

島根原子力発電所 2号炉 審査資料	
資料番号	EP-015 改 55
提出年月日	令和2年4月24日

島根原子力発電所 2号炉

重大事故等対策の有効性評価

令和2年4月
中国電力株式会社

目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗
+HPCS失敗
 - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 LOCA時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
3. 運転中の原子炉における重大事故
 - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合
 - 3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
4. 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

- (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)
- 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ごと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 島根原子力発電所 2 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における L O C A 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 有効性評価に用いる崩壊熱について
- 添付資料 1.5.4 燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー
- (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)
- 添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.4 7 日間における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 2.1.6 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）
- (2.2 高圧注水・減圧機能喪失)
- 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（高圧注水・減圧機能喪失）
- 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）
- (2.3 全交流動力電源喪失)
- (2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗)
- 添付資料 2.3.1.1 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.3 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
- 添付資料 2.3.1.4 安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.3.1.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋H P C S 失敗）
- 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（外部電

源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

添付資料 2.3.1.7 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

(2.3.2 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)

添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の8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 安定状態について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)

添付資料 2.3.2.3 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(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)

添付資料 2.3.2.4 注水開始操作の時間余裕について

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

添付資料 2.3.4.1 安定状態について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

添付資料 2.3.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

添付資料 2.3.4.3 減圧・注水開始操作の時間余裕について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

添付資料 2.3.4.4 7日間における水源の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

添付資料 2.3.4.5 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

添付資料 2.3.4.6 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失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

(2.4 崩壊熱除去機能喪失)

(2.4.1 取水機能が喪失した場合)

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

添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.3 7日間における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 2.4.1.4 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))

(2.4.2 残留熱除去系が故障した場合)

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

添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

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

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

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

(2.5 原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性

添付資料 2.5.2 P u 同位体組成による動的ボイド係数, 動的ドップラ係数への影響

添付資料 2.5.3 自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料 2.5.4 安定状態について(原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.5 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.6 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 2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響

添付資料 2.5.8 初期炉心流量の相違による評価結果への影響

添付資料 2.5.9 残留熱除去系の起動操作遅れの影響について

添付資料 2.5.10 S L C 起動を手動起動としていることについての整理

添付資料 2.5.11 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響

添付資料 2.5.12 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

添付資料 2.5.13 7日間における燃料の対応について(原子炉停止機能喪失)

(2.6 L O C A 時注水機能喪失)

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

添付資料 2.6.2 敷地境界での実効線量評価について

添付資料 2.6.3 安定状態について(L O C A 時注水機能喪失)

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

添付資料 2.6.5 減圧・注水操作の時間余裕について

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

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

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

(2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応操作について

添付資料 2.7.2 インターフェイスシステム L O C A 発生時の破断面積及び現場環境等について

添付資料 2.7.3 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.4 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 (格納容器バイパス(インターフェイスシステム L O C A))

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

- (3. 運転中の原子炉における重大事故)
- (3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.2 安定状態について (残留熱代替除去系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.3 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ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について (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 3.1.2.5 原子炉格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料 3.1.2.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損 (残留熱代替除去系を使用する場合)))
- 添付資料 3.1.2.7 大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料 3.1.2.8 7 日間における水源の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (残留熱代替除去系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.9 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)) (残留熱代替除去系を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.10 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)) (残留熱代替除去系を使用する場合)
- 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) 時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からの C s - 1 3 7 放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.4 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について (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 3.1.3.5 安定状態について (残留熱代替除去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 (残留熱代替除去系を使用しない場合)))
- 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 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作開始を限界圧力接近時とした場合の影響
- 添付資料 3.1.3.9 7 日間における水源の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (残留熱代替除去系を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.10 7 日間における燃料の対応について (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (残留熱代替除去系を使用

しない場合)

添付資料 3.1.3.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（残留熱代替除去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）

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」 及び「MCCI」 の評価
事故シーケンスの位置づけ

添付資料 3.2.3 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

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

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

（3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理

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

添付資料 3.3.3 ペDESTALへの水張り実施の適切性

添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

添付資料 3.3.5 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧カスパイクへの影響

（3.4 水素燃焼）

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（水素燃焼）

添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）

添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

（3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.1 安定状態について（溶融炉心・コンクリート相互作用）

添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・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、ペDESTAL床面での溶融炉心の拡がりを抑制した場合のコンクリート侵食量及び溶融炉心・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

(4. 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)

添付資料 4.1.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について

添付資料 4.1.3 安定状態について (想定事故1)

添付資料 4.1.4 島根2号炉 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)

(4.2 想定事故2)

添付資料 4.2.1 燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

添付資料 4.2.2 燃料プールのサイフォンブレイク配管について

添付資料 4.2.3 安定状態について (想定事故2)

添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)

添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について(想定事故2)

添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応について(想定事故2)

(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)

添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方

添付資料 5.1.4 安定状態について (運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))

添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について

添付資料 5.1.6 運転停止中 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日間における燃料の対応について(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))

(5.2 全交流動力電源喪失)

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

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

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

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

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

(5.3 原子炉冷却材の流出)

- 添付資料 5.3.1 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について
- 添付資料 5.3.2 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方
- 添付資料 5.3.3 安定状態について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））
- 添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））
- 添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について（運転停止中（原子炉冷却材の流出））

(5.4 反応度の誤投入)

- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入事象の代表性について
- 添付資料 5.4.2 安定状態について（運転停止中（反応度の誤投入））
- 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（反応度の誤投入））
- 添付資料 5.4.4 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

(6. 必要な要員及び資源の評価)

- 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 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

下線は、今回の提出資料を示す。

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

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

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系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「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系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第 2.1.1-1(1)図から第 2.1.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.1.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の手動起動にも失敗し全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動し SA 低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR 注水弁及び FLSR 注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制

御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力 (S A)、原子炉圧力である。

d. 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水

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

低圧原子炉代替注水系 (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、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、代替注水流量 (常設) 等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

e. 格納容器代替スプレイ系 (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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171°C に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系 (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、ドライウエル圧力 (S A)、サプレッション・チェンバ圧力 (S A)、格納容器代替スプレイ流量等である。

f. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サプレッション・プール水位が、通常水位 + 約 1.3m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系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、ドライウエル圧力 (S A) 等である。

格納容器フィルタベント系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、格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位 (S A) である。

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

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉压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、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード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、格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）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第2.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

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、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

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

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $200\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.00\text{MPa}[\text{gage}]$ において）にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器代替スプレイ系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 $427\text{kPa}[\text{gage}]$ における最大排出流量 $9.8\text{kg}/\text{s}$ に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

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) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は20分間とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から30分後に開始する。

(c) 格納容器代替スプレイ系（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 $384\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した場合に停止する。

(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.2-1(1)図から第2.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率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第2.1.2-1(7)図から第2.1.2

－1(12)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及び水温度の推移を第2.1.2－1(13)図から第2.1.2－1(16)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、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、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

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

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

事象発生から30分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。なお、事象発生から30分までにドライウェル圧力高信号に至らないため、逃がし安全弁の自動減圧機能は作動しない。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧原子炉代替注水系（常設）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、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。

その後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

平均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、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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30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・プール水位は、真空破壊弁（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊弁の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.1.2-1(7)図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約509°Cに到達するが、1,200°C以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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7.89MPa[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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153°Cに抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.1.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が継続される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による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。

（添付資料2.1.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント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表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50°C高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CS TF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対

する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作時間は早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早

まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

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

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

(添付資料 2.1.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(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が384kPa[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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う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。

操作条件の格納容器フィルタベント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サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10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、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(サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m)に到達するのは、事象発生約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、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、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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。

操作条件の格納容器フィルタベント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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから、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。

(添付資料 2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 50 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから、「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

また、第 2.1.3-1(1) 図から第 2.1.3-1(3) 図に示すとおり、事象発生から約 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、燃料被覆管の最高温度は約 902℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。サブプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 4.7×10^{-2} mSv であり 5 mSv を下回る。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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 22 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系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 30 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[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 35 時間後であり、約 5 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8)

(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。

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（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、合計約 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

(添付資料 2.1.4)

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の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給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の大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。合計約 363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、こ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、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、7 日間の運転継続が可能である。非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷

で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。緊急時対策所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日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

(添付資料 2.1.5)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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、約 354kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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 2.1.6)

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系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「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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、安定状態を維持できる。

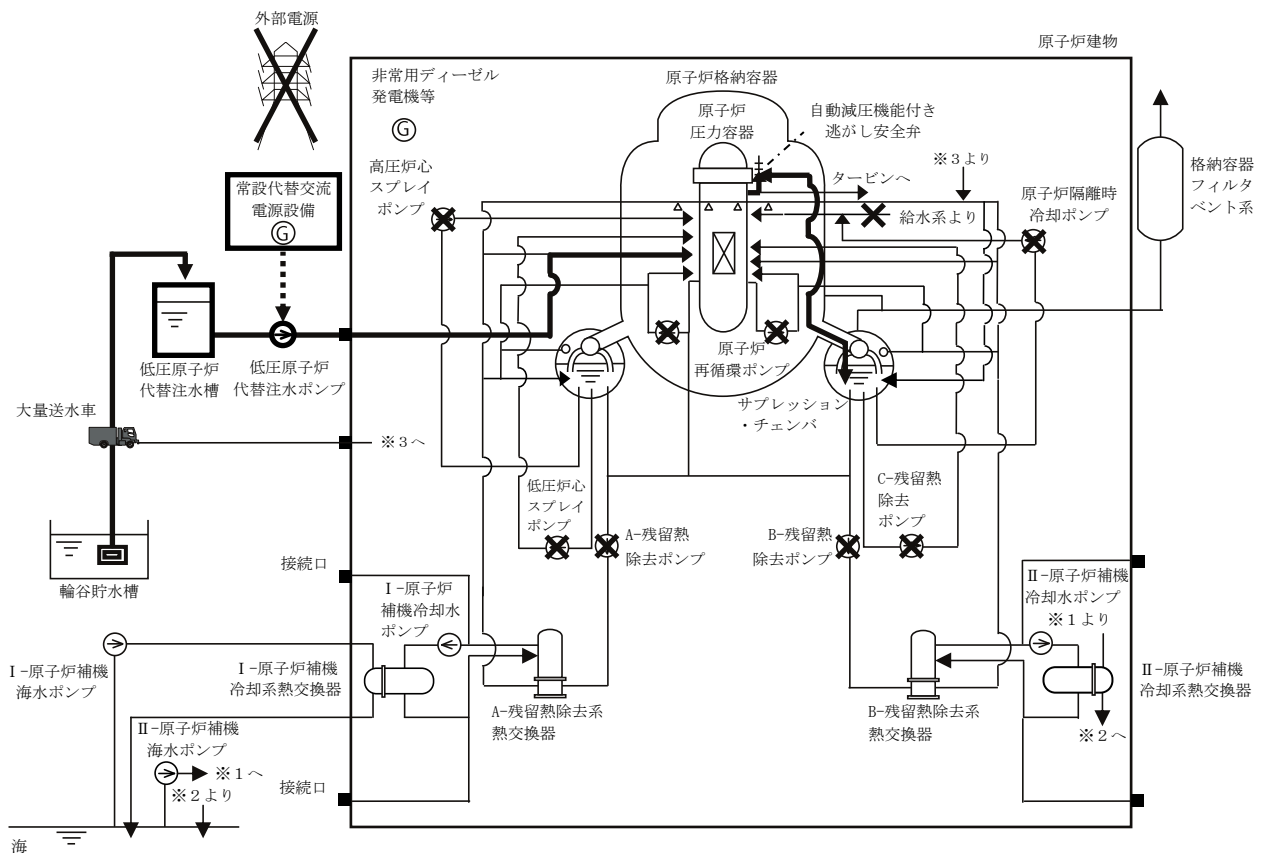
なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策

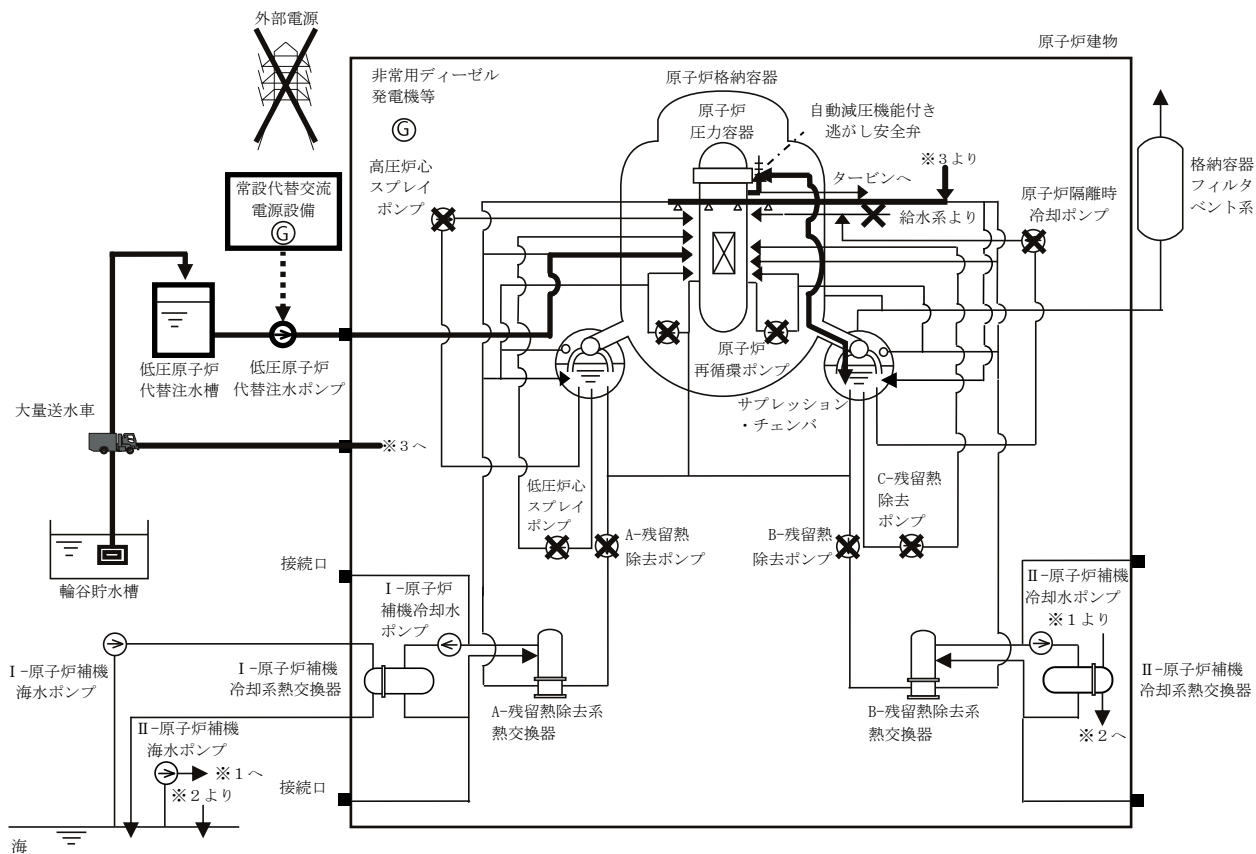
の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

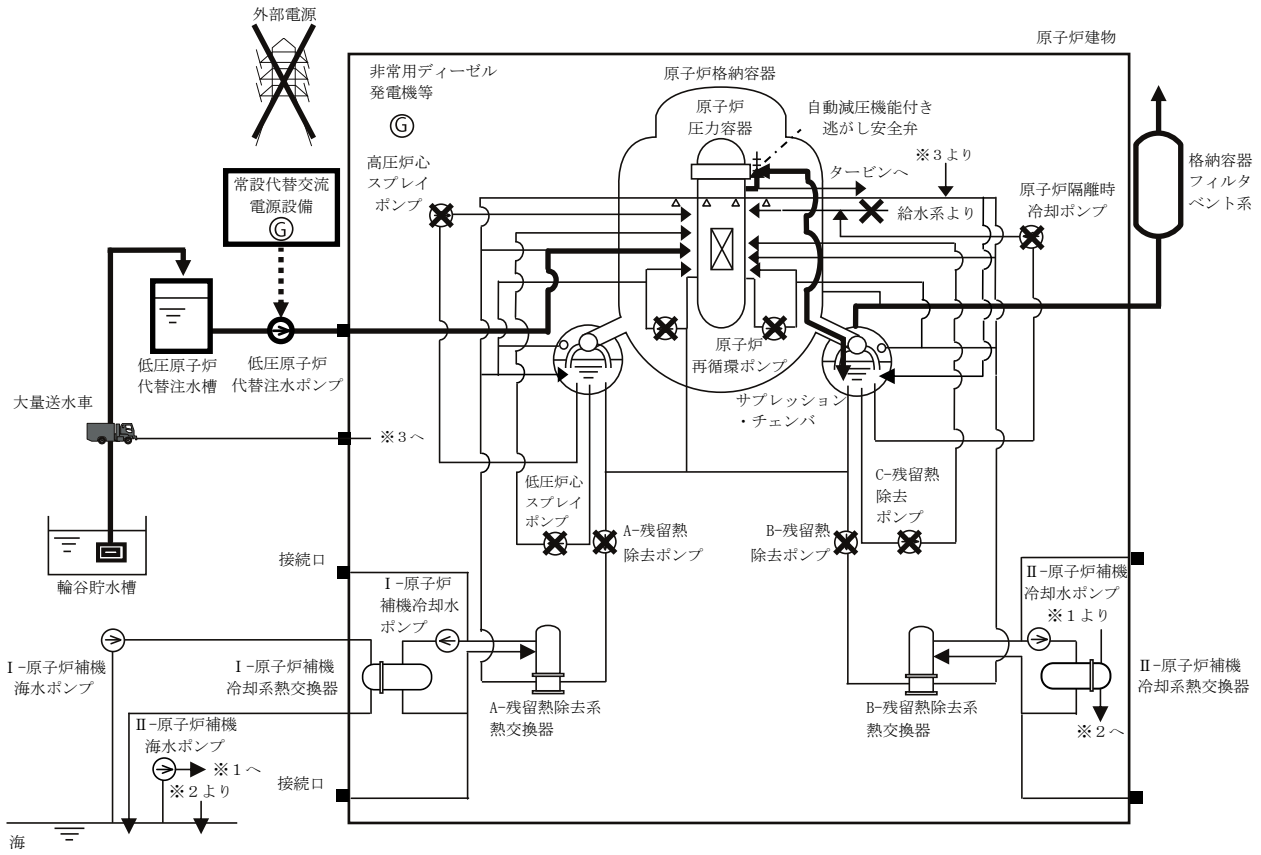
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



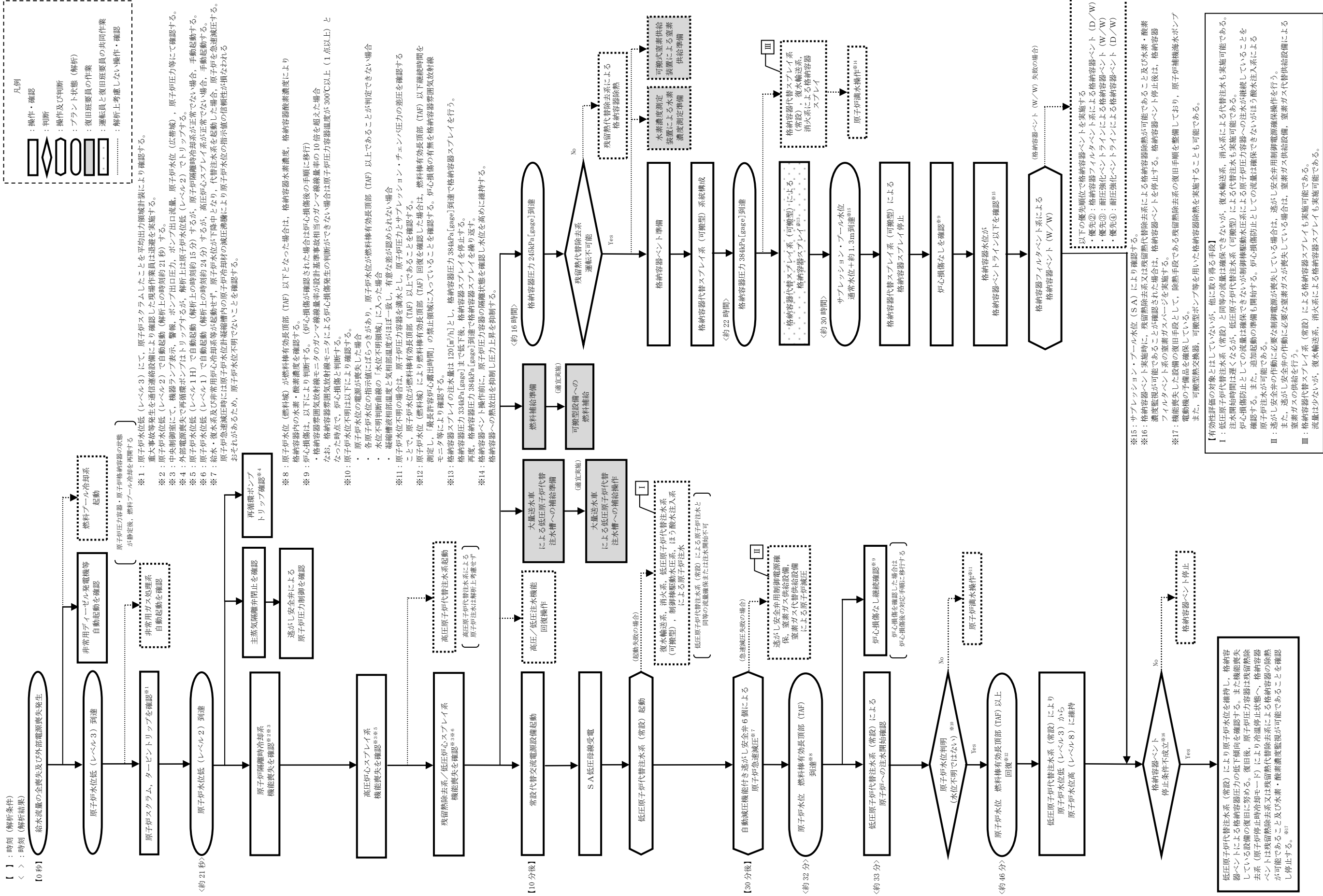
第 2.1.1-1(1) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.1.1-1(2) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2. 1. 1-1 (3) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



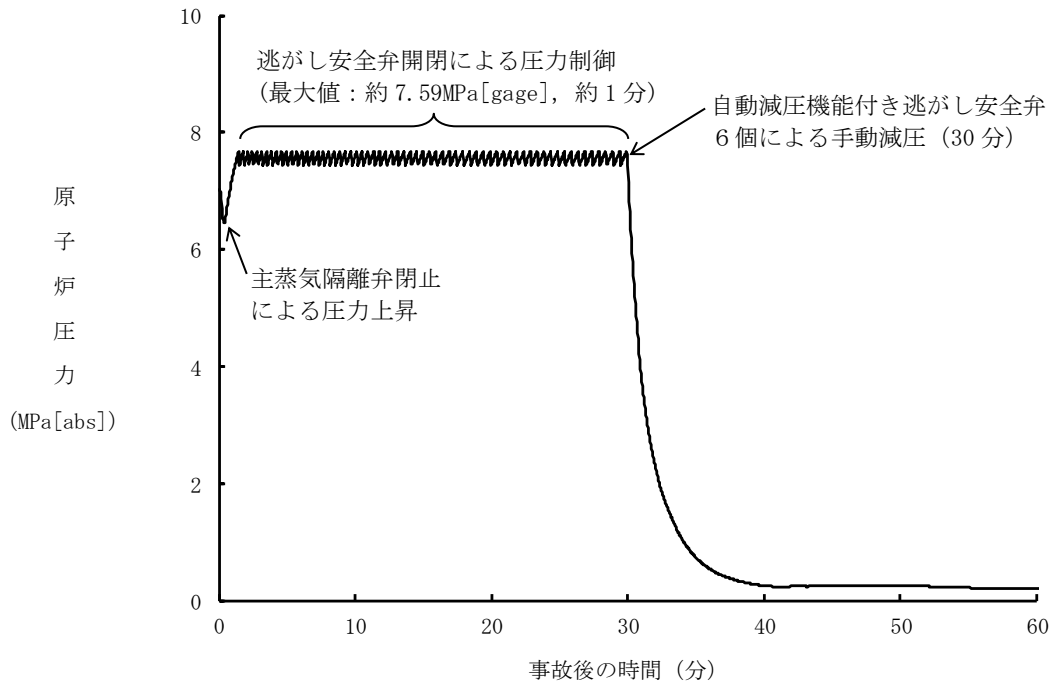
第 2.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

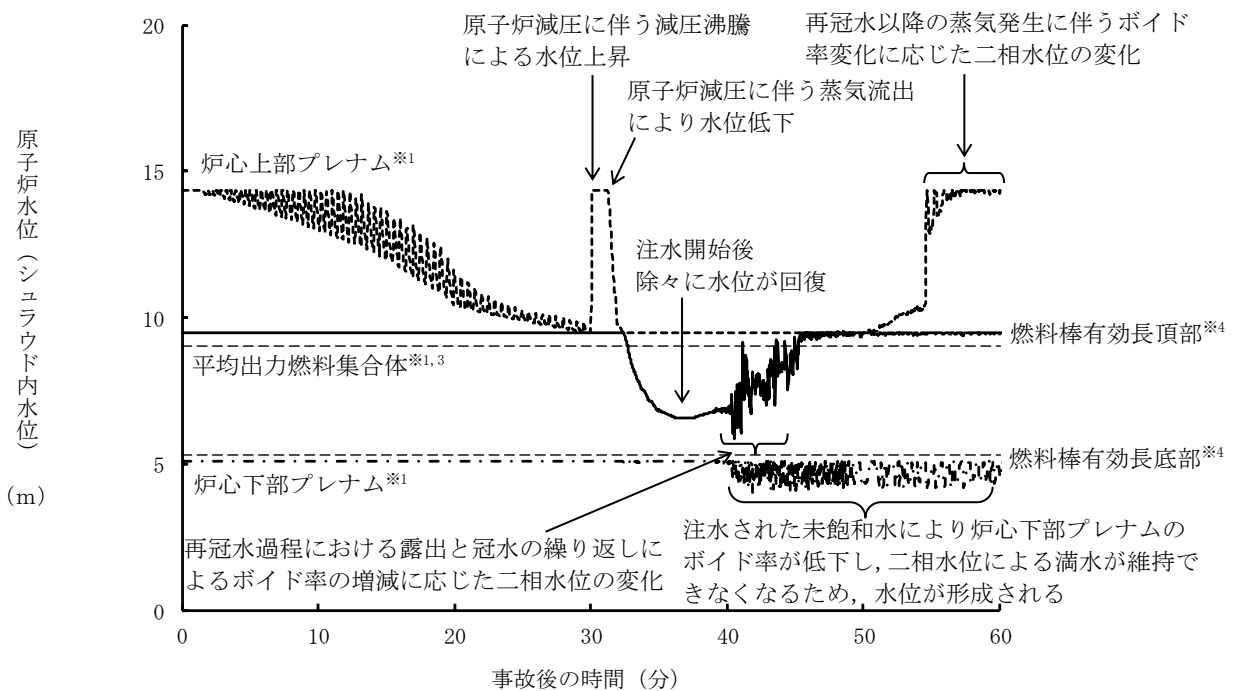
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)														経過時間 (日)			備考									
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	2	3	4	5	6	15	16	17	18	21	22	23	24	29	30	31	32		5	6	7						
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容	事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低 (レベル2) プラント状況判断 10分 常設代替交流電源設備による給電 約15分 原子炉水位低 (レベル1HD) 約24分 原子炉水位低 (レベル1) 30分 原子炉急速減圧 約32分 原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 約33分 低圧原子炉代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約46分 原子炉水位燃料棒有効長頂部回復※ 約16時間 格納容器圧力245kPa [gauge]到達 約22時間 格納容器圧力384kPa [gauge]到達 約30時間 サプレッション・プール水位 通常水位+約1.3m到達																												※シユラウド内水位に基づく時間
指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																															
通報連絡等を行う 要員	指示者	1人	初動での指揮																															
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	4人	発電所内外連絡																															
状況判断	1人 A	—	—	—	10分																													
高圧・低圧注水機能喪失 調査、復旧操作	—	—	—	—	—																													
常設代替交流電源設備起動 操作	(1人) A	—	—	—	10分																													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	—	—	—	10分																													
低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動操作	(1人) A	—	—	—	10分																													
低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	—	—	—	—																													
輪谷貯水槽 (西) から低圧 原子炉代替注水への補給	—	—	14人 a~n	—	10分																													
格納容器代替スプレィ系 (可搬型) 系統構成	(1人) A	—	—	—	—																													
格納容器代替スプレィ系 (可搬型) スプレィ操作	(1人) A	—	(2人) a, b	—	—																													
原子炉満水操作	(1人) A	—	—	—	—																													
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	—	10分																													
格納容器ベント準備操作	—	2人 B, C	—	—	10分																													
格納容器ベント準備操作	—	—	2人 o, p	—	10分																													
格納容器ベント準備操作	—	—	—	2人 q, r	1時間40分																													
格納容器ベント準備操作	—	—	—	—	1時間40分																													
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	—	10分																													
格納容器ベント操作	—	(2人) B, C	—	—	1時間30分																													
燃料補給準備	—	—	2人 q, r	—	10分																													
燃料補給作業	—	—	—	—	1時間50分																													
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	—																													
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	18人 a~r	—	—																													

0) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間



第 2.1.2-1(1)図 原子炉圧力の推移



第 2.1.2-1(2)図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移^{※2}

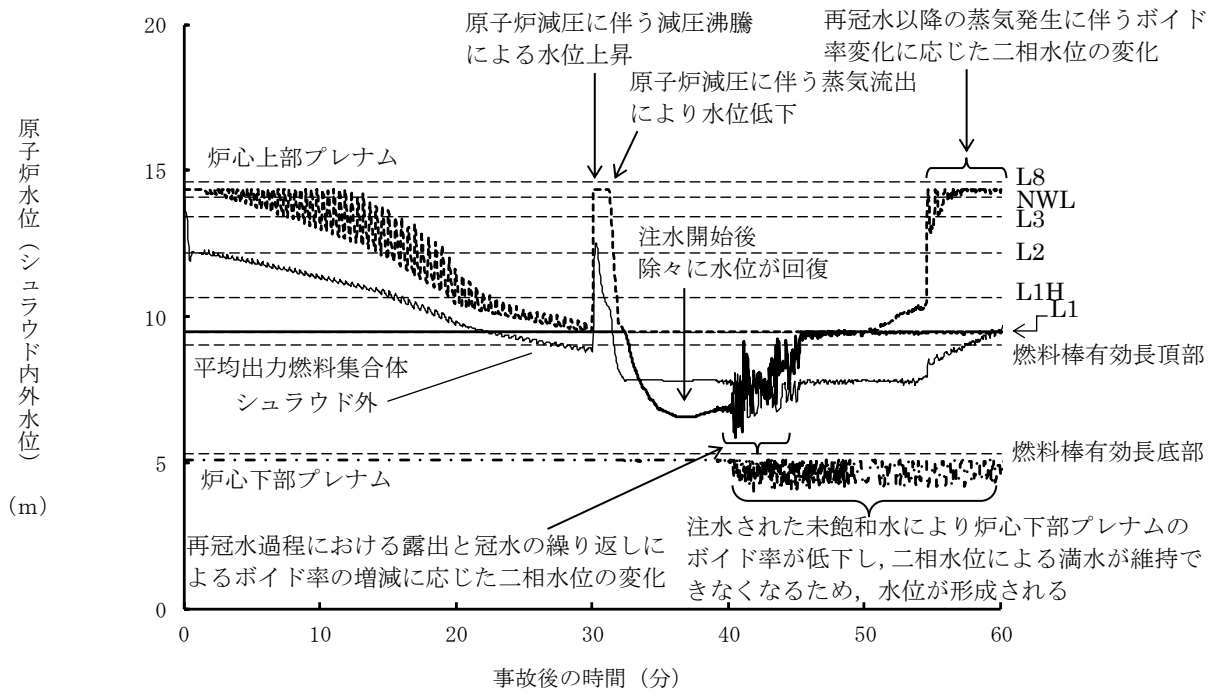
※1 SAFERでは、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分けて水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部または平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。

なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の推移を示す。

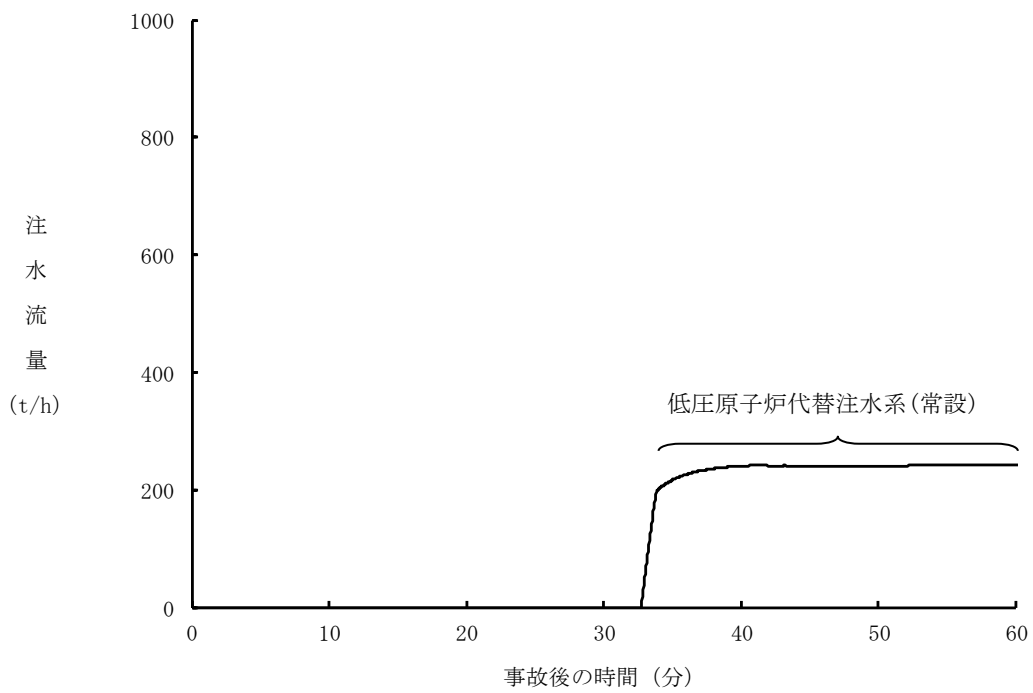
※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）

※3 平均出力燃料集合体とは、「炉心の平均的な出力を設定した燃料集合体」を言う。（解析コード（SAFERコード））

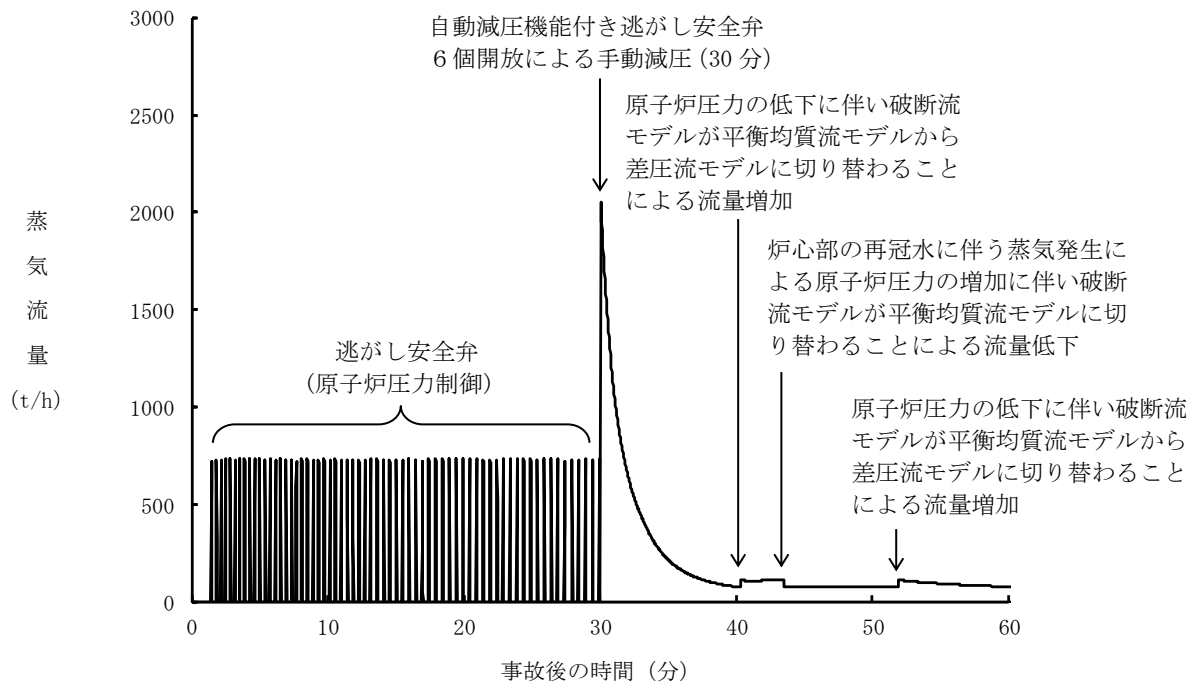
※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる位置を図に破線で示す。



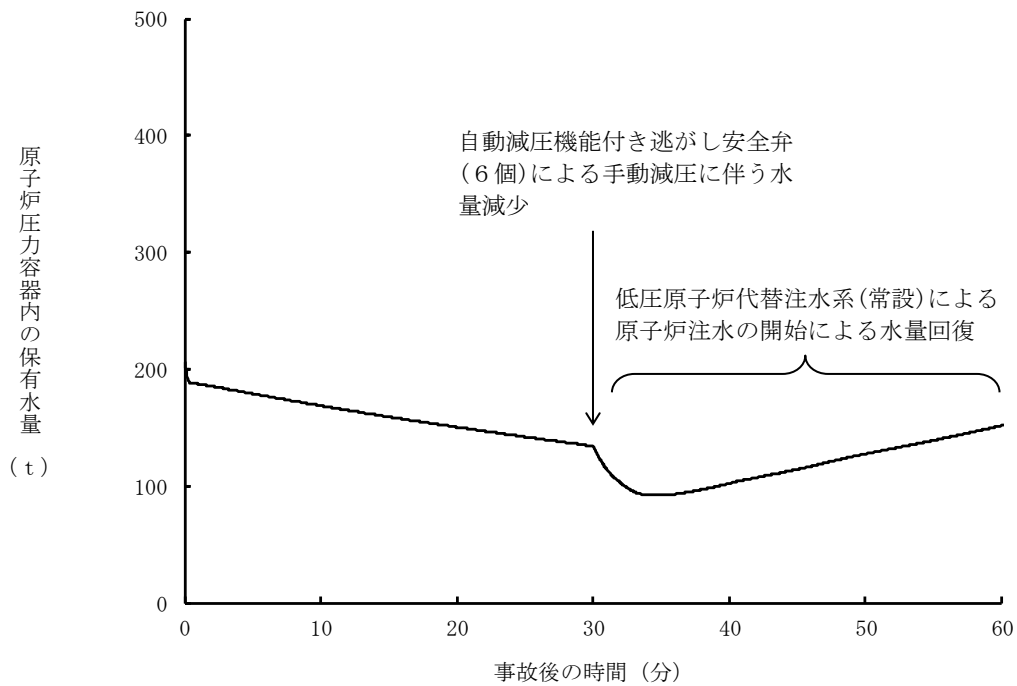
第 2. 1. 2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



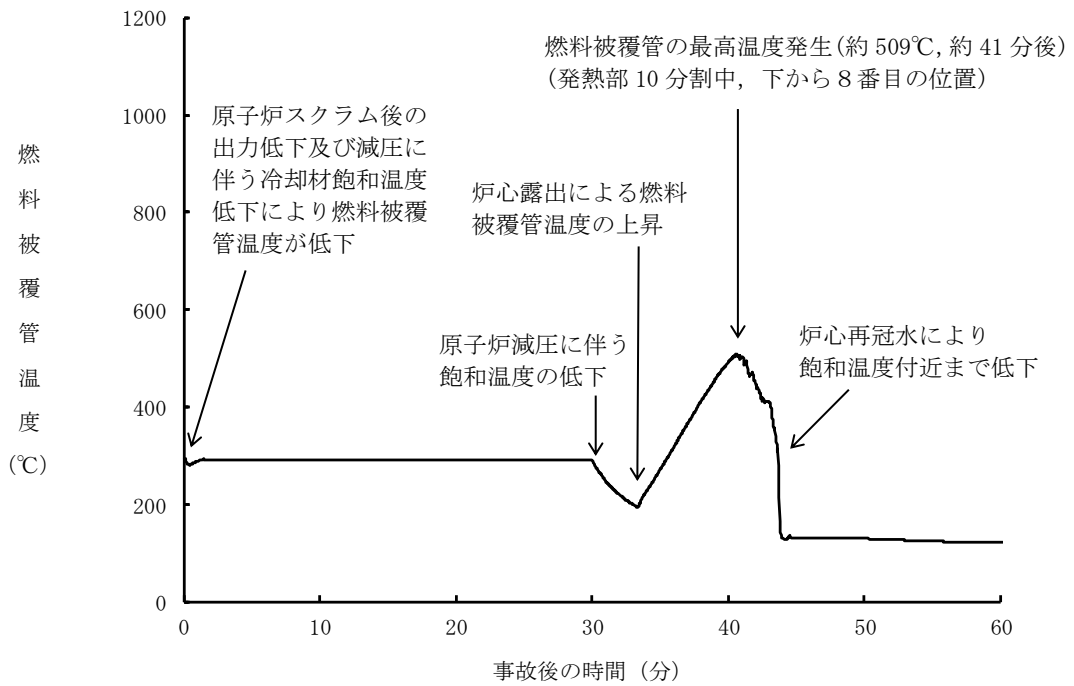
第 2. 1. 2-1(4) 図 注水流量の推移



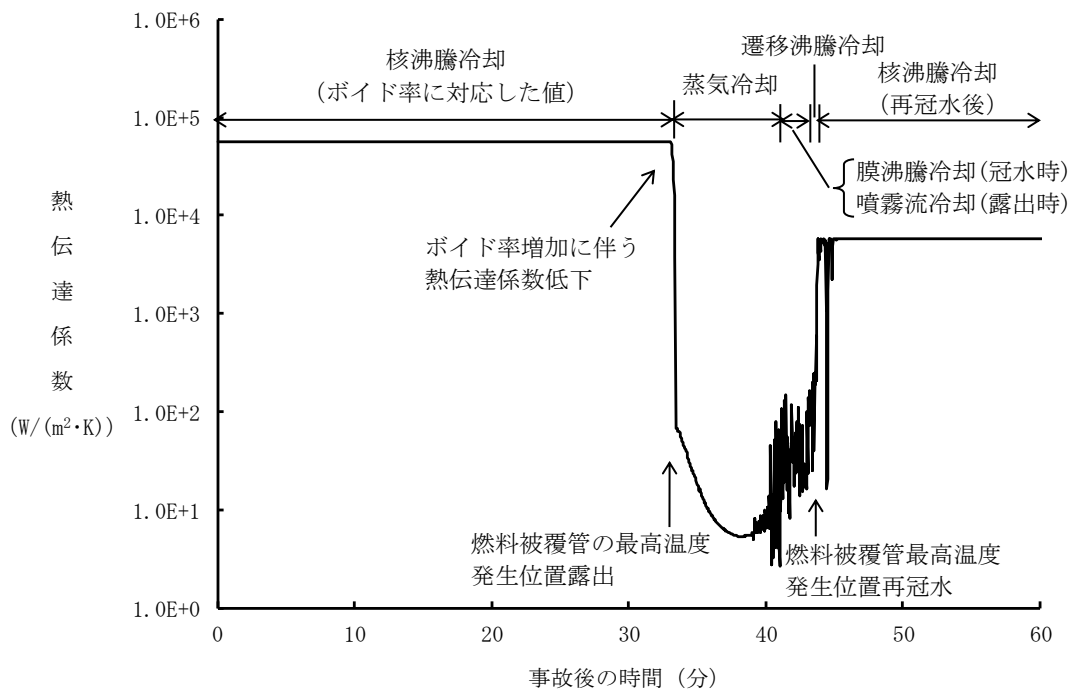
第 2. 1. 2-1 (5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



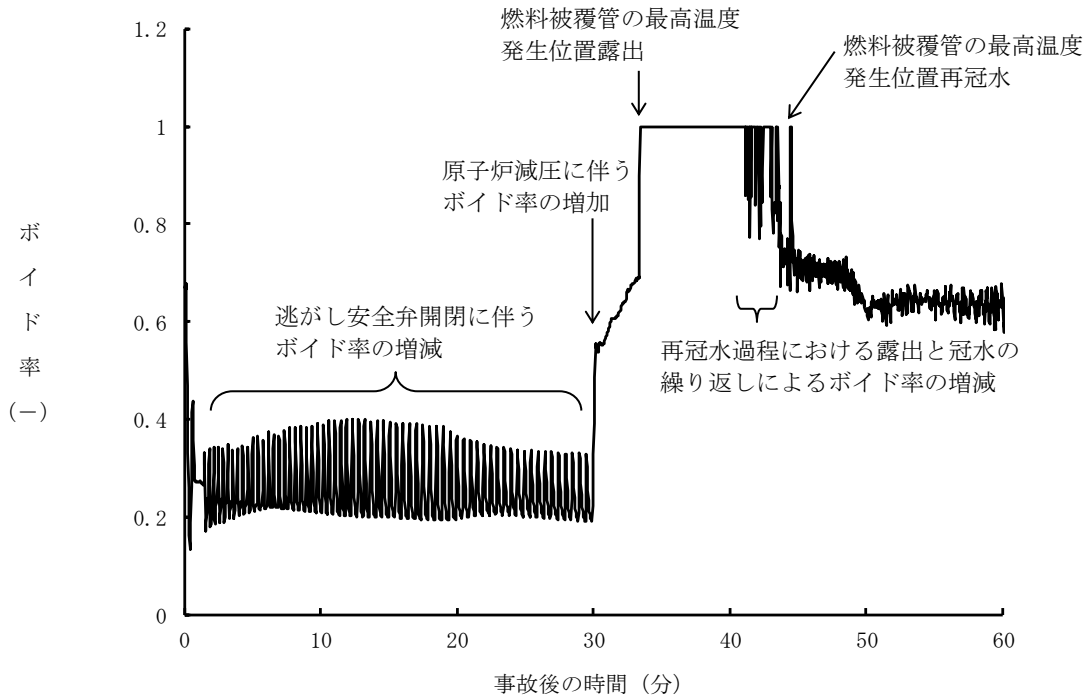
第 2. 1. 2-1 (6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



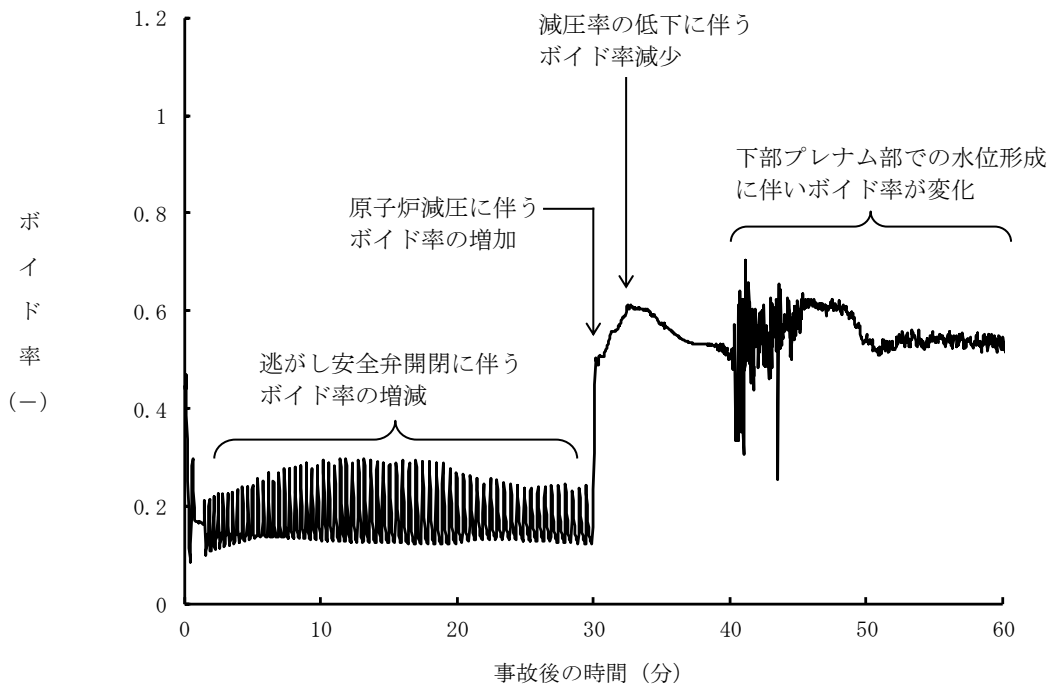
第 2. 1. 2-1 (7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2. 1. 2-1 (8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

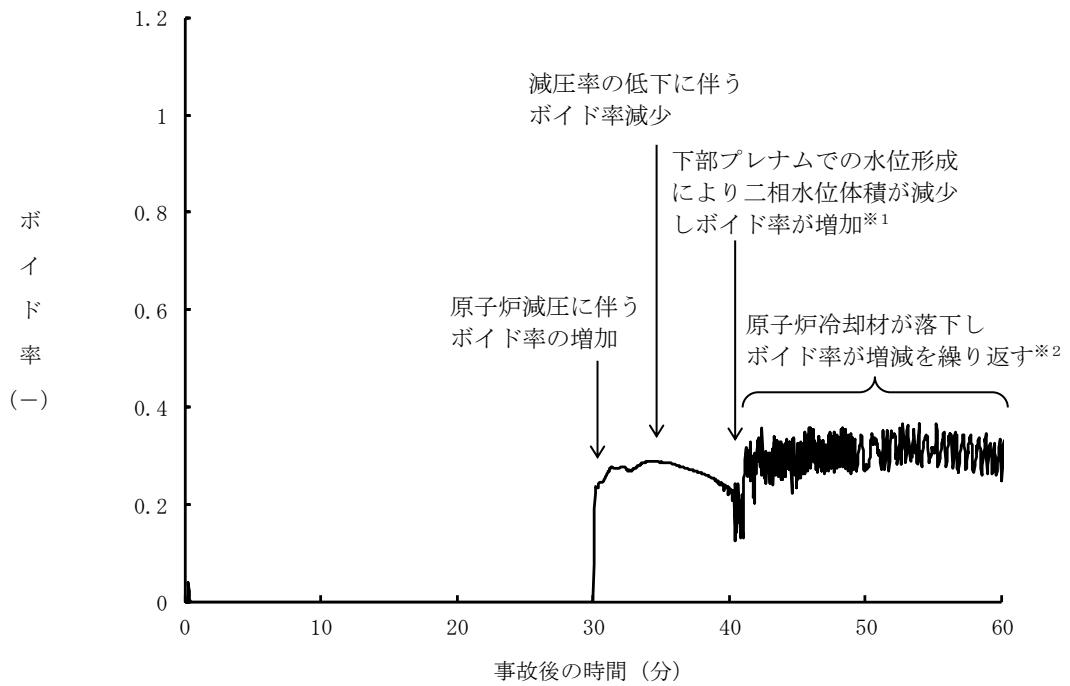


第 2.1.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



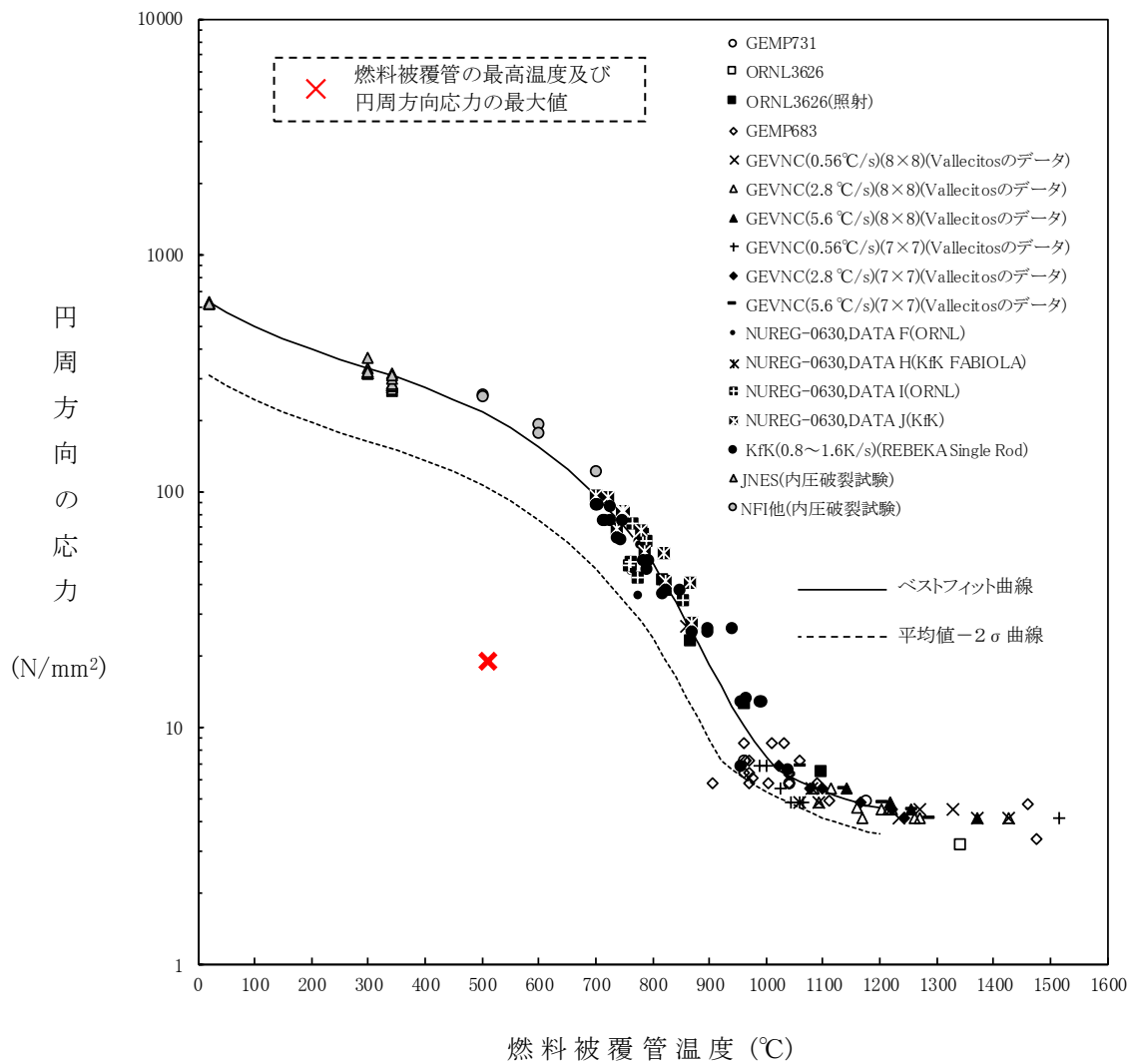
第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移*

※平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。

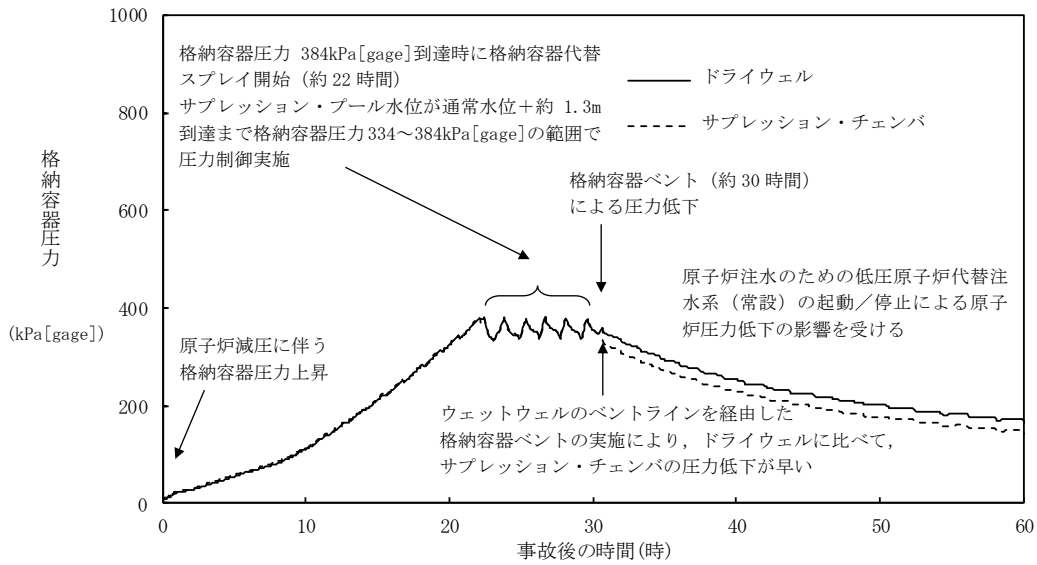


第 2.1.2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

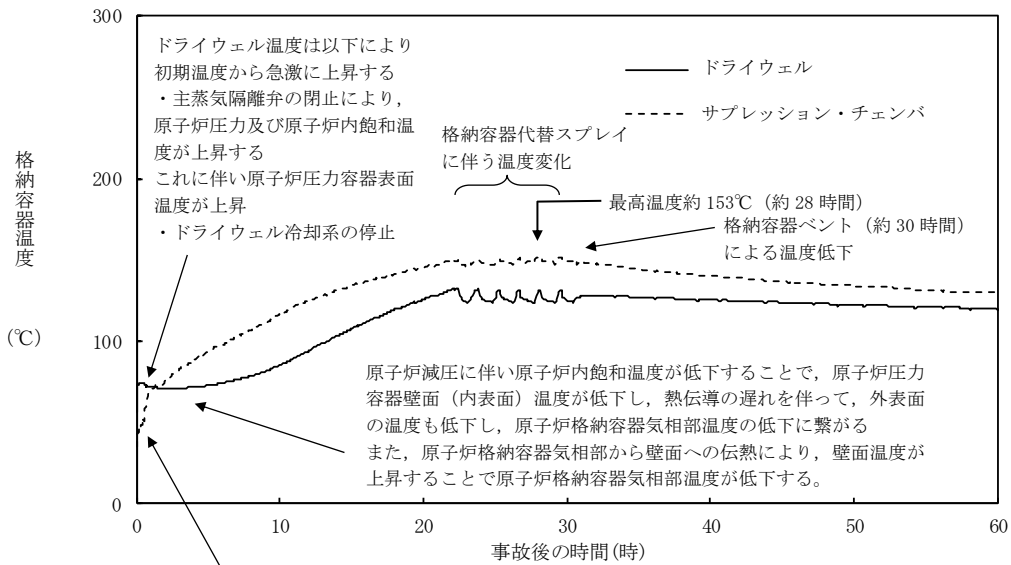
- ※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。
- ※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。



第 2. 1. 2-1 (12) 図 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

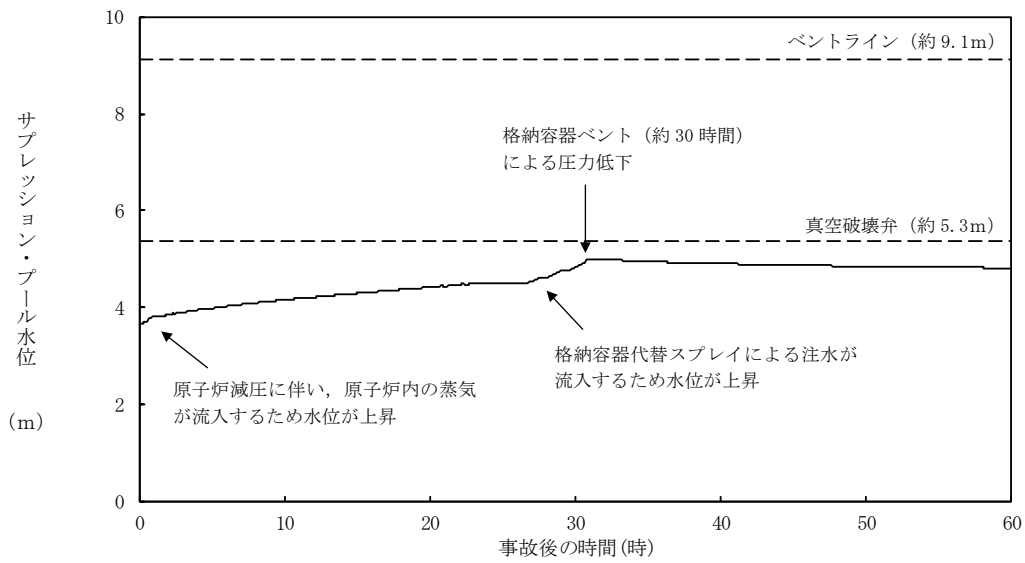


第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移

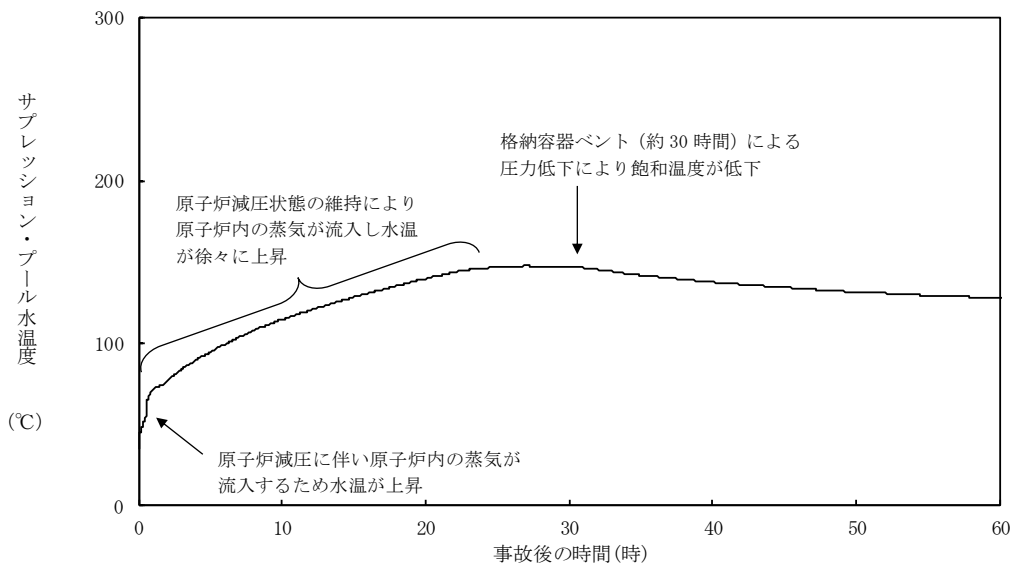


原子炉減圧に伴い、原子炉内の蒸気が流入することによる温度上昇

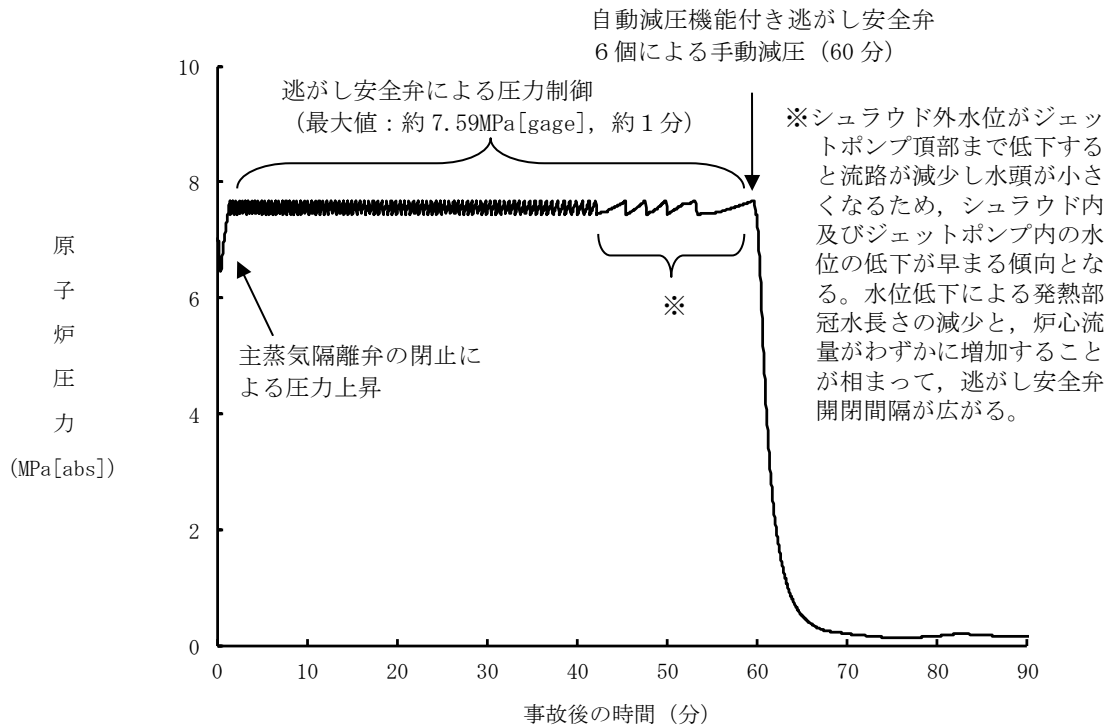
第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移



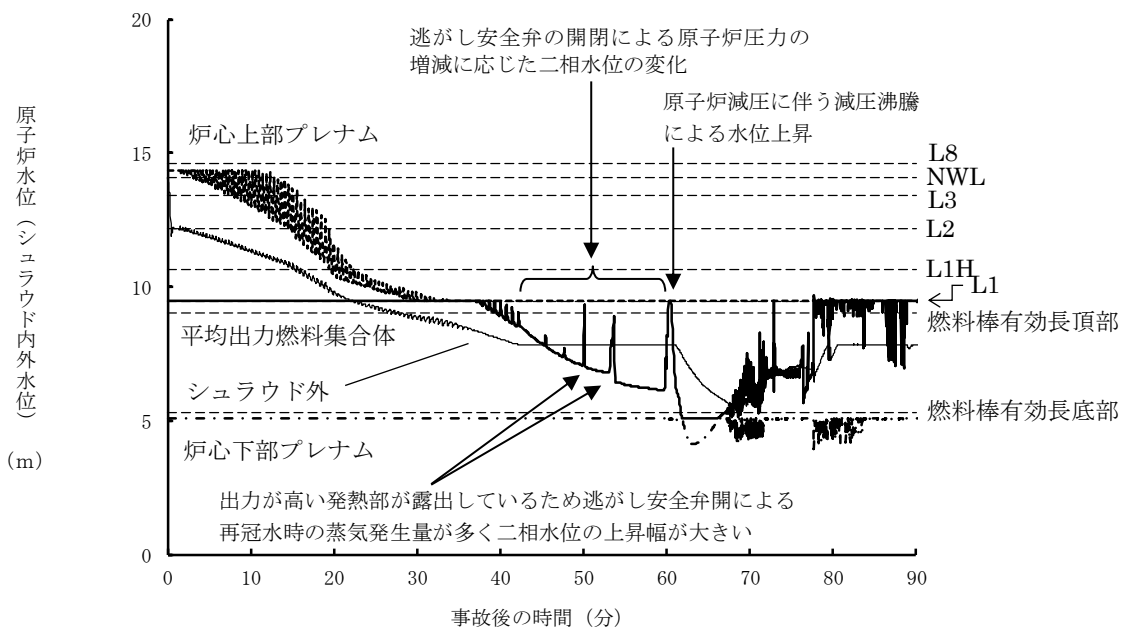
第 2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移



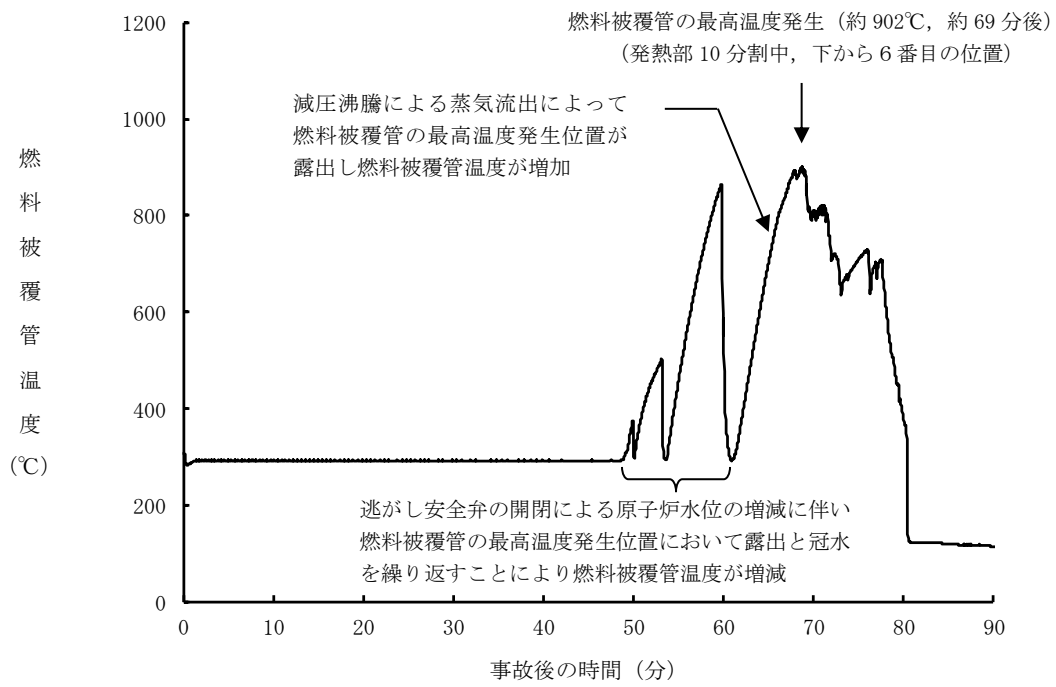
第 2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.1.3-1(1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
原子炉圧力の推移



第 2.1.3-1(2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1.3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
燃料被覆管温度の推移

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	—
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器代替スプレイを停止する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プール水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) サブプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/4)

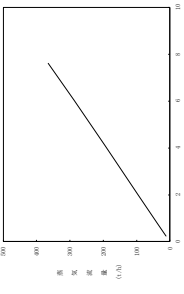
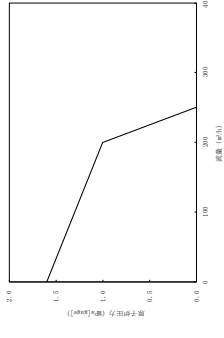
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値 (高出力燃料集合体)
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
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
格納容器空間容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値

初期条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	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	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえ て設定
	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス及び残留 熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳し くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外 部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップ は、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/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6個を開することによる原子炉急速減圧 <small>(原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係)</small> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa[gage])において原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して, 格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>常設代替交流電源設備の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成</p>	<p>事象発生から 10 分後</p>	<p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に開始し, 操作時間は 20 分間として設定</p>
<p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</p>	<p>事象発生から 30 分後</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作</p>	<p>格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持</p>	<p>格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定</p>
<p>格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器除熱操作</p>	<p>サブレシジョン・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達から 10 分後</p>	<p>中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定</p>
<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>		

安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」での約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

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

(1) サプレッション・プール水温度に関する長期間解析

残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系を使用した場合のサブプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温度が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）」及び「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）」について、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として、格納容器ベントを行う事故シーケンスのサブプレッション・プール水温度最大値は同程度となることから、代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」について、サブプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサブプレッション・プール水温度の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。

図 1.3、図 1.6 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、サブプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日以降は、100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用のハッチに使用されている改良 E P D M 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事故発生 7 日間以降にサブプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健全性が問題となることはない。

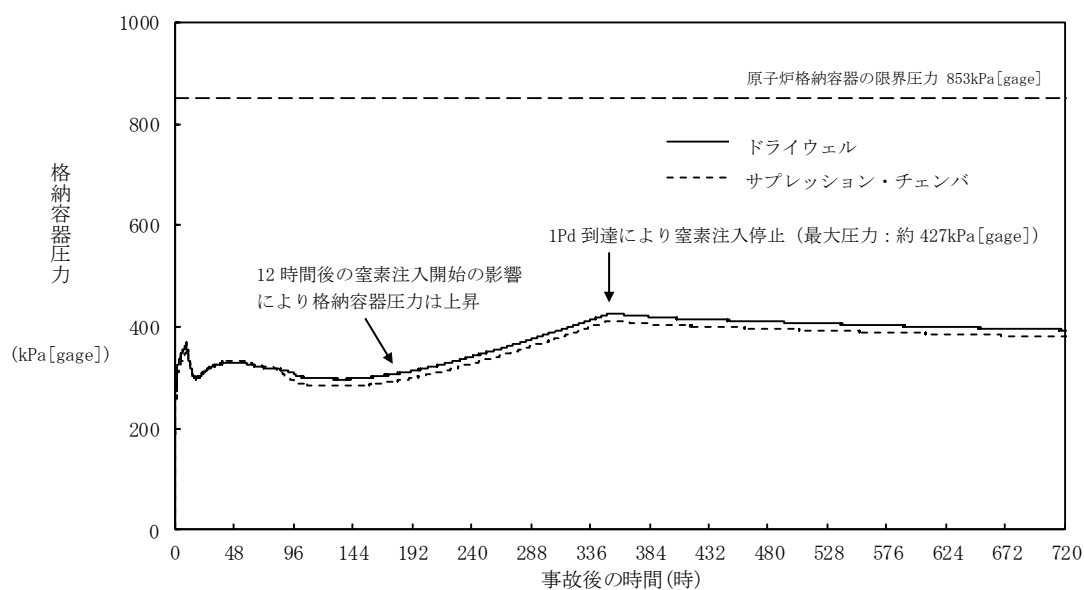


図 1.1 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

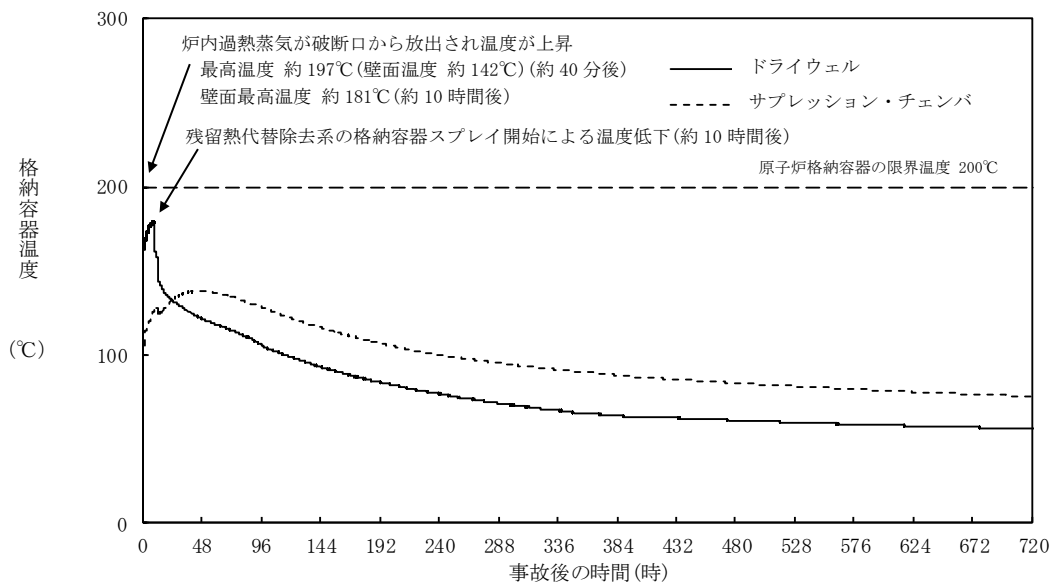


図 1.2 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

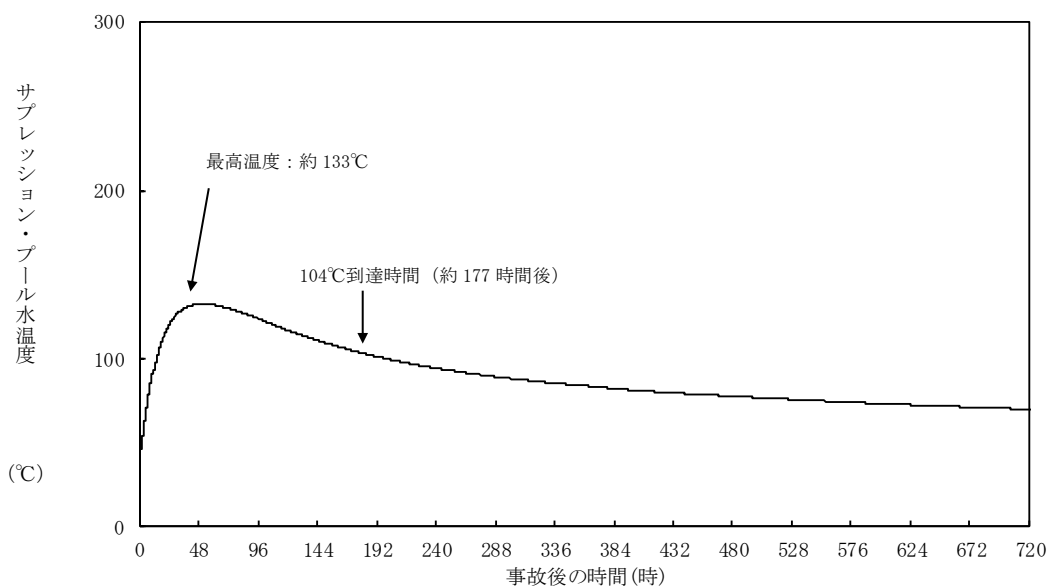


図 1.3 サプレッション・プール水温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

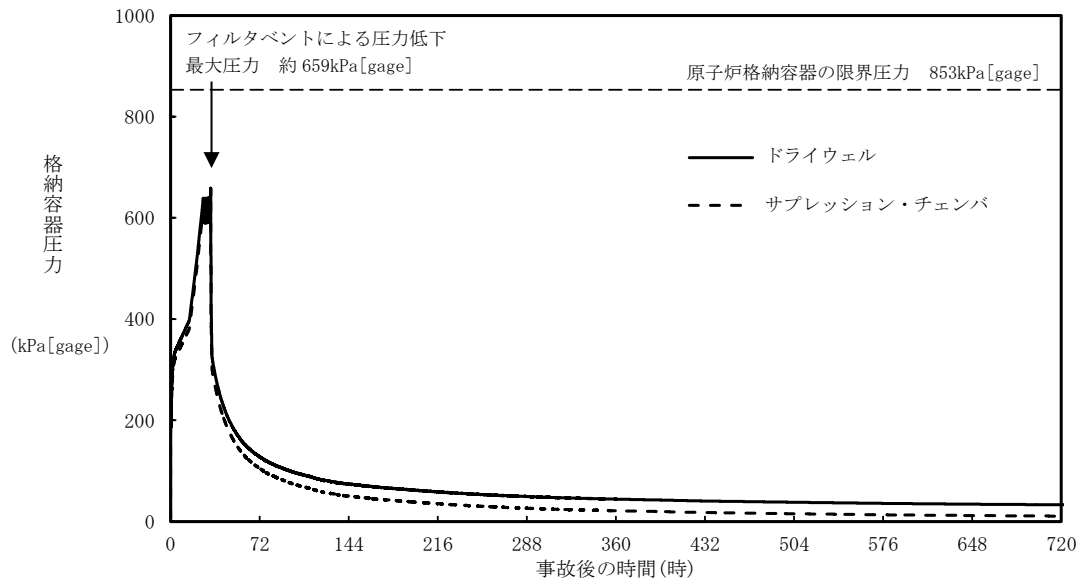


図 1.4 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

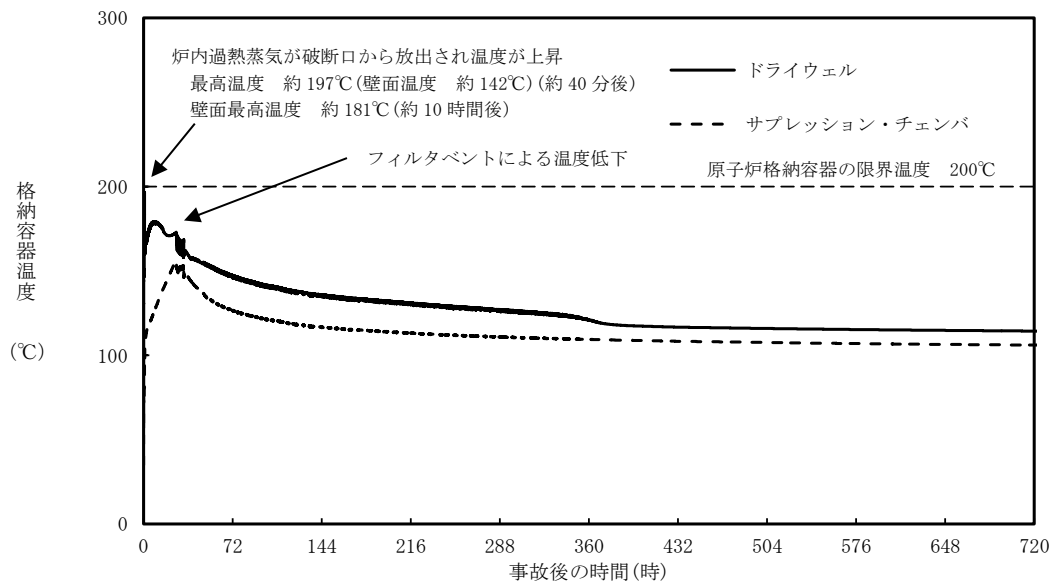


図 1.5 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

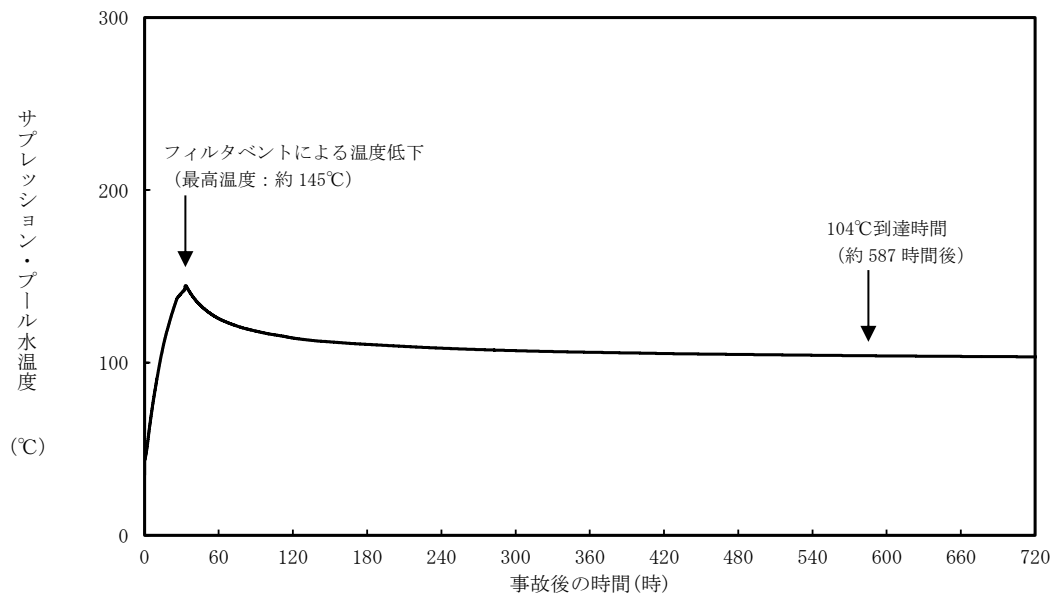


図 1.6 サプレッション・プール水温度 (格納容器過圧・過温破損)
(残留熱代替除去系を使用しない場合)

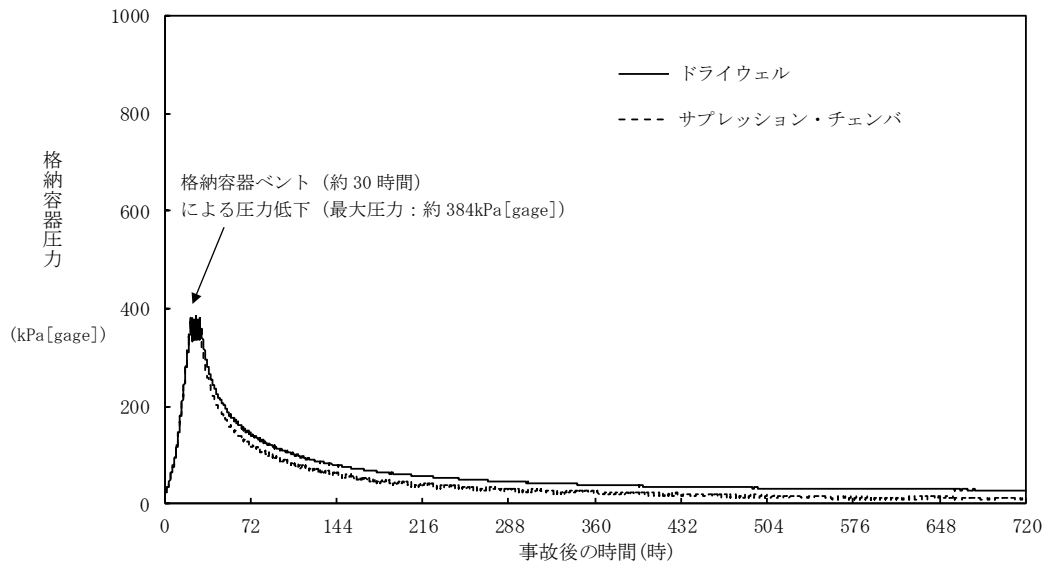


図 1.7 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

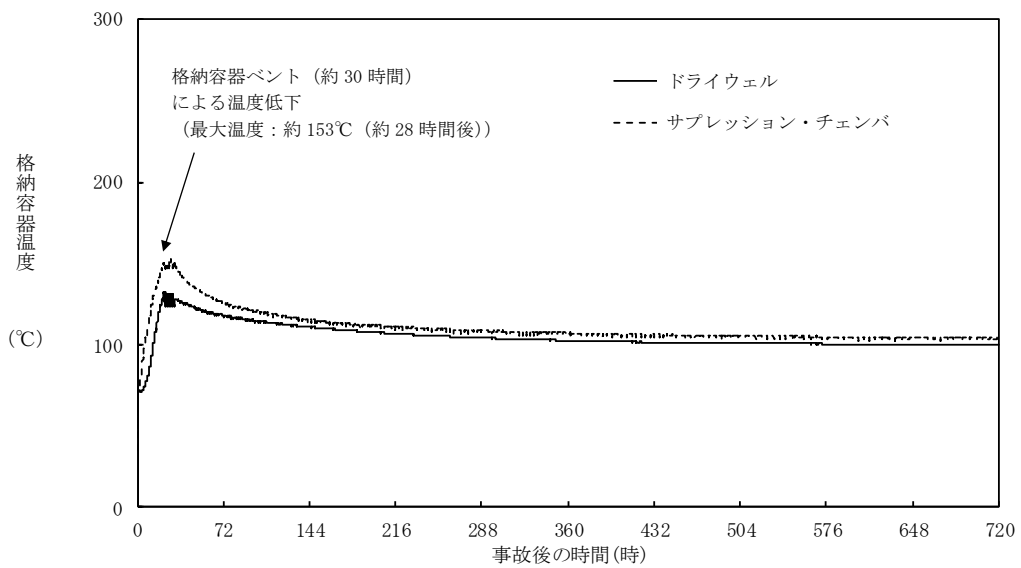


図 1.8 格納容器気相部温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

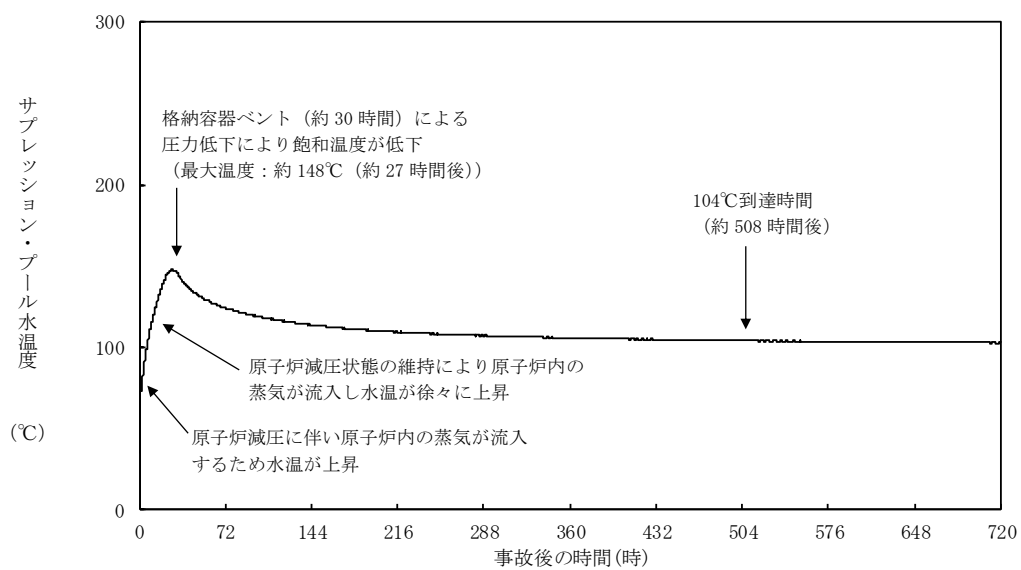


図 1.9 サプレッション・プール水温度の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度が低下傾向に向かう崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)を例に評価を行った。

図 1.10 から図 1.12 に、格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温度の時間変化を、図 1.13 及び図 1.14 に、注水流量及びサプレッション・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、原子炉格納容器の冷却を行いつつ、サプレッション・プール水を水源とする低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を行うことで、図 1.14 に示すようにサプレッション・プール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.12 に示すように、サプレッション・プール水温度は事象発生 8 時間後に残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モードの運転を開始して以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.12 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

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

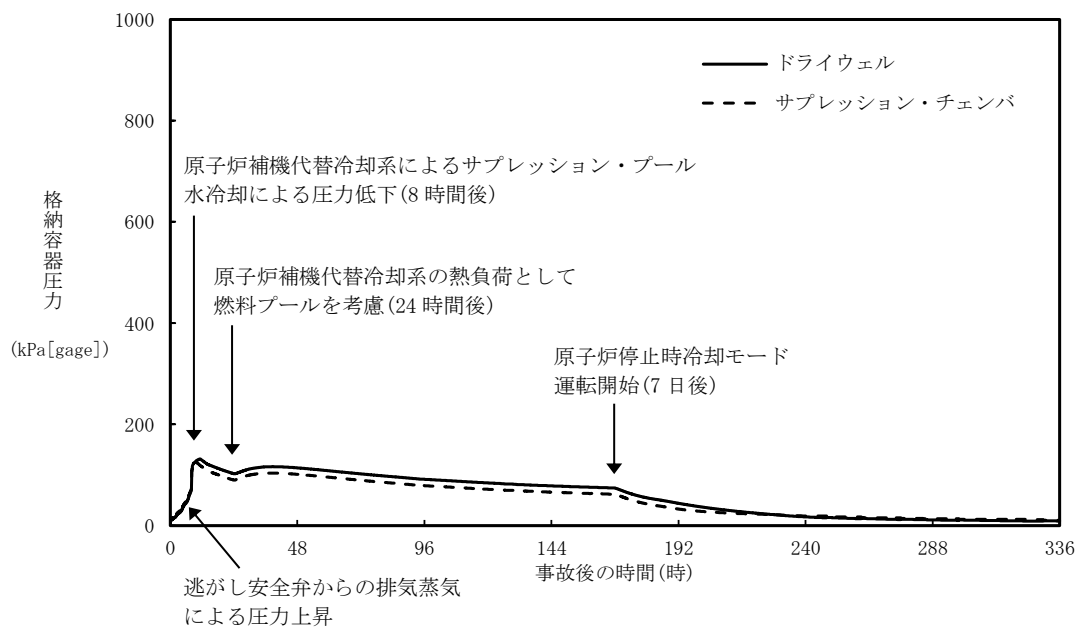


図 1.10 格納容器圧力の推移

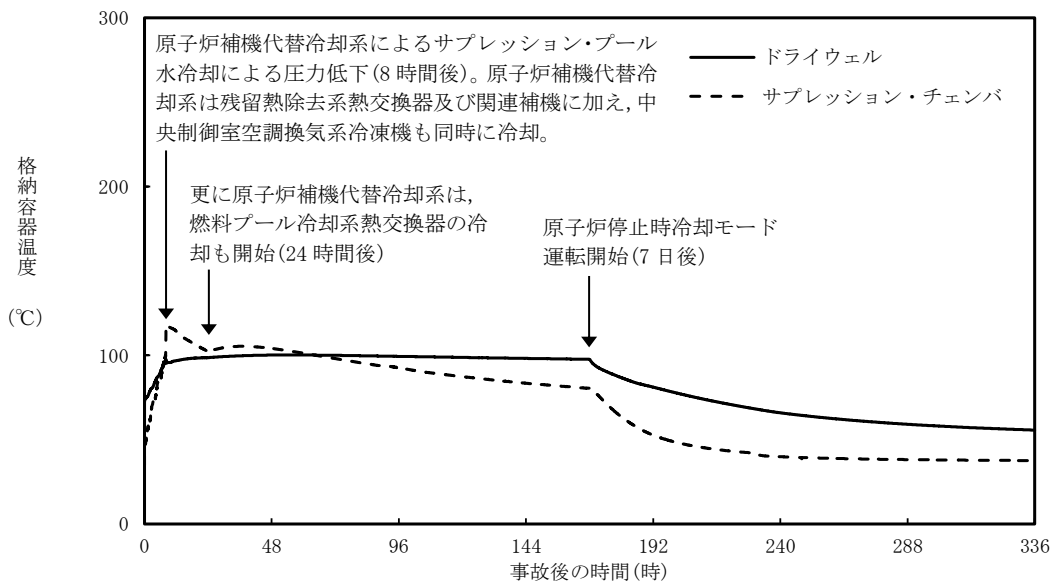


図 1.11 格納容器温度の推移

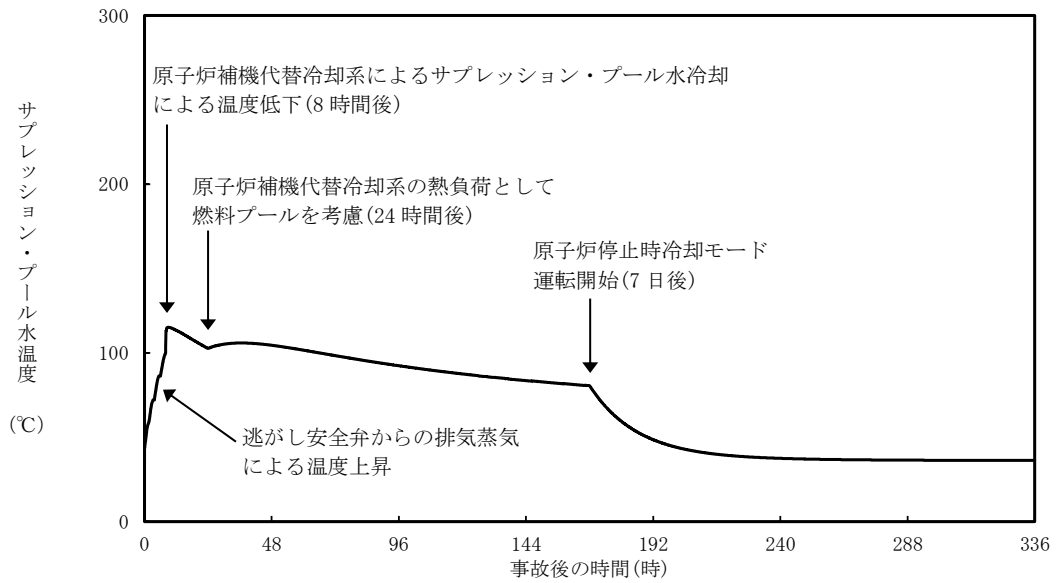


図 1.12 サプレッション・プール水温度の推移

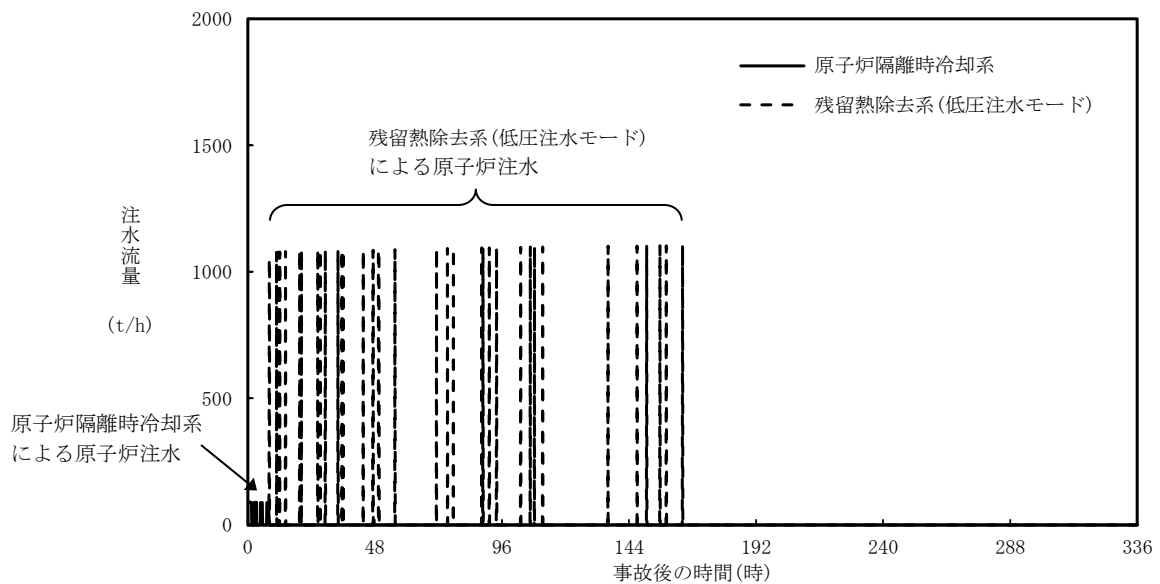


図 1.13 注水流量の推移

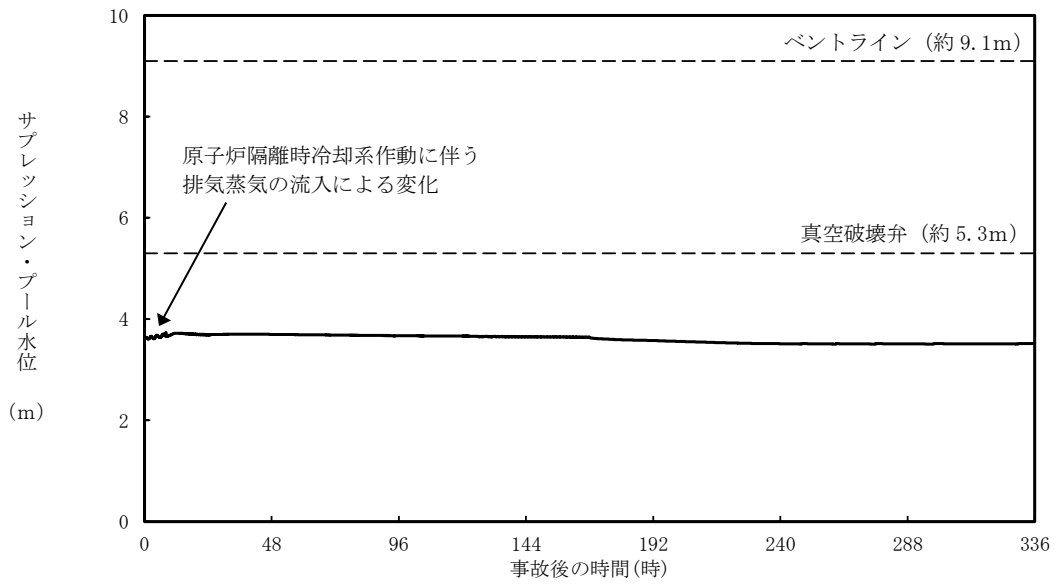


図 1.14 サプレッション・プール水位の推移

2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

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

残留熱除去系の復旧にあたり、原子炉補機海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

一方、残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は2系統（残留熱除去系3系統のうち1系統は注水機能のみ）あり、防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合において、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

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

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

具体的には、故障箇所の特定制と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。

恒久対策の例（1 / 3）



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

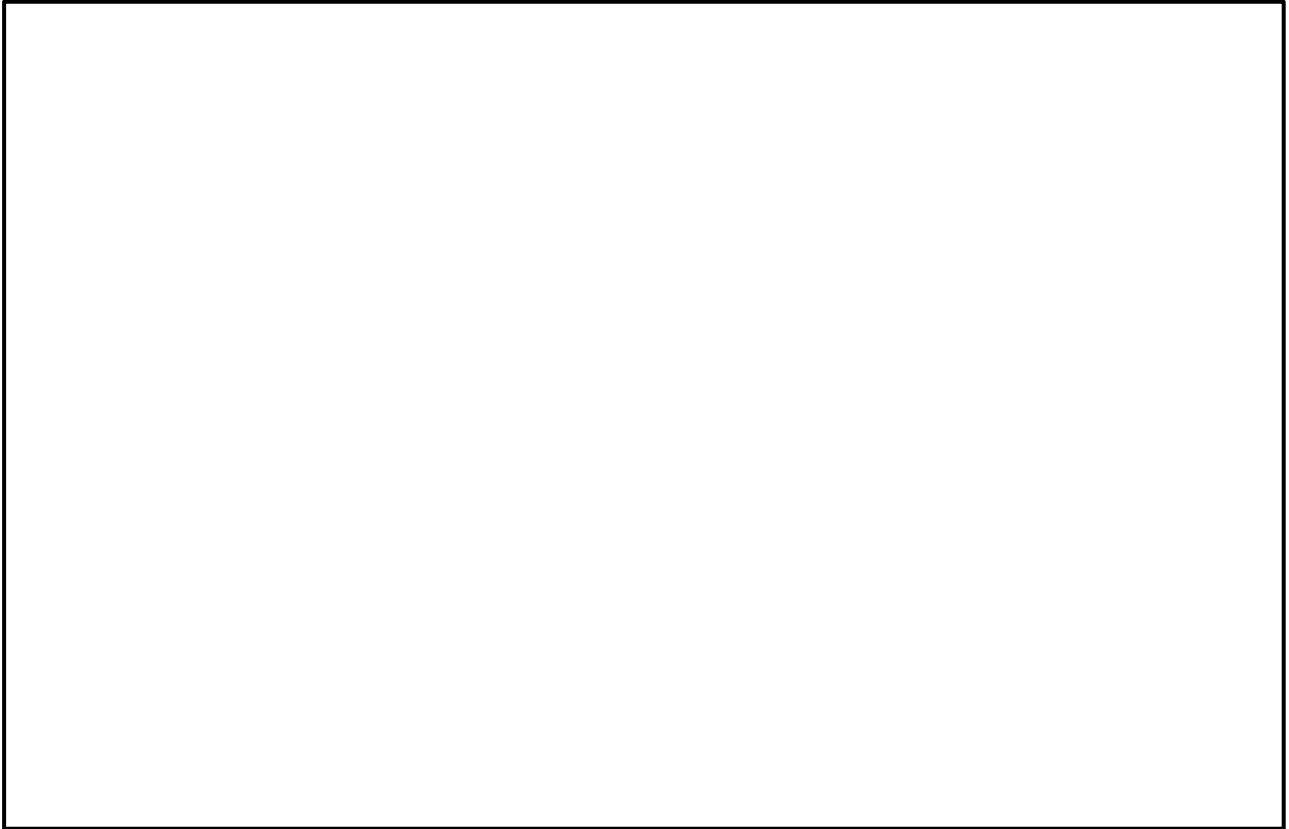


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

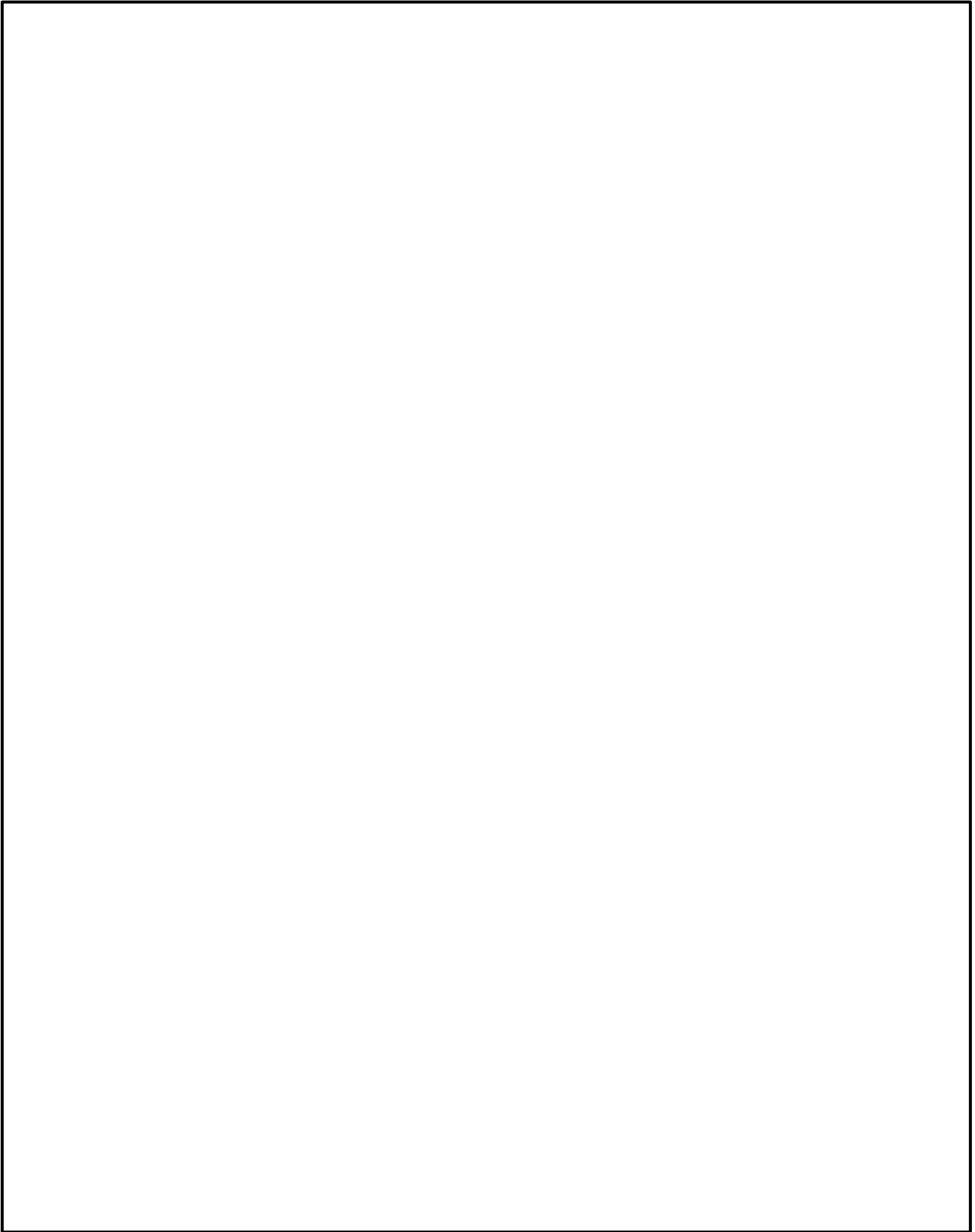


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

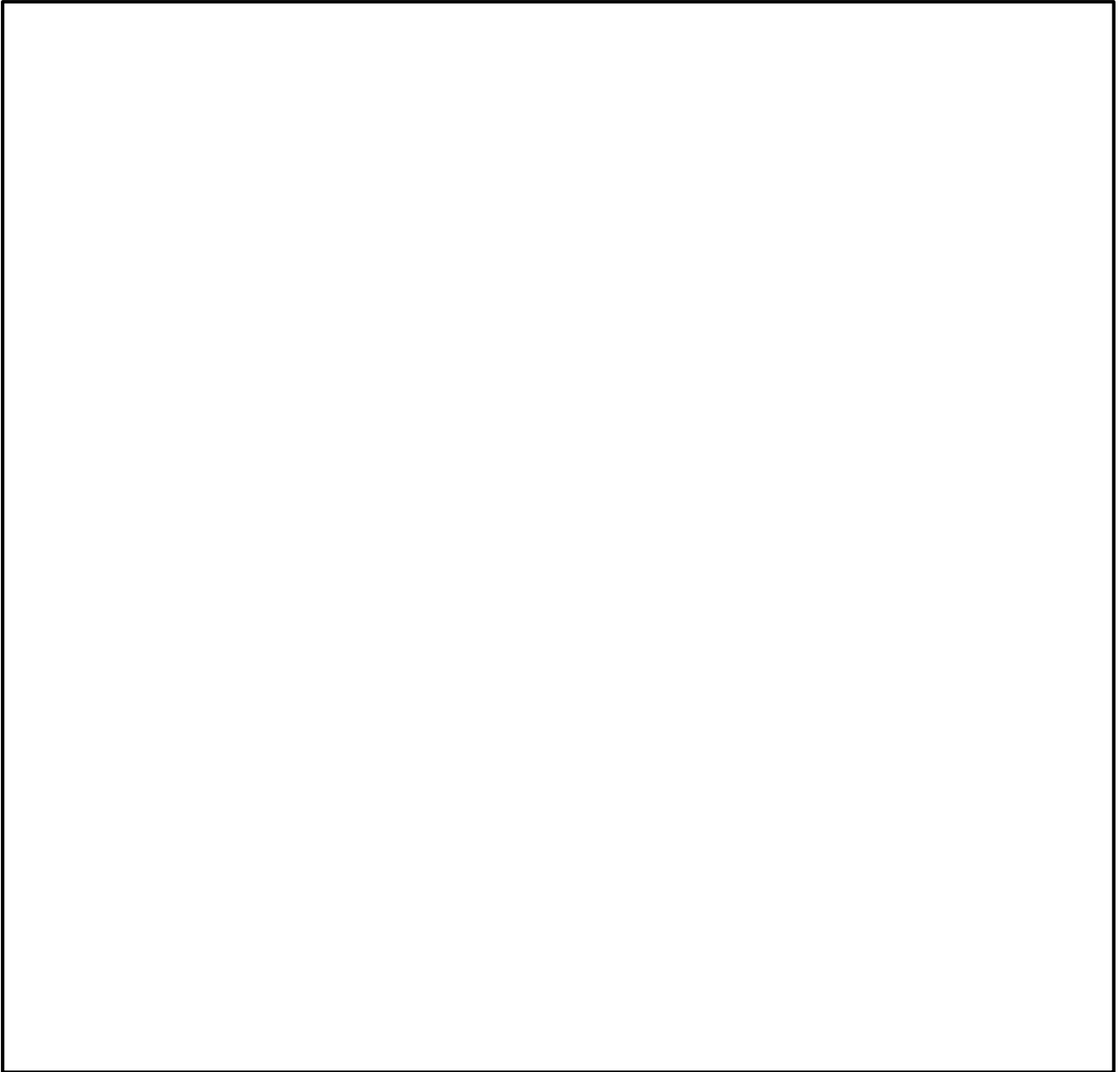


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

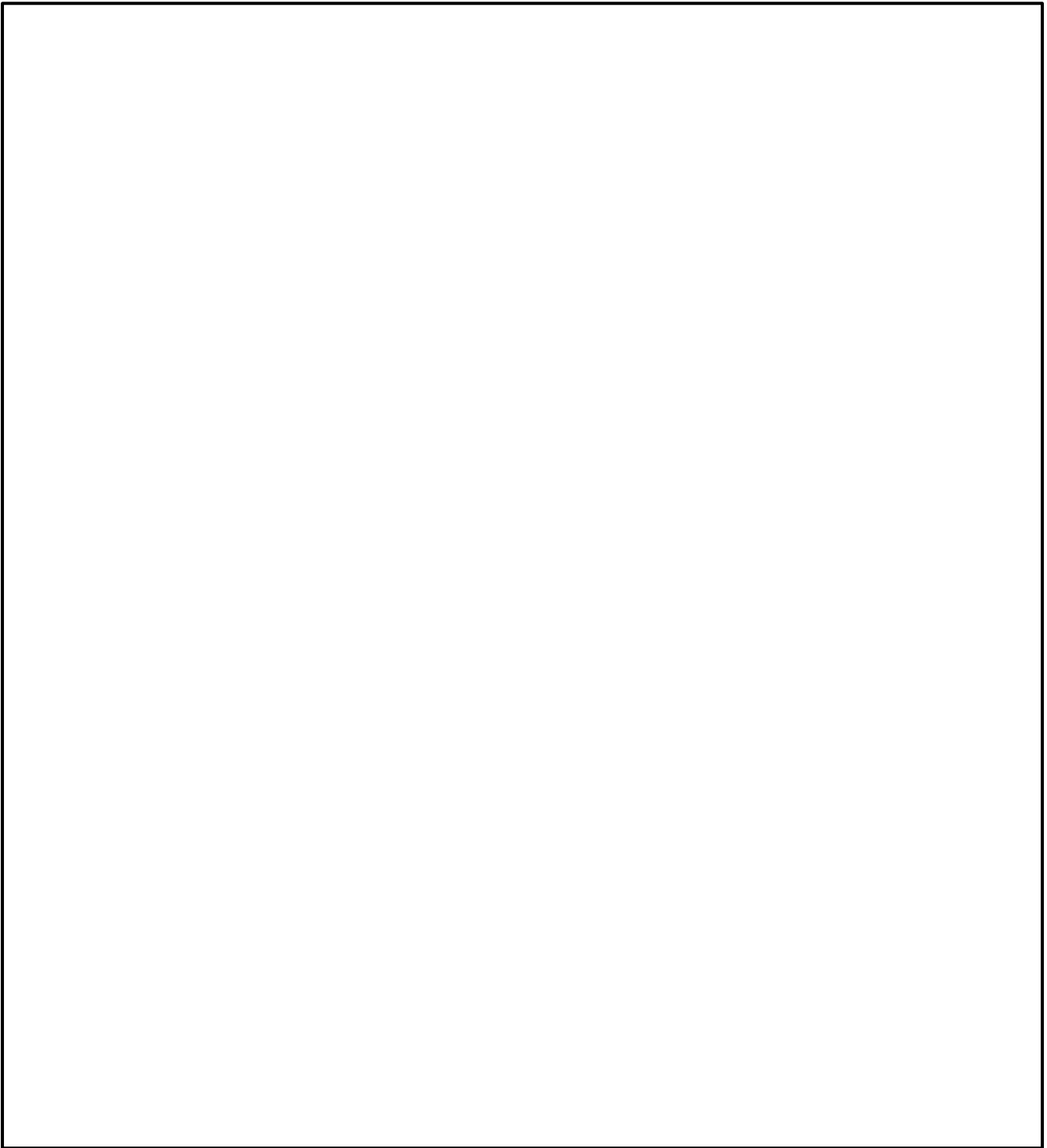


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

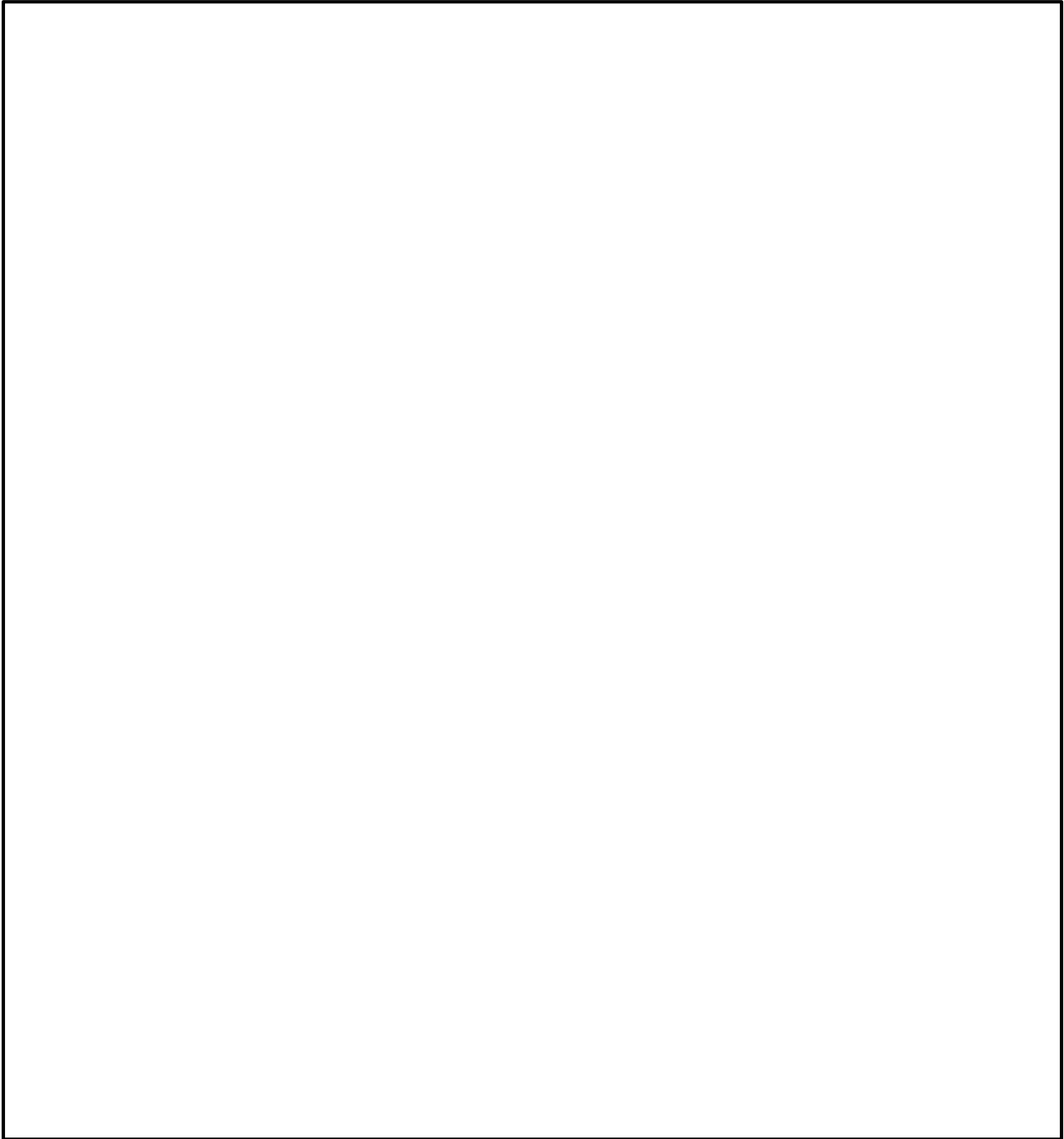


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御

(1) 格納容器ベントの場合

重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後、原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である*ことが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

*可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量 255m³/h[normal]、再結合率 95%）では、初期酸素濃度 2.5vol%において 0.06mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で 0.02mol/s(事象発生 24 時間後)であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。

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

なお、格納容器スプレーを実施するような場合においては、原子炉格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレー停止設定値としている。運転員は格納容器スプレー停止設定値に至らないように格納容器スプレー流量の調整及び格納容器スプレー停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレーは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては、格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(2) 残留熱代替除去系の場合

残留熱代替除去系により原子炉及び原子炉格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を

実施する。可燃性ガス排出時は残留熱代替除去系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。

残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内の水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(3) 原子炉格納容器への窒素ガス注入について

原子炉格納容器への窒素ガス注入は、可搬式窒素供給装置又は窒素ガス制御系による窒素ガス注入により実施する。

可搬式窒素供給装置による窒素ガス注入は、格納容器フィルタベント系で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し、直接原子炉格納容器へ窒素ガスを注入する。

窒素ガス制御系による窒素ガス封入は、通常運転時に原子炉格納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして原子炉格納容器に供給される。この設備を使用する場合は、タンクローリ等による貯槽への補給体制、気化する設備への加熱源復旧、貯槽から原子炉格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティ復旧が必要となる。

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と与える影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪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。	「解析条件を最悪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と与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪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と与える影響」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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の熱伝達係数を最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系(常設)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棒表面温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒表面温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードは実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒表面温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料棒表面温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与える。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。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管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おおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内摩屈放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィードバック系による格納容器除熱操作の起点が、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、格納容器除熱操作は本解析においても約30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、おおむね保守的な結果を与えるものと考えられる。
	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、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める可能性が示されており、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ている。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、低圧原子炉代替注水系(常設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(常設)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示す。	解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむ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せず、かつ、燃料被覆管の破裂を著しく増加させない燃料被覆管温度に対して、約450℃の余裕があることからその影響は小さい。(添付資料2.1.4)

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を与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（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、ダウカンカマの二相水位（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、燃料破砕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アプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合には操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	解析コードは、ダウカンカマ部の二相水位（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おおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉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。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミ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。破断口及び迷がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目に与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪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（高圧・低圧注水機能喪失）

【MAAP】		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(原炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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。	
		E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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、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。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。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系に係る運転員等操作時間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	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
		気液界面の熱伝達	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)及び格納容器フィルタペント系に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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。	
		格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。M A A P コードでは格納容器ペントについては、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。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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を与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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を与える影響は、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	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77~6. 79MPa [Gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約 +83cm~約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の 85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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ない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒同最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方が MOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は 9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は 9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は 9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の時点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (線燃度 336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的線燃度約 306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりは変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力及び温度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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

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よる影響(高圧・低圧注水機能喪失)(2/3)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積(ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライ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	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い。
格納容器空間容積(サブプレッジョン・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	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い。
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊弁の設定値	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い。
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
サブプレッジョン・プール水温	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータによる影響はない。
格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約5 kPa [gage]~約7 kPa [gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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18kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇は約2kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇による影響は非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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18kPaであり、ゆらぎによる圧力上昇による影響は非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (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は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇は速くなり、格納容器フィロタペント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間による影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇は速くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪台貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間による影響はない。	—

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となるパラメータ及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい過渡事象を設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定	—	—
外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする	対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、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が大きくなる。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	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い。
低圧原子炉代替注水系（常設）	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき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い。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）	200m ³ /h（1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	200m ³ /h（1.00MPa[gage]において）にて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計の保守性）、原子炉水位の回復は早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	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ことにより、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタータベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタータベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	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い。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (1 / 3)

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	条件設定の考え方					
原子炉注水システム (常設) による注水原速操作 低圧代替注水 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	操作の不確かさ要因 高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作	高圧・低圧注水機能喪失発生から 10 分後 (常設) による注水原速操作 高圧・低圧注水機能喪失発生から 30 分後 (常設) による注水原速操作

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (2 / 3)

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	条件設定の考え方					
低圧原子炉代替注水への水補給	事象発生から2時間30分後	低圧原子炉代替注水への水補給は解析条件で想定しているが、解析に必要なた作業継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが、低圧原子炉代替注水への水補給は、低圧原子炉代替注水の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	—	—	—	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定のとことろ、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが、低圧原子炉代替注水の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	—	—	—	—
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉冷却操作	格納容器圧力384kPa[gage]到達時384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に對する余裕を考慮して設定	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間と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、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複も少ないことから、他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間と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、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複も少ないことから、他の操作に与える影響はない。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	訓練実績等より、格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。	
操作条件	格納容器圧力384kPa[gage]到達時384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に對する余裕を考慮して設定	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間と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、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複も少ないことから、他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間と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、中央制御室の運転員は別室に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複も少ないことから、他の操作に与える影響はない。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	訓練実績等より、格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3 / 3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ 解析上の操作開始時間	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	操作余裕時間	訓練実績等
			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			
格納容器ファイナリティ系原子炉格納容器操作	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力を考慮して設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブプレッジョン・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するのは、事象発生の約30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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器ファイナリティ系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器ファイナリティ系による格納容器ベント操作は、格納容器圧力245kPa[gage]到達時に操作対象弁 (1弁) の開操作を行い、格納容器ベント実施基準 (サブプレッジョン・プール水位が通常水位+約1.3m) 到達時には隔離弁1弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントには開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤で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。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器基準 (サブプレッジョン・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するの約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことができる。また、格納容器ベントの操作時間を設定していることから、実態上の操作開始時間とほぼ同等である。また、格納容器ベントの操作時間を考慮して設定していることから、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響は小さい。仮に、格納容器ベントに遠隔操作に失敗した場合、現場操作にて対応するため、90分程度遅れる可能性があるが、運転員等操作時間と格納容器圧力の上昇速度から、格納容器圧力は384kPa[gage]以上昇るが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 緊囲気圧力・過温破損」の負荷 (格納容器) においても事象発生約35時間後であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約30時間あり、準備時間が確保できるとから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗による操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa[gage]以上昇るが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 緊囲気圧力・過温破損」の負荷 (格納容器) においても事象発生約35時間後であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作時間約8分の操作時間を要するが、運転員 (現場) の遠隔手動操作機を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約1時間8分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。</p>		

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について (高圧・低圧注水機能喪失)

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

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

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 20 分及び 30 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。

また、燃料被覆管最高温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が 30 分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図 2 から図 5 に示す。

図 1 に示すとおり、20 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 20 分程度の時間余裕は確保されている。

2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界での実効線量評価

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

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、敷地境界での実効線量が評価項目である 5 mSv 以下となることが考えられる。よって、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 30 分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な 9×9 燃料（A 型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を表 2 及び表 3 に示す。

評価の結果、30分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約41.0kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約1%となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の1%に破裂が発生するものとする。敷地境界での実効線量の最大値は約 4.7×10^{-2} mSvとなり、評価項目である5mSvを下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率が格納容器雰囲気放射線モニタにおける炉心損傷の判断基準を上回る。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)	燃料被覆管酸化率
20分	約845℃	1%以下
30分	約902℃	約3%

表2 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間30分)

燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度 の最大値	燃料破裂の 有無	燃料本数* (1/4炉心)
44.0 kW/m (13.4kW/ft)	約902℃	有	
42.65 kW/m (13.0kW/ft)	約884℃	有	
41.0 kW/m (12.5kW/ft)	約865℃	無	
39.37 kW/m (12.0kW/ft)	約850℃	無	

※サイクル中で最大線出力密度が最大となるサイクル燃焼度において、当該燃焼度における最大線出力密度が44.0kW/mであると仮定し、各燃料棒の線出力密度を補正した場合の燃料棒本数。

評価上、燃料棒初期線出力密度が41.0kW/m以上の燃料棒は破裂すると想定する。41.0 kW/m以上の燃料棒本数は□本であり、1/4炉心での全燃料本数10,360本の約1%である。

表3 敷地境界での実効線量評価結果 (遅れ時間30分)

項目		評価結果
フィルタベント時の 放出量	希ガス (Bq) (γ 線実効エネルギー0.5MeV換算値)	約 7.1×10^{13}
	よう素 (Bq) (I-131等価量—小児実効線量係数換算)	約 3.0×10^{10}
大気拡散条件	相対線量 D/Q (Gy/Bq)	約 4.9×10^{-19}
	相対濃度 χ /Q (s/m ³)	約 3.1×10^{-5}
実効線量	希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 3.5×10^{-2}
	よう素の内部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 1.3×10^{-2}
	合計 (mSv)	約 4.7×10^{-2}

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

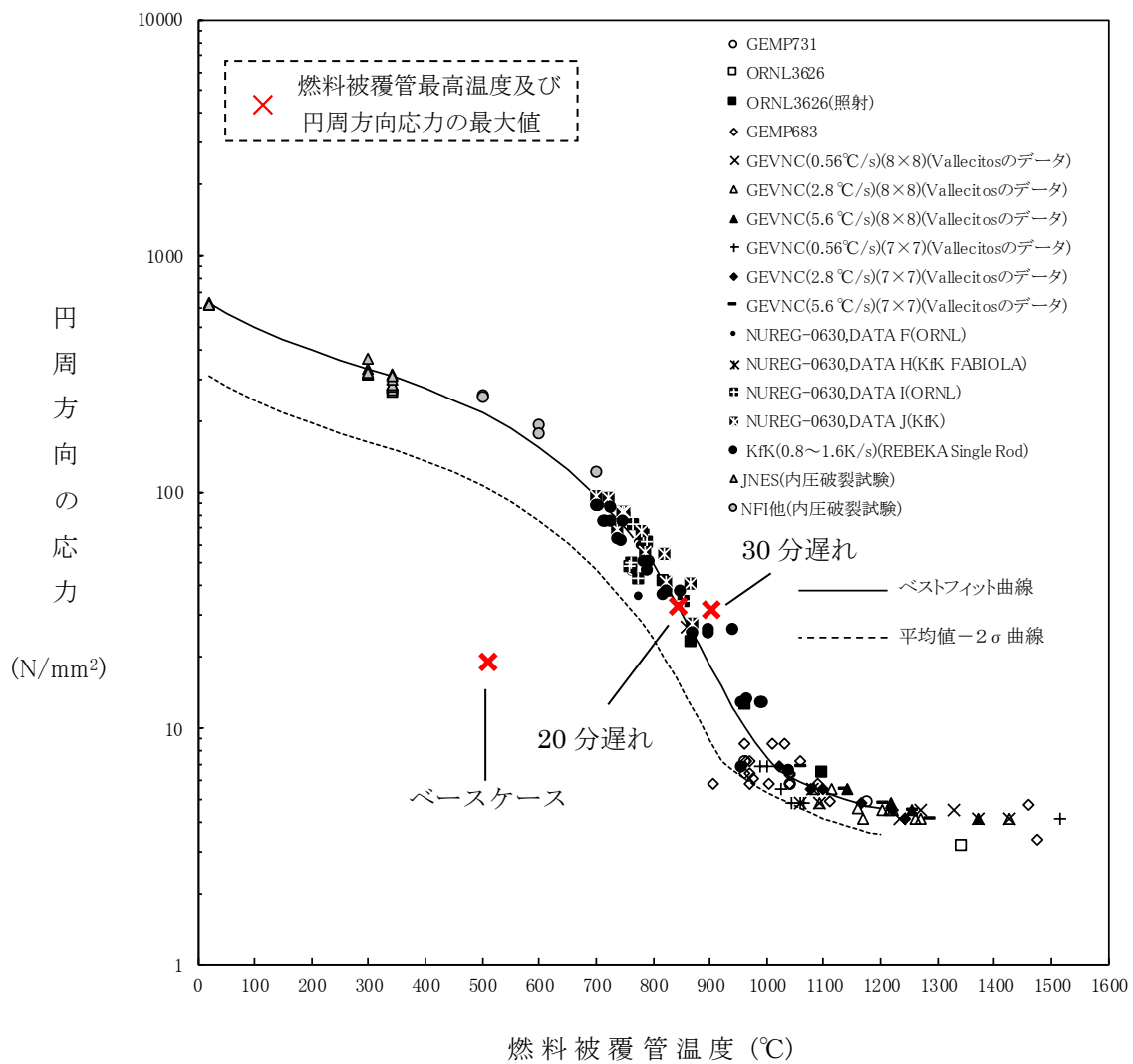


図1 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力*の関係

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

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

燃料被覆管の円周方向応力 σ については，次式により求められる。

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

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管肉厚

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (=原子炉圧力)

である。

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

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

ここで，

V : 体積

P : 燃料プレナム部

T : 温度

F : ギャップ部

N : ガスモル数

R : ガス定数

である。

燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，LOCA条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりLOCA条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

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

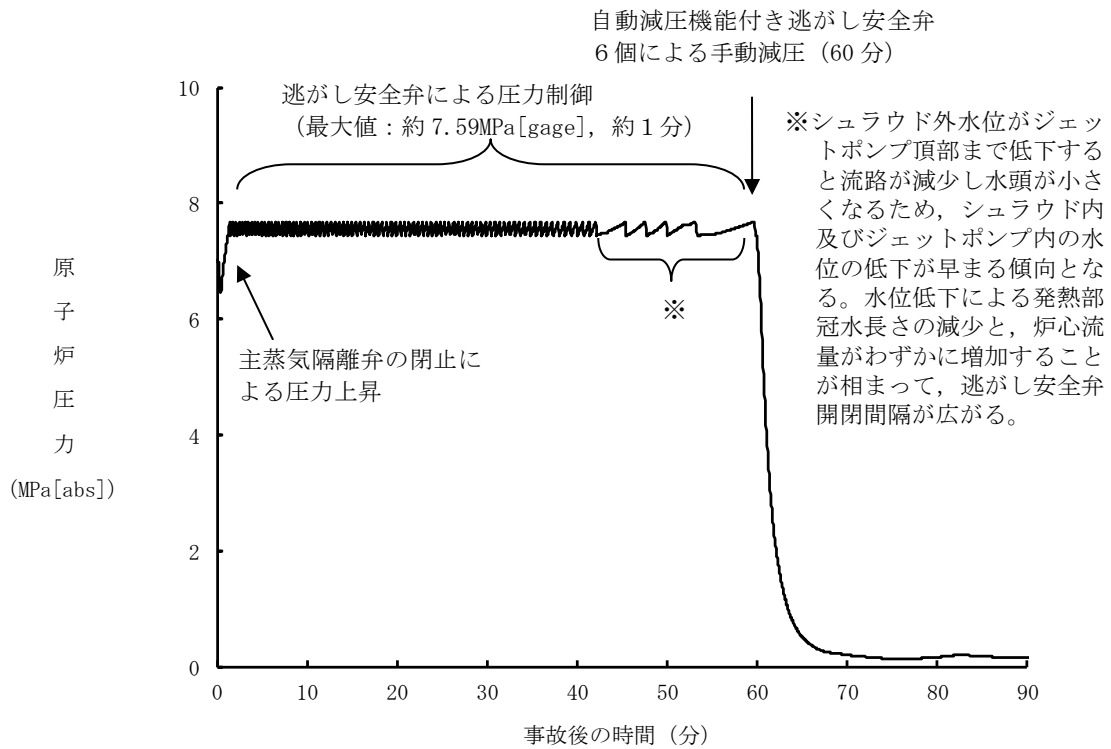


図2 操作開始時間 30分遅れの場合における原子炉圧力の推移

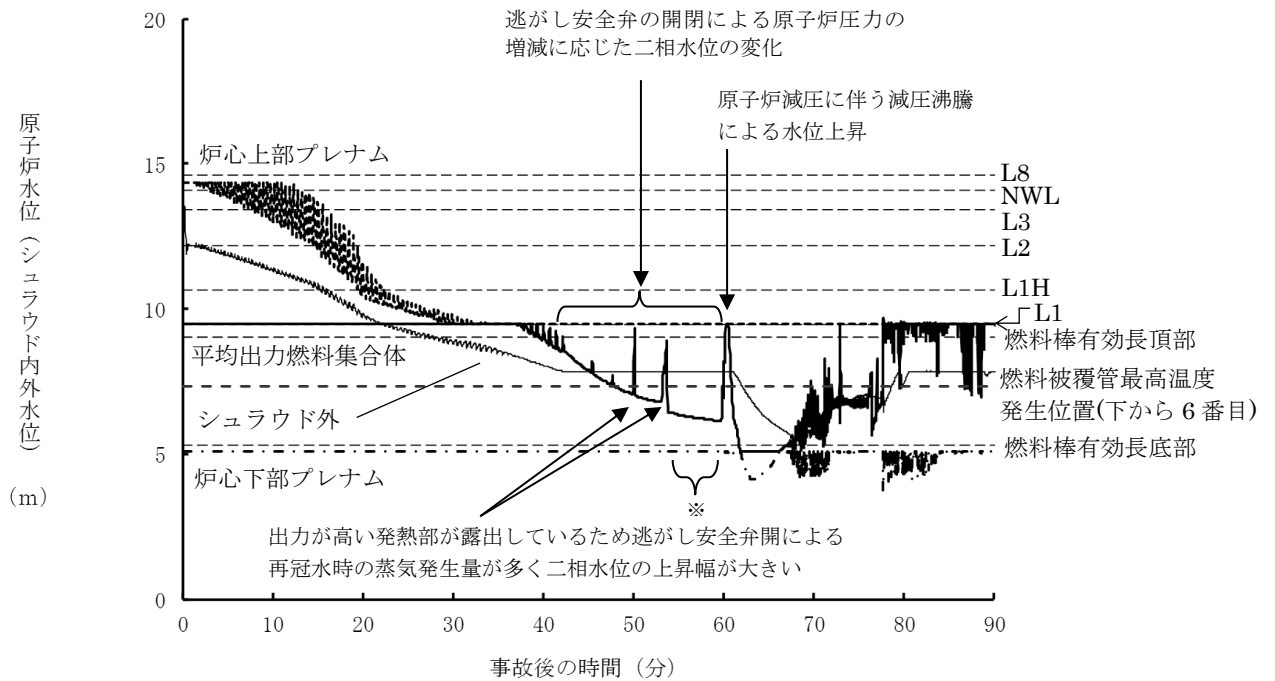


図3 操作開始時間 30分遅れの場合における原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

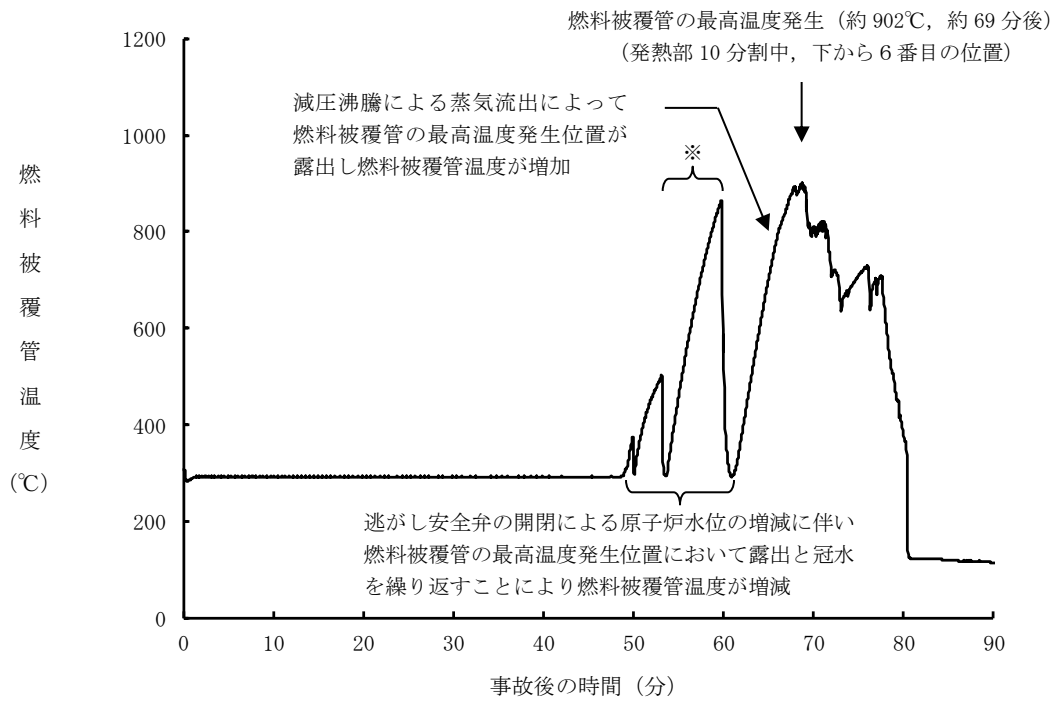


図 4 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移
※ 燃料被覆管の最高温度発生位置の露出に伴う燃料被覆管温度の上昇。

