

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改5
提出年月日	平成29年4月3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4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, TBP, TBU）
 - 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 LOCA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LOCA）
 - 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 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 溶融炉心・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 1.4.1 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 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU, TBP））
- 添付資料 2.3.2.2 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（全交流動力電源喪失（TBD, TBP, TBU））

添付資料 2.3.2.3 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, TBP, TBU））

添付資料 2.3.2.4 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, TBP, TBU））

添付資料 2.3.2.5 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBD, TBP, TBU））

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 「LOCA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 (LOCA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 (LOCA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 (LOCA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 (LOCA時注水機能喪失)

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の妥当性について
- 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 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用（炉外 F C I）
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（ドライウエル部）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
子炉压力容器外の熔融燃料－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 L O C A 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 熔融炉心の崩壊熱及び熔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（ドライウエル部）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余裕時間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 運転停止中における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（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 評価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

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」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＋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」及び⑦「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（残留熱除去系が故障した場合）」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，残留熱除去系の故障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。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のうち残留熱除去系が故障した場合については，残留熱除去系の故障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，重大事故対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する原子炉注水機能及び格納

容器除熱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残留熱除去系が故障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とともに、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」のうち残留熱除去系が故障した場合において、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、高圧炉心スプレイ系、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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置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 2.4.2-1 図に、対応手順の概要を第 2.4.2-2 図に、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 2.4.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策要員で構成され、合計 17 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う災害対策要員は 2 名、重大事故等対応要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な要員は、燃料補給作業を行うための招集要員 2 名、現場手動による格納容器ベント操作を行うための招

集要員 3 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.4.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、17 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び外部電源喪失の確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。また、外部電源が喪失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及び高圧炉心スプレイ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及び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ことで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及び高圧炉心スプレイ系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

c. 原子炉水位の調整操作

原子炉水位回復後は、原子炉水位を監視しつつ、原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

d. 崩壊熱除去機能喪失の確認

サプレッション・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、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力計等である。

e. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作

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

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用母線電圧計である。

f. 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後に、低圧代替注水系（常設）を起動する。

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計である。

g. 逃がし安全弁による原子炉減圧操作

低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、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 7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

h. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁による原子炉減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）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。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位計（広帯域、

燃料域)、 低圧代替注水系原子炉注水流量系等である。

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）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

i. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、 格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は、 中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は、 サプレッション・チェンバ圧力計、 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計、 サプレッション・プール水位計等である。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、 サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、 通常水位+5.5m に到達した時点で、 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、 中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、 サプレッション・プール水位が、 通常水位+6.5m に到達した場合、 中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

j. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバ側）

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、 格納容器除熱操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、 中央制御

室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ圧力計、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位計等である。

以降、炉心冷却は低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により継続的に行い、格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下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制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS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，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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り，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は不要と判断したことから，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2.4.2-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，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

残留熱除去系の故障等により，崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源については、事象進展及び運転員等操作の観点でそれぞれ保守的になるよう以下のとおり設定する。

事象進展の観点では、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、外部電源ありを設定する。

運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となる、外部電源なしを設定する。

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) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

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) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の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、自動減圧機能付き逃がし安全弁（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。

(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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $7.86\sim 1.04\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で原子炉へ注水するものとする。

(e) 高圧炉心スプレイ系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、最小流量特性（ $0\sim 1,419\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $1.38\sim 7.65\text{MPa}[\text{dif}]$ ）の流量で原子炉へ注水するものとする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水ポンプを2台使用するものとし、原子炉注水のみを実施する場合は、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： $0\sim 378\text{m}^3/\text{h}$ 、注水圧力： $0\sim 2.38\text{MPa}[\text{dif}]$ ）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。

(g) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器スプレイは、常設低圧代替注水ポンプを2台使用するものとし、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。

(h) 格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が $310\text{kPa}[\text{gage}]$ において、 13.4kg/s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「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) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は運転手順に基づきサプレッ

ション・プール水温が 65°C に到達した時点で実施する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、

サプレッション・チェンバ圧力が $279\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に実

施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した場合に停止する。

- (c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉内保有水量の推移を第2.4.2-4図から第2.4.2-8図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体の熱伝達係数、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及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移並びに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2.4.2-9図から第2.4.2-14図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2-15図から第2.4.2-18図に示す。

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）信号により原子炉がスクラムする。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及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することで原子炉水位が維持される。

その後、低圧代替注水系（常設）を起動し、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達した時点で逃がし安全弁7弁による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁開放による蒸気流出によって原子炉水位が低下す

るが、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、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は上昇する。このため、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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生の約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m 到達した時点でサブプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生の約 28 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa [gage] に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、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。なお、格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.4.2-9 図に示すとおり、炉心は冠水状態が維

持されることから、初期値（約 309℃）以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 1,200℃以下にとどまる。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 2.4.2-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 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圧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。

格納容器圧力は、第 2.4.2-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である限界圧力（0.62MPa[gage]）を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.4.2-16 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値約 143℃となり、以降は低下傾向となっており、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である限界温度（200℃）を下回る。

第 2.4.2-5 図に示すように、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が確保されている。また、第 2.4.2-15 図及び第 2.4.2-16 図に示すように、事象発生約 28 時間後に、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、安定状態が確立する。また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行

い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

(添付資料 2.4.2.1)

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント実施時の敷地境界での実効線量は、格納容器ベント実施までの時間が本事象より短く、格納容器内での放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉隔離時冷却系等により炉心冷却には成功するが、残留熱除去系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、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置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られ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、逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃

がし装置による格納容器除熱操作とする。

(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、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 $10^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ 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及び高圧炉心スプレイ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及び高圧炉心スプレイ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，解析コードはHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数 $^{\circ}\text{C}$ 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，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代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作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代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作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 2.4.2.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、解析コードはHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、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、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、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 2.4.2.2)

(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2.4.2-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、原則、評価項目となるパラメータの**評価項目**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

炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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ブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを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、ドライウェル雰囲気温度、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・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、運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となる、外部電源なしを想定する。外部電源がある場合は、常設代替高圧電源装置の起動が不要となるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に期待するのは事象発生の 2 時間後であり、起動操作に要する時間と比較して十分な時間余裕が確保されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が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。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展の観点では、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する。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 2.4.2.2)

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要因に起因して生じる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による原子炉減圧操作(低压代替注水系(常設)による原子炉注水操作)は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解

析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 40 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、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 2.4.2.2)

(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による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも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無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも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無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約40分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は620kPa[gage]であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(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。

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）については、少なくとも原子炉隔離時冷却系による注水持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確保されている。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合は更に余裕時間がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生約 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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、事象発生約 28 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。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが、操作に要する時間は 30 分程度であり、格納容器圧力の上昇が比較的緩やかなものであることを考慮すると、限界圧力である 620kPa[gage]に到達するまでには時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2)

(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。

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障

した場合において重大事故等対策に必要な要員は、「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 17 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。

また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり、発電所構外から時間以内に参集可能な要員の 71 名で確保可能である。

(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」の残留熱除去系が故障した場合において、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

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m³の水が必要となる。

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、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 48 時間程度以降から可搬型代替注水大型ポンプを用いて、淡水貯水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。ここで、代替淡水貯槽への補給開始を事象発生の 48 時間後としているが、実際には数時間で補給を開始することが可能である。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後の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。常設代替交流電源装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 141.2kL 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、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源装置による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる給水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.2.4)

c. 電 源

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。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 982kW 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 2 台）の連続定格容量は 2,208kW 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 2.4.2.5)

2.4.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の残留熱除去系が故障した場合では、崩壊熱除去機能の喪失により格納容器が先行破損し、その後、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」の残留熱除去系が故障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、高圧炉心スプレイ系、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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置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、高圧炉心スプレイ系、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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管最高温度及び酸化量、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。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。

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」の残留熱除去系が故障した場合において、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による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」の残留熱除去系が故障した場合に対して有効である。

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(1/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び外部電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラム及び外部電源の喪失を確認する。 	【非常用ディーゼル発電機】	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ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及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉水位が回復したことを確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心スプレイ系】 	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心スプレイ系系統流量計】
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位は、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。 	<ul style="list-style-type: none"> 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心スプレイ系】 	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心スプレイ系系統流量計】
崩壊熱除去機能喪失の確認	<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。 残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を試みるが、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認する。 以上により崩壊熱除去機能喪失を確認する。 	—	—	サプレッション・プール水温度計 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】

【 】：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 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(2/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用母線電圧計
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系（常設）を起動し，系統構成を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 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計
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> サプレッション・プール水温度が 65℃に到達したことを確認する。 逃がし安全弁 7 弁の手動開放により，原子炉減圧操作を実施する。 	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	—	サプレッション・プール水温度計 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により低圧代替注水系（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。 以降，原子炉水位は，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。 	逃がし安全弁 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	—	原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計

第 2.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(3/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・ サプレッション・プール水位が，通常水位 +6.5m に到達した時点で，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを停止する。 	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	—	ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計 代替淡水貯槽水位計 サプレッション・プール水位計
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	<ul style="list-style-type: none"> ・ サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し，サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。 	格納容器圧力逃がし装置	—	ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計 サプレッション・プール水位計 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）

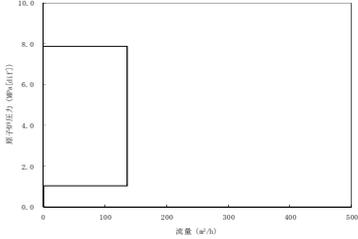
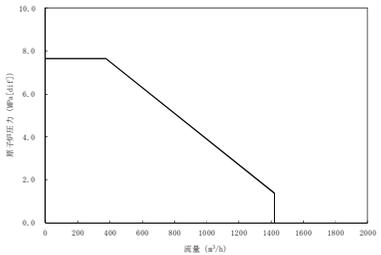
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/6）

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 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
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい設定として、通常運転時の管理範囲を考慮した高めの圧力を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計におけるドライウェル平均温度を設定	

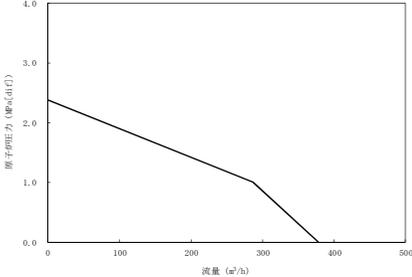
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/6）

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	起因事象	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低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短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	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源なし：運転員等操作 外部電源あり：事象進展	運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動が必要となる外部電源なしを設定 事象進展の観点では、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、外部電源ありを設定

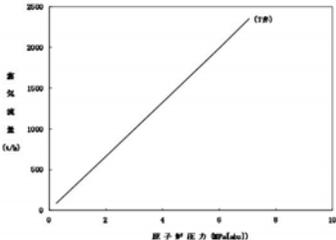
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/6）

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	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05 秒）	事象進展の観点で、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
	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）設定点信号で全台停止	事象進展の観点で、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
	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 最小流量特性 ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：7.86～1.04MPa[dif] MPa[dif]：原子炉圧力容器と水源との差圧	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 
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 最小流量特性 ・注水流量：0～1,419m ³ /h ・注水圧力：1.38M～7.65Pa[dif]	設計値を設定 原子炉水位の観点で厳しい設定として、最小流量特性を設定 

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/6）

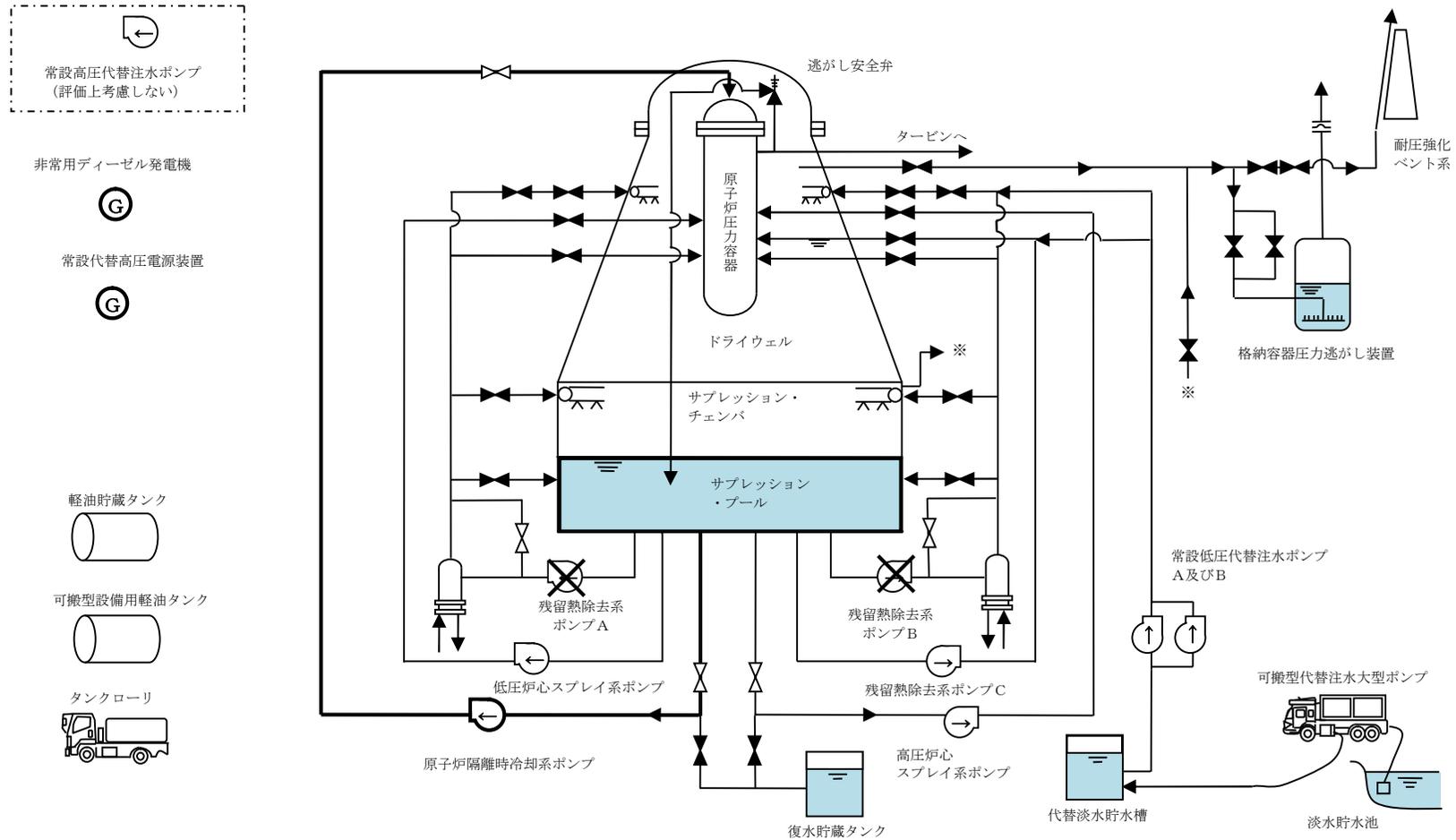
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	（原子炉注水単独時） 最小流量特性（2台） ・注水流量：0～378m ³ /h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定 <常設低圧代替注水ポンプ2台による注水特性> 
		（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m ³ /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m ³ /h	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定

第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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 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
	（原子炉減圧操作時） 自動減圧機能付き逃がし安全弁 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）	設計値を設定
格納容器圧力逃がし装置	排気特性：最小流量特性 13.4kg/s（格納容器圧力 310kPa[gage]において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

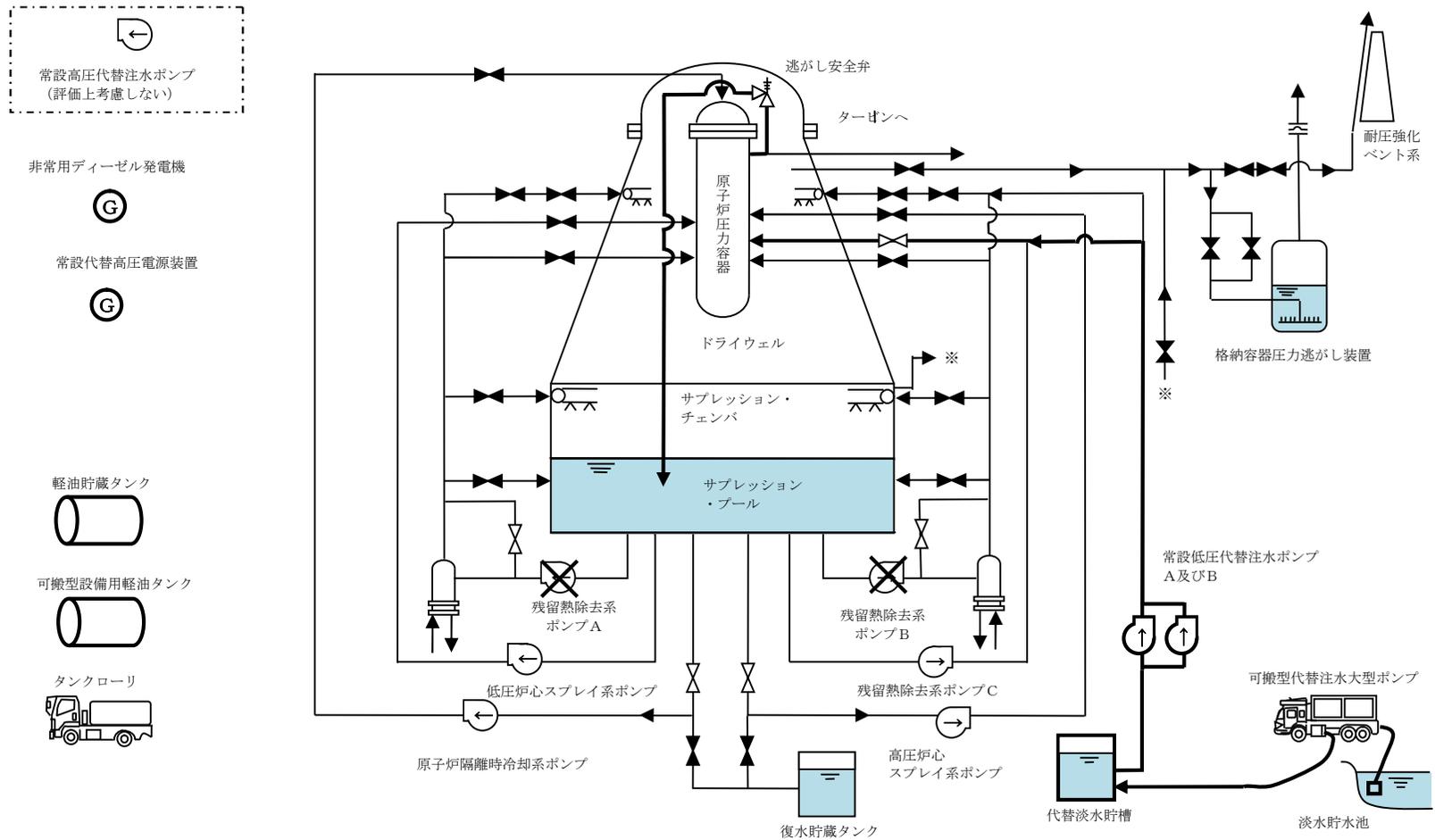
第 2.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	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。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

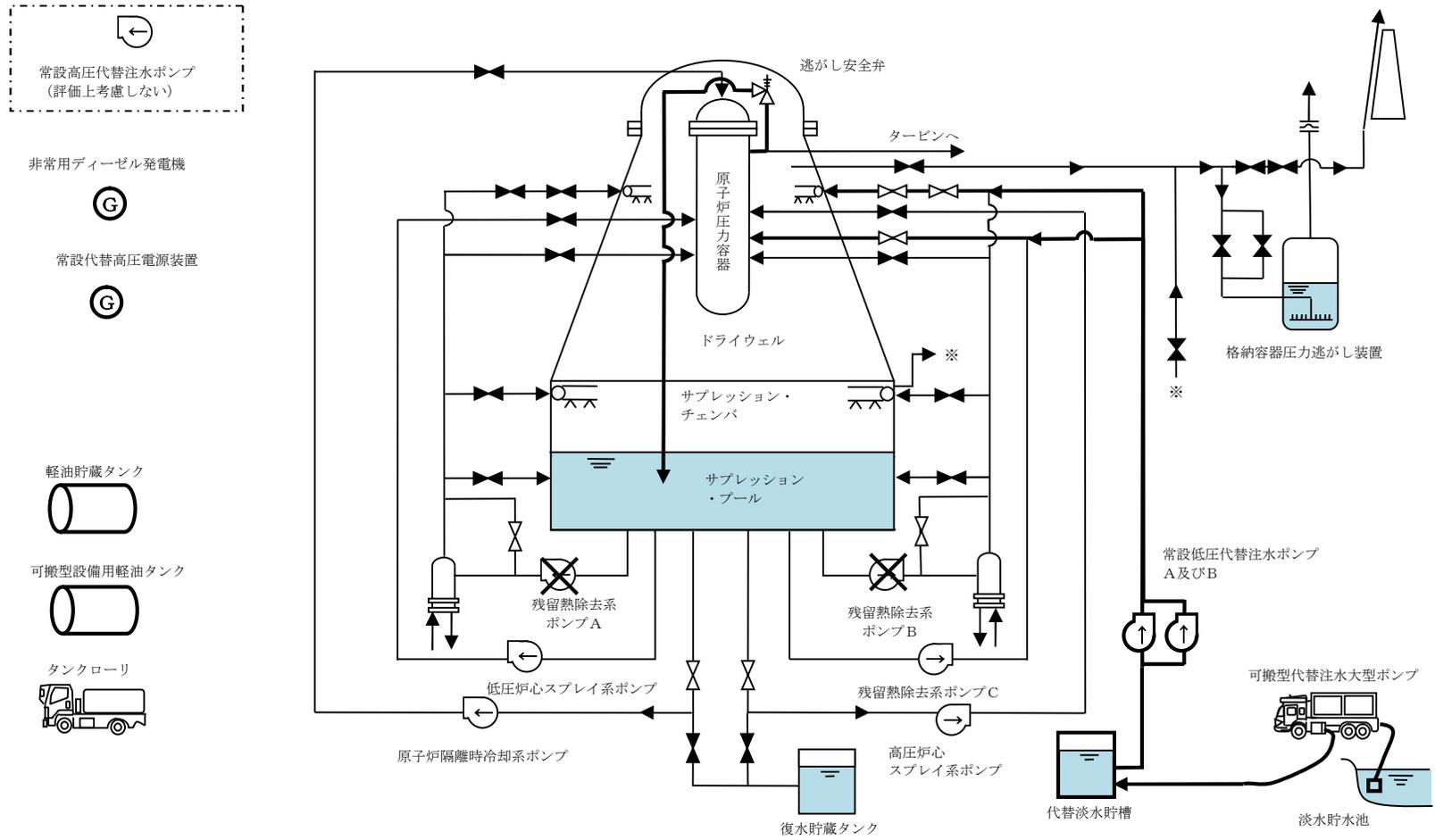


第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

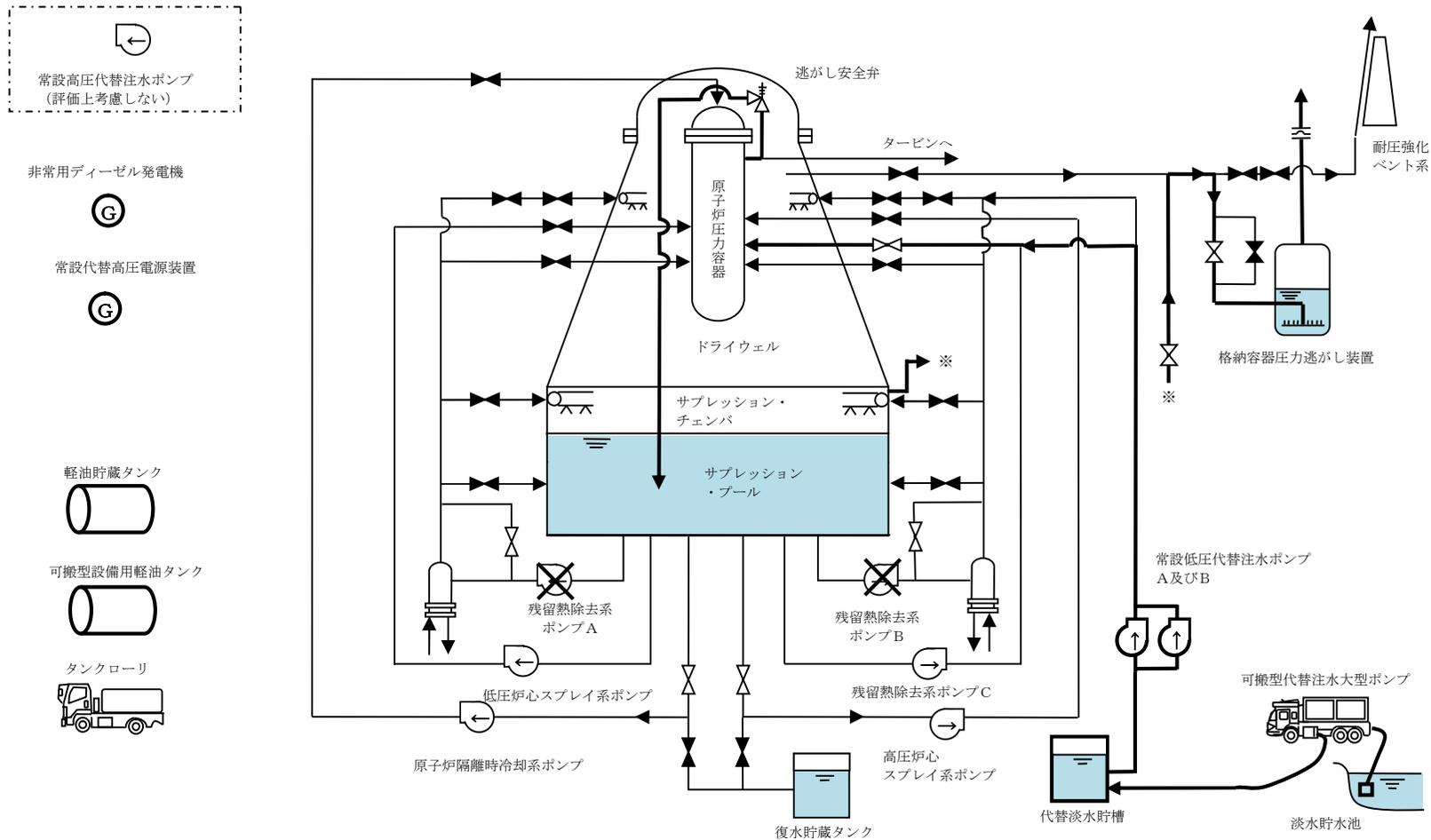
コメント No. 182-15 に対する回答



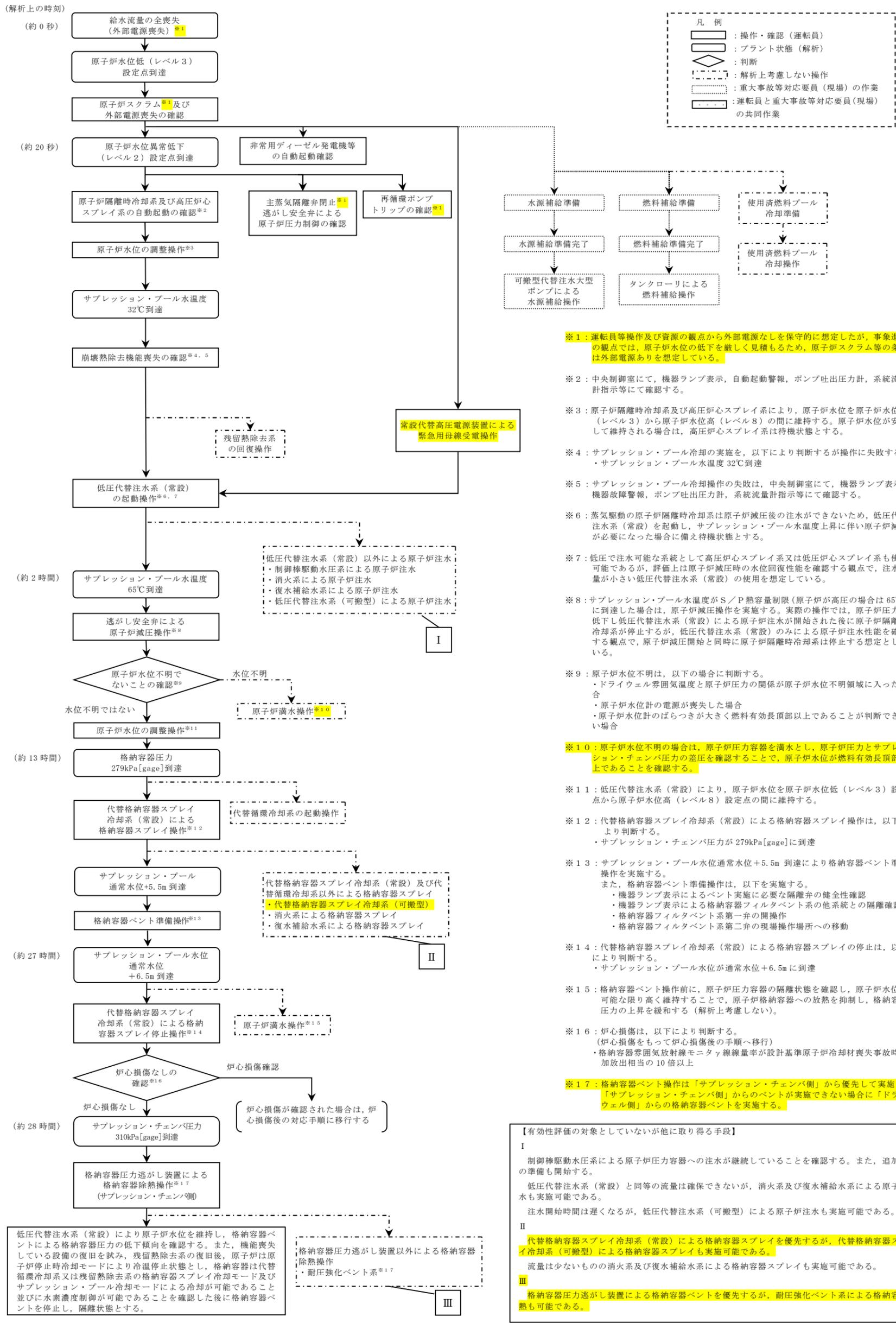
第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（低压代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 2.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び
 格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベントによる格納容器除熱段階）



