

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成29年2月

東京電力ホールディングス株式会社

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 解析の実施方針
- 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
- 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)
 - 2.3.2 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗
 - 2.3.3 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗
- 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)

3. 重大事故

- 3.1 雰囲気気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴, 格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合

- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
 - 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2

- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
 - 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 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における 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 有効性評価における判断基準と有効性評価結果, 評価における不確かさの関係について

- 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 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 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 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

- 添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について
- 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.4 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 2.3.1.5 安定状態について
- 添付資料 2.3.1.6 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（全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)）
- 添付資料 2.3.1.7 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)）

- 添付資料 2.3.1.8 7 日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
- 添付資料 2.3.1.9 常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について
- 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+DG 喪失)+RCIC 失敗)
- 添付資料 2.3.4.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.3.4.2 7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.3.4.3 7 日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
- 添付資料 2.3.4.4 常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
-
- 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 日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.4 7 日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
- 添付資料 2.4.2.1 安定状態について
- 添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.3 7 日間における水源の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
- 添付資料 2.4.2.4 7 日間における燃料の対応について
(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
-
- 添付資料 2.5.1 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 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

- 添付資料 2.5.3 安定状態について
- 添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(原子炉停止機能喪失)
- 添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料 2.5.6 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.7 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.8 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響
- 添付資料 2.5.9 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.10 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 2.6.1 中小破断 LOCA の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 安定状態について
- 添付資料 2.6.3 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
(LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について
- 添付資料 2.6.5 7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.6 7 日間における燃料の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 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
(インターフェイスシステム LOCA)
- 添付資料 2.7.4 7 日間における燃料の対応について (インターフェイスシステム LOCA)

- 添付資料 3.1.2.1 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.2.2 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 3.1.2.3 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 3.1.2.4 原子炉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の影響について
- 添付資料 3.1.2.5 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 3.1.2.6 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

- 冷却を使用する場合)))
- 添付資料 3.1.2.7 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.8 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.9 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.3.1 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しない場合における Cs-137 放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 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しない場合)
- 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(代替循環冷却を使用しない場合)))
- 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日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.9 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.10 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却系を使用しない場合)
- 添付資料 3.2.1 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「DCH」,「FCI」,「MCCI」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について(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について
(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 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(炉外 FCI)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原子炉格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 原子炉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について
(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響
- 添付資料 3.4.1 G 値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について (水素燃焼)
- 添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響
- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の下部ドライウェルのコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について(想定事故 1)
- 添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

- 添付資料 4.2.2 想定事故 2 において微開固着及び貫通クラックによる損傷を想定している理由
- 添付資料 4.2.3 6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
- 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日間における水源の対応について(想定事故 2)
- 添付資料 4.2.7 7日間における燃料の対応(想定事故 2)

- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失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日間における燃料対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 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日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)

- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材流出事故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日間における燃料の対応(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入における燃料エンタルピ

: 今回のご説明範囲

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 反応度誤投入の代表性について

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及び所要時間について

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

添付資料 6.3.1 水源, 燃料, 電源負荷評価結果について

2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗

2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの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，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び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。

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 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は，所内蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，**低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，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（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）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，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，**格納容器圧力逃がし装置，耐圧強化ベント系及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置**による原子炉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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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，低圧代替注水系（可搬型）及び**逃がし安全弁**による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，

安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.3.4.1 から図 2.3.4.4 に、手順の概要を図 2.3.4.5 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表 2.3.4.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、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、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員46名である。必要な要員と作業項目について図2.3.4.6に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により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. 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、原子炉水位は低下するが、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ことにより、原子炉水位が回復する。

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、原子炉水位及び原子炉隔離時冷却系系統流量である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系の準備を開始する。

また、逃がし安全弁 1 個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、原子

炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、建屋内操作にて原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）の手動開操作、バイパス流防止弁の閉操作及び接続口内側隔離弁の開操作を実施する。

屋外操作にて可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の建屋近傍への配置、ホース接続を実施する。また、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の水源である防火水槽への淡水貯水池からの補給及び可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の燃料給油準備を実施する。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 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、原子炉圧力である。

f. 低圧代替注水系（可搬型）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、原子炉圧力が可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の吐出圧力以下であることを確認後、建屋内操作にて電動弁（残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）を手動開し、屋外操作にて接続口外側隔離弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

g. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

建屋内操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁、残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁及び残留熱除去系注入ライン洗浄水止め弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。

なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、異なる残留熱除去系の流路を使用し、同時に実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（原子炉格納容器）等である。

h. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を二次格納施設外からの人力操作により開する。

格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を二次格納施設外からの人力操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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レベル等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等の原子炉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サブプレッション・チェンバ・プール水位である。

i. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）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残留熱除去系ポンプ 1 台を手動起動する。

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。

j. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始する。格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・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・チェンバ・プール水温度等である。

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転時に、原子炉

水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却を再開する。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再開失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗」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、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP 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、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.4.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁 1 個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m³/h（8.12MPa[dif]～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 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（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（可搬型）

原子炉減圧後に、84m³/hで原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と合わせて行う場合は、40m³/hの流量で原子炉注水するものとする。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

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、80m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開※）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合に比較して、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、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。

(g) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃、海水温度 30℃

において) とする。

(h) 残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバのプール水温 52℃, 海水温度 30℃において) とする。

(i) 残留熱除去系 (低圧注水モード)

残留熱除去系 (低圧注水モード) は、954m³/h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作は、事象発生4時間後から開始する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) の起動操作は、事象発生から25.5時間後に開始する。

(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) の起動操作は、原子炉水位高 (レベル 8) に到達した場合に開始する。

(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) ※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.4.7から図2.3.4.12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及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管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2.3.4.13から図2.3.4.18に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.4.19から図2.3.4.22に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、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、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の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

外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。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。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、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て原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。

逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.5時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による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（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧に伴って上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気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（可搬型）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、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

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。

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原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約18時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から25.5時間後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水に切替える。原子炉水位が維持されることを確認した後、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.3.4.13 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、約 805℃ に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図 2.3.4.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[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原子炉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、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.4.8 に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）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、25.5 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉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。

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

2.3.4.3 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。

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を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減圧操作、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(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 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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（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。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置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、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置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 2.3.4.1）

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、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.4.1）

(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、表 2.3.4.1 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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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 に対して最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影

響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）は、本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可能性がある。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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料2.3.4.1）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、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に対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（可搬型）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り、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

（添付資料2.3.4.1）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、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減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。

操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約4時間後を設定している。運転員操作時間に与える影響として、実態の運転操作において低圧代替注水系（可搬型）の準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、原子炉への注水を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉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0.18MPa[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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間に与える影響はない。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、運転員（現場）は、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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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0.31MPa[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0.31MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約18時間後であり、格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって、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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24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、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20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るため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.3.4.1)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉への注水を早めることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させ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2.3.4.1)

(3) 操作時間余裕の把握

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

図2.3.4.23から図2.3.4.25に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、事象発生から4時間10分後（操作開始時間の10分程度の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約878℃となり1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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18時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、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0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa[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38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、運転操作が遅れる場合においても、限界圧力0.62MPa[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から約38時間であり、約12時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.3.4.1)

(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。

2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.4.1 (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」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」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

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、号炉あたり合計約300m³の水が必要

となる。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約1,800m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約4,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生4時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。

(添付資料 2.3.4.2)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約16kLの軽油が必要となる。また、代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,105kL）

6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約200kL）にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び格納容器スプレイ、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.3.4.3)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約2,122kW（6号炉：約1,049kW 7号炉：約1,073kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.4.4)

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」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、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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、長期的には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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対して有効である。

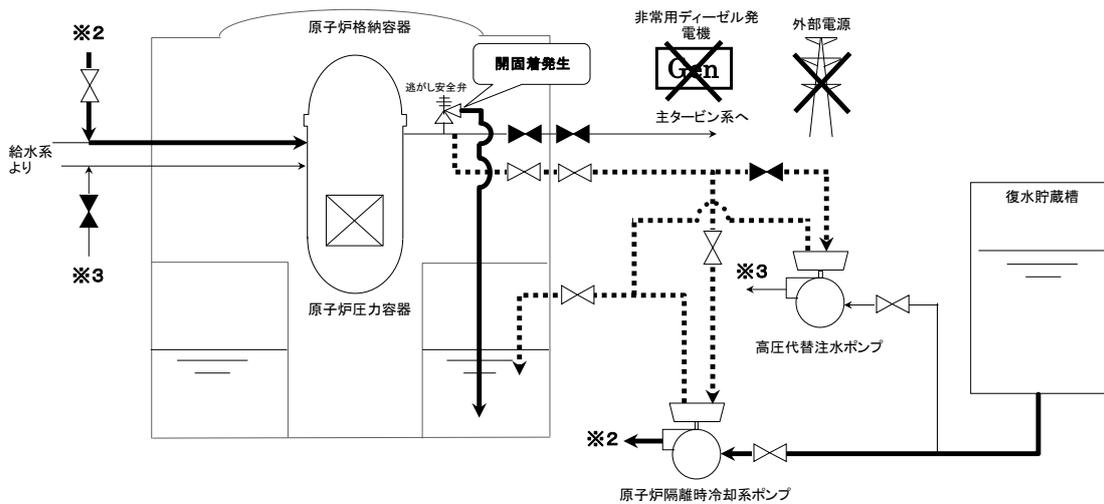


図 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

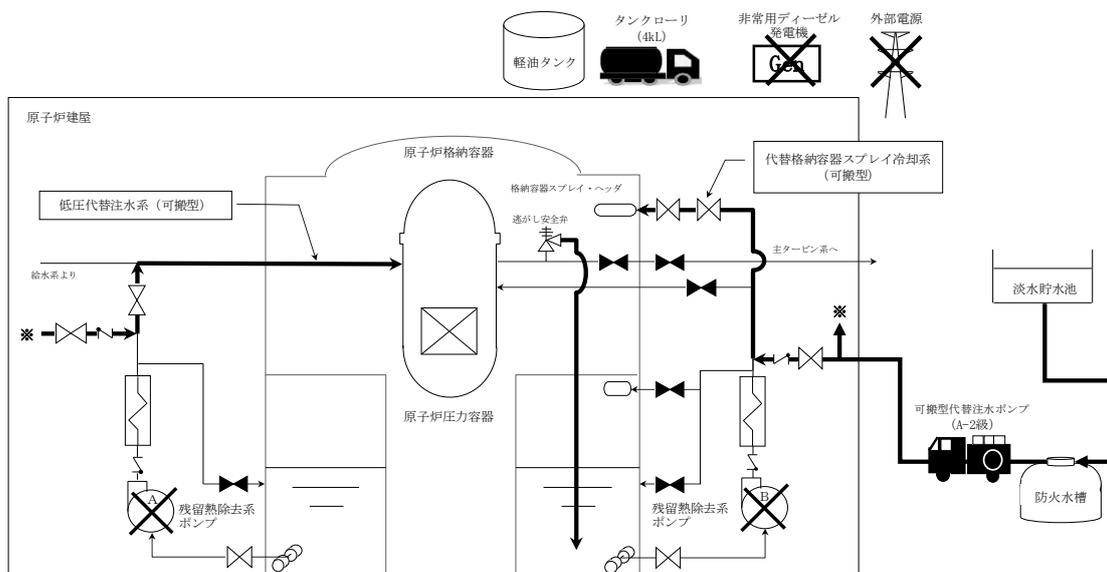


図 2.3.4.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

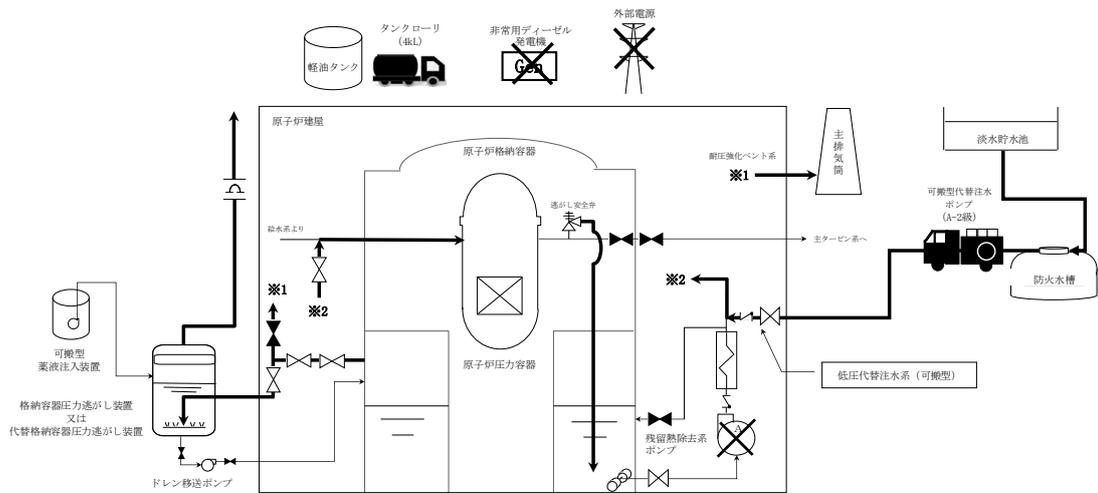
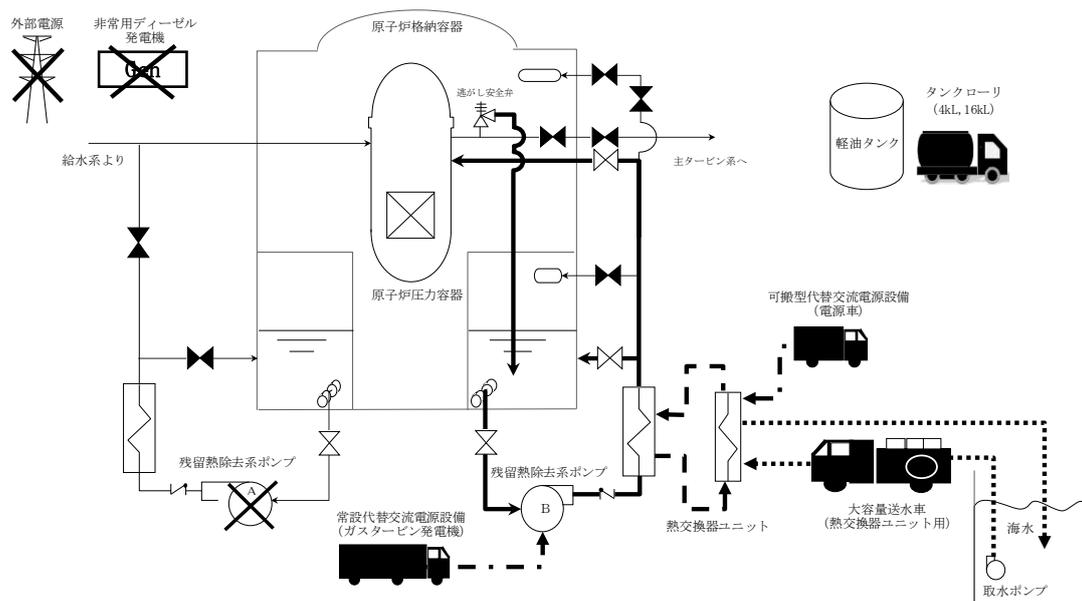


図 2.3.4.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉炉水位をレベル3～レベル8の範囲で維持する。

