

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 20
提出年月日	平成 29 年 6 月 30 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 6 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価にあたって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 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
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力
 - 付録3 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
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 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）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 L O C A時注水機能喪失
 - 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）
 - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
3. 重大事故
- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
- 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
- 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失

5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.3.2 運転員等の操作時間に対する仮定
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における L O C A 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済み燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

- 添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.2 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（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.4 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.2 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（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方
- 添付資料 2.2.4 7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）
-
- 添付資料 2.3.1.1 全交流動力電源喪失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
- 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.4 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TB））
- 添付資料 2.3.1.5 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について
- 添付資料 2.3.1.6 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TB））
- 添付資料 2.3.1.7 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TB））
- 添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期TB））
-
- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）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

添付資料 2.3.2.2 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.2.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.4 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））

添付資料 2.3.2.5 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（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.6 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（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.2 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（TBP））

添付資料 2.3.3.3 減圧・注水開始の時間余裕について

添付資料 2.3.3.4 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（TBP））

添付資料 2.3.3.5 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（TBP））

添付資料 2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失

した場合))

添付資料 2.4.1.2 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
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水
機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.2.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が
故障した場合))

添付資料 2.4.2.2 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
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (残留
熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料 2.5.3 安定状態について (原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.4 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 (原

子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

添付資料 2.5.6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

添付資料 2.5.7 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に
関する水源温度の影響

添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響

添付資料 2.5.9 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

添付資料 2.6.1 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について

添付資料 2.6.2 敷地境界外での実効線量評価について

添付資料 2.6.3 安定状態について (L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.6.4 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について
(L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.6.5 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

添付資料 2.6.6 7日間における水源の対応について (L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.6.7 7日間における燃料の対応について (L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷 (L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.7.1 インターフェイスシステムL O C A発生時の破断面積及び現場環境等について

添付資料 2.7.2 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A))

添付資料 2.7.3 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.4 7 日間における水源の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.5 7 日間における燃料の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.6 常設代替交流電源設備の負荷 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について

添付資料 2.8.2 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定 of 妥当性について

添付資料 2.8.3 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 (津波浸水による注水機能喪失)

添付資料 3.1.2.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

添付資料 3.1.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

添付資料 3.1.2.4 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)

添付資料 3.1.2.5 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について

添付資料 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について

添付資料 3.1.2.7 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

(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する場合）

添付資料 3.1.2.8 注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料 3.1.2.9 7日間における水源の対応について（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する場合）

添付資料 3.1.2.10 7日間における燃料の対応について（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する場合）

添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（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する場合）

添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）におけるCs-137放出量評価について

添付資料 3.1.3.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.3.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.4 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（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）

添付資料 3.1.3.5 7日間における水源の対応について（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）

添付資料 3.1.3.6 7日間における燃料の対応について（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）

添付資料 3.1.3.7 常設代替交流電源設備の負荷（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）

添付資料 3.2.1 原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量について

添付資料 3.2.2 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

添付資料 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価
事故シーケンスの位置付け

添付資料 3.2.4 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（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（炉外FCI）
に関する知見の整理について

添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性
への影響評価

添付資料 3.3.3 ペDESTAL（ドライウェル部）への水張りの適切性

添付資料 3.3.4 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（原

子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

- 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧カスパイクへの影響

- 添付資料 3.4.1 G値の不確かさによる評価結果への影響
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 添付資料 3.4.4 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（水素燃焼）
- 添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 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（溶融燃料・コンクリート相互作用）
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合のペDESTAL（ドライウェル部）のコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 3.5.4 ペDESTAL（ドライウェル部）床部の構造について

- 添付資料 4.1.1 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 4.1.2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について（想定事故1）

- 添付資料 4.2.1 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 4.2.2 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて
- 添付資料 4.2.3 安定状態について
- 添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）
- 添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について（想定事故2）
- 添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応について（想定事故2）

- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.6 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊

熱除去機能喪失)

添付資料 5.1.7 7日間における燃料の対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

添付資料 5.2.1 安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について

添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

添付資料 5.3.3 安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

添付資料 5.4.1 安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

添付資料 5.4.2 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（運

転停止中 反応度の誤投入)

添付資料 5.4.3 反応度誤投入事象の代表性について

添付資料 6.1.1 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 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

添付資料 6.2.2 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要
員の評価について

添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

2.5 原子炉停止機能喪失

2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に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」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「大破断LOCA＋原子炉停止失敗」である。

コメント No. 148-12 に対する回答

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に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としては，原子炉停止機能に対する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，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図る。また，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「原子炉停止機能喪失」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、初期の対策として代替制御棒挿入機能による原子炉停止手段又は **A T W S 緩和設備**（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備し、原子炉水位の制御には原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系を用いる。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残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に、対応手順の概要を第 2.5-2 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 2.5-1 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 8 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 4 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.5-3 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 6 名で対処可能である。

a. 原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にも係らず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。

原子炉自動スクラム失敗の確認後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施し、操作に失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁が閉止に伴い原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し、再循環ポンプが全台停止したことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

主蒸気隔離弁の閉止により原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達することで高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動給水ポンプにより原子炉注水は継続されるため、対応可能な要員にて原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。また、給水加熱喪失となり給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。

その後、復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となるが、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、原子炉注水を開始する。

高圧炉心スプレイ系等の自動起動確認に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

c. 自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧されることで低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し正の反応度が印加されることを防止するため、原子炉停止機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。

自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

d. ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプ停止による原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サブプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力は徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。

e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで、サブプレッション・プール水温度は上昇する。この

ため、サブレーション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）によるサブレーション・プール冷却運転を開始し、格納容器除熱を開始する。有効性評価においては、事象発生から短時間でサブレーション・プール水温度が 49℃まで上昇するため、手順に従い、ほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱に必要な計装設備は、サブレーション・プール水温度、残留熱除去系系統流量等である。

残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブレーション・プール水温度の上昇が継続する。サブレーション・プール水温度が 106℃に到達した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

f. 原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了の確認までは高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ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）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、起動領域計装等である。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続

的に行い、格納容器除熱は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）により継続的に行う。

g. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止機能喪失」である。本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、LOCAを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能（ARI）により原子炉を未臨界とすることが可能である。本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、また、炉心入口サブクーリングが大きくなることで反応度の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件として

いる。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷

却材放出(臨界流・差圧流), E C C S 注水(給水系・代替の注水設備含む), ほう酸水の拡散, 格納容器におけるサプレッション・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プラント動特性解析コード R E D Y, 単チャンネル熱水力解析コード S C A T により中性子束, 平均表面熱流束, 燃料被覆管温度, 炉心流量, 原子炉圧力, 原子炉水位, サプレッション・プール水温, 格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 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 2.5-2 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. 初期条件

(a) 炉心流量

初期炉心流量が小さいほど, 初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり, 原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため, 保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定した。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として, 主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

- 1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。
- 2) 手動での原子炉スクラムは実施できないものと仮定する。
- 3) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大き
く、原子炉出力の観点で厳しくなる。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合は、給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)

原子炉圧力高 (7.39MPa[gage]) 信号により、再循環ポンプをトリップさせるものとする。また、原子炉出力が 35%以上となり、再循環ポンプが 1 台トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁 (逃がし弁機能) 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、逃がし安全弁 (18 弁) は、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。

(c) 高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号により自動起動し, 145~1,506m³/h, 注水圧力: 0~8.30MPa[dif] ※の流量で原子炉へ注水するものとする。炉心に冷水が大量に注水された方が正の反応度が添加されることからポンプ性能評価に基づく大きめの注水量を設定している。

※: MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧 (以下同様)

(d) 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, 136.7m³/h, 注水圧力: 1.04~7.86MPa[dif]の流量で原子炉へ注水するものとする。また, サプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で注水を停止する。

(e) ほう酸水注入系

注入流量 163L/min 及びほう酸濃度 13.4wt%にて注水するものとする。

(f) 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系)

伝熱容量は, 熱交換器 1 基あたり約 53MW (サプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 27.2℃において) とする。

d. 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) 自動減圧系等の作動阻止操作は, 原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して, 事象発生 4 分後に実施する。

(添付資料 2.5.2)

- (b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作動阻止操作の完了後にほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から6分後に実施する。
- (c) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱は、状況判断及び操作に要する時間を考慮して、事象発生17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中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5-4図から第2.5-18図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19図に示す。

※：非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後，原子炉自動スクラム信号が発信するが，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約872℃まで上昇する。また，約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプ

が全台トリップする。なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

主蒸気隔離弁閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動することで、給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は、再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが、給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し、燃料被覆管温度が一時的に上昇するが、初期のピーク温度(872℃)未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁(逃がし弁機能)を介してサブプレッション・プールに流入するため、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生の約 57 秒後にドライウエル圧力高信号(13.7kPa[gage])により高压炉心スプレイ系、低压炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生の約 85 秒にサブプレッション・プール水温度は 49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウエル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下(レベル 2)信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。また、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で停止するが、高压炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生の 6 分後に手動操作によりほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水位は徐々に上昇するため、高压炉心スプレイ系により原

子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。

事象発生の17分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）2系統による格納容器除熱を開始する。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第2.5-10図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力が上昇するため炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり、再循環ポンプトリップによる出力低下によってリウエットすることで燃料被覆管温度は低下する。事象発生の約13秒後に燃料被覆管最高温度は最高値約872℃に到達するが、評価項目である1,200℃以下となる。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2.5-7図及び第2.5-17図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約8.19MPa[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8.49MPa[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。

また、ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は徐々に上昇するが、それぞれ約0.20MPa[gage]、約115℃以下に抑えられ、評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）及び200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々

に低下し、未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.5.3)

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。

2.5.3 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は、原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され、逃がし安全弁を介したサブプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により格納容器除熱を実施すること並びに原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系及び過渡時自動減圧系の作動を阻止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られられる操作として、自動減圧系等の作動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による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行う重要現象とは、「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、影響評価の結果を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作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。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作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。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻を概ね保守的に評価する相関式を採用するとともに高温領域において輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数を概ね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度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。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作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。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなりボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなるため、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は抑制される。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなるが、ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータ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。

(添付資料 2.5.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、**評価項目**となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、**評価項目**となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻を概ね保守的に評価する相関式を採用するとともに高温領域において輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数を概ね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めと

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。
なお、燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を仮定しても、燃料被覆管の最高温度は約 1060℃、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 2%以下であり、評価項目となるパラメータを満足することを確認している。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなりボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなるため、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は抑制される。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.4, 2.5.5)

(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 2.5-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を実績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

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h（定格流量の 85% 流量）に対して最確条件は「定格流量の約 86%～約 104%」であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標*で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度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。

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 33～41kW/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、燃料被覆管温度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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コード

の不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している。（「付録3 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3部 R E D Y）」）

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及びサプレッション・プール水量は、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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び原子炉再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、反応度の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、本解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※：限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

（添付資料 2.5.4, 2.5.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h（定格流量の 85% 流量）に対して最確条件は「定格流量の約 86%～約 104%」であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力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。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標^{*}で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで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 33～41kW/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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せと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が小さいことを確認している。（「付録 3 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 3 部 R E D Y）」)

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び原子炉再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、反応度の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は、電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、本解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力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。

(添付資料 2.5.4, 2.5.7, 2.5.8)

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、これらの要因が操作開始時間に与える影響を評価する。また、操作開始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した。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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 4 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、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。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から6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、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。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として事象発生から17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、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。

(添付資料 2.5.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、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設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、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設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱は、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設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.5.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル1) の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約 230 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで、原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できるため、これまでの操作時間余裕が確保されている。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁にて原子炉減圧をする場合について、同操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって、合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕が確保されている。

操作条件のほう酸注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、限界温度 200℃に対して十分な時間余裕を有している。

操作条件の残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱は、仮に操作が遅れた場合、格納容器除熱の開始が遅れることで、

サプレッション・プール水温の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり，サプレッション・プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから，限界温度 200℃に対して十分な時間余裕を有している。

(添付資料 2.5.4, 2.5.9)

(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。

2.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において重大事故等対策に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示す通り 8 名である。

「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。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することではなく、7日間の注水継続が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機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 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機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 130.3kL 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、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電 源

外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。

2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原

原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止機能喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）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。

この結果、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「原子炉停止機能喪失」において、ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器徐熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失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
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にも係らず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・ 原子炉自動スクラム失敗の確認後、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・ 手動原子炉スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。 ・ 原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台停止したことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。 ・ 対応可能な要員にて制御棒挿入機能の回復操作を実施する。 	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	—	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)

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失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
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウエル圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 ・低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止に伴い、タービン駆動給水ポンプは停止するが、電動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・対応可能な要員にて原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失により原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後、復水器ホットウエル水位低下により、給復水系が全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことで、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 	【高圧炉心スプレイ系】 【原子炉隔離時冷却系】	-	ドライウエル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系系統流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失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
自動減圧系等の作動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプ停止による原子炉出力低下を確認した後、原子炉出力が 10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は超過していることを確認する。 ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 原子炉が未臨界になったことを確認する。 中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 	ほう酸水注入系	—	出力領域計装 起動領域計装 サプレッション・プール水温度

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失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（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し，残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始する。 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を開始した以降も，原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 サブプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で，原子炉隔離時冷却系を停止する。 	【残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）】	—	サブプレッション・プール水温度 【残留熱除去系系統流量】
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで，原子炉水位は徐々に上昇するため，ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）近傍に維持する。 ほう酸水の全量注入完了の確認後は，ほう酸水注入系を停止するとともに，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の範囲に維持する。 	ほう酸水注入系 【高圧炉心スプレイ系】		出力領域計装 起動領域計装 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。 	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

コメント No. 181-03 に対する回答

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	—	
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+126 cm)	通常運転時の原子炉水位を設定
	炉心流量	41,060 t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420 t/h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216℃	初期給水温度が低い方が、印加反応度が大きくなり原子炉出力が高めに推移することで、格納容器圧力及び温度並びにサプレッション・プール水温度に対して厳しい設定となる。このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
	燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 単一炉心	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

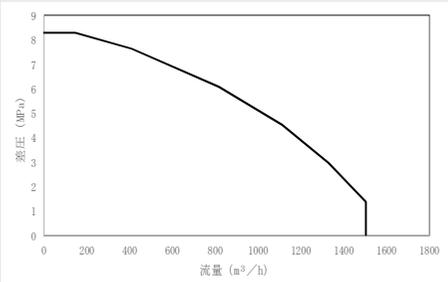
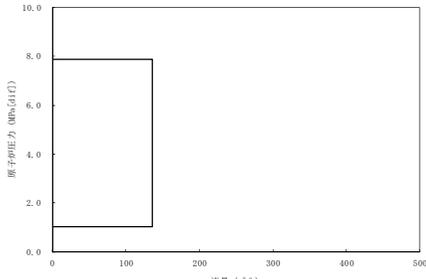
第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/6）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	核データ （動的ボイド係数）	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ （動的ドップラ係数）	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器空間体積	9,800m ³	設計値を設定
	サプレッション・プール 水量	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
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失 に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能（A R I）	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系が一定期間運転を継続することで、反応度の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	主蒸気隔離弁閉	—
主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く、反応度の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプ トリップ機能）	原子炉圧力高（7.39MPa[gage]）にて 再循環ポンプが 2 台トリップ （遅れ時間 0.2 秒）	設計値を設定
ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h/個	逃がし弁機能による原子炉圧力制御に期待した方が、主蒸気隔離弁閉止後の原子炉圧力が低めに維持されることで、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の原子炉注水流量が大きくなり、反応度の観点で厳しい設定となる。 このため、設定圧力の低い逃がし弁機能の設計値を設定
ほう酸注入系	注入流量：163L/min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は、設計値を設定。 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定。
残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	熱交換器 1 基あたり約 53MW（サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において）	設計値を設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/6）

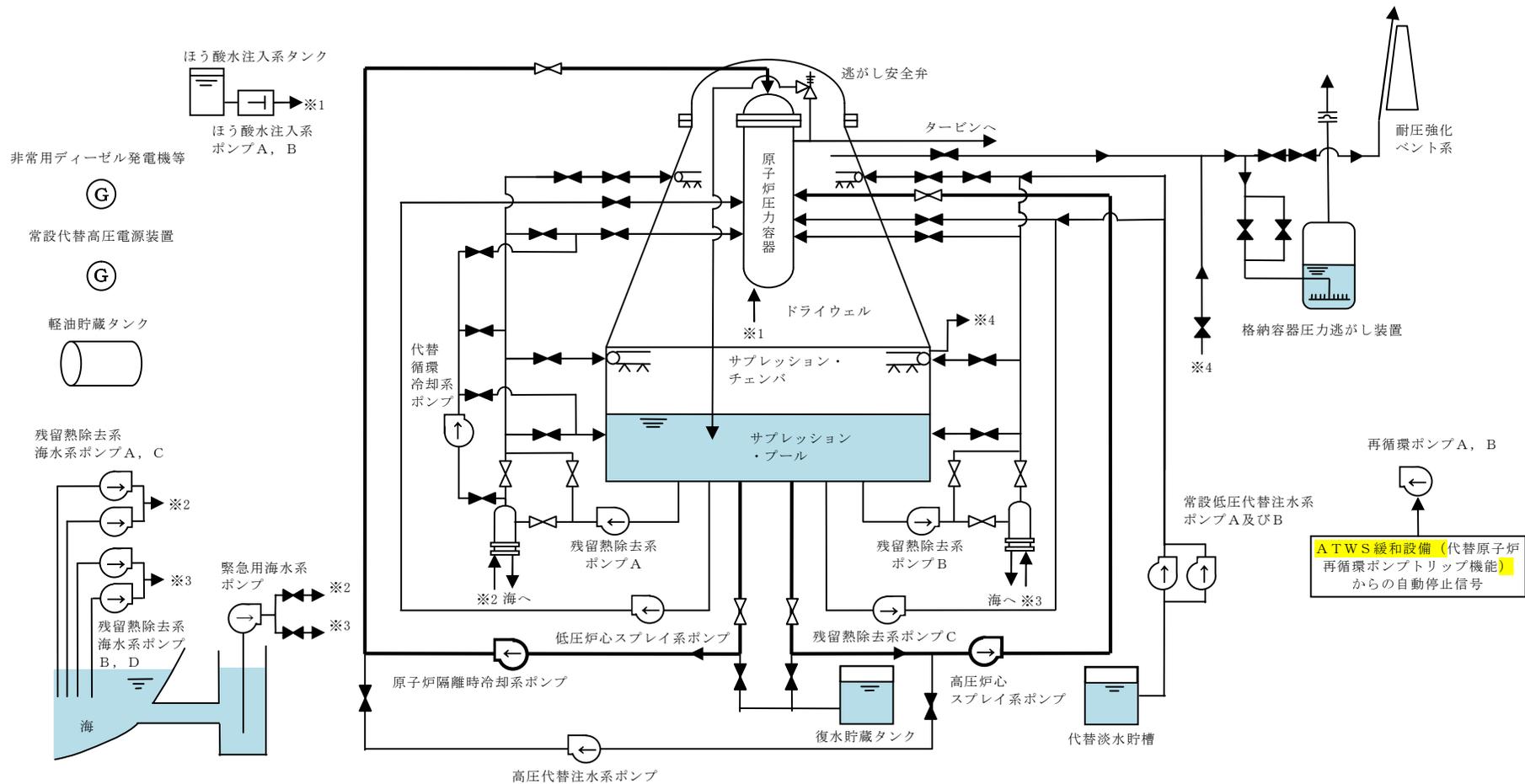
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>高圧炉心スプレイ系</p>	<p>ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0秒）</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量：145～1,506m³/h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif] 	<p>高圧炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となる。このため、自動起動遅れ時間を0秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定。</p> 
<p>原子炉隔離時冷却系</p>	<p>原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 （遅れ時間：0秒）</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。 サブプレッション・プール水温度が106℃に到達した時点で停止する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量：136.7m³/h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif] 	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を0秒と設定注水特性は、タービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定</p> 

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/6）

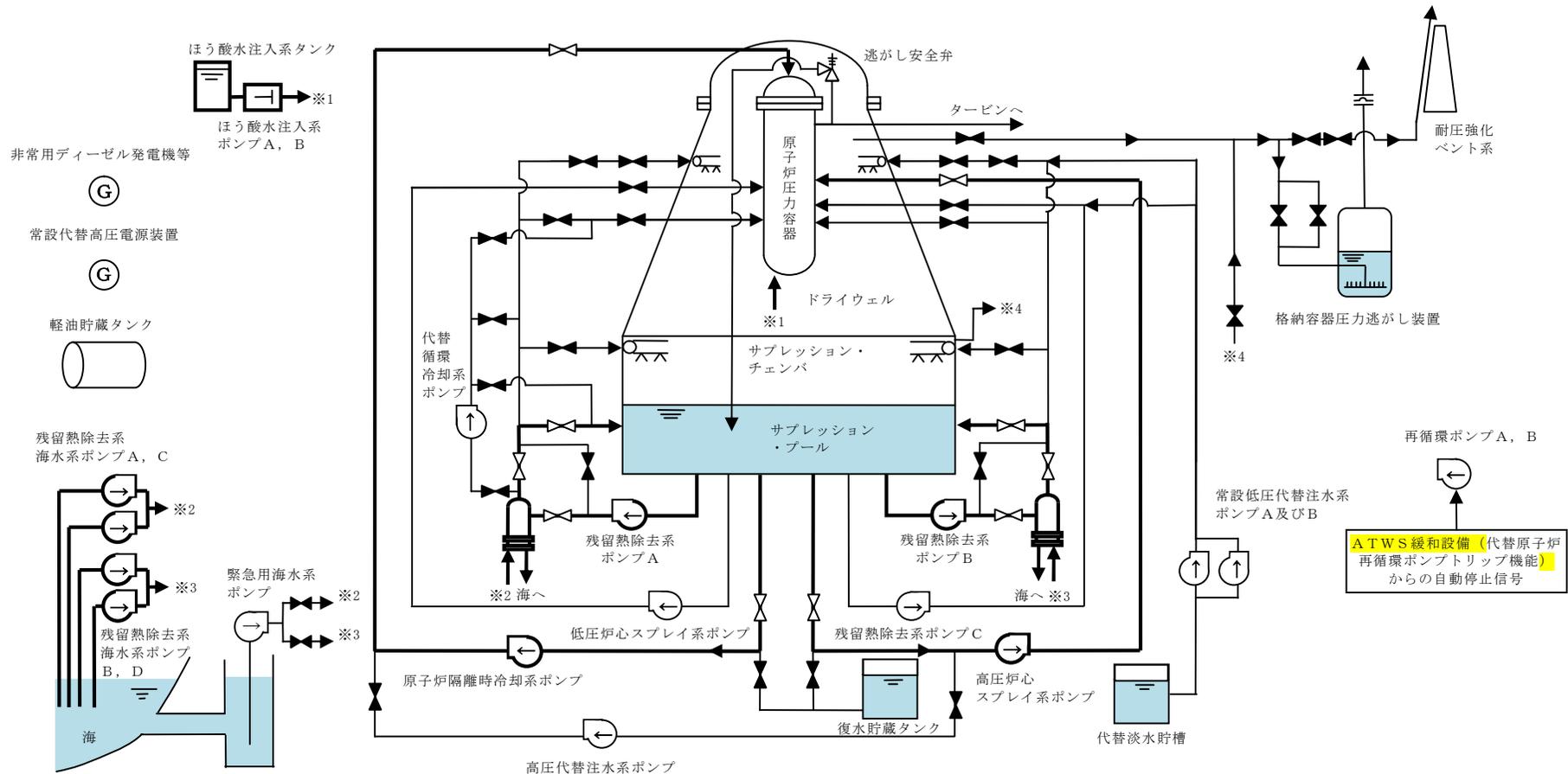
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する 操作条件 に	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後 (炉心部へのほう酸水注入開始は事象発生から 9 分 30 秒後)	運転手順に基づき、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生から 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定 炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6/6）

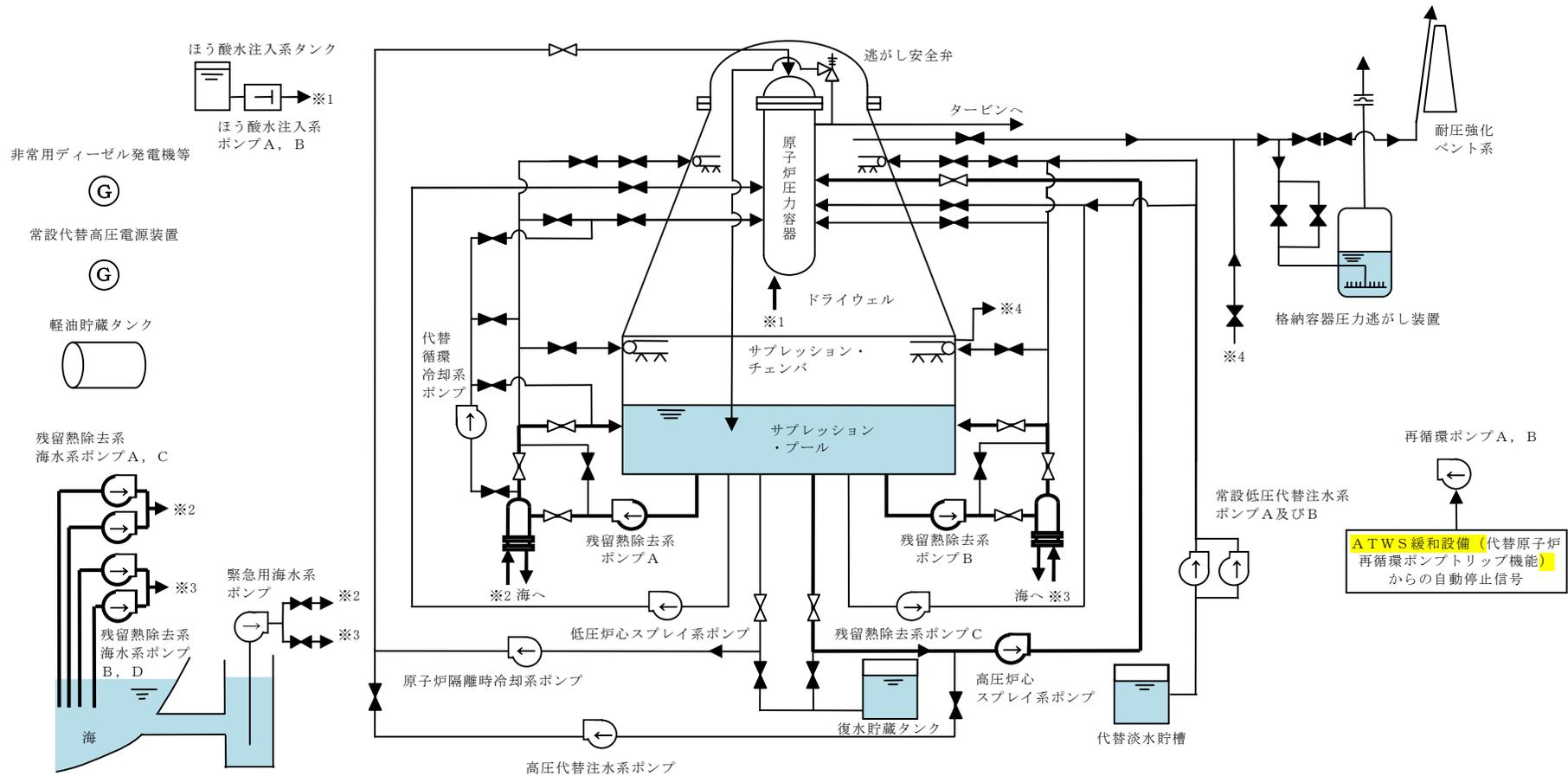
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：S C A T	—
最小限界出力比（M C P R）	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料（A型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
燃料棒最大線出力密度（M L H G R）	44.0 kW/m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
B T 判定（時刻）	G E X L 相関式	—
B T 後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット相関式	「B W R における過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式 2	—



