代替交流電源設備※ ⁴ ・常設代替高圧電源装置 可搬型代替交流電源設備※ ⁴ ・可搬型代替低圧電源車 燃料給油設備※ ⁴ ・軽油貯蔵タンク ・常設代替高圧電源装置燃料移送ポンプ ・可搬型設備用軽油タンク ・タンクローリ	重大事故等対処設備	

※1：整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要について」にて整理する。

※2：手順については「1.12 工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」にて整備する。

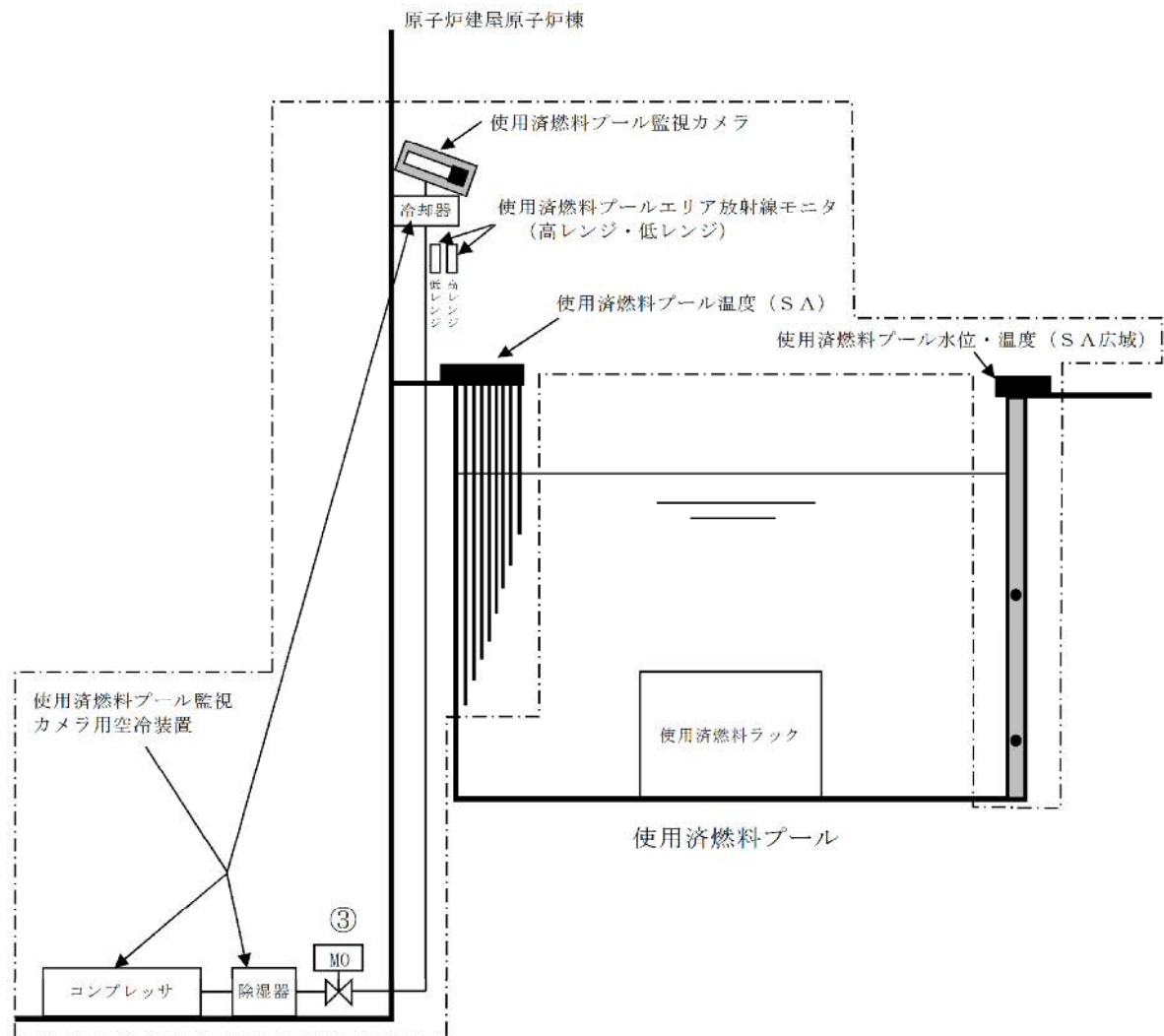
※3：手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※4：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。

※5：サイフォン防止機能は，操作及び確認を必要としないため，手順書として整備しない。

※6：使用済燃料プール水の漏えい緩和に用いるための資機材と位置づける。

□：自主的に整備する対応手段を示す。



凡例

MO	電動駆動
✕	弁
[- - -]	設計基準対象施設から追加した箇所

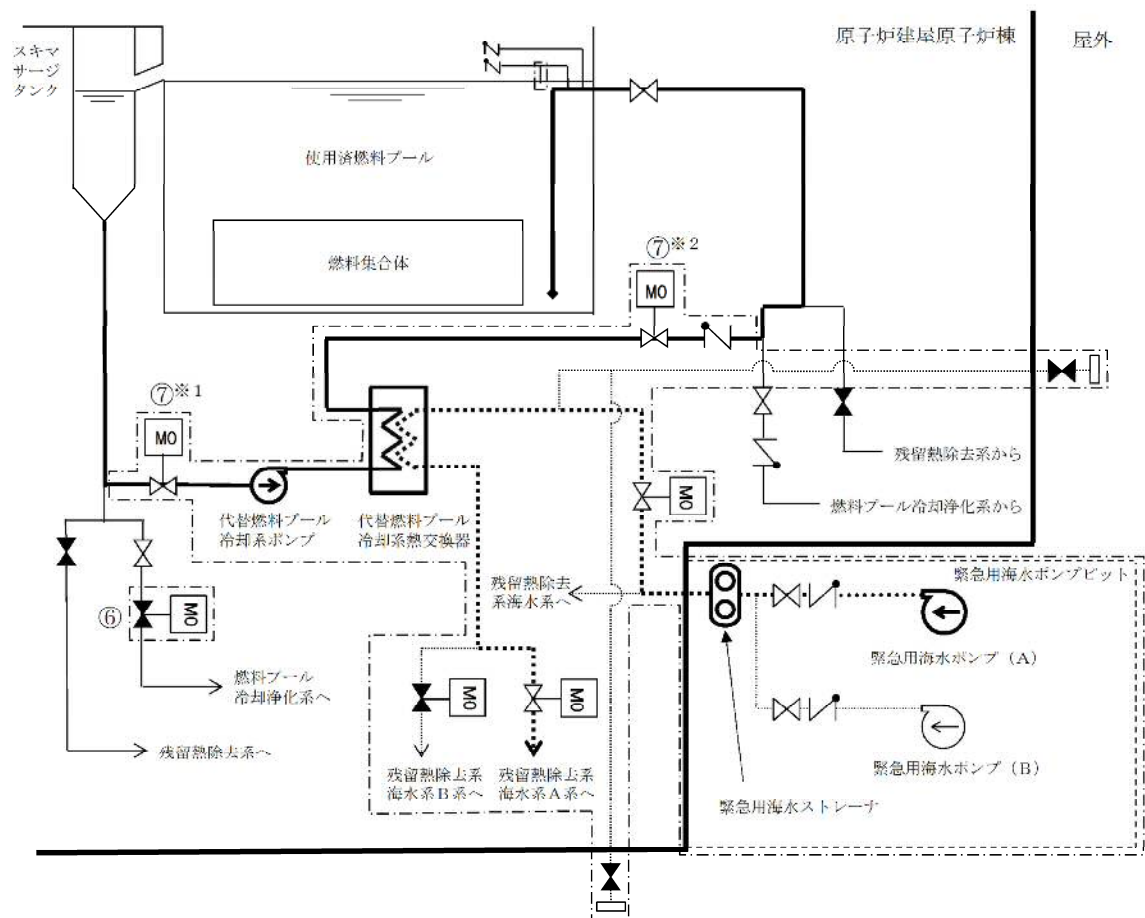
操作手順	弁名称
③	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置出口弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.11-17図 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 概要図

		経過時間（分）									備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
手順の項目	実施箇所・必要員数	使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 7分									
使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1		準備							
									起動操作		

第1.11-18図 使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動 タイムチャート



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	冷却水
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑥	燃料プール冷却浄化系入口隔離弁
⑦※1	代替燃料プール冷却系ポンプ入口弁
⑦※2	代替燃料プール冷却系熱交換器出口弁

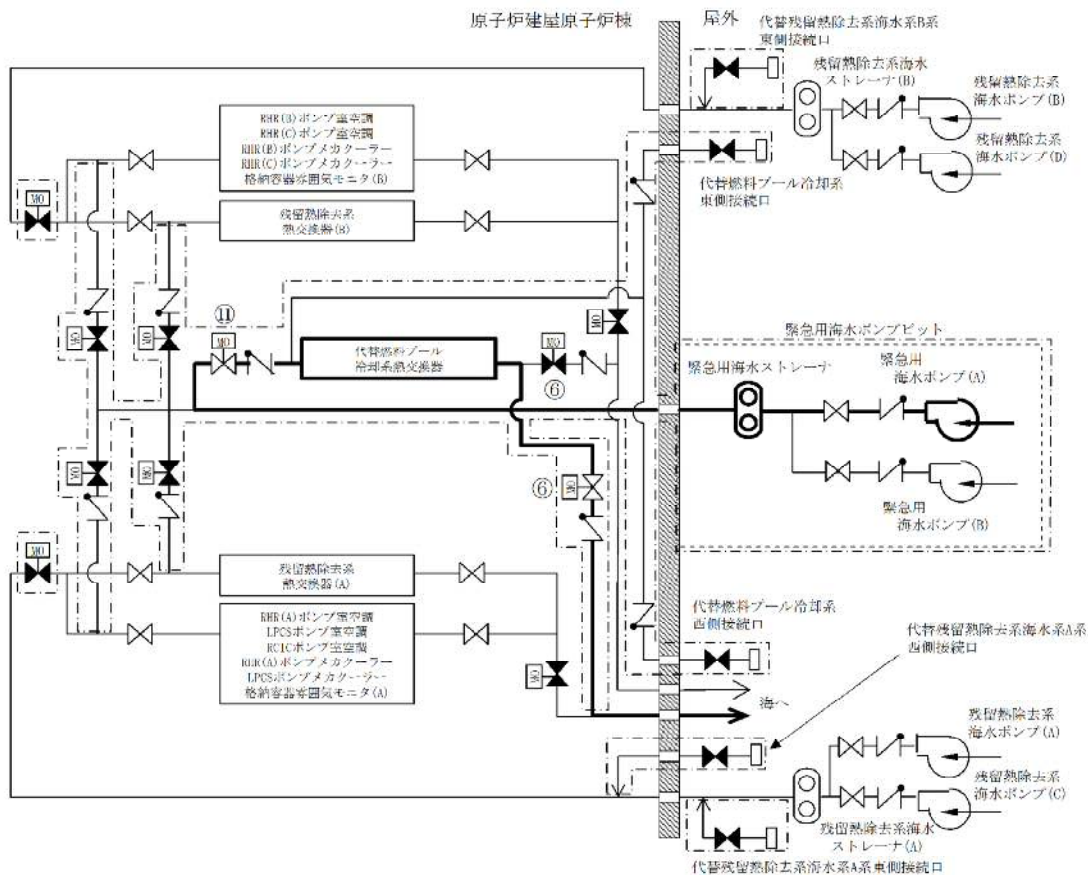
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.11-19図 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 概要図

			経過時間 (分)												備考
			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
手順の項目	実施箇所・必要員数		代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 15分												
代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置起動								
							系統構成、冷却開始操作								

第1.11-20図 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却 タイムチャート



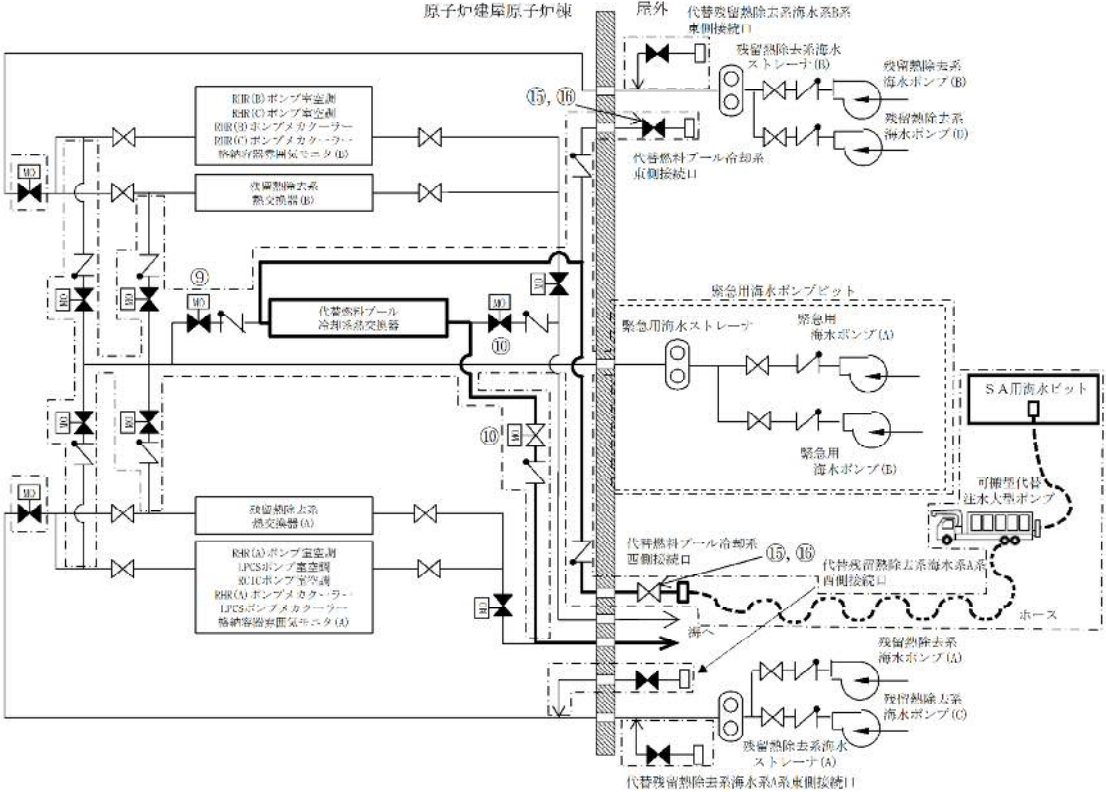
凡例

	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥	代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁 (A), 代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁 (B)	⑪	代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.11-21図 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保 概要図

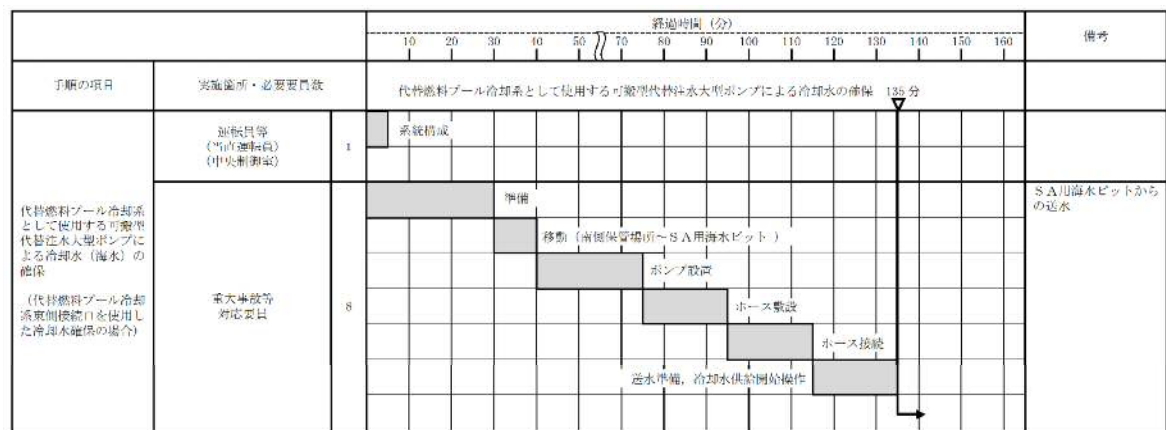
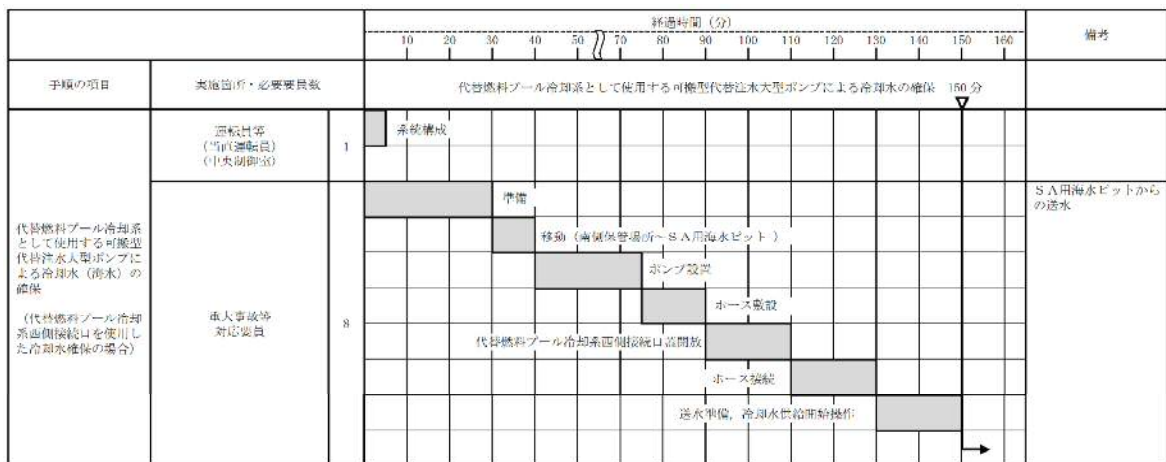


凡例	
	ポンプ
	電動駆動
	弁
	逆止弁
	ストレーナ
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑨	代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁	⑮, ⑯	代替燃料プール冷却系西側接続口の弁, 代替燃料プール冷却系東側接続口の弁
⑩	代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁 (A), 代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁 (B)		

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.11-23図 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保 概要図



第1.11-24図 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保 タイムチャート

3. 技術的知見③

「原子炉制御室の居住性を確保するための
ブローアウトパネルの閉止機能」の対応
について

ブローアウトパネルの重大事故等対策としての機能について

1. はじめに

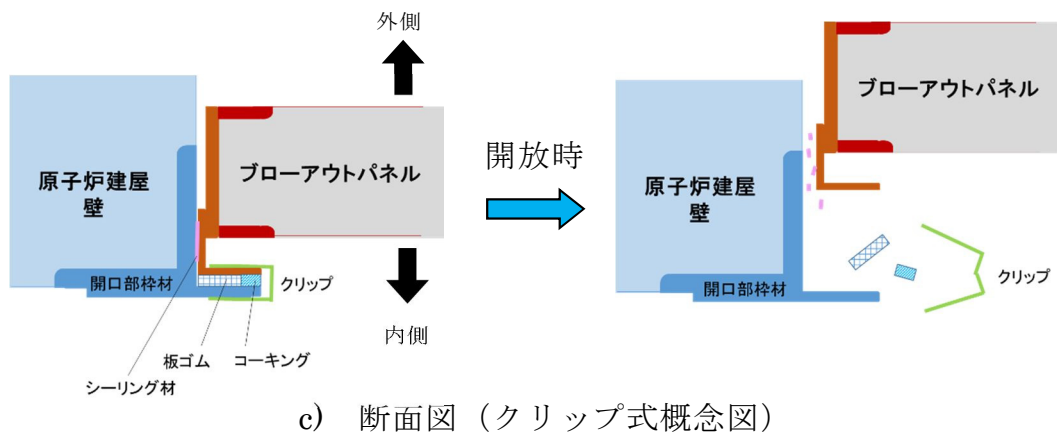
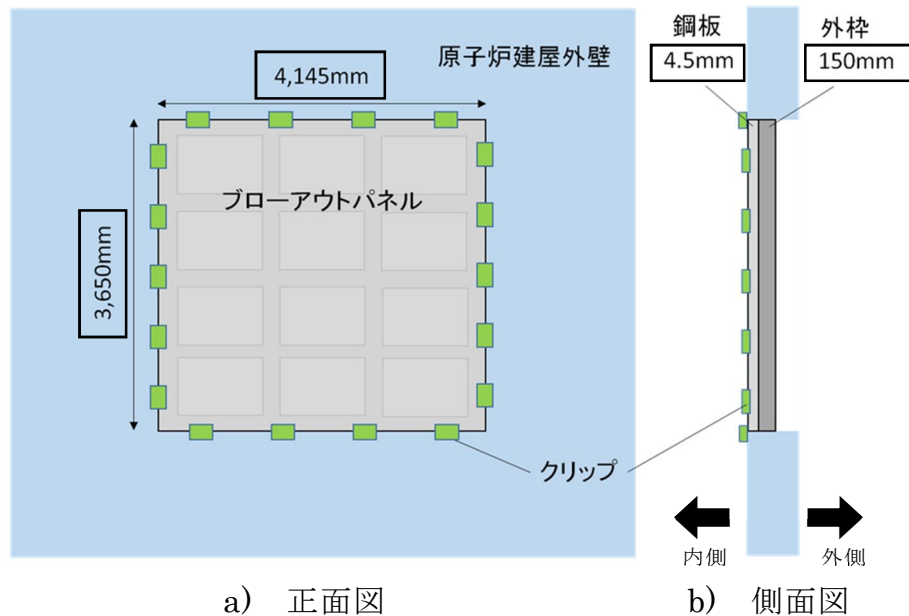
ブローアウトパネルは、主蒸気管破断のようにプラント運転中に格納容器外で配管が破断した場合等に、高圧の蒸気が原子炉建屋内に漏えい・浸入することにより生じる建屋内の圧力上昇によって建屋内の天井・外壁等が破損することを防止するため、建屋内に損傷箇所（圧力開放箇所）を限定して発生させる目的で、原子炉建屋オペレーティングフロア等に設置している。

2. ブローアウトパネルの仕様

ブローアウトパネルの設置図を別図 1、機器仕様を別表 1 に示す。

別表 1 ブローアウトパネル機器仕様（原子炉建屋オペレーティングフロア）

仕 様		備 考
台 数	12 台 (6 階 : 8 台, 5 階 : 4 台)	原子炉建屋と外気の境界として設置。枚数は最適化を検討
重量	約 1450kg	1 枚当たり
開口面積	約 15m ²	1 枚当たり
開放差圧	約 6.9kPa[dif] (1psi)	格納容器の最高使用外圧 (2psi) に対して余裕のある設定
保持方式	クリップ式	別図 1 参照 開放差圧はクリップ強度によって設定



別図 1 ブローアウトパネル設置概念図

3. ブローアウトパネルの機能要求

(1) 設計基準事故対策としての機能

① 放射性物質の閉じ込め機能

「第三十二条 原子炉格納施設」において原子炉建屋ガス処理系の設置要求があり、ブローアウトパネルの閉じ込め機能は原子炉建屋ガス処理系運転時の負圧達成に必要な機能であることから、設計基準事故対策として当該機能を有しているものと整理する。

② 差圧による開放機能

「第九条 溢水による損傷の防止等」における原子炉建屋内環境条件評価として、主蒸気管等の高エネルギー配管に対して大規模な破断が生じた際には速やかにブローアウトパネルの開放によって建屋外に圧力を排出することで原子炉建屋内の圧力が著しく上昇することはないとしていることから、設計基準事故対策として当該機能を有しているものと整理する。

(2) 重大事故等対策としての機能

① 放射性物質の閉じ込め機能

ブローアウトパネルの放射性物質の閉じ込め機能は、原子炉建屋ガス処理系（非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系で構成）により原子炉建屋内の放射性物質を排気筒から放出するとともに、原子炉建屋内の負圧達成に必要な機能となる。そのため、「第五十九条 原子炉制御室」における居住性評価の条件として必要な機能となることから、重大事故等対策として必要な機能として整理する。ただし、第2表に示すとおり、建屋内圧力上昇等によりブローアウトパネルが開放される状態で、放射性物質の閉じ込め機能として評価上の影響がない事象においては、当該機能の要求はないものとする。

② 差圧による開放機能

差圧による開放機能は、インターフェイスシステム L O C A（以下、「I S－L O C A」という。）が発生した場合に原子炉建屋内に漏えいした水蒸気等を排出し、I S－L O C Aによる破断箇所の隔離のための現場操作時の環境条件（温度、圧力等）を緩和する機能を有している。ただし、東海第二発電所においては、炉心損傷防止対策の有効性評価「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」において、ブローアウトパネルが開放した場合、閉維持した場合の両ケースについて現場での隔離操作の成立性を確認していることから、「第四十六条 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」としては、当該機能が重大事故等対策として必要な機能とはならないものと整理する。

なお、高エネルギー配管の破断を想定した場合の環境条件については設計基準事故に包絡される。

4. ブローアウトパネルの機能確保のための設計条件

3.で整理した各機能を確保するための設計条件は下記のとおり。

(1) 放射性物質の閉じ込め機能

閉維持又は再閉止（代替設備による閉止を含む）することによって、原子炉建屋ガス処理系運転時の原子炉建屋内の負圧を維持すること。ただし、別表2に示すとおり、I S－L O C A等の閉じ込め機能に期待しない事象を除く。

なお、ブローアウトパネルが開放したことを感知し、速やかに再閉止するため、各ブローアウトパネルには、開放を感知するための設備を設置し、開放時に警報を中央制御室に発報させる設計とする。

また、ブローアウトパネル開放時に、万一、ブローアウトパネルが十分

に開放されない場合，代替措置による閉止機能に影響を及ぼすことが想定されるため，これを考慮し，ブローアウトパネルの手動開放装置を設置する。

(2) 差圧による開放機能

設計差圧 6.9kPa[dif]においてブローアウトパネルが開放し，原子炉建屋内の水蒸気等を外気に排出することで，原子炉建屋内の環境条件を設計基準事故で想定している範囲に抑えること。

5. まとめ

ブローアウトパネルが有する機能と設計基準事故対策及び重大事故等対策としての位置付けについて別表 3 に示す。また，閉じ込め機能の対象となるブローアウトパネルについて別表 4 に示す。ブローアウトパネルについては，設計基準事故及び重大事故等対策に必要な設備として，放射性物質の閉じ込め機能及び差圧による開放機能が維持可能な設計とする。

別表 2 ブローアウトパネルが開放する事象における閉じ込め機能の要求

事象	開放条件	閉じ込め機能	考え方
インターフェイスシステムLOCA	建屋内圧力上昇による開放	要求なし	「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、ブローアウトパネルが開放した場合、閉維持した場合の両ケースについて線量評価を実施し、非居住区域境界外の線量が 5mSv 未満であることを確認していることから、当該機能が重大事故等対策として必要な機能とはならないものと整理する。
主蒸気管破断等の高エネルギー配管の破断によってブローアウトパネルが開放する運転時の異常な過渡変化	建屋内圧力上昇による開放	要求あり (格納容器破損防止対策において)	【設計基準】 設計基準における線量評価では原子炉建屋からの地上放出を想定しており、ブローアウトパネルの開閉状態の影響はない。 【重大事故等】 ① 炉心損傷防止対策 非居住区域境界外の線量評価においては格納容器圧力逃がし装置からの放出量を元に評価しており、格納容器からの漏えい量については影響が軽微であるため考慮していない。そのため、ブローアウトパネルの開閉状態の影響はない。なお、起因事象を主蒸気管破断とした場合の非居住区域境界外の線量として、耐圧強化ベントからの放出による線量 0.62mSv に、設計基準における評価線量 0.18mSv を加えた場合でも、5mSv を下回る。 ② 格納容器破損防止対策 大破断 LOCA 以外の起因事象においては炉心損傷防止可能であることを確認しているため、主蒸気管破断においても炉心損傷に至らない。 ただし、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価上の起因事象として主蒸気管破断を考慮した場合においても中央制御室の居住性評価を満足する条件として、ブローアウトパネル開放後にも再閉止等の設備対策によって原子炉建屋ガス処理系使用時の原子炉建屋内負圧達成が可能な設計とする。 設計竜巻(100m/s)による荷重に対して安全機能を維持する設計としているが、竜巻によって外部電源喪失が発生する場合を想定する。 ブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速(約 89m/s)が発生する年超過確率は約 5.1×10^{-6}/年である。 また、竜巻による外部電源喪失が想定されるが、外部電源喪失が発生した場合の条件付き炉心損傷確率は、3.6×10^{-4}/年である。 以上から、竜巻によってブローアウトパネルが開放した状態で、外部電源喪失により炉心損傷する確率は十分低い値となることから、竜巻を起因事象とした重大事故等が発生し、ブローアウトパネルの機能が必要となる可能性は十分低いものと考えられる。
竜巻	ブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速(約 89m/s)による開放	—	
地震	地震動による開放	要求あり	重大事故等対処設備として、地震時においても閉じ込め機能を有する設計、若しくは、速やかに閉鎖できる機能を有する設計とする。

別表 3 ブローアウトパネルの機能の整理

	放射性物質の閉じ込め機能	差圧による開放機能
設計基準事故対策としての機能	有 (第三十二条)	有 (第九条)
重大事故等対策としての機能	有 (第五十九条)	無

別表 4 ブローアウトパネルの設置位置と閉じ込め機能の整理

設置個所			閉じ込め 機能
設置位置	台数	境界	
原子炉建屋 6 階 (EL45680)	8 台 東西南北各 2 台	原子炉建屋 オペレーティング フロア ⇔ 外気	○
原子炉建屋 5 階 (EL38800)	2 台※ ¹ 東南各 1 台		○
主蒸気管 トンネル室 (EL20300)	3 台	原子炉建屋 主蒸気管 トンネル室 ⇔ 原子炉建屋内 通路	—※ ²
主蒸気管 トンネル室 (EL14000)	3 台		—※ ²

※1 原子炉建屋 5 階外壁に設置されているブローアウトパネルについては、設計基準事故に対する要求事項を踏まえ、現状の 4 枚から 2 枚に最適化を図る計画

※2 当該パネルの境界は原子炉建屋間となっているため、開閉状態によって原子炉建屋ガス処理系運転時の負圧達成に与える影響はない

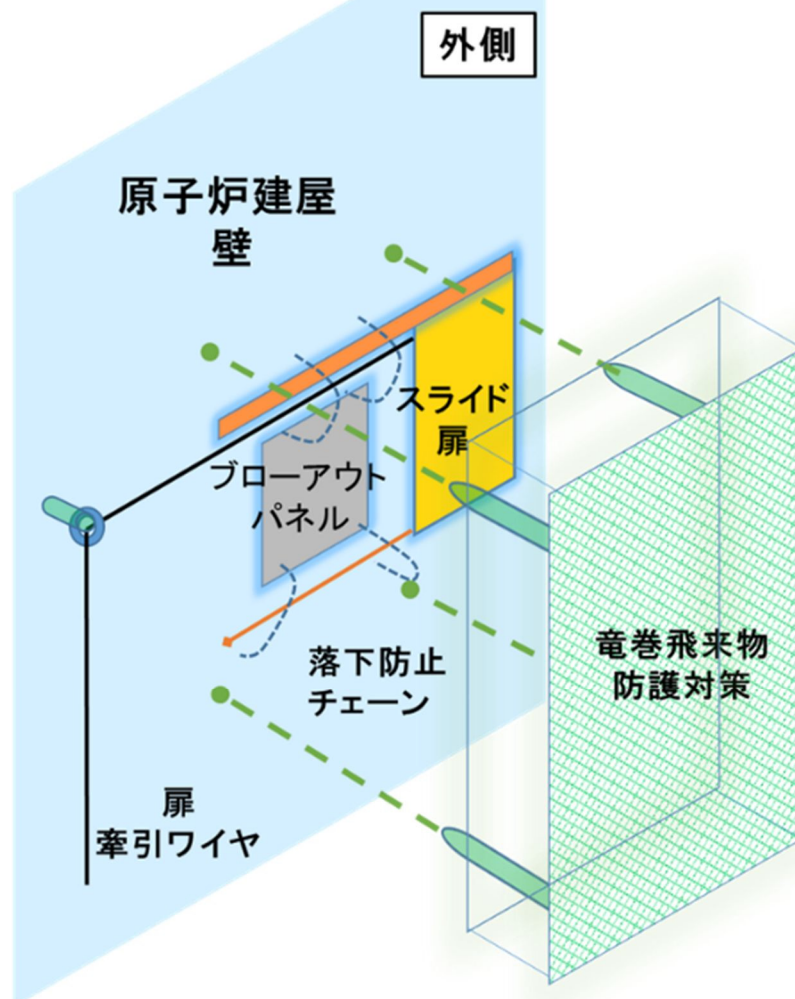
ブローアウトパネル閉止装置等の設計方針

1. 閉止機能付き扉

気密性の高いJIS等級（A4等級）の建具を用いることで原子炉建屋の負圧を確保する。また、扉は、遠隔及び手動による閉止機能を設置することにより、万一、電源がない状態でも閉止機能を維持する設計とする。なお、閉止機能案は以下のとおりである。なお、詳細は今後の詳細設計にて決定する。

- ・遠隔閉鎖・・・電動扉方式（SA電源負荷）
- ・手動閉鎖・・・スライド扉にワイヤを取付け、これをウィンチにて引くことで閉止

※1：A4等級：JIS A 1561に規定される気密性等級線に合致する気密性能を有するもの

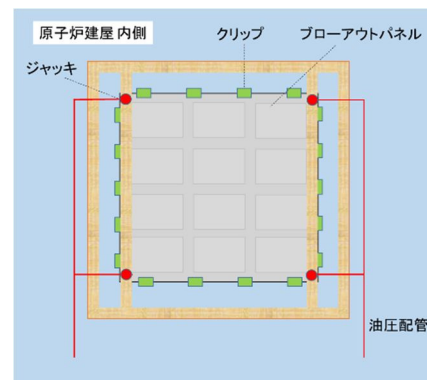
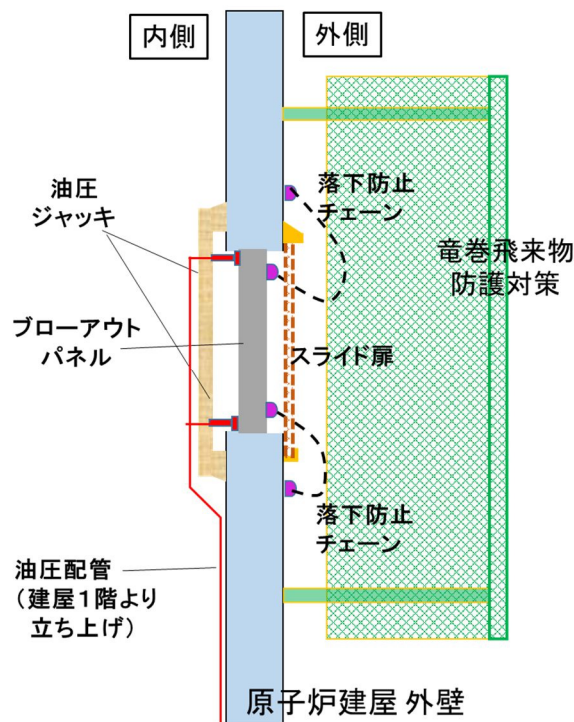


2. 竜巻飛来物防護対策

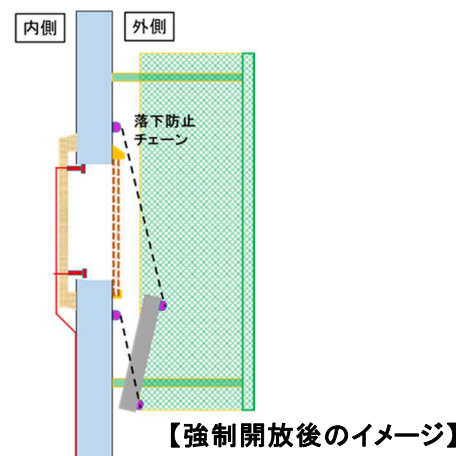
スライド扉の開閉機能，ブローアウトパネルの開放機能に干渉しないよう防護ネット（40 mmメッシュ）設置する。防護ネットは，ブローアウトパネル正面のみならず，上下左右にも設置し，極力，原子炉建屋外壁との間隙を防護する設計とする。また，運用中は予備ネットを常に確保しておき，パネル開放等で損傷した場合は速やかに修繕が可能なものとする。なお，詳細は今後の詳細設計にて決定する。

3. 手動開放装置

原子炉建屋内側から油圧ジャッキにより，ブローアウトパネルを強制的に開放する装置を設置する。なお，油圧配管は屋内に敷設し，原子炉建屋1階面から屋外に油圧発生装置を敷設する。開放機構を建屋内に設置することにより，スライド扉，竜巻飛来物防護対策との干渉を回避する設計とする。なお，詳細は今後の詳細設計にて決定する。



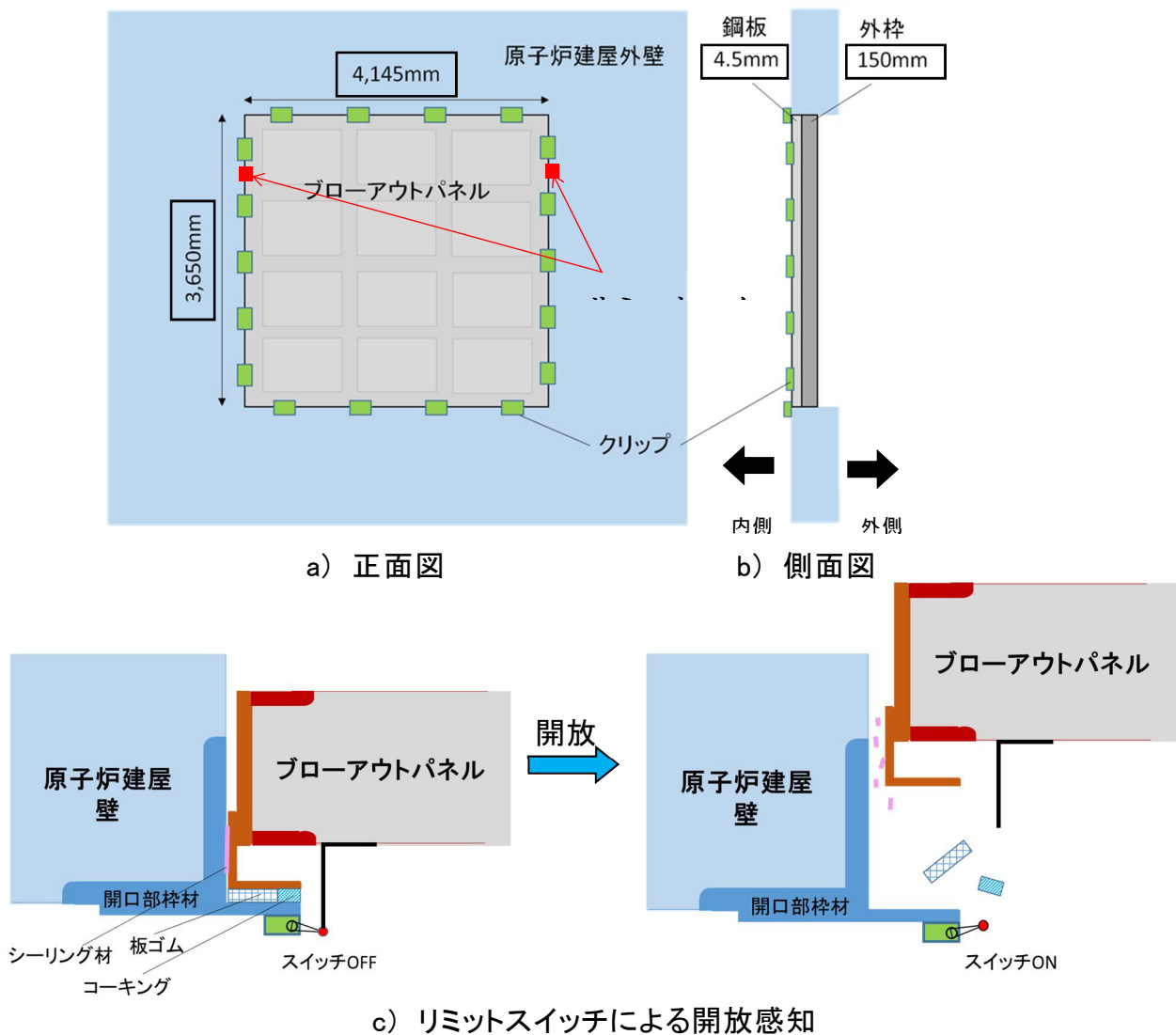
【油圧ジャッキ設置イメージ】



【強制開放後のイメージ】

4. ブローアウトパネル開放検知装置

各ブローアウトパネルには，リミットスイッチを設置し，開放したブローアウトパネルを特定することにより，対応するスライド扉を閉止し，速やかに原子炉建屋の気密性を確保する設計とする。なお，詳細は今後の詳細設計にて決定する。



原子炉建屋気密性確保の成立性について

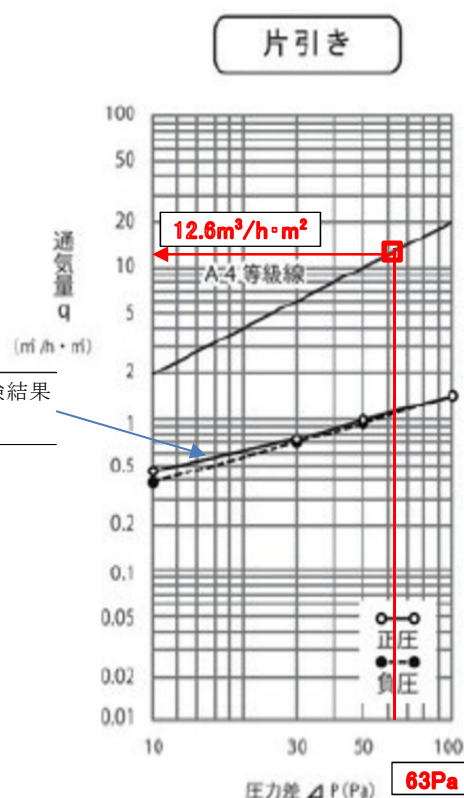
「J I S A 1 5 1 6 建具の気密性試験方法」の気密性等級線 A 4 等級に合致する扉・建具を設置することにより、原子炉建屋の気密性を確保する。なお、以下に示すように、A 4 等級の扉の許容漏えい量と原子炉建屋ガス処理系の排気量から、原子炉建屋気密性が確保できることを以下に確認した。なお、詳細は今後の詳細設計にて決定する。

- ◆ 設計上の気密要求である圧力差 63Pa（設置許可申請書添付八 原子炉建屋設計気密度 水柱 6.4 mm の負圧で漏えい率：100%/日）において、A4 等級ドア 1m^2 あたりの通気量は、 $12.6\text{m}^3/\text{h}$
- ◆ ブローアウトパネル 10 枚の開口面積合計は、 155.06m^2
- ◆ ブローアウトパネル 10 枚が全て開放し、当該パネルにて全てを再閉止した後の 1h あたりの通気量は、 $1953.76\text{m}^3/\text{h}$
- ◆ 原子炉建屋ガス処理系（SGTS）の排風機の容量は $3570\text{m}^3/\text{h}$ であり、上記の通気量を大きく上まわる。（十分に負圧達成が可能）



一般的な大きさの扉の試験結果
(扉メーカーデータ)

なお、扉サイズは異なるが、扉メーカーのカタログから、当該扉・建具は A 4 等級要求を満足することを確認



4. 技術的知見④

「全交流動力電源喪失を想定した事故シ
ケンスグループの分割」の対応について

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示しており，①「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」は，全交流動力電源喪失後，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失することで，原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源の枯渇により蒸気駆動の原子炉注水機能も喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、一定期間の蓄電池からの給電を確保し蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行

う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果，初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a．原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。また，主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装，原子炉圧力等である。

b．原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c．原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位

が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

d．早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e．電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f．可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備、ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機

能) 7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) である。

h. 原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))

逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型)) に必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域、燃料域)、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可

搬型) による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は、現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低压代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

1. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，M／C 2 C（2 D）電圧である。

o. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降、残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能が喪失する「外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压力容器

における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造物との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、

外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

（添付資料 2.3.1.1）

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]$ ※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量： $0\sim 110\text{m}^3/\text{h}$ ，注水圧力： $0\sim 1.4\text{MPa}[\text{dif}]$ ）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $50\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持す

る。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、サブプレッション・チェンバ圧力が $217\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に停止し、 $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に $1.9 \times 10^3 \text{t}/\text{h}$ の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95% をドライウェルへ、5% をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100°C 、海水温度 32°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。

(b) 所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し、事象発生から 8 時間後に現場に

て不要な負荷の切離しを実施する。

- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。
- (d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.3.1-4 図から第 2.3.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.3.1-9 図から第 2.3.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.3.1-15 図から第 2.3.1-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉への注水が開始されることで、原子炉水位は維持される。

所内常設直流電源設備は、事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

（添付資料 2.3.1.2）

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

（添付資料 2.3.1.3）

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、

その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生約 13 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生約 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.1-9 図に示すとおり、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下

回る。

格納容器圧力は、第 2.3.1-15 図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.1-16 図に示すとおり、事象発生約 23 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.1-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.1-15 図及び第 2.3.1-16 図に示すように、事象発生約 24 時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料 2.3.1.4）

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認

した。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失後、原子炉隔離時冷却系が設計基準事故対処設備として期待する期間を超えることで蓄電池の枯渇により機能喪失し原子炉注水機能が喪失する。また、全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能も喪失する。このため、直流電源の負荷切離操作を実施すること、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること、可搬型代替注水大型ポンプを用いた原子炉注水及び格納容器冷却を実施すること並びに交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えと考えられる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すと

おりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプ

レイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾

向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与

える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW/m}$ であり、最確条件とした場合は

燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 1 時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解

析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.1.5)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生から 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生後の 8 時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生後の約 13 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプ

の準備完了を事象発生の 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

(添付資料 2.3.1.5)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果，解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「2.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり，「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

(添付資料 2.3.1.6)

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると合計約 2,130m³ 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³、北側淡水池に 2,500m³ 及び高所淡水池に 2,500m³ の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.1.7)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7 日間の

継続が可能である。

(添付資料 2.3.1.8)

c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.9)

2.3.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」では、全交流動力電源喪失後、蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系が自動起動し設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力の枯渇により機能喪失し、原子炉へ注水する機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期 T B）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、７日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注

水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）を用いた格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	- 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 - 主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 - 再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	- 原子炉隔離時冷却系の起動により，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。	—	—	—
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することで、原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	可搬型代替注水大型ポンプ	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	- 原子炉減圧により可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 - 以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 - 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域、SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料補給操作	タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	- 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位

第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	・ 外部電源喪失の確認後，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	緊急用 M／C 電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・ 早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	・ 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線 2 C 又は 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・ 非常用母線の受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・ 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・ 使用済燃料プールの冷却を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（1／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカ ート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（2／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温 度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

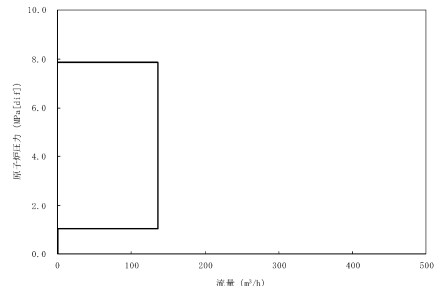
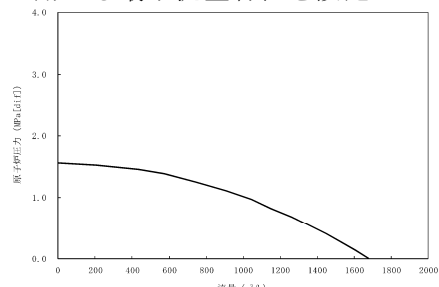
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（3／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定