図 2.3.4.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

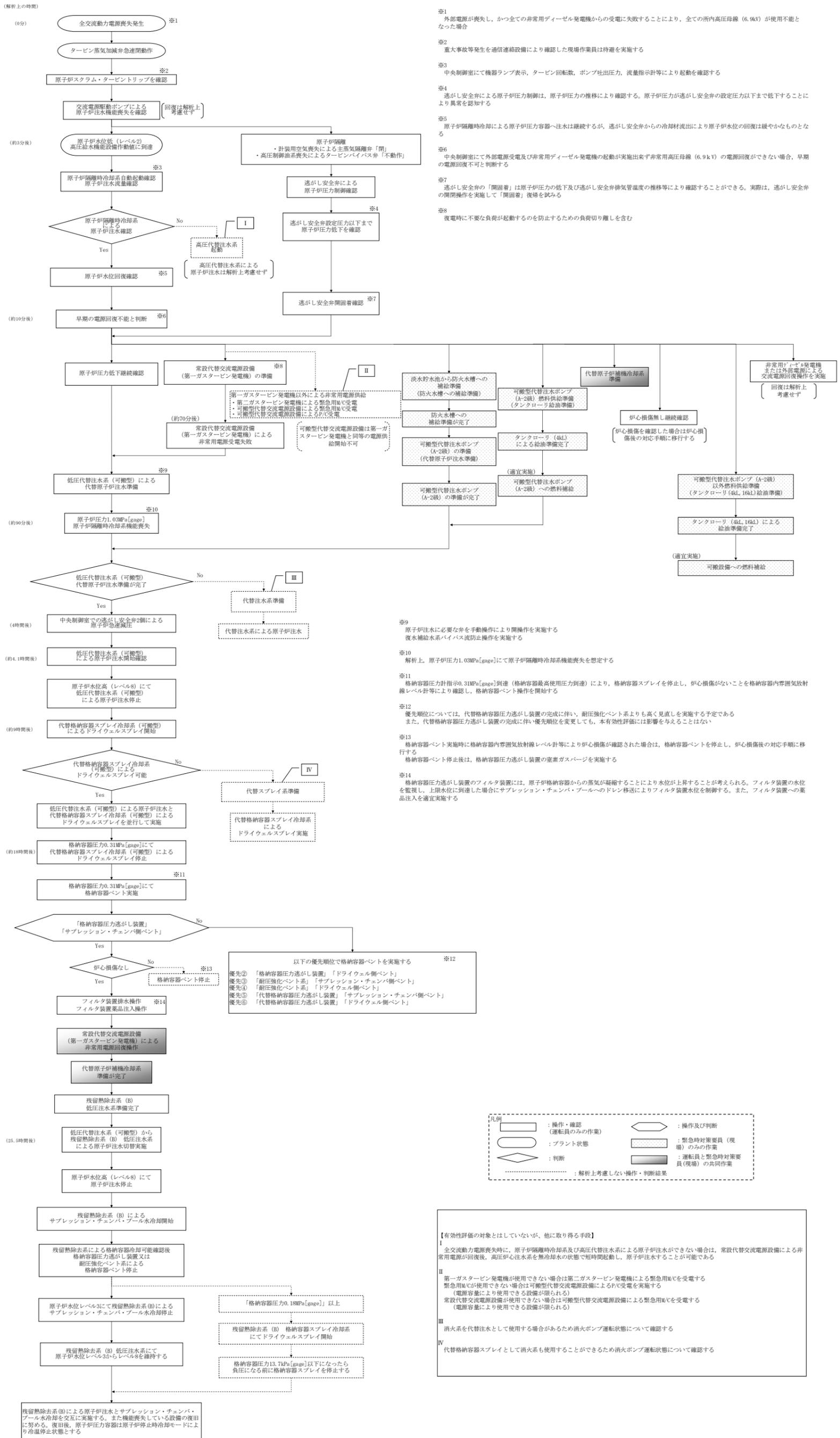


図 2.3.4.5 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗時の対応手順の概要

							全交流動力電源喪失 (&逃がし安全弁漏えい)																													
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)																					備考							
	責任者	当直長		1人		中央監視		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210		220	230	240	250	260	270	280
	指揮者	6号	当直副長	7号	当直副長	1人		緊急時対策本部連絡																												
通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡																															
運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)																																
6号		7号		6号		7号																														
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・逃がし安全弁「閉固着」確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認	10分																												
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での注水は、 原子炉圧力1.03MPaまで実施																												
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復	可能な要員により対応する																												
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・受電前準備(中央制御室)	20分																												
	-	-	2人 C, D	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認 ・第一ガスタービン発電機給電準備 ・第一ガスタービン発電機起動、給電	10分	20分	10分	20分																									
	-	-	2人 E, F	4人 e, d e, f	-	-	・放射線防護装備準備	10分																												
	-	-	(1人) E, F	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備 ・現場移動 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	50分	50分																											
常設代替交流電源設備からの受電 失敗確認	-	-	(2人) E, F	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電/受電失敗	10分																												
	-	-	(1人) e, d e, f	-	-	-	・7号炉 M/C (C) (D) 受電/受電失敗	10分																												
常設代替交流電源設備からの受電 準備操作(6号炉のみ)	-	-	(2人) E, F	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																												
常設代替交流電源設備からの受電 失敗確認(6号炉のみ)	-	-	(2人) E, F	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電/受電失敗	10分																												
常設代替交流電源設備 停止操作 (第一ガスタービン発電機)	-	-	2人 C, D	-	-	-	・第一ガスタービン発電機停止	10分																												
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 1 #1, #2	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	10分	130分																											
	-	-	-	-	2人 2 #1, #2	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉への注水準備(ホース接続)	10分	135分																											
低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水準備操作	-	-	-	(2人) e, f	-	-	・現場移動 ・7号炉 ユニハンドラリンク機構取り外し ・現場移動 ・7号炉 電動弁等現場系統構成 (洗浄水弁・原子炉注入弁) (バイパス流防止措置)	25分	70分																											
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 ユニハンドラリンク機構取り外し ・現場移動 ・6号炉 電動弁等現場系統構成 (洗浄水弁・原子炉注入弁) (バイパス流防止措置)	25分	70分																											
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉減圧操作 ・原子炉注水状態確認	5分																					継続実施							
	-	-	(2人) #1	(2人) #2	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による原子炉への注水 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)運転状態確認 ・淡水貯水池から防火水槽への補給																						継続実施							
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリ(4kL)への補給	10分	140分																											
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への給油																						適宜実施							

図 2.3.4.6 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗時の作業と所要時間(1/2)