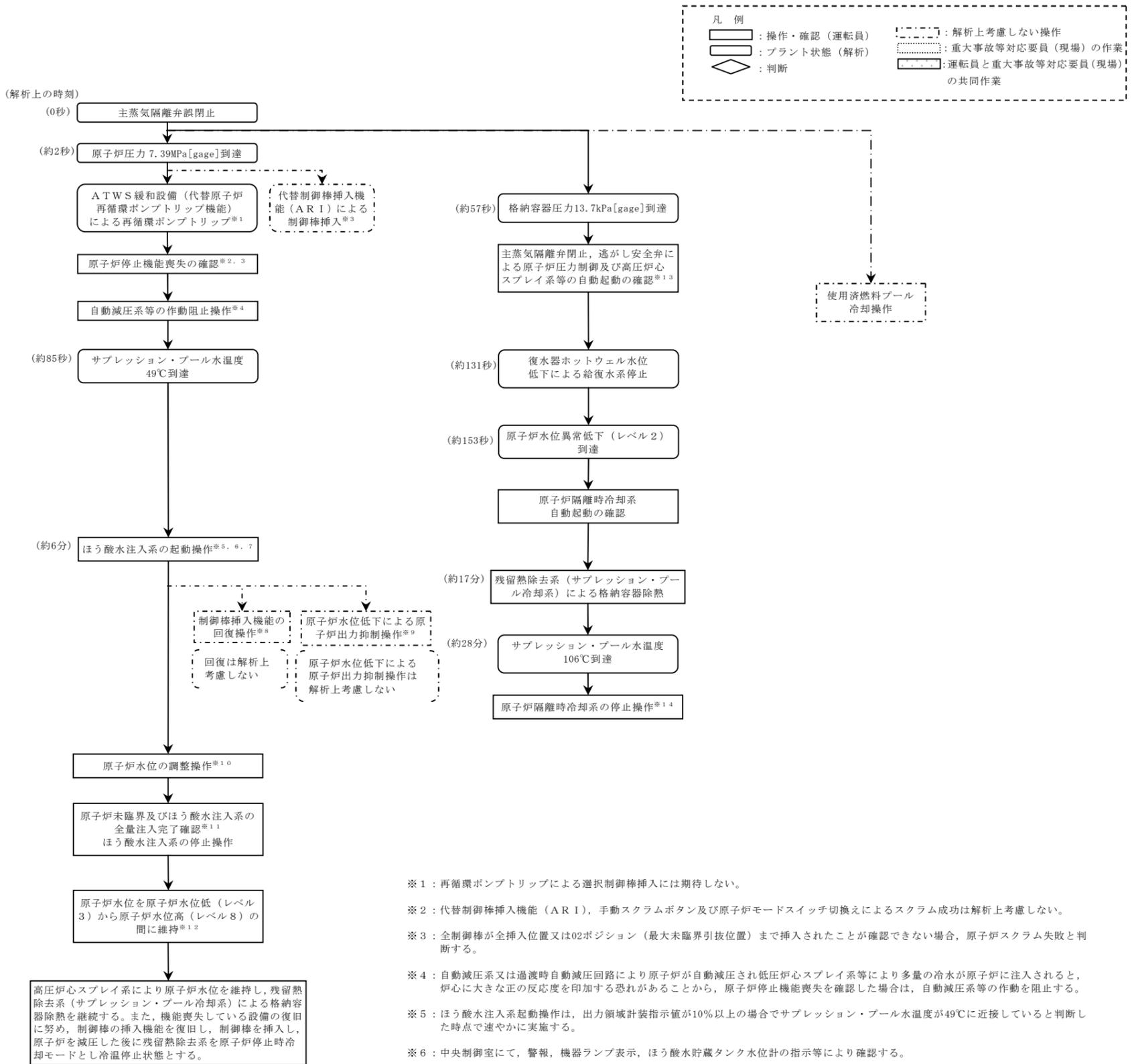
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
 並びに ATWS 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) による
 原子炉停止段階)
 コメント No. 182-15 に対する回答



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水,
 ほう酸注入系による原子炉停止並びに
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



- ※1：再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※2：代替制御棒挿入機能 (ARI)、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。
- ※3：全制御棒が全挿入位置又は02ポジション (最大未臨界引抜位置) まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4：自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失を確認した場合は、自動減圧系等の作動を阻止する。
- ※5：ほう酸水注入系起動操作は、出力領域計装指示値が10%以上の場合でサプレッション・プール水温度が49°Cに近接していると判断した時点で速やかに実施する。
- ※6：中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう酸水貯蔵タンク水位計の指示等により確認する。
- ※7：ほう酸水注入系起動操作は、以下により、中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
- 複数の平均出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が20%を超えた場合
 - 又は
 - 複数の局所出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が10%を超えた場合
- ※8：制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施する。
- 中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
 - 現場での計器用空気系の排気操作
 - 現場でのスクラム個別スイッチの操作
 - 中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
 - 現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水
- ※9：原子炉停止機能喪失時は、運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解析上考慮しない。
- ※10：ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは、原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点付近に維持する。
- ※11：ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。
- ※12：ほう酸水注入系の全量注入完了後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持する。
- ※13：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力計指示等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の注入弁は開放せずミニフロー運転となる。
- ※14：原子炉隔離時冷却系は、水源であるサプレッション・プール水温度が106°Cに近接していると判断した時点で停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

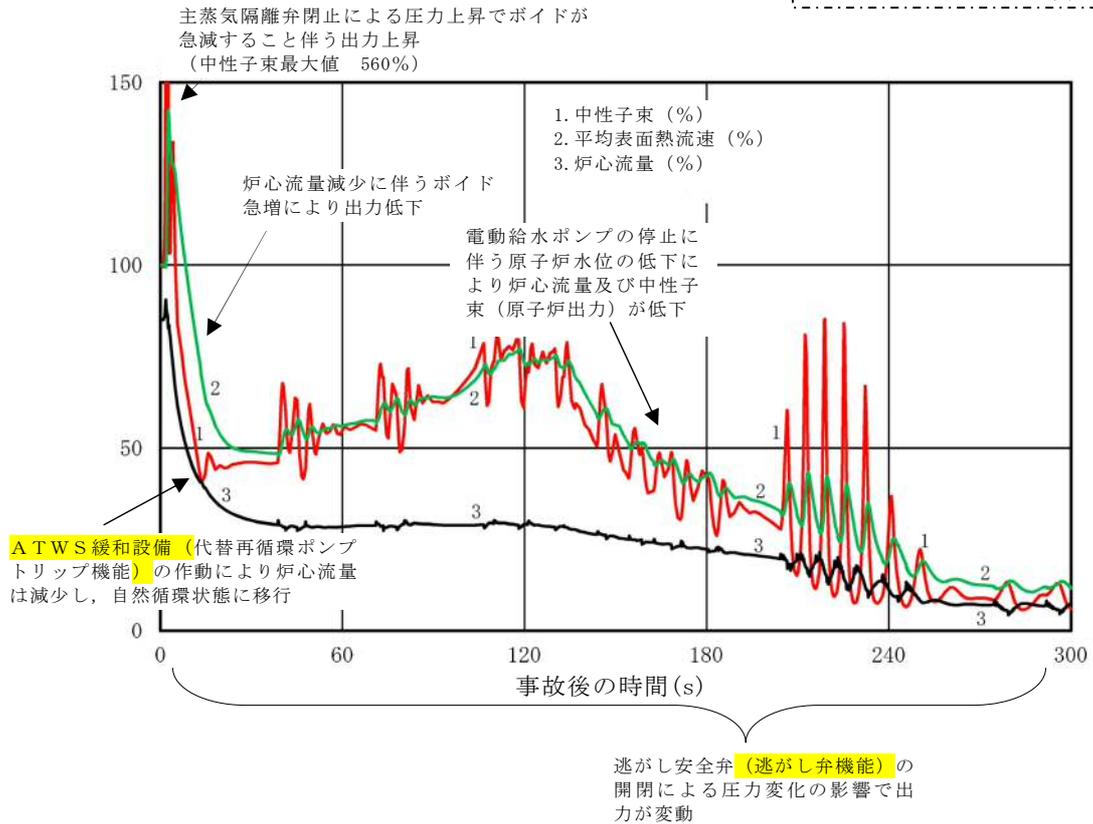
第 2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17 に対する回答

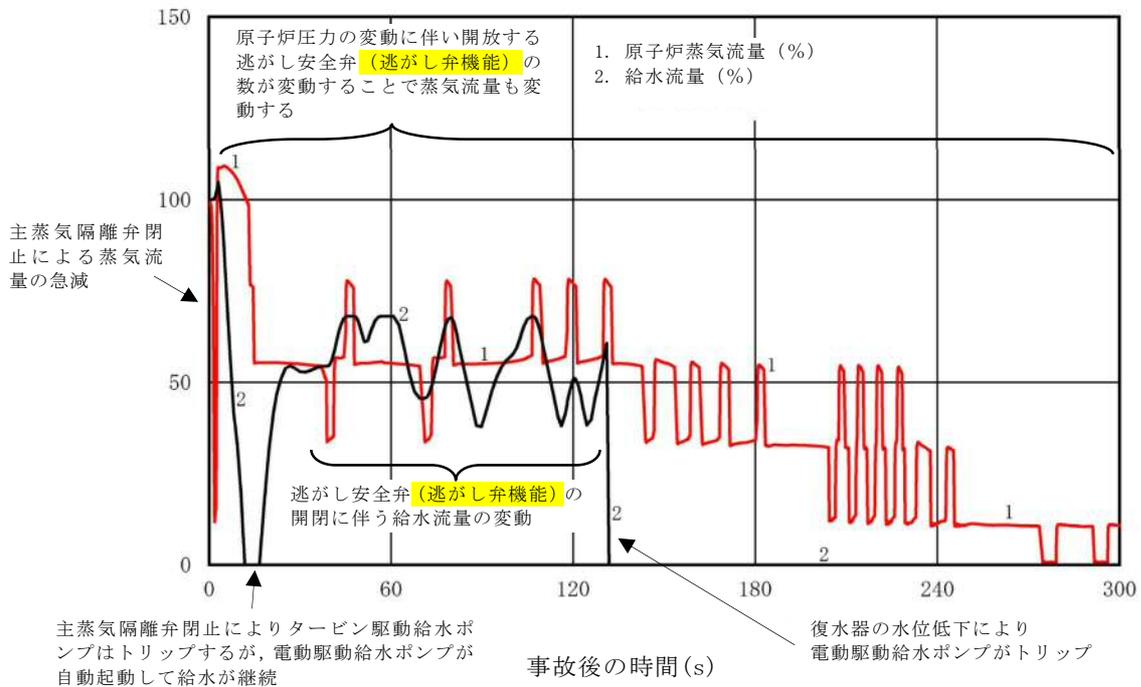
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (分)					備考		
	責任者	発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	5	10	15	20		30	40
	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)									
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	-	-	●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認	3分							
	1人 B	-	-	●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁(逃がし弁機能)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		10分						
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	-	-	●自動減圧系/過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	1分							
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	-	-	●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視	2分							
原子炉水位低下による原子炉出力抑制	【1人】 A	■	■	●原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制								
制御棒手動挿入機能の回復操作	【2人】 A, B	■	■	●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き						16分		
	■	2人 C, D	-	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作							45分	
残留熱除去系による格納容器(サブプレッション・プールの冷却)除熱操作	【1人】 B	-	-	●低圧注水モードからサブプレッション・プール冷却モードへの切替え操作(2系列) ●サブプレッション・プール冷却状況監視			6分					
原子炉水位調整操作	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作								
	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系 流量調整								
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 B	-	-	●常設低圧代替注水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 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作								
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人									

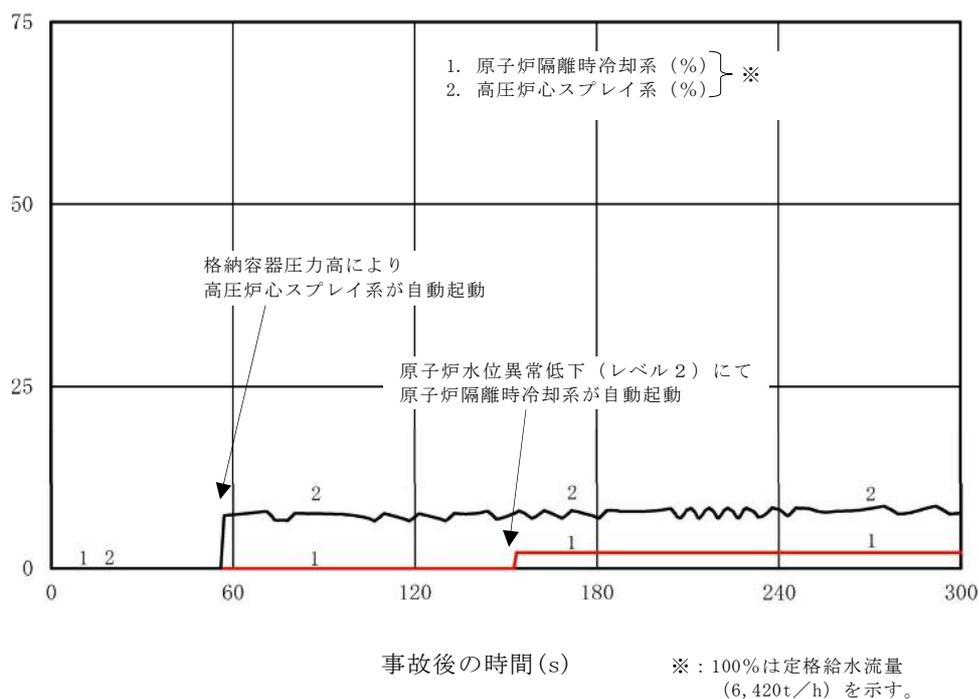
コメント No. 147-27 に対する回答
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



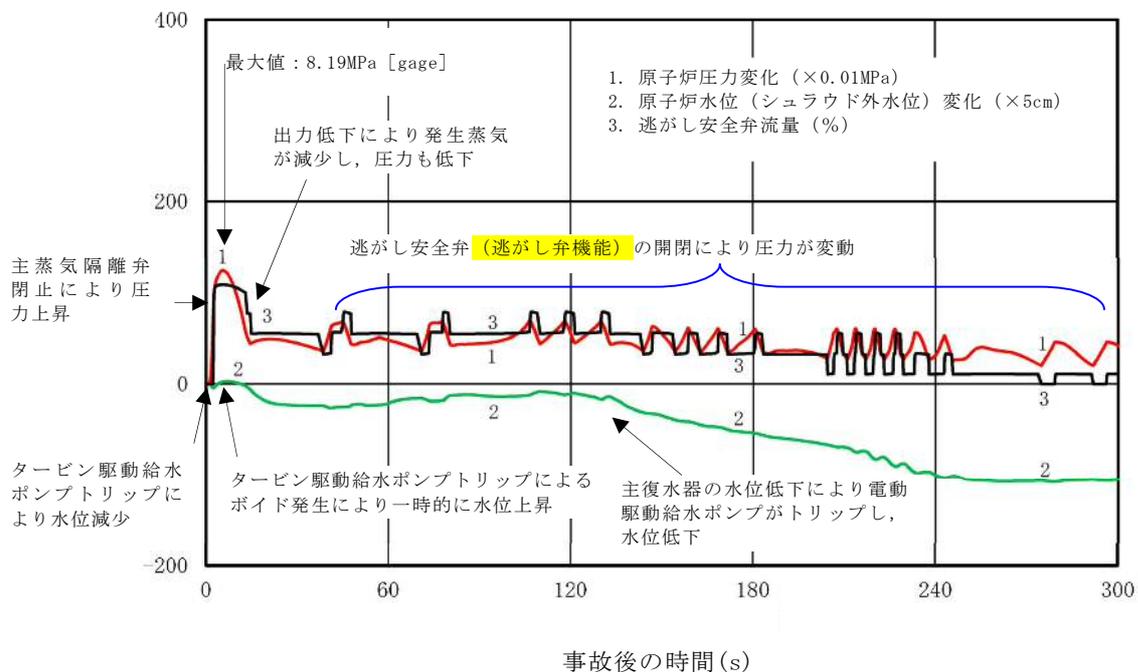
第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



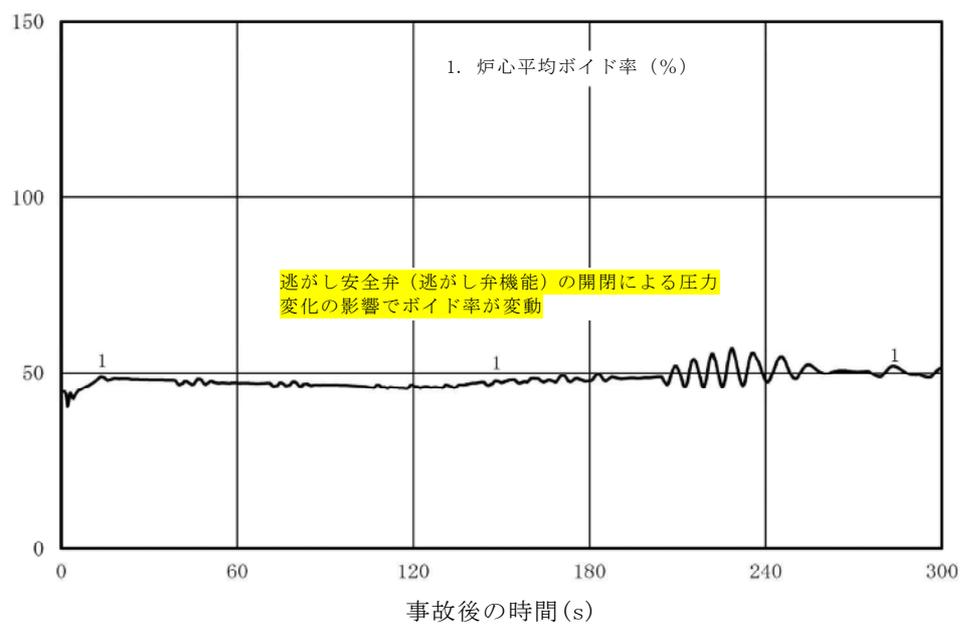
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



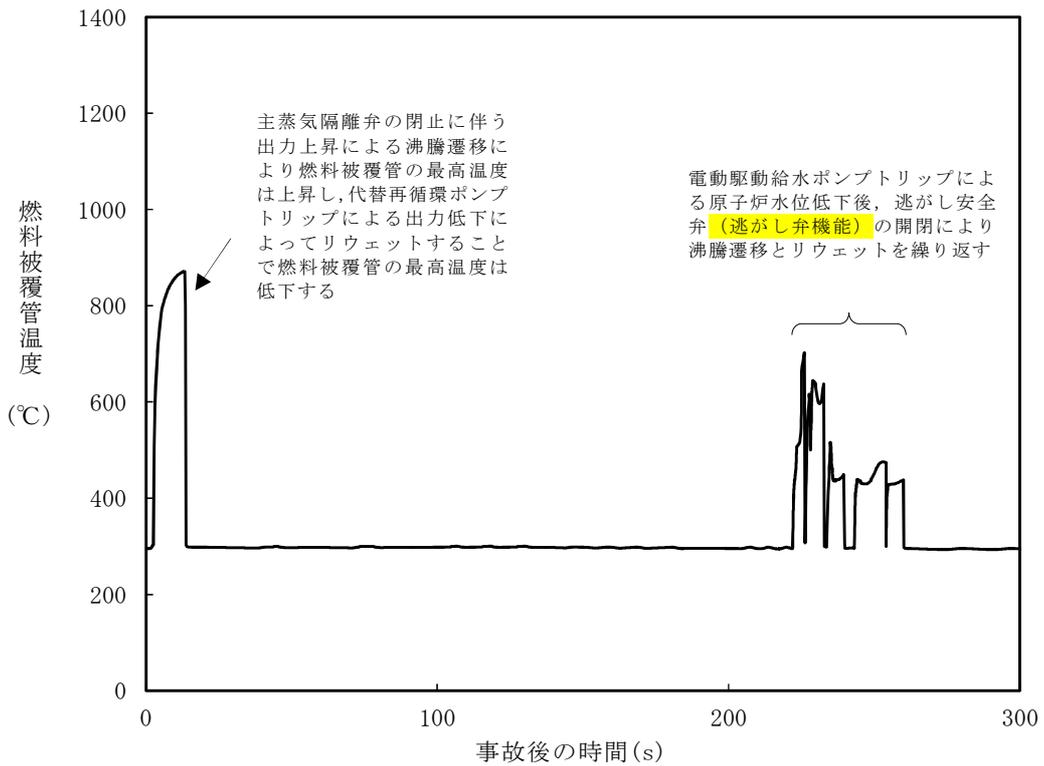
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



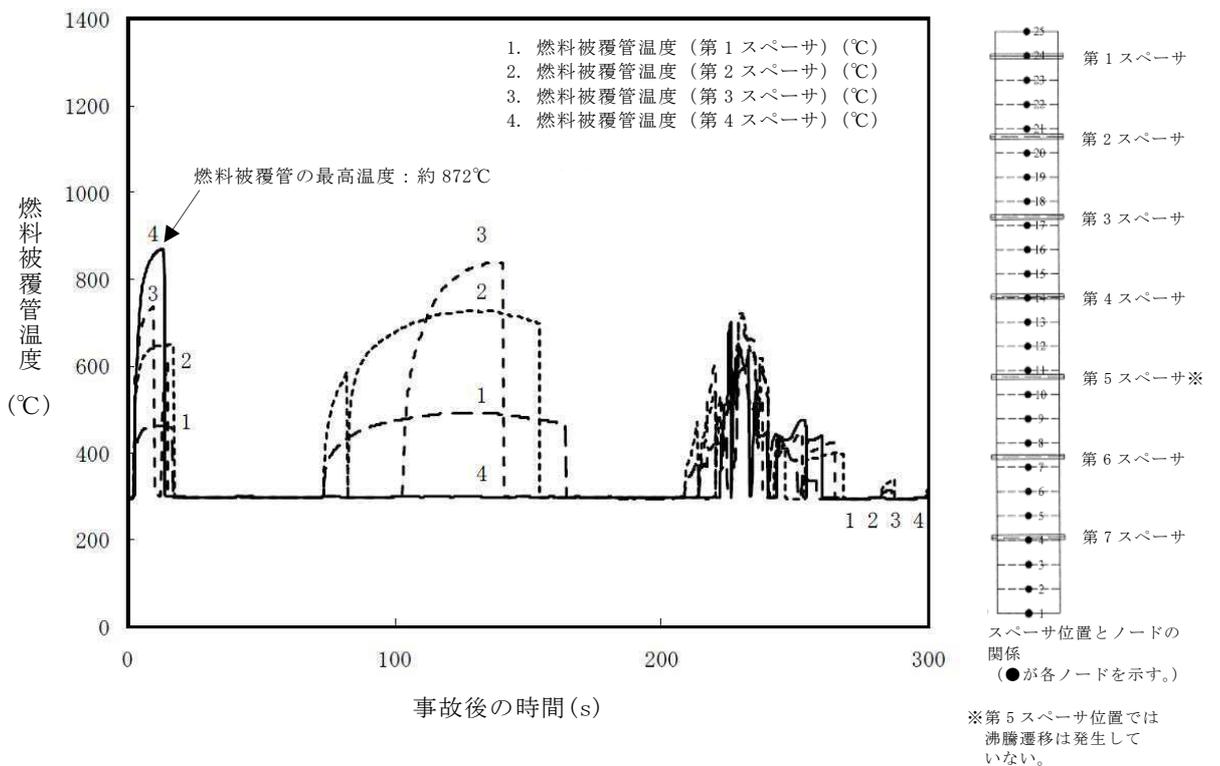
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び
逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移（短期）

