

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 3 年 3 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 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）
 - 2.3.4 全交流動力電源喪失（TBP）
 - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 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 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

4. 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 定期事業者検査工程の概要
 - 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（長期 T B）)
 - 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（長期 T B）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（長期 T B））
 - 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（長期 T B））
 - 添付資料 2.3.1.6 7 日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期 T B））

添付資料 2.3.1.7 7日間における燃料の対応について(全交流動力電源喪失(長期TB))

添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷(全交流動力電源喪失(長期TB))

(2.3.2 全交流動力電源喪失(TBU))

添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失(TBU)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(TBU))

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(TBU))

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(TBP))

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(TBP))

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(TBP))

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(TBP))

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(TBP))

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(TBP))

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(TBP))

(2.4 崩壊熱除去機能喪失)

(2.4.1 取水機能が喪失した場合)

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 Pu 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 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理
- 添付資料 2.5.11 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 LOCA時注水機能喪失)

- 添付資料 2.6.1 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界での実効線量評価について
- 添付資料 2.6.3 安定状態について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.5 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(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.7 7日間における燃料の対応について(LOCA時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷 (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))

- 添付資料 2.7.1 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
- 添付資料 2.7.2 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料 2.7.3 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LOCA))
- 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LOCA))
- 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))

- 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 - 137 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「D C H」, 「F C I」及び「M C C I」の評価事故シーケンスの位置づけ
- 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 原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（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、原子炉格納容器下部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 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原子炉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。

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

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について，作業（操作）の概要，作業（操作）時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」	
1. 作業（操作）概要	: 作業項目，具体的な運転操作・作業内容，対応する事故シーケンスグループ等の番号
2. 操作時間	
(1) 想定時間 (要求時間)	: 移動時間＋操作時間に余裕を見て10分単位で値を設定。ただし，時間余裕が少ない操作については，1分単位で値を設定
(2) 操作時間 (実績又は模擬)	: 現地への移動時間（重大事故等発生時については放射線防護具着用時間は別途確保），訓練による実績時間，模擬による想定時間等を記載
3. 操作の成立性について	
(1) 状況	: 対応者，操作場所を記載
(2) 作業環境	: 現場の作業環境について記載 アクセス性，重大事故等の状況を仮定した環境による影響，放射線防護具を着用する場合の考慮事項，暗闇の場合の考慮事項 他
(3) 連絡手段	: 各所との連絡手段について記載
(4) 操作性	: 現場作業の操作性について記載
(5) その他	: 対応する「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力」という。）の条文番号を記載

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (1/17)

作業項目	作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境			連絡手段	操作性	技術的 能力基準 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明			
						その他 (アクセサリ等)					
常設代替交流電源 設備起動操作	常設代替交流電源設備起動、受電操作	2.1	10分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	-	中央制御室での操 作は、通常の運転 操作で実施する操 作と同様であるこ とから、容易に操 作できる	1.14
		2.3.1									
低圧原子炉代替注水 系 (常設) による 原子炉注水	低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動/運転 確認/系統構成 低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作 ・低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水弁操作	2.1	10分	8分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	-	中央制御室での操 作は、通常の運転 操作で実施する操 作と同様であるこ とから、容易に操 作できる	1.4
		2.4.2									
低圧原子炉代替 注水槽への補給	輸谷貯水槽 (西1/西2) から低圧原子炉代替 注水槽への補給 ・大電送水車による低圧原子炉代替注水槽への 補給準備 (大電送水車配置、ホース展張・接 続) 輸谷貯水槽 (西1/西2) から低圧原子炉代替 注水槽への補給 ・大電送水車による低圧原子炉代替注水槽への 補給	2.1	2時間10分	1時間41分	緊急時対策要員 (現場)	- (屋外での操作)	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	車向の作業用照明・ ヘッドライト及び職 中電灯により、夜間 における作業性を確 保している	衛星電話設備 (固 定型、携帯型)、 無線通信設備 (固 定型、携帯型)、 電力伝送通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	大電送水車からの ホース接続は、汎 用の組合金具であ り、容易に実施可 能である また、作業エリア 周辺には支障とな る設備は無く、十 分な作業スペース を確保している	1.13
		2.4.2									
原子炉急減圧操作	原子炉急減圧操作 ・逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 手動開放操作	2.1	10分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	-	中央制御室での操 作は、通常の運転 操作で実施する操 作と同様であるこ とから、容易に操 作できる	1.3
		2.3.1									

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (2/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	温度・湿度	作業環境			照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
							放射線環境	放熱	振動					
格納容器代替スプレ イ系(可搬型)によ る格納容器スプレ イ操作	格納容器代替スプレイ系(可搬型) 系統構成 ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) 系統構成	2.1	10分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.6		
		2.2				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
		2.3				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
		2.4				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
格納容器代替スプレ イ系(可搬型)によ る格納容器スプレ イ操作	格納容器代替スプレイ系(可搬型) スプレ イ操作 ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) スプレ イ操作 ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) スプレ イ操作(現物)	2.1	10分	8分	緊急時対策要員 (現物)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	車内の作業用照明・ ヘッドライト及び夜間 中継灯により、夜間 における作業性を確 保している	アクセサリート上に 支障となる設備はな い	衛星電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力伝送通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	作業エリア周辺 には支障となる 設備は無く、十分 な作業スペース を確保している	1.5 1.7		
		2.2				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
		2.3				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
		2.4				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			
格納容器フィルタベ ント系による原子炉 格納容器除熱操作	格納容器ベント準備操作 ・格納容器ベント準備(第2弁操作)	2.1	10分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.5 1.7		
		2.2				中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる			

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (3/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境			照明	その他 (アクセスルート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力基準 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	その他					
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	格納容器ベント準備操作 ・FCVS排気ラインドレン排出弁閉操作	2.1	40分	31分	緊急時対策要員 (現場)	-	-	【炉心損傷がない場合】 常運転時と同程度	ヘッドライト及び機 中電灯により、夜間 における作業性を確 保している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	衛星電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	操作に必要な工具 はなく、通常の弁操 作と同様であるた め、容易に実施可 能である	1.5 1.7 1.9
		2.4.2						【炉心損傷がある場合】 約 3mSv 以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設 定した(作業40分+移動30 分=1時間10分)					
燃料補給準備 ・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 からタンクローリへの補給	燃料補給準備 ・大型送水ポンプ車への給油 ・可搬式重油供給装置への給油	2.1	2時間30分	2時間12分	緊急時対策要員 (現場)	-	-	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	車面の作業用照明・ ヘッドライト及び機 中電灯により、夜間 における作業性を確 保している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	衛星電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	複雑な操作手順は なく、タンクロー リ内の各操作(ハッ チ開放等)も同時 並行して行える作 業が主体であるた め、操作性に支障 はない	1.14
		2.3.1						【炉心損傷がある場合】 給油準備(タンクローリ)： 作業に伴う被ばく線量は 27mSv以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設 定した(作業2時間30分+ 移動30分=3時間)					
各機器への給油	適宜実施 ・大型送水車への給油 ・可搬式重油供給装置への給油	2.1※1	3時間(※4) に1回給油	大量送水車 ：12分 大型送水 ポンプ車： 16分 可搬式重油 供給装置 ：11分	緊急時対策要員 (現場)	-	-	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	車面の作業用照明・ ヘッドライト及び機 中電灯により、夜間 における作業性を確 保している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	衛星電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	複雑な操作手順は なく、タンクロー リ内の各操作(ハッ チ開放等)も同時 並行して行える作 業が主体であるた め、操作性に支障 はない	1.14
		2.3.1※1						【炉心損傷がある場合】 給油準備(※4) ：1回給油 大型送水 ポンプ車： 3時間(※4) に1回給油 可搬式重油 供給装置 ：10時間(※4) に1回給油					

※1：大量送水車のみ
※2：大量送水車及び大型送水ポンプ車のみ
※3：大型送水ポンプ車のみ
※4：各機器の燃料が枯渇しないために必要な補給時間の間隔(許容時間)

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (4/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実演時間	状況	作業環境				照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	放電	振動					
残留熱除去系 (サブプレッジョン・ プールの水冷却モー ド) 運転操作	残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの水冷却 モード) 運転 ・残留熱除去系起動操作	2.4.1	10分	6分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常照照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す る操作と同様で あることから、容 易に操作できる	1.6		
		2.2	—	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常照照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す る操作と同様で あることから、容 易に操作できる			
		2.5	6分	6分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常照照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す る操作と同様で あることから、容 易に操作できる			
残留熱除去系 (低圧 注水モード) から残 留熱除去系 (原子和 停止時冷却モード) 切替え	残留熱除去系 (原子和停止時冷却モード) 系統 構成	2.2	20分	11分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常照照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す る操作と同様で あることから、容 易に操作できる	1.4		
		5.1	—	14分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び後中電灯を 携行している	アクセサリート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常の電源開放 操作であり、容易 に実施可能であ る			
		5.2	25分	20分	5分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	—	—	—		通常の電源開放 操作であり、容易 に実施可能であ る	

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (5/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No.
						温度・湿度	放射線環境	放電	振動					
残留熱除去系(サブ レクション・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)切替え	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)系統 構成	2.7	20分	12分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常月照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.3		
						中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常月照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.3 1.4		
残留熱除去系(原子 炉停止時冷却モー ド)運転操作	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)起動 原子炉冷却炉温度調整	2.2 2.7 5.1 5.2 5.3	10分 運転継続	5分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		
						通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		
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)系統構成 ・残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水弁操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	50分	28分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		
						通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		
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)準備操作 ・低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子 炉注水準備 (大量送水車配置、ホース取掛・接続)	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4	2時間10分	1時間11分	緊急時対策要員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		
						通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内照度計測時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	通常運転時等に 行う予備操作と同 等であり、容易に 作業できる 作業対象弁には、 暗闇でも識別し 易いように反射 テープを施して いる	1.4		

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (6/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実演時間	状況	作業環境				照明	その他 (アークシールド等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No.
						温度・湿度	放射線環境	放射線環境	放射線環境					
常設代替交流電源設備からの受電操作	D系非常用高圧母線受電準備 ・D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3	25分	18分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてLEDライト (三脚タイプ)、LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる	1.14		
					運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時においてLEDライト (三脚タイプ)、LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる			
	C系非常用高圧母線受電準備 ・C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)	25分	18分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時においてLEDライト (三脚タイプ)、LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる				
				運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時においてLEDライト (三脚タイプ)、LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる				

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (7/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業履歴			連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準No.	
						温度・湿度	放射線履歴	照明				
		その他 (アクセスルート等)										
常設代替交流電源設備からの受電操作	D系非常用高圧母線受電準備 ・D系非常用前高圧母線受電準備 (現場)	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.3.4 2.4.1	35分	24分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度		電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時等に 行う遮断器操作 と同じであり、操 作性に支障はな い	1.14
			5分	1分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は 41mSv以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設定 した (作業1時間10分+移動 15分=1時間25分)	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時に行 う遮断器操作と 同じであり、操 作性に支障はな い		
	25分	14分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	ガスタービン発電機の起動機 作から非常用高圧母線C系及 びD系の受電確認まで約1 時間10分で実施できることを 確認した	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時に行 う遮断器操作と 同じであり、操 作性に支障はな い				
	5分	1分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度		アクセスルート上に 支障となる設備はな い	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時に行 う遮断器操作と 同じであり、操 作性に支障はな い			

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (8/17)

作業項目	作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間	訓練等からの実施時間	状況	温度・湿度	作業環境			照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
							放射線環境	振動	騒音					
電源切替え操作	低圧原子炉内管注水系 (常設) 起動操作 ・注水弁電源切替え操作	3.1.2	20分	8分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携帯している	アクセサリート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時等に 行う FFB 操作と 同様であり、容易 に操作できる	1.4		
		2.3.1												
		2.3.2												
		2.3.3												
電源切替え操作 ・監視非備用電源切替え操作	電源切替え操作 ・透かし安全弁電源切替え操作	2.3.1	10分	5分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携帯している	アクセサリート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時等に 行う FFB 操作と 同様であり、容易 に操作できる	1.15		
		2.3.2												
		2.3.3												
		2.3.4												
所内用蓄電池切替え 操作	所内用蓄電池切替え操作 ・負荷切り離し/所内用蓄電池切替え操作	2.3.1	30分	25分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携帯している	アクセサリート上に 支障となる設備はな い	所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備及び 有線式通信設備 のうち、使用可能 な設備により、中 央制御室との連 絡が可能である	通常運転時等に 行う FFB 操作と 同様であり、容易 に操作できる	1.3		
		2.3.2												
		2.3.3												
		2.3.4												
原子炉補機冷却系 運転操作	原子炉補機冷却系起動操作 ・原子炉補機冷却系 起動操作	2.3.1	10分	7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.14				
		2.3.2												
		2.3.3												
		2.3.4												
残留熱除去系 (格納 容器冷却モード) 運転操作	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作 ・残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動 操作	2.3.1	10分	7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.5				
		2.3.2												
		2.3.3												
		2.3.4												

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (9/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				照明	その他 (アクセスルート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	放熱	振動					
原子炉補機代替冷却系準備操作 ・ 資機材配属及びホース敷設、系統水張り、 起動	原子炉補機代替冷却系運転 ・ 原子炉補機代替冷却系 運転状態監視	2.4.1 3.1.2 3.2 5.2	7時間20分	5時間41分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は 5mSv以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設 定した(作業7時間30分+ 移動35分=8時間5分)	車両のヘッドライ ト、電源内蔵型照明 及びヘッドライトに より、夜間における 作業性を確保してい る	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	無線電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	ホースの接続は 汎用の結合金具 及びフランジ接 続であり、容易 に接続可能であ る 作業エリア周辺 には、支障とな る設備はなく、十分 な作業スペース を確保している	1.5 1.7		
			適宜実施											
原子炉補機代替冷却系準備操作 ・ 電源ケーブル接続	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・ 原子炉補機代替冷却系 冷却水流速調整	2.4.1 3.1.2 3.2	1時間40分	1時間11分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は 1mSv以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設 定した(作業1時間30分+ 移動25分=1時間55分)	車両のヘッドライ ト、電源内蔵型照明 及びヘッドライトに より、夜間における 作業性を確保してい る	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	無線電話設備(固 定型、携帯型)、 無線通信設備(固 定型、携帯型)、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、緊急時 対策本部との連 絡が可能である	電源ケーブル及 びボルトリソク の接続はねじ込 み及び一般工 具を使用したボ ルトナットでの 接続であり、容易 に接続可能であ る	1.5 1.7		
			10分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温につい ては、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LE Dライト(ランタン タイプ)及びヘッド ライトを配用してい るため、操作可能で ある	周辺には支障とな る設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す る操作と同様で あることから、容 易に操作できる				
原子炉補機代替冷却系準備操作 ・ 原子炉補機代替冷却系 系統水張り	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・ 原子炉補機代替冷却系 系統水張り	2.4.1 3.1.2 3.2	1時間40分	1時間7分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく線量は 16mSv以下※1,2 ※1 移動に係る時間、操作 時間は技術的能力を参照 して設定した。(作業1時 間40分+移動15分=1時 間55分) ※2 炉心損傷時は原子炉建 物(管理区域)内が高線 量となるため、当該区域 内の系統構成は実施しな い	電源内蔵型照明を作 業エリアに配用して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 電力保安通信用 電話設備、所内通 信連絡設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う非操作と同 等であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である			

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (10/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境			照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	その他					
原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系準備操作 ・原子炉補機代替冷却系 系統構成	5.2	2時間10分	1時間19分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯している。	アクセサリート上には支障となる設備はない	有線式通信設備、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に同行う非操作と同等であり、作業スペースもあることから容易に作業可能である	1.5 1.7	
燃料プール冷却系準備操作	燃料プール冷却系準備操作 ・原子炉補機代替冷却系 系統構成	2.4.1	30分	12分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯を携帯している。	アクセサリート上には支障となる設備はない	有線式通信設備、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である	通常運転時等に同行う非操作と同等であり、作業スペースもあることから容易に作業可能である	1.5	
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)運転 ・残留熱除去系(低圧注水モード)起動操作	2.4.1	10分	6分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす種の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもLEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作と同様であることから、容易に操作できる	1.4		
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起動操作 ・高圧原子炉代替注水系 起動操作/系統構成 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 起動/停止操作	2.3.2 2.3.3	10分 適宜実施	5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす種の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもLEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作と同様であることから、容易に操作できる	1.2		
ほう酸水注入系起動操作	ほう酸水注入系起動操作 ・ほう酸水注入系起動 ほう酸水注入系起動操作 ・注入状況監視	2.5	3分 適宜実施	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす種の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもLEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作と同様であることから、容易に操作できる	1.1		

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (11/17)

作業項目	作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセサリ等)			
自動減圧系等の起動 阻止	自動減圧系等の起動阻止 ・ADS 起動阻止 COS 「阻止」 ・代替 ADS 起動阻止 COS 「阻止」	2.5	1分	40秒	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いても LED ライト (三脚タイプ)、LE D ライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	-	中央制御室での 操作は、通常運 転操作と同様で あることから、容 易に操作できる	1.1
						中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いても LED ライト (三脚タイプ)、LE D ライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	-	中央制御室での 操作は、通常運 転操作と同様で あることから、容 易に操作できる	1.3
残留熱除去系の破断 箇所隔離	残留熱除去系の破断 ・残留熱除去系 ・注水弁隔離操作 (中央制御室)	2.7	30分	6分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高熱量 になることはない	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、容易に 操作できる	1.3
						通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高熱量 になることはない	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である 操作対象弁には、 時間でも識別し やすいように反 射テープを施し ている	
残留熱除去系の破断 箇所隔離	残留熱除去系からの漏えい停止操作 (現場 操作) ・保護具装着	2.7	30分	14分	運転員 (現場)	操作現場は約 40℃程度、湿度 は 100%程度となる可能性があ るが、保護具を装着すること から、問題はな い	操作現場の線量は最大でも約 8.0mSv/h であり、作業時間を 保守的に 1 時間と設定しても 作業員の受ける実効線量は最 大で約 8.0mSv となる	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である 操作対象弁には、 時間でも識別し やすいように反 射テープを施し ている	1.3
						操作現場は約 40℃程度、湿度 は 100%程度となる可能性があ るが、保護具を装着すること から、問題はな い	操作現場の線量は最大でも約 8.0mSv/h であり、作業時間を 保守的に 1 時間と設定しても 作業員の受ける実効線量は最 大で約 8.0mSv となる	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である 操作対象弁には、 時間でも識別し やすいように反 射テープを施し ている	
残留熱除去系の破断 箇所隔離	残留熱除去系からの漏えい停止操作 (現場 操作) ・保護具装着	2.7	1時間	40分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高熱量 になることはない	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である 操作対象弁には、 時間でも識別し やすいように反 射テープを施し ている	1.3
						通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高熱量 になることはない	電源内蔵型照明を作 業エリアに配備して おり、建物内常用照 明消灯時における作 業性を確保してい る。また、ヘッドラ イト及び懐中電灯を 携行している	アクセサリ上に 支障となる設備はな い	有線式通信設備、 所内通信連絡設 備、電力保安通信 用電話設備のう ち、使用可能な設 備により、中央制 御室との連絡が 可能である	通常運転時等に 行う IPR 操作と同 様であり、作業ス ペースもあるこ とから容易に作 業可能である 操作対象弁には、 時間でも識別し やすいように反 射テープを施し ている	

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (12/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実演時間	状況	作業環境				照明	その他 (アタセメント等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	温度・湿度	放射線環境					
残留熱代替除去系による格納容器除熱 操作	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱代替除去系 運転開始 残留熱代替除去系 中央制御室系統構成 	3.1.2	20分	8分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.7	
			10分	4分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる		
	10分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる				
	10分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす程の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	—	中央制御室での 操作は、通常運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる				

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (13/17)

作業項目	事故シナリオ No. (資料 No.)	作業・作業の想定時間	訓練等からの実施時間	状況	温度・湿度	作業環境		照明	その他 (アクセサリ等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						放射線環境	放射線環境					
居住性の確保	3.1.2 3.1.3 3.2	3分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼすほどの影響はなく、通常運転状態と同程度である。	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である。	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常運転状態で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	3.1.2 3.1.3 3.2	20分	5分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼすほどの影響はなく、通常運転状態と同程度である。	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である。	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常運転状態で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	3.1.2 3.1.3 3.2	40分	19分	運転員 (現場)	作業に伴う被ばく線量は 12mSv 以下※ ※ 移動に係る時間、操作時は間接的に技術的能力を参照して設定した (作業 40 分 + 移動 15 分 = 55 分)	作業に伴う被ばく線量は 12mSv 以下※ ※ 移動に係る時間、操作時は間接的に技術的能力を参照して設定した (作業 40 分 + 移動 15 分 = 55 分)	電源内蔵型照明を作り業エリアに配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯を携行している。	アクセサリ上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (研内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備、有線式換気系給気開閉装置) のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である	中央制御室換気系加圧運転の操作は、中央制御室換気系給気開閉装置により、中央制御室に操作実施可能である	1.16	
居住性の確保	3.1.2 3.1.3 3.2	10分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼすほどの影響はなく、通常運転状態と同程度である。	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である。	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常運転状態で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	3.1.3	5分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼすほどの影響はなく、通常運転状態と同程度である。	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である。	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常運転状態で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	3.1.3	5分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼすほどの影響はなく、通常運転状態と同程度である。	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である。	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常運転状態で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (14/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間	訓練等からの実績時間	状況	温度・湿度	作業環境			照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
							放射線環境	放熱	振動					
居住性の確保	中央制御室待避準備 ・中央制御室待避システム構成	3.1.2 3.1.3 3.2	30分	10分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており、建物内常用照明前灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトを確保している。	—	アクセサリート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (所内通信連絡設備、電力伝送通信用電話設備、有線式通信設備) のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である	中央制御室待避準備作業は、空気ポンプへの操作作業の側面から容易に実施可能である	1.16	
														中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である
可搬式蒸気供給装置による格納容器内の不活性化	可搬式蒸気供給装置による格納容器内蒸気供給準備 ・可搬式蒸気供給装置準備	3.1.2 3.2	2時間 00分	1時間 42分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	作業に伴う被ばく線量は 16mSv 以下※ ※ 移動に係る時間、操作時間は技術的能力を参照して設定した (作業 2 時間 + 移動 25 分 = 2 時間 25 分)	車内の作業用照明・ヘッドライト及び夜間中電灯により、夜間における作業性を確保している	—	アクセサリート上に支障となる設備はない	衛星電話設備 (固定型、携帯型)、無線通信設備 (固定型、携帯型)、電力伝送通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部との連絡が可能である	ホースの接続は差し込み式での接続であり、容易に接続可能である	1.9	
														中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系 準備操作 ・残留熱代替除去系 中央制御室系統構成	3.2	20分	6分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	—	アクセサリート上に支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作であり、容易に操作可能である	1.7		
													中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系 運転開始 ・残留熱代替除去系ポンプ起動 ・格納容器スプレー弁操作	3.2	10分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	—	アクセサリート上に支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作であり、容易に操作可能である	1.7		
													中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下
残留熱代替除去系による格納容器除熱操作	残留熱代替除去系 運転状態監視 ・残留熱代替除去系による原子炉格納容器の状態監視	3.2	適宜実施	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時において LED ライト (三脚タイプ)、LED ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	—	アクセサリート上に支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常運転操作であり、容易に操作可能である	1.7		
													中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (15/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナリオ No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間	訓練等からの 実時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセスルート等)			
原子炉格納容器内の 水素濃度及び酸素濃 度監視	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素 濃度 (SA) 起動操作 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素 濃度 (SA) システム起動, 監視 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動 ・格納容器水素濃度及び酸素濃度の監視	3.1.2 3.1.3 3.2	5分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	常用照明消灯時にお いてもLEDライト (三脚タイプ)、LED Dライト (ランタン タイプ) 及びヘッド ライトを配備してい るため、操作可能で ある	周辺には支障となる 設備はない	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.9	
			40分 (通直監視) 通直監視	38分		運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる
溶融炉心落下前の格 納容器代替スプレイ 系 (可搬型) による 水張り操作	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成 ・格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 注水操作 ・原子炉圧力容器破損時の初期注水	3.2	10分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	中央制御室での 操作は、通常の運 転操作で実施す ることから、容 易に操作できる	1.8	
			2時間 10分	1時間 41分		緊急時作業員 (現場)	中央制御室の室温について は、空調の停止により緩慢に 上昇する可能性があるが、作 業に支障を及ぼす種の影響は なく、通常運転状態と同程度 である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度		【炉心損傷がある場合】 約 52msV/7 日間以下
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 準備操作 ・大量送水車による格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 準備/系統構成 (大量送水車配置、 ホース展開・接続)	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 準備操作 ・大量送水車による格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 準備/系統構成 (大量送水車配置、 ホース展開・接続)		2時間 10分	1時間 41分	緊急時作業員 (現場)	— (屋外での操作)	作業に伴う被ばく線量は 28msV以下※ ※移動に係る時間、操作時間 は技術的能力を参照して設定 した (作業2時間10分+移動 25分=2時間35分)	車内の作業用照明・ ヘッドライト及び懐 中電灯により、夜間 における作業性を確 保している	アクセスルート上に 支障となる設備はな い	大量送水車から のホース接続は、 汎用の荷金具 であり、容易に実 施可能である。 また、作業エリア 周辺には支障と なる設備は無く、 十分な作業スベ ースを確保して いる		

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (16/17)

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間	訓練等からの実施時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセスルート等)			
溶融炉心管下後の原子炉格納容器下部への注水操作 (崩壊熱相当の注水)	ベデスタル代替注水系 (可搬型) 系統構成 ・ベデスタル代替注水系 (可搬型) 系統構成	3.2	10分	3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす種の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時においても LED ライト (三脚タイプ)、LED D ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる	1.8
	ベデスタル代替注水系 (可搬型) 注水操作 ・原子炉圧力容器破損後の原子炉格納容器下部注水		6分	緊急時対策要員 (現場)	作業に伴う振ばく線量は 8mSv 以下※ ※移動に係る時間、操作時間は技術的能力を参照して設定した (作業 10 分+移動 50 分=1 時間)	— (屋外での操作)	車内の作業用照明・ヘッドライト及び夜間中絶灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	衛星電話設備 (固定型、携帯型)、無線通信設備 (固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部との連絡が可能である	作業エリア周辺には支障となる設備は無く、十分な作業スペースを確保している		
	ベデスタル代替注水系 (可搬型) 停止操作 ・ベデスタル代替注水系 (可搬型) 停止		10分	1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす種の影響はなく、通常運転状態と同程度である	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 約 52mSv/7 日間以下	常用照明消灯時においても LED ライト (三脚タイプ)、LED D ライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる	

表 1.3.1-1 重大事故等対策の成立性確認 (17/17)

作業項目	事故シナリオ No. (資料No.)	作業・作業の 想定時間	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境			照明	その他 (アクセサリート等)	連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
					温度・湿度	放射線環境	作業環境					
燃料プールの注水	燃料プールの注水 ・燃料プール注水	2時間50分	2時間25分	緊急時対応要員 (現場)	— (屋外での操作)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	車内の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により、夜間中電灯により、緊急時に作業性を確保している	アクセサリート上に支障となる設備はない	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線通信設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備、所内通信連絡設備のうち、使用可能な設備により、緊急時対応本拠との連絡が可能である	大量送水車からのホース接続は、汎用の結合金具であり、容易に実施可能である。また、作業エリア周辺には支障となる設備は無く、十分な作業スペースを確保している	1.11
		通直実施										
原子炉冷却材流出の停止	燃料プールの注水 ・燃料プール注水	10分	2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響は無く、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもLEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	1.4	
		通直実施										
原子炉冷却材流出の停止	燃料プールの注水 ・燃料プール注水	60分	35分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響は無く、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	常用照明消灯時においてもLEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備しているため、操作可能である	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	—	
		50分										
原子炉冷却材流出の停止	燃料プールの注水 ・燃料プール注水	50分	25分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	炉心損傷がないため、高線量になることはない	電源内蔵型照明を作業エリアに配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯を携行している	アクセサリート上に支障となる設備はない	有線式通信設備、所内通信連絡設備、電力保安通信用電話設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である	定期事業者検査時に行う電源受電操作と同様に、容易に操作可能である	—	

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋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，併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（TBU）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）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すべ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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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℃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。

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（以下「第2弁」という。）を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により開する。

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（以下「第1弁」という。）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（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（ドライウエル）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器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、サブプレッション・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。

2.1.2 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＋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。

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（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に、最大250m³/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。

(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9.8kg/sに対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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（真空破壊装置下端-0.45m）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（真空破壊装置下端-0.45m）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

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、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1.2-1(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（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

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。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の遮断器閉が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてトリップする。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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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、真空破壊装置（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、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.1.2-1(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℃に到達するが、1,200℃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（逃がし弁機能）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℃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2.1.1）

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の原子炉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、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）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維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、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、サブプレッション・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(3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv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 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 4.8×10^{-2} mSv であり 5mSv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。

2.1.4 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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 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 1 / 西 2）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 1 / 西 2）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から最大負荷で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。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、保守的に事象発生

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。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。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク（以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。）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、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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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＋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（自動減圧機能付き）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

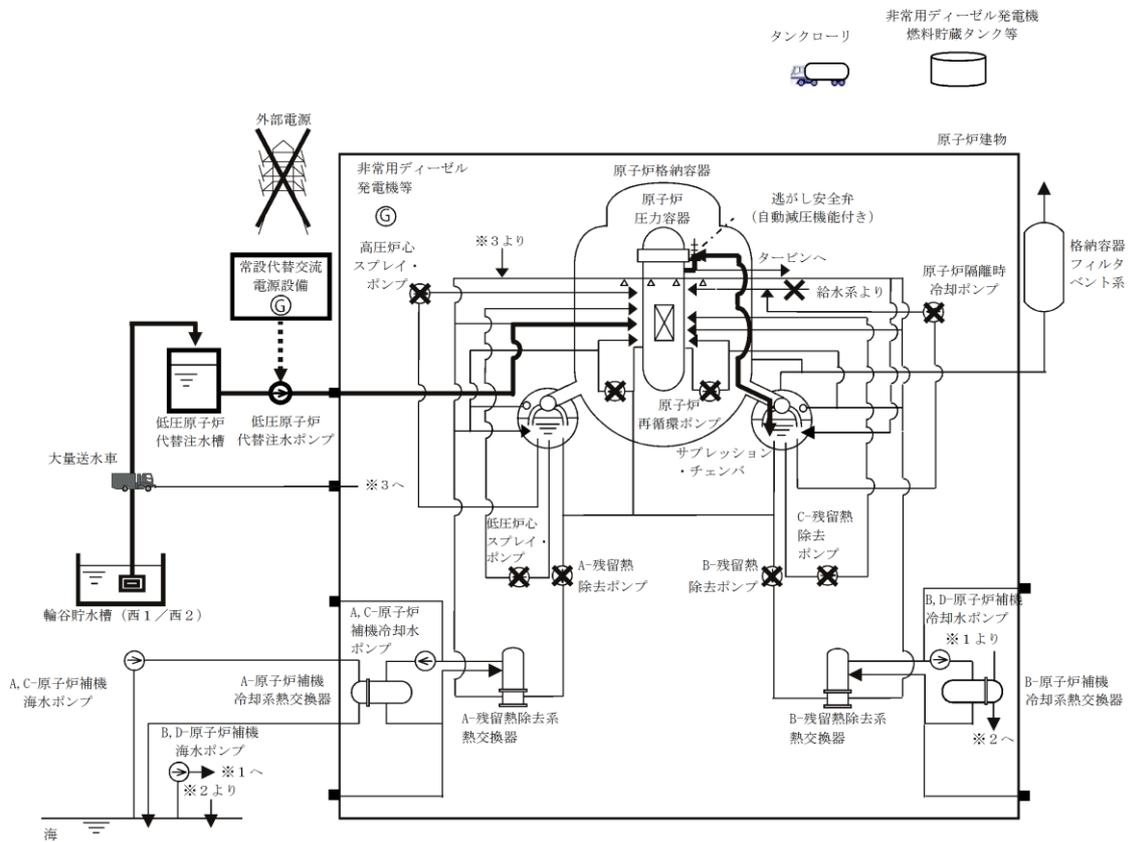
圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

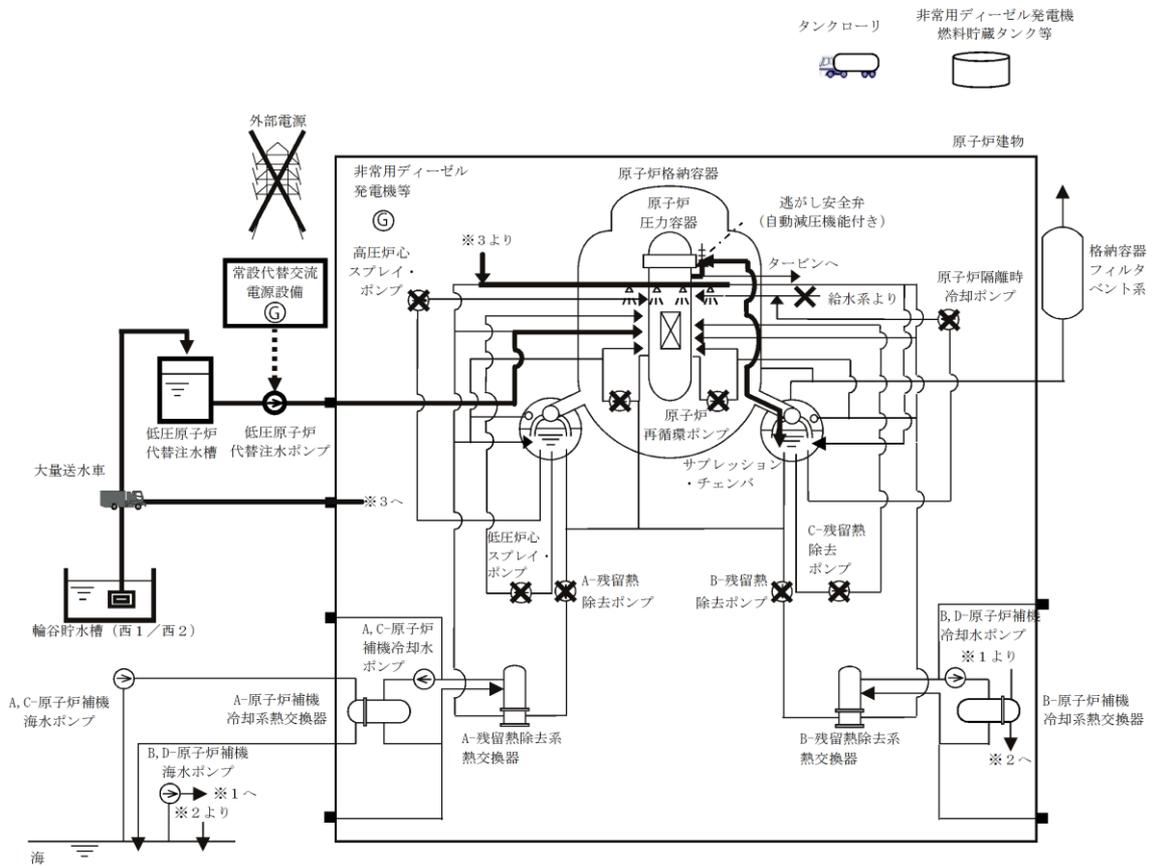
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

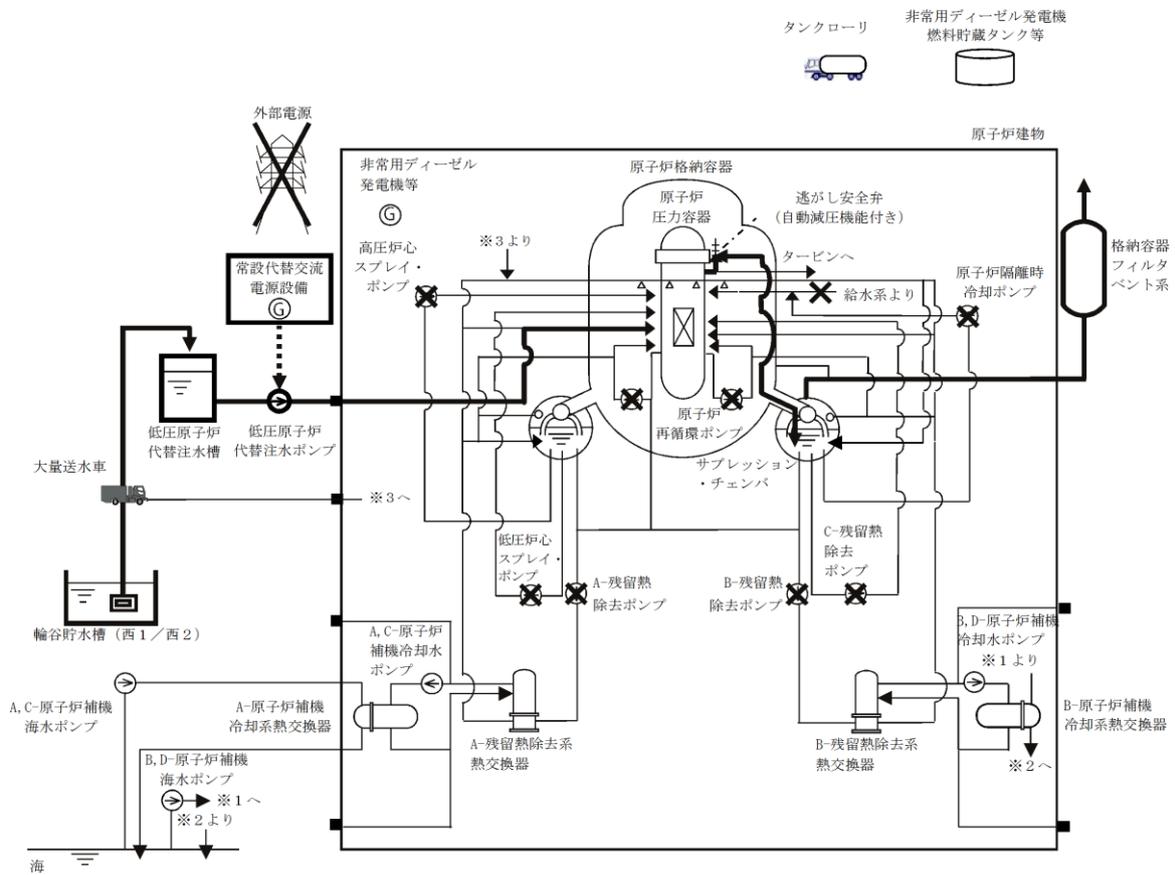
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



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)

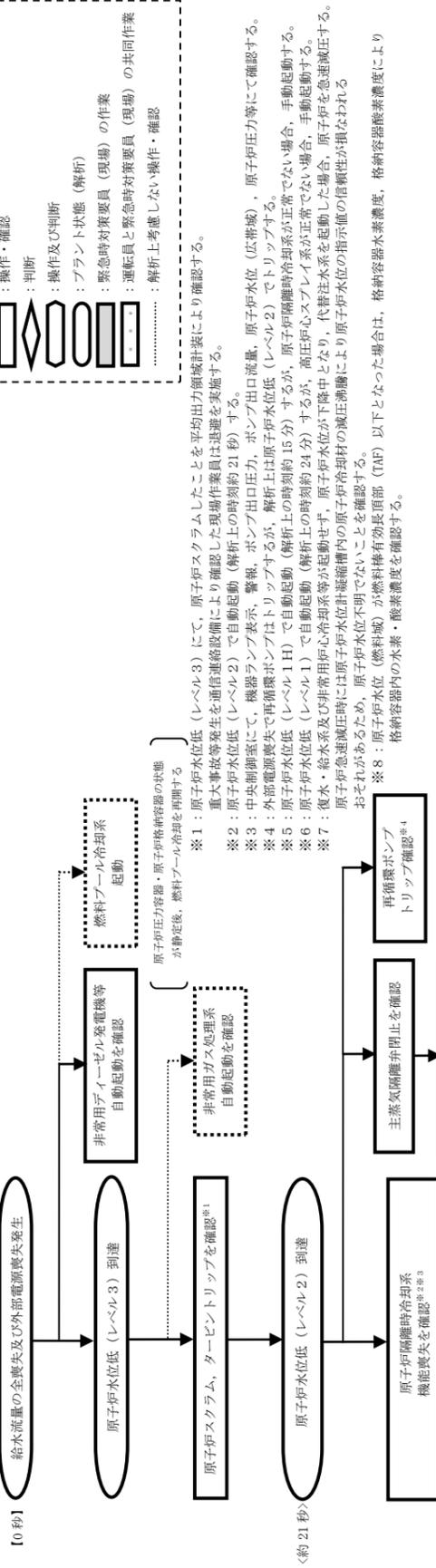


第 2.1.1-1(2) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

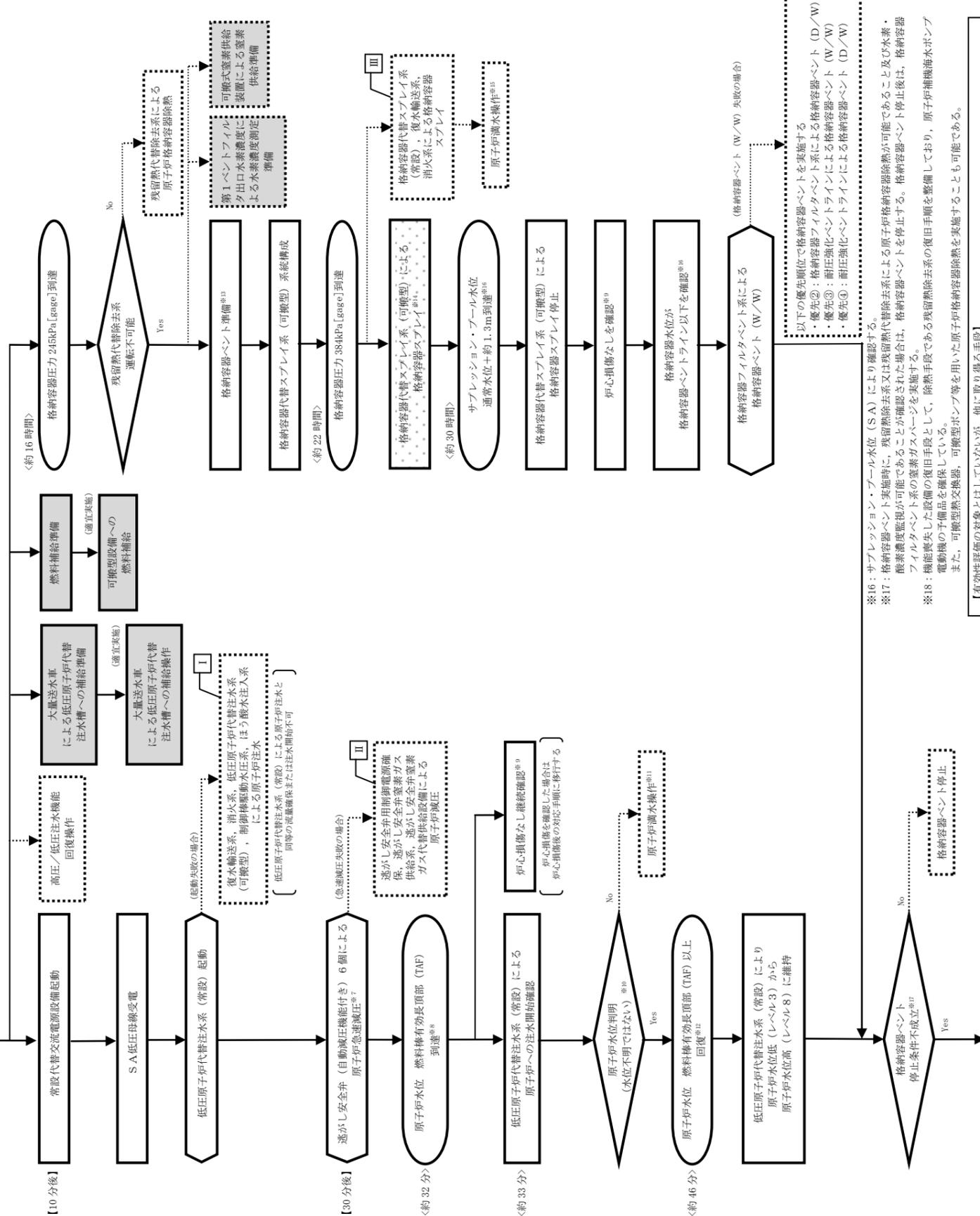


第 2. 1. 1-1 (3) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

【 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)



- ※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を平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備にて自動起動 (解析上の時刻約 21秒) 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 24分) するが、高圧炉心スプレイス系が正常でない場合、手動起動する。
- ※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、原子炉隔離時冷却系が正常でない場合、手動起動する。
- ※6：原子炉炉水位低 (レベル1) で自動起動 (解析上の時刻約 24分) するが、高圧炉心スプレイス系が正常でない場合、手動起動する。
- ※7：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず、原子炉炉水位が下落中となり、代替注水系を起動した場合、原子炉を急凍減圧する。原子炉急凍減圧時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ないことを確認する。
- ※8：原子炉炉水位 (燃料域) 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、格納容器蒸養濃度により格納容器内の水素・酸養濃度を確認する。
- ※9：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)
- 格納容器蒸養相放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当の10倍を超えた場合
 - 格納容器蒸養相放射線モニタによる炉心損傷発生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。
 - 原子炉炉水位不明は以下により確認する。
 - 各原子炉炉水位の電源が喪失した場合
 - 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
- ※11：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、原子炉炉水位不明の場合、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※12：原子炉炉水位 (燃料域) により燃料棒有効長頂部 (TAF) 回復を確認した場合、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下継続時間を測定し、「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蒸養相放射線モニタ等により確認する。
- ※13：ベント準備操作として、第2弁の開操作及びFCVS排気ラインの排出弁の閉操作を実施する。
- ※14：格納容器スプレイス系の注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa [gauge]到達で格納容器スプレイスを行う。再度格納容器圧力334kPa [gauge]まで低下後、格納容器スプレイスを停止する。
- ※15：格納容器ベント操作前、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。原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。



【有効性評価の対象としないが、他に取得する手段】

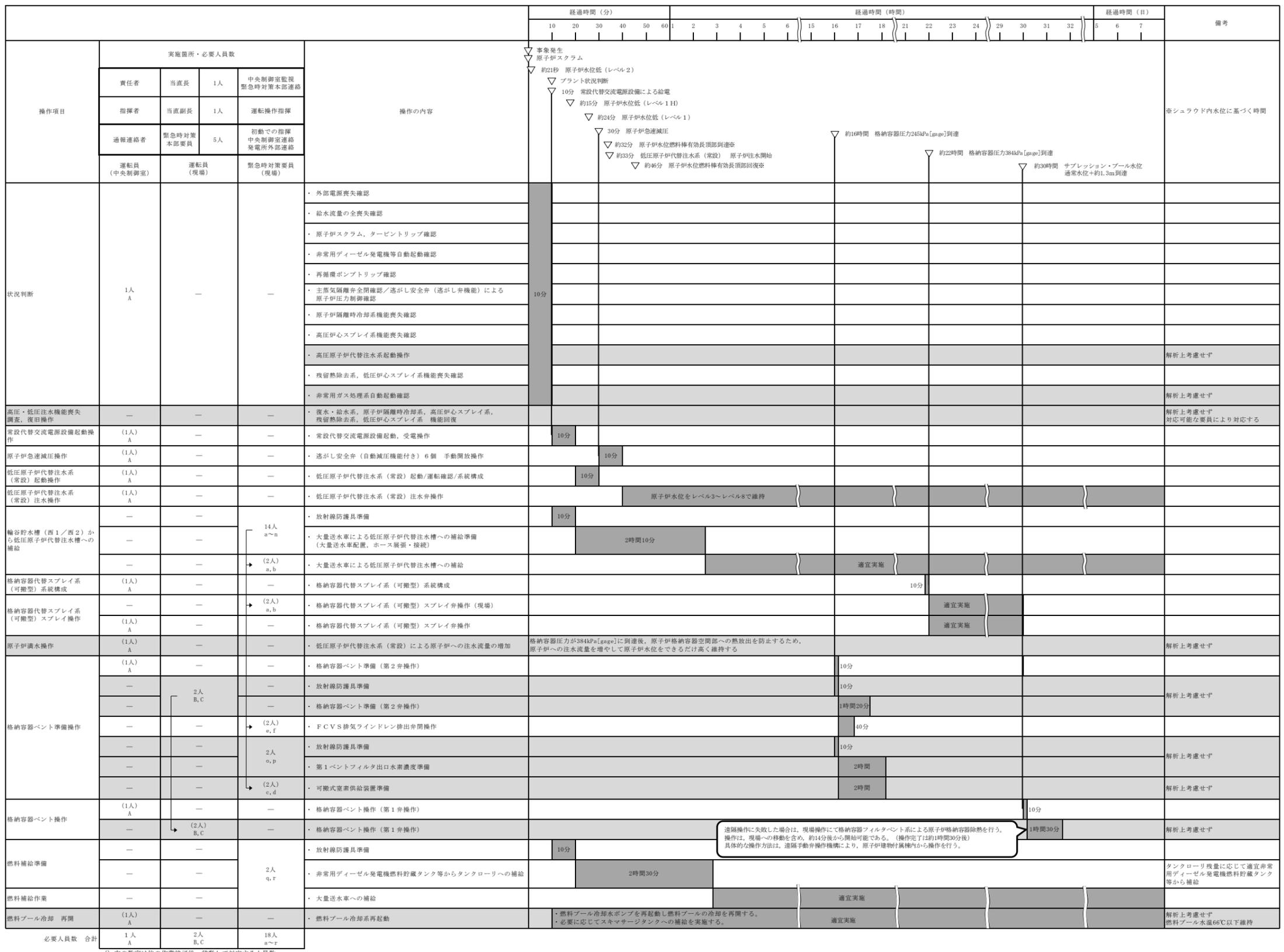
I：低圧原子炉代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。注水開始時は速くなるが、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による代替注水も実施可能である。炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。

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蒸養ガスが喪失している場合は、逃がし安全弁蒸養ガス供給系、逃がし安全弁蒸養ガス代替供給設備による蒸養ガスの供給を行う。また、逃がし安全弁の作動に必要な格納容器代替注水系による原子炉格納容器の除熱が可能であること及び水素・酸養濃度監視が可能であることを確認し停止する。^{※18}

III：格納容器代替スプレイス系 (常設) による格納容器代替スプレイス系も実施可能である。流量は少ないが、復水輸送系、消火系による格納容器代替スプレイス系も実施可能である。

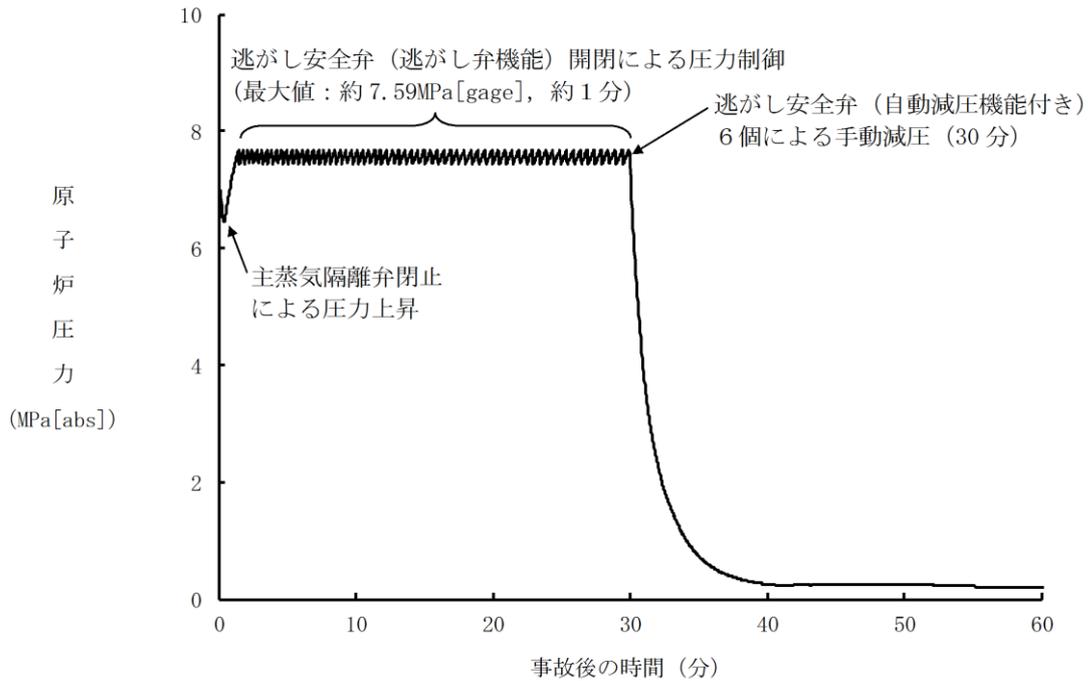
第 2.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

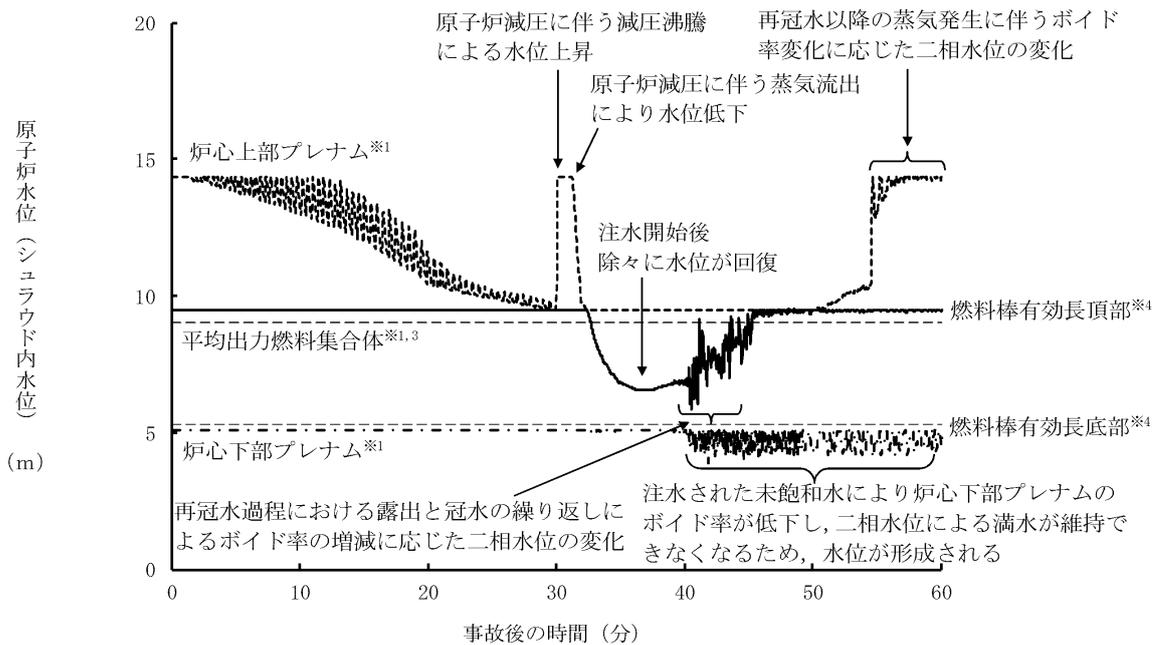


0 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

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



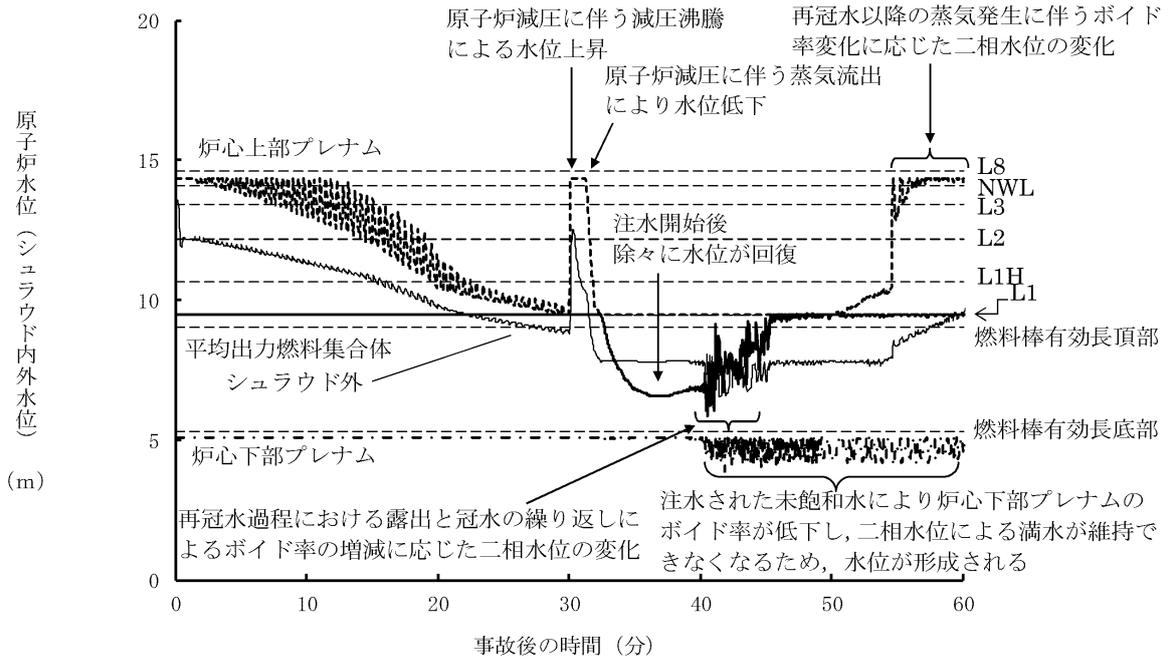
第 2.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移^{※2}