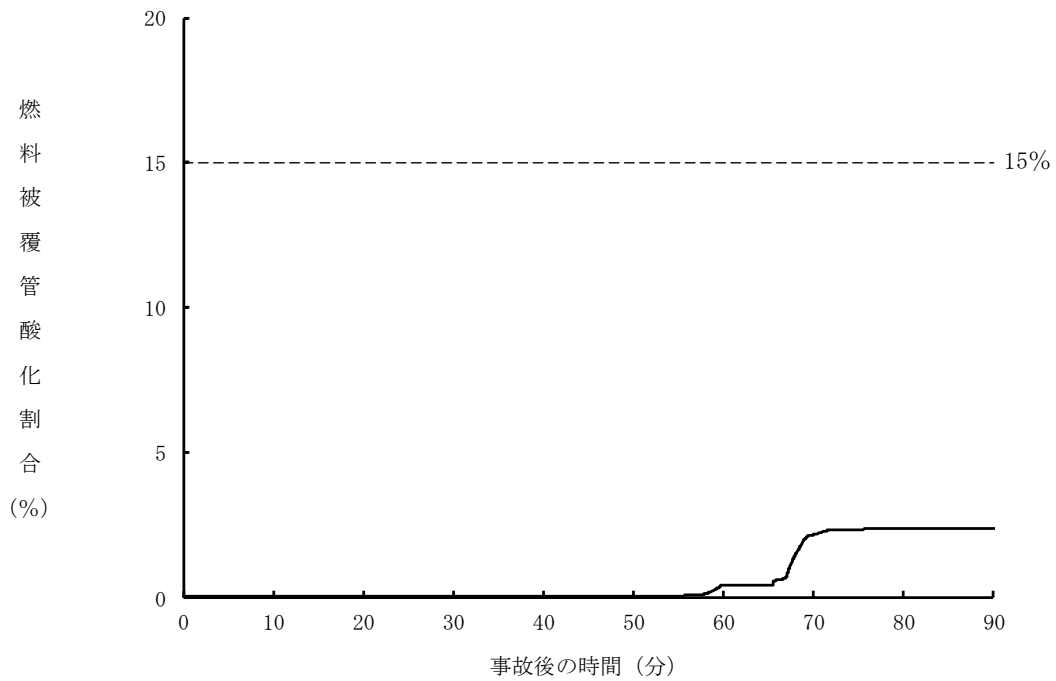


図 5 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移

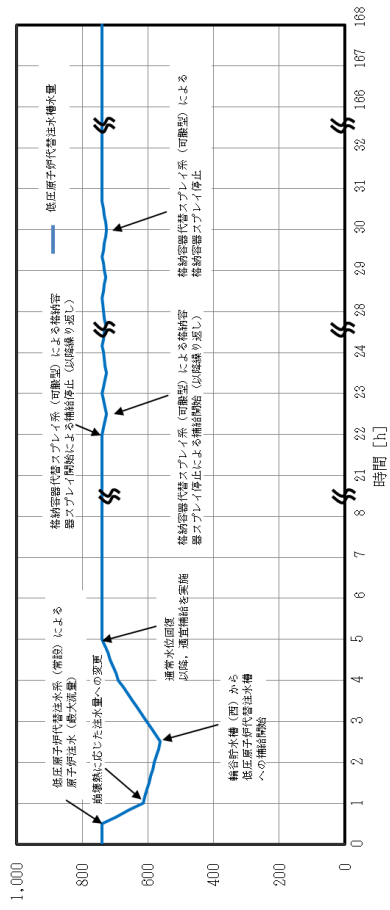
7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西）※：約 7,000m³

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）



○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイ

事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

添付資料 2.1.4

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約700 m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約730 m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
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) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約363 m^3	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450 m^3 であり、7 日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約8 m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約45 m^3 であり、7日間 対応可能

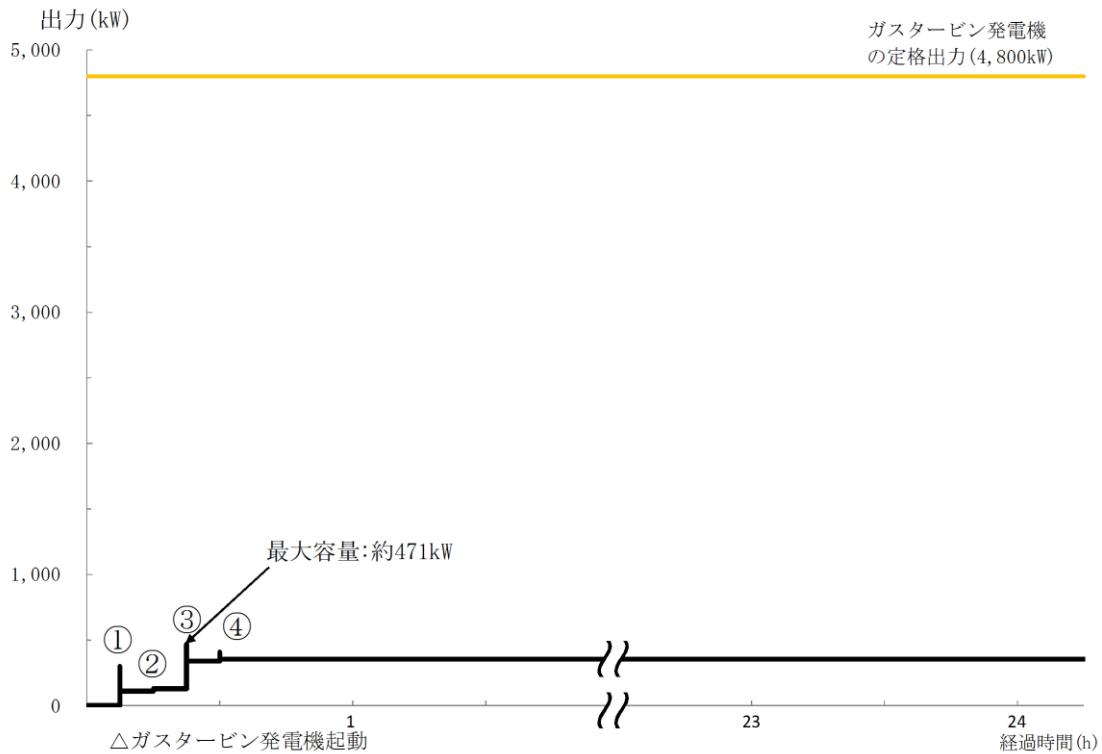
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動 順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の 最大負荷容量 (kW)	定常時の 最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」、②「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧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。

ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系（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、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び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「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。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残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び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第 2.2.1-1(1) 図及び第 2.2.1-1(2) 図に、手順の概要を第 2.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 10 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、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが機能喪失していることを確認し、高圧炉心スプレイ系を起動するが機能喪失していることを確認する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

原子炉水位はさらに低下するため、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動する。

c. 代替自動減圧機能動作確認

原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力（S A）、原子炉圧力等である。

d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）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（広帯域）及び残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によるサブプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度（SA）等である。

f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッション・プール水温度が静定することを確認後、サブプレッション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

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。

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」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、原子炉压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、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第2.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の

解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧が失敗するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は，必要燃料量の観点で厳しくなることから，外部電源は使用できないものと仮定し，非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

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，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉減圧機能

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，逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は，原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し，自動減圧機能付き逃がし安全弁2個により原子炉減圧する。容量として，1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル1）到達後，残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に，1,136m³/h (0.14MPa[dif]において)にて原子炉注水する。なお，低圧炉心スプレイ系による注水については期待しないものとする。

(d) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器1基あたり約9MW（サプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃，海水温度30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は，原子炉水位高（レベル8）確認後，開始する。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は，原子炉圧力が0.8MPa[gage]まで低下したことを確認後，事象発生12時間後に開始する。

(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量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2.2-1(1)図から第2.2.2-1(6)図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料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第2.2.2-1(7)図から第2.2.2-1(12)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・プール水位及び水温の推移を第2.2.2-1(13)図から第2.2.2-1(16)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，さらに高圧炉心スプレイ系の起動に失敗することから，残留熱除去系（低圧注水モード）1系統を起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧作動回路により，自動減圧機能付き逃がし安全弁2個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。

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

原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料棒有効長頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。

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

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い，

冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.2.2-1(7)図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約728℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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7.89MPa[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。

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54kPa[gage]及び約85℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.2.2-1(2)図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）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、12時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器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。

（添付資料2.2.2）

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

2.2.3 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。

高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）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+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び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。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、その差異は小さく、また格納容器圧力及び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。

(添付資料 2.2.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.2.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料2.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメ

一タに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

（添付資料 2.2.3）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約60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、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから、サプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。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早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、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。

(添付資料 2.2.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作については、サブプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 60 分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 22 時間であり、約 21 時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[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 35 時間後であり、約 34 時間以上の時間余裕がある。

(添付資料 2.2.3)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 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」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。

緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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2.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び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「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。

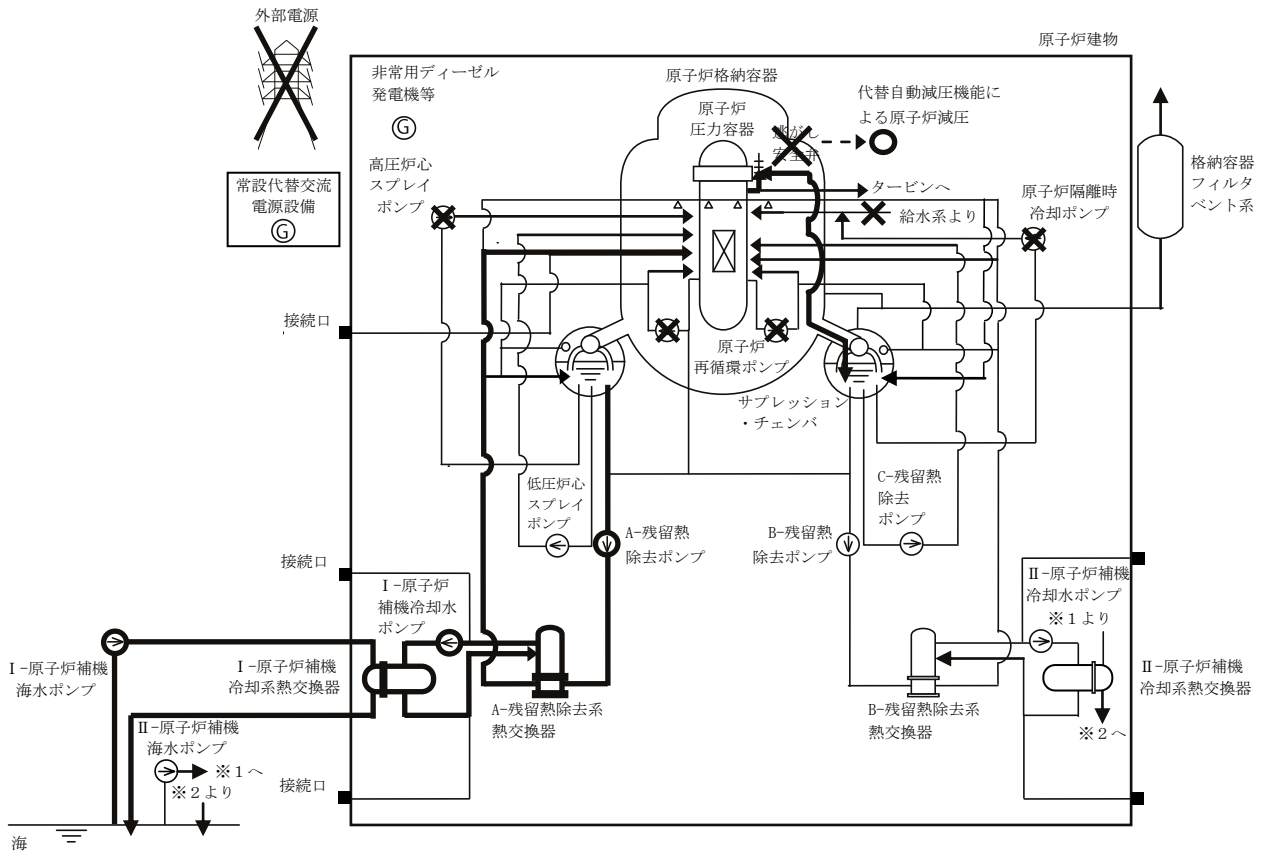
上記の場合においても、代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、安定状態を維持できる。

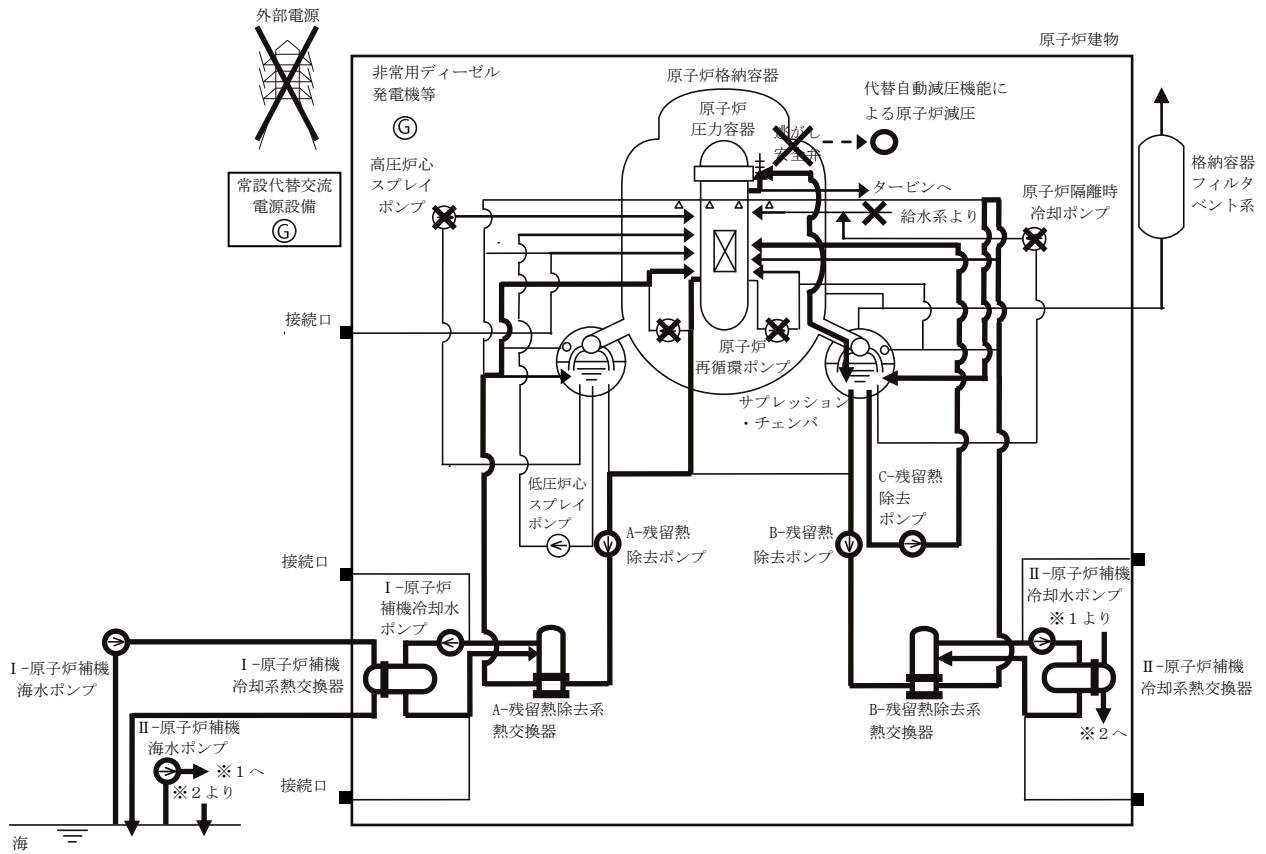
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

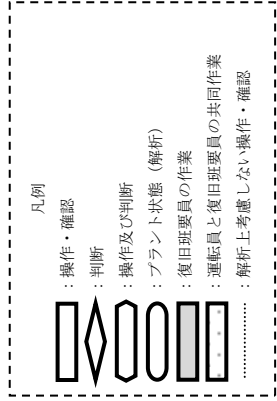
以上のことから、代替自動減圧機能を用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



第 2. 2. 1-1(1) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.2.1-1(2) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



※1：原子炉炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたこと平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。

※2：原子炉炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約 21 秒) する。

※3：中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。

※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉炉水位低 (レベル2) でトリップする。

※5：原子炉炉水位低 (レベル1H) で自動起動 (解析上の時刻約 15 分) するが、原子炉隔離時給冷却系が正常でない場合、自動起動する。

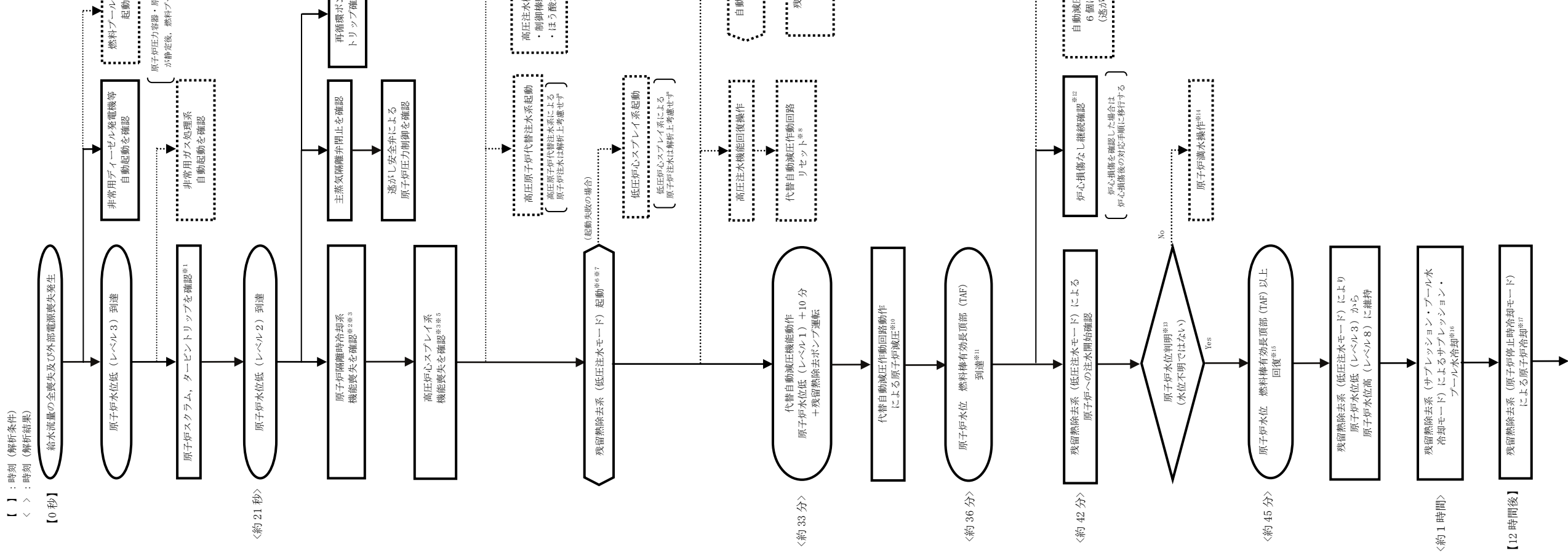
※6：原子炉炉水位低 (レベル1) で自動起動 (解析上の時刻約 23 分) するが、高圧炉心スプレイス系が正常でない場合、自動起動する。

※7：中央制御室にて、機器ランプ表示、ポンプ出口圧力等にて確認する。

※8：代替自動減圧作動回路の 10 分間タイムアウト中に、高圧注水機能の回復に成功し、原子炉炉水位低 (レベル1) 以上に原子炉炉水位が回復した場合は、代替自動減圧作動回路のタイマーが自動でリセットする。

※9：解析上考慮していないが、実態は残留熱除去ポンプの運転を確認後、自動減圧機能付き逃がし安全弁による急速減圧を行い、原子炉炉水位の回復を図る。

※10：原子炉炉水位には原子炉炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉炉水位不明であることを確認する。



※11：原子炉炉水位 (燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下) となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度に より格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。

※12：炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)

- 格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
- なお、格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が 300℃以上 (1 点以上) となった時点で、炉心損傷を判断する。

※13：原子炉炉水位不明は以下により確認する。

- 原子炉炉水位の電源が喪失した場合
- 各原子炉炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
- 水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
- 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合

※14：原子炉炉水位不明の場合は、原子炉炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認すること、原子炉炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。

※15：原子炉炉水位 (燃料棒有効長頂部 (TAF) 回復) 回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下滞留時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。

※16：原子炉注水で使用している残留熱除去系と異なる残留熱除去系を使用してサブプレッション・プール水冷却を実施する。

※17：原子炉注水で使用している残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ移行操作を行う。原子炉への注水はサブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モードで使用していない残留熱除去系により実施する。

【有効評価の対象としてはしていないが、他に取り得る手段】

I：炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。

II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

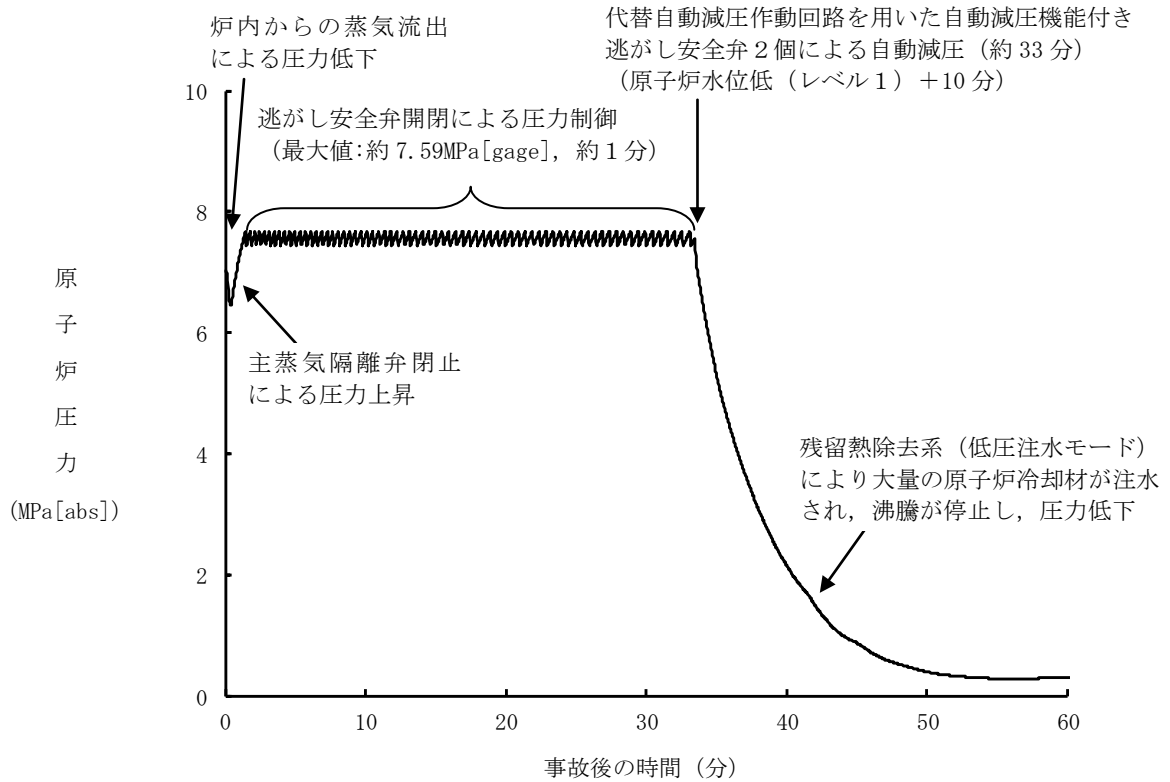
第 2.2.1-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要

高圧注水・減圧機能喪失

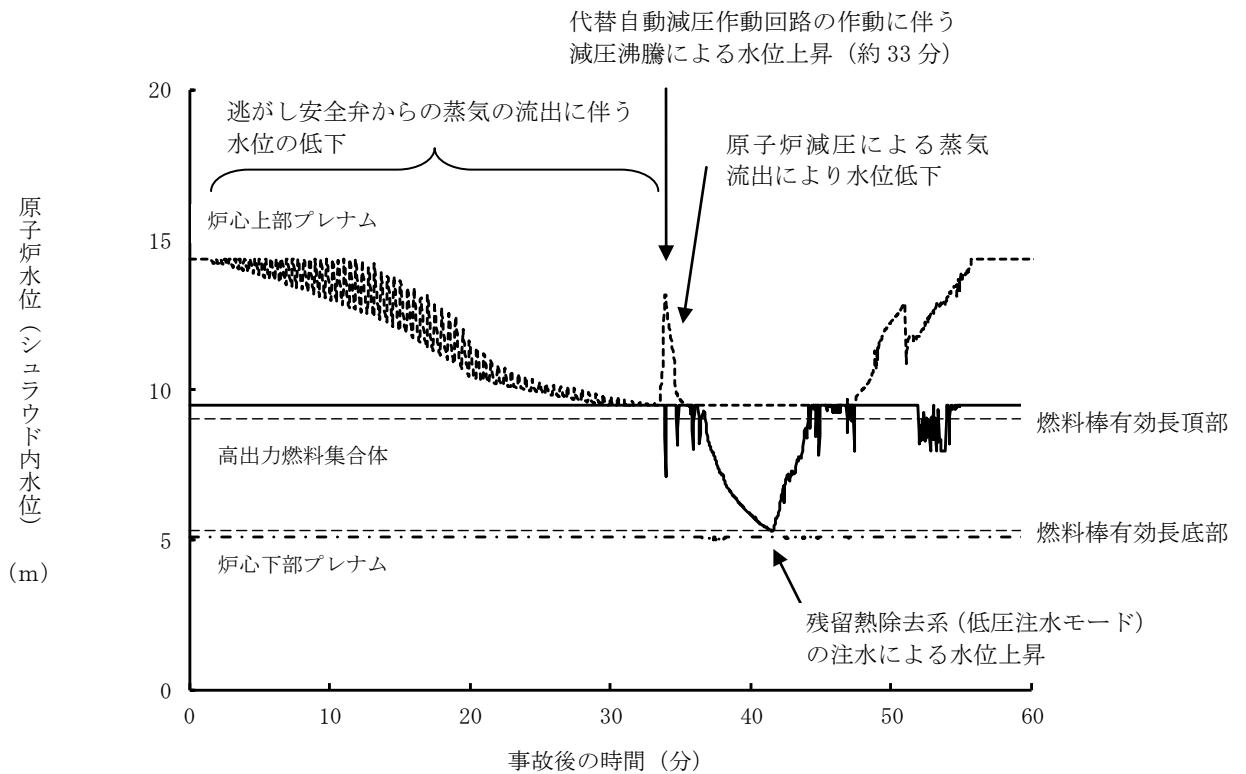
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)							経過時間 (日)			備考										
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	8	9	10	11	12	13		5	6	7							
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低 (レベル2) プラント状況判断 約15分 原子炉水位低 (レベル1H) 約23分 原子炉水位低 (レベル1) 約33分 代替自動減圧作動回路動作 約36分 原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 約42分 残留熱除去系 (低圧注水モード) 原子炉注水確認 約45分 原子炉水位燃料棒有効長頂部回復※ 約54分 原子炉水位高 (レベル8) 約1時間 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転開始 12時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転開始	※シュラウド内水位に基づく時間																										
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																												
	通報連絡等を行う 要員	指示者	1人	初動での指揮																												
	連絡責任者 連絡担当者	連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡																												
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		復旧班要員																												
状況判断	1人 A	—	—	—	10分	・ 外部電源喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 高圧炉心スプレー系機能喪失確認 ・ 高圧原子炉代替注水系起動操作 ・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 起動 ・ 非常ガス処理系自動起動確認																					解析上考慮せず					
高圧注水機能喪失調査, 復旧操作	—	—	—	—		・ 給水・復水系, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレー系 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					
原子炉減圧確認	(1人) A	—	—	—		適宜確認																										
残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水操作	(1人) A	—	—	—			原子炉水位を レベル3 ~レベル8 で維持																									
残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) への切替	(1人) A	—	—	—				残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転を継続																								
残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) への切替	(1人) A	—	—	—					20分																							
	—	2人 B, C	—	—					10分																							
	—	—	—	—					20分																							
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	—					10分																							
	(1人) A	—	—	—						残留熱除去系 (原子炉停止時冷却 モード) 運転継続																						
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—						適宜実施	・ 燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																					解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—	—																												

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

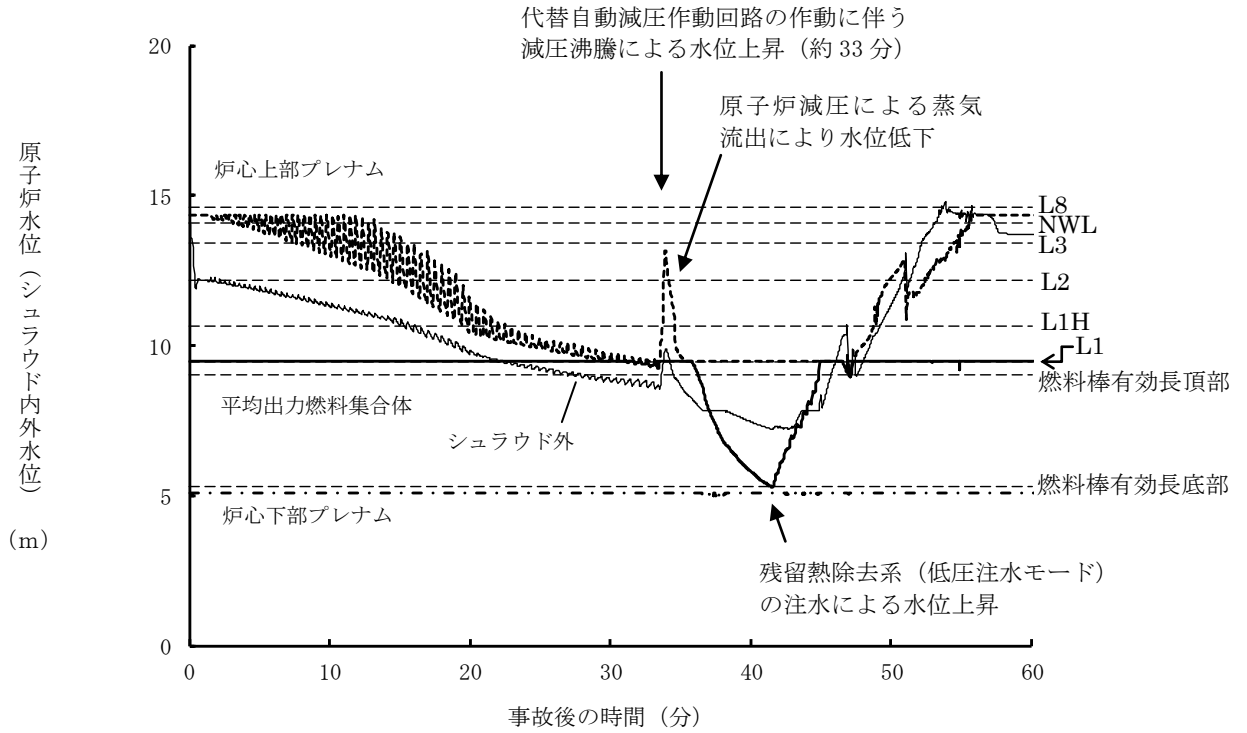
第 2.2.1-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



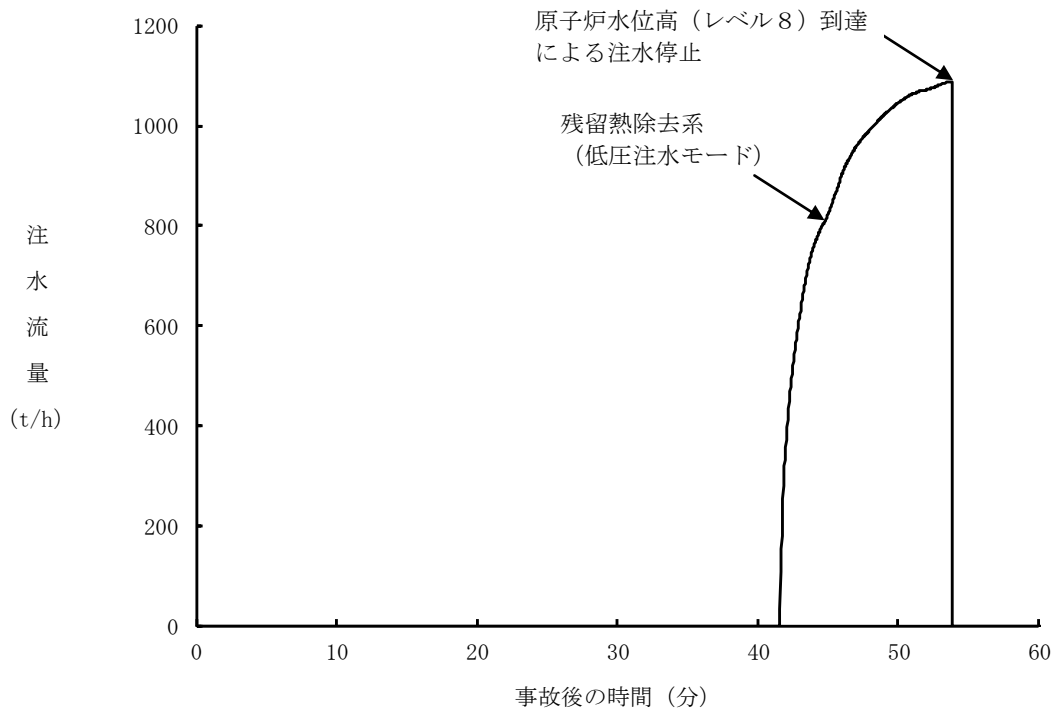
第 2.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



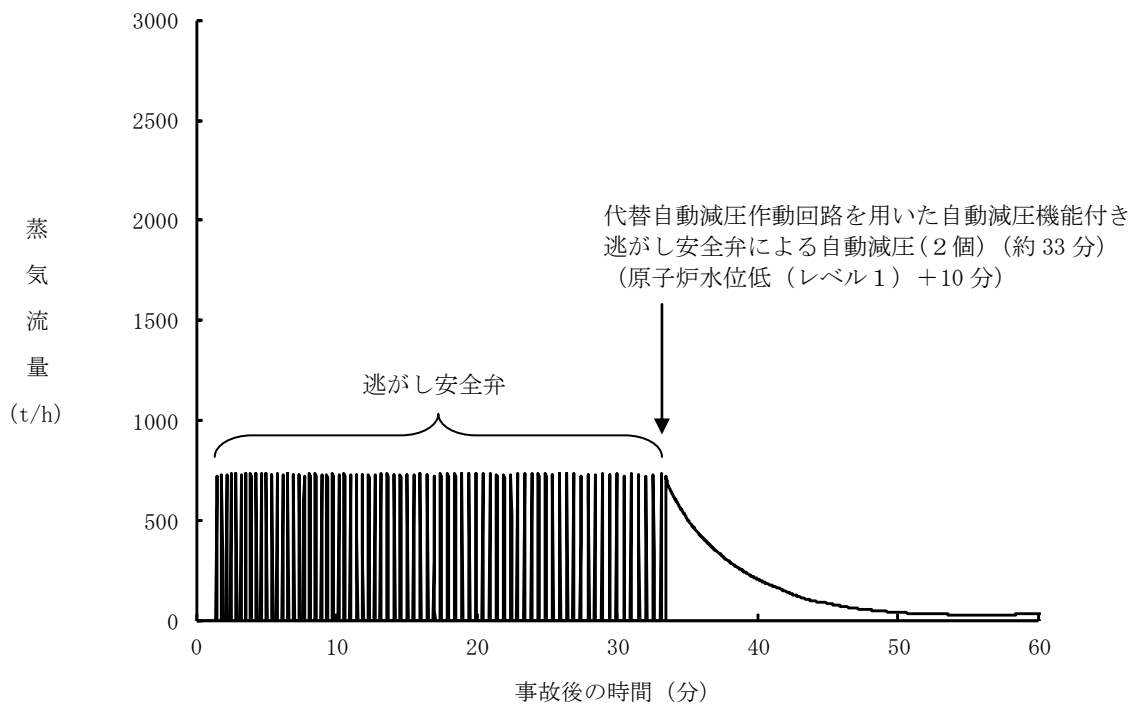
第 2.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



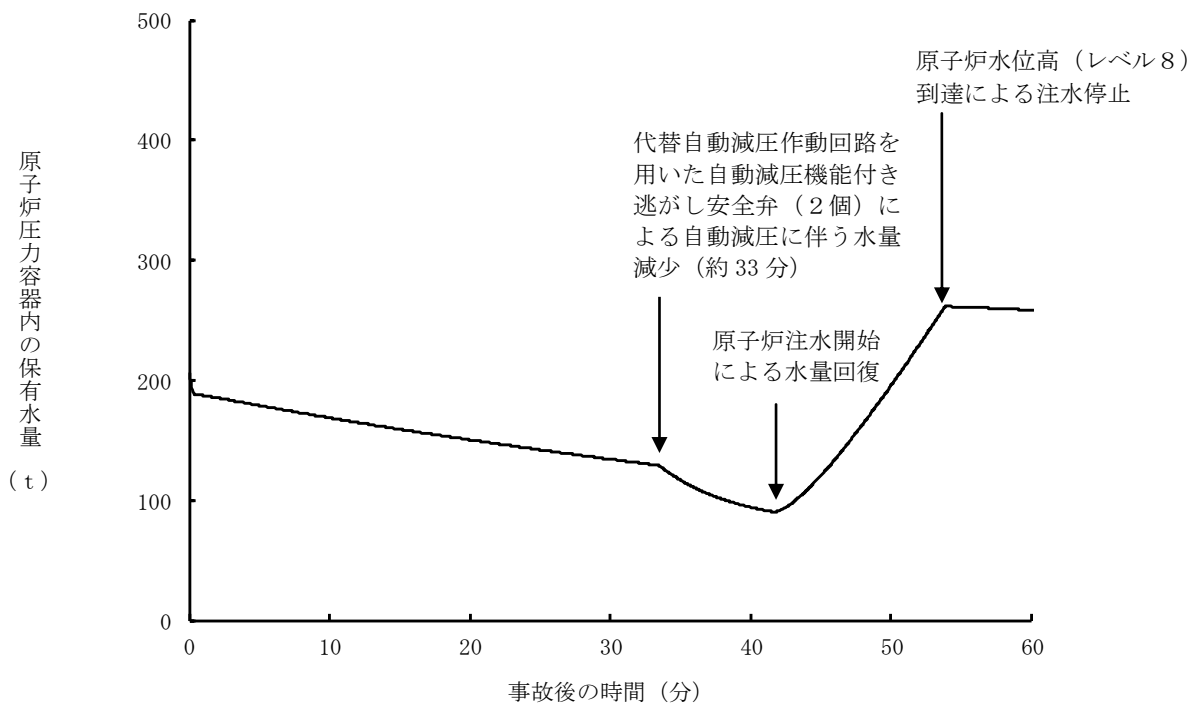
第 2.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



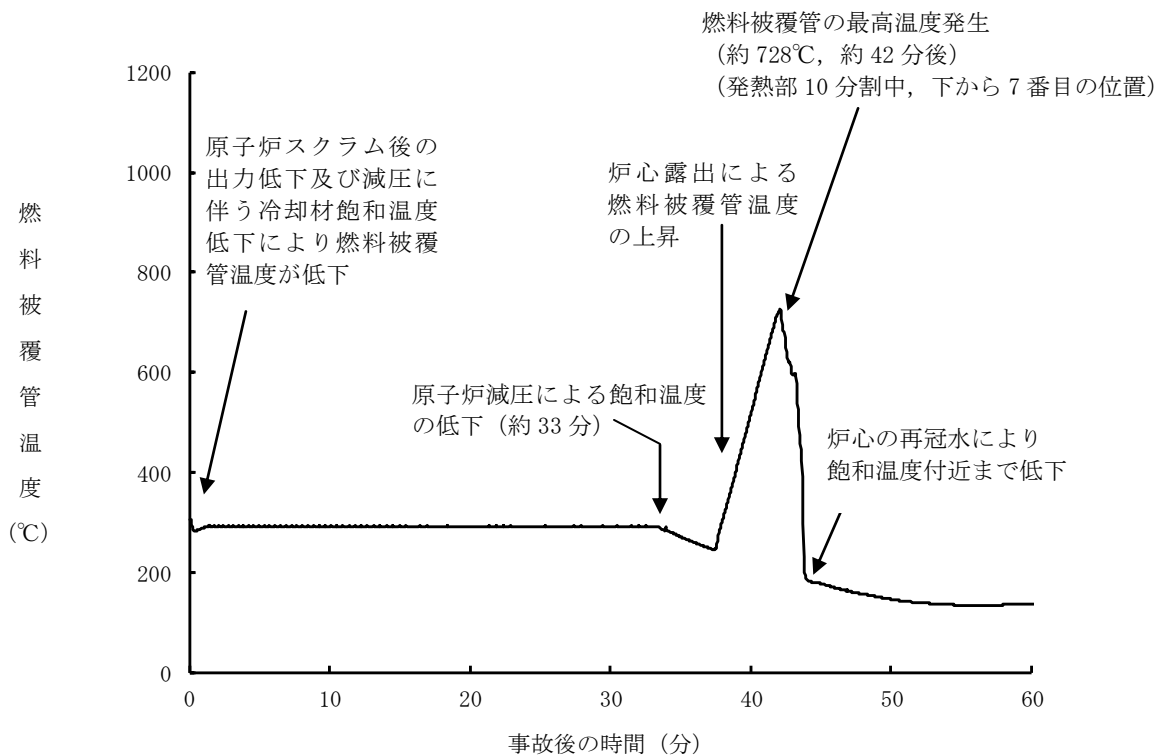
第 2.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



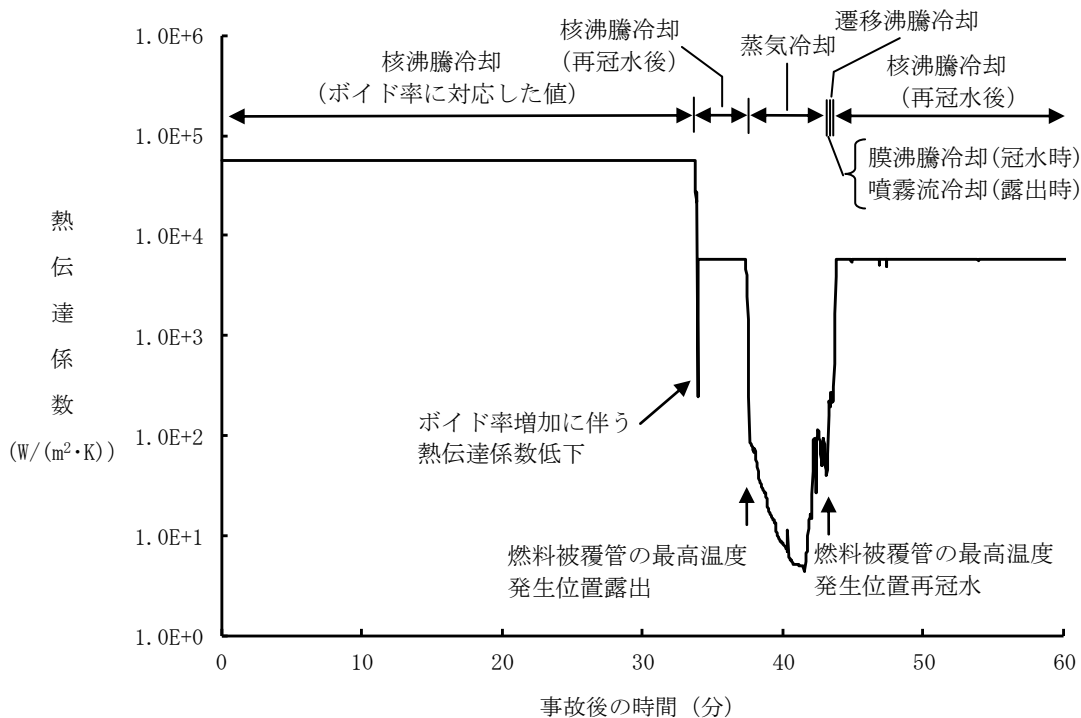
第 2. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



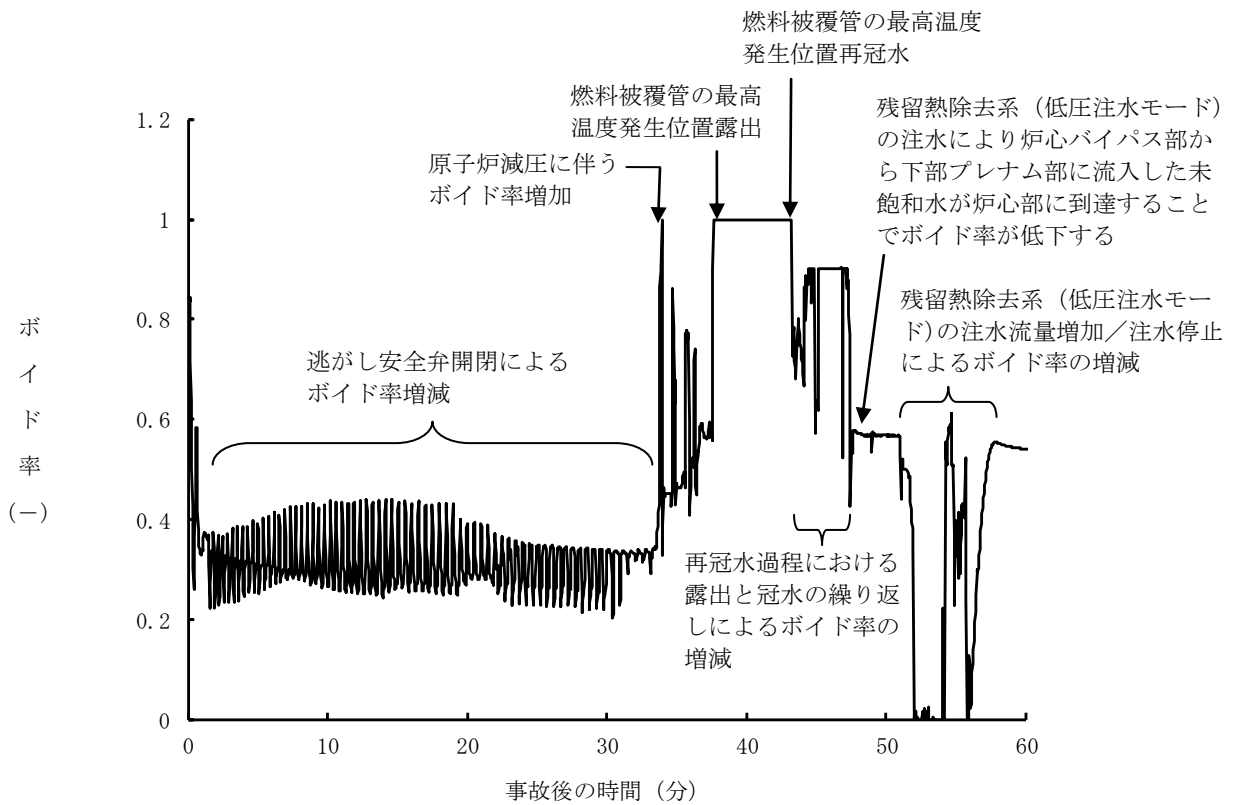
第 2. 2. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



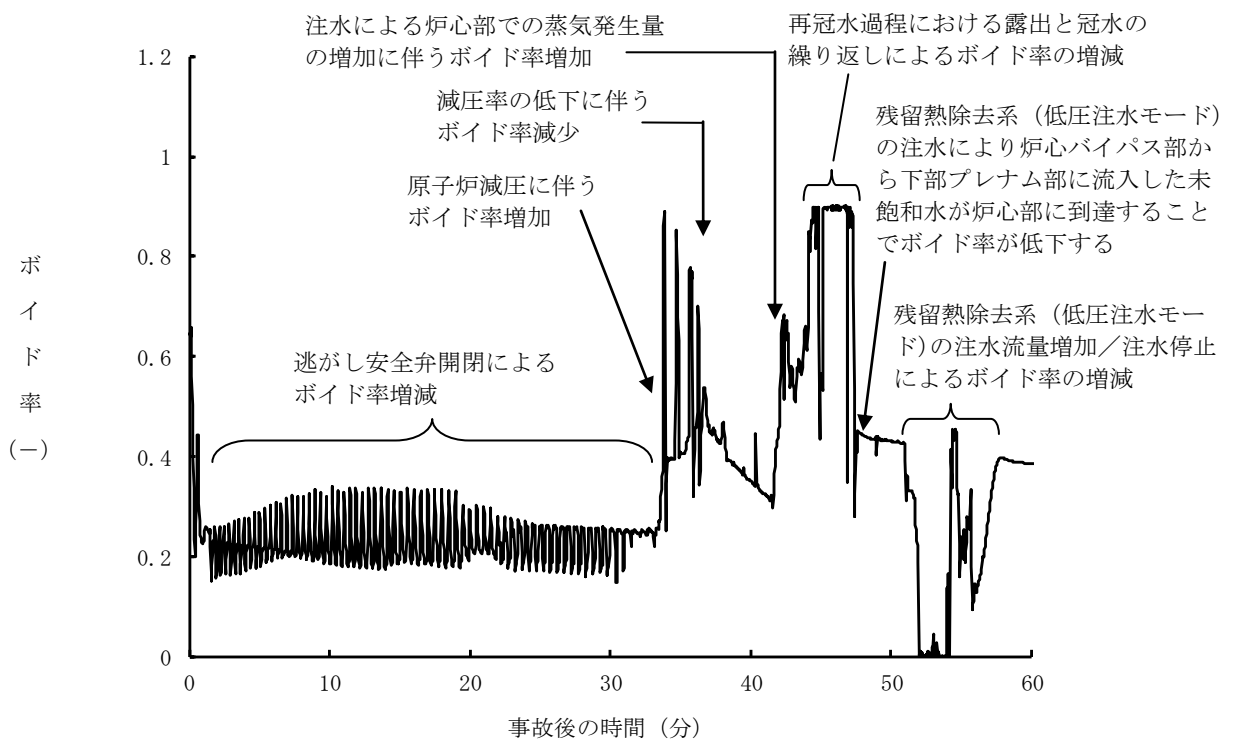
第 2.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



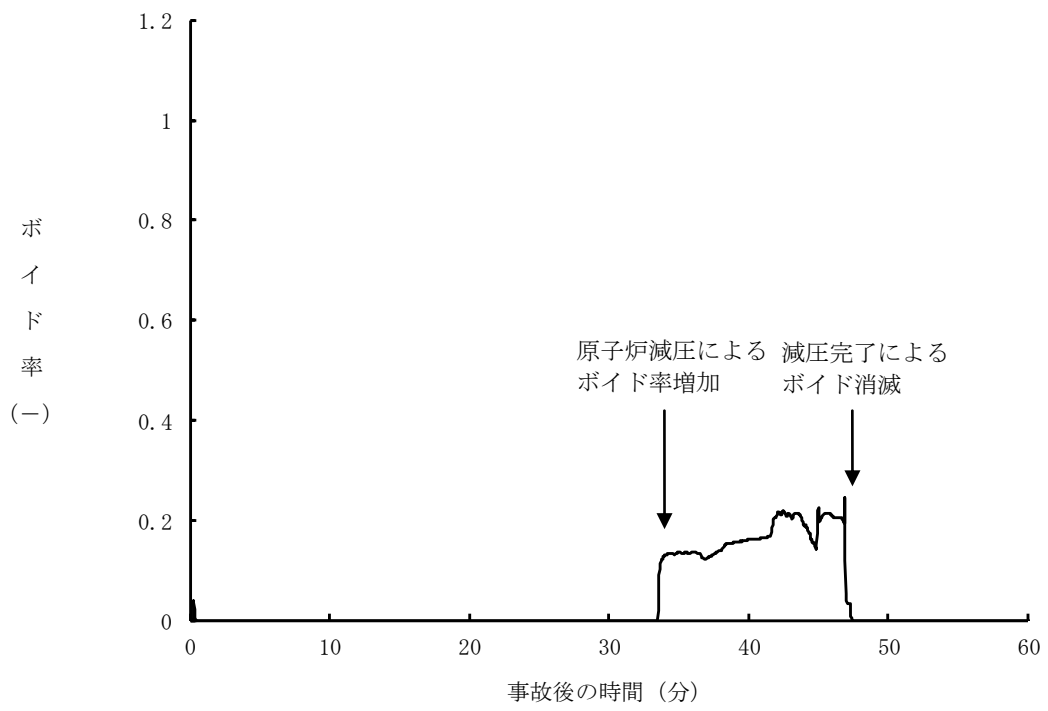
第 2.2.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



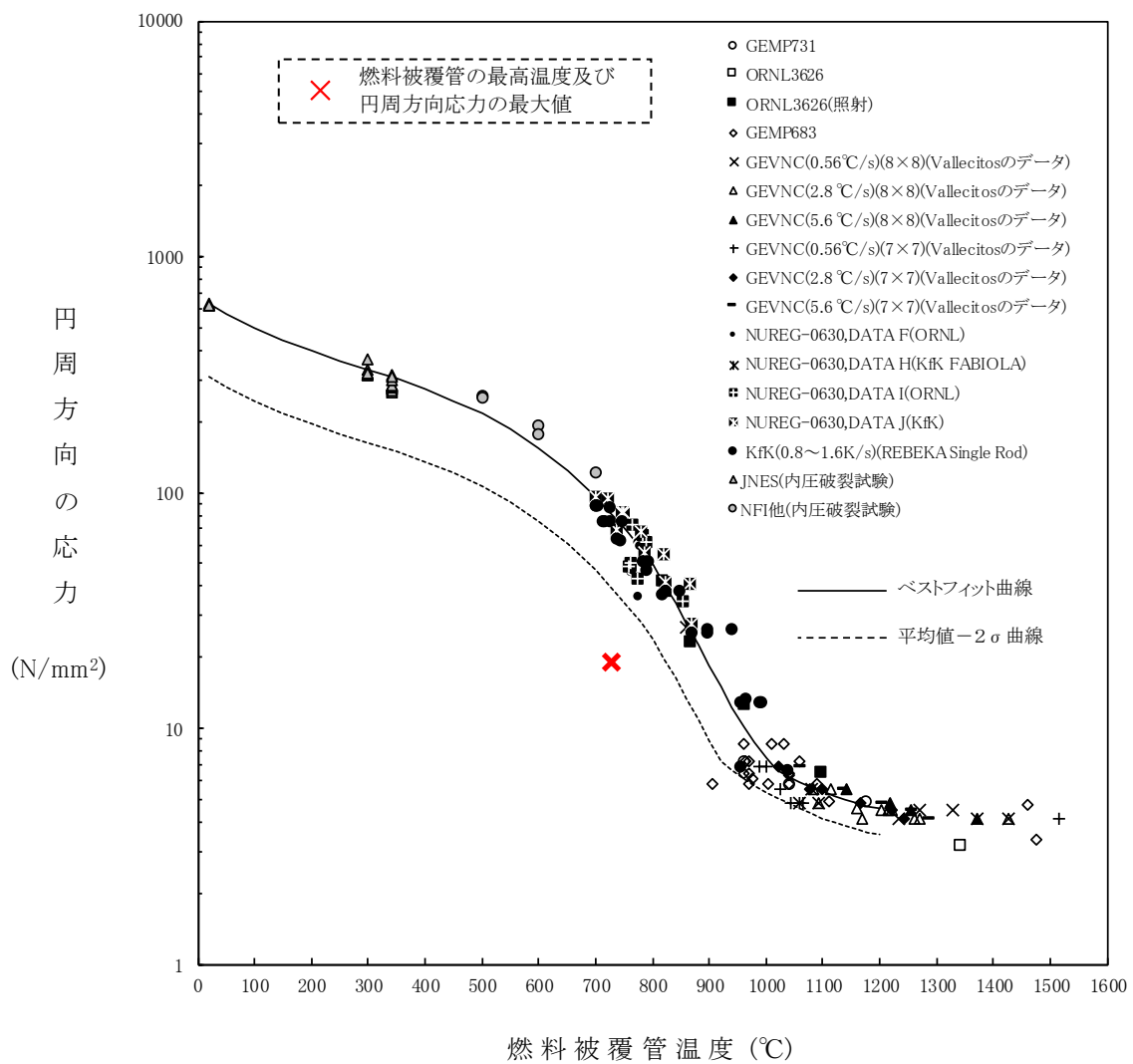
第 2. 2. 2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



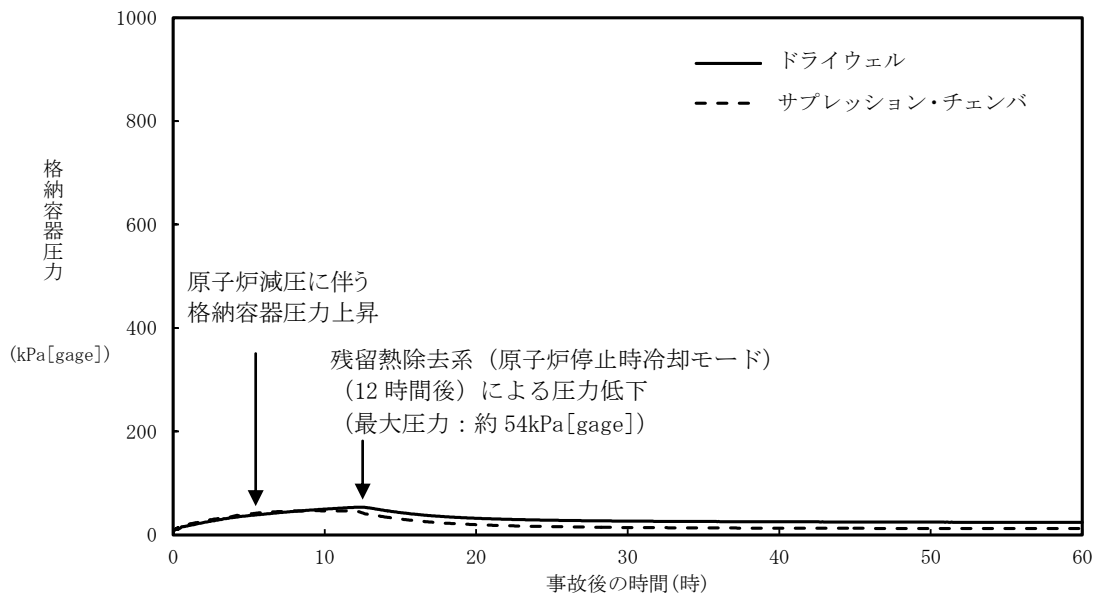
第 2. 2. 2-1(10) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



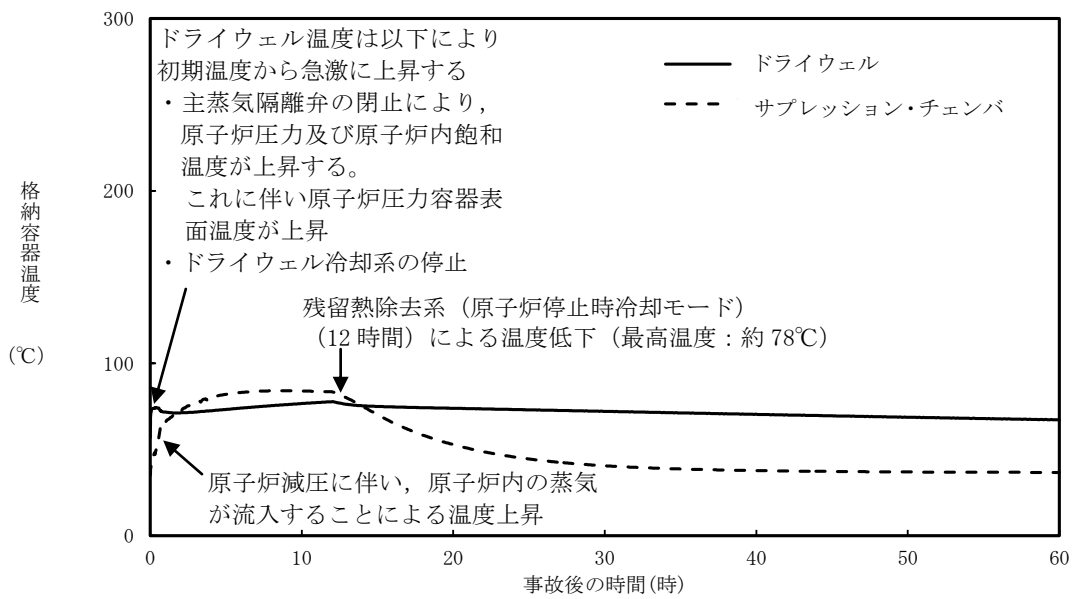
第 2. 2. 2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



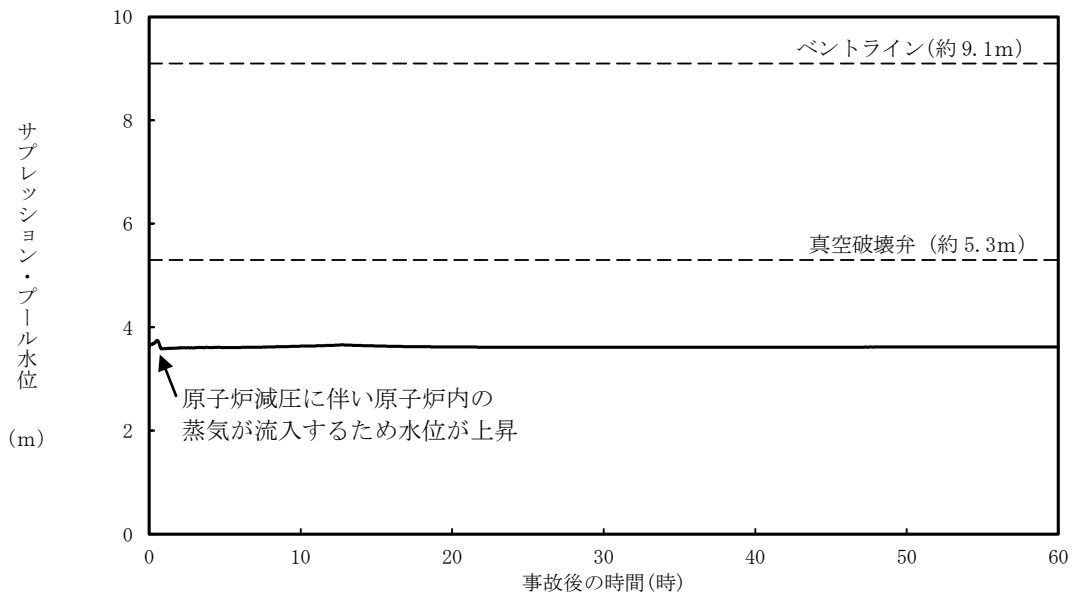
第 2. 2. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



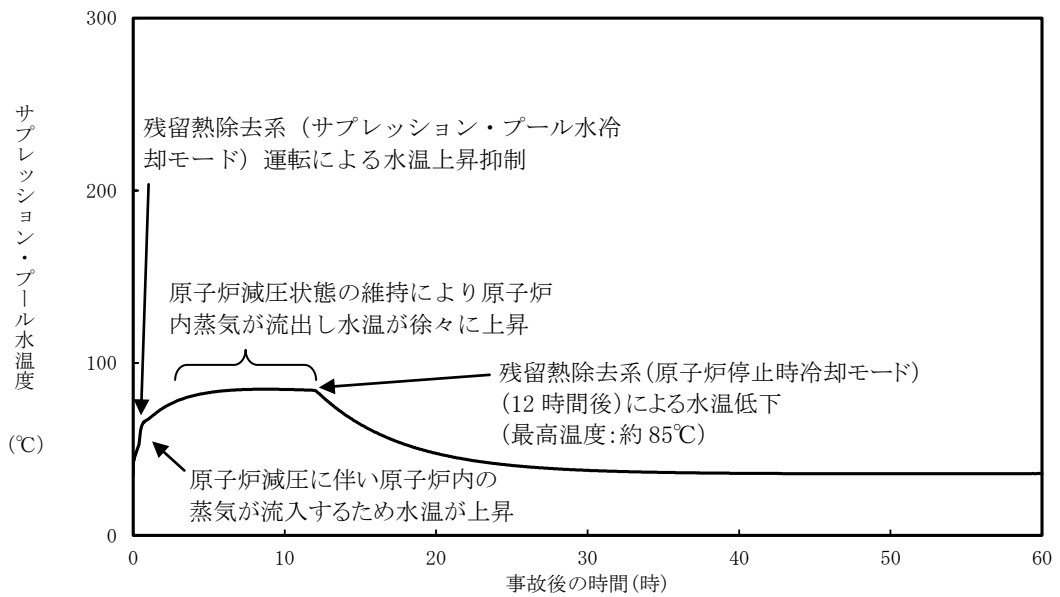
第 2. 2. 2-1 (13) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 2. 2-1 (14) 図 格納容器温度の推移



第 2. 2. 2-1 (15) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 2. 2-1 (16) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について (1 / 2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	—
高圧注水・減圧機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）を起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—
高圧原子炉代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—
代替自動減圧機能動作確認	原子炉水位低（レベル 1）到達の10分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個が開き、原子炉急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 代替自動減圧機能	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について（2 / 2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブレーション・チェンバ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系（サブレーション・プールの水冷却モード）運	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレーション・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】	【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレーション・プールの水温度（SA）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）の運転により、プールの水温度が静定することを確認後、サブレーション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去ポンプ出口流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (1 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
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)	7,900m ³	ドライウエル内容積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値

初期条件

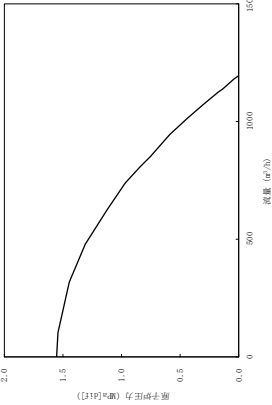
第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は, 必要燃料量の観点で厳しくなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高压注水・减压機能喪失) (3 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能 7. 58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	代替自動減圧作動回路による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 作動時間: 原子炉水位低 (レベル 1) 到達 10 分後 作動数: 2 個 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉減圧機能		逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (4 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
残留熱除去系 (低圧注水モード) 重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉水位低 (レベル 1) にて自動起動 1, 136m ³ /h(0.14MPa[diff]において)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 
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度 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
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始	原子炉水位高 (レベル 8) 到達時	原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) を踏まえ, 原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作	事象発生から 12 時間後	サプレッション・プール水温度上昇が緩やかになるか, 静定した後の操作として設定

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

1. はじめに

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が0.80MPa[gage]まで低下したことを確認した後、事象発生12時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、平成7年1月30日に発生した島根2号炉の原子炉自動スクラム事象時の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。

2. 事象発生時の実績

以下に原子炉自動スクラム事象発生時の島根2号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。

1/30	9:29	事象発生, 原子炉スクラム
	23:05~1:05	A-RHR起動(フラッシング) - 残留熱除去系の起動準備操作
1/31	3:23~	A-RHR原子炉停止時冷却モードによる冷却開始

上記に示すとおり、起動準備から約4.3時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。

3. まとめ

2. に示したとおり、原子炉自動スクラム事象発生時においても、島根2号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約4.3時間で運転を開始している実績がある。

したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生12時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。

以上

安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

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と与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (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
崩壊熱	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪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。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて、10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては F I S T - A B W R の実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードでは実験結果の燃料棒表面温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒表面温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた迷がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間はないことから、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棒表面温度を高め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	燃料棒表面酸化	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 B a k e r - J u s t 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料棒表面の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面温度を高め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。
	燃料棒変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベラストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料棒表面温度を高めめに評価することから、破裂の判定としてベラストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内緊閉気放熱線モニタ (C A M S) 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棒表面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、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が変換することとなるが、本解析においてはサブプレッシャ・プール水冷却モード運転により格納容器除熱を行い、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料棒表面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る。燃料棒表面の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料棒表面温度を高め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考えられる。
沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、三次元効果	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, F I S T - A B W R の実験解析において、二相水位変化は、実験結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却 (蒸気単相冷却又は噴霧流冷却) の不確かさは20℃~40℃程度である。	運転操作はシミュラ外水位 (原子炉水位計) に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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（高圧注水・減圧機能喪失）（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	下部ブレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを用いている。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。
	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き原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験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。	「解析条件を最悪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。	破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通して、平衡均質流に達するも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、平衡均質流モデルを用可能である。

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 (高圧注水・減圧機能喪失)

【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。
原子炉压力容器	E C C S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		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ていることを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実機体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。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。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実機体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	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ていることを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実機体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。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。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実機体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。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。
	気液界面の熱伝達		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、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。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間にはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プールの冷却	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と与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (1 / 3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ	最確条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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。	評価項目となるパラメータと与える影響 最確条件とした場合は、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と与える影響は、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	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77~6. 79MPa [gauge] (実績値)	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うるが、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小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約 +83 cm ~ 約 +85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後まで崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6 × 10 ⁴ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相連は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料については、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることとなる。MOX 燃料 (A型) の評価に包絡されることとなるパラメータと与える影響は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料については、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることとなる。MOX 燃料 (A型) の評価に包絡されることとなるパラメータと与える影響は大きくなる。
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少ない。原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) への移行は炉心水位低下後の操作であることから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件

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を与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドラライウエール)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドラライウエール内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	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い。
格納容器空間容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	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い。
真空破壊弁	3,43kPa (ドラライウエール・サブプレッジョン・チェンバ間差 (圧))	3,43kPa (ドラライウエール・サブプレッジョン・チェンバ間差 (設計値))	真空破壊弁の設定値	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い。
サブプレッジョン・プール水位	3,61m (通常運転水位)	約3,59m～約3,63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブプレッジョン・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サブプレッジョン・プール水温度上昇が遅くなる。サブプレッジョン・プール冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、最確条件は解析条件で設定している水温度よりも低くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5,0kPa [gage]	約5 kPa [gage]～約7 kPa [gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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12時間あたり約50kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2 kPa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いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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12時間あたり約50kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2 kPa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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (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は、格納容器温度を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、サブプレッジョン・プール冷却モードにより格納容器は十分に除熱されるため、初期温度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。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合算容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が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を与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で、 厳しい事象を設定 高圧注水機能として原子炉 隔離時冷却系及び高圧炉心 スプレイ系の機能喪失を、原 子炉減圧機能として自動減 圧系の機能喪失及び原子炉 の手動減圧の失敗を設定	—	—
	安全機能の喪失 に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	—	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設 定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象 発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水 位低（レベル2）の信号でトリップすること、原子炉水 位低の低下が早くなるように外部電源がある状態を 包含する条件を設定している。なお、外部電源がある 場合は外部電源により電源が供給されることから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を 設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事 象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水 位低（レベル2）の信号でトリップすること、原子炉水 位低の低下が早くなるように外部電源がある状態を 包含する条件を設定している。仮に事象 発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を 設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉 心露出時間も短くなることから、評価項目となるパ ラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしの場合は、必要 燃料量の観点で厳しくする設 定 また、原子炉スクラムまでの 炉心の冷却の観点で厳しく なり、外部電源がある場合を 包含する条件として、再循環 ポンプトリップは、原子炉水 位低（レベル2）信号にて発 生するものとする	—
機器条件	原子炉スクラム 信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に 評価するスクラム条件を設 定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、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が大き くなる。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機 能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進 展に与える影響はなく、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）	代替自動減圧作動回路による 自動減圧機能付き逃がし安全 弁の2個開閉による原子炉急 減圧	代替自動減圧作動回路による自 動減圧機能付き逃がし安全弁の 2個開閉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 力の開閉から設定	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、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）	原子炉水位低（レベル1）にて 自動起動 1,136m ³ /h（0.14MPa[diff]にお いて）にて注水	原子炉水位低（レベル1）にて自 動起動 1,136m ³ /h（0.14MPa[diff]にお いて）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	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ことか ら、評価項目となるパラメータに対する余裕は大き くなる。
	残留熱除去系（サ ブレッション・プ ール水冷却モー ド及び原子炉停 止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約9MW （サブレーション・プール水温 度又は原子炉炉冷却材温度52℃、 海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約9MW（サ ブレッション・プール水温度又は 原子炉炉冷却材温度52℃、海水温度 30℃において）	残留熱除去系（低圧注水モー ド）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計 値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなることか ら、評価項目となるパラメータに対する余裕は大き くなる。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧注水・減圧機能喪失)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		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	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考案				
残留熱除去系(サブプレッジョン・ブール水冷却モード)による原子炉水位高(レベル8)到達時	原子炉水位制御(レベル3～レベル8)を踏まえ、原子炉注水による炉心の冠水確認後の操作として設定	【認知】 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉水位の上昇を継続監視することにより、原子炉水位高(レベル8)到達を十分に認知することができるため、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】 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。 【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。 【操作所要時間】 残留熱除去系(サブプレッジョン・ブール水冷却モード)運転操作は、制御盤の操作ではあるが、サブプレッジョン・ブール水温度の上昇に対して操作が必要ではあるが、サブプレッジョン・ブール水温度の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。よって、操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており、同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッジョン・ブール水冷却モードの運転操作を実施することから、サブプレッジョン・ブール水冷却モードの操作開始時間は変動し得る。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スウィッチによる簡易な操作のため、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。	複数の残留熱除去系(サブプレッジョン・ブール水冷却モード)による原子炉水位維持操作とサブプレッジョン・ブール水冷却モードの操作を同じ運転員が操作することから、サブプレッジョン・ブール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その操作開始時間は短く、実態の操作開始時間はほぼ同等であり、影響は小さいと考えられる。運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件)を除くことにより操作開始時間が早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間とはほぼ同等であり、評価項目となる影響は小さい。	サブプレッジョン・ブール水冷却モード運転開始から約60分後である場合においても、格納容器圧力が384kPa [eage]に到達するまで同様に到達する。高圧・低圧注水機能喪失に示す通り約22時間以上であり、約21時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器圧力853kPa [eage]に到達するまでの時間は、13.1秒間(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35時間以上であり、約34時間以上の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位高(レベル8)到達から約3分後に残留熱除去系(サブプレッジョン・ブール水冷却モード)運転操作を開始。図に示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	サブプレッジョン・ブール水冷却モードによる原子炉水位高(レベル8)到達後	サブプレッジョン・ブール水冷却モードによる原子炉水位の上昇が緩やかになるか、静定した後の操作として設定	残留熱除去系(原子炉停止時モード)運転操作	プラント停止時の実績から、原子炉停止時冷却モードの起動準備を開始約4.3時間で運転を開始している実績がある。また、訓練実績等により、系統構成及びポンプの起動は約16分で操作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であることを確認した。	-	-

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）

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{ m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、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。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS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、「外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位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、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給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、所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生8時間後まで炉心を冷却し、その後、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原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）＋HPCS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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の

概略系統図を第2.3.1.1-1(1)図及び第2.3.1.1-1(2)図に、手順の概要を第2.3.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.1.1-3図に示す。

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等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）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、平均出力領域計装である。

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（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

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等の起動ができず、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、原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

d. 直流電源負荷切離し及び切替

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。

屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

g. 低圧原子炉代替注水系（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、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。

h. 格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（A-RHRドライウエル第2スプレイ弁）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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。

格納容器代替スプレイ系（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、ドライウエル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

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（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室か

らの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）の運転を停止し、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、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage]まで低下した場合は、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

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。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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等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する「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）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）及び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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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第2.3.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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等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。
 - (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
原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン・トリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。
 - (b) 原子炉隔離時冷却系
原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ 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（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。
 - (d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）
逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ 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ものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水する。
 - (e) 格納容器代替スプレイ系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。
 - (f) 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、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。
 - (g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）
原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。
- c. 重大事故等対策に関連する操作条件
- 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。
- (a) 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供給を開始する。
 - (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から8時間後に開

始する。

- (c) 格納容器代替スプレイ系（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384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (d) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1.2-1(1)図から第2.3.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、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を第2.3.1.2-1(7)図から第2.3.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(13)図に示す。

※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（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（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）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2台全てがトリップする。

所内常設蓄電式直流電源設備は、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切り離し及び直流電源切り替え（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施することにより、24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。

事象発生8時間までの間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

（添付資料2.3.1.1, 2.3.1.2）

事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により自

動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）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24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は第2.3.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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7.89 MPa[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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

（添付資料2.3.1.3）

第2.3.1.2-1(2)図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（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、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.3.1.4）

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。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくな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、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水開始操作（原子炉急速減圧開始）、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(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、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの

挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）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 2.3.1.5)

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、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.6)

(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、第2.3.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与え

る影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（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）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(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40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（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 2.3.1.5）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水のための準備操作時間は、解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、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が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点で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。

操作条件の直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））は、解析上の操作開始時間として事象発生から8.5時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは停電しないSA用115V系蓄電池電源にて監視可能であり、停電は問題とならない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじ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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）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。

操作条件の直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB 1-115V系蓄電池（SA））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同等であり、直流電源は枯渇することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）については、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替のための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の操作時間余裕がある。

操作条件の直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作（B-115V系蓄電池からB 1-115V系蓄電池（SA））については、事象発生から8.5時間後までに実施すれば直流電源が枯渇することはなく、時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(4) まとめ

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

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31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」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋H P C S失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1.(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（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、合計約1,100m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽（西）に約7,000m³の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽（西）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西）を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。
(添付資料2.3.1.7)

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の運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後の大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、こ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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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2.3.1.7)

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、約4,268kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、緊急時対策所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。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替えを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料2.3.1.1, 2.3.1.8)

2.3.1.5 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＋D G失敗）＋

HPCS失敗」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）+HPCS失敗」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

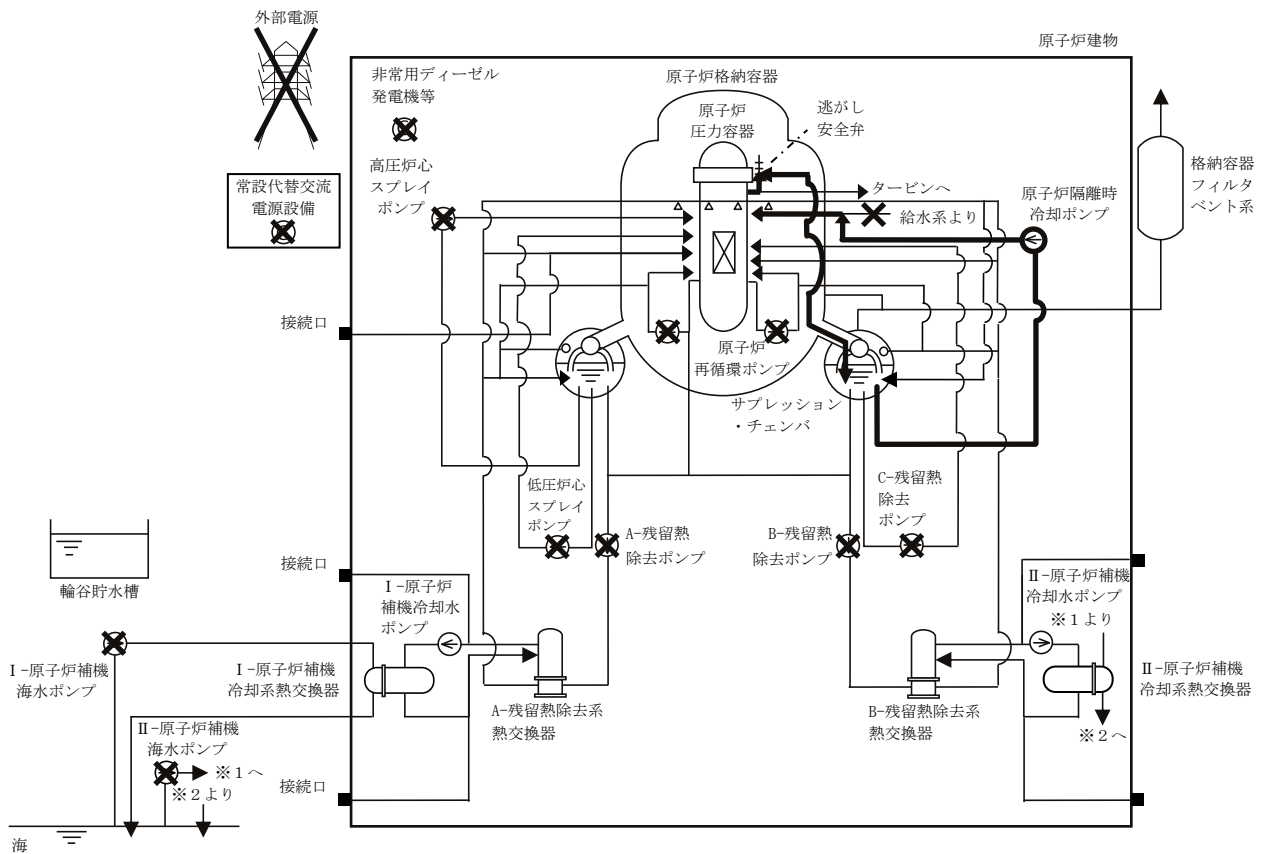
上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、安定状態を維持できる。

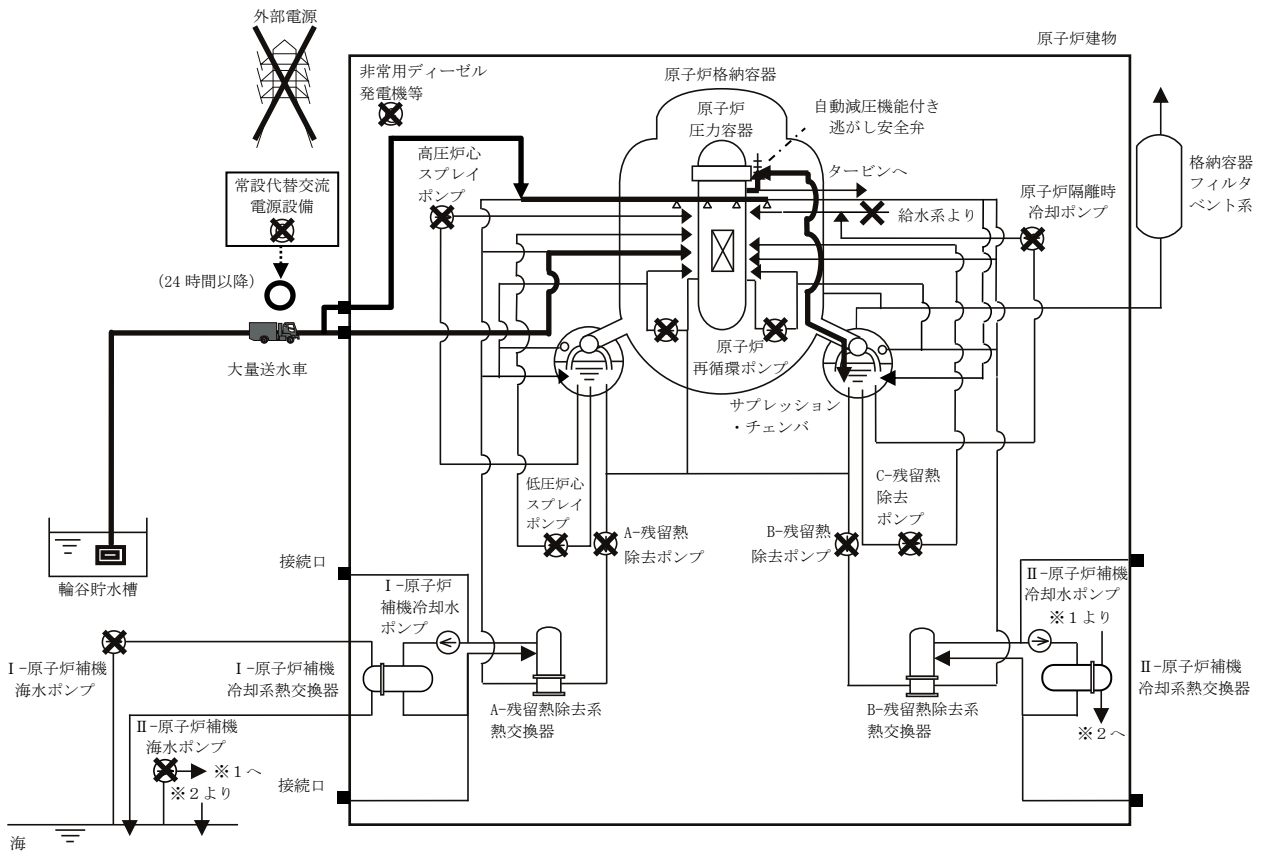
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

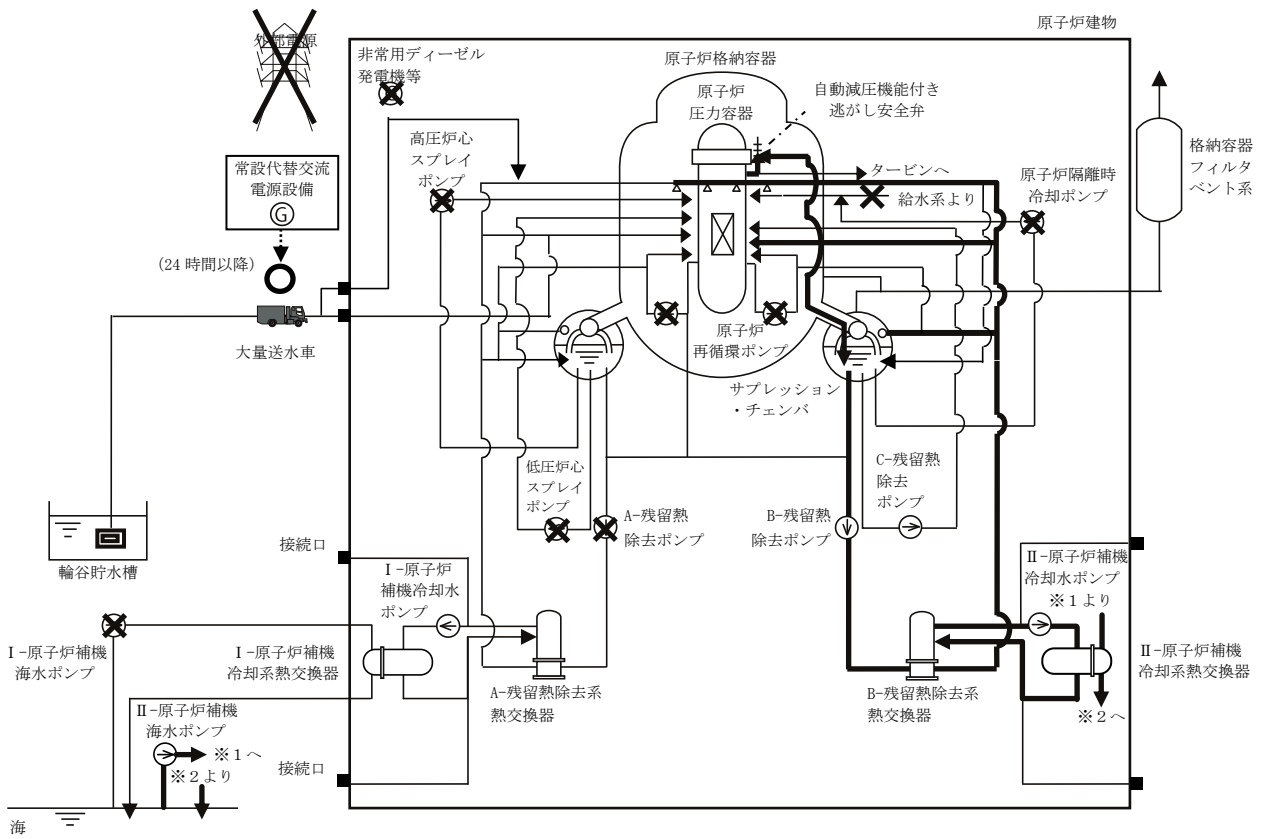
以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」に対して有効である。



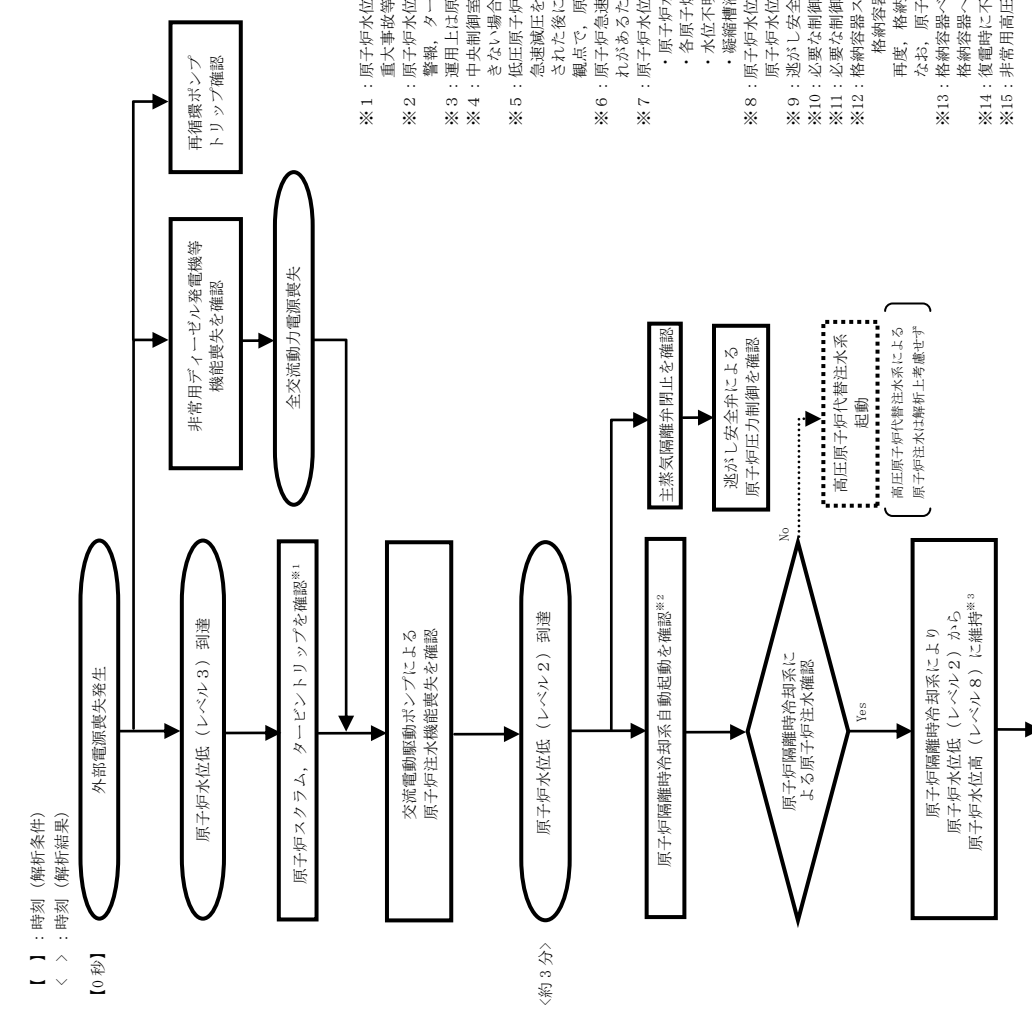
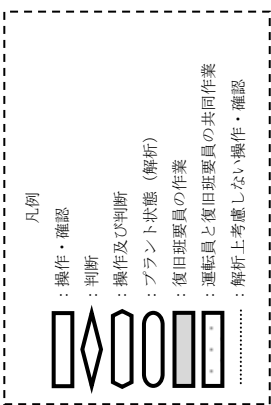
第 2.3.1.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
 の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水）



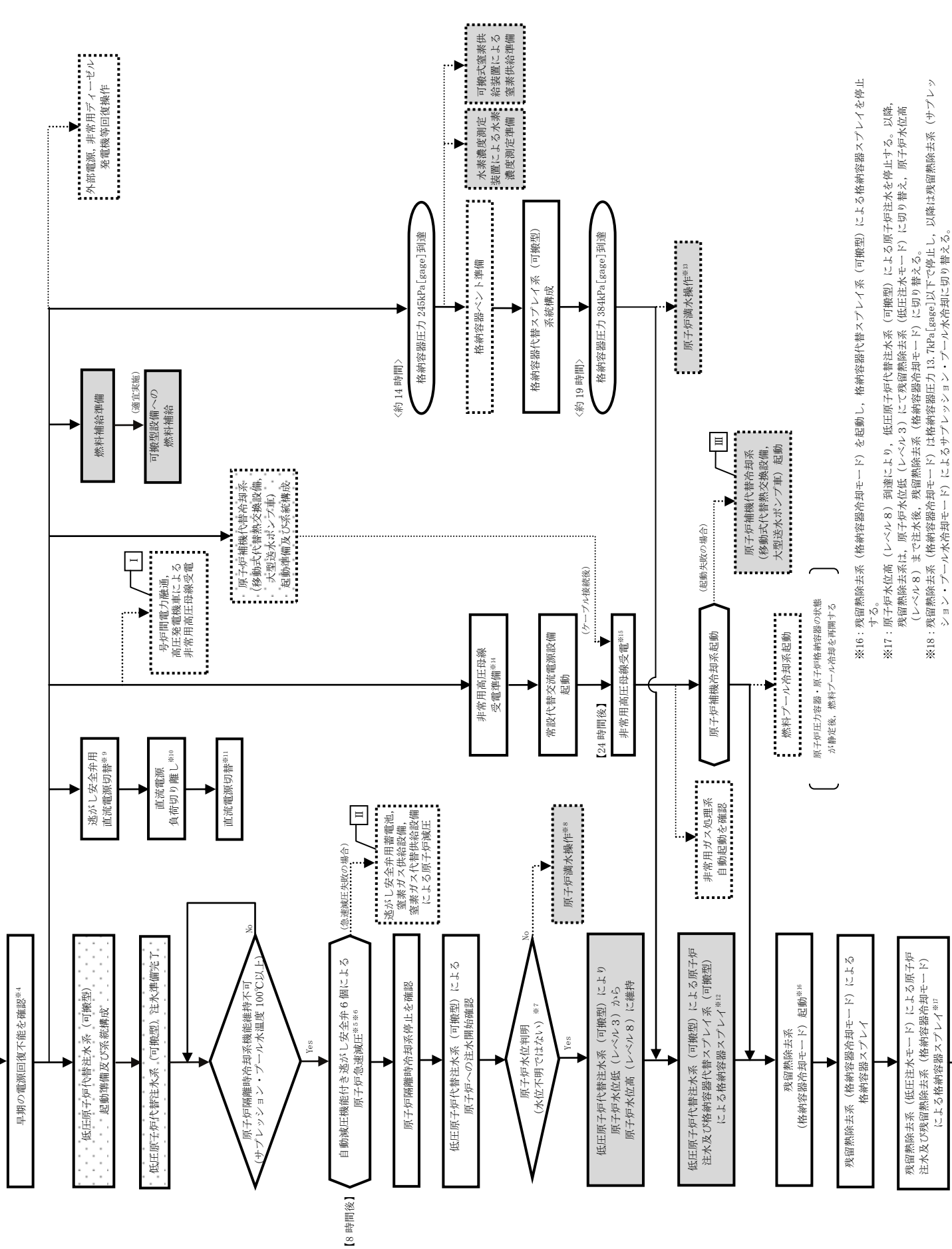
第 2. 3. 1. 1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.1.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



- ※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解折上) の時刻約3分。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3: 運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※4: 中央制御室からの連絡操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※5: 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、サブプレッジョン・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解折上は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉急減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する態様としている。
- ※6: 原子炉急減圧時には原子炉水位計継續槽内の原子炉冷却材の減圧消滅により原子炉水位の指示電の信頼性が損なわれ、おそれがあるため、原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※8: 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバの差圧を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※9: 逃がし安全弁用直流通電をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※10: 必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (SA) へ切り替える。
- ※11: 格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa [gage] 到達で格納容器スプレイを停止する。
- ※12: 格納容器圧力334kPa [gage] 到達で格納容器スプレイを繰り返す。
- ※13: 再度、格納容器圧力384kPa [gage] 到達で格納容器スプレイを繰り返す。なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。格納容器ベント操作時に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め維持する。
- ※14: 復電時に不要な負荷を抑制し、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高め維持する。
- ※15: 非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備クーブル接続後に受電する。



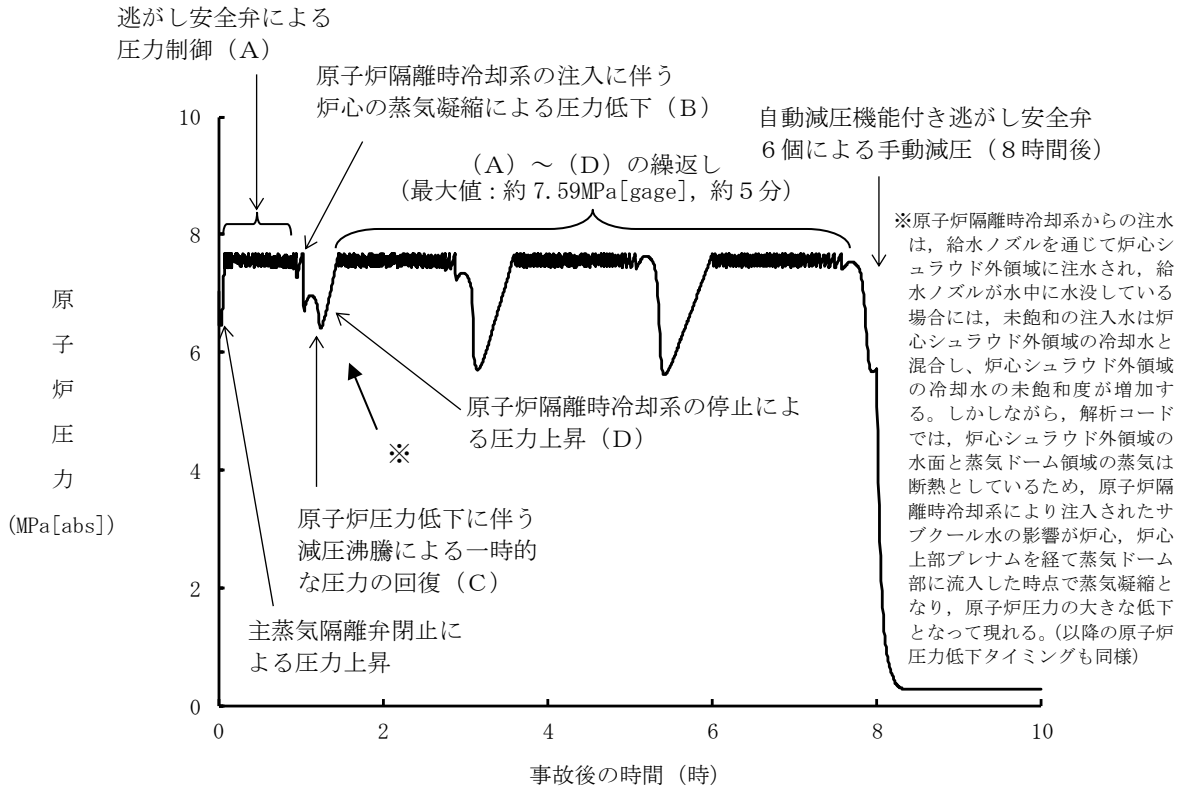
- 【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】
- I: 常設代替交流電源設備が使用できない場合は、発射機電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。(電源容量により使用できる設備に限られる。)
- II: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
- III: 原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第2.3.1.1-2図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗」の対応手順の概要

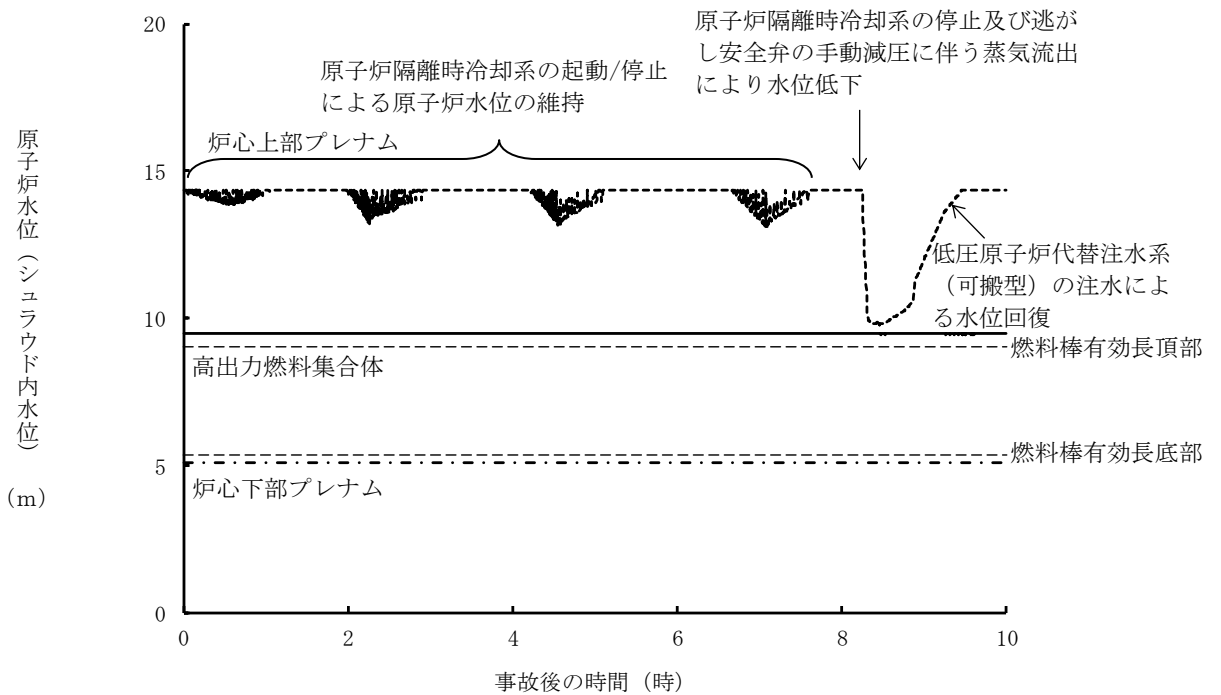
実施箇所・必要員数				経過時間（分）												経過時間（日）							備考																						
				10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	0	1	2	3
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対応本部連絡																																								操作の内容	
	指揮者	当直副長	1人	運転操作係																																									
	通報連絡等を行う 要員	指示者	1人	起動での指揮																																									
	連絡責任者	連絡責任者	4人	発電所内外連絡																																									
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	復旧班要員																																										
状況判断	(1)A	—	—	外部電源喪失確認 原子炉スクラム動作、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 再循環ポンプトリップ確認 交流電動機ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 主蒸気隔離弁全閉確認/過し安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 早期の電源回復不能確認																																								10分	
原子炉注水操作	(1)A	—	—	原子炉注水レベル2～レベル8で維持																																								10分	
交流電源回復操作	—	—	—	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復																																								10分	解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備 起動操作	(1)A	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作																																								10分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																																								25分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1)A	(2)A B,C	—	D系非常用高圧母線受電準備（現場）																																								10分	解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
D系非常用高圧母線受電準備	(1)A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																																								25分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備（現場）																																								25分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																																								5分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1)A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備（現場）																																								5分	
電源切替操作	(1)A	(2)A B,C	—	C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室） C系非常用高圧母線受電準備（現場）																																								10分 5分	
所内非常用電池切替操作	—	(2)A B,C	—	過し安全弁用電源切替操作 負荷切り離し/所内非常用電池切替操作																																								30分	B～115kV非常用電池からS A用115kV非常用電池へ切り替える
原子炉急凍圧操作	(1)A	—	—	自動減圧機能付き過し安全弁 4箇 半自動開放操作 放射線防護具準備																																								10分 10分	B～115kV非常用電池からB 1～115kV非常用電池 (S A) へ切り替える
低圧原子炉代替注水系（可搬型）準備操作	—	—	—	放射線防護具準備																																								10分	
低圧原子炉代替注水系（可搬型）系統構成	—	2A B,C	—	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備（大量注水系統、ホース展開、接続） 放射線防護具準備																																								2時間10分 10分	
低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作	—	—	—	残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備																																								10分	
格納容器代替スプレィ系（可搬型）系統構成	—	(2)A B,E	—	低圧原子炉代替注水系（可搬型）注水操作 格納容器代替スプレィ系（可搬型）系統構成																																								30分	原子炉注水レベル3～レベル8で維持
格納容器代替スプレィ系（可搬型）オペレーション	—	—	—	格納容器代替スプレィ系（可搬型）オペレーション準備（現場）																																								30分	適宜実施
原子炉凍水操作	—	—	—	格納容器代替スプレィ系（可搬型）による原子炉注水流量の増加																																									格納容器圧力が384kPa[eq]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する
原子炉補機冷却系準備操作	—	—	—	(12)A a～i																																								7時間20分	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	—	—	—	放射線防護具準備																																								10分	解析上考慮せず
	—	—	—	電源ケーブル接続																																								1時間40分	
	—	—	—	放射線防護具準備																																								10分	
	—	—	—	格納容器ベント準備（NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作）																																								1時間40分	
燃料供給準備	—	—	—	(2)A a,b																																								1時間40分	燃料供給準備 燃料供給準備 燃料供給準備
	—	—	—	(2)A a,b																																								1時間40分	
燃料供給作業	—	—	—	燃料供給配置及びホース敷設、系統水張り 燃料供給作業 燃料供給作業																																								適宜実施	タンクローリ数量に応じて適宜輸送 タンクから補給
原子炉補機冷却系起動操作	(1)A	—	—	原子炉補機冷却系 起動操作																																								10分	
残留熱除去系（格納容器冷却モード） 起動操作	(1)A	—	—	残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作																																								10分	
残留熱除去系による原子炉注 水および原子炉格納容器加熱 準備操作	(1)A	—	—	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器スプレィ																																								適宜実施	原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水への切替操作を実施し、原子炉水位高（レベル8）にて格納容器スプレィへの切替操作を実施
非常用ガス処理系 運転確認	(1)A	—	—	非常用ガス処理系自動起動確認																																								5分	解析上考慮せず
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2)A B,E	—	燃料プール冷却系 準備操作																																								30分	解析上考慮せず 燃料プールの冷却系熱交換器への冷却水過水操作
燃料プール冷却系 再開	(1)A	—	—	燃料プール冷却系再起動																																								10分	燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ※必要に応じてスキャップタンクへの補給を実施する。
必要員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	19人 a～s																																										

(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する員数

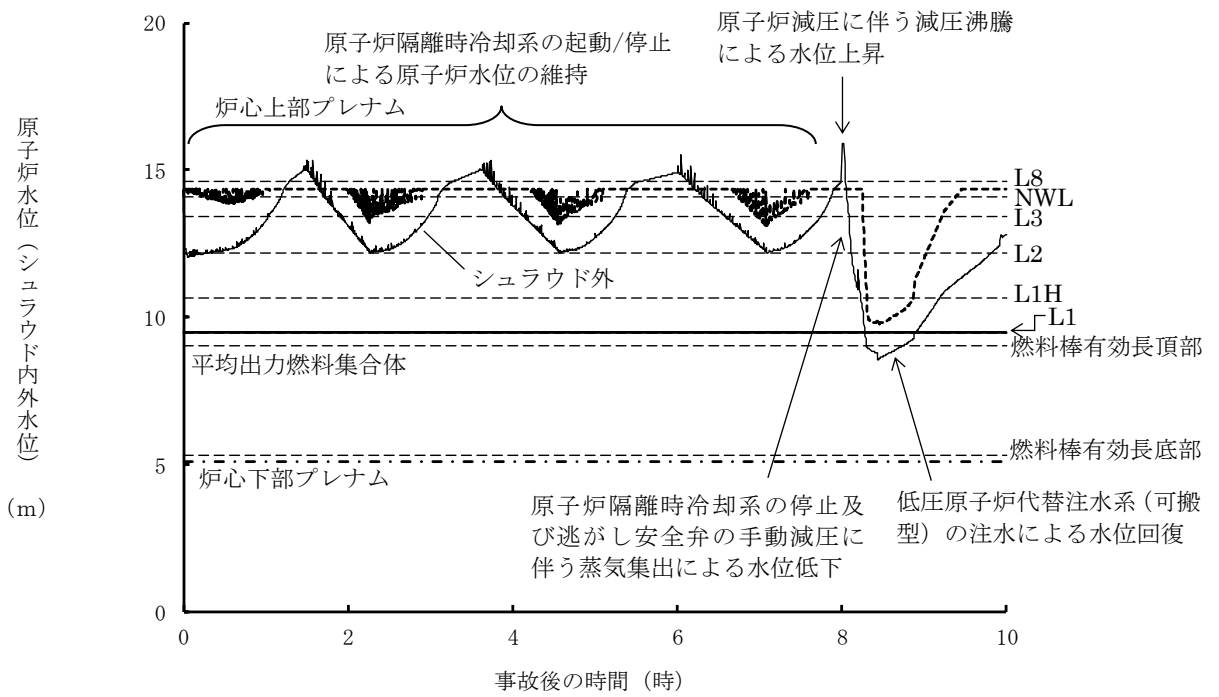
第 2. 3. 1. 1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」 の作業と所要時間



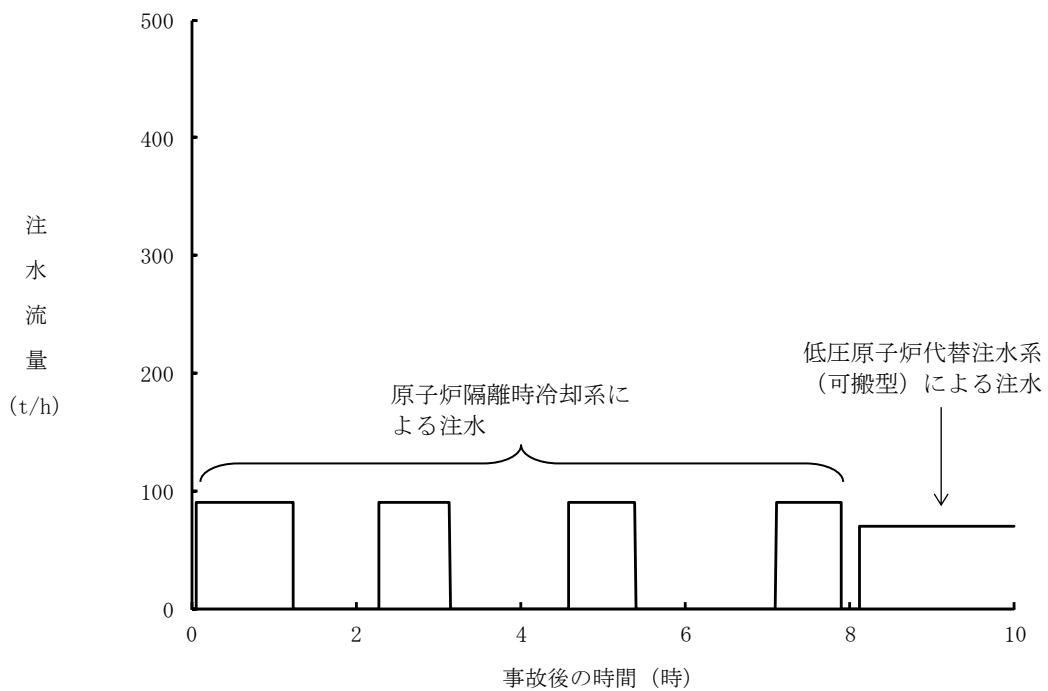
第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



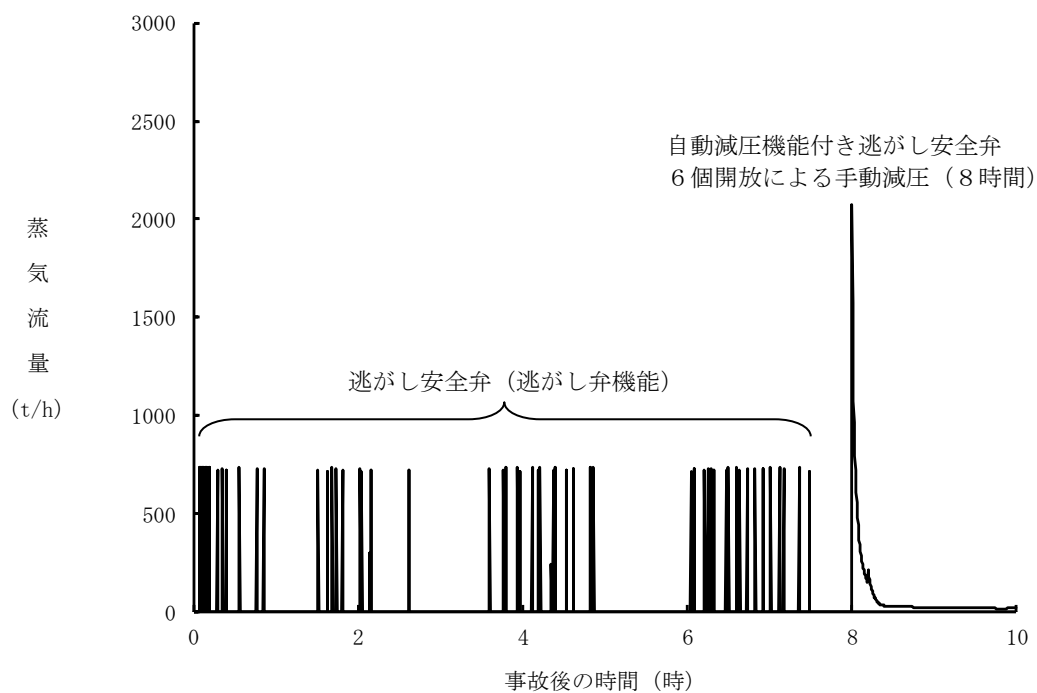
第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



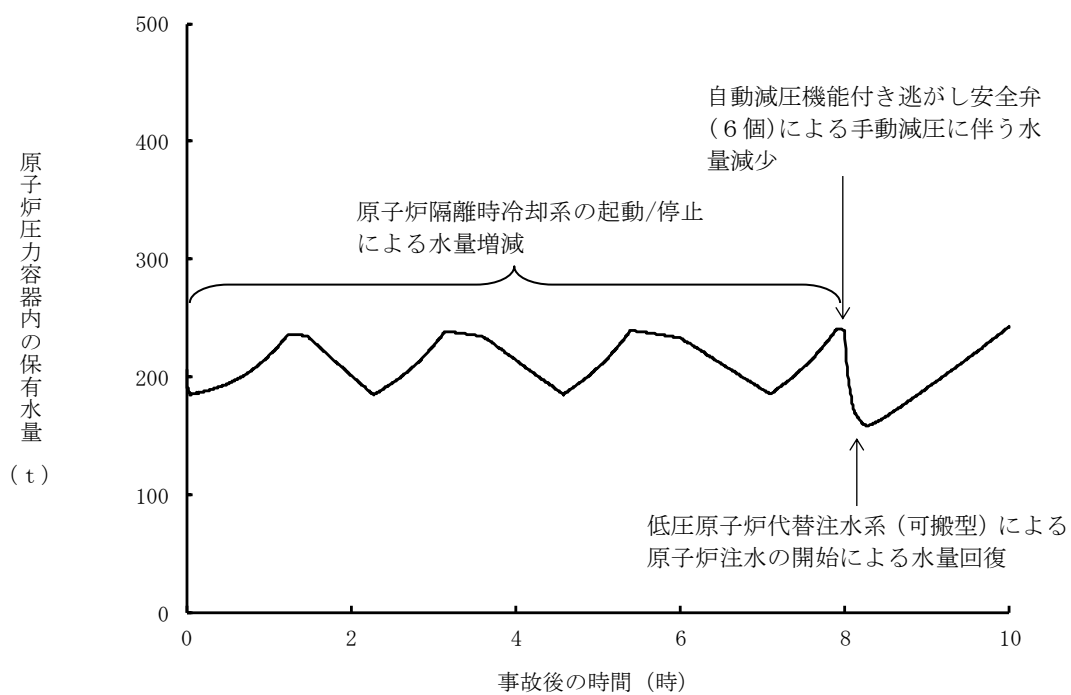
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



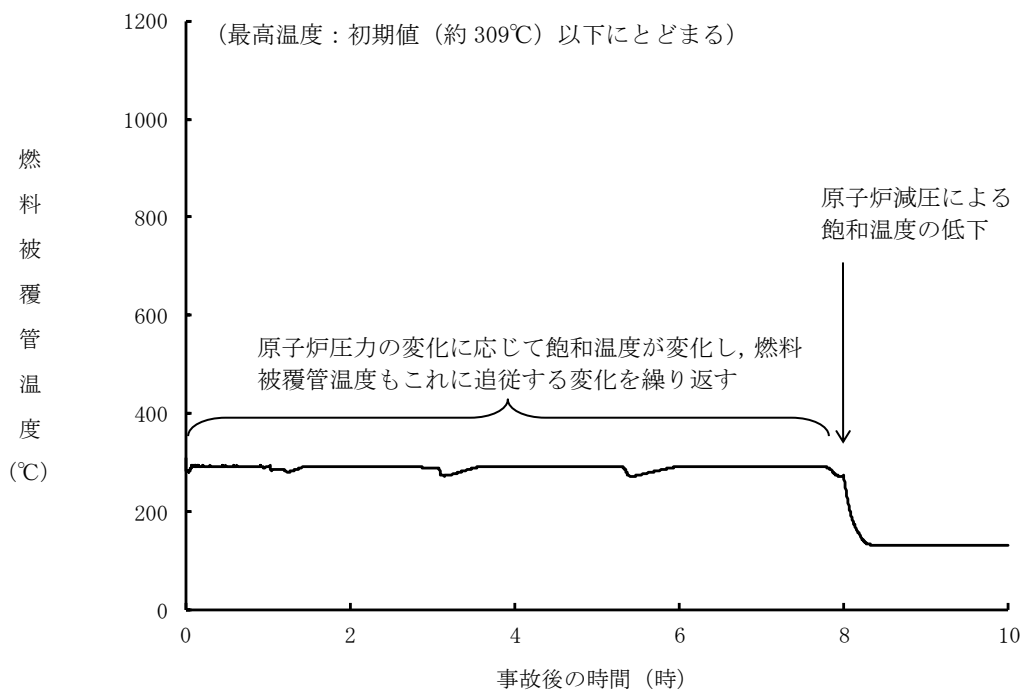
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



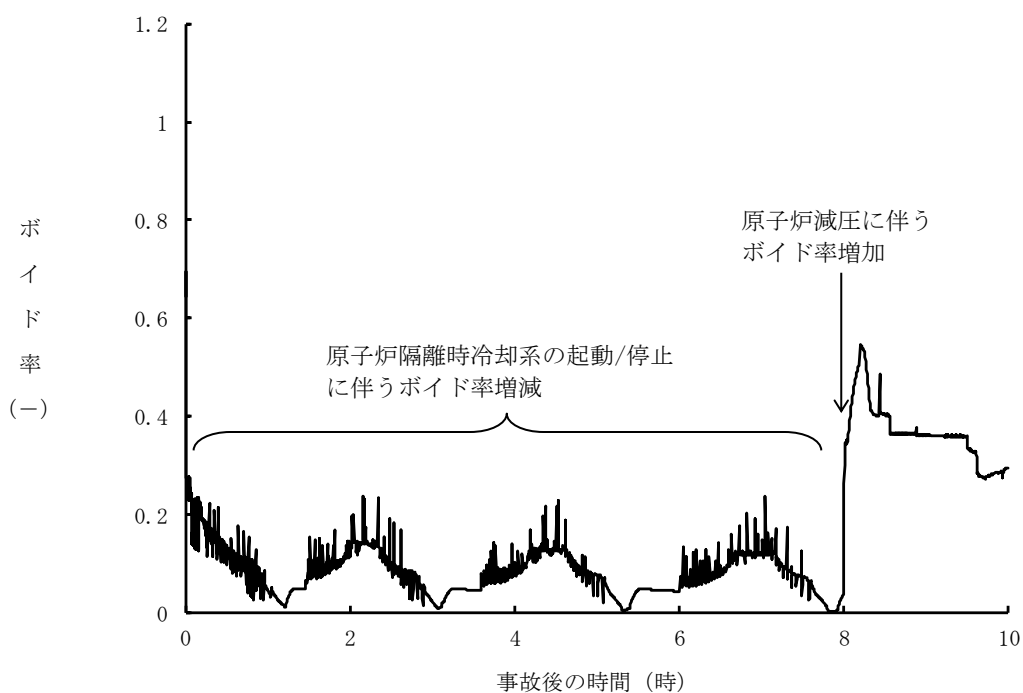
第 2. 3. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



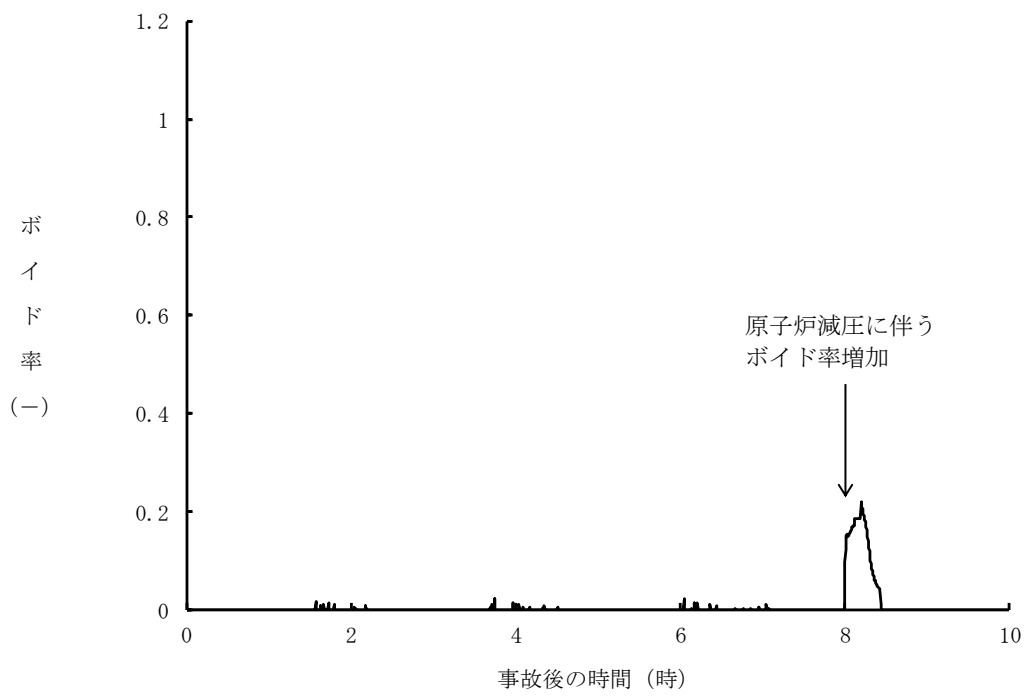
第 2. 3. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



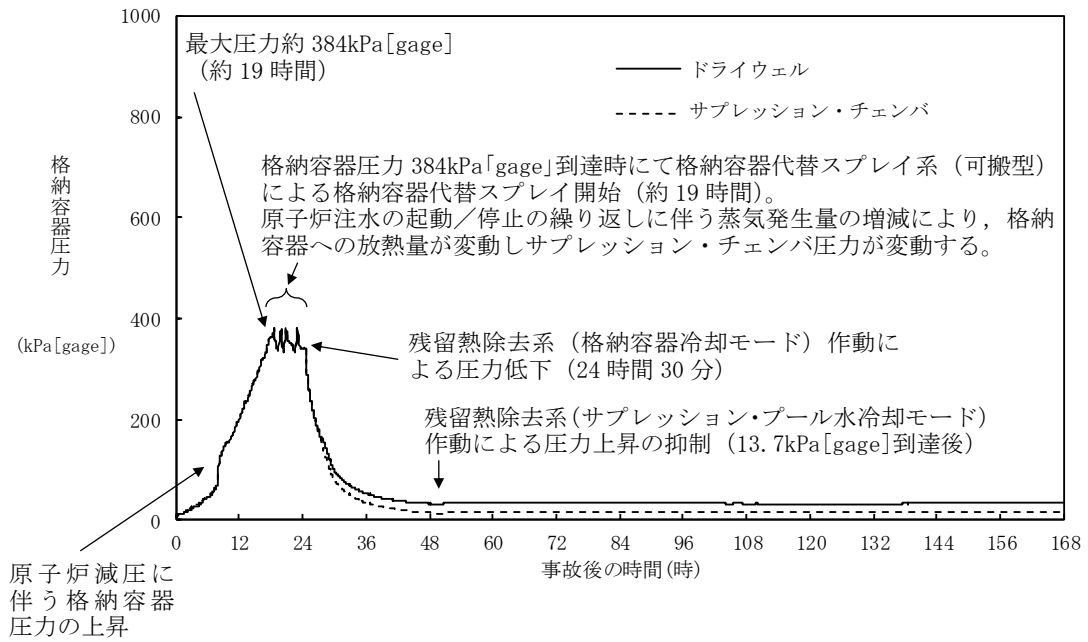
第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



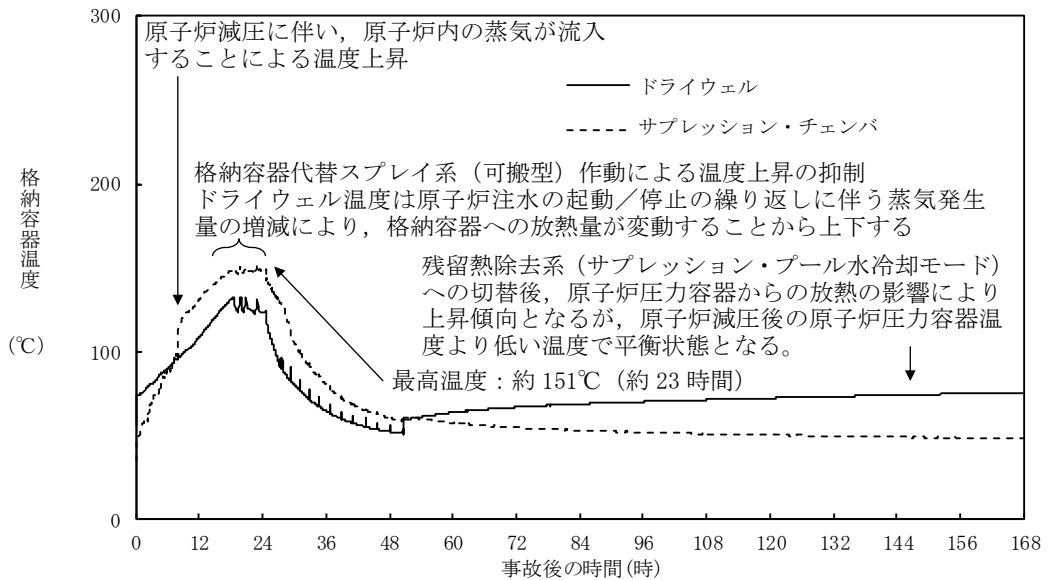
第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



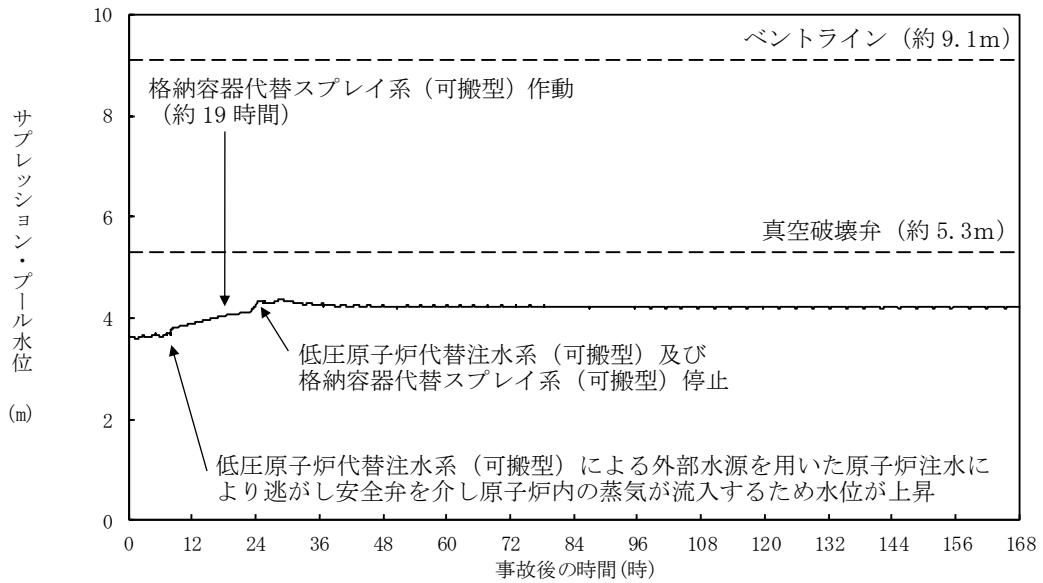
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



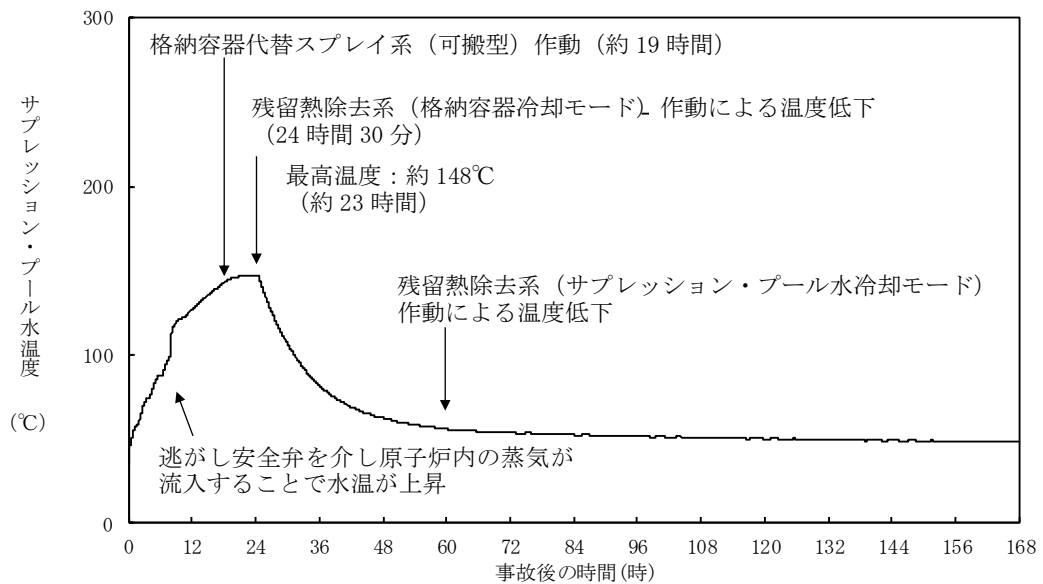
第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.1.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.3.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
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等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。	所内常設蓄電式直流電源設備	—
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）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。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
直流電源負荷切離し及び切替	直流電源の枯渇を防止するため，蓄電池の切替えを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う。また，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前には，逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手动開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また，大量送水車の燃料補給準備を実施する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■ 有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗」
の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度（SA）
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブプレッジョン・チェンバ</p>	<p>計装設備 ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サブプレッジョン・チェンバ圧力（SA） サブプレッジョン・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブプレッジョン・チェンバ</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗) (1/5)

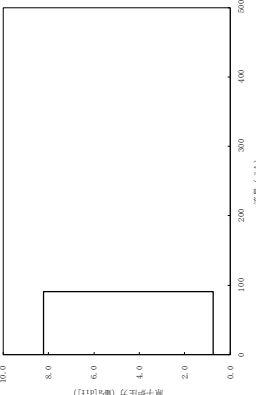
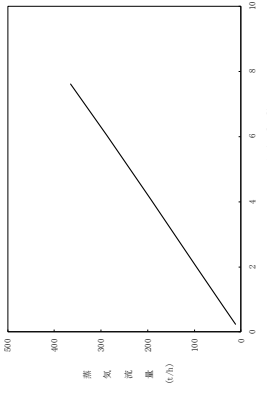
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器 下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
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
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライ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
格納容器空間容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値として設定

初期条件

第 2.3.1.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗) (2 / 5)

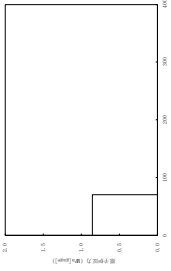
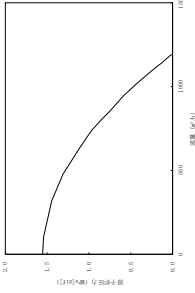
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
	サブプレッジョン・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
事故条件	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等の機能喪失を想定して設定
	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

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
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 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]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 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/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6個を開ることによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) 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 
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1, 218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温度52°C, 海水温度30°Cにおいて) 	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗) (5/5)

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	事象発生から 24 時間後	本事故シナシケンスの前提条件として設定
原子炉急速減圧	事象発生から 8 時間後	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に, 原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、直流230V蓄電池 1 系統、直流115V蓄電池 3 系統、直流±24V蓄電池 2 系統及び常設代替直流電源設備として、直流115V蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転に係る動力負荷は230V系直流盤（R C I C）に、制御負荷はB-115V系直流盤にそれぞれ接続されており、所内常設蓄電式直流電源設備である、230V系蓄電池（R C I C）及びB-115V系蓄電池より給電される。

全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉注水が行われる。

230V系蓄電池（R C I C）については、負荷制限及び電源切替なしで24時間電源供給が可能な設計としている。B-115V系蓄電池については、電源供給開始から8時間後に、負荷制限を実施して電源を所内常設蓄電式直流電源設備であるB1-115V系蓄電池（S A）に切替えて16時間稼働する。

また、高圧原子炉代替注水系の運転操作に係る負荷は、常設代替直流電源設備に接続されており、全交流動力電源喪失時においては、SA用115V系蓄電池からの電源供給により、高圧原子炉代替注水系が起動し、24時間にわたり原子炉への注水が行われる。

上記運転方法に必要な負荷容量が230V系蓄電池（R C I C）で約1,429Ah^{※1}、B-115V系蓄電池で約2,956Ah^{※1}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,462Ah^{※1}、SA用115V系蓄電池で約1,486Ah^{※2}であることに対し、230V系蓄電池（R C I C）で約1,500Ah^{※3}、B-115V系蓄電池で約3,000Ah^{※3}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,500Ah^{※3}、SA用115V系蓄電池で1,500Ah^{※3}であることから、電源供給開始から24時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

※1 全交流動力電源喪失（長期T B）においては事象発生約8時間後、全交流動力電源喪失（T B P）においては事象発生約2時間20分後に、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、原子炉隔離時冷却系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※2 全交流動力電源喪失（T B U / T B D）においては事象発生約8.3時間後、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、高圧原子炉代替注水系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、高圧原子炉代替注水系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※3 蓄電池については、使用開始から寿命までの間、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率0.8を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることで、余裕を持った容量を設定している。

(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様

名称：230V系蓄電池 (R C I C)

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下1階中階 (EL. 12.3m)

名称：B-115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約3,000Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下1階中階 (EL. 12.3m)

名称：B1-115V系蓄電池 (S A)

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下1階中階 (EL. 12.3m)

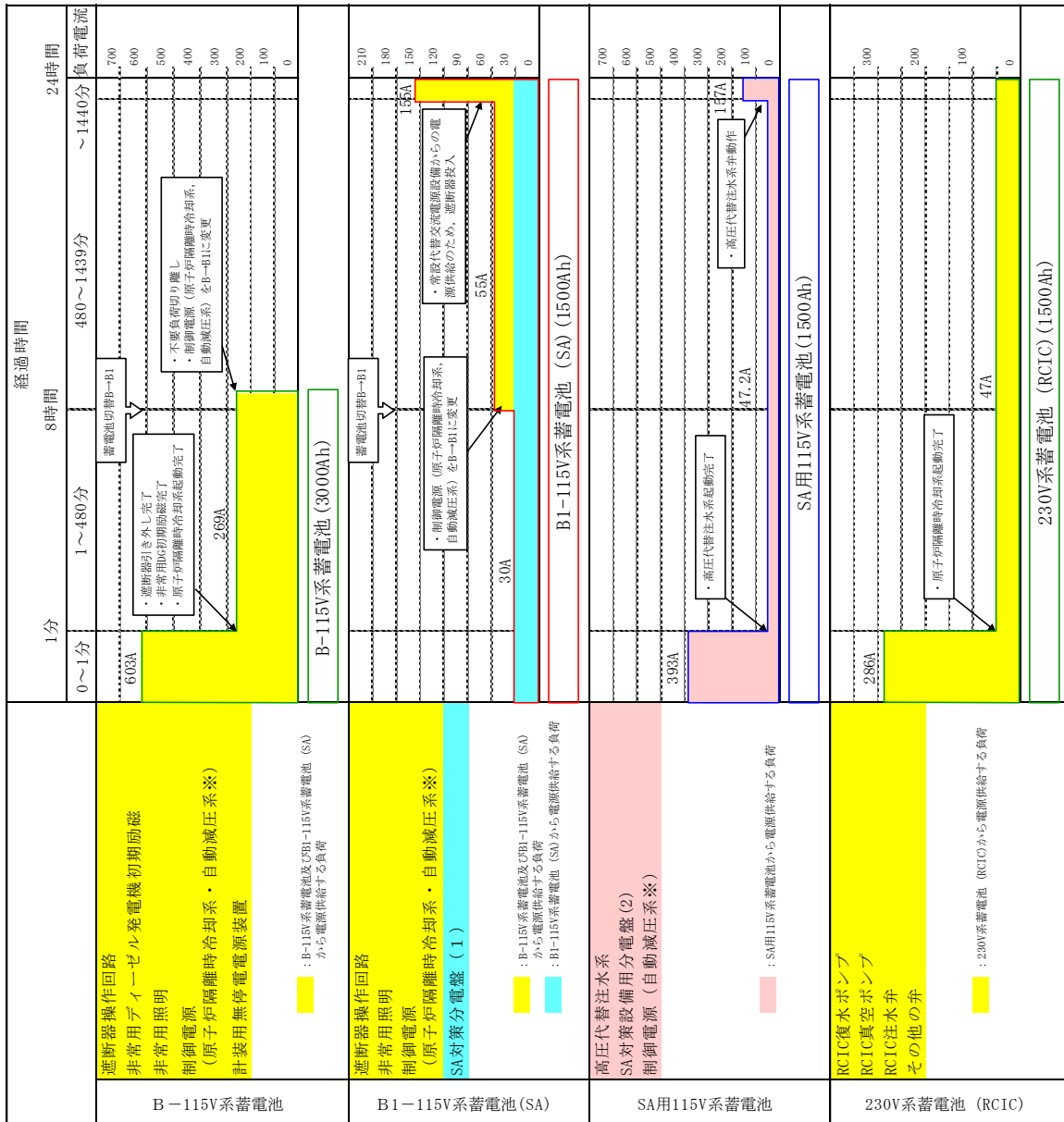
(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：SA用115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

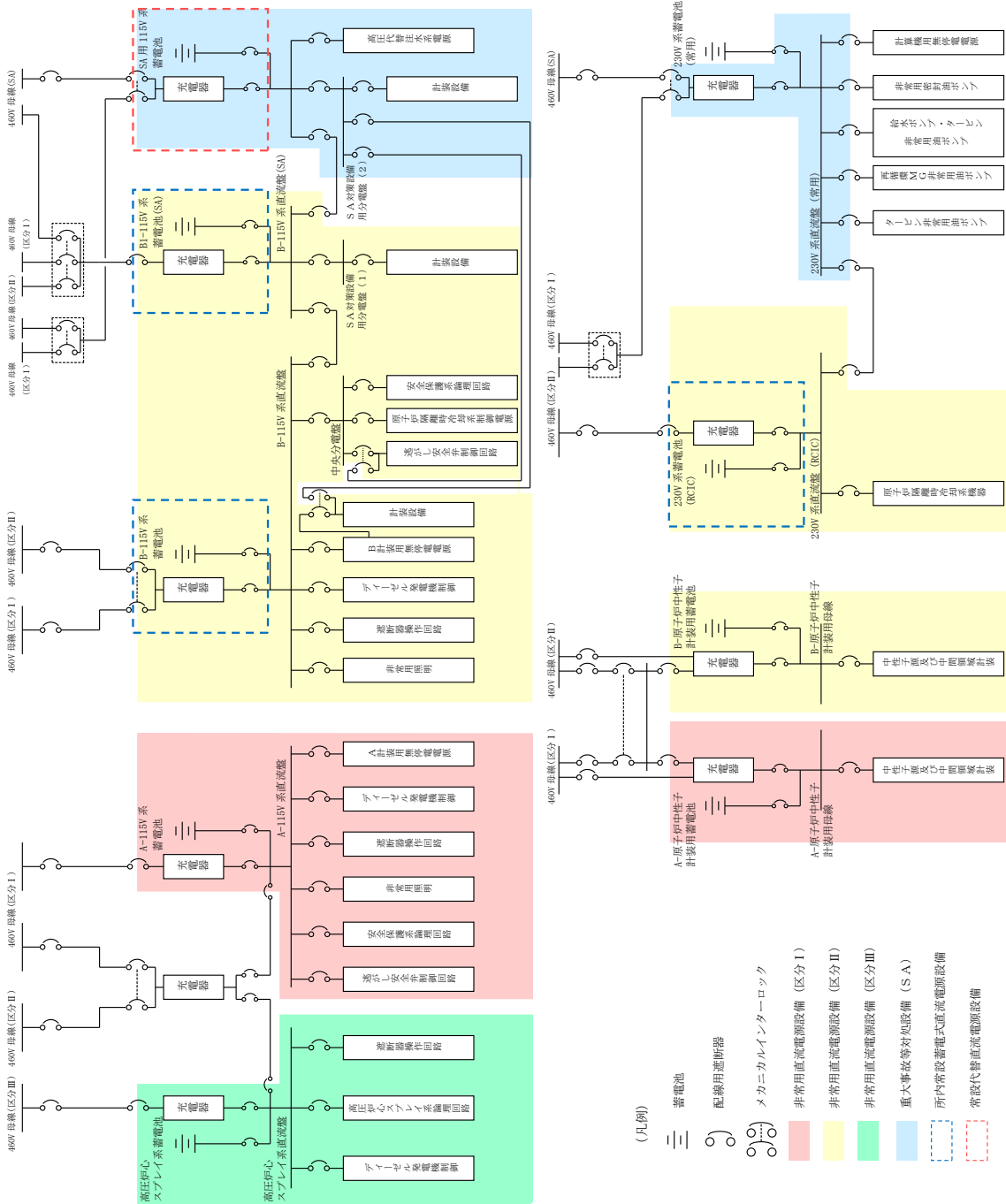
容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物1階 (EL. 15.3m)



