

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 19
提出年月日	平成 29 年 6 月 23 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

2.4 崩壊熱除去機能喪失

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」は、崩壊熱除去機能の喪失に至る要因により「取水機能が喪失した場合」又は「残留熱除去系が故障した場合」に分類される。

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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「過渡事象＋RHR失敗」、②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗」、④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、⑤「サポート系喪失（自動停止）＋RHR失敗」、⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗」、⑦「中小破断LOCA＋RHR失敗」及び⑧「大破断LOCA＋RHR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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」は、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故の発生後、高圧注水機能等により炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、炉心の崩壊熱により発生した蒸気が逃がし安全弁を介して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。格納容器破損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のうち取水機能が喪失した場合については、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が失われる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には、取水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のうち取水機能が喪失した場合については、原子炉注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図る。また、代替の海水取水機能を用いて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「崩壊熱除去機能喪失」のうち取水機能が喪失した場合において、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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）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。対策の概略系統図を第 2.4.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.4.1-2 図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故対策の手順と設備との関係を第 2.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 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 2.4.1-3 図に示す。

a. 原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して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。

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. 取水機能喪失の確認

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、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。

取水機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合、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。

e. 残留熱除去系海水系の回復操作

対応可能な要員にて残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

取水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

サブプレッション・プール水温度が 65℃に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

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

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

原子炉圧力が常設低圧代替注水系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ことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

i. 緊急用海水系を用いた海水通水操作

取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。

緊急用海水系を用いた海水通水操作に必要な計装設備は，緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）等である。

j. 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

緊急用海水系の起動後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を起動し，格納容器除熱を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系による原子炉注水に切り換える。

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，原子炉水位計（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）等である。

以降は，残留熱除去系 1 系統を用いて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し，炉心冷却及び格納容器除熱は残留除去系により継続的に行う。

k. 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。

l. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

m. タンクローリによる燃料補給操作

対応可能な要員に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に燃料補給を実施する。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に維持される「過渡事象（給水流量の全喪失）+RHR失敗」である。また、運転員等操作においては、取水機能喪失による非常用ディーゼル発電機等の機能喪失及び外部電源喪失についても考慮する。

本事故シーケンスグループは、LOCAを起因事象とする事故シーケンスも含め、高圧炉心スプレイ系に期待できる場合には、炉心冷却に成功する。また、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、崩壊熱が支配要因となりLOCAも過渡事象も同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。なお、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて、LOCAに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

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

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

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.4.1-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 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）

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）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(c) 原子炉隔離時冷却系

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

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(d) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプを2台使用するものとし、原子炉注水の実施する場合は、炉心冷却を厳しく評価する観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m³/h、注水圧力：0～2.38MPa[dif]＊）にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高（レベル8）設定点到達で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(e) 逃がし安全弁

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

(f) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）ポンプは1台使用するものとし、非常用母線の受電が完了した後に手動起動し、0～1,676m³/h（0～1.55MPa[dif]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。なお、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持しつつ、原子炉注水の停止期間中に格納容器スプレイを実施するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を停止している期間に1.9×10³t/hの流量で格納容器へスプレイするものとし、そのう

ち 95%をドライウェルへ、5%をサブプレッション・チェンバへ分配するものとする。

(h) 緊急用海水系

伝熱容量は、約 24MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転手順に基づきサブプレッション・プール水温度が 65℃に到達した時点で実施する。
- (b) 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は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa [gage] に到達した時点で実施する。また、残留熱除去系による格納容器除熱の開始後に、原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.1-4 図から第 2.4.1-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発

生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナムのボイド率の推移及び燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.4.1-9 図から第 2.4.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.1-15 図から第 2.4.1-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む二相水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号により，原子炉はスクラムする。その後原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点まで低下すると，主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動することで，炉心の冠水が維持される。

中央制御室からの遠隔操作により低圧代替注水系（常設）を起動し，事象発生約 2 時間後にサプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で，逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下するが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されることで原子炉水位は回復し，炉心の冠水は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系は，原子炉減圧と同時に停止する想定とする。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で発生する蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。このため、事象発生約 13 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を開始することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第 2.4.1-9 図に示すとおり、炉心の冠水が維持され、初期値（約 309℃）以下にとどまることから、**評価項目**である 1,200℃を下回る。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 2.4.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[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压力容器底部圧力との差（0.3MPa **程度**）を考慮しても、約 8.09[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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、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実施することで、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa[gage]及び約 141℃に抑えられ

る。このため、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、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。

原子炉隔離時冷却系及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、その後、約13時間後に緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水を開始することで炉心の冠水状態が維持され、炉心の冷却が維持される。また、残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで、高温停止での安定状態が確立する。

（添付資料2.4.1.1）

安定状態が確立した以降は、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転とし、冷温停止状態とする。

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

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、炉心冷却には成功するが、取水設備の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、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実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から12時間程度

までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）及び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事象とは、「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、それらの不確かさの影響評価以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

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

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

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル

(格納容器の熱水力モデル) はH D R 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、B W R の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点と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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、実際の燃料被覆管温度は低めとなり、評価項

目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは実験体系に起因するものと考えられ，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(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2.4.1-2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、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、ドライウェル雰囲気温度、格納容器容積の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、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、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作並びに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の時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転

員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合は実際の注水流量が解析よりも大きくなるため、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/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。

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

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力、ドライウエル雰囲気温度、格納容器容積の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、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。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉ス

スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合は実際の注水流量が解析よりも大きくなるため、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることで、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 2.4.1.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作

開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の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は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の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は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影

響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

(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。

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から 8 時間程度の時間余裕がある。

操作条件の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は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.1.2)

(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、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。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。

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において重大事故等対策における必要な初動対応要員は、「2.4.1.1

(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 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) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、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

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 620m³必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び淡水貯水池に約 5,000m³の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.3)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を

保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.4)

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として常設代替交流電源設備から電源供給を考慮する負荷は約 2,781kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.1.5)

2.4.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合では、炉心冷却には成功するが、崩壊熱除去機能の喪失により炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位が低下し炉心が露出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「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として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している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+ RHR 失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水並び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実施することにより、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、判断基準を満足している。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「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合において、緊急用海水系を用いた格納容器除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「崩壊熱除去機能喪失」の取水機能が喪失した場合に対して有効である。

第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（1/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<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。 	【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】
取水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。 中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール冷却操作を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 以上により、取水機能喪失を確認する。 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介して非常用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	サプレッション・プール水温度 【残留熱除去系海水系系統流量】 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
残留熱除去系海水系の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて残留熱除去系の回復操作を実施する。 	—	—	—

【 】：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 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（2/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
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"> サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）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。 	逃がし安全弁（自動減圧機能） 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度 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） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復後、原子炉水位は、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。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 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，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域）

第 2.4.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故対策について（3/3）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
緊急用海水系を用いた海水通水操作	<ul style="list-style-type: none"> 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系を起動する。 	緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	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）
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	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系の起動後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 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。 残留熱除去系による原子炉注水を開始した後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。 	【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）】 緊急用海水系 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA 広帯域） 【残留熱除去系系統流量】 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。 	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。 	—	—	—
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて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。 	—	—	—

【 】：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. 163-46 に対する回答

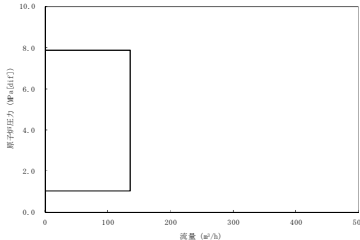
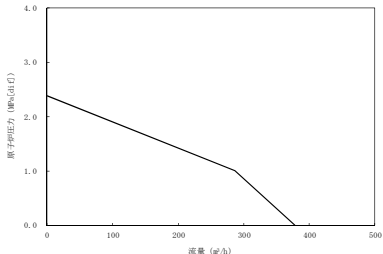
第 2.4.1-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/6)

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

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）

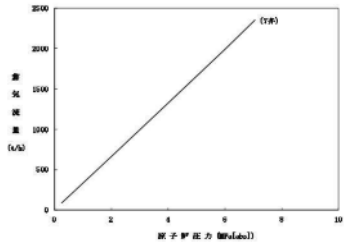
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300 m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能が喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下の観点で厳しくなる。
重大事故等 関連する機器 対策条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムを設定
	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）	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号で全台停止	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル2）信号による再循環ポンプトリップを設定

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/6）

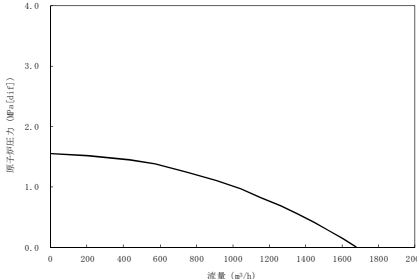
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて自動起動 原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 原子炉減圧時の常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧操作と同時に注水停止 最小流量特性 ・注水特性：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている 
	原子炉水位が原子炉水位高（レベル 8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持 残留熱除去系の準備完了後、原子炉水位高（レベル 8）に到達した時点で注水停止 （原子炉注水単独時） 最小流量特性 ・注水流量：0～378m ³ /h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定  常設低压代替注水系ポンプ 2 台による注水特性

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/6）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定
	逃がし安全弁 （原子炉減圧操作時） 逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧）

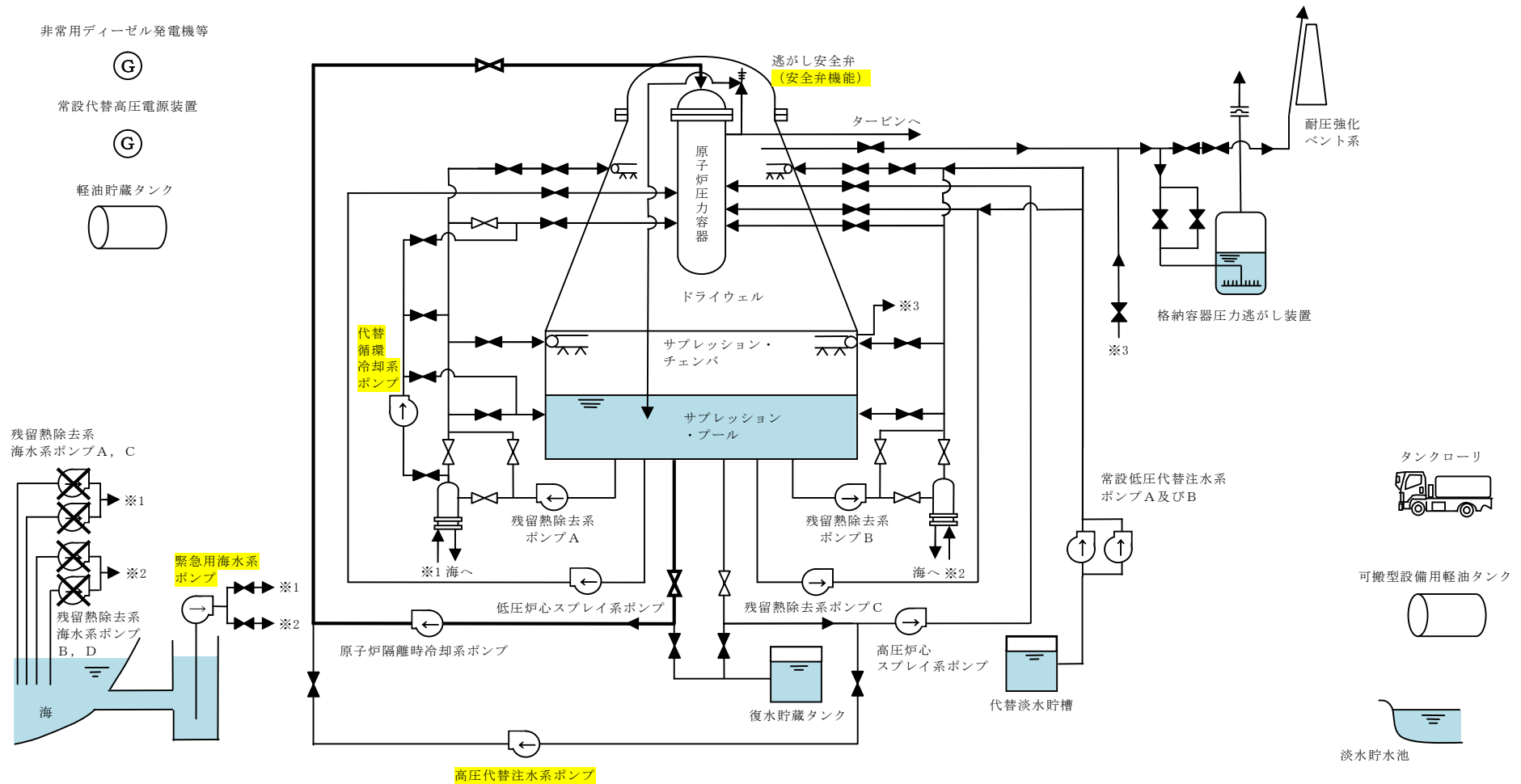


第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持し，原子炉注水停止中に格納容器スプレイを実施 最小流量特性 注水流量：0～1,676m ³ /h 注水圧力：0～1.55MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として，機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 
	スプレイ流量：1.9×10 ³ t/h （95%：ドライウェル，5%：サプレッション・チェンバ）	設計値を設定
	緊急用海水系	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定

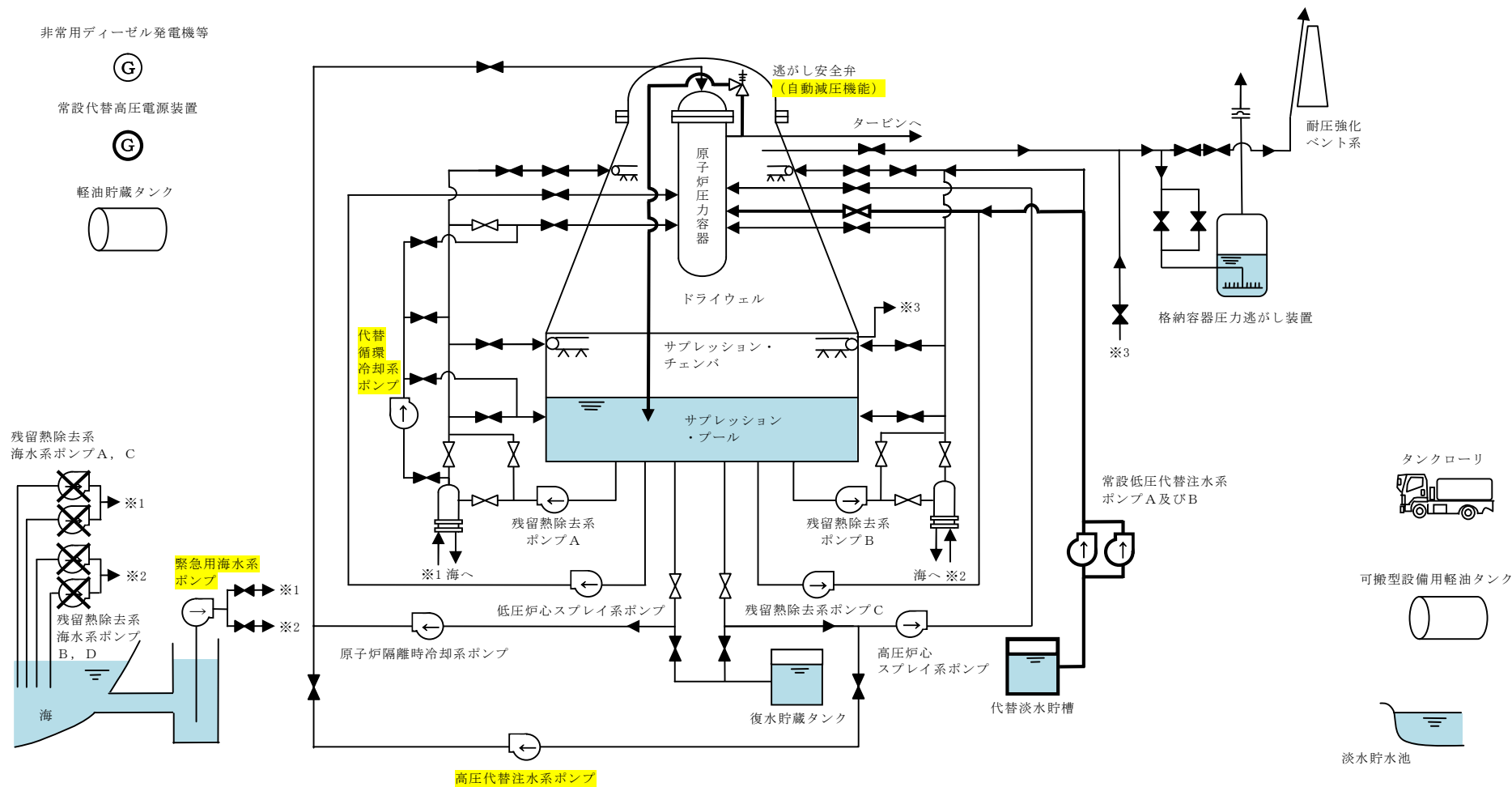
第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（6/6）

コメント No. 163-	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
04, 08 に対する 重大事故等対策に 関連する 操作条件 2.4.1-33	逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）	サプレッション・プール水温度 65℃到達時	運転手順に基づき、サプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定
	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	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサプレッション・プール冷却モード運転、サプレッション・チェンバ圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、余裕時間を確認する観点で、評価上はサプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定

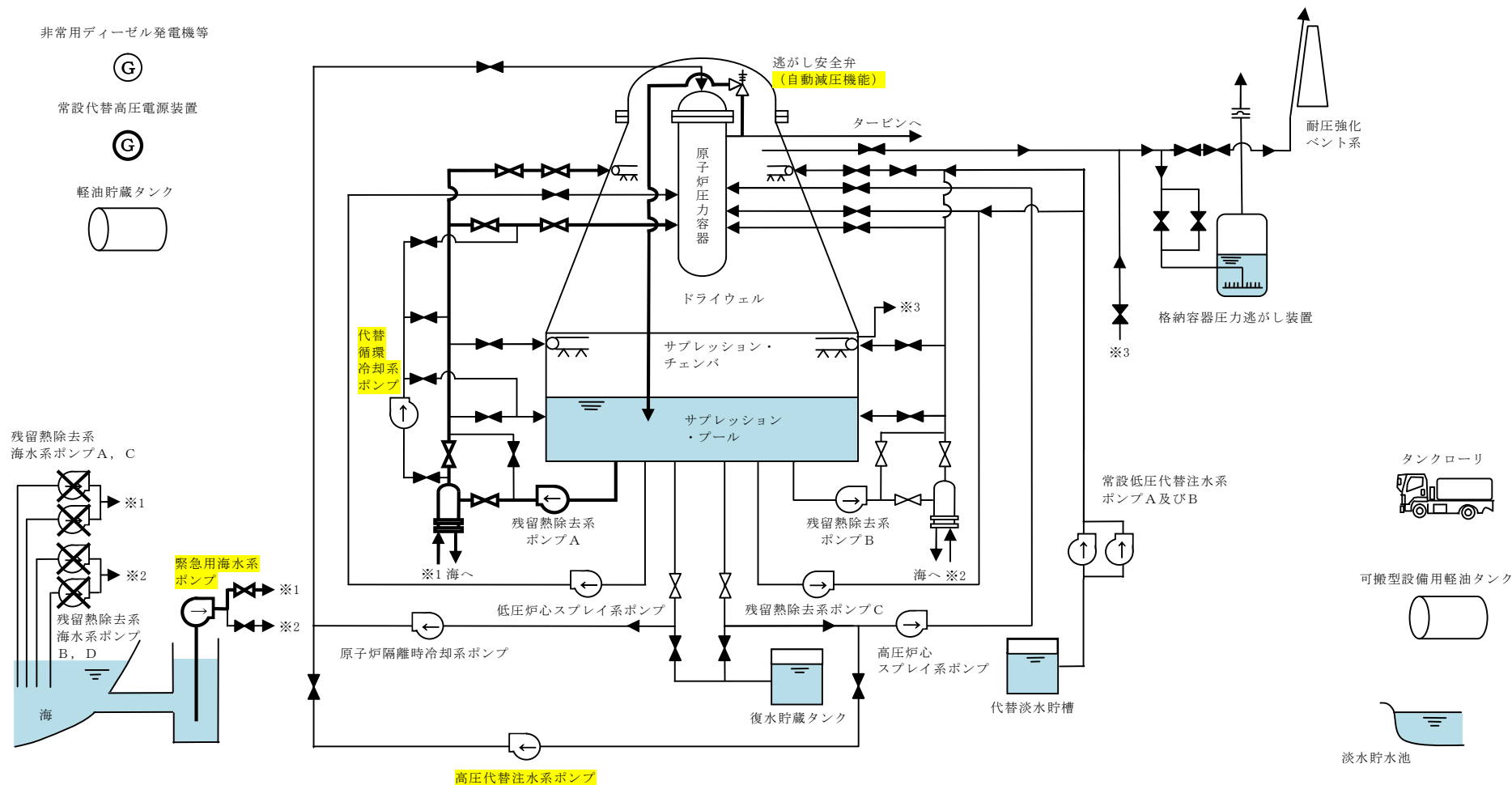


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
 （原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

コメント No. 182-15 に対する回答

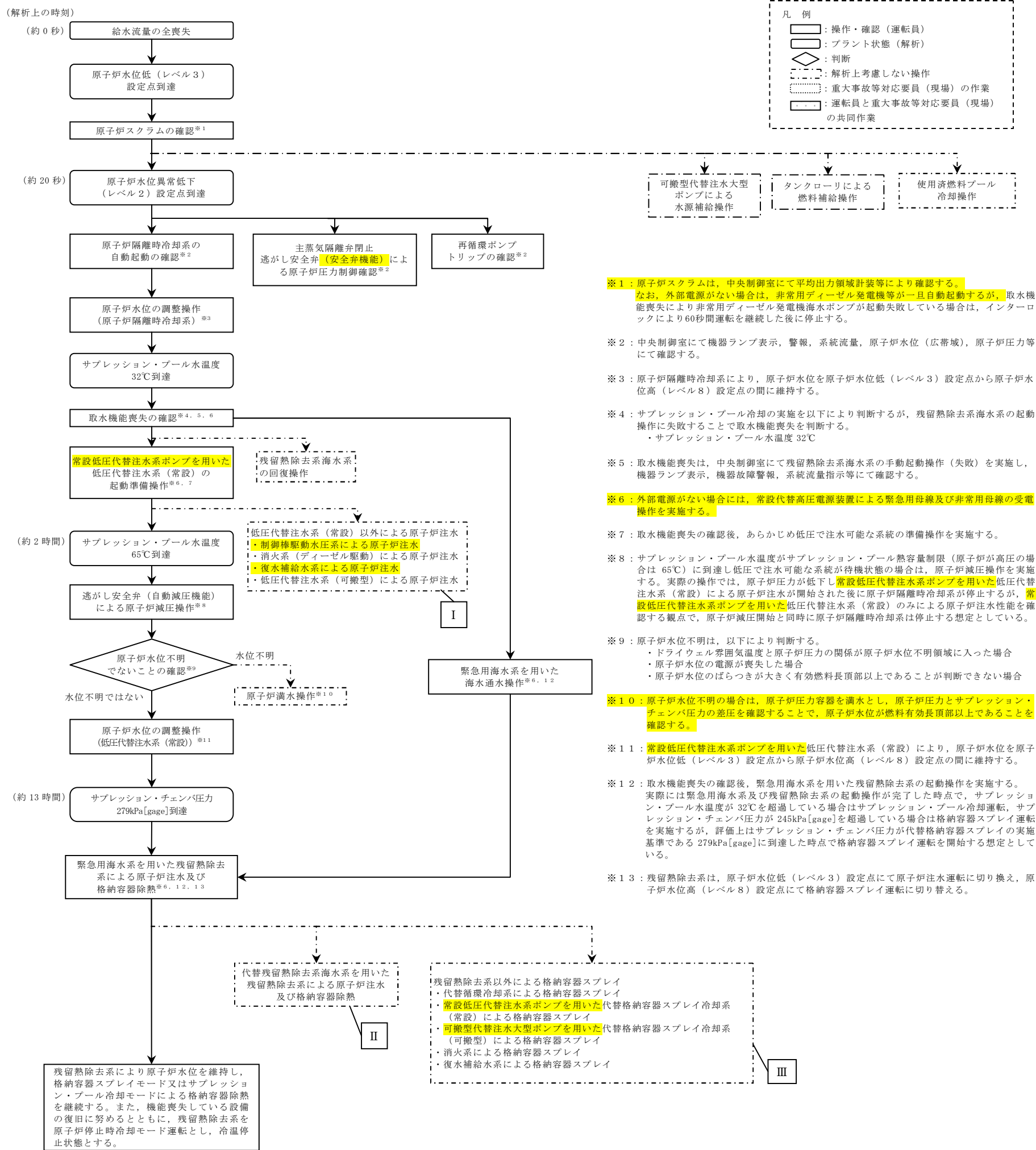


第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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除熱段階）

コメント No.163-05 に対する回答



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I
炉心損傷防止としての流量は確保できないが、制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、消火系及び復水補給水系による原子炉注水も実施可能である。
準備操作の完了時間は遅くなるが、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

II
代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

III
代替循環冷却系、常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが、消火系及び復水補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

第 2.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) 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

				経過時間（分）											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▼ 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	-	-	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●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	10分	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										外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機の停止確認は、外部電源がない場合に実施する	
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													
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレィ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												
交流電源の回復操作	-	-	-	●非常用ディーゼル発電機等の機能回復 ●外部電源の機能回復												外部電源がない場合に対応可能な要員にて実施する	
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受電操作	4分											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											外部電源がない場合に実施する	
	-	2人 C, D	-	●非常用母線受電準備	70分												
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電	8分											外部電源がない場合に実施する	
取水機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	5分												
残留熱除去系海水系の回復操作	-	-	-	●残留熱除去系海水系の機能回復	4分											対応可能な要員にて実施する	