※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、炉心部又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。

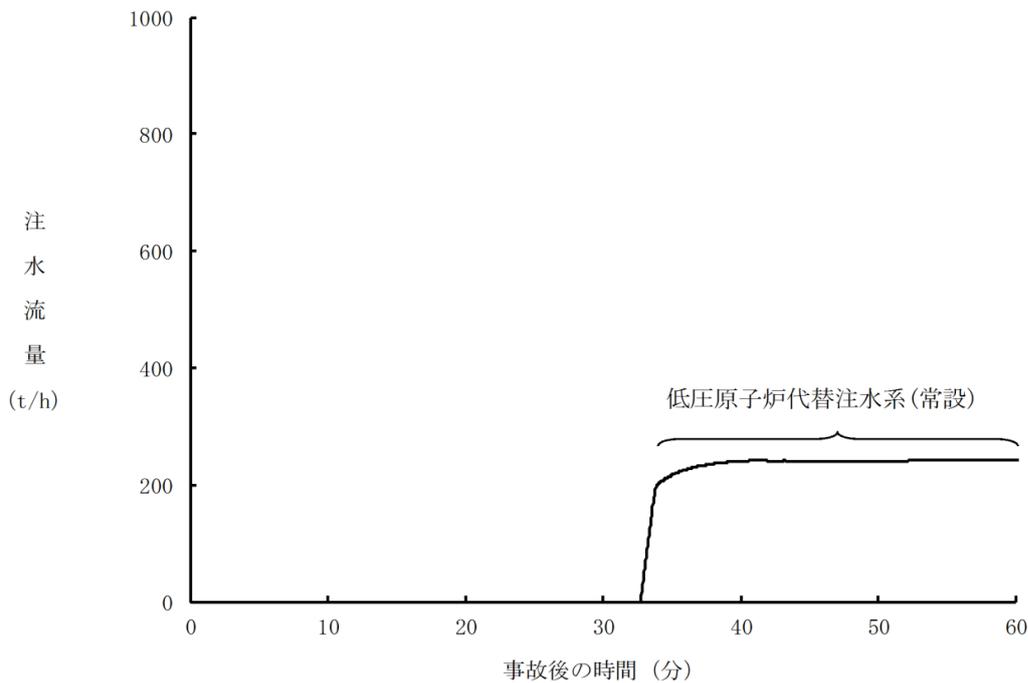
※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)

※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。

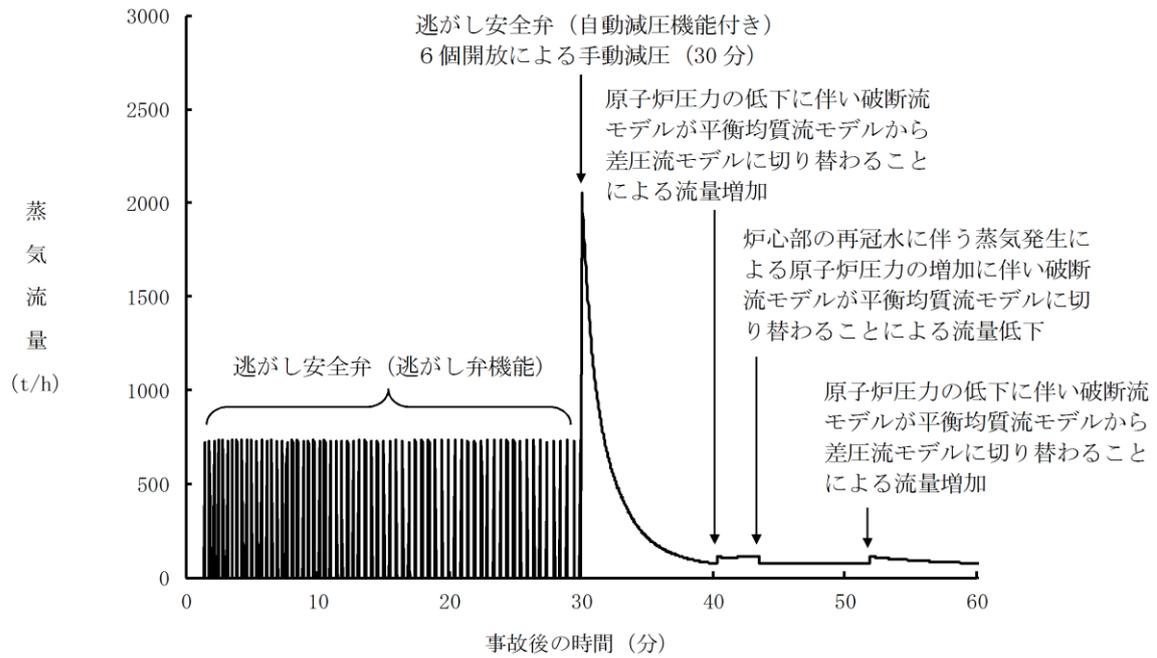
※4 燃料棒有効長頂部及び燃料棒有効長底部にあたる位置を図に破線で示す。



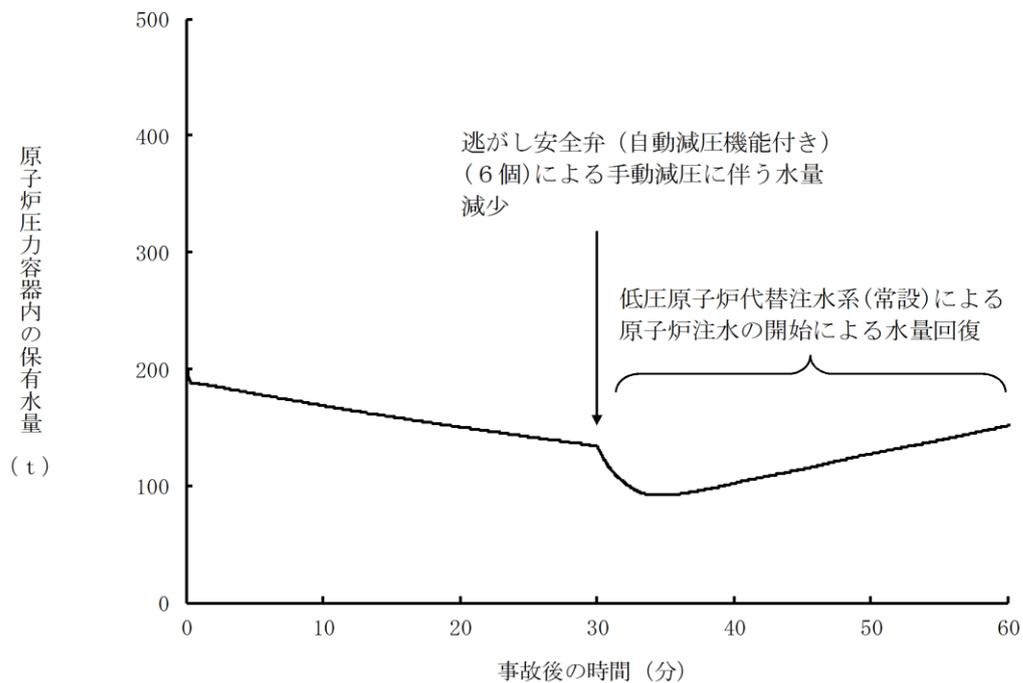
第 2. 1. 2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



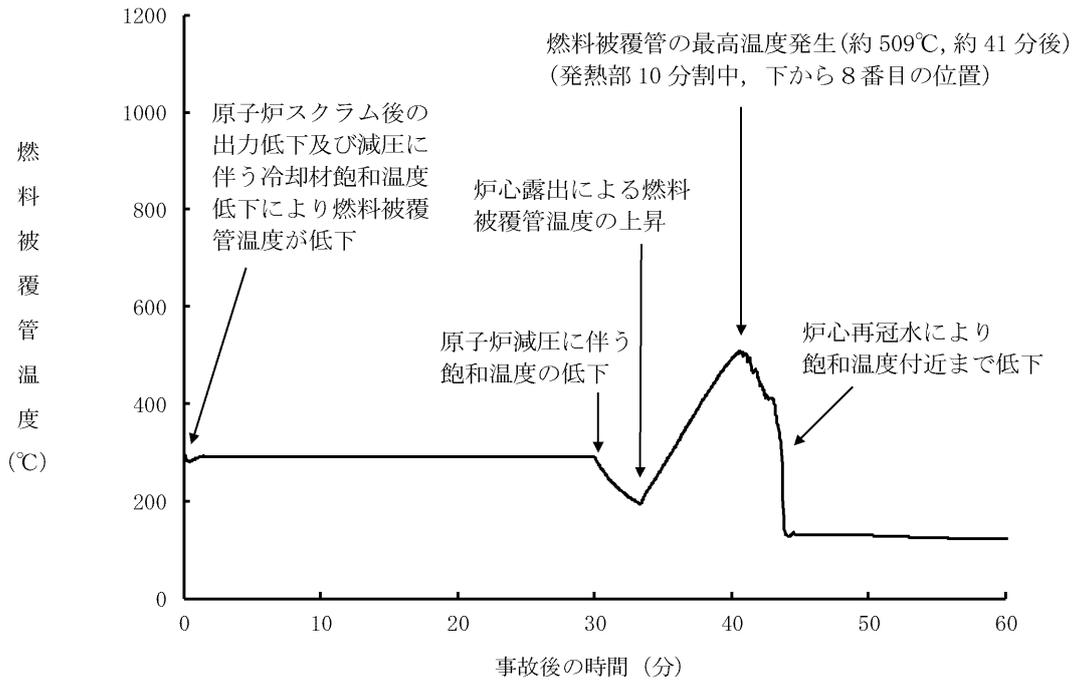
第 2. 1. 2-1(4) 図 注水流量の推移



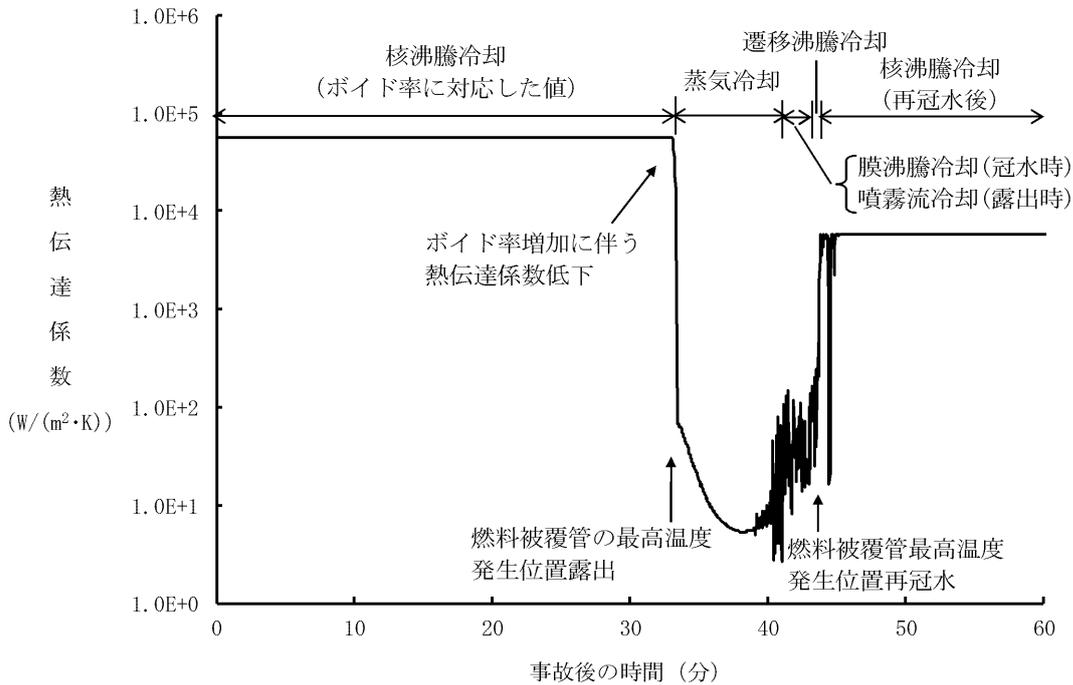
第 2.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



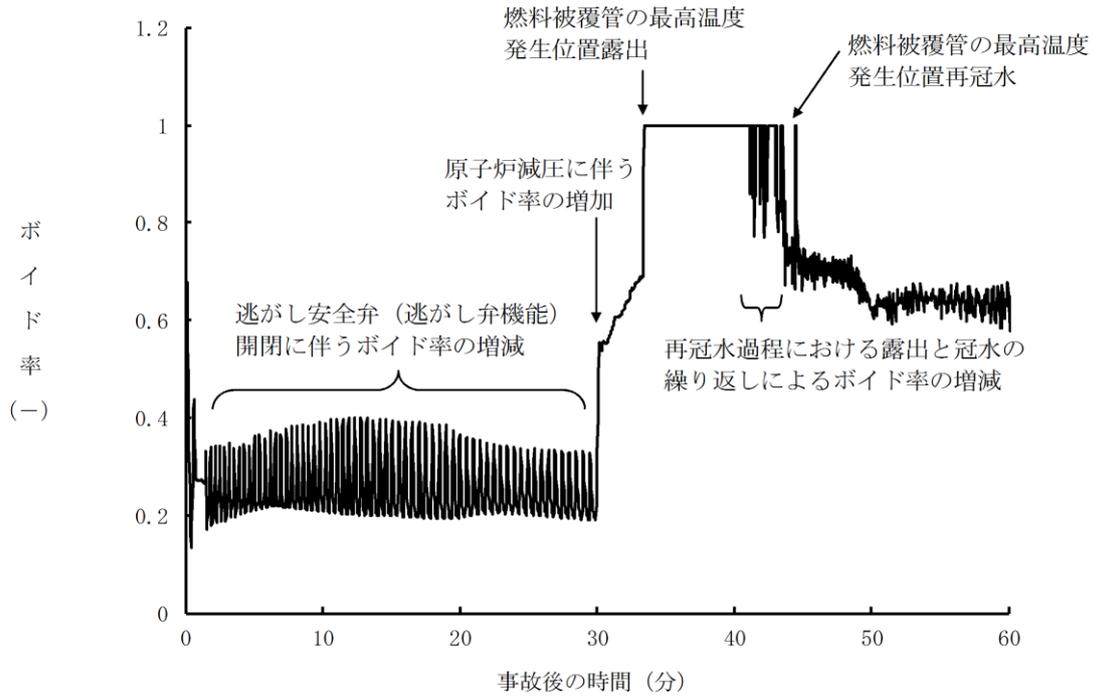
第 2.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



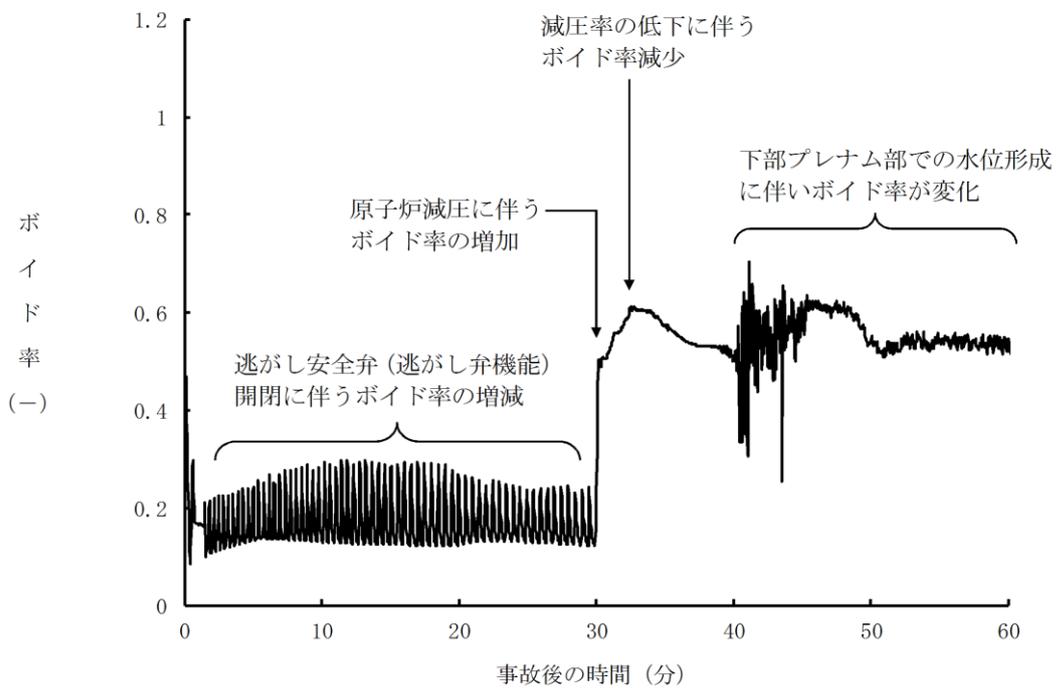
第 2.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



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

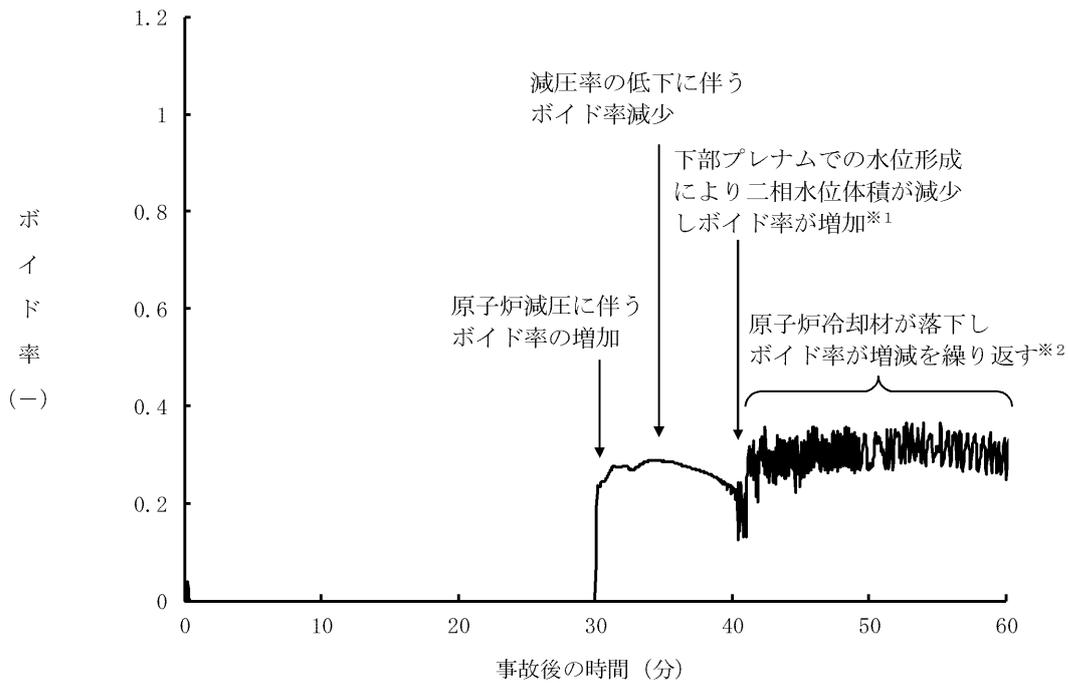


第 2.1.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移*

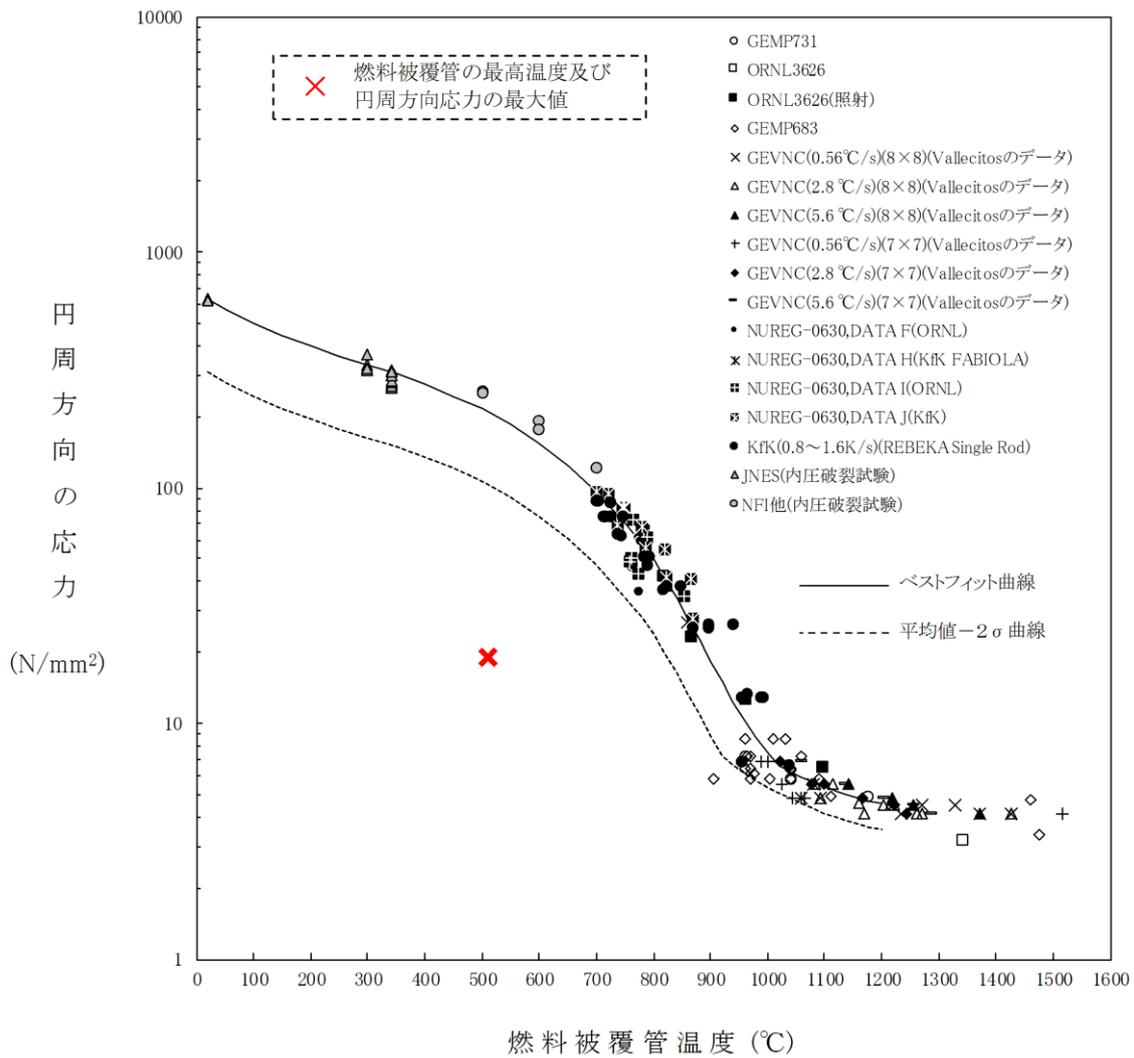
※平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。



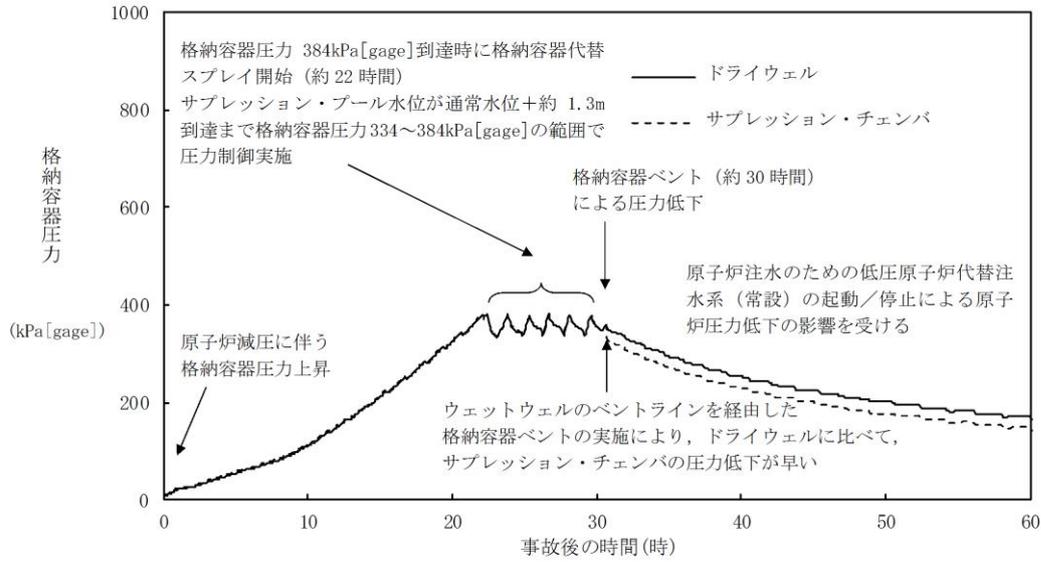
第 2. 1. 2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

※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。

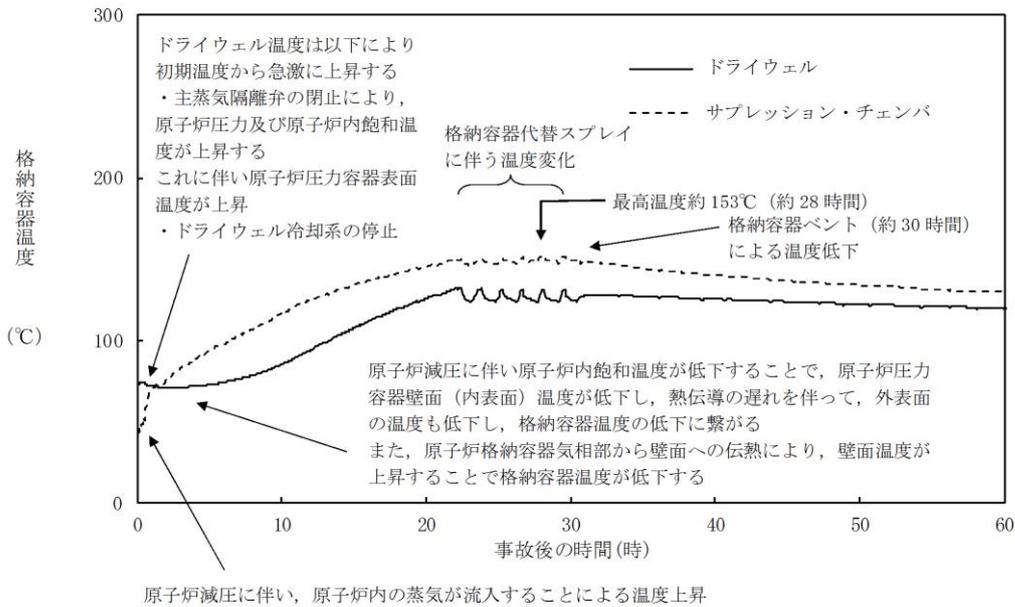
※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。



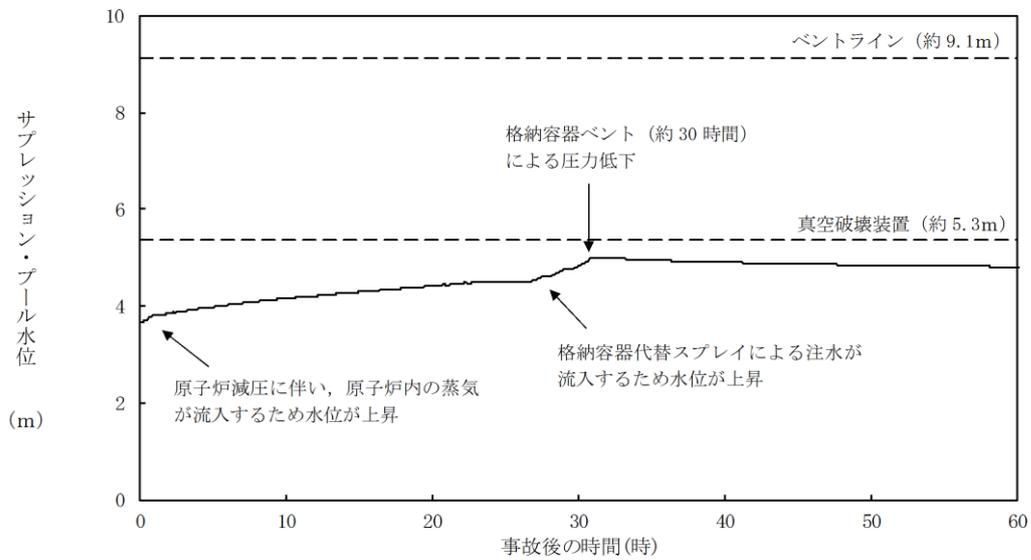
第 2. 1. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



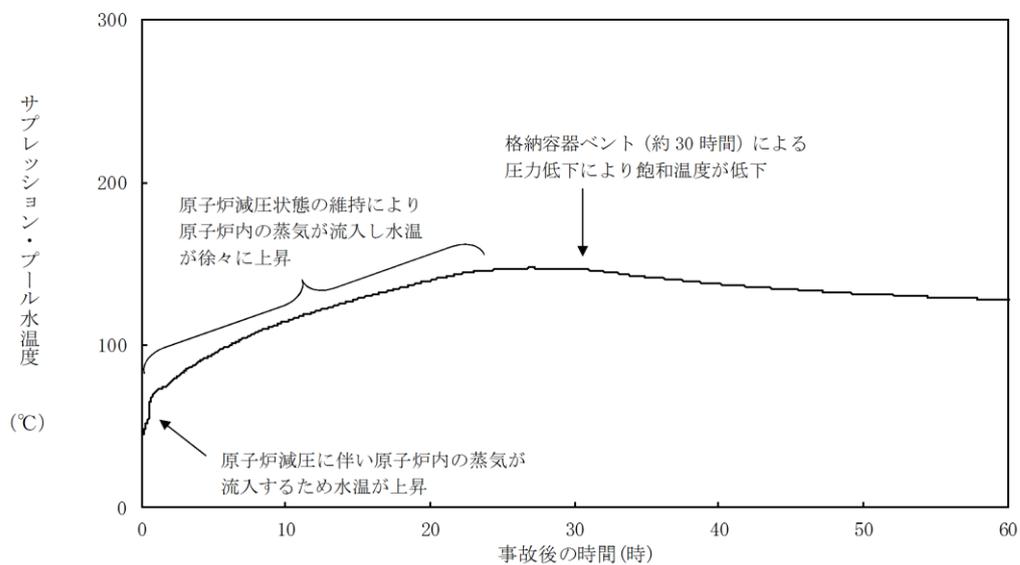
第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



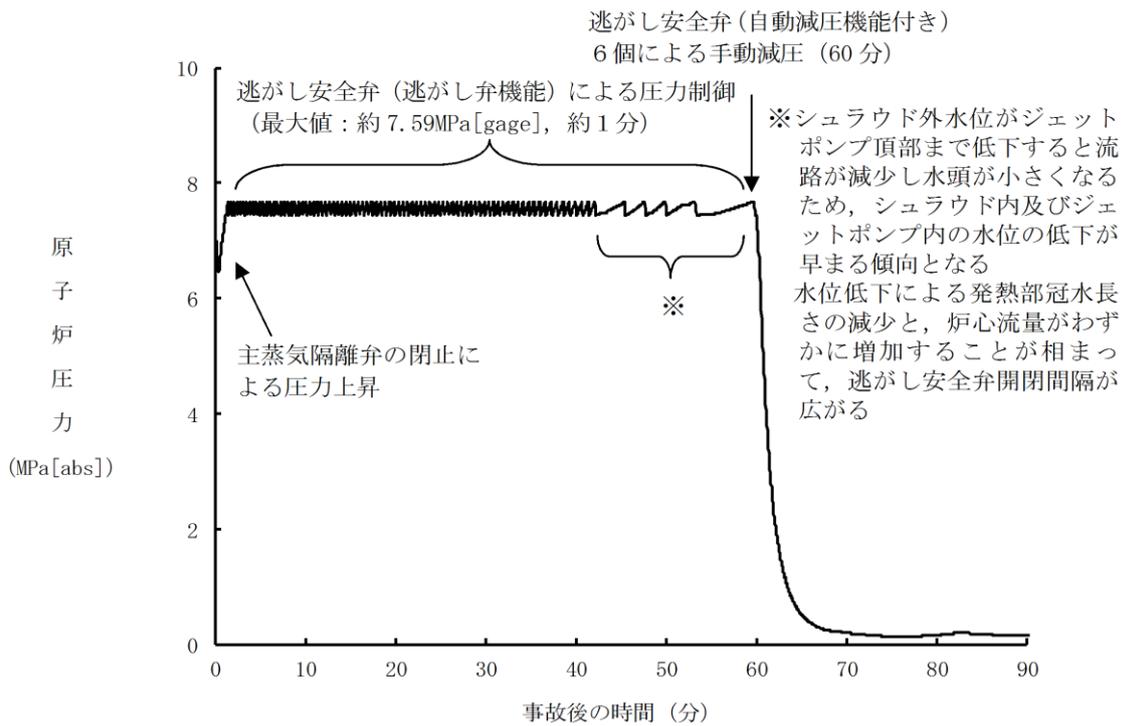
第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移



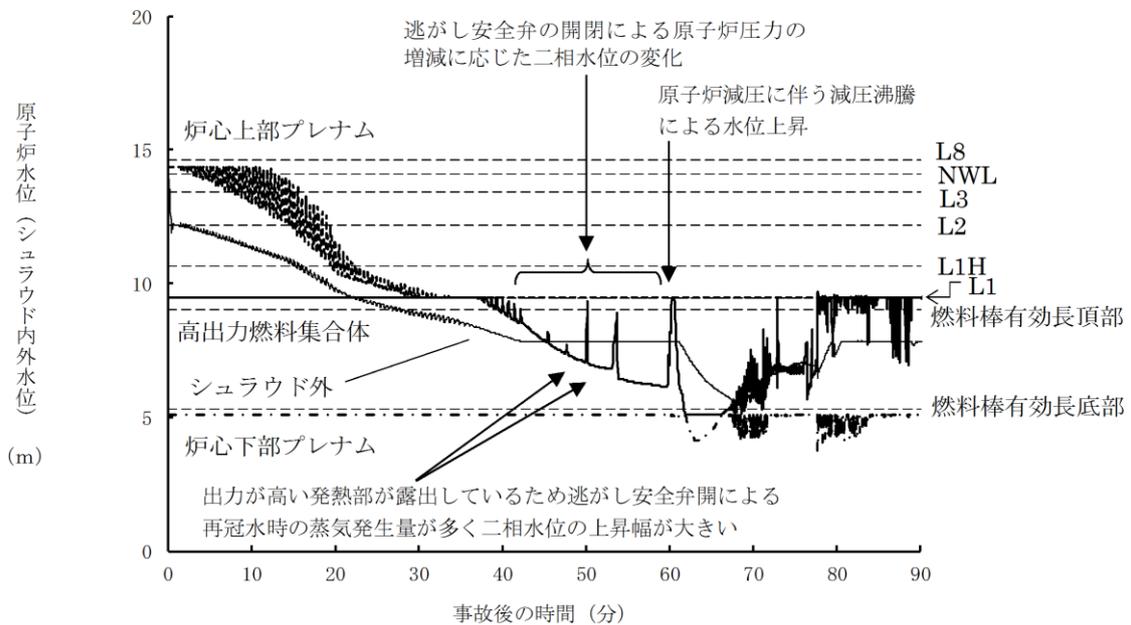
第 2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移



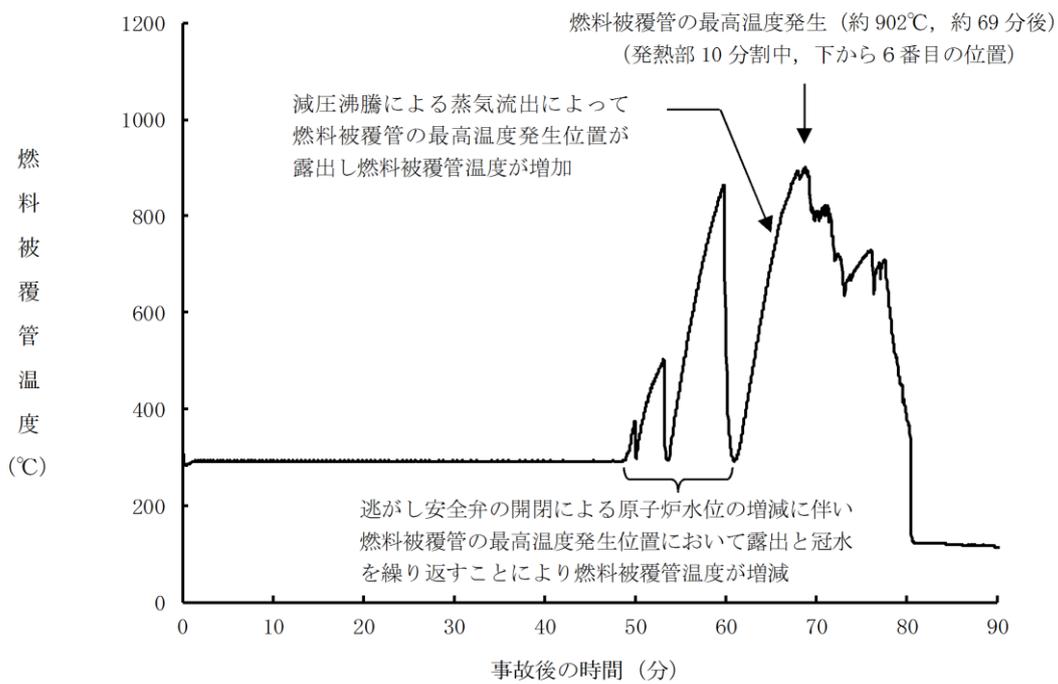
第 2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移



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 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等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	平均出力領域計装※
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
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、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) ※	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：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 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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 低圧原子炉代替注水ポンプ 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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	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 サブプレッション・プール水位（SA）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1 / 4)

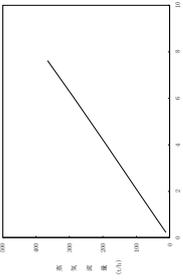
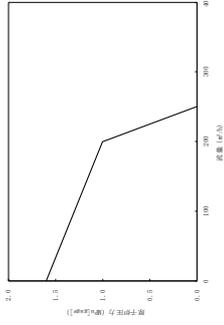
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, 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	ANS I / 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外した値) 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外した値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

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值として設定
	格納容器圧力	5 kPa [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

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 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開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
低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h 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 
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, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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
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 (真空破壊装置下端-0.45m) 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
重大事故等対策に関連する操作条件		

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）

2.3.1.1 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（長期TB）」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（長期TB）」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（長期TB）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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2.3.1.1-1(1)図から第2.3.1.1-1(3)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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）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、すべ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及び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え

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え操作（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。

所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、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え操作を実施する。

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、原子炉建物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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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。

原子炉建物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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（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うえ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、すべ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

すべ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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ 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（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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）（最大 $1,193\text{m}^3/\text{h}$ ）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（サブプレッション・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）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、サブプレッション・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2.3.1.2-1(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、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(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（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台すべてがトリップする。

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離し及び直流電源切替え（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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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）に切り替え、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（逃がし弁機能）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と残留熱除去系（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。

全交流動力電源喪失(長期TB)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、直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作(B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池(SA))、逃がし安全弁による原子炉急速減圧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の原子炉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、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）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、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 2.3.1.5）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1.2-1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

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（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、本操作は停電切替え操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））より前に実施する監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）により、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）による原子炉注水準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから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

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V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。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替え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 2.3.1.5)

(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。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））については、事象発生8時間後から操作時間30分で実施するものとしている。蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離しの対象となる負荷について8.5時間給電を継続する条件としているが、事象発生8.5時間後までに直流電源の負荷切離し操作を開始すれば、給電が必要な負荷に対して事象発生9時間後まで給電が可能であることから、直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作については時間余裕がある。

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から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の時間余裕がある。

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（長期TB）」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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の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（長期TB）」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1／西2）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1／西2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西1／西2）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、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）による原子炉格納容器除熱については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。

（添付資料2.3.1.6）

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最大負荷で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。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について、7日間の運転継続が可能である。

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。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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、緊急用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（長期TB）」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（長期TB）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（長期TB）」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。

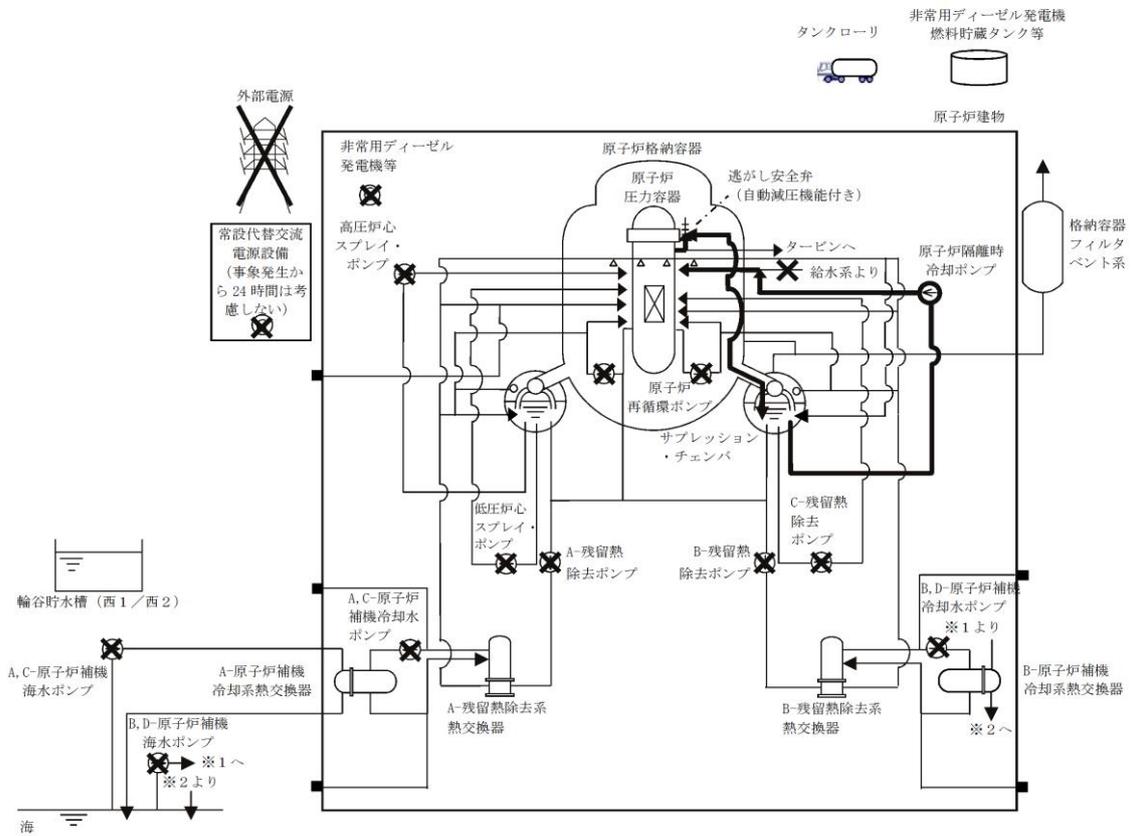
上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

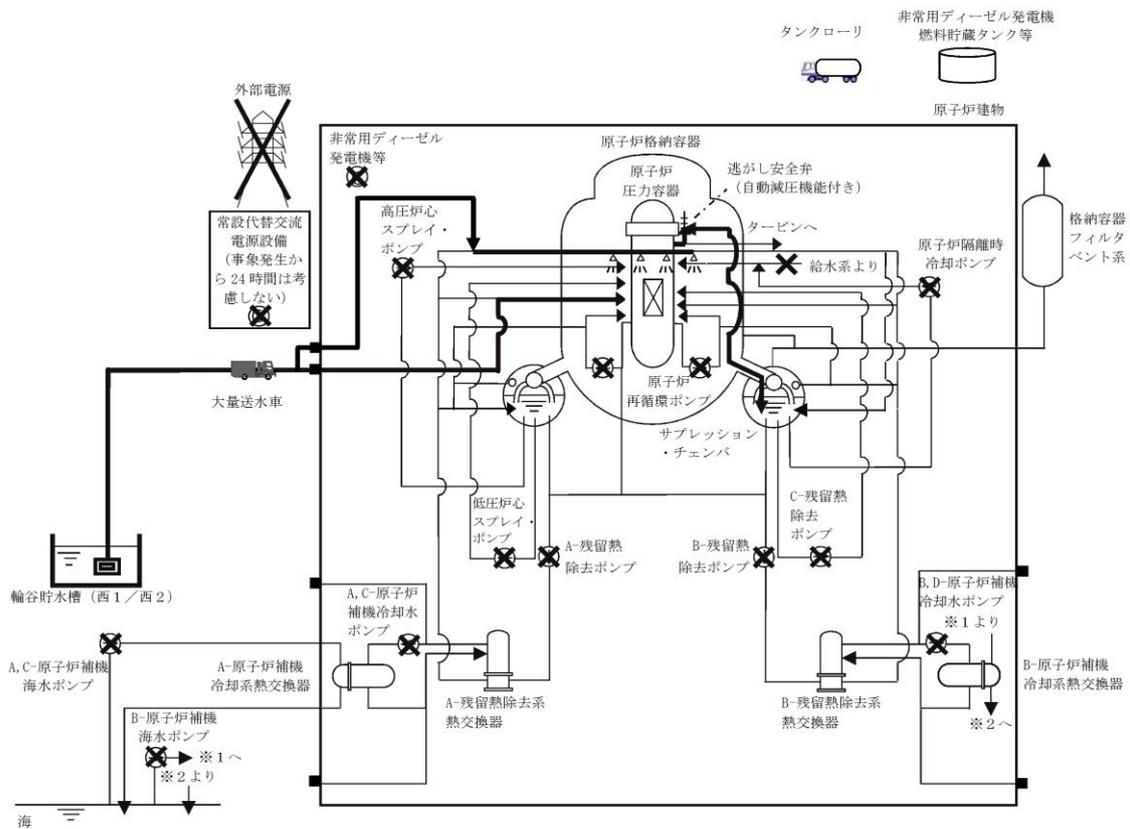
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

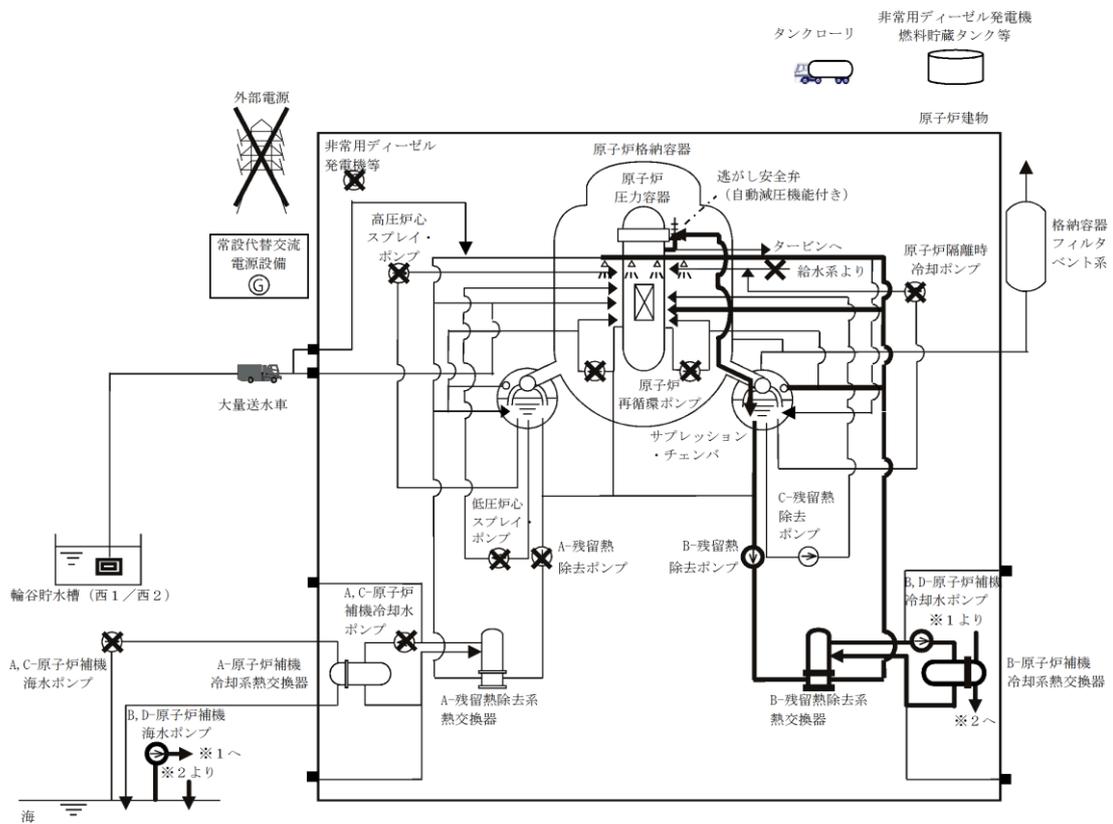
以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。



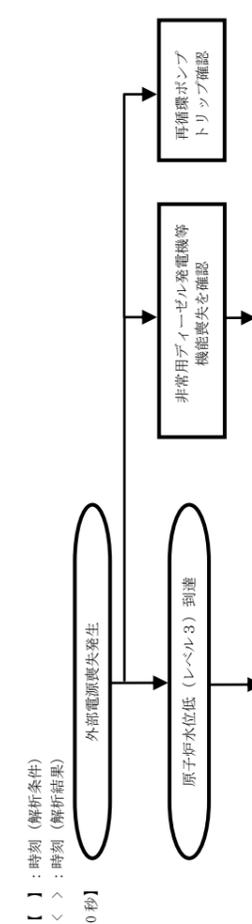
第 2.3.1.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



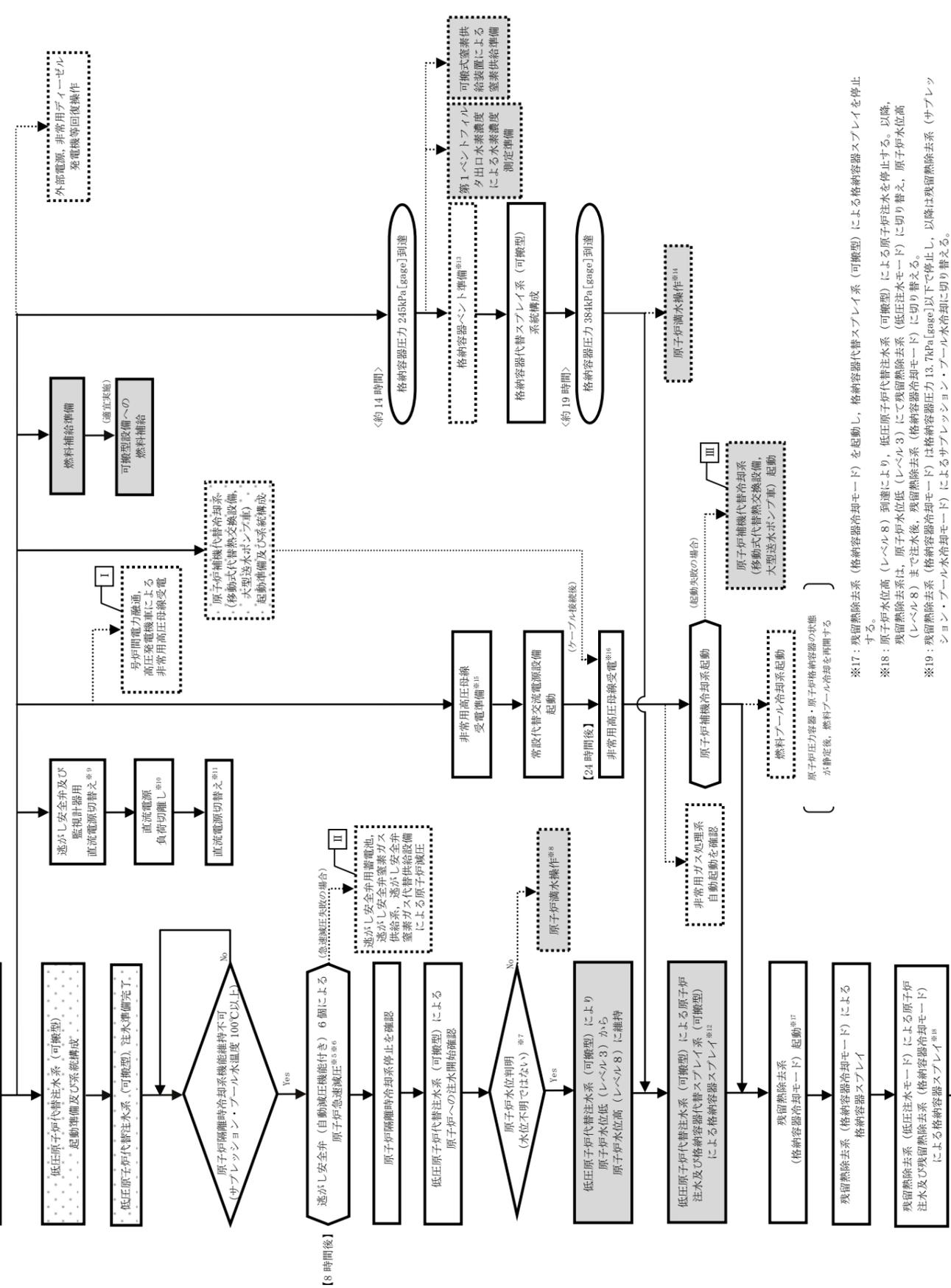
第 2.3.1.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2. 3. 1. 1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」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）



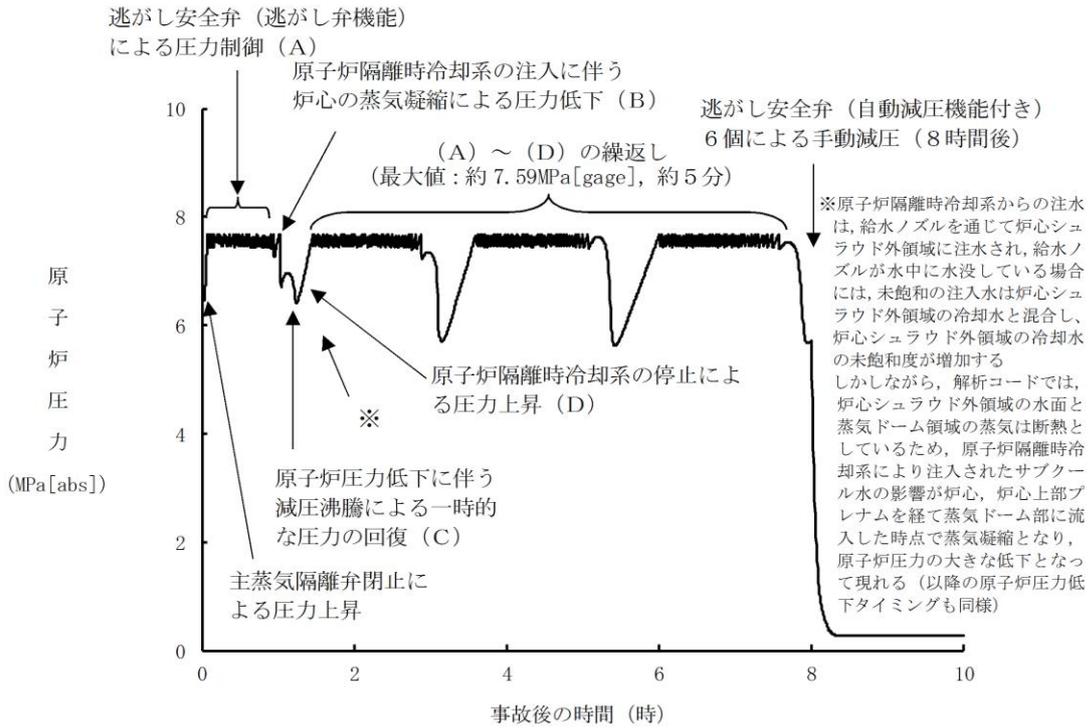
- ※ 1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※ 2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約3分) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※ 3：運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※ 4：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※ 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 (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、解析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続値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) 以上であると判定できない場合
 - ・水位不明切断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮機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
- ※ 8：原子炉水位が不明の場合は、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：逃がし弁安全弁用直流通電線及び監視計器用直流通電線をB-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池へ切り替える。
- ※ 10：必要な制御電源以外の負荷を切断する。
- ※ 11：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。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。
- ※ 12：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。また、ベント準備操作として、第2弁の開操作及びFCV排気車を使用した原子炉排気操作を実施する。
- ※ 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維持する。
- ※ 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ル接続後に受電する。



