

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成 30 年 5 月

東北電力株式会社

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 評価に当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の方針
- 1.6 解析の実施
- 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及び重要事故シーケンス等の選定について

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

本日ご提出範囲

- 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（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗
- 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）

本日ご提出範囲

3. 運転中の原子炉における重大事故

- 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できない場合
- 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

本日ご提出範囲

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

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 女川原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ 本日ご提出範囲
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における LOCA 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の影響評価フロー 本日ご提出範囲
- 添付資料 2.1.1 安定状態について
- 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 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 2.1.4 7 日間における水源，燃料評価結果について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.2.1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について
- 添付資料 2.2.2 安定状態について
- 添付資料 2.2.3 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（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.4 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作動台数の考え方について
- 添付資料 2.2.5 7 日間における燃料評価結果について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系の運転継続の妥当性について
- 添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
- 添付資料 2.3.1.4 安定状態について
- 添付資料 2.3.1.5 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（外部電源喪失＋DG 失敗）＋HPCS 失敗）
- 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（全交流

動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）

- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系の運転継続の妥当性について
- 添付資料 2.3.2.2 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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧注水失敗）
- 添付資料 2.3.3.1 全交流動力電源喪失後 24 時間の高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について
- 添付資料 2.3.3.2 安定状態について
- 添付資料 2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.3.4 7 日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失）
- 添付資料 2.3.4.1 全交流動力電源喪失後 24 時間の原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）の運転継続の妥当性について
- 添付資料 2.3.4.2 安定状態について
- 添付資料 2.3.4.3 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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.3.4.4 減圧・注水開始時間の時間余裕について
- 添付資料 2.3.4.5 7 日間における水源，電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋S R V 再閉失敗＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.4.1.1 安定状態について
- 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，燃料，電源負荷評価結果について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 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，燃料評価結果について（崩壊熱除去機能喪失

失（残留熱除去系が故障した場合）

- 添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
- 添付資料 2.5.2 安定状態について
- 添付資料 2.5.3 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（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 2.5.4 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 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析
- 添付資料 2.5.6 注水温度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.7 ほう酸水注入系のほう酸水濃度に関する感度解析
- 添付資料 2.5.8 SLC 起動を手動起動としていることについての整理
- 添付資料 2.5.9 7日間における水源，燃料評価結果について（原子炉停止機能喪失）
- 添付資料 2.5.10 格納容器除熱に関する感度解析

- 添付資料 2.6.1 中小破断 L O C A の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界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
- 添付資料 2.6.4 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（L O C A 時注水機能喪失）
- 添付資料 2.6.5 7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について（L O C A 時注水機能喪失）

本日ご提出範囲

- 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について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 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（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日間における燃料評価結果について（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 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）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 3.1.2.2 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 3.1.2.3 格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.4 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 3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 3.1.2.6 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 3.1.2.7 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 3.1.2.8 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(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 3.1.3.1 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 3.1.3.2 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料 3.1.3.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却系を使用できない場合における原子炉格納容器フィルタベント系からの Cs-137 放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 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 3.1.3.5 安定状態について(代替循環冷却系を使用できない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 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できない場合))
- 添付資料 3.1.3.7 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.3.8 7 日間における水源, 燃料, 電源負荷評価結果について(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できない場合))
- 添付資料 3.2.1 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 3.2.2 格納容器破損モード「D C H」, 「F C I」及び「M C C I」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 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 3.2.4 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(高压溶融物放出/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, 燃料, 電源負荷評価結果について(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に関する知見の整理
- 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 格納容器下部への水張り実施の適切性
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 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 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響
- 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 3.5.1 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（熔融炉心・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並びに格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり抑制した場合のコンクリート侵食量及び熔融炉心・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

本日まで提出範囲

- 添付資料 4.1.1 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」の評価について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 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，燃料評価結果について（想定事故1）

- 添付資料 4.2.1 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 想定事故2における破断の想定について
- 添付資料 4.2.3 使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について
- 添付資料 4.2.4 安定状態について
- 添付資料 4.2.5 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 4.2.6 7日間における水源，燃料評価結果について（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燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 添付資料 5.1.5 原子炉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の格納容器の影響について

- 添付資料 5.1.6 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.7 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 5.1.8 7日間における燃料評価結果について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 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，燃料，電源負荷評価結果について（運転停止中 全交流動力電源喪失）
- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について
- 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日間における燃料評価結果について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）
- 添付資料 5.4.1 反応度誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 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（運転停止中 反応度誤投入）
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて
- 添付資料 6.1.1 他号炉との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について
- 添付資料 6.2.2 重要事故シーケンス等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

有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

重大事故等対策の有効性評価において、LOCA事象を想定する場合の破断位置及び口径設定の考え方については、以下のとおりである。

1. 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

(1) LOCA 時注水機能喪失

① 破断位置

本事故シーケンスにおいて、原子炉隔離時冷却系により燃料の許容設計限界を超えることなく原子炉冷却が行える25mm（1インチ）径の配管破断*を考慮し、原子炉再循環系やECCSのような大配管を除いた中小配管（計装配管を除く）のうち配管破断面積が近く、水頭圧により流出量が大きくなる原子炉圧力容器下部のドレン配管を選定した。

*添付書類八「1.6 実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（平成25年7月8日施行）への適合」の内、「（一次冷却材の減少分を補給する設備）第二十条」適合のための設計方針

② 破断面積

破断面積は、原子炉隔離時冷却系と同容量の設計となる高圧代替注水系による原子炉冷却を考慮して25mm（1インチ）径の破断口に相当する6cm²とする。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合には、「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）」にて確認する。

なお、破断面積をパラメータとしたSAFERによる燃料被覆管破裂に関する感度解析の結果を表1に示す。表1に示すとおり、本事故シーケンスにて選定した原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（液相破断）については、燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は8cm²となった。また、気相破断については、主蒸気配管において、破断面積が318cm²の場合でも燃料被覆管破裂が発生しないことを確認した。

表1 燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

| | 破断面積 | 燃料被覆管最高温度 | 破裂の有無 |
|------|--------------------|-----------|-------|
| 液相破断 | 8 cm ² | 約790℃ | 無 |
| 気相破断 | 318cm ² | 約889℃ | 無 |

(2) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

① 破断位置

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。

図1-1にJEAC4602に記載されている標準BWRの原子炉冷却材圧力バウンダリを示す。原子炉から格納容器外に接続する主な配管は下記のとおりとなる。

- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気配管
- ・ 給水系注入配管
- ・ 高圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ/低圧注水系注入配管
- ・ 原子炉冷却材浄化系吸込み配管
- ・ 炉水試料採取系吸込み配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管
- ・ 制御棒駆動機構注入配管
- ・ ヘッドスプレイ配管
- ・ 主蒸気系配管
- ・ ほう酸水注入系配管
- ・ 計装用配管

高圧バウンダリのみで構成されている原子炉隔離時冷却系蒸気配管、原子炉冷却材浄化系吸込み配管、ほう酸水注入配管および主蒸気配管はインターフェイスシステムLOCA（以下、「ISLOCA」という。）の対象としない。

さらに、ISLOCA発生頻度の観点から、3弁以上の弁で隔離されている給水系配管は評価の対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管、制御棒駆動機構注入配管、計装用配管は評価の対象としない。また、ヘッドスプレイ配管は口径が小さく、かつ気相破断であるため原子炉への影響は小さく、評価の対象としない。

以上より、評価対象の配管は次のとおり。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管

発生頻度の分析について、PRAにおいては、各々の箇所でのISLOCA発生頻度を算出している。（付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 女川原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価（PRA）について 別紙3.1.1.b-13 参照）

表2の整理のとおり、PRA上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定期試験時のヒューマンエラーによる低圧設計配管への加圧の発生が考えられる高圧炉心スプレイ系注入配管及び低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管でのISLOCA発生頻度が最も高い。各配管におけるISLOCA発生頻度は、高圧炉心スプレイ系注入配管及び低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管については 1.9×10^{-8} [/炉年]、運転中の定期試験がない残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管については 3.6×10^{-10} [/炉年]、運転中の定例試験がなく、電動弁のみで構成される残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管については 2.6×10^{-10} [/炉年]である。

なお、「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率の評価基準について」(平成21・06・25 原院第1号。平成21年6月30日原子力安全・保安院制定)によると、航空機落下の判断基準は 10^{-7} [/年]とされており、高圧炉心スプレイ系注入配管及び低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管におけるISLOCA発生頻度 1.9×10^{-8} [/炉年]は十分小さいと判断できると考える。

このうち、ISLOCA評価対象としては、ISLOCAが発生する系統が機能喪失することを想定すると、事象発生直後より高圧注水可能な高圧炉心スプレイ系が使用不能となる方が事象進展として厳しいこと、及び、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系は中圧設計部であるポンプ吐出部に3弁目が設置されており破損は考えにくいことから、高圧炉心スプレイ系注入配管とする。

表2 低圧設計配管までの弁数と運転中定期試験の有無

| 系統 | 低圧設計配管までの弁数 | 運転中定期試験の有無 | ISLOCA発生頻度[/炉年] |
|---------------------|----------------|------------|-----------------------------------|
| 高圧炉心スプレイ系 | 2 | 有 | 1.9×10^{-8} |
| 低圧炉心スプレイ系 | 2 [*] | 有 | 1.9×10^{-8} [*] |
| 低圧注水系(A)(B)(C) | 2 [*] | 有 | 1.9×10^{-8} [*] |
| 残留熱除去系停止時冷却モード戻り配管 | 2 | 無 | 3.6×10^{-10} |
| 残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管 | 2 | 無 | 2.6×10^{-10} |

※ 低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の注入ラインは、原子炉压力容器から2弁目までの範囲が高圧設計(8.62MPa[gage])の配管で構成され、2弁目以降から各ポンプの吐出までの範囲は中圧設計(低圧炉心スプレイ系:4.41MPa[gage]、残留熱除去系:3.73MPa[gage])の配管で構成されており、3弁目は中圧設計のラインに設置されている。

そのため、3弁目を考慮すると、ISLOCA発生頻度は更に低下することとなる。

② 破断口径

高压炉心スプレイ系の低压設計部の実耐力評価結果を踏まえて設定する。

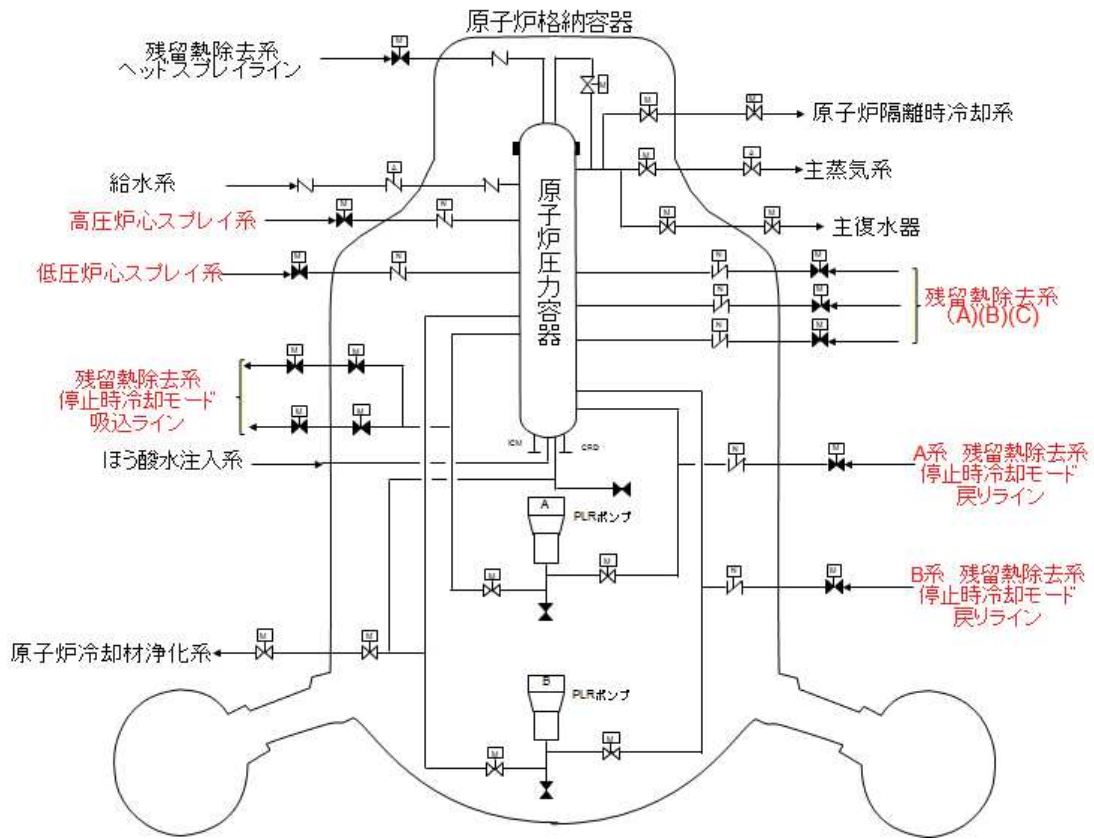


図1-1 原子炉冷却材圧力バウンダリ

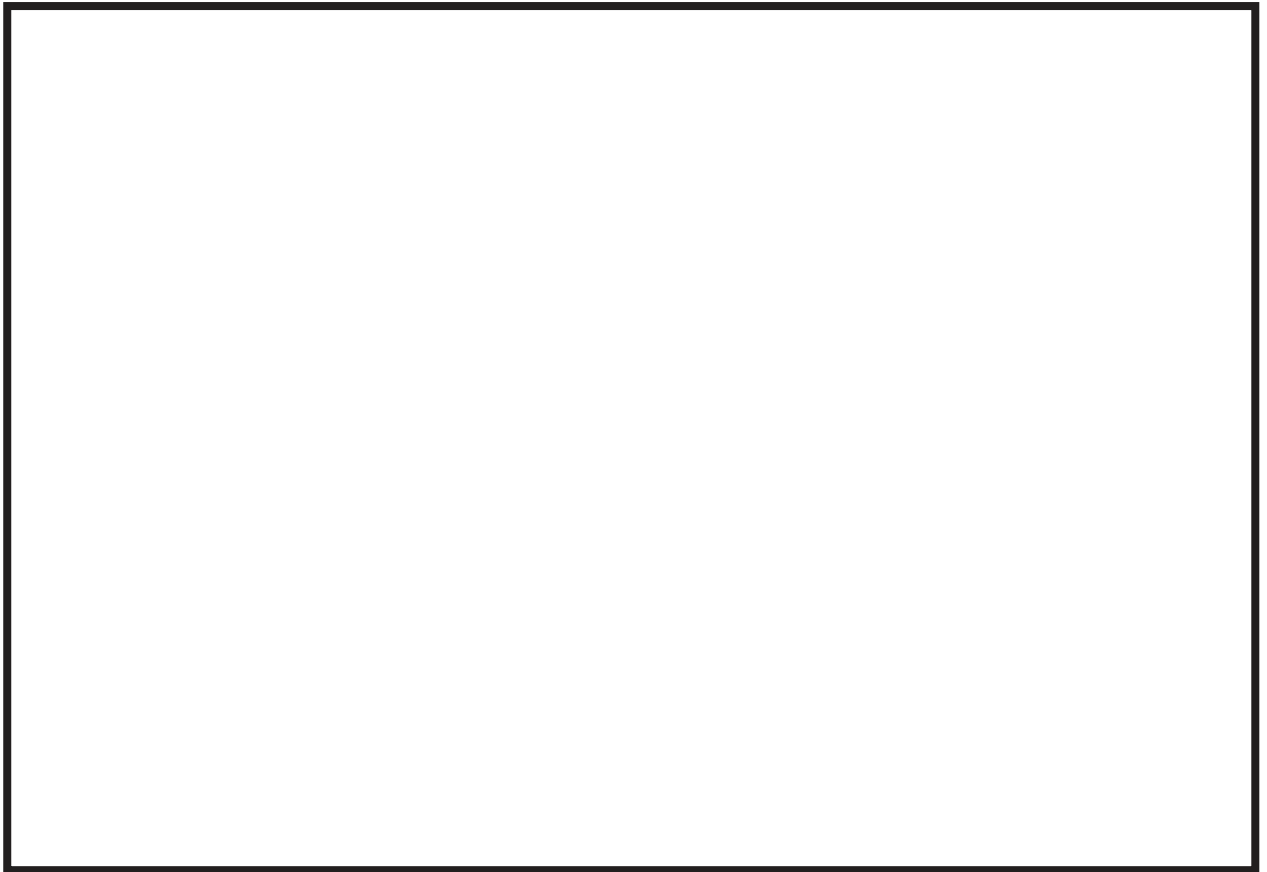


図1-2 高圧炉心スプレイ系の系統構成



図1-3 低圧炉心スプレイ系の系統構成

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 1.5.2-5

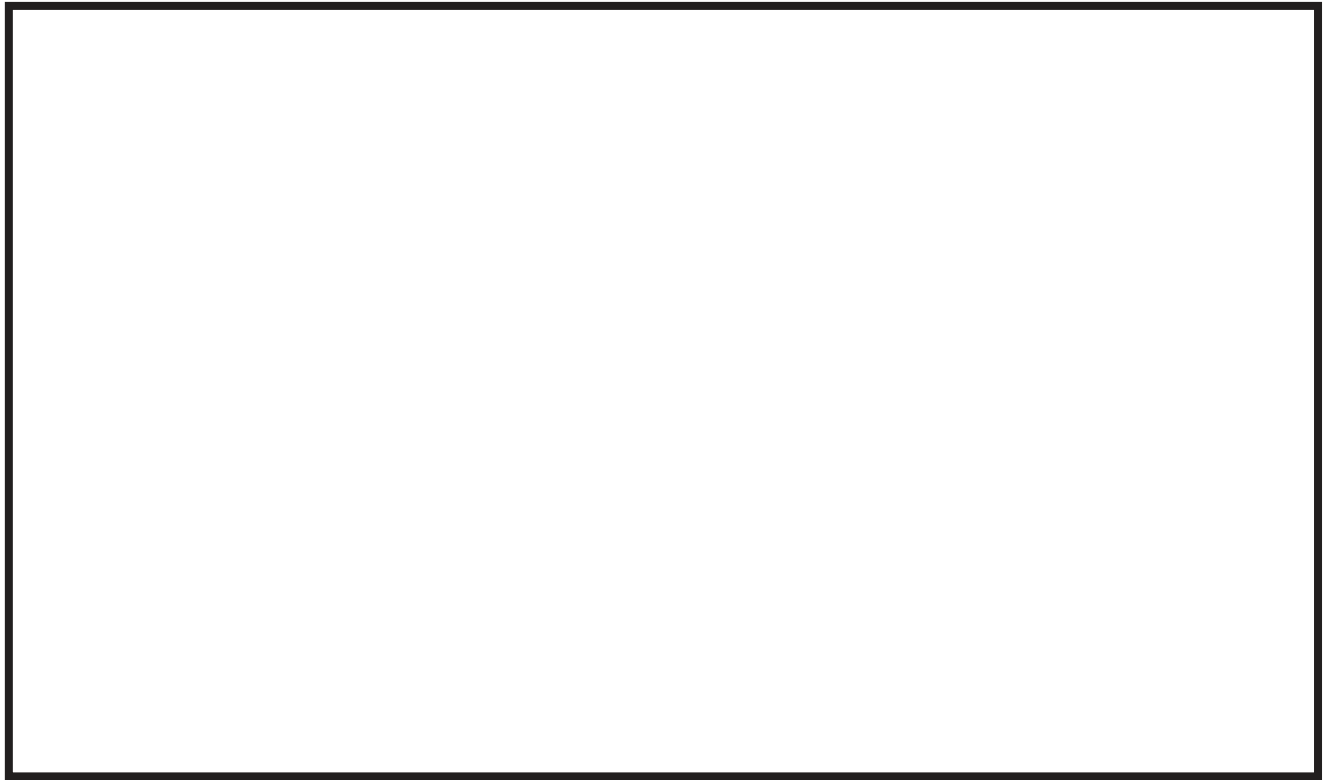


図1-4 残留熱除去系の系統構成

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 1.5.2-6

2. 運転中の原子炉における重大事故

(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）

① 破断位置

破断箇所は、以下の理由から再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を想定している。（図2-1）

- ・炉心燃料位置よりも下方にある最大口径の配管破断を考慮することで、冷却材漏えい量の観点で厳しい事象となる。また早期に原子炉冷却材が系外に放出されるため、原子炉水位低下等の事象進展が早く、主要事象の発生時刻が早まり、厳しい破断想定となる。

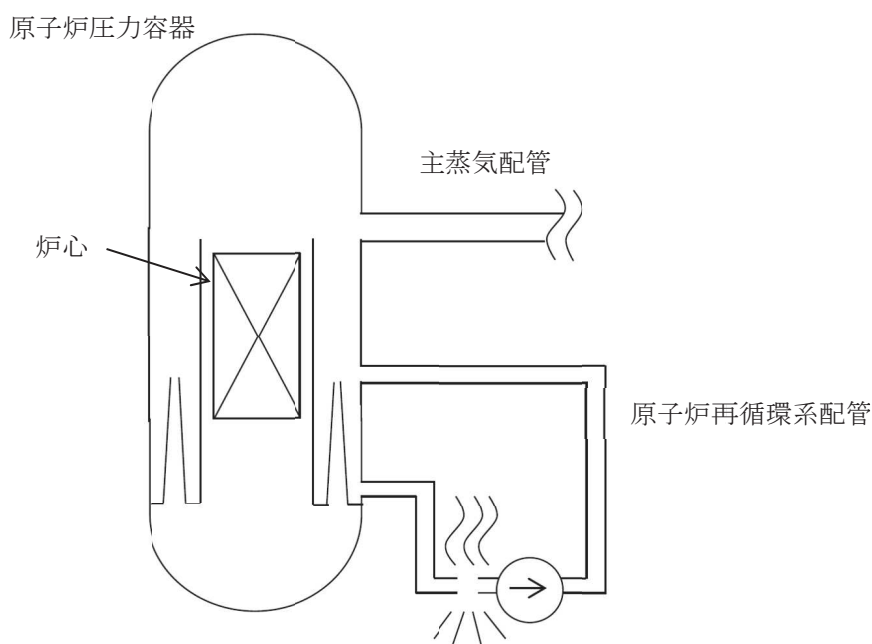


図2-1 再循環ポンプ吸い込み側配管破断の概要

② 破断口径

原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり、格納容器へのエネルギー放出量が多くなること、また、炉心の著しい損傷によって発生する水素などの高温のガスが格納容器へ直接放出されるため、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる、再循環ポンプ吸い込み側配管（）の両端破断を想定する。

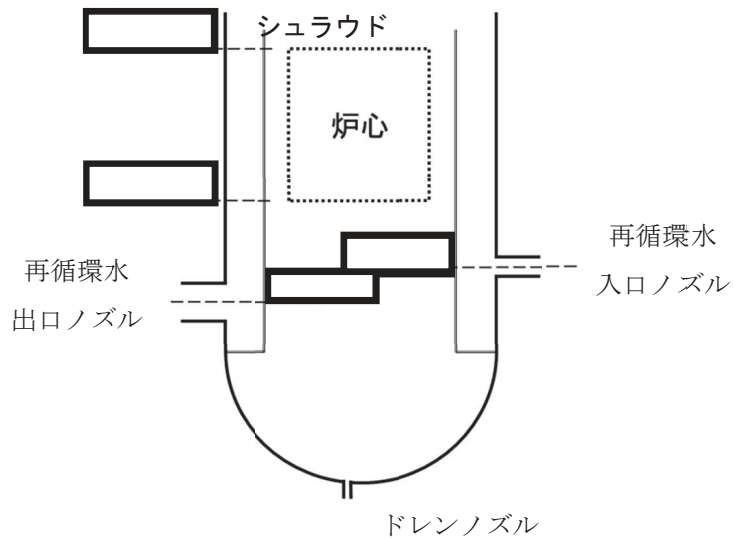


図2-2 原子炉圧力容器断面図

| 破断箇所 | 破断配管位置(mm) ^{※1} | 配管口径 | 破断面積 ^{※2} |
|---------------------------|--------------------------|------|--------------------|
| 原子炉再循環配管 (出口ノズル) | | | |
| 原子炉再循環配管 (ジェットポンプノズル部) | | | |
| 主蒸気配管(出口ノズル) | | | |
| 給水配管(給水ノズル) | | | |
| 高圧炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル) | | | |
| 低圧炉心スプレイ系配管 (スプレイノズル) | | | |
| 低圧注水系配管 | | | |
| 底部ドレン配管 | | | |

※1 原子炉圧力容器と接続する位置の原子炉圧力容器底部からの高さ

※2 スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる

※3 大破断 LOCA では、再循環ポンプ吸い込み側配管の瞬時両端破断を想定しているため、ジェットポンプ吐出側からの流路等も考慮し約 0.23m²の破断面積を想定している。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

③ 再循環水出口ノズルより下部でのL O C Aについて

大破断L O C Aの配管破断選定に当たっては、配管の両端破断を想定した上で、破断位置及び破断面積を考慮し、格納容器圧力・温度の観点で厳しくなる再循環ポンプ吸い込み側配管の両端破断を選定している。

一方、大口径配管ではないが、他にも再循環水出口ノズルより下部に位置する配管があり、これらの配管破断は冷却材漏えいの観点からは厳しくないものの、考慮する必要がある。しかしながら、全般的に静的な過圧・過温という観点では、今回選定した大破断L O C Aシナリオより格納容器圧力・温度は緩慢に推移するため、原子炉压力容器下部のドレン配管の破断は、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）として想定した大破断L O C Aシナリオに包絡される事象となる。

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

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，③「手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，④「手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気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，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位低下により炉心が露出し，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，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧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には，高圧・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。

高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧の注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却す

ることによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、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）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。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原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段，原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.1.1 図から第 2.1.3 図に、手順の概要を第 2.1.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員，発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計 30 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、発電課長 1 名，発電副長 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、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名，重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.1.5 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、30 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ

出口流量等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力及び原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）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。

e. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系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、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.384MPa[gage]に到達した場合、又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作にて格納容器へのスプレイ開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレイ隔離弁）の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレイ流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレイ弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力及び原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約2m）に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。

f. 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱の準備として、格納容器圧力 0.384MPa[gage] (0.9Pd) 到達により格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開操作する。

外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が通常運転水位+約2m）に到達し原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを停止後、格納容器圧力が 0.427MPa[gage] (1Pd) に到達した場合、格納容器一次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、サプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

サプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等の格納容器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、圧力抑制室水位である。

以降、炉心冷却は低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器の除熱は原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位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、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧注水失敗+低圧ECCS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、気液熱非平衡、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、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉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、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 SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE 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、格納容器温度（以降、格納容器温度とは格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、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

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。

また、残留熱除去系が機能喪失することにより、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合、事象発生と同時に原子炉再循環ポンプ（以下、「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

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) ATWS 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ATWS 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）（以下、「代替原子炉再循環ポンプトリップ機能」という。）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル 2）信号により再循環ポンプが自動停止するものとする。

(c) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）信号により閉止するものとする。

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(e) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、145 m³/h (0.427MPa[dif]において)にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(f) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88 m³/hにて格納容器内にスプレイする。

(g) 原子炉格納容器フィルタベント系

原子炉格納容器フィルタベント系により、流路特性 (0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量)に対して、格納容器隔離弁を全開操作^{※1}にて格納容器除熱を実施する。

※1 耐圧強化ベント系を用いた場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合の条件に包絡される。

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) 中央制御室における低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動は、事象判断の時間及び高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施し、事象発生から20分後に開始するものとする。操作時間は5分間とする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から25分後に開始する。
- (c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は、格納容器圧力0.384MPa[gage]到達時に開始し、0.284MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約2m））に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。
- (d) 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作は、格納容器圧力0.427MPa[gage]到達時に開始するものとする。

(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（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、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

内保有水量の推移を第 2.1.6 図から第 2.1.11 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料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を第 2.1.12 図から第 2.1.17 図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温及びドライウェル水位の推移を第 2.1.18 図から第 2.1.23 図に示す。

※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ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。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル 2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

事象発生から 25 分後に、中央制御室からの遠隔操作により、逃がし安全弁 6 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉の減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被

覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系による除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 45 時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッションプール水位は、約 5.7m であり、真空破壊装置（約 5.9m）及びベントライン（約 8.7m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.1.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、事象発生から約 36 分後に約 859℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高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 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第 2.1.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.39MPa[gage]以下に抑えられる。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（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.427MPa[gage]（事象発生から約 45 時間後）及び約 154℃（事象発生から約 45 時間後）に抑えられ、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200℃）を下回る。

第 2.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.1.1）

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から原子炉格納容器フィルタベント系等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A 時注水

機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5 mSv 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。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目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。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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ものとする。

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短期間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び原子炉格納容器フィルタベント系等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現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃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している運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉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，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，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ことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系等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，その差異は小さいことから，格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系等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 2.1.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，実験解析では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，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして，解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，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。

原子炉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，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし，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ことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.1.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定にあたっては、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な設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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してい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、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は全ての非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下、「非常用ディーゼル発電機等」という。）により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の炉心流量、原子炉水位、サプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.1.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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し、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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧

操作を含む)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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、解析上考慮しない高圧代替注水系の操作時間及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系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格納容器圧力「0.384MPa[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、実態の運転操作においては、格納容器代替スプレイの実施基準(格納容器圧力「0.384MPa[gage]」)に到達するのは、事象発生約28時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系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格納容器圧力「0.427MPa[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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.427MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約45時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕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とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器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ため、約1.5時間程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧

操作を含む)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系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設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系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設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器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ため、約 1.5 時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から 35 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 924℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、ウェットウェルのベントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.2mSv、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.8mSv であり、5 mSv を下回る。

また、第 2.1.24 図から第 2.1.26 図に示すとおり、事象発生から 40 分後（操作開始時間の 15 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 966℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、ウェットウェルのベントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.4mSv、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 1.5mSv であり、5 mSv を下回る。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作については、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約45時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「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）」においても事象発生約51時間後であり、約5時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.2, 2.1.3)

(4) まとめ

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

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の31名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 2.1.4)

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系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

3,800m³の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ 及び淡水貯水槽に 10,000m³ 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、事象発生約 10 時間以降に淡水貯水槽の水を、大容量送水ポンプ（タイプ I）により復水貯蔵タンクへ給水することで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を本重要事故シーケンスで想定される負荷で運転した場合、約 527kL の軽油が必要となるが、2 号炉の軽油タンク（約 600kL）の使用が可能であることから 7 日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイ等については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、仮に外部電源喪失を想定した場合は自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約 26kL の軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ I）及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）の使用が可能であることから、7 日間（常設代替交流電源設備の運転については 24 時間）の運転継続が可能である。（合計使用量 約 585kL）

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「高圧・低圧注水機能喪失」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）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却

手段及び原子炉格納容器フィルタベント系等を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧ECCS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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

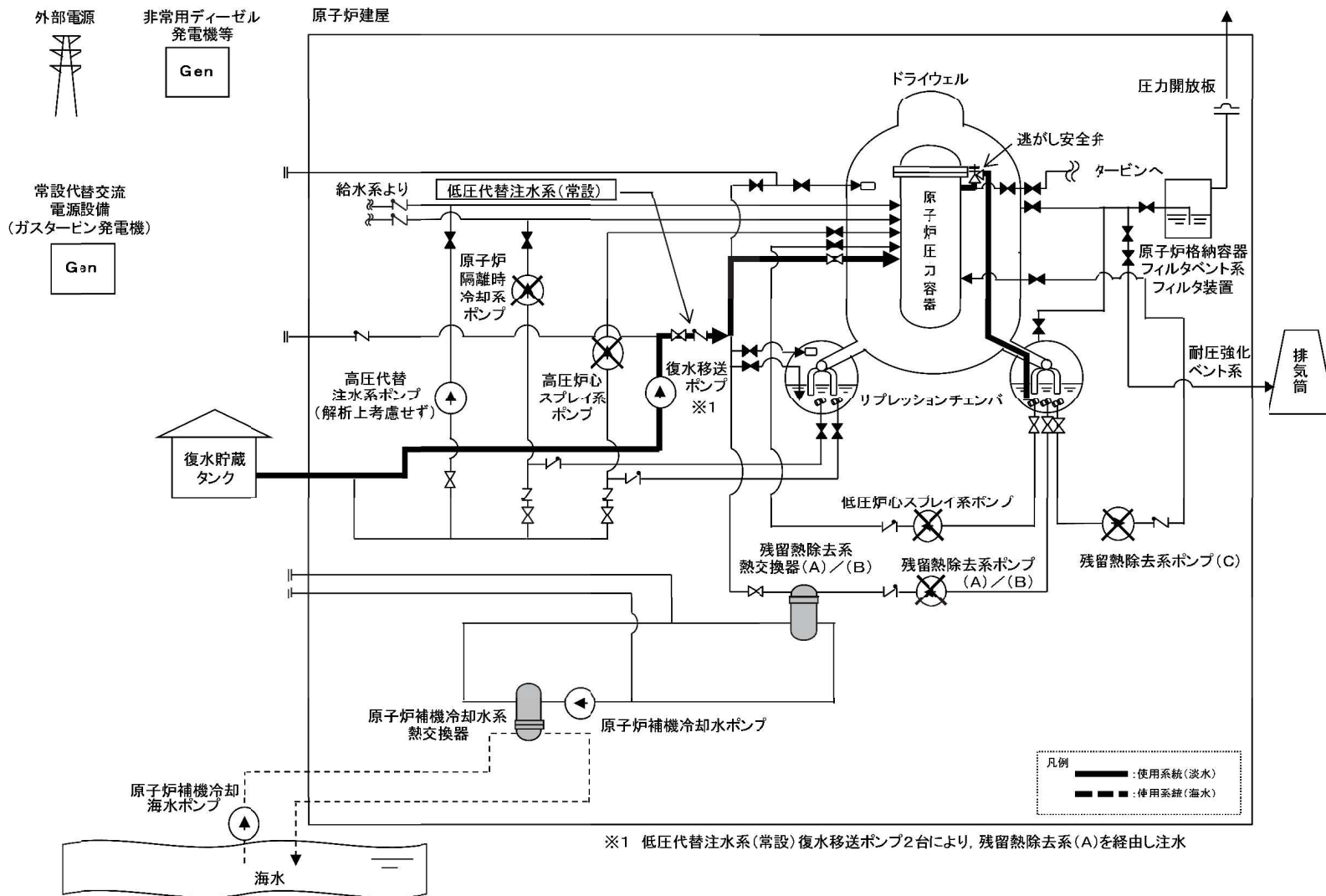
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用による敷地境界での実効線量は、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。

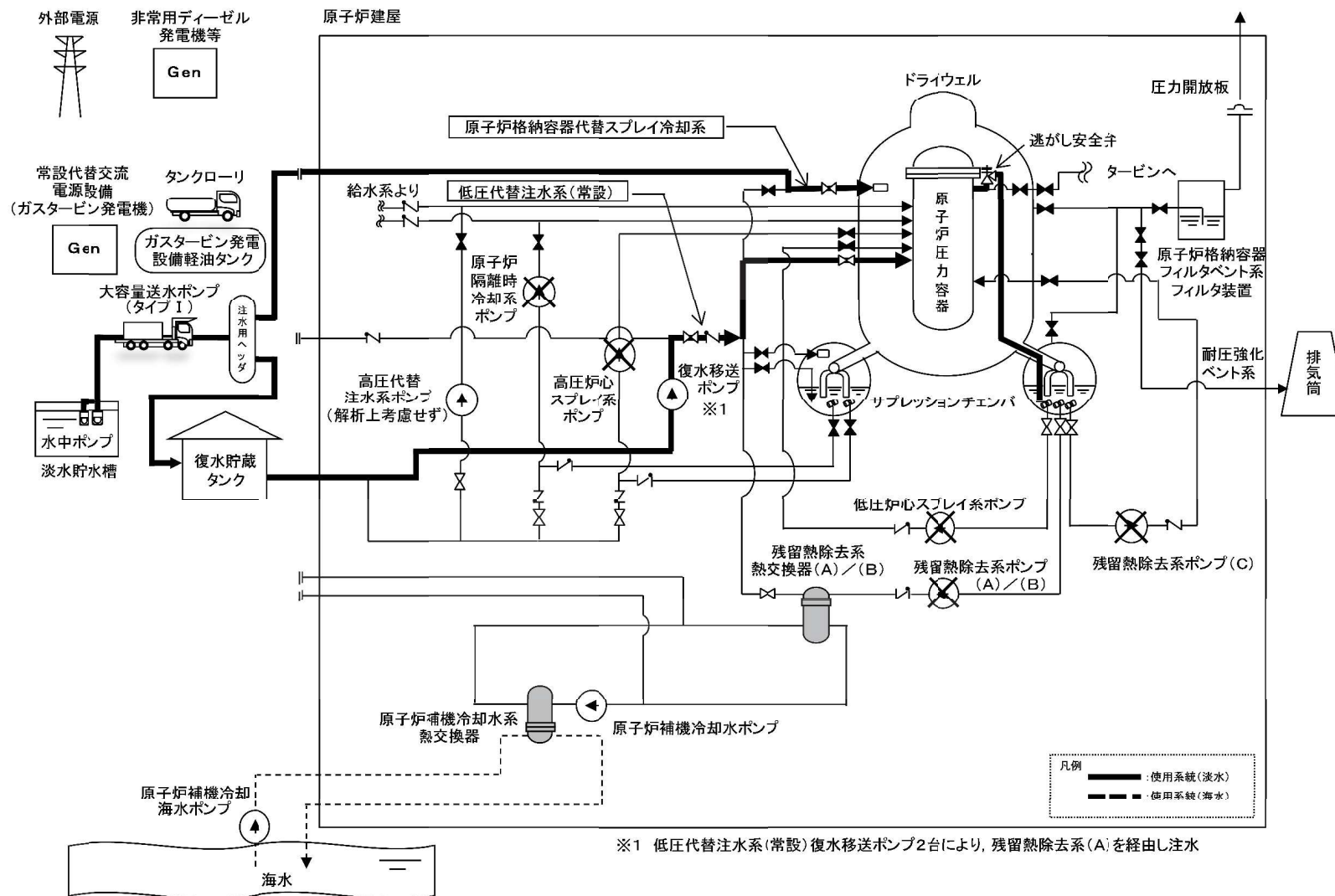
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作開始時間が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

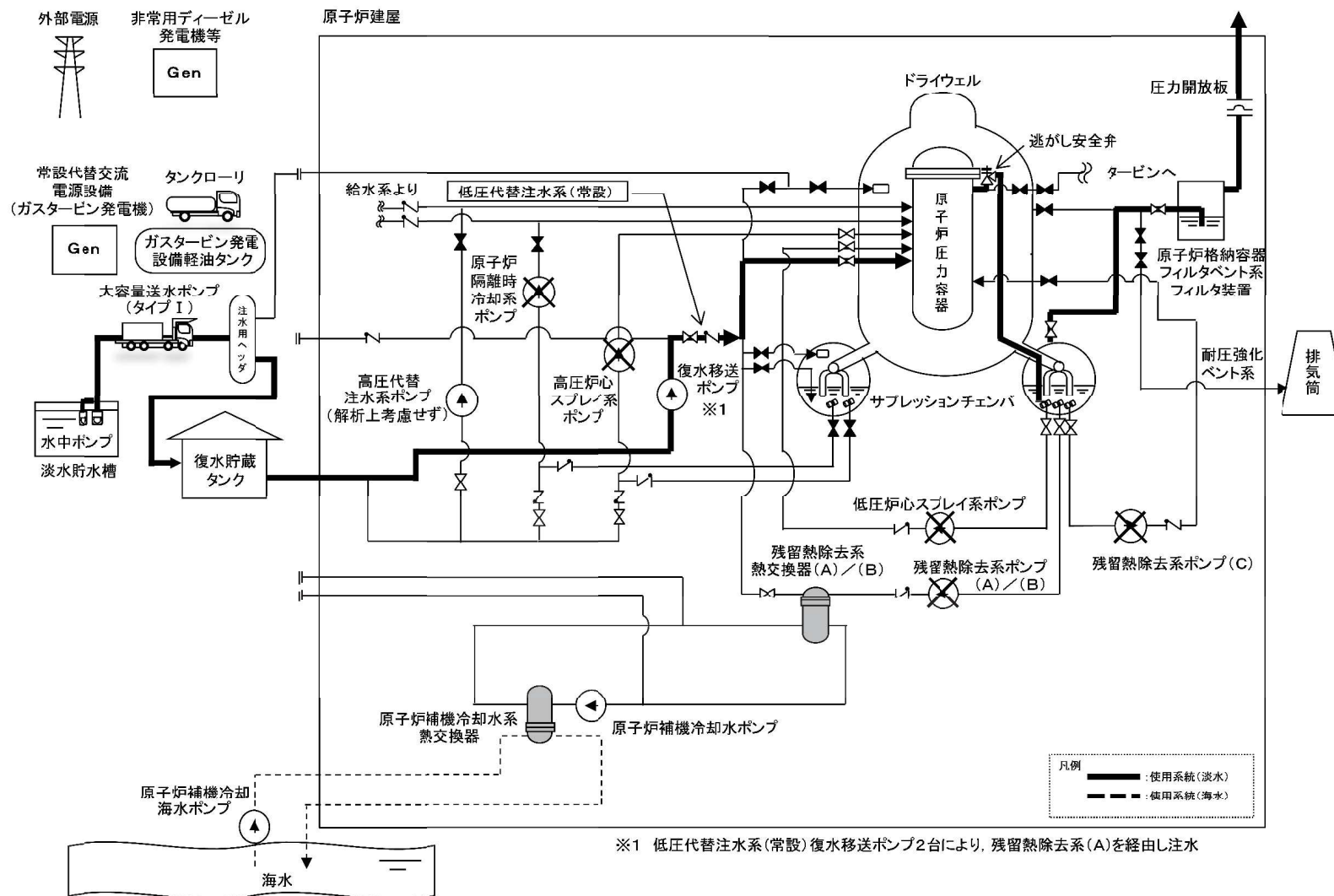
以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、原子炉格納容器フィルタベント系等を用いた格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



第 2.1.1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/3)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.1.2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(2/3)
(原子炉注水及び格納容器冷却)



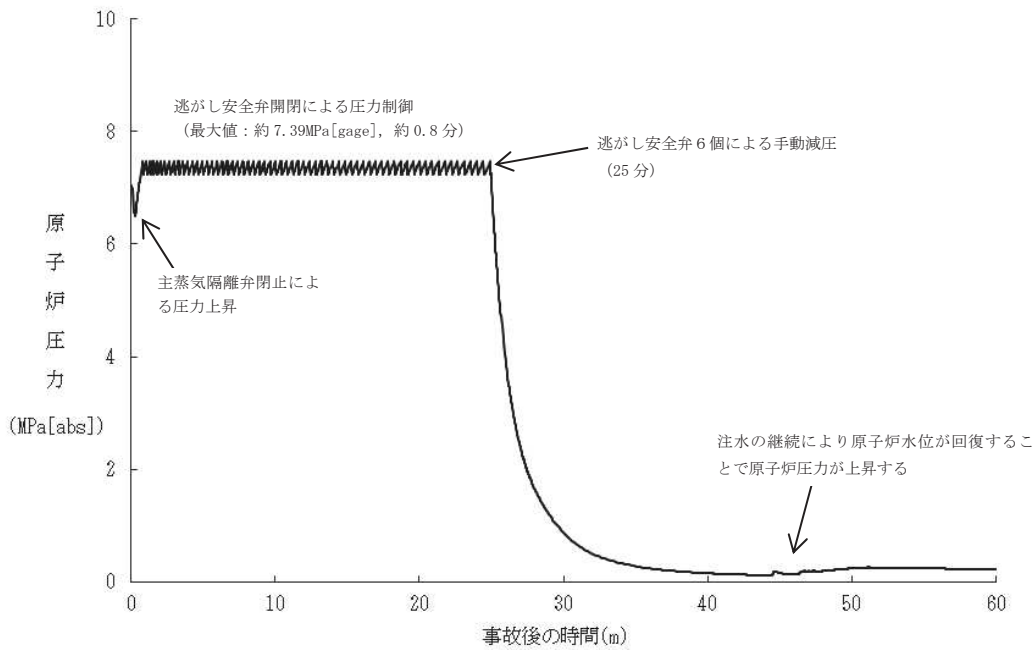
第 2.1.3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/3)
(原子炉注水及び格納容器除熱)

| 作業項目 | 必要な要員と作業項目 | | | 経過時間(分) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 経過時間(時間) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 経過時間(日) | | | | | | | 備考 |
|-------------------------------------|------------|-----------|--------------|-------------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------|-----|-----|----|----|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|---------|--|--|--|--|--|--|----|
| | 責任者 | 発電課長 | 1人 | 10m | 20m | 30m | 40m | 50m | 1h | 3h | 5h | 7h | 9h | 11h | 13h | 15h | 17h | 19h | 21h | 23h | 27h | 33h | 39h | 45h | 51h | 5d | 6d | 7d | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 状況判断 | 責任者 | 発電課長 | 1人 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 指揮者 | 発電副長 | 1人 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 通報連絡者 | 発電所対策本部要員 | 6人 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員(中央制御室) | 運転員(現場) | 重大事故等対応要員 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 高圧代替注水系起動操作(解析上考慮せず) | 1人 [C] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低圧ECCS起動 | 1人 [B] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 格納容器除熱 | 1人 [B] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作(回復は解析上考慮せず) | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低圧代替注水系(常設)準備操作 | 1人 [B] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉急速減圧操作 | 1人 [A] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低圧代替注水系(常設)注水操作 | 1人 [B] | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| アクセスルート確保 | - | - | 6人 K,L,O~R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 代替注水等確保 | - | - | 9人 A~I | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 | 1人 [G] | - | 2人 [B,C] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 大容量送水ポンプ(タイプI)による淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給 | - | - | 5人 [D~F,K,L] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱準備 | 1人 [A] | - | 2人 [B]D | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作 | 1人 [B] | - | 2人 [A]E | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給準備 | - | - | 2人 M,N | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給 | - | - | 2人 [M,N] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 必要人員数 合計 | 5人 A~E | | | 17人 A~I,K~R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

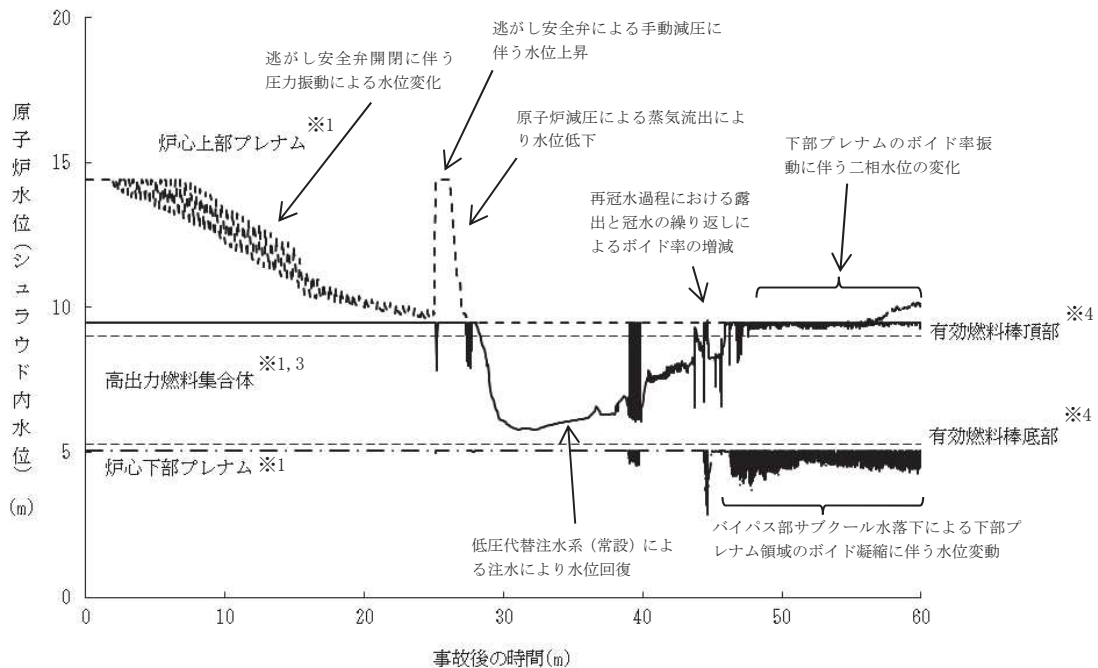
【 】は他作業後移動してきた要員

| | | |
|-----------|-----------|----|
| 重大事故等対策要員 | 運転員 | 7 |
| | 重大事故等対応要員 | 17 |
| | 発電所対策本部要員 | 6 |
| 合計 | | 30 |
| 発電所常駐要員 | | 31 |

第 2.1.5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間

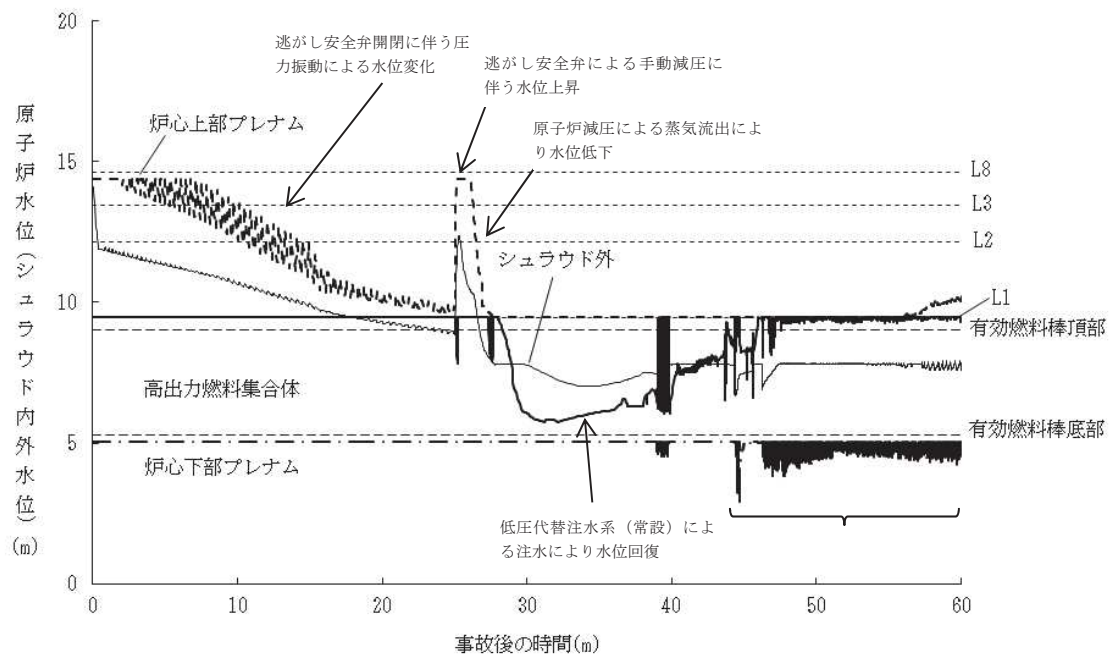


第 2.1.6 図 原子炉圧力の推移

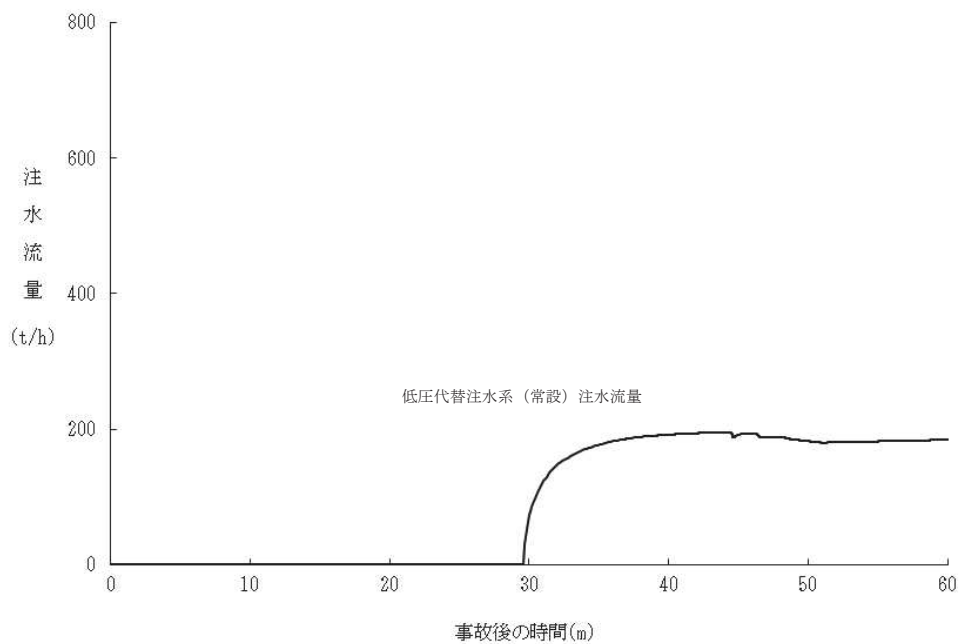


第 2.1.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移^{※2}

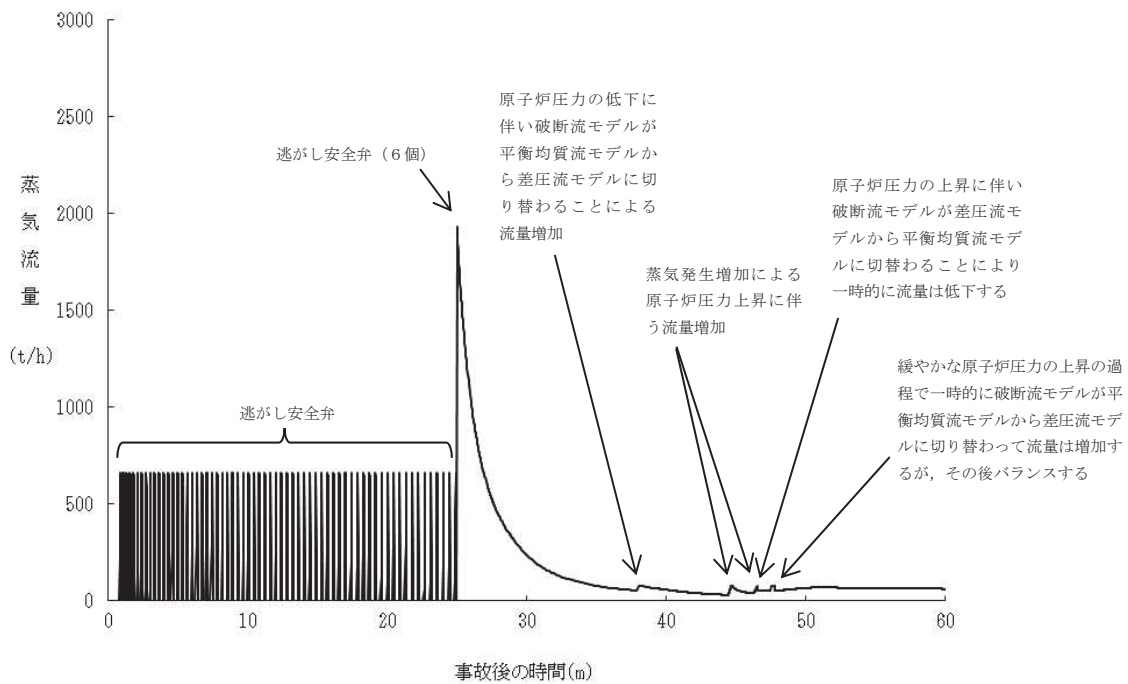
- ※1: SAFER では炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム, 炉心, 炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは, 炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態), 高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては, 上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば, 炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは, その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し, 炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは, 各々の領域が満水となっている状態を示している。なお, 図の点線は炉心上部プレナム, 実線は高出力燃料集合体, 一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2: シュ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。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では, 水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され, 二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると, 水がほぼない状態でも, 二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)
- ※3: 高出力燃料集合体とは, 「燃料被覆管温度計算の観点から, 集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。(付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 1 部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード 9: 高出力燃料集合体 参照)
- ※4: 有効燃料棒頂部および有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



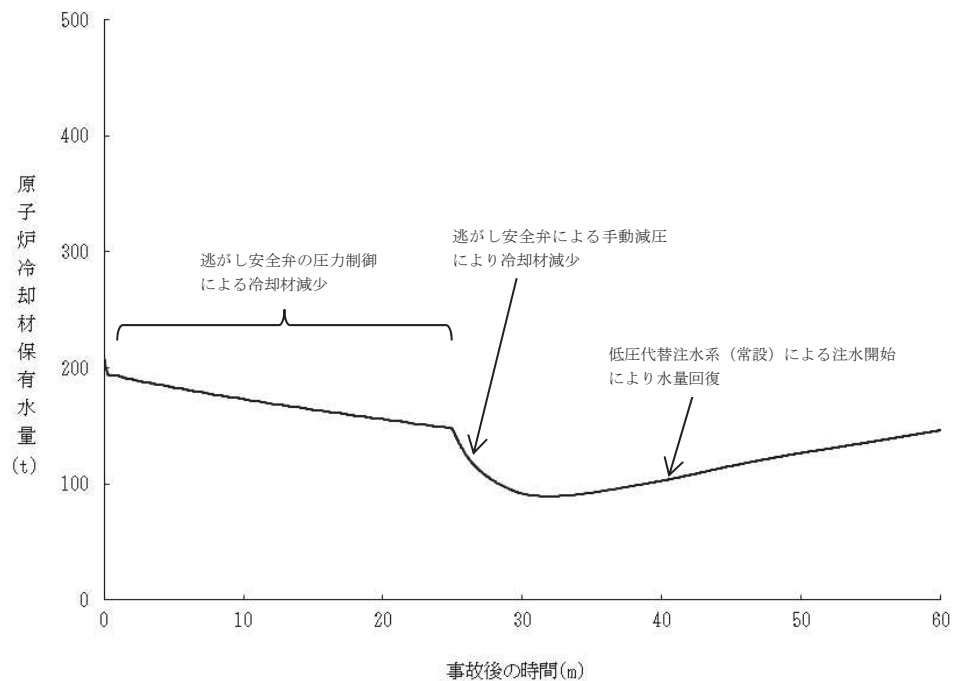
第 2.1.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