第 2.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の対応手順の概要

				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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 ● 外部電源喪失の確認 ● 非常用ディーゼル発電機の自動起動確認 ● 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系自動起動の確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ● 再循環ポンプトリップの確認 	10分												
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	● 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の調整操作	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の間、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 原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイ系は待機状態とする												
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	-	-	● 残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作（失敗）	10分												
残留熱除去系の回復操作	-	-	-	● 残留熱除去系の機能回復操作												解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施	
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												

コメント No. 147-27 に対する回答

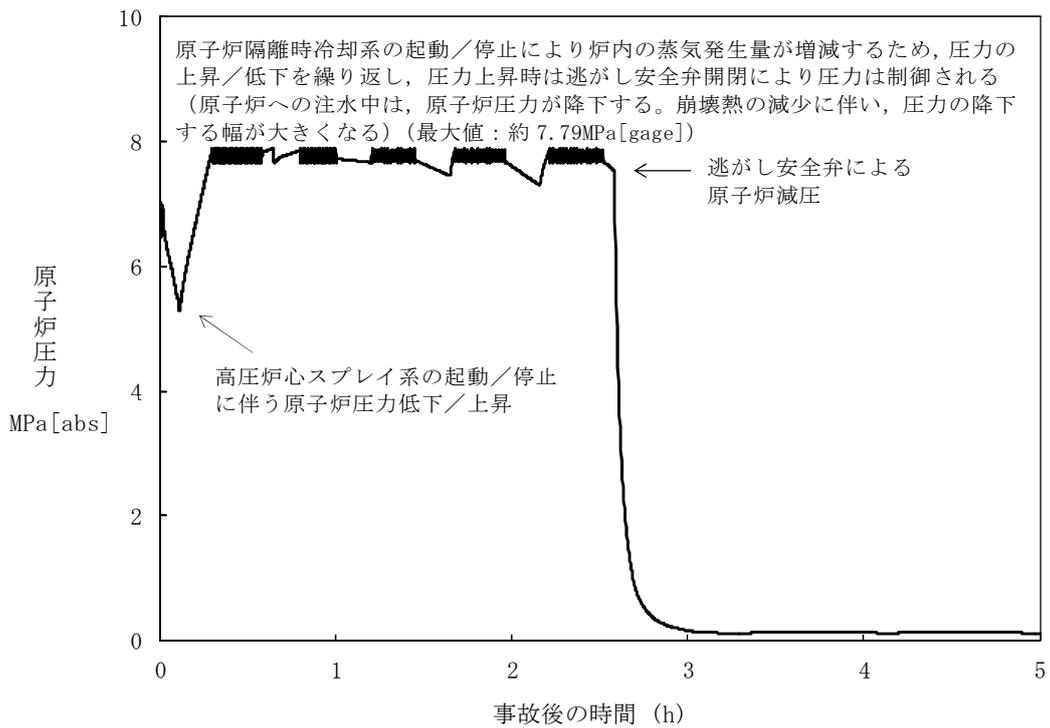
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（1/2）

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

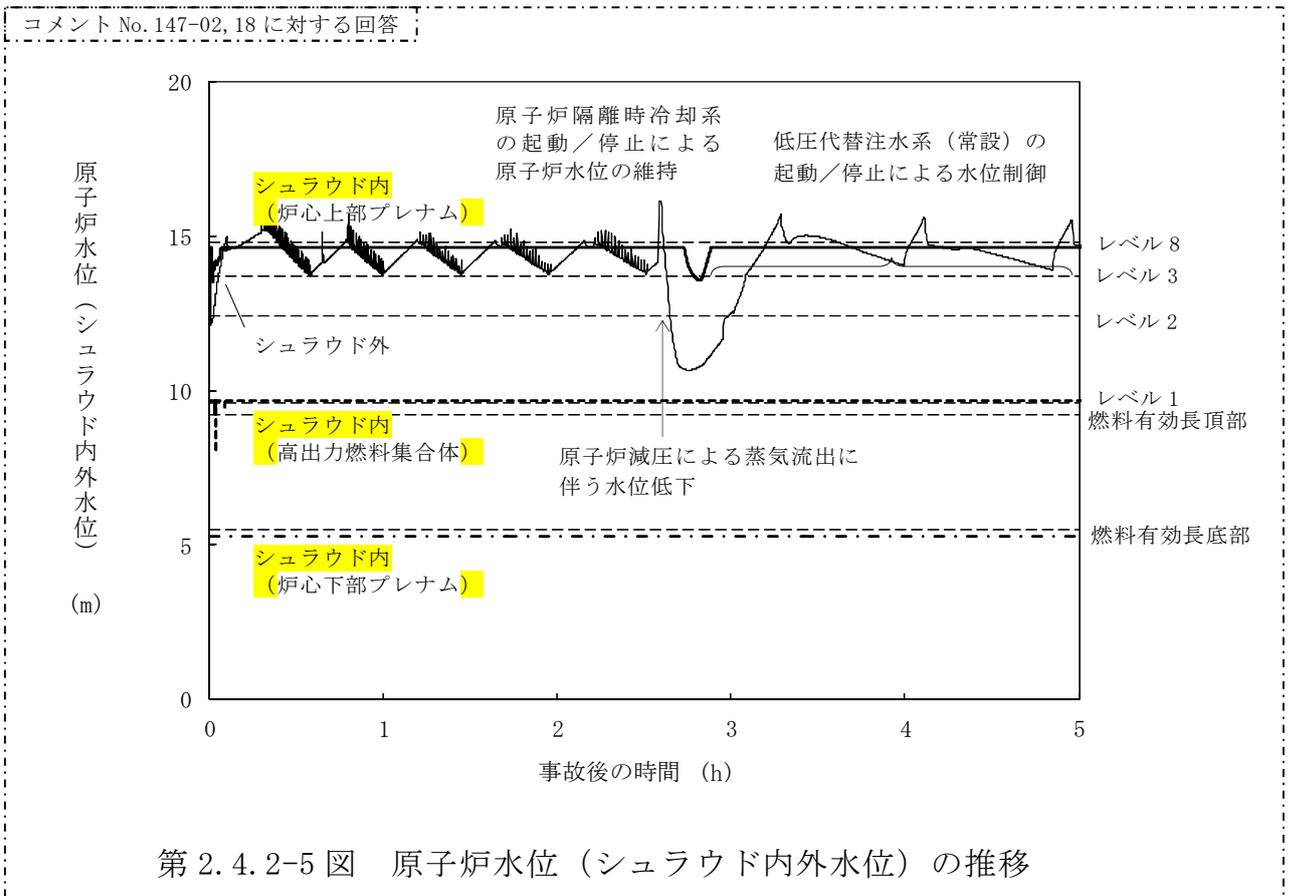
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間（時間）											備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	44	48	
					事象発生 ▼約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 ▼約13時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達 ▼約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▼約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▼約28時間 サプレッション・チェンバ圧力310kPa [gage] 到達											
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	-	-	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 系統構成	3分											サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁7弁の開放操作	1分											
原子炉水位の調整操作	【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 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持											
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 B	-	-	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視											
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整											解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 B	-	-	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持											解析上考慮しない
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
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器ベント準備（系統構成）	5分											
	-	3人 C, D, E	-	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125分											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	-	-	3人 (招集)	●現場移動（第二弁）	45分											
	【1人】 A	-	-	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後 適宜状態監視											
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	-	-	【3人】 (招集)	●現場手動による格納容器ベント操作	30分											解析上考慮しない
	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等	150分											水源枯渇までは十分余裕がある。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	【2人】 a, b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施											
タンクローリによる燃料補給準備	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	110分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施											
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (招集5人)													

コメント No. 147-27 に対する回答

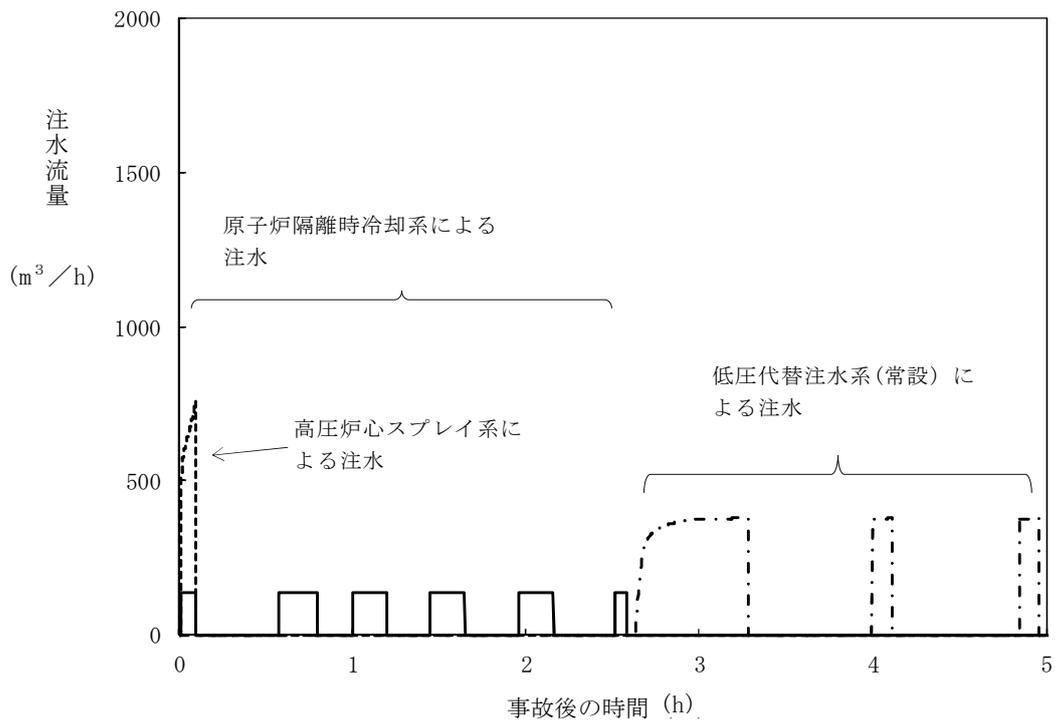
第 2.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2/2）



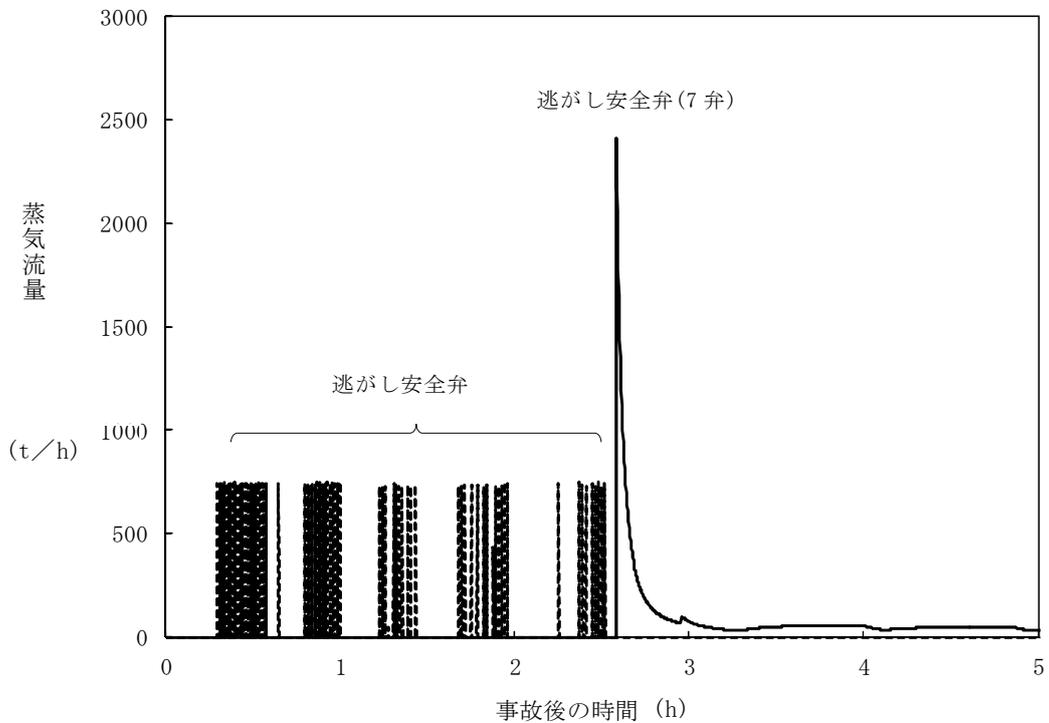
第 2.4.2-4 図 原子炉圧力の推移



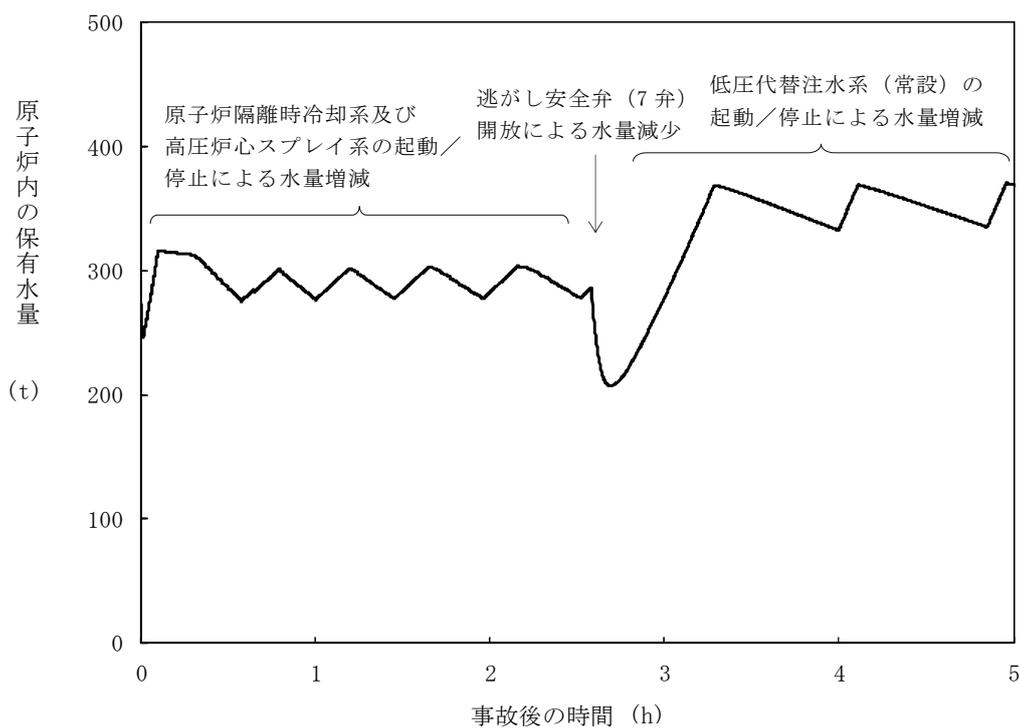
第 2.4.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



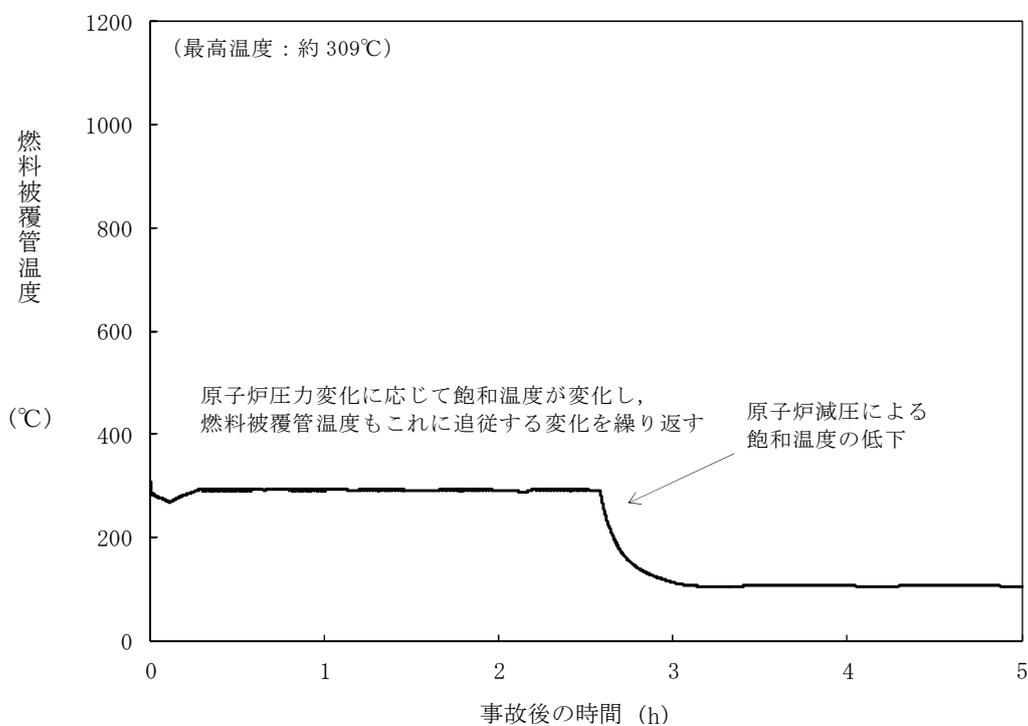
第 2. 4. 2-6 図 注水流量の推移



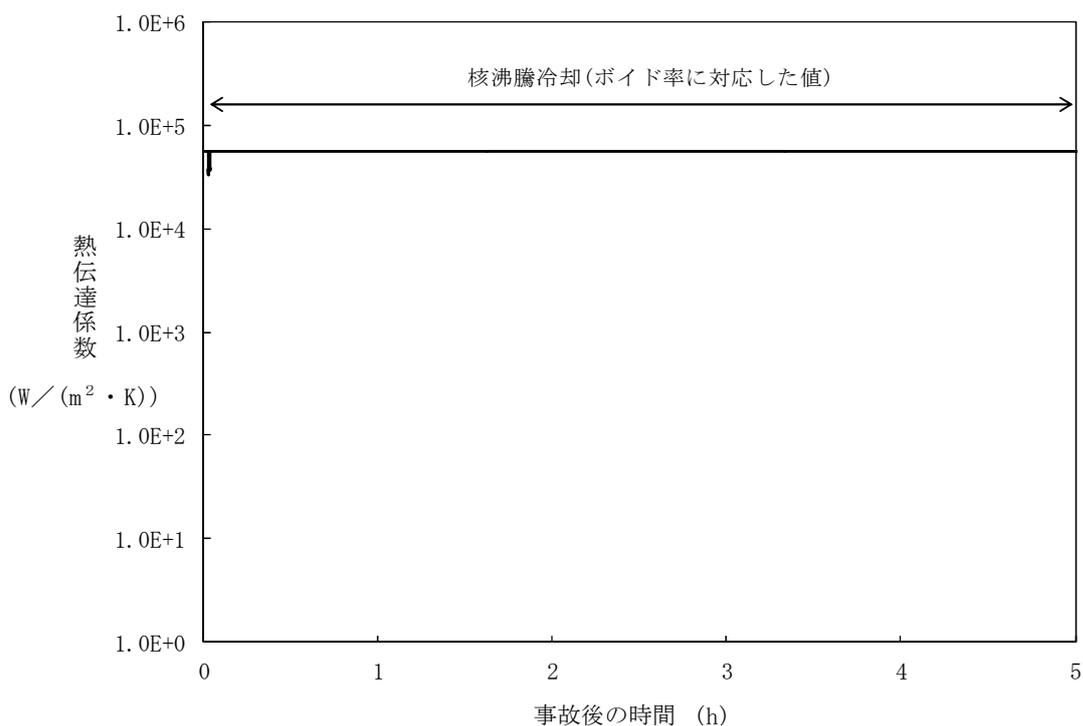
第 2. 4. 2-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2. 4. 2-8 図 原子炉内保有水量の推移