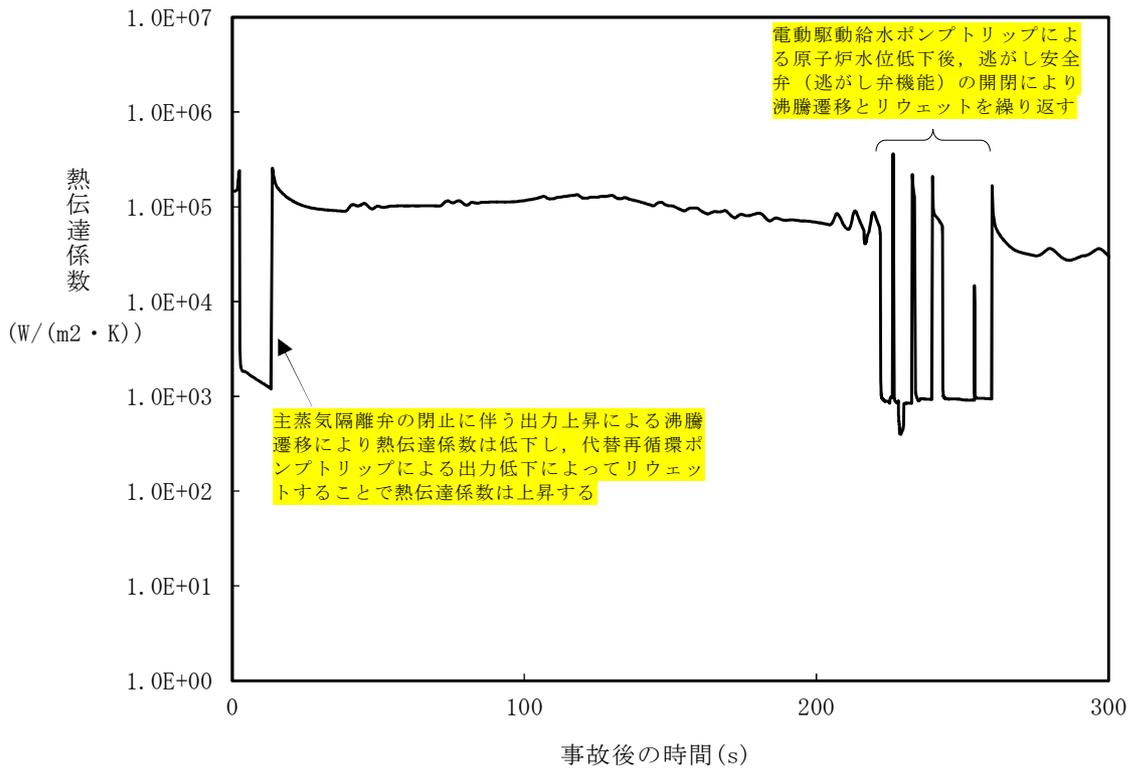


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

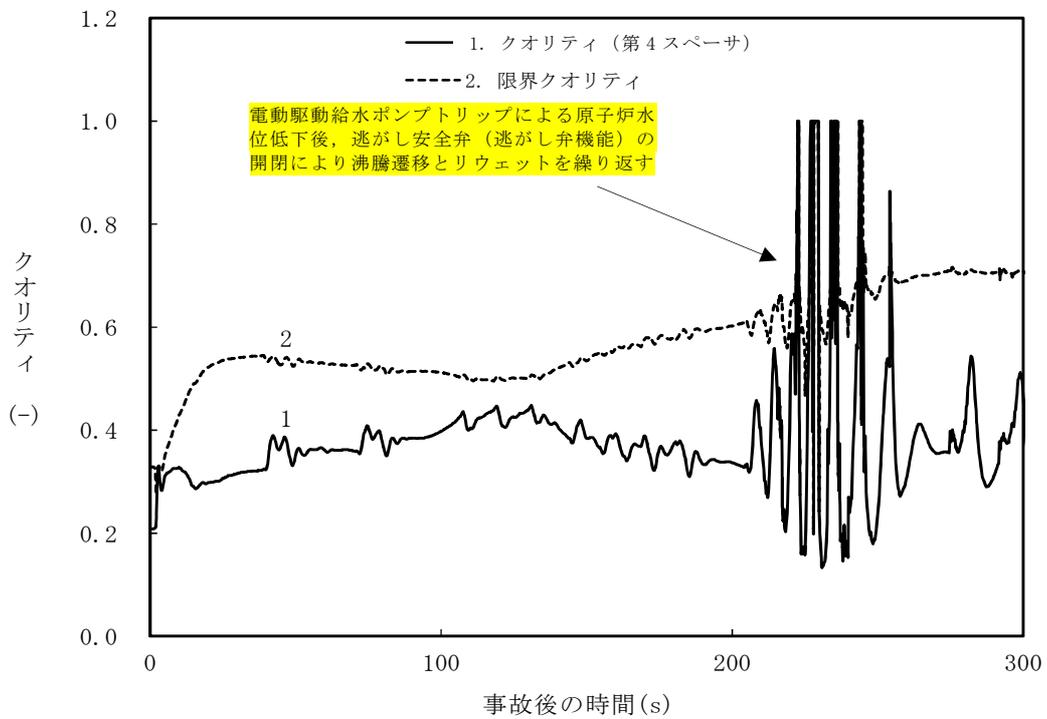


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

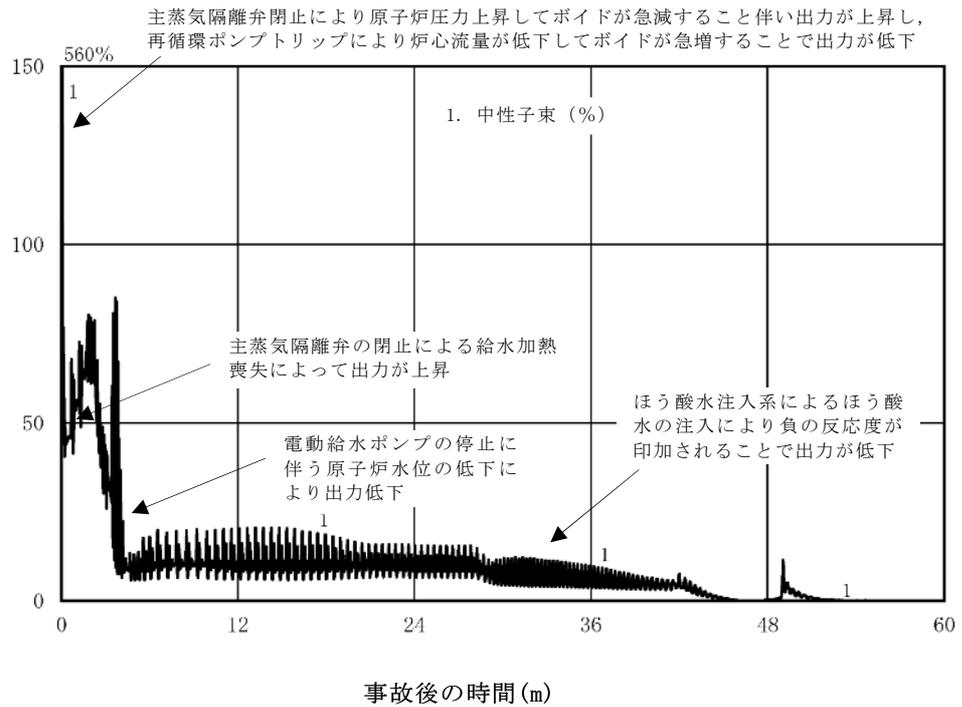
※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



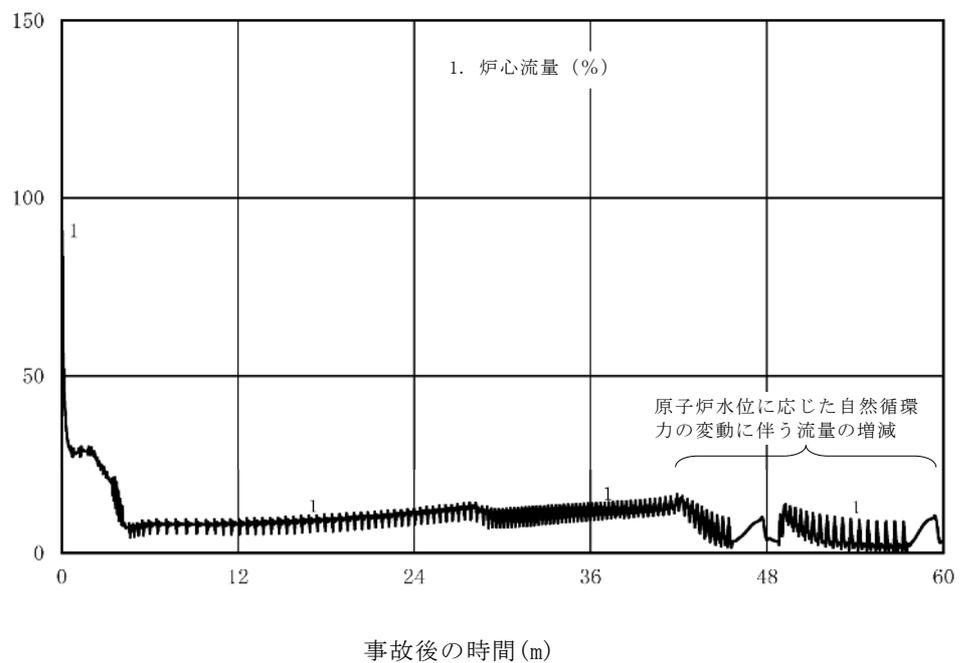
第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



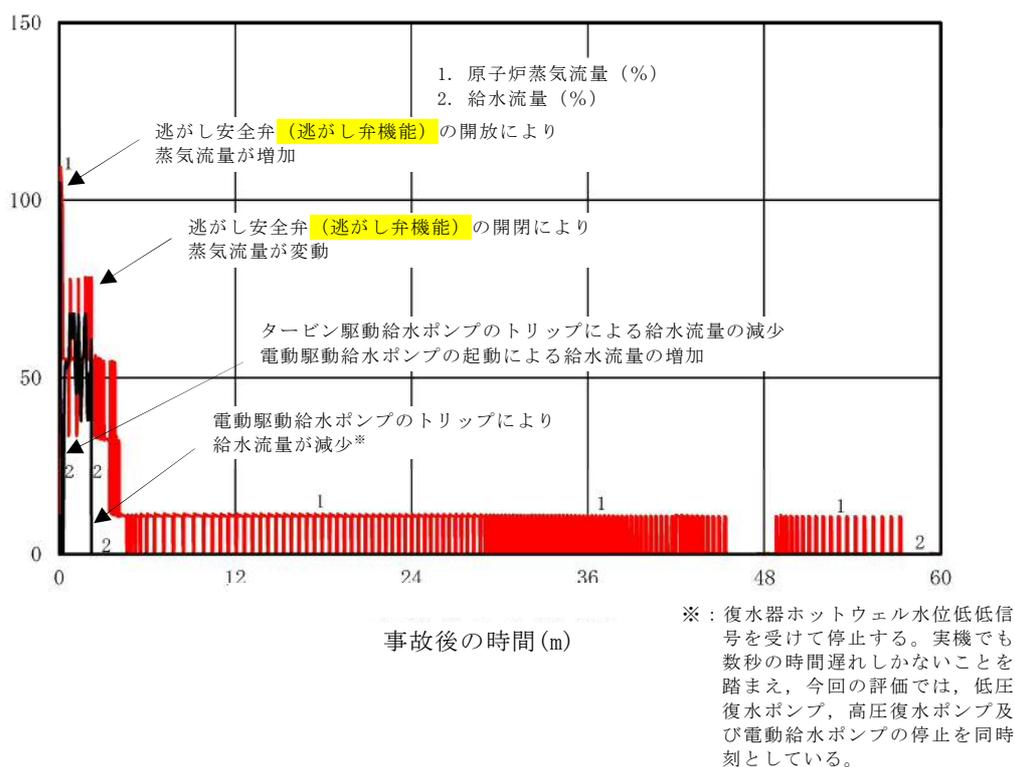
第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



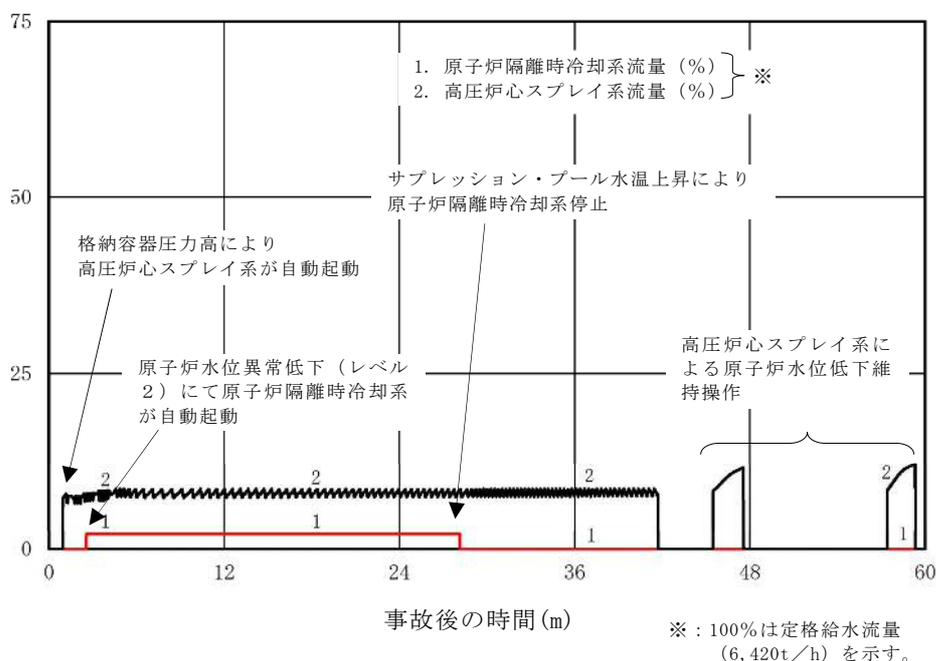
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



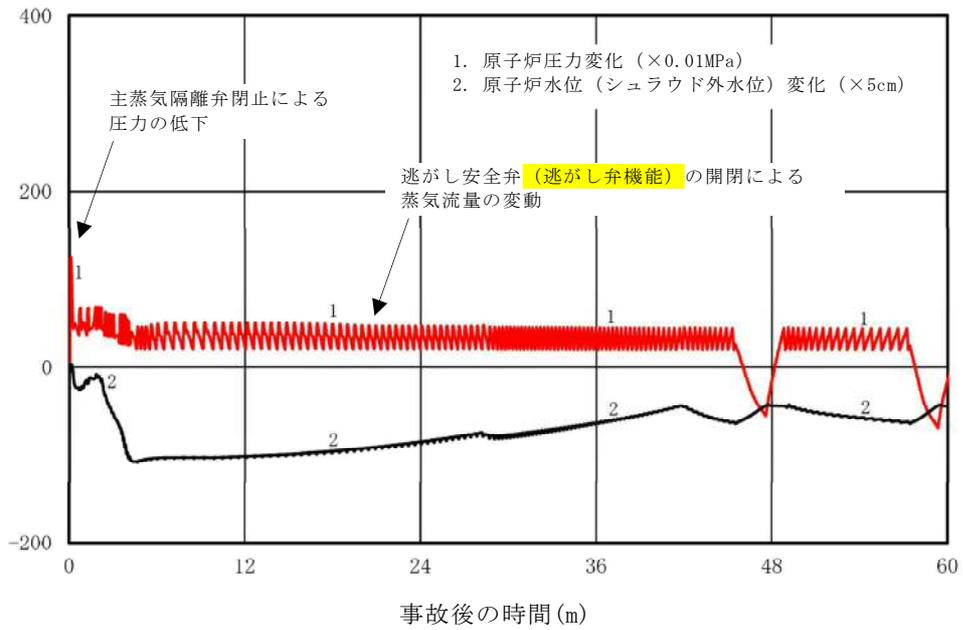
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



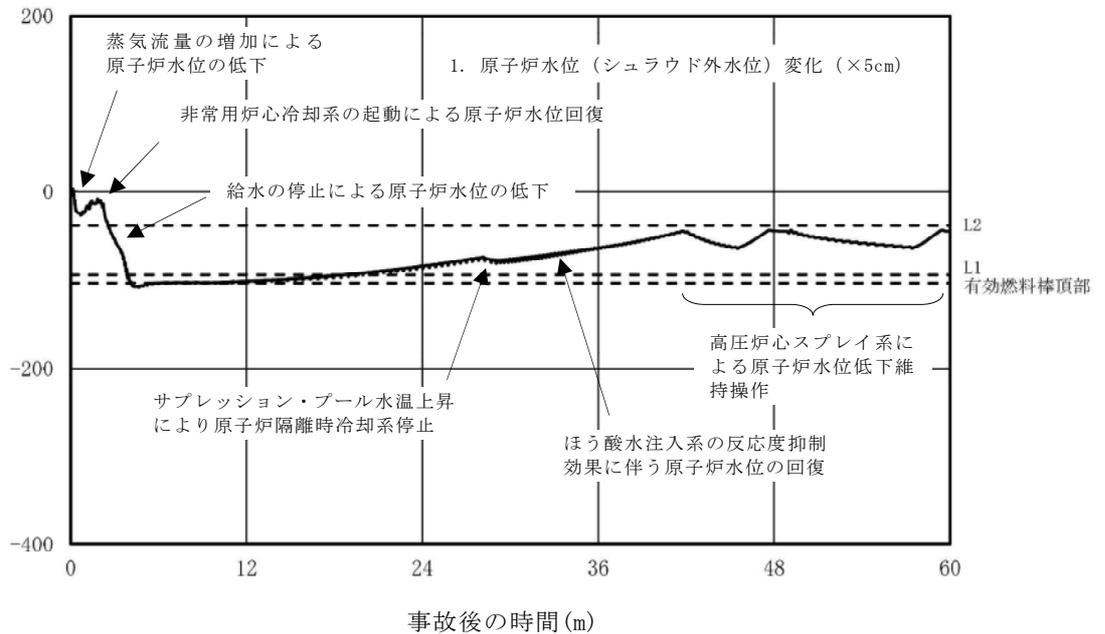
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



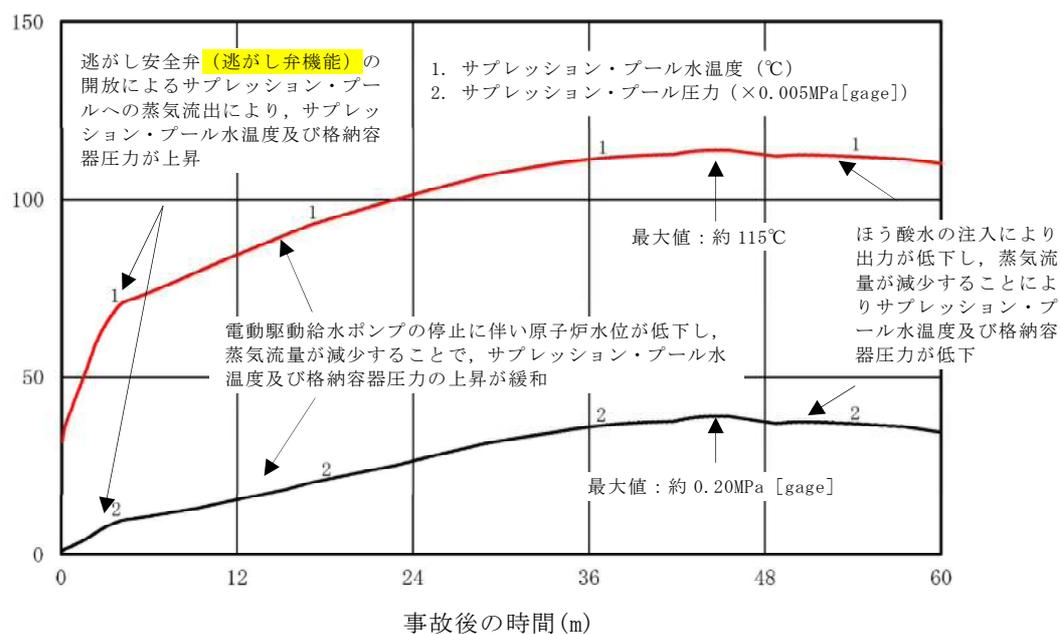
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移



第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



第 2.5-18 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

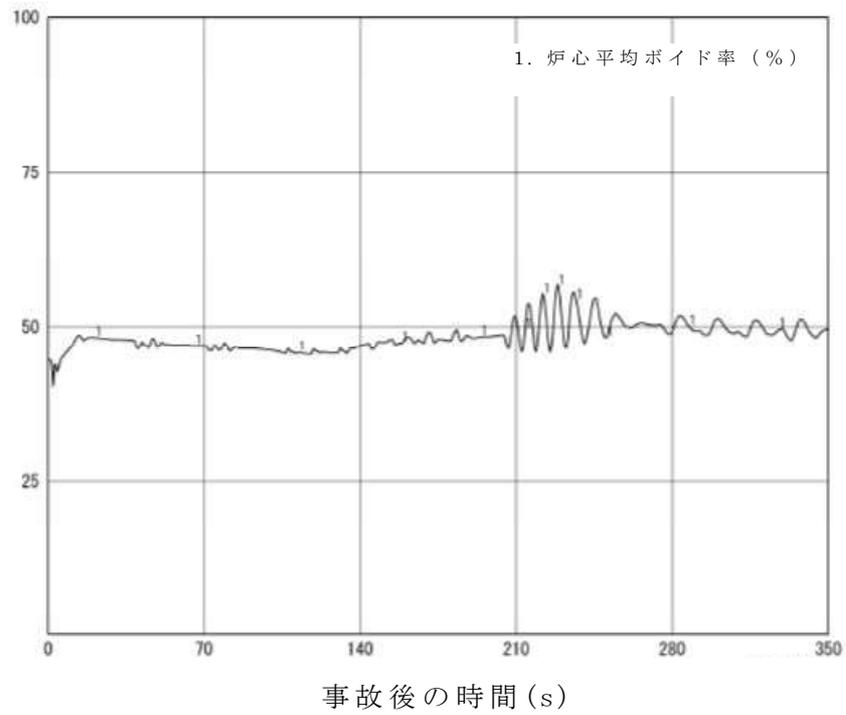
原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ β 値）で除した値であり、一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ β 値）を第 1 表に、今回の評価におけるボイド率の推移を第 1 図に、減速材ボイド係数を第 2 図に、動的ボイド係数を第 3 図に示す。今回の評価ではボイド率が 40% から 60% 程度で推移することから、第 3 図に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

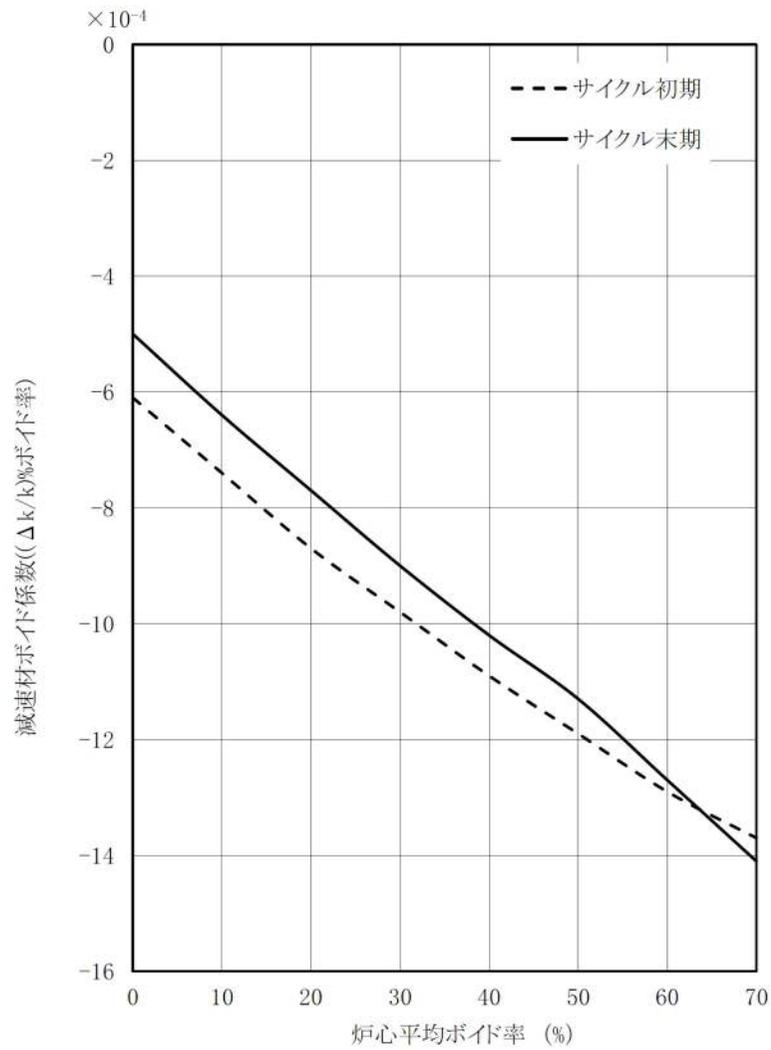
よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合(β値)

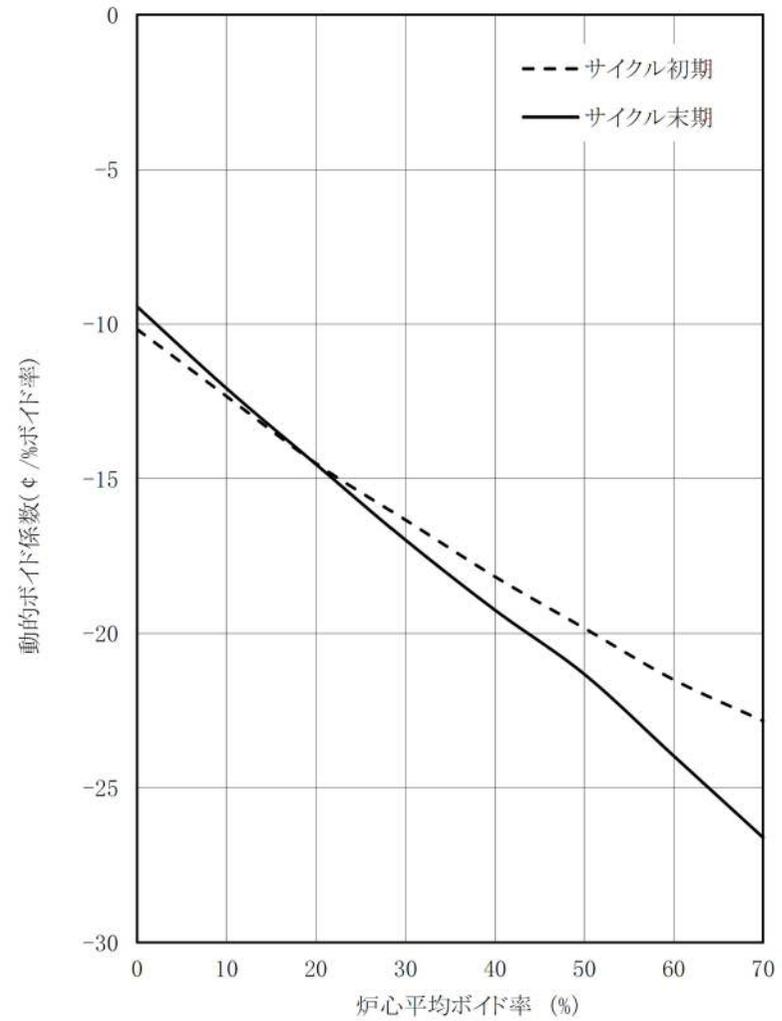
	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合(β値)	0.0060	0.0053



第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移



第2図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

コメント No. 163-47, 48, 51, 274-05 に対する回答

自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、中小破断 L O C A 時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により自動作動信号が発信され、120 秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は低圧注水系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。

このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の作動を阻止することを明確にしており、また、作動阻止用の操作スイッチを設けている。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生の約 230 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、作動阻止操作をしない場合には、この 120 秒後に逃がし安全弁が開放する。このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時

間を考慮して、事象発生から4分後に自動減圧系等の作動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シナリオグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生から4分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで2分で実施可能である。

安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止機能喪失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

ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され、高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで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、事象発生約 17 分後から残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。原子炉出力が維持されている期間は、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇を継続するが、ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり、格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに、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。

【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。制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 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（原子炉停止機能喪失）

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 (REDY) (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	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる	「反応度フィードバック効果」にて確認する。	「反応度フィードバック効果」にて確認する。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル (ボイド・ドブブラ)	動的ボイド係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/> 動的ドブブラ係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/>	「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」にて確認する。
		反応度モデル (ボロン)	高温停止に必要なボロン反応度： -3% Δk	反応度モデル (ボロン) の不確かさは、ほう酸水注入開始後の挙動に影響を与えるものであり、ほう酸水注入開始後にサブプレッション・プール水温度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。	高温停止に必要なボロン反応度を -3% Δk とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 7℃ 上昇し、格納容器圧力が 0.04MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は 115℃、格納容器圧力の最大値は 0.20MPa [gage] 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。（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 3 部 REDY））
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して、1 秒後の時点で +0.8% / -0.1% の不確かさを有する	原子炉停止機能喪失により高出力状態が維持されることから、崩壊熱モデルの不確かさにより事象進展に与える影響は小さく、運転員操作時間等に与える影響は小さい。	崩壊熱曲線を初期状態において +1% / -2% とした場合でも評価項目となるパラメータに影響を与えないことを感度解析により確認している。（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 3 部 REDY））
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により、炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して、以下の不確かさを有する 補正無し / 最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッション・プール水温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ボイド率補正率を補正無しとした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。 ボイド率補正率を最大補正二次関数とした場合には、サブプレッション・プール水温度が 2℃ 上昇し、格納容器圧力が 0.01MPa 上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は 115℃、格納容器圧力の最大値は 0.20MPa [gage] 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。（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 3 部 REDY））
原子炉圧力容器	冷却材流量変化 (コストダウン特性)	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数： +10% / -10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は、再循環ポンプトリップ時の炉心流量、原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期の短時間の影響であり、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	再循環ポンプ慣性時定数を +10% / -10% とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している。（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 3 部 REDY））
	冷却材流量変化 (自然循環流量)	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認していることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認していることから、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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 (REDY) (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
原子炉压力容器	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	逃がし安全弁モデル	逃がし弁流量: +16.6%	逃がし安全弁流量が大きくなった場合、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析結果より評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、実機試験での挙動を概ね再現できることを確認していることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。(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3部 REDY))	逃がし弁流量を+16.6%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している。(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3部 REDY))
			給水エンタルピ (1)給水温度(主蒸気流量零で): -60kJ/kg (-14℃) (2)遅れ時間: +50秒	給水エンタルピが低下した場合には、炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇し、また、給水エンタルピの低下が遅れた場合には、炉心入口サブクールの低下が遅くなることで原子炉出力の上昇が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又はその影響が小さいことを確認している。また、解析コードは実機試験データと比較し給水エンタルピを多少小さめに評価し、全体的に良く一致することを確認していることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。(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3部 REDY))	給水エンタルピについて給水温度を-60kJ/kg (-14℃)、遅れ時間を+50秒とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。また、給水温度のみを-60kJ/kg (-14℃)とした場合には、燃料被覆管温度が10℃上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析における燃料被覆管温度の最大値は872℃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。(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3部 REDY))
	ECCS注水(給水系・代替注水含む)	給水系モデル	高圧炉心注水系流量: 実力値(137%)	高圧炉心スプレイ系の流量が増加した場合、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力は高めとなることを考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、原子炉へ注水する場合の影響としては、ECCS注水も給水系による注水も同等と考えられ、解析コードは、給水ポンプがトリップした場合や給水流量が増減した場合の実機試験の挙動を良く模擬できることを確認していることから、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。(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3部 REDY))	高圧炉心注水系流量を137%とした場合には、サブプレッション・プール水温度が4℃上昇し、格納容器圧力が0.03MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最大値は115℃、格納容器圧力の最大値は0.20MPa[gage]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。(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3部 REDY))
			サブプレッション・プール水の初期エンタルピ: 設計仕様の常用温度下限 (-104kJ/kg (-25℃))	サブプレッション・プール水の初期エンタルピが低下した場合、サブプレッション・プール水源を用いてECCS注水を実施する際の炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇することが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響がないことを確認しており、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。(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3部 REDY))	サブプレッション・プール水の初期エンタルピを-104kJ/kg (-25℃)とした場合には、サブプレッション・プール水温度が18℃低下し、格納容器圧力が0.06MPa低下することを感度解析により確認しているため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。(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3部 REDY))
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界達成の時間が早くなり、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は抑制される。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなるが、ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータ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。	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界達成の時間が早くなり、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は抑制される。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	容器納	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	保守的モデルに含まれる	解析コードは、単純な計算で保守性を確保しているため、不確かさ要因としては考慮しない。

添付 2.5.4-2

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 (SCAT)

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	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル、燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは、燃料被覆管温度に依存するリウエット相関式(相関式2)を使用し、上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅めに評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度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。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目となるパラメータは評価項目を満足することを確認している。 (添付資料 2.5.5)
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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。	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって、燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度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。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

添付 2.5.4-3

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 (1/5)

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				
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	約3,279～ 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、最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。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、事故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うるが、事故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ない。
	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自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は4700mm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、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自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は4700mm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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	41,060t/h (定格流量の 85%流量)	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。
	主蒸気流量	6,420t/h	約6,398t/h～ 約6,466t/h	定格主蒸気流量を設定	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、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断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うるが、事故初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、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 (2/5)

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				
初期条件	給水温度	216℃	約 217～219℃	初期給水温度が低い方が、印加反応度が大きくなり原子炉出力が高めに推移することで、格納容器圧力及び温度並びにサブプレッション・プール水温度に対して厳しい設定となる。このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。
	燃料及び炉心	9×9燃(A型)単一炉心	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、その違いの影響は修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式2の保守性に概ね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)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、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。 (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4部 SCAT))	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、ともに炉心動特性及びポストBT挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない。 (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4部 SCAT))
	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	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度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、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。
	最小限界出力比	1.24	限界出力比指標 [※] 0.98以下 (実績値) ※ 実際の運転管理上は、最小限界出力比の運転制限値を最小限界出力比で除した限界出力比指標で管理を行っており、この値が1以下であれば限界出力比の制限値を超過していない	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度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、沸騰遷移の発生が遅れることで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。

添付 2.5.4-5

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 (3/5)

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				
初期条件	核データ (動的ボイド係数)	平衡炉心サイクル末期の値×1.25	-	<p>最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している。(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3部 REDY))</p>	<p>最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。</p> <p>なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せと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が小さいことを確認している。(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3部 REDY))</p>	
	核データ (動的ドブプラ係数)	平衡炉心サイクル末期の値×0.9				
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2~4.7kPa[gage] (実績値)	<p>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</p>	<p>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。このため、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。</p>	
	格納容器体積	9,800m ³	9,800m ³ (設計値)	設計値を設定	<p>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。</p>	<p>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。</p>
	サブプレッション・プール水量	3,300m ³	約 3,308m ³ ~約 3,342m ³ (実績値)	<p>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</p>	<p>最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量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3,300m³であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m³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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量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3,300m³であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m³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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>
サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15~約 32℃ (実績値)	<p>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</p>	<p>最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プール水温度は低めに推移するが、解析上サブプレッション・プール水温度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。</p> <p>また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても、プラント挙動への影響が小さいことを感度解析により確認している。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.6)</p>	<p>最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プール水温度は低めに推移し、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。</p> <p>また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低く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が小さいことを感度解析により確認している。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.6)</p>	

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			
事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能(ARI)	—	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能を喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	—	給復水系及び原子炉再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、反応度の観点で厳しい外部電源ありを設定		
重大事故等対策に関連する機器条件	主蒸気隔離弁閉止	閉止時間：3秒	閉止時間： 3秒～4.5秒 (設計値)	原子炉圧力の上昇が早く、反応度の観点で厳しい条件である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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。
	A TWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2秒)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa[gage]) (遅れ時間：0.2秒) (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、事象進展に与える影響はなく、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、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.5.4-7

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	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37~7.65MPa[gage] 354.6~367.6t/h/個	逃がし弁機能 7.37~7.65MPa[gage] 354.6~367.6t/h/個	逃し弁機能の設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、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、事象進展に差異はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間:0秒) ・注水流量: 145~1,506m ³ /h ・注水圧力: 0~8.30MPa[dif]	ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間:17秒) ・注水流量: 0~1,419m ³ /h以上 ・注水圧力: 0~7.65MPa[dif]	原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きいが、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となる。このため、自動起動遅れ時間を0秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。
	原子炉隔離時 冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2)にて自動起動 (遅れ時間:0秒) ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa~7.86[gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2)にて自動起動 (遅れ時間:30秒) ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa~7.86[gage]	原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を0秒と設定 注水特性は、タービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さく、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、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力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。
	ほう酸水注入系	注入流量: 163L/min ほう酸水濃度: 13.4wt%	注入流量: 163L/min(設計値) ほう酸水濃度: 13.4wt%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たりに投入される負の反応度が小さくなるよう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、負の反応度印加が早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、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緩和されるが、解析上これらのパラメータ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、負の反応度印加が早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及び温度並びにサブプレッション・プール水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。
	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基あたり 約53MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)	熱交換器1基あたり 約53MW (サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において) (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、事象進展に差異はなく、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、事象進展に差異はなく、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（1/3）

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 自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉自動スクラム警報が発信し、全制御棒全挿入ランプは消灯したままとなる。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め3分を想定している。また、自動減圧系等のタイマーが作動した場合は、タイマー作動を知らせる警報が発報する。以上により、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。</p> <p>【要員配置】</p> <p>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、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>自動減圧系等の作動阻止操作として余裕時間も含め1分を想定している。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。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、自動減圧系の作動阻止操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>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。</p>	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。	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。	解析上、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生の約230秒後であり、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで、原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できるためこれまでの時間余裕を有している。逃がし安全弁7弁にて原子炉減圧をする場合について、同操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPaまで低下している。以上により、合計で事象発生から約510秒程度の時間余裕が確保されている。	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。解析上においては、起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知及び自動減圧系等の作動阻止操作まで4分としているところ、訓練実績は約2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（2/3）

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	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	<p>運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失を確認し、自動減圧系等の作動阻止操作を実施した後にサブプレッション・プール水温度が49℃に近接した場合に実施する。有効性評価解析では約1.4分でサブプレッション・プール水温度が49℃に到達するため、自動減圧系等の作動阻止操作完了後に操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に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い。さらに、運転員の認知を助けるために、サブプレッション・プール水温度上昇に伴い複数の警報が発信する。以上により、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。</p> <p>【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、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】ほう酸水注入系の起動操作として余裕時間も含め2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。</p> <p>【他の並列操作有無】制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場があるが、ほう酸水注入系の起動操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【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。</p>	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。	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。	ほう酸水注入系の起動操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることで、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナリオにおけるサブプレッション・プールの最高水温は、約115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生の570秒後における水温上昇率は2℃/分程度であることから、限界温度200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。 (添付資料2.5.9)	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、起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知、自動減圧系等の作動阻止操作及びほう酸水注入系の起動操作まで6分としているところ、訓練実績は約3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。

添付 2.5.4-10

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 (3/3)

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	残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から17分後	<p>【認知】 原子炉停止機能喪失時には重要監視パラメータとなるサブプレッション・プール水温度を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるためにサブプレッション・プール水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により、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。</p> <p>【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、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱系による格納容器除熱操作として余裕時間も含め6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。</p> <p>【他の並列操作有無】 制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作を並行して実施する場合があるが、残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱操作はこれらの操作に優先して実施するものである。また、複数の運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしていることから、他の並列操作は操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【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。</p>	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。	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。	残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱操作が遅れた場合、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナシナシにおけるサブプレッション・プールの最高水温は約115℃であり、格納容器除熱操作を開始する事象発生後の17分後における水温上昇率は2℃/分程度であることから、限界温度200℃に対して十分な操作時間余裕を有している。	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。訓練では、残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱操作の時間は約6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。

添付 2.5.4-11

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う給水系の炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウエット）ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」（2003年6月、日本原子力学会）における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。

2. 評価条件

リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じであ

る。

3. 評価結果

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また、リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に、燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

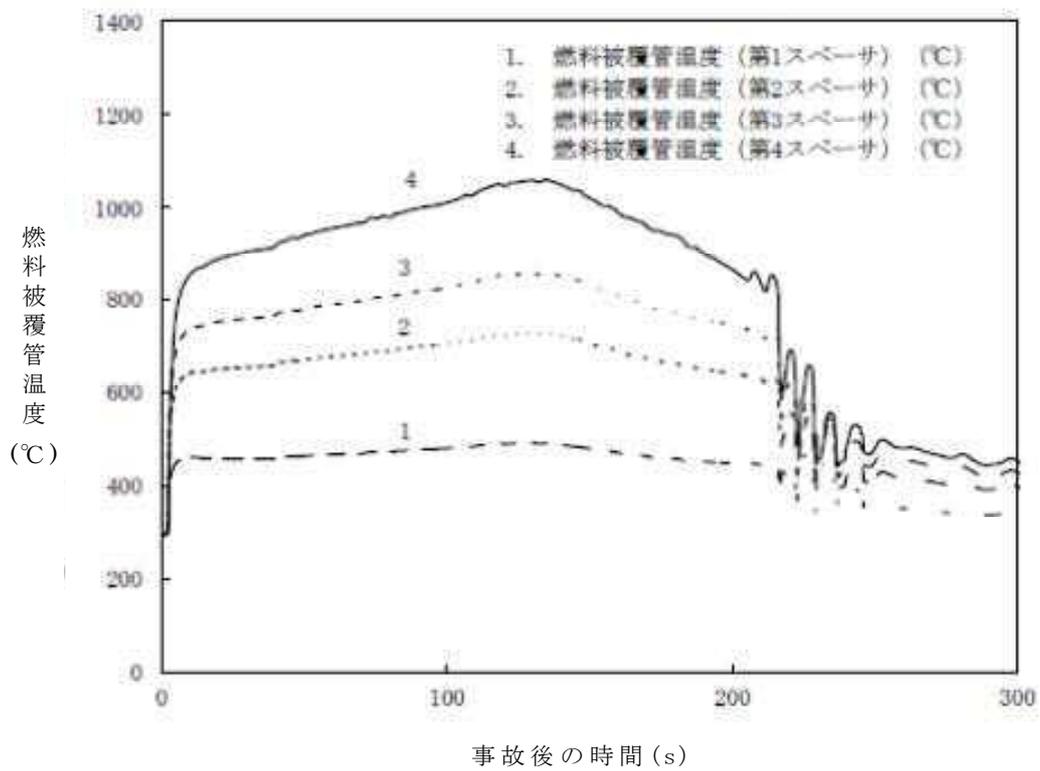
リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

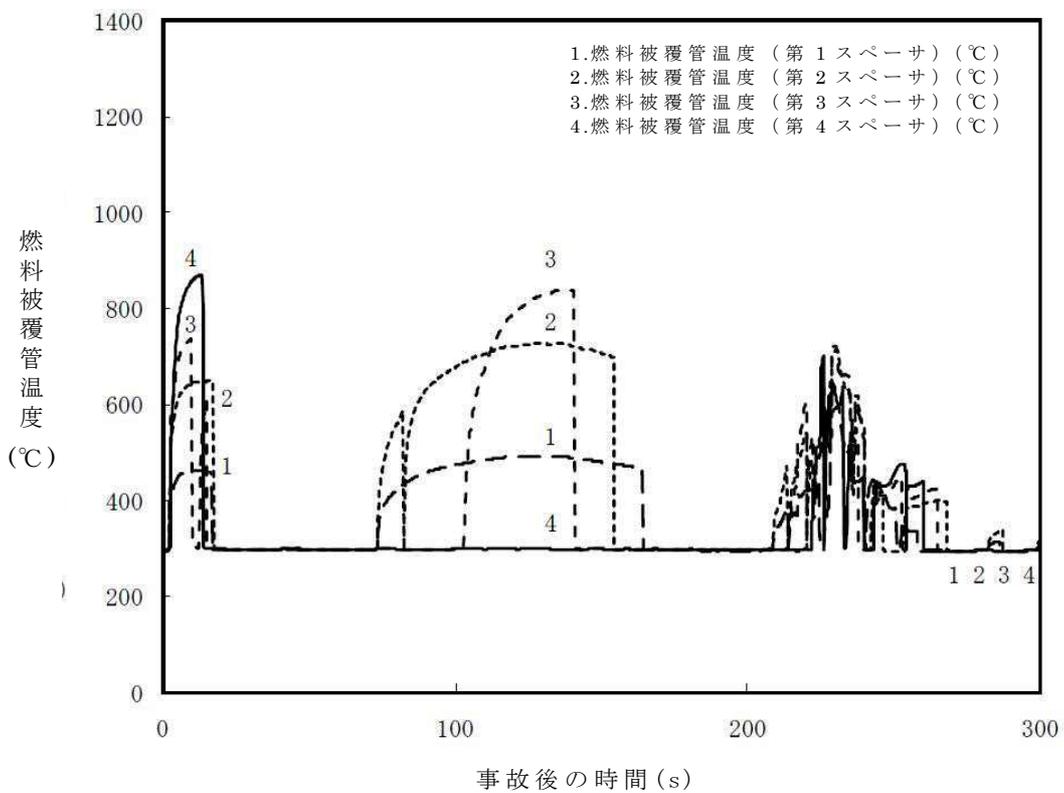
以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

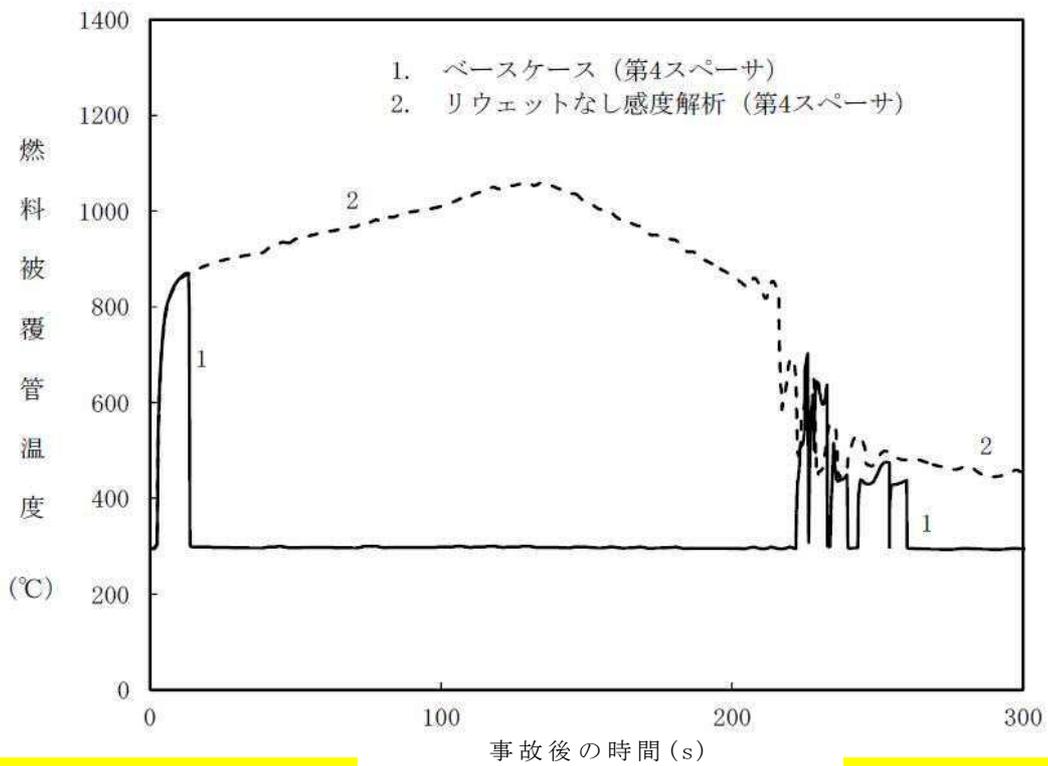
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式 2)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060°C	約 872°C	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



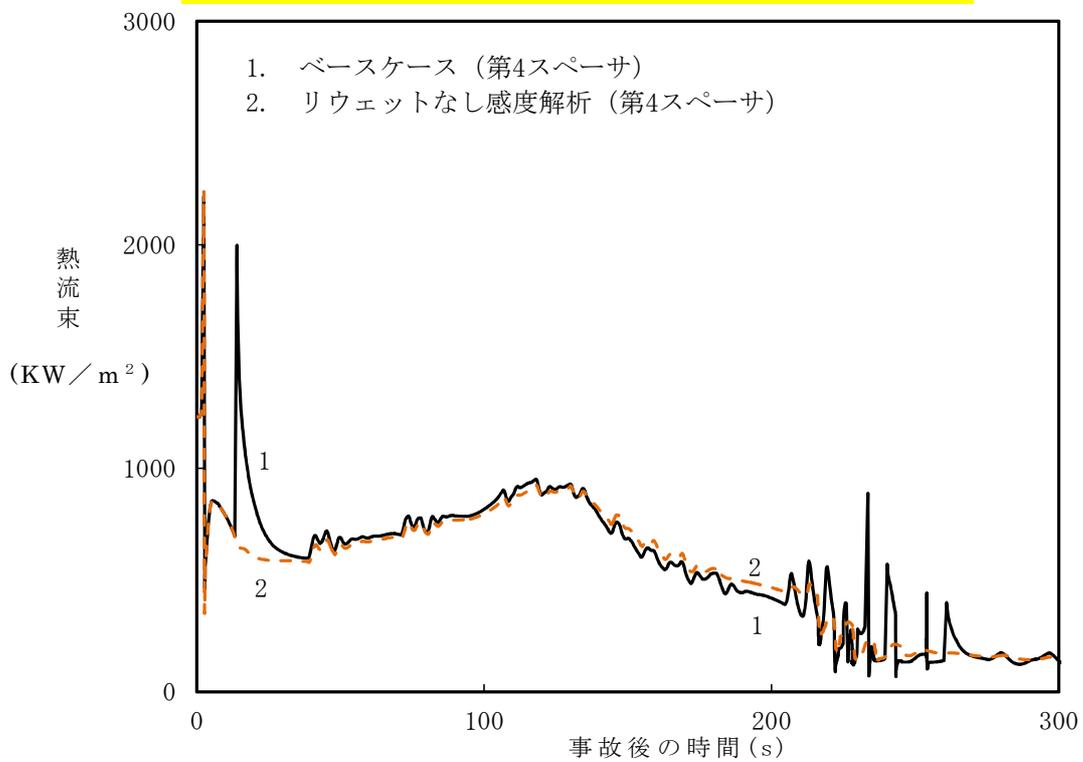
第 1 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエットを考慮しない場合)



第 2 図 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース (相関式 2))



第 3 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第 4 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較

原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

1. はじめに

今回の評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。

このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ、水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である 10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。

2. 評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。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

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サプレッショ

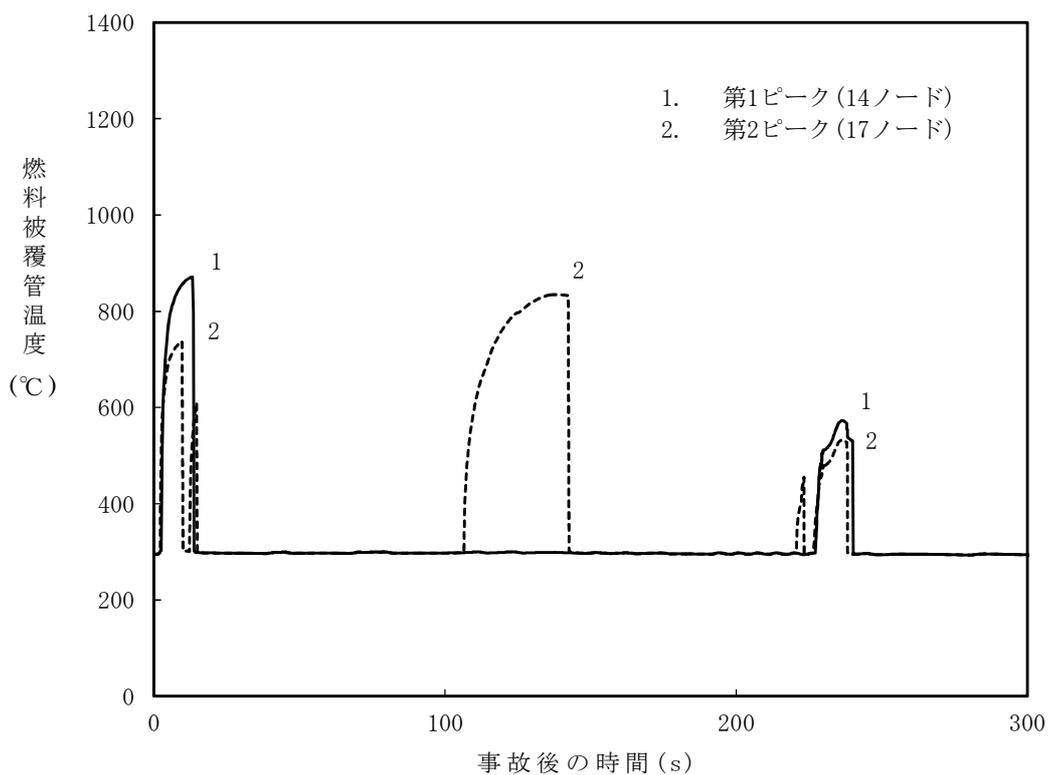
ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、サプレッション・プールを水源として使用しないため、サプレッション・プールの水量が多く維持される。このため、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されるものと考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。