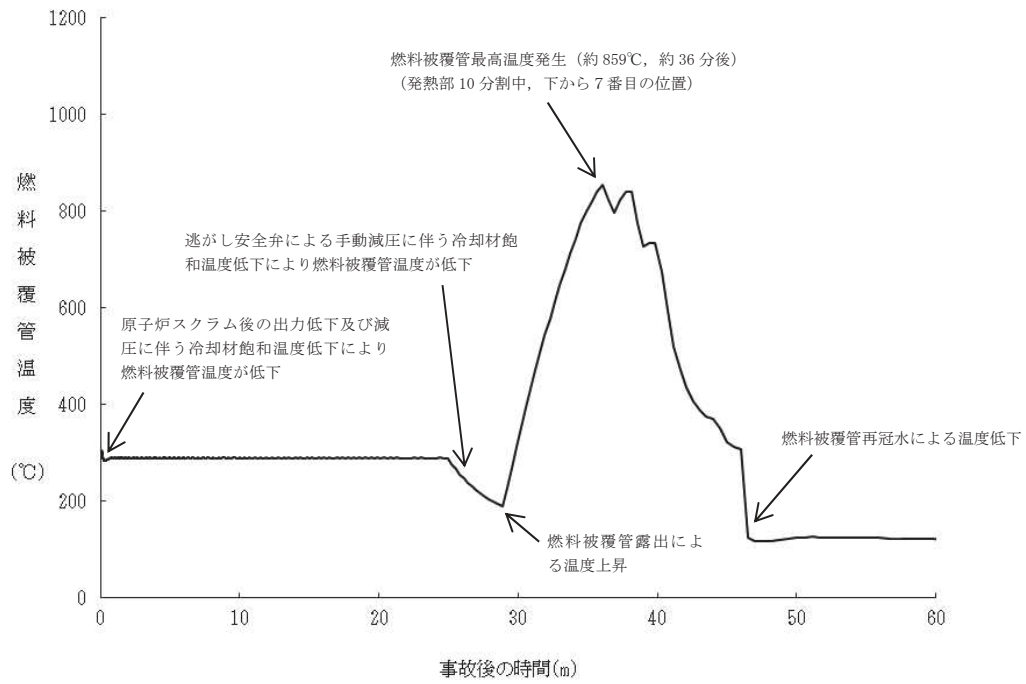
第 2.1.9 図 注水流量の推移



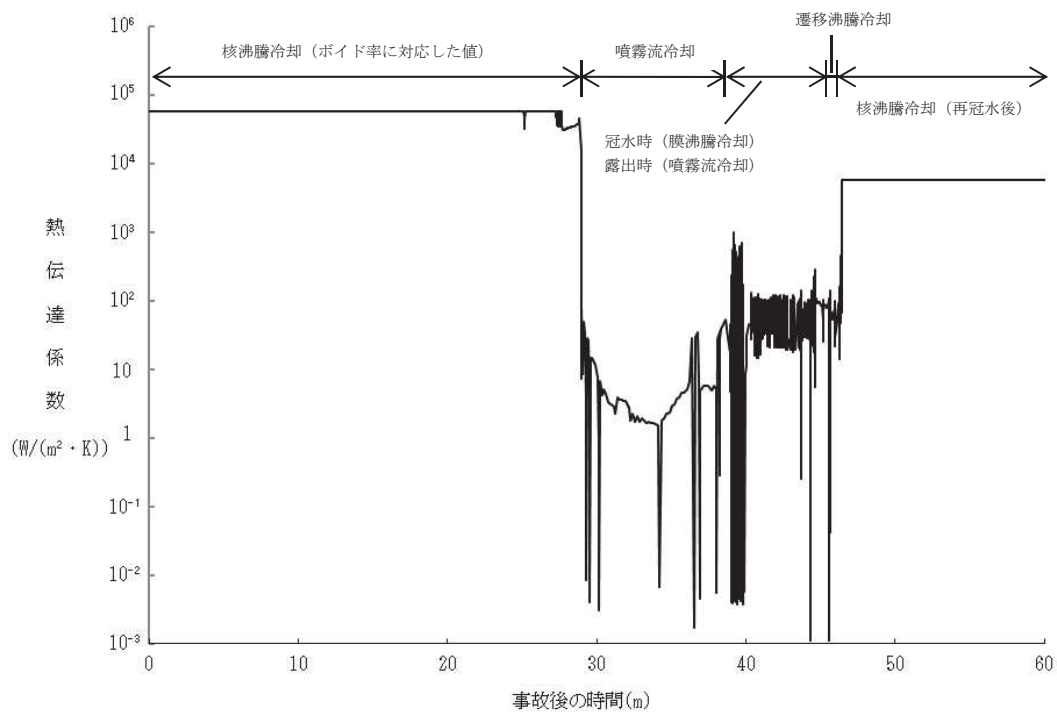
第 2.1.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



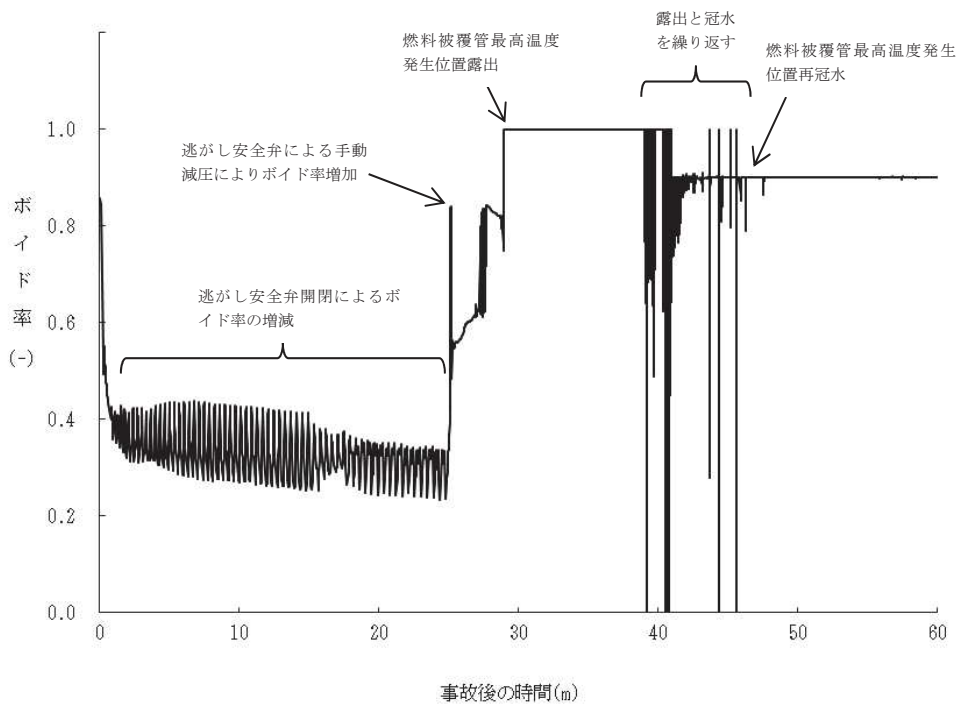
第 2.1.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移



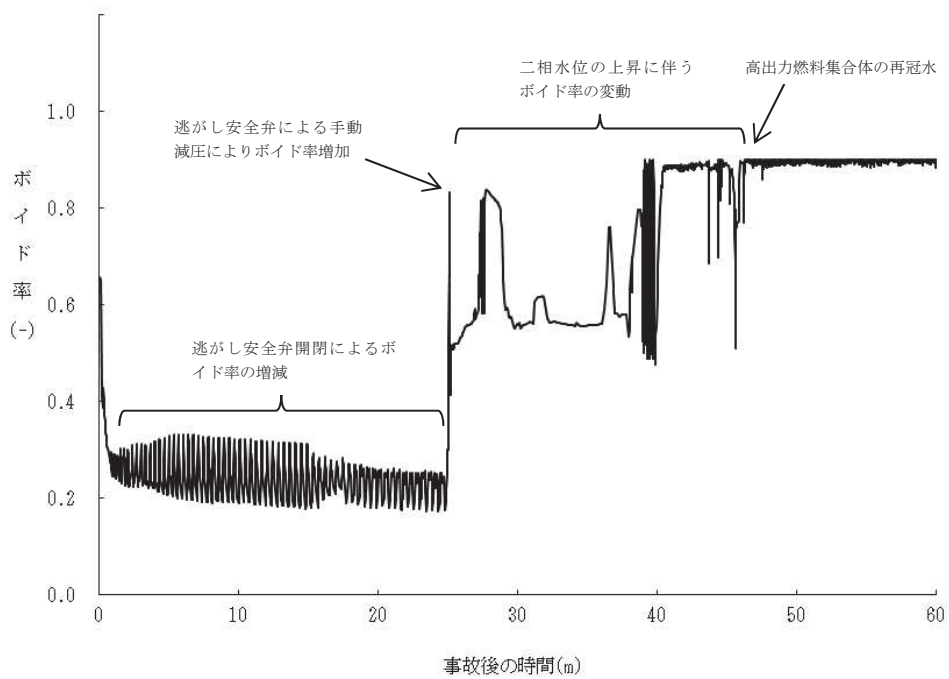
第 2.1.12 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.1.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

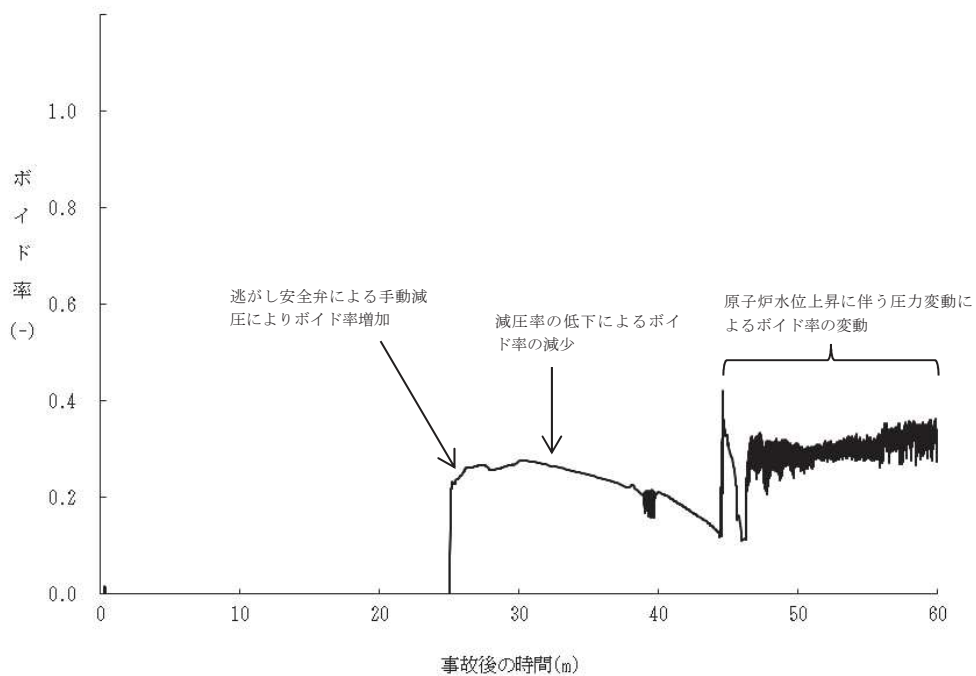


第 2.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

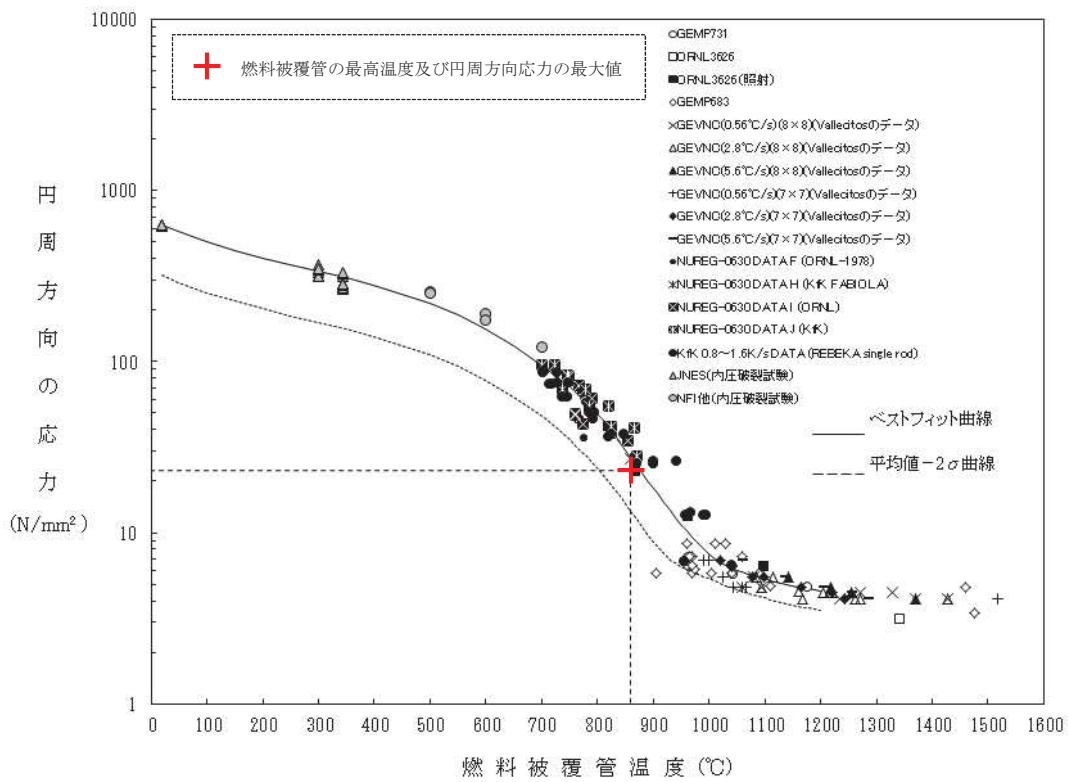


第 2.1.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移*

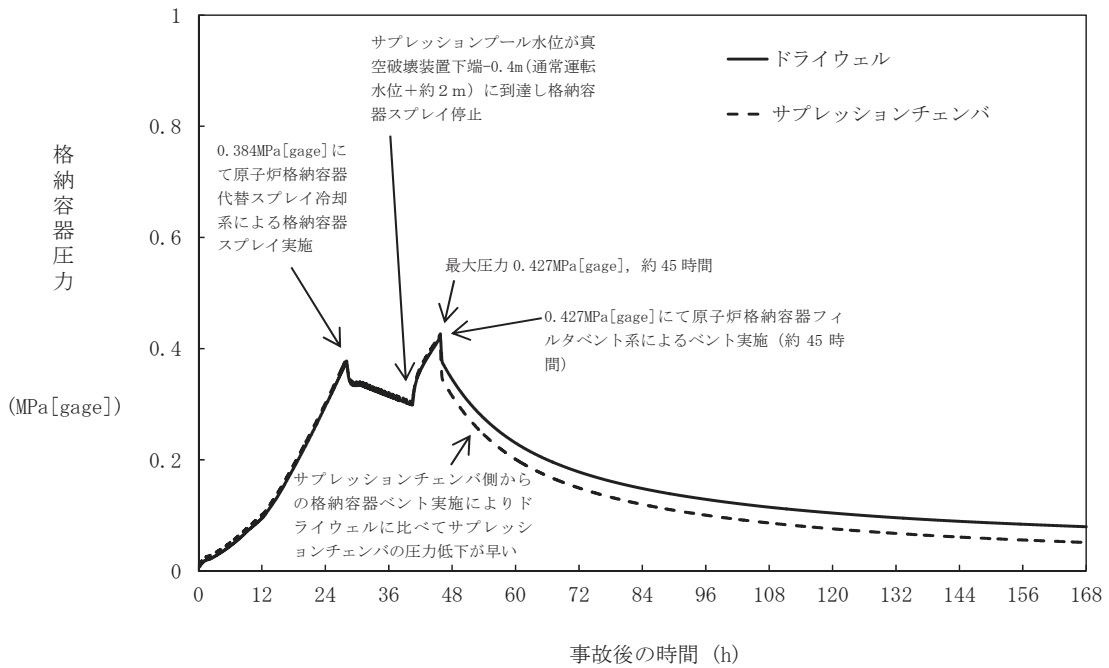
* 高出力燃焼集合体に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している



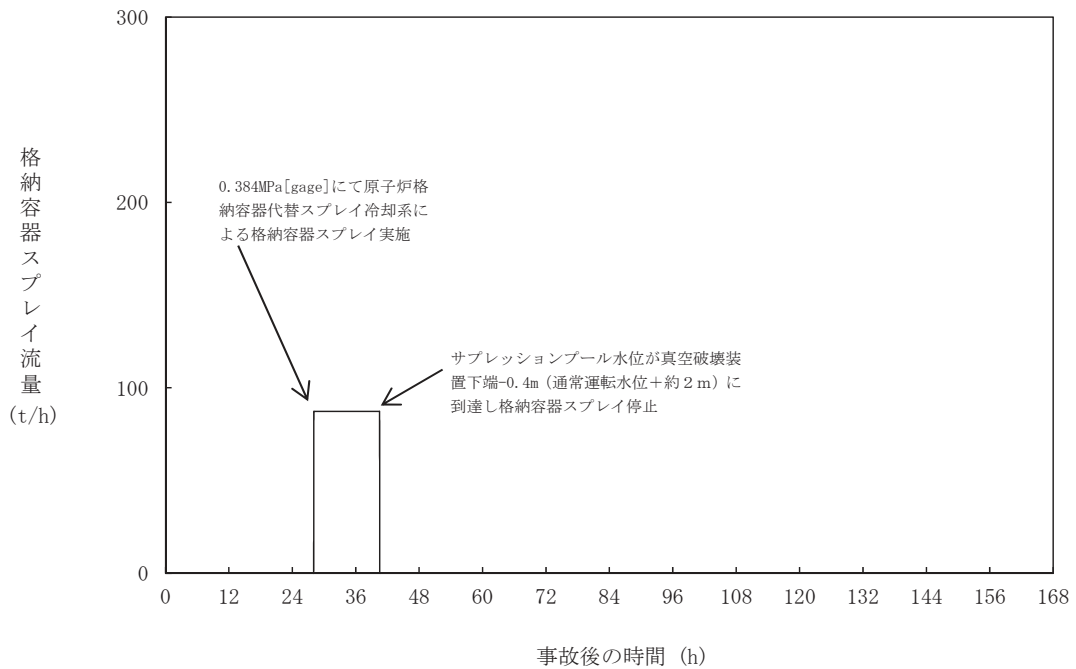
第 2.1.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



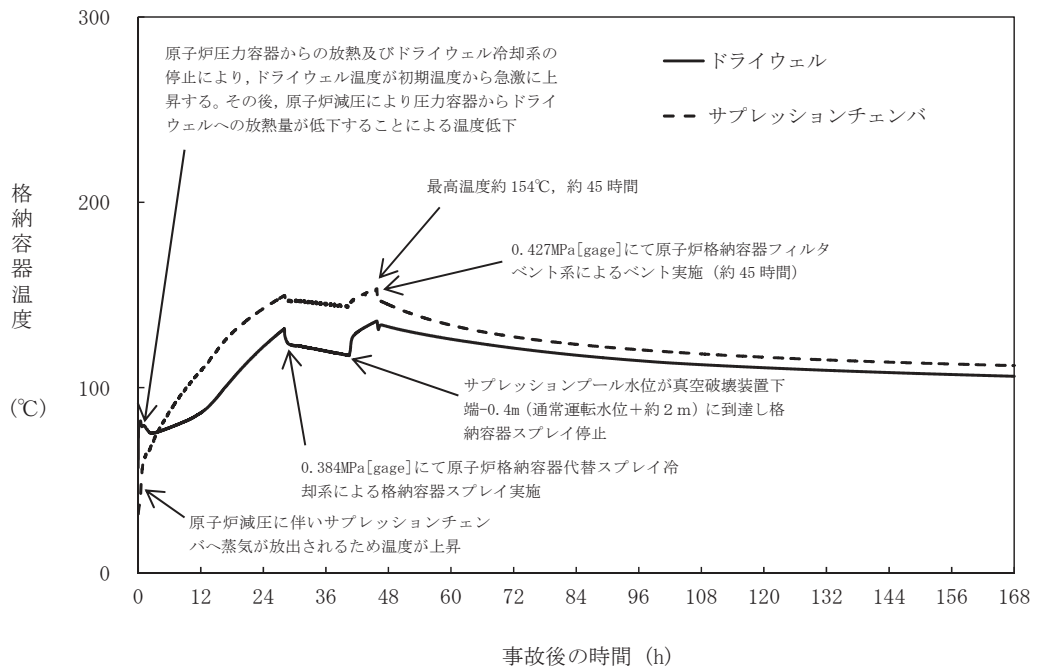
第 2.1.17 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



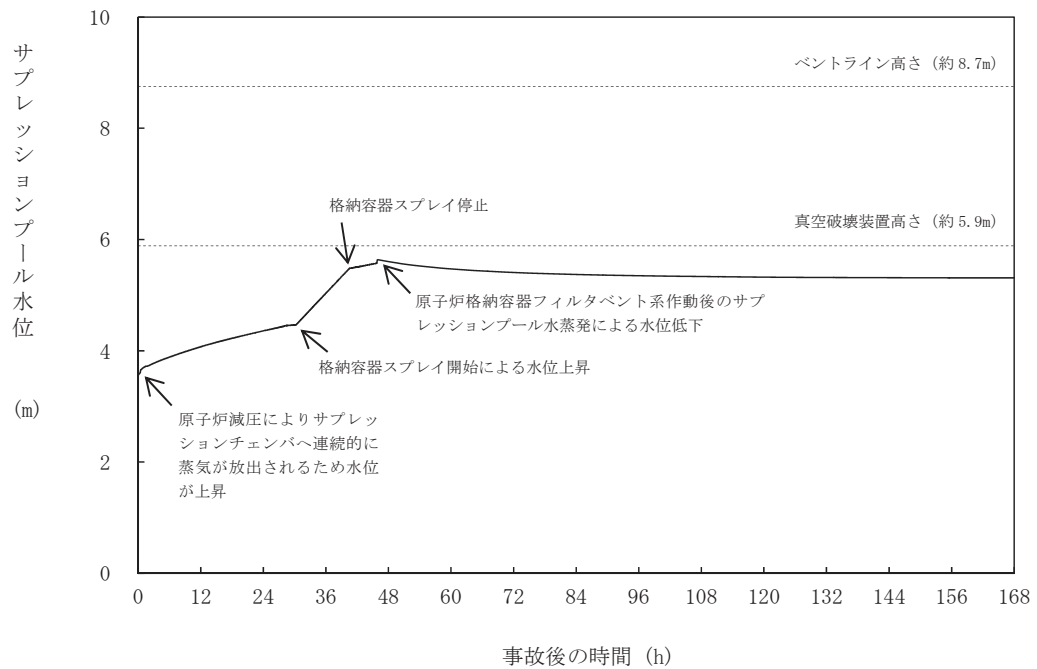
第 2.1.18 図 格納容器圧力の推移



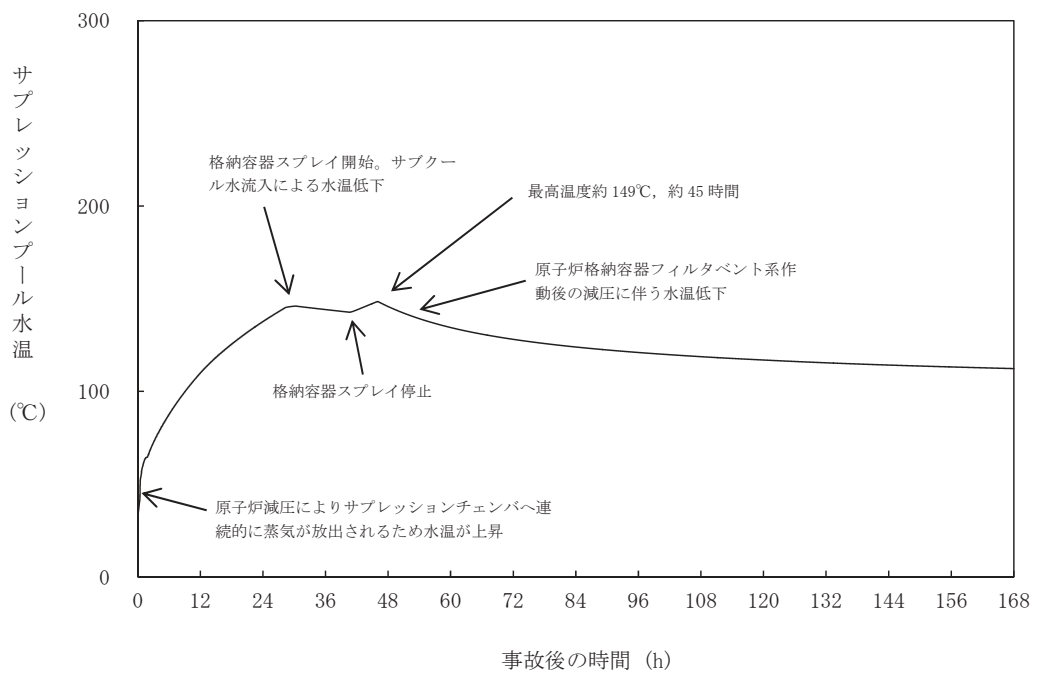
第 2.1.19 図 格納容器スプレイ流量の推移



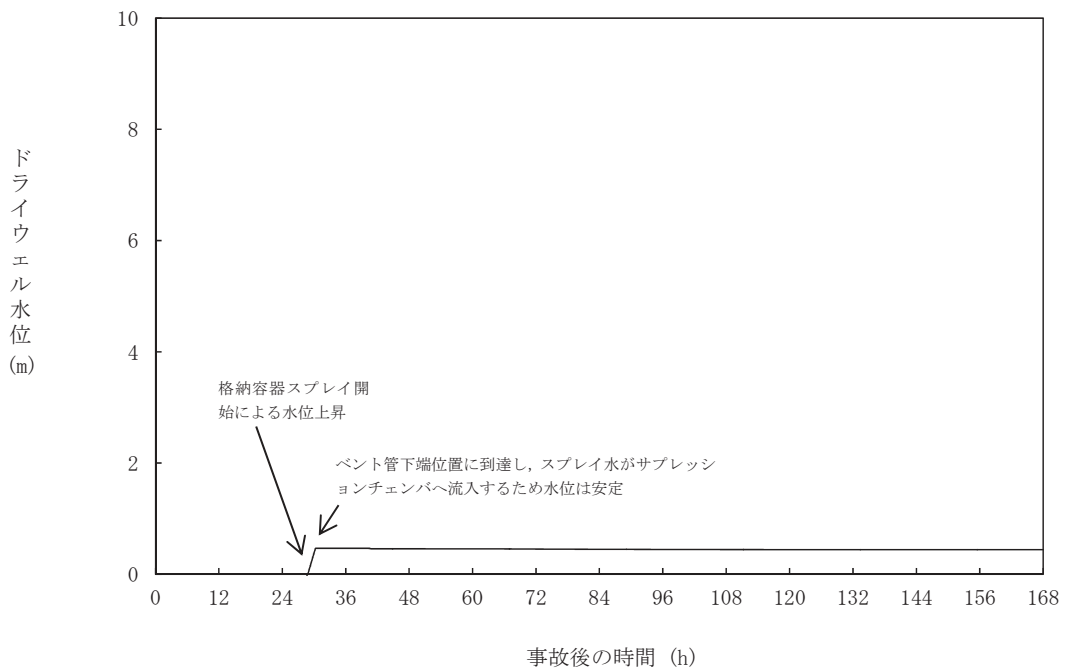
第 2.1.20 図 格納容器温度の推移



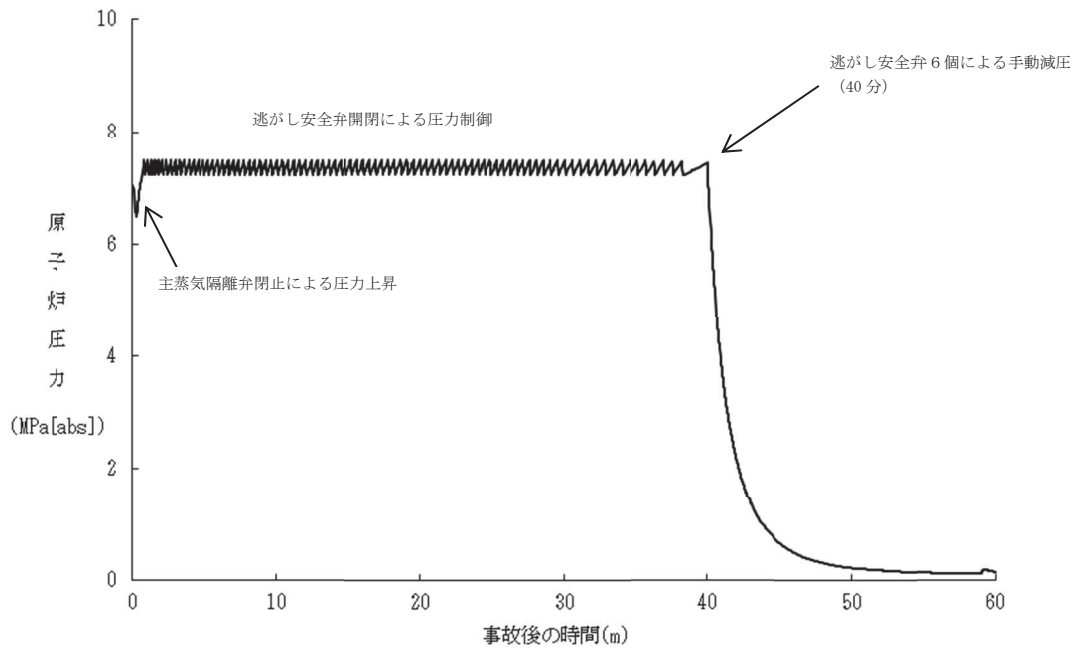
第 2.1.21 図 サブレーションプール水位の推移



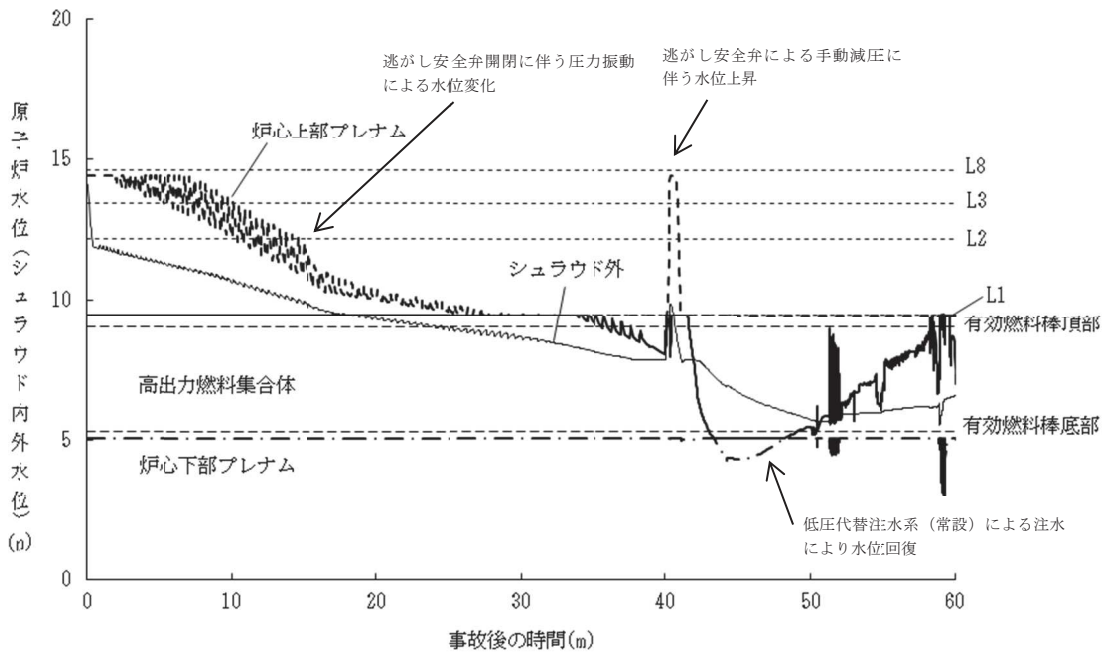
第 2.1.22 図 サプレッションプール水温の推移



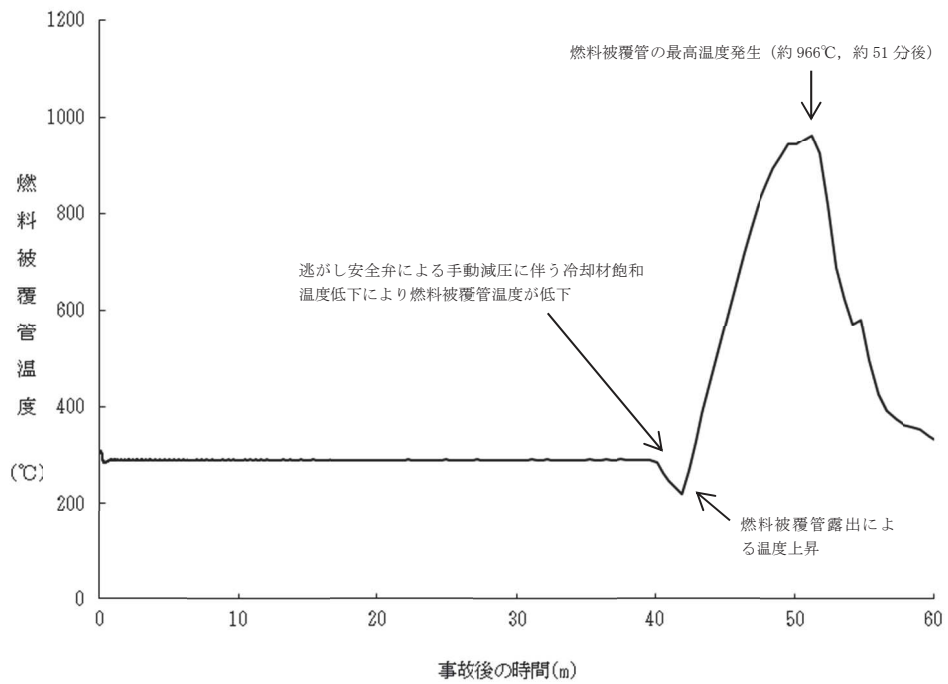
第 2.1.23 図 ドライウェル水位の推移



第 2.1.24 図 操作 15 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移



第 2.1.25 図 操作 15 分遅れのケースにおける
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1.26 図 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

第 2.1.1 表 「高圧・低圧注水機能喪失時」の重大事故等対策について (1/2)

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|---------------------------|---|--------------------------|--------------------------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 原子炉スクラム確認 | ・ 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 | — | — | 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ |
| 高圧・低圧注水機能喪失確認 | ・ 原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各系統のポンプ出口流量計等の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する | — | — | 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】 |
| 高圧代替注水系による原子炉水位回復 | ・ 高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位が回復する | 高圧代替注水系ポンプ 復水貯蔵タンク | — | 原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | ・ 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する | 復水移送ポンプ 逃がし安全弁 | — | 復水移送ポンプ出口圧力 原子炉圧力 |
| 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 | ・ 逃がし安全弁による急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。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）の間で維持する | 復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク | — | 原子炉水位 原子炉圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位 |
| 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却 | ・ 格納容器圧力が0.384MPa[gage]に到達した場合、大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する ・ 格納容器圧力が0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約2m）に到達した場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却を停止する | ガスタービン発電設備軽油タンク 淡水貯水槽 | 大容量送水ポンプ（タイプI） タンクローリ | ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 原子炉格納容器代替スプレイ流量 圧力抑制室水位 |

【 】：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 2.1.1 表 「高圧・低圧注水機能喪失時」の重大事故等対策について (2/2)

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|---------------------------|--|-----------------------------|-------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱 | ・外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が通常運転水位＋約 2 m）に到達後，格納容器圧力が 0.427MPa[gage]（1 Pd）に到達した場合，原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する | 原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系 | — | ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器内雰囲気放射線モニタ (S/C) 圧力抑制室水位 フィルタ装置水位（広帯域） フィルタ装置入口圧力（広帯域） フィルタ装置出口圧力（広帯域） フィルタ装置出口放射線モニタ |

【 】：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

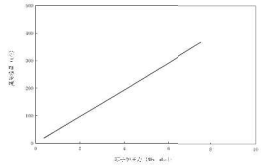
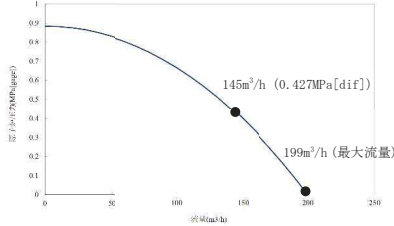
第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（1/4）

| 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：SAFER, CHASTE 格納容器側：MAAP | — | |
| 初期条件 | 原子炉熱出力 | 2,436MWt | 定格原子炉熱出力として設定 |
| | 原子炉圧力 | 6.93MPa[gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| | 炉心流量 | 35.6×10 ³ t/h | 定格流量として設定 |
| | 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 |
| | 原子炉水位 | 通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm） | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| | 燃料 | 9×9 燃料(A 型) | — |
| | 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 通常運転時の上限値として設定 |
| | 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t) | 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定 |
| | 格納容器容積（ドライウエル） | 7,950m ³ | 格納容器の設計値として設定 |
| | 格納容器容積（サブプレッションチェンバ） | 7,950m ³ | 格納容器の設計値として設定 |
| | サブプレッションプール水位 | 3.55m（通常運転水位） | 通常運転時のサブプレッションプール水位として設定 |
| | 格納容器温度（ドライウエル） | 57℃ | 通常運転時の格納容器温度として設定 |
| | 格納容器温度（サブプレッションチェンバ） | 32℃ | 通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定 |
| | 格納容器圧力 | 5.0kPa[gage] | 通常運転時の格納容器圧力として設定 |
| 真空破壊装置 | 3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧) | 真空破壊装置の設計値として設定 | |
| 外部水源の温度 | 40℃ | 復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定 | |

第 2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------|---------------|------------------|--|
| 事故条件 | 起回事象 | 給水流量の全喪失 | 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失の発生を想定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失 | 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する |
| | 外部電源 | 外部電源あり | 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる |

第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（3/4）

| 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する機器条件 | 原子炉スクラム信号 原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒） | 事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定 | |
| | 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 | 原子炉水位低（レベル 2） | 原子炉再循環系のインターロックとして設定 |
| | 主蒸気隔離弁 | 原子炉水位低（レベル 2） | 主蒸気隔離弁の設計値として設定 |
| | 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個、356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 個、360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 個、363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 個、367t/h/個 | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| | | 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 個を開ることによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係>  | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |
| | 低压代替注水系（常設） | 145m ³ /h（ポンプ 2 台当たり、0.427MPa[dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 | 設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 <復水移送ポンプ 2 台による注水特性>  |
| | 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 | 88m ³ /h にてスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 |
| 原子炉格納容器フィルタベント系 | 管路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/s の流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱 | 原子炉格納容器フィルタベント系の設計値として設定 | |

第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（4/4）

| 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する操作条件に関連 | 低压代替注水系（常設）の起動及び中央制御室における系統構成 | 事象発生 20 分後 事象判断及び高压・低压注水機能喪失を確認後実施し、事象発生から 20 分後に開始するものとする。操作時間は 5 分間とする | |
| | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 | 事象発生 25 分後 中央制御室操作における低压代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する | |
| | 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作 | （開始条件） 格納容器圧力 0.384MPa [gage] 到達時 （停止条件） 格納容器圧力 0.284MPa [gage] まで降下後又はサプレッションプール水位が外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約 2 m））に到達 | 格納容器設計圧力を踏まえて設定 |
| | 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達時 | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 |

安定状態について

高圧・低圧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及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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、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：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等、残留熱除去系又は代替循環冷却系）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ると判断され、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、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

逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、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、事象発生から約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、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℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として原子炉格納容器フィルタベント系等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の実効線量約 3.4×10^{-1} mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、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なく、敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、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、代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い、格納容器を隔離することによって、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。

（別紙 1）

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サプレッションプール水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッションプール水温に関する長期間解析

代替循環冷却系又は格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッションプール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サプレッションプール水温が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合及び代替循環冷却系を使用しない場合）」について、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として、格納容器ベントを行い、事象発生 168 時間後時点のサプレッションプール水温が最も高く約 112°C である「高圧・低圧注水機能喪失」について、サプレッションプール水温が約 100°C に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッションプール水温の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、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）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。

図 1.3、図 1.6 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事象発生 7 日後時点では、サプレッションプール水温は最高使用温度の 104°C（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているものの、格納容器の構造部は、事象発生後の経過時間にかかわらず 200°C、2Pd において健全性を確保できることを確認している。また、ドライウェル主フランジや機器搬出入用ハッチ等のシール部についても、200°C、2Pd において 7 日間の健全性を確認しているとともに、それ以降の 150°C（シール部に用いている改良 EPDM 製シール材の一般特性としての耐熱温度）環境下におけるシール機能の維持についても試験により確認している。いずれの解析結果においても、事象発生 7 日後以降の 100°C に低下するまでの全期間にわたり 150°C を下回っていることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事象発生 7 日後以降にサプレッションプール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。

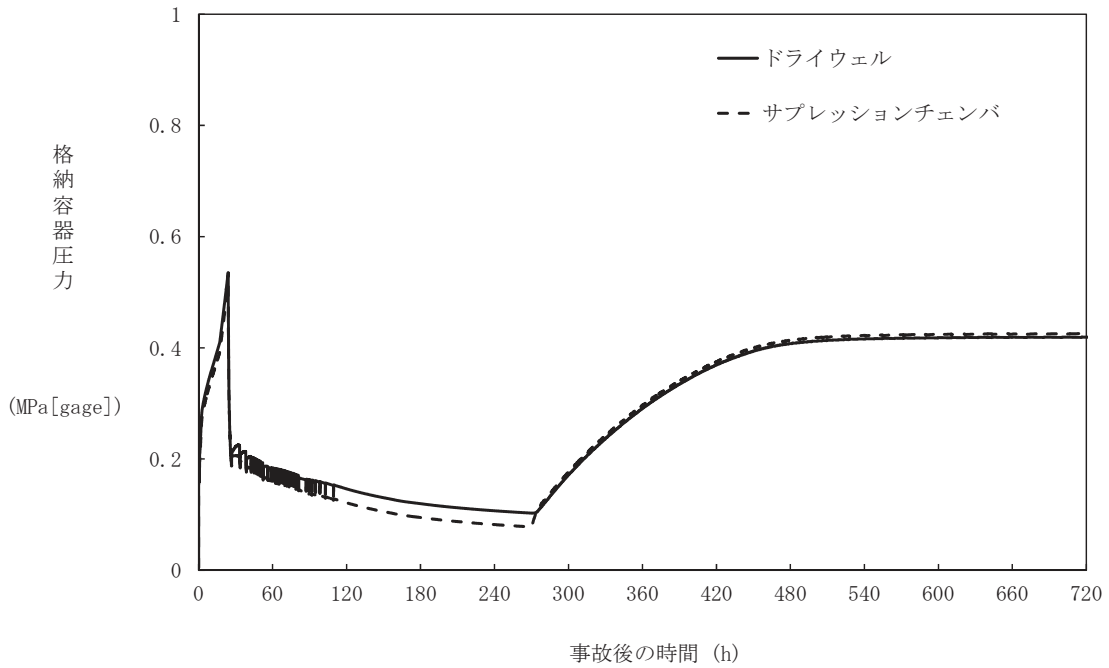


図 1.1 格納容器圧力の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

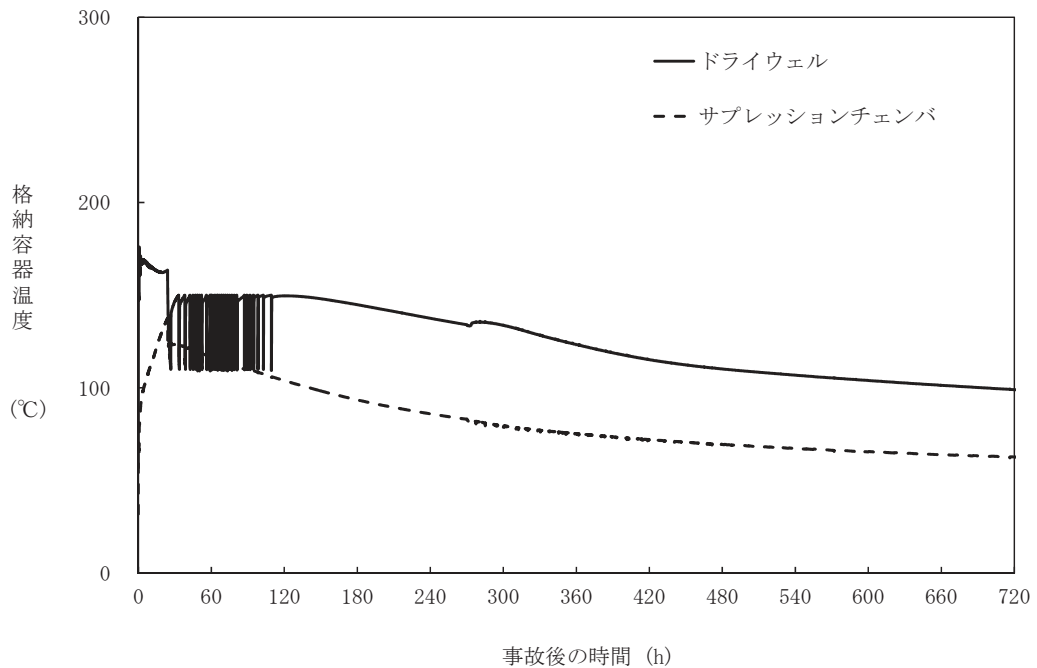


図 1.2 格納容器温度の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

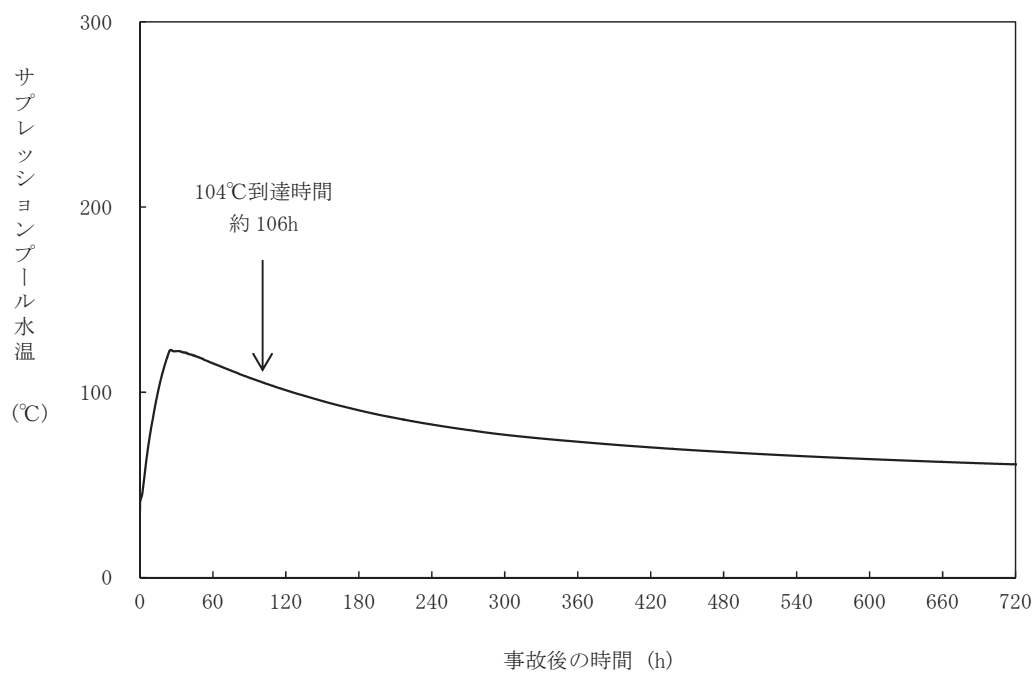


図 1.3 サプレッションプール水温の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

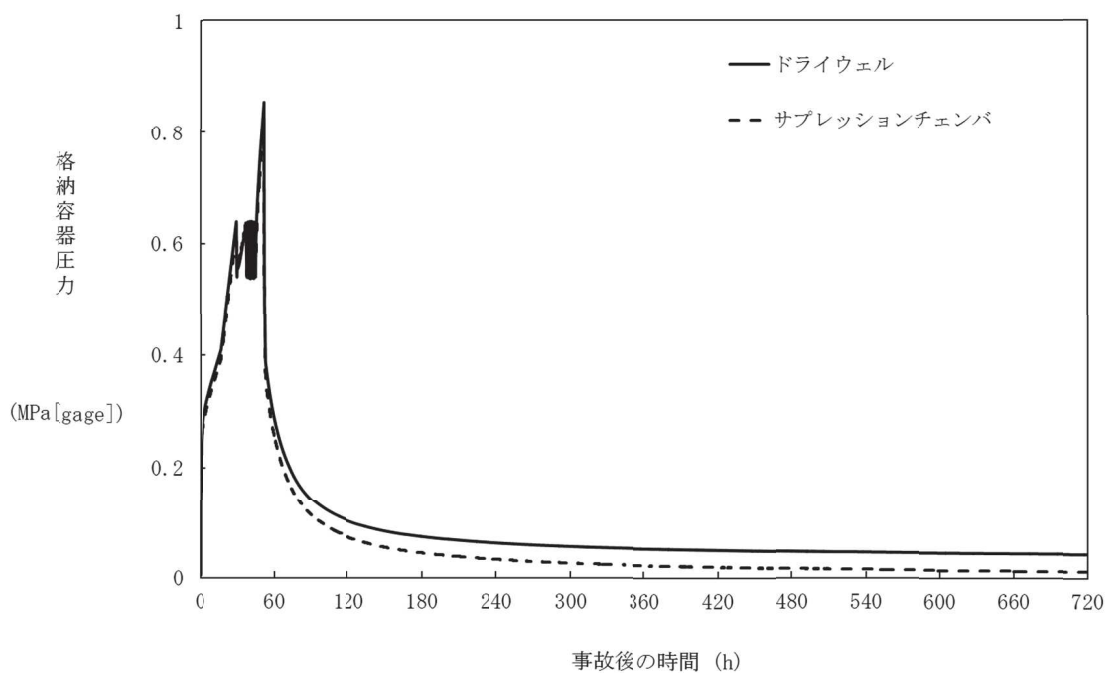


図 1.4 格納容器圧力の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

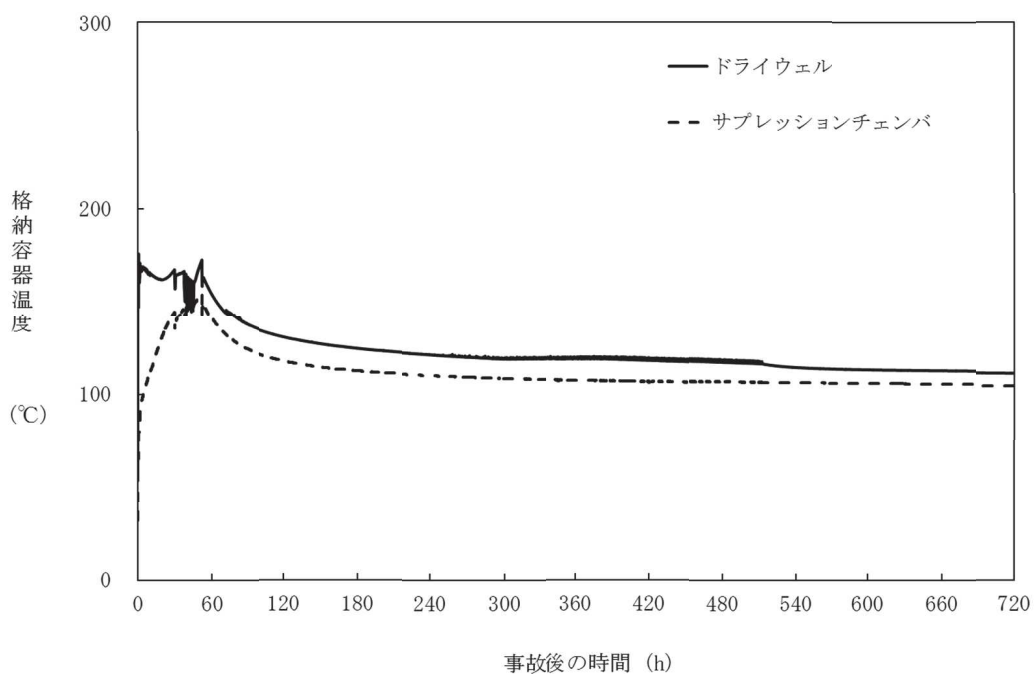


図 1.5 格納容器温度の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

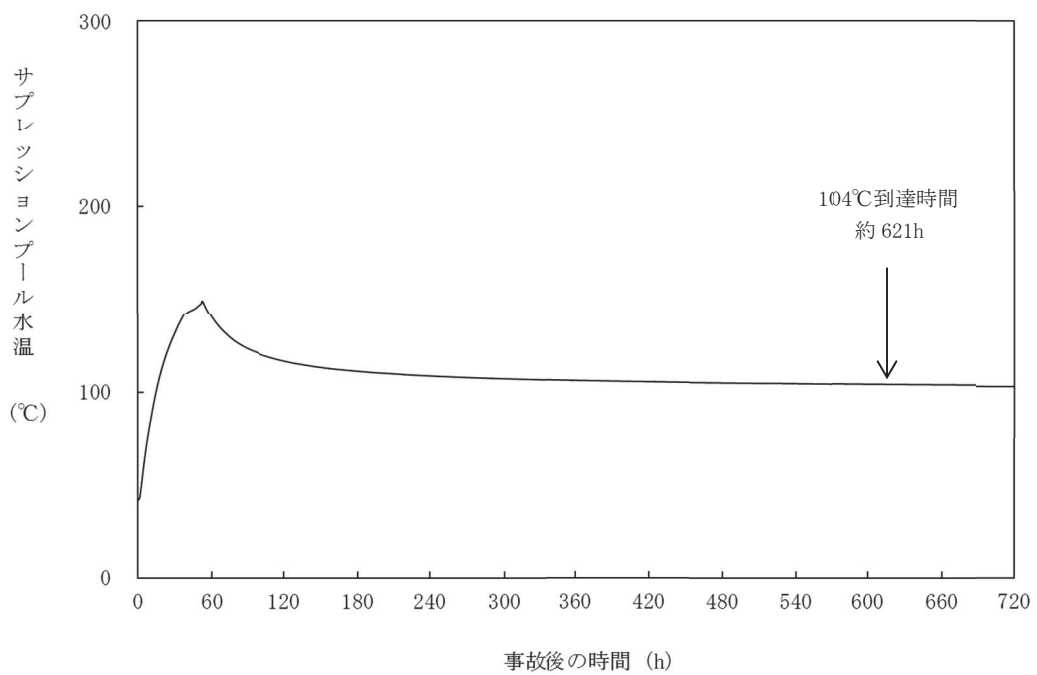


図 1.6 サプレッションプール水温の推移
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

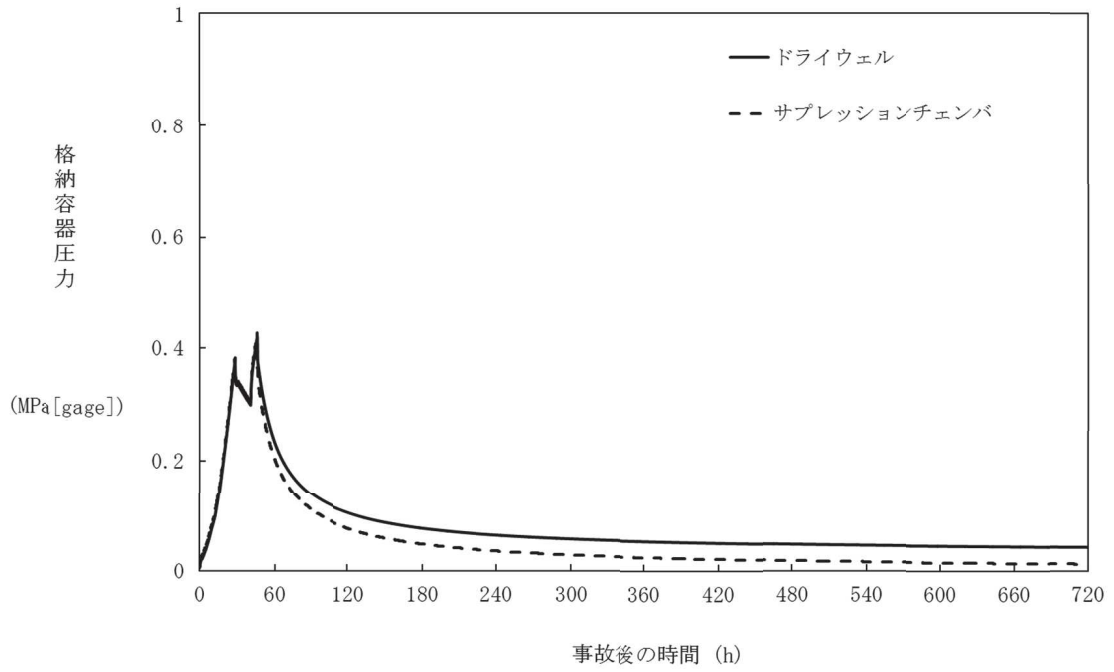


図 1.7 格納容器圧力の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

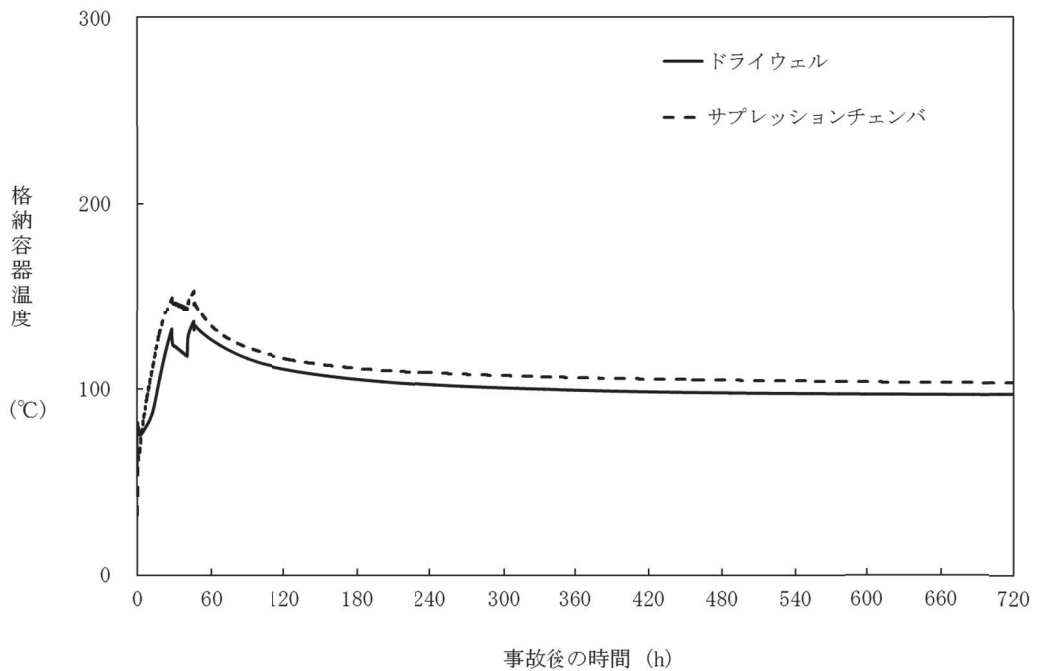


図 1.8 格納容器温度の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

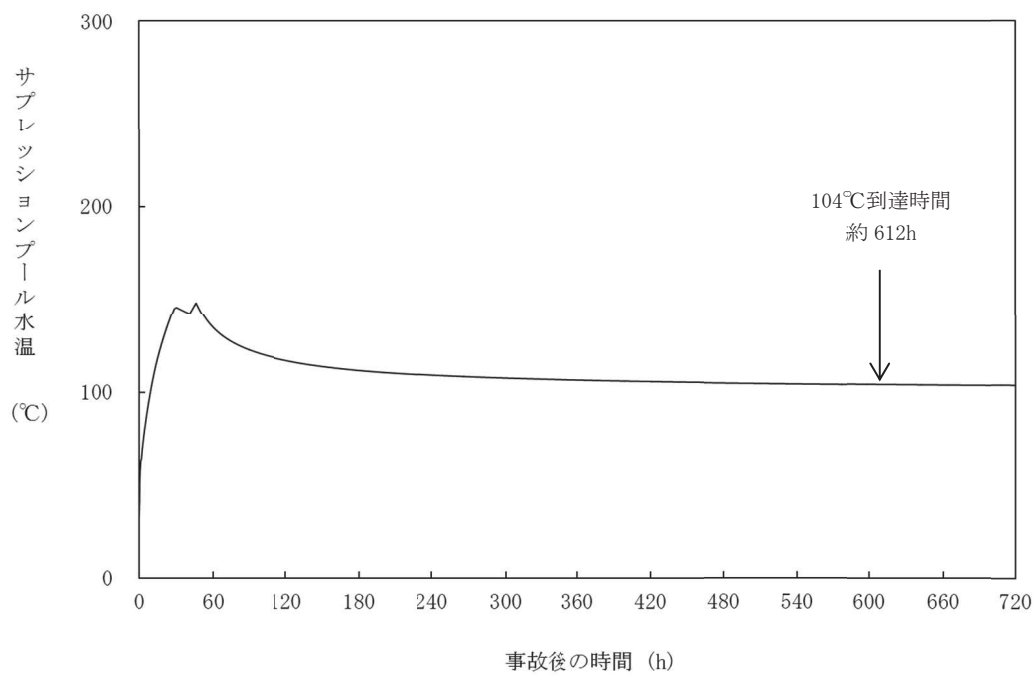


図 1.9 サプレッションプール水温の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの、除熱容量が原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系に比べて小さい原子炉補機代替冷却水系を用いて、残留熱除去系による冷却を実施する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。