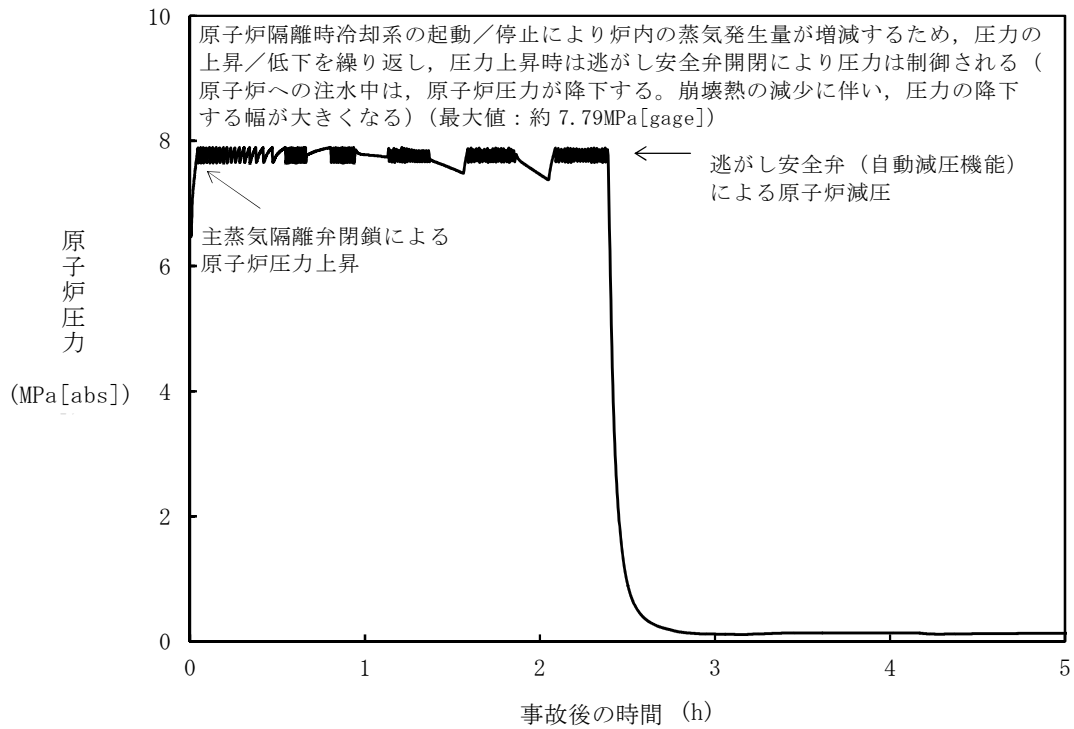
コメント No. 147-27, 148-07 に対する回答

第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（1/2）

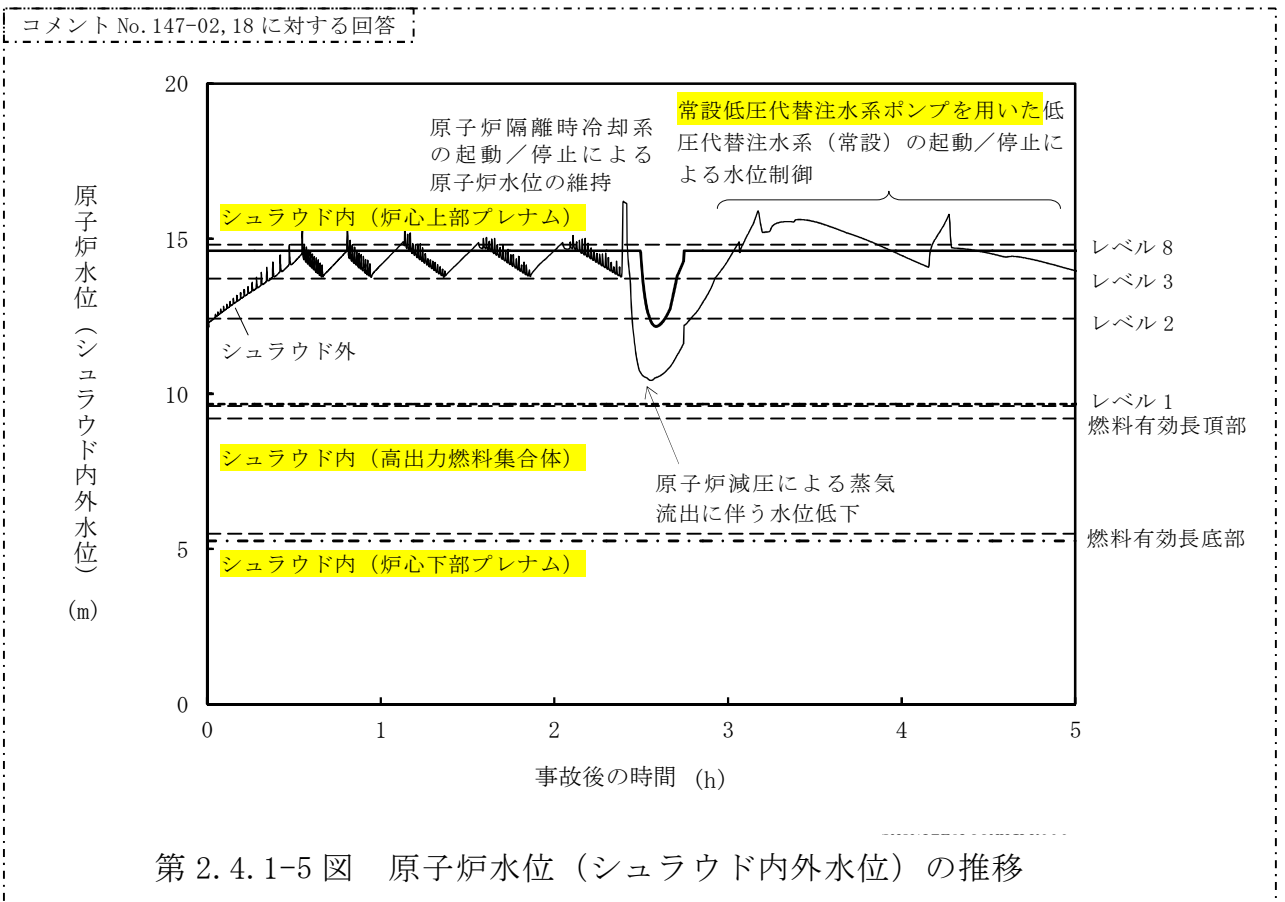
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間（時間）												備考	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		0	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44		48
					事象発生 約2時間 サプレッション・プール水温度65℃ 約13時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系構成 	4分													外部電源がない場合に実施する
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作 	3分													取水機能喪失後に実施する
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作 	1分													
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●緊急用海水系による海水通水 系統構成 												20分		
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】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による格納容器スプレイ操作及び原子炉注水の交互運転 												2分		
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●使用済燃料プールの冷却操作 														使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上以上の時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作 ●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給 														対応可能な要員にて実施する
タンクローリによる燃料補給操作	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●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 														対応可能な要員にて実施する
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人															

コメント No. 147-27 に対する回答

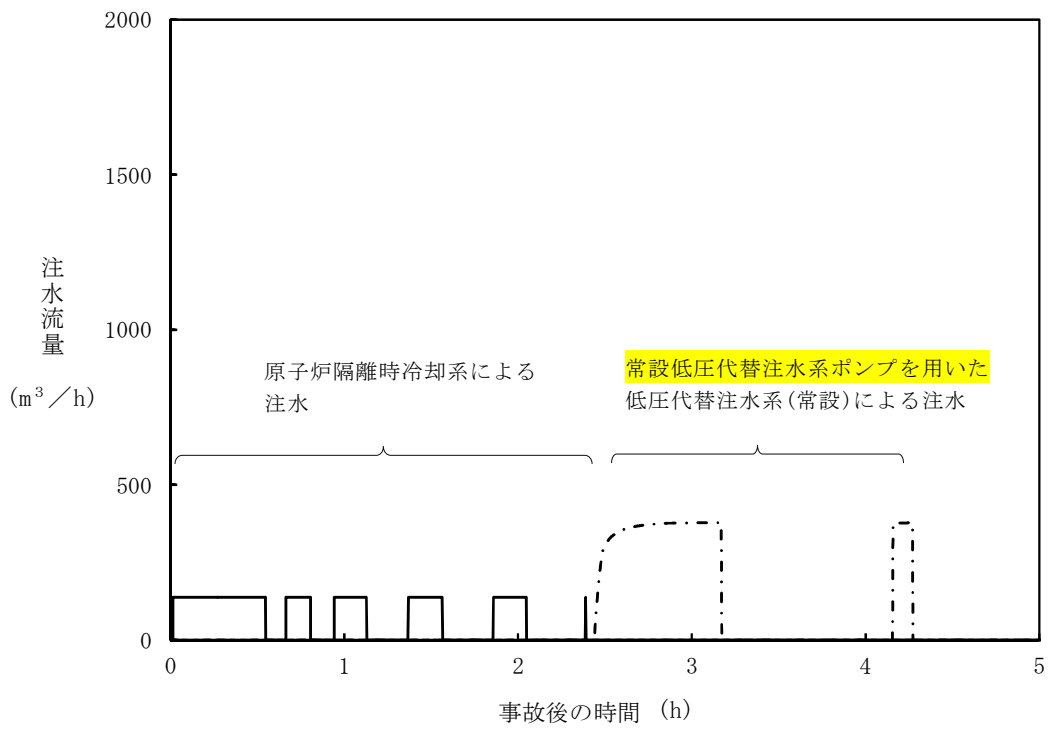
第 2.4.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の作業と所要時間（2/2）



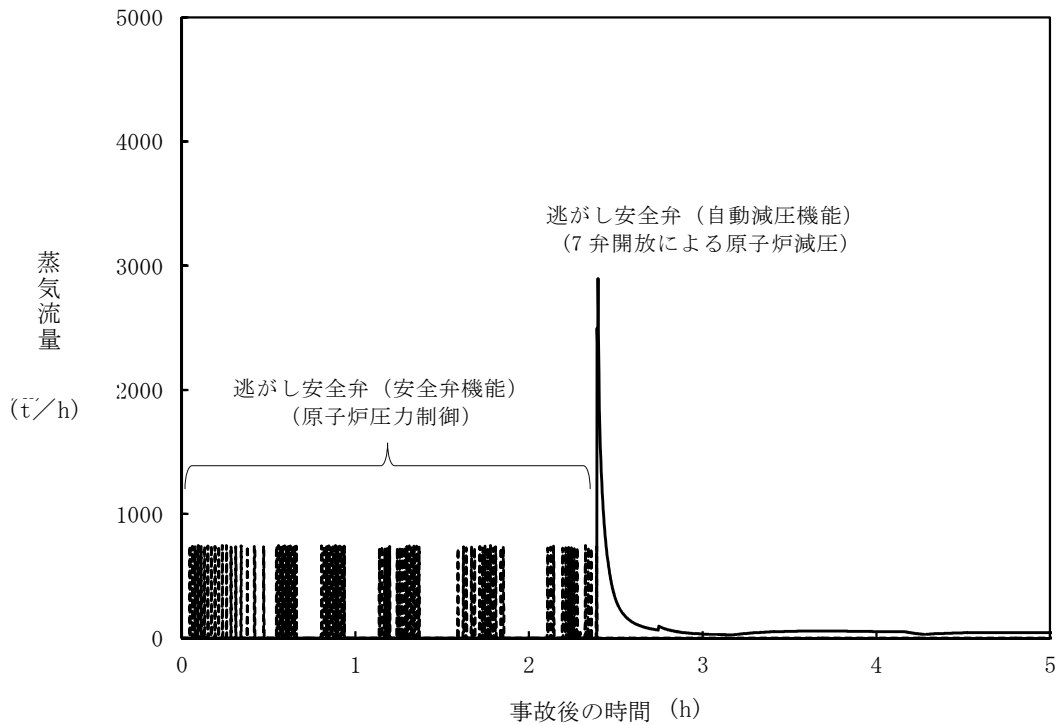
第 2.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



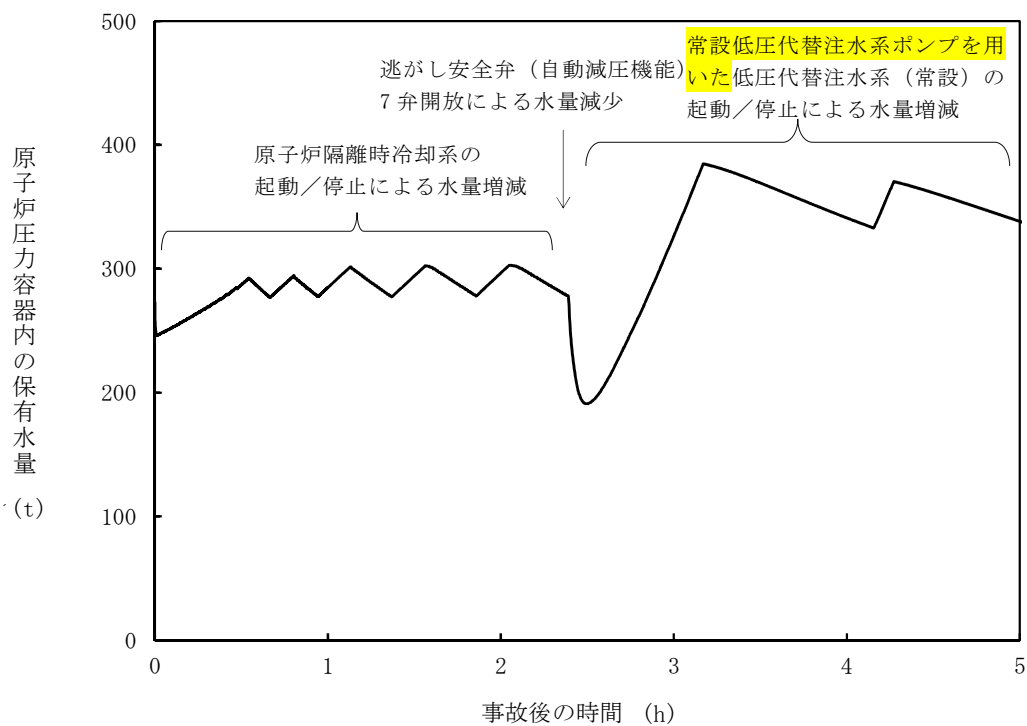
第 2.4.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



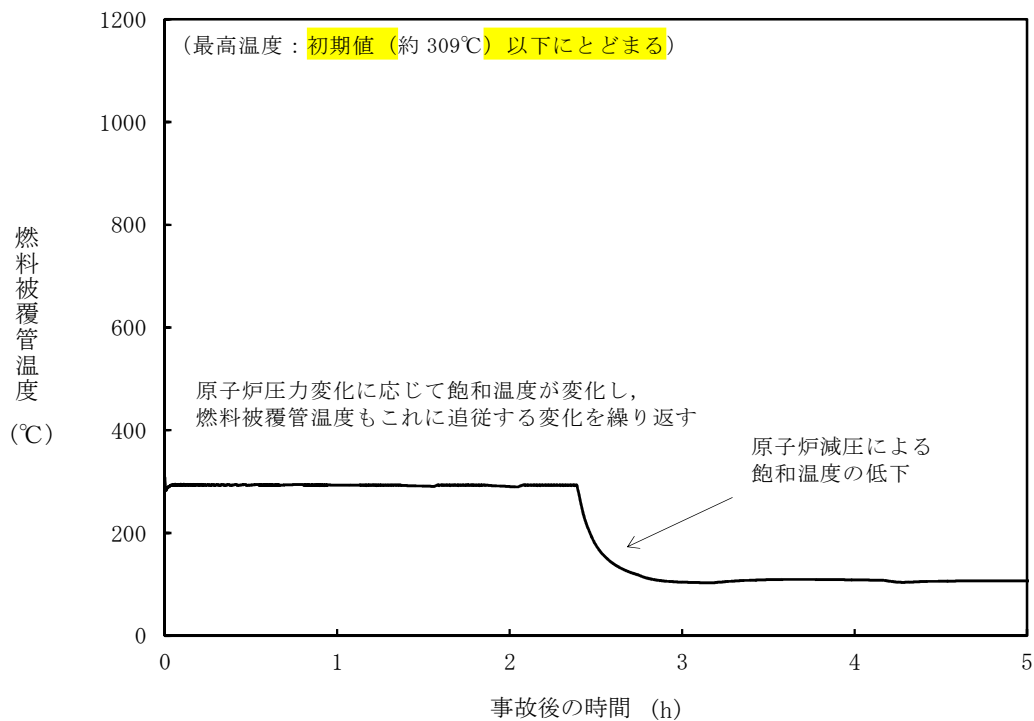
第 2.4.1-6 図 注水流量の推移



第 2.4.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

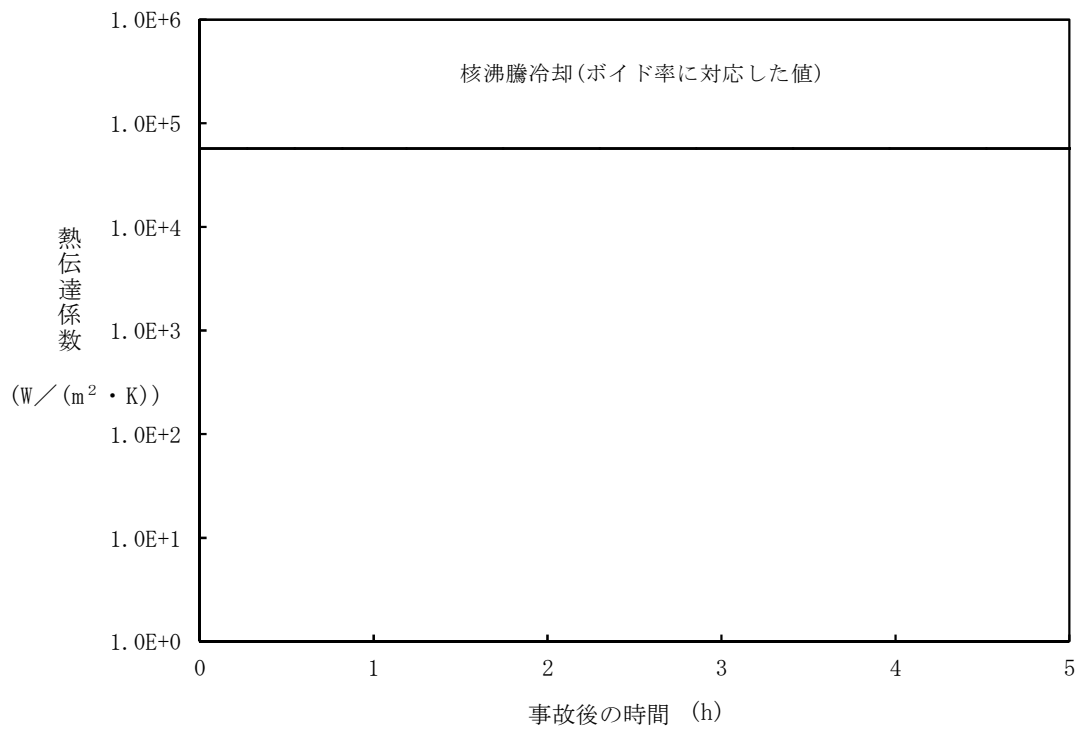


第 2.4.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



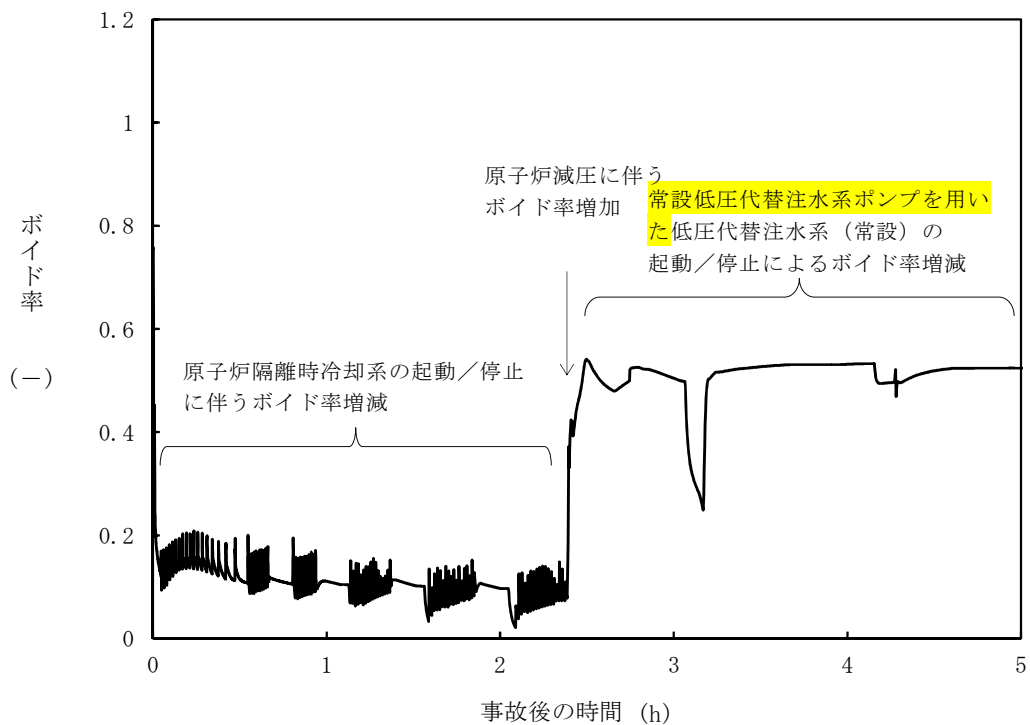
第 2.4.1-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02 に対する回答



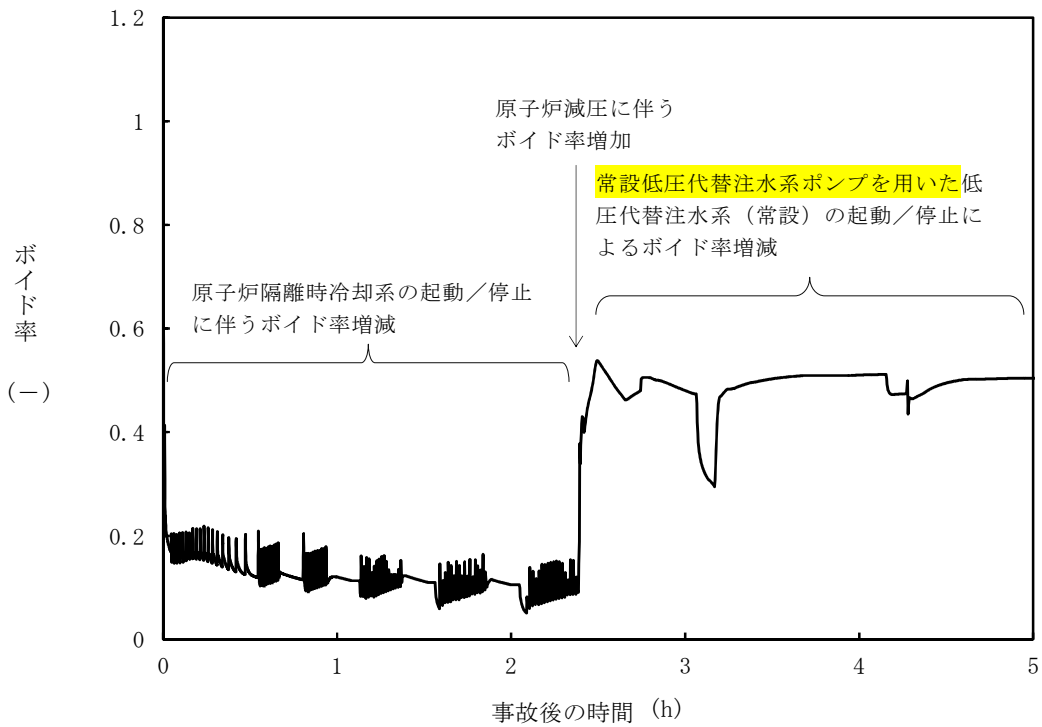
第 2.4.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

コメント No. 147-02.05 に対する回答



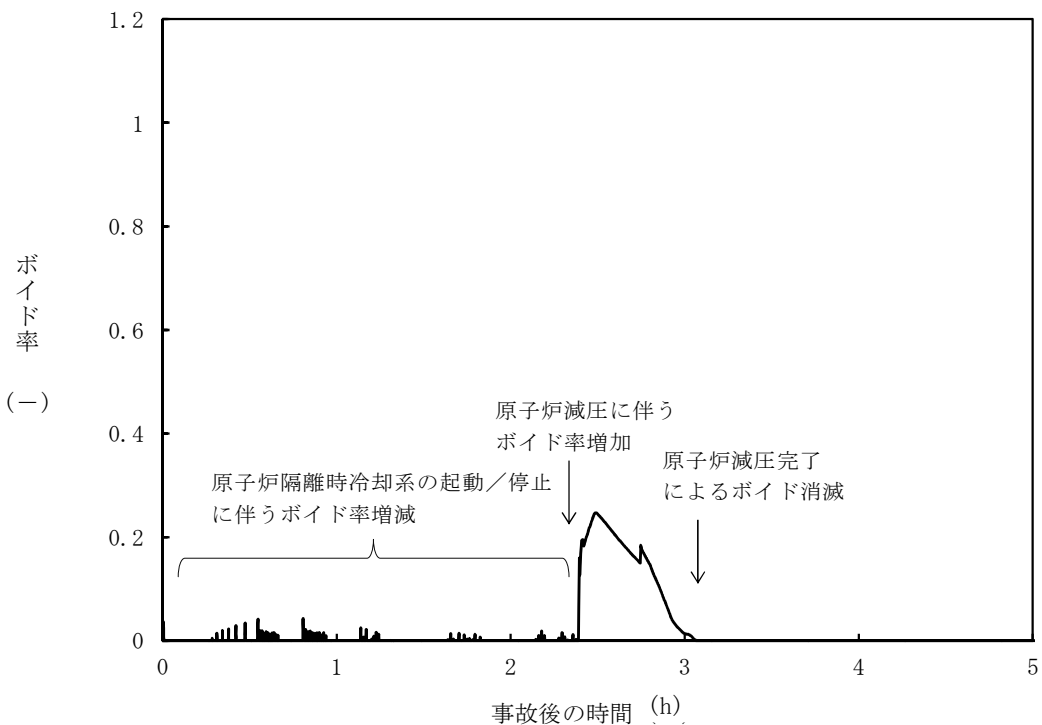
第 2.4.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