4. まとめ

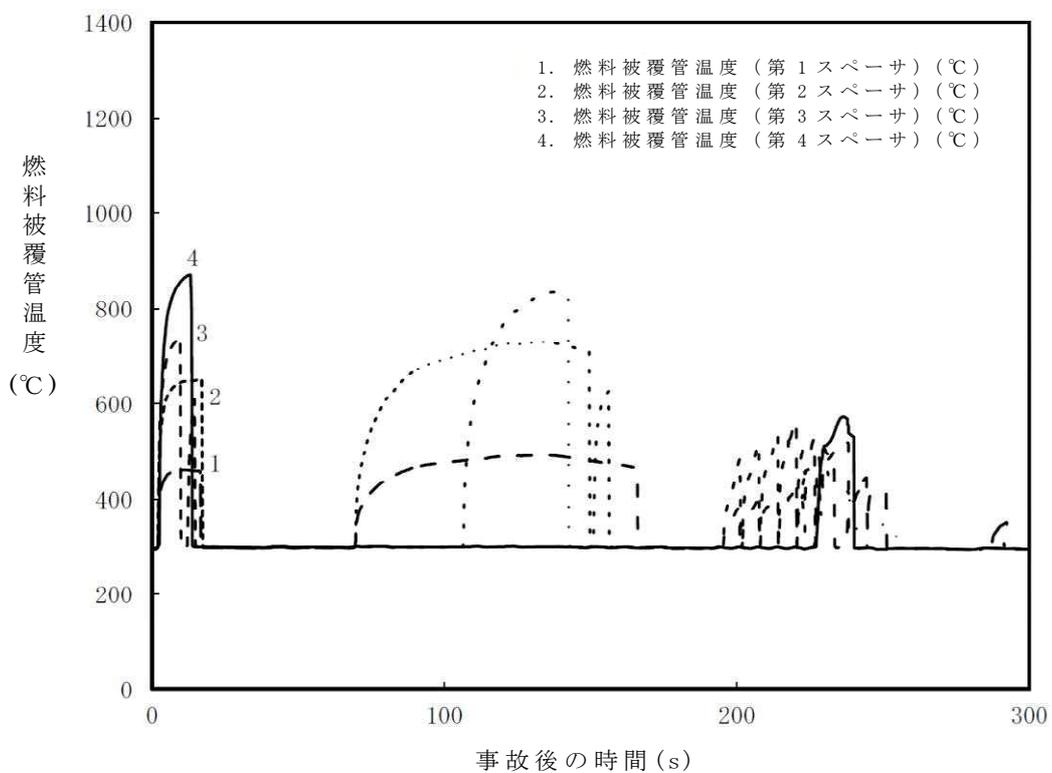
原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。

第1表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

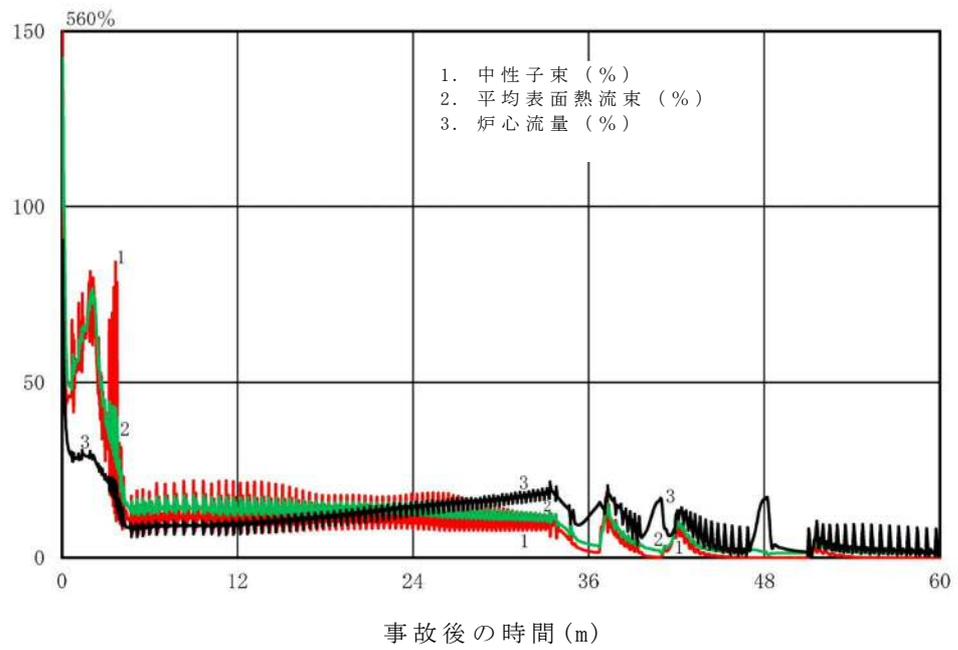
評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温10℃)	ベースケース (サプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約872℃	約872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約8.42MPa[gage]	約8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約0.18MPa[gage]	約0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約110℃	約115℃	200℃を下回る



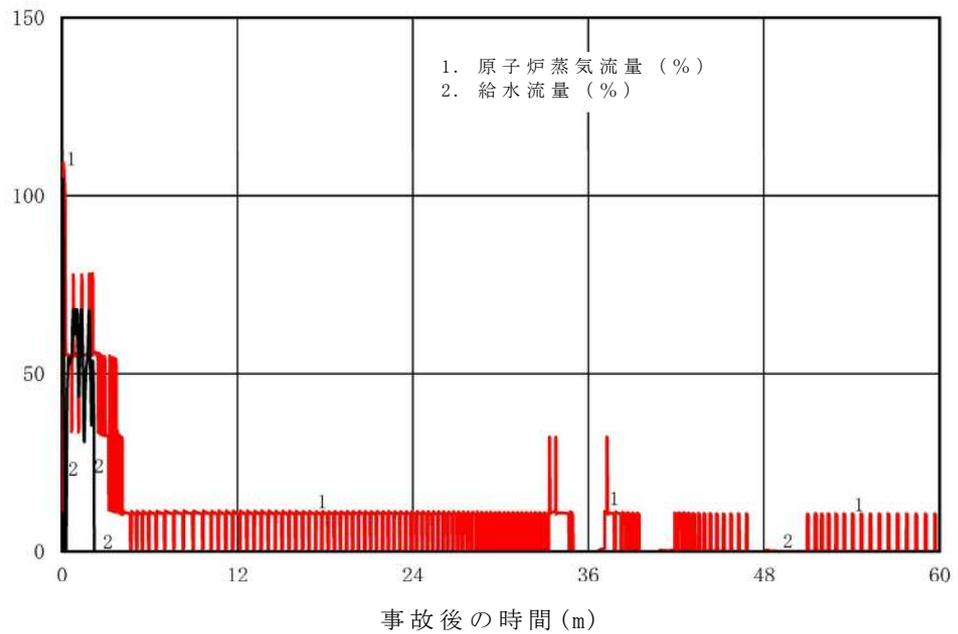
第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



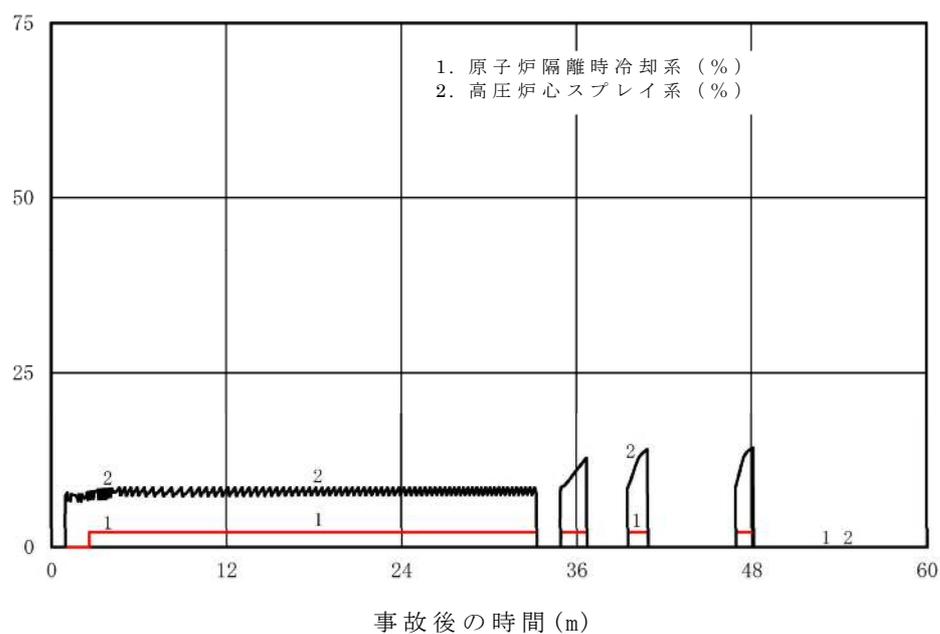
第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（長期）

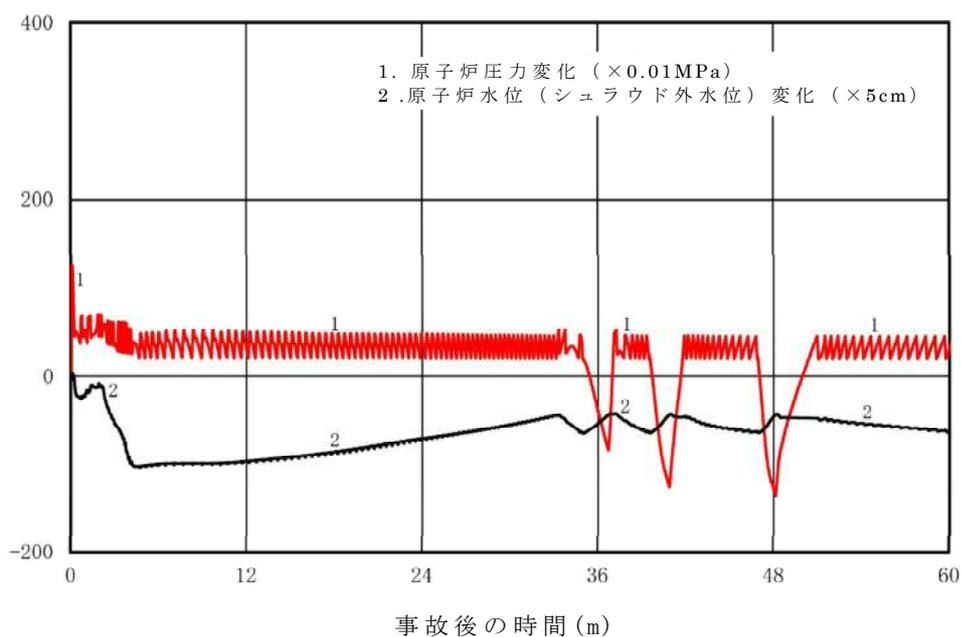


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



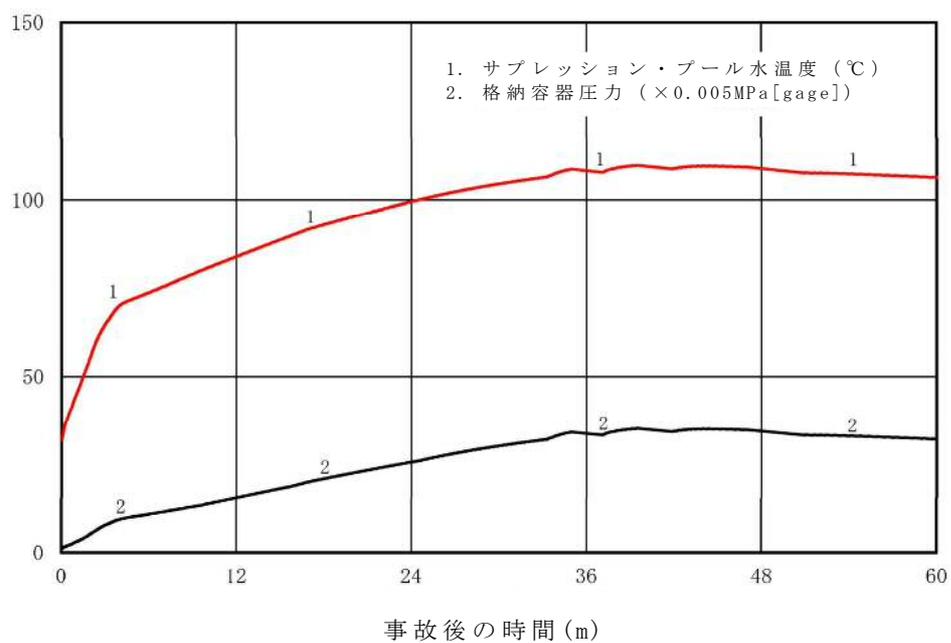
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移

(長期)



第7図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
(長期)

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する 水源温度の影響

1. はじめに

今回の評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

今回のベースケース解析ケースでは、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が流入することでサプレッション・プール水温度は上昇し、事象発生から約8分程度で77℃、28分程度で106℃を上回り、最高で約115℃まで上昇する。このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、この温度領域での運転継続性について以下に述べる。

2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性に関する検討

高圧炉心スプレイ系は、サプレッション・プール水温度の上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの、サプレッション・チャンバ内が飽和蒸気圧条件となることから、NPSHの観点では運転継続性に問題ないものとする。

また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体温度（サプレッション・プール水温度）が最大115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。

3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性に関する検討

(1) 原子炉隔離時冷却系の運転継続性

事象発生から約 8 分程度でサブプレッション・プールの水温度が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である 77℃を超えるが、サブプレッション・プール水温度 106℃までの運転継続可能性を確認している。

仮に原子炉隔離時冷却系が、サブプレッション・プール水温度 77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。

(2) 評価条件

サブプレッション・プール水温度 77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。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

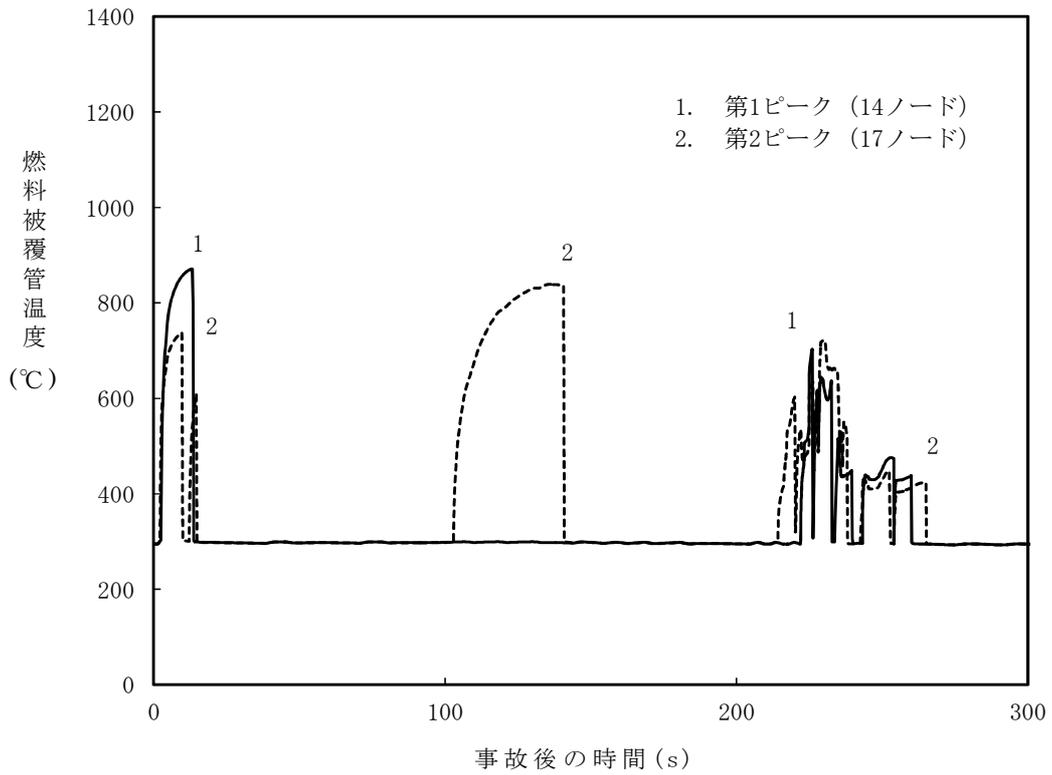
評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第 1 ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存するボロンミキシング特性について保守的な特性を使用しているため、炉心流量の低下が早まることで未臨界達成タイミングが遅くなり、その分サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。

4. まとめ

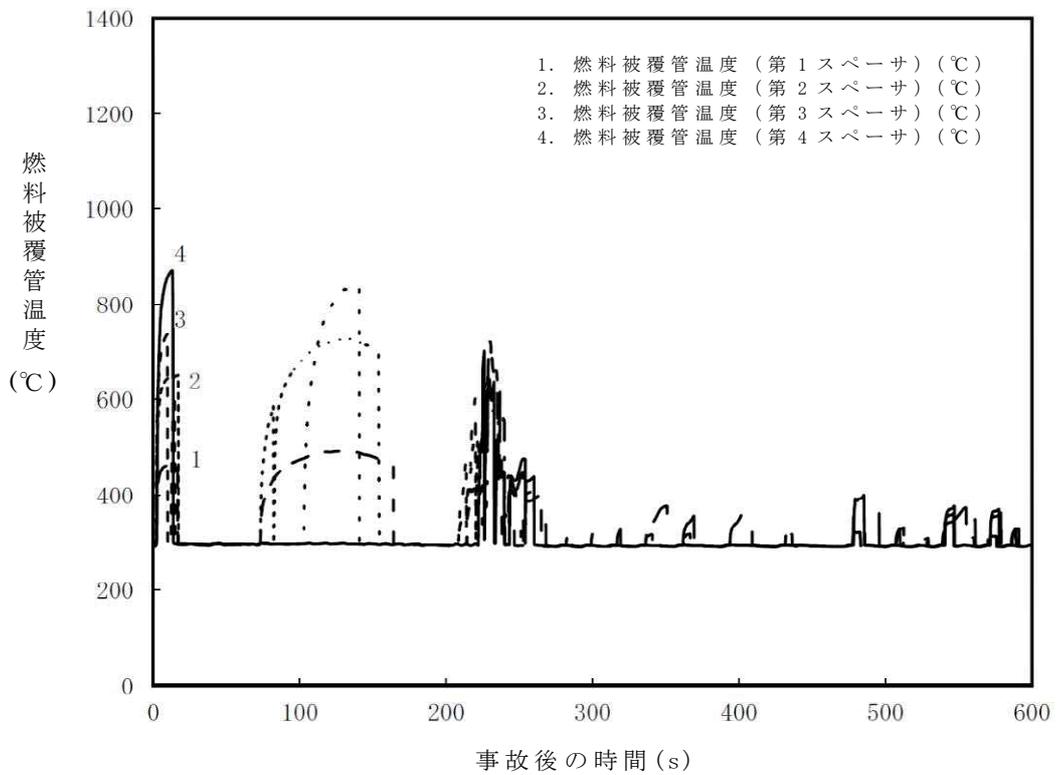
高圧炉心スプレイ系はサブプレッション・プール水温度が上昇した場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また，サブプレッション・プール水温度が 77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果，評価項目となるパラメータに大きな影響はなく，評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

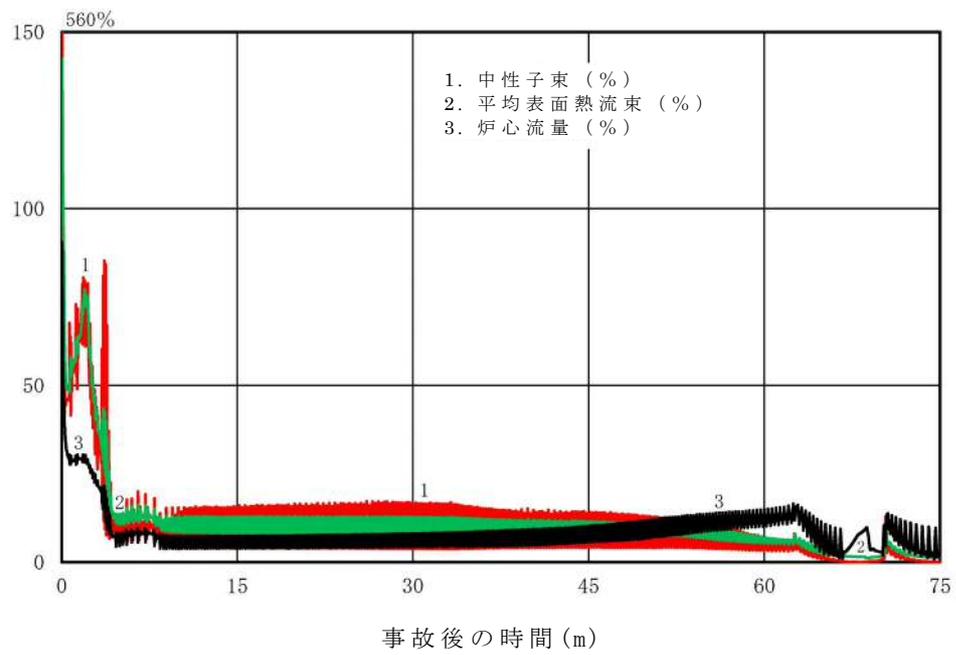
項 目	感度解析 (S/P水温度77℃ にて停止)	ベースケース (S/P水温度 106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 872	約 872	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.26	約 0.20	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))	約 124	約 115	200°C (限界温度) を下回る



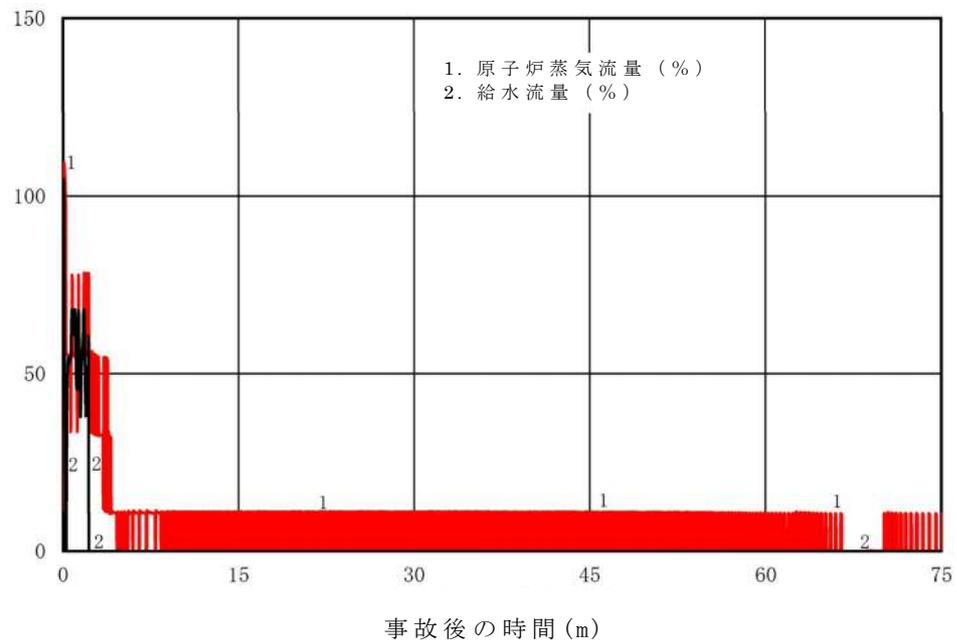
第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



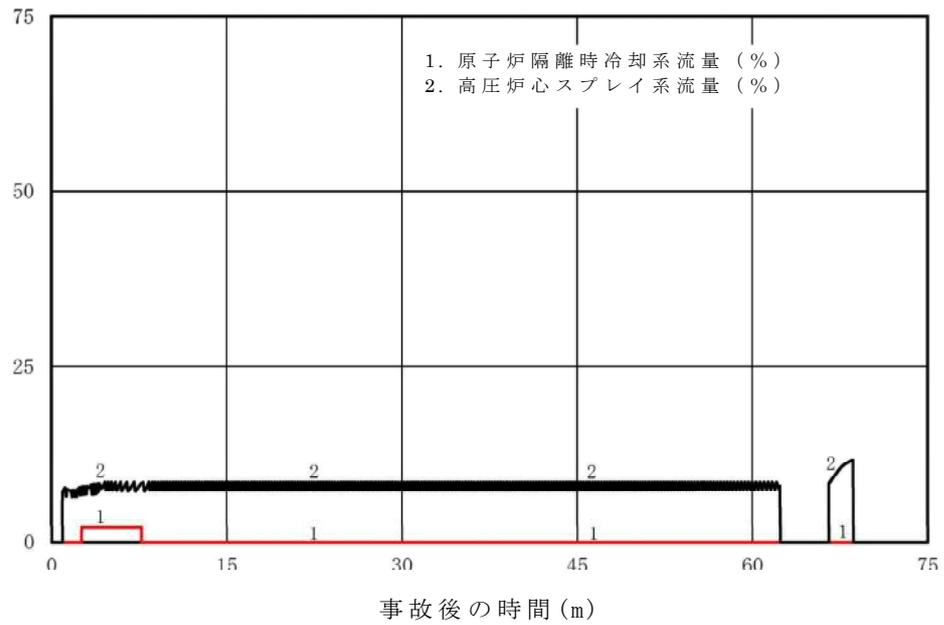
第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図 中性子束，平均熱流束及び炉心流量の推移（長期）