図 1.10 から図 1.13 に、格納容器圧力、格納容器温度、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の推移を、それぞれ事象発生 14 日間について示す。

原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行いつつ、サプレッションプール水を水源とする残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで、図 1.12 に示すようにサプレッションプール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.13 に示すように、サプレッションプール水温は事象発生 24 時間後に残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転を開始して以降、低下が継続し、事象発生 7 日後までには最高使用温度（104℃）を下回る。事象発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.13 に示すように、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。

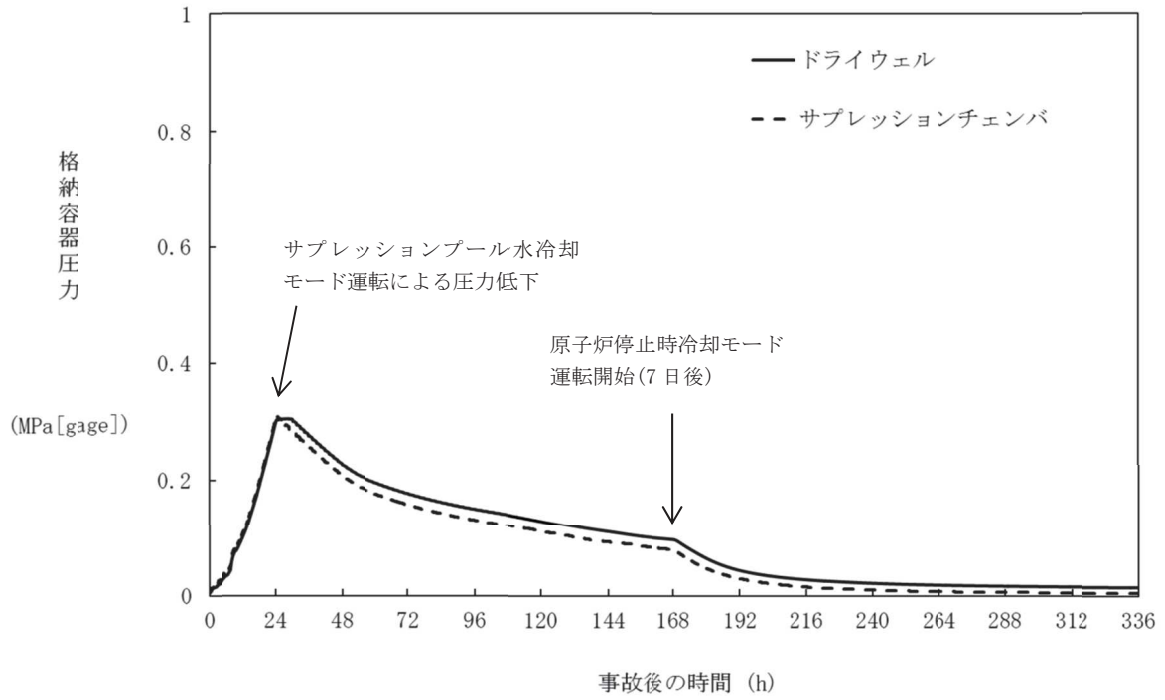


図 1.10 格納容器圧力の推移

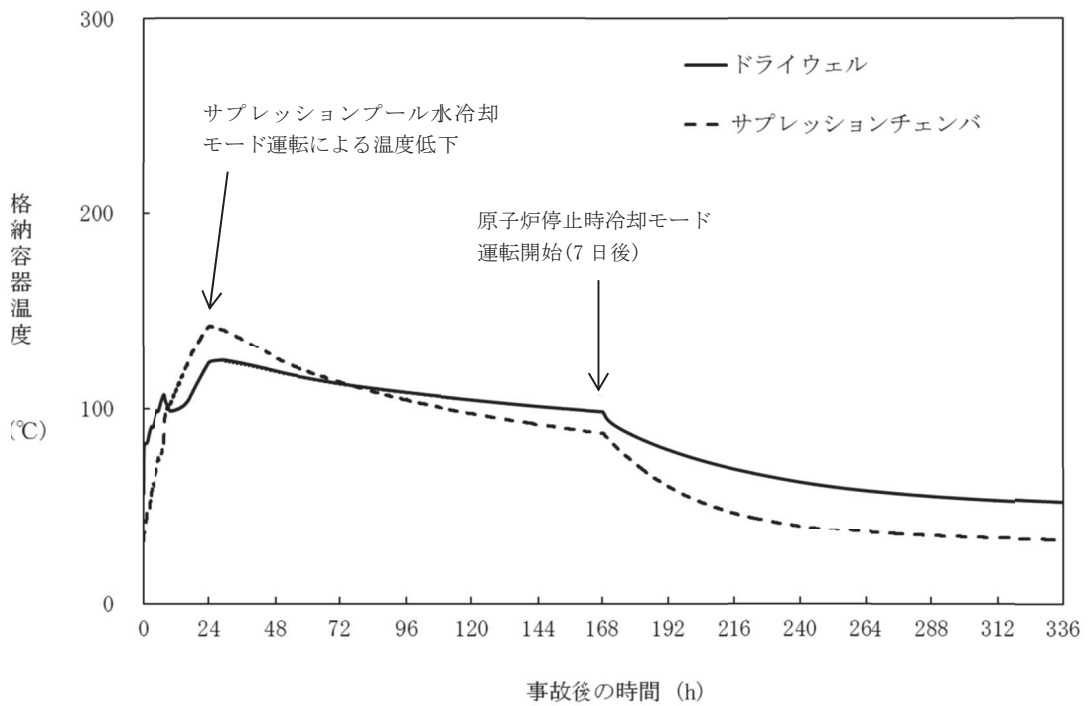


図 1.11 格納容器温度の推移

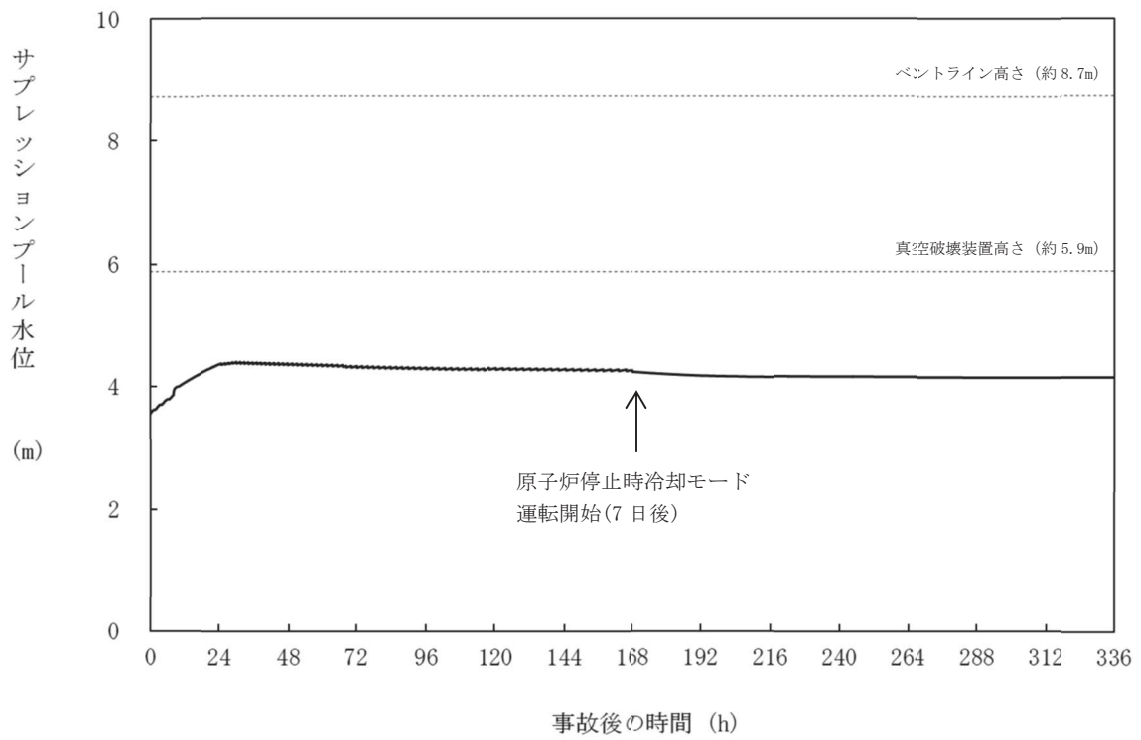


図 1.12 サプレッションプール水位の推移

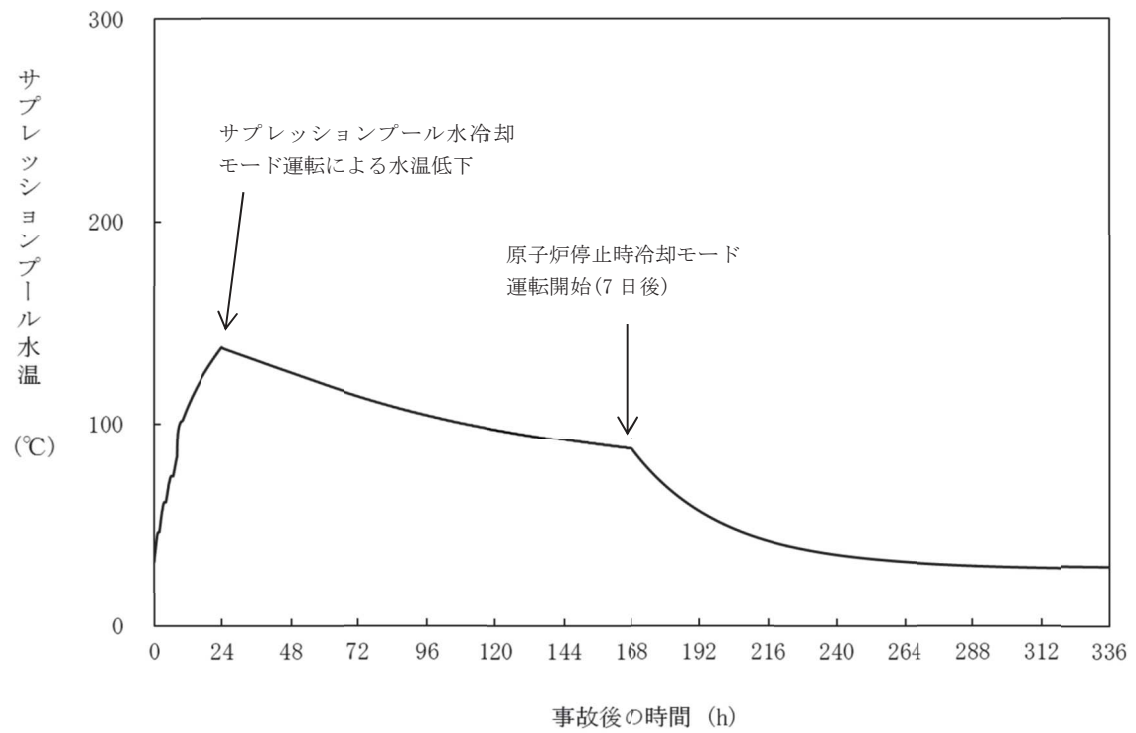


図 1.13 サプレッションプール水温の推移

2. 残留熱除去系の復旧について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり、復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧することが可能であると考えられる。

残留熱除去系が機能喪失した場合であっても、復旧作業をより確実なものにするため、復旧に関する手順を整備するとともに、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系については、予備品を確保することで復旧までの時間が短縮でき、また、作業の成立性が高く、かつ機能回復が可能な機器として、電動機及びポンプ部品を予備品として確保する。これらの予備品は、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する。

(2) 残留熱除去系の復旧手順

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、重大事故等対策要員等により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷あるいは格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順により作業を行う。残留熱除去系の復旧手順書の記載例を図 2.1 に示す。

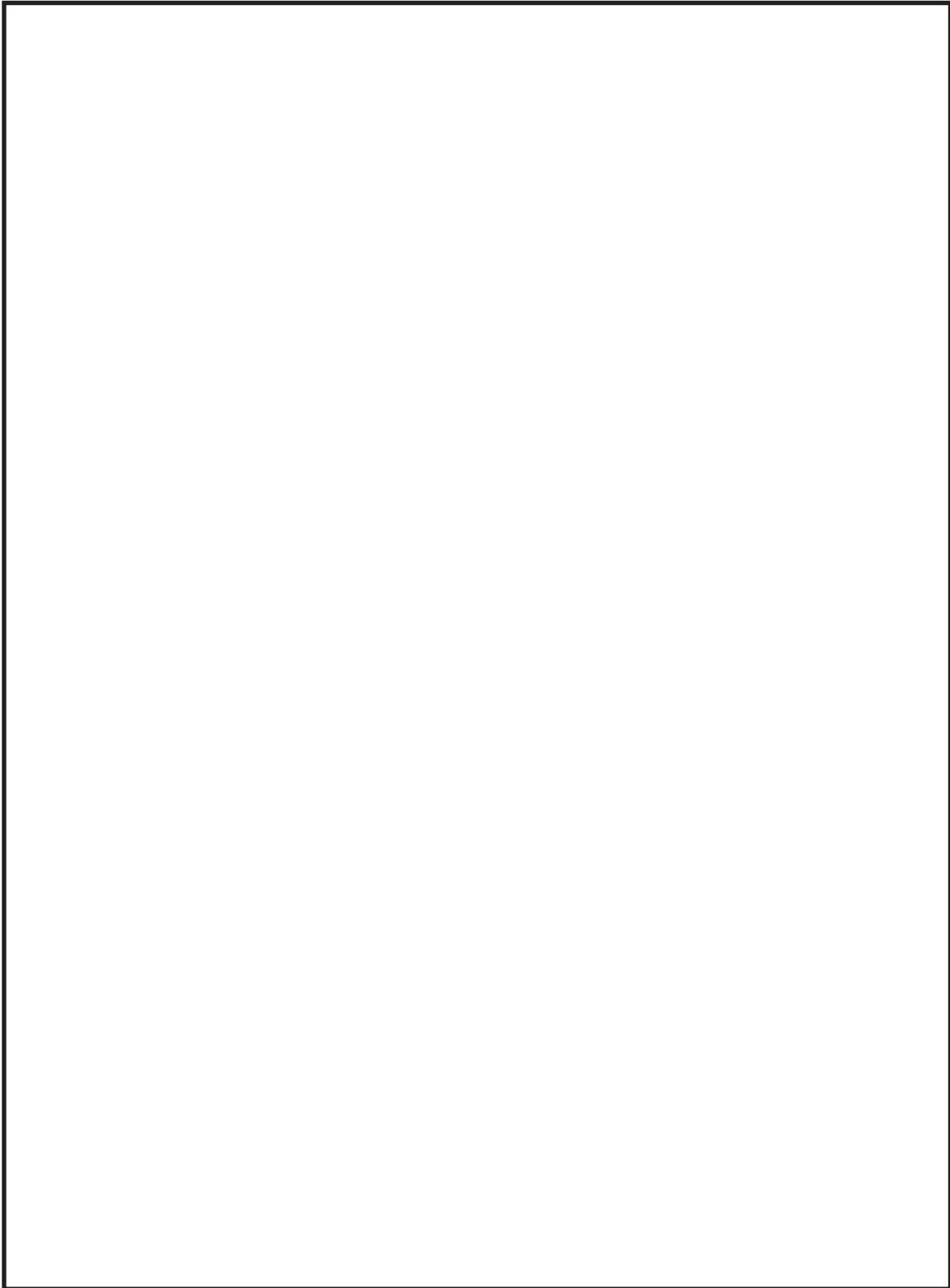


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

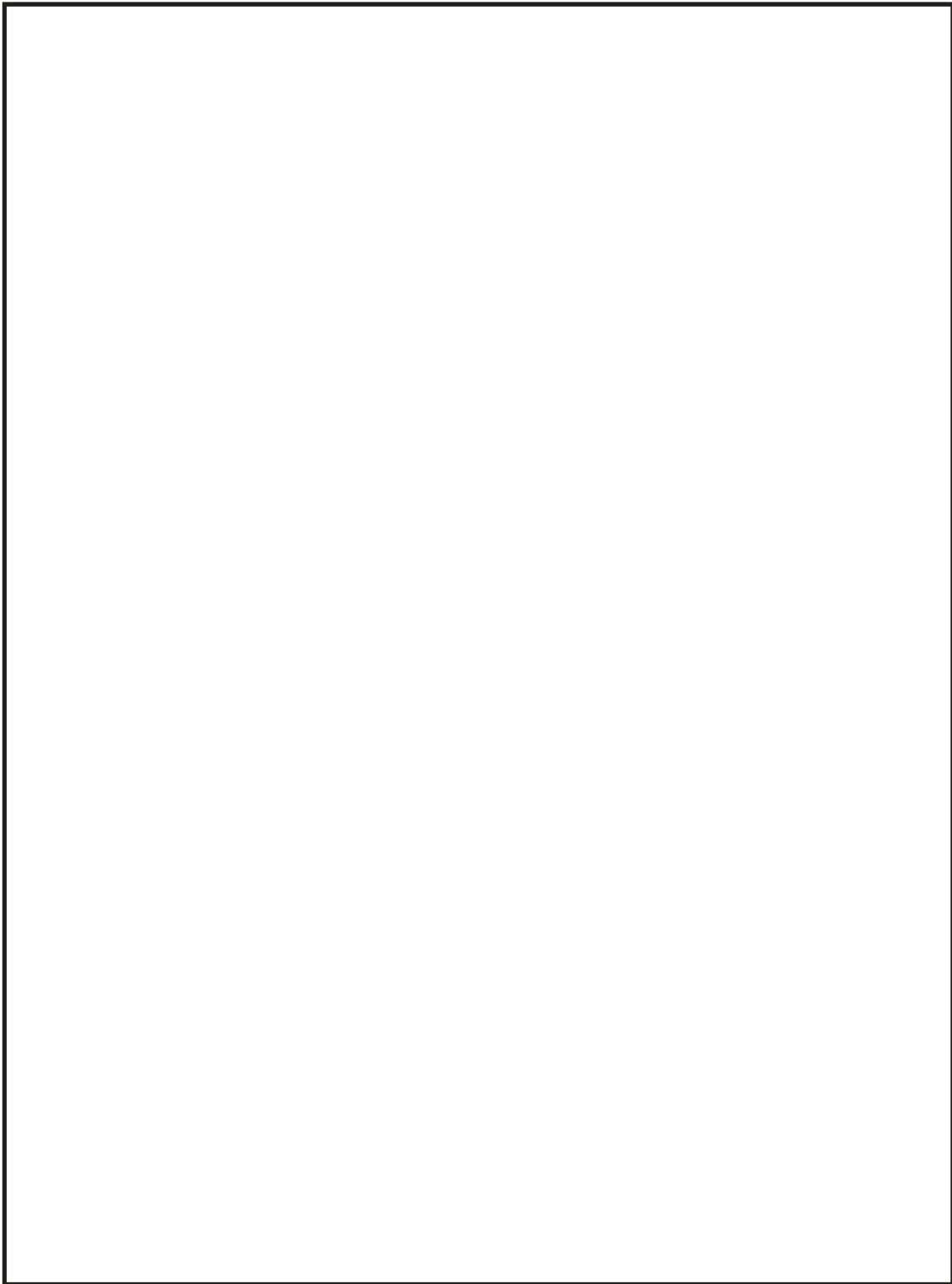


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

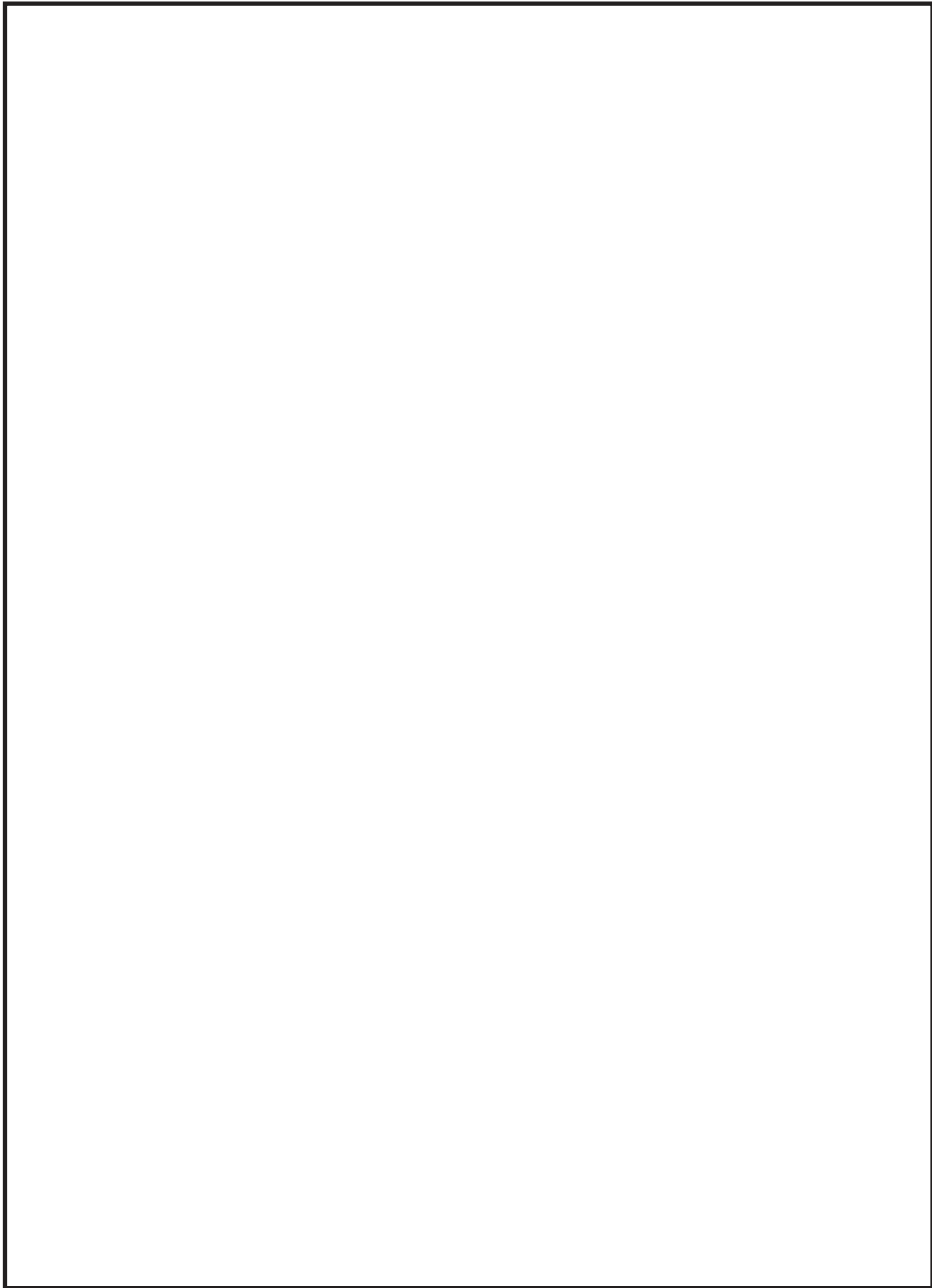


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

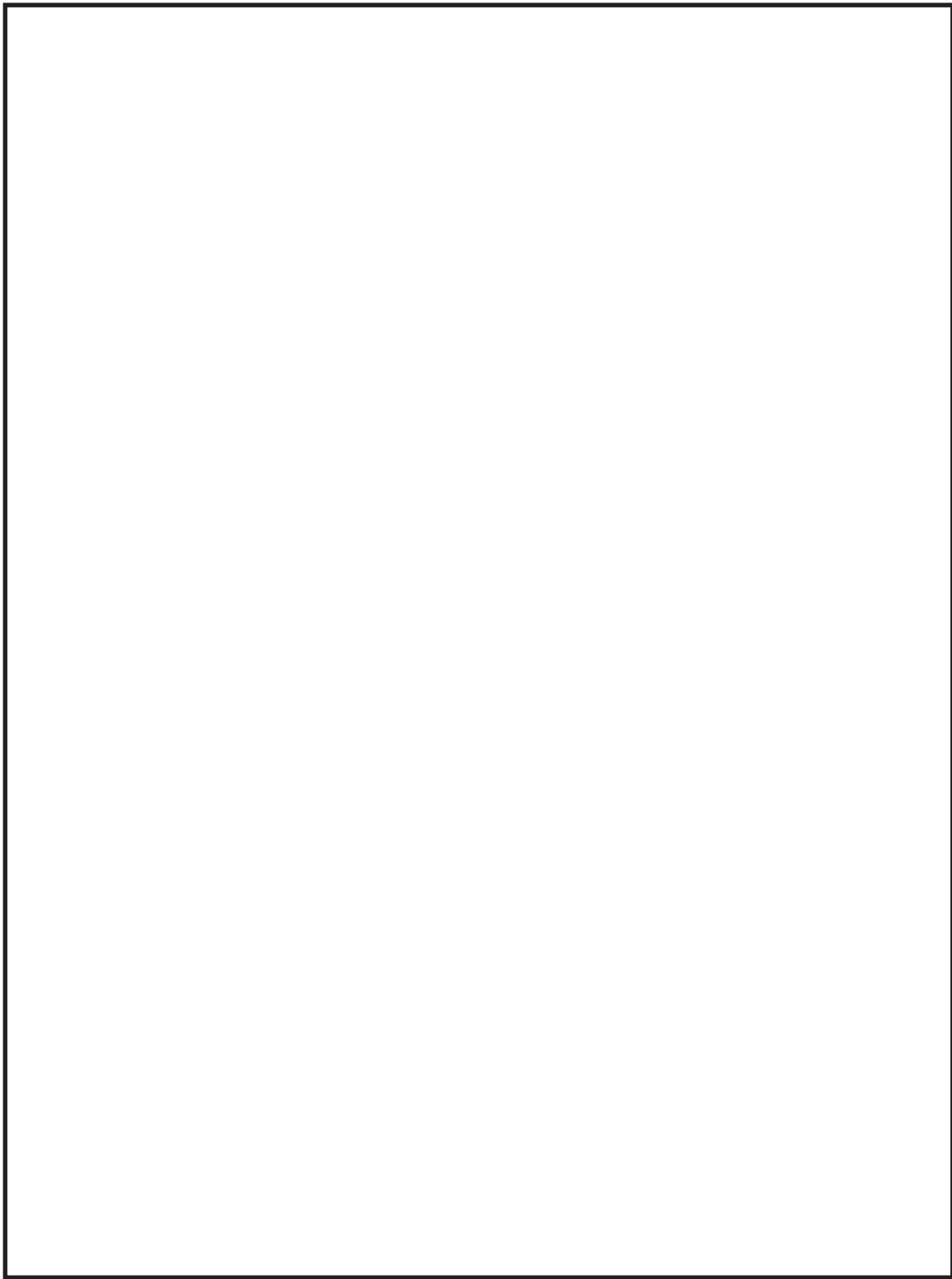


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

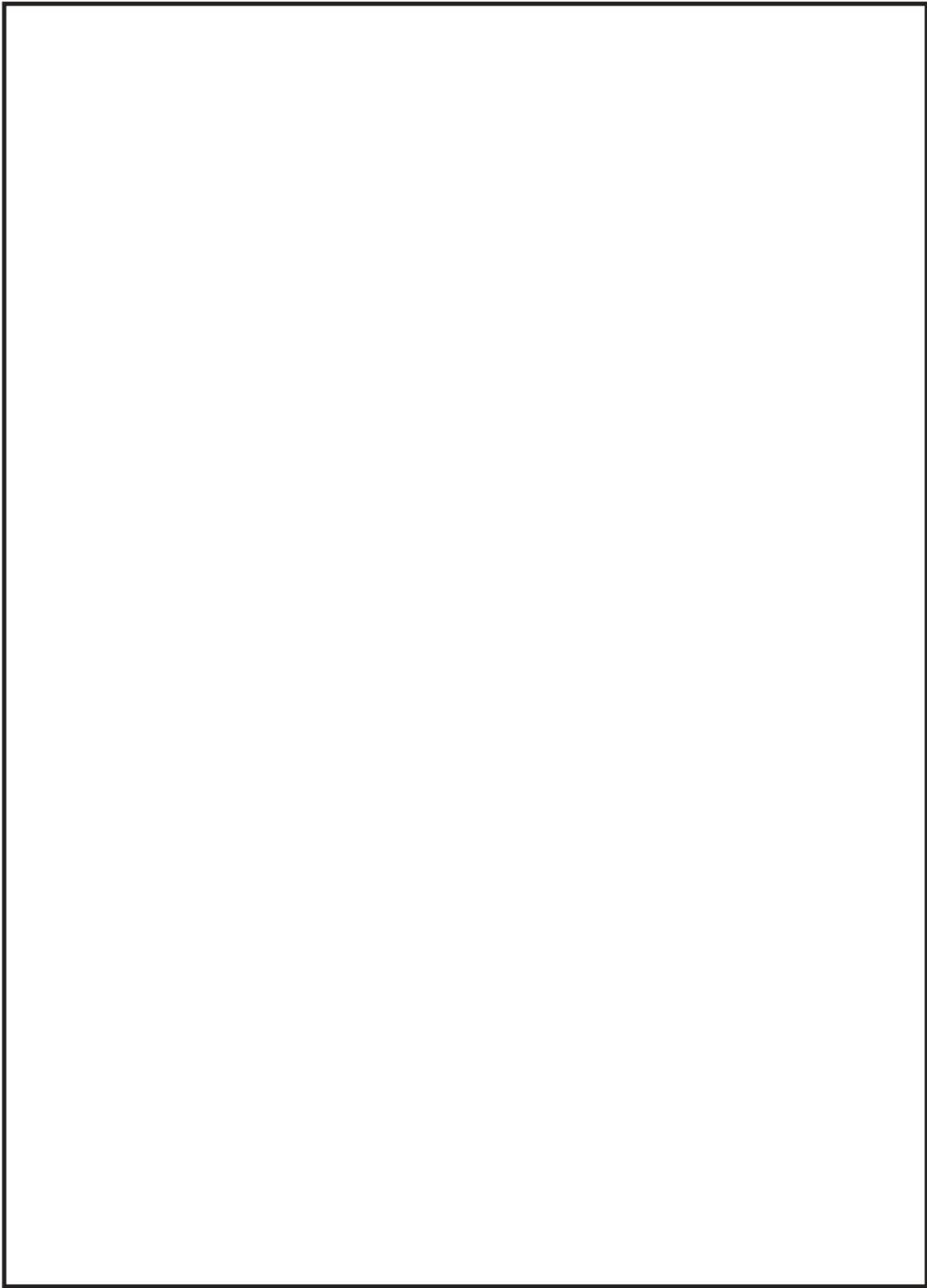


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

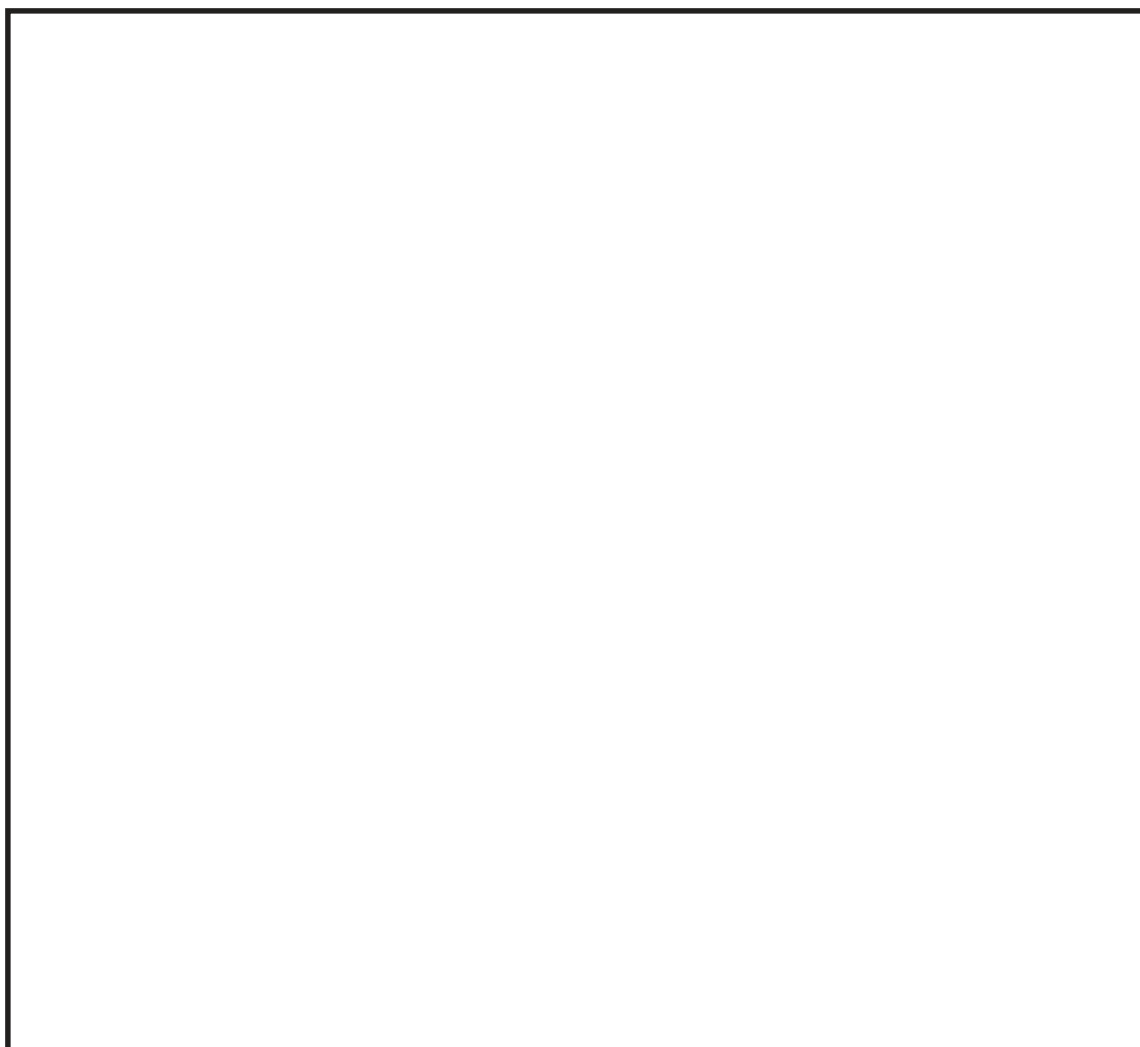


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3. 安定状態後の長期的な状態維持における格納容器冷却の考え方

(1) 格納容器ベントの場合

重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に格納容器外に排出された後、格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解による水素及び酸素が継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり格納容器の冷却が可能であること、格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であること、可搬型窒素ガス供給装置を用いた格納容器内への窒素封入が可能な状態であり格納容器の負圧破損防止が可能であることが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

格納容器ベントの停止に際しては、残留熱除去系等による格納容器除熱開始後の格納容器負圧破損防止及び可燃性ガス濃度の上昇抑制を目的に、格納容器ベント停止前に可搬型窒素ガス供給装置による格納容器への窒素ガス注入を開始する。

格納容器ベントの停止に係る手順の概要を図 3.1 に示す。

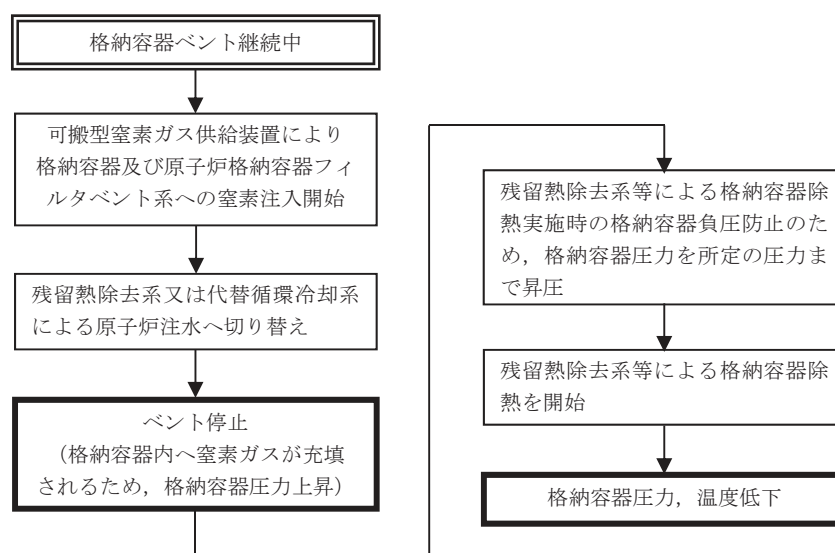


図 3.1 格納容器除熱に係る手順の概要

残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレイ又はサプレッションプール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサプレッションプール水冷却運転のみで実施可能である。

なお、格納容器スプレイを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている。運転員は格納容器圧力を監視し、格納容器圧力の低下状況に応じて格納容器スプレイ流量の調整を行い、格納容器スプレイ停止設定値となった場合、格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止以降、長期的な傾向として格納容器内の可燃性ガス濃度が可燃限界に至る可能性がある場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を使用し格納容器内の可燃性ガスを排出する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。以上の対応により、格納容器内の可燃性ガス濃度を可燃限界未満に維持し長期安定停止状態を維持することが可能である。

なお、可燃性ガス濃度制御系が運転可能な状況においては、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素ガス及び水素ガスを再結合することにより、格納容器内の可燃性ガス濃度を可燃限界未満に維持し長期安定停止状態を維持することが可能^{*}である。

※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量 255Nm³/h, 再結合率 95%）では、初期酸素濃度 4.0vol%において 0.058mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で 4.7×10^{-3} mol/s（事象発生 24 時間後）であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。

(2) 代替循環冷却系の場合

代替循環冷却系により原子炉及び格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として原子炉格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を実施する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。

代替循環冷却系による格納容器の除熱が継続し、格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サブプレッションプール水温 100℃未満）に対して余裕を見込んだサブプレッションプール水温においては、格納容器負圧破損防止及び可燃性ガス濃度の上昇抑制のために窒素注入を実施する。

(3) 格納容器への窒素ガス注入について

格納容器への窒素ガス注入は、可搬型窒素ガス供給装置による窒素ガス注入により実施する。

可搬型窒素ガス供給装置による窒素ガス注入は、原子炉格納容器フィルタベント系で使用する設備と同一であり、空気中から窒素を抽出し、直接格納容器へ窒素ガスを注入する。

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）

表 1-1 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, CHASTE）（1/2）

【SAFER, CHASTE】

| 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、気液熱非平衡、沸騰遷移 | 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もあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。 | 解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくな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してい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。 | 実験解析では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、有効性評価解析で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。 |
| | | 輻射熱伝達モデル | 入力値に含まれる。輻射率は、1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率(0.7～0.8)を踏まえて0.67を用いることで、輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、輻射率0.67を用いた場合のPCTは、輻射率0.75を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。 | 解析コードは燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料棒最大線出力密度等の解析条件により、全体として燃料被覆管温度を高く評価するが、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してい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。 | 燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料棒最大線出力密度等の解析条件により全体として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。 |
| | 燃料被覆管酸化 | ジルコニウム-水反応モデル | 酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。 | 解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、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、SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達係数及び燃料棒最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料被覆管温度は高めに評価され、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。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。 | 解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約45時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。 | 破裂発生前の燃料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、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものとする。 |
| 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、実験結果と概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操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。 | 炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約341℃の余裕があることからその影響は小さい。（添付資料 2.1.3） | |

表 1-1 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, CHASTE) (2/2)

【SAFER, CHASTE】

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------|-----------------------------|------------|---|---|---|
| 原子炉压力容器 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流 | 二相流体の流動モデル | 下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス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。 | 原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、高圧・低圧注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順（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。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。 | シュラウド外水位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概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。 | 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。 | 逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水タイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、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・代替注水設備含む） | 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。 |

表 1-2 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)

| 【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。 | 「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) 安全系モデル (代替注水設備) | 入力値に含まれる。 | 「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。 |
| 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、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃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良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器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良く一致することを確認した。 | HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、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ことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系等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、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 | | | | |
| | 気液界面の熱伝導 | | | | |
| | スプレイ冷却 | 安全系モデル (格納容器スプレイ) 安全系モデル (代替注水設備) | 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が用いられている。 | 「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。 |

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

| 項目 | 解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）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 | 2,436MWt | 2,435MWt 以下 (実績値) | 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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、燃料棒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評価項目となるパラメータに与える影響は、燃料棒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 | 6.93MPa[gage] | 約 6.68MPa[gage]～ 約 6.87MPa[gage] (実測値) | 定格原子炉圧力として設定 | 最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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ないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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。 |
| | 炉心流量 | 35.6×10 ³ t/h (定格流量) | 定格流量の約 87%～約 104% (実測値) | 定格流量として設定 | 炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm) | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値) | 通常運転時の原子炉水位として設定 | 最確条件とした場合は、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、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位—約 3m 以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は—約 4cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、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、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位—約 3m 以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は—約 4cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 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、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は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 約 42.0kW/m 以下 (実績値) | 通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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している運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約 32.6GWd/t (実績値) | 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、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。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 格納容器容積(ドライウエル) | 7,950m ³ | 7,950m ³ (設計値) | 格納容器の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 格納容器容積(サブプレッションチェンバ) | 7,950m ³ | 7,950m ³ (設計値) | 格納容器の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | サブプレッションプール水位 | 3.55m | 約 3.54m～約 3.57m (実測値) | 通常運転時のサブプレッションプール水位として設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約 2,850m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m 分)の熱容量は約 10m ³ 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約 1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約 2,850m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m 分)の熱容量は約 10m ³ 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約 1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 格納容器温度(ドライウエル) | 57℃ | 約 40℃～約 44℃ (実測値) | 通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 格納容器温度(サブプレッションチェンバ) | 32℃ | 約 27℃～約 32℃ (実測値) | 通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定 | 最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、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、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 格納容器圧力 | 5.0kPa[gage] | 約 2.1kPa[gage]～ 約 6.9kPa[gage] (実測値) | 通常運転時の格納容器圧力として設定 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率(平均)は 1 時間当たり約 9kPa であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり、格納容器ベント時間が約 13 分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率(平均)は 1 時間当たり約 9kPa であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり、格納容器ベント時間が約 13 分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| 真空破壊装置 | 3.4kPa (ドライウエルーサブプレッションチェンバ間差圧) | 3.4kPa (ドライウエルーサブプレッションチェンバ間差圧) (設計値) | 真空破壊装置の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 | |

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

| 項目 | 解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ | | 条件設定の考え方 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|-----------------|---|--|--|--|---|
| | 解析条件 | 最確条件 | | | |
| 初期条件 | 外部水源の温度 | 40℃ | 約 20℃～約 40℃ (実測値) | 復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、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、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 |
| | 外部水源の容量 | 約 11,192m ³ | 約 11,192m ³ 以上 (淡水貯水槽+復水貯蔵タンク) | 淡水貯水槽及び通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生10時間後からは大容量送水ポンプ（タイプI）による補給により復水貯蔵タンク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 900kL | 約 900kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量) | 通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| 事故条件 | 起因事象 | 給水流量の全喪失 | — | 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定 | — |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失 | — | 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する | — |
| | 外部電源 | 外部電源あり | — | 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、炉心冷却上厳しくなる | 炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生した場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。 |
| 機器条件 | 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒) | 原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒) | 事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉再循環系のインターロックとして設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | 主蒸気隔離弁 | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉水位低（レベル2） | 主蒸気隔離弁の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個 | 逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個 | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | | 自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧 | 自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧 | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | 低圧代替注水系（常設） | 145m ³ /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa[dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 | 145m ³ /h（ポンプ2台当たり、0.427MPa[dif]において）で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御 | 設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 |
| | 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 | 88m ³ /hでスプレイ | 88m ³ /h以上でスプレイ | 格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 | スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順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。 |
| 原子炉格納容器フィルタベント系 | 流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱 | 流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、原子炉格納容器隔離弁を全開操作にて格納容器除熱 | 原子炉格納容器フィルタベント系の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | |

表3 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 (1/4)

| 項目 | 解析条件(操作条件)の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|---|-----------------|--|---|---|--|---|--|
| | 解析上の操作開始時間 | | | | | | |
| | 解析上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む) | 事象発生 25 分後 | 中央制御室における低圧代替注水系(常設)の系統構成及び起動は, 事象判断, 高圧・低圧注水機能喪失確認及び解析上考慮しない高圧代替注水系の操作後に実施し, 事象発生から 20 分後に開始するものとする。操作時間は 5 分間とし, 操作終了後に原子炉急速減圧操作を開始することを設定 | <p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ, 機器故障警報, ポンプ出口流量指示計等により高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の確認内容及び所要時間は以下のとおり。 [高圧注水機能喪失確認(再起動操作含む): 10 分間(余裕含む)]</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラム後の状態確認に 1 分間を想定 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失の確認に 2 分間を想定 <p>[高圧代替注水系の起動失敗確認: 5 分間(余裕含む)] (高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない)</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系との系統分離弁の開操作等に 2 分間を想定 高圧代替注水系の手動起動に必要な 2 弁の開操作に 2 分間を想定 高圧代替注水系起動失敗の確認に 1 分間を想定 <p>[低圧注水機能喪失確認: 5 分間(余裕含む)]</p> <ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイ系の手動起動及びその後の機能喪失の確認に 1 分間を想定 残留熱除去系 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認に 3 分間を想定 <p>以上のとおり, 解析上の低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作を含む)の操作開始時間の 25 分間のうち, 余裕を含めて 20 分間を高圧・低圧注水機能喪失の確認時間と想定している。高圧・低圧注水機能喪失の確認時間には十分な時間余裕を含んでいることから, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり, 時間余裕を含めて操作所要時間 5 分を想定している。 [低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備: 5 分間(余裕含む)]</p> <ul style="list-style-type: none"> 復水貯蔵タンク常用, 非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作, 緊急時隔離弁等の開操作及び操作した弁の動作確認に 2 分間を想定 復水移送ポンプの起動に 1 分間を想定 残留熱除去系弁の開操作に 1 分間を想定 <p>また, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備が完了した後に, 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧を行うため, 原子炉の急速減圧の開始を事象発生から 25 分後と想定している。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 運転員は原子炉の停止確認後, 冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | 高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間, 解析上考慮しない高圧代替注水系の操作時間及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は, 時間余裕を含めて設定されていることから, その後にを行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, 原子炉への注水開始時間も早まることから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。 | 実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 | <p>事象発生から 35 分後(操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ)までに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 924℃となり 1,200℃以下となることから, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。また, ウェットウエルのベントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.2 mSv, ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.8 mSv であり, 5 mSv を下回る。</p> <p>また, 事象発生から 40 分後(操作開始時間の 15 分程度の時間遅れ)までに低圧代替注水系(常設)による注水が開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 966℃となり 1,200℃以下となることから, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。また, ウェットウエルのベントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 0.4 mSv, ドライウエルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 1.5 mSv であり, 5 mSv を下回る。</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実績(模擬操作含む)を取得。解析上においては, 起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで 25 分を想定しているところ, 訓練実績では約 18 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。 |

表3 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（2/4）

| 項目 | 解析条件（操作条件）の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 | |
|------|---|------------------|--|--|---|--|--|---|
| | 解析上の操作開始時間 | | | | | | | |
| | 解析上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | | |
| 操作条件 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備（復水貯蔵タンクへの補給，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系） | 事象発生から10時間後に準備完了 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間を踏まえて設定 | <p>【認知】 中央制御室にて残留熱除去系の機能喪失を確認した場合，大容量送水ポンプ（タイプI）の準備を開始する手順としている。そのため，認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は，大容量送水ポンプ（タイプI）の設置，ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 重大事故等対応要員は，可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで，徒歩での移動を想定しており，移動時間としては余裕を含めて25分を想定していることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプI）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており，ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により，自走にて作業現場へ移動しながら実施することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合にアクセスルートの被害があっても，ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており，仮復旧作業として4時間（要員はこの間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり，操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから，操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>[大容量送水ポンプ（タイプI）の準備：6時間（余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置，ホースの敷設，接続等に5時間を想定 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り（接続弁の開操作（原子炉建屋外からの遠隔人力操作）含む）に30分間を想定。また，並行して復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り（想定所要時間30分間）を実施 <p>【他の並列操作有無】 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り操作及び復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り操作は，並列操作可能なため，両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって，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】 重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備操作は，仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間，その後の作業に6時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり，復水貯蔵タンクへの補給操作の操作開始時間が早まる可能性があることから，復水貯蔵タンクの保有水量が早期に回復する。また，格納容器代替スプレイの操作開始時間が早まる可能性があるが，格納容器代替スプレイは格納容器圧力を基準に格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから，操作開始時間に与える影響は小さい。 | 実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが，復水貯蔵タンクの水位低下は緩やかであり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は，仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても，事象発生から10時間あり，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約28時間あり，準備時間が確保されることから，時間余裕がある。 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は，仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ，訓練実績等により約9.5時間であり，想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。 |
| | 復水貯蔵タンクへの補給操作 | 事象発生から10時間以降，適宜 | 復水貯蔵タンクへの補給は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了時間を踏まえて設定 | 復水貯蔵タンクへの補給までの時間は，事象発生約10時間以降から補給が可能であるが，復水貯蔵タンクの水源枯渇までに実施すればよい操作であり，復水貯蔵タンクの保有水のみで約48時間注水可能であることから，十分な時間余裕がある。 | — | — | — | 復水貯蔵タンクへの補給は，淡水貯水槽から大容量送水ポンプ（タイプI）を用いて実施する。淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給のホース敷設等の注水準備は，大容量送水ポンプ（タイプI）の準備作業に含まれている。 |

表3 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 (3/4)

| 項目 | 解析条件(操作条件)の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|-------------------------------------|--|---|--|--|---|---|---|
| | 解析上の操作開始時間 | | | | | | |
| | 解析上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 各機器への給油(大容量送水ポンプ(タイプI)) | 事象発生から10時間以降, 適宜 | 各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定 | 各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から約10時間以降であり十分な時間余裕がある。 | — | — | — | 有効性評価では, 淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給等に使用する大容量送水ポンプ(タイプI)(1台)への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について, 大容量送水ポンプ(タイプI)への給油準備(現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで)は, 所要時間140分のところ訓練実績等では約130分で実施可能なことを確認した。 また, 各機器への給油作業は, 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。大容量送水ポンプ(タイプI)への給油作業は許容時間300分のところ, 訓練実績等では約40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。 |
| 操作条件 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作 | (開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] 到達時 (約28時間後) (停止条件) ・格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで降下後 ・サブプレッションプール水位が外部水源注水量限界(通常運転水位+約2m)に到達 (約40時間後) | 格納容器設計圧力を踏まえて設定 | 【認知】 炉心損傷前の格納容器代替スプレイの実施基準(格納容器圧力0.384MPa[gage])に到達するのは, 事象発生約28時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作は, 現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行う重大事故等対応要員と, 中央制御室にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転を行う運転員が配置されている。本操作を行う重大事故等対応要員は, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間, 他の作業を担っていない。また, 本操作を行う中央制御室の運転員は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転を行なっている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作は, 原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ(タイプI)設置完了後, 同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッダ付近に配置されていることから, 移動時間は不要である。また, 作業に伴う作業エリア内の移動を含んだ操作所要時間を想定していることから, 操作開始時間に与える影響はない。また, 中央制御室における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び間欠運転は, 中央制御室内での操作のみであるため, 操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作の操作項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり, 系統構成及び冷却開始に5分間を想定している。また, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による間欠スプレイ操作は, 制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため, 操作所要時間は特に設定していない。何れの操作も, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短い。 [原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作: 5分間(余裕含む)] ・運転員による残留熱除去系弁の状態確認及び開操作(中央制御室での遠隔操作)に1分間を想定 ・重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作(注水用ヘッダでの手動操作)に3分間を想定 【他の並列操作有無】 現場では, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間, 当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はない。中央制御室では, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作時に, 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 中央制御室操作は, 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。 | 格納容器代替スプレイの実施基準(格納容器圧力0.384MPa[gage])に到達するのは, 事象発生約28時間後であり, 運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから, 実態の操作開始時間は, 解析上の操作開始時間とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は, 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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。 | 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系の運転開始までの時間は, 仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても, 事象発生から10時間あり, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約28時間あり, 準備時間が確保されることから, 時間余裕がある。 | 訓練実績等では, 中央制御室における運転員の残留熱除去系弁の状態確認及び開操作は約1分, 重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約1分の操作時間を要した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。 |

表3 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 (4/4)

| 項目 | 解析条件 (操作条件) の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|------------------------------------|---|-------------------|--|---|--|--|---|
| | 解析上の操作開始時間 | | | | | | |
| | 解析上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作 | 格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時 (約45時間後) | 格納容器最高使用圧力を踏まえて設定 | <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力が0.427MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生の約45時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベントは中央制御室における操作であり, 運転員は中央制御室に常駐している。</p> <p>【移動】 中央制御室における格納容器ベント操作は, 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器ベント操作は操作スイッチによる電動弁1個の操作に5分の操作所要時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に, 運転員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤のスイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器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格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約1.5時間の時間の増分が発生する。この現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>実態の運転操作においては, 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力0.427MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生の約45時間後であり, 格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また, 格納容器ベントの操作時間は時間余裕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とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし, 格納容器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ため, 約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性があるが, 格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから, 格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は, 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, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても, 現場操作にて対応することから, 他の操作に与える影響はない。</p> | <p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器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ため, 約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため, 評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから, 格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> | <p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約45時間あり, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は0.427MPa[gage]から上昇するが, 格納容器圧力の上昇は緩やかであるため, 格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「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)」においても事象発生約51時間後であり, 約5時間以上の準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。</p> | <p>中央制御室の操作のため, シミュレータにて訓練実績 (模擬操作含む) を取得。中央制御室におけるベント操作は, 操作スイッチによる電動弁1個の操作に約2分の操作時間を要した。また, 格納容器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, 訓練実績等では移動時間を含め約58分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p> |

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について

1. はじめに

運転員による原子炉注水操作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及び敷地境界の実効線量への影響について評価した。

2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響

有効性評価における原子炉減圧操作の開始時間は、事象判断の時間として10分、その後の原子炉減圧操作の準備時間として15分を考慮し、事象発生25分後としている。本想定は、実態の準備時間に時間余裕を含めて設定したものであるが、更なる遅れ時間を考慮し、評価項目である敷地境界の実効線量が5 mSvを下回る操作遅れ時間である10分及び15分遅延した場合の感度解析を行った。

(1) 評価項目への影響

評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)に対する評価結果を表1に示す。また、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を図1に、操作15分遅れのケースにおける原子炉圧力、原子炉水位(シユラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図2から図5に示す。

15分程度の操作遅れの場合、燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの、燃料被覆管温度1,200℃及び燃料被覆管酸化率15%を超えることはない。そのため、少なくとも15分程度の操作時間遅れでも評価項目を満足する。

(2) 敷地境界の実効線量への影響

上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも10分及び15分遅延することによる敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは、燃料被覆管の破裂本数については実機炉心設計を考慮した^{※1}。表2に評価結果を示す。

原子炉格納容器フィルタベント系を使用しないドライウェルベントの場合であっても、10分及び15分程度の操作時間遅れの場合、敷地境界での実効線量は5 mSvを超えることはない。したがって、敷地境界での実効線量の観点からは15分程度の操作遅れの時間余裕がある。

なお、25分程度の操作遅れの場合、原子炉格納容器フィルタベント系を使用しないドライウェルベントの場合、敷地境界での実効線量は5 mSvを上回ることを確認しており、その場合、格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)にて炉心損傷と判断されるため、格納容器最高使用圧力(0.427MPa[gage])での格納容器ベント操作から格納容器限界圧力(0.854MPa[gage])での格納容器ベント操作に移行する。

3. まとめ

15分程度の操作時間遅れの場合、評価項目（燃料被覆管の最高温度及び酸化量）を満足し、敷地境界での実効線量は5 mSvを下回る。したがって、原子炉減圧操作は15分程度遅れ内に実施することが必要となる。

表1 炉心の健全性に関する感度解析結果 (CHASTE解析)

| 解析上の操作開始時間からの遅れ時間 | 燃料被覆管最高温度 | 燃料被覆管酸化率 |
|-------------------|-----------|----------|
| 10分 | 約924℃ | 約3% |
| 15分 | 約966℃ | 約5% |

表2 敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

| 解析上の操作開始時間からの遅れ時間 | ウェットウェルベント (原子炉格納容器フィルタベント系, ドライウェル圧力: 0.427MPa[gage]) | ドライウェルベント (耐圧強化ベント系, ドライウェル圧力: 0.427MPa[gage]) |
|-------------------|--|--|
| 10分 | 約 1.8×10^{-1} mSv | 約 7.9×10^{-1} mSv |
| 15分 | 約 3.4×10^{-1} mSv | 約1.5mSv |
| 0分 (基本ケース※) | 約 8.0×10^{-2} mSv | 約 3.4×10^{-1} mSv |