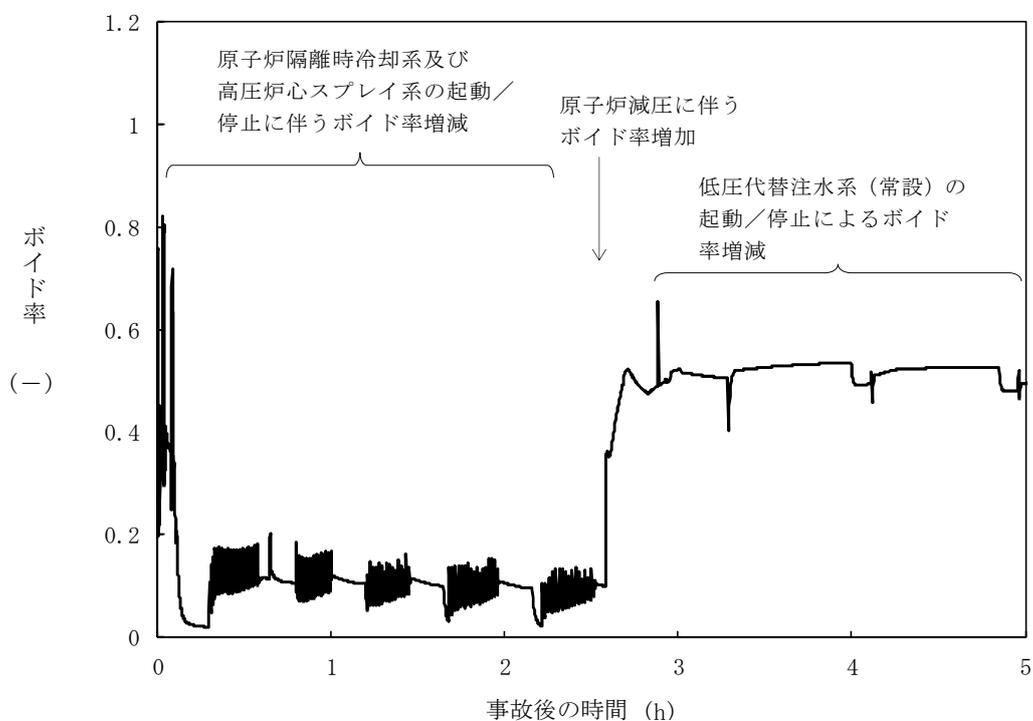


第 2. 4. 2-9 図 燃料被覆管温度の推移

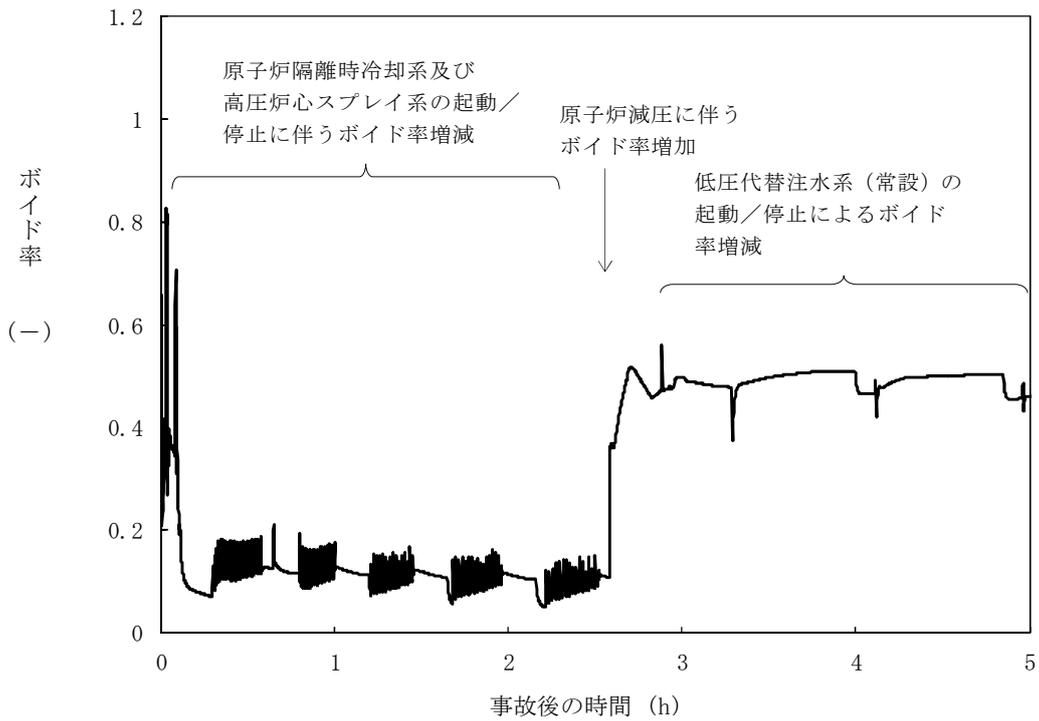


第 2.4.2-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

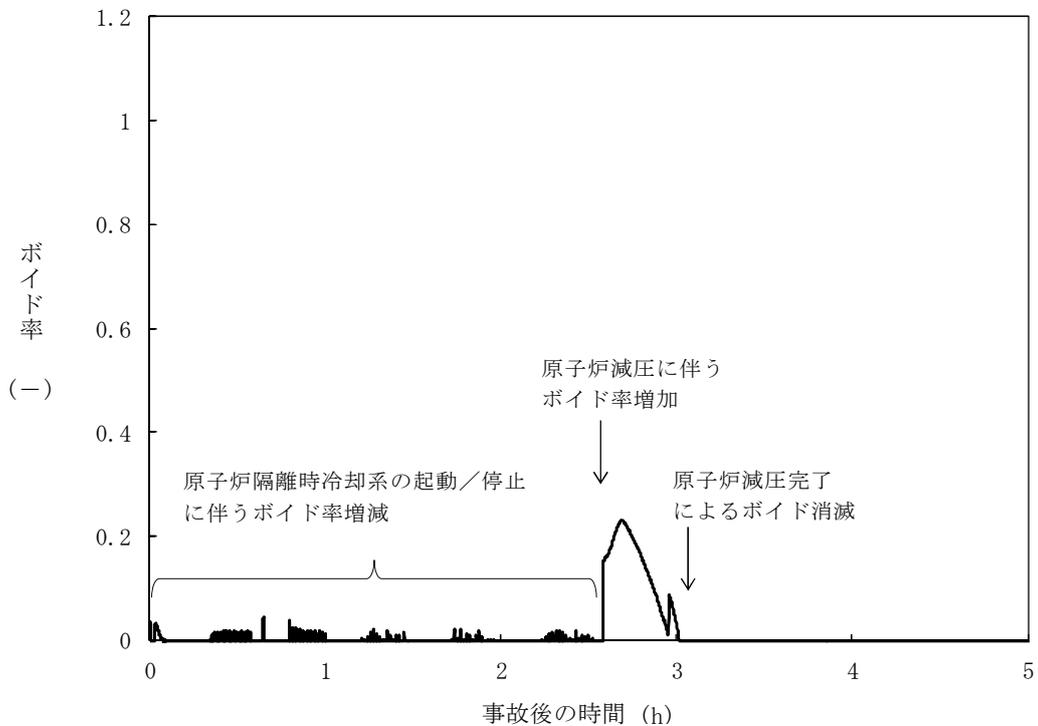
コメント No. 147-02.05 に対する回答



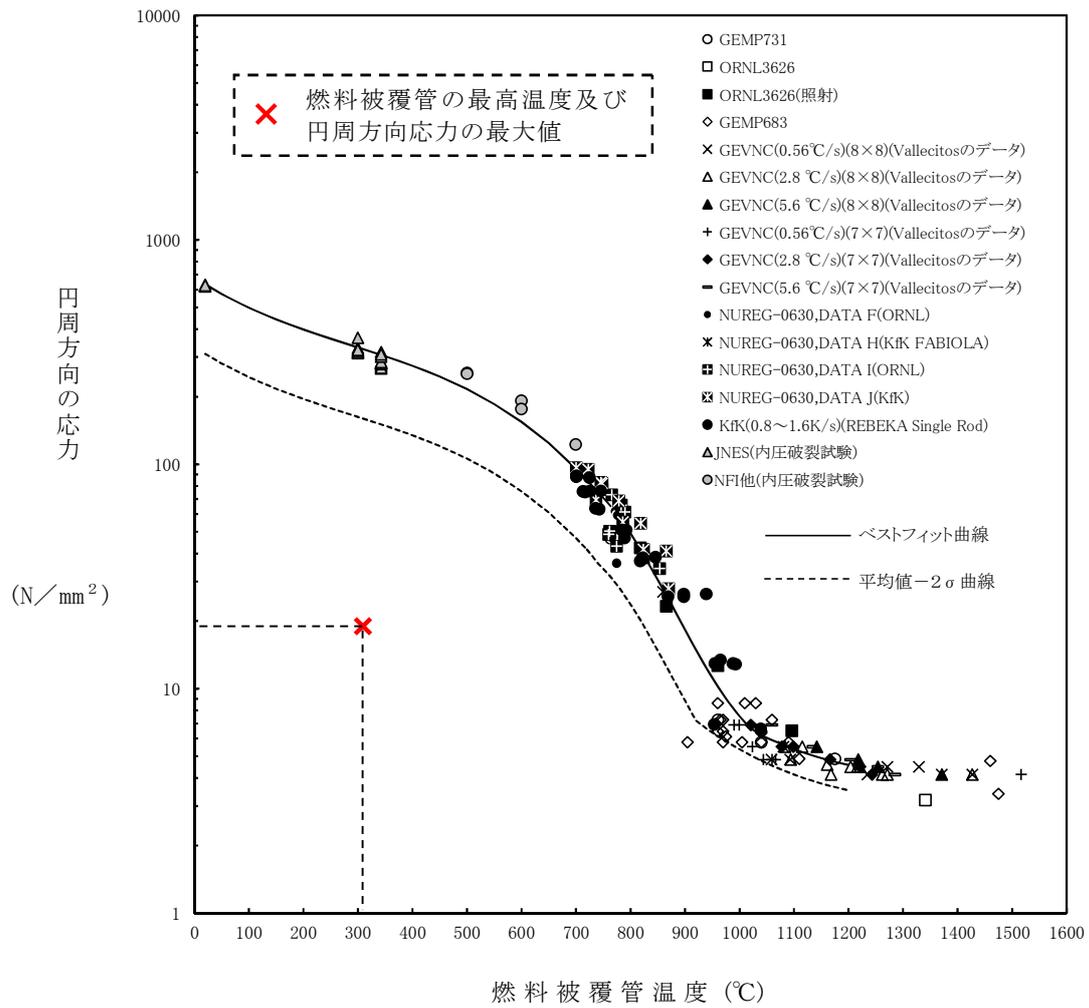
第 2.4.2-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移



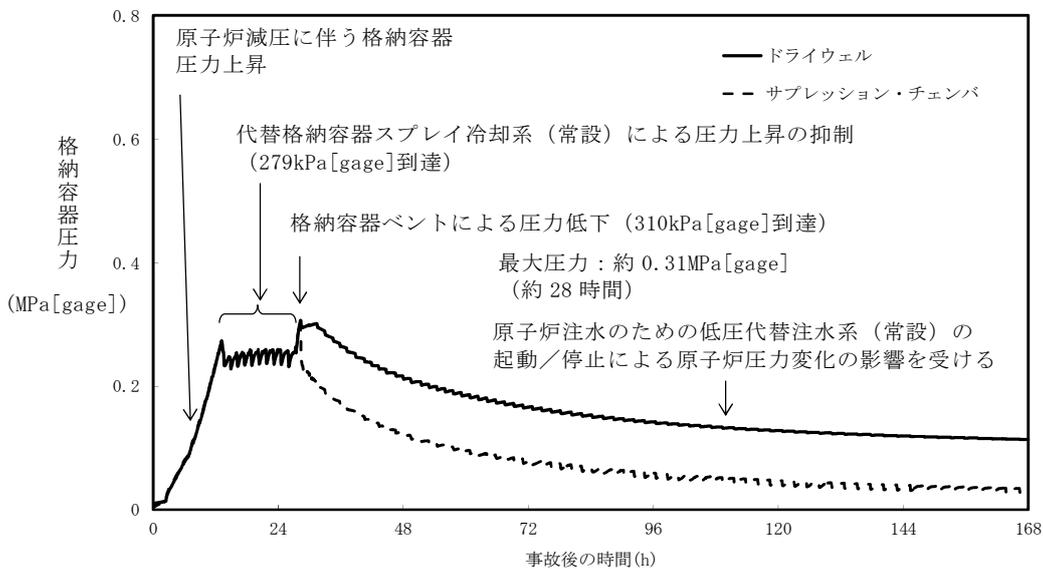
第 2. 4. 2-12 図 高出力燃料集合体におけるボイド率の推移



第2. 4. 2-13図 炉心下部プレナム部におけるボイド率の推移

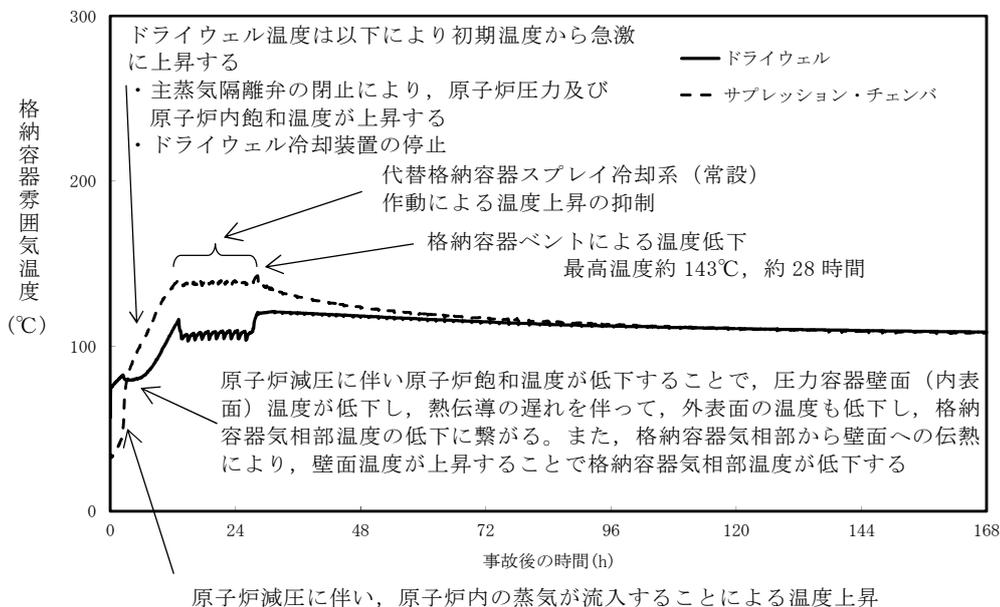


第 2.4.2-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

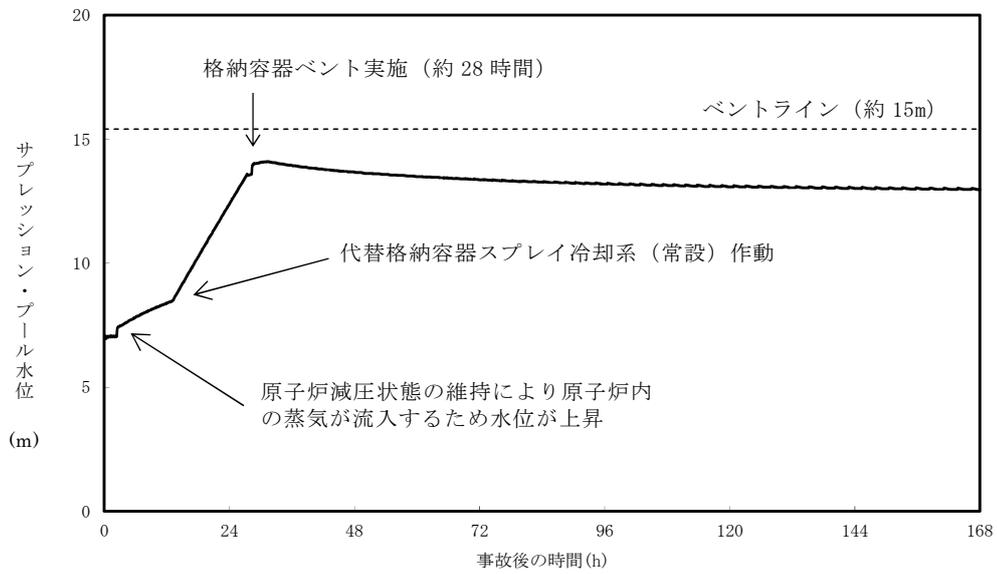


第 2.4.2-15 図 格納容器圧力の推移

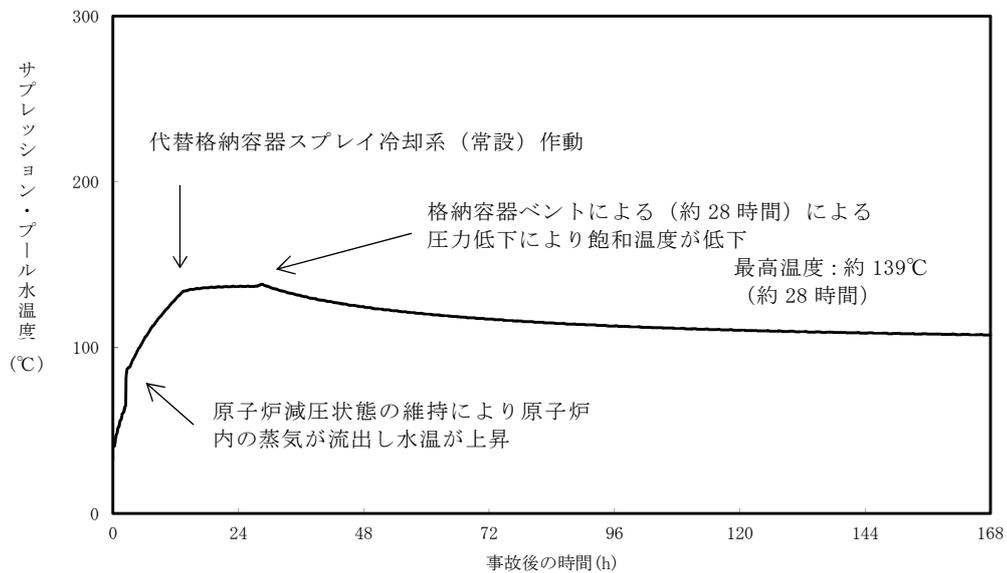
コメント No. 163-17 に対する回答



第 2.4.2-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.4.2-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2-18 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(残留熱除去系が故障した場合))

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)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及び高圧炉心スプレイ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、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、事象発生の約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに、ドライウェル雰囲気温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく、格納容器安定状態が確立される。なお、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが、敷地境界における実効線量は、本事故シーケンスとベントタイミングが同等であり、放射性物質の減衰効果も同等となる「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の評価結果 $6.2 \times 10^{-1} \text{ mSv}$ と同等となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

(添付資料 2.1.1 別紙 1)

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答 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（残留熱除去系が故障した場合））

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あ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。	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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ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。	実解析コードは、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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ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原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることなく、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原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることなく、燃料被覆管最高温度は初期値を上回ることがないことから、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、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。
原子炉圧力容器	ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 CSTF実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは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代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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、CSTF実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、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代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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、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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却				
格納容器ベント	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法を用いられている。	「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。	

添付 2.4.2.2-3

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 (1/5)

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～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91～約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事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、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ない。
	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ない。	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ない。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の混在炉心又はそれぞれ型式の単独炉心となる場合があるが、両型式の燃料の特性はほぼ同等であることから、炉心冷却性に大きな差は無く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 33～41kW/m (実績値)	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	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及び高圧炉心スプレイ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。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから、 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

添付 2. 4. 2. 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 (2/5)

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。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、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。このため、燃料からの発熱が小さくなり、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下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、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。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。
	ドライウエル雰囲気温度	57℃	約 25~58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、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うるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、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は大きくなる。	

添付 2.4.2.2-5

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			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下が早く、事象進展の早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	—	残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能の喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし： 運転員等操作 外部電源あり： 事象進展	—	運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動が必要となる外部電源なしを設定 事象進展の観点では、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、外部電源ありを設定	外部電源がある場合は、常設代替高圧電源装置の起動が不要となるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に期待するのは2時間後であり、起動操作に要する時間と比較して十分な時間余裕が確保されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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）	—	事象進展の観点で、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	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び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。
	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）	—	事象進展の観点で、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	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び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。

添付 2.4.2.2-6

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 (4/5)

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	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: 7.86~1.04MPa[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: 7.86~1.04MPa[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。
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 最小流量特性 ・注水流量: 0~1,419m ³ /h ・注水圧力: 1.38~7.65MPa[dif]	原子炉水位異常低下(レベル2)信号にて自動起動 定格流量特性 ・注水流量: 0~1,419m ³ /h以上 ・注水圧力: 1.38~7.65MPa[dif]	設計値を設定。原子炉水位の観点で厳しい設定として、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、原子炉水位回復までの期間は原子炉水位を継続監視していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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は大きくなる。
	低圧代替注水系(常設)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性(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) 定格流量特性(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は大きくなる。
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230 m ³ /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230 m ³ /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h	スプレイ流量: 130m ³ /h	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 2.4.2.2-7

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	(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。
		(原子炉減圧操作時) 自動減圧機能付き逃がし安全弁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) 自動減圧機能付き逃がし安全弁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 (ドライウェルサープレッション・チェンバ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェルサープレッション・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。
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量： 最小流量特性	排気流量： 定格流量特性	格納容器減圧特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、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器ベント後に格納容器圧力を起点とする操作はないため、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、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (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 2.4.2.2-8

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 (1/3)

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	<p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（逃がし安全弁による原子炉減圧操作）</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>【他の並列操作の有無】 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。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>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>少なくとも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。なお、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することも可能であり、この場合には更に余裕がある。</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。想定している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	<p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作</p>	<p>サブプレッション・チェンバ力 279kPa[gage]到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定</p>	<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】 操作開始時間は設定していないが、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易なものであり、緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短いため、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】 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、同一の制御盤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。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</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。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。</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。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。</p>	<p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、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。</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。）にて訓練を取得。訓練では、格納容器圧力 279kPa[gage]到達時に、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施、スプレイ操作は約4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なことを確認した。</p>

添付 2.4.2.2-9

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 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>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、格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]）に到達するのは、事象発生時の約 28 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与える影響はない。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、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】</p> <p>中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して十分に短く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉水位維持操作を並列して実施する可能性があるが、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】</p> <p>中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>なお、中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており、操作の信頼性を向上しているが、この場合、約 30 分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。</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。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 30 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。</p> <p>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、他に並列操作がある場合でも異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。</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。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 30 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は 620kPa [gage] であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。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。</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作は、事象発生時の約 28 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。</p> <p>また、中央制御室での遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作が遅れる場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器限界圧力 620kPa[gage]に到達するまでには時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室での操作は、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、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、310kPa[gage]到達時に、格納容器ベントを実施し、操作時間は約 4 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。</p>

添付 2.4.2-10

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	代替淡水貯槽への補給	事象発生 48 時間後程度から	代替淡水貯槽への補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、代替淡水貯蔵タンクが枯渇しないように設定	代替淡水貯槽への補給までの時間は、事象発生から 48 時間程度あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は所要時間 150 分のところ、訓練実績等により約 120 分を実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽へに用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	事象発生 48 時間後程度から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水大型ポンプへの補給開始時間は、事象発生から 48 時間程度あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、許容時間 150 分のところ、訓練実績等により約 25 分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

添付 2.4.2.2-11

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))

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。

② 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa [gage] に到達する事象発生約 13 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器スプレイを実施する。

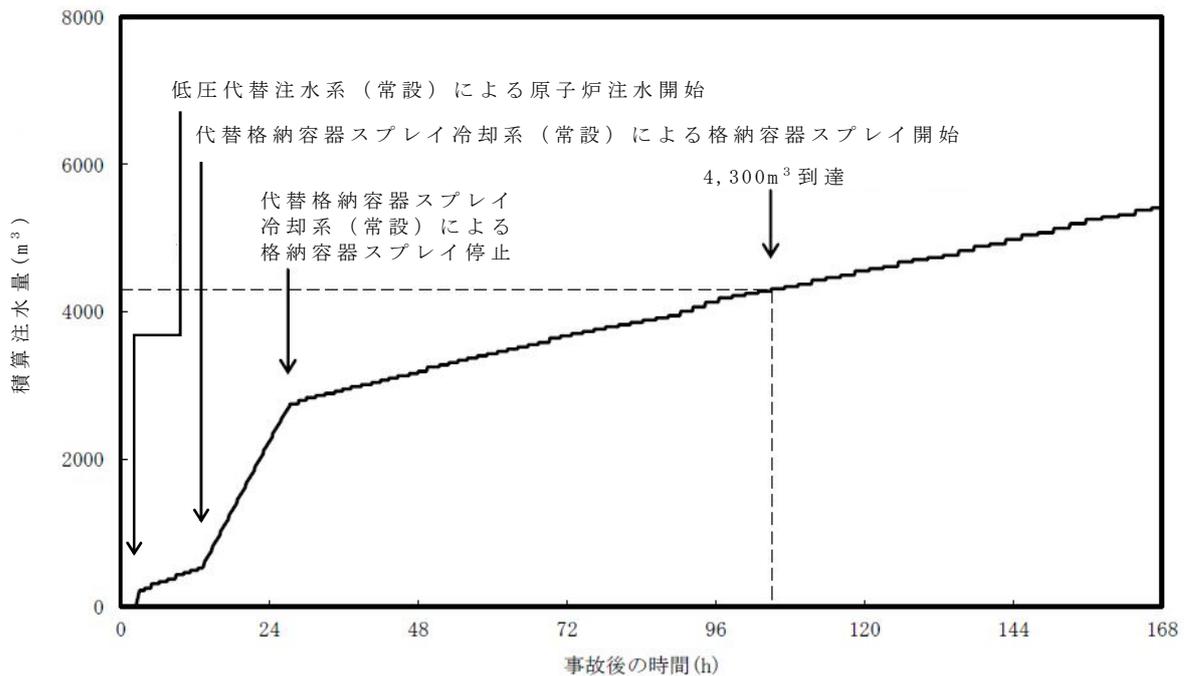
サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後, 格納容器スプレイを停止する。

③ 淡水貯水池から代替淡水貯槽への補給

事象発生 48 時間程度以降から, 淡水貯水池の水を代替淡水貯槽へ水位が上昇する流量で補給する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。事象発生 48 時間程度以降の代替淡水貯槽の減少は、崩壊熱による蒸散量に相当する量であるため、崩壊熱による蒸散量以上の流量で補給を行うことで、代替淡水貯槽の水量は回復し、以降安定して冷却を継続することが可能である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,410m³ 必要となる。代替淡水貯槽及び淡水貯水池に合計約 9,300m³ 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 (残留熱除去系が故障した場合))

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
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費 量 約 755.5kL	軽油貯蔵 タンクの 容量は約 800kL であ り, 7 日間 対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (代替淡水貯槽給水) 218L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) = 約 36.6kL	7 日間の 軽油消費 量 約 36.6kL	可搬型設備 用軽油タン クの容量は 約 210kL であ り, 7 日間 対応可能

- ※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが, 保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
- ※2 事故収束に必要なではないが, 保守的に起動を仮定した。
- ※3 緊急用 P/C の電源を, 常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

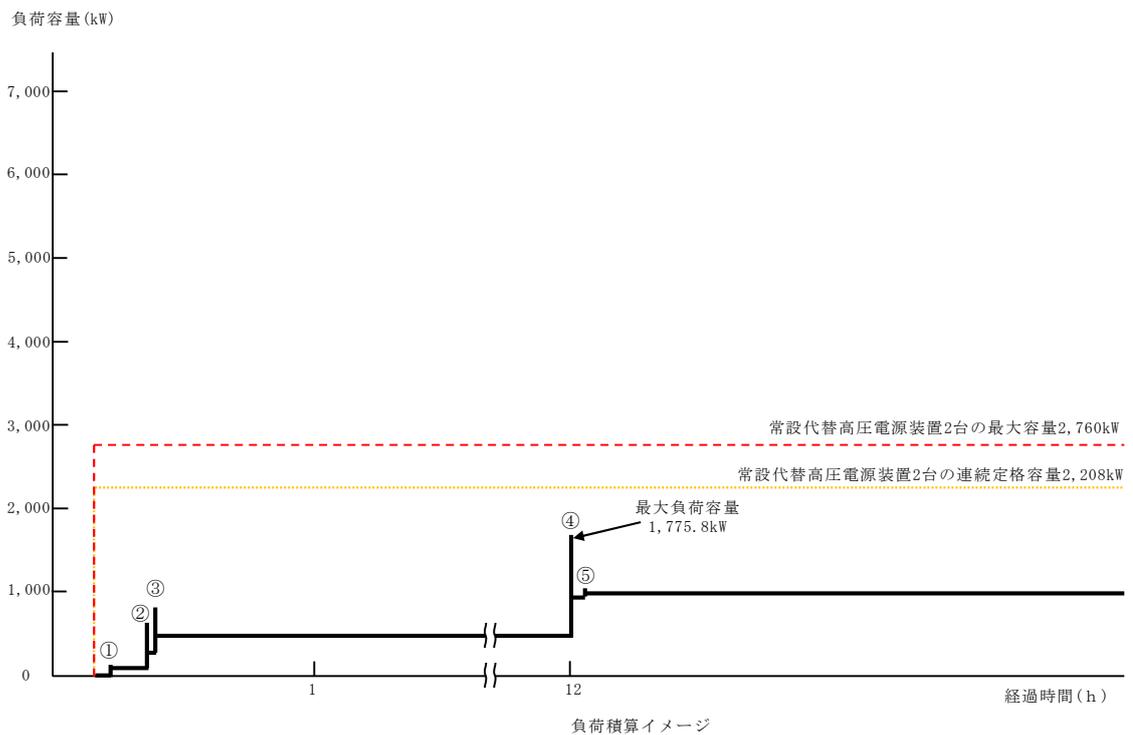
常設代替交流電源設備の負荷

(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

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	124.3	59.6
		35.6		
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0	1,775.8	959.6
		10.0		
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6



2.6 L O C A時注水機能喪失

2.6.1 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「L O C A時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「L O C A＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「L O C A＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断L O C Aのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することができないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

コメント No. 148-12, 158-08, 49, 50 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「L O C A時注水機能喪失」は，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小規模の破断が発生した後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，炉心が露出することで炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失による崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，中小規模のL O C Aが発生し，同時に高圧及び低圧の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，中小規模のL O C A発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対す

る重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小規模のLOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した後は、サブプレッション・プール熱容量制限到達により原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行することから、以降の運転操作や事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として重大事故等対処設備の低圧注水機能の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することによって炉心損傷の防止を図るとともに、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「LOCA時注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置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2.6-1図に、対応手順の概要を第2.6-2図に示すとともに、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2.6-1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、事象

発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策要員で構成され、合計 17 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う災害対策要員は 2 名、重大事故等対応要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な要員は、燃料補給作業を行うための招集要員 2 名、現場手動による格納容器ベント操作を行うための招集要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6-3 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、17 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム、外部電源喪失及び LOCA 発生 の確認

原子炉がスクラムしたことを確認する。また、外部電源が喪失したことを確認する。さらに、格納容器圧力が 13.7kPa[gage] に到達したことにより LOCA が発生したことを確認する。

原子炉スクラム、外部電源喪失及び LOCA 発生 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. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作

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

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作に必要な計装設備は、緊急用母線電圧計である。

c. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離

時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量計等である。

d. 低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量計等である。

e. 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後に、低圧代替注水系（常設）を起動する。

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計である。

f. 逃がし安全弁による原子炉減圧操作

低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）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。

逃がし安全弁による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作

低压代替注水系（常設）による原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

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

h. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力計、低压代替注水系格納容器スプレイ流量計、サブプレッション・プール水位計等である。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

i. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェ

ンバ側)

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器ベント操作に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置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・チェンバ圧力計、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位計等である。

以降、炉心冷却は低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により継続的に行い、格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

2.6.2 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、LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液

分離（水位変化）・対向流，三次元効果及び気液熱非平衡，原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレー冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。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り，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は不要と判断したことから，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2.6-2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