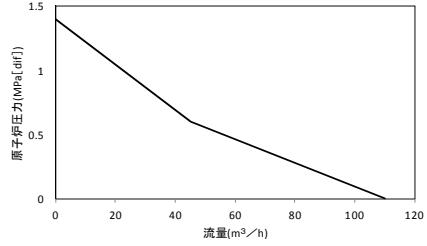
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（4／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（5／7）

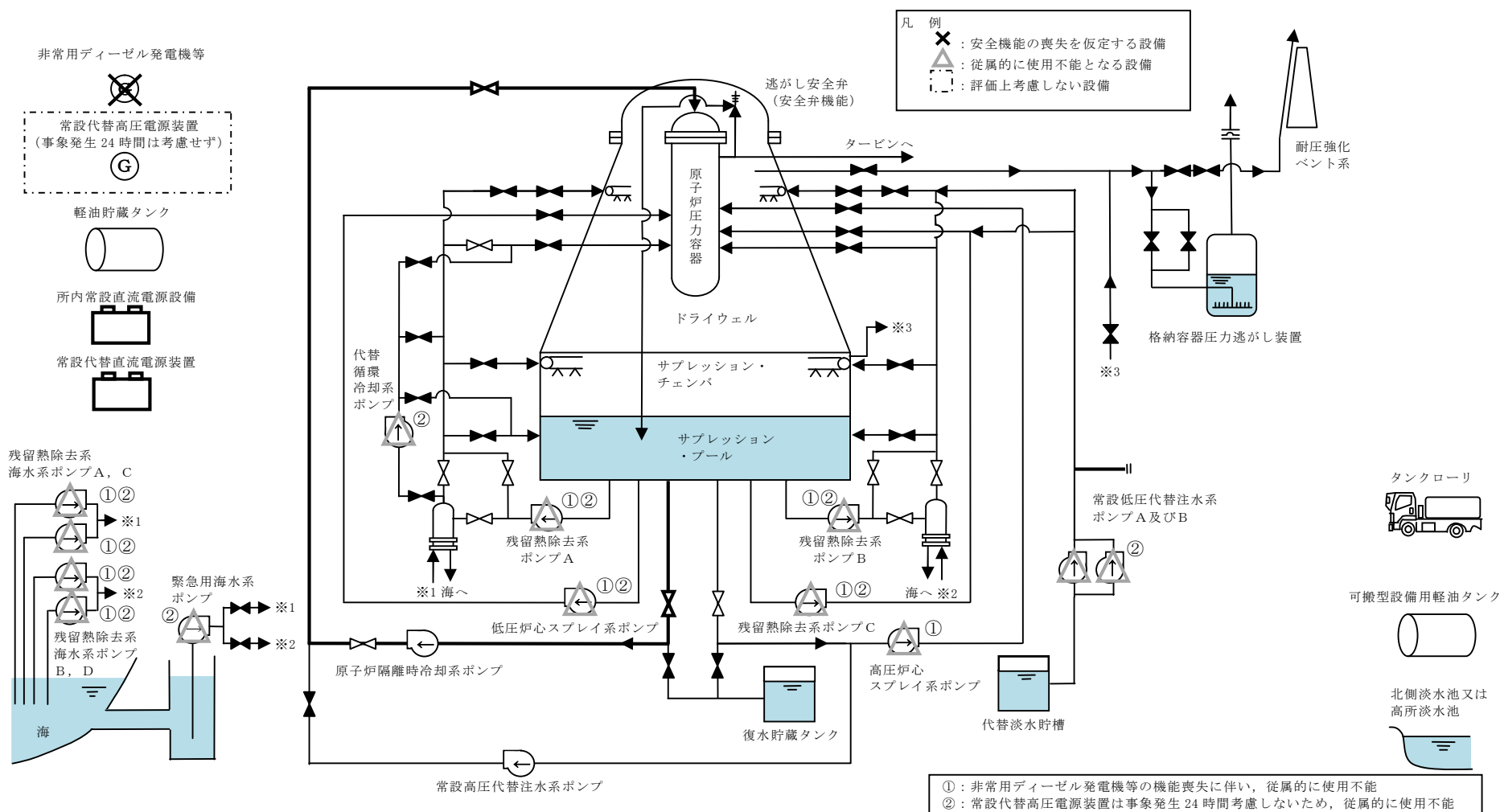
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低压注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（6／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m ³ /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage] に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウエル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

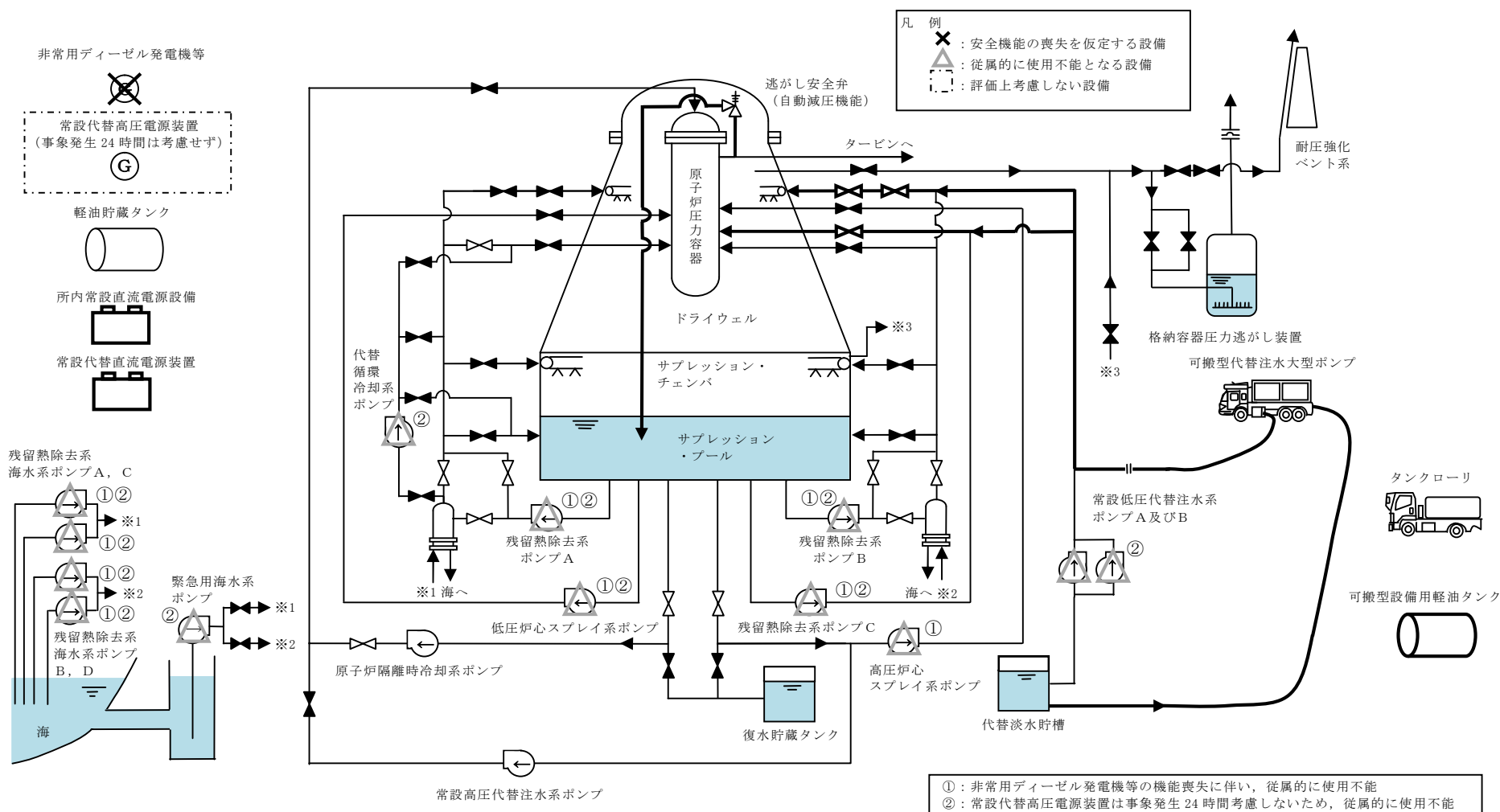
第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期 T B））（7／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

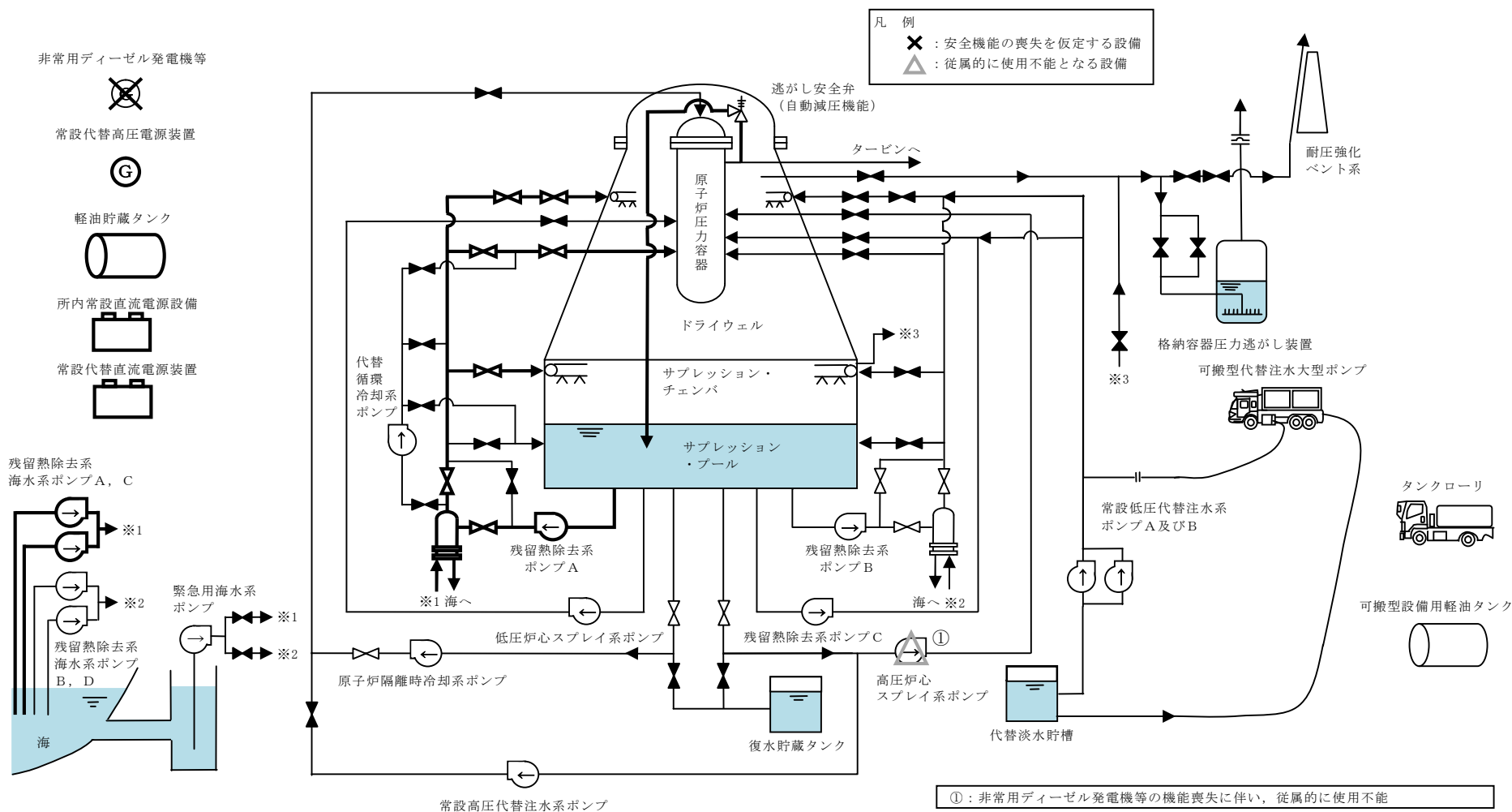


第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）

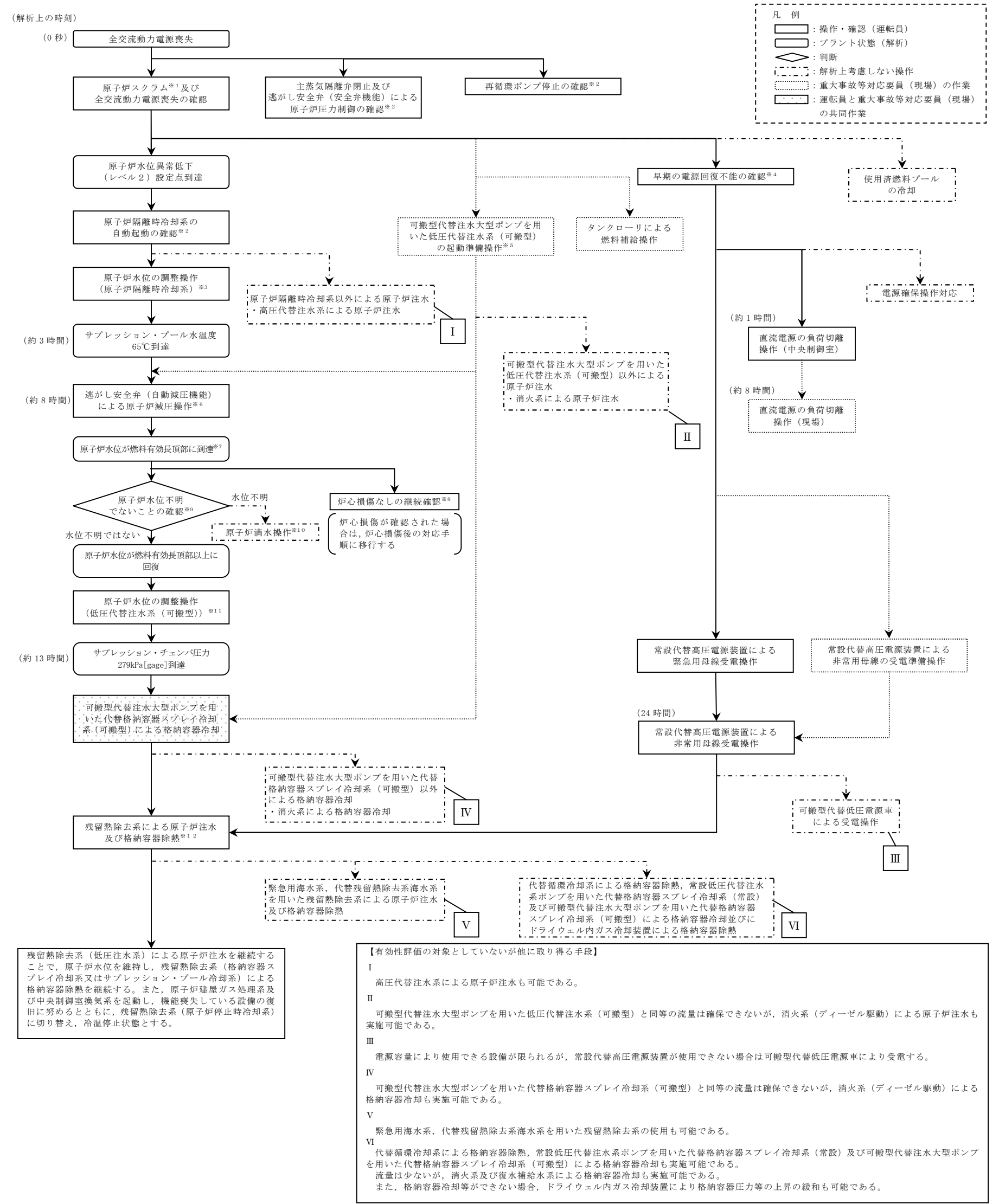
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
 （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



- ※1：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※2：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3：原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※4：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※5：全交流動力電源喪失に伴う低下注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低下代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低下代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。
- ※6：サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高压の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低下で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水大型ポンプを用いた低下代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、評価上は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低下代替注水系（可搬型）のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに、格納容器雰囲気γ線モニタにより燃料の健全性を確認する。また、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※8：炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ・格納容器雰囲気放射線モニタガンマ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の10倍以上
- ※9：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- 原子炉水位不明は、以下により判断する。
- ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合
- ※10：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

- ※11：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低下代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
- ※12：残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（低下注水系）に切り替え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系又はサプレッション・プール冷却系）に切り替える。

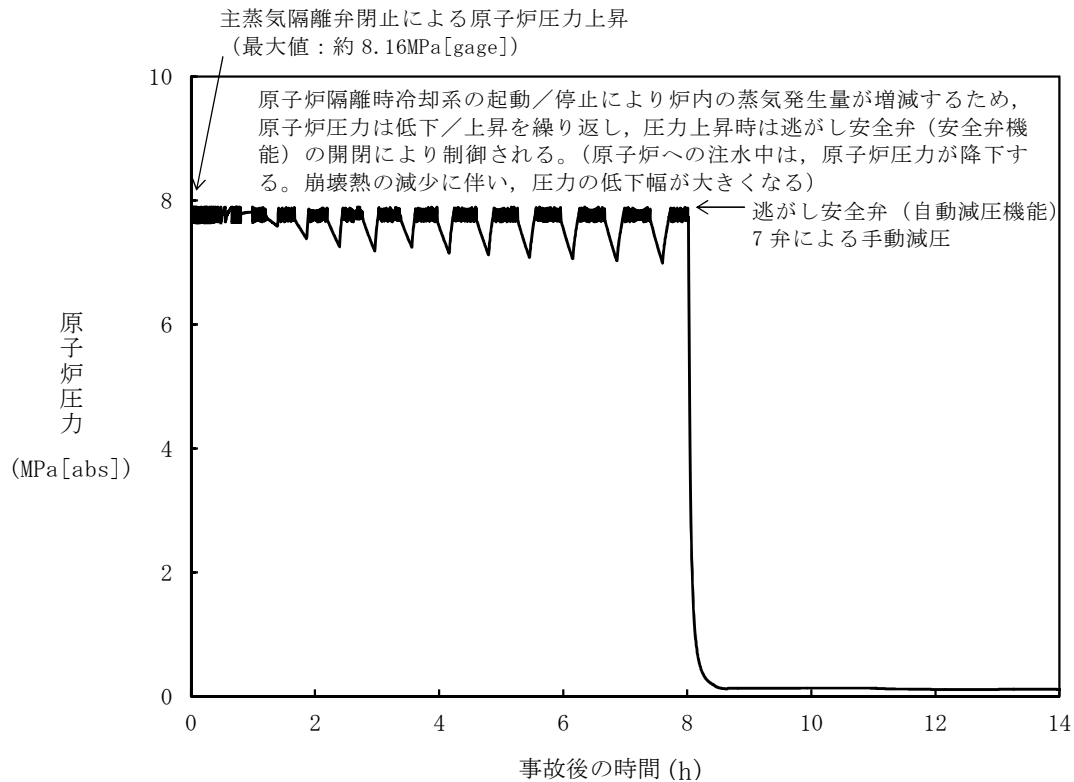
第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（長期T B）																		
					経過時間（分）												備 考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断												
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	－	－	●原子炉スクラムの確認	10 分													
				●タービン停止の確認														
				●外部電源喪失の確認														
				●再循環ポンプ停止の確認														
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認														
				●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認														
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認														
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持												
早期の電源回復不 能の確認	【1人】 A	－	－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分													
	【1人】 B	－	－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分													
電源確保操作対 応	－	－	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施										解析上考慮しない		
直流電源の負荷切 離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－	－	●不要負荷の切離操作	6 分													
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注水 系（可搬型）の起 動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等		170 分										アクセスルート復旧時間等含む		

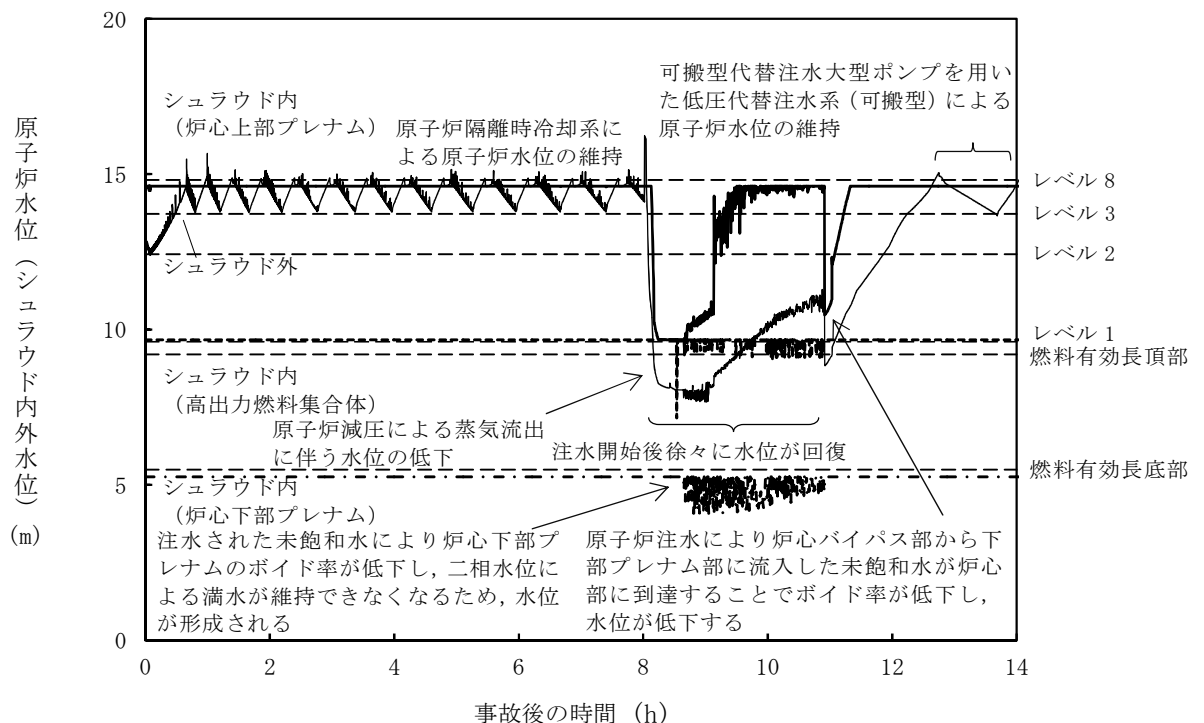
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期T B）の作業と所要時間(1／2)

全交流動力電源喪失（長期T B）													
					経過時間（時間）								備 考
					4	8	12	16	20	24	28	32	
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 8時間 直流電源の負荷切離操作（現場） ▽ 8時間1分 原子炉減圧開始 ▽ 約13時間 サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽ 24時間 非常用母線受電 ▽ 24時間 10分 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイの交互運転開始								
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）										
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離 時冷却系）	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持								
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた低圧代替注 水系（可搬型）の 起動準備操作	—	—	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170 分								アクセスルート復旧時間 等含む
	—	—	【2人】 c, d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	起動後、適宜監視								
	—	3人 C, D, E	3人 m, n, o	●原子炉注水のための系統構成	125 分								
タンクローリによる 燃料補給操作	—	—	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	90 分								タンクローリ残量に応じ て適宜軽油タンクから補 給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油		適宜実施							
逃がし安全弁（自動 減圧機能）による 原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分								
原子炉水位の調整 操作（低圧代替注 水系（可搬型））	—	【2人】 C, D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整	系統構成後、適宜流量調整								
直流電源の負荷切 離操作（現場）	—	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切離操作	50 分								
常設代替高压電源 装置による非常用 母線の受電準備操 作	【1人】 B	—	—	●非常用母線の受電準備	35 分								
	—	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備	75 分								
可搬型代替注水 大型ポンプを用 いた代替格納容 器スプレイ冷却系 （可搬型）による 格納容器冷却	—	【1人】 E	【3人】 m, n, o	●格納容器スプレイのための系統構成	175 分								
			2人 （招集）	●格納容器スプレイの流量調整	系統構成後、適宜流量調整								
常設代替高压電源 装置による緊急用 母線受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高压電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作	4 分								
常設代替高压電源 装置による非常用 母線受電操作	【1人】 B	—	—	●常設代替高压電源装置3台の追加起動	8 分								
				●非常用母線の受電	5 分								
残留熱除去系による 原子炉注水及び 格納容器除熱	【1人】 B	—	—	●残留熱除去系海水系の起動操作	4 分								
				●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	2 分								
				●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッ ション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定 点にて原子炉注水への切替操作を実施								
使用済燃料プールの 冷却	—	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施								解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する
	【1人】 A	—	—	●緊急用海水系の起動操作	20 分								解析上考慮しない 約25時間後までに実施す る
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分								
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人										

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期T B）の作業と所要時間(2／2)

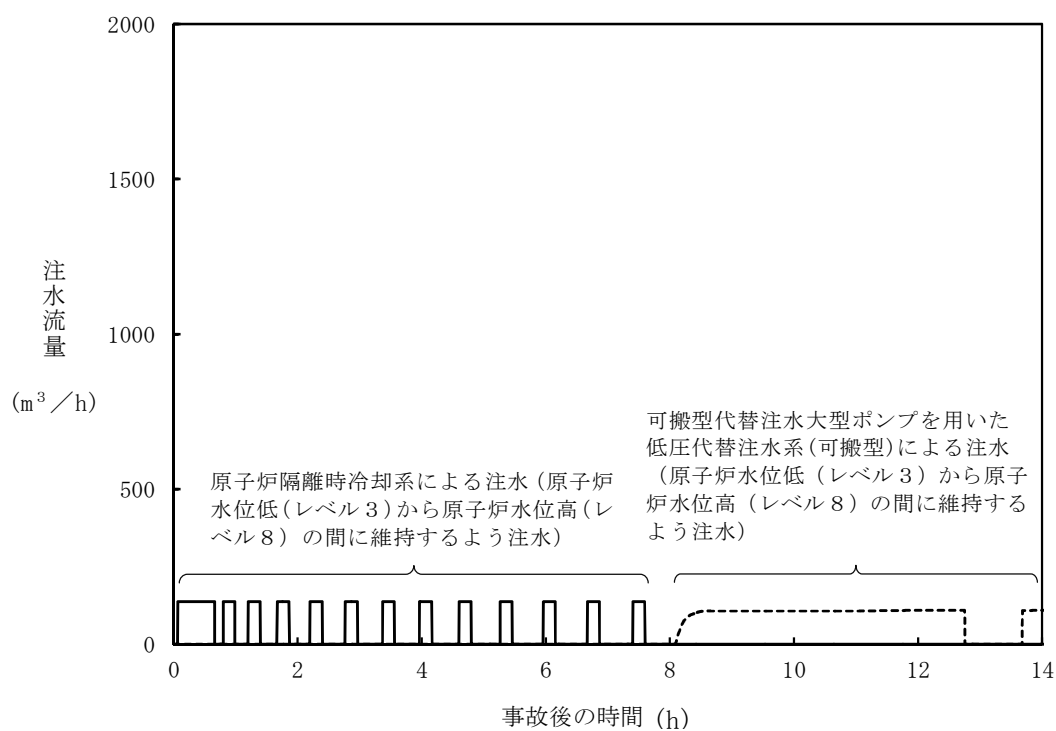


第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移

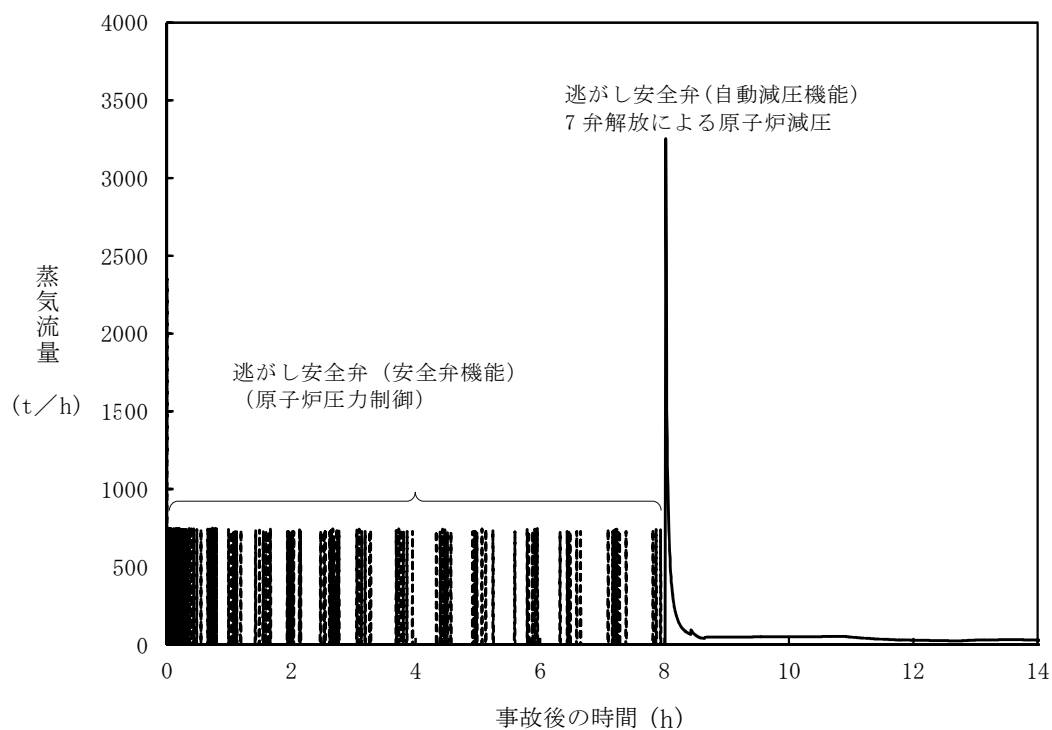


第 2.3.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

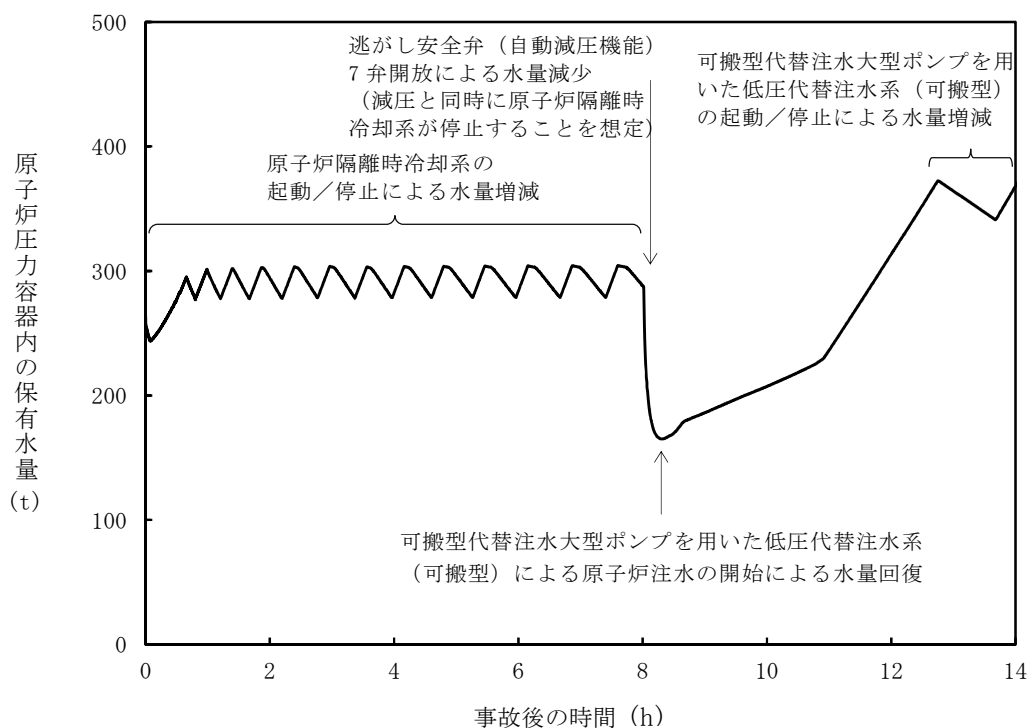
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。



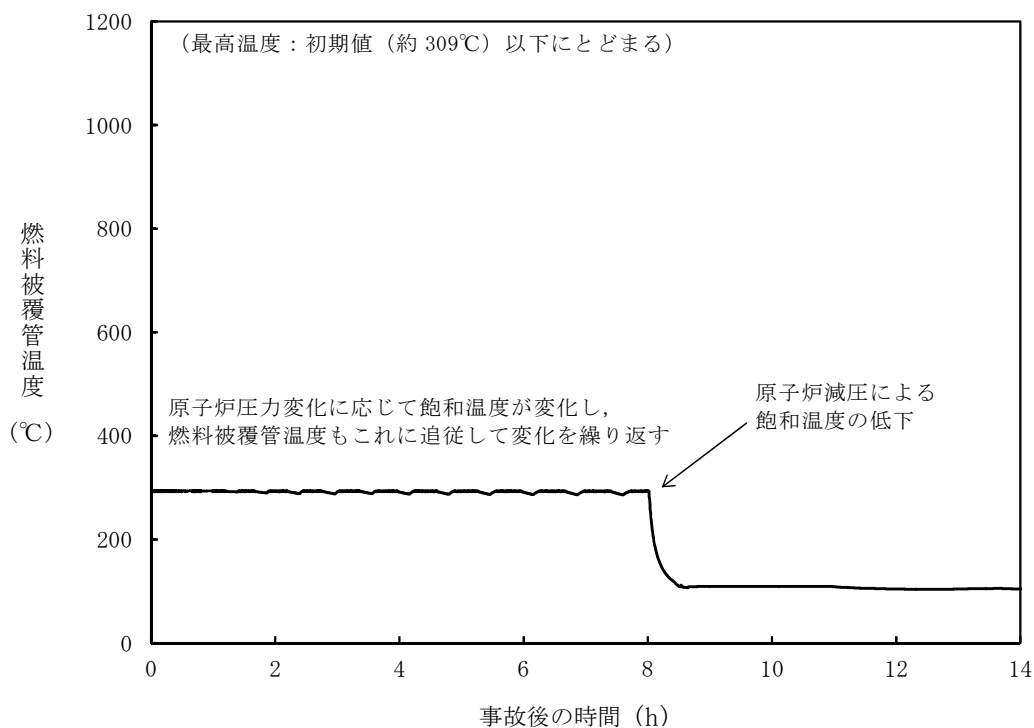
第 2.3.1-6 図 注水流量の推移



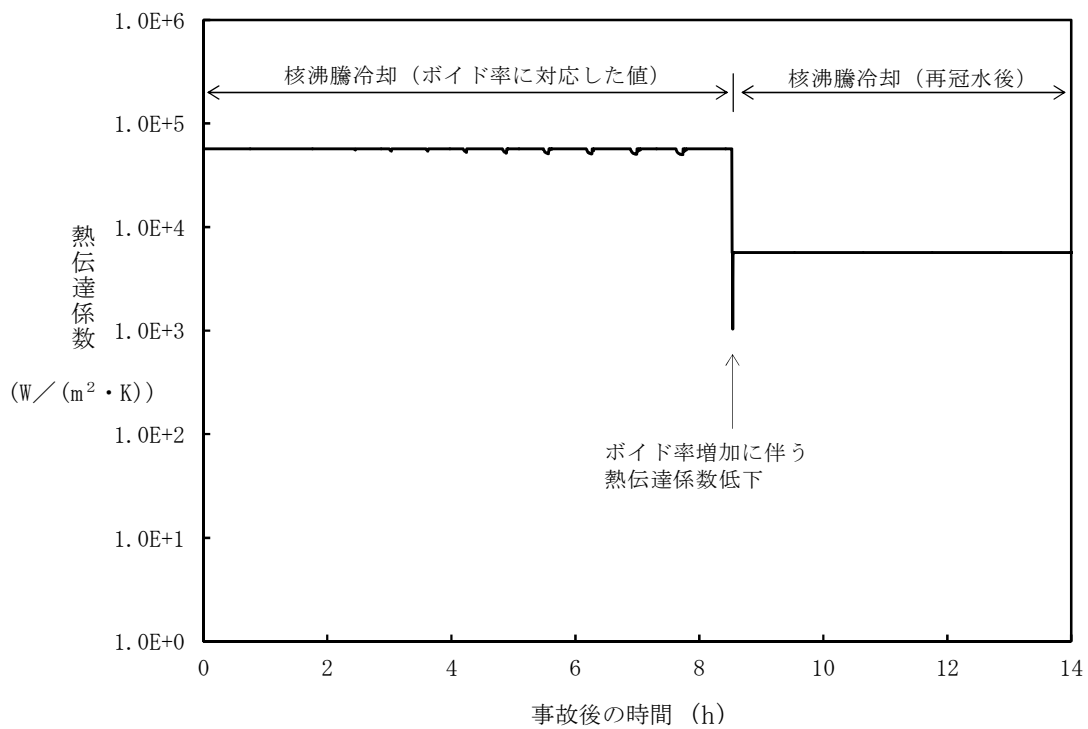
第 2.3.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



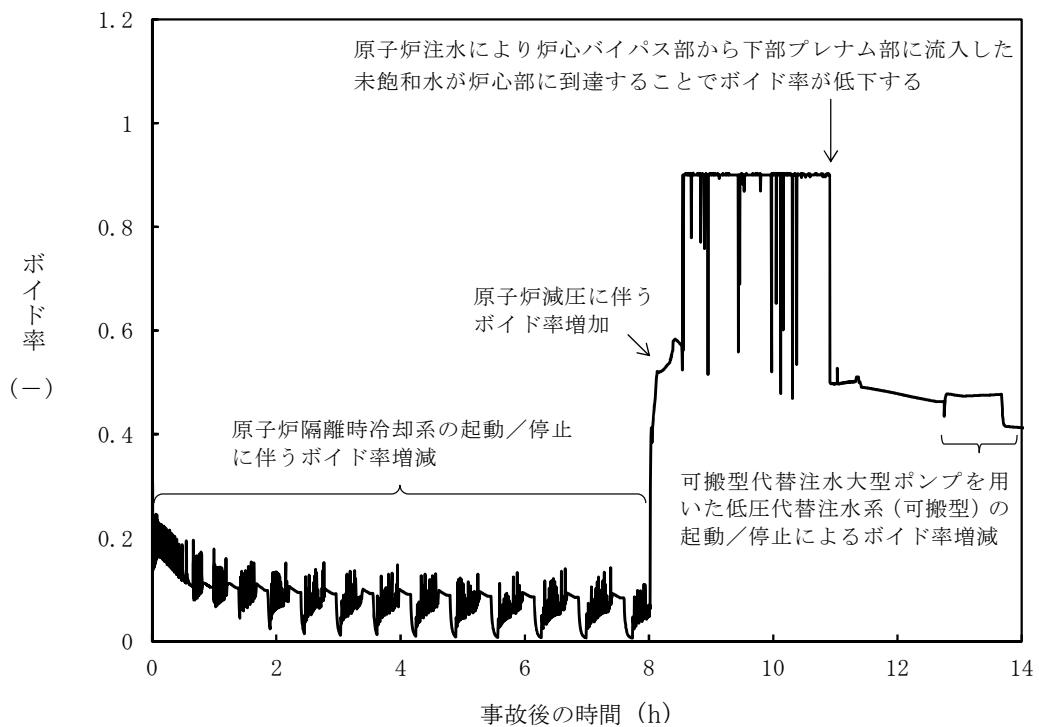
第 2.3.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



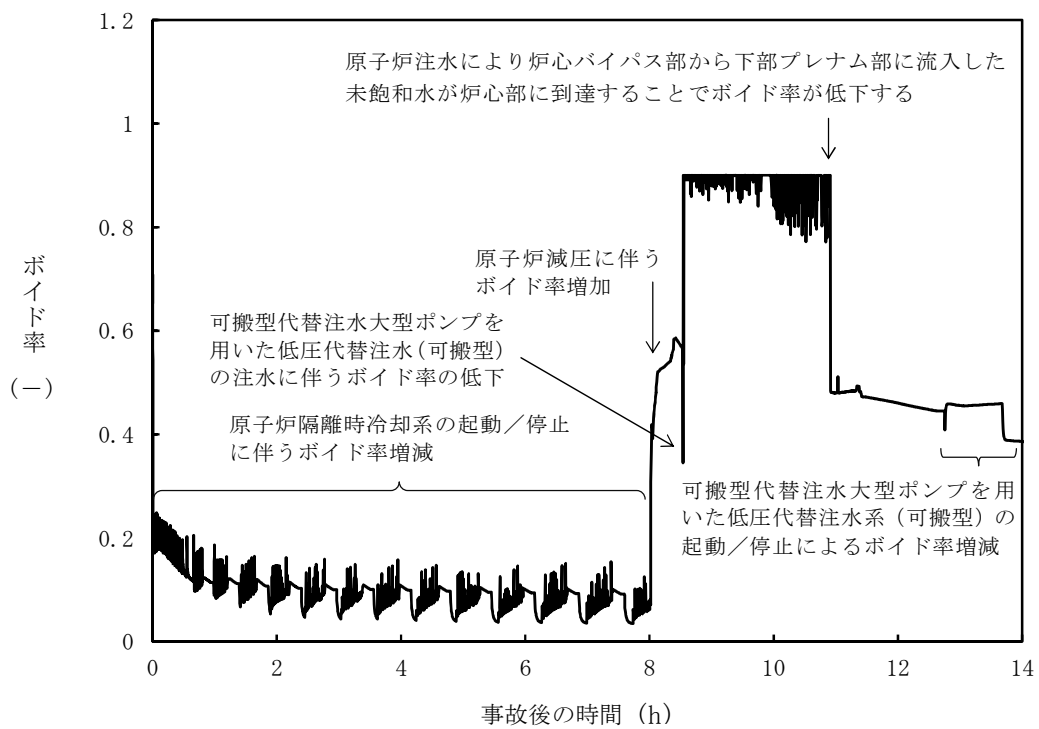
第 2.3.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



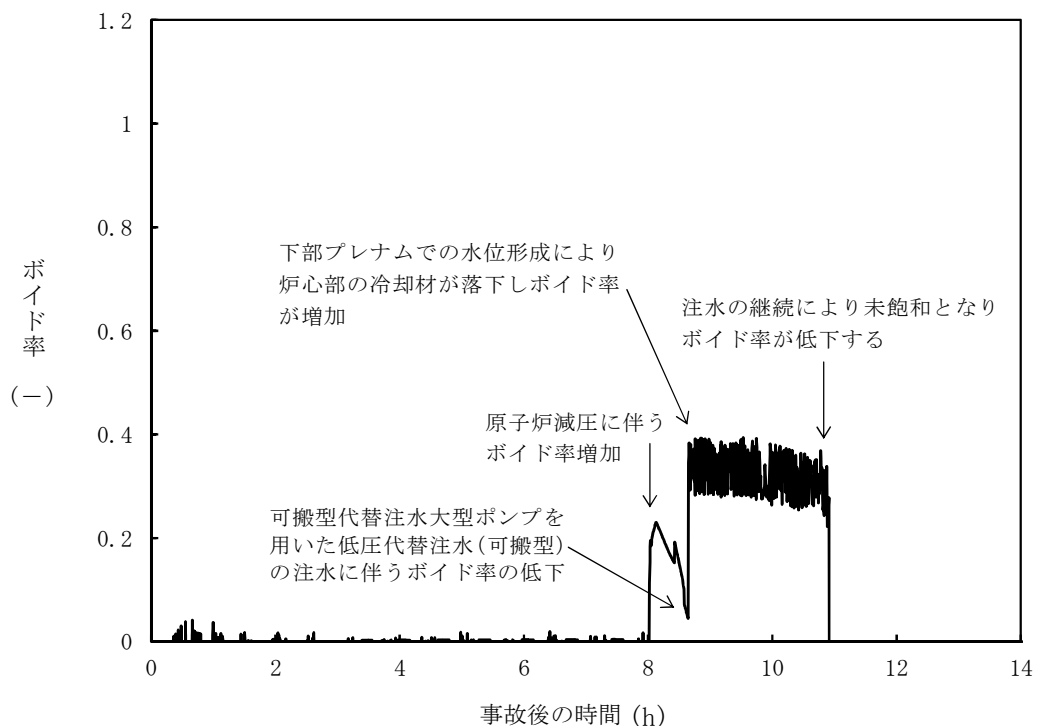
第 2.3.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



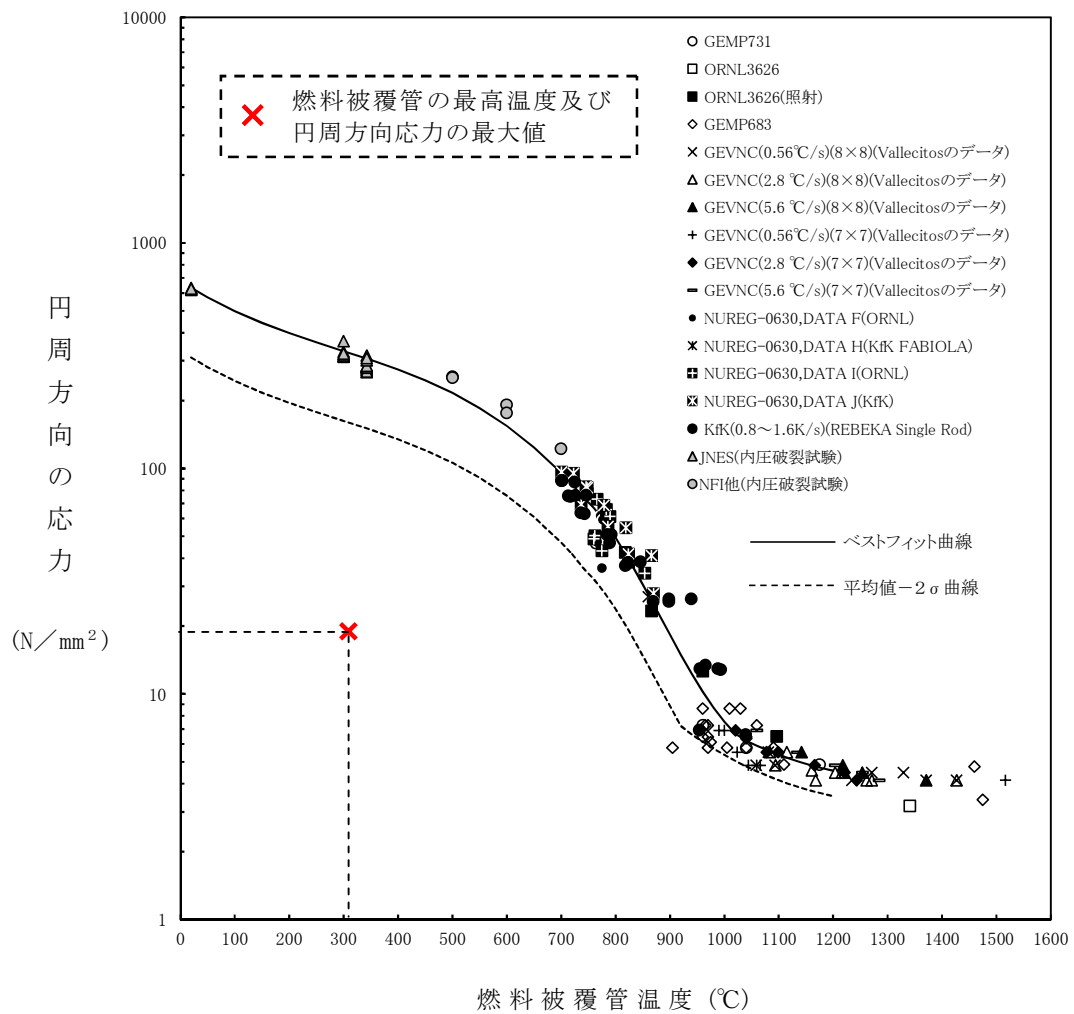
第 2.3.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