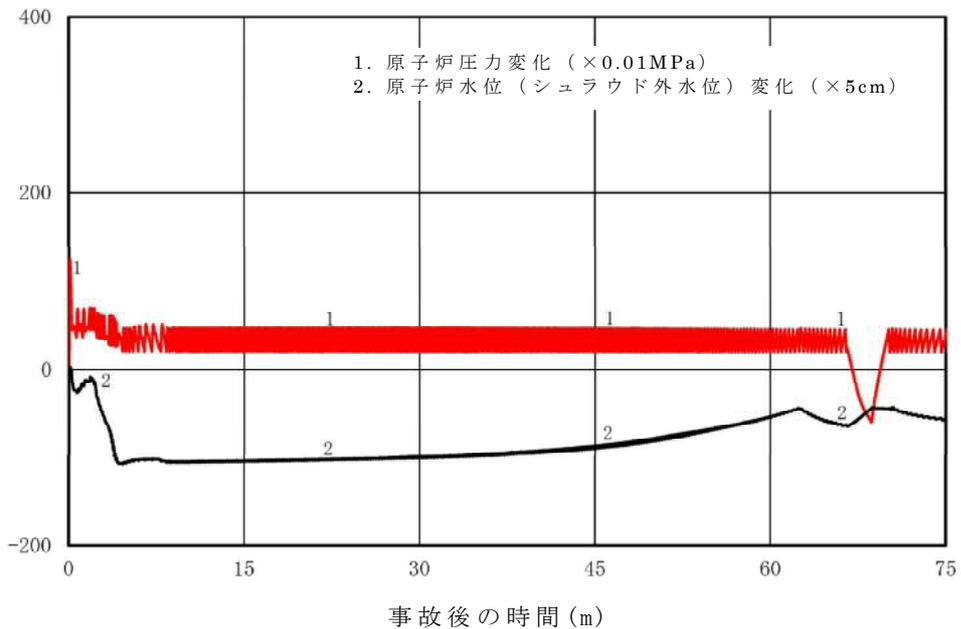


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



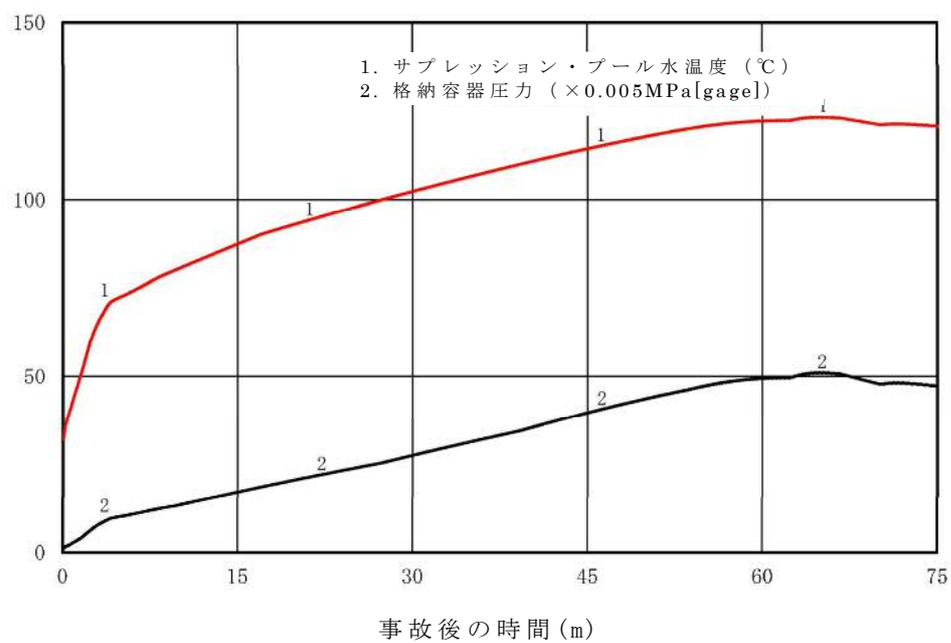
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移

(長期)



第7図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
(長期)

外部電源の有無による評価結果への影響

1. はじめに

今回の評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系や原子炉再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

2. 評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

3. 評価結果

評価結果を第1図から第14図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため、原子炉再循環ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。

また、外部電源喪失により給復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。

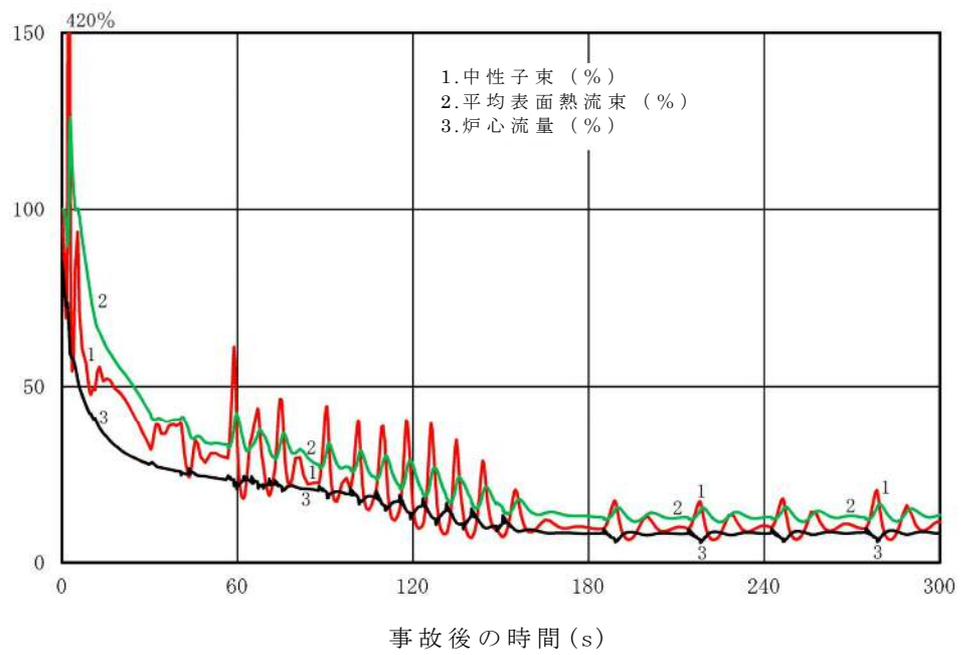
4. まとめ

外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

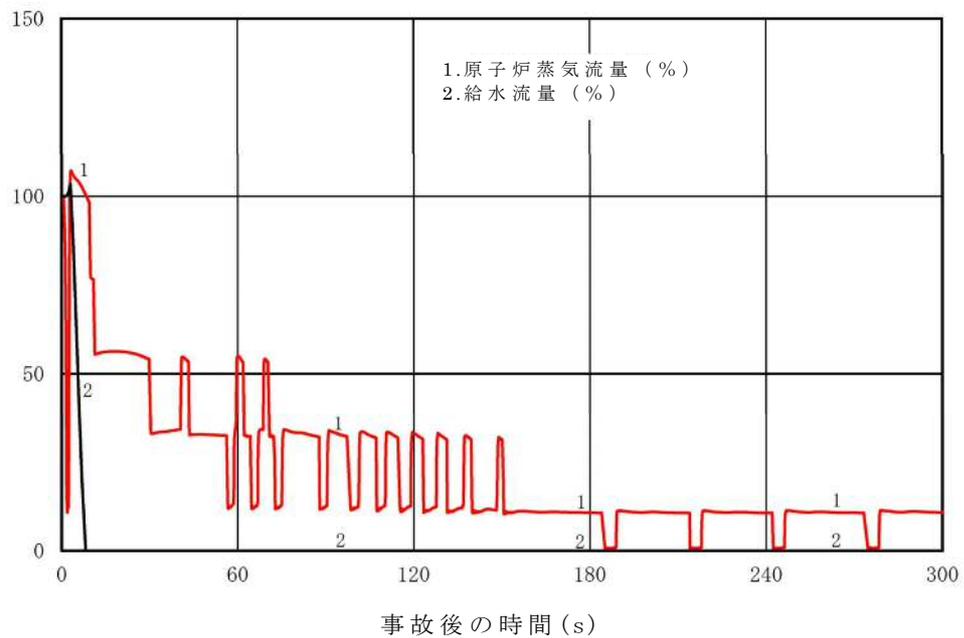
また、外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

第 1 表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響

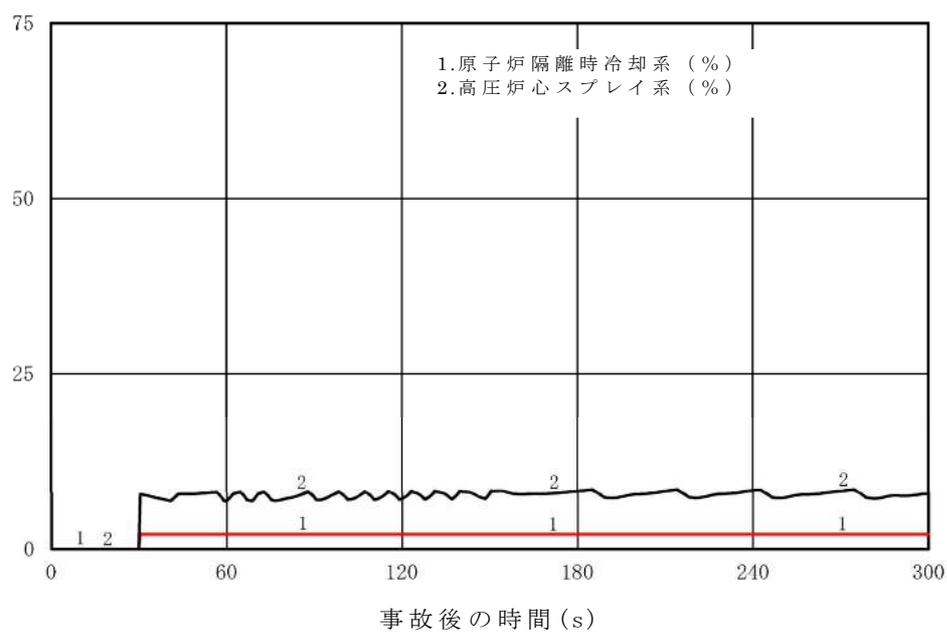
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 699	約 872	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる 前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 103	約 115	200°C (限界温度) を下回る



第 1 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）

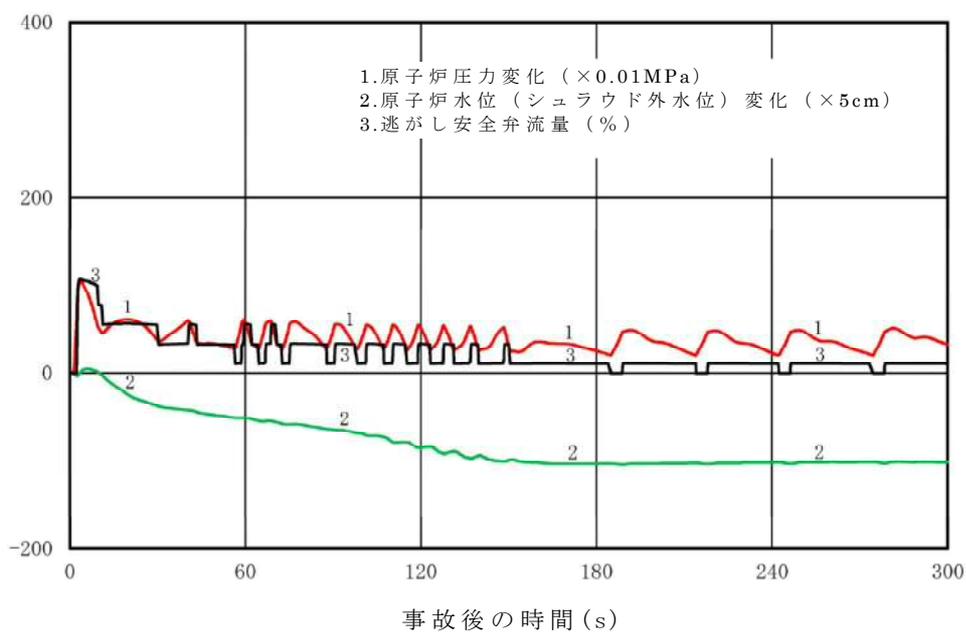


第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）

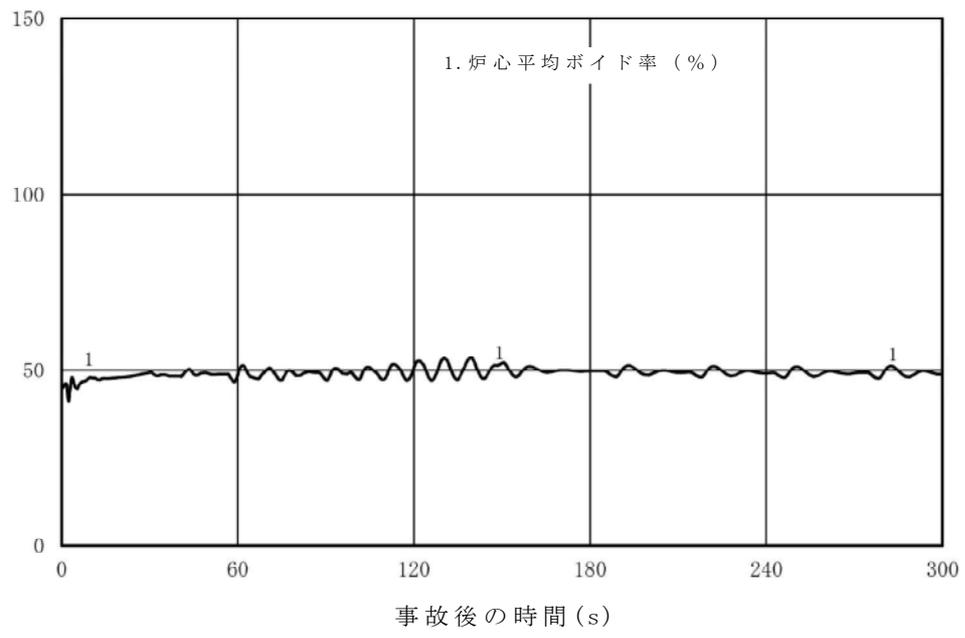


第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

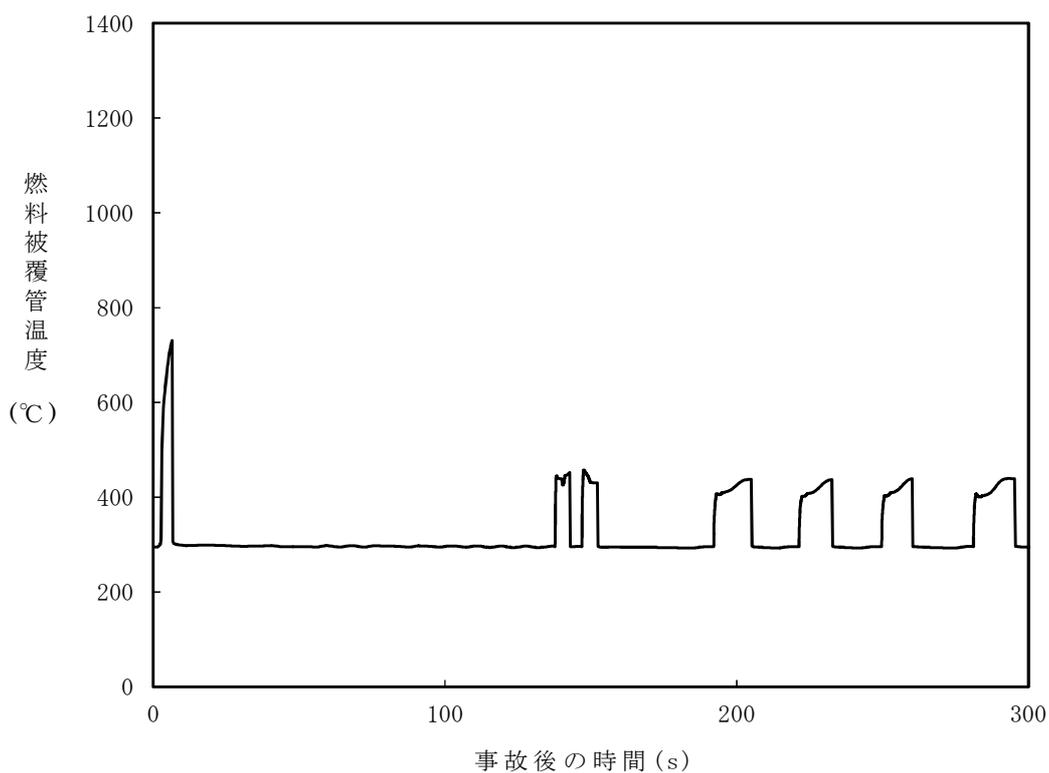
(短期)



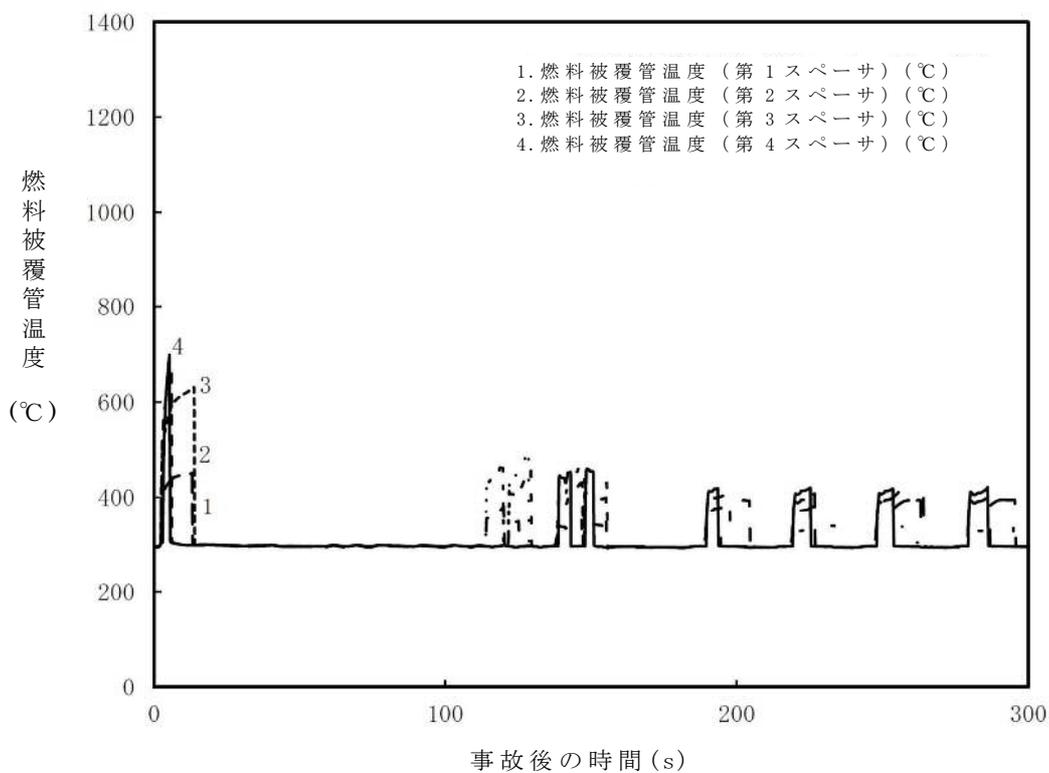
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁流量の推移（短期）



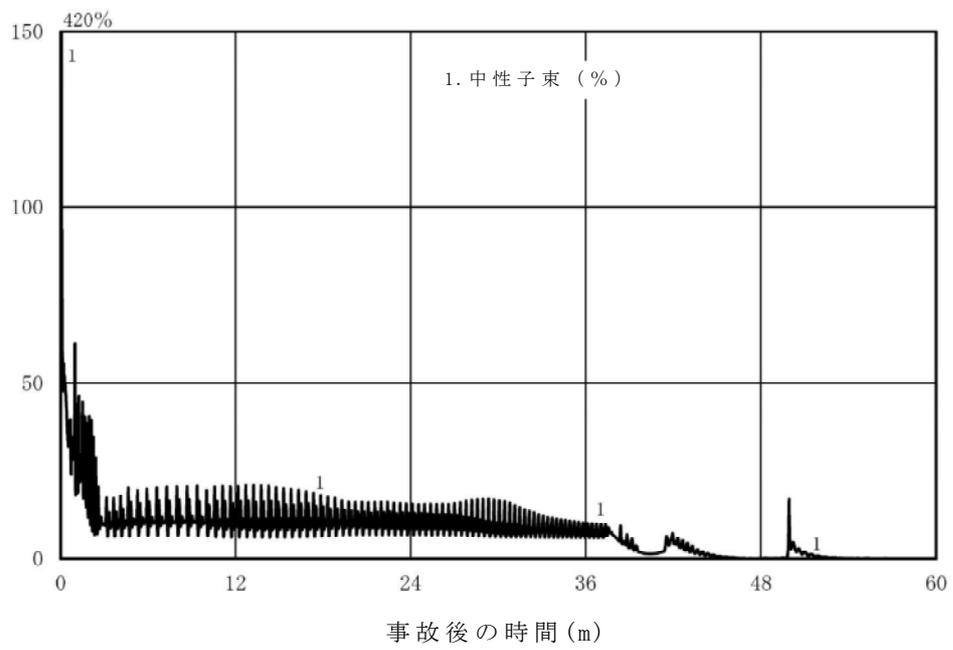
第 5 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)



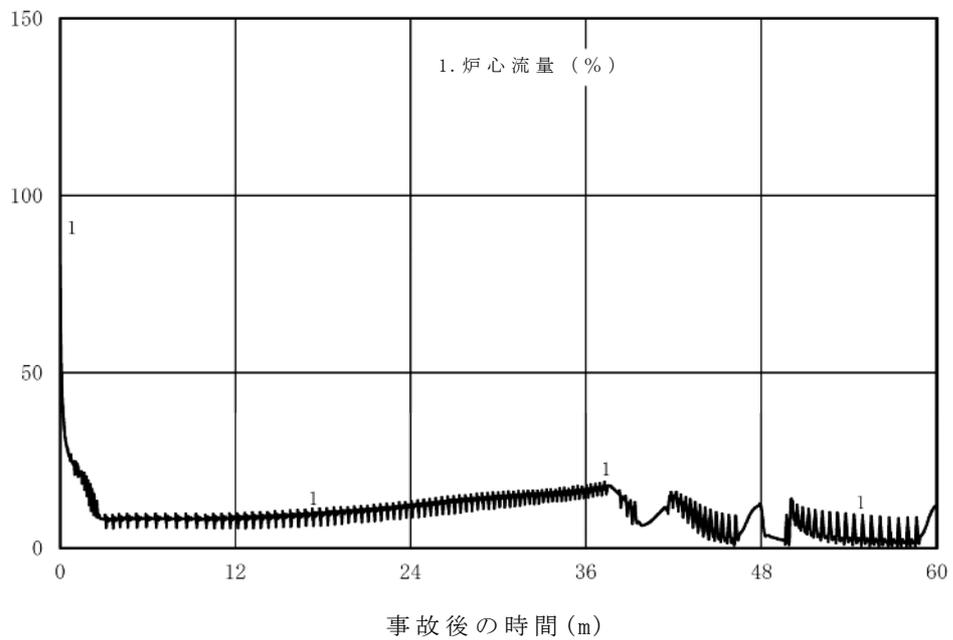
第 6 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



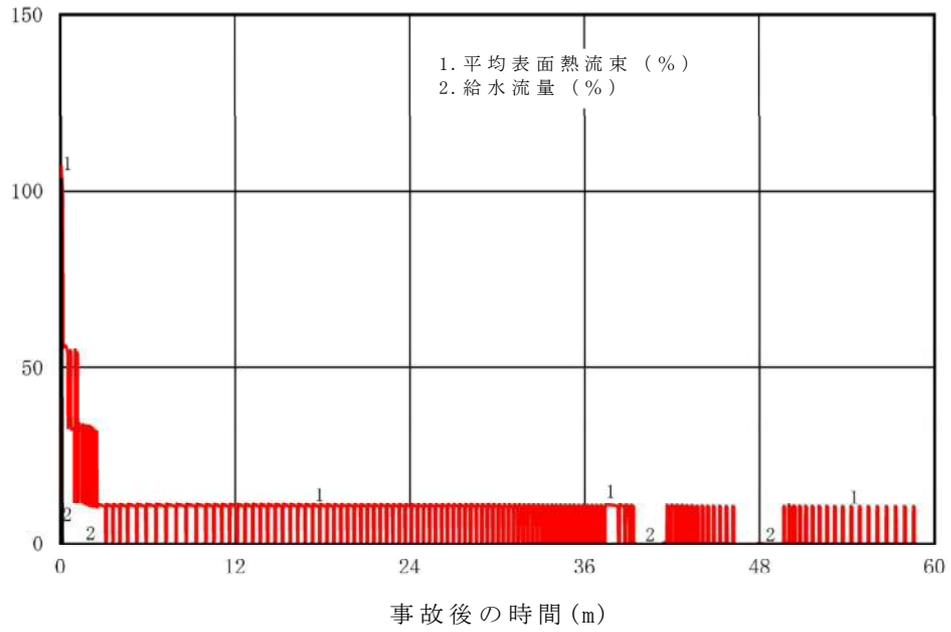
第 7 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移