破断箇所は原子炉再循環系配管（配管断面積約 $2,400 \text{ cm}^2$ ）とし，破断面積は約 3.7 cm^2 とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源については、事象進展及び運転員等操作の観点でそれぞれ保守的になるよう以下のとおり設定する。

事象進展の観点では、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するが、保守的に外部電源喪失による給水流量の全喪失についても設定する。

運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の前に常設代替高圧電源装置の起動操作が必要となり、注水開始が遅くなる条件として、外部電源なしを設定する。

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) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

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) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の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、自動減圧機能付き逃がし安全弁（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。

(d) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水ポンプを 2 台使用するものとし、原子炉注水のみを実施する場合は、炉心冷却を厳しく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]）とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、230m³/h（一定）を用いるものとする。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器スプレイは、常設低圧代替注水ポンプを 2 台使用するものとし、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、130m³/h（一定）を用いるものとする。

(f) 格納容器圧力逃がし装置

サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]において、13.4kg/s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「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) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁による原子炉減圧操

作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。

- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

コメント No. 148-18, 150-24 に対する回答

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界外での実効線量評価にあたっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。

- a. 事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 4.7×10^{12} Bq となる。
- b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値*である 2.22×10^{14} Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追

加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 6.0×10^{15} Bq, よう素については I-131 等価量で約 3.9×10^{14} Bq となる。

※：過去に実測された I-131 の追加放出量から、熱出力 1,000MW あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力 3,440MW（定格の約 105%）の場合、熱出力 1,000MW あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 2.78×10^{13} Bq (750Ci) であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14} Bq (6,000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10} Bq)

出典元

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)

- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は 4%とし、残りの 96%は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2%とする。
- e. 原子炉压力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。
- f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェルからのベントを考慮し、スクラビングの効果を

考慮しないものとする。また、核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

g. 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdots \cdots \cdots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/h)

H_∞ : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量
(1.6×10⁻⁷ Sv/Bq)

χ/Q : 相対濃度 (s/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdots \cdots \cdots (2)$$

K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数
(K=1Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)
(γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 2.9×10⁻⁵ s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.0×10⁻¹⁹ Gy/Bq とし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 2.0×10⁻⁵ s/m³、相対線量 (D/Q) は 8.1×10⁻²⁰ Gy/Bq とする。

- i. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50, 無機よう素の除染係数を 100 とする。

(添付資料 2.6.2)

(4) 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 2.6-4 図から第 2.6-8 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及びボイド率, 平均出力燃料集合体のボイド率, 炉心下部プレナム部のボイド率, 破断流量の推移並びに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 2.6-9 図から第 2.6-15 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 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。

※: 炉心露出から再冠水の過程を示す観点で, シュラウド内水位を示している。

シュラウド内水位は, 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, シュラウド外水位より見かけ上高めの水位となる。一方, 運転員の監視や非常用炉心冷却系等の起動信号を発信に用いる原子炉水位計 (広帯域) は, シュラウド外水位を計測することから, シュラウド内外水位を合わせて示している。

a. 事象進展

外部電源が喪失し, 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) 信号により原子炉がスクラムする。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及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、機器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。このため、低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し、事象発生後の25分後に、逃がし安全弁7弁による原子炉減圧操作を実施することで、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、上記の挙動に伴い増減する。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、サプレッション・チェンバ圧力が279kPa[gage]に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容

器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m 到達した時点でサブプレッション・チェンバメントラインの機能維持のために代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生約 28 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa [gage] に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、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。

なお、格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.6-9 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生約 37 分後に最高値の約 616°C に到達するが、コメント No. 181-18 に対する回答 評価項目である 1,200°C を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 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 2.6-4 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圧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。

格納容器圧力は、第 2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、**評価項目**である限界圧力 (0.62MPa[gage]) を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1-17 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、**評価項目である**限界温度 (200℃) を下回る。

第 2.1-5 図に示すように、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が確保されている。また、第 2.1-16 図及び第 2.1-17 図に示すように、事象発生約 28 時間後に、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、**安定状態が確立する。また、代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。**

(添付資料 2.6.3)

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 1.6×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベントによるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.6.3 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、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小規模の破断が発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置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られとさ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、**逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）**、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。

(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、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10℃～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り、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、解析コードはHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、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、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代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作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代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃が

し装置による格納容器ベント操作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 2.6.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは酸化量及び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，解析コードはHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，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，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，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 2.6.4)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.6-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{Gwd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{Gwd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サプレッション・プール水位、格納容器体積（ウェットウ

エル) 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、ドライウェル雰囲気温度及びサプレッション・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。

事故条件の起回事象については、気相部の配管と比べ破断口からの流出流量が大きくなり、また、低圧注水のために原子炉の減圧が必要となる燃料有効長頂部以下の液相配管のうち、代表として原子炉再循環配管に約 3.7 cm^2 の破断面積を設定している。なお、破断面積が約 9.5 cm^2 までは、同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が約 9.5 cm^2 を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の前に常設代替高压電源装置の起動操作が必要となり、注水開始が遅くなる条件として、外部電源なしを想定する。外部電源がある場合は、常設代替高压電源装置の起動が不要となることから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の開始は早くなる。

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 2.6.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱が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。

事故条件の起因事象については、気相部の配管と比べ破断口からの流出流量が大きくなり、また、低圧注水のために原子炉の減圧が必要となる燃料有効長頂部以下の液相配管のうち、代表として原子炉再循環配管に約 3.7 cm^2 の破断面積を設定している。なお、破断面積が約 9.5 cm^2 までは、同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、燃料被覆管の最高温度は約 842°C となる。破断面積が約 9.5 cm^2 を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「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）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展の観点では、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する。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。また、保守的に外部電源喪失による給水流量の全喪失についても設定する。給水系による原子炉注水に期待する場合は、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 2.6.1, 2.6.4）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

る。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 40 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、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 2.6.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子

炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも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らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも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らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 40 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 310kPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は 620kPa[gage]であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料 2.6.4）

（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。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低压代替注水系(常設)による原子炉注水操作)については、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足する。また、25分の減圧操作遅れを想定した場合には、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界線量も約4.4mSvとなり5mSvを下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、事象発生約16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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、事象発生約28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。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は310kPa[gage]から上昇するが、操作に要する時間は30分程度であり、格納容器圧力の上昇が比較的緩やかなものであることを考慮すると、限界圧力である620kPa[gage]に到達するまでには時間余裕がある。

(添付資料 2.6.4, 2.6.5)

(4) まとめ

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

転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.6.4 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「L O C A時注水機能喪失」の重大事故等対策における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり17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。

また、事象発生2時間以降に追加で必要な要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の71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「L O C A時注水機能喪失」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

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約5,320m³の水が必要となる。

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、必要な水源は確保可能である。また、事象発生48時間程度以降から可搬型代替注水大型ポンプを用いて、淡水貯水池から代替淡水貯蔵槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇

させることなく代替淡水貯槽を水源とした7日間の注水継続が可能である。

(添付資料 2.6.6)

b. 燃 料

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。常設代替交流電源装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 141.2kL 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、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源装置による電源供給について、7日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については、事象発生からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる給水について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.6.7)

c. 電 源

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

容量の容量内に収まることから、電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については、約 982kW 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 2 台）の連続定格容量は 2,208kW 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 2.6.8）

2.6.5 結 論

事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管において中小規模の破断が発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置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「L O C A 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置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。

なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界での実効線量は、周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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「LOCA時注水機能喪失」において、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、格納容器圧力逃がし装置による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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。

第 2.6-1 表 LOCA時注水機能喪失における重大事故対策について (1/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム, 外部電源喪失及びLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 外部電源が喪失したことを確認する。 格納容器圧力が 13.7kPa[gage]に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。 	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装 起動領域計装 ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失の確認後, 常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用母線電圧計
高圧注水機能喪失の確認	<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。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し, 手動起動に失敗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) の手動起動操作を実施し, 手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより, 高圧注水機能喪失と判断する。 	—	—	原子炉水位計 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位計 (SA 広帯域, SA 燃料域) 【高圧炉心スプレイ系系統流量計】 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後, 高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	—	原子炉水位計 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位計 (SA 広帯域, SA 燃料域) 高圧代替注水系系統流量計

【 】: 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 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故対策について (2/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電後、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計
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁 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。 原子炉減圧に伴い、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。 炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁 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	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 原子炉圧力計 原子炉圧力計（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量計 代替淡水貯槽水位計 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 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	—	原子炉水位計（広帯域、燃料域） 原子炉水位計（SA 広帯域、SA 燃料域） 代替淡水貯槽水位計

2.6-32

第 2.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故対策について (3/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・ サプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達したことを確認する。 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 ・ サプレッション・プール水位が、通常水位 +6.5m に到達した時点で、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイを停止する。 	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	—	ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量計 代替淡水貯槽水位計 サプレッション・プール水位計
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> ・ サプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し、サプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。 	格納容器圧力逃がし装置	—	ドライウェル圧力計 サプレッション・チェンバ圧力計 サプレッション・プール水位計 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

2.6-33

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

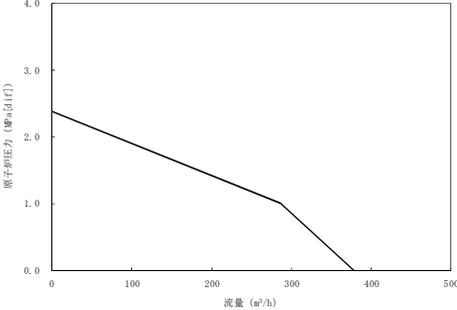
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126 cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	48, 300 t/h	定格流量を設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 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
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	

第 2.6-2 表 主要解析条件（L O C A時注水機能喪失）（2/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 （ウェットウエル）	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	再循環配管に 約 3.7cm ² の破断が発生	破断位置は、流出流量が大きくなり、低圧代替注水系（常設）を用いる場合は原子炉の減圧が必要となる液相部配管のうち、代表として原子炉再循環配管を設定 炉心損傷防止を有効に実施することが可能な破断面積の範囲においては、破断面積に応じて対応手順を変更することはないため、低圧代替注水系（常設）による注水開始が可能な時間及びその注水特性を踏まえ、代表として原子炉再循環系配管に約 3.7cm ² の破断面積を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし：運転員等操作 外部電源あり：事象進展	運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動が必要となる外部電源なしを設定 事象進展の観点では、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、外部電源ありを設定

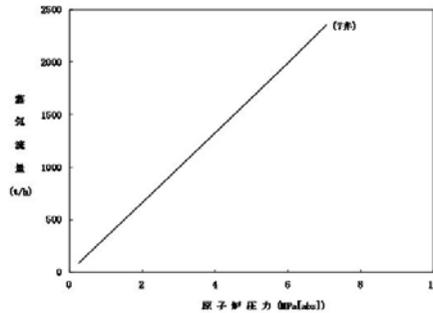
2.6-35

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	事象進展の観点で, 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
	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) 設定点信号で全台停止	事象進展の観点で, 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
	低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 (2 台) ・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  常設低圧代替注水ポンプ 2 台による注水特性
		(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230m ³ /h (一定)	併用時の系統評価に基づき, 保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として, 運転手順に基づき設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として, 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定

第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（4/5）

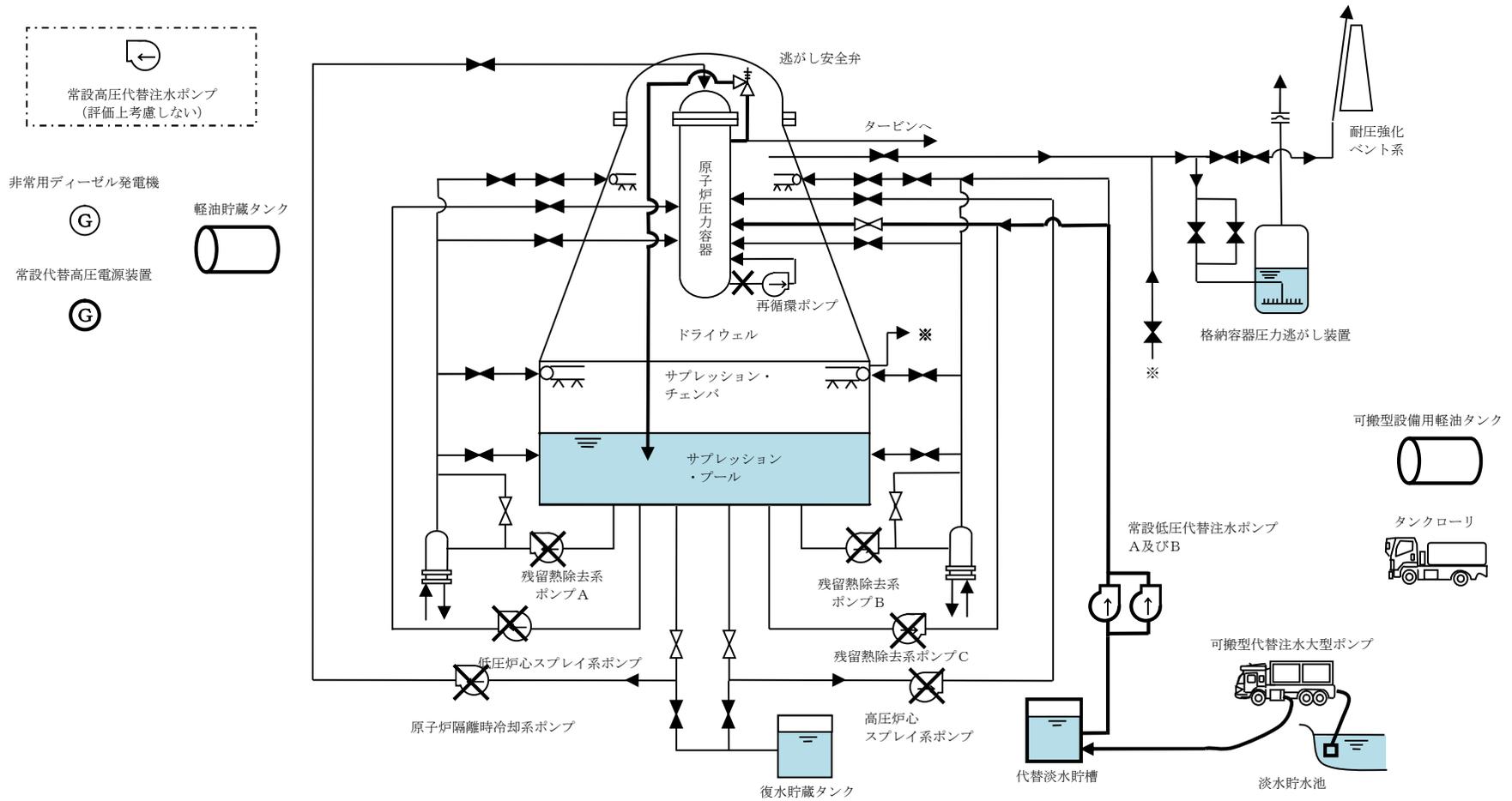
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁 （原子炉圧力制御時） 安全弁機能 7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個 8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個 8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個 8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個 8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個	設計値を設定	
	逃がし安全弁 （原子炉減圧操作時） 自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁を開放することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	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）	設計値を設定
	格納容器圧力逃がし装置	排気特性：最小流量特性 13.4kg/s(格納容器圧力310kPa[gage]において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定



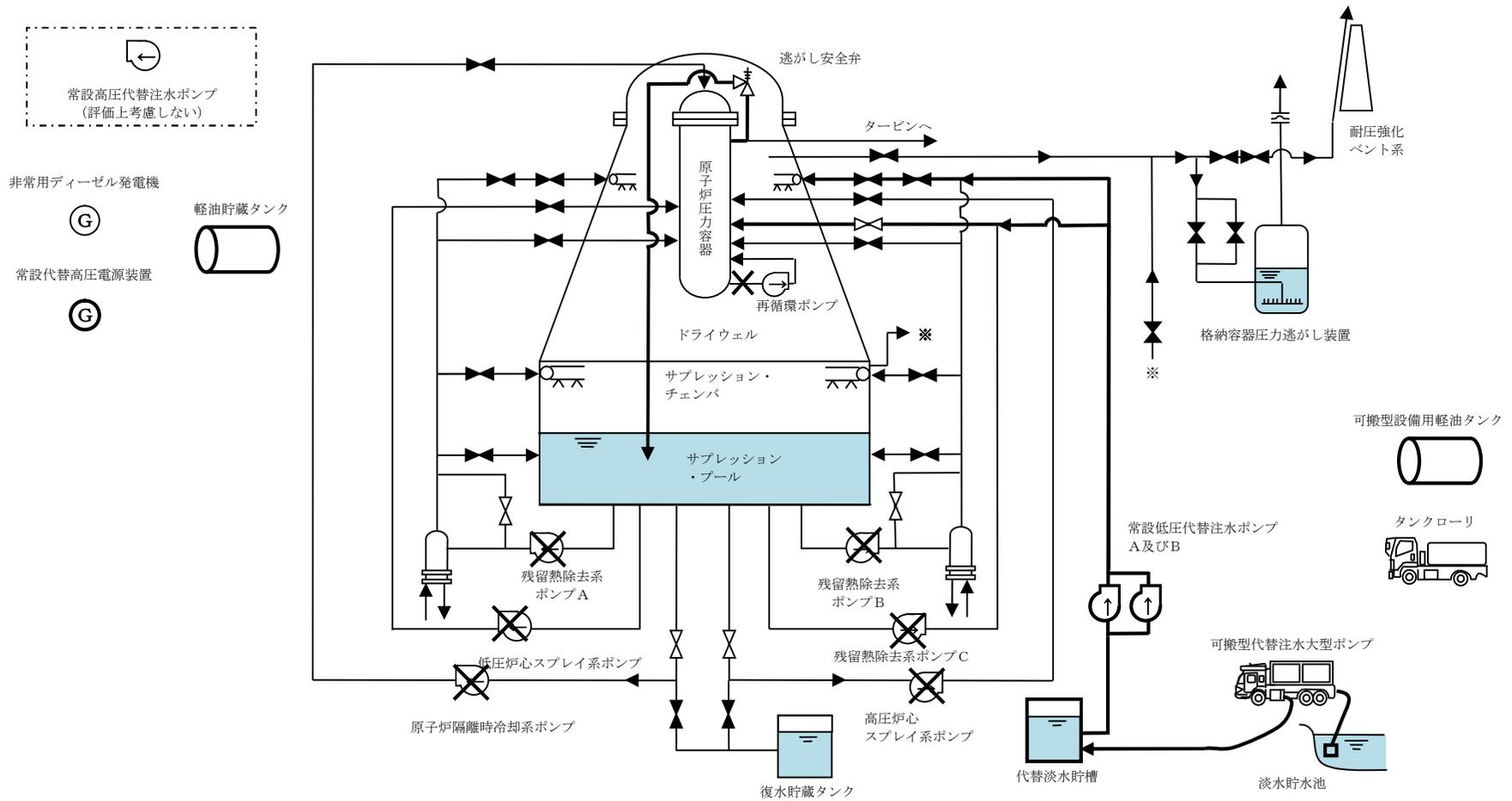
第 2.6-2 表 主要解析条件（L O C A時注水機能喪失）（5／5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮し設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]到達時	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

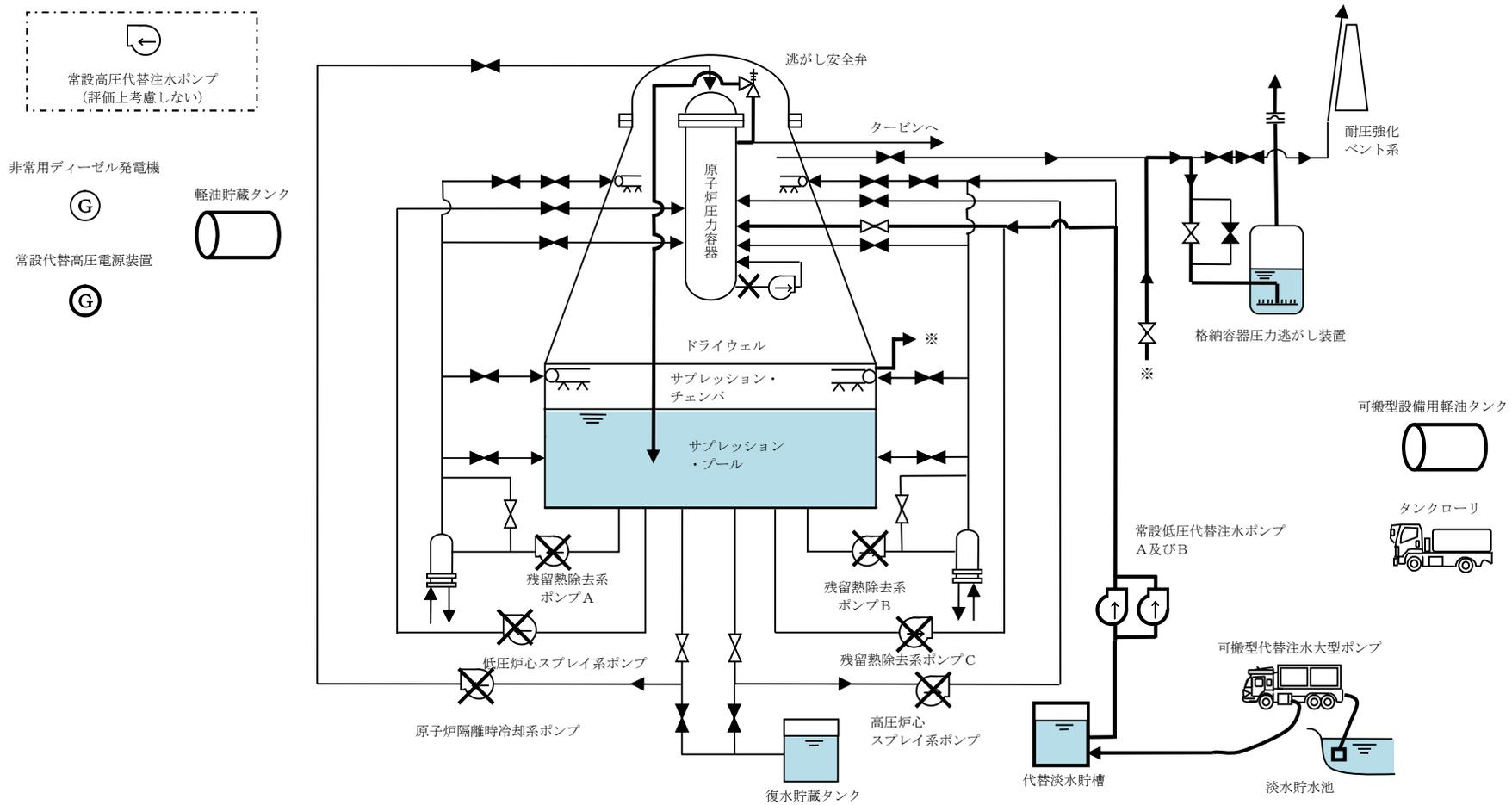
2.6-38



第2.6-1図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (低压代替注水系(常設)による原子炉注水段階)
 コメント No. 182-15 に対する回答

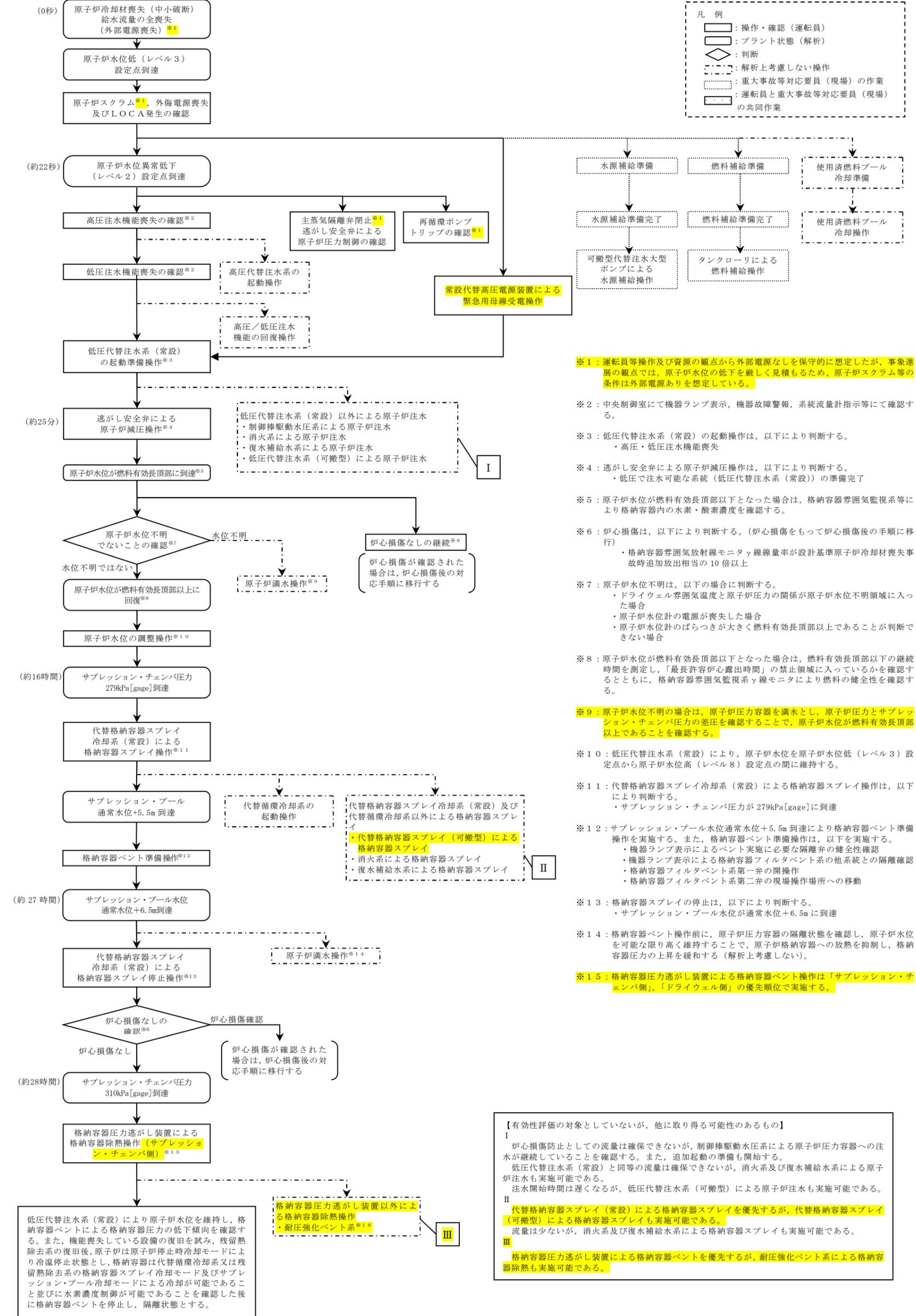


第 2.6-1 図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び
 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