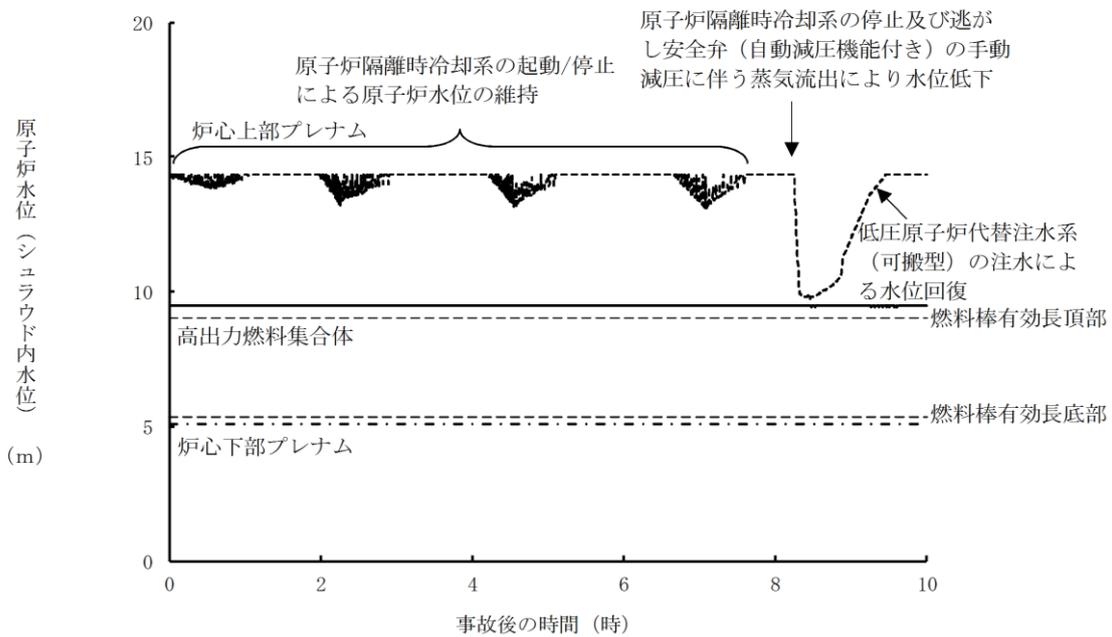
				経過時間 (分)		経過時間 (時間)																							経過時間 (日)							備考
操作項目	実施場所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (時間)																							備考								
	責任者	当直副長	1人		経過時間 (時間)																															
	指揮者	当直副長	1人		経過時間 (時間)																															
	連絡連絡者	緊急時対策本部要員	5人		経過時間 (時間)																															
運転員 (中央制御室)			緊急時対策要員 (現場)			経過時間 (時間)																														
状況判断	1A	A	—	—	10分																															
原子炉注水操作	(1A)	A	—	—	原子炉水位をレベル2～レベル8で維持																															
交流電源回復操作	—	—	—	—																								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	(1A)	A	—	—																								10分								
D系非常用高圧自給受電準備	(1A)	A	—	—																								25分								
C系非常用高圧自給受電準備	(1A)	A	—	—																								25分								
D系非常用高圧自給受電操作	(1A)	A	—	—																								5分								
C系非常用高圧自給受電操作	(1A)	A	—	—																								5分								
電源切替え操作	—	(2A)	B, C	—																								10分								
炉内用蓄電池切替え操作	—	(2A)	B, C	—																								30分								
原子炉急減速操作	(1A)	A	—	—																								100%								
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 準備操作	—	—	—	1A, a~e																								2時間10分								
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 系統構成	—	—	—	—																								10%								
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水操作	—	—	—	2A, B, C																								50分								
格納容器代替スプレイス (可動型) 系統構成	—	(2A)	B, E	—																								10分								
格納容器代替スプレイス (可動型) スプレイ操作	—	—	—	(2A)																								適宜実施								
原子炉注水操作	—	—	—	(2A)																								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蒸気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								
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	—	(11A)																								7時間20分								
—	—	—	—	3A, a~g, q																								10分								
—	—	—	—	—																								3時間40分								
—	—	—	—	—																								10分								
—	—	—	—	(4A)																								1時間40分								
格納容器ベント準備操作	—	—	—	(2A)																								4時間20分								
—	—	—	—	(2A)																								10分								
—	—	—	—	(2A)																								3時間								
—	—	—	—	(2A)																								2時間								
燃料補給準備	—	—	—	2A, r, s																								2時間30分								
燃料補給作業	—	—	—	—																								適宜実施								
原子炉補機冷却系起動操作	(1A)	A	—	—																								10分								
残熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1A)	A	—	—																								10分								
残熱除去系による原子炉注 水および原子炉格納容器除熱 操作	(1A)	A	—	—																								適宜実施								
非常用ガス処理系 運転確認	(1A)	A	—	—																								5分								
燃料プールの冷却系 準備操作	—	(2A)	D, E	—																								30分								
燃料プールの冷却系 再開	(1A)	A	—	—																								10分								
必要人員数 合計	1A	A	4A	B, C, D, E																								19A								

① 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

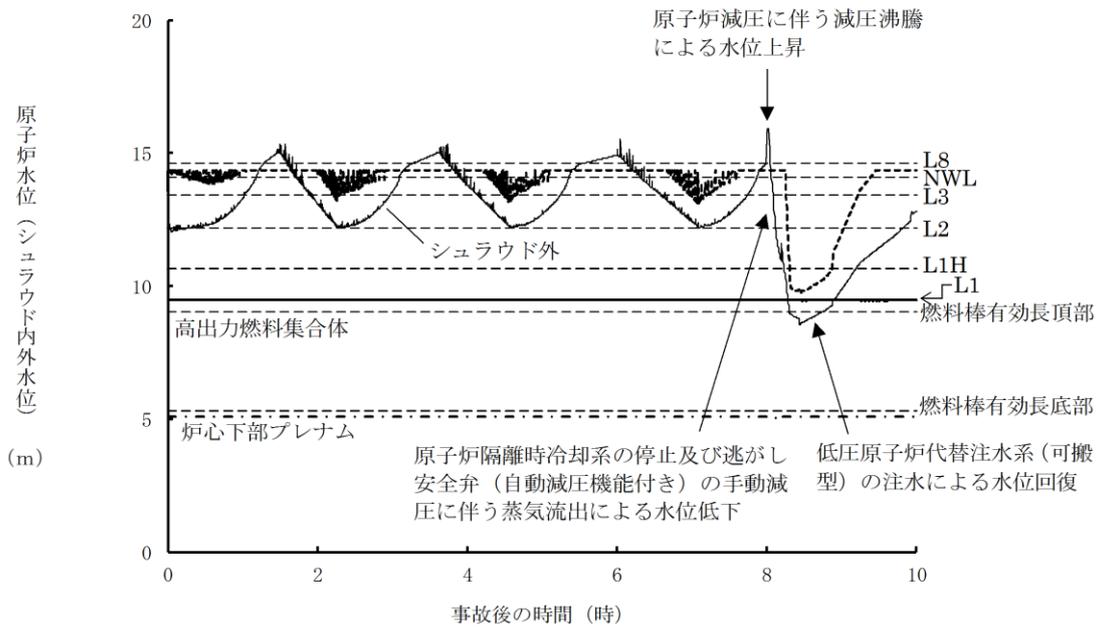
第 2.3.1.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (長期 T B)」 の作業と所要時間



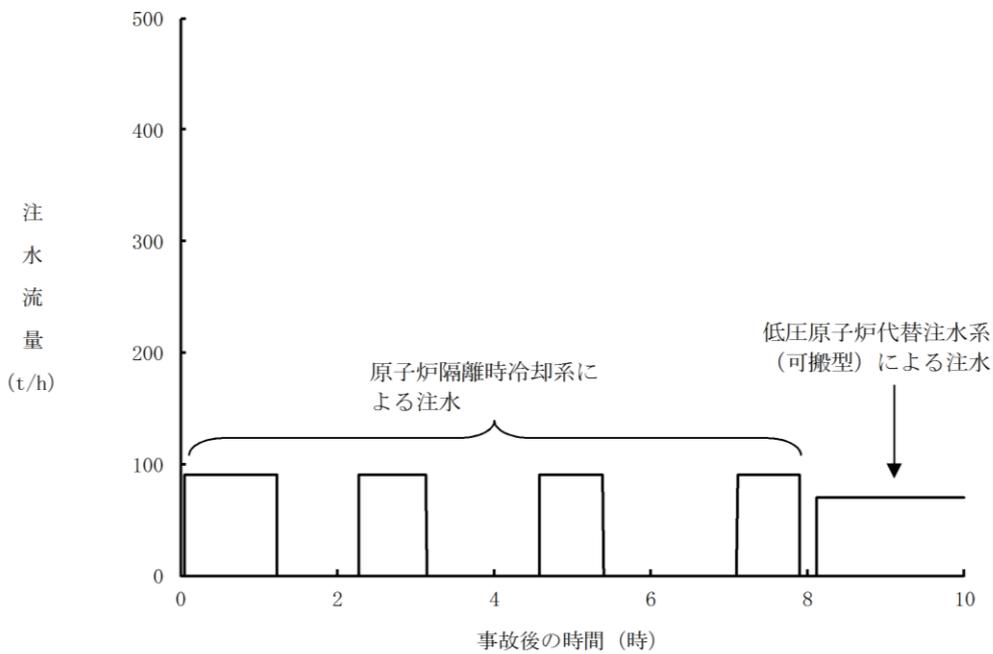
第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



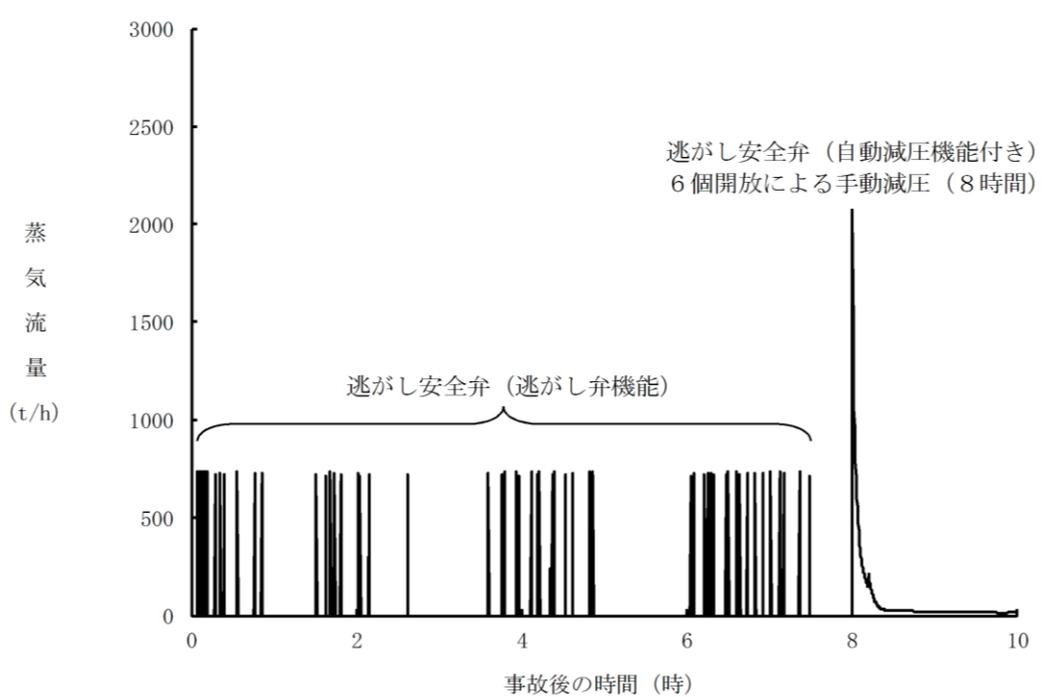
第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



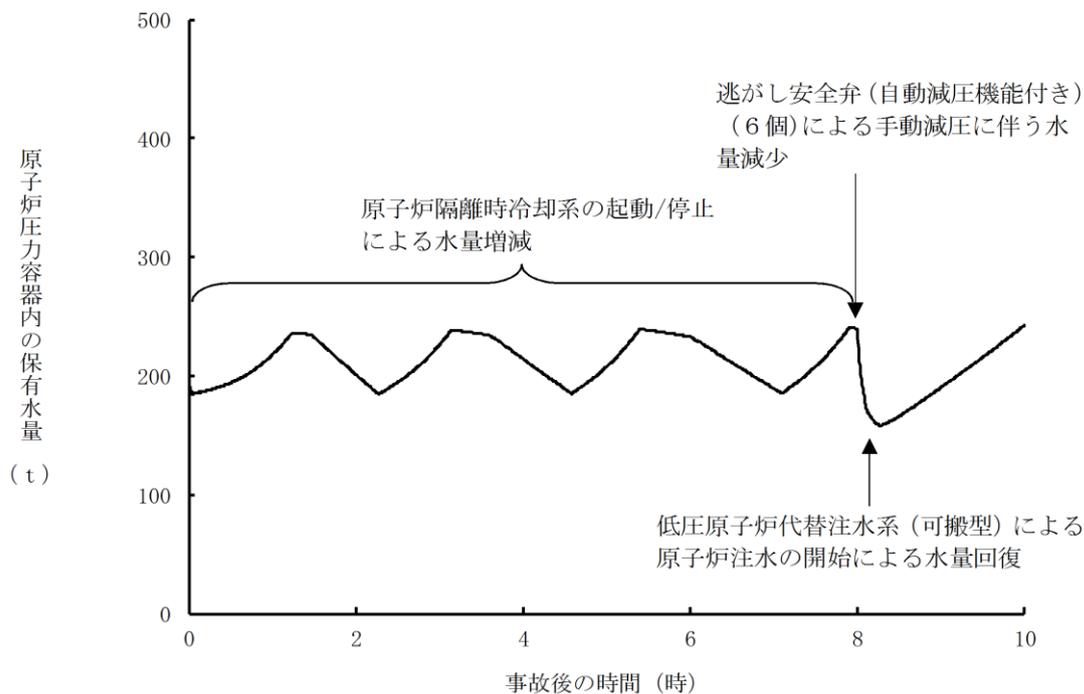
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



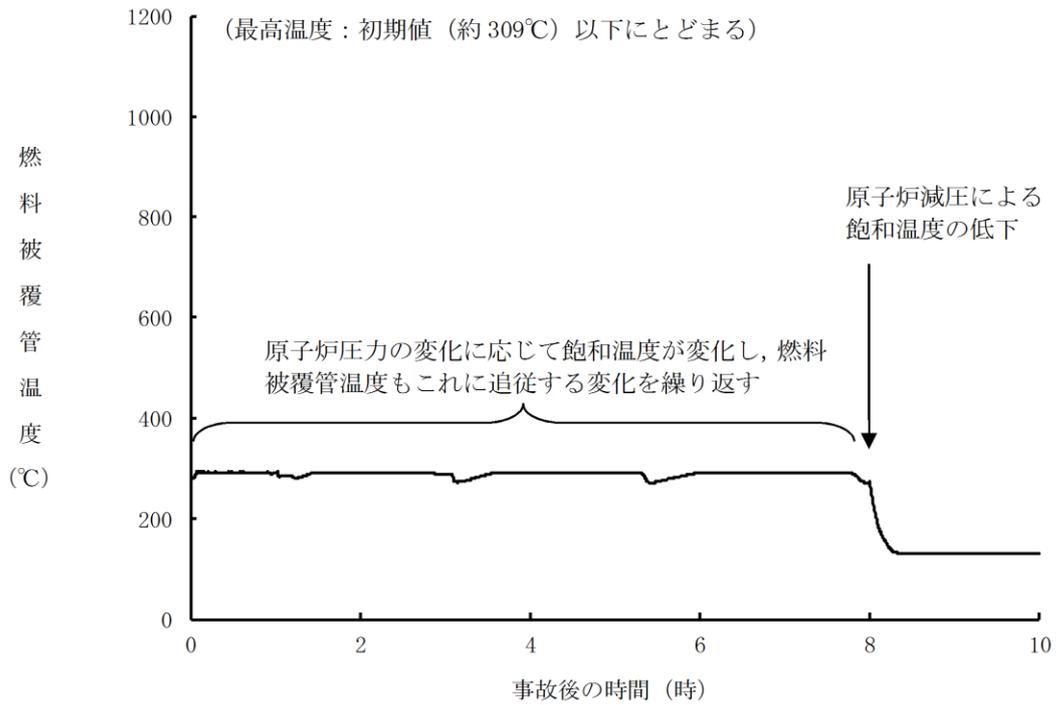
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



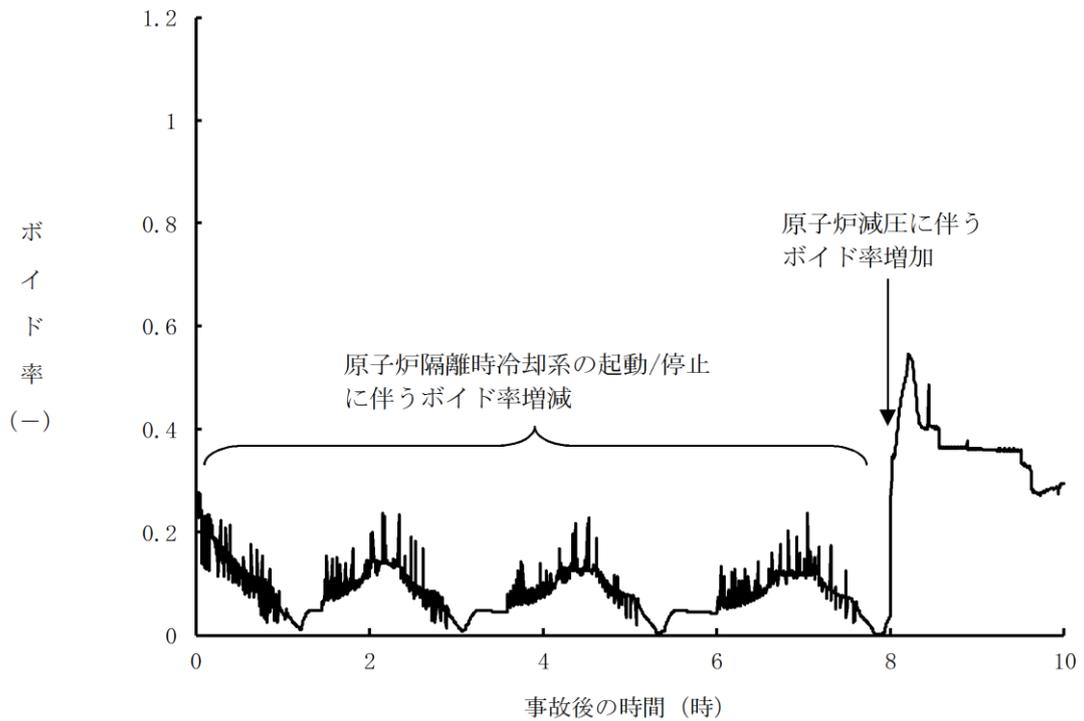
第 2. 3. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



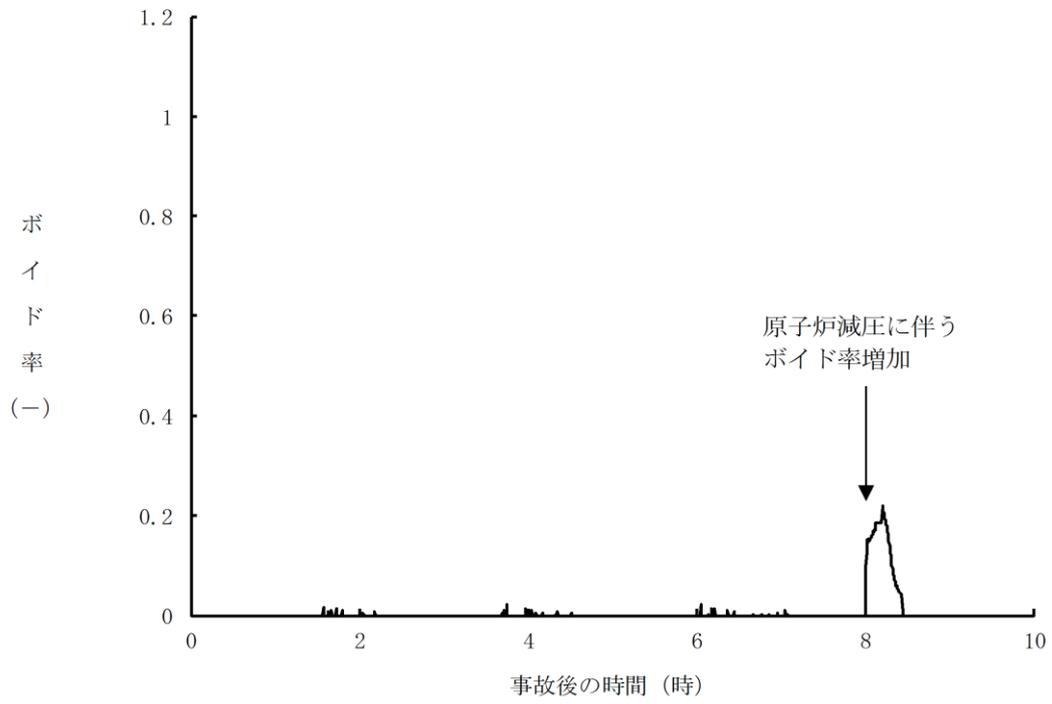
第 2. 3. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



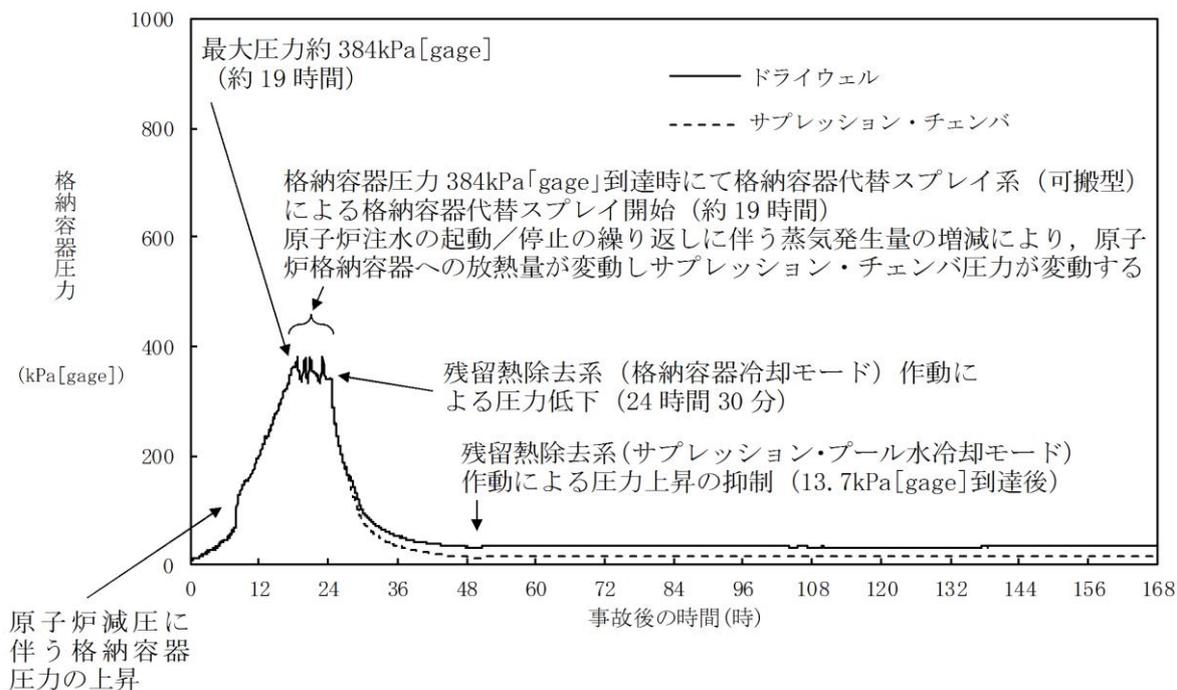
第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



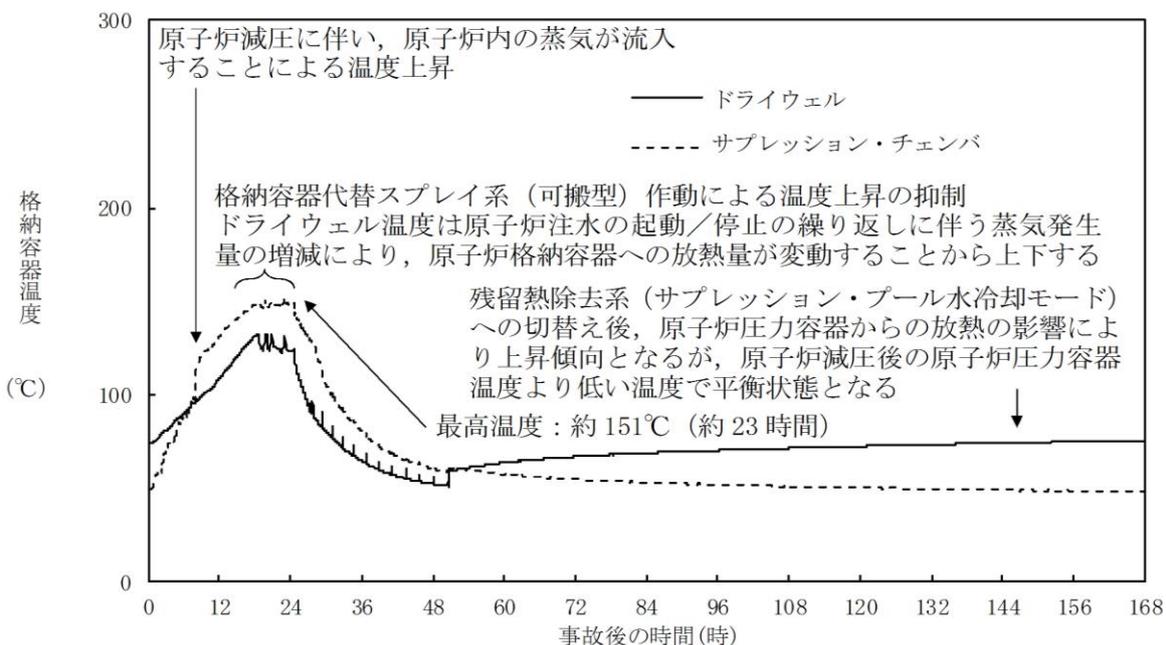
第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



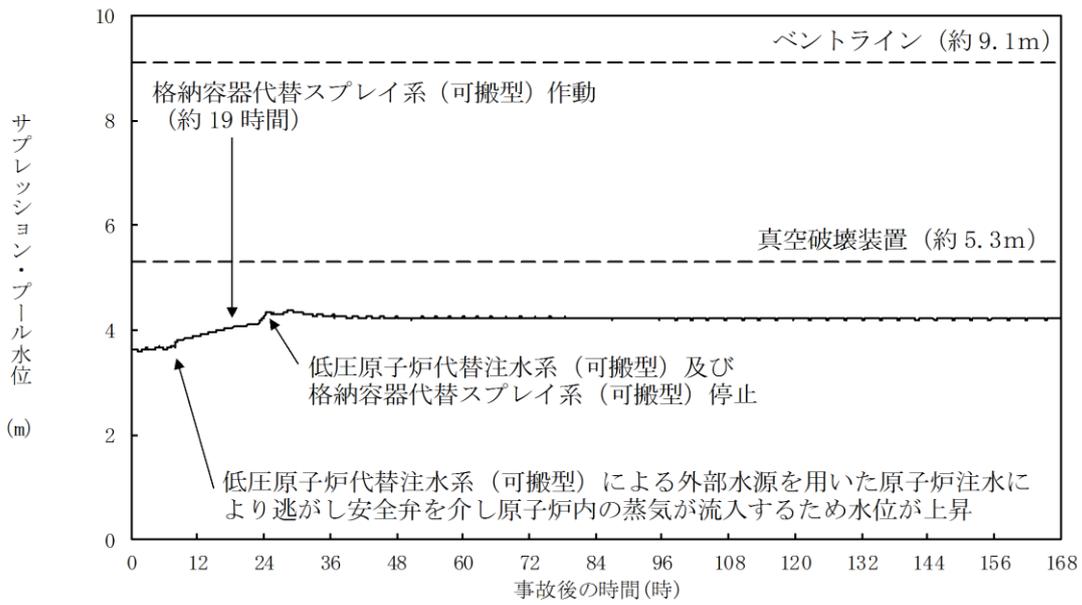
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



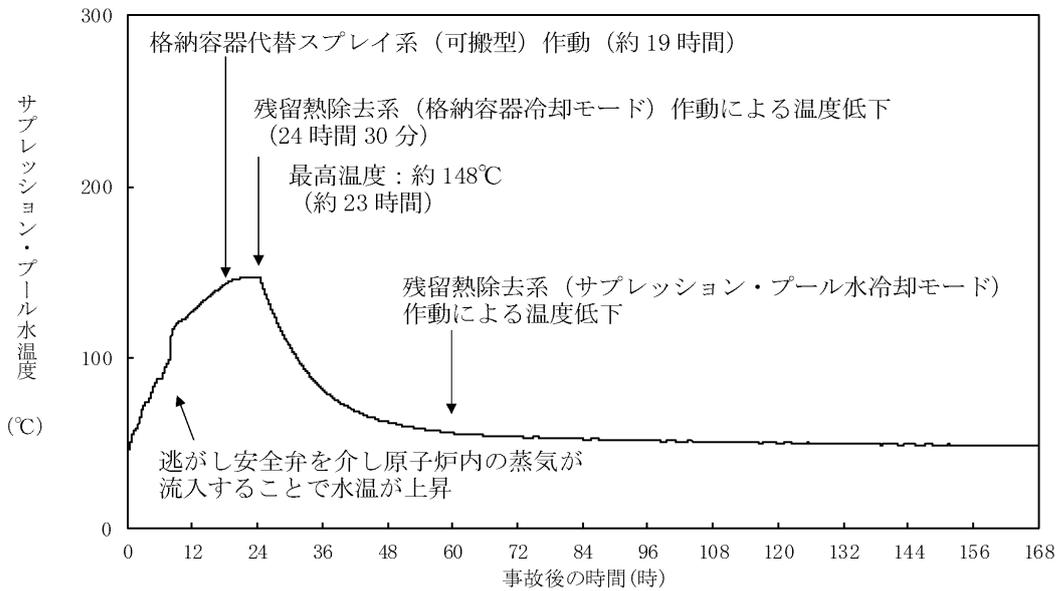
第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



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（長期 T B）」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すべ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。	B-115V 系蓄電池※	—	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※ B-115V 系蓄電池※ 230V 系蓄電池（R C I C） S A 用 115V 系蓄電池	—	原子炉水位（S A） 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え	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。所内常設蓄電池式直流電源設備切替え操作（B-115V 系蓄電池から B 1-115V 系蓄電池（S A））を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V 系蓄電池から S A 用 115V 系蓄電池）を実施する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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え操作を実施する。	B-115V 系蓄電池※ B 1-115V 系充電器（S A） S A 用 115V 系蓄電池	—	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉建物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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」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・プール水温度 100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ サブプレッショ・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。	B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	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。	B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	ドライウェル圧力（SA） サブプレッショ・チェンババ圧力（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）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（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 【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>ドライウエル温度（S A） 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） サプレッション・プール水温度（S A） 【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 【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（S A） 原子炉圧力※ 原子炉水位（S A） 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>

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

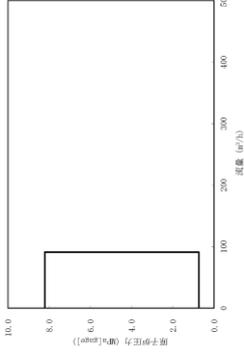
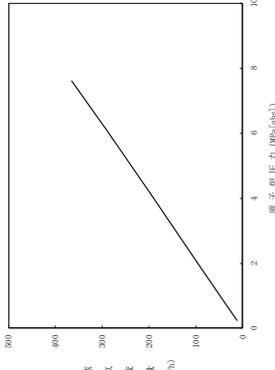
第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（1/5）

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（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
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル—サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値として設定
初期条件		

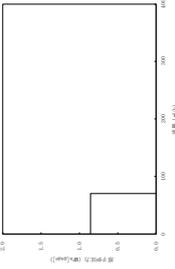
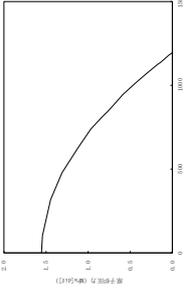
第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（2／5）

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・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5 kPa [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
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべ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	
事故条件			

第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（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[gage]） 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（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（自動減圧機能付き）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2.3.1.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（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[diff]において)（最大） 1, 193 m ³ /h)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・プールの冷却モード）	<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 伝熱容量は、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℃、海水温度30℃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 (長期 T B)) (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 8 時間後 (サブレーション・プール水温度 100℃ 到達)	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であるSA用115V系蓄電池に接続されており、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1,474Ah^{※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及び常設代替直流電源設備仕様

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中1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中1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

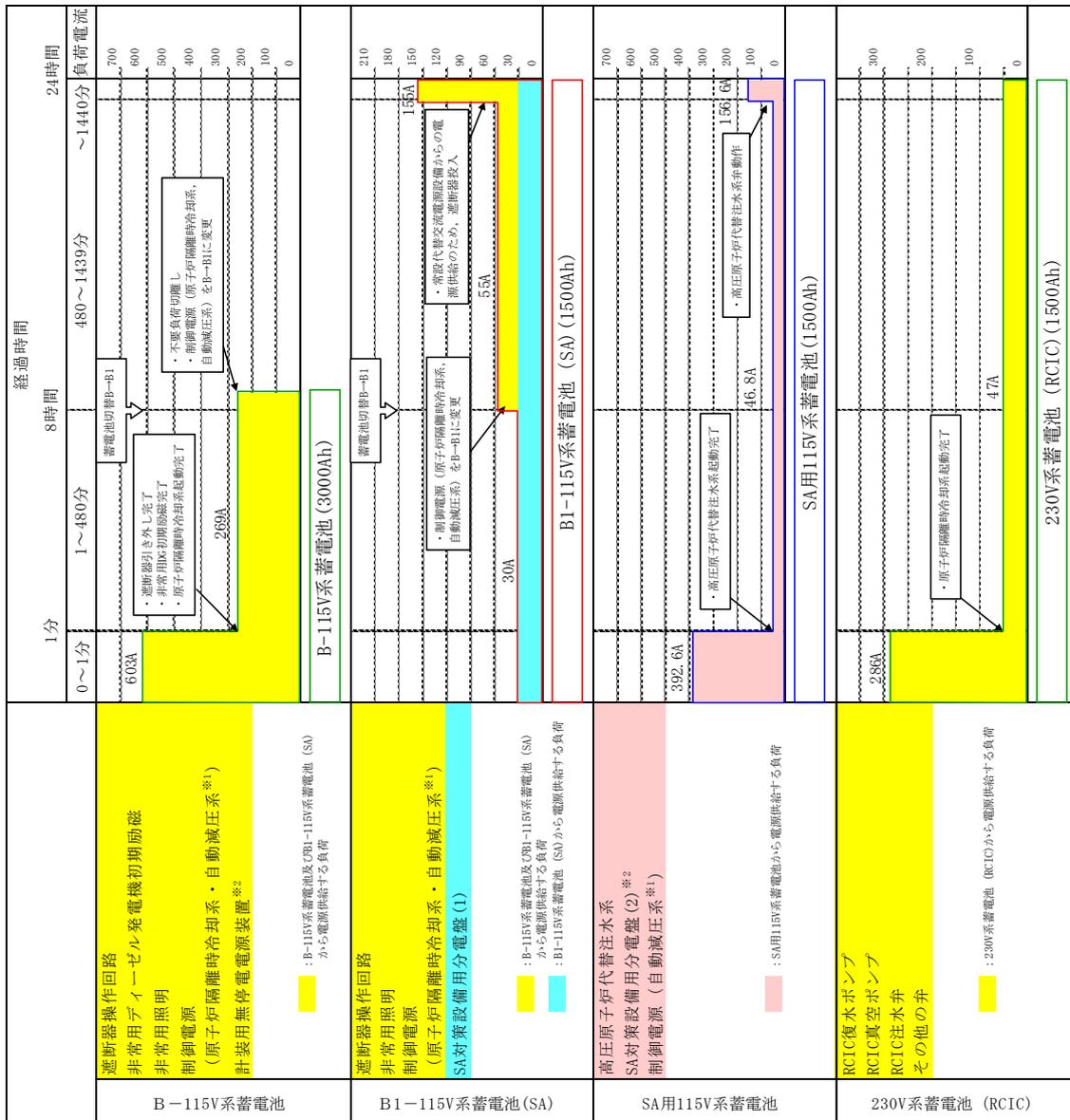
設置場所：廃棄物処理建物地下中1階（EL. 12.3m）

名称：SA用115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

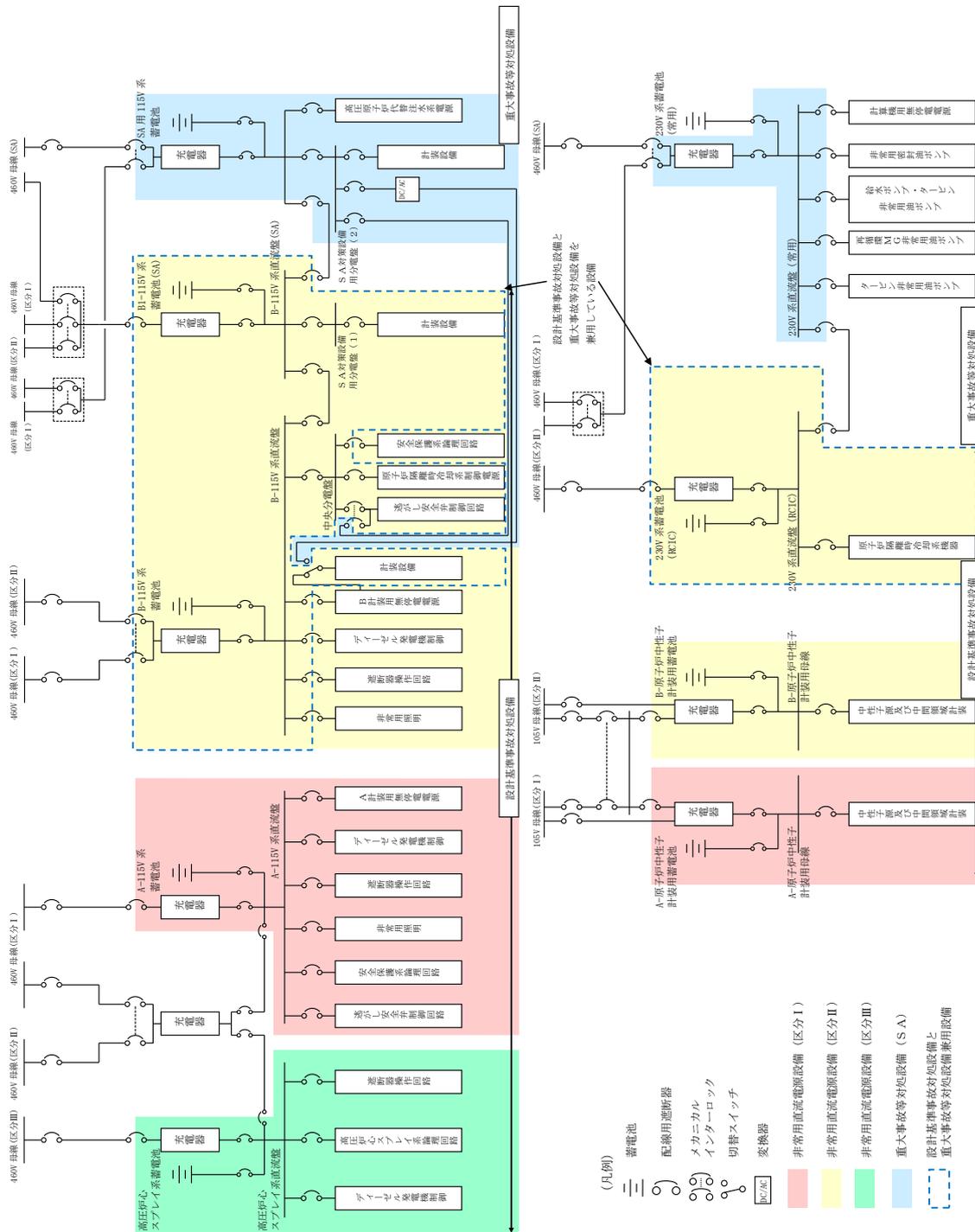
容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物1階（EL. 15.3m）



※1 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。
 ※2 B-115V系蓄電池の計装用無停電電源装置には, 重大事故等時にも継続して機能を期待する計装設備を含んでいる。
 8時間以降はSA用115V系蓄電池に給電を切替えてSA対策設備用分電盤(2)から給電し, 各蓄電池の必要容量には, 計装設備を含んでいる。

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



第2図 直流電源単線結線図

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 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (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
【S A F E R】	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	T B L, R O S A - I I I 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。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。燃料棒表面最高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。	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と与える影響はない。
炉心	燃料棒覆管酸化	ジュールニコニコム-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、保守的な結果と与える。	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と与えるため、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、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、運転員等操作時間と与える影響はない。	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と与え、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最高温度を下回ることなく、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と与える影響はない。
	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の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、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おおむね保守的な判定結果と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 (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、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、運転員等操作時間と与える影響はない。	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と与える。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と与える影響はない。
	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	T B L, R O S A - I I I, F I S T - A B W R 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、R O S A - I I I 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表面からの輻射や過熱蒸気により上昇し、L P C S スプレイの液滴で冷却され、原子炉炉心蒸気発生したためであり、原子炉炉心隔離時冷却系及び低圧代替注水系 (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、燃料棒表面最高温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系 (可搬型) の注水タイミングに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おおむね同等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。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と与える影響はない。

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 (長期 T B)) (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 (シユラウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユ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 (シユラウド外水位) 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、解析コードでは、シユ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。	シユ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	T B L, R O S A - I I I, F I S T - A B W R 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。
E C C S 注水 (給水系・代替注水設備含む)		原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータと与える時間 (全交流動力電源喪失 (長期 T B))

【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。格納容器温度を十数度高めに評価すること、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解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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度程度、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の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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と良く一致することを確認している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再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関する運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数度程度、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の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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と良く一致することを確認している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再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関する運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	気液界面の熱伝達		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度高めに評価すること、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解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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度程度、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の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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と良く一致することを確認している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再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関する運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数度程度、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の傾向を適切に再現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関す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と良く一致することを確認している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再現実現できている格納容器代替スプレイ系 (可搬型) に関する運転員等操作時間に与える影響は小さい。
原子炉格納容器	スブレイ冷却	安全系モデル (格納容器スブレイ) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。 スブレイの水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 (長期T B)) (I / 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+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、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、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は変わらないことから、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 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、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉格納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により、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、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納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により、評価項目となるパラメータ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(長期T B)) (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	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		
格納容器容積(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	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	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。 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。 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積(サブレーション・チェンバ)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	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)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	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)	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。 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。 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置			真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。 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。 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	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。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。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。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実績値)	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	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に与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa[Gage]	約5kPa[Gage]~約7kPa[Gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	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2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、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2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、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 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	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績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	屋外貯水槽の水源温度として実績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(長期T B))(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(西1/西2)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	すべ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に与える影響
(全交流動力電源喪失(長期T B)) (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、現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、現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。
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[gage]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[gage]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(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)	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)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(自動減圧機能付き)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)	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(低圧注水モード)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) (最大1,193 m ³ /h)にて注水	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) (最大1,193 m ³ /h)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(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9 MW(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9 MW(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	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。

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（長期TB））（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
逃げし安全弁による原子炉急速減圧操作	運転員等操作開始時間	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定	<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緊急時対策要員（現場）を招集することとしており、全交流動力電源喪失の場合には直ちに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の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緊急時対策要員（現場）が配置されている。注水準備操作は現場にて緊急時対策要員（現場）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】 現場での緊急時対策要員（現場）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を想定している。この後、サブレンジョン・プール水温度を確認し、事象発生から8時間程度経過後に中央制御室での逃げし安全弁の手動操作を行う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、現場にて緊急時対策要員（現場）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げ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、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確かさ】 緊急時対策要員（現場）、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>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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）による原子炉注水準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析でのことから解析での余裕が十分あると見られる。サブレンジョン・プール水温度を確認し、逃げし安全弁の手動操作により原子炉を減圧することから、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。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段の切り替えのための逃がし安全弁の手動操作までは8時間以内である。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段の切り替えのための逃がし安全弁の手動操作までは8時間以内である。</p>	<p>訓練実績等</p> <p>評価上は作業成立性を踏まえ、事象発生から8時間後としており、このうち、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分想定のとおり、訓練実績では約1時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。</p>
低圧原子炉代替注水系（可搬型）である大量送水車への燃料補給	事象発生8時間後	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作業成立性を踏まえ設定	<p>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2時間30分想定のとおり、訓練実績では約2時間12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 (長期 T B)) (2 / 4)

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	条件設定の考え方				
<p>直流電源の負荷切離し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、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。</p> <p>【要員配置】 直流電源の負荷切離し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)) 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。</p> <p>【移動・操作所要時間】 直流電源の負荷切離し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、監視計器用直流通電切替後に行う。監視計器用直流通電切替後に行う安全弁 (6 弁) の電源切替後に行う。監視計器用直流通電切替後に行う安全弁 (6 弁) の電源切替は、事象発生から 8.5 時間経過するまでに行う直流通電切替操作であり、操作所要時間がいすれも 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) が現場にて直流通電の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流通電設備切替操作を行うが、アクセス上にある直流通電設備切替操作は、監視計器用直流通電切替操作 (B-115V 系蓄電池から B 1-115V 系蓄電池 (SA)) より前に実施する監視計器用直流通電切替操作 (B-115V 系蓄電池から B 1-115V 系蓄電池 (SA)) より前に実施する監視計器用直流通電切替操作 (B-115V 系蓄電池から S A 用 115V 系蓄電池) により、停電しない S A 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。</p>	<p>直流電源の負荷切離し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、事象発生 8 時間後から操作時間 30 分で実施するものとしていて、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離し対象となる負荷について 8.5 時間給電を継続する条件としているが、事象発生 8.5 時間後までに直流通電の負荷切離し操作を開始すれば、給電が可能な負荷に対して事象発生 9 時間後まで給電が可能であることから、直流通電の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流通電設備切替操作についてには時間余裕がある。</p>	<p>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ことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>直流電源の負荷切離し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、事象発生 8 時間後から操作時間 30 分で実施するものとしていて、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離し対象となる負荷について 8.5 時間給電を継続する条件としているが、事象発生 8.5 時間後までに直流通電の負荷切離し操作を開始すれば、給電が可能な負荷に対して事象発生 9 時間後まで給電が可能であることから、直流通電の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流通電設備切替操作についてには時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、直流通電の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流通電設備切替操作 (B-115V 系蓄電池から B 1-115V 系蓄電池 (SA)) は、移動時間約 25 分で操作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 (長期 T B)) (3 / 4)

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	条件設定の考え方				
格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作 操作条件	格納容器圧力 384kPa [Leage] 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>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 [Leage]) 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緊急時対策要員 (現場) 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 [Leage] 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】 現場にて緊急時対策要員 (現場) 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、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、緊急時対策要員 (現場) 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】 緊急時対策要員 (現場) 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>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 [Leage] 到達時において、格納容器スプレイレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Leage]) に到達するのは、事象発生から約 19 時間後であり、格納容器代替システム (可搬型) 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実施可能である。</p> <p>また、格納容器スプレイレイ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実施可能である。よって、事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、運転員等操作時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 853kPa [Leage] 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。</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、格納容器スプレイレイ開始から約 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。</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 時間で 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 (長期TB)) (4/4)

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	条件設定の考え方				
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	-	-	-	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及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器器熱操作	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	-	-	-	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器熱は所要時間を 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)による格納容器器熱開始後、原子炉水位が原子炉水位低(レベル3)に到達	格納容器器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	-	-	-	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。

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）

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（TBU）」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（TBU）」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（TBU）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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2.3.2.1-1(1)図から第2.3.2.1-1(3)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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）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、すべ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すべて喪失する。

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. 直流電源切替え

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え操作（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。所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、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え操作を実施する。

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）による原子炉格納容器除熱については、「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うえ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、すべ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、そのうえ、原子炉隔離時冷却系の機能喪失（本体故障）を想定し、すべ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

すべ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) 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93m³/h（原子炉圧力8.21MPa[gage]において）～70m³/h（原子炉圧力0.74MPa[gage]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（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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、70m³/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、30m³/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、120m³/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、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dif] において) (最大 $1,193\text{m}^3/\text{h}$) 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（サブプレッション・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）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分後に開始し、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。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、サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2.2-1(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台すべてがトリップする。

（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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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）に切り替え、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（逃がし弁機能）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と残留熱除去系(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。

全交流動力電源喪失(TBU)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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、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が大きくなる。

（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が大きくなる。また、当該操作は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は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから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 2.3.2.3)

(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。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、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）への注水手段切替え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 2.3.2.3-1(1)図から第 2.3.2.3-1(3)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。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、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）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは約 8.3 時間の時間余裕がある。

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（TBU）」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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の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（TBU）」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、全交流動力電源喪失（長期TB）よりも原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する時間が遅いため、必要となる水量はわずかに少なくなるが、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同等であり、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、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、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, 2.3.1.8)

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（TBU）」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「全交流動力電源喪失（TBU）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（TBU）」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。

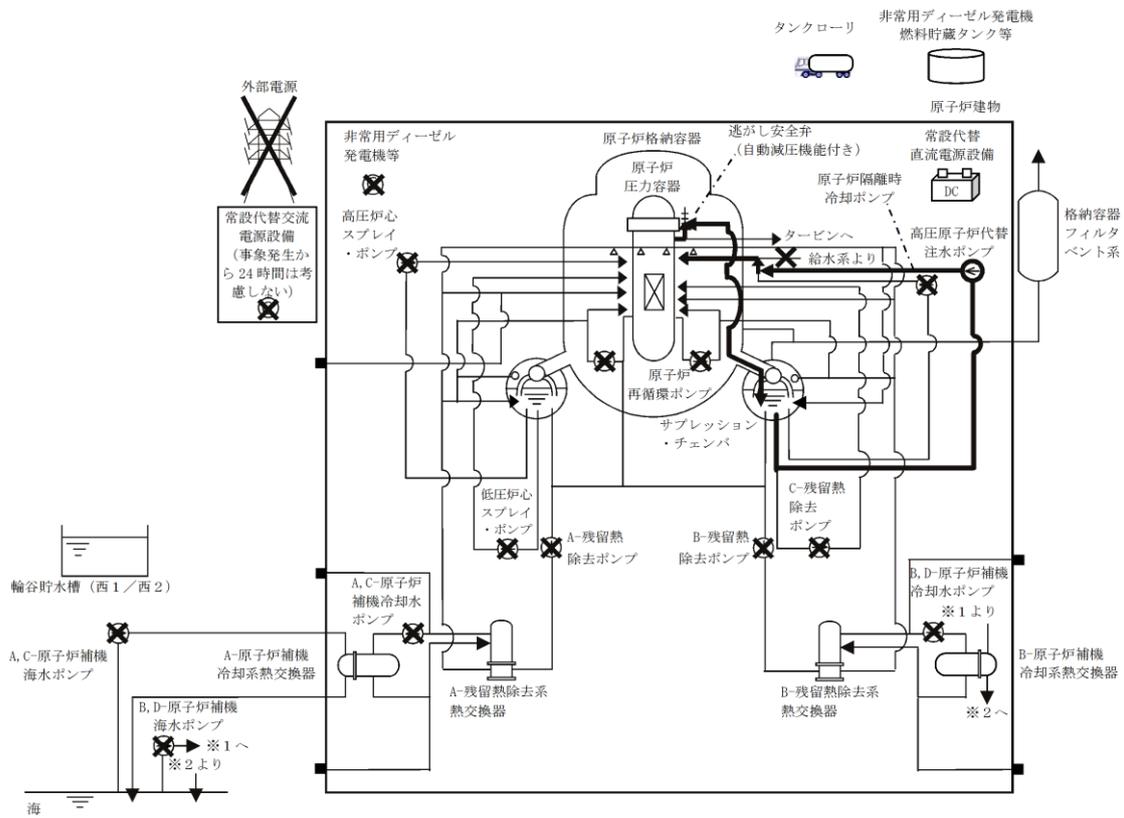
上記の場合においても、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

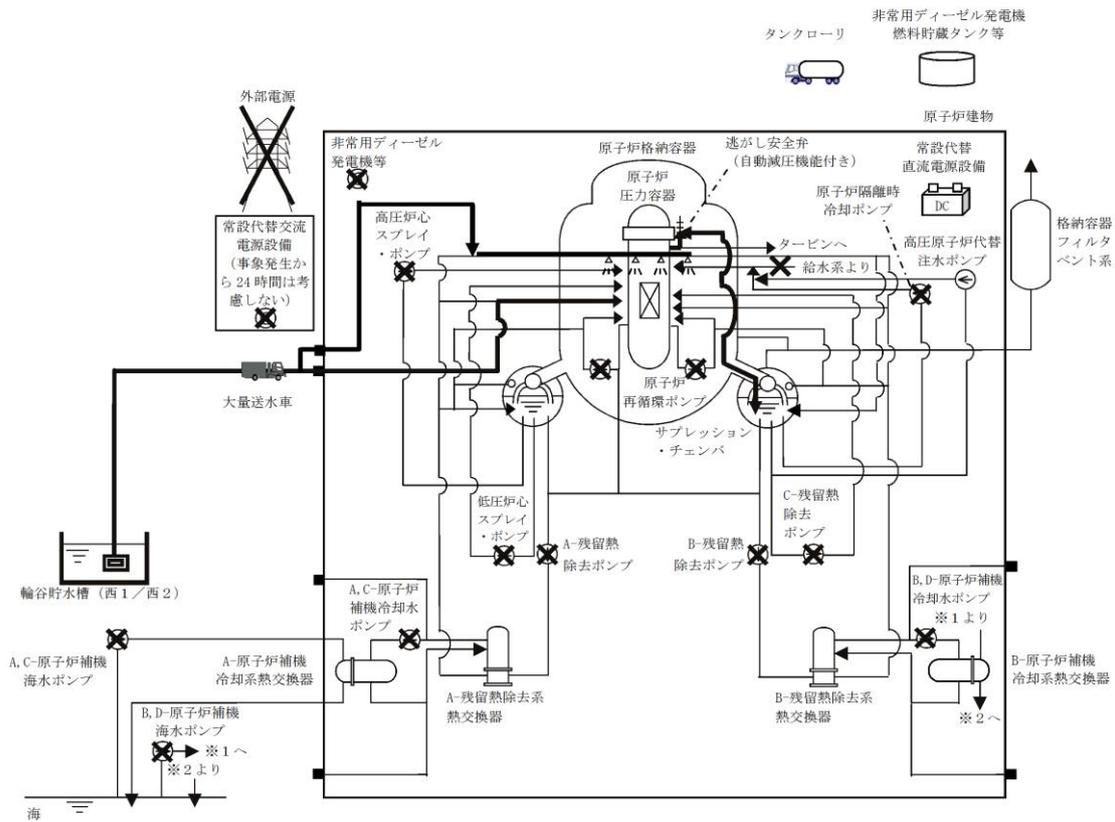
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

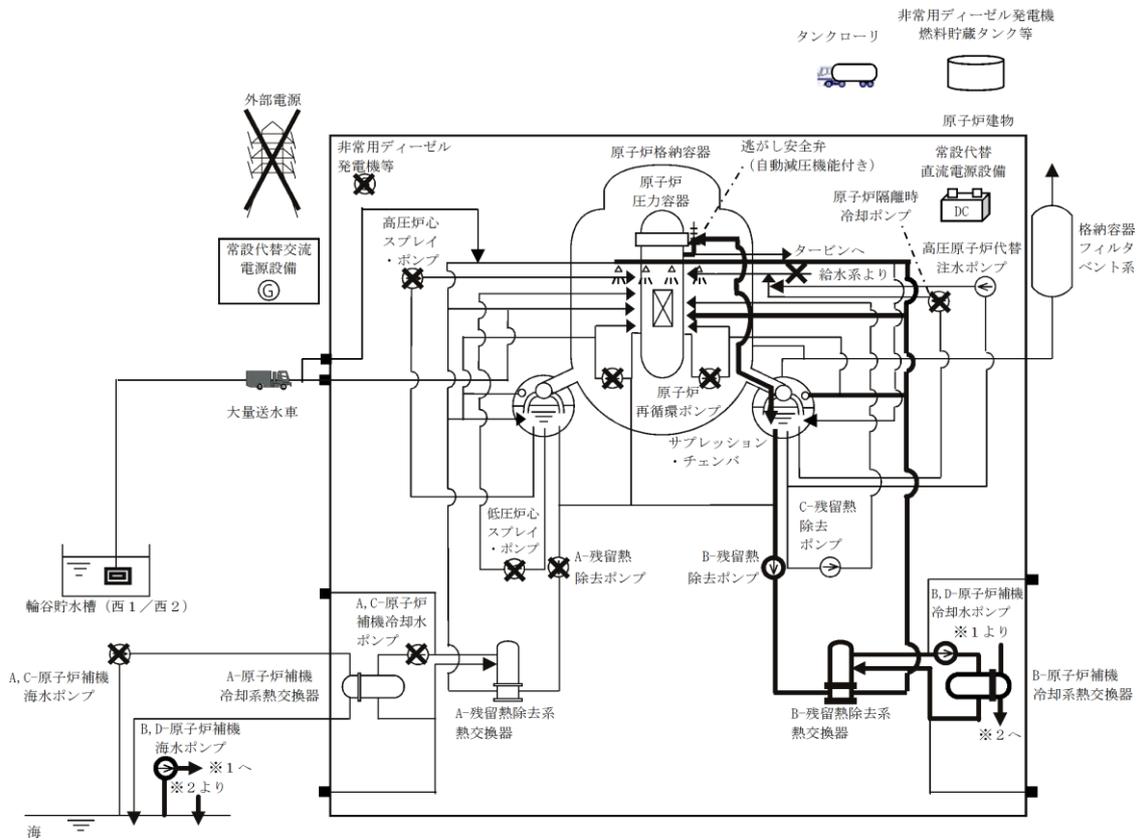
以上のことから、高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」に対して有効である。