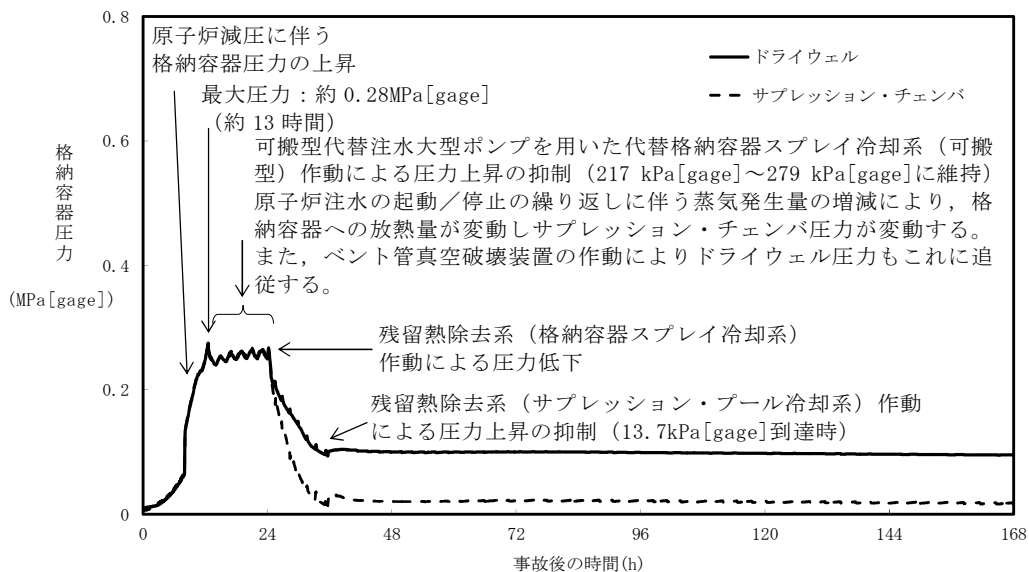
第 2.3.1-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

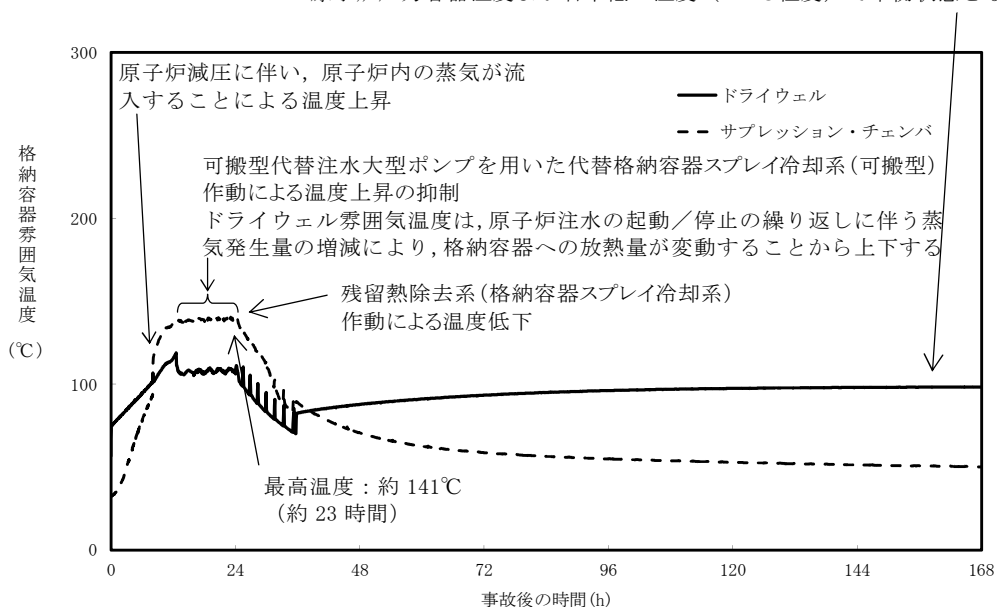


第 2. 3. 1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

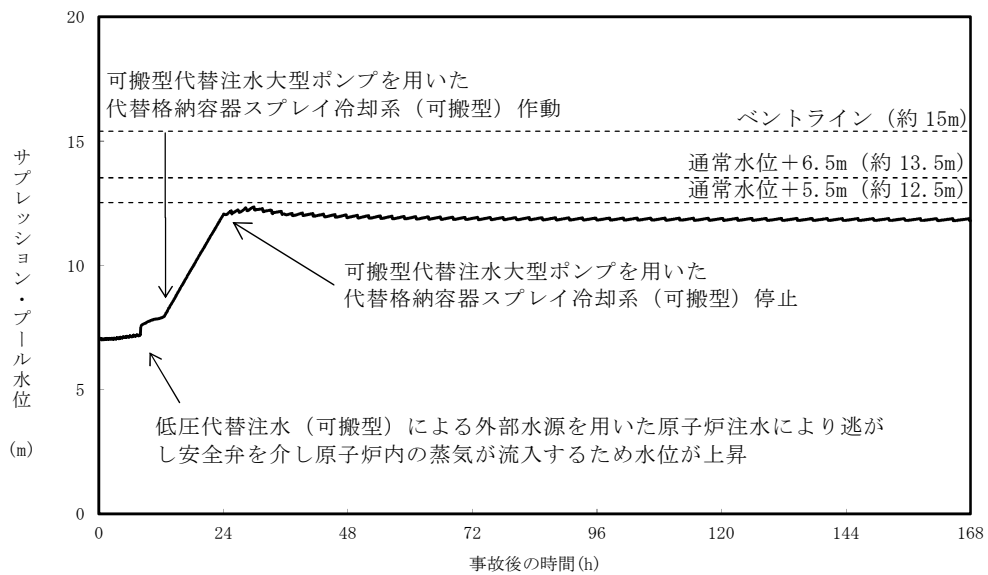


第 2.3.1-15 図 格納容器圧力の推移

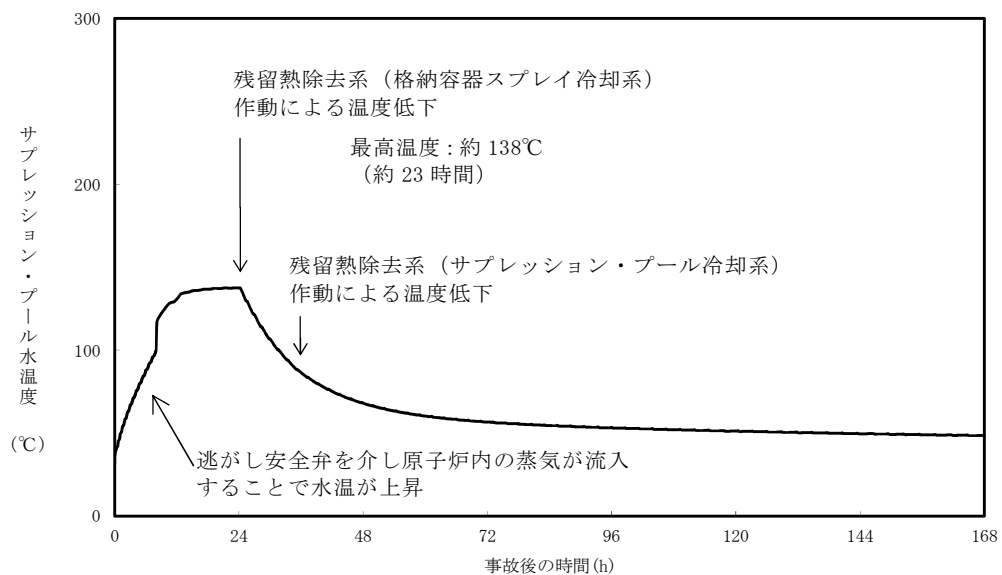
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切替後，原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが，原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる



第 2.3.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.3.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても、原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「ドライウェル圧力高」のAND信号に120秒の時間遅れ後、低圧注水系が運転状態であることによりピストンを駆動して弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。18個の逃がし安全弁のうち、7個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

第1表に、逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第 1 表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

(逃がし弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備 考※ ¹
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h) ※ ²	備 考※ ¹
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

※¹ : 囲み文字は, 自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

※² : 吹出し圧力×1.03 において

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

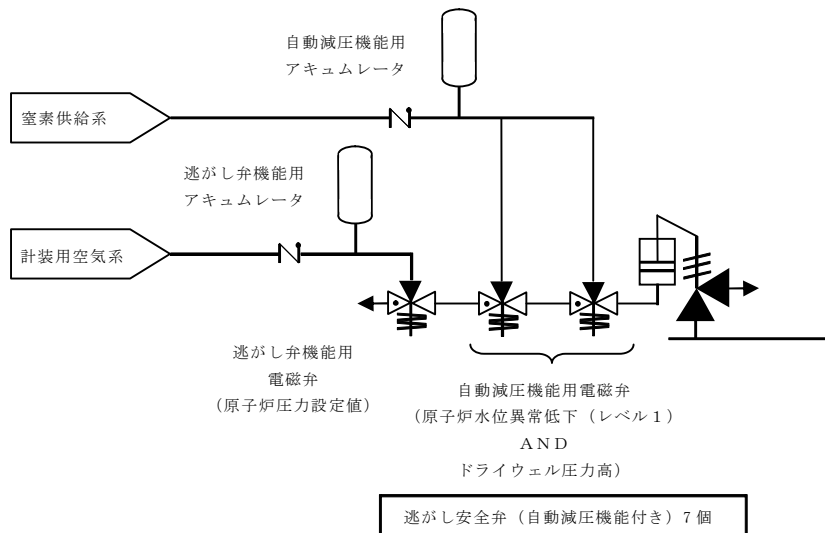
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給し
てアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（ADS機能付き）
及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を
示す。

第2表 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

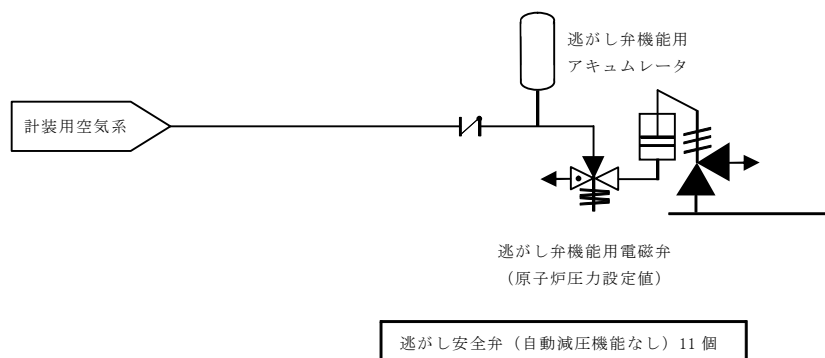
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS 機能付き)	1 回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (250 リットル)	第 1 図 参照
	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	
逃がし安全弁 (ADS 機能なし)	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	第 2 図 参照

逃がし安全弁のアクキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は高圧窒素ガスポンベ、減圧弁等から構成され、独立したA系、B系の2系列からなる高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。また、常用系と非常用系との間にはタイラインを設け、通常時は非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第3図に系統構成図を示す。

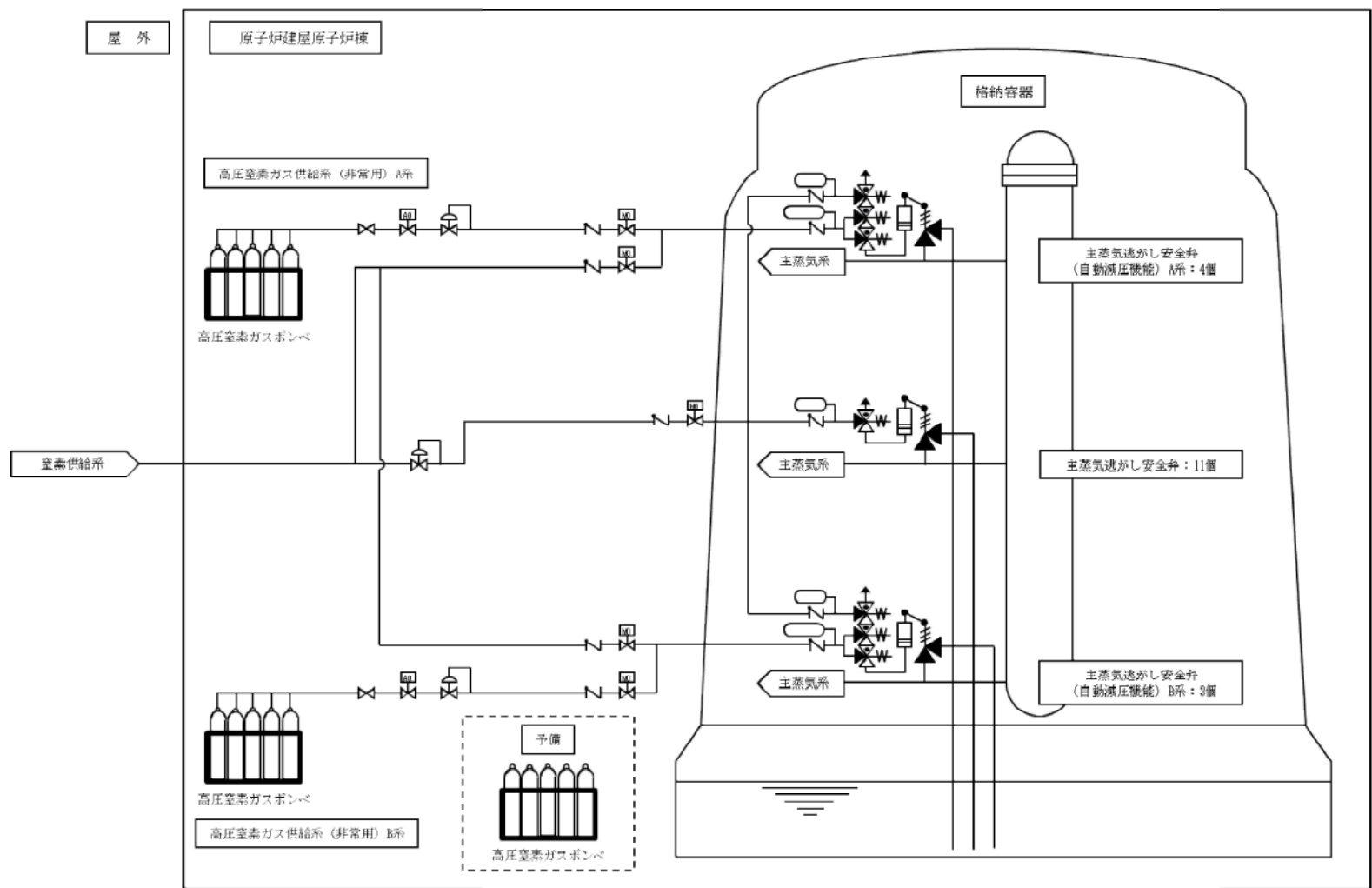
LOCA後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS機能付き）のアクキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系（窒素ガスポンベ）から供給する。



第 1 図 逃がし安全弁（ADS 機能付き）概略図



第 2 図 逃がし安全弁（ADS 機能なし）概略図



第 3 図 高圧窒素ガス供給系（非常用） 系統概要図

高圧窒素ガスポンベの容量は、自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁（A 系 4 弁，B 系 3 弁）を開弁させた後，7 弁を 7 日間開保持させるために必要な窒素ガス量を基に，必要ポンベ本数を確保している。

1 系列あたりの必要ポンベ本数は以下のとおり。

【窒素ガス消費量】

高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	: 385[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を開動作するための消費量	: 1454[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を 7 日間開保持するための消費量	: 19032[NL]
合計	: 20871[NL]

【高圧窒素ガスポンベによる供給量】

$$\begin{aligned}
 S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa(absolute)}] - P_2[\text{MPa(absolute)}])}{P_N[\text{MPa(absolute)}]} \times V_b[\text{L/本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(P_1[\text{MPa[absolute]}] - P_2[\text{MPa[absolute]}])}{0.101325[\text{MPa[absolute]}]} \times V_b \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(14.8 [\text{MPa[absolute]}] - 5.1 [\text{MPa[absolute]}])}{0.101325[\text{MPa[absolute]}]} \times 46.7 \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= 4,471[\text{NL/本}] \times M[\text{本}]
 \end{aligned}$$

ここで，

S_b : ポンベによる供給量 [NL]

P_1 : ボンベ初期充填圧力=14.8 [MPa (abs)]

P_2 : ボンベ交換圧力=5.1 [MPa (abs)]

P_N : 大気圧=0.101325 [MPa (abs)]

V_b : ボンベ容量 (46.7[L/本])

M : 必要ボンベ本数[本]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量 (S_b) が必要であり,

$$S_b > 20,781$$

上記の関係式より

$$4,471 \times M > 20,781$$

$$M > 4.7 \text{ [本]} \rightarrow 5 \text{ [本]}$$

高圧窒素ガス供給系(A系:5本, B系:5本)及び予備の高圧窒素ガスボンベ(10本)ともに必要容量を確保している。

3. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る解析と実際の運用の違い

有効性評価では、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力（7.79MPa [gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実際の運用としては、サプレッション・プール水温度の上昇を周方向で均一にするために、運転手順に基づき温度を監視しながらなるべく離れた排気管クエンチャ位置の逃がし安全弁を順次開放することとしている。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）のみに限定しても同様の操作が可能である。なお、逃がし安全弁（安全弁機能）の最低設定圧力の弁2弁のみで圧力制御される場合においても、第4図に示すとおり当該弁は対角位置に設置されていることから、原子炉から放出される蒸気が1箇所に偏らないように考慮されている。

4. 原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響

「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 第5部 MAAP 別添1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて、温度成層化の発生の可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第4図及び第5図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Xクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉減圧状態

を維持して低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生の可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサプレッション・チェンバの底部から約 2.2m 程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所 2 号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。



第 4 図 サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図



第 5 図 逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系
排気スパージャの配置図

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、125V A系蓄電池、125V B系蓄電池、125V H P C S系蓄電池の 3 系統、中性子モニタ用蓄電池 A系及び B系の 2 系統、常設代替直流電源設備として、緊急用直流 125V 蓄電池の 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は、直流 125V 主母線盤 2 A に接続されており、125V A系蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時には、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から 1 時間後に中央制御室内にて、電源供給開始から 8 時間後には現場分電盤にて負荷の手動切り離しを行うことで、その後 16 時間にわたり原子炉隔離時冷却系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,284Ah であることに對し、125V A系蓄電池の容量が 6,000Ah^{*1}であることから、24 時間^{*2}にわたり原子炉隔離時冷却系の運転継続のための電源供給が可能である。(第 1 図)

また、重大事故等の対応に必要な計装設備については、緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており、緊急用直流 125V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時には、同蓄電池からの電源供給により、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24 時間^{*1}にわたり必要な計装設備に電源供給が可能である。

上記に必要な負荷容量が約 3,039.6Ah であることに對し、緊急用

直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah^{※1}であることから, 24 時間にわたり電源供給が可能である。(第 2 図)

※1 : 蓄電池容量は, 使用開始から寿命までの間変化し, 使用年数を経るに従い容量が低下するため, 蓄電池容量の算出にあたっては, 「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく, 設計値を用いていることから, 必要容量に対して余裕を持った容量を設定している。

※2 : 全交流動力電源装置 (長期 T B) においては事象発生 3 時間後, 全交流動力電源喪失 (T B P) においては事象発生 8 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水に切り替えるが, 蓄電池の容量評価を保守的に評価するため, 高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

(1) 所内常設直流電源設備の仕様

名称 : 125V A 系蓄電池

型式 : 制御弁式据置鉛蓄電池

容量 : 約 6,000Ah

設置場所 : 原子炉建屋附属棟中 1 階

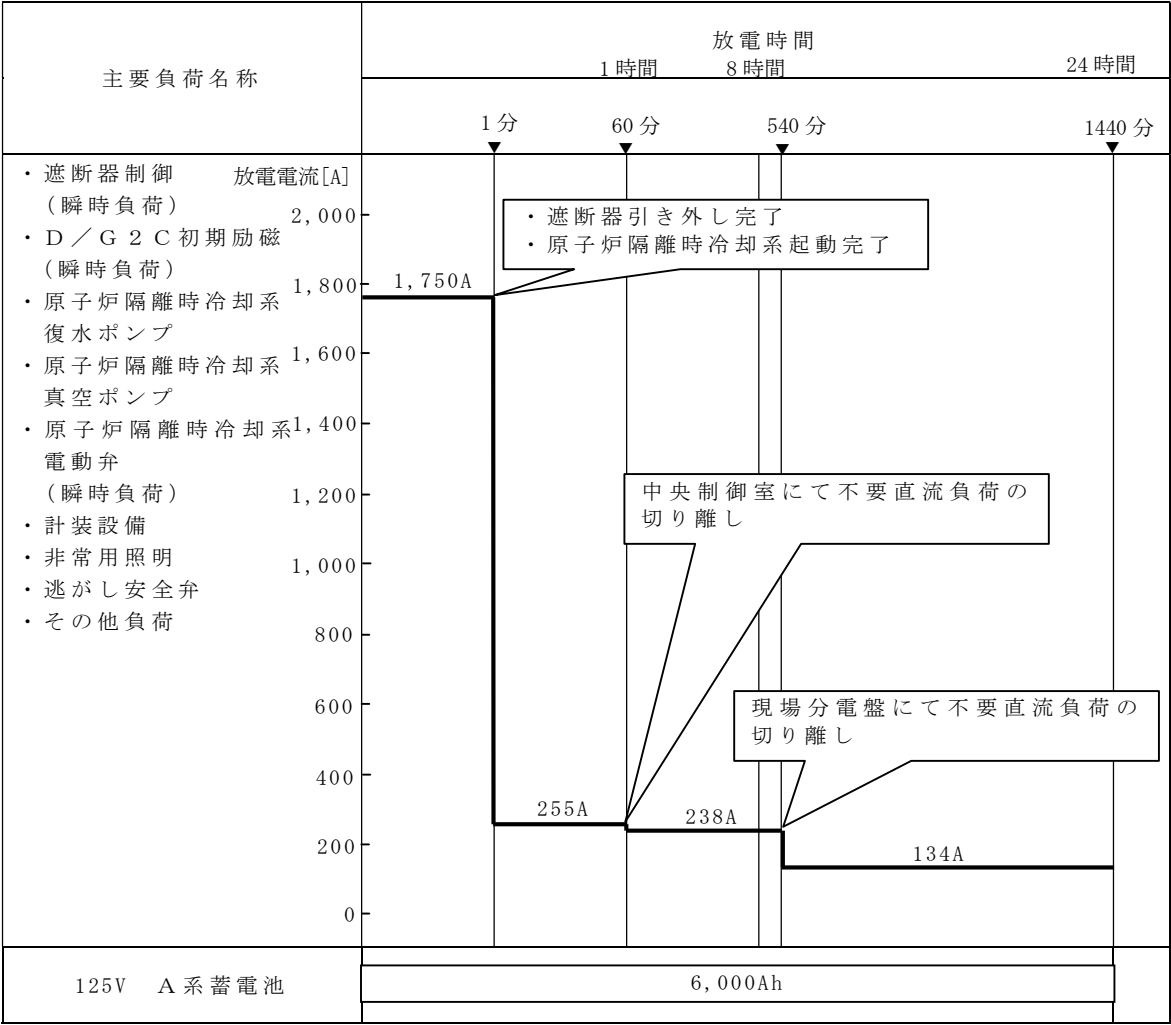
(2) 常設代替直流電源設備の仕様

名称 : 緊急用直流 125V 蓄電池

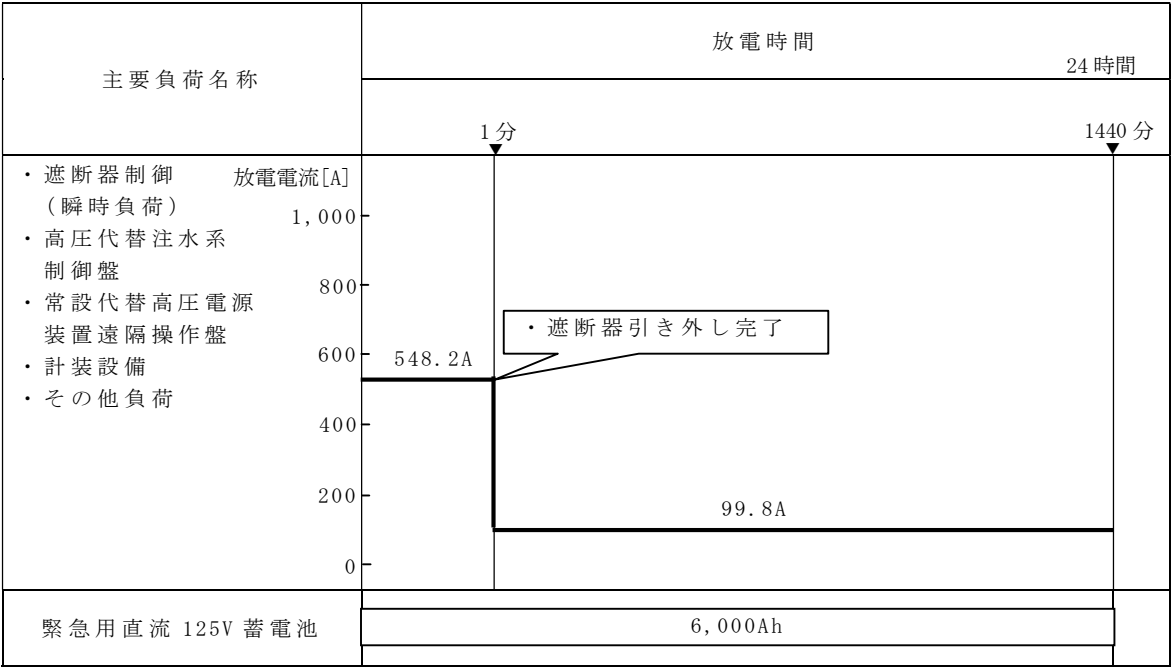
型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 125V A 系蓄電池 負荷曲線



第 2 図 緊急用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の
8 時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期 T B）では、約 8 時間の原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に原子炉隔離時冷却系の系統構成概略を示す。

原子炉隔離時冷却系の起動から約 8 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機があるが、これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.1.2 にて確認している。

事故時には直流電源の容量以外にも、サプレッション・チェンバ圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇や原子炉隔離時冷却系室温度及び中央制御室温度の上昇が、原子炉隔離時冷却系の運転継続に影響することもあるため、その影響についても確認した（第 1 表参照）。

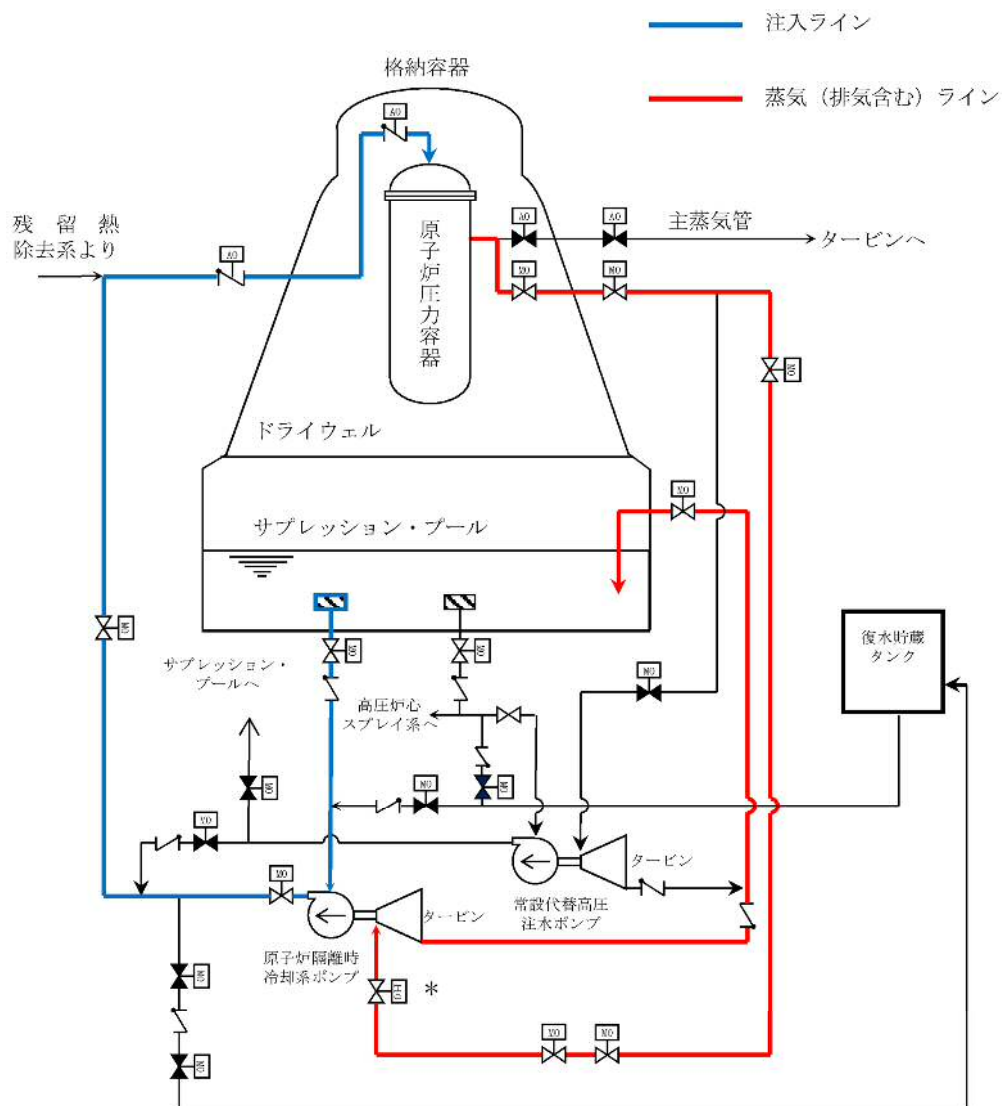
第 1 表に記載したそれぞれの要因は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により，原子炉隔離時冷却系ポンプのキャビテーションが発生し，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	原子炉隔離時冷却系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合，事象発生後 8 時間での水温は約 100℃となる。（第 3 図） この時の原子炉隔離時冷却系ポンプの有効吸込み水頭（N P S H）は約 6.4m まで低下するが，原子炉隔離時冷却系ポンプの必要 N P S H である約 5.8m に対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	潤滑油冷却系はポンプ吐出水により冷却することから，サプレッション・プール水温度の上昇により，軸受機能が潤滑油温度上昇の影響を受け，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	ポンプ軸受の潤滑油温度は，冷却器の設計上，潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温度より 高くなるが，潤滑油の許容温度である 未滿となるため，軸受の冷却が阻害されることはない。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，復水器が機能停止に至り，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	タービンランド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却系ポンプとは別区画に設置している。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
	サプレッション・プール水温度の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に差異が生じる可能性があるが，差は極わずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サプレッション・プール水温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

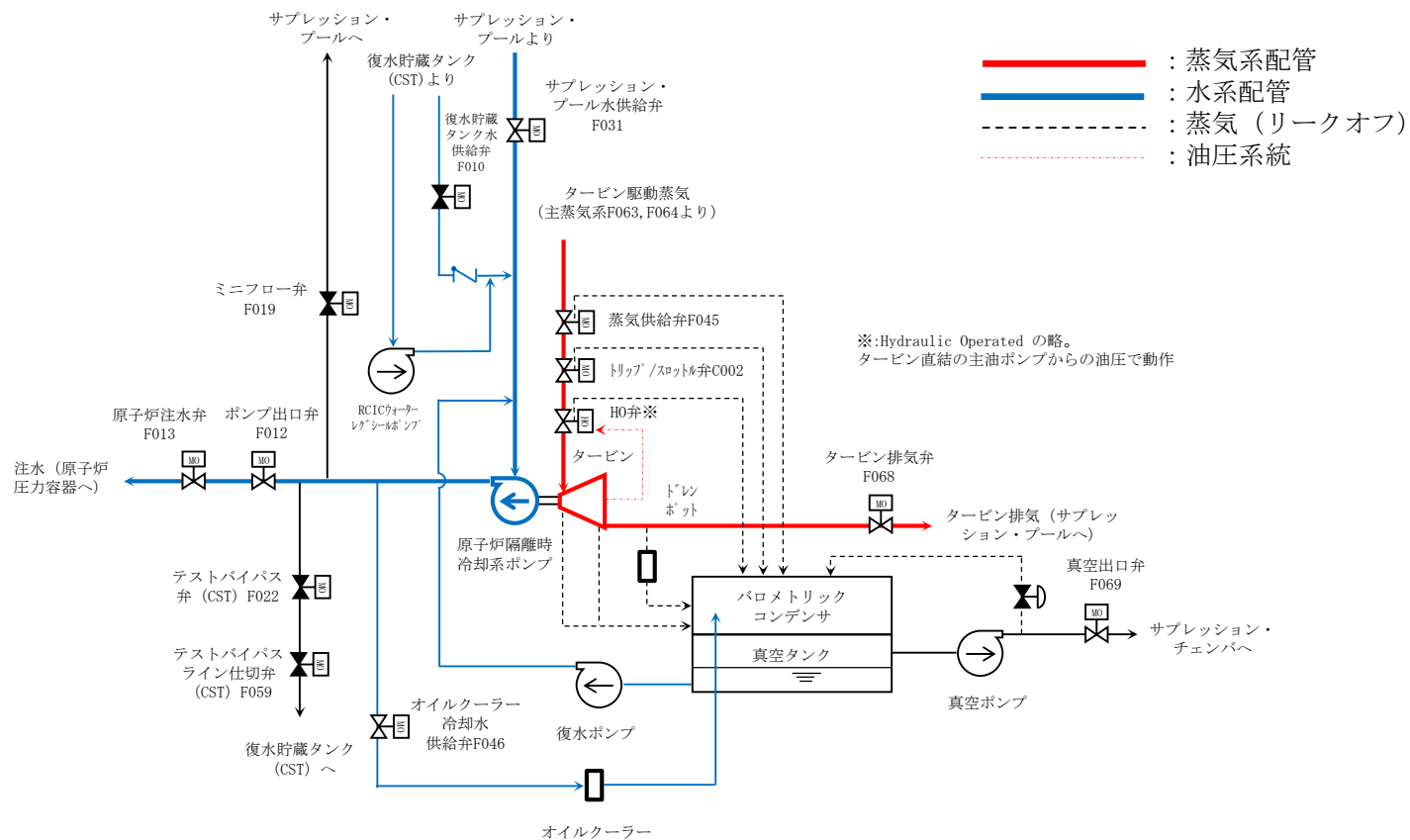
第 1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	影響概要	評 価
サプレッション・チェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力 0.172MPa[gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から 8 時間後の圧力は約 0.07MPa[gage]であり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回る。(第 4 図)したがって、サプレッション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温が 65.6℃を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃（初期室温 40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却系ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置されている原子炉隔離時冷却系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、原子炉隔離時冷却系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期 T B）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 37℃であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転は阻害されない。

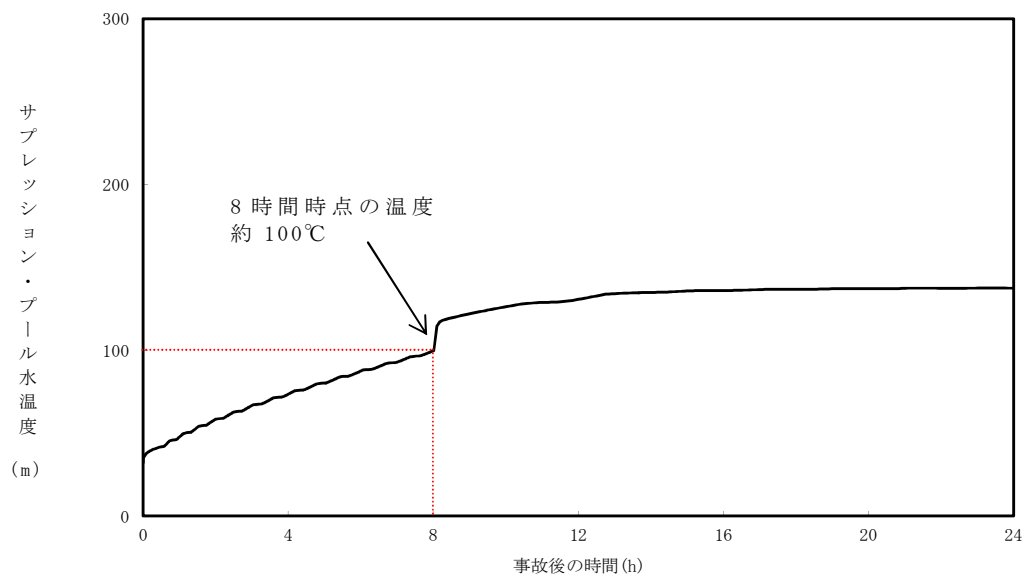


* : Hydraulic Operated の略。
油圧作動弁をさす。

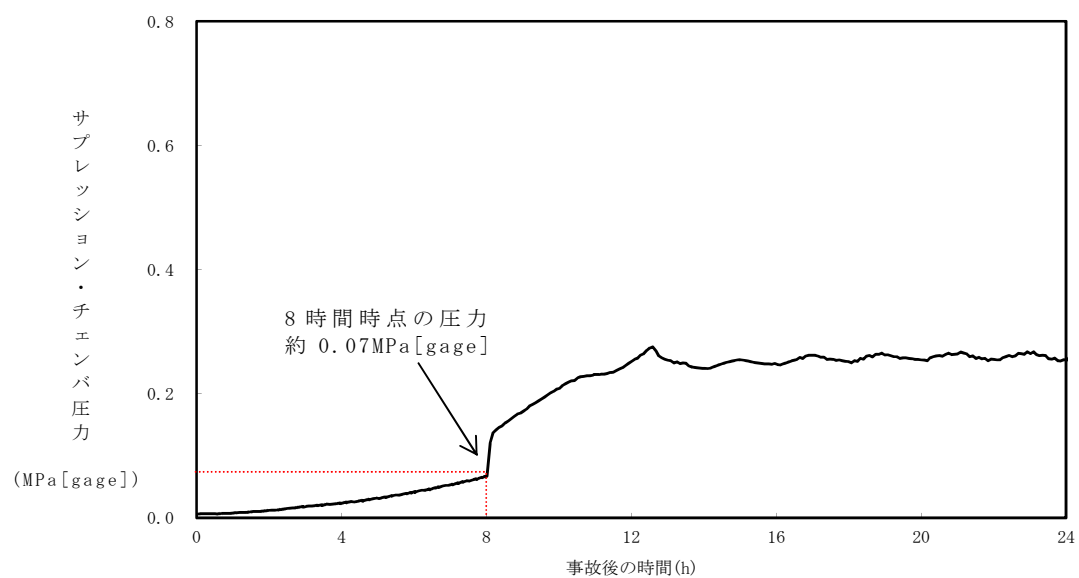
第 1 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



第 2 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ回り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 4 図 サプレッション・チェンバ圧力の推移

サプレッション・プール水温度上昇時の N P S H 評価について

サプレッション・プール水温度が 120℃，150℃，200℃における N P S H 評価を実施し，第 2 表のとおり，いずれの温度に対しても有効 N P S H が必要 N P S H を上回ることを確認している。

第 2 表 原子炉隔離時冷却系ポンプ N P S H 評価

サプレッション・ プール水温度	120℃	150℃	200℃
有効 N P S H	6.41m	6.46m	6.53m
必要 N P S H	5.8m	5.8m	5.8m

全交流動力電源喪失（長期 T B）時における

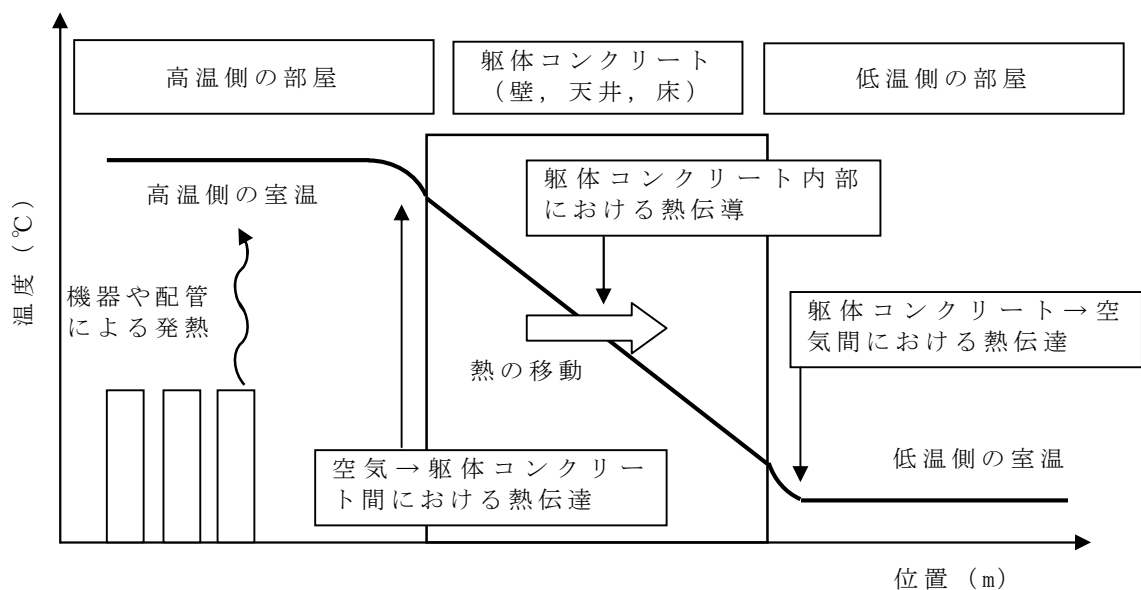
原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第 5 図参照。）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第 5 図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

①評価対象とする部屋の条件

a. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室

- ・ 初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：556m³
- ・ 熱 容 量：574.5kJ/℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，
上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：第3表参照。また，発熱負荷の内訳を第4表に示す。

第3表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	13.5	13.5	13.5	13.5	14.2	14.9	15.5	16.0	16.7

第4表 原子炉隔離時冷却系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間(h)	注水配管内流体温度設定(℃) ^{※1}	配管(kW)	機器(kW)
0	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
1	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
2	66 ^{※2}	8.5 ^{※3}	5.0
3	67	8.5 ^{※3}	5.0
4	74	9.2	5.0
5	81	9.9	5.0
6	88	10.5	5.0
7	93	11.0	5.0
8	100	11.7	5.0

※1：注水配管以外には蒸気配管がある。それは保守的に機器の最高使用温度が0～8hまで継続するものとして設定する。

※2：0～2hまでのサプレッション・プール温度は，32～59℃の範囲であるが，保守的に66℃にて設定する。

※3：0～2hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.401kWであり，安全側に切り上げて8.5kWに設定。また，3hまでの配管発熱負荷の詳細値は約8.49kWであるため，同様に8.5kWに設定。

b. 中央制御室

- ・ 初期室温：24℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：2,219.2m³
- ・ 熱 容 量：47,021.1kJ／℃

（保守的に室内新設機器の鉄熱容量は考慮せず，
既設機器の鉄熱容量と上記容積分の空気熱容量
のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：22,206 W（0～1h まで），20,892W（1～8h まで）

（発熱負荷は，直流電源から給電される機器（盤）
の全電源容量に発熱効率 0.5 を考慮し設定。ま
た，1h 後に平均領域計装を切り離す運用も考慮
する。なお，発熱効率 0.5 は過去実績値より設
定）

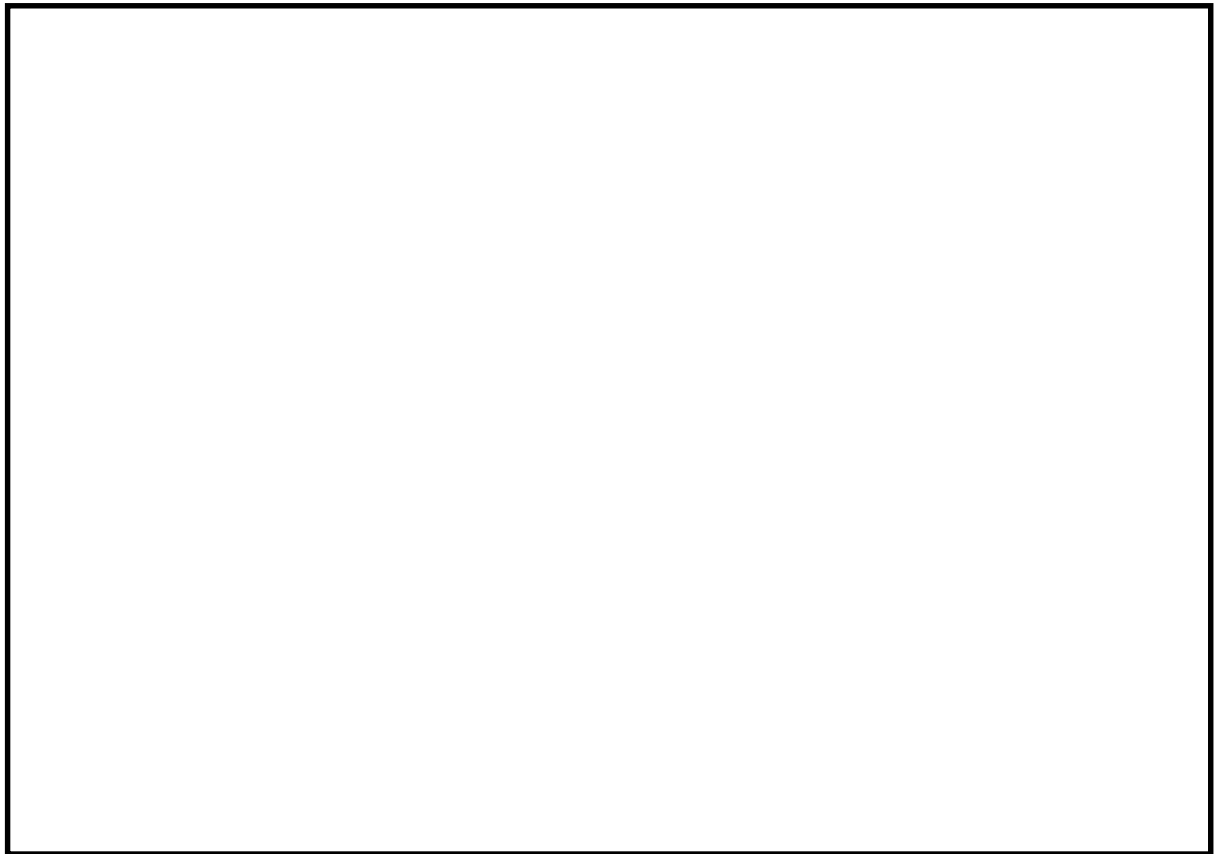
②評価対象の部屋に隣接する部屋の温度条件

第 5 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また，第 6 図及
び第 7 図に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお，当該温度条件は，保守的に事象初期から評価期間の
間，継続するものとして評価を行う。

第 5 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃ から 5℃ 程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	100.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃ に余裕を見た値を設定。(「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)
M S トンネル室	102.0	M S トンネル室は、全交流動力電源喪失時の 8 時間後のドライウェル温度約 102℃ を設定。
タービン建屋，サービス建屋	38.4	全交流動力電源喪失時のタービン建屋及びサービス建屋内は、発熱源がなく、夏季設計温度 32.2℃ から有意な温度上昇はないと考えられるが、保守的に屋外で想定する水戸地方気象台で観測された左記日最大気温を設定（気象庁 H P より）



原子炉建屋地下 2 階※¹

原子炉建屋地下 1 階

※ 1 : 地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 3 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



原子炉建屋 2 階

原子炉建屋 3 階

原子炉建屋附属棟 4 階

※ 2 : 当該隣接室は，評価が保守的となるように M S トンネル室を代表させている。

第 4 図 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ($W/m^2 \cdot ^\circ C$)
鉛直壁面	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※ 1 : 伝熱工学資料第 5 版に基づき，温度差 $5^\circ C$ ，代表高さ 5m にて算出した値