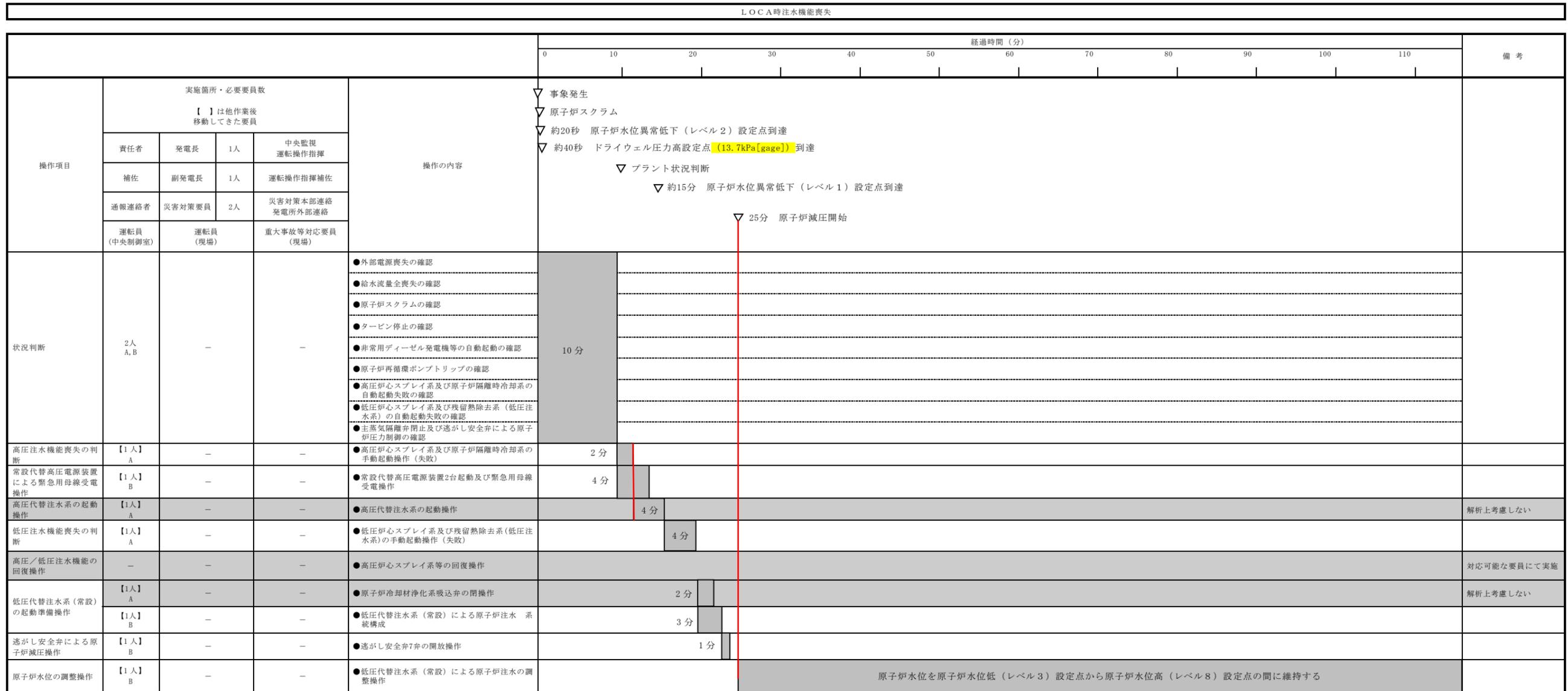
第 2.6-1 図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び
 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント段階)

(解析上の時刻)



第 2.6-2 図 LOCA時注水機能喪失 (中小破断LOCA) の対応手順の概要

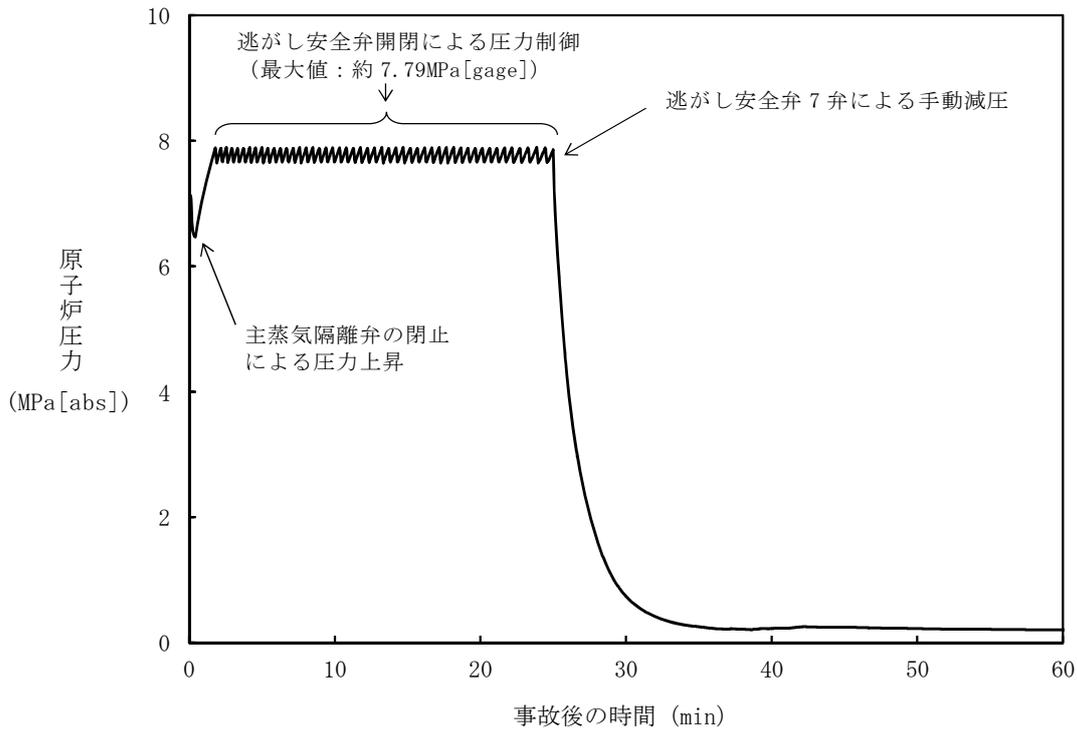
コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29, 148-01, 17 に対する回答



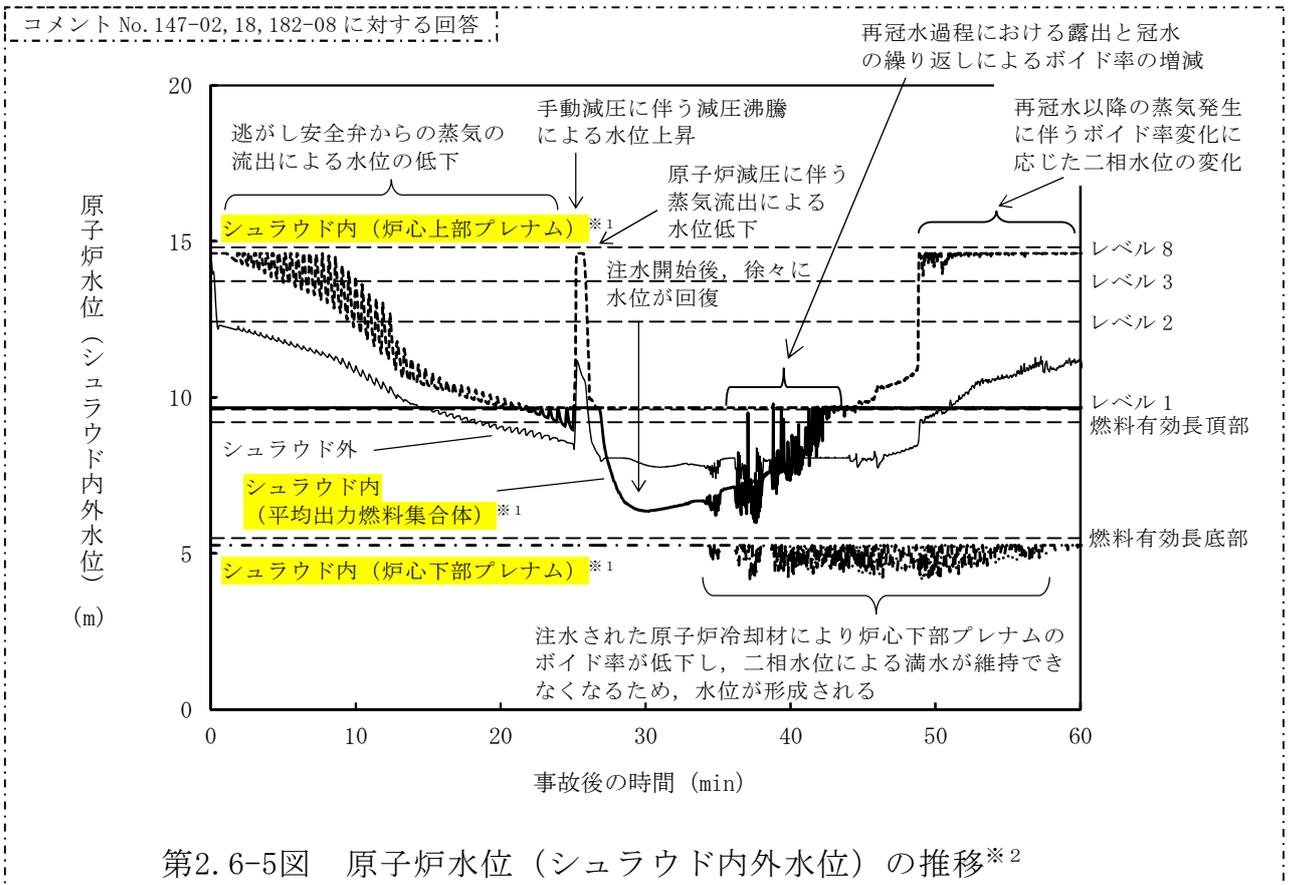
第 2.6-3 図 L O C A 時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

操作項目	実施箇所・必要員数			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)	重大事故等対応員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	44	
					▽ 25分 原子炉減圧開始 ▽ 約16時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽ 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▽ 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▽ 約28時間 サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達										
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する										
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 B	-	-	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視										
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作	適宜原子炉注水を調整										解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視										
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持										解析上考慮しない
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
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器ベント準備（系統構成）	5分										
	-	3人 C, D, E	-	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）	125分										解析上考慮しない
	-	-	3人 (招集)	●現場移動（第二弁）	75分										
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	-	-	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後 適宜状態監視										
	-	-	【3人】 (招集)	●現場手動による格納容器ベント操作	40分										解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給準備	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等	140分										水源枯渇までは十分余裕がある。
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	【2人】 a, b	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜監視										
燃料補給準備	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給	110分										タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
タンクローリによる燃料補給操作	-	-		●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	適宜実施										
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (招集5人)												

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)



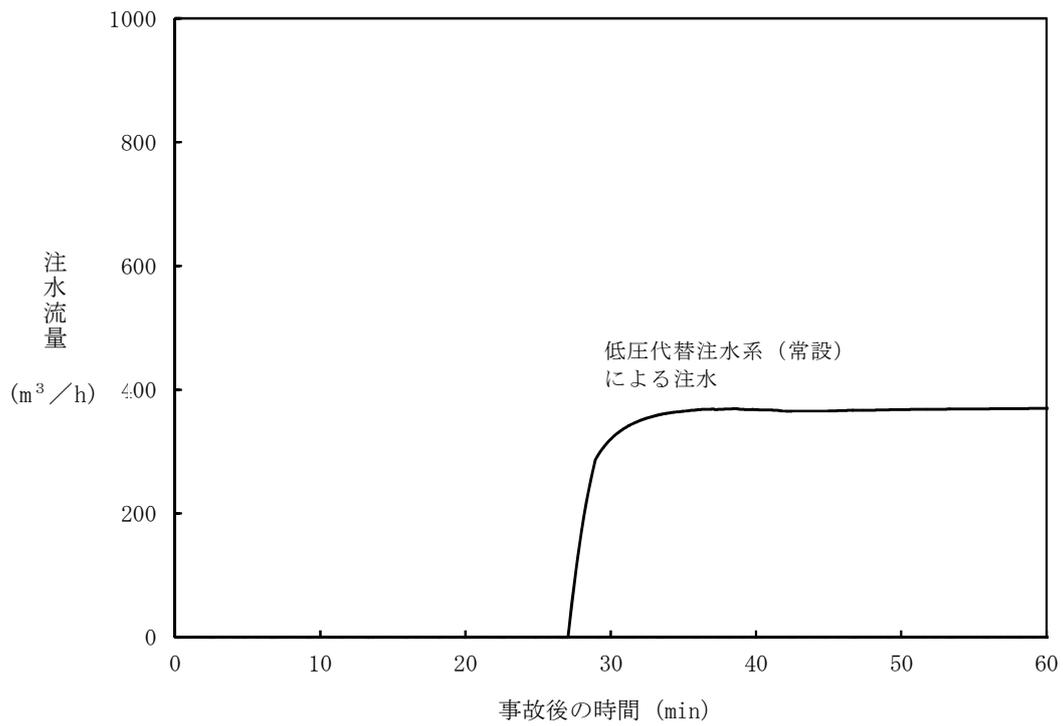
第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移



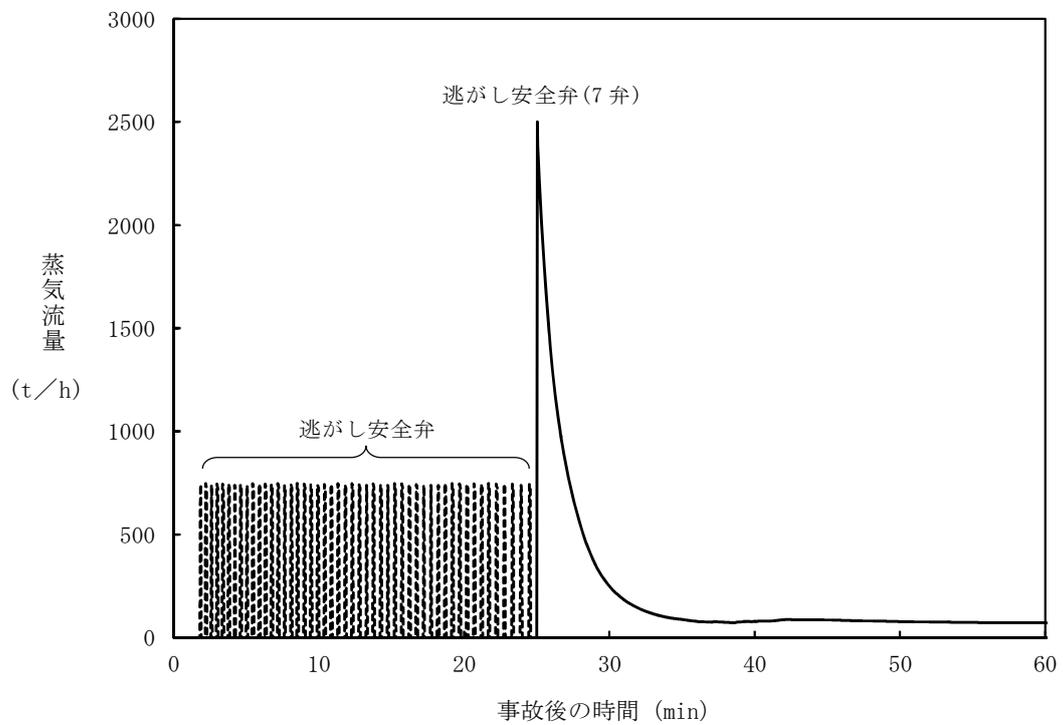
第2.6-5図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移^{※2}

※¹ SAFERでは各ノードの水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。

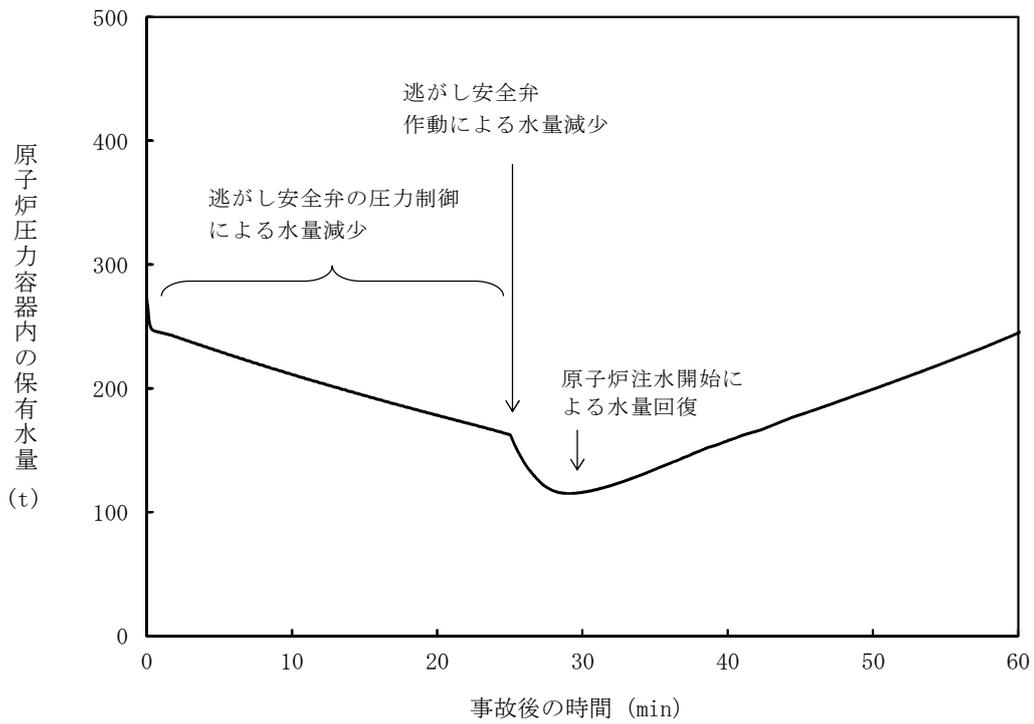
※² シユラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。



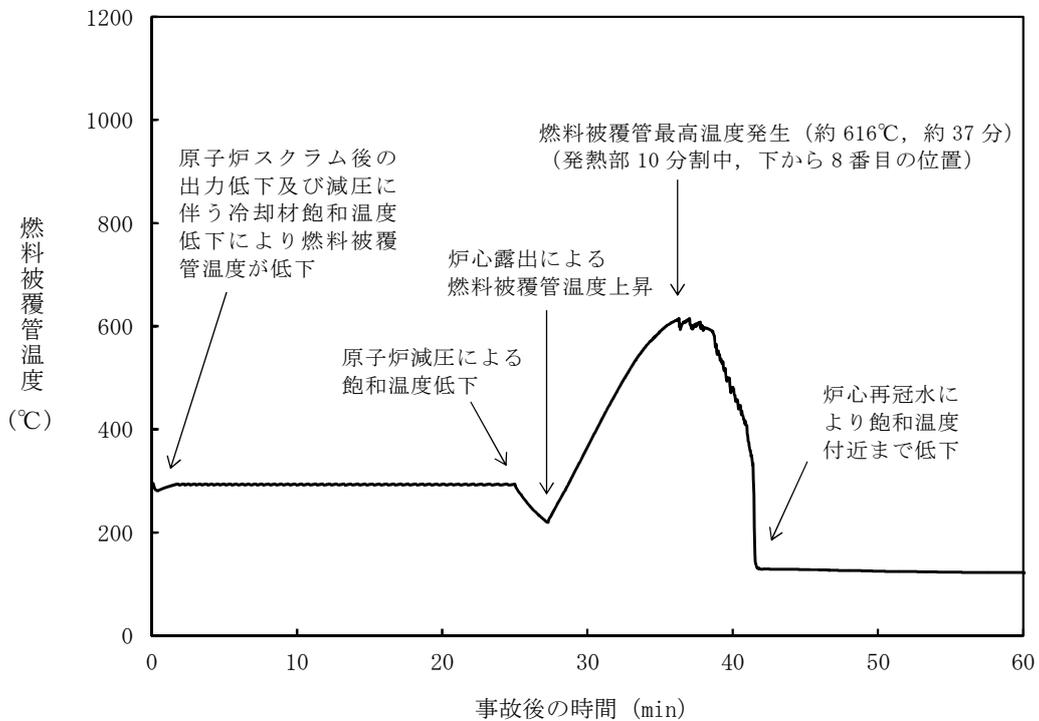
第2.6-6図 注水流量の推移



第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

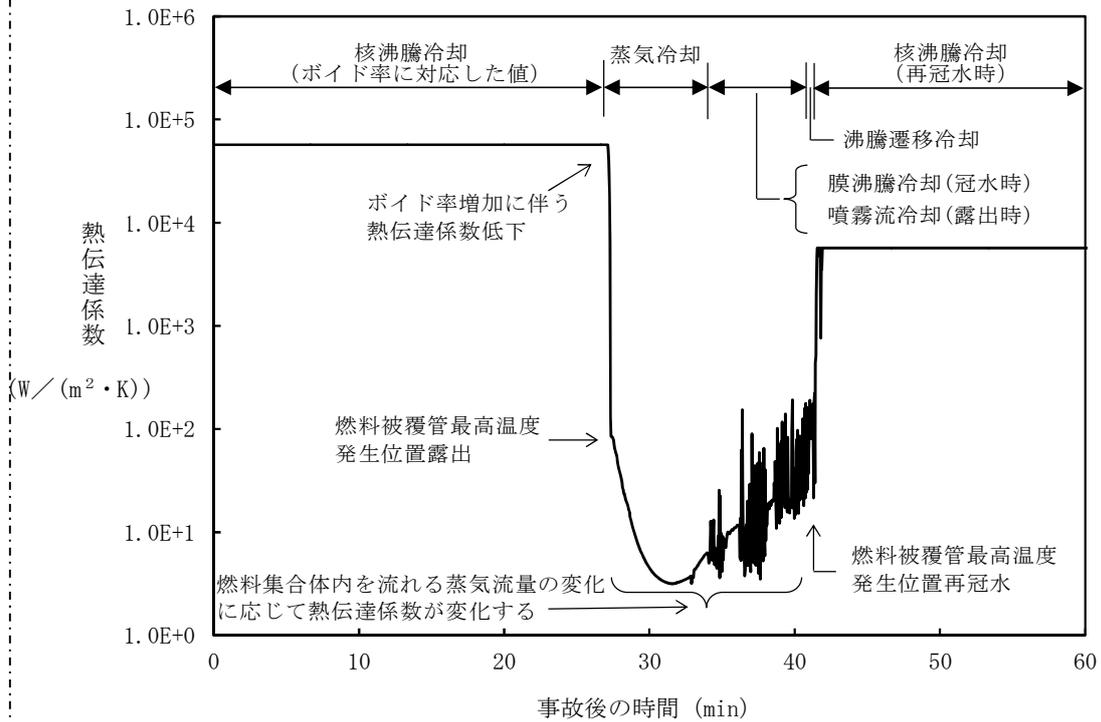


第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



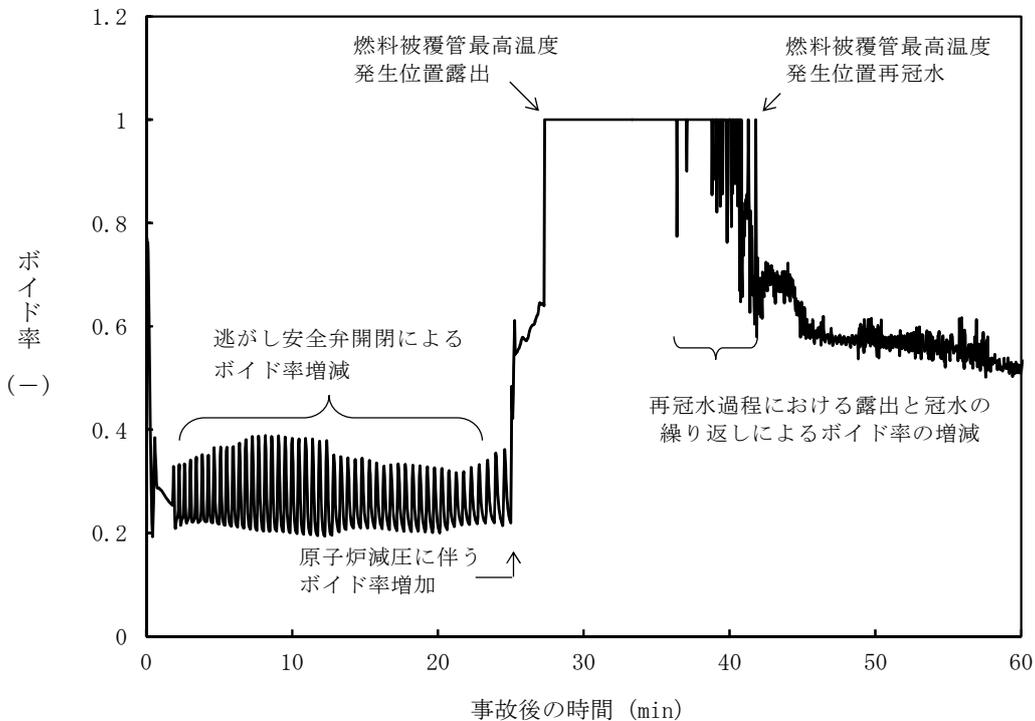
第 2.6-9 図 燃料被覆管温度の推移

コメント No. 147-02, 182-09 に対する回答 ;

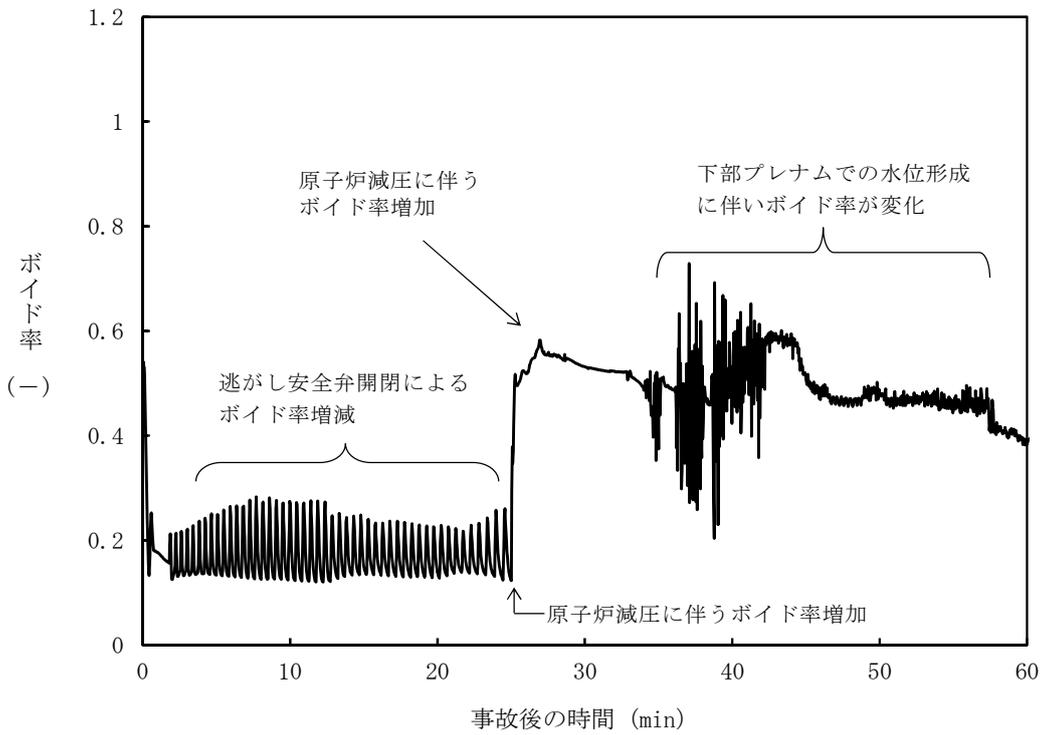


第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

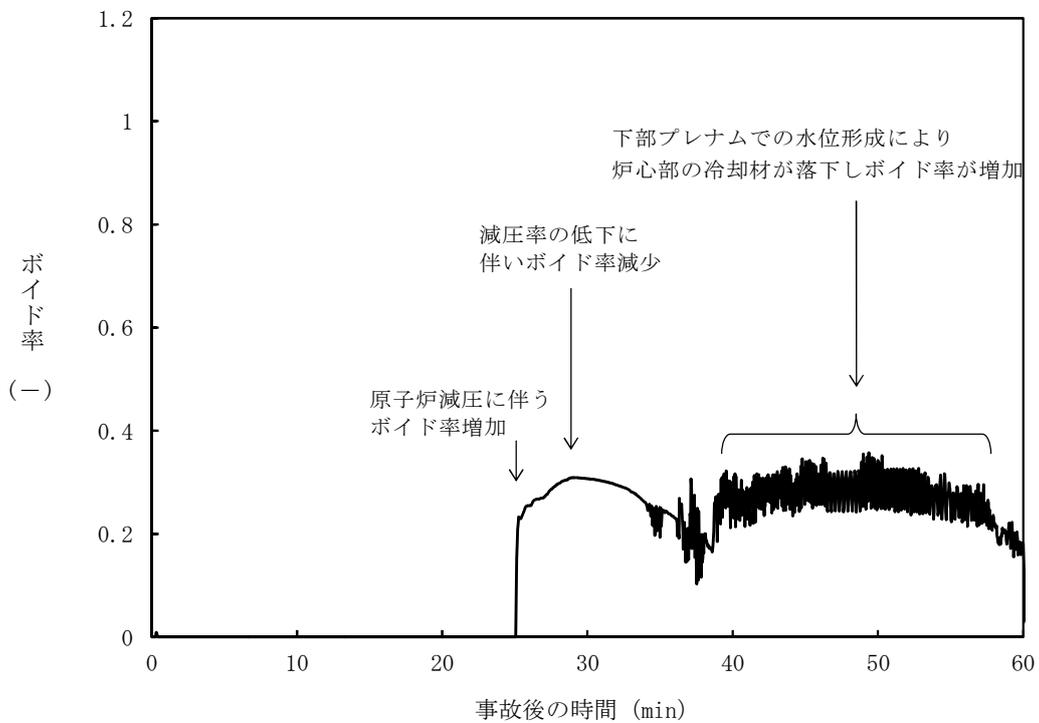
コメント No. 147-02, 05 に対する回答 ;