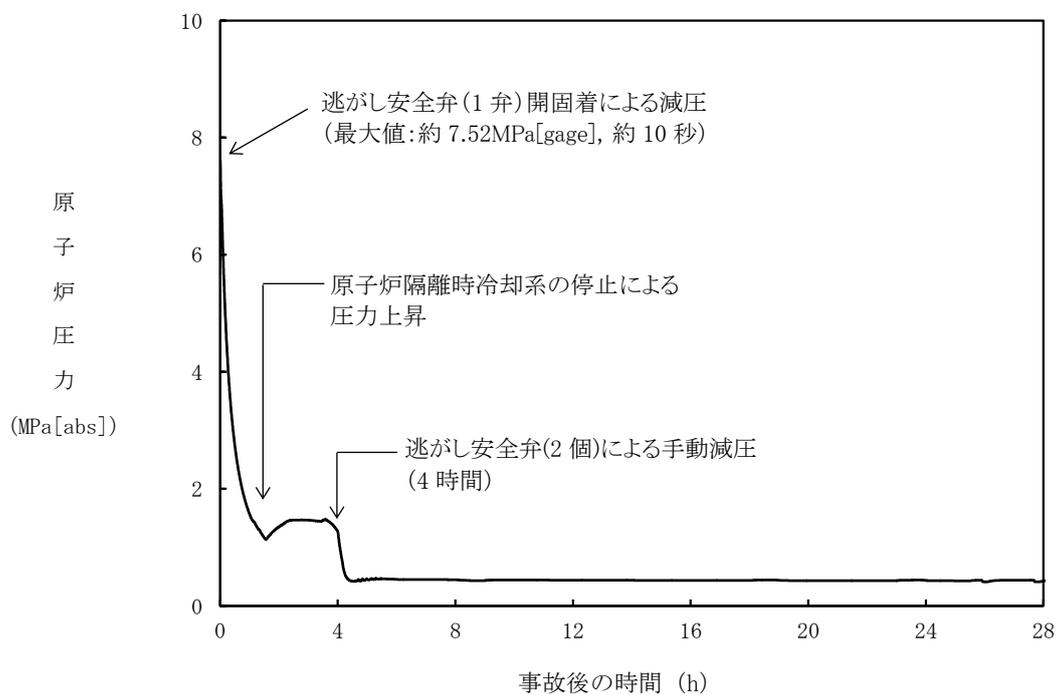


図 2.3.4.7 原子炉圧力の推移

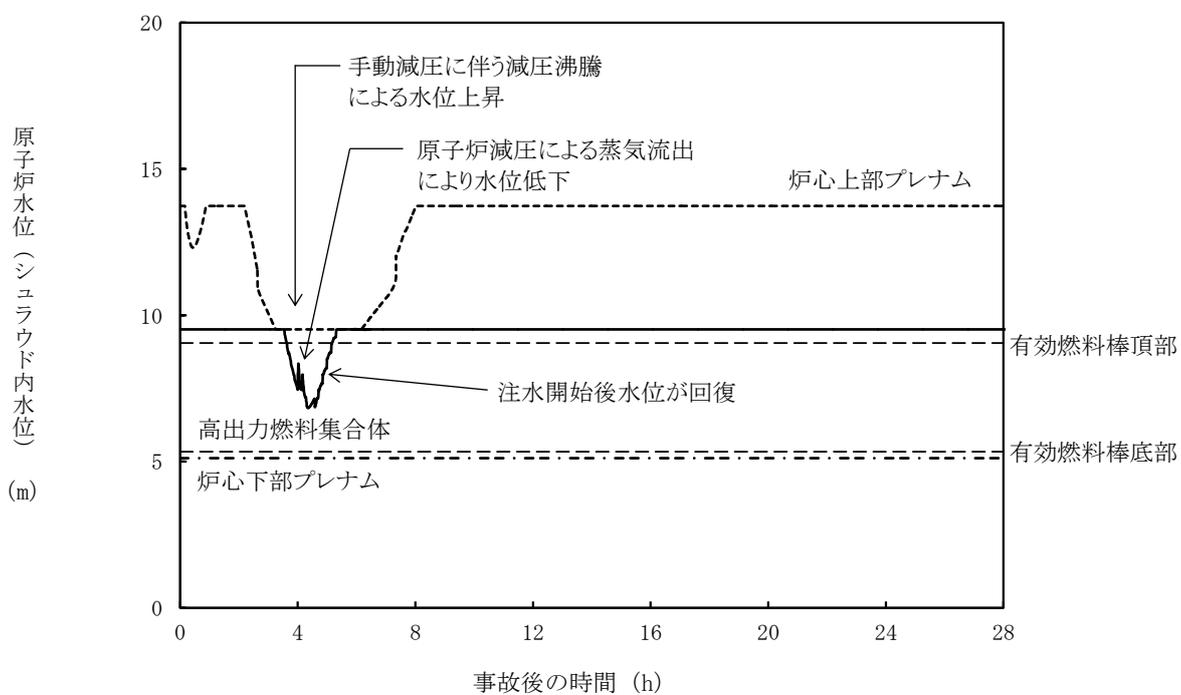


図 2.3.4.8 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

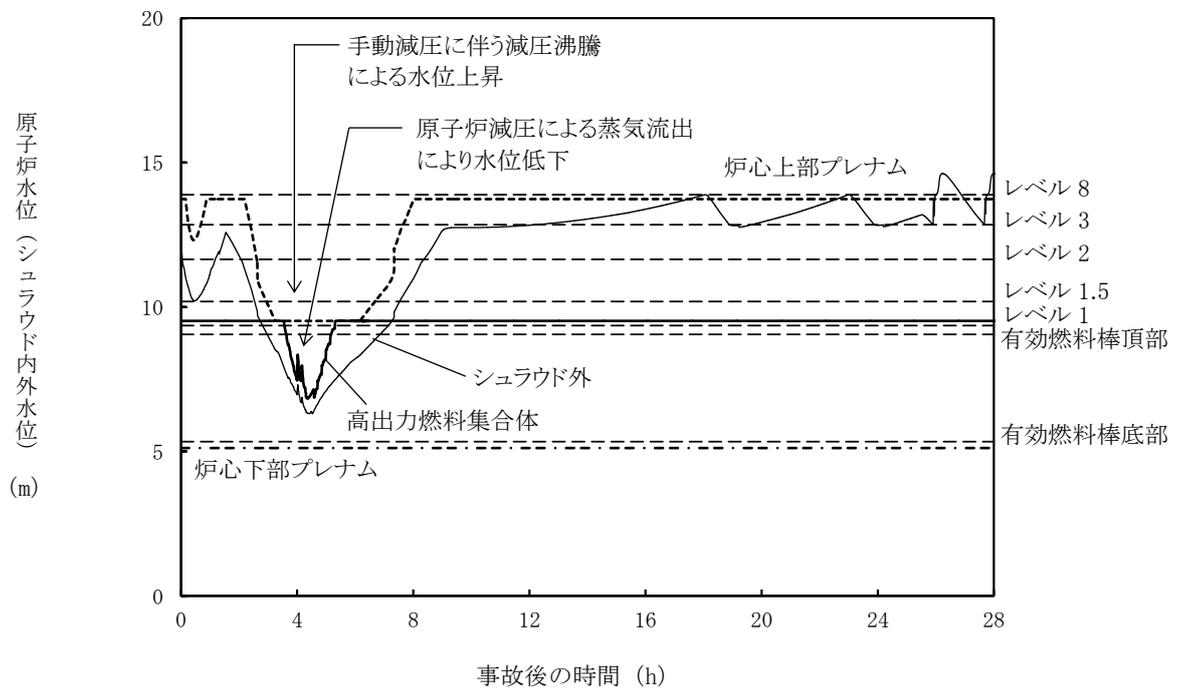


図 2.3.4.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

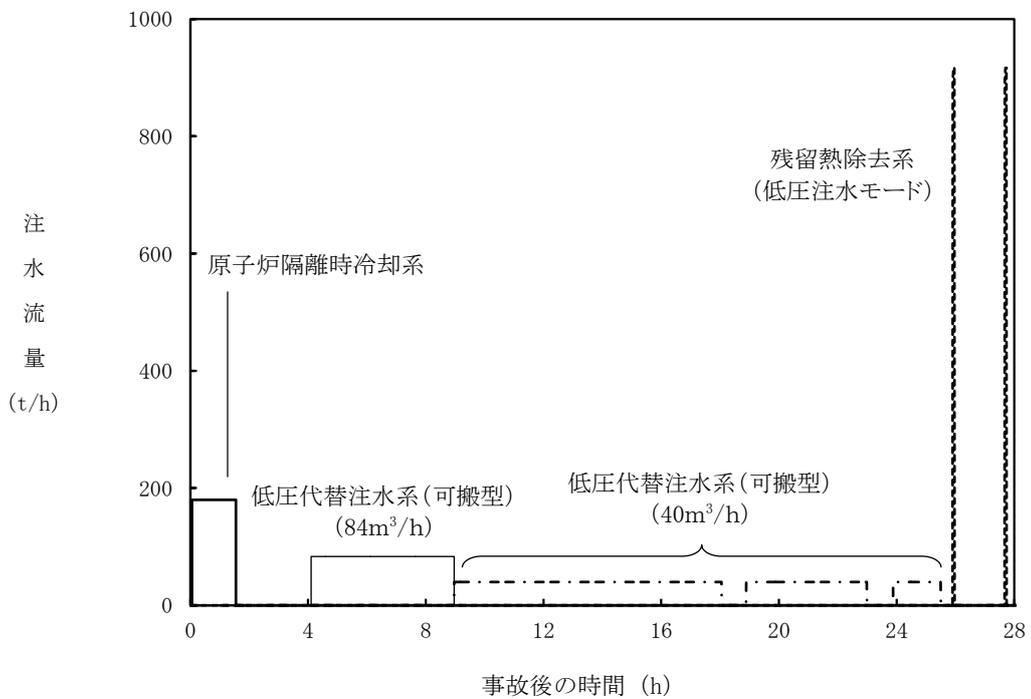


図 2.3.4.10 注水流量の推移

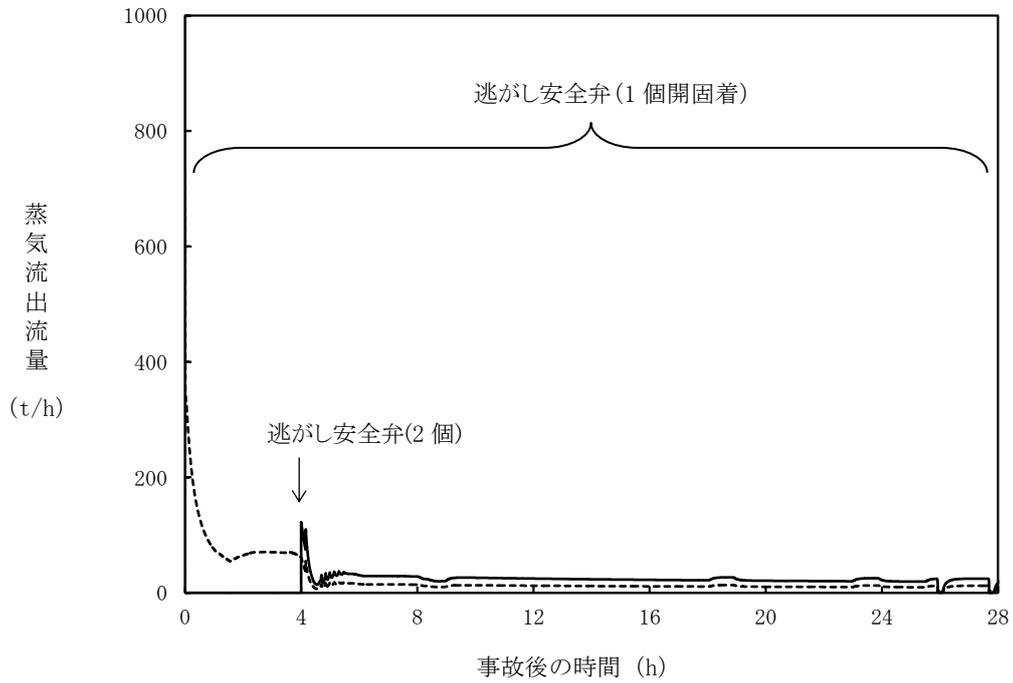


図 2.3.4.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

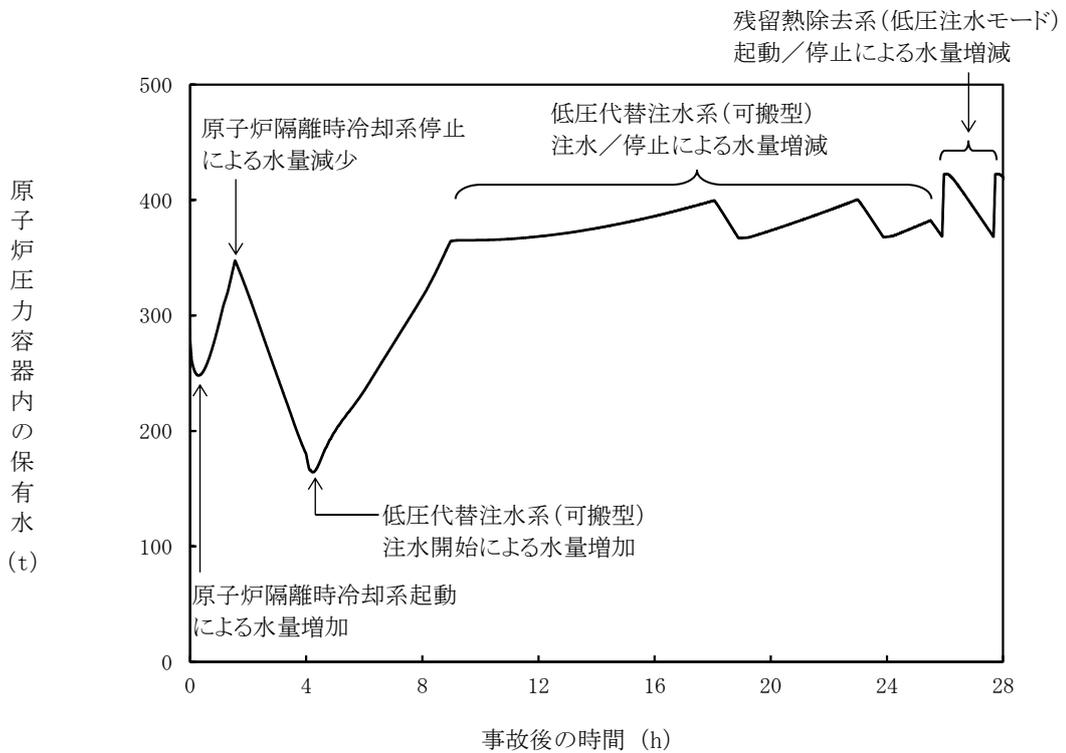


図 2.3.4.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

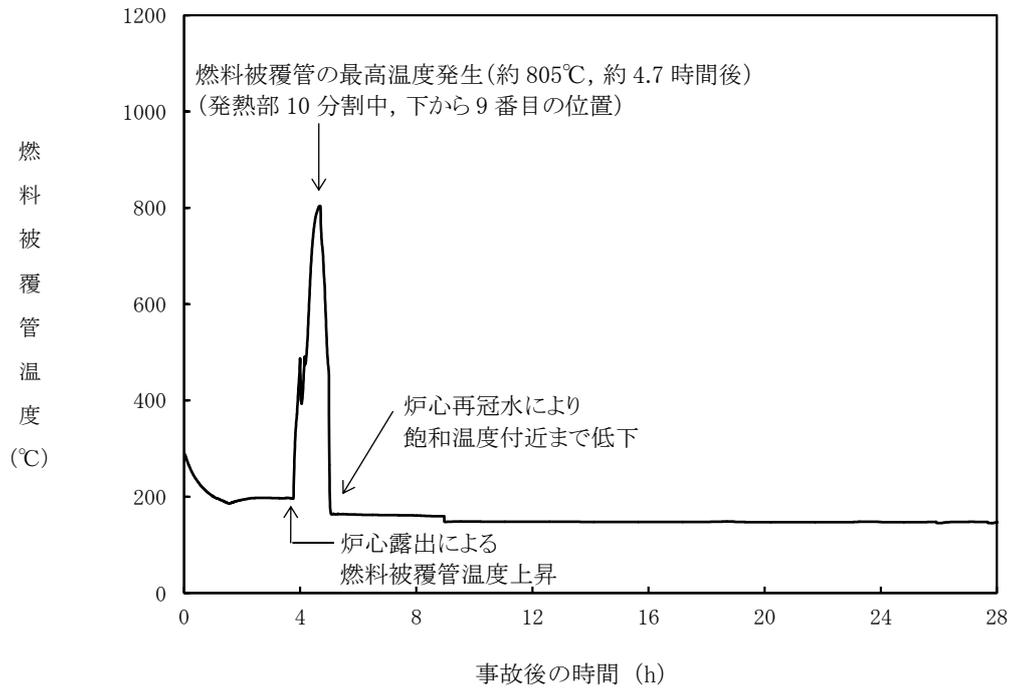


図 2.3.4.13 燃料被覆管温度の推移

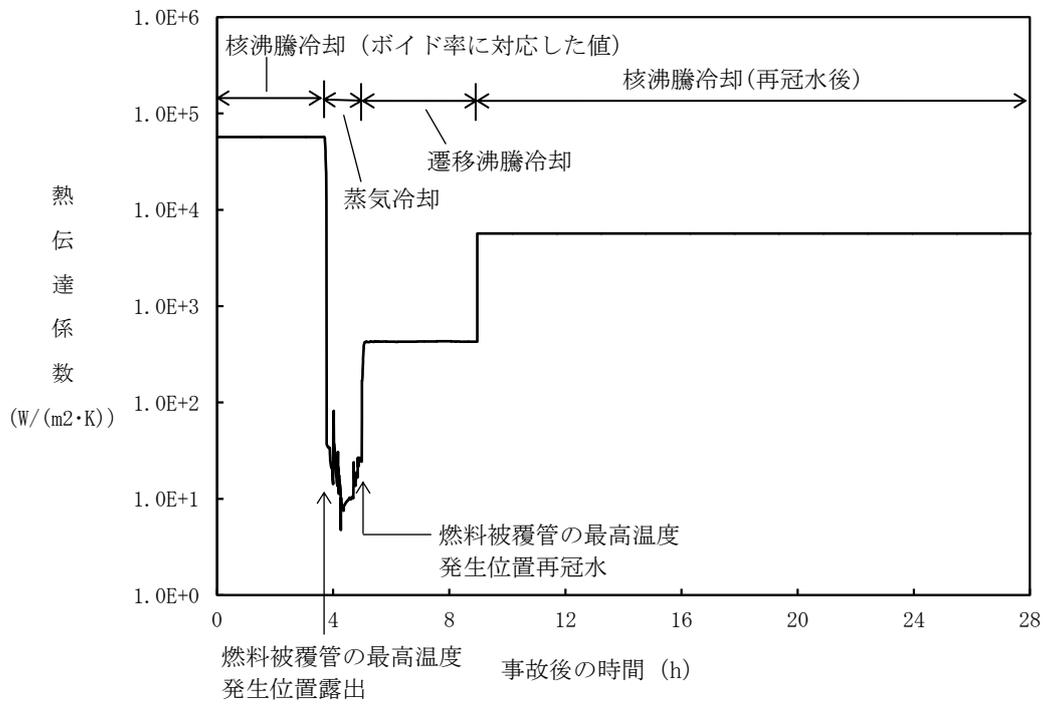


図 2.3.4.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

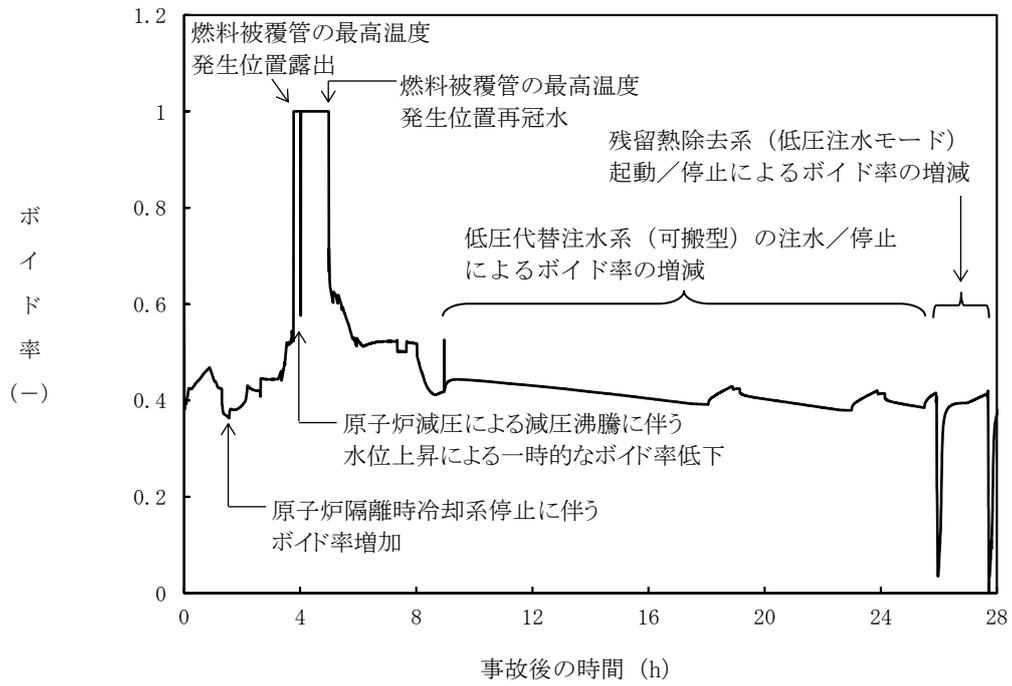


図 2.3.4.15 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

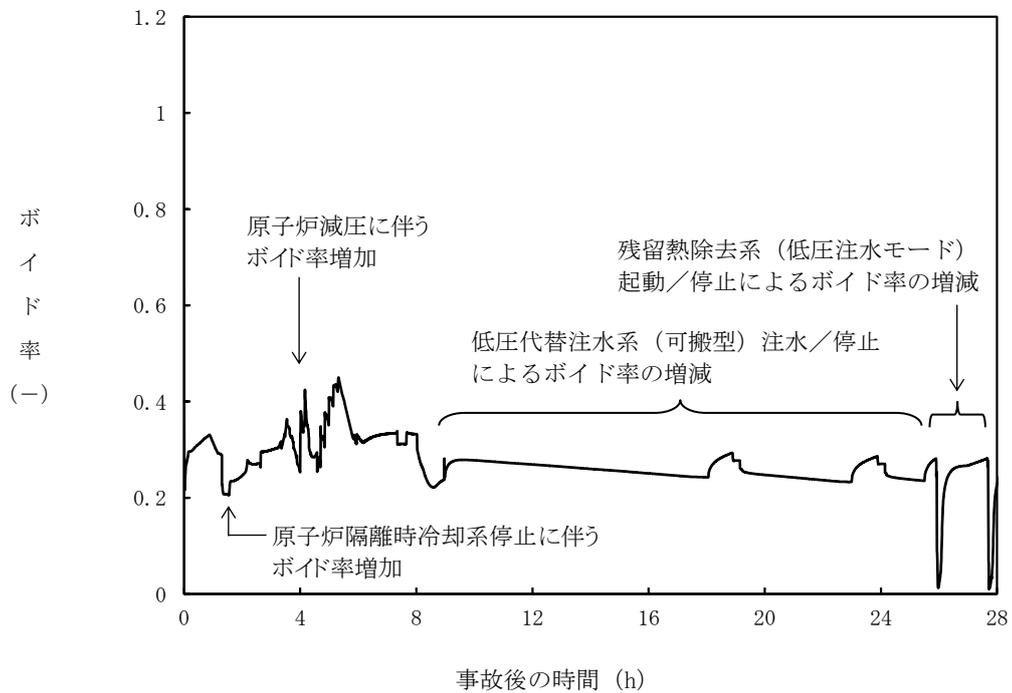


図 2.3.4.16 高出力燃料集合体のボイド率の推移

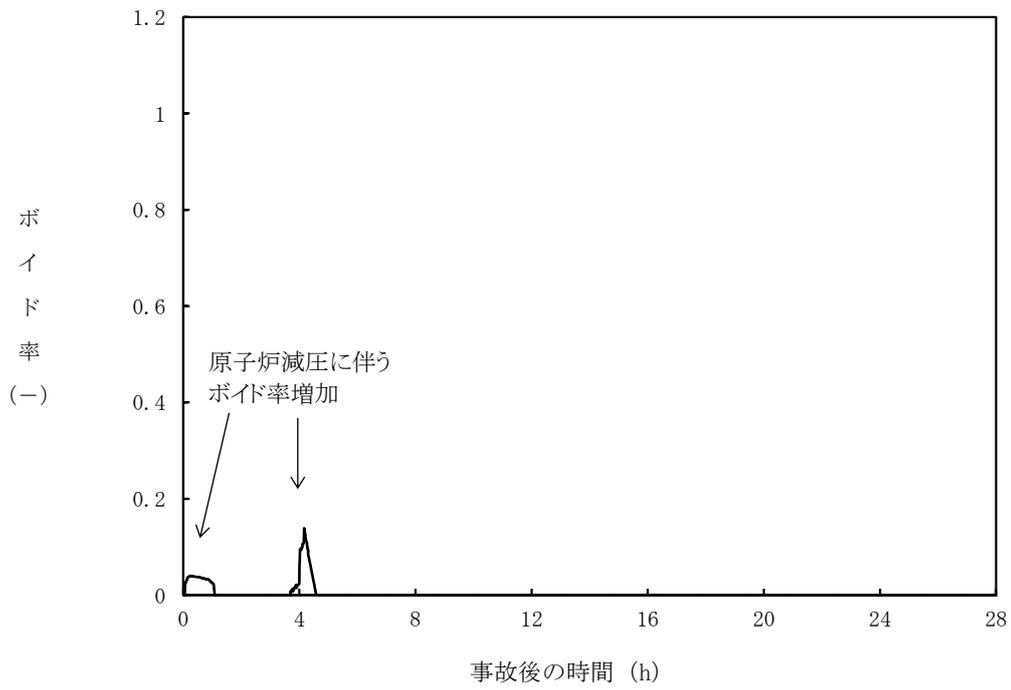


図 2.3.4.17 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

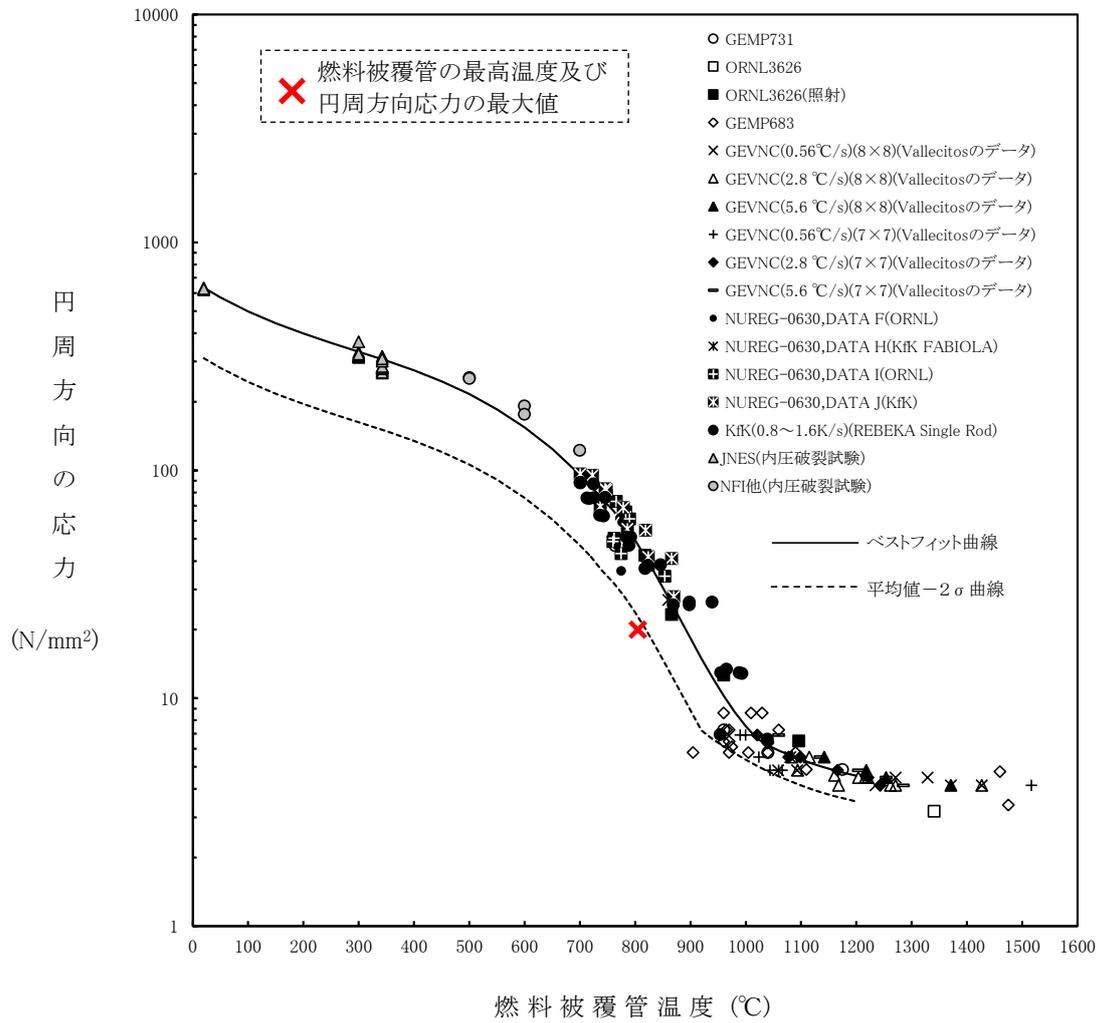


図 2.1.18 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

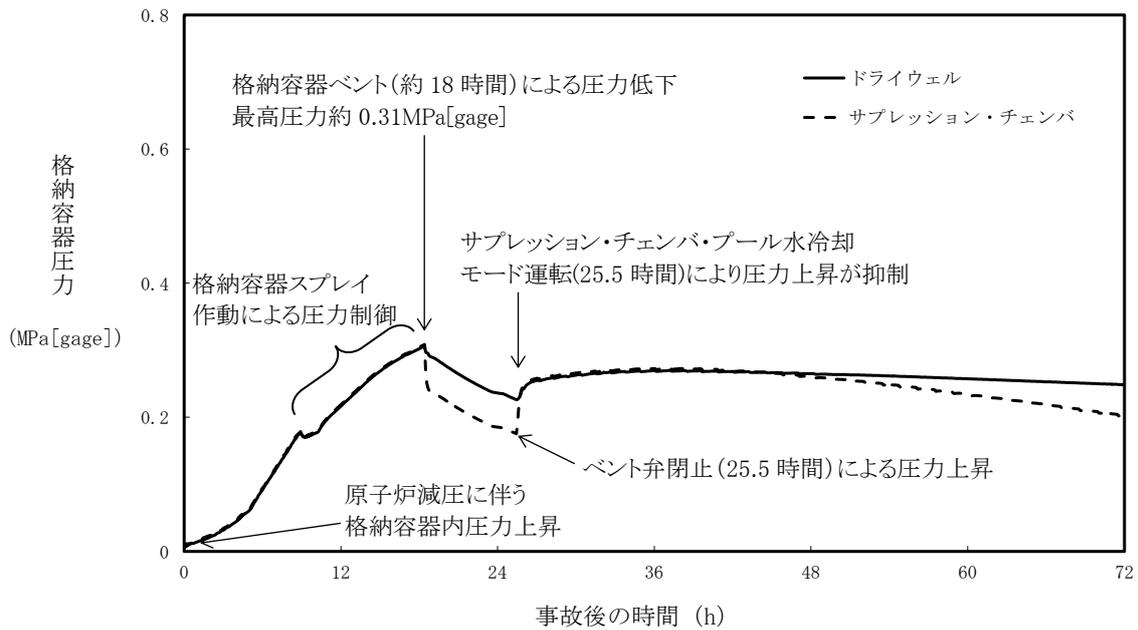


図 2.3.4.19 格納容器圧力の推移

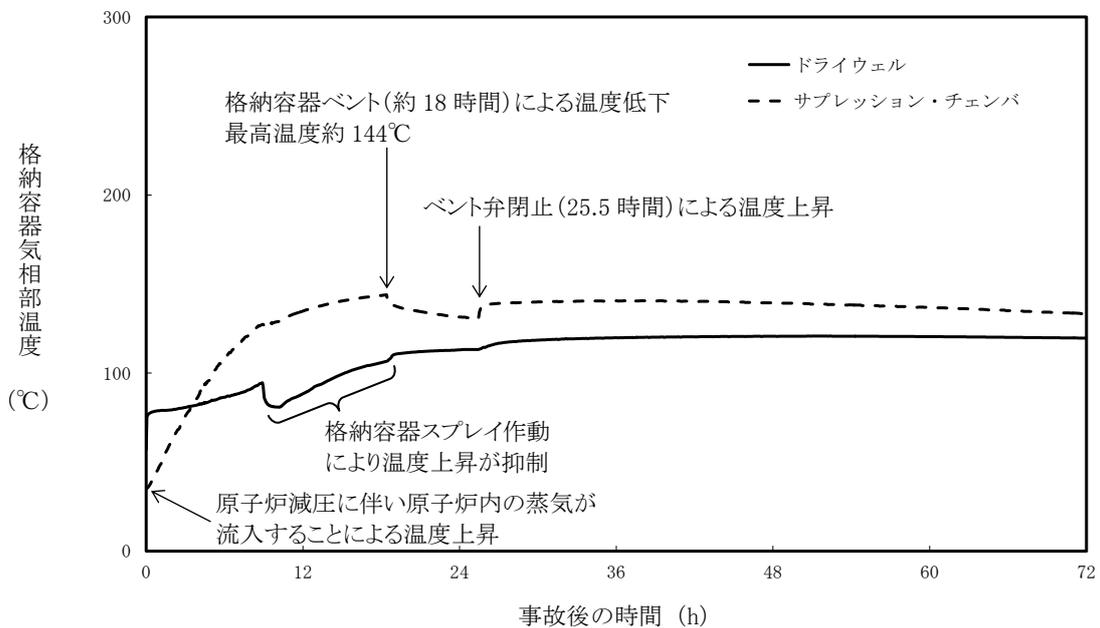


図 2.3.4.20 格納容器気相部温度の推移

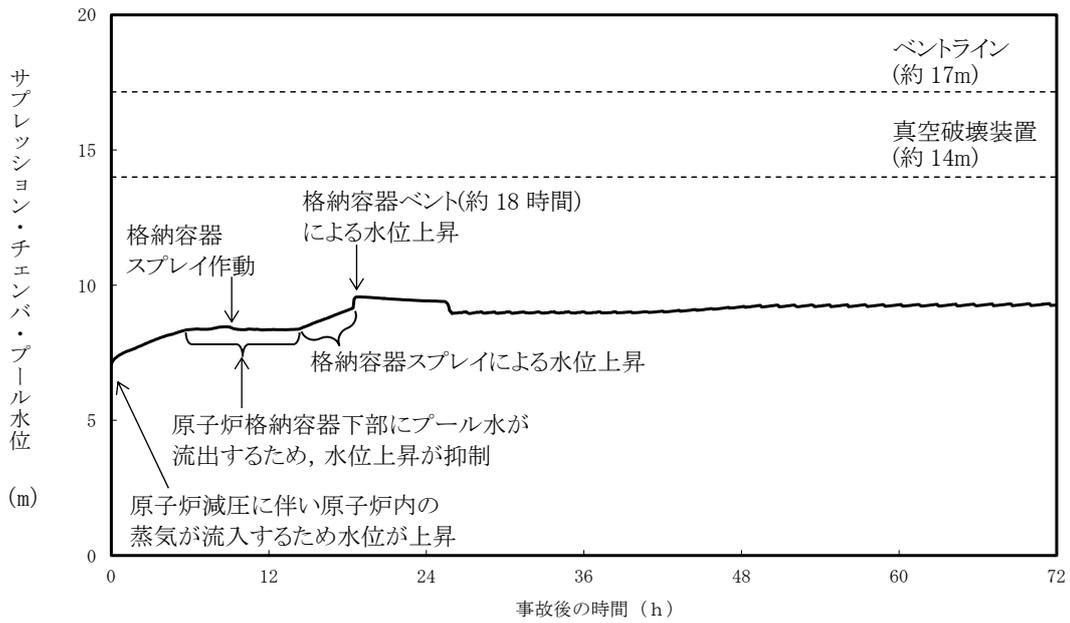


図 2.3.4.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

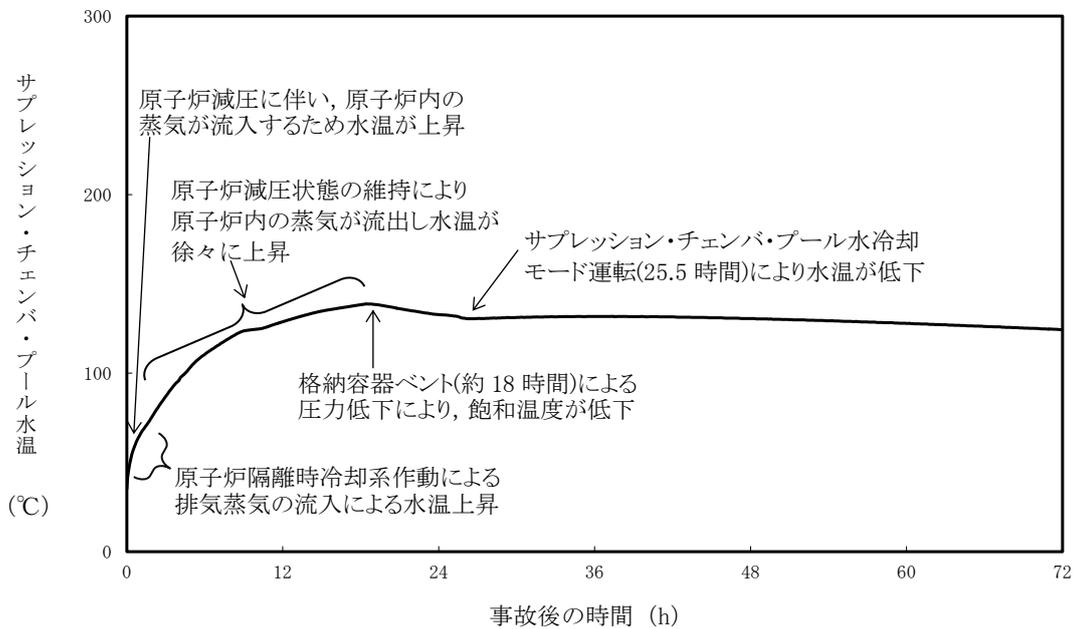


図 2.3.4.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

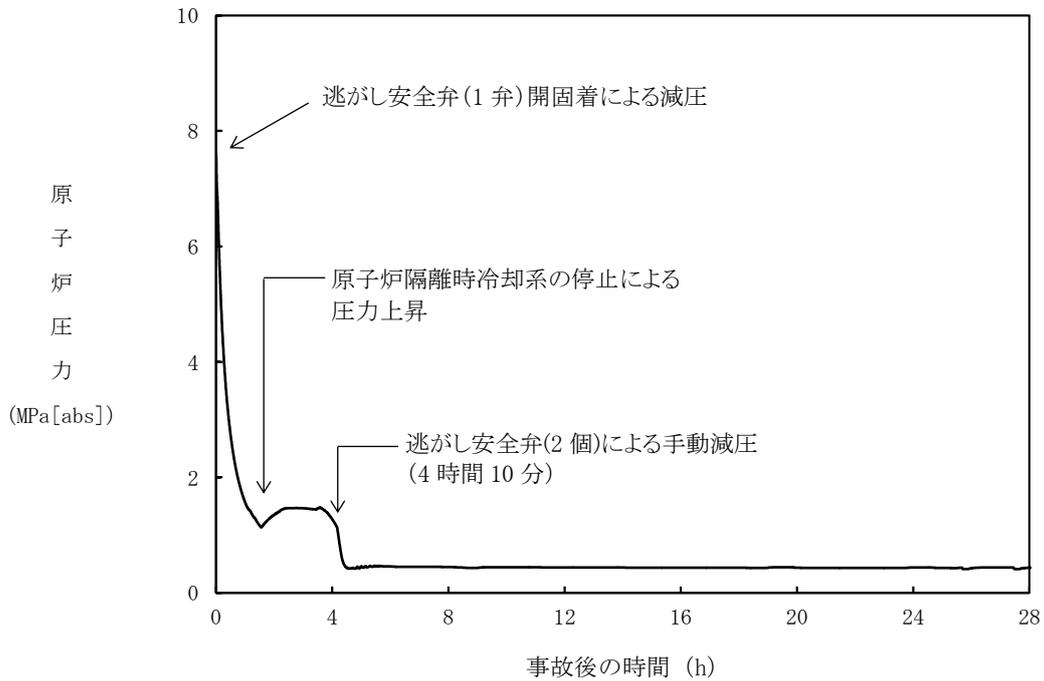


図 2.3.4.23 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

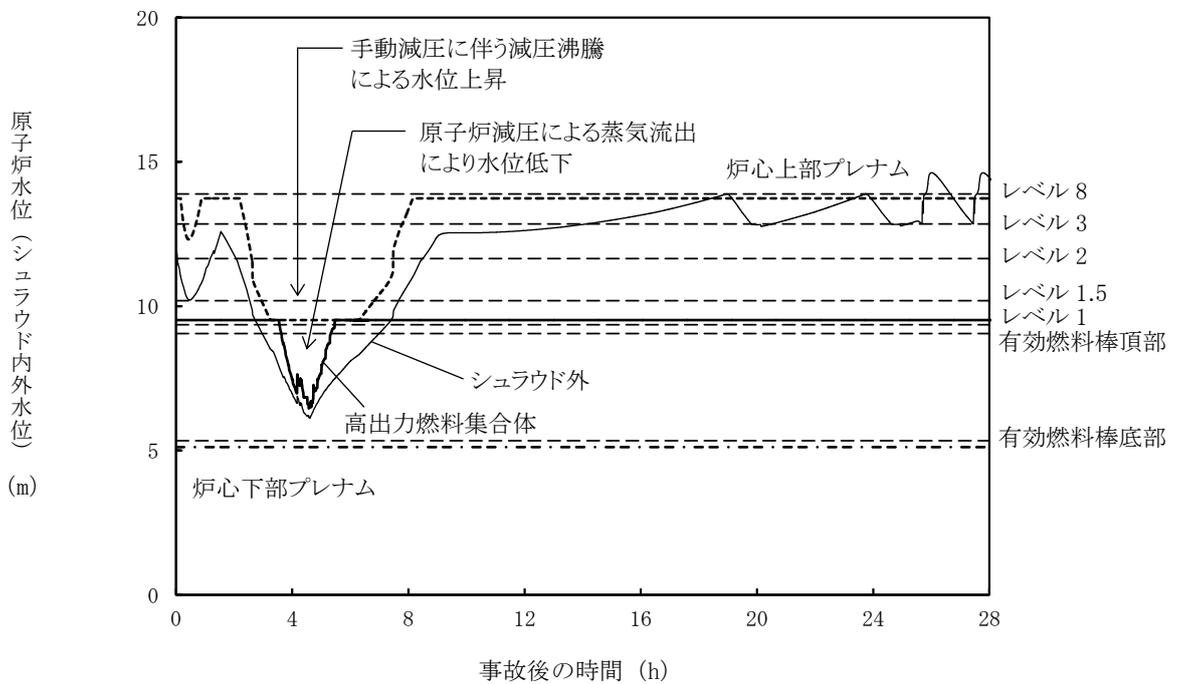


図 2.3.4.24 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

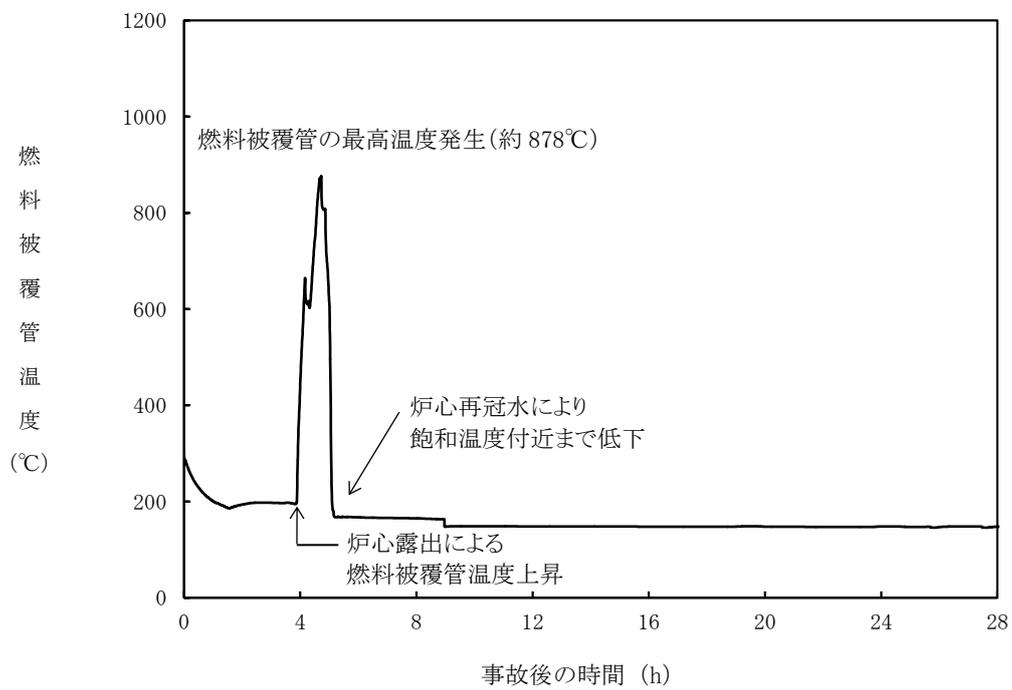


図 2.3.4.25 原子炉減圧操作及び低圧代替注水系（可搬型）による
原子炉注水操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

表 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	操作	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
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	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	原子炉水位低（レベル2）信号により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。これにより原子炉水位は回復する。原子炉注水は，逃がし安全弁1個の閉鎖によって，動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として系統構成及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）を建屋近傍に配置する。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の水源への補給及び燃料給油準備を実施する	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後，逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器）
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合，代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は，異なる残留熱除去系の流路を使用し，同時に実施する。	軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2級） タンクローリ（4kL）	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） 原子炉水位（SA） 原子炉水位 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水補給水系流量（原子炉圧力容器）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

表 2.3.4.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時における重大事故等対策について(2/2)

判断及び操作	操作	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
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位個高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ（4kL, 16kL）	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/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 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	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に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（2/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール 水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール 水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時： 50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定。
		低圧代替注水系（可搬型）による注水 時：40℃	淡水貯水池の水温を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、 外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定 し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして 設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（3/6）

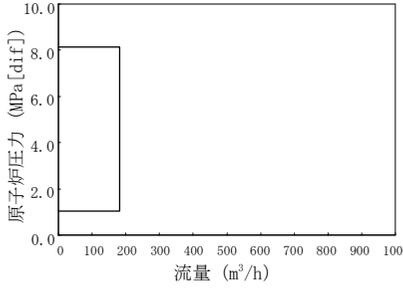
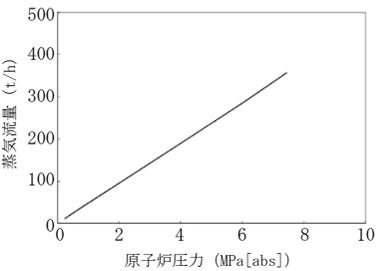
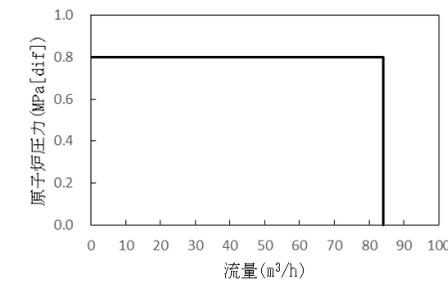
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12~1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 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蒸気量の関係〉 	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

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（4/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	84m ³ /h（格納容器スプレイ実施前） 低压代替注水系（可搬型）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水特性</p>	
	40m ³ /h（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで） 原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	80m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ	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
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

2.3.4-40

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（5/6）

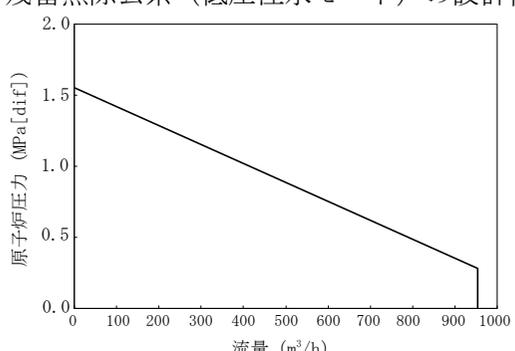
目 項	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定</p>  <p>事象発生 25.5 時間後に手動起動し、954m³/h (0.27MPa[dif]) にて注水</p>
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	<p>熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において）</p> <p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（6/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後 （事象発生から 4 時間後）	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 25.5 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定

2.3.4-42

重大事故等対策に関連する操作条件

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 喪失)+SRV 再閉失敗）

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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（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、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）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。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び発熱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（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び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。	解析コードでは、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レベル計（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り、代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても18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、破裂後の金属-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。解析コードでは、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、低圧注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転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70℃の余裕があることからその影響は小さい。

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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（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、運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（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、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価され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考慮する必要はない。	解析コードでは、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変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	主蒸気逃がし弁流量は、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、原子炉への注水の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。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は、压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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）