コメント No. 147-02, 05 に対する回答

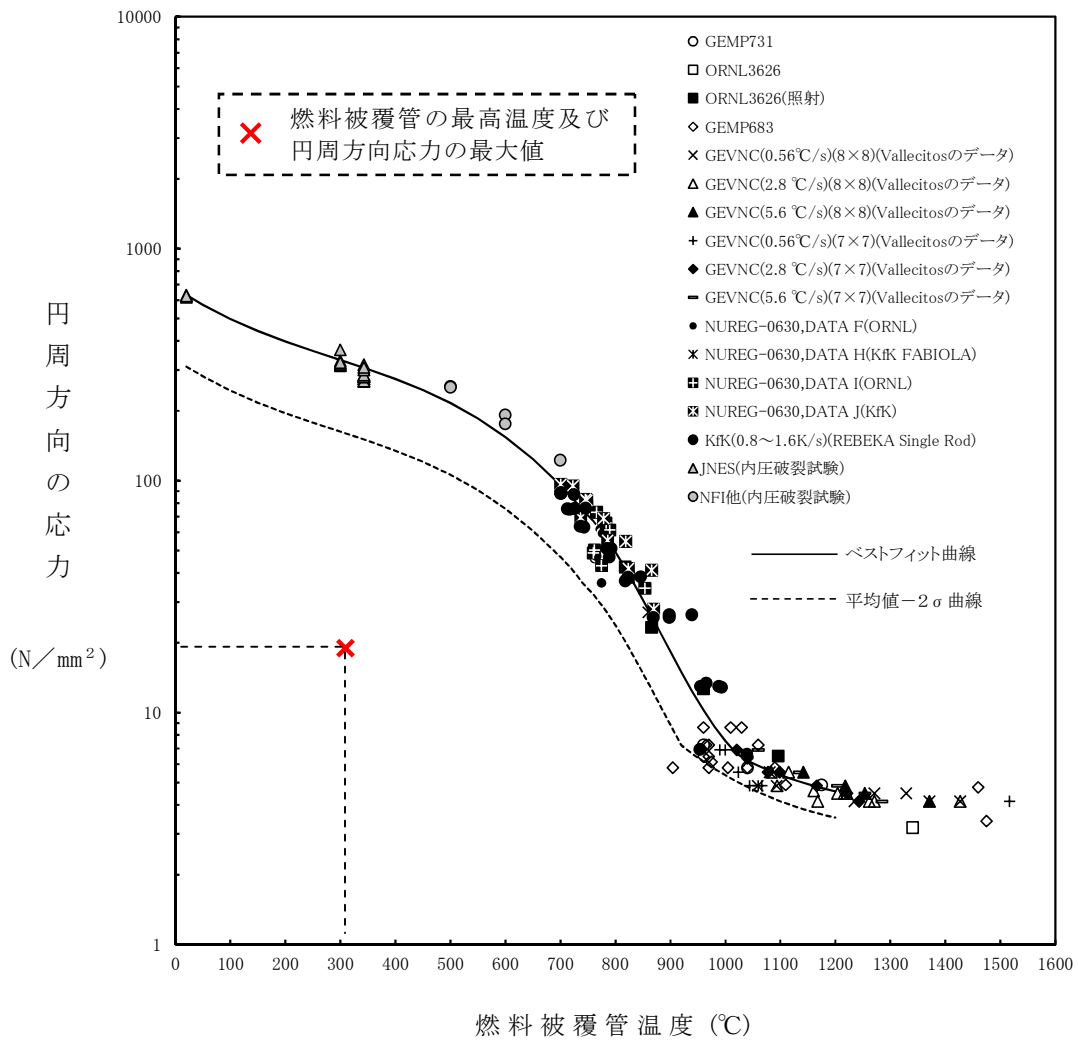


第 2. 4. 1-12 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移

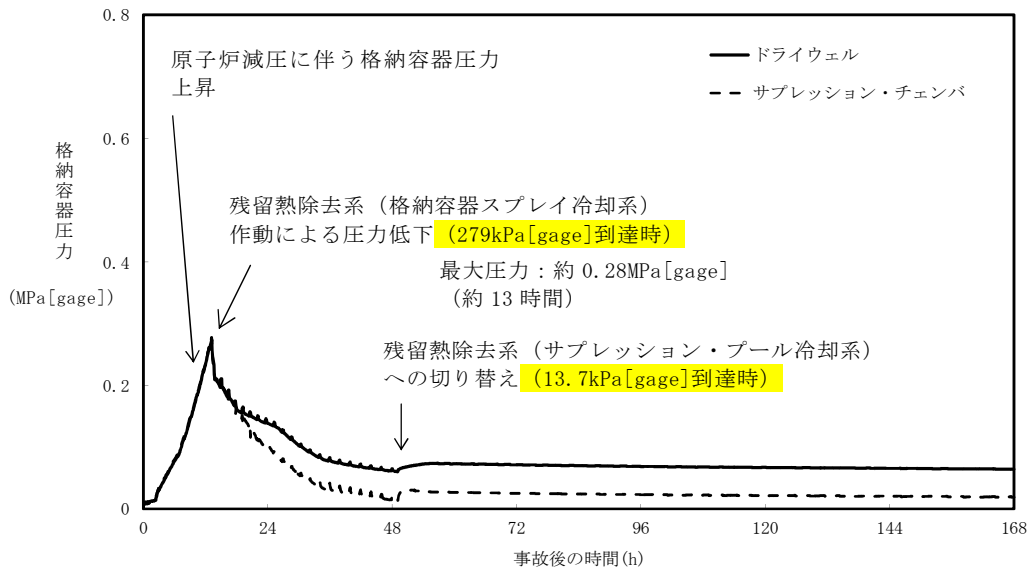
コメント No. 147-02, 05 に対する回答



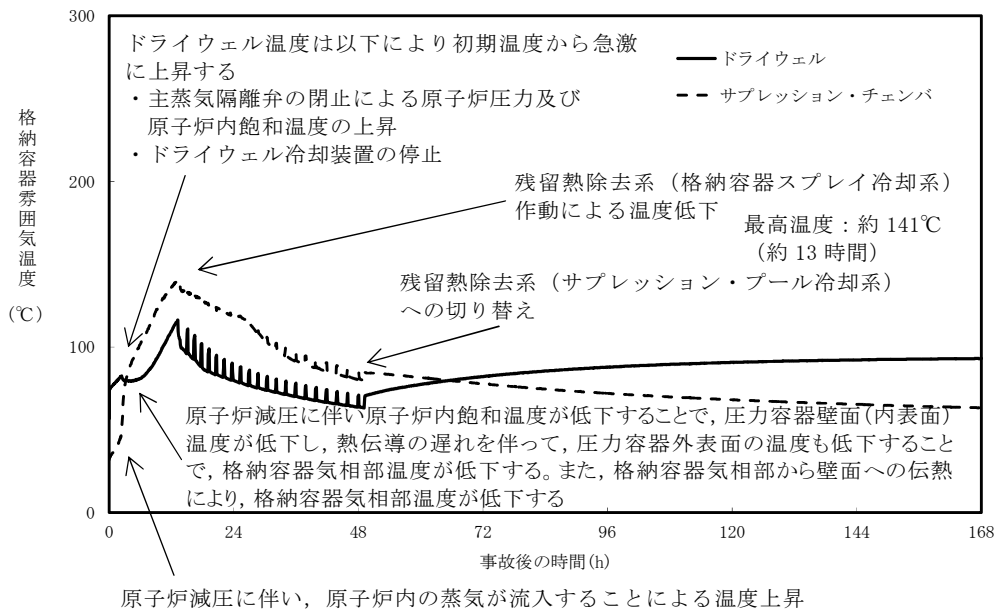
第 2. 4. 1-13 図 炉心下部プレナムにおけるボイド率の推移



第 2. 4. 1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

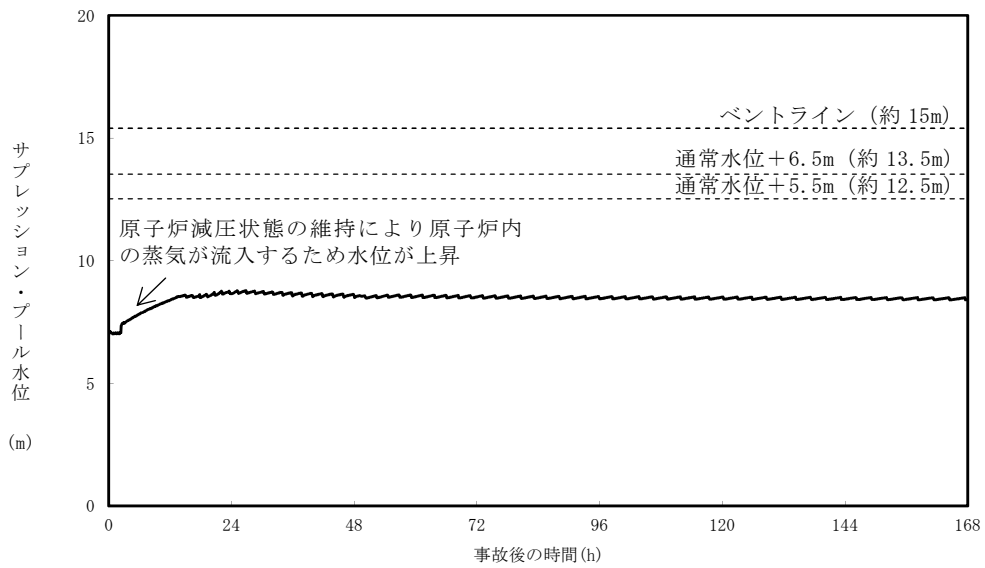


第 2.4.1-15 図 格納容器圧力の推移



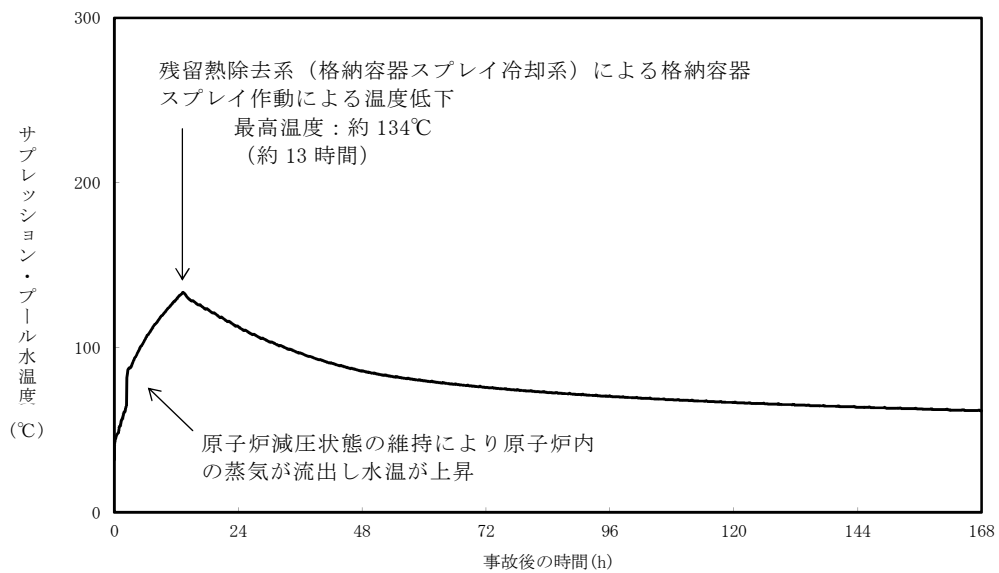
第 2.4.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移

コメント No. 147-05, 40 に対する回答



第 2.4.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移

コメント No. 147-05 に対する回答



第 2.4.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移

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））

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を継続することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、常設代替海水取水設備を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定*又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は150℃を下回るとともに、ドライウエル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。

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

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.1 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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

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

第 1-2 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 (S A F E R) (2/2)

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

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

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

添付 2.4.1.2-3

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 (1/4)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91～約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事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ない。	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高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、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高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下(レベル2)までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量(100%流量))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	最確条件とした場合には、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、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、炉心流量の運転範囲において解析条件から変動しうるが、事故初期において原子炉がスクラムするとともに、再循環ポンプがトリップするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料棒被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料棒被覆管温度上昇が緩和されるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により確保され、燃料棒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。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料棒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。

添付 2.4.1.2-4

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	燃焼度 33Gwd/t以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が、原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となる。このため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる傾向となる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2~4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。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が大きくなる。	
	ドライウエル 雰囲気温度	57℃	約25~58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎ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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、初期温度のゆらぎが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。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	5,700m ³ (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約4,092m ³ ~約 4,058m ³ 液相部： 約3,308m ³ ~約 3,342m ³ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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、格納容器体積(ウェットウエル)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	7.000m~7.070m (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・ プール水温度	32℃	約15~約32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

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

項目		解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	—	運転時の異常な過渡変化の中で、原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを設定	運転員等操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)信号(遅れ時間1.05秒)	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低(レベル3)信号による原子炉スクラムを設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	A TWS緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉水位異常低下(レベル2)信号	原子炉水位異常低下(レベル2)信号	起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下(レベル2)信号による再循環ポンプトリップを設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付2.4.1.2-6

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

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa~7.86 [gage]	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて自動起動 ・注水流量: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa~7.86 [gage]	設計値を設定 原子炉隔離時冷却系は、タービン回転数制御により原子炉圧力に依らず一定の流量にて注水する設計となっている	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時 (2台)) ・注水流量: 0~378 m ³ /h ・注水圧力: 0~2.38MPa [dif]	(原子炉注水単独時 (2台)) ・注水流量: 0~378 m ³ /h 以上 ・注水圧力: 0~2.38MPa [dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、設備設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であるため、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、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、炉心の再冠水が早まることから、 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	残留熱除去系 (低圧注水系)	・注水流量: 0~1.676m ³ /h ・注水圧力: 0~1.55MPa [dif]	・注水流量: 0~1.676m ³ /h 以上 ・注水圧力: 0~1.55MPa [dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、設計基準事故の解析で用いる最小流量特性を設定	最確条件とした場合には、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、注水開始後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、注水後の調整操作であり、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、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa [gage] 385.2~410.6t/h/個	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79~8.31MPa [gage] 385.2~410.6t/h/個 (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、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
		(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁を開放することによる原子炉減圧	(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、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
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	作動差圧: 3.45kPa (ドライウエール-サブプレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧: 3.45kPa (ドライウエール-サブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同等であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	スプレイ流量: 1.9×10 ³ t/h (95%: ドライウエール, 5%: サプレッション・チェンバ)	スプレイ流量: 1.9×10 ³ t/h (95%: ドライウエール, 5%: サプレッション・チェンバ)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に差異はなく、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
	緊急用海水系	約 24MW (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃において)	約 24MW 以上 (サブプレッション・プール水温度 100℃, 海水温度 32℃以下において)	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	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
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (淡水貯水池+代替淡水貯槽)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	約 1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

添付 2.4.1.2-7

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 (1/2)

項目	解析上の操作開始条件	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
<p>操作条件</p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作(常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)</p>	<p>サブプレッション・プール水温度 65℃到達時</p>	<p>運転手順に基づきサブプレッション・プール熱容量制限を踏まえて設定</p>	<p>【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温を継続監視しており、また、逃がし安全弁による原子炉減圧の操作実施基準(サブプレッション・プール水温度 65℃)に到達するのは事象発生約2時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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、要員配置が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、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作として余裕時間を含めて1分を設定している。中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はなく、他の並列操作が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>	<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。</p> <p>本操作は、解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>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。</p> <p>解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、事象進展に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から少なくとも8時間程度の操作時間余裕が確保されている。</p>	<p>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。訓練での操作時間は約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

添付 2.4.1.2-8

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（2/2）

項目	解析上の操作開始条件	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 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及び原子炉注水操作	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage] 到達時	実際には残留熱除去系の準備が完了した時点のパラメータにより、サブプレッション・プール冷却運転等を開始するが、評価上は、操作余裕時間を確認する観点で、サブプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage] に到達した時点で開始するものと設定	<p>【認知】 事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・チェンバ圧力を継続監視しており、また、格納容器スプレイの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]）に到達するのは事象発生約 13 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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、要員配置が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、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短く、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】 原子炉水位の調整操作を並列して実施する場合があるが、異なる運転員による対応が可能であることから、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</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。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目に与える影響はない。解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間が遅くなる場合でも、パラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、操作開始が遅くなることにより評価項目となるパラメータに与える影響はない。	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及び原子炉注水操作は、事象発生の約 13 時間後に実施するものであり準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む）にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力 279kPa[gage] 到達時に、残留熱除去系による格納容器スプレイを実施し、操作時間は約 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 2.4.1.2-9

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))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³
- ・ 淡水貯水池 : 約 5,000m³ (約 2,500m³ × 2 基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

サプレッション・プール水温が 65℃ に到達する事象発生約 2 時間後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

炉心冠水後は, 原子炉水位高 (レベル 8) 設定点から原子炉水位低 (レベル 3) 設定点の範囲で注水する。

格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

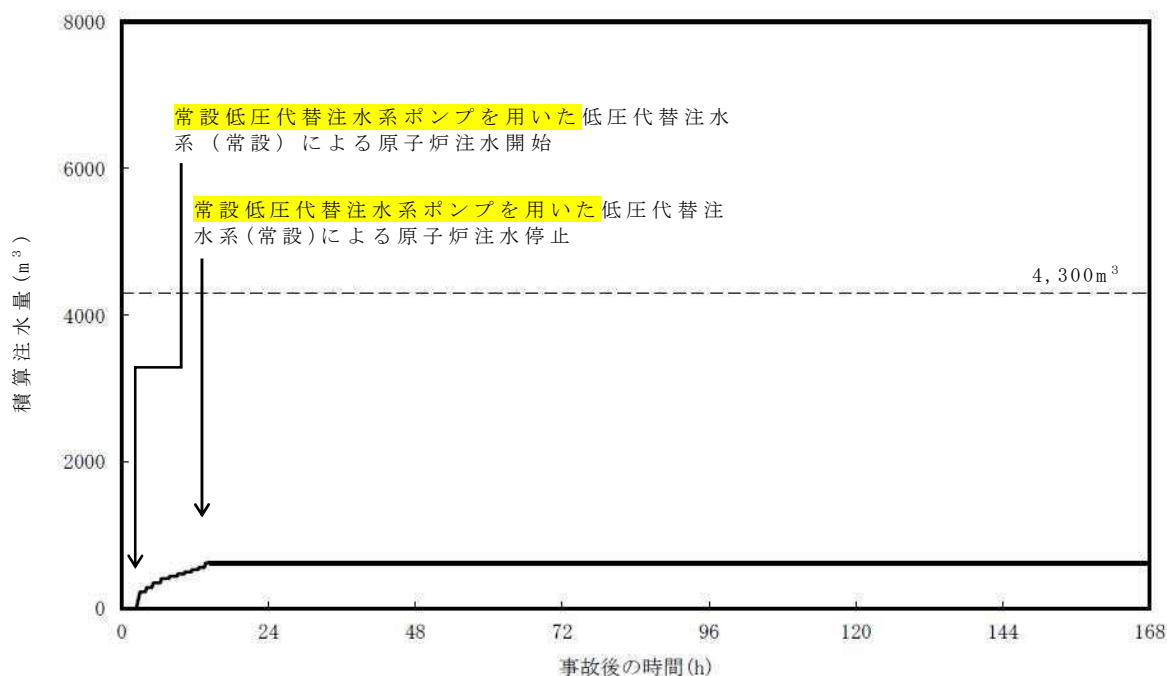
3. 時間評価

事象発生から常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始されるまでは, 原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため, 代替淡水貯槽の水量は減少しない。

事象発生約 2 時間以降は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施するため、代替淡水貯槽の水量は減少する。

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 13 時間までに残留熱除去系による原子炉注水等を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 620m³である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）)

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 620m³ 必要となるが、代替淡水貯槽に約 4,300m³ 及び淡水貯水池に約 5,000m³ の水を保有することから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続

することが可能である。

7日間における燃料の対応について

(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

事象:保守的に全ての設備が,事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h}(\text{燃料消費率}) \times 168\text{h}(\text{運転時間}) \times 5\text{台}(\text{運転台数}) = \text{約 } 352.8\text{kL}$	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり,7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

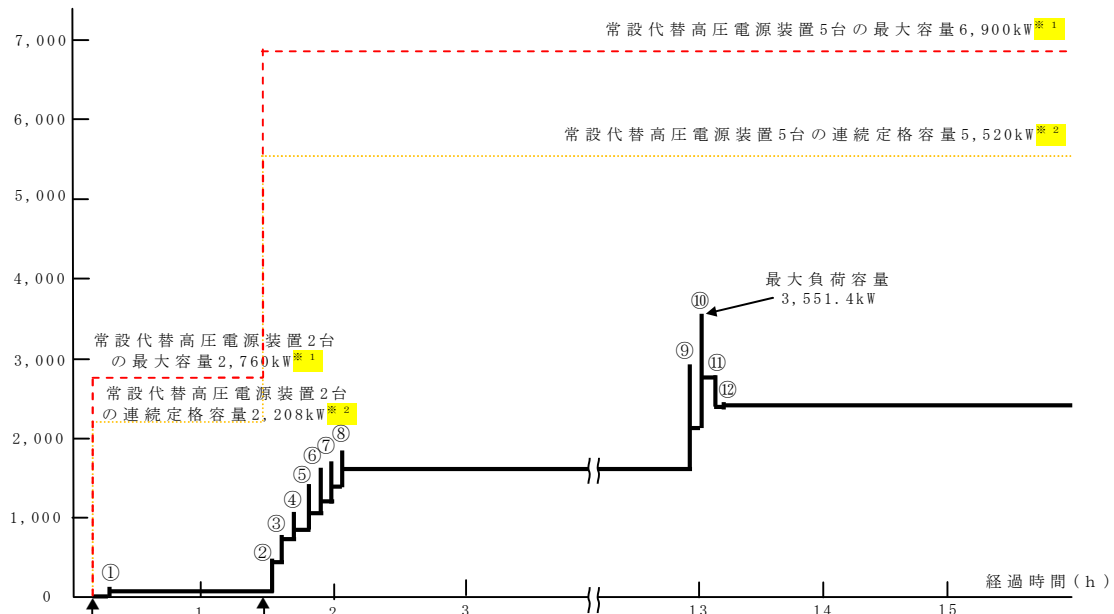
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0 35.6	124.3	59.6
②	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷	47.1 89.0 28.6 224.5	495.9	448.8
③	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	35.9 71.2 102.1 103.9	785.8	761.9
④	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 -54.3	1,066.4	848.8
⑤	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	1,428.7	1,066.5
⑥	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	1,646.5	1,227.0
⑦	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	1,711.4	1,417.0
⑧	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	1,901.4	1,607.0
⑨	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	2,943.2	2,127.0
⑩	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	3,551.4	2,780.3
⑪	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	-380	—	2,400.3
⑫	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	2,479.8	2,422.3

負荷容量 (kW)



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

- ※ 1 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
- ※ 2 : 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
- ※ 3 : 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高圧電源装置を3台追加起動する

2.5 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圧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 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 2 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、ドライウエル圧力高 (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り、非常用ディーゼル発電機等も自動起動し外部電源がある場合には非常用母線には接続されずに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、復水器ホットウエ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。

高压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、高压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、かつサプレッション・プール水温度が49°C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、サブプレッション・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・プール冷却運転を開始し、格納容器除熱を開始する。

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に必要な計装設備は、サブプレッション・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。サブプレッション・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（サブプレッション・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。

h. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

i. タンクローリによる燃料補給操作

対応可能な要員に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に燃料補給を実施する。

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、炉心流量が大きくなる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及び再循環ポンプ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・ドップラ／ボロン）、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. 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。これは、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、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期を設定したものである。

(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、反応度の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 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、再循環ポンプがトリップし、運転点が運転特性図上の高原子炉出力-低再循環流量領域に入っ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、最大流量特性 (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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $1.04\sim 7.86\text{MPa}[\text{dif}]$ 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°C 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 $163\text{L}/\text{min}$ 及びほう酸濃度 $13.4\text{wt}\%$ 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°C 、海水温度 27.2°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 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。再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束は低下するが、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 秒後にドライウェル圧力高信号（13.7kPa[gage]）により高圧炉心スプレイ系、低圧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ェ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、高圧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。

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ー系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッ

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ると考えられる操作として、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レーション・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レーション・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 REDY）」）

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約 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約 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 6 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，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 (1/5)

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 (2/5)

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"> ・ドライウェル圧力が 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。 ・非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、外部電源がある場合は、母線接続はせずに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、復水器ホットウェル水位低下により、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】 【低圧炉心スプレイ系】 【残留熱除去系（低圧注水系）】 【非常用ディーゼル発電機】 【高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機】 【原子炉隔離時冷却系】	-	ドライウェル圧力 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】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】 【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 (3/5)

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。 	自動減圧系起動の阻止スイッチ	—	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する。 ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水貯蔵タンクの水位が低下することにより、ほう酸水の注入が開始されたことを確認する。 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 ほう酸水注入ポンプ出口圧力 ほう酸水貯蔵タンク水位

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 (4/5)

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 ほう酸水注入ポンプ出口圧力 ほう酸水貯蔵タンク水位 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】

【 】：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 (5/5)

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
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。	—	—	—
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	・対応可能な要員にて可搬型代替注水大型ポンプにより淡水貯水池から代替淡水貯槽へ水源補給を実施する。	—	—	—
タンクローリによる燃料補給操作	・対応可能な要員にて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。	—	—	—

■ : 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

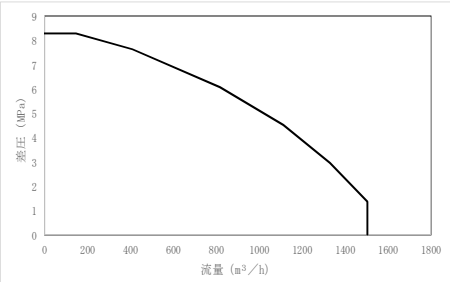
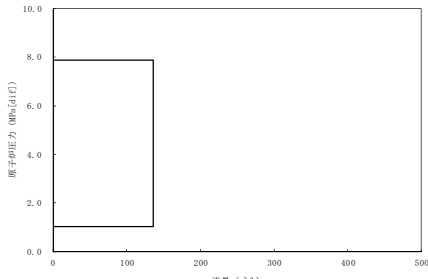
第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/6）

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

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）

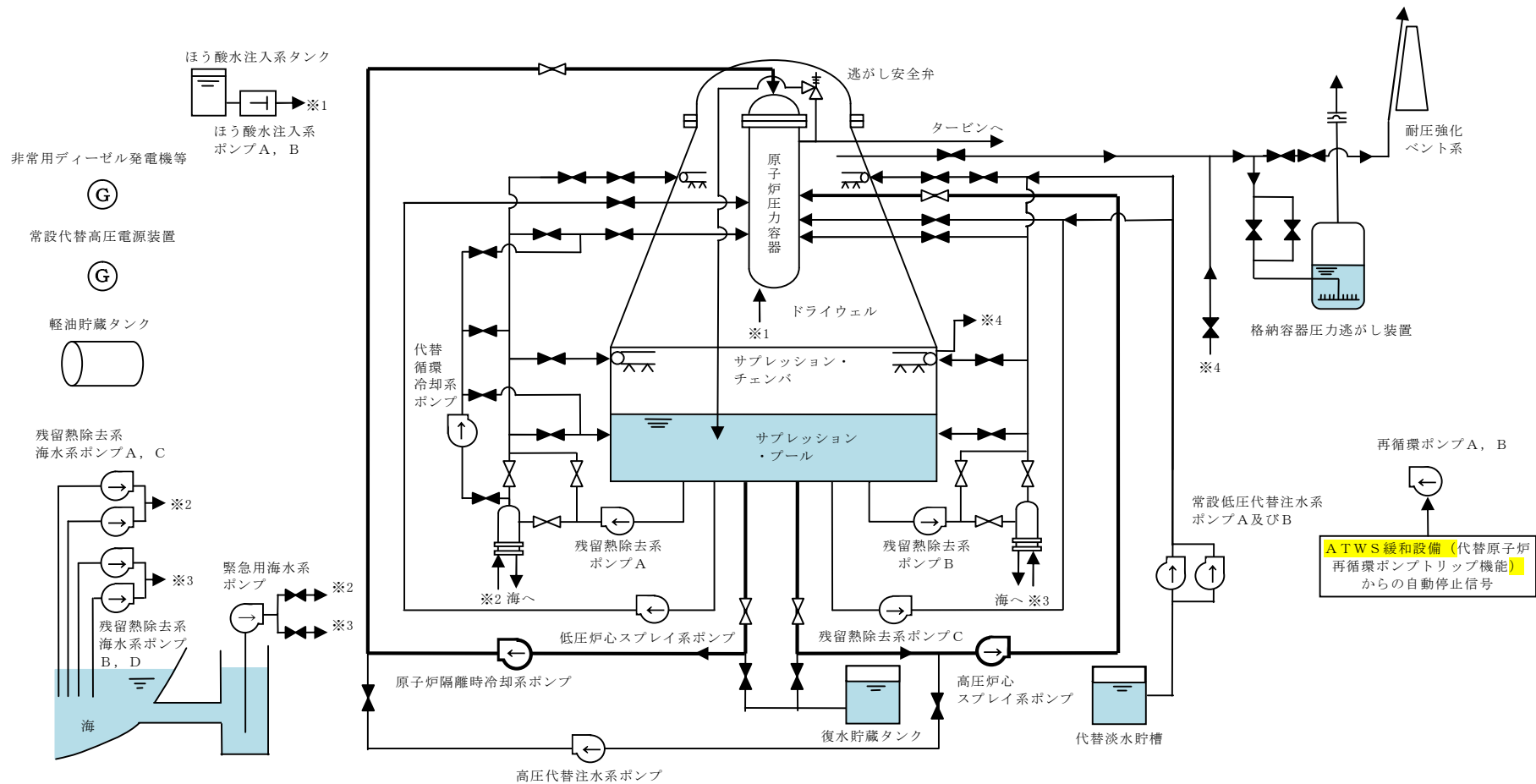
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>高压炉心スプレイ系</p>	<p>ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）信号にて自動起動 （遅れ時間：0秒）</p> <p>原子炉水位は原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。</p> <p>最大流量特性</p> <ul style="list-style-type: none"> 注水流量：145～1,506m³/h 注水圧力：0～8.30MPa[dif] 	<p>高压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。</p> <p>サプレッション・プール水温度が106℃に到達した時点で停止する。</p> <p>最小流量特性</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）