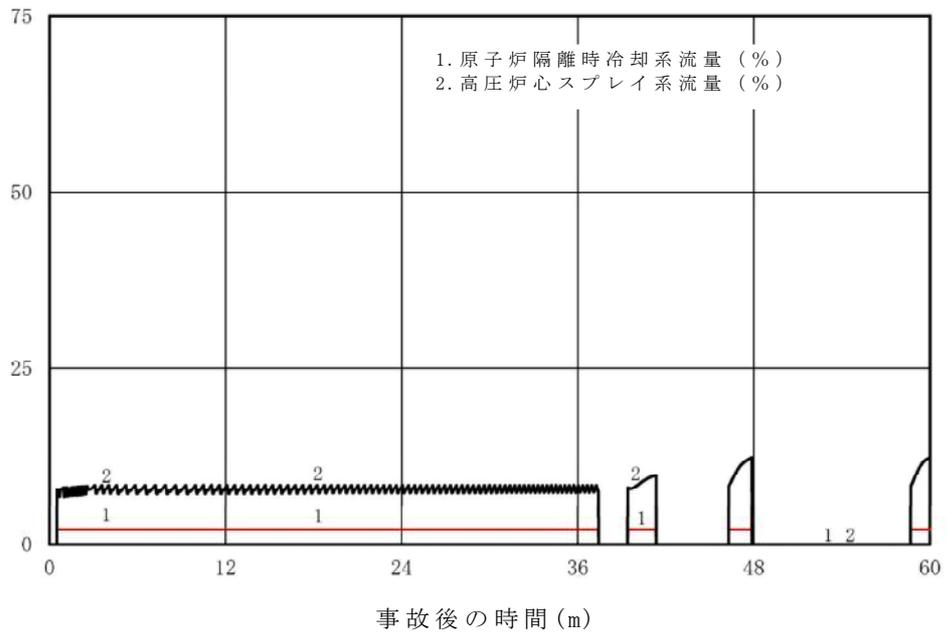
第 8 図 中性子束の推移（長期）



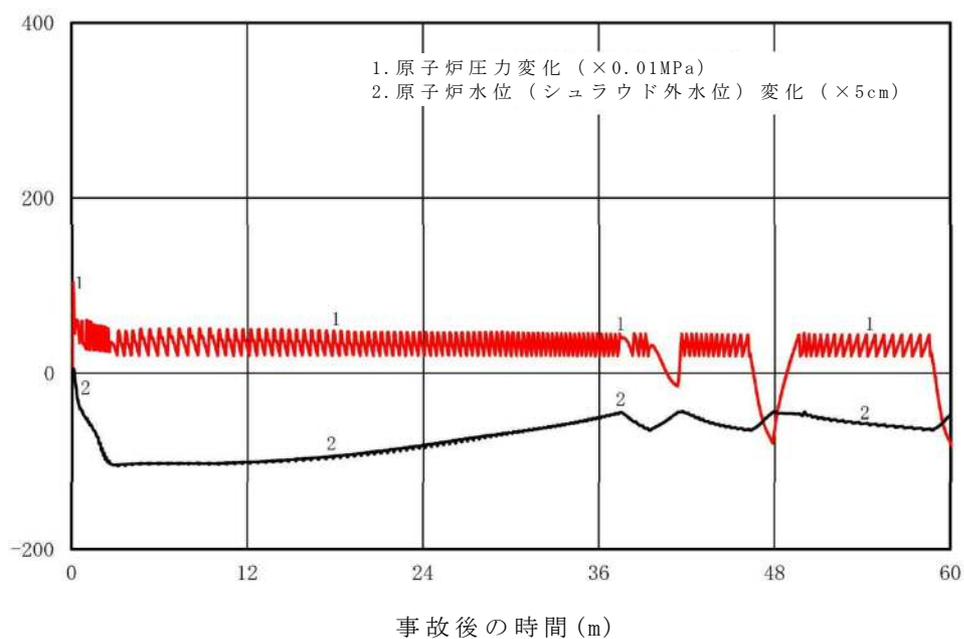
第 9 図 炉心流量の推移



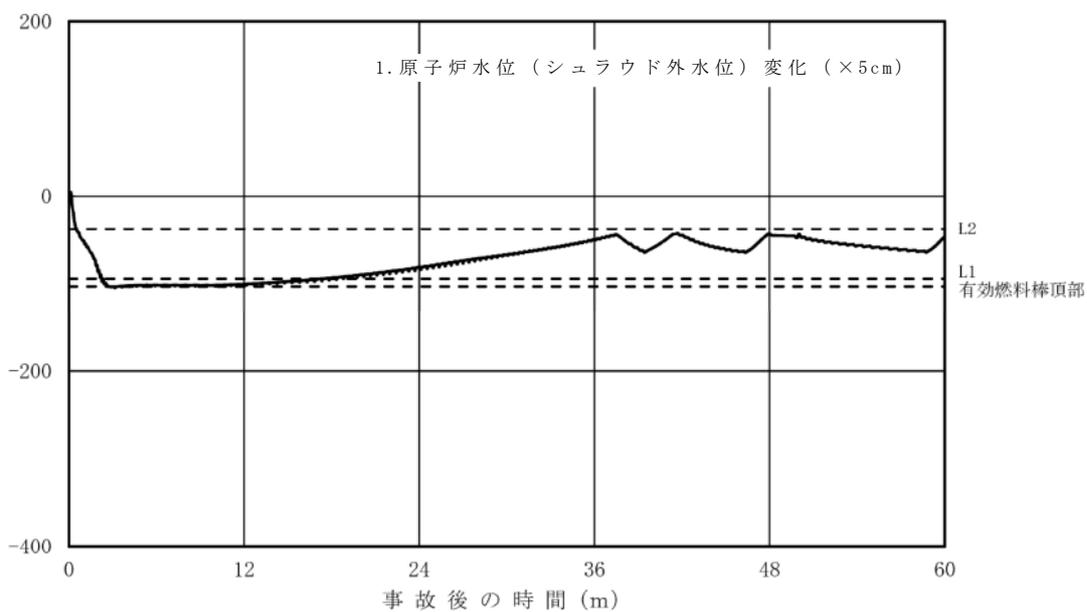
第 10 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）



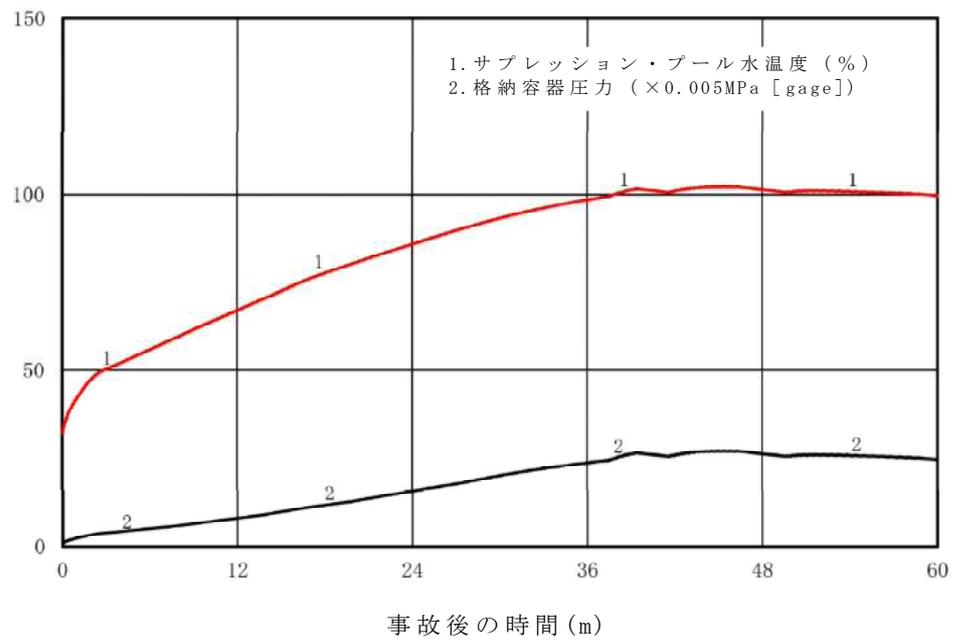
第 11 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（長期）



第 12 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
(長期)



第 13 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 14 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
(長期)

コメント No. 163-33, 48 に対する回答

ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失の確認後に①ほう酸水注入系（以下「S L C」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちS L C 起動操作は最優先で実施する操作である。S L C 起動操作は，訓練により事象発生から約 3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

S L C は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にS L C 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合，フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたす恐れがある。このため，運転手順において，S L C 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，S L C の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。

2. S L C 自動起動により期待される効果について

S L C による反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり、30 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく、手動起動と自動起動でその効果に大きな違いは無いと考えられる。

また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最大値は 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 570 秒後の水温上昇率は 2℃/min 程度であることから、仮に S L C 起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である限界温度（200℃）に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならないと考える。

以上により、S L C については、手動起動とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況

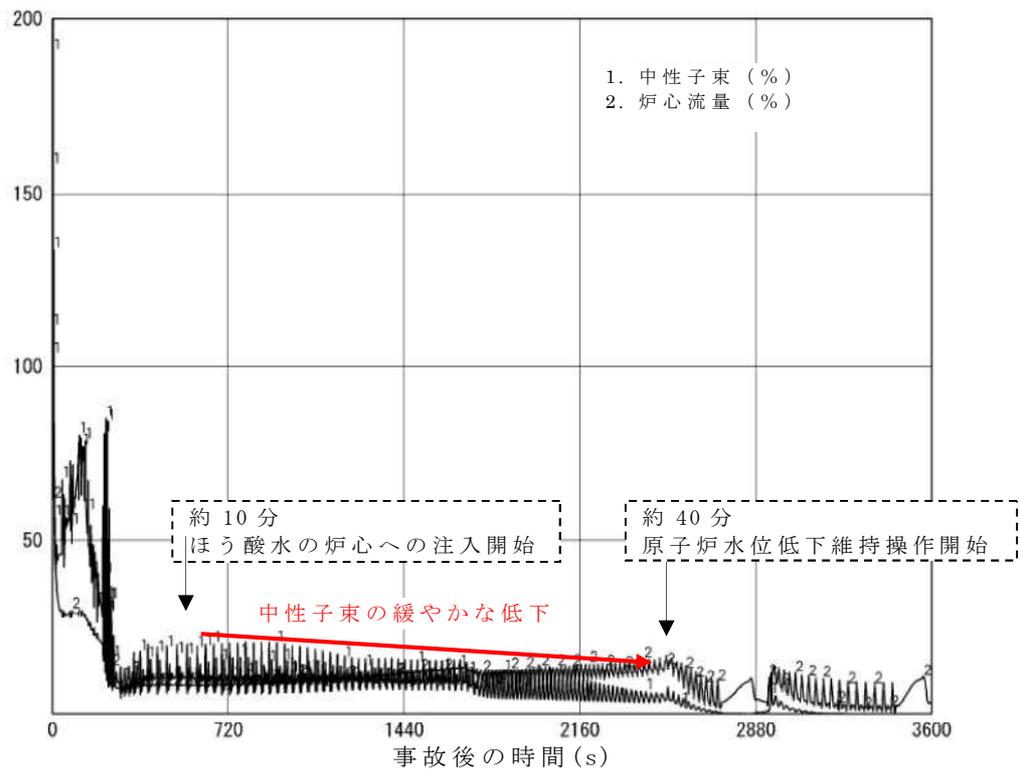
S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 A B W R の Design Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「原子炉圧力高」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分
- ・「原子炉水位低（レベル2）」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分
- ・「手動ARI / FMCRD run-in 信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分

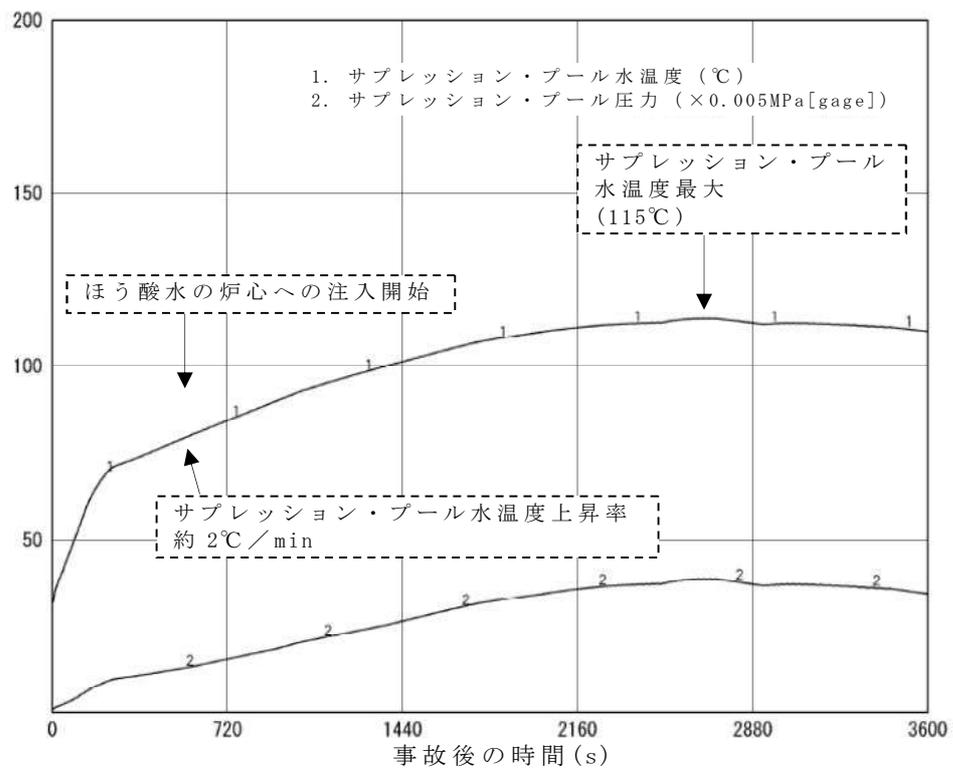
上記のとおり、SLCの自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

4. 結 論

SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。



第 1 図 S L C による原子炉出力の抑制効果



第 2 図 S L C によるサプレッション・プール水温度の抑制効果

2.8 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6} ／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

2.8.1 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「津波浸水による注水機能喪失」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「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」、②「最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）」、③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」、④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」である。

コメント No. 148-12 に対する回答

(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「津波浸水による注水機能喪失」は、基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下、「敷地に遡上する津波」という。）により取水機能及び原子炉注水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、津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって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、重大事故等対処設備の有効性評価としては、敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した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、敷地に遡上する津波に対する津波防護対策を実施した設備を用いて原子炉へ注水し、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送を行うことにより炉心損傷及び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「津波浸水による注水機能喪失」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、原子炉建屋（原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系、逃がし安全弁（自動減圧機能）、残留熱除去系、所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、緊急用海水系、常設代替高圧電源装置に対して敷地に遡上する津波への防護対策を実施する。

(添付資料 2.8.1)

敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として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緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器

除熱手段を整備する。津波防護対策の概要を第 2.8-1 図に、対策の概略系統図を第 2.8-2 図に、対応手順の概要を第 2.8-3 図に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.8-1 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 22 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、現場操作を行う重大事故等対応要員 13 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格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行う重大事故等対応要員 4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.8-4 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 22 名及び招集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

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。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップ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。

外部電源が喪失している場合は、津波による非常用ディーゼル発電機海水ポンプの機能喪失により全交流電源喪失となるため、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を試み、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。

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水位が回復することを確認する。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. 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

外部電源が喪失している場合は、全交流動力電源喪失の確認後、敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において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。

e. タンクローリによる燃料補給操作

敷地に遡上する津波の影響を受けない高所において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。

f. 直流電源の負荷切離し操作

外部電源が喪失している場合は、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り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。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サブレーション・プール水温度が 65°C に到達し、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、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））

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ることで原子炉水位が回復する。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（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. 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

津波により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。サブプレッション・チェンバ圧力が 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、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・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受電操作

外部電源が喪失している場合は、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

外部電源が喪失している場合は、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。

l. 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、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 2C (2D) 電圧である。

m. 緊急用海水系を用いた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、緊急用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、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を開始する。

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。

以降は、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スプレイを実施する。

n. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

2.8.2 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においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、敷地に遡上する津波を起因とする事故シーケンスのうち、想定する津波高さが最も高い「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が代表的な事故シーケンスとなるが、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」との従属性を考慮して、「外部電源喪失+原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、原子炉隔離時冷却系を含む高圧注水機能が喪失する「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び逃がし安全弁1弁の開固着が発生する「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」については、「全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」及び「全交流動力電源喪失（TBP）」との従属性を考慮して、高圧代替注水系及び常設代替直流電源設備を津波防護対象とするとともに、所定の時間内に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作が完了することを確認している。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様となる。

緊急用海水系を用いた場合、残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して除熱容量が小さくなるが、緊急用海水系を用いた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のは、交流電源の復旧を想定する事象発生後の24時間後であり、崩壊熱は減衰している。同じく緊急用海水系を用いた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「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、これより早く崩壊熱が高い事象発生後の13時間後において、緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実

施した場合でも、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を確認している。

2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）」と同様である。

緊急用海水系の不確かさの影響については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

2.8.4 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「津波浸水による注水機能喪失」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」と同様 22 名である。このため、「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、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「津波浸水による注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源の評価については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）」と同様である。

緊急用海水系を用いた場合の電源の資源の評価については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

2.8.5 結 論

事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」では、敷地に遡上する津波により取水機能及び原子炉注水機能が喪失することで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「津波浸水による注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備により、初期の対策として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、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「津波浸水による注水機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」について、有効性評価を実施した。

上記は「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様であり、7日間以上の供給が可能である。

以上により、事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」において、敷地に遡上する津波への防護対策を実施した重大事故等対処設備による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「津波浸水による注水機能喪失」
に対して有効である。

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラムを確認する。 	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉水位が回復したことを確認する。 主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 外部電源が喪失している場合は、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、これらに失敗した場合は、早期の電源回復不能を確認する。 	【原子炉隔離時冷却系】 A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	—	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）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動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。 	【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】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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
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	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失している場合は、全交流動力電源喪失の確認後、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。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	—
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 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	—
直流電源の負荷切り離し操作	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失している場合は、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り離しを実施する。 	所内常設直流電源設備	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 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。 	逃がし安全弁（自動減圧機能） 代替淡水貯槽	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）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失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 (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))	<ul style="list-style-type: none"> 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, 原子炉水位が回復することを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止することを確認する。 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。 	代替淡水貯槽	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
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	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage] 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) による格納容器スプレイ操作を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	ドライウエル圧力 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
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失している場合は, 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	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失している場合は, 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 軽油貯蔵タンク	—	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 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

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

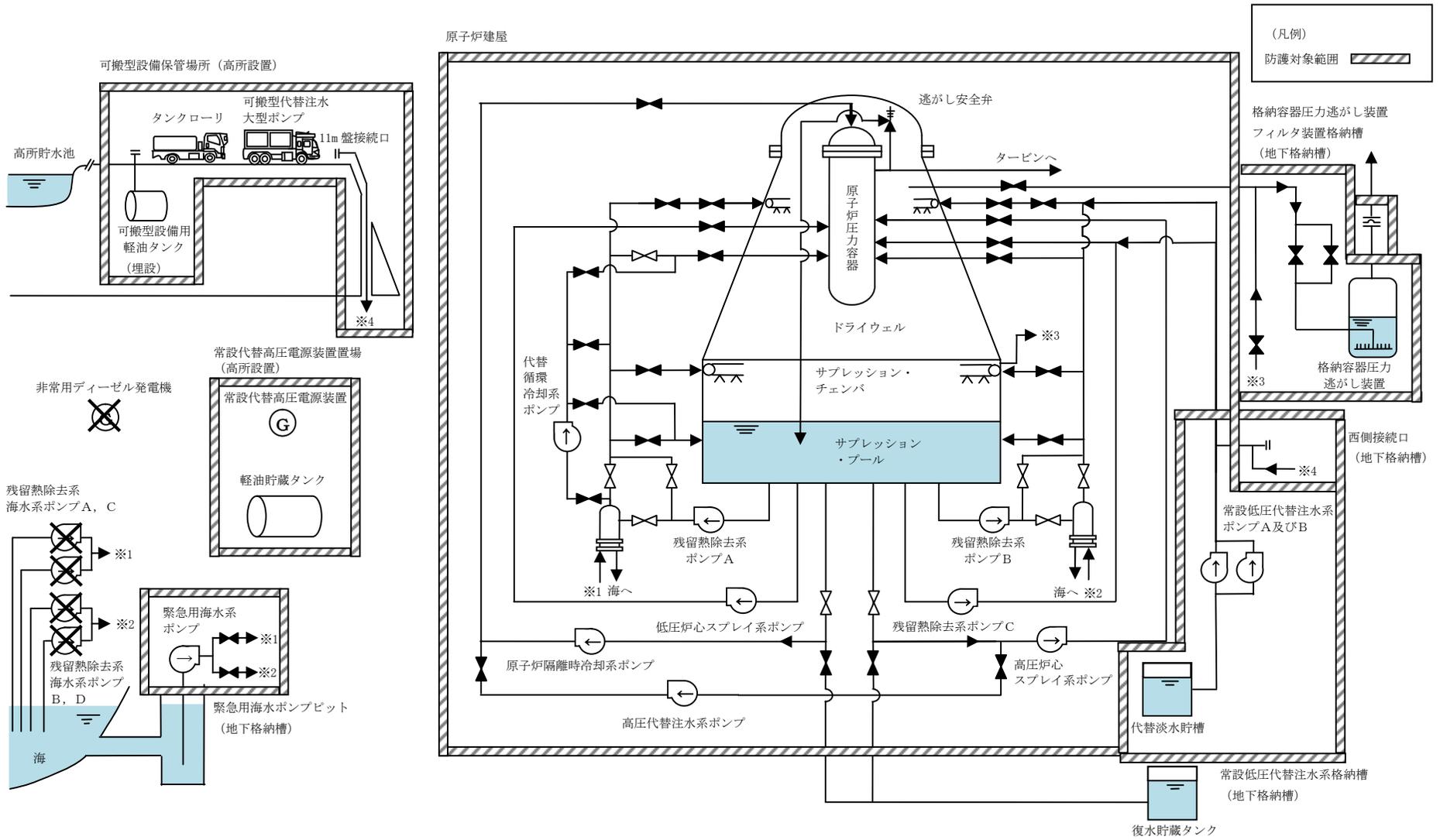
■: 有効性評価上考慮しない操作

第 2.8-1 表 津波浸水による注水機能喪失における重大事故対策について (4/4)

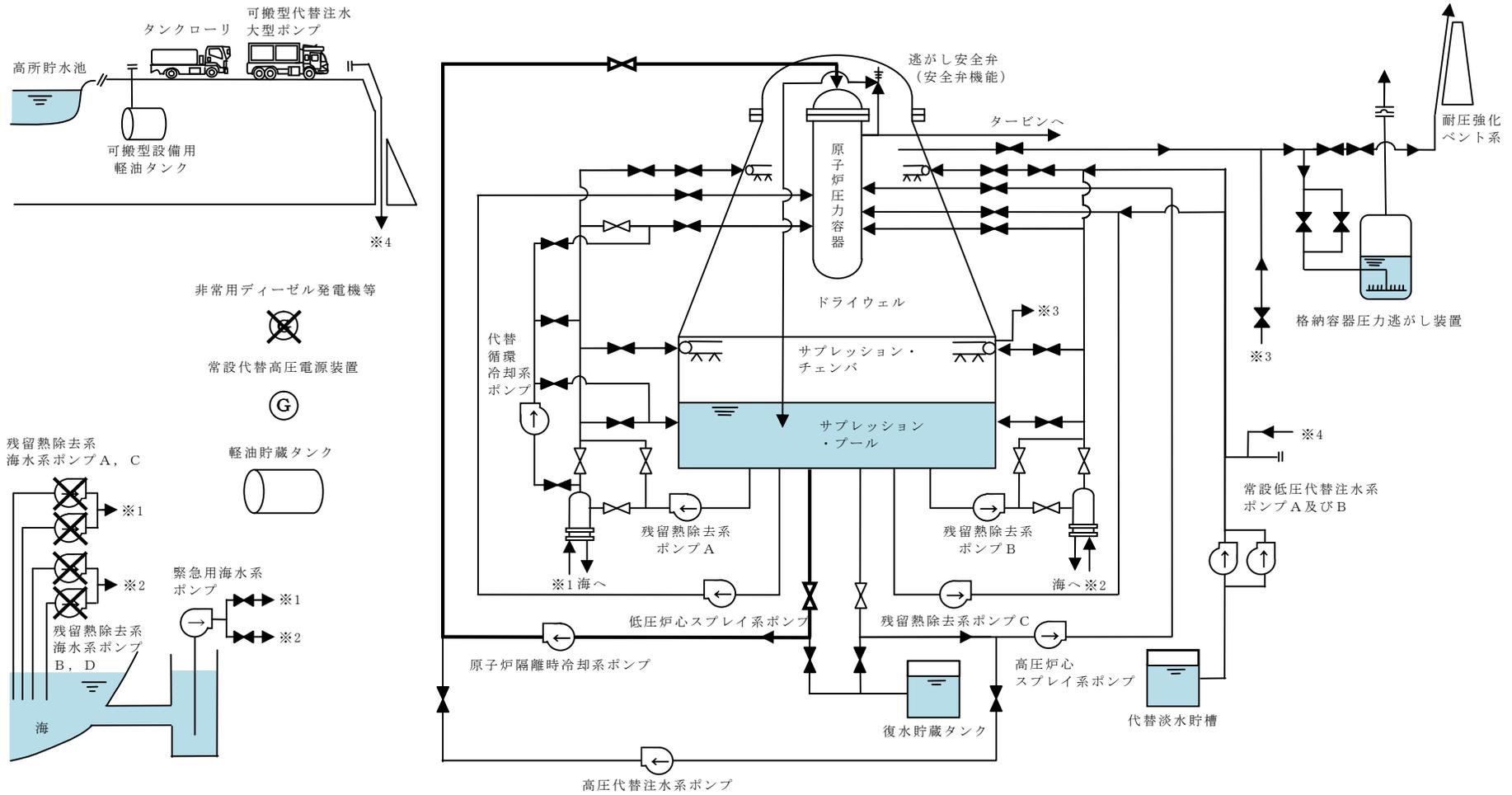
操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用母線の受電後，緊急用海水系の起動操作を実施する。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。 ・残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。 ・以降，残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器スプレイを交互に実施しつつ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	【 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） 】 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 】 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 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
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> ・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。 	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