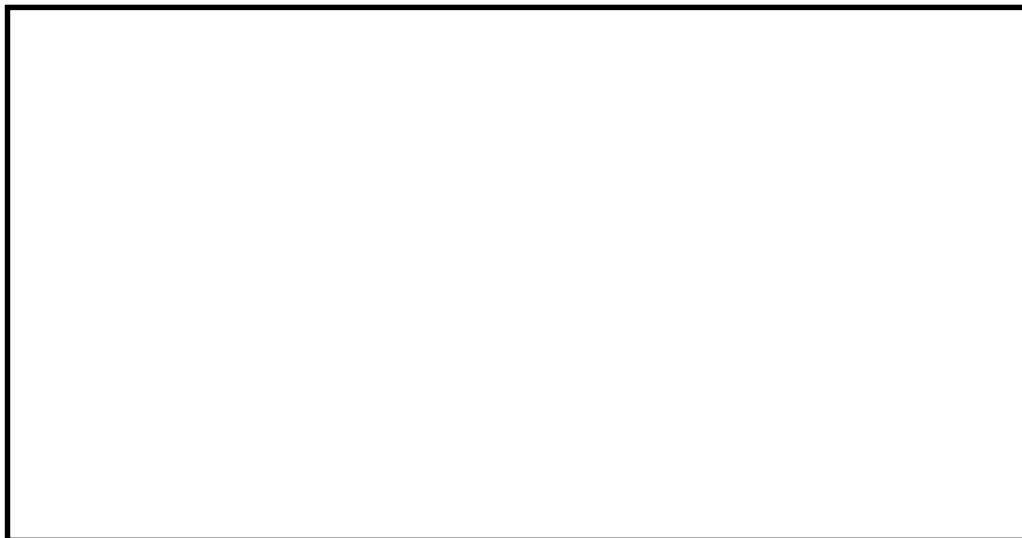
b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※ 2
熱伝導率	
熱拡散率	

※ 2 : 伝熱工学資料第 5 版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期 T B）時において，事象発生 8 時間後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約 $65^\circ C$ ，中央制御室の温度は約 $37^\circ C$ となり，設計で考慮している温度を超過しないため，原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。



第 5 図 原子炉隔離時冷却系ポンプ室温の推移図



第 6 図 中央制御室室温の推移図

安定状態について（全交流動力電源喪失（長期 T B））

全交流動力電源喪失（長期 T B）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウエル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることとはなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期T B））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-Ⅲの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは、実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-Ⅲでは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(M A A P)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力原子炉容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであると考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却	安全系モデル（格納容器スプレー）	入力値に含まれる。 スプレーの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブレーション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項 目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～ +132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100% 流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2／4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m (通常運転水位 +4.7cm)	7.000m～7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽)	北側淡水池、高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水系）	・注水流量： 0～1.676m ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1.676m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（可搬型）	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m ³ /h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50 m ³ /h	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h 以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量： 130m ³ /h（一定）	スプレイ流量： 130m ³ /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）	熱交換器 1 基当たり約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基当たり約 43MW 以上 （サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 3 表 操作の不確さが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	直流電源の 負荷切離操作	（中央制御 室） 事象発生から 1 時間まで	直流負荷の切離 操作は，解析条件 ではないが，解析 で想定している 操作の成立や継 続に必要な作業 であり，蓄電池が 枯渇しないよう に設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて 2 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 12 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，中央制御室においては 1 時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を 6 分想定としているところ，訓練実績等では約 4 分であり，想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第 3 表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	直流電源の 負荷切離操作 （現場）	事象発生から 8 時間後	直流負荷の切離操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて 2 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 12 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて 50 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，蓄電池枯渇までに実施すること，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，現場においては事象発生から 8 時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を 50 分想定としており，訓練実績等では約 42 分であり，想定の範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（3／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 10 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に 20 分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として 150 分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め 125 分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて 1 分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を 170 分と想定している。要員の移動時間は 20 分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約 150 分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を 125 分と想定しているところ，訓練実績等では約 114 分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を 1 分と想定しているところ訓練実績等では約 1 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（4／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	低圧代替注 水系（可搬 型）による原 子炉注水に 用いる可搬 型代替注水 大型ポンプ への燃料補 給	低圧代替注水 系（可搬型） による原子炉 注水開始から 適宜	可搬型代替注水 大型ポンプへの 燃料補給は，解析 条件ではないが， 解析で想定して いる操作の成立 や継続に必要な 作業であり，燃料 が枯渇しないよ うに設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて 90 分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間 210 分のところ，訓練実績等により約 25 分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（5／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッショ ン・チェンバ 圧力 279kPa 〔gage〕到達 時	運転手順に基づき 格納容器ベント実 施基準である格納 容器最高使用圧力 （310kPa〔gage〕） に対する余裕を考 慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa〔gage〕）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。 本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は，解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目に与える影響はない。 解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，この場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（6／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分，残留熱除去系による原子炉注水操作として 2 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 6 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 6 分想定しているところ，訓練実績では，約 4 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³
- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

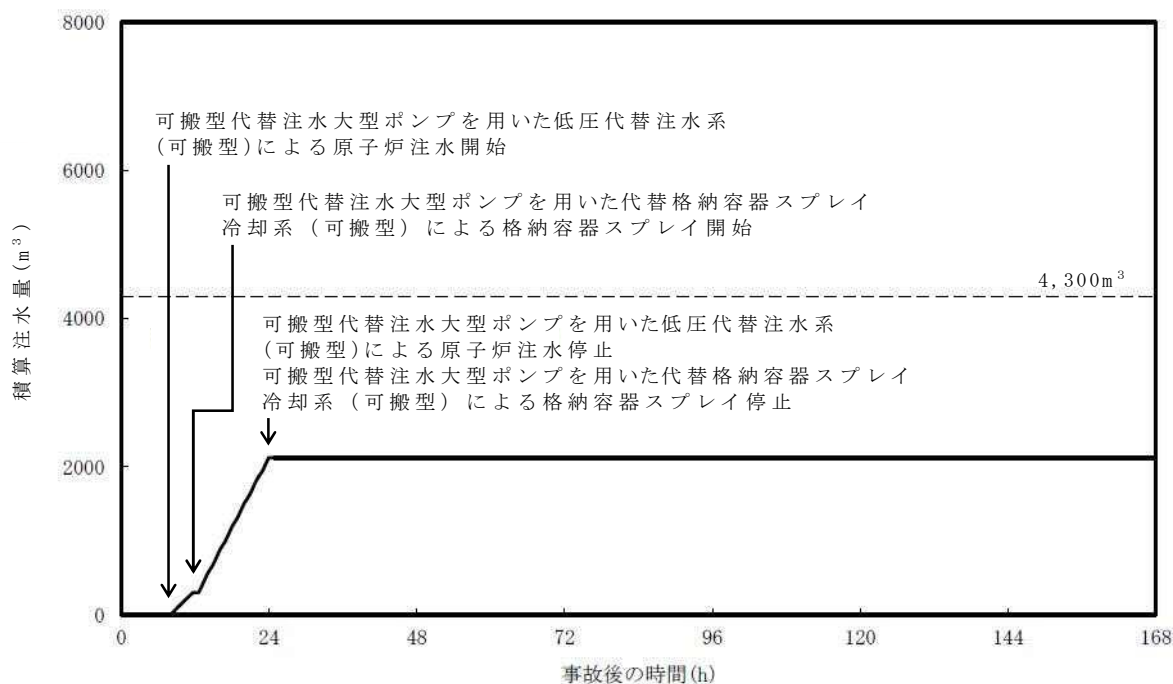
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,130m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量
(全交流動力電源喪失(長期 T B))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 2,130m³ 必要となるが、北側淡水池に約 2,500m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。なお、代替淡水貯槽に 4,300m³ 及び高所淡水池に 2,500m³ の水を保有することから、これら水源を使用した場合についても、同様に安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

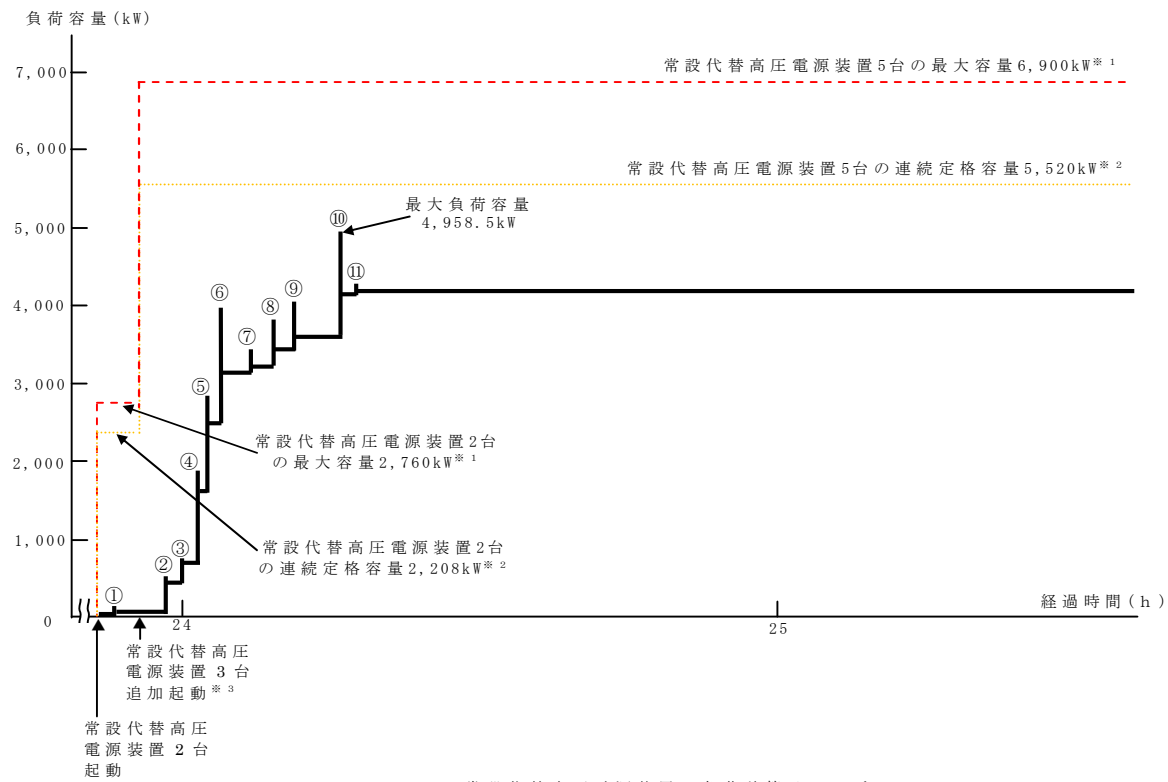
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレイ系 (可搬型)) $218\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 1\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V AC計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※ 1 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数＝最大容量)

※ 2 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80% の容量 (1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量)

※ 3 : 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を 3 台追加起動する

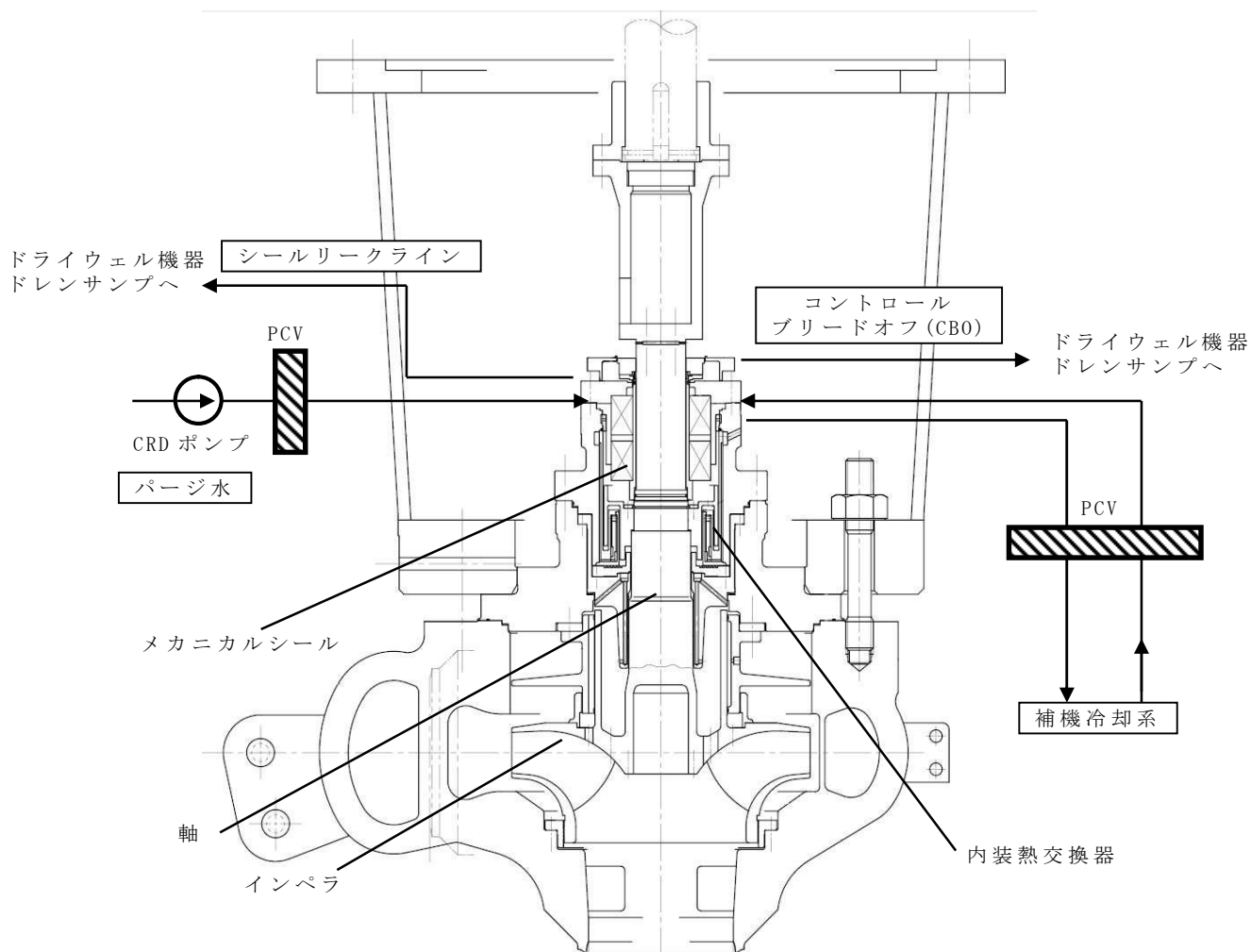
再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

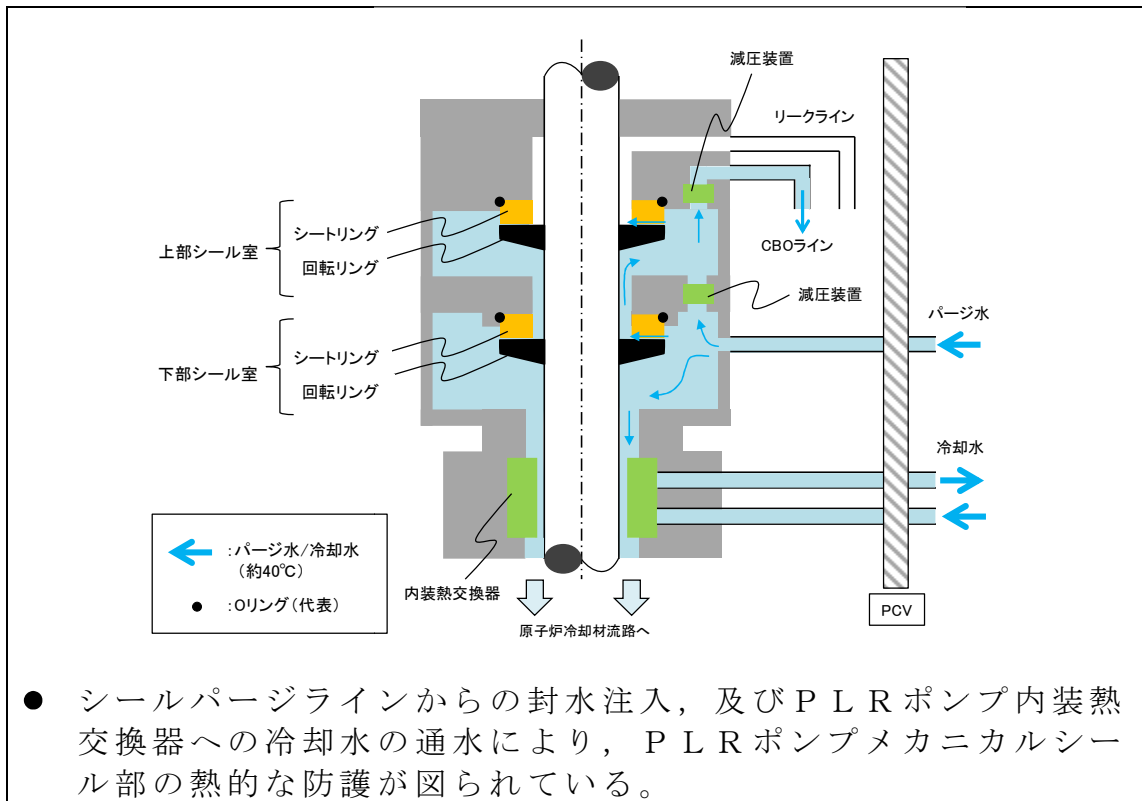
再循環ポンプ（以下「P L R ポンプ」という。）の概略図を第 1 図に示す。通常運転中，P L R ポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入及び P L R ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第 2 図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「S B O」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入及び P L R ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされることで温度が上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，P L R ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第 3 図）。

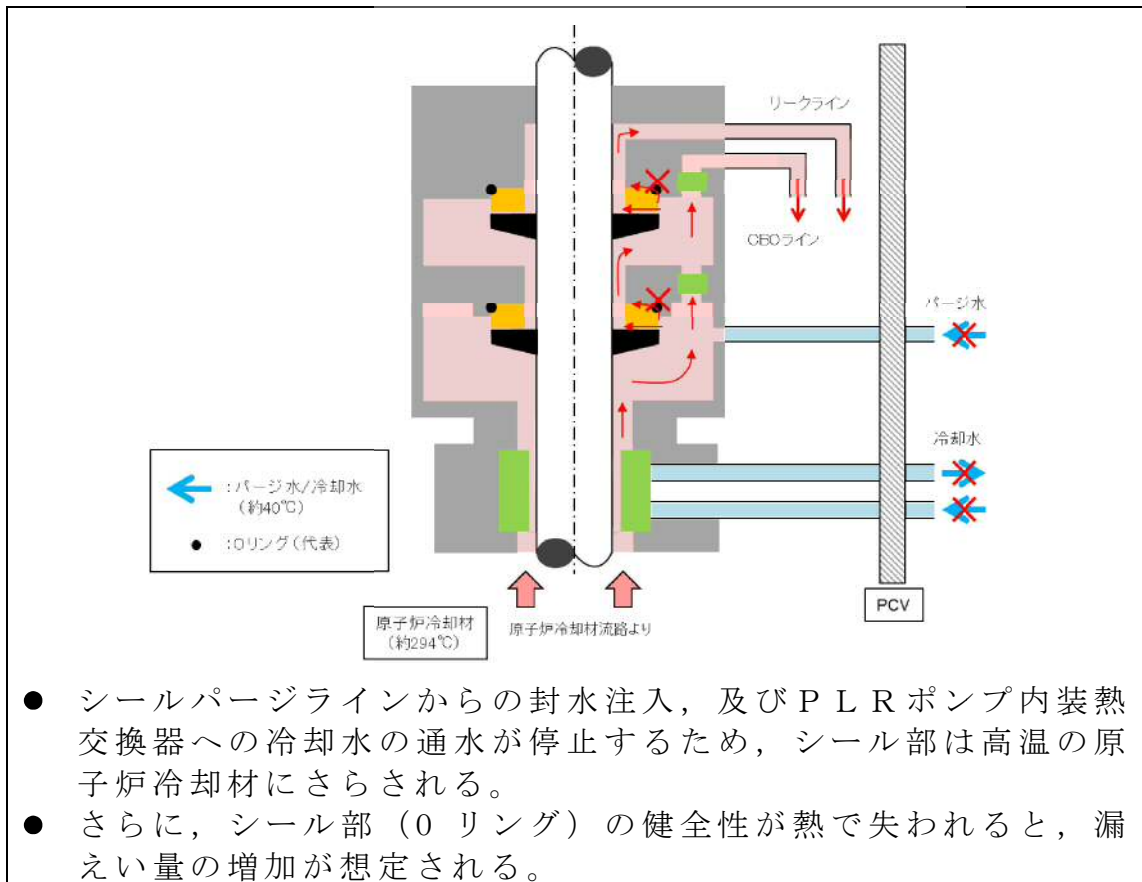
このため，S B O 時における P L R ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

P L R ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a . 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b . 試験装置：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第 4 図）

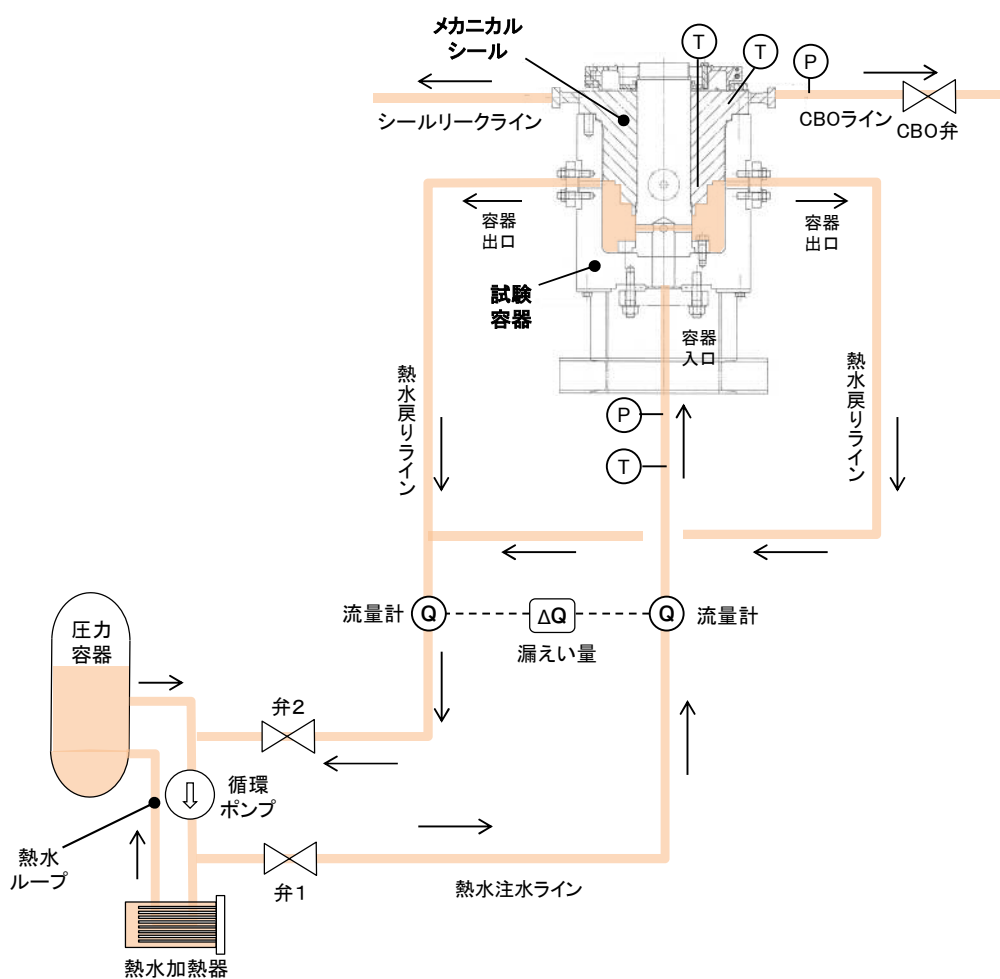
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W R で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表として N シールを使用した。

c . 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第 5 図）

d . 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機における S B O 発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系（R C I C）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

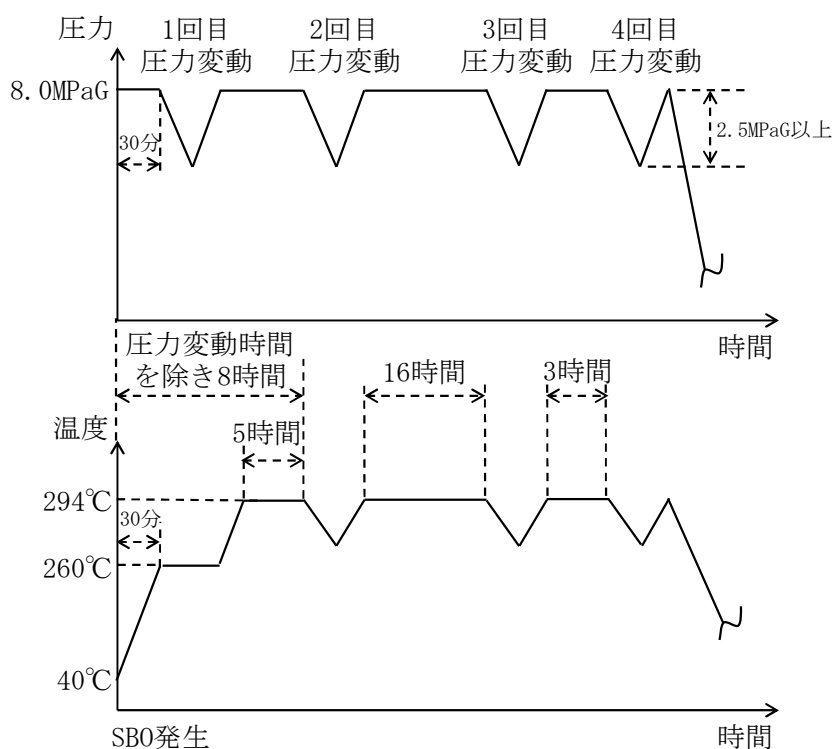
(2) 試験条件

S B O発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第1表に示す。また、試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第1表 試験条件

	値	備 考
圧力	8.0MPa [gage]	S B O発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	S B O発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24 時間以上	S B O時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa 以上*	S B O発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※ S B O発生後, 24 時間後までの R C I C による圧力変動幅を S A F E R 解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

3. 試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。S B O 時の R C I C 又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

S B O 時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの O リングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が 24 時間以上においても、最大漏えい量は約 0.6t/h であった。

R C I C 等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（R C I C の注入流量の約 1 %）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源失敗[※]＋高圧炉心冷却失敗（TBD）」，②「外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」及び③「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）」である。

※：直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することを想定する。これに伴い，電動の原子炉注水機能及び原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで全ての原子炉注水機能が喪失する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失に加えて，直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が重畳することにより，原子炉隔離時冷却系を含む全ての原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流

動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の直流電源供給機能及び交流動力電源が不要な代替の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し，その後，原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また，可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに，代替の交流電源供給機能により交流動力電源を復旧し，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」において，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替直流電源設備，高圧代替注水系，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.2-1 図に，対応手順の概要を第 2.3.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失する^{※1}ことで全電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する^{※2}。また、早期の電源回復不能と判断する。全電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系を含む全ての設計基準事故対処設備の原子炉注水機能が喪失する。

原子炉スクラム及び全電源喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、M/C 2C 電圧、M/C 2D 電圧等である。

※1：直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等の起動ができなくなる。

※2：直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認

はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃が

し安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（S A）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるもの
と考える。

b． 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量である。

c． 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位（S A広帯域，S A燃料域）、高圧代替注水系系統流量である。

d． 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e． 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備、ホース敷設等を

実施した後にポンプ起動操作を実施する。

f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）に必要な電源の切替え操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力（S A）等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により，原子炉圧力が可搬型代替注水大型ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により高圧代替注水系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域），低圧代替注水系原子炉注水

流量である。

h. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

i. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。

j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

k. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

1. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は， $M/C \quad 2C \quad (2D)$ 電圧である。

m. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），残留熱除去系系統流量等である。

n. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降，残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ，原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，外部電源

喪失を起因事象とし、直流電源喪失に伴い全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」である。なお、「外部電源喪失＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）」は、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳するという点で安全機能の喪失状態が同じであり、この代替として高圧代替注水系及び常設代替直流電源装置に期待するため重大事故等対策及び事象進展は同じとなる。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S 注水（給水系及び代替注水系含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造物との熱伝達及び内部熱伝導、スプレー冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R 及びシビアアクシデント総合解析コードM A A P により、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、S A F E R コードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E R コードよりも低めに評価するC H A S T E コードは使用しない。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.2-2 表に示す。
また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

所内常設直流電源設備の機能喪失を想定する。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として、外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）（7 弁）を使用するものとし、容量として、1 弁当たり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。

(e) 高圧代替注水系

$136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]$ ※において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。また、原子炉減圧時の可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水を停止する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ 1 台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した時点で手動起動し、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベ

ル 8) 設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m³/h、注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m³/h（一定）を用いるものとする。また、サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に、1.9×10³t/h の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール

水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 高圧代替注水系の起動操作は，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して，事象発生 25 分後に実施するものとする。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，余裕時間を確認する観点で 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし，原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。
- (d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内

外水位)※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内の保有水量の推移を第2.3.2-4図から第2.3.2-8図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率, 高出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.2-9図から第2.3.2-14図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2-15図から第2.3.2-18図に示す。

※: 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し, 運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお, シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから, 原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全電源喪失後, 原子炉スクラム, 主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生する。外部電源喪失及び直流電源喪失を確認した後, 事象発生 25 分後に代替直流電源設備からの給電により高圧代替注水系を起動し, 原子炉注水が開始されることで, 原子炉水位は維持される。

代替直流電源設備は, 事象発生から 24 時間にわたり重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給可能である。

(添付資料 2.3.2.1)

事象発生の 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了した時点で, 逃がし安全弁(自動減圧機能)7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁(自動減圧機能)開放による蒸気流出によって原子炉水位が一時的に低下するが, 可搬型代替

注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し、炉心の冷却は維持される。なお、高圧代替注水系は、原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

（添付資料 2.3.2.2）

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 13 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage] に到達した時点で、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.2-9 図に示すとおり、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの間に一時的に上昇するが、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管

の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.3.2-15 図に示すとおり、全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生の約 13 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.3.2-16 図に示すとおり、事象発生の約 24 時間後に最高値の約 141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.3.2-5 図に示すように、高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.3.2-15 図及び第 2.3.2-16 図に示すように、事象発生の約 24 時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高

温停止での安定状態が確立する。

(添付資料 2.3.2.3)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉注水機能が喪失することで原子炉水位が低下するため、高圧代替注水系及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、高圧代替注水系の起動操作、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポン

プを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示しておりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格

格納容器の熱水力モデル) はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，B W R の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めめに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めめに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，炉心部の冠水がおおむね維持される本事故シナリオでは，この影響は小さいと考えられる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量

及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はH D R実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、B W Rの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.4)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW/m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は

ない。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW/m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.2.4)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を

除く。)の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

(添付資料 2.3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作(可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があるが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却は、運転員等操作時間に与え

る影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.2.4)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の高圧代替注水系の起動操作については、操作開始時間が事象発生 25 分後と同様であるが、高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シーケンスに比べて、原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「LOCA時注水機能喪失」において、10 分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注

水) は、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生後の8時間後に準備が完了するものとしており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却は、事象発生後の約13時間後に実施するものであり、低圧代替注水系(可搬型)と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生後の8時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生後の24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.4)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」の重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m³必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³、北側淡水池に 2,500m³及び高所淡水池に 2,500m³代替淡水貯槽の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく、7 日間の対応が可能である。

(添付資料 2.3.2.5)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後から

の運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約36.6kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約210kLの軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.2.6)

c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約4,165kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、代替の蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.2.7)

2.3.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障により蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も機能喪失し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケ

ンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B D，T B U）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕につい

て確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において、常設代替直流電源設備、高圧代替注水系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」に対して有効である。

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）時における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	- 外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができないため、原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 - 全電源喪失により、早期の電源回復不能と判断する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 常設代替直流電源設備	—	原子炉圧力（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
高圧代替注水系の起動操作	全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、高圧代替注水系を起動する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	—	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	- 高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	- 直流電源の回復操作を実施する。 - 外部電源の回復操作を実施する。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）時における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・全電源喪失の確認後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替えを実施する。 ・サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な電源の切替え操作が完了した後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより，原子炉減圧操作を実施する。 ・原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） 常設代替直流電源設備	—	サブプレッション・プール水温度 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）
原子炉水位の調整操作（低压代替注水系（可搬型））	・原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。 ・原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 ・高压代替注水系が停止したことを確認する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低压代替注水系原子炉注水流量 高压代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）時における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	- 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に到達したことを確認する。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低压代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作	外部電源喪失の確認後、常設代替高压電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M／C電圧
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作	早期の電源回復不能の確認後、常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	—	—	—
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	- 非常用母線の受電後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 - 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 - 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低压注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低压代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B D，T B U）（1／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカー ト下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI／ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

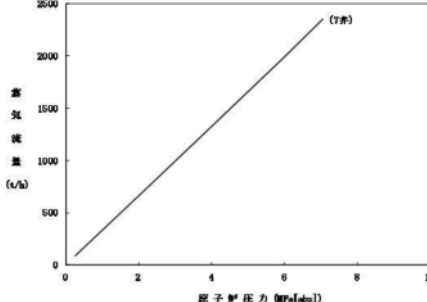
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（2／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	所内常設直流電源設備の機能喪失	所内常設直流電源設備の喪失による非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源に期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源喪失を想定

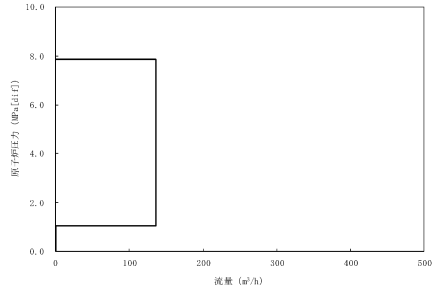
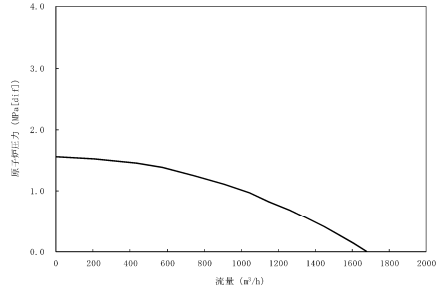
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（3／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時に再循環ポンプ停止を設定

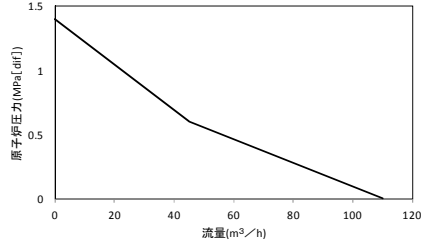
第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（4／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（5／7）

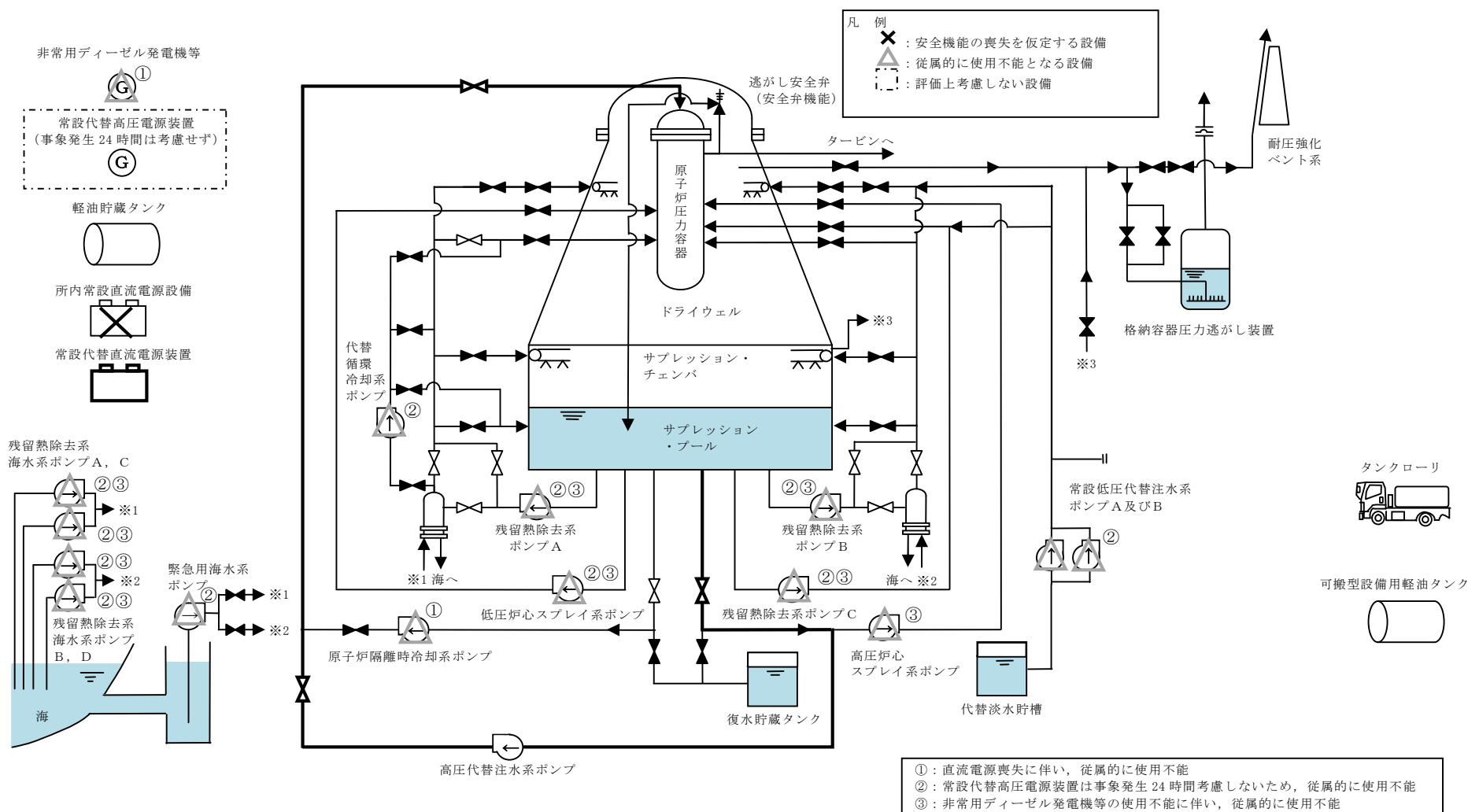
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の可搬型代替注水ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低压注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（6／7）

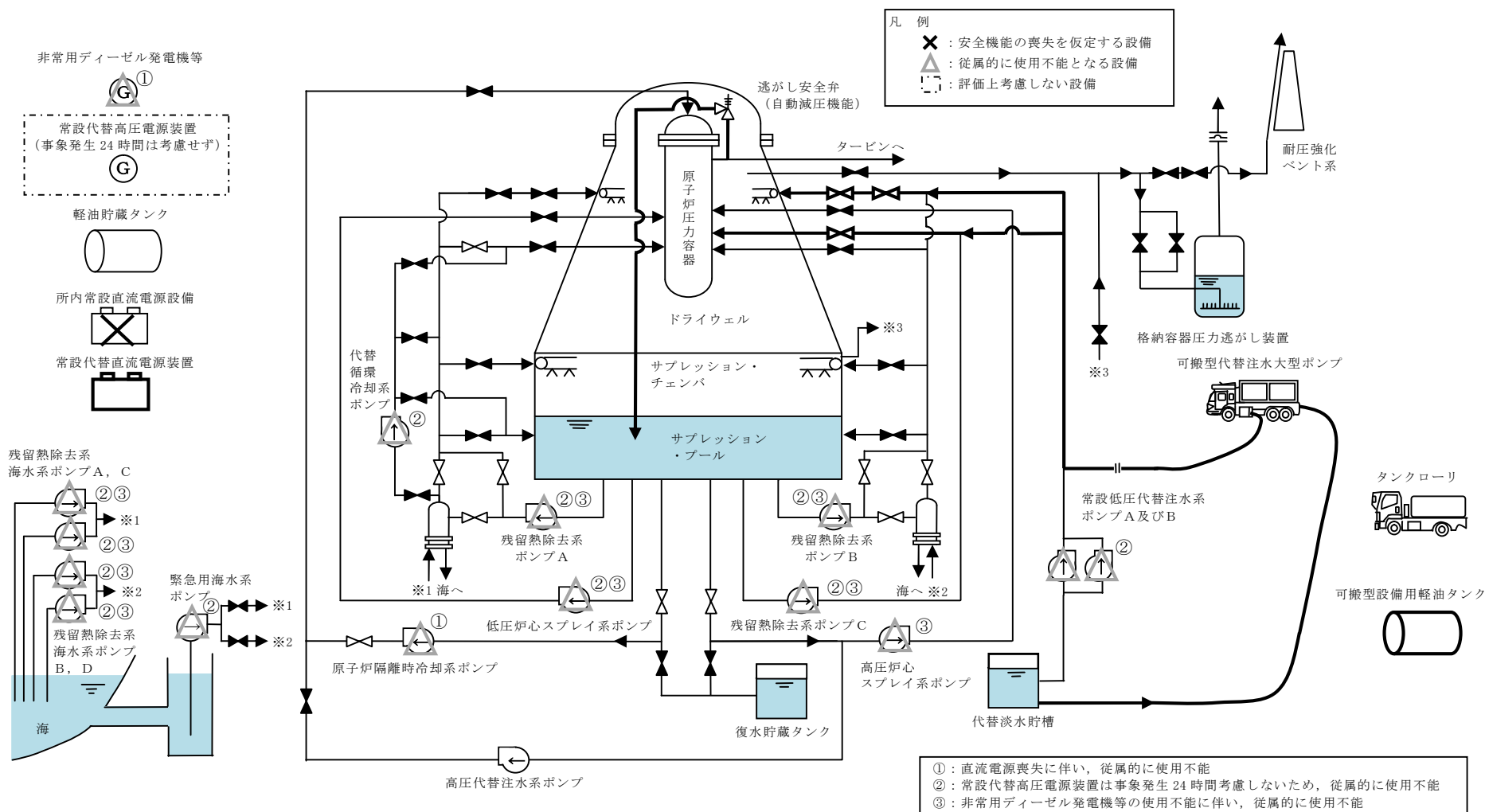
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m ³ /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開 スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage] に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切替え	設計値を設定
		スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル，5%：サブプレッション・チェンバ）	
		伝熱容量：約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.2-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））（7／7）

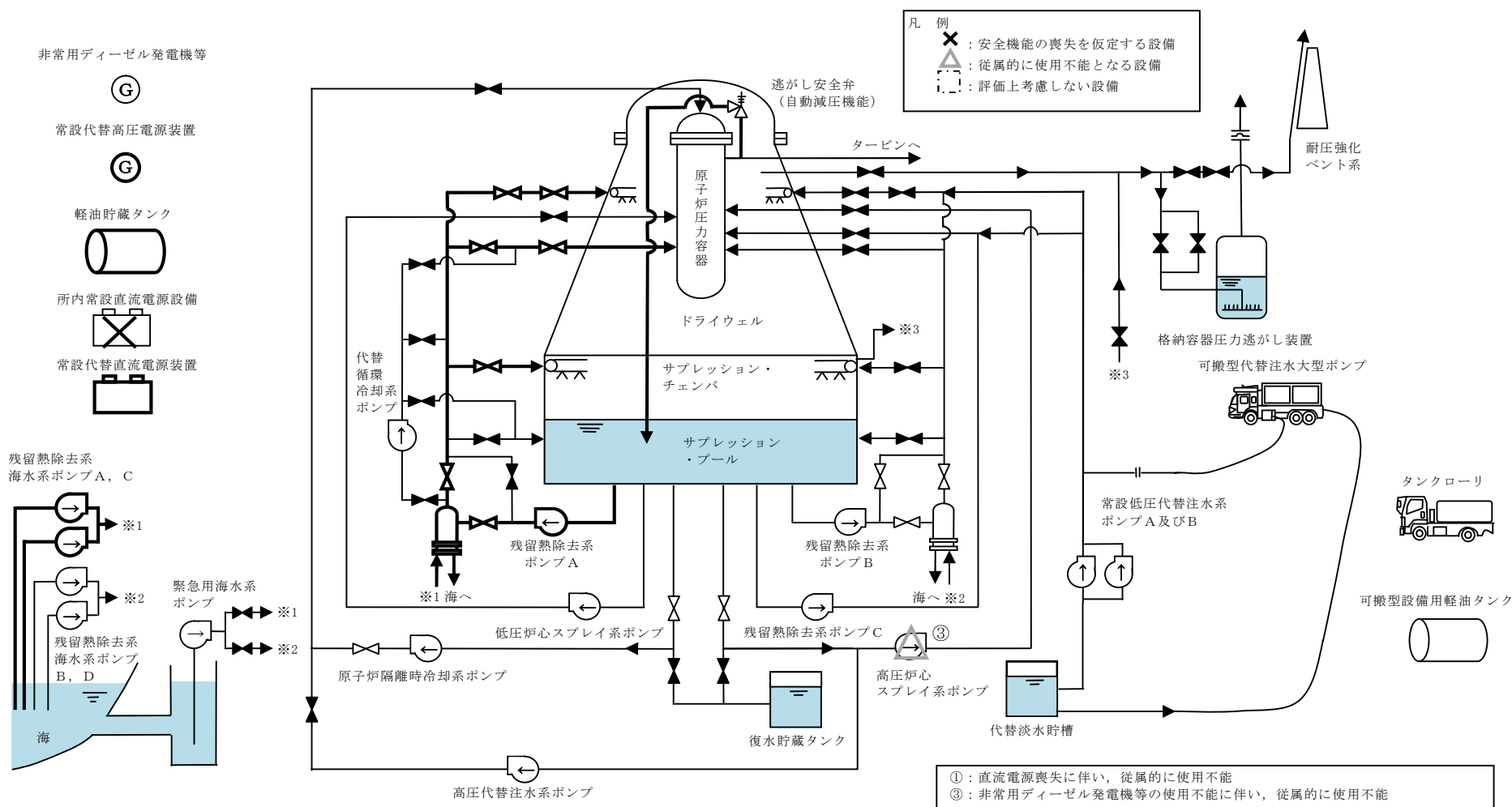
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、直流電源喪失を確認した後に高圧代替注水系の起動操作を実施するため、状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 8 時間 1 分後	実際には低圧で注水可能な系統（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点で、サプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は原子炉減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定