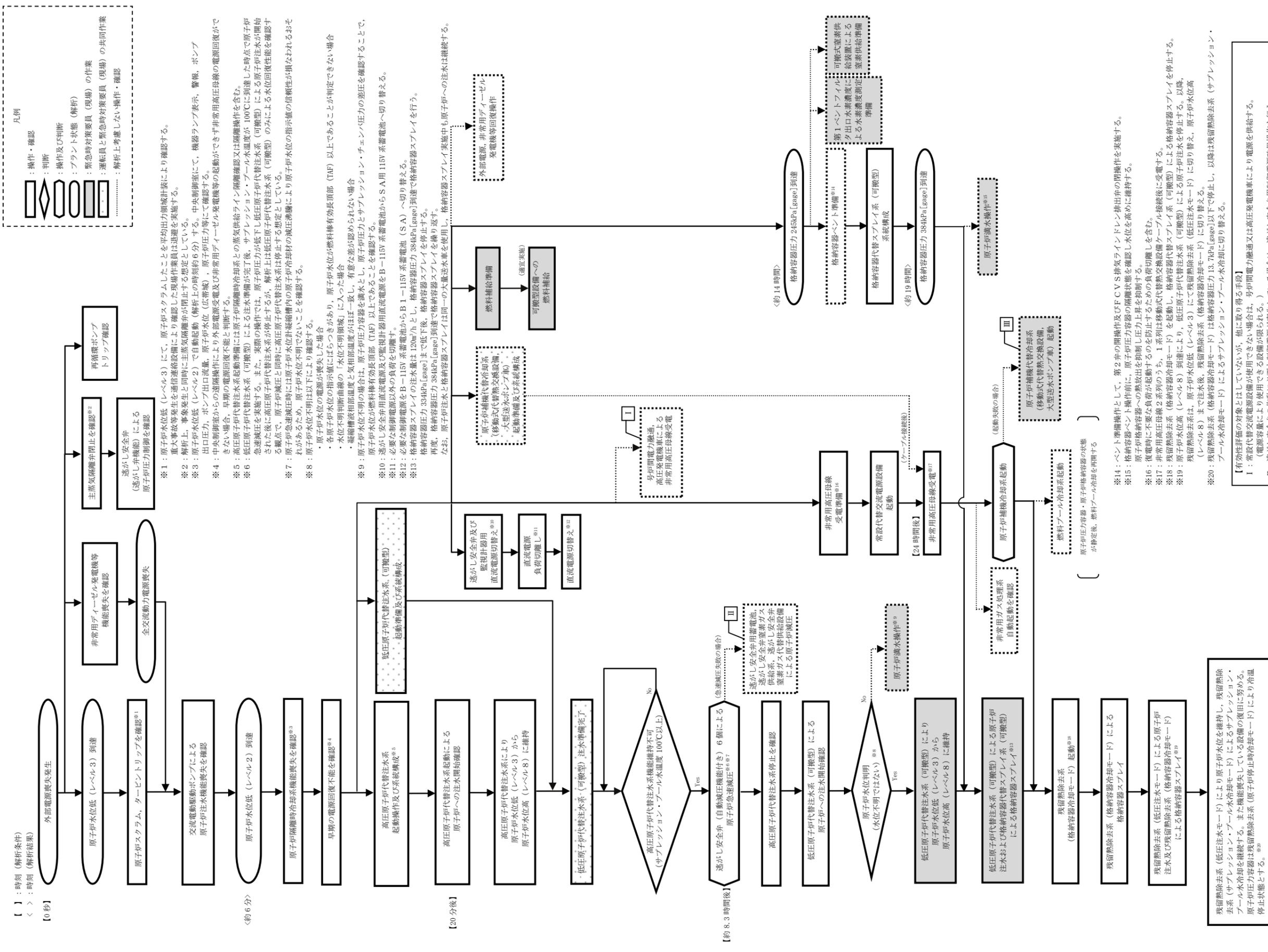
第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」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 (TBU)」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)



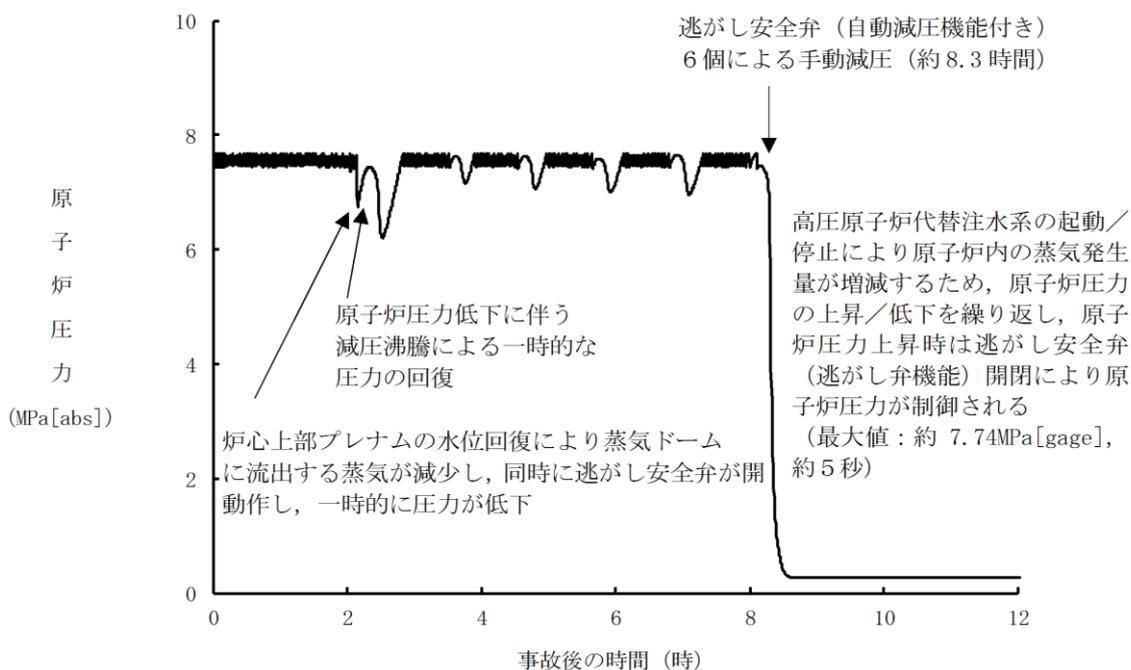
第 2.3.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」 の対応手順の概要

【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、逃がし安全弁窒素ガス供給系、逃がし安全弁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。

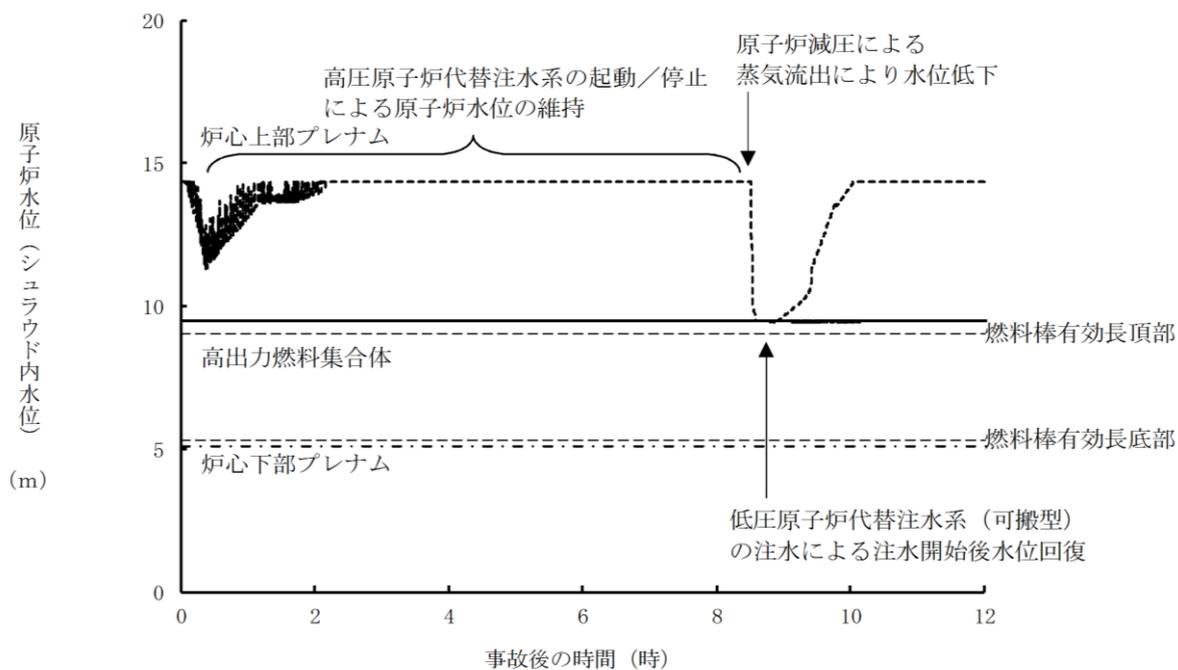
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)	経過時間 (日)	備考
	責任者	当直員	1人		10	20			
状況判断	1A A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉スクラム確認、タービントラップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再循環ポンプトラップ確認 ・ 交流電動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 正常保身回路全閉確認/過剰安全弁 (過剰安全機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離待命時系機能喪失確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分				
高圧原子炉代替注水系 起動操作	(1A) A	—	—	・ 高圧原子炉代替注水系 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	(1A) 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 ・ 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	(1A) A	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作				10分	
D系非常用高圧自給受電準備	(1A) A	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)				25分	
C系非常用高圧自給受電準備	(1A) A	(2A) B,C	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (現場)				25分	
D系非常用高圧自給受電操作	(1A) A	(2A) B,C	—	・ D系非常用高圧自給受電操作 (中央制御室)				5分	
C系非常用高圧自給受電操作	(1A) A	(2A) B,C	—	・ C系非常用高圧自給受電操作 (現場)				5分	
D系非常用高圧自給受電操作	(1A) A	(2A) B,C	—	・ D系非常用高圧自給受電操作 (中央制御室)				5分	
C系非常用高圧自給受電操作	(1A) A	(2A) B,C	—	・ C系非常用高圧自給受電操作 (現場)				5分	
電源切替え操作	—	(2A) B,C	—	・ 監視制御室電源切替え操作 ・ 過剰安全弁電源切替え操作				10分	B-110V系電源からS-A用110V系 電源へ切り替える
所内用蓄電池切替え操作	—	(2A) B,C	—	・ 負荷切替し/所内用蓄電池切替え操作				30分	B-110V系電源からB-1-110V系 電源 (S A)へ切り替える
原子炉急停止操作	(1A) A	—	—	・ 過剰安全弁 (自動減圧機能付き) 4 個 手動閉鎖操作				10分	
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 準備操作	—	—	1A A,B	・ 放射線防護具準備	10分			2時間10分	
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 系統構成	—	2A B,C	—	・ 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)	10分				
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水準備	—	—	(2A) A,B	・ 放射線防護具準備					
格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成	—	(2A) 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) スプレイ準備	—	—	(2A) A,B	・ 格納容器代替スプレイ系 (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[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
原子炉補機代替冷却系準備 操作	—	—	(12A) A-1	・ 量機材配置及びホース敷設、系統水張り				1時間20分	解析上考慮せず
—	—	—	3A A,B,C	・ 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
—	—	2A B,E	—	・ 放射線防護具準備				10分	解析上考慮せず
—	—	(4A) A,B,C,D,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 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	—	—	(2A) B,E	・ 格納容器ベント準備 (第2系操作)				1時間20分	解析上考慮せず
—	—	(2A) A,F	—	・ F-C V S 除去ライン排水弁開操作				40分	解析上考慮せず
—	—	(2A) A,B	—	・ 第1ベントフィルタ出口水素濃度準備				3時間	解析上考慮せず
—	—	(2A) C,D	—	・ 可搬式装置供給装置準備				3時間	解析上考慮せず
燃料補給準備	—	—	2A A	・ 放射線防護具準備	10分				
—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給		2時間30分			タンクローリー機能に応じて適宜非常用 ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から 補給
燃料補給作業	—	—	—	・ 大量送水車への補給					適宜実施
原子炉補機冷却系起動操作	(1A) 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	(1A) 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 準備	(1A) 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	(1A) 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	—	(2A) B,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成 (現場)					30分
燃料プール冷却 再開	(1A) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動					10分

日 内の数字は他の作業終了後、排替して対応する人員数。

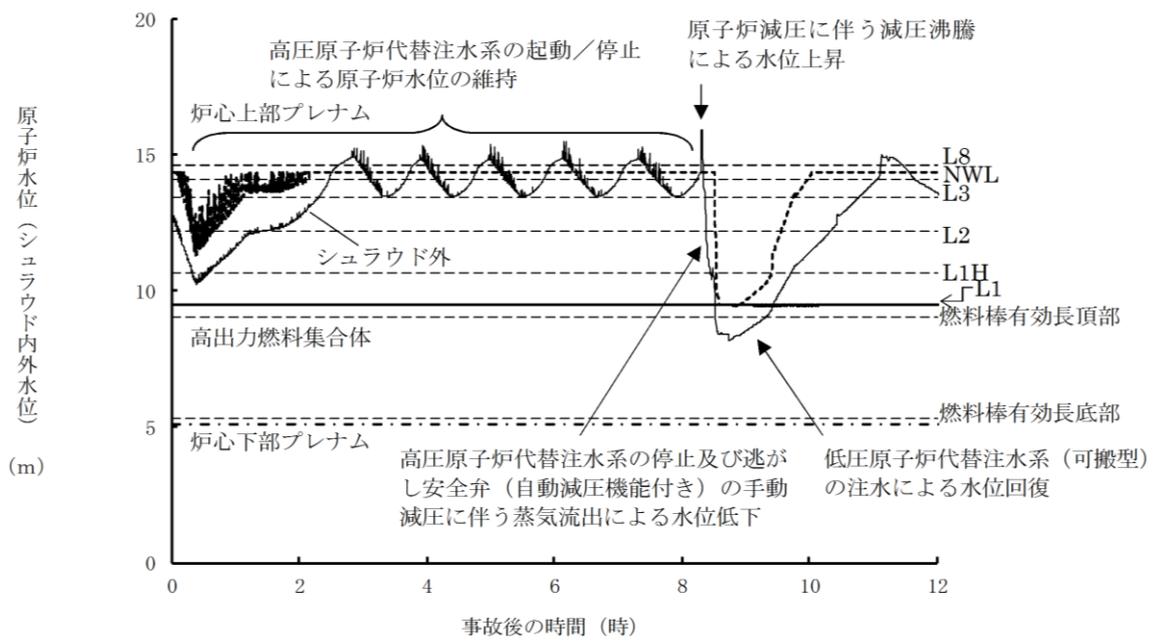
第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」 の作業と所要時間



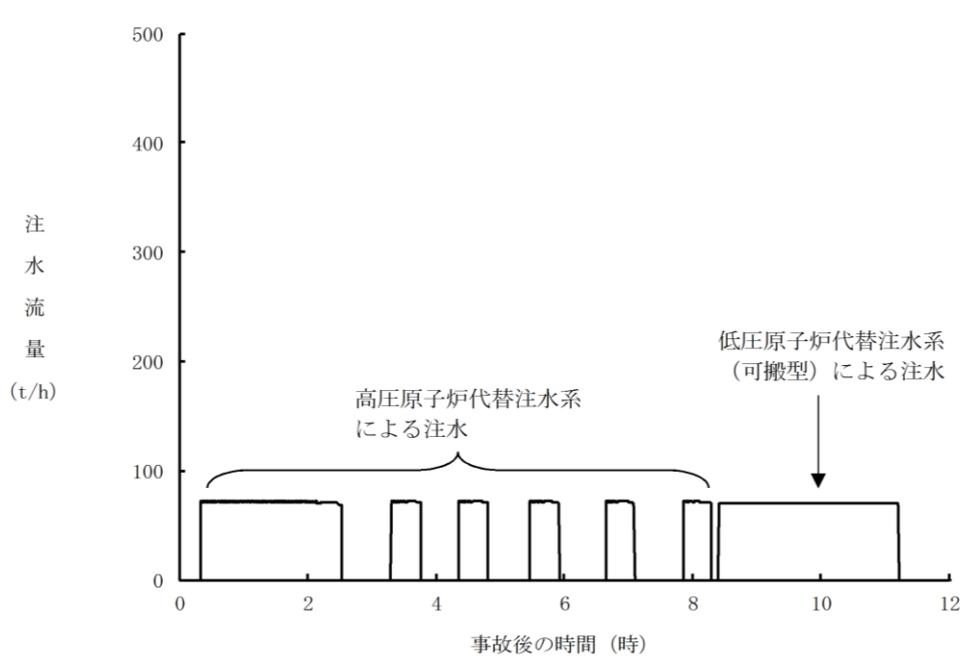
第 2.3.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



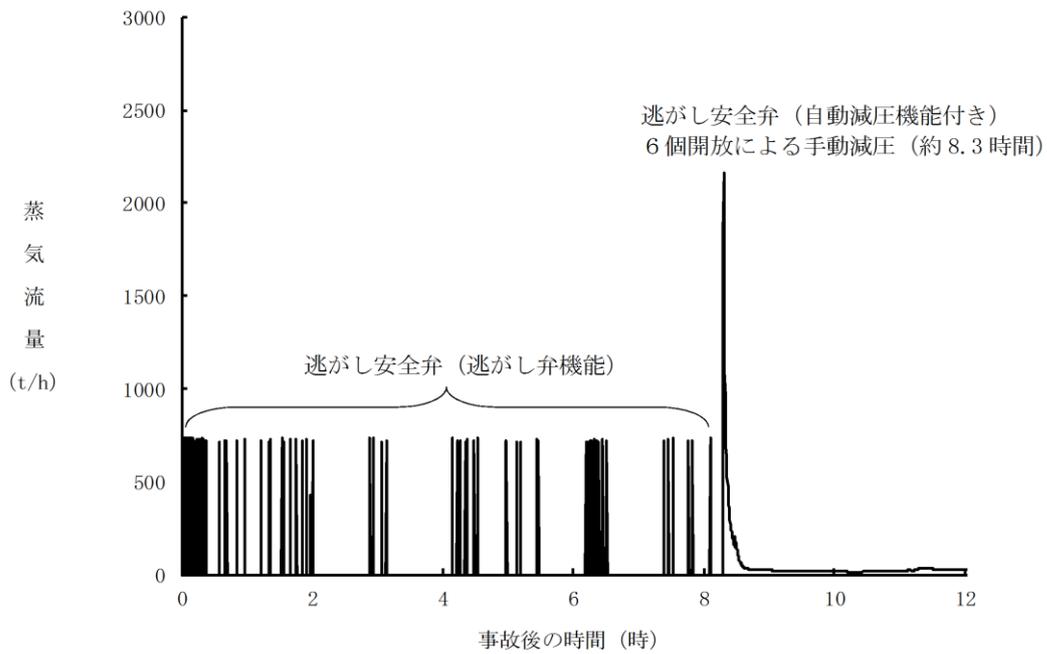
第 2.3.2.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



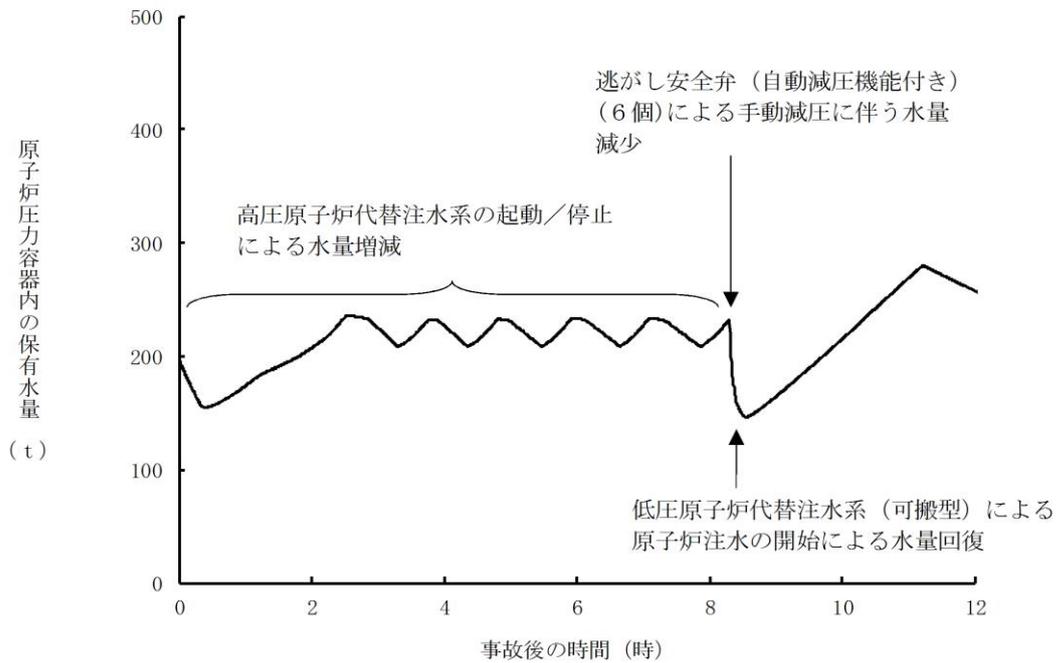
第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



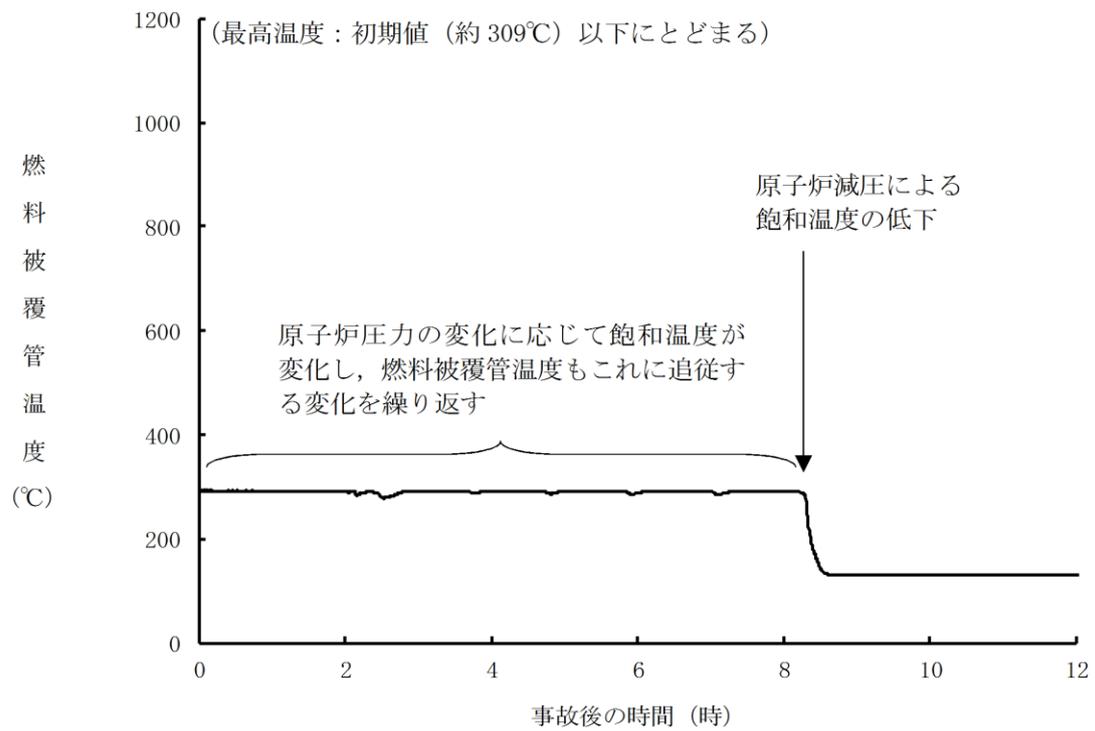
第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



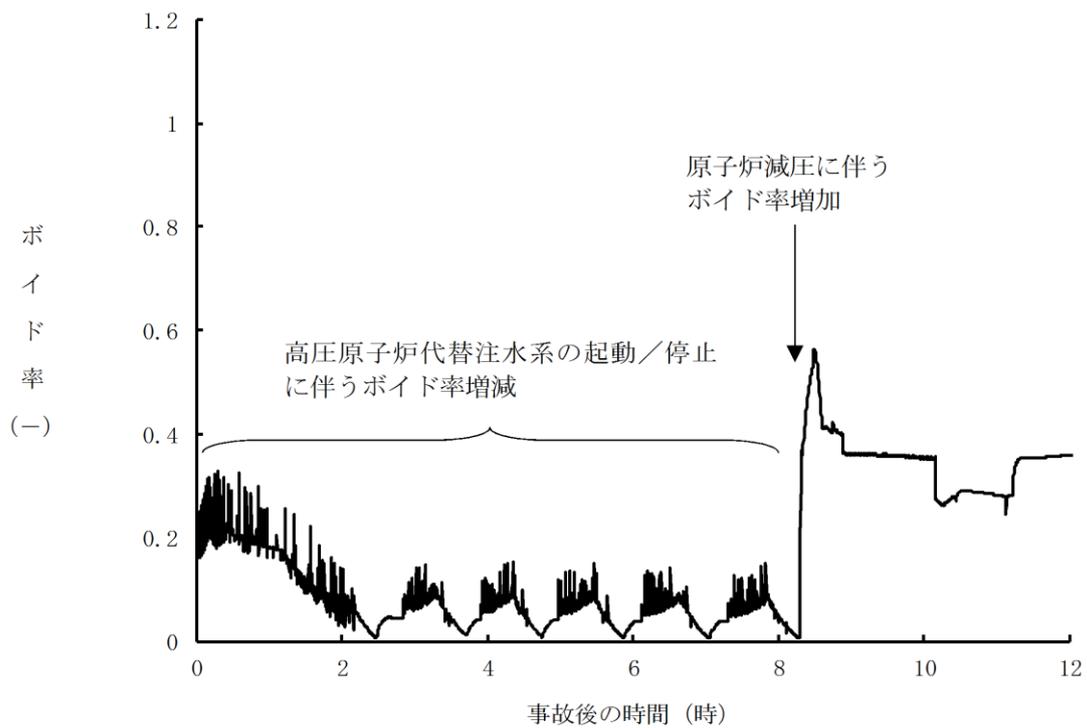
第 2. 3. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



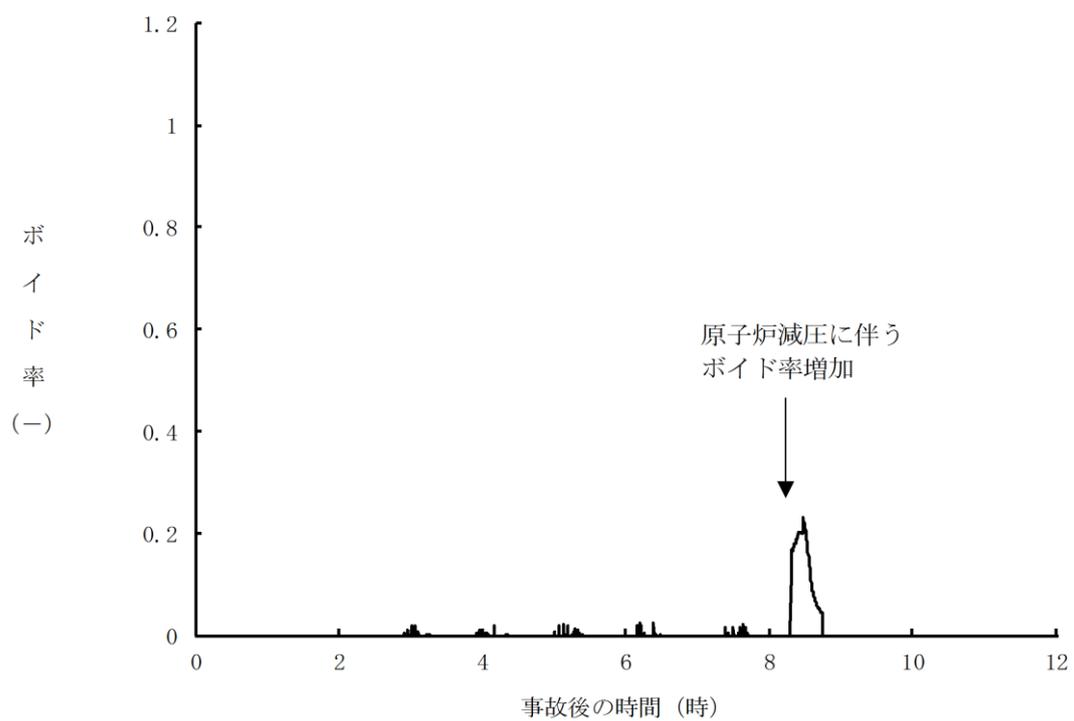
第 2. 3. 2. 2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



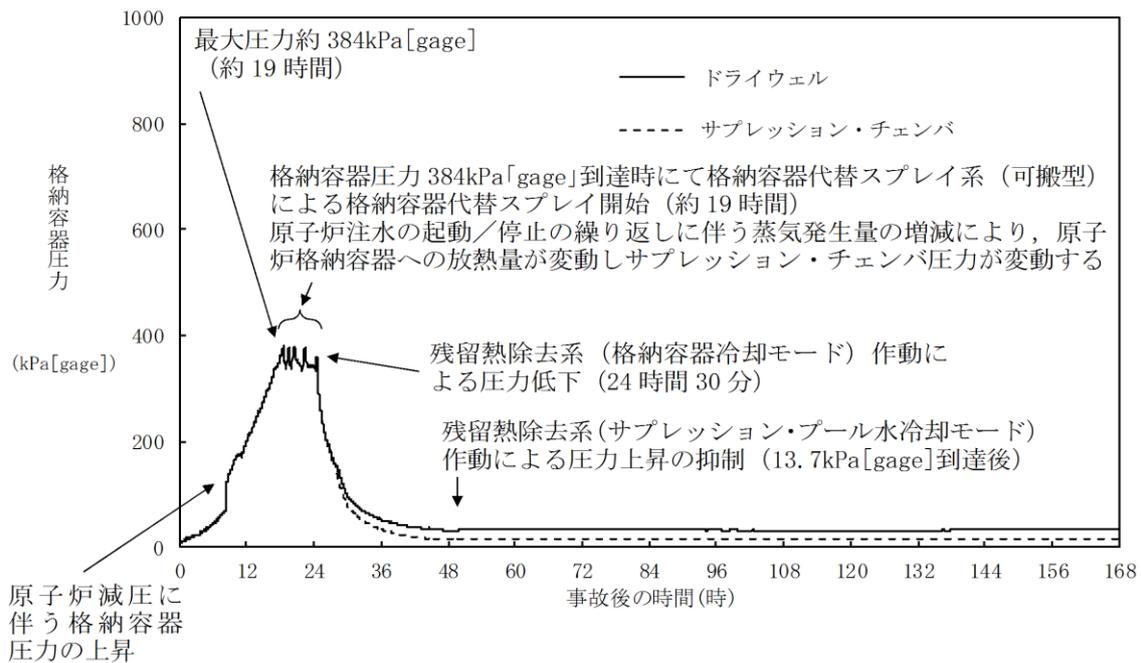
第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



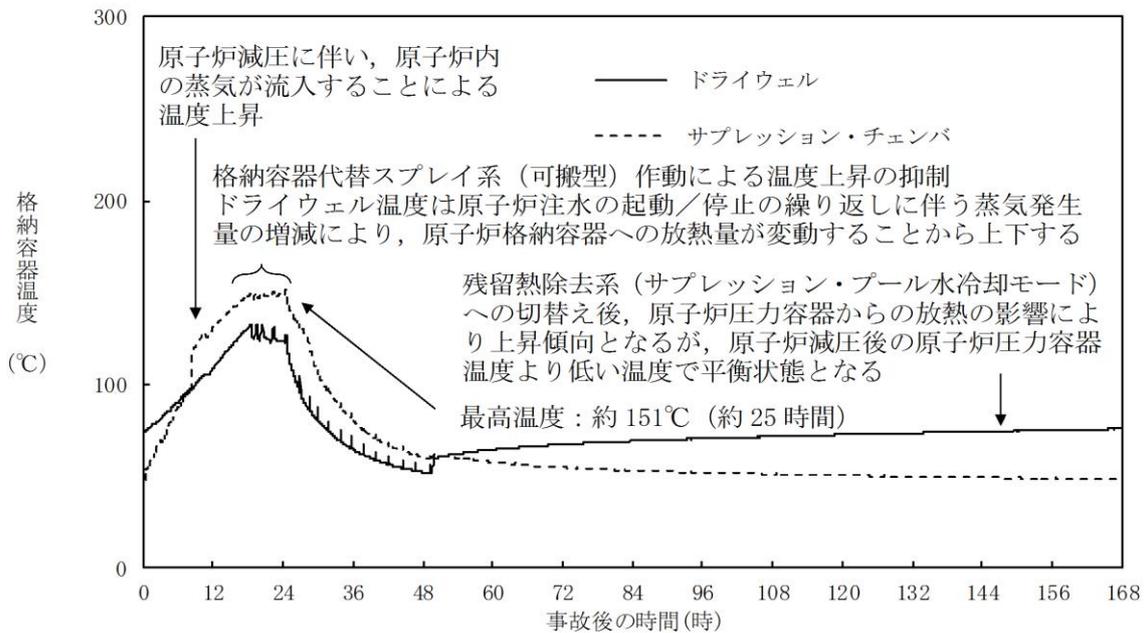
第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



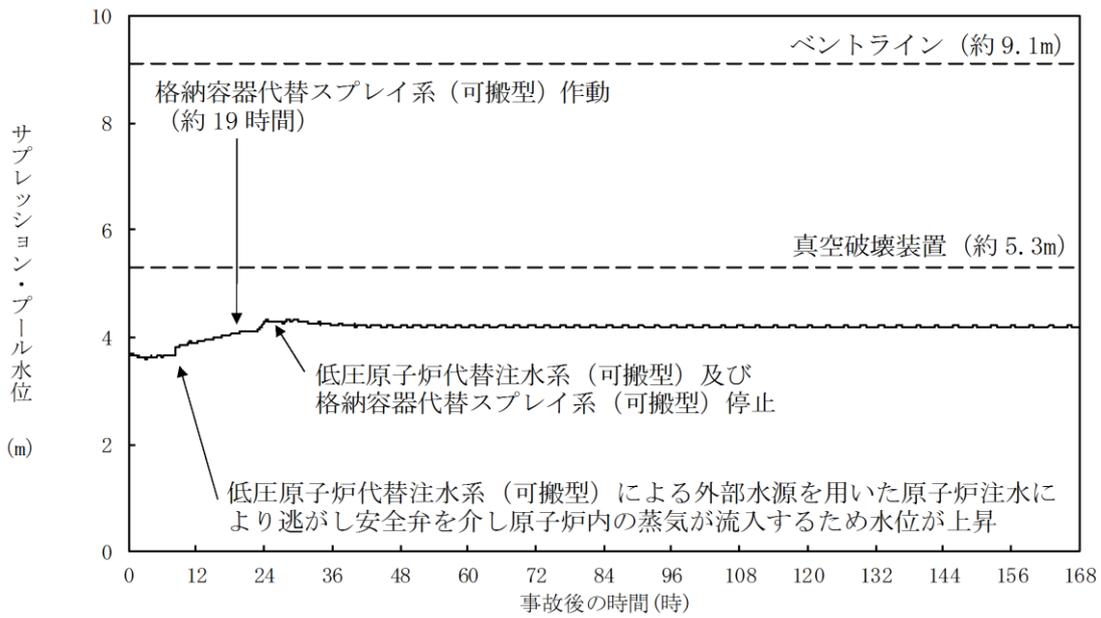
第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



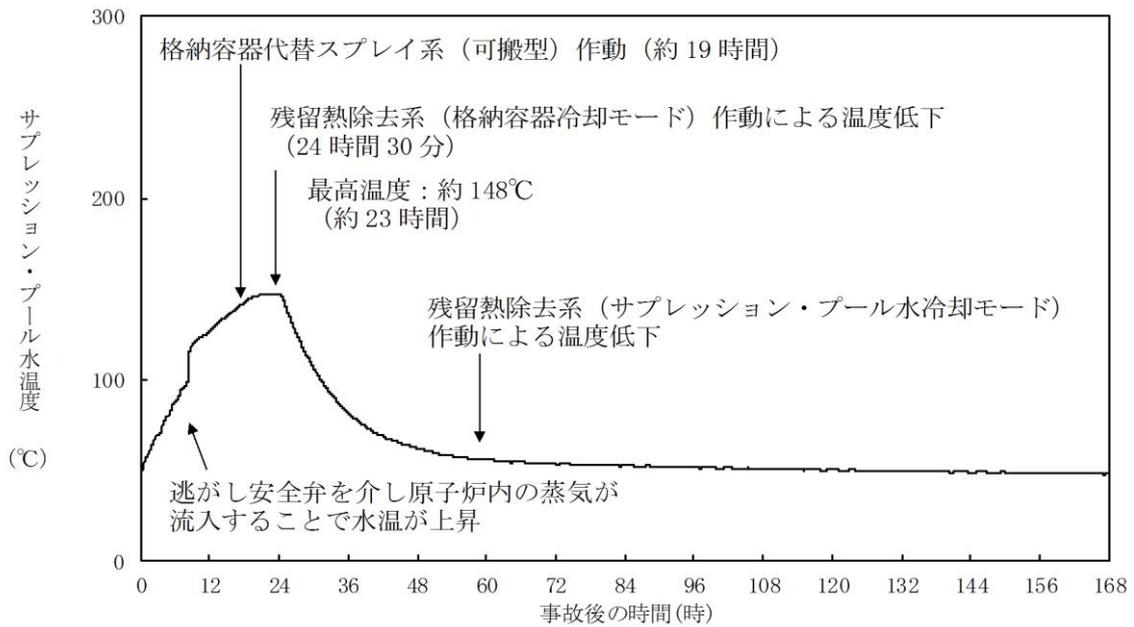
第 2.3.2. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



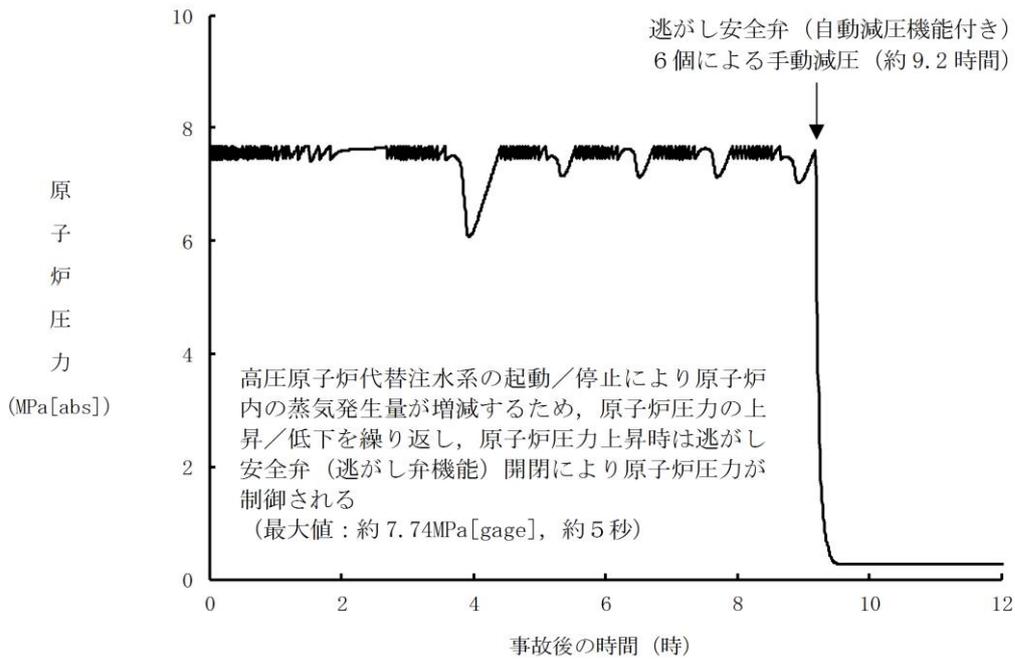
第 2.3.2. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



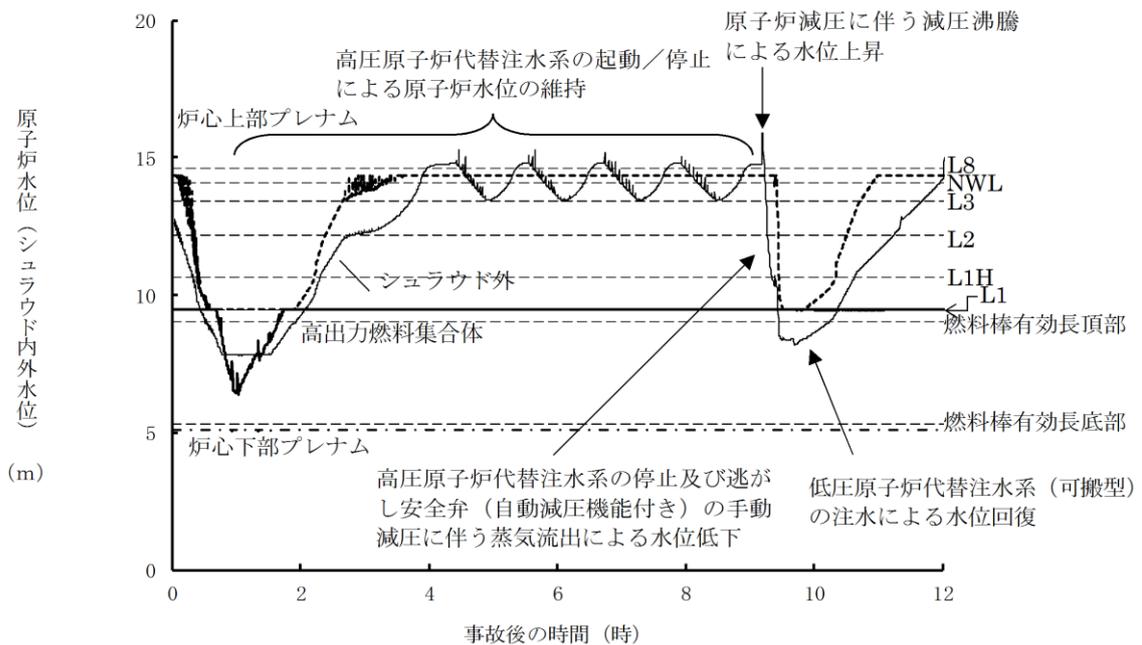
第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



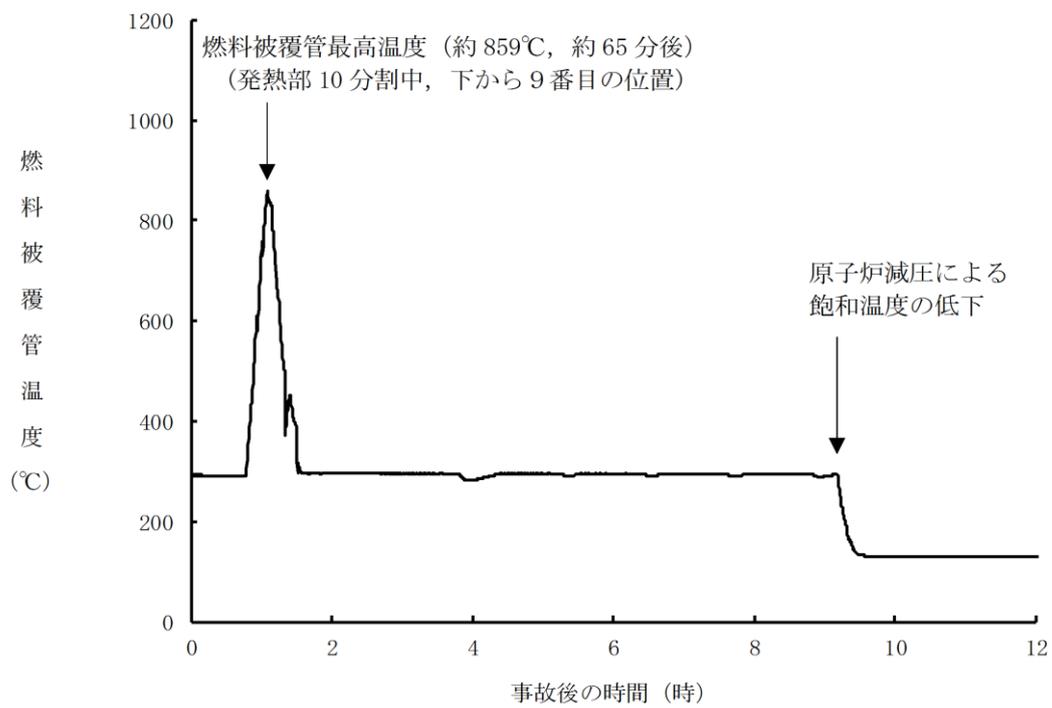
第 2.3.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.2.3-1(1) 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 2.3.2.3-1(2) 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 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.2.3-1(3) 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（TBU）」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すべ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。	B-115V系蓄電池※	—
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※ B-115V系蓄電池※ SA用115V系蓄電池	—
直流電源切替え	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。所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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え操作を実施する。	B-115V系蓄電池※ B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失(TBU)」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
<p>低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備</p>	<p>原子炉建物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。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>—</p>
<p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p>	<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、サブレーション・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個による手動減圧を行う。</p>	<p>逃がし安全弁(自動減圧機能付き)※ B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>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)</p>
<p>低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水</p>	<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>B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</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>

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失(TBU)」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
格納容器代替スプレイス(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。	B1-115V系充電器(SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等 ※	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力(SA) サブプレシジョン・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)
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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系(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 【残留熱除去系(格納容器冷却モード)】※ 【原子炉補機冷却系】※ サブプレシジョン・チェンバ※	—	ドライウエル温度(SA) ドライウエル圧力(SA) サブプレシジョン・チェンバ圧力(SA) サブプレシジョン・プールの水温度(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 【残留熱除去系(低圧注水モード)】※ 【原子炉補機冷却系】※ サブプレシジョン・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】※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

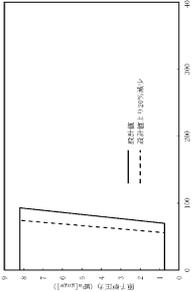
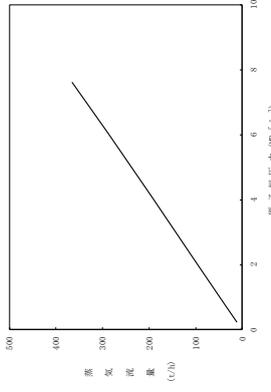
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (1/5)

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
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレ ッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
初期条件		

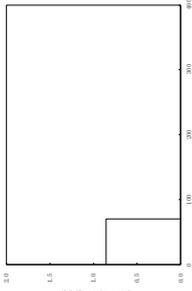
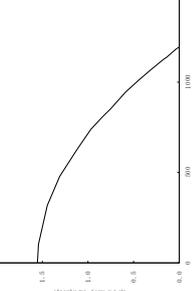
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (2/5)

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 kPa [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	すべ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 本事故シナシ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 (TBU)) (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[gage]) に おいて) ~70m ³ /h (0.74MPa[gage]) 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 
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 (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 (自動減圧機能付き) 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く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2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (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)	 <p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p>
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)	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[diff.]において) (最大) 1, 193m ³ /hにて注水	 <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</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)	<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℃, 海水温度30℃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2.3.2.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBU））（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 分後に開始し、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
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	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
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 (サブプレッション・プール水温度 100°C 到達)	本事故シナリオの前提条件として設定
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	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
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	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	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	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
		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

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 (TBU)) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	崩壊熱	崩壊熱モデル	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	燃料棒表面熱伝達、気液非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	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。 解析コードは炉心が冠水維持する場合では燃料棒被覆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、燃料棒被覆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。	「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。 炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒被覆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。		
	燃料棒被覆管酸化	ジュール・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注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	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おおむね保守的となる。	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、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おおむね保守的な判定結果を与えるものと考えている。仮に格納容器内帯電放射線モニタ(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、格納容器フィルバメント系による格納容器除熱熱作の起点が、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、運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料棒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。 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、気液分離位置・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、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おおむ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（TBU））（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。	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（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（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（シュラウド外水位）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、解析コードはシュラウド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速減圧後の注水操作があり、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（TBU））

【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℃程度高めに評価する傾向に、格納容器圧力を1割程度高めに評価するものと考えられるが、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと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。	
	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		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	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。	「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。	
	サブプレッショングループ冷却	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なる影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (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+83cm)	通常運転水位 (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高圧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2cmである。したがって、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、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。	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。また、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。また、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

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 (TBU)) (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く、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・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く、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	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)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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 (実績値)	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。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。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。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実績値)	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ない。
格納容器圧力	5 kPa [Gage]	約5 kPa [Gage] ~ 約7 kPa [Gage] (実績値)	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。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。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 (実績値)	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績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對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上昇に對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（TBU））（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			
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（西1/西2）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	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、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
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	—	すべ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	—	本事故シナリオにおける前提条件	—	—
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と与える影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (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。	評価項目となるパラメータと与える影響 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。
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 [gage]において) ~70m ³ /h (0.74MPa [gage]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 [gage]において) ~70m ³ /h (0.74MPa [gage]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, 運転員等操作時間と与える影響はない。	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。
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 (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, 運転員等操作時間と与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。
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) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定 低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, 運転員等操作時間と与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。
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	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) (最大1,193m ³ /h) にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において) (最大1,193m ³ /h) 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, 運転員等操作時間と与える影響はない。	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 (サブプレッショントーン・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 (サブプレッショントーン・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 (サブプレッショントーン・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, 運転員等操作時間と与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。

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(TBU))(1/5)

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				
高圧原子炉代替注水による原子炉注水操作	事象発生から20分後	<p>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</p>	<p>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るが、操作開始時間において原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回らないことから、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。</p> <p>(添付資料2.3.2.4)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレーションにて訓練実績を取得。解析上は作業成立性を踏まえ事象発生20分後としており、このうち、高圧原子炉代替注水系の起動操作は、所要時間10分想定のところ、訓練実績では約5分である。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>		
操作条件		<p>【認知】</p> <p>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原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認する。解析上は事象発生後、10分間は運転員による操作に期待しないこととしているが、全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失を確認した場合は、高圧注水系機能喪失の確認時間は、以下に示すとおり8分程度と想定している。よって、操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>〔全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合〕</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に1分を想定。 原子炉隔離時冷却系起動失敗の確認及び他の非常用炉心冷却系の起動操作判断の所要時間に2分を想定。 全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認の所要時間に5分を想定。 これらの確認時間等の合計により、全交流動力電源喪失による交流電源駆動ポンプ機能喪失確認を考慮した場合に、高圧注水系機能喪失の所要時間を8分間と想定。 <p>【要員配置】</p> <p>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】</p> <p>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】</p> <p>高圧原子炉代替注水系による原子炉注水準備の操作は、系統構成の電動弁操作及び高圧原子炉代替注水系の手動起動である。何れも制御盤の操作スイッチによる操作であり、高圧原子炉代替注水系の系統構成に合計5分程度を想定し、これに余裕時間を考慮して、操作時間として10分を想定している。よって、操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>事象発生後、原子炉の停止確認後は原子炉冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため、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>【操作の確認さ】</p> <p>中央制御室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る操作時間が長くなる可能性は低い。なお、高圧原子炉代替注水系は、原子炉水位(レベル3)から原子炉水位(レベル8)まで手動にて原子炉水位制御を行うが、運転員は事象の発生を十分に認知しており、当該作業を誤る可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始時間も早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなる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、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、時間余裕はない。</p>	<p>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出来れば、燃料被覆管の最高温度は約859℃であり、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。</p> <p>(添付資料2.3.2.4)</p>	<p>訓練実績等</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 (TBU)) (2/5)

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 (サブレッション・チェンバ水温) 100℃到達	高圧原子炉代替注水系が機能維持できている時間として設定	<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緊急時対策要員 (現場) 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緊急時対策要員 (現場) が配置されている。注水準備操作は現場にて緊急時対策要員 (現場) 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間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での緊急時対策要員 (現場) 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 (認知や放射線保護具準備を含む) で注水準備を完了することを想定している。この後, サブレッション・プール水温を確認し, 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行う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, 現場にて緊急時対策要員 (現場) 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, それを相加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, 緊急時対策要員 (現場) に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響は低い。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員 (現場), 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>	<p>実際の操作開始時間は解析上の設定と同様であり, 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) への注水手段の逃がし安全弁全自動開操作までは約8.3時間の時間余裕がある。</p>	<p>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) への注水手段の逃がし安全弁全自動開操作までは約8.3時間の時間余裕がある。</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約8.3時間後とされており, このうち, 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備 (ホース敷設等) 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。想定している作業が実施可能なことを確認した。</p>
操作条件			<p>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は, 事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり, サブレッション・プール水温を確認し, 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, 実際の原子炉減圧時間は解析上の設定と同様であり, 運転員等操作時間には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。</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約8.3時間後とされており, このうち, 大量送水車への給油作業は, 所要時間2時間30分想定のところ訓練実績では約2時間12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>
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) である大量送水車への燃料補給	事象発生後8.3時間後	大量送水車への燃料補給条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業, 作業成立性を踏まえ設定	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約8.3時間後とされており, このうち, 大量送水車への給油作業は, 所要時間2時間30分想定のところ訓練実績では約2時間12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>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</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 (TBU)) (3/5)

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					
<p>直流電源の負荷切離し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) 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) による影響</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>操作の不確かさ要因</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>操作時間余裕</p>	<p>訓練実績等</p>
<p>操作条件</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>操作の不確かさ要因</p>	<p>直流電源の負荷切離し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) による影響</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p>	<p>操作時間余裕</p>	<p>訓練実績等</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（TBU））（4 / 5）

項目	解折条件（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
	解折上の操作開始時間	条件設定の考え方				
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 [gase]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>【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 [gase]）に到達するのは事象発生から約19時間後であり、それまでで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緊急時対策要員（現場）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 [gase]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】 現場にて緊急時対策要員（現場）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、緊急時対策要員（現場）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】 緊急時対策要員（現場）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スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解折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）による格納容器冷却操作は、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。	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を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 (TBU)) (5/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		運転員の操作開始時間	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	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								
常設代替交流電源設備からの受電	常設代替交流電源設備からの受電発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定				常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、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				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)による格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低(レベル 8)に到達	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				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。

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）

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（TBD）」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（TBD）」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（TBD）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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2.3.3.1-1(1)図から第2.3.3.1-1(3)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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）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、すべ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すべて喪失する。

※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、すべ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+直流電源喪失」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. 直流電源切替え

直流電源喪失を確認後、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、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え操作を実施する。

- 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）による原子炉格納容器除熱については、「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うえ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、すべての直流電源を喪失することによりすべての非常用ディーゼル発電機等及びすべ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

すべての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、すべ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(3) 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余裕を評価するものとする。

全交流動力電源喪失（TBD）では、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（TBD）」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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の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（TBD）」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（TBD）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（TBD）」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、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。

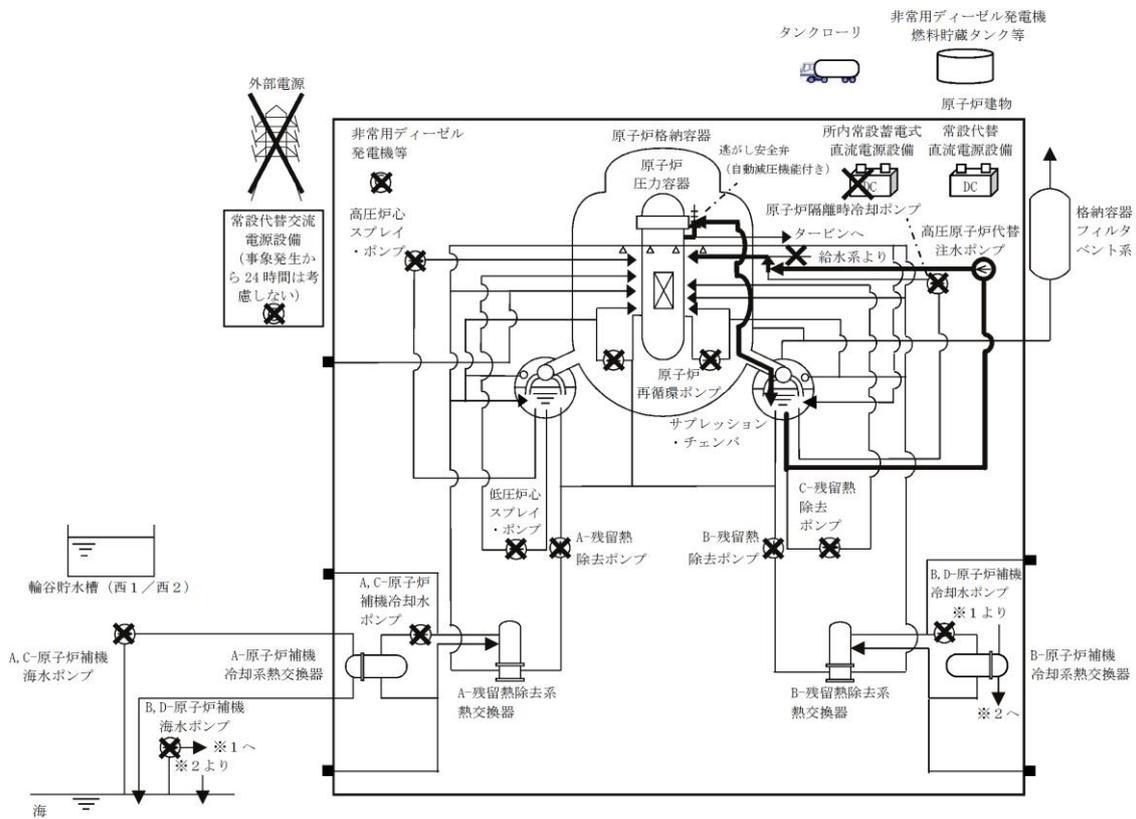
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