※B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池 (SA), SA用115V系蓄電池の制御電源 (自動減圧系) は同じ負荷を示す。必要時に給電元を切り替えて使用し, 各蓄電池の必要容量には制御電源 (自動減圧系) を含んでいる。

第1図 B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池 (SA), SA用115V系蓄電池, 230V蓄電池 (RCIC) 負荷曲線



第2図 直流電源単線結線図

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗時において、交流電源が喪失している8時間、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCICの起動から8時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。図1にRCICの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇、中央制御室及びRCICポンプ室温の温度上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はRCICの8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待し、水温の測定計器の誤差（±2.0℃）を考慮しても水温が100℃到達まで運転する手順は妥当と考える。

表1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DGG失敗）+HPCCS失敗時におけるRCCICの継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	概要	評価結果
サブレーション・プール水温上昇	<p>RCCICの第一水源は復水貯蔵タンクであるが、水源がサブレーション・プールの場合、サブレーション・プールの水温上昇により、RCCICポンプのキヤピテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、RCCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により、復水器が機能停止に至り、RCCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により、制御油の温度が上昇し、粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって、RCCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブレーション・プール水温の上昇により、軸受が機能喪失し、RCCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p>	<p>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DGG失敗）+HPCCS失敗時のサブレーション・プール水温を評価した結果、事象発生から8時間後の水温は約100℃となる。（図3）</p> <p>水温の上昇に伴い、有効NPSHは約8.7mとなるが、ポンプの必要NPSH [] m に対して十分余裕があるため、キヤピテーションは発生しない。また、水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は、最大でも約110℃までであり、この温度では軸受の油膜形成に影響はなく、油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない。</p> <p>したがって、サブレーション・プール水温上昇によってRCCICの8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>タービングラウンド部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが、制御系は原子炉隔離時冷却ポンプとは別区画に設置している。</p> <p>したがって、サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に際が生じる可能性はあるが、差はごくわずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから、ガバナ機能は維持される。したがって、サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>ポンプ軸受およびタービン軸受の許容温度はそれぞれ約 []℃及び約 []℃であり、許容温度に至るサブレーション・プール水温はそれぞれ約110℃及び約124℃である。</p>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時におけるRCICの継続運転への影響評価（2/2）

評価項目	概要	評価結果
サブプレッジョン・チェンバ圧力上昇	RCICタービン保護のため、サブプレッジョン・チェンバ圧力0.177MPa[gage]にて、RCICタービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時のサブプレッジョン・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から8時間後の圧力は約0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。（図4）したがって、サブプレッジョン・チェンバ圧力上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
RCICポンプ室温度上昇	RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から8時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室温度が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時のRCICポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり、RCICの設計上想定している66℃を下回る。したがって、RCICポンプ室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から24時間後の室温は約35℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。

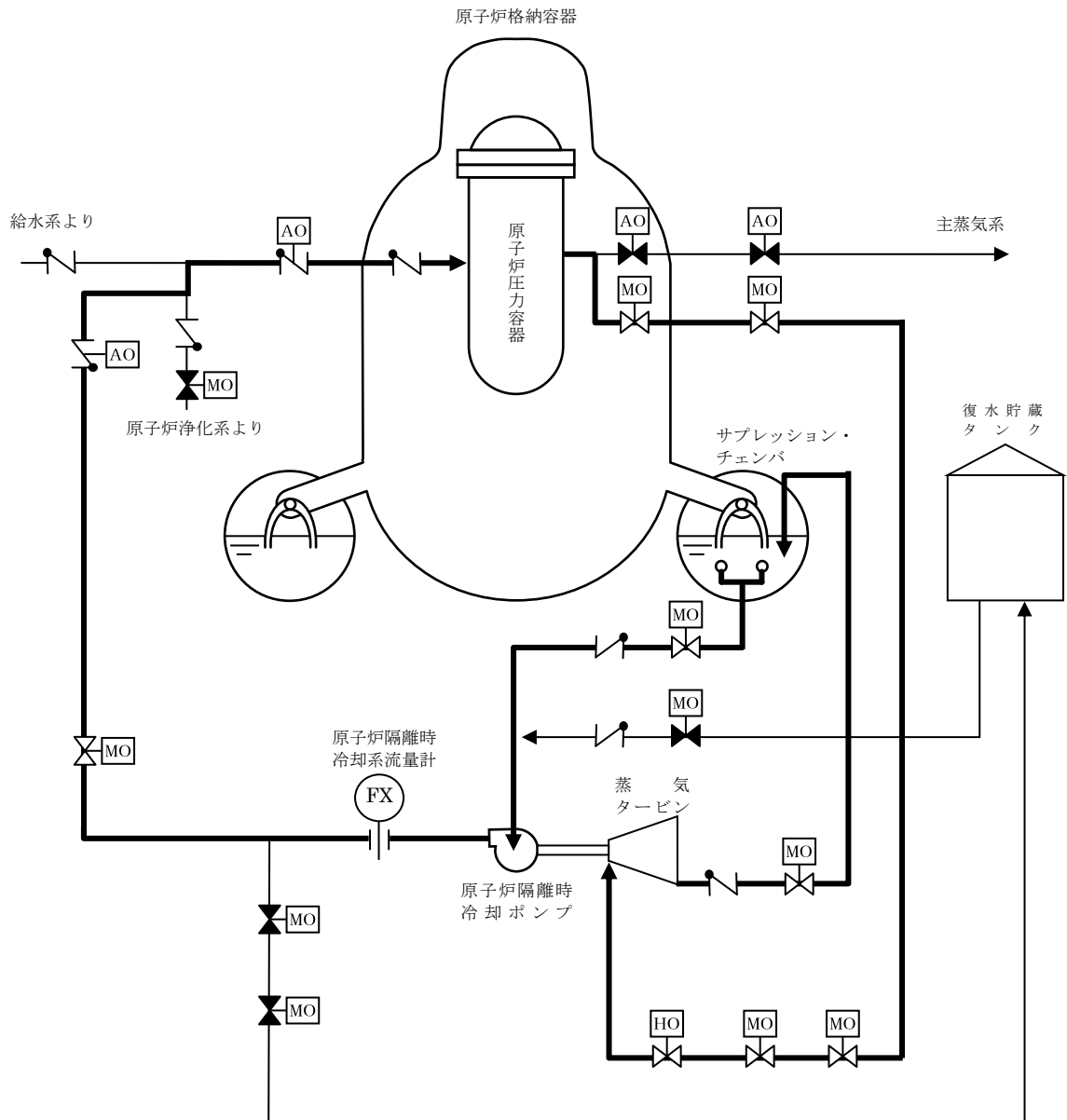


図1 RCIC系統概要図 (サブプレッション・チェンバを水源とした場合)

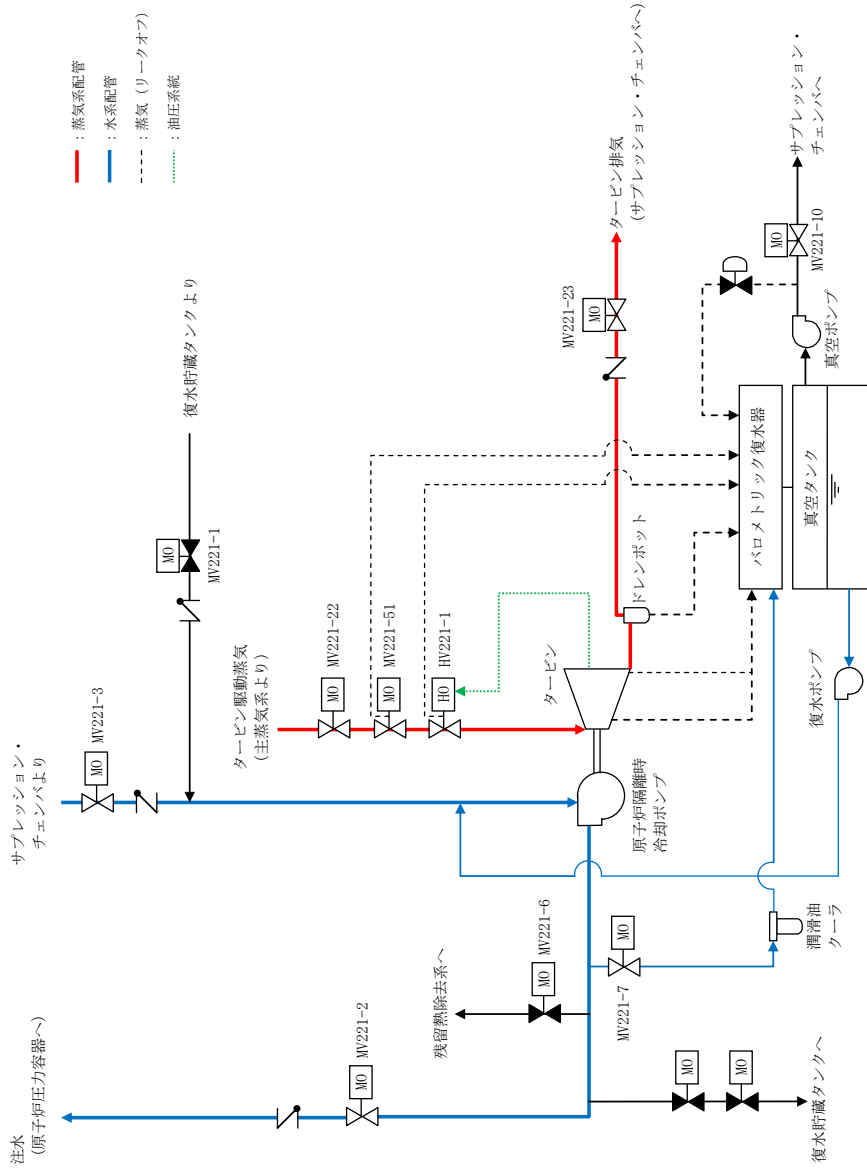


図2 RCIポンプ周り系統図

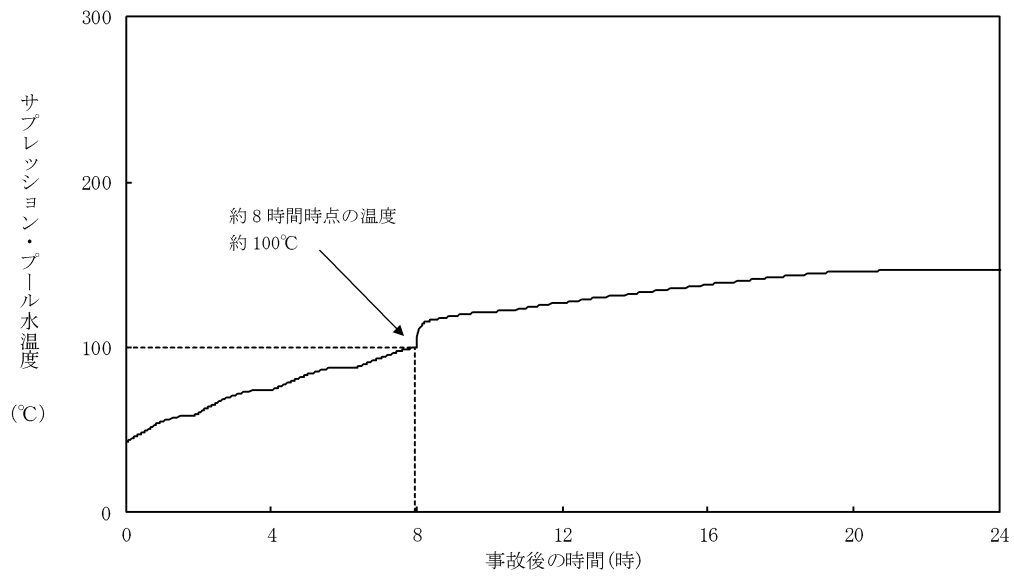


図3 サプレッション・プール水温度の推移

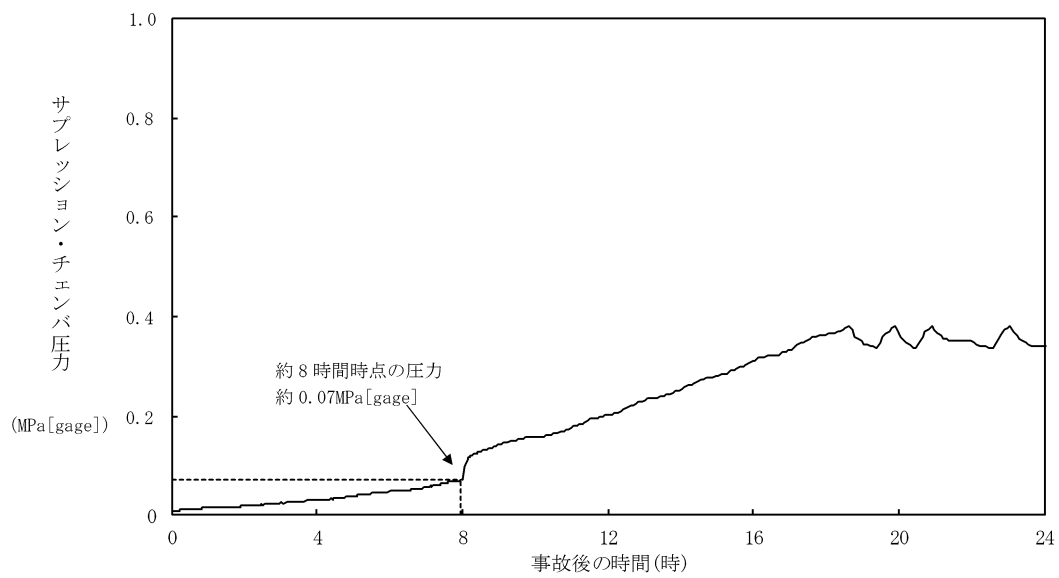


図4 サプレッション・チェンバ圧力の推移

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+HPCS失敗時におけるRCICポンプ室
及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

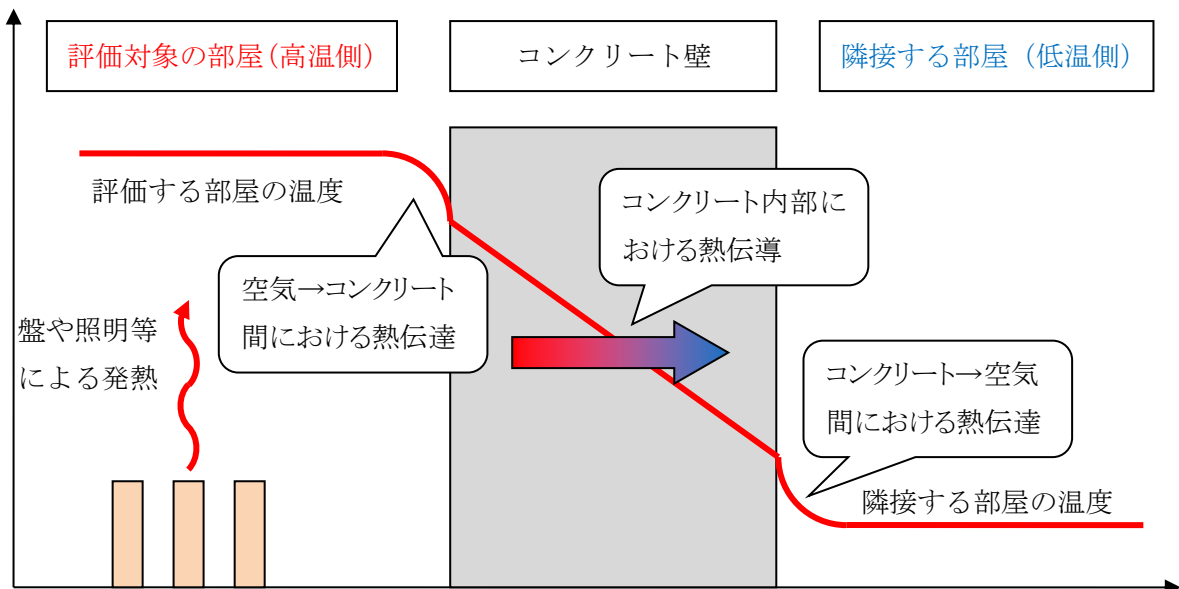


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

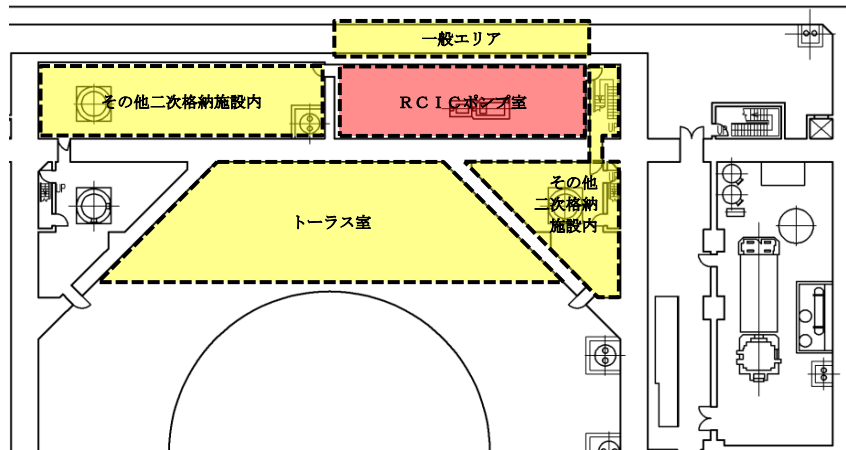
a. 評価対象とする部屋の条件：表 1 参照

b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

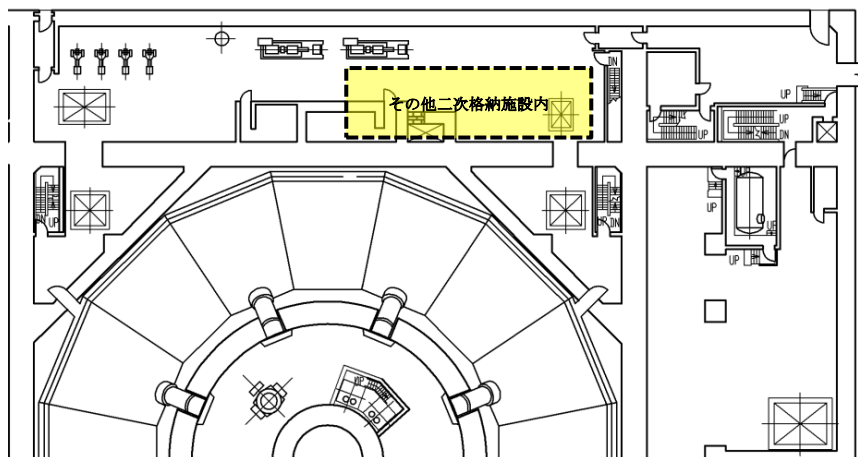
- ・一般エリア : 40℃
- ・屋外 : 32℃ (夏季設計外気温)
- ・トールス室 : 75℃ (有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)
- ・その他二次格納施設内 : 66℃
- ・地中 : 18℃

図 2 及び図 3 に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下 2 階※1



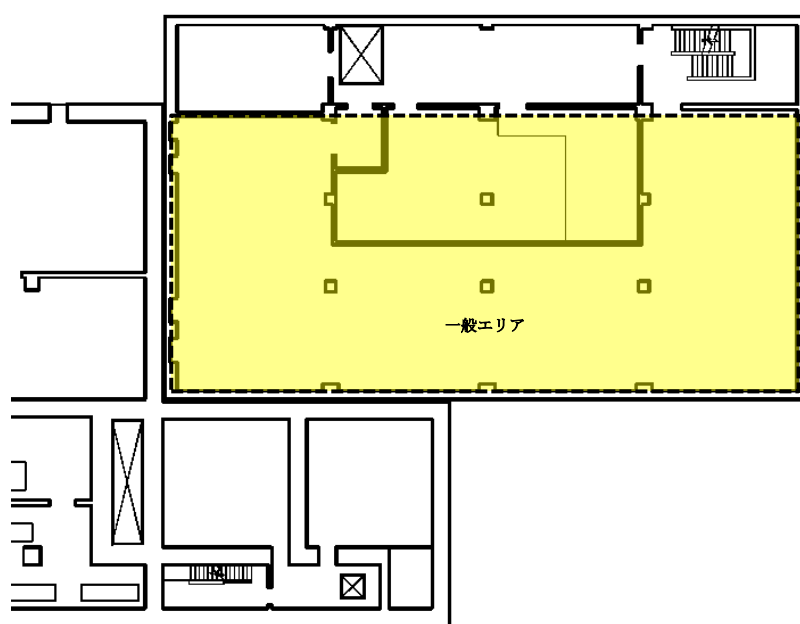
原子炉建物地下 1 階

※1 地下 2 階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図 2 RCICポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



制御室建物 4 階※1



制御室建物 3 階

※1 制御室建物 4 階より上は、躯体コンクリートを介して「屋外」である。

図3 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²・°C
- ・天井面 : W/m²・°C
- ・床面 : W/m²・°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m・°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	中央制御室	R C I C ポンプ室
発熱負荷[W] ^{※1, 2}		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

※1 中央制御室の熱負荷は設計値に余裕を考慮した値とする。

なお、今後の詳細設計により、発熱負荷が変化する場合がありますが、評価で設定した発熱負荷を超過した場合においても設計値である40°Cを超過しないように設計されるため、R C I C の8時間継続運転に悪影響を及ぼすことはない。

※2 中央制御室の熱負荷は直流電源の負荷制限を考慮する。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+H P C S 失敗時において、事象発生後8時間のR C I C ポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度^{*}を超過しないため、R C I C 運転継続に与える影響はない。

※R C I C ポンプ室（R C I C ポンプ、弁、タービン、計装品等）

: 66°C（初期6時間まで100°C、それ以降は66°Cの設計）

中央制御室（制御盤等）: 40°C

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

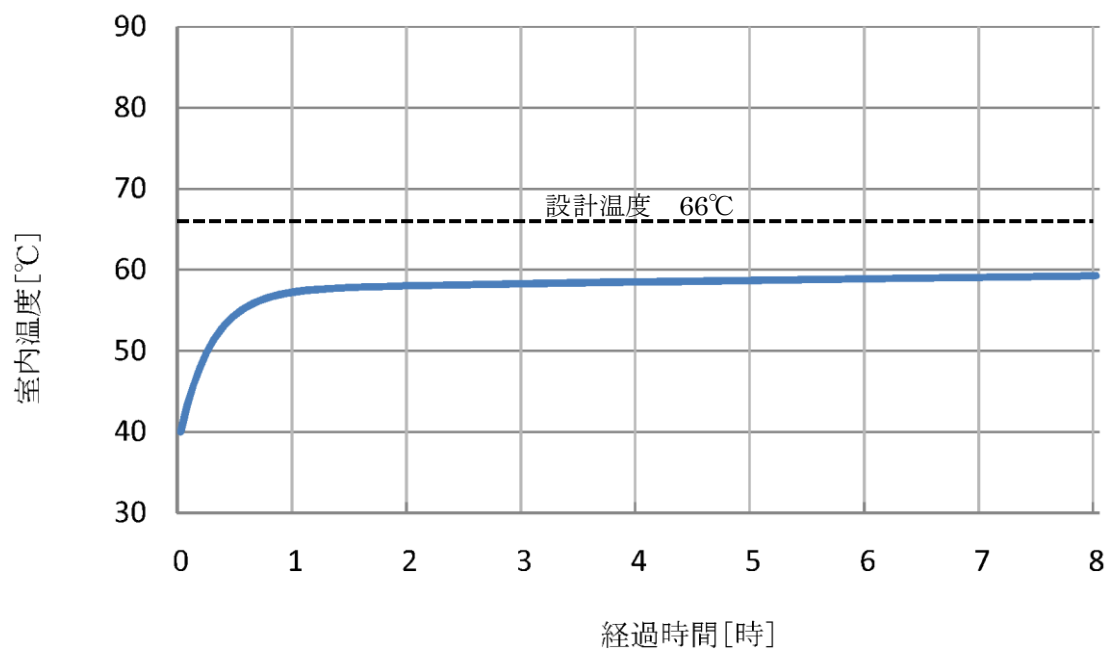


図4 R C I Cポンプ室温の推移図

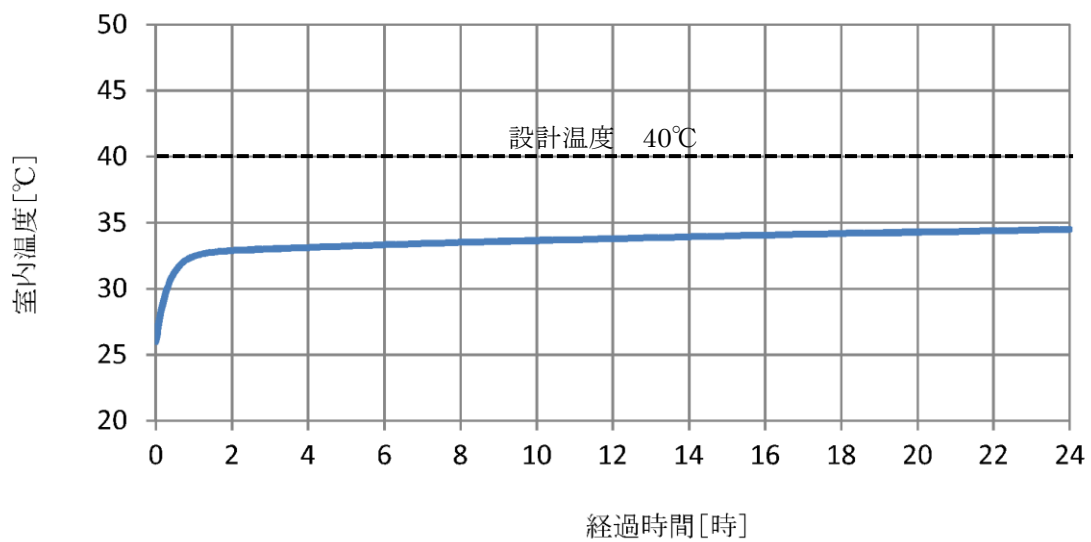


図5 中央制御室室温の推移図

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

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サブレーション・プール水面下に導かれ凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 12 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打勝って自動開放されることにより、通常運転時及び原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS 機能」という）は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低及び格納容器圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期の注水を促す。12 個の逃がし安全弁のうち、6 個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、除熱機能を有する復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの

遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し，原子炉圧力を制御することができる。12個の逃がし安全弁は，すべてこの機能を有している。

表1に逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表1 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力
(逃がし弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
7.58	2	367	A, J
7.65	3	370	C, F, L
7.72	3	373	D , H, M
7.79	4	377	B , E , G , K

(安全弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
8.14	2	407	A, J
8.21	3	410	C, F, L
8.28	3	413	D , H, M
8.35	4	417	B , E , G , K

※囲み文字は，ADS機能付きの逃がし安全弁を示す。

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「ADS機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素ガスを消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能無し）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表2. 逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量
(外部からの窒素供給なしの場合)

	動作回数	使用するアキュムレータ
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (事故時ピーク圧力(<input type="text"/> kPa[gage])) 又は <input type="text"/> 回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	ADS機能用アキュムレータ (170L)
	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)
逃がし安全弁 (ADS機能無し)	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、窒素ガス制御系からの供給ラインと窒素ガスボンベからの供給ラインから構成されている。窒素ガス制御系からの供給ラインは、フィルタ、減圧弁等により構成される。窒素ガスボンベからの供給ラインは、独立したA系、B系の2系列から成る窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成される。

通常時は、窒素ガス制御系からの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給されている。窒素ガス制御系が機能喪失した場合は、圧力低下の信号により窒素ガスボンベからの供給ラインからADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給を行う。さらに、ADS起動信号が作動した場合は、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータへ選択的に窒素ガス供給するために、逃がし弁機能用アキュムレータの窒素供給ラインは隔離される。一方、系統の過圧を防止するため、圧力高の信号により窒素ガスボンベからの窒素供給は隔離される。

また、格納容器圧力が上昇した場合の逃がし安全弁駆動部に作用する背圧を考慮し、炉心損傷後の格納容器圧力が2Pdになった場合においても、アクセス及び現場操作が可能な二次格納施設外に設置する減圧弁の調整を行うことにより、窒素ガスボンベから逃がし安全弁の動作に必要な圧力にて窒素ガスを供給する。図1に系統概要図を、図2に窒素ガス供給概要図を示す。

有効性評価のシナリオにおいては、ADS起動信号が作動することはないため、上述の通り、窒素ガス制御系が機能喪失した場合においても、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへの窒素供給を維持することが可能である。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

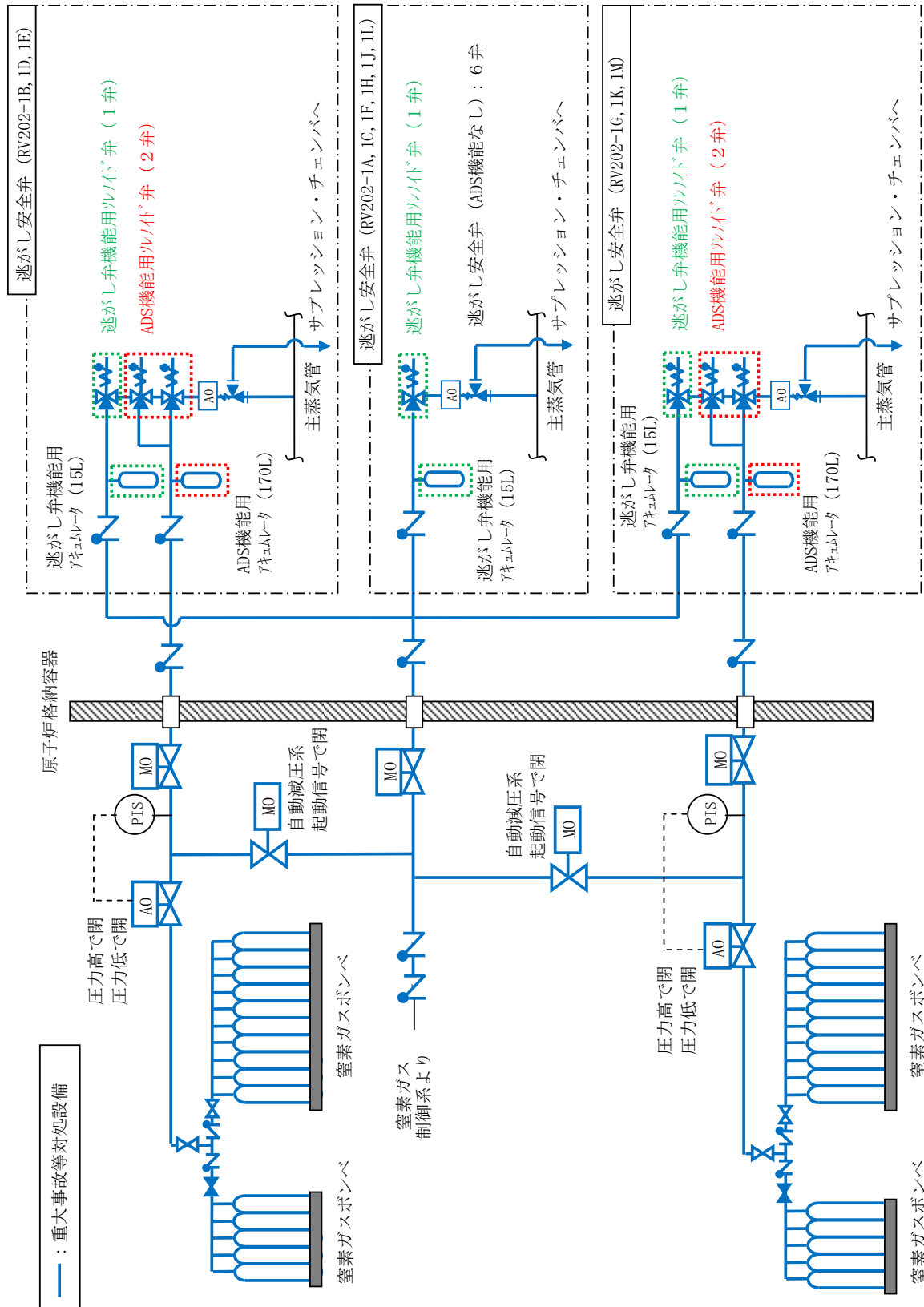
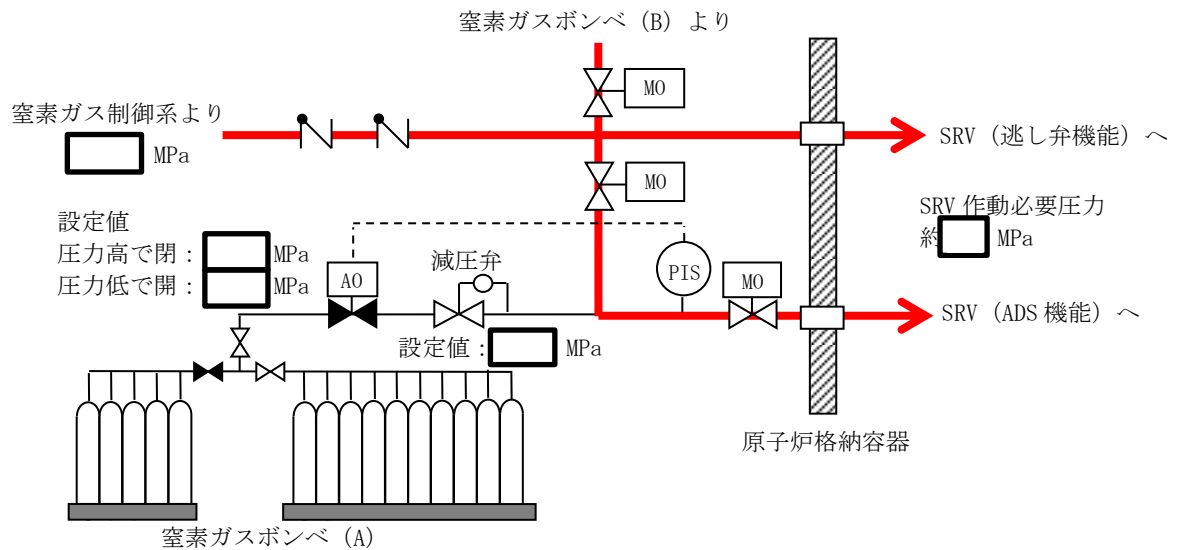
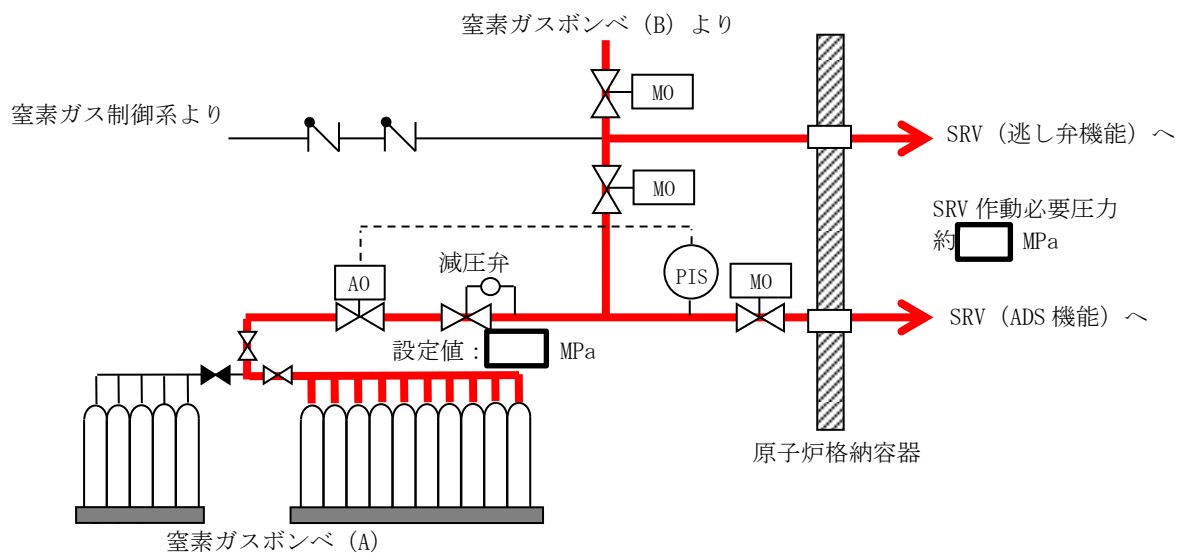


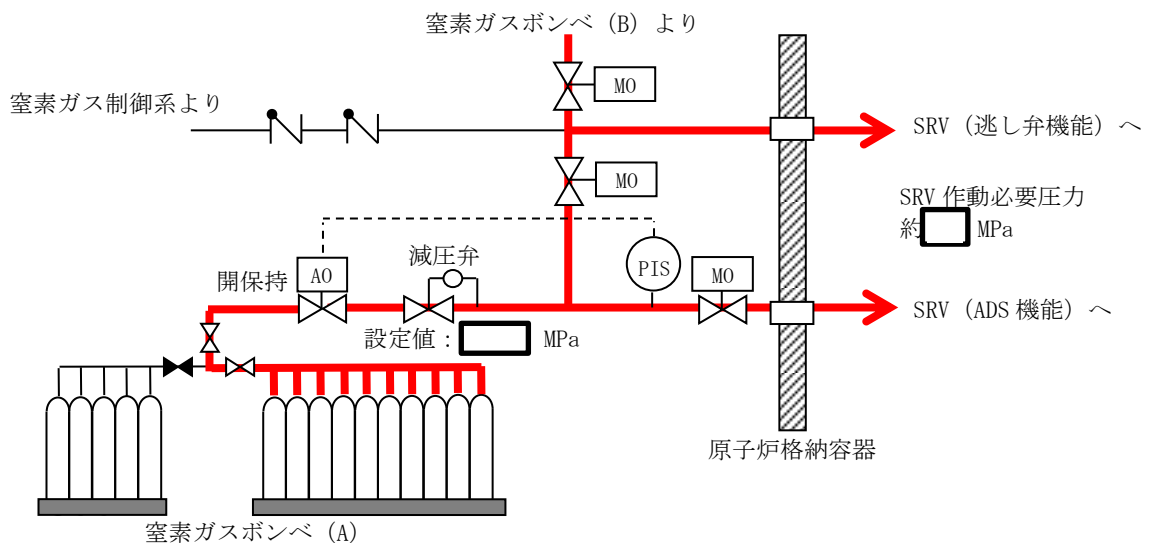
図 1 逃がし安全弁窒素ガス供給系 系統概要図



a. 通常時の窒素ガス制御系による窒素ガス供給



b. 系統圧力低下時またはSA時（炉心損傷前）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給



c. SA時（炉心損傷後）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給

図2 逃がし安全弁への窒素ガス供給概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 窒素ガスポンベの数量について

窒素ガスポンベは、窒素ガス制御系が機能喪失したことを想定して、重大事故等の対処に必要な窒素ガス量を確保する設計とする。必要となる窒素ガス量を検討する上で、原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の作動による圧力制御及び、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持を考慮する。原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の圧力制御時間が最も長い全交流動力電源喪失シナリオを選定し、事故発生から原子炉隔離時冷却ポンプ又は高压原子炉代替注水ポンプが約8時間運転している間に逃がし弁機能による動作に必要な窒素ガス量を考慮する。

一方、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持については、開保持する逃がし安全弁の弁数は、解析上は原子炉急速減圧後の原子炉低压注水の開始時間が遅めとなるよう2個を設定しているが、手順上の弁数である6個を考慮することとし、7日間開保持させるために必要な窒素ガス量を考慮する。

なお、手順に従い、原子炉高压注水を想定より長い期間実施する場合を考慮して、窒素ガスを必要とする逃がし安全弁（逃がし機能）に加えて、窒素ガスを必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）をバックアップとする設計とするとともに、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持に必要な窒素を確保することを目的として、主蒸気逃がし安全弁6個により7日間減圧維持可能な容量以上である5本以上を手動弁により隔離した状態で保管し、必要により当該手動弁を開する設計とする。

以下に、必要な窒素ガス量およびポンベ本数の根拠を示す。

【窒素ガス消費量】

a. 逃がし弁機能を動作するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q1 &= Q [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times A [\text{回}] \\ &= \text{} [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times \text{} [\text{回}] \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q2 &= \lambda [\text{L}/\text{min}/\text{個}] \times D [\text{day}] \times 24 [\text{hr}] \times 60 [\text{min}] \times N [\text{個}] \\ &= \text{} \times 7 \times 24 \times 60 \times 6 \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

ここで、各設計値は下記のとおりとなる。

Q : 1回あたりの標準状態における窒素ガス消費量 = [m³[normal]/回]

A : 全交流動力電源喪失シナリオにおける最も作動回数の多い
SRV 作動回数 = [回]

λ : 逃がし安全弁1個あたりの系統漏えい量 = [L/min/個]

D : 開保持期間（7日間） = 7 [day]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

【窒素ガスボンベによる供給量】

m1：逃がし弁機能を動作するためのボンベ本数

m2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのボンベ本数

Q1：逃がし弁機能を動作するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

Q2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

P1：窒素ガスボンベ初期圧力：14.7 [MPa]

P2：窒素ガスボンベ必要圧力：□ [MPa]

Pa：大気圧：0.101325[MPa]

V：ボンベ容量：46.7[L/本]

a. 逃がし弁機能を動作するためのボンベ本数

$$\begin{aligned} m1 &= Q1 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのボンベ本数

$$\begin{aligned} m2 &= Q2 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

c. 必要ボンベの本数

$$m1 + m2 = \square + \square = \square \div 15 \text{ [本]}$$

以上より、必要ボンベ本数は15本（46.7 L/本）である。この15本に加えて、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを確保する。

本設備は、最大で5本同時に保守点検を実施する運用としたうえで、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップとして、5本以上を確保する。

以上から、合計で20本以上を確保することとし、余裕を見て30本保有する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクムレータに、逃がし安全弁窒素ガス供給系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の7.58MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。地震等により、常用系が使用不可の場合でも、逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし弁機能のアクムレータに窒素ガスを供給することが可能である。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力（7.58MPa[gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時操作要領書（徴候ベース）に定めるとおり、逃がし安全弁による圧力制御にあたっては、サブプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管の位置の弁を順次開放することとしている。

なお、逃がし安全弁のうち逃がし弁機能の最低設定圧力7.58MPa[gage]、安全弁機能の最低設定圧力8.14MPa[gage]を有する弁は2個あり、図3に示すように当該弁はサブプレッション・プールの対角位置に設置されていることから、逃がし弁機能または安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1カ所に偏らないよう考慮されている。

5. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・プールの温度成層化の影響

解析コード（MAAPコード）^[1]にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、逃がし安全弁での原子炉圧力を制御する場合のサブプレッション・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

解析コード資料で参照した福島第二4号炉の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図4と同様な位置関係であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サブプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧原子炉代替注水系を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッション・プール水温度の成層化が発生する可能性はあるが、逃がし安全弁の排気口はサブプレッション・チェンバの底部から約1.5m程度の下部に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

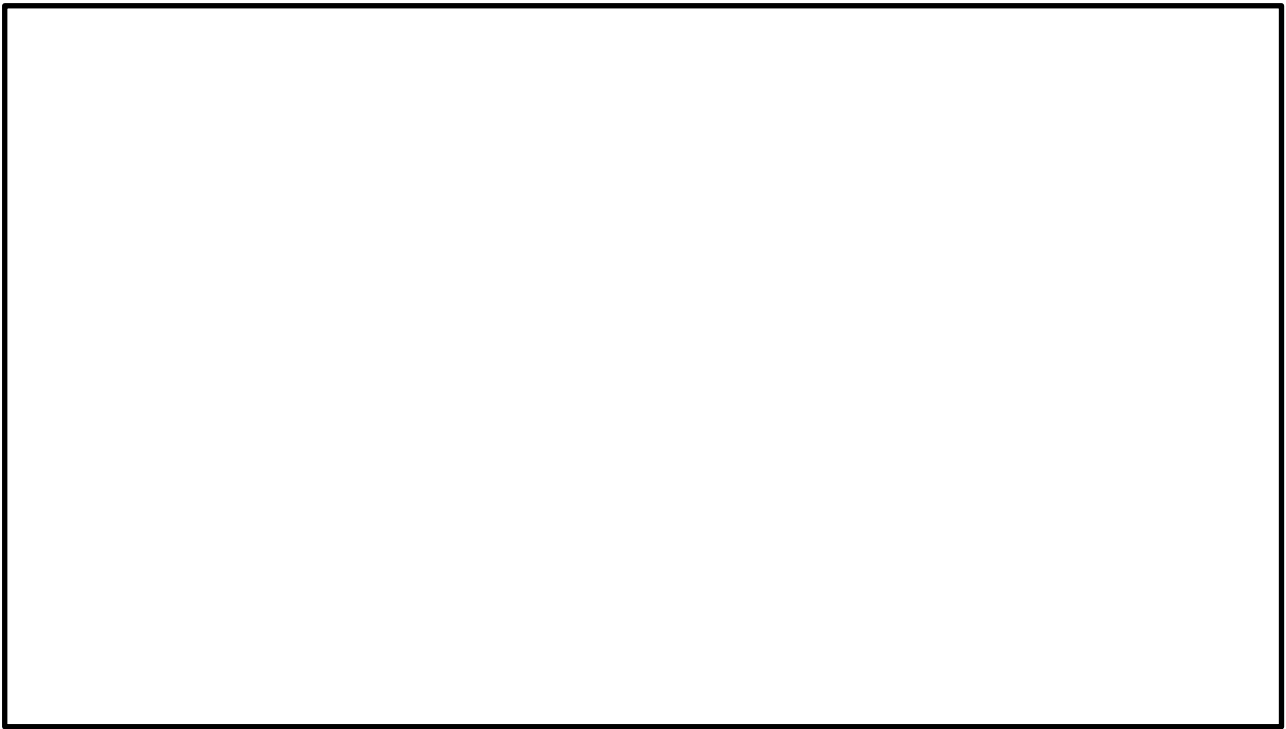


図3 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図

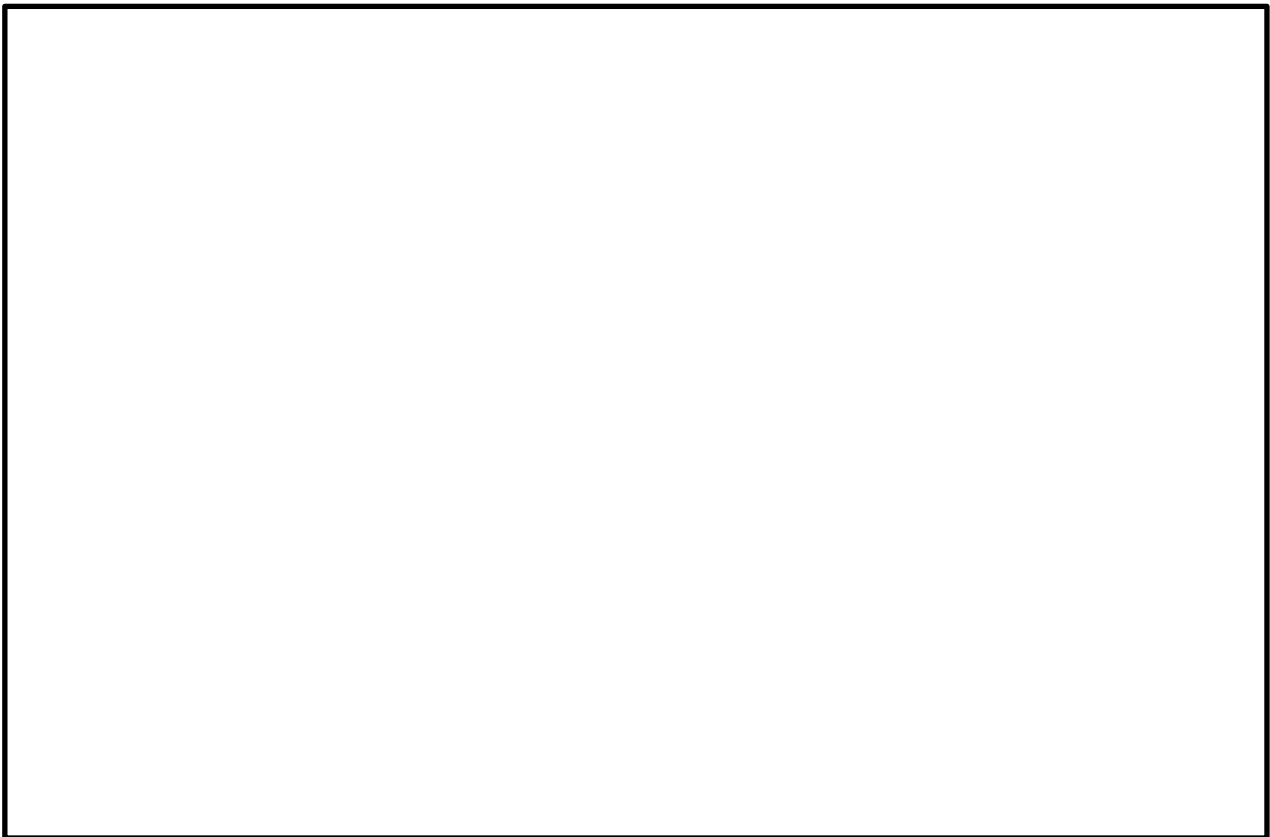


図4 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

参考文献

- [1] 「沸騰水型原子力発電所 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(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月

安定状態について

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗)

「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +HPCS失敗」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして，事象発生から8時間後に原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

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

※ 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度は僅かに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（80℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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となる影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗 (1/2)

【S A F E R】

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
崩壊熱	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪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。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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とも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料棒覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料棒覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒覆管酸化	ジュールニコウモ-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 B a k e r - J u s t 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒覆管温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性はあるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料棒覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心	燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベラストフイ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、燃料棒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ラストフイット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。既に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒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、格納容器フィルタメント系による格納容器除染操作の起点が、サブプレッション・ブール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料棒覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は概ね保守的となる。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒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、蒸気発生したためであり、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水タイミングに差異を生じうる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 + DG失敗) + HPCS失敗 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外水位）の低下拳動が早い場合であっても、これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下拳動が遅い場合には操作においては現実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。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることもなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水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。破断口及び逃がし安全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、平均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。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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き原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に對して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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と与える時間
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗)

【MAAP】		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と与える影響
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。	
	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	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ていることを確認した。格納容器温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の傾向が確認されたが、実験体系に起因す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。	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ていることを確認した。格納容器温度を十数°C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。	「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。	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	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、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た。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として、格納容器代替スプレイ系(可搬型)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、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、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た。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として、格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	気液界面の熱伝達	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。	
	サブレーション・ブール冷却	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評価項目となるパラメータを与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (1/4)

項目	解析条件		最確条件		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	事故条件及び機器条件	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW		2,435MW以下 (実績値)		定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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を与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、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を与える影響は、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	6.93MPa [gauge]		約 6.77~6.79MPa [gauge] (実績値)		定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるため、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与える得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から +83 cm)		通常運転水位 (気水分離器下端から約+85 cm) (実績値)		通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与える得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35.6 × 10 ⁴ t/h		定格流量の 85~104% (実測値)		定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現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。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A型)		装荷炉心毎		9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m		約 40.6kW/m 以下 (実績値)		通常運転時の熱制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水を維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t		ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約300Wd/t (実績値)		サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件	ドライ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	ドライ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		
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展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、現象進展に与える影響はない。
格納容器空間容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	3,43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	3.61m (通常運転水位)	真空破壊弁の設計値	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展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、現象進展に与える影響はない。
サブレーション・プール水位	約3.59m~約3.63m (実測値)			通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)		通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [gage]	約5 kPa [gage] ~ 約7 kPa [gage] (実測値)		通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、現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20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、現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20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (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は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が現象進展に与える影響は小さいことより、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)		屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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失敗) + HPCS失敗) (3/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件, 事象条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	7,000m ³	輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180m ³	発電所構内に貯蔵している発電容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	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等の機能喪失を想定して設定	—	—
	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。

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となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
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 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]において) にて注水	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]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とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	逃がし安全弁の設計値に基づき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とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	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。水位回復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。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h (0.14MPa[diff]において) にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa[diff]において) にて注水	格納容器温度及び圧力抑圧に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブレーション・プールの水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件とは同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG失敗) + HPCS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析上の操作開始時間	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
直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 全交流動力電源喪失から 8.5 時間経過するまでに実施する操作であり, 経過時間を認識しながら対応を実施するため, 認知遅れが操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) のために, 現場操作を行う運転員 (現場) を配置している。これらの現場運転員は, 操作時には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・操作所要時間】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり, 枯渇することはない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 逃がし安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は, 事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う。直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり, 操作所要時間が 10 分程度であることから, 十分な時間余裕がある。その後, 運転員 (現場) が現場にて直, 流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが, アクセスループト上にアクセスを阻害する設備はなく, また, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間 (移動時間を含む) は時間余裕を含め 30 分を設定している。よって, 操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 逃がし安全弁の電源切替操作, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員 (現場) に当該操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確かさ】 運転員 (現場) の現場での操作は, 操作の信頼性の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。	訓練実績等より, 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA)) は, 移動時間を含め約 25 分で操作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							

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 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	条件設定の考案方					
格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時		<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Gage]) に到達するのは事象発生から約 19 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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替システム (可搬型) による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、移動・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】 現場にて復旧班要員が格納容器代替システム (可搬型) による注水のためホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の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>	操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時において、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時間に与える影響はなし。	操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時において、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時間に与える影響はなし。	操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時において、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時間に与える影響はなし。	訓練実績等より、格納容器代替システム (可搬型) による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。

表 3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 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 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + HPCS 失敗) (4 / 4)	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	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	本事故シナジェンシスの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 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、約 48 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。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作 (格納容器冷却モード) による格納容器冷却操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	操作の不確かさ要因 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。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作含む) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却モードによる格納容器冷却操作は所要時間を 10 分想定しているところ、訓練実績では、約 7 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。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器冷却開始後に、原子炉水位が原子炉低水位 (レベル 3) に到達	格納容器冷却及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定	操作の不確かさ要因 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 (模擬操作含む) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器冷却モードから低圧注水モードへの切替えに約 3 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失敗）＋HPCS失敗）

○水源

輪谷貯水槽（西）※：約7,000m³

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生から8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生8時間後までは原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽（西）水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生19時間後から格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西）であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生24時間30分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約1,100m³が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(70\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h} \times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h} \times 7\text{h}) + 526\text{m}^3 \div 1,100\text{m}^3$$

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失敗)+HPCS失敗)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
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) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 363m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

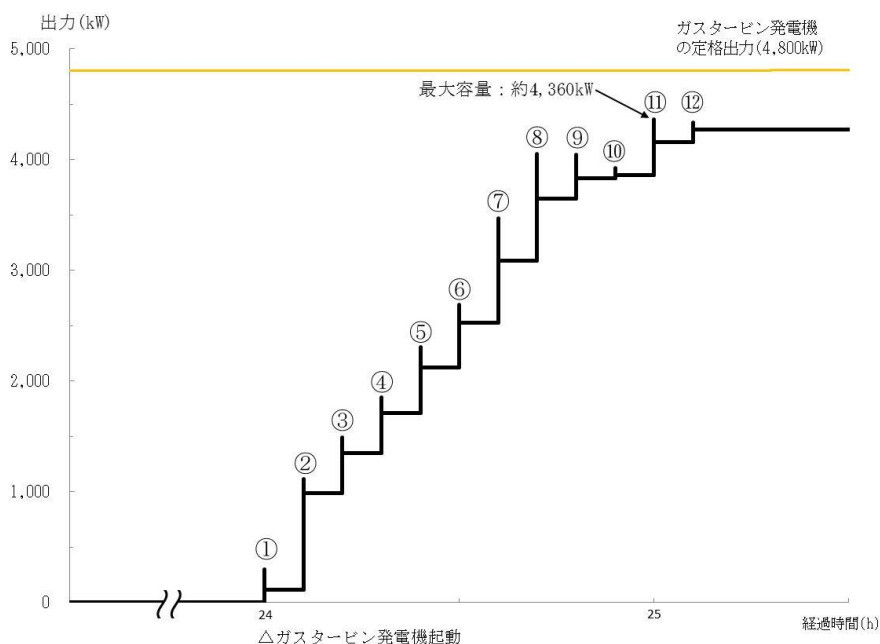
常設代替交流電源設備の負荷
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + H P C S 失敗)

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋高圧炉心冷却失敗

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋高圧炉心冷却失敗」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、「外部電源喪失＋交流電源（D G－A, B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位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、唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高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、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、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原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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＋D G失敗）＋高圧炉心冷却失敗」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、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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第2.3.2.1-1(1)図及び第2.3.2.1-1(2)図に、手順の概要を第2.3.2.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.2.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.2.1-3図に示す。

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等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）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。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量である。

b. 高圧原子炉代替注水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、中央制御室からの遠隔操作によって高圧原子炉代替注水系を手動起動し、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。

原子炉水位回復後は、運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から24時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。

高圧原子炉代替注水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（広帯域）及び高圧原子炉代替注水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3)c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

d. 直流電源切替

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

- g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。
- h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。
- i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
残留熱除去系（格納容器冷却モード）については、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。
- j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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等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、その上、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「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉压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）及び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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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第2.3.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス

特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、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等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、原子炉隔離時冷却系についても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。起回事象として、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、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン・トリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。

(b) 高圧原子炉代替注水系

運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である $93\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $8.21\text{MPa}[\text{dif}]$ において）～ $70\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ において）に対し、保守的に20%減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（6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8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ の流量にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水する。

(e) 格納容器代替スプレイ系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 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、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除

去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して10分間とする。
- (b) 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供給を開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サプレッション・プール水温度が 100°C に到達する事象発生から約8.3時間後に開始する。
- (d) 格納容器代替スプレイ系（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 384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）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量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2.2-1(1)図から第2.3.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、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を第2.3.2.2-1(7)図から第2.3.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2.2-1(10)図から第2.3.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（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（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）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の自動起動に失敗した後、高圧原子炉代替注水系を手動起動することにより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2台全てがトリップする。

（添付資料2.3.2.1）

事象発生から約8.3時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）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24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第2.3.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.74MPa[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8.04MPa[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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.3.2.2-1(2)図に示すとおり、高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉

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、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.3.2.2）

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

2.3.2.3 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。

「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能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、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧開始）格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料2.3.2.3）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30Gwd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水

位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系(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)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。

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

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系(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 2.3.2.3)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系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20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から約8.3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、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水のための準備操作時間は、解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、運転員等操作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が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点で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代替スプレイ系(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384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力384kPa [gage])に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系(可搬型)の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじ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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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が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。

(添付資料 2.3.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系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よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)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同等であり、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替が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代替スプレイ系(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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.2.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

第 2.3.2.2-(14) 図から第 2.3.2.2-(16) 図に示すとおり、操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から 60 分後(操作開始時間の 40 分程度の時間遅れ)までに高圧原子炉代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 859℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)については、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水手段切替のための逃がし安全弁手動開操作までは約 8.3 時間の操作時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(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 19 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.2.3, 2.3.2.4)

(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。このほか、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。

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31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」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同じであり、必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

「2.3.1.4(2) b. 燃料」と同じであり、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ、常設代替交流電源設備による電源供給及び緊急時対策所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。

c. 電源

「2.3.1.4(2) c. 電源」と同じであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9)

2.3.2.5 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失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（D G－A，B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

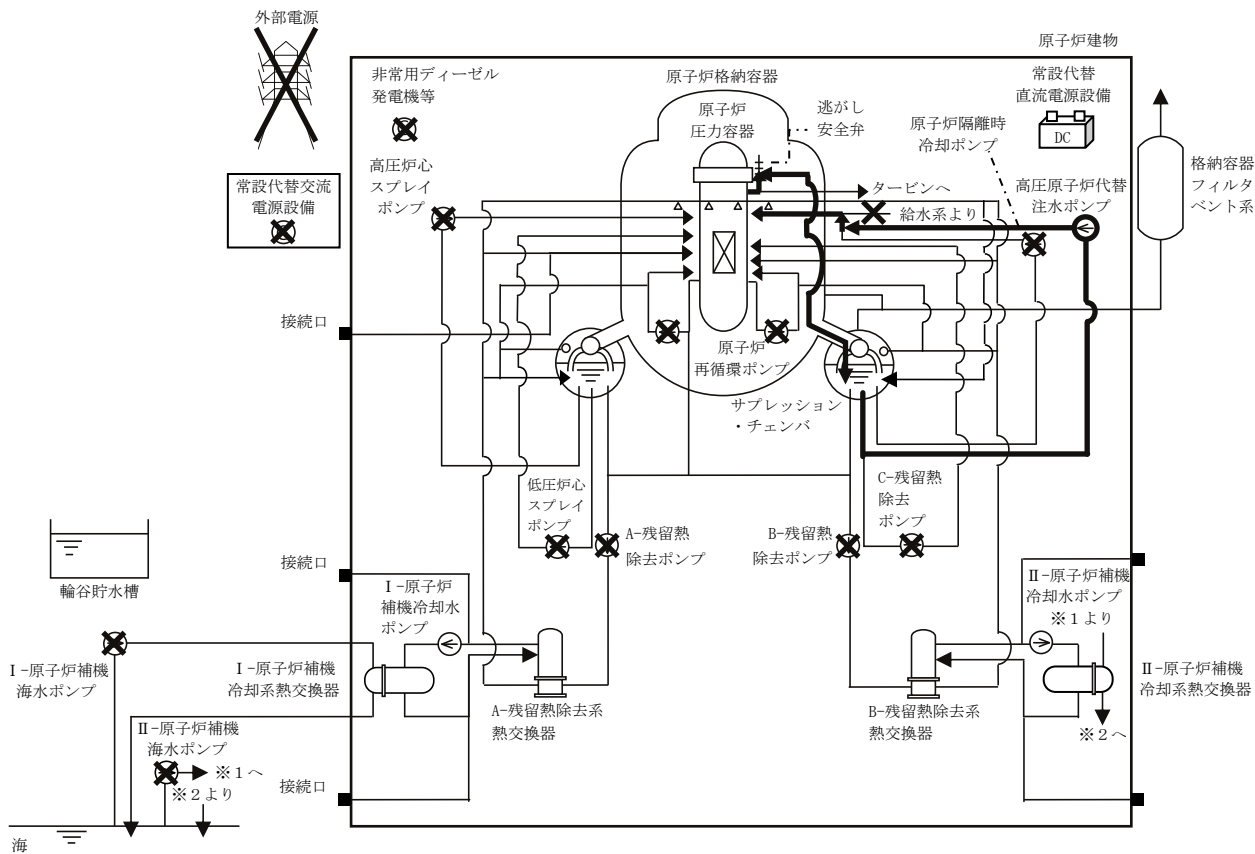
上記の場合においても，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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，安定状態を維持できる。

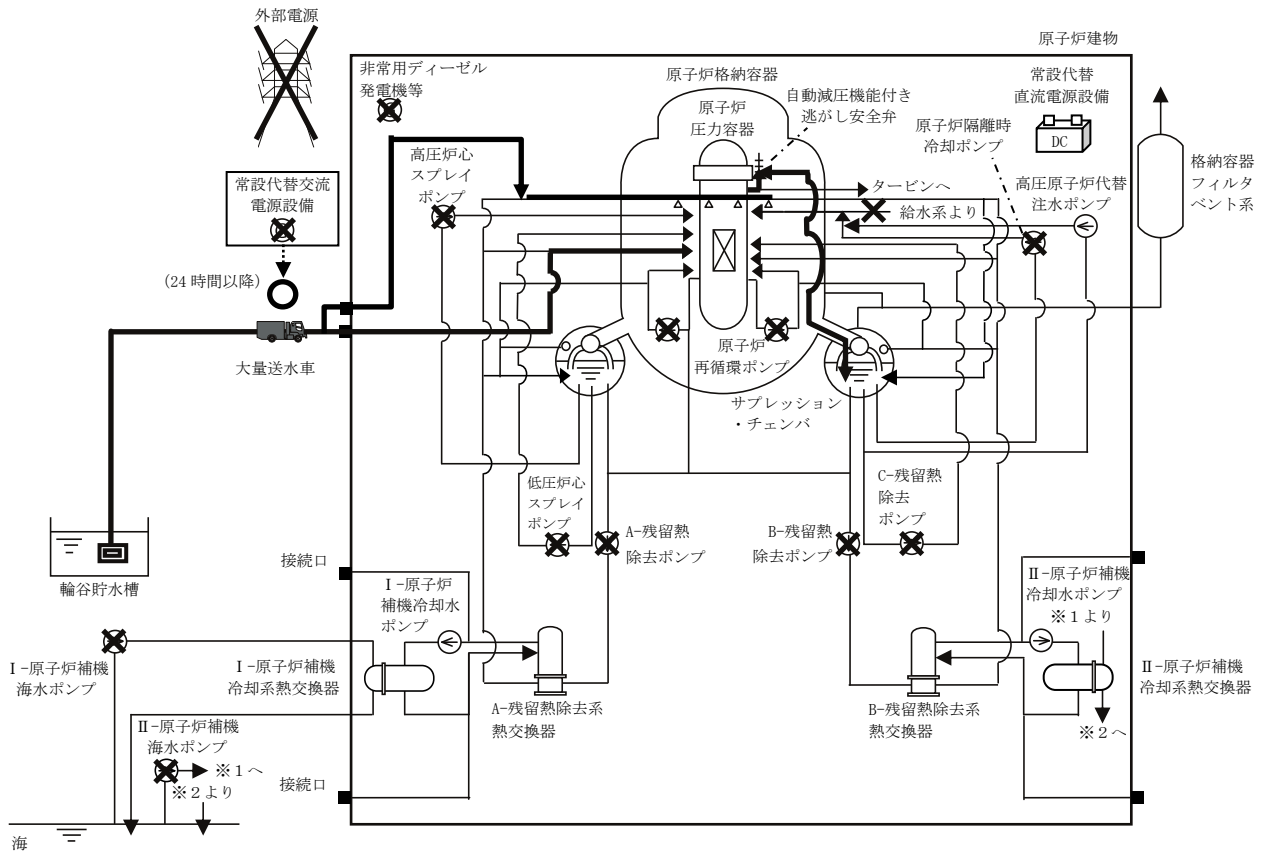
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，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。

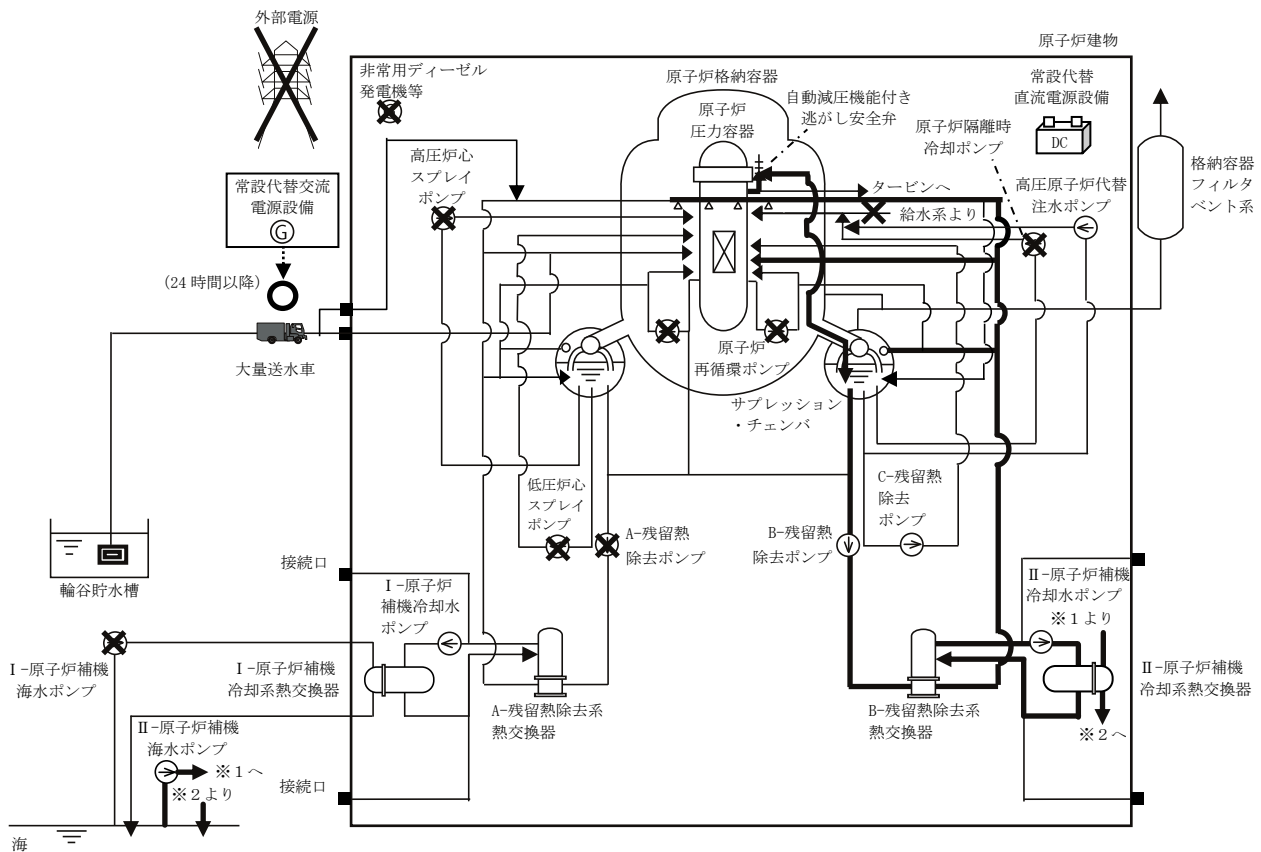
以上のことから，高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水，残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」に対して有効である。



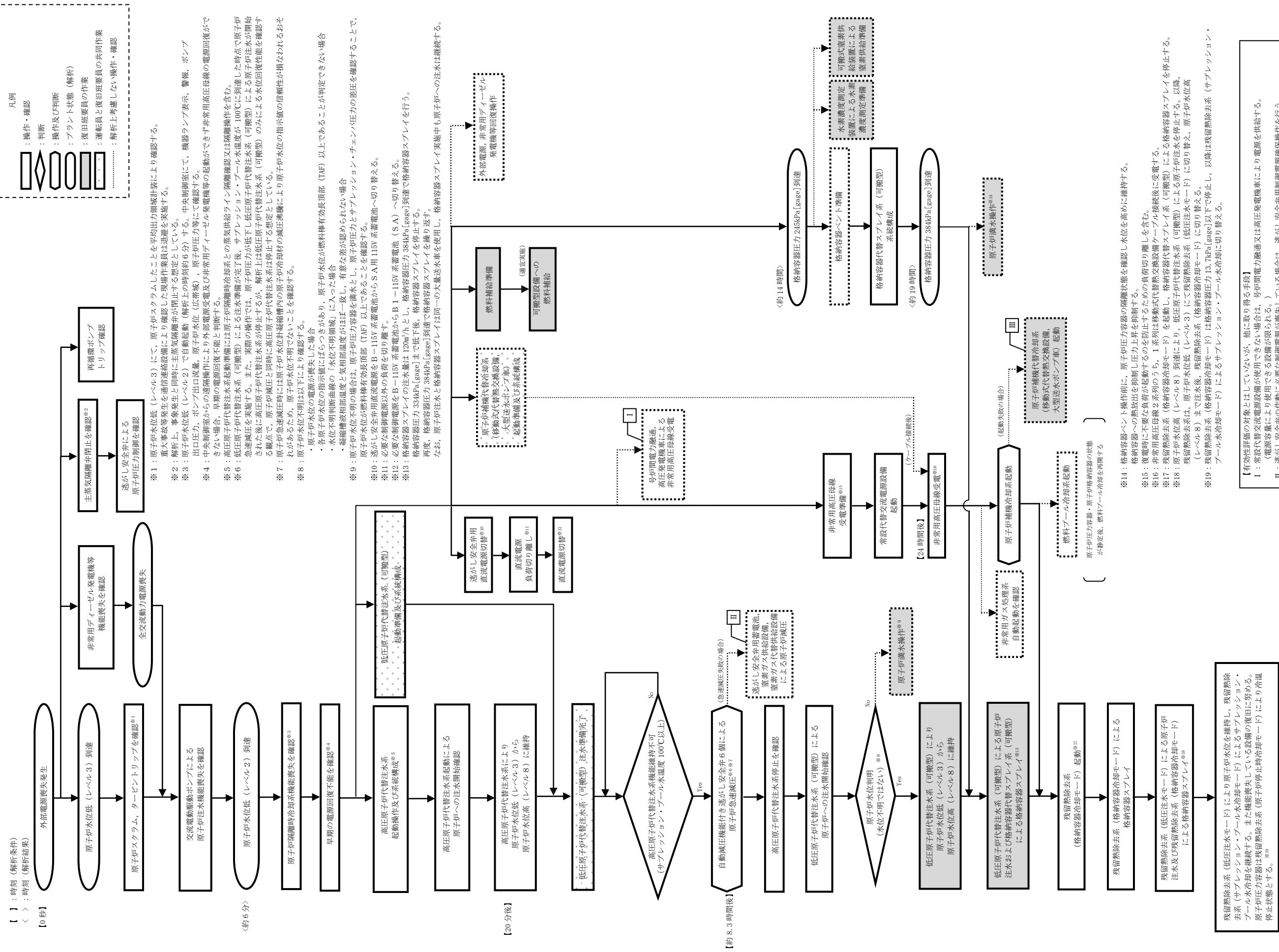
第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水）



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.2.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第 2.3.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D/G失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の対応手順の概要

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
 I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
 (電源容量により使用できない設備が限られる。)
 II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代償供給設備による窒素ガスの供給を行う
 III：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

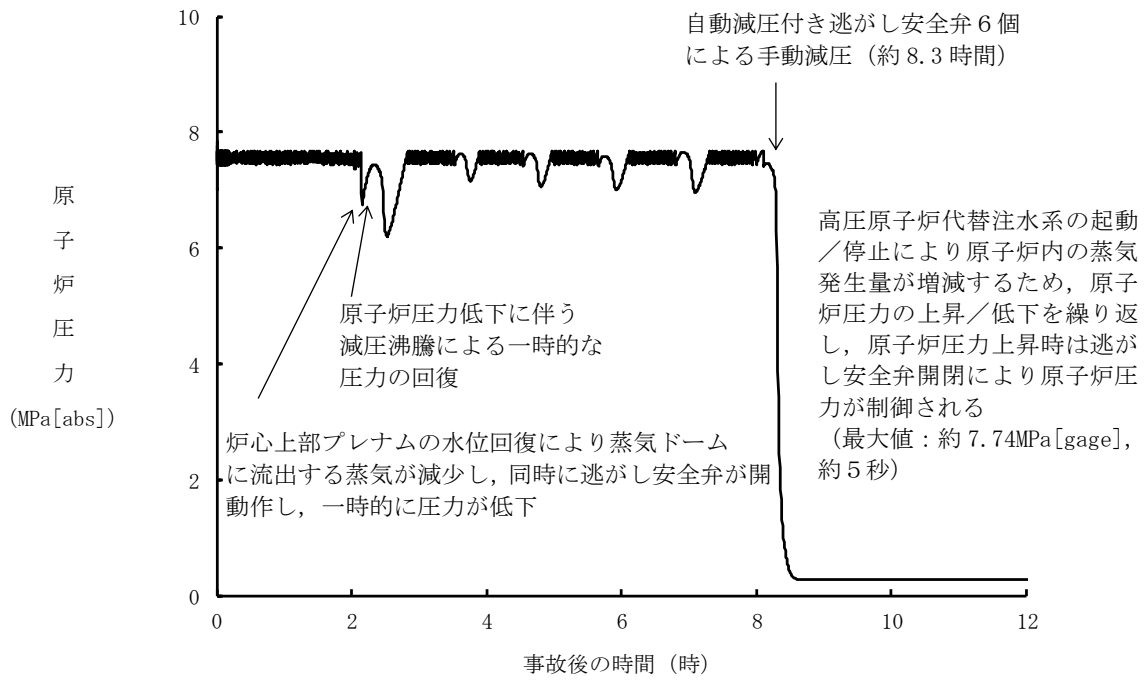
※14：格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
 格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
 ※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。
 ※16：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備ケーブレイ系 (可搬型) を起動し、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。
 ※17：残留熱除去系 (格納容器冷却モード) を起動し、低圧原子炉代替熱注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。以降、残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル 3) にて残留熱除去系 (低圧注水モード) に切り替え、原子炉水位高 (レベル 8) まで注水後、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) に切り替える。
 ※19：残留熱除去系 (格納容器冷却モード) は格納容器圧力 13.7kPa [gauge] 以下で停止し、以降は残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード) によるサブプレッション・プール冷却に切り替える。

残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉水位を維持し、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード) によるサブプレッション・プール冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。
 原子炉圧力容器は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) により冷温停止状態とする。^{※19}

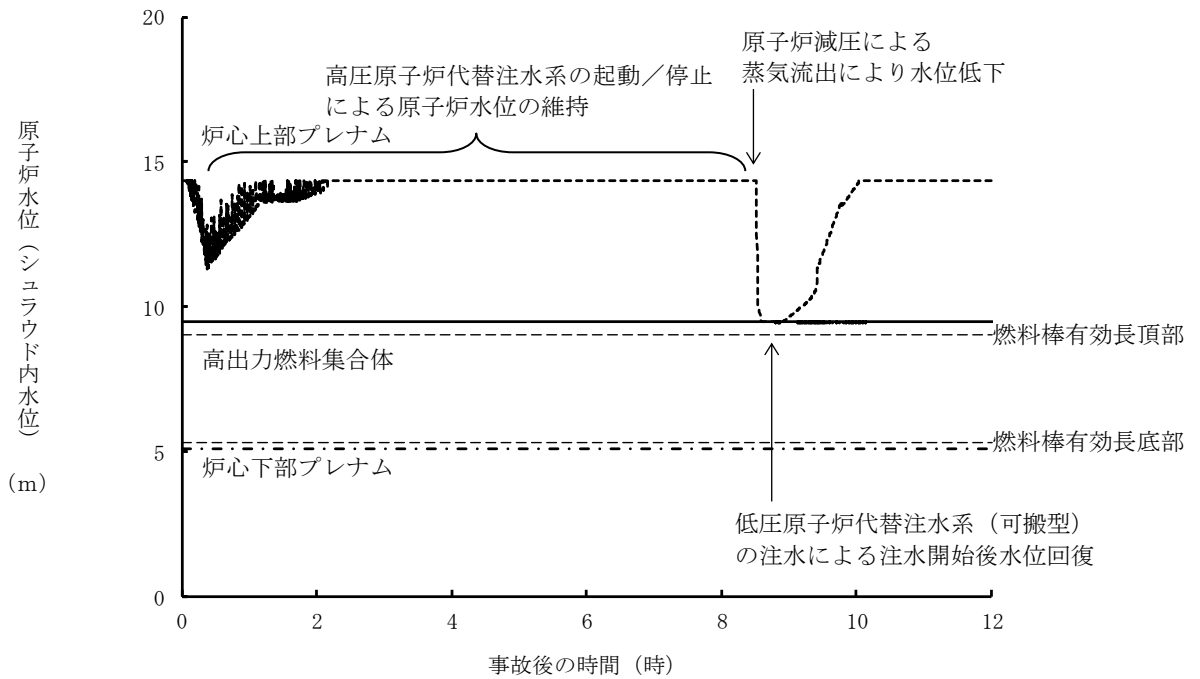
				全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗																														
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）																											備考	
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対応要員連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270		
検収判断	1人 A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉スタック確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 交流電動機ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/過しがし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																												
高圧原子炉代替注水系 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動操作/系統構成	10分																												
高圧原子炉代替注水系による 原子炉注水	(1人) A	—	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動/停止操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																												
交流電源回復操作	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 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	
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作																												10分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																												25分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																												25分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（現場）																												15分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（現場）																												25分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																												5分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）																												5分	
電源切替操作	—	(2人) B,C	—	—	・ 過しがし安全弁電源切替操作																												10分	
所内用蓄電池切替操作	—	(2人) B,C	—	—	・ 負荷切り離し/所内用蓄電池切替操作																												30分	
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 自動減圧機能付き過しがし安全弁 6個 手動開放操作																												10分	
低圧原子炉代替注水系 （可動型）準備操作	—	—	—	14人 a~d	・ 放射線防護具準備	10分																												
低圧原子炉代替注水系 （可動型）系統構成	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可動型）による原子炉注水準備 （大量注水準備、ホース接続、確認）	2時間10分																												
低圧原子炉代替注水系 （可動型）注水準備	—	2人 B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																												
低圧原子炉代替注水系 （可動型）注水操作	—	—	(2人) a,b	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備	10分																												
格納容器代替スプレイス （可動型）系統構成	—	(2人) D,E	—	—	・ 格納容器代替スプレイス（可動型）系統構成																												40分	
格納容器代替スプレイス （可動型）スプレイ操作	—	—	(2人) a,b	—	・ 格納容器代替スプレイス（可動型）スプレイ準備（現場）																												適宜実施	
原子炉注水操作	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可動型）による原子炉注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[apag]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																											解析上考慮せず	
原子炉隔離時冷却系準備 操作	—	—	(12人) a~j	—	・ 資機材配置及びホース敷設、系統水張り	7時間20分																											解析上考慮せず	
—	—	—	3人 c,d,e	—	・ 放射線防護具準備	10分																											解析上考慮せず	
—	—	—	—	—	・ 電源ケーブル接続	1時間40分																											解析上考慮せず	
—	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																											解析上考慮せず	
—	—	—	(4人) B,C,D,E	—	・ 原子炉隔離時冷却系 系統構成	1時間40分																											解析上考慮せず	
格納容器ベント準備操作	—	(2人) D,E	—	—	・ 格納容器ベント準備（N G C 非常用ガス処理入口隔離弁操作）	1時間20分																											解析上考慮せず	
—	—	—	(2人) a,b	—	・ 水素濃度測定装置準備	1時間40分																											解析上考慮せず	
—	—	—	(2人) a,f	—	・ 可動式変換供給装置準備	1時間40分																											解析上考慮せず	
燃料供給準備	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																												
—	—	—	2人 r,s	—	・ ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリーへの補給	1時間10分																											タンクローリー 積込に応じて適宜軽油 タンクから補給	
燃料供給作業	—	—	—	—	・ 大量注水車への補給	適宜実施																												
原子炉隔離時冷却系起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 起動操作																												10分	
残留熱除去系 （格納容器冷却モード） 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（格納容器冷却モード） 起動操作																												10分	
残留熱除去系による原子炉注 水および原子炉格納容器冷却 操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系 （格納容器冷却モード）による格納容器スプレイ																												適宜実施	
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																												5分	
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) D,E	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 系統構成（現場）																												30分	
燃料プール冷却系 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																												10分	
必要人員数 合計	1人 A	—	—	19人 a~s																														

(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

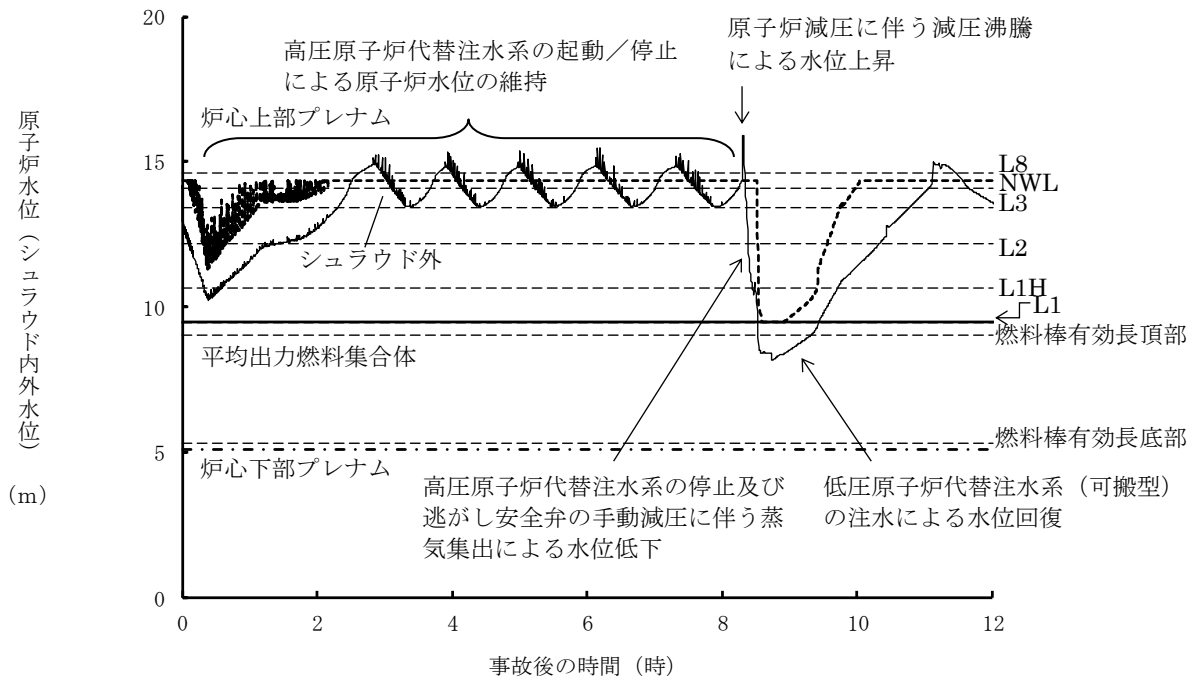
第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗」の作業と所要時間



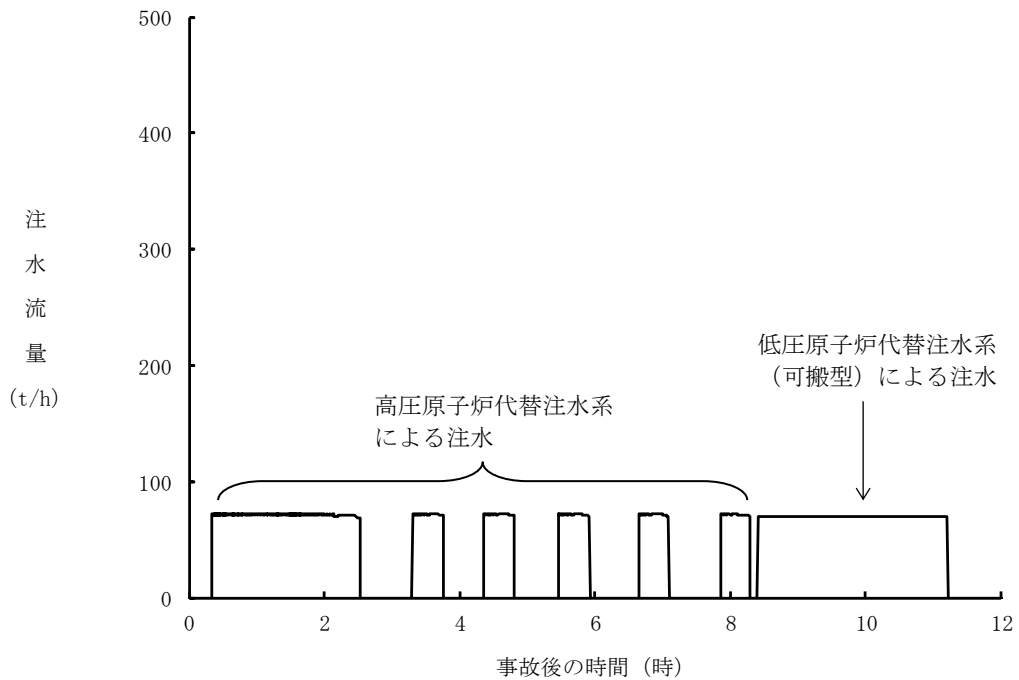
第 2.3.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



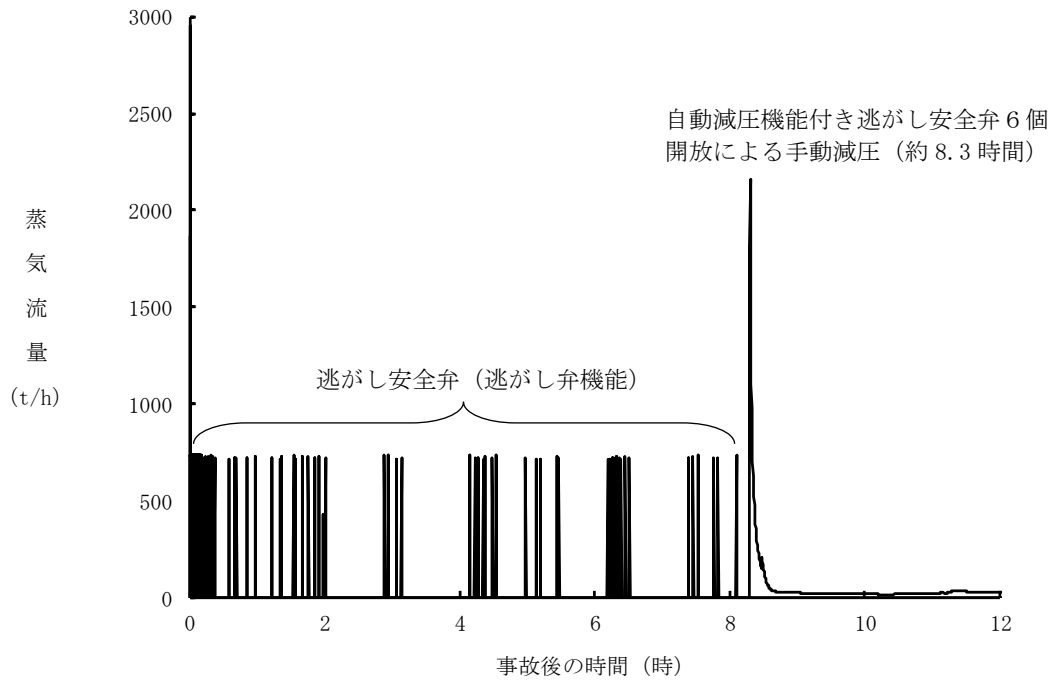
第 2.3.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



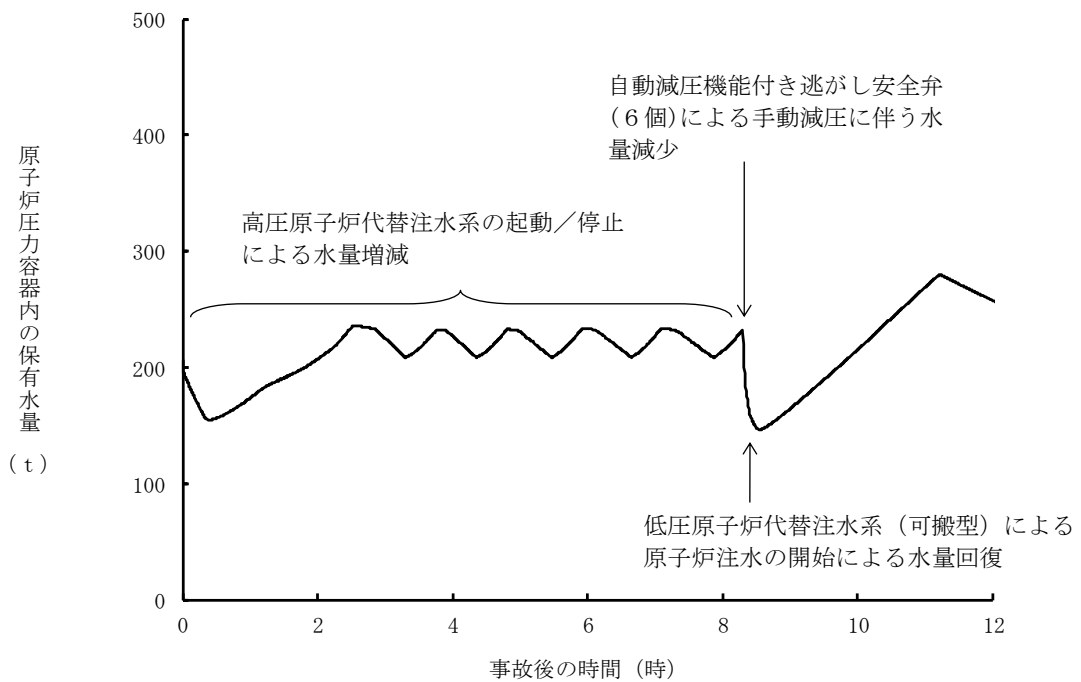
第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



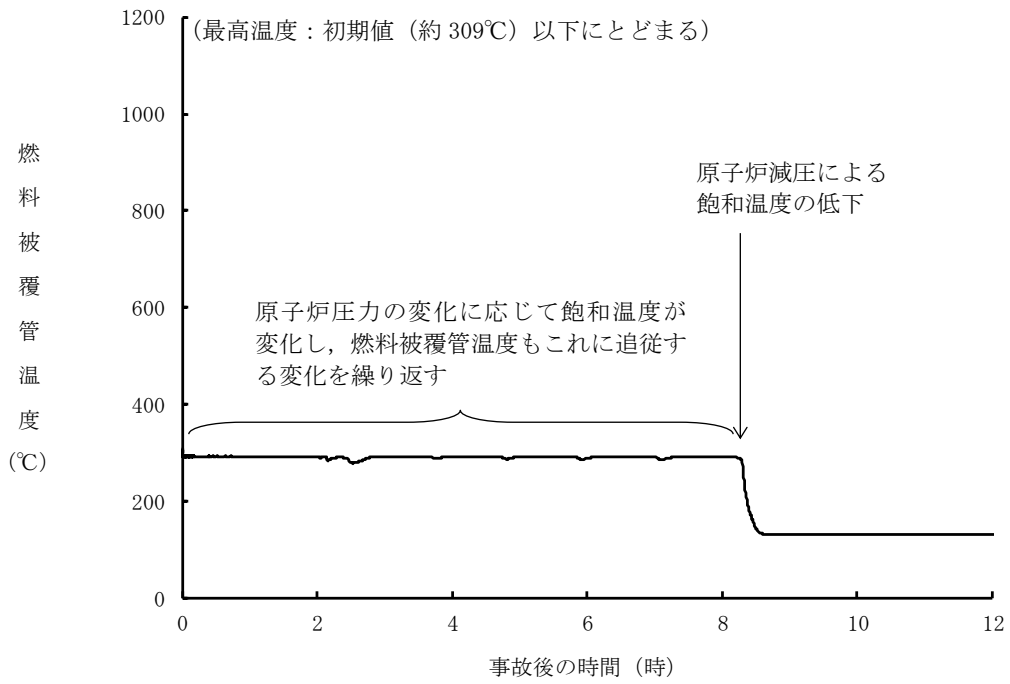
第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



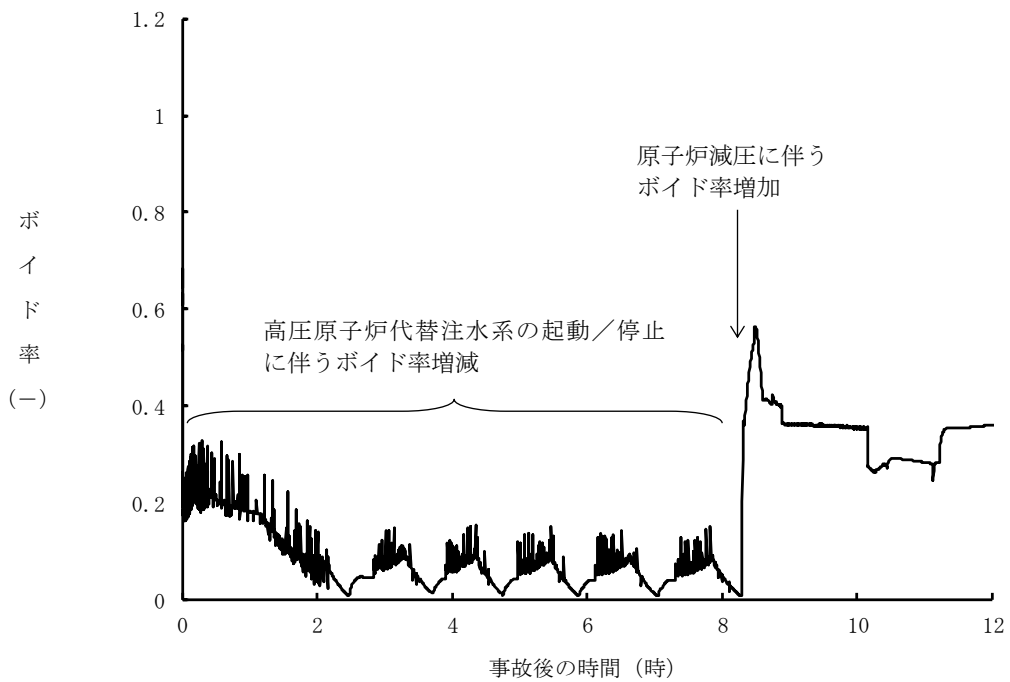
第 2.3.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.3.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

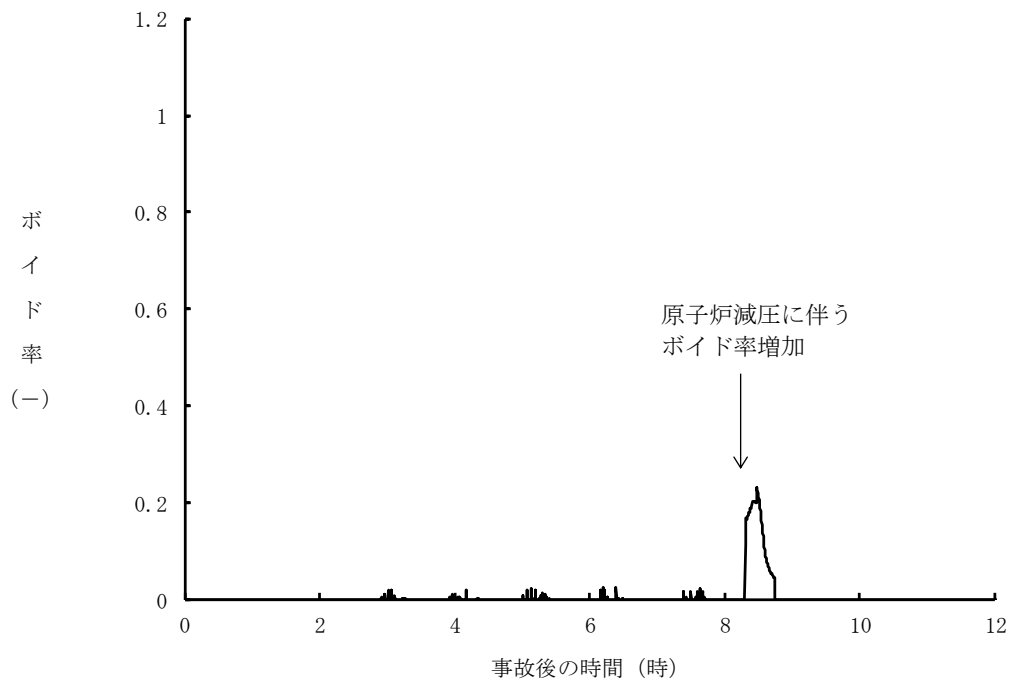


第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移

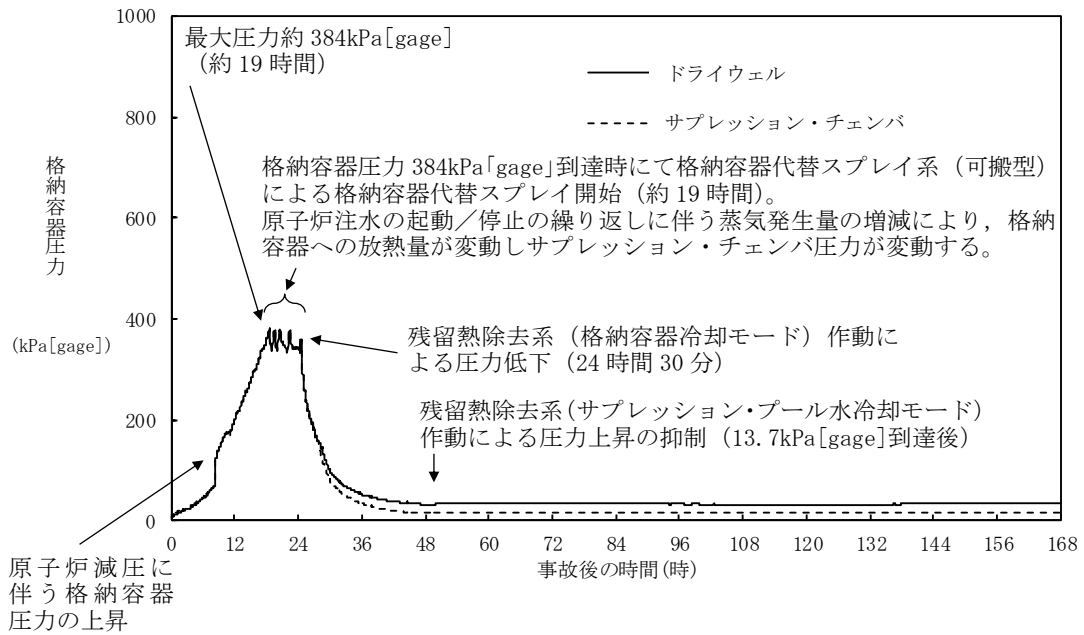


第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

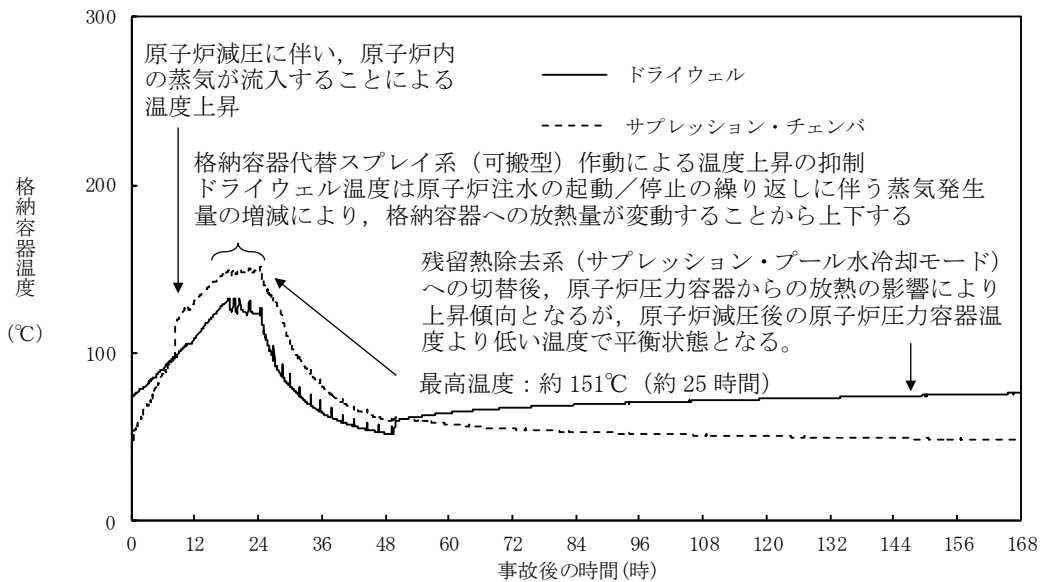
2.3.2-22



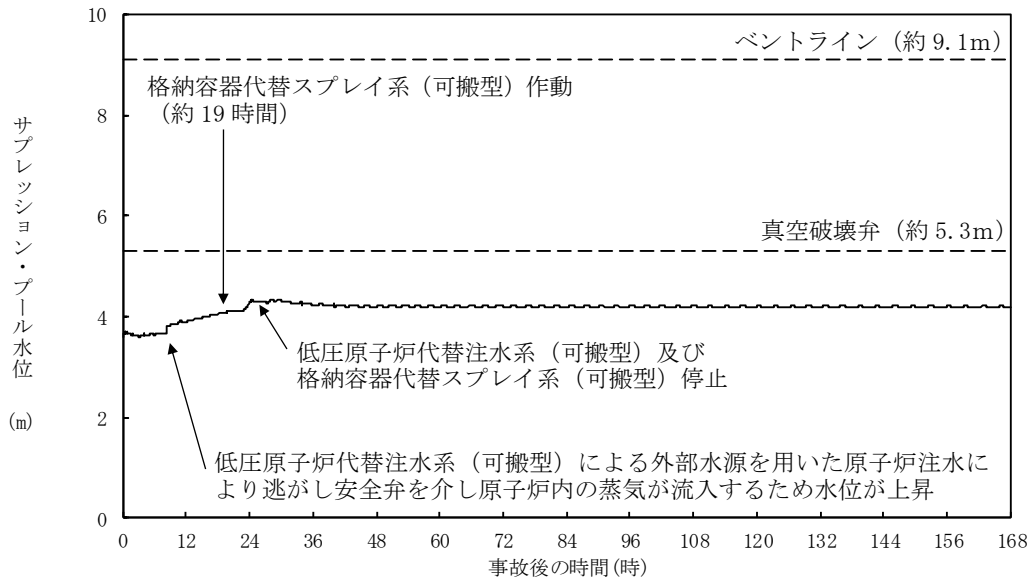
第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



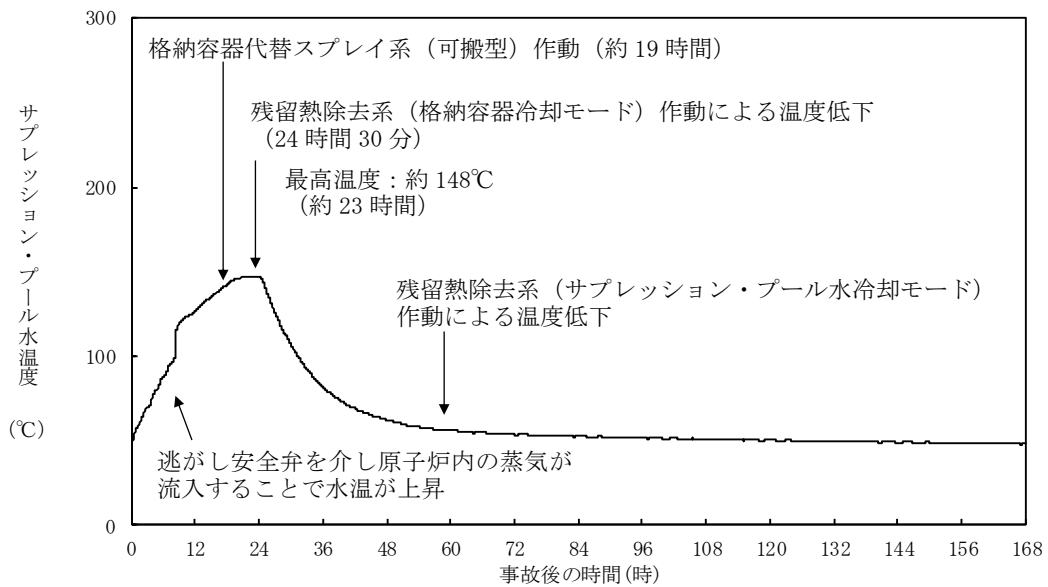
第 2.3.2. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



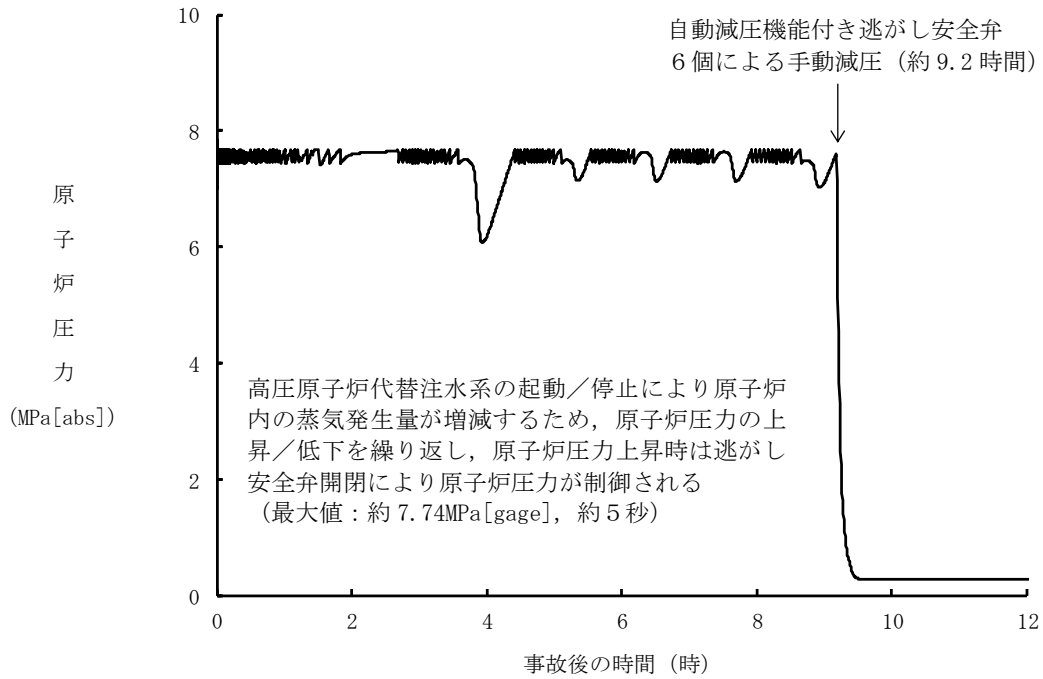
第 2.3.2. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



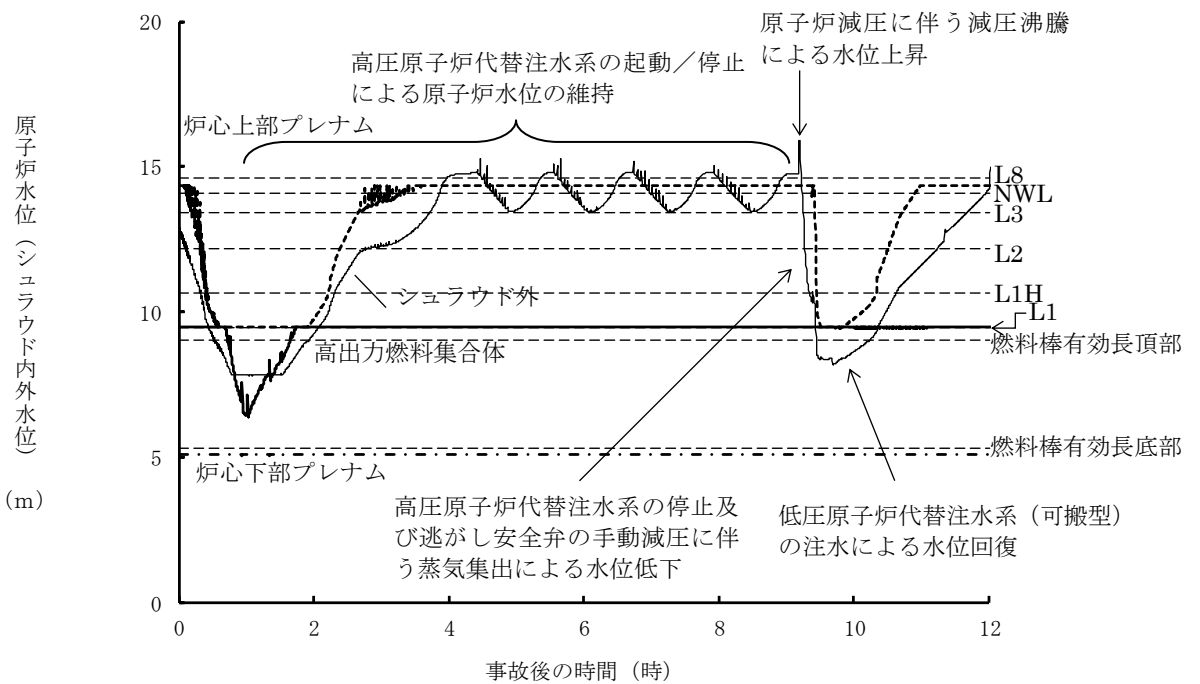
第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



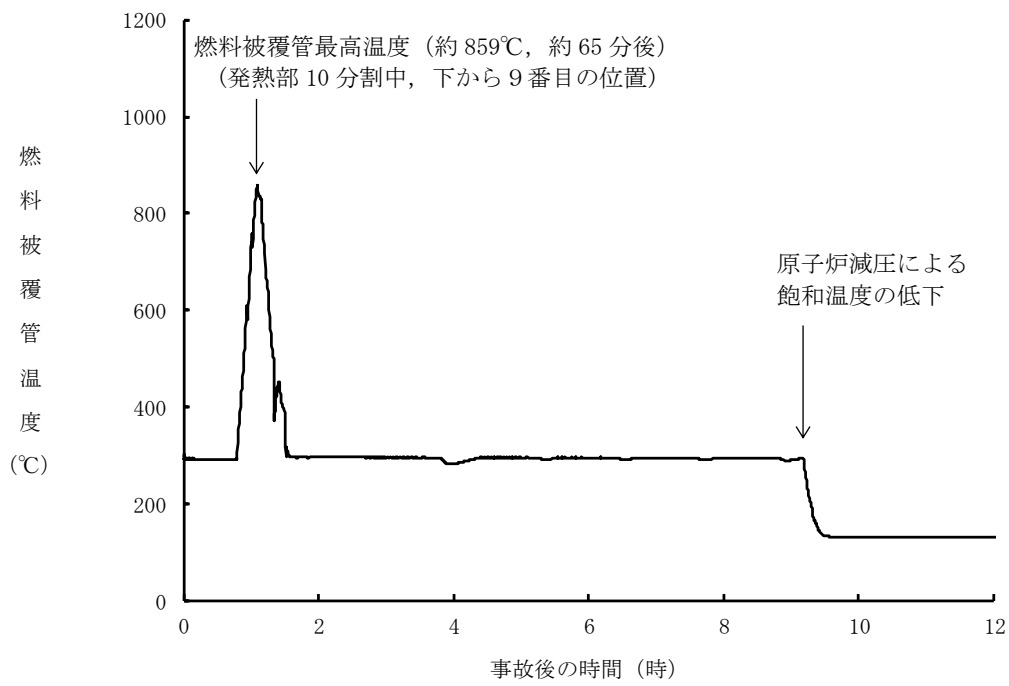
第 2.3.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第2.3.2.2-1(14)図 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移



第2.3.2.2-1(15)図 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.2.2-1(16) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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等が 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。	所内常設蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域計装
高圧原子炉代替注水系に よる原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動 が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を 起動し原子炉注水を開始する。これにより原子 炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範 囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉 急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用 直流電源切替操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可 搬型）による原子炉注水準 備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電 動弁（RRH注水弁及びFLSR注水隔離弁） の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展 張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準 備を実施する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリー	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度 (SA)
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」の
重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ</p>	<p>—</p>	<p>ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サプレッション・チェンバ圧力（SA） サプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 []：有効性評価上考慮しない操作

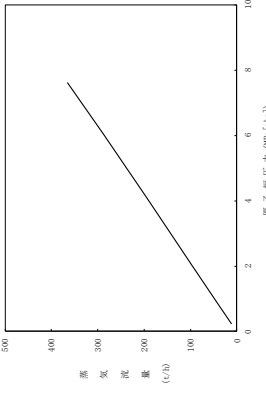
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
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)	7,900m 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) を設定
格納容器容積 (サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サプレ ッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値
初期条件		

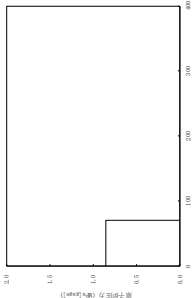
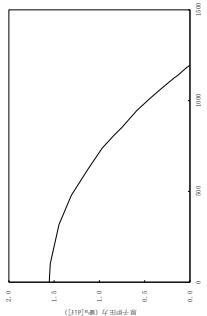
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の制限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	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	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	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, 外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 原子炉隔離時冷却系機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナ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

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif]) において ~70m ³ /h (0.74MPa [dif]) において に対し, 保守的に 20% 減の流量にて注水 に 逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20% 減の流量を設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 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流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件		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

第 2.3.2.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (4 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</p>	<p>70m³/h にて注水 (格納容器スプレイ実施前)</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p> 
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>30m³/h にて注水 (格納容器スプレイ実施後) 120m³/h にて原子炉格納容器内へスプレ イ</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮して も確保可能な流量を設定 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</p>
<p>残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>1, 136m³/h (0.14MPa [diff.] において) にて注 水</p>	<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>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・ プール水冷却モード)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に, 1, 218m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱量は, 熱交換器 1 基当たり約 9 MW (サブプレッション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°C において) 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.3.2.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗) (5 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 20 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 10 分間を設定
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 8.3 時間後 (サブプレッショーン・プール水温度 100°C 到達)	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗時において高圧原子炉代替注水系の8時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗」では、高圧原子炉代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた8時間の原子炉注水に期待している。

HPACが起動から8時間運転を継続するために必要な直流電源は、SA用115V系蓄電池より供給され、その容量は「添付資料2.3.1.2」にて確認している。図1にHPACの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサブプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇や中央制御室・C-RHRポンプ室の温度上昇がHPACの運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれら影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はHPACの8時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。

以上

表 1 H P A C 運転継続の制約要因の評価

評価項目	概要	評価結果
サブレーション・プール水温上昇	H P A C の水源はサブレーション・プールの水であるが、サブレーション・プールの水温上昇により、高圧原子炉代替注水ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧原子炉代替注水ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + 高圧炉心冷却失敗時のサブレーション・プール水温を評価した結果、H P A C ポンプの 8 時間運転継続後の水温は約 100℃ となる。水温の上昇に伴い、有効 N P S H は約 10.4m となるが、ポンプの必要 N P S H m に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、H P A C ポンプの軸受冷却は水源による自己冷却であるが、H P A C ポンプの最高使用温度は 120℃ のため、サブレーション・プール水が約 100℃ まで上昇しても影響はない。したがって、サブレーション・プール水温上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。
サブレーション・チェンバ圧力上昇	サブレーション・チェンバ圧力上昇は、H P A C タービン排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、H P A C はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は 40℃ である。S B O では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + 高圧炉心冷却失敗時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から 24 時間後の温度は約 35℃（初期温度 26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度 40℃ を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。
C - R H R ポンプ室の温度上昇	H P A C のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から 8 時間後では 66℃ を想定している。S B O では換気空調系が停止しているため、C - R H R ポンプ室温度が 66℃ を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + D G 失敗） + 高圧炉心冷却失敗時の C - R H R ポンプ室温度を評価した結果、H P A C ポンプの 8 時間運転継続後の温度は約 55℃（初期温度 40℃）であり、H P A C の設計上想定している 66℃ を下回る。したがって、C - R H R ポンプ室温度上昇によって H P A C の 8 時間運転継続は阻害されない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

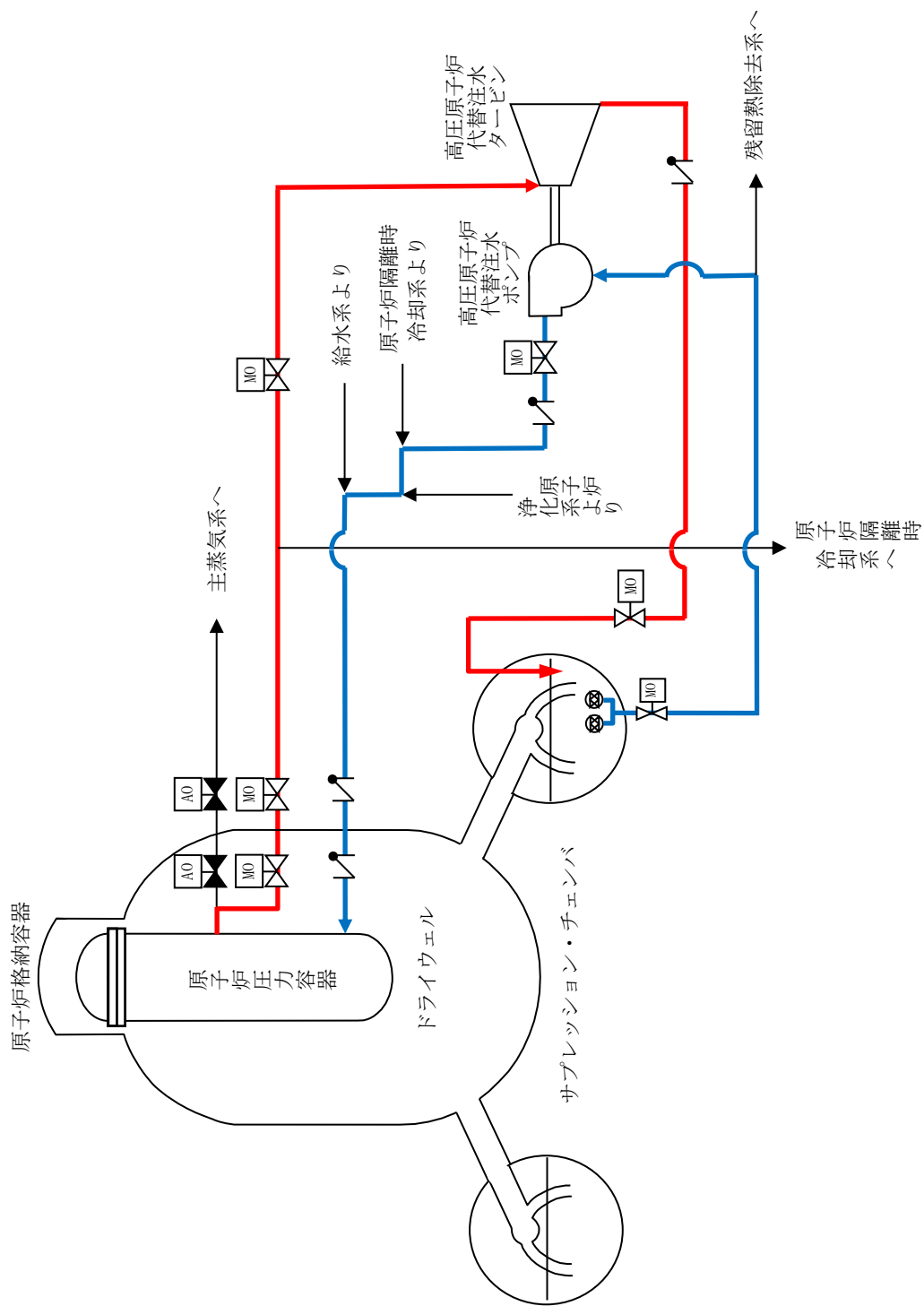


図1 HPAC系統概要図

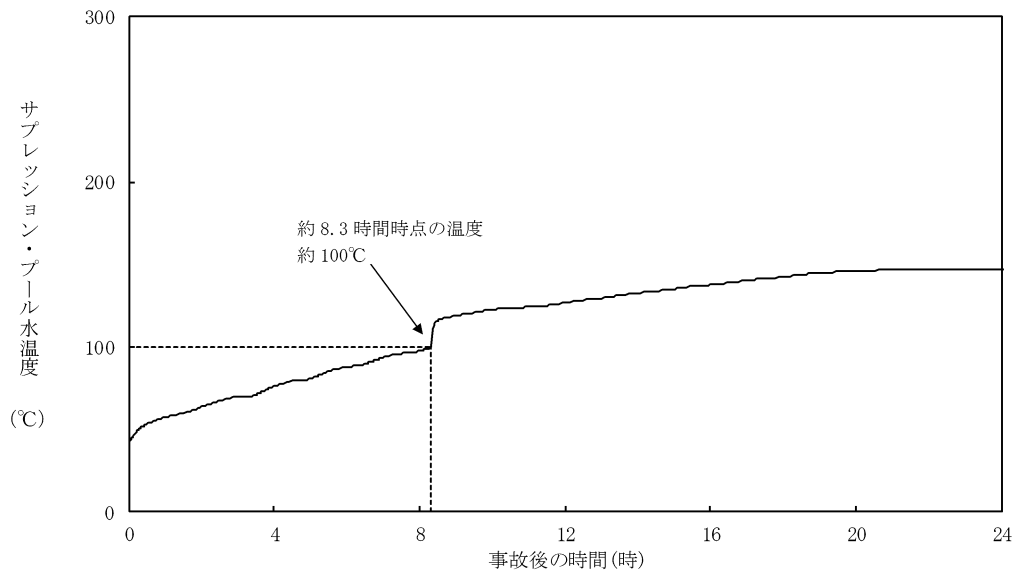


図2 サプレッション・プール水温度の推移

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧炉心冷却失敗時における
C－RHRポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。

ここでは、添付資料2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いてC－RHRポンプ室の温度を評価した。

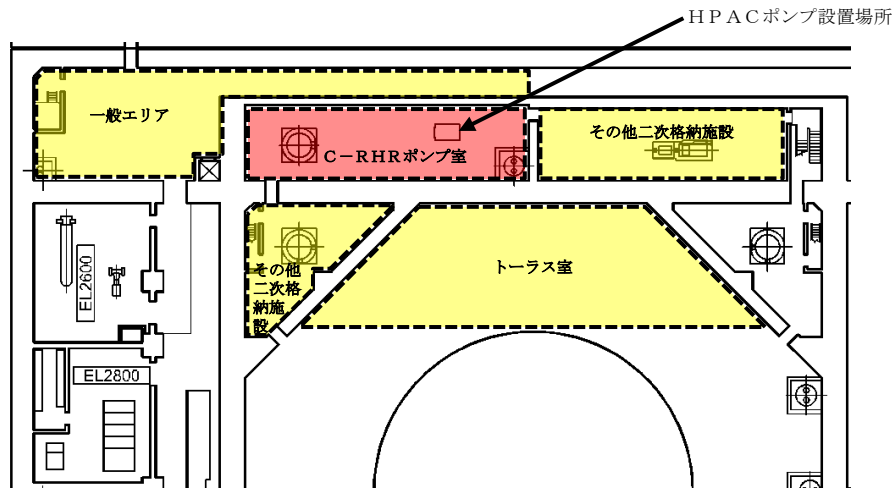
(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

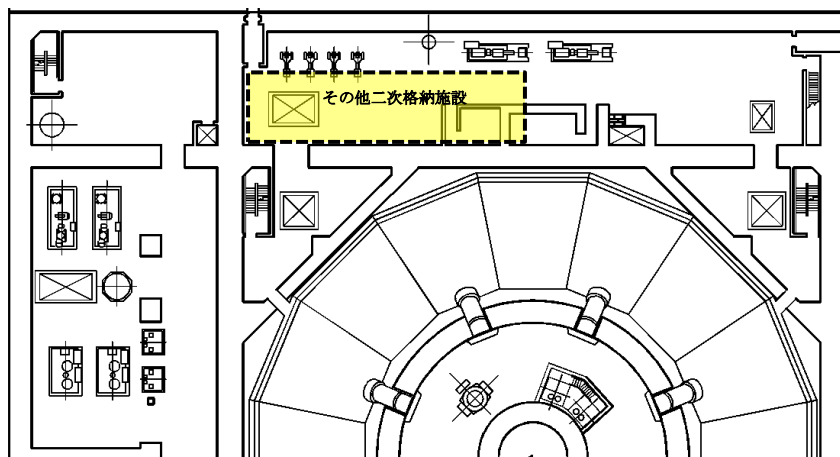
- a. 評価対象とする部屋の条件：表1参照
- b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ・一般エリア : 40℃
 - ・トールス室 : 75℃（有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度）
 - ・その他二次格納施設内 : 66℃
 - ・地中 : 18℃

図1にC－RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下2階※1



原子炉建物地下1階

※1 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図1 C-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²°C
- ・天井面 : W/m²°C
- ・床面 : W/m²°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	C-RHRポンプ室
発熱負荷[W] ※	<input type="text"/>
容積[m ³]	
熱容量[kJ/°C]	
初期温度[°C]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧炉心冷却失敗時において、事象発生後約8.3時間のC-RHRポンプ室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※C-RHRポンプ室（C-RHRポンプ，HPACポンプ，弁，タービン，計装品等）
：66℃（初期6時間まで100℃，それ以降は66℃の設計）

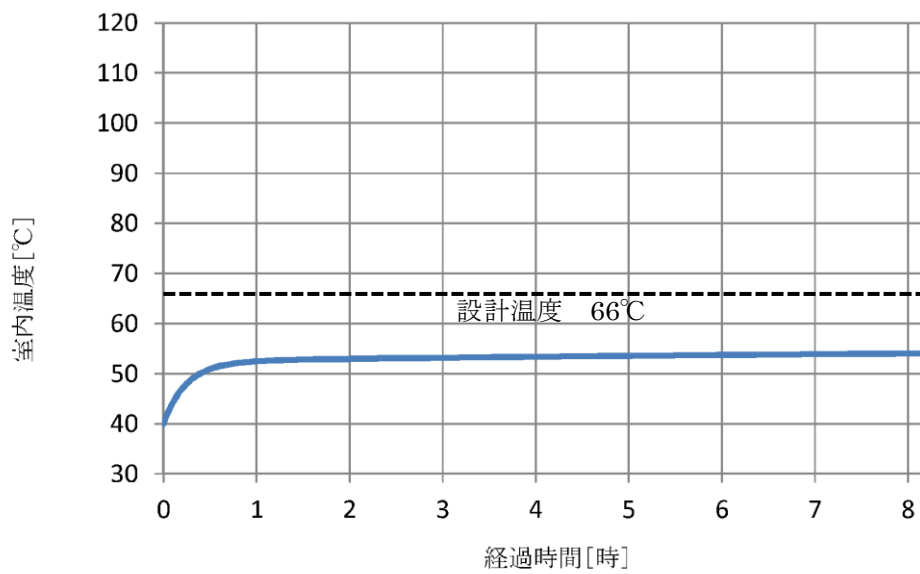


図2 C-RHRポンプ室温の推移

以上

安定状態について

(全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗)

「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗」時の安定状態については以下のとおり。

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

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能 (格納容器フィルタベント系、残留熱除去系又は残留熱代替除去系) により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。そして、事象発生から約 8.3 時間後に原子炉減圧し、その後、逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水継続により引き続き炉心冠水が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり、格納容器温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている

126℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系 (低圧注水モード) にて実施する。

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

※ 残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード) に切り替えると、原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度は僅かに上昇傾向となる。ただし、残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており、長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度 (80℃程度) で平衡状態となることから、この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

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 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗

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 + DG失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (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
崩壊熱	燃料棒表面熱伝達、気液非平衡、沸騰遷移	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。 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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉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。	解析コードでは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の増加について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性があるが、操作手順 (原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高く評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持され、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベスタフイ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、燃料棒被覆管温度を高く評価することから、破裂の判定としてベスタフイット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ (CAMS) を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィルタペント系による格納容器器熱操作の起点が、サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒被覆管温度を高く評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	燃料棒被覆管温度を高く評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。 なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、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より低い低圧注水系の起動タイミングを早める傾向を呈しており、解析上、試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棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒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ことがないと考えられる。	運転操作はシミュラウド外水位 (原子炉水位計) に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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失敗) +高炉炉心冷却失敗) (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 (シユラウド炉外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユラウド炉外水位については、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われれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧原子炉代替注水系の起動操作は、給水喪失に伴う原子炉炉水位の低下開始を起点として、原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり、水位低下 (シユラウド炉外水位) の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水操作は、原子炉水位 (シユラウド炉外水位) の低下挙動が遅い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシユラウド炉外水位が現実的に評価することから不確かさは小さい。	シユラウド炉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。 なお、原子炉炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水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。 破断口及び逃がし安全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。 なお、原子炉炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはない。炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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き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。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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時間（全交流動力電源喪失＋D/G失敗）＋高圧炉心冷却失敗

【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。
	ECS注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくならないものと考えられる。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。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられる。しかし、全体的には格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくならないものと考えられる。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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		また、格納容器各領域間の流動、構造材及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)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いることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液界面の熱伝達		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉格納容器	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小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プールの冷却	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 + DG 失敗) (外部電源喪失 + DG 失敗) (1 / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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	6. 93MPa [gage]	約 6. 77 ~ 6. 79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から + 83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約 + 83cm ~ 約 + 85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に起動する原子炉代替注水系により炉心は冠水を維持するため、現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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は現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 25 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm である。従って、現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	35. 6 × 10 ³ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現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。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9 × 9燃料 (A型)、9 × 9燃料 (B型) は熱力学的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9燃料の方が MOX燃料の方が MOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で、厳しいため、MOX燃料の評価は 9 × 9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は 9 × 9燃料 (A型)、9 × 9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9 × 9燃料 (A型)、9 × 9燃料 (B型) は熱力学的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は 9 × 9燃料 (A型)、9 × 9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9 × 9燃料 (A型)、9 × 9燃料 (B型) は熱力学的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、現象発生後に起動する高圧原子炉代替注水系により炉心の冠水は維持され、また、操作手順 (原子炉減圧後速やかに注水手段に移行すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることでなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値 (約 309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。ことから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順 (格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施すること) に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (2 / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドライウエール)	7, 900m ³	7, 900m ³ (設計値)	ドライウエール内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	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い。
格納容器空間容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4, 700m ³ 液相部: 2, 800m ³	空間部: 4, 700m ³ 液相部: 2, 800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	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い。
真空破壊弁	3, 43RPa (ドライウエール・サブレーション・チェンバ間差圧)	3, 43RPa (ドライウエール・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊弁の設定値	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い。
サブレーション・チェンバ水位	3, 61m (通常運転水位)	約3, 59m ~ 約3, 63m (実測値)	通常運転時のサブレーション・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2, 800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2, 800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃ ~ 約35℃ (実測値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の制限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器スプレイングの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器圧力・温度上昇が遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器スプレイング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小さい。
格納容器圧力	5, 0kPa [Gage]	約5 kPa [Gage] ~ 約7 kPa [Gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃ ~ 約54℃程度 (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は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイングによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠スプレイングの間隔に影響するが、スプレイング間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイングによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイング開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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を与える影響 (全交流動力電源喪失 + DG 失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (3/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
外部水源の容量	7,000m ³	7,000m ³ 以上 (合計貯水量)	輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
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、外部電源が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等の機能喪失を想定して設定	—	—
	原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	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	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。

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 + D/G失敗) + 高圧炉心冷却失敗 (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif] において) ~ 70m ³ /h (0.74MPa [dif] において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [dif] において) ~ 70m ³ /h (0.74MPa [dif] において) に対し、保守的に20%減の流量にて注水	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し、保守的に20%減の流量を設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に対する影響はない。	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対する影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁及び原子炉圧力の関係から設定 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	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対する影響はない。	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対する余裕は大きくなる。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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	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い。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif] において) 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	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。水位回復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対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッジョン・ブール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッジョン・ブール水温度52℃, 海水温度30℃) において	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッジョン・ブール水温度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対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータと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失敗)+高圧炉心冷却失敗)(2/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ	解析上の操作開始時間	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	
			【認知】	【要員配置】					
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作(速減圧操作開始)	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として設定	事象発生から約8.3時間後(サブレンション・ブレンション・水温100°C到達)	<p>【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとしており、全交流動力電源喪失を判断した場合には直ちに低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため、認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水のために、中央制御室及び現場にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行う復旧班要員が配置されている。注水準備操作は現場にて復旧班要員が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での復旧班要員によるホース敷設等の注水準備操作は移動時間等を含め2時間10分で行い、また、並行して運転員が現場(原子炉建物内)にて注水弁開操作(操作時間50分(移動時間を含む))を行うことにより、事象発生から2時間30分(認知や放射線保護準備を含む)で注水準備を完了することと想定している。この後、サブレンション・ブレンション・水温を確認し、事象発生から約8.3時間程度経過後に中央制御室での逃がし安全弁の手動操作を開始することにより低圧原子炉代替注水系(可搬型)により原子炉注水を開始することとなる。以上より、移動・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】 上記のとおり、現場にて復旧班要員が行うホース敷設等の注水準備操作と運転員(現場)が原子炉建物内にて行う注水弁開操作は並行操作となるが、これらは独立して行える操作であり、それを加味して操作の所要時間を設定している。また、この後、中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員、復旧班要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員、運転員の現場操作は、操作の信頼性の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、誤操作等による操作時間が長くなるため、誤操作は起こりにくい。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのための誤操作等による操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>低圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間は、解折のための設定に対して十分な余裕があり、サブレンション・ブレンション・水温を減圧することから、実態の原子炉減圧開始時間には解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p> <p>高圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水の逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間余裕がある。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p> <p>高圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水の逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間余裕がある。</p>	<p>高圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水の逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間余裕がある。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>
低圧原子炉代替注水系(可搬型)による大量送水車への燃料補給	大量送水車への燃料補給は解折条件ではないが、解折で想定している継続に必要な作業、作業成立性を踏まえ設定	事象発生約8.3時間後	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>高圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水の逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間余裕がある。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>高圧原子炉代替注水系(可搬型)への注水の逃がし安全弁手動開操作までは約8.3時間余裕がある。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、高圧原子炉代替注水系(可搬型)の準備操作時間と同程度であり、低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水準備操作の注水準備操作は、解折上の設定と同程度であり、影響は小さい。</p>

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
 (全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)(3/5)

項目	解析上の操作開始時間	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
		解析条件	操作条件					
直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、全交流動力電源喪失から8時間後に実施する操作であり、経過時間を認識しながら対応を実施するため、認知遅れが操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))のために、現場操作を行う運転員(現場)を配置している。これらの運転員(現場)は、操作時には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・操作所要時間】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作有無】 直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行う運転員(現場)に当該操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 運転員(現場)の現場での操作は、操作の信頼性の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。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始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操作開始時間と同程度であり、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、逃がし安全弁(6弁)の電源切替後に行う。逃がし安全弁の電源切替操作は、事象発生から8.5時間経過するまでに行う直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作までに行えばよい作業であり、操作所要時間が10分程度であることから、十分な時間余裕がある。その後、運転員が現場にて直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作を行うが、アークセスループ上にアークセスを阻害する設備はなく、また、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作時間(移動時間を含む)は余裕時間を含め30分を設定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。	訓練実績等より、直流電源の負荷切離操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))は、移動時間を含め約25分で操作可能なことを確認した。想定で意図が実施できず、操作が実施できなかった。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+高圧炉心冷却失敗)(4/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		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	操作余裕時間	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考案				
格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa [Gage]到達時	格納容器最高使用圧力を考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイレイ実施基準(格納容器圧力384kPa [Gage])に到達するのは事象発生から約19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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替システム(可搬型)による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage]到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、移動・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】 現場にて復旧班要員が格納容器代替システム(可搬型)による注水のためホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の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>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [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、格納容器スプレイレイの操作実施基準(格納容器圧力384kPa [Gage])に到達するのは、事象発生から約19時間後であり、格納容器の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替システム(可搬型)操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじ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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間において、格納容器の限界圧力は853kPa [Gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム(可搬型)による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間から、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、格納容器代替システム(可搬型)による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを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失敗)+高圧炉心冷却失敗)(5/5)

項目	解析上の操作開始時間	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影響	評価項目となるパラメータを与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
		解析条件	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		操作の不確かさ要因 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、約48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
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作(格納容器冷却モード)による格納容器冷却操作	事象発生24時間30分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定		操作の不確かさ要因 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。	—	—	—	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却モードによる格納容器冷却操作は所要時間を10分想定しているところ、訓練実績では、約7分。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作	残留熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器冷却開始後に、原子炉水位が原子炉低レベル(レベル3)に到達	格納容器冷却及び原子炉水位制御(レベル3～レベル8)が継続的に可能な条件として設定		操作の不確かさ要因 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(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器冷却モードから低圧注水モードへの切替えに約3分。想定で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

注水開始操作の時間余裕について

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＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳することから，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは，高圧原子炉代替注水系による注水が遅れ，事象発生 60 分後に開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水が事象発生 60 分後から開始された場合においても，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため，高圧原子炉代替注水による注水操作については，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＋D G 失敗）＋高圧炉心冷却失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G 失敗）＋直流電源喪失」においては 40 分程度の時間余裕がある。