※基本ケースは、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果

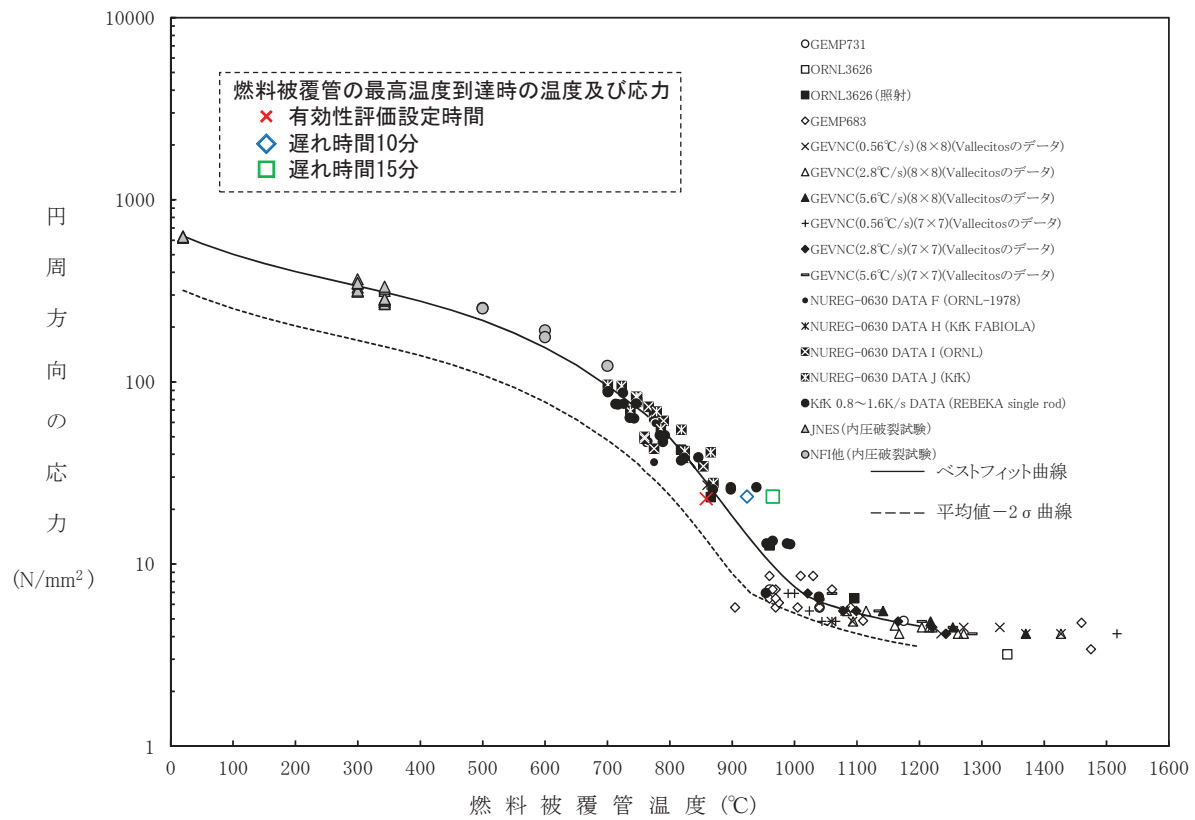


図1 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*2}の関係

※1 燃料被覆管の破裂本数の算出方法について

燃料被覆管の破裂判定に適用される燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力に影響するパラメータを区分毎に整理し、区分毎に条件設定を行ったSAFER/CHASTE解析から得られた燃料集合体当たりの燃料被覆管破裂本数と炉心の三次元設計データを基に作成したヒストグラム（平衡炉心サイクル初期/中期/末期を考慮）を組み合わせることにより、全炉心を対象とした燃料被覆管破裂本数を計算した。

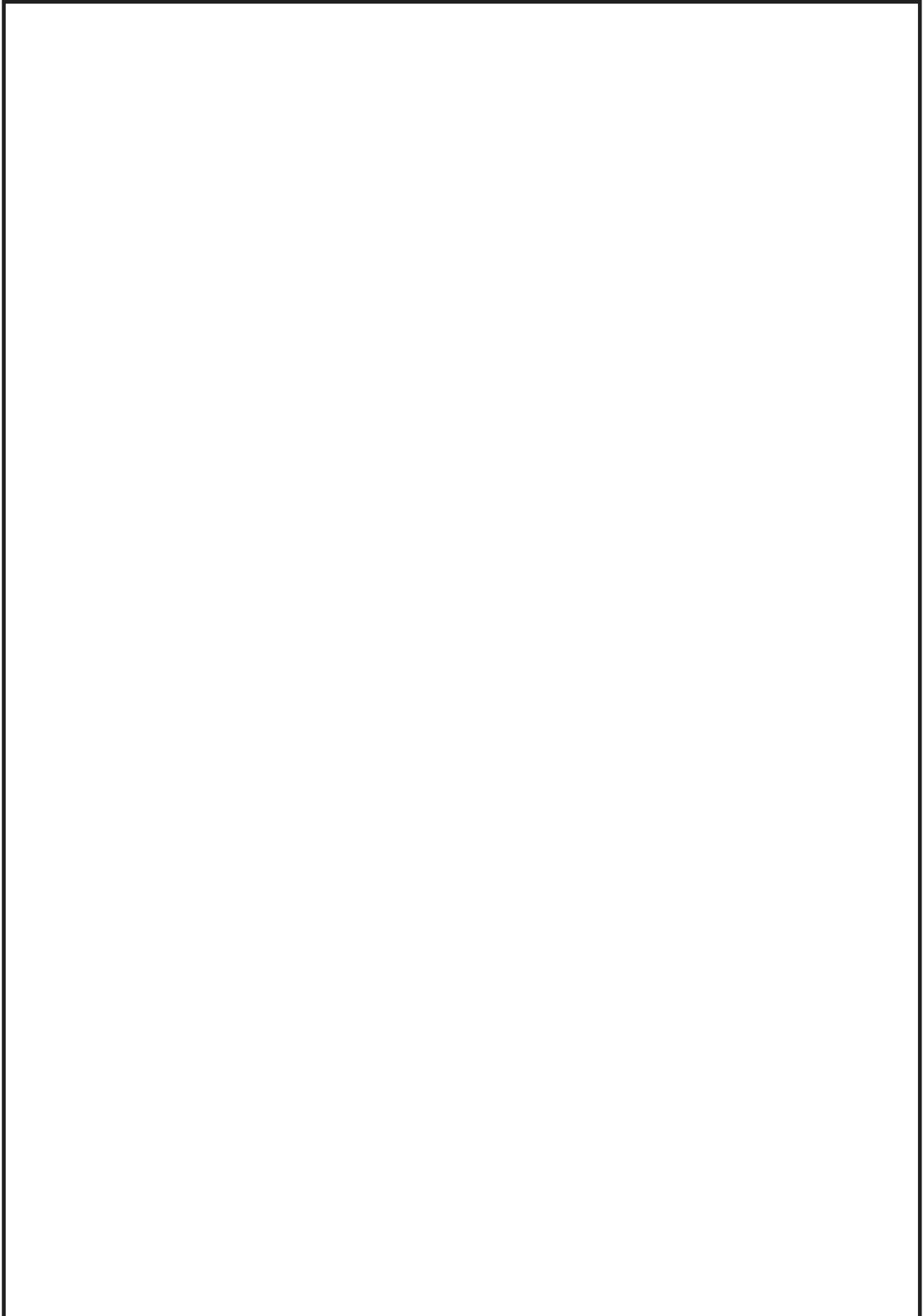
操作15分遅れの場合の、平衡炉心サイクル初期における燃料被覆管破裂本数の算出例を以下に示す。

炉心設計データを基に、表3に示す各区分の条件に該当する燃料集合体数（1/4炉心）を整理し、条件に該当する燃料集合体が存在するケースにおける燃料集合体当たりの燃料被覆管の破裂本数を、SAFER/CHASTE解析により算出する。その結果、操作15分遅れの場合、表3に示す2ケース（合計3体）において燃料被覆管の破裂が生じており、その数はそれぞれ燃料集合体当たり38本である。

以上より、1/4炉心当たりの燃料被覆管の破裂本数は114本と算出されることから、炉心全体での燃料被覆管の破裂本数は456本となる。

$$38(\text{本/体}) \times 3(\text{体}) \times 4 = 456(\text{本})$$

表3 ヒストグラム (9×9 燃料平衡炉心 (1/4 炉心), サイクル初期)



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 2.1.3-6

※2 燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料棒の破裂については、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。(下図参照)

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

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。

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

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

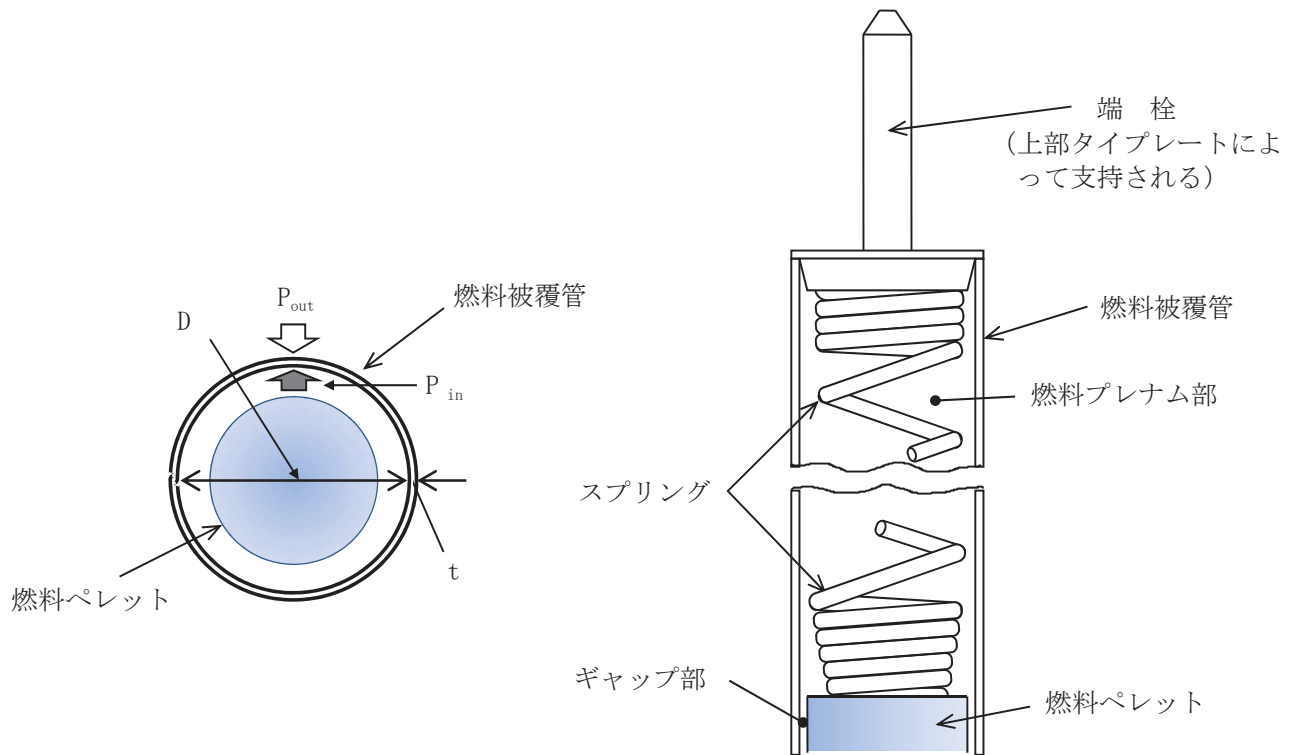
R : ガス定数

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、LOCA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LOCA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。



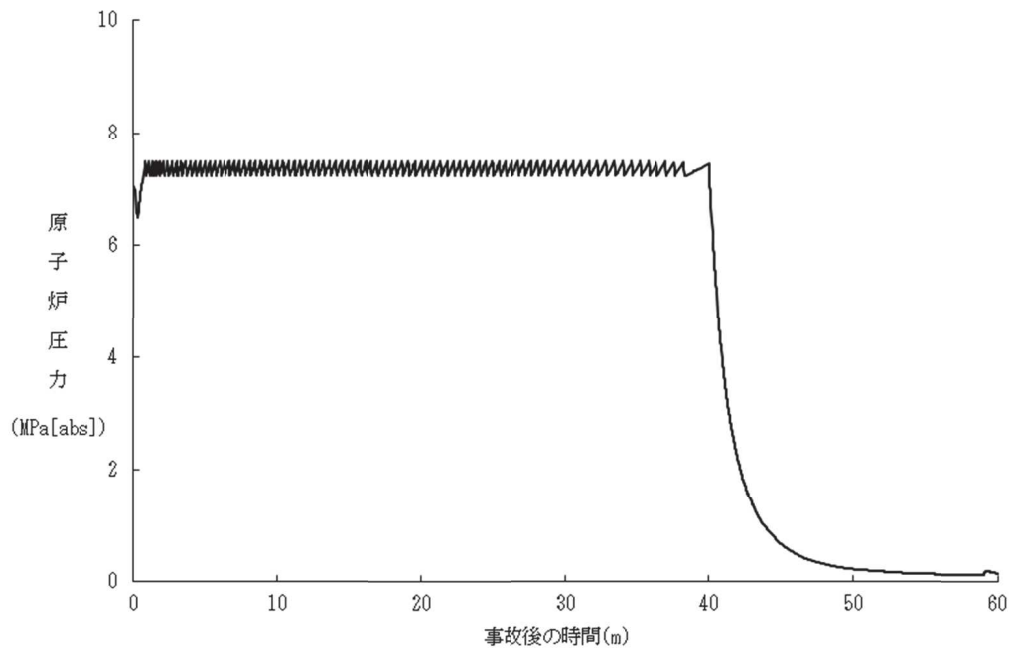


図2 操作15分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

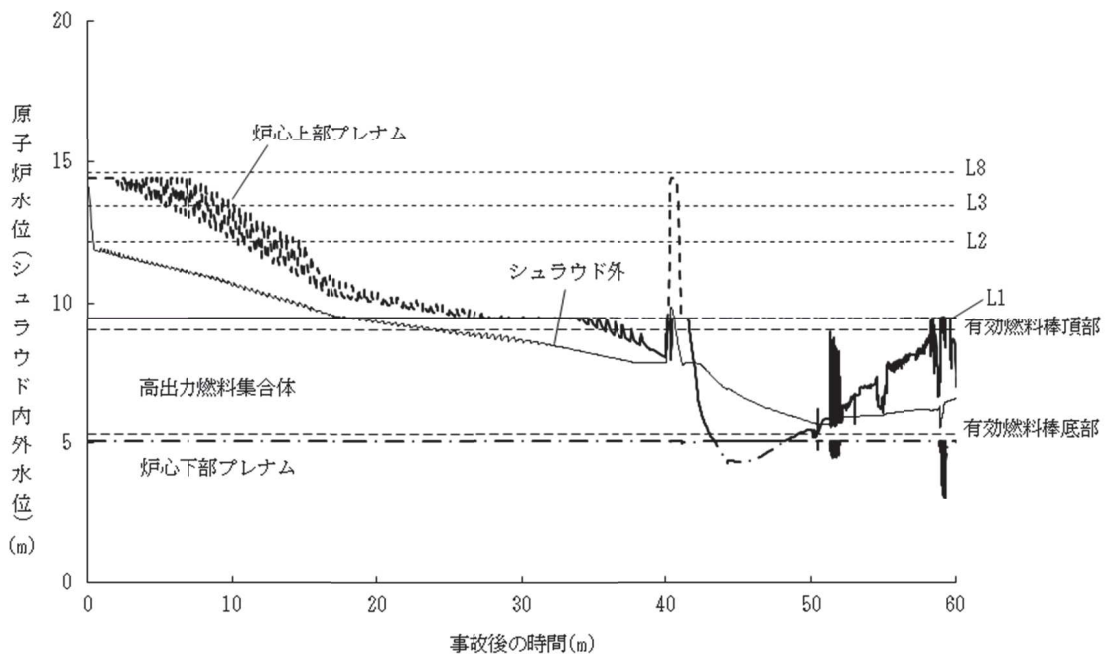


図3 操作15分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

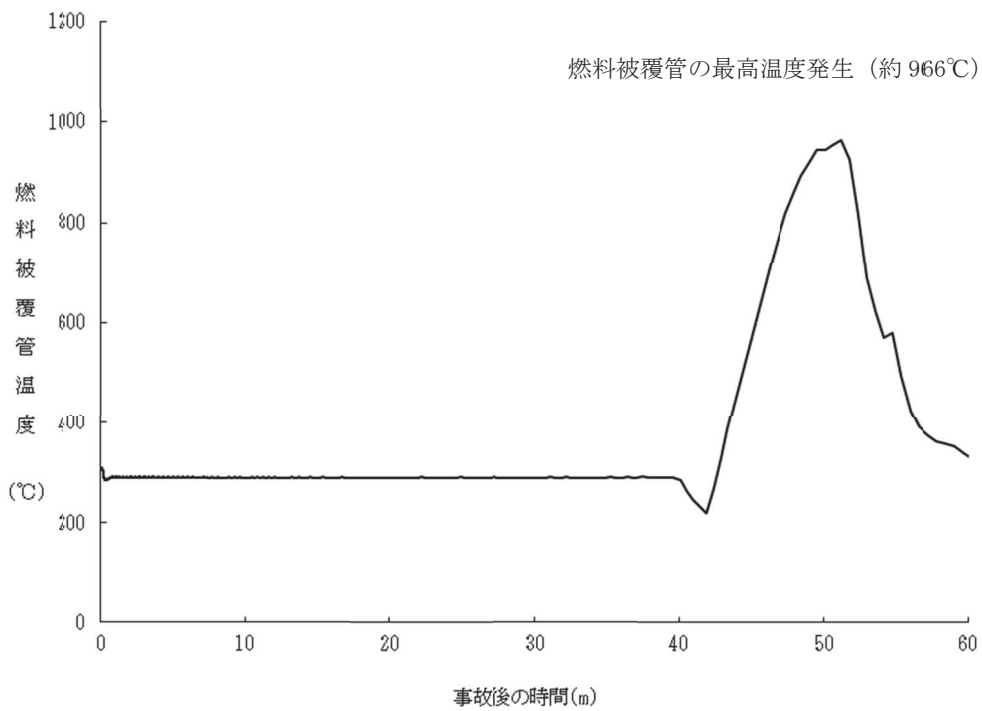


図 4 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

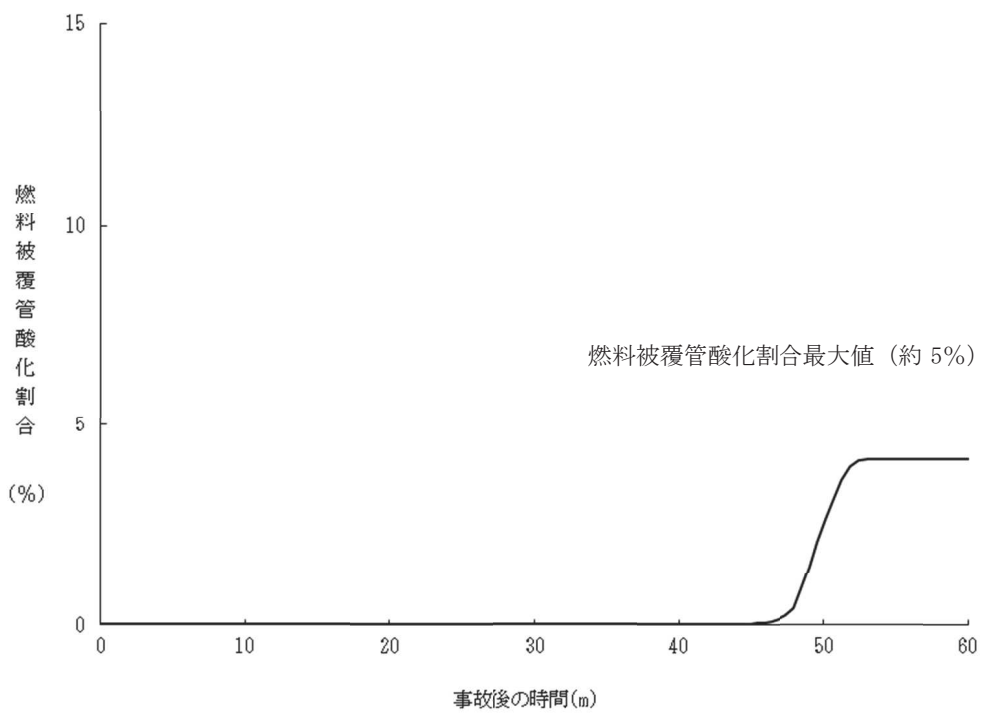


図 5 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

7 日間における水源，燃料評価結果について
(高圧・低圧注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク水量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽：10,000m³
(5,000m³×2)

○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 分後以降，復水

貯蔵タンクを水源とする低圧代替注水系（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）～原子炉水位低（レベル 3）の範囲で注水する。

②原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.384MPa[gage]に到達する事象発生約 28 時間以降，淡水貯水槽を水源とする原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイ（間欠運転）を実施する。外部水源注水量限界（サブレーションプール水位が通常運転水位＋約 2 m）到達後，格納容器スプレイを停止する。

③淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

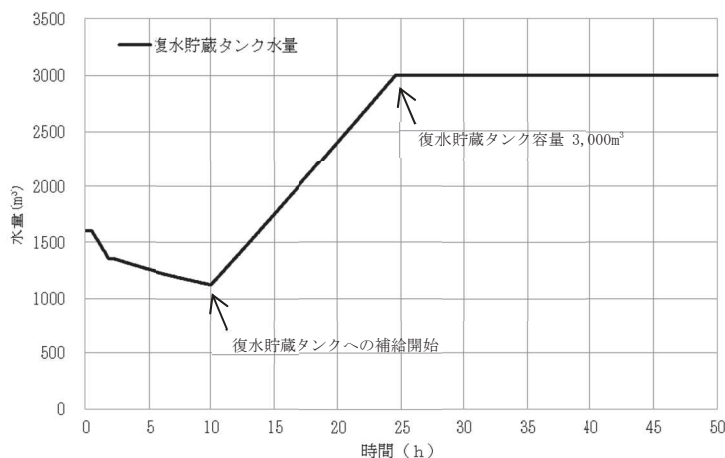
事象発生 10 時間後から，淡水貯水槽の水を復水貯蔵タンクへ 150m³/h の流量で補給する。

○時間評価（右上図）

事象発生後 10 時間までは，復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンクの水量は減少する。事象発生 10 時間後から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク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 3,800m³必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³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。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 高圧・低圧注水機能喪失は2号炉を想定。なお、本重要事故シーケンスでは外部電源喪失は想定していないが、保守的に外部電源喪失を想定し、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。

2号炉

| 燃料種別 | | 軽油 |
|-------------|--------------------------------|---|
| 時 系 列 | 事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (1) 非常用ディーゼル発電機(A) 1,470L/h×1台×168h=約247kL (2) 非常用ディーゼル発電機(B) 1,380L/h×1台×168h=約232kL 7日間合計 約479kL |
| | | 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 280L/h×1台×168h=約48kL |
| | | 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL |
| | 事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h) | 常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL |
| 合計 | | 7日間の軽油消費量 約585kL |
| 判定 | | 非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約527kL)に対して2号炉の軽油タンク(約600kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約58kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。 |

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

2.7.1 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」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、「ISLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，インターフェイスシステムLOCAが生じた際の状況を想定すると，事象発生後早期に破断箇所を隔離し原子炉冷却材の流出を防止することで，炉心損傷を防止する場合よりも，原子炉の減圧後，低圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能，原子炉減圧機能及び低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって，格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また，残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLO

CA)」における機能喪失に対して、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、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水手段、逃がし安全弁を用いた原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。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残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.7.1 図から第 2.7.4 図に、手順の概要を第 2.7.5 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.7.1 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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計 30 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、発電課長 1 名、発電副長 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、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.7.6 図に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A 発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

インターフェイスシステム L O C A が発生し原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失が発生したことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。

d. 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル2）信号により高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、起動失敗又は出口流量等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する。

高圧炉心スプレイ系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量である。

e. インターフェイスシステムLOCA発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステムLOCAが発生したことを確認する。

インターフェイスシステムLOCA発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。

f. 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の閉操作に失敗する。

高圧炉心スプレイ系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉圧力である。

g. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室の遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

h. 低圧注水機能（残留熱除去系／低圧炉心スプレイ系）による原子炉水位回復確認

原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。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）の間で維持する。

原子炉水位の回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、残留熱除

去系ポンプ出口流量等である。

i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサブプレッションプール水温が 32℃を超えた時点で、低圧注水機能による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転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温度等である。

j. 現場操作での高圧炉心スプレイ系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心スプレイ系を隔離する。

高圧炉心スプレイ系の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位である。

k. 高圧炉心スプレイ系隔離後の水位維持

高圧炉心スプレイ系の隔離が成功した後は、低圧注水機能により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。

以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。

2.7.2 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、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された 2 個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」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、気液熱非平衡、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、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）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 SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、SAFER による燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲

線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度を SAFER よりも低めに評価する CHASTE 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初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.7.2 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) 起回事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が 2 個であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が高く、かつ、機能喪失時の事象進展が厳しくなる高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、 25cm^2 を超えないことを確認しているが、保守的に約 35cm^2 とする。

また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(添付資料 2.7.1)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生する高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源ありを想定すると、給復水系による給水が継続することとなり、外部電源がなく、給復水系による給水がなくなる場合と比較し、原子炉水位の低下が緩和されることとなることから、外部電源は使用できないものと仮定する。ただし、外部電源がない場合は、事象発生と同時に再循環ポンプはトリップし、外部電源がある場合と比べて原子炉水位の低下が緩やかになることから、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップするものとする。原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで、原子炉水位低（レベル 3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

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

原子炉水位低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプが自動停止するものとする。

(c) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）信号により閉止するものとする。

(d) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m³/h(7.86～1.04MPa[gage]において)の流量で注水するものとする。

(e) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉の減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1台当たり1,136m³/h(0.14MPa[dif]において)にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の範囲で維持する。

(g) 低圧炉心スプレイ系

原子炉水位低（レベル1）到達後、低圧炉心スプレイ系が自動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、1,050m³/h(0.78MPa[dif]において)にて注水するものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の範囲で維持する。

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急速減圧操作は、インターフェイスシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から4時間20分後に開始するものとし、操作時間は40分とする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナシスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，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保有水量の推移を第 2.7.7 図から第 2.7.12 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数，燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び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を第 2.7.13 図から第 2.7.19 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，ECCS の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は，シュラウド内を計測している。

a. 事象進展

事象発生後に給水流量が喪失し，破断口から冷却材が流出するため，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムする。また，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が起動する。

再循環ポンプは，原子炉水位低（レベル 2）でトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

破断口から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が開始する。

中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，事象発生から 30 分後に，中央制御室からの遠隔操作により，逃がし安全弁 2 個を手動開することで，原子炉圧力を低下させ，漏えい箇所からの漏えい量の低減を図る。原子炉の減圧に伴う原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水を開始すると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。

事象発生 5 時間後，現場操作により高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系により原子炉は適切に維持される。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水により，燃料の露

出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率は、上記に伴い変化する。

炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、事象発生から約 37 分後に約 357°C に到達するが、1,200°C 以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高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 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は第 2.7.7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa[gage] 以下に抑えられる。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（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.68MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステム L O C A とは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.33MPa[gage] 及び約 146°C にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力（0.854MPa[gage]）及び限界温度（200°C）を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.7.2）

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

2.7.3 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、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ものとする。

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作とする。

(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現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

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の不確かさとして、実験解析では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、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、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。

(添付資料 2.7.3)

(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 2.7.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、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な設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する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

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としてい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、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものであるとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、操作条件（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。

初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、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いことから、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、外部電源はないものとするが、炉心冷却性上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるような設定としている。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する

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。

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

(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、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は燃焼度約 32.6GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無について、外部電源はないものとするが、炉心冷却性上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるような設定としている。なお、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップする場合は、原子炉水位低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.7.3)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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し、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急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生30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、破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生4時間20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、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(添付資料 2.7.3)

(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急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の実施の有無に関わらず、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続し、炉心は冠水維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、事象発生から 30 分後に操作を開始した場合でも、炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から 30 分以上の時間余裕がある。

操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作については、隔離操作の実施の有無に関わらず、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続し、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.7.3）

(4) まとめ

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

2.7.4 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30 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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 31 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

（添付資料 2.7.4）

a. 水源

インターフェイスシステム L O C A 発生後の隔離までの流出量は、約 450m³ となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ の水を保有している。インターフェイスシステム L O C A により復水貯蔵タンクが使用できない場合においても、サプレッションチェンバに約 2,800m³ の水を保有しており、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水は、サプレッションチェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7 日間

の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本重要事故シークエンスで想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約534kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク（約600kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプI）及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）の使用が可能であることから、7日間（常設代替交流電源設備の運転については24時間）の運転継続が可能である。（合計使用量 約592kL）

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

2.7.5 結論

事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」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、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」

A) 」の重要事故シーケンス「I S L O C A」について有効性評価を行った。

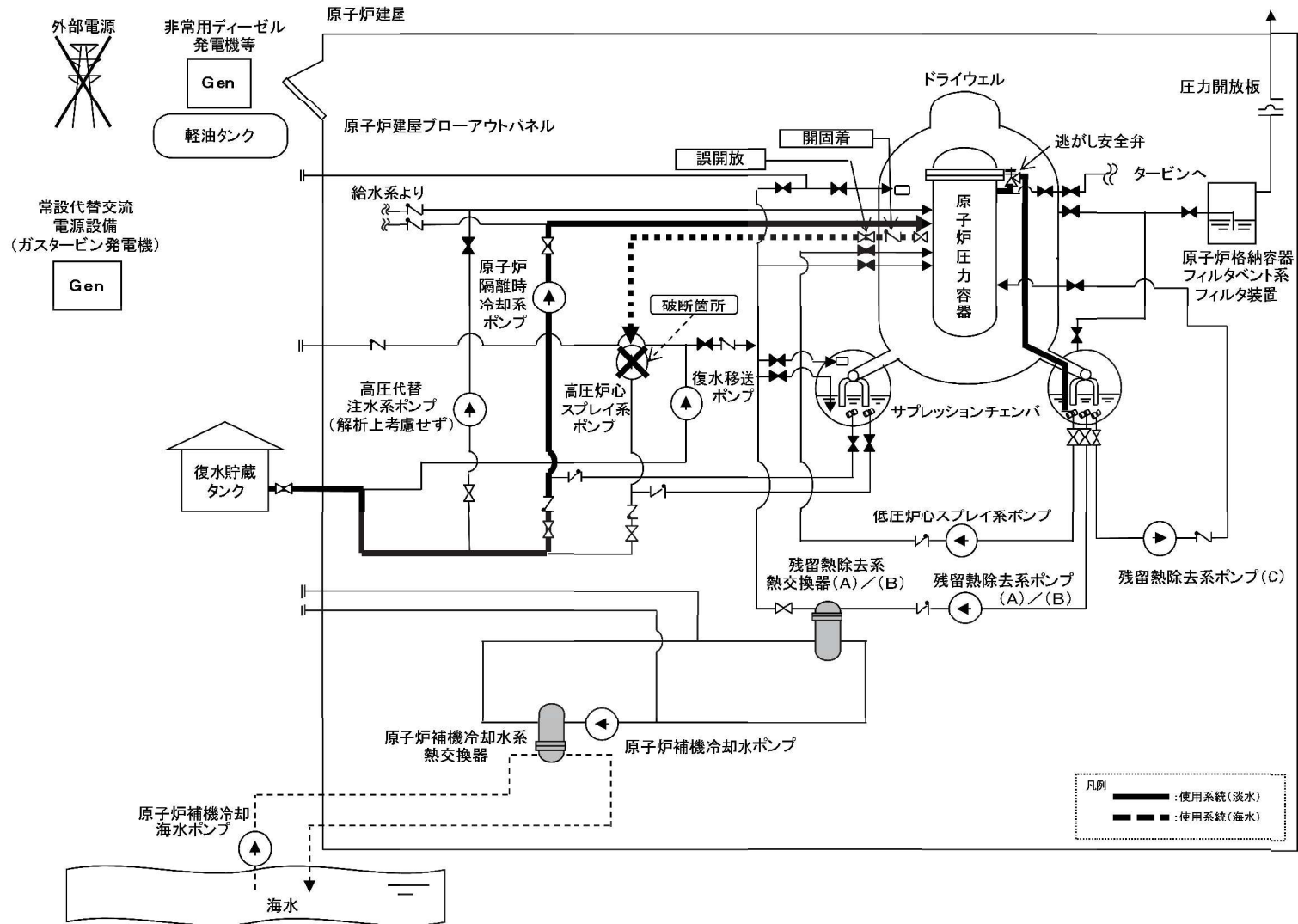
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

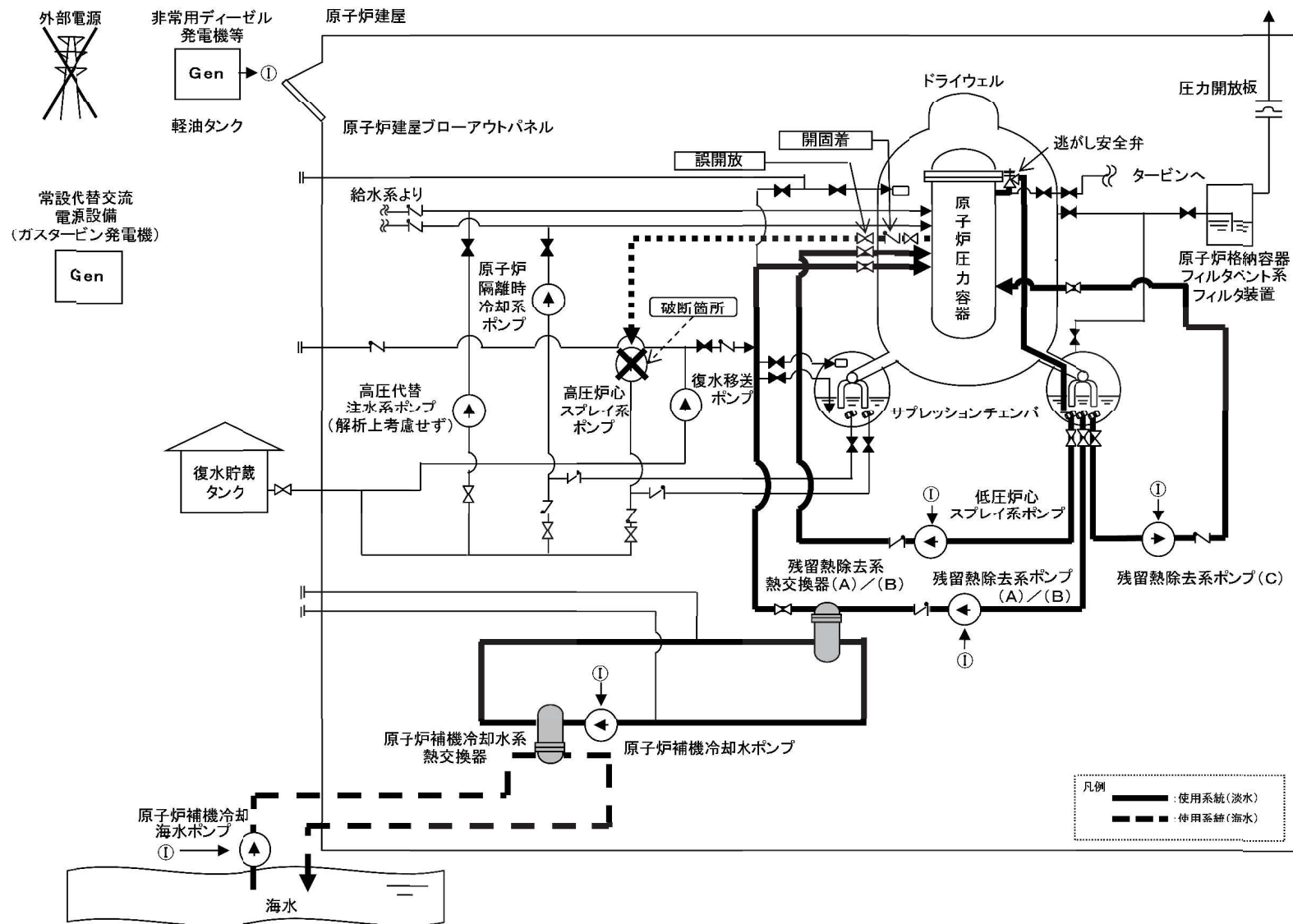
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

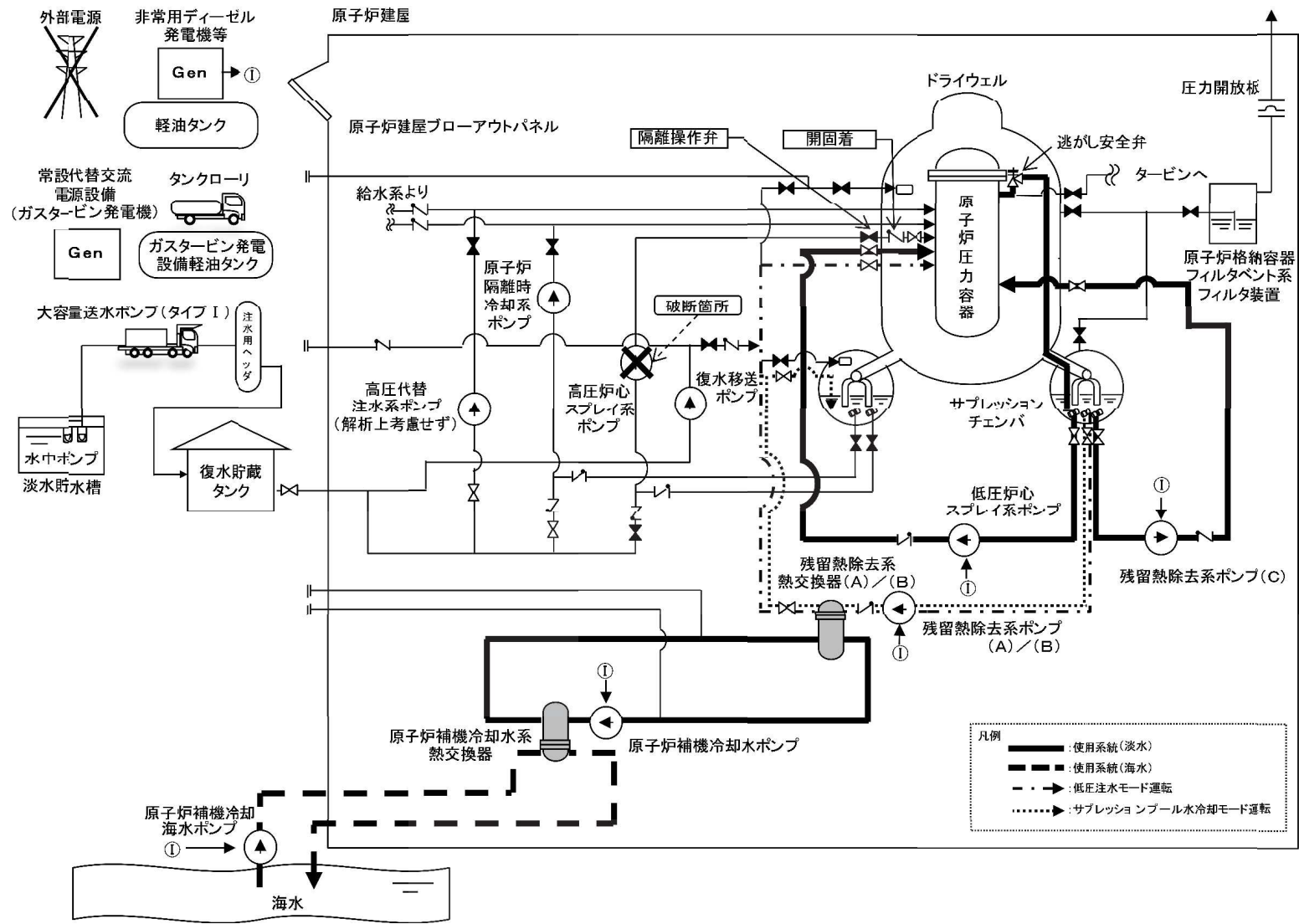
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」に対して有効である。



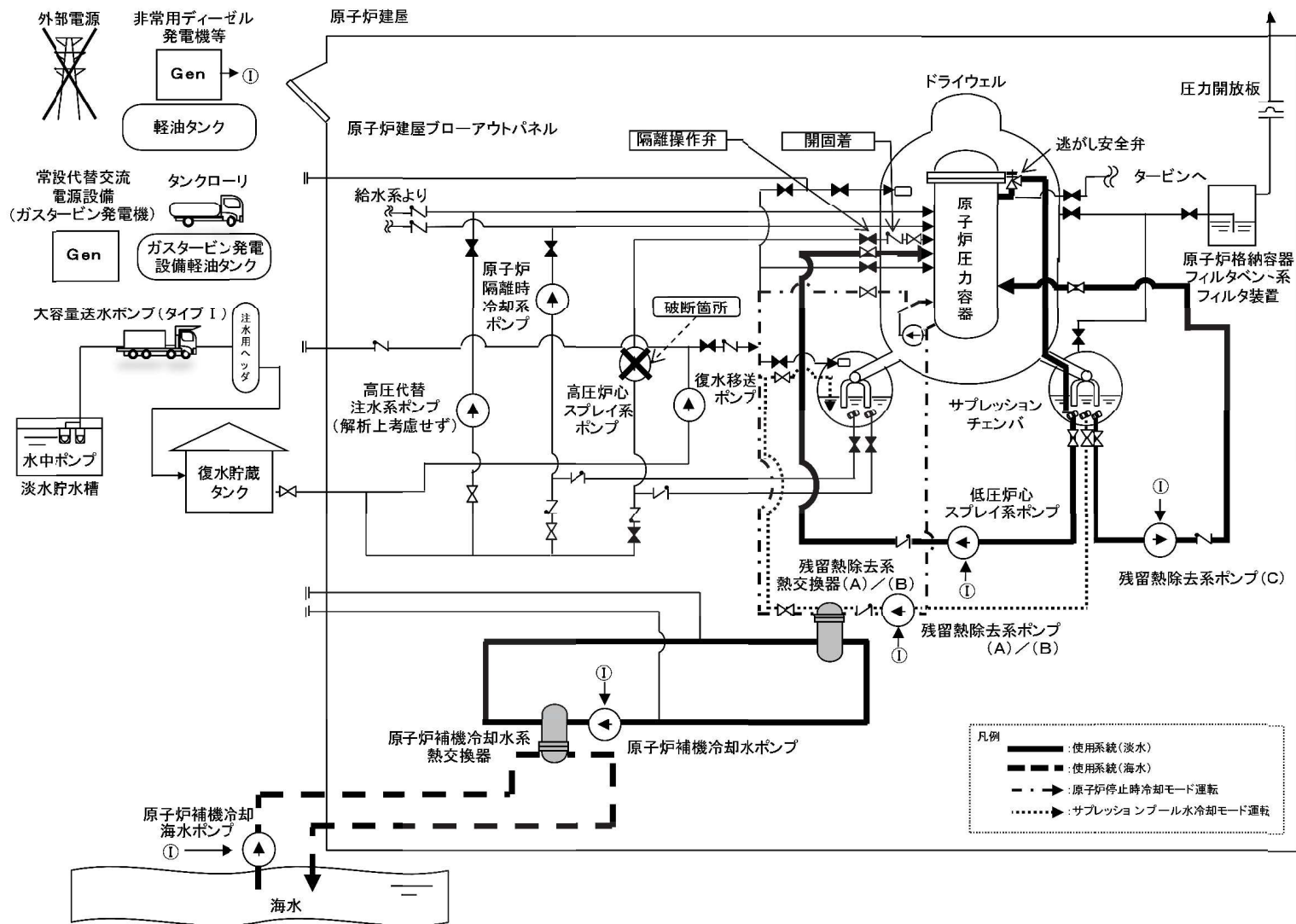
第 2.7.1 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉注水)



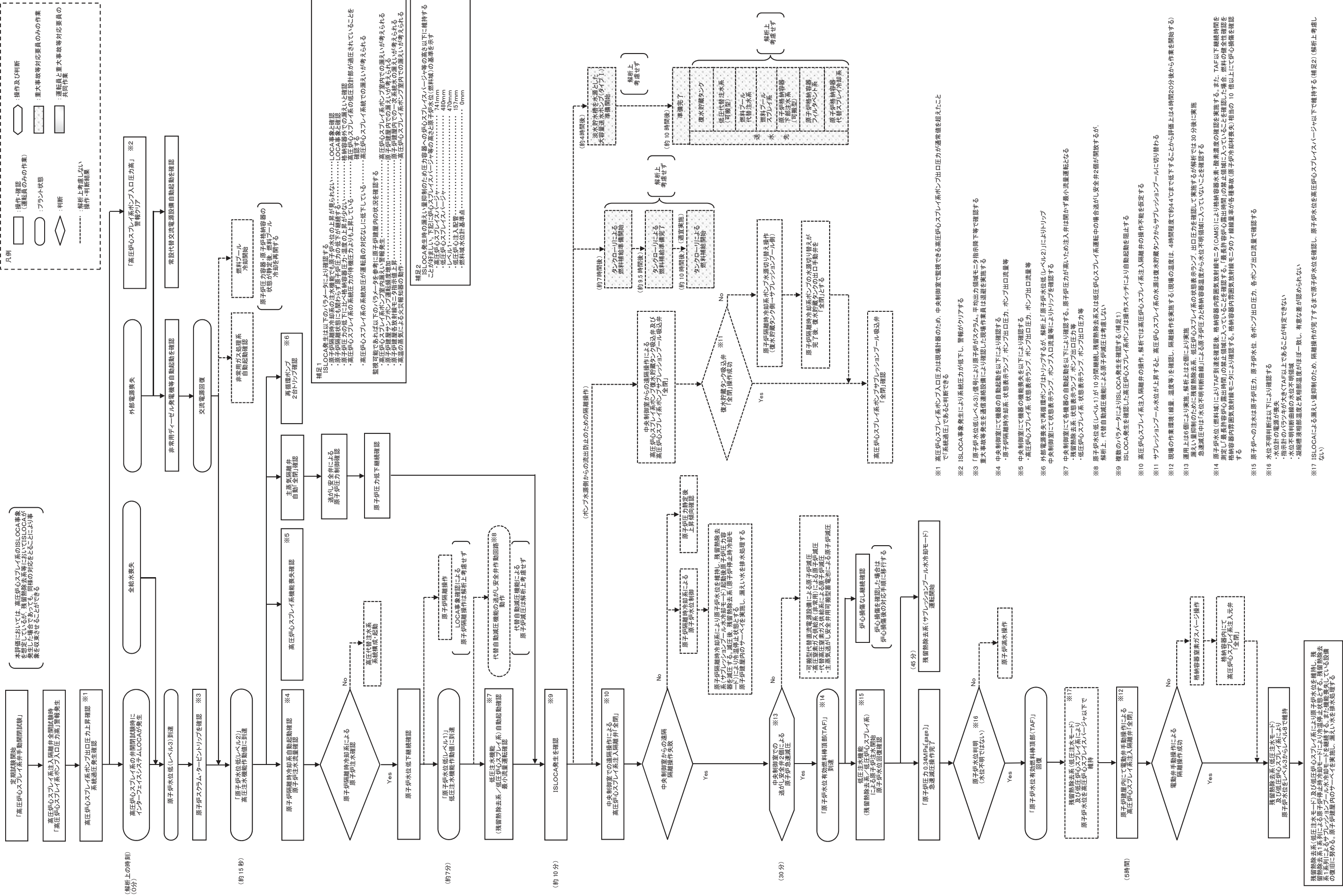
第 2.7.2 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)」の重大事故等対策の概略系統図(2/4)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.7.3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉注水及び格納容器除熱)



第 2.7.4 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水, 格納容器除熱及び原子炉冷却)



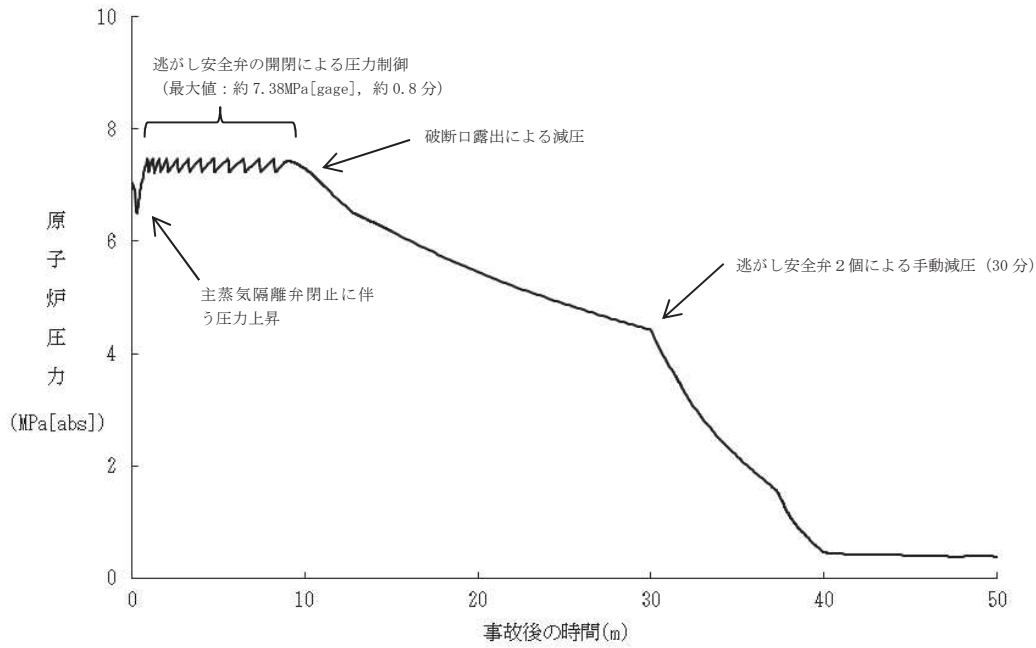
第2.7.5 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) の対応手順の概要」

| 作業項目 | 必要な要員と作業項目 | | | 作業の内容 | 経過時間(分) | | | | | | | | | | 経過時間(時間) | | | | | | | | | | 備考 | | | | |
|------------------------------------|------------|-----------|------------|--|---------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|------------------------|----|----|----|-----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | 責任者 | 発電課長 | 1人 | | 10m | 20m | 30m | 40m | 50m | 1h | 2h | 3h | 4h | 5h | 6h | 7h | 8h | 9h | 10h | | | | | | | | | | |
| 状況判断 | 責任者 | 発電課長 | 1人 | ▽約15秒 原子炉水位低(レベル2)到達 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ▽約7分 原子炉水位低(レベル1)到達 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ▽約10時間 大容量送水ポンプ(タイプ1)準備完了 復水貯蔵タンク補給開始 | | | | |
| | 指揮者 | 発電副長 | 1人 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 通報連絡者 | 発電所対策本部要員 | 6人 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員(中央制御室) | 運転員(現場) | 重大事故等対応要員 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉注水操作 | 1人 [A] | - | - | 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 高圧代替注水系起動操作(解析上考慮せず) | 1人 [C] | - | - | 高圧代替注水系 系統構成・起動操作 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 代替自動減圧確認(解析上考慮せず) | 1人 [B] | - | - | 逃がし安全弁 2個、自動開放確認 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料プール冷却 再開(解析上考慮せず) | 1人 [C] | - | - | スキマサージタンク水位調整 燃料プール冷却浄化系 系統構成・再起動 | | | | | | | | | | | 30分 10分 | | | | | | | | | | 燃料プール水温「65℃」以下維持要員を確保して対応する | | | | |
| 高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止操作(中央制御室操作) | 1人 [C] | - | - | 高圧炉心スプレイ系 注入隔離弁閉操作 | 5分 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 注入隔離弁全閉失敗を想定 | | | | |
| 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの漏えい停止操作(解析上考慮せず) | 1人 [C] | - | - | 高圧炉心スプレイ系ポンプ復水貯蔵タンク吸込弁閉操作 | 5分 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉急速減圧操作 | 1人 [A] | - | - | 逃がし安全弁 2個 手動開放操作 | 5分 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 低圧ECCS系注水 | 1人 [B] | - | - | 低圧注水機能(残留熱除去系/低圧炉心スプレイ系)による原子炉注水開始、原子炉水位制御 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 残留熱除去系1系統(サブプレッションプール水冷却モード)運転 | 1人 [A] | - | - | 残留熱除去系 低圧注水モードからサブプレッションプール水冷却モードへ切り替え | 5分 | | | | | | | | | | サブプレッションプール水冷却モード運転を継続 | | | | | | | | | | | | | | |
| 原子炉水位調整(解析上考慮せず) | 1人 [B] | - | - | 漏えい量抑制のため原子炉水位を高圧炉心スプレイバー ज्या以下で維持 | 適宜実施 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止操作(現場操作) | 4人 [A,C]DE | - | - | 保護具装備/装備補助 現場移動 高圧炉心スプレイ系 注入隔離弁閉操作 | | | | | | | | | | | 30分 40分 | | | | | | | | | | | | | | |
| アクセスルート確保(解析上考慮せず) | - | - | 6人 K,L,O~R | アクセスルート復旧(復旧が必要な場合) | 4時間 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 作業時間が最大となるルートを設定復旧が必要な場合は以降の作業の余裕時間となる | | | | |
| 水源確保(解析上考慮せず) | - | - | 9人 A~I | 大容量送水ポンプ(タイプ1)の設置、ホースの敷設、接続 | | | | | | | | | | | 6時間 | | | | | | | | | | | | | | |
| | - | - | 1人 [A] | 大容量送水ポンプ(タイプ1)監視 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 以降監視 | | | | |
| | - | - | 2人 [B,C] | 復水貯蔵タンク補給 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 適宜実施 | | | | |
| 燃料補給準備(解析上考慮せず) | 1人 [C] | - | - | 常設代替交流電源設備の停止 | | | | | | | | | | | 30分 | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料補給(解析上考慮せず) | - | - | 2人 M,N | 可搬型設備保管場所への移動(タンクローリ)への移送 | | | | | | | | | | | 140分 | | | | | | | | | | タンクローリ積込に応じて適宜ガスタービン発電設備軽油タンクから補給 | | | | |
| 燃料補給(解析上考慮せず) | - | - | 2人 [M,N] | 大容量送水ポンプ(タイプ1)への給油 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 適宜実施 | | | | |
| 必要人員数 合計 | 5人 A~E | | 17人 A~K~R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

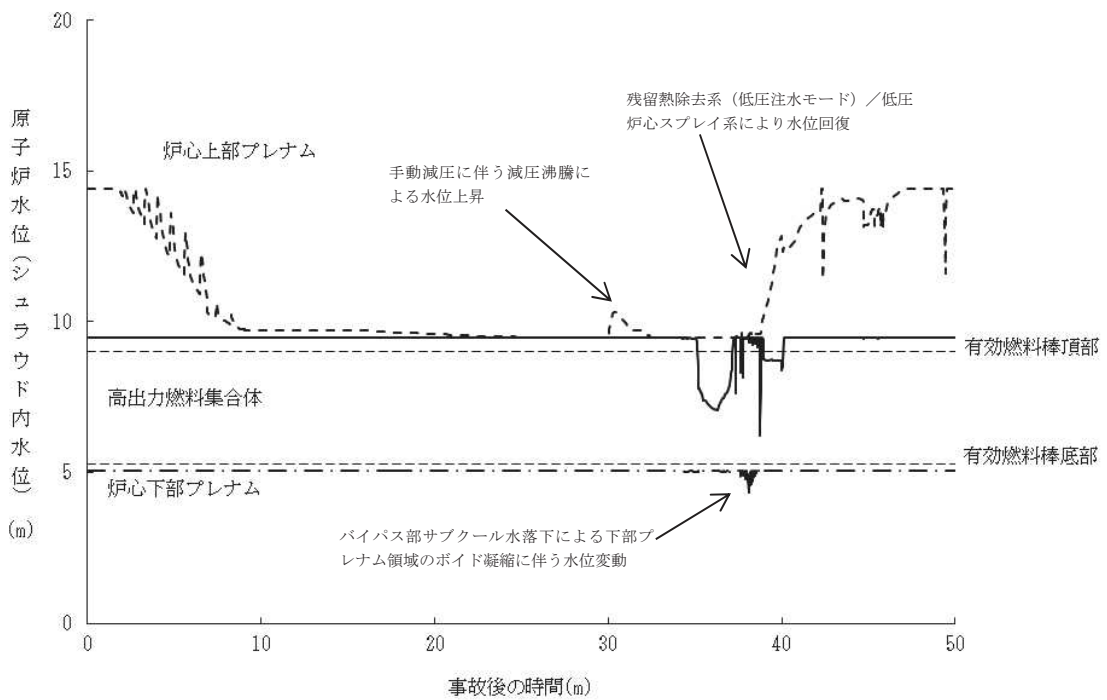
【 】は他作業後移動してきた要員

| | | |
|-----------|-----------|----|
| 重大事故等対策要員 | 運転員 | 7 |
| | 重大事故等対応要員 | 17 |
| | 発電所対策本部要員 | 6 |
| 合計 | | 30 |
| 発電所常駐要員 | | 30 |

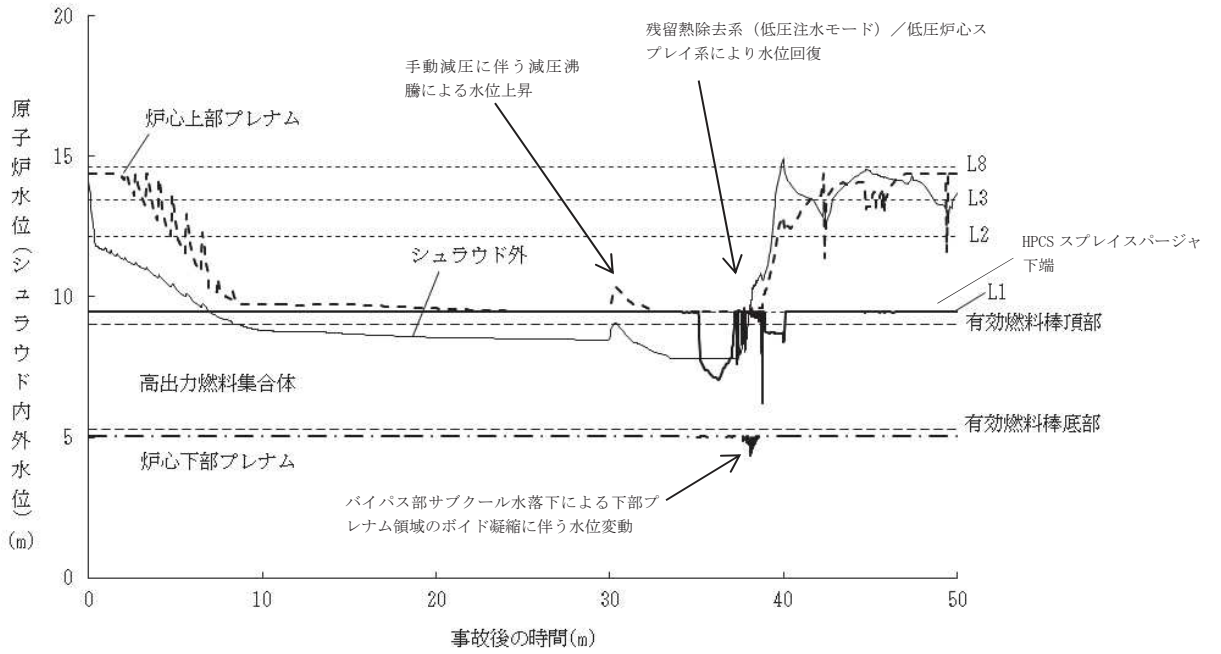
第 2.7.6 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)」 の作業と所要時間