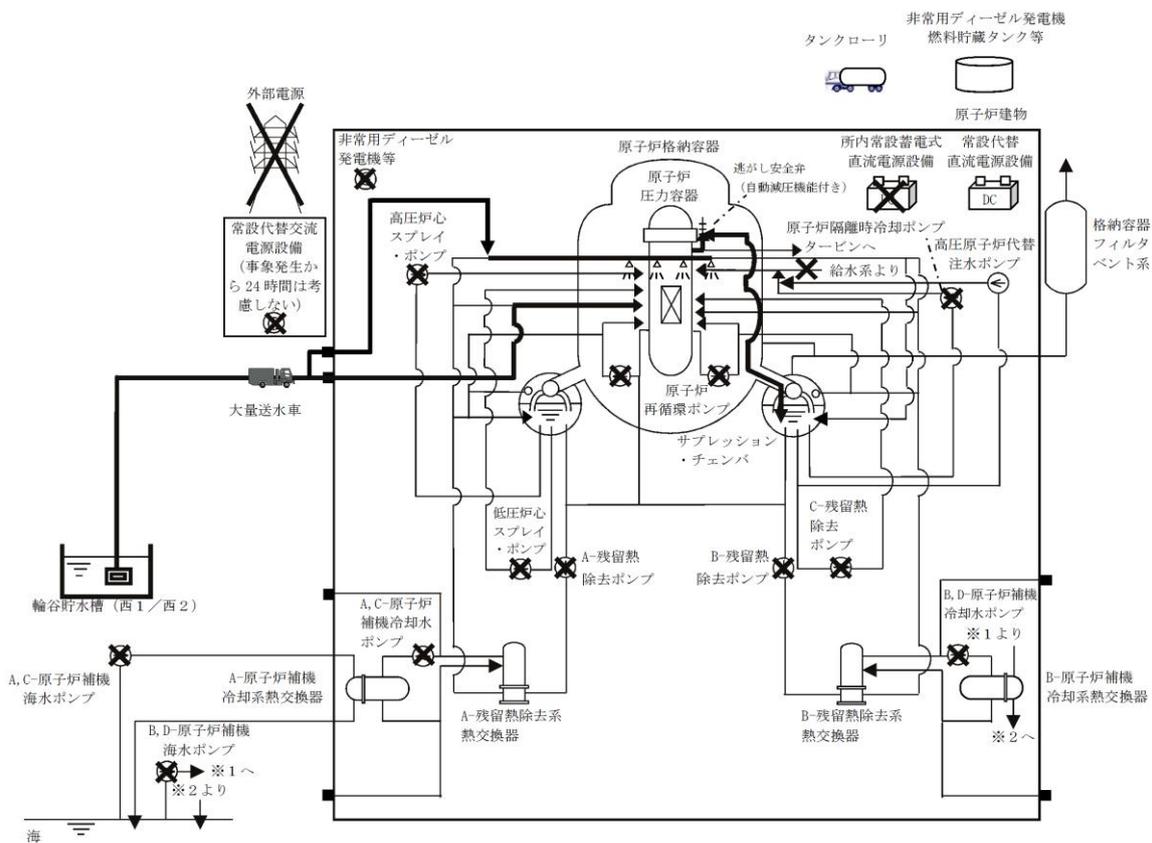
重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、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

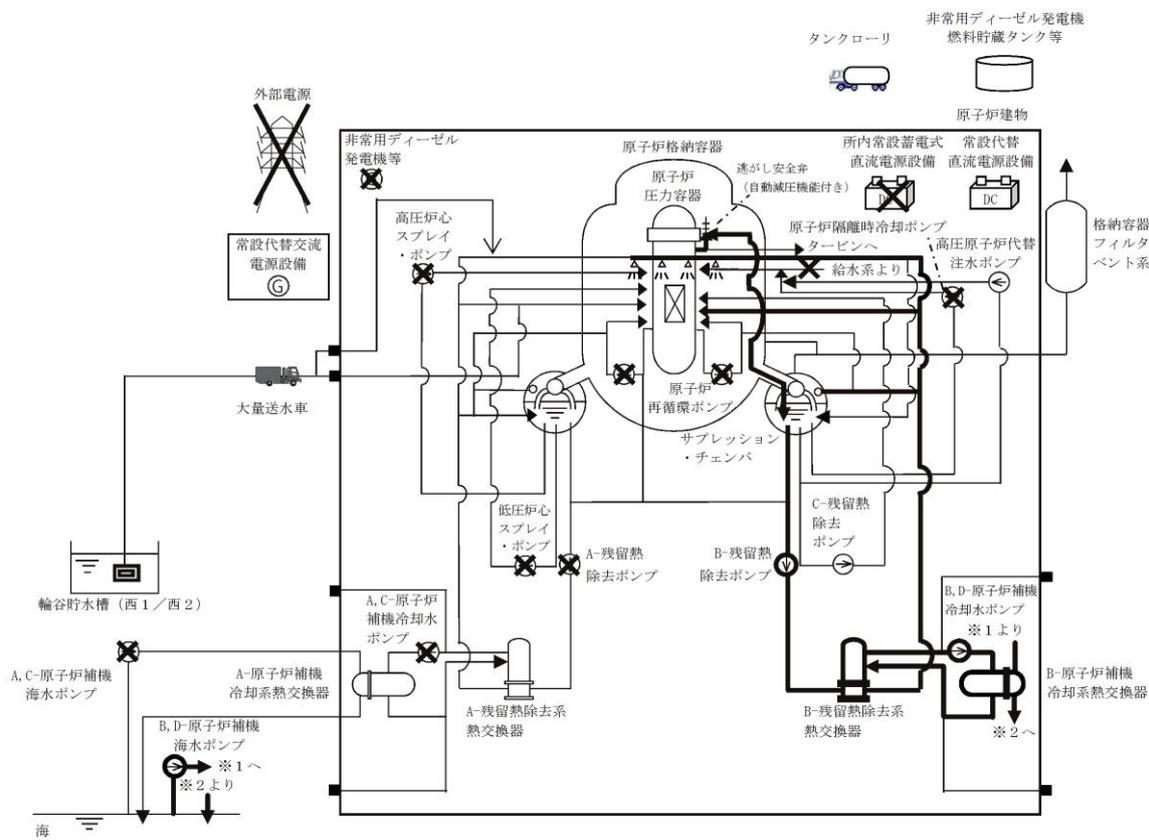
納容器冷却モード)等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBD)」に対して有効である。



第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」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 (TBD)」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 (TBD)」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2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBD）」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すべ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。	SA用115V系蓄電池 逃がし安全弁（逃がし弁機能）*	— 原子炉圧力（SA）
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** SA用115V系蓄電池	— 原子炉水位（SA） 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替え	直流電源喪失を確認後、監視計器用直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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え操作を実施する。	SA用115V系蓄電池	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBD）」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（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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ
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、サブプレッジョン・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6弁による手动減圧を行う。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ
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。	SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (TBD)」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
格納容器代替スプレイス (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。	S A 用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ
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, 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の準備操作として, 中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系 (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 【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 (S A) ドライウエル圧力 (S A) サブレーション・チェンバ圧力 (S A) サブレーション・プール水温度 (S A) 【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 【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 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A) 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】*

※: 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

2.3.4 全交流動力電源喪失（T B P）

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（T B P）」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＋圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗＋高圧炉心冷却（H P C S）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「（T B P）」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（T B P）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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2.3.4.1-1(1)図から第2.3.4.1-1(3)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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）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、すべ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. 直流電源切替え

直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」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

建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A－R HR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個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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。

原子炉建物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－R HR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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（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うえ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、すべ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、逃がし安全弁の再閉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、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源（D G - A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗+高圧炉心冷却（H P C S）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E C C S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S A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器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

すべ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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ 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（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個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（5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、 $70\text{m}^3/\text{h}$ 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（サブプレッション・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）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、1,136³/h (0.14MPa [dif] において)（最大 1,193³/h）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 2.3.4.2-1(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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。

全交流動力電源喪失(TBP)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。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℃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、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）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、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 2.3.4.2)

(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。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 2.3.4.2)

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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、当該操作は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、運転員等操作時間に与える影響はない。また、当該操作は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 2.3.4.3-1(1) 図から第 2.3.4.3-1(3) 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（TBP）」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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 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（TBP）」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 1 / 西 2）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 1 / 西 2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）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、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）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、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最大負荷で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。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について、7 日間の運転継続が可能である。

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。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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（TBP）」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（TBP）」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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（T B P）」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＋圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗＋高圧炉心冷却（H P C S）失敗」について有効性評価を行った。

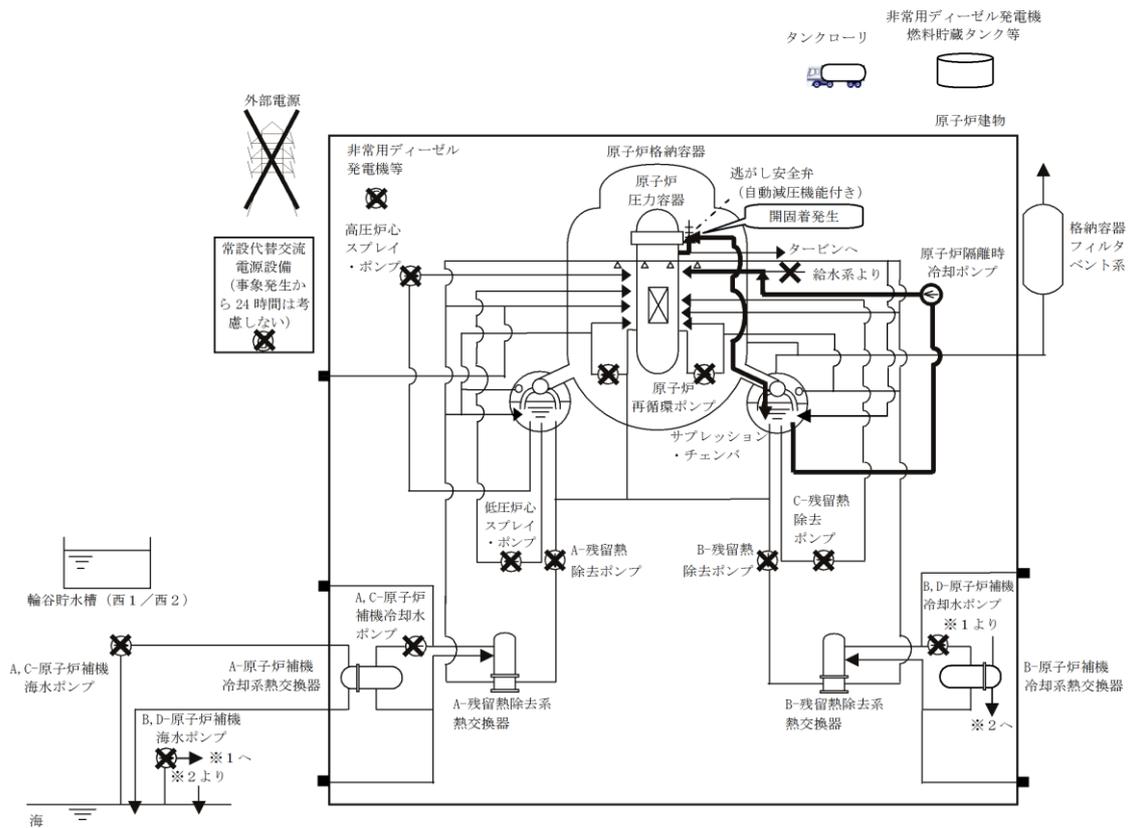
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

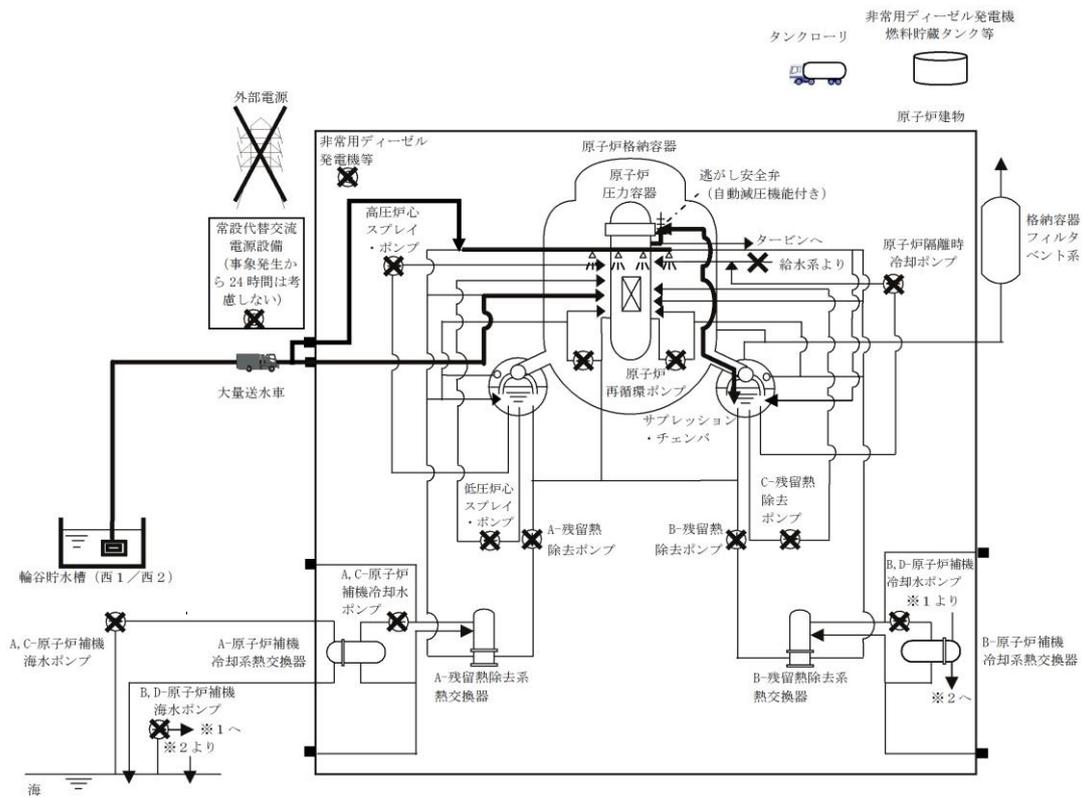
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

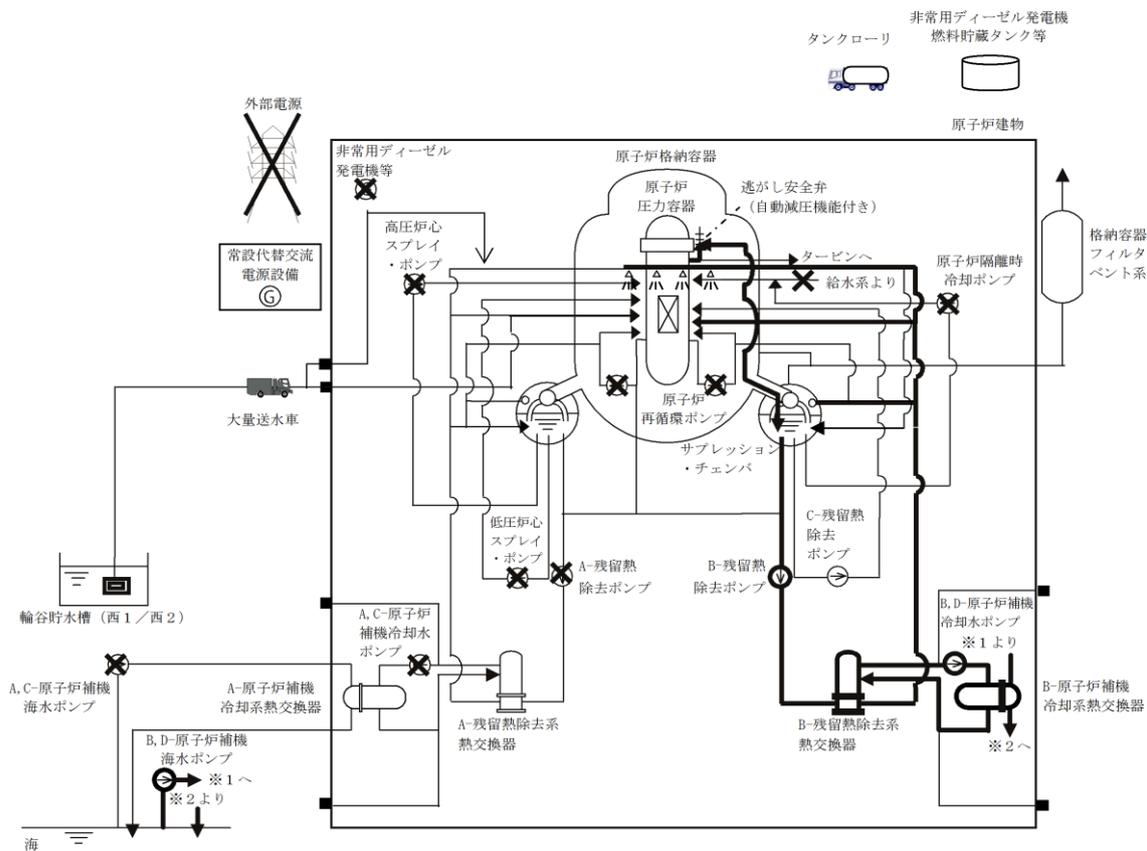
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に対して有効である。



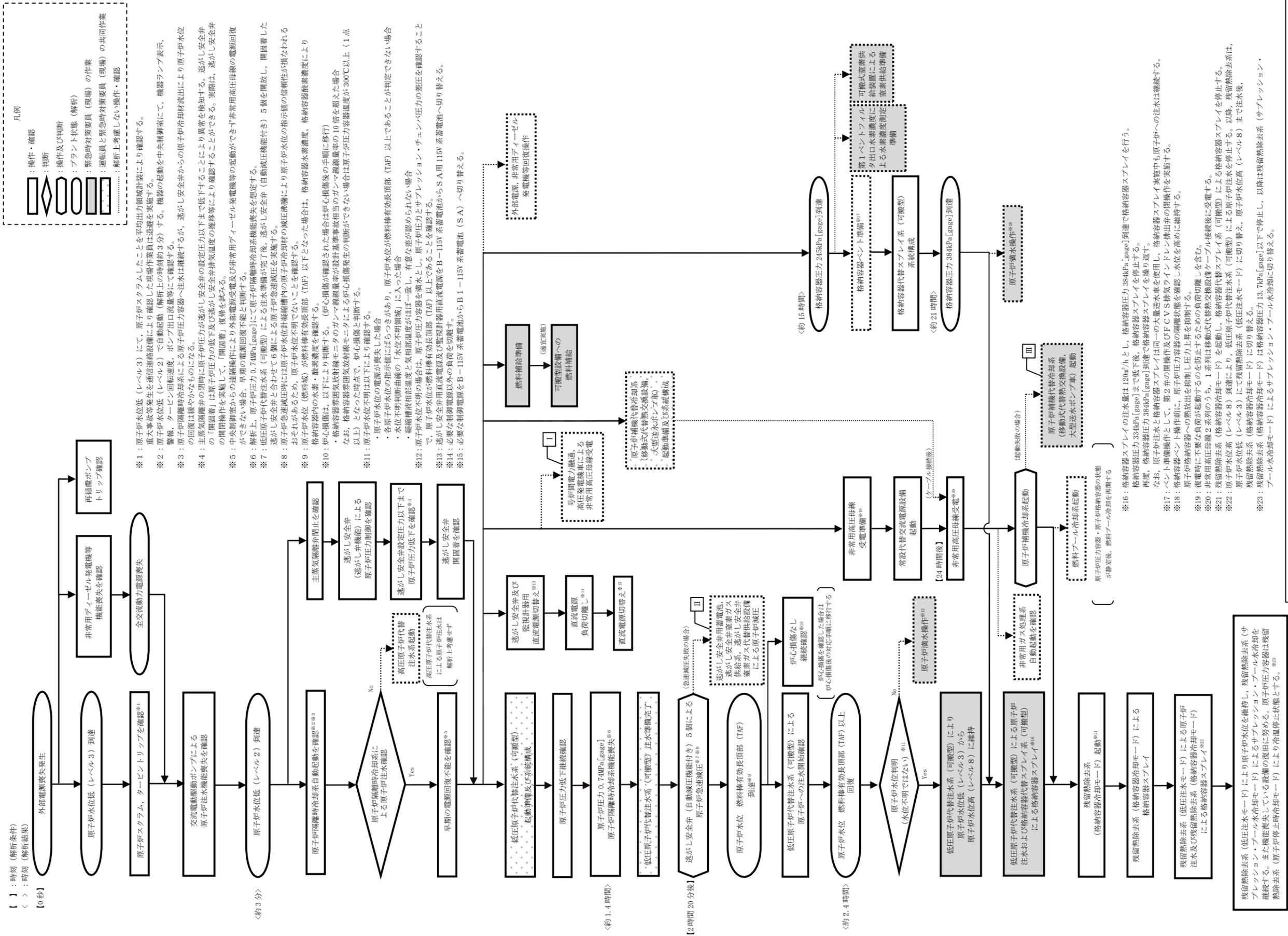
第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2. 3. 4. 1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」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 (TBP)」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)



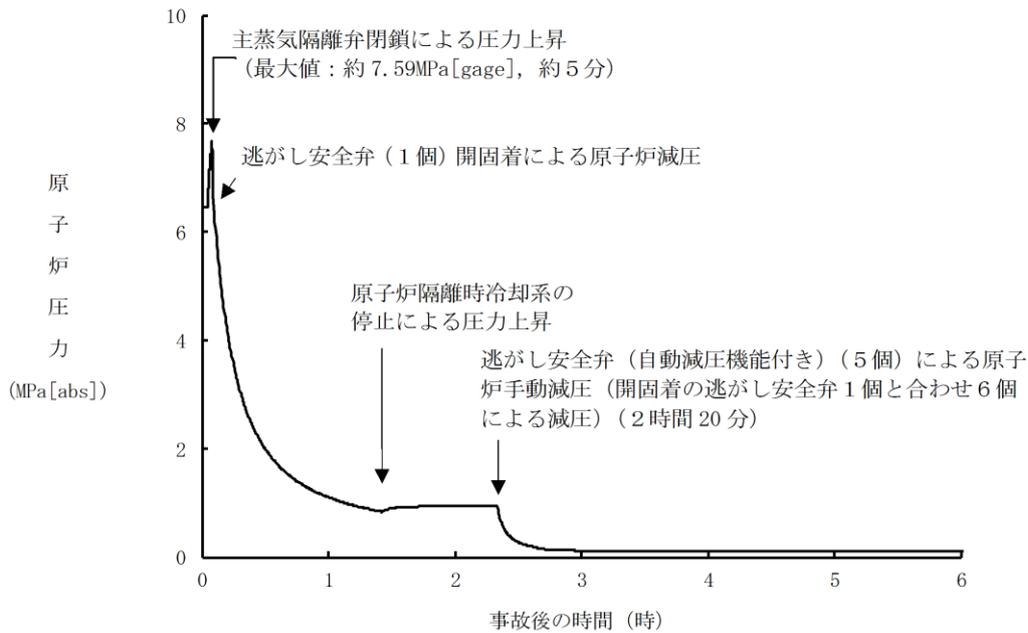
第 2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失(TBP)」の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (TBP)

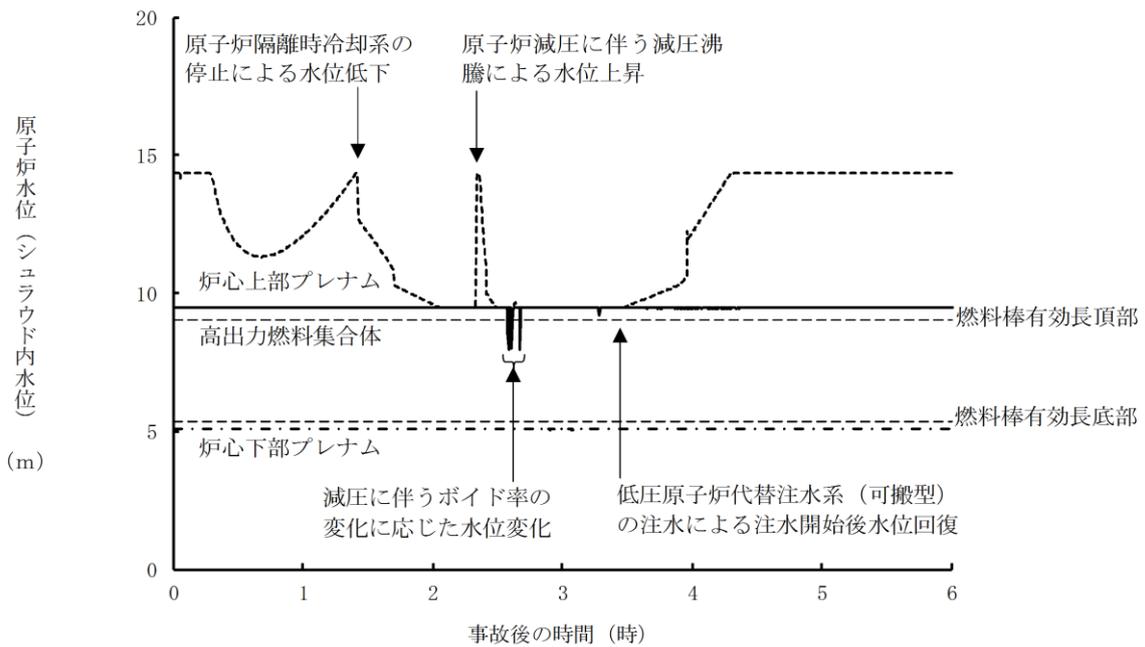
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)		経過時間 (日)							備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対応要員		約3分	約1.4時間	約2時間	約3時間	約4時間	約11時間	約22時間	約24時間	約24時間			
状況判断	1人 A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉システム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 消火ポンプトリップ確認 ・ 交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主配電盤健全確認/過剰安全弁(過剰安全機能)による原子炉圧力制御確認 ・ 過剰安全弁「開閉」確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認	約3分	約1.4時間	約2時間	約3時間	約4時間	約11時間	約22時間	約24時間	約24時間	事故発生 原子炉システム 約3分 原子炉水位低(レベル2) プラント状況判断 約1.4時間 原子炉E/FのTAM[等] 原子炉隔離時冷却系機能喪失 約2時間 原子炉色減圧 原子炉注水開始 約3時間 原子炉注水開始 原子炉注水開始 原子炉注水開始 約4時間 原子炉注水開始 原子炉注水開始 約11時間 格納容器注水能力24MPa[等]到達 約22時間 格納容器注水能力24MPa[等]到達 約24時間 格納容器注水能力24MPa[等]到達 約24時間 格納容器注水能力24MPa[等]到達	原子炉注水水位に基づく時間	
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 ・ 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までの原子炉注水 原子炉注水(24MPa[等])まで実施	
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	—	—	—	・ 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	—	—	—	・ 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	—	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備(中央制御室)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5分	—	
所内非常用電池切替え操作	—	—	—	—	・ 負荷切離し/所内非常用電池切替え操作	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30分	—	B-115F非常用電池からB-115F非常用電池(SA)へ切り替える
電源切替え操作	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備 ・ 監視計器用電源切替え操作 ・ 過剰安全弁電源切替え操作	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10分	—	B-115F非常用電池からSA用115F非常用電池へ切り替える
原子炉急減圧操作	(1)人 A	—	—	—	・ 過剰安全弁(自動減圧機能付)5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 ・ 低圧原子炉代替注水系(可動型)による原子炉注水準備 (大量送水系統、ボーム挿入、接続)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2時間10分	—	
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 系統構成	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備 ・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30分	—	
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水準備	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系(可動型)注水準備	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30分	—	
格納容器代替スプレィ系 (可動型) 系統構成	—	—	—	—	・ 格納容器代替スプレィ系(可動型)系統構成	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10分	—	
格納容器代替スプレィ系 (可動型) スプレィ操作	—	—	—	—	・ 格納容器代替スプレィ系(可動型)スプレィ操作(現場)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	適宜実施	—	
原子炉調水操作	—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系(可動型)による原子炉への注水流量の増加 ・ 格納容器注水能力24MPa[等]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	—	—	—	—	・ 質機材配置及びボーム設置、系統水張り ・ 放射線防護具準備 ・ 電源ケーブル接続	—	—	—	—	—	—	—	—	—	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	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備 ・ 電源ケーブル接続	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10分	—	解析上考慮せず
原子炉隔離時冷却系準備 操作	—	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 系統構成 ・ 格納容器ベント準備(第2準備操作)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1時間40分	—	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	—	—	—	—	・ FCVS排気ラインドレン排出準備操作 ・ 第1ベントフィルタ出口水漏れ検査準備 ・ 可動式装置供給装置準備	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1時間20分	—	解析上考慮せず
燃料供給準備	—	—	—	—	・ 放射線防護具準備	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30分	—	
燃料供給作業	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給 ・ 大量送水車への補給	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2時間30分	—	タンクローリー数量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	適宜実施	—	
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え操作を実施し、原子炉水位高(レベル4)にて格納容器スプレィの切替え操作を実施
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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5分	—	解析上考慮せず
燃料プール冷却系 準備操作	—	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 系統構成	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30分	—	解析上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水 注入操作
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	—	燃料プール冷却系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	4人 B,C,D,E	19人 a~s	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

必要人員数 合計
○ 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

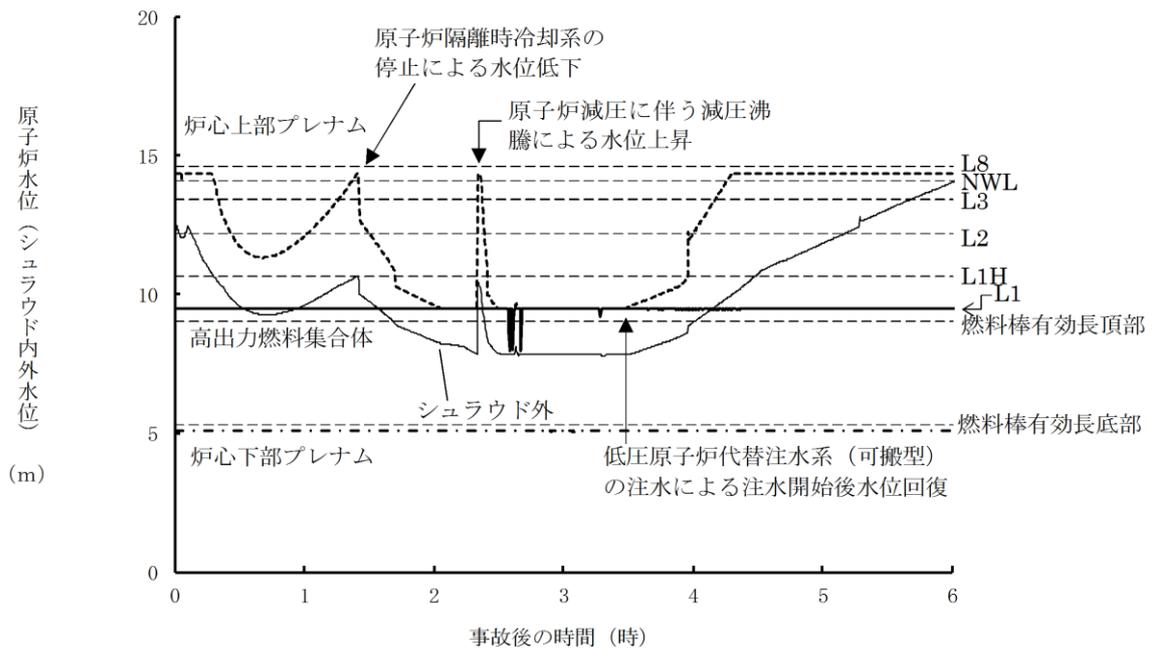
第 2.3.4.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」 の作業と所要時間



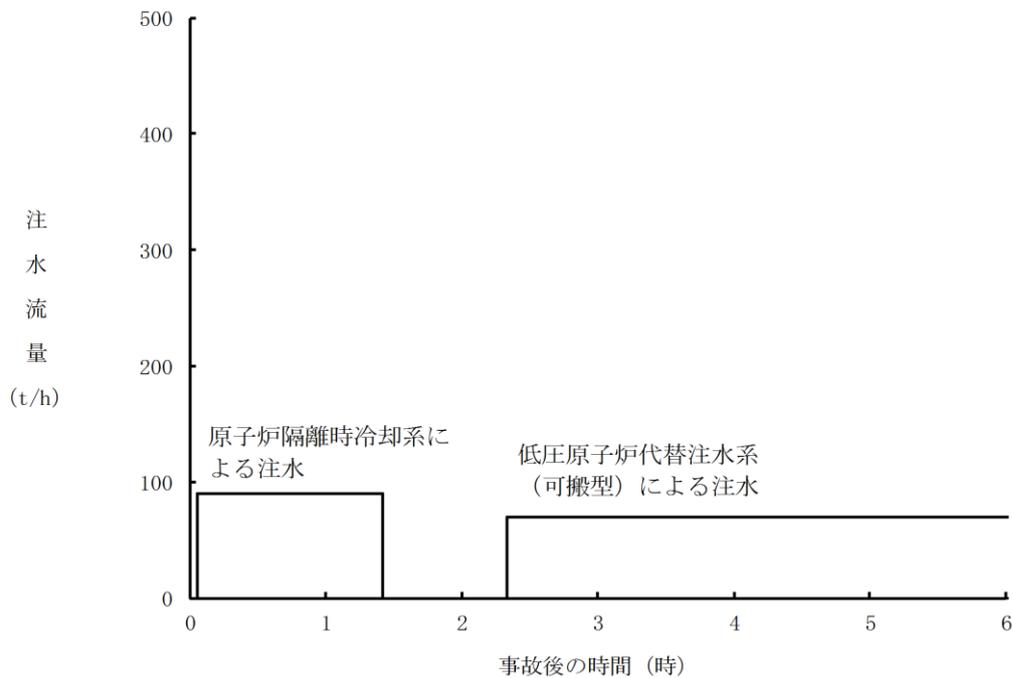
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



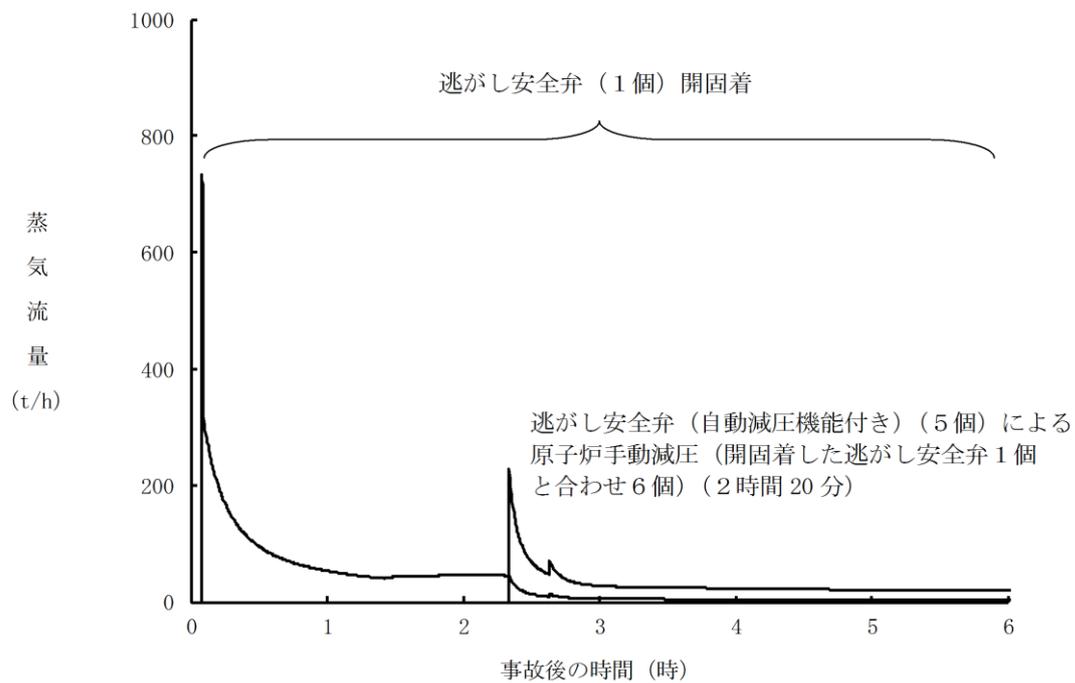
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



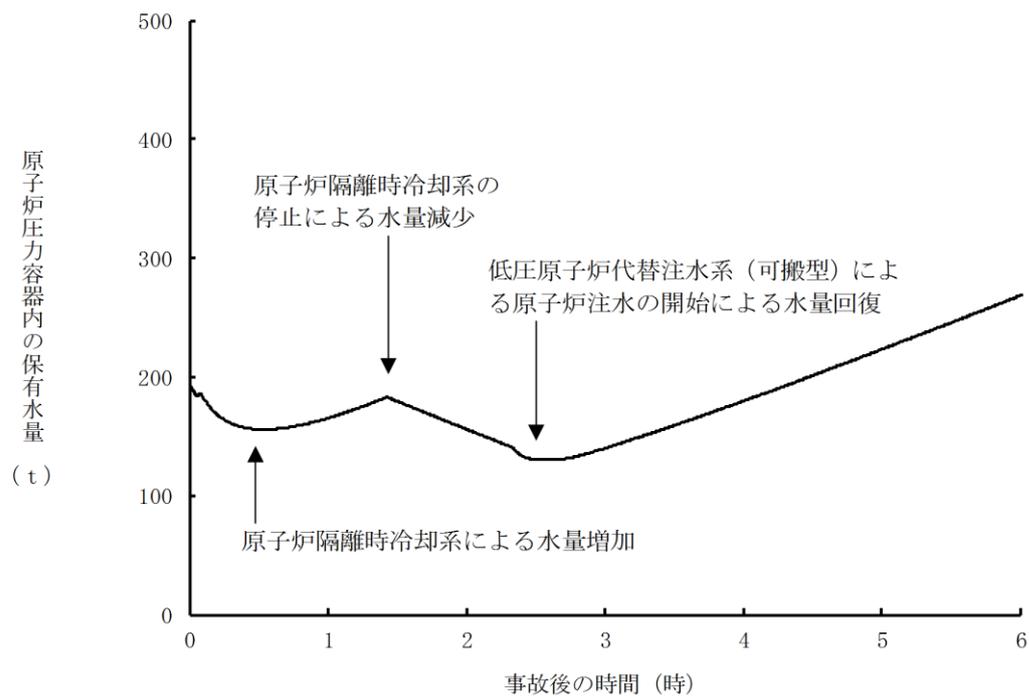
第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



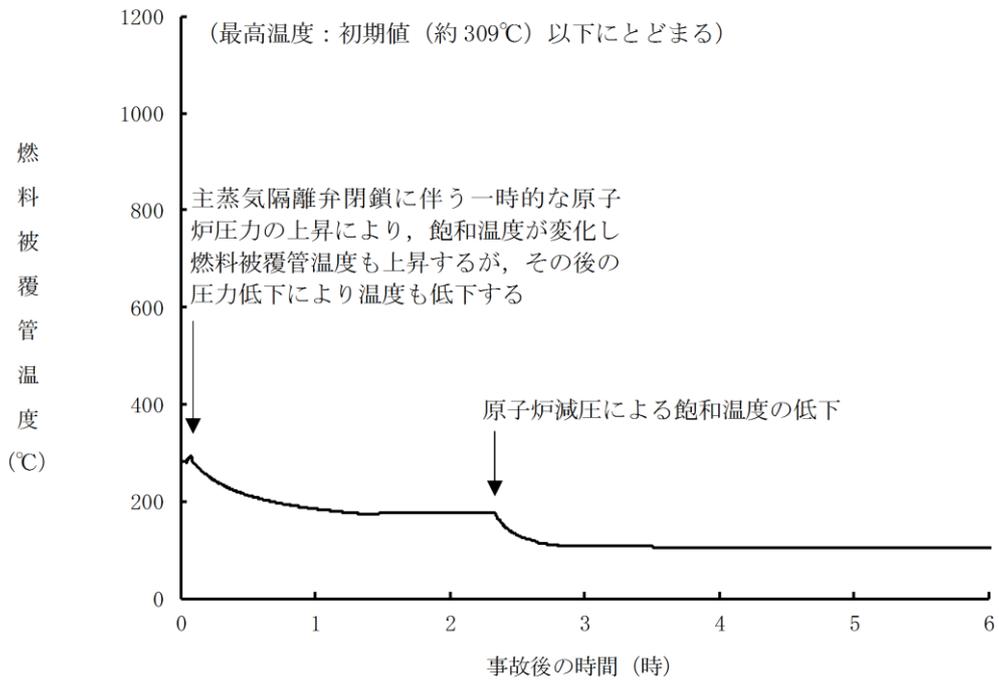
第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移



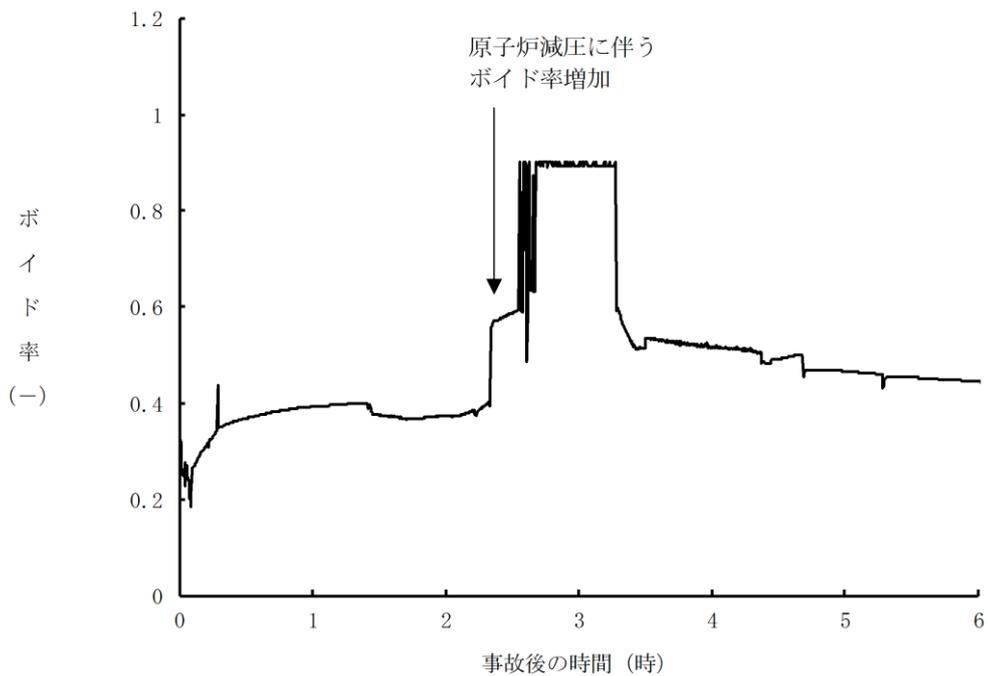
第 2. 3. 4. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



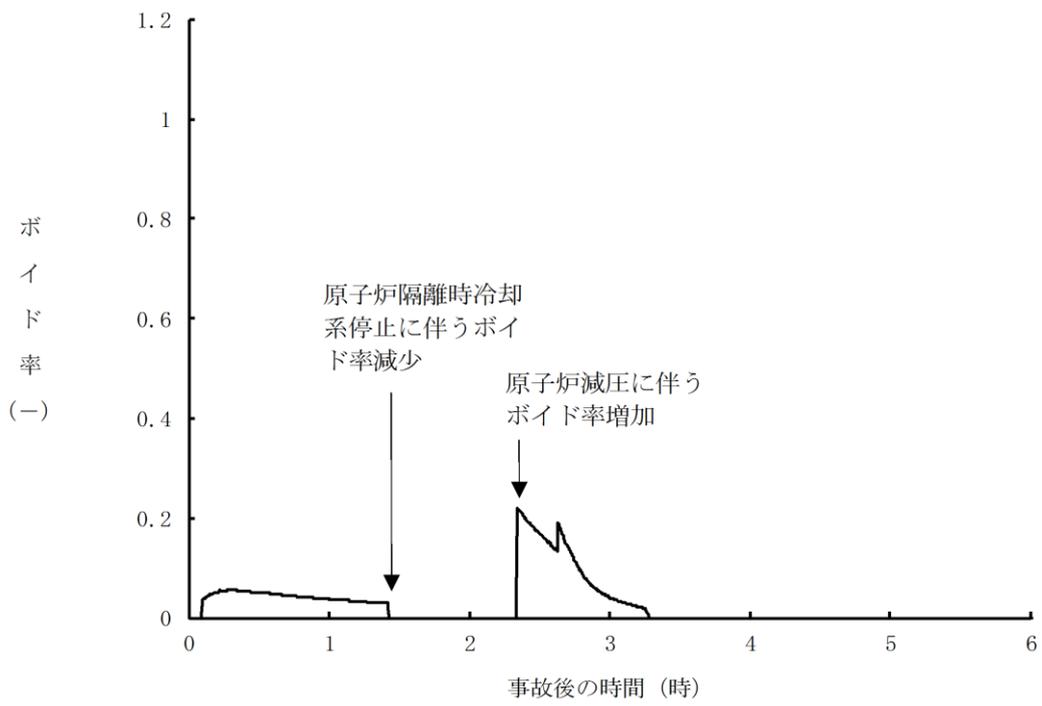
第 2. 3. 4. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



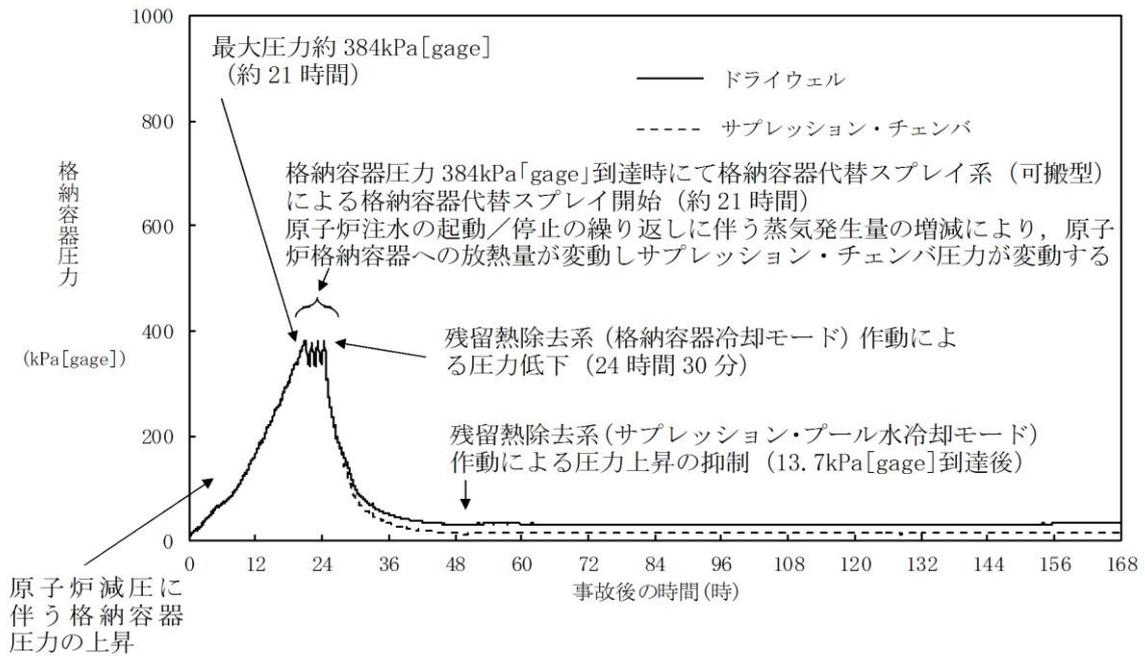
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



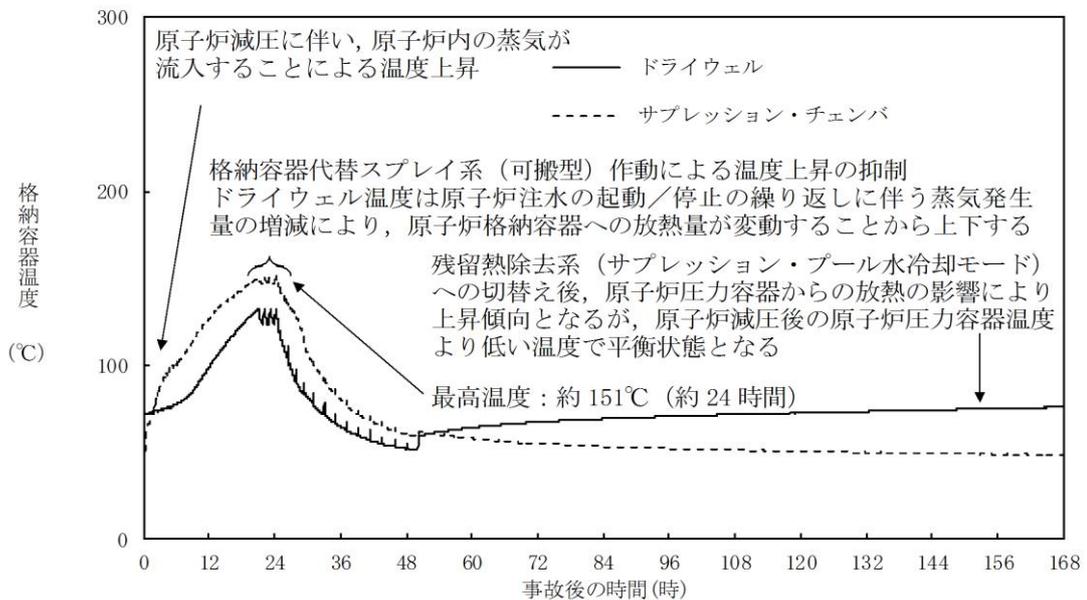
第 2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



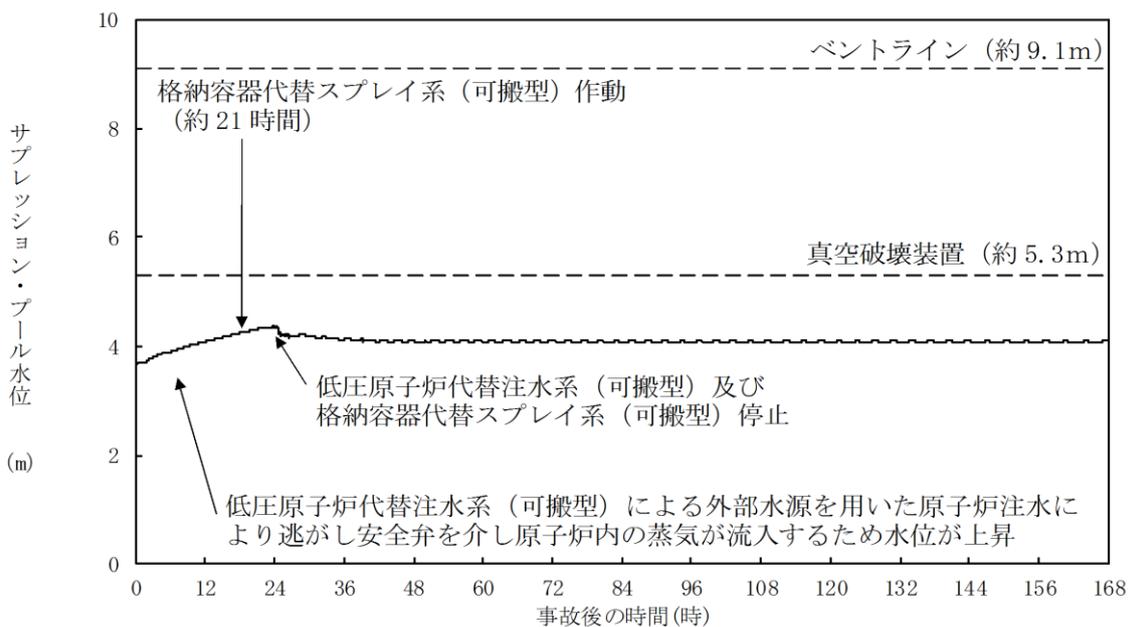
第 2. 3. 4. 2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



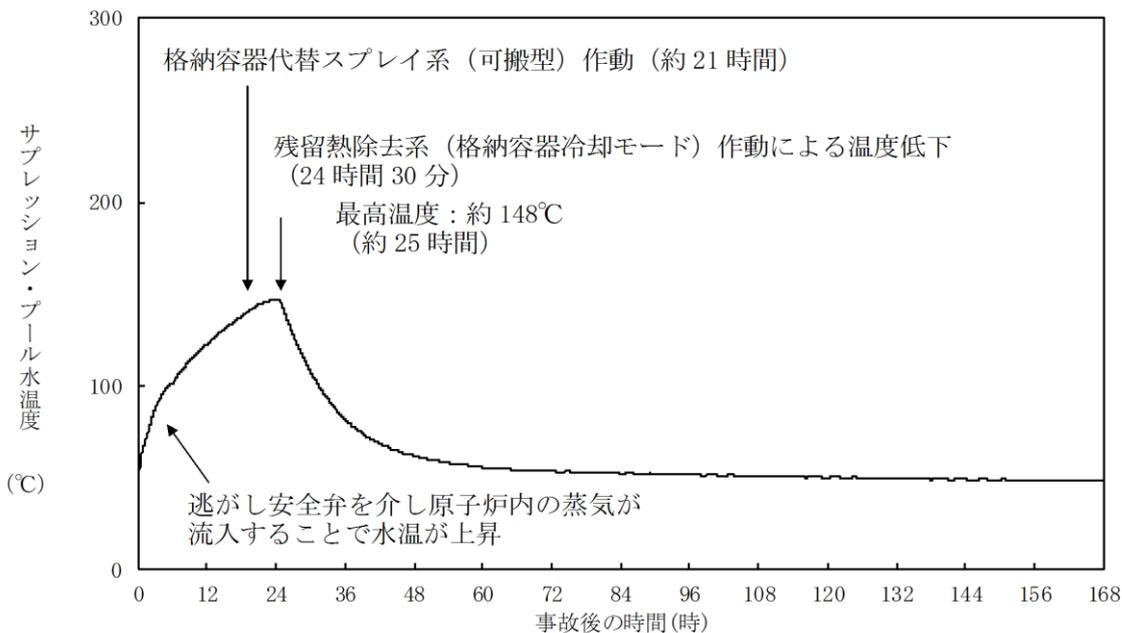
第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



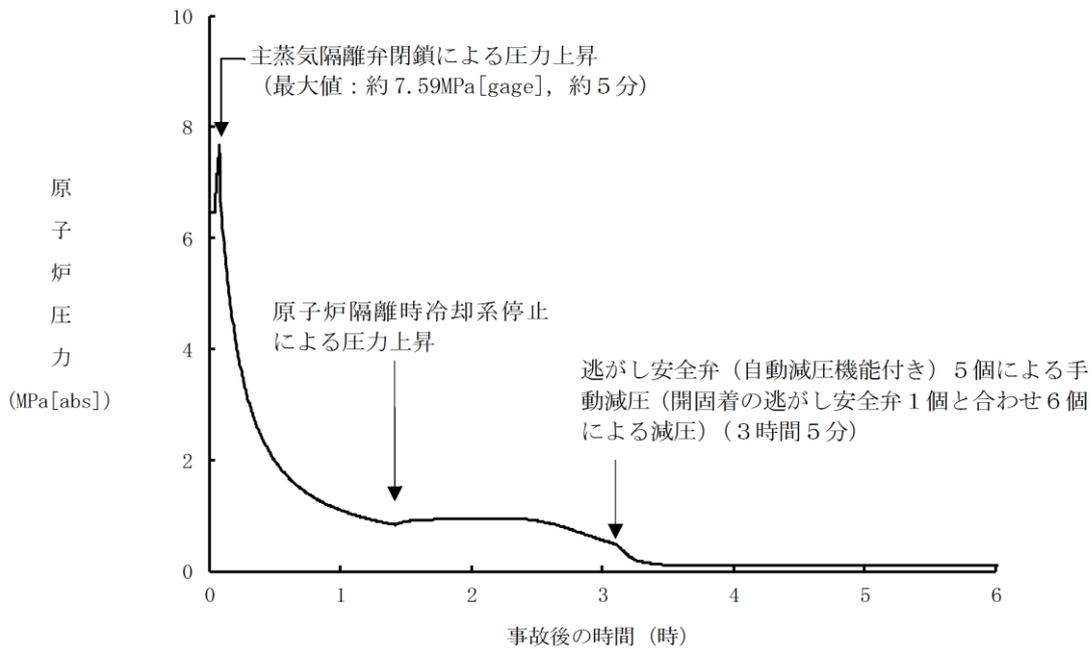
第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