【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。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。 また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 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。
サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	入力値に含まれる。	「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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 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には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～7.12MPa[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には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、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。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、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。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (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には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位約-4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は約-10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (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く、運転員等操作時間に与える影響はない。	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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定。	最確条件とした場合には、9×9燃料の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には、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、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計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、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため、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、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(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ることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより制御されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、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 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部： 約5,980～約5,945m ³ 液相部： 約3,560～約3,595m ³ (実測値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約3,600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器容積(ウェットウエル)の液相部(空間部)の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、通常時の液相部の熱容量は約3,600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる容積減少分の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その減少割合は通常時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ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。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は若干大きくなり除熱が必要となるまでの時間が長くなるが、その影響は小さい。	

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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（2/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa （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には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、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に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度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く、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	3.43kPa （ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値。	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。
	外部水源の温度	原子炉隔離時冷却系による注水時：50℃ 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：40℃	原子炉隔離時冷却系による注水時：約30℃～約50℃ （実測値） 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：約0℃～約34℃ （実測値）	原子炉隔離時冷却系による注水時：復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定。 低圧代替注水系（可搬型）による注水時：淡水貯水池の水温を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定。	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、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るが、本解析では連続スプレイとす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、炉心の再冠水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、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、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るため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが、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21,400m ³	21,400m ³ 以上 （淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、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、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水時は淡水貯水池を水源とするが、淡水貯水池量は十分な水量（約18,000m ³ ）を供給可能なことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 （軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料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、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。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（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（3/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）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	外部電源喪失	—	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—			
		逃がし安全弁1弁開固着	—			
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定。	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 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	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 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，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の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開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。	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。
	低圧代替注水系（可搬型）	84m ³ /hで原子炉注水（格納容器スプレイ実施前）	84m ³ /h以上で原子炉注水（格納容器スプレイ実施前）	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可能性がある。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ため，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），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		40m ³ /hで原子炉注水（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで）	40m ³ /h以上で原子炉注水（格納容器スプレイ実施～残留熱除去系による原子炉注水まで）	原子炉水位回復及び原子炉水位制御に必要な注水流量を考慮して設定		
		原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御			
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	80m ³ /hにてスプレイ	80m ³ /h以上にてスプレイ	格納容器雰囲気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。	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ものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定。	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない。	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機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。
残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生25.5時間後に手動起動し，954m ³ /h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生25.5時間後に手動起動し，954m ³ /h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）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。	
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	残留熱除去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。	