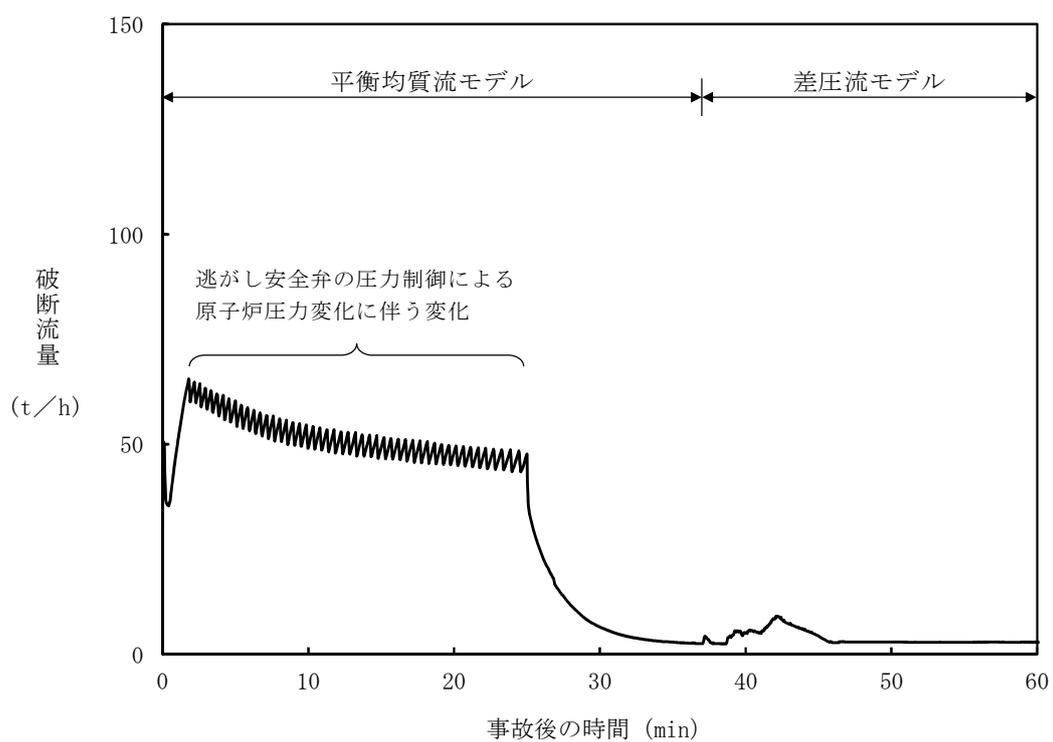
第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



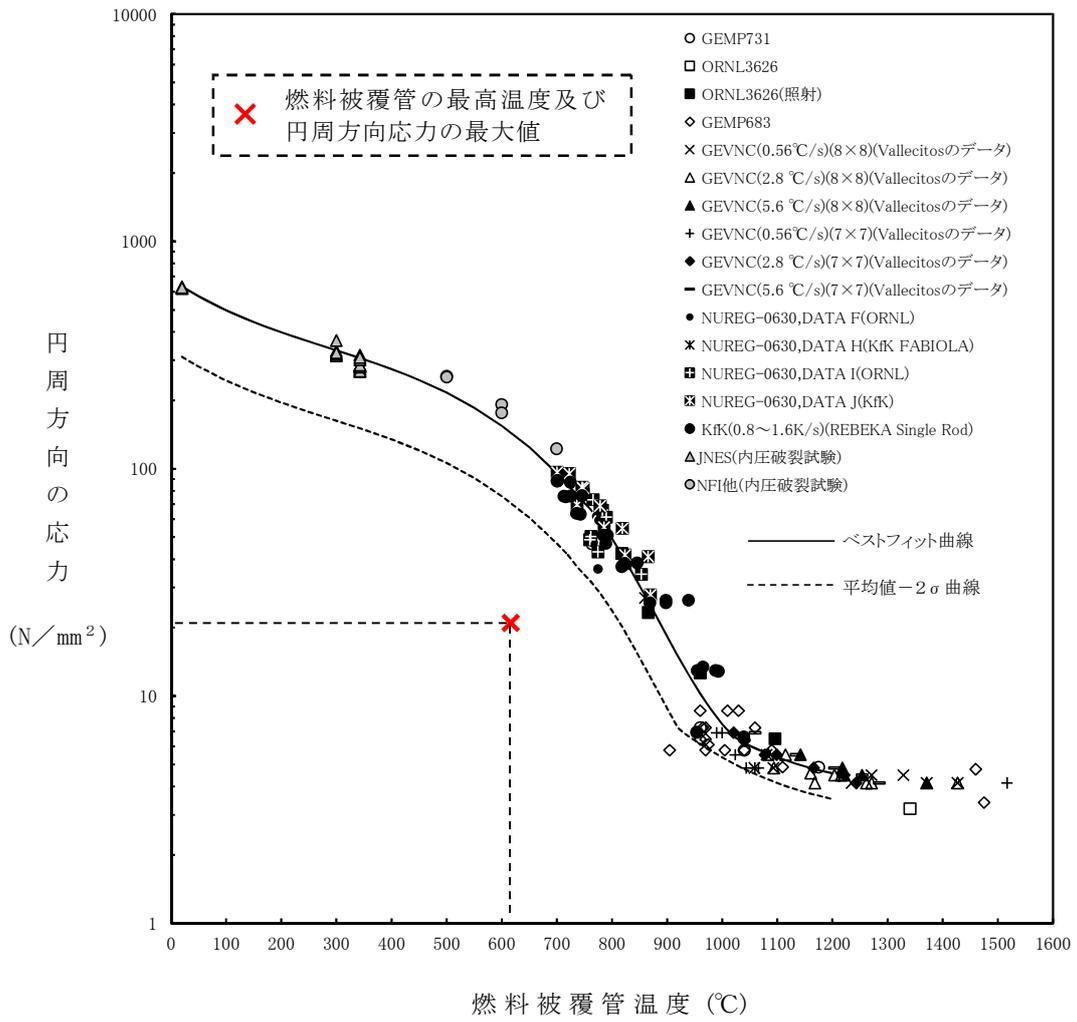
第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



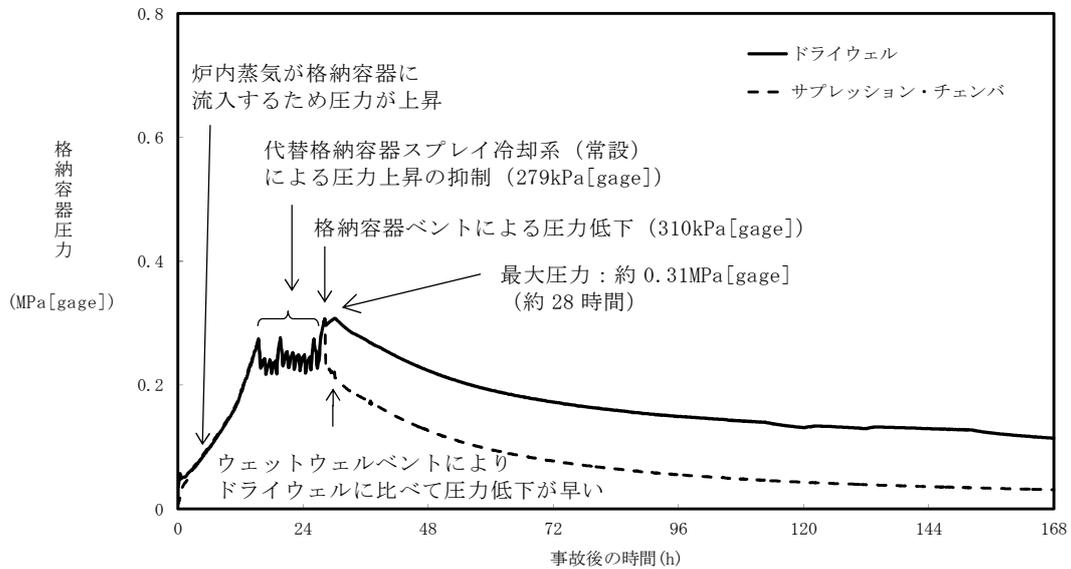
第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



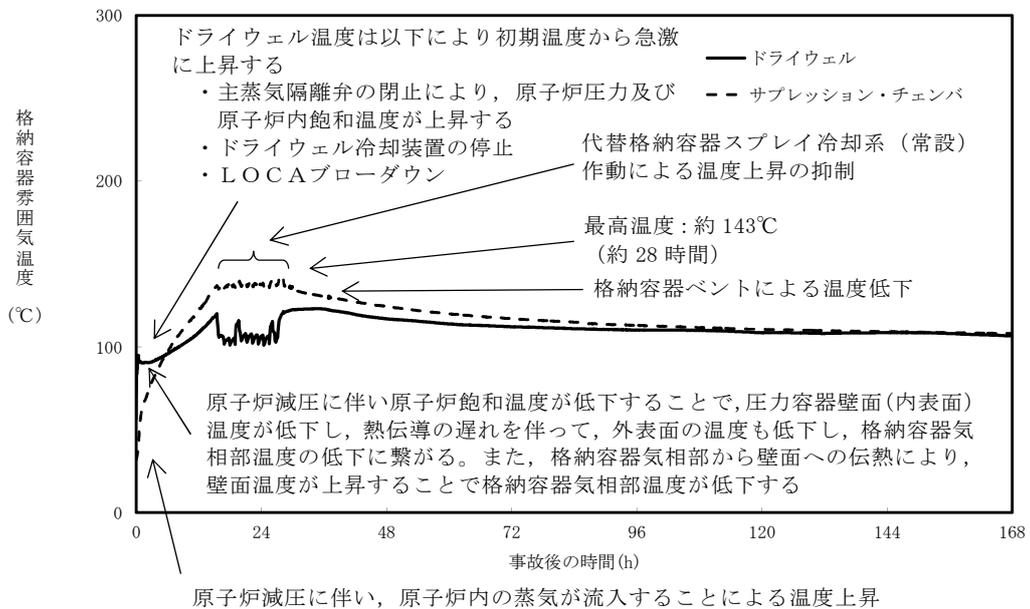
第2.6-14図 破断流量の推移



第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

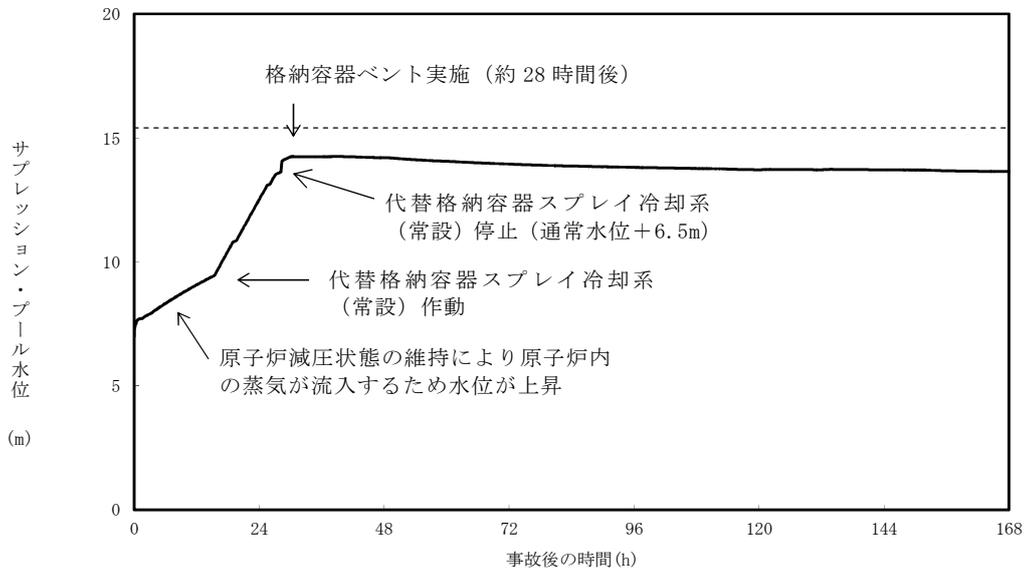


第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移



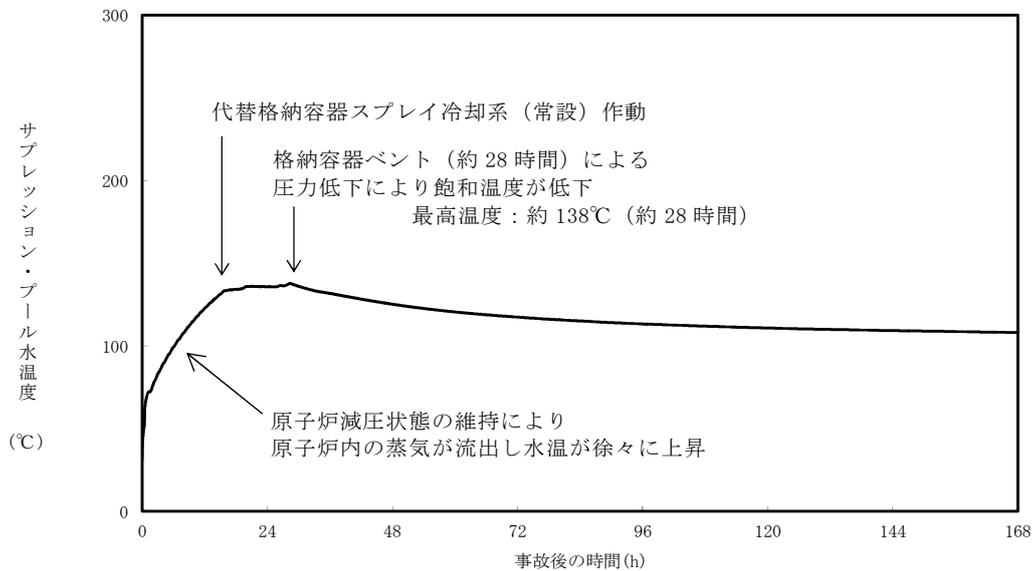
第 2.6-17 図 格納容器雰囲気温度の推移

コメント No. 147-05, 40 に対する回答



第 2.6-18 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 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移

コメント No. 182-02, 14 に対する回答

「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について

1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴

「LOCA時注水機能喪失」は、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、LOCAの破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至る。

このため、「LOCA時注水機能喪失」の有効性評価においては、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施し、炉心冷却を確保する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系（低圧注水系）と一部設備を共用する残留熱除去系の崩壊熱除去機能喪失を想定することから、代替循環冷却系に期待しない場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱を実施する。

LOCA事象は、想定する破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について以下に示す。

2. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目

「LOCA時注水機能喪失」の有効性評価を実施するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目を満足する必要がある。

①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十

分に冷却できるものであること

(a) 燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること

(b) 燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること

②格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと(発生事故当たり概ね 5mSv 以下)

1. に示すとおり、本事故シーケンスグループでは格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施するため、①の**評価項目**を満足し炉心の著しい損傷を防止した場合でも、燃料被覆管に破裂が発生すると燃料棒ギャップ中に蓄積した放射性物質が原子炉冷却材中に放出され、破断口及び逃がし安全弁を介して格納容器内に蓄積し、格納容器ベント実施時に環境に放出されることで、②の**評価項目**を満足しない場合が考えられる。

このため、「LOCA時注水機能喪失」を含む格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する事故シーケンスグループの有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安とする。

3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

(1) 破断位置の分類

LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。代表的な原子炉圧力容器に接続する配管を第1表に示す。

a. 気相部配管

気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。

b. シュラウド外の液相部配管

液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。

c. シュラウド内の配管

シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。

第 1 表 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管である主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管である底部ドレン配管にベースケースと同じ約 3.7 cm^2 (0.004 ft^2) の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。第 2 表に感度解析結果を示す。

この結果、破断位置を気相部配管とした場合は、液相部配管とした場合と比較して、燃料被覆管の最高温度が低くなり、また、液相部配管についてはシュラウド内外で有意な差は確認されなかった。したがって、「LOCA 時注水機能喪失」の破断位置の事故条件は、代表として再循環配管（出

ロノズル) を設定した。

第 2 表 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
a. 気相部配管 (主蒸気配管)	約 3.7 cm ²	約 338°C	約 0.1%
b. シュラウド外の液相部配管 (再循環配管)		約 616°C	約 0.1%
c. シュラウド内の液相部配管 (原子炉压力容器底部ド レン配管)		約 617°C	約 0.1%

3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判定の目安とする。この考え方にに基づき、低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により評価した。評価結果を第 3 表に示す。

第 3 表 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量	破裂の 有無
a. 気相部配管 (主蒸気配管)	約 224 cm ²	約 887°C	約 0.6%	無
	約 225 cm ²	約 906°C	約 1.0%	有
b. シュラウド外の液相部配管 (再循環配管)	約 9.5 cm ²	約 842°C	約 0.7%	無
	約 9.6 cm ²	約 862°C	約 1.4%	有
c. シュラウド内の液相部配管 (原子炉压力容器底部 ドレン配管)	約 9.2 cm ²	約 846°C	約 0.7%	無
	約 9.3 cm ²	約 853°C	約 1.4%	有

この結果、低圧代替注水系（常設）による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。

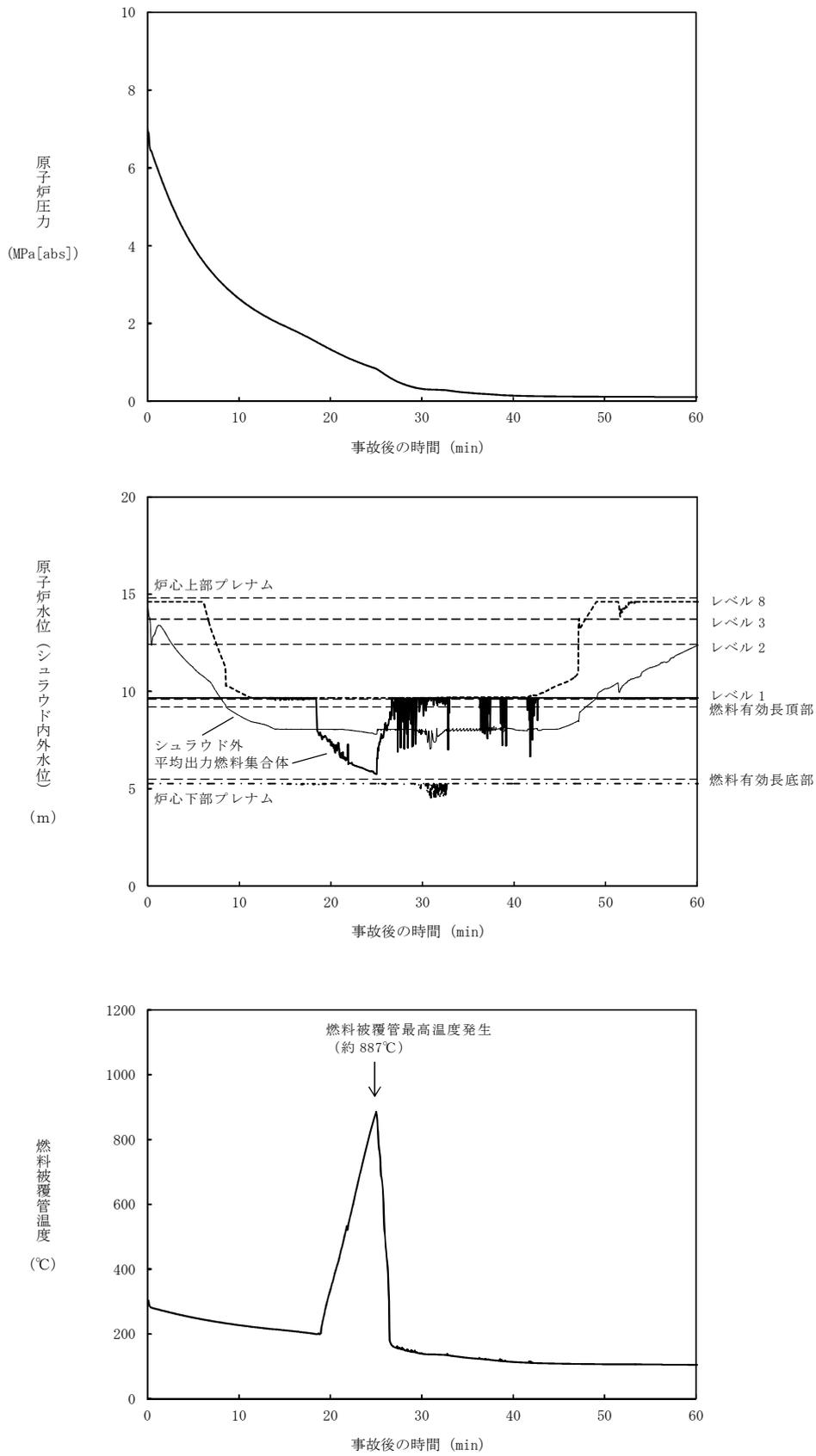
- a. 気相部配管 : 約 224cm²以下
- b. シュラウド外の液相部配管 : 約 9.5cm²以下
- c. シュラウド内の液相部配管 : 約 9.2cm²以下

上記の破断面積の範囲において、炉心損傷防止対策のマネジメントは同等であることから、有効性評価では代表として再循環配管（出口ノズル）に約 3.7 cm²の破断が発生することを想定している。これらの破断面積を超える破断が発生した場合には、格納容器雰囲気監視系のγ線モニタにより炉心損傷を判定し、炉心損傷後のマネジメントに移行する。この場合の有効性は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により確認する。

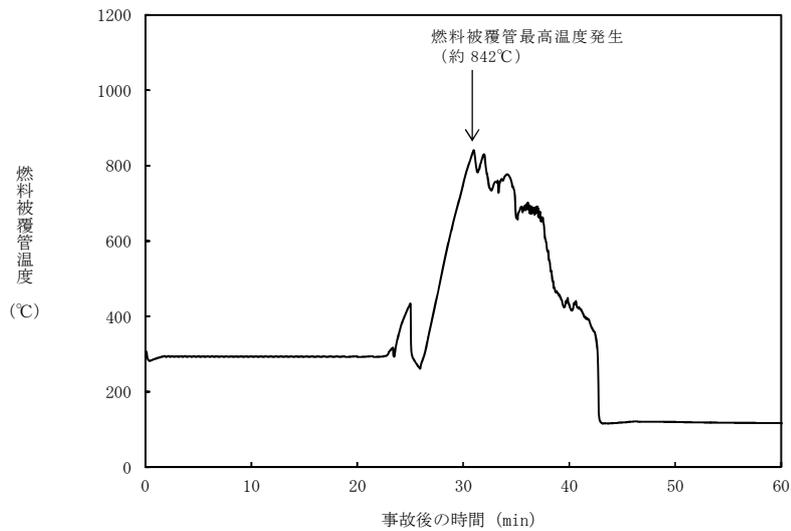
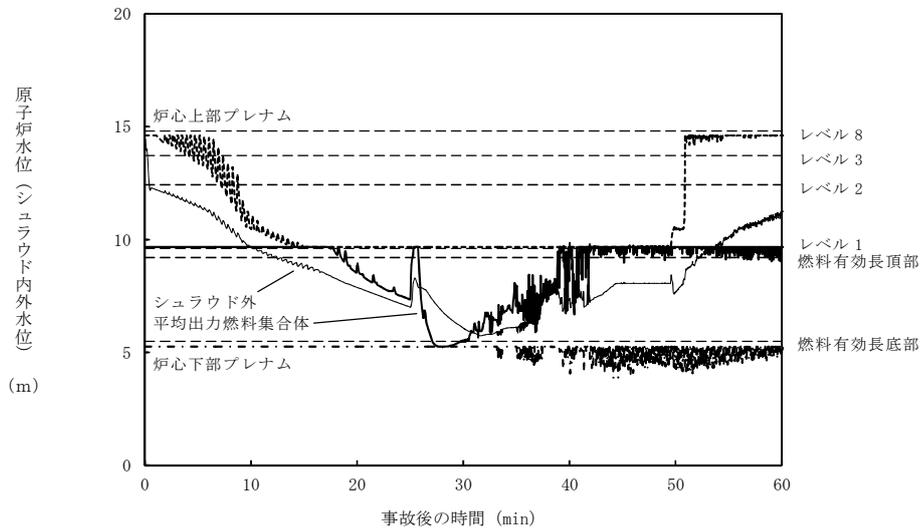
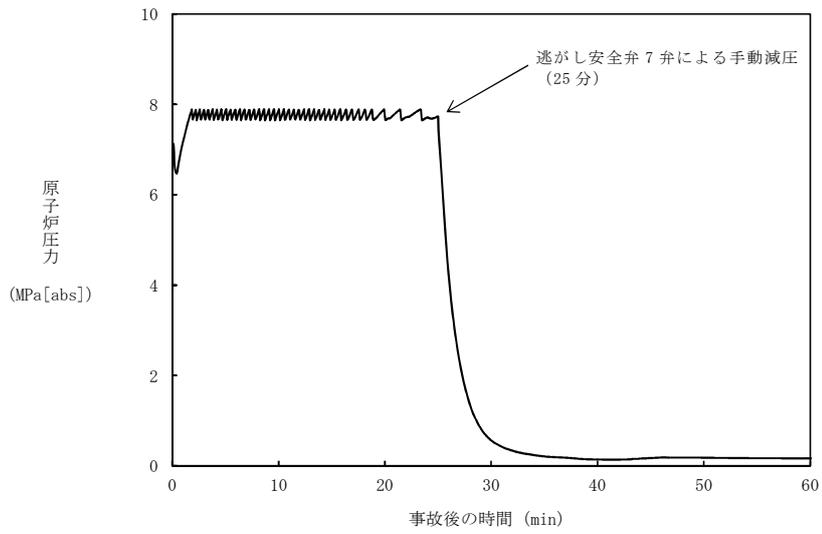
なお、確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）では、NUREG-1150 の定義と同様にLOCAを第4表のとおり分類しており、125A（約126cm²）以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管破断は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積が小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断LOCA相当となる。