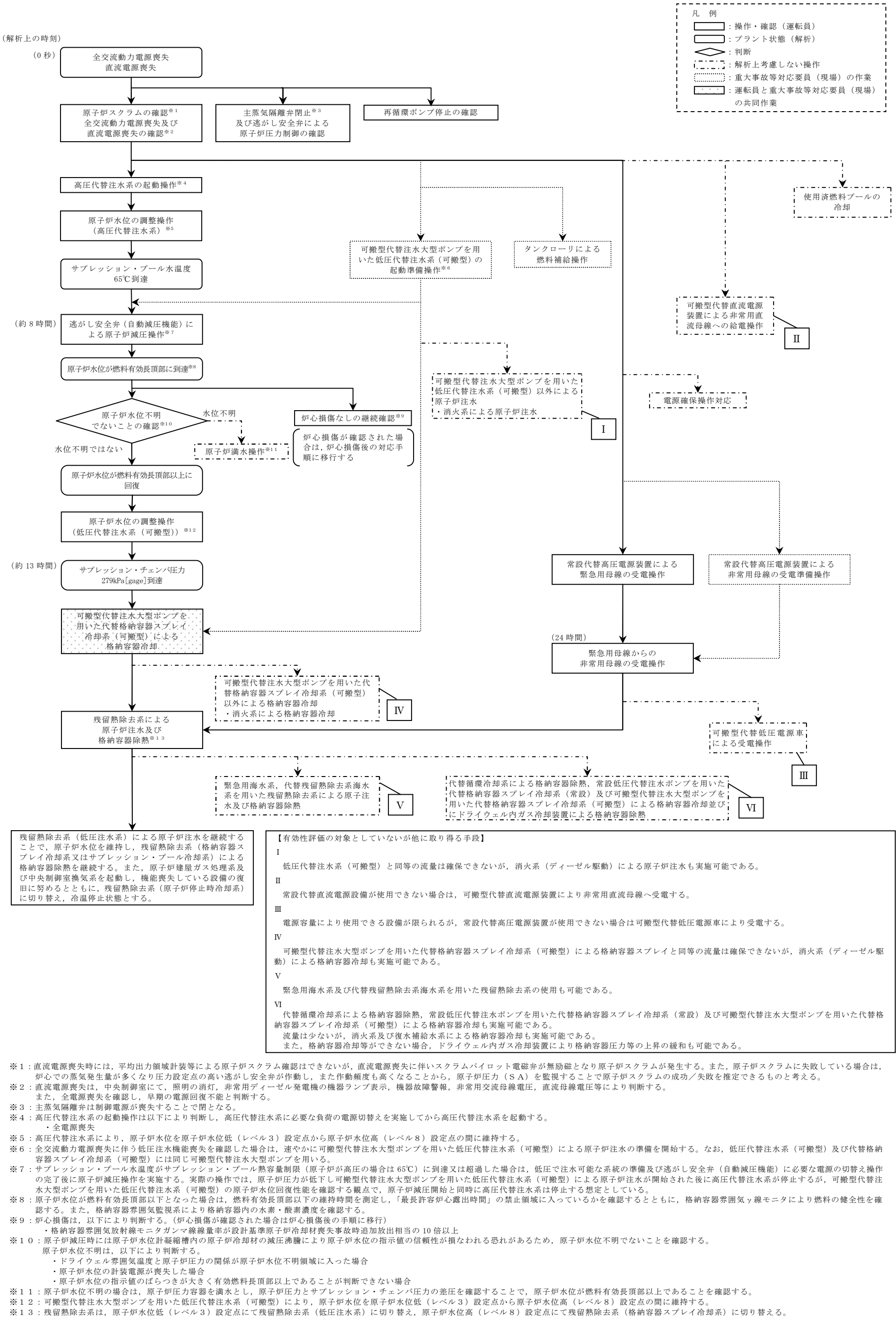
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(高圧代替注水系による原子炉注水段階)



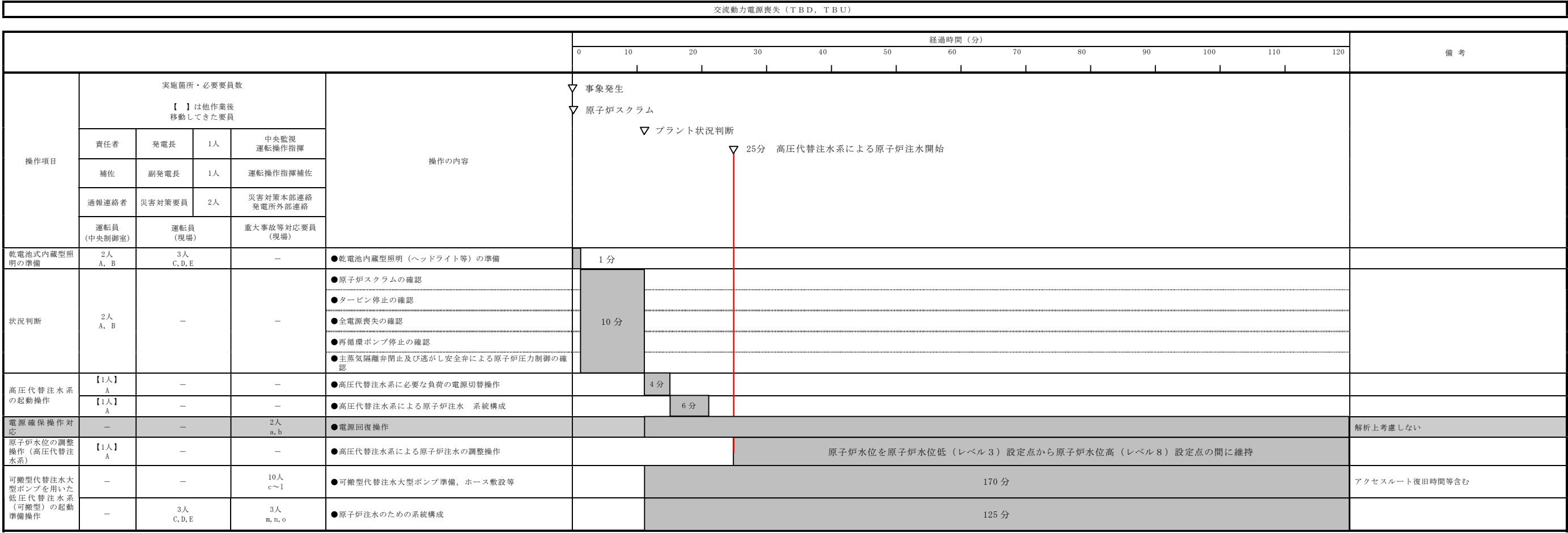
第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び
代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



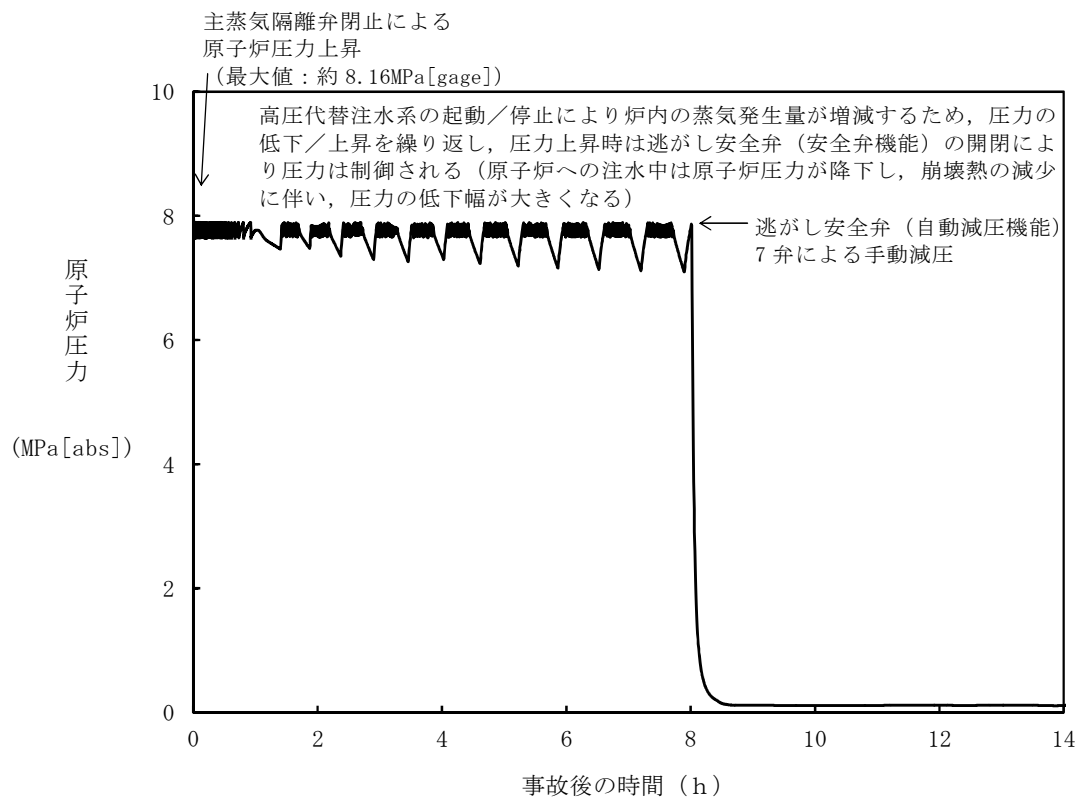
第 2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要



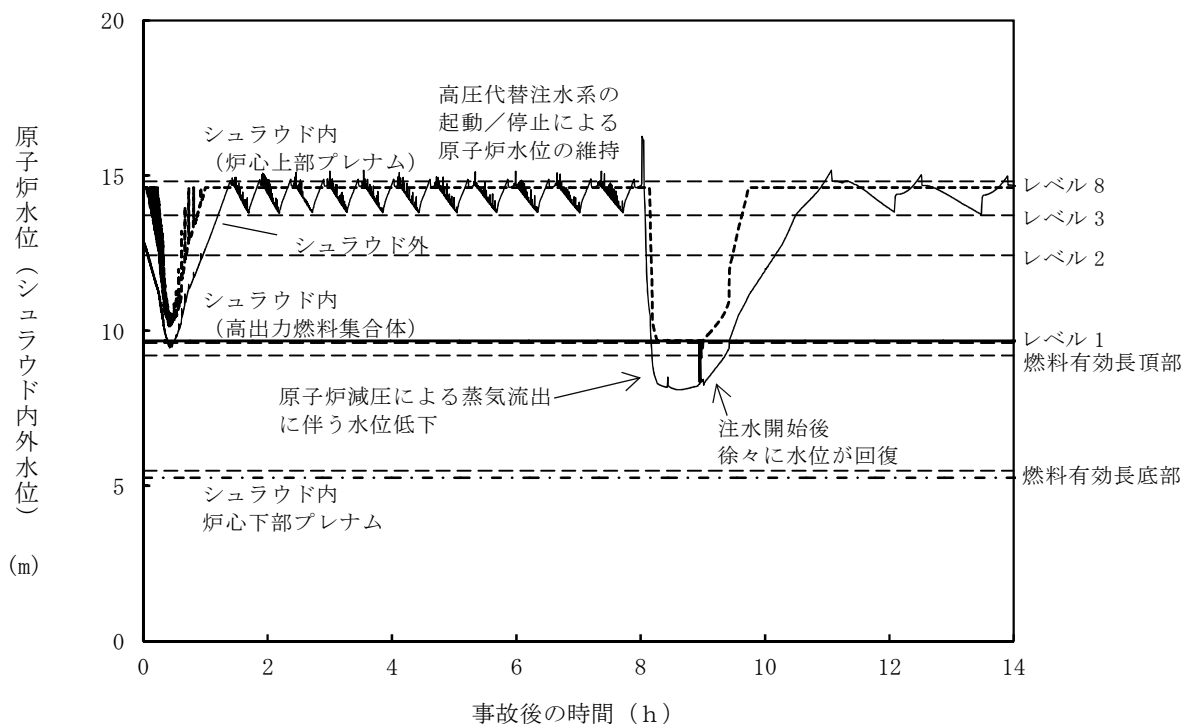
第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（T B D，T B U）の作業と所要時間（1／2）

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）															
				経過時間（時間）								備 考			
				4	8	12	16	20	24	28	32		36	40	
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 8時間1分 原子炉減圧開始 ▽ 約13時間 サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽ 24時間 非常用母線受電 ▽ 24時間 10分 残留熱除去系による及び原子炉注水及び格納容器除熱										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)												
原子炉水位の調整 操作（高压代替注 水系）	【1人】 A	—	—	● 高压代替注水系による原子炉注水の調整操作											
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 （可搬型）による 原子炉注水準備	—	—	10人 c～l	● 可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170 分									アクセスルート復旧時間 等含む	
	—	—	【2人】 c, d	● 可搬型代替注水大型ポンプ起動操作		起動後、適宜監視									
	—	3人 C, D, E	3人 m, n, o	● 原子炉注水のための系統構成	125 分										
タンクローリによる 燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	● 可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給		90 分									タンクローリ残量に応じ て適宜軽油タンクから補 給
				● 可搬型代替注水大型ポンプへの給油			適宜実施								
逃がし安全弁（自動 減圧機能）による 原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	● 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な負荷の電源切替操作	4 分										
				● 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	1 分										
原子炉水位の調整 操作（低圧代替 注水系（可搬型））	—	【2人】 C, D	2人 (招集)	● 原子炉注水の流量調整		系統構成後、適宜流量調整									
常設代替高压電源 装置による非常用 母線の受電準備操 作	【1人】 B	—	—	● 非常用母線の受電準備	30 分										
	—	【1人】 E	【1人】 m	● 非常用母線の受電準備		185 分									
可搬型代替注水大 型ポンプを用いた 代替格納容器スプレ イ冷却系（可搬 型）による格納容 器冷却	—	【1人】 E	【3人】 m, n, o	● 格納容器スプレイのための系統構成		175 分	系統構成後、適宜流量調整								
			2人 (招集)	● 格納容器スプレイの流量調整											
常設代替高压電源 装置による緊急用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	● 常設代替高压電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作		4 分									
常設代替高压電源 装置による非常用 母線の受電操作	【1人】 B	—	—	● 常設代替高压電源装置3台の追加起動		8 分									
				● 非常用母線の受電		9 分									
残留熱除去系による 原子炉注水及び 格納容器除熱	【1人】 A	—	—	● 残留熱除去系海水系の起動操作		4 分									
				● 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作		2 分									
				● 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水への切替操作を実施										
使用済燃料プールの 冷却	—	【1人】 C	【1人】 (招集)	● 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施								解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃 料プール冷却系の起動ま でに実施する		
	【1人】 A	—	—	● 緊急用海水系の起動操作	20 分								解析上考慮しない 約25時間後までに実施す る		
				● 代替燃料プール冷却系起動操作	15 分										
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	15人 a～o 及び招集6人												

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の作業と所要時間（2／2）

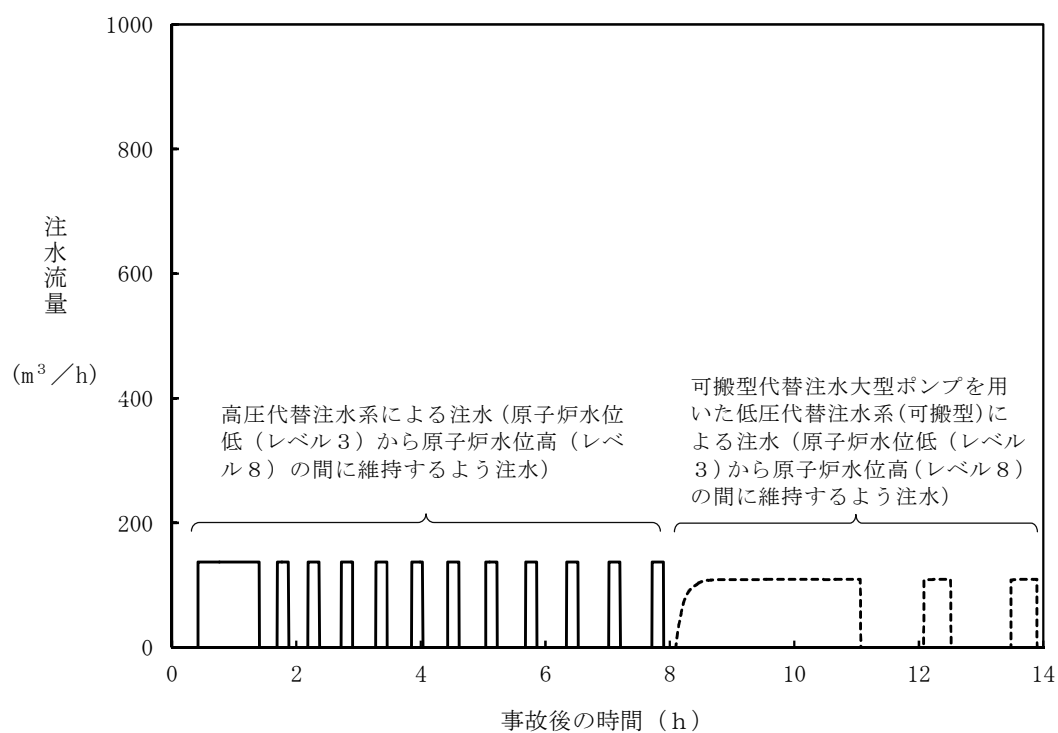


第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移

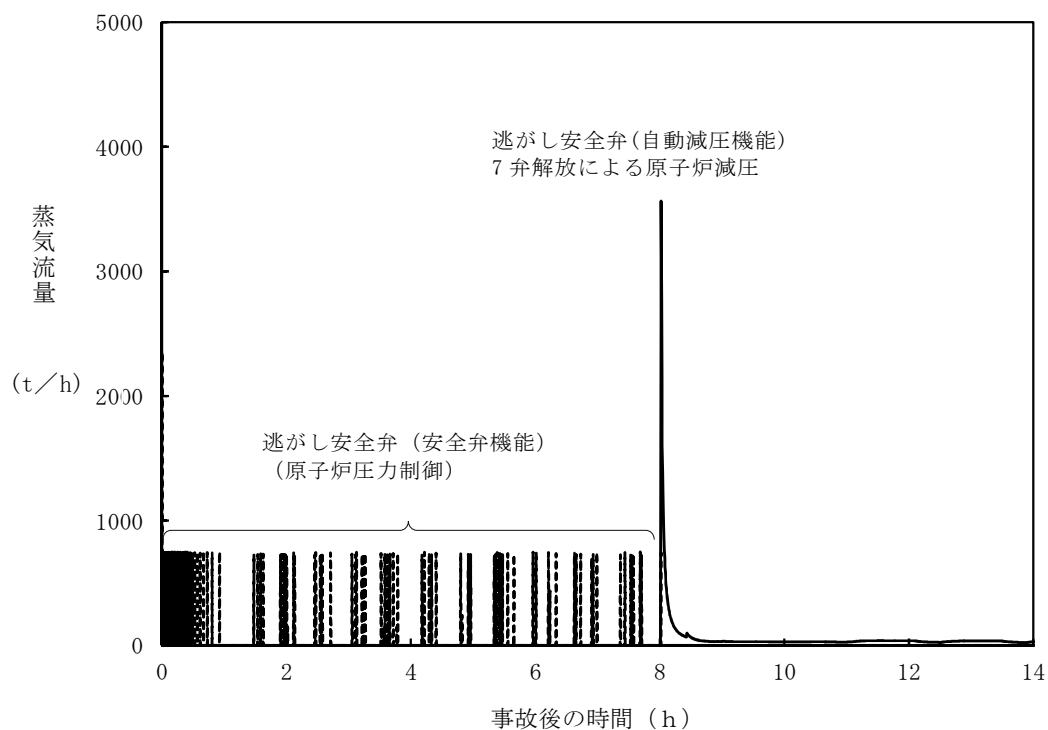


第 2.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

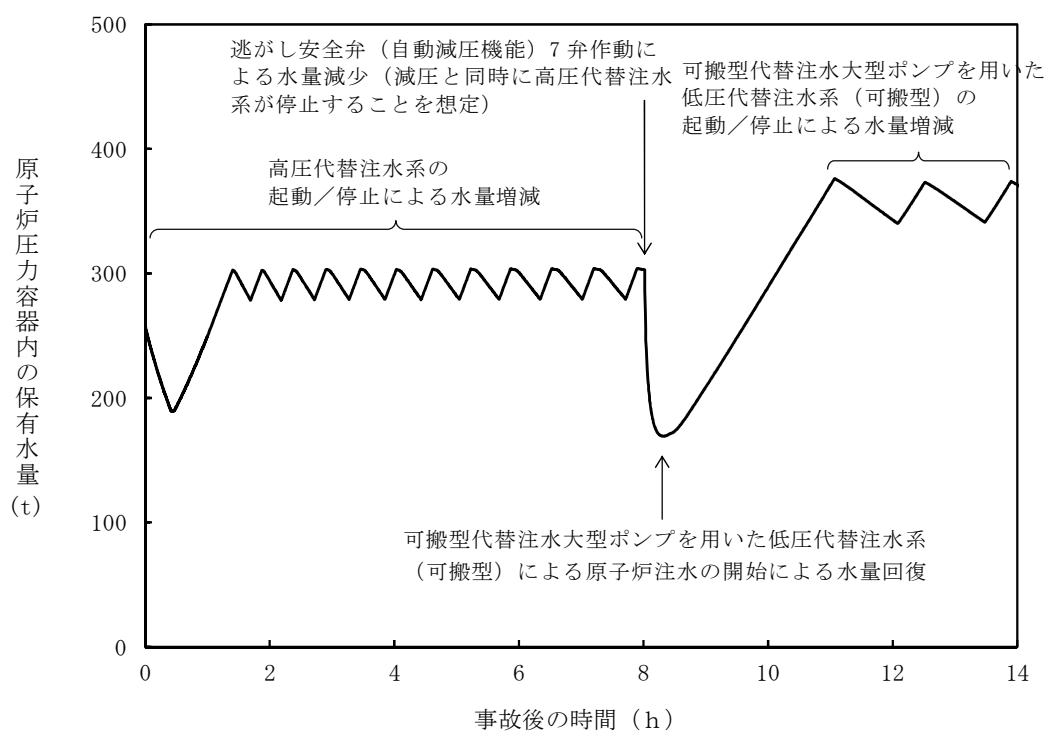
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



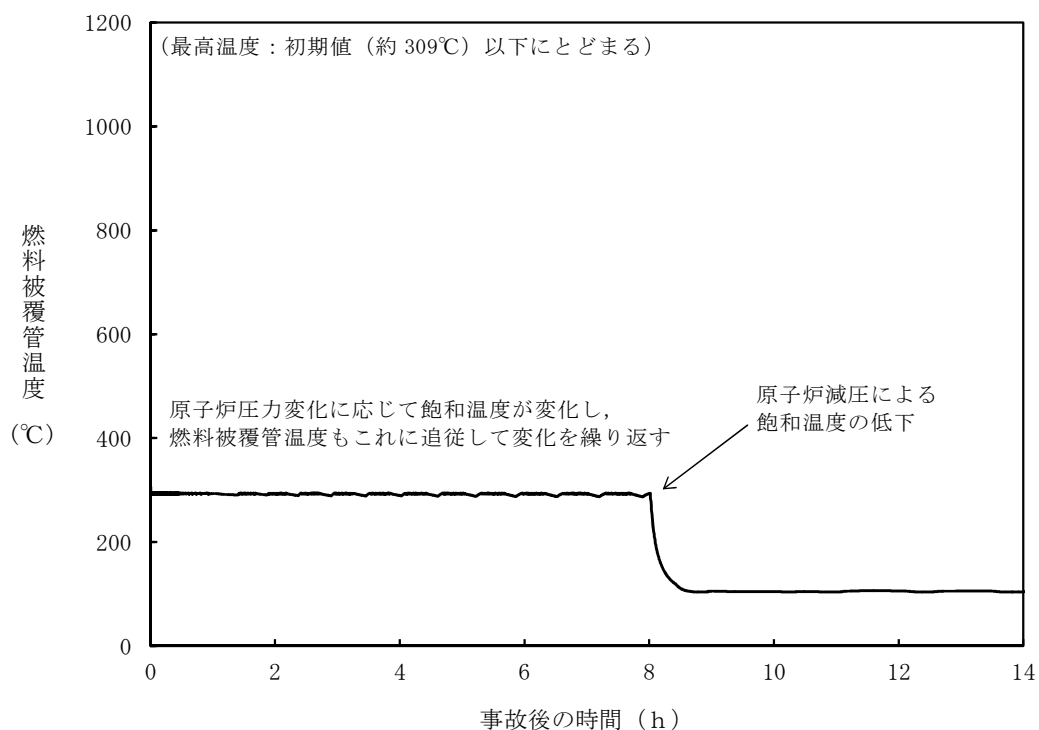
第 2.3.2-6 図 注水流量の推移



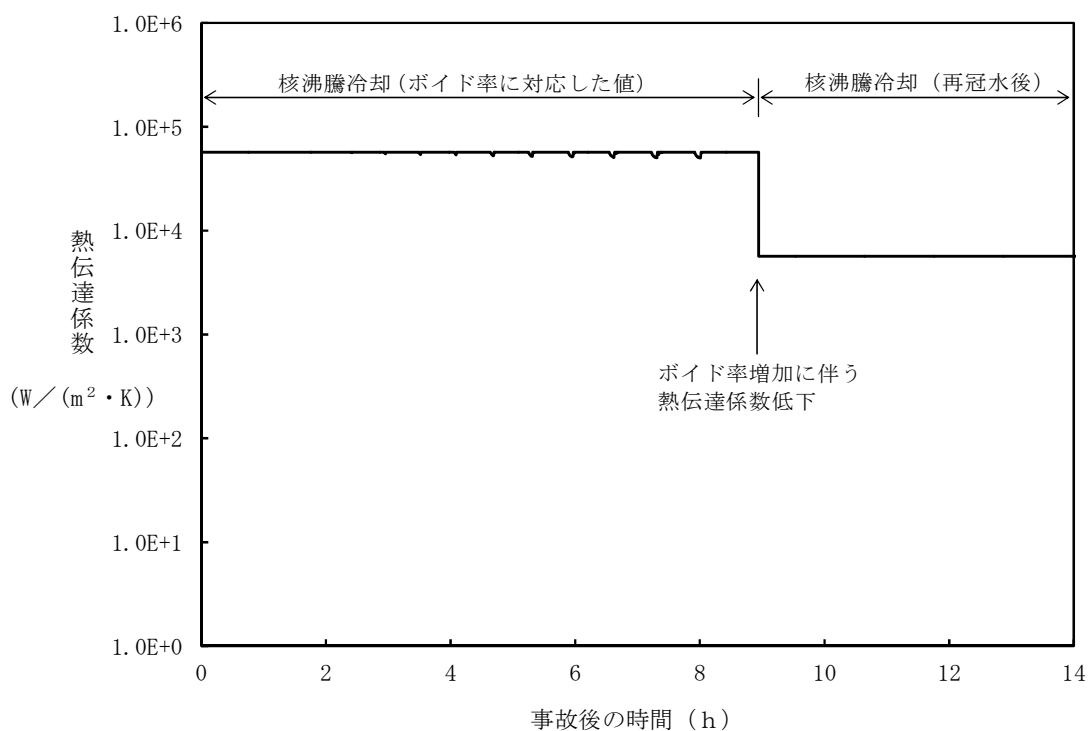
第 2.3.2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



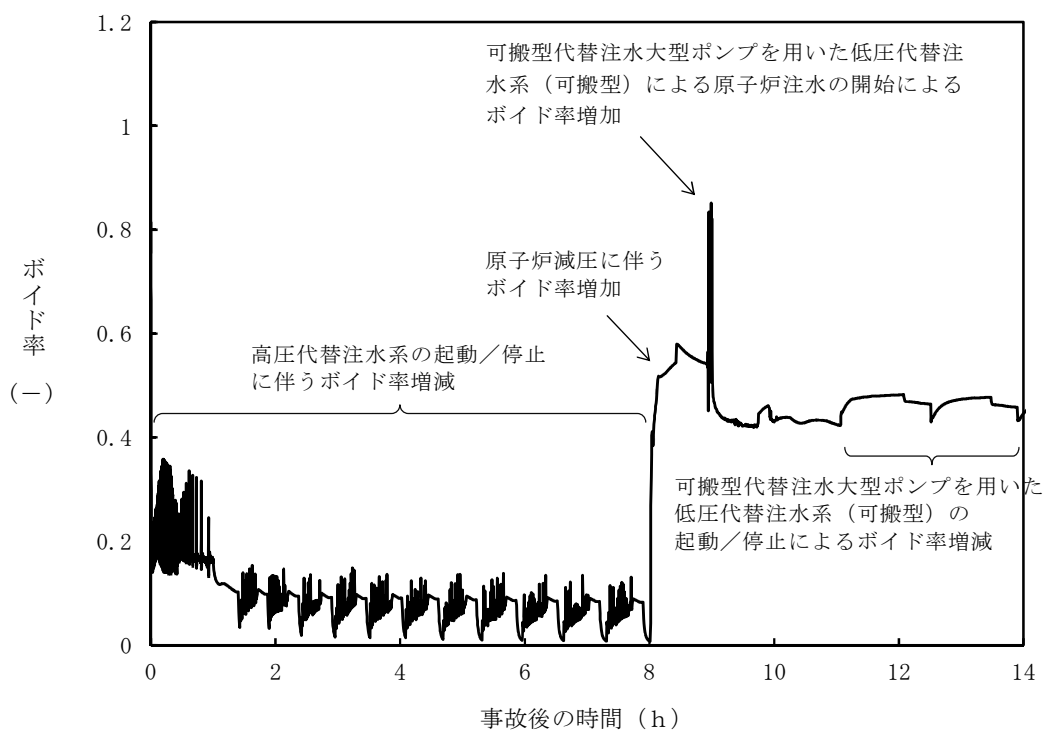
第 2.3.2-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



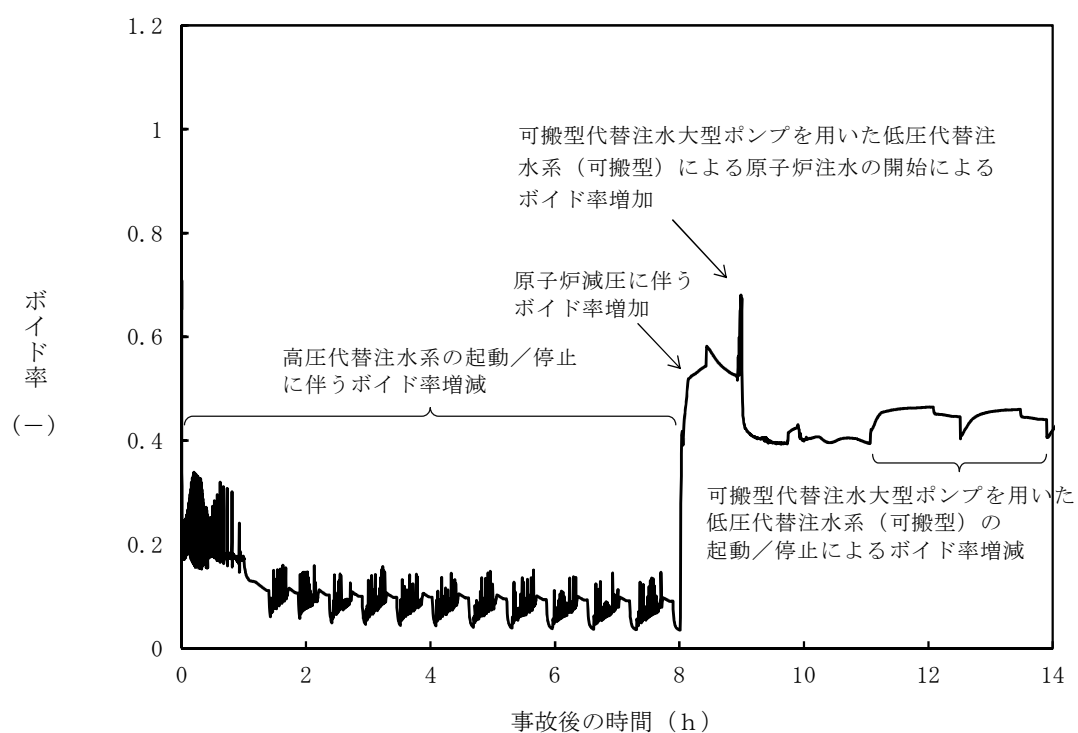
第 2.3.2-9 図 燃料被覆管温度の推移



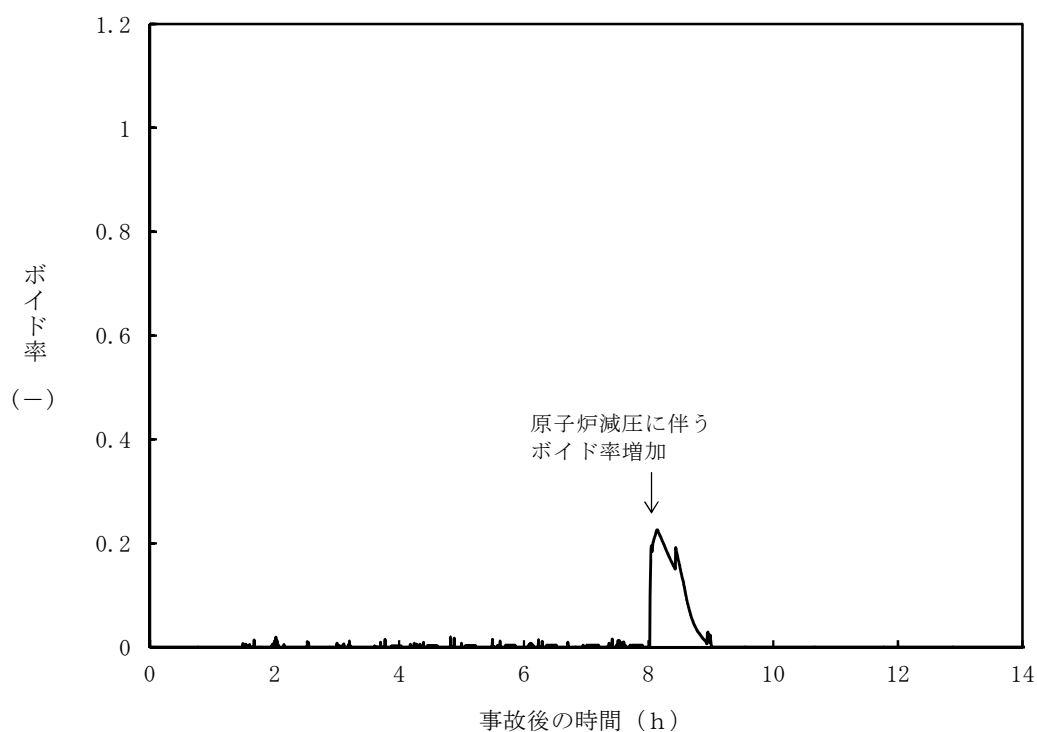
第 2.3.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



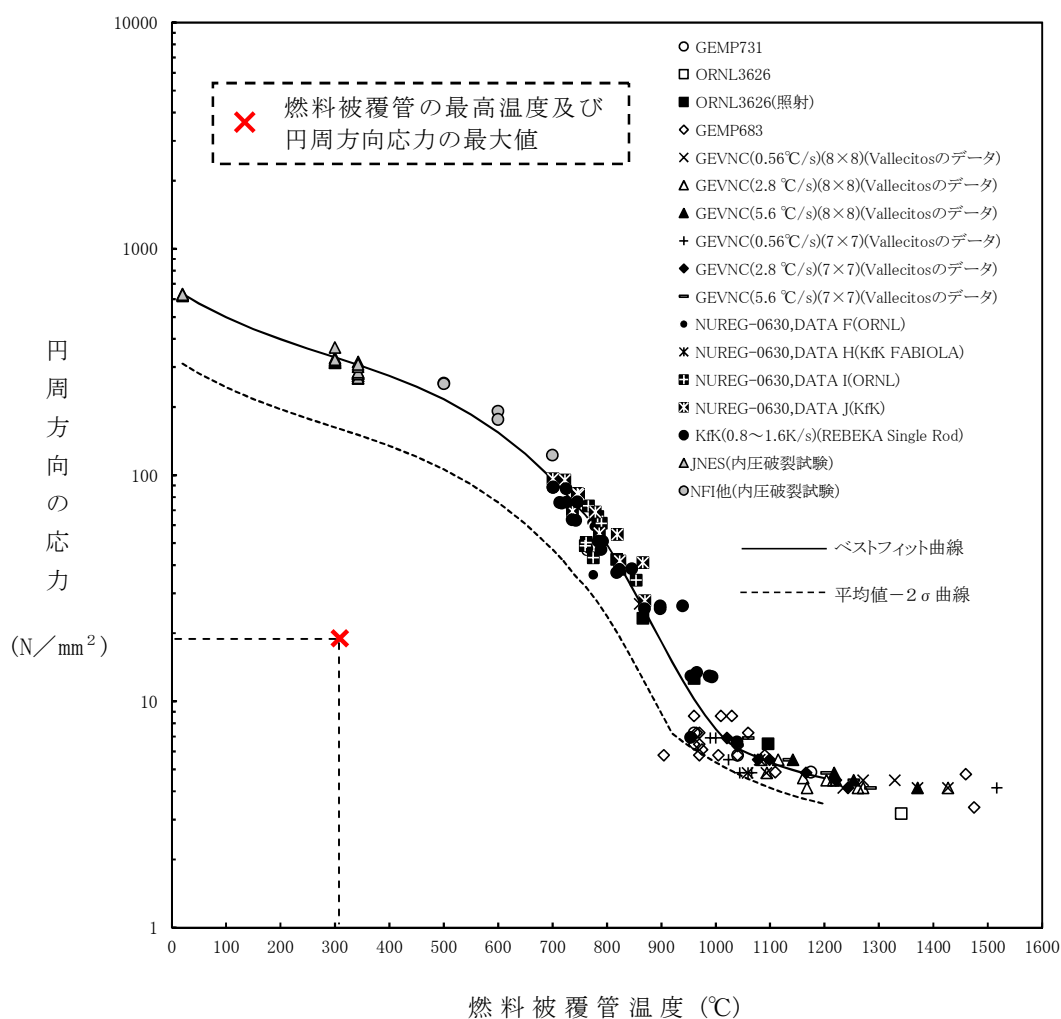
第 2.3.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



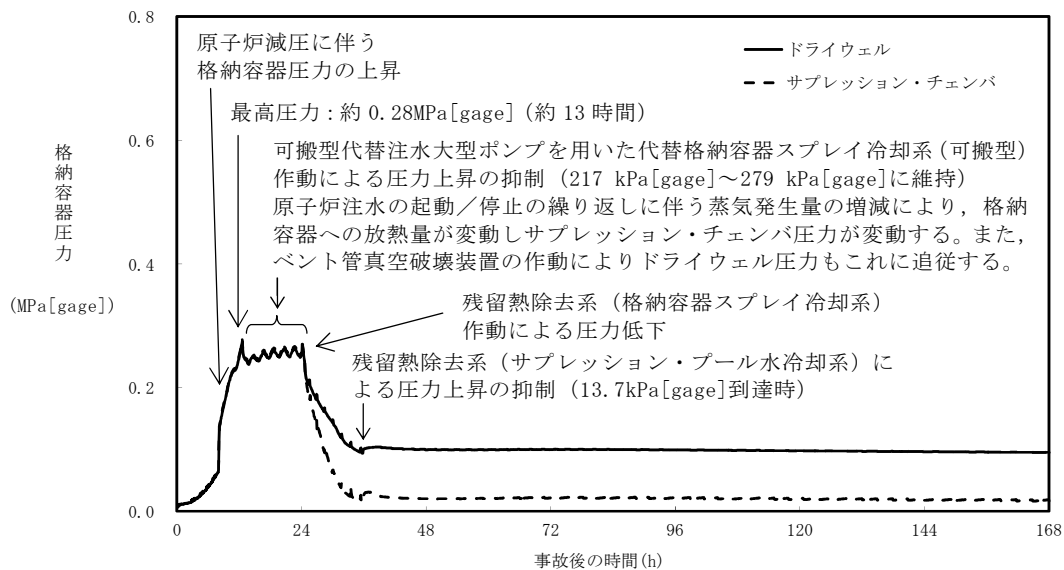
第 2.3.2-12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.3.2-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

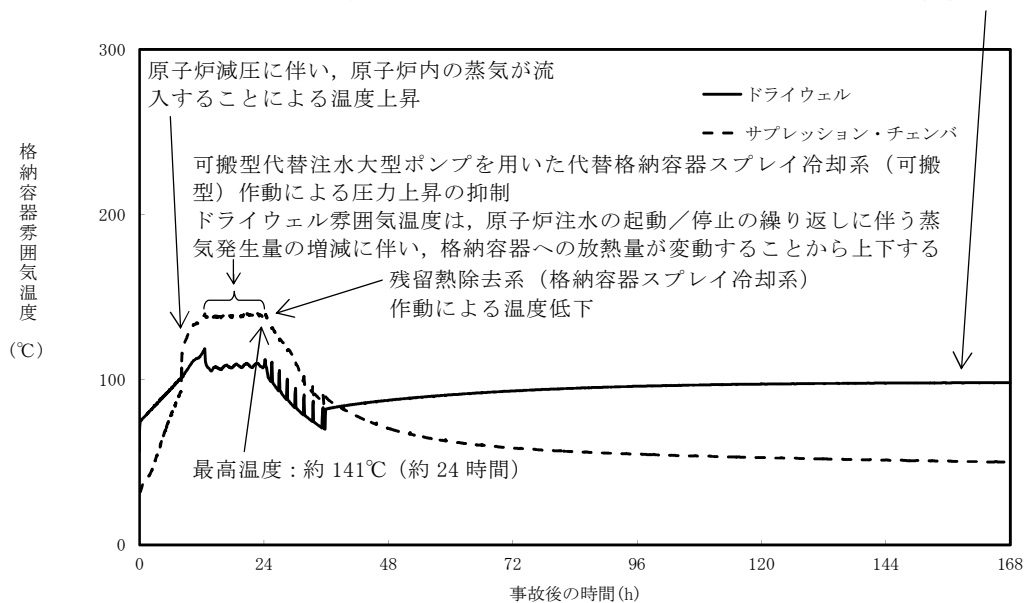


第 2.3.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

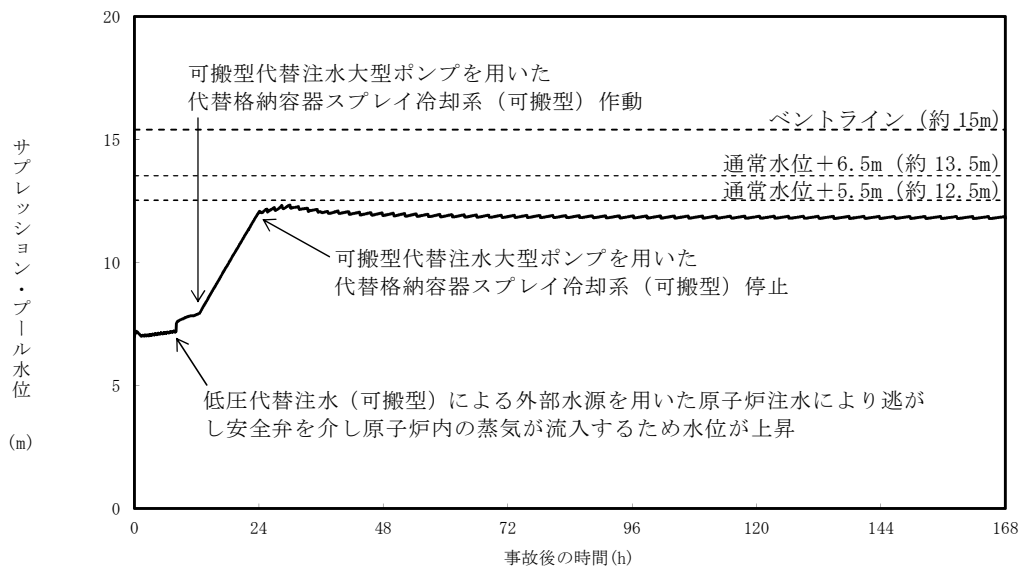


第 2.3.2-15 図 格納容器圧力の推移

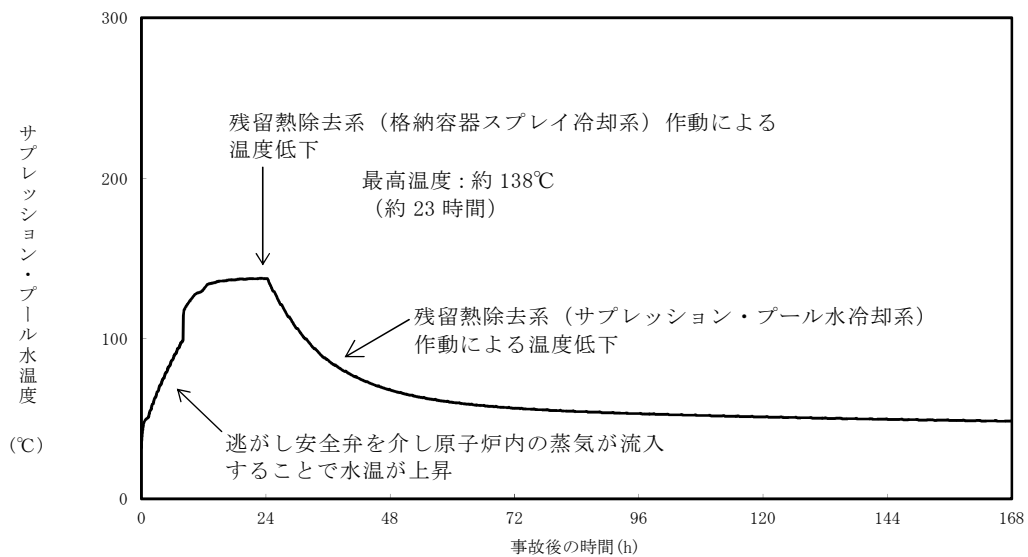
残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却系)への切替後, 原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが, 原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度(100℃程度)で平衡状態となる



第 2.3.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2. 3. 2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 3. 2-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

蓄電池による給電時間評価結果について

重大事故等対象設備に電源供給を行う常設代替直流電源設備として、緊急用直流 125V 蓄電池の 1 系統を有している。

高圧代替注水系の運転操作に係る負荷は、緊急用直流 125V 主母線盤に接続されており、緊急用直流 125V 蓄電池より給電される。全交流動力電源喪失時には、同蓄電池からの電源供給により、高圧代替注水系を起動し、原子炉への注水を行う。同蓄電池からの電源供給としては、電源供給開始から負荷の切り離しを行うことなく、24 時間※¹にわたり高圧代替注水系による注水に係る負荷に電源を供給するものとして評価する。

上記運転方法に必要な負荷容量が約 5,278.8Ah であることに対し、緊急用直流 125V 蓄電池の容量が 6,000Ah※²であることから、24 時間にわたり高圧代替注水系の運転継続のための電源供給が可能である。
(第 1 図)

※ 1 : 全交流動力電源喪失 (T B D) においては、事象発生 8 時間後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水に切り替えるが、蓄電池の容量評価を保守的に評価するため、高圧代替注水系を 24 時間運転継続した想定で評価を実施している。

※ 2 : 蓄電池容量は、使用開始から寿命までの間変化し、使用年数を経るに従い容量が低下するため、蓄電池容量の算出にあたっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率 0.8 を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることから、必要容量に

対して余裕を持った容量を設定している。

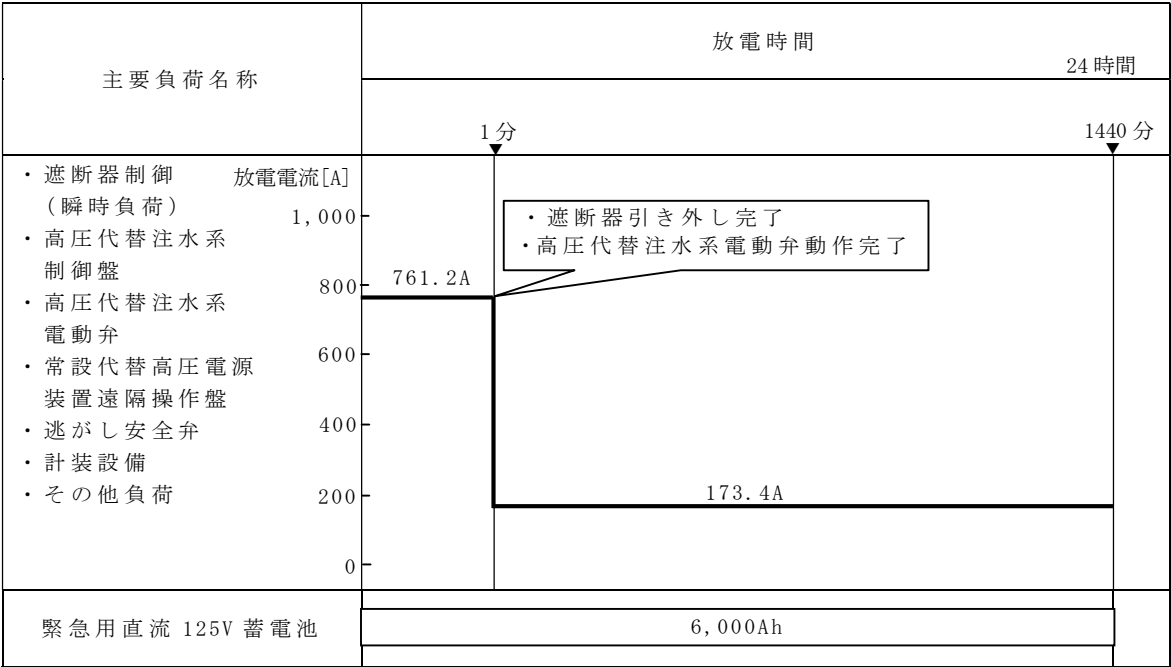
(1) 常設代替直流電源設備の仕様

名称：緊急用直流 125V 蓄電池

型式：制御弁式据置鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：原子炉建屋廃棄物処理棟 1 階



第 1 図 緊急用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

全交流動力電源喪失（T B D， T B U）時における高圧代替注水系の
8 時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（T B D， T B U）では，約 8 時間の高圧代替注水系を用いた原子炉注水に期待している。第 1 図に高圧代替注水系の系統構成概略を示す。