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（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					
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定	<p>【認知】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に操作を開始することから、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】 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し。</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し。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</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>	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作時間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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	事象発生から 4 時間 10 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。	現場モックアップ等による実績では、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分で実施可能なことを確認した。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。
操作条件 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 4 時間後	低圧代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができず、更に逃がし安全弁 1 個が開固着により原子炉圧力が低下した場合、蒸気駆動による原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失し原子炉水位が低下し、原子炉水位が維持できなくなることから、注水系統確保のため、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）を要請する手順としている。また、常設代替交流電源設備により非常用高圧系統の電源を回復できない場合、低圧代替注水系（常設）による注水確保ができないため、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する手順としている。このため、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】 低圧代替注水系（可搬型）の準備操作は、現場にて低圧代替注水系（可搬型）の系統構成を行う運転員（現場）と、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の移動、敷設を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。運転員（現場）は、低圧代替注水系（可搬型）の系統構成を行っている期間、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し。</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から低圧代替注水系（可搬型）で使用する可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の保管場所への移動は、徒歩による移動を想定しても約 1 時間であり操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）について、運転員（現場）の準備操作は二次格納容器内の弁操作及び電動弁の手動操作に移動時間を含めて 95 分を想定している。緊急時対策要員の準備操作は、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）ホース接続等に、75 分を想定している。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、緊急時対策要員による送水止め弁 1 弁の開操作により開始される。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水操作時に、当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要因の安全のために 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>	実態の運転操作において低圧代替注水系（可搬型）の準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、原子炉への注水を早める。	実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉への注水を早めることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から 4 時間 10 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系（可搬型）による注水を開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。	緊急時対策要員の緊急時対策所から可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の保管場所へは徒歩による移動を想定し約 1 時間程度である。現場モックアップ等で得られた注水準備と移動時間を考慮すると当該操作に関わる時間は約 115 分で操作完了する見込みを得ている。現場モックアップ等による実績では、運転員（現場）の残留熱除去系注入弁の手動操作は、移動時間を含め約 40 分の操作時間で完了し、原子炉建屋復水積算流量計パイパス弁は、移動時間を含め約 20 分の操作時間で完了する見込みを得た。また、現場モックアップ等による実績では、残留熱除去系洗浄水弁の手動操作は、移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。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 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (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	淡水貯水池から防火水槽への送水操作	事象発生 4 時間後	淡水貯水池から防火水槽への送水準備時間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 更に逃がし安全弁 1 個が開固着により原子炉圧力が低下した場合, 蒸気駆動による原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失し原子炉水位が低下することは明白であることから, 注水系統確保のため, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を要請する手順としている。また, 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) に付随する淡水貯水池から防火水槽への送水準備も実施する。このため, 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】 淡水貯水池から防火水槽への送水操作は, 現場にて淡水貯水池から防火水槽への系統構成及びホース水張りを行う専任の緊急時対策要員が配置されている。緊急時対策要員は淡水貯水池から防火水槽への送水操作を行っている期間, 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し。</p> <p>【移動】 淡水貯水池から防火水槽への送水準備は, 緊急時対策要員の徒歩による移動を想定しても, 余裕時間を加えて約 1 時間であり, 操作時間に与える影響はない。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, ホイールロード等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作所要時間に移動時間含め 4 時間で送水開始可能である。</p> <p>【操作所要時間】 淡水貯水池から防火水槽への送水について, 緊急時対策要員の準備操作は淡水貯水池から防火水槽への系統構成, ホース水張りに移動時間を含めて 110 分を想定している。</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の淡水貯水池から防火水槽への送水操作は, 当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく, 操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 緊急時対策要員の現場操作は, 操作の信頼性向上や要因の安全のために 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淡水貯水池から防火水槽への送水準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり, 原子炉への注水を早める。地震等の外部事象が起因の場合においても, 操作開始時間は解析上の設定と同等であるため, 操作時間に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まった場合, 原子炉への注水を早めることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。地震等の外部事象が起因の場合においても, 操作開始時間は解析上の設定と同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>事象発生から 4 時間 10 分後 (操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ) までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧代替注水系 (可搬型) による注水を開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 878℃となり 1,200℃以下となるため, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。</p>	<p>現場モックアップ等により緊急時対策要員の淡水貯水池から防火水槽への送水操作は, 緊急時対策所から淡水貯水池への移動を 20 分と想定し送水開始まで 105 分で操作完了する見込みを得ている。</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（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					
操作条件	各機器への給油 （可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、電源車、大容量送水車（熱交換器ユニット用）及び常設代替交流電源設備）	事象発生から6時間後以降、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や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	【認知】 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の要請があった時点で一定時間後に給油が必要となることは明白である。このため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 各機器への給油操作については、現場にて各機器への給油準備作業及び給油作業を行う専任の緊急時対策要員が配置されている。緊急時対策要員は、各機器への給油準備作業及び給油作業を行っている期間、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し。 【移動】 各機器への給油準備作業として、緊急時対策本部からタンクローリ（4kL）の保管場所への移動は、徒歩による移動を想定しても約1時間であり操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 各機器への給油について、緊急時対策要員の給油準備操作は、タンクローリ（4kL）への補給に移動時間を含めて90分、タンクローリ（16kL）への補給に移動時間を含めて120分を想定している。また、給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔以内で実施することとしている。いずれの操作も余裕時間を加味していることから、操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 緊急時対策要員の各機器への給油作業に、当該操作に対応する緊急時対策要員に他の操作はなく、操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要因の安全のために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。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	各機器の使用開始までの時間は、事象発生から6時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	有効性評価では、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉：各3台）、代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）（6号及び7号炉：各1台）、及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉で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、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）、電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリ（4kL）への補給完了まで）は、所要時間90分のところ訓練実績等では約82分、常設代替交流電源設備への燃料給油準備（現場移動開始からタンクローリ（16kL）への補給完了まで）は、所要時間120分のところ訓練実績等では約95分で実施可能なことを確認した。また、各機器への燃料給油作業は、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。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）への燃料給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約96分、電源車及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）への燃料給油作業は、許容時間120分のところ訓練実績等では約96分、常設代替交流電源設備への燃料給油作業は、許容時間540分のところ訓練実績等では約135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。
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時（約9時間後）	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは事象発生約9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。 【要員配置】 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ操作は、中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員（現場）を配置している。運転員（現場）は代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の操作期間、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し。 【移動】 運転員（現場）は、二次格納容器内へは10分程度で移動可能であり、それに余裕時間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し。 【操作所要時間】 低圧代替注水系（可搬型）による単独の原子炉注水から、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの同時注水への切替えは、運転員（現場）による電動弁の手動操作に移動時間を含めて120分を想定している。また、低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の流量調整に30分を想定している。どちらの操作も余裕時間を加味していることから操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）操作時に、当該操作に対応する運転員（現場）に他の操作はなく、操作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因の安全のために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。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約9時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。	現場モックアップ等による実績では、運転員（現場）の残留熱除去系格納容器冷却流量調節弁及び残留熱除去系格納容器冷却ライン隔離弁の手動操作は、移動時間含め約40分の操作時間で完了及び原子炉建屋復水積算流量計バイパス弁は、移動時間含め約20分の操作時間で完了する見込みを得た。また、現場モックアップ等による実績では、残留熱除去系洗浄弁の手動操作は、移動時間含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。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 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (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	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時 (約 18 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 0.31MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生約 18 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】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールロード等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて, 運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。また, 二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。緊急時対策要員の格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。また, 格納容器ベント開始操作は, 運転員 (現場) による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり, 本操作は, 格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで, 予め準備し格納容器圧力 0.31 MPa[gage] 到達時に実施する。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確かさ】 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>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 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 18 時間後であり, 格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって, 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。操作開始時間が遅れた場合においても, 格納容器限界圧力は 0.62MPa[gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とならない。</p> <p>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, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置しており, 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。</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。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 18 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 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 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。</p> <p>格納容器限界圧力 0.62MPa[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 38 時間であり, 約 20 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある。</p>	<p>現場モックアップ等による実績では, 運転員 (現場) の伸縮継手を用いた不活性ガス系サブプレッション・チェンバメント用出口隔離弁の手動操作は, 移動時間含め約 31 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>格納容器ベント操作は, 伸縮継手を用いた不活性ガス系原子炉格納容器耐圧強化ベント用連絡配管隔離弁の手動操作を移動時間含め約 12 分の操作時間で完了する見込みを得た。</p> <p>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>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (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	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から十分な時間余裕がある。	—	—	—	訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 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。
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としているため, 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】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員 (現場) と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 敷設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。運転員 (現場) は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 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し。</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員 (現場) の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリア及びコントロール建屋となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間を含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 4 時間) を踏まえても, 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>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成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, 操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【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 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>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 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るため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり, 格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させ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。	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から 24 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 操作が遅れる場合においても, 格納容器限界圧力を 0.62MPa [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 38 時間であり, 約 14 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある。	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した。また, 運転員 (現場) の行う現場系統構成は, 想定より早い約 4 時間で実施可能であることを確認した。 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
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作までの時間は, 事象発生から 25.5 時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系ポンプを起動し, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 5 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。
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 25.5 時間後	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水の準備時間を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作までの時間は, 事象発生から約 25.5 時間あり十分な時間余裕がある。	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系ポンプを起動し, 低圧注水モードのための系統構成に約 5 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。

7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水
事象発生後約 1.5 時間までは原子炉隔離時冷却系により 182m³/h で注水し，事象発生約 4 時間後からは低圧代替注水系（可搬型）により 84m³/h で注水する。

格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した以降は 40m³/h で原子炉注水し，原子炉水位回復後は炉心を冠水維持可能な注水量で注水する。

②代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ
格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した以降は，80m³/h で格納容器スプレイを実施する。

③淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 4 時間後から，淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へ移送する。

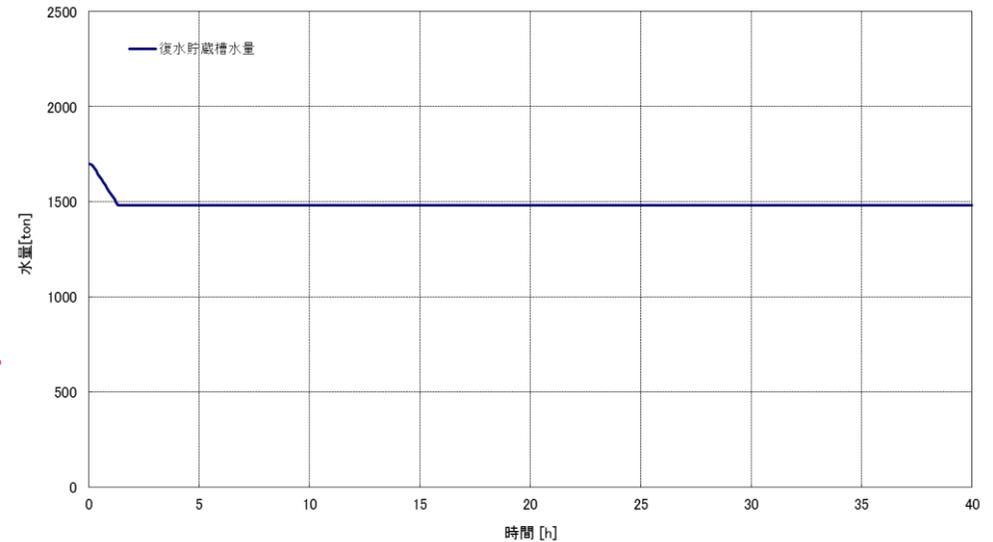
○時間評価

事象発生約 1.5 時間後までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水を実施するため復水貯蔵槽水量は減少するが，それ以降は使用しないことから復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，以降は淡水貯水池を水源として可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により上記流量で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため，枯渇することなく安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

復水貯蔵槽については約 300m³の水量が必要になり，淡水貯水池については，事象発生約 4 時間後から約 9 時間後（格納容器スプレイ開始）までは 84m³/h にて原子炉注水，事象発生約 9 時間後から約 18 時間後（格納容器ベント実施）までは原子炉注水（40m³/h）及び格納容器スプレイ（80m³/h），事象発生約 18 時間後（格納容器ベント実施）から事象発生 25.5 時間後までは炉心を冠水維持可能な注水量（約 40m³/h）で原子炉注水を行い，その後は残留熱除去系による原子炉格納容器除熱によって注水は不要となることから，7 日間で合計約 1,800m³の水量が必要となるが，十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(300\text{m}^3 + 84\text{m}^3/\text{h} \times (9\text{h}-4\text{h}) + (40\text{m}^3/\text{h}+80\text{m}^3/\text{h}) \times (18\text{h}-9\text{h}) + 40\text{m}^3/\text{h} \times (25.5\text{h}-18\text{h})) \approx 2,100\text{m}^3$$



7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗は6号及び7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。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列			合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約1,026kL	6号及び7号炉軽油タンク各約1,020kL及びガスタービン発電機用燃料タンク約200kLの容量(合計)は約2,240kLであり、7日間対応可能。
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台起動。 30L/h×24h×7日×3台=15,120L	空冷式ガスタービン発電機3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	1号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)3台起動。 30L/h×24h×7日×3台=15,120L		代替熱交換器車用 電源車2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	2号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	3号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	4号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	5号炉軽油タンク容量は約632kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約632kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量(合計)は約1,135kLであり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
その他	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の軽油消費量 約79kL	
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L				

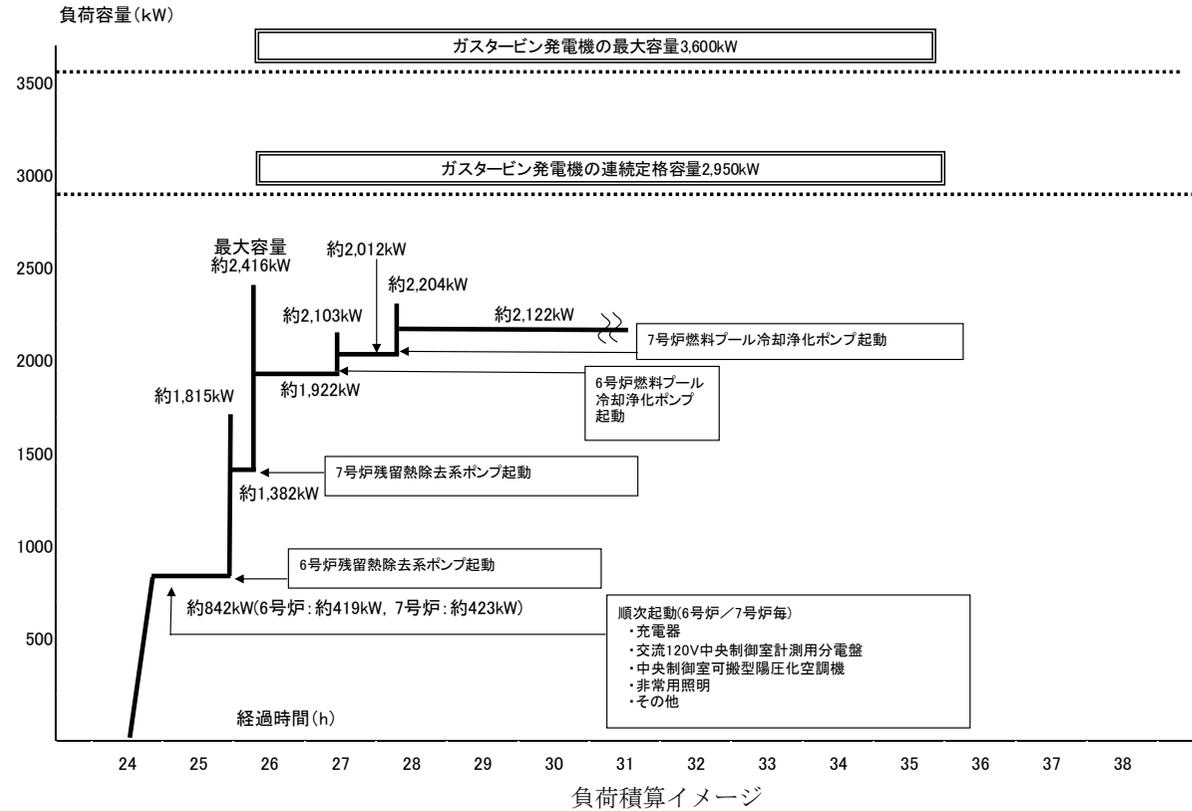
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
中央制御室可搬型陽圧化空調機	3kW	3kW
残留熱除去系ポンプ	540kW	540kW
(起動時)	(973kW)	(1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
燃料プール冷却浄化ポンプ	90kW	110kW
(起動時)	(181kW)	(192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,049kW	約1,073kW
合計（連続最大負荷）	約2,122kW	
（最大負荷）	（約2,416 kW）	



3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.2.1 から図 3.1.2.4 に、手順の概要を図 3.1.2.5 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表 3.1.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、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、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 名*である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 32 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.2.6 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価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。

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉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。非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。

なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、今回想定している破断面積や破断位置が異なる場合、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内の γ 線線量率が設計基準事故相当の γ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷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レベルである。
(添付資料 3.1.3.1)

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(SA)である。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉圧力容器）等である。

なお、大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し、ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力及びドライウェル雰囲気温度である。水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把

握することができる。具体的には、直前まで把握していた原子炉水位を起点とし、原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、その差分を原子炉圧力容器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより、推定することができる。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器気相部温度が約 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達を確認した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水流量（原子炉格納容器）である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口ノズル高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの推定手段により確認し、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替えを繰り返し行う。

f. 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備のため、低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口ノズル高さまで水位回復後、代替格納容器スプレイに切替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。

崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却系の運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉への注水を実施し、水位の回復を図る。

代替循環冷却系の運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。

代替循環冷却系の運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉圧力容器）であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量（原子炉格納容器）、格納容器内圧力及びサブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。

また、水の放射線分解により酸素及び水素が発生することから、原子炉格納容器内の酸素濃度及び水素濃度の状況を確認する。

原子炉格納容器内の酸素濃度及び水素濃度の状況を確認するために必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度等である。

3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力、温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 挙動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、サブプレッション・プール冷却、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内、原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価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

本評価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表3.1.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価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、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード MAAP では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4)有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m³/h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。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレーと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、代替格納容器スプレーは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水

代替循環冷却系の運転準備において復水移送ポンプを停止する期間において、90m³/hで原子炉注水を行う。

(e) 代替循環冷却系

代替循環冷却系の循環流量は、全体で約 190m³/h とし、原子炉注水へ約 90m³/h、格納容器スプレーへ約 100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレーするものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。
- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、破断口まで水位回復後、格納容器温度が約190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、代替循環冷却系の運転準備時に停止する。
- (c) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生約22.5時間後から開始する。なお、代替原子炉補機冷却系運転操作は事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

(a) 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高50,000時間とする。

(b) 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出[※]されるものとする。

※ セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいてはMAAP解析の方がNUREG-1465より大きく算出する。

(c) 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバ・プールでのスクラビングによる除去効果を考慮する。

(d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を10%/日（一定）とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