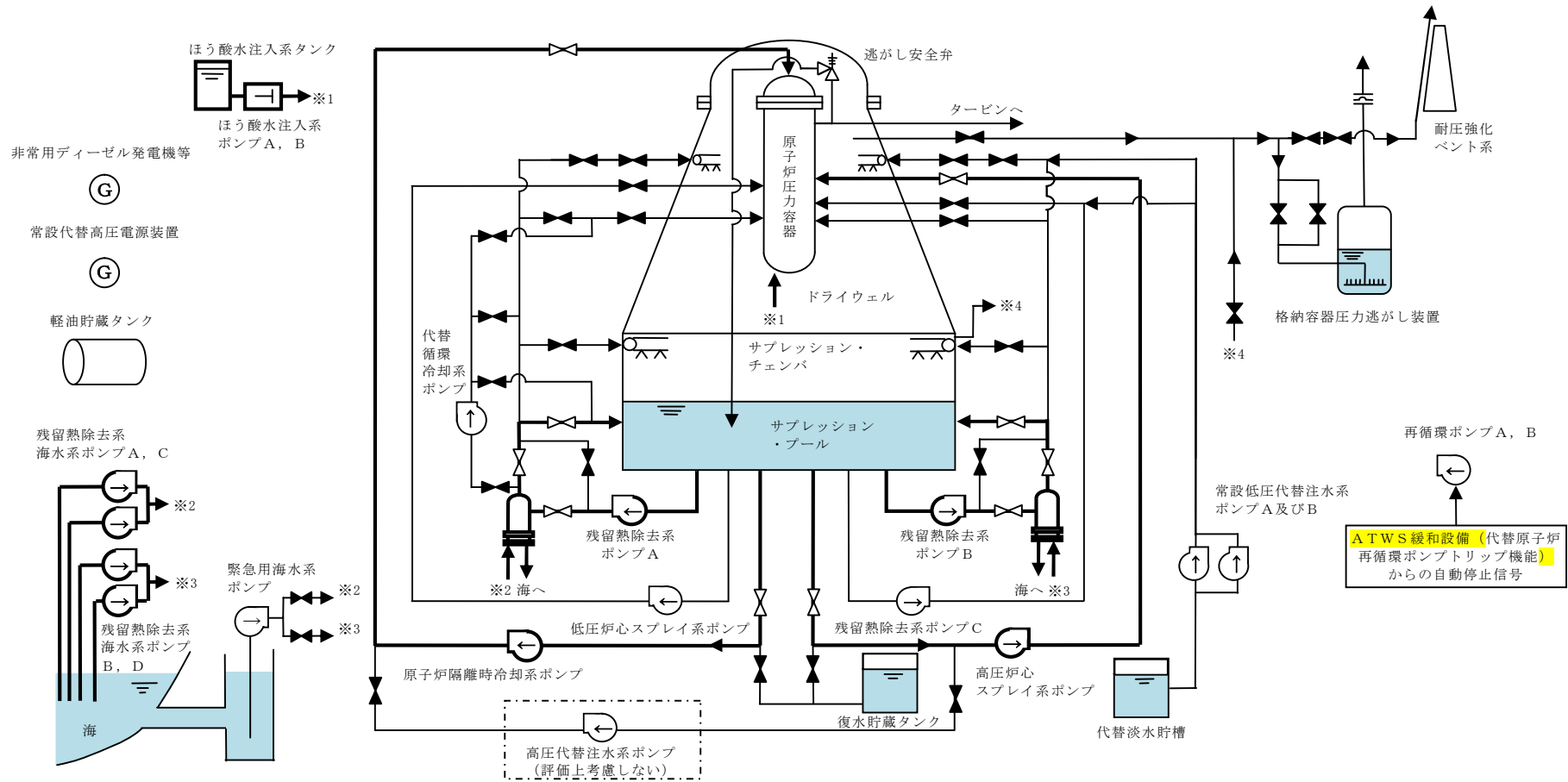
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する 操作条件 に	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後 （炉心部へのほう酸水注入開始は事象発生から 9 分 30 秒後）	運転手順に基づき、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生から 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定 炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉压力容器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）

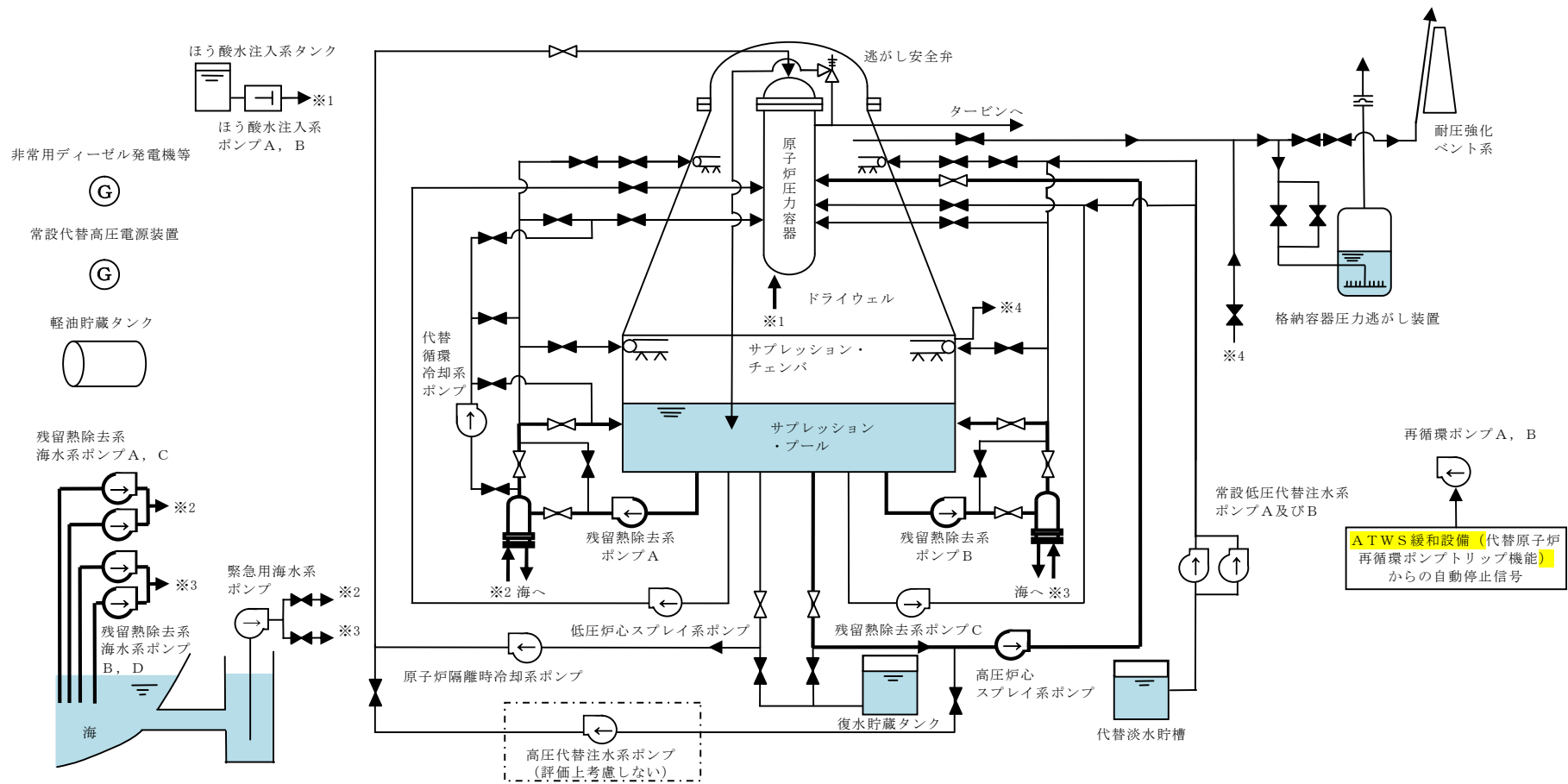
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SCAT（ホットバンドル解析）	—
最小限界出力比（MCPR）	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料（A型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
燃料棒最大線出力密度（MLHGR）	44.0 kW/m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
BT判定（時刻）	GEXL 関連式	—
BT後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式	「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」における関連式2	—



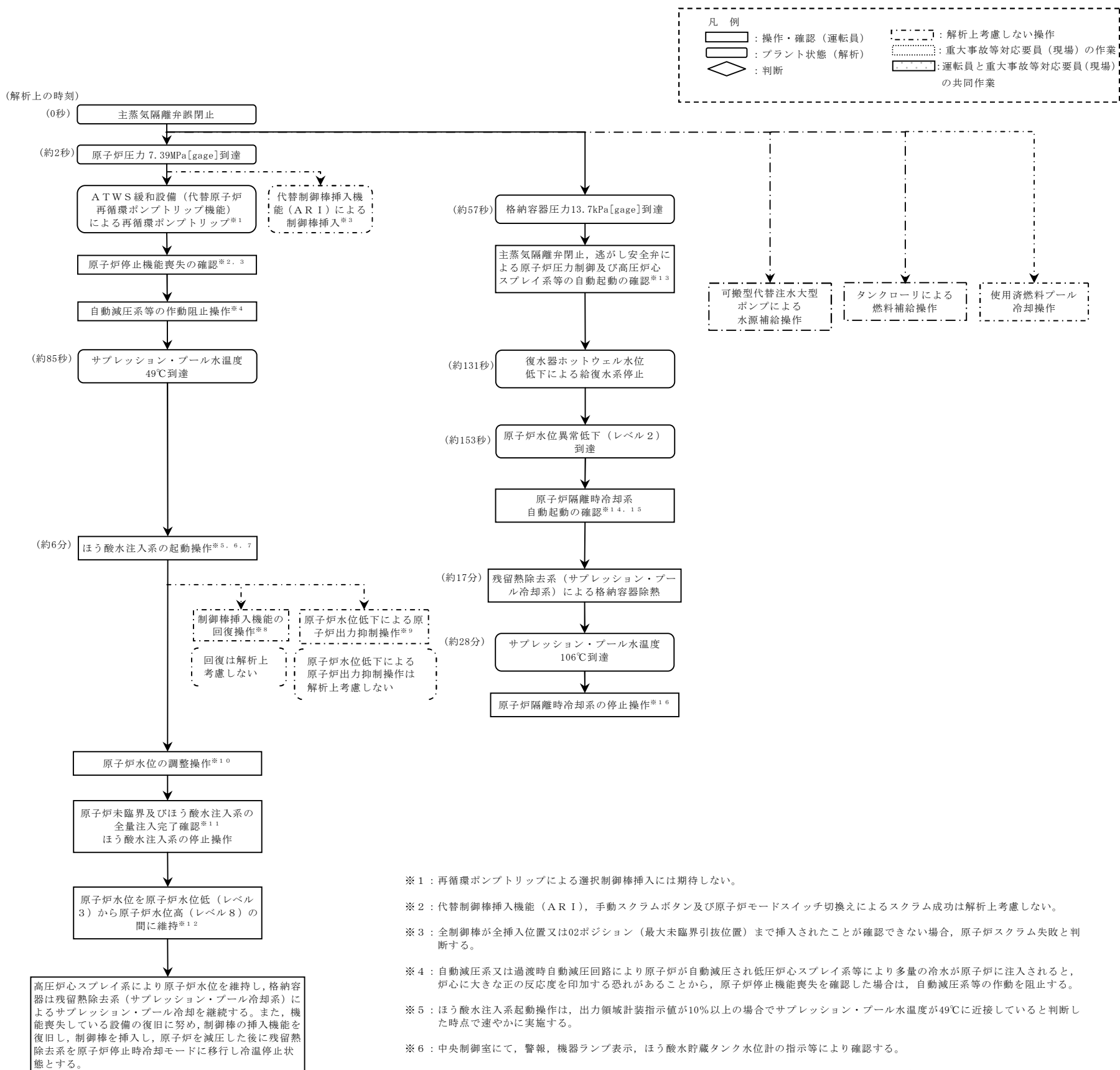
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
 並びに A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) による
 原子炉停止段階)
 コメント No. 182-15 に対する回答



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%以上の場合でサブプレッション・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) 設定点以上に維持する。
- ※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。原子炉が高压状態のため, 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 : 高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を継続するが, 原子炉出力が高いため原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル 1) 以上に維持することができない。このため, 原子炉水位計 (燃料域) により燃料有効長頂部以上に維持されていることを確認する。
- ※15 : ドライウェル圧力高信号及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) 信号が検出された時点で自動減圧系の作動タイマーが動作したことを知らせる警報, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 信号が検出された時点で過渡時自動減圧回路の作動タイマーが動作したことを知らせる警報が発報する。自動減圧系は120秒後, 過渡時自動減圧回路は600秒後に低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系 (低圧注水系) の吐出圧力信号確立により, 逃がし安全弁 (自動減圧系) を自動で開放するが, 原子炉停止機能喪失時は自動減圧系等の作動阻止操作を実施する。
- ※16 : 原子炉隔離時冷却系は, 水源であるサブプレッション・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, 高压炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が燃料有効長頂部以上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

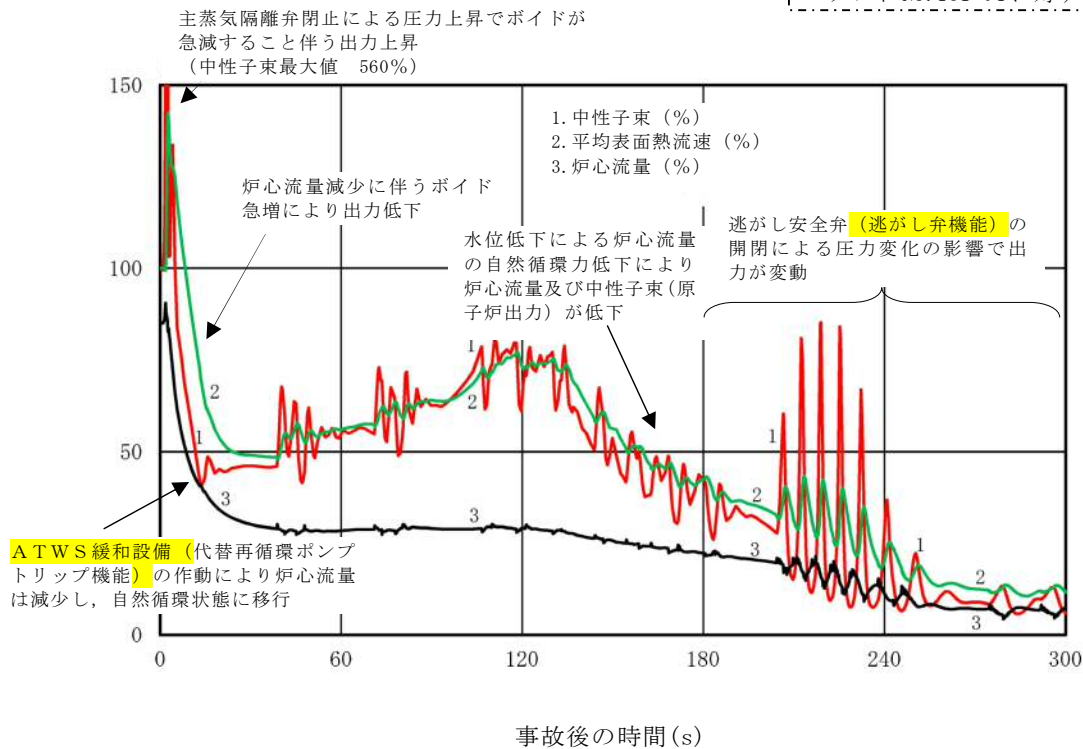
コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17 に対する回答

原子炉停止機能喪失

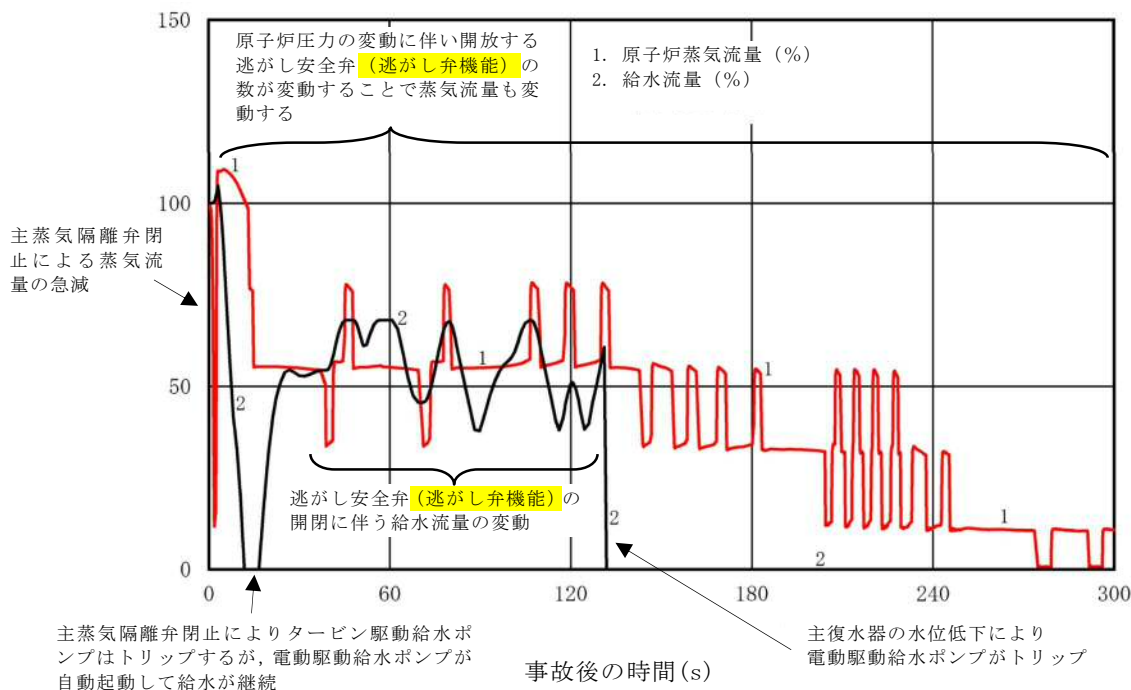
				経過時間 (分)											備考	
				5 10 15 20 30 40 50 60												
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	事象発生 原子炉自動スクラム信号発信 約57秒 ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage]設定点)到達 約1.4分サブプレッション・プール水温49℃到達 約2.2分 復水器ホットウェル水位低下による電動給水ポンプ停止 約2.6分原子炉水位異常低下(レベル2)到達 約5.9分 原子炉水位異常低下(レベル1)設定点到達+120秒 6分 ほう酸水注入系起動 9.5分 炉心部へのほう酸水注入開始 17分 残留熱除去系(2系列)による格納容器除熱開始 約28分 サブプレッション・プール水温度106℃到達											
	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)													
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											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が、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間(3分)ではこれらの操作時間も考慮して設定している。
	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											中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制												対応可能な要員にて実施 解析上考慮しない
制御棒手動挿入機能の回復操作	-	-	-	●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●現場移動 ●スクラムパイロット電磁弁の電源切操作												対応可能な要員にて実施 解析上考慮しない
残留熱除去系による格納容器(サブプレッション・プール冷却系)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											適宜実施
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												適宜実施 サブプレッション・プール水温度が106℃に近接した時点で原子炉隔離時冷却系を停止
使用済燃料プールの冷却操作	【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												適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点以上に維持し、全量注入完了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
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	●使用済燃料プールの冷却操作												対応可能な要員にて実施
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作												対応可能な要員にて実施する
タンクローリによる燃料補給操作	-	-	-	●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給 ●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												対応可能な要員にて実施する
必要要員合計	2人 A,B	0人	0人													

コメント No. 147-27 に対する回答

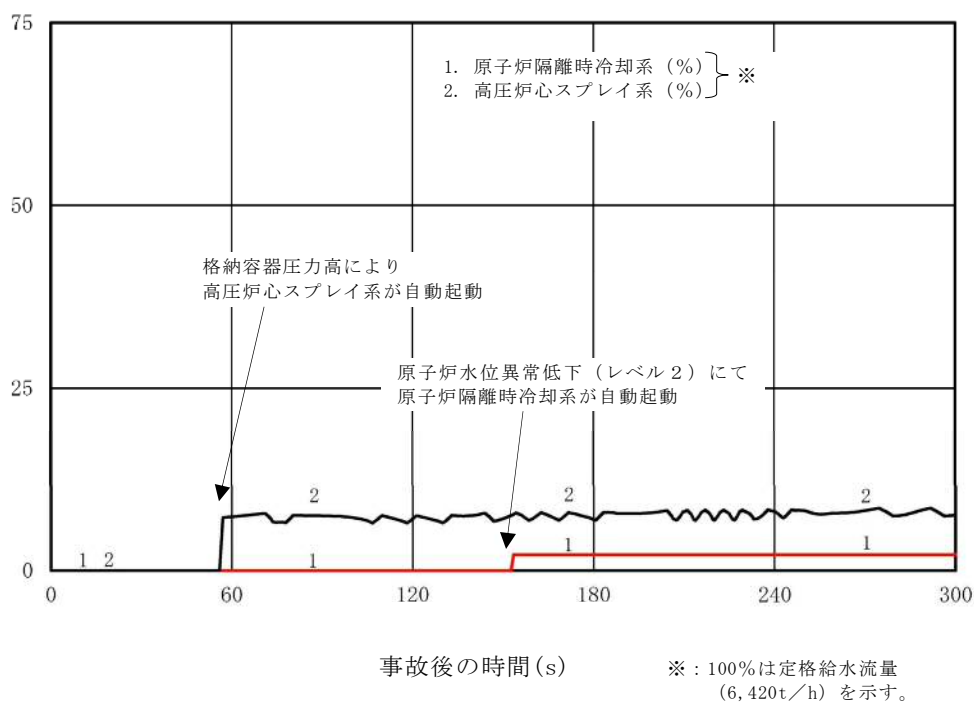
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



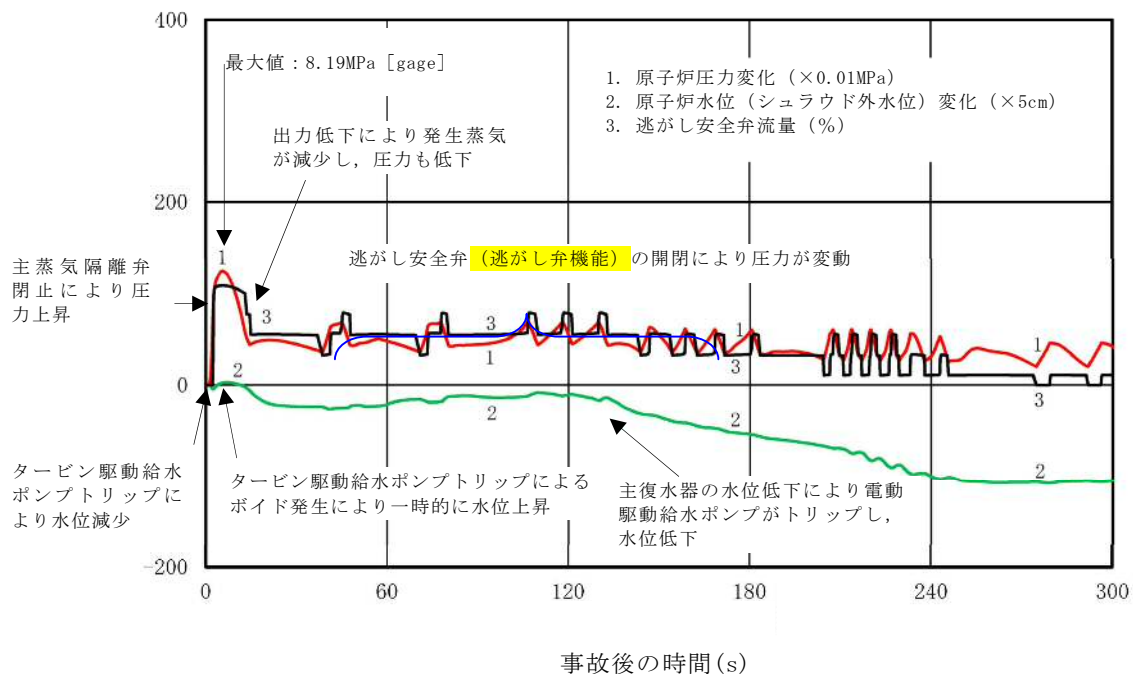
第 2.5-4 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）



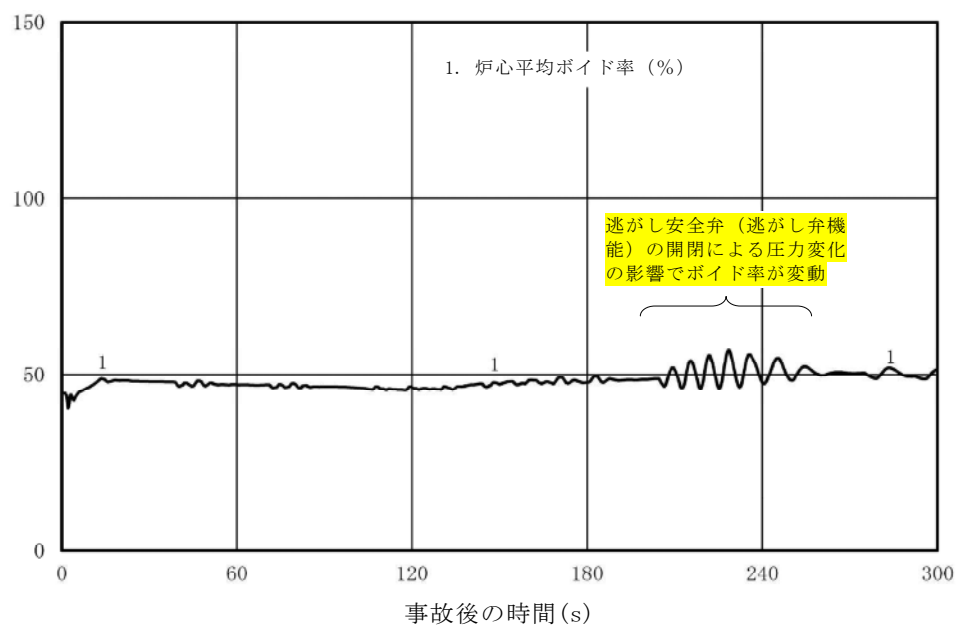
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