表 1 注水遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 60 分後	約 859℃	1 %以下

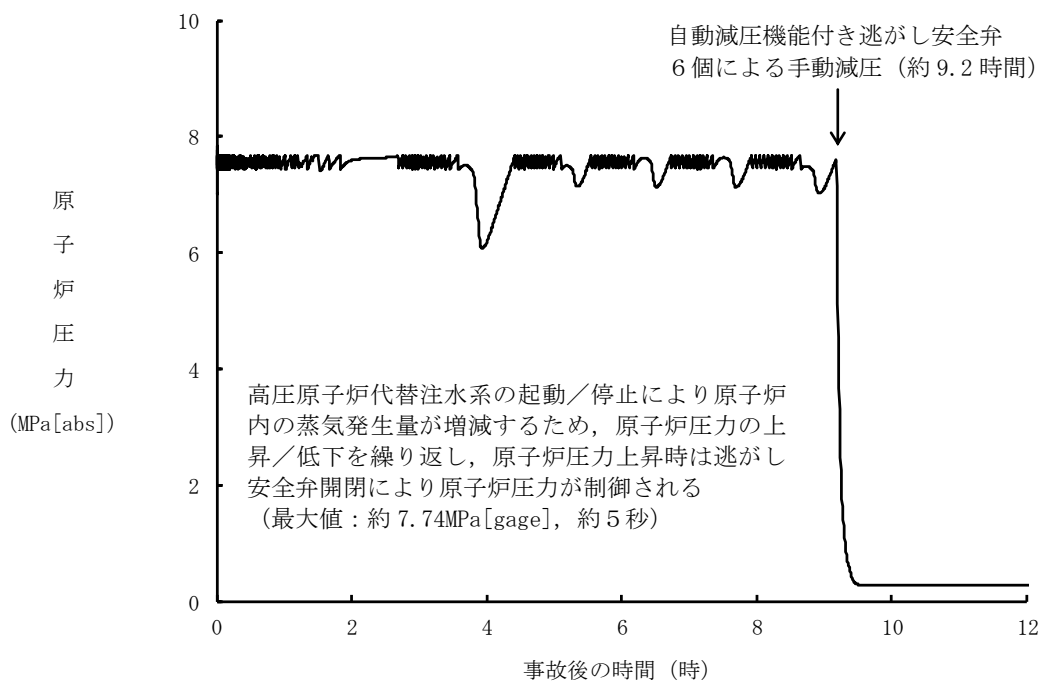


図1 操作40分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

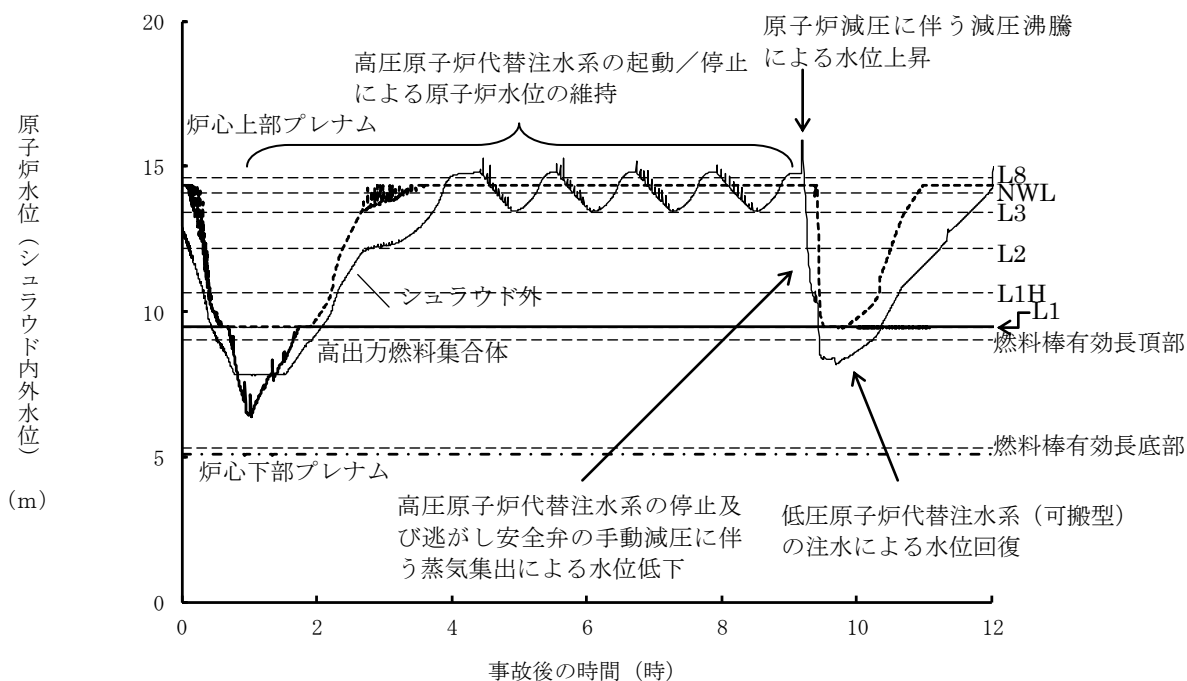


図2 操作40分遅れのケースにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)の推移

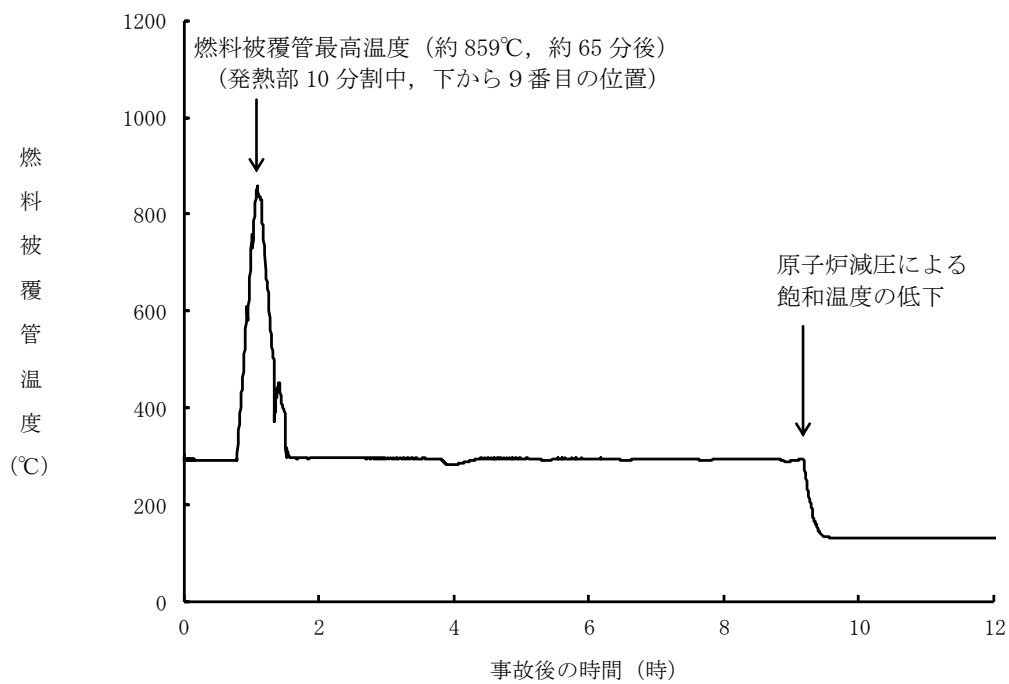


図 3 操作 40 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失

2.3.3.1 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失敗）＋直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋直流電源（区分1,2）失敗^{*1}＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

※1 区分1,2の直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機が起動できなくなる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位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、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高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、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し、その後、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原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）＋直流電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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第2.3.3.1-1(1)図及び第2.3.3.1-1(2)図に、

手順の概要を第2.3.3.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.3.3.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.3.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}

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等が機能喪失^{※3}する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）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する。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

※2 直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機等を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水については、「2.3.2.1(3)b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水」と同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流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、原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

d. 直流電源切替

直流電源切替については、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替」と同じ。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、

「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器冷却モード）については、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.3.2 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、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）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、原子炉压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）及び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、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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は第2.3.2.2-1表と同じ。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として, 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

全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより, 全ての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時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。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

重大事故等対策に関連する機器条件は, 「2.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。*

※ 逃がし安全弁の機器条件については, 直流電源喪失時には, 逃がし安全弁用直流電源切替えまで逃がし弁機能による圧力制御はできないため, 安全弁機能による圧力制御となるが, 原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として格納容器に排気されるタイミングに差異が生じるのみで, 崩壊熱に差異はなく, 原子炉の圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉による原子炉格納容器側への影響は軽微と考え, 解析においては逃がし弁機能による原子炉圧力制御で代表させた。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は, 「2.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。

(3) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は, 「2.3.2.2(4) 有効性評価の結果」と同じ。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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の余裕を評価するものとする。

事故シーケンスグループ「外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗」は, 全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪

失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。

2.3.3.4 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失敗）＋直流電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31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」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は、「2.3.1.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。

2.3.3.5 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失敗）＋直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）＋直流電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）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、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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。

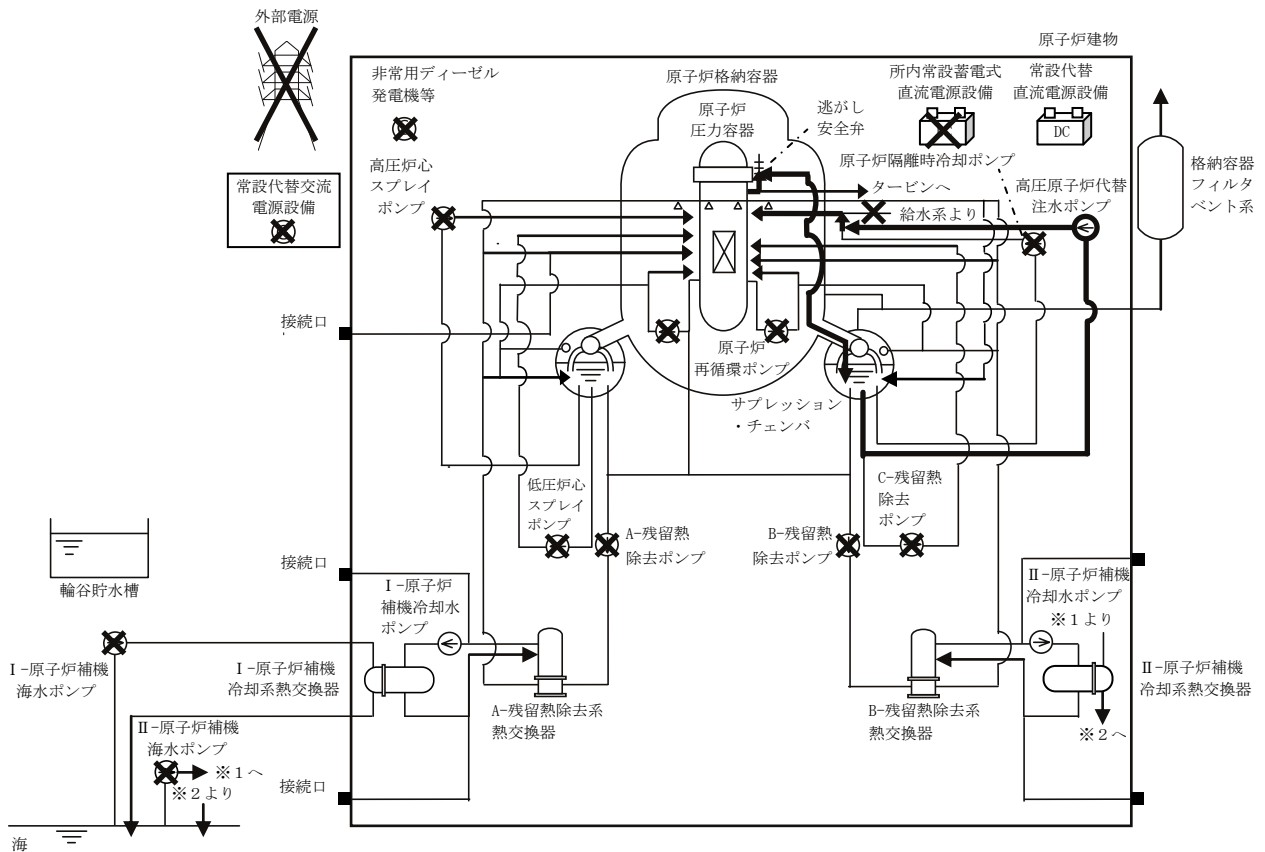
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

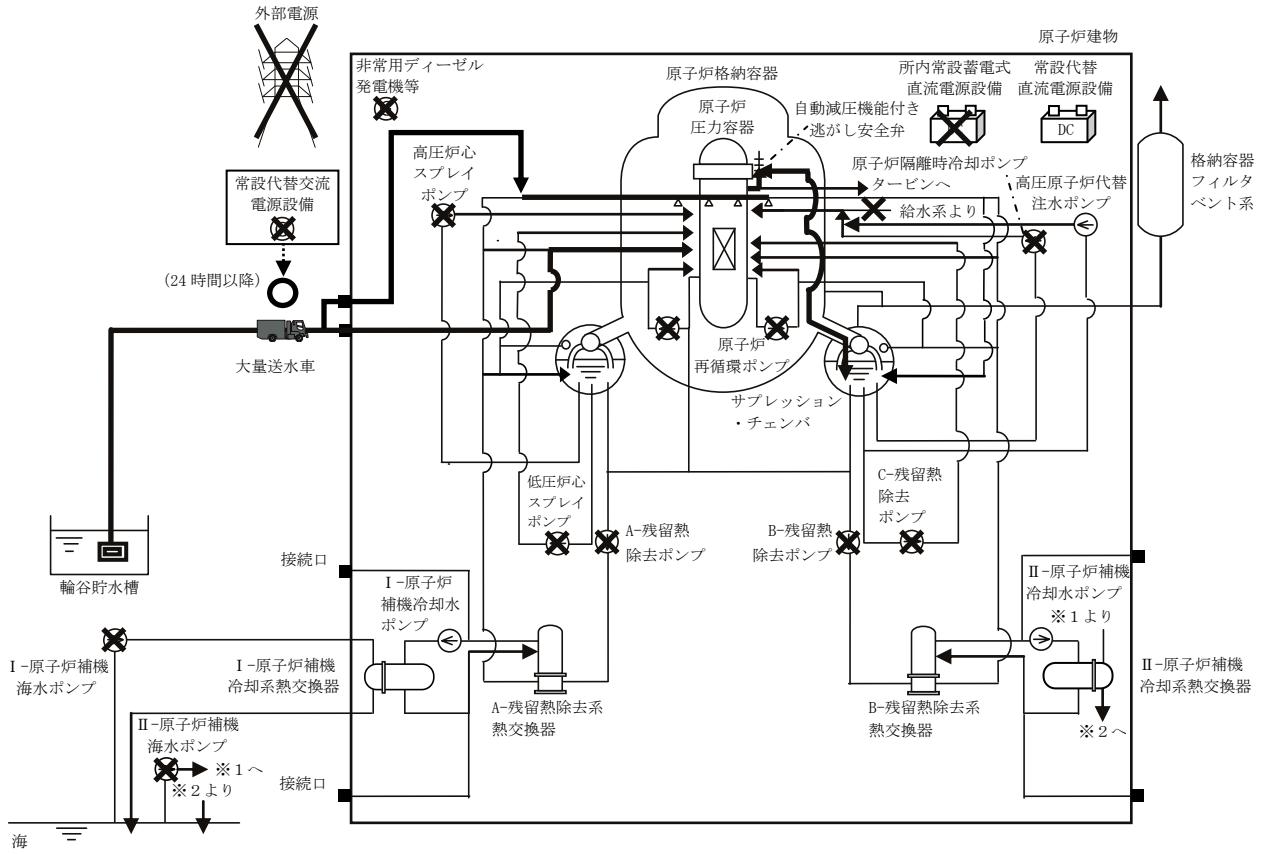
重大事故等対策時に必要な要員は、緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格

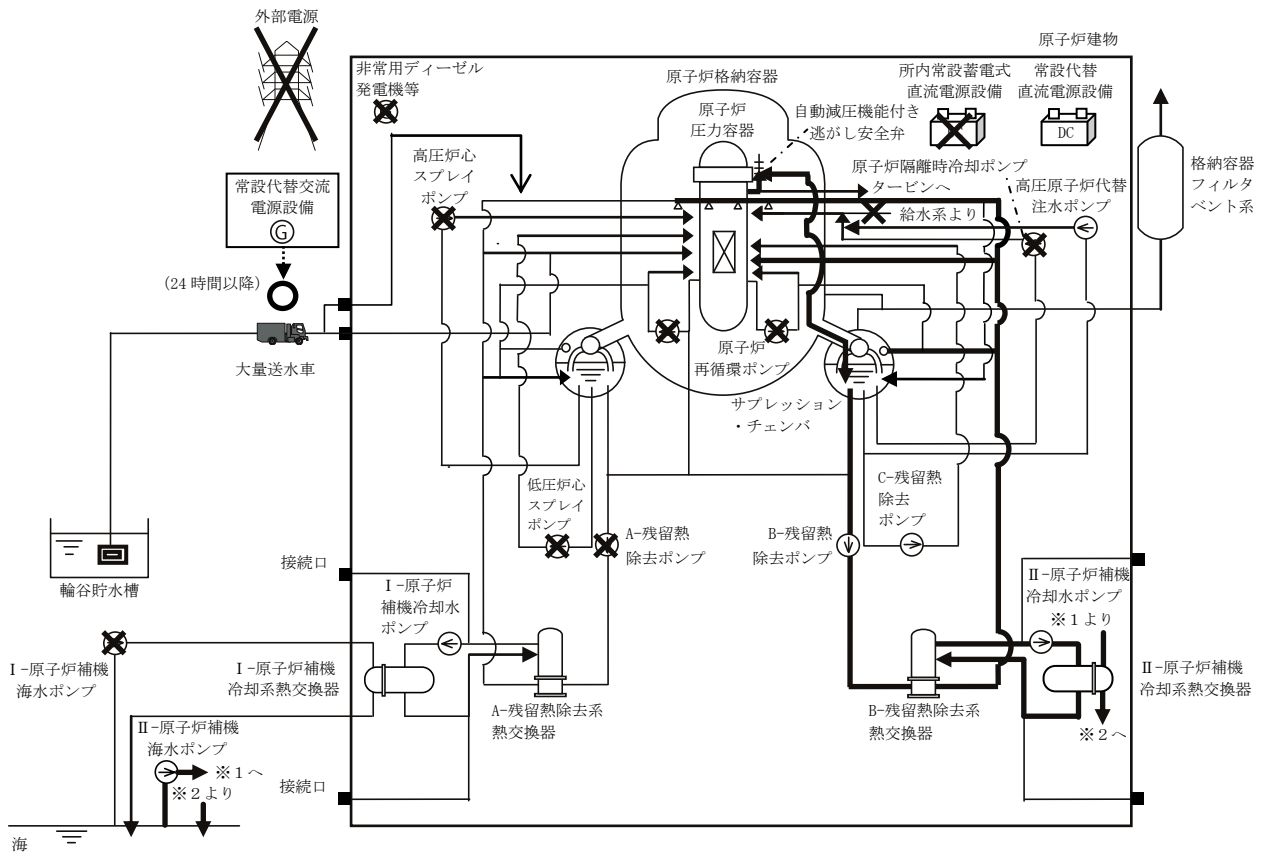
納容器冷却モード)等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」に対して有効である。



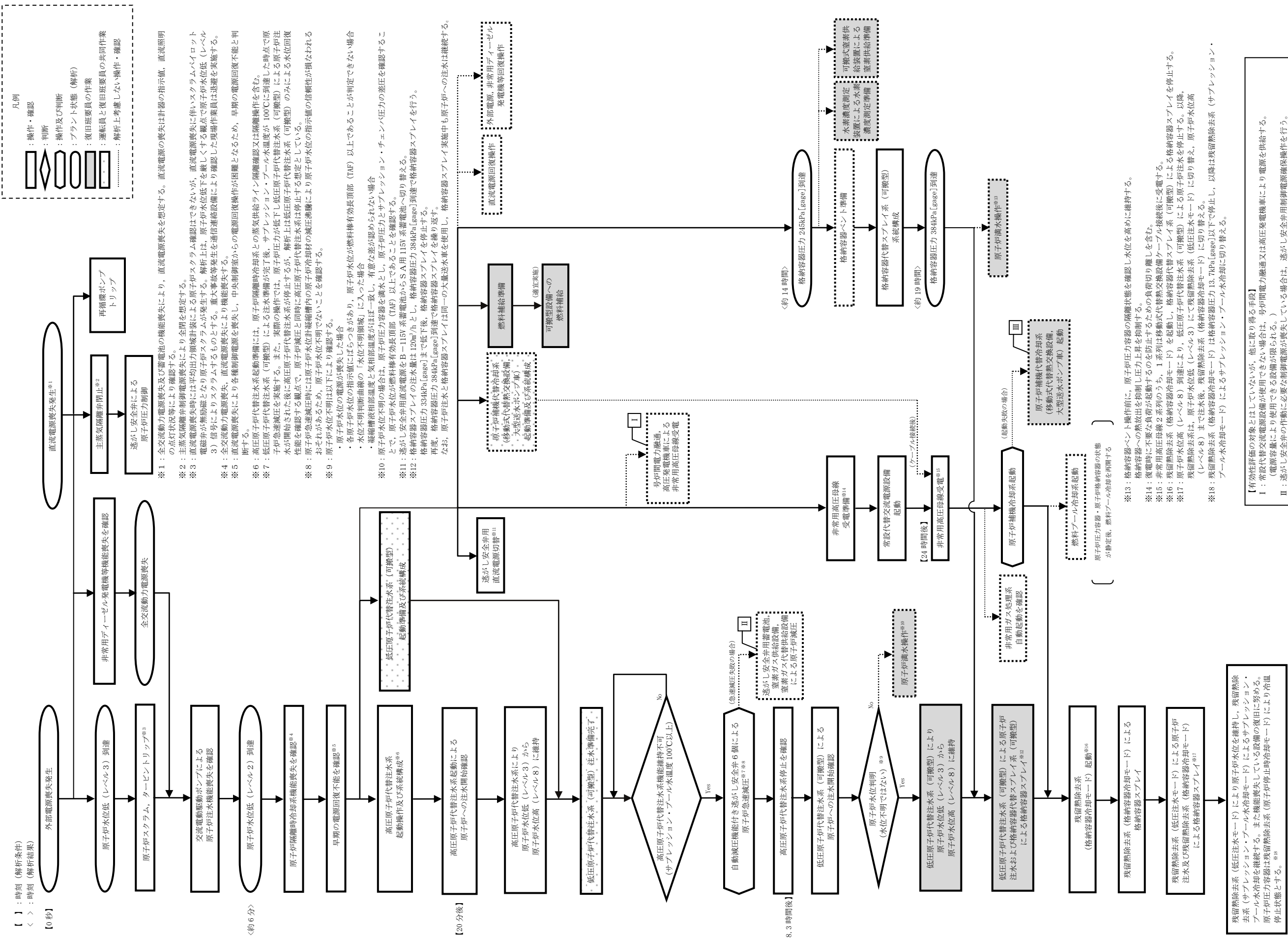
第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



第 2.3.3.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.3.3.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第2.3.3.1-2図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の対応手順の概要

全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失

操作項目	実施場所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）		経過時間（日）	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室電機緊急時対策本部連絡		10	20		
状況判断	1人 A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 直流電源喪失確認 ・ 原子炉システム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再稼働トリップ確認 ・ 交流電動機ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主蒸気減圧弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却機能喪失確認 ・ 初期の電源回復不能確認	10分			
高圧原子炉代替注水系起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動操作/系統構成	10分			
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	(1人) A	—	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 起動/停止操作		2時間10分		原子炉水位をレベル3～レベルBで維持
直流電源機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	—	・ 直流電源 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
交流電源回復操作	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 ・ 外部電源 回復				解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
事故代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 事故代替交流電源設備起動、受電操作			10分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）			25分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（現場）			10分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）			25分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（現場）			25分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）			10分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備（現場）			10分	
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）			10分	
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備（現場）			10分	
電源切替準備	—	2人 D,E	—	—	・ 放射線防護具準備	10分			
原子炉急減圧準備	(1人) A	—	—	—	・ 逃がし安全弁電源切替準備	10分			D-115V非常用電池から3A用115V非常用電池へ切り替える
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作	10分			
低圧原子炉代替注水系（可動型）準備操作	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分			
低圧原子炉代替注水系（可動型）系統構成	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可動型）による原子炉注水準備（大量送水車配置、ホース展開、接続）		2時間10分		
低圧原子炉代替注水系（可動型）注水準備	—	2人 B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分			
低圧原子炉代替注水系（可動型）注水操作	—	—	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備		30分		
格納容器代替スプレイ系（可動型）系統構成	—	(2人) A,B	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可動型）注水操作				原子炉水位をレベル3～レベルBで維持
格納容器代替スプレイ系（可動型）スプレイ準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系（可動型）系統構成			10分	
格納容器代替スプレイ系（可動型）スプレイ操作	—	(2人) A,B	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系（可動型）スプレイ準備（現場）			30分	適宜実施
原子炉注水準備	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系（可動型）による原子炉注水流量の増加				解析上考慮せず
原子炉隔離代替冷却系準備操作	—	(12人) A~J	—	—	・ 格納容器圧力が38kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する				
原子炉隔離代替冷却系準備操作	—	3人 A,B,C	—	—	・ 資機材配置及びホース敷設、系統水張り		7時間20分		解析上考慮せず
原子炉隔離代替冷却系準備操作	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分			解析上考慮せず
原子炉隔離代替冷却系準備操作	—	(4人) B,C,D,E	—	—	・ 電源ケーブル接続	1時間40分			解析上考慮せず
原子炉隔離代替冷却系準備操作	—	(2人) D,E	—	—	・ 原子炉隔離代替冷却系 系統構成	1時間40分			解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器ベント準備（N.G.C.非常用ガス処理入口隔離準備）			1時間30分	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	—	(2人) A,F	—	—	・ 水車濃度測定装置準備			1時間40分	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	—	(2人) A,F	—	—	・ 可変式定常供給装置準備			1時間40分	解析上考慮せず
燃料補給準備	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分			
燃料補給作業	—	2人 F,G	—	—	・ ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリーへの補給		1時間30分		タンクローリー数量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料補給作業	—	—	—	—	・ 大量送水車への補給				適宜実施
原子炉隔離代替冷却系起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉隔離代替冷却系 起動操作			10分	
残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（格納容器冷却モード） 起動操作			10分	
残留熱除去系による原子炉注水および原子炉格納容器加熱操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器スプレイ				適宜実施 原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水への切替操作を実施し、原子炉水位高（レベル4）にて格納容器スプレイへの切替操作を実施
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系 自動起動確認			10分	解析上考慮せず
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) D,E	—	—	・ 原子炉隔離代替冷却系 系統構成			30分	解析上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水送水準備
燃料プール冷却系 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動			10分	解析上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持 燃料プール冷却水ポンプを再稼働し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキママージンタンクへの補給を実施する。

第 2.3.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失」の作業と所要時間

第 2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋直流電源喪失」の
重大事故等対策について（1 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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等が 全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、 原子炉はスクラムするが、直流電源喪失によ り平均出力領域計装による確認ができない。 原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状 況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力（S A） 原子炉圧力
高圧原子炉代替注水系に よる原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動 が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系 を起動し原子炉注水を開始する。これにより 原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可 能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉 急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁 用直流電源切替操作を実施する。	常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可 搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電 動弁（R H R 注水弁及びF L S R 注水隔離弁） の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展 張を実施する。また、大量送水車の燃料補給 準備を実施する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」の
重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	<p>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プールの水温度100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6弁による自動減圧を行う。</p>	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク</p>	<p>大量送水車 タンクローリー</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブプレッション・プール水温度（SA）</p>
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	<p>原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p>	<p>常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク</p>	<p>大量送水車 タンクローリー</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）</p>
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	<p>格納容器圧力が384kPa〔gage〕に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。</p>	<p>常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク</p>	<p>大量送水車 タンクローリー</p>	<p>ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）</p>

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失」の
重大事故等対策について（3 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ	ドライウエル温度（SA） ドライウエル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） サブレーション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サブレーション・チェンバ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

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

2.3.4.1 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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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、「外部電源喪失＋交流電源（DG－A，B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」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、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たことによって、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、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常設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、低圧原子炉代替注水系（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原子炉代替注水系（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（低圧注水系）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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。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格納容器代替ス

プレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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第 2.3.4.1-1(1)図及び第 2.3.4.1-1(2)図に、手順の概要を第 2.3.4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.3.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 31 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、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.4.1-3 図に示す。

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等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）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、平均出力領域計装である。

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（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

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等の起動ができず、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、原子炉補機代替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、低圧原子炉代替注水系（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（SA）及び原子炉圧力である。

d. 直流電源切替

直流電源切替については、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替」と同じ。

- e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びF L S R注水隔離弁）の手動開操作を実施する。
屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。
- f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁5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（S A）及び原子炉圧力である。
- g. 低圧原子炉代替注水系（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、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。
低圧原子炉代替注水系（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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。
- h. 格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171°Cに接近した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。
原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（A-RHRドライウエル第2スプレイ弁）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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。
格納容器代替スプレイ系（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、ドライウエル圧力（S A）、格納容器代替スプレイ流量等である。
- i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。
- j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系（低圧注水モード）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、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）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（格納容器冷却モード）の運転を停止し、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、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

以降、炉心の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等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「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再開）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）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）及び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、スプレイ冷却及びサブプレッション・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及びシビアアクシデント総合解析コードMAP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第2.3.4.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケン

ス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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等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、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン・トリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。

(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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ 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、原子炉減圧には再閉鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁（5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8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ 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ものとする。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ の流量で原子炉注水するものとする。

(e) 格納容器代替スプレイ系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。

- (g) 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、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [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供給を開始する。
- (b) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、事象発生2時間20分後から開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧原子炉代替注水系（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) 格納容器代替スプレイ系（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384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）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量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.2-1(1)図から第2.3.4.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、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を第2.3.4.2-1(7)図から第2.3.4.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.4.2-1(10)図から第2.3.4.2-1(13)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（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（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）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、事象発生とともに全台がトリップする。

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1.4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。低圧原子炉代替注水系（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原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁5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、燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、低圧原子炉代替注水系（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。

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、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行う。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24時間30分後時間後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を行うものとする。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.4.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.4.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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、原子炉圧力と圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.3.4.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（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、24時間30分後に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。

(添付資料 2.3.4.1)

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。

外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)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、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作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表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性

ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）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 2.3.4.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めて評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.4.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える

影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレーを実施すること）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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（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）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.4.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレーにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、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）及び低圧原子炉代替注水系（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 2.3.4.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要

因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の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2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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、運転員等操作時間に与える影響はない。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（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2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約21時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじ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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。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。

(添付資料 2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、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。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（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。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

第 2.3.4.2-1(14)図から第 2.3.4.2-1(16)図に示すとおり、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原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作については、事象発生から 3 時間 5 分後(操作開始時間の 45 分程度の遅れ)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原子炉代替注水系(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 805℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ冷却系(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 21 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.3.4.2, 2.3.4.3)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、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失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 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」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系(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、合計約 1,000m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽(西)に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽(西)は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽(西)を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェ

ンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。
(添付資料 2.3.4.4)

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日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による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大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。合計 363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、こ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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系による格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.3.4.5)

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、約 4,268kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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 2.3.4.6)

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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS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、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き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、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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失敗）＋

SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

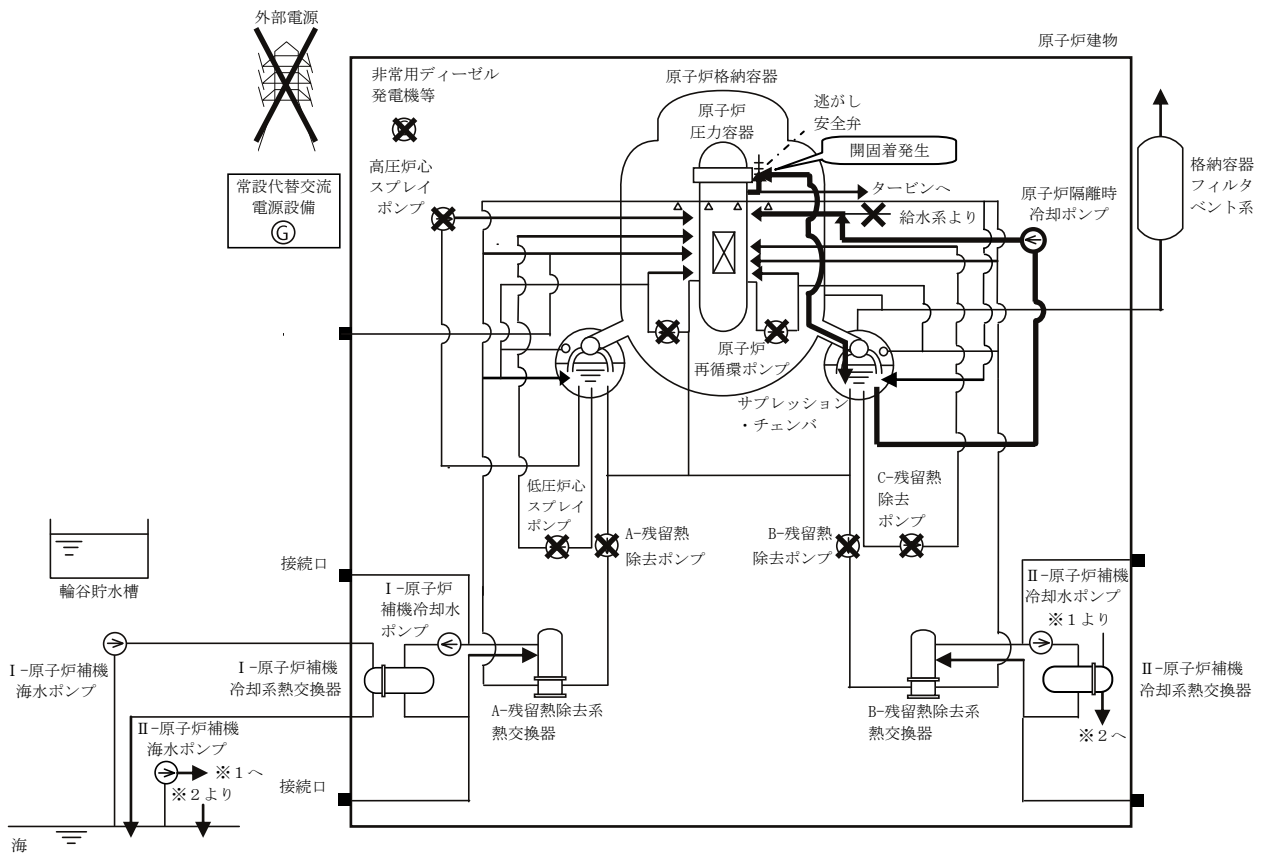
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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、安定状態を維持できる。

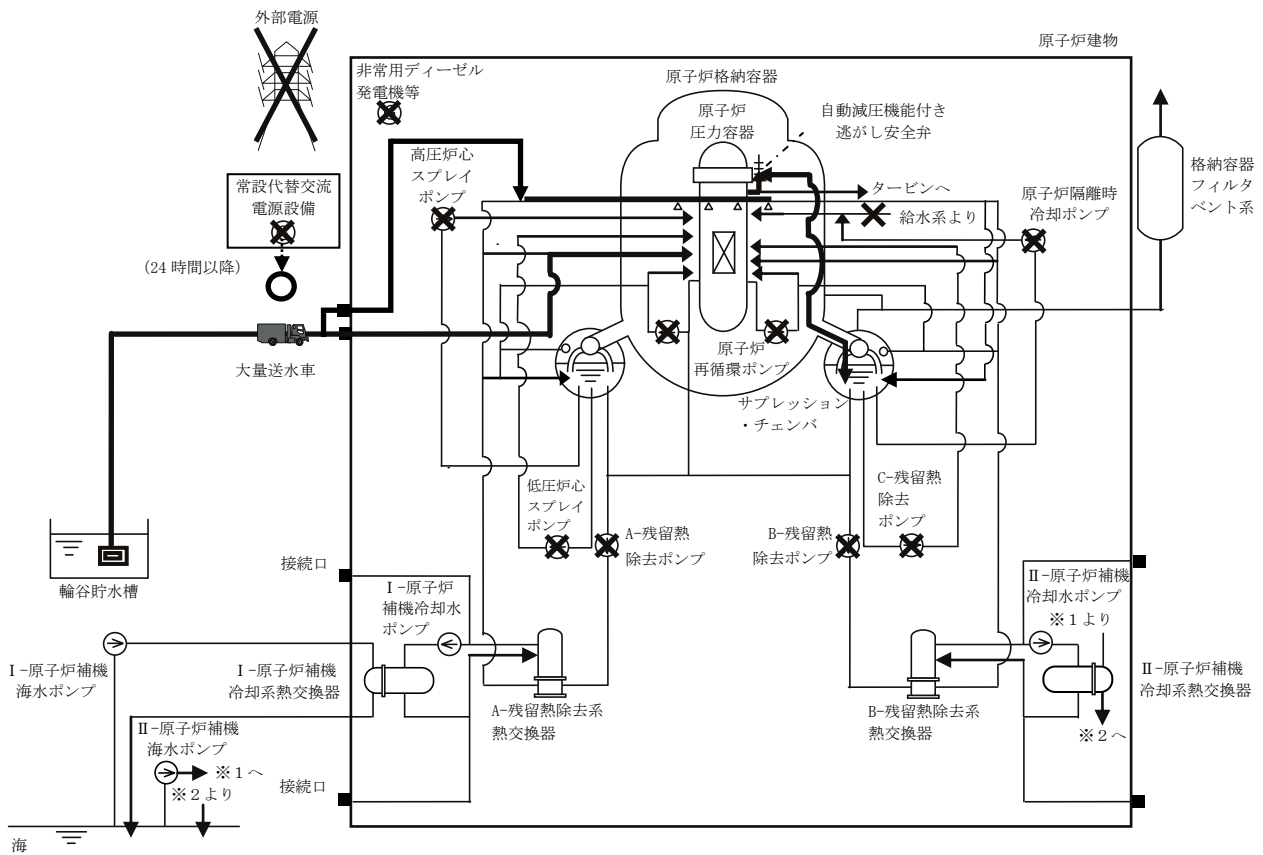
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

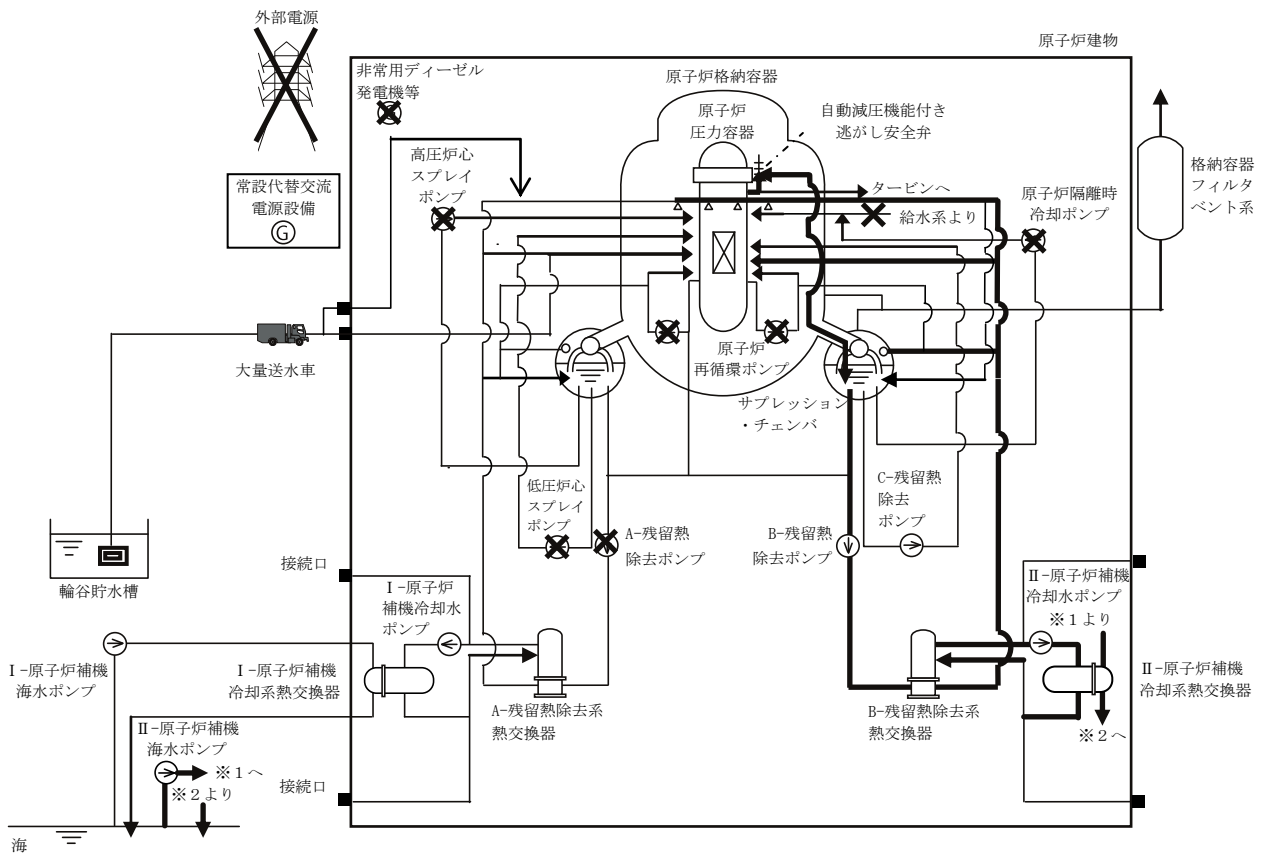
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」に対して有効である。



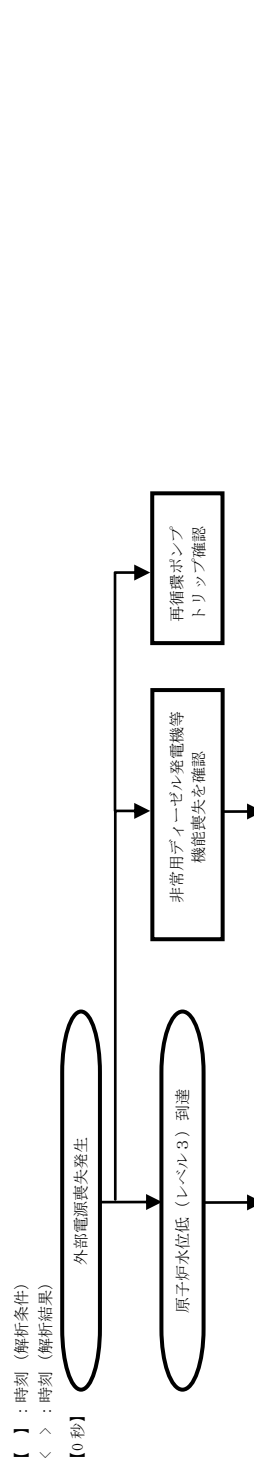
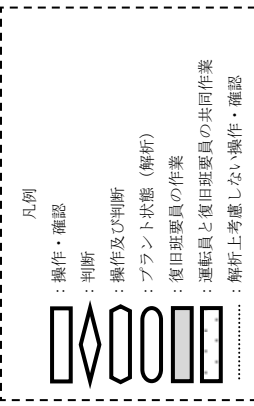
第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



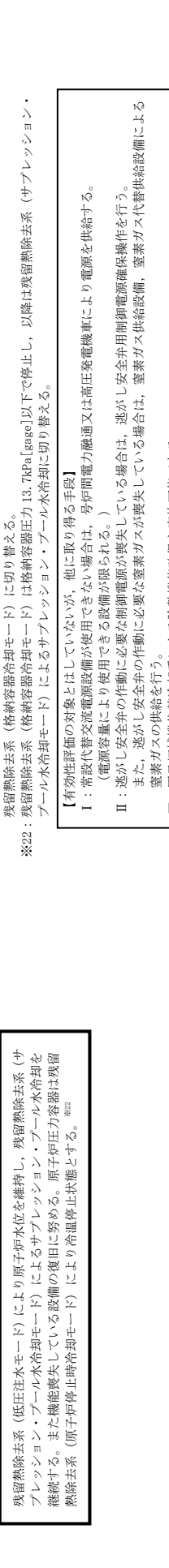
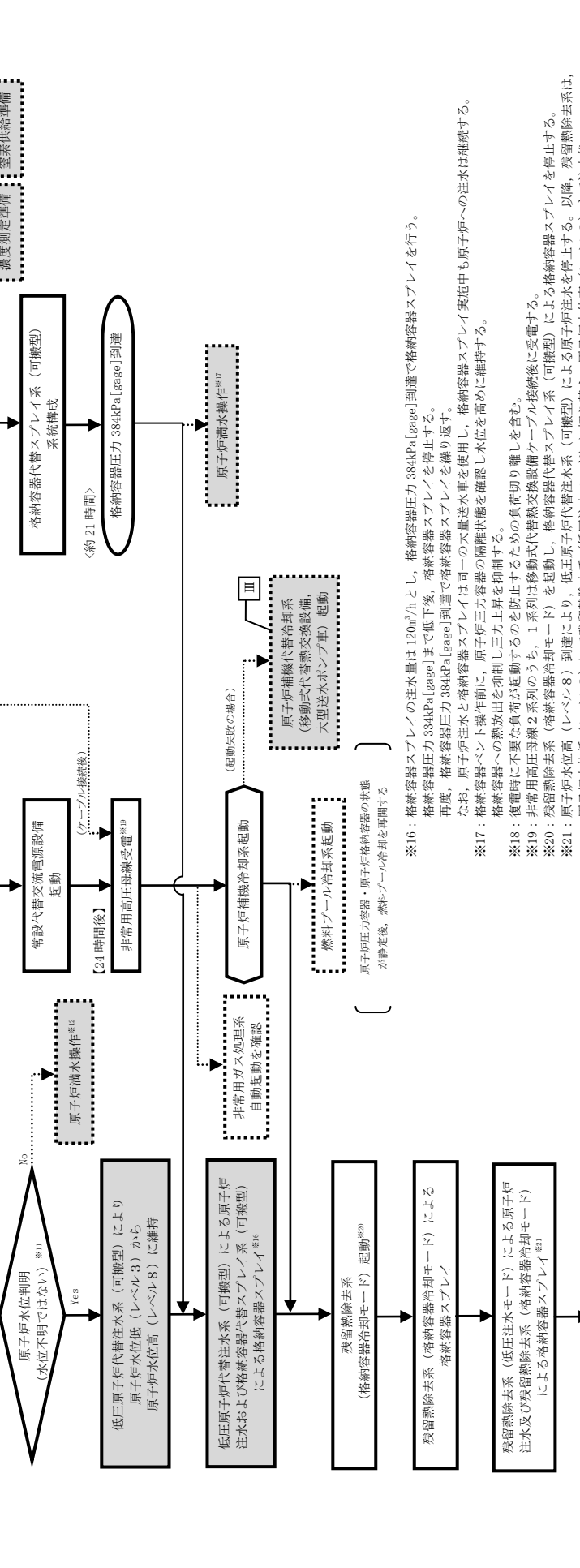
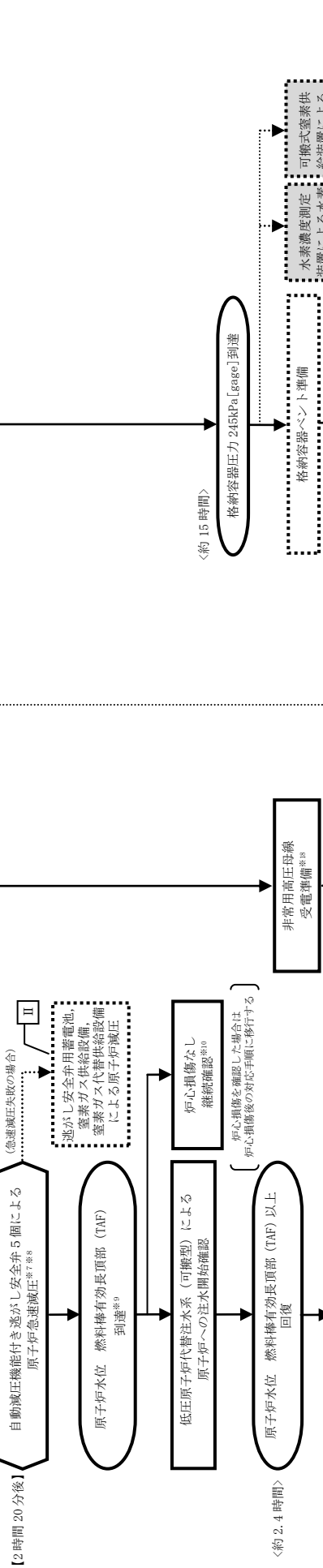
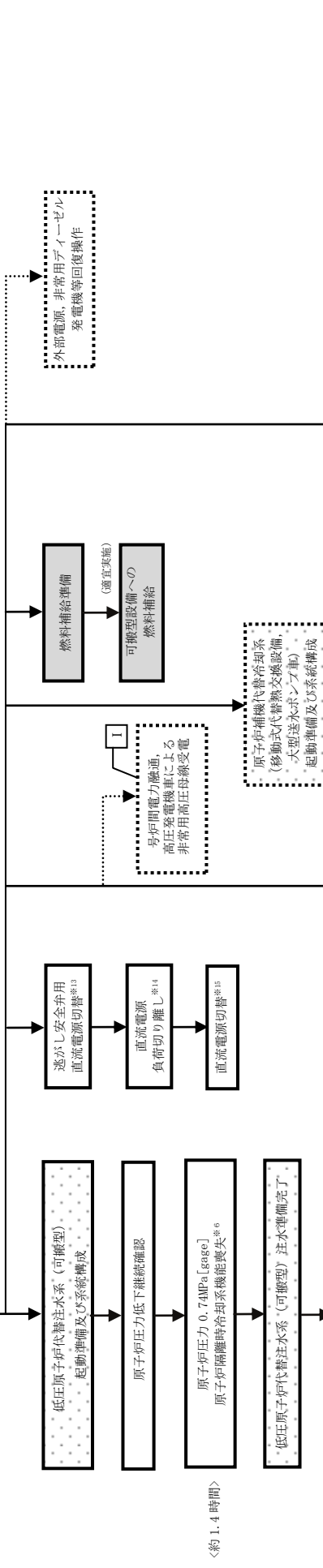
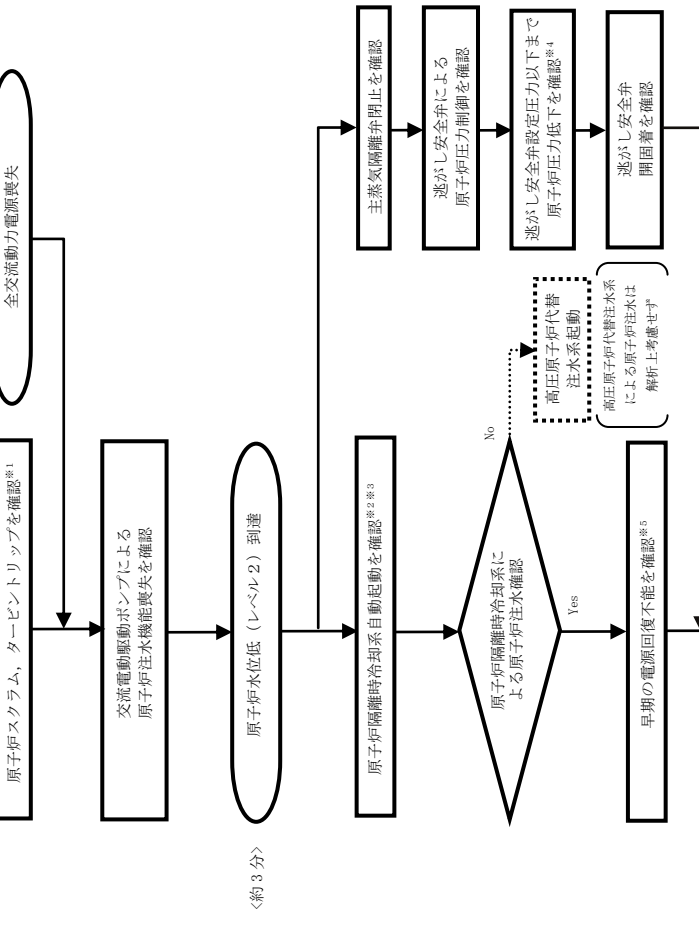
第 2.3.4.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.4.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



- ※1：原子炉炉水位低（レベル3）にて、原子炉スクラムシムたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2：原子炉炉水位低（レベル2）で自動起動（解析時の時刻約3分）する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：原子炉炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが、逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉炉水位の回復は緩やかなものになる。
- ※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「閉閉着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。要際は、逃がし安全弁の閉閉操作を実施して、「閉閉着」復旧を試みる。
- ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6：解析上、原子炉圧力0.74MPa[gage]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
- ※7：低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備が完了後、自動減圧機能付き逃がし安全弁5弁を開放し、閉閉着した逃がし安全弁と合わせて6弁による原子炉急減圧を実施する。
- ※8：原子炉急減圧時には原子炉炉水位計能動槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明であることを確認する。
- ※9：原子炉水位（燃料罐）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ※10：炉心損傷は、以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生の判断ができない場合は原子炉圧力容器温度が300℃以上（1点以上）となった時点で、炉心損傷と判断する。
- ※11：原子炉炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※12：原子炉炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認すること
- ※13：逃がし安全弁用直流電源をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※14：必要な制御電源以外の負荷を切り離す。
- ※15：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB-1-115V系蓄電池（SA）へ切り替える。



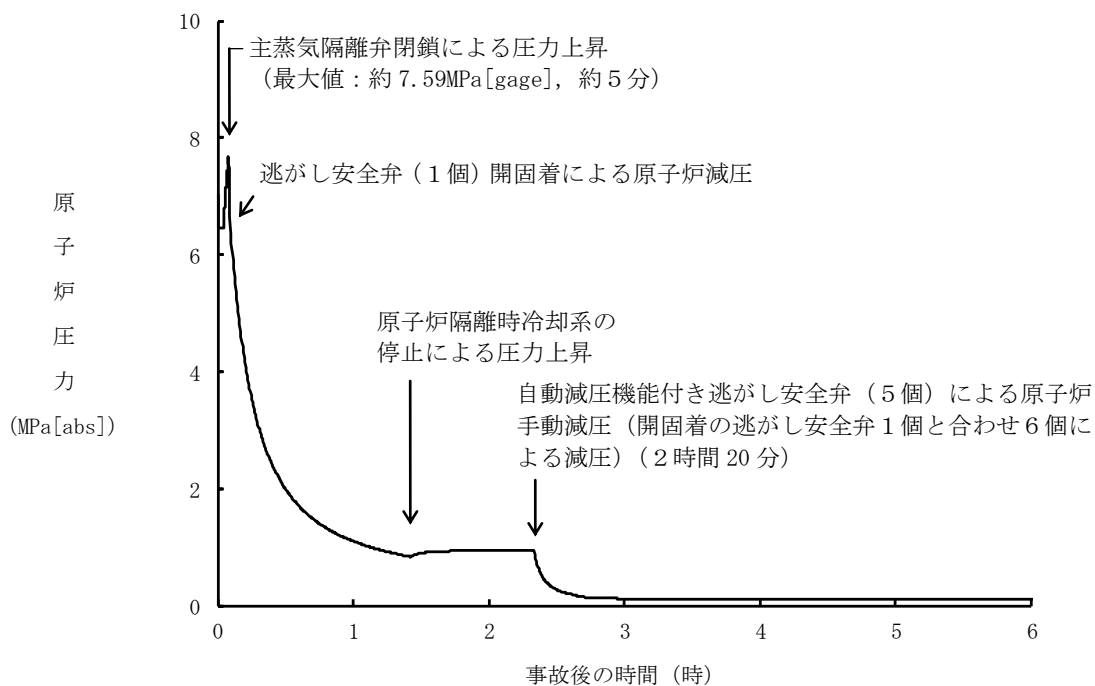
- 【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】
- I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、昇圧間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。（電源容量により使用できる設備に限られる。）
- II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、窒素ガス供給設備、窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
- III：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

- ※16：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。格納容器圧力334kPa[gage]まで低下後、格納容器スプレイを停止する。再度、格納容器圧力384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
- ※17：格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
- ※18：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。
- ※19：非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備ケープスプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
- ※20：残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイを停止する。
- ※21：原子炉炉水位低（レベル3）にて残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替える。原子炉炉水位高（レベル8）に切り替える。残留熱除去系（格納容器冷却モード）に切り替える。
- ※22：残留熱除去系（格納容器冷却モード）は格納容器圧力13.7kPa[gage]以下で停止し、以降は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却モード）によるサブプレッション・プール冷却に切り替える。

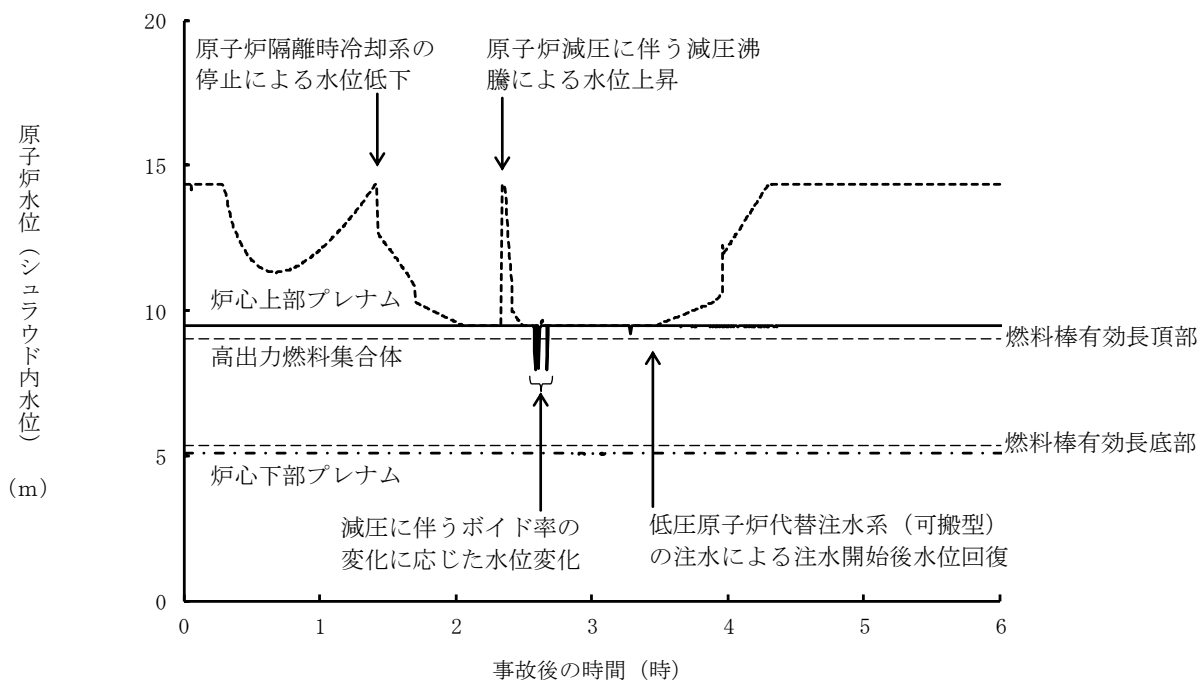
第 2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失 + DG 失敗） + SRV 再閉失敗 + HPCS 失敗」の対応手順の概要

作業項目	実施箇所・必要員数			作業内容	経過時間（分）																											備考						
	責任者	当直長	1人		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		28	29	30	31	32	33
状況判断	1人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 原子炉スタム確認、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 高圧ポンプトリップ確認 交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力上昇確認 逃がし安全弁「閉回春」確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 早期の電源回復不能確認 	事象発生 原子炉スタム 約3分 原子炉水位低（1~56.2） プラン1状況判断 約1.4分 原子炉圧力0.74MPa[10at] 原子炉隔離時冷却系機能喪失 2分20秒 原子炉急冷減圧 低圧原子炉代替注水系（可動型） 原子炉注水開始 約1.4分 原子炉水位燃料棒温度異常回復 原子炉水位燃料棒温度異常回復 約8時間 交流電源切替 約12時間 格納容器圧力20kPa[10at]到達 約22時間 格納容器圧力20kPa[10at]到達																											原子炉注水水位に基づく時間						
原子炉注水機能	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 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原子炉注水は 原子炉圧力0.74MPa[10at]まで実施																																	
交流電源回復作業	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復 																												解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する						
常設代替交流電源設備 起動操作	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 起動、受電操作 	10分																																	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> D系非常用高圧母線受電準備（中央制御室） 	25分																																	
C系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> C系非常用高圧母線受電準備（中央制御室） 	25分																																	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> D系非常用高圧母線受電準備（現場） 	25分																																	
C系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> C系非常用高圧母線受電準備（現場） 	25分																																	
D系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> D系非常用高圧母線受電準備（現場） 	10分																																	
C系非常用高圧母線受電準備	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> C系非常用高圧母線受電準備（現場） 	10分																																	
所内用蓄電池切替操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 負荷切り離し/所内用蓄電池切替操作 	30分																											B-115F系蓄電池からB1-115F系蓄電池（SA）へ切り替える						
電源切替操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 	10分																																	
原子炉急冷減圧操作	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁電源切替操作 	10分																											B-115F系蓄電池からSA用115F系蓄電池へ切り替える						
格納容器代替注水系（可動型）準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 自動減圧機能付き逃がし安全弁 5個 手動開放操作 	10分																																	
格納容器代替注水系（可動型）準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 格納容器代替注水系（可動型）による原子炉注水準備（大量送水要配慮、ホース調整、接続） 	2時間10分																																	
格納容器代替注水系（可動型）系統構成	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備 	10分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	2時間10分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	10分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	30分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	30分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	30分																																	
格納容器代替注水系（可動型）注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）注水準備 	30分																																	
原子炉注水準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器代替注水系（可動型）による原子炉への注水流量の増加 	格納容器圧力が20kPa[10at]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を増加して原子炉水位をできるだけ高く維持する																											解析上考慮せず						
原子炉隔離時冷却系準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 資源材配置及びホース調整、系統水張り 	7時間20分																											解析上考慮せず						
原子炉隔離時冷却系準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 	10分																																	
原子炉隔離時冷却系準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 電源ケーブル接続 	1時間40分																											解析上考慮せず						
原子炉隔離時冷却系準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 系統構成 	1時間40分																											解析上考慮せず						
格納容器ベント準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器ベント準備（NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作） 	1時間20分																											解析上考慮せず						
格納容器ベント準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 水素濃度測定装置準備 	1時間40分																											解析上考慮せず						
格納容器ベント準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 可動式測定装置準備 	1時間40分																											解析上考慮せず						
燃料補給準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 放射線防護員準備 	10分																																	
燃料補給準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリーへの補給 	1時間30分																											タンクローリー降下に応じて適宜軽油タンクから補給						
燃料補給準備	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 大量送水への補給 	適宜実施																																	
原子炉隔離時冷却系起動操作	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 起動操作 	10分																																	
残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系（格納容器冷却モード） 起動操作 	10分																																	
残留熱除去系（格納容器冷却モード）起動操作	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器スプレイ 	適宜実施																											原子炉水位低（レベル3）にて原子炉注水への切替操作を要請し、原子炉水位高（レベル8）にて格納容器スプレイへの切替操作を実施						
非常用ガス処理系 運転確認	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ガス処理系自動起動確認 	5分																											解析上考慮せず						
燃料プール冷却系 準備操作	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 系統構成 	30分																											解析上考慮せず 燃料プール冷却系換熱器への冷却水送水準備						
燃料プール冷却系 再開	(1)人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 燃料プール冷却系再起動 	10分																											燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・必要に応じてスクマージタンクへの補給を実施する。						

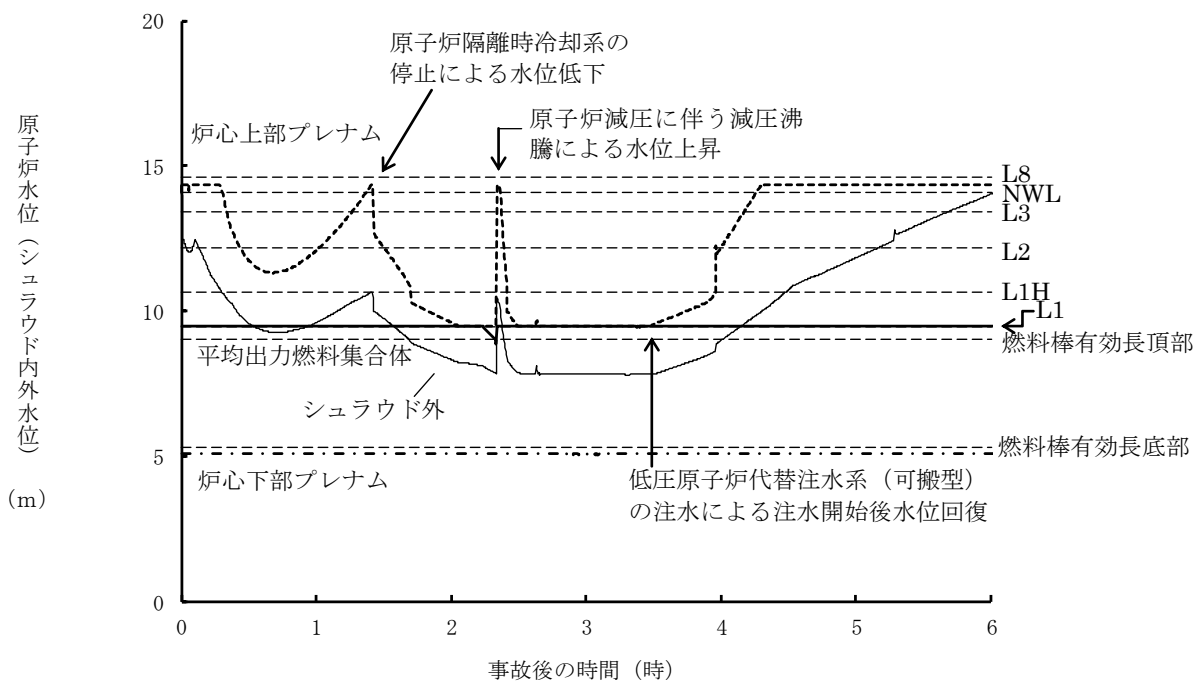
第2.3.4.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」の作業と所要時間



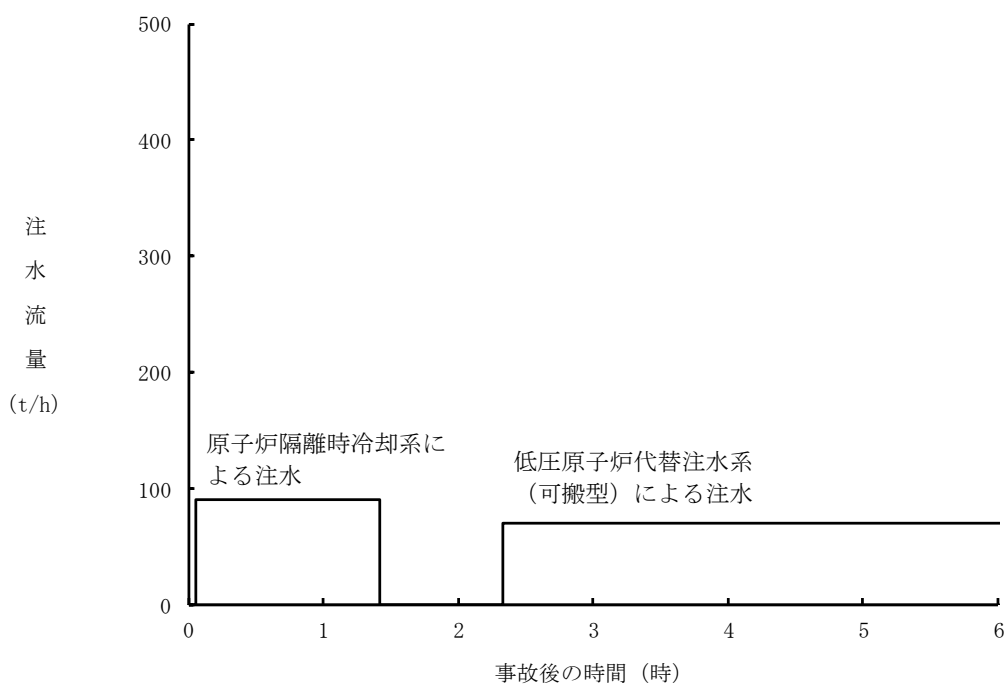
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



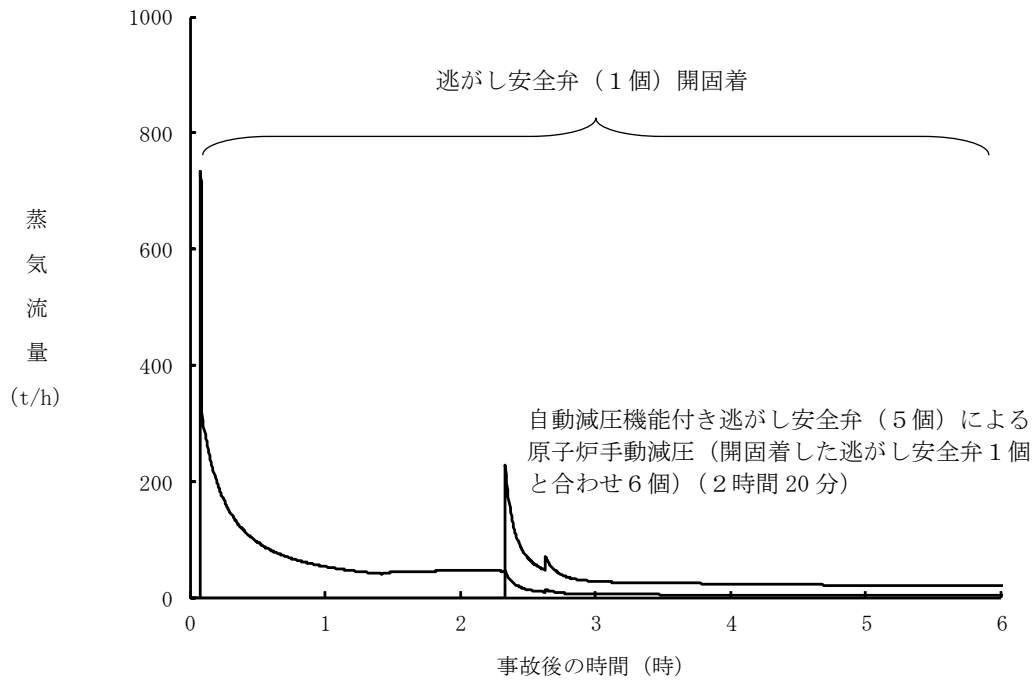
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



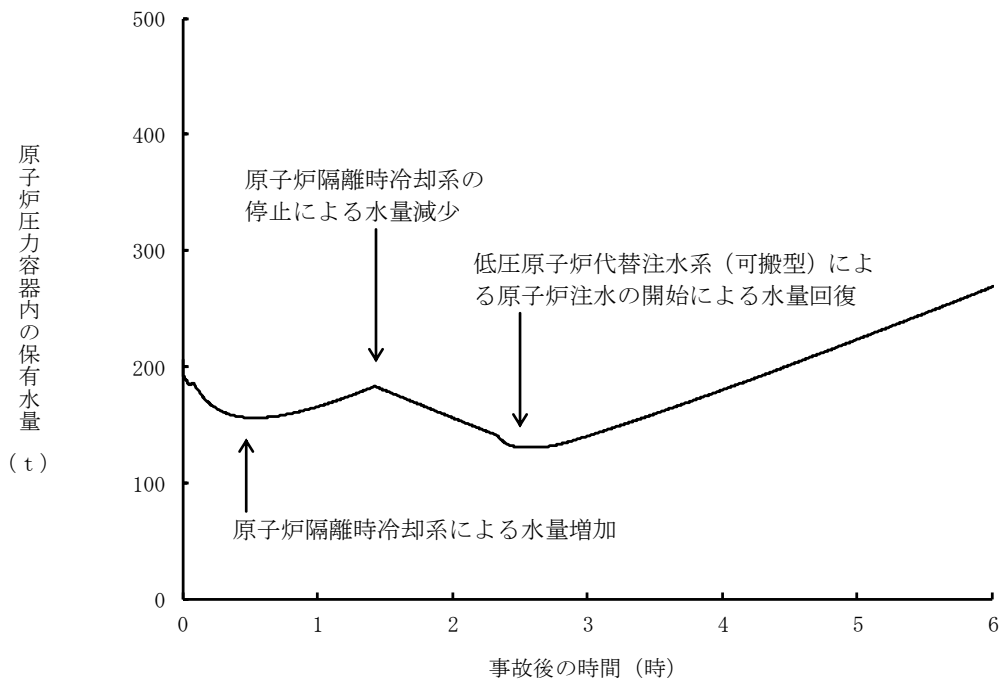
第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



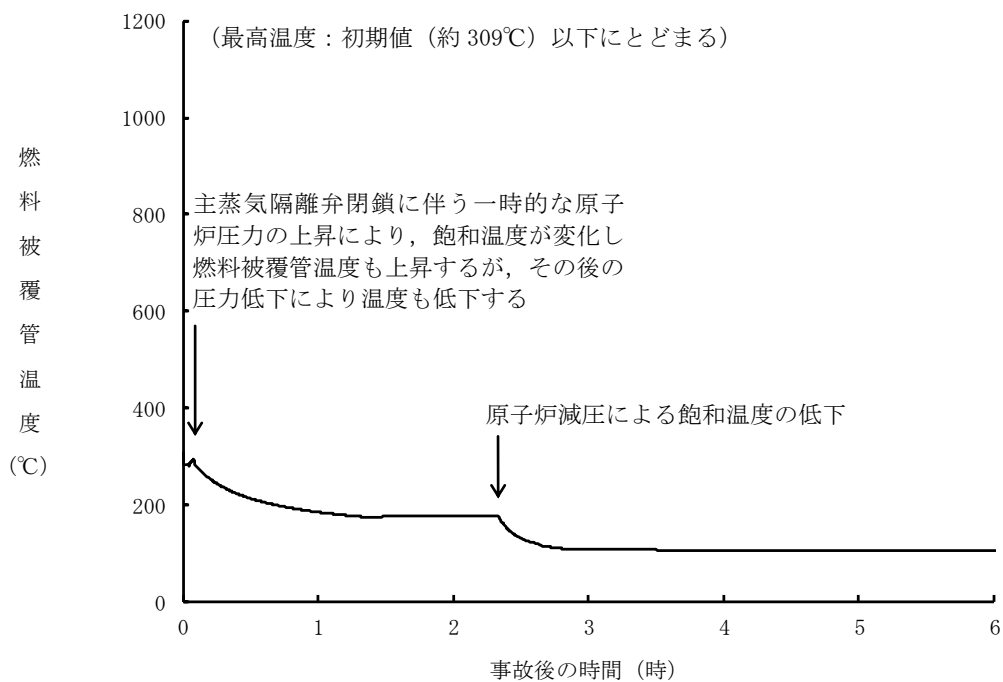
第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移



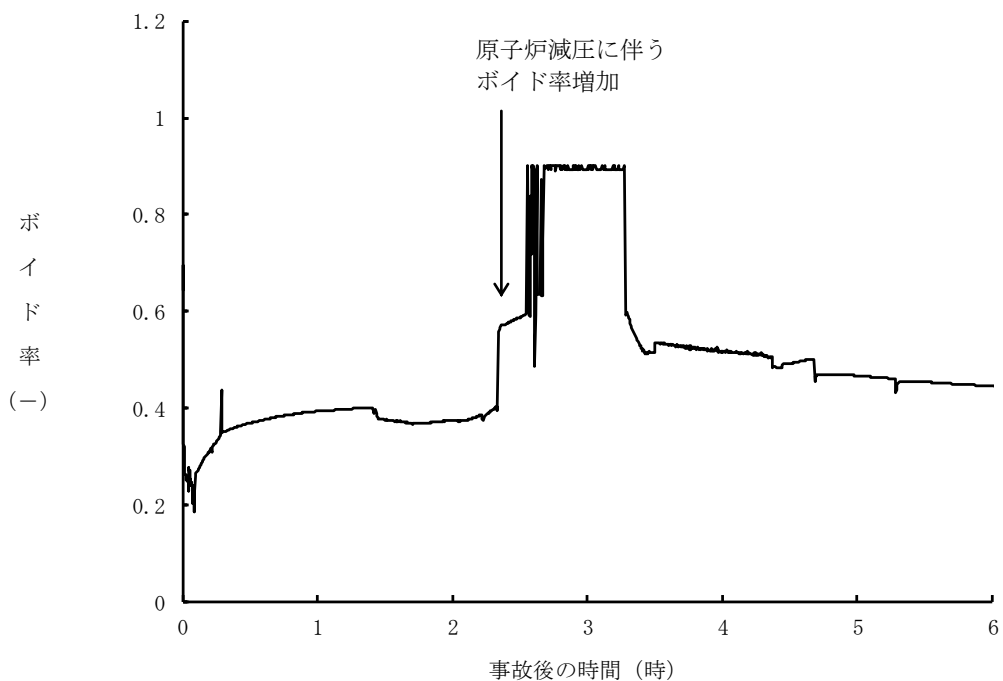
第 2.3.4.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



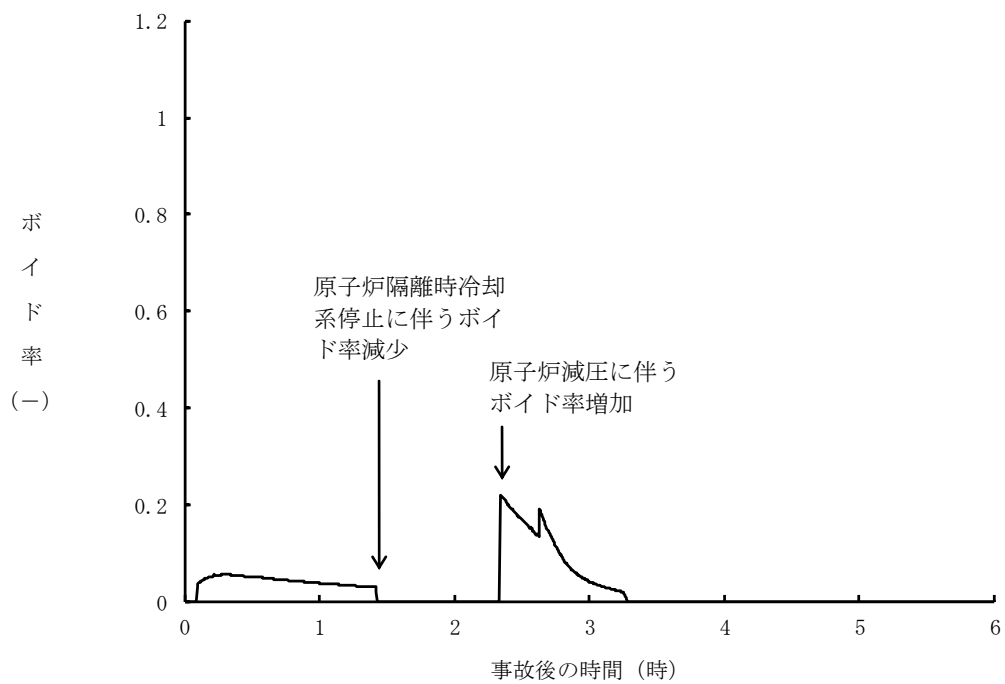
第 2.3.4.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



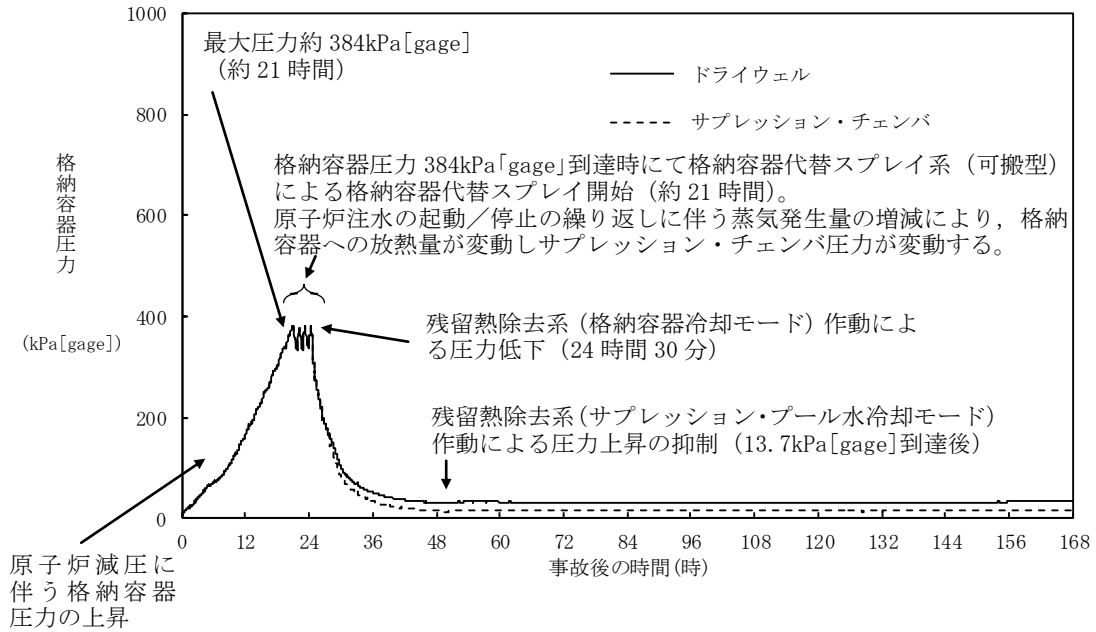
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



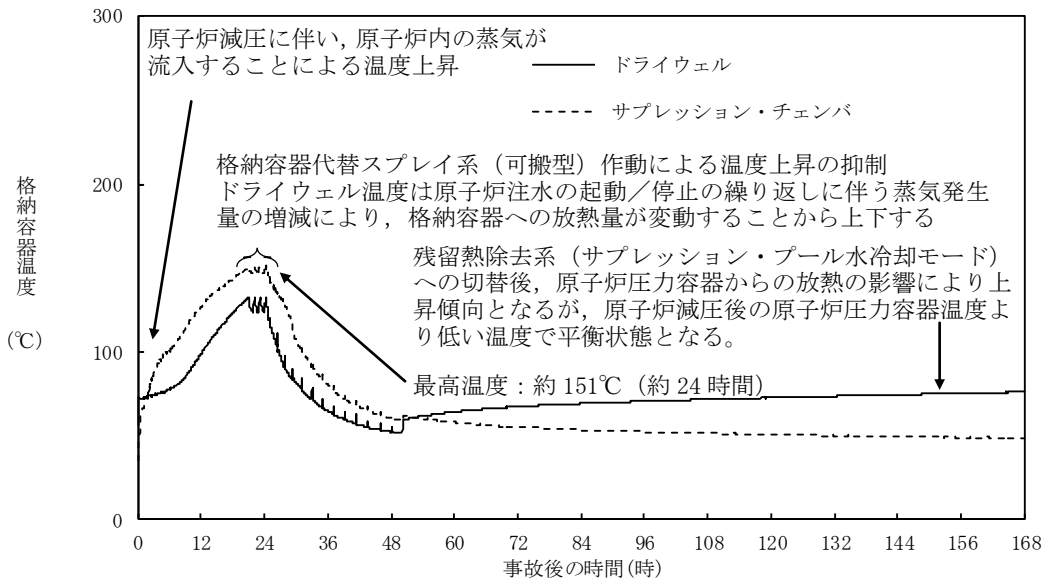
第 2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



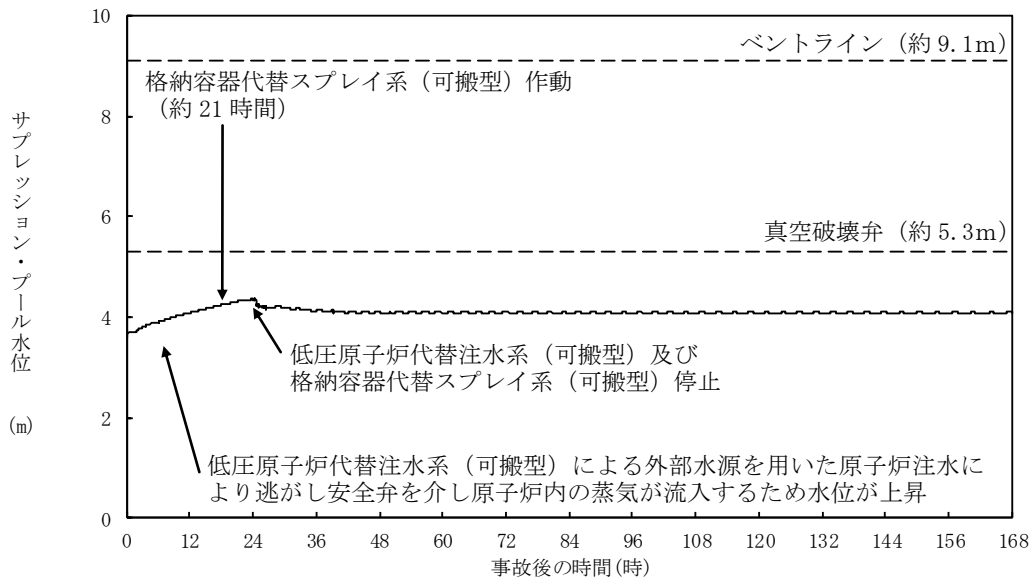
第 2.3.4.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



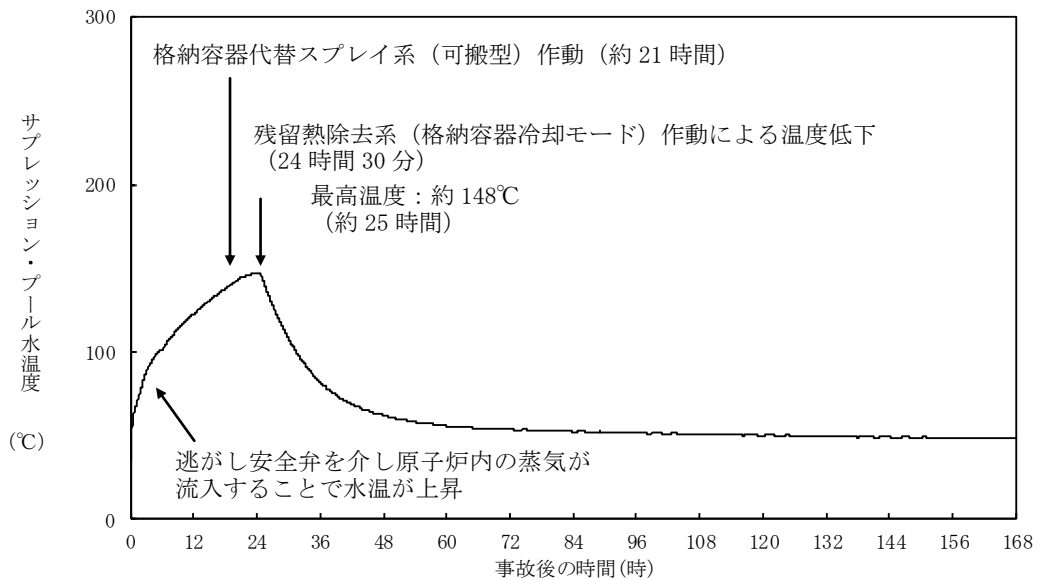
第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



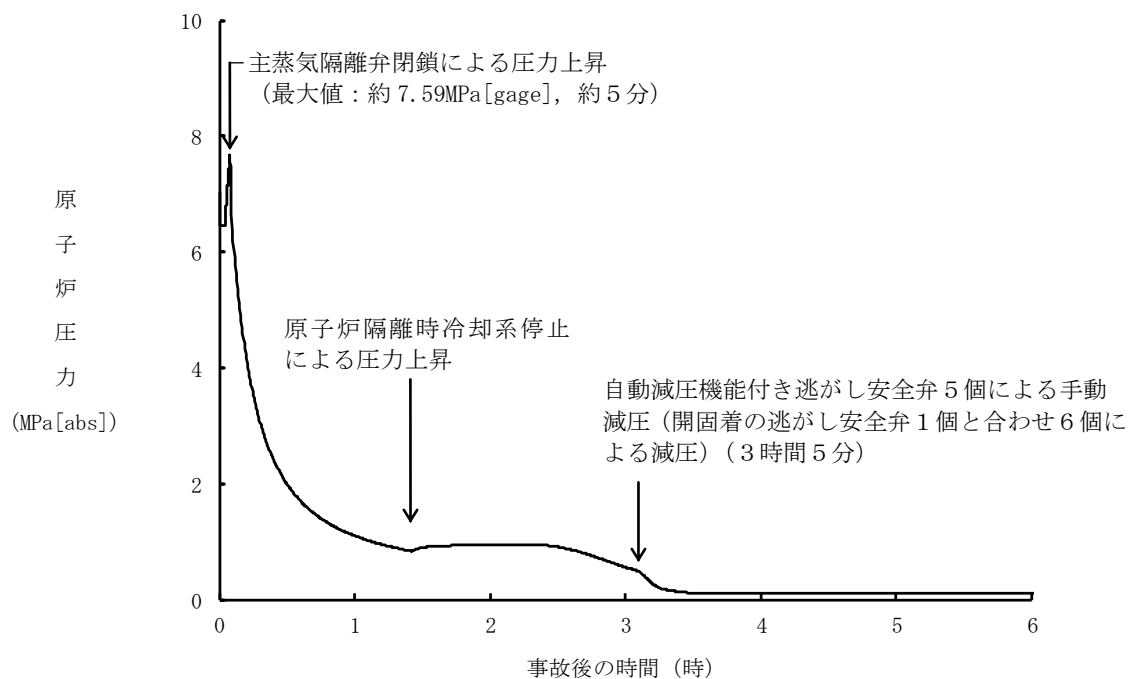
第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



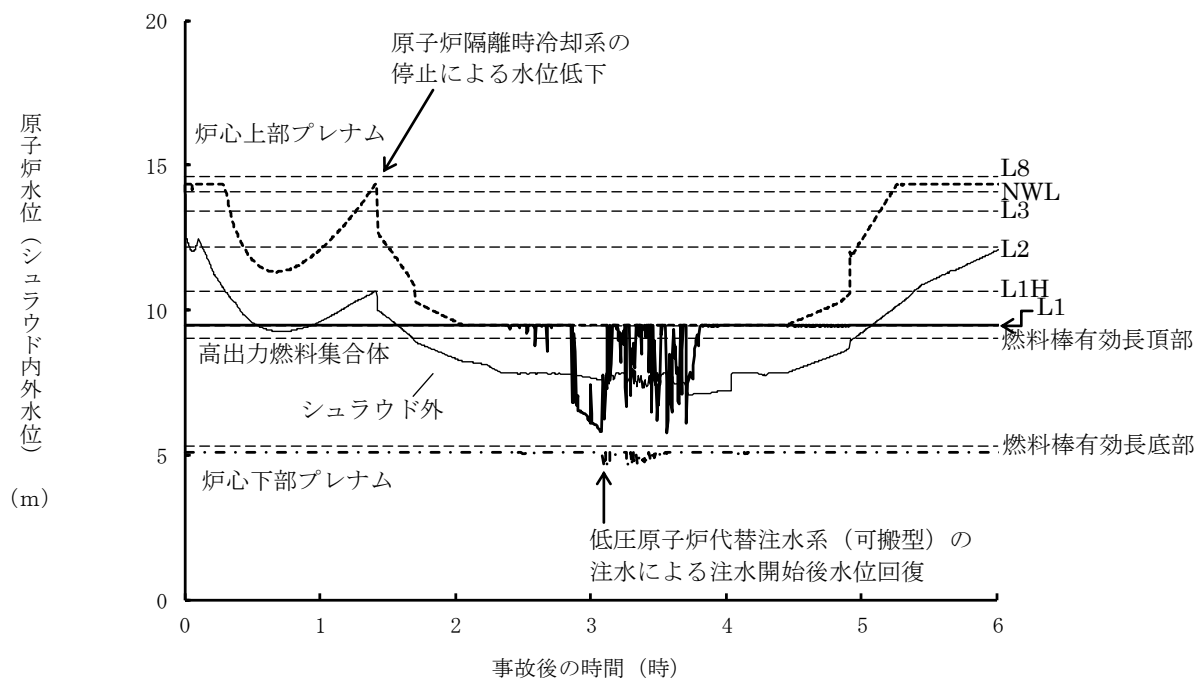
第 2. 3. 4. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



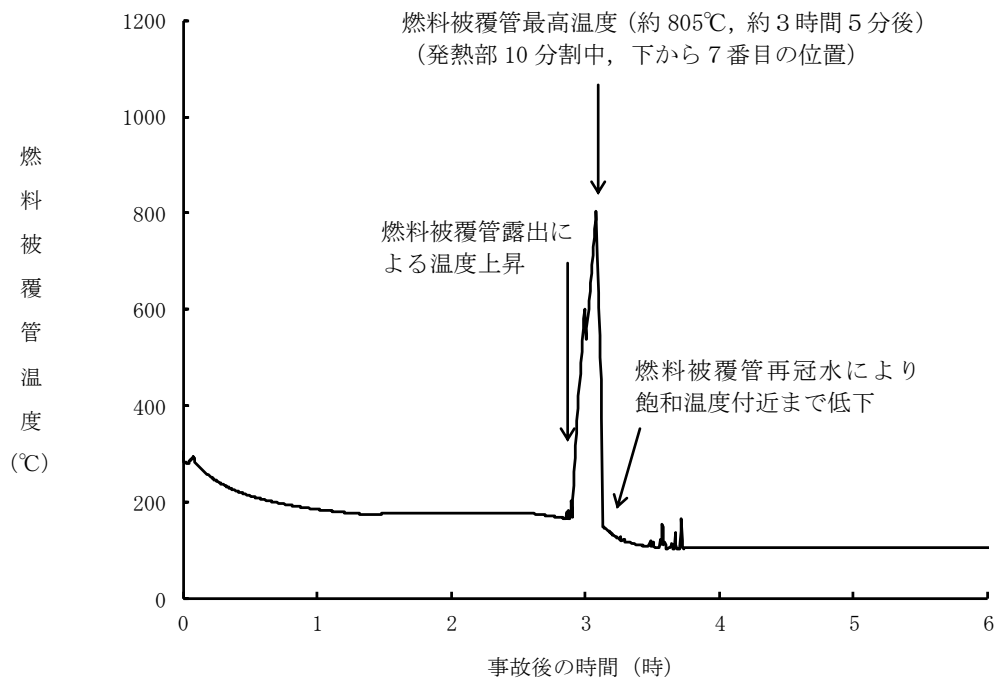
第 2. 3. 4. 2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.4.2-1(14) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.4.2-1(15) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.3.4.2-1(16) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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等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。	所内常設蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域計装
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）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。これにより水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、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】 サブレシジョン・チェンバ 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
直流電源切替	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替操作を実施する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手动開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
■：有効性評価上考慮しない操作

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、再開鎖に失敗した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁5個による手動減圧を行う。	自動減圧機能付き逃がし安全弁 所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力（SA） サブレシジョン・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 格納容器代替スプレイス流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

第2.3.4.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」
の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確保後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	-	ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サプレッション・チェンバ圧力（SA） サプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 【原子炉補機冷却系】 サプレッション・チェンバ	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 []：有効性評価上考慮しない操作

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + DG失敗) + SRV再開失敗 + HPCS失敗) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側 : SAFER 格納容器側 : MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
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)	7,900m ³	ドライ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
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部 : 4,700m ³ 液相部 : 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値
初期条件		

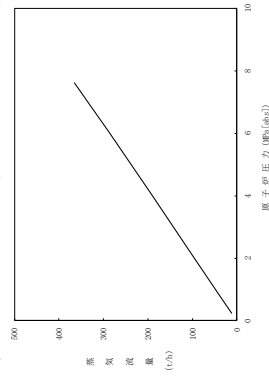
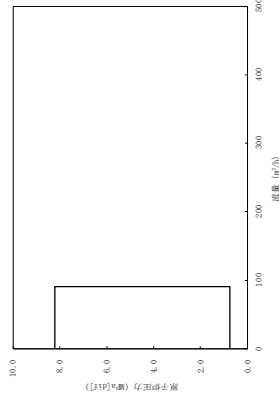
第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再開失敗＋HPCS失敗）（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	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	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	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、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	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等の機能喪失を想定して設定
		逃がし安全弁1個開固着*	本事故シナ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

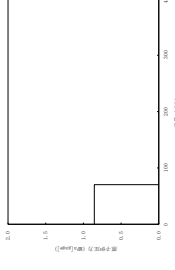
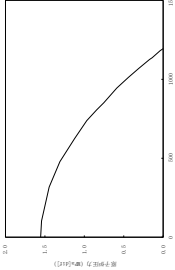
※開固着を想定する逃がし安全弁1個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い7.58MPa[gage]の2個のうち1個が閉止せず開固着するものとしている。（吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。）

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗）（3/5）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方	
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [dif]において）にて注水	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	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	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×2個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×3個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×3個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個	開固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5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流量の関係〉	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	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				逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	
重大事故等対策に関連する機器条件					



第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</p>	<p>70m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p> 
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>30m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>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</p>
<p>残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 1, 136m³/h(0.14MPa[dif])において注水</p>	<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>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード)</p>	<p>・原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に, 1, 218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は, 熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°C)において</p>	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関する機器条件

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗）（5／5）

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	本事故シナジェシスの前提条件として設定
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 2 時間 20 分後	低圧原子炉代替注水系（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	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後（事象発生から 2 時間 20 分後）	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関する操作条件

安定状態について（全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）
＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗）

「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後も引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

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

※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度は僅かに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（80℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系の機能を維持し、除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

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 + DG失敗） + SRV再開失敗 + HPCS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 + DG失敗） + SRV再開失敗 + HPCS失敗（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できてい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、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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却の無い場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心には燃料棒表面熱伝達モデルにおいて、FIST-ABWRの実験解析においては、燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価する。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单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、炉心がおおむね冠水維持する場合では燃料棒表面熱伝達係数は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）により行われ、操作手順（原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること）に変わりなく、燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価することとしている。運転員等操作時間には、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面熱伝達係数は上昇しないため、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）により行われ、操作手順（原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること）に変わりなく、燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価することとしている。運転員等操作時間には、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面熱伝達係数は低くなり、原子炉注水手段に与える可能性が高くなる（原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達係数の評価について酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価するが、原子炉注水は燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価するため、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面熱伝達係数の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒表面熱伝達、非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面熱伝達と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面熱伝達係数は上記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。ベラストロ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、燃料棒表面熱伝達を高めることにより、破裂の判定としてベラストロット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒表面熱伝達を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フイットメント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉注水は燃料棒表面熱伝達を高めることにより、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面熱伝達係数は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒表面熱伝達を高めることにより、破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉注水は燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価するため、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面熱伝達係数の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気单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、原子炉注水の評価において、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棒等の構造材の温度が燃料棒表面熱伝達から蒸気発生したためであり、低圧原子炉代替注水系（新設）を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料棒表面熱伝達に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系（可搬型）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。	運転操作はシミュラワード外水位（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注水器具の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉注水は燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価するため、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒表面熱伝達係数の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

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失敗) +SRV再開失敗+HPCS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(シュウラウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュウラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始(シュウラウド外水位)の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作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、シュウラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュウ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。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。
	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き原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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時間
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再開失敗+HPCS失敗)

【MAAP】		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」として確認	
	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」として確認	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十割程度高め傾向に、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなると思われる。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割程度高め評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験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考えられる。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代替型(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替型(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響はない。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十割程度高め評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験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考えられる。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代替型(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替型(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響はない。	
				構造材との熱伝達及び内部熱伝導	「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」として確認
	気液界面の熱伝達	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小さい。	「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」として確認	
	サブレーション・ブロー冷却	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」として確認	

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評価項目となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗)(1/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大輸出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、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	評価項目となるパラメータと与える影響 最確条件とした場合は、最大輸出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と与える影響は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77~6.79MPa [Lgage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、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小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値(約309°C)を上回ることはなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、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与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心毎	9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)、MOX燃料について、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
最大輸出密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはない。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時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されること、炉心は冠水を維持されること、燃料被覆管温度は初期値(約309°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順(格納容器に依って格納容器スプレイを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

初期条件

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 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HP CS失敗 (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライ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)	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い。
格納容器空間容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	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い。
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッジョン) (設計値)	真空破壊弁の設定値	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い。
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブプレッジョン・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5.0kPa [Gage]	約5 kPa [Gage]～約7 kPa [Gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎによ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18kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎによ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18kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (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、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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を与える影響
 (全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗) +SRV再開失敗+HPCS失敗)(3/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
外部水源の容量	7,000m ³	7,000m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	
起回事象	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、外部電源が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等の機能喪失を想定して設定		
	逃がし安全弁1個開固着	—	本事故シナケンスにおける前提条件		
外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起回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。	外部電源喪失は起回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。

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と与える影響
(全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)(4/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、現象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果と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が大きくなる。
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 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[di.f]において)にて注水	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[di.f]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、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	閉固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開することによる原子炉急速減圧	閉固着した1個に加えて自動減圧機能付き逃がし安全弁の5個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき、併用時の注水先が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、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系(可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系(可搬型)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復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)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器代替スプレイ系(可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展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、現象進展に与える影響はない。
残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m ³ /h(0.14MPa[di.f]において)にて注水	1,136m ³ /h(0.14MPa[di.f]において)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	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。水位回復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)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブレーション・ブール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW(サブレーション・ブール水温度52℃、海水温度30℃において)	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW(サブレーション・ブール水温度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、現象進展に与える影響は同等であることから、現象進展はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

機器条件

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗）（1/3）

項目	評価項目となるパラメータに与える影響		運転員等操作時間に与える影響	操作の不確かさ要因	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
	解析条件（操作条件）の不確かさ	条件設定の考え方					
低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、低圧原子炉代注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	<p>【認知】安全弁による原子炉減圧操作は、低圧原子炉代注水（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】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常駐しているため、操作時間は短縮される。</p> <p>【他の並列操作の有無】急減圧操作は、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、そのための誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>【認知】安全弁による原子炉減圧操作は、低圧原子炉代注水（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】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常駐しているため、操作時間は短縮される。</p> <p>【他の並列操作の有無】急減圧操作は、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、そのための誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始時間は、解折上同等である。運転員等による操作時間との差はない。</p>	<p>事象発生から3時間5分後（操作開始時間）までに逃がし、全減圧操作（可搬型）による注水が開始される。注水開始後、燃料搬送管の最高温度は約805℃以下となる。炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから（添付資料2.3.4.3）</p>	<p>訓練実績等より、逃がし安全弁による急減圧操作開始まで約2分程度で実施可能であることを確認している。想定で意図している運転員が実施可能なことを確認した。</p>
低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	<p>【認知】中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとなり、全交流動力電源喪失を判断し、更に逃がし安全弁1個が開閉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始却系又は高圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水が機能喪失し、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、可搬型による注水準備操作に着手することとなる。このため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】低圧原子炉代注水（可搬型）の準備操作は、中央制御室及び現場にて行われる。復旧班要員は現場にて復旧班要員が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が完了するまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】現場での復旧班要員によるホース敷設等の注水準備操作は移動時間を含め2時間10分で行い、また、並行して運転員が現場（原子炉建物内）にて注水準備操作（操作時間含む）を行うことにより、事象発生から2時間20分（認知含む）で注水準備を完了することを想定している。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】上記のとおり、現場にて復旧班要員が行うホース敷設等の注水準備操作と運転員が原子炉建物内にて行う注水準備操作は並行操作となるが、これらは独立して行われる操作であり、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員、復旧班要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】復旧班要員、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとなり、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>【認知】中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとなり、全交流動力電源喪失を判断し、更に逃がし安全弁1個が開閉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始却系又は高圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水が機能喪失し、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、可搬型による注水準備操作に着手することとなる。このため、認知遅れ等により操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】低圧原子炉代注水（可搬型）の準備操作は、中央制御室及び現場にて行われる。復旧班要員は現場にて復旧班要員が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が完了するまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】現場での復旧班要員によるホース敷設等の注水準備操作は移動時間を含め2時間10分で行い、また、並行して運転員が現場（原子炉建物内）にて注水準備操作（操作時間含む）を行うことにより、事象発生から2時間20分（認知含む）で注水準備を完了することを想定している。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】上記のとおり、現場にて復旧班要員が行うホース敷設等の注水準備操作と運転員が原子炉建物内にて行う注水準備操作は並行操作となるが、これらは独立して行われる操作であり、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員、復旧班要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】復旧班要員、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとなり、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>実態の操作開始時間は、解折上同等である。運転員等による操作時間との差はない。</p>	<p>事象発生から3時間5分後（操作開始時間）までに逃がし、全減圧操作（可搬型）による注水が開始される。注水開始後、燃料搬送管の最高温度は約805℃以下となる。炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから（添付資料2.3.4.3）</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から2時間20分後としており、この作業は、所要時間1時間50分想定している。実績では約1時間34分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	低圧原子炉代注水（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、急減圧操作	<p>大量送水車への燃料補給は、解折条件ではないが、解折で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ、設定</p>	<p>大量送水車への燃料補給は、解折条件ではないが、解折で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ、設定</p>	<p>事象発生から2時間20分後</p>	<p>事象発生から2時間20分後</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から2時間20分後としており、この作業は、所要時間1時間50分想定している。実績では約1時間34分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間となるパラメータと与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失+DG失敗) + SRV再閉失敗+HPCS失敗 (2/3)

項目	解折条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解折上の操作開始時間	条件設定の考案方					
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa [gage]) に到達するのは事象発生から約21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時間と与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約21時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約21時間後までに行う作業であり、移動・操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場にて復旧班要員が格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による注水のためホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとされており、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>運転員等操作時間と与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [gage]) に到達するのは、事象発生から約21時間後であり、格納容器の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。よって、準備が可能な状態の格納容器の操作開始時間は解折上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 863kPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解折コード及び解折条件 (操作条件を除く。) の不確かさにより操作開始時間が遅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、他の操作と与える影響はない。</p>	<p>評価項目となるパラメータと与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [gage]) に到達するのは、事象発生から約21時間後であり、格納容器の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。よって、準備が可能な状態の格納容器の操作開始時間は解折上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [gage]) に到達するのは、事象発生から約21時間後であり、格納容器の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。よって、準備が可能な状態の格納容器の操作開始時間は解折上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さいことから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等</p> <p>訓練実績等より、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流動力電源喪失 + DG失敗) + SRV再閉失敗 + HPCS失敗 (3/3)

項目	解析条件 (操作条件) の 不確かさを考慮 解析上の操作 開始時間		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
	解析条件 (操作条件) の 不確かさを考慮 解析上の操作 開始時間	解析条件 (操作条件) の 不確かさを考慮 解析上の操作 開始時間					
常設代替 交流電源 設備から の受電	事象発生 24 時間後	本事故シケ ンスの前提条 件として設定	操作の不確かさ要因 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, 約 48 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。
残熱除 去系(低圧 注水モー ド)による 原子炉注 水操作及 び残熱除 去系(格 納容器冷 却モード) による格 納容器除 熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交 流電源設備 からの受電 後, 残熱 除去系の起 動操作に要 する時間を 考慮して設 定	操作の不確かさ要因 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。	-	-	-	中央制御室における操 作のため, シミュレー タ(模擬操作含む。)に て訓練実績を取得。 残熱除去系による原 子炉注水及び格納容器 除熱は所要時間を 10 分 想定しているところ, 訓 練実績では, 約 7 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。
残熱除 去系(低圧 注水モー ド)による 原子炉注 水操作	残熱除去系 (格納容器冷 却モード)に よる格納容 器除熱開始 後, 原子炉水 位が原子炉水 位低(レベル 3)に到達	格納容器除 熱及び原子 炉水位制御 (レベル 8) 3 ~ レベル 8) が継続的に可 能な条件とし て設定	操作の不確かさ要因 残熱除去系(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(模擬操作含む。)に て訓練実績を取得。 残熱除去系による格 納容器冷却モードから 低圧注水モードへの切 替えに約 3 分。想定で意 図している運転操作が 実施可能なことと確認 した。

減圧・注水開始操作の時間余裕について
 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG失敗)
 +SRV再閉失敗+HPCS失敗)

1. はじめに

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失敗) +SRV再閉失敗+HPCS失敗」では、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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の起動準備が完了した後、事象発生 of 2 時間 20 分後に自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。

ここでは、実際の運転員操作を考慮した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。

2. 評価条件

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、事象発生 of 3 時間 5 分後 (45 分遅れ) 及び事象発生 of 3 時間 10 分後 (50 分遅れ) に実施する場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) が 45 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 5 分後に減圧を実施) 及び 50 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 10 分後に減圧を実施) の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図 1 から図 8 に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (時間遅れ 45 分及び 50 分) を図 9 に示す。また、原子炉注水が 45 分遅れた場合と 50 分遅れた場合の評価結果のまとめを表 1 に示す。

45 分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、50 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、少なくとも 45 分程度の時間余裕があることを確認した。

なお、解析では、原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを踏まえ、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を停止し再起動はしない条件としているが、実際の手順では、原子炉隔離時冷却系の停止以降においても、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで再上昇した場合には、原子炉隔離時冷却系を再起動し原子炉水位を回復させる手順としている。このため、再起動を行った場合及び設計値よりも低い圧力まで原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能である場合には原子炉水位の回復が見込めることから、余裕時間は上記評価結果の 45 分よりも長くなるものとする。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂有無
45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無
50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有

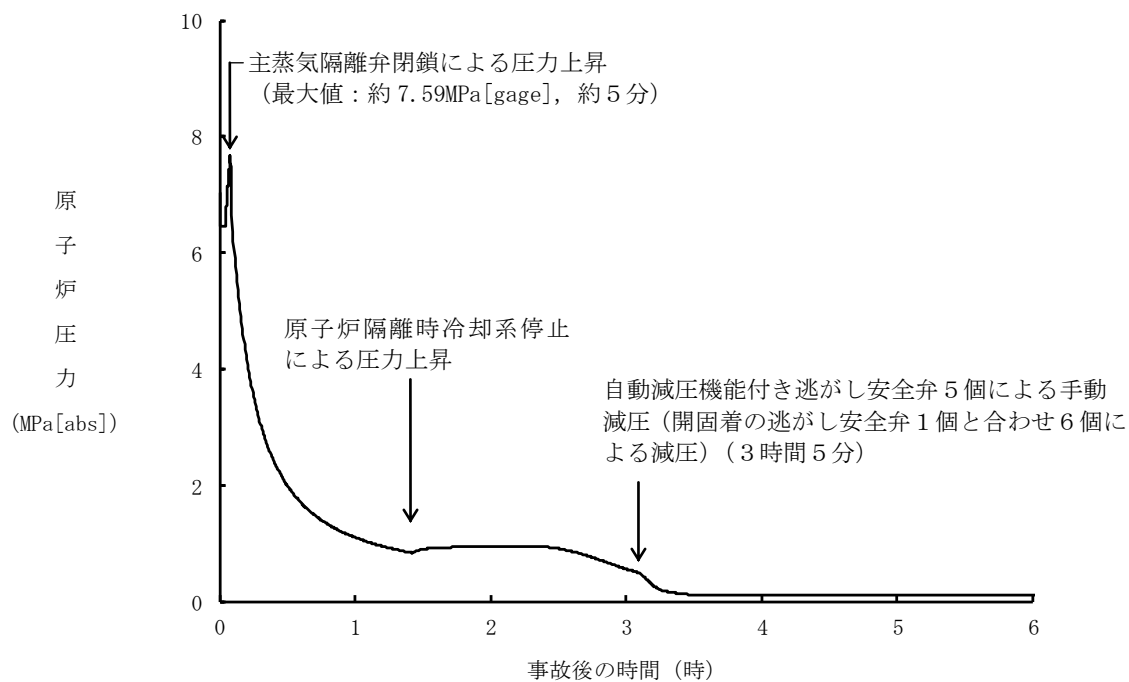


図 1 操作 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

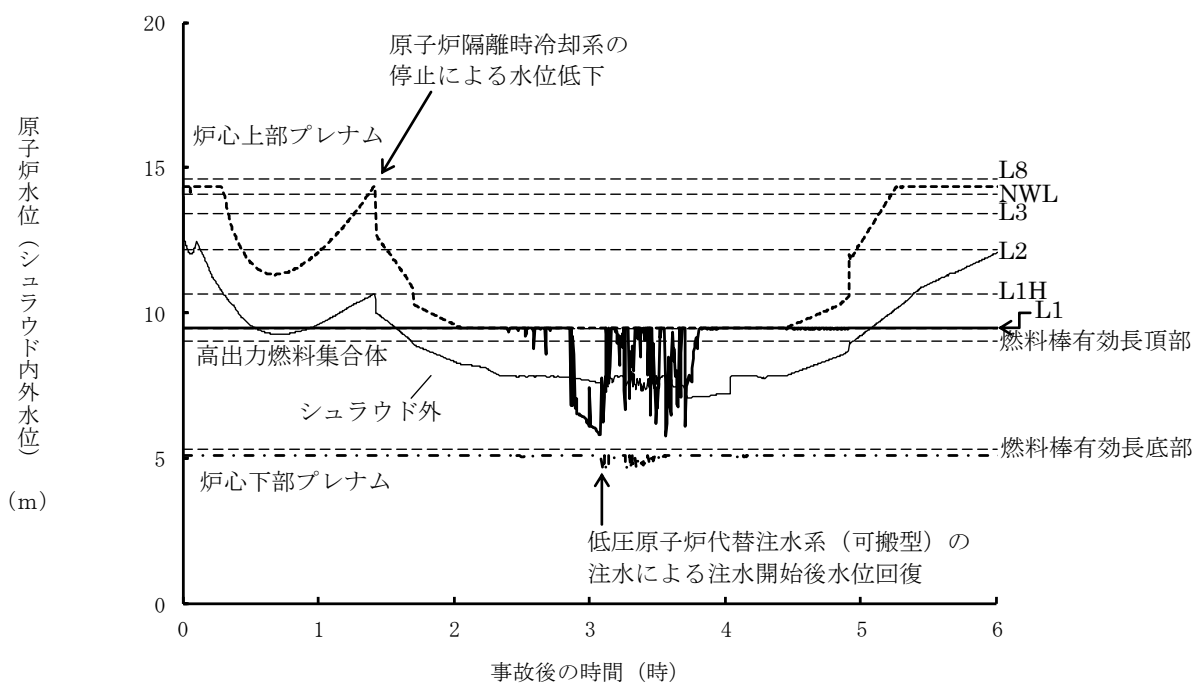


図 2 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

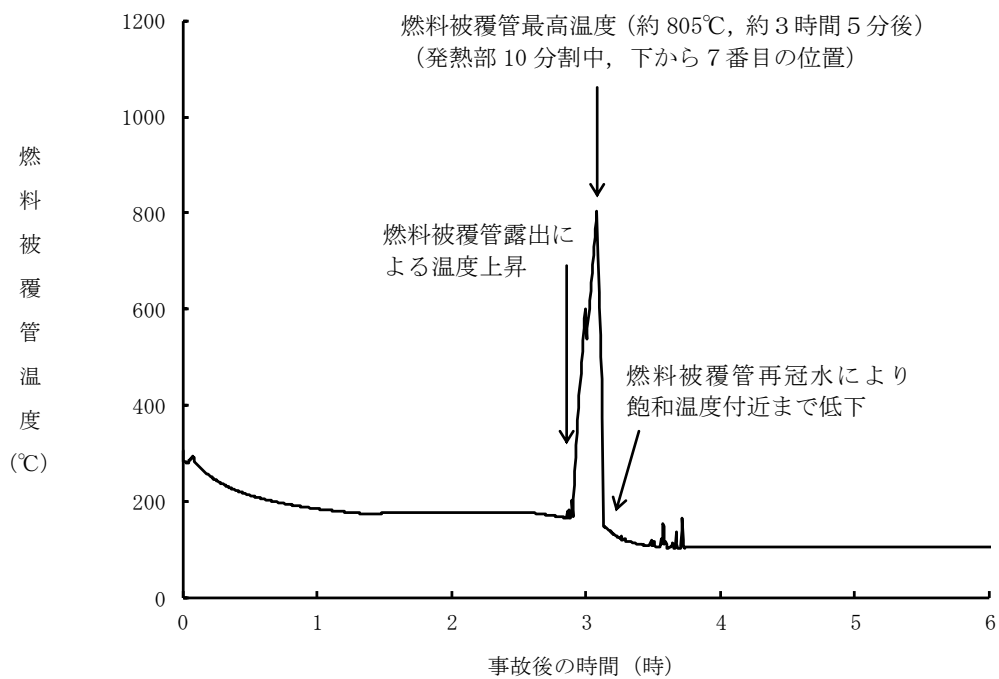


図 3 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

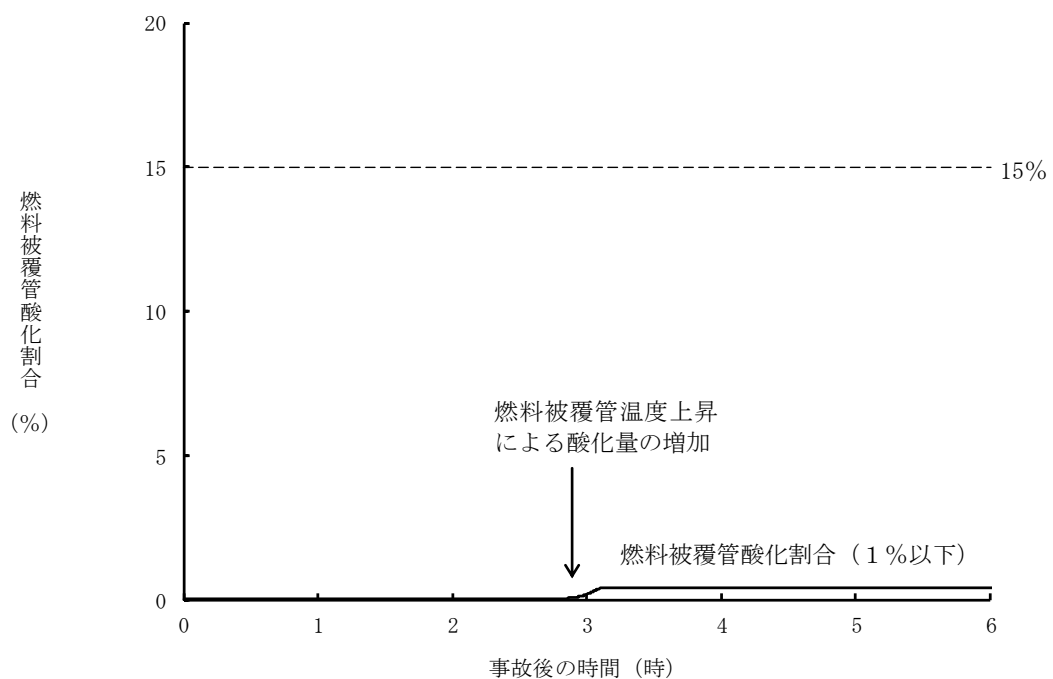


図 4 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

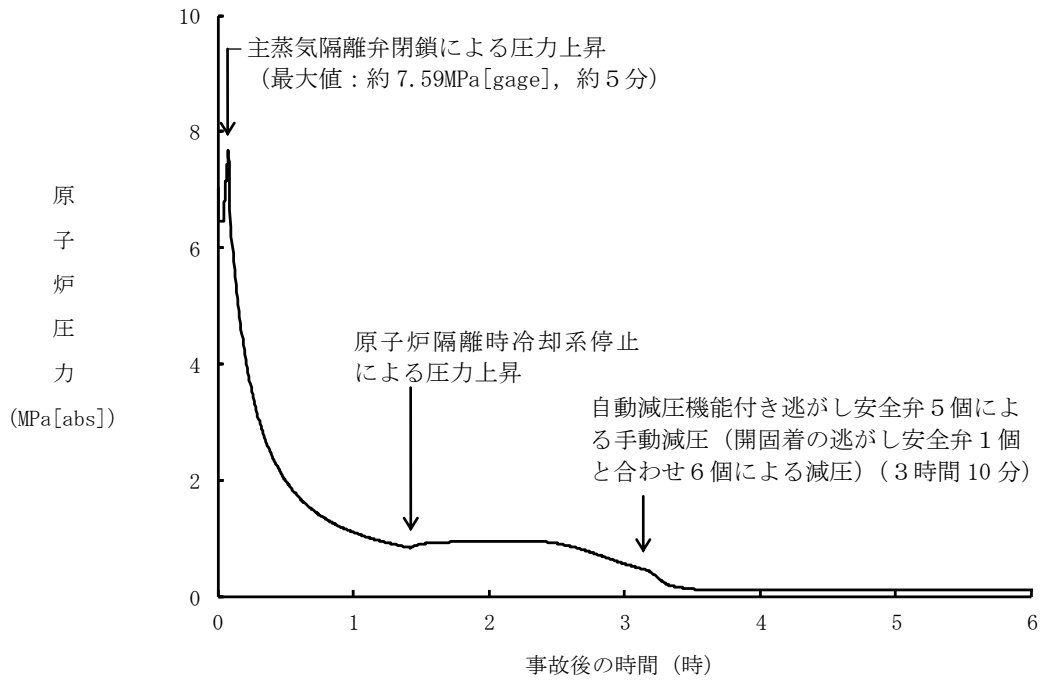


図5 操作 50 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

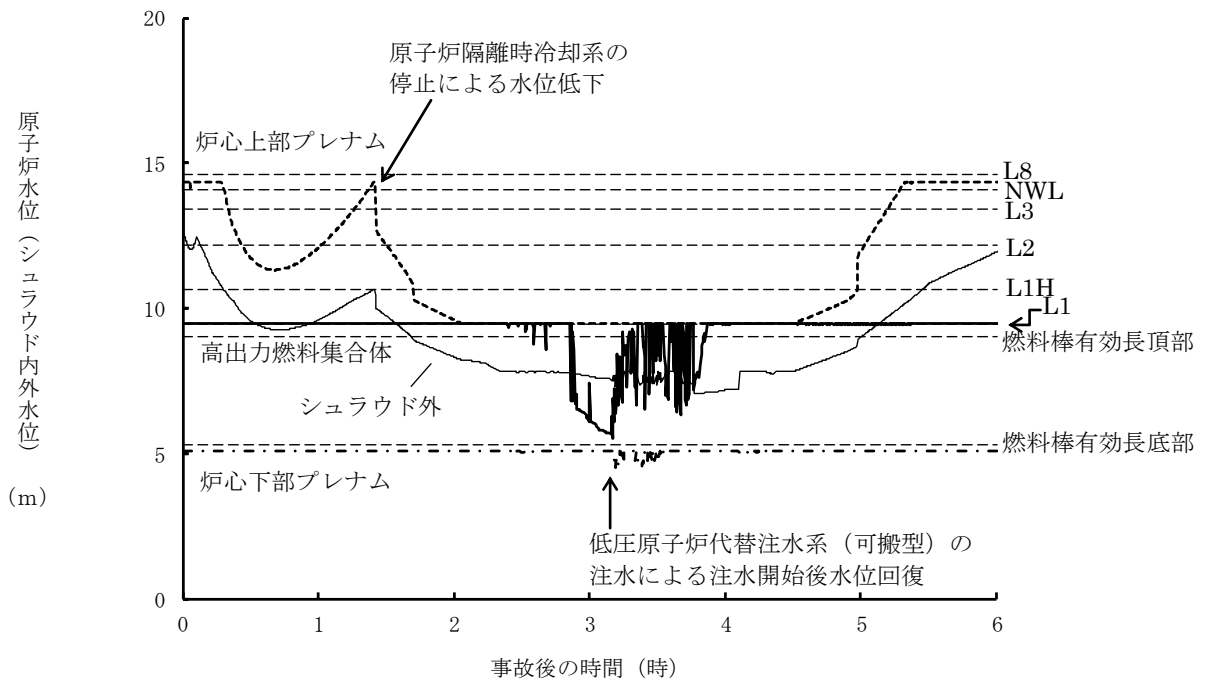


図6 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

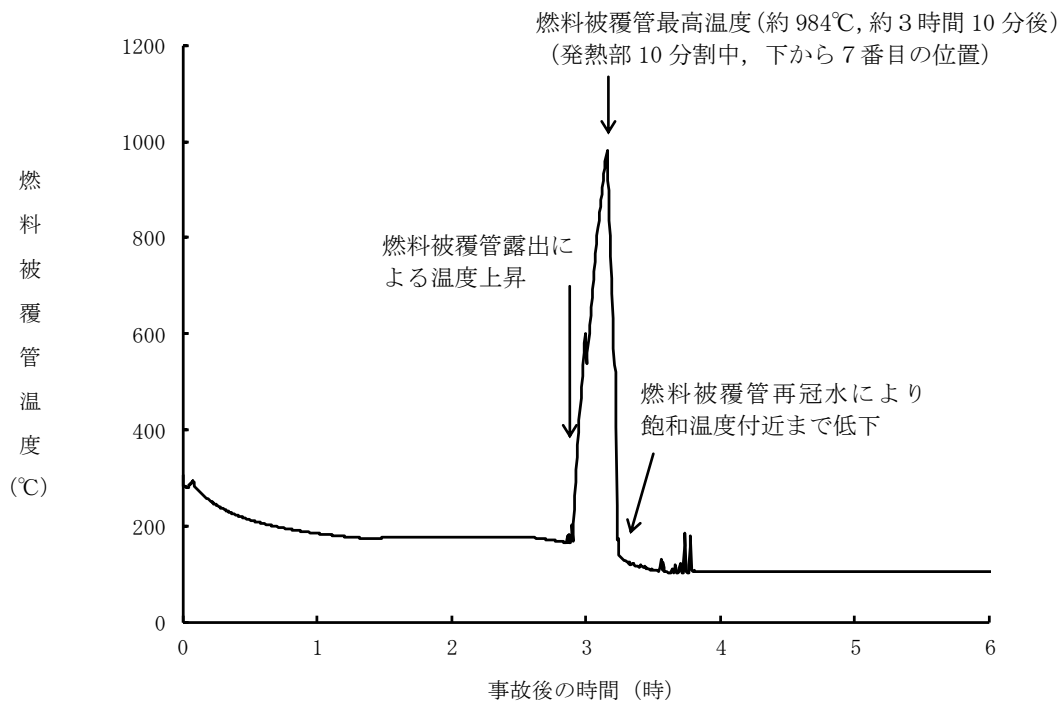


図 7 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

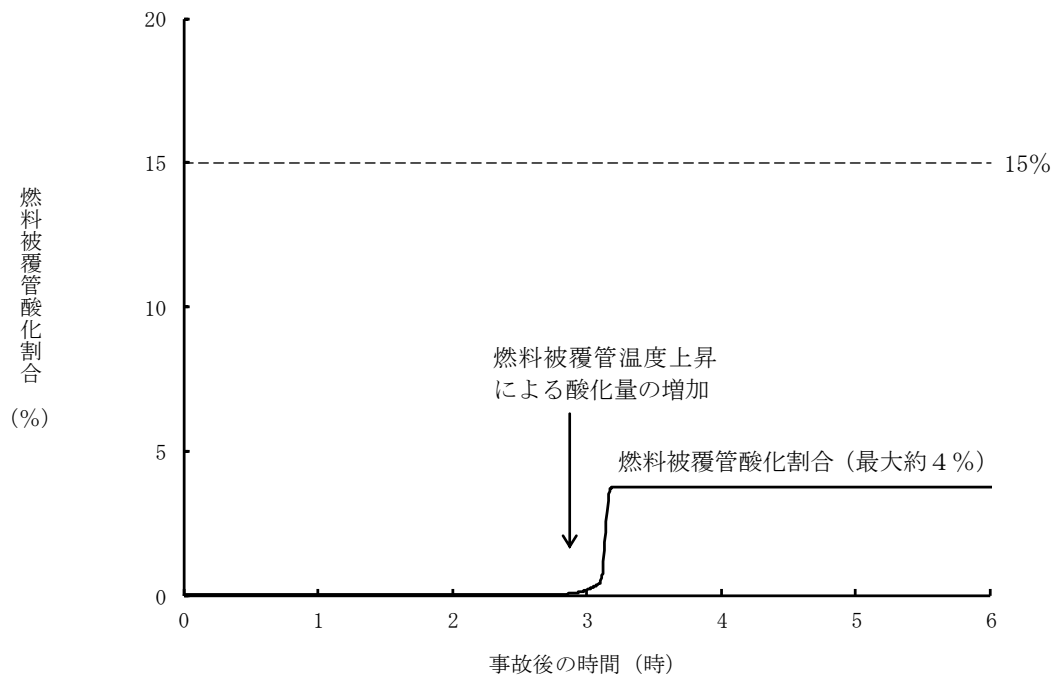


図 8 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

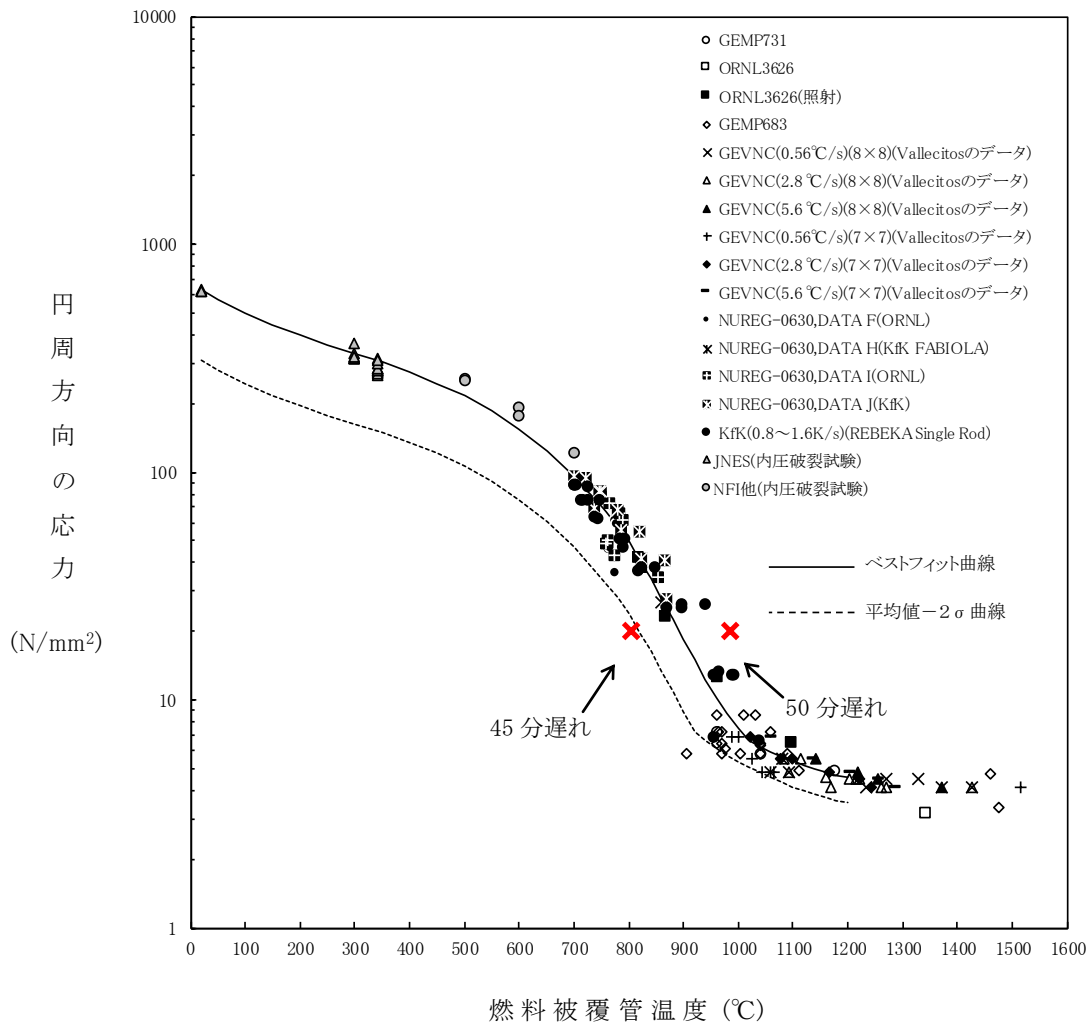


図9 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (操作遅れ時間 45 分及び 50 分)

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失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗）

○水源

輪谷貯水槽（西）※：約 7,000m³

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生 2 時間 20 分後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

事象発生 21 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生 1.4 時間後まではサブプレッション・チェンバを水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水
槽（西）水量は減少しない。事象発生 2 時間 20 分後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生 21 時間後か
ら格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西）であり、枯渇すること
なく安定して冷却が可能である。また、事象発生 24 時間 30 分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原
子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西）が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 1,000m³ 必要となり、十分に水
量を確保しているため対応可能である。

$(70\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (35\text{m}^3/\text{h} \times 1.8\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h} \times 5\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h} \times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h} \times 4\text{h}) + 245\text{m}^3 \approx 1,000\text{m}^3$

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失敗)+SRV再閉失敗+HPCS
 失敗)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
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) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 363m^3	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450m^3 であり、7 日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+SRV再閉失敗+HPCS失敗)

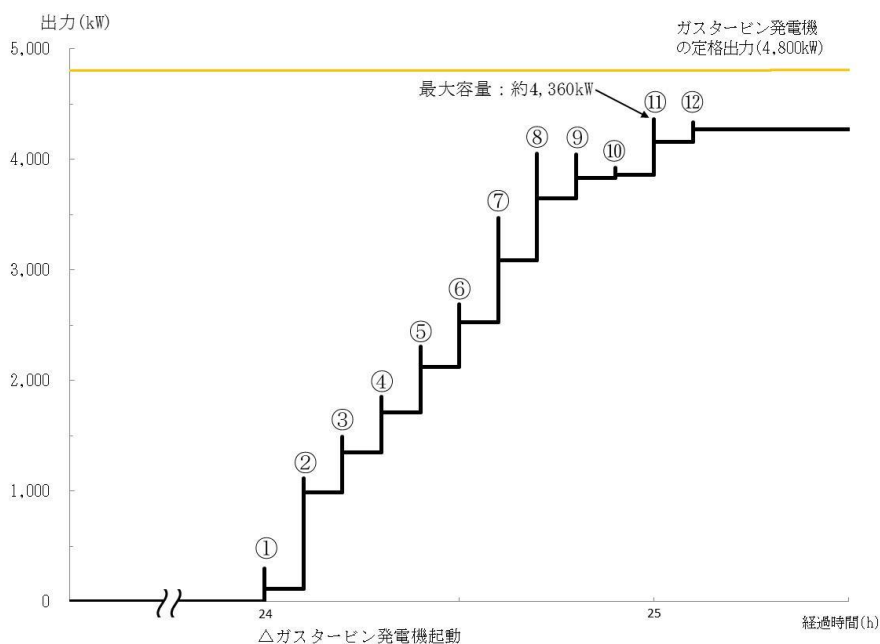
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、あわせて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、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）による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

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原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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第2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第2.4.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員31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、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は5名、復旧班要員は19名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、31名で対処可能である。

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等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）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、平均出力領域計装である。

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（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

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等の起動ができず、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、原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、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ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（C-RHR注水弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

e. 残留熱除去系（低圧注水モード）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、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

f. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度（SA）等である。

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。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全

弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」である。

なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

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、原子炉压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、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード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第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮定することにより、常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が

必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 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， $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ 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（6個）を使用するものとし，容量として，1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に， $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 原子炉補機代替冷却系

伝熱容量は，事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°C において）とする。

(f) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°C において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，残留熱除去系（低圧注水モード）

起動操作後，事象発生から8時間後に開始する。

(b) 原子炉補機代替冷却系運転操作は，事象発生から8時間後に開始する。

(c) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は，事象発生から8時間後に開始する。

(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量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に，燃料被覆管温度，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を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・プール水位及び水温の推移を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，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、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）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、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップする。

事象発生から20分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで実施する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、燃料棒有効長頂部は下回らず、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。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、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

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、事象発生から8時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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7.89MPa[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、原子炉補機代替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ことによって、格納容器バウンダリにか

かる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約132kPa[gage]及び約117°Cに抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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。

(添付資料2.4.1.1)

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

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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。

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱操作とする。

(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、解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えら

れ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また格納容器圧力及び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。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、また、格納容器圧力及び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。

(添付資料 2.4.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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H D R 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、B W R の格納容器内の区画とは異なる等、実機体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、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、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータ

に対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.1.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8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、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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8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、実態の残留熱除去系の起動操作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。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ

ン・プール水冷却モード)による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、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(8時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa[gage]に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」において事象発生から約19時間後であり、約11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 2.4.1.2)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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。

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の運転継続実施が可能である。

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日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。合計約405m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、こ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、原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.4.1.3)

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、約2,948kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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2.4.1.4)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き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残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による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「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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、残留熱除去系（低圧注水モード）

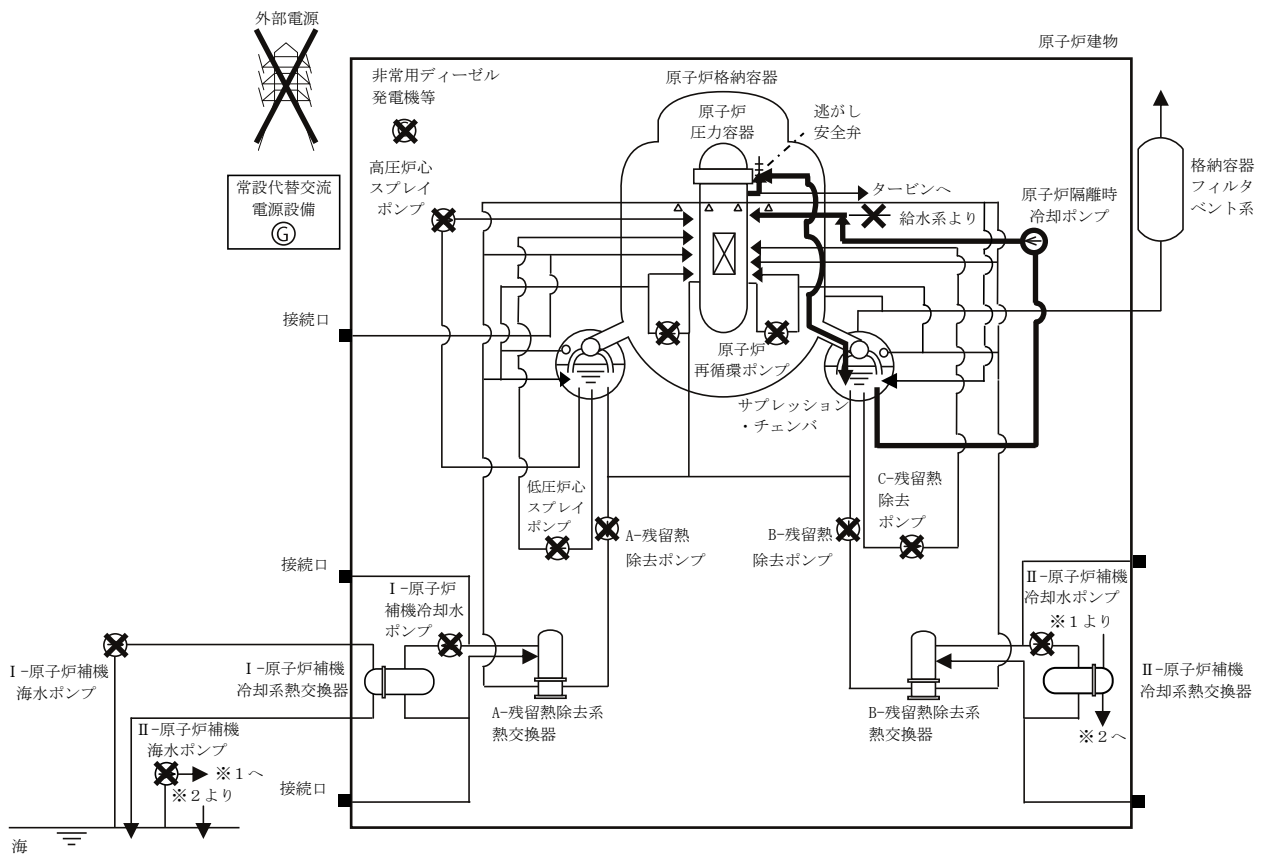
及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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，安定状態を維持できる。

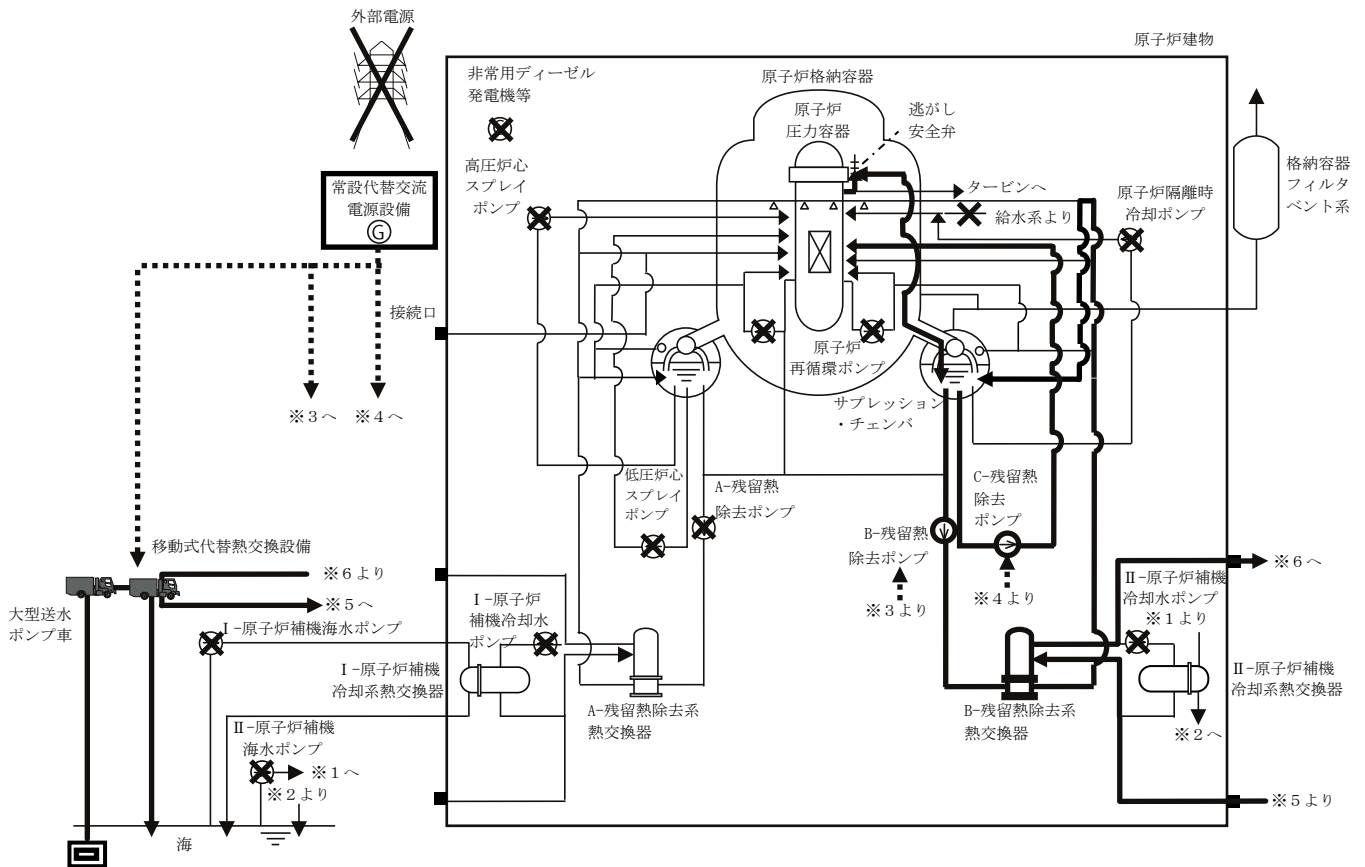
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