（添付資料 3.1.2.5）

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外）、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.2.7から図3.1.2.9に、燃料最高温度の推移を図3.1.2.10に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図3.1.2.11から図3.1.2.14に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系（常設）による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 22.5 時間経過した時点で、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により、原子炉圧力容器は破断口より溢水状態となり、原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.1, 3.1.2.2)

b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.2.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 12 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下*であるため、その影響は無視しうる程度である。

※格納容器圧力が最大値の約 0.60MPa[gage]を示す事象発生から約 12 時間後の格納容器内の非凝縮性ガス（水素、酸素及び窒素）の物質量は約 $8 \times 10^5 \text{mol}$ であり、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は約 $8 \times 10^3 \text{mol}$ 以下である。これが仮にドライウエルよりも体積の小さいサブプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても、そのサブプレッション・チェンバでの分圧は 0.01MPa[abs]未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は

無視しうる程度と考えられる。

格納容器温度は、図 3.1.2.12 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇し、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165℃となり、限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、限界温度 200℃を超えない。

（添付資料 3.1.2.1）

図 3.1.2.7 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、図 3.1.2.11 及び図 3.1.2.12 に示すとおり、約 22.5 時間後に代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、金属-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。

また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、可燃性ガスである酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

（添付資料 3.1.2.3, 3.1.2.4, 3.1.3.2）

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となる。

（添付資料 3.1.2.5）

3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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。

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））では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱

によって発生した蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作、代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却系による原子炉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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、非常炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を

1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいため、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ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 3.1.2.6)

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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORa実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であるSAFERコードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認され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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 3.1.2.6)

(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、表3.1.2.2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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えること）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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本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可能性がある。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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替循環冷却系は、本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、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、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。

（添付資料3.1.2.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本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可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評

価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替循環冷却系は、本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、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、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3.1.2.6)

b. 操作条件

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70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、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了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。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として破断口まで水位回復後、格納容器温度約190℃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、解析結果は破断口まで水位回復前に既に格納容器温度は約190℃を超えており、実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の想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。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。また、代替格納容器スプレイへの切替後、原子炉水位が低下し原子炉水位低（レベル1）に到達した場合、低圧代替注水系（常設）へ切替を行う。当該操作開始時間は、解析上の想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。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20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、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20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るため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

操作条件の代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20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、代替循環冷却系の運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間を早める。

(添付資料3.1.2.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉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、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は破断口まで水位回復後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させ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。

操作条件の代替循環冷却系による原子炉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、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させ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3.1.2.6)

(3) 操作時間余裕の把握

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

図3.1.3.14から図3.1.3.16に示すとおり、操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、**損傷炉心は炉心位置に保持され**、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行うこととなる。代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイは、ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料3.1.2.6, 3.1.3.7)

(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。

3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要な要員は、「3.1.2.1格納容器破損防止対策」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、運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。なお、有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は32名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」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

低圧代替注水系（常設）又は可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替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、号炉あたり約2,830m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,660m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料 3.1.2.7）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約10kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプについては、保守的に事象発生直後からの可搬型大容量送水ポン

プの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約30kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,093kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.8)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号及び7号炉で約1,262kW(6号炉:約619kW 7号炉:約643kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.2.9)

3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を実施す

ることにより、原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置を使用せず、事象を通じて限界圧力に到達することはなく、金属-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合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、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、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

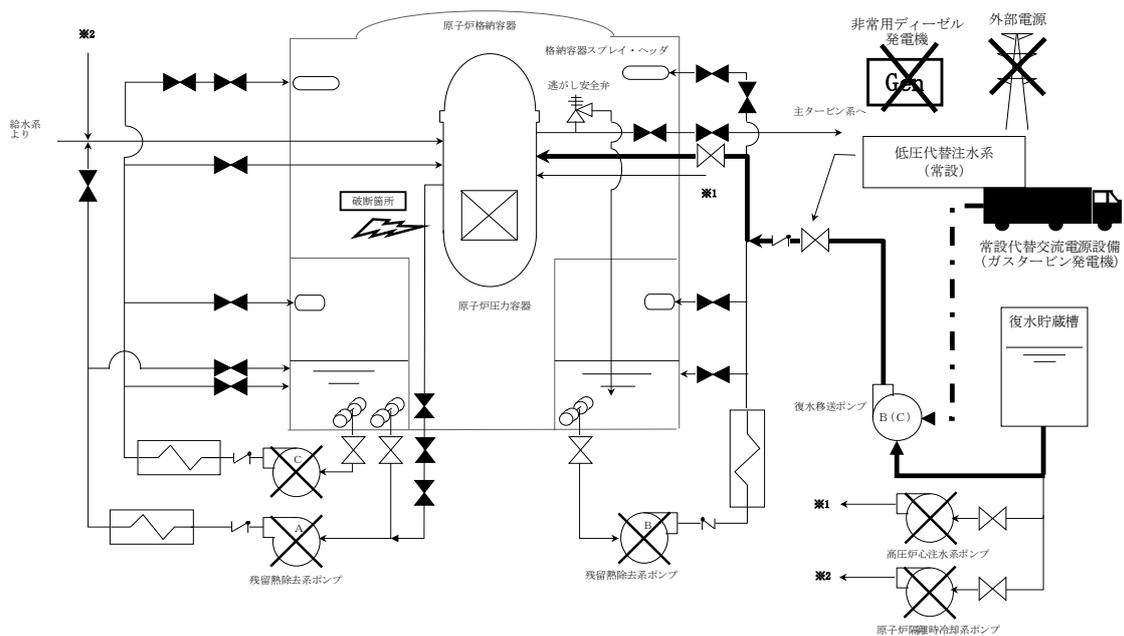
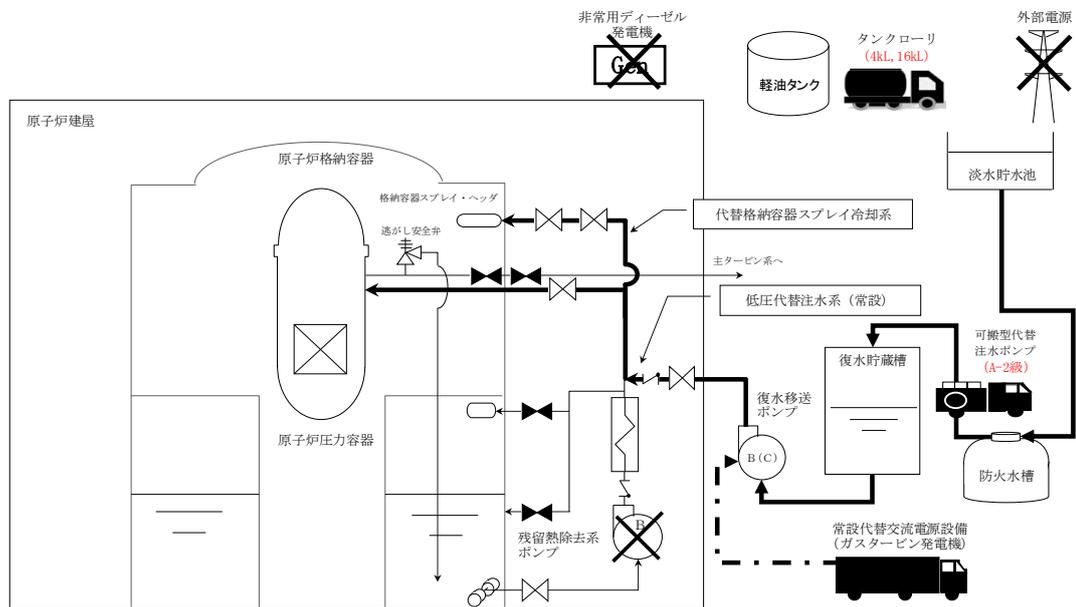


図 3.1.2.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却系を使用する場合）（1/4）
（原子炉注水）



※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 3.1.2.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却系を使用する場合）（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

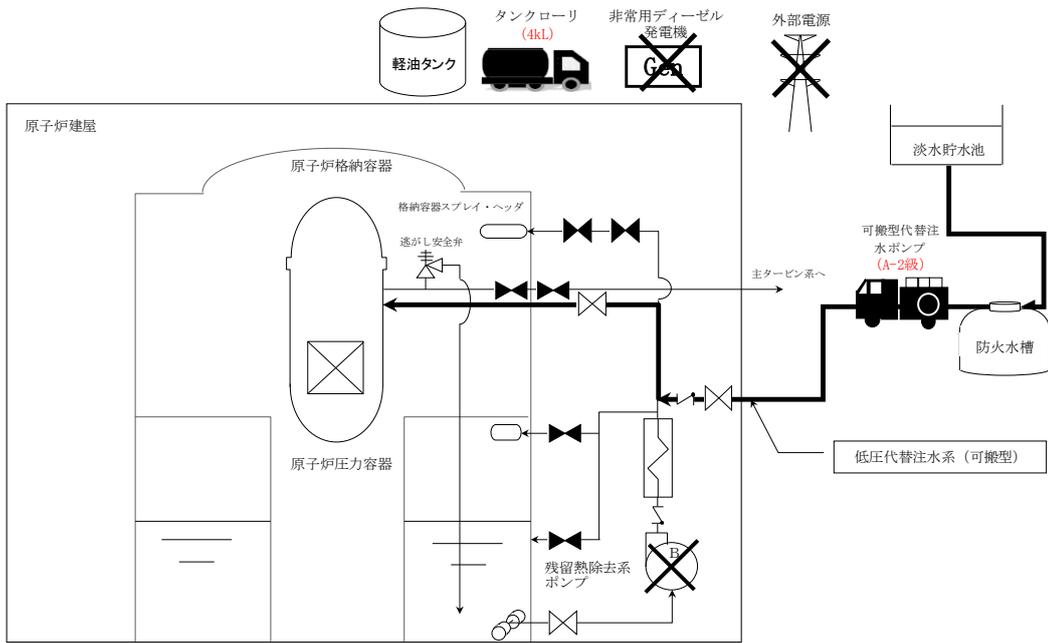


図 3.1.2.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却系を使用する場合）（3/4）
（原子炉注水）

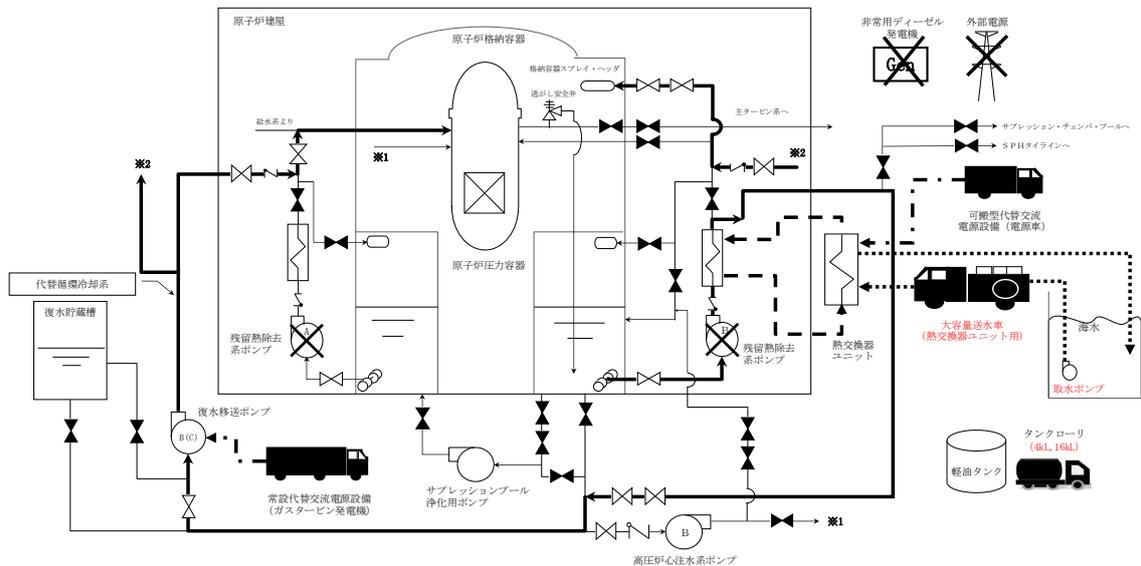


図 3.1.2.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却系を使用する場合）（4/4）
（原子炉格納容器除熱）

格納容器過圧・過温破損							経過時間(分)		備考
操作項目	実施箇所・必要人員数						経過時間(分)		
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡		操作の内容	経過時間(分)		
指揮者	6号 7号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮			経過時間(分)		
通報連絡者	緊急時対策要員		5人	中央制御室連絡 緊急時対策要員		経過時間(分)			
運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)		経過時間(分)			
6号		7号		6号		7号			
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	10分	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	状況判断後も事故対応に必要なパラメータを適宜監視する
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機 機能回復	対応可能な要員により対応する
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧 操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	外部電源 回復	対応可能な要員により対応する
原子炉格納容器内水素濃度監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・原子炉格納容器内水素濃度監視	適宜実施
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	20分	・受電前準備(中央制御室)	
	-	-	2人 C, D	-	-	-	10分	・放射線防護装備準備/装備	
	-	-	-	-	-	-	20分	・現場移動 ・第一ガスタービン発電機健全性確認	
	-	-	-	-	-	-	10分	・第一ガスタービン発電機給電準備	
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	2人 E, F	4人 e, d e, f	-	-	10分	・放射線防護装備準備/装備	
-	-	(2人) E, F	-	-	-	-	50分	・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備	
-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	-	50分	・現場移動 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	25分	・第一ガスタービン発電機 運転状態確認	
	-	-	-	-	-	-	10分	・放射線防護装備準備/装備	
	-	-	-	-	2人	-	30分	・現場移動 ・第二ガスタービン発電機 状態確認	要員を確保して対応する
	-	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・第一ガスタービン発電機 運転状態確認	適宜実施
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分	・M/C 受電確認	
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	10分	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電	
	-	-	-	(4人) e, d e, f	-	-	10分	・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電	
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	15分	・蓄電池内照明の点灯確認 ・可搬型照明の設置、点灯	要員を確保して対応する
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	15分	・復水移送ポンプ(B, C) 起動/運転確認 ・低圧代替注水系(常設) ラインアップ	交流電源回復前より通信手段確保等の作業を実施する
	-	-	-	(2人) e, d	-	-	30分	・現場移動 ・7号炉低圧代替注水系(常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	破断口まで回復水位回復後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイ切替
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型隔圧化空調機プロ アユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	30分	・MCC系 隔離弁操作	交流電源回復により遠隔操作可能な場合は遠隔にて隔離操作を実施する
	-	-	-	-	-	-	30分	・中央制御室可搬型隔圧化空調機プロアユニット起動	
中央制御室待避室の準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分	・中央制御室待避室照明確保 ・中央制御室待避室データ表示装置起動操作	要員を確保して対応する
	-	-	-	(2人) e, f	-	-	30分	・現場移動 ・中央制御室待避室隔圧化装置空気供給元弁開	要員を確保して対応する
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, d	-	-	-	・格納容器スプレイに合わせた薬品注入	格納容器スプレイに合わせて実施
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	50分	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	10分	・6号炉 M/C (C) 受電確認	
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	10分	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電	
低圧代替注水系(常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	30分	・現場移動 ・6号炉低圧代替注水系(常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	

図 3.1.2.6 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間

(代替循環冷却系を使用する場合) (1/2)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			経過時間 (時間)													
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去 注水弁操作	破断口まで水位回復後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施													
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去 スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施													
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による格納容器頂部注水	注水量および上部ドライウェル液面変化により格納容器頂部注水を調整する												要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による格納容器頂部への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による格納容器頂部への補給	適宜実施													
淡水貯水池から防火水槽への補給準備	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 (淡水貯水池→防火水槽への系統構成、ホース水張り)	90分													
可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1	2人 ※2	・放射線防護装備準備 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ (A-2級)、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	180分												復水移送ポンプ停止時に、復水貯蔵槽への補給を停止する 代替循環冷却系運転開始まで可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による代替注水を実施するため、防火水槽への補給は継続する	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による復水貯蔵槽への補給 ・淡水貯水池から防火水槽への補給	継続実施													
燃料給油準備	-	-	-	-	※1, ※2	2人	・軽油タンクからタンクローリ (16kL) への補給	120分												タンクローリ (16kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)	2人	・第一ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施													
格納容器ベント準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	代替循環冷却系が不調の場合に備えて格納容器ベント準備操作を実施する。 30分												要員を確保して対応する	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	代替循環冷却系が不調の場合に備えて格納容器ベント準備操作を実施する。 (排水ポンプ水張り) 60分													
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) o, f	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ ・放射線防護装備準備/装備	300分													
	-	-	-	-	13人 (参集) ※3, ※4	13人 (参集) ※3, ※4	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り ・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給 ・電源車への給油 ・大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への給油	10時間													
燃料給油準備	-	-	-	-	※3	2人	・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給	90分												タンクローリ (4kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人)	2人	・大容量送水車 (熱交換器ユニット用) への給油	適宜実施													
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※4 (3人)	※4 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施													
原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 再起動	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度計 (CAMS) 起動操作	30分												CAMS起動操作後、代替循環冷却系準備操作を実施し、適宜格納容器内可燃性ガス濃度を確認する	
	-	-	-	-	-	-	・原子炉格納容器内水素・酸素濃度監視	適宜実施													
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) o, d	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉への注水準備 ・放射線防護装備準備/装備	10分												低圧代替注水停止時に現場操作を行う (操作時間20分) 低圧代替注水停止時に現場操作を行う (操作時間5分)	
	-	-	-	-	3人 (参集)	3人 (参集)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉への注水準備 (ホース敷設 (可搬型代替注水ポンプ (A-2級) から接続口)、ホース接続)	30分													
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成1)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・代替循環冷却系 中央制御室ラインアップ	30分												この時間内に実施	
	-	-	(4人) C, D, E, F	(4人) o, d, o, f	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場ラインアップ (低圧代替注水に影響のない部分)	120分													
代替循環冷却系 準備操作 (系統構成2)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水/格納容器スプレイ弁切替	120分												20h: 原子炉最大注水 20.1h: 格納容器最大スプレイ 22h: 復水移送ポンプ全停 22.5h: 代替循環冷却系 運転開始	
	-	-	(2人) E, F	(2人) o, f	-	-	・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却系 中央制御室ラインアップ	30分													
	-	-	(2人) C, D	(2人) o, d	-	-	・現場移動 ・代替循環冷却系 現場ラインアップ (復水貯蔵槽へ送水) ・現場移動 ・代替循環冷却系 現場ラインアップ (残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁、第二止め弁)	30分													
低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉への注水	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水系 注水弁操作 ・原子炉注水状態確認	30分												操作時間の30分間は、可搬型代替注水ポンプ (A-2級) の起動等に10分間、原子炉への注水を20分間とする	
	-	-	-	-	(3人)	(3人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による原子炉への注水	30分													
代替循環冷却系 運転開始	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水系注水弁、格納容器スプレイ弁操作	5分													
代替循環冷却系 運転状態監視	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替循環冷却系による原子炉・格納容器の状態監視	適宜実施												格納容器状態監視には水素・酸素濃度の継続監視を含む	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による使用済燃料プールへの補給	30分												燃料プール水温 (77℃) 以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系系統構成	30分													
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分													
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備 ・軽油タンクからタンクローリ (4kL) への補給	90分												タンクローリ (4kL) 残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプ (A-2級) への給油	継続実施													
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 o, d, o, f	10人 ※ (参集要員 32人)	10人 ※ (参集要員 32人)															