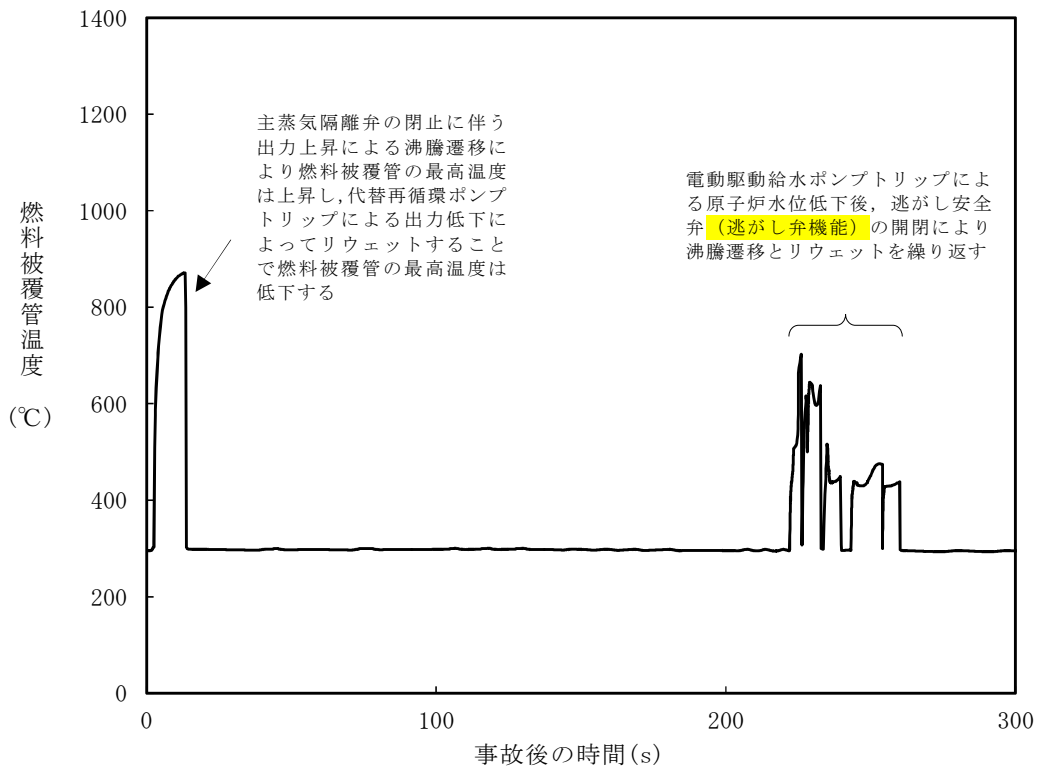
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



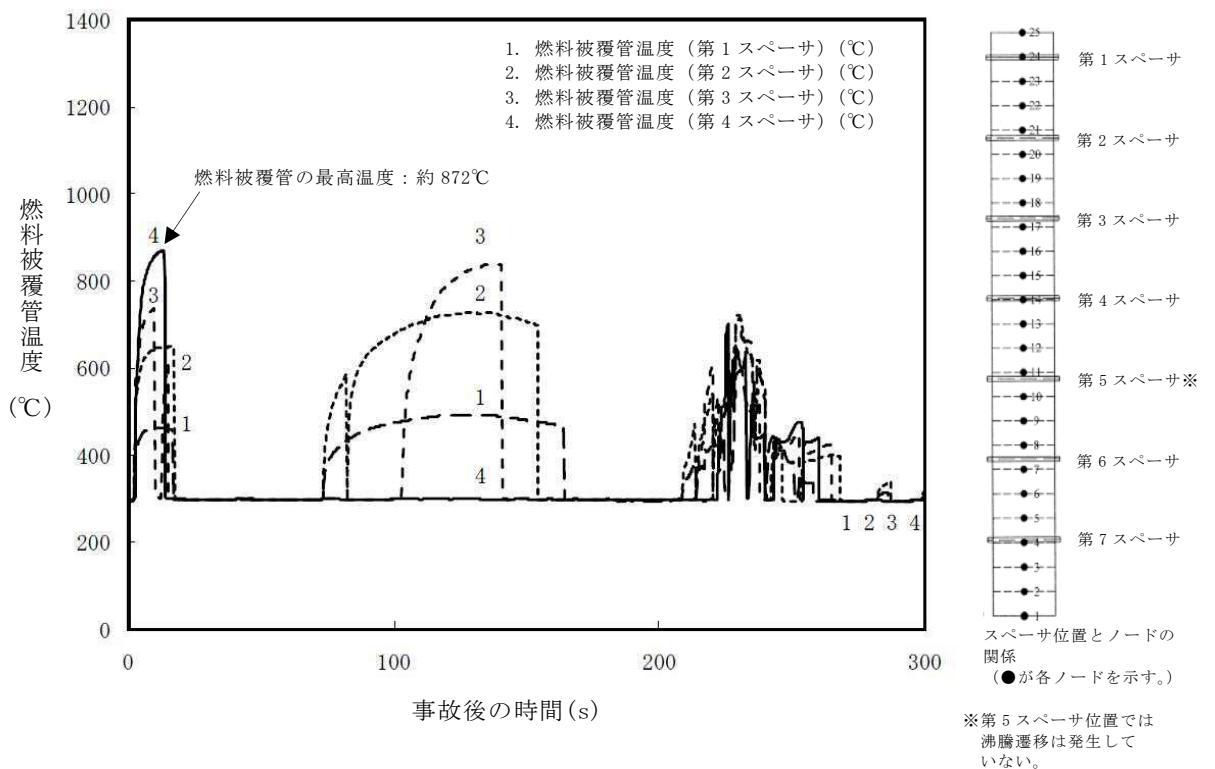
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)

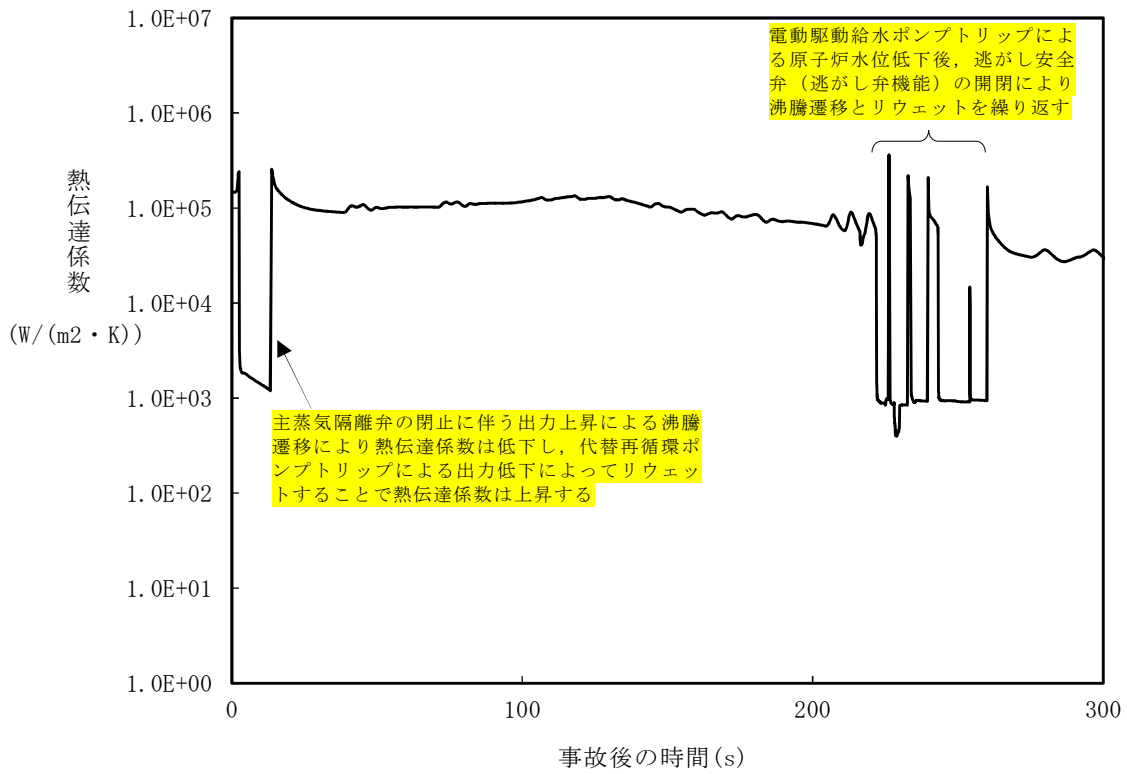


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

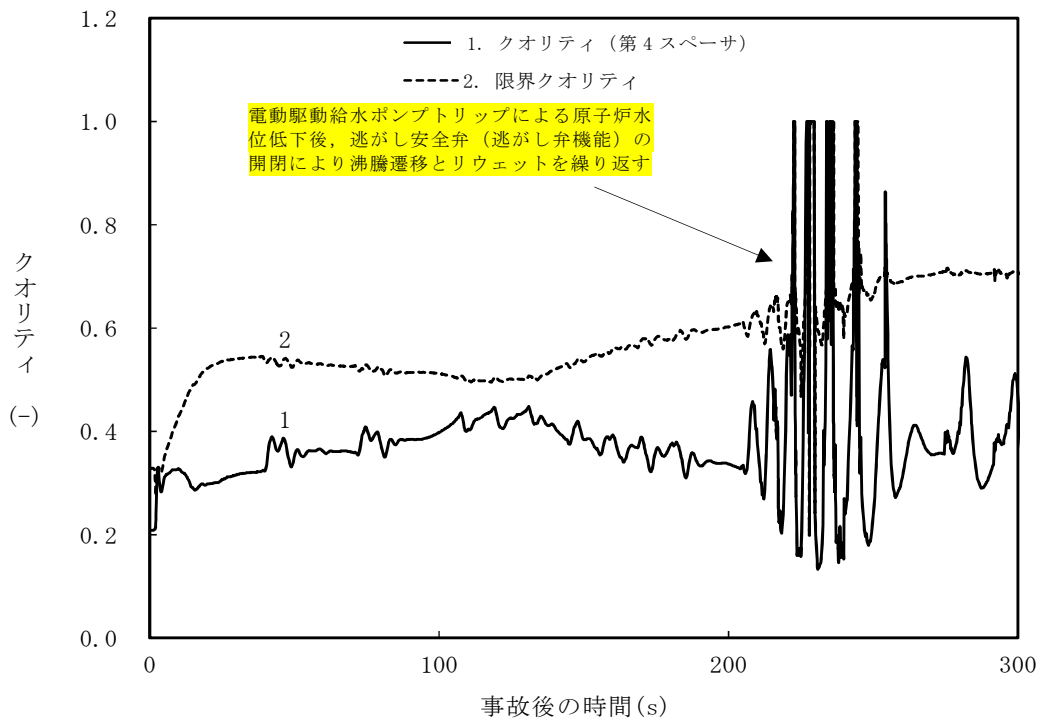


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

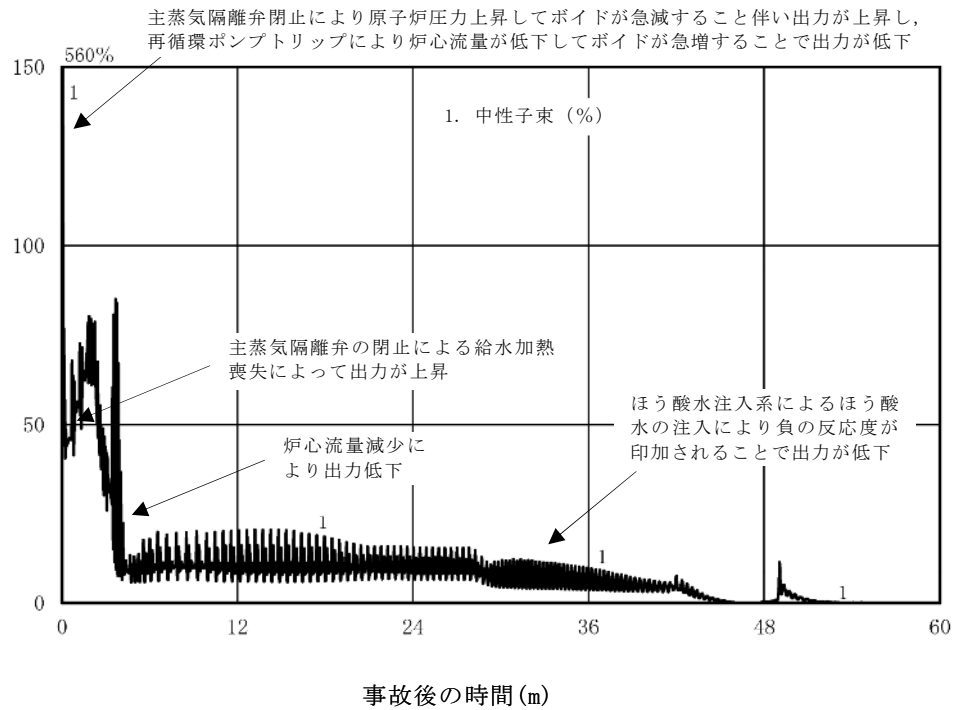
※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



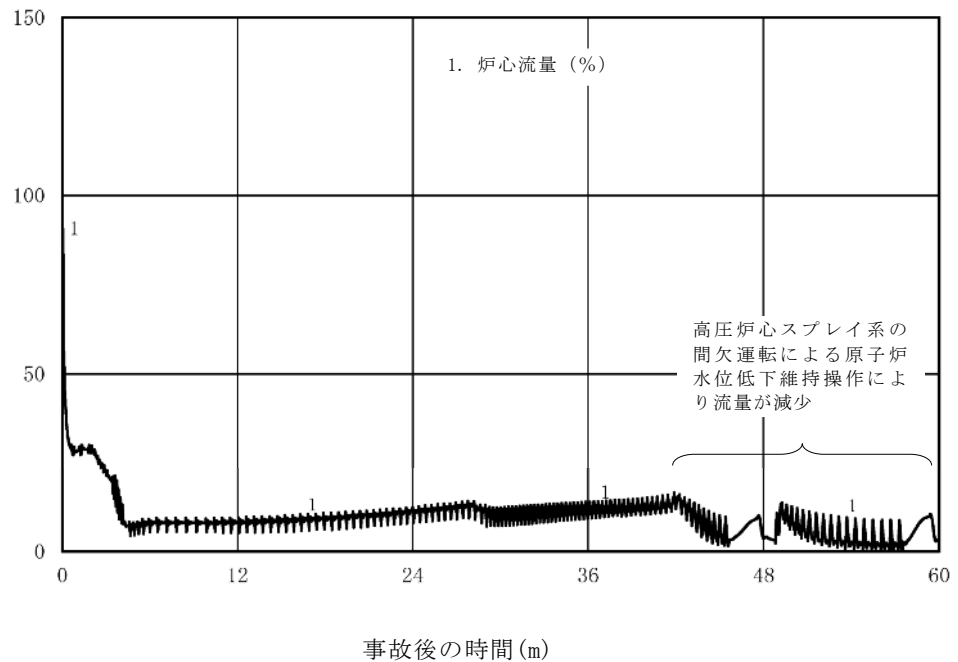
第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



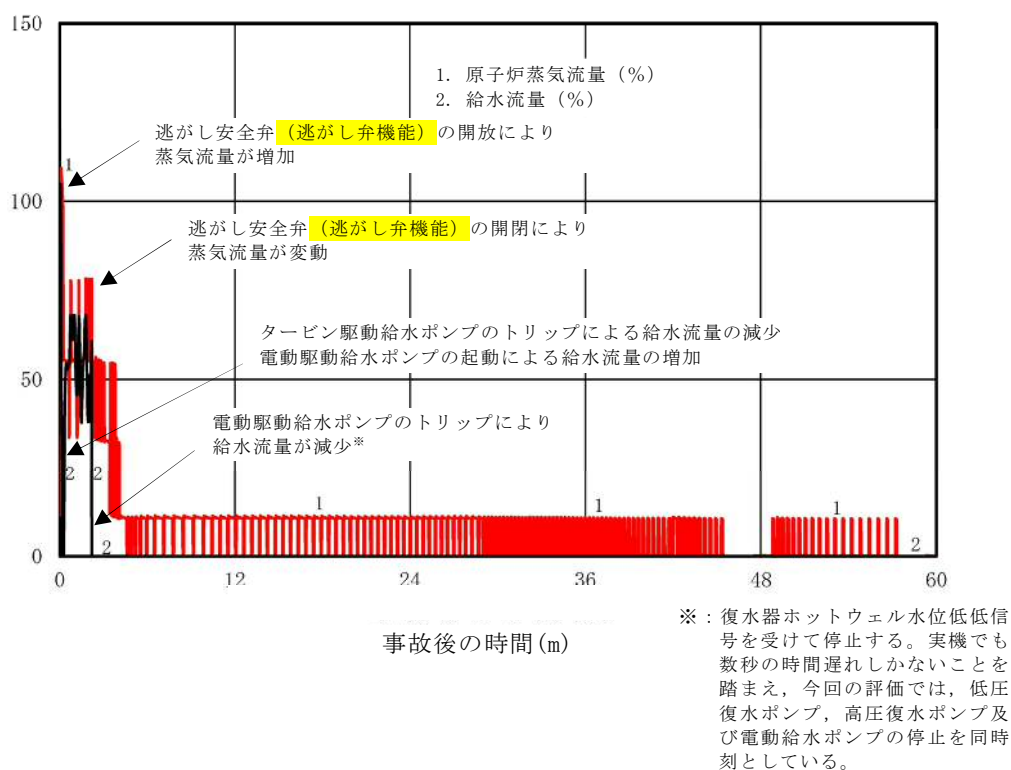
第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



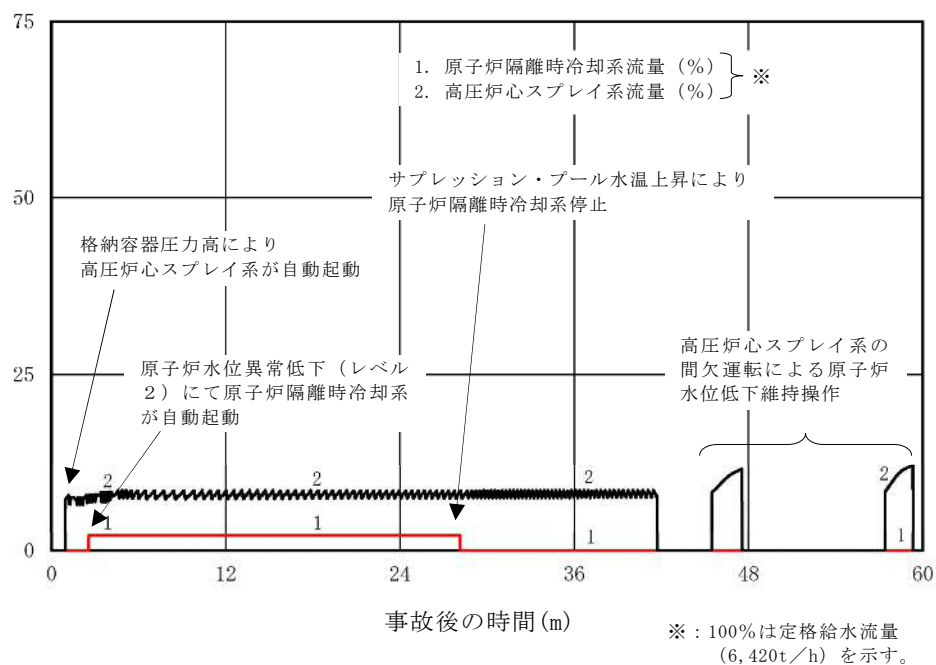
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



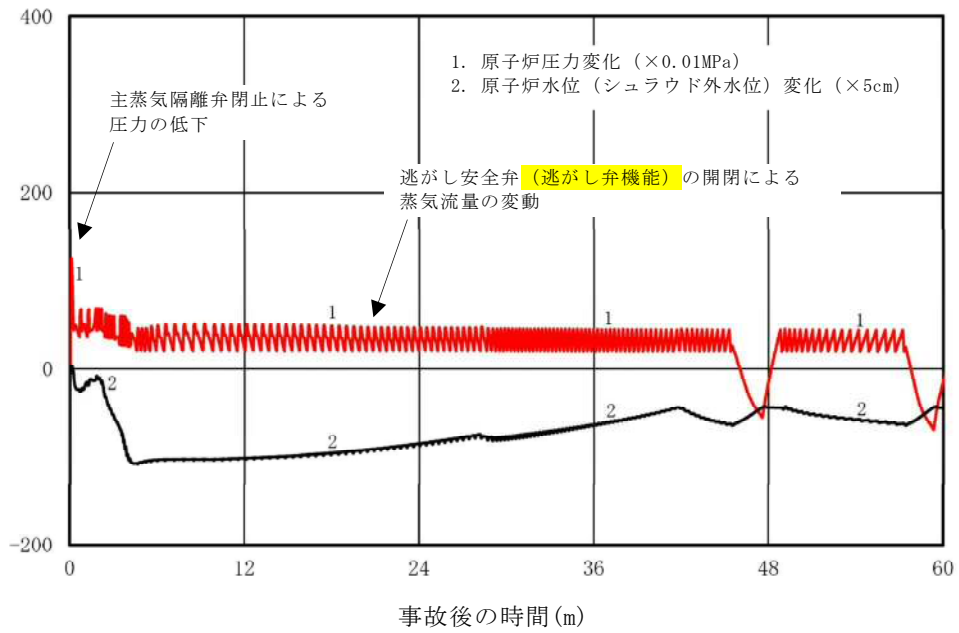
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



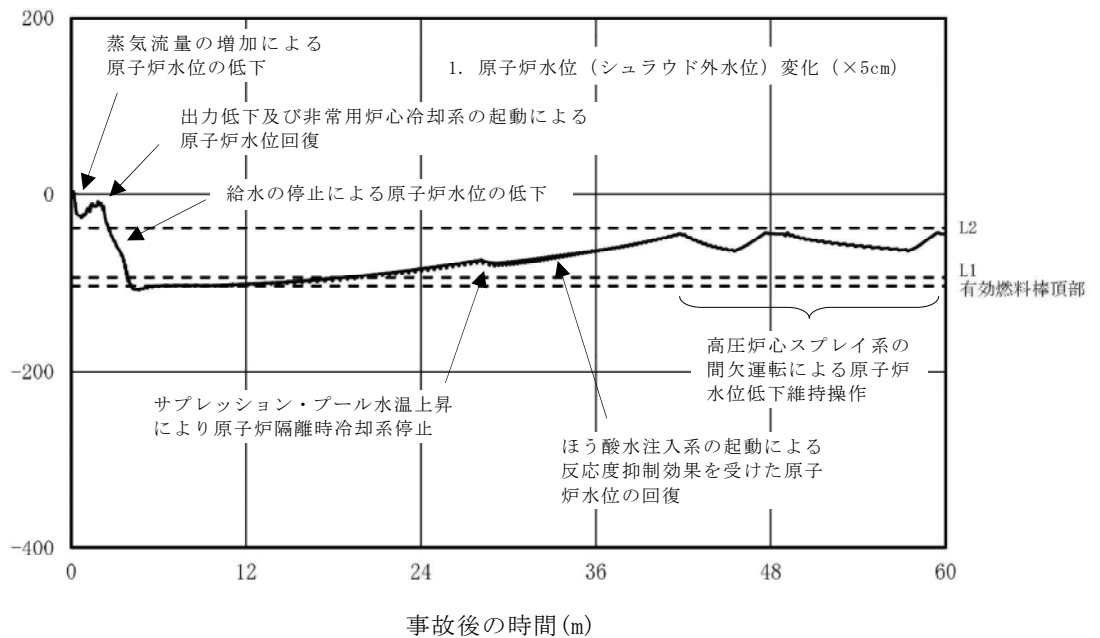
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



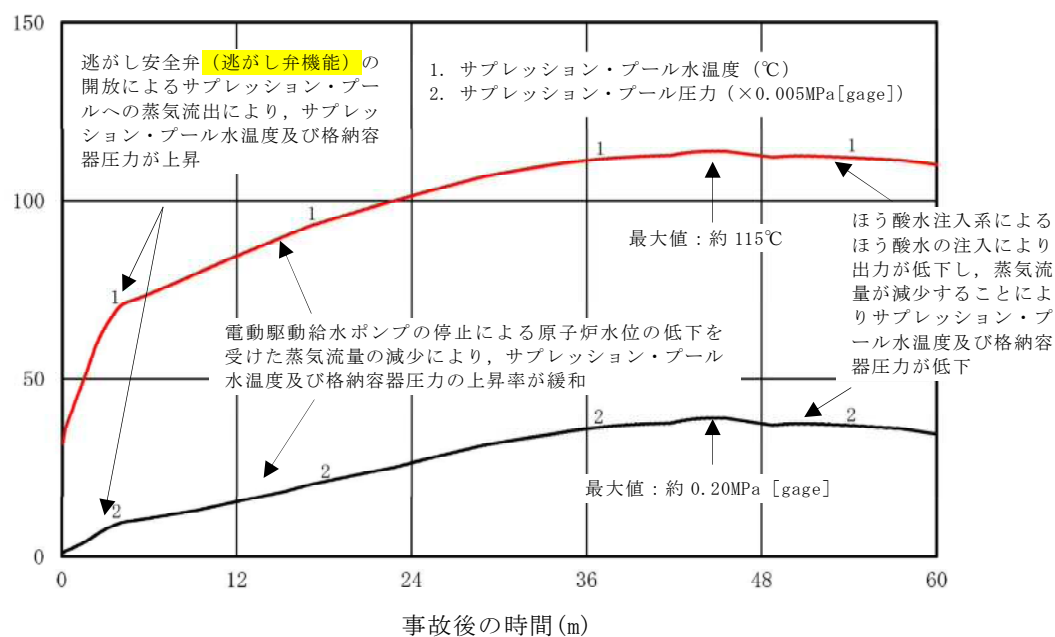
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移