高圧代替注水系の起動から約 8 時間の継続運転のために代替直流電源を必要とする設備として，計測制御設備及び電動弁があるが，これらに電源供給が可能であることは添付資料 2.3.2.1 にて確認している。

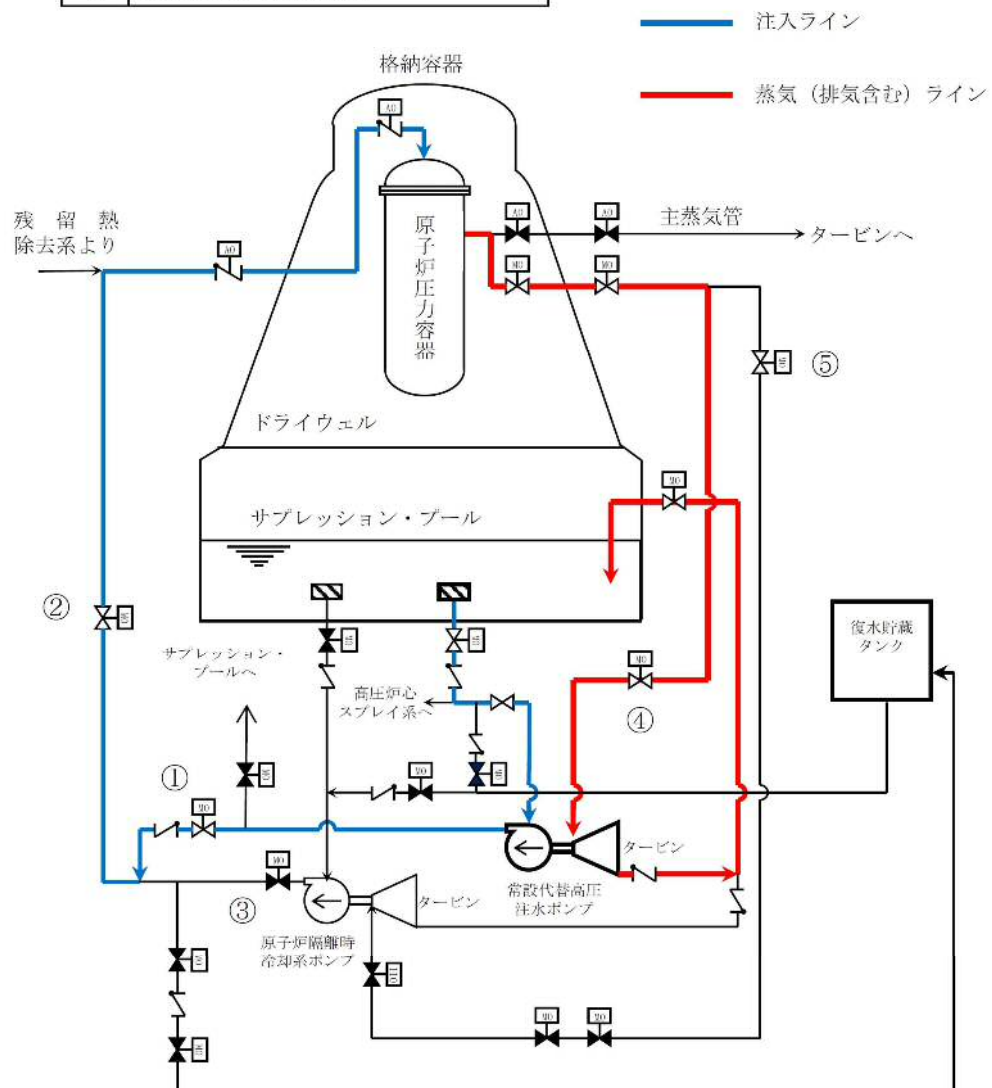
事故時には代替直流電源の容量以外にも，サプレッション・プール水温度の上昇や高圧代替注水系ポンプ室温度及び中央制御室温度の上昇が，高圧代替注水系の運転継続に影響することもあるため，その影響についても確認した（第 1 表参照）。

第 1 表に記載したそれぞれの要因は高圧代替注水系の 8 時間継続運転上の制約とならないことから，本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当であると考ええる。

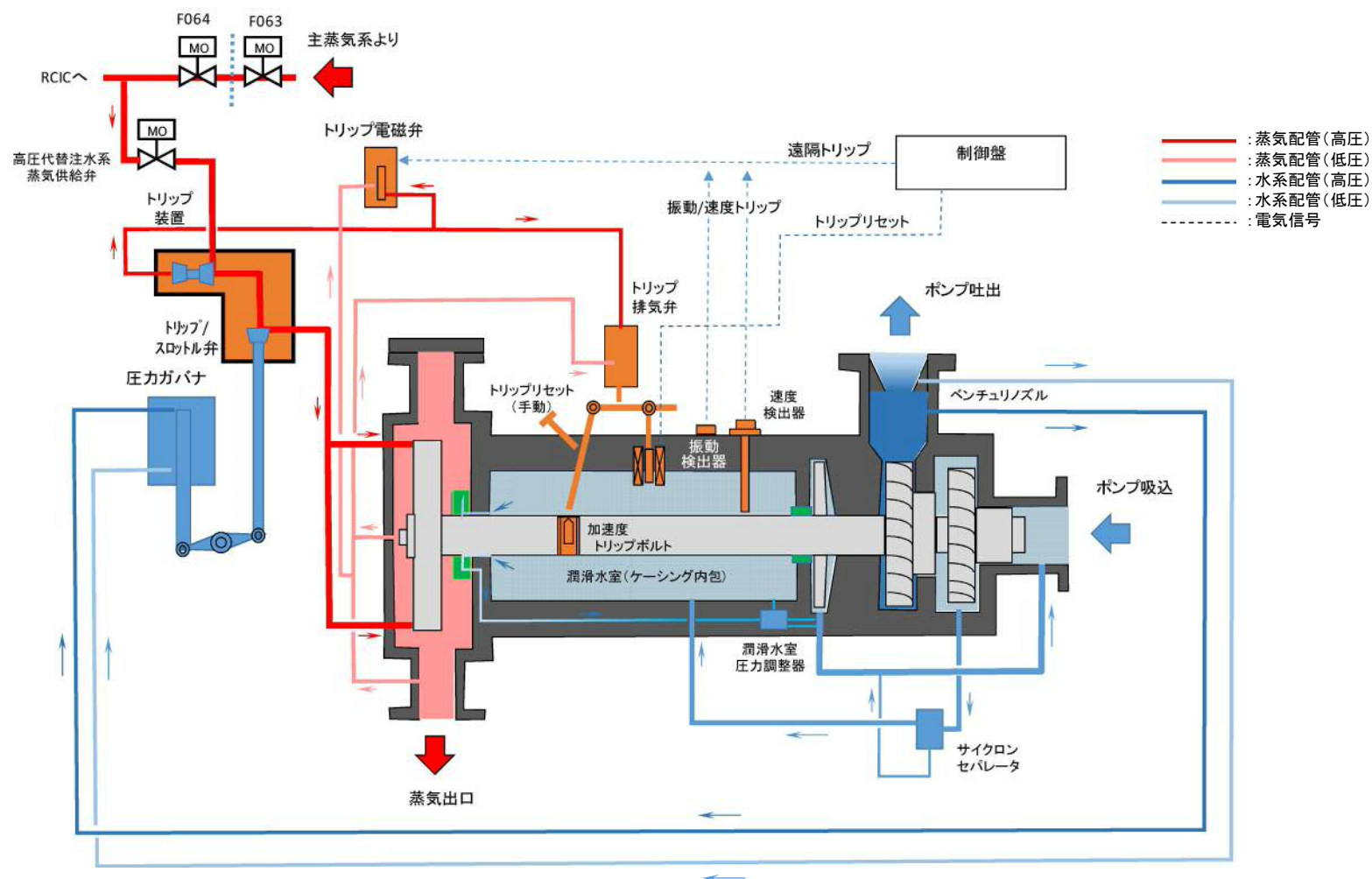
第 1 表 全交流動力電源喪失時（T B D，T B U）における高圧代替注水系の継続運転への影響評価

要因	影響概要	評 価
サプレッション・プール水温度上昇	サプレッション・プール水温度の上昇により、高圧代替注水系ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	高圧代替注水系ポンプの第一水源であるサプレッション・プールを水源とした場合、事象発生後 8 時間での水温は約 100℃となる。（第 3 図） この時の高圧代替注水系の有効吸込み水頭（N P S H）は、類似システムである原子炉隔離時冷却系ポンプと比較評価し、有効 N P S H 評価条件である静水頭（サプレッション・プール水位低レベル～ポンプ吸込みレベル）及び配管設計が類似となり、静水頭及び配管圧損に大きな差異が生じないことから、サプレッション・プール水温上昇時においても、原子炉隔離時冷却系ポンプ同様、必要 N P S H に対し有効 N P S H が上回るため、キャビテーションは発生しない。また、温度耐性の観点からも、高圧代替最高使用温度 120℃で設計するため、サプレッション・プールの温度上昇による高圧代替注水系の 8 時間運転継続への影響はない。
高圧代替注水系ポンプ室温度上昇	高圧代替注水系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は 65.6℃を想定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、高圧代替注水系が設置される高圧代替注水系ポンプ室温が 65.6℃を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（T B D，T B U）時の高圧代替注水系ポンプ室温度を評価した結果、事象発生から 8 時間後の室温は約 65℃（初期室温 40℃）であり、高圧代替注水系の設計で想定している 65.6℃を下回る。したがって、高圧代替注水系ポンプ室温度上昇によって高圧代替注水系の 8 時間継続運転は阻害されない。（補足資料）
中央制御室温度上昇	中央制御室に設置する高圧代替注水系制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超え、高圧代替注水系ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（T B D，T B U）は全交流動力電源喪失（長期 T B）とほぼ同様の事象進展であり、中央制御室の温度評価に当たっては全交流動力電源喪失（長期 T B）の直流電源の熱負荷に包含されることから、全交流動力電源喪失（T B D，T B U）時の中央制御室温度は、全交流動力電源喪失（長期 T B）の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって高圧代替注水系の 8 時間継続運転は阻害されない。（添付資料 2.3.1.1）

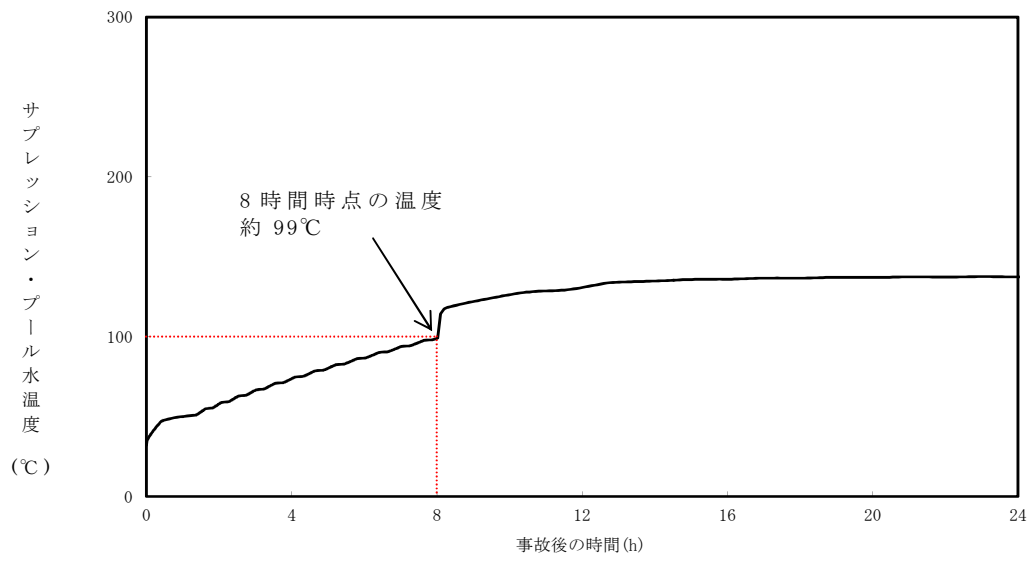
	弁名称
①	高压代替注水系注入弁
②	R C I C 注入弁
③	R C I C ポンプ出口弁
④	高压代替注水系蒸気供給弁
⑤	S A 用 R C I C 蒸気止め弁



第 1 図 高压代替注水系系統概要図



第2図 高圧代替注水系ポンプ回り系統図



第 3 図 サプレッション・プール水温度の推移

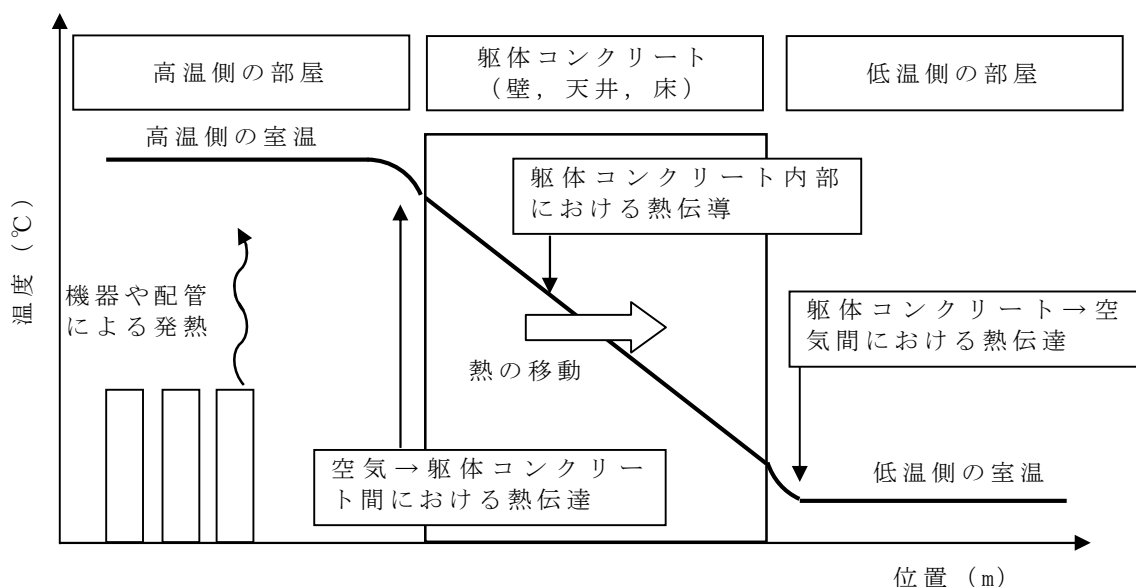
全交流動力電源喪失時（T B D，T B U）における
高圧代替注水系ポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、室内の機器や配管などの熱源や評価対象の部屋よりも室温が高い隣の部屋（上下階含む）から受ける熱量（室内外発熱負荷）と評価対象の部屋よりも室温が低い隣の部屋（上下階含む）への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。（第4図参照。）

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、室温が評価対象の部屋の躯体温度以上になれば評価対象の部屋から躯体への放熱が始まり、温度上昇は抑制される。



第4図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

① 高圧代替注水系ポンプ室の条件

- ・ 初期室温：40℃（夏季設計温度）
- ・ 容 積：692m³
- ・ 熱 容 量：715kJ／℃

（保守的に室内機器分の鉄熱容量は考慮せず，
上記容積分の空気熱容量のみを考慮する。）

- ・ 発熱負荷：第 2 表参照。また，発熱負荷の内訳を第 3 表に示す。

第 2 表 高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱負荷 (kW)	14.5	14.5	14.5	14.6	15.1	15.6	16.0	16.5	16.9

第 3 表 高圧代替注水系ポンプ室 発熱負荷内訳

配管内の流体温度		発熱負荷	
時間 (h)	注水配管内流体温度設定 (℃)※ 1	配管 (kW)	機器 (kW)
0	66※ 2	9.5	5.0
1	66※ 2	9.5	5.0
2	66※ 2	9.5	5.0
3	67	9.6	5.0
4	74	10.1	5.0
5	81	10.6	5.0
6	87	11.0	5.0
7	94	11.5	5.0
8	99	11.9	5.0

※ 1：注水配管以外にはタービン側配管がある。それは保守的に最高使用温度が 0～8h まで継続するものとして設定する。

※ 2：0～2h までのサプレッション・プール温度は，32～59℃の範囲であるが，保守的に 66℃にて設定する。

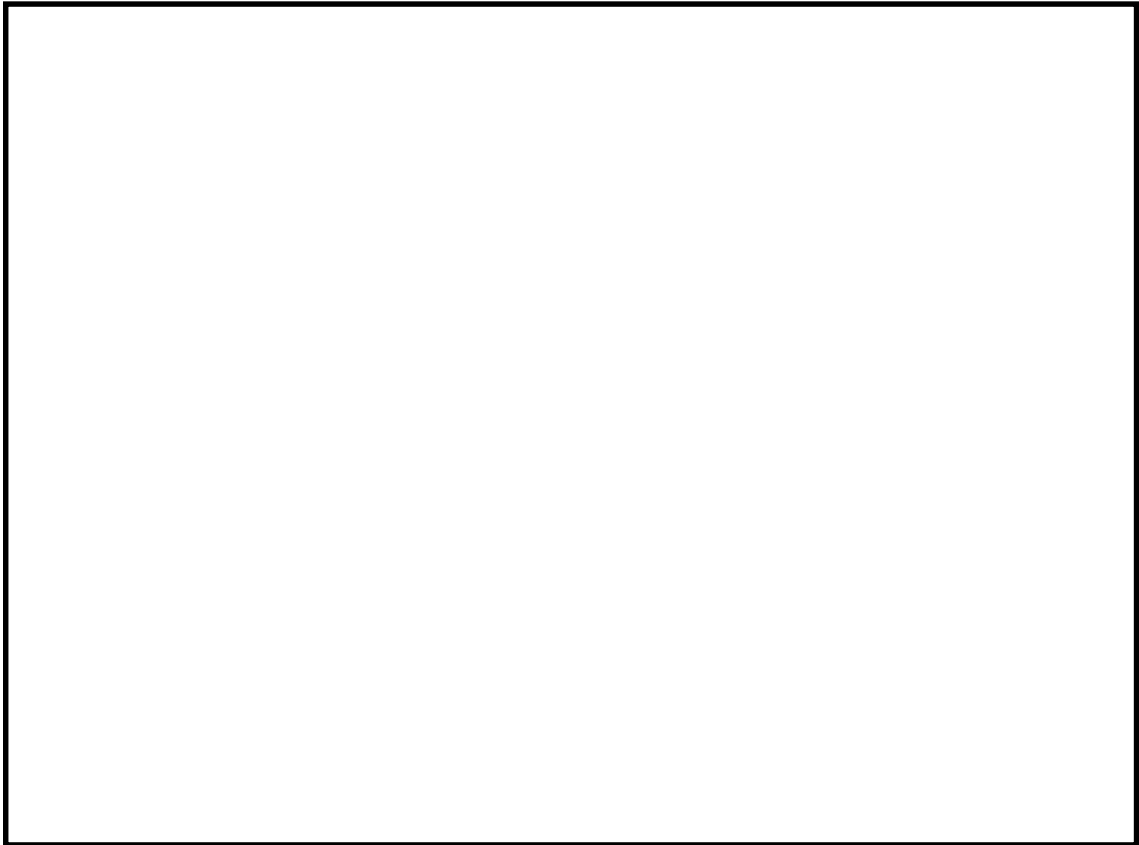
② 高圧代替注水系ポンプ室に隣接する部屋の温度

第 4 表に隣接する部屋の温度条件を示す。また、第 5 図に高圧代替注水系ポンプ室と隣接する部屋の位置関係を示す。

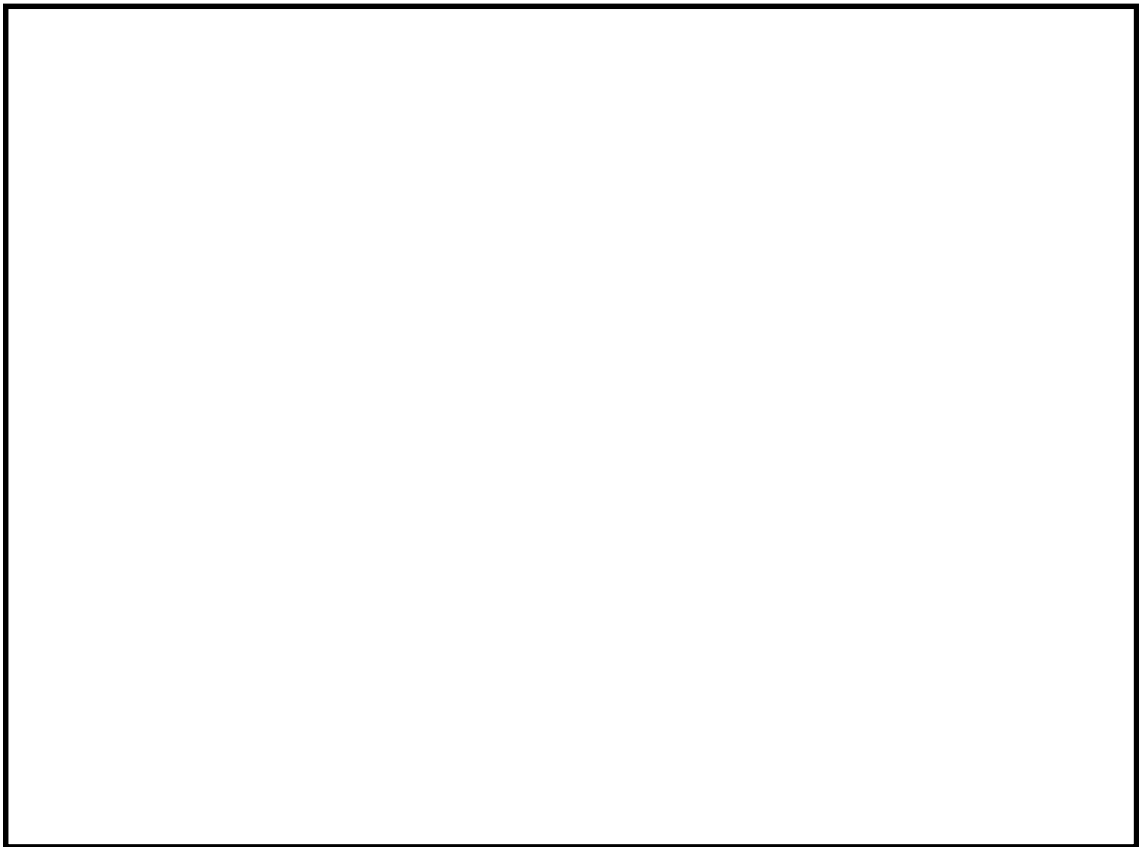
なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。

第 4 表 隣接する部屋の温度条件

隣接する部屋	温度条件 (℃)	設定理由
原子炉棟	65.6	設計基準事故時に想定している蒸気配管破断を考慮した左記温度を設定
一般エリア (二次格納容器施設外)	50.0	全交流動力電源喪失時の一般エリア内は、発熱源が少なく、夏季設計温度 40℃ から 5℃ 程度上昇することが想定される。このため、これに余裕を見た左記温度を設定
サプレッション・チェンバ	99.0	全交流動力電源喪失時のサプレッション・チェンバの 8 時間後の最大温度を設定
地中	20.0	水戸市の地中温度の最大となる月平均温度 16.2℃ に余裕を見た値を設定。 (「地中温度等に関する資料(農業気象資料第 3 号, 1982)」)



原子炉建屋地下 2 階※¹



原子炉建屋地下 1 階

※¹：地下 2 階より下は，躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

第 5 図 高圧代替注水系ポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

③ 躯体コンクリートの熱伝達条件

a. コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 ($W/m^2 \cdot ^\circ C$)
鉛直壁面	
水平壁面（上向き）	
水平壁面（下向き）	

※ 1：伝熱工学資料第 5 版に基づき、温度差 $5^\circ C$ 、代表高さ 5m にて算出した値

b. コンクリートの熱伝達率

評価壁面	物性値※ 2
熱伝導率	
熱拡散率	

※ 2：伝熱工学資料第 5 版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時（T B D，T B U）において、事象発生 8 時後の高圧代替注水系ポンプ室の温度は約 $65^\circ C$ 、中央制御室温度は、全交流動力電源喪失（長期 T B）の評価結果と同様であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 $40^\circ C$ 以下であり、設計で考慮している温度を超過しないため、高圧代替注水系の運転継続に与える影響はない。



第 6 図 高圧代替注水系ポンプ室温の推移

安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

全交流動力電源喪失（TBD，TBU）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

原子炉安定状態の確立について

高圧代替注水系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBD，TBU））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気单相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし，おおむね炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは，この影響は小さいと考えられる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	有効性評価解析では炉心の冷却は維持され，燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.2.4-1

添付資料 2.3.2.4

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-Ⅲでは、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、炉心の冠水状態がおおむね維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがなく、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(M A A P)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～ 約 3, 293MW （実績値）	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 （压力容器ドーム部）	6. 93MPa〔gage〕	約 6. 91～ 約 6. 94MPa〔gage〕 （実績値）	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約 122cm～ ＋132cm） （実績値）	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t／h （定格流量 （100％流量））	定格流量の 約 86％～約 104％ （実績値）	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9 × 9 燃料 （A 型）	装荷炉心ごと	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定	最確条件とした場合には、9 × 9 燃料（A 型）及び 9 × 9 燃料（B 型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9 × 9 燃料（A 型）及び 9 × 9 燃料（B 型）の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大 線出力密度	44. 0kW／m	約 33～41kW／m （実績値）	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の 崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd／t	燃焼度 33GWd／t 以下 （実績値）	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和される。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5kPa〔gage〕	約 2.2～4.7kPa〔gage〕 （実績値）	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ （実績値）	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	5,700m ³ （設計値）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ （実測値）	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3％程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3％程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m （通常運転水位-4.7cm）	7.000m～7.070m （実績値）	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3％程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3％程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ （実績値）	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa （ドライウエーサ プレッション・チェン バ間差圧）	作動差圧：3.45kPa （ドライウエーサ プレッション・チェン バ間差圧） （設計値）	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (北側淡水池 + 高所淡水池 + 代替淡水貯槽)	北側淡水池、高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク + 可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	直流電源喪失	—	直流電源の喪失により、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失することを想定		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間 1.05 秒)	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シナリオにおいては、高圧注水機能である高圧代替注水系を手動起動させることから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4/4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	高压代替注水系	・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 高压代替注水系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水系）	最小流量特性 ・注水流量： 0～1,676m ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	低圧代替注水系（可搬型）	（原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量： 0～110m ³ /h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	（原子炉注水単独時） ・注水流量： 0～110m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h 以上	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：50m ³ /h 以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	スプレイ流量： 130m ³ /h（一定）	スプレイ流量： 130m ³ /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ）	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	熱交換器 1 基当たり 約 43MW （サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基当たり 約 43MW 以上 （サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／5）

項 目		解析上の 操作開始時間	条件設定の 考え方	操作不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から 25分後	可搬型照明の準備完了後，運転手順に基づき，直流電源喪失を確認し，高圧代替注水系の準備が完了した時点で原子炉注水を開始するため，状況判断及び高圧代替注水系の準備に要する時間を考慮して設定	【認知】 可搬型照明の準備完了後，中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により原子炉スクラム，全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分，事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって，認知時間として余裕を含めて11分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作として4分，高圧代替注水系の起動操作として6分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として10分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 全電源喪失時の状況を考慮して可搬型照明を確保した後に操作を実施する想定としており，また，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であることから，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間，高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作及び高圧代替注水系の起動操作時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり，この場合は，原子炉への注水開始が早くなることで，原子炉水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	操作開始時間が事象発生25分後と同様であるが，高圧の注水系統により原子炉注水を実施する本事故シナシに比べて，原子炉減圧操作を実施し低圧の注水系統により原子炉注水を実施することから事象進展がより厳しくなる「L O C A時注水機能喪失」において，10分の原子炉減圧操作開始遅れを想定した場合でも，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。 (添付資料2.6.7)	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。解析上においては，起回事象の外部電源喪失から全電源喪失の認知及び高圧代替注水系による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ，訓練実績は約17分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／5）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	逃がし安全弁 （自動減圧機 能）による原 子炉減圧操作 （可搬型代替 注水大型ポン プを用いた低 圧代替注水系 （可搬型）に よる原子炉注 水操作）	事象発生から 8時間1分後	実際には、低圧で注水可能な系統（低圧代替注水系（可搬型））が準備できた時点でサブプレッション・プール水温度が熱容量制限を超過している場合は減圧操作を実施するが、余裕時間を確認する観点で8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、減圧操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 可搬型照明の準備完了後、中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により原子炉スクラム，全電源喪失等を確認する。可搬型照明の準備に1分，事象初期の状況判断に余裕時間を含め10分を想定している。よって，認知時間として余裕を含めて11分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす影響は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールロード等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として150分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は，高圧代替注水系により原子炉注水が確保されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり，評価上は余裕時間を確認する観点で8時間後に準備が完了するものとしており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約150分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を125分と想定しているところ，訓練実績等では約114分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を1分と想定しているところ訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／5）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて 90 分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間 210 分のところ，訓練実績等により約 25 分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／5）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サブプレッショ ン・チェンバ 圧力 279kPa 〔gage〕到達 時	運転手順に基づき 格納容器ベント実 施基準である格納 容器最高使用圧力 （310kPa〔gage〕） に対する余裕を考 慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa〔gage〕）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，この場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生の約 13 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，評価上は余裕時間を確認する観点で可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を 8 時間後と想定しており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（5／5）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として4分，残留熱除去系による原子炉注水操作として2分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として6分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は24時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を6分想定しているところ，訓練実績では，約4分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³
- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 8 時間 1 分後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

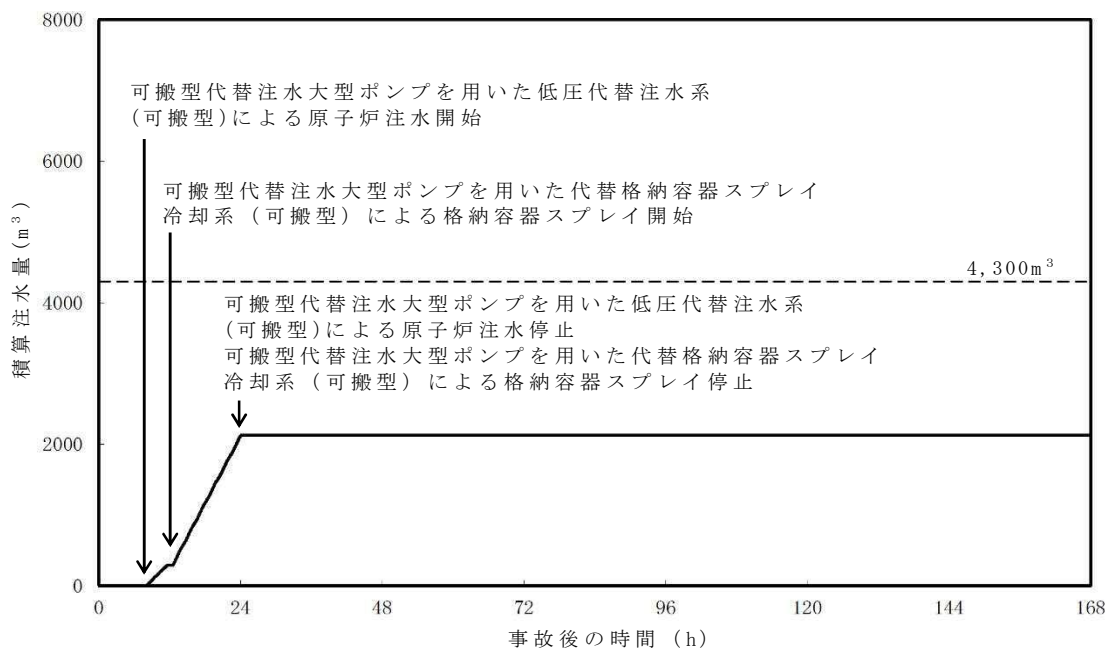
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，高圧代替注水系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 8 時間 1 分以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,130m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量
(全交流動力電源喪失 (T B D , T B U))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 2,130m³ 必要となるが、北側淡水池に約 2,500m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。なお、代替淡水貯槽に 4,300m³ 及び高所淡水池に 2,500m³ の水を保有することから、これら水源を使用した場合についても、同様に安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

(全交流動力電源喪失 (T B D, T B U))

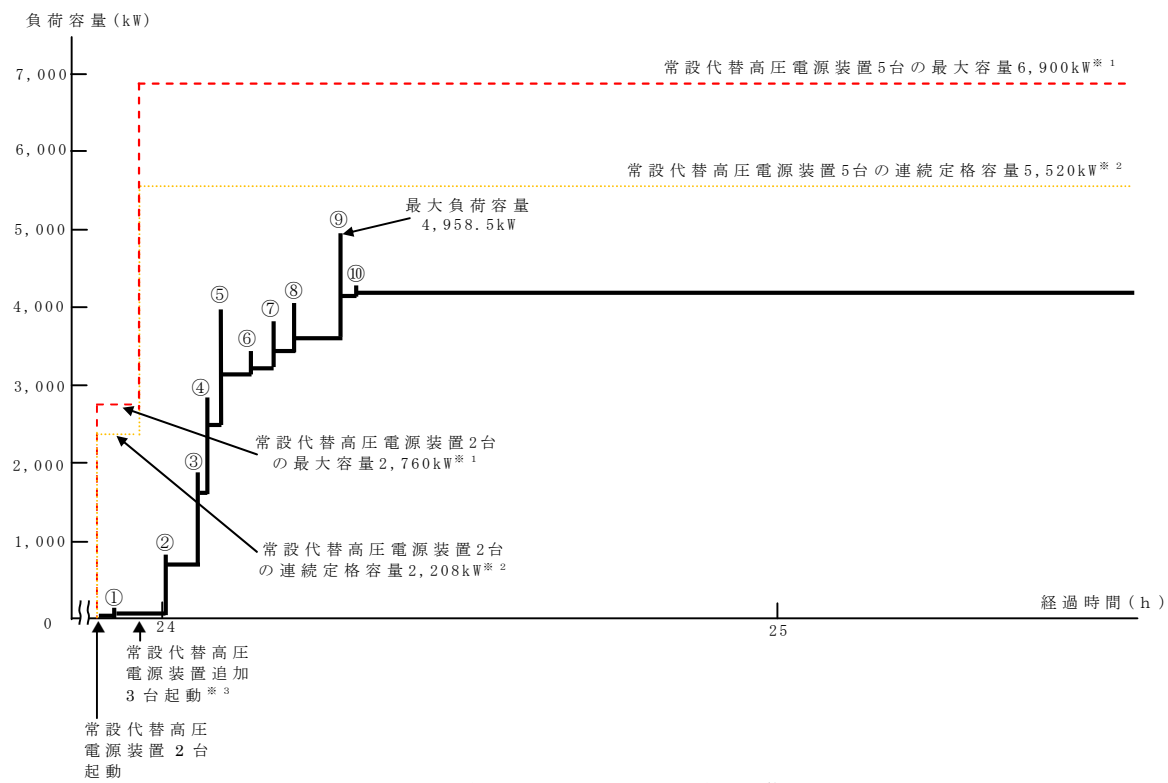
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)} = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ系(可搬型)) $218\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)} = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (T B D , T B U))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷 非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5 35.9 71.2 102.1 103.9	832.9	761.9
③	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑤	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑥	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑦	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑨	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑩	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数＝最大容量)

※2：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量)

※3：非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」，②「サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）D G 失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S 失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」は，原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失により，電動の原子炉注水機能が喪失するとともに，逃がし安全弁 1 弁が開固着することで原子炉圧力が低下し，蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系も停止することで全ての原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 弁開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備並びに交流動力電源を必要としない重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁 1 弁開固着によって蒸気駆動の原子炉注水機能が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は蒸気駆動の原子炉注水機能を用いた原子炉注水により原子炉水位を維持し、その後、原子炉減圧を実施し可搬型の原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図る。また、可搬型の格納容器冷却機能を用いて格納容器冷却を実施するとともに、代替交流電源設備により交流動力電源を復旧し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.3.3-1 図に、対応手順の概要を第 2.3.3-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.3.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 24 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.3.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 24 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止しているにもかかわらず、原子炉圧力が低下していることにより逃がし安全弁の開固着を確認する。さらに、再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後、非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動

準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。なお，逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。

g．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着したものを含め7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

h．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

i．タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，現場操作にて可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施する。また，同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

m. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧

電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

n. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、 $M/C \quad 2C(2D)$ 電圧である。

o. 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。その後、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量等である。

p. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降、残留熱除去系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器除熱を実施する。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンス

は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失するとともに、逃がし安全弁の再閉鎖失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系も停止することで、全ての注水機能が喪失する「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本

重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.3.3-2 表に示す。
また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。同時に，逃がし安全弁 1 弁の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉スクラムするものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し、閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、外部電源喪失により駆動電源が喪失し、全台停止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開固着の1弁と合わせて合計7弁使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]^*$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。また、運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が $1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下した時点で停止するものとする。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプ1台を使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、 $0\sim 1,676\text{m}^3/\text{h}$ （ $0\sim 1.55\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レ

ベル 8) 設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g) 低圧代替注水系（可搬型）

可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合は、機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～110m³/h、注水圧力：0～1.4MPa[dif]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/h（一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。

(h) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m³/h（一定）を用いるものとする。また、サブプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage]に到達した場合に停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(i) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に 1.9×10³t/h の流量で格納容器へスプレイするものとし、そのうち 95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。なお、格納容器スプレイ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達した時点でサブプレッション・プール冷却運転に切り替える。

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール

水温度 100℃，海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 交流動力電源は 24 時間使用できないものとし，事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置により非常用母線への給電を開始する。
- (b) 所内常設直流電源設備は，事象発生から 1 時間経過するまでに中央制御室にて不要な負荷を切り離し，事象発生から 8 時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施する。
- (c) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は，状況判断，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備及び原子炉減圧操作に要する時間を考慮して，事象発生 3 時間 1 分後に実施する。
- (d) 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は，サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (e) 残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 24 時間 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内

外水位)※, 注水流量, 逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉压力容器内の保有水量の推移を第2.3.3-4図から第2.3.3-8図に, 燃料被覆管温度, 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数, 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.3.3-9図から第2.3.3-14図に, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気温度, サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.3-15図から第2.3.3-18図に示す。

※: 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し, 運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお, シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから, 原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後, 原子炉スクラム, 主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプの停止が発生し, 原子炉水位が原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達すると, 原子炉隔離時冷却系が自動起動し, 原子炉への注水が開始されることで, 原子炉水位は維持される。

逃がし安全弁1弁が開固着することで, 蒸気の流出が継続し, 事象発生約1.3時間後に原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下し, 原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し, 燃料有効長頂部を下回る。

事象発生約3時間後に可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の準備が完了した時点で, 逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁(自動減圧機能)開放

による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生の約 14 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を開始し、事象発生の 24 時間後に交流動力電源が復旧した時点で残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納

容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.3.3-9 図に示すとおり、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 212 分後に約 746℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下にとどまることから、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.3.3-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 8.16MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.46MPa [gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力は、第 2.3.3-15 図に示すとおり、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレー冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 14 時間後に最高値の約 0.28MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目

である最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])を下回る。格納容器雰囲気温度は、第2.3.3-16図に示すとおり、事象発生約14時間後に最高値の約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である200℃を下回る。

第2.3.3-5図に示すように、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第2.3.3-15図及び第2.3.3-16図に示すように、事象発生約24時間後に、残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

(添付資料2.3.3.1)

安定状態が確立した以降は、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、全交流動力電源の喪失に加えて、逃がし安全弁1弁が開固着することに伴い原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下し原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位が低下

するため、直流電源の負荷切離操作を実施すること、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施すること並びに全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能も喪失し格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することから、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施すること及び交流動力電源の復旧後に残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することが特徴である。

よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）、直流電源の負荷切離操作、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで、燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は

原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高め評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はH D R実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、B W Rの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系(可搬型)による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系(可搬型)による格納容器冷却に係る運転員等操作

時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.3.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSRF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.3.3-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は遅くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり，これ

らのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は，最確条件とした場合，おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり，炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが，原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.3.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり，最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり，最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため，原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで，原子炉水位の低下は緩和され，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから，評

価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水系）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は、解析上の操作開始時間として事象発生から1時間経過するまでを設定しており、直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 3 時間 1 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性がある。

（添付資料 2.3.3.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早

まる可能性があるが、解析条件ではないことから、所定の時間までに実施することで評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり、この場合には、原子炉注水の開始が早くなることで炉心が露出する時間が短くなり、燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があるが、この場合には、格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.3.2）

（3） 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離操作（中央制御室）は事象発生から 1 時間経過するまでに実施し、直流電源の負荷切離操作（現場）は事象発生の 8 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

第 2.3.3-19 図から第 2.3.3-21 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、運転手順に従い原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮し、事象発生から 3 時間 56 分（操作開始時間の 55 分の時間遅れ）までに操作を実施する場合、燃料被覆管の最高温度は 875℃となり、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、55 分程度の時間余裕は確保されている。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は、事象発生の約 14 時間後に実施するものであり、低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し、可搬型代替注水大型ポンプの準備完了を事象発生の 3 時間後と想定しており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は、非常用母線の受電後に実施するものであり、評価上は事象発生の 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.3.2, 2.3.3.3）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.3.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また、事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 6 名であり、発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による

原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては，7 日間の対応を考慮すると，合計約 2,160m³ 必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m³，北側淡水池に 2,500m³ 及び高所淡水池に 2,500m³ の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

（添付資料 2.3.3.4）

b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等については，事象発生からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水等について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.3.5）

c. 電 源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,165kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、蓄電池の容量については、交流動力電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 2.3.3.6)

2.3.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では、原子炉の出力運転中に全交流動力電源喪失が発生し電動の原子炉注水機能が喪失するとともに、逃がし安全弁再閉鎖失敗が重畳し原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することに伴い原子炉隔離時冷却系も停止し原子炉注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全

弁（自動減圧機能）による原子炉注水を継続し、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響について確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(T B P)」において、所内常設直流電源設備、原子炉隔離時冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに常設代替高圧電源装置からの給電後の残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系又はサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(T B P)」に対して有効である。

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（1／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	- 外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失すること，全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。 - 主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 - 原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し，逃がし安全弁の開固着を確認する。 - 再循環ポンプが停止したことを確認する。	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧 緊急用 M／C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉水位が，原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	- 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。 - 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 - 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は，逃がし安全弁の開固着によって，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。 - 原子炉隔離時冷却系の停止後は，逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し，燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は，炉心損傷がないことを継続的に確認する。	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W，S／C）

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（2／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	・ 全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認し，早期の電源回復不能を確認する。	－	－	－
電源確保操作対応	・ 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・ 外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	・ 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 ・ 逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから，原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は，原子炉注水が開始される。	－	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	・ 可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	・ 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により，原子炉水位が回復したことを確認する。 ・ 原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。	－	可搬型代替注水大型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（3／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	・早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。	所内常設直流電源設備	—	—
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	・格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に到達に到達したことを確認する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。	—	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・外部電源喪失の確認後、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M／C電圧
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	—	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M／C 2 C 電圧 M／C 2 D 電圧

第 2.3.3-1 表 全交流動力電源喪失（T B P）時における重大事故対策について（4／4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	・非常用母線受電後，残留熱除去系海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施する。	残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） 残留熱除去系海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系海水系系統流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力 ドライウェル圧力 サプレッション・プール水温度
使用済燃料プールの冷却	・使用済燃料プールの冷却を実施する。	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（1／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカ ート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃 料	9 × 9 燃料（A 型）	9 × 9 燃料（A 型）と 9 × 9 燃料（B 型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料（A 型）を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定

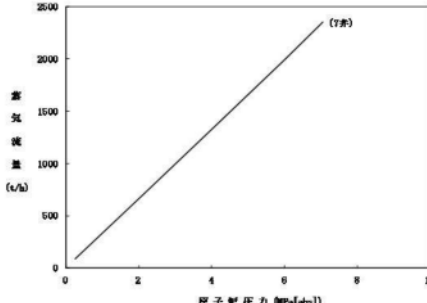
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（2／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 気相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位－4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温 度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル－サプレ ッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失 逃がし安全弁 1 弁開固着	本重要事故シーケンスの前提条件として非常用ディーゼル発電機等の機能喪失と同時に逃がし安全弁 1 弁の開固着を設定 なお、交流動力電源は 24 時間使用できないことを想定し、この期間は交流動力電源の復旧及び代替交流動力電源には期待しない
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失することを想定

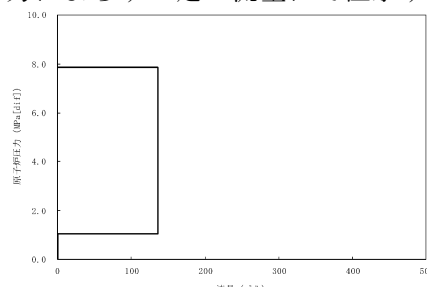
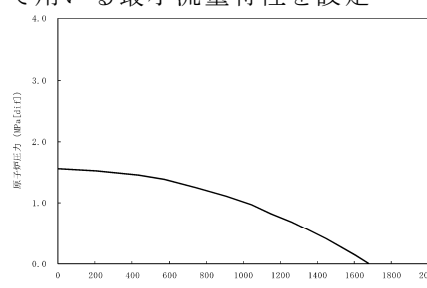
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（3／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	原子炉水位低下を厳しくする観点で，外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず，原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉	外部電源喪失により制御電源である原子炉保護系電源が喪失し閉止することから，事象発生と同時の主蒸気隔離弁閉を設定
	再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	外部電源喪失により駆動電源が喪失し全台停止することから，事象発生と同時の再循環ポンプ停止を設定

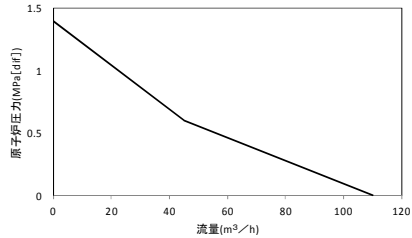
第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（4／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）6 弁を開放することによる原子炉減圧（再閉鎖失敗の 1 弁と合わせて 7 弁で原子炉減圧） <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（5／7）