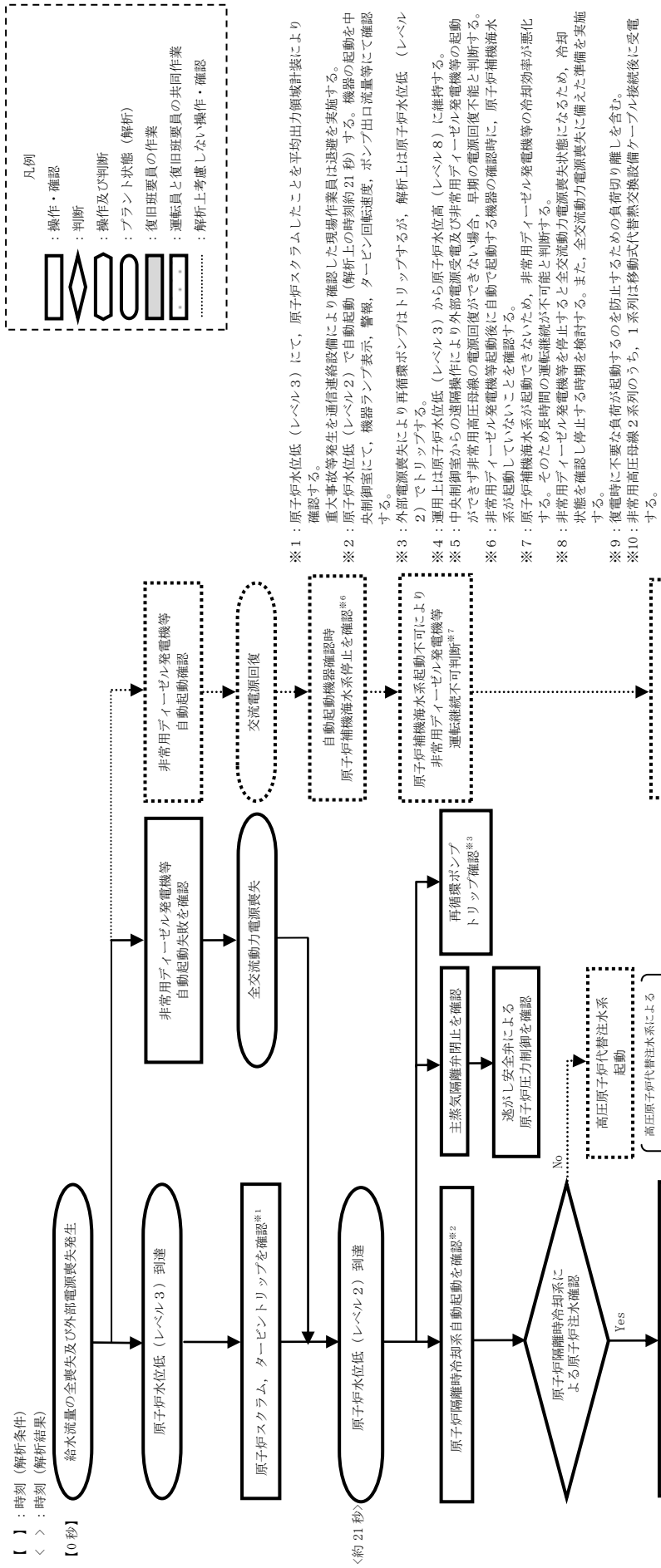
以上のことから，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。



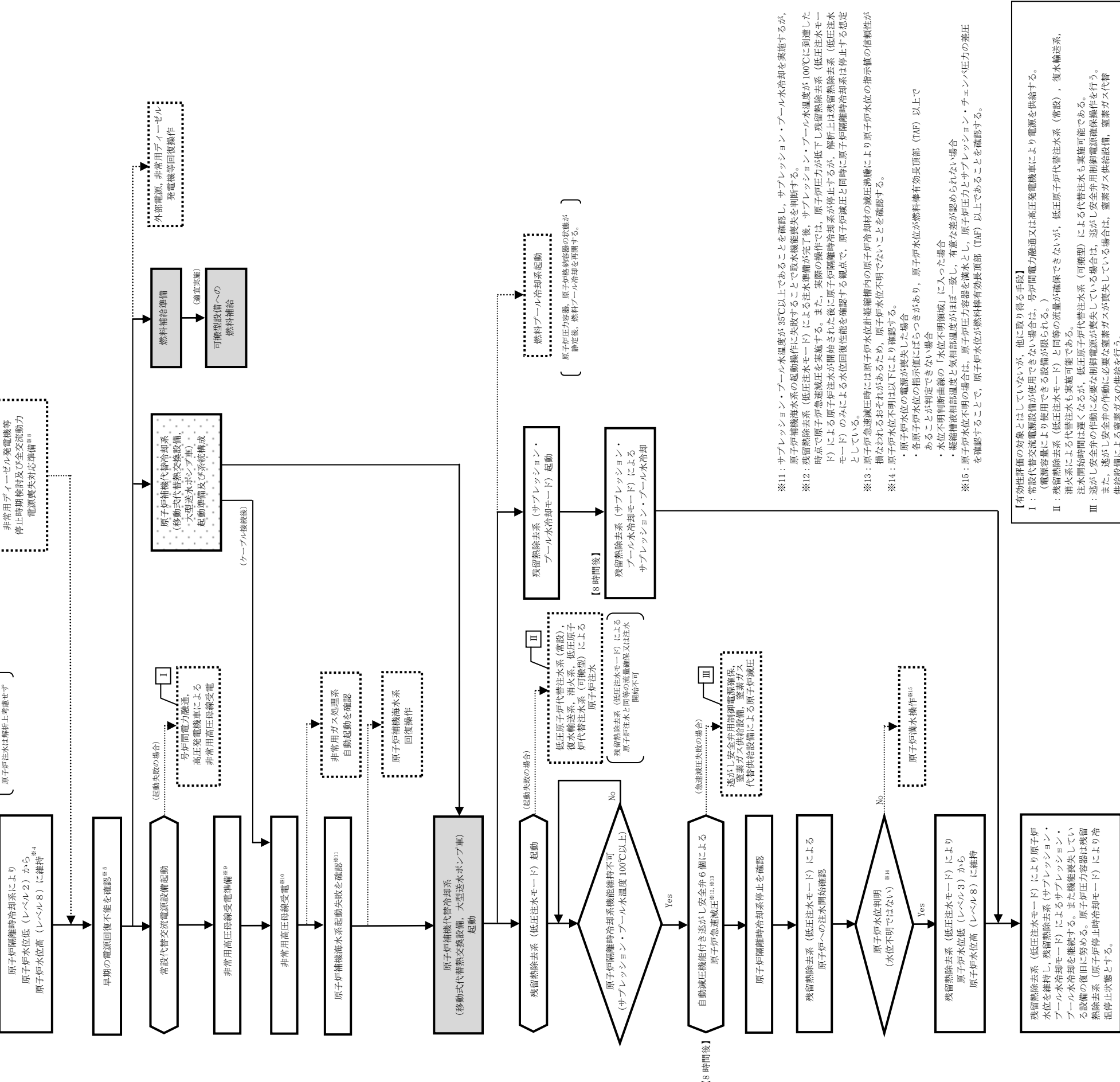
第 2. 4. 1. 1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉急速減圧）



第 2. 4. 1. 1-1 (2) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



- ※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。
- ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約 21 秒) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
- ※4：運用上は原子炉水位高 (レベル8) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
- ※7：原子炉補機海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
- ※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また、全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
- ※9：復電時に不運な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。
- ※10：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。



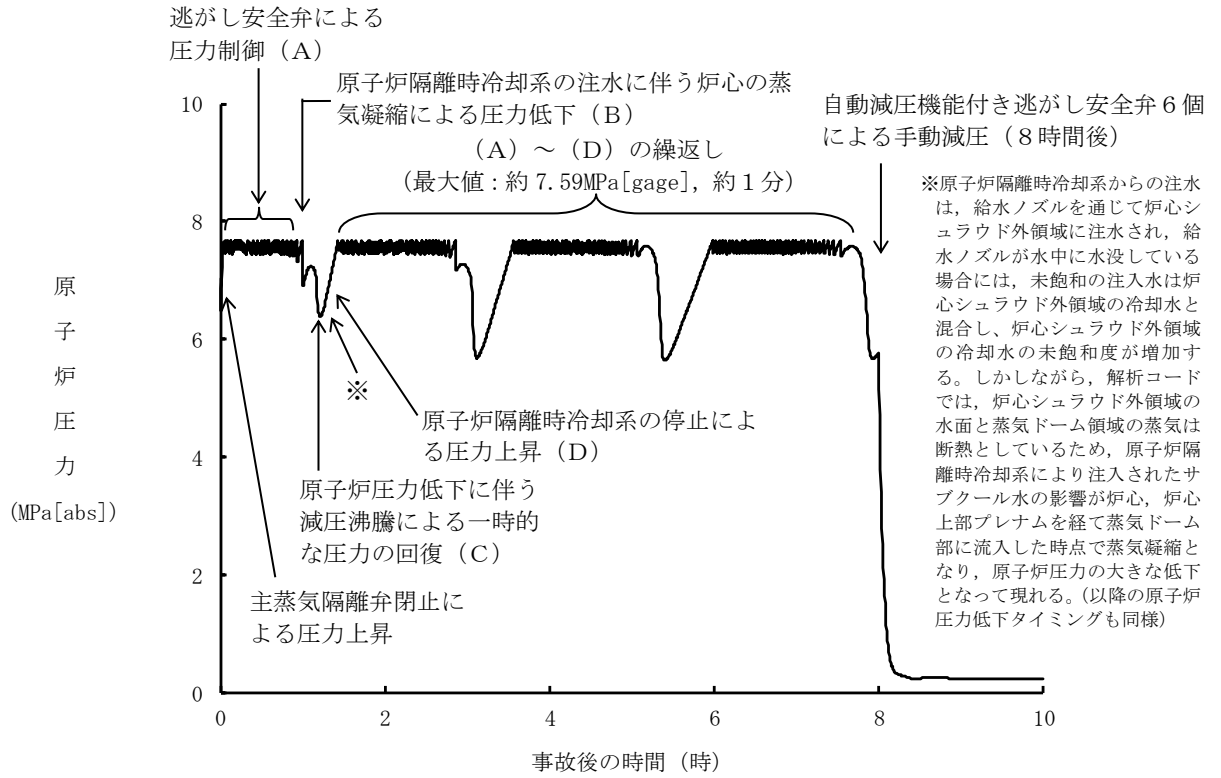
第 2.4.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

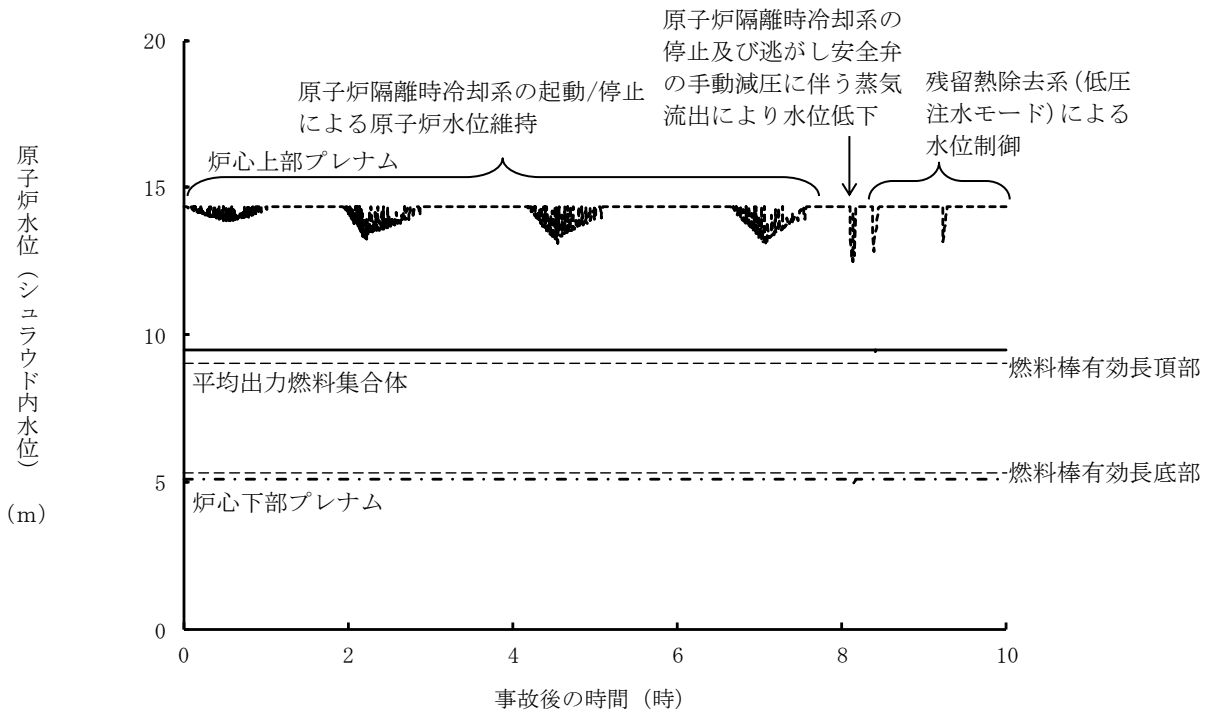
操作項目	実施場所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)										経過時間 (時間)							経過時間 (日)							備考							
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		19	20	21	22	23	24	25
状況判断	1人 A	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム確認、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 早期の電源回復不能確認 	10分																															
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	—	原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で維持										8時間							サブプレッション・プール水温度100℃到達 原子炉急減圧 原子炉隔離時冷却系停止 残留熱除去系(低圧注水モード) 原子炉注水開始 残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却モード) 開始														
交流電源回復操作	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復																			解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する													
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作	10分																															
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	D系非常用高圧母線受電準備(中央制御室)	10分	25分																														
	—	2人 B,C	—	—	放射線防護具準備	10分																															
D系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	—	D系非常用高圧母線受電準備(現場)	10分	35分																														
	—	—	2人 B,C	—	D系非常用高圧母線受電操作(中央制御室)	5分																															
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	D系非常用高圧母線受電操作(現場)	5分																															
	—	—	2人 B,C	—	C系非常用高圧母線受電準備(中央制御室)	25分																															
C系非常用高圧母線受電操作	(1人) A	—	—	—	C系非常用高圧母線受電準備(現場)	25分																															
	—	—	2人 B,C	—	C系非常用高圧母線受電操作(中央制御室)	5分																															
取水機能喪失の確認	(1人) A	—	—	—	C系非常用高圧母線受電操作(現場)	5分																															
	—	—	2人 B,C	—	原子炉補機海水系起動操作(失敗)	10分																															
原子炉補機海水系回復操作	—	—	—	—	原子炉補機海水系 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													
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	—	14人 a~s	放射線防護具準備	10分																															
	—	—	—	—	資機材配置及びホース敷設, 系統水張り, 起動	7時間20分																															
	—	—	—	3人 o,p,q	放射線防護具準備	10分																															
	—	—	—	—	電源ケーブル接続	1時間40分																															
原子炉補機代替冷却系運転	—	—	—	2人 D,E	放射線防護具準備	10分																															
	—	—	—	4人 B,C,D,E	原子炉補機代替冷却系 系統構成	1時間40分																															
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	—	原子炉補機代替冷却系 運転状態監視	適宜実施																															
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転	(1人) A	—	—	—	原子炉補機代替冷却系 冷却水流量調整	10分																															
	—	—	—	—	残留熱除去系(低圧注水モード) 注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																															
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	—	残留熱除去系起動操作	10分																															
	—	—	—	—	残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード) サブプレッション・プール冷却準備操作	残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を継続																															
燃料補給準備	—	—	—	2人 r,s	放射線防護具準備	10分																															
	—	—	—	—	ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給	1時間50分																															
燃料補給作業	—	—	—	—	大型送水ポンプ車への補給	適宜実施																															
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	非常用ガス処理系自動起動確認	5分																			解析上考慮せず												
燃料プール冷却系 準備操作	(1人) A	—	—	—	原子炉補機代替冷却系 冷却水流量調整	10分																		燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水 操作													
	—	—	—	2人 B,E	原子炉補機代替冷却系 系統構成	30分																															
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	燃料プール冷却系再起動	燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。										10分								解析上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持													
必要人員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	—	19人 a~s																																	

(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

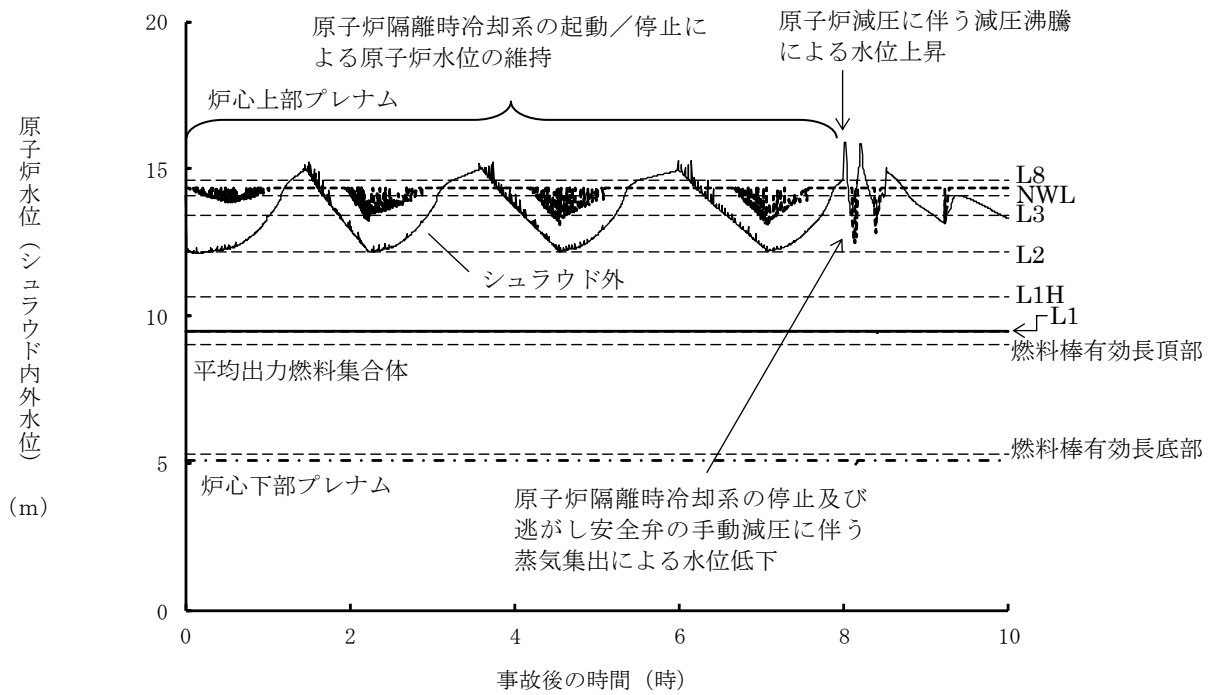
第 2.4.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間



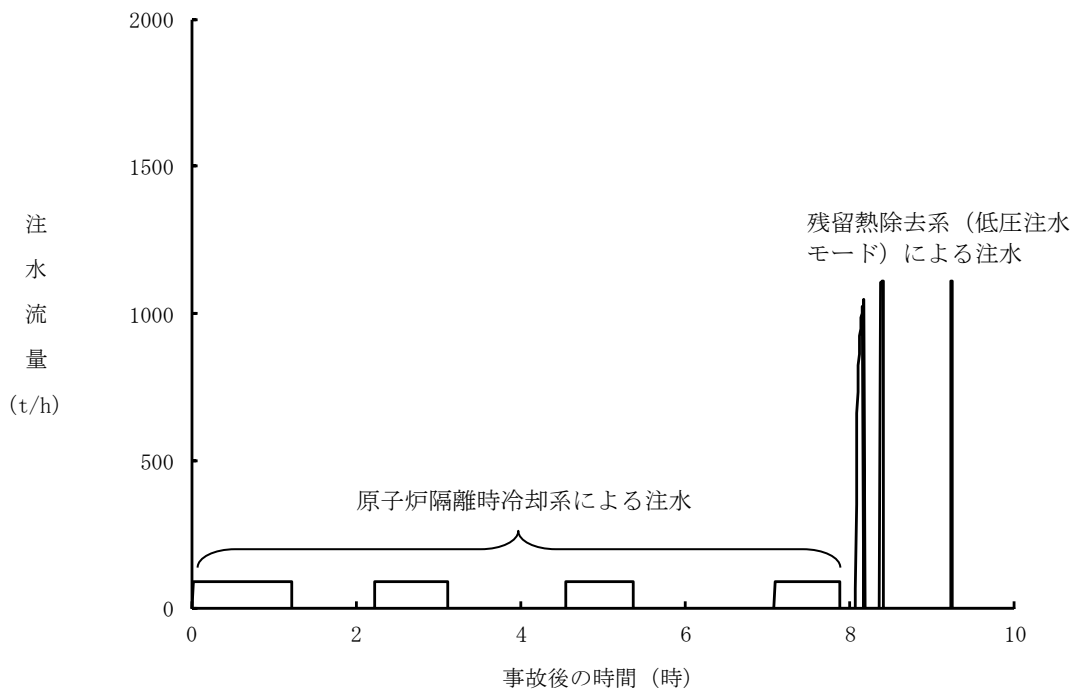
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



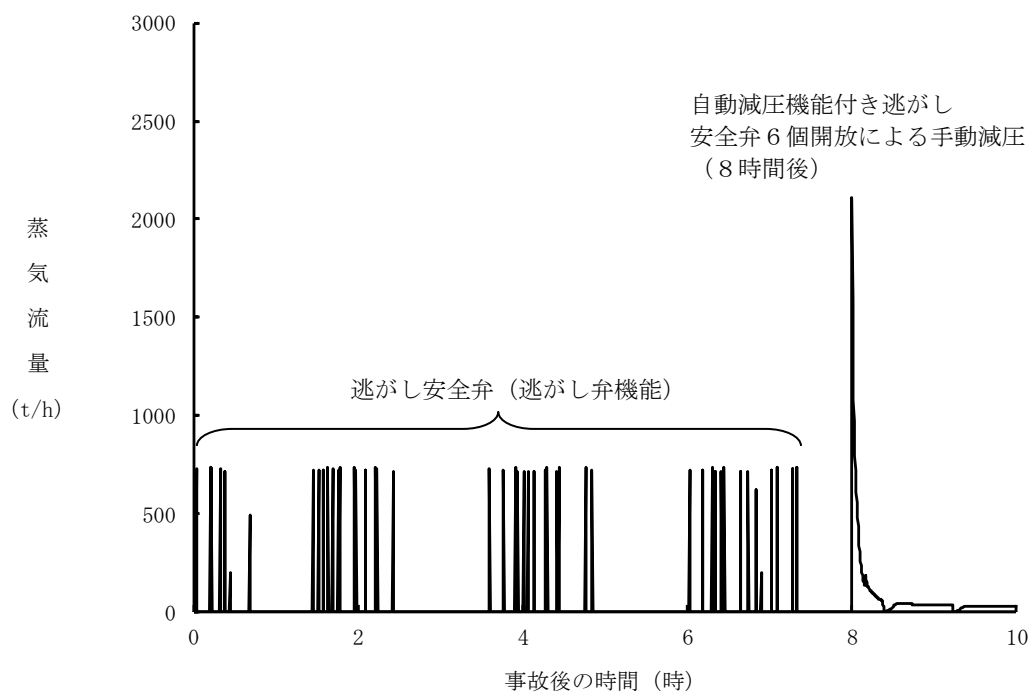
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



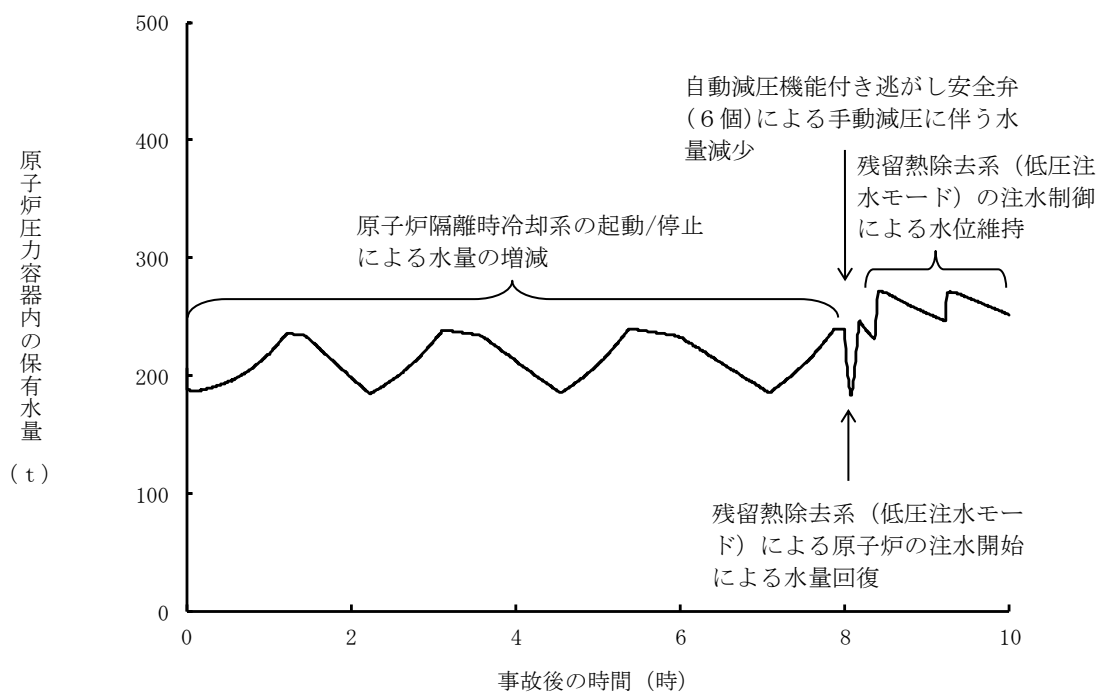
第 2. 4. 1. 2-1(3) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



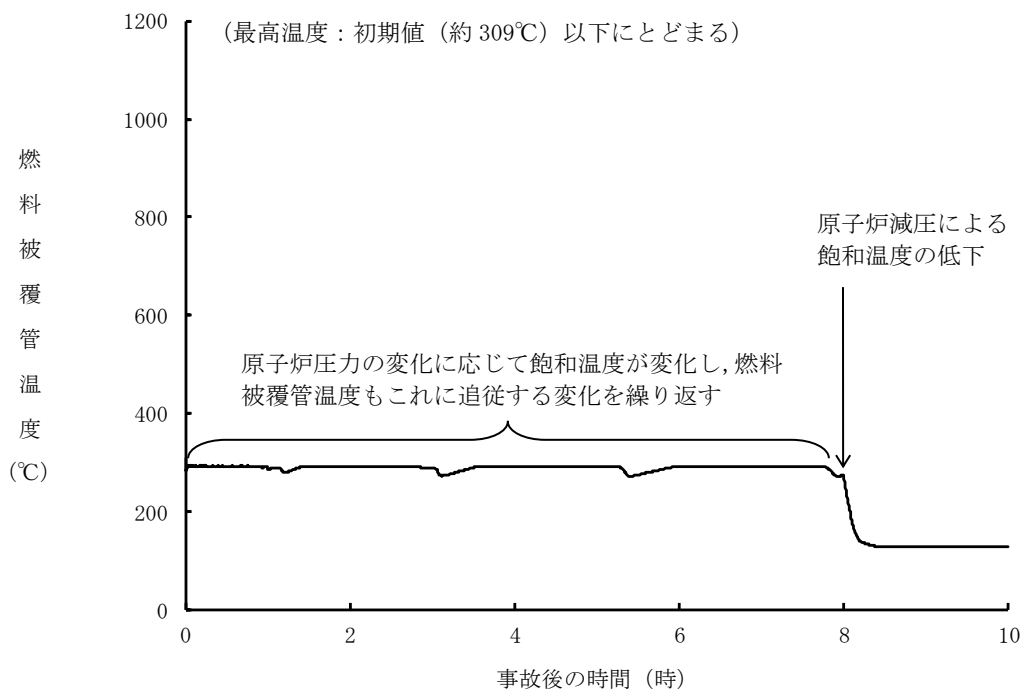
第 2. 4. 1. 2-1(4) 図 注水流量の推移



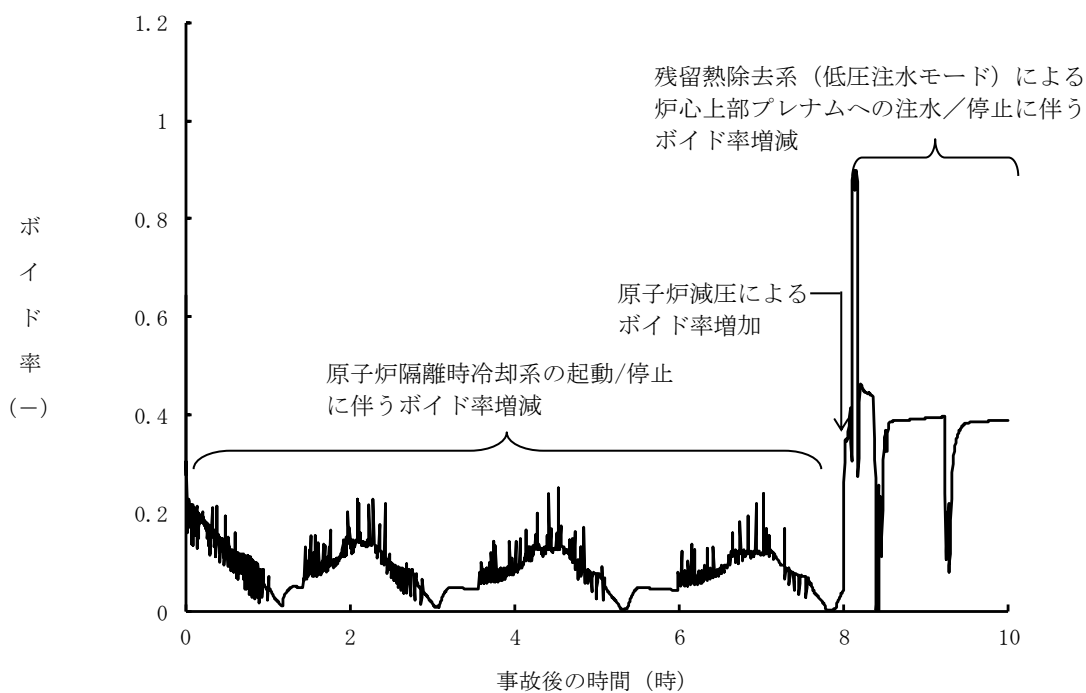
第 2.4.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



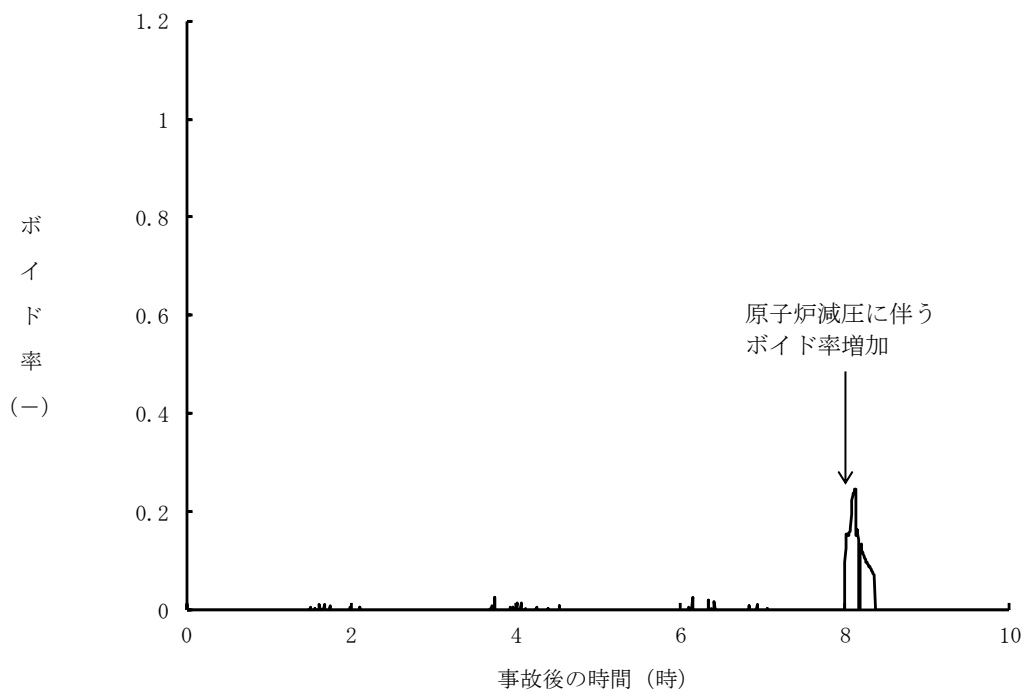
第 2.4.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



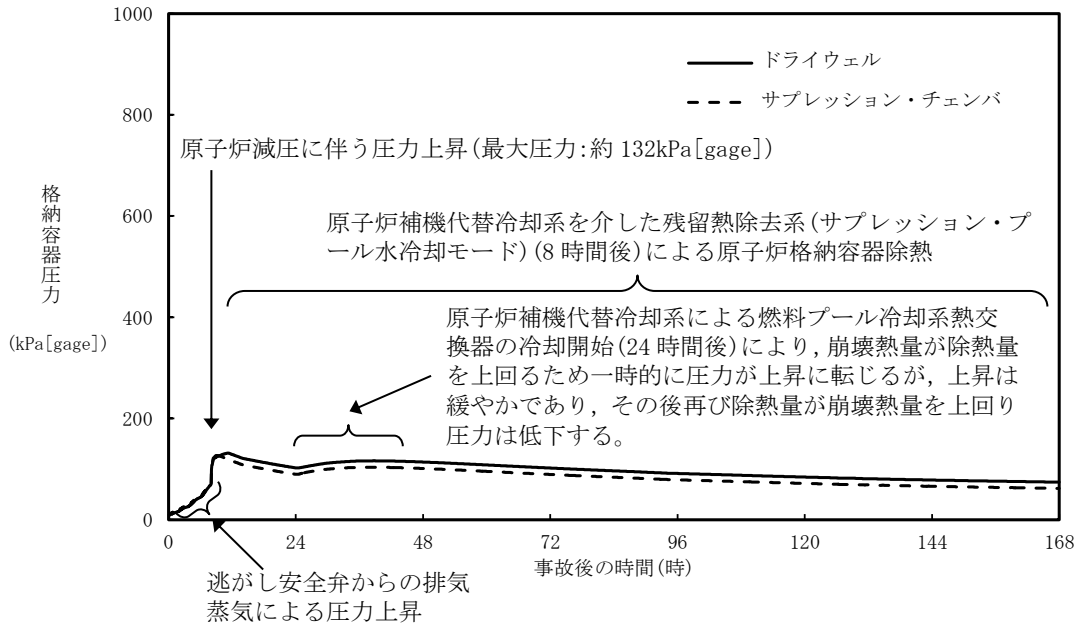
第 2. 4. 1. 2-1 (7) 図 燃料被覆温度の推移



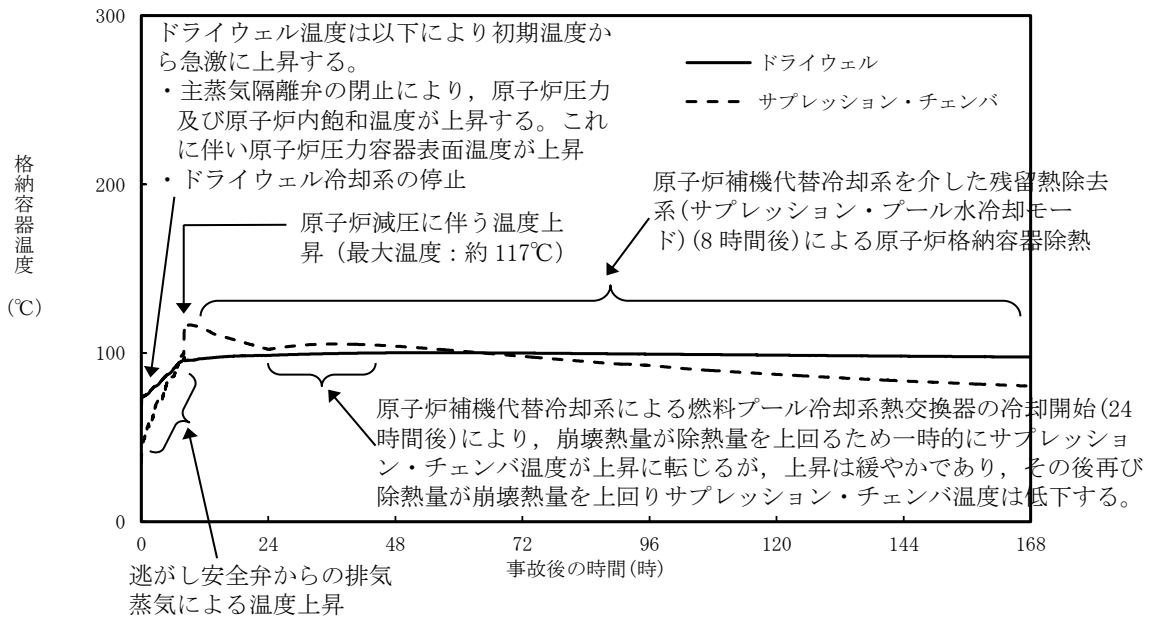
第 2. 4. 1. 2-1 (8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



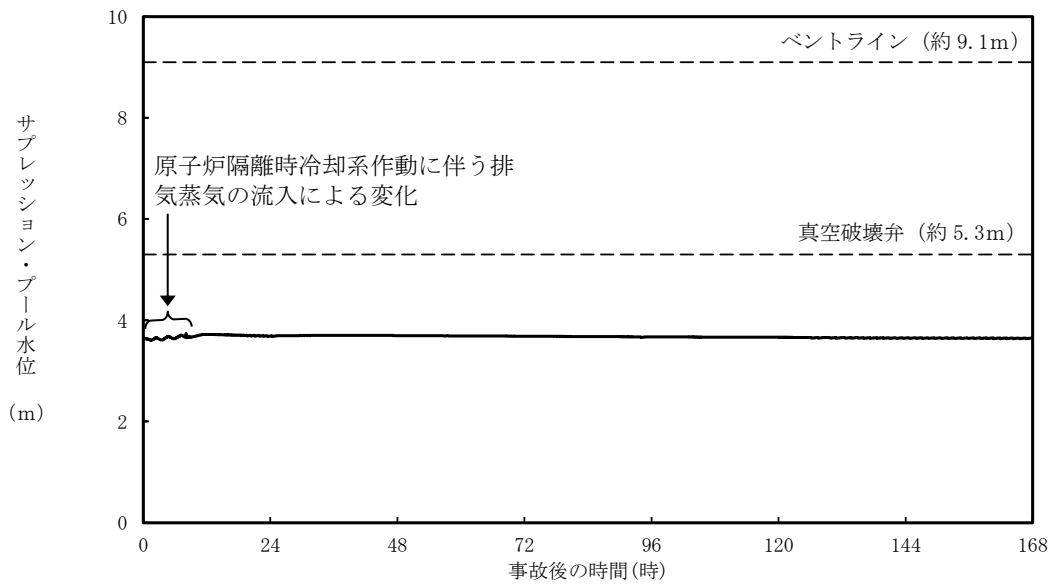
第 2.4.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナムのボイド率の推移



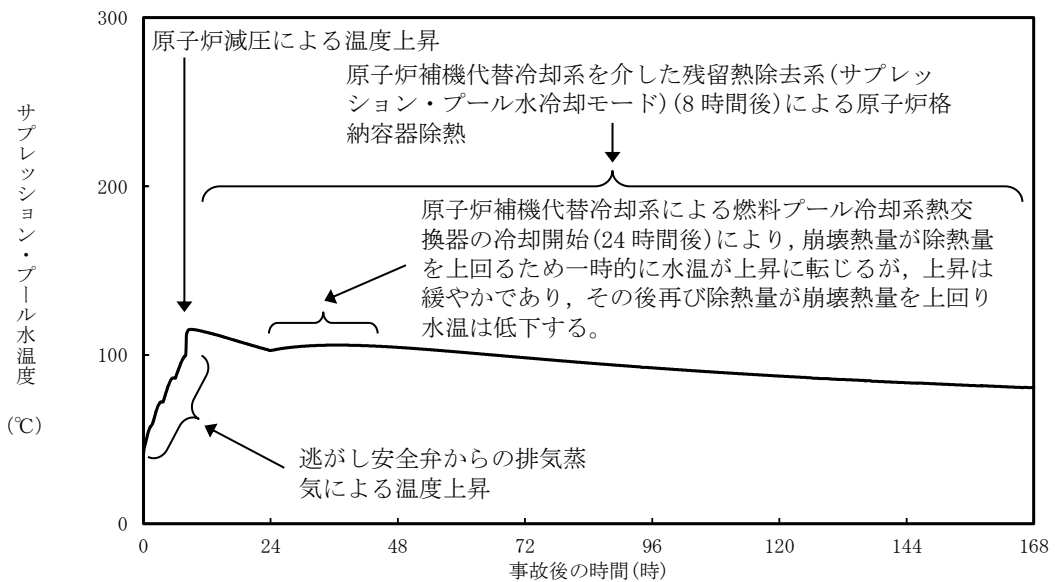
第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2. 4. 1. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 4. 1. 2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.4.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
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等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。	所内常設蓄電式直流電源設備	平均出力領域計装
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）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。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】サブレーション・チェンバ所内常設蓄電式直流電源設備	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレーション・プールの水温度 100℃で，自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 自動減圧機能付き逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブレーション・プールの水温度（SA）
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，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。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 サブレーション・チェンバ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（2/2）

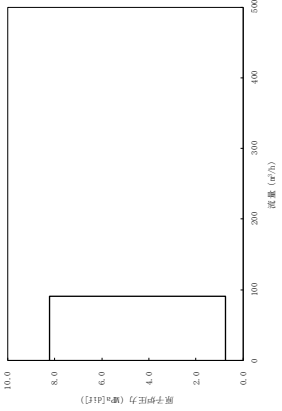
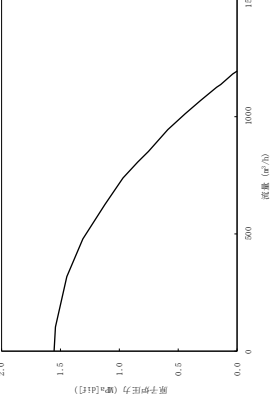
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ 【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレーション・プール水温度（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 □：有効性評価上考慮しない操作

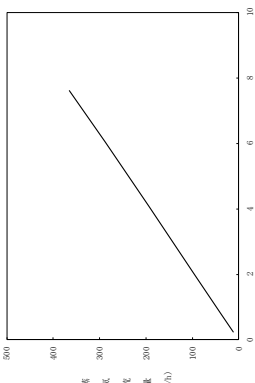
第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
初期条件		
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
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)	7,900m ³	ドライ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)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空相部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温度	35°C	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	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
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上, 非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから, 外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり, 要員, 資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [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 
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [dif] (において) 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 

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	<p>逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個</p>	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p>
<p>逃がし安全弁</p>	<p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の6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流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>原子炉補機代替冷却系</p>	<p>伝熱容量は、事象発生後8時間から24時間 において約16MW、事象発生24時間以降にお いて約11MW (サブレーション・プール水温 度100℃、海水温度30℃において) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>
<p>残留熱除去系 (サブレーション・プー ル水冷却モード)</p>	<p>伝熱容量は、熱交換器1基あたり事象発生後 8時間から24時間において約16MW、事象発 生24時間以降において約11MW (サブレッシ ョン・プール水温度100℃、海水温度30℃に おいて) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から8時間後に原子炉減圧後, 注水開始 事象発生から8時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，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ことで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下*傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

（※）事象発生から24時間後に，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより，崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度は僅かに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り，格納容器温度は低下傾向となる。

【安定状態の維持について】

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

(添付資料 2.1.2 別紙 1 参照)

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および評価項目となるパラメータによる影響(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (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よる影響	評価項目となるパラメータによる影響
崩壊熱	崩壊熱モデル	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よる影響」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よる影響」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	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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料棒表面温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)により変化はなく、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間による影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	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る結果を考慮している。また、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び残留熱除去系(低圧注水モード)により行われ、また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)により変化はないことから、運転員等操作時間による影響はない。	解析コードは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面温度を高く評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベスツフイツ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、燃料棒表面温度を高く評価することから、破裂の判定としてベスツフイツト曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMIS)を用いて、設計基準事故相当の線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去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異なる。しかしながら、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでも8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。	燃料棒表面温度を高く評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体流動モデル	二相流体流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。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、LPCSスプレッドの液滴が燃料棒表面から蒸気により上り、LPCSスプレッドの液滴が燃料棒表面から蒸気により上り、LPCSによる注水が行うものの、炉心は冠水維持されたためであり、LPCSによる注水は行わない不確かさである。このため、燃料棒表面温度に大きな影響を及ぼすLPCS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よる影響は原子炉圧力容器の種類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることにはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることにはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。

炉心

表 1-1-1 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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(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	沸腾・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流化	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アラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下奉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、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下奉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。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることとはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。逃がし安全弁流量の変動により、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響は小さい。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。逃がし安全弁からの流出量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることとはないことから影響を与えない。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【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。
原子炉压力容器	E C C S 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と確認した。格納容器温度を十数℃程度高め、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、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割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、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割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		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濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。		
	気液界面の熱伝達		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濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。		
	サブレーション・ブル水冷却	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と与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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。	最確条件とした場合は、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	6.93MPa[gage]	約6.77~6.79MPa [gase] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から+83 cm）	通常水位（気水分離器下端から約+85 cm） (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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く、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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く、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型） 装荷炉心毎		9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料について、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行している）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309°C）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、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、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、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、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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と与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積（ドライウエール）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエール内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	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い。
	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	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い。
真空破壊弁	3.43kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊弁の設定値	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い。
サブプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	約3.59m～約3.63m（実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃（実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サブプレッション・プール水温度上昇が選ばれるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サブプレッション・プール水温度上昇が選ばれるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [Gage]	約5 kPa [Gage]～約7 kPa [Gage]（実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器圧力を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度（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は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上（合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。

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（崩壊熱除去機能が喪失した場合）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、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ない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、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ない。
	外部電源	外部電源なし	—	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は穏やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m³/h (8.21～0.74MPa [dif]において)にて注水	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m³/h (8.21～0.74MPa [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い。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m³/h (0.14MPa [dif]において)にて注水	1,136m³/h (0.14MPa [dif]において)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	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きい。
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW (サブレーション・プールの水温100℃、海水温度30℃において)	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW (サブレーション・プールの水温100℃、海水温度30℃において)	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	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い。
	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW (サブレーション・プールの水温100℃、海水温度30℃)	伝熱容量 事象発生後8時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW (サブレーション・プールの水温100℃、海水温度30℃)	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	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い。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(1/2)

項目	解析上の操作開始時間	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
残熱除去及び原子炉補機代替格納容器除熱開始	8時	原子炉補機代替格納容器除熱開始	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
操作条件	8時	原子炉補機代替格納容器除熱開始	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

【認知】中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に復旧班要員を招集することとし、原炉補機代替格納容器の準備操作に着手することとしている。この認知に係る影響は10分間を想定している。そのため、認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。

【要員配置】残熱除去系及び原子炉補機代替格納容器除熱のために、中央制御室での操作にて弁操作を行う運転員と、大型送水ポンプ車による移動式代替格納容器への海水供給、移動式代替格納容器による冷却水ホース敷設、接続等を行う復旧班要員が配置されている。ホース敷設、接続等は現場にて復旧班要員が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。

【移動・操作所要時間】残熱除去系及び原子炉補機代替格納容器除熱開始では、常設代替格納容器による電源確保、原子炉補機代替格納容器の大型送水ポンプ車による移動式代替格納容器への海水供給、移動式代替格納容器による冷却水供給を行う。

【常設代替格納容器による電源確保】中央制御室にて運転員が行う操作であり、常設代替格納容器の起動、受電操作に10分、非常用高圧母線への受電操作に1時間10分(準備1時間、操作10分)の合計1時間20分で実施することとしている。

【原子炉補機代替格納容器準備操作】原子炉補機代替格納容器の冷却水と、大型送水ポンプ車にて冷却水供給するためのホース敷設、接続、接続等を行うためのケーブル、ケーブル受電機、ケーブル受電機(移動含む)を設定した。また、現場(原子炉建物内)にて運転員が弁操作を1時間30分(移動含む)を設定した。復旧班要員によるホース敷設、ケーブル受電機、ケーブル受電機(移動含む)を行うことにより、独立して行う操作であることから、並列操作を行うことにより操作時間が長くなることを行うと設定した。

【他の並列操作】常設代替格納容器による電源確保、原子炉補機代替格納容器準備操作は独立して行う操作であることから並列操作を行うことにより操作時間が長くなることはないため、事象発生7時間40分後から中央制御室にて運転員が10分程度の操作時間内で残熱除去系を起動し、8時間後から残熱除去系により格納容器除熱を開始するものとして設定した。

【操作の確実さ】復旧班要員は、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとし、誤操作等により、誤操作等による操作盤での操作は、操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は、操作盤での操作は、操作時間が長くなる可能性は低い。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。

解析上の操作開始発令後、運転員等操作時間に与える影響として、実際の格納容器除熱開始時間と解析上の設定とを比較し、解析上の設定と実際の格納容器除熱開始時間との差は約19分程度あり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

解析上の操作開始発令後、運転員等操作時間に与える影響として、実際の格納容器除熱開始時間と解析上の設定とを比較し、解析上の設定と実際の格納容器除熱開始時間との差は約19分程度あり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

解析上の操作開始発令後、運転員等操作時間に与える影響として、実際の格納容器除熱開始時間と解析上の設定とを比較し、解析上の設定と実際の格納容器除熱開始時間との差は約19分程度あり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

解析上の操作開始発令後、運転員等操作時間に与える影響として、実際の格納容器除熱開始時間と解析上の設定とを比較し、解析上の設定と実際の格納容器除熱開始時間との差は約19分程度あり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(2/2)

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	条件設定の考え方					
大型送水ポンプ車への燃料補給	事象発生から8時間後	大型送水ポンプ車への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業に作業成立性を踏まえ設定	大型送水ポンプ車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり、大型送水ポンプ車による送水開始は7時間40分の時間余裕があり、十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間分後としており、このうち、大型送水ポンプ車への給油作業は、所要時間1時間50分想定のとおり、訓練実績では約1時間34分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始	事象発生から8時間後、自動減圧が6分後、注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統な構成等に必要等を考慮し設定	<p>【認知】原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施することから、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】残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作をしたのち、逃がし安全弁の手動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが、これららの操作は制御室での簡易な操作である。実態の原子炉補機代替冷却系による補機冷却は事象発生から7時間40分程度で確保すると想定されるが、操作時間10分にて残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作を行い、事象発生8時間後から原子炉減圧を開始するものと設定した。</p> <p>【他の並列機代替冷却系】原子炉補機代替冷却系は変動し得る。</p> <p>【操作の確実さ】中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、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>	実態の残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は解析上と同様であり、原子炉補機代替冷却系による注水開始時間は解析上と同様であり、操作開始時間は小さい。	実態の残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は解析上と同様であり、原子炉補機代替冷却系による注水開始時間は解析上と同様であり、操作開始時間は小さい。	<p>逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始は解析上の設定と同様であるが、原子炉補機代替冷却系による注水開始は解析上の設定より遅れた場合でも、原子炉への注水を低圧原子炉代替注水系(常設)に切り替えることにより原子炉の冷却を継続することが可能である。</p>	訓練実績等により、残留熱除去系(低圧注水モード)を起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約6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。
操作条件							

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))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
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) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 405m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{ m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

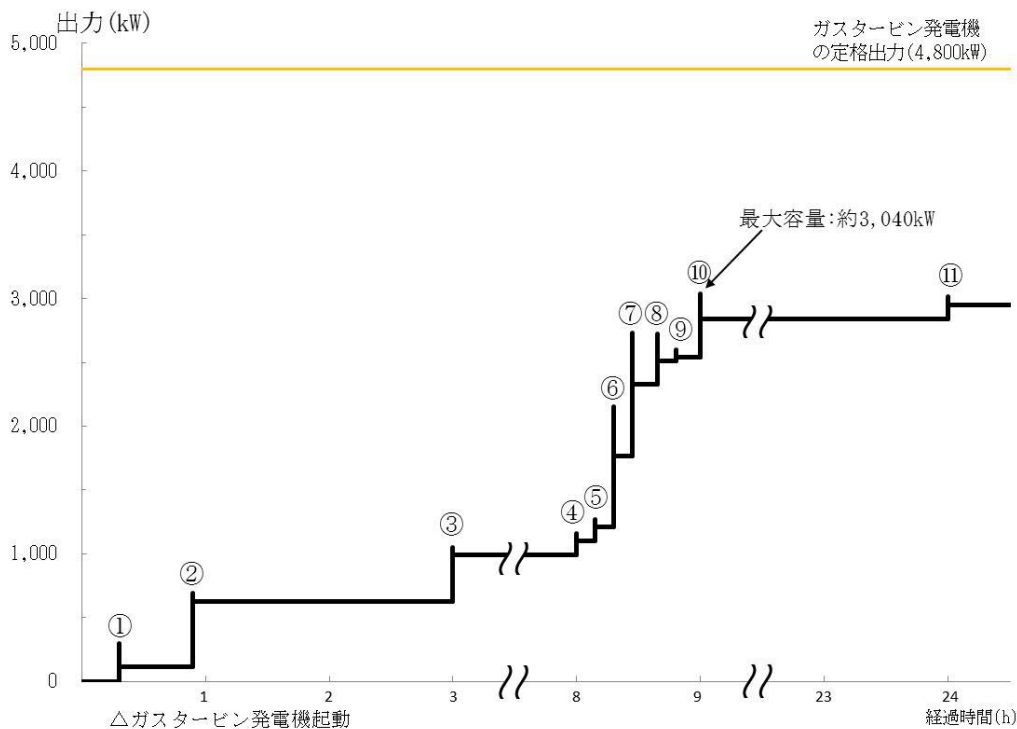
常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 518	約 695	約 629
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 359	約 1,050	約 988
④	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	B-中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。

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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系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第 2.4.2.1-1(1) 図から第 2.4.2.1-1(3) 図に、手順の概要を第 2.4.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.4.2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.2.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

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（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

d. 逃がし安全弁による原子炉減圧

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しSA低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度 100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。

e. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

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

低圧原子炉代替注水系（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、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

f. 格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系（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、ドライウエル圧力（SA）、サブプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。

g. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+約 1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操

作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系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、ドライウェル圧力（SA）等である。

格納容器フィルタベント系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、格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）である。

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

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード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第2.4.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ ($8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{dif}]$ 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（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に $200\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $1.00\text{MPa}[\text{gage}]$ において）にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 格納容器代替スプレイ系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 $427\text{kPa}[\text{gage}]$ における最大排出流量 $9.8\text{kg}/\text{s}$ に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するもの

とする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

- (b) 格納容器代替スプレイ系(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384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナシスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、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を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及び水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、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、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位計(燃料域)にて監視する。原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低(レベル3)信号が発生して原子炉がスクラムし、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適切に維持される。再循環ポンプについては、原子炉水位低(レベル2)で2台全てがトリップする。

低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。

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

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、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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30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・プール水位は、真空破壊弁(約5.3m)及びベントライン(約9.1m)に対して、低く推移するため、真空破壊弁の健全性は維持される。

b. 評価項目等

原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第2.4.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値(約309℃)を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により約7.59MPa[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7.89 MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34 MPa[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、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.2.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による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。

(添付資料2.4.2.1)

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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。

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。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及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント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表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CS TF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回

ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309°C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.2.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び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、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対し

て変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しい外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起回事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

(添付資料 2.4.2.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生8時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サブプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。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が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(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が384kPa[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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う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。

操作条件の格納容器フィルタベント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サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10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、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(サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m)に到達するのは、事象発生の約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対

応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、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。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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。

操作条件の格納容器フィルタベント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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、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。

(添付資料 2.4.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系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30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、遠隔操作の失敗により、格納

容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa [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 35 時間後であり、約 5 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2, 3.1.3.8)

(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。

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（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、合計約 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 8 時間以降に輪谷貯水槽（西）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし注水することから、水源が枯渇することはない。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給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大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備によ

る電源供給については、事象発生後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。合計約363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ、常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.4.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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、約354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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 2.4.2.5)

2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」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、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系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。

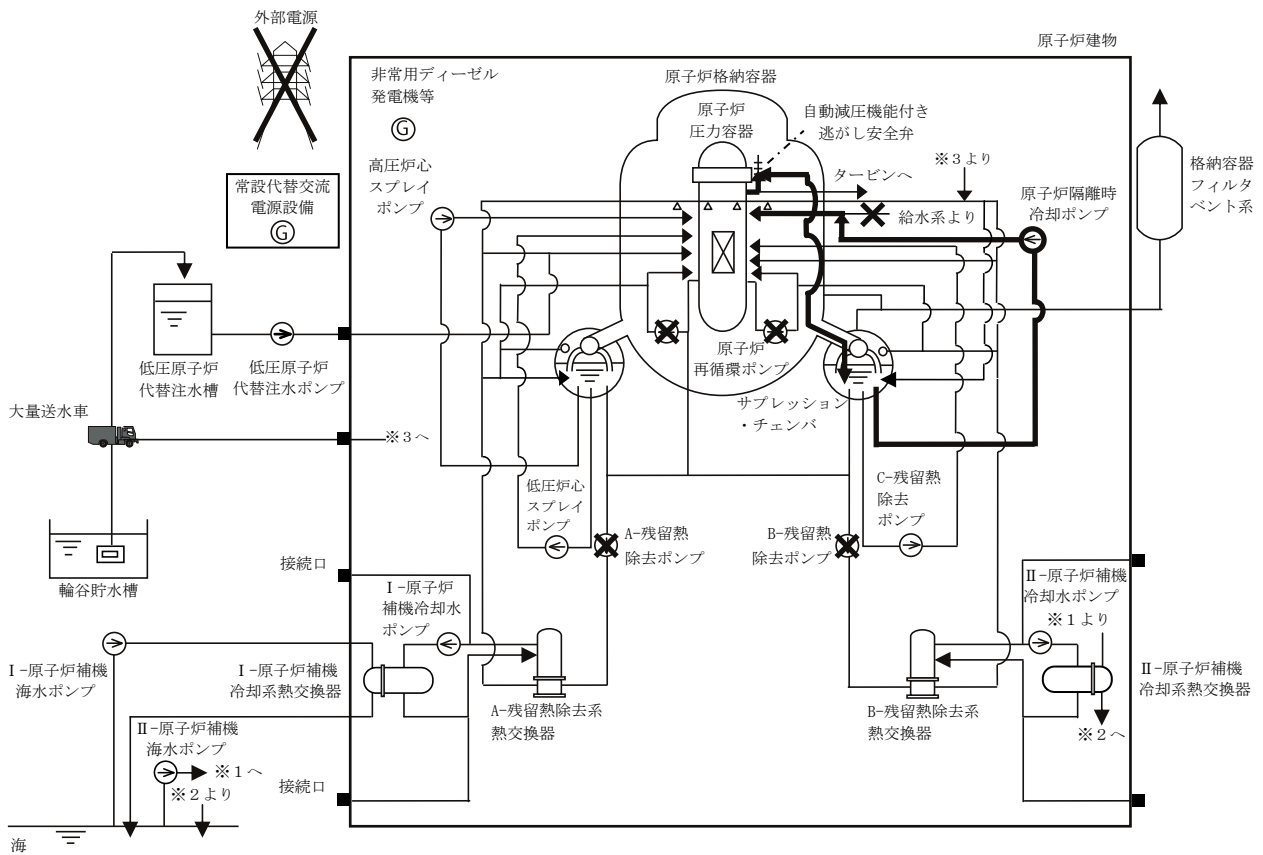
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持出来る。

なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

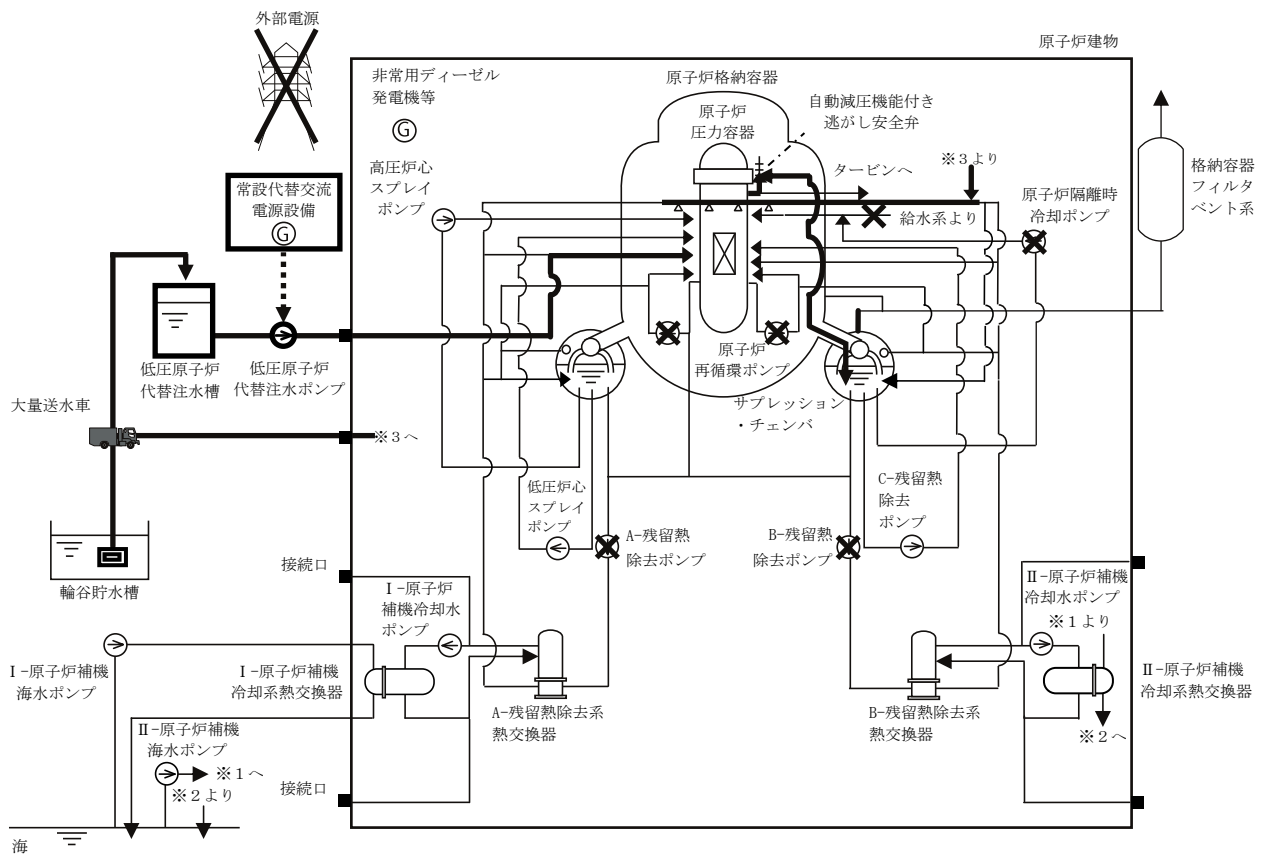
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

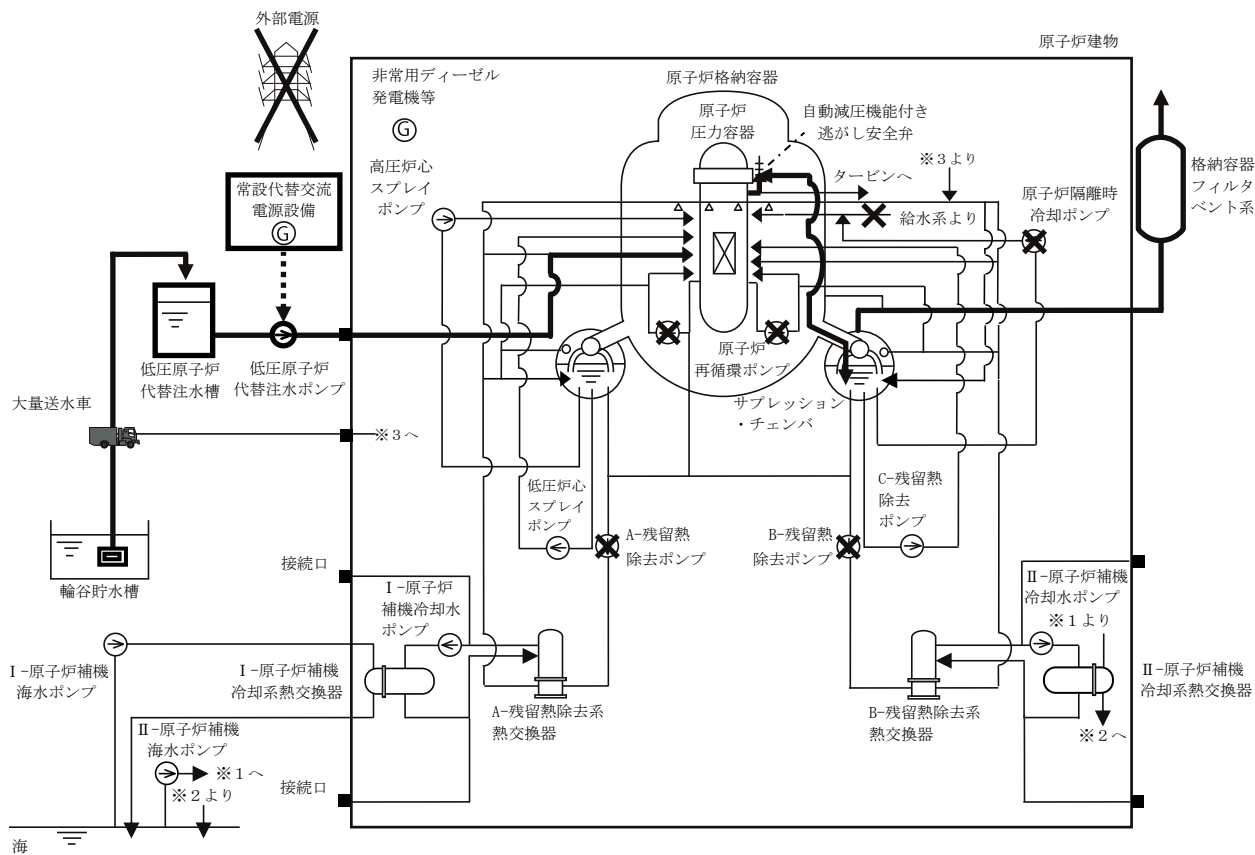
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。



第 2.4.2.1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉減圧及び原子炉注水）



第 2. 4. 2. 1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2. 4. 2. 1-1 (3) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」 の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

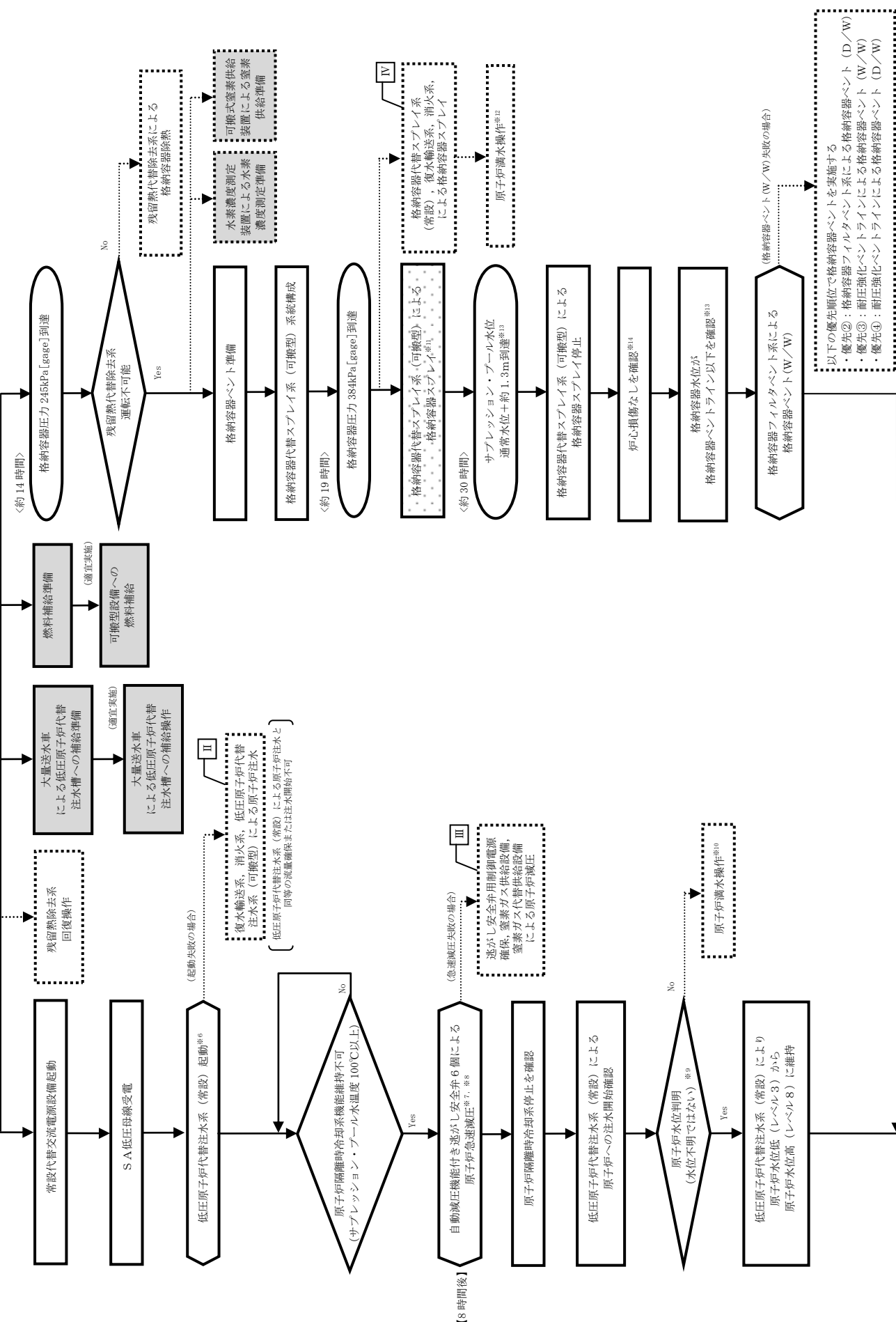


凡例
 ◇ : 操作・確認
 □ : 判断
 ▤ : 操作及び判断
 ▨ : プラント状態 (解析)
 ▩ : 復旧班要員の作業
 ▪ : 運転員と復旧班要員の共同作業
 ▫ : 解析上考慮しない操作・確認

- ※1: 原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力傾城計表により確認する。重大事故発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約21秒) する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3: 外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
- ※4: 運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※5: 中央制御室にて機器ランプ表示、警報、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※6: 崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧注水可搬型系及び低圧炉心スプレイ系に期待する。なお、本事故シナケンスでは、低圧注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系統 (常設) に期待した評価としている。
- ※7: 低圧原子炉代替注水系統 (常設) による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が 100℃ に到達した時点で原子炉急減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系統 (常設) による原子炉注水を開始した後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解析上は低圧原子炉代替注水系統 (常設) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※8: 原子炉急減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※9: 原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料槽有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線域「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合

- ※10: 原子炉水位不明の場合、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料槽有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※11: 格納容器スプレイの注水量は 120 [m³/h] とし、格納容器圧力 384kPa [gauge] 到達で格納容器スプレイを行う。格納容器圧力 334kPa [gauge] まで低下後、格納容器スプレイを停止する。
- ※12: 格納容器圧力 384kPa [gauge] 到達で格納容器スプレイを繰り返す。
- ※13: サプレッション・プール水位 (SA) により確認する。
- ※14: 格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
- ※15: サプレッション・プール水位 (SA) により確認する。

- ・格納容器雰囲気気放熱線モニタによる炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行
- ・格納容器雰囲気気放熱線モニタのガンマ線量率が設計基準事故相当のガンマ線量率の 10 倍を超えた場合
- ・炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷と判断する)
- ・格納容器雰囲気気放熱線モニタによる炉心損傷発生が判断できない場合は原子炉圧力容器温度が 300℃ 以上 (1 点以上) となった時点で、炉心損傷と判断する。
- ※16: 格納容器雰囲気気放熱線モニタによる炉心損傷発生が確認された場合は、格納容器除熱が可能なこと及び水素・酸素濃度監視が可能であることを確認する。



- ※16: 機能喪失した設備の復旧手段として、除熱手段である蒸留熱除去系の復旧手順を整備しており、原子炉補機海水ポンプ電動機の手備品を確保している。また、可搬型ポンプ等を用いた格納容器除熱を実施することも可能である。
- 【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】
- I: 制御機駆動水圧系が運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による原子炉注水が可能である。
 - II: 低圧原子炉代替注水系統 (常設) と同等の流量は確保できないが、低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) による注水も実施可能である。注水開始時間は遅くなるが、低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) による注水も実施可能である。
 - III: 逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保設備の稼働を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な蒸気ガスが喪失している場合は、蒸気ガス供給設備、蒸気ガス代替供給設備による蒸気ガスの供給を行う。
 - IV: 格納容器代替スプレイ系 (常設) による格納容器スプレイも実施可能である。蒸気ガスによる格納容器スプレイも実施可能である。流量は少ないが、復水輸送系、消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

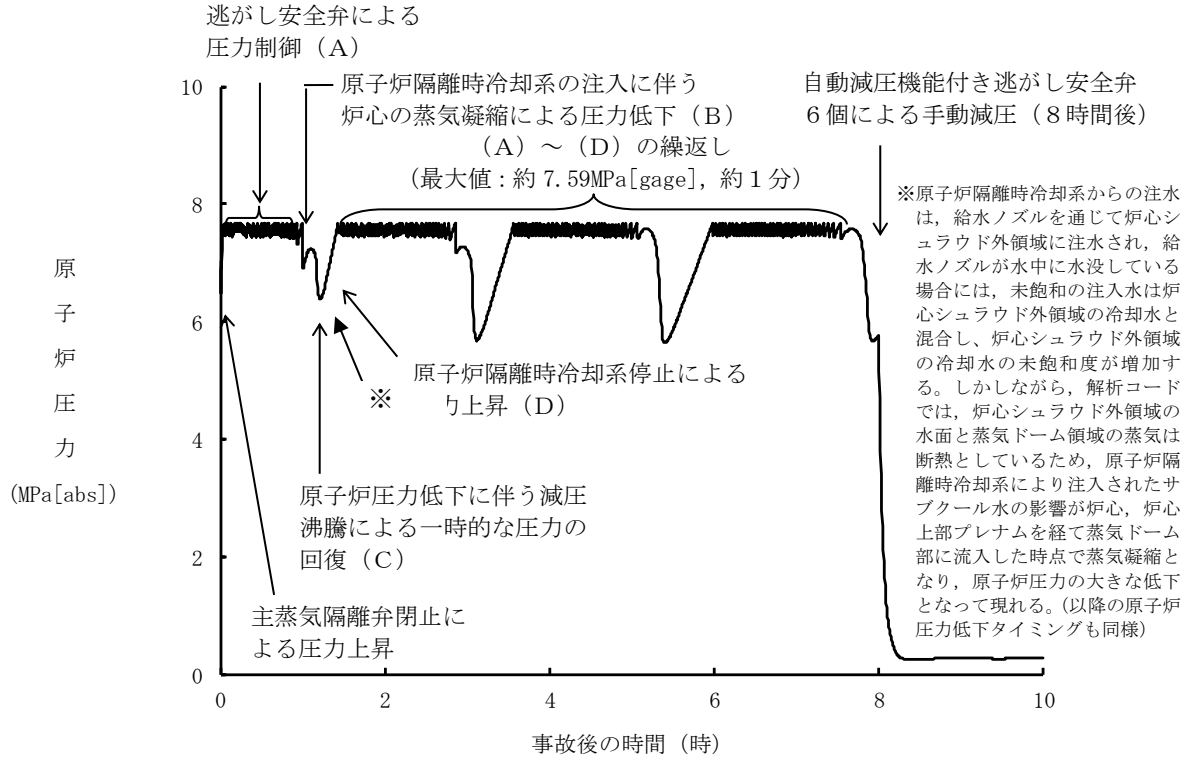
第 2.4.2.1-2 図 「崩壊熱除去系が故障した場合」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

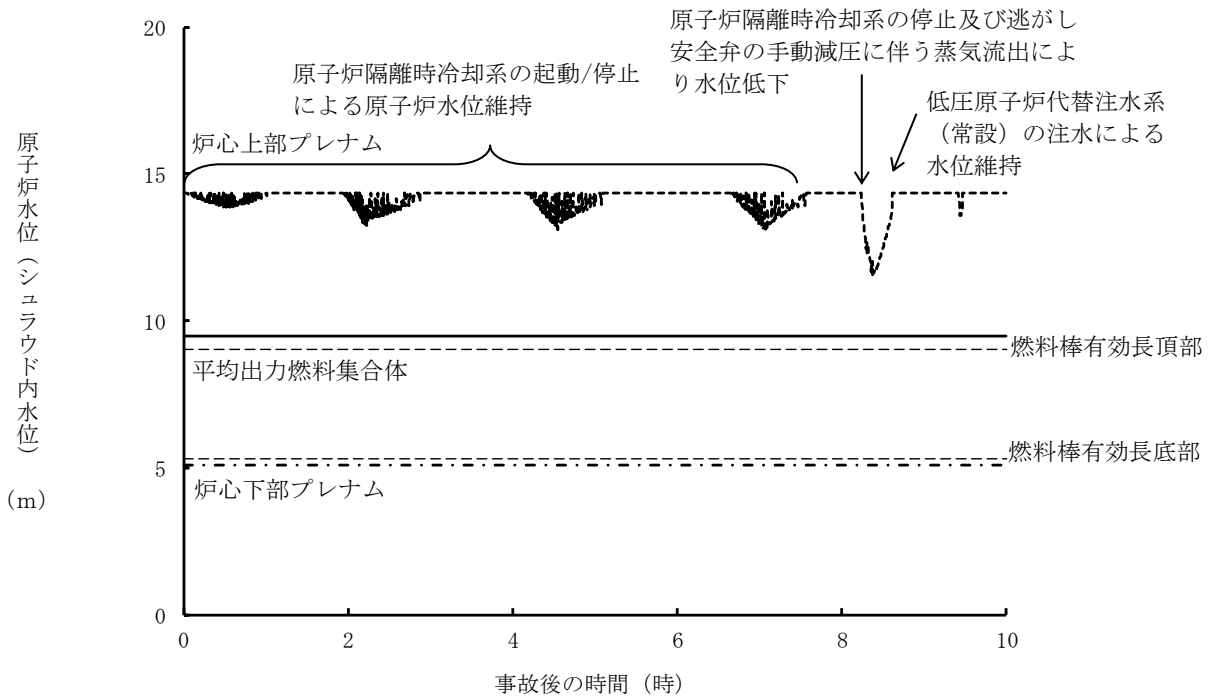
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）		経過時間（時間）																								備考							
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	14	15	16	17	18	19	20	30	31	32		5	6	7				
状況判断	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全開確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 残留熱除去系機能喪失確認 非常用ガス処理系自動起動確認 	10分																																	
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																																			
	通報連絡等を行う 要員	指示者	1人	初動での指揮																																			
	運転員 (中央制御室)	連絡責任者 連絡担当者	4人	発電所内外連絡																																			
	運転員 (現場)	復旧班要員																																					
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	10分		原子炉水位をレベル2～レベル8で維持																															
残留熱除去系機能喪失調査、 復旧操作	—	—	—	—	残留熱除去系 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							
常設代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作	10分																																	
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	—	自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作			10分																															
低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系(常設) 起動/運転確認/系統構成			10分																															
低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系(常設) 注水弁操作			原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																															
輸送貯水槽(西)から低圧 原子炉代替注水への補給	—	—	—	14人 a~n	放射線防護具準備	10分																																	
	—	—	—	—	大量送水車による低圧原子炉代替注水への補給準備 (大量送水車配置、ホース展開・接続)	2時間10分																																	
	—	—	—	(2人) a, b	大量送水車による低圧原子炉代替注水への補給			適宜実施																															
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成	(1人) A	—	—	—	格納容器代替スプレイ系(可搬型) 系統構成			10分																															
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ操作	—	—	—	(2人) a, b	格納容器代替スプレイ系(可搬型) スプレイ弁操作(現場)			適宜実施																															
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ操作	(1人) A	—	—	—	格納容器代替スプレイ系(可搬型) スプレイ弁操作			適宜実施																															
原子炉満水操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉への注水流量の増加			格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																								解析上考慮せず							
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	—	格納容器ベント準備(NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)			10分																															
	—	2人 B, C	—	—	放射線防護具準備			10分																								解析上考慮せず							
	—	—	—	—	格納容器ベント準備(NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)			1時間20分																															
	—	—	—	2人 o, p	放射線防護具準備			10分																								解析上考慮せず							
	—	—	—	—	水素濃度測定装置準備			1時間40分																								解析上考慮せず							
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	—	格納容器ベント操作(NGC N2トラス出口隔離弁操作)			10分																															
格納容器ベント操作	—	(2人) B, C	—	—	格納容器ベント操作(NGC N2トラス出口隔離弁操作)			1時間30分																								解析上考慮せず							
燃料補給準備	—	—	—	2人 q, r	放射線防護具準備	10分																																	
	—	—	—	—	ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給	1時間50分																										タンクローリ残量に応じて適宜 軽油タンクから補給							
燃料補給作業	—	—	—	—	大量送水車への補給			適宜実施																															
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	燃料プール冷却系再起動			燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。																								解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持							
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	18人 a~r																																				

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

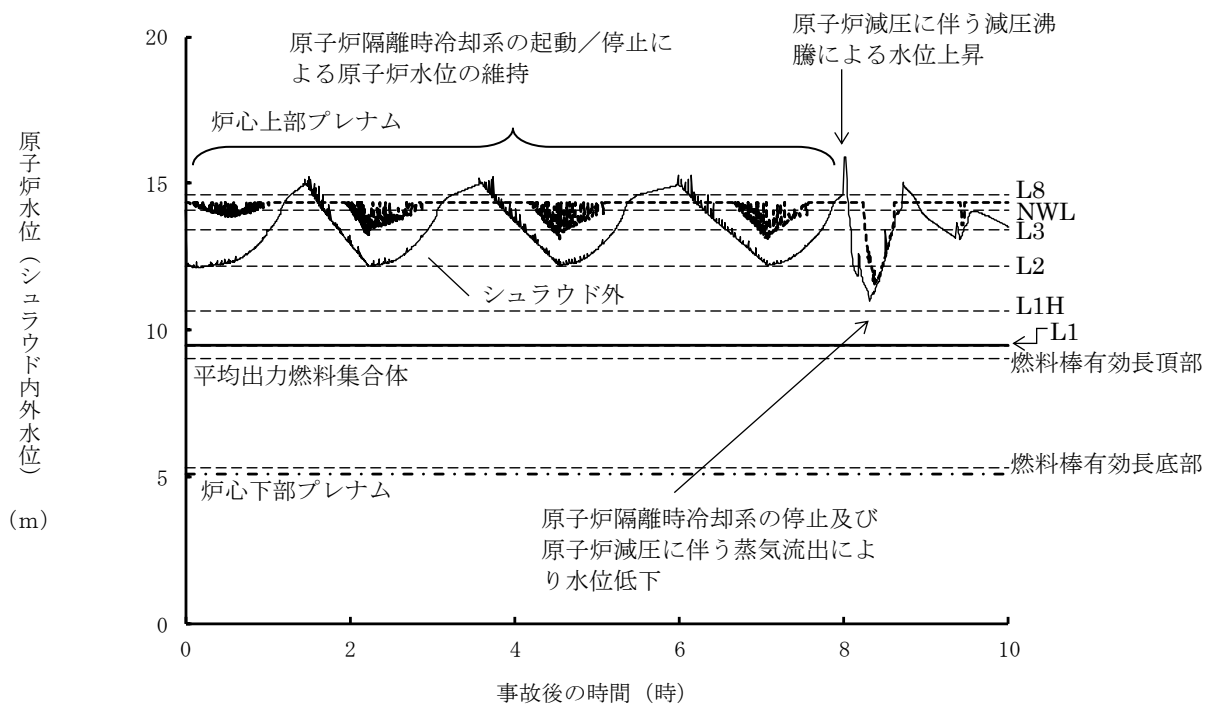
第 2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間



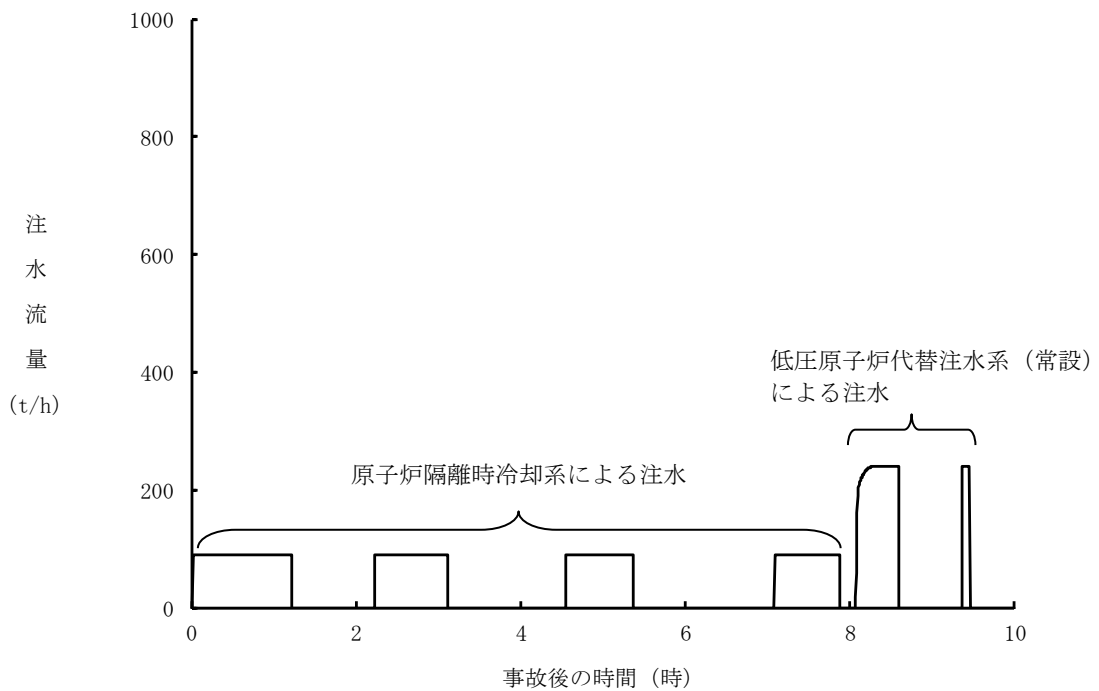
第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



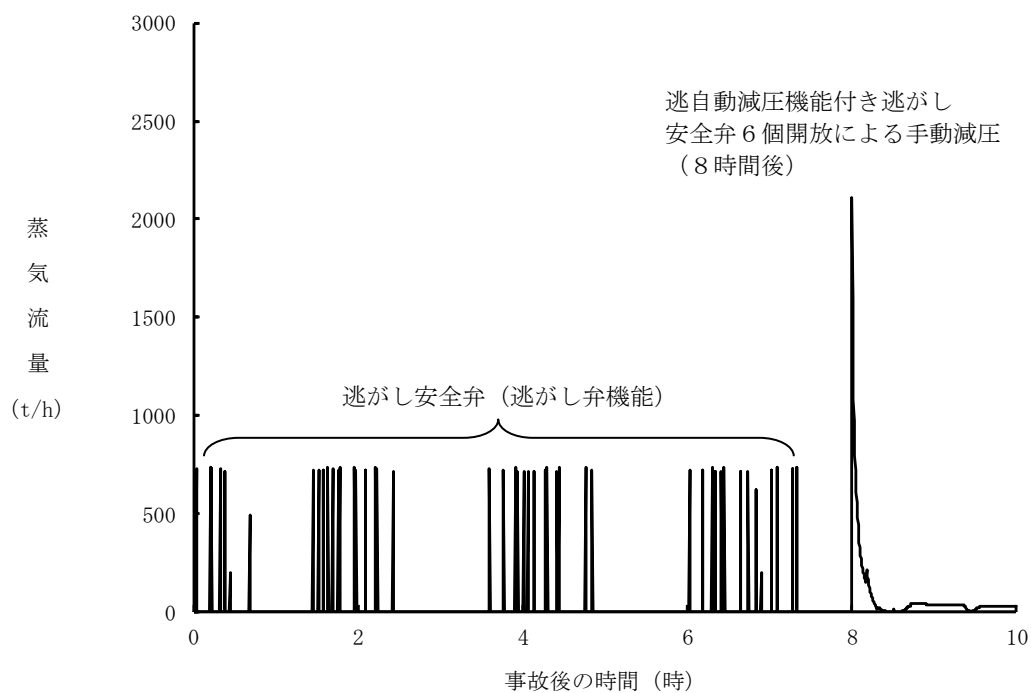
第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



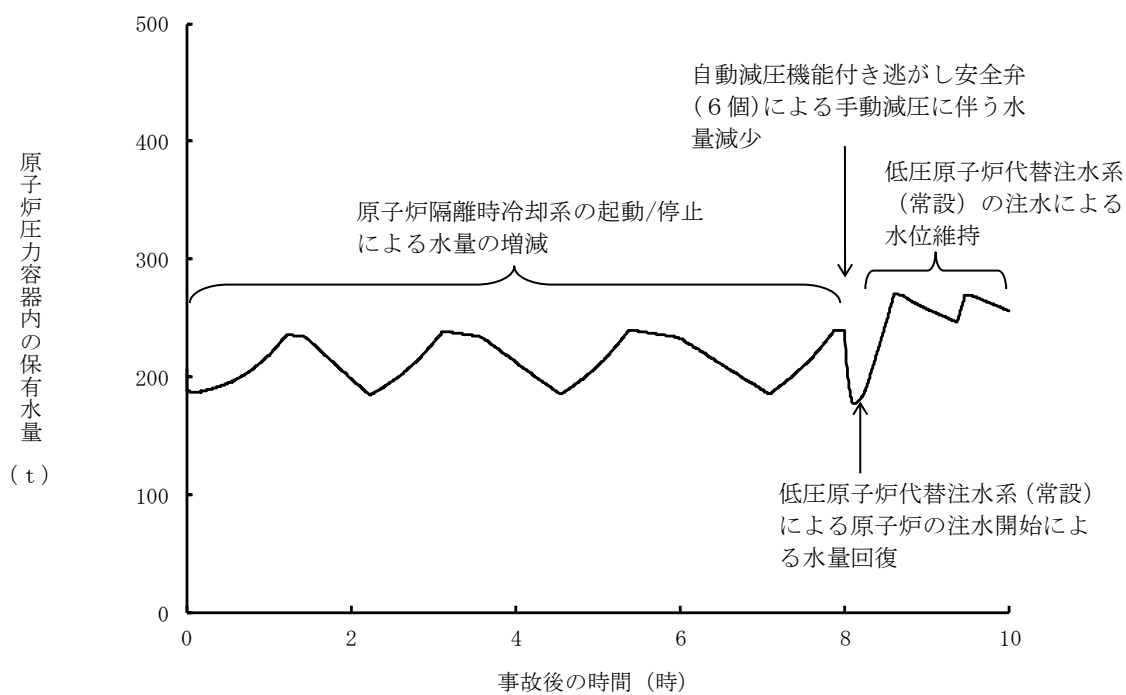
第 2. 4. 2. 2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



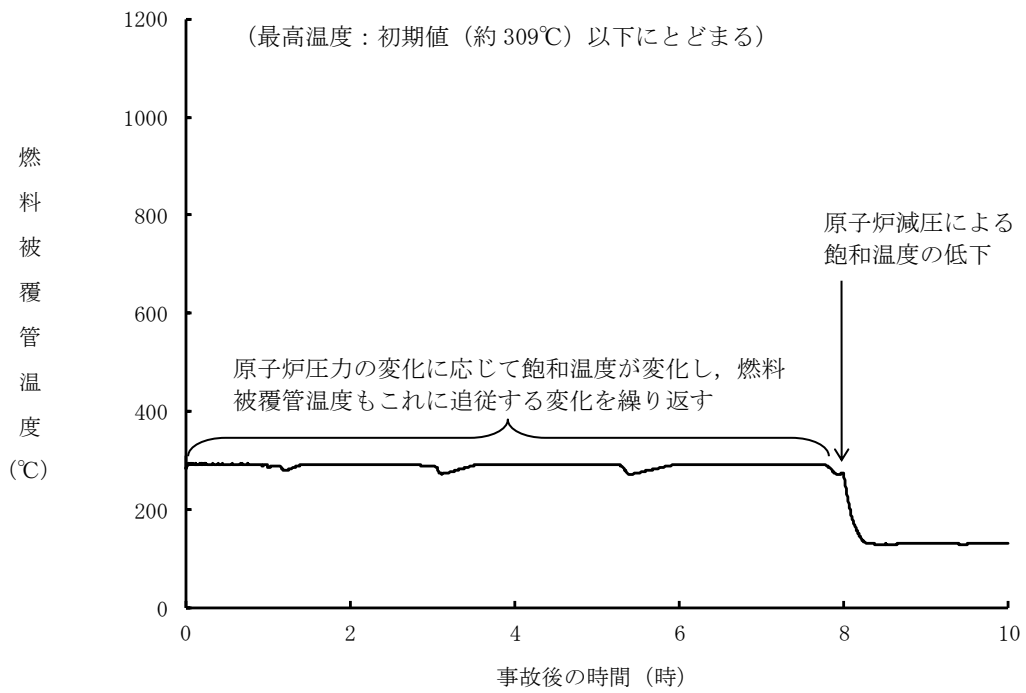
第 2. 4. 2. 2-1(4) 図 注水流量の推移



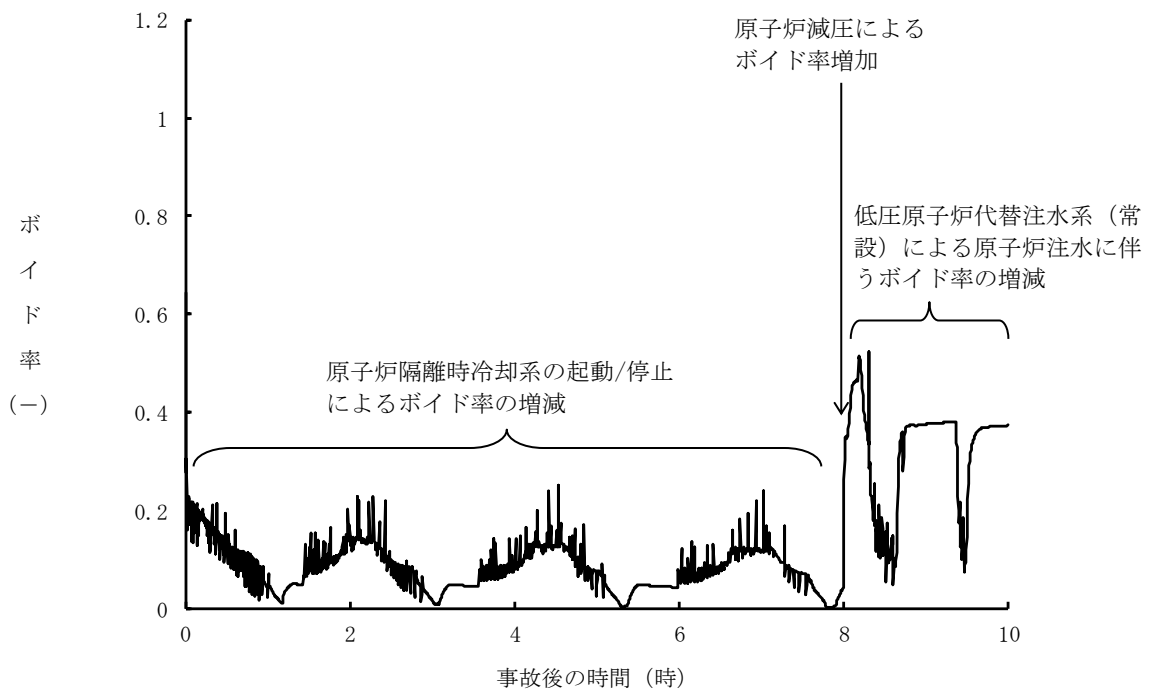
第 2.4.2.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



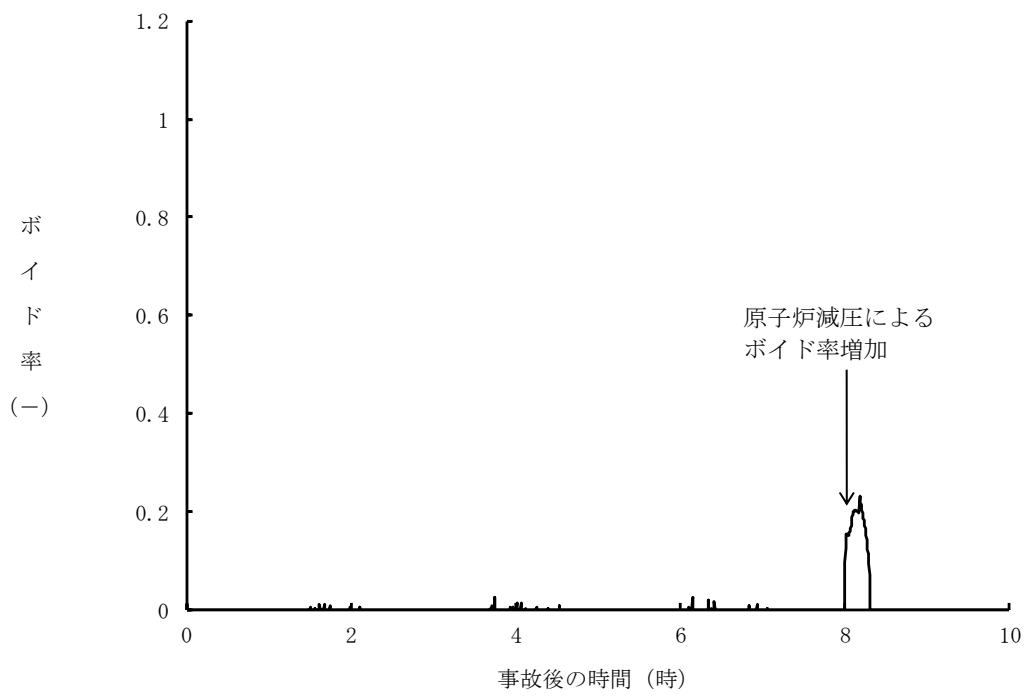
第 2.4.2.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



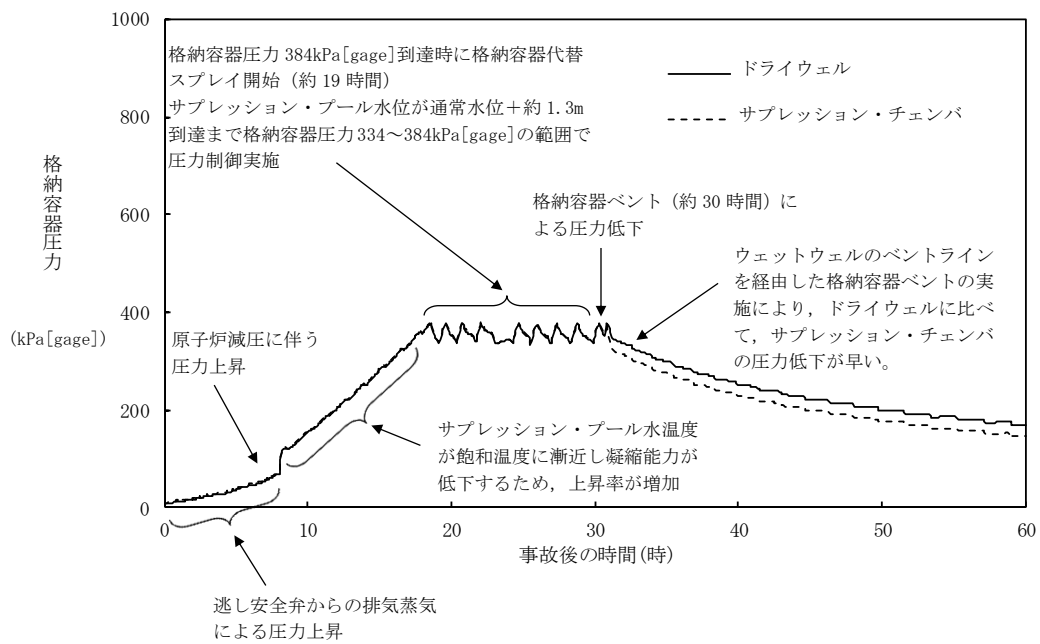
第 2. 4. 2. 2-1 (7) 図 燃料被覆管温度の推移



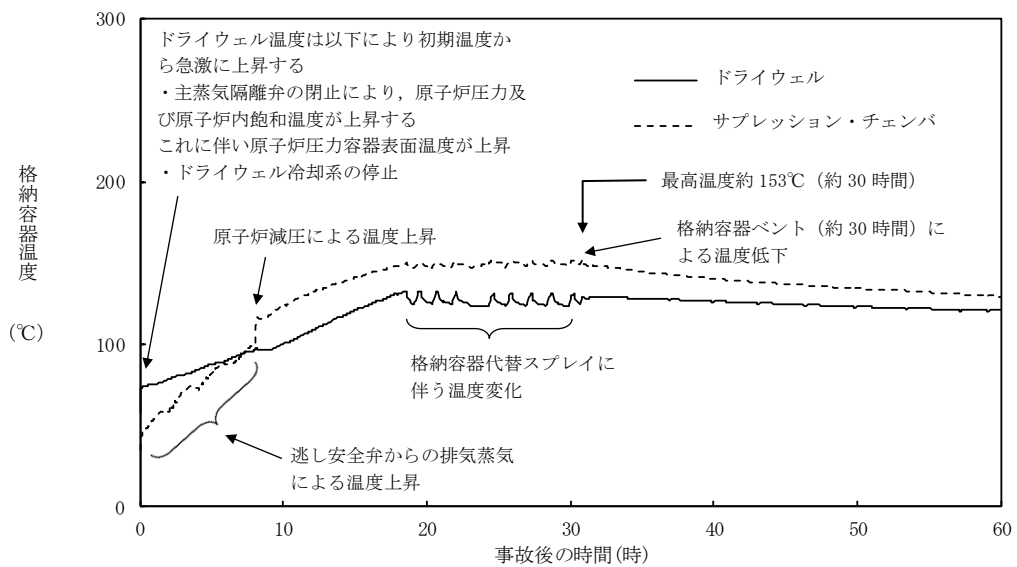
第 2. 4. 2. 2-1 (8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



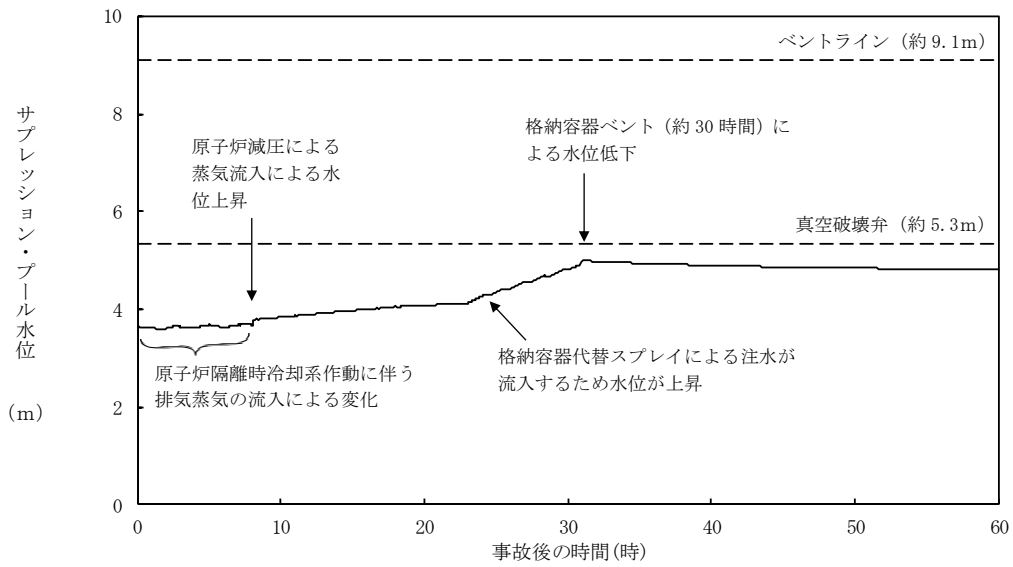
第 2.4.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



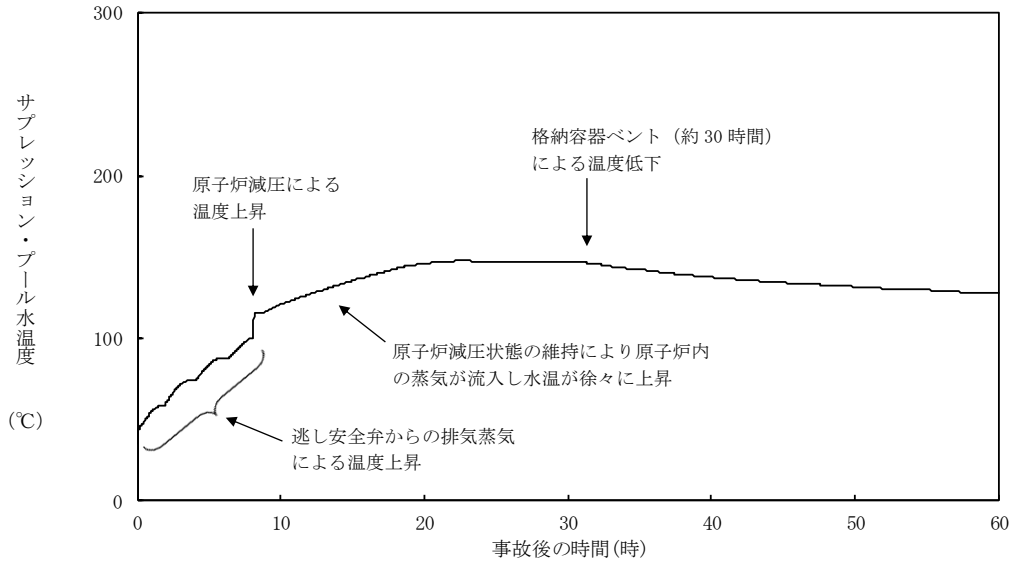
第 2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	平均出力領域計装
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）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。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 サブレーション・チェンバ	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブレーション・チェンバのプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】 サブレーション・プール水温度（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレーション・プール水温度 100℃で、自動減圧機能付き逃がし安全弁6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水系（常設） 自動減圧機能付き逃がし安全弁	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 サブレーション・プール水温度（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水槽	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを停止する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイス流量 サブプレッション・プール水位（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

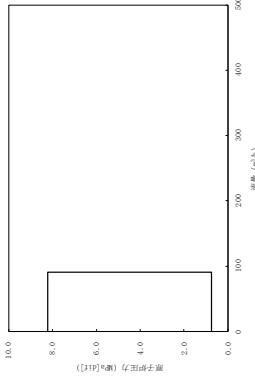
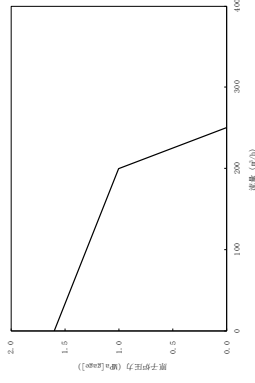
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

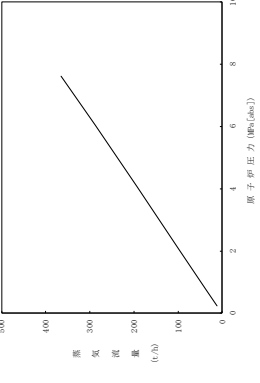
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：S A F E R 原子炉格納容器側：M A A P	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型)を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
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
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライ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)
格納容器空間容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35°C	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる。
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21 ~ 0.74MPa [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 
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa [gage]において) にて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>逃がし安全弁</p>	<p>逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個</p> <p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の6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流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>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</p>
<p>格納容器フィルタベント系</p>	<p>格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器フィルタベント系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.2.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	事象発生から8時間後に原子炉減圧後, 注水開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m 到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

件 重大事故等対策に関連する操作条

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地境界での実効線量評価は5 mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

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および評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（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とも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒最高温度に比べて50℃高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒最高温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料棒最高温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料棒最高温度を操作開始の時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。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒最高温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えない。
	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。	解析コードは酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位系挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管最高温度を高めに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気線モニタ（CAMS）を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるため、格納容器フイタルタレント系による格納容器除熱操作の起点が、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、運転員等操作に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えない。
沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）、対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づき操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに影響を与えない。	

表 1-1-1 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（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アラブス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）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、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕が大きくなる。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。なお、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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逃がし安全弁による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の影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水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。
	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き原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するの十分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、平衡均質境界流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えない。

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時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【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。
原子炉压力容器	E C C S 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は、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験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を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替サブレイ系(可搬型)及び格納容器ファイラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験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を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		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、C S T F 実験内外部熱伝導の不確かさにおいて、C S T F 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。		
原子炉格納容器	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器サブレイ)	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。
	スプレイ冷却		また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
原子炉格納容器	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。	「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		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。		

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（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大熱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最大熱出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大熱出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱によることから、最大熱出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6, 93MPa [gage]	約 6, 77 ~ 6, 79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35, 6 × 10 ⁴ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現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。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大熱出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料について、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型)、9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44, 0kW/m	約 40, 6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水を維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないこととから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・プールの水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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と与える影響 (破壊熱除去系が故障した場合) (2 / 3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m 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	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器空間容積 (サブプレッショントン・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブプレッショントン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッショントン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブプレッショントン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊弁の設定値	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。	解析条件と同様であることから、事象進展に与える影響は小さい。
サブプレッショントン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッショントン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッショントン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッショントン・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブプレッショントン・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッショントン・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [gage]	約5 kPa [gage]～約7 kPa [gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。従って、事象進展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得るが、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (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得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と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得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、格納容器圧力上昇が遅くなるため、格納容器ベントによる格納容器ベントによる抑制されるため、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。

初期条件

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を与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（3/3））

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に対する影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、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ない。	
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に対する影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定として、外部電源ありを想定する場合でも、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ない。	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実際の注水量が解析より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する影響が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実際の解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるもの、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）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[di.f]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[di.f]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い。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m ³ /h（1.00MPa[gage]において）にて注水	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなること、後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	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い。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき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い。
	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはしないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	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い。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）（1 / 3））

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	条件設定の考え	操作の不確かさ要因						
<p>逃がし安全原炉減圧及び低圧代替操作による注水開始</p> <p>操作条件</p>	<p>発生から8時間後、注水開始</p>	<p>原子炉隔離時冷却系が起動可能な状態で設定</p>	<p>操作の不確かさ要因</p>		<p>【認知】 低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水を開始するのには事象発生後の約8時間後であり、それまでにサブレンジン・プール水温度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時間と与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室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】 低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水準備として、常設代替交流電源設備の起動、受電操作及び低圧原子炉代替注水（常設）の系統構成を行なったもの、逃がし安全原炉の減圧操作を行うが、これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動、受電操作に10分程度、低圧原子炉代替注水（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定している。この後、サブレンジン・プールの水温を確認し、事象発生から8時間後に中央制御室で原子炉注水を開始する動作を行うこととなる。以上より、操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 中央制御室にて運転員が逃がし安全原炉の自動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>低圧原子炉代替注水（常設）による原子炉注水のための準備操作時間は、解析での設定に対して十分なる余裕があり、サブレンジン・プールの水温を確認し、逃がし安全原炉の手動操作を原子炉注水開始前より開始することから、開始時と同程度の影響は小さい。</p> <p>当該操作は、解析条件下で操作間隔が短くなる可能性があるが、原子炉注水開始時点で他の操作と重複しないことから、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開始時間より短いため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水（常設）へへのための逃がし安全原炉の操作には8時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等により、低圧（常設）を起動し、逃がし安全原炉の操作が実施可能であることを確認した。因している運転員が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去系が故障した場合）（2/3）

項目	解折条件（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
	解折上の操作開始時間	条件設定の考え方					
低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から8時間後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解折条件ではないが、解折条件で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定のところ、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替注水槽への大量送水車への燃料補給	事象発生から8時間後	大量送水車への燃料補給は解折条件ではないが、解折条件で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約8時間後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間1時間50分想定のところ、訓練実績では約1時間34分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
格納容器代替システム（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa [Gage] 到達時 384～334kPa [Gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	<p>【認知】格納容器代替システム（可搬型）による格納容器圧力384kPa [Gage] に到達するのは事象発生から約19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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】格納容器代替システム（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】現場での格納容器代替システム（可搬型）による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage] 到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・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】現場にて復旧班要員が格納容器代替システム（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の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。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、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>	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点が遅い格納容器圧力384kPa [Gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解折条件（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19時間あり、準備時間が確保できるところから、時間余裕がある。	訓練実績等より、格納容器システムによる準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3 / 3）

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ 解析上の操作開始時間	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
<p>格納容器システムによる原子炉格納容器冷却器除熱</p> <p>操作条件</p>	<p>中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に 対する余裕を考慮して設定</p> <p>サブプレッション・プールの水位が通常水位 +約 1.3m 到達から 10 分 後</p>	<p>【要員配置】 格納容器ファイタルタシステムによる格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器ファイタルタシステムによる格納容器ベント操作は、格納容器圧力 245kPa[gage]到達時に操作対象弁（1弁）の開操作を行い、格納容器ベント実施基準（サブプレッション・プールの常水位 +約 1.3m）到達時には隔離弁開操作を行う。隔離弁開操作を開始することによって、それまでで十分余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤で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。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約 90 分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サブプレッション・プール水位が通常水位 +約 1.3m）に到達するのは、事象発生後約 30 分程度であり、格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また、格納容器ベントの操作時間には格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p> <p>また、格納容器ベントの実行時間には格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>さらに、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器ベントの操作開始時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p>	<p>実態の操作開始時間は格納容器ベントの操作開始時間とほぼ同等である。また、格納容器ベントの操作開始時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p> <p>また、格納容器ベントの実行時間には格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>さらに、格納容器ベントの実行時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p> <p>また、格納容器ベントの操作開始時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p>	<p>格納容器ベント開始から約 30 分程度であり、格納容器ベントの操作開始時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p> <p>また、格納容器ベントの実行時間には格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>さらに、格納容器ベントの実行時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p> <p>また、格納容器ベントの操作開始時間は格納容器圧力の上昇傾向を考慮し、余裕を確保していることから、実態の操作開始時間は格納容器ベント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。</p>	<p>現場モックアップ等による実績では、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる約 8 分の操作時間を、格納容器ベント操作は操作スイッチによる約 3 分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、運転員（現場）を用いた格納容器一次隔離弁の自動操作は、移動時間を含め約 1 時間 8 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。</p>

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））

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西）※：約 7,000m³

※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 8 時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 8 時間後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

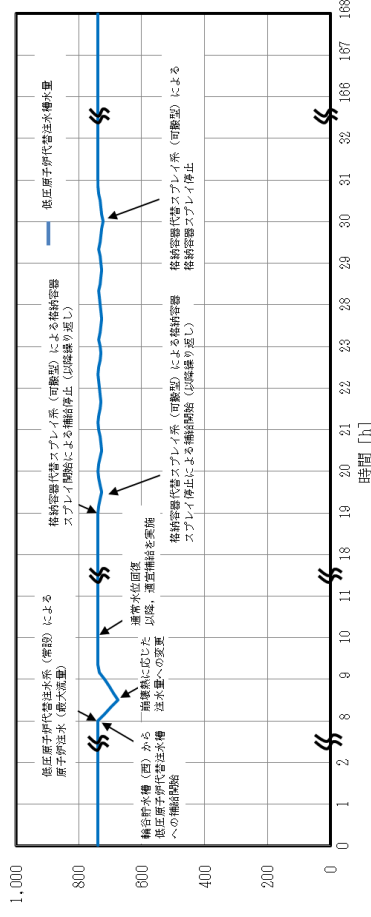
事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生 8 時間後までは原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生 8 時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイスを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイスは間欠運転であるため、格納容器スプレイス停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
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） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 363m^3	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450m^3 であり、7 日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

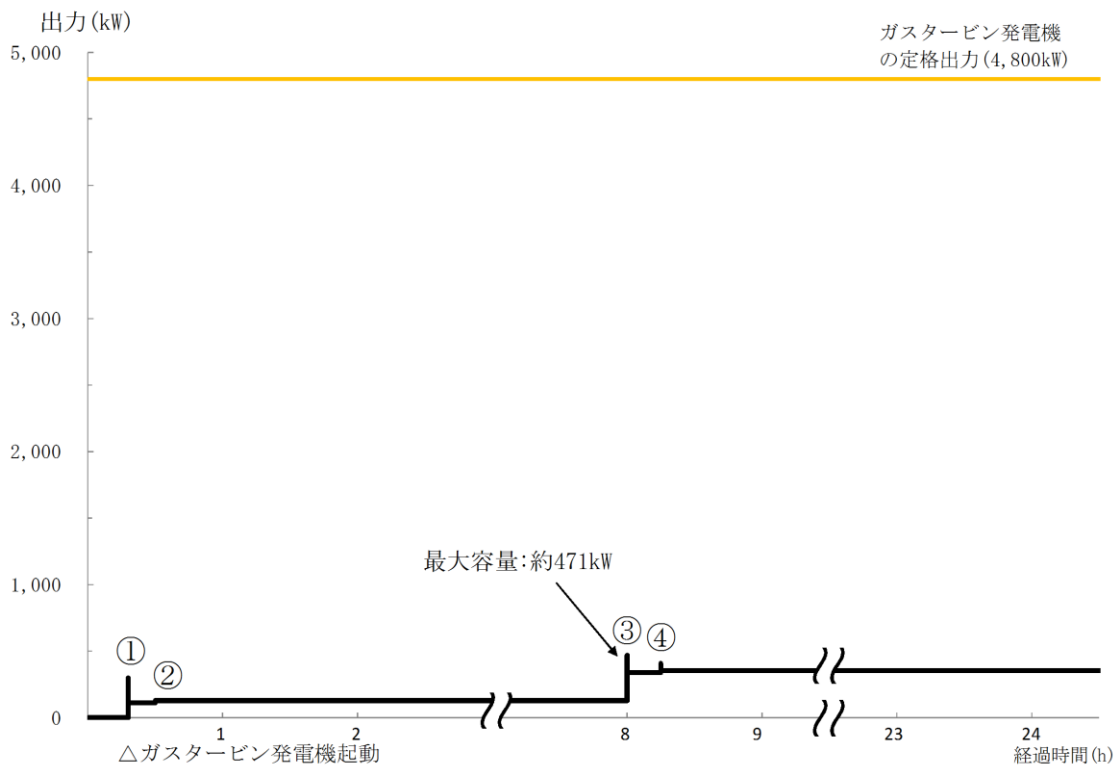
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.6 LOCA時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，③「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもLOCAを起因とする事故シーケンスとして，⑤「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑥「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」が抽出された。

なお，大破断LOCAのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断LOCA又は中破断LOCAが発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断LOCA又は中破断LOCA発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，小破断LOCA又は中破断LOCA発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが，重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系は蒸気駆動の設備であり，小破断LOCA又は中破断LOCAが発生している状況では，その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧原子炉代替注水系には期待せず，低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，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原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による

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「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。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格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系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第 2.6.1-1(1) 図から第 2.6.1-1(3) 図に、手順の概要を第 2.6.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.6.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、緊急時対策要員 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、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、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、格納容器圧力高（13.7 kPa [gage]）で高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動し S A 低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR 注水弁及び F L S R 注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制

御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力 (S A)、原子炉圧力である。

d. 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水

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

低圧原子炉代替注水系 (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、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、代替注水流量 (常設) 等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。

e. 格納容器代替スプレイ系 (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、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171°C に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系 (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、ドライウエル圧力 (S A)、サプレッション・チェンバ圧力 (S A)、格納容器代替スプレイ流量等である。

f. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC 非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サプレッション・プール水位が、通常水位 + 約 1.3m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系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、ドライウエル圧力 (S A) 等である。

格納容器フィルタベント系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、格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位 (S A) である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により

継続的に行う。

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。なお、中破断LOCAは、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のLOCAと定義していることから、本評価では、原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

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、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード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第2.6.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は再循環配管（出口ノズル）（配管断面積約 0.16m^2 ）とし、破断面積を約 3.1cm^2 とする。

（添付資料 2.6.1）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

る。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

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、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

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

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に 200m³/h（原子炉圧力 1.00MPa[gage]において）にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器代替スプレイ系（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、120m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

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) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は 20 分間とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から 30 分後に開始する。

(c) 格納容器代替スプレイ系（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 384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達した場合に停止する。

(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達から 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

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

a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約 1.0×10^{12} Bqとなる。

b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{*1}である 3.7×10^{13} Bqとし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー0.5MeV換算値で約 9.9×10^{14} Bq、よう素についてはI-131等価量で約 6.5×10^{13} Bqとなる。

※1 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏えい率（f値）1mCi/s（ 3.7×10^7 Bq/s）あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10^9 Bq/s（100mCi/s）の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の出現頻度の平均値にあたる値は 1.4×10^{12} Bq（37Ci）であり、島根2号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ 3.7×10^{13} Bq（1,000Ci）を条件としている。（1Ci= 3.7×10^{10} Bq）

出典元

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

c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。

d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。

e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量に移行するものとする。

f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス

及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

- g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。

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

R : 呼吸率 (m³/s)

呼吸率 R は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率 (活動時) 0.31m³/h を秒当たりに換算して用いる。

H_∞ : よう素 (I-131) を 1 Bq 吸入した場合の小児の実効線量
(1.6 × 10⁻⁷ Sv/Bq)

χ / Q : 相対濃度 (s/m³)

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

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

K : 空気カーマから実効線量への換算係数
(K = 1 Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

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

- h. 大気拡散条件については、格納容器フィルタベント系を用いる場合は、格納容器フィルタベント系排気口放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ / Q) を 3.1 × 10⁻⁵ s/m³、相対線量 (D/Q) を 4.9 × 10⁻¹⁹ Gy/Bq とする。

- i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 5、格納容器フィルタベント系による無機よう素に対する除染係数は 100、有機よう素に対する除染係数は 50 とする。

(添付資料 2.6.2)

(4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6.2-1(1) 図から第 2.6.2-1(6) 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移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第 2.6.2-1(7) 図から第 2.6.2-1(13) 図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及び水温の推移を第 2.6.2-1(14) 図から第 2.6.2-1(17) 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，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，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位をあわせて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）で高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の起動にも失敗する。また，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）での自動減圧系の動作は期待しない。

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

事象発生から 30 分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料棒有効長頂部を下回るが，低圧原子炉代替注水系（常設）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，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。

平均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，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。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，格

納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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 27 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・プール水位は、真空破壊弁（約 5.3m）及びベントライン（約 9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊弁の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.2-1(7) 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 779°C に到達するが、1,200°C 以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は、第 2.6.2-1(1) 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.59MPa[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 7.89MPa[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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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 384kPa[gage] 及び約 153°C に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.6.2-1(2) 図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 27 時間後に格納容器フィルタベント系による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。

（添付資料 2.6.3）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 1.7×10^{-2} mSv であり、5 mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

（添付資料 2.6.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、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。

L O C A 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウン

ダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(添付資料 2.6.4)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.6.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約 3.1cm²を設定している。なお、第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約 4.2cm²までは、燃料被覆管破裂を回避す

ることができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.6.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 3.1cm²を設定している。なお、第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図に示すとおり、S A F E R 解析によれば、破断面積が約 4.2cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 817℃となる。

破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破

損)」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展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。

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

（添付資料 2.6.1, 2.6.4）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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が384kPa[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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う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。

操作条件の格納容器フィルタベント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サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達から10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、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実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）に到達するのは、事象発生から約27時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実

態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。
(添付資料 2.6.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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。

操作条件の格納容器フィルタベント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、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、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。
(添付資料 2.6.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

第2.6.3-1(5)図から第2.6.3-1(7)図に示すとおり、操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から35分後（操作開始時間5分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約842℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、

格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「2.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（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 21 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系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 27 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、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa[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 35 時間後であり、約 8 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.6.4, 2.6.5, 3.1.3.8)

(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。

2.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（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、合計約 3,400m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。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日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給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運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約363m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、こ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、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.6.7)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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、約354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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 2.6.8)

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系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「L O C A時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「冷却材喪失（中破断L O C A）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系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。

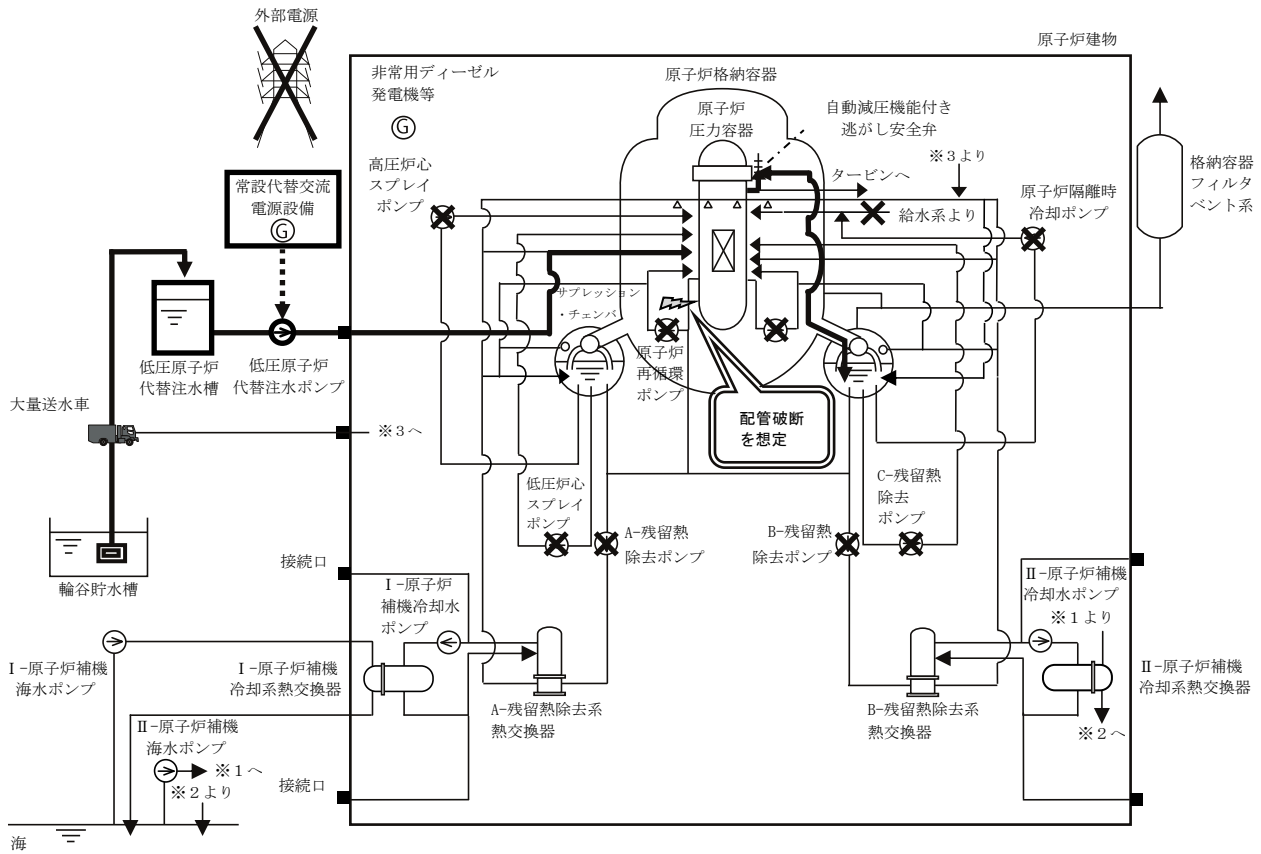
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

なお，格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

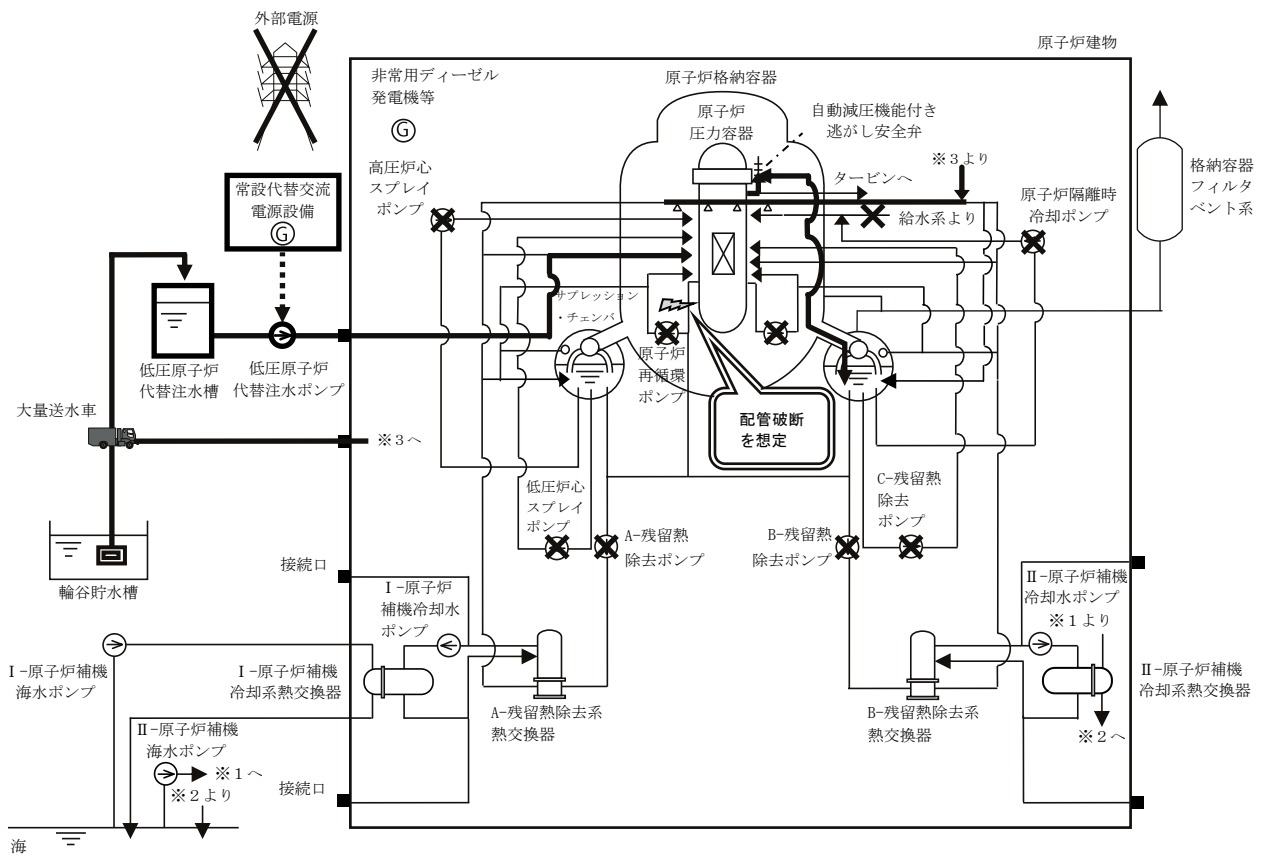
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は，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。

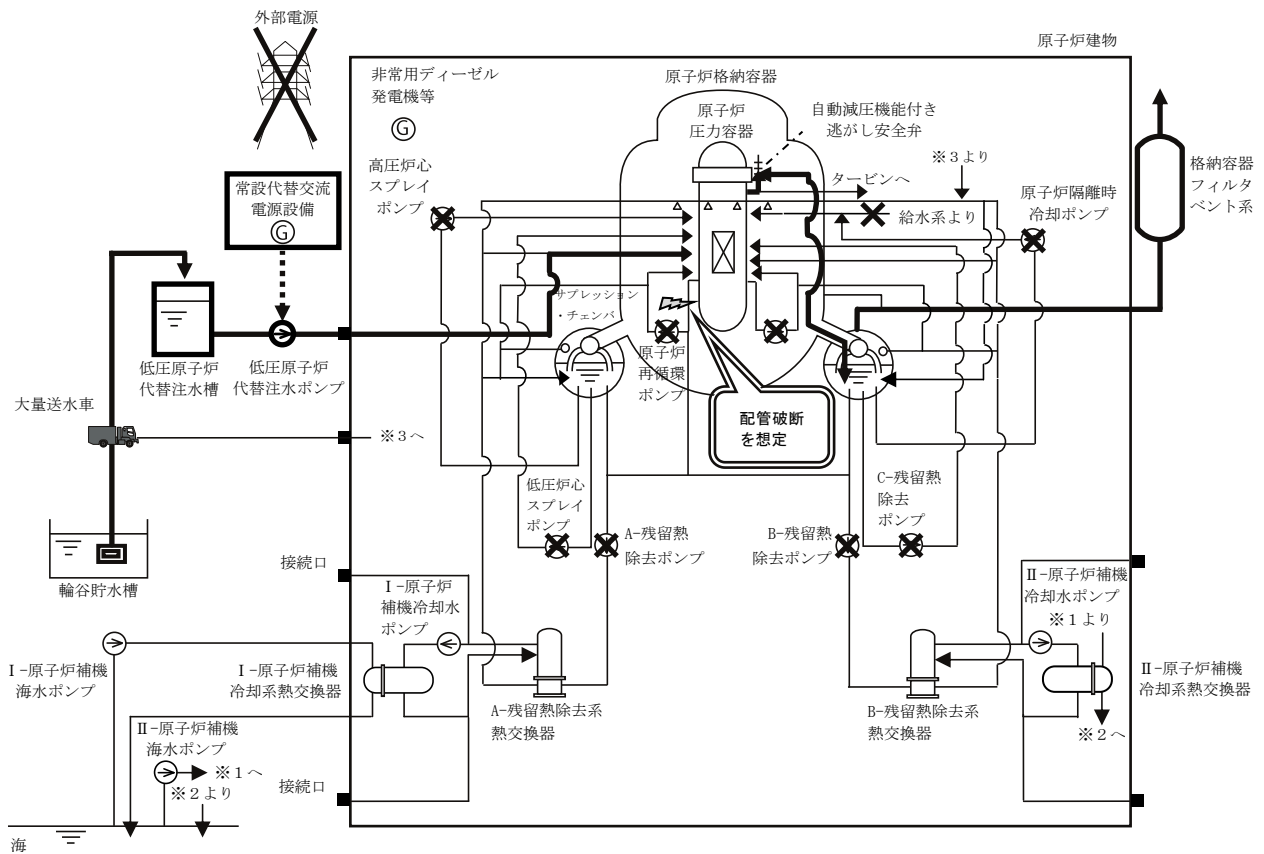
以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。



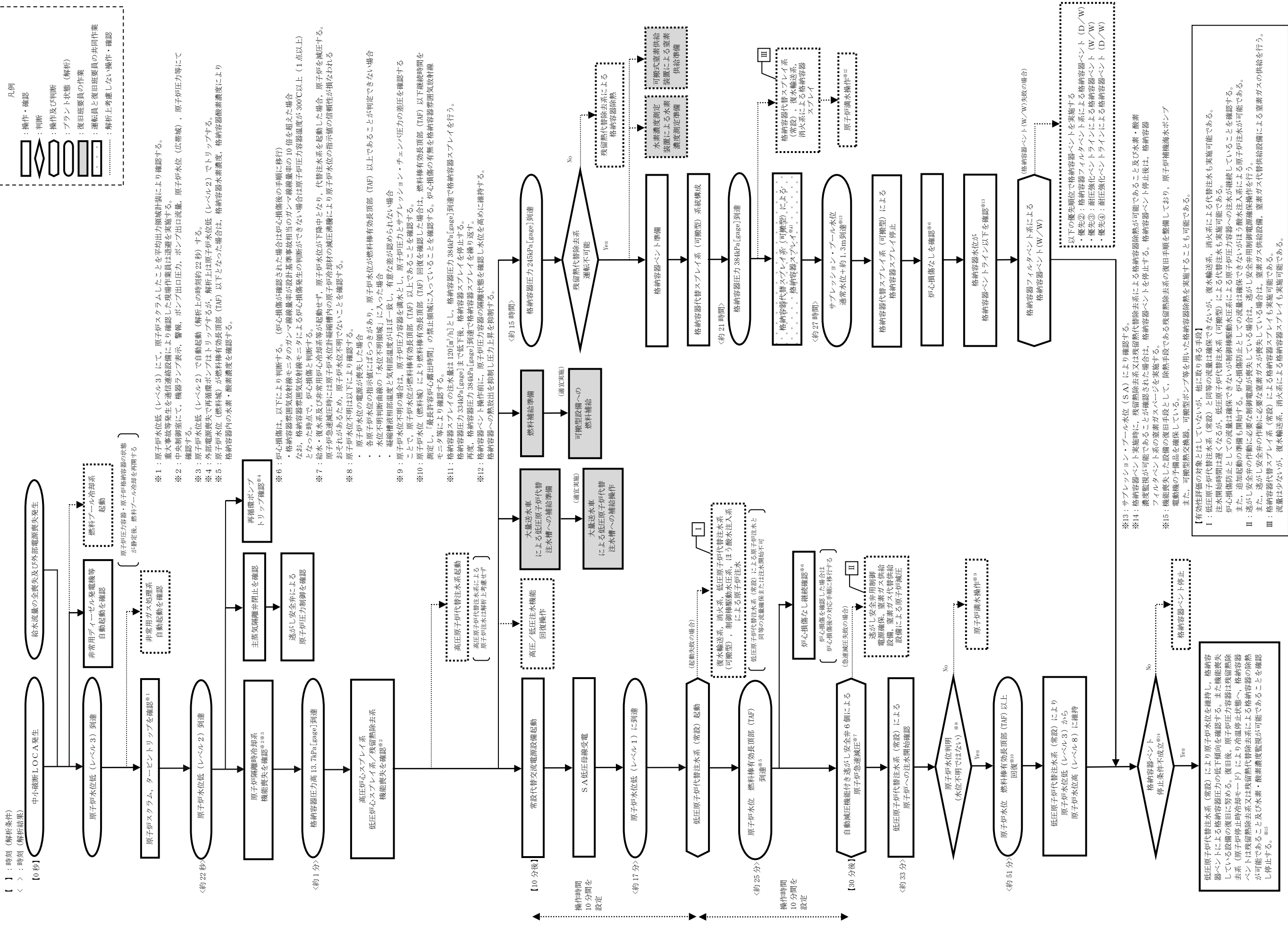
第 2.6.1-1(1) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.6.1-1(2) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.6.1-1(3) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第2.6.1-2 図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