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

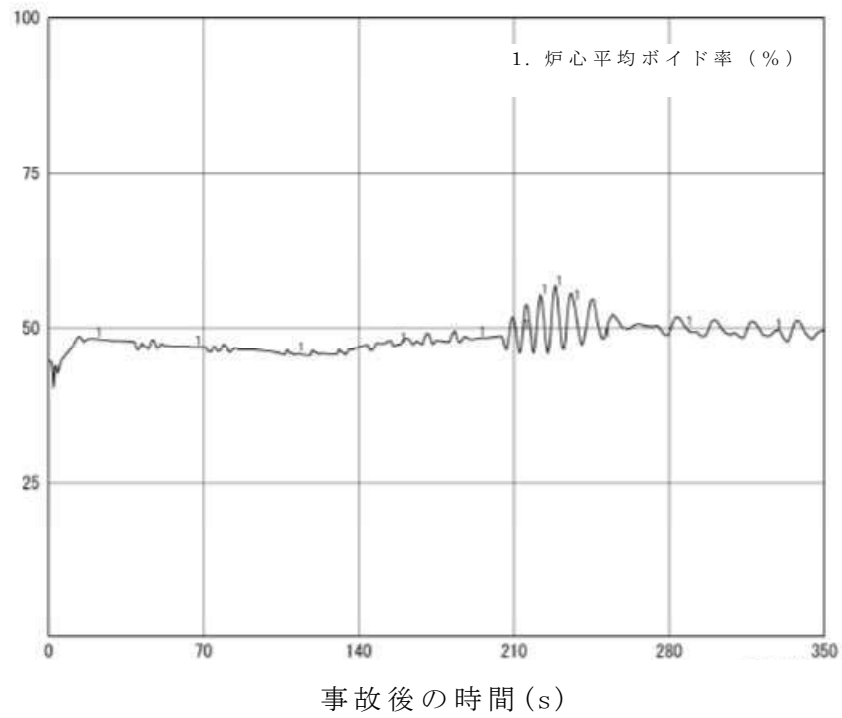
原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

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。

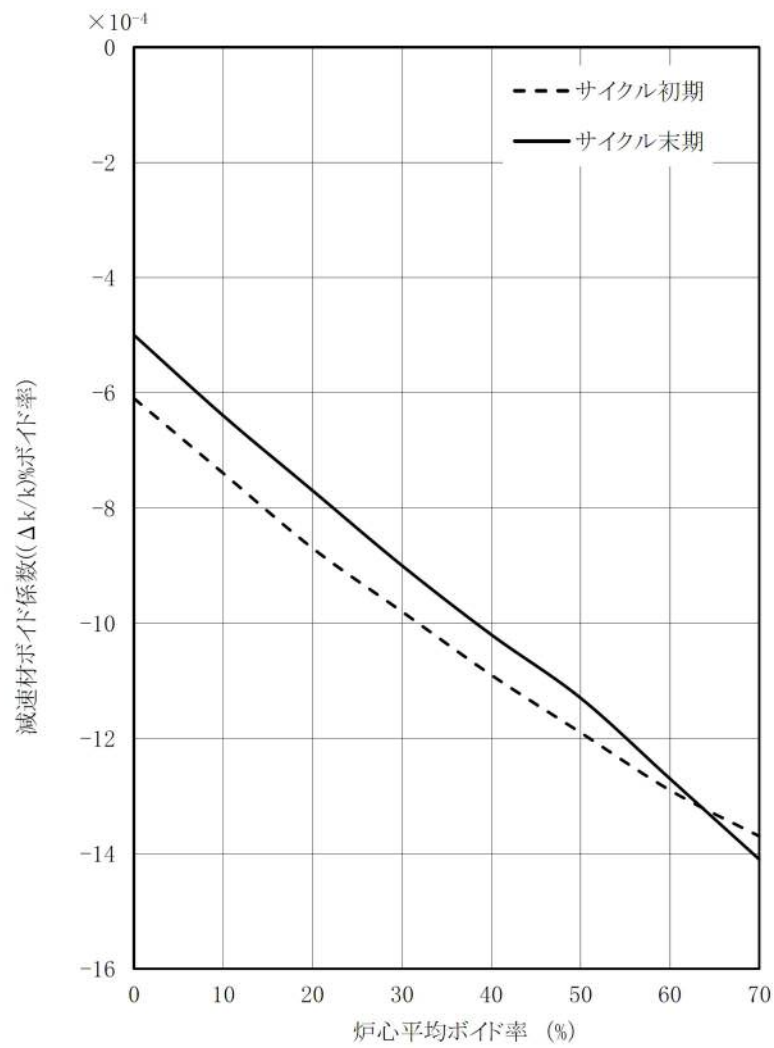
よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

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)

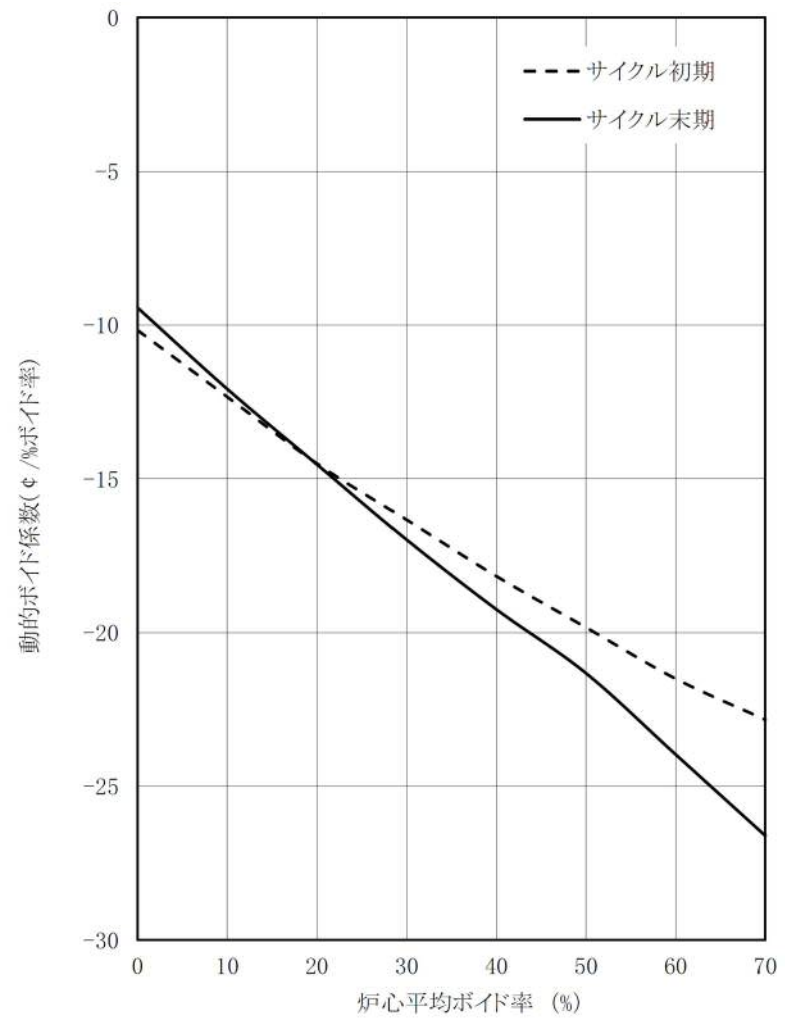
	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合(β値)	0.0060	0.0053



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き、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

本事象では、解析上では事象発生から約 230 秒で自動減圧系のタイマーが作動し、その後 120 秒の間に自動減圧系の自動起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た事象発生からの 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、他の事故シーケンスグループと同様に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、事象発生後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，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，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))
	ECCS注水 (給水系・代替注水含む)	給水系モデル	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))
			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。
格納容器	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。	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。

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、表面熱流束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が大きくなる。

添付 2.5.4-4

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は大きくなる。</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。</p> <p>(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 (動的ドップラ係数)	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、格納容器圧力は低めに推移するが、解析上格納容器圧力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>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>(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>(添付資料 2.5.6)</p>

添付 2.5.4-6

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の喪失を設定		
	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	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。	外部電源がない場合には、電動給水ポンプ及び原子炉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。 (添付資料 2.5.8)
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は大きくなる。
	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] 354.6~367.6 t/h/個	逃がし弁機能 7.37~7.65MPa[gage] 354.6~367.6 t/h/個	逃が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。
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウェル圧力高 (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]	ドライウェル圧力高 (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	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。
	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。
	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あ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。
	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。

添付2.5.4-8

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】 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】 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】 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>【他の並列操作の有無】 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、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】 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。

添付 2.5.4-9

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	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>【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合があるが、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・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から17分後	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操作は、サブプレッション・プール水温度が32℃以上となった場合に実施するが、有効性評価解析では初期条件としてサブプレッション・プール水温度を32℃に設定している。このため、事象初期の状況判断後、操作に要する時間を考慮して設定	<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】 制御棒の手动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。本重要事故シナシス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。

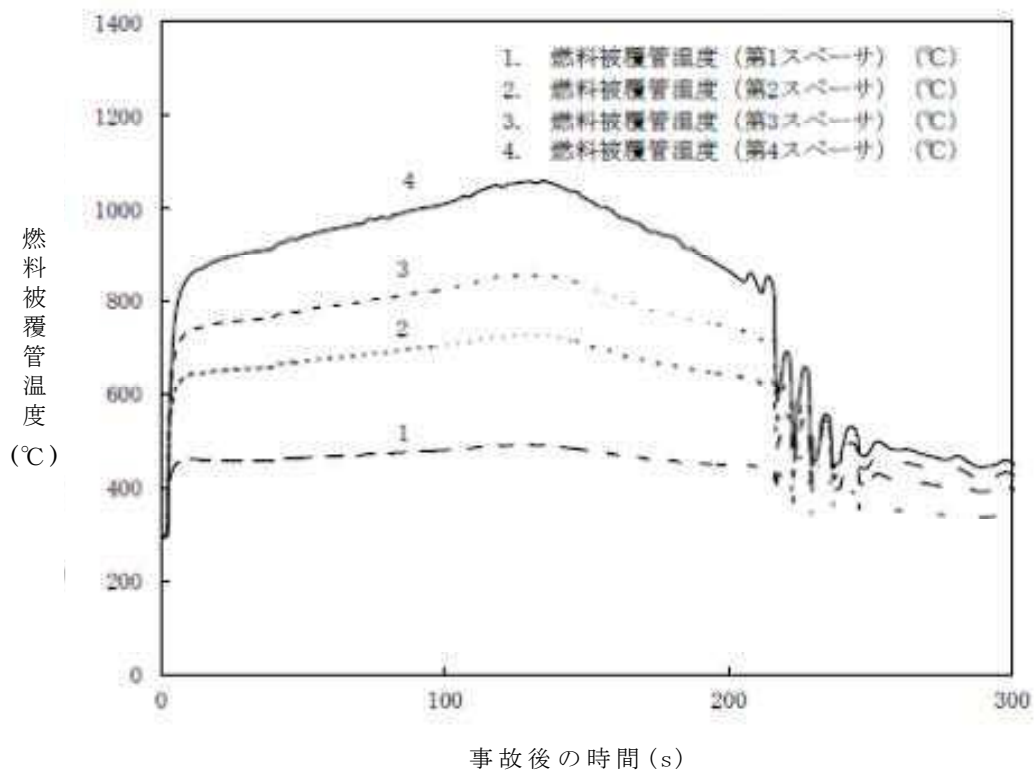
リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水系の停止に伴い、原子炉水位が低下することで原子炉出力が抑制され、熱流束が低下することで、事象発生から約 250 秒後には燃料被覆管温度が低下する。

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。

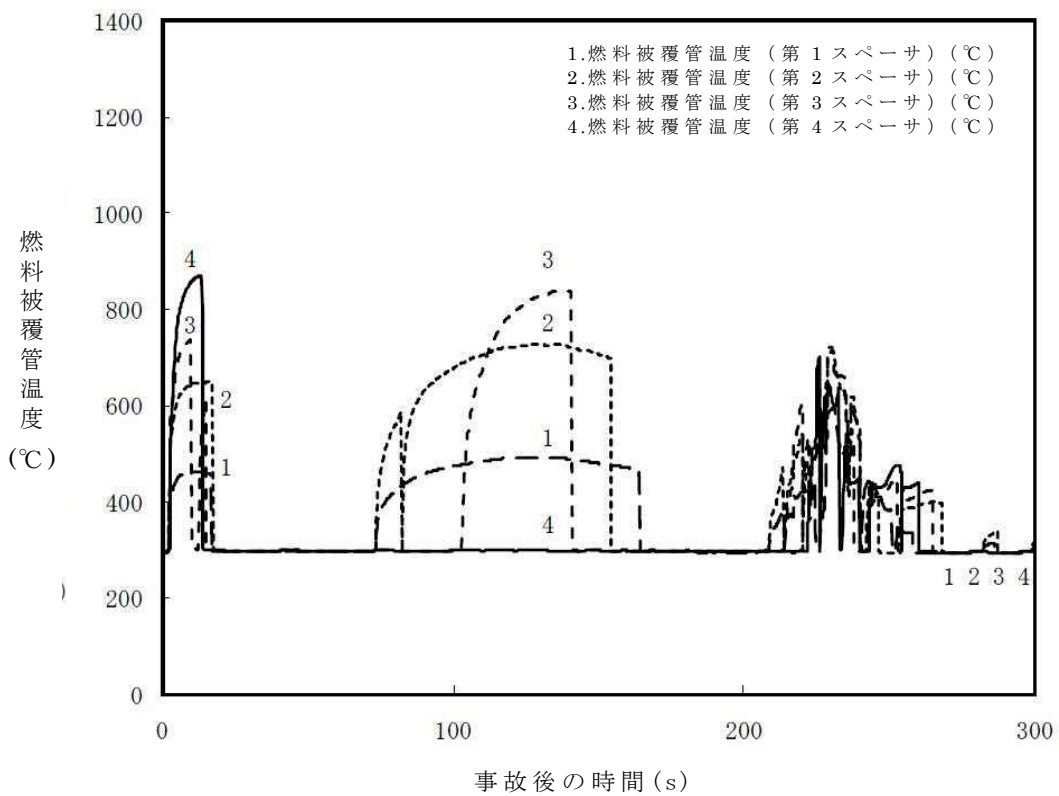
以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

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

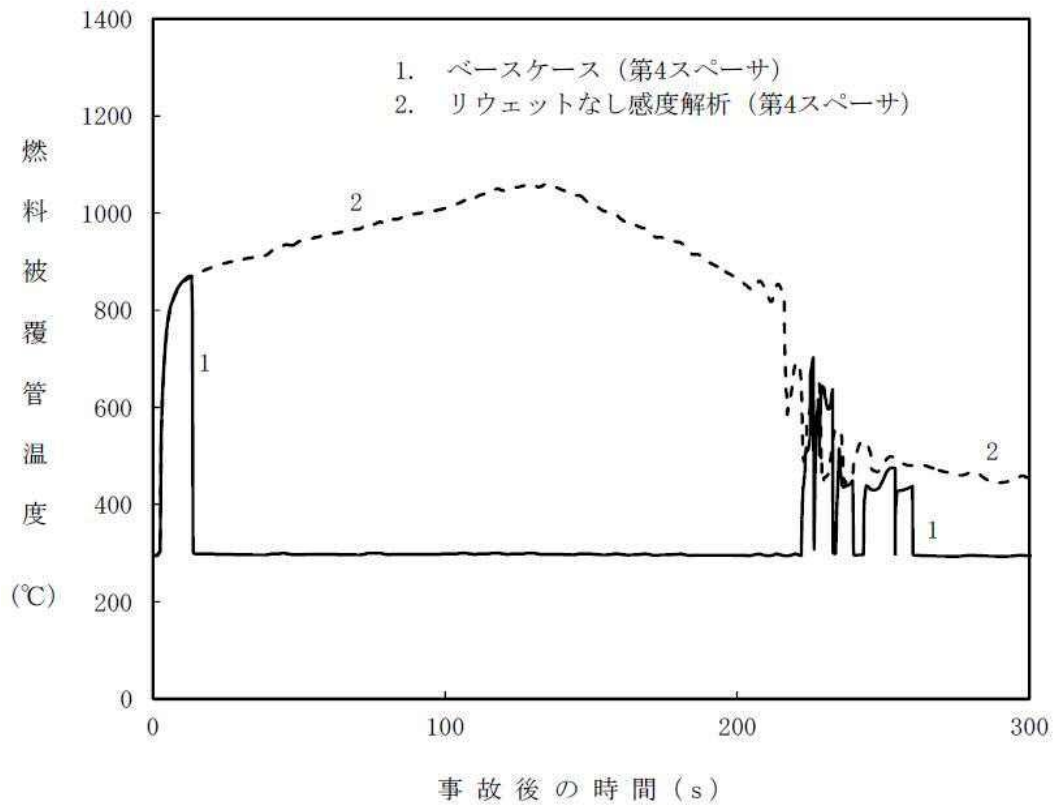
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式 2)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060°C	約 872°C	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



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

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°C 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°C 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

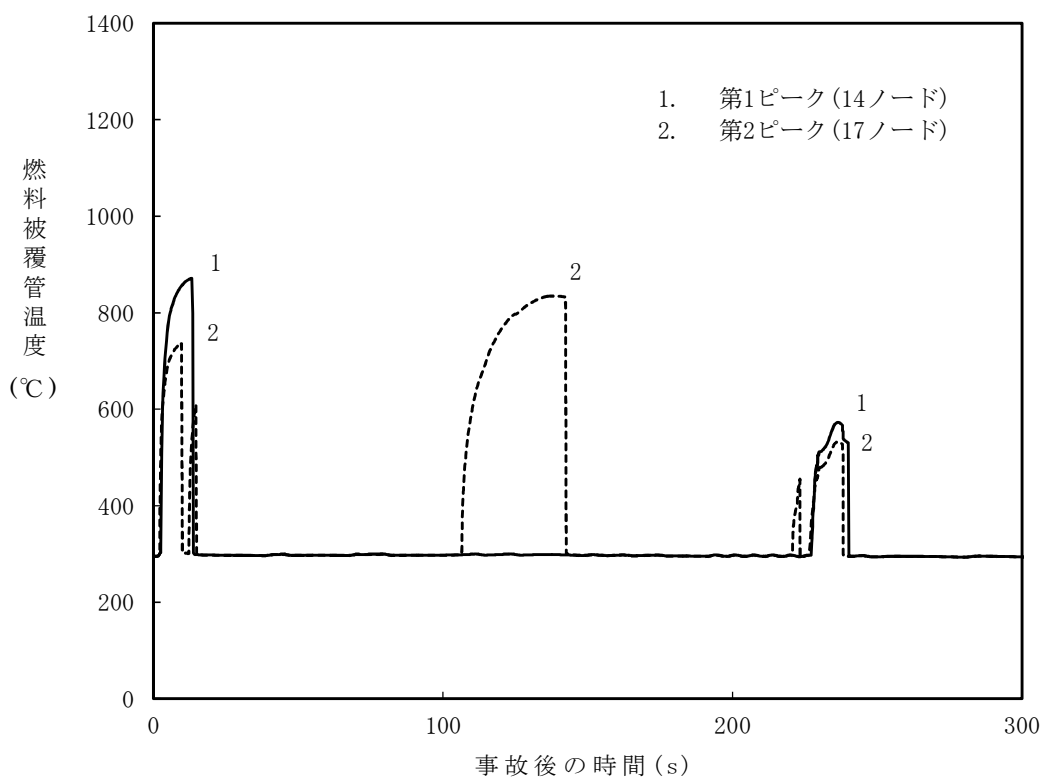
ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、サプレッション・プールを水源として使用しないため、サプレッション・プールの水量が多く維持される。このため、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されるものと考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。

4. まとめ

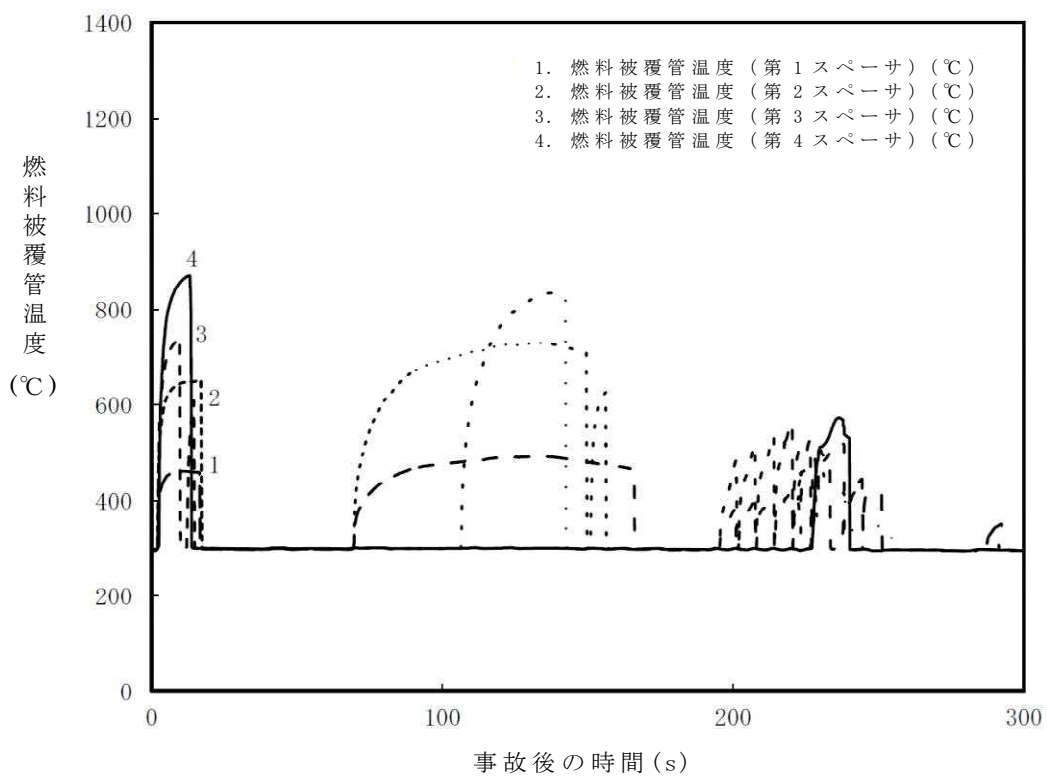
原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。

第1表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

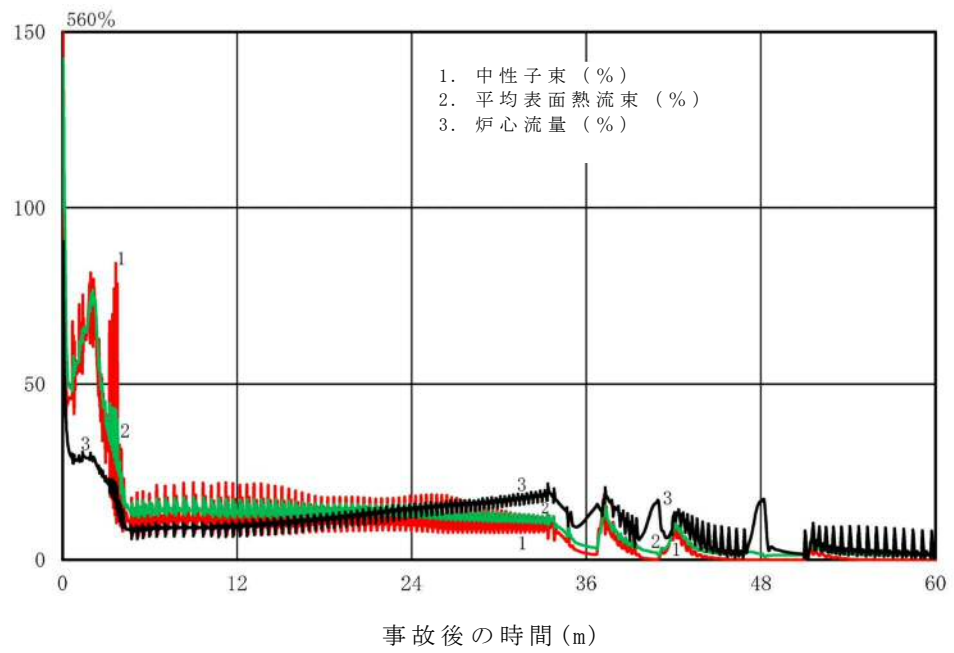
評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温 10℃)	ベースケース (サプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 872℃	約 872℃	1, 200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約 8. 42MPa[gage]	約 8. 42MPa[gage]	10. 34MPa[gage] (最高使用圧力の 1. 2 倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0. 18MPa[gage]	約 0. 20MPa[gage]	0. 62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約 110℃	約 115℃	200℃を下回る



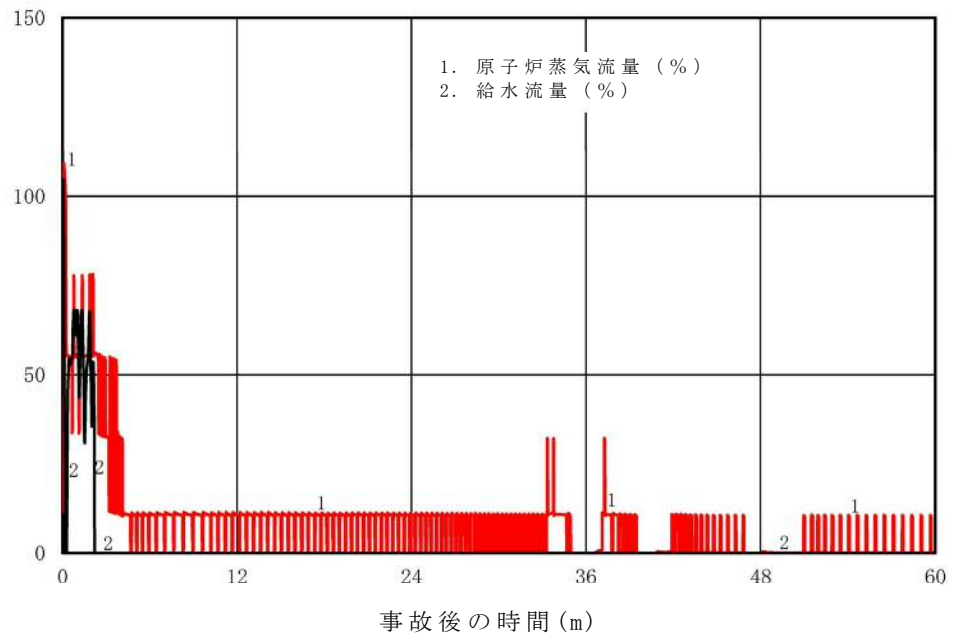
第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



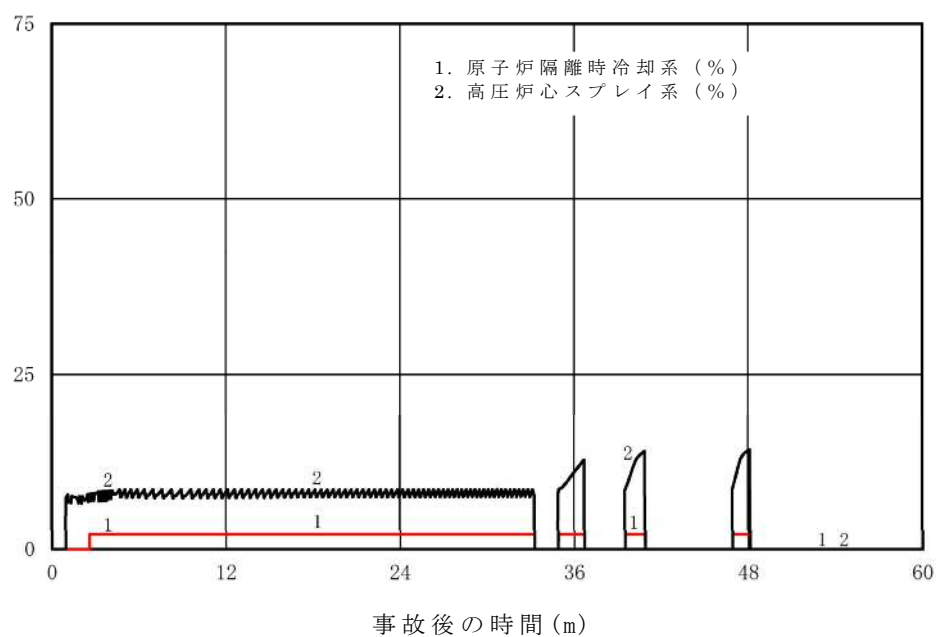
第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