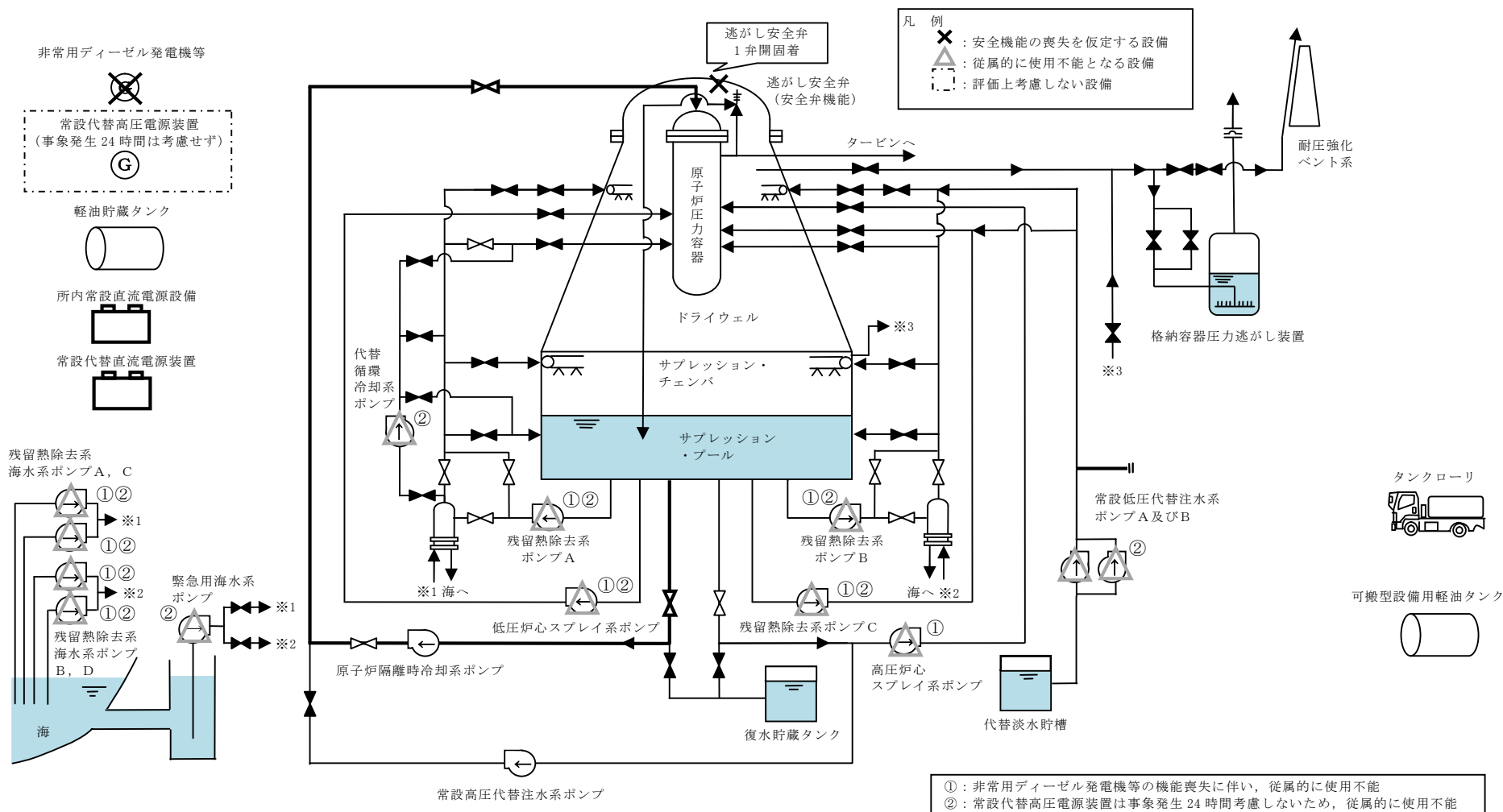
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 運転手順の停止判断基準に余裕を考慮して、原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下した時点で停止 最小流量特性 - 注水特性：136.7m³/h - 注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力によらず一定の流量にて注水する設計となっている 
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持し、原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m³/h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定 

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（6／7）

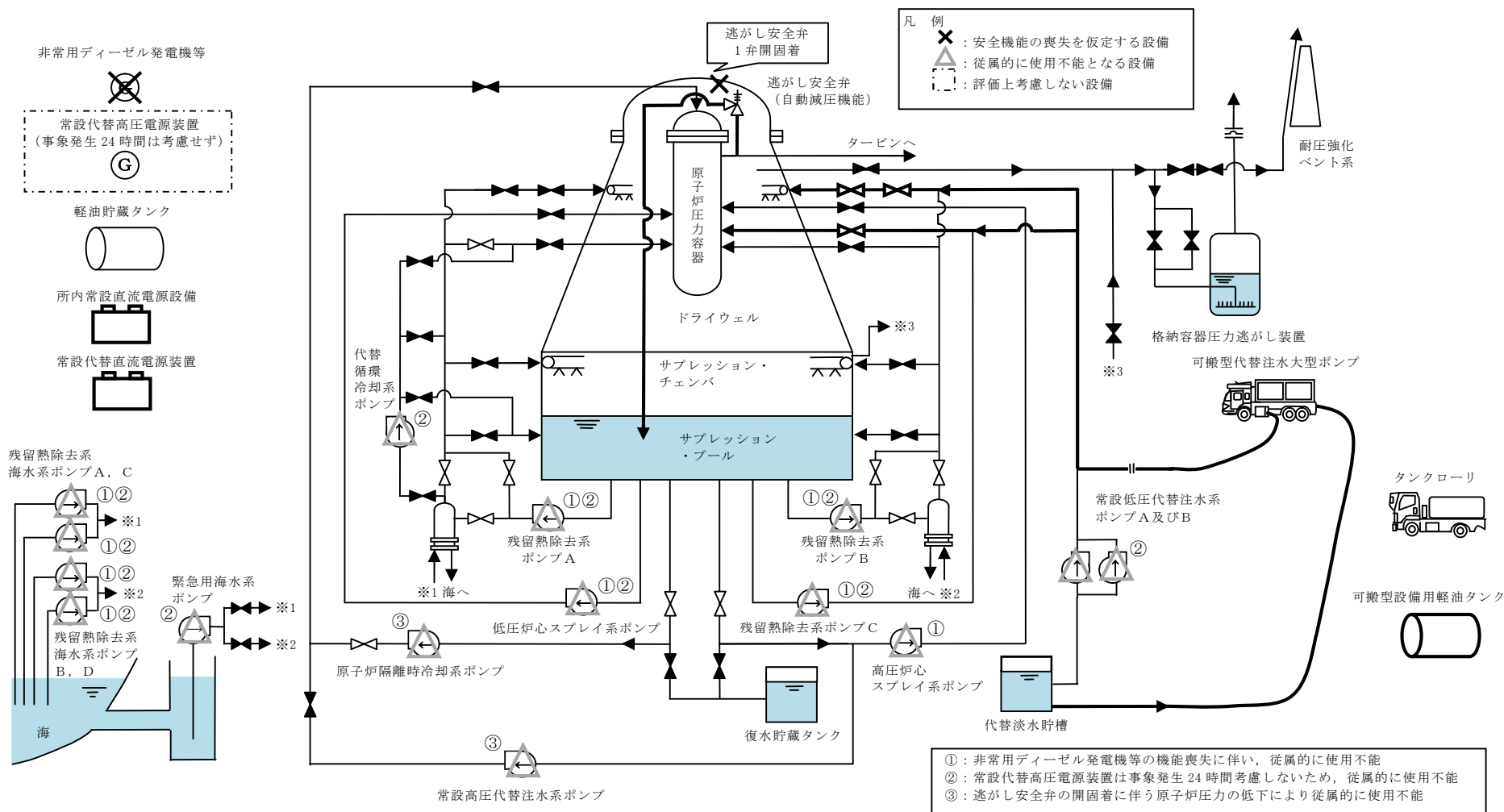
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（可搬型）	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～110m ³ /h ・注水圧力：0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 
		（原子炉注水と格納容器スプレィ併用時） ・注水流量：50m ³ /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）	サプレッション・チェンバ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し、279kPa[gage] に到達した場合に再開 スプレィ流量：130m ³ /h（一定）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系）	格納容器スプレィ実施中に格納容器圧力が 13.7kPa[gage] に到達した時点でサプレッション・プール冷却運転に切替え スプレィ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウエル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
		伝熱容量：約 43MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

第 2.3.3-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（T B P））（7／7）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離操作	事象発生から 1 時間まで（中央制御室） 事象発生から 8 時間後（現場）	本事故シーケンスの前提条件として設定
	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）	事象発生から 3 時間 1 分後	状況判断, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生から 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

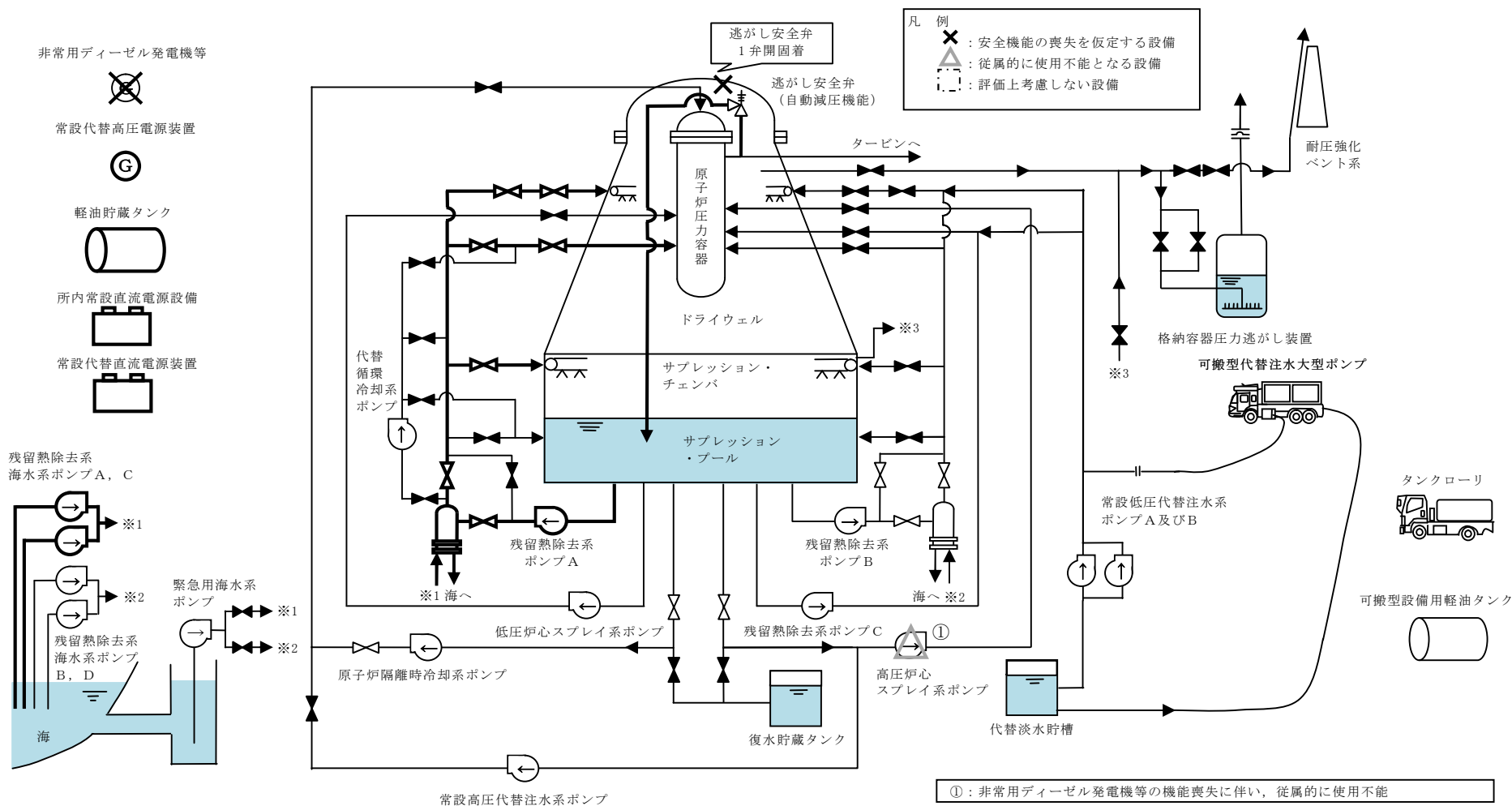


第2.3.3-1図 全交流動力電源喪失（TBP）時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

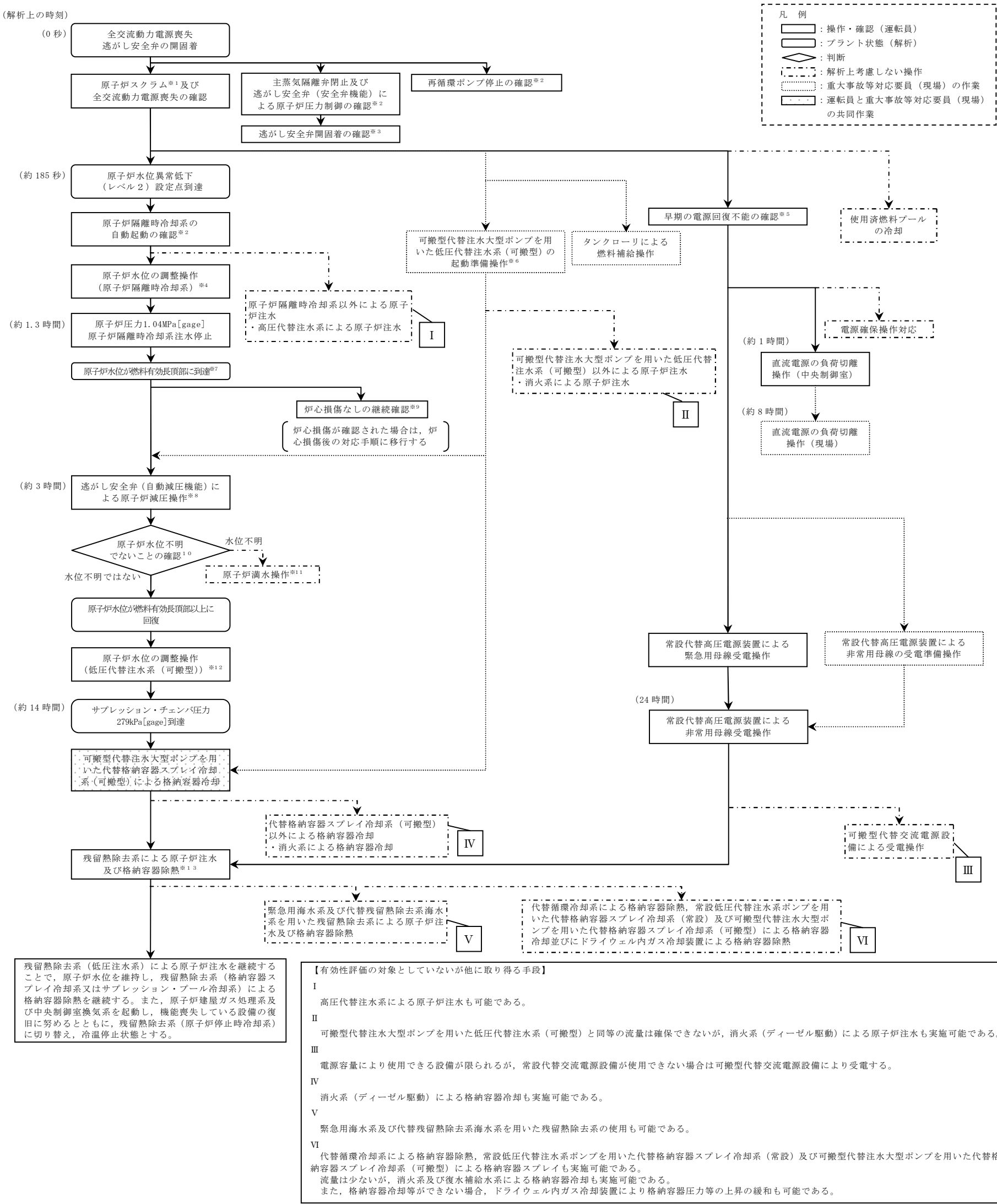


第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（TBP）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）

（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）



第 2.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (T B P) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



※ 1：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。

※ 2：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。

※ 3：主蒸気隔離弁の開止時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し、逃がし安全弁の開固着を確認する。

※ 4：原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。

※ 5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。

※ 6：全交流動力電源喪失に伴う低压注水機能喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、低压代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）には同じ可搬型代替注水大型ポンプを用いる。

※ 7：原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、燃料有効長頂部以下の維持時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っているかを確認するとともに、格納容器雰囲気線モニタにより燃料の健全性を確認する。
また、格納容器雰囲気監視系により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※ 8：低压で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。

※ 9：炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・ 格納容器雰囲気放射線モニタ線線量率が設計基準原子炉冷却材喪失事故時追加放出相当の 10 倍以上

※ 10：原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる恐れがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
原子炉水位不明は、以下により判断する。
・ ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
・ 原子炉水位の計装電源が喪失した場合
・ 原子炉水位の指示値のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※ 11：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。

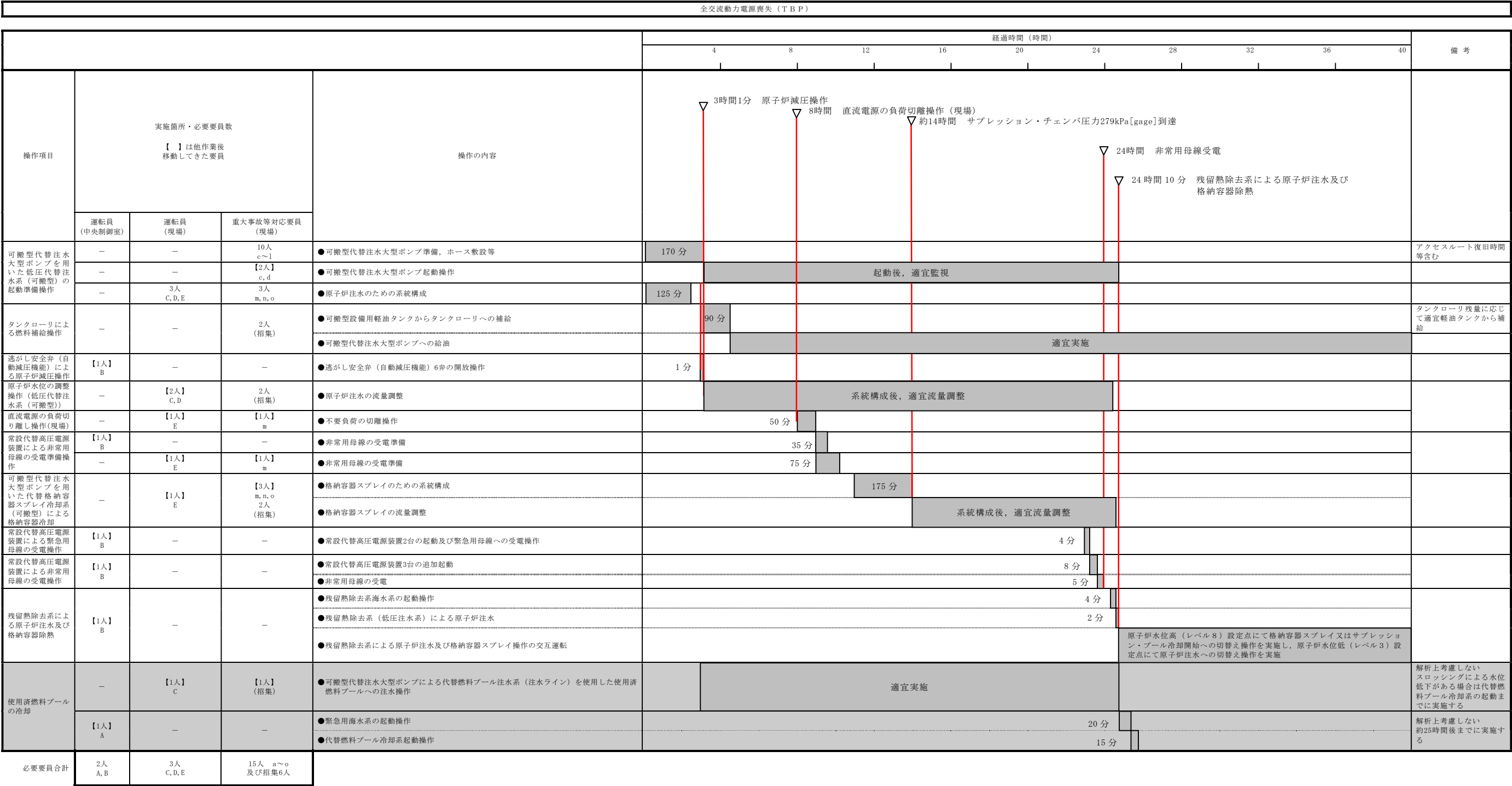
※ 12：可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。

※ 13：残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル 3）設定点にて残留熱除去系（低压注水系）に切り替え、原子炉水位高（レベル 8）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

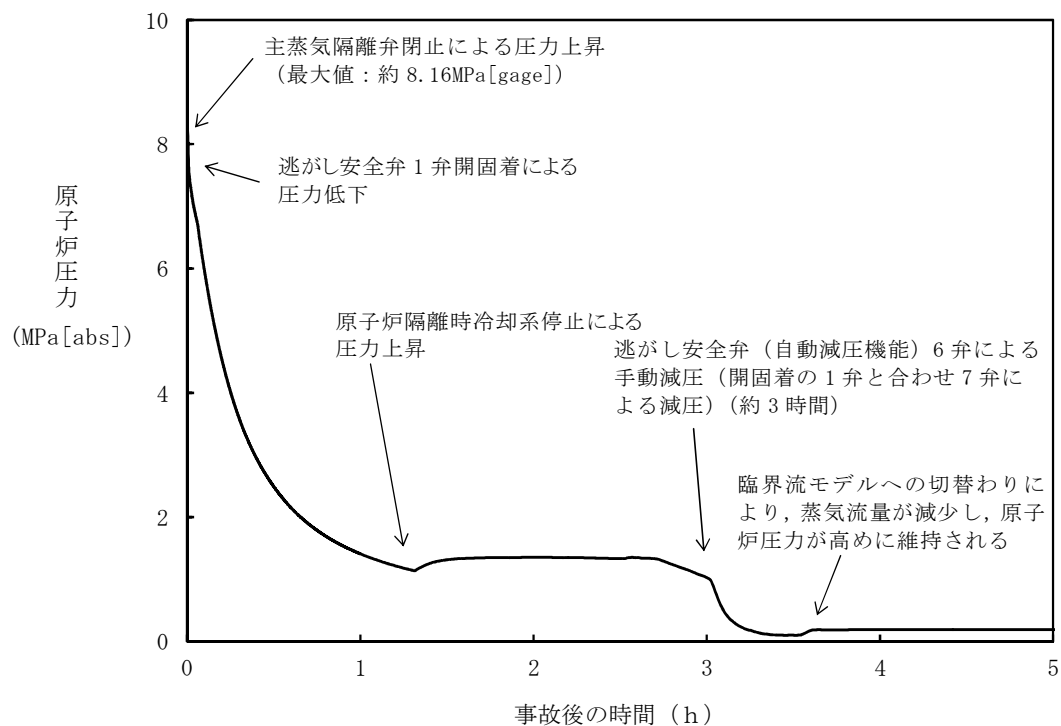
第 2.3.3-2 図 全交流動力電源喪失（T B P）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（T B P）													
					経過時間（分）								備 考
					0	10	20	30	40	50	60	70	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断 							

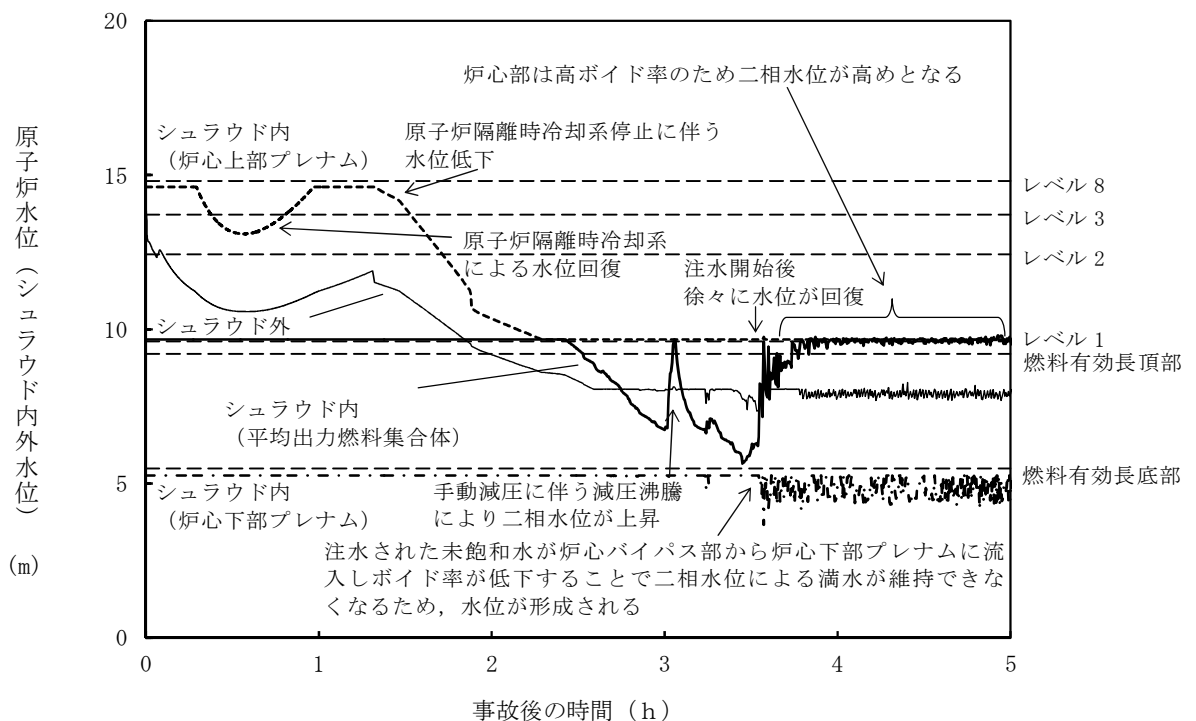
第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（1／2）



第 2.3.3-3 図 全交流動力電源喪失（T B P）の作業と所要時間（2／2）

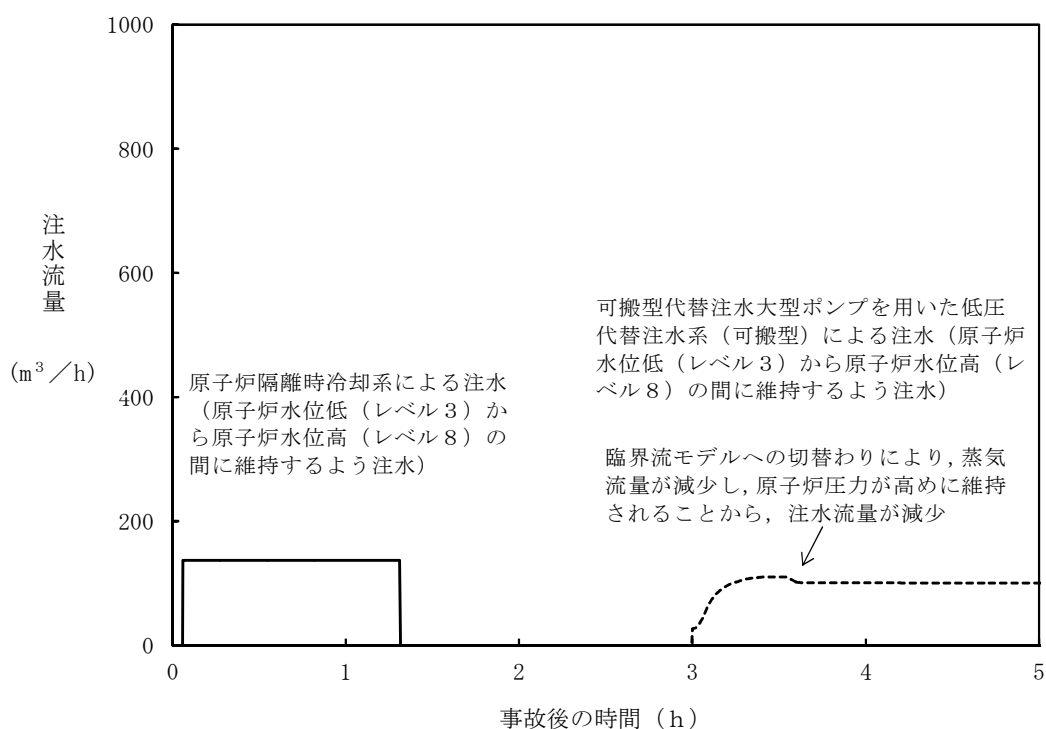


第 2.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

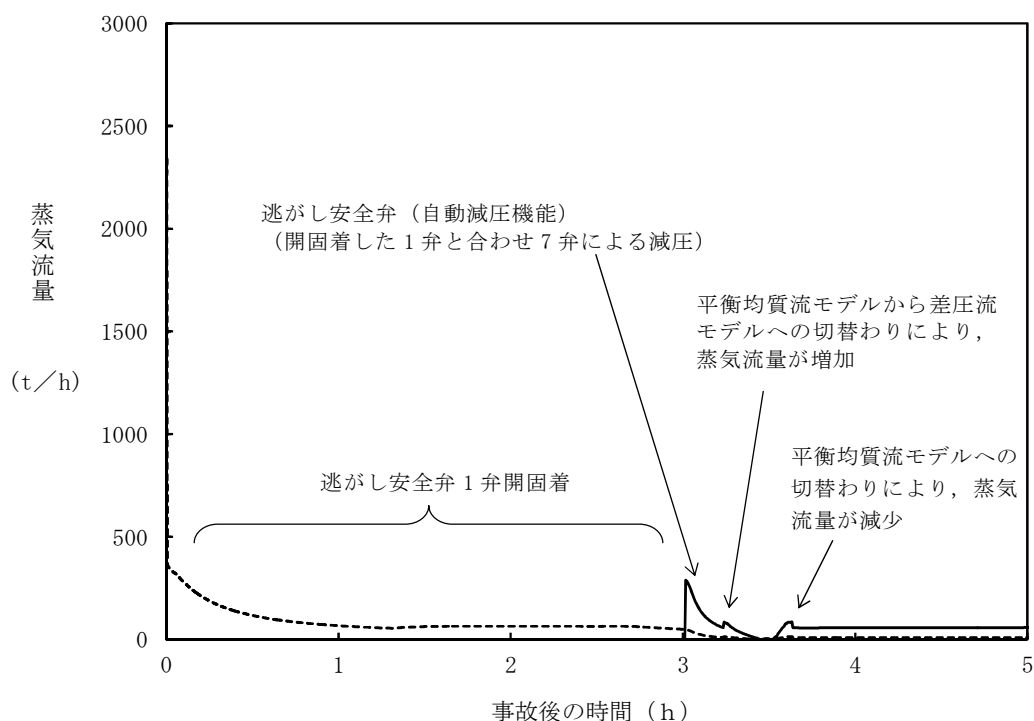


第 2.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

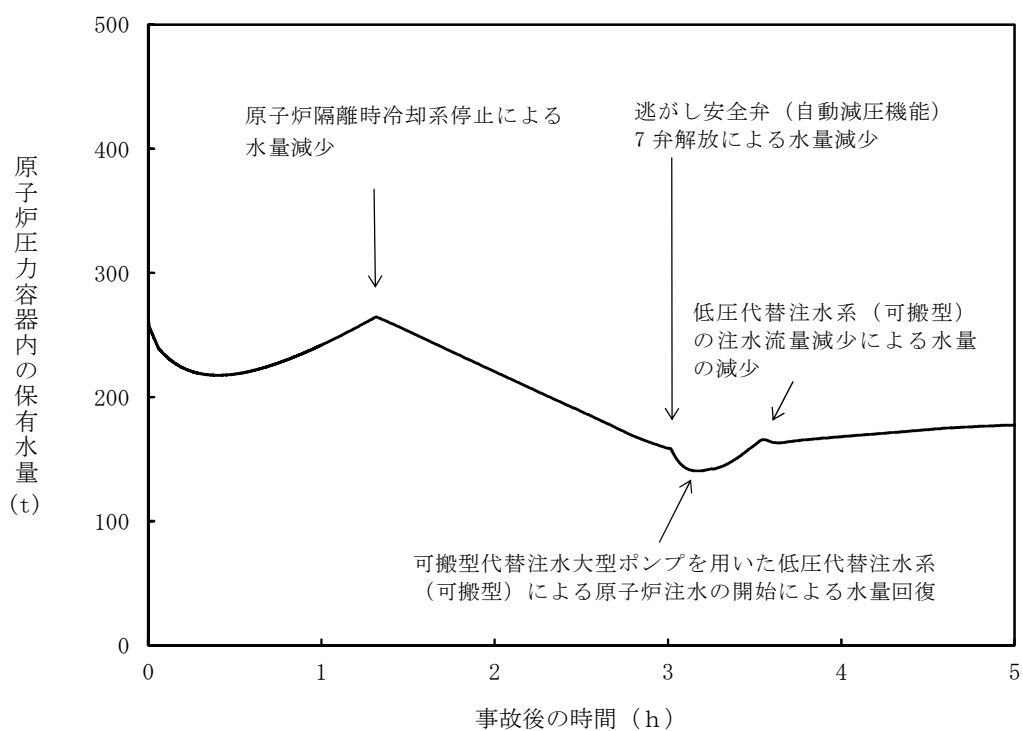
※: シュラウド内外水位はボイドを含む場合は, 二相水位を示している。



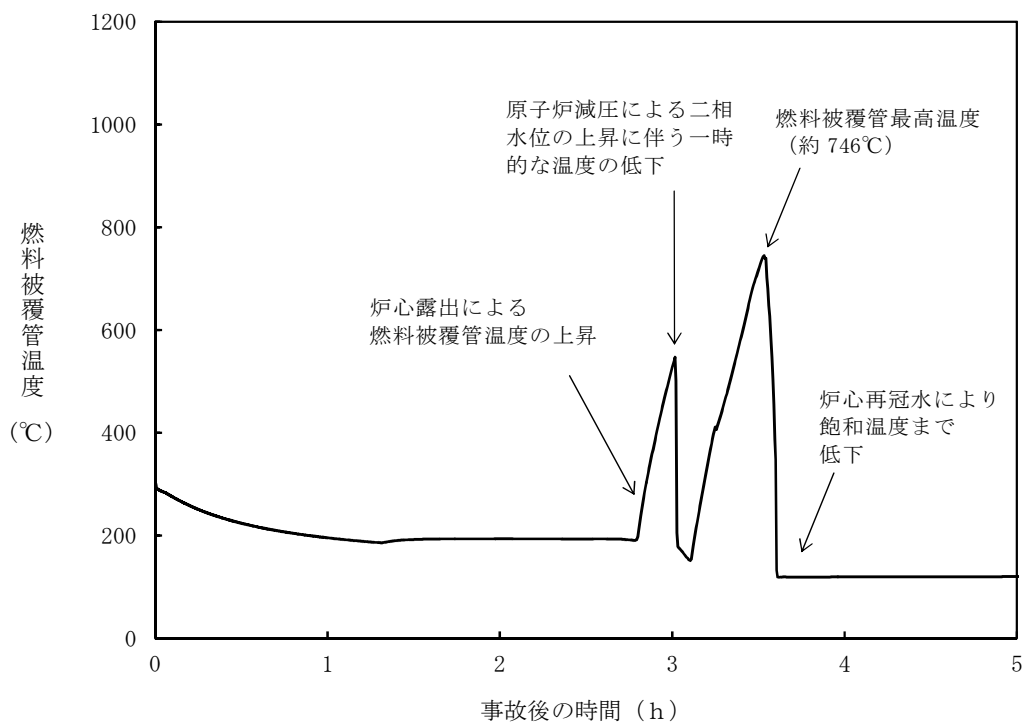
第 2.3.3-6 図 注水流量の推移



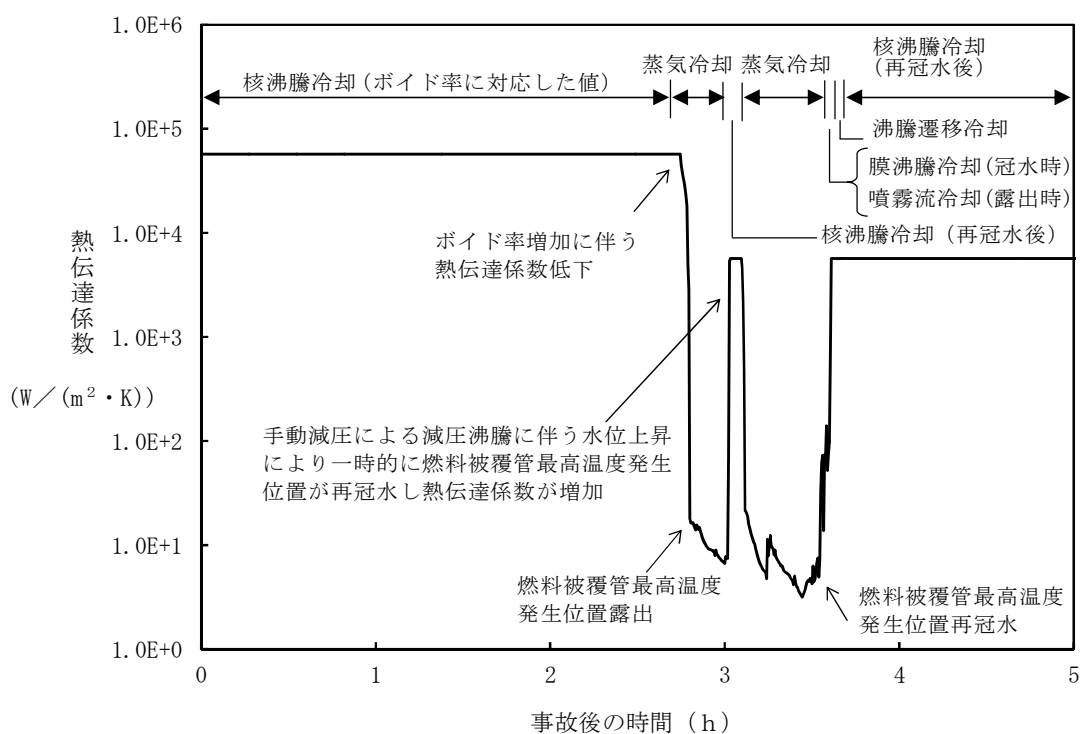
第 2.3.3-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



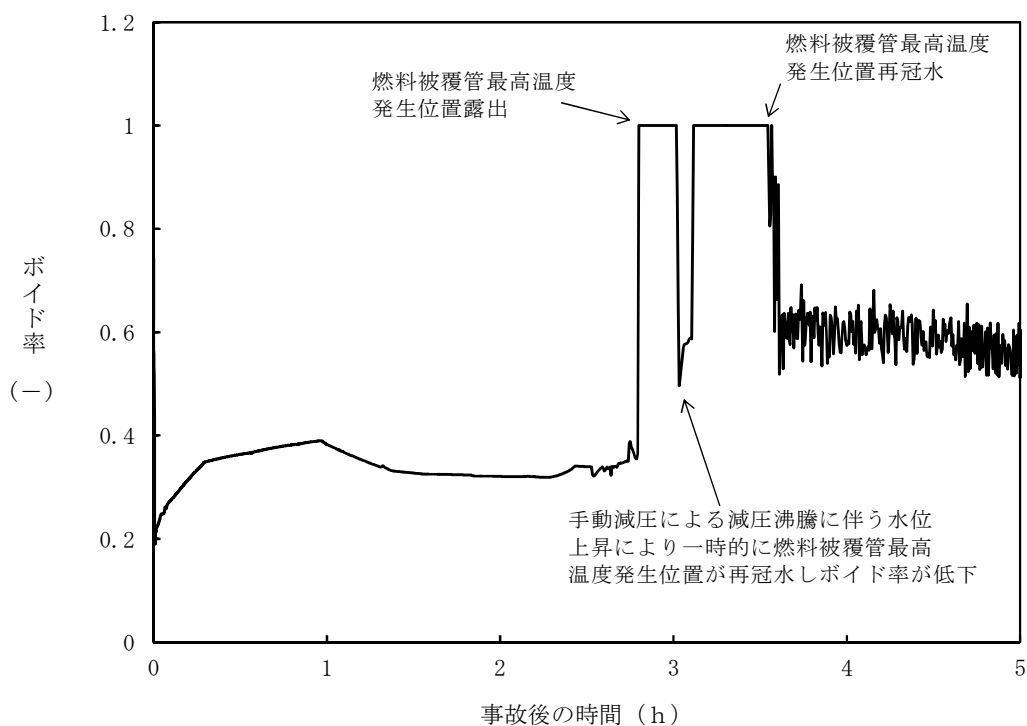
第 2.3.3-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



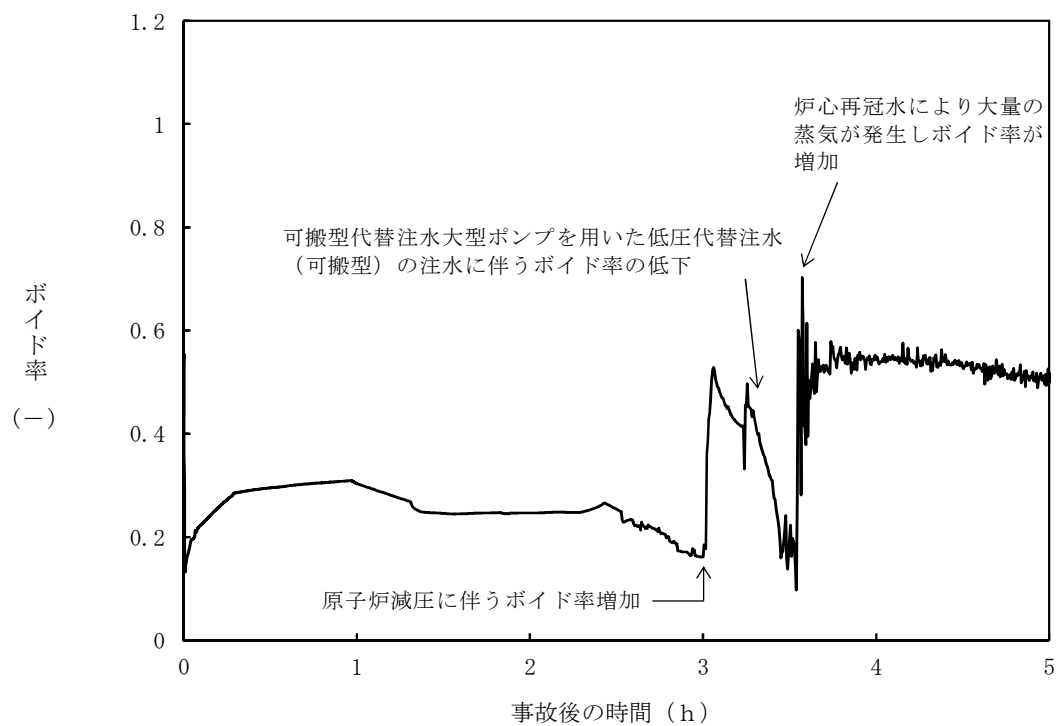
第 2.3.3-9 図 燃料被覆管温度の推移



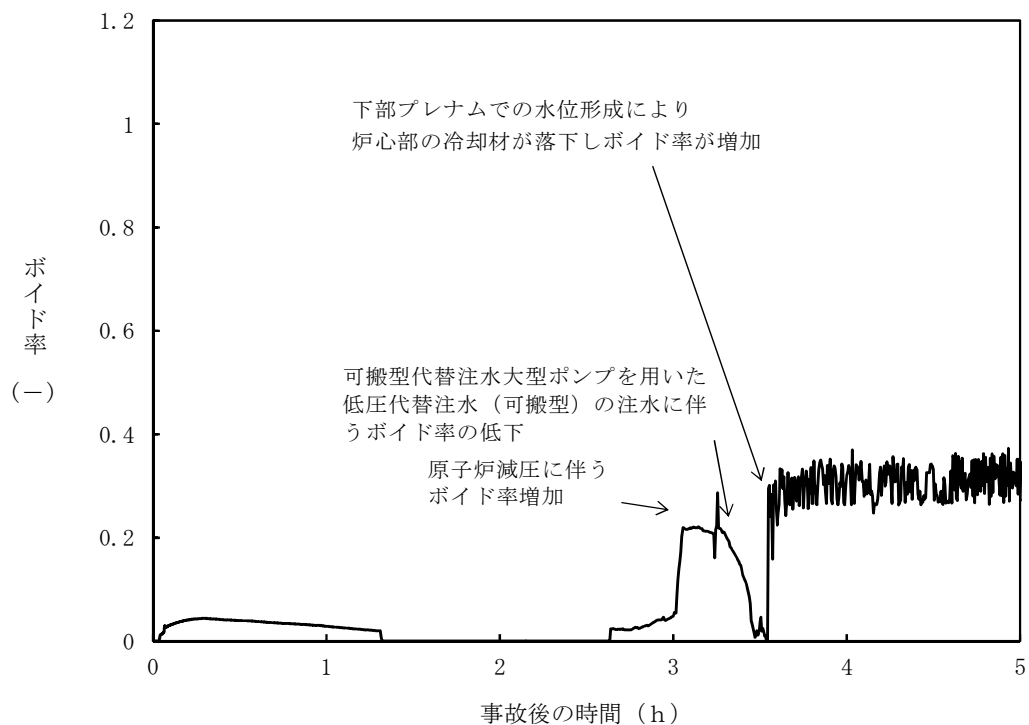
第 2.3.3-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



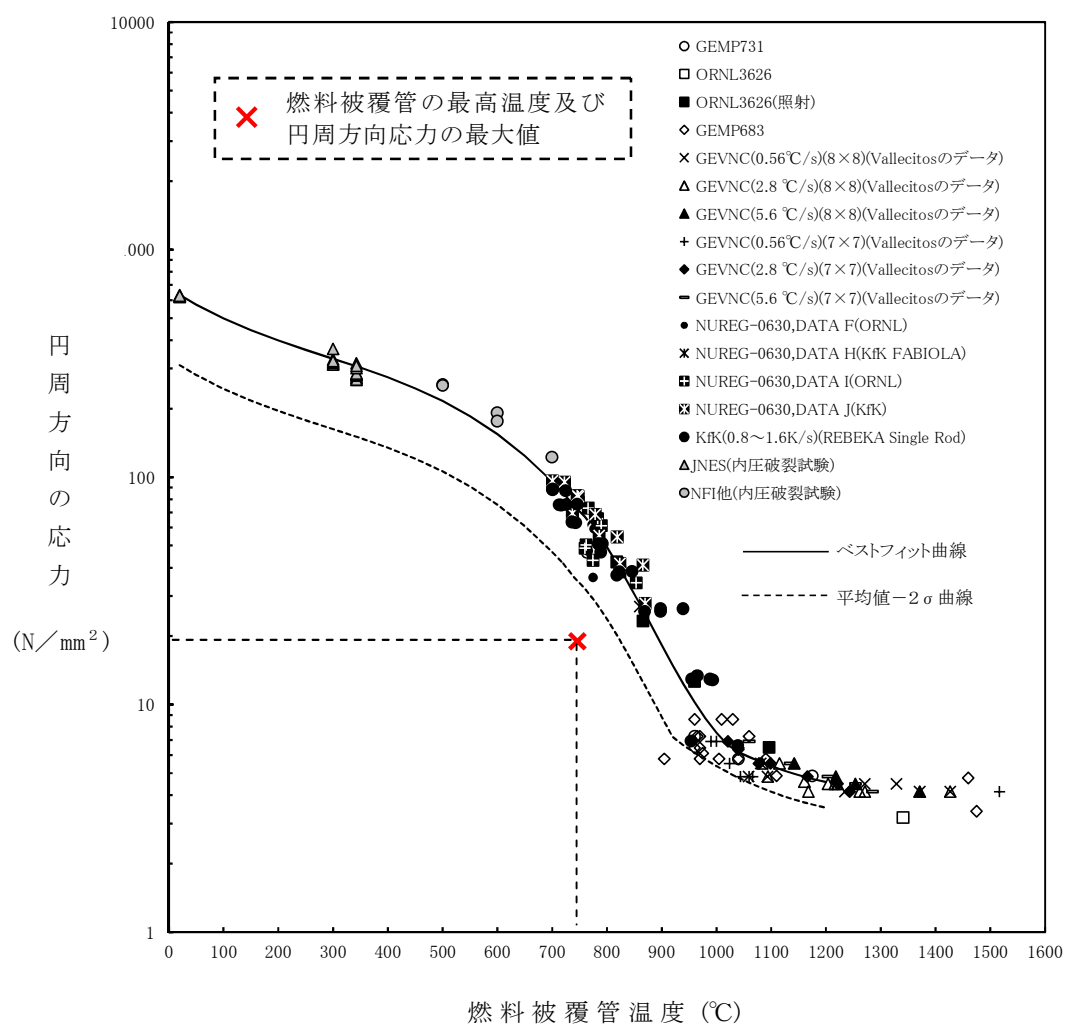
第 2.3.3-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