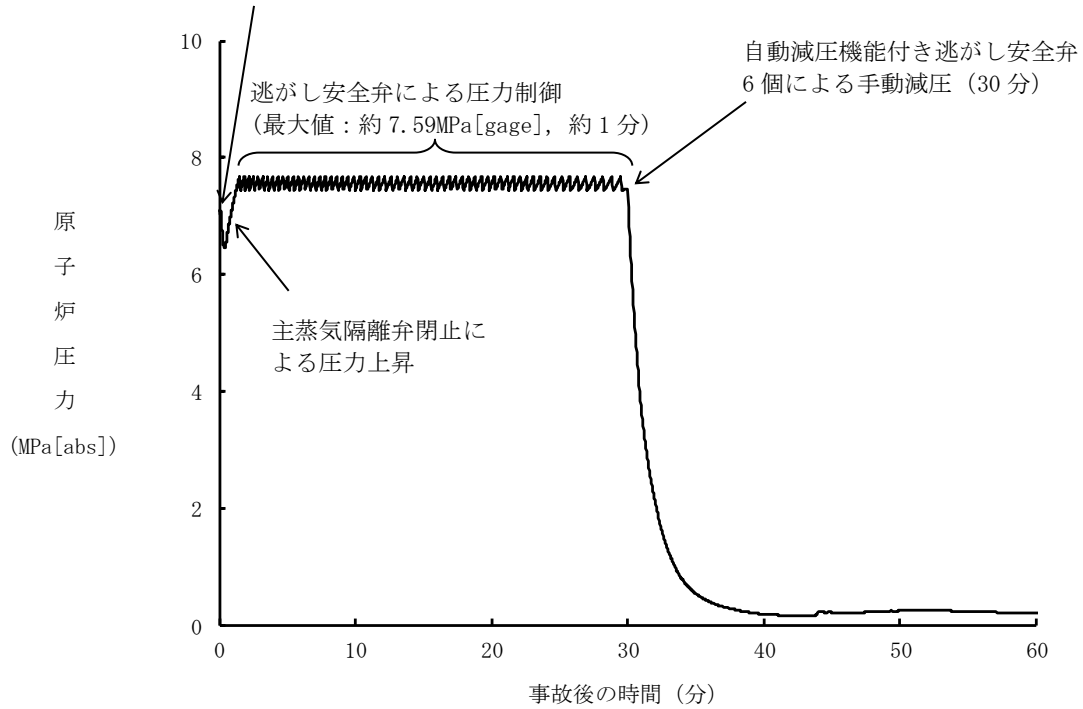
LOCA時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)												経過時間 (日)	備考										
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	14	15	16	17	20	21	22			23	27	28	29	5	6	7			
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	事象発生 原子炉スクラム 約22秒 原子炉水位低 (レベル2) 約1分 格納容器圧力高13.7kPa[gage] プラント状況判断 10分 常設代替交流電源設備による給電 約17分 原子炉水位低 (レベル1) 約25分 原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 30分 原子炉急減圧 約33分 低圧原子炉代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約51分 原子炉水位 燃料棒有効長頂部回復※ 約15時間 格納容器圧力245kPa [gage]到達 約21時間 格納容器圧力384kPa [gage]到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+約1.3m到達	※シールド内水位に基づく時間																													
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																															
	通報連絡等を行う 要員	指示者	1人	初期での指揮																															
	連絡責任者 連絡担当者	連絡責任者	4人	発電所内外連絡																															
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	復旧班要員																																
状況判断	1人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系機能喪失確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 高圧原子炉代替注水系起動操作 非常用ガス処理系自動起動確認 	10分																														
高圧/低圧注水機能喪失 調査、復旧操作	—	—	—	給水・復水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、 残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系 機能回復																															
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作	10分																														
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作	10分																														
低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動操作	(1人) A	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動/運転確認/系統構成/漏えい隔離 操作	10分																														
低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																														
輪谷貯水槽 (西) から低圧 原子炉代替注水系への補給	—	—	14人 a~n	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	(2人) a,b	大量送水車による低圧原子炉代替注水系への補給準備 (大量送水車配置、ホース展開・接続)	2時間10分																														
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成	(1人) A	—	—	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成	10分	適宜実施																													
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ操作	(1人) A	—	(2人) a,b	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ弁操作 (現場)	適宜実施																														
原子炉満水操作	(1人) A	—	—	低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉への注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																														
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	格納容器ベント準備 (NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)	10分																														
	—	2人 B,C	—	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	—	格納容器ベント準備 (NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)	1時間20分																														
	—	—	2人 o,p	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	—	水素濃度測定装置準備	1時間40分																														
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	格納容器ベント操作 (NGC N2トラス出口隔離弁操作)	10分																														
	—	(2人) B,C	—	格納容器ベント操作 (NGC N2トラス出口隔離弁操作)	1時間30分																														
燃料補給準備	—	—	2人 q,r	放射線防護具準備	10分																														
	—	—	—	ガスタービン発電機用軽油タンクからタンクローリへの補給	1時間50分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油 タンクから補給																													
燃料補給作業	—	—	—	大量送水車への補給	適宜実施																														
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	燃料プール冷却系再起動	燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																														
必要人員数 合計	1人 A	2人 B,C	18人 a~r																																

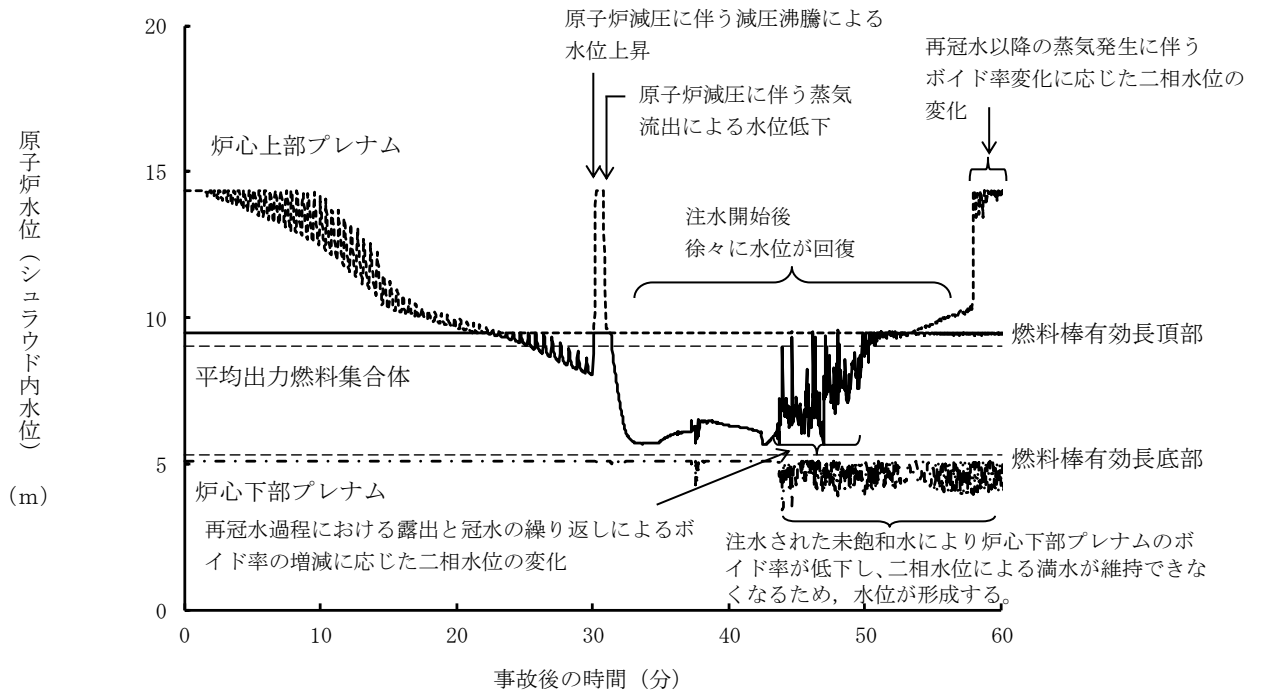
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.6.1-3 図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間

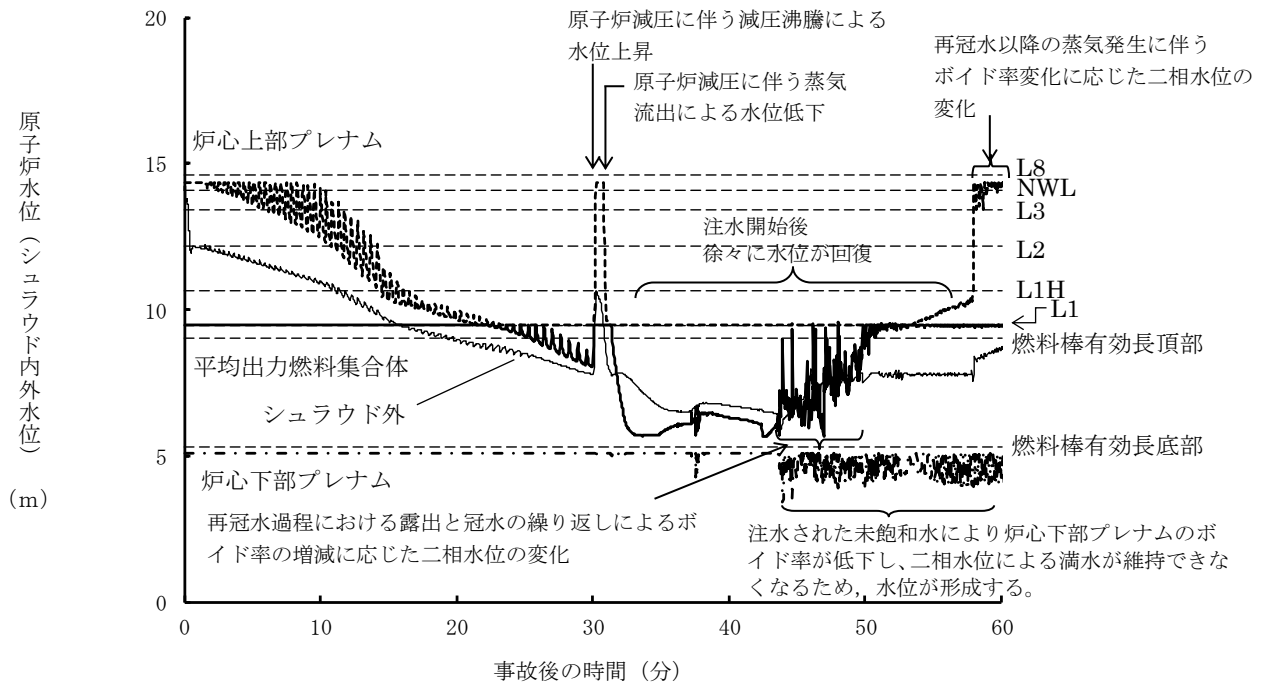
炉内からの蒸気流出による圧力低下



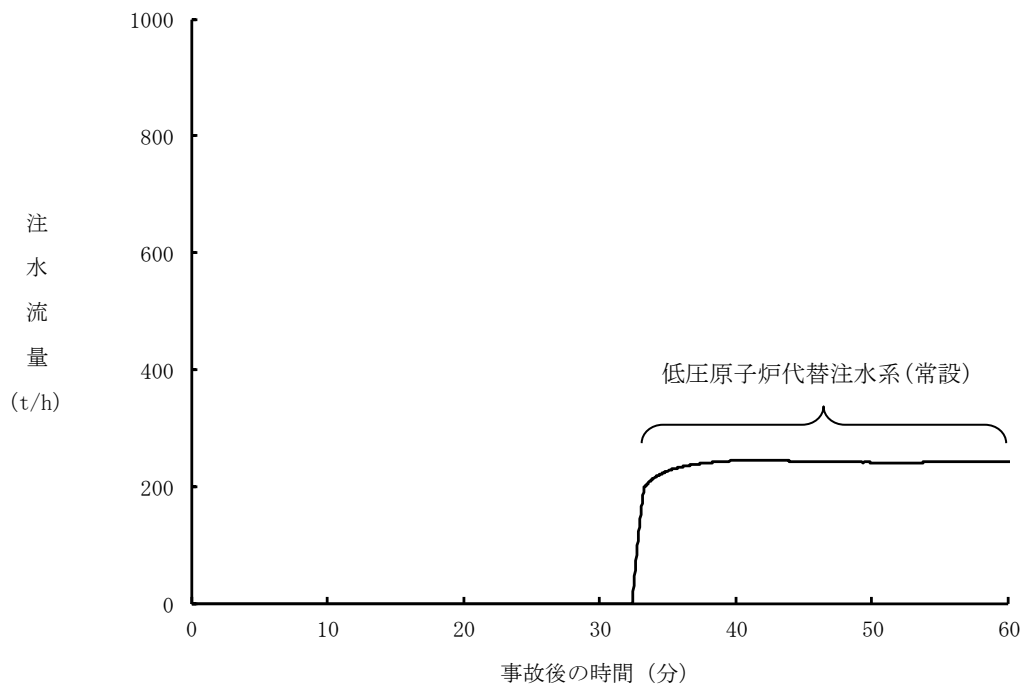
第 2.6.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



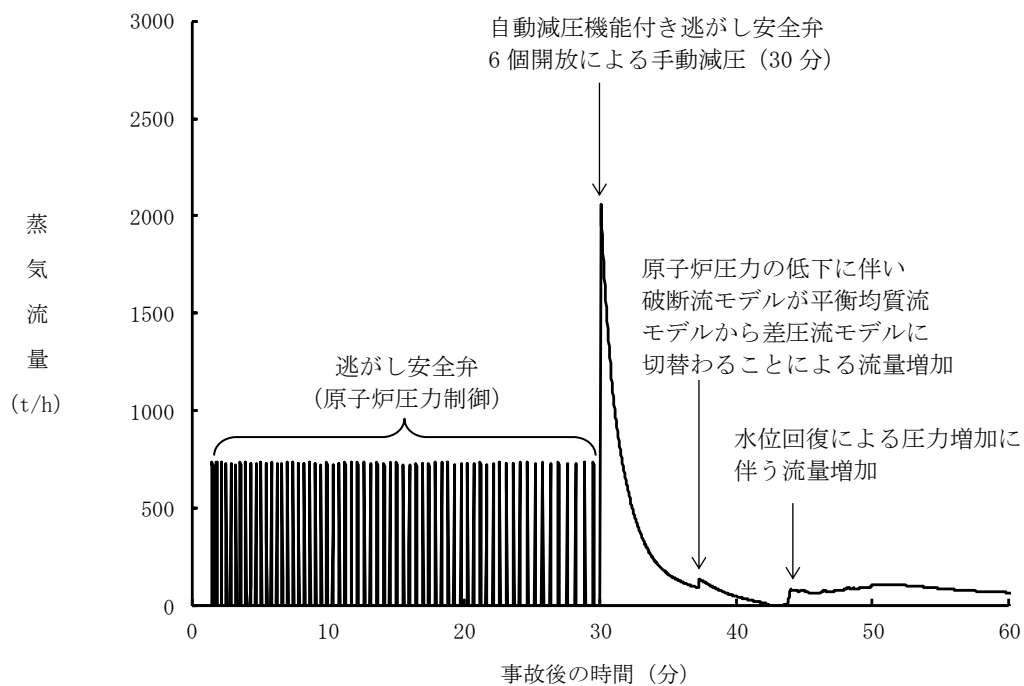
第 2.6.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



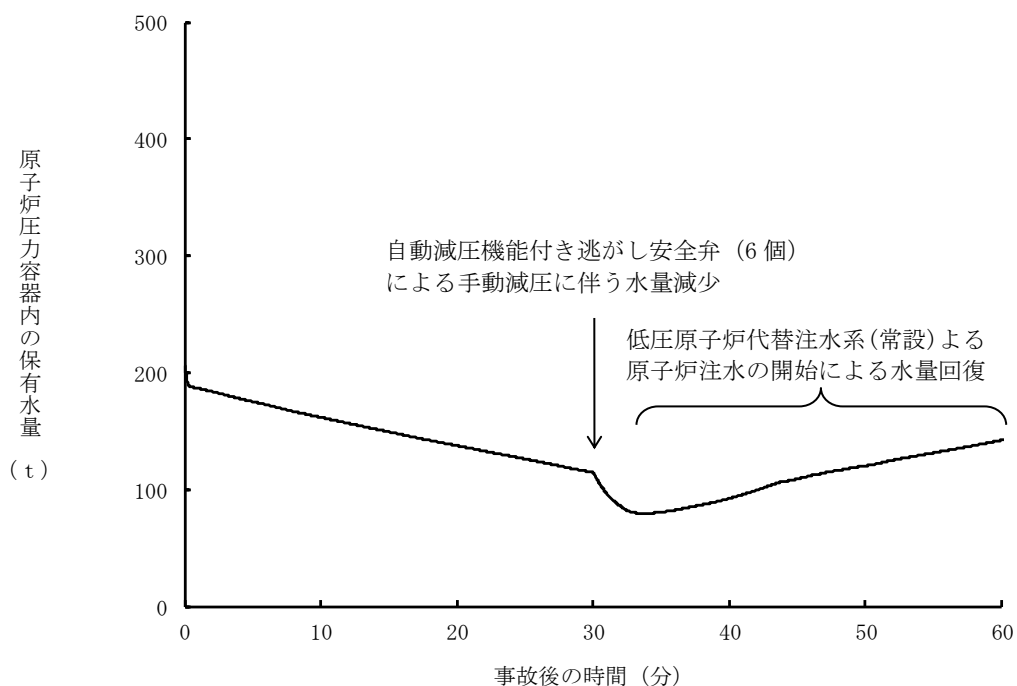
第 2.6.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



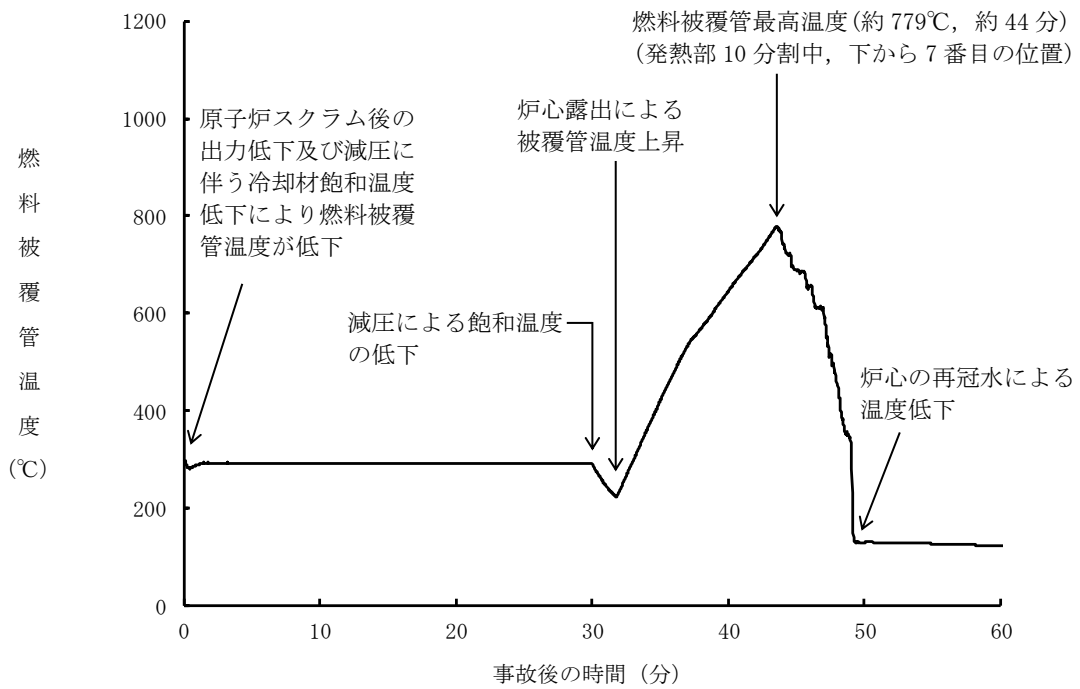
第 2.6.2-1(4) 図 注水流量の推移



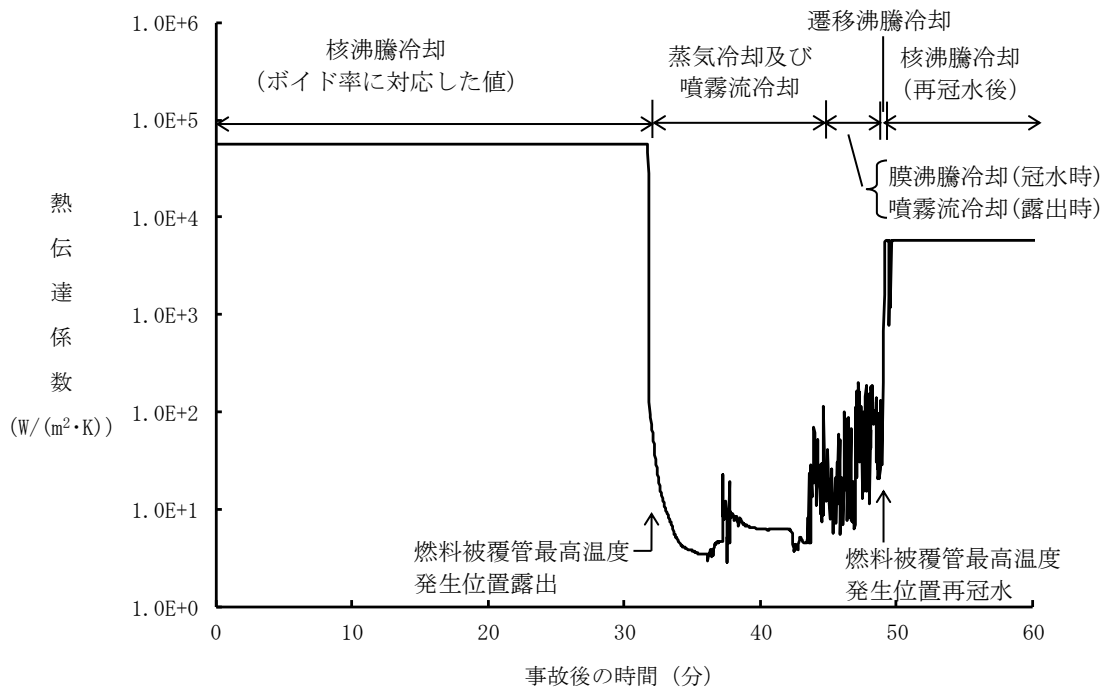
第 2.6.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



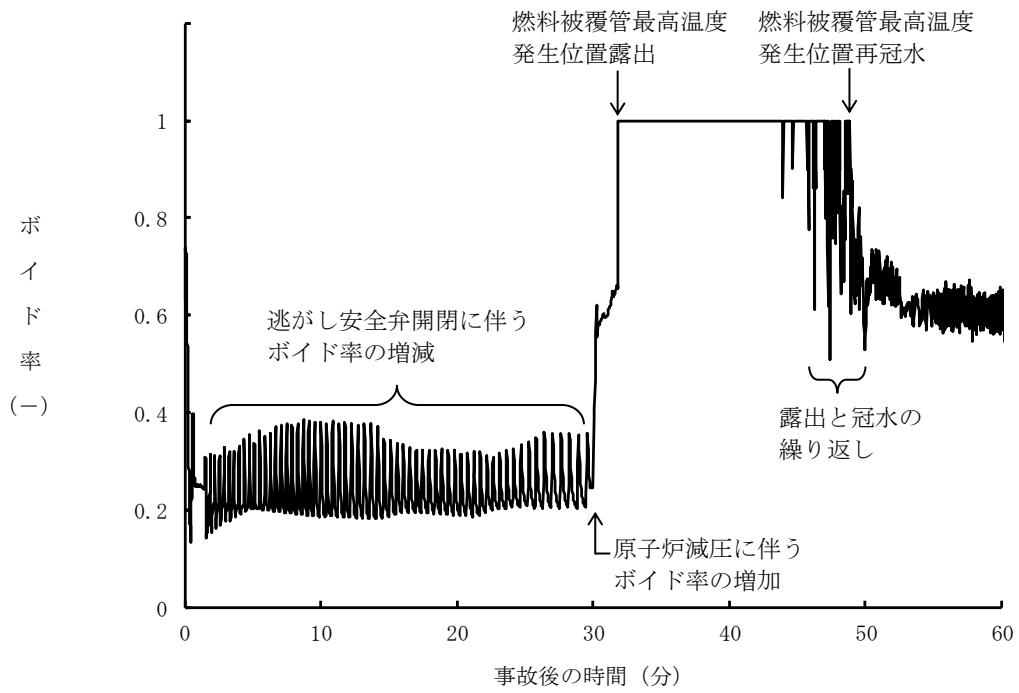
第 2.6.2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



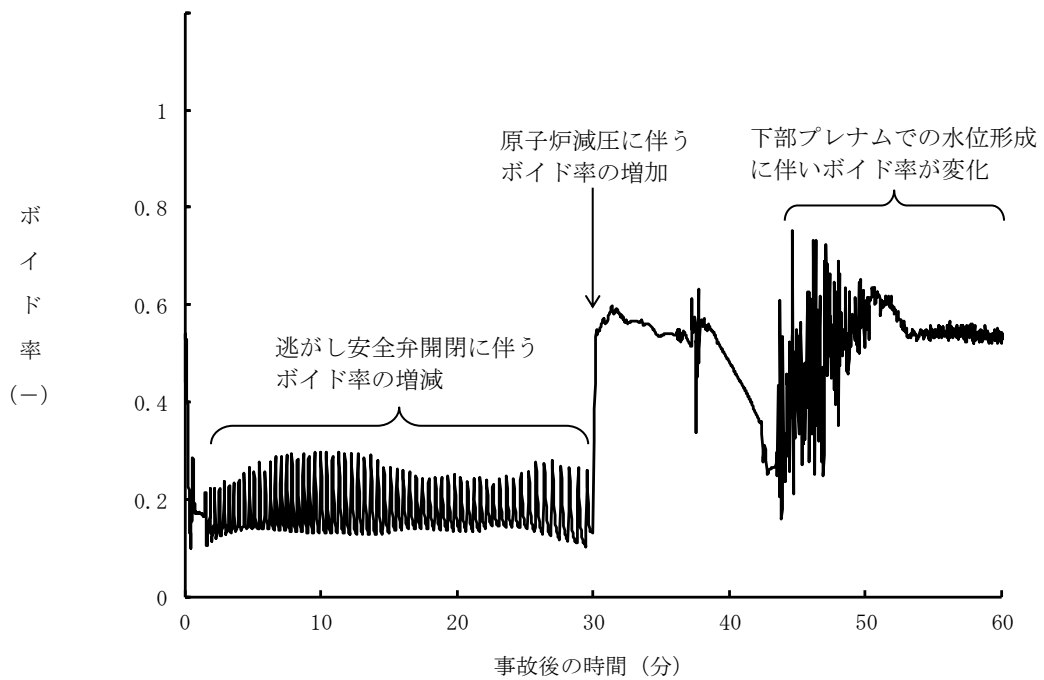
第 2.6.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



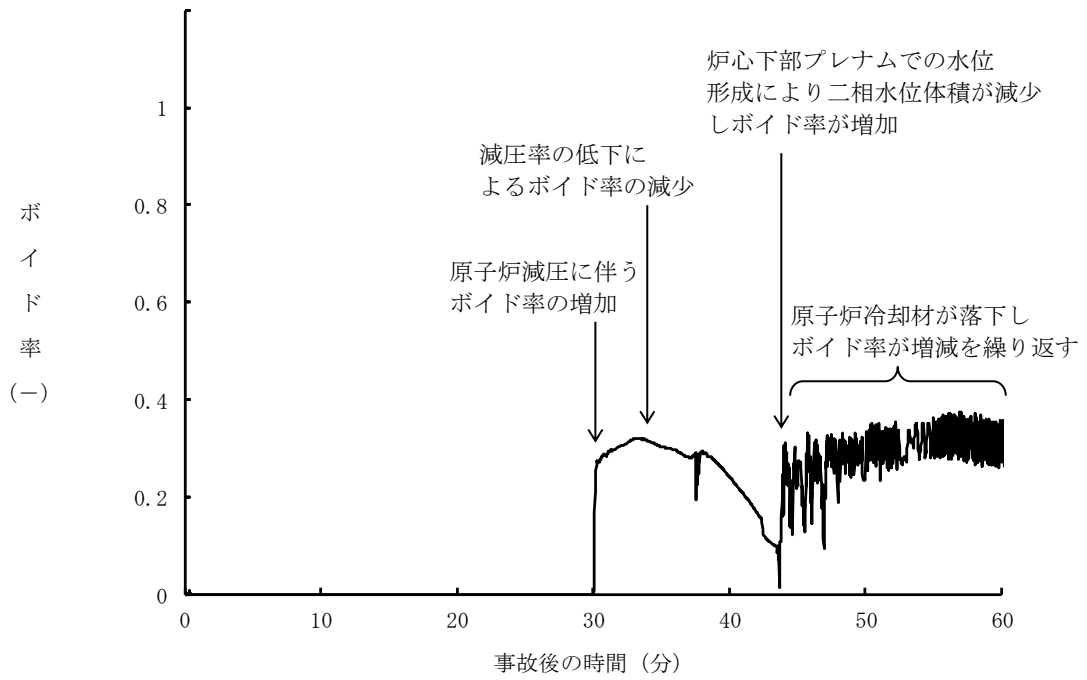
第 2.6.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



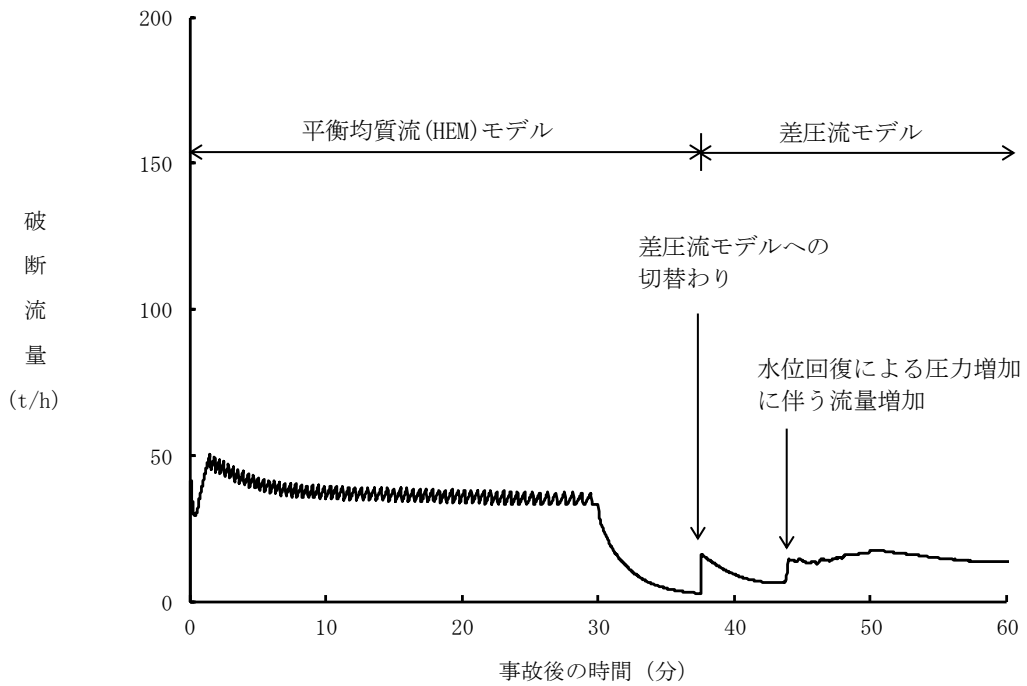
第 2.6.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



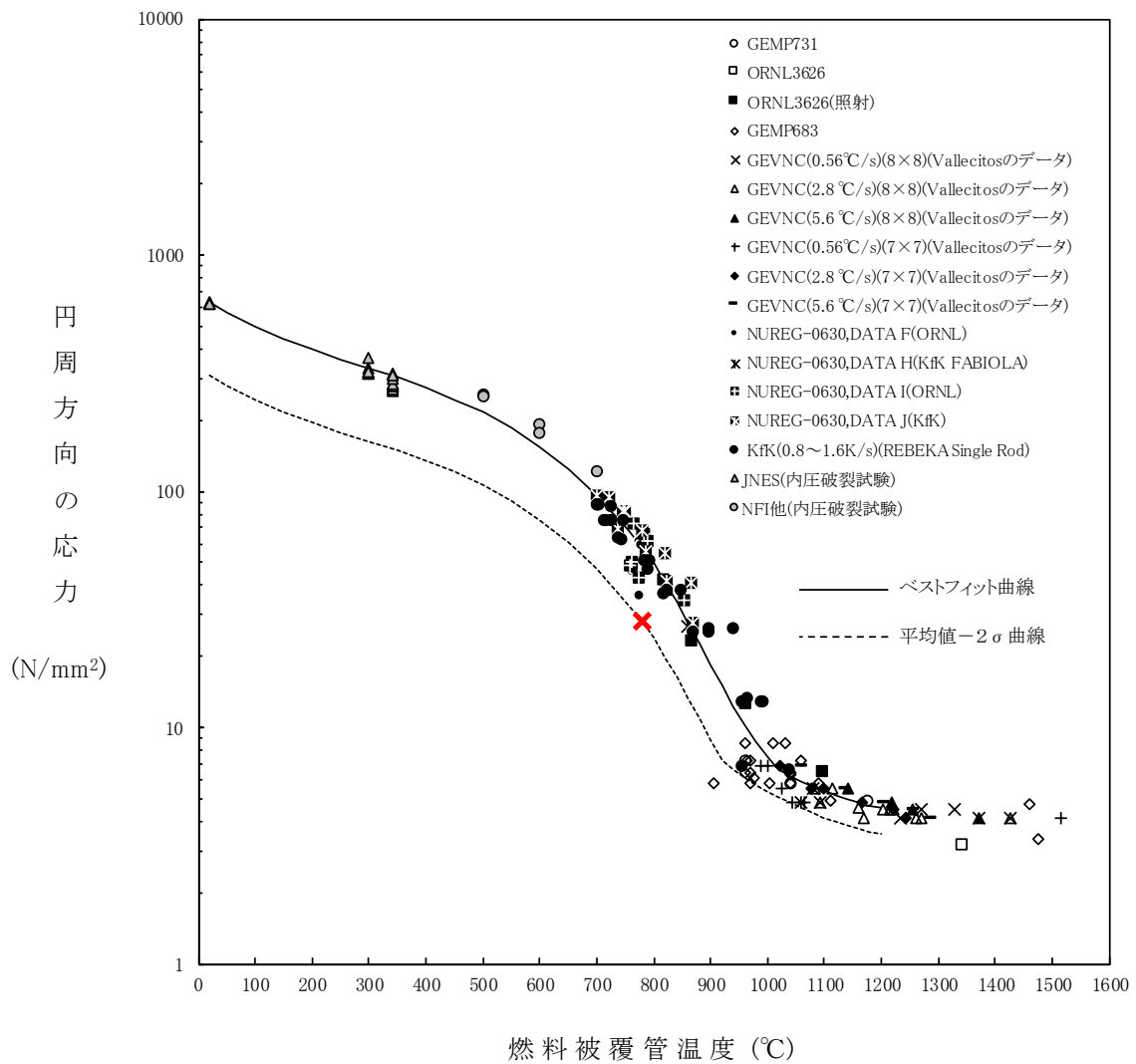
第 2.6.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



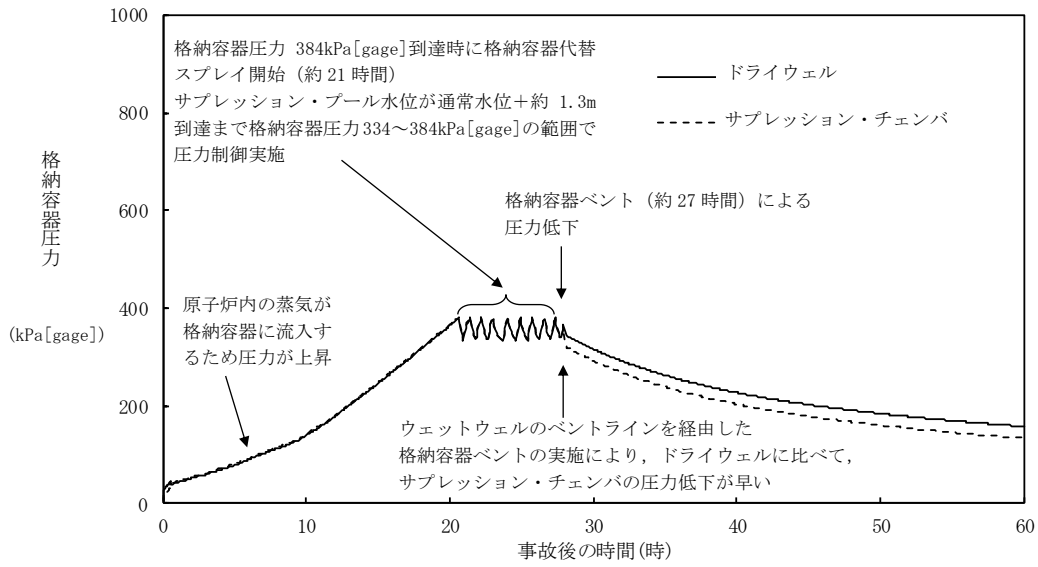
第 2.6.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



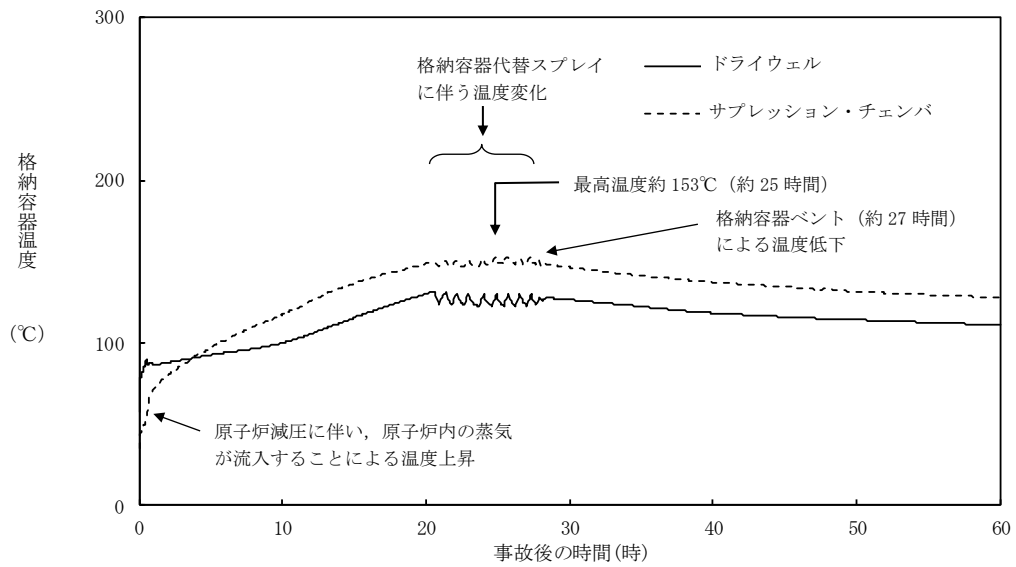
第 2.6.2-1(12) 図 破断流量の推移



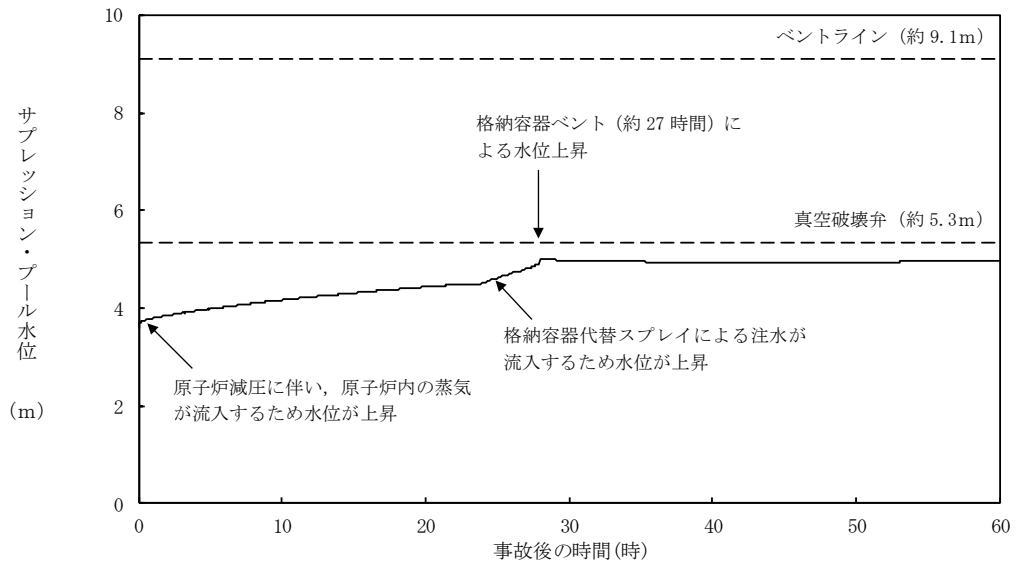
第 2.6.2-1(13) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



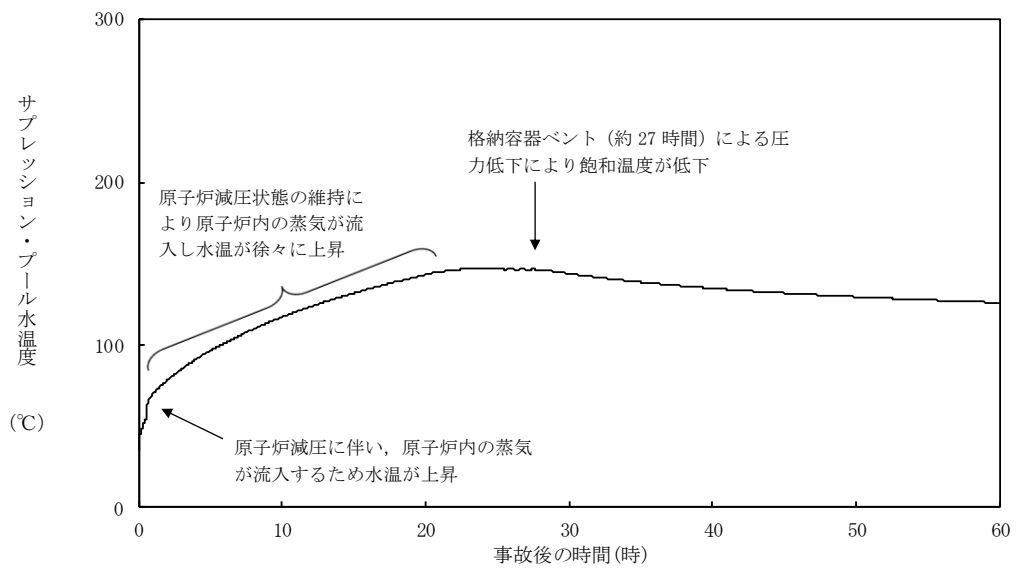
第 2.6.2-1(14) 図 格納容器圧力の推移



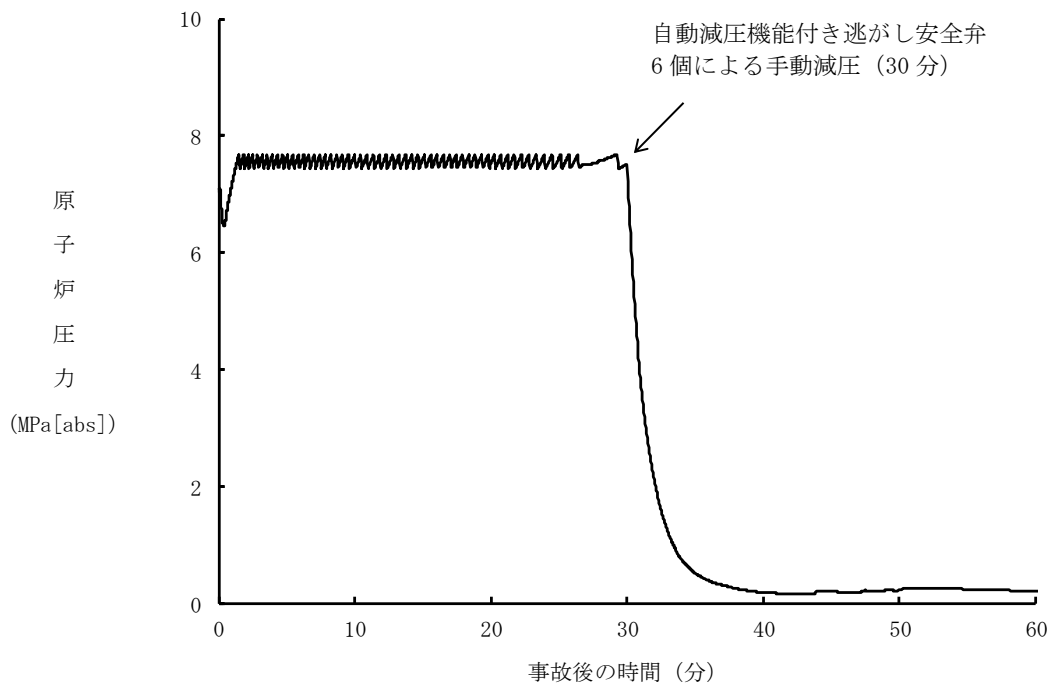
第 2.6.2-1(15) 図 格納容器温度の推移



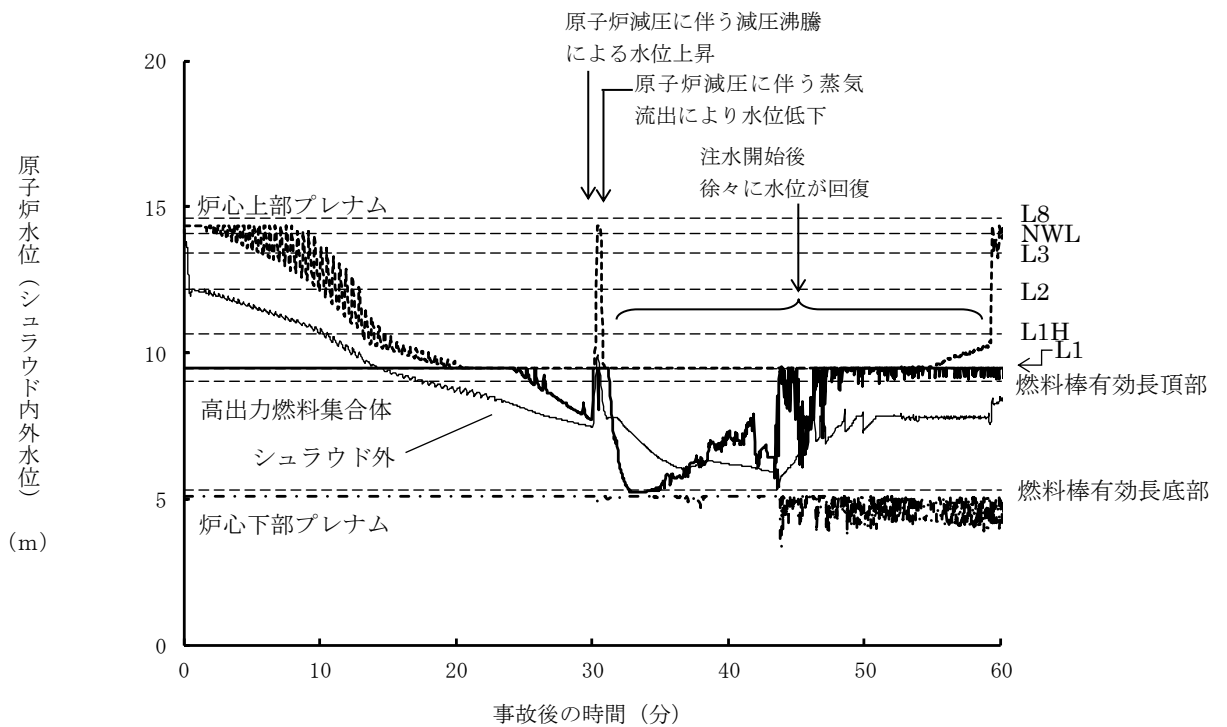
第 2.6.2-1(16) 図 サプレッション・プール水位の推移



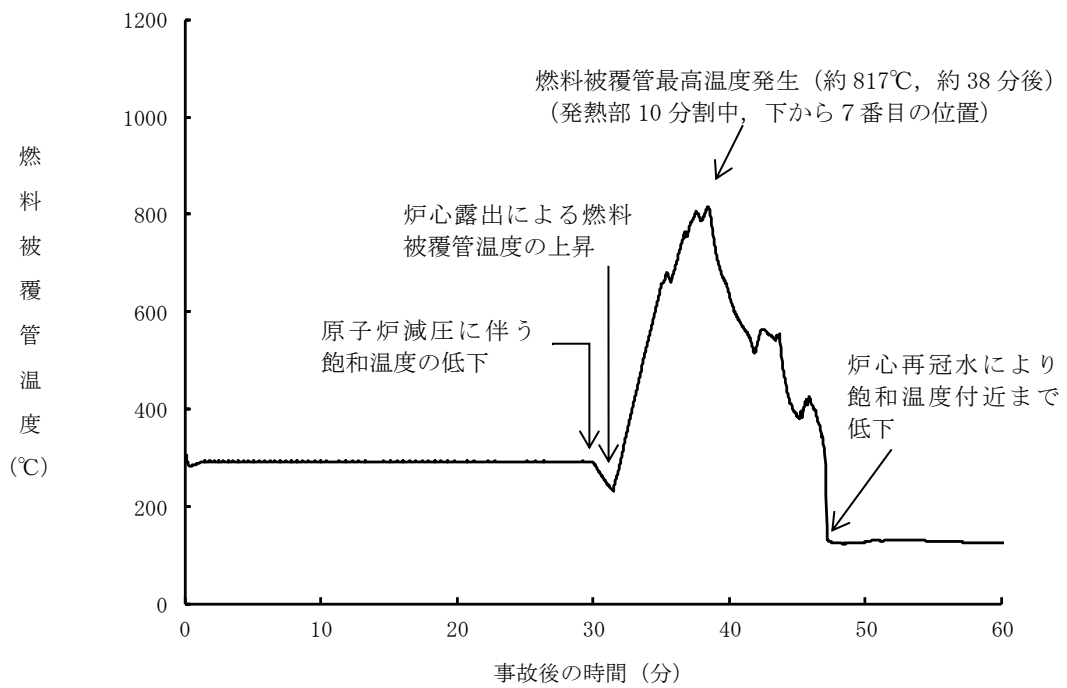
第 2.6.2-1(17) 図 サプレッション・プール水温度の推移



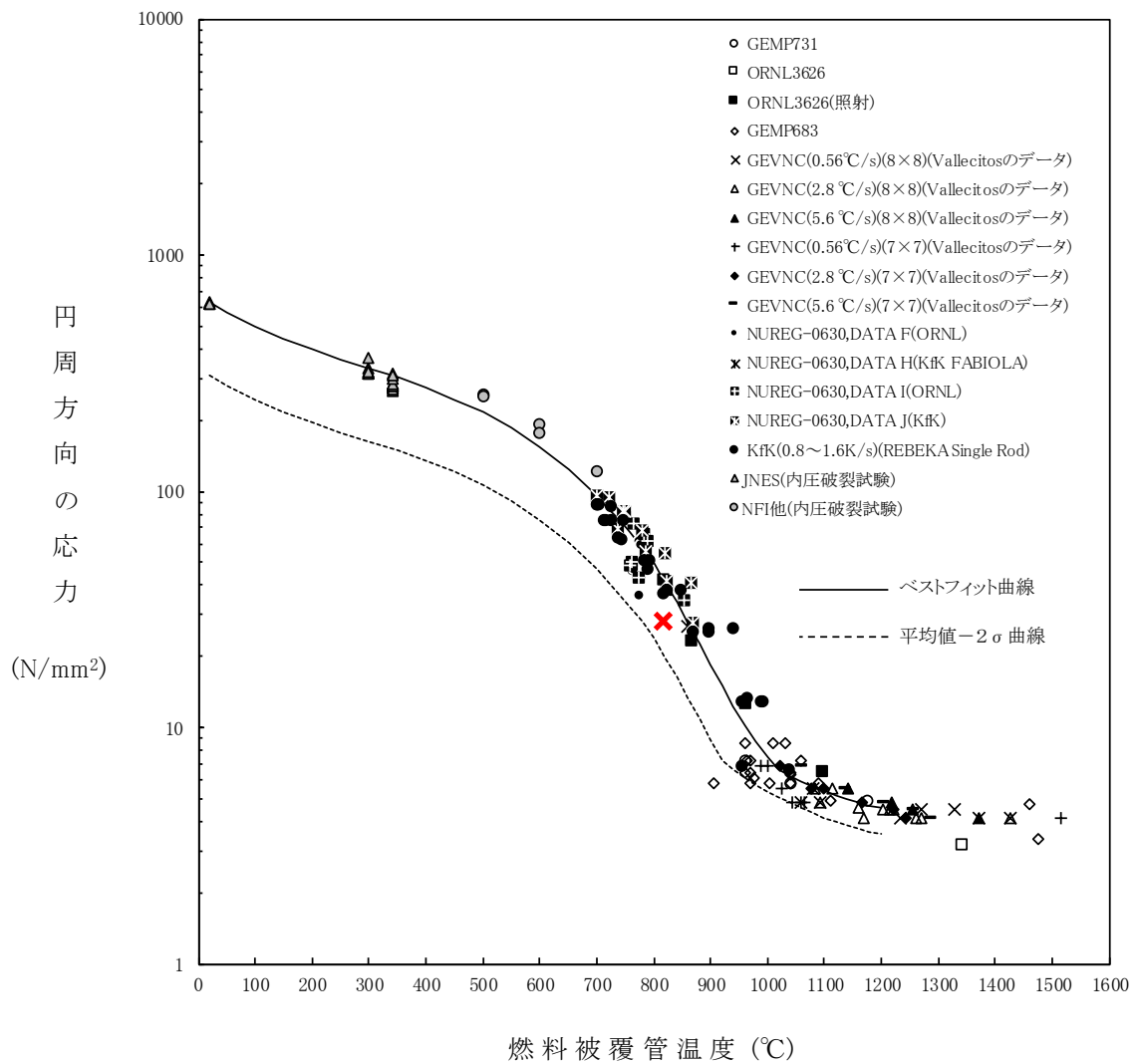
第 2.6.3-1(1) 図 原子炉圧力の推移 (約 4.2cm² の破断)



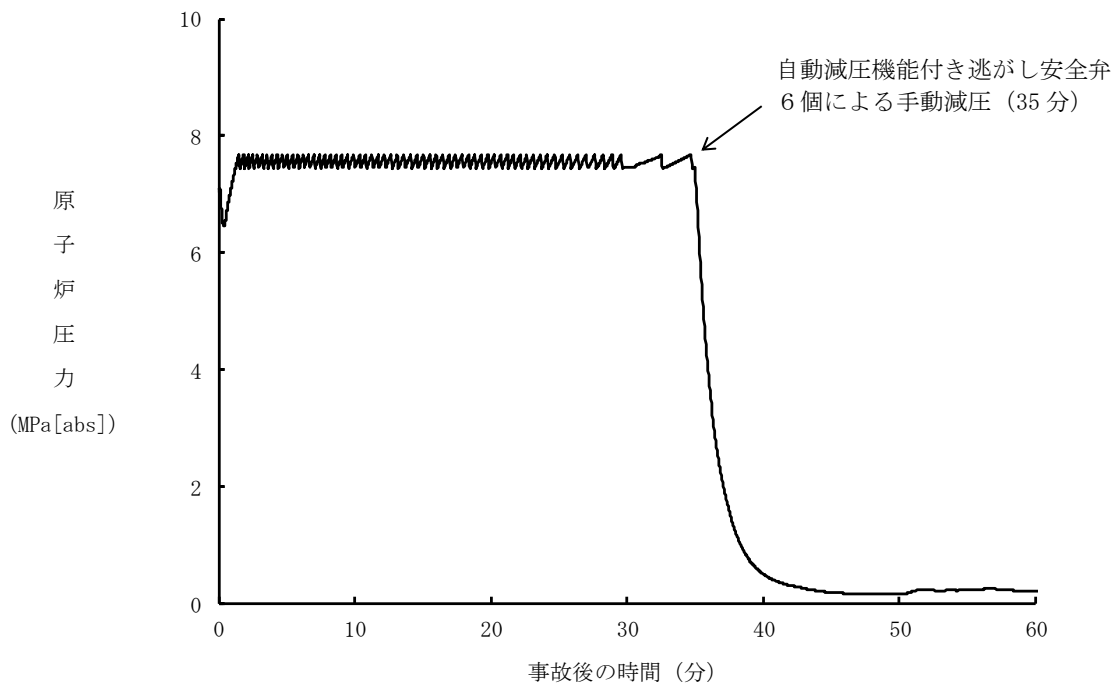
第 2.6.3-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 4.2cm² の破断)



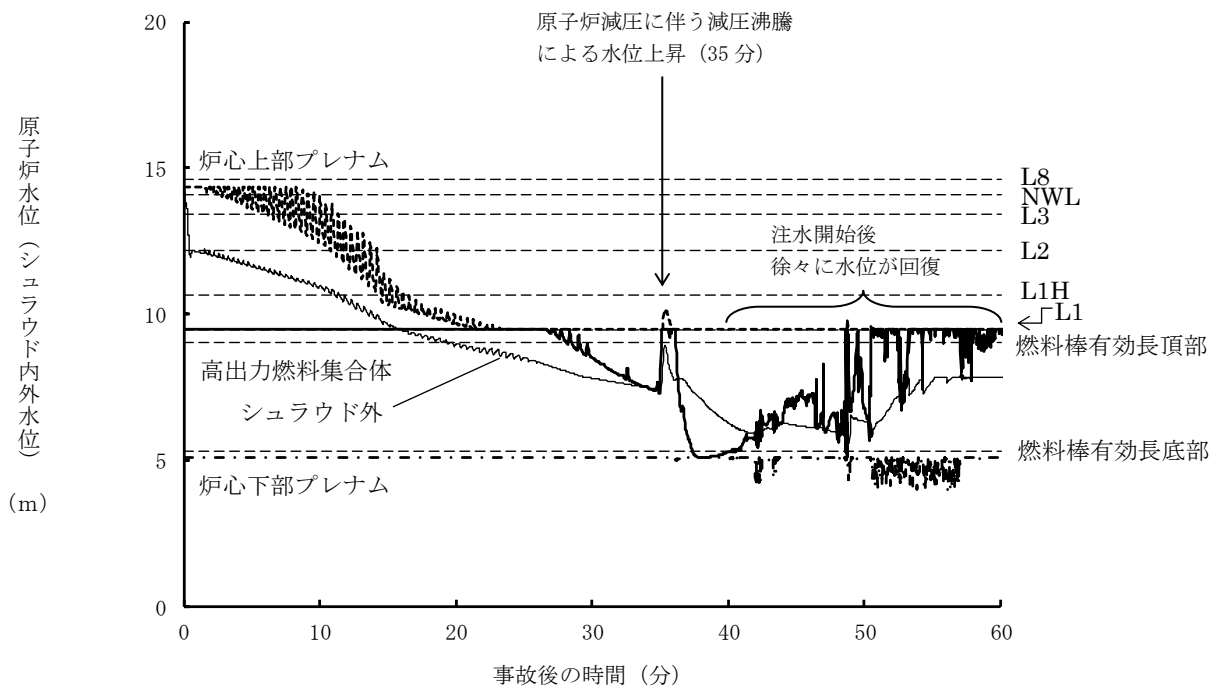
第 2.6.3-1(3) 図 燃料被覆管温度の推移 (約 4.2cm² の破断)



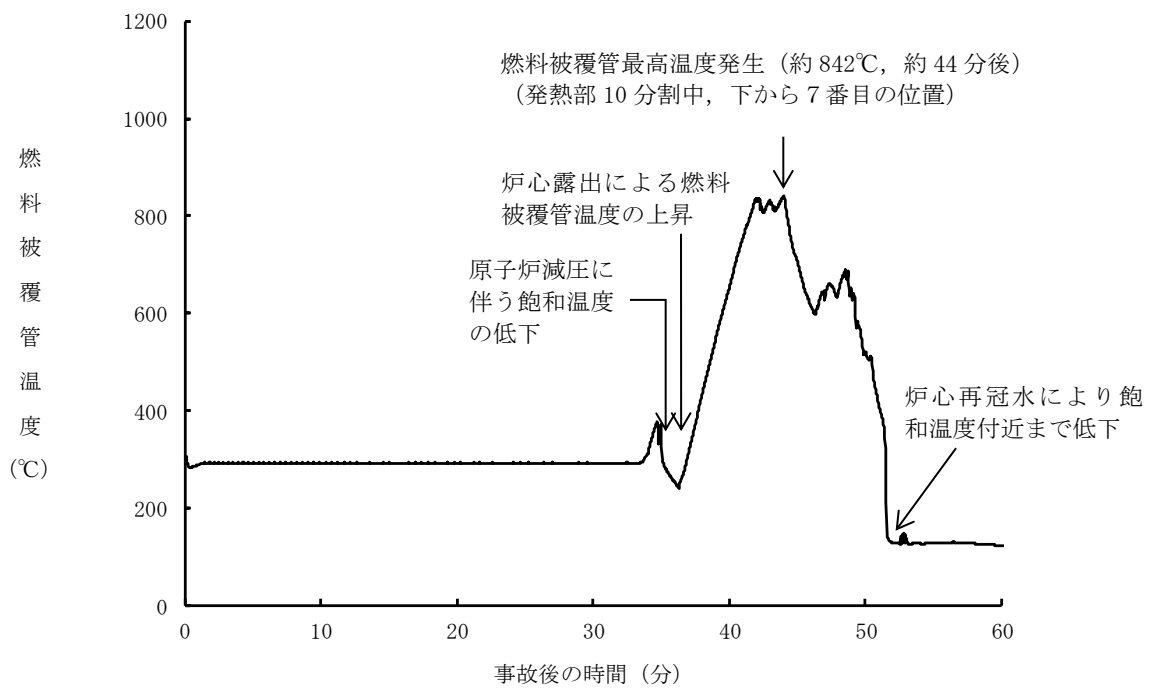
第 2.6.3-1(4)図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 4.2cm² の破断)



第 2.6.3-1(5) 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5 分)



第 2.6.3-1(6) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5 分)



第 2.6.3-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5 分)

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	—
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁	—

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系(常設)の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系(常設) 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力(SA) 原子炉圧力 原子炉水位(SA) 原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域) 代替注水流量(常設) 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイス系(可搬型)による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系(可搬型)により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッジョン・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイス系(可搬型)による格納容器スプレイスを停止する。	ガスタービン発電機用軽油タンク	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力(SA) サブプレッジョン・チェンバ圧力(SA) 格納容器代替スプレイス流量 サブプレッジョン・プール水位(SA)

【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.1-1表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウェル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) サブレーション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバ) スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOC A時注水機能喪失) (1/4)

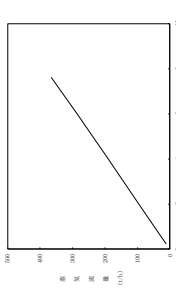
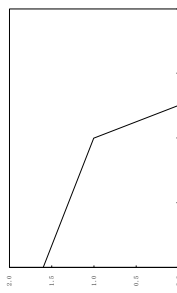
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9 × 9 燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
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
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライ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
格納容器空間容積 (サブプレシジョン・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレシジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエル-サブプレシジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊弁の設計値を設定

初期条件

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常時のサブレーション・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5.0kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	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	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は約 3.1cm ²	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.1cm²を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	<p>高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失</p>	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p>
	外部電源	外部電源なし	<p>外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定</p> <p>また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉水位低 (レベル3)、再循環ポンプトリップは原子炉水位低 (レベル2) にて発生するものとする</p>

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7. 58MPa [gage] × 2 個 367t/h/個 7. 65MPa [gage] × 3 個 370t/h/個 7. 72MPa [gage] × 3 個 373t/h/個 7. 79MPa [gage] × 4 個 377t/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6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流量の関係) 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa [gage]において)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa [gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して, 格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

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の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に開始し, 操作時間は 20 分間として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 30 分後	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
格納容器フィルタバント系による格納容器除熱操作	サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m 到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について

1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴

「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器除熱を実施する。

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

2. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目

「LOCA時注水機能喪失」は格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループであるため、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。

- ①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること
 - (a)燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること
 - (b)燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること
- ②格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと(発生事故当たりおおむね5mSv以下)

「LOCA時注水機能喪失」の評価では、燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため、炉心損傷防止として有効性を評価するに当たっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{*1}としている。

※1：炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて行う。ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

(1)破断位置の分類

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

a. 気相部配管

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

b. シュラウド外の液相部配管

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

c. シュラウド内の液相部配管

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

表1 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

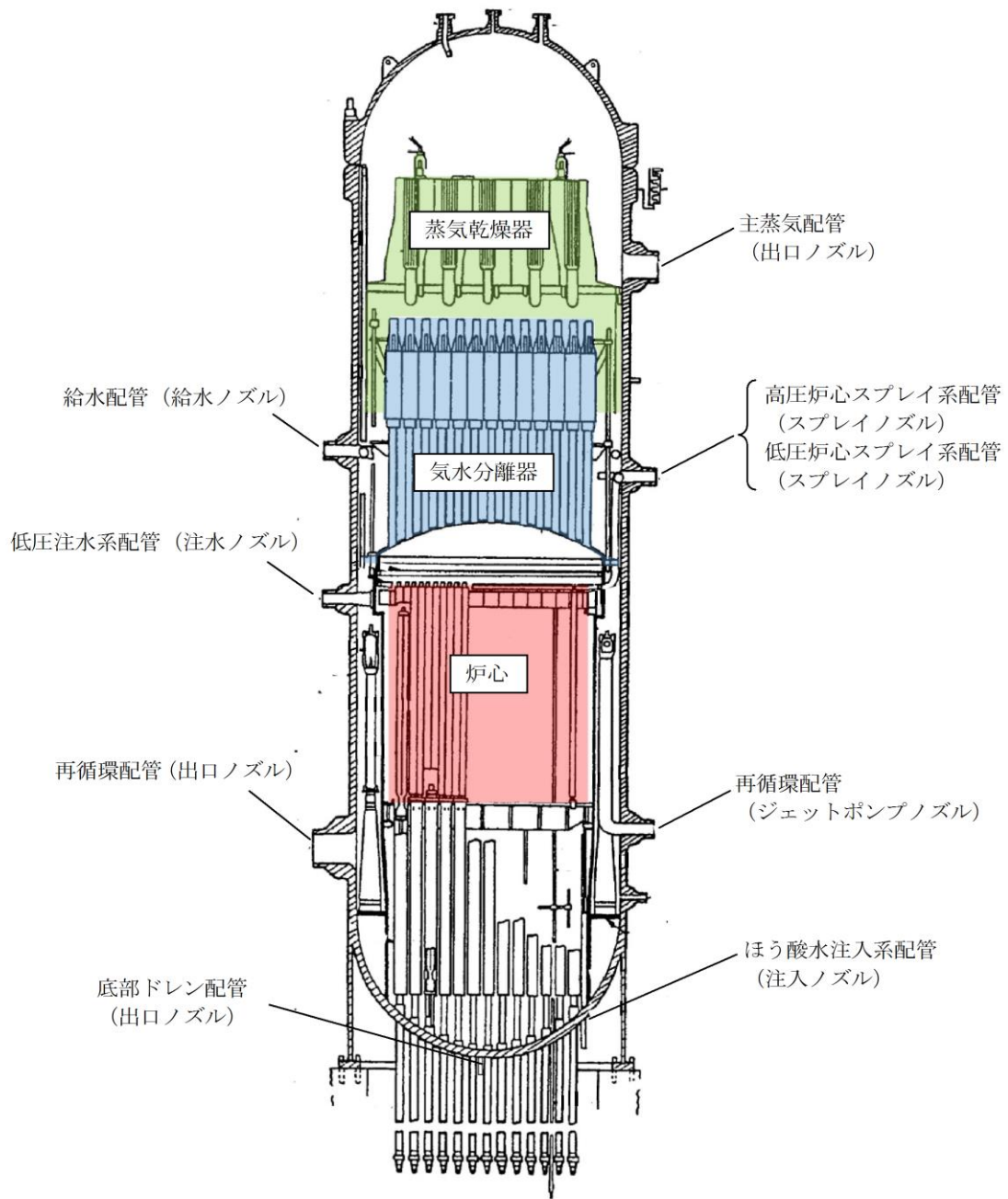


図1 代表的な原子炉圧力容器接続する配管

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ 3.1cm^2 の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図2に評価結果の比較を表2に示す。

この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。

表2 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
主蒸気配管 (気相部配管)	約 3.1cm^2	約 489°C
再循環配管（出口ノズル） (シュラウド外の液相部配管)		約 779°C
底部ドレン配管 (シュラウド内の液相部配管)		約 782°C

3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環配管（出口ノズル）に対して約 4.2cm^2 の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約 3.1cm^2 ）と感度解析ケース（約 4.2cm^2 ）との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図3に、感度解析の結果を表3に示す。

図3に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧（原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作条件（事象発生後の30分後）は、10分間の状況判断の後に常設代替交流電源設備の準備操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。

表3 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） (シュラウド外の液相部配管)	約 4.2cm^2	無
	約 4.3cm^2	有

(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧（原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）に対して評価上の操作余裕を確認している。

再循環配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である約 4.2cm^2 の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環配管（出口ノズル）に対して約 3.1cm^2 の破断を事故条件として設定する。

また、約 4.2cm^2 の破断を想定し、これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

なお、実際の L O C A が発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、L O C A 発生の確認（ドライウエル圧力が $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$ に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、L O C A 時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「L O C A 時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により小破断 L O C A から大破断 L O C A までの範囲を確認している。

(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して原子炉低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表 4 並びに図 4 及び図 5 に示す。

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

- a. 主蒸気配管(気相部配管):約 120cm^2 以下
- b. 再循環配管（出口ノズル）(シュラウド外の液相部配管):約 4.2cm^2 以下
- c. 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管):約 4.0cm^2 以下

確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）では、N U R E G - 1150 の定義と同様に表 5 のとおり分類しており、5 inch（約 127cm^2 ）以上の配管破断は大破断 L O C A と定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断 L O C A 相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとして中破断 L O C A 相当となる。

表4 破断面積の感度解析結果

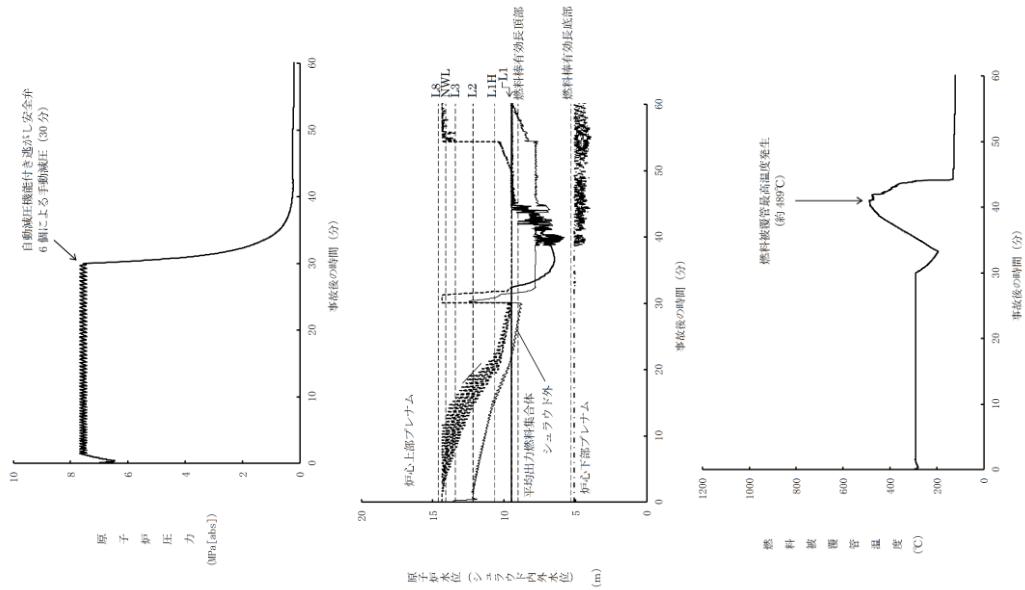
破断位置	破断面積	破裂の有無
主蒸気配管 (気相部配管)	約 120 cm ²	無
	約 121 cm ²	有
再循環配管 (出口ノズル) (シュラウド外の液相部配管)	約 4.2 cm ²	無
	約 4.3 cm ²	有
底部ドレン配管 (シュラウド内の液相部配管)	約 4.0 cm ²	無
	約 4.1 cm ²	有

表5 LOCA関連事象の分類定義

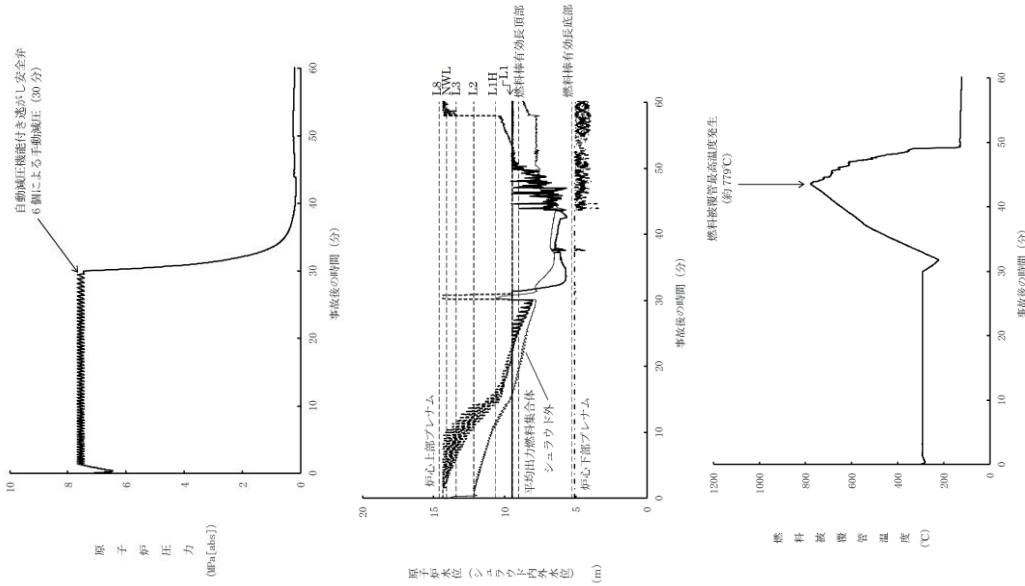
事象分類	状態定義	等価 破断径	流出流量
漏えい	常用系 (CRDポンプ等) で補給可能な範囲		
小LOCA	R C I Cで注水可能な範囲		
中LOCA	小LOCAと大LOCAの中間範囲		
大LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲		

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

気相部配管 (主蒸気系配管)



シュラウド外の液相部配管 (再循環配管)



シュラウド内の液相部配管 (底部ドレン配管)

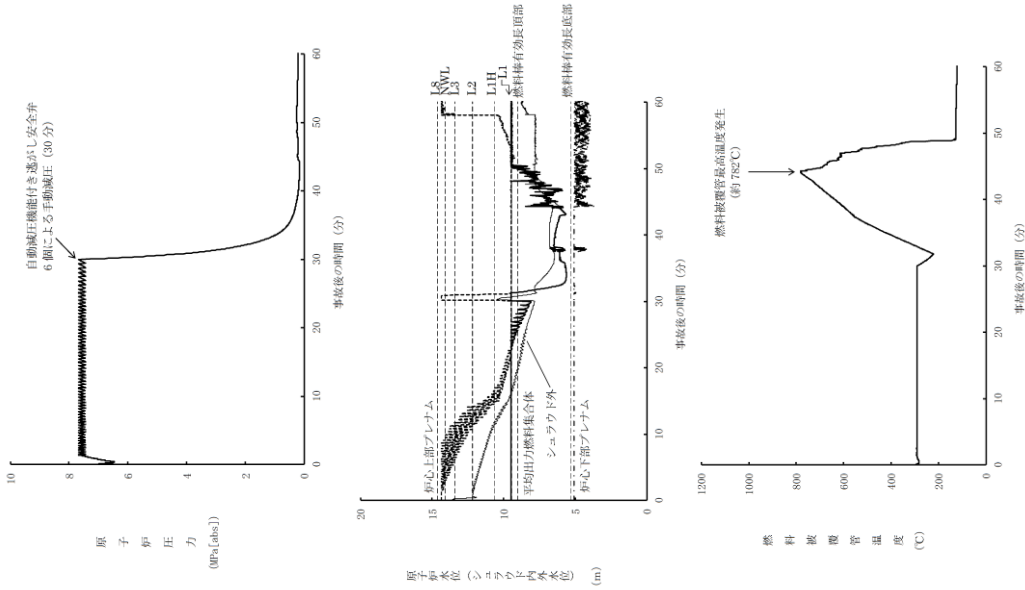
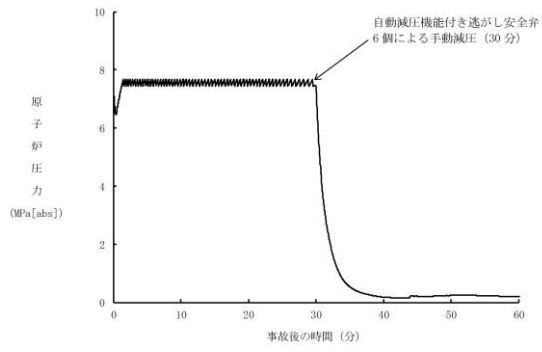


図 2 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

破断面積：約 3.1cm²



破断面積：約 4.2cm²

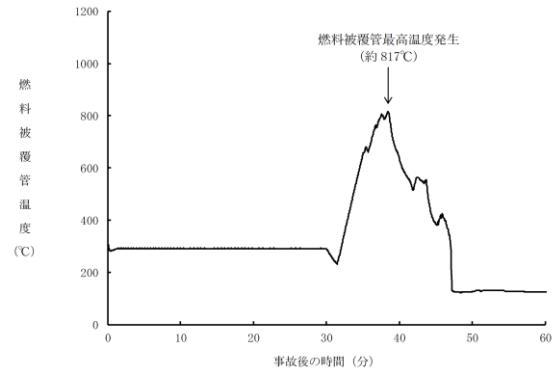
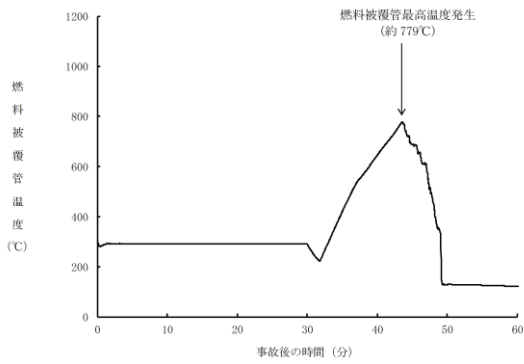
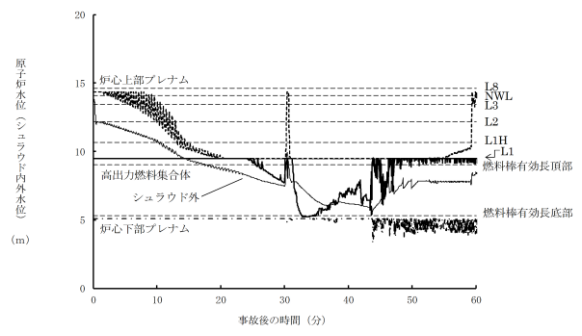
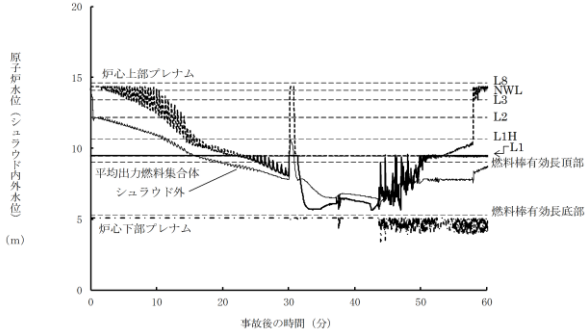
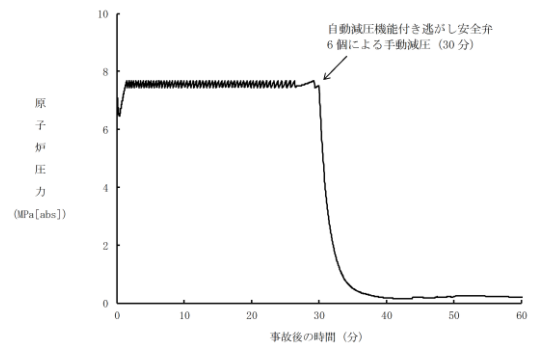


図3 破断面積約 3.1cm² と約 4.2cm² とのパラメータ推移の比較

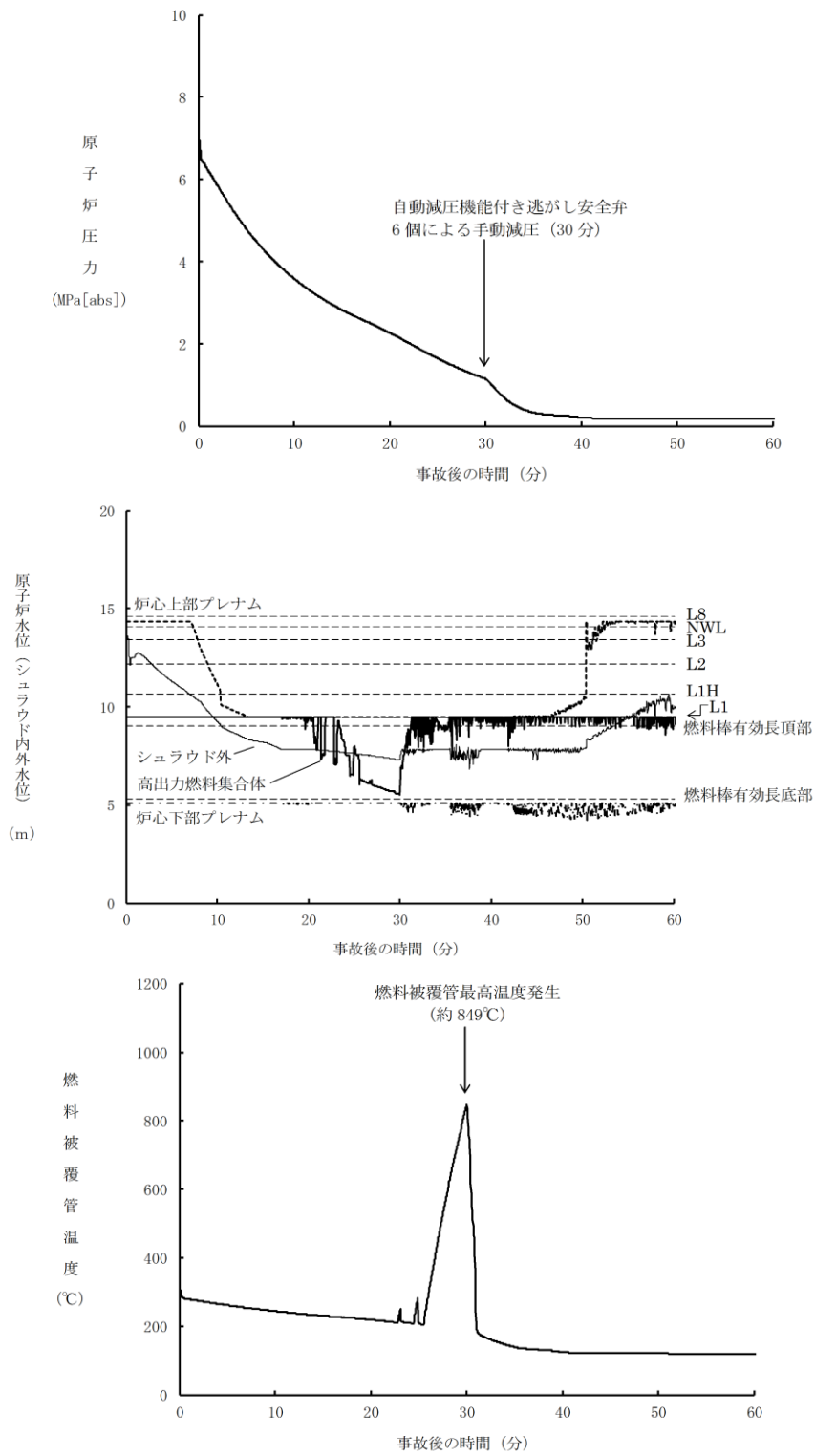


図4 主蒸気系配管に約 120cm²の破断面積を設定した場合

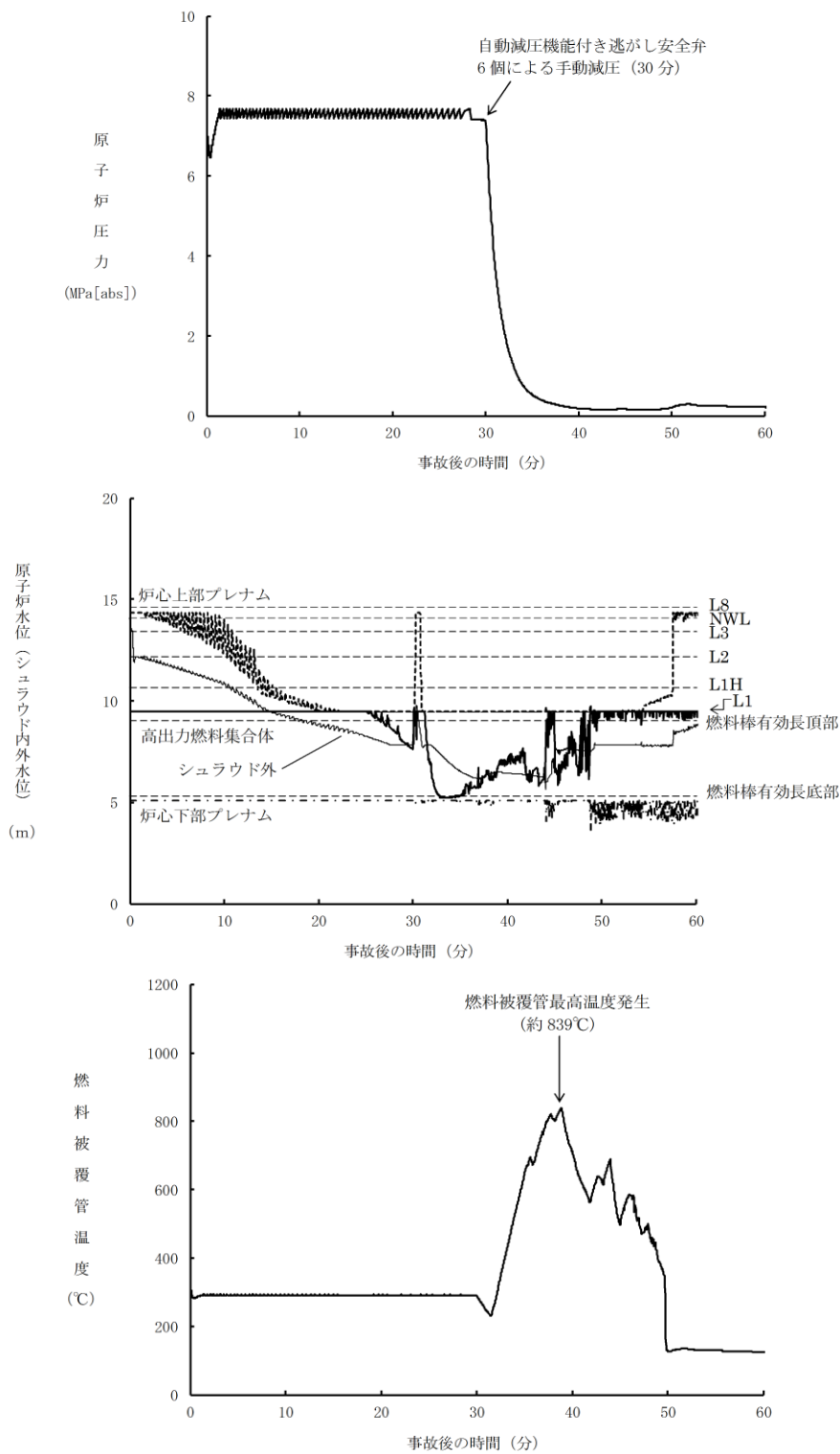


図5 底部ドレン配管に約 4.0cm²の破断面積を設定した場合

(3) 再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、全非常用炉心冷却系等によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系等機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表6に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。

再循環配管の破断によりLOCAが発生し、全非常用炉心冷却系等による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9} [/炉年]である。なお、破断面積約 3.1cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9} [/炉年]より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は 3.6×10^{-10} [/炉年]としている。なお、気相部配管の破断面積約 120cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 3.6×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。したがって、再循環配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \\ \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率} \dots\dots (式1)$$

表6 各系統における溶接線とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断LOCA				中破断LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [/炉年]	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [/炉年]
HPCS	5	3.6×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
RCIC	81 ^{※2}	5.8×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	81 ^{※2}	3.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (A)	9	6.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (B)	9	6.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCI (C)	7	5.0×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	7	3.3×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCS	5	3.6×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
CUW	68	4.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
PLR	107	7.7×10^{-5}	1.8×10^{-5}	1.4×10^{-9}	107	5.1×10^{-5}	1.8×10^{-5}	9.2×10^{-10}
SLC	40	2.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	40	1.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
RHR	20	1.4×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	20	9.5×10^{-6}	— ^{※3}	— ^{※3}
その他の原子炉 圧力バウンダリ	68	4.9×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10^{-5}	— ^{※3}	— ^{※3}
合計	419	3.0×10^{-4}			419	2.0×10^{-4}		

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリB-F及びB-J等から抽出。

※2 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、原子炉隔離時冷却系の機能喪失に繋がる箇所を考慮。

※3 再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため、記載せず。

4. 国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCAに対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」（国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること）を確認する必要がある。

着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段が必要となる。

島根2号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表1に示す。

別表1に示すとおり、LOCA以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧原子炉代替注水系は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さな事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら、LOCAが生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段（インターロックを備えている等）及びLOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段については、確認されなかった。

表7 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源	
		電 動	蒸気駆動
		SBOでは給電された後に機能する	大規模なLOCAを除き事象初期から機能する
原子炉が 高圧	大破断LOCAを除くと事象初期は高圧→ <u>時間余裕の小さい事象初期に重要</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧炉心スプレイ系×1 ・制御棒駆動系 ・給復水系 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系
原子炉が 低圧	大破断LOCAを除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧炉心注水系×3 ・低圧炉心スプレイ系×1 ・復水輸送系×2 ・低圧原子炉代替注水系（常設・可搬型） 	（蒸気駆動は不適）

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (1/5)

重大事故等対策にかかわる設備又は操作								
分類	事故シナリオグループ	想定する機能	島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系 (常設) ※ 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 高圧原子炉代替注水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ 高圧サービス水系 制御機駆動機構ポンプ 復水ポンプ 残留熱除去系サービス水系 可搬式ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (中圧ポンプ) 復水系 (給水ポンプ/バイパス) サービス水系 (河川水) 代替注水 制御機駆動水系ポンプ インターナルポンプ、シーリング水系ポンプ 可搬式消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ、ブースターポンプ 可搬式ポンプ 	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。</p> <p>当社においても、既設の代替ポンプや可搬式ポンプ、また常設の低圧原子炉代替注水系を使用した炉心冷却を行う手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧原子炉代替注水系を設置している。</p>
		格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント系 ※ 原子炉補機代替冷却系 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) ※ 残留熱代替除去系 	<ul style="list-style-type: none"> ウェットウェル、ベント 原子炉冷却材浄化系によるサブプレッション、プールの除熱 主蒸気隔離弁、タービンバイパス弁の再開放による主復水器のヒートシンク機能回復 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (専用ヒートシンク) フィルタメント 必須サービス水系 原子炉浄化系 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント 代替最終ヒートシンク導入 	<p>米国では、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベント設備を整備している。また欧州においては、河川や大気を最終ヒートシンクとする熱交換設備やポンプ等を含む独立非常用系、フィルタメント系を整備している。</p> <p>当社においても、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタメント系、海水を最終ヒートシンクとする原子炉補機代替冷却系、残留熱代替除去系を整備している。</p>
		交流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機) ※ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系電源 (ディーゼル発電機他) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 専用発電機 	<p>欧州では、独立非常用系の専用電源としてディーゼル発電機等を整備している。</p> <p>当社においても、独立性のある常設のガスタービン発電機を整備している。</p>
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水槽 ※ 低圧原子炉代替注水槽への水補給 ※ 貯水槽 海水 	<ul style="list-style-type: none"> 復水貯蔵タンクへの水補給 処理水の水源 脱塩水貯蔵タンク、復水器 ホットウェル、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク 非処理水の水源 消火水系、公共の消火系、水道系 燃料取替用水タンクからの補給 他ユニット復水貯蔵タンクからの補給 防水用火タンク 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> 復水タンクへの補給 消火水系からの補給 ボウ降溶液タンクへの補給 河川水 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 脱塩水系からの補給 消火系からの補給 純水系からの補給 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 消火系からの補給 原水池 	<p>欧米では、淡水タンク、河川、貯水池等の代替水源からの給水が可能である。</p> <p>当社においては、淡水タンクや貯水槽および海水の代替水源からの給水が可能である。</p>
		まとめ	<p>上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、ドイツの独立非常用系については、事故シナリオの特定が困難な航空機衝突、毒ガスの放出、テロリストの攻撃等の想定した系統であり、国内では特定重大事故等対応施設に相当する設備であり、重大事故等対応設備に相当するものではない。</p>					

※：有効性評価において有効性を評価した対策

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (2/5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作					対策の概要
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却 減圧	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		原子炉 減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能※ ・減圧機能信頼性向上策 — 予備の窒素ポンプ配備 — 可搬電源からの給電 — 直流電源車の配備 — 窒素供給圧の調整機能 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 — 追加電源（直流） — 追加の窒素供給系 — ケーブル性能確保（注） 	<ul style="list-style-type: none"> ・多様化炉容器減圧系（速がし安全弁駆動用電動弁） — 手動および原子炉保護系にて駆動 	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧機能の信頼性向上 — パックアップ用窒素ポンプ — 消火系からの水圧による開操作 	<p>吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、速がし安全弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。</p> <p>当社においても、代替の減圧自動化整備や、速がし安全弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては、速がし安全弁と同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認する。</p>	
		格納容器 除熱	<ul style="list-style-type: none"> 【・残留熱除去系】※ ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイス（可搬型） 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		直流電源 設備	<ul style="list-style-type: none"> ・既設蓄電池の容量増加 ・負荷切離しによる蓄電池容量保持 — 可搬型代替直流電源設備 — 直流給電車+高圧発電機車 — 速がし安全弁用蓄電池 	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池容量の増加 ・非安全関連蓄電池設置 ・可搬型充電器による蓄電池再充電 ・原子炉圧力容器減圧及び可搬式ポンプのための直流電源 ・蓄電池負荷切離し 	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池容量の増加 ・可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> ・不要負荷の切離しによる蓄電池容量保持 ・S.A設備への給電蓄電池の確保 	<ul style="list-style-type: none"> ・受電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器 	<p>吹米では、既設の蓄電池容量の増加や負荷の切離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。また、可搬型発電機等による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においても、蓄電池の容量増加や負荷の切離し等の手段を整備し、給電の延命対策を整備している。</p>
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	<p>上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>注）本件は、米国においてNRCの要請によって実施された。内的事象に対する個別プラント評価（IPE）に関連して、NRCより出された Generic Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したものを。</p>					

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対処設備

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (3 / 5)

重大事故等対策にかかわる設備又は操作								
分類	事故シナリオグループ	想定する機能	島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉隔離時冷却系】※ 一現場での人力による弁操作 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）※ ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		交流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）※ ・可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車） ・隣接号機からの電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル発電機の追加設置 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・ユニット間の交流電源融通 ・水力発電ユニットからの電源供給 	<ul style="list-style-type: none"> ・独立非常用系ディーゼル発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・隣接ユニット間での非常用電源接続 ・第3送電線（地中埋設） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・小型可搬ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル信頼性向上 一起動用バッテリー追加 一燃料タンクの配備 一除熱系設置非常用ディーゼル発電機更新に合わせ、除熱系2系統（海水、空冷）設置 ・非常用ディーゼル発電機追加 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電 	<p>米国では、ディーゼル発電機の追加設置等を整備している。また欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別のディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシシンの多様化（水冷、空冷）を実施している。</p> <p>当社においては、常設の代替交流電源としてガスタービン発電機や高圧発電機車を整備している。</p>
		直流電源設備	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「全交流動力電源喪失+交流電源（DG-A、B）失敗」+高圧炉心冷却失敗」、「全交流動力電源喪失+直流電源（区区分1、2）失敗」+高圧炉心冷却（HPCS）失敗、「全交流動力電源喪失+交流電源（DG-A、B）失敗」+圧力バランタリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオに関する情報は無い。</p>					

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対処設備

別表1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (4/5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作							対策の概要
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド			
4-1	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・残留熱除去系 (低圧注水モード)】※ ・低圧原子炉代替注水系 (常設) ・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系 ※ ・格納容器代替スプレイス型 (可搬型) 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(残留熱除去系の機能喪失)における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。							
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉隔離時冷却系】※ ・低圧原子炉代替注水系 (常設) ※ ・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。							

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対応設備

別表 1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較 (5 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかるとは設備又は操作					対策の概要	
			島根2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
5	LOCA時注水機能喪失	炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	
上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「大破断LOCAを上回るLOCA (Essive-LOCA (地震起因))」、「大破断LOCA：注水機能喪失 (内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。									
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 (RPT) ※ ほう酸水注入系 (SLC) ※ 代替制御棒挿入機能 (ARI) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入系回路 (ARI) SLCS ほう酸濃度の増加 CRD系、原子炉浄化系によるほう酸水注入 ATWS 再循環ポンプトリップ MSIV 閉後の ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリッププロセス追加 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (手動) 再循環ポンプ自動トリップ 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (手動、自動) バックアップ・スクラム回路 (制御棒挿入、再循環ポンプ回転数減速) 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 (自動) 	欧米においては、代替制御棒挿入回路や原子炉再循環ポンプトリップ系を導入し、また、ほう酸水注入系を設置している。 当社においても、欧米と同等の設備を設置している。 米国で確認されている、TAF 以下で原子炉の水位を制御する対応は、当社では採用していない。これは、原子炉停止機能喪失事象であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお、TAF より上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であっても PCT 等の判断基準を満たすことを確認している。	
7	インターフェイシステムLOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 既存設備で対応 ※ 	<ul style="list-style-type: none"> 既存設備で対応 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	<ul style="list-style-type: none"> 情報なし 	米国においては、既存設備によって炉心冷却を実施することになっている。 当社においても米国同様、既存設備を用いて炉心冷却を実施することになっている。 米国においては、既存の計装等から兆候を早期に把握し、隔離する手配を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては、米国同様早期検出および隔離手順を整備している。また原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手配を整備している。
上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。									

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対策設備

敷地境界での実効線量評価について

【事象の概要】

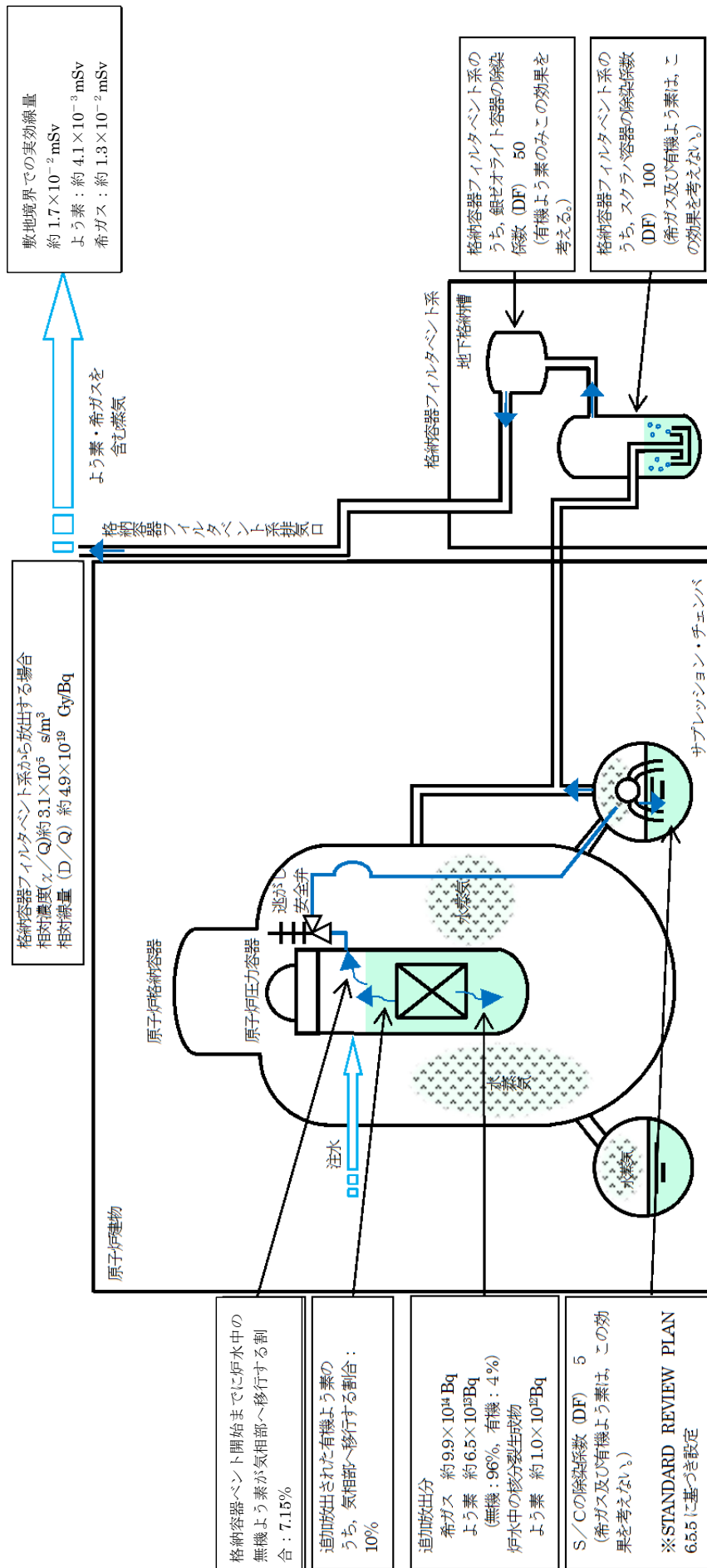
1. LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復・維持される。
発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバ（S/C）に移行する。
2. 事象発生から約 27 時間後、サプレッション・プール水位が、通常水位＋約 1.3mに到達することにより格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界での実効線量は、5 mSv に対して十分小さい。（ドライウエル、サプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても、原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由し、サプレッション・チェンバに排出された気体を排出するため、サプレッション・チェンバでのスクラビング効果に期待できる。このため、敷地境界での実効線量は同じ値となる。

なお、LOCA時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため、S/C内でのスクラビング等による除染係数（DF10）に対して遜色ない効果^{*}が得られるものと考ええる。

※「59-11 原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について 添付資料 5 格納容器等への無機よう素の沈着効果について」

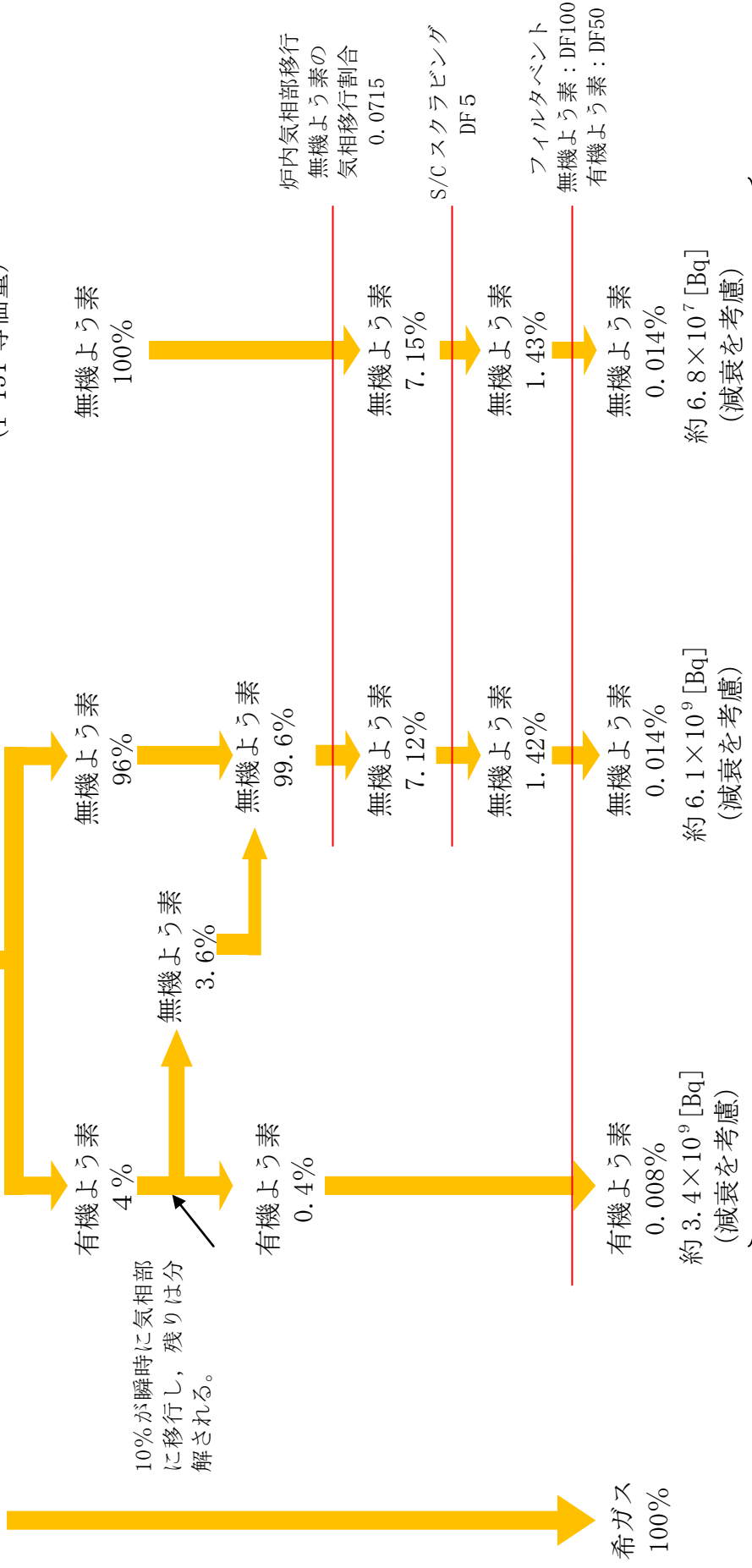


核分裂生成物の環境中への放出について

追加放出される希ガス
 約 9.9×10^{14} [Bq]
 (0.5MeV 換算)

追加放出されるよう素
 約 6.5×10^{13} [Bq]
 (I-131 等価量)

炉水中のよう素
 (無機よう素)
 約 1.0×10^{12} [Bq]
 (I-131 等価量)



10%が瞬時に気相部に移行し、残りは分解される。

安定状態について（LOCA時注水機能喪失）

LOCA時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 27 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，敷地境界における実効線量の評価結果は約 1.7×10^{-2} mSv となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，さらに原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.2 別紙 1 参照）

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と与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
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うる条件を設定することにより崩壊熱を大きく小さ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と与える影響」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と与える影響」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相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水での燃料棒冷却過程における蒸気单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棒被覆管温度に比べて50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料棒被覆管温度は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはない。燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料棒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	燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒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、燃料棒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棒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。
	燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒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。ベラ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、燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても約27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。	破裂発生前の燃料棒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、燃料棒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棒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。
炉心	沸騰・ポイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、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(蒸気单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棒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、低圧原子炉代替注水系(常設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(常設)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と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棒被覆管温度に対して、水位変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せず、かつ、燃料棒被覆管の破裂を著しく増加させない燃料棒被覆管温度に対して、約90℃の余裕があることからその影響は小さい。(添付資料2.1.4)

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と与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
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ーラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、原子炉水位(シュラウド外水位)の低下開始を起点として、非常用炉心冷却系注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作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と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。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)		原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験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と与える影響」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と与える影響」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 (LOCA時注水機能喪失)

【MAAP】		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。	
	ECS注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高め、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向に、格納容器圧力が、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなる。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	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点として格納容器フィードバックによる格納容器圧力に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている格納容器フィードバックによるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点として格納容器フィードバックによる格納容器圧力に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
			気液界面の熱伝達	「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。	
	冷却	安全系モデル (格納容器スプレイ)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータを与える影響 (L O C A 時注水機能喪失) (1 / 4)

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	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実測値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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。	評価項目となるパラメータを与える影響 最確条件とした場合は、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を与える影響は、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	6. 93MPa _[gage]	約 6. 77 ~ 6. 79MPa _[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、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抑制されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により抑制されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から + 83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約 + 83 cm ~ 約 + 85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m に対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6 × 10 ³ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A 型) , 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包摂されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包摂されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型) , 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包摂され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型) , 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m 以下 (実測値)	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇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 炉心平均燃焼度 30GWd/t (実測値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	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くなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇が速くなるが、操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	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くなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び炉心温度の上昇は格納容器ペントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕はない。

初期条件

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と与える影響 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物を除いた値) 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い。
格納容器空間容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	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い。
真空破壊弁	3.43kPa (ドライウエルサブプレッジョン・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエルサブプレッジョン・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊弁の設定値	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い。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約33.59m~約33.63m (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッジョン・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブプレッジョン・プール水温	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温の上限值として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa [Gage]	約5kPa [Gage]~約7kPa [Gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (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は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、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と与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件より低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器圧力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と与える影響はない。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響はない。	-
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間と与える影響はない。	-

初期条件

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となる影響（LOCA時注水機能喪失）（3/4）

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	-	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相配管とし、液相配管はシユワド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シケケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約3.1cm²を設定 	<p>破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シケケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm²を設定している。破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量がかわることから、初期の原子炉炉水位低下挙動に影響を与えるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはしないことから運転員等操作時間に影響は小さい。破断面積が大きくなると、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p>	<p>破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量がかわることから、初期の原子炉炉水位低下挙動に影響を与える。破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シケケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm²を設定している。破断面積が大きくなると、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p>
	安全機能の喪失に対する仮定	-	<p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定</p> <p>外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定</p> <p>また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは原子炉炉水位低（レベル3）、再循環ポンプトリップは原子炉炉水位低（レベル2）にて発生するものとす</p>	-	-
	外部電源	外部電源なし	-	外部電源なし	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから、外部電源ありを想定する場合でも、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を与える影響（L O C A時注水機能喪失）（4 / 4）

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	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき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大きくない。 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大きくない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	200m ³ /h (1.00MPa [gage]において)	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないこと、運転員等操作時間に対する影響はない。	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こと、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響は大きくない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータとなる影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（1 / 3）

項目	解析上の操作開始時間	解析条件 不確かさ 条件設定の考 え方	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	
<p>操作条件</p> <p>原子炉注水系（常設）による注水開始</p> <p>低圧代替原子炉注水系（常設）による注水開始</p>	<p>現象発生から30分後</p>	<p>LOCA時注水機能喪失を考慮し、原子炉注水系（常設）による注水開始時間から10分後（常設）による注水開始時間を設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の起動動作については確認を詳細に示すこととされており、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮したうえで7分程度と想定している。また、これらによるLOCA時注水機能喪失の発生を抑制し、原子炉注水機能喪失の発生を抑制することを図る。LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。 <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉注水系（常設）による注水開始時間に1分を想定。 ・高圧炉心サブレイ系、低圧注水系（3系列）の起動失敗の発生を考慮している。 </p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、中央制御室開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室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】 低圧代替原子炉注水系（常設）による原子炉注水準備として、常設代替交流電源設備の起動、受電操作及び低圧原子炉注水系（常設）の系統構成を完了し、原子炉注水の発生を抑制し、原子炉注水系（常設）による注水開始に10分程度と想定している。また、自動減圧操作による原子炉注水機能喪失の発生を抑制する。これらの認知時間及び操作所要時間を考慮して、現象発生から30分後に原子炉注水を減圧することとしている。</p> <p>【他の並列操作の有無】 現象発生直後、原子炉注水を最優先に実施するため、他の並列操作はなし。</p> <p>【操作の確実性】 中央制御室内の制御盤での操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。</p>	<p>運転員等が操作時間に与える影響は、LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響は、LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。</p>	<p>操作時間余裕は、LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。</p>	<p>中央制御室における操作のため、訓練実績等は、作業成立性を踏まえて、事後発生から30分後と想定している。また、これらによるLOCA時注水機能喪失の発生を抑制し、原子炉注水機能喪失の発生を抑制することを図る。LOCA時注水機能喪失の発生を抑制する上で、非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮している。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (LOCA時注水機能喪失) (2 / 3)

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	条件設定の考慮					
低圧原子炉代替注水槽への水補給	解析上の操作開始時間 2時間30分後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ、低圧原子炉代替注水槽の水枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から2時間30分後としており、このうち、輸送水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定の間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	解析上の操作開始時間 2時間30分後	大量送水車等への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は作業成立性を踏まえ、低圧原子炉代替注水槽の水枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から約2時間30分後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間1時間50分想定のところ訓練実績では約1時間34分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
操作条件	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384 ~ 334 kPa [gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に考慮して設定	<p>【認知】 格納容器スプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa [gage]) に到達するのは事象発生から約21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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイは、中央制御室での運転員による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の復旧班要員が配置されているが、本操作は事象発生から約21時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・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】 現場にて復旧班要員が格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったうち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、復旧班要員に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 復旧班要員の現場操作は、操作の信頼性の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。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、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>	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間に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21時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	訓練実績等により、格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。	

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (LOCA時注水機能喪失) (3 / 3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ 条件設定の考 え方	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
格納容器 システム系 による格 納容器除 熱操作 操作条件	サブレッ ション・ブ ール水位が通 常水位+約 1.3m到達か ら10分後	<p>【認識】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するのは、事象発生の約27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時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器システム系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器システム系による格納容器ベント操作は、格納容器圧力245kPa[gage]到達時に操作対象弁 (1弁) の開操作を行い、格納容器ベント実施基準 (サブレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) 到達時には隔離弁1弁のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤での操作スウィッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	実態の運転操作において、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するのは、事象発生の約27時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことができる。また、格納容器ベントの操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、実態上の操作開始時間とほぼ同等であり、運転員等に与える影響は小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度遅れる可能性があるが、原炉格納容器の健全性という観点からは問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間とはほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合、現場操作にて対応するため、90分程度遅れる可能性があるが、原炉格納容器の健全性という観点からは問題とならない。	格納容器ベント開始までの時間は約27時間あり、準備時間が確保できることから、遠隔操作の失敗による格納容器ベントの操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原炉格納容器の限界圧力 (853kPa[gage]) に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 零圧気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」において事象発生約35時間後であり、約8時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	訓練実績等により、中央制御室における格納容器ベント準備操作は、操作に約8分の操作時間を要し、格納容器ベント操作は、操作スウィッチによる1弁の操作を、格納容器ベント操作に約3分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、運転員 (現場) の遠隔手動操作機構を用いた格納容器一次隔離弁の手動操作は、移動時間を含め約1時間8分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。

減圧・注水操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能、低圧注水機能が喪失することから、逃がし安全弁を用いた急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作が遅れ、事象発生 35 分後（遅れ時間 5 分）に開始した場合の影響について評価した。なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱う S A F E R コードを使用している。

自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 5 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。

また、燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が 5 分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図 2 から図 5 に示す。

図 1 に示すとおり、5 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 5 分程度の時間余裕は確保されている。

表 1 減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの 減圧操作からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の 酸化割合
5 分	約 842℃	1 %以下

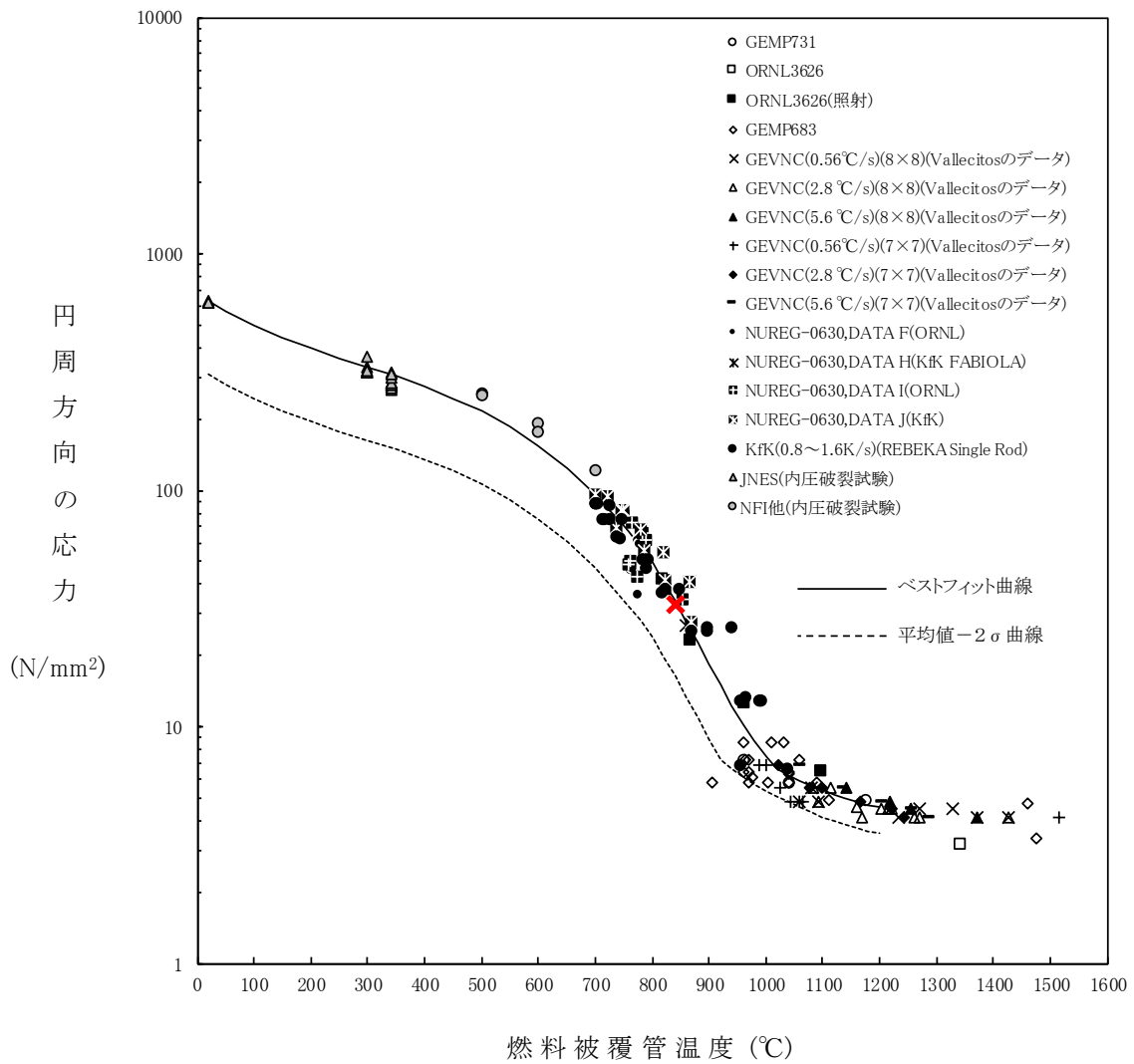


図1 燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

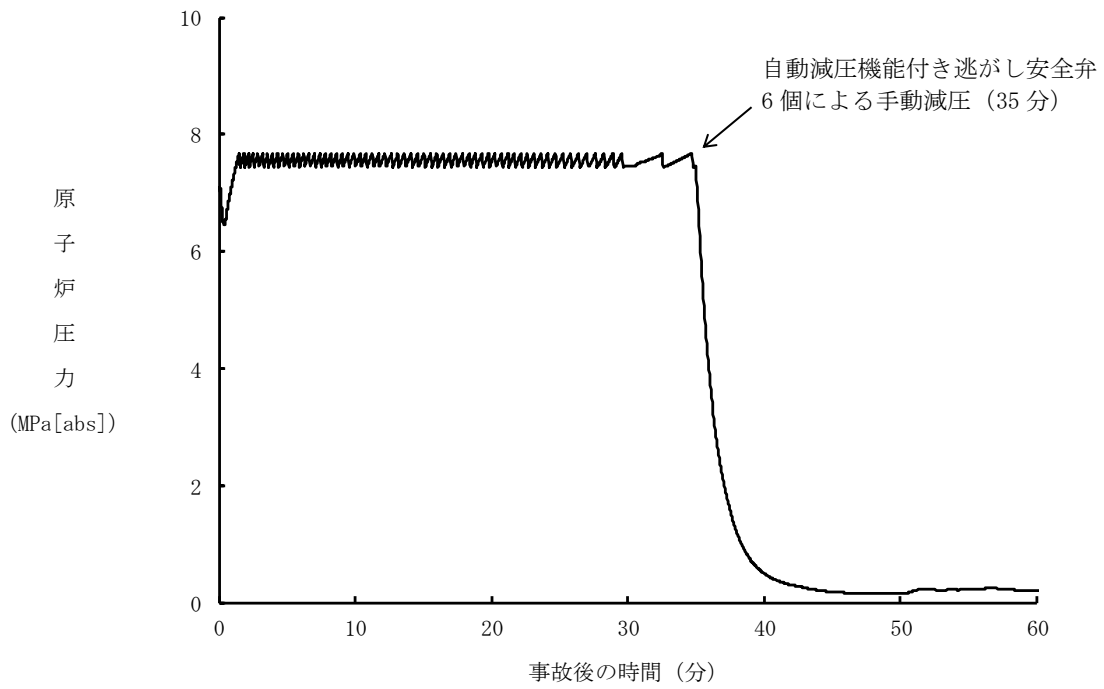


図2 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5 分)

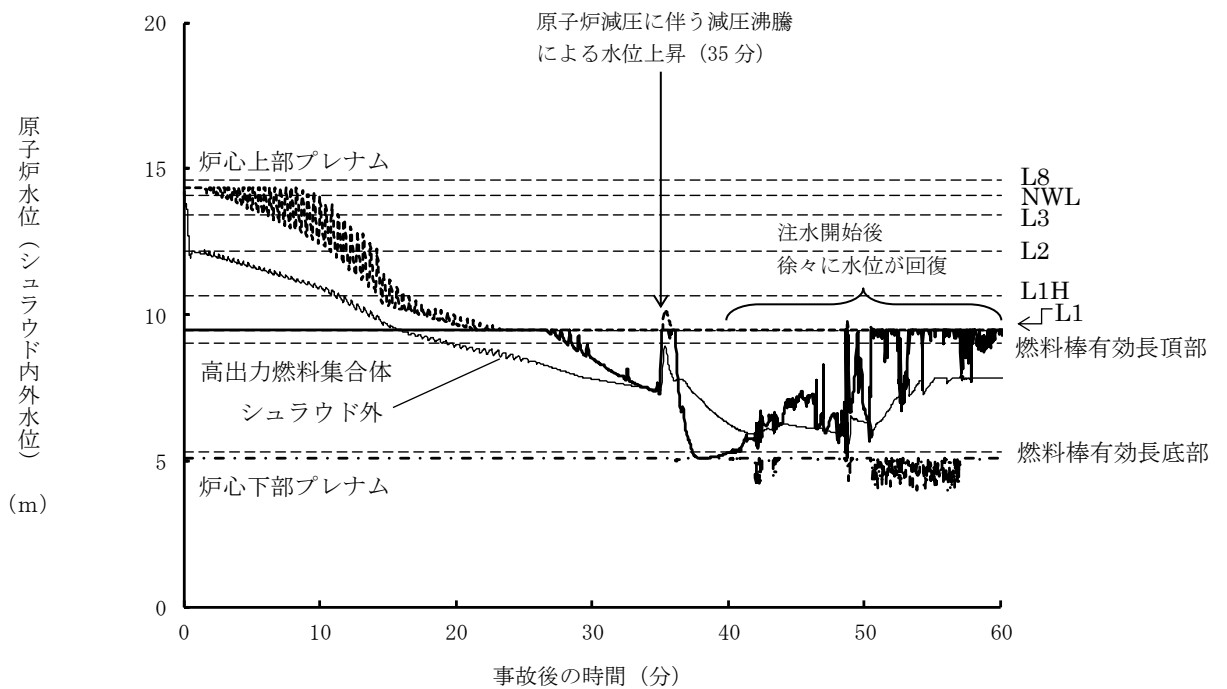


図3 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5 分)

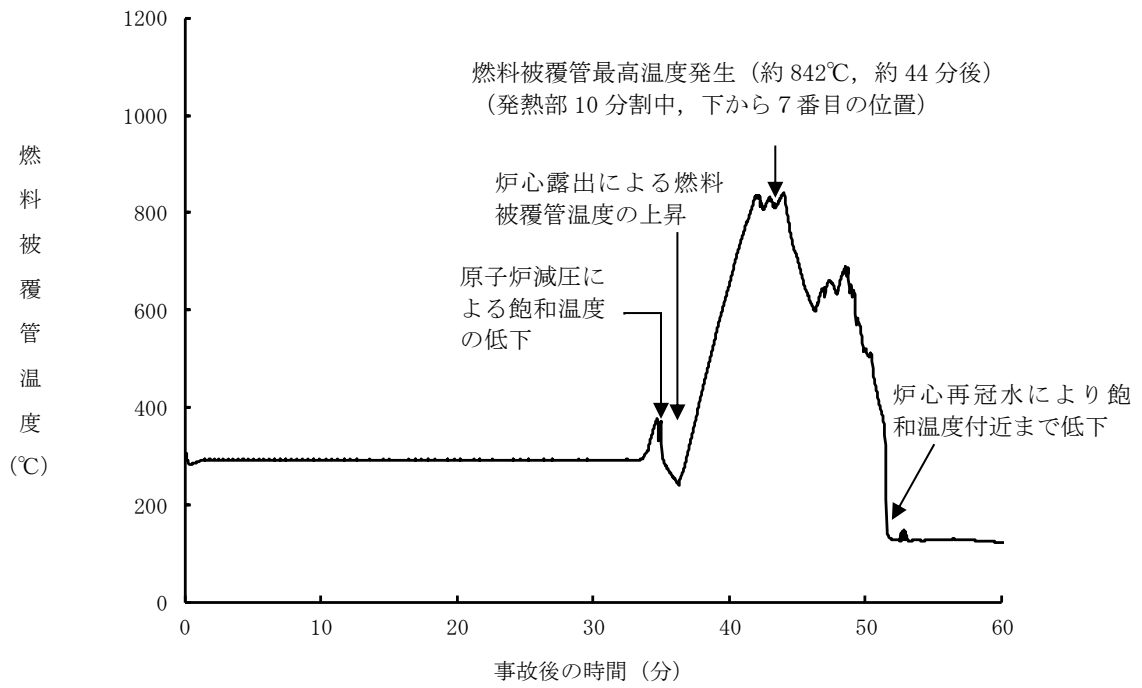


図4 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5分)

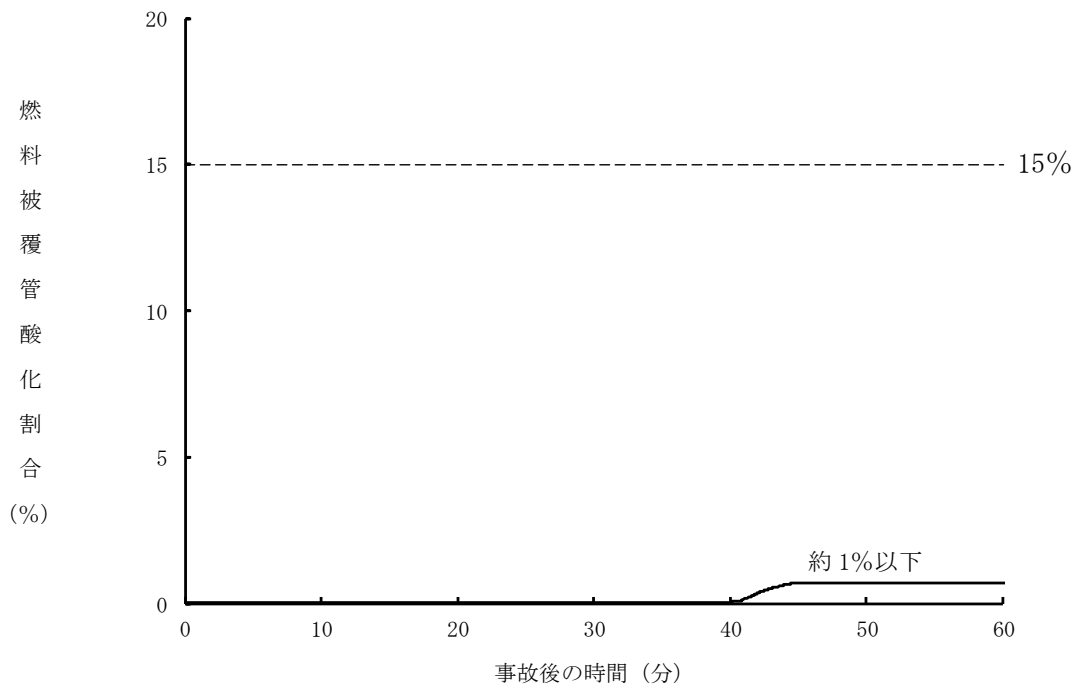


図5 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 5分)

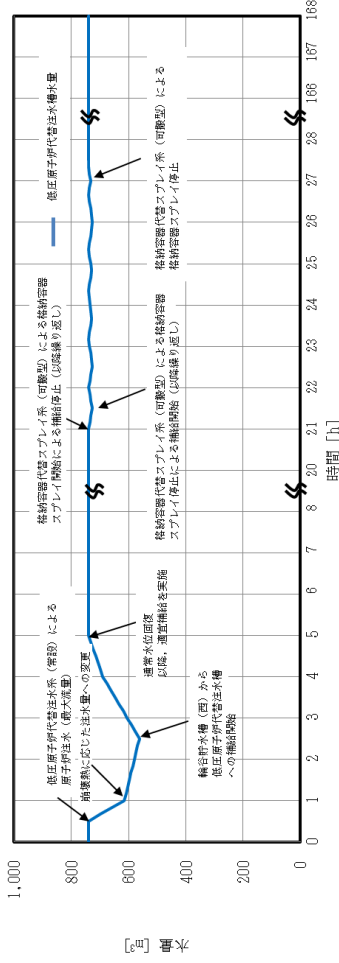
7日間における水源の対応について（LOCA時注水機能喪失）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西）※：約 7,000m³

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）



○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

事象発生 21 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 21 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 3,400m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について（LOCA時注水機能喪失）

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約700 m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約730 m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
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) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約363 m^3	ガスタービン発 電機用軽油タン クの容量は約 450 m^3 であり、7 日間対応可能
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約8 m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約45 m^3 であり、7日間 対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、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。

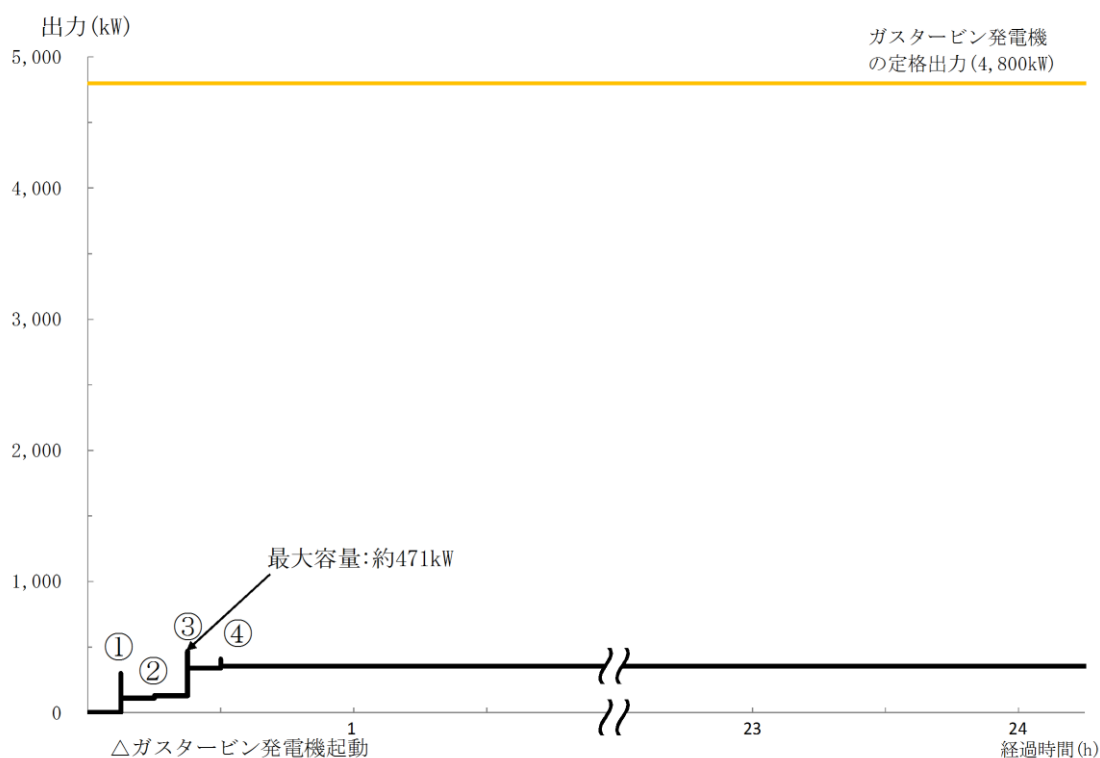
常設代替交流電源設備の負荷（LOCA時注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認す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、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（以下、「ISLOCA」という。）」（ISLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

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

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

ここで、ISLOCAが生じた際の状況を想定すると、原子炉を減圧した後、低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが、本事故シーケンスグループにおいては、低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びISLOCAの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）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「格納容器バイパス（ISLOCA）」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及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。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残留熱除去系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第2.7.1-1(1)図及び第2.7.1-1(3)図に、手順の概要を第2.7.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策

に必要な要員は、緊急時対策要員 10 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、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.7.1-3 図に示す。

a. I S L O C A 発生

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

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 1 H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

d. I S L O C A 発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、ドライウェル圧力(S A)、残留熱除去ポンプ出口圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災警報等により原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での残留熱除去系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗する。

残留熱除去系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力(S A)等である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の隔離が失敗するため、破

断箇所からの漏えい量を抑制するため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（S A）及び原子炉圧力である。

g. 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉急速減圧後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

h. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサプレッション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度（S A）等である。

i. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

j. 現場操作での残留熱除去系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。

残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

k. 残留熱除去系隔離後の水位維持

残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

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。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフ

ェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果並びに原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、ISLOCAが発生する可能性が最も高い残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管とする（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレイ系注水ラインについても原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮した発生確率の観点から、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管に比べてISLOCAの発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、保守的に以下を設定する。

(i) 残留熱除去系熱交換器フランジ部（破断面積 16cm²）

(ii) 残留熱除去系機器等（破断面積 1cm²）

（添付資料 2.7.2）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ISLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル

2) 信号にて発生するものとする。

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、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）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、91m³/h（8.21～0.74MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低（レベル1 H）で自動起動し、318～1,050 m³/h（8.14～1.38MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、I S L O C Aの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、I S L O C A発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から約9時間後に開始するものとし、現場移動、操作等に要する時間を考慮して事象発生の10時間後に完了するものとする。

(添付資料 2.7.2)

(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量、原子炉压力容器内の保有水量の推移を第2.7.2-1(1)図から第2.7.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第2.7.2-1(7)図から第2.7.2-1(10)図に示す。

※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、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、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始する。

事象発生20分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、事象発生30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による注水を再開し、原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生10時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。

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、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

その後は、健全側の残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.7.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.7.2-1(1)図に示すとおり、約7.59MPa[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7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、ISLOCAとは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約330kPa[gage]及び約145℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて残留熱除去系の

破断箇所を隔離し、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器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。

(添付資料2.7.3)

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

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

格納容器バイパス (ISLOCA) では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び残留熱除去系の破断箇所隔離操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料 2.7.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 2.7.4）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）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、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉压力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.7.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃

料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給水・復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給水・復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展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。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.7.4)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から約 9 時間後に開始し 10 時間後の完了を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

(添付資料 2.7.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無に関わらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の現場での残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無に関わらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.7.4)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10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」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」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

I S L O C A発生後の隔離までの流出量は、約 600m³となる。高圧炉心スプレィ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の水源は、サブプレッショ^ン・チェンバのプール水であり、約 2,800m³の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7日間の注水継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所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日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所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 2.7.5)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、緊急時対策所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。

2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (I S L O C A)」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及び高圧炉心スプレィ系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系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「格納容器バイパス (I S L O C A)」の重要事故シーケンス「I S L O C A」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレィ系による原子炉注水、残留熱除去系 (サブプレッショ^ン・プール水冷却モード) による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。

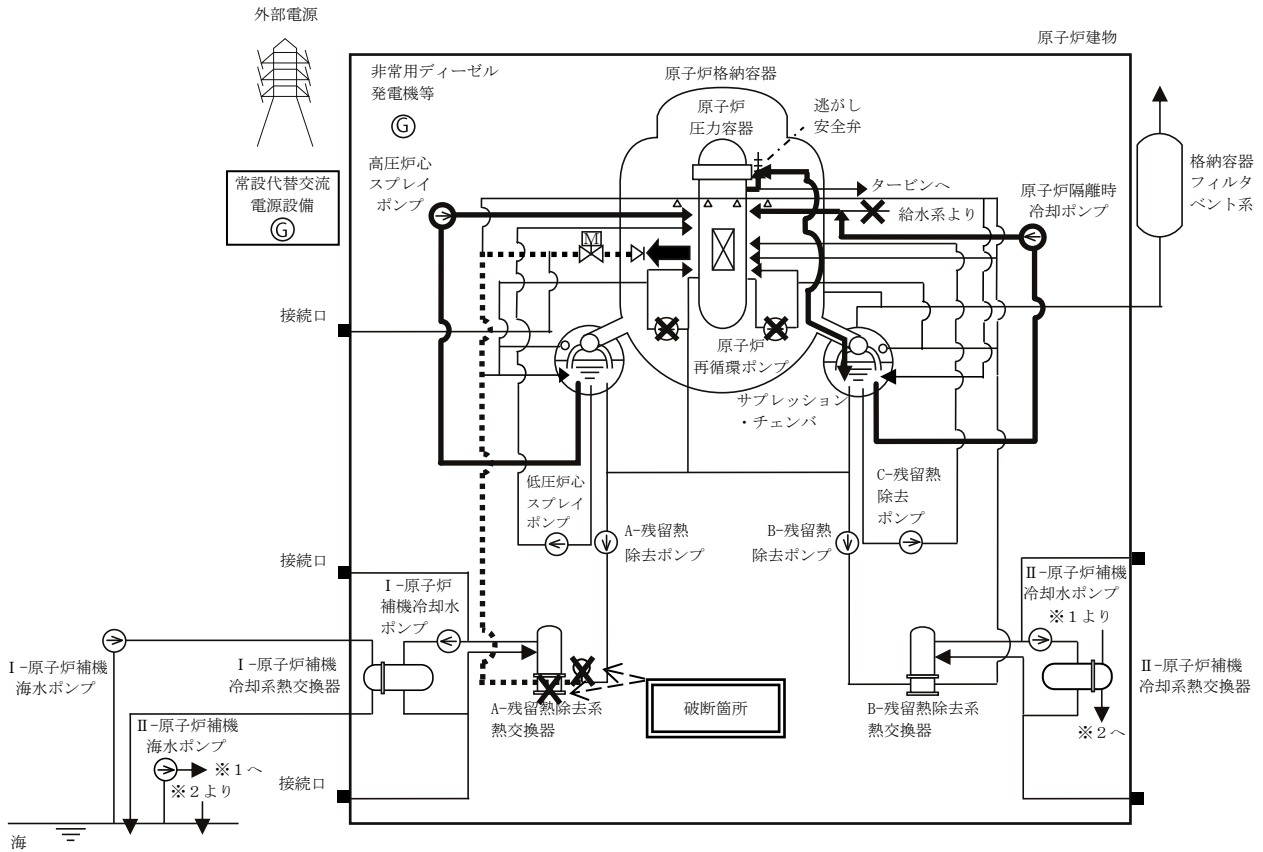
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足して