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）

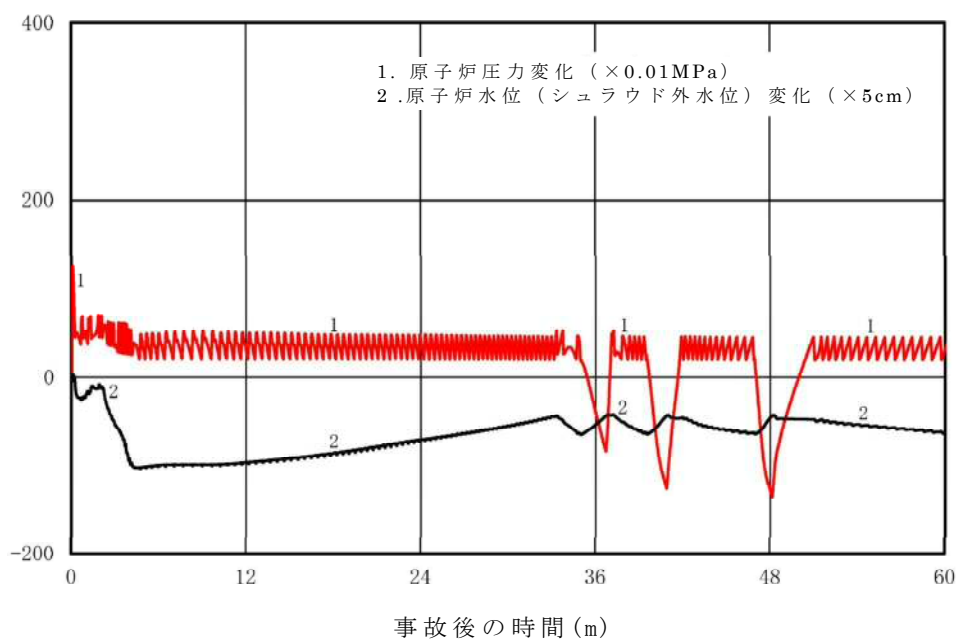


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



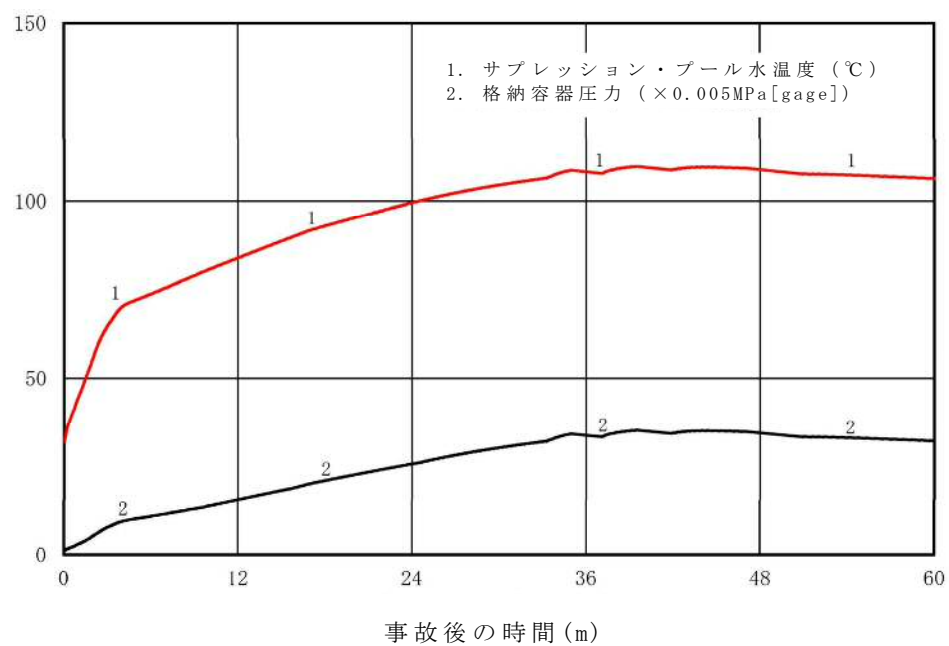
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(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ブプレッション・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ブプレッション・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、サブプレッション・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、サブプレッション・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（サブプレッション・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

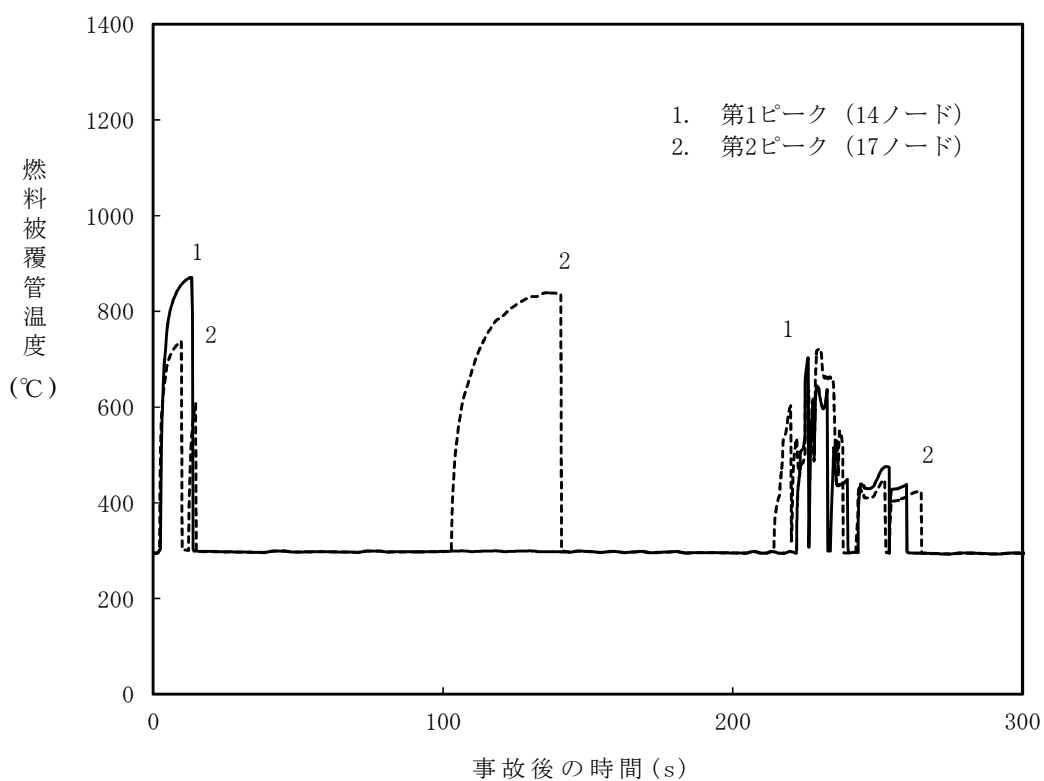
評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第 1 ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存するボロンミキシング特性について保守的な特性を使用しているため、炉心流量の低下が早まることで未臨界達成タイミングが遅くなり、その分サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。

4. まとめ

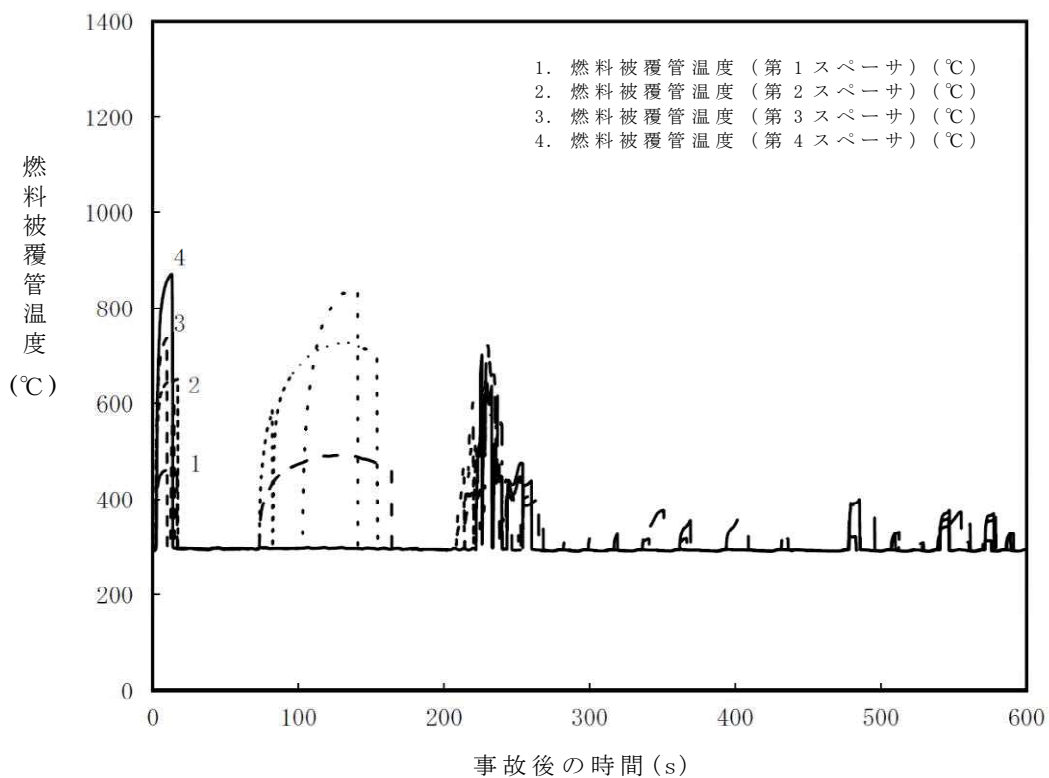
高圧炉心スプレイ系はサブプレッション・プール水温度が上昇した場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また、サブプレッション・プール水温度が 77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果、評価項目となるパラメータに大きな影響はなく、評価項目を満足することを確認した。

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

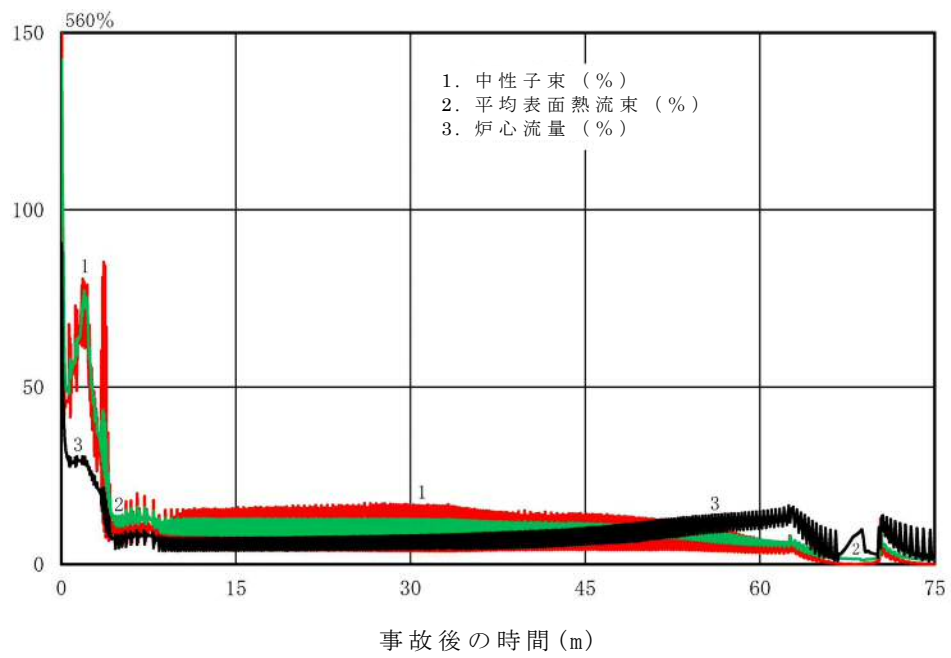
項 目	感度解析 (S/P水温度 77℃ にて停止)	ベースケース (S/P水温度 106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 872	約 872	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.26	約 0.20	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格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



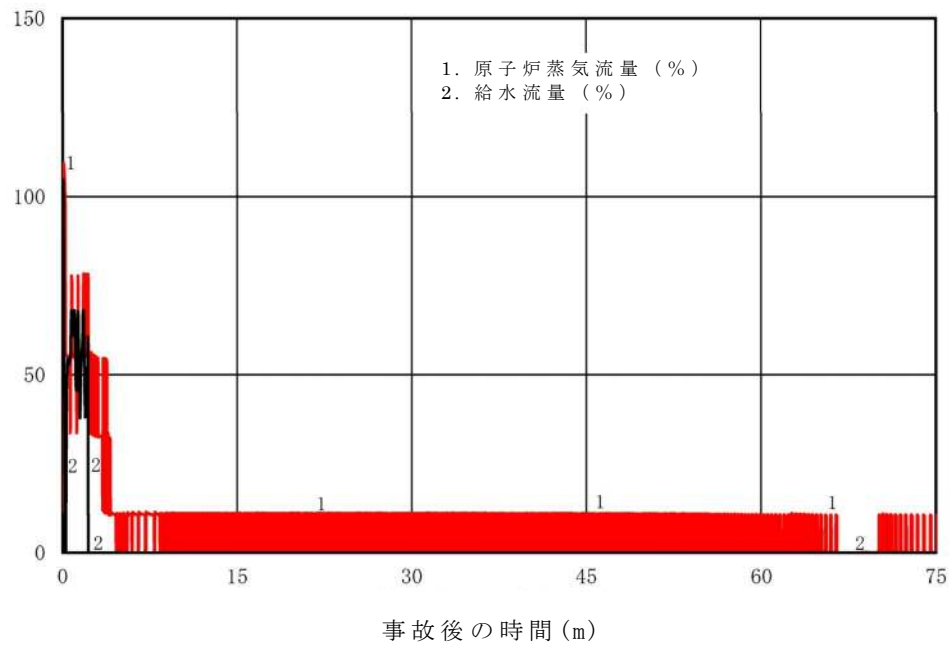
第 1 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



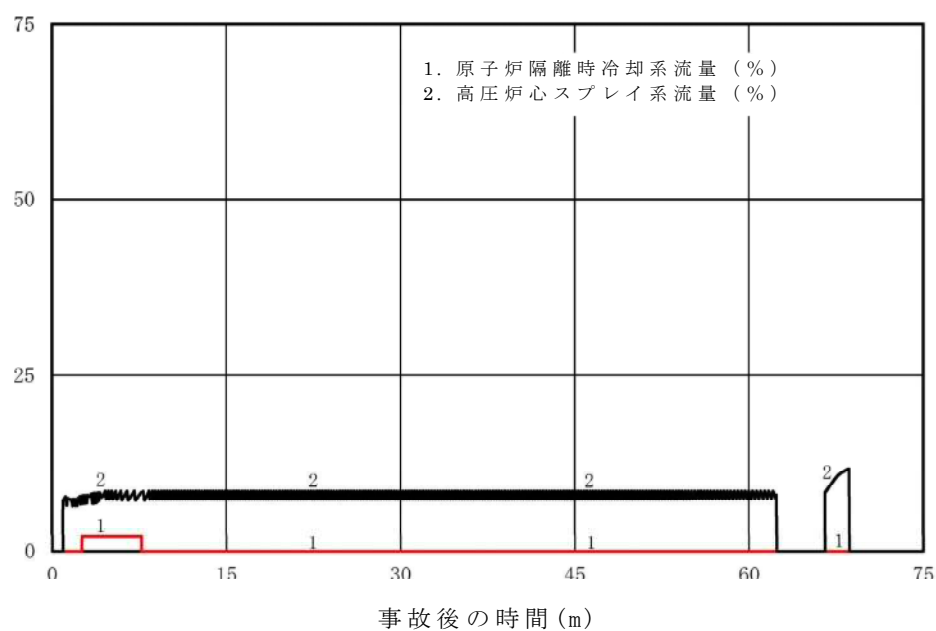
第 2 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



第 3 図 中性子束，平均熱流束及び炉心流量の推移（長期）

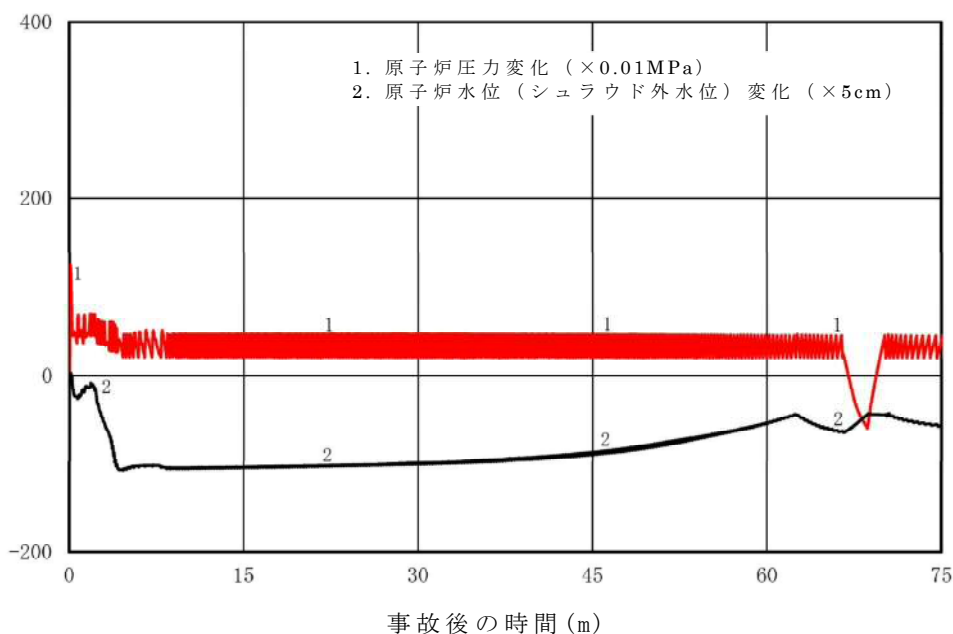


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



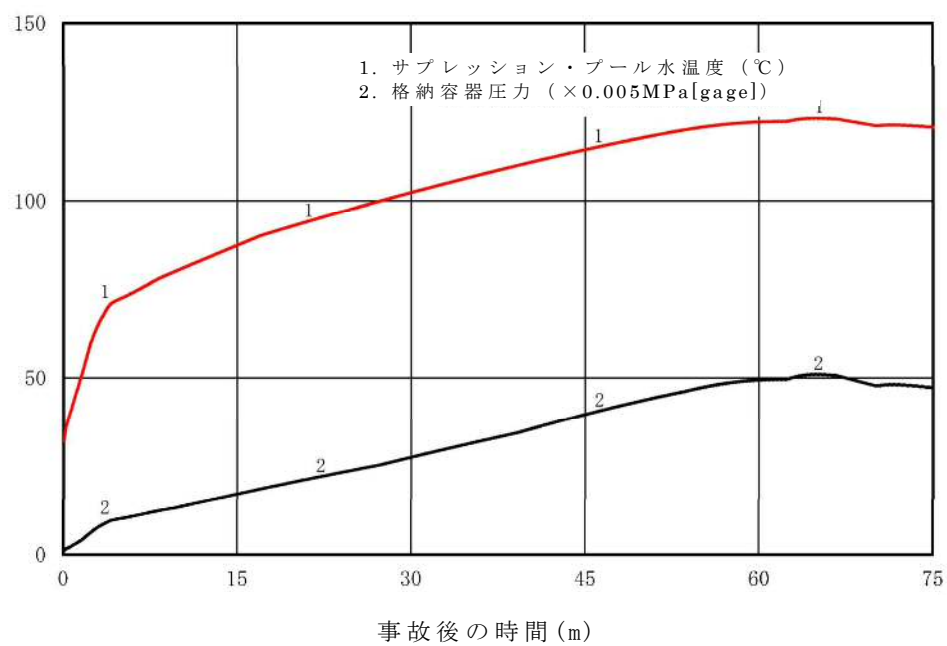
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレィ系の流量の推移

(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。

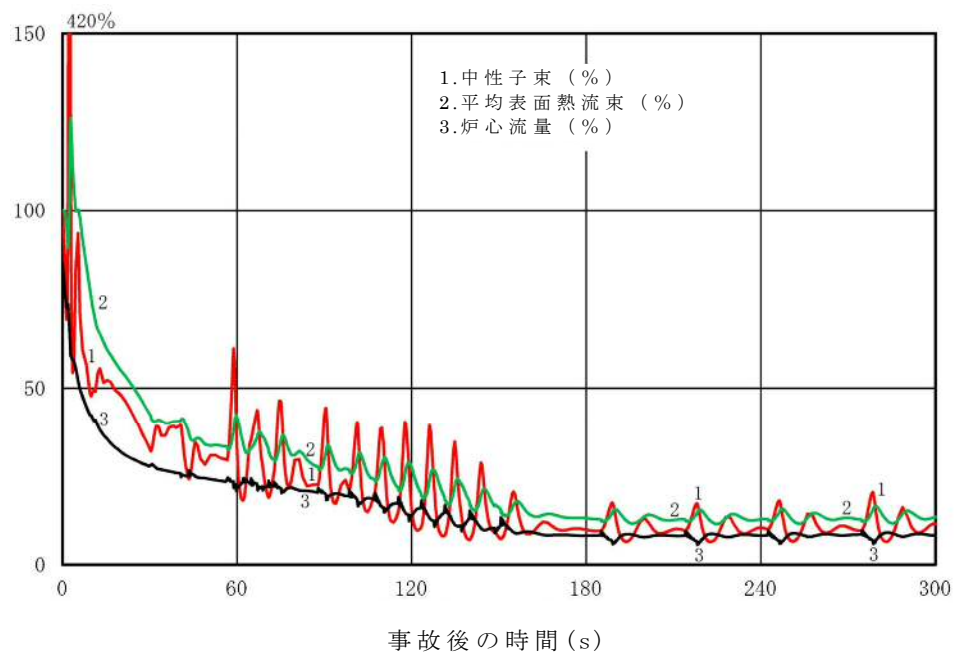
4. まとめ

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。

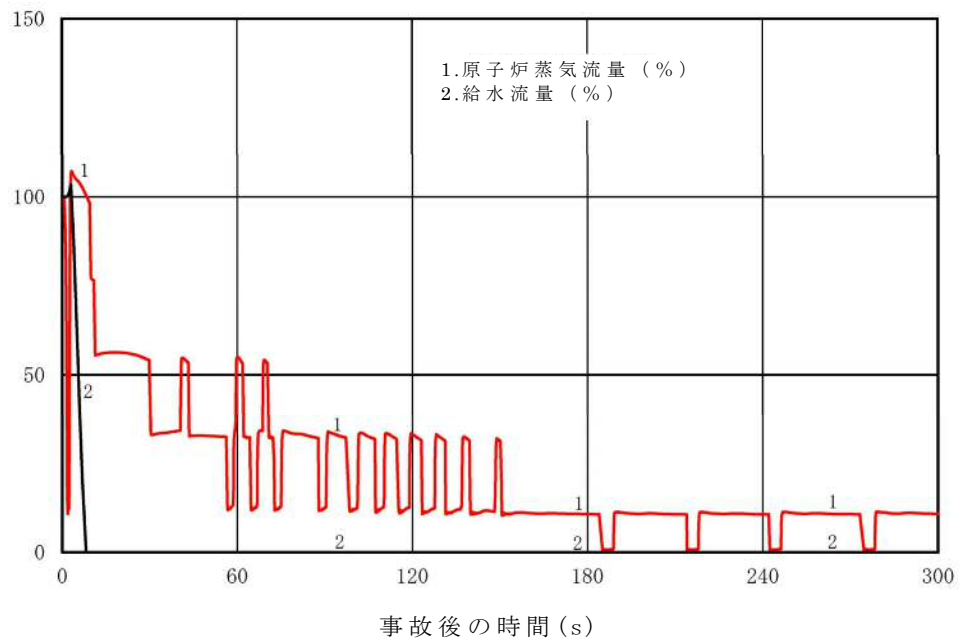
また、外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

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

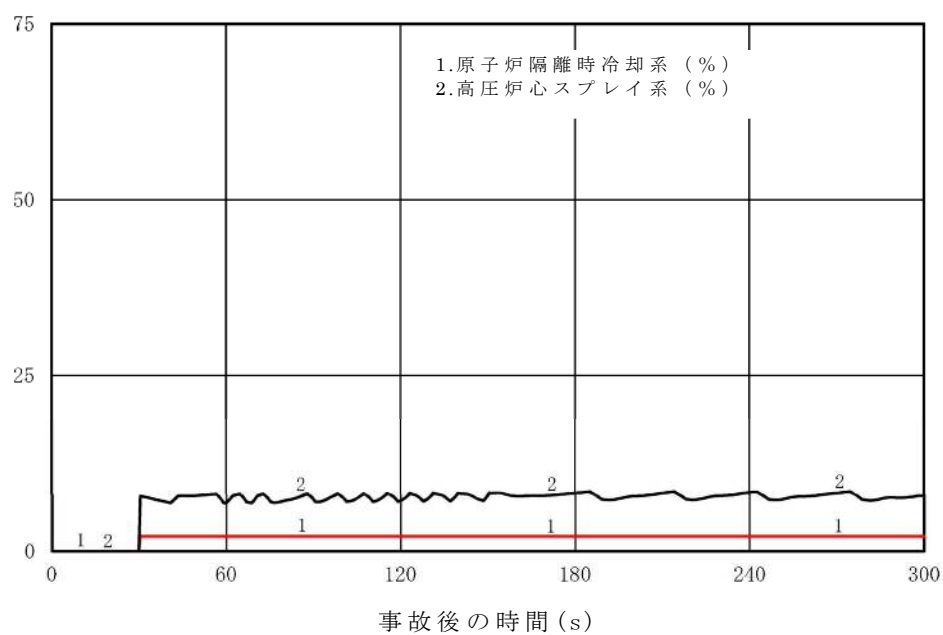
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 699	約 872	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる 前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッショ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