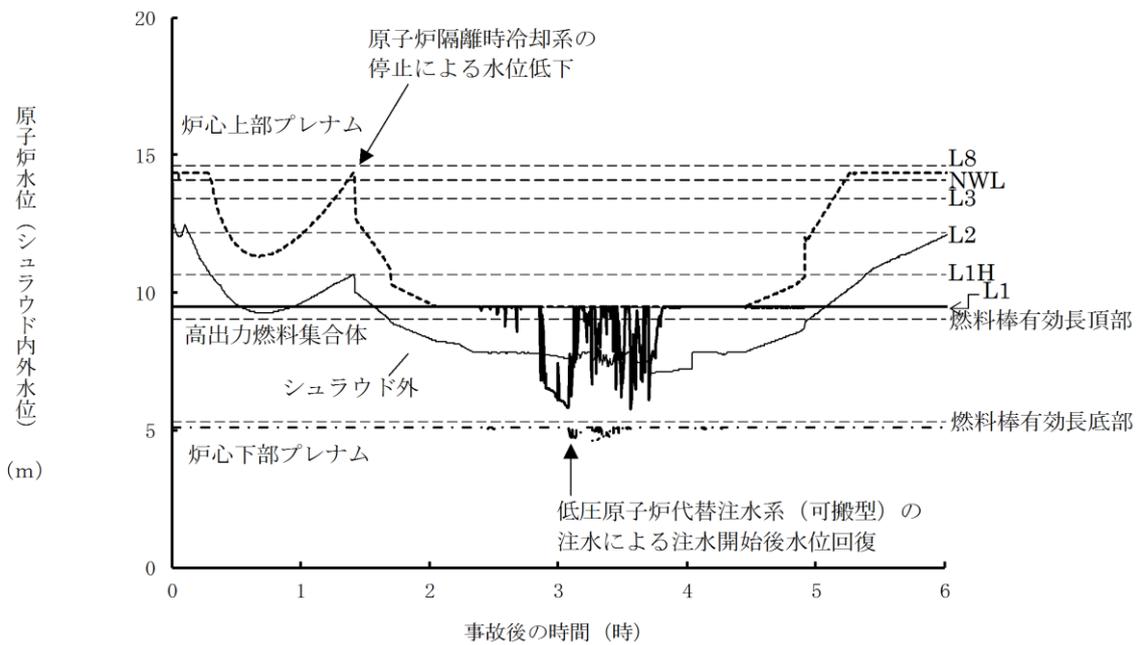
第 2. 3. 4. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



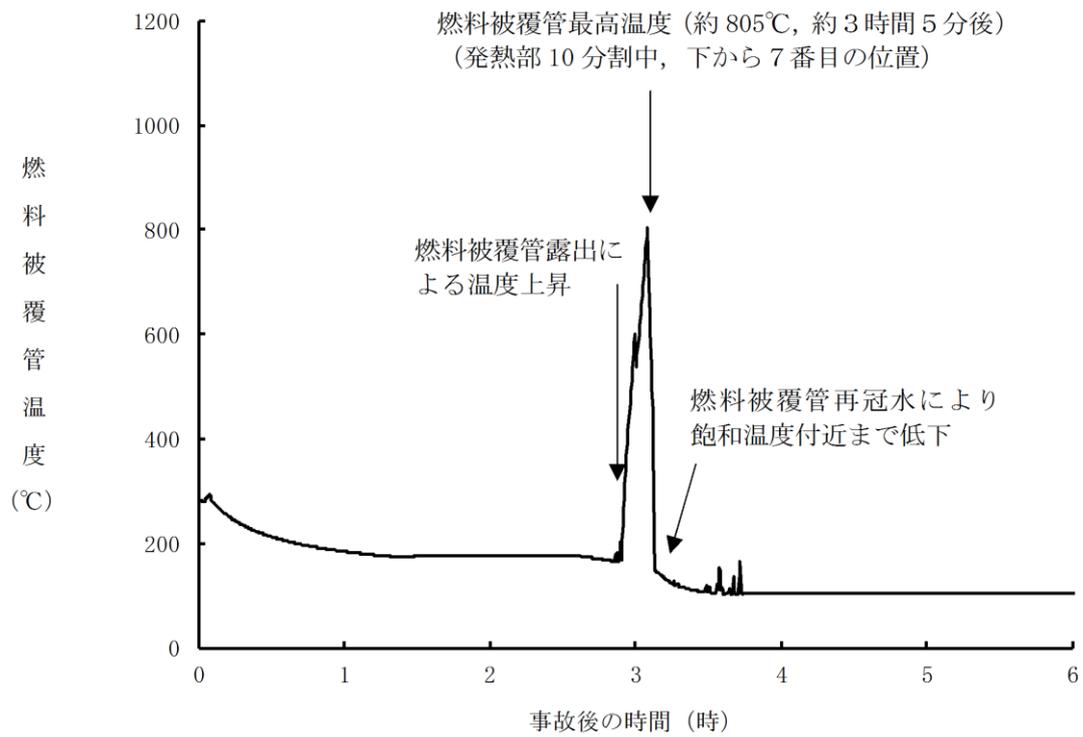
第 2. 3. 4. 2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.4.3-1(1) 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 2.3.4.3-1(2) 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. 3-1 (3) 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 (TBP)」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すべ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。	B-115V系蓄電池*	-	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】* サブレーション・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池 (RCIC) SA用115V系蓄電池	-	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】*
直流電源切替え	所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作 (B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (SA)) を実施する前に、監視計器用直流電源切替え操作 (B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池) を実施する。また、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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え操作を実施する。	B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池 (RCIC) SA用115V系蓄電池	-	-
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁 (RRR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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	-

※：既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失 (TBP)」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、再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 5個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) * B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池	—	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。	B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	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。	B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・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)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBP）」の重大事故等対策について（3/3）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備
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、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の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（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 【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 【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】

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (1/5)

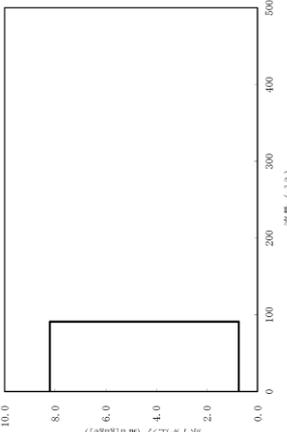
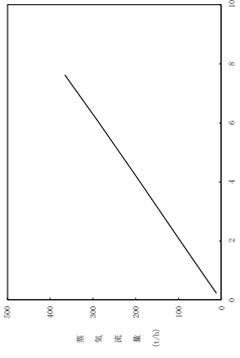
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大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 (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
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
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 (TBP)) (2/5)

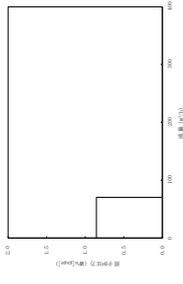
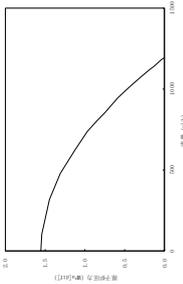
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 逃がし安全弁1個開固着*	すべ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

※ 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（TBP））（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）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [gage]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 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（逃がし弁機能）の設計値として設定
逃がし安全弁	開固着した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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
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 (TBP)) (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>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>1, 136m³/h (0.14MPa [dif] において) (最大) 1, 193m³/h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・プールの冷却モード)</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>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（TBP））（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	本事故シナジェン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

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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）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、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッション・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ブプレッション・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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。

※ 本事故シナリオでは、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（自動減圧機能付き）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ェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作に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、第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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、第 1 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（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（ドライウエル）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器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、サブプレッション・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うえ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＋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。

i 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。

ii 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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ 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（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大 $250\text{m}^3/\text{h}$ 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。

(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、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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（真空破壊装置下端－0.45m）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（真空破壊装置下端－0.45m）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・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 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（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

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 台すべてがトリップする。

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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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、真空破壊装置（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、真空破壊装置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（逃がし弁機能）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℃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）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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°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。

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、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°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。

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、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、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。

2.4.2.4 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 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 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 1 / 西 2）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 1 / 西 2）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循環することから、水源が枯渇することはない。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後から最大負荷で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。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、保守的に事象発生後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。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。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約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、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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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＋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）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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。

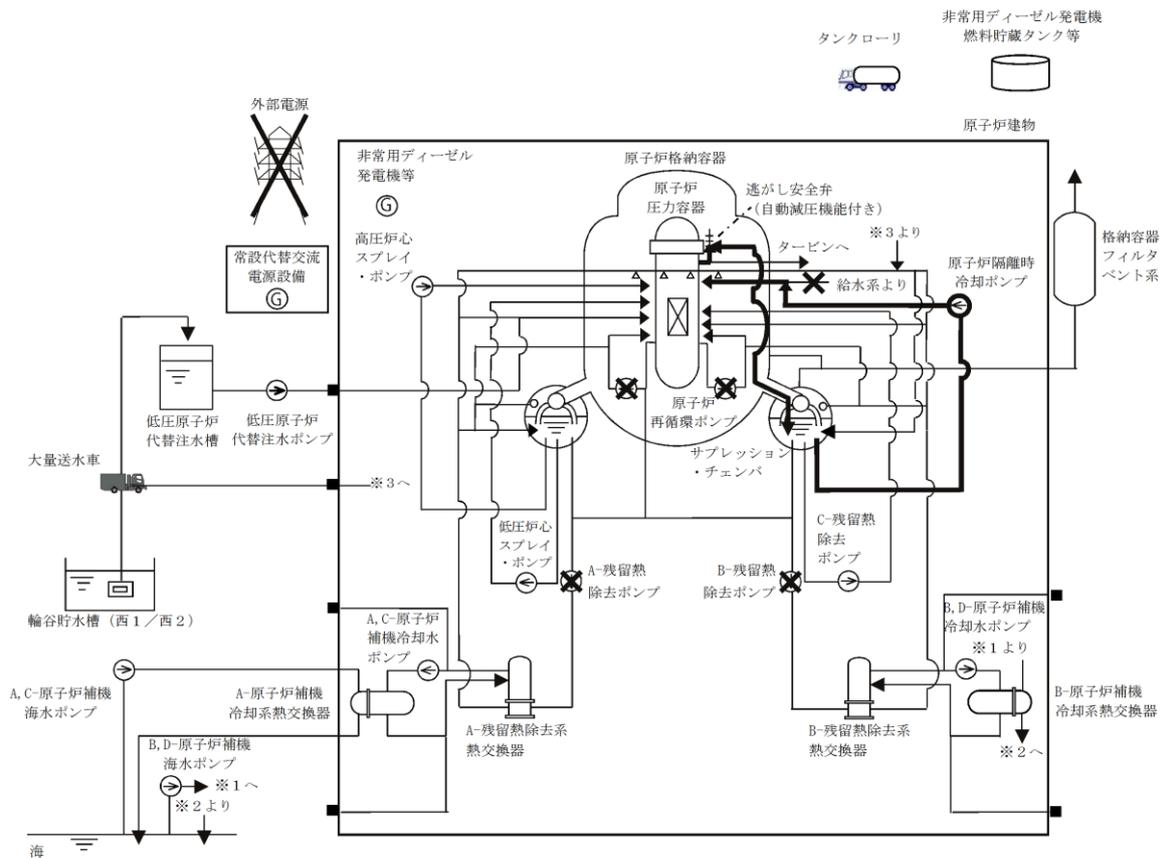
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

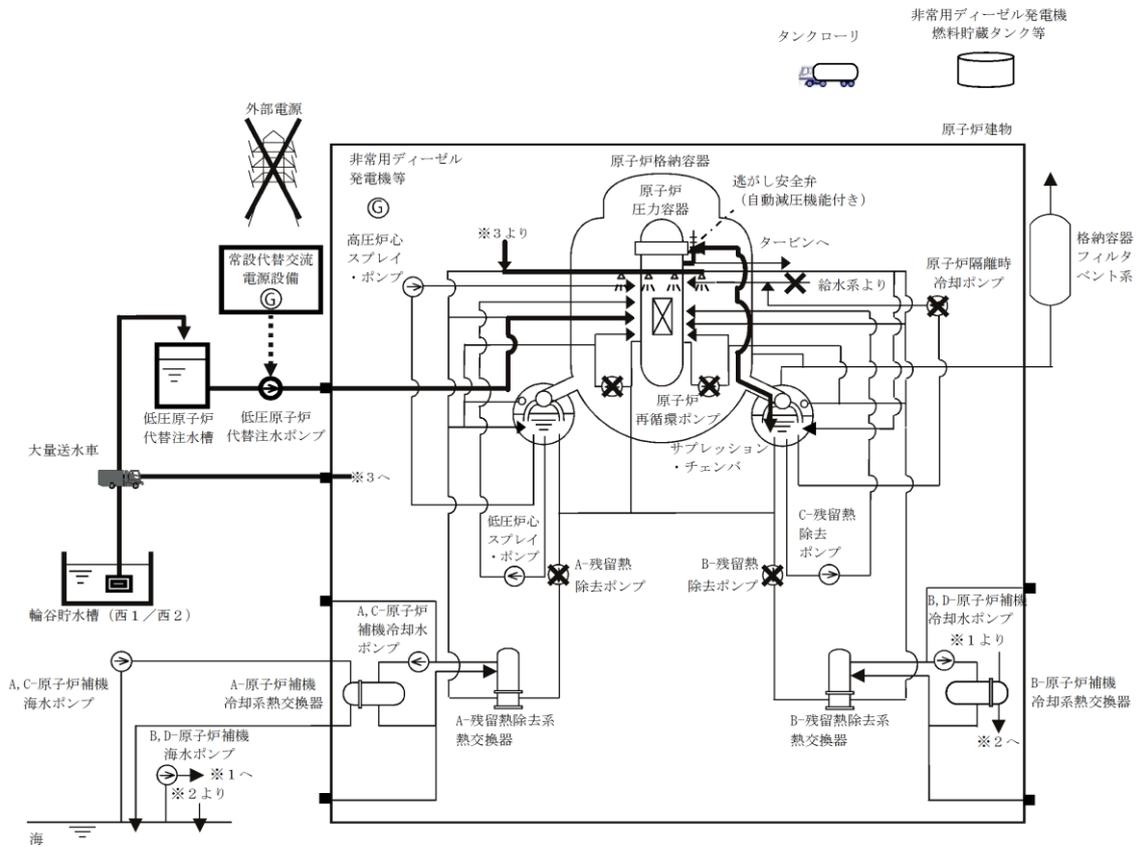
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

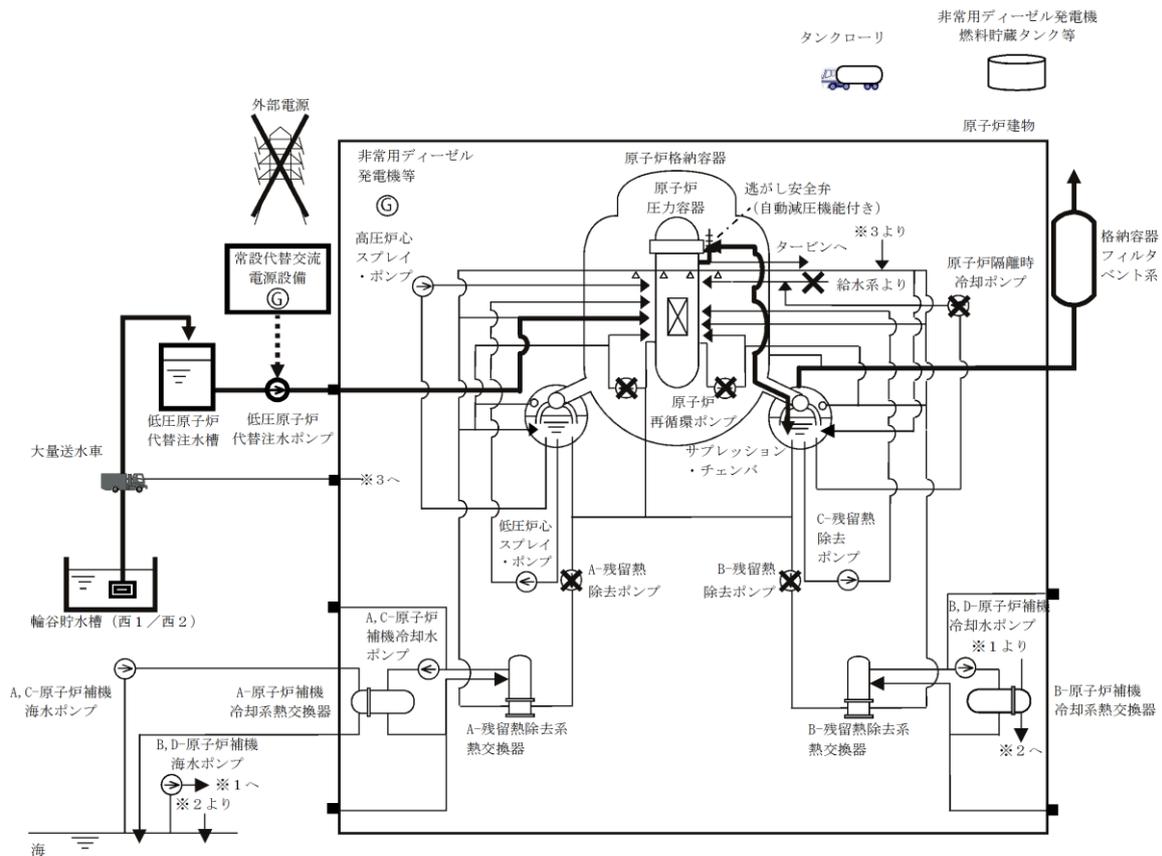
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。



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)

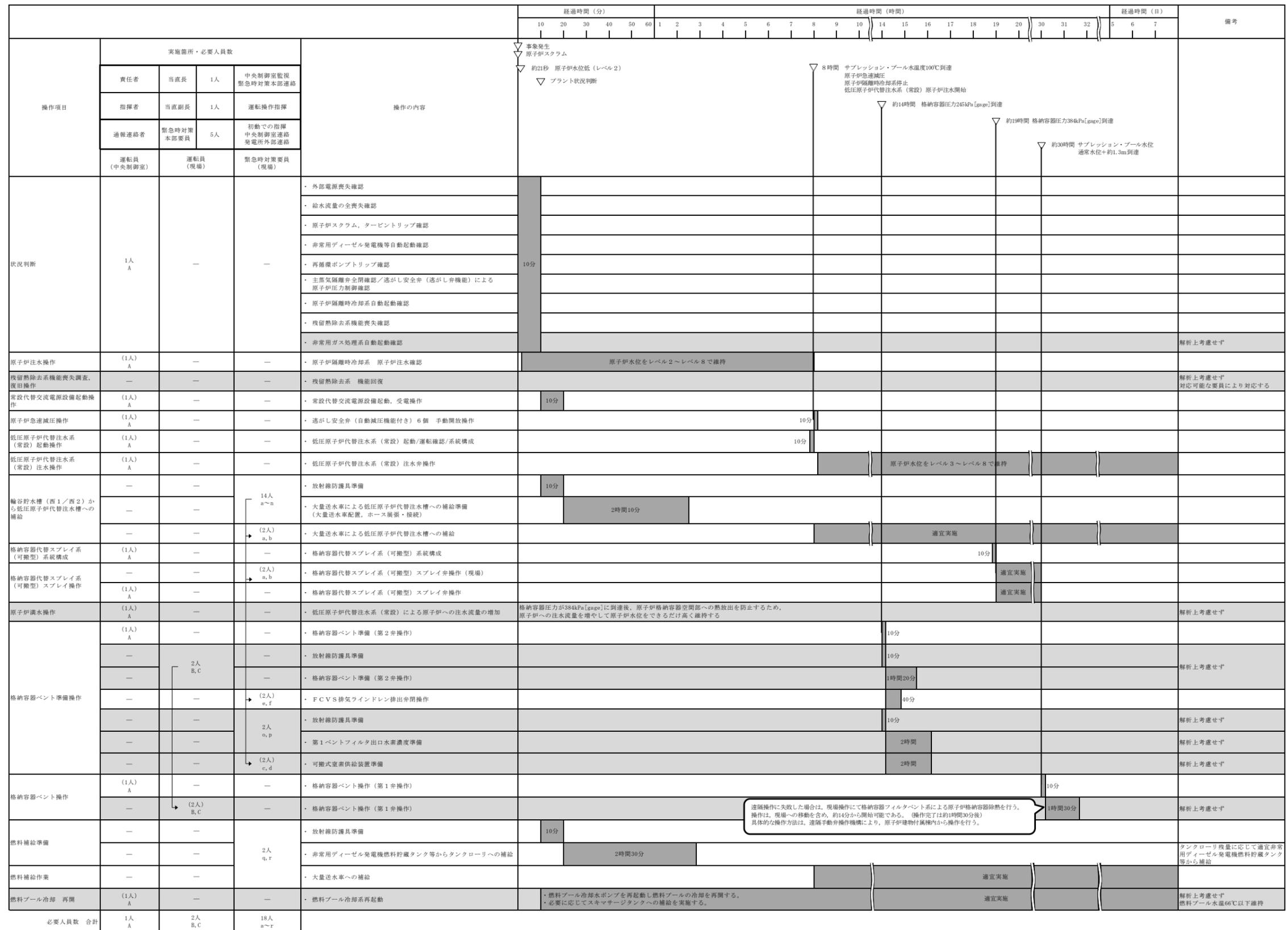


第 2. 4. 2. 1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

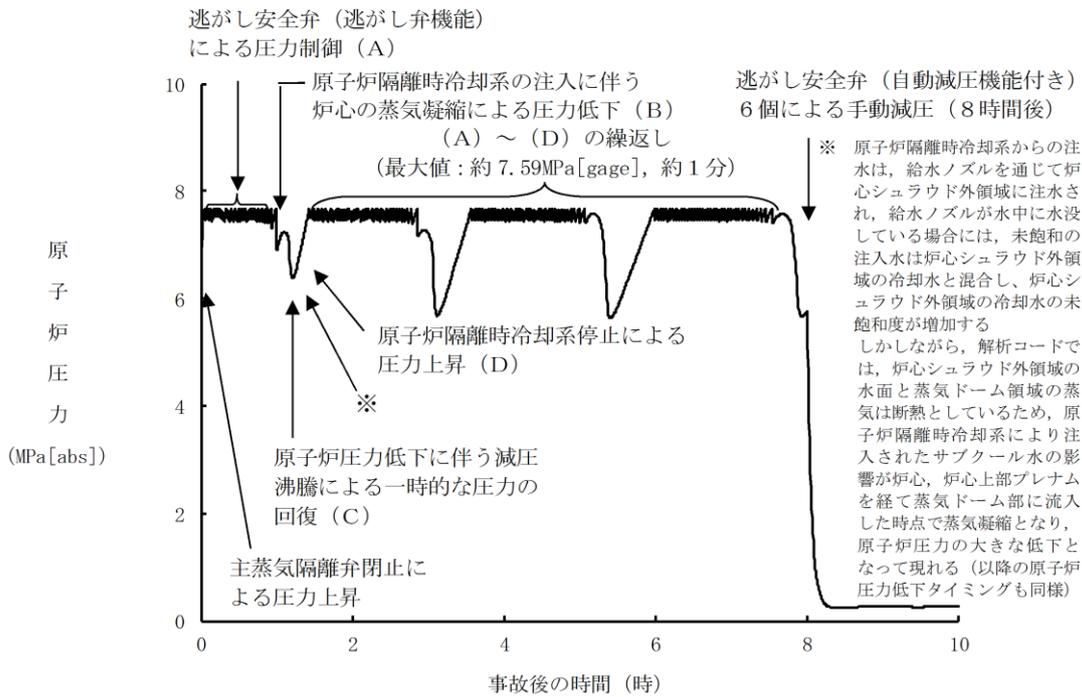


第 2.4.2.1-1(3) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

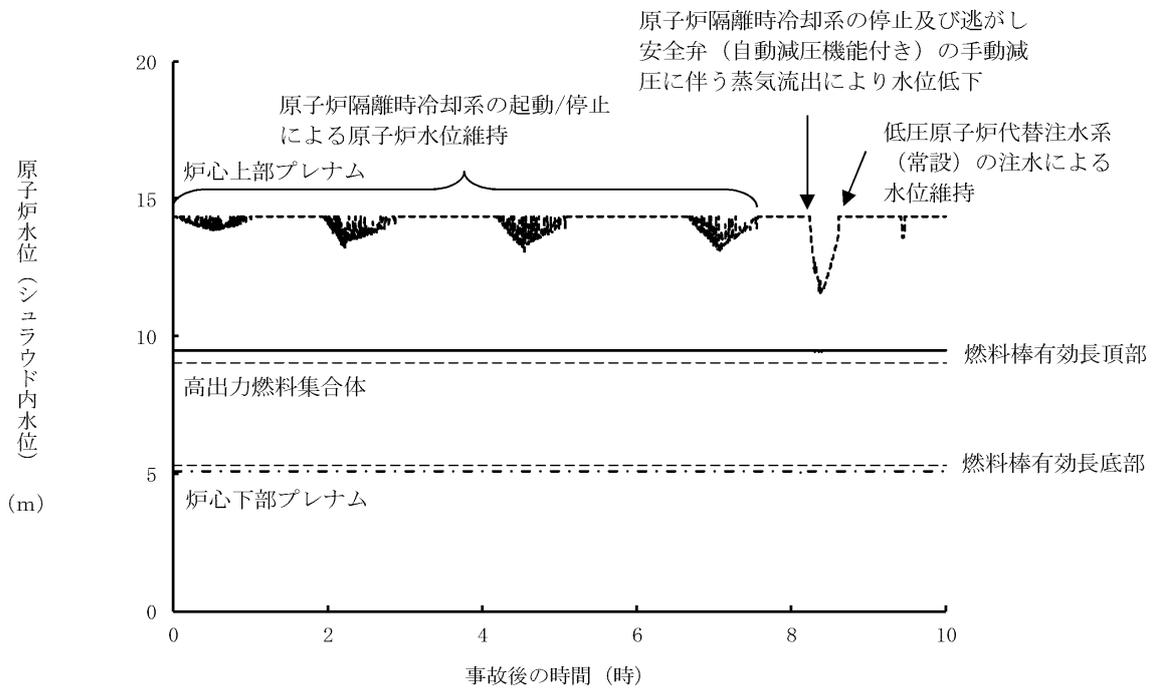
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）



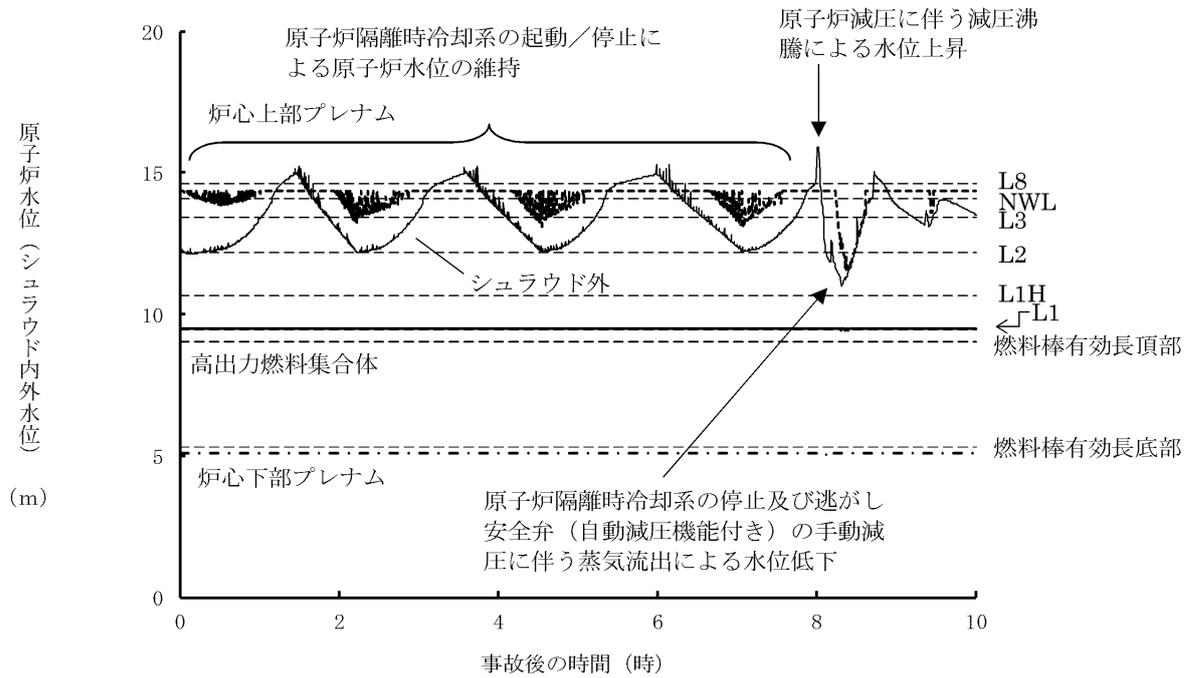
第 2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間



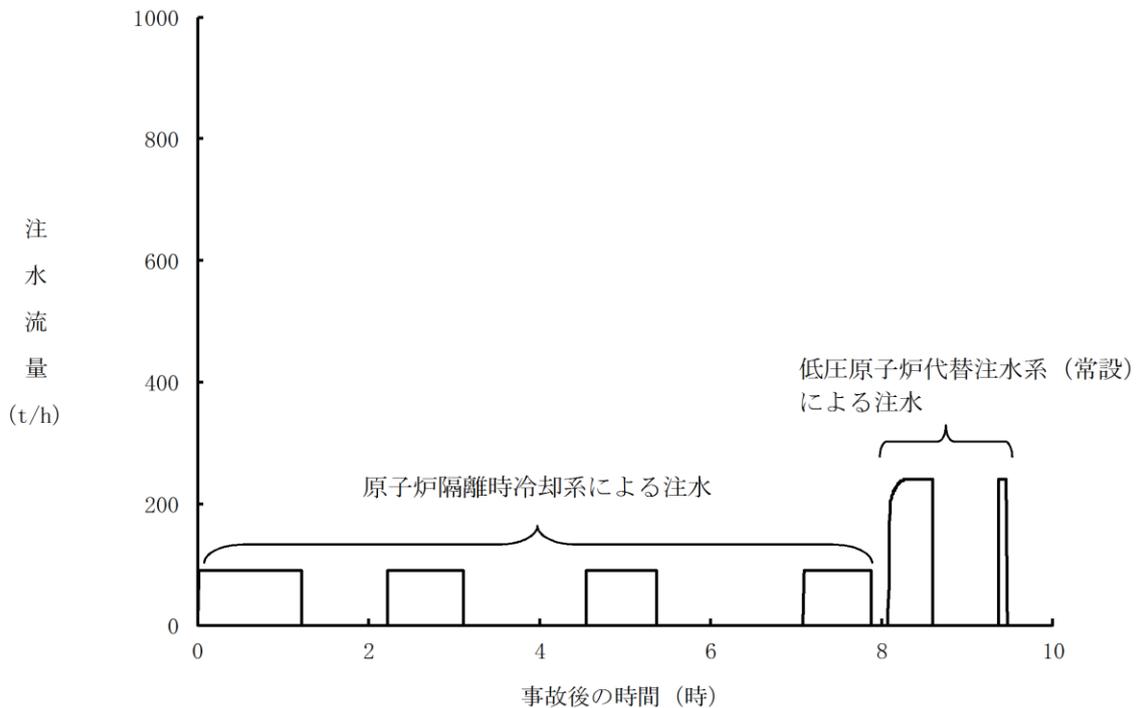
第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



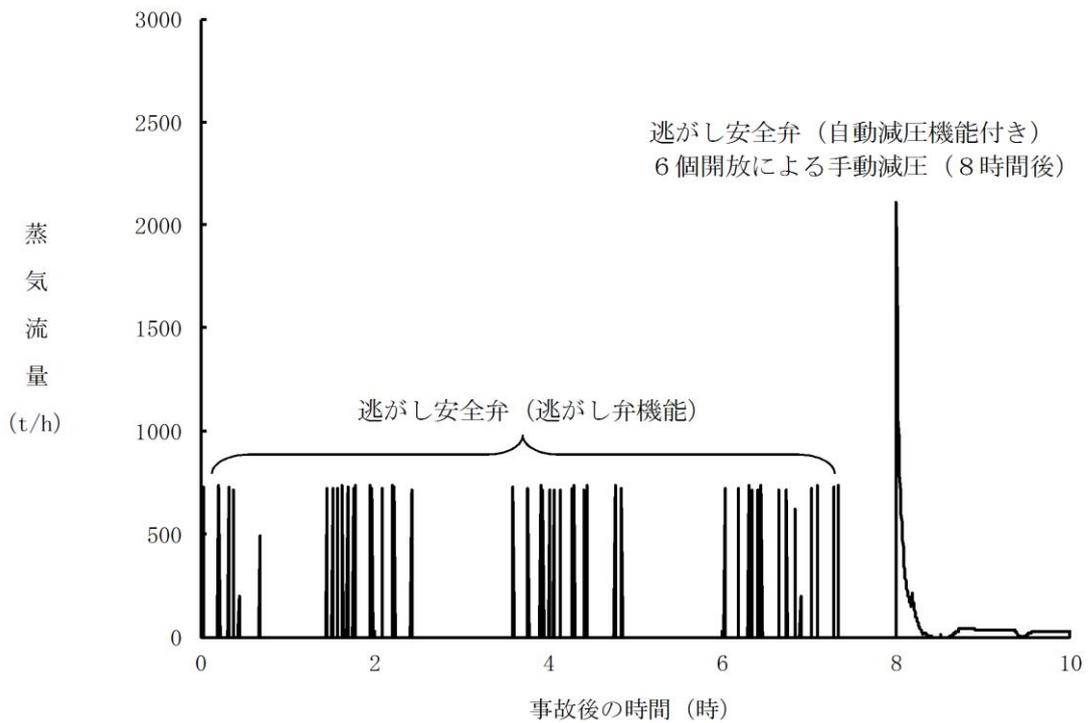
第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



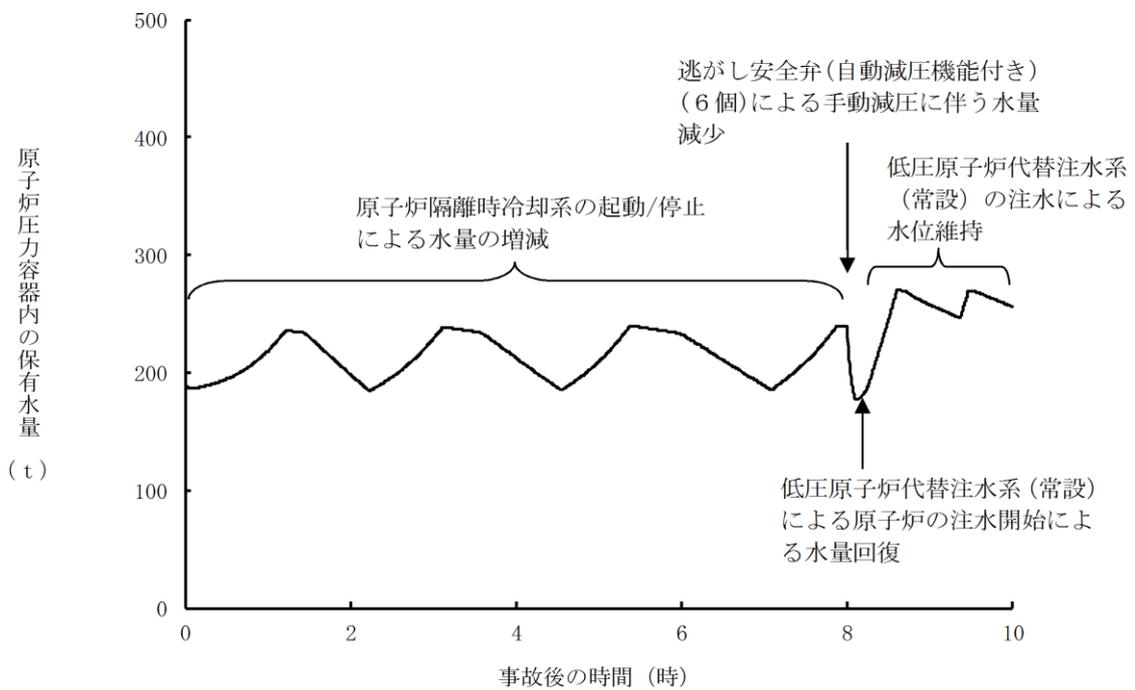
第 2. 4. 2. 2-1(3) 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



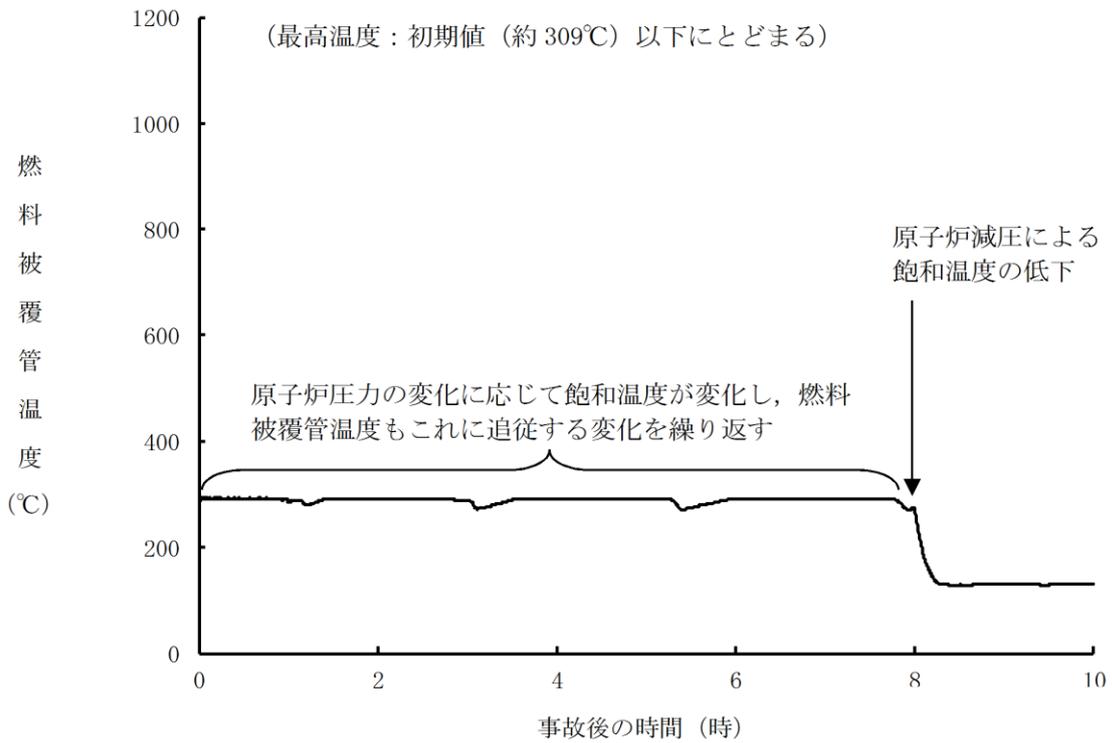
第 2. 4. 2. 2-1(4) 図 注水流量の推移



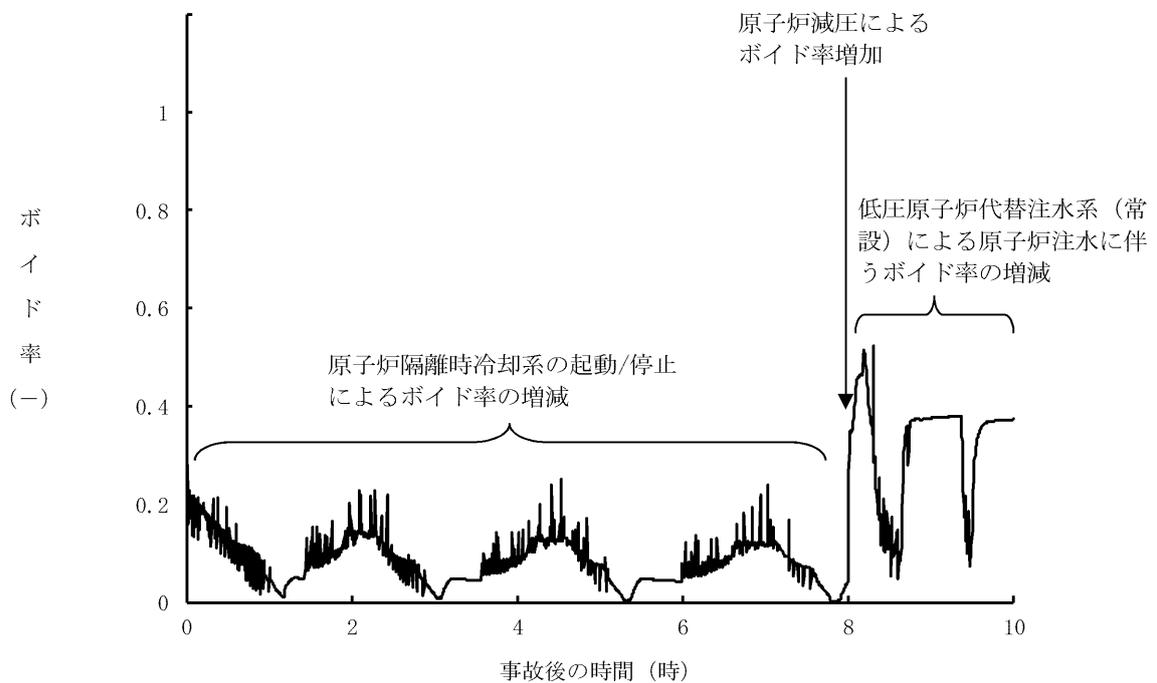
第 2. 4. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



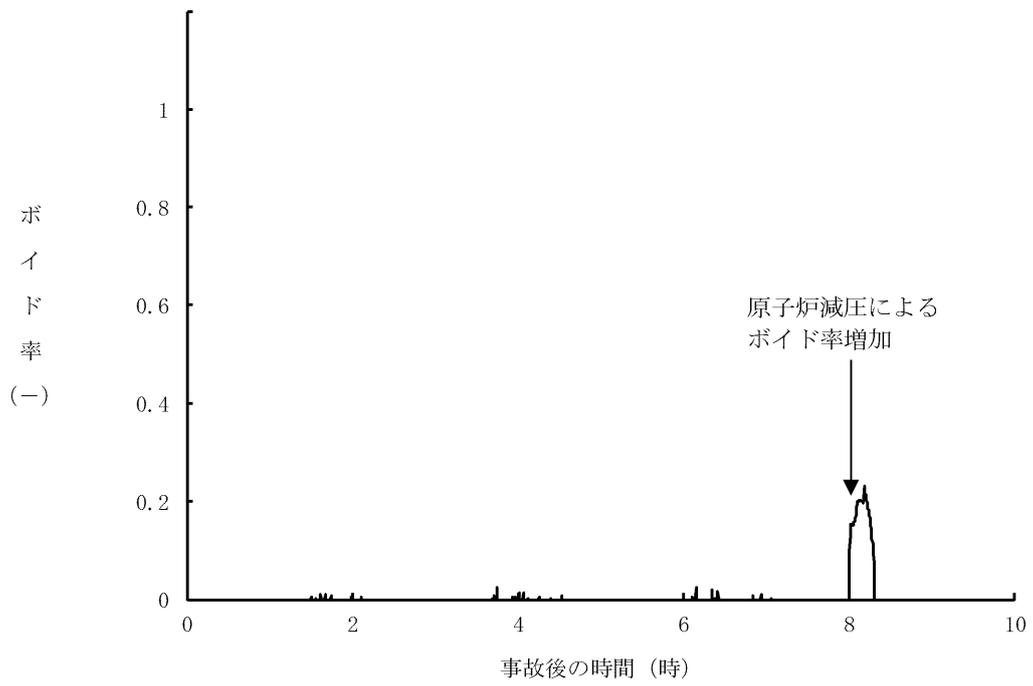
第 2. 4. 2. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



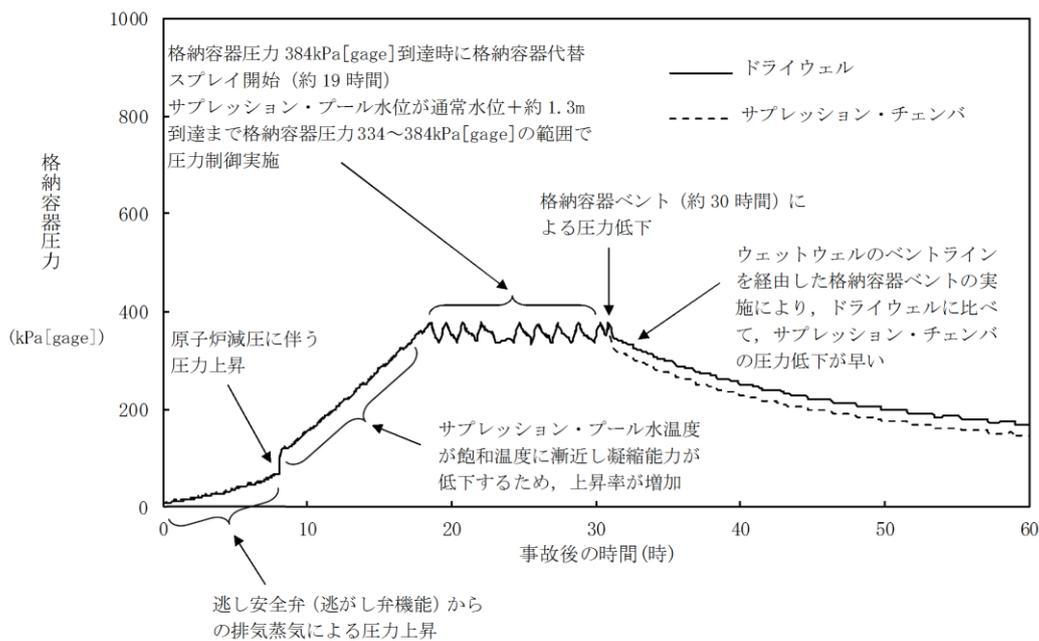
第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



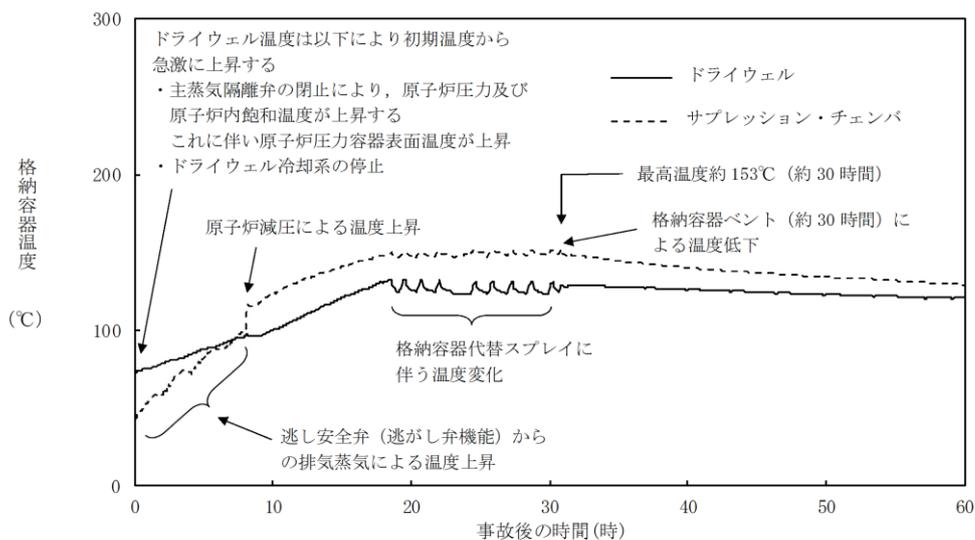
第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



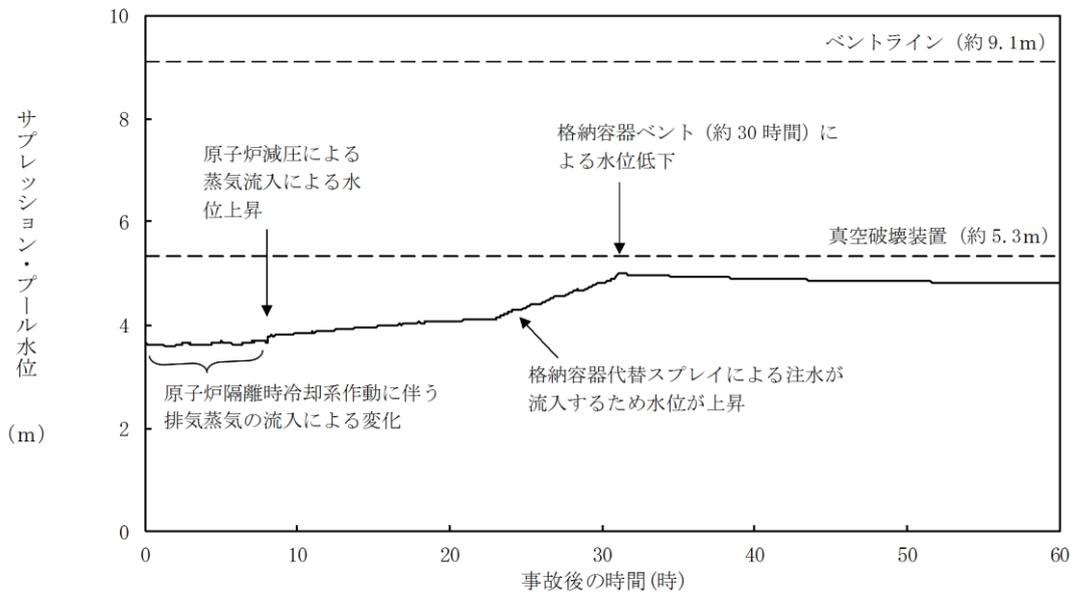
第 2.4.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



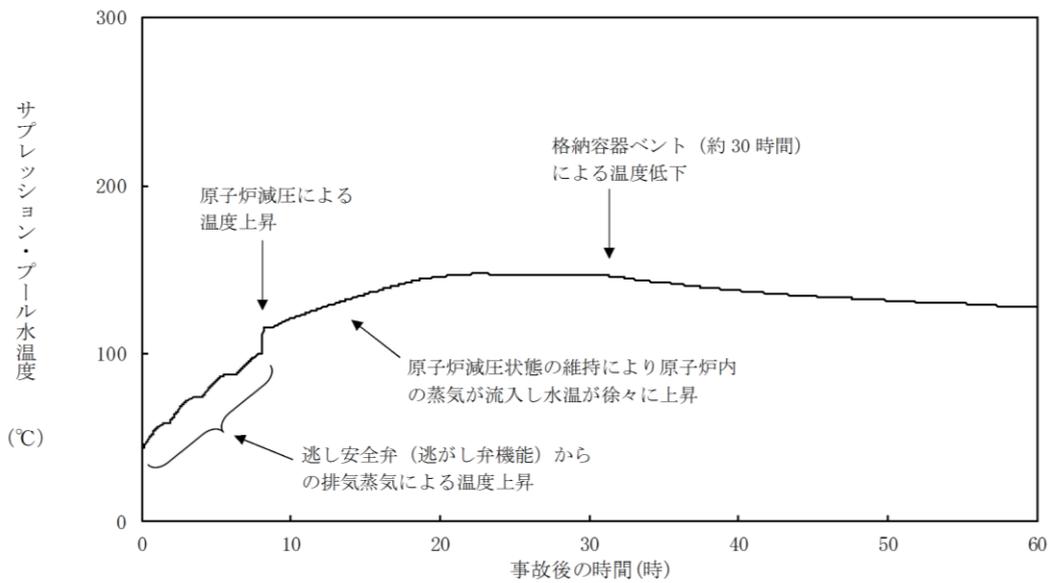
第 2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



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
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等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	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】※ サブレシジョン・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シジョン・チェンバのプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブレシジョン・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】※ サブレシジョン・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シジョン・プール水温度100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ サブレシジョン・プール水温度（SA）

※：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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	計装設備
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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリー	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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 大量送水車 タンクローリー	大量送水車 タンクローリー	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）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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)

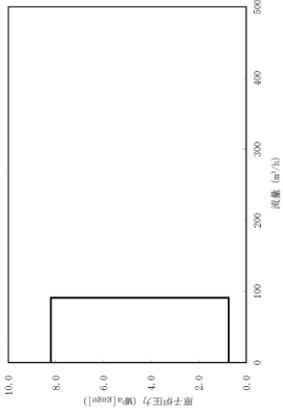
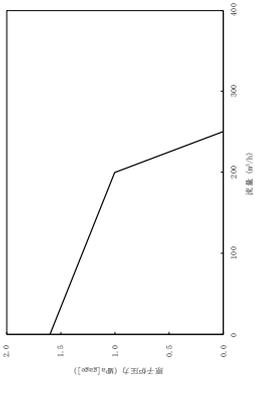
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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)

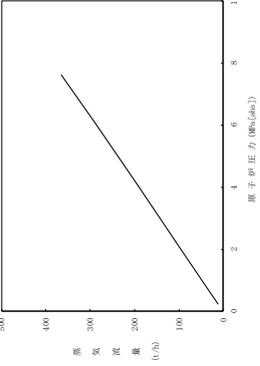
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最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)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
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 kPa[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 [gage]において)にて注水	
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h 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	

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>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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>格納容器フィルタバント系</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, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器フィルタバ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 (真空破壊装置下端 - 0.45m) 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

重大事故等対策に
関連する操作条件

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，併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（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）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（13.7kPa[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）の自動起動信号が発生するがすべ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逃がし安全弁(自動減圧機能付き)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℃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。

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、第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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、第1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(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(ドライウエル)等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器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、サブプレッション・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。

2.6.2 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、すべ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、復水・給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。

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（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、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（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）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大 250m³/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。

(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、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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、サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）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、サブプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m（真空破壊装置下端-0.45m）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 0.5 MeV 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) 1 mCi/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 (100 mCi/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 (37 Ci) であり、島根原子力発電所 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 (1,000 Ci) を条件としている。(1 Ci = 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」
(株式会社日立製作所, H L R - 021 訂 8, 平成 11 年 8 月)

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1Bq吸入した場合の小児の実効線量
(1.6×10⁻⁷Sv/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0.5MeV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3.1×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を4.9×10⁻¹⁹Gy/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無機よう素に対する除染係数は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・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 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（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

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 台すべてトリップする。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逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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）による注水が始ま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、真空破壊装置（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、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.2-1(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（逃がし弁機能）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。

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「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である約 3.1cm^2 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 4.2cm^2 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ない。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、復水・給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、復水・給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 3.1cm^2 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 4.2cm^2 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°C 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、復水・給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、復水・給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 $384\text{kPa}[\text{gage}]$ 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 $384\text{kPa}[\text{gage}]$ 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 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 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。

2.6.4 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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 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 740^m³ 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000^m³ 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 1 / 西 2）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 2.6.6）

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最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352^m³ 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 450^m³ 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、保守的に事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700^m³ 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 11^m³ の軽油が必要となる。合計約 711^m³ の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730^m³ 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、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、保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8^m³ 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 45^m³ 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 2.6.7）

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「L O C A時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）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（自動減圧機能付き）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。

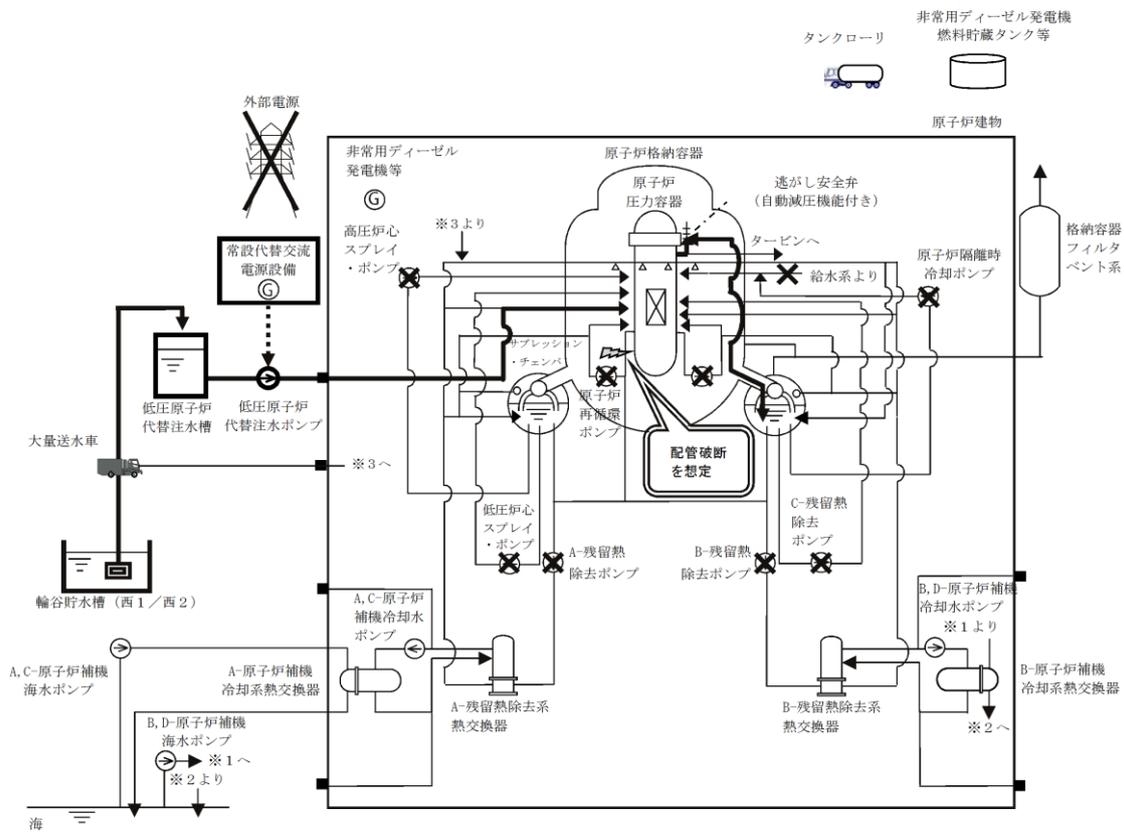
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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。