いる。また、安定状態を維持できる。

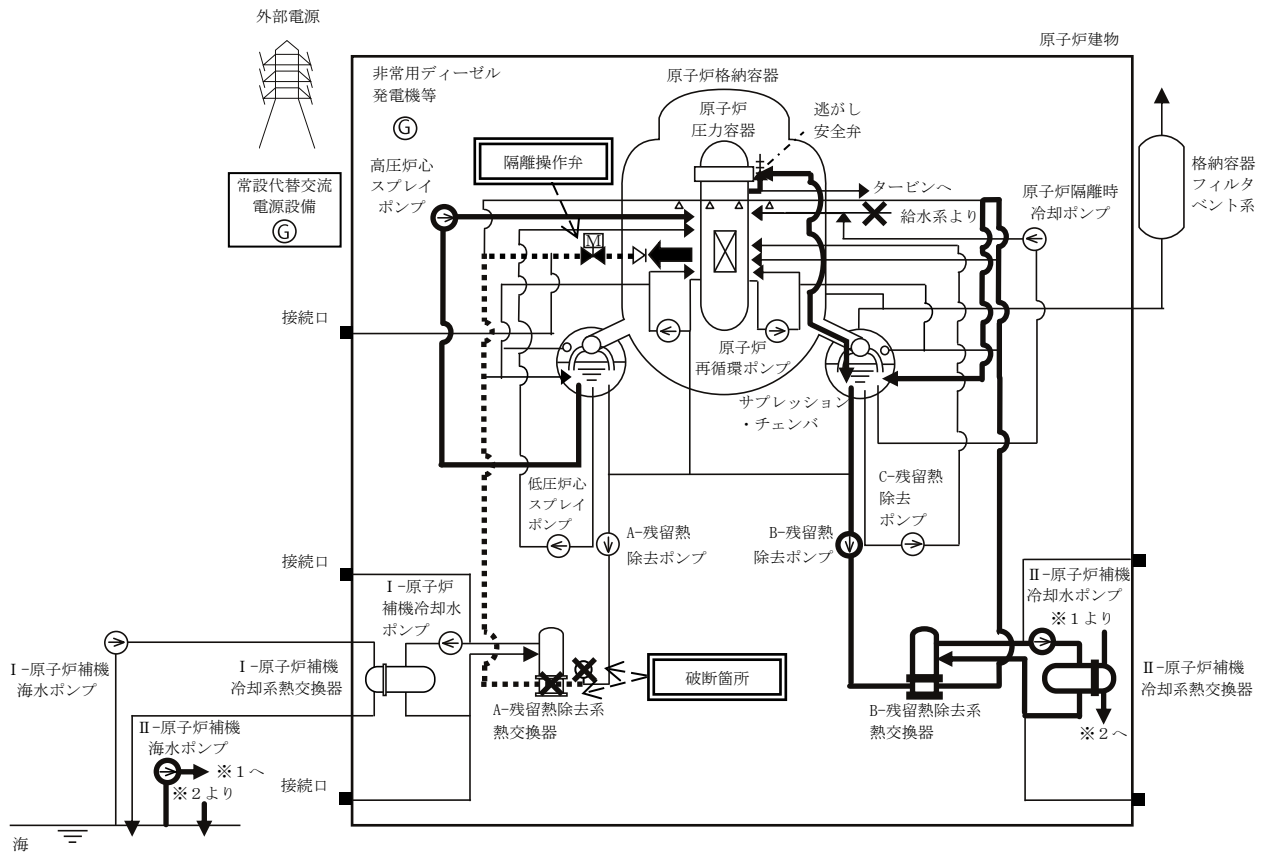
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

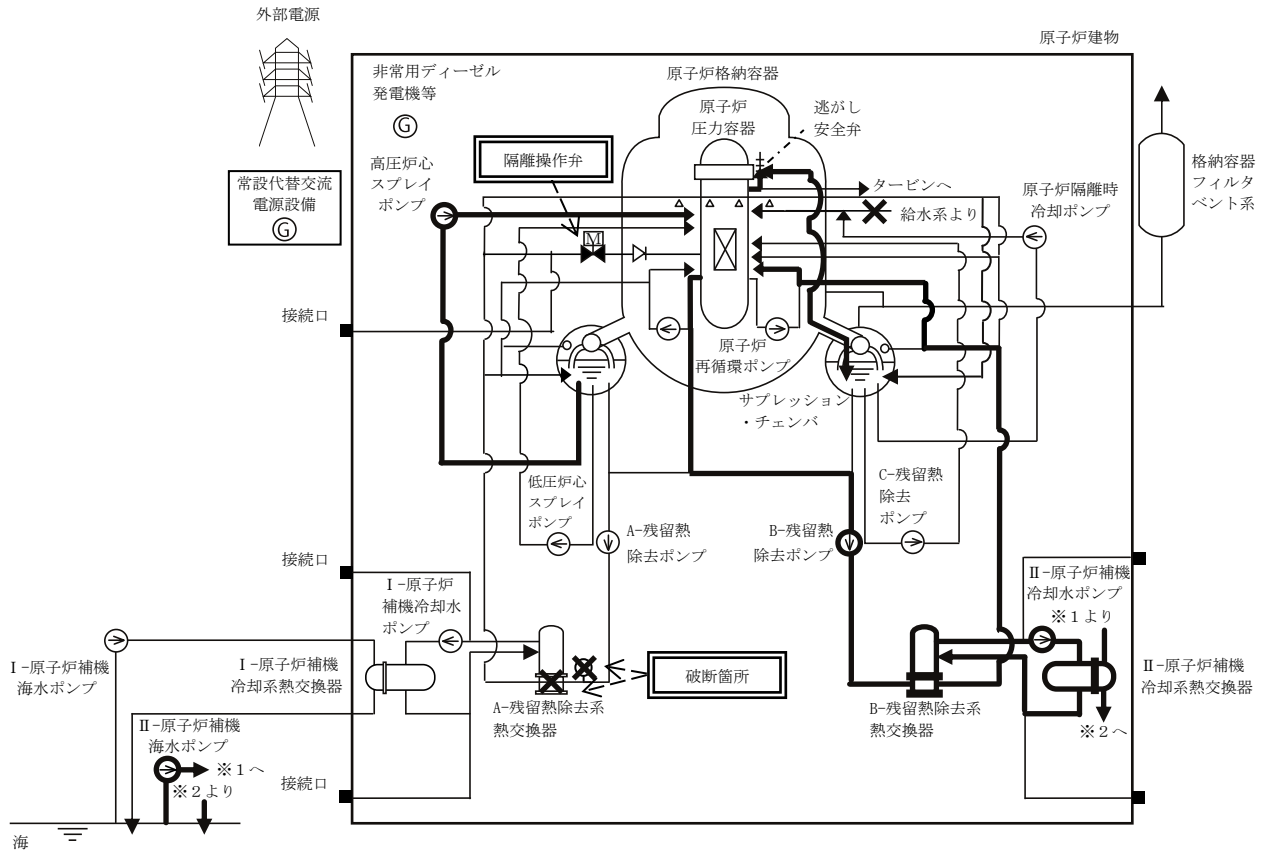
以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。



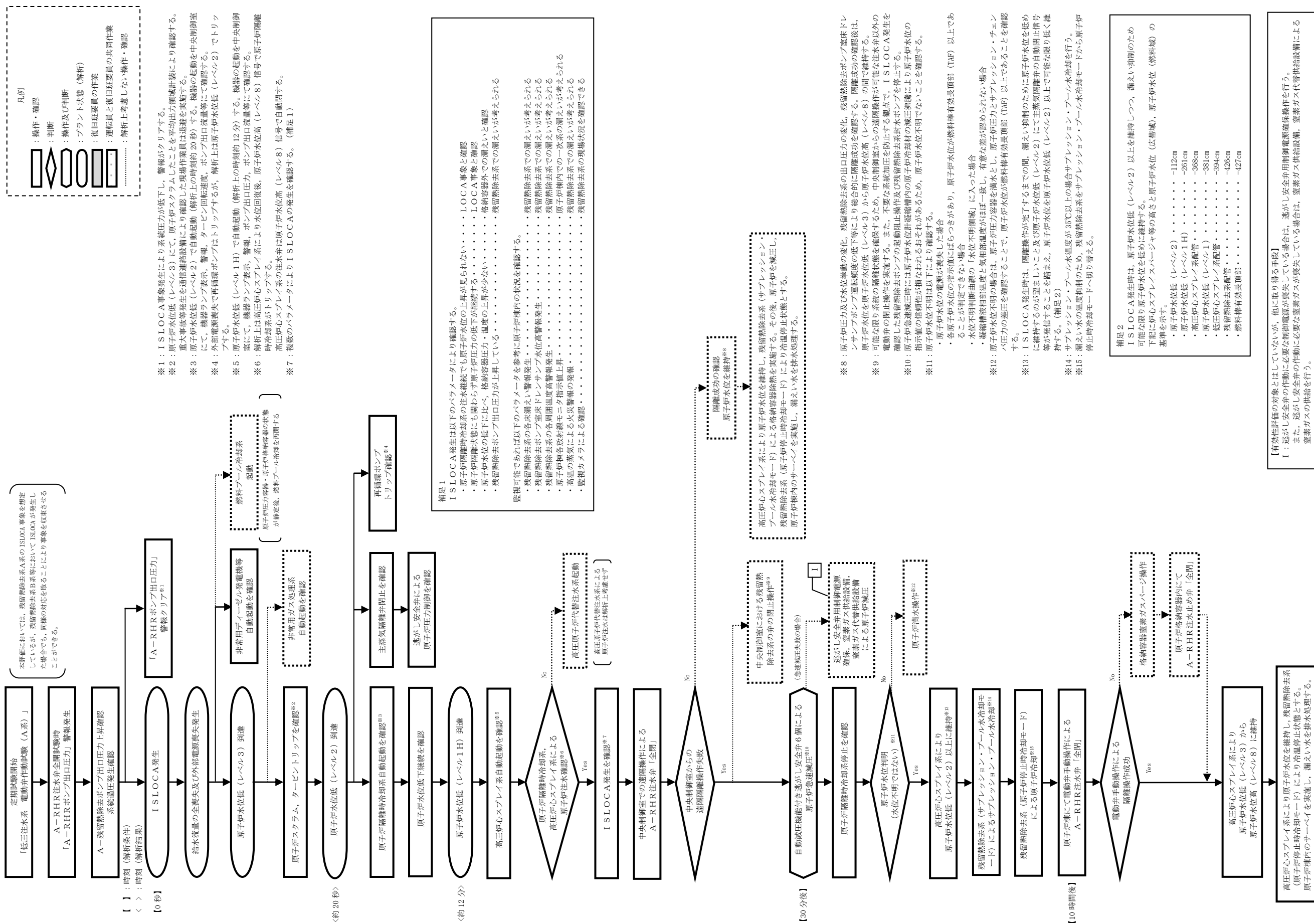
第 2.7.1-1(1) 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」 の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.7.1-1(2) 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.7.1-1(3) 図 「格納容器バイパス (I S LOCA)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉冷却)



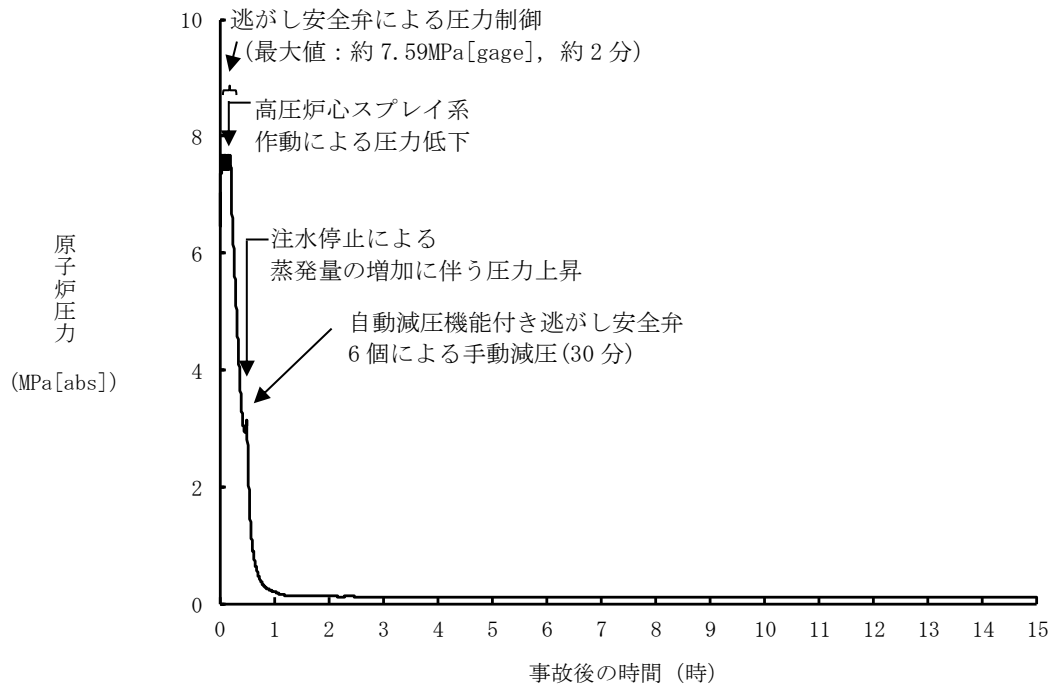
第 2.7.1-2 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)」 の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

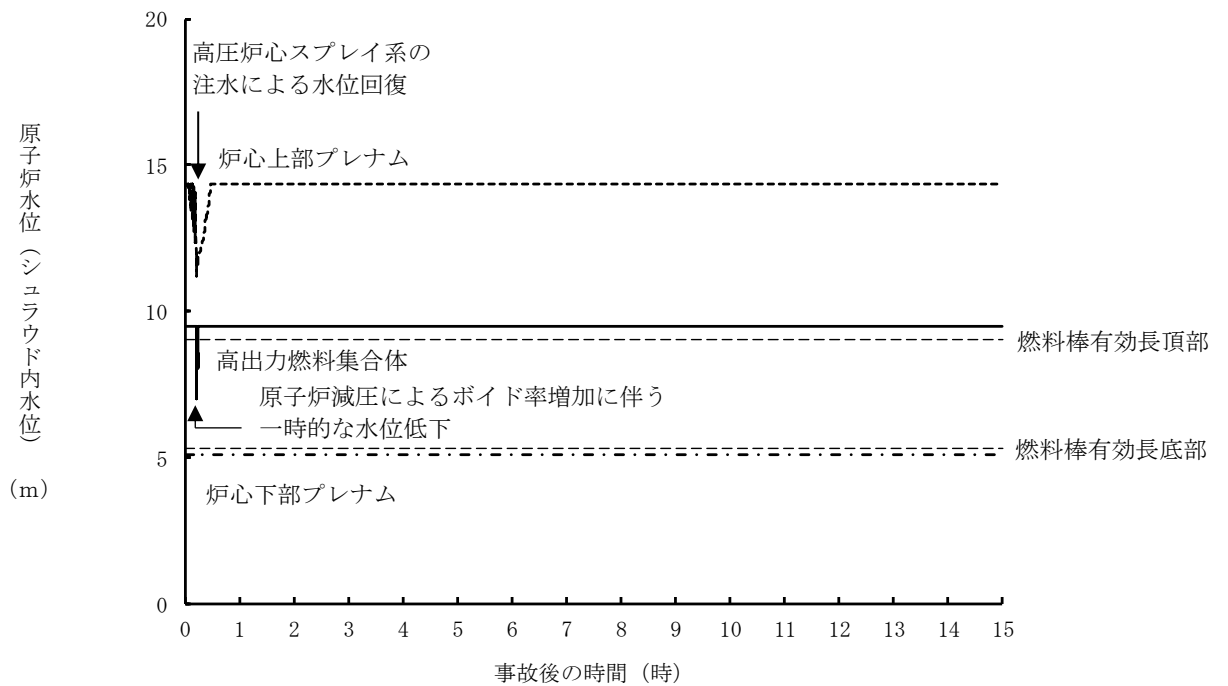
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間 (分)													経過時間 (時間)					備考			
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	8	9	10	11		12		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽ プラント状況判断 ▽ 約12分 原子炉水位低 (レベル1H) ▽ 30分 原子炉急速減圧 ▽ 2時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転 ▽ 10時間 残留熱除去系からの漏えい停止																					
状況判断	1人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム確認、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 原子炉水位低下継続確認 高圧炉心スプレイ系自動起動確認 ISLOCA発生を確認 非常用ガス処理系自動起動確認 	10分																					解析上考慮せず
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	適宜実施																					
原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—	・ 高圧炉心スプレイ系 原子炉注水確認	適宜実施																					
原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作																					原子炉水位をレベル3 ～レベル8に維持	
残留熱除去系の 漏えい停止操作 (中央制御室)	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 注水弁隔離操作 (中央制御室)	10分																				注水弁全閉失敗を想定	
原子炉急速減圧操作	(1人) A	—	—	・ 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作						10分																
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系起動操作						10分																
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) から残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成																					20分	
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 起動																					10分	
残留熱除去系からの 漏えい停止準備操作	—	2人 B, C	—	・ 放射線防護具準備						10分																
残留熱除去系からの 漏えい停止準備操作	—	—	—	・ 残留熱除去系隔離準備 (電源ロック)																					30分	
残留熱除去系からの 漏えい停止操作 (現場操作)	—	(2人) B, C	—	・ 保護具装着																					30分	
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																					1時間	
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																					適宜実施	
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—	・ 燃料プール冷却系再起動 ・ 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																					解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

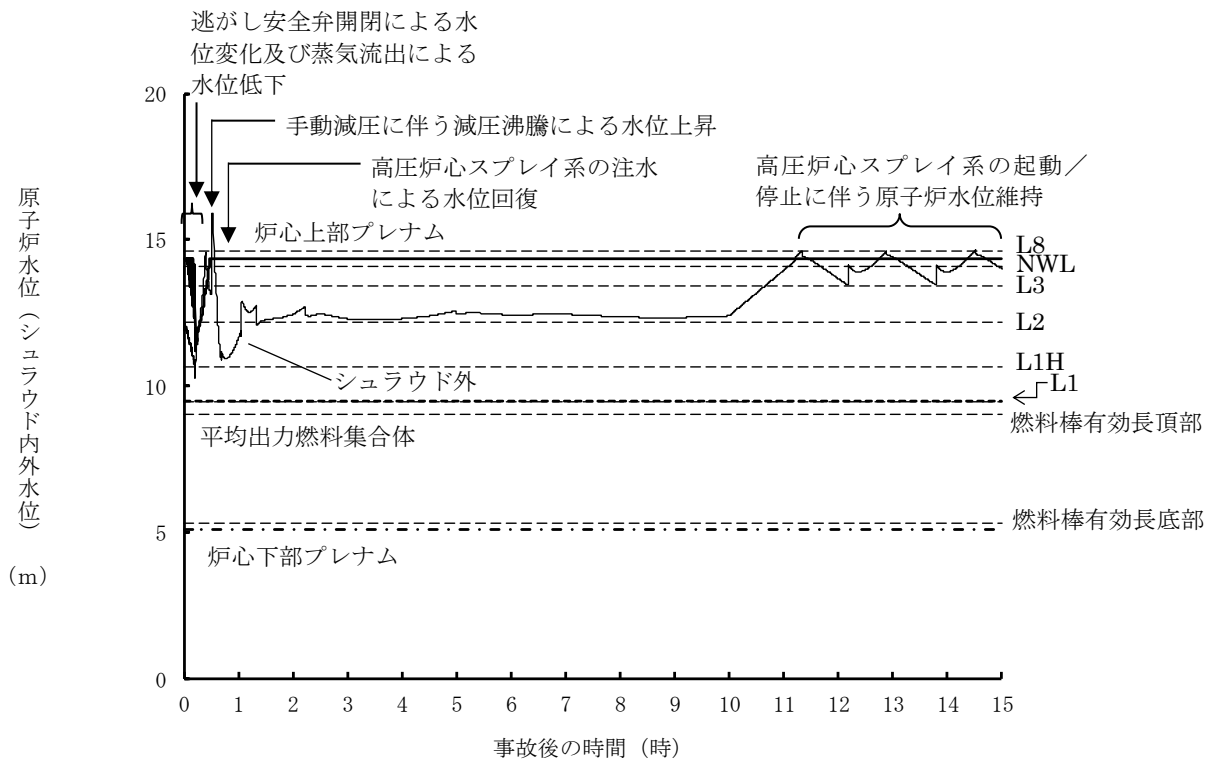
第 2.7.1-3 図 「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」の作業と所要時間



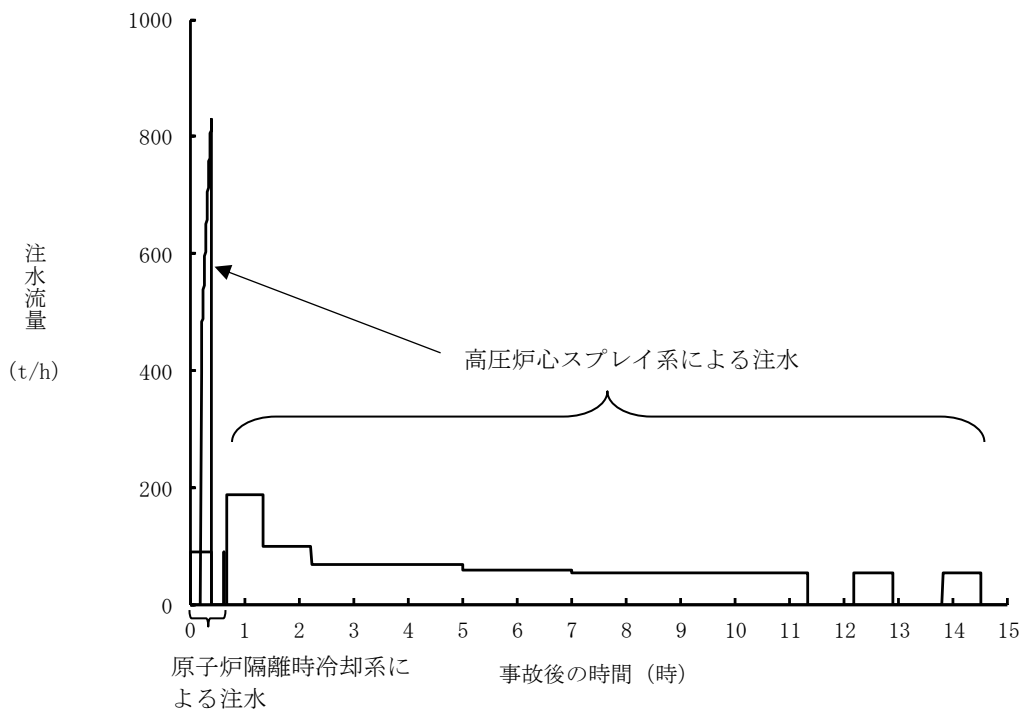
第 2.7.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



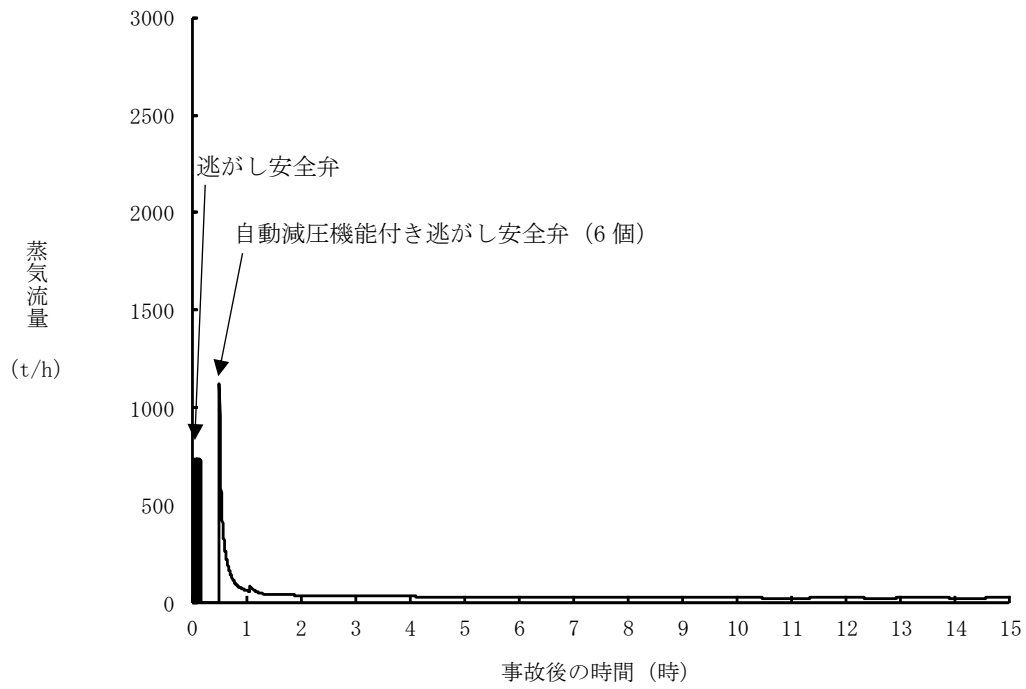
第 2.7.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



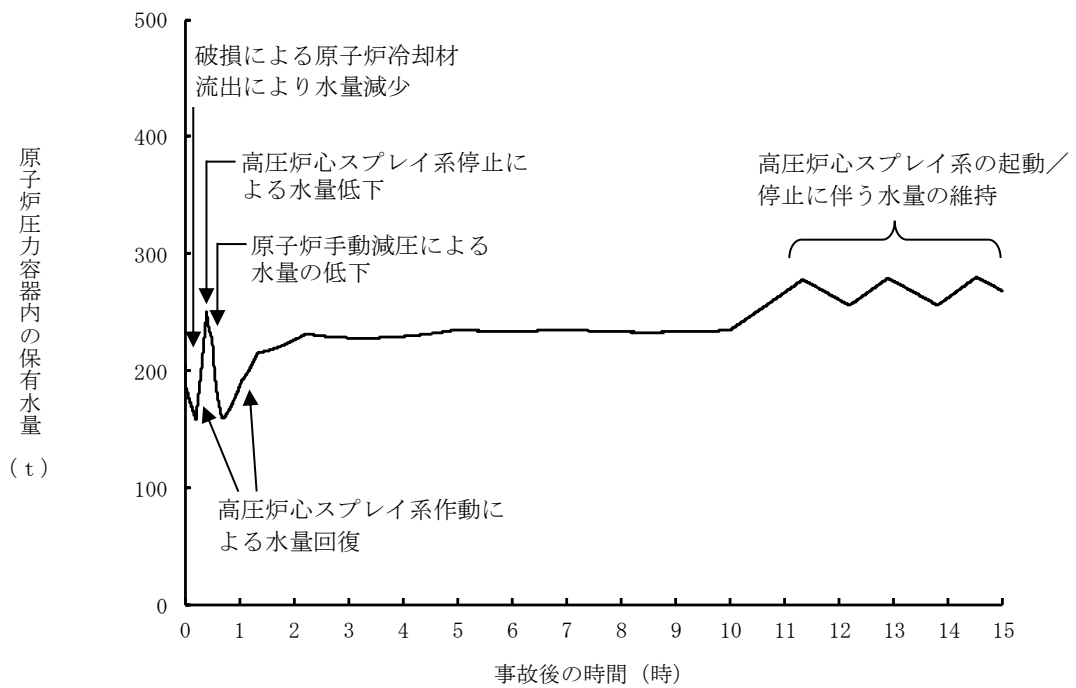
第 2.7.2-1(3) 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



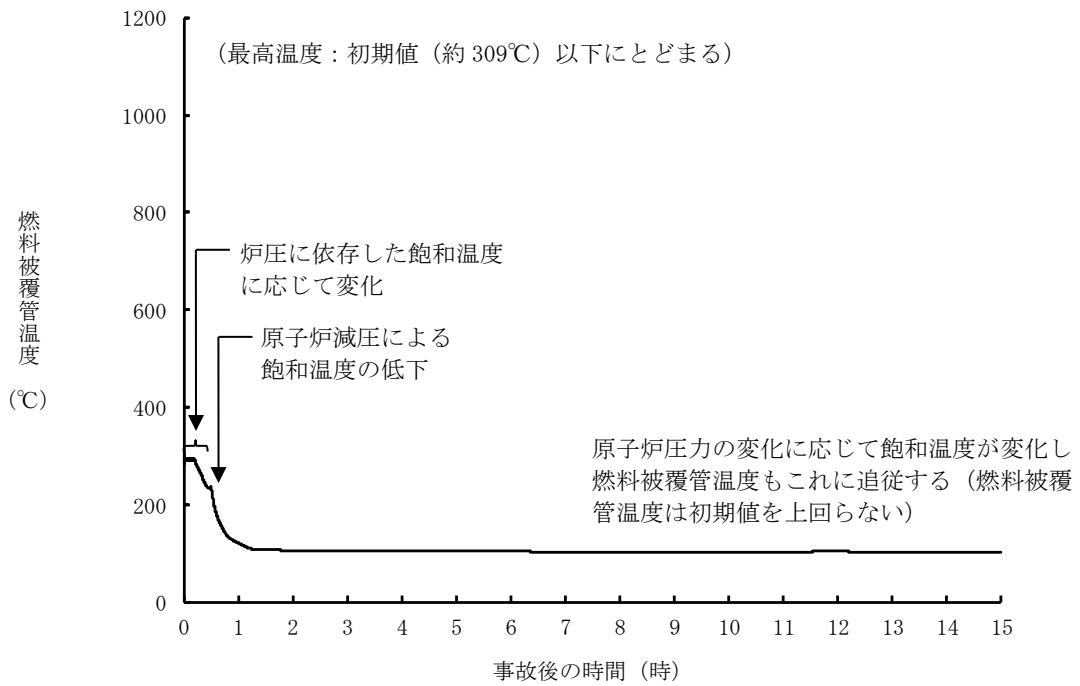
第 2.7.2-1(4) 図 注水流量の推移



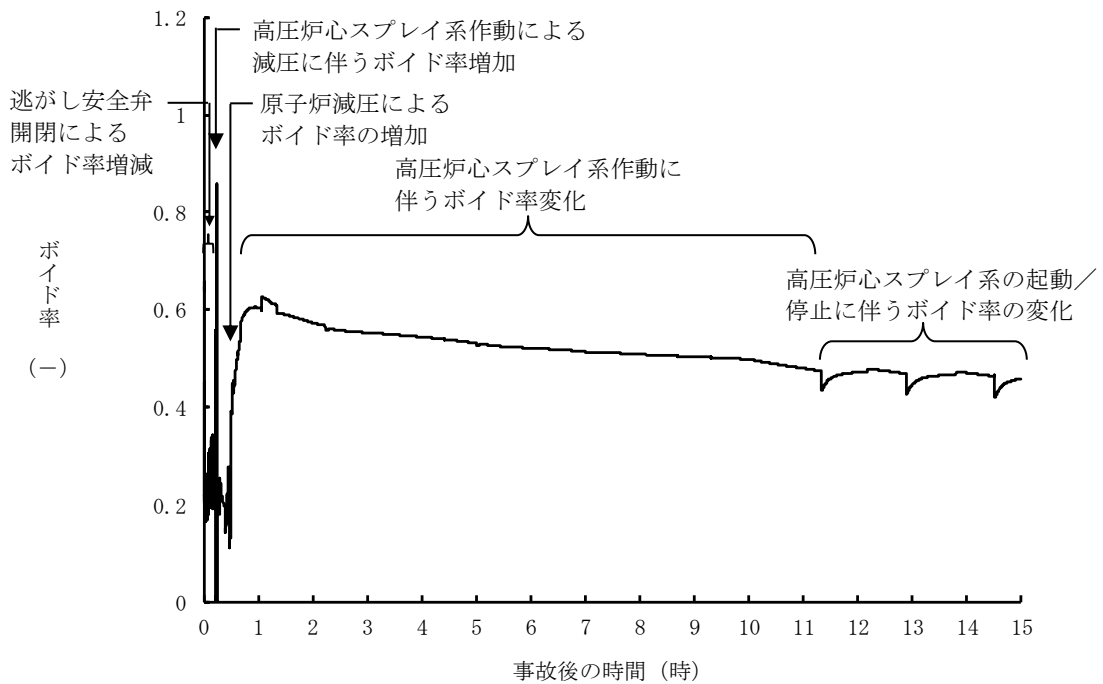
第 2.7.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



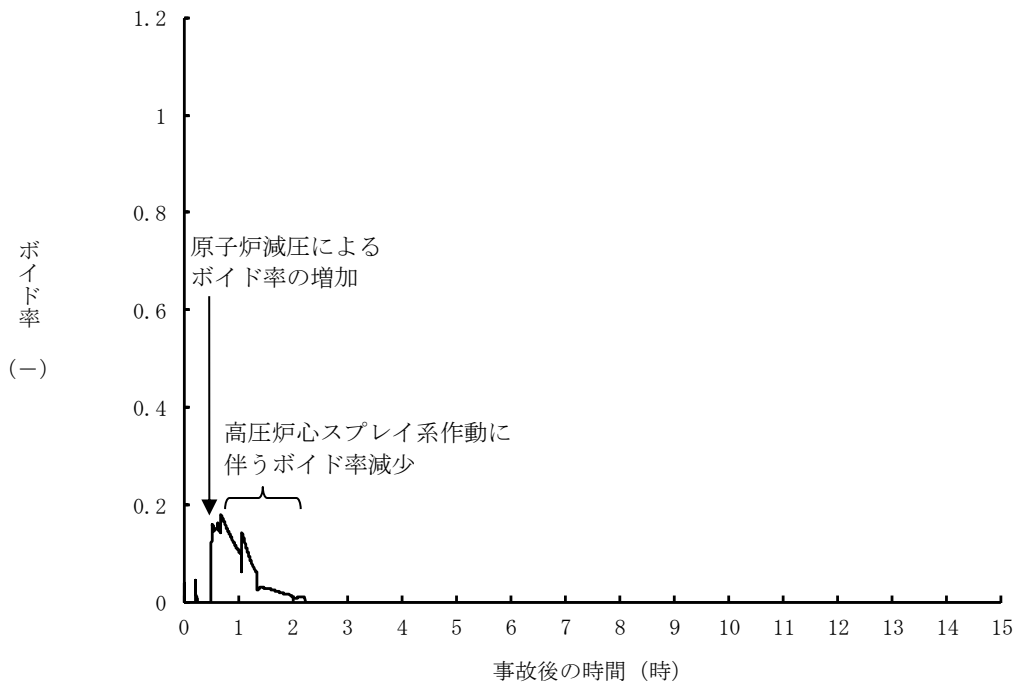
第 2.7.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



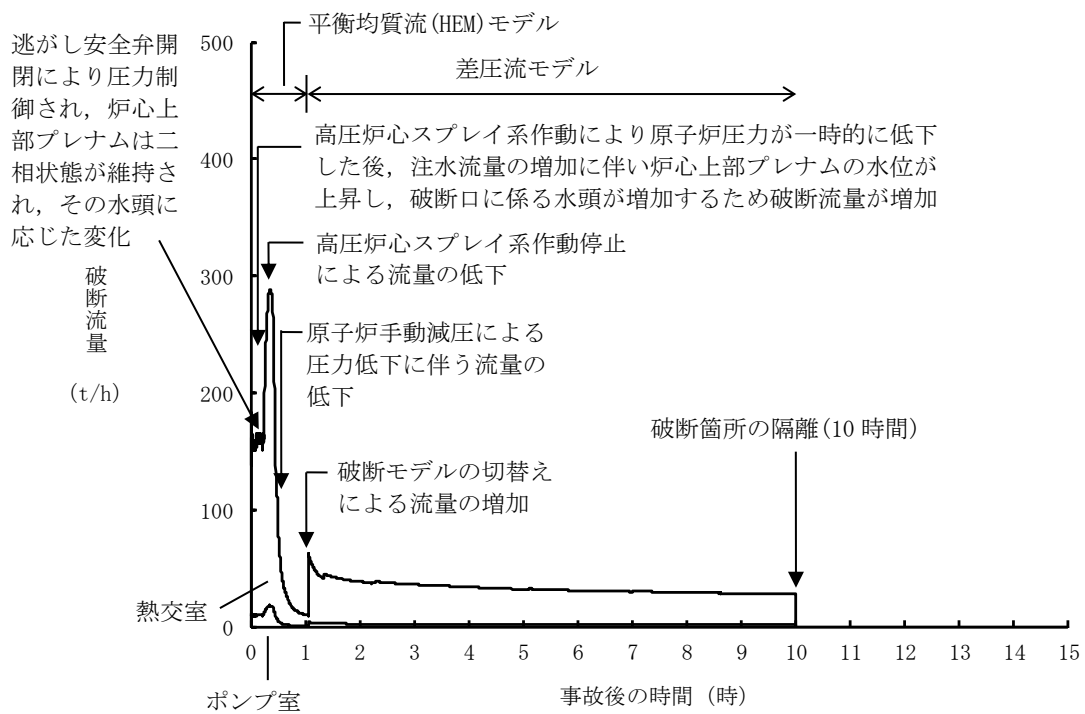
第 2.7.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.2-1(10) 図 破断流量の推移

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
インターフェイズシステムLOCA発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイズシステムLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建物ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建物ブローアウトパネル	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	— 平均出力領域計装
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル1H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心スプレイ系】 サブレーション・チェンバ	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ	— 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 高圧原子炉代替注水流量

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
インターフェェイスシステムLOCA発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉圧力容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェェイスシステムLOCAが発生したことを確認する。	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口圧力】
中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	自動減圧機能付き逃がし安全弁	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位低 (レベル2) 以上で低めに維持する。	【高圧炉心スプレイ系】 サブレーション・チェンバ	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】
残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード) 運転	原子炉急速減圧によりサブレーション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)】	サブレーション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1-1表 「格納容器バイパス（ISLOCA）」の重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、残留熱除去をサブレーション・プール冷却モード運転から原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	-
現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	【残留熱除去系注水弁】	-
残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【高圧炉心スプレイ系】 サブレーション・チェンバ	-

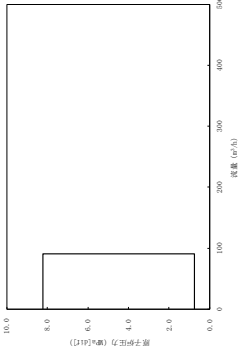
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (1/4)

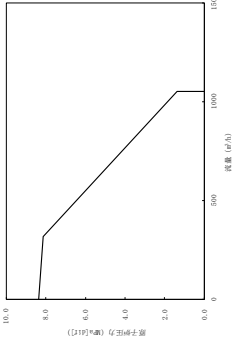
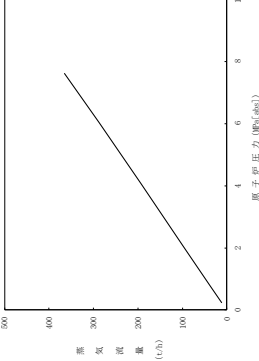
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9 × 9 燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
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
水源温度	49°C	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定

初期条件

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フランジ部: 16cm ² 残留熱除去系機器等: 1 cm ²	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち, 低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定
安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合には給水・復水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
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 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[diff]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 
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低 (レベル 1 H) にて自動起動 318~1,050 m ³ /h (8.14~1.38MPa[dif]におい て) にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 6 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流量の関係> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 30 分後	ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生 30 分後を設定。
残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 10 時間後に隔離完了	破断面積合計 17cm ² の ISLOCA 発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定。

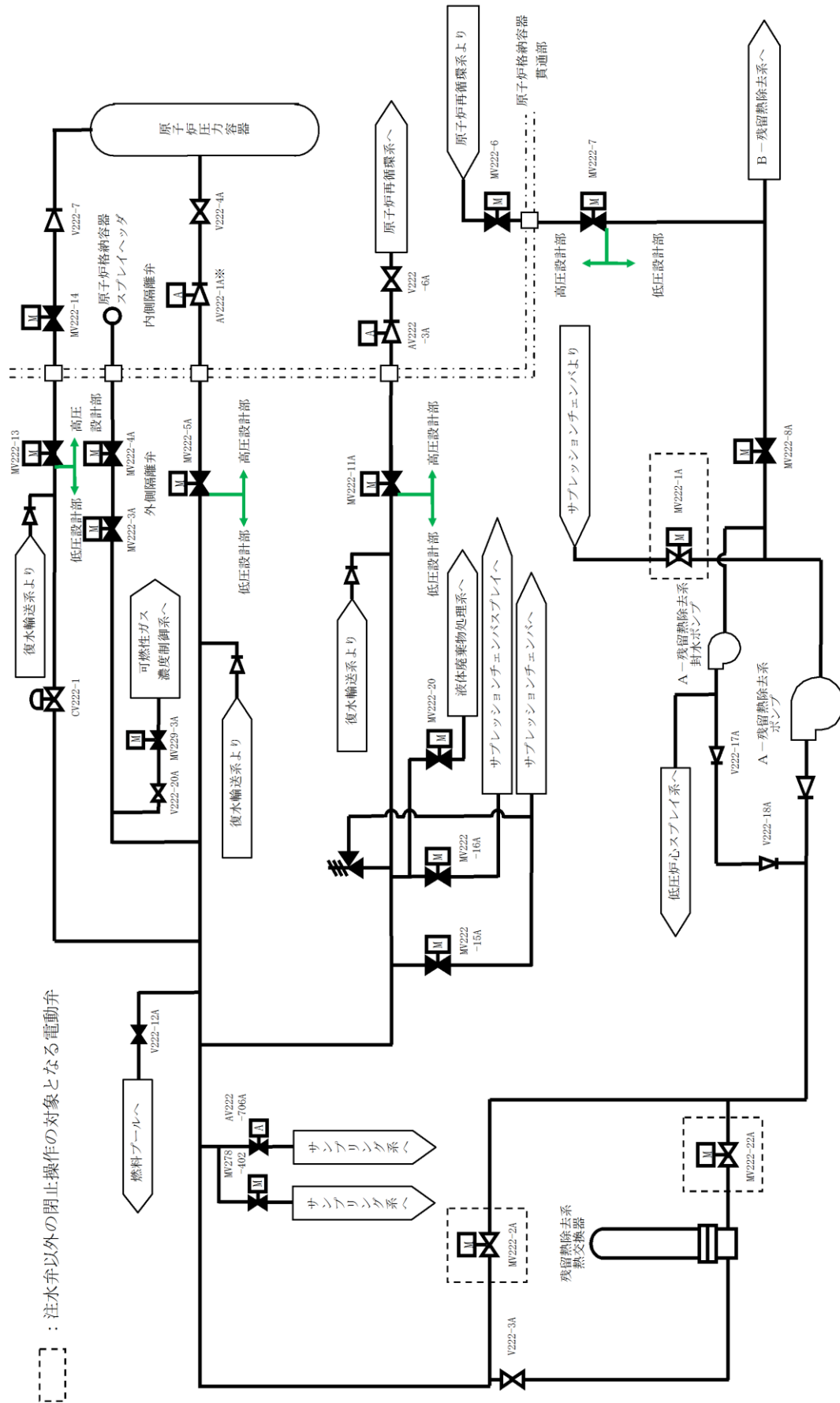
重大事故等対策に関連する操作条件

インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について

A-残留熱除去系にてインターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）が発生した場合の対応操作について、以下に示す。

ISLOCAの発生を確認した場合には、中央制御室からの遠隔操作によりA-残留熱除去系注水弁の閉止操作を実施することで低圧設計部への加圧を停止する。これに失敗した場合には、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧することで漏えい量を抑制するとともに、可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施するとともに、現場操作によりA-残留熱除去系注水弁を閉止する。

また、不要な系統加圧を防止する観点で、A-残留熱除去ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、A-残留熱除去系封水ポンプを停止する。



：注水弁以外の閉止操作の対象となる電動弁

第1図 I S L O C A時に中央制御室からの遠隔操作により閉止する電動弁 (A-残留熱除去系の場合)

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

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」（以下「ISLOCA」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を図1に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し、原子炉格納容器外に系統配管があるラインは下記の通りである。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン
- ・ 残留熱除去系炉頂部ライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気ライン
- ・ ほう酸水注入系注入ライン
- ・ 原子炉浄化系系統入口ライン
- ・ 制御棒駆動系挿入ライン
- ・ 制御棒駆動系引抜ライン
- ・ 主蒸気系ライン
- ・ 給水系注入ライン
- ・ 試料採取系サンプリングライン
- ・ 圧力容器計装系ライン

高圧バウンダリのみで構成されている圧力容器計装系ラインは、ISLOCAの対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい制御棒駆動系挿入ライン、制御棒駆動系引抜ラインおよび試料採取系サンプリングラインは、評価の対象としない。

さらに、ISLOCA発生頻度の観点から、高圧炉心スプレイ系注入ライン、残留熱除去系炉頂部ライン、原子炉隔離時冷却系蒸気ライン、ほう酸水注入系注入ライン、原子炉浄化系系統入口ライン、主蒸気系ライン及び給水系注入ラインは低圧設計部が3弁以上の弁で隔離等されていることから評価の対象とし

ない。

発生頻度の分析について、PRAにおいては、主に原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数及び定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCAの発生確率が高いと考えられる配管（残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン、低圧炉心スプレイ系注入ライン）について、各々の箇所でのISLOCA発生確率を算出している。（事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について）

表1の整理の通り、PRA上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定期試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのISLOCA発生確率が最も高い。各配管におけるISLOCAの発生頻度は、定期試験のある残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおいては 6.0×10^{-8} [/炉年]、低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては 2.0×10^{-8} [/炉年]、定期試験のない残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインにおいては 5.8×10^{-10} [/炉年]、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインにおいては 2.1×10^{-10} [/炉年]である。

以上により、ISLOCAの評価対象の配管は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCAが発生する可能性が最も高く、ISLOCAが発生した場合の影響が最も大きい残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインを選定する。

この評価対象に対して構造健全性評価を実施し、その結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

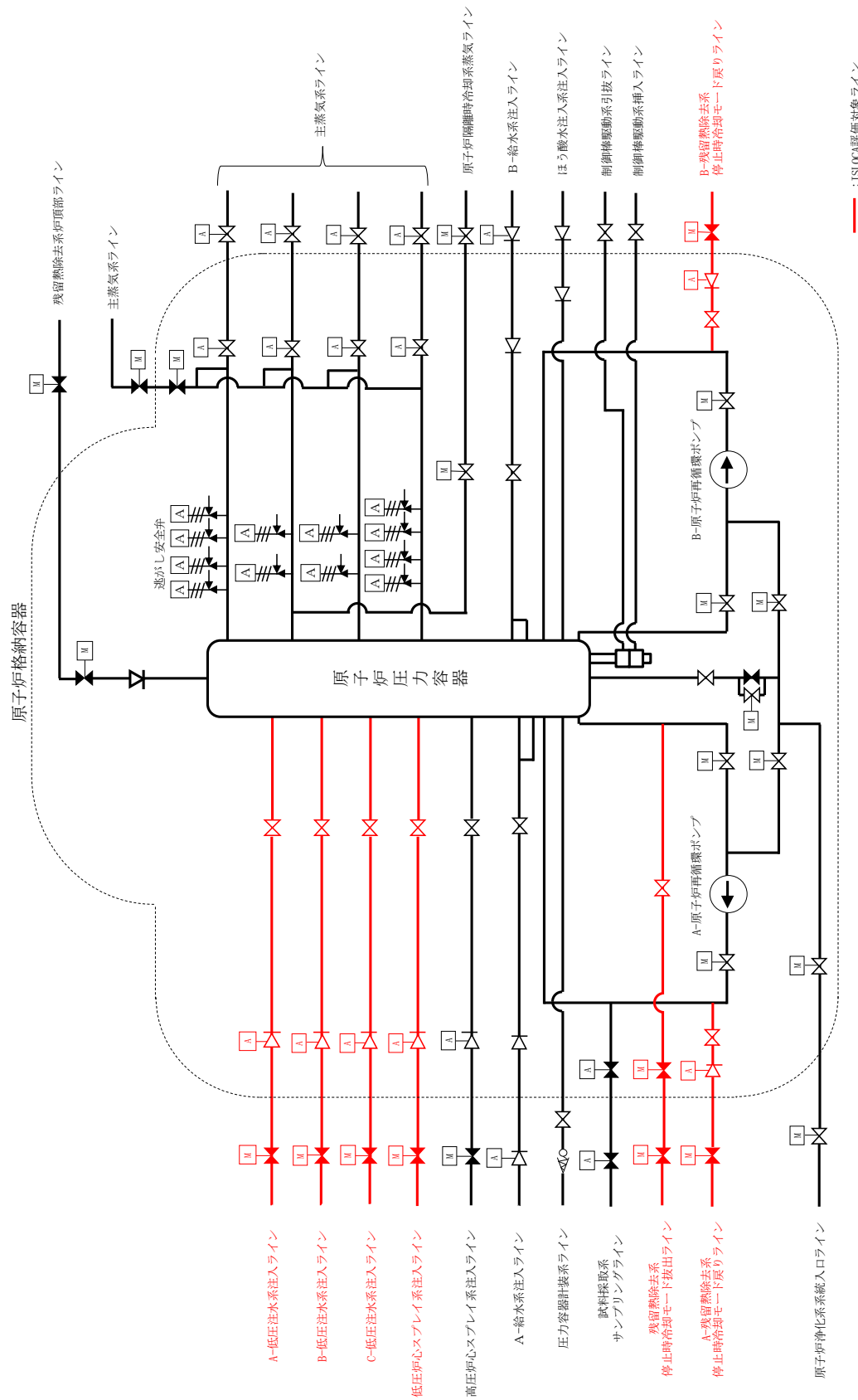


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

表1 低圧設計配管までの弁数，運転中定期試験の有無及び

I S L O C A発生頻度

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定期試験の有無	I S L O C A発生頻度[/炉年]
残留熱除去系(低圧注水モード) 注入ライン※1	2弁	有	6.0×10^{-8}
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	2弁	無	5.8×10^{-10}
残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン※3	2弁	無	2.1×10^{-10}
低圧炉心スプレイ系注入ライン	2弁	有	2.0×10^{-8}

※1：残留熱除去系（低圧注水モード）の注入ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されており，3弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いが，3弁目までは考慮の対象とせず，2弁目までを考慮の対象とした。

※2：残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（10.4MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されている。

※3：残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計（1.37MPa）の配管で構成されている。

2. ISLOCA発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定されたISLOCAの評価対象に対して、実機の系統構成、各機器の特徴を踏まえて隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価の内容について示す。なお、A-残留熱除去系（低圧注水モード）とB-残留熱除去系（低圧注水モード）の系統構成に大きな相違はないため、代表としてA-残留熱除去系（低圧注水モード）について評価を行った。

残留熱除去系（低圧注水モード）の系統概要図を図2に示す。残留熱除去系（低圧注水モード）は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部分と低圧設計部分とを内側隔離弁（逆止弁）及び外側隔離弁（電動仕切弁）の2弁により隔離されている。内側隔離弁（逆止弁）も運転中に弁の開閉試験を行うが、弁の前後に差圧がある場合には弁が開放しない構造であるため、外側隔離弁（電動仕切弁）が開放する事象を想定する。評価においては、厳しい想定として、内側隔離弁（逆止弁）が全開した状態で外側隔離弁（電動仕切弁）が全開とした。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約8秒（全ストローク217mm）となっており、電氣的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

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

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

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

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

ここで、 α は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管の配管長^{*2}を元に保守的に 200m^{*3}とし、水の音速(α)を 1,500m/s^{*4}とすると、管路内を圧力波が往復する時間(μ)は約 0.27 秒となる。即ち、弁開放時間(T)を残留熱除去系（低圧注水モード）の電動仕切弁の約 8 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、次項にて示す強度評価において、例えば配管で最も厳しい No. 23 配管の最小厚さ (ts) 13.21mm における許容圧力（1次一般膜応力 0.6Su 適用値）は 10MPa を超えており、十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ (Su) までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

- * 1 : 水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕第 2 編「水撃作用」（財）電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三
- * 2 : 残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 150m
- * 3 : 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。
- * 4 : 圧力 7.2 MPa[abs]、水温 38°C の場合、水の音速は約 1540m/s となる。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の外側隔離弁（電動仕切弁）が 8 秒で全閉から全開することにより、図 3 に示す低圧設計部の範囲が過圧された場合の圧力推移を TRACG コードにより評価した。

残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値を表 2 に、圧力推移図を図 4 に示す。

表 2 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値

位置*	圧力最大値 (MPa[abs])
注水弁入口 (①)	7.7
逃し弁入口 (②)	7.4
残留熱除去系熱交換器 (③)	7.9
ポンプ出口逆止弁出口 (④)	8.0

※数字は図 3 における位置を表す。

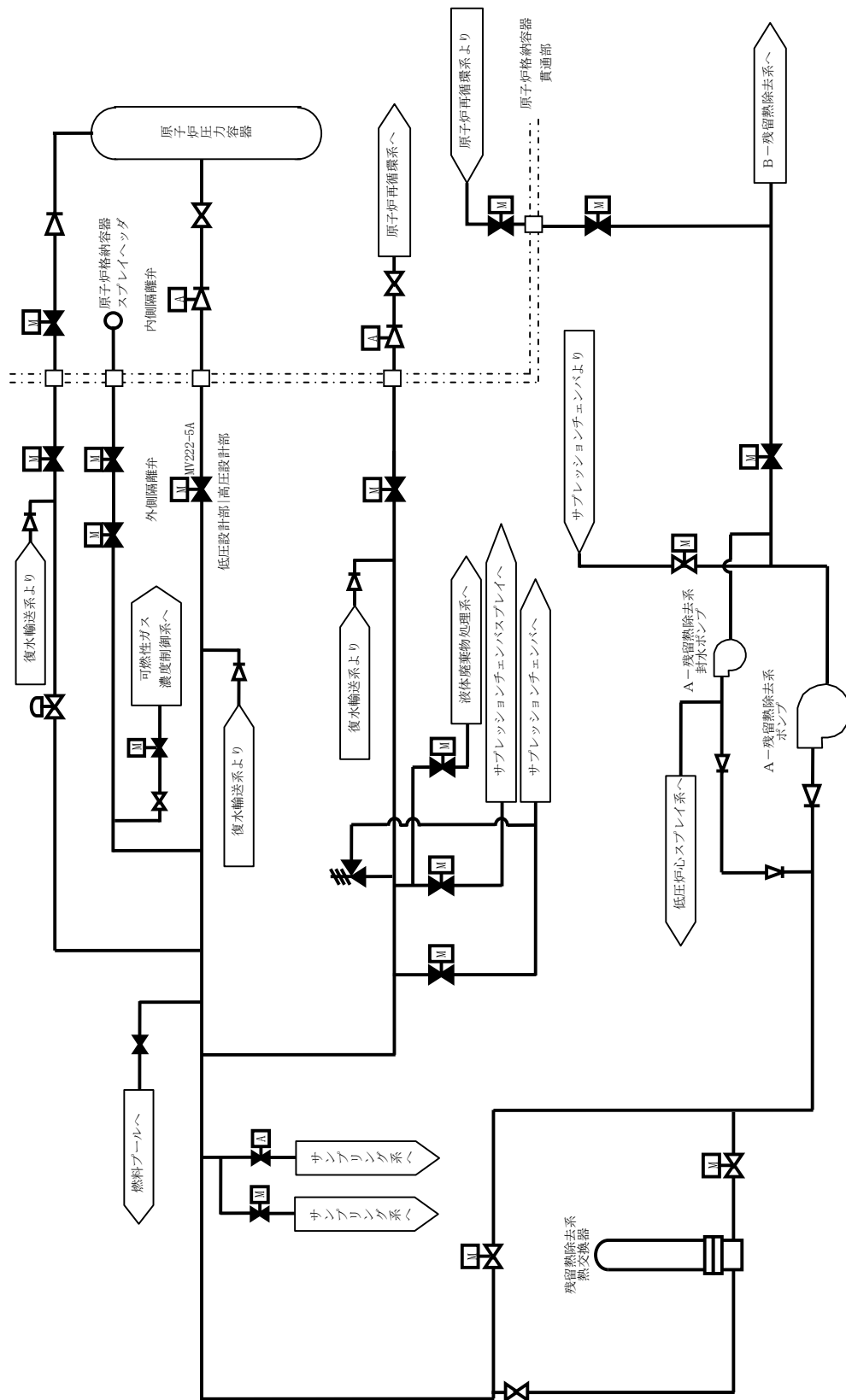


図2 A-残留熱除去系 (低圧注水モード) 注入ライン概要図

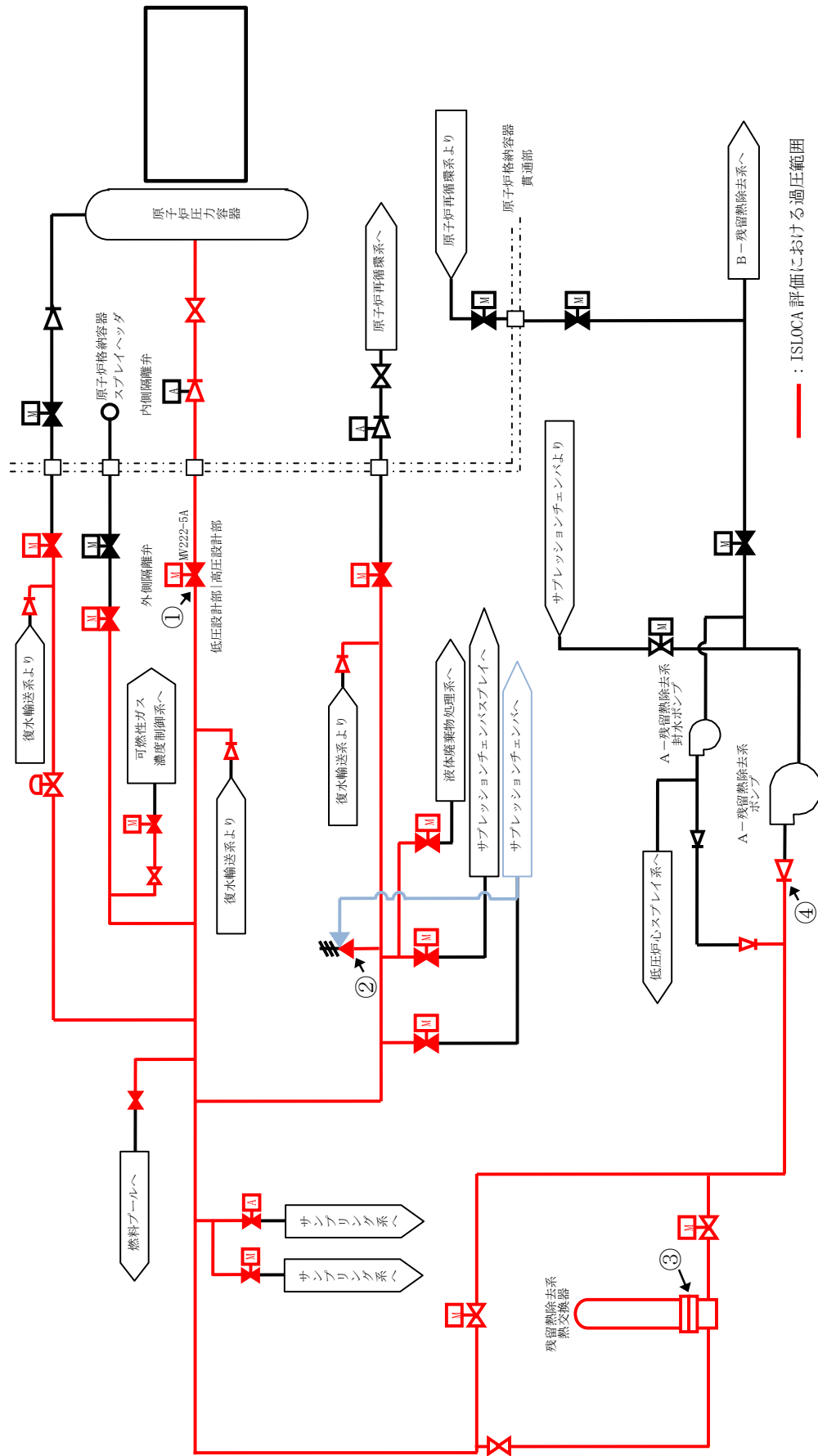


図3 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時評価概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

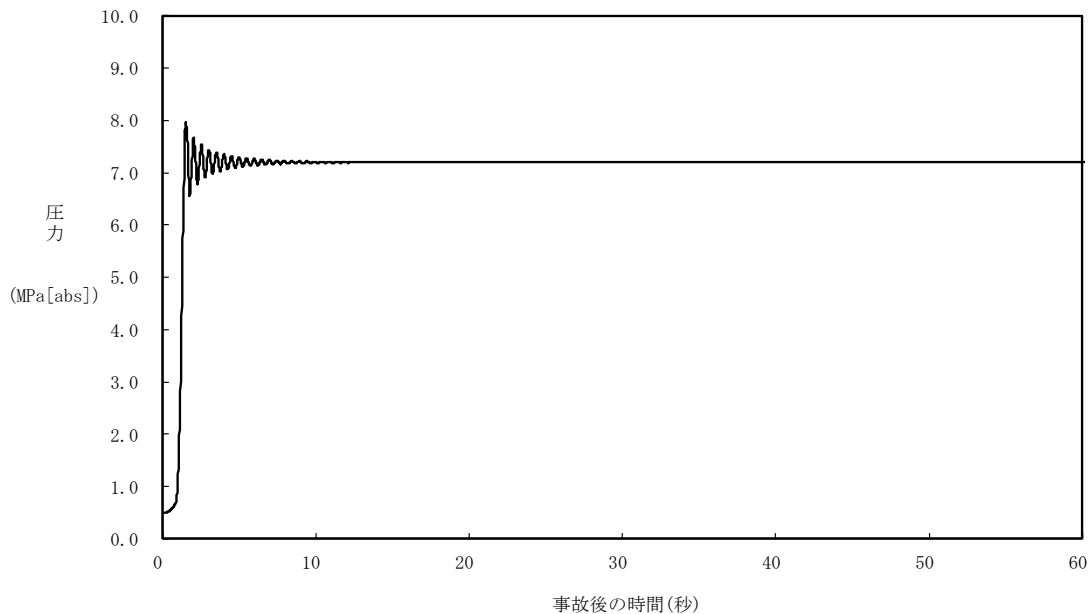


図4 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の圧力推移例
（ポンプ出口逆止弁出口位置）

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側）の圧力 [] に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力 [] まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価に当たっては、TRACGの解析結果を踏まえ、隔離弁開放直後の最大圧力と系統待機水の温度（室温程度）との組み合わせ、隔離弁開放から 10 秒程度以降の静定圧力と静定温度（炉圧及び炉水温度相当）との組み合わせを考慮して評価圧力・温度を設定し、評価対象機器の構造健全性評価を実施した。

[]

として評価を実施した。

また、破断面積の算出においては、隔離弁開放直後の最大圧力と漏えい発生後の静定温度を保守的に組み合わせることで評価を実施した。

[]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 構造健全性評価

3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力(7.4MPa [gage]), 温度(288℃)の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を図 5 及び表 3 に示す。

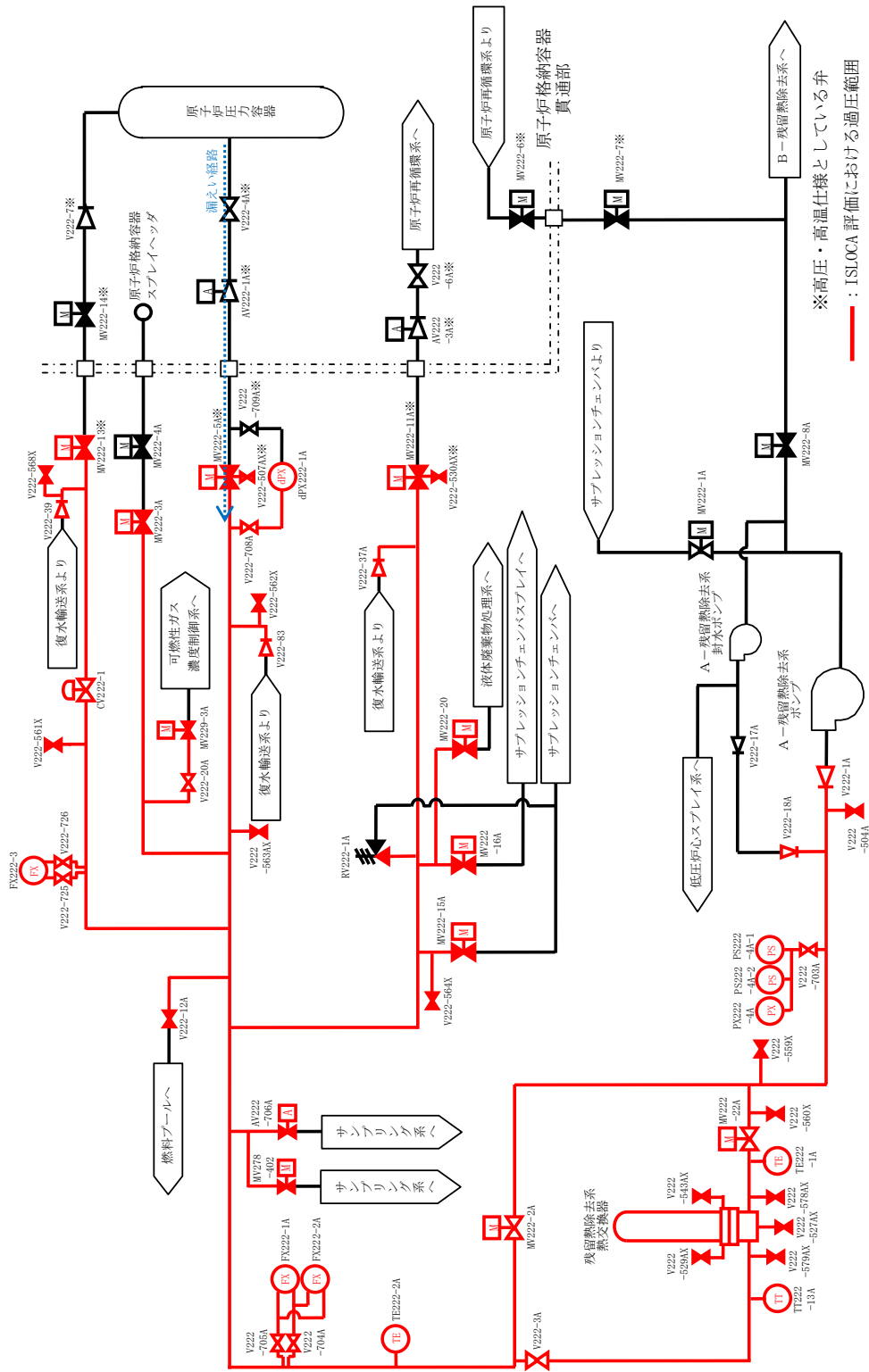


図 5 評価対象範囲系統図

表3 評価対象範囲に設置された機器

機器		弁番号, 個数等	
残留熱除去系熱交換器		1 個	
逃がし弁		1 台 RV222-1A	
弁	プロセス弁	19 台 V222-1A, V222-3A, V222-12A, V222-18A, V222-20A, V222-39, V222-37A, V222-83, MV222-2A, MV222-3A, MV222-5A, MV222-11A, MV222-13, MV222-15A, MV222-16A, MV222-20, MV222-22A, MV229-3A, CV222-1	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	15 台 V222-504A, V222-507AX, V222-527AX, V222-529AX, V222-530AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX
		計器 隔離弁	6 台 V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726
		サンプル 弁	2 台 AV222-706A, MV278-402
計器		10 個 PS222-4A-1, PS222-4A-2, PX222-4A, FX222-1A, FX222-2A, FX222-3, dPX222-1A, TE222-1A, TE222-2A, TT222-13A	
低圧注水系配管		1 式	

3.2 構造健全性評価の結果

(1) 熱交換器 (別紙2)

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「島根原子力発電所 工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。)を基に設計上の裕度を確認し、裕度が2以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板及び伝熱管について評価した。

a. 水室フランジ、水室フランジボルト

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の値	判定基準	判定※
水室フランジ	120MPa (発生応力)	438MPa (許容応力)	○
水室フランジボルト	64,029 (ボルトの総断面積)	26,161 (ボルトの必要な断面積)	○

※水室フランジについては、発生応力が許容応力以下であること、水室フランジボルトについては、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であること

b. 管板

設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さ規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
管板	SFVC2B		163	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c. 伝熱管

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
伝熱管	SUS304TB			○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 逃がし弁 (別紙3)

a. 弁座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さが必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定*
弁座	<input type="text"/>	0.8	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁体

弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa) が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判定*
弁体	41	88	○

※発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定*
弁本体の耐圧部	<input type="text"/>	0.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
ボンネットナット座面	68	632	○
ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面	52	438 (ボンネットフランジ) 392 (リフト制限板)	○

※発生応力が許容応力以下であること

(3) 弁 (別紙4)

a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ [t_s] (mm)	計算上必要な厚さ [t] (mm)	判定※ ($t_s \geq t$)
弁本体の耐圧部		0.2~3.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
ボンネットナット座面	36~280	524~865	○
ボンネットフランジと 弁箱フランジの合わせ面	45~92	438 (ボンネットフランジ) 407~438 (弁箱フランジ)	○

※発生応力が許容応力以下であること

なお、以下の弁は加圧時の温度、圧力以上で設計していることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁		MV222-5A	8.62MPa	302℃
		MV222-11A	10.4MPa	302℃
		MV222-13	8.62MPa	302℃
その他の弁	ドレン弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
	ベント弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第I編 別表1にて温度300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa

(4) 計器 (別紙 5)

a. 圧力計, 差圧計

以下の圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1, PS222-4A-2 については, 漏えいが想定されるため, 株部のプロセス取合い (外径: 5mm) の断面積から, 破断面積を下表のとおり評価した。

以下の圧力計及び差圧計のうち, PS222-4A-1, PS222-4A-2 以外の計器は, 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており, 破損は発生しないことを確認した。なお, 構造材の温度上昇に伴う耐力低下 (温度 $-30\sim 40^{\circ}\text{C}$ における設計引張強さに対する 288°C における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%) を考慮しても, 計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

計器番号	計器設備耐圧 (MPa)	判定	破断面積 (mm^2)
PS222-4A-1	5.4	×	19.63
PS222-4A-2	4.4	×	19.63
PX222-4A	14.7	○	—
FX222-1A	22.1	○	—
FX222-2A	22.1	○	—
FX222-3	22.1	○	—
dPX222-1A	15	○	—

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」(JSME S012-1998) を適用し, 同期振動発生回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果, 換算流速 V_r が 1 より小さく, 組合せ応力が許容値以下, かつ応力振幅が設計疲労限以下であることから, 評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(同期振動発生回避または抑制評価)

計器番号	流速 V (m/sec)	換算流速 V_r	換算減衰率 C_n	判定*
TE222-1A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)
TE222-2A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)
TE222-13A	1.26	0.03	0.21	○ ($V_r < 1$ のため)

* $V_r < 1$, $C_n > 64$ 又は $V_r < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$ のいずれかを満足すること

(流体振動に対する強度評価)

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の設計疲労限 σ_F (MPa)	判定*
TE222-1A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-2A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-13A	17.0	165	0.07	84	○

※組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること, かつ応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5) 配管 (別紙6)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは、必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判定※
管	7.53~16.63	1.04~3.24	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm)【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定※
フランジ部	-0.02				○
	-0.08				○

※伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの合計圧縮量が許容圧縮量以下であること

4. 破断面積の設定について（別紙7）

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

上記評価に基づき、有効性評価では、計器の破断面積として保守的に約 1cm² を想定する。

さらに、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力（7.9MPa[gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm ²)
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部の破断面積として保守的に約 16cm² を想定する。

なお、評価対象のうちA－残留熱除去系（低圧注水モード）及びB－残留熱除去系（低圧注水モード）以外の低圧炉心スプレイ系及びC－残留熱除去系（低圧注水モード）には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水モード）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉棟内に漏えいすることで、建物下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建物内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C AはA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生するものとする。

なお、I S L O C AがB-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生することを想定した場合、破断面積（約 17 cm²）及び破断箇所（残留熱除去系熱交換器フランジ部及び残留熱除去系機器等）はA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインの場合と同等であり、原子炉建物における雰囲気温度等は同程度上昇する。

C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインにて発生することを想定した場合、漏えい箇所が圧力スイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C Aより小規模となるため、原子炉建物における雰囲気温度等の上昇は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C A発生時よりも小さくなる。

（1）設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおけるI S L O C A発生時に期待する設備は、隔離操作を行う注水弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、B-残留熱除去系及び逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

漏えい量が最も多く環境条件の厳しくなるA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのI S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について、以下のとおり評価した。なお、有効性評価で想定した以外の系統（B-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ライン）においてI S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、表 4-1～4-4 に示すとおり、I S L O C A対応に必要な設備の健全性に影響がないことを確認している。

a. 溢水による影響（別紙8）

I S L O C Aによる原子炉冷却材の漏えいのうち、A-残留熱除去系圧力スイッチからの溢水は、漏えい発生区画と隣接する原子炉隔離時冷却系のポンプ室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、原子炉隔離時冷却系のポンプ室は溢水の影響を受けない。また、A-残留熱除去系熱交換器からの溢水は、漏えい発生区画で滞留したのちに、隣接区画へ伝播し、最終滞留箇所であるトーラス室に排出されるが、高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ室は、トーラス室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装設備も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ室等の溢水の流入がない区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇はないため、系統の運転に必要な補機冷却系等を含め、これらの系統機能は維持される。また、隔離操作を行う注水弁（MV222-5A）は、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有していることから、機能維持される。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、東側PCVペネトレーション室における吸収線量率は最大でも約8.0mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.76kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系におけるI S L O C A発生時に必要な現場操作は、A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作である。B-残留熱除去系、C-残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系でI S L O C Aが発生した場合も現場操作は、注水弁の閉止操作である。

I S L O C A発生時における原子炉棟内状況概要を図6に、A-残留熱除去系の注水弁の操作場所、アクセスルート及び漏えい水が伝播する範囲を図7に示す。

また、漏えい水が伝播する範囲の溢水水位を表6に示す。A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時は、原子炉棟内の環境を考慮して、漏えいが発生している階より上階を移動することとしている。

漏えい量が最も多いA-残留熱除去系でのISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

なお、有効性評価で想定した以外の系統(B-残留熱除去系(低圧注水モード)注入ライン、C-残留熱除去系(低圧注水モード)注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ライン)においてISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、表4-1~4-4に示すとおり、漏えい隔離操作に影響がないことを確認している。

a. 溢水による影響(別紙8)

図6及び図7に示すとおり、ISLOCAによる原子炉冷却材漏えいが発生する階より上階を移動することから、溢水によるアクセス性への影響はない。また、注水弁は原子炉棟内中1階(EL19.0m)の床面上に設置されており、この場所において注水弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している10時間までの原子炉冷却材の流出量は約600m³であり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定してもアクセスルート上に溢水はなく、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響(別紙8)

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内において、原子炉減圧後に原子炉棟内環境が静定する事象発生約9時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している10時間後までの温度及び湿度は、最大で約44℃及び約100%である。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分(表5参照)であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である。^{※1}

なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、保護具(汚染防護服、耐熱服、個人線量計、作業用長靴、酸素呼吸器、綿手袋、ゴム手袋)を着用する。

※1 想定している作業環境(約44℃)においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3時間~4時間として知られている。(出典:消費者庁 News Release(平成25年2月27日))

c. 放射線による影響(別紙9)

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという、保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で

約 8.0mSv/h である。A－残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約 38 分^{*1}であるため、作業時間を保守的に 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約 8.0mSv となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約 9 時間後における線量率は約 1.3mSv/h であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約 1.3mSv となる。

なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一部は原子炉建物ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時においては原子炉建物放射能高の信号により中央制御室の換気系は再循環運転モードとなるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

表 4-1 I S L O C A 時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (A-残留熱除去系における I S L O C A 発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	残留熱除去系 (サブレ ッション・プールの水冷 却モード) による原子 炉格納容器除熱	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	B-残留熱除去系	B-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5A)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (ELI.3m)	原子炉建物 (ELI.3m)	原子炉建物 (ELI.3m)	東側 P C V の トレーション室 (ELI19m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C A により漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物内温度は約 44℃のため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 線量率約 1.3mSv/h に対して、操作時間 (移動時間含む) を約 1 時間と想定した場合でも、実効線量は約 1.3mSv であるため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表4-2 I S L O C A時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (B-残留熱除去系における I S L O C A発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	残留熱除去系 (サブプレ ッション・プール水冷 却モード) による原子 炉格納容器除熱	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	A-残留熱除去系	A-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5B)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	西側 P C V 補修室 (EL23.8m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C Aにより漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物内温度は約 44°Cのため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 線量率 1mSv/h 未満であり、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表4-3 I S L O C A 時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (C-残留熱除去系における I S L O C A 発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイス系による原子炉注水		残留熱除去系 (サブプレ ッション・プールの冷却 モード) による原子炉熱 除去	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉熱除去	漏えい箇所隔離操作
	機器	逃がし安全弁	高圧炉心スプレイス系	A (B)-残留熱除去系	A (B)-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5C)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	西側 P C V ^h ネットジョン室 (EL23.8m)
	時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	・中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	・隔離操作場所及びそのアクセスル ートについては、I S L O C A に より漏えいが発生する機器の設置 されているフロアよりも上層に位 置しているため、溢水の影響を受 けず、隔離操作及び操作場所への アクセスは可能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格 納容器内に設置されており、お り、関連計装品も含め影 響はない。	・原子炉隔離時冷却系が 設置されている区画で 溢水は発生しない。	・高圧炉心スプレ イス系が設置されてい る区画で溢水は発 生しない。	・ A (B)-残留熱除去 系が設置されてい る区画で溢水は発 生しない。	・ A (B)-残留熱除去 系が設置されてい る区画で溢水は発 生しない。	
雰囲気温 度・湿度 評価	・中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	・原子炉建物内温度は約 44℃未満で 推移するため、隔離操作及び操作 場所へのアクセスは可能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格 納容器内に設置されており、お り、関連計装品も含め影 響はない。	・雰囲気温度・湿度に 対して原子炉隔離時冷却 系の耐性が十分にある ため、機能維持される。	・雰囲気温度・湿度に 対して高圧炉心 スプレイス系の耐性 が十分にあるた め、機能維持され る。	・雰囲気温度・湿度に 対して A (B)-残留 熱除去系の耐性が 十分にあるため、機 能維持される。	・雰囲気温度・湿度に 対して A (B)-残留 熱除去系の耐性が 十分にあるため、機 能維持される。	
放射線量 評価	・中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	・線量率 1mSv/h 未満であり、隔離操 作及び操作場所へのアクセスは可 能である。
	・逃がし安全弁は原子炉格 納容器内に設置されており、お り、関連計装品も含め影 響はない。	・放射線量に対して原子 炉隔離時冷却系の耐性 が十分にあるため、機 能維持される。	・放射線量に対して 高圧炉心スプレ イス系の耐性が十分 にあるため、機能維 持される。	・放射線量に対して A (B)-残留熱除去系 の耐性が十分にあ るため、機能維持さ れる。	・放射線量に対して A (B)-残留熱除去系 の耐性が十分にあ るため、機能維持さ れる。	

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表4-4 I S L O C A時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (低圧炉心スプレイス系における I S L O C A発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	残留熱除去系(サブレス ション・プール水冷却 モード)による原子 炉格納容器除熱	残留熱除去系(原子炉 停止時冷却モード)に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	A(B)-残留熱除去系	A(B)-残留熱除去系	注水弁 (MV223-2)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物(EL1.3m)	原子炉建物(EL1.3m)	原子炉建物(EL1.3m)	南側P C V ^h 制御室 (EL19.5m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C Aにより漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物内温度は約 44℃未満で推移するため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作のため、操作可能である。 逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。 	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> 線量率 1mSv/h 未満であり、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表5 I S L O C A発生時の現場滞在時間及び操作の想定時間

注水弁の閉止操作での 原子炉棟内の滞在時間 想定時間 (所要時間目安)	Aー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約 38 分※2 1 時間 (所要時間目安 40 分)	Bー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約 37 分※2 1 時間 (所要時間目安 39 分)	Cー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約 37 分※2 1 時間 (所要時間目安 39 分)	低圧炉心スプレイ系注水弁 隔離操作の場合 約 41 分※2 1 時間 (所要時間目安 42 分)
(1)移動： 所要時間目安時間 2 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (第 2 チェックポイント) から原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック)) (2)移動： 所要時間目安時間 7 分 (移動経路：原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 1 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間時間 31 分 (操作対象 1 弁：原子炉棟地上 1 階 (東側 P C V ペネトレーション室))	(1)移動： 所要時間目安時間 2 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (第 2 チェックポイント) から原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック)) (2)移動： 所要時間目安時間 6 分 (移動経路：原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間時間 31 分 (操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室))	(1)移動： 所要時間目安時間 2 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (第 2 チェックポイント) から原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック)) (2)移動： 所要時間目安時間 6 分 (移動経路：原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間時間 31 分 (操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室))	(1)移動： 所要時間目安時間 2 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (第 2 チェックポイント) から原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック)) (2)移動： 所要時間目安時間 6 分 (移動経路：原子炉棟地上 2 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間時間 31 分 (操作対象 1 弁：原子炉棟地上 2 階 (西側 P C V ペネトレーション室))	(1)移動： 所要時間目安時間 1 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (第 2 チェックポイント) から原子炉棟地上 1 階 (東側エアロック)) (2)移動： 所要時間目安時間 10 分 (移動経路：原子炉棟地上 1 階 (東側エアロック) から原子炉棟地上 1 階 (南側 P C V ペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間時間 31 分 (操作対象 1 弁：原子炉棟地上 1 階 (南側 P C V ペネトレーション室))

※2 以下作業時間のうち、(2)及び(3)を足した時間が、原子炉棟内の滞在時間となる。

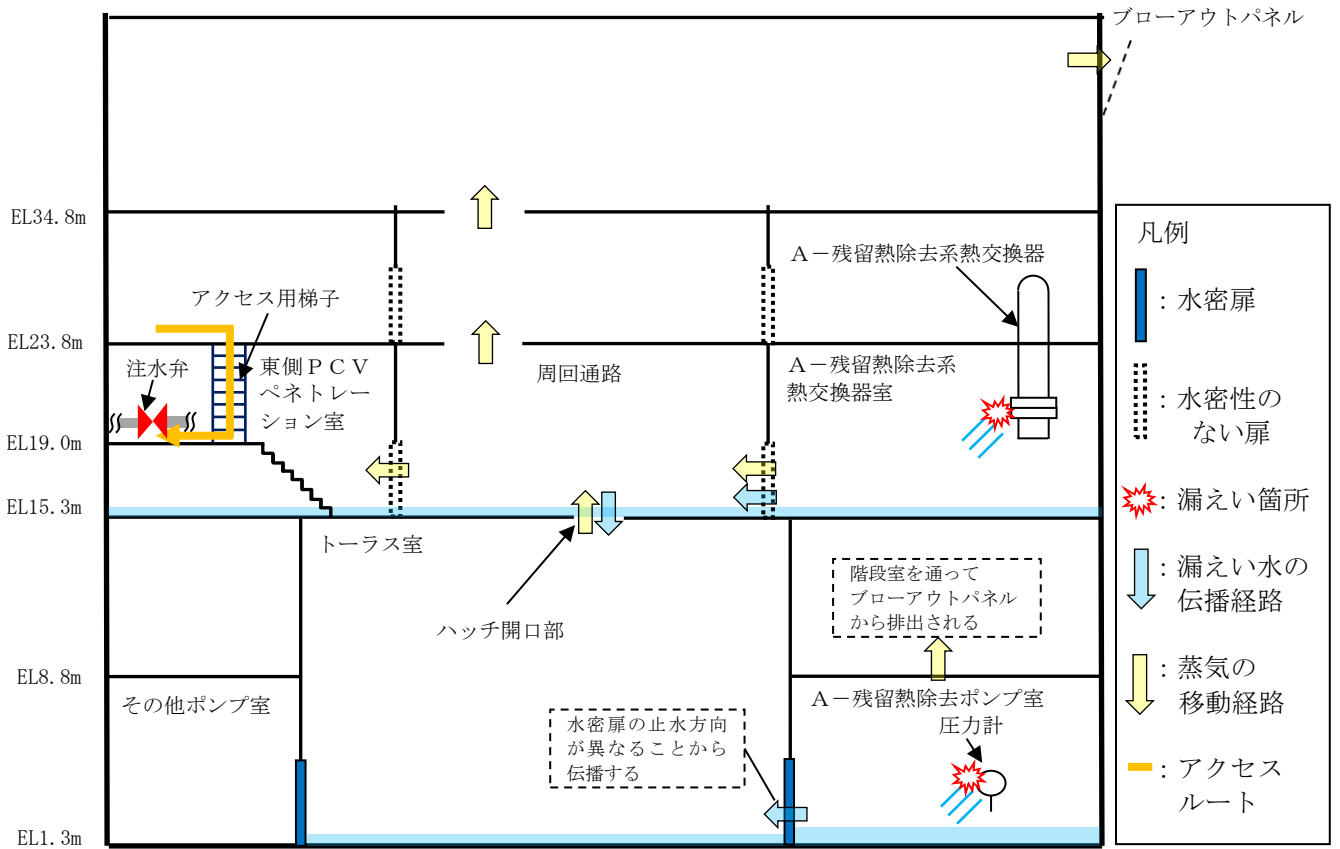


図6 A-残留熱除去系 原子炉棟内状況概要

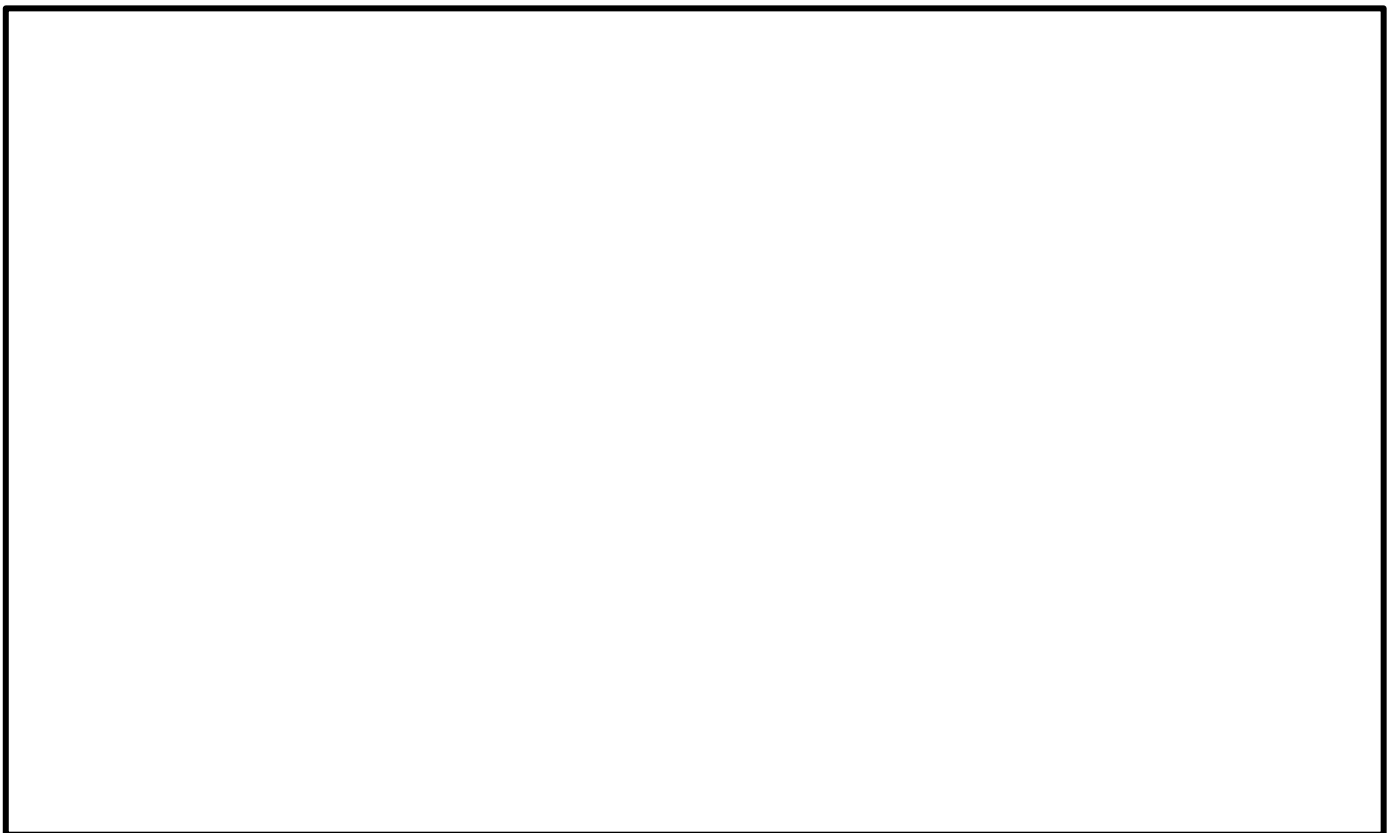


図7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

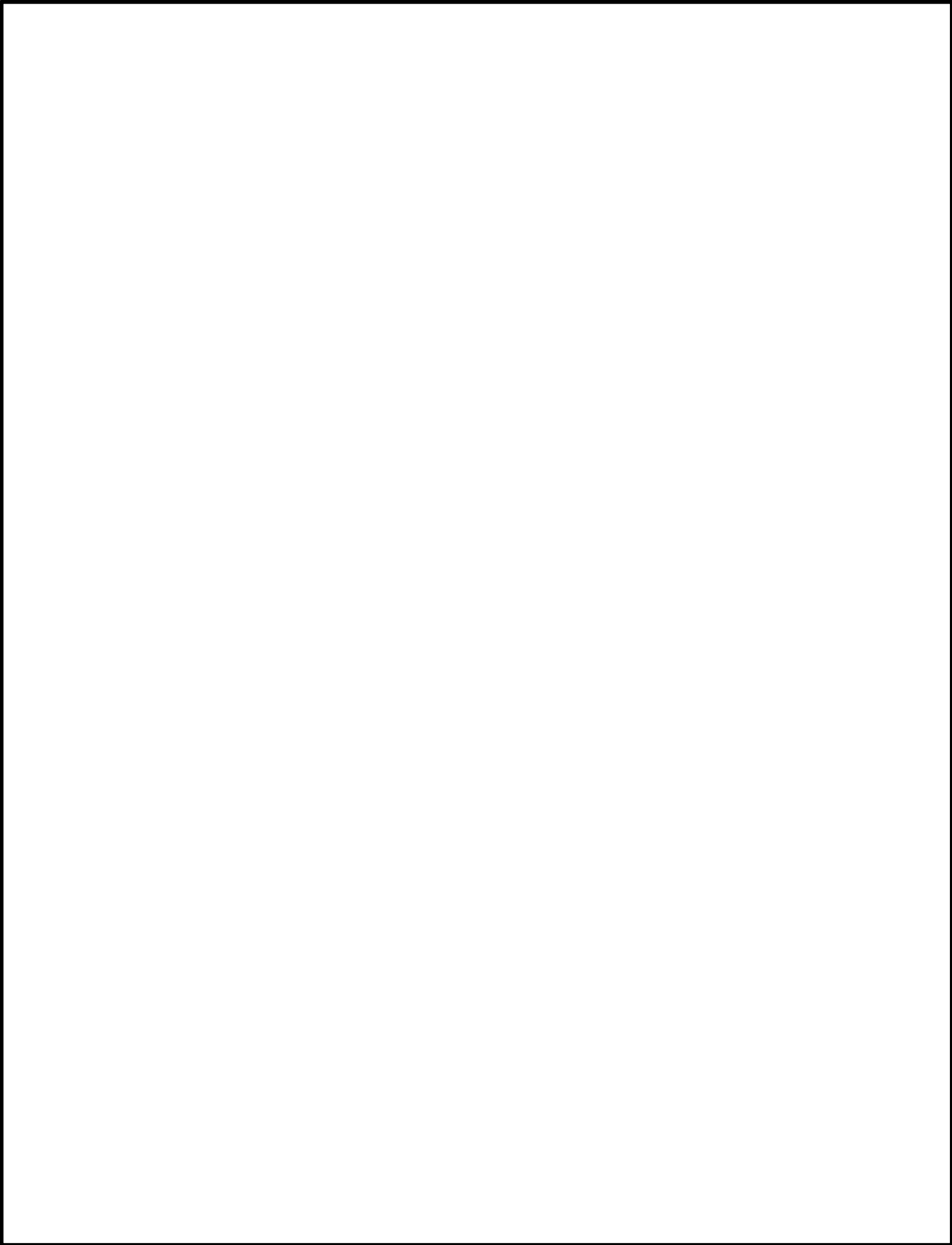


図7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表6 A-残留熱除去系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m ³] ^{※1}	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m] ^{※2})
A-残留熱除去系 熱交換器	560	1階 (15.3[m])	0.17 ^{※3}
		地下2階 (1.3[m])	0.65
A-残留熱除去系 圧力スイッチ	35		

※1 事象発生10時間後の溢水量

※2 伝播を考慮した水位

※3 ハッチからの排出評価を実施

(3) 結 論

ISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、ISLOCA対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の確認操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。

6. 敷地境界の実効線量評価について

I S L O C A の発生後, 原子炉棟が加圧され原子炉建物ブローアウトパネルが開放された場合, 原子炉棟内に放出された核分裂生成物が原子炉建物ブローアウトパネルから大気中に放出されるため, この場合における敷地境界の実効線量を評価した。

その結果, 敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となった。

A, B－残留熱除去系電動弁作動試験について

この試験は、保安規定第 39 条に基づく試験であり、原子炉の状態が運転、起動又は高温停止において 1 箇月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第39条（抜粋）

低圧注水系（格納容器冷却系）の注水弁，ドライウェルスプレイ弁，トーラススプレイ弁，残留熱除去系テスト弁および試験可能逆止弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態および主要配管が満水であることを確認する。

熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について、I S L O C A 発生時の圧力（7.4MPa[gage]*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

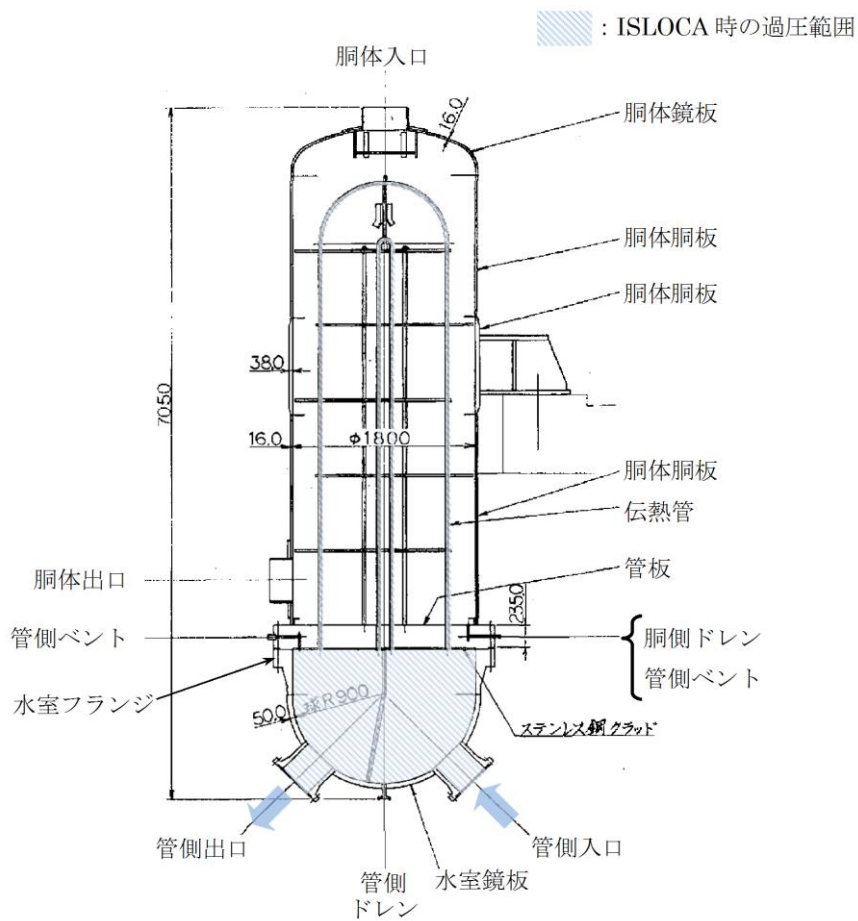
既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について評価した。別表 2-1 に既工認強度計算結果の設計裕度、別図 2-1 に残留熱除去系熱交換器構造図を示す。

別表 2-1 既工認強度計算結果の設計裕度 (40kg/cm², 185°C)

評価部位	実機の値	判定基準	裕度※	備考
水室鏡板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥14.80mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥6.47mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側ベント/ ドレン管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥1.70mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台 (補強計算)	12483mm ² (補強に有効な面積)	≥5038mm ² (補強に必要な面積)	2.47	
水室フランジ	6.5kg/mm ² (発生応力)	≤12.2kg/mm ² (許容応力)	1.87	
水室フランジ ボルト	64029mm ² (ボルト総断面積)	≥59796mm ² (ボルトの所要 総断面積)	1.07	
管側出入口管台 フランジ	6.1kg/mm ² (発生応力)	≤12.2kg/mm ² (許容応力)	2.00	
管側出入口管台 フランジボルト	13480mm ² (ボルト総断面積)	≥4401mm ² (ボルトの所要 総断面積)	3.06	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥226.02mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	最小裕 度部位
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥0.65mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	

※小数点第3位切り捨て

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 2 - 1 残留熱除去系熱交換器構造図

1.2 評価方法

(1) 水室フランジ (ボルト含む)

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。

(2) 管板

管板は、JSME 設計・建設規格 PVC-3510「管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、管板の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

$$t = \frac{FD}{2} \frac{P}{Su} = 163(\text{mm}) < \text{実際の最小厚さ} (= \square \text{ mm})$$

t : 管板の必要な厚さ

F : 管板の支え方による係数 (=1.25)

D : パッキンの中心円の径 (=1997.18 (mm))

Su : 管板の設計引張強さ (=438 (MPa) 【SFVC2B (288°C)】)

(3) 伝熱管

伝熱管の評価は、JSME 設計・建設規格 PVC-3610「管台の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、伝熱管の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

a. 内圧に圧力を受ける管台の必要厚さ t_1

$$t_1 = \frac{PD_0}{2 \times Su \times \eta + 0.8 \times P} = \square < \text{実機の最小厚さ} (= \square (\text{mm}))$$

D_0 : 伝熱管の外径 (= \square (mm))

Su : 伝熱管の設計引張強さ (=392 (MPa) 【SUS304TB (288°C)】)

η : 継手効率 (=1.0)

1.3 評価結果

残留熱除去系熱交換器の各部位について評価した結果、別表 2-2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 2 - 2 評価結果

評価部位	実機の値	判定基準	備考
水室フランジ	120MPa (発生応力)	$\leq 438\text{MPa}$ (許容応力)	
水室フランジ ボルト	64029mm ² (ボルト総断面積)	$\geq 26161\text{mm}^2$ (ボルトの所要 総断面積)	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	$\geq 163\text{mm}$ (必要厚さ)	
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	<input type="text"/> (必要厚さ)	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

逃がし弁からの漏えいの可能性について

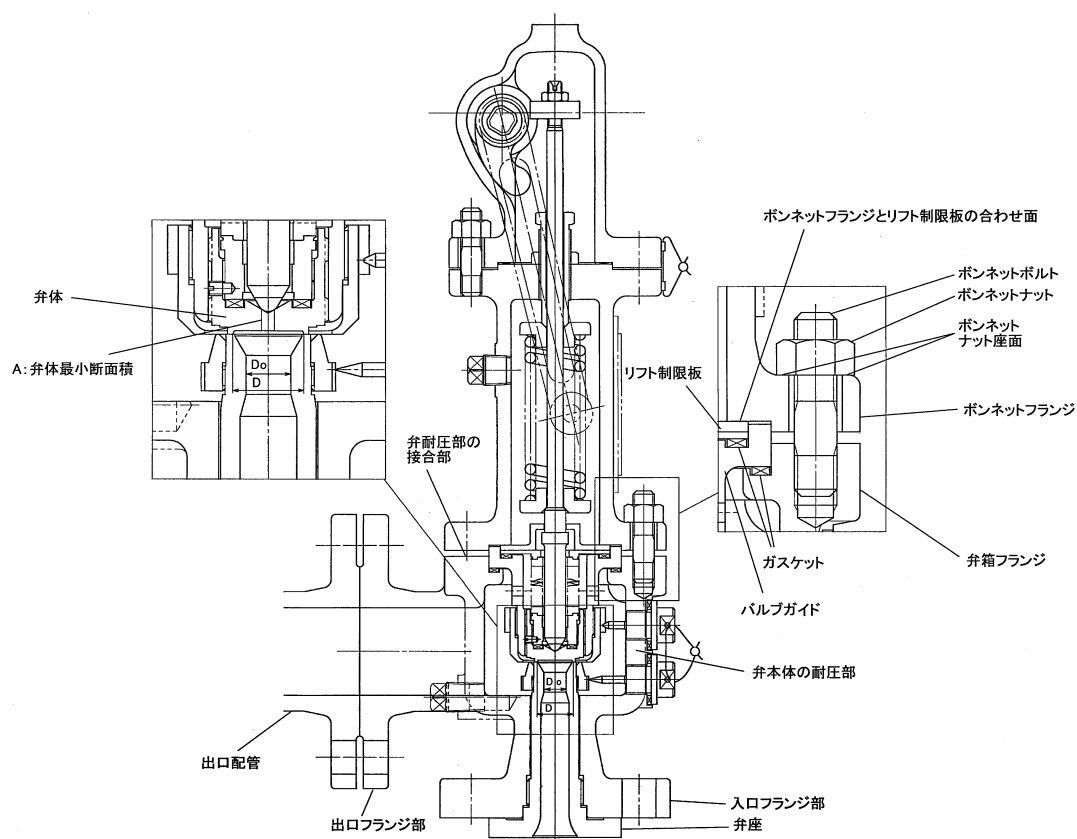
逃がし弁について、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。別図3-1に逃がし弁の構造を示す。



別図 3 - 1 逃がし弁構造図

1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 7.4MPa [gage] になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 7.4MPa [gage]、288℃になるものとして評価する。

(1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒型の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

D₀ : 管台の外径 (mm)

S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)

η : 継手効率※

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0 を使用

(2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部を弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa [gage]) が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認した。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times P$$

σ : せん断応力 (MPa)

F : せん断力 (N)

A : 弁体最小断面積 (mm²)

D : 弁座口の径 (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

(3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P} \quad (\text{解説 VVB} - 1)$$

t : 弁箱の必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438 (MPa), at288°C,)

(4) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラス側の場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量*以下であることを確認した。

※ ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカー試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm²)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図3-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

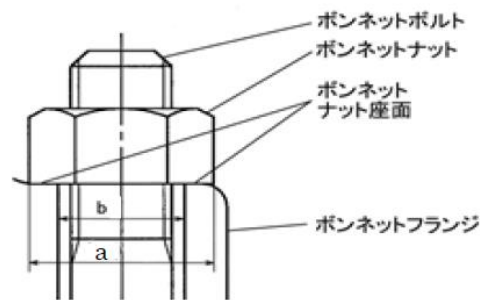
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)



別図3-2 ボンネットナット座面

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'を合わせ面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面を別図3-3に示す。

・ボンネットフランジ及びリフト制限面の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

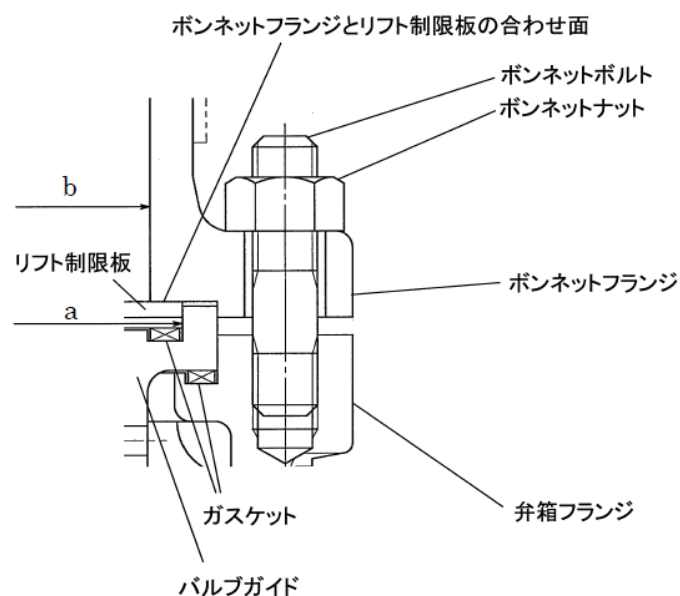
S : メタルタッチ部面積 (mm²)

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm²)



別図3-3 ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面

1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別表3-1から3-7に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、ISLOCA発生時の圧力(7.4MPa [gage])及び原子炉冷却材温度(288℃)が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別表3-1 評価結果 (弁座)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	D ₀ : 外径 (mm)	S : 使用温度における 許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁座		7.4		110		0.8

別表3-2 評価結果 (弁体)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	A : 弁体最小断面積 (mm ²)	D : 弁座口の径 (mm)	許容せん断応力* (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
RV222-1A 弁体		7.4	60.04		88	41

* : ボイラー構造規格より設計の許容値として0.8Sを適用した。

別表3-3 評価結果 (弁本体の耐圧部)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	d : 内径 (mm)	S : 設計引張強さ (MPa)	実機最小厚さ (mm)	必要最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁本体の耐圧部		7.4		438		0.3

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表3-4 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

弁番号	①ボルトフランジの厚さ(ふた) (mm)	②弁箱フランジの厚さ (mm)	③縦弾性係数 (ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボルト) (mm/mm°C)	ボルトの材料	⑤線膨張係数 (ボルトフランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数 (弁箱フランジ) (mm)	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	⑦ボルトの内圧による伸び量 (mm)	⑧ボルトの熱による伸び量 (mm)	⑨ボルトフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)	⑩ボルトボルトの発生応力 (MPa)	伸び量 (mm)
RV222-1A			183960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.003	0.131	0.131	-16	-0.003

別表3-5 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの発生応力)

弁番号	①縮付トルク値 (N・m)	②ボルト本数 (本)	③ボルトボルト外径 (mm)	④ボルトボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ボルトの有効幅 (mm)	⑦ボルト係数	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨不足する荷重 (N)	⑩ボルトボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ボルトボルト径面積 (mm ²)	⑫ボルトボルトの発生応力 (MPa)
RV222-1A		6	12.0	62525				54531	7994	1332	84.30	-16

別表3-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧)

弁番号	ボルトナットの材料	ボルトナットの呼び径	ボルトナット座面の直径 (mm)	ボルトナット座面の面積 (mm ²)	c ボルト本数 (本)	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボルトナット締付部の発生応力 (MPa)	ボルトナットの許容応力の許容応力 (MPa)
RV222-1A		M12		134.8	6	54531	68	632

別表3-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジとリフト制限板の合せ面の面圧)

弁番号	ボンネットフランジの材料	リフト制限板の材料	a 外径 (mm)	b 内径 (mm)	S 面積 (mm ²)	⑨7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボルトフランジとリフト制限板の合せ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	リフト制限板の許容応力 (MPa)
RV222-1A						54531	52	438	392

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

ここで、以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別表 4 - 1 弁の設計圧力・温度

機器等		弁番号	設計圧力	設計温度
弁	プロセス弁	MV222-5A	8.62MPa	302℃
		MV222-11A	10.4MPa	302℃
		MV222-13	8.62MPa	302℃
その他の弁	ベント弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
	ドレン弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

別表 4-2 弁の許容圧力

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa

1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

(1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P} \quad (\text{解説 VVB-1})$$

t : 弁箱の必要な厚さ

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438, 407, 379, 420 及び 357 (MPa), at288°C,

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量^{※3}を下回ることを確認した。

※3 ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカ試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力を下回ること、ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面がメタルタッチする弁については合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付トルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm²)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネットナット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図4-1, 4-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3}/16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)

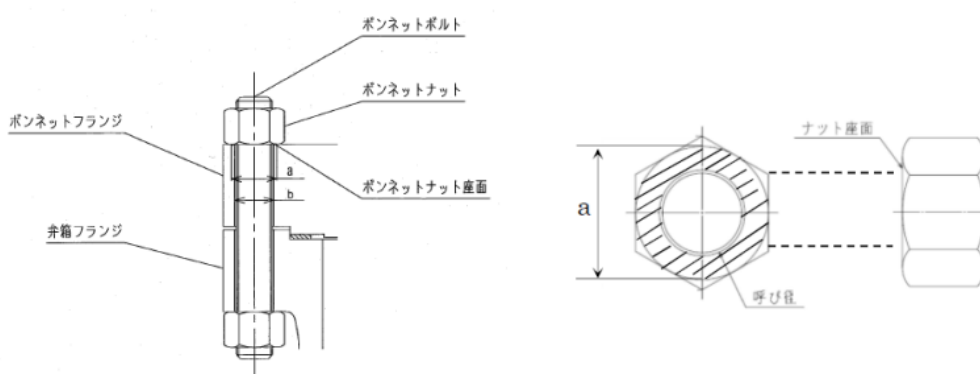
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

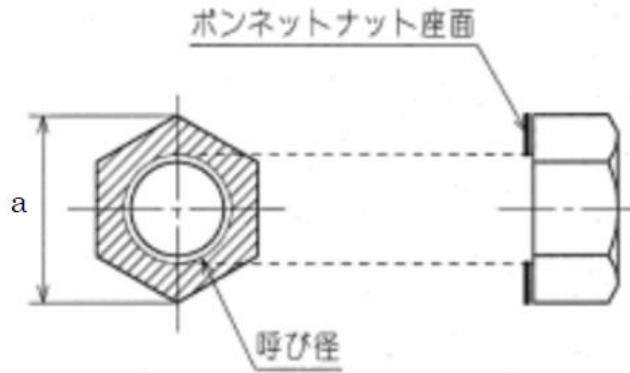
c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (mm²)



別図4-1 ボンネットナット座面<ナット座面丸面>



別図4-2 ボンネットナット座面<ナット座面平面>

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'を合わせ面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットボルト締付時のボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面を別図4-3, 別図4-4に示す。

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

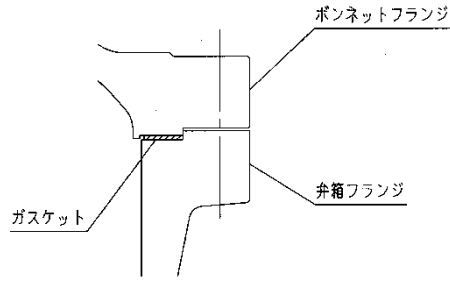
S : メタルタッチ部面積 (mm²)

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧

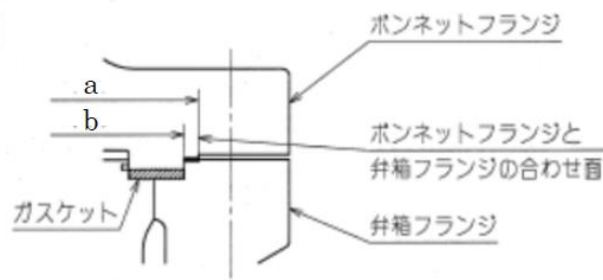
$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm²)



別図4-3 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン1>



別図4-4 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン2>

2. 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第4-3表から別第4-7表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別表 4-3 弁耐圧部の強度評価結果

【プロセス弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
V222-1A		7.4		407		2.9
V222-3A		7.4		407		3.0
V222-12A		7.4		407		1.8
V222-39		7.4		438		0.9
V222-37A		7.4		438		0.9
V222-83		7.4		438		0.9
V222-504A		7.4		438		0.9
MV222-2A		7.4		407		3.3
MV222-3A		7.4		407		3.0
MV222-15A		7.4		407		2.3
MV222-16A		7.4		438		0.9
MV222-20		7.4		438		0.9
MV222-22A		7.4		407		3.0
MV229-3A		7.4		379		0.4
CV222-1		7.4		438		0.8

【サンプル弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
AV222-706A		7.4		420		0.2
MV278-402		7.4		357		0.2

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-4 弁耐圧部の強度評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

【プロセス弁】

弁番号	①ボンネット フランジ 厚さ (ふた) (mm)	②弁箱 フランジ 厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネット ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネット ボルト) (mm/mm°C)	ボンネット ボルトの 材料	⑤線膨張係数 (ボンネット フランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁 箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネット フランジの 材料	弁箱 フランジの 材料	⑦ボンネット ボルトの内圧 による伸び 量 (mm)	⑧ボンネット ボルトの 熱による 伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジ と弁箱フランジの 熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
V222-1A			186960	1.291E-05		1.269E-05	1.291E-05			-0.062	0.404	0.400	-99	-0.058
V222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
V222-12A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.005	0.318	0.318	-11	-0.005
V222-39			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-37A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-83			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
MV222-504A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-2A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.014	0.304	0.304	-30	-0.014
MV222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV222-15A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.041	0.339	0.339	-79	-0.041
MV222-16A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-20			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.016	0.166	0.166	-61	-0.016
MV222-22A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV229-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.052	0.197	0.197	-172	-0.052
CV222-1			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.028	0.249	0.249	-72	-0.028

【サンプル弁】

弁番号	①ボンネット フランジ 厚さ (ふた) (mm)	②弁箱 フランジ 厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネット ボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネット ボルト) (mm/mm°C)	ボンネット ボルトの 材料	⑤線膨張係数 (ボンネット フランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁 箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネット フランジの 材料	弁箱 フランジの 材料	⑦ボンネット ボルトの内圧 による 伸び量 (mm)	⑧ボンネット ボルトの 熱による 伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジ と弁箱フランジの 熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネット ボルトの 発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
AV222-706A			176480	1.171E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.027	0.151	0.220	-100	-0.096
MV278-402			186960	1.291E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.038	0.173	0.229	-142	-0.094

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-5 弁耐圧部の接合部評価結果 (ボルトの発生応力)

【プロセス弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボルト本数 (本)	③ ボルト外径 (mm)	④ ボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ ボルトの有効幅 (mm)	⑦ ボルト係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボルト径面積 (mm ²)	⑫ ボルトの発生応力 (MPa)
V222-1A		12	30.0	1938000				1270431	667569	55631	562.1	-99
V222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
V222-12A		12	23.8	814286				770592	43694	3641	331.7	-11
V222-39		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-37A		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-83		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-504A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-2A		20	29.75	2305882				1973260	332622	16631	551.6	-30
MV222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV222-15A		16	32.75	2274198				1413592	860606	53788	683.5	-79
MV222-16A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-20		8	19.85	394962				282693	112269	14034	230.8	-61
MV222-22A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV229-3A		8	15.85	247319				45897	201422	25178	146.5	-172
CV222-1		8	24.0	490333				287681	202652	25332	353.0	-72

【サンプル弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボルト本数 (本)	③ ボルト外径 (mm)	④ ボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ ボルトの有効幅 (mm)	⑦ ボルト係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボルト径面積 (mm ²)	⑫ ボルトの発生応力 (MPa)
AV222-706A		4	16.0	107875				45282	62593	15648	157.0	-100
MV278-402		4	15.85	123659				40172	83487	20872	146.5	-142

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表4-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧評価結果)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	ボンネットナットの外径 (mm)	ボンネットナットの穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm ²)	c ボンネットナットの本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
V222-1A		M30			576.7	12	1270431	184	759
V222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
V222-12A		M24			377.0	12	770592	171	604
V222-39		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-37A		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-83		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-504A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-2A		M30			665.2	20	1973260	149	604
MV222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV222-15A		M33			791.7	16	1413592	112	604
MV222-16A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-20		M20			280.4	8	282693	127	604
MV222-22A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV229-3A		M16			161.0	8	45897	36	604
CV222-1		M24			551.4	8	287681	66	524

【サンプル弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	ボンネットナットの外径 (mm)	ボンネットナットの穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm ²)	c ボンネットナットの本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
AV222-706A		M16			214.9	4	45282	53	865
MV278-402		M16			131.9	4	40172	77	604

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	a ねじ部外径 (mm)	b ねじ部内径 (mm)	S ねじ部面積 (mm ²)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	弁箱フランジの許容応力 (MPa)
V222-1A					1.640E+04	1270431	78	438	407
V222-39					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-37A					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-83					4.850E+03	216228	45	438	438
CV222-1					3.148E+03	287681	92	438	438

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

計器からの漏えいの可能性について

計器について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 圧力計，差圧計

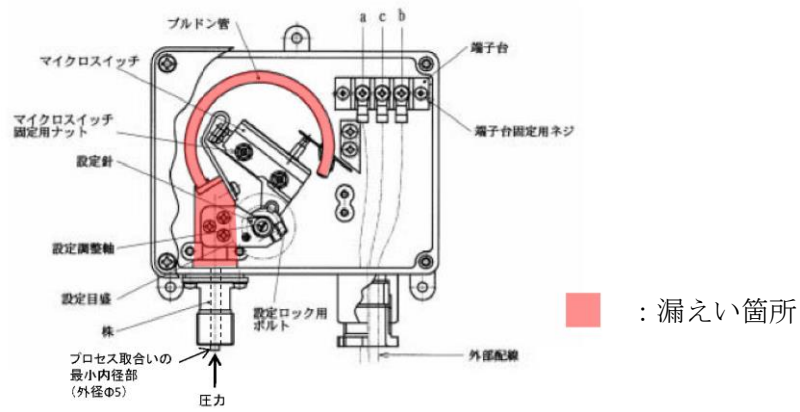
別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計が、I S L O C A時に過圧される範囲に設置されており、そのうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 については、計器耐圧値が I S L O C A時の圧力（7.4MPa [gage]）よりも低いため、漏えいするとした。別図 5 - 1 に示すように計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいすることが想定されるため、漏えい面積は株部のプロセス取合い（外径：5mm）の断面積とした。

別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 以外の計器については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度 -30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

別表 5 - 1 計器健全性評価結果

計器番号	計器耐圧*	漏えい有無	漏えい想定箇所	漏えい面積
PS222-4A-1	5.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm ²
PS222-4A-2	4.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm ²
PX222-4A	14.7MPa	漏えいなし	—	—
FX222-1A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-2A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-3	22.1MPa	漏えいなし	—	—
dPX222-1A	15MPa	漏えいなし	—	—

* 計器耐圧は計器単品の耐圧試験で印加する圧力値。



別図 5 - 1 計器内部構造図 (例)

2. 温度計

2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウエルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 (JSME S 012-1998)」に従い、同期振動発生回避または抑制評価、一次応力評価並びに疲労評価を実施し、破損の有無を確認した。評価条件を別表 5 - 2 に示す。

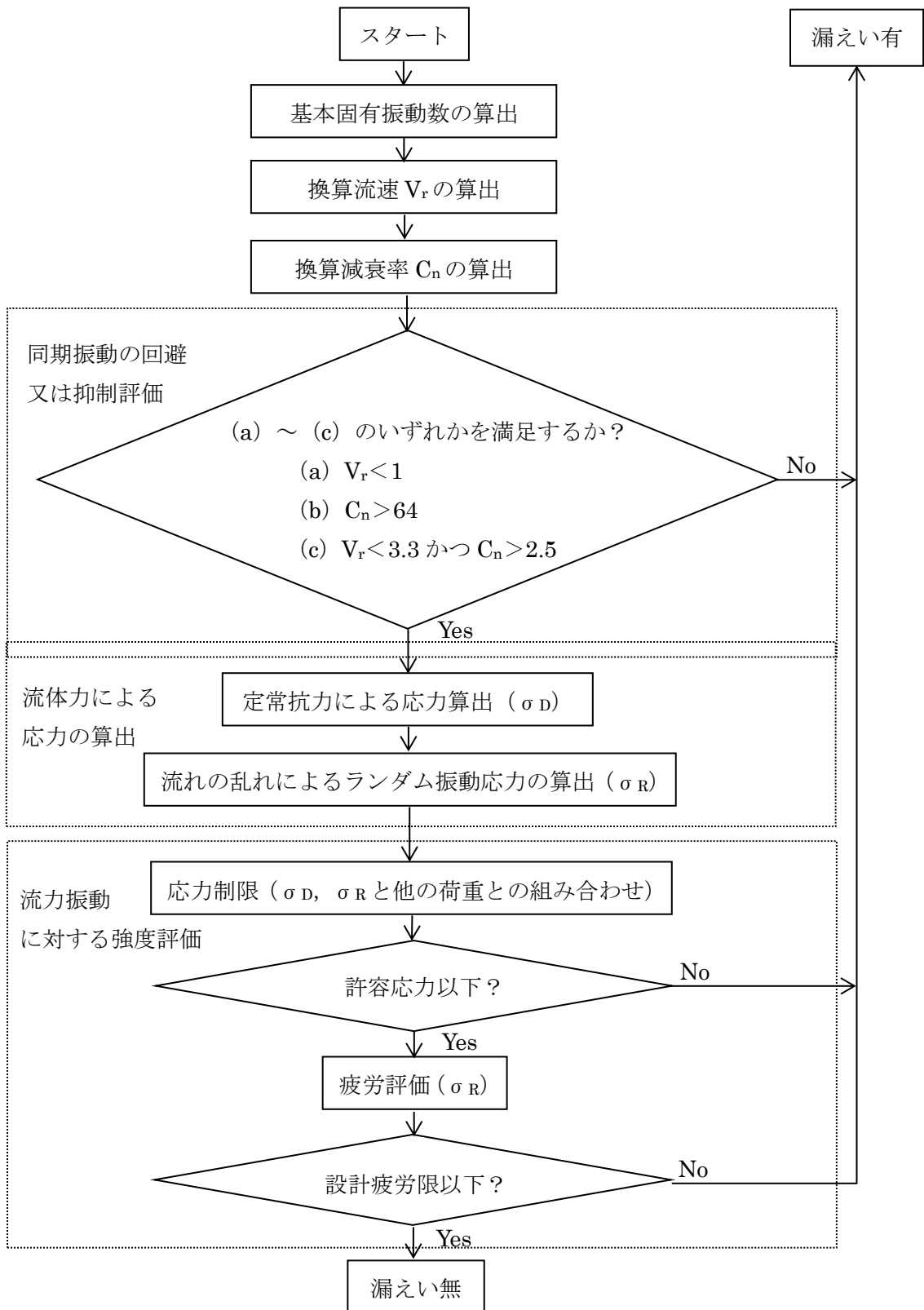
別表 5 - 2 温度計評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
7.4MPa	288℃	200m ³ /h	736kg/m ³	1.25×10 ⁻⁷ m ² /s

2.2 評価方法

(1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別図5-2に示す。



別図5-2 配管内円柱状構造物の流力振動評価フロー

(2) 評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別表5-3に示す。

別表5-3 評価式 (その1)

項目	評価式							
<p>1. 各種パラメータの算定</p>	<p>・基本固有振動数 f_0</p> $f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}} \dots\dots\dots (3.1)$ $I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_o^4 - d_i^4) \dots\dots\dots (3.2)$ $\lambda_0 = 1.875$ $m = \frac{\pi}{4} \cdot \{ \rho_s \cdot (d_o^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_o^2 \} \dots\dots\dots (3.3)$ <p>・換算流速 V_r</p> $V_r = \frac{V}{f_0 \cdot d_o} \dots\dots\dots (3.4)$ <p>流速 V には流速分布が非一様(通常、管中心部で管壁部よりも流速は大きい。)の場合は、構造物周辺平均流速 \bar{V} を用いる。</p> $\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left(\frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m \dots\dots\dots (3.5)$ <p>また、流速 V はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 \bar{V} に以下の割増係数を乗じた値とするが、今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数を「2」として計算する。</p> <table border="1" data-bbox="558 1608 1364 1758"> <tr> <td>割増係数</td> <td>—</td> <td rowspan="3">x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径</td> </tr> <tr> <td>1.5</td> <td>$x/D \leq 3$</td> </tr> <tr> <td>1.25</td> <td>$3 < x/D \leq 5$</td> </tr> </table> <p>・換算減衰率 C_n</p> $C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \delta}{\rho \cdot d_o^2} \dots\dots\dots (3.6)$ $\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi \dots\dots\dots (3.7)$ <p>$\xi = 0.002$ (ねじ接合), 0.0005 (溶接接合)</p>	割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径	1.5	$x/D \leq 3$	1.25	$3 < x/D \leq 5$
割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径						
1.5	$x/D \leq 3$							
1.25	$3 < x/D \leq 5$							

別表5-3 評価式(その2)

項目	評価式
2. 流体力による 応力の算出	<p>・ 定常抗力による応力 σ_D</p> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z} \dots\dots\dots (3.8)$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o \cdot C_D \dots\dots\dots (3.9)$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_o^4 - d_i^4)}{d_o} \dots\dots\dots (3.10)$ <p>・ ランダム振動応力振幅 σ_R</p> $\sigma_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2} \dots\dots\dots (3.11)$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}} \dots\dots (3.12)$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0 \dots\dots\dots (3.13)$ $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\} \dots\dots (3.14)$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L}) \dots\dots\dots (3.15)$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o)^2 \cdot \Phi(\bar{f}_0) \cdot \frac{d_o}{V} \dots\dots\dots (3.16)$ $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2} \dots\dots\dots (3.17)$ $\bar{f}_0 = \frac{f_0 \cdot d_o}{V} \dots\dots\dots (3.18)$ <p>・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 σ_G</p> <p>厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</p> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_o^2}{d_o^2 - d_i^2} \dots\dots\dots (3.19)$

(3) 記号説明

B_1, B_2	応力係数 (－)
C_0	二乗平均値からピーク値への換算係数 (－)
C_D	定常抗力係数 (－)
C_n	換算減衰率 (－)
C'	ランダム励振力係数 (－)
d_o	構造物の代表外径 (m)
d_i	構造物の代表内径 (m)
E	構造物の縦弾性係数 (Pa)
f_0	円柱状構造物の基本固有振動数 (Hz)
F_D	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
G	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ($N^2 \cdot s / m^2$)
I	構造物の断面二次モーメント (m^4)
K	応力集中係数 (－)
L	構造物の長さ (m)
L_e	流体中に突き出た構造物長さ (m)
m	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 (kg/m)
n	Re 数に基づく係数 (－)
P	配管の最高使用圧力 (MPa)
S_m	設計応力強さ (MPa)
V	流速 (m/s)
V_m	断面平均流速 (m/s)
\bar{V}	構造物周辺平均流速 (m/s)
V_r	換算流速 (－)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
Z	構造物の断面係数 (m^3)
β_0	基本振動モードの刺激係数 (－)
δ	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
ξ_f	流体減衰 (－)
ρ	流体の密度 (kg/m^3)
ρ_s	構造物の密度 (kg/m^3)
σ_D	定常抗力による応力 (MPa)
σ_F	設計疲労限 (MPa)
σ_R	ランダム振動応力振幅 (MPa)
σ_G	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
Φ	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)

(4) 判定基準

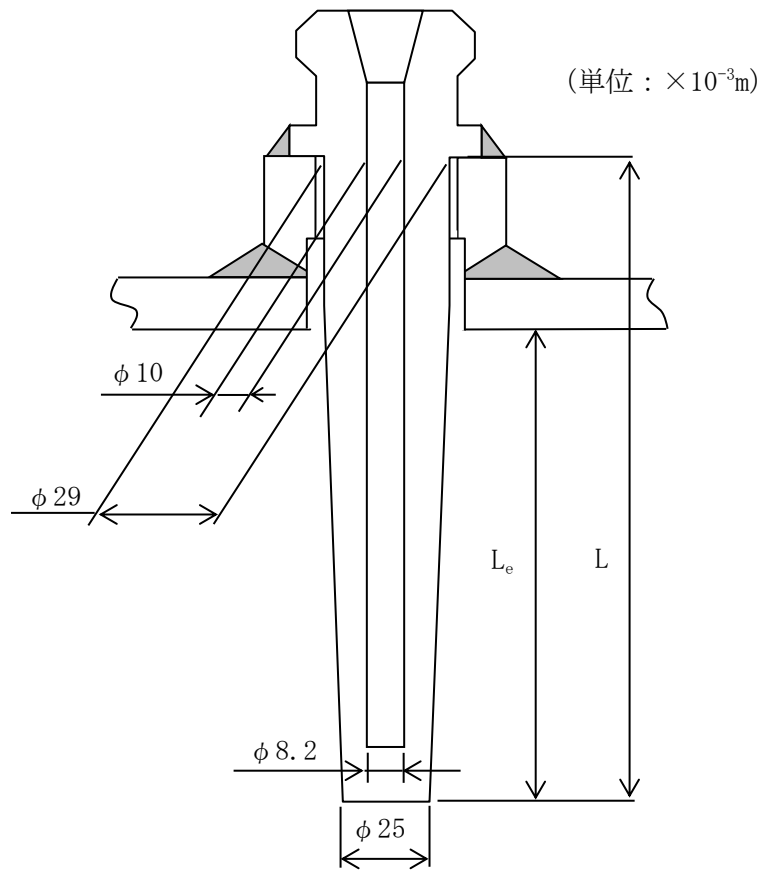
流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別表5-4に示す。

別表5-4 判定基準

項目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	<p>下記のいずれかを満足すること。</p> <p>(a) $V_r < 1$</p> <p>(b) $C_n > 64$</p> <p>(c) $V_r < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$</p>
2. 流力振動に対する強度評価	<p>・ 応力制限</p> <p>組合せ応力は、発電用原子力設備規格（設計・建設規格 J S M E S N C 1 - 2005）（日本機械学会 2005 年 8 月）（以下「設計・建設規格」という。）より PPB-3520（クラス1）を準用した以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;">(クラス1) $\dots\dots B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)$</p> <p style="text-align: center;">$B_1 = 1.0$（ねじ接合），0.75（溶接接合）</p> <p style="text-align: center;">$B_2 = 4.0$（ねじ接合），1.5（溶接接合）</p> <p>・ 疲労評価</p> <p>応力集中係数 K を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;">$K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F$</p> <p style="text-align: center;">$K = 4.0$（ねじ接合），4.2（溶接接合）</p>

(5) 構造図の形状

構造物の形状を別図 5-3 に示す。



材料：SUS316L, SUS304

別図 5-3 温度計ウェル形状図

2.3 評価結果

計器について評価した結果, 別表 5 - 5 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し, I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず, 漏えいは発生しないことを確認した。

別表 5-5 評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	V (m/s)	ρ (kg/m ³)	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (°C)	タイプ	材料	d ₁ (×10 ⁻³ m)	d ₂ (×10 ⁻³ m)	L (×10 ⁻³ m)	L _c (×10 ⁻³ m)	$\sigma_{\text{min}} (1.5 \cdot S) \cdot S_{\text{R}}^{*2}$ (×10 ³ kg/m ²)	I (×10 ⁻³ m ⁴)	m (kg/m)	E ^{*1} (×10 ¹¹ Pa)	f _n (Hz)
温度計ウエル	TE222-1A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TE222-2A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TT222-13A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS304	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09

構造物	番号	同期振動評価				応力耐限							疲労評価			総合評価		
		V _r	C _s	(a) V _r < 1	(b) C _s > 64	(c) V _r < 3.3 C _s > 2.5	評価	F ₀ (N/m)	Z (×10 ⁻⁶ m ³)	σ_0 (MPa)	γ_R (L) (×10 ⁻³ m)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ応力 (MPa)	σ_{F*3} (MPa)		応力振幅 (MPa)	評価
温度計ウエル	TE222-1A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	84	0.07	○	○
	TE222-2A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	84	0.07	○	○
	TT222-13A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	84	0.07	○	○

注記*1：設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 におけるオーステナイト系ステンレス鋼の 288°C の値

*2：Sm は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 1 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

*3：S は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

*4：設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 2 における C 線図の繰返しピーク応力強さを 288°C の縦弾性係数で補正した値

配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] *）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

1. 強度評価

1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管をつなぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。評価対象配管を別図 6-1 に示す。

1.2 評価方法

(1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P} \quad (\text{PPC-1.3 準用})$$

t：管の計算上必要な厚さ（mm）

P：I S L O C A発生時の圧力（=7.4MPa）

D₀：管の外径（mm）

Su：設計引張強さ（MPa）

η：長手継手効率

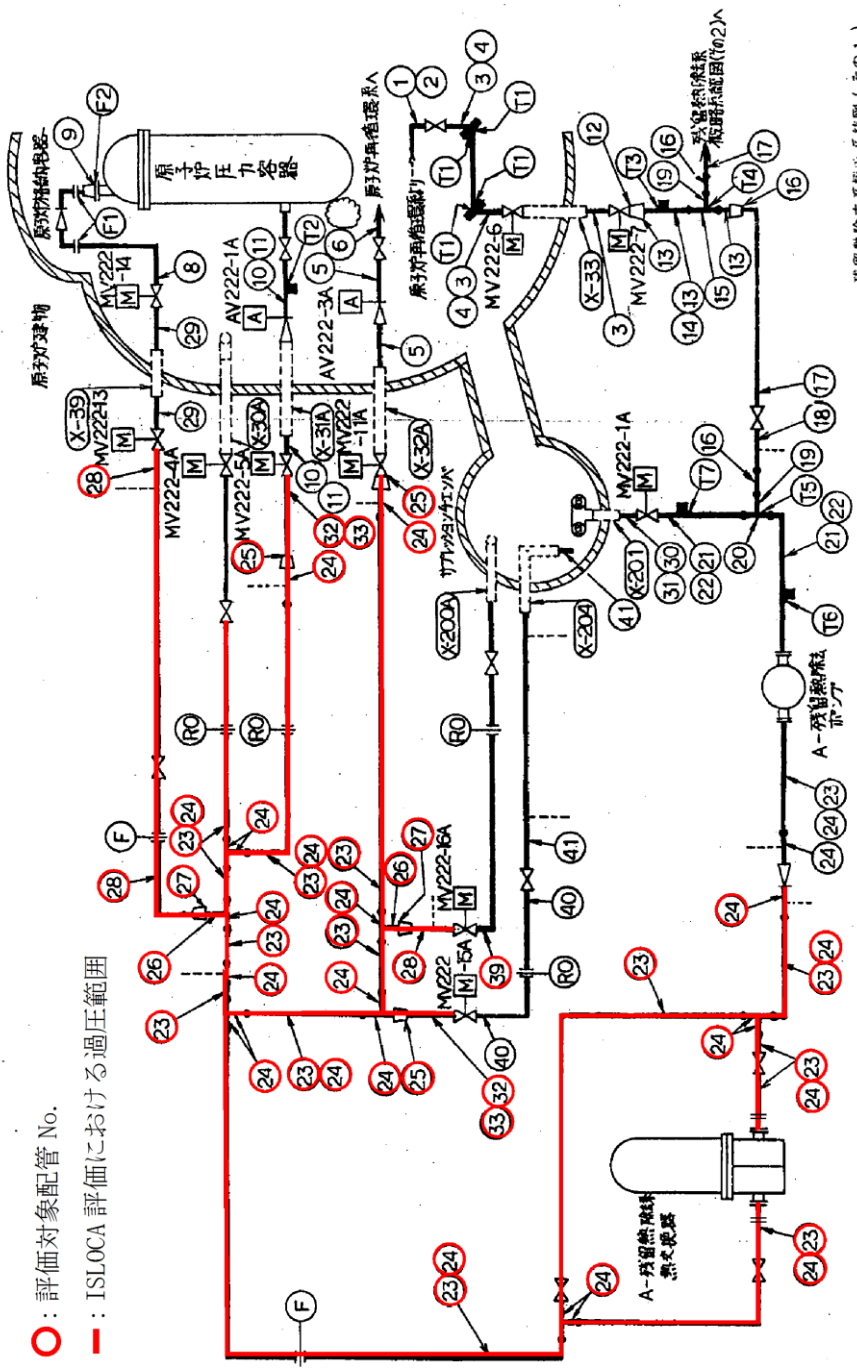
(2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」の手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケットの最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている（PPC-1.7）式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。

82 (3) N-2-1-4-2-1 R3

1. 配管系統図



残留熱除去系配管系統図 (その1)

別図6-1 A-低圧注水系 必要板厚評価対象配管 (既工認系統図)

別表6-1 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス区分	外径 [D ₀] (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (°C)	η	公差 (%)	最小厚さ (mm)	Su (MPa)	必要厚さ [t] (mm)
23	2	355.6	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	3.24
24	2	355.6	19.0	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	16.63	404	3.24
25	2	267.4	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
26	2	216.3	12.7	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
27	2	216.3	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
28	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
32	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44
33	2	267.4	15.1	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
39	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
40	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44

別表6-2 フランジ部評価結果

フランジ用途	S-3A	S-4A	FE-3	RV-1A	FE-1A	RHRK 分解フラグ	RHRK 蓄積トルク 分解フラグ	S-8A
フランジ口径	350A	350A	100A	25A	350A	350A	20A	200A
評価温度(°C)	288	288	288	288	288	288	288	288
評価圧力(MPa)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
ガスケット仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
ボルト仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
内圧(MPa)	30	30	22	16	30	30	16	24
フランジに作用する自重曲げモーメント ^{注1} M(N・mm)	16	16	8	4	16	16	4	12
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント ^{注2} M(N・mm)	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960
曲げモーメントによる等価圧力 ^{注3} Peq (MPa)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
内圧 ^{注4} P (MPa)	5.32E+05	1.86E+06	1.10E+05	1.75E+04	4.84E+06	1.57E+06	2.19E+03	1.98E+05
有効断面積 ^{注5} A (mm ²)	2.98E+07	1.98E+07	4.48E+04	4.34E+05	5.96E+07	5.81E+07	2.26E+05	9.29E+06
養生荷重 ^{注6} F (N)	2.81	2.01	0.37	13.44	5.61	5.54	25.97	3.69
ボルト1本あたりの圧力 ^{注7} P (MPa)	10.21	9.41	7.77	20.84	13.01	12.94	33.37	11.09
ボルト1本あたりの力 ^{注8} F (N)	380.1	380.1	128.5	55.5	380.1	380.1	35.5	235.7
ボルト1本あたりの力 ^{注9} F (kg)	1.13E+05	1.13E+05	1.13E+05	2.42E+03	1.13E+05	1.13E+05	9.90E+02	4.36E+04
ボルト1本あたりの力 ^{注10} F (kg)	1.18E+06	1.07E+06	1.01E+05	5.04E+04	1.48E+06	1.47E+06	3.30E+04	4.84E+05
ボルト1本あたりの力 ^{注11} F (kg)	7.24E+04	6.67E+04	1.28E+04	1.26E+04	9.22E+04	9.17E+04	8.26E+03	4.03E+04
ボルト1本あたりの力 ^{注12} F (kg)	582.00	562.00	292.25	150.44	562.00	562.00	150.44	338.23
ボルト1本あたりの力 ^{注13} F (kg)	126.81	118.87	43.10	83.77	164.09	163.22	54.90	119.25
ボルト1本あたりの力 ^{注14} F (kg)	6.89E+04	6.35E+04	2.31E+04	4.48E+04	8.78E+04	8.73E+04	2.94E+04	6.38E+04
ボルト長さL1 (mm)	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
荷重によるボルト伸び量 ^{注15} ΔL1 (mm)	0.09	0.08	0.03	0.02	0.11	0.10	0.01	0.07
初期締付荷重 ^{注16} N	89281	89281	50590	21943	97241	89281	12885	58513
初期締付による応力 ^{注17} (MPa)	158.9	158.9	173.1	145.9	173.0	158.9	85.6	173.0
ボルト伸び ^{注18} ε0	8.50E-04	8.50E-04	9.25E-04	7.80E-04	9.25E-04	8.50E-04	4.93E-04	9.29E-04
初期締付によるボルト伸び量 ^{注19} ΔL0 (mm)	0.11	0.11	0.10	0.04	0.12	0.09	0.02	0.11
ボルト熱膨張係数 ^{注20} α1 (mm/mm/°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 ^{注21} α2 (mm/mm/°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
ボルト熱膨張係数 ^{注22} α3 (mm/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.71E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
ガスケット内外熱膨張係数 ^{注23} α4 (mm/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
ボルト熱伸び対象長さL2 (mm)	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
フランジ熱伸び対象長さL3 (mm)	108.0	108.0	100.0	44.0	114.0	108.0	40.0	84.0
ボルト熱伸び対象長さL4 (mm)	15.0	12.0	3.0	5.0	5.0	5.0	2.0	25.0
ガスケット内外熱伸び対象長さL5 (mm)	6.0	6.0	6.0	3.00	6.0	3.00	3.00	6.0
ボルト熱伸び量 ^{注24} ΔL2 = α1・L2・ΔT (mm)	0.45	0.44	0.38	0.16	0.44	0.39	0.15	0.40
フランジ熱伸び量 ^{注25} ΔL3 = α2・L3・ΔT (mm)	0.37	0.37	0.35	0.15	0.39	0.37	0.14	0.29
ボルト熱伸び量 ^{注26} ΔL4 = α3・L4・ΔT (mm)	0.07	0.05	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.11
ガスケット内外熱伸び量 ^{注27} ΔL5 = α4・L5・ΔT (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03	0.03	0.01	0.03
ボルト伸び量 ^{注28} ΔL1 + ΔL2 - ΔL3 - ΔL4 + ΔL5 (mm)	-0.04	-0.04	-0.08	-0.02	-0.01	0.00	-0.01	-0.06
ガスケットの初期圧縮量 ^{注29} (mm)	ガスケットの初期圧縮量							
ガスケットの許容圧縮量 ^{注30} (mm)	ガスケットの許容圧縮量							

(注1) 該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し、算出した値にて評価。

(注2) 設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式 $Peq = 16M / (\pi G^3)$ により算出。今回は、熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果、別表 6 - 1 及び別表 6 - 2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

破断面積の設定について

1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 2～別紙 6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

さらに、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (7.9MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重 ΔW

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \times (P_2 - P_1)$$

G : ガスケット反力円の直径 ($=D_0 - 2b = 2,000\text{mm}$)

$$b = 2.5 \sqrt{\frac{1}{2} \times \left(\frac{D_0 - D_i}{2} - 2 \right)}$$

D_0 : ガスケット接触面の外径 ($=2,017.5\text{mm}$)

D_i : ガスケット接触面の内径 ($=1,965\text{mm}$)