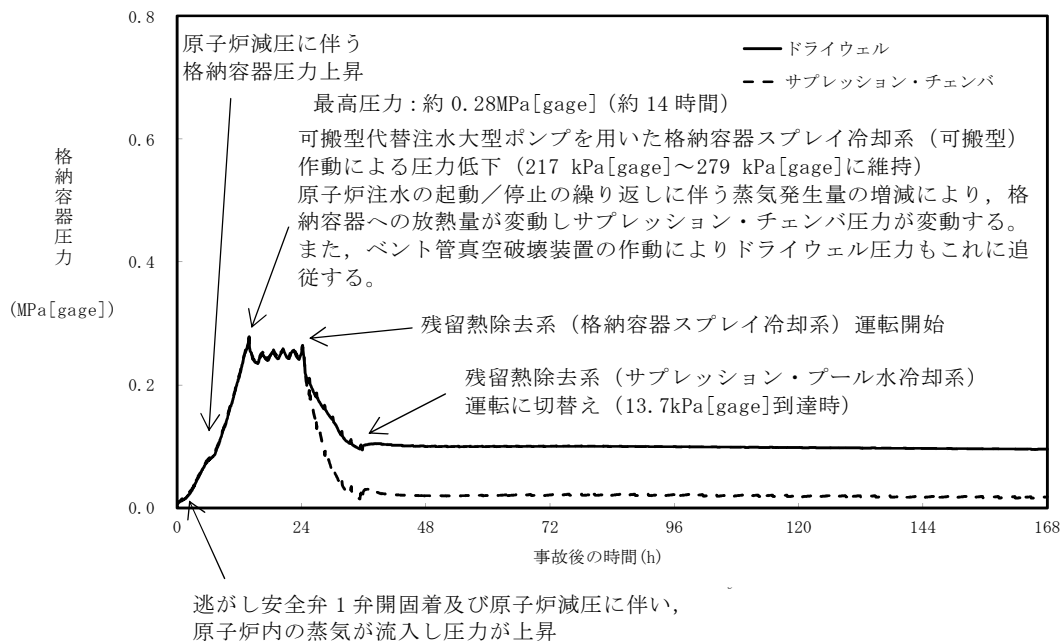
第 2. 3. 3-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2. 3. 3-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

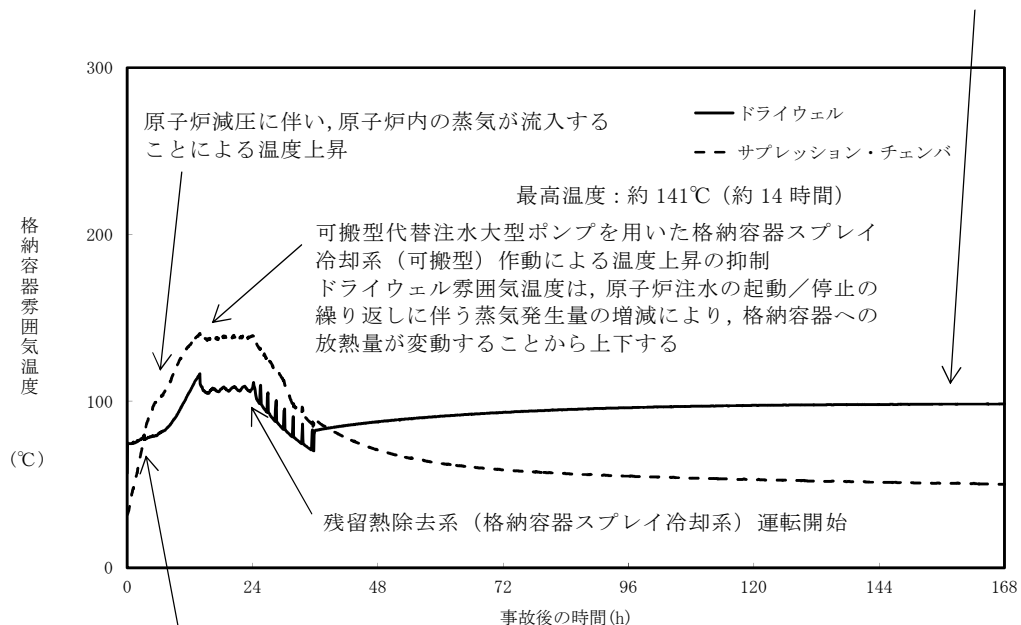


第 2.3.3-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係



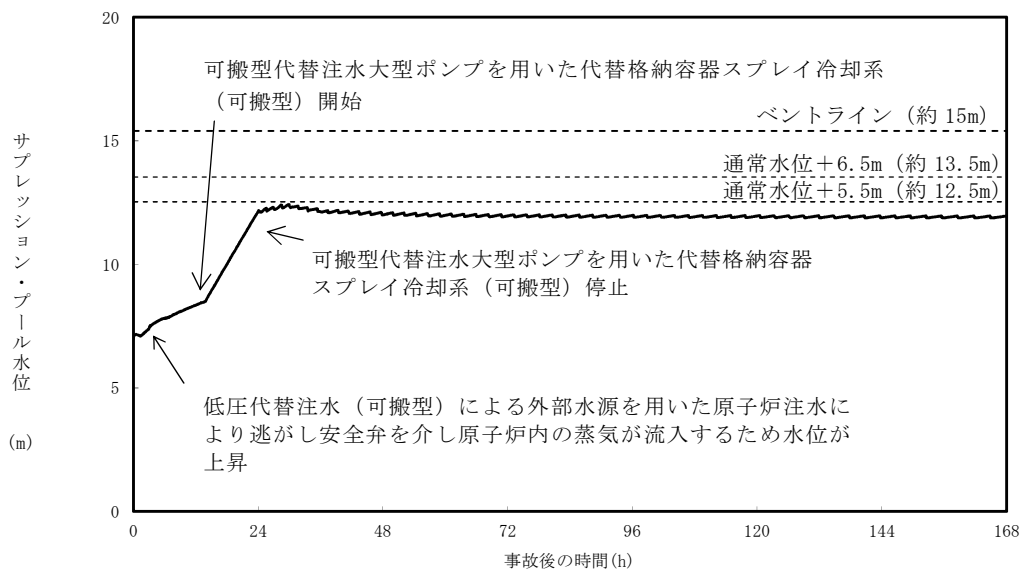
第 2.3.3-15 図 格納容器圧力の推移

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）への切替後，原子炉
圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが，原子炉減圧後の
原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる

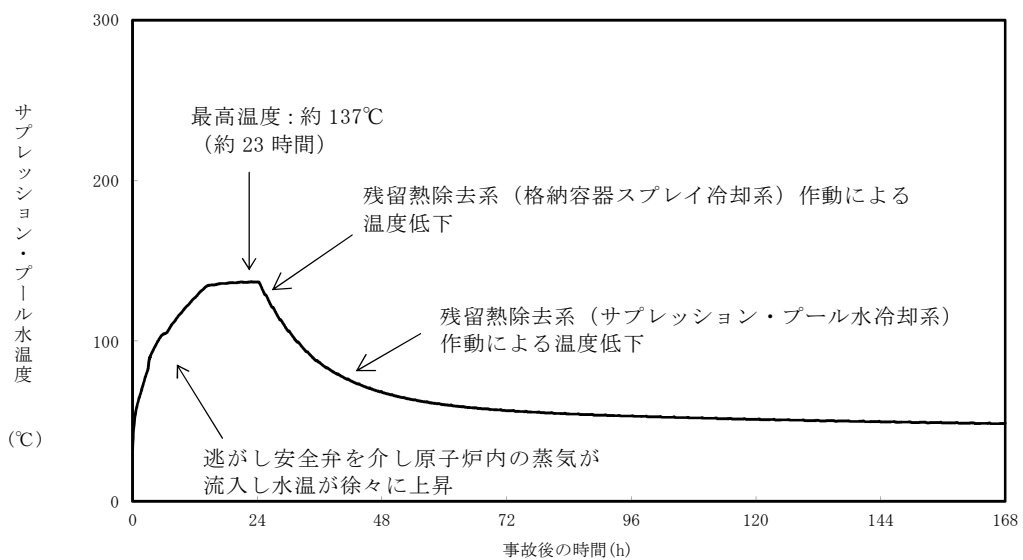


原子炉減圧に伴い原子炉飽和温度が低下することで，圧力容器壁面（内表面）温度が低下し，熱伝導
の遅れを伴って，外表面の温度も低下し，格納容器気相部温度の低下に繋がる。また，格納容器気相
部から壁面への伝熱により，壁面温度が上昇することで格納容器気相部温度が低下する

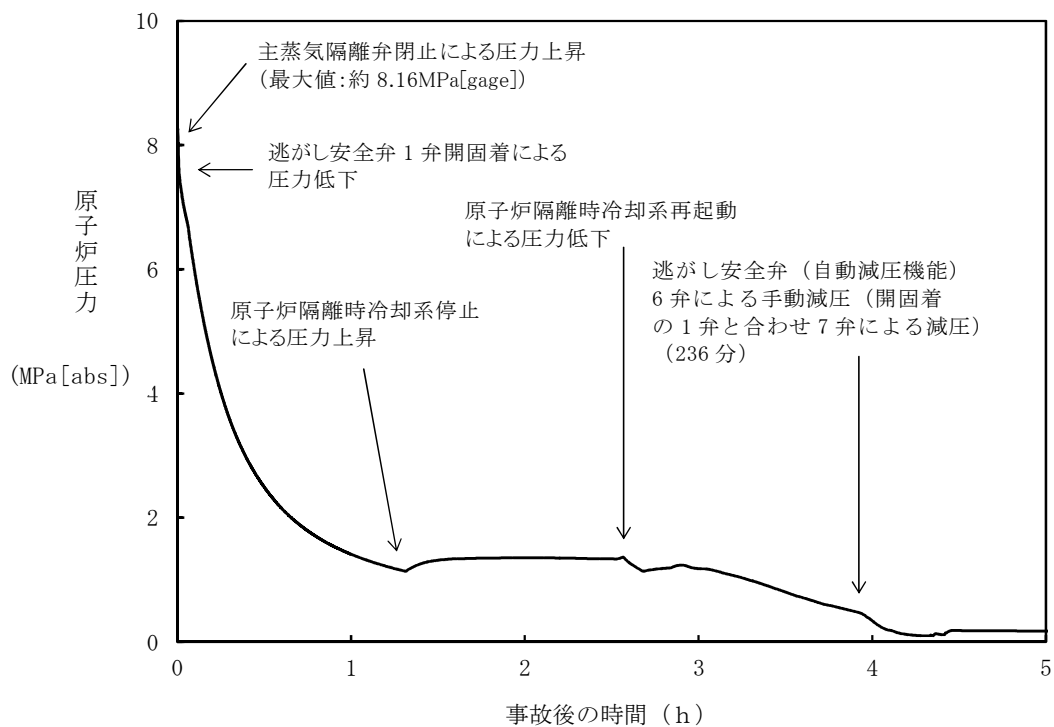
第 2.3.3-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



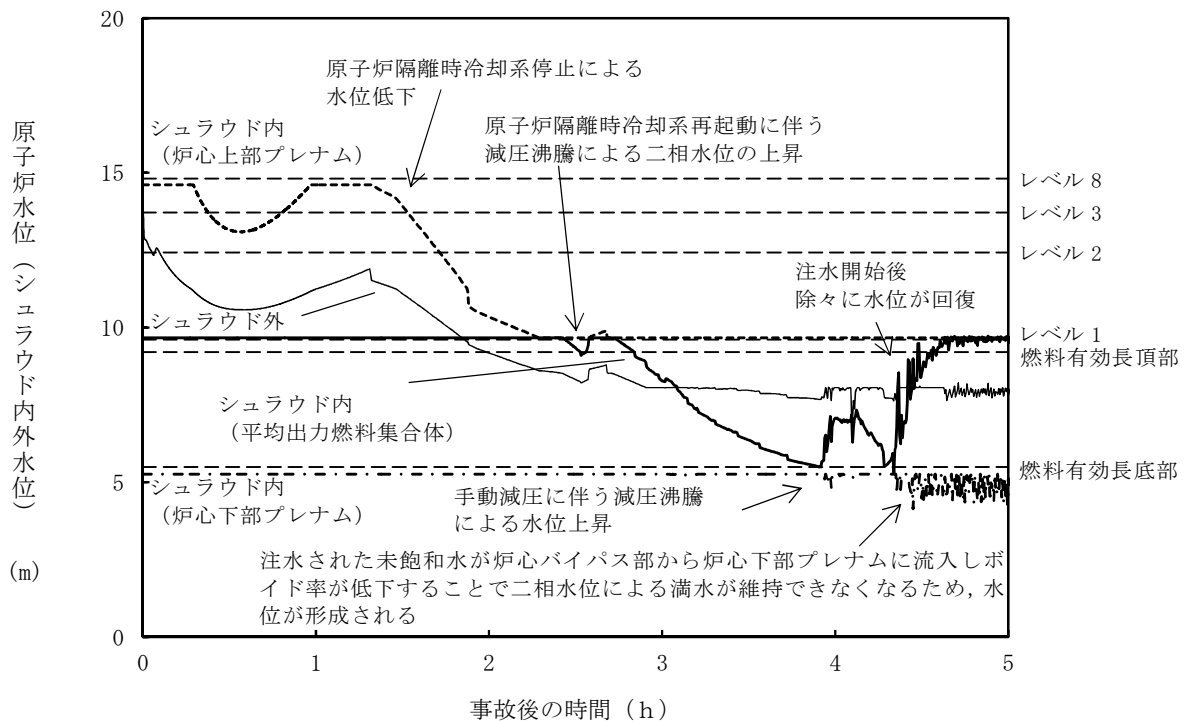
第 2. 3. 3-17 図 サプレッション・プール水位の推移



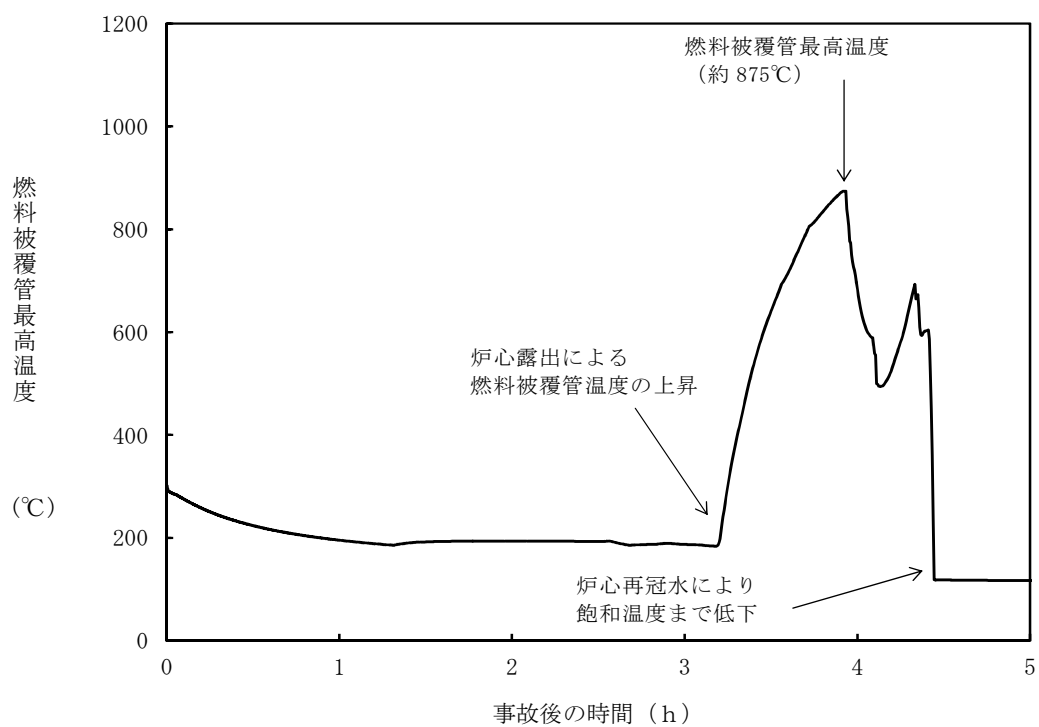
第 2. 3. 3-18 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.3-19 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-20 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 2.3.3-21 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)

安定状態について（全交流動力電源喪失（T B P））

全交流動力電源喪失（T B P）時の安定状態については、以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉注水の準備完了後，原子炉を減圧し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替高圧電源装置による交流動力電源の供給開始後に残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることとはなく，格納容器安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

（※）残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウェル雰囲気温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度（100℃程度）より若干低い温度で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（T B P））

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（S A F E R）（1／2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。 最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL，ROSA-Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として，スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価する。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは 20℃～40℃程度である。	解析コードは，実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなることで，燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され，燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは，燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え，有効性評価解析において炉心が露出することによる燃料被覆管温度の上昇は最大 746℃であることから，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり，燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.3.3.2-1

添付資料 2.3.3.2

第 1-1 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(S A F E R) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低压代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-Ⅲでは、LPCS スプレイの影響により 2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低压注水系等の注水開始タイミングを早める可能性があるが、この場合でも解析コードは被覆管温度を高め評価しており、評価項目となるパラメータに対しては保守的な結果を与える。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは、燃料被覆管温度に対して、解析結果に重畳する水位振動に伴う燃料棒冷却の不確かさの影響を考慮すると 20℃～40℃程度低めに評価する可能性があるが、有効性評価解析における燃料被覆管最高温度は約 746℃程度であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、ダウンカマ部の二相水位変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-Ⅲ, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。	解析コードは、原子炉圧力変化を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び逃がし安全弁からの流出は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水系含む。）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。 各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 1-2 表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(M A A P)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。 保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
圧力容器 原子炉	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものであり、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造物との熱伝達及び内部熱伝導		CSTF 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。		
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。 ポンプ流量及び除熱量は、設計値に基づき与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1／4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	約 6. 91～ 約 6. 94MPa [gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止するため、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～ +132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高压炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高压炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下（レベル 2）までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事象初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃 料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9 燃料(A 型)及び 9×9 燃料(B 型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりもおおむね小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、また同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/4）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2～4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約 25～58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となり、初期温度のゆらぎが事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ～ 約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ～ 約 3,342m ³ (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積（ウェットウエル）の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プールの水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎによる水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m (通常運転水位-4.7cm)	7.000m～7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ（0.087m）による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の 1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約 15～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されるが、サブプレッション・プール水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上（北側淡水池＋高所淡水池＋代替淡水貯槽）	北側淡水池、高所淡水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失することを想定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定		
		逃がし安全弁 1 弁開固着	—	本事故シーケンスにおける前提条件		
	外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。
関連する事故等対策に	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル 3）信号（遅れ時間 1.05 秒）	タービン加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急閉信号及び原子炉保護系電源喪失は保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムを設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、同様に格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（4/5）

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h／個	（原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79～8.31MPa[gage] 385.2～410.6t/h／個 （設計値）	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シーケンスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、本事故シーケンスにおいては、高圧注水機能である原子炉隔離時冷却系が自動起動することから、逃がし弁機能に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
		（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能 6 弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の 1 弁とあわせて）7 弁を開放することによる原子炉減圧	（原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能 6 弁及び逃がし安全弁再閉鎖失敗の 1 弁とあわせて）7 弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 ・注水流量： 136.7m ³ /h ・注水圧力： 1.04～7.86MPa[gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水系）	最小流量特性 ・注水流量： 0～1,676m ³ /h ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	・注水流量： 0～1,676m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.55MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第 2 表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/5)

項 目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系 (可搬型)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 ・注水流量： 0～110m ³ /h ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	(原子炉注水単独時) 定格流量特性 ・注水流量： 0～110m ³ /h 以上 ・注水圧力： 0～1.4MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量：50m ³ /h 以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	スプレイ流量： 130m ³ /h (一定)	スプレイ流量： 130m ³ /h (一定)	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	スプレイ流量： 1.9×10 ³ t/h (95%：ドライウェル、5%：サブプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)	熱交換器 1 基当たり 約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において)	熱交換器 1 基当たり 約 43MW 以上 (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃以下において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) による格納容器除熱後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	直流電源の 負荷切離操作 （中央制御室）	事象発生から 1 時間まで	直流負荷の切離操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて 2 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 12 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施することで，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，中央制御室においては 1 時間までに実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を 6 分想定としているところ，訓練実績等では約 4 分であり，想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（2／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	直流電源の 負荷切離操作 （現場）	事象発生から 8 時間後	直流負荷の切離操作は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，蓄電池が枯渇しないように設定	【認知】 中央制御室からの遠隔操作により外部電源又は非常用ディーゼル発電機等による非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。早期の電源回復不能と判断した場合は，直流電源の負荷切り離し操作を開始する手順としている。中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて 10 分を想定している。この後，非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）として余裕時間を含めて 2 分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて 12 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 中央制御室から操作現場までの移動時間及び不要負荷の切離し操作時間として余裕時間を含めて 50 分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 運転員の直流電源の負荷切離操作は，不要な負荷への給電を遮断する操作であり，その他の操作との並列操作が可能である。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の設定から早まる可能性があるが，解析条件ではないことから，所定の時間までに実施すること，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流負荷の切離操作は，現場においては事象発生から 8 時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。	直流電源の負荷切離しは，移動も含め所要時間を 50 分想定としており，訓練実績等では約 42 分であり，想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（3／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作 条件	逃がし安全 弁（自動減圧 機能）による 原子炉減圧 操作（可搬型 代替注水大 型ポンプを 用いた低圧 代替注水系 （可搬型）に よる原子炉 注水操作）	事象発生から 3時間1分後	状況判断，低圧代 替注水系（可搬 型）の準備及び減 圧操作に要する 時間を考慮して 設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示消灯，機器故障警報，照明の消灯等により全交流動力電源喪失を確認する事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。よって，認知時間として余裕時間を含めて10分を設定しており，十分な時間余裕を確保していることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）に用いる可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。要員の移動時間に20分，アクセスルートの復旧（がれき撤去），可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等として150分を想定している。また，異なる要員にて並行して実施する原子炉注水のための系統構成として移動も含め125分を想定している。いずれも十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 中央制御室での操作は，中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定されていることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は，解析上の注水開始時間は余裕時間を含めて設定されており，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より若干早まる可能性があり，この場合には，原子炉注水が早まることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	運転員による原子炉隔離時冷却系の再起動を考慮した場合において，事象発生から3時間56分（55分の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始できれば，燃料被覆管の最高温度は875℃となり，燃料被覆管の破裂は発生せず，評価項目を満足する。 （添付資料 2.3.3.3）	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約150分。原子炉注水のための系統構成は，移動も含め所要時間を125分と想定しているところ，訓練実績等では約114分，逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，所要時間を1分と想定しているところ訓練実績等では約1分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）」と同様であり，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて 90 分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間 210 分のところ，訓練実績等により約 25 分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（5／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	サブプレッショ ン・チェンバ 圧力 279kPa 〔gage〕到達 時	運転手順に基づき 格納容器ベント実 施基準である格納 容器最高使用圧力 （310kPa〔gage〕） に対する余裕を考 慮し設定	【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており，また，格納容器スプレイの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa〔gage〕）に到達するのは事象発生約 14 時間後であり，比較的緩やかなパラメータ変化であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 現場での操作は，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 格納容器スプレイのための系統構成の実施場所は，原子炉注水のための系統構成と同じ原子炉建屋内であり，操作要員はすでに配置済みであることから，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 格納容器スプレイのための系統構成として 175 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが，異なる要員による対応が可能であるため，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。また，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）は，低圧代替注水系（可搬型）とポンプ等を共用しているが，原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため，原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。 【操作の確実さ】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる可能性があるが，並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは異なる運転員による対応が可能であることから，この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間が遅くなる場合でも，パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ，有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから，操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	格納容器スプレイ操作は，事象発生の約 14 時間後に実施するものであり，低圧代替注水系（可搬型）と同じ可搬型代替注水大型ポンプを使用し，可搬型大型ポンプの準備完了を 3 時間後と想定しており，準備時間を確保できることから，時間余裕がある。	格納容器スプレイのための系統構成は，所要時間を 175 分想定しているところ，訓練実績等では約 124 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作，評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（6／6）

項 目		解析上の 操作開始条件	条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに 与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件	残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，一連の操作として実施するため，認知に大幅な遅れが生じることは考えにくく，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系海水系の起動操作として 4 分，残留熱除去系による原子炉注水操作として 2 分を想定し，余裕時間を含めて操作時間として 6 分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，操作所要時間が長くなる可能性は十分に低く，操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 原子炉水位の調整操作を並列で実施する場合があるが，異なる運転員による対応が可能であることから，他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早くなる可能性があるが，この場合でも，格納容器除熱の開始が早くなることで格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	非常用母線の受電後に実施するものであり，評価上は 24 時間後に非常用母線の受電が完了する想定としており，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 6 分想定しているところ，訓練実績では，約 4 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

減圧・注水開始の時間余裕について

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」では、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点で原子炉隔離時冷却系が自動起動して注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低压代替注水系（可搬型）の準備が完了した後、事象発生 の 3 時間 1 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を用いた原子炉減圧操作を実施する。

実際の運転手順では、原子炉隔離時冷却系が停止した後に原子炉水位が低下し、原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点を下回り燃料有効長頂部に到達する前までに原子炉隔離時冷却系の再起動を試みることとなっている。よって、ここでは、原子炉隔離時冷却系の再起動に期待した場合の、減圧・注水操作の時間余裕を評価する。

2. 評価条件

原子炉圧力の低下に伴い原子炉隔離時冷却系が停止した後、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を再起動するものとする。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、事象発生 の 3 時間 56 分後（55 分遅れ）及び事象発生 の 4 時間 1 分後（60 分遅れ）の場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

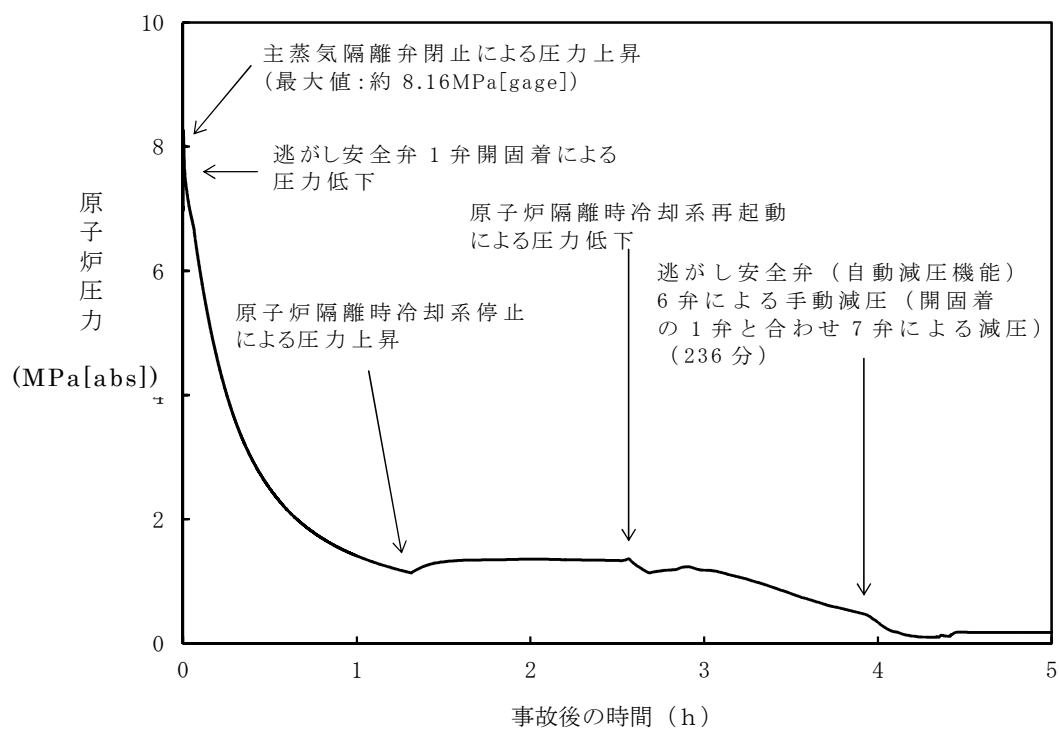
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）が 55 分遅れた場合（事象発生から 3 時間 56 分後に減圧操作を実施）の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 1 図から第 4 図に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（時間遅れ 55 分及び 60 分）を第 5 図に示す。また、原子炉注水が 55 分遅れた場合と 60 分遅れた場合の評価結果のまとめを第 1 表に示す。

55 分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、60 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水）は、少なくとも 55 分程度の時間余裕があることを確認した。

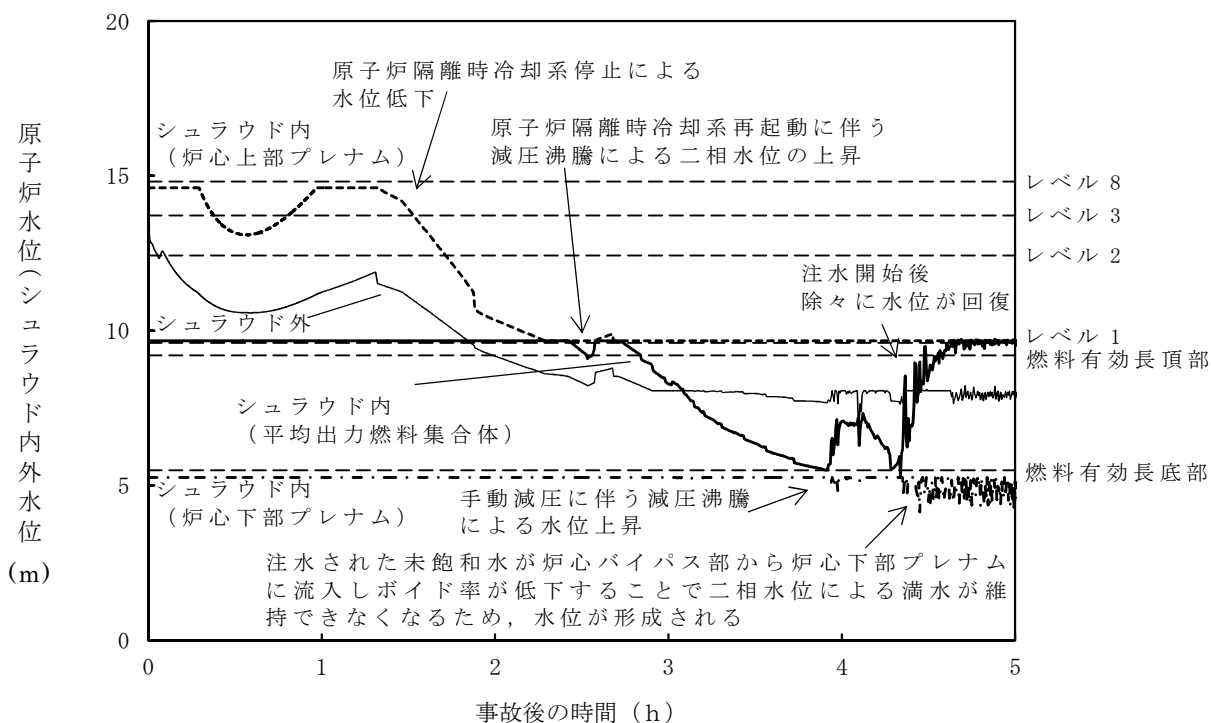
なお、実際には原子炉圧力が再上昇する場合には、原子炉隔離時冷却系の 2 回目以降の再起動を実施すること及び設計値よりも低い原子炉圧力までの原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能と考えられることから、余裕時間は 55 分よりも長くなるものとする。

第 1 表 操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

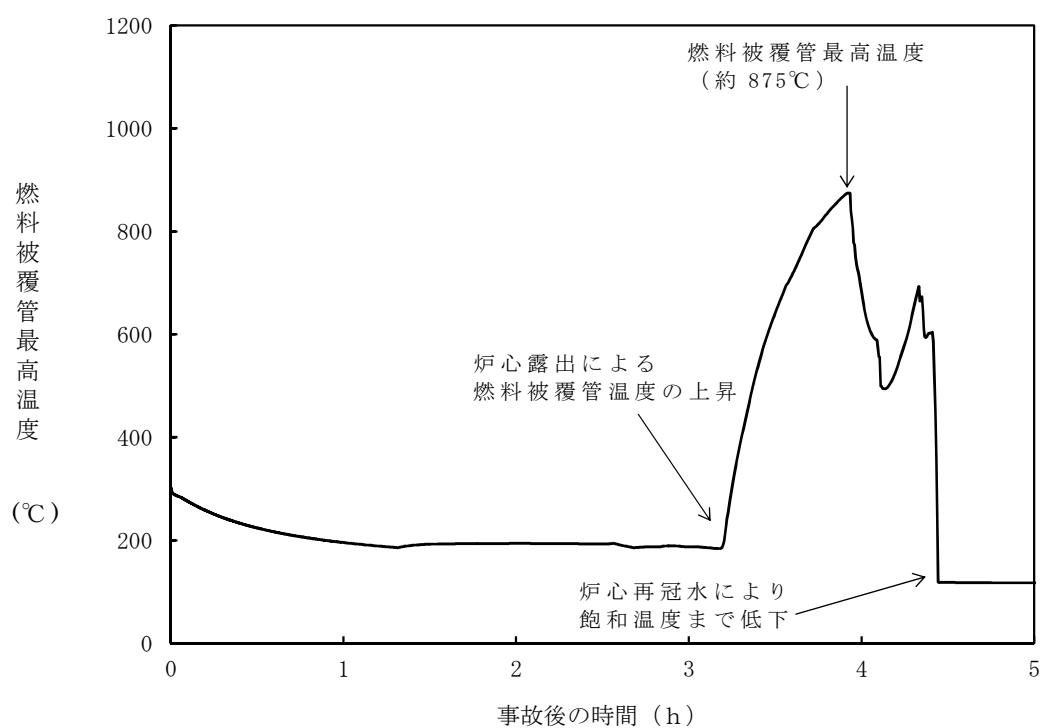
減圧操作の遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量	燃料被覆管の 破裂の有無
55 分 (事象発生 3 時間 56 分後に 原子炉減圧開始)	約 875℃	約 2%	無
60 分 (事象発生 4 時間 1 分後に 原子炉減圧開始)	約 934℃	約 3%	有



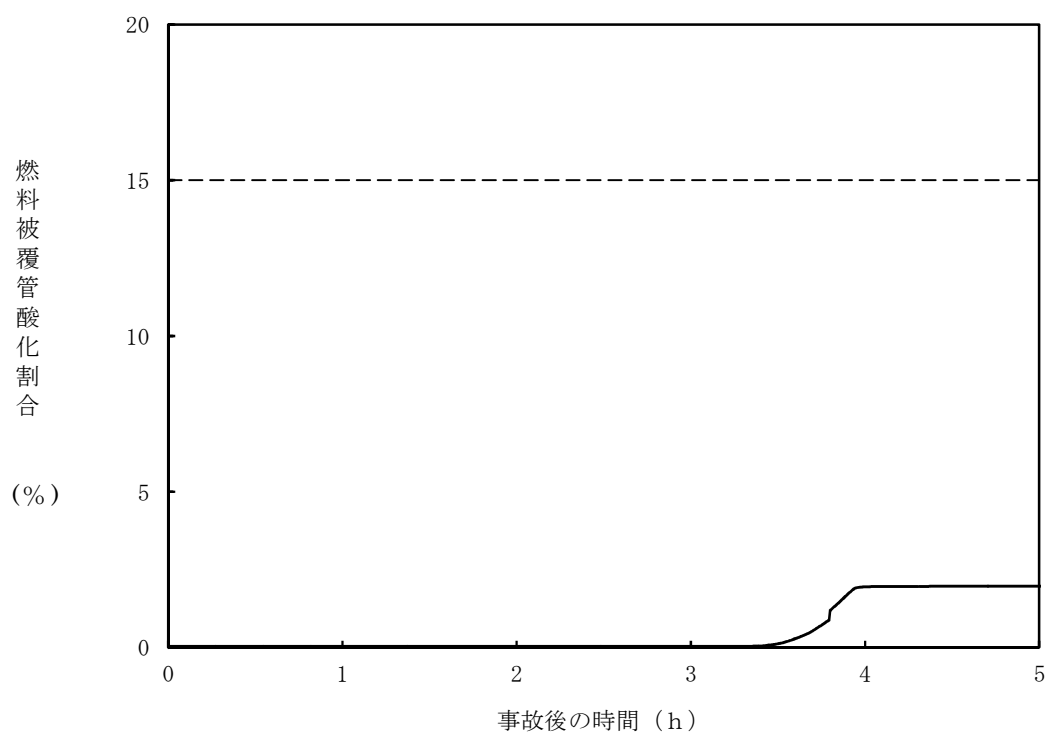
第 1 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 55 分)



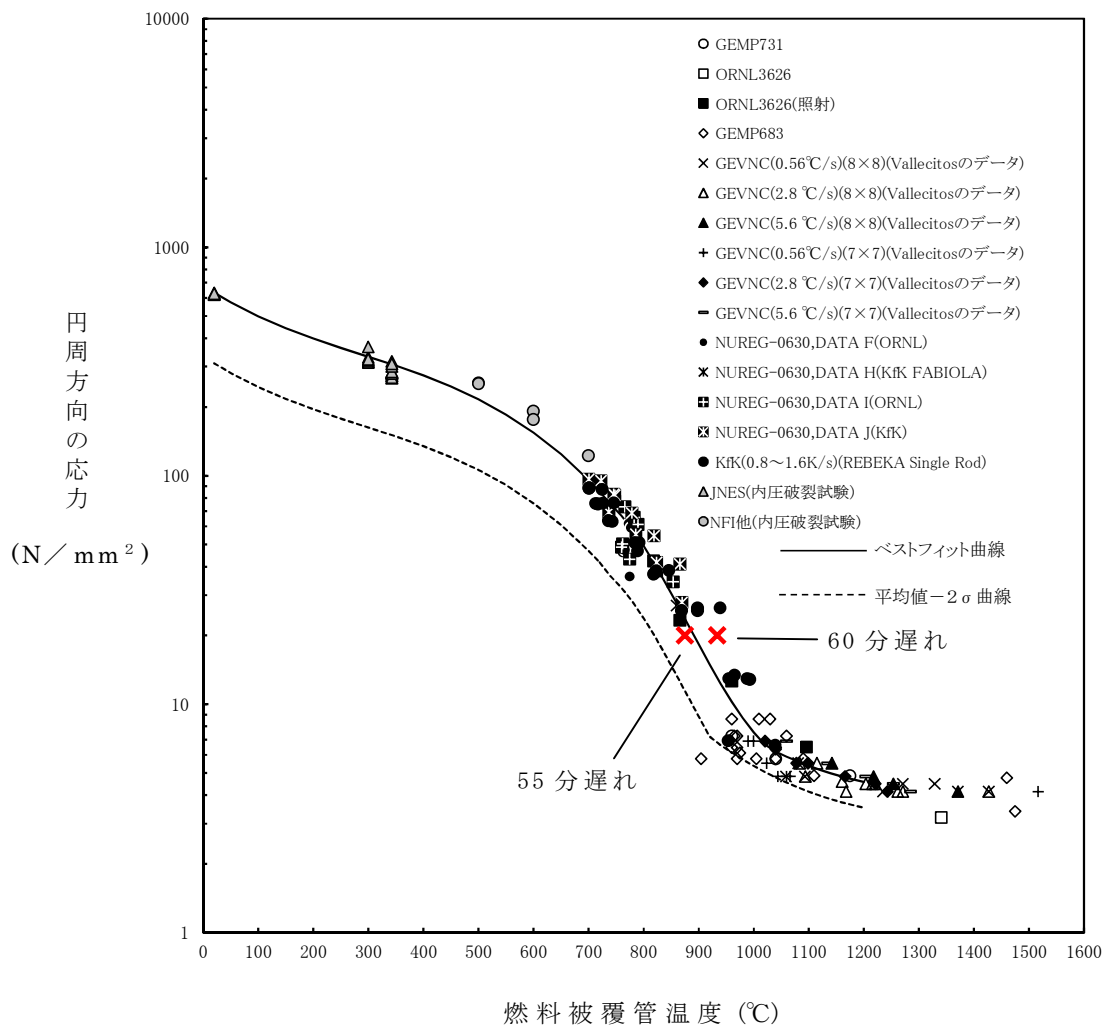
第 2 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 55 分)



第 3 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 55 分)



第 4 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 55 分)



第 5 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係
(時間遅れ 55 分及び 60 分)

7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失 (T B P))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³
- ・ 北側淡水池 : 約 2,500m³
- ・ 高所淡水池 : 約 2,500m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)
による原子炉注水

事象発生 3 時間後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

交流動力電源が復旧した後, 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。

② 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 14 時間後, 北側淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプを用いた格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを実施する。

交流動力電源が復旧した後，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。

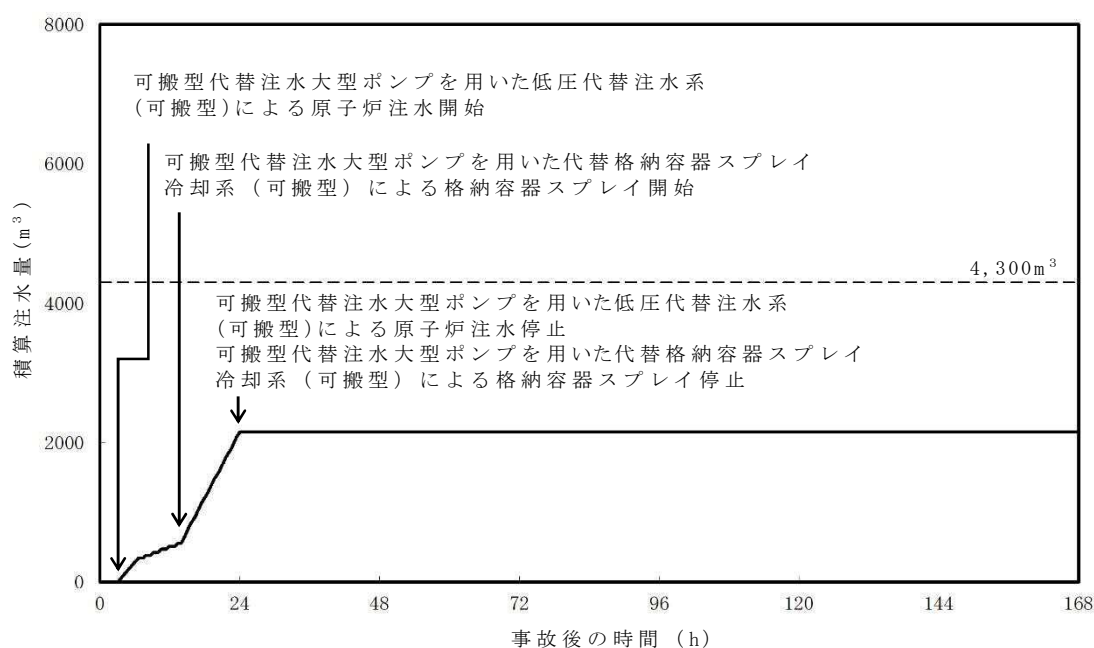
3. 時間評価

事象発生から可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始されるまでは，原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，北側淡水池の水量は減少しない。

事象発生 3 時間以降は，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を実施するため，北側淡水池の水量は減少する。

交流動力電源が復旧する事象発生 24 時間以降は，残留熱除去系による原子炉注水等を実施し，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水等を停止するため，北側淡水池の水量の減少は停止する。

この間の北側淡水池の使用水量は合計約 2,160m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(全交流動力電源喪失 (T B P))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 2,160m³ 必要となるが、北側淡水池に 2,500m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。なお、代替淡水貯槽に 4,300m³ 及び高所淡水池に 2,500m³ の水を保有することから、これら水源を使用した場合についても、同様に安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失 (T B P))

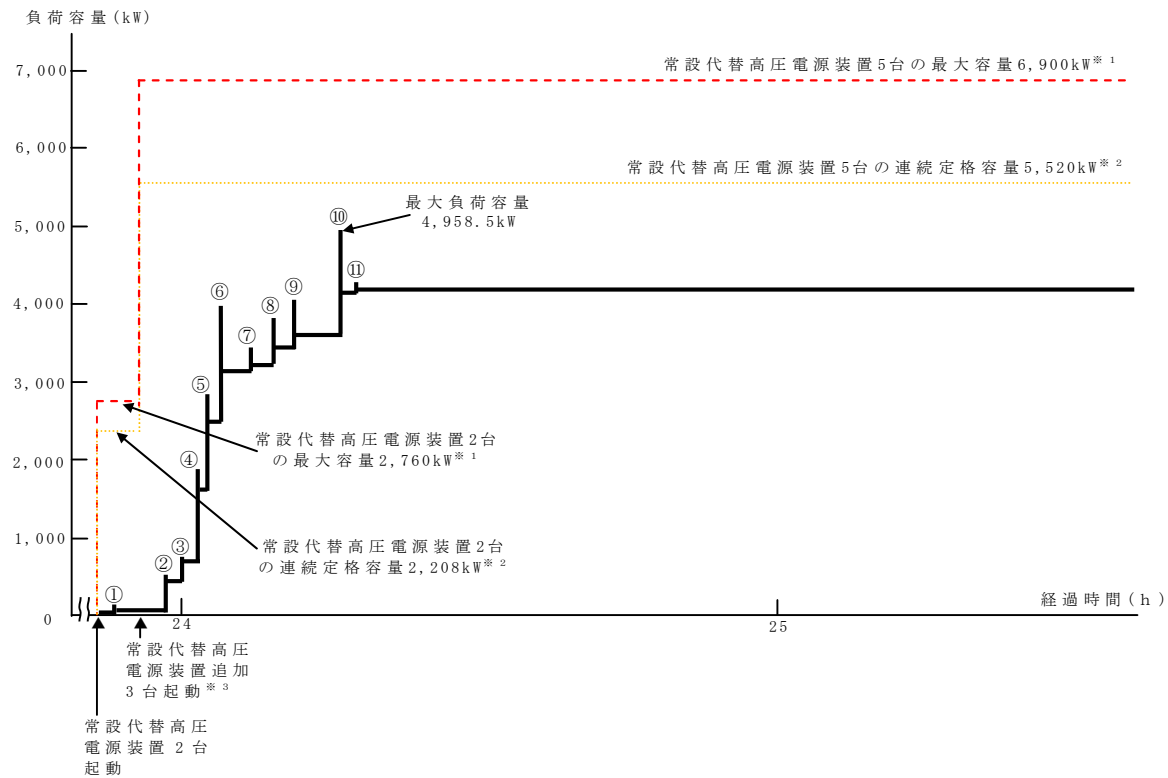
事象: 保守的に全ての設備が, 事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)} = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり, 7 日間対応可能
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (低圧代替注水系(可搬型)及び代替格納容器スプレイ系(可搬型)) $218\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 1\text{台(運転台数)} = \text{約 } 36.6\text{kL}$	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり, 7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (T B P))

主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	1,958.9	1,632.9
⑤	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,829.9	2,503.9
⑥	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,928.3	3,157.2
⑦	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	3,461.7	3,244.1
⑧	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	3,824.0	3,461.8
⑨	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	4,041.8	3,622.3
⑩	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	4,958.5	4,142.3
⑪	代替燃料ブール冷却系ポンプ	22.0	4,221.8	4,164.3



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※ 1 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)

※ 2 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

※ 3 : 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する