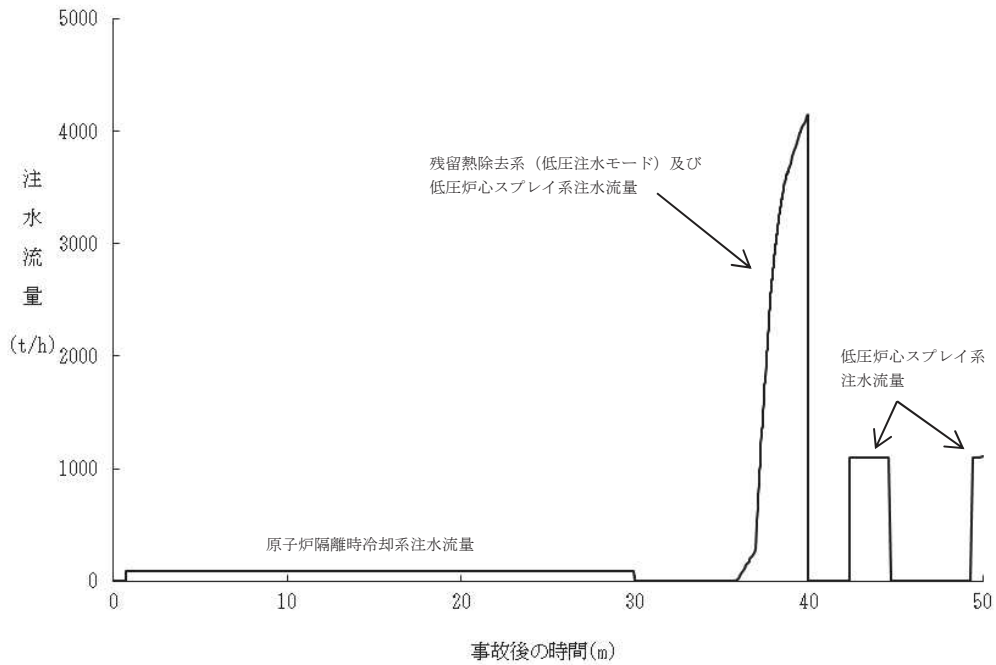
第 2.7.7 図 原子炉圧力の推移



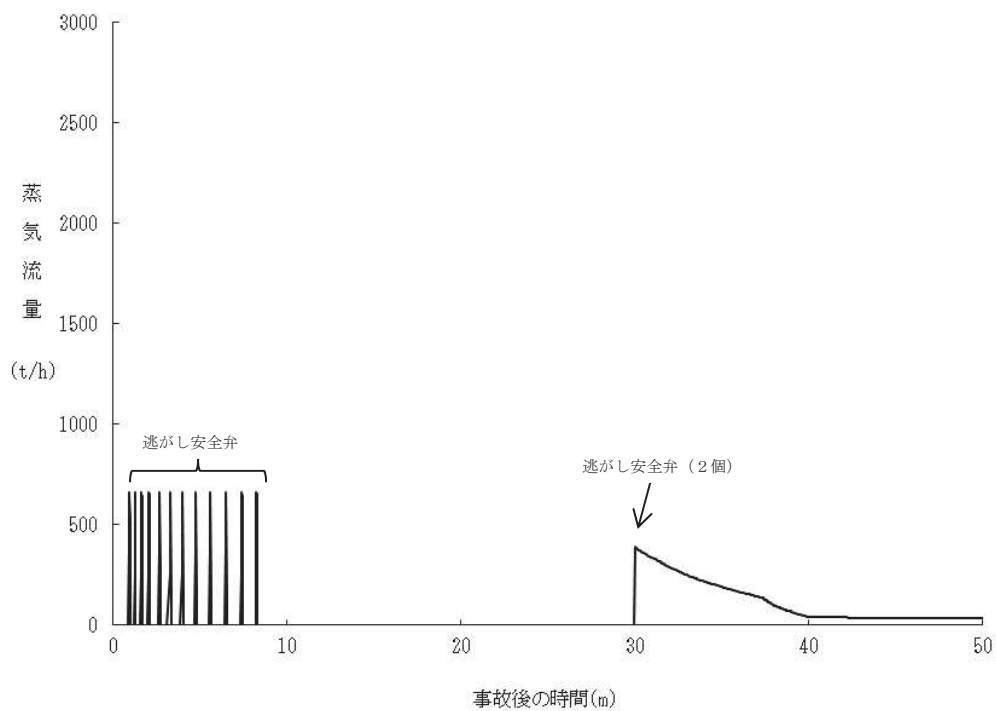
第 2.7.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



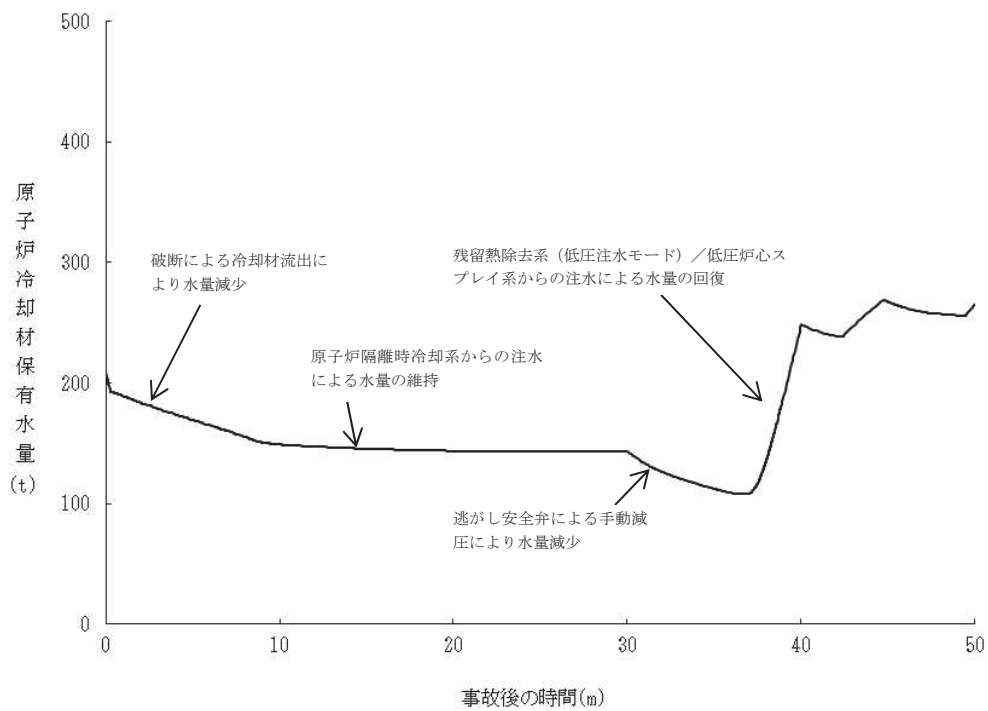
第 2.7.9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



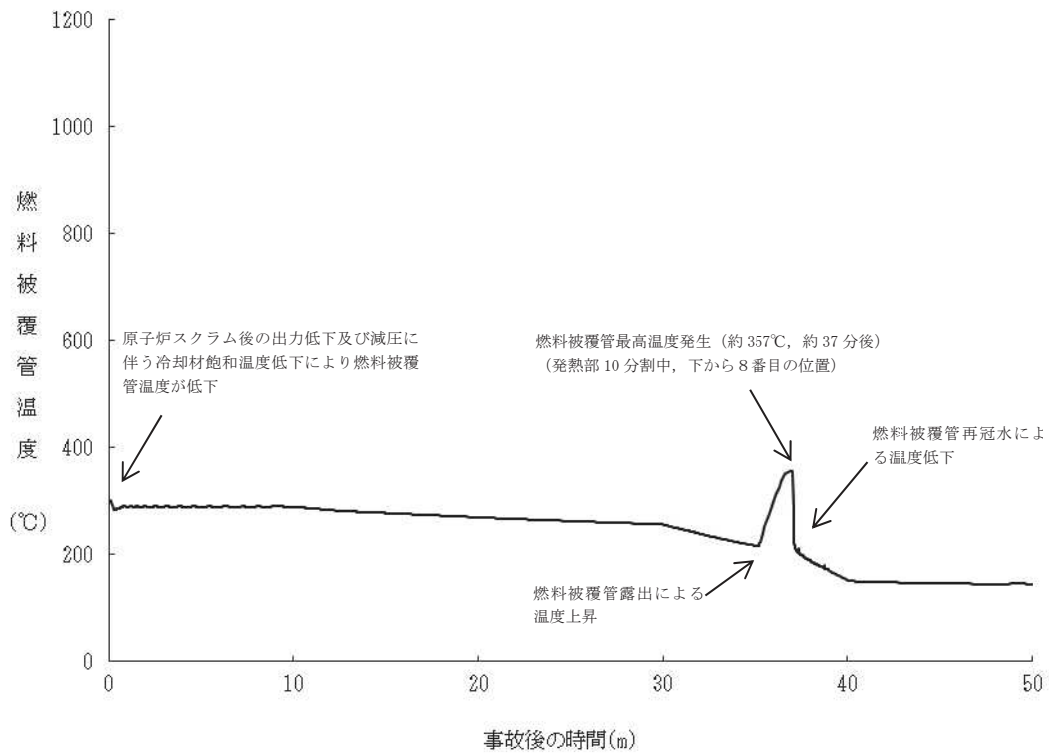
第 2.7.10 図 注水流量の推移



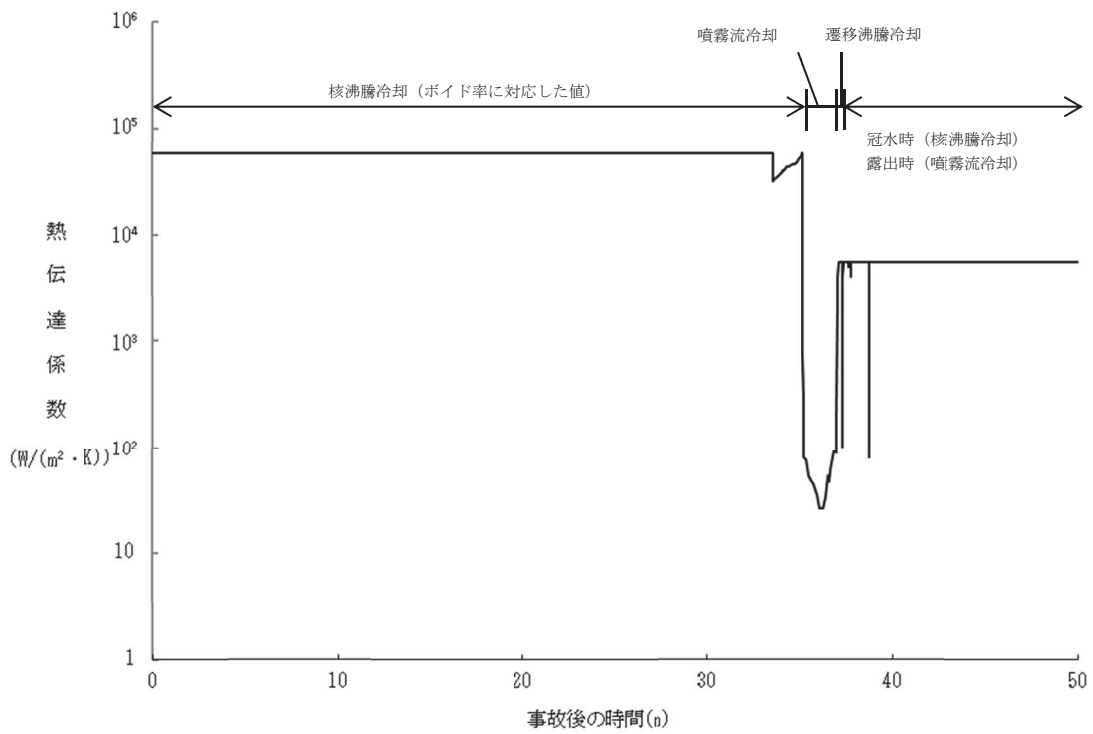
第 2.7.11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



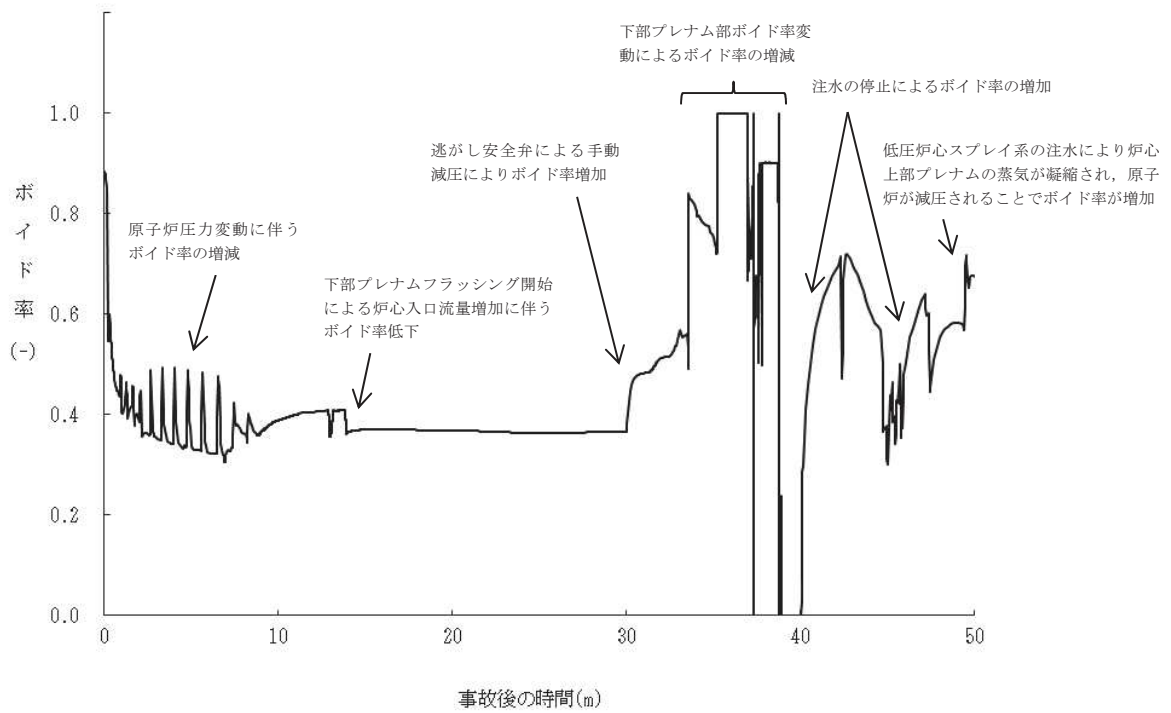
第 2.7.12 図 原子炉压力容器内保有水量の推移



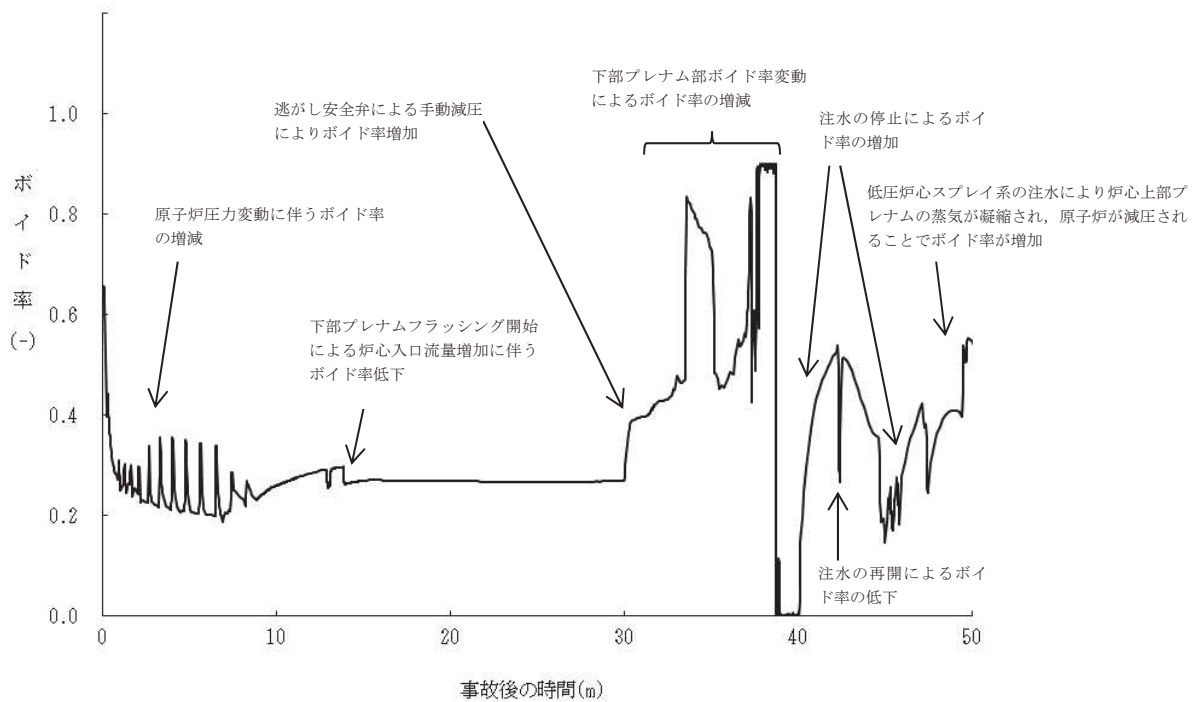
第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移



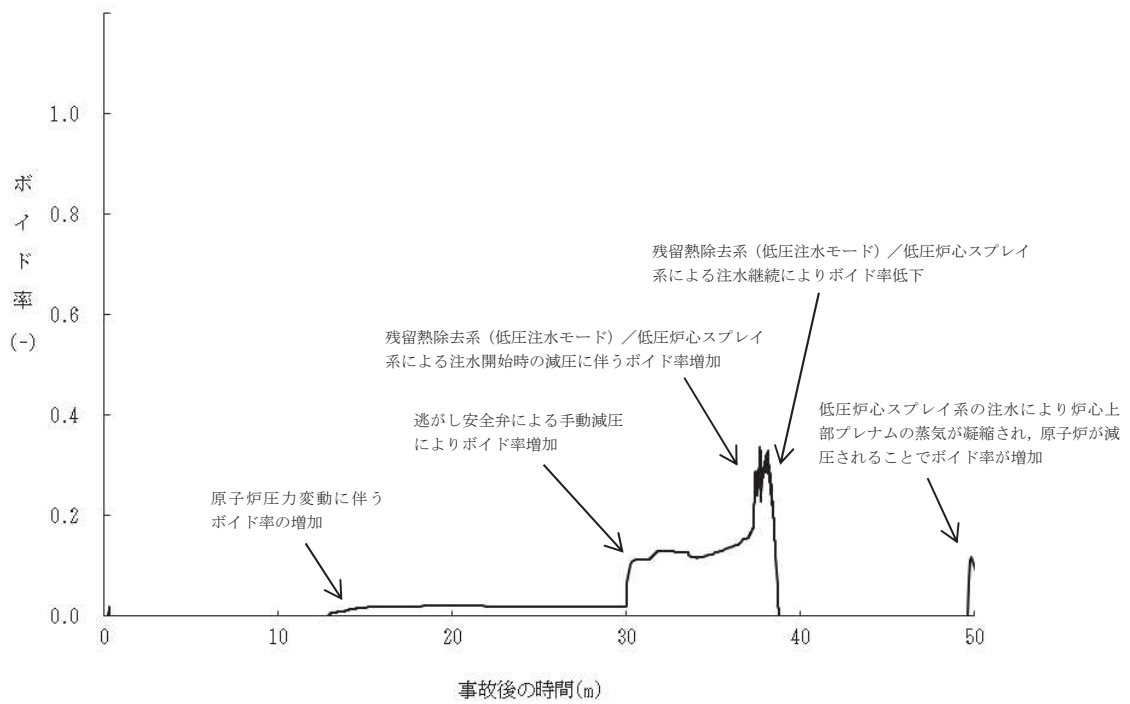
第 2.7.14 図 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移



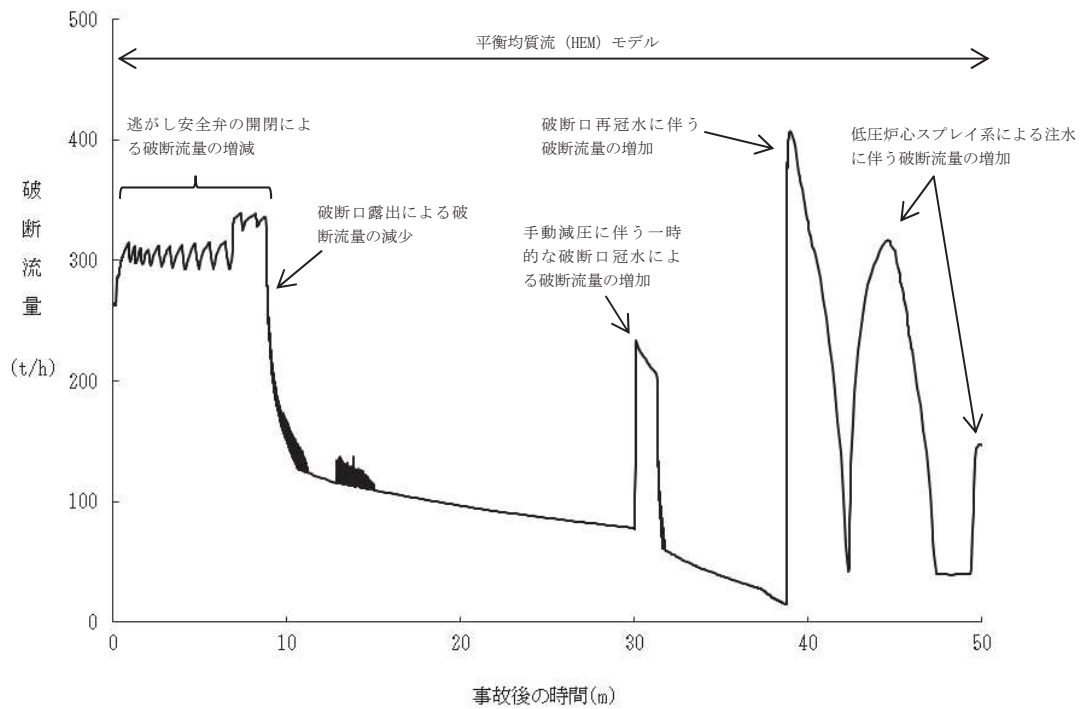
第 2.7.15 図 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移



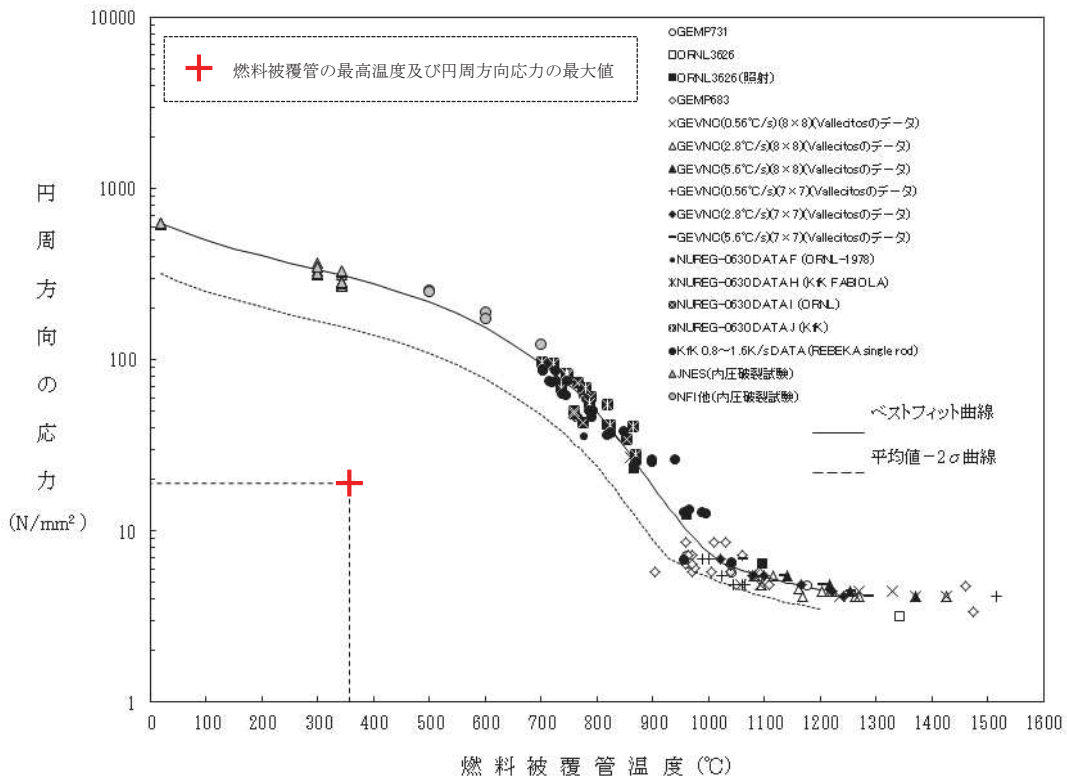
第 2.7.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.17 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.18 図 破断流量の推移



第 2.7.19 図 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

第 2.7.1 表 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」の重大事故等対策について(1/2)

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|---------------------------|---|--|-------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| インターフェイスシステム L O C A 発生 | ・原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する | 原子炉建屋ブローアウトパネル | — | — |
| 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 | ・インターフェイスシステム L O C A 発生に伴い、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失したことを確認する | 【非常用ディーゼル発電機】 | — | 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ |
| 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 | ・原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。また、破断口から原子炉冷却材の流出が継続しているため原子炉圧力及び原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 1）にて残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が自動起動する | 【原子炉隔離時冷却系】 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】 復水貯蔵タンク | — | 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 復水貯蔵タンク水位 |
| 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認 | ・原子炉水位（レベル 2）信号により高圧炉心スプレイ系の起動信号が発生されるが、起動失敗又は出口流量計等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する | — | — | 原子炉水位 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 |
| 高圧代替注水系による原子炉水位回復 | ・高圧注水系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する | 高圧代替注水系 復水貯蔵タンク | — | 原子炉水位 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 |
| インターフェイスシステム L O C A 発生確認 | 原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム L O C A が発生したことを確認する | — | — | 原子炉水位 原子炉圧力 ドライウェル温度 ドライウェル圧力 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】 |
| 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗 | ・中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の開操作に失敗し、高圧炉心スプレイ系の隔離に失敗する | — | — | 原子炉水位 原子炉圧力 |
| 代替自動減圧機能動作 | ・原子炉水位低（レベル 1）信号かつ低圧注水系若しくは低圧炉心スプレイ系ポンプ起動後 10 分で逃がし安全弁 2 個が作動し、原子炉が減圧されることを確認する | 代替自動減圧機能 逃がし安全弁 | — | 原子炉水位 原子炉圧力 |
| 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 | ・高圧炉心スプレイ系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備完了後原子炉を急速減圧する | 逃がし安全弁 | — | 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】 |

【 】：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 2.7.1 表 「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」の重大事故等対策について(2/2)

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|--------------------------------------|--|---|-------|--|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 低圧注水機能（残留熱除去系／低圧炉心スプレイ系）による原子炉水位回復確認 | ・原子炉圧力低下に伴い，原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され，原子炉水位が回復する | 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】 【サプレッションチェンバ】 | — | 原子炉水位 原子炉圧力 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位 |
| 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転 | ・原子炉急速減圧によりサプレッションプール水温が 32℃を超えた時点で，残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）運転を開始する | 【残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）】 | — | 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 サプレッションプール水温度 |
| 原子炉水位維持 | ・破断箇所からの漏えい抑制のため，低圧注水機能により原子炉水位を高圧炉心スプレイスパーージャ以下で維持する | 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】 | — | 原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位 |
| 現場操作での高圧炉心スプレイ系隔離操作 | ・破断箇所からの漏えい抑制を継続し，現場操作により高圧炉心スプレイ系注入隔離弁の全閉操作を実施し，高圧炉心スプレイ系を隔離する | 【高圧炉心スプレイ系注入隔離弁】 | — | 原子炉水位 |
| 高圧炉心スプレイ系隔離後の水位維持 | ・高圧炉心スプレイ系の隔離に成功した後は，低圧注水機能により，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する | 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【低圧炉心スプレイ系】 | — | 原子炉水位 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 圧力抑制室水位 |

【 】：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

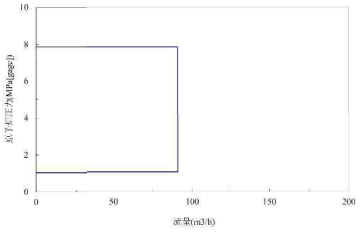
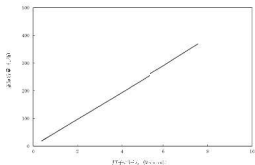
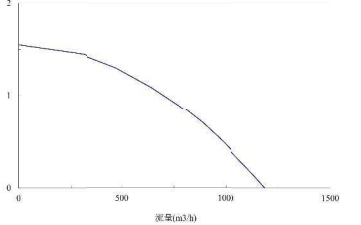
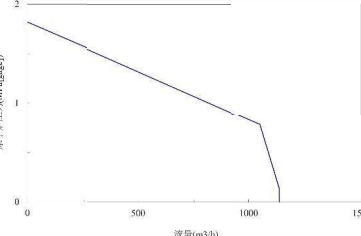
第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)

| 項目 | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 | |
|-------|------------|------------------------------------|---|
| 解析コード | SAFER | — | |
| 初期条件 | 原子炉熱出力 | 2,436MWt | 定格原子炉熱出力として設定 |
| | 原子炉圧力 | 6.93MPa [gage] | 定格原子炉圧力として設定 |
| | 炉心流量 | 35.6×10^3 t/h | 定格流量として設定 |
| | 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 |
| | 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm) | 通常運転時の原子炉水位として設定 |
| | 燃料 | 9×9 燃料 (A 型) | — |
| | 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 通常運転時の上限値として設定 |
| | 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t) | サイクル末期の燃焼度のばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定 |
| | 外部水源の温度 | 40℃ | 復水貯蔵タンク水温の実績 (月平均値) を踏まえて設定 |

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (2/4)

| 項目 | | 主要解析条件 | 条件設定の考え方 |
|------|---------------|--|--|
| 事故条件 | 起因事象 | 高压炉心スプレイ系の吸込み配管の破断 破断面積は約 35cm ² | 運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、機能喪失による影響を踏まえ高压炉心スプレイ系の低压設計部であるポンプの吸込み配管とする。破断面積は、低压設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm ² を超えないことを確認しているが、保守的に約 35cm ² とする |
| | | 給水流量の全喪失 | インターフェイスシステム LOCA の発生と同時に、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故 (LOCA を除く。) のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失が発生することを想定 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高压炉心スプレイ系の機能喪失 | インターフェイスシステム LOCA が発生する高压炉心スプレイ系が機能喪失するものと想定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源ありを想定すると、給復水系による給水が継続することとなり、外部電源がなく、給復水系による給水がなくなる場合と比較し、原子炉水位の低下が緩和されることとなることから、外部電源は使用できないものと仮定する。ただし、外部電源がない場合は、事象発生と同時に再循環ポンプはトリップし、外部電源がある場合と比べて原子炉水位の低下が緩やかになることから、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップするものとする。原子炉水位低 (レベル 2) の信号でトリップすることで、原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる |

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)) (3/4)

| | 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 | 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒) | 事象発生と同時にスクラムせず, 原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定 |
| | 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 | 原子炉水位低 (レベル 2) | 原子炉再循環系のインターロックとして設定 |
| | 主蒸気隔離弁 | 原子炉水位低 (レベル 2) | 主蒸気隔離弁の設計値として設定 |
| | 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 90.8m ³ /h (7.86~1.04MPa[gage]において) | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  |
| | 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3 個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3 個, 367t/h/個 | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 |
| | | 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉  | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 |
| | 残留熱除去系 (低圧注水モード) | 原子炉水位低 (レベル 1) にてポンプ 3 台が自動起動 1,136m ³ /h (ポンプ 1 台当たり, 0.14MPa [dif]において) | 残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 〈ポンプ 1 台当たりの注水特性〉  |
| 低圧炉心スプレイ系 | 原子炉水位低 (レベル 1) にて自動起動 1,050m ³ /h (ポンプ 1 台当たり, 0.78MPa [dif]において) | 低圧炉心スプレイ系の設計値として設定  | |

第 2.7.2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (4/4)

| 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急速減圧操作 | 事象発生 30 分後 | インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、設定 |
| | 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作 | 事象発生 5 時間後 | インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋内の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定 |

インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境について

インターフェイスシステムLOCA発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、機能喪失による影響を踏まえ高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。ここでは、低圧設計部となっている配管及び弁、計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境への影響について評価する。

1. 想定するインターフェイスシステムLOCA及び低圧設計部における過圧条件について

申請解析と同様に、高圧炉心スプレイ系の電動弁開閉試験にて、注入配管の逆止弁が故障により開固着しており、原子炉注入電動弁が誤動作した場合、高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプ吸込配管の過圧を想定する。

低圧設計部の配管等に対しては、運転中の原子炉圧力（約 7.0MPa[gage]）及び水頭による圧力を考慮し、7.2MPa[gage] の圧力が伝搬するものとして低圧設計部の構造健全性について評価を行うこととする。

隔離弁によって高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から、隔離弁が開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的にはほぼ等しい圧力で落ち着く。高圧設計部分が原子炉圧力容器に連通している場合、最終的な配管内の圧力は原子炉圧力とほぼ等しくなる。

隔離弁の急激な開動作（以下「急開」という。）を想定した場合、高圧設計部分及び原子炉圧力容器内から配管の低圧設計部分に流れ込む水の慣性力により、配管内の圧力が一時的に原子炉圧力よりも大きくなることが知られている。この現象は水撃作用と呼ばれる^{※1}。しかし、隔離弁が緩やかな開動作をする場合、水撃作用による圧力変化は小さく、配管内の圧力が原子炉圧力を大きく上回ることはない。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約 10 秒となっており、電気的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

文献^{※1}によると、配管端に設置された弁の急開、急閉により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉止時間（T）において、圧力波が長さ（L）の管路内を往復するのに要する時間（ μ ）より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

- θ : 弁の時間定数
 T : 弁の開放時間もしくは閉鎖時間(s)
 μ : 管路内を圧力波が往復する時間(s)
 L : 配管長(m)
 α : 圧力波の伝播速度(m/s)

ここで(α)は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の高圧炉心スプレイ系の注水配管の配管長^{※2}を元に保守的に100m^{※3}とし、水の音速(α)を1,500m/s^{※4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間(μ)は約0.14秒となる。即ち、弁開放時間(T)を高圧炉心スプレイ系の原子炉注入電動弁の約10秒とすると水撃作用による大きな圧力変動は生じることはなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、仮に高圧炉心スプレイ系の電動弁開閉に伴う水撃作用が生じた場合であっても、極めて短時間(数秒間)に起きる現象であり、かつ、大幅な圧力上昇を引き起こすことは考えにくい。さらにこの時の配管内の流体は、一次冷却材(287℃)の水が低圧設計部まで到達せず低温の状態であると推測され、温度による影響(熱伸び等)を受けることはない。

また、次項にて示す強度評価において、例えば配管について必要厚さが最も厚いNo.①の配管の最小厚さ(t_s)8.50mmでの必要厚さは約5.04mm(設計引張強さ(S_u))であり十分な余裕がある。

よって、この影響は無視し得る程小さいものと考え、構造健全性評価としては考慮しないこととする。

構造健全性評価にて特定した漏えい箇所の漏えい面積については、TRACTの解析に基づく最大圧力(7.4MPa[gage])を用いて評価を行った。

※1：水撃作用と圧力脈動[改訂版]第2編「水撃作用」((財)電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三)

※2：高圧炉心スプレイ系の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約80m

※3：配管長さを実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。

※4：圧力7.0MPa[abs]、水温40℃の場合、水の音速は約1,542m/sとなる。

2. 構造健全性評価の対象とした機器等について

高圧炉心スプレイ系の低圧設計部において圧力バウンダリとなる範囲を抽出し、具体的には下記対象範囲について評価を行った。

- a. 配管
- b. 計器
- c. 弁
- d. フランジ部
- e. ポンプ

具体的な対象箇所を図1から図5に示す。

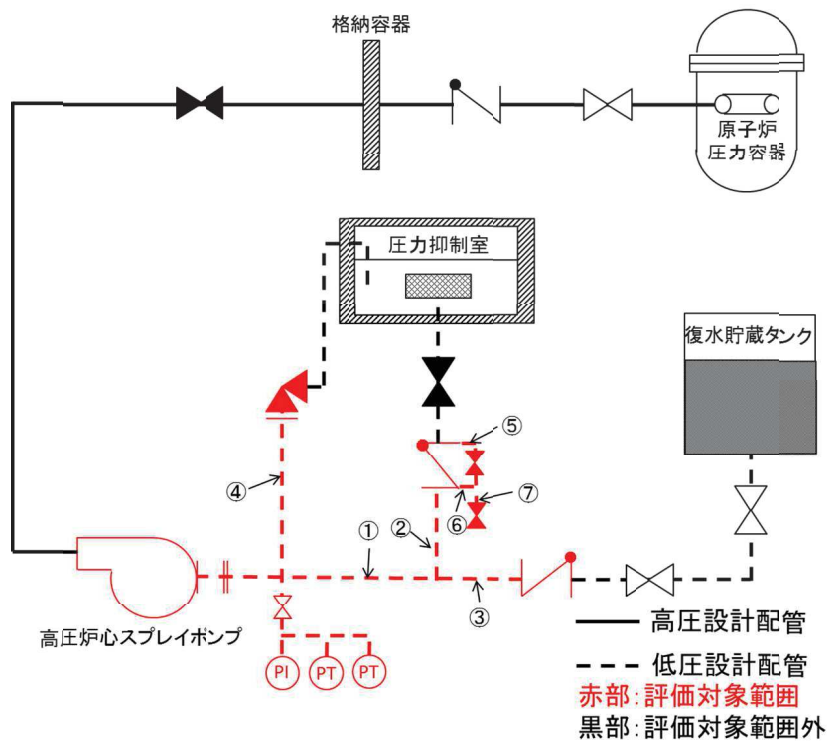


図1 評価対象配管

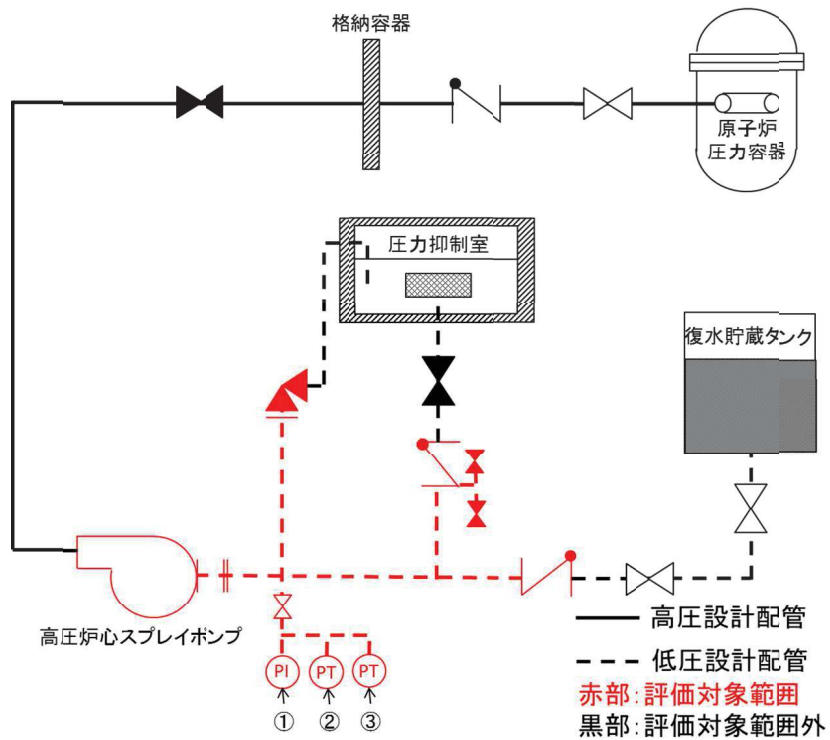


図2 評価対象計器

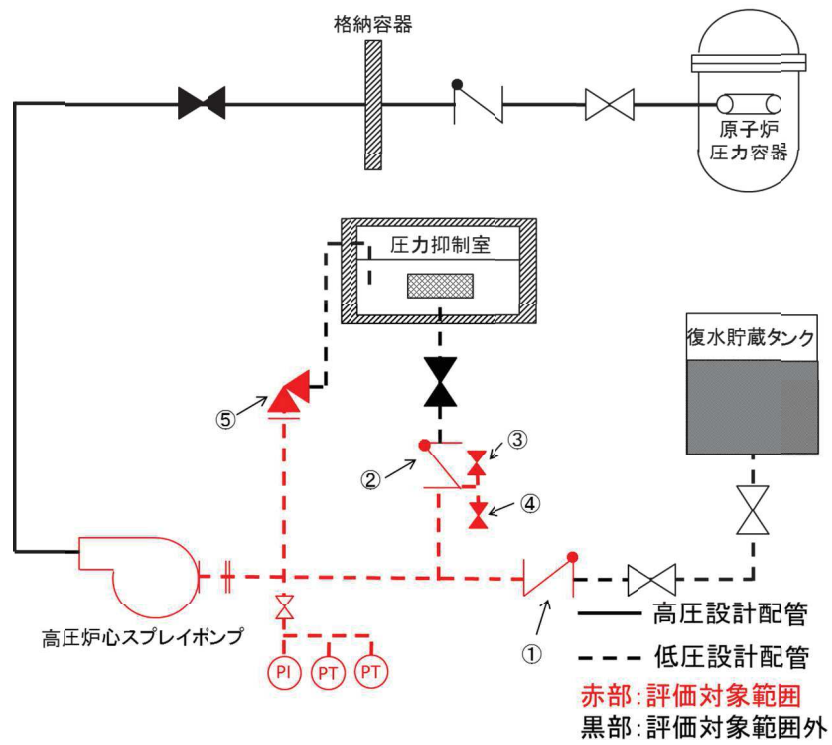


図3 評価対象弁

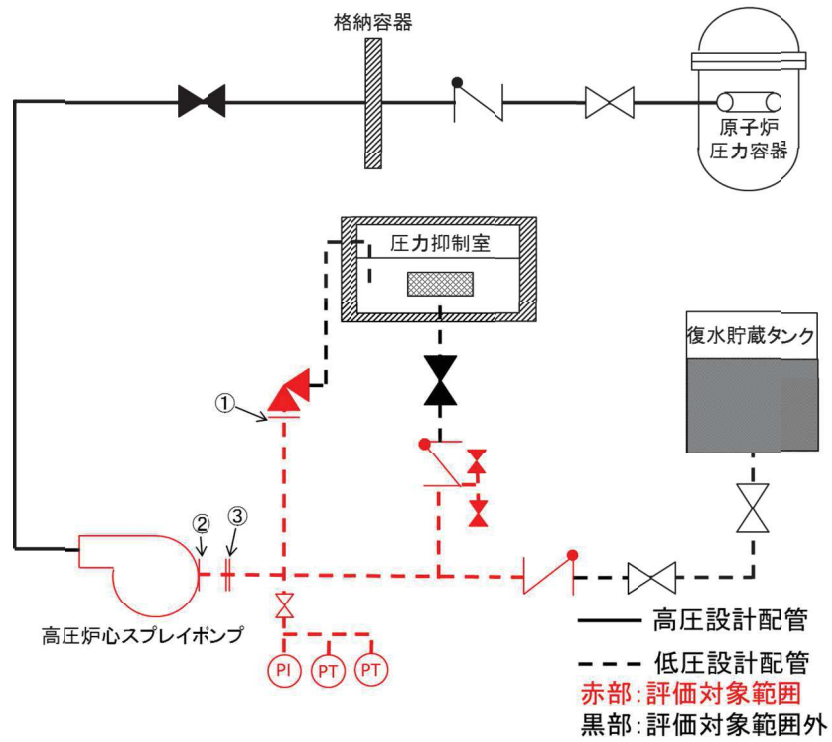


図4 評価対象配管フランジ

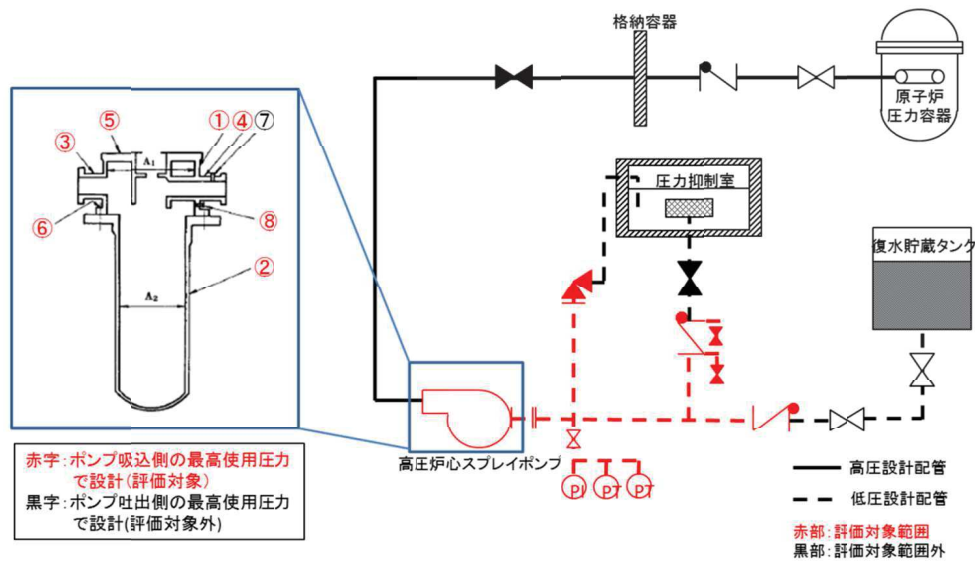


図5 評価対象ポンプ

3. 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について、以下に示す。

破断が想定される箇所は、高圧炉心スプレイ系ポンプのケーシングフランジ部及びメカニカルシールのOリング部位からの漏えい、計器からの漏えい及び配管・弁のフランジからの漏えいが評価された。漏えい面積は、ポンプが約 17.6cm²、計器が約 0.2cm²、配管・弁が約 5.5cm²であり、計約 23.3cm²となった。

(1) 配管

「発電用原子炉設備規格 設計・建設規格 (2005年版 (2007年追補版を含む)) <第I編 軽水炉規格> (JSME S NC1-2005/2007)」(以下、「設計・建設規格」という。)[PPC-3411(1)内圧を受ける直管]を適用し、以下の評価式を用いて配管の計算上必要な厚さを算出した。この算出結果と必要最小厚さを比較し、大きい方を必要厚さ(t)とした。最小厚さ(ts)は、必要厚さ(t)以上であり、配管から漏えいが発生しないことを確認した。

【評価式】

$$t = \frac{P \cdot D_0}{2 \cdot 1.0 \cdot Su \cdot \eta + 0.8 \cdot P}$$

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : 7.2 (MPa[gage])

D₀ : 管の外径 (mm)

Su : 管の設計引張強さ

η : 長手継手の効率 (=1.00)

| No. | 圧力[P] (MPa) | 温度 (°C) | 外径[D ₀] (mm) | 公称厚さ (mm) | 材料 | 最小厚さ t _s (mm) | 必要厚さ t (mm) | 判定*2 (t _s ≥t) |
|-----|----------------|------------|-----------------------------|--------------|--------|--------------------------------|-------------------|-----------------------------|
| ① | 7.2 | 287 | 508.0 | 9.5 | SGV410 | 8.50 | 5.04*1 | ○ |
| ② | 7.2 | 287 | 508.0 | 9.5 | SGV410 | 8.50 | 5.04*1 | ○ |
| ③ | 7.2 | 287 | 406.4 | 9.5 | SGV410 | 8.50 | 4.04*1 | ○ |
| ④ | 7.2 | 287 | 34.0 | 4.5 | STS410 | 3.93 | 1.70 | ○ |
| | 7.2 | 287 | 34.0 | - | S25C | 5.00 | 1.70 | ○ |
| ⑤ | 7.2 | 287 | 27.2 | 3.9 | STS410 | 3.40 | 1.70 | ○ |
| ⑥ | 7.2 | 287 | 27.2 | - | S25C | 4.30 | 1.70 | ○ |
| | 7.2 | 287 | 60.5 | - | S25C | 6.10 | 2.40 | ○ |
| | 7.2 | 287 | 60.5 | 5.5 | STS410 | 4.81 | 2.40 | ○ |
| ⑦ | 7.2 | 287 | 60.5 | 5.5 | STS410 | 4.81 | 2.40 | ○ |

*1下式に基づく板厚評価結果

$$t = \frac{P \cdot D_0}{2 \cdot 1.05u \cdot \eta + 0.8 \cdot P}$$

*2: 最小厚さ(t_s)が必要厚さ(t)以上であること

(2) 計器

計器耐圧値が ISLOCA 時の圧力 (7.2MPa [gage]) よりも高い場合は漏えいせず、低い場合には漏えいするとして、漏えい口面積を計器構造より評価した。評価の結果、No. ① (E22-PI001) の計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいが想定され、漏えい面積は下部のプロセス取合い (外径: 5mm) の断面積とし、約 0.2cm² となった。

| No. | 計器耐圧 (MPa) | 判定 | 破断想定箇所 | 開口面積 (cm ²) |
|-------------------|---------------|----|--------------|----------------------------|
| ① (E22-PI001) | 1.65 | × | 破断 (φ5導圧) | 約0.2 |
| ② (E22-PT001A) | 4.41 | × | 漏えい なし*1 | - |
| ③ (E22-PT001B) | 4.41 | × | 漏えい なし*1 | - |

*1: 計器耐圧以上の過圧力が掛かった場合、計器内部のセンサは破損するが、ボディ耐圧が11.1MPaであるため、プロセス流体が外に漏れだすことはない。

(3) 弁

評価対象弁の構成部分のうち、ISLOCA 発生時に漏えいが発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部、弁本体耐圧部の接合部及びグランド部について評価した。

(3)-1 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」の手法を適用し、必要な最小厚さを算出し、その結果、実機の最小厚さが必要な最小厚さを上回り、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

【評価式】

$$t = \frac{P \cdot d}{2 \cdot Su - 1.2 \cdot P}$$

t : 弁箱の計算上必要な厚さ (mm)

P : 7.2 (MPa)

d : 内径 (mm)

Su : 設計引張強さ (MPa)

| No. | 圧力[P] (MPa) | 温度 (°C) | 弁番号 | 口径[d] (A) | 型式 | 材料 | 最小厚さ ts (mm) | 必要厚さ t (mm) | 判定*2 (ts≥t) |
|-----|----------------|------------|------|--------------|-----|-------|--------------------|-------------------|----------------|
| ① | 7.2 | 287 | F002 | 400 | SC | SCPH2 | 18.0 | 3.3*1 | ○ |
| ② | 7.2 | 287 | F007 | 500 | TC | SCPH2 | 20.0 | 4.1*1 | ○ |
| ③ | 7.2 | 287 | F022 | 20 | G | S25C | 6.5 | 0.3*1 | ○ |
| ④ | 7.2 | 287 | F502 | 50 | G | S25C | 9.0 | 0.6*1 | ○ |
| ⑤ | 7.2 | 287 | F023 | 25/50 | S/R | SCPH2 | 9.0 | 0.5*1 | ○ |

*1: 下式に基づく板厚評価結果

$$t = \frac{P \cdot d}{2 \cdot Su - 1.2 \cdot P}$$

*2: 最小厚さ(ts)が必要厚さ(t)以上であること

(3)-2 弁耐圧部の接合部

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量、及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量について評価を行った。

伸び量がプラスの場合は、当該フランジからの漏れの可能性があることとなる。評価の結果、一部漏えいの可能性があることが確認され、漏えい面積は約 4.3cm²となった。

伸び量がマイナスの場合は、念のためにフランジ部の評価を行う。耐圧部の接合部については、ボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしている場合は、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧が材料の許容応力を下回ることを確認した。

(弁耐圧部の強度評価結果 (伸び量))

| No. | ボンネットボルトの内圧による伸び量 (1) (mm) | ボンネットボルトの熱による伸び量 (2) (mm) | ボンネットフランジの熱による伸び量 (3) (mm) | 伸び量*1 (mm) | 判定 | 漏えい面積 (cm ²) |
|--------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|------------|----|--------------------------|
| ① | 0.10201 | 0.248 | 0.254 | 0.09601 | × | 約1.3 |
| ②(上部) | 0.14688 | 0.286 | 0.293 | 0.13988 | × | 約3.0 |
| ②(サイド) | -0.04087 | 0.29 | 0.296 | -0.04687 | ○ | - |
| ③ | -0.01689 | 0.138 | 0.141 | -0.01989 | ○ | - |
| ④ | -0.01845 | 0.172 | 0.176 | -0.02245 | ○ | - |
| ⑤ | -0.01069 | 0.086 | 0.088 | -0.01269 | ○ | - |

*1伸び量 = (1) + (2) - (3)

(弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネット座面の面圧))

| No. | ボンネットナットの材料 | 加圧に必要な最小荷重 (N) | ボンネットナット締付部の発生応力 (1) (MPa) | ボンネットナットの許容応力 (2) (MPa) | 判定 (1) ≤ (2) |
|--------|-------------|----------------|----------------------------|-------------------------|--------------|
| ① | SNB7 | 1268445 | 431.4 | 604 | ○ |
| ②(上部) | SNB7 | 2929885 | 484.5 | 604 | ○ |
| ②(サイド) | SNB7 | 163991 | 84.1 | 604 | ○ |
| ③ | SNB7 | 23937 | 44.4 | 759 | ○ |
| ④ | SNB7 | 56874 | 66.2 | 759 | ○ |
| ⑤ | SNB7 | 53161 | 170.4 | 759 | ○ |

(弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧))

| No. | ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (1) [MPa] | ボンネットフランジの許容応力 (2) [MPa] | 弁箱フランジの許容応力 (3) [MPa] | 判定 (1) ≤ (2), (3) |
|-----|------------------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------|
| ⑤ | 52.1 | 438 | 438 | ○ |

(3)-3 グランド部

弁のグランド部については、350℃における試験データにより、グランドパッキンの最下段の側面圧 (7.74MPa) が内圧 (7.2MPa) を上回ることを確認した。

(4) フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用して、フランジ部の伸び量を算出し、フランジ部からの漏えいの可能性の有無について評価を行った。伸び量がマイナスの場合は、漏えいはなく、プラスの場合は漏えい面積を算出した。評価の結果、一部漏えいの可能性があることが確認され、漏えい面積は約 1.2cm²となった。

| No. | 伸び量(mm) | | | | | | 内径 (mm) | 全部材 伸び量 (mm) | 判定 | 漏えい 面積 (cm ²) |
|-----|---------|------|------|------|------|------|------------|--------------------|----|---------------------------------|
| | + | - | + | - | - | - | | | | |
| | ΔL1 | ΔL0 | ΔL2 | ΔL3 | ΔL4 | ΔL5 | | | | |
| ① | 0.01 | 0.03 | 0.20 | 0.17 | 0.00 | 0.00 | 60.31 | -0.02 | ○ | - |
| ② | 0.08 | 0.09 | 0.54 | 0.53 | 0.00 | 0.02 | 557.10 | -0.02 | ○ | - |
| ③ | 0.11 | 0.07 | 0.38 | 0.34 | 0.02 | 0.00 | 589.55 | 0.06 | × | 約1.2 |

ΔL1: 荷重によるボルト伸び量
 ΔL0: 初期締付によるボルト伸び量
 ΔL2: ボルト熱伸び量
 ΔL3: フランジ熱伸び量
 ΔL4: オリフィス熱伸び量
 ΔL5: ガスケット内外輪熱伸び量

(5) ポンプ

(5)-1 ケーシングの厚さ

設計・建設規格「PMC-3320 ケーシングの厚さの規定」の手法を適用し、必要厚さを算出した。最小厚さは、必要厚さ以上であり、漏えいが発生しないことを確認した。

【評価式】

$$t = \frac{P \cdot A}{2 \cdot Su}$$

t : ケーシングの計算上必要な厚さ (mm)

P : 7.2 (MPa)

A : 設計建設規格に示す寸法 (mm)

Su : 設計引張強さ (MPa)

(5)-2 ケーシングの吸込口及び吐出口の厚さ

設計・建設規格「PMC-3330 吸込みおよび吐出口の厚さの規定範囲」の手法を適用し、必要厚さを算出した。最小厚さは、必要厚さ以上であり、漏えいが発生しないことを確認した。

なお、必要厚さの評価式はケーシングの厚さの評価式と同じである。

(5)-3 ケーシングカバーの厚さ

設計・建設規格「PMC-3410 ケーシングカバーの構造強度の規定」の手法を適用し、必要厚さを算出した。最小厚さは、必要厚さ以上であり、漏えいが発生しないことを確認した。

【評価式】

$$t = d \sqrt{\frac{K \cdot P}{Su}}$$

t : ケーシングカバーの計算上必要な厚さ (mm)

d : 設計建設規格の取付け方法に応じたケーシングカバーの内径 (mm)

P : 7.2 (MPa)

K : 設計建設規格の取付け方法による係数

Su : 設計引張強さ (MPa)

(5)-4 管台の厚さ

設計・建設規格「PMC-3610 管台の構造強度の規定」の手法を適用し、必要厚さを算出した。最小厚さは、必要厚さ以上であり、漏えいが発生しないことを確認した。

【評価式】

$$t = \frac{P \cdot D_0}{2 \cdot Su \cdot \eta + 0.8 \cdot P}$$

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

D₀ : 管台の外径 (mm)

η : 継ぎ手の効率

P : 7.2 (MPa)

Su : 設計引張強さ (MPa)

| No. | 評価項目 | 最小厚さ ts (mm) | 必要厚さ t (mm) | 判定*2 (ts≥t) |
|-----|-------------------|--------------------|-------------------|----------------|
| ① | ケーシングの厚さ | 38.3 | 14.7*1 | ○ |
| ② | | 16.3 | 13.5*1 | ○ |
| ③ | ケーシングの吸込口及び吐出口の厚さ | 20.3 | 14.7*1 | ○ |
| ④ | | 30.3 | 14.7*1 | ○ |
| ⑤ | ケーシングカバーの厚さ | 144.5 | 133.5*1 | ○ |
| ⑧ | 管台の厚さ | 3.2 | 0.2*1 | ○ |

*1: Suを使用した評価結果

*2: 最小厚さ(ts)が必要厚さ(t)以上であること

| No. | 評価項目 | 許容応力 (MPa) | 発生応力 (MPa) | 判定 |
|-----|----------------|---------------|---------------|----|
| ⑥ | ボルト等に加わる平均引張応力 | 842*1 | 174 | ○ |

*1: Suを使用した評価結果

強度評価の結果、漏えいは発生しない結果となったが、温度条件を飽和温度(287℃)として評価するとケーシングフランジ部及びメカニカルシールOリングの使用可能温度を超えるため、当該部位からの漏えい面積を算出した。

a. ケーシングフランジ面

(a) 圧力上昇に伴う隙間変化量 ΔL

圧力上昇に伴う隙間変化はボルトの伸びに起因する。

- ・ 圧力上昇によるボルトの伸び量 ΔL

$$\Delta L = (\Delta W \cdot L) / (N \cdot A \cdot E) = 0.230 \text{ (mm)}$$

L: ボルト長さ (=295mm)

N: ボルト本数 (=40本)

A: ボルトの有効断面積 (=2185.5mm²)

E: ボルトの縦弾性係数 (=184000MPa (287℃))

ΔW : ISLOCA時に増加するボルトの荷重

$$(\pi / 4 \times G^2 \times (P_2 - P_1)) = 1.252 \times 10^7 \text{ (N)}$$

G: Oリングの径 (=1626mm)

P1: 設計最高使用圧力 (=1.37MPa[gage])

P2: ISLOCA時の圧力 (=7.4MPa[gage])

(b) 温度上昇に伴う隙間変化量 ΔL_T

温度上昇に伴う隙間変化はボルト、管板、水室フランジの伸びに起因する。

- ・ 温度上昇によるボルトの伸び量 ΔT_B

$$\Delta T_B = \alpha_1 \times L \times (T_2 - T_1) = 1.065 \text{ (mm)}$$

α_1 : ボルトの熱膨張係数 (=13.03×10⁻⁶mm/mm℃ (287℃))

T1: 環境温度 (MIN) (=10℃)