第4表 LOCA関連事象の分類定義

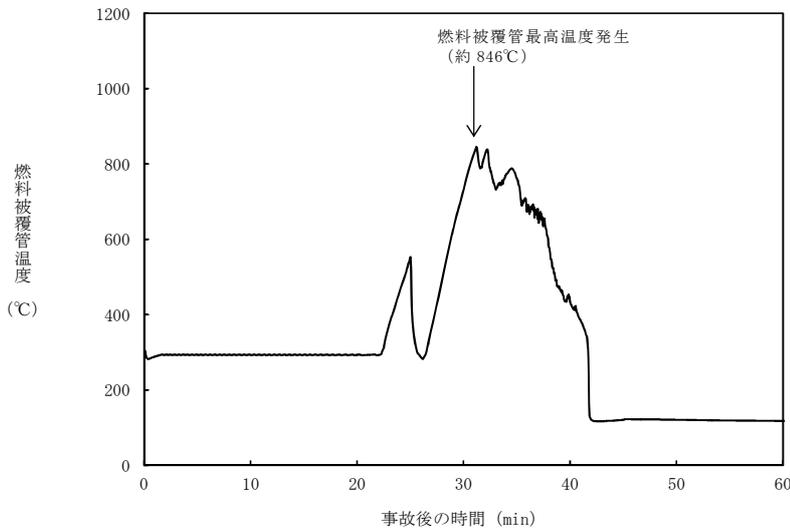
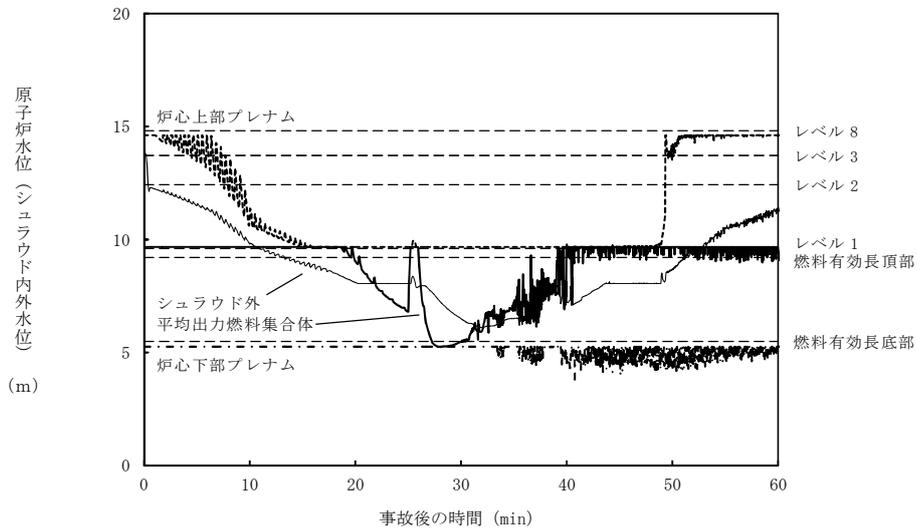
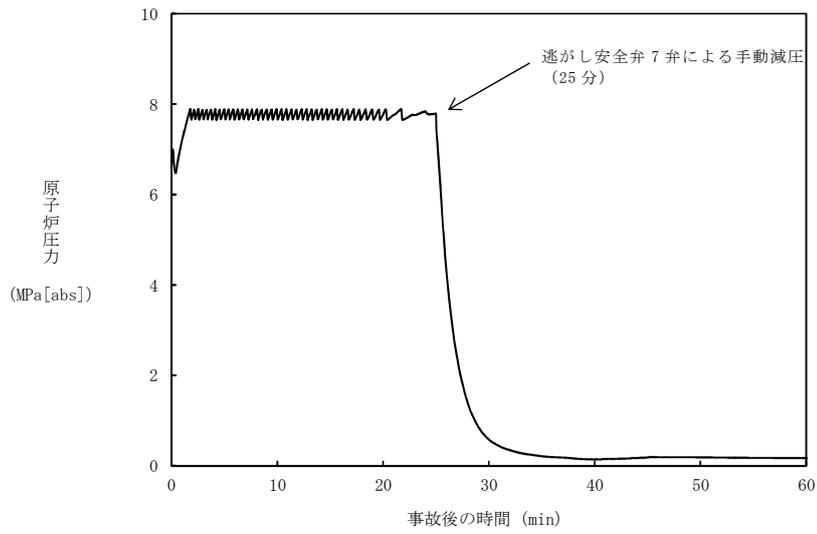
事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量
漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲		
小LOCA	RCICで注水可能な範囲		
中LOCA	小LOCAと大LOCAの中間範囲		
大LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲		



第 1 図 主蒸気配管が破断面積約 224cm² で破断した場合のパラメータ推移



第 2 図 再循環配管が破断面積約 9.5cm^2 で破断した場合のパラメータ推移



第 3 図 ドレン配管が破断面積約 9.2cm^2 で破断した場合のパラメータ推移

(2) 再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により，LOCAが発生することを想定し，かつ，非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして，以下の式により炉心損傷頻度を算出した。

配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を第5表に示す。なお，LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値を使用した。

第5表 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断LOCA				中破断LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度(／炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度(／炉年)	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度(／炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度(／炉年)
RCIC	33	1.3×10^{-5}	— ^{※2}	— ^{※2}	33	8.4×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
HPCS	19	7.2×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
LPCS	19	7.2×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-A	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-B	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-C	21	8.0×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10^{-6}	— ^{※2}	— ^{※2}
PLR	193	7.4×10^{-5}	1.5×10^{-4}	1.1×10^{-8}	193	4.9×10^{-5}	1.5×10^{-4}	7.4×10^{-9}
その他の原子炉圧力バウンダリ	460	1.8×10^{-4}	— ^{※2}	— ^{※2}	460	1.2×10^{-4}	— ^{※2}	— ^{※2}
合計	787	3.0×10^{-4}			787	2.0×10^{-4}		

※1：溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリB-F及びB-Jから抽出。

※2：再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要であるため，記載を省略した。

再循環配管の破断によりLOCAが発生し，非常用炉心冷却系による事象緩和ができず，炉心損傷に至る頻度は 1.1×10^{-8} ／炉年である。なお，破断面積約 9.5cm^2 以下のLOCAは炉心損傷防止が可能であるため，実際

に炉心損傷に至る頻度は 1.1×10^{-8} / 炉年より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断 L O C A については、確率論的安全評価において、炉心損傷頻度を 3.0×10^{-8} / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積 224cm^2 以下の L O C A は、炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は 3.0×10^{-8} / 炉年より小さくなる。したがって、再循環配管の破断により発生する L O C A で炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

(3) 国内外の先進的な対策との比較

(1) で示した破断面積以上の L O C A に対しては、炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難であることから、審査ガイドに基づき、「L O C A 時注水機能喪失」に対する重大事故等対策である低圧代替注水系（常設）が国内外の先進的な対策と同等であることを確認する。

(1) で示した破断面積以上の L O C A に対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには、L O C A 時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段が必要となる。東海第二発電所と欧米のプラントで講じられている諸対策の対比を第 6 表に示す。

第 6 表に示すとおり、国外プラントにおいて L O C A 時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段については確認されなかった。

なお、東海第二発電所の重大事故等対策のうち高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系は、国外では見られない対策であり、大破断 L O C A を除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び

駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。

第6表 「LOCA時注水機能喪失」に対する国外における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較

事故シーケンス グループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
		東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
LOCA 時注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水ポンプ 常設高圧代替注水ポンプ 復水ポンプ 電動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ 復水移送ポンプ 制御棒駆動水圧系ポンプ ほう酸水注入系ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR 経由) 高圧サービス水系 (RHR 経由) RHRSW (RHR 経由) 制御棒駆動機構ポンプ 復水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧注入ポンプ サービス水系 (RHR 経由) 復水ポンプ (給水ポンプバイパスライン追設) インターナルポンプ・シール水系ポンプ ほう酸水注入系ポンプ 制御棒駆動水系ポンプ サブプレッションプールドレンポンプ (RHR 経由) 1次系満水ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ, ブースターポンプ (専用電源あり) 	<p>欧米では, 既設又は追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備している。</p> <p>東海第二発電所においても, 既設, 追設する常設ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段を対策としている。</p>
		<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ (サービス水系・RHR 経由) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ポンプ 	

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

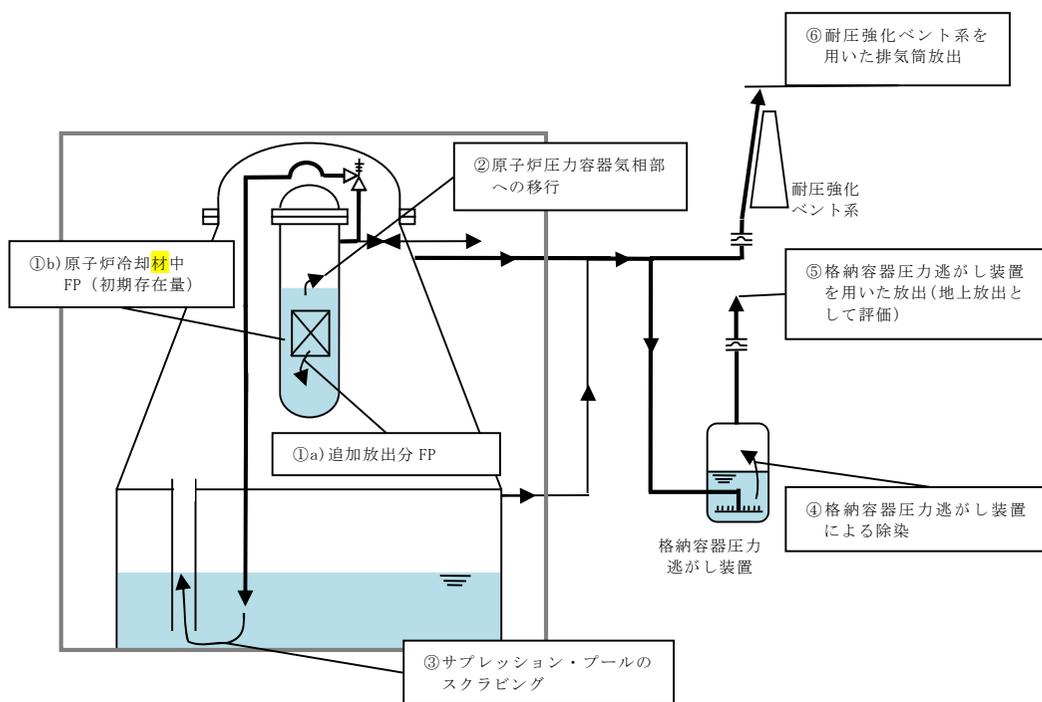
敷地境界外での実効線量評価について

【事象の概要】

1. LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバに移行する。
2. 事象発生から約 28 時間後、サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]到達することにより格納容器ベント操作を実施する。

【評価結果】

敷地境界外での実効線量は 5mSv に対して十分小さい。



【格納容器圧力逃がし装置】

	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{15} Bq	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 3.8×10^{14} Bq (よう素全体の 96%)
①b)原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	6.0×10^{13} Bq
②原子炉圧力容器気相部 への移行割合	100%	10% (※1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの 除染係数 (D/F)	—	—	— (※2)
④格納容器圧力逃がし装置 の除染係数 (D/F)	—	50	100
⑤大気への放出量	約 1.5×10^{14} Bq (※3)	約 2.0×10^{10} Bq (※3)	約 2.1×10^{11} Bq (※3)

【耐圧強化ベント】

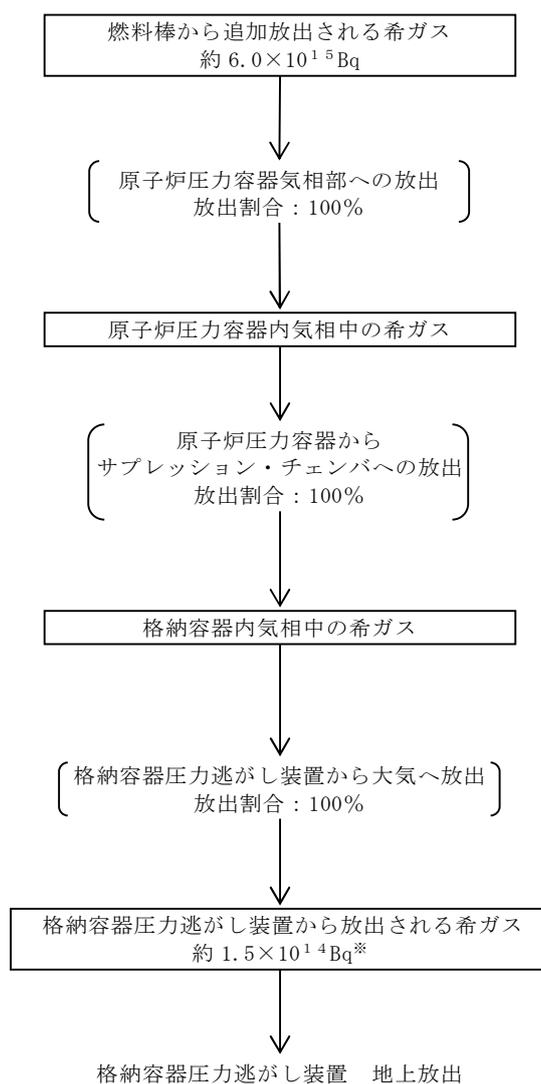
	希ガス	よう素	
		有機	無機
①a)追加放出分 FP 量	約 6.0×10^{15} Bq	約 1.6×10^{13} Bq (よう素全体の 4%)	約 3.8×10^{14} Bq (よう素全体の 96%)
①b)原子炉冷却材中 FP 量 (初期存在量)	—	—	6.0×10^{13} Bq
②原子炉圧力容器気相部 への移行割合	100%	10% (※1)	約 8.1%
③サブプレッション・プールの 除染係数	—	—	— (※2)
⑥大気への放出量	約 1.5×10^{14} Bq (※3)	約 1.0×10^{12} Bq (※3)	約 2.1×10^{13} Bq (※3)

※1：残り 90%の有機よう素は原子炉冷却材中で分解され、無機よう素と同様の割合で気相に移行する。

※2：ドライウエルからのベントを考慮し、保守的にサブプレッション・プールの D/F を考慮しないものとする。

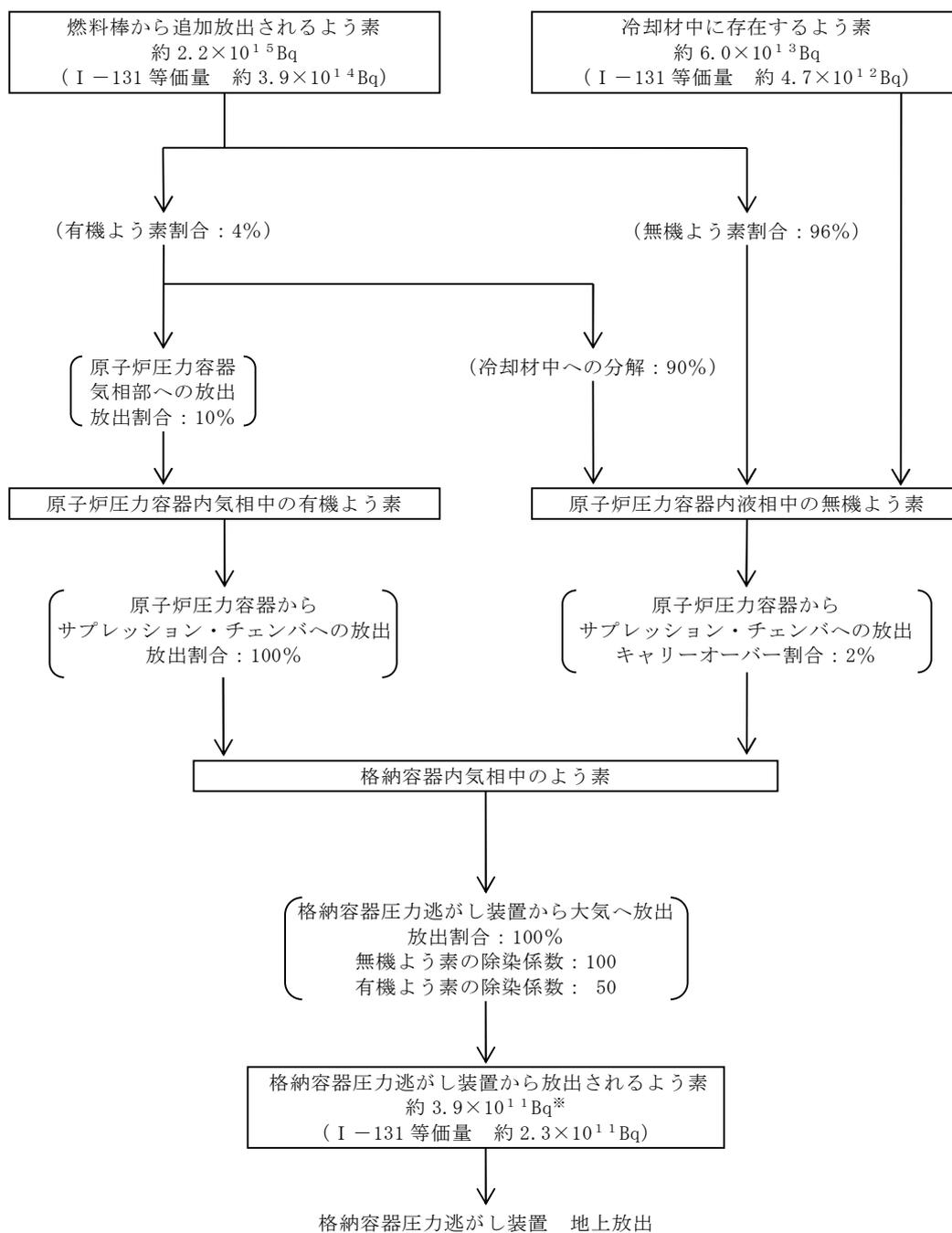
※3：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

	格納容器圧力逃がし装置 (地上放出)	耐圧強化ベント (排気筒放出)
気象条件	相対濃度 (x/Q) 約 2.9×10^{-5} s/m ³ 相対線量 (D/Q) 約 4.0×10^{-10} Gy/Bq	相対濃度 (x/Q) 約 2.0×10^{-6} s/m ³ 相対線量 (D/Q) 約 8.1×10^{-20} Gy/Bq
実効線量	約 1.6×10^{-1} mSv	約 6.2×10^{-1} mSv



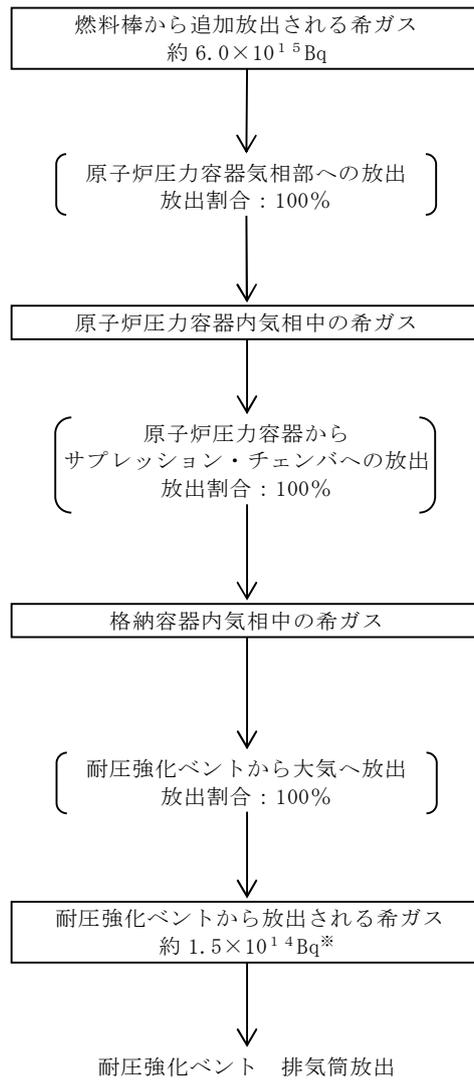
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の
放射性希ガスの大気放出過程
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



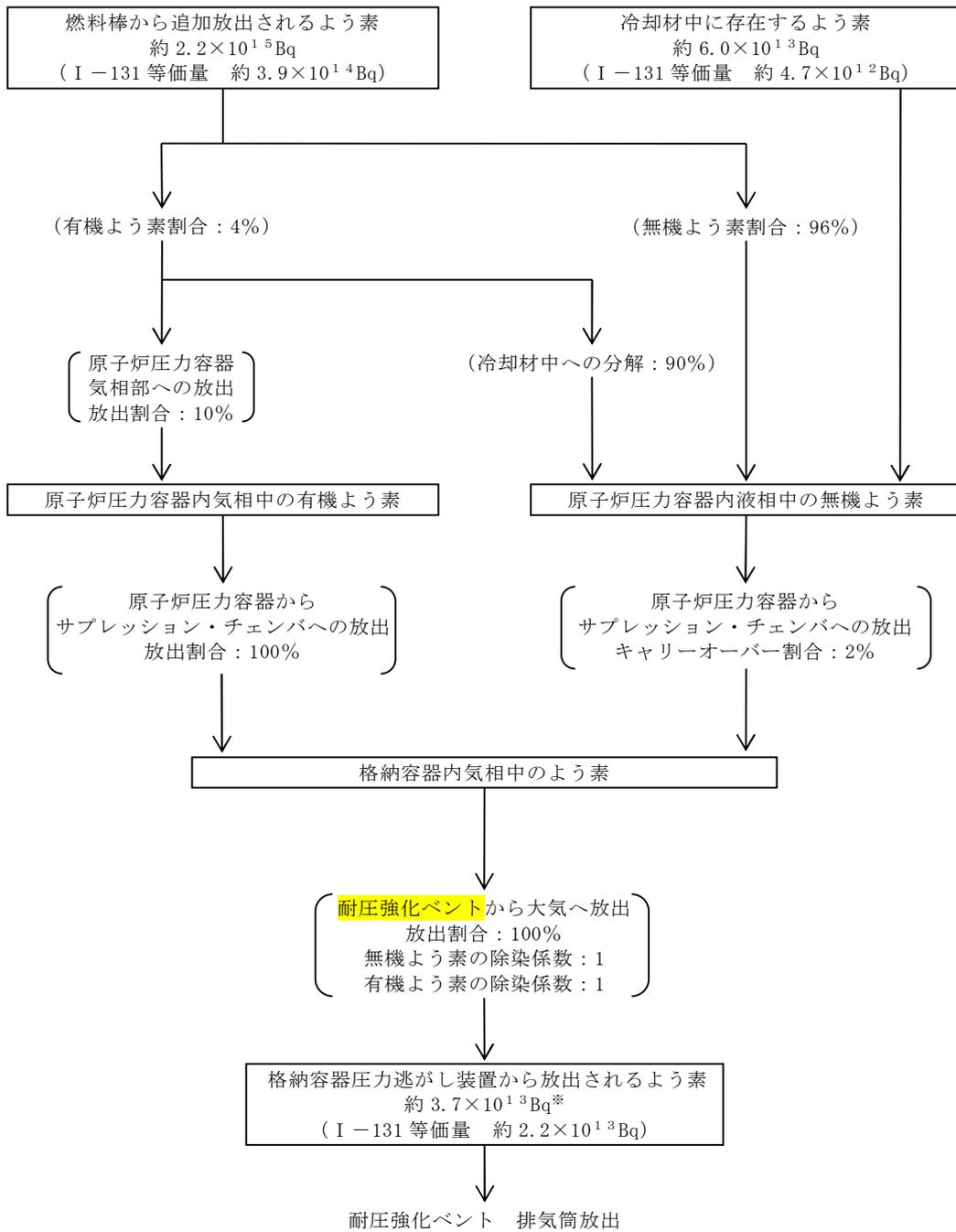
※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 2 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の
放射性よう素の大気放出過程



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 3 図 耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の
放射性希ガスの大気放出過程
(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 4 図 耐圧強化ベントによる格納容器ベント時の
放射性よう素の大気放出過程

安定状態について（LOCA時注水機能喪失）

LOCA時注水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

逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，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，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 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル雰囲気温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。なお，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施するが，敷地境界における実効線量は， $6.2 \times 10^{-1} \text{ mSv}$ となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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，代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い，格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

コメント No. 148-21, 265-06, 07, 08 に対する回答

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（LOCA時注水機能喪失）

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（SAFER）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとあ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。	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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を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、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を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。	解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は616℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさが運転員等操作に与える影響はない。	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属－水反応熱に影響を与え、燃料被覆管温度に影響を与える。解析コードは、燃料被覆管の破裂判定においておおむね保守的な判定結果を与え、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は616℃であることから、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があり、燃料被覆管の破裂判定の不確かさにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは 20℃～40℃程度である。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-III では、2MPa より低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、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、有効性評価解析における燃料被覆管の最高温度は 338℃であり、 評価項目 に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。
原子炉 圧力容器	沸騰・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。
原子炉 圧力容器	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向をよく再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。 C S T F 実験解析では、格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データとよく一致することを確認した。	解析コードは、HDR 実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、これらの不確かさは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代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置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、C S T F 実験解析において格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、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代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置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、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、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				
	スプレイ冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法を用いられている。	「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。

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～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小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 122cm～+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から高圧炉心スプレイ系等の自動起動信号が発信する原子炉水位異常低下 (レベル2) までの原子炉水位の低下量は約 2m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 40mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、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被覆管温度に対して厳しい設定となるこのため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している燃料棒線出力密度よりも小さくなる。このため、燃料被覆管温度上昇が緩和されることから 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

添付 2.6.4-4

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	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。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うるが、ドライウエル雰囲気温度は、格納容器スプレイの実施に伴い飽和温度となることから、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。
	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。
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	空間部： 約 4,092m ³ ~約 4,058m ³ 液相部： 約 3,308m ³ ~約 3,342m ³ (実測値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、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、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。
	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。
	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。