図 3.1.2.6 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却系を使用する場合) (2/2)

3.1.2-22

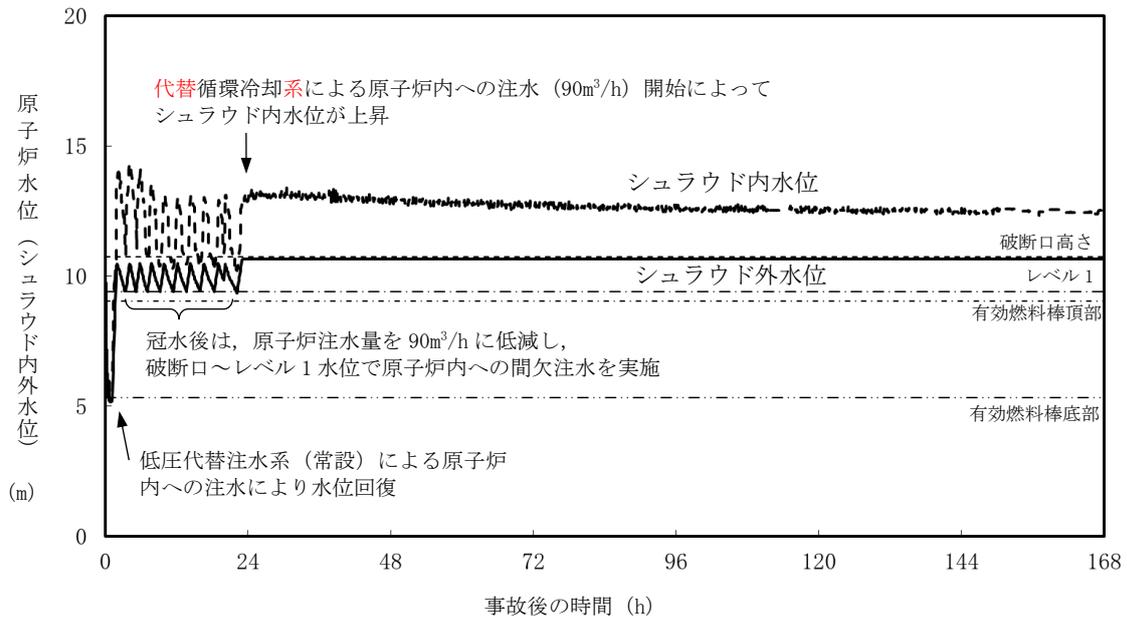


図 3.1.2.7 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

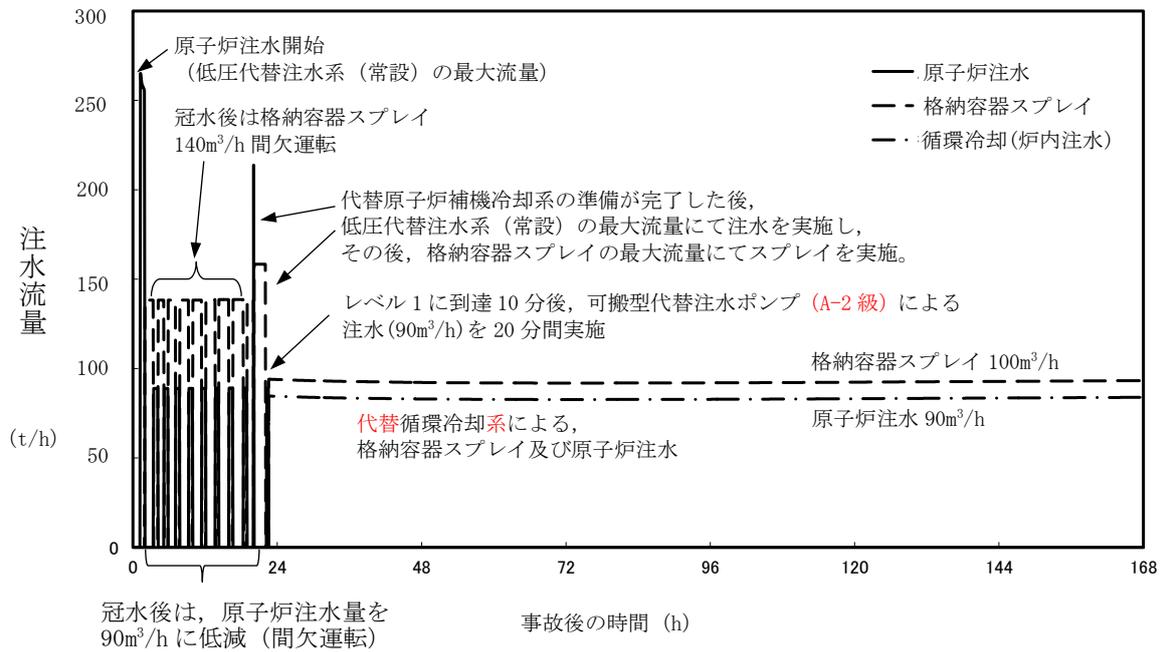


図 3.1.2.8 注水流量の推移

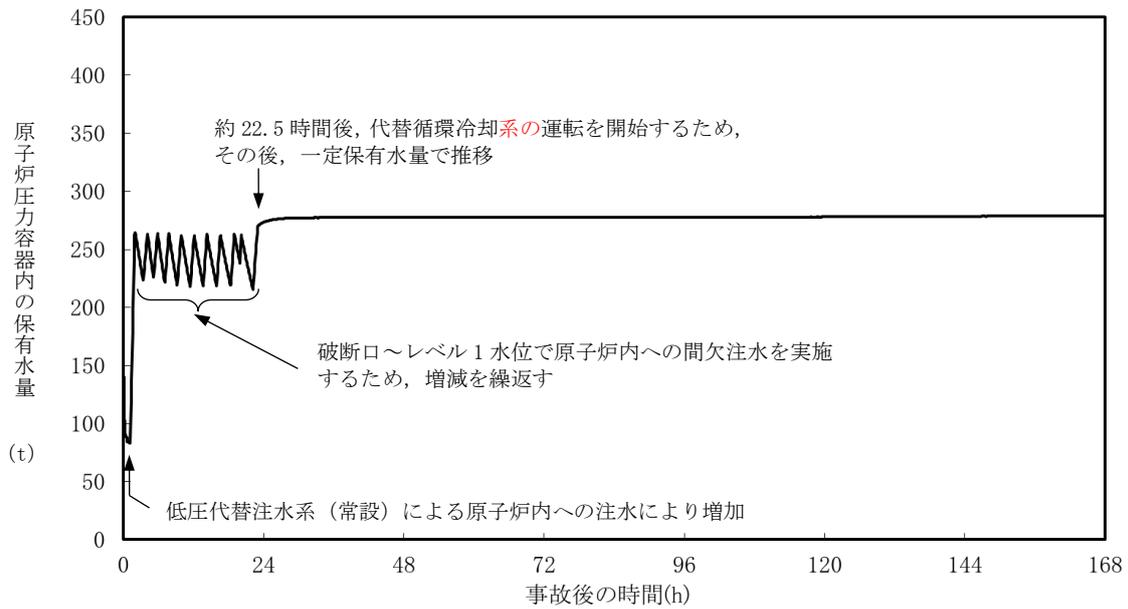


図 3.1.2.9 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

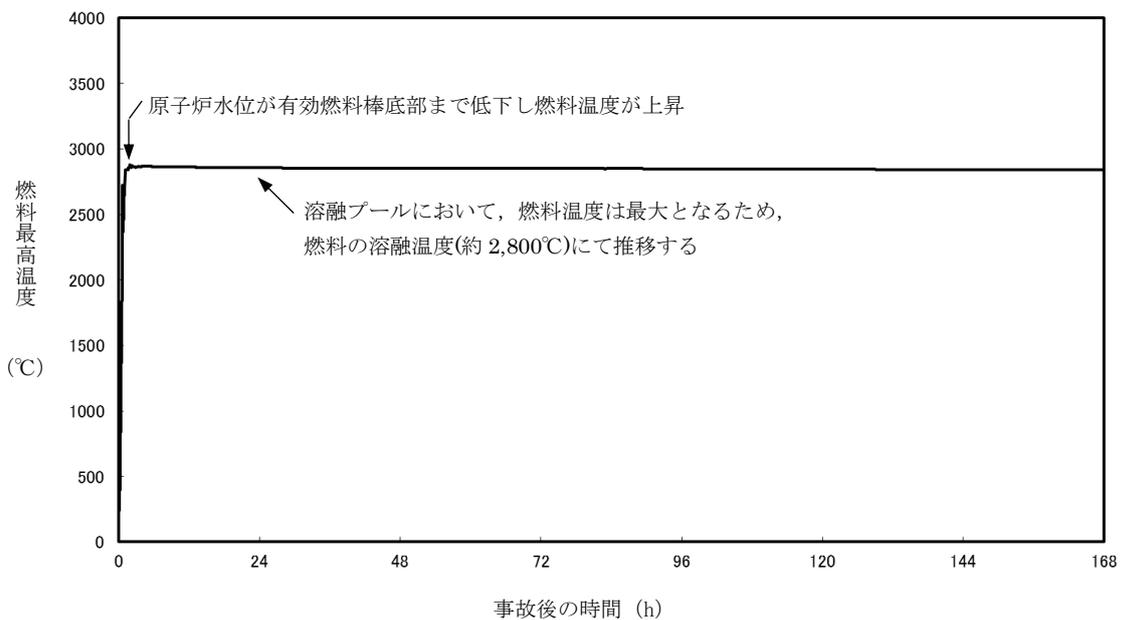


図 3.1.2.10 燃料最高温度の推移

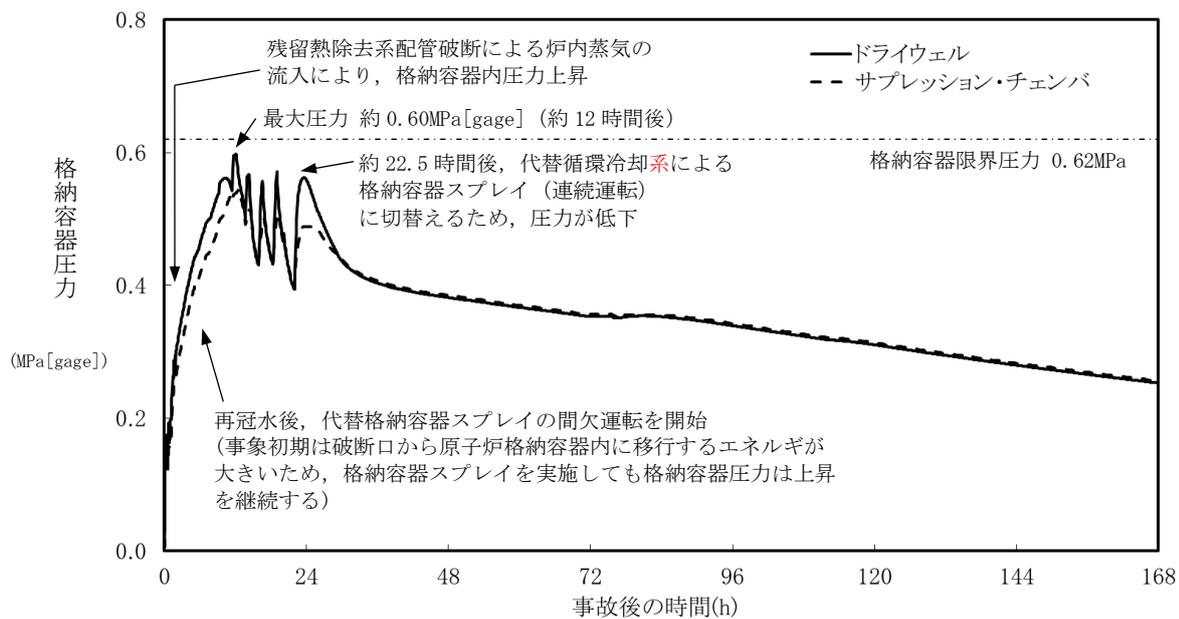


図 3.1.2.11 格納容器圧力の推移

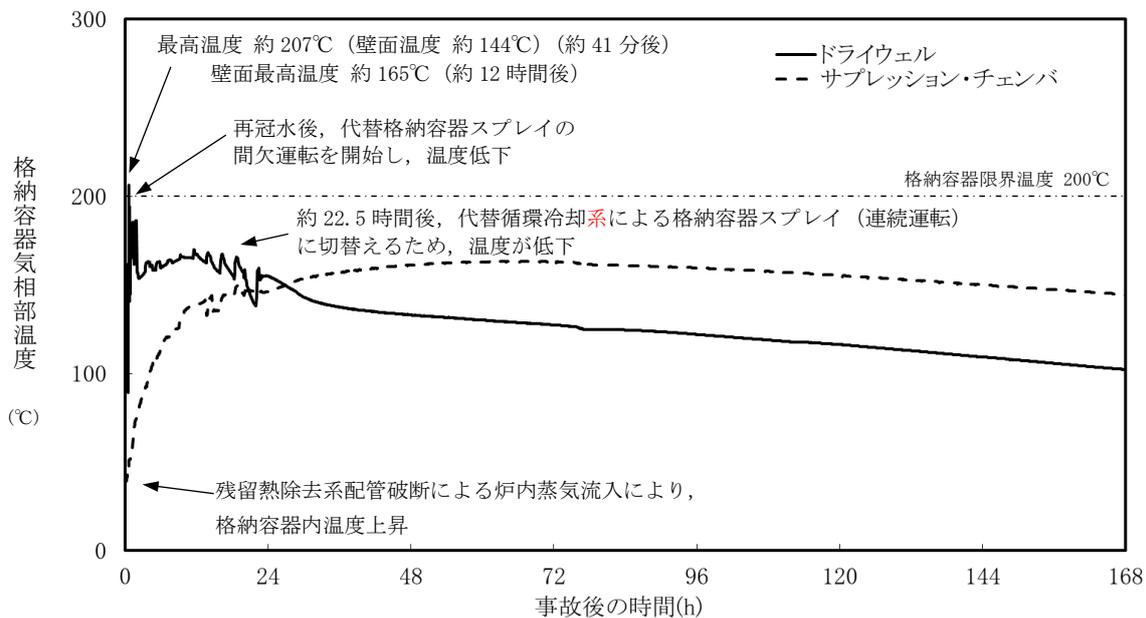


図 3.1.2.12 格納容器気相部温度の推移

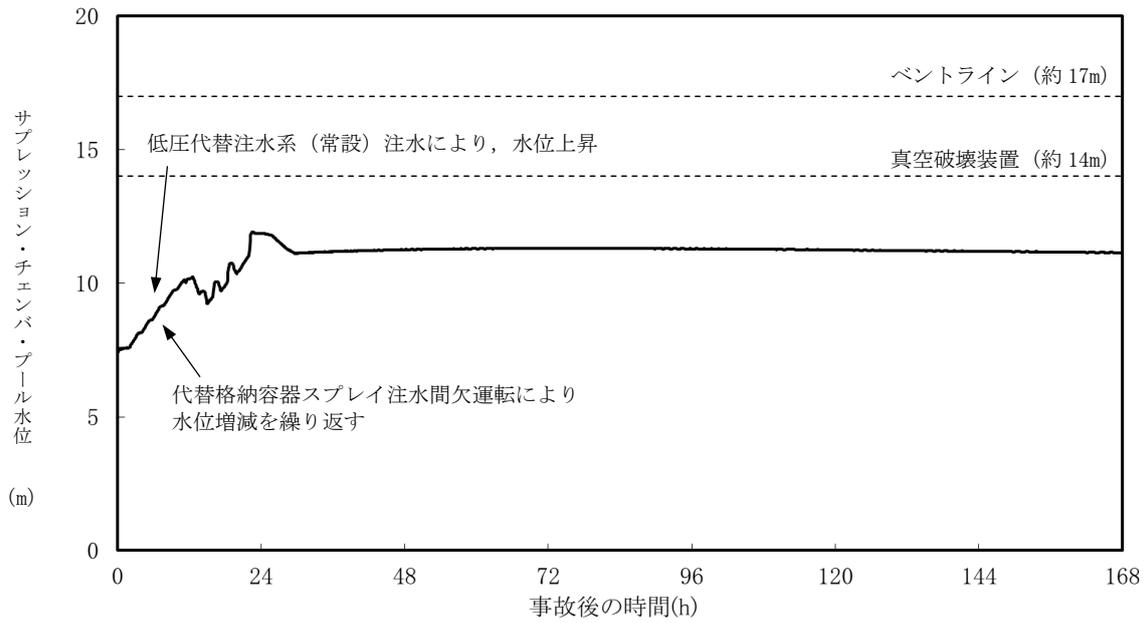


図 3.1.2.13 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

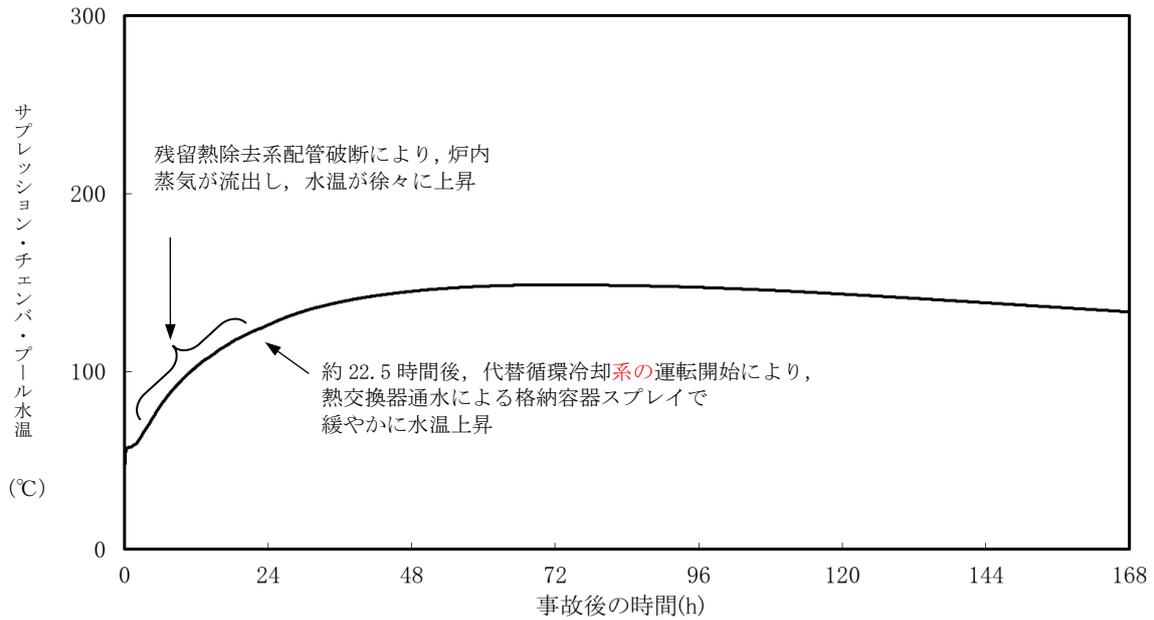


図 3.1.2.14 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 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）時における重大事故等対策について
 （代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