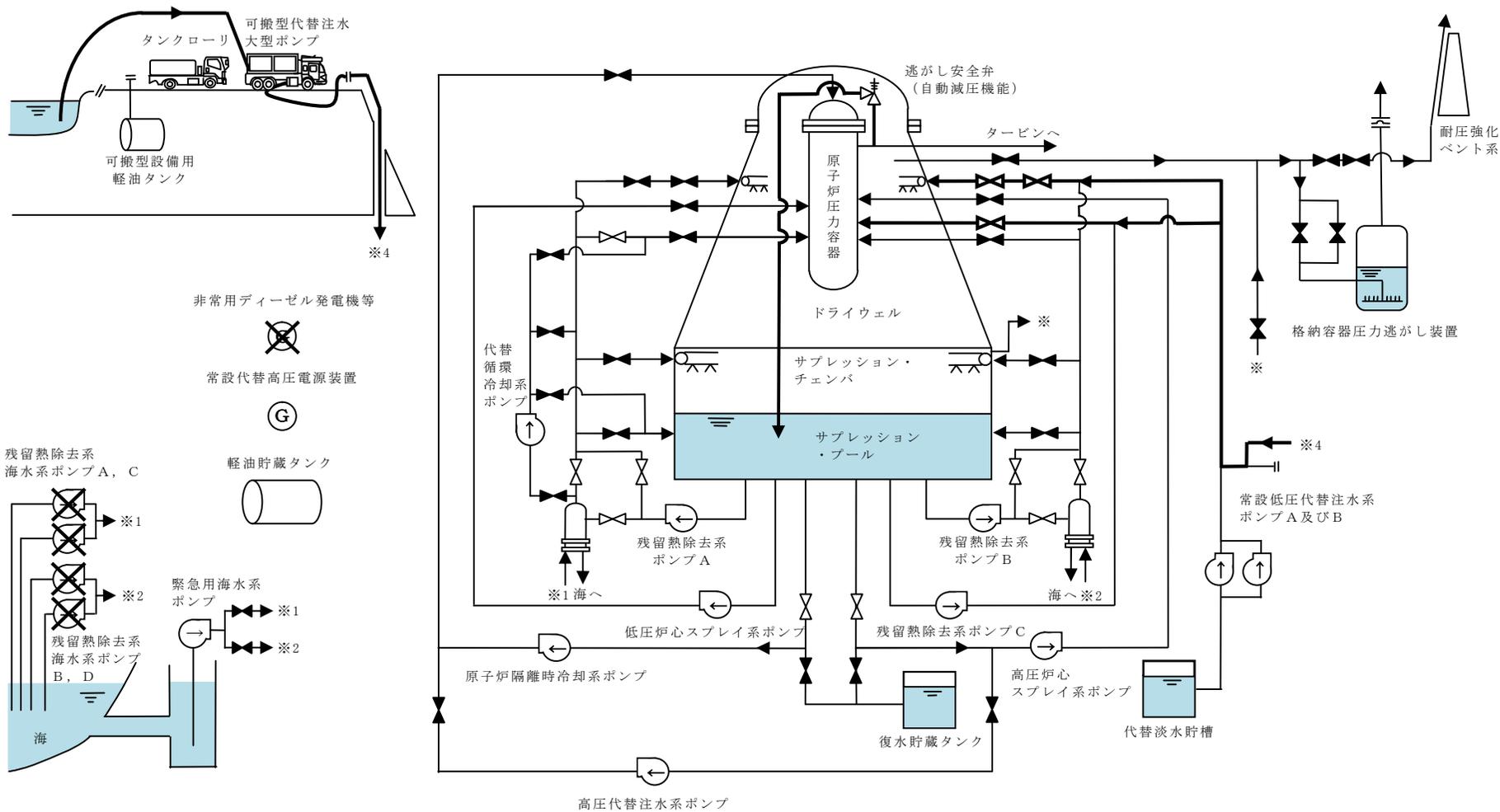
■：有効性評価上考慮しない操作



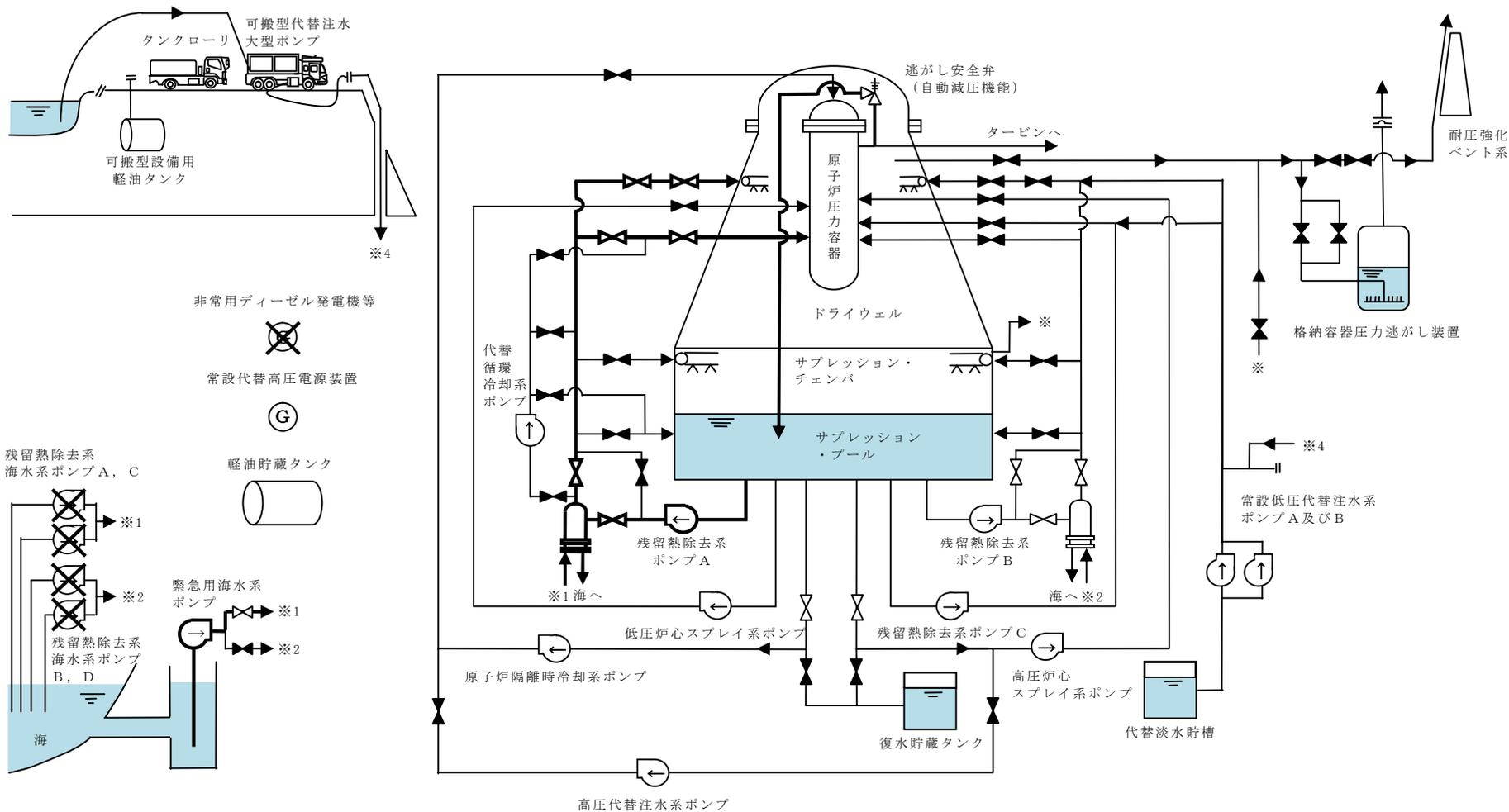
第 2.8-1 図 敷地に遡上する津波への防護対策概要



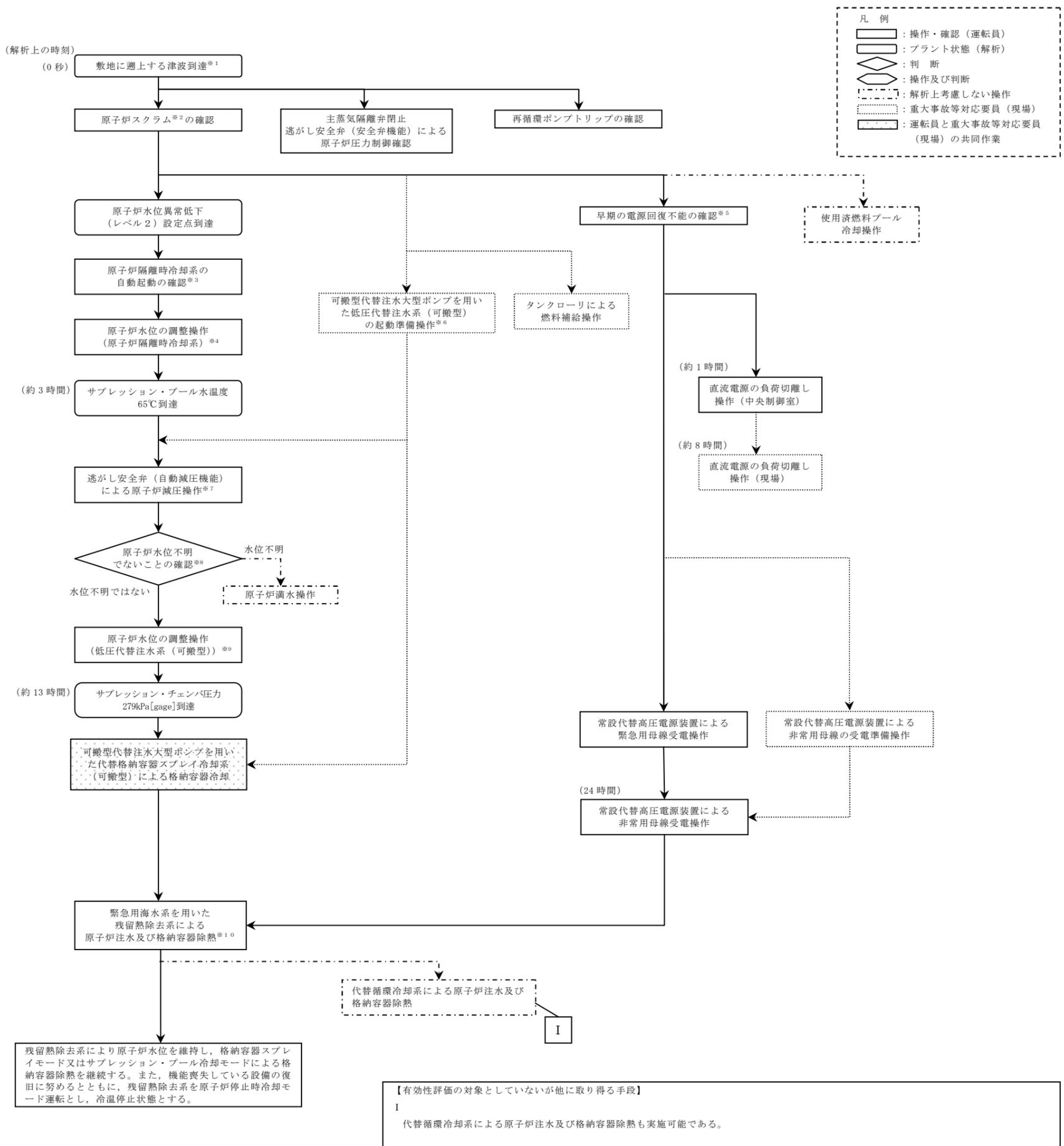
第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失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イ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



第 2.8-2 図 津波浸水による注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階)



※1：敷地に遡上する津波の到達に伴い循環水ポンプが停止し復水器が使用不能となることで給水流量の全喪失が発生する。また、重要事故シーケンスにおいては、「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)」との従属性を考慮して、外部電源喪失を想定する。

※2：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域等により確認する。

※3：中央制御室にて機器ランプ表示、系統流量計指示等にて確認する。

※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圧代替注水系 (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圧代替注水系 (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：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°C) に到達又は超過した場合は、低圧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圧代替注水系 (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圧代替注水系 (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。

※8：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
・原子炉水位計の電源が喪失した場合
・原子炉水位計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

※9：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。

※10：残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイモード運転に切り替える。

第 2.8-3 図 津波浸水による注水機能喪失の対応手順の概要

津波浸水による注水機能喪失					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・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 敷地内への津波浸水発生 ▼ 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													外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の停止確認は、外部電源がない場合に実施する
				●給水流量の全喪失の確認														
				●外部電源喪失の確認														
				●非常用ディーゼル発電機等の停止確認														
				●タービン停止の確認														
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認														
				●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														
●再循環ポンプトリップの確認																		
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													
全交流動力電源 喪失の確認	【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													外部電源がない場合に実施する
	【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													
直流電源の負荷切 離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離し操作	6分													外部電源がない場合に実施する

第 2.8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間(1/2)

				津波浸水による注水機能喪失																	
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	経過時間(時間)																備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40							
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																	
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	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、高所淡水池からのホース敷設等	160分	起動後、適宜監視															
タンクローリによる燃料補給操作	-	2人 C, D	4人 i~l	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分	適宜実施															タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
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	適宜実施															
原子炉水位の調整操作(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))	-	【2人】 C, D	【2人】 i, j	●原子炉注水の流量調整	系統構成後、適宜流量調整																
直流電源の負荷切り離し操作(現場)	-	1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作	50分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●非常用母線受電準備	35分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
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	-	【1人】 E	【1人】 n	●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															
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作	4分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電	8分 5分	適宜実施															外部電源がない場合に実施する
緊急用海水系を用いた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	-	-	●緊急用海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●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	20分 2分	適宜実施															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え操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)設定点にて原子炉注水への切替え操作を実施
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	【2人】 k, l	●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	-	-	●代替燃料プール冷却系起動操作	15分	適宜実施															解析上考慮しない約25時間までに実施する
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~m 及び招集6人																		

第 2.8-4 図 津波浸水による注水機能喪失の作業と所要時間(2/2)

基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する 施設の防護方針について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）に対する浸水対策が本有効性評価の前提となることから、敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について以下に示す。なお、詳細は耐津波設計方針等において説明する。

1. 敷地に遡上する津波

敷地に遡上する津波については、事故シーケンス選定の評価結果に基づき、防潮堤位置において T.P. +24m^{※1}^{※2}の津波を想定する。なお、敷地に遡上する津波の年超過確率は、確率論的津波ハザードの評価結果から、約 3×10^{-7} / 炉年に相当する。

※1 T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示す。

※2 津波高さ（T.P. +24m）は、仮想的に防潮堤位置に無限鉛直壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位（駆け上がり高さ）を示す。

2. 敷地に遡上する津波に対する津波防護対象の選定

敷地に遡上する津波に対する津波防護対象については、敷地に遡上する津波により重大事故等が発生した場合において、事故対応を行うために必要となると考えられる設備として、以下の設備を選定する。なお、ここで発電用原子炉を未臨界にする設備については、大津波警報発表時にはあらかじめ原子炉停止操作を行うことから、防護対象としていない。

- (1) 設備要求に係る条文である設置許可基準規則第 45 条～第 62 条に適合するために必要となる重大事故等対処設備^{※3}
- (2) 事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」の有効性評価において、その機能に期待する重大事故等対処設備（設計基準拡張）

※3：「設置許可基準規則第 43 条（重大事故等対処設備）」における可搬型重大事故等対処設備の接続口、保管場所及び機能保持に対する要求事項を満足するため、可搬型設備保管場所（西側及び南側）、東側接続口、西側接続口（地下格納槽）、11m 盤接続口についても津波防護の対象とする

選定した津波防護対象について、第 1 表に示す。

3. 敷地に遡上する津波に対する防護方針

選定した津波防護対象（第 1 表）は、以下の施設等に内包されることから、これらの施設を敷地に遡上する津波から防護する。

- ・ 原子炉建屋
- ・ 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）
- ・ SA用海水ピット取水塔
- ・ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）
- ・ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
- ・ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ・ 東側接続口及び西側接続口（地下格納槽）
- ・ 常設代替高圧電源装置置場
- ・ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）
- ・ 緊急時対策所

- ・ 11m 盤接続口

敷地に遡上する津波からの施設の防護に当たっては、防潮堤により敷地への浸水量を抑制し、その上で、以下の対策を実施する。

a. 建屋・壁により津波による影響から防護

原子炉建屋等の津波防護対象を内包する建屋・壁については、万一、当該建屋・壁内に浸水した場合には、同時に重要機能の喪失に至るリスクがあることから、浸水経路（扉、貫通部等）を特定し、それぞれに対して、十分高い位置まで浸水防止対策（水密扉の設置、貫通部止水処置等）を実施する。

【対象】

- ① 原子炉建屋
- ② 緊急用海水ポンプピット（地下格納槽）
- ③ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地下格納槽）
- ④ 常設低圧代替注水系格納槽（地下格納槽）
- ⑤ 軽油貯蔵タンク（地下式）
- ⑥ 西側接続口（地下格納槽）

b. 津波による影響に対して機能維持できるように設計

緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）等の建屋・壁に内包されない津波防護対象については、敷地に遡上する津波による浸水経路がなく、機能に影響がないよう設計するとともに、点検路等の浸水経路がある場合は、それに対して浸水防止対策（止水処置等）を実施する。

【対象】

- ⑦ 緊急用海水ポンプピット（地上敷設部）
- ⑧ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置（地上敷設部）

⑨ S A用海水ピット取水塔

⑩ 東側接続口

c. 津波による影響のない高所に設置

敷地浸水評価結果から求めた近傍の最大浸水深より高所に津波防護対象を設置する。

【対象】

⑪ 常設代替高圧電源装置置場

⑫ 可搬型設備保管場所（西側及び南側）

⑬ 緊急時対策所

⑭ 11m盤接続口

また、津波により想定される漂流物及び倒壊物が起因となって、津波防護対象に対し波及的影響を与えないよう、漂流防止措置、倒壊防止措置又は津波防護対象に対して防護対策を実施する。

敷地に遡上する津波から防護する①～⑭の施設等の配置を第1図に示す。

第1表 津波防護対象 (1/3)

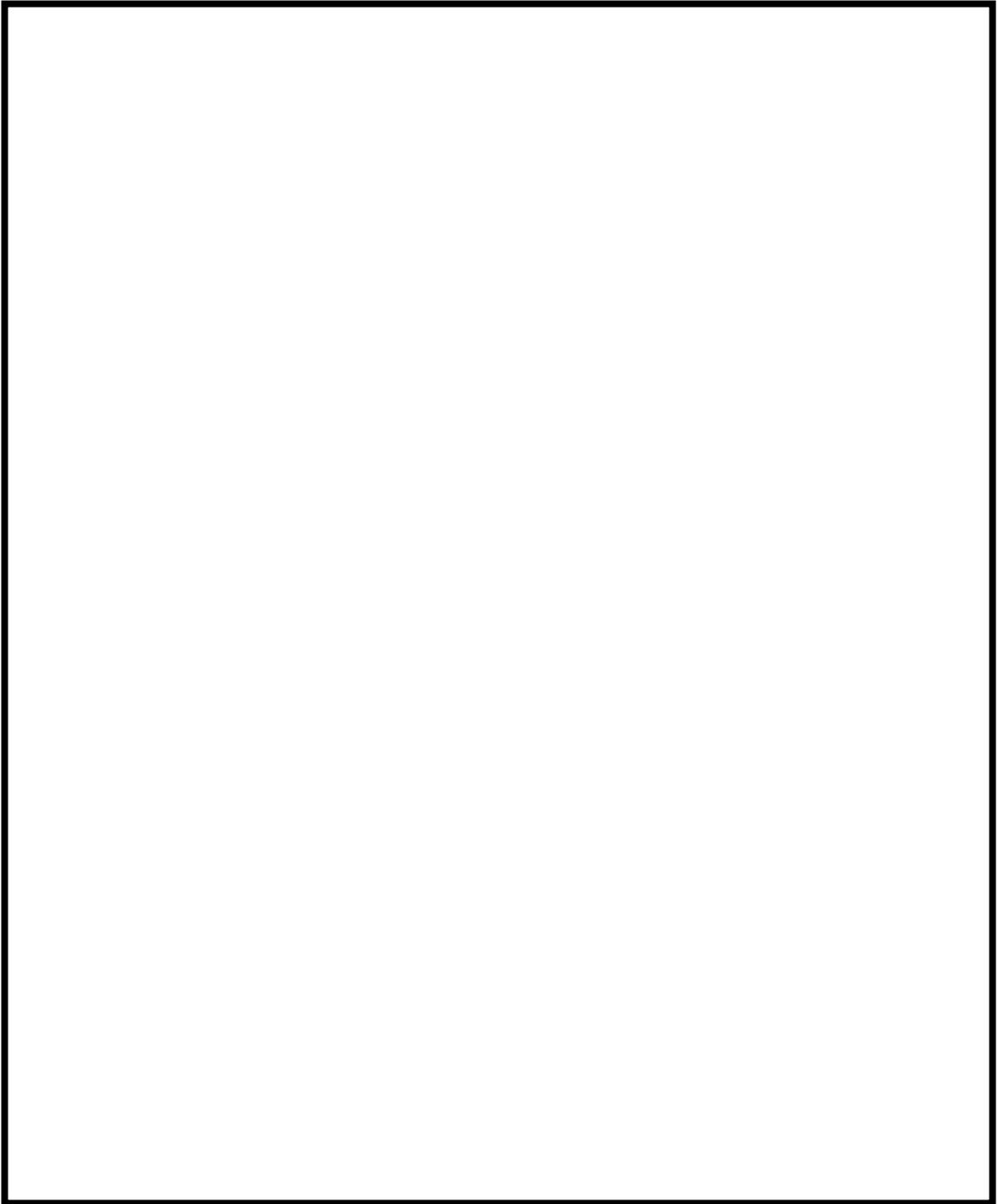
設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第45条 (原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ ほう酸水注入系 <p>【設計基準拡張】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉隔離時冷却系
<p>第46条 (原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 逃がし安全弁 ・ 過渡時自動減圧機能 ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復 (可搬型代替直流電源供給)) ・ 高圧窒素ガスポンペ (逃がし安全弁機能回復 (代替窒素供給))
<p>第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)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系 (可搬型) ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替循環冷却系 <p>【設計基準拡張】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系 (低圧注水系) ・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
<p>第48条 (最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 緊急用海水系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 耐圧強化ベント系 <p>【設計基準拡張】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系
<p>第49条 (原子炉格納容器内の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・ 代替循環冷却系 <p>【設計基準拡張】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)
<p>第50条 (原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却系 ・ 可搬型窒素供給装置
<p>第51条 (原子炉格納容器下部の熔融炉心を冷却するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉格納容器下部注水設備 (常設) ・ 原子炉格納容器下部注水設備 (可搬型)
<p>第52条 (水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 水素濃度監視設備
<p>第53条 (水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 静的触媒式水素再結合器 ・ 水素濃度の監視設備

第1表 津波防護対象 (2/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第54条 (使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (注水ライン) ・ 常設低圧代替注水系ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレーヘッド) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (可搬型スプレーノズル) ・ 可搬型代替注水大型ポンプ及び代替燃料プール注水系 (常設スプレーヘッド) ・ 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) ・ 代替燃料プール冷却設備
<p>第55条 (工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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) ・ 汚濁防止膜 (海洋への拡散抑制)
<p>第56条 (重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 重大事故等の収束に必要なとなる水源の確保 (代替淡水貯蔵槽, サプレッション・プール, ほう酸水貯蔵タンク, 使用済燃料プール) ・ 水の移送設備の確保 (可搬型代替注水大型ポンプ, ホース等)
<p>第57条 (電源設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 非常用所内電気設備 ・ 所内常設直流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 代替所内電気設備 ・ 燃料補給設備
<p>第58条 (計装設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測する設備 ・ 代替パラメータを計測する設備 ・ パラメータ記録時に使用する設備
<p>第59条 (原子炉制御室)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中央制御室及び中央制御室待避室の照明を確保するための設備 (可搬型照明 (SA)) ・ 居住性を確保するための設備 <ul style="list-style-type: none"> － 遮蔽及び換気設備 (中央制御室換気系, 原子炉建屋ガス処理系, 中央制御室待避室, 中央制御室待避室ボンベユニット) － 衛星電話設備 (可搬型) (待避室) 及びデータ表示装置 (待避室) － 酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計
<p>第60条 (監視測定設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 放射性物質の濃度及び放射線量の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> － 可搬型モニタリング・ポスト － 可搬型放射能測定装置 ・ 風向, 風速その他の気象条件の測定に用いる設備 <ul style="list-style-type: none"> － 可搬型気象観測設備

第 1 表 津波防護対象 (3/3)

設置許可基準規則	津波防護対象
<p>第 6 1 条 (緊急時対策所)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 緊急時対策所 ・ 必要な情報を把握できる設備及び通信連絡を行うために必要な設備 <ul style="list-style-type: none"> －安全パラメータ表示システム －通信設備 (衛星電話設備(固定型), 衛星電話設備(携帯型), 携行型有線通話装置及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備(テレビ会議システム, IP電話, IP-FAX), データ伝送設備) ・ 代替電源設備 (緊急時対策所用発電機, 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク, 緊急時対策所用発電機給油ポンプ及び緊急時対策所用M/C) ・ 居住性を確保するための設備 (緊急時対策所遮蔽, 緊急時対策所非常用送風機, 緊急時対策所非常用フィルタ装置と緊急時対策所加圧設備及び酸素濃度計, 二酸化炭素濃度計, 可搬型モニタリング・ポスト, 緊急時対策所エリアモニタ)
<p>第 6 2 条 (通信連絡を行うために必要な設備)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電所内の通信連絡を行うための設備 <ul style="list-style-type: none"> －通信設備(発電所内) (携行型有線通話装置, 衛星電話設備(固定型), 衛星電話設備(携帯型)及び無線連絡設備(携帯型)) －安全パラメータ表示システム ・ 発電所外との通信連絡を行うための設備 <ul style="list-style-type: none"> －通信設備(発電所外) (衛星電話設備(固定型), 衛星電話設備(携帯型)及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備(テレビ会議システム, IP電話, IP-FAX)) －データ伝送設備



第1図 津波防護対象の配置図

地震発生と同時に津波が到達するとした
評価上の想定の妥当性について

基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）が発生した場合には，最初に地震が発生し，その後津波が発電所敷地に到達すると想定される。これに対して本評価においては，地震の発生と同時に津波が発電所に到達したとして評価している。

以下では，地震発生から敷地に遡上する津波が発電所に到達するまでの時間を考慮した場合の影響について検討する。

1. 津波到達の時間遅れを考慮する場合の対応操作

(1) 地震発生から敷地に遡上する津波の到達までに想定される対応操作

地震発生時点で「地震加速度大」により原子炉がスクラムする。また，給復水系が停止した場合には，原子炉水位が低下し，原子炉水位異常低下（レベル2）設定点にて原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉への注水が行われるとともに主蒸気隔離弁が閉止し，原子炉は隔離状態となる。これらの機器動作は，インターロックによる自動作動であるため，運転員による対応はプラント状況及び自動作動した機器等の確認のみである。

原子炉への注水が確保された以降は，サプレッション・プール水温度等を確認し，必要に応じて残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。

(2) 敷地に遡上する津波の到達後に想定される対応操作

地震に伴い発生する事象への対応中に敷地に遡上する津波の到達により敷地内が浸水した場合には、非常用ディーゼル発電機海水ポンプ、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機海水ポンプ及び残留熱除去系海水系ポンプが機能喪失する。このため、高圧炉心スプレー系は停止するが、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は維持される。また、外部電源が喪失している場合は、高所作業により可搬型設備の準備を開始するとともに、常設代替高圧電源装置により交流電源を確保し、サブプレッション・プール水温度が熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧し、低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施する。格納容器除熱は、緊急用海水系及び残留熱除去系により確保する。これらの対応操作は、地震発生と同時に津波が発電所に到達すると想定した場合と同様である。

2. 津波到達の時間遅れを考慮した場合の影響

1. で述べたとおり、地震が発生してから津波到達までは、自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水の状況を確認するとともに、サブプレッション・プール水温度が上昇した場合には、残留熱除去系による格納容器除熱を実施する。ここで、原子炉注水又は格納容器除熱が開始される直前に津波が到達した場合の影響について考察する。

原子炉注水については、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達する直前に津波が到達し、高圧炉心スプレー系が自動起動しなかった場合でも、原子炉隔離時冷却系が自動起動することで原子炉注水が確保され、炉心冷却は維持される。また、解

析上も高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に期待しない評価としている。

格納容器除熱については、サプレッション・プール水温度が 32℃ に到達し、残留熱除去系の起動操作を開始した直後に津波により残留熱除去系海水系が停止した場合でも、格納容器限界温度（200℃）及び限界圧力（620kPa[gage]）に到達するまでに緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を開始すれば良く、十分な時間余裕が確保されている

3. まとめ

地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定する場合、地震による原子炉スクラム等への対応操作に加えて、敷地に遡上する津波による機能喪失状態に応じた対応操作が重なるため、運転員等操作の観点からより厳しい条件となる。また、津波到達の時間遅れを考慮した場合でも、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、格納容器除熱は事象後期に実施することから、評価項目に与える影響はない。以上により、評価上、地震の発生と同時に津波が発電所に到達することを想定することは妥当であると考えられる。