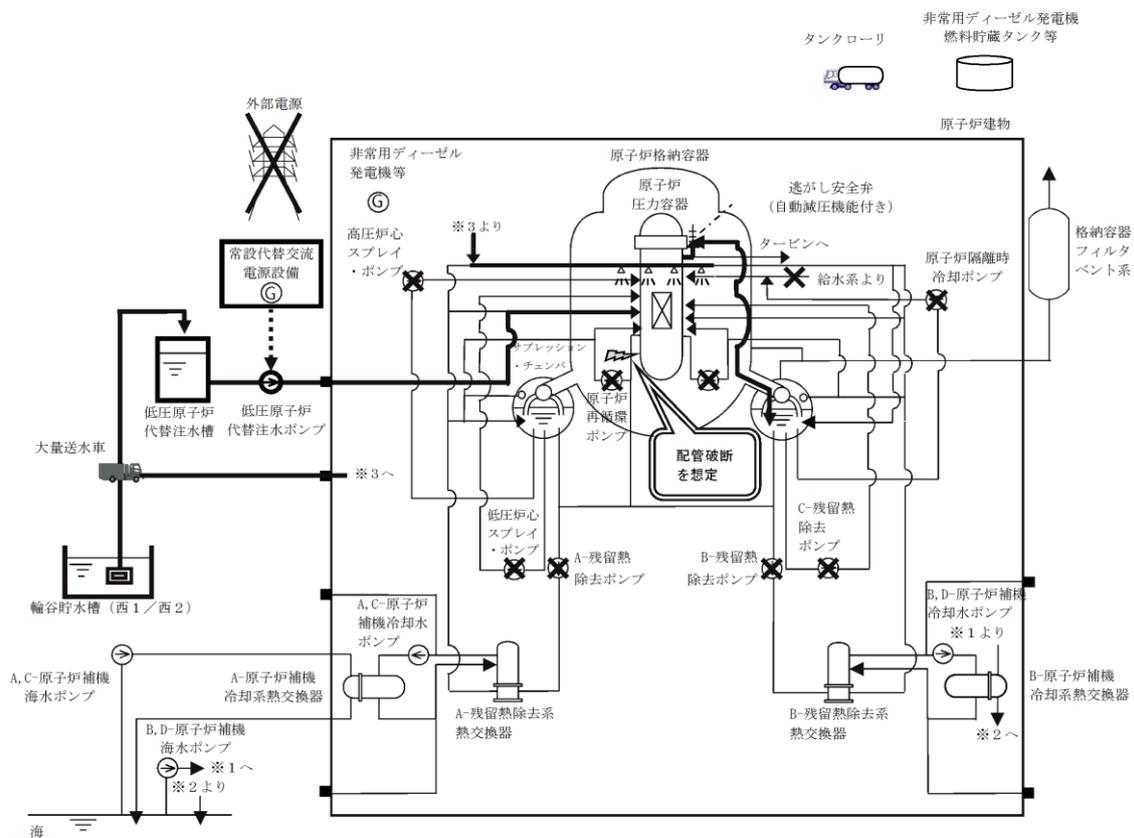
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、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。

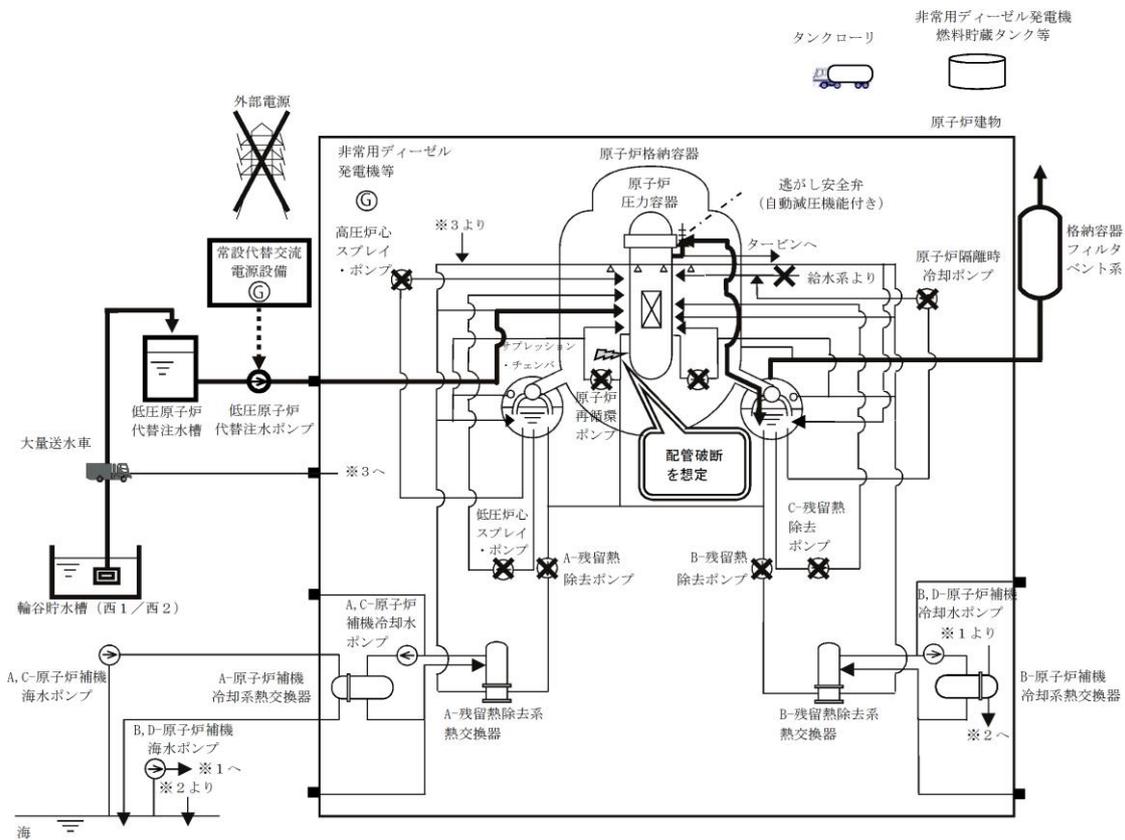
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。



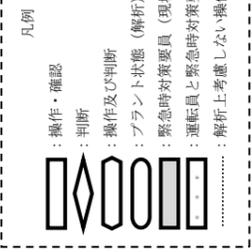
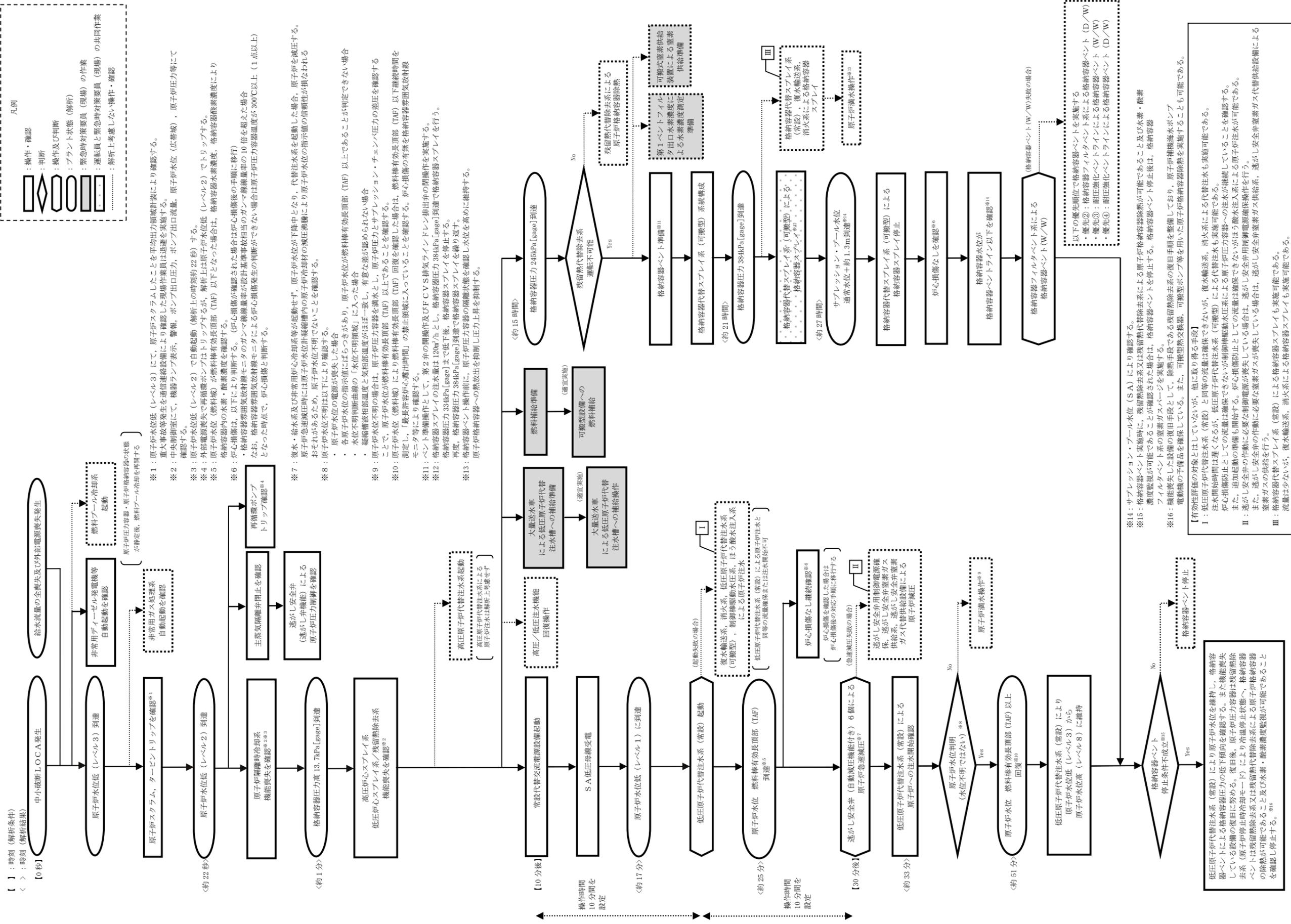
第 2.6.1-1(1) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



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)



凡例
 □ : 操作・確認
 ◇ : 判断
 ◻ : 操作及び判断
 ▨ : プラント状態 (解析)
 ▩ : 緊急時対策要員 (現場) の作業
 ▪ : 運転員と緊急時対策要員 (現場) 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領域計装により確認する。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する。
 ※2: 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、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
 ※3: 原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約22秒) する。
 ※4: 外部電源喪失で再循環ポンプがトリップするが、解析上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
 ※5: 原子炉水位 (燃料域) 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、格納容器酸濃度により格納容器内の水素・酸濃度を確認する。
 ※6: 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、炉心損傷と判断する。

※7: 復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず、原子炉水位が下降中となり、代替注水系を起動した場合、原子炉を減圧する。原子炉急速減圧時には原子炉水位計配管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。
 ※8: 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はらつきがあり、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
 ・ 水位不明判断領域の「水位不明領域」に入った場合
 ・ 凝縮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
 ※9: 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ション・チェンバ圧力の差を確認すること、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。
 ※10: 原子炉水位 (燃料域) により燃料棒有効長頂部 (TAF) 回を越えた場合は、燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下継続時間を測定し、「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。
 ※11: ベント準備操作として、第2弁の開操作及びF.C.V.S排気ラインドレイン排出弁の開操作を実施する。
 ※12: 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。
 ※13: 格納容器圧力394kPa [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。
 ※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。
 原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。

※14: サプレッション・プール水位 (SA) により確認する。
 ※15: 格納容器ベント実施時に、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び水素・酸濃度監視が可能であることが確認された場合は、格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は、格納容器フィルタベント系の窒素ガススバージを実施する。
 ※16: 機能喪失した設備の復旧手段として、除熱手段である残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回しを確保している。また、可搬型熱交換器、可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱の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: 低圧原子炉代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。注水開始時間遅くなるが、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による代替注水も実施可能である。
 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。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による原子炉注水が可能である。
 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。
 III: 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。
 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。

低圧原子炉代替注水系 (常設) により原子炉水位を維持し、格納容器ベントにより格納容器圧力の低下傾向を確認する。また機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、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へ、格納容器ベントは残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が可能であること及び水素・酸濃度監視が可能であることを確認し停止する。
 ※16: 機能喪失した設備の復旧手段として、除熱手段である残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回しを確保している。また、可搬型熱交換器、可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱の実施することも可能である。

第2.6.1-2 図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

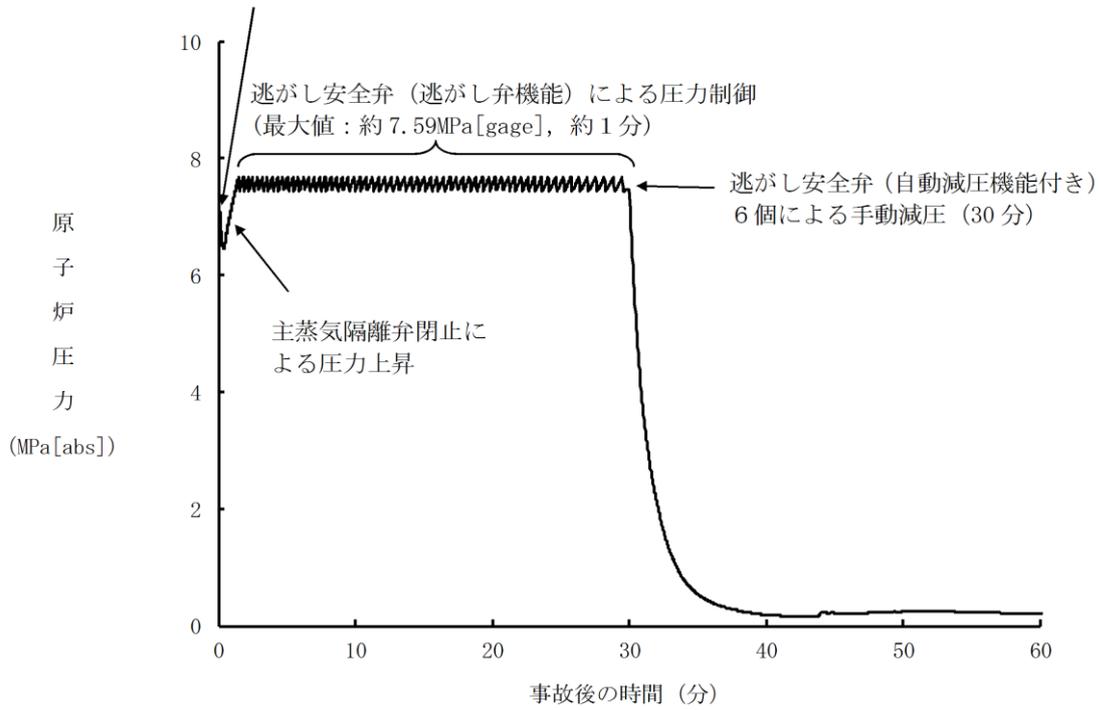
LOCA時注水機能喪失

作業項目	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	1	2	3	4	5	14	15	16	17	20	21	22	23	27	28	29	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 約22秒 原子炉水位低 (レベル2) 約1分 格納容器圧力高13.7MPa[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																						
	通報連絡者	緊急時対策 本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																						
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																						
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 (逃がし弁機能) 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																			解析上考慮せず	
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	—	復水・給水系、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																				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	—	—	—	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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	
輸送貯水槽 (西1/西2) から低圧原子炉代替注水槽への補給	—	—	—	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槽への補給準備 (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槽への補給																				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	(1人) A	—	—	—	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	
	(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	
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	—	格納容器ベント準備 (第2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 (第2弁操作)																				1時間20分	
	—	—	—	(2人) e, f	F C V S排気ラインドレン排出弁閉操作																				40分	
	—	—	—	2人 o, p	放射線防護具準備																				10分	
	—	—	—	—	第1ベントフィルタ出口水素濃度準備																				2時間	
	—	—	—	(2人) c, d	可搬式窒素供給装置準備																				2時間	
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	—	格納容器ベント操作 (第1弁操作)																				10分	
	—	(2人) B, C	—	—	格納容器ベント操作 (第1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																				
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給		2時間30分																			
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。 ※必要に応じてスク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																						

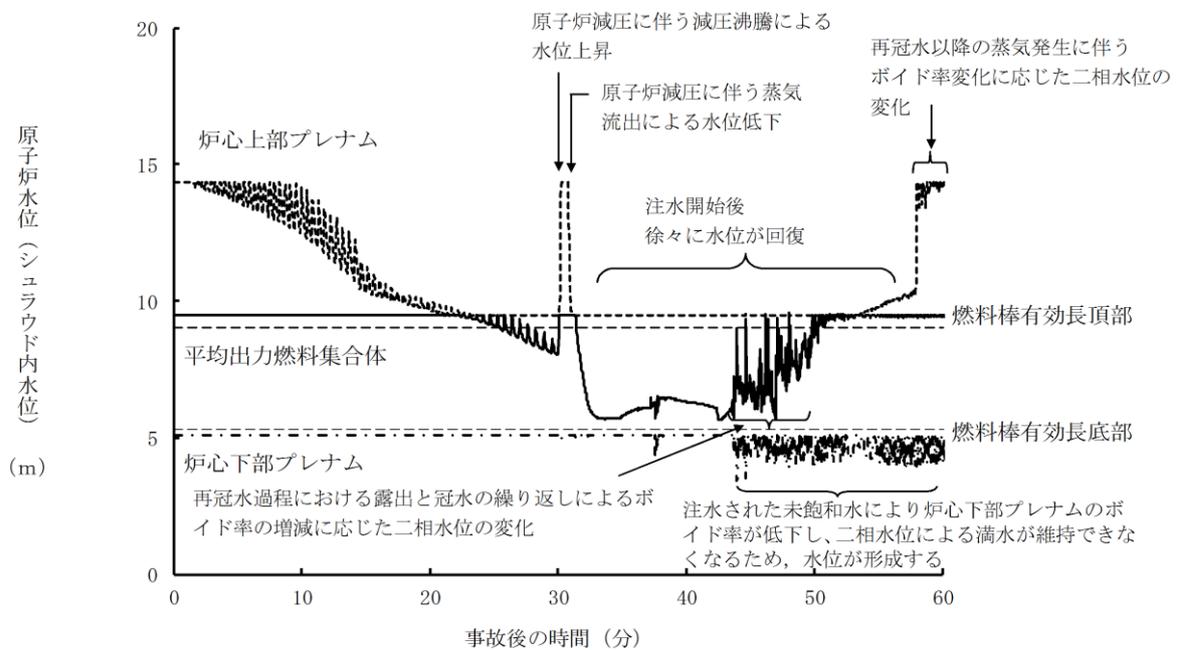
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第2.6.1-3 図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間

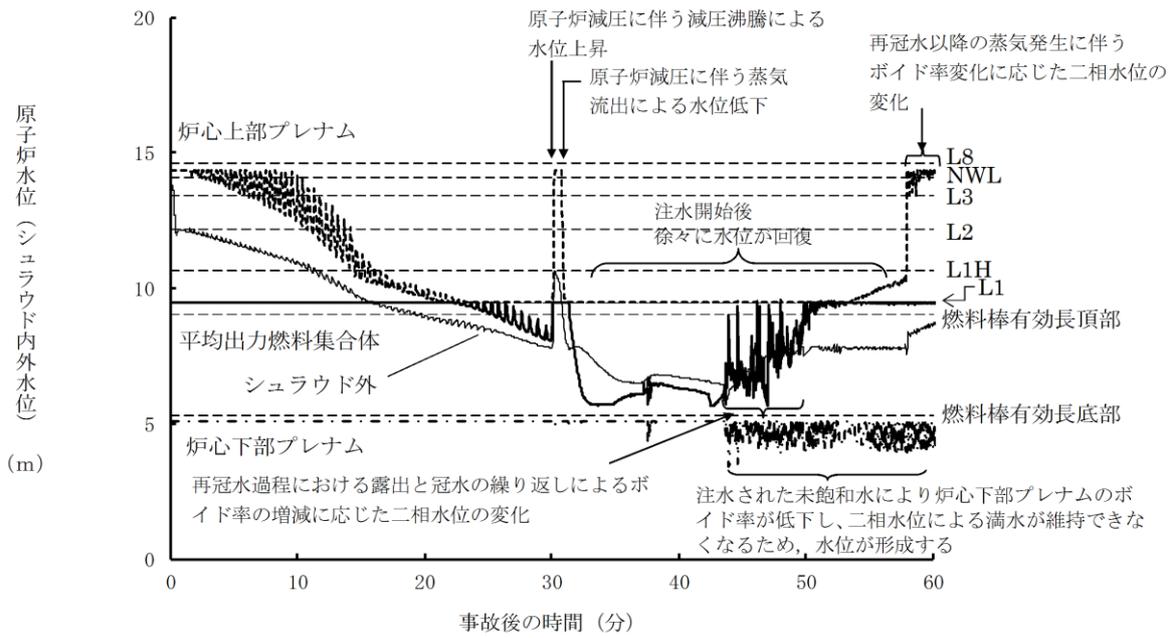
炉内からの蒸気流出による圧力低下



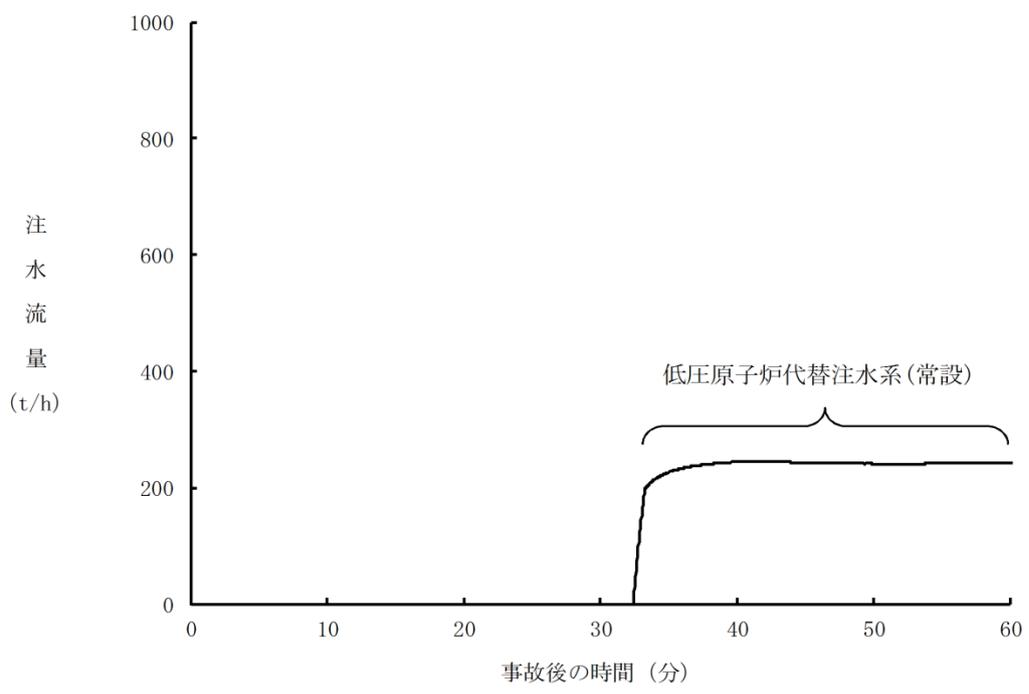
第 2.6.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



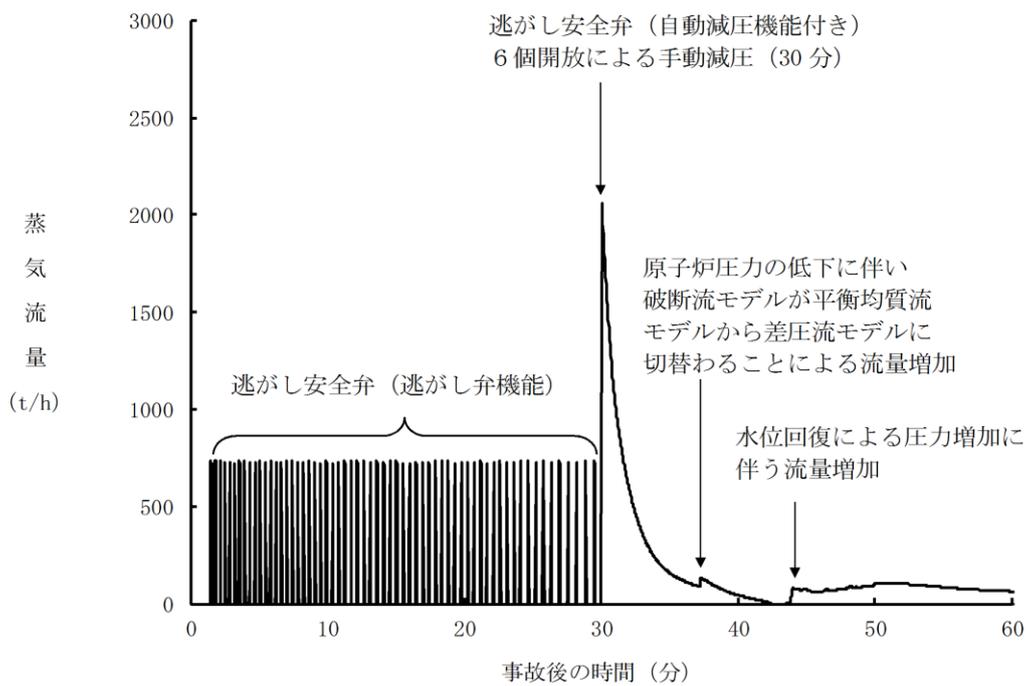
第 2.6.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



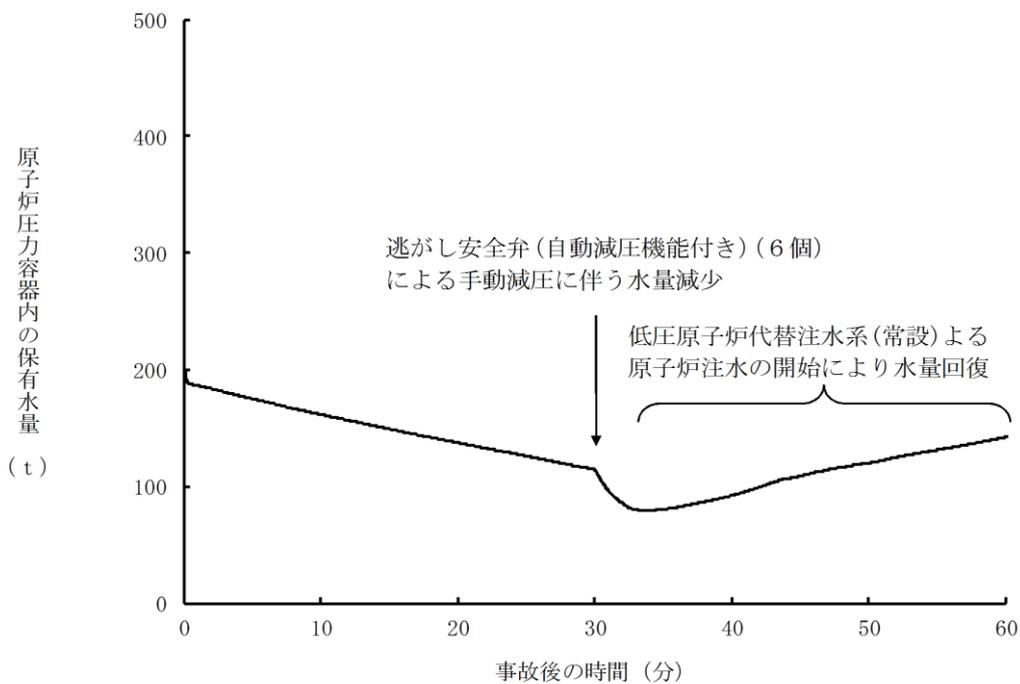
第 2.6.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



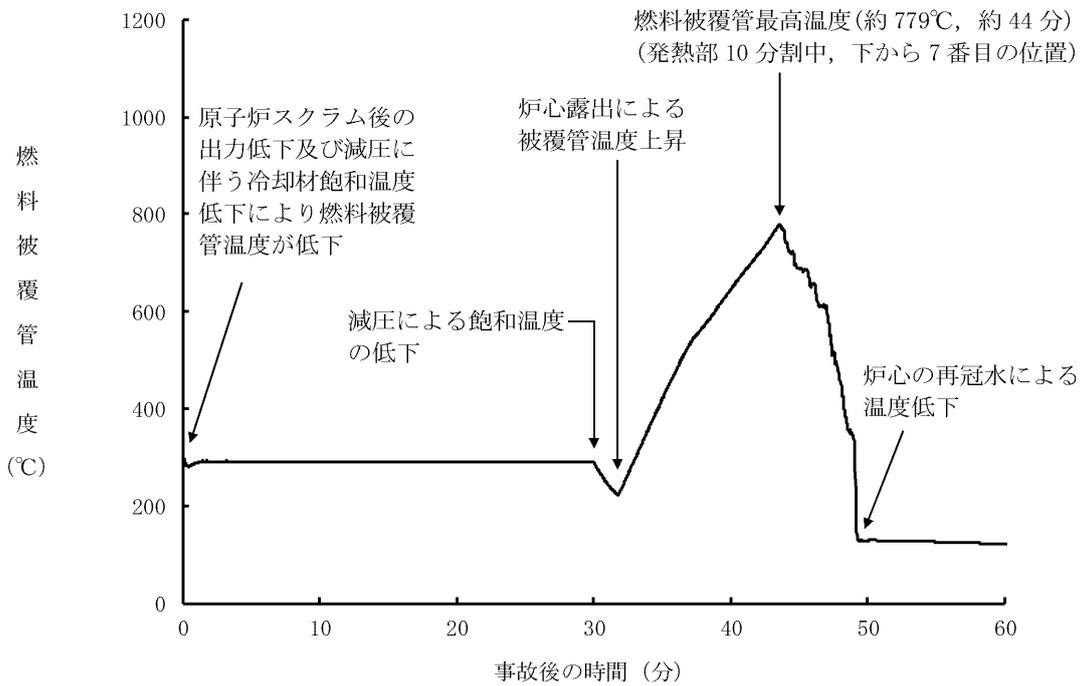
第 2.6.2-1(4) 図 注水流量の推移



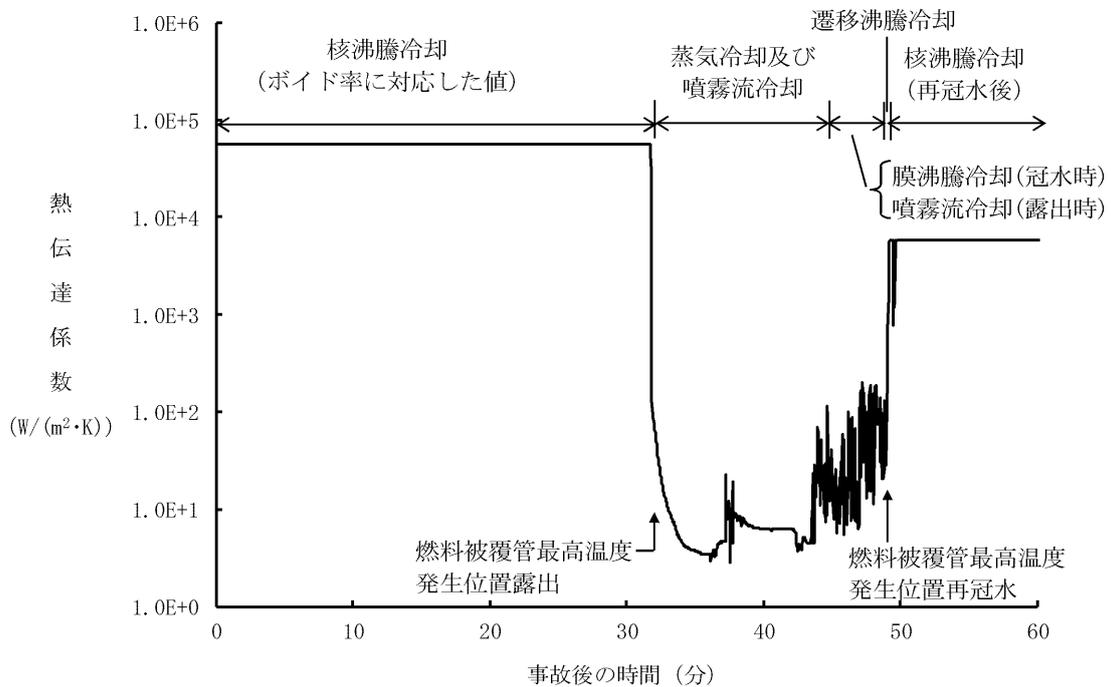
第 2.6.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



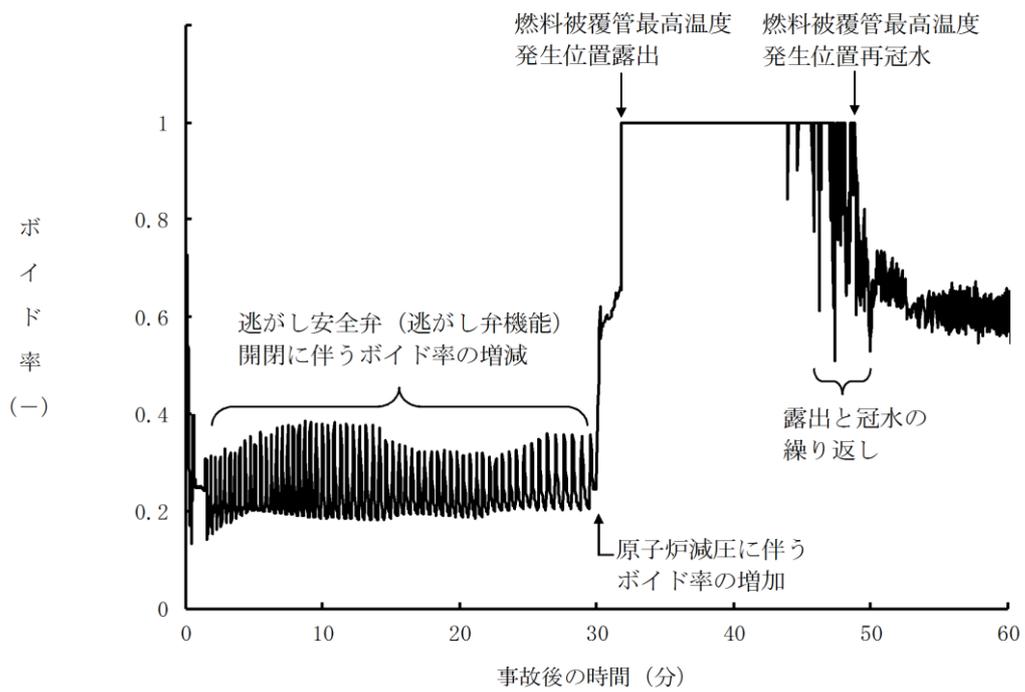
第 2.6.2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



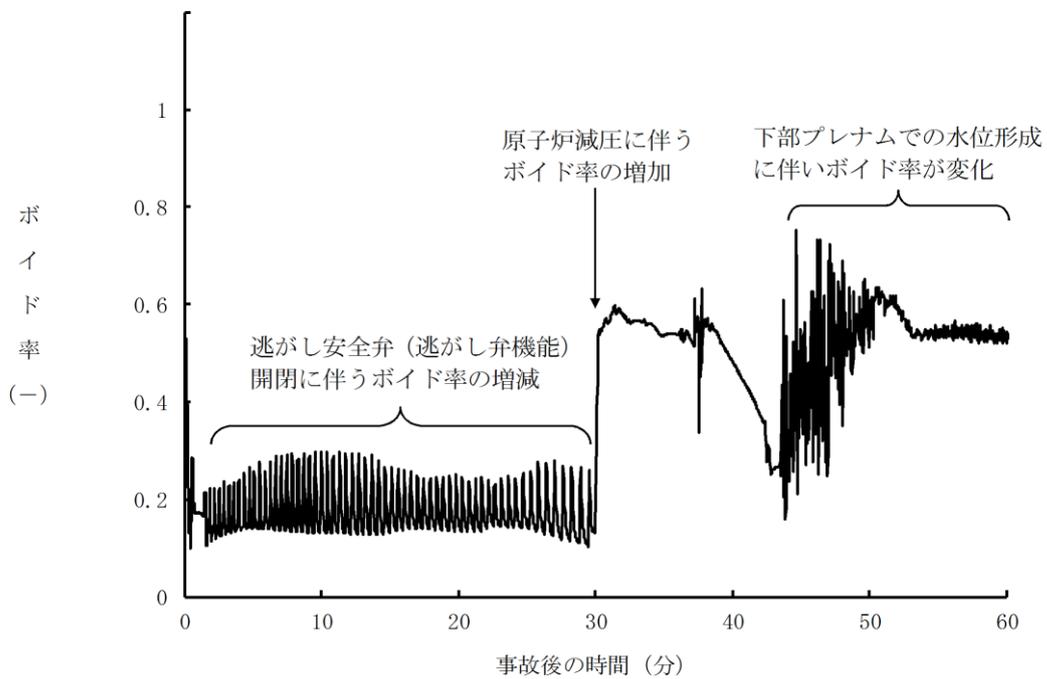
第 2.6.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



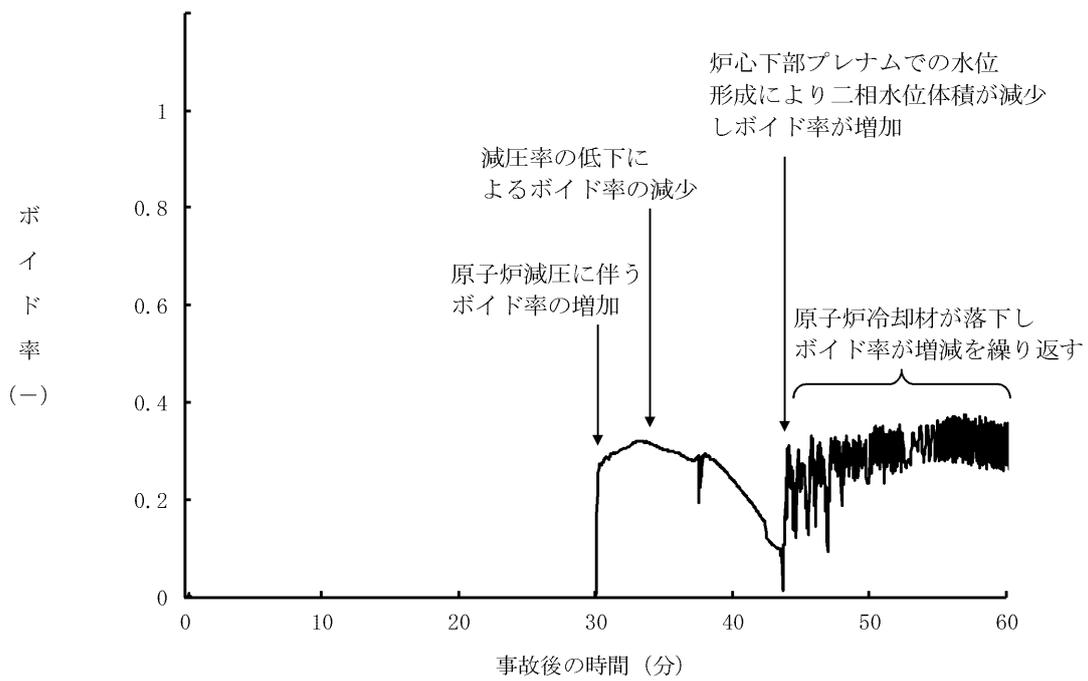
第 2.6.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



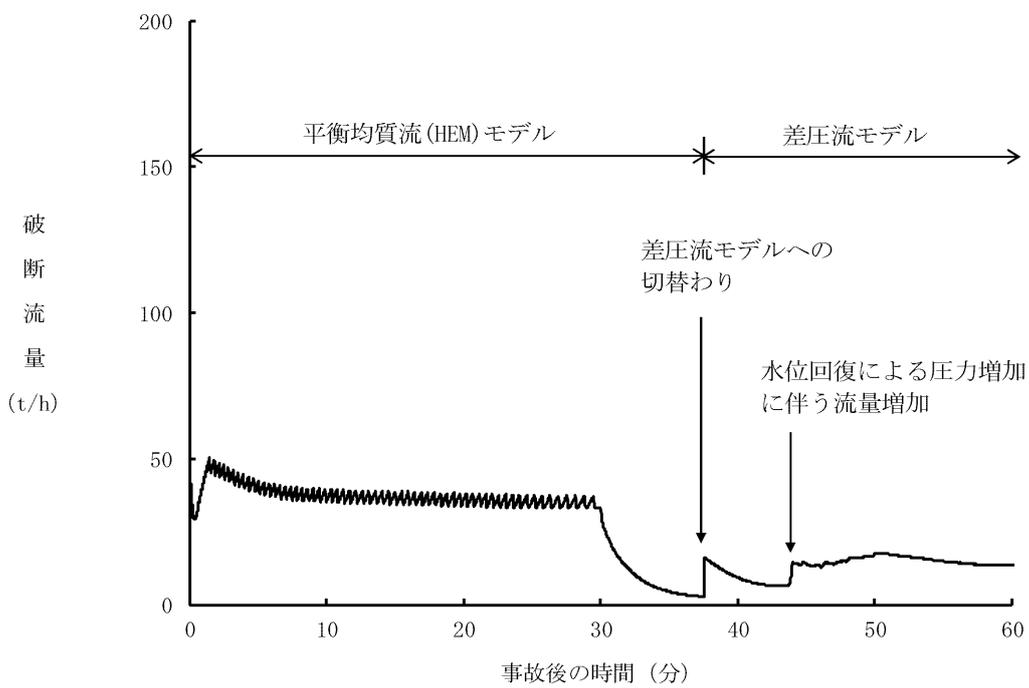
第 2.6.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



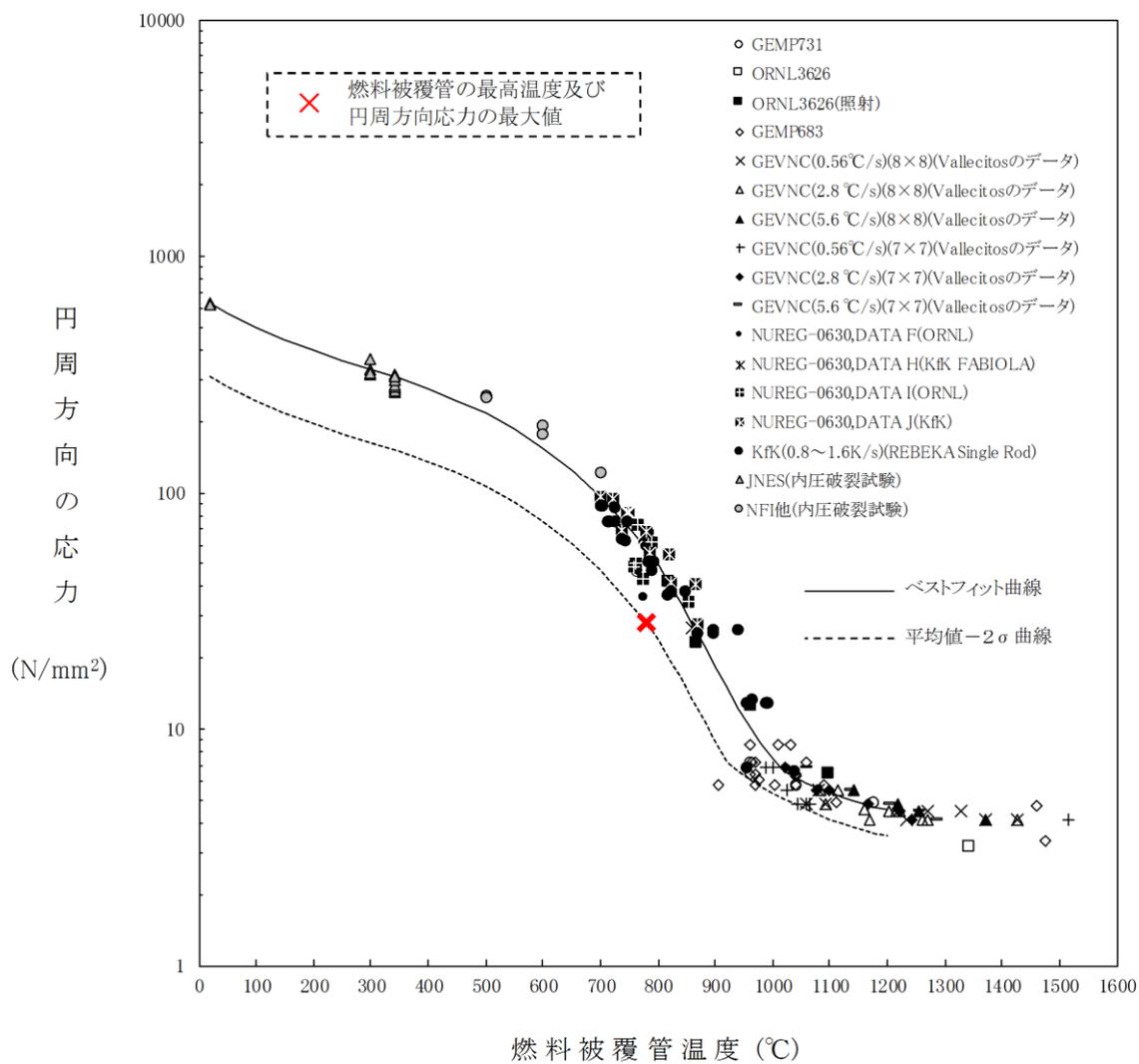
第 2.6.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



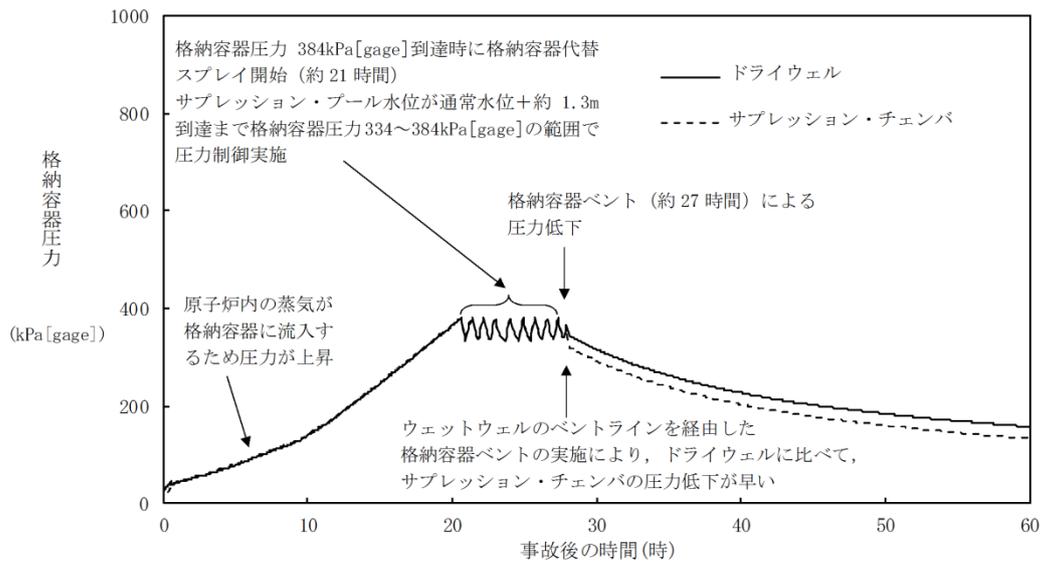
第 2.6.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



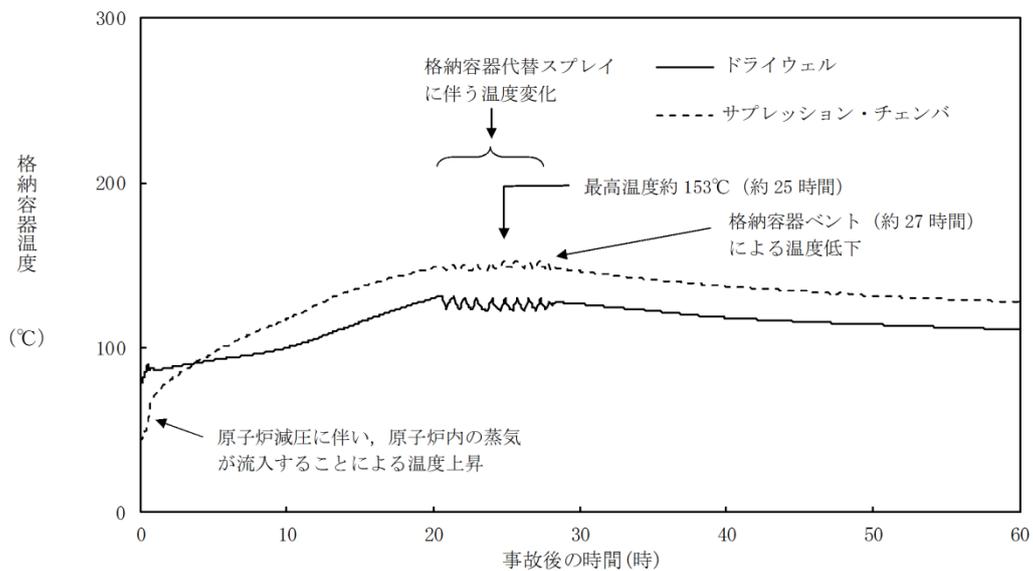
第 2.6.2-1(12) 図 破断流量の推移



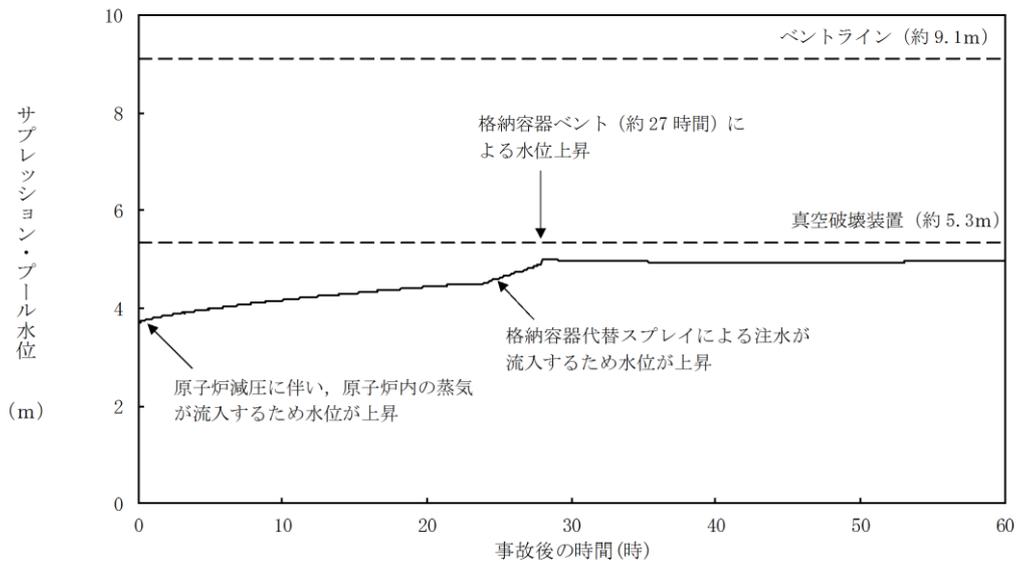
第 2.6.2-1(13) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