T2: ISLOCA時の温度 (=287℃)

- ・ 温度上昇による管板，水室フランジの伸び量 ΔT_F

$$\Delta T_F = \alpha_2 \times (t_1 + t_2) \times (T_2 - T_1) = 1.170 \text{ (mm)}$$
 α_2 : 管板，水室フランジの熱膨張係数 (= $13.21 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$ (287°C))
 t_1 : バレルフランジ厚さ
 t_2 : ディスチャージヘッドフランジ厚さ
- ・ 温度上昇に伴う隙間変化量 ΔL_T

$$\Delta L_T = \Delta T_B - \Delta T_F = -0.105 \text{ (mm)}$$
 よって隙間変化量は0とみなす

(c) 漏えい面積の算出 A_{IS-1}

ISLOCA 時におけるケーシングフランジ面からの漏えい面積は以下となる。

$$A_{IS-1} = \pi \times D_i \times (\Delta L + \Delta L_T) = 1174 \text{ (mm}^2\text{)}$$

D_i : 内径 (=1626mm)

b. メカシール取付フランジ面

(a) 圧力上昇に伴う隙間変化量 ΔL

圧力上昇に伴う隙間変化はボルトの伸びに起因する。

- ・ 圧力上昇によるボルトの伸び量 ΔL

$$\Delta L = (\Delta W \cdot L) / (N \cdot A \cdot E) = 0.091 \text{ (mm)}$$

L : ボルト長さ (=175mm)

N : ボルト本数 (=24本)

A : ボルトの断面積 (=842.49mm²)

E : ボルトの縦弾性係数 (=184000MPa (287°C))

ΔW : ISLOCA 時に増加するボルトの荷重

$$(\Delta W = \pi / 4 \times G^2 \times (P_2 - P_1) = 1.940 \times 10^6 \text{ (N)})$$

G : Oリングの有効径 (=640mm)

P_1 : 設計最高使用圧力 (=1.37MPa[gage])

P_2 : ISLOCA 時の圧力 (=7.4MPa[gage])

(b) 温度上昇に伴う隙間変化量 ΔL_T

温度上昇に伴う隙間変化はボルト，管板，水室フランジの伸びに起因する。

- ・ 温度上昇によるボルトの伸び量 ΔT_B

$$\Delta T_B = \alpha_1 \times L \times (T_2 - T_1) = 0.632 \text{ (mm)}$$

α_1 : ボルトの熱膨張係数 (= $13.03 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$ (287°C))

T_1 : 環境温度 (MIN) (=10°C)

T_2 : ISLOCA 時の温度 (=287°C)

- ・ 温度上昇による管板，水室フランジの伸び量 ΔT_F

$$\Delta T_F = \alpha_2 \times (t_1 + t_2) \times (T_2 - T_1) = 0.785 \text{ (mm)}$$

α_2 : 管板，水室フランジの熱膨張係数 (= $13.21 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$ (287°C))

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

t1 : メカサポートフランジ厚さ []

t2 : ディスチャージヘッドフランジ厚さ []

・ 温度上昇に伴う隙間変化量 ΔL_T

$\Delta L_T = \Delta T_B - \Delta T_F = -0.153$ (mm) よって隙間変化量は0とみなす。

(c) 漏えい面積の算出 A_{IS_2}

ISLOCA 時におけるケーシングフランジ面からの漏えい面積は以下となる。

$A_{IS_2} = \pi \times Di \times (\Delta L + \Delta L_T) = 183$ (mm²)

Di : 内径 (=640mm)

c. メカシール隙間部

ISLOCA 時におけるメカシール隙間部からの漏えい面積は以下となる。

$A_{IS_3} = \pi \times D \times \Delta t = 401$ (mm²)

Di : メカシール内径 []

Δt : メカシールクリアランス []

a. ~c. より 高圧炉心スプレイ系ポンプの ISLOCA 時の漏えい面積は以下となる。

$1174 + 183 + 401 = 1758 \rightarrow 17.6$ (cm²)

| 評価部位 | 評価項目 | 判定 | 漏えい面積 (cm ²) | 備考 |
|-------------------------------------|------|----|--------------------------|-------------------------------------|
| ケーシングフランジ部 メカシール取付フランジ部 メカシール | Oリング | × | 17.6 | ISLOCA時の温度(287℃)がOリングの使用温度範囲を超過するため |

4. インターフェイスシステムLOCAにおける破断面積の設定

3. で述べたとおり、高圧炉心スプレイ系の電動弁開閉試験にて、注入配管の逆止弁が故障により開固着、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心スプレイ系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は約 23.3cm²である。

そこで、インターフェイスシステムLOCAにおける漏えい面積は、保守的な想定とはなるが原子炉注入配管の逆止弁のシート部のリーク面積を参考に、保守的に 35cm²を想定することとする。

なお、TRACT の解析体系のモデル化における不確かさとして、隔離弁開速度に基づく不確かさ 0.1MPa、配管長さに基づく不確かさ 0.2MPa を考慮し、0.3MPa を加算した感度解析を実施した結果、漏えい面積は約 24.4cm²であり、現評価の漏えい面積(35cm²)に包絡される。また、漏えいの支配的な箇所となる HPCS ポンプフランジ部が現評価の漏えい面積(35cm²)となる圧力は約 15MPa[gage]であることから、保守的な漏えい面積の設定である。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 2.7.1-14

他の非常用炉心冷却系においては、本系統と系統構成が異なるが、本漏えい面積の評価結果によれば、同様な非常用炉心冷却系への過圧が起きた場合においても、漏えいはフランジ部又は計装設備からの漏えいに留まり、加えて、残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系のポンプ吐出側は、吐出圧力設計（残留熱除去系：3.7MPa[gage]，低圧炉心スプレイ系：4.4MPa[gage]）であり、吐出側において顕著な漏えいが発生する可能性は小さい。よって、仮に他の非常用炉心冷却系において過圧事象が生じた場合においても、漏えいの規模は本評価における想定と同程度に留まり、その際の現場環境は本評価と同程度になると考えられることから、現場にて隔離操作が実施可能である。

5. 現場の想定

(1) 評価の想定と事故進展解析

今回想定する漏えい面積（35cm²）によりインターフェイスシステムLOCAが発生した場合の現場環境（原子炉建屋内）について、評価を行った。評価条件を表1に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図6に示す。

事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：

外部電源なし，給水流量の全喪失，インターフェイスシステムLOCA時漏えい面積 35cm²，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

事象進展：

弁誤開又はサーベランス時における全開誤操作（連続開）（この時，注入配管の逆止弁も同時に機能喪失）

- ・状況判断の開始（弁の開閉状態確認，漏えい検出，HPCS ポンプ入口／出口圧力，エリアモニタ指示値上昇）

事象発生直後：

原子炉自動スクラム

約15秒後：

原子炉隔離時冷却系自動起動

30分後：

原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

約5時間後：

インターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離

(2) 評価の結果

a. 温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図7から図9に示す。

原子炉建屋内の温度は、事故発生直後は上昇するものの30分後に原子炉減圧実施後は低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする[]の温度も同様に、原子炉減圧実施後に低下し、事象発生4時間後には約44℃程度で推移する。湿度については、破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで、約10時間後以降低下する傾向にある。圧力については、破断直後に上昇するものの事象発生から約1.6分後に原子炉建屋ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。

b. 冷却材漏えいによる影響

インターフェイスシステムLOCAに伴う原子炉建屋内への原子炉圧力容器内からの漏えい量は、隔離される事象発生5時間後で約450m³であり、隔離操作のより早期の実施や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

また、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系については、各ポンプ室の境界に水密扉を設置する等により区画化されているため、冷却材漏えいによる溢水の影響は受けない。

(3) 現場の線量率の想定について

a. 評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉棟内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は設計基準事故と同じものを想定し（詳細は表2参照）、全希ガス漏えい率（f値）については、運転実績を踏まえ、設計基準事故時の線量評価に用いるf値の10分の1とした値（ $3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$ ）を適用する。

なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場作業時の内部被ばくによる影響は、放射線防護具（自給式呼吸器）を装備することにより低減できることから、ここでは外部被ばくのみを評価対象とした。

b. 評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

[]
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{RB}} \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$$

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

Q_{γ} : 原子炉建屋原子炉棟内放射エネルギー (Bq)

V_{RB} : 原子炉建屋原子炉棟内気相部容積 [115, 000m³]

E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

μ : 空気に対する γ 線エネルギー吸収係数 [$3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$]

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

$$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V_R}{2 \cdot \pi}}$$

V_R : 評価対象エリア 気相部容積 [5, 100m³]

c. 評価の結果

評価結果を図 10 に示す。外部被ばくは最大でも 9 mSv/h 程度（事象発生 4 時間後において 4 mSv/h 程度）であり，時間減衰によってその線量率も低下するため，線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお，事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部が原子炉建屋ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが，原子炉建屋ブローアウトパネルは中央制御室の外気取入口の反対側に設置されており，中央制御室に大量の放射性物質が取り込まれることはないと考えられる（図 11）。さらに，これらの事故時においては原子炉棟換気空調系排気放射線モニタ高信号により中央制御室換気空調系が隔離運転モードとなるため，中央制御室にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

6. 現場の隔離操作

現場での高圧炉心スプレイ系隔離弁の隔離操作が必要となった場合，運転員は床漏えい検出器やサンプポンプの起動頻度増加等により現場状態を把握するとともに，換気空調系による換気や破断箇所からの蒸気の漏えいの低減（原子炉減圧や原子炉停止時冷却（実施可能な際において））等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は，4 時間程度で約 44℃程度まで低下することから現場での隔離操作を実施する。

現場での隔離操作は約 44℃から開始しているが，この作業環境における隔離操作（約 35 分）は，人身安全確保*の観点からも実施可能である。

なお，現場での隔離操作時には保護具（耐熱服）を着用することとしており，温度による影響は緩和される。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

※ 想定している作業環境(約 44℃)においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3～4時間として知られている。

(出典：消費者庁 News Release (平成 25 年 2 月 27 日))

7. まとめ

5. 及び6. で示した評価結果より、インターフェイスシステムLOCA発生による現場の温度上昇は小さく(4時間程度で約 44℃程度)、また、現場線量率についても9mSv/h程度であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。

したがって、炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却、残留熱除去系による格納容器除熱等の機能も維持可能である。

なお、他の系統において漏えいが生じた場合においても、現場の温度上昇及び現場線量率は本評価結果と同程度になると考えられ、現場操作にて隔離が可能である。

表1 インターフェイスシステムLOCA時における温度・湿度・圧力の評価条件

| 項目 | 内容 | 根拠 |
|--------------------|--|---|
| 外部電源 | 外部電源なし | 保守的条件とするための解析上の仮定 |
| 漏えい箇所 | <div style="border: 2px solid black; width: 100px; height: 20px;"></div> | 漏えいを想定した高圧炉心スプレイ系の 低圧設計部（ポンプ、計装設備やフランジ 部等）の設置場所 |
| 漏えい面積 | 高圧炉心スプレイ系ポンプ：35cm ² | 実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm ² を超えないことを確認しているが、保守的 に35cm ² とする |
| 事故シナリオ | インターフェイスシステムLOCA発生と同時に給水流量の全喪失が発生し、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）到達後、自動スクラム | インターフェイスシステムLOCAの発生と同時に、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失が発生することを想定 |
| | 原子炉水位が原子炉水位低（レベル2）に到達する事象発生約15秒後、原子炉隔離時冷却系自動起動 | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 |
| | 事象発生30分後に急速減圧（逃がし安全弁2個） | 中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、設定 |
| | 事象発生45分後に残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱 | 減圧実施によるサブプレッションプール水温上昇を抑えるための操作を想定 |
| | 事象発生約5時間後にインターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離 | 運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定 |
| 原子炉建屋への流出経路条件 | 原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし | 保守的に考慮しない |
| 評価コード | MAAP4 | — |
| 原子炉建屋モデル | 分割モデル | 現実的な伝搬経路を想定 |
| 原子炉建屋壁からの放熱 | 考慮しない | 保守的に考慮しない |
| 建屋内ヒートシンク | アクセスルートに対してのみ、天井、床及び壁のコンクリートについて考慮 機器及びその他の区画については考慮せず | アクセスルートについては、温度を現実的な評価とするために、天井、床及び壁について現実的に設定 |
| 原子炉スクラム | 原子炉水位低（レベル3） | インターロック設定値 |
| 主蒸気隔離弁 | 原子炉水位低（レベル2） | インターロック設定値 |
| 原子炉隔離時冷却系の水源 | 復水貯蔵タンク | 原子炉隔離時冷却系の第一水源 |
| 復水貯蔵タンクの水温 | 40℃ | 復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定 |
| 原子炉建屋ブローアウトパネル開放圧力 | 4.4kPa[gage] | 原子炉建屋ブローアウトパネル設計値 |

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

表2 インターフェイスシステムLOCA時の追加放出量

| 核種 | 収率 (%) | 崩壊定数 (d ⁻¹) | γ線実効エネルギー (MeV) | 追加放出量 (Bq) | 原子炉建屋への放出量 (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値) (Bq) |
|-------------|--------|-------------------------|-----------------|------------------------|--------------------------------------|
| I-131 | 2.84 | 8.60×10 ⁻² | 0.381 | 3.70×10 ¹² | 約2.81×10 ¹² |
| I-132 | 4.21 | 7.30 | 2.253 | 約5.48×10 ¹² | 約2.12×10 ¹³ |
| I-133 | 6.77 | 8.00×10 ⁻¹ | 0.608 | 約8.82×10 ¹² | 約1.05×10 ¹³ |
| I-134 | 7.61 | 1.90×10 ¹ | 2.750 | 約9.91×10 ¹² | 約3.67×10 ¹³ |
| I-135 | 6.41 | 2.52 | 1.645 | 約8.35×10 ¹² | 約2.61×10 ¹³ |
| Br-83 | 0.53 | 6.96 | 0.0075 | 約6.90×10 ¹¹ | 約8.96×10 ⁹ |
| Br-84 | 0.97 | 3.14×10 ¹ | 1.742 | 約1.26×10 ¹² | 約2.29×10 ¹² |
| Mo-99 | 6.13 | 2.49×10 ⁻¹ | 0.16 | 約7.99×10 ¹² | 約2.54×10 ¹² |
| Tc-99m | 5.40 | 2.76 | 0.13 | 約7.04×10 ¹² | 約1.73×10 ¹² |
| ハロゲン等合計 | — | — | — | 約5.32×10 ¹³ | 約1.04×10 ¹⁴ |
| Kr-83m | 0.53 | 9.09 | 0.0025 | 約1.38×10 ¹² | 約5.71×10 ⁹ |
| Kr-85m | 1.31 | 3.71 | 0.159 | 約3.41×10 ¹² | 約1.00×10 ¹² |
| Kr-85 | 0.29 | 1.77×10 ⁻⁴ | 0.0022 | 約2.25×10 ¹¹ | 約9.91×10 ⁸ |
| Kr-87 | 2.54 | 1.31×10 ¹ | 0.793 | 約6.62×10 ¹² | 約7.99×10 ¹² |
| Kr-88 | 3.58 | 5.94 | 1.950 | 約9.33×10 ¹² | 約3.21×10 ¹³ |
| Xe-131m | 0.04 | 5.82×10 ⁻² | 0.020 | 約1.04×10 ¹¹ | 約4.16×10 ⁹ |
| Xe-133m | 0.19 | 3.08×10 ⁻¹ | 0.042 | 約4.95×10 ¹¹ | 約4.13×10 ¹⁰ |
| Xe-133 | 6.77 | 1.31×10 ⁻¹ | 0.045 | 約1.76×10 ¹³ | 約1.58×10 ¹² |
| Xe-135m | 1.06 | 6.38×10 ¹ | 0.432 | 約2.76×10 ¹² | 約6.32×10 ¹¹ |
| Xe-135 | 6.63 | 1.83 | 0.250 | 約1.73×10 ¹³ | 約8.31×10 ¹² |
| Xe-138 | 6.28 | 7.04×10 ¹ | 1.183 | 約1.64×10 ¹³ | 約8.92×10 ¹² |
| 希ガス合計 | — | — | — | 約7.56×10 ¹³ | 約6.06×10 ¹³ |
| ハロゲン等+希ガス合計 | — | — | — | 約1.29×10 ¹⁴ | 約1.65×10 ¹⁴ |

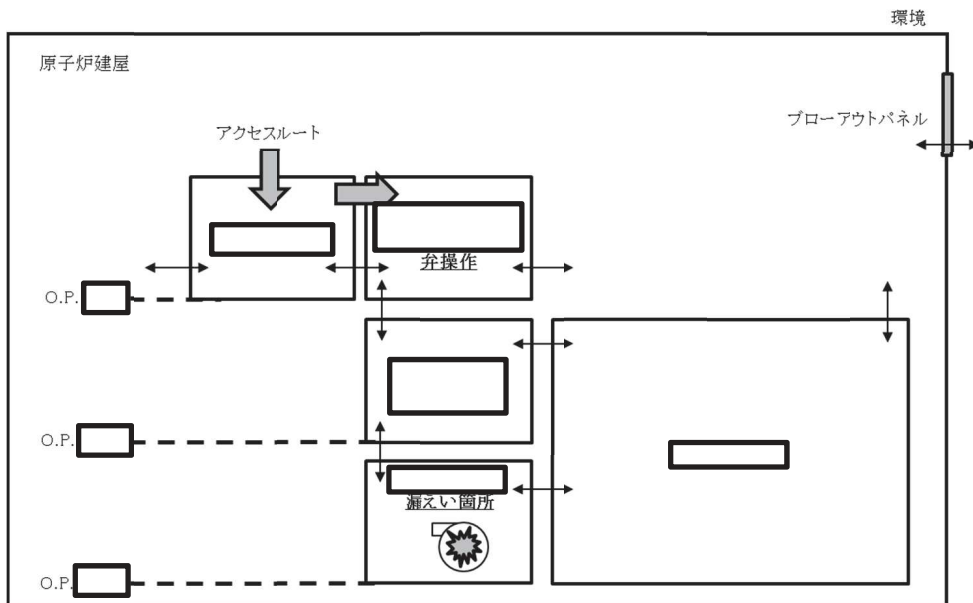


図6 インターフェイスシステムLOCAにおける原子炉建屋ノード分割モデル

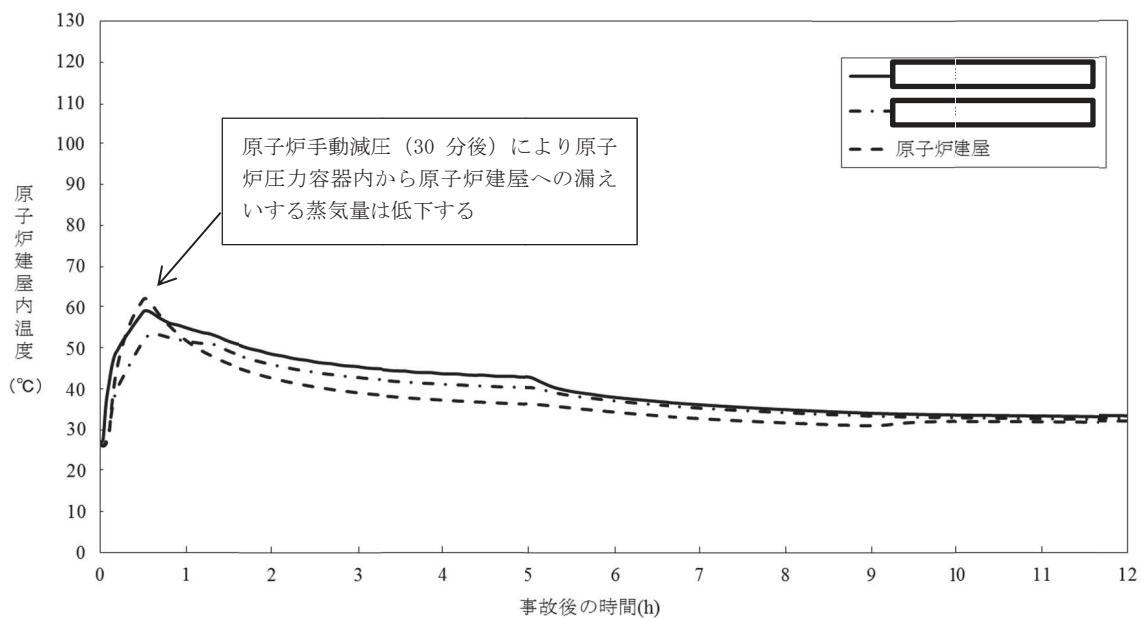


図7 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステムLOCA)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

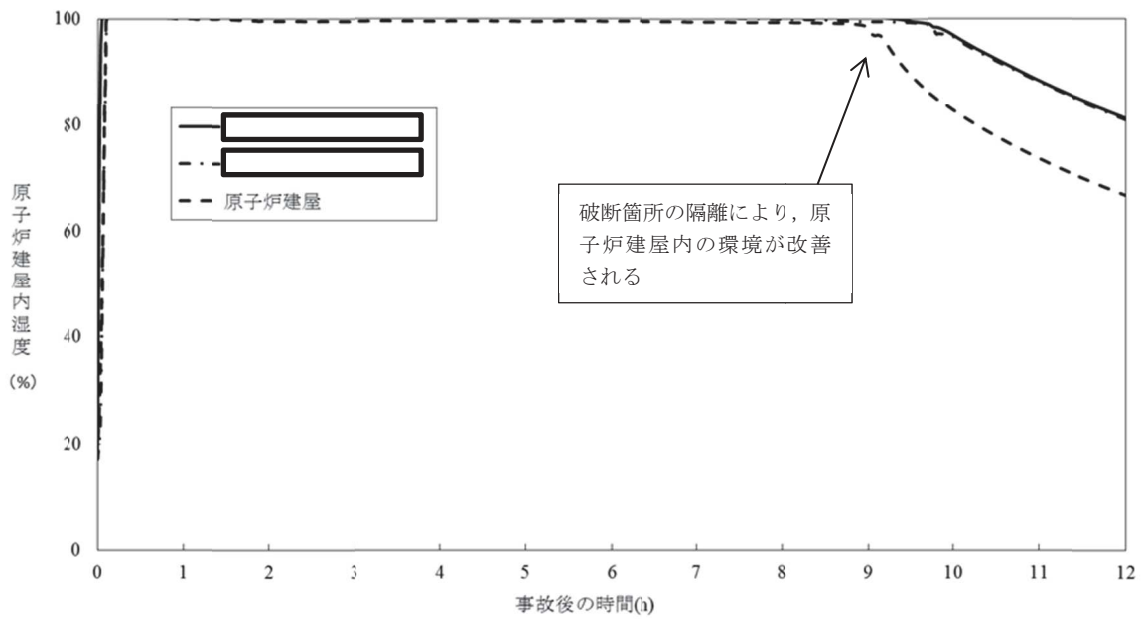


図8 原子炉建屋内の湿度の時間変化（インターフェイスシステムLOCA）

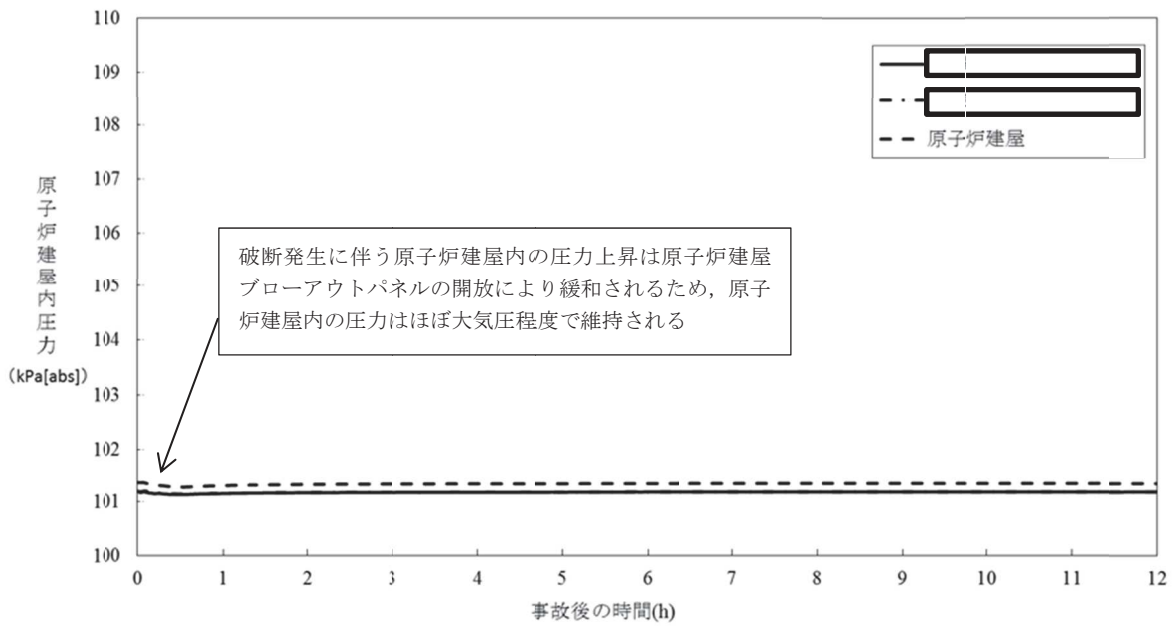


図9 原子炉建屋内の圧力の時間変化（インターフェイスシステムLOCA）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

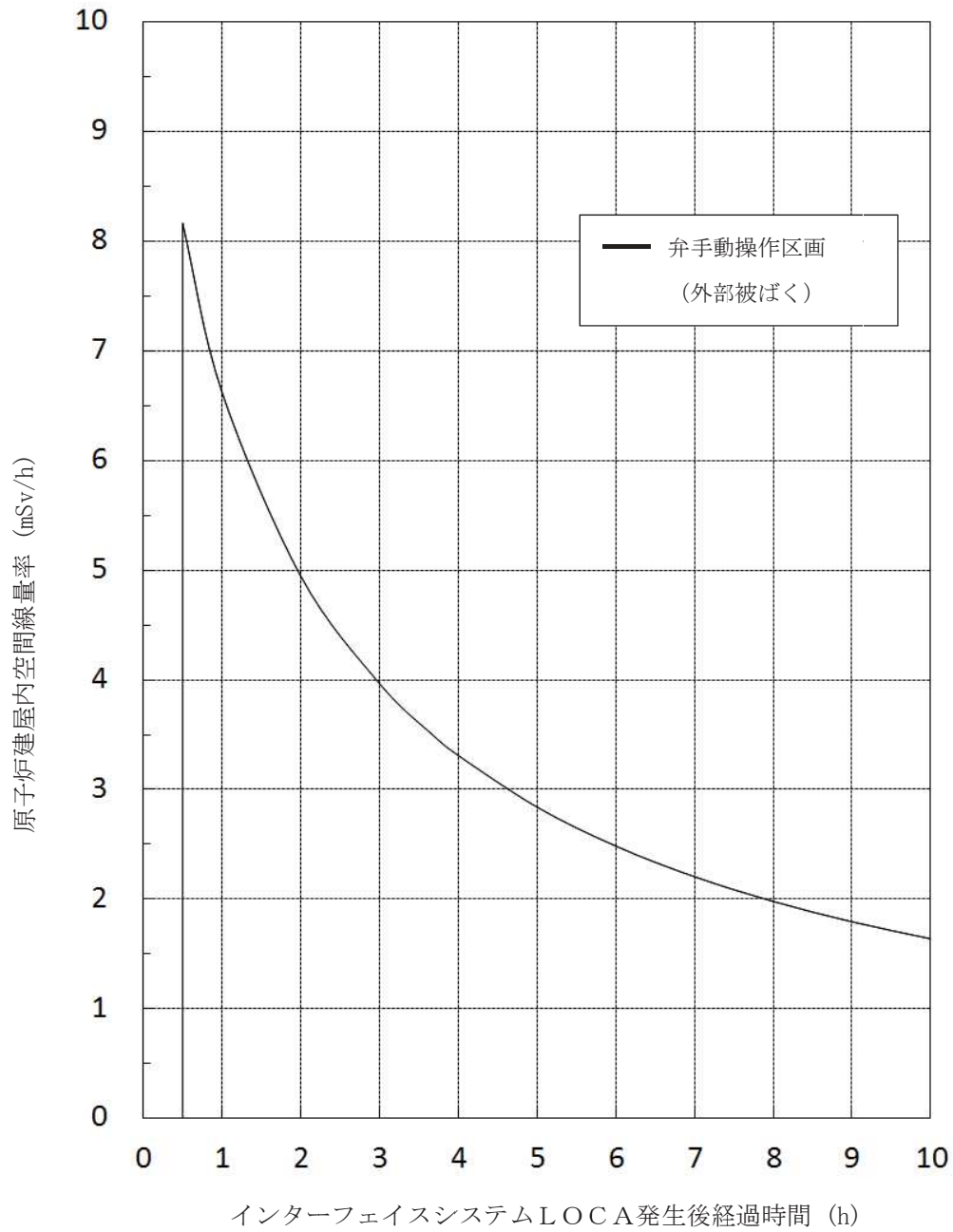
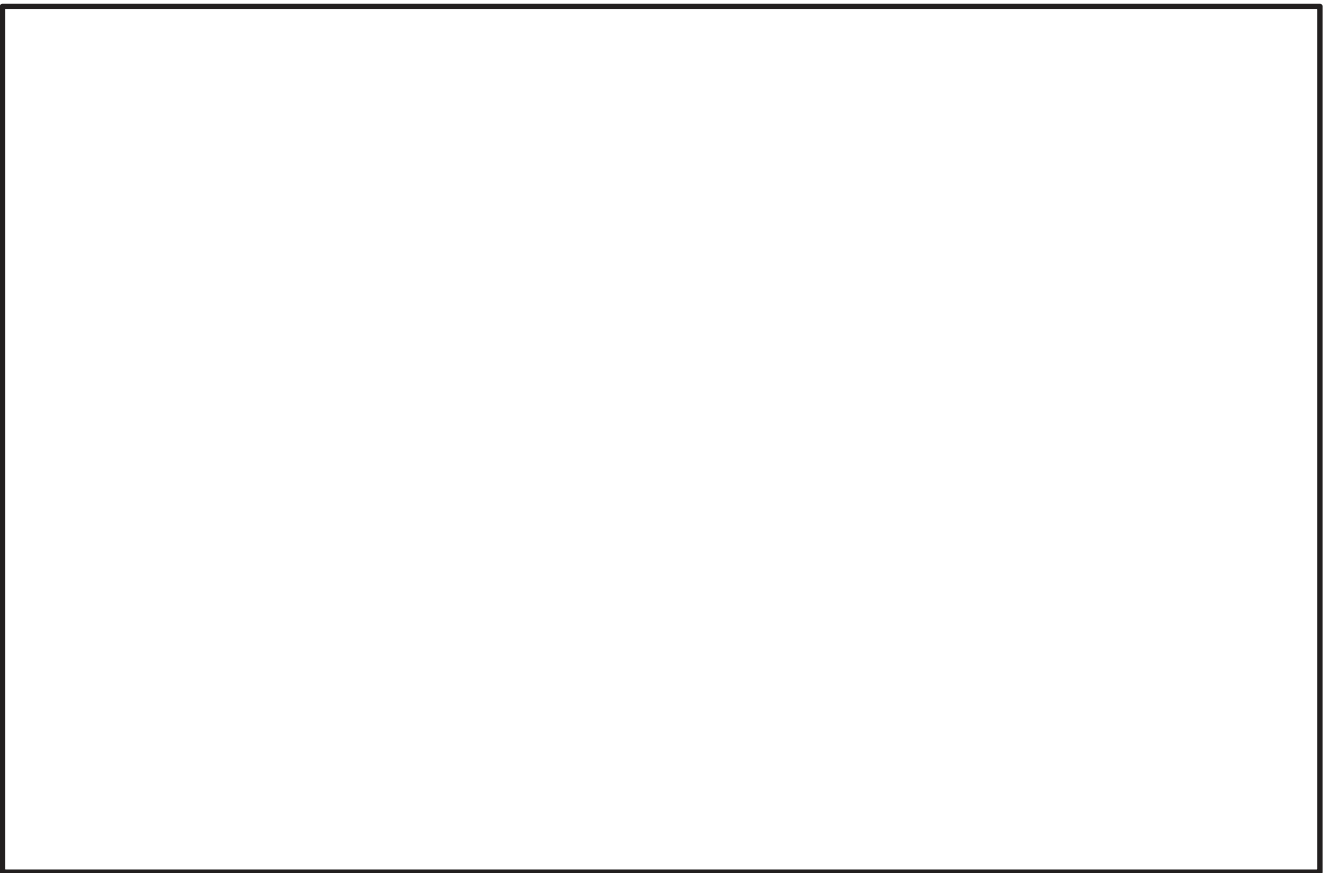


図 10 原子炉建屋内線量率の推移 (インターフェイスシステムLOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

図 11 原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・原子炉建屋ブローアウト
パネルの位置関係

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

添付 2.7.1-24

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）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及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，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，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：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）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ると判断され，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，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

事象発生 5 時間後に高圧炉心スプレイ系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，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

残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで，冷温停止状態に移行することができ，格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。

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（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

表1 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（1/2）

【SAFER】

| 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、気液熱非平衡、沸騰遷移 | 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もあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。 | 解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としてい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。 | 実験解析では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、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 燃料被覆管酸化 | ジルコニウム-水反応モデル | 酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。 | 解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、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。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、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。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。 | 解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器圧力及び温度は通常運転状態とほぼ変わりなく、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱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。 | 破裂発生前の燃料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、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な結果を与えるものとする。 |
| | 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、解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概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操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。 | 炉心内の二相水位変化を概ね同等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。 |

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（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））

表1 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（2/2）

【SAFER】

| 分類 | 重要現象 | 解析モデル | 不確かさ | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 |
|---------|-----------------------------|------------|---|--|--|
| 原子炉压力容器 | 沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流 | 二相流体の流動モデル | 下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス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。 | 初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。 | シュラウド外水位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概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。 | 解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。 | 逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水タイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に到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・代替注水設備含む） | 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。 |

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

| 項目 | 解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）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 | 2,436MWt | 2,435MWt 以下 (実績値) | 原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、燃料棒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に与える影響は、燃料棒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は、燃料棒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評価項目となるパラメータに与える影響は、燃料棒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 | 6.93MPa[gage] | 約 6.68MPa[gage]～ 約 6.87MPa[gage] (実測値) | 定格原子炉圧力として設定 | 最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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ないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、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。 |
| | 炉心流量 | 35.6×10 ³ t/h (定格流量) | 定格流量の約 87%～約 104% (実測値) | 定格流量として設定 | 炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 原子炉水位 | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm) | 通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値) | 通常運転時の原子炉水位として設定 | 最確条件とした場合は、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、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約 3m 以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約 4cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、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、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位-約 3m 以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約 4cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 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、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は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 燃料棒最大線出力密度 | 44.0kW/m | 約 42.0kW/m 以下 (実績値) | 通常運転時の最大値として設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 原子炉停止後の崩壊熱 | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t | ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度約 32.6GWd/t (実績値) | 平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作条件(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 外部水源の温度 | 40℃ | 約 20℃～約 40℃ (実測値) | 復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、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、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)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。 | 最確条件とした場合は、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、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |
| | 外部水源の容量 | 約 1,192m ³ | 約 1,192m ³ 以上 | 通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | — |
| 燃料の容量 | 約 900kL | 約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量) | 通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても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。 | — | |

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

| 項目 | 解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）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 | 高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込み配管の破断 | — | 運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、機能喪失による影響を踏まえ高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込み配管とする。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm ² を超えないことを確認しているが、保守的に約35cm ² とする | — | |
| | | 給水流量の全喪失 | — | インターフェイスシステムLOCAの発生と同時に、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失が発生することを想定 | | |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 高圧炉心スプレイ系の機能喪失 | — | インターフェイスシステムLOCAが発生する高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする | | |
| | 外部電源 | 外部電源なし | — | 外部電源なしを重畳させることでより厳しい状態を設定。 なお、炉心冷却性上厳しくする観点から、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル2）でトリップするものとする | | 仮に外部電源がある場合は、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップしないため、原子炉水位の低下が早くなることが考えられるが、解析条件として考慮していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 原子炉スクラム信号 | 原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒） | 原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒） | 事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉再循環系のインターロックとして設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 主蒸気隔離弁 | 原子炉水位低（レベル2） | 原子炉水位低（レベル2） | 主蒸気隔離弁の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 原子炉隔離時冷却系 | 原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m ³ /h（7.86～1.04MPa [gage]において） | 原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 90.8m ³ /h（7.86～1.04MPa [gage]において） | 原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 逃がし安全弁 | 逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個 | 逃がし弁機能 7.37～7.58MPa [gage] 356～367t/h/個 | 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | | 自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を開することによる原子炉急速減圧 | 自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧 | 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の注水開始時間が早くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。 | 最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 残留熱除去系（低圧注水モード） | 原子炉水位低（レベル1）にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h（ポンプ1台当たり、0.14MPa [dif]において） | 原子炉水位低（レベル1）にてポンプ3台が自動起動 1,136m ³ /h（ポンプ1台当たり、0.14MPa [dif]において） | 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 低圧炉心スプレイ系 | 原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり、0.78MPa [dif]において） | 原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1,050m ³ /h（ポンプ1台当たり、0.78MPa [dif]において） | 低圧炉心スプレイ系の設計値として設定 | 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |

表3 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

| 項目 | 解析条件（操作条件）の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 | |
|------|--------------------|---------------------------------------|--|---|--|---|---|--|
| | 解析上の操作開始時間 | | | | | | | |
| | 解析上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | | |
| 操作条件 | 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 | 事象発生 30 分後 | <p>インターフェイスシステム LOCA の発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、設定</p> | <p>【認知】 インターフェイスシステム LOCA 発生時は、破断箇所の隔離を実施するが、破断箇所の隔離操作ができない場合は、原子炉を減圧し漏えい量を低減させる手順としている。本事象は高圧炉心スプレイ系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所を認知することは容易である。また、破断箇所の隔離失敗は時間余裕を含め約 15 分を想定していることから、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも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設定よりも早まる可能性があり、この場合、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> | <p>事象発生から 30 分後に操作を開始した場合でも、炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から 30 分以上の時間余裕がある。</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実績を取得。訓練では、条件成立を前提として、約 1 分で逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を行うことを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p> |
| | 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作 | 事象発生 5 時間後に隔離完了（事象発生 4 時間 20 分後に操作開始） | <p>破断面積約 35cm² のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋内の現場温度等の環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定</p> | <p>【認知】 高圧炉心スプレイ系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所を認知することは容易であることから、認知の遅れから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 現場で実施する高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、中央制御室操作を行う運転員とは別の運転員（現場）を配置している。運転員（現場）は、他の操作を担っていないため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の電動弁まで通常 14 分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を加えて操作所要時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 誤操作した電動弁を閉める操作であり、移動時間及び時間余裕を含めて 40 分間の操作所要時間を想定しているため、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作時に、運転員（現場）に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所であり、漏えいの影響を受けにくい。実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい</p> | <p>隔離操作の実施の有無に関わらず、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続し、炉心は冠水維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> | <p>隔離操作の実施の有無に関わらず、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続し、炉心は冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> | <p>訓練実績等では、高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作に、移動時間を含め約 19 分の操作時間を要した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p> |

7日間における燃料評価結果について
(格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中 (炉内に燃料無し)。

事象： インターフェイスシステムLOCAは2号炉を想定。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。

2号炉

| 燃料種別 | | 軽油 |
|------|--------------------------------|--|
| 時系列 | 事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (1) 非常用ディーゼル発電機(A) 1, 510L/h×1台×168h=約254kL (2) 非常用ディーゼル発電機(B) 1, 380L/h×1台×168h=約232kL 7日間合計 約486kL |
| | | 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 280L/h×1台×168h=約48kL |
| | | 大容量送水ポンプ (タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL |
| | 事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h) | 常用代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL |
| 合計 | | 7日間の軽油消費量 約592kL |
| 判定 | | 非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油 (約534kL) に対して2号炉の軽油タンク (約600kL) の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ (タイプI) 及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油 (約58kL) に対してガスタービン発電設備軽油タンク (約300kL) の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。 |

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋 (600kW) への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する。

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

4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「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」において，燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故 1 として「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では，燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため，燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本想定事故は，燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には燃料プールの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。

したがって，想定事故 1 では，燃料プール代替注水系により燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，燃料プール代替注水系により燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故 1 における機能喪失に対して，燃料プール内の燃料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，燃料プール代替注水系^{※1}による燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.1.1 図に，手順の概要を第 4.1.2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.1.1 表に示す。

想定事故 1 において，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員，発電所対策本部要員，重大事故等対応要員で構成され，合計 28 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，発電課長 1 名，発電副長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名，重大事故等対応要員は 17 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1.3 図に示す。

※1 燃料プール代替注水系として，燃料プール代替注水系（可搬型）を想定する。なお，燃料プール代替注水系（可搬型）の注水手段が使用できない場合においては，燃料プール代替注水系（常設配管）によ

る対応が可能である。

a. 燃料プールの冷却機能喪失確認

燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。

燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

b. 燃料プールの注水機能喪失確認

燃料プールの冷却機能喪失の確認後、燃料プール水の温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。

燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

c. 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水

燃料プール代替注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を開始し、燃料プール水位は回復する。その後、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる燃料プール水位より高く維持する。

燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

- ※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故1における原子炉建屋最上階での作業時間は3.5時間（保管場所と原子炉建屋最上階の移動時間を含む）、退避は1時間以内であり、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。ここで原子炉建屋最上階での運転員及び重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作は、燃料プールへの注水準備操作（ホース敷設等）を想定している。
- 必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、至近の定期検査作業時の原子炉建屋最上階における線量率の実績値を考慮した値である。この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。

(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 1 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故 1 では、燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下するが、燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。

未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 1 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。

(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1.2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 1 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.1.1)

a. 初期条件

(a) 燃料プールの初期水位及び初期水温

燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウェルの中に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃

料プールの崩壊熱は約 6.7MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 12m³/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系

燃料プールへの注水は、大容量送水ポンプ（タイプ I）1 台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る 114m³/h^{※3}にて注水する。

※3 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに 114m³/h である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は、運転員及び重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 13 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 における燃料プール水位の推移を第 4.1.4 図に、燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1.5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約 4℃/h で上昇し、事象発生から約 8 時間後に 100℃に到達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 13 時間経過した時点で燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を開始すると、燃料プール水位が回復する。

その後は、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水

系により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

燃料プール水位は、第 4.1.4 図に示すとおり、通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり、燃料有効長頂部は冠水維持される。また、燃料プール水温は事象発生約 8 時間で沸騰し、その後 100℃付近で維持される。

また、第 4.1.5 図に示すとおり、燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は、約 5.4×10^{-2} mSv/h であり、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

燃料プールでは燃料が、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 13 時間後から燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す (1) から (3) の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.3, 4.1.4)

4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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評価するものとする。

想定事故 1 では、燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価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 4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、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な設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 6.7MW に対して最確条件は約 6.3MW 以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価

条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から18時間以上(10mSv/hの場合約18.1時間)であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)または燃料プール代替注水系(常設配管)による注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.3MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となる

パラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から17時間以上(10mSv/hの場合約17.6時間)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上(約3.8日)あり、事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から0.165m下^{*4})とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から23時間以上(10mSv/hの場合約23.4時間)、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から4日以上(約4.1日)あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から18時間以上(10mSv/hの場合約18.1時間)、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上(約3.9日)あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)または燃料プール代替注水系(常設配管)による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とし

た場合は、保有水量はプールゲート閉時と比べ 1.8 倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。

※4 使用済燃料プール水位計（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位計（ガイドパルス式）の水位低の警報設定値：通常水位-0.165m

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「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し、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

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から 13 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間を事象発生 13 時間後として設定しているが、大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後、燃料プール水位は継続監視しており、燃料プール水位の低下を確認した時点で注水操作が可能であり、実態の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、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が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.1.5)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から 1 日以上（10mSv/h の場合、約 1.0 日）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下するまで水位が低下する時間が事象発生から 4 日以上（約 4.2 日）であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 13 時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(3) まとめ

評価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。その結果、評価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。

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故 1 において、重大事故等対策時における必要な要員は、「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり 28 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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 29 名で対処可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故 1 の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が 100℃に到達するまで最低でも 1 日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故 1 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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 1,970m³ の水が必要となる。水源として、淡水貯水槽に 10,000m³ の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本想定事故で想定

される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約524kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク(約600kL)の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ(タイプI)を用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ(タイプI)による燃料プールへの注水及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の使用が可能であることから、7日間(常設代替交流電源設備の運転については24時間)の運転継続が可能である。(合計使用量約582kL)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

4.1.5 結論

想定事故1では、燃料プールの冷却系が機能喪失し、燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故1に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故1について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、燃料プールでは燃料が、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

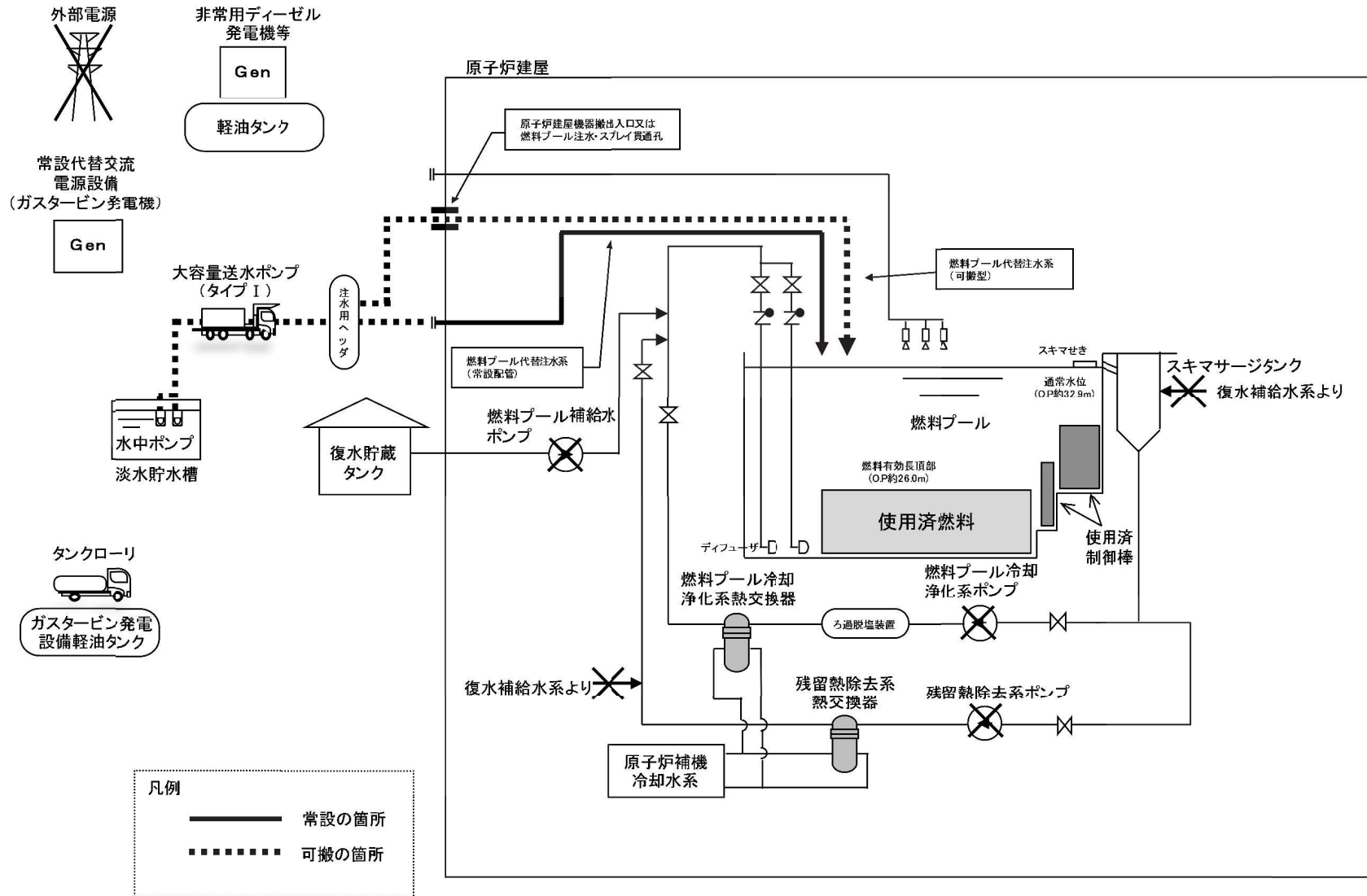
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさ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

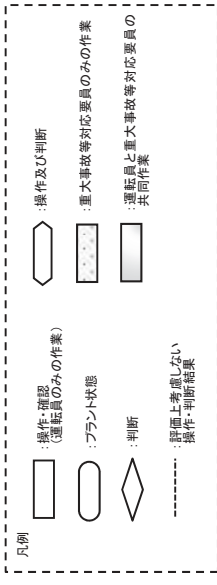
る範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

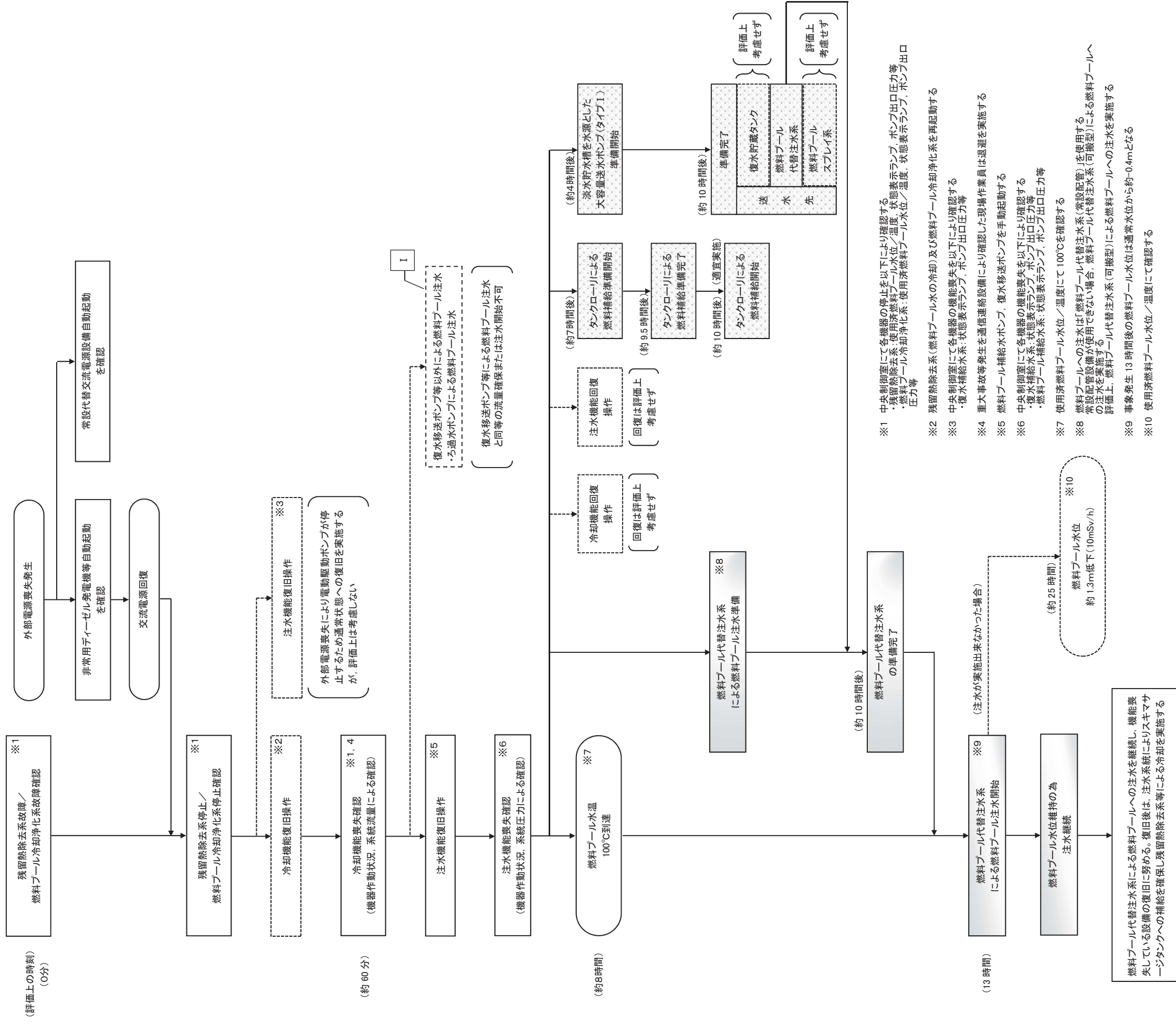
以上のことから、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故1に対して有効である。



第 4.1.1 図 「想定事故 1」の重大事故等対策の概略系統図
(燃料プールへの注水)



プラント前提条件
 ・プラント停止後 10 日目
 ・全燃料取り出し & プールゲート「閉」



第 4.1.2 図 「想定事故 1」の対応手順の概要

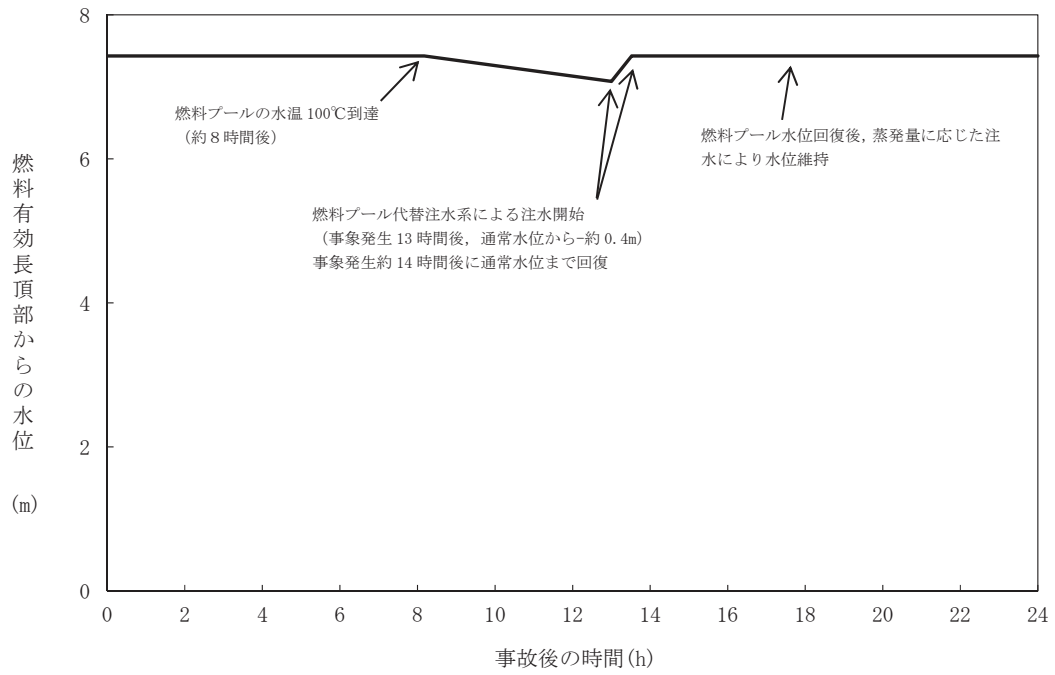
| 作業項目 | 実施箇所・必要人員数 | | | 作業の内容 | 経過時間(分) | | | | | | | | | | | | | | | 備考 | | |
|---------------------------------------|------------|-----------|-------------|--|---------|-----|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----------------|---|-----|-----|
| | 責任者 | 発電課長 | 1人 | | 10m | 20m | 30m | 40m | 50m | 1h | 2h | 3h | 4h | 5h | 6h | 7h | 8h | 9h | 10h | | 11h | 12h |
| 状況判断 | 指揮者 | 発電副長 | 1人 | ▽約60分 注水機能喪失確認、冷却機能喪失確認 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 通報連絡者 | 発電所対策本部要員 | 6人 | ▽約8時間 燃料プール水温100℃到達 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員(中央制御室) | 運転員(現場) | 8人 | ▽約10時間 大容量送水ポンプ(タイプ1)準備完了 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 運転員(中央制御室) | 運転員(現場) | 8人 | ▽約13時間 燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プール注水開始 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 燃料プールの冷却系復旧作業(評価上考慮せず) | - | - | - | 燃料プールの冷却系 機能回復 (燃料プール冷却浄化系ポンプ/残留熱除去系ポンプ) | | | | | | | | | | | | | | | 対応可能な要員により対応する | | | |
| 燃料プール注水系復旧作業(評価上考慮せず) | - | - | - | 燃料プール注水系 機能回復 (復水補給水系) | | | | | | | | | | | | | | | 対応可能な要員により対応する | | | |
| アクセスルート確保 | - | - | 8人 KLO~R | アクセスルート復旧(復旧が必要な場合) | | | | | | | | | | | | | | | 4時間 | 作業時間が最大となるルートを設定 復旧が必要な場合は以降の作業の余裕時間となる | | |
| 代替注水等確保 | - | - | 9人 A~I | 大容量送水ポンプ(タイプ1)の設置、ホース敷設、接続 | | | | | | | | | | | | | | | 6時間 | | | |
| 燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水 | - | 2人 [B]C | 1人 [A] | 大容量送水ポンプ(タイプ1)監視 | | | | | | | | | | | | | | | 以降監視 | | | |
| 燃料プール代替注水系(常設配管)による燃料プールへの注水(評価上考慮せず) | 1人 [A] | - | 1人 [R] | 建屋内ホース敷設、接続 | | | | | | | | | | | | | | | 3.5時間 | | | |
| 燃料補給準備 | 1人 [B] | - | 2人 [B,C] | 燃料プール注水 | | | | | | | | | | | | | | | 適宜実施 | | | |
| 燃料補給 | - | - | 2人 [MN] | 燃料プール注水 | | | | | | | | | | | | | | | 適宜実施 | 注水不可の場合は燃料プール代替注水系(可搬型)により対応する | | |
| 燃料補給 | - | - | 2人 [MN] | 大容量送水ポンプ(タイプ1)への給油 | | | | | | | | | | | | | | | 適宜実施 | タンクローリ残量に応じて適宜ガスタービン発電設備軽油タンクから補給 | | |
| 必要人員数 合計 | 3人 A~C | | 17人 A~I,K~R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