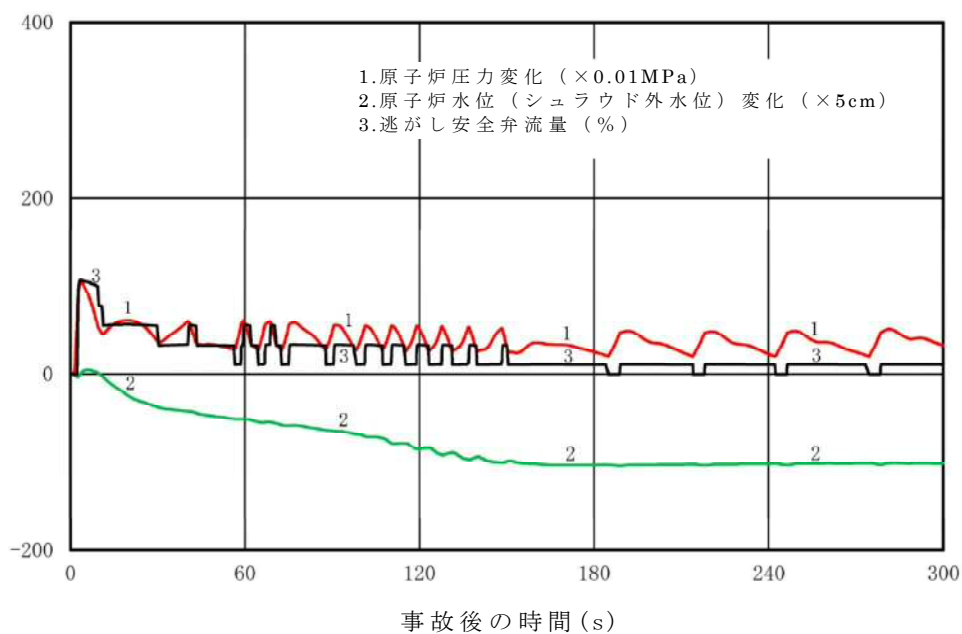


第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）

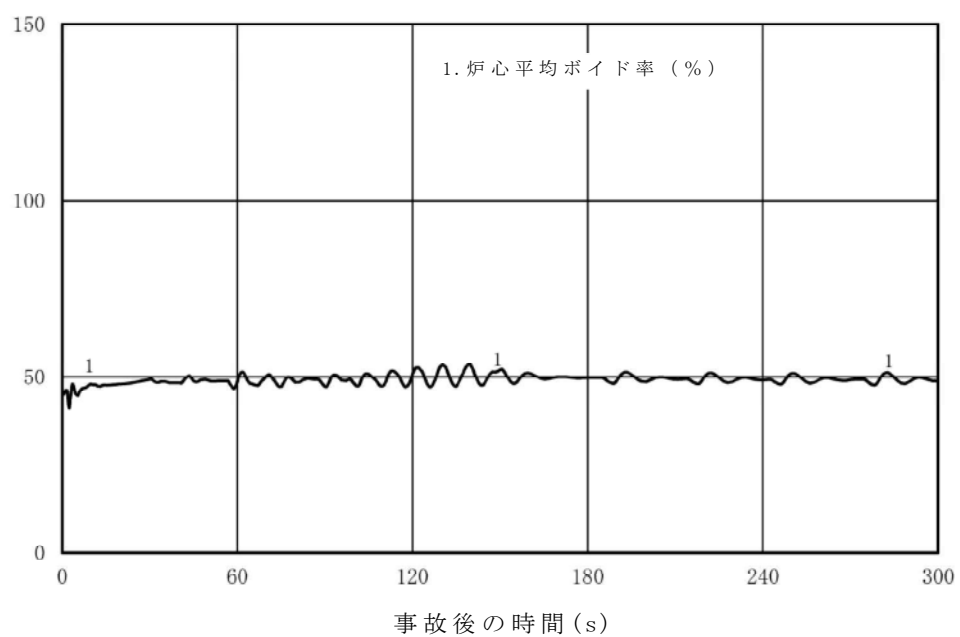


第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

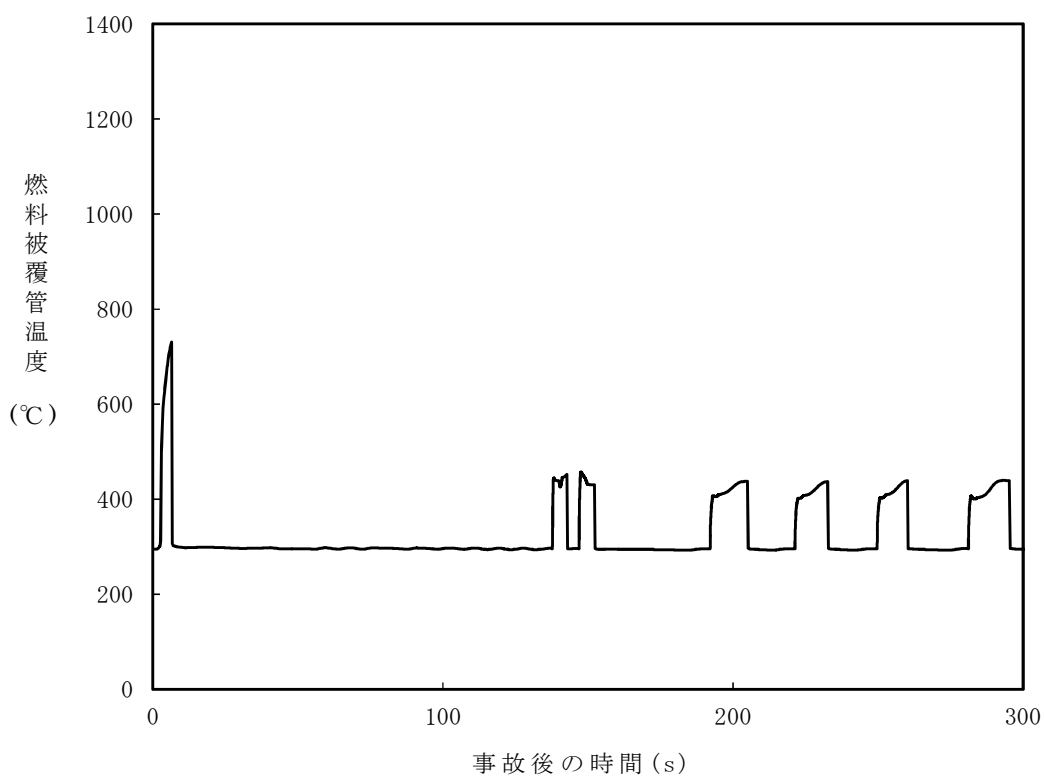
(短期)



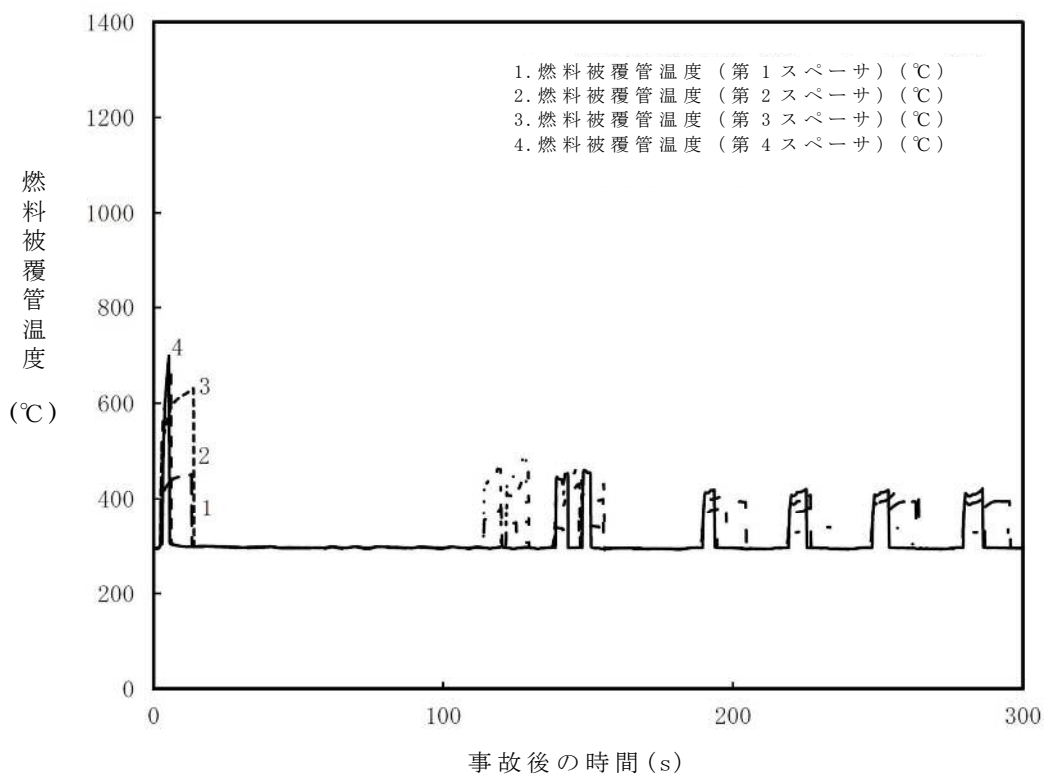
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁流量の推移（短期）



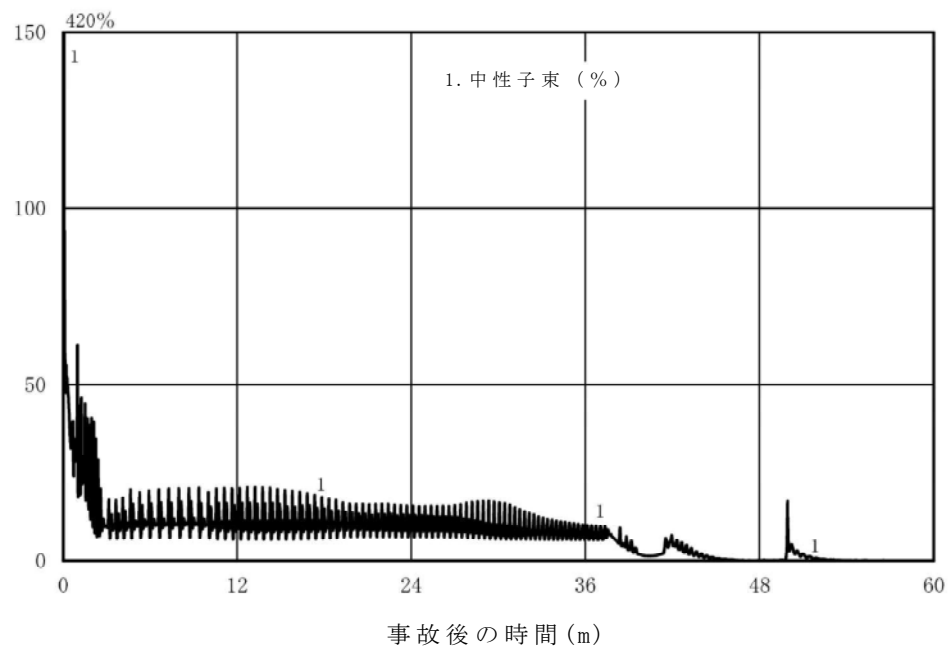
第 5 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)



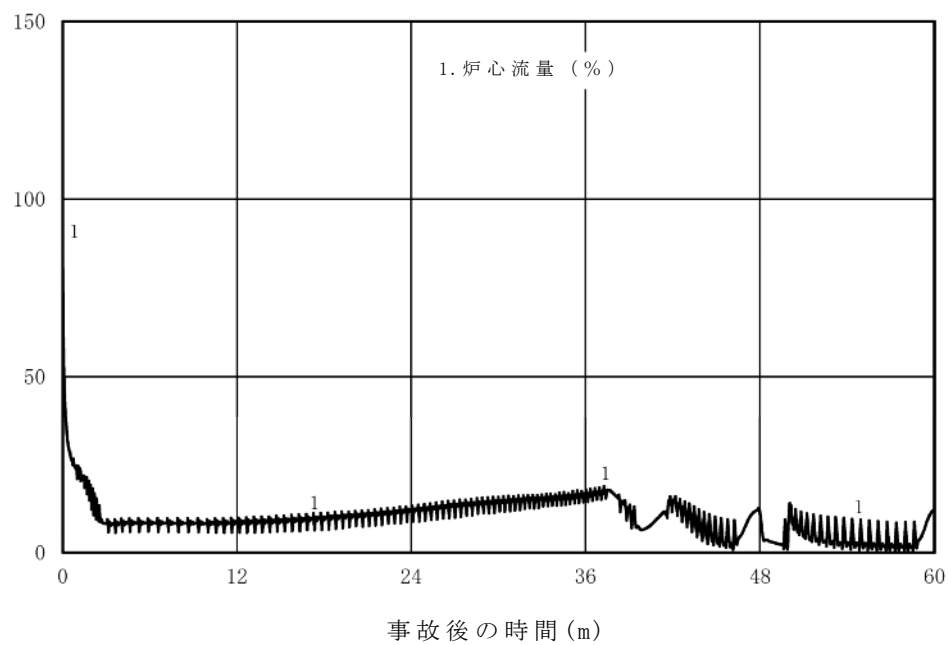
第 6 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
（短期）



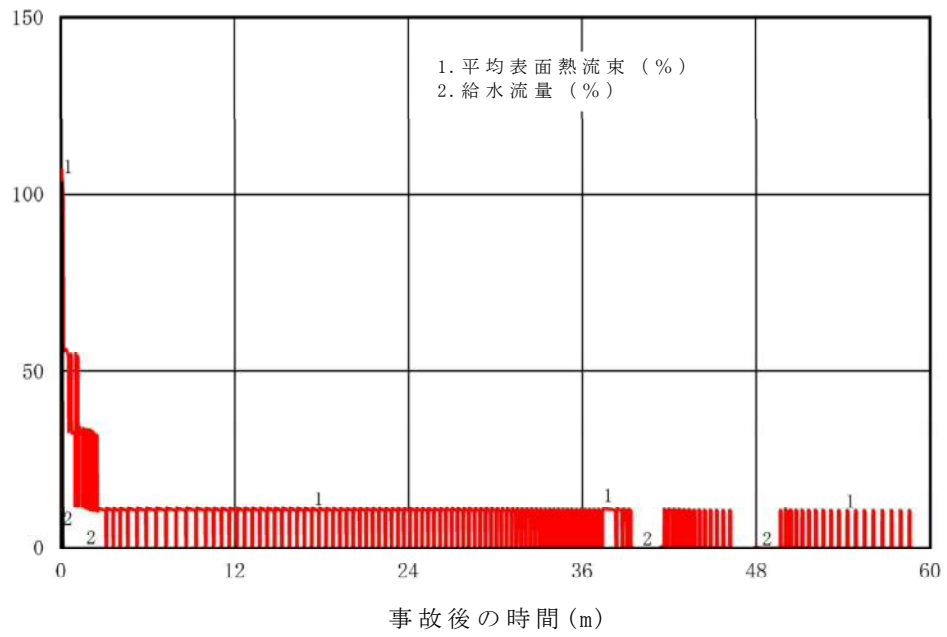
第 7 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移



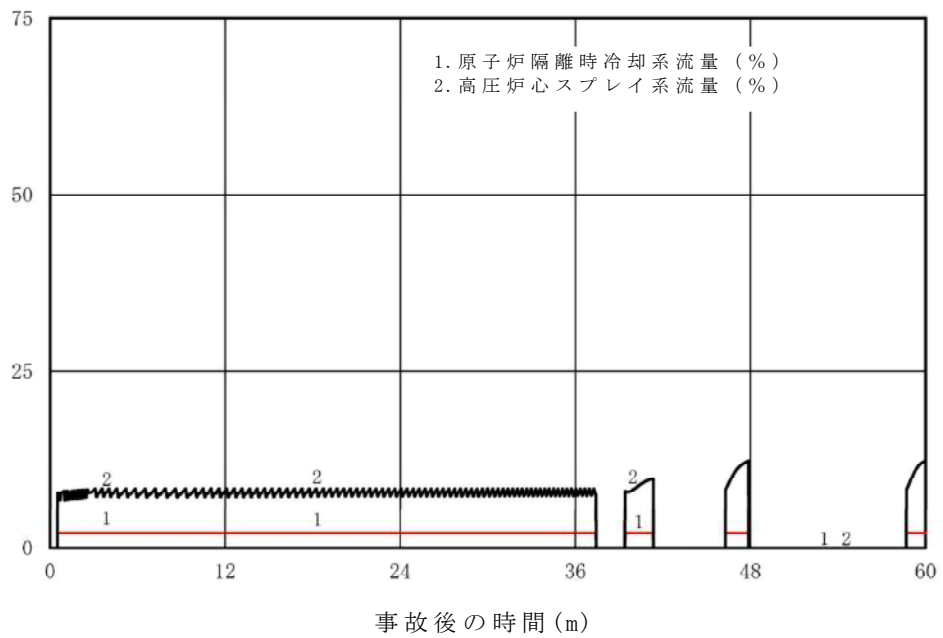
第 8 図 中性子束の推移 (長期)



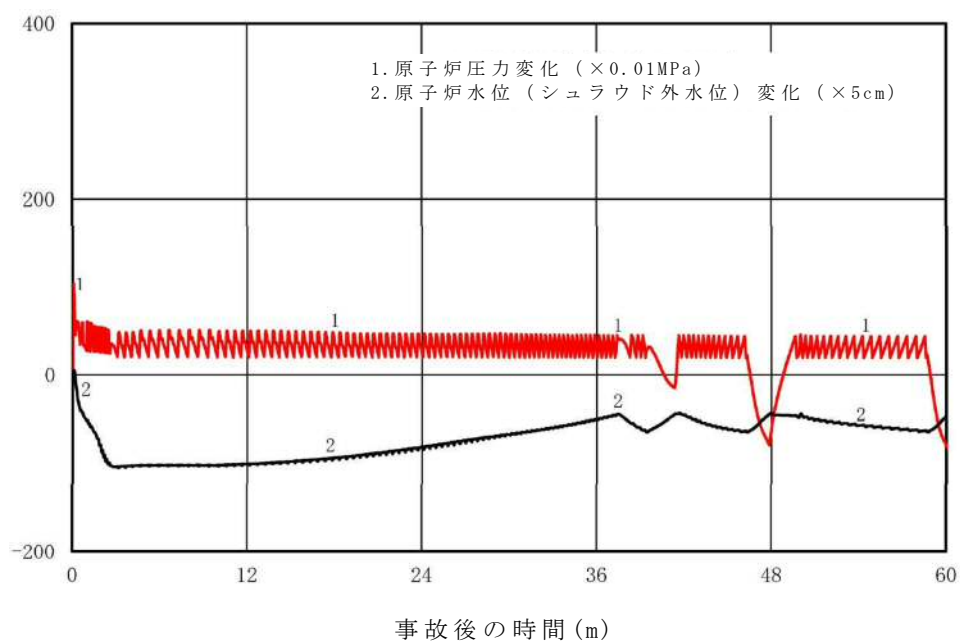
第 9 図 炉心流量の推移



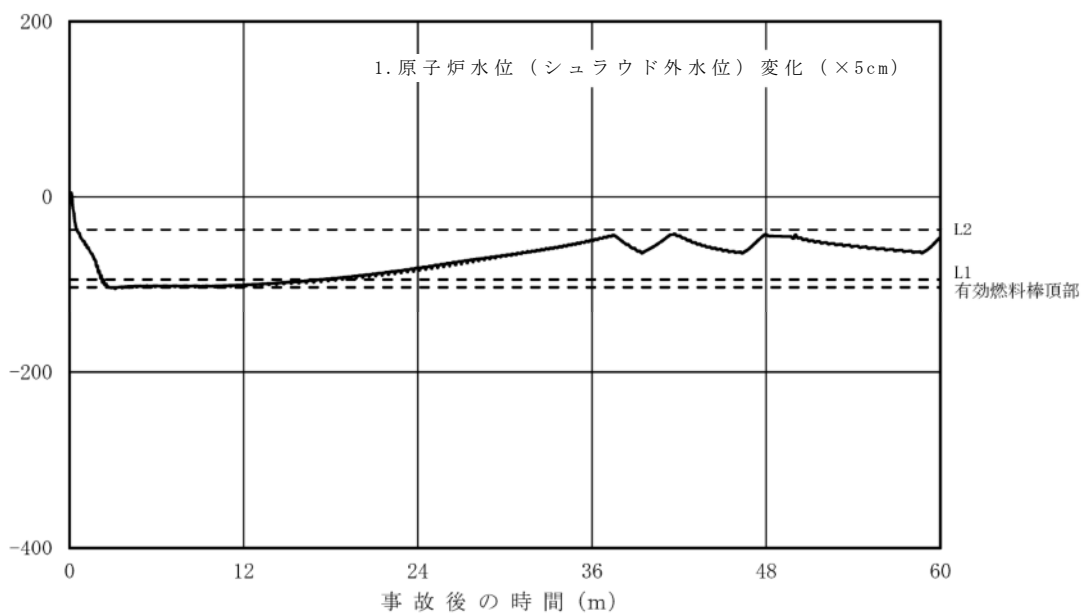
第 10 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）



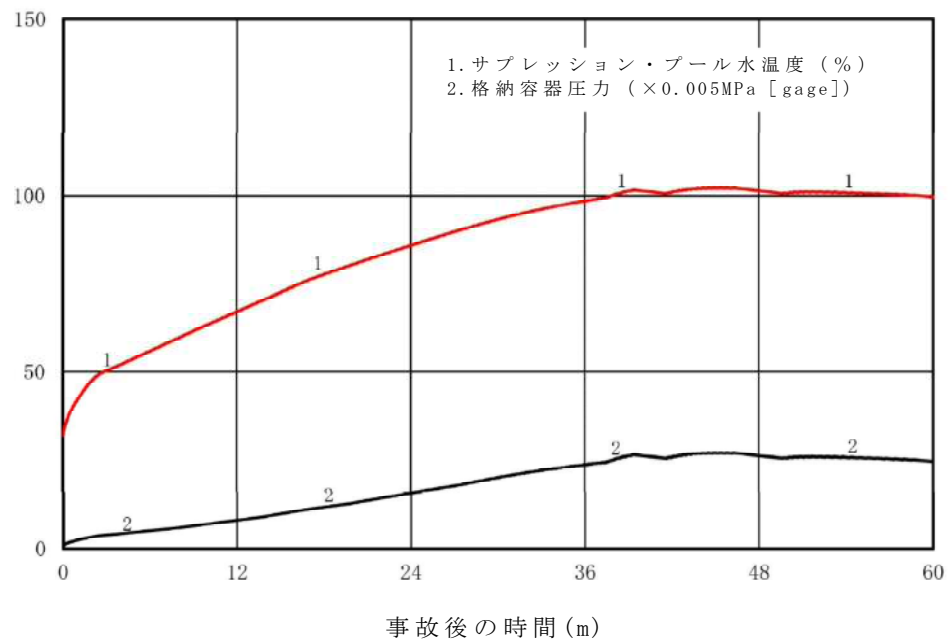
第 11 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（長期）



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

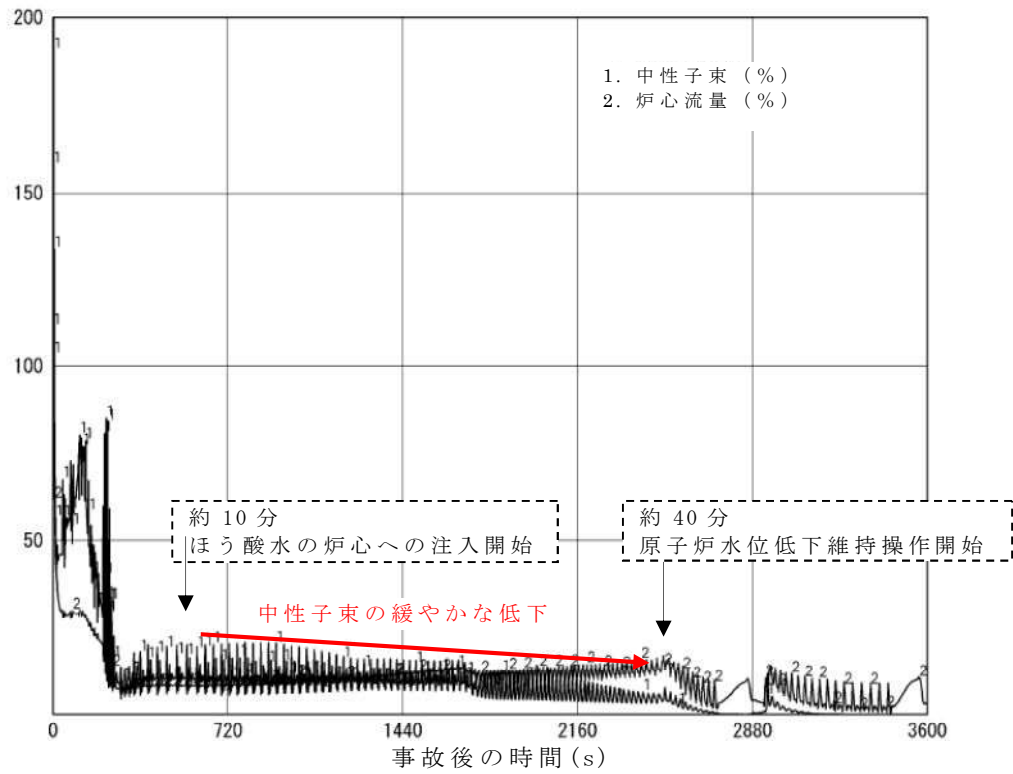
S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 A B W R の Design Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「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

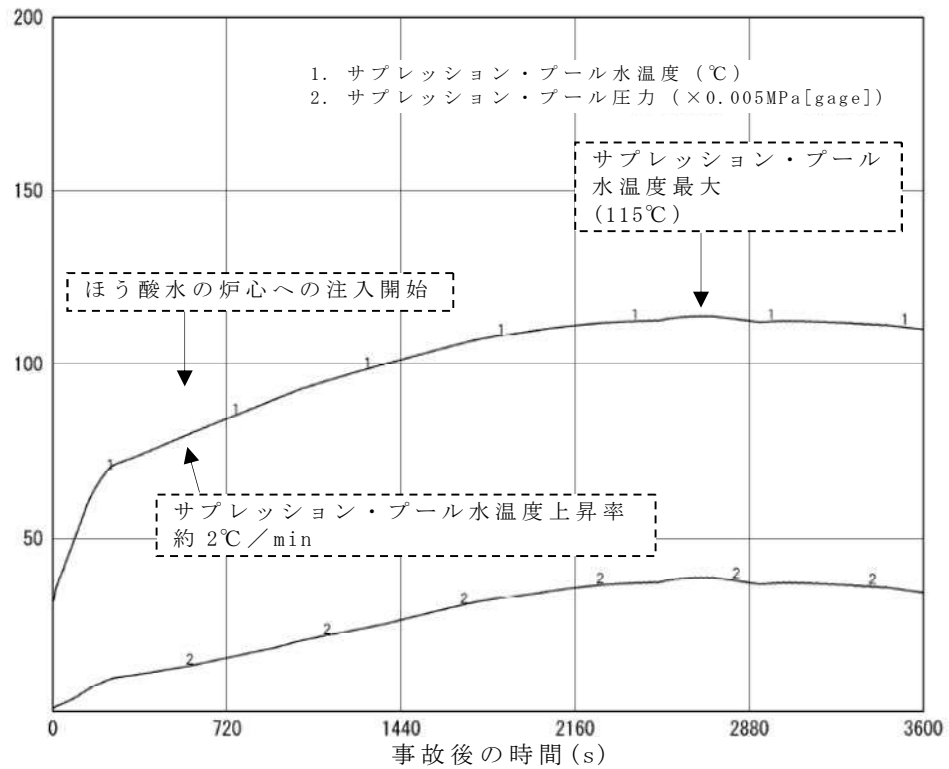
上記のとおり、SLCの自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

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