判断及び操作	操作	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、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する。 炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル（S/C） 格納容器内水素濃度（SA）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。 ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	タンクローリ（16kL）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位（SA） ドライウエル雰囲気温度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 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）時における重大事故等対策について
 （代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

判断及び操作	操作	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
代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃に到達した場合、推定手段により破断口まで水位回復を確認後、代替格納容器スプレィ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で、原子炉注水と代替格納容器スプレィを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウエル雰囲気温度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替循環冷却系による原子炉注水、原子炉格納容器除熱	事象発生から 20 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系及び代替循環冷却系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系の再循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレィに流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレィする。 また、水の放射線分解により酸素及び水素が発生することから、原子炉格納容器内の酸素濃度及び水素濃度の状況を確認する。	復水移送ポンプ 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量（原子炉圧力容器） 復水補給水系流量（原子炉格納容器） 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 格納容器内酸素濃度

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 3.1.2.2 主要解析条件（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）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	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を考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（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）（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	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態である LOCA に全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない

表 3.1.2.2 主要解析条件（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）（3/4）

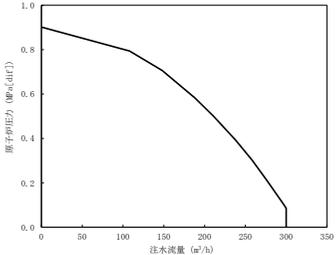
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	可搬型代替注水ポンプ	90m ³ /h で注水	可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水を想定設備の設計を踏まえて設定
	代替循環冷却系	循環流量は，全体で約 190m ³ /h とし，原子炉注水へ約 90m ³ /h，格納容器スプレイへ約 100m ³ /h に流量を分配	代替循環冷却系の設計値として設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（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）（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	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	破断口まで水位回復後，格納容器温度が約 190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設定

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

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員、資源について整理する。

現在、1～5 号炉は停止状態にあり、各プラントに保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要である。そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、6 号及び 7 号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により、6 号及び 7 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに、6 号及び 7 号炉の**重大事故時対応への影響**の成立性を確認する。

また、6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、柏崎刈羽原子力発電所 1～7 号炉について、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。なお、1～5 号炉の使用済燃料プールにおいて、全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため^{*}、必要な要員及び資源を検討する本事象では、使用済燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。

また、不測の事態を想定し、1～5 号炉のうち、いずれか 1 つの号炉において事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお、水源評価に際してはすべての号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

6 号及び 7 号炉について、有効性評価の各シナリオの内、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

表 1 に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して、7 日間の対応に必要な要員、必要な資源、6 号及び 7 号炉の対応への影響を確認する。

※ 技術的能力 添付資料 1.0.16 「重大事故等発生時における停止号炉の影響について」参照

(2) 必要となる対応操作、必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作、必要な要員、7 日間の対応に必要な資源について、表 2 及び図 1 のとおり整理する。

(3) 評価結果

1～5号炉にて「(1)想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

(a) 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な1～5号炉、6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作については、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員、10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

(b) 必要な資源の評価

a. 水源

6号及び7号炉において、水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」を想定すると、炉心注水及び格納容器スプレイの実施のため、7日間で号炉あたり約7,300m³の水が必要となる（6号及び7号炉で約14,600m³）。また、表3に示すとおり、6号及び7号炉における使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの回復、水位維持）は、7日間の対応を考慮すると、約2,551m³の水が必要となる（6号及び7号炉で合計約17,151m³）。

6号及び7号炉における水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有しているため、原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（6号及び7号炉で合計約21,400m³）。

1～5号炉において、スロッシングによる水位低下の発生後に、遮蔽に必要な高さまで水位を回復させ、蒸発による水位低下を防止するための必要な水量は7日間の対応を考慮すると、約6,048m³となる。

1～5号炉における水源として、表3に示す各必要な水量を各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク及びサプレッション・チェンバのプールにて確保する運用であることから、6号及び7号炉における水源を用いなくても1～5号炉の7日間の対応が可能である（1～5号炉で合計約6,048m³）。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約180m³であり、各防火水槽及びろ過水タンクに各必要な水量が確保されるため、6号及び7号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

なお、1～5号炉においても、使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合に備え、6号及び7号炉と同様のサイフォンブレイク孔を設け、サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、スロッシングによる水位低下により、線量率が上昇しオペレーティングフロアでの使用済燃料プールへの注水操作が困難になる場合に備え、消火系、ガスタービン発電機又は電源車により給電した残留熱除去系、復水補給水系、燃料プール補給水系等、当該現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに、あらかじめ注水用ホースを設置することで、原子炉建屋最上階下での注水操作が可能な

設計としている。

注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表4に示すとおりである。空冷式ガスタービン発電機は発電所全体として4台の保有を計画しており、6号及び7号炉での重大事故等の対応に必要な台数は第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機のいずれか1台であるため、予備機を1～5号炉での対応で使用することも可能である。また、電源車を用いることで復水補給水系、燃料プール補給水系等への給電も実施可能である。

※：使用済燃料プール（原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の通常水位までの回復を想定した場合、1～5号炉においては、内部火災に対する消火活動に必要な水源と合わせ、合計約12,706m³の水が必要となる（1～7号炉で合計約15,257m³）。

したがって、使用済燃料プールの通常水位までの回復を想定すると、1～7号炉にて合計約29,857m³の水が必要であるが、6号及び7号炉の復水貯蔵槽及び淡水貯水池における保有水は約21,400m³であり、1～5号炉の各号炉の復水貯蔵槽、ろ過水タンク、純水タンク、サブプレッション・チェンバのプール及び防火水槽の最低限確保される保有水量は約6,228m³である（合計約27,628m³）。これらの合計量は、6号及び7号炉及び内部火災（7日間で5箇所）への対応を実施したうえで、1～5号炉の使用済燃料プール（原子炉ウエル及びD/Sピットを含む）の水位を通常水位一約1mまで回復させ、その後、7日間の水位維持を可能となる水量である。7日以降については十分時間余裕があるため、外部からの水源供給や支援などにも期待できることから、1～5号炉の使用済燃料プールの水位を通常水位まで回復させることが可能である。

b. 燃料（軽油）

6号及び7号炉において、軽油の使用量が最も多い「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」を想定すると、非常用ディーゼル発電機（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約751kL[※]、復水貯蔵槽補給用可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（3台）の7日間の運転継続に号炉あたり約10kL[※]、代替原子炉補機冷却系専用の電源車（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約37kL[※]、代替原子炉補機冷却系用の可搬型大容量送水ポンプ（2台）の7日間の運転継続に号炉あたり約30kL[※]、使用済燃料プール代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（6号及び7号炉で2台）の7日間の運転継続に約7kL[※]が必要となる。加えて、免震重要棟ガスタービン発電機及びモニタリングポスト用仮設発電機（3台）の7日間運転継続は約79kL[※]の軽油が必要となる（6号及び7号炉での事故対応、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機にて使用する軽油：合計約1,742kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、6号及び7号炉の原子炉及び使用済燃料プールの事故対応、緊急時対策所への電源供給及びモニタリン

グ・ポストへの電源供給について、7日間の対応は可能である。

1～5号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に全出力で非常用ディーゼル発電機（2台）が起動した場合を想定しており（「(1)想定する重大事故等」では常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の軽油を上回る保守的な想定）、7日間で号炉あたりの必要な軽油は約632kLとなる（1～5号炉で合計約3,160kL）。なお、1～5号炉における使用済燃料プールへの注水と、火災が発生した号炉での消火活動に対して、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）（注水と消火でそれぞれ1台）の7日間の運転継続を仮定すると約20kL※が必要となる。

1～5号炉の各軽油タンクにて約632kL（1～5号炉合計 約3,160kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1～5号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、6号及び7号炉における軽油を用いなくても7日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

c. 電源

常設代替交流電源設備、電源車等による電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。なお、常設代替交流電源設備、電源車等による給電ができない場合に備え、デジタルレコーダ接続等の手順を用意している。

(4) 柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故時対応への影響について

「(3)評価結果」に示すとおり、重大事故発生時に必要となる対応操作は、各号炉の中央制御室に常駐している運転員、自衛消防隊、緊急時対策要員及び10時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから、6号及び7号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

6号及び7号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける7日間の対応が可能であり、また、1～5号炉の各資源にて1～5号炉の使用済燃料プール、内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから、柏崎刈羽1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽6号及び7号炉の重大事故等時対応への影響はない。

2. 他号炉における高線量場発生による6号及び7号炉対応への影響

1. で想定する事故時の1～5号炉の使用済燃料プールにおいて、スロッシング等の水位低下による現場線量率上昇は、以下の資料で示す通り、6号及び7号炉の重大事故時対応に影響するものではない。

技術的能力 「添付資料 1.0.16 重大事故等発生時における停止号炉の影響について」

「添付資料 1.0.2 補足資料 10 1～7号炉同時発災時におけるアクセス

ルートへの影響」

3. まとめ

上記1. 及び2. に示すとおり、高線量場の発生を含め、柏崎刈羽原子力発電所1～5号炉に重大事故等が発生した場合にも、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の重大事故等時対応への対応は可能である。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	6号及び7号炉	1～5号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生※3 ・内部火災※4
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 	
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」 	

※1 サイフォン現象による漏えいは、各号炉（1～7号炉）のサイフォン発生防止用の逆止弁及びサイフォンブレイク孔により停止される。したがって、この漏えいによる影響はスロッシングによる溢水に包絡されるため、使用済燃料プールからの漏えいは、スロッシングによる漏えいを想定する。

※2 燃料については消費量の観点から非常用ディーゼル発電機の運転継続を想定する。

※3 スロッシングは水位回復のため使用済燃料プールへの水源を使用した注水を想定する。

※4 6号及び7号炉は火災防護措置が強化されることから、1～5号炉での内部火災を想定する。また、1～5号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングと同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は、5プラント分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1～5号炉，6号及び7号炉の使用済燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認，直流電源の負荷制限	非常用ディーゼル発電機等の現場の状態確認及び，直流電源の延命のための負荷制限を実施する	運転員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	自衛消防隊 (運転員を含む)	○水源 180m ³ (36m ³ /プラント×5プラント) ○燃料 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 4kL (18L/h×24h×7日×1台) 又は ディーゼル駆動消火ポンプ : 約 6kL (32L/h×24h×7日×1台)
各注水系による使用済燃料プール (復水補給水系，燃料プール補給水系，消火系，可搬型代替注水ポンプ (A-2級) による使用済燃料プールへの給水)	各注水系による使用済燃料プールへの給水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	運転員及び10時間以降の発電所外からの参集要員	○水源 (詳細は表3参照) 1号炉 : 約 324m ³ 2号炉 : 約 1,401m ³ 3号炉 : 約 1,425m ³ 4号炉 : 約 1,366m ³ 5号炉 : 約 1,532m ³ 6号炉 : 約 8,565m ³ 7号炉 : 約 8,586m ³ ※6号及び7号炉については有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」で想定している水源も含む ○燃料 1～5号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 16kL (18L/h×24h×7日×5台) 6号及び7号炉 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) : 約 7kL (18L/h×24h×7日×2台)
常設代替交流電源設備等による給電	常設代替交流電源設備等による給電・受電操作を実施する	緊急時対策要員及び運転員	○燃料 常設代替交流電源設備 : 約 860kL (1,705L/h×24h×7日×3台)
燃料給油作業	常設代替交流電源設備及び可搬型代替注水ポンプ (A-2級) に給油を行う	緊急時対策要員	—

表3 各号炉の必要な水量（平成26年10月時点での崩壊熱により計算）

	KK1		KK2		KK3		KK4		KK5		KK6		KK7		
	停止中		停止中		停止中		停止中		停止中		運転中		運転中		
	炉	SFP	炉	SFP	炉	SFP									
炉心燃料	全燃料取り出し		装荷済		装荷済										
原子炉開放状態	開放（プールゲート開放）		未開放（プールゲート閉）		未開放（プールゲート閉）										
水位	ウェル満水（オーバーフロー水位）		通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位	通常運転水位									
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		各重要事故シナシケンスによる	スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失		スロッシングによる漏洩+全交流動力電源喪失									
スロッシング溢水量 ^{※1} [m ³]	710		710		710		710		710			690		710	
65℃到達までの時間[hour]	38		42		35		45		27			15		15	
100℃到達までの時間[hour]	91		100		85		107		66			36		35	
必要な注水量① ^{※2} [m ³ @168h]	84		52		76		43		119			575		576	
事故発生からTAF到達までの時間[hour]	756		810		706		895		527			198		229	
通常運転水位（オーバーフロー水位）から必要な遮へい水位までの水位差 ^{※2} [m]	3.9		1.7		1.7		1.7		1.7			2.1		2.1	
必要な注水量② ^{※2} [m ³ @168h]	324		1,401		1,425		1,366		1,532			777		796	
必要な注水量③ ^{※2} [m ³ @168h]	2,272		2,530		2,554		2,465		2,705			1,265		1,286	

※1 1～5号炉の溢水量は、6号及び7号炉の評価結果に基づきスロッシングによる溢水量を設定（1～5号炉の使用済燃料プールは6号及び7号炉に比べて保有水量やプール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる）。また、必要な注水量は原子炉開放状態（プールゲート開放状態）を考慮して評価。

※2 「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量。「必要な注水量②」：必要な遮へい水位（原子炉建屋最上階のフロアでの現場の線量率が10mSv/h以下となる水位（遮へい水位の計算に用いた各号炉の線源の強度は保守的な6号及び7号炉の線源強度を参照）まで回復させ、その後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。「必要な注水量③」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量（使用済燃料プール、原子炉ウェル及びD/Sピットを考慮）。

表4 1～5号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

		1号炉	2号炉	3号炉	4号炉	5号炉	共通	備考
注水設備	残留熱除去系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機による給電を実施することで使用可能電源負荷を考慮して、複数の同時運転は実施せず、順次注水操作を実施する
	復水補給水系	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	3 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	燃料プール補給水系	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	—	全交流動力電源喪失時は空冷式ガスタービン発電機又は電源車による給電を実施することで使用可能
	消火系 (ディーゼル駆動ポンプ)	1	1号炉と共通	1号炉と共通	1号炉と共通	1	—	1～4号炉は共通の消火ポンプを使用、5～7号炉は共通の消火ポンプを使用。十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
	消防車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能
給電設備	空冷式ガスタービン発電機	—	—	—	—	—	4台の内、6号及び7号炉で用いなかったものを使用することも可能	2台予備があり、6号及び7号炉の対応には第一ガスタービン発電機又は第二ガスタービン発電機のいずれか1台のみで対応可能である
	電源車	—	—	—	—	—	必要な台数に対して十分な台数を保有 (1)	十分時間余裕があるため、1台を用いて、必要な箇所に順次注水を実施していくことが可能

号機	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間（時間）										備考
						1	2	3	8	9	10	11	12	13	14	
						1 2 3 8 9 10 11 12 13 14 15 ▼ 直流電源の負荷制限作業開始 ▼ 常設代替交流電源設備による受電 ▼ 参集要員による作業開始										
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング」を想定する号炉	2人 A, B	—	—	—	プラント状況判断	10分										
	(1~2人) A, (B)	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施										
	—	2人 C, D	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分										
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)	対応可能な要員により、対応する										
	—	(2人) C, D	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系によるSFP給水	適宜実施										
	—	(2人) C, D	参集要員にて対応	—	消防車によるSFP給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6, 7号炉の作業を優先に適宜実施										
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールのスロッシング並びに火災発生」を想定する号炉	2~3人 a, b, (e)	—	—	—	プラント状況判断	10分										
	(1人) a	—	—	—	プラント監視 (給電不可能な場合等：デジタルレコーダ接続等による計器監視)	適宜実施										
	(1人)	2人 ^{※1} e, d	—	—	火災現場確認	30分										
	—	(2人) ^{※2} e, d	—	—	自衛消防隊を現場誘導	10分										
	(1人)	(1~2人) e, (d)	—	自衛消防隊にて対応	消火活動	消火活動継続実施										
	—	(2人) 隣接プラントからの応援が必要な際は応援に期待 b, e(又はB)	—	—	非常用ディーゼル発電機の現場確認 直流電源の負荷制限	50分(隣接プラントからの応援が必要な際は応援が到着してから50分)										
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機 機能回復 (解析上考慮せず)	対応可能な要員により、対応する										
	(1人)	(2人) b, d (又はe, B)	—	—	復水補給水系や燃料プール補給水系、消火系による燃料プール給水	適宜実施										
(1人)	(2人) b, d (又はe, B)	参集要員にて対応	—	消防車による燃料プール給水 (復水補給水系等の給水が不可能な場合)	6, 7号炉の作業を優先に適宜実施											
共通	—	(2人) C, D (又はb, e, B)	緊急時対策要員にて対応	—	常設代替交流電源設備による給電・受電	6/7号炉の給電を実施後適宜実施										
	—	—	参集要員にて対応	—	燃料給油作業	適宜実施										

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数
 ※1 当直長を含む人数
 ※2 SA 事象と火災が発生した際の初期消火の体制については平成 28 年 1 月現在のものを示す

なお、6号及び7号炉において原子炉運転中を想定した場合、原子炉側と使用済燃料プール側との重大事故等対応の重畳も考えられるが、運転中に使用済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(表3参照)、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り、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。またプラント状態の監視においても、原子炉側で期待している運転員が併せて使用済燃料プール側を監視できるため、現在の想定する要員での対応が可能である。
 また、時間差で発生する複数の内部火災に対しては、自衛消防隊が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図 1 1~5号炉における各作業と所要時間