添付 2.6.4-5

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				
事故条件	起因事象	原子炉再循環配管に破断面積約3.7cm ² の破断が発生	—	破断位置は、流出流量が大きくなり、低圧代替注水系（常設）を用いる場合は原子炉の減圧が必要となる液相部配管のうち、代表として原子炉再循環配管を設定 破断面積は、炉心損傷防止を図ることが可能な破断面積の範囲においては、破断面積に応じて対応手順を変更することはないため、低圧代替注水系（常設）による注水開始が可能な時間及びその注水特性を踏まえ、代表として原子炉再循環配管における約3.7cm ² の破断面積を設定	破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変わり、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与える。破断面積が本解析より小さく冷却材の流出量が少ない場合は、運転員等操作時間に対する余裕時間は大きくなる。 破断面積が本解析よりも大きい場合、約9.5cm ² までは、ベースケースと同じ25分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止可能であることを感度解析により確認している。上記を超える破断が発生し、炉心損傷が発生する場合は、「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）」の対応となる。 (添付資料2.6.1)	破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変わり、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与える。破断面積が本解析より小さく冷却材の流出量が少ない場合は、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 破断面積が本解析よりも大きい場合、約9.5cm ² までは、ベースケースと同じ25分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止可能であることを感度解析により確認している。破断面積が約9.5cm ² を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む）に至る場合については、「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）」の対応となる。 (添付資料2.6.1)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定	—	
	外部電源	外部電源なし： 運転員等操作 外部電源あり： 事象進展	—	運転員等操作の観点では、低圧代替注水系（常設）の起動前に常設代替高圧電源装置の起動が必要となる外部電源なしを設定 事象進展の観点では、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、外部電源ありを設定するが、保守的に外部電源喪失による給水流量の全喪失についても想定	外部電源がある場合は、常設代替高圧電源装置の起動が不要となることから、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の開始は早くなる。	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。 また、給水系による原子炉注水に期待する場合は、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)	—	事象進展の観点で、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	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び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。
	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）	—	事象進展の観点で、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	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下が遅くなるが、事象初期の原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により確保されることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下並びに格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/5)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
低圧代替注水系 (常設)	(原子炉注水単独時) 最小流量特性 (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) 定格流量特性 (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は大きくなる。
	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230 m ³ /h	(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時) ・注水流量: 230 m ³ /h以上	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定		
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h	スプレイ流量: 130m ³ /h	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
低圧代替注水系 (常設)	原子炉注水流量: 最小流量特性	原子炉注水流量: 定格流量特性	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注入特性を設定	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は大きくなる。
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	スプレイ流量: 130m ³ /h	スプレイ流量: 130m ³ /h	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	35℃以下	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まることから、同等の効果を得るために必要となるスプレイ水量が少なくなり、外部水源を用いた格納容器スプレイに伴うサブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を起点とする操作の開始は遅くなる。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器スプレイによる圧力抑制効果が高まるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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
	(原子炉自動減圧時) 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁2弁を自動開放することで原子炉を減圧	(原子炉自動減圧時) 過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁2弁を自動開放することで原子炉を減圧	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

重大事故等対策に
関連する機器条件

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	ベント管 真空破壊装置 作動差圧	作動差圧：3.45kPa (ドライウェルサー プレッション・チェン バ間差圧)	作動差圧：3.45kPa (ドライウェルサー 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。
	格納容器圧力逃がし 装置	排気流量： 最小流量特性	排気流量： 定格流量特性	格納容器減圧特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、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器ベント後に格納容器圧力を起点とする操作はないため、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、格納容器ベント後の格納容器圧力の低下が早くなるが、格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器ベントを実施するマネジメントに変わりはなく、格納容器圧力の最大値はおおむね格納容器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	約 9,300m ³ 以上 (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。	—

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 (1/4)

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	逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)	事象発生から25分後	<p>運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、低圧代替注水系(常設)の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、低圧代替注水系(常設)の準備及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、平均出力領域計装、系統流量計等にて、原子炉スクラム等を確認する。この事象初期の状況判断に余裕時間を含めて10分を想定している。この後、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作(失敗)として2分、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作として4分並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作(失敗)として4分を想定し、余裕時間を含めて10分を設定している。よって、認知時間として余裕時間を含めて20分を設定しており、十分な時間余裕を確保していることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</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】 低圧代替注水系(常設)の起動操作として3分及び逃がし安全弁による原子炉減圧操作として1分を想定し、余裕時間を含めて操作時間として4分を設定している。いずれも中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉注水を最優先に実施するため、他の並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</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>認知時間及び操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合には原子炉への注水開始時間が早くなることで燃料被覆管温度の上昇は緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>逃がし安全弁による原子炉減圧操作(低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作)は、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、10分程度の操作時間余裕は確保されている。また、25分の減圧操作開始遅れを想定した場合、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界線量も5mSvを下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより燃料破損の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>(添付資料 2.6.5)</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。解析上においては、起因事象のLOCA及び給水流量の全喪失の発生から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作準備後の原子炉減圧操作まで25分としているところ、訓練実績は約18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。</p>

添付 2.6.4-9

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 (2/4)

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	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa [gage] 到達時	<p>【認知】</p> <p>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 16 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】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、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】</p> <p>中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、緩やかな圧力上昇に対して十分に短く、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】</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉水位維持操作を並列して実施する場合があるが、同一の制御盤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。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、低圧代替注水系（常設）とポンプ等を共用しているが、原子炉注水と格納容器スプレイの流量を同時に確保可能なポンプ容量を備えているため、原子炉注水と格納容器スプレイの同時運用が可能である。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<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。</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。</p>	<p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、事象発生約 16 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。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練（模擬操作含む）を取得。訓練では、格納容器圧力 279kPa [gage] 到達時に、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施、スプレイ操作は約 4 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なことを確認した。</p>

添付 2.6.4-10

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 (3/4)

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>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作</p>	<p>サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage] 到達時</p>	<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、格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 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与える影響はない。</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十分に短く、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】 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位維持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】 中央制御室での操作は、中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>なお、中央制御室での操作に失敗した場合は現場での操作を実施することとしており、操作の信頼性を向上しているが、この場合、約 30 分程度は操作開始時間が遅れる可能性がある。</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。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 30 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は 620kPa [gage] であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p> <p>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。</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。仮に中央制御室での遠隔操作が失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 30 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は 620kPa [gage] であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。</p> <p>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。</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作は、事象発生の約 28 時間後に実施するものであり十分な操作時間余裕が確保されている。また、中央制御室での遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作が遅れる場合、格納容器圧力は 310kPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器限界圧力 620kPa[gage] に到達するまでには時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室での操作は、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、格納容器圧力の上昇傾向を監視し、310kPa[gage] 到達時に、格納容器ベントを実施し、操作時間は約 4 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。</p> <p>また、ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、現場モックアップ等による訓練実績では、約 25 分で操作を実施できた。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。</p>

添付 2.6.4-11

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（4/4）

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	代替淡水貯槽への補給	事象発生 48 時間後程度から	代替淡水貯槽への補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、代替淡水貯蔵タンクが枯渇しないように設定	代替淡水貯槽への補給までの時間は、事象発生から 48 時間程度あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は、所要時間 150 分のところ、訓練実績等により約 120 分を実施可能なことを確認した。
	代替淡水貯槽への補給に用いる可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	事象発生 48 時間後程度から適宜	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代替注水大型ポンプへの補給開始時間は、事象発生から 48 時間程度あり十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は、許容時間 150 分のところ、訓練実績等により約 25 分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

原子炉注水開始が遅れた場合の影響について

逃がし安全弁による原子炉減圧操作が遅れることで、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。

なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱う S A F E R コードを使用している。

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での減圧操作の時間余裕

逃がし安全弁による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 10 分及び 25 分遅れた場合の感度解析結果を第 1 表に示す。

また、燃料棒破裂発生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 1 図に、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が 10 分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第 2 図から第 5 図に示す。

第 1 図に示すとおり、10 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 10 分程度の時間余裕は確保されている。

2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界外での実効線量評価

炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されて

おり、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、非居住区域境界外での実効線量が評価項目である 5mSv 以下となることが考えられる。

以上により、逃がし安全弁による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 25 分遅れた場合を想定し、実炉心設計に基づく破裂割合を考慮した場合の敷地境界外での実効線量を感度解析により評価した。

減圧時間等の条件は変えずに燃料棒初期線出力密度を変化させた解析を実施し、燃料棒初期線出力密度がどの程度であれば燃料棒が破裂するかの評価を行った結果を第 2 表に示す。本表より、燃料棒初期線出力密度が約 36.1kW/m を超える燃料棒は破裂すると想定した場合、9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心において最大線出力密度を 44.0kW/m と仮定した燃料棒線出力密度分布では燃料棒線出力密度約 36.1kW/m を超える燃料棒は全燃料棒の約 0.2% であることから、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の 1% に破裂が発生するものとする。実効線量の評価結果を第 3 表に、ベースケースと同様の線出力密度 (44.0kW/m) を設定した燃料棒に対する燃料被覆管破裂発生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 1 図に示す。

25 分の減圧操作遅れを想定した場合、第 1 図に示すとおり一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、第 3 表に示すとおり実炉心設計を考慮した場合には敷地境界外での実効線量の最大値は約 4.4mSv となり、評価項目である 5mSv を下回る。

なお，この場合には，格納容器内空間線量率がドライウエルで最大約 $4.8 \times 10^3 \text{ Gy/h}$ ，サブプレッション・チェンバで最大約 $4.3 \times 10^4 \text{ Gy/h}$ となり，炉心損傷後のマネジメントへ移行する判断基準を上回る。

第 1 表 減圧操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

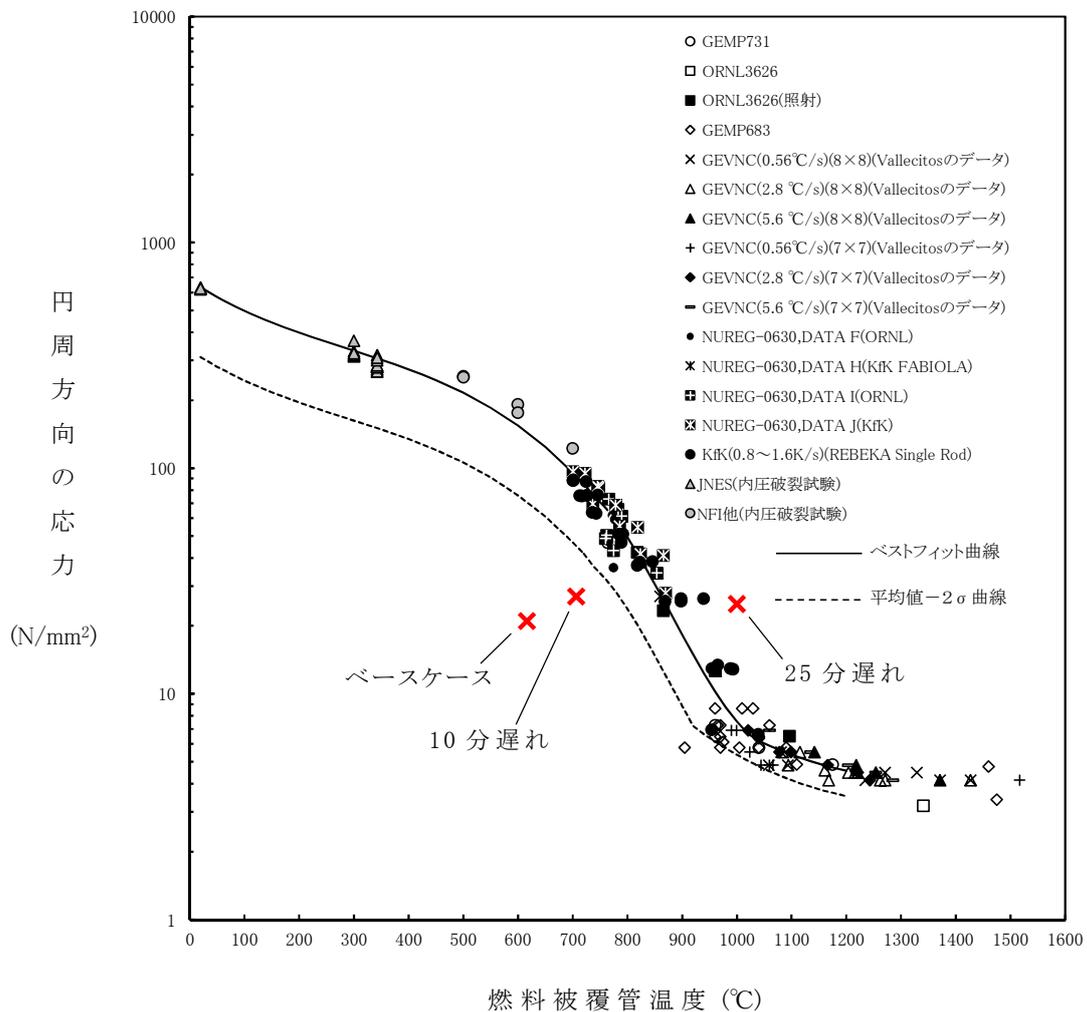
ベースケースの 操作時間からの遅れ時間	燃料被覆管 最高温度	燃料被覆管の 酸化量
10 分	約 706℃	1%以下
25 分	約 1,000℃	約 5%

第 2 表 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合（遅れ時間 25 分）

--

第3表 敷地境界外での実効線量評価結果（遅れ時間 25分）

使用するベント設備	敷地境界外での実効線量
格納容器圧力逃がし装置による ドライウェルベント	約 1.1mSv
耐圧強化ベント系による ドライウェルベント	約 4.4mSv



第1図 燃料棒破裂発生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

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料被覆管の破裂については，S A F E R の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力 σ については，次式により求められる。

$$\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$$

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (= 原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{in} は，燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{N R T_P}{V_P}$$

ここで，

V : 体積 添字_P : 燃料プレナム部

T : 温度 _F : ギャップ部

N : ガスモル数

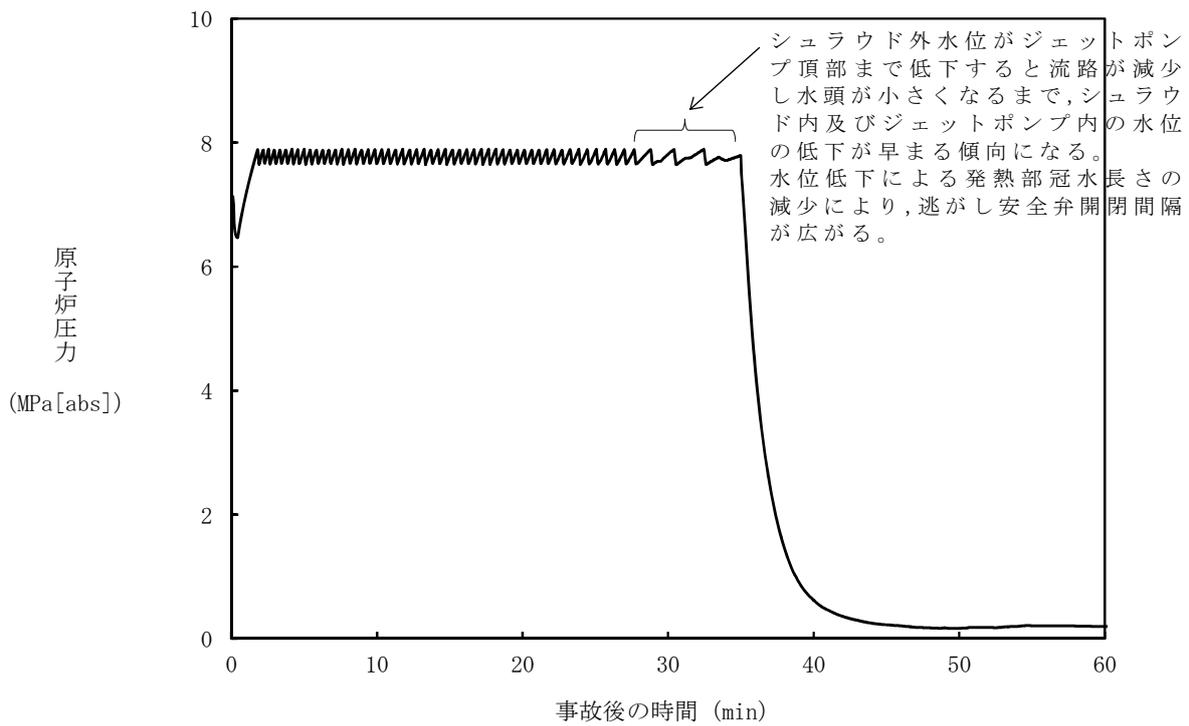
R : ガス定数

である。

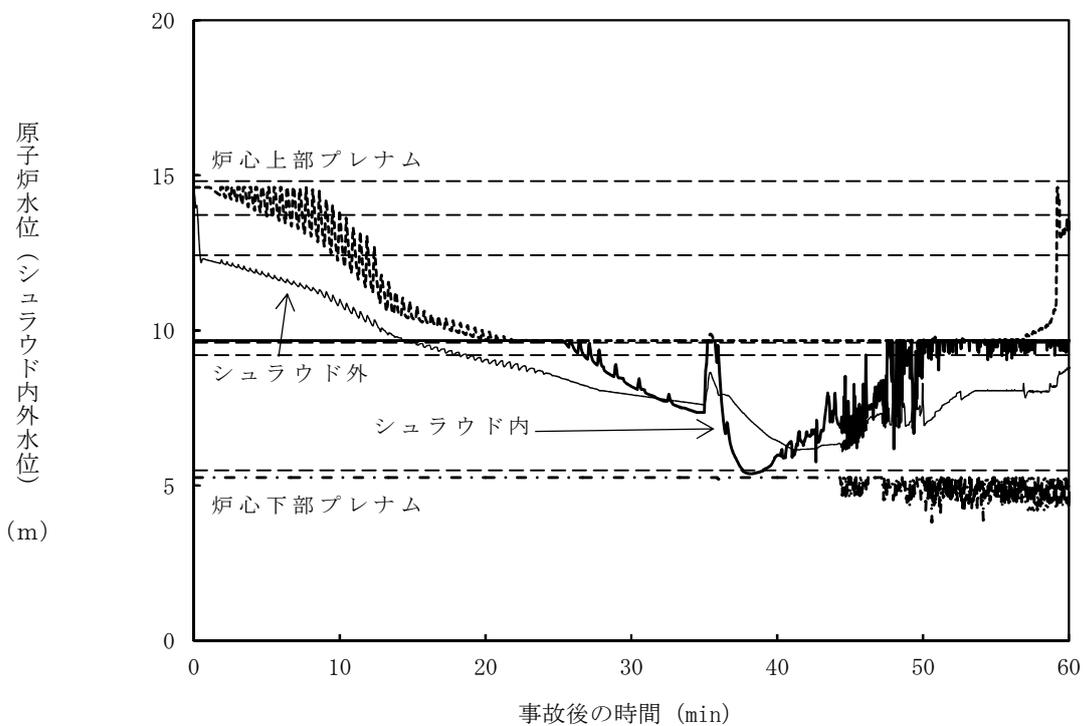
燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，L O C A 条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガ

スを封入して圧力をかけた状態で加熱することにより L O C A 条件を模擬している。このため、これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

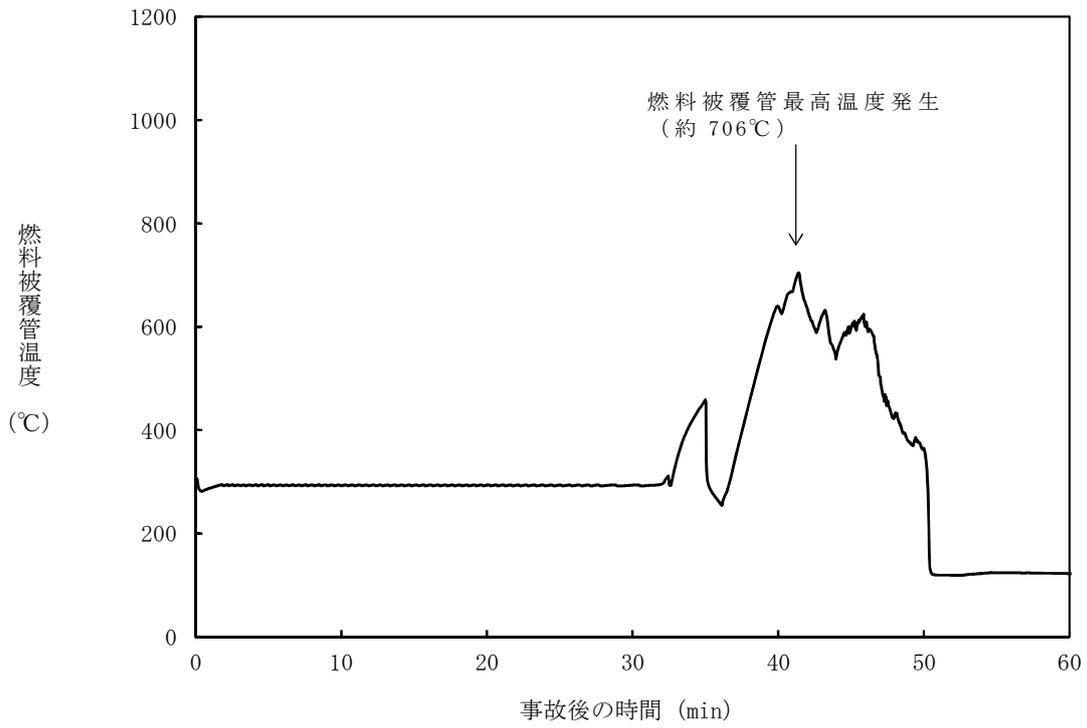
また、燃料被覆管内側にかかる圧力のうち、ペレット-被覆管の接触圧は、設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度、すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの、スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため、燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。



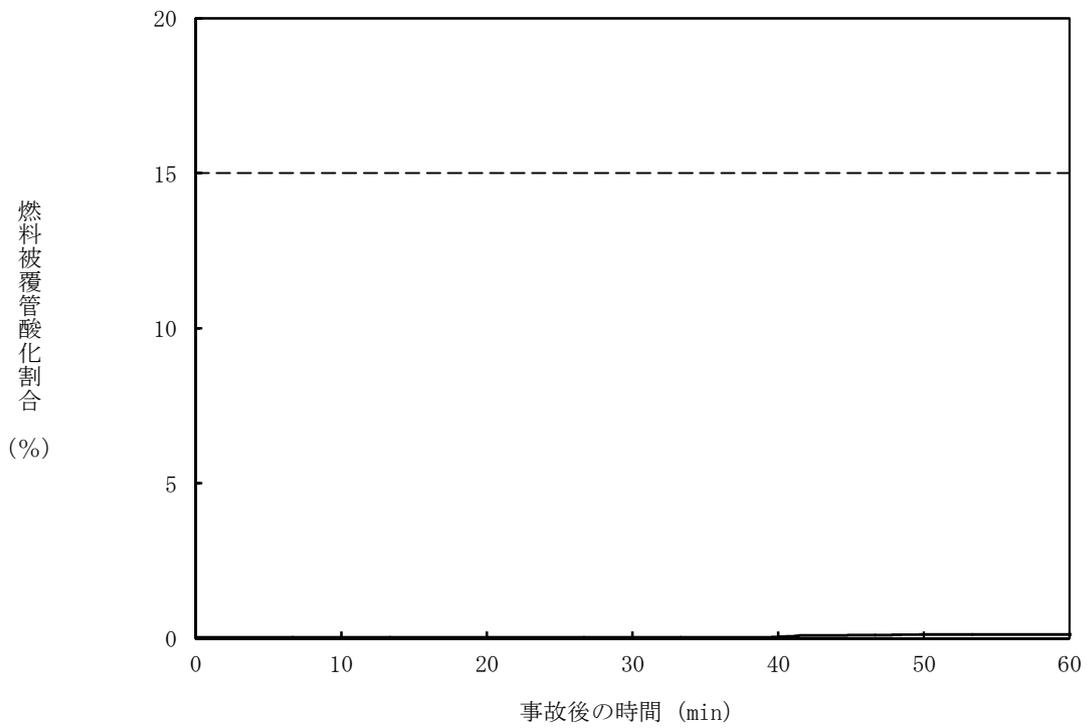
第 2 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



第 3 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)



第 4 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)



第 5 図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 10 分)

7日間における水源の対応について
(LOCA時注水機能喪失)

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

事象発生 25 分後，定格流量で代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系（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。

② 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達する事象発生約 16 時間後，代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを実施する。

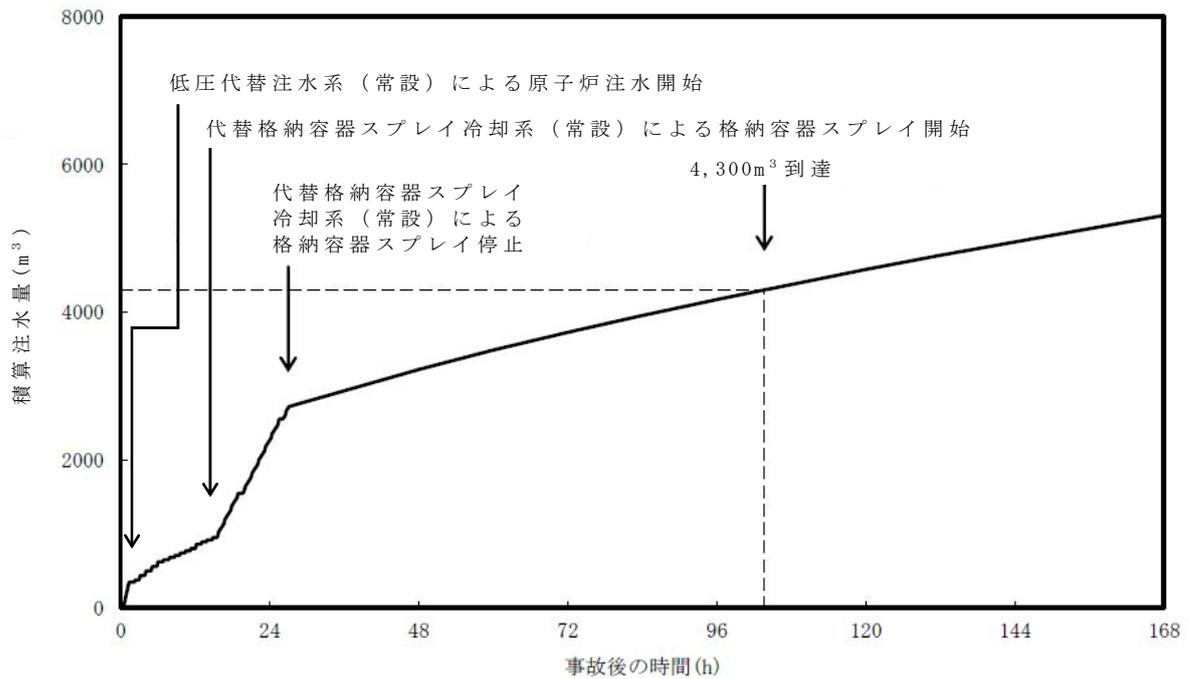
サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m に到達後，格納容器スプレイを停止する。

③ 淡水貯水池から代替淡水貯槽への補給

事象発生 48 時間程度以降から，淡水貯水池の水を代替淡水貯槽へ水位が上昇する流量で補給する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。事象発生 48 時間程度以降の代替淡水貯槽の減少は、崩壊熱による蒸散量に相当する量であるため、崩壊熱による蒸散量以上の流量で補給を行うことで、代替淡水貯槽の水量は回復し、以降安定して冷却を継続することが可能である。



第 1 図 外部水源による積算注水量
(LOCA時注水機能喪失)

4. 水源評価結果

時間評価の結果から代替淡水貯槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,320m³ 必要となる。代替淡水貯槽及び淡水貯水池に合計約 9,300m³ 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
(L O C A 時注水機能喪失)

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
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2 台(運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり, 7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1 台(運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2 台(運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ 1 台起動 (代替淡水貯槽給水) 218L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1 台(運転台数) = 約 36.6kL	7 日間の 軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kLであり, 7 日間対応可能

- ※1 : 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが, 保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。
 ※2 : 事故収束には必要ではないが, 保守的に起動を仮定した。
 ※3 : 緊急用 P / C の電源を, 常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(LOCA時注水機能喪失)

主要負荷リスト

電源設備：常設代替高压電源装置

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	124.3	59.6
		35.6		
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	734.0	439.6
④	緊急用海水ポンプ その他	510.0	1,775.8	959.6
		10.0		
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	1,039.1	981.6