【】は他作業後移動してきた要員

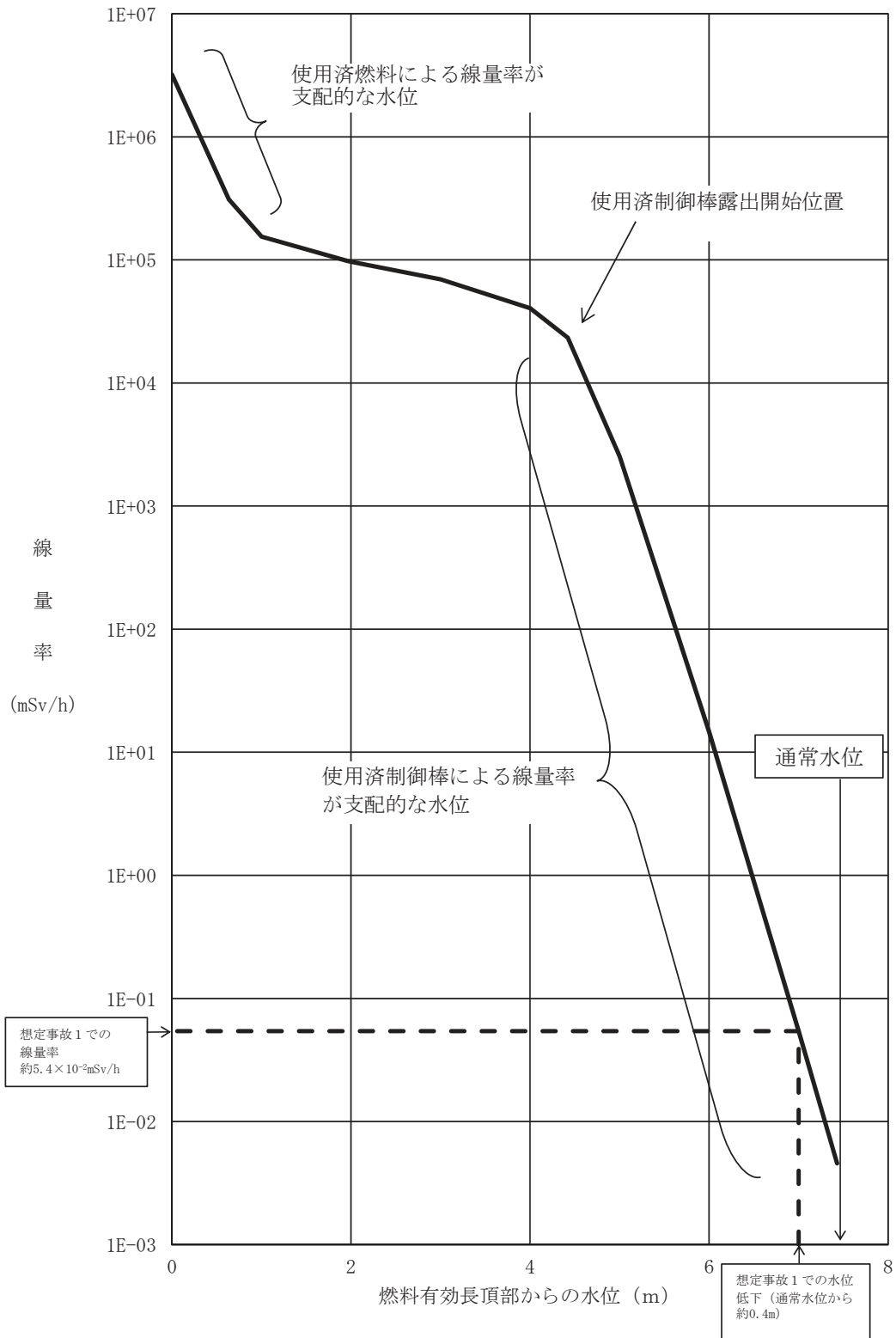
原子炉運転中における燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と燃料プールにおける重大事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である

| | | |
|-----------|-----------|----|
| 重大事故等対応要員 | 運転員 | 5 |
| | 重大事故等対応要員 | 17 |
| | 発電所対策本部要員 | 5 |
| 合計 | | 28 |
| 発電所常駐要員 | | 28 |

第 4.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間



第 4.1.4 図 燃料プール水位の推移 (想定事故 1)



第 4.1.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故 1)

第 4.1.1 表 「想定事故 1」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|----------------------------|---|--|---|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 燃料プールの冷却機能喪失確認 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する | <ul style="list-style-type: none"> 【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】 | — | <ul style="list-style-type: none"> 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プールの注水機能喪失確認 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プールの冷却機能喪失の確認後、燃料プール水温度上昇による蒸発により燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確認する | — | — | <ul style="list-style-type: none"> 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プール注水 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール代替注水系（常設配管）の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プール注水により、燃料プール水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する | <ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電設備軽油タンク 淡水貯水槽 | <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ | <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による燃料プール注水により、燃料プール水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する | <ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電設備軽油タンク 淡水貯水槽 | <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ | <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |

【 】：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 4.1.2 表 主要評価条件（想定事故 1）

| 項目 | | 主要評価条件 | 条件設定の考え方 |
|-----------------------|------------------------|--|---|
| 初期条件 | 燃料プール保有水量 | 約 1,400m ³ | 保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定 |
| | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位を設定 |
| | 燃料プール水温 | 65℃ | 保安規定の運転上の制限 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 6.7MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度 ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日 ^{※1} ）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系等の機能喪失を設定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 |
| 関連する機器条件に 重大事故等対策に | 燃料プール代替注水系 | 114m ³ /h ^{※2} にて注水 | 大容量送水ポンプ（タイプ I）による注水を想定設備の設計値として設定 |
| 関連する操作条件に 重大事故等対策に | 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水 | 事象発生から 13 時間後 | 燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定 |

※1 女川 2 号炉における至近の定期検査における実績（約 11 日）を踏まえ、原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに 114m³/h である。

燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 燃料プールの概要

図 1 に燃料プール等の平面図を示す。

定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、燃料プールは原子炉ウェル、D/Sピット及びキャスクピットと繋がっているが、有効性評価においては、プールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、D/Sピット及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。

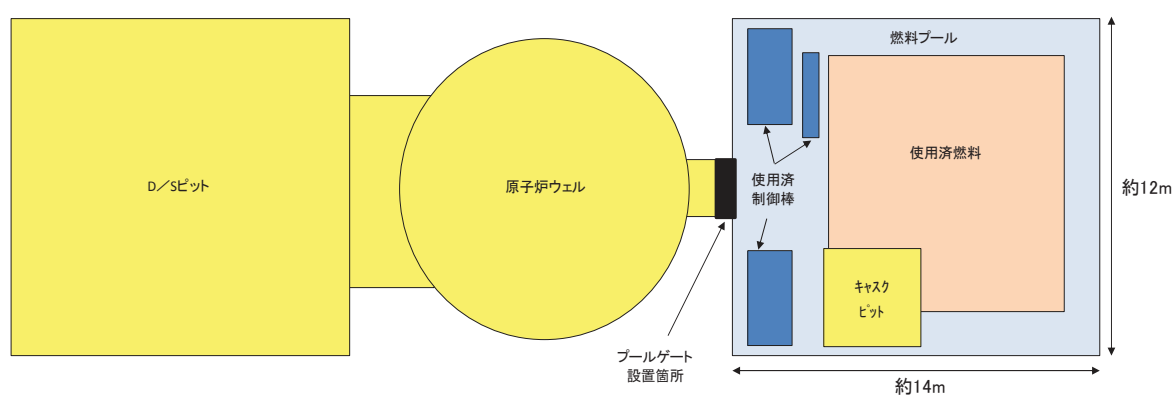


図 1 燃料プール等の平面図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について

図 2 に放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故等であることを考慮し、例えば 10mSv/h の場合は、通常水位から約 1.3m[※]下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※ 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プール水位の算出方法については添付資料 4. 1. 2 に示す。

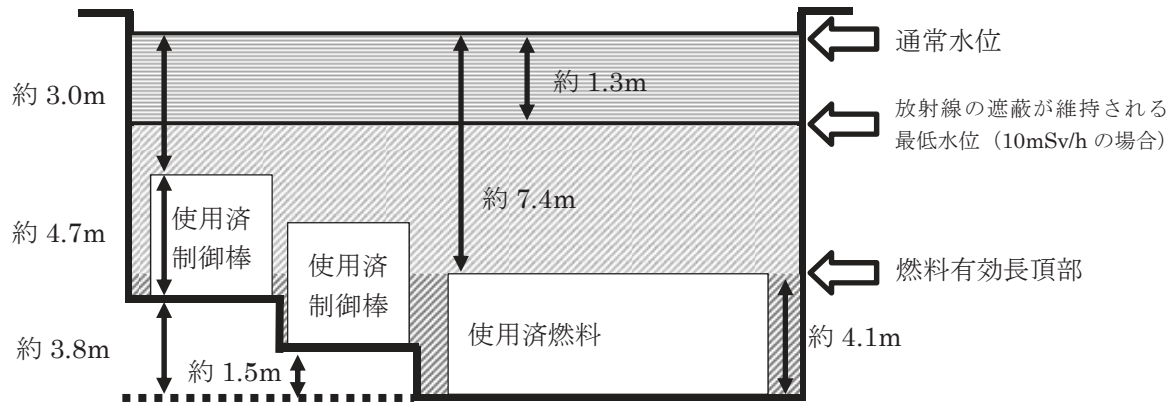
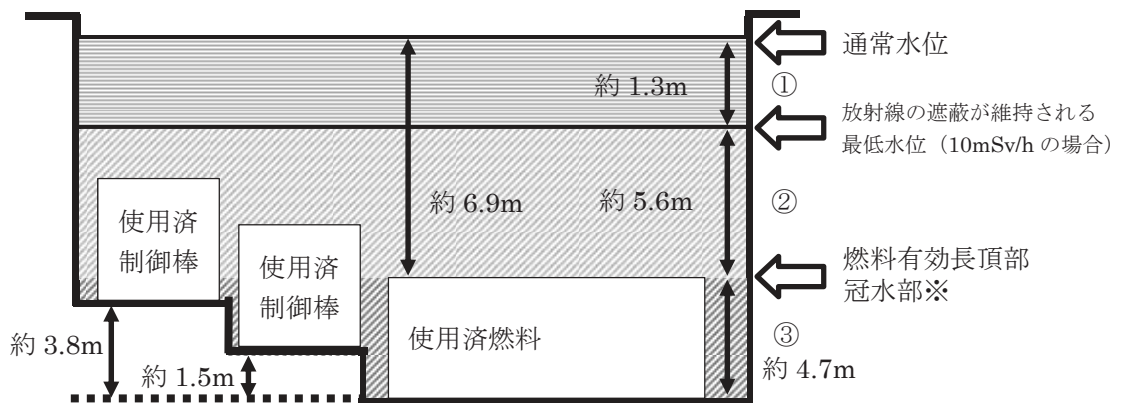


図2 放射線の遮蔽に必要な燃料プールの遮蔽水位

3. 燃料プールの構造高さ、断面積及び保有水の容積について

図3に燃料プールの構造高さを、表1に燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。



※ 有効性評価では保守的に燃料ハンドル上部（使用済燃料貯蔵ラック上端より0.1m程度高い位置）を燃料有効長頂部冠水部とする

図3 燃料プールの構造高さ

表1 燃料プールの断面積及び保有水の容積

| 領域 | 断面積[m ²] | 保有水の容積[m ³] |
|----|----------------------|-------------------------|
| ① | 約 152 | 約 197 |
| ② | 約 152 | 約 843 |
| ③ | 約 77 | 約 360 |
| 合計 | | 約 1,400 |

図3に示す各領域①、②及び③の保有水の容積は、燃料プール容積から燃料プール内の機器の容積を差し引くことで算出し、燃料プールの領域①、②及び③の各断面積については、求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、燃料プールの断面積については各領域での平均的な値を示しているが、燃料プール内に設置されている機器は領域②又は領域③のプール下部であるため、保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

燃料プールの冷却機能喪失に伴う崩壊熱による燃料プール水位の低下について、以下の式を用いて評価を行った。事象を厳しく評価するため、燃料プールの初期水温は、運転上許容される最高水温の65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、燃料プールの水面、壁面等からの放熱は考慮しない。さらに、注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

(1) 評価方法及び評価条件

① 冷却機能喪失から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{\text{燃料プールの保有水の容量[m}^3\text{]} \times 100^\circ\text{Cにおける水密度[kg/m}^3\text{]}^{*1} \times (100^\circ\text{Cにおける飽和水エンタルピー} - 65^\circ\text{Cにおける飽和水エンタルピー)[kJ/kg]}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

② 沸騰による蒸発量と沸騰開始から燃料有効長頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$1 \text{ 時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3\text{/h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{100^\circ\text{Cにおける水密度[kg/m}^3\text{]}^{*1} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{*2}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{燃料プールの水位が通常水位から燃料有効長頂部冠水部に至るまでの保有水の容量[m}^3\text{]} \times 100^\circ\text{Cにおける水密度[kg/m}^3\text{]}^{*1} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{*2}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③ 沸騰による燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{燃料プールの水位が通常水位から燃料有効長頂部冠水部に至るまでの高低差[m]}}{\text{燃料プールの水位が通常水位から燃料有効長頂部冠水部に至るまで水位が低下するまでの時間[h]}}$$

燃料プールの下部は機器等が設置されており保有水が少ないため、燃料プールの下部で

は水位低下速度は速く，燃料プールの上部では水位低下速度は遅い。燃料有効長頂部に水位が到達するまでの時間評価では，保守的に一律の水位低下速度を想定する。

(2) 評価に使用する値

表2 評価に使用する値

| 燃料プール保有水の 比エンタルピ [kJ/kg]※3 | 燃料プールの 保有水の容積[m ³] | 燃料プールの 保有水密度 [kg/m ³]※1 | 使用済燃料の崩壊熱 [MW] |
|----------------------------------|-----------------------------------|---|-------------------|
| 65℃ : 272.08 100℃ : 419.10 | 約 1,400 | 約 958 | 約 6.7 |

| 蒸発潜熱 [kJ/kg]※2 | 通常水位から燃料有効 長頂部冠水部までの保 有水の容積[m ³]※4 | 通常水位から 燃料有効長頂部冠水部 までの高低差[m] | 通常水位から 1.3m までの保有水量 [m ³] |
|-------------------|--|-----------------------------------|---|
| 2256.47 | 1040 | 約 6.9 | 約 197 |

※1 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用。(1999 年蒸気表より)

※2 100℃の飽和水のエンタルピと 100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出(1999 年蒸気表より)

※3 65℃の飽和水のエンタルピと 100℃の飽和水のエンタルピの差を沸騰開始時間の算出に使用(1999 年蒸気表より)

※4 保有水量の算出では燃料有効長頂部冠水部として燃料ハンドル上端(使用済燃料貯蔵ラック上端より約 0.1m 高い位置)を設定

なお，(1)に示した①～③の式による算出については以下の保守的な仮定と非保守的な仮定に基づく評価であるが，総合的に燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きく，保守的な評価となっていると考えられる。

<保守的な仮定>

- ・燃料プール水温の温度変化に対する密度の評価にて，もっとも厳しくなる値を想定している。
- ・燃料プールの水面，壁面等からの放熱を考慮していない。

<非保守的な仮定>

- ・簡易的な評価とするために燃料プール水温を全て均一の温度とし，プール全体が 100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

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

(3) 評価結果

表3 評価結果

| 項目 | 評価結果 |
|--|--------|
| 燃料プール水温が 100°Cに到達するまでの時間[h] | 約 8 |
| 使用済燃料の崩壊熱による燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h] | 約 12 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 1.3m 低下するまでの時間[day] | 約 1.0 |
| 燃料有効長頂部冠水部まで燃料プール水位が低下するまでの時間[day] | 約 4.2 |
| 燃料プール水位の低下速度[m/h] | 約 0.08 |

燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により燃料プール水温が上昇し、事象発生から約 8 時間後に沸騰が開始され、蒸発により燃料プールの水位低下が始まる。この時の蒸発量は約 12m³/h である。

よって、燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位から約 1.3m (10mSv/h の場合) 下の位置まで低下するまでの時間は、事象発生から約 1.0 日後であり、重大事故等対策として期待する大容量送水ポンプ (タイプ I) を用いた燃料プール代替注水系による注水操作の時間余裕は十分にある。

<参考>

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

燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により燃料プール水温が上昇し、約 1.5 日後に沸騰が開始され、その後燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位から約 1.3m (10mSv/h の場合) 下の位置まで低下するまでの時間は、事象発生から約 4.8 日後となる。このように原子炉運転中の燃料プールは、原子炉停止中の燃料プールに比べてさらに長い時間余裕がある。

表4 通常運転中の想定*

| 項目 | 評価結果 |
|--|--------|
| 使用済燃料の崩壊熱[MW] | 約 1.5 |
| 燃料プール水温が 100°Cに到達するまでの時間[day] | 約 1.5 |
| 崩壊熱による燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h] | 約 3 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 1.3m 低下するまでの時間[day] | 約 4.8 |
| 燃料プール水位が燃料有効長頂部冠水部まで低下するまでの時間[day] | 約 18.8 |
| 燃料プール水位の低下速度[m/h] | 約 0.02 |

※ 燃料プールの初期水温は保守的に有効性評価での想定と同様の 65°C とした。

5. 燃料取出スキーム

表5 燃料取出スキーム

| 取出燃料 | 女川2号炉から発生分 | | | | 女川1号炉から発生分 | | | |
|----------------|------------------------|------------|------------------------|----------------------|-------------------|------------|------------------------|----------------------|
| | 冷却期間 | 燃料数 [体] | 取出平均 燃焼度 [Gwd/t] | 崩壊熱 [MW] | 冷却期間 | 燃料数 [体] | 取出平均 燃焼度 [Gwd/t] | 崩壊熱 [MW] |
| 9サイクル 冷却済燃料 | — | — | — | — | 6×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 66 | 45 | 1.7×10 ⁻² |
| 8サイクル 冷却済燃料 | 8×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 3.7×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 5×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 88 | 45 | 2.4×10 ⁻² |
| 7サイクル 冷却済燃料 | 7×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 3.9×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 4×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 92 | 45 | 2.6×10 ⁻² |
| 6サイクル 冷却済燃料 | 6×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 4.2×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 3×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 88 | 45 | 2.7×10 ⁻² |
| 5サイクル 冷却済燃料 | 5×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 4.6×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 2×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 88 | 45 | 3.0×10 ⁻² |
| 4サイクル 冷却済燃料 | 4×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 5.4×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 1×(14ヶ月+70日)+42ヶ月 | 88 | 45 | 3.6×10 ⁻² |
| 3サイクル 冷却済燃料 | 3×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 6.8×10 ⁻² | — | — | — | — |
| | — | — | — | — | 42ヶ月 | 92 | 45 | 5.1×10 ⁻² |
| 2サイクル 冷却済燃料 | 2×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 1.0×10 ⁻¹ | — | — | — | — |
| 1サイクル 冷却済燃料 | 1×(14ヶ月+57日)+10日 | 136体 | 45 | 1.9×10 ⁻¹ | — | — | — | — |
| 定期検査時 取出燃料 | 10日 | 560体 | 33 | 5.8×10 ⁰ | — | — | — | — |
| 小計 | — | — | — | 6.4×10 ⁰ | — | — | — | 2.1×10 ⁻¹ |
| 崩壊熱合計 | 崩壊熱：6.7 MW（貯蔵体数：2250体） | | | | | | | |

注1：保守的に燃料プールの燃料保管容量（2250体）すべてに照射された燃料が貯蔵されていると仮定。

注2：崩壊熱は女川1号炉からの号炉間の燃料輸送を想定した設定とする。

注3：炉心燃料の取り出しにかかる期間（冷却期間）は至近の実績を考慮し原子炉停止後10日を採用する。原子炉停止10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の評価について

1. 使用済燃料の評価条件

燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

評価条件を以下に示す。

○線源形状:燃料プール内のラックに使用済燃料が全て満たされた状態

○線量材質:使用済燃料及び水を考慮(密度約 g/cm³)

○ガンマ線エネルギー:評価に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群 (ORIGEN 群構造)

○線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出

- ・燃料照射期間：1784.5 日(燃焼度 45Gwd/t 相当の値)
- ・燃料タイプ：9×9 燃料 (A 型) (低 Gd)
- ・濃縮度： (wt%)
- ・U重量：燃料一体あたり (kg)
- ・停止後の期間*：10 日(実績を考慮した値を設定)

※ 原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○評価モデル：直方体線源

線量率評価は QAD-CGGP2R コードを用いており、その評価モデルを図 1 に示す。また、評価により求めた線源強度を表 1 に示す。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

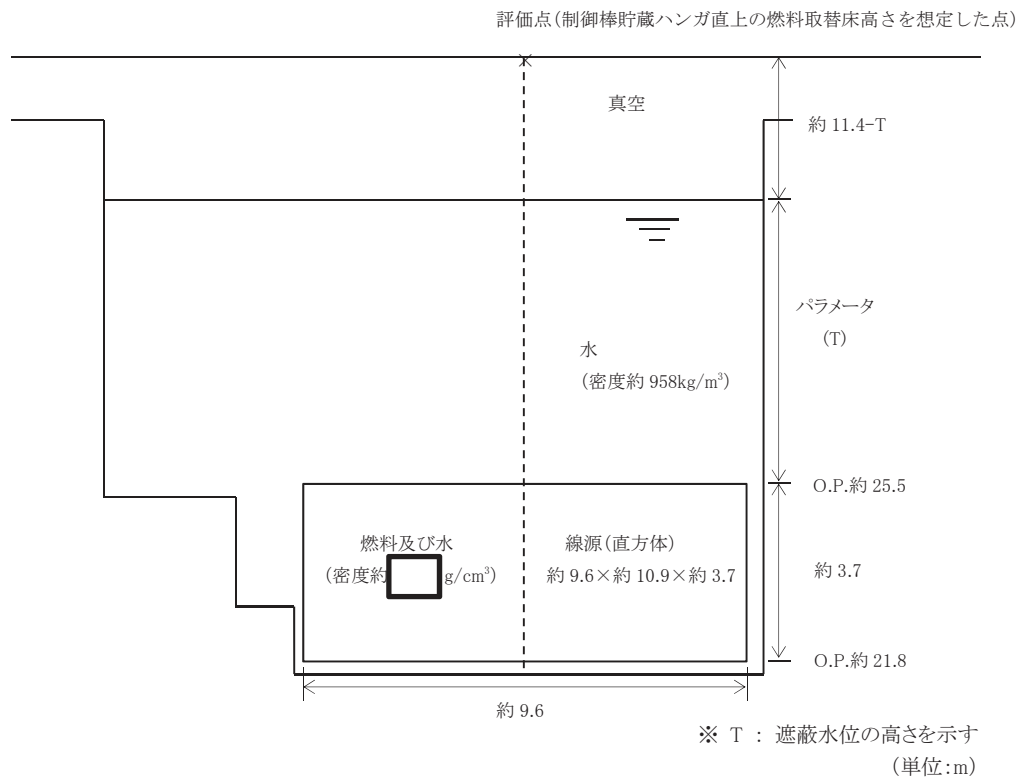


図1 使用済燃料の線量率評価モデル

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

表1 使用済燃料の線源強度

| 群 | ガンマ線 エネルギー (MeV) | 燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$) |
|----|------------------------|--|
| 1 | 1.00×10^{-2} | 2.47×10^{11} |
| 2 | 2.50×10^{-2} | 5.58×10^{10} |
| 3 | 3.75×10^{-2} | 6.42×10^{10} |
| 4 | 5.75×10^{-2} | 4.32×10^{10} |
| 5 | 8.50×10^{-2} | 5.01×10^{10} |
| 6 | 1.25×10^{-1} | 9.30×10^{10} |
| 7 | 2.25×10^{-1} | 5.35×10^{10} |
| 8 | 3.75×10^{-1} | 4.21×10^{10} |
| 9 | 5.75×10^{-1} | 1.49×10^{11} |
| 10 | 8.50×10^{-1} | 1.69×10^{11} |
| 11 | 1.25×10^0 | 1.25×10^{10} |
| 12 | 1.75×10^0 | 4.60×10^{10} |
| 13 | 2.25×10^0 | 2.64×10^9 |
| 14 | 2.75×10^0 | 1.71×10^9 |
| 15 | 3.50×10^0 | 1.50×10^7 |
| 16 | 5.00×10^0 | 1.01×10^2 |
| 17 | 7.00×10^0 | 1.17×10^1 |
| 18 | 9.50×10^0 | 1.34×10^0 |
| 合計 | | 1.03×10^{12} |

2. 使用済制御棒の評価条件

燃料プール内の使用済制御棒を線源とする評価条件を以下に示す。

○線源形状:燃料プール内の使用済制御棒貯蔵ハンガ及びラックの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材質:水(密度約 958kg/m³※)とする。水位低下に伴う使用済制御棒が露出する場合は真空とする。

※65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を採用

○ガンマ線エネルギー:評価に使用するガンマ線はエネルギー 18 群(ORIGEN 群構造)とする。

○線源強度:使用済制御棒を高さ方向に 2 領域に分割し、使用済制御棒上部はハンドル部を、使用済制御棒中間部はシース及びタイロッド等を代表としてモデル化している。使用済制御棒は挿入時(照射期間 426 日)のみに中性子が照射されるものとする。

また、燃料プールには、タイプ別でかつ、冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存した線源強度を式(1)により算出した。

$$\cdot \text{平均線源強度} = \frac{\sum\{(\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \dots (1)$$

制御棒のタイプは Hf 及び B4C の 2 タイプ、冷却期間は 1 サイクル、3 サイクル及び 2555 日間の 3 種類、全貯蔵本数は 138 本とした。使用済制御棒の内訳は表 2 に示すとおり、取り出す制御棒は、今後 B4C 型制御棒の使用を計画していること、同一照射条件における B4C 型及び Hf 型制御棒の主要核種の放射エネルギーは取り出し後の時間が短い場合において Hf 型制御棒の方が僅かに大きくなること、過去に Hf 型制御棒の使用実績があることを踏まえ、B4C 型制御棒だけでなく Hf 型制御棒についても想定した。

○評価モデル:直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いており、その評価モデルを図 2 及び図 3 に示す。また、評価により求めた線源強度を表 2 に示す。

表2 制御棒のタイプ別，冷却期間別の貯蔵本数

| タイプ ^{※1} | 冷却期間 ^{※3} (サイクル) | 冷却期間 ^{※4} (日) | 本数 ^{※5} (本) | 貯蔵箇所(本) |
|---------------------------------------|------------------------------|---------------------------|-------------------------|---------|
| Hf 型制御棒 (4.0snvt ^{※2} 照射) | 1 | 493 | 26 | 中段(24) |
| | | | | 上段(2) |
| B4C 型制御棒 (1.7snvt 照射) | 3 | 1459 | 98 | 上段(98) |
| Hf 型制御棒 (9.0snvt 照射) | (7年間) | 2555 | 14 | 上段(14) |
| 合計 | | | 138 | |

※1 Hf 型及び B4C 型制御棒は，それぞれ取替基準値（最大値）まで照射されたことを想定する。

Hf 型制御棒の取替基準値は，平成 18 年以降は 4.0[snvt]，それ以前は 9.0[snvt]にて運用していたことから，4.0[snvt]および 9.0[snvt]の 2 ケースを想定している。

※2 snvt は，中性子照射量の単位であり，1 平方センチメートルあたりに照射された中性子の累積個数を示す。1snvt=1×10²¹個/cm²。

※3 冷却期間は 1，2，3…サイクルと徐々に長くなるが，Hf 型制御棒については，1 サイクル目，2 サイクル目を代表して，1 サイクル冷却を設定し，B4C 型制御棒については，3 サイクル以上の冷却を代表し，3 サイクル冷却という保守的な設定とした。

※4 冷却期間 493 日及び 1459 日は，「サイクル数×（運転期間 14 ヶ月＋定検期間 57 日）＋燃料取出期間 10 日」より設定した。冷却期間 2555 日は，既に燃料プールに保管されている Hf 型制御棒に対して設定した冷却期間であり，当該制御棒は，申請時点で 7 年間以上保管されていることから，365 日×7 年=2555 日として設定した。

※5 Hf 型制御棒のうち，4.0[snvt]照射を想定する制御棒は，2 サイクル分保管されることを想定し 26 本とした。9.0[snvt]照射を想定する制御棒は，既に保管されている制御棒の本数に保守性を考慮して 14 本とした。また，B4C 型制御棒は，線量評価を保守的にするため，保管可能な箇所に全て保管されることを想定し 98 本とした。

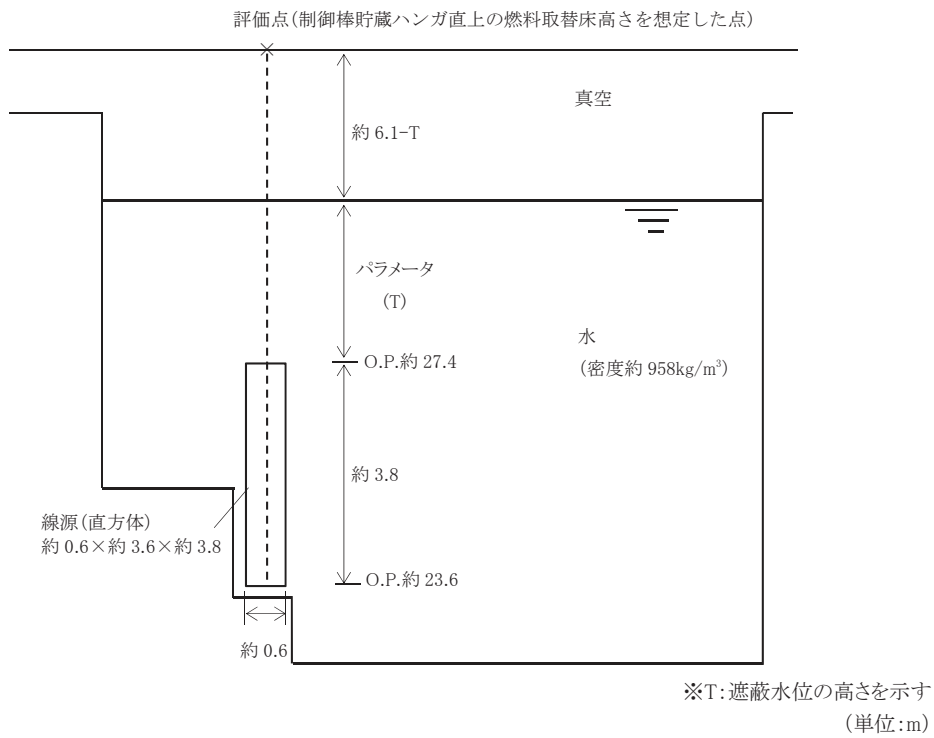


図2 使用済制御棒の線量率評価モデル(貯蔵ラック)

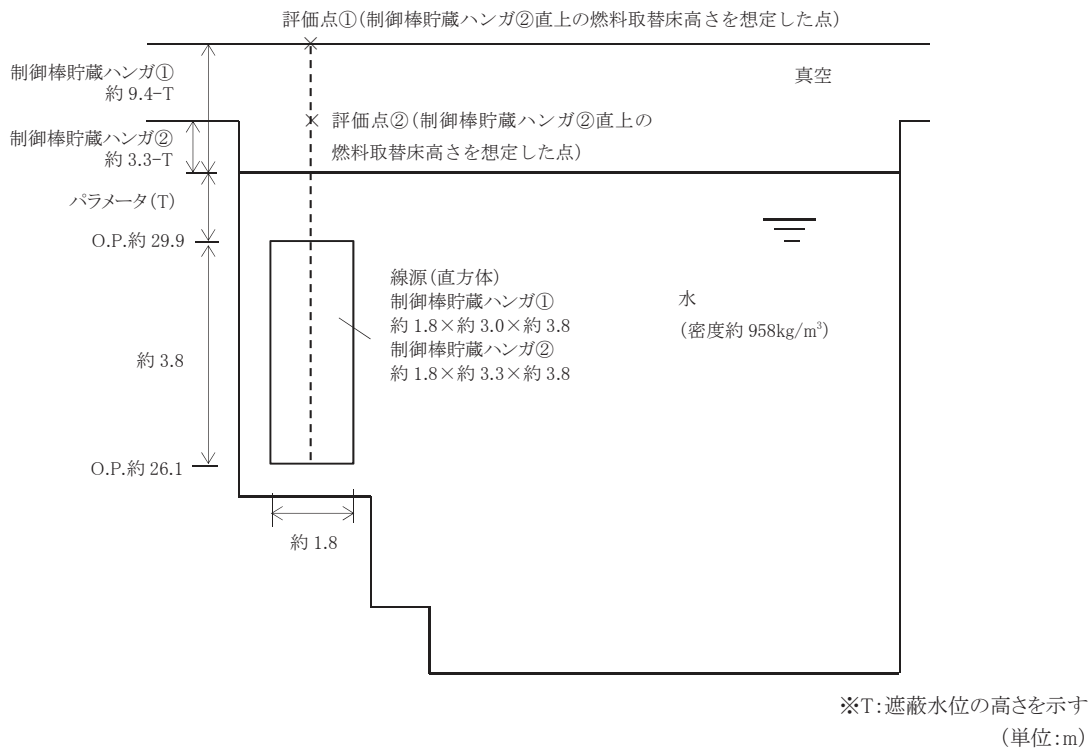


図3 使用済制御棒の線量率評価モデル(貯蔵ハンガ)

表3 使用済制御棒の線源強度

| 群 | ガンマ線 エネルギー (MeV) | 使用済制御棒線源強度 (cm ⁻³ ・s ⁻¹) | | | |
|-----|------------------------|---|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| | | 上段ハンガ | | 中段ラック | |
| | | ハンドル部 | 有効部 | ハンドル部 | 有効部 |
| 1 | 1.00×10 ⁻² | 3.43×10 ⁷ | 1.80×10 ⁷ | 1.13×10 ⁸ | 2.27×10 ⁸ |
| 2 | 2.50×10 ⁻² | 5.71×10 ⁶ | 2.54×10 ⁶ | 1.58×10 ⁷ | 1.47×10 ⁷ |
| 3 | 3.75×10 ⁻² | 3.25×10 ⁶ | 1.52×10 ⁶ | 9.03×10 ⁶ | 1.31×10 ⁷ |
| 4 | 5.75×10 ⁻² | 3.67×10 ⁶ | 1.00×10 ⁷ | 1.02×10 ⁷ | 5.47×10 ⁸ |
| 5 | 8.50×10 ⁻² | 1.44×10 ⁶ | 1.38×10 ⁶ | 4.02×10 ⁶ | 5.10×10 ⁷ |
| 6 | 1.25×10 ⁻¹ | 5.54×10 ⁵ | 2.62×10 ⁶ | 1.55×10 ⁶ | 1.54×10 ⁸ |
| 7 | 2.25×10 ⁻¹ | 1.83×10 ⁵ | 2.38×10 ⁶ | 5.34×10 ⁵ | 1.48×10 ⁸ |
| 8 | 3.75×10 ⁻¹ | 5.13×10 ⁴ | 2.10×10 ⁵ | 1.58×10 ⁵ | 1.21×10 ⁷ |
| 9 | 5.75×10 ⁻¹ | 2.58×10 ⁴ | 1.06×10 ⁶ | 1.47×10 ⁶ | 6.79×10 ⁷ |
| 10 | 8.50×10 ⁻¹ | 8.41×10 ⁶ | 8.98×10 ⁶ | 1.52×10 ⁸ | 1.11×10 ⁸ |
| 11 | 1.25×10 ⁰ | 1.24×10 ⁹ | 5.29×10 ⁸ | 3.44×10 ⁹ | 1.83×10 ⁹ |
| 12 | 1.75×10 ⁰ | 4.24×10 ² | 2.92×10 ² | 2.71×10 ⁴ | 1.86×10 ⁴ |
| 13 | 2.25×10 ⁰ | 6.59×10 ³ | 2.77×10 ³ | 1.82×10 ⁴ | 7.05×10 ³ |
| 14 | 2.75×10 ⁰ | 2.04×10 ¹ | 8.63×10 ⁰ | 5.63×10 ¹ | 2.48×10 ¹ |
| 15 | 3.50×10 ⁰ | 1.40×10 ⁻¹² | 9.45×10 ⁻³ | 4.65×10 ⁻¹² | 4.29×10 ⁻¹ |
| 16 | 5.00×10 ⁰ | 0.00×10 ⁰ | 2.60×10 ⁻⁵ | 0.00×10 ⁰ | 1.83×10 ⁻⁵ |
| 17 | 7.00×10 ⁰ | 0.00×10 ⁰ | 3.00×10 ⁻⁶ | 0.00×10 ⁰ | 2.11×10 ⁻⁶ |
| 18 | 9.50×10 ⁰ | 0.00×10 ⁰ | 3.44×10 ⁻⁷ | 0.00×10 ⁰ | 2.43×10 ⁻⁷ |
| 合 計 | | 1.30×10 ⁹ | 5.78×10 ⁸ | 3.74×10 ⁹ | 3.17×10 ⁹ |

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率評価モデルについて

使用済制御棒は、次に示すようにステンレスの制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納、もしくは、アルミニウム合金の制御棒貯蔵ラックに格納されている(図4参照)。評価では、これらの構造体を含めた使用済制御棒設置箇所をそれぞれ直方体の線源としてモデル化している。

遮蔽評価をする際、線源材料にも密度を設定することで自己遮蔽等の評価を行う。本評価では、線源材料の密度は周囲の環境と同じとしている。すなわち、プール水に浸されている場合は、線源材料の密度は水(密度約 958kg/m^3)として評価し、気中に露出している場合は、線源材料の密度は保守的に真空として評価している。

冠水時(①)において、使用済制御棒間等は水となるが、使用済制御棒は水より密度の大きいステンレスや炭化ホウ素(またはハフニウム)等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガや制御棒貯蔵ラックといった構造材があることから、線源材料の密度を水として評価することは保守的な設定となっている。

一部露出時(②)、露出時(③)の状態においては、露出部分の線源材料の密度を前述の通り真空とし、制御棒本体、構造体等の遮蔽性能を考慮していないことから、さらに保守的な設定となっている(図5参照)。

<参考>一例としてCo60を線源とした時のガンマ線の実効線量透過率の1/10 価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄(密度： 7.86g/cm^3)であると約9cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

参考文献：アイソトープ手帳 11 版 公益社団法人日本アイソトープ協会

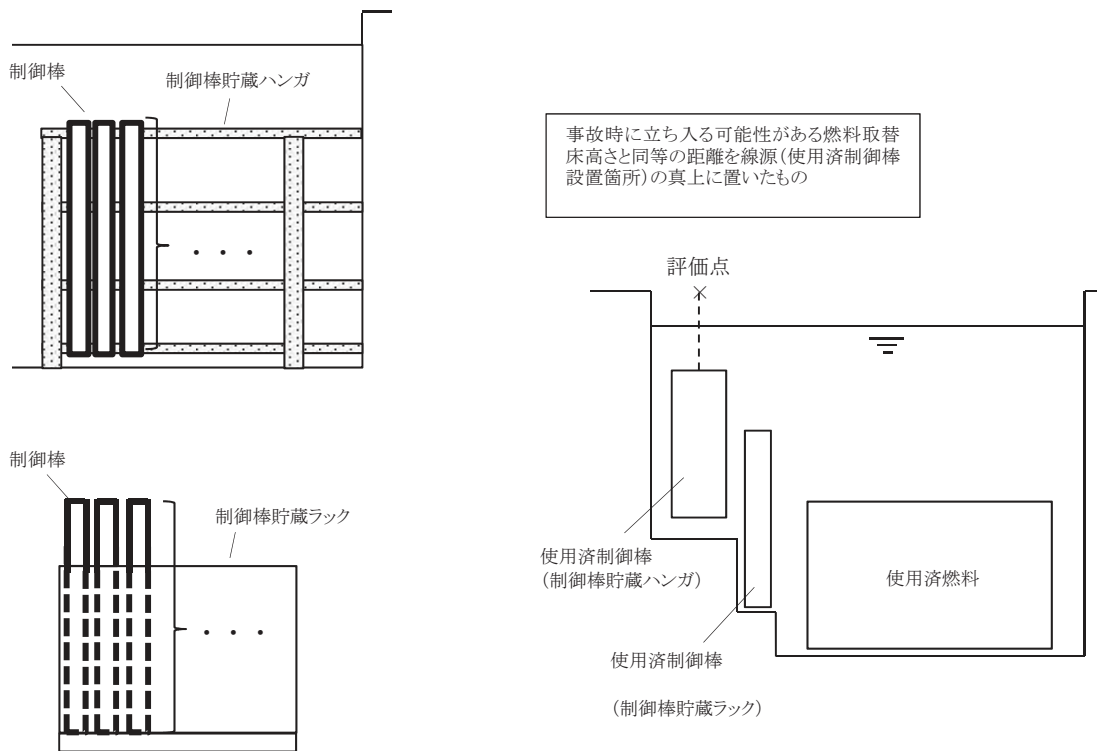


図4 使用済制御棒の格納方法及び評価点

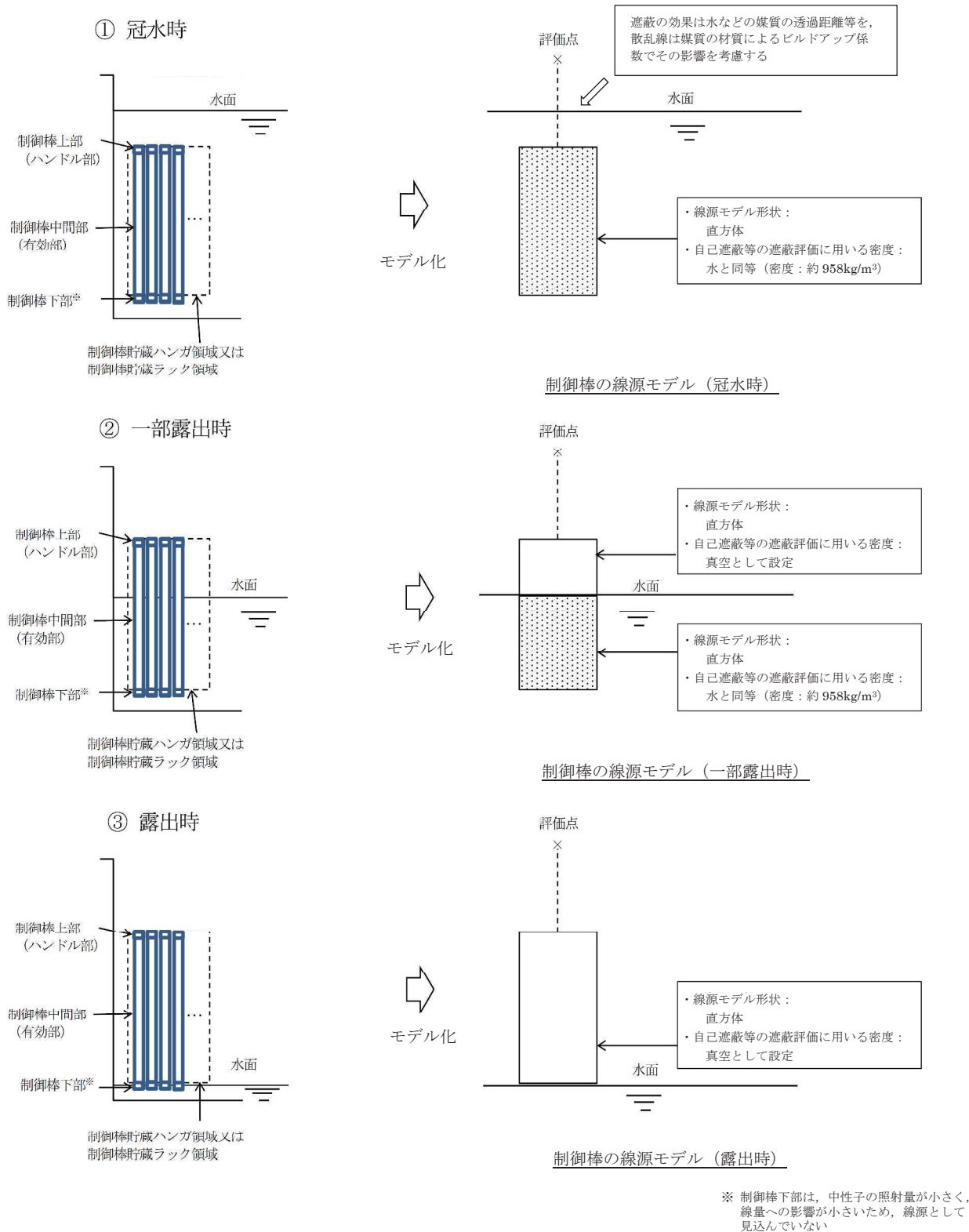


図5 使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデル

3. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2R コードを用いて評価している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から評価点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数を掛けることで評価点での線量率を求める。

QAD-CGGP2R コードでは、式(2)を用い、線量率を評価している。図6に QAD-CGGP2R コードの評価体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4\pi \cdot R_i^2} \cdot e^{(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k)} \cdot B_{ij} \quad \dots \dots \dots (2)$$

j : エネルギー群番号 (18 群)

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F_j : 線量率換算係数

S_{ij} : i 番目の線源点で代表される領域の体積で重み付けされたエネルギー j 群の点線源強度

R_i : i 番目の線源点と評価点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域 k におけるエネルギー j 群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k : 領域 k をガンマ線が透過する距離

これにより求めたエネルギー第 j 群の線量率 D_j から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を評価している。

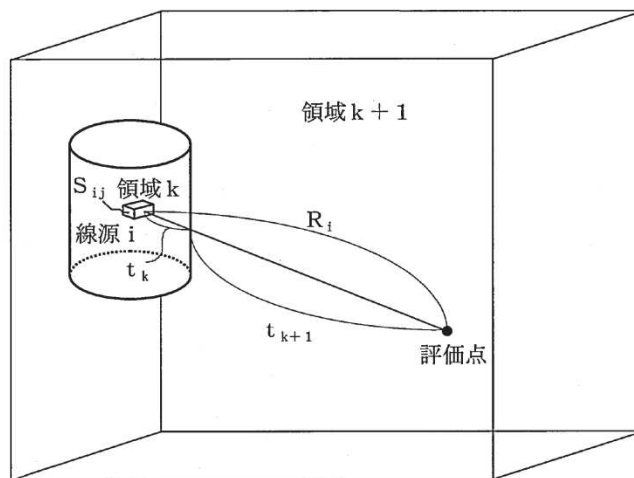


図6 QAD-CGGP2R コードの評価体系

4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線量からの線量率を求める際に設定する評価点は、線量評価を厳しくする観点から、使用済制御棒線源の直上の燃料取替床高さとした。なお、評価では図1～図3の線量率計算モデルに示すようにプール躯体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋最上階での操作時間から10mSv/hに設定した。原子炉建屋最上階での運転員及び重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作時間は3.5時間（保管場所と原子炉建屋最上階の移動時間を含む）以内であることを考慮すると、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。ここで、原子炉建屋最上階での運転員及び重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作は、燃料プールへの注水準備操作（ホース敷設等）を想定している。

また、作業員等が事象発生時に原子炉建屋最上階に滞在していた場合でも、事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため、原子炉建屋最上階での被ばく量は限定的である。

なお、必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、至近の定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約9.5mSv/h）を考慮した値である。

想定事故1及び2での必要な遮蔽水位は図7より燃料有効長頂部から約6.1mとなり、通常水位から約1.3m低下した水位である。

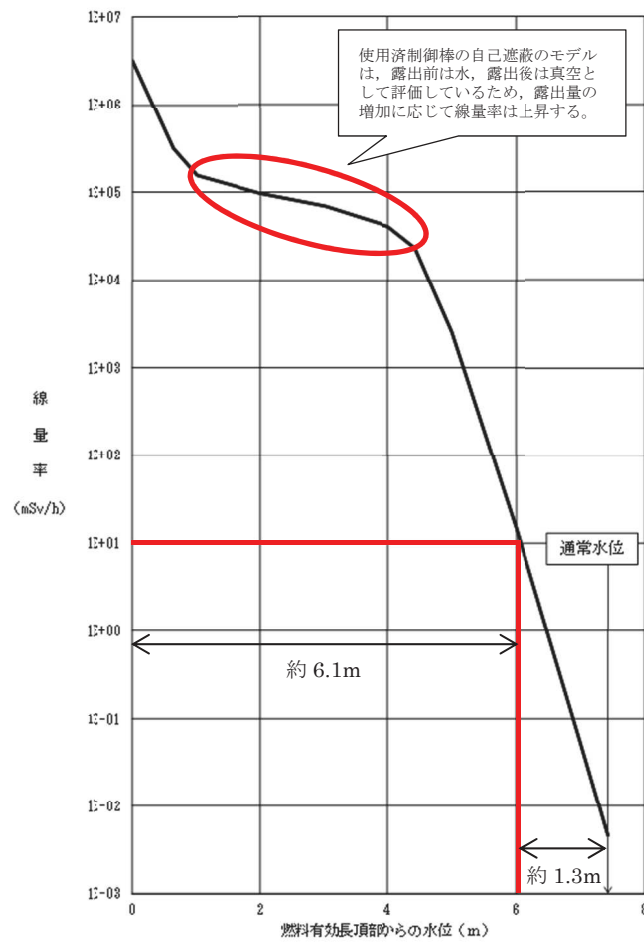


図7 放射線の遮蔽が維持される水位

安定状態について

想定事故 1（燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失）の安定状態については以下のとおり。

燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により，燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，燃料プールの保有水の水温が安定し，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，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】燃料プールの安定状態の確立について

燃料プール代替注水系を用いた燃料プールへの注水を実施することで，燃料プール水位が回復，維持され，燃料プールの安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員が確保可能であり，また，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】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し，復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2. 1. 1 別紙 1）

燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

女川 2 号炉の燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料が貯蔵されている。燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と使用済燃料が貯蔵されるが、臨界設計については新燃料及びいかなる燃焼度の燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率として 1.30 を仮定している。また、プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率及びラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。

仮に燃料プール水が沸騰や喪失した状態及び燃料プールスプレイ系によるスプレイが作動する状態を想定し、燃料プール水の密度が減少した場合を考えると、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果がある。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組み合わせによっては、通常の冠水状態と比較して臨界評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、女川 2 号炉の燃料プールにおいて水密度を $1.0 \sim 0.0 \text{g/cm}^3$ と変化させて、実効増倍率を図 1 に示す体系で評価したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果である隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから、図 2 に示すとおり水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることを確認した。

なお、解析には米国オークリッジ国立研究所 (ORNL) により米国原子力規制委員会 (NRC) の原子力関連許認可評価用に作成された三次元多群輸送評価コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。



図1 女川2号炉 使用済燃料貯蔵ラック評価体系

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

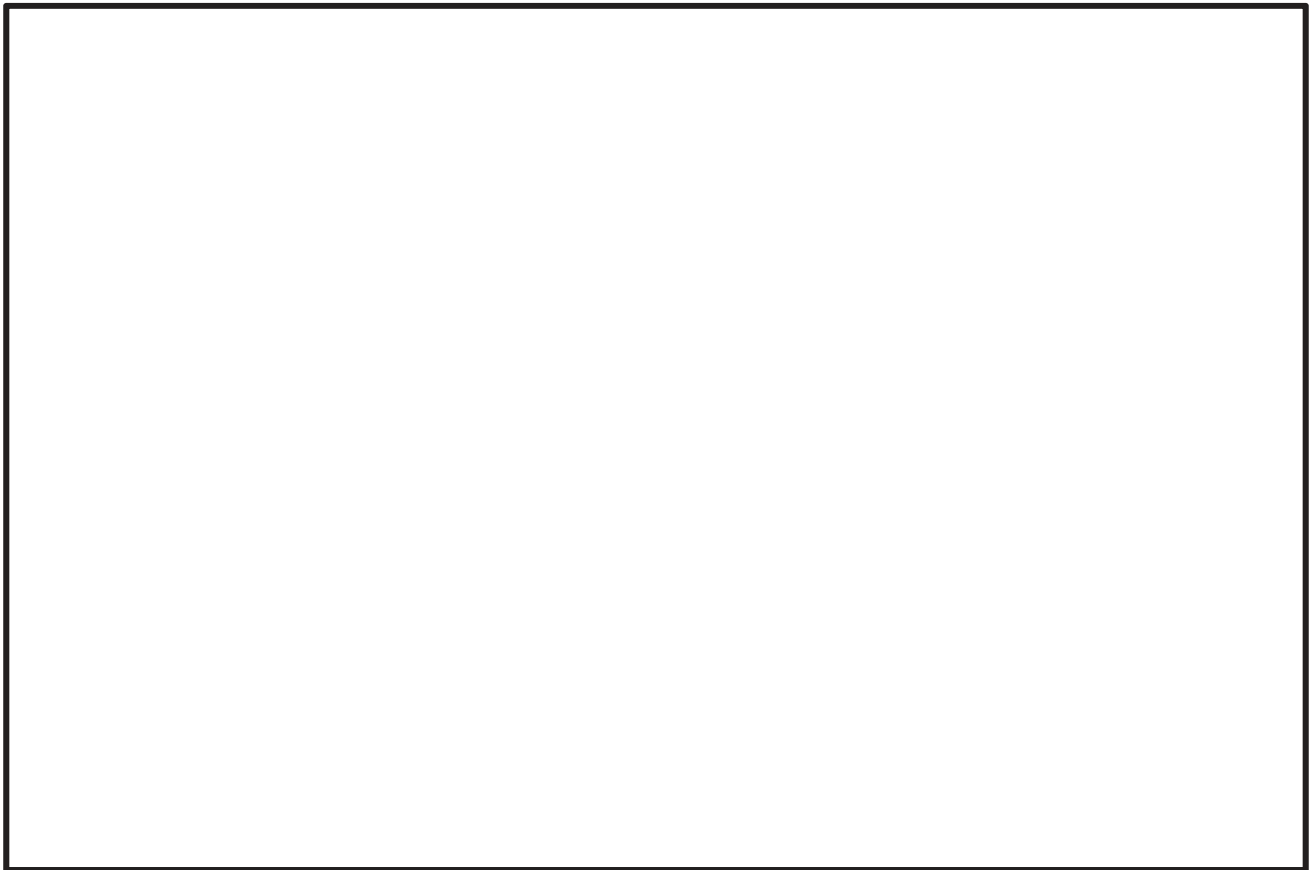


図2 実効増倍率の水密度依存性

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

表 1 評価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（想定事故1）（1 / 4）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 | |
|------|------------------------|---|-----------------------|---|--|--|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | | |
| 初期条件 | 燃料プール保有水量 | 約 1,400m ³ | 約 1,400m ³ | 保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。 | |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 6.7MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t | 約 6.3MW 以下 (実績値) | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出して設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなること、燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、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は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |
| | 燃料プール水温 | 65℃ | 約 27℃～約 43℃ (実績値) | 保安規定の運転上の制限値 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなるのが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 17 時間以上（10mSv/h の場合 約 17.6 時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上（約 3.8 日）あり、事象発生から 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなるのが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合であっても、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 17 時間以上（10mSv/h の場合 約 17.6 時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上（約 3.8 日）あり、事象発生から 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |

表 1 評価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（想定事故 1）（2 / 4）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 | |
|------|------------------------|--|---|---|--|--|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | | |
| 初期条件 | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位付近 | 通常水位を設定 | <p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部に低下するまでの時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始時間が早くなるが、注水操作は、冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.53m（スロッシング量 80m³を燃料プール断面積約 152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 18 時間以上（10mSv/h の場合 約 18.1 時間）であり、事象発生から 13 時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）または燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から 0.165m 下）とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 23 時間以上（10mSv/h の場合 約 23.4 時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 4 日以上（約 4.1 日）あり、事象発生 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.53m（スロッシング量 80m³を燃料プール断面積約 152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 18 時間以上（10mSv/h の場合 約 18.1 時間）、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上（約 3.9 日）あり、事象発生から 13 時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）または燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> |
| | プールゲートの状態 | プールゲート閉（原子炉ウェル，D/S ピット，キャスクピットの保有水量を考慮しない） | プールゲート開（原子炉ウェル，D/S ピット，キャスクピットの保有水量を考慮） | 全炉心燃料取出直後において、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウェル，D/S ピット及びキャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定 | <p>最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.8 倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べて 1.8 倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。</p> |

表1 評価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（想定事故1）（3／4）

| 項目 | | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 |
|------|---------|------------------------|---|--|--|--------------------|
| | | 評価条件 | 最確条件 | | | |
| 初期条件 | 外部水源の容量 | 10,000m ³ | 10,000m ³ 以上 （淡水貯水槽水量） | 淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定 | 最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生13時間後から大容量送水ポンプ（タイプI）による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽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900kL | 約900kL以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量） | 通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても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。 | — |

表 1 評価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（想定事故 1）（4 / 4）

| 項目 | | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 |
|------|---------------|-----------------------------|-----------------------------|--|---|---|
| | | 評価条件 | 最確条件 | | | |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失 | — | 燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系等の機能喪失を設定 | — | — |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 事故毎に変化 | 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 燃料プール代替注水系 | 最大 114m ³ /h で注水 | 最大 114m ³ /h※で注水 | 燃料プール代替注水系による注水を想定設備の設計値として設定 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |

※ 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに 114m³/h である。

表2 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（想定事故1）（1／2）

| 項目 | 評価条件（操作条件）の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 | |
|------|-------------------------------|------------------|-------------------------------------|--|---|---|---|---|
| | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | | |
| 操作条件 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備（燃料プール代替注水系） | 事象発生から10時間後に準備完了 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間を踏まえて設定 | <p>【認知】 燃料プールの冷却機能喪失時、中央制御室にて燃料プールへの注水機能喪失を確認した場合、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。また、原子炉建屋内ホース敷設を行う運転員（現場）及び専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置等を行う重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて25分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉建屋内ホース敷設を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員は、原子炉建屋内まで徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて25分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプI）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており、ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により、自走にて作業現場へ移動しながら実施することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合にアクセスルートの被害があっても、ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており、仮復旧作業として4時間（この間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。大容量送水ポンプ（タイプI）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>〔大容量送水ポンプ（タイプI）の準備：6時間（余裕含む）〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設、接続等に5時間を想定 ・ 大容量送水ポンプ（タイプI）の起動、水張り等に30分間を想定 <p>〔原子炉建屋内ホース敷設：3.5時間（移動及び余裕含む）〕</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋内におけるホース敷設等に3時間を想定 <p>【他の並列操作有無】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備及び原子炉建屋内ホース敷設作業は、並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅れることはない。よって、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】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>評価上の大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間、その後の準備作業に6時間を想定して事象発生10時間後と設定しているが、準備作業が想定より短い時間で完了する可能性があり、実態の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> | <p>実態の準備完了時間が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> | <p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上（10mSv/hの場合、約1.0日）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下するまで低下する時間が事象発生から4日以上（約4.2日）であり、事故を検知して注水準備作業が完了するまでの時間は事象発生から約10時間後、その後、3時間後に注水開始と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> | <p>大容量送水ポンプ（タイプI）の設置等については、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ、訓練実績等により約9.5時間で実施可能なことを確認した。また、原子炉建屋内ホース敷設については、所要時間3.5時間想定のところ、訓練実績等により約3時間で実施可能なことを確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p> |
| | 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作 | 事象発生から13時間後 | 燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定 | <p>【認知】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、燃料プール水位の低下を確認した場合に大容量送水ポンプ（タイプI）を用いて行う操作である。燃料プール水位は燃料プール冷却機能喪失時の重要な監視項目として継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了後、引き続き実施する作業であるため、移動時間は考慮不要である。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作に必要な作業は注水用ヘッダの手动弁1個の開操作であり、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、手动弁1個の操作で注水可能であり操作開始時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作時に、他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>評価上の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水開始時間は、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了から3時間後と設定している。大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了後、燃料プール水位は継続監視しており、燃料プール水位の低下を確認した時点で注水操作が可能である。このため、実態の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。</p> | <p>実態の操作開始時間が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> | <p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上（10mSv/hの場合、約1.0日）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下するまで低下する時間が事象発生から4日以上（約4.2日）であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> | <p>訓練実績等より、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、約1分で操作可能なことを確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p> |

表2 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 (想定事故1) (2/2)

| 項目 | 評価条件 (操作条件) の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|------|---------------------------|---|--|----------------|--------------------|--------|--|
| | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 各機器への給油 (大容量送水ポンプ (タイプ1)) | <p>事象発生から 10 時間以降, 適宜</p> <p>大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油は, 評価条件ではないが, 評価で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。大容量送水ポンプ (タイプ1) の準備完了時間を踏まえ設定</p> | <p>大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油開始までの時間は, 事象発生から約 10 時間以降であり十分な時間余裕がある。</p> | — | — | — | <p>有効性評価では, 燃料プールへの注水に使用する大容量送水ポンプ (タイプ1) (1 台) への燃料給油を期待している。各機器への給油準備作業について, 大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油準備 (現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで) は, 所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 130 分で実施可能なことを確認した。また, 各機器への給油作業は, 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。大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油作業は, 許容時間 300 分のところ, 訓練実績等では約 40 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。</p> |