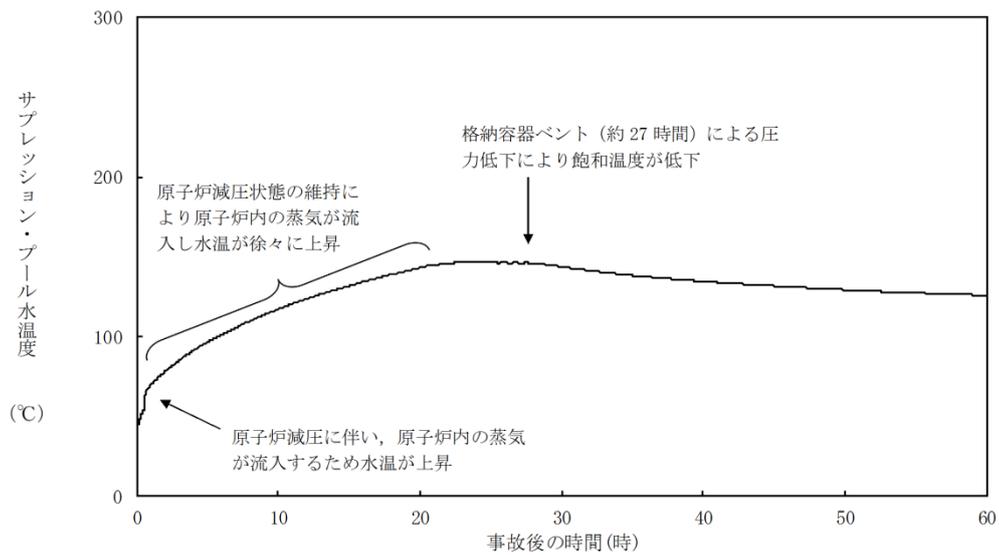
第 2.6.2-1 (14) 図 格納容器圧力の推移



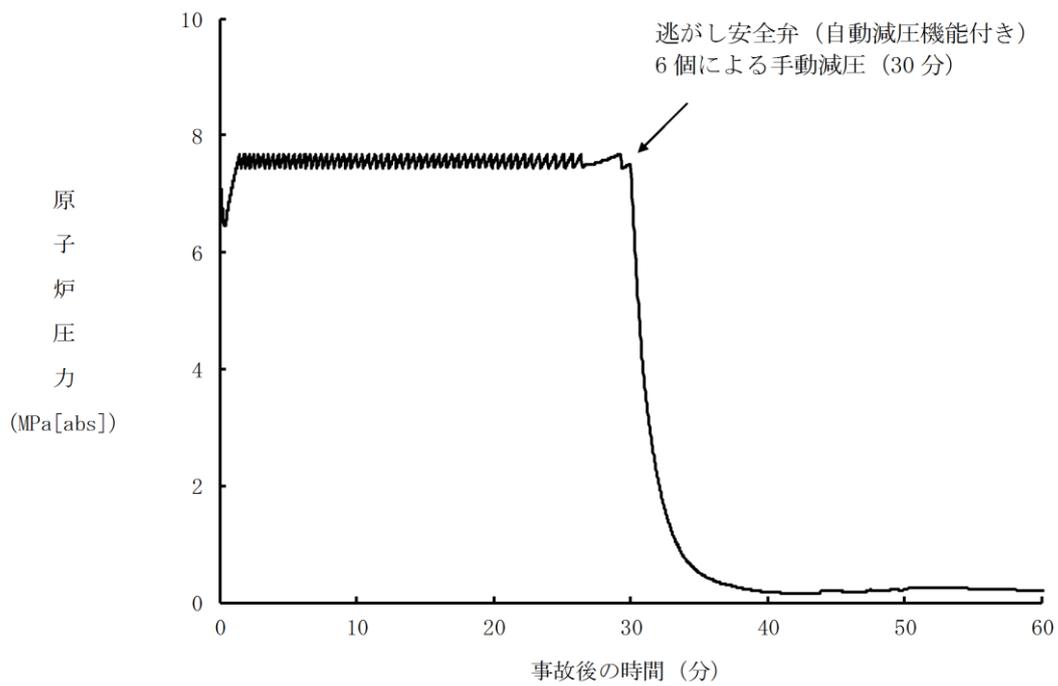
第 2.6.2-1 (15) 図 格納容器温度の推移



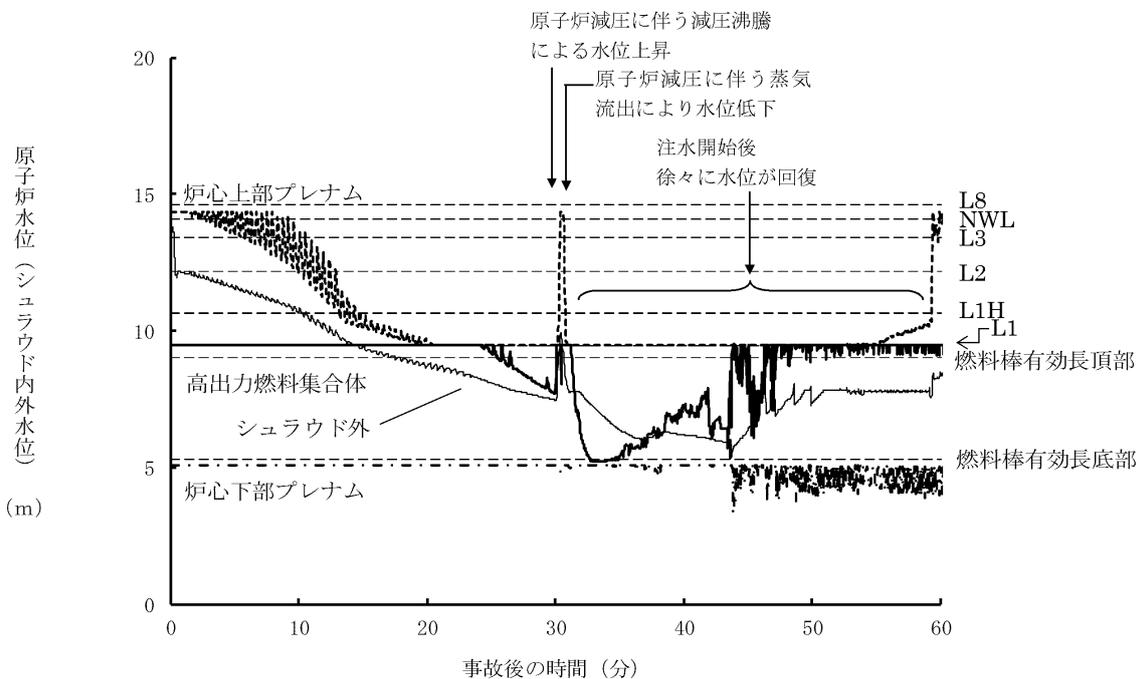
第 2.6.2-1(16) 図 サプレッション・プール水位の推移



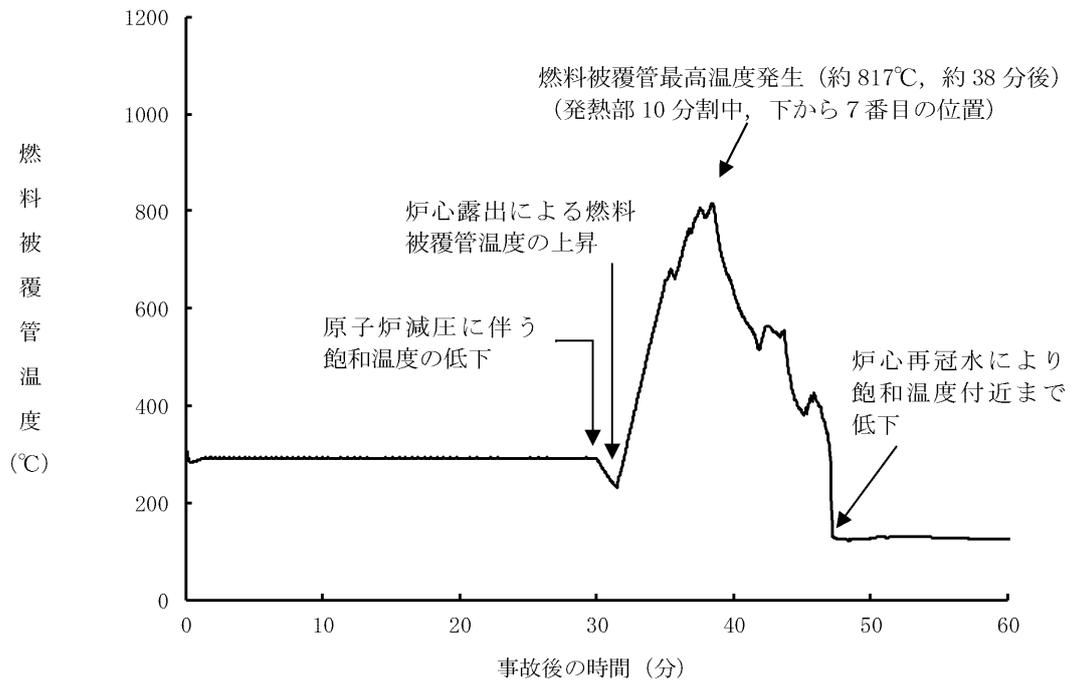
第 2.6.2-1(17) 図 サプレッション・プール水温度の推移



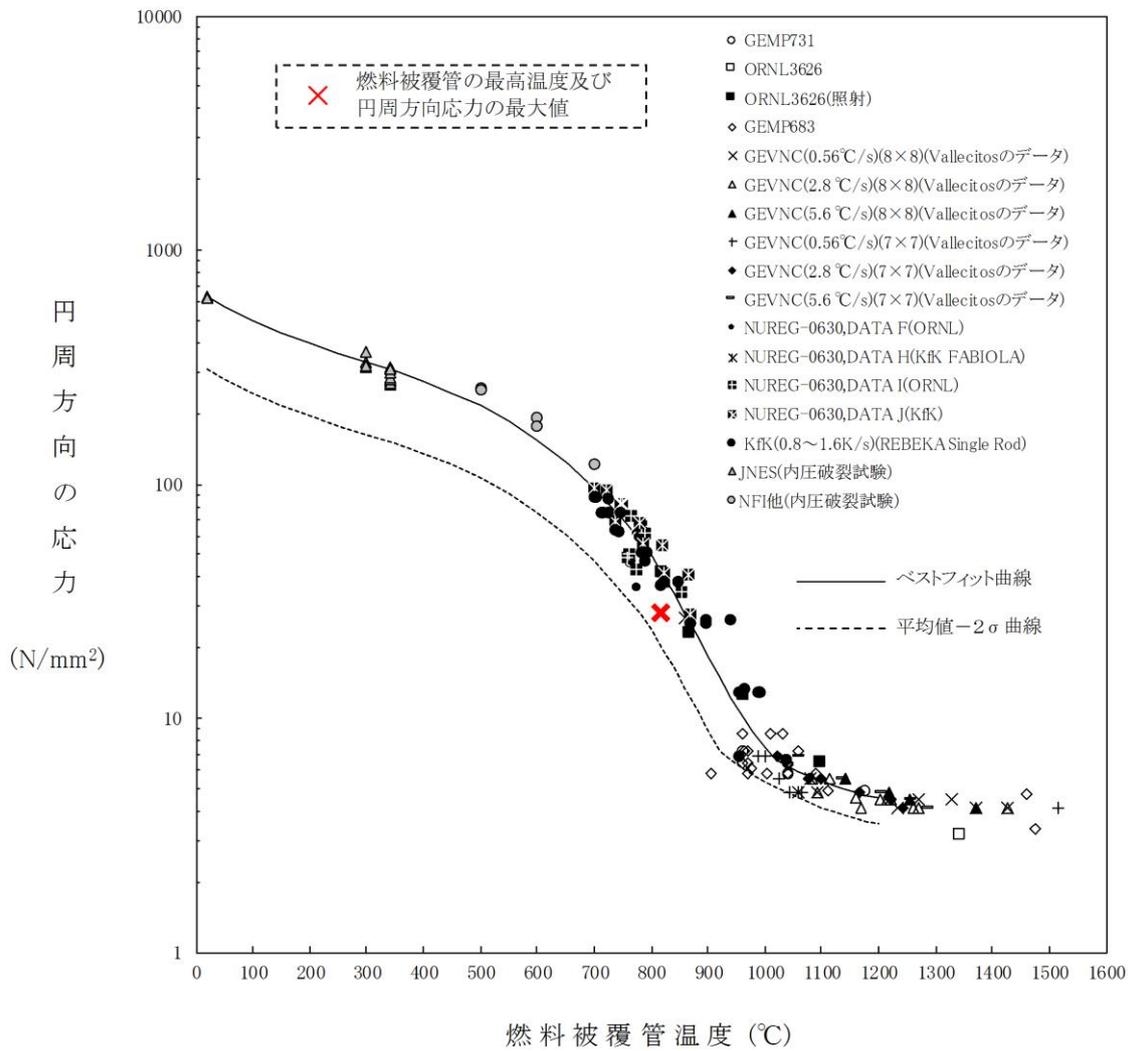
第 2.6.3-1(1) 図 原子炉圧力の推移 (約 4.2cm² の破断)



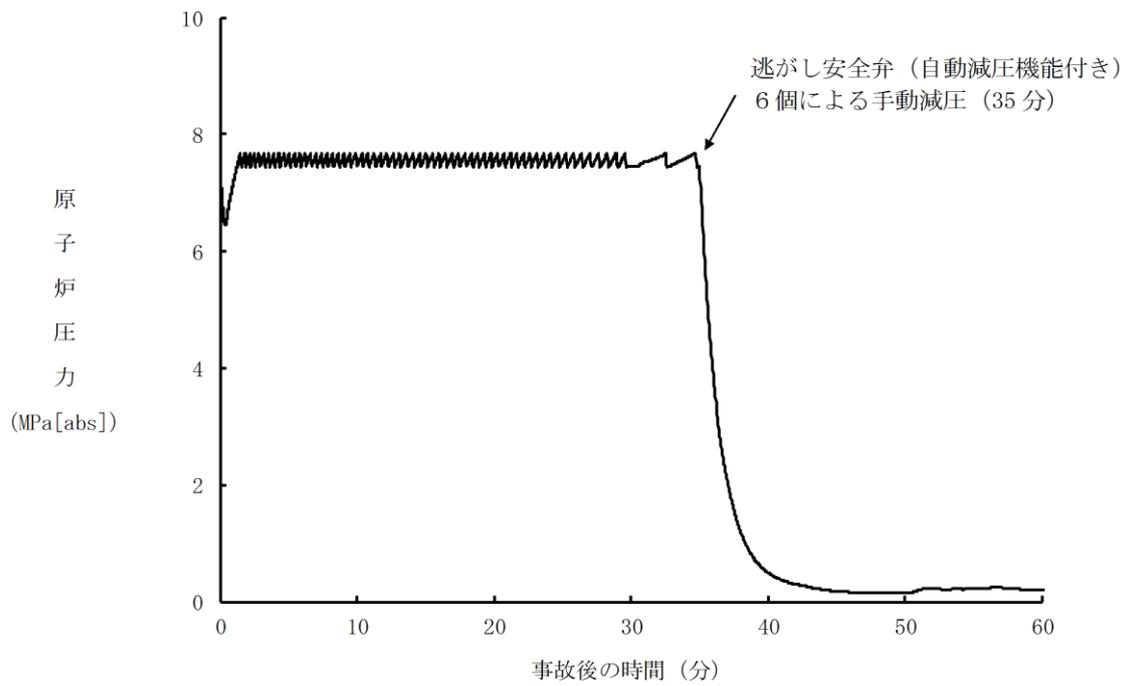
第 2.6.3-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 4.2cm² の破断)



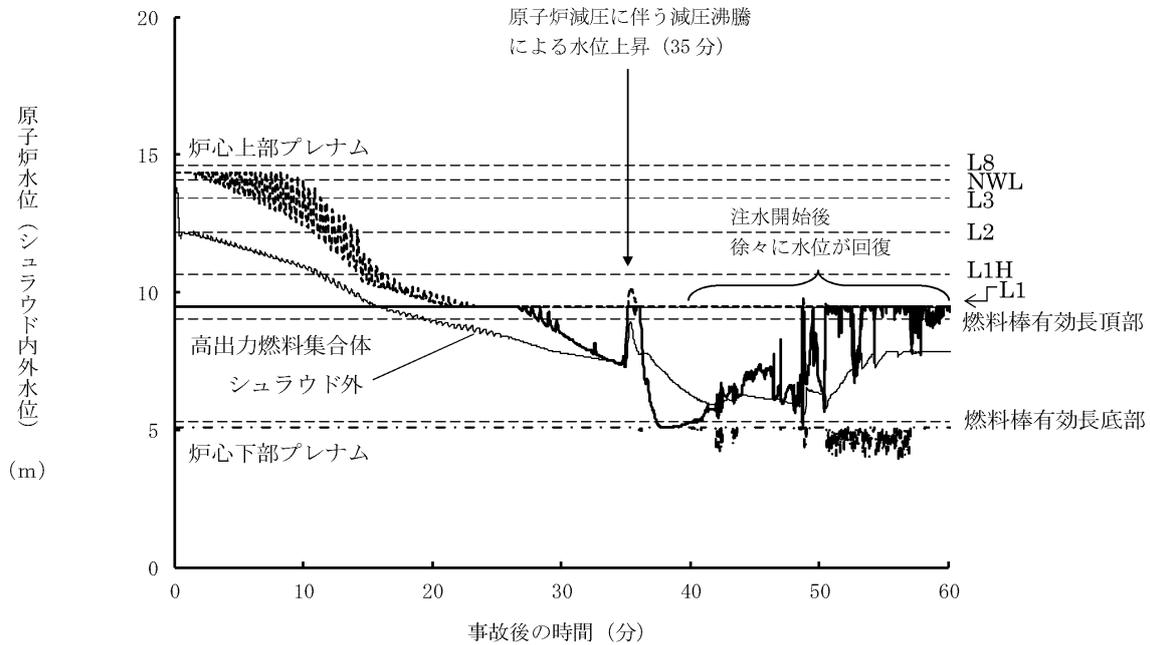
第2.6.3-1(3)図 燃料被覆管温度の推移 (約4.2cm²の破断)



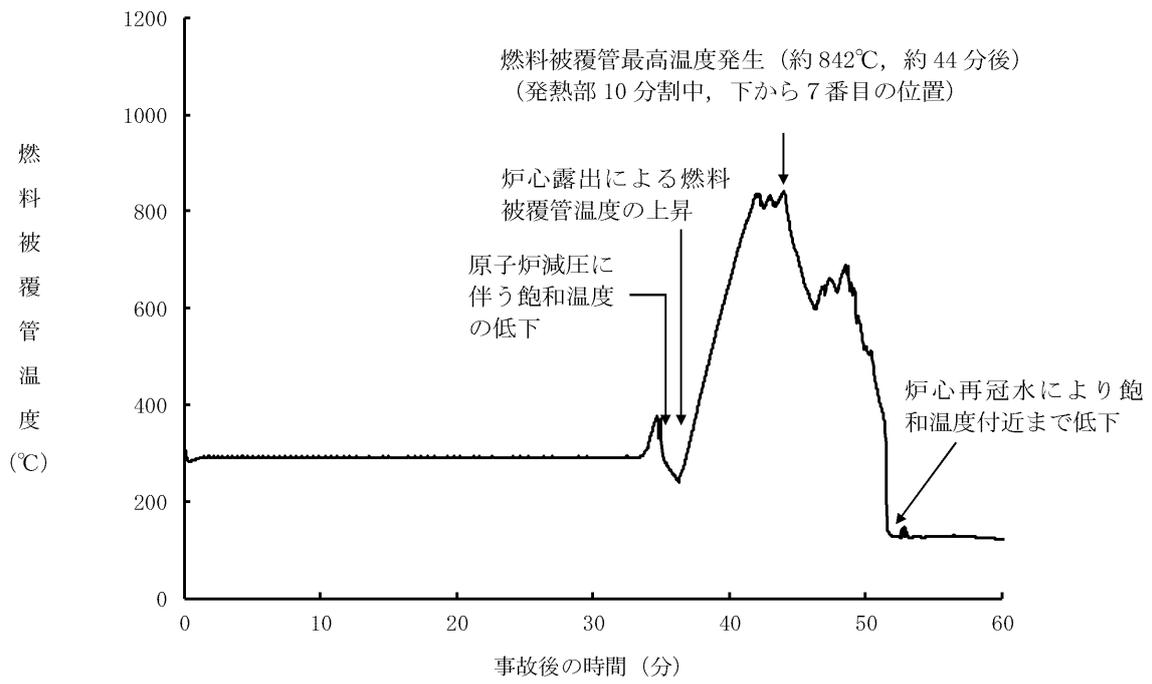
第 2.6.3-1(4) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 4.2cm² の破断)



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 (シユラウド内外水位) 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	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等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	—	平均出力領域計装※
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※	—	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
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、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) ※	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：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(自動減圧機能付き)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 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリー	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。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	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ス流量 サブプレッション・プール水位(SA)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備(設計基準拡張)

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)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

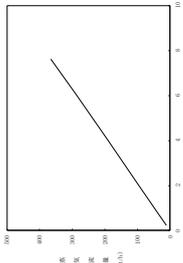
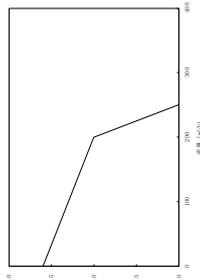
第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

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
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値を設定
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	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常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 kPa [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	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 減圧機能喪失	高圧注水機能として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
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・給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

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	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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)	最大 250m ³ /h 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 
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, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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2.6.2-1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
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 (真空破壊装置下端-0.45m) 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

3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合

3.1.3.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し、残留熱代替除去系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3.1-1(1)図から第 3.1.3.1-1(3)図に、対応手順の概要を第 3.1.3.1-2 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手順の関係を第 3.1.3.1-1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 3.1.3.1-3 図に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、31 名で対処可能である。

- (1) 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認
原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認については、「3.1.2.1 (1) 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認」と同じ。
- (2) 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、「3.1.2.1 (2) 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。
- (3) 炉心損傷確認
炉心損傷確認については、「3.1.2.1 (3) 炉心損傷確認」と同じ。
- (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、「3.1.2.1 (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。
- (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については、「3.1.2.1 (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。
- (6) 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
原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気を冷

却するため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。ドライウエル温度（S A）を用いて格納容器温度が約 190℃超過を確認した場合又はドライウエル圧力（S A）等を用いて格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達を確認した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 640kPa[gage]到達によって開始した場合、格納容器圧力が 588kPa[gage]以下となった時点で停止する。

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。

格納容器スプレイを継続することによりサブプレッション・プール水位が上昇するため、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、中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイの停止を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位（S A）である。

(7) 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、第 2 弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また、F C V S 排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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、第 1 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。

サブプレッション・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、サブプレッション・プール水位（S A）である。

以降、損傷炉心の冷却は、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。

3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（炉心水位）・対向流、原子炉圧力容器における E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内 F P 挙動、原子炉格納容器における格納

容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P挙動が重要事象となる。

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

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

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.3.2-1表に示す。また，主要な解析条件について，本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し，かつ，原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として，再循環配管（出口ノズル）とする。

（添付資料 1.5.2）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお，残留熱代替除去系は使用しないものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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

(d) 水素ガスの発生

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。

- (d) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水
最大 250m³/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。
- (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
格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120 m³/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、第 1 弁の中央制御室からの遠隔操作による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) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 30 分後から開始する。原子炉への注水量は、注水開始後 30 分までは最大流量とし、その後は炉心を冠水維持するように注水する。
- (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、格納容器圧力が最高使用圧力 427kPa[gage]の 1.5 倍である 640kPa[gage]に到達した場合に開始し、640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）する。なお、サブプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した以降は格納容器スプレイを停止する。
- (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、サブプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達から 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量の評価）の条件

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

b. 格納容器フィルタベント系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出^{*1}され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器フィルタベント系に至るものとする。

格納容器フィルタベント系に到達した核分裂生成物は、格納容器フィルタベント系内のフィルタによって除去された後、格納容器フィルタベント系排気管から放出される。

※ 1 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シナリオにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。

- c. 格納容器フィルタベント系を用いた場合のCs-137放出量は、以下の式で計算される。

$$C_{s-137} \text{の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1 / DF)$$

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

- f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウム放出割合
 f_{CsI} : 原子炉格納容器からのCsIの放出割合 (MAAPコードでの評価値)
 f_{CsOH} : 原子炉格納容器からのCsOHの放出割合 (MAAPコードでの評価値)
 M_I : よう素の初期重量 (kg)
 M_{Cs} : セシウムの初期重量 (kg)
 W_I : よう素の分子量 (kg/kmol)
 W_{Cs} : セシウムの分子量 (kg/kmol)
 Bq_{Cs-137} : Cs-137の炉内内蔵量 (Bq)
 DF : 格納容器フィルタベント系の除染係数

- d. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレーやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。
- e. 格納容器フィルタベント系を介して大気中へ放出されるCs-137の放出量評価条件は以下のとおりとする。
- 格納容器内から原子炉建物への漏えいはないものとする。
 - 格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。
- f. 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。
漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。
- 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 ($DF=10$) を考慮する。
 - 原子炉建物から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積るため、非常用ガス処理系により原子炉建物原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率1回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系ガス処理装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。
非常用ガス処理系は、事象発生後60分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後10分間で設計負圧が達成されることを想定する。
 - 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位），注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.2-1(1) 図から第 3.1.3.2-1(3) 図に，燃料最高温度の推移を第 3.1.3.2-1(4) 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 3.1.3.2-1(5) 図から第 3.1.3.2-1(8) 図に示す。

a. 事象進展

大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急速に低下する。

水位低下により炉心は露出し，事象発生から約 5 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し，炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し，また，事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，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ことによって，原子炉圧力容器破損に至ることなく，原子炉水位は回復し，炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器スプレイを間欠的に実施することによって，格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイを停止後，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，格納容器圧力及び温度を低下させる。

格納容器圧力及び温度は，格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱実施後，徐々に低下する。

なお，格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，約 4.9m であり，真空破壊装置（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，真空破壊装置の健全性は維持される。

(添付資料3.1.2.1)

b. 評価項目等

格納容器圧力は，第 3.1.3.2-1(5) 図に示すとおり，原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが，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サプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m に到達し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した場合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の最大値は約 659kPa[gage]となり，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。なお，原子炉格納容器圧力が最大となる事象発生約 32 時間後において，水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは，原子炉格納容器の非凝縮性ガスに占める割合の 2%

以下であるため、その影響は無視し得る程度である。

格納容器温度は、第3.1.3.2-1(6)図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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、格納容器雰囲気温度の最大値は約197℃、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約181℃となり、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。

サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約 2.1×10^{-3} TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約3.4TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約1.4TBq（7日間）となる。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエルから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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約4.8TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、サプレッション・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総放出量は、約 4.0×10^{-3} TBq（30日間）及び約 6.5×10^{-3} TBq（100日間）である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約5.3TBq（30日間）及び約5.4TBq（100日間）である。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエル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Cs-137の放出量を加えた場合でも、約6.8TBq（30日間）及び約6.9TBq（100日間）であり、100TBqを下回る。

（添付資料3.1.3.3, 3.1.3.4）

第3.1.3.2-1(1)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、第3.1.3.2-1(5)図に示すとおり、約32時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で、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し、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。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。

（添付資料3.1.3.5）

3.1.3.3 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余裕を評価するものとする。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（残留熱代替除去系を使用しない場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム - 水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。

また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象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、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

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCOR A実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム - 水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員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、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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(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(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCove実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FP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3.1.3.6)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が

保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E Rの評価結果との差異は小さい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、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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おり、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはT M I事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内F P挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはP H E B U S - F P実験解析により原子炉圧力容器内へのF P放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。P H E B U S - F P実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはA B C O V E実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのC s - 137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器フィルタベント系によるC s - 137の総放出量は、評価項目(100TBqを下回っていること)に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 2.1×10^{-3} TBq(7日間)、ドライウェルのベントラインを経由した場合は約3.4TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。

(添付資料3.1.3.6)

(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3.1.3.2-1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、その最確条件は炉心平均燃焼度約 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、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（格納容器スプレイを格納容器圧力が 640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）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、解析条件の不確かさとして、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は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C A を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。

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を制御するが、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3.1.3.6, 3.1.2.7）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対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イ及び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、解析条件の不確かさとして、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は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C A を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 L O C A の場合と同程度であり、第 3.1.2.3-1(1) 図及び第 3.1.2.3-1(2) 図に示すとおり、格納容器圧力は 853kPa[gage]、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料3.1.3.6, 3.1.2.7）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から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、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について、早期の電源回復不可の判断、常設代替交流電源設備の起動、受電操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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640kPa[gage]に到達した時点を設定している。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640kPa[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、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32時間後である。また、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が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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。

（添付資料3.1.3.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について、実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから、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、格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達時となり、実態の操作開始時間は解析上の設定時間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ため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.1.3.6)

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、第 3.1.3.3-(1) 図から第 3.1.3.3-(3) 図に示すとおり、事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時における Cs 放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量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 27 時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器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 32 時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料3.1.3.6, 3.1.3.7, 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。

3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（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 3,200m³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 1 / 西 2）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 1 / 西 2）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 3.1.3.9）

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最大負荷で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。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について、7 日間の運転継続が可能である。

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。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 64m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 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、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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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 3.1.3.10)

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2,091kW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 3.1.3.11)

3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する原子炉格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）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。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し、格納容器フィルタベント系を使用する場合の有効性評価を行った。

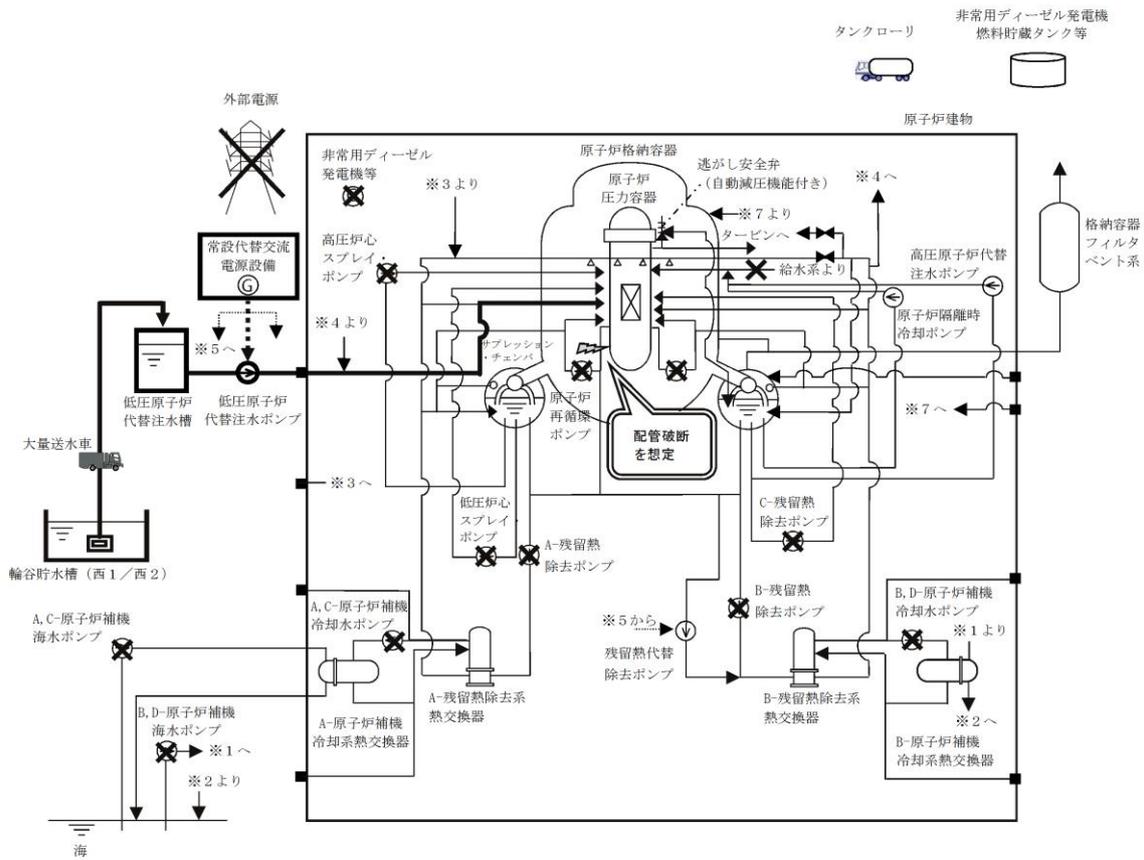
上記の場合においても、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

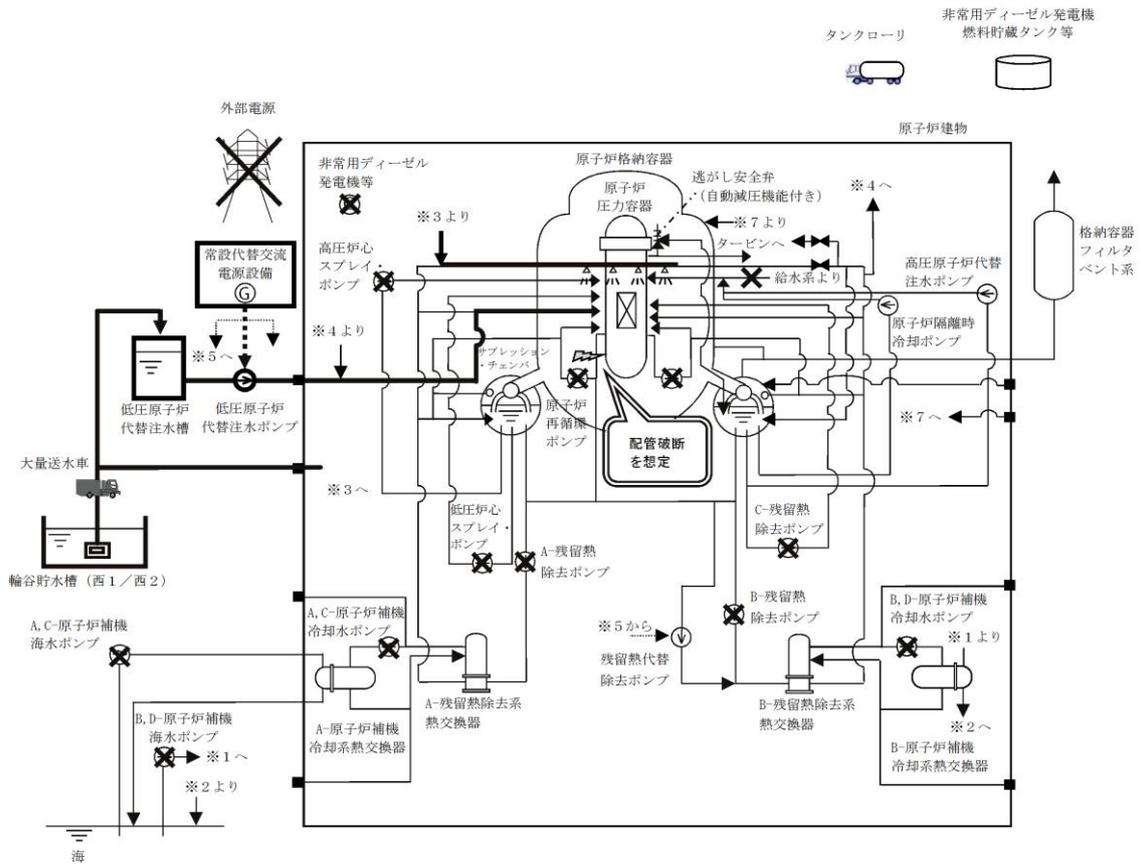
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

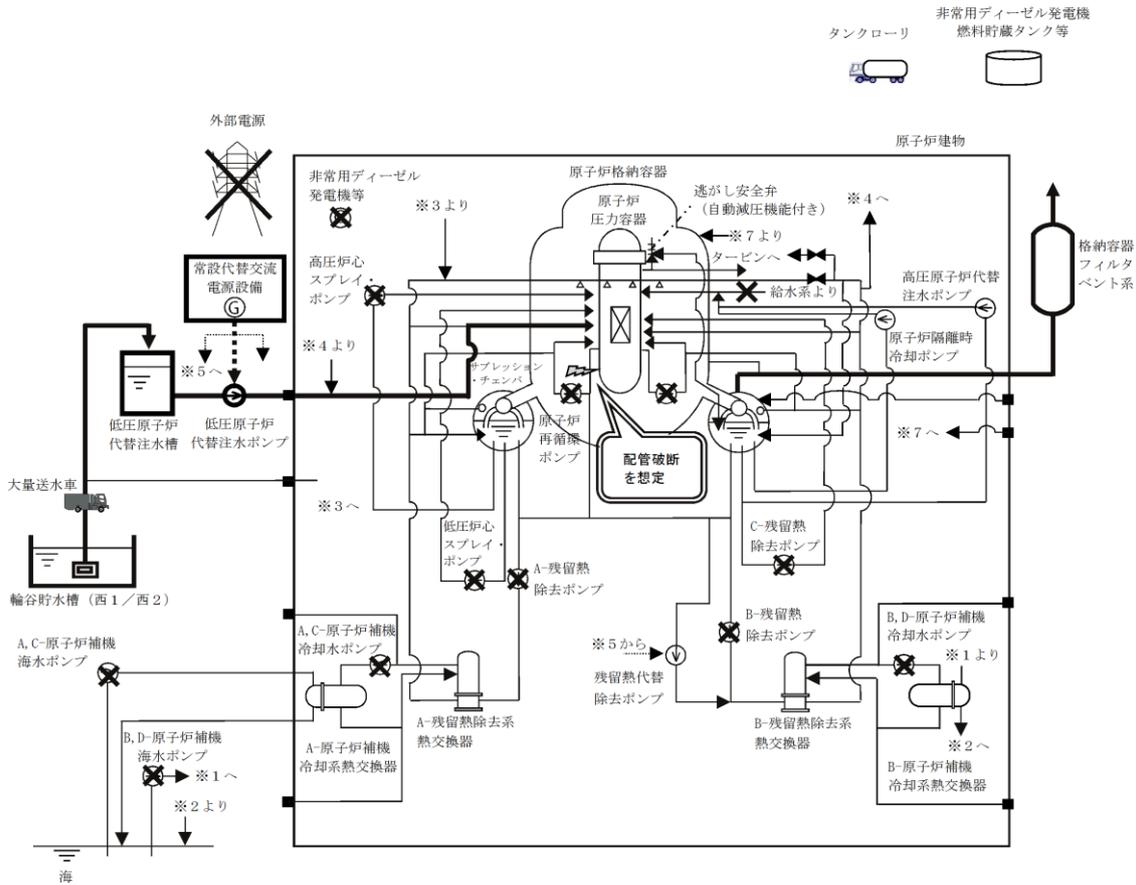
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。



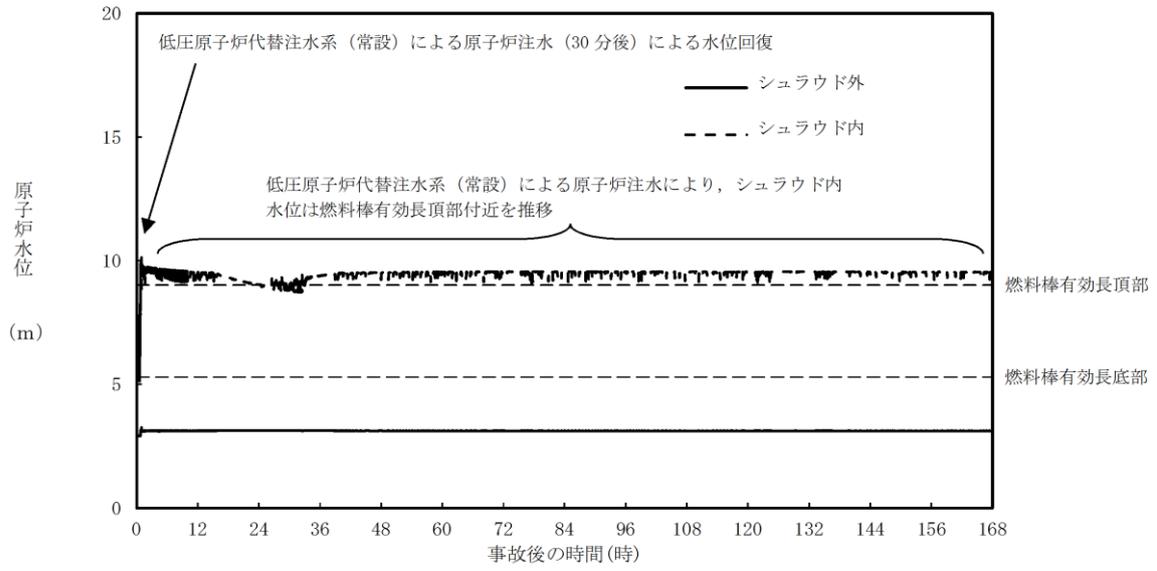
第 3. 1. 3. 1-1(1) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷
 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)
 (原子炉注水)



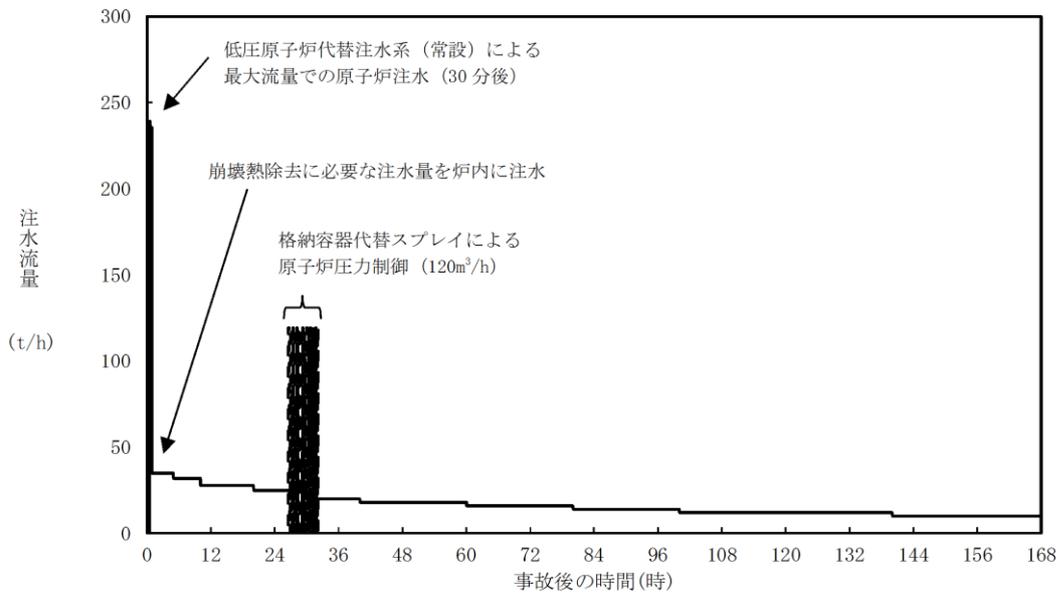
第 3.1.3.1-1(2)図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷
 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



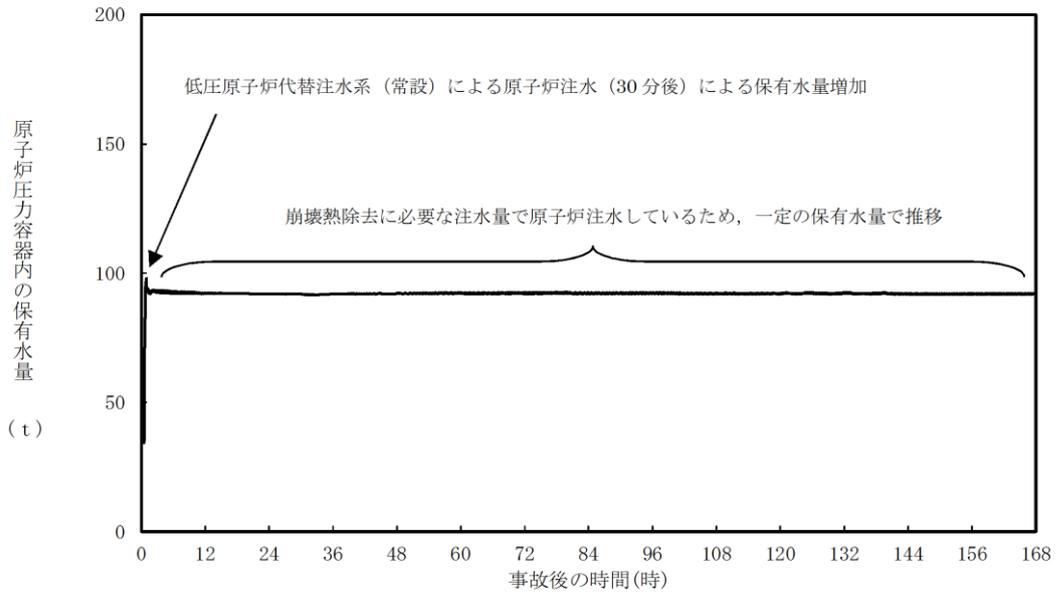
第 3. 1. 3. 1-1 (3) 図 「雰围気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



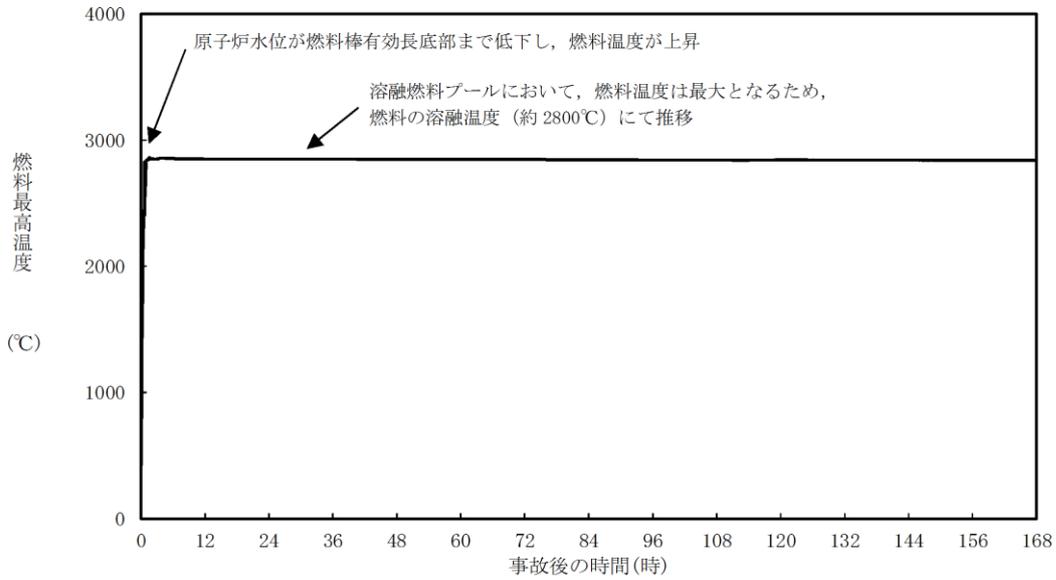
第 3. 1. 3. 2-1(1) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



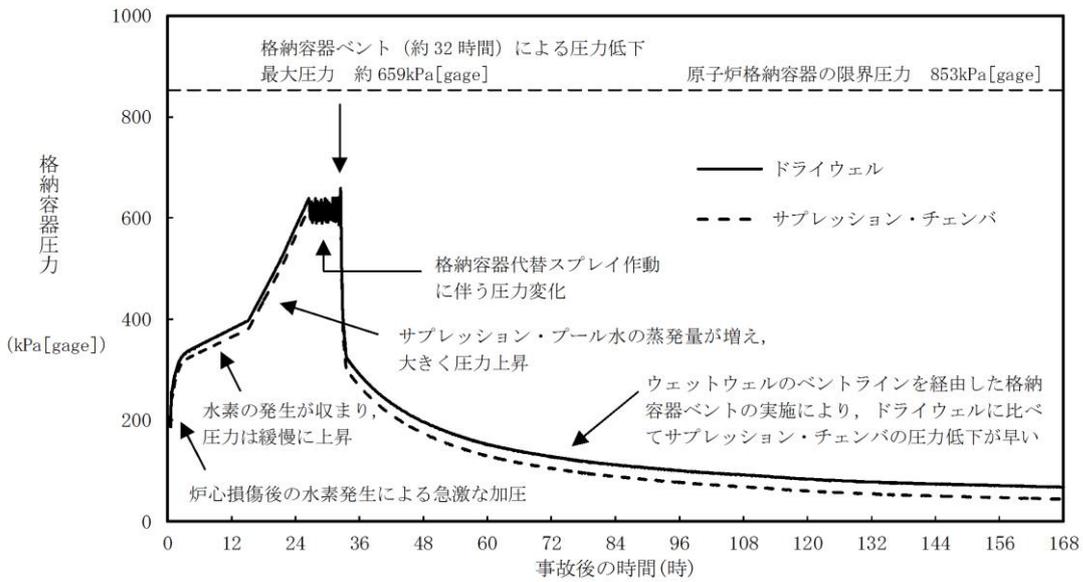
第 3. 1. 3. 2-1(2) 図 注水流量の推移



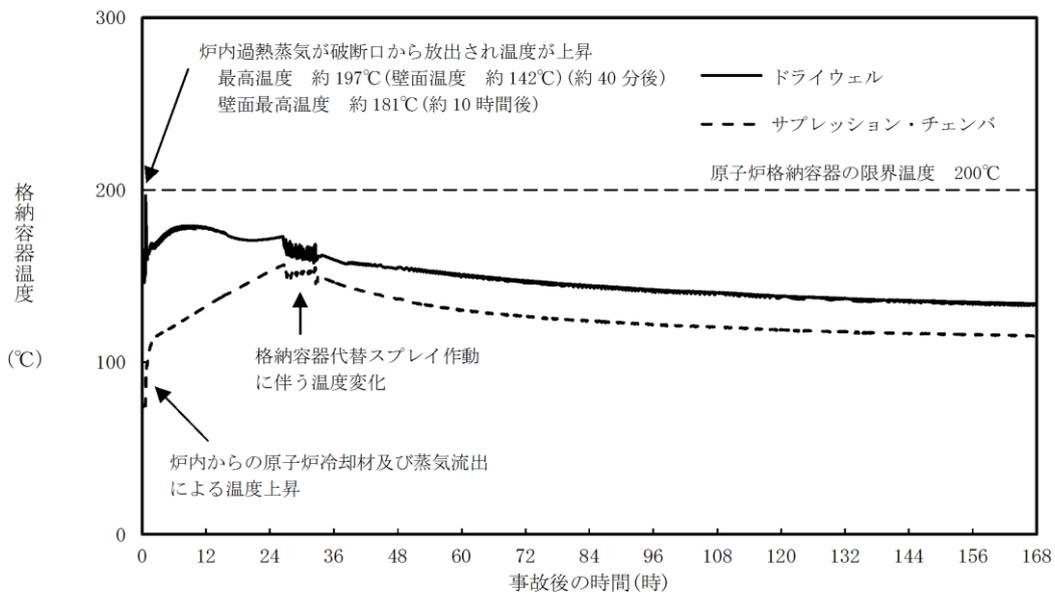
第 3. 1. 3. 2-1 (3) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



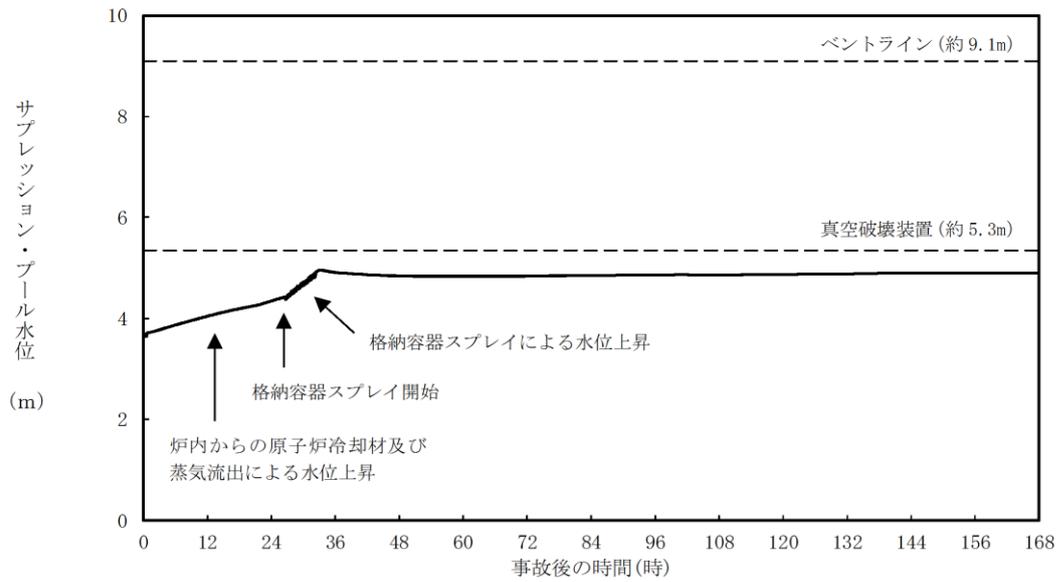
第 3. 1. 3. 2-1 (4) 図 燃料最高温度の推移



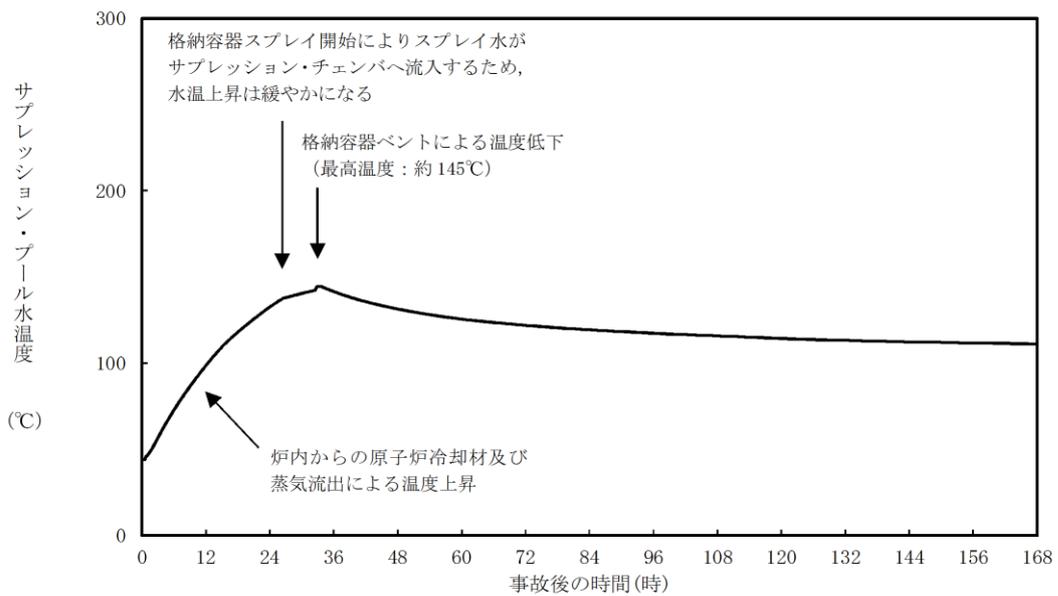
第 3. 1. 3. 2-1 (5) 図 格納容器圧力の推移



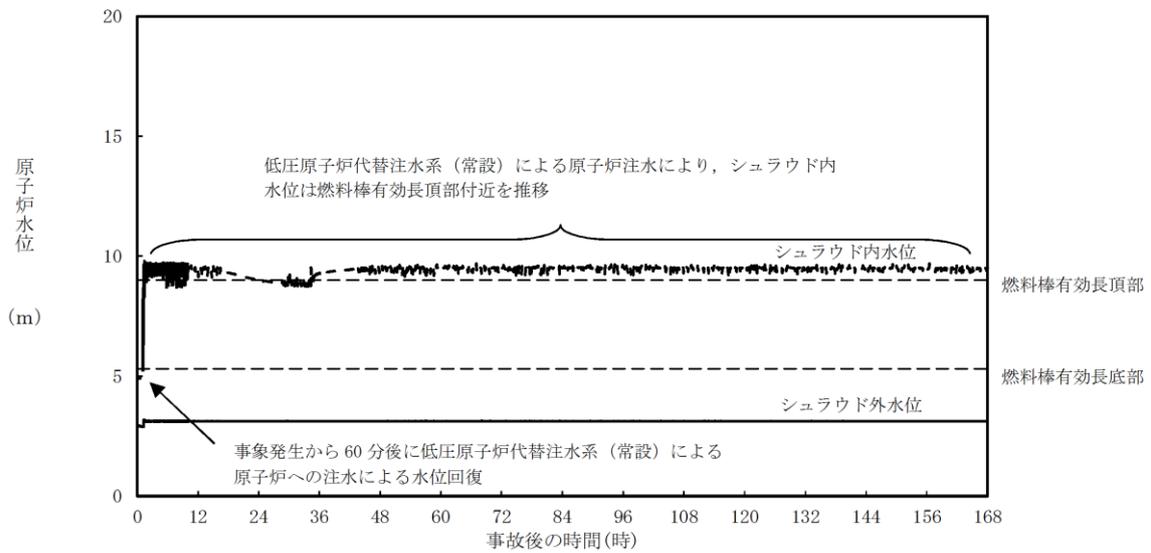
第 3. 1. 3. 2-1 (6) 図 格納容器温度の推移



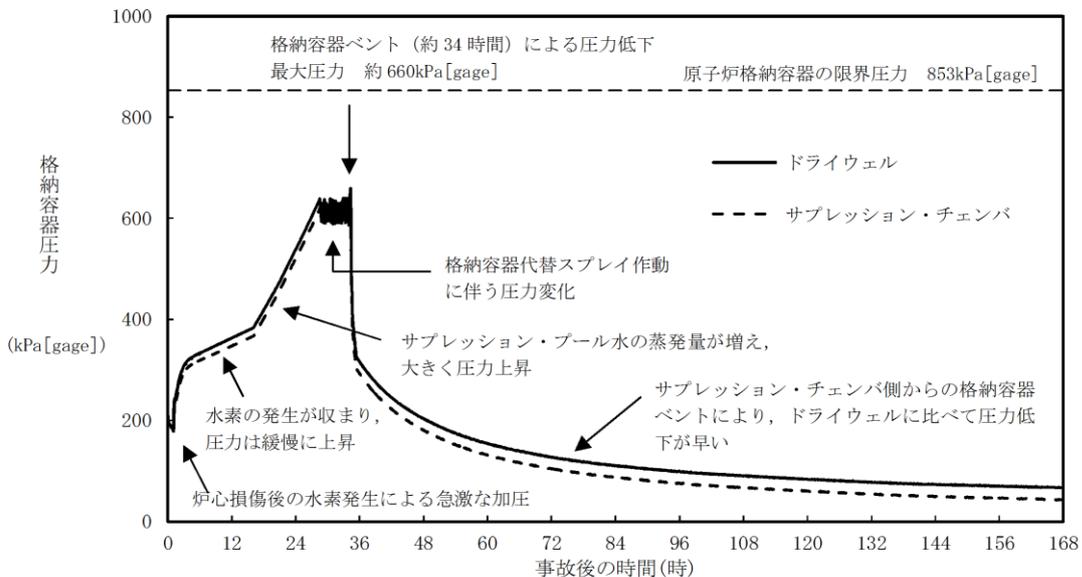
第 3. 1. 3. 2-1 (7) 図 サプレッション・プール水位の推移



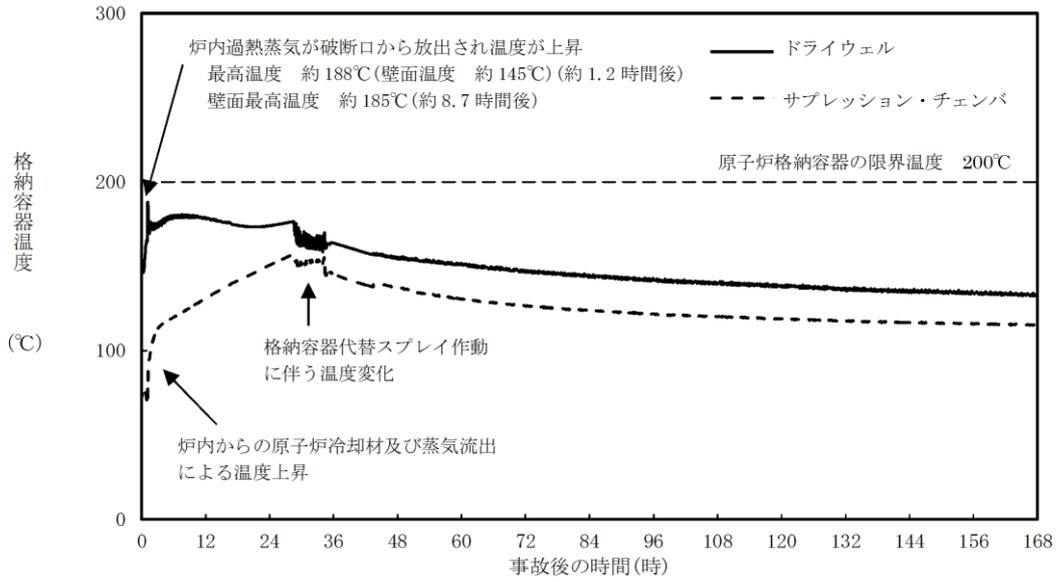
第 3. 1. 3. 2-1 (8) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 3. 1. 3. 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水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3. 1. 3. 3-1 (2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移



第 3. 1. 3. 3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

第 3.1.3.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V系蓄電池*	—
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	B-115V系蓄電池* S A用 115V系蓄電池	—
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに、すべ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。 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、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、低圧原子炉代替注水系 (常設) 及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	—	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 3. 1. 3. 1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (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
炉心損傷確認	大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	B-115V 系蓄電池*	-	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 (サプレッション・チェンバ) *
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、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。 ドライウエル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位 L O まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 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 (S A) 原子炉圧力* 原子炉水位 (S A) 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 ドライウエル温度 (S A)
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備	-	格納容器水素濃度 (S A) 格納容器酸素濃度 (S A)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 3.1.3.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について
 （残留熱代替除去系を使用しない場合）（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
格納容器代替スプレイト系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃ 超過を確認した場合又は格納容器圧力が 640kPa [gage] 到達を確認した場合、格納容器代替スプレイト系（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 588kPa [gage] まで降下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合は、格納容器代替スプレイト系（可搬型）による格納容器スプレイトを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 大量送水車 タンクローリ	ドライウエル温度 (SA) ドライウエル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 格納容器代替スプレイト流量 サプレッション・プール水位 (SA)
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) 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)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (1/4)

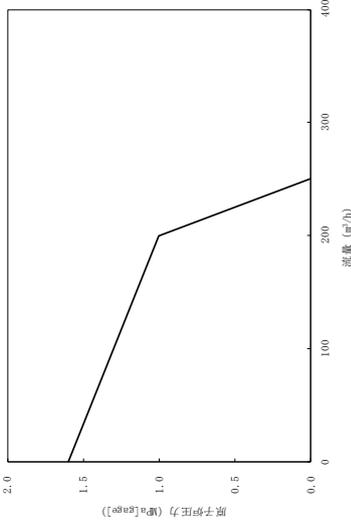
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, 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
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%の保守性を考慮して設定
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
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (NWL)	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
格納容器圧力	5kPa [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°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

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) の両端破断を設定
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 全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定高圧注水機能として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) の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態であるLOCAに全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

事故条件

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する機器条件 低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大250m ³ /hで注水, 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)	120 m 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, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による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

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (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 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から 30 分後	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) 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) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 640kPa [gage] 到達時 640～588kPa [gage] の範囲で維持	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定
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・プールの水位が通常水位 + 約 1.3m (真空破壊装置下端 0.45m) 到達から 10 分後	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定