P_1 : 設計条件における圧力 (5.88MPa)

P_2 : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ($=7.9\text{MPa}$)

- ・内圧による伸び量 $\Delta L1$

$$\Delta L1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

H_b : ボルト長さ (ナット間) ($=415.4\text{mm}$)

N_b : ボルト本数 ($=76$)

A : ボルト有効径における断面積 ($=\pi/4 \times 34.051^2 = 911\text{mm}^2$)

E : ボルトのヤング率 ($=187,000\text{N/mm}^2$ at 288°C [SNB23-1])

b. 熱による伸び量

- ・ボルトの熱による伸び量 $\Delta L2$

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_1 : ボルトの熱膨張係数 ($=13.04 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°C [SNB23-1])

N_b : ボルト長さ ($=415.4\text{mm}$)

- ・管板及びフランジの熱による伸び量 $\Delta L3$

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h_1 + h_2) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

α_2 : 管板及び水室フランジの熱膨張係数 (= $12.91 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$ at 288°C [SFVC2B])

h_1 : 水室フランジ厚さ (= 170mm)

h_2 : 管板厚さ (= 239mm)

- c. 破断面積 A

$$A = \pi \times D_i \times (\Delta L1 + \Delta L2 - \Delta L3)$$

D_i : ガスケット接触面の内径 (= 1,965mm)

2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別表 7-1 に示すとおり破断面積は約 14.88 cm^2 となる。

別表 7-1 破断面積の評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 ($^\circ\text{C}$)	伸び量			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm^2)
			+	+	-			
			$\Delta L1$	$\Delta L2$	$\Delta L3$			
フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

$\Delta L1$: ボルトの内圧による伸び量

$\Delta L2$: ボルトの熱による伸び量

$\Delta L3$: 管板及びフランジ部の熱による伸び量

ISLOCA発生時の原子炉冷却材漏えい量評価
及び原子炉建物原子炉棟内環境評価

1. A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の評価

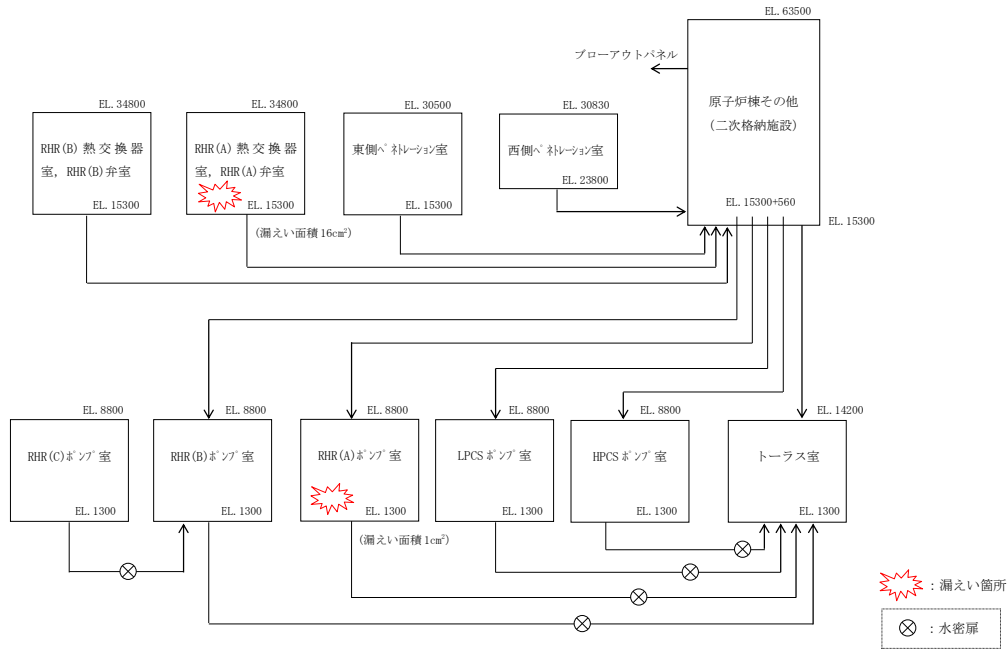
1.1 評価条件

A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別表 8-1 に，原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-1 に示す。

別表 8-1 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

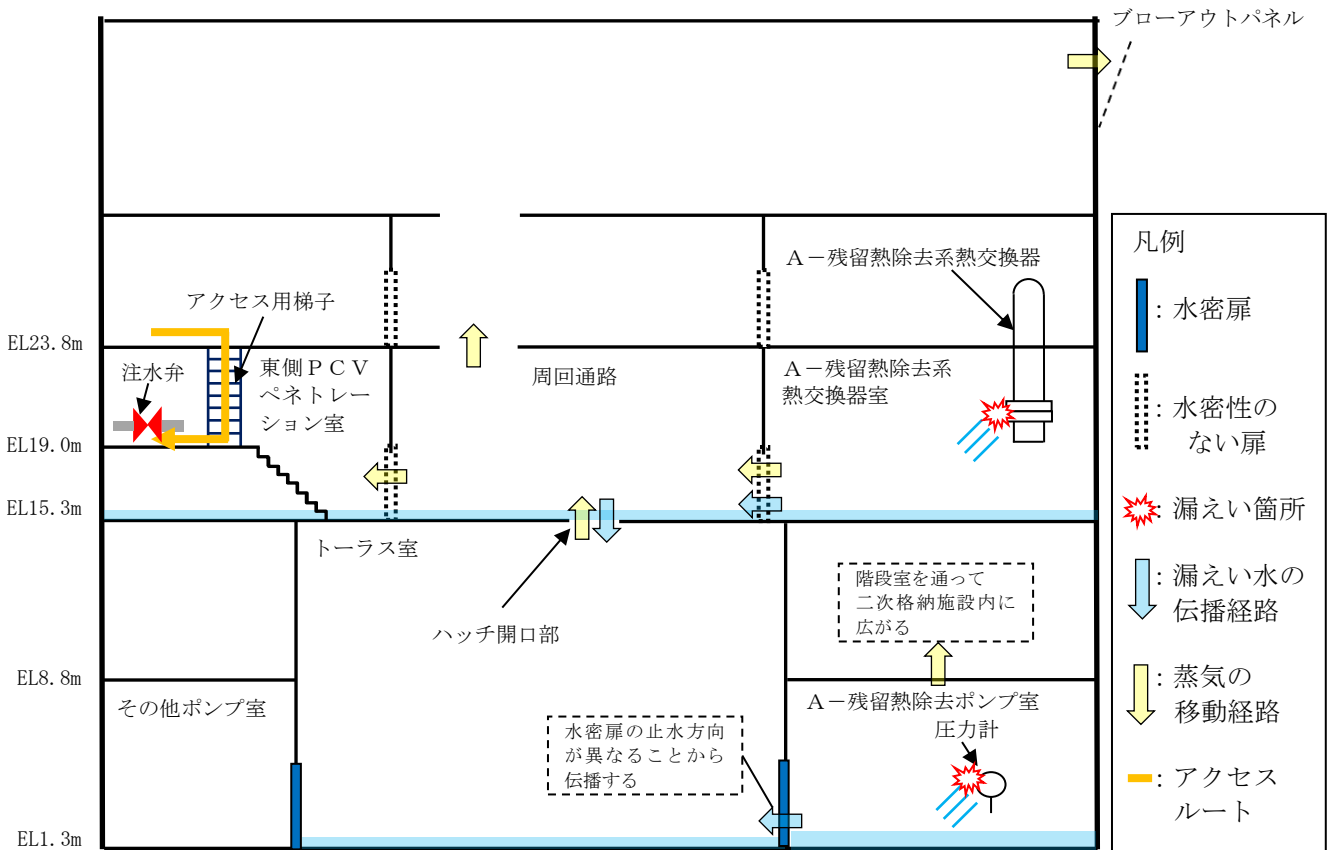
項目	解析条件	条件設定の考え方
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は給水・復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去ポンプ室：1 cm ² A-残留熱除去系熱交換器室：16cm ²	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定
	原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル1H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値
	事象発生から 30 分後に逃がし安全弁6弁を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生から 30 分後を設定
	原子炉急速減圧後，漏えい箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱は事象発生から 40 分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から 1 時間 40 分後に停止し，原子炉停止時冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から 2 時間後に開始	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定 なお，事象発生後の状況確認および原子炉減圧操作等に余裕を加味し，操作可能な時間として 2 時間後を設定
	事象発生 10 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建物モデル	分割モデル（別図 8-1 参照）	現実的な伝播経路を想定
原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値
主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値
原子炉隔離時冷却系および高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・プール水	—
サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定
ブローアウトパネル開放圧力	7.0kPa[gage]	安全要求値



別図 8-1 原子炉建物ノード分割モデル

1.2 評価結果

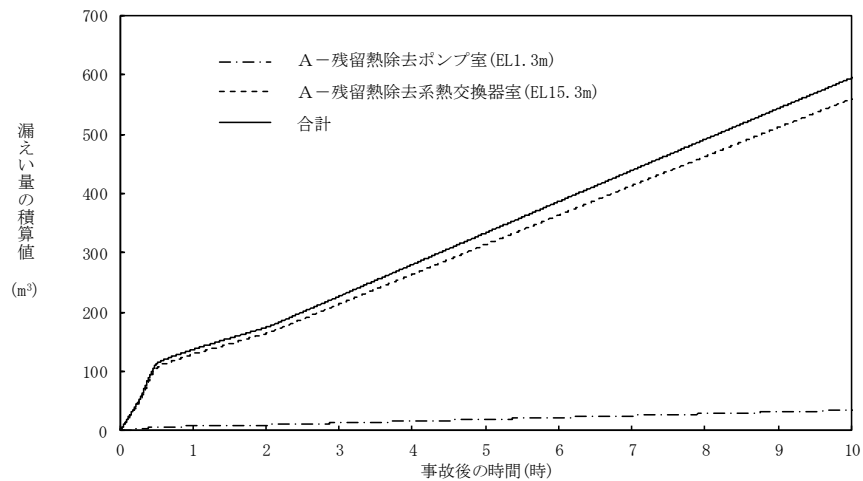
解析結果に基づく、ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要を別図 8-2 に、各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-3 に、原子炉建物内の雰囲気温度、湿度及び圧力の推移を別図 8-4 から別図 8-6 に示す。



別図 8-2 ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要

○各漏えい発生区画における漏えい量

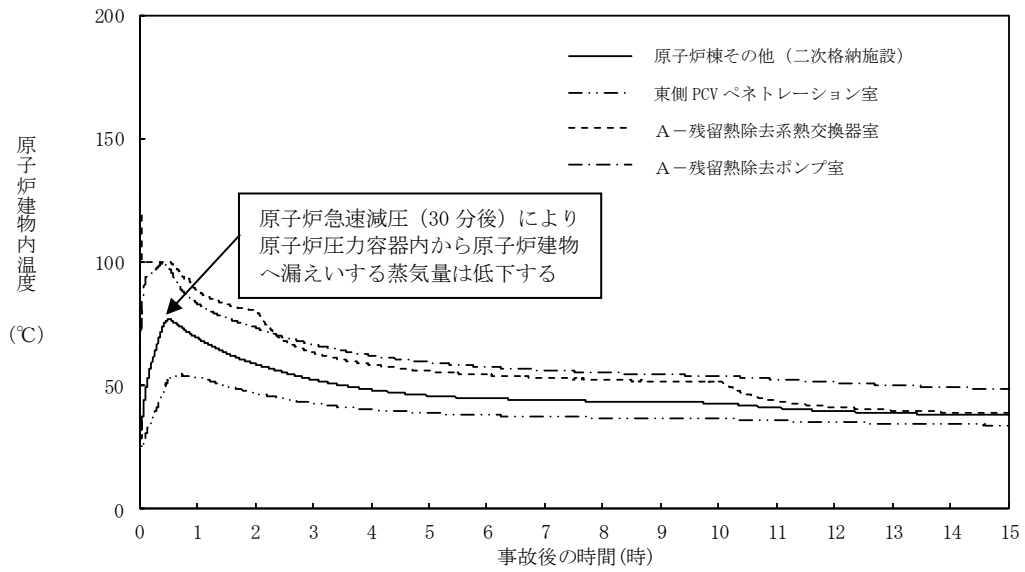
別図 8-3 に示すとおり，現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m³である。



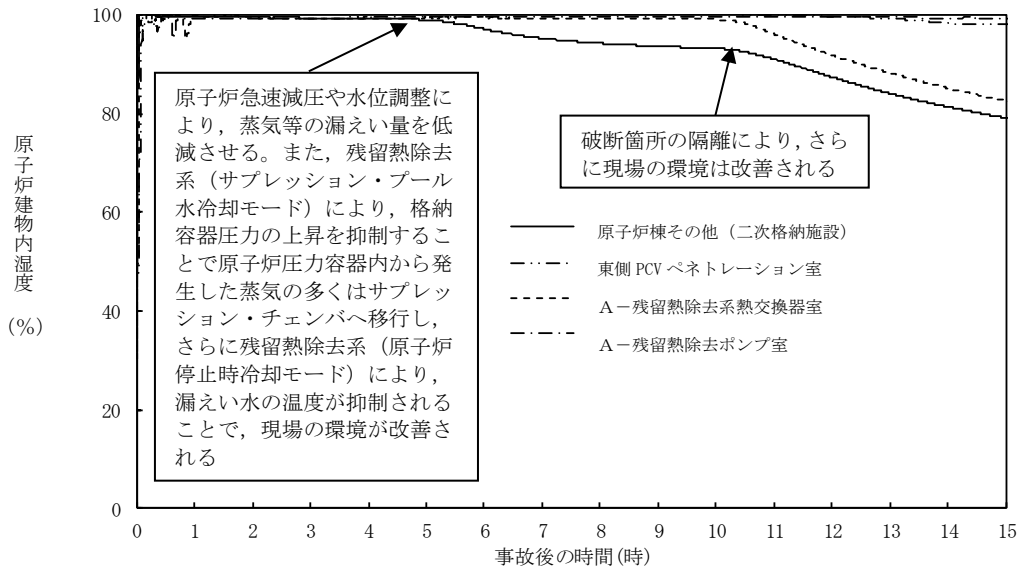
別図 8-3 各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

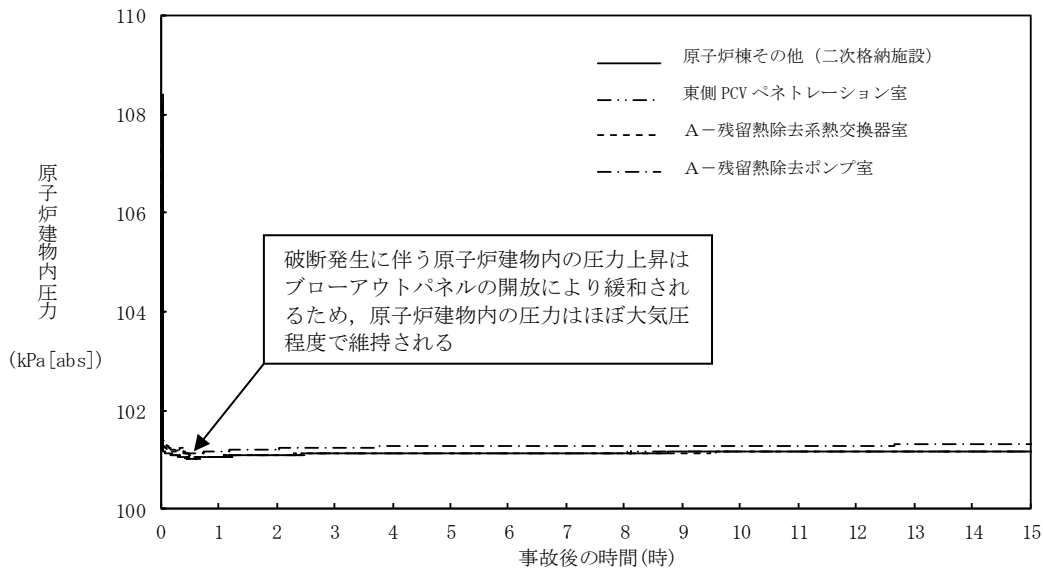
別図 8-4 から別図 8-6 に示すとおり，アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「東側 P C V ペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 78℃となるが，原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため，雰囲気温度は低下傾向となり，建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの，ブローアウトパネルが開放され，その後は大気圧相当となる。



別図 8-4 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-5 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-6 原子炉建物内の圧力の推移

1.2.1 溢水による影響

別図 8-2 に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」で発生した漏えい水は、原子炉建物 1 階 (EL15.3m) に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出される。

「A-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから「原子炉隔離時冷却ポンプ室」へ伝播しないが、「トーラス室」に対しては、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから伝播する。

溢水範囲を別図 8-7 に、想定する漏えい量を別表 8-2 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5A) へのアクセス性に対する影響

A-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、原子炉建物中 1 階 (EL19.0m) の床面上に設置されており、ISLOCAにより漏えいが発生する機器は、1 階 (EL15.3m) 及び地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

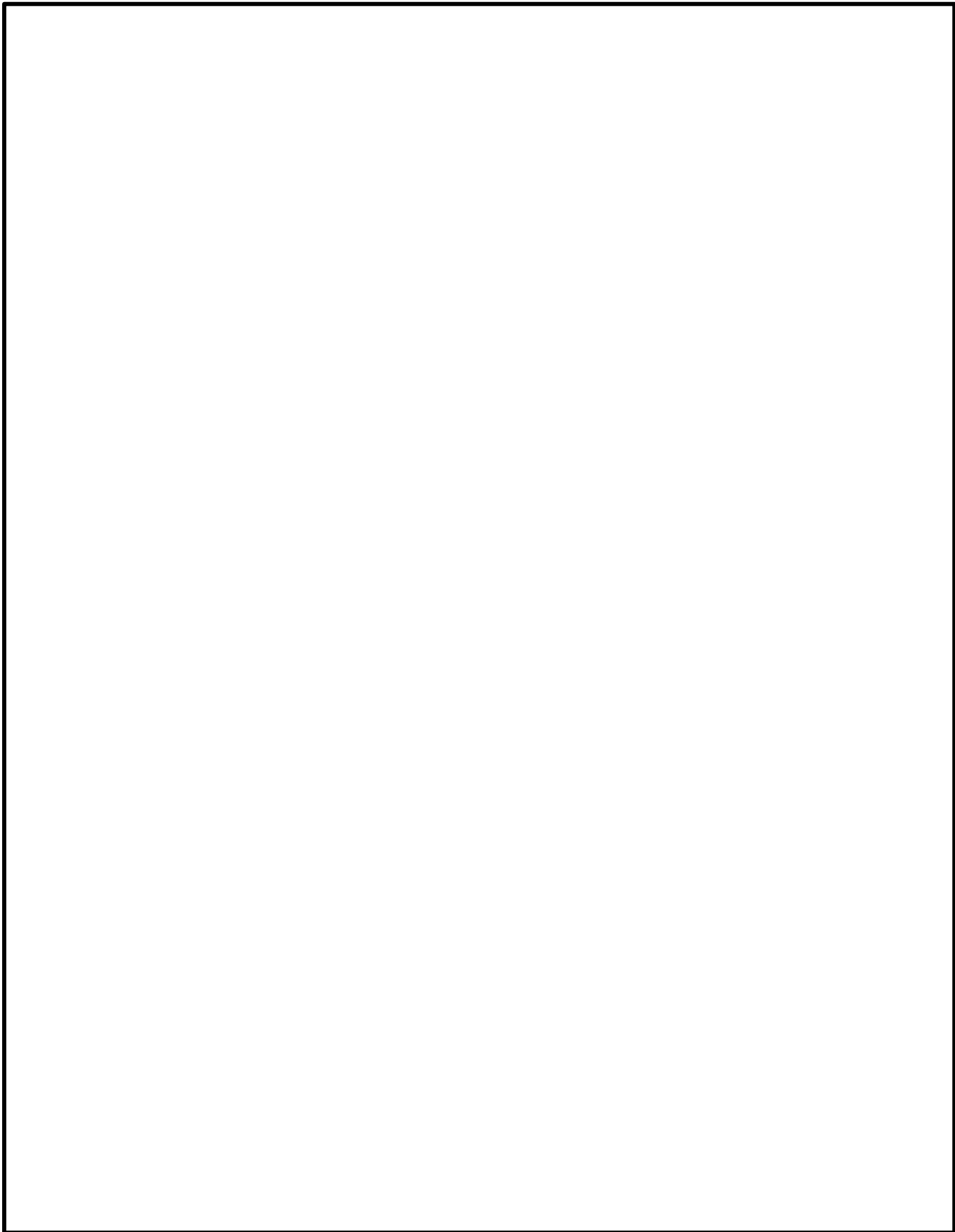
(2) ISLOCA時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、トーラス室と B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されてお

り，関連計装部品も含め溢水の影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-3 に示す。



別図 8-7 A－残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-87

別図 8-7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-2 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m ³]	
	A-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-02N)	A-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-05N)
0.5	約 7	約 107
1.0	約 9	約 130
2.0	約 11	約 165
3.0	約 14	約 214
4.0	約 17	約 265
5.0	約 20	約 315
6.0	約 23	約 364
7.0	約 26	約 414
8.0	約 29	約 463
9.0	約 32	約 512
10.0	約 35	約 560

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 8-3 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m ³] ^{※1}	滞留面積 [m ²]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] ^{※2}	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備 ^{※3}	② 機能喪失高さ FL+[m] ^{※2}	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-05N	560	808	0.075	0.17 ^{※4}	2-RIR-1-8B	B-原子炉圧力容器計器ラック	0.56	①<②	
			R-1F-04N									
		R-1F-07-1N	R-1F-05N	560	860	0.075	0.17 ^{※4}	MV227-3	ADS 逃し機能用外側隔離弁	0.30	①<②	
			R-1F-04N									
			R-1F-03N R-1F-22N									
		R-1F-10N	R-1F-05N	560	827	0.075	0.17 ^{※4}	MV222-15B	B-RHR テスト弁	1.99	①<②	
	R-1F-04N											
	R-1F-03N R-1F-22N											
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-05N	595	1041	0.075	0.65	MV224-9	HPCS ポンプ CST 側第 2 ミニマムポンプ	7.63	①<②	
			R-1F-04N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N R-B2F-02N									

■ : 溢水源のある区画

※1 事象発生 10 時間後の溢水量

※2 基準床からの高さ

※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器

※4 ハッチからの排出評価を実施

1.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-2 に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」、「A-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉棟内を移動し、原子炉棟内の圧力や温度を一時的に上昇させる。原子炉棟内の圧力上昇に伴いブローアウトパネルが開放し、環境へ蒸気が放出されるとともにハッチ開口部等を通じてガス流動が発生することで、原子炉棟内の環境条件はほぼ一樣になる。なお、ブローアウトパネルが開放された以降は、原子炉棟から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、その他ポンプ室等への蒸気の流入はない。蒸気の滞留範囲を別図 8-8 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5A) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

ISLOCA 発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5A) の隔離操作を除いては、全て中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5A) の隔離操作については、事象発生 9 時間後から行うこととしており、その際の原子炉建物内雰囲気温度及び湿度は約 44℃及び約 100%である。防護具等の着用により

現場へのアクセス及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は約 38 分である。

(2) I S L O C A時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレ
イ系，残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響

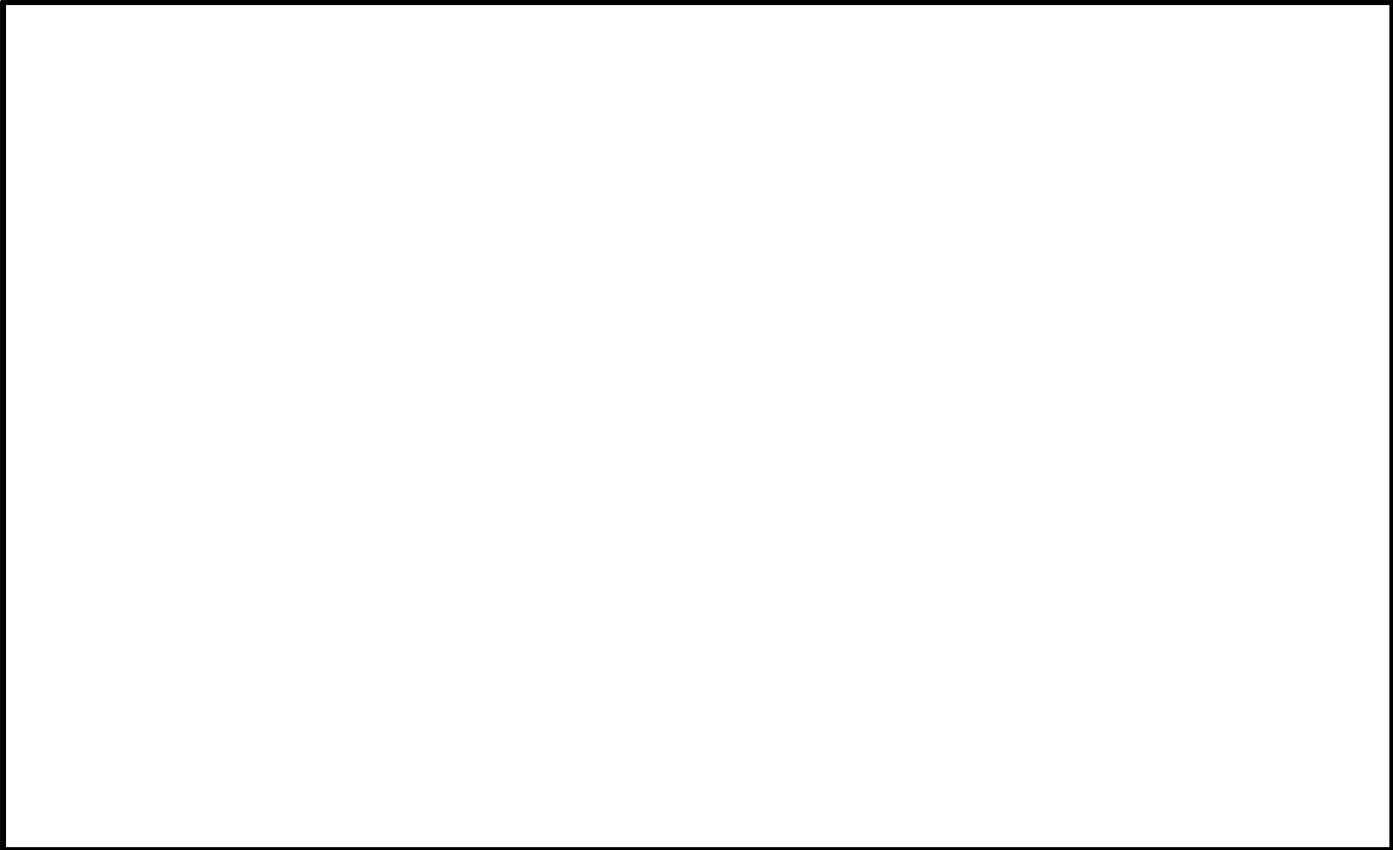
A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界，トーラス室とB-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため，これらのポンプ室には溢水の流入がなく，蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため，系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて，系統の機能は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ，弁及び計器等は，湿度 100%，温度 100℃以上の耐性を有している。

逃がし安全弁は，区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており，関連計装部品も含め，原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。

別図 8-8 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-91



別図 8-8 A－残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

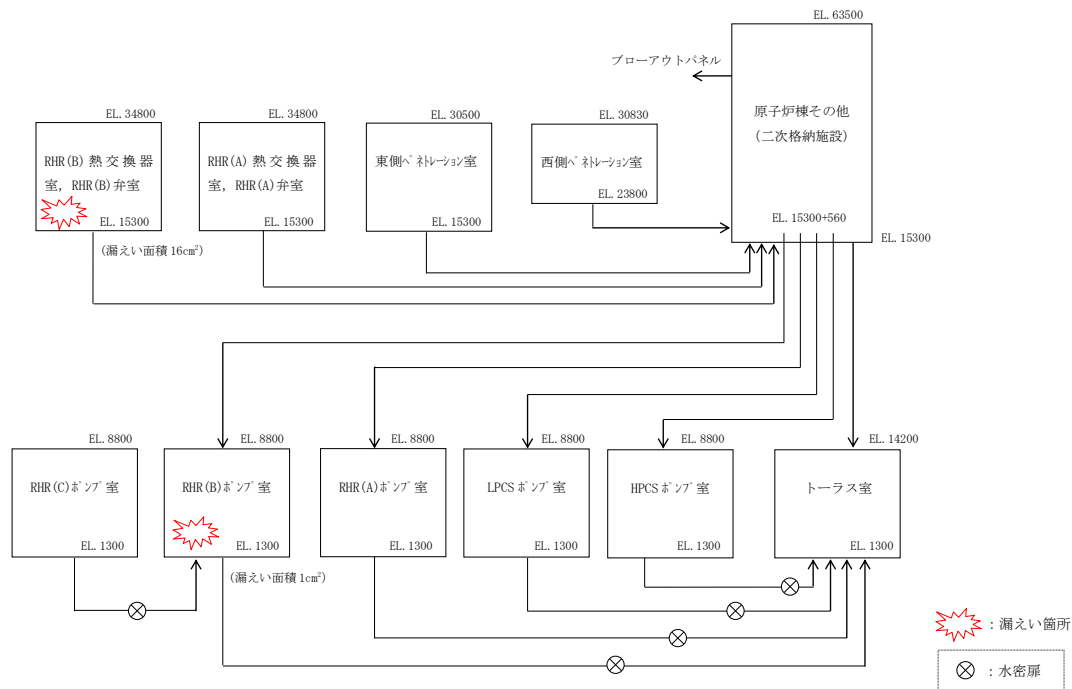
添 2.7.2-92

2. B-残留熱除去系における ISLOCA 発生時の評価

2.1 評価条件

B-残留熱除去系における ISLOCA 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

B-残留熱除去系における ISLOCA 発生時の漏えい箇所及び漏えい面積は，別表 8-1 に示す A-残留熱除去系の評価条件と同等（B-残留熱除去ポンプ室：1 cm²，B-残留熱除去系熱交換器室：16 cm²）であり，その他評価条件も同等となる。原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-9 に示す。



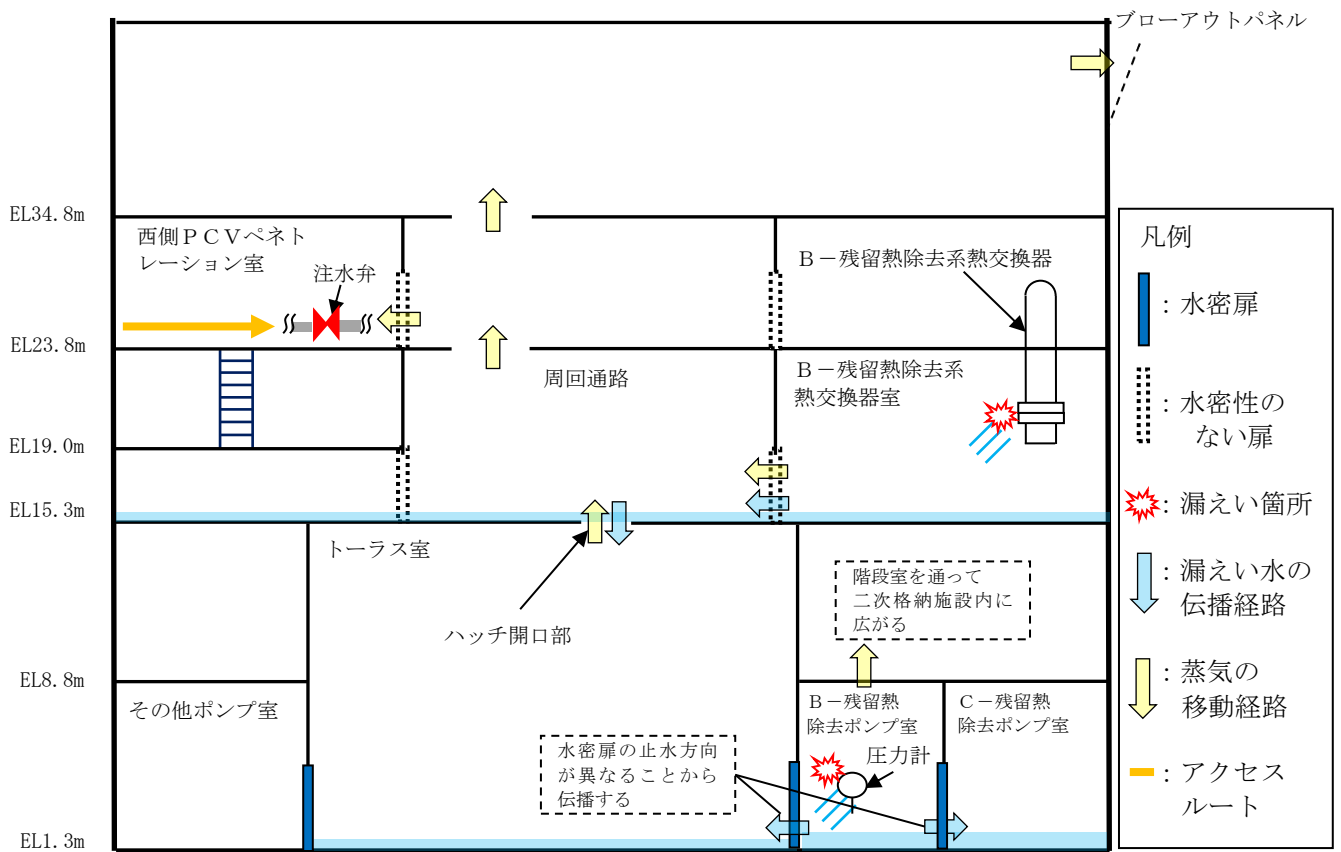
別図 8-9 原子炉建物ノード分割モデル

2.2 評価結果

解析結果に基づく，ISLOCA 発生時の原子炉棟内状況概要を別図 8-10 に，各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-11 に，原子炉建物内の雰囲気温度，湿度及び圧力の推移を別図 8-12 から別図 8-14 に示す。

○事象進展

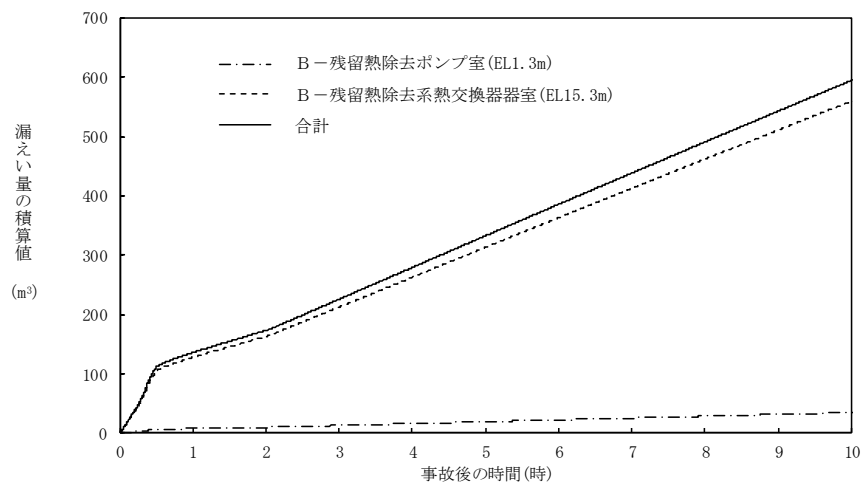
事象進展は，「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に示す，A-残留熱除去系にて ISLOCA が発生した場合と同様である。



別図 8-10 I S L O C A発生時の原子炉棟内状況概要

○各漏えい発生区画における漏えい量

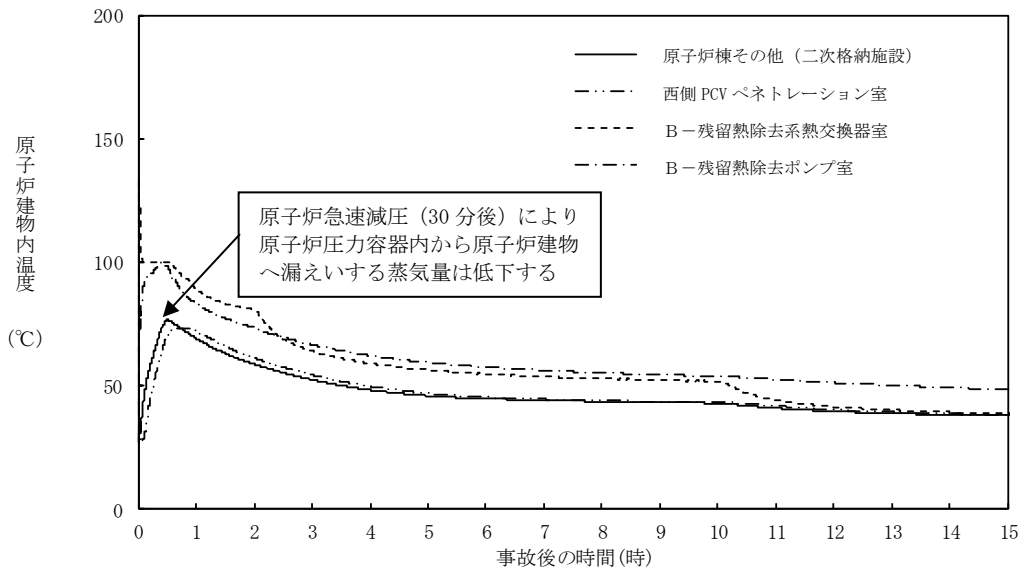
別図 8-11 に示すとおり，現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m³である。



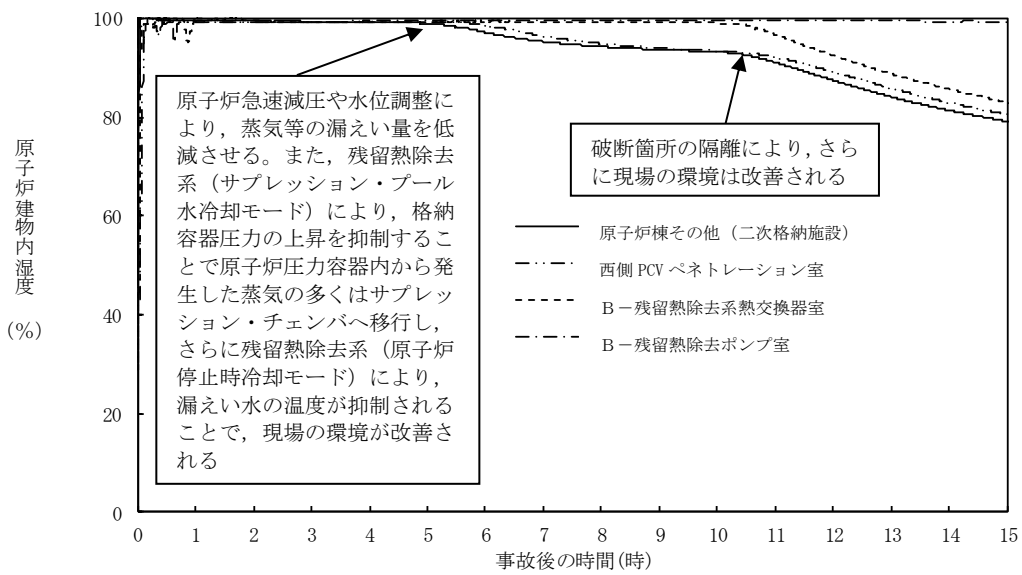
別図 8-11 各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

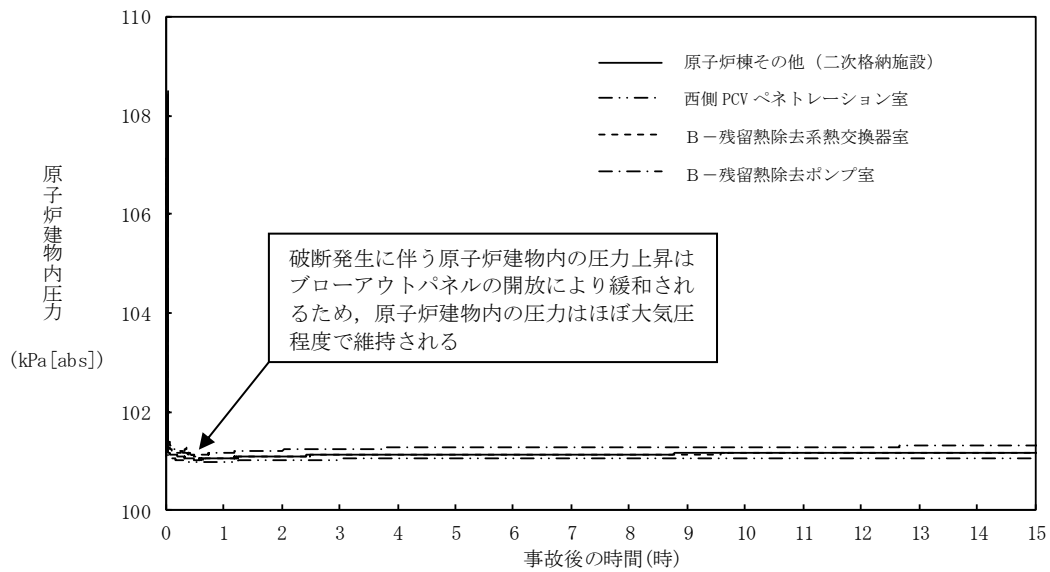
別図 8-12 から別図 8-14 に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「西側 PCV ペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 77℃となるが、原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため、雰囲気温度は低下傾向となり、建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。



別図 8-12 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-13 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-14 原子炉建物内の圧力の推移

2.2.1 溢水による影響

別図 8-10 に示すとおり、「B-残留熱除去系熱交換器室」で発生した漏えい水は、原子炉建物 1 階 (EL15.3m) に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出される。

「B-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから「トーラス室」及び「C-残留熱除去ポンプ室」に伝播する。

溢水範囲を別図 8-15 に、想定する漏えい量を別表 8-4 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5B) へのアクセス性に対する影響

B-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5B) は、原子炉建物 2 階 (EL23.8m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、1 階 (EL15.3m) 及び地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

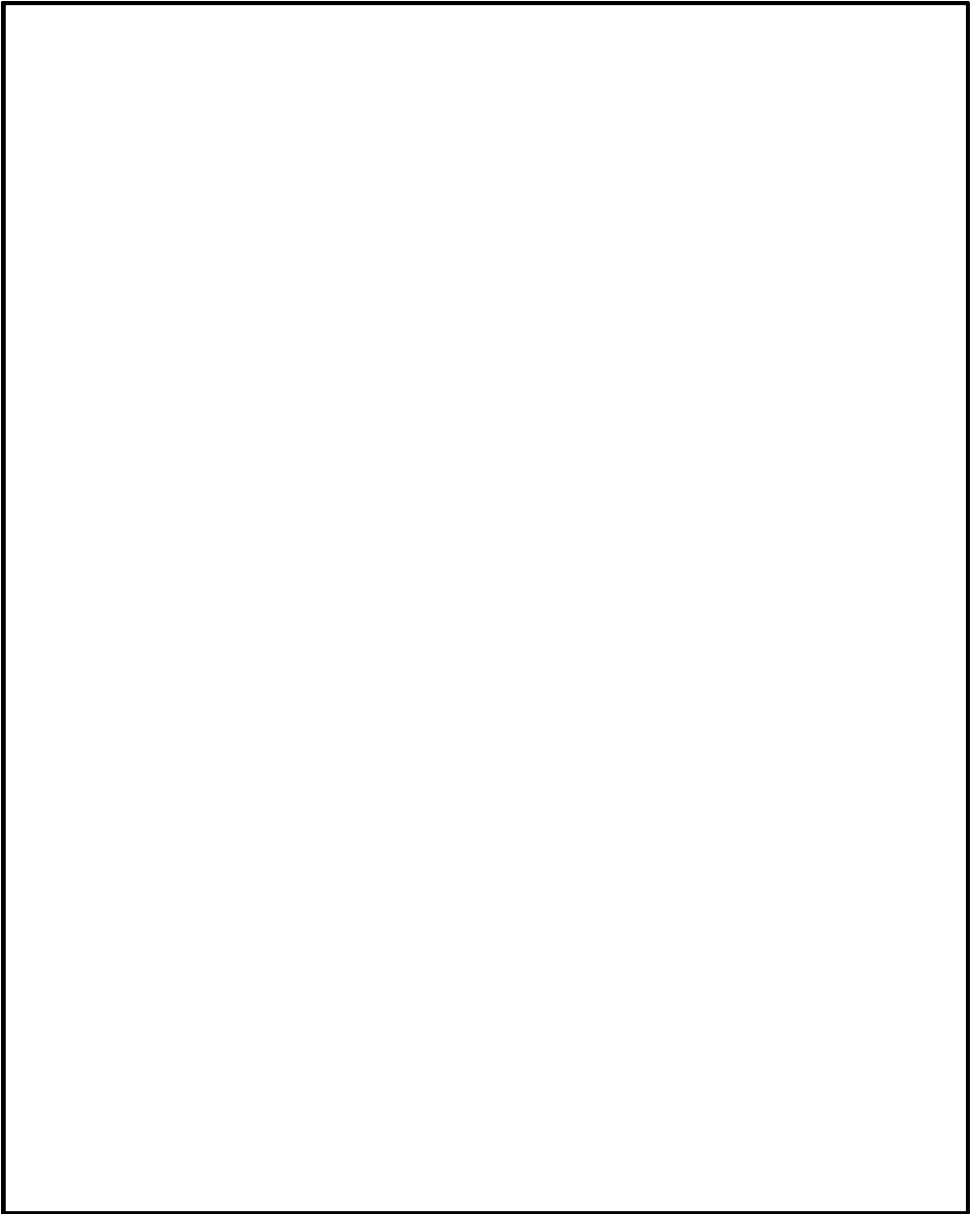
(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

原子炉隔離時冷却ポンプ室は、隣接する区画に漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-5 に示す。



別図 8-15 B - 残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-98

別図 8-15 B-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-4 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m ³]	
	B-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-15N)	B-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-11N)
0.5	約 7	約 106
1.0	約 9	約 129
2.0	約 11	約 164
3.0	約 14	約 213
4.0	約 17	約 264
5.0	約 20	約 314
6.0	約 23	約 364
7.0	約 26	約 414
8.0	約 29	約 463
9.0	約 32	約 512
10.0	約 35	約 560

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 8-5 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m ³] ^{※1}	滞留面積 [m ²]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] ^{※2}	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備 ^{※3}	② 機能喪失高さ FL+[m] ^{※2}	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-11N	560	808	0.075	0.17 ^{※4}	2-RIR-1-8B	B-原子炉圧力容器計器ラック	0.56	①<②	
			R-1F-10N									
		R-1F-07-1N	R-1F-11N	560	860	0.075	0.17 ^{※4}	MV227-3	ADS 逃し機能用外側隔離弁	0.30	①<②	
			R-1F-10N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-11N	595	1041	0.075	0.65	MV224-9	HPCS ポンプ CST 側第 2 ミニマムロー弁	7.63	①<②	
			R-1F-10N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
			R-B2F-15N									

■ : 溢水源のある区画

- ※1 事象発生 10 時間後の溢水量
- ※2 基準床からの高さ
- ※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器
- ※4 ハッチからの排出評価を実施

2.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-10 に示すとおり、「B-残留熱除去系熱交換器室」、「B-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉棟内を移動し、原子炉棟内の圧力や温度を一時的に上昇させる。原子炉棟内の圧力上昇に伴いブローアウトパネルが開放し、環境へ蒸気が放出されるとともにハッチ開口部等を通じてガス流動が発生することで、原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になる。なお、ブローアウトパネルが開放された以降は、原子炉棟から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、その他ポンプ室等への蒸気の流入はない。蒸気の滞留範囲を別図 8-16 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5B) への影響

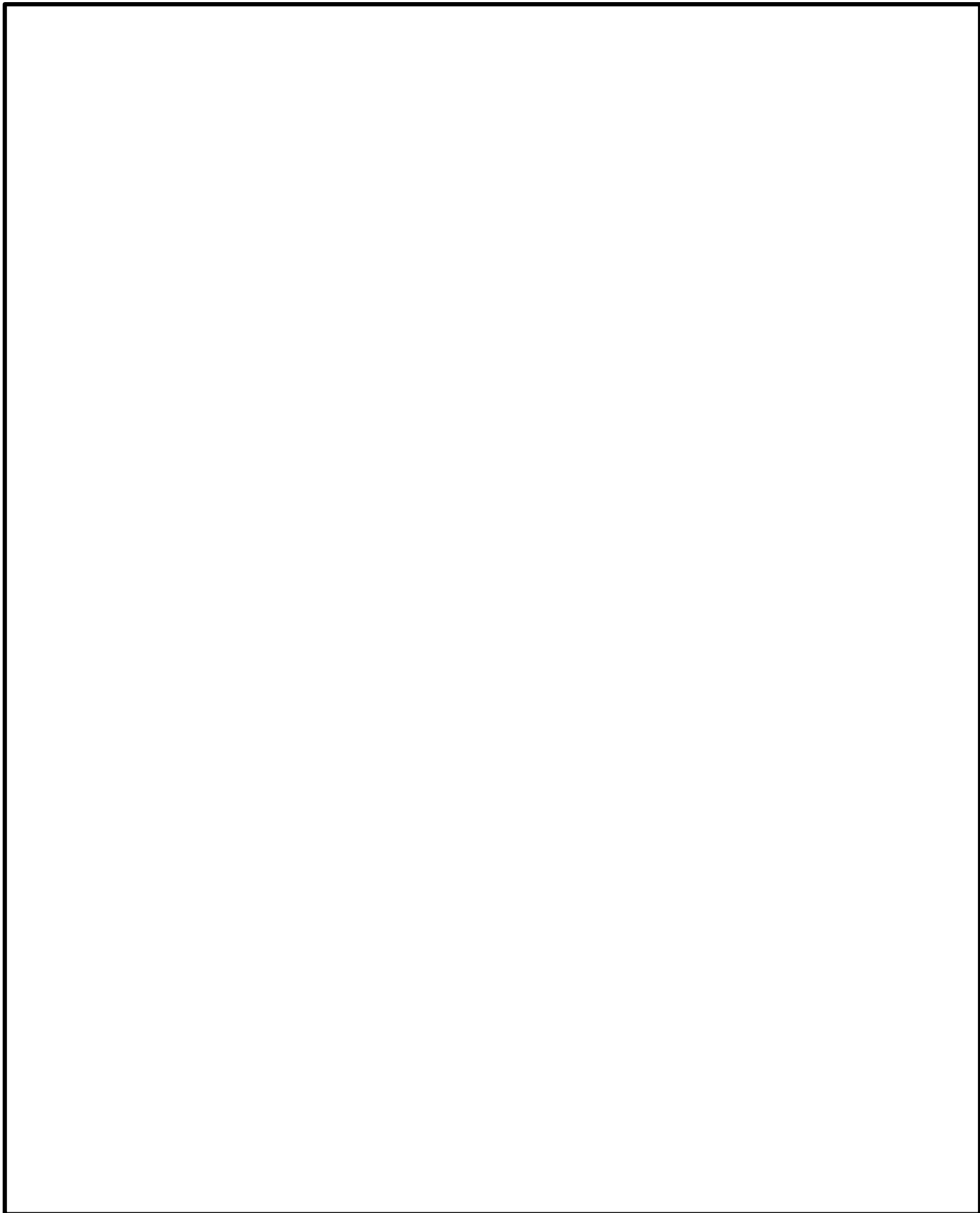
隔離操作を行う注水弁 (MV222-5B) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

ISLOCA 発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5B) の隔離操作を除いては、全て中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5B) の隔離操作については、事象発生 9 時間後から行うこととしており、その際の原子炉建物内雰囲気温度及び湿度は約 44℃及び約 100%である。防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は約 37 分である。

(2) I S L O C A時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響

A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界，トーラス室とA-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため，これらのポンプ室には溢水の流入がなく，蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため，系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて，系統の機能は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及びA-残留熱除去系のポンプ，弁及び計器等は，湿度 100%，温度 100℃以上の耐性を有している。

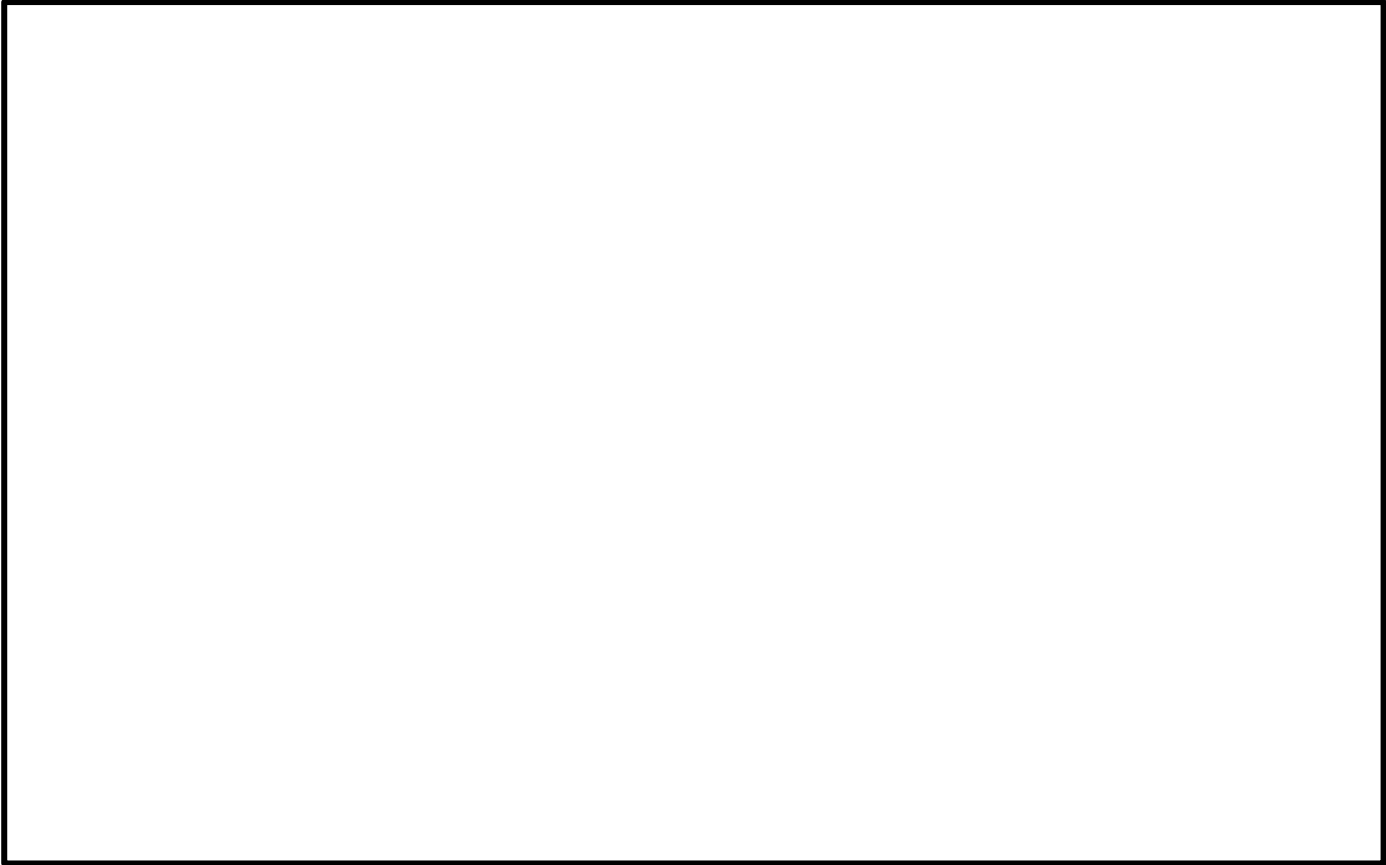
逃がし安全弁は，区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており，関連計装部品も含め，原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。



別図 8-16 B - 残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-102



別図 8-16 B - 残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

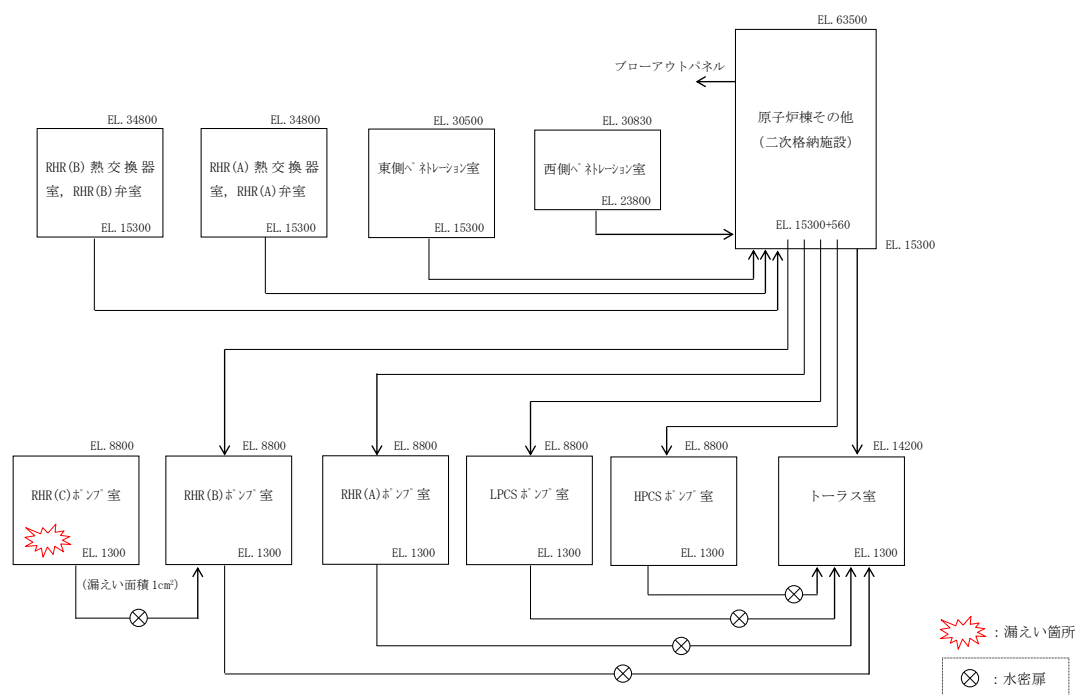
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. C-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の評価

3.1 評価条件

C-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

C-残留熱除去系においてISLOCAが発生した場合の漏えい箇所は圧力スイッチ（C-残留熱除去ポンプ室）のみであり，漏えい面積は 1 cm^2 （圧力応答評価に基づき評価された，圧力スイッチ2台分の漏えい面積に余裕をとった値）となる。その他の評価条件は，別表8-1において設定した評価条件と同様とした。原子炉建物ノード分割モデルを別図8-17に示す。



別図8-17 原子炉建物ノード分割モデル

3.2 評価結果

解析結果に基づく，ISLOCA発生時の原子炉棟内状況概要を別図8-18に，漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図8-19に，原子炉建物内の雰囲気温度，湿度及び圧力の推移を別図8-20から別図8-22に示す。

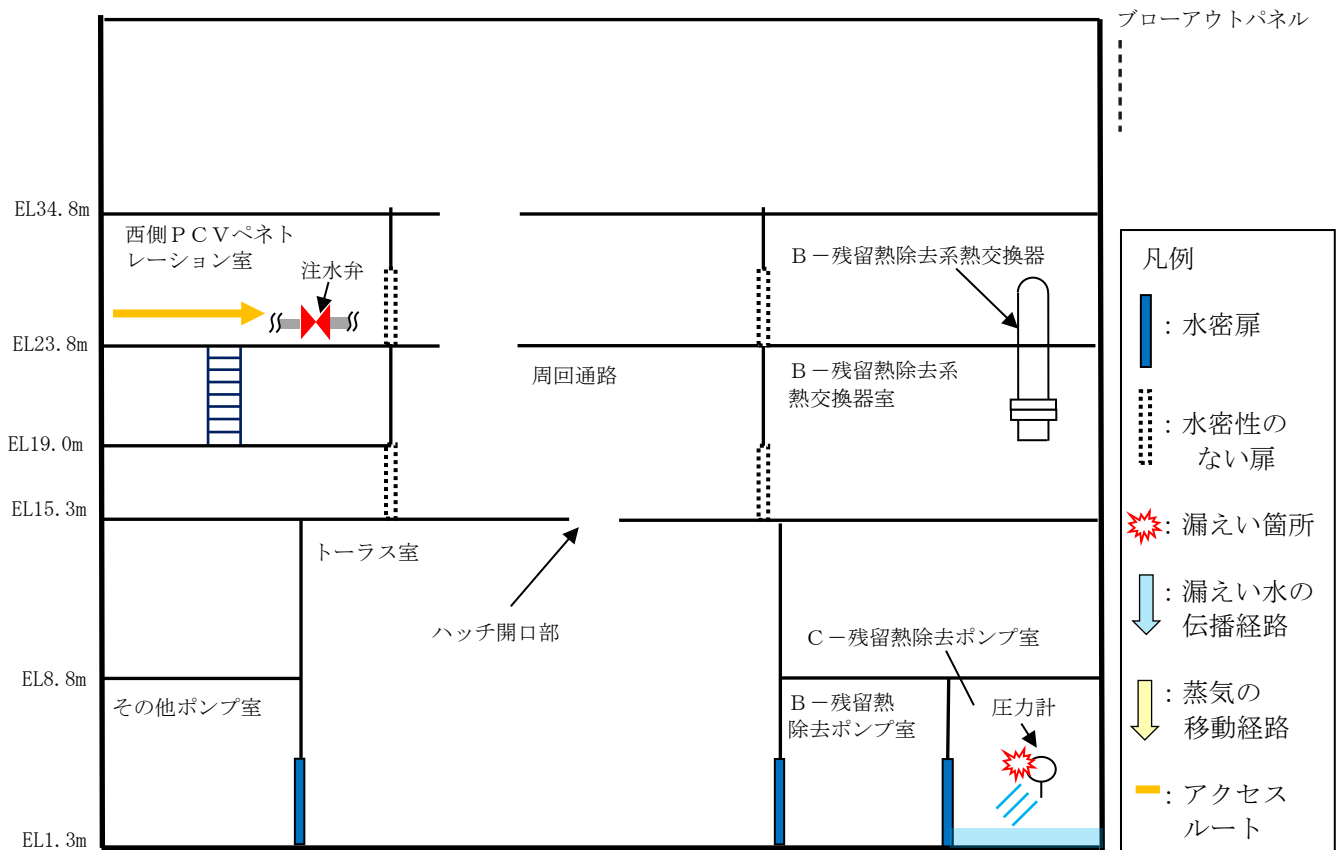
○事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし，また，原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

事象発生20分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，事象

発生 30 分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

事象発生 10 時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。

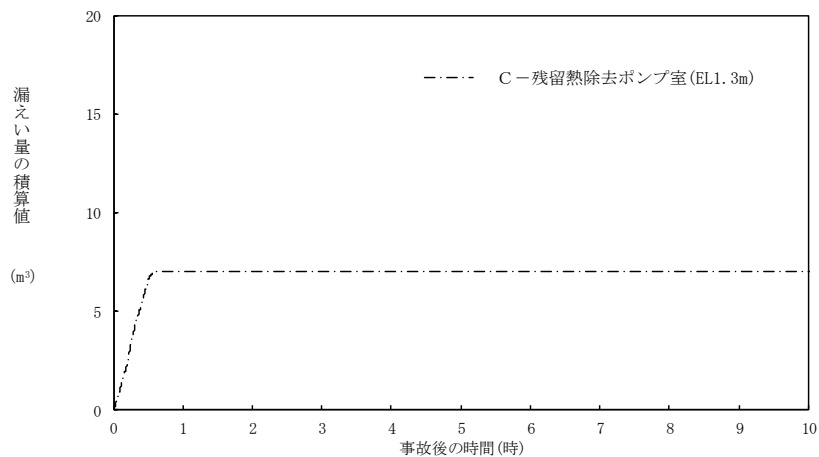


別図 8-18 ISLOCA 発生時の原子炉棟内状況概要

○漏えい発生区画における漏えい量

別図 8-19 に示すとおり、C-残留熱除去系における漏えいは、事象発生 30 分後の原子炉減圧操作によって停止し、原子炉冷却材の漏えい量は約 7 m³ となる。これは、破断箇所からの漏えいは原子炉圧力と漏えい発生区画の圧力の関係に応じて発生するが、漏えい発生区画である「C-残留熱除去ポンプ室」は水密扉により他室と区切られているため、漏えい水や蒸気はこの区画内に留まっており、また評価上、原子炉建物から環境への漏えいを考慮しない条件としていることから、原子炉減圧操作によって原子炉圧力が「C-残留熱除去ポンプ室」の圧力を下回るためである。

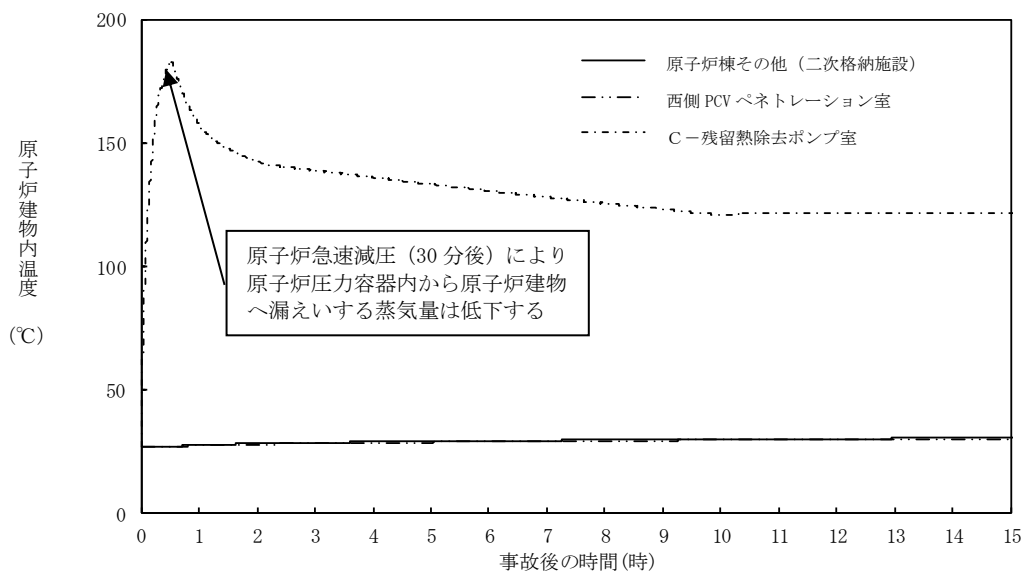
なお、「C-残留熱除去ポンプ室」から隣接する区画への伝播を仮定した場合には、隔離操作完了まで漏えいが継続することとなるが、この場合でも漏えいは A-残留熱除去系に比べ小規模となる。



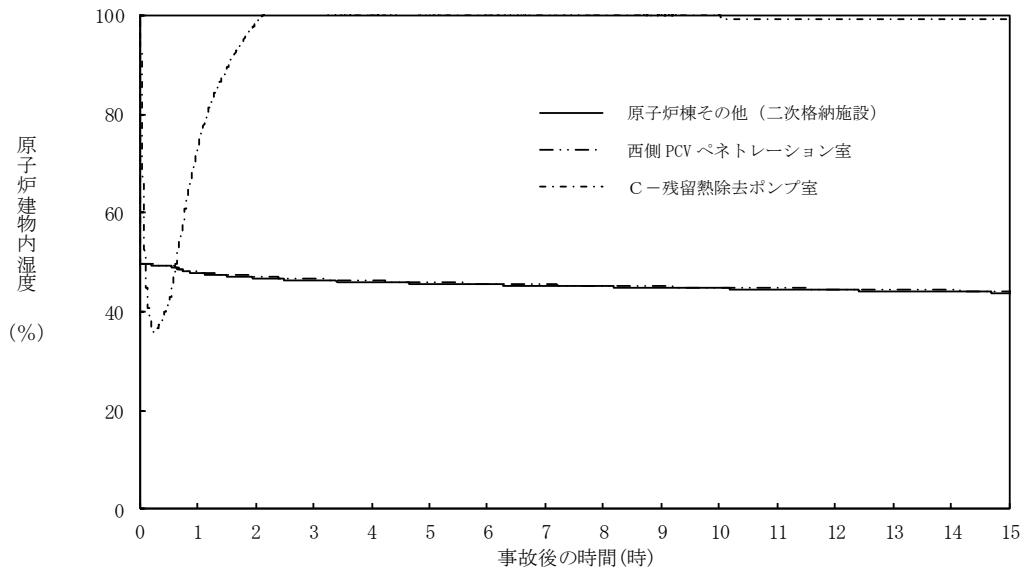
別図 8-19 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

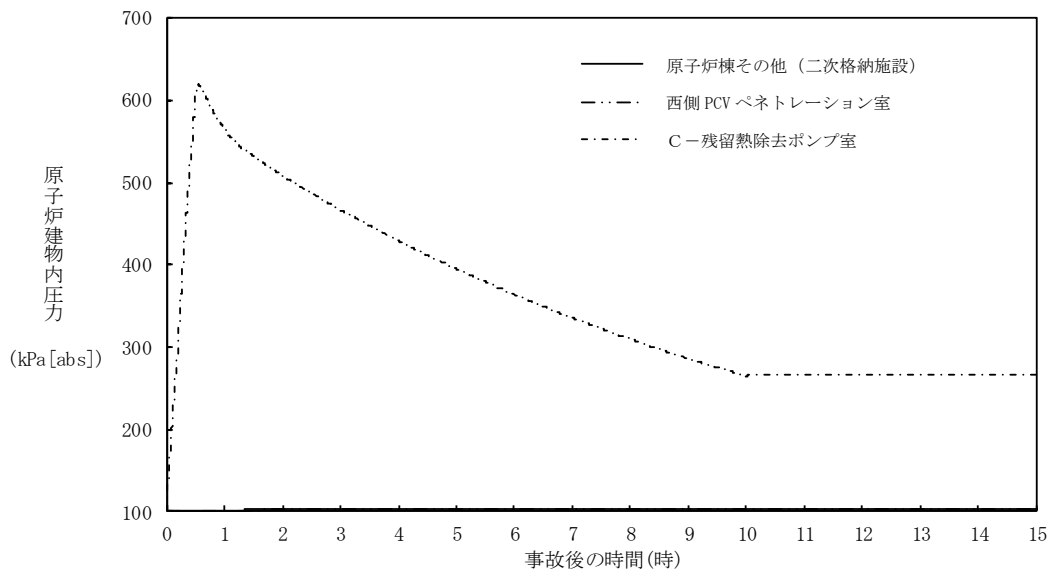
別図 8-20 から別図 8-22 に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「西側 PCV ペネトレーション室」における雰囲気気温度は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転によるトラス室の温度上昇に伴って初期温度から僅かに上昇するが、現場隔離操作の完了までの最大値は約 31℃であり、想定している作業環境（約 44℃）未満で推移する。また、原子炉の減圧まで破断箇所からの漏えいが継続するものの、湿度、圧力においてその影響は軽微であり低い値で維持される。なお、ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



別図 8-20 原子炉建物内の雰囲気気温度の推移



別図 8-21 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-22 原子炉建物内の圧力の推移

3.2.1 溢水による影響

「C-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから、隣接する「B-残留熱除去ポンプ室」及び「原子炉隔離時冷却ポンプ室」へ伝播しない。

溢水範囲を別図 8-23 に、想定する漏えい量を別表 8-6 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5C) へのアクセス性に対する影響

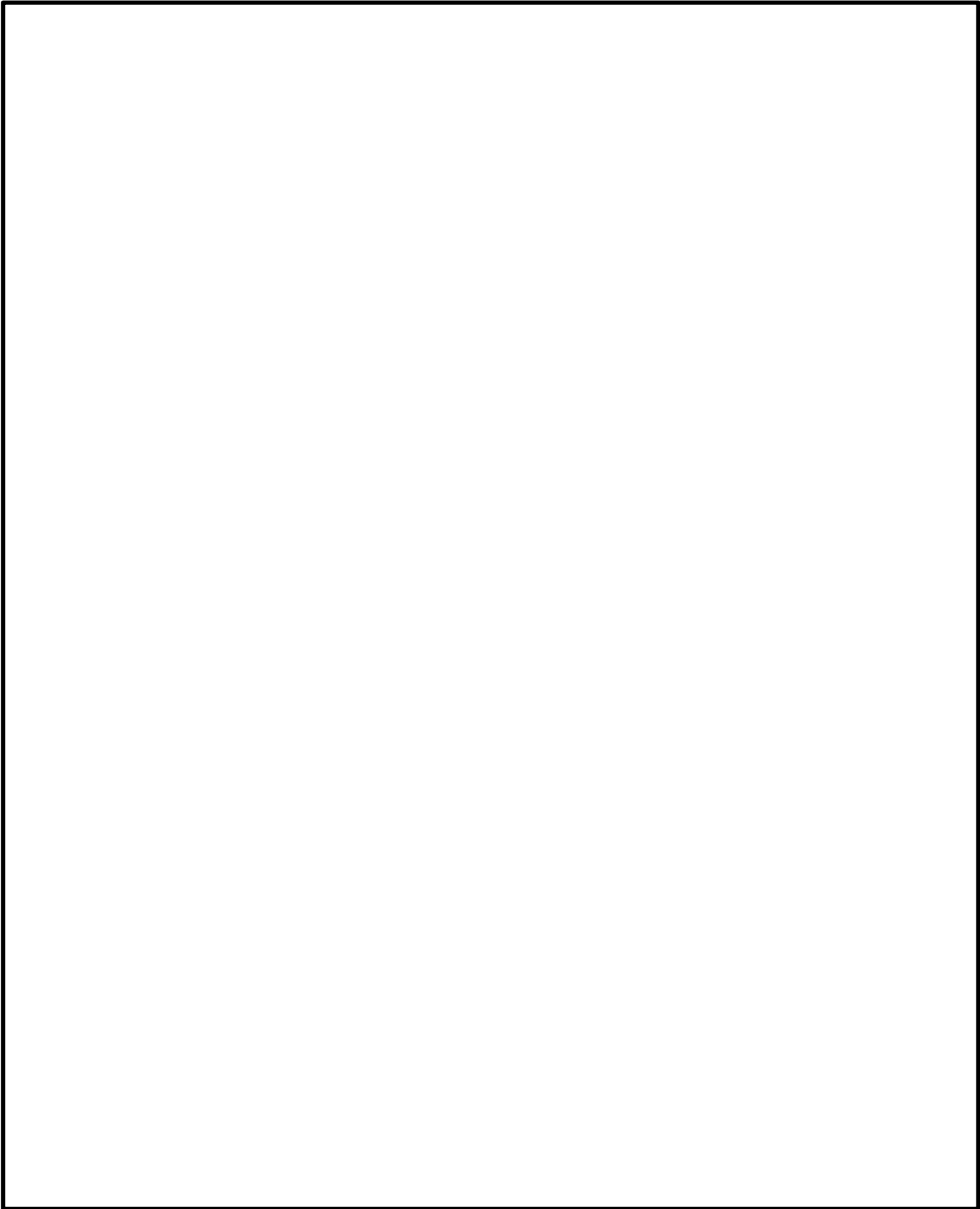
C-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5C) は、原子炉建物 2 階 (EL23.8m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

C-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、C-残留熱除去ポンプ室とB-残留熱除去ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

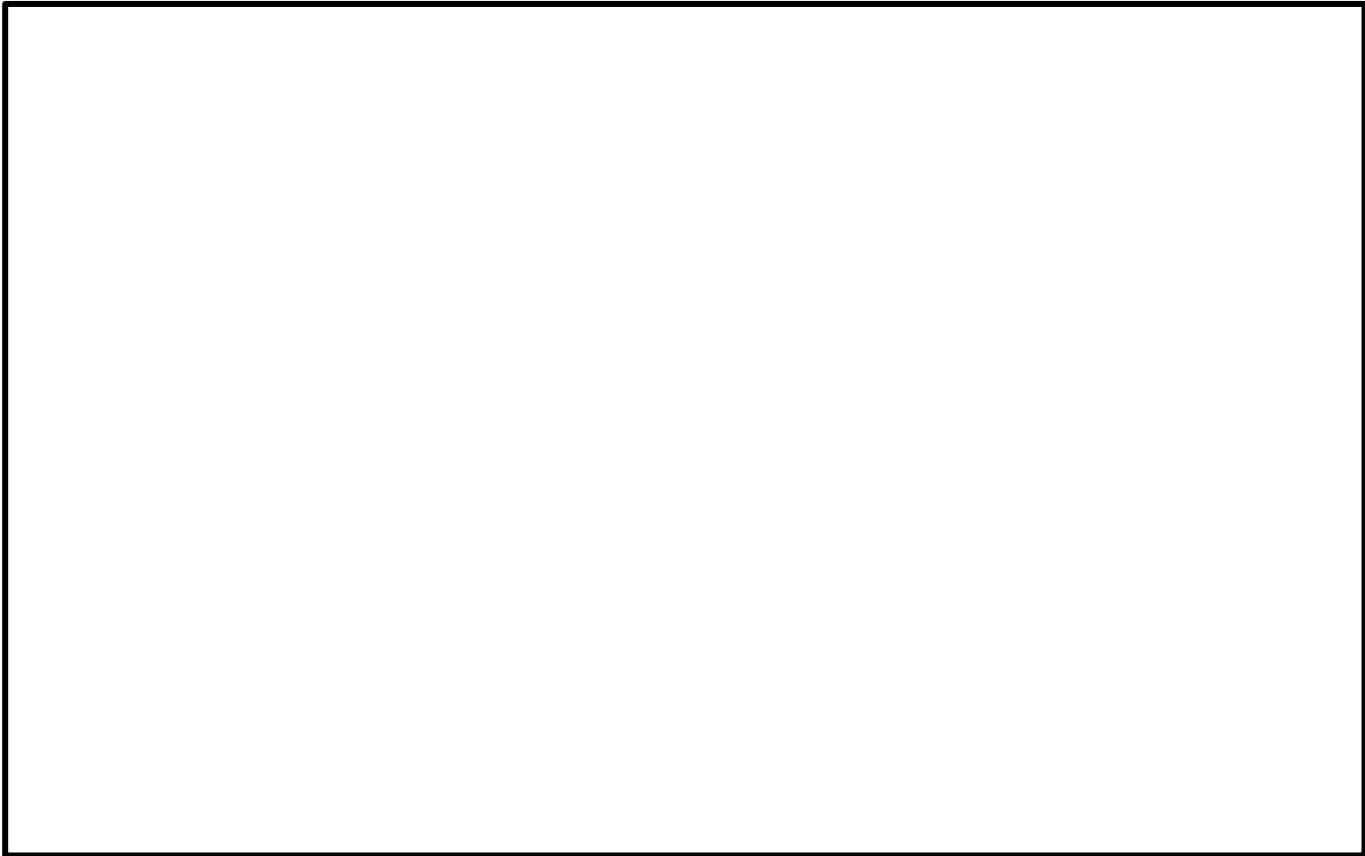
A-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室については、隣接する区画に漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。



別図 8-23 C－残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 8-23 C-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-6 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m ³]
	C-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-03N)
0.5	約 6.7
1.0	約 7.1
2.0	約 7.1
3.0	約 7.1
4.0	約 7.1
5.0	約 7.1
6.0	約 7.1
7.0	約 7.1
8.0	約 7.1
9.0	約 7.1
10.0	約 7.1

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-18 に示すとおり、「C-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気は、境界に設置した水密扉により隣接する区画に伝播せず、「C-残留熱除去ポンプ室」内に留まる。蒸気の滞留範囲を別図 8-24 に示す。

(1) 注水弁 (MV222-5C) への影響

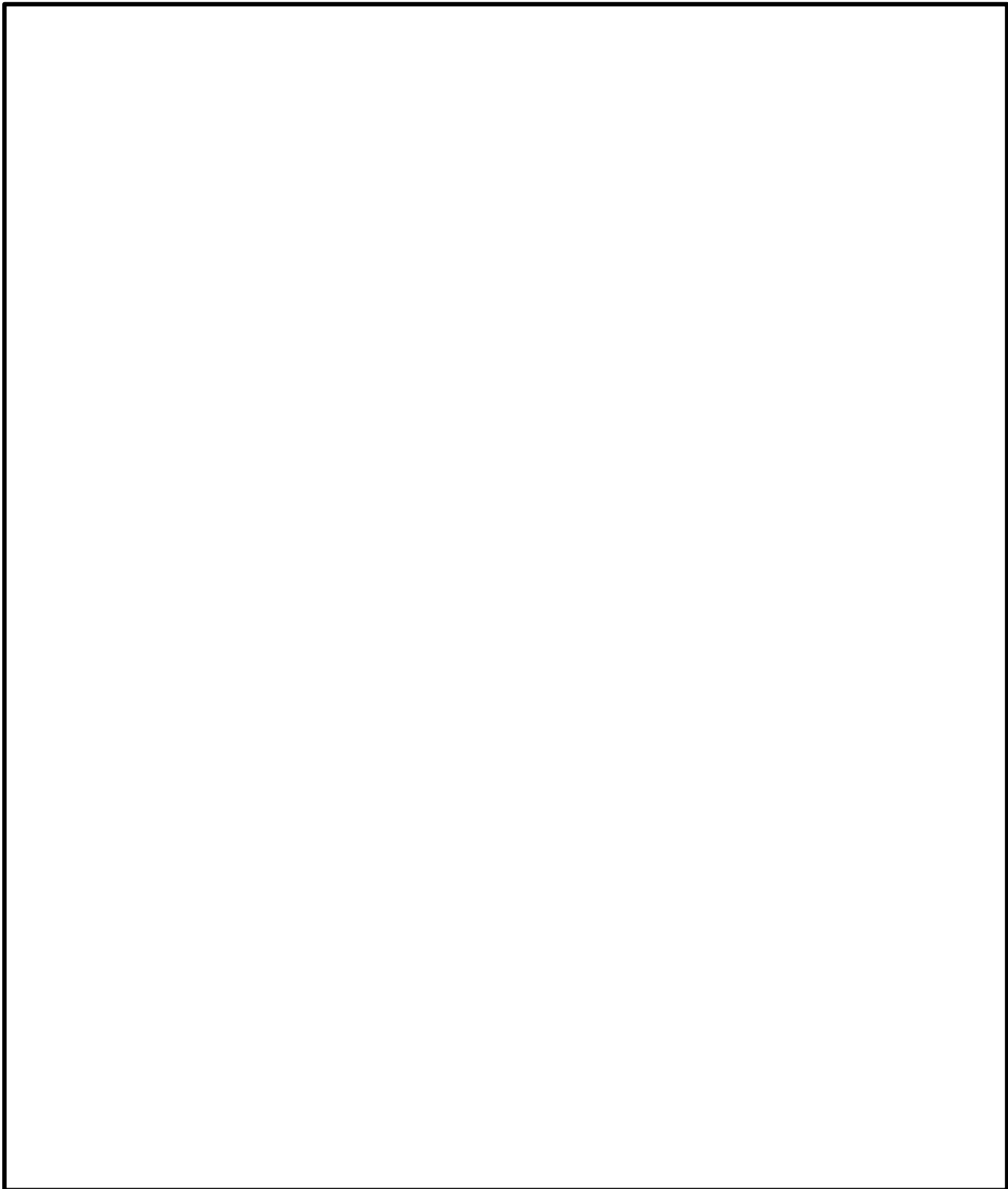
隔離操作を行う注水弁 (MV222-5C) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100°C 以上の耐性を有していることから機能維持される。

I S L O C A 発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5C) の隔離操作を除いては、全て中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5C) の隔離操作において、原子炉建物内雰囲気温度は想定している作業環境 (約 44°C) 未満で推移するため、防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能である。なお、注水弁 (MV222-5C) の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は、約 37 分である。

(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

C-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、C-残留熱除去ポンプ室と B-残留熱除去ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されており、また A-残留熱除去ポンプ室、B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室については、漏えい水が伝播する区画に隣接していないため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び A-残留熱除去系 (又は B-残留熱除去系) のポンプ、弁及び計器等は、湿度 100%、温度 100°C 以上の耐性を有している。

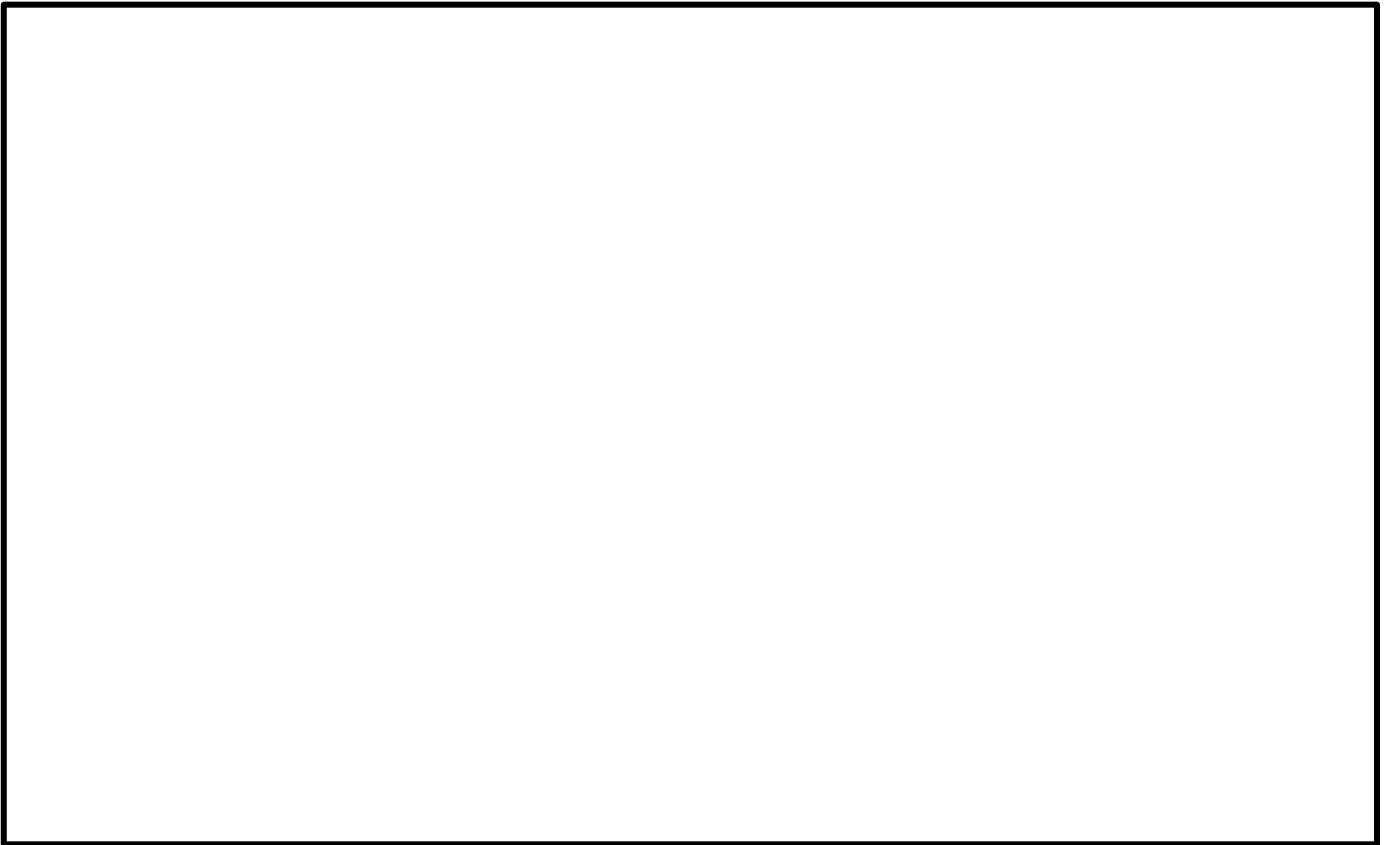
逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。



別図 8-24 C-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-112



別図 8-24 C-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

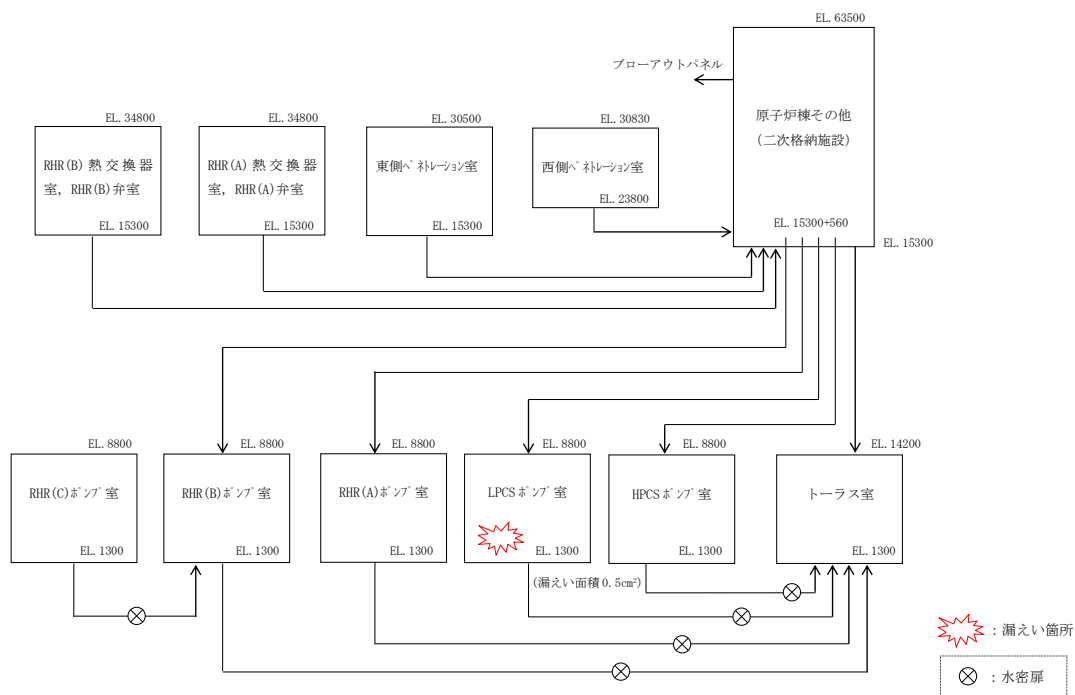
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 低圧炉心スプレイ系における I S L O C A 発生時の評価

4.1 評価条件

低圧炉心スプレイ系における I S L O C A 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境(雰囲気温度, 湿度, 圧力及び溢水による影響)を評価した。

低圧炉心スプレイ系において I S L O C A が発生した場合の漏えい箇所は圧力スイッチ (低圧炉心スプレイポンプ室) のみであり, 漏えい面積は 0.5cm^2 (圧力応答評価に基づき評価された, 圧力スイッチ 1 台分の漏えい面積に余裕をとった値) となる。その他の評価条件は, 別表 8-1 において設定した評価条件と同様とした。原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-25 に示す。



別図 8-25 原子炉建物ノード分割モデル

4.2 評価結果

解析結果に基づく, I S L O C A 発生時の原子炉棟内状況概要を別図 8-26 に, 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-27 に, 原子炉建物内の雰囲気温度, 湿度及び圧力の推移を別図 8-28 から別図 8-30 に示す。

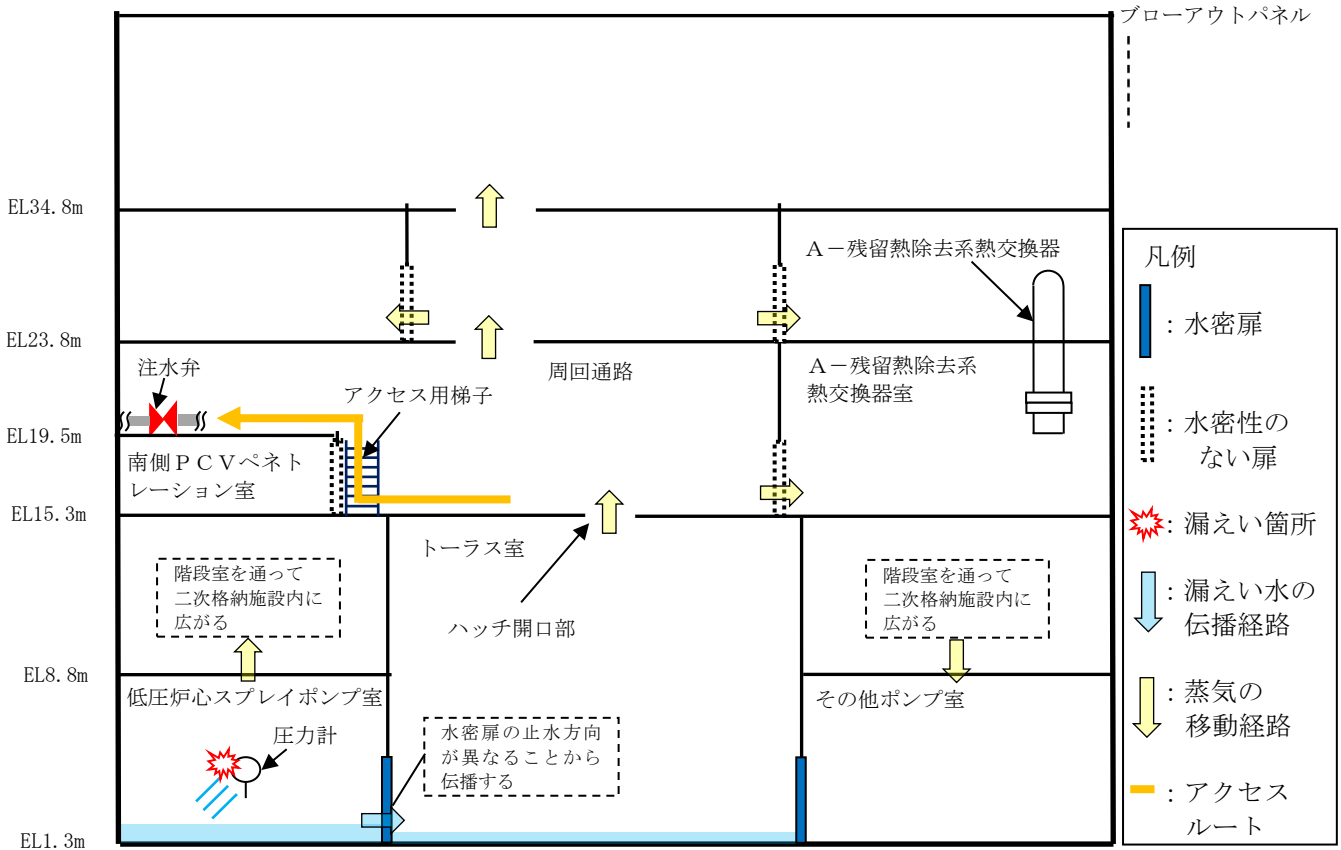
○事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり, 給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低 (レベル 3) 信号が発生して原子炉はスクラムし, また, 原子炉水位低 (レベル 2) で再循環ポンプ 2 台全てがトリップするとともに, 原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

事象発生 20 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため, 事象

発生 30 分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

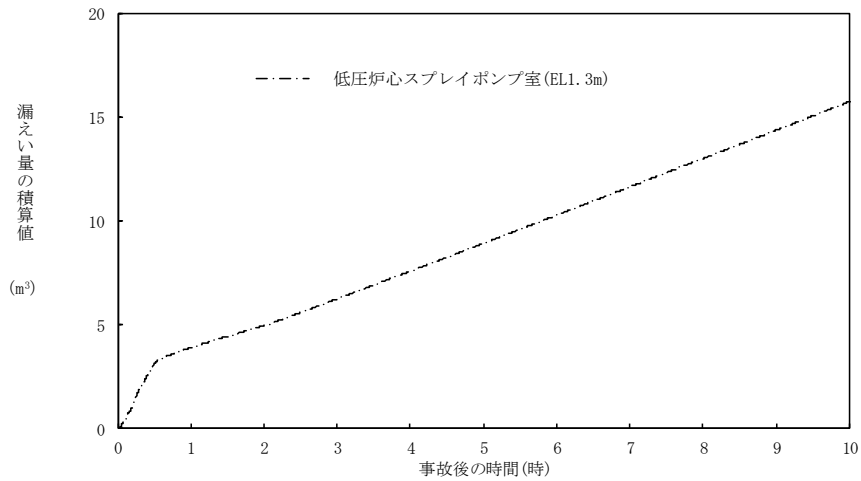
事象発生 10 時間後、現場操作により低圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。



別図 8-26 ISLOCA 発生時の原子炉棟内状況概要

○漏えい発生区画における漏えい量

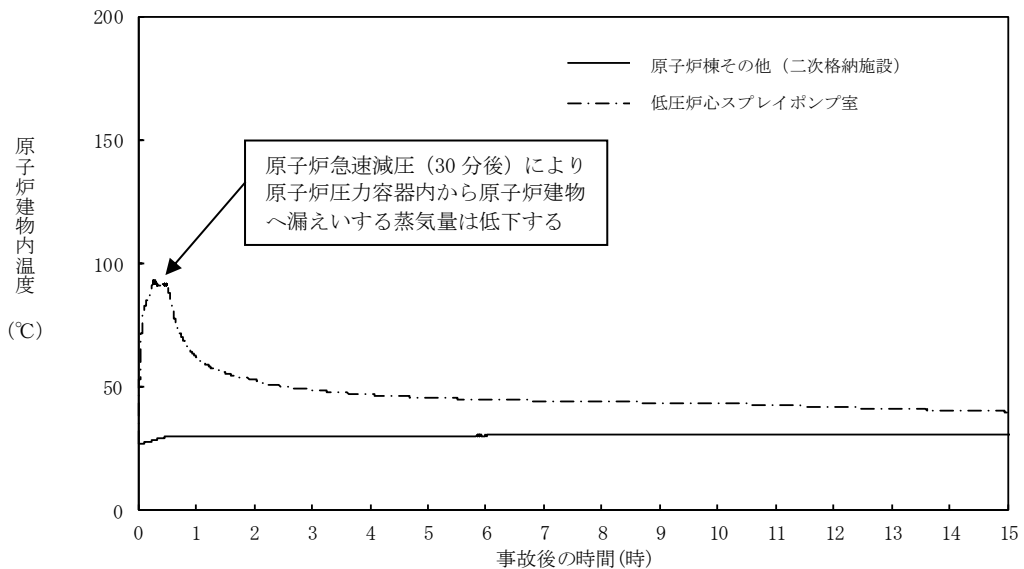
別図 8-27 に示すとおり、低圧炉心スプレイ系における漏えいは A-残留熱除去系に比べ小規模となるため、現場での隔離操作は比較的早期に実施可能と考えられるが、事象発生 10 時間後まで隔離が実施できないことを想定した場合、原子炉冷却材の漏えい量は約 16m^3 である。



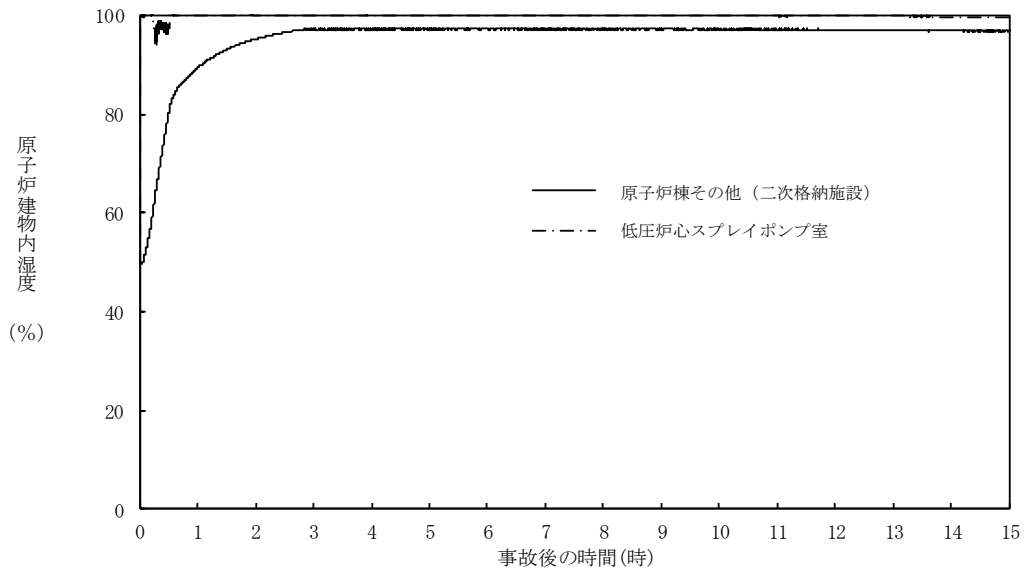
別図 8-27 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

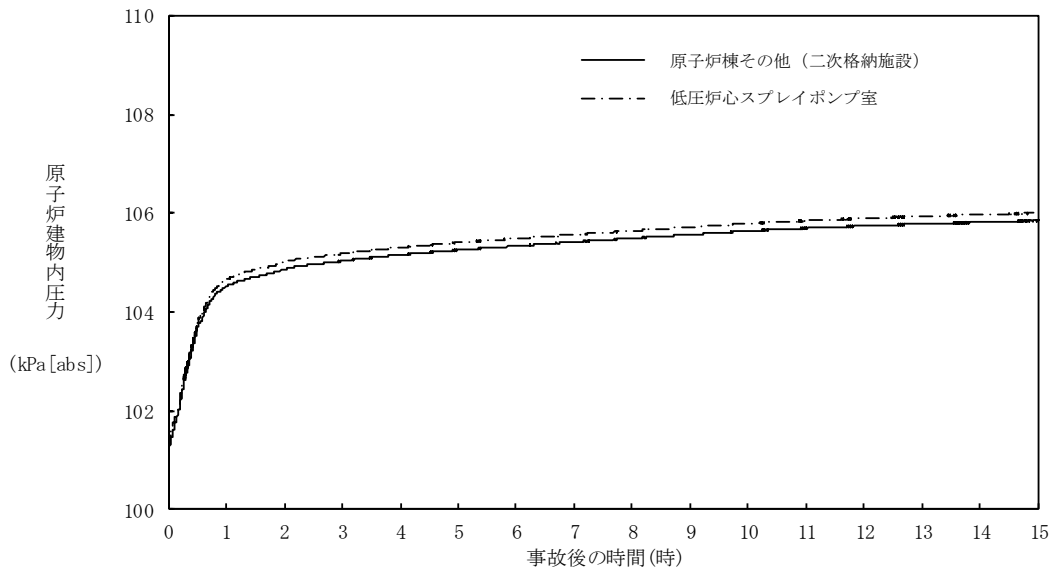
別図8-28 から別図8-30 に示すとおり,アクセスルート及び操作場所である「原子炉棟その他(二次格納施設)」における雰囲気温度は,初期温度から僅かに上昇するが,現場隔離操作の完了までの最大値は約 31°Cであり,想定している作業環境(約 44°C)未満で推移する。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため,ゆっくりと上昇を続けた後,高い値で維持される。圧力については漏えい発生後から上昇傾向となるものの,ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



別図 8-28 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-29 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-30 原子炉建物内の圧力の推移

4.2.1 溢水による影響

「低圧炉心スプレイポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから「トーラス室」に伝播する。

溢水範囲を別図 8-31 に、想定する漏えい量を別表 8-7 に示す。

(1) 注水弁 (MV223-2) へのアクセス性に対する影響

低圧炉心スプレイ系の隔離操作を行う注水弁 (MV223-2) は、原子炉建物中 1 階 (EL19.5m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 1 階 (EL15.3m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

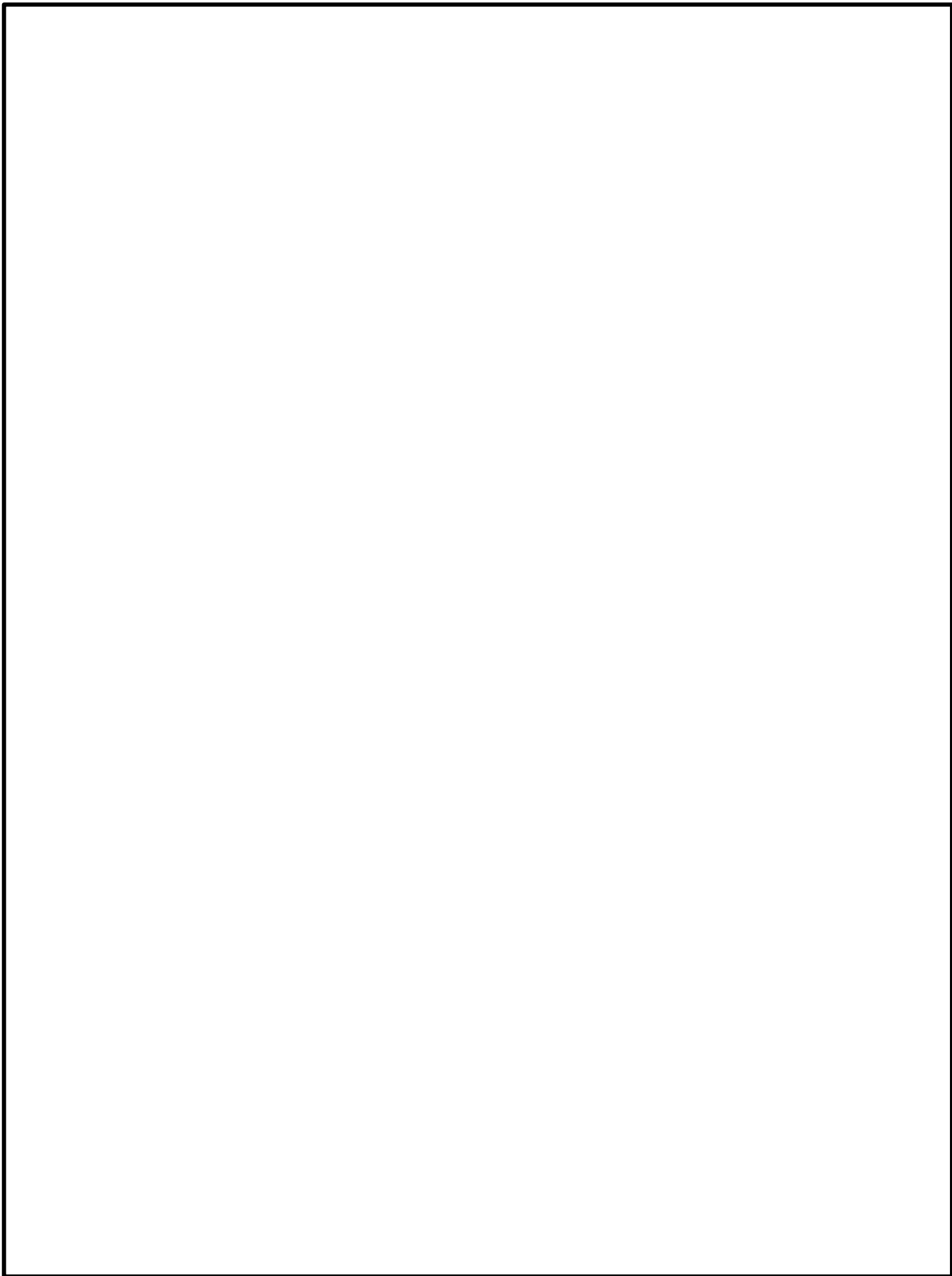
(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室、B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

原子炉隔離時冷却ポンプ室は、隣接する区画に漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-8 に示す。



別図 8-31 低圧炉心スプレイ系 溢水範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-119

別表 8-7 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m ³]
	低圧炉心スプレイポンプ室 (R-B2F-09N)
0.5	約 3.2
1.0	約 4.0
2.0	約 5.0
3.0	約 6.3
4.0	約 7.7
5.0	約 9.0
6.0	約 10.4
7.0	約 11.7
8.0	約 13.1
9.0	約 14.4
10.0	約 15.8

別表 8-8 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価 区画	流入を 考慮する 他区画	溢水量 [m ³] ^{※1}	滞留 面積 [m ²]	床勾 配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] ^{※2}	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統 の溢水防護対象設備 ^{※3}	② 機能喪失 高さ FL+[m] ^{※2}	影響 評価	備考
原子炉 建物	1.3	R-B2F-31N	R-B2F-02N	15.8	1039	0.075	0.10	MV224-9	HPCSポンプ CST側第2ミニマムロー弁	7.63	①<②	

: 溢水源のある区画

※1 事象発生10時間後の溢水量

※2 基準床からの高さ

※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器

4.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-26 に示すとおり、「低圧炉心スプレイポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉棟内に伝播する。蒸気の滞留範囲を別図 8-32 に示す。

(1) 注水弁 (MV223-2) への影響

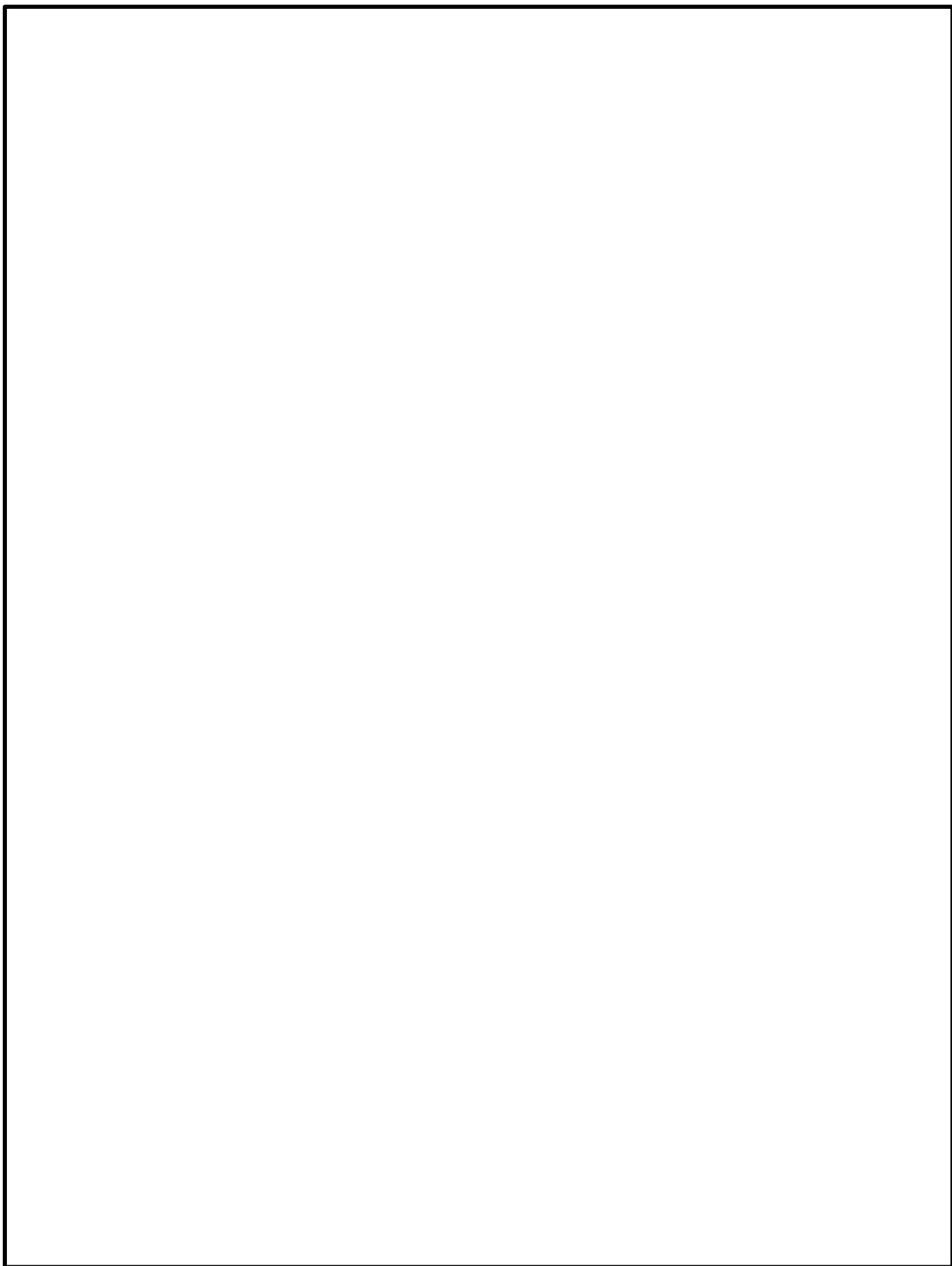
隔離操作を行う注水弁 (MV223-2) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100°C 以上の耐性を有していることから機能維持される。

I S L O C A 発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV223-2) の隔離操作を除いては、全て中央制御室からの操作による。注水弁 (MV223-2) の隔離操作において、原子炉建物内雰囲気温度は想定している作業環境 (約 44°C) 未満で推移するため、防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能である。なお、注水弁 (MV223-2) の隔離操作における原子炉棟内の滞在時間は、約 41 分である。

(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室、B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されており、また原子炉隔離時冷却ポンプ室については、漏えい水が伝播する区画に隣接していないため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び A-残留熱除去系 (又は B-残留熱除去系) のポンプ、弁及び計器等は、湿度 100%、温度 100°C 以上の耐性を有している。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。



別図 8-32 低圧炉心スプレイ系 蒸気滞留範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-122

I S L O C A発生時の原子炉棟内線量率評価及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建物内線量率について

(1) 評価の想定

A－残留熱除去系の破断口から原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質について原子炉棟から環境への漏えいを考慮せずに原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約 8.1×10^7 Bq「平成元年1月18日(起動試験)」であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として 100Ci (3.7×10^{12} Bq) と設定した。(別表 9-1 参照)

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(酸素呼吸器)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別表 9-1 評価条件 (追加放出量)

項目	評価値	実績値 (最大)
I-131 追加放出量 (Bq)	3.7×10^{12}	約 8.1×10^7 (平成元年1月18日 (起動試験))
希ガス及びハロゲン等の追加放出量 (γ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	2.3×10^{14}	—

各系統において I S - L O C A が発生した場合の、原子炉建物へ漏えいした冷却材からの気相部への移行割合は別表 9-2 のとおり、A - 残留熱除去系及び B - 残留熱除去系に包絡される。また、評価対象エリアの体積は A - 残留熱除去系（東側 P C V ペネトレーション室気相部）が B - 残留熱除去系（西側 P C V ペネトレーション室気相部）より大きいことから、線量率は A - 残留熱除去系に包絡される。

別表 9-2 原子炉建物へ漏えいした冷却材からの追加放出 F P の気相部への移行割合

項 目	漏えい面積 (cm ²)	追加放出の気相部への 移行割合 (%)
A - 残留熱除去系	17	約 11.4
B - 残留熱除去系	17	約 11.4
C - 残留熱除去系	1	約 0.4
低圧炉心スプレイ系	0.5	約 0.2

なお、線量率評価においては保守的に A - 残留熱除去系における I S L O C A 時の追加放出 F P の気相部への移行割合を全量として評価する。

(2) 評価の方法

原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別図 9-1 に示す。

$$\cdot \frac{\gamma}{\mu} \cdot E_{\gamma} \cdot \left(\mu \cdot R \right) \cdot 3600$$

ここで、

- D : 放射線量率 (Gy/h)
- 6.2×10^{-14} : サブマージョンモデルによる換算係数
((dis · m³ · Gy) / (MeV · Bq · s))
- Q_γ : 原子炉棟内放射性物質質量
(Bq : γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
- V_{R/B} : 原子炉棟内空間体積
(m³)
- E_γ : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)
- μ : 空気に対する γ 線のエネルギー吸収係数

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

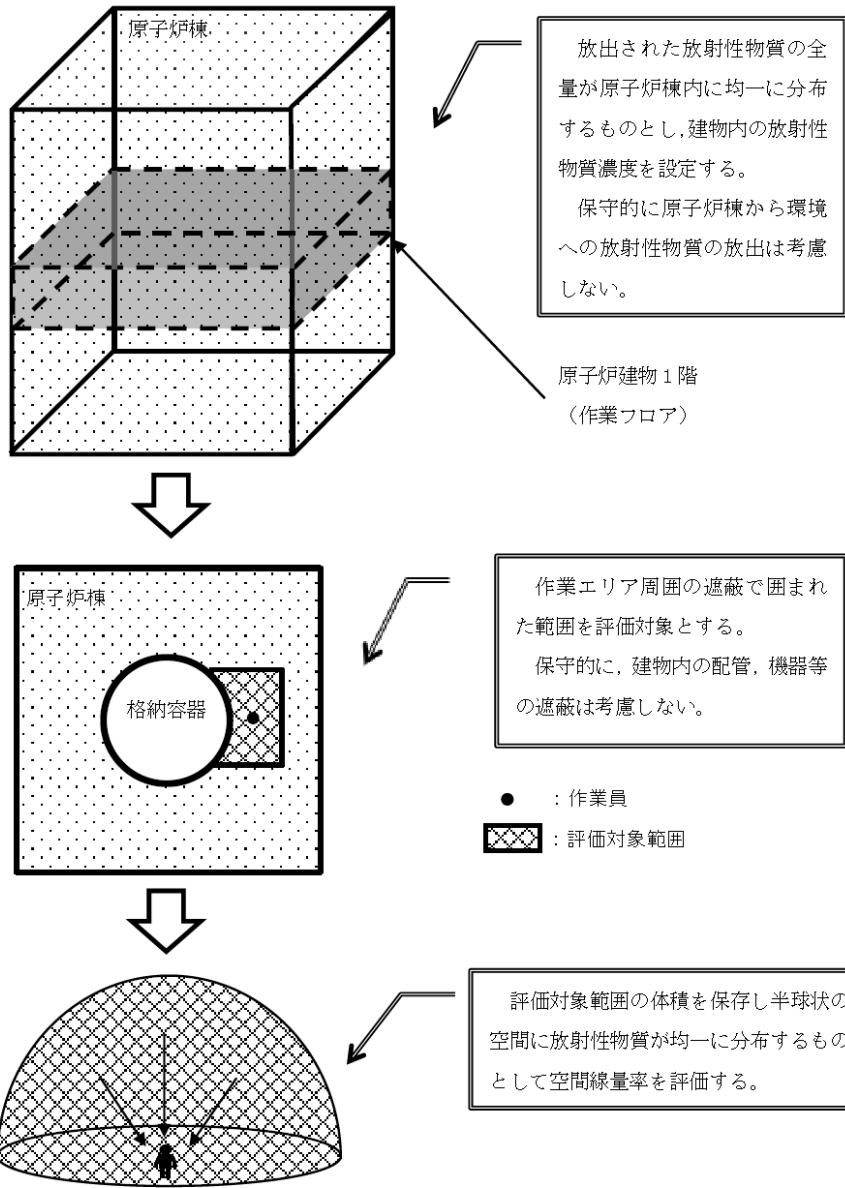
$$(3.9 \times 10^{-3} / \text{m})$$

R : 評価対象エリア（東側PCVペネトレーション室気相部）の空間体積と等価な半球の半径 (m)

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

V : 評価対象エリア（東側PCVペネトレーション室気相部）の体積 (m³)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



サブマージョンモデル概要図

別図 9-1 サブマージョンモデルの概要

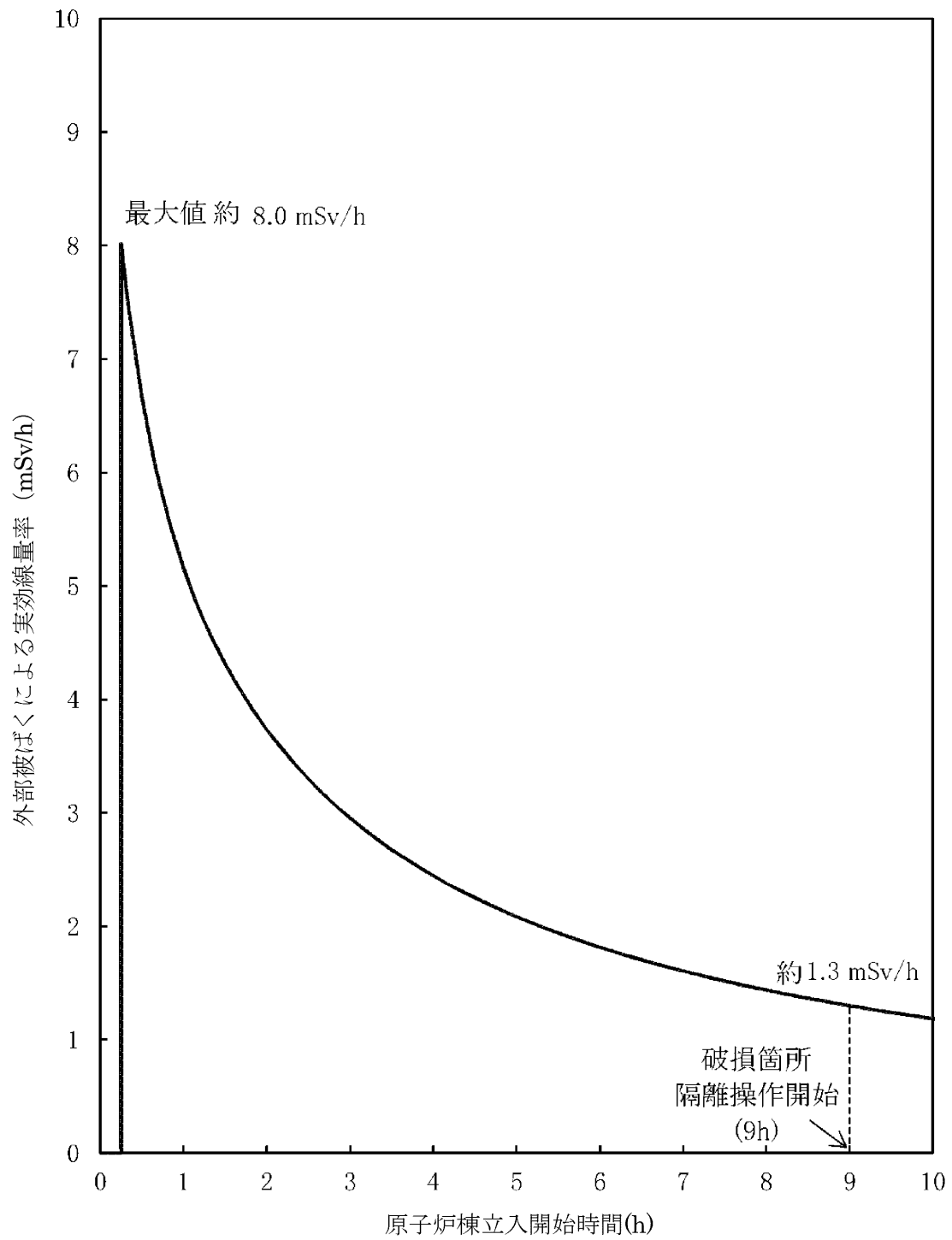
(3) 評価の結果

評価結果を別図 9-2 に示す。線量率の最大は約 8.0mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。

なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、中央制御室換気系の給気口的位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる(別図 9-3)。さらに、これらの事故時においては原子炉棟放射線異常高又は換気系放射線異常高の信号により中央制御室換気系が系統隔離運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別表 9-3 I S L O C A 時の放出量

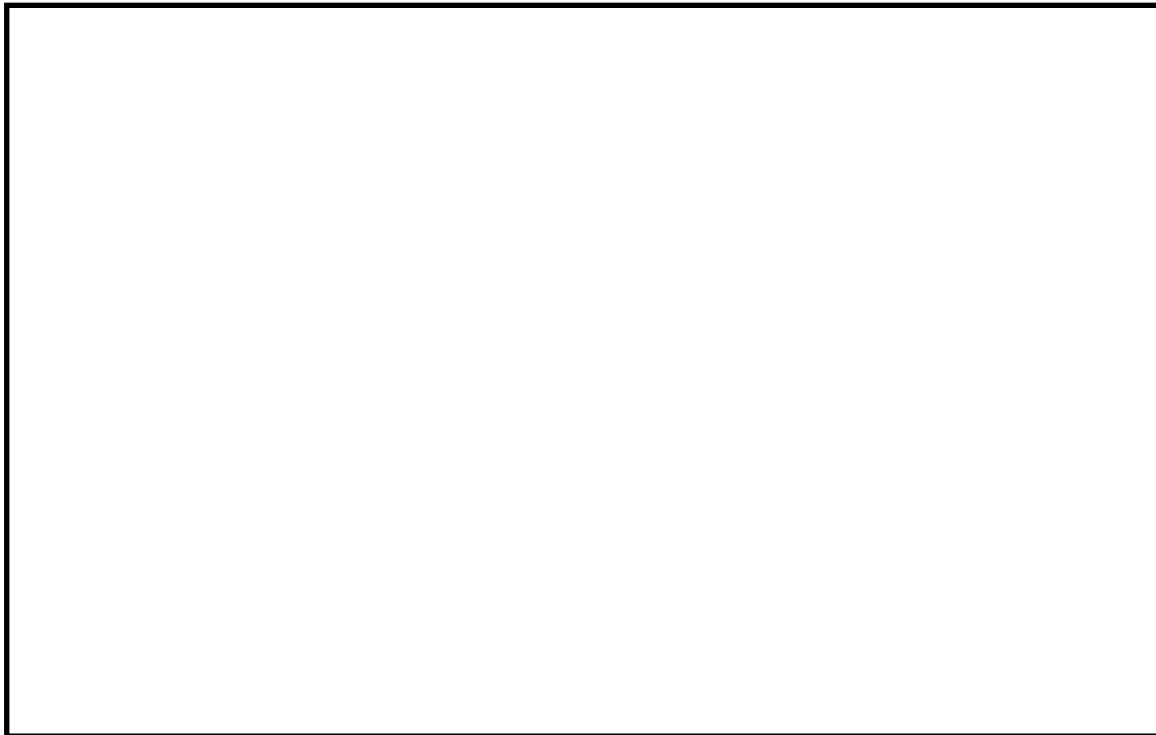
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d ⁻¹)	γ線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.750	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14



別図 9-2 原子炉棟立入開始時間と線量率の関係



(a) 平面概略図



(b) 断面概略図

別図 9-3 原子炉建物／中央制御室の配置と給気口・ブローアウトパネルの位置関係 (ISLOCA)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

2. 敷地境界の実効線量評価について

(1) 評価想定

敷地境界の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉棟内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルを経由して大気中に放出されることを想定し、敷地境界の実効線量を評価した。

評価条件は別表 9-1 から別表 9-6 に従うものとする。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる蒸気量に対応する放射性物質が建物内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相部へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別図 9-4 参照)

原子炉棟内の気相部に移行した放射性物質は、ブローアウトパネルの開口部より大気中に徐々に放出されることとなるが、被ばく評価上は、事象発生直後に大気中に放出されるものとし、放出高さは地上放出として評価した。その結果、放出量は別表 9-5 に示すとおりとなった。

(2) 評価方法

敷地境界外における実効線量は、次に述べる内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算する。

a. よう素による内部被ばく

よう素の内部被ばくによる実効線量 H_I は次の式で計算する。

$$H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I$$

ここで

R : 呼吸率 (m^3/s)

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率 $0.31 \text{ (m}^3/\text{h)}$ を用いる。

H_{∞} : よう素 (I-131) を 1 Bq 吸入した場合の小児の実効線量係数 ($1.6 \times 10^{-7} \text{ Sv/Bq}$)

χ/Q : 相対濃度 (s/m³) (別表 9-6 のとおり)

Q_I : よう素の放出量 (Bq)

(I-131 等価量—小児実効線量係数換算) (別表 9-5 のとおり)

b. γ 線による外部被ばく

敷地境界外における希ガス及びハロゲン等の γ 線外部被ばくによる実効線量 H_γ は次の式で計算する。

$$H_\gamma = K \cdot D/Q \cdot Q_\gamma$$

ここで、

K : 空気カーマから実効線量への換算係数 ($K=1\text{Sv/Gy}$)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq) (別表 9-6 のとおり)

Q_γ : 希ガス及びハロゲン等の大気放出量 (Bq)

(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値) (別表 9-5 のとおり)

(3) 評価結果

敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となり事故時線量限度の 5mSv を下回った。

本事象は、放射性物質の放出に際し格納容器フィルタベント系や非常用ガス処理系による放射性物質の捕集効果及び高所放出による大気希釈に期待できないため、敷地境界における実効線量評価において、設計基準事故や他の炉心損傷防止シナリオにおける評価条件に比べて厳しい評価結果となっていると考えられる。また、ISLOCA 発生後、30 分後に急速減圧を実施する評価としているため、それまでの間に、高圧炉心スプレイ系の自動起動に伴う蒸気凝縮により原子炉圧力低下が起きており、この期間における燃料棒内ギャップ部の放射性物質の追加放出が大きくなっている。この期間は破断口からの冷却材漏洩量も大きいため、大気中への放射性物質の放出量が大きくなる結果となる。

なお、評価に使用した I-131 追加放出量の 100Ci ($3.7 \times 10^{12}\text{Bq}$) は、運転開始からの I-131 追加放出量の実測値の最大値である約 $8.1 \times 10^7\text{Bq}$ 「平成元年 1 月 18 日 (起動試験)」に対し保守性を有した設定となっている。

また、評価上は考慮していないものの、原子炉棟に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建物内壁への沈着による放出量の低減に期待できること、冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できること

及び破断口から放出されるまでの時間減衰により, さらに実効線量が低くなると考えられる。

別表 9-4 放出評価条件

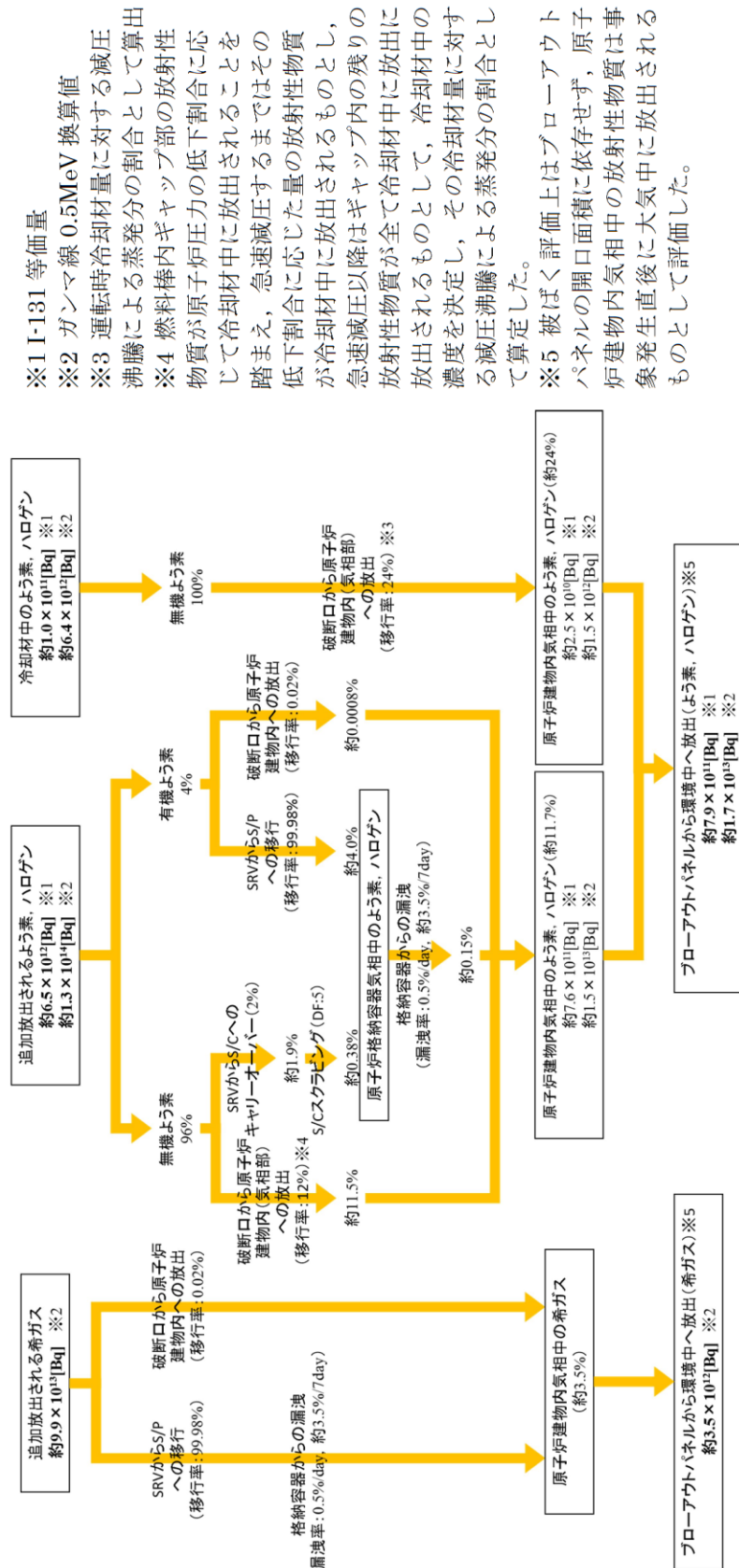
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	1.4×10^2	全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96% 有機よう素 : 4%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 2 有機よう素 : 99.98	無機よう素, ハロゲン等については「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定 有機よう素については SAFER 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉棟への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.02	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が破断口から原子炉棟へ移行するものとして設定。 有機よう素については SAFER 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
サプレッション・チェンバのプール水のスクラビング等による除去係数	5	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
冷却水から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	24	原子炉冷却材量に対する原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	12	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定
原子炉棟の気密性	考慮しない	ブローアウトパネル開口部の面積に依存せず、原子炉棟内気相部の放射性物質が事象発生直後に大気中に放出されるものとする。

別表9-5 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	2.0×10^{13}
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	7.9×10^{11}

別表 9-6 大気拡散条件 (地上放出)

大気拡散条件	敷地境界
相対濃度 (χ / Q) (s / m^3)	3.5×10^{-4}
相対線量 (D / Q) (Gy / Bq)	2.1×10^{-18}



別図 9-4 希ガス、よう素、ハロゲン等の環境への放出過程

I-131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

定検回数	停止年月日	増加量 (Bq)
<u>(起動試験)</u>	<u>H1. 1. 18</u>	<u>8. 10×10⁷</u>
第1回	H2. 2. 5	2. 22×10 ⁷
第2回	H3. 5. 7	7. 67×10 ⁶
第3回	H4. 9. 7	2. 0×10 ⁷
第4回	H6. 1. 12	1. 7×10 ⁷
第5回	H7. 4. 27	1. 9×10 ⁷
中間停止	H8. 5. 13	2. 3×10 ⁷
第6回	H8. 9. 6	2. 3×10 ⁷
第7回	H10. 1. 5	2. 4×10 ⁷
第8回	H11. 5. 11	2. 2×10 ⁷
第9回	H12. 9. 17	1. 4×10 ⁷
第10回	H14. 1. 8	2. 0×10 ⁷
第11回	H15. 4. 15	3. 6×10 ⁷
第12回	H16. 9. 7	2. 6×10 ⁷
第13回	H18. 2. 28	2. 9×10 ⁷
第14回	H19. 5. 8	3. 9×10 ⁷
第15回	H20. 9. 7	1. 9×10 ⁷
第16回	H22. 3. 18	2. 2×10 ⁷

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

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) 時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生 10 時間後に残留熱除去系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，高圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，健全側の残留熱除去系による炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による炉心の冷却を継続することで，冷温停止状態に移行することができ，格納容器圧力及び温度も安定又は低下傾向となり，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA））

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA））（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相まってコード全体としては、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場において、FIST-T-ABWRの実験解析において燃料棒表面最高温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料棒表面最高温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われ、燃料棒表面最高温度を操作開始の時点としている。運転員等操作時間には、運転員等操作時間による影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面最高温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒表面を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心	燃料棒覆管酸化	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-Justice 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面最高温度は低くなり、原子炉水位変動に影響を与える可能性はあるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間による影響はない。	解析コードでは、燃料棒覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面最高温度を高く評価するが、原子炉水位は有効燃料棒表面を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面最高温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面最高温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードは燃料棒表面最高温度を高く評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ (CAMS) を用いて、設計基準事故相当の線量率の10倍を超える大量の燃料棒表面破裂を計測した場合に、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルターベント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は有効燃料棒表面を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、運転員等操作時間による影響はない。	燃料棒表面最高温度を高く評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は有効燃料棒表面を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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変動成分を除いて、実験結果と概ね同等の値が得られている。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。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉水位は有効燃料棒表面を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒表面最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)) (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。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミンク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。なお、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない。
	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き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。	「解析条件を最悪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。	「解析条件を最悪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となる影響 (格納容器バイパス (インターフエイスシステムLOCA)) (1/2)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2, 436kW	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、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。
	原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から +83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイスにより炉心冠水を維持するため、現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は、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイスにより炉心冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	35.6 × 10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料について、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力 燃焼集合体)	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイスの自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間には変化はないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長を下回ることなく、炉心は冠水を維持するため、燃料被覆管温度の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス現象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス現象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
水源温度	49℃	約19℃～約35℃ (実績値)	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順 (炉心を冠水を維持する操作) に変化はないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1180m ³	1180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きく、また、現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。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きく、また、現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となる影響 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)) (2/2)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モータ) の破断	-	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち, 低圧設計部の耐圧バウングラリとなる箇所に對する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定	-	-
	安全機能の喪失に對する仮定	残留熱除去系熱交換器フラジング部: 16cm ² インターフェイスシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系の機能喪失	-	インターフェイスシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系が機能喪失するものと設定 外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合は給水・復水系による給水が早くなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点から, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル3) 信号にて發生し, 再循環ポンプリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて發生する	事故進展を厳しくする観点から, 給水・復水系による給水が早くなる。なお, 外部電源がある場合は, 給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため, 事故進展が緩和されることがある。評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくない。
外部電源	外部電源なし	-	外部電源なしを設定	事故進展を厳しくする観点から, 給水・復水系による給水が早くなる。なお, 外部電源がある場合は, 給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため, 事故進展が緩和されることがある。評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくない。	事故進展を厳しくする観点から, 給水・復水系による給水が早くなり, 原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお, 外部電源がある場合は, 給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため, 事故進展が緩和されることがある。評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくない。
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	事故進展を厳しくする観点から, 給水・復水系による給水が早くなる。なお, 外部電源がある場合は, 給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため, 事故進展が緩和されることがある。評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくない。
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 (91m ³ /h (8.21~0.74MPa [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 (91m ³ /h (8.21~0.74MPa [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, 事故進展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, 事故進展に与える影響はない。
	高圧炉心スプレイス	原子炉水位低 (レベル1 H) にて自動起動 (318~1,050m ³ /h (8.14~1.38MPa [dif]において) にて注水)	高圧炉心スプレイス系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため, 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) でも, 事故進展に与える影響は小さいことによる影響はない。
逃がし弁	逃がし弁機能 (7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個)	逃がし弁機能 (7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個)	逃がし弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事故進展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, 事故進展に与える影響はない。
	自動減圧機能付き逃がし弁 (安全弁の6弁を開けることによる原子炉急速減圧)	自動減圧機能付き逃がし弁 (安全弁の6弁を開けることによる原子炉急速減圧)	逃がし弁の設計値に基づき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, 事故進展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, 事故進展に与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (格納容器パイパス (インターフェースシステムLOCA))

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	条件設定の考え方					
逃がしに安全弁原速減圧操作	事象発生30分後	ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行おうが、その判断時間及び逃がし安全弁の操作時間を考慮して事象発生30分後を設定	<p>【認知】 残留熱除去系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり、認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</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予圧減圧操作による操作のため、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】 原予圧減圧操作時に、当該操作に対応する操作員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</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>	<p>破断箇所の隔離操作の認知に遅れが生じ、原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、原予圧減圧操作スイッチにより、原予圧減圧操作が迅速に行われるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>実態の操作開始時間から、原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、原予圧減圧操作スイッチにより、原予圧減圧操作が迅速に行われるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、原予圧減圧操作スイッチにより、原予圧減圧操作が迅速に行われるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>中央制御室における操作のため、実績を取得。訓練では、逃がし安全弁による原予圧減圧操作開始まで約2分。想定で意図して行っている運転員が実施したことを確認した。</p>
除熱系原速隔離操作	事象発生10分後に完了	破断時のISLOCA発生時に発生する原予圧減圧操作の遅れによる影響を考慮し、運転員及び現場移動時間等を踏まえて設定	<p>【認知】 残留熱除去系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所の認知に遅れが生じ、原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、原予圧減圧操作スイッチにより、原予圧減圧操作が迅速に行われるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、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)を配置している。運転員(現場)は、残留熱除去系の破断箇所の隔離操作を行っている間、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・操作所要時間】 隔離操作を行う運転員(現場)は、現場環境を踏まえて9時間後から現場へ移動することとし、その移動前の防護具装着は30分、9時間後からの操作所要時間(移動時間を含む)は1時間を想定している。このため、移動・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】 隔離操作時に、当該操作に対応する操作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>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の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>破断箇所の隔離操作の実施に遅れが生じ、現場での操作の開始が遅れる可能性があるが、現場での操作の開始が遅れるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>隔離操作の有無にかかわらず、高圧原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、高圧原予圧減圧操作の開始が遅れるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>隔離操作の有無にかかわらず、高圧原予圧減圧操作の開始が遅れる可能性があるが、高圧原予圧減圧操作の開始が遅れるため、原予圧減圧操作の遅れによる影響は小さい。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系電動弁の電動弁着、状況確認及び移動時間を含め約54分で完了する旨を想定して行っていることを確認した。</p>

7日間における燃料の対応について
 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 であり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、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。