7日間における水源，燃料評価結果について
(想定事故1)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・淡水貯水槽：10,000m³ (5,000m³×2)

○水使用パターン

- ・燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水
事象発生13時間後から最大流量114m³/hで注水する。
プール水位が通常水位に回復した後，水位を維持できるよう崩壊熱相当
(最大約12m³/h)の注水を実施する。

○評価結果

事象発生13時間後から燃料プール水位が通常水位に回復する約14時間後までは114m³/hで注水を行い，その後崩壊熱相当(最大約12m³/h)で注水を実施するため，7日間では合計約1,970m³の水量が必要となるが，淡水貯水槽には合計10,000m³保有していることから必要注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。

$$114 \text{ m}^3/\text{h} \times (14\text{h} - 13\text{h}) + 12 \text{ m}^3/\text{h} \times (168\text{h} - 14\text{h}) \approx 1,970\text{m}^3$$

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉停止中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 想定事故1は2号炉を想定。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。

2号炉

| 燃料種別 | | 軽油 |
|------|--------------------------------|---|
| 時系列 | 事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (1) 非常用ディーゼル発電機(A) 1,450L/h×1台×168h=約244kL (2) 非常用ディーゼル発電機(B) 1,380L/h×1台×168h=約232kL 7日間合計 約476kL |
| | | 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 280L/h×1台×168h=約48kL |
| | | 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL |
| | 事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h) | 常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL |
| 合計 | | 7日間の軽油消費量 約582kL |
| 判定 | | 非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約524kL)に対して2号炉の軽油タンク(約600kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約58kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。 |

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する

4.2 想定事故 2

4.2.1 想定事故 2 の特徴, 燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「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」において、燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 2 として「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 2 では、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には燃料プール水の漏えいの停止手段及び燃料プールの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。

したがって、想定事故 2 では、燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系により燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故 2 における機能喪失に対して、燃料プール内の燃料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、サイフンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系^{*1}による燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.2.1 図に、手順の概要を第 4.2.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.2.1 表に示す。

想定事故 2 において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 28 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、発電課長 1 名、発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 17 名である。この必要な要員と作業項目について第 4.2.3 図に示す。

※1 燃料プール代替注水系として、燃料プール代替注水系（可搬型）を想定する。なお、燃料プール代替注水系（可搬型）の注水手段が使用できない場合においては、燃料プール代替注水系（常設配管）によ

る対応が可能である。

a. 燃料プール水位低下確認

燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する。

燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

b. 燃料プールの注水機能喪失確認

燃料プールの水位低下分を注水するため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。

燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

c. 燃料プール漏えい箇所の調査

燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報等により、燃料プールからの漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、燃料プール本体からの漏えいではないことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断する。

d. 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水

燃料プール代替注水系の準備は水位低下による異常の認知を起点として注水機能喪失を確認し、開始する。準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を開始し、燃料プール水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧するとともに、燃料プール代替注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる燃料プール水位より高く維持する。

燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位／温度等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。想定事故2における原子炉建屋最上階での作業時間は3.5時間（保管場所と原子炉建屋最上階の移動時間を含む）、退避は1時間以内であり、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。ここで原子炉建屋最上階での運転員及び重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作は、燃料プールへの注

水準備操作（ホース敷設等）を想定している。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、至近の定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値を考慮した値である。

この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約 1.3m 下の位置である。

(添付資料 4.1.2)

4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により燃料プール水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお、燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。

想定事故 2 では、燃料プール冷却浄化系の配管破断により燃料プールの水位がサイフォンブレイク孔まで低下後、崩壊熱による燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 2 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。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 2 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2.2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、ま

た、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.1.1)

a. 初期条件

(a) 燃料プールの初期水位及び初期水温

燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウエルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃料プールの崩壊熱は約 6.7MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 12m³/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管^{※3}のうち、系統最下部の配管の両端破断を想定する。

※3 燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、耐震クラスや操作の成立性等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。

(c) サイフォン現象による水位低下量

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着を仮定し、逆止弁の機能が働かない状態を仮定する。このときのサイフォン現象による燃料プールの水位低下量は、サイフォンブレイク孔高さ（通常水位より 0.35m 下）に余裕をみた値として、通常水位より 0.5m 下とする。

(添付資料 4.2.2, 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系

燃料プールへの注水は、大容量送水ポンプ（タイプ I）1 台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る $114\text{m}^3/\text{h}^{※4}$ にて注水する。

※4 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに $114\text{m}^3/\text{h}$ である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水は、運転員及び重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 13 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

「想定事故 2」における燃料プール水位の推移を第 4.2.4 図に、燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2.5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、燃料プール水は漏えいし、燃料プール水位は低下するが、燃料プール冷却浄化系戻り配管に設けられているサイフンブレイク孔により、サイフォン現象による漏えいは停止する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。一方、燃料プールの喪失した保有水を補給するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水準備を行う。

燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約 $5^\circ\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 7 時間後に 100°C に達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 13 時間経過した時点で燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を開始すると、燃料プール水位は回復する。

その後は、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

燃料プール水位は、第 4.2.4 図に示すとおり、通常水位から約 0.9m 下まで低

下するに留まり、燃料有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水温については、約7時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。

また、第4.2.5図に示すとおり、燃料プール水位が通常水位から約0.9m下の水位となった場合の線量率は、約 8.9×10^{-1} mSv/hであり、必要な遮蔽の目安とする10mSv/hと比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は、原子炉建屋最上階の床付近としている。

燃料プールでは、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生13時間後から燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料4.1.2, 4.2.4)

4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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評価するものとする。

想定事故2では、サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価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4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、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な設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.3MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、燃料プール

水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から18時間以上(10mSv/hの場合約18.1時間)であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)または燃料プール代替注水系(常設配管)による注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

配管破断の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態による水位低下量は、破損面積及び弁の開口面積が評価条件より小さい場合、燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する

時間は長くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は水位低下量に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 6.7MW に対して最確条件は約 6.3MW 以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 27℃～約 43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 10 時間以上 (10mSv/h の場合 約 10.8 時間) となり、燃料プールの水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇することから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような燃料プール水位の低下に対しても、屋外から燃料プール代替注水系 (常設配管) による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上 (約 3.6 日) であり、事象発生 13 時間後から燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル (通常水位から 0.165m 下) ^{※5}とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時

間は事象発生から 18 時間以上 (10mSv/h の場合 約 18.6 時間), 燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 3 日以上(約 3.9 日)あり, 事象発生 13 時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合, 燃料プール水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 18 時間以上 (10mSv/h の場合 約 18.1 時間), 燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 3 日以上 (約 3.9 日) あり, 事象発生から 13 時間後までに燃料プール代替注水系 (可搬型) または燃料プール代替注水系 (常設配管) による注水が可能であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は, 評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり, 評価条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.8 倍程度となり, 燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。

配管破断の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態による水位低下量は, 破損面積及び弁の開口面積が評価条件より小さい場合, 燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり, 燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する時間は長くなるが, サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため, 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小さい。

※5 使用済燃料プール水位計(ヒートサーモ式)及び使用済燃料プール水位計(ガイドパルス式)の水位低の警報設定値:通常水位-0.165m

(添付資料 4.2.2, 4.2.5)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして, 操作の不確かさを「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し, 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

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は, 評価上の操作開始時間として事象発生から 13 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, 評価上の操作開始時間を事象発生 13 時間後として設定しているが, 大容量送水ポンプ (タイプ I) の準備完了後, 燃料プール水位は継続監視しており, 燃料プール水位の低下を確認した時点で注水操

作が可能であり、実態の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、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が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.2.5)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から18時間以上（10mSv/hの場合 約18.6時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から3日以上（約3.9日）であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定していることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.2.5)

(3) まとめ

評価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。その結果、評価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。

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故2における、重大事故等対策時に必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり28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」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の29名で対処可能である。

なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、「想定事故2」の対応が、重畳することも考えられる。しかし、原子炉運

転中を想定した場合、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故2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、その結果を以下に示す。

a. 水源

燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,070m³必要となる。水源として、淡水貯水槽に10,000m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.2.6)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、本想定事故で想定される負荷で事象発生後7日間運転した場合、約524kLの軽油が必要となるが、2号炉の軽油タンク（約600kL）の使用が可能であることから7日間の運転継続が可能である。大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への給電を想定した場合、約26kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプI）による燃料プールへの注水及び常設代替交流電源設備については、ガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）の使用が可能であることから、7日間（常設代替交流電源設備の運転については24時間）の運転継続が可能である。（合計使用量 約582kL）

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

4.2.5 結論

想定事故2では、燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、燃料プールへの水の注水にも失敗して燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、サイフォンブレイク孔による燃料プール水の漏えい停止手段及び燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

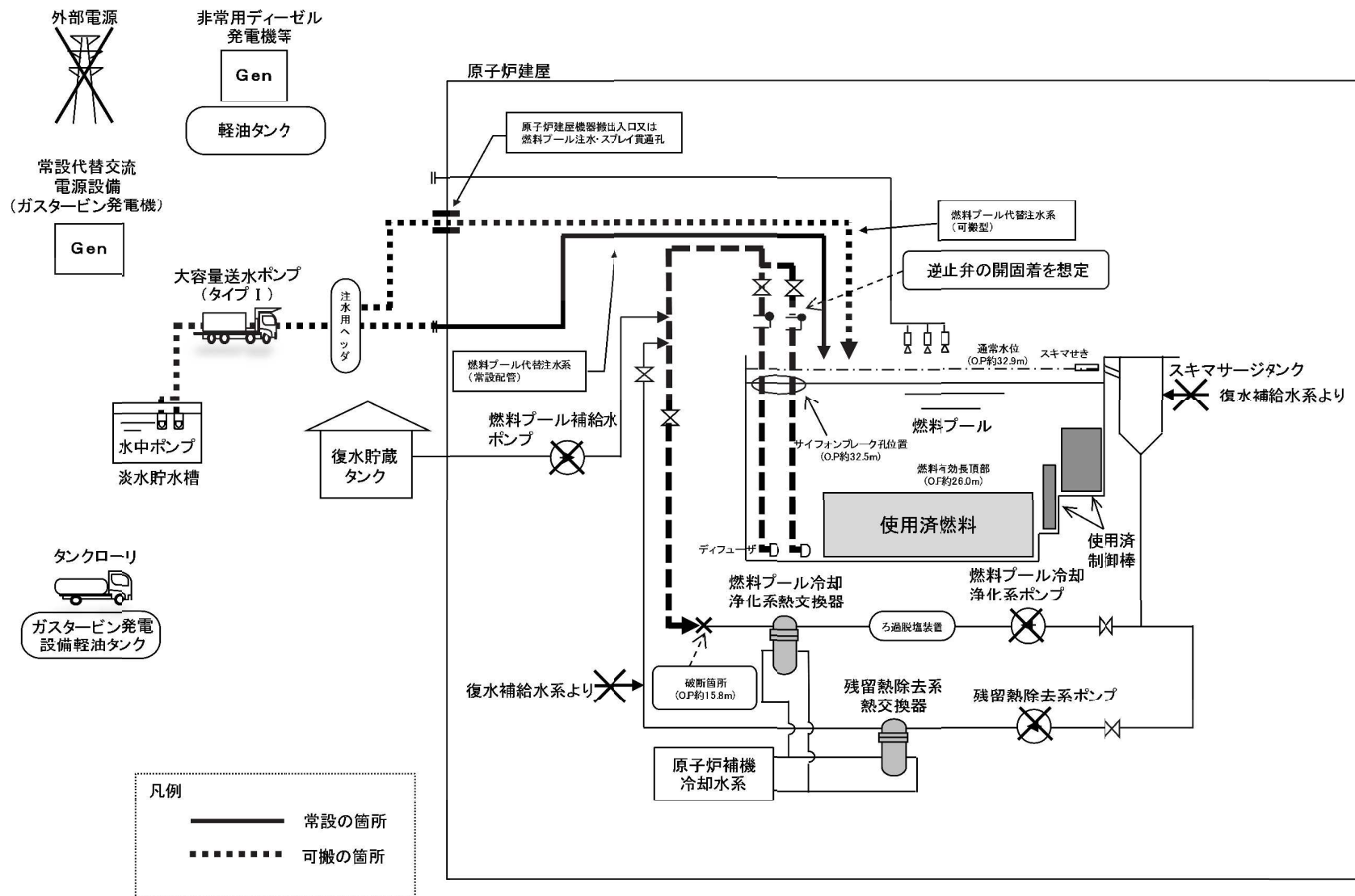
また、燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

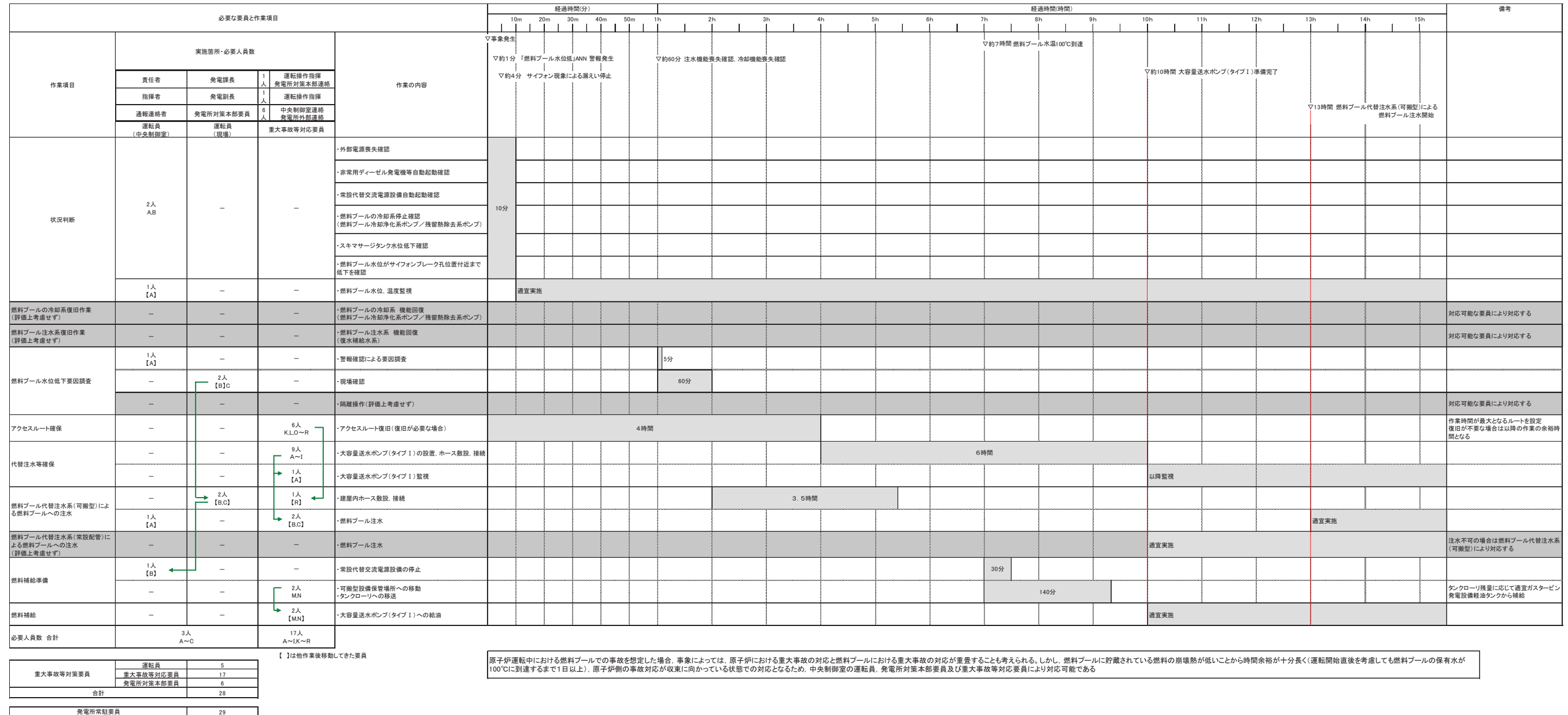
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。

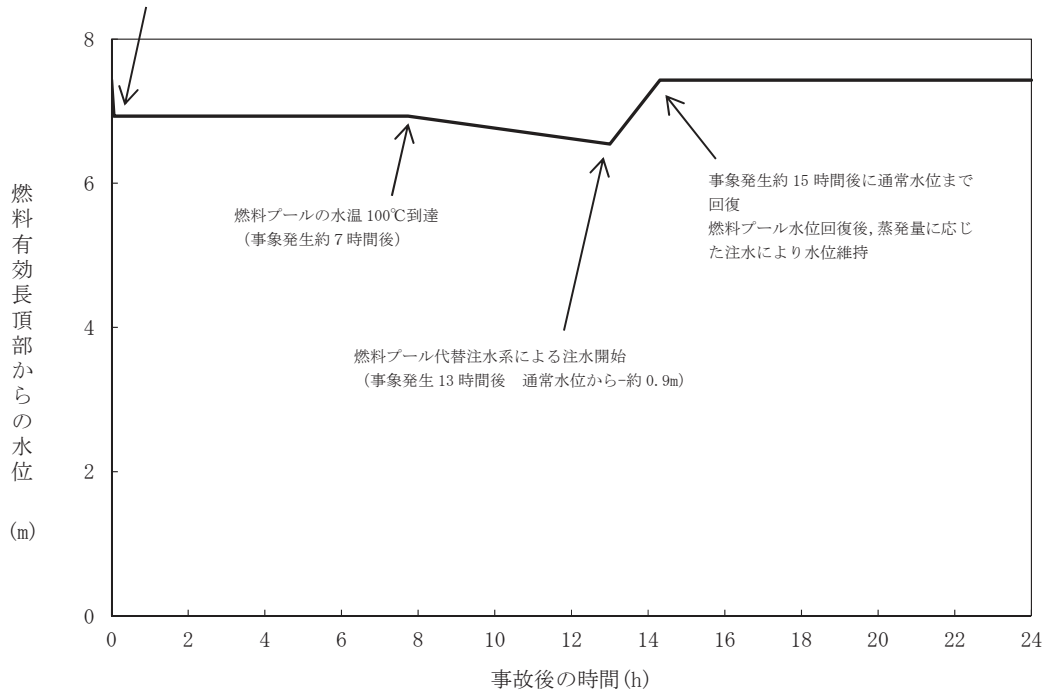


第 4.2.1 図 「想定事故 2」の重大事故等対策の概略系統図 (燃料プールへの注水)

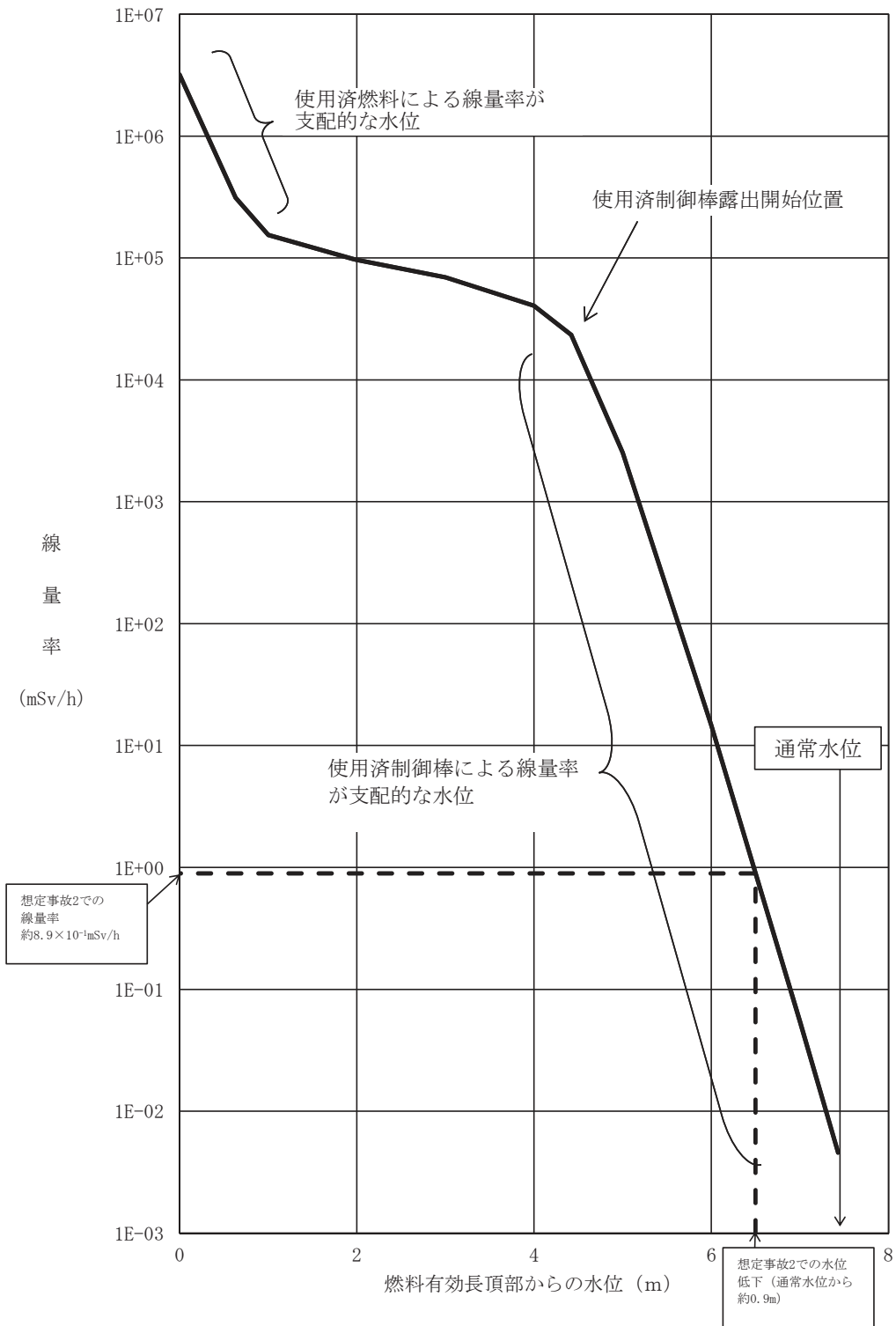


第 4.2.3 図 「想定事故 2」の作業と所要時間

サイフォンブレイク孔による水位低下の停止



第 4.2.4 図 燃料プール水位の推移 (想定事故 2)



第 4.2.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)

第 4.2.1 表 「想定事故 2」の重大事故等対策について

| 判断及び操作 | 手順 | 有効性評価上期待する事故対処設備 | | |
|------------------------------|--|------------------------------|---------------------------|---|
| | | 常設設備 | 可搬型設備 | 計装設備 |
| 燃料プール水位低下確認 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する | 【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】 | — | 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プールの注水機能喪失確認 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プールの水位低下分を注水するため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確認する | — | — | 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【残留熱除去系ポンプ出口流量】 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プール漏えい箇所の調査 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、燃料プール本体からの漏えいではないことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断する | — | — | 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール代替注水系（常設配管）の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する | ガスタービン発電設備 軽油タンク 淡水貯水槽 | 大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ | 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |
| 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水 | <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール代替注水系の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、燃料プール水位を維持する | ガスタービン発電設備 軽油タンク 淡水貯水槽 | 大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ | 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式） 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式） 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量） 使用済燃料プール監視カメラ |

【 】：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 4.2.2 表 主要評価条件（想定事故 2）

| 項目 | | 主要評価条件 | 条件設定の考え方 |
|--------------------------|----------------------------|--|--|
| 初期条件 | 燃料プールの保有水量 | 約 1,400m ³ | 保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定 |
| | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位を設定 |
| | 燃料プール水温 | 65℃ | 保安規定の運転上の制限値 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 6.7MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度 ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日 ^{※1} ）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と併せて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出 |
| 事故条件 | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失 | 燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、燃料プール補給水系等の機能喪失を設定 |
| | 配管破断の想定 | 燃料プール冷却浄化系配管の両端破断 | 耐震クラスや隔離操作の成立性等を考慮して、燃料プール冷却浄化系配管の両端破断を想定 |
| | サイフォン現象による水位低下量 | 通常水位より 0.5m | サイフォンブレイク孔（通常水位より 0.35m 下）の効果を期待し、余裕をみた値として設定 なお、燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着し、機能しないものと仮定 |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 |
| 関連する重大事故等対策に 関連する機器条件 | 燃料プール代替注水系 | 114 m ³ /h ^{※2} にて注水 | 大容量送水ポンプ（タイプ I）による注水を想定設備の設計値として設定 |
| 関連する重大事故等対策に 関連する操作条件 | 燃料プール代替注水系による 燃料プールへの注水 | 事象発生 13 時間後 | 燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定 |

- ※1 女川 2 号炉における至近の定期検査における実績（約 11 日）を踏まえ、原子炉停止後 10 日を設定。原子炉停止 10 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。
- ※2 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに 114m³/h である。

燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 燃料プールの概要

添付資料 4. 1. 1 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4. 1. 1 と同様である。

3. 想定事故 2 における時間余裕

図 1 に示すように 2 個の逆止弁の開固着と配管の両端破断を想定すると、燃料プール水位は通常水位より 0.5m 低下する。水位の低下に伴い水頭圧が低下し、流出流量が小さくなることが考えられるが、漏えいが継続している間は破断直後の流出流量が一定のまま続くことを想定した。

配管破断が発生し、サイフォン現象により燃料プールの保有水が漏えいした場合、サイフォンブレイク孔高さまで燃料プールの水位が低下するまでに燃料プールの保有水が約 76m³ 漏えいする。崩壊熱除去機能の喪失に伴い、事象発生から約 7 時間後に沸騰が開始し、燃料プールの水位が低下する。

燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位から約 1.3m 下）まで低下する時間は、事象発生から約 18 時間後であり、重大事故等対策として期待している大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分にある。（算定結果は表 1 のとおり）

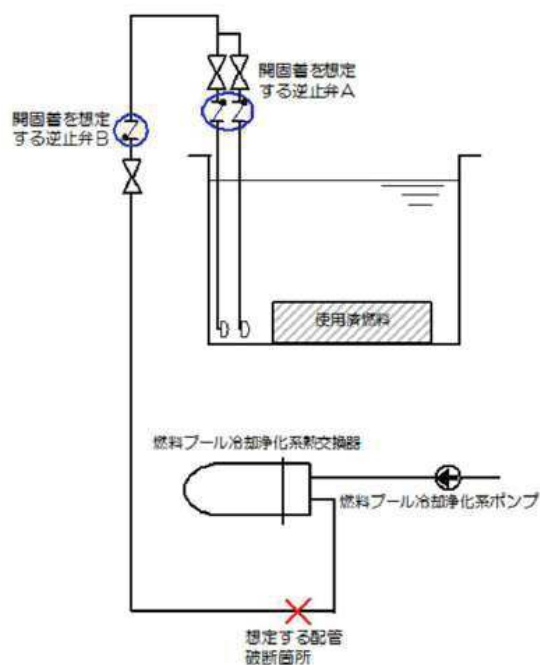


図 1 想定事故 2 の想定

表 1 崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の算出結果

| 項目 | 算出結果 |
|--|------|
| サイフォン現象による燃料プールの保有水の流出量[m ³] | 約 76 |
| 燃料プール水温が 100°C に到達するまでの時間[h] | 約 7 |
| 崩壊熱による燃料プールの保有水の蒸発量[m ³ /h] | 約 12 |
| 燃料プール水位が通常水位から約 1.3m 低下するまでの時間[h] | 約 18 |

想定事故2における破断の想定について

想定事故2では破断想定箇所として、以下の理由により燃料プール冷却浄化系（FPC）熱交換器廻りを想定している。

1. 耐震クラスについて

FPCは十分な耐震性を有しているものの、ろ過脱塩装置廻りの耐震クラスは残留熱除去系（RHR）配管の耐震クラスより低く、破断の発生可能性が相対的に高いと考えられる。このため、破断が発生する系統はFPCとし、破断箇所の想定としては、水頭圧が大きく、漏えい速度が大きくなる熱交換器廻りとするのが適切と考えられる。

2. 操作の成立性について

RHRにおいて破断が発生した場合、その大部分はRHR熱交換器廻りの電動弁を中央制御室からの遠隔操作により閉止することで流出箇所を隔離できる。しかし、FPC熱交換器廻りの破断を想定する場合、破断箇所の隔離には手動弁閉止の現場操作が必須となり、事象発生後の流出箇所の隔離がより困難であり、流出が継続する可能性がより高い事象であることから、FPC熱交換器廻りの破断の想定が適切と考えられる。

3. 評価への感度について

本評価ではサイフォンブレイク孔の効果に期待しているため、燃料プール水の流出発生後、サイフォンブレイク孔により流出が停止することから、流出量としてはRHR配管の破断を想定する場合とFPC熱交換器廻りの破断を想定する場合では同じであり、評価に与える影響はない。

使用済燃料プールサイフォンブレイク孔について

1. サイフォンブレイク孔の概要

燃料プールは、図1のように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。燃料プール水がサイフォン現象により流出する場合は、燃料プール冷却浄化系戻り配管に設置された逆止弁により燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に逆止弁が機能喪失し、燃料プール水が流出した場合においても、燃料プール冷却浄化系戻り配管に開口（以下、「サイフォンブレイク孔」という。）を設けることにより、サイフォンブレイク孔のレベルまで水位が低下した時点で、サイフォンブレイク孔から空気を吸入することで、サイフォン現象による燃料プール水の流出を停止することが可能な設計とする。

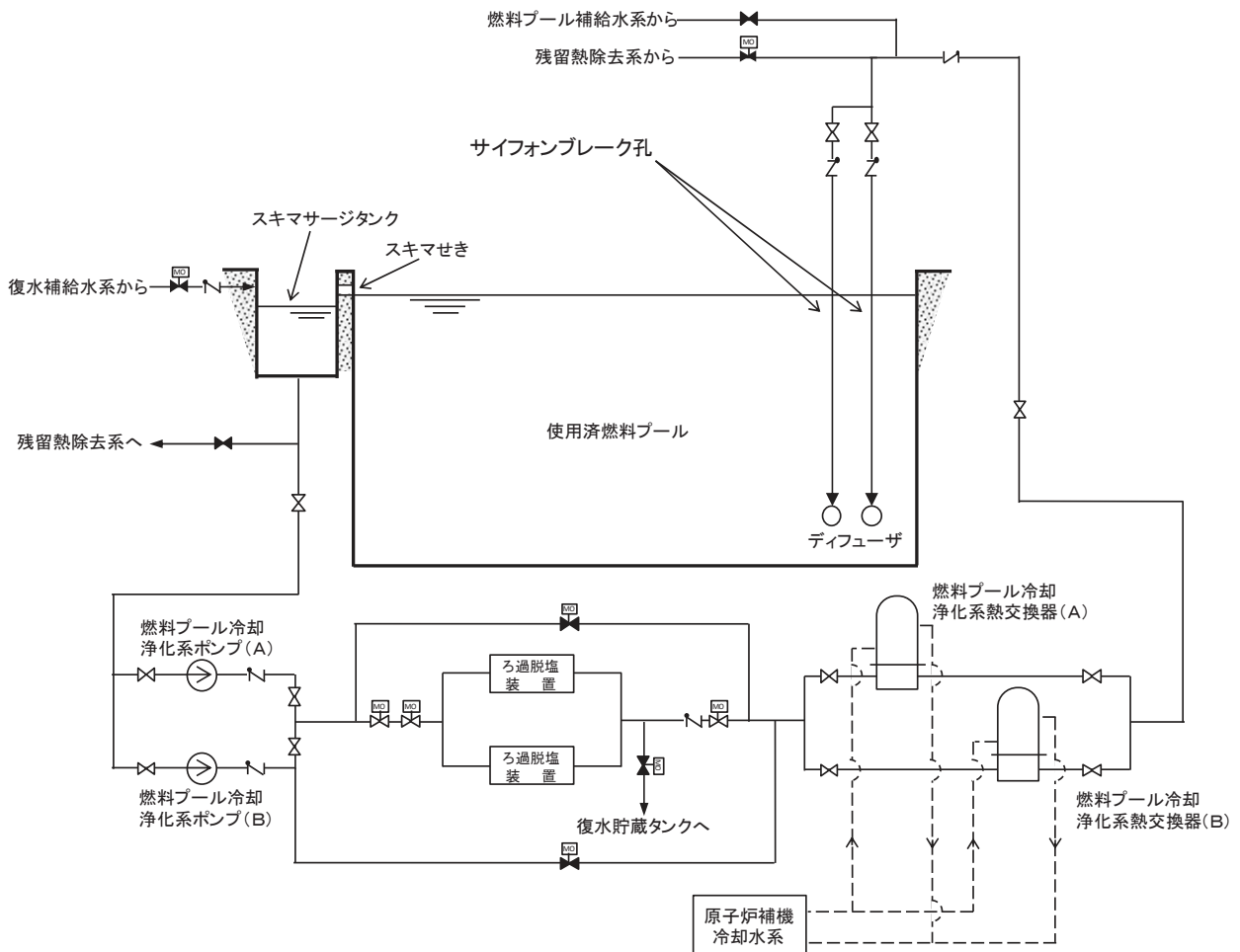


図1 燃料プール冷却浄化系 系統概要図

2. サイフォンブレイク孔の仕様

(1) サイフォンブレイク孔の寸法

サイフォンブレイク孔は、2本の燃料プール冷却浄化系戻り配管(150A)それぞれに、直径 15 mm の開口として設置する。

(2) サイフォンブレイク孔の設置レベル

サイフォンブレイク孔の設置レベル及び燃料プール内のレベルを図 2 に示す。

サイフォンブレイク孔は燃料プールの通常水位より 350 mm 下方に設置することで、燃料プール水がサイフォン現象により流出した場合においても、水位低下をサイフォンブレイク孔の設置レベル付近までに留めることが可能であり、使用済燃料の遮蔽に必要な水位を確保することが可能である。

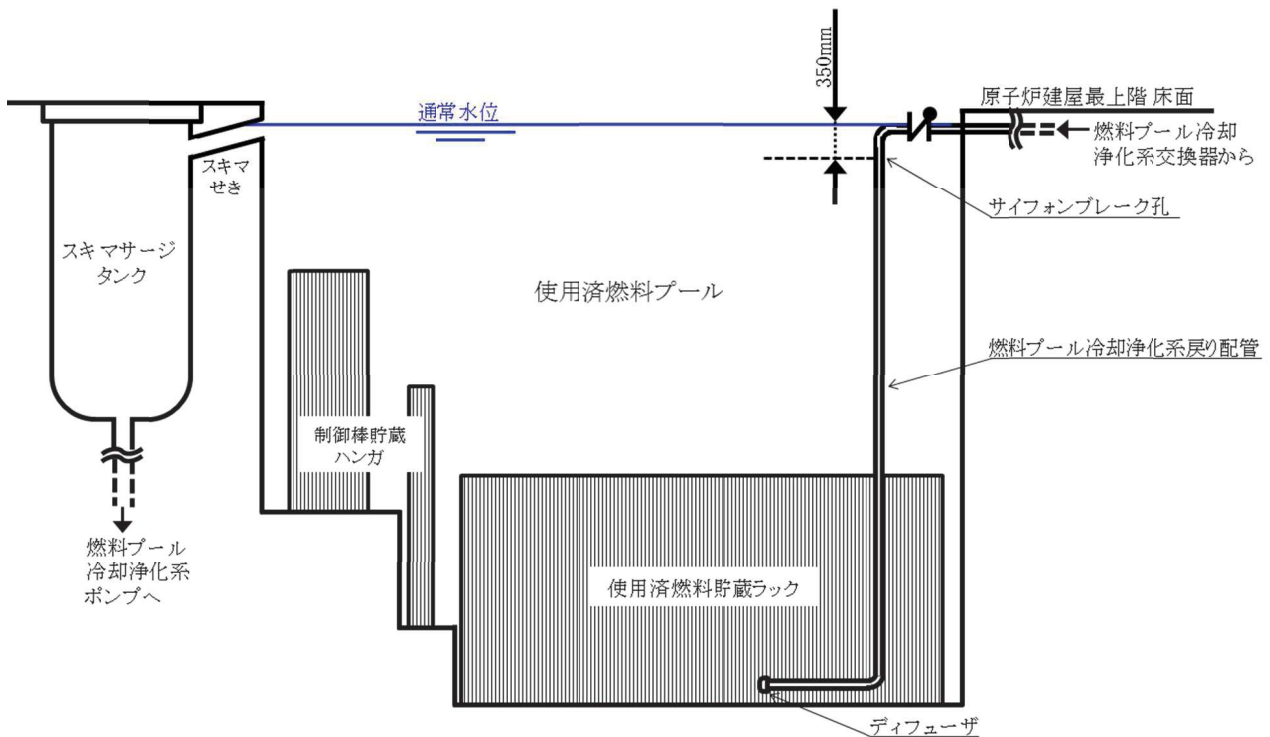


図 2 サイフォンブレイク孔の設置位置

(3) サイフォン現象発生時の想定流出量

サイフォン現象が発生し、サイフォンブレイク孔まで水位が低下すると、サイフォンブレイク孔から空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなることによって、サイフォン現象が破れる。(図 3 参照)

サイフォンブレイク孔の寸法を直径 15mm、サイフォン現象が止まるまでの時間をサ

イフオンブレイク孔から吸込んだ空気が配管頂部を満たすまで時間とし、燃料プール冷却浄化系熱交換器出口配管部での全周破断によるサイフォン現象が発生した場合の流出量，サイフォン現象が止まるまでの時間及びサイフォン現象発生時の燃料プールの最低水位の評価結果は以下のとおりである。

| | | |
|------------------|---|---------------------|
| 流出量 | : | 約 61 m ³ |
| サイフォン現象が破れるまでの時間 | : | 約 6.56 秒 |
| サイフォン現象発生時の水位最低 | : | 通常水位－約 355 mm |

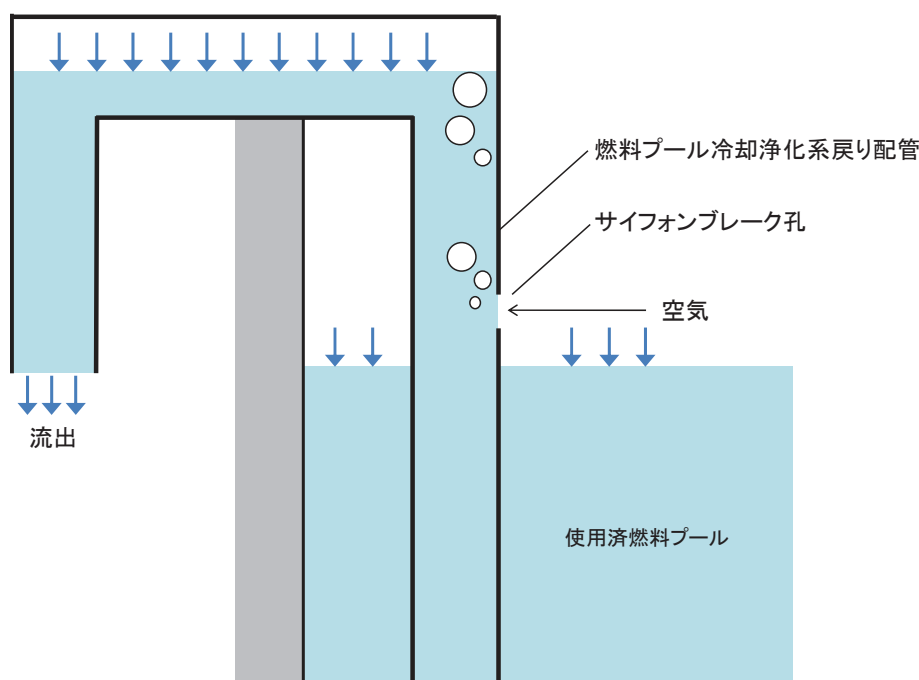


図3 サイフォン現象発生時の概念図

(4) 想定被ばく線量率

燃料プール水が流出した場合の原子炉建屋最上階の床付近の線量率評価結果を図4に示す。

図4より，燃料プール水位がサイフォンブレイク時の水位まで低下した場合においても，原子炉建屋最上階の床付近の線量率は0.1mSv/hより小さくなることから，燃料プールはサイフォン現象によるプール水の流出が発生した場合においても，十分な遮蔽水位を確保することが可能である。

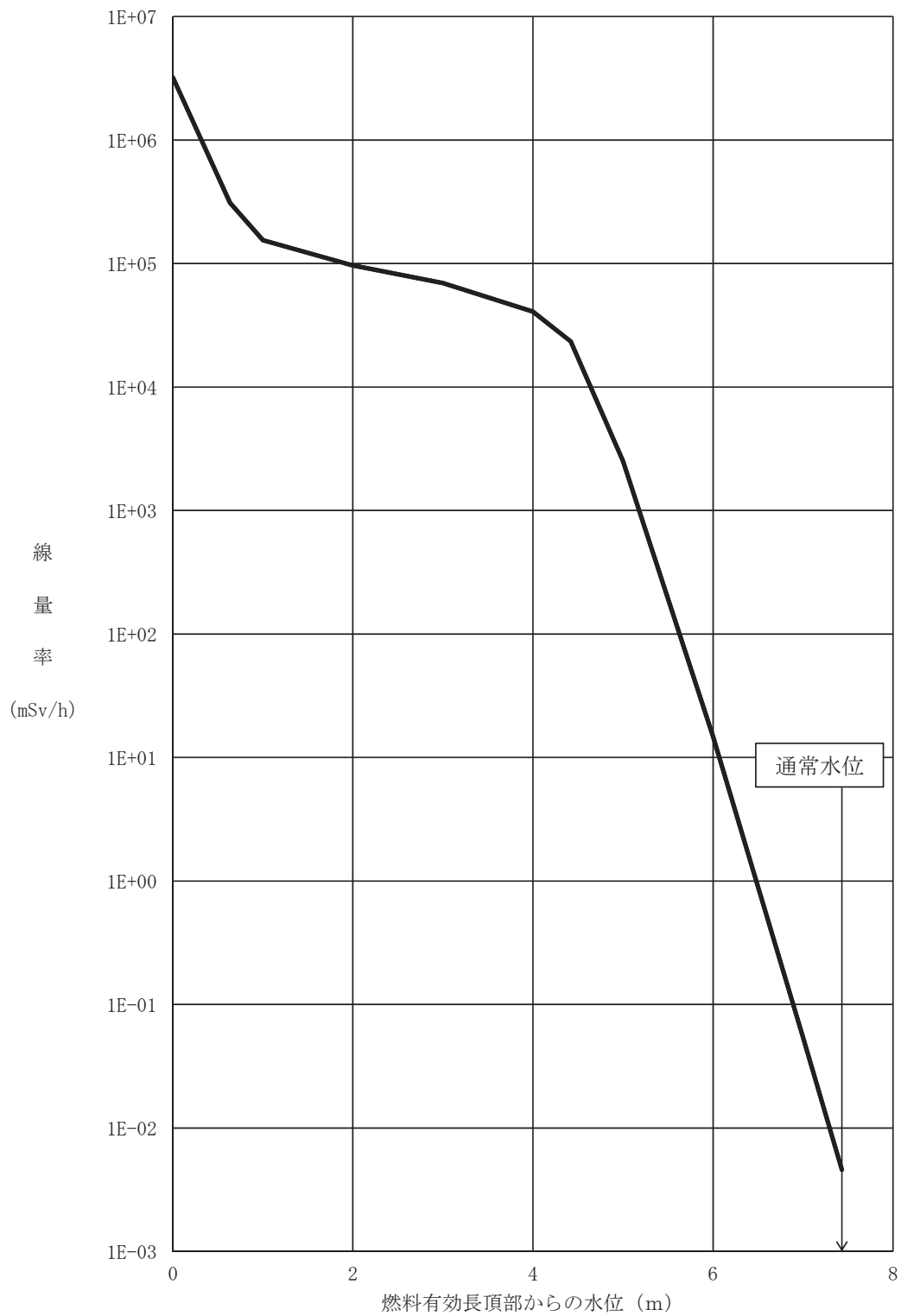


図4 燃料プール水位と線量率

添付 4.2.3-4

3. サイフォンブレイク孔の健全性

サイフォンブレイク孔は、以下のとおり機能喪失が発生しないことから、重大事故等時においても、その効果を期待できる。

(1) 配管強度への影響

燃料プール冷却浄化系戻り配管は、常設耐震重要重大事故防止設備であり、重大事故等クラス2配管に該当することから、材料及び構造については、設計・建設規格におけるクラス2配管に関する規格を準用する。クラス2配管への穴補強の適用条件はPPC-3422より、「(1) 平板以外の管に設ける穴であって、穴の径が64mm以下で、かつ、管の内径の4分の1以下の穴を設ける場合」に該当することから、穴の補強が不要と規定されており、設計上サイフォンブレイク孔が、燃料プール冷却浄化系戻り配管の強度へ与える影響はない。

また、当該配管は基準地震動 S_s による地震力に対して、必要な機能を損なうことのない設計としている。

(2) 人的要因による機能阻害

サイフォンブレイク孔は、操作や作動機構を有さない開口のみであることから、誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため、サイフォン現象による燃料プール水の流出が発生した場合には、操作や作業を実施することなく、サイフォンブレイク孔設置位置まで水位が低下することで、自動的に燃料プール水の流出を停止することが可能である。

(3) 異物による閉塞

燃料プールは、燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク及び燃料プール冷却浄化系ろ過脱塩装置により、下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計とすることで、不純物によるサイフォンブレイク孔の閉塞を防止することが可能である。

- ・ プール水面上の空気中からの混入物
- ・ プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した不純物
- ・ 燃料交換時に炉心から出る腐食生成物及び核分裂生成物
- ・ 燃料交換作業、その他の作業の際の混入物
- ・ プール洗浄後のフラッシング水

a. スキマサージタンクによる異物除去

スキマサージタンクには、6×6メッシュ（通過粒子径：約3mm程度）の異物混入防止ストレーナが設置されており、燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな不純物を除去することが可能である。

b. ろ過脱塩装置による異物除去

燃料プール冷却浄化系ろ過脱塩装置は、ろ過脱塩器、出口ストレーナ等から構成される。

ろ過脱塩器は、ステンレス鋼製エレメントに保持された粉末状イオン交換樹脂により燃料プール水中の溶解性、不溶解性不純物を除去し、プール水を浄化する設備である。

ろ過脱塩器の出口側には、イオン交換樹脂の流出を防止するために出口ストレーナが設置されている。出口ストレーナは24×110メッシュ（通過粒子径：約150 μ m程度）であり、サイフォンブレイク孔（ ϕ 15mm）を閉塞させる可能性のある不純物を除去することが可能である。

c. 燃料プールの巡視

燃料プールは、運転員により毎日、巡視を実施することとしており、サイフォンブレイク孔を閉塞させる可能性のある浮遊物等がないことを確認することが可能である。また、浮遊物等を発見した場合には、除去することにより、サイフォンブレイク孔の閉塞を防止することが可能である。

d. 地震等発生時における異物による閉塞の防止

燃料プール周辺は異物混入防止強化エリアとして設定しており、持ち込み物品への落下防止措置の実施、破損の可能性のある物品の持ち込みの禁止等により、燃料プールへの異物混入防止対策を行っている。ただし、定期検査時の作業等により燃料プール付近への物品持ち込みが避けられない場合があり、エリア内での作業時に地震が発生した場合、作業のために持ち込んだ物品がスロッシング等によりプール内に流れ込む可能性がある。

燃料プール内に流れ込む可能性がある物品のうち、サイフォンブレイク孔の閉塞を発生させるものとして、養生シート、ビニール類が考えられる。燃料プール周辺で使用する養生シート、ビニール類は、水中へ落下した場合でも発見しやすい色のものを使用することとしており、地震後の巡視により、浮遊物を発見し、適切な除去が行われる。

なお、地震によるスロッシングにより、サイフォンブレイク孔が気中に露出している場合には、異物による閉塞は発生しないと考えられる。

(4) 落下物干渉による変形

サイフォンブレイク孔は、図5に示すとおり、燃料プール冷却浄化系戻り配管の垂直部分に設けられた直径15mmの開口であり、また、弁等の機器が設置されていないことから、落下物等が直接干渉することはなく、サイフォンブレイク孔の変形により閉塞することは考えにくい。



図5 サイフォンブレイク孔の設置状況

4. サイフォンブレイク孔の健全性確認方法

サイフォンブレイク孔は通常水位より350mm下方に設置しており，目視にてサイフォンブレイク孔の通水状態を確認することが可能であり，定期的な巡視（1回／週）により穴の閉塞がないことを確認する。

安定状態について

想定事故 2（サイフォン現象等による燃料プール内の水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

燃料プール安定状態：設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により，燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足，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，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】燃料プールの安定状態の確立について

燃料プール代替注水系を用いた燃料プールへの注水を実施することで，燃料プール水位が回復，維持され，燃料プールの安定状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，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】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し，復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2. 1. 1 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（1/5）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 | |
|------|------------------------|---|-----------------------|--|--|---|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | | |
| 初期条件 | 燃料プール保有水量 | 約 1,400m ³ | 約 1,400m ³ | 保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。 | 燃料プール水位及びプールゲートの状態に含まれる。 |
| | 燃料の崩壊熱 | 約 6.7MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 45 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t | 約 6.3MW 以下 (実績値) | 原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出して設定 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応を取るものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 |

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（2/5）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 |
|-----------------|------------------------|------------------------|------------------------------|--|---|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | |
| 初期条件 燃料プール水温 | 65℃ | 約27℃ ～約43℃ (実績値) | 保安規定の運転上の制限値 最確条件を包絡できる条件 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応を取るのではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール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、自然蒸発、燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から10時間以上（10mSv/hの場合約10.8時間）となり、燃料プールの水位の低下により原子炉建屋最上階の線量率が上昇することから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような燃料プール水位の低下に対しても、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上（約3.6日）であり、事象発生13時間後から燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 |

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（3/5）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 | |
|------|------------------------|---|--|--|---|---|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | | |
| 初期条件 | 燃料プール水位 | 通常水位 | 通常水位付近 | 通常水位を設定 | <p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部に低下するまでの時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は燃料プールの初期水位に応じた対応を取るのではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.53m（スロッシング量80m³を燃料プール断面積約152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から18時間以上（10mSv/hの場合約18.1時間）であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）または燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から0.165m下）とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から10時間以上（10mSv/hの場合約18.6時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上（約3.9日）あり、事象発生13時間後までに燃料プール代替注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.53m（スロッシング量80m³を燃料プール断面積約152m²で除した値）の水位低下が発生する。この場合、原子炉建屋最上階の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から18時間以上（10mSv/hの場合約18.1時間）、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上（約3.9日）あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）または燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> |
| | プールゲートの状態 | プールゲート閉 （原子炉ウエル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない） | プールゲート開 （原子炉ウエル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮） | 全炉心燃料取出直後において、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル、D/Sピット及びキャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定 | <p>プールゲートの開放を想定した場合、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるのではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> | <p>最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉と比べて1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール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。</p> |

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（4／5）

| 項目 | | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 |
|------|---------|------------------------|---|--|--|--------------------|
| | | 評価条件 | 最確条件 | | | |
| 初期条件 | 外部水源の容量 | 10,000m ³ | 10,000m ³ 以上 （淡水貯水槽水量） | 淡水貯水槽の通常時の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生13時間後から大容量送水ポンプ（タイプI）による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽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900kL | 約900kL以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量） | 通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定 | 最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても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。 | — |

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（想定事故2）（5/5）

| 項目 | 評価条件（初期、事故及び機器条件）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 | |
|------|-----------------------------|---------------------------------|--|---|---|---|
| | 評価条件 | 最確条件 | | | | |
| 事故条件 | 配管破断の想定 | 燃料プール冷却浄化系の配管のうち、最下部の配管の両端破断を想定 | 事故毎に変化 | 耐震クラスや隔離操作の成立性等を考慮して、燃料プール冷却浄化系配管の両端破断を想定 | 破損面積が評価条件より小さい場合、燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する時間は長くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は水位低下量に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 破損面積が評価条件より小さい場合、燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する時間は長くなるが、サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため、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小さい。 |
| | 逆流防止用の逆止弁の状態 | 逆止弁の開固着 | 事故毎に変化 | 逆止弁の開固着を想定 | 弁の開口面積が評価条件より小さい場合、燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する時間は長くなるが、燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は水位低下量に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 弁の開口面積が評価条件より小さい場合、燃料プールの保有水の漏えい量が少なくなり、燃料プール水位がサイフォンブレイク孔まで低下する時間は長くなるが、サイフォンブレイク孔により漏えいが停止するため、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小さい。 |
| | サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレイク孔の考慮 | 考慮する | 考慮する | サイフォンブレイク孔によるサイフォン現象の継続防止を想定 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| | 安全機能の喪失に対する仮定 | 燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失 | — | 燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失しているものとして設定 | — | — |
| | 外部電源 | 外部電源なし | 事故毎に変化 | 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |
| 機器条件 | 燃料プール代替注水系 | 最大 114m ³ /h で注水 | 最大 114m ³ /h [*] で注水 | 燃料プール代替注水系による注水を想定設備の設計値として設定 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 | 評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 |

※ 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに 114m³/h である。

表2 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（想定事故2）（1／2）

| 項目 | 評価条件（操作条件）の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|------|-------------------------------|------------------|-------------------------------------|---|---|---|---|
| | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備（燃料プール代替注水系） | 事象発生から10時間後に準備完了 | 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間を踏まえて設定 | <p>【認知】 燃料プール水位低下時、中央制御室にて燃料プールへの注水機能喪失を確認した場合、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。また、原子炉建屋内ホース敷設を行う運転員（現場）及び専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置等を行う重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて25分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉建屋内ホース敷設を行う運転員（現場）及び重大事故等対応要員は、原子炉建屋内まで徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて25分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプI）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており、ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により、自走にて作業現場へ移動しながら実施することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合にアクセスルートの被害があっても、ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており、仮復旧作業として4時間（この間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。大容量送水ポンプ（タイプI）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>[大容量送水ポンプ（タイプI）の準備：6時間（余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設、接続等に5時間を想定 大容量送水ポンプ（タイプI）の起動、水張り等に30分間を想定 <p>[原子炉建屋内ホース敷設：3.5時間（移動及び余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋内におけるホース敷設等に3時間を想定 <p>【他の並列操作有無】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備及び原子炉建屋内ホース敷設作業は、並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅れることはない。よって、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】 運転員（現場）及び重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>評価上の大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間、その後の準備作業に6時間を想定して事象発生10時間後と設定しているが、準備作業が想定より短い時間で完了する可能性があり、実態の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> | <p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から18時間以上（10mSv/hの場合、約18.6時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下するまで低下する時間が事象発生から3日以上（約3.9日）であり、事故を検知して注水準備作業が完了するまでの時間は事象発生から約10時間後、その後、3時間後に注水開始と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> | <p>大容量送水ポンプ（タイプI）の設置等については、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ、訓練実績等により約9.5時間で実施可能なことを確認した。また、原子炉建屋内ホース敷設については、所要時間3.5時間想定のところ、訓練実績等により約3時間で実施可能なことを確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p> |
| | 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作 | 事象発生から13時間後 | 燃料プール代替注水系の系統構成に必要な準備時間に時間余裕を考慮して設定 | <p>【認知】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、燃料プール水位の低下を確認した場合に大容量送水ポンプ（タイプI）を用いて行う操作である。燃料プール水位は燃料プール冷却機能喪失時の重要な監視項目として継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作は、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了後、引き続き実施する作業であるため、移動時間は考慮不要である。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作に必要な作業は注水用ヘッダの手動弁1個の開操作であり、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、手動弁1個の操作で注水可能であり操作開始時間は十分に短い。</p> <p>【他の並列操作有無】 燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水操作時に、他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> | <p>評価上の燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水開始時間は、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了から3時間後と設定している。大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了後、燃料プール水位は継続監視しており、燃料プール水位の低下を確認した時点で注水操作が可能である。このため、実態の操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> | <p>評価上の注水操作開始に対して、実態の操作開始時間が早まり、燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> | <p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から18時間以上（10mSv/hの場合、約18.6時間）、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下するまで低下する時間が事象発生から3日以上（約3.9日）であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約13時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> |

表2 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 (想定事故2) (2/2)

| 項目 | 評価条件 (操作条件) の不確かさ | | 操作の不確かさ要因 | 運転員等操作時間に与える影響 | 評価項目となるパラメータに与える影響 | 操作時間余裕 | 訓練実績等 |
|-----------------------------------|--------------------|--|---|----------------|--------------------|--------|---|
| | 評価上の操作開始時間 | 条件設定の考え方 | | | | | |
| 操作条件 各機器への給油 (大容量送水ポンプ (タイプ1)) | 事象発生から 10 時間以降, 適宜 | 大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油は, 評価条件ではないが, 評価で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。大容量送水ポンプ (タイプ1) の準備完了時間を踏まえ設定 | 大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油開始までの時間は, 事象発生から約 10 時間以降であり十分な時間余裕がある。 | — | — | — | 有効性評価では, 燃料プールへの注水に使用する大容量送水ポンプ (タイプ1) (1 台) への燃料給油を期待している。各機器への給油準備作業について, 大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油準備 (現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで) は, 所要時間 140 分のところ訓練実績等では約 130 分で実施可能なことを確認した。また, 各機器への給油作業は, 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。大容量送水ポンプ (タイプ1) への給油作業は, 許容時間 300 分のところ, 訓練実績等では約 40 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。 |

7日間における水源，燃料評価結果について
(想定事故2)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・淡水貯水槽：10,000m³ (5,000m³×2)

○水使用パターン

- ・燃料プール代替注水系による燃料プールへの注水
事象発生13時間後から，最大流量114m³/hの流量で注水を実施する。
プール水位回復後，水位を維持できるよう崩壊熱相当（最大約12m³/h）
の注水を実施する。

○評価結果

事象発生13時間後から燃料プール水位が通常水位に回復する約15時間後までは114m³/hで注水を行い，その後は崩壊熱相当（最大約12m³/h）で注水を実施するため，7日間では合計約2,070m³の水量が必要となるが，淡水貯水槽には合計10,000m³保有していることから必要注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。

$$114\text{m}^3/\text{h} \times (15\text{h} - 13\text{h}) + 12\text{m}^3/\text{h} \times (168\text{h} - 15\text{h}) \doteq 2,070 \text{ m}^3$$

2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉停止中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象： 想定事故2は2号炉を想定。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。

2号炉

| 燃料種別 | | 軽油 |
|------|--------------------------------|---|
| 時系列 | 事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h) | 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (想定負荷に応じた燃料消費量) (1) 非常用ディーゼル発電機(A) 1,450L/h×1台×168h=約244kL (2) 非常用ディーゼル発電機(B) 1,380L/h×1台×168h=約232kL 7日間合計 約476kL |
| | | 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※1} (想定負荷に応じた燃料消費量) 280L/h×1台×168h=約48kL |
| | | 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) 188L/h×1台×168h=約32kL |
| | 事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h) | 常設代替交流電源設備 2台起動 ^{※2} (想定負荷に応じた燃料消費量) 540L/h×2台×24h=約26kL |
| 合計 | | 7日間の軽油消費量 約582kL |
| 判定 | | 非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約524kL)に対して2号炉の軽油タンク(約600kL)の軽油が使用可能。大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約58kL)に対してガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能。 |

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(600kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。なお、ガスタービン発電設備軽油タンクから軽油を抽出する場合にはその時点で常設代替交流電源設